

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**EXPANSÃO E REMUNERAÇÃO DE
SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM
MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

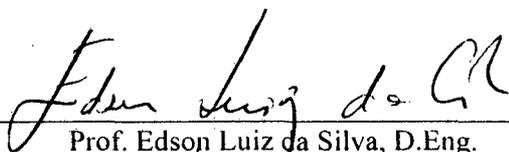
Hugo Alejandro Gil Congote

Florianópolis, Agosto de 2001

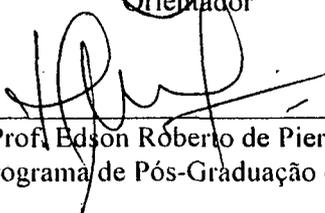
EXPANSÃO E REMUNERAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Hugo Alejandro Gil Congote

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



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

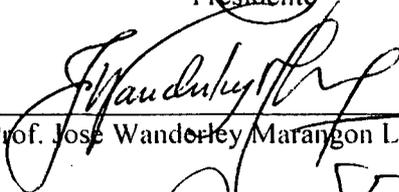


Prof. Edson Roberto de Pieri, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

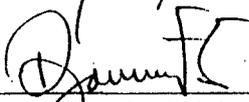
Banca Examinadora:



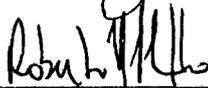
Prof. Edson Luiz da Silva, D.Eng.
Presidente



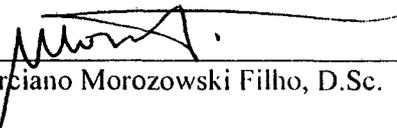
Prof. Jose Wanderley Marangon Lima, D.Sc.



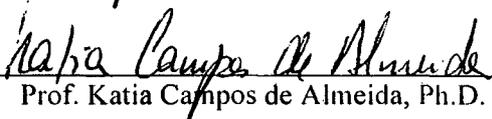
Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Eng. Roberto Nogueira Fontoura Filho, D.Sc.



Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.



Prof. Katia Campos de Almeida, Ph.D.

*A mis padres, Guillermo y Stella,
y a mis hermanos Juan Guillermo y Lina Marcela,
por todo lo que ellos han hecho por mí,
sin ni siquiera yo saber.*

LA SOLEDAD EN AMÉRICA LATINA

... Este es, amigos, el tamaño de nuestra soledad. Sin embargo, frente a la opresión, el saqueo y el abandono, nuestra respuesta es la vida. Ni los diluvios, ni las pestes, ni las hambrunas, ni los cataclismos, ni siquiera las guerras eternas a través de los siglos y los siglos han conseguido reducir la ventaja tenaz de la vida sobre la muerte ...

... Ante esta realidad sobrecogedora que a través de todo el tiempo humano debió de parecer una utopía, los inventores de fábulas que todo lo creemos nos sentimos con el derecho de creer que todavía no es demasiado tarde para emprender la creación de la utopía contraria. Una nueva y arrasadora utopía de la vida, donde nadie pueda decidir por otros la forma de morir, donde de veras sea cierto el amor y sea posible la felicidad, y donde las estirpes condenadas a cien años de soledad tengan por fin y para siempre una segunda oportunidad sobre la tierra.

*Gabriel García Márquez,
do discurso ao receber o Prêmio Nobel de Literatura (1982).*

AGRADECIMENTOS

Ter a oportunidade de expressar meus agradecimentos é talvez uma das maiores retribuições que este trabalho pode proporcionar-me. Foram numerosas pessoas que de forma direta ou indireta contribuíram para que este sonho se tornasse realidade.

Agradeço aos meus pais, Guillermo e Stella, aos meus irmãos Juan Guillermo e Lina Marcela, e toda minha família, pela compreensão, pelo amor incondicional, pelo apoio nos momentos difíceis e por desfrutar comigo todas minhas alegrias neste tempo todo.

Ao meu orientador, prof. Edson Luiz da Silva, pelas inumeráveis horas de discussão do trabalho, pela sua disposição, não só como orientador, mas também como amigo.

Ao prof. Francisco Galiana, do Laboratório de Potência da Universidade McGill. Sua contribuição foi fundamental para o sucesso deste trabalho. Agradeço a sua amizade e as oportunidades que me brindou.

Ao Eng. Jaime Blandón Diaz. Sua disposição e ajuda foram essenciais para que eu tomasse a decisão definitiva de estudar neste país maravilhoso.

À Universidade Federal de Santa Catarina e ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica por dar-me o privilégio de levar por sempre o seu nome gravado nesta conquista.

Ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) pelas excelentes condições oferecidas. Sempre foi motivo de orgulho pertencer a esta família.

Aos colegas de turma do LabPlan: Erlon, Marcelo, Adriano, João Marco e José Carlos: desejar sucesso nas suas vidas é uma forma de mostrar o orgulho que sempre senti por sermos colegas.

A todos os professores do Curso de Pós-Graduação, especialmente aos professores Ildemar Cassana Decker, Marciano Morozowski Filho e Hans Helmut Zürn.

Aos meus amigos e colegas no Brasil, à Giovanna e família, Maurício e Mônica, Jairo e Cláudia, Edgardo e Marcela e à Fernanda e família.

Aos meus amigos e colegas no Canadá, à Martha e família, Alexis, Ivana, Branko, Nick e ao Eng. Maurice Huneault.

À CAPES e ao CNPq (Bolsa CAPES/CNPq – IEL Nacional – Brasil e Bolsa DS), a Ingeniería Especializada S.A. e ao Laboratório de Potência da Universidade McGill pelo apoio financeiro.

A todos aqueles que torceram pelo meu sucesso. Obrigado.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

EXPANSÃO E REMUNERAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Hugo Alejandro Gil Congote

Agosto/2001

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

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia.

Palavras-chave: Planejamento, mercado de energia, desregulamentação, transmissão.

Número de Páginas: 148

A desregulamentação do setor elétrico tem se caracterizado principalmente pela desverticalização das empresas de energia e pela criação de um mercado que permite a livre negociação entre produtores e consumidores. Os governos têm feito esforços para estimular a instalação de novas usinas de geração, criando regras de mercado que garantem o livre acesso à transmissão e a livre escolha por parte dos consumidores do fornecedor da energia. O sistema de transmissão é um componente fundamental para garantir que todos os consumidores tenham acesso a recursos de geração mais eficientes. Nesse sentido, este trabalho aborda três aspectos fundamentais que têm sido motivo de grande interesse. Primeiramente, é estudado o problema do planejamento de longo prazo da transmissão, onde é apresentado um modelo confiável para a sua solução, baseado na técnica de Algoritmos Genéticos. Em segundo lugar, é analisado de forma abrangente e conclusiva a possibilidade de abrir o serviço de transmissão à livre competição, mostrando as vantagens e limitações que um modelo desse tipo apresentaria. Finalmente, considerando a transmissão como uma atividade monopolística, são tratados convenientemente os problemas relacionados à remuneração, apresentando-se uma nova metodologia que sinaliza de forma adequada a instalação de novos projetos, estimulando o uso eficiente da rede existente. Este trabalho apresenta uma consolidação dos problemas relacionados ao serviço de transmissão no tocante à expansão e remuneração, considerando abordagens alternativas para o tratamento destes problemas.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

EXPANSION AND COST ALLOCATION OF TRANSMISSION SYSTEMS IN ELECTRICITY MARKETS

Hugo Alejandro Gil Congote

August/2001

Advisor: Prof. Edson Luiz da Silva, D.Eng.

Area of Concentration: Power Systems Planning.

Keywords: Planning, electricity market, deregulation, transmission.

Number of Pages: 148.

The deregulation of the electricity industry has been basically characterized by the unbundling of the facilities and the creation of an electricity market, which allows free negotiation between producers and consumers. Government agencies have made efforts to stimulate the installation of new generation facilities, setting market rules that assure free access to the transmission network and give to consumers the possibility of choosing independently its electricity provider. The transmission network plays a key role in allowing access to the most efficient generators to all consumers. This work deals with three important issues, which have motivated crescent interest. First, the long-term transmission expansion planning is studied, where a reliable approach for its solution, based on the Genetic Algorithms technique, is thus presented. Second, the possibility of opening the transmission service to competition is examined in a extensive way, pointing out the advantages and limitations that such a model would present. Finally, if the transmission activity is considered as a monopolistic activity, problems related to the cost allocation of the transmission service are treated accordingly, proposing a new methodology, which stimulates in a correct way the installation of new projects, promoting the efficient use of the existing network. This work presents a consolidation of different problems concerning the expansion and cost allocation of the transmission service, considering different approaches for the solution of these problems.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	IX
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABELAS	XV
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XVI
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	1
1.2 Contribuições do Trabalho	2
1.3 Estrutura da Tese.....	3
CAPÍTULO 2. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO EM AMBIENTE DESREGULAMENTADO	5
2.1 Introdução	5
2.2 Desregulamentação da Indústria de Energia Elétrica	5
2.3 Planejamento da Transmissão em Mercados Competitivos de Energia	10
2.4 Conclusões	14
CAPÍTULO 3. PLANEJAMENTO CENTRALIZADO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	15
3.1 Introdução	15
3.2 Metodologia Tradicional de Planejamento da Transmissão	16
3.3 Formulação do PELPT.....	20
3.4 Algoritmos Genéticos para a Solução do PELPT.....	22
3.4.1 Algoritmo Genético Melhorado	23
3.4.2 Nova Proposta para a Solução do PELPT	33
3.4.3 Aplicação.....	34
3.5 Conclusões	37

CAPÍTULO 4. EXPANSÃO DESCENTRALIZADA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	39
4.1	Introdução39
4.2	Fundamentos da Expansão Descentralizada41
4.3	Formulação Matemática do Problema Descentralizado.....43
4.3.1	Problema de Otimização dos Geradores.....45
4.3.2	Problema de Otimização da Transmissão.....45
4.3.3	Mecanismo de Atualização de Preços46
4.4	Aplicação e Resultados47
4.5	Solução do Problema da Expansão Centralizada.....49
4.6	Solução Descentralizada50
4.7	Análise Econômica da Expansão53
4.8	Comportamento dos Investidores em Transmissão no Mercado Competitivo.....56
4.9	Conclusões59
CAPÍTULO 5. REMUNERAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.....	61
5.1	Introdução61
5.2	O Serviço de Transmissão62
5.3	Transmissão como Monopólio: Recuperação de Custos Fixos.....64
5.3.1	Recuperação do Custo da Transmissão sem Informação de Curto Prazo.....65
5.3.2	Recuperação do Custo Fixo da Transmissão com Informação de Curto Prazo68
5.3.3	Redes de Contratos de Congestionamento69
5.4	Transmissão Aberta à Competição: Receita Não Regulada.....75
5.5	Conclusões76
CAPÍTULO 6. UMA METODOLOGIA PARA A RECUPERAÇÃO DO CUSTO FIXO DA TRANSMISSÃO	78
6.1	Introdução78
6.2	Modificação dos Preços da Energia.....79
6.3	Penalização às Injeções de Potência80
6.3.1	Fundamentação Matemática81

6.3.2	Análise das Condições de Otimalidade	83
6.4	Aplicação	87
6.4.1	Comparação da Metodologia das Penalizações com Outras Metodologias.....	92
6.4.2	Análise de Penalizações Não-Lineares.....	98
6.5	Conclusões	101
CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES GERAIS E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS		104
7.1	Introdução	104
7.2	Metodologia para Solução do Problema de Expansão de Longo Prazo da Transmissão	104
7.3	Expansão Descentralizada da Transmissão.....	106
7.4	Metodologia de Penalizações para Recuperar a Renda da Transmissão.....	108
ANEXO A. TEORIA BÁSICA DOS ALGORITMOS GENÉTICOS.....		110
A.1	Técnica de Recozimento Simulado para a Melhoria da Mutação	114
ANEXO B. FUNDAMENTOS DA METODOLOGIA DE BUSCA TABU.....		116
B.1	Bases da Busca Tabu	116
ANEXO C. DETALHES DA IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA CENTRALIZADA		120
C.1	Fundamentos da Programação Quadrática.....	120
C.2	Algoritmo de Solução do Problema Centralizado.....	121
C.3	Aproximação Quadrática das Equações de Injeção de Potência	122
C.4	Processo Iterativo para a Inclusão das Perdas	123
C.5	Derivação das Condições de Otimalidade.....	123
ANEXO D. DETALHES DE IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE EXPANSÃO DESCENTRALIZADA		126
D.1	Comportamento dos Agentes no Mercado Descentralizado.....	127
D.1.1	Atualização de Preços	127
D.1.2	Comportamento dos Geradores	128
D.1.3	Comportamento da Transmissão	128
D.2	Fundamentação Matemática do Processo Descentralizado.....	130

D.2.1	Teoria da Dualidade e Decomposição na Otimização	131
D.2.2	Decomposição Utilizando um Mecanismo de Preços	131
D.3	Método de Newton para a Atualização dos Preços	135
D.4	Fatores que Influenciam a Convergência	137
D.5	Conclusões da Implementação da Metodologia Descentralizada	139
ANEXO E. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE TARIFAS PELO USO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL		141
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		145

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estrutura do Trabalho	13
Figura 2. Planejamento Baseado em Confiabilidade	17
Figura 3. Fluxo de Informações no Planejamento da Transmissão.....	18
Figura 4. Representação de uma Rede de Transmissão	24
Figura 5. Técnica de Cruzamento em Dois Pontos	28
Figura 6. Redução do Corte de Carga com o Acréscimo em Investimentos.....	31
Figura 7. Espaço de Busca e CLCC	32
Figura 8. Comportamento do AGM para diferentes valores de α	34
Figura 9. CLCC do Sistema Nordeste Brasileiro	35
Figura 10. CLCC do Sistema Sudeste Brasileiro	37
Figura 11. Interação entre o CP e os Agentes	43
Figura 12. Representação da Curva de Duração de Carga por meio de Blocos.....	44
Figura 13. Sistema Teste	47
Figura 14. Evolução dos Desbalanços de Potência	51
Figura 15. Evolução dos Preços Nodais.....	51
Figura 16. Evolução das Ofertas de Expansão da Transmissão	52
Figura 17. Sistema Exemplo com Preço Nodal.....	70
Figura 18. Componentes do Preço de Contrato Oferecido pelo Gerador.....	73
Figura 19. Leilão de Capacidade de Transmissão.....	74
Figura 20. Comunicação entre os Problemas de Otimização.....	82
Figura 21. Solução do Problema de Operação com Penalizações às Injeções.....	89
Figura 22. Evolução do Preço Marginal Uniforme	90
Figura 23. Pagamentos e Receitas de Demandas e Geradores	91
Figura 24. Encargos pelo Uso da Rede para Geradores e Demandas	91
Figura 25. Comparação dos Encargos para os Geradores.....	95
Figura 26. Comparação dos Encargos para as Demandas.....	96
Figura 27. Comparação dos Lucros dos Geradores com Diferentes Metodologias	97
Figura 28. Encargos pelo Uso da Rede (Gerador da Barra 1).....	99

Figura 29. Encargos pelo Uso da Rede (Demanda da Barra 1).....	99
Figura 30. Encargos pelo Uso da Rede (Gerador da Barra 5).....	100
Figura 31. Encargos pelo Uso da Rede (Demanda da Barra 5).....	100
Figura 32. Estrutura Básica de um AG	110
Figura 33. Representação Binária	111
Figura 34. Cruzamento em Um Ponto.....	113
Figura 35. Mecanismo de Mutação Aplicado à Representação Binária	113
Figura 36. Passos para a Aplicação do RS na Mutação	114
Figura 37. Distribuição de Densidade de Probabilidade para a Mutação	115
Figura 38. Diferentes Lucros da Transmissão para os Preços Oferecidos	129
Figura 39. Reação do Gerador ao Preço na Capacidade Máxima.....	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Dados dos Geradores e Demandas	48
Tabela 2. Dados dos Circuitos de Transmissão.....	49
Tabela 3. Solução Ótima Centralizada - Barras	50
Tabela 4. Solução Ótima Centralizada - Circuitos.....	50
Tabela 5. Expansão sem perdas. Resultados das barras.....	54
Tabela 6. Expansão da Rede Sem Perdas.....	54
Tabela 7. Expansão Sem Perdas. Distribuição de Recursos	55
Tabela 8. Preços da eletricidade (\$/MWh) para investimento ótimo e parcial no circ. 3 ...	57
Tabela 9. Dados dos Geradores e Demandas	87
Tabela 10. Resultados da Implementação da Metodologia das Penalizações.....	88
Tabela 11. Comparação de Encargos entre MP e SP	94
Tabela 12. Comparação de Lucros Calculados com Diferentes Metodologias.....	97

LISTA DE ABREVIATURAS

- AG: Algoritmo Genético.
- AGM: Algoritmo Genético Melhorado.
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).
- ASMAE: Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Brasil).
- BT: Busca Tabu.
- CLCC: Curva Limite de Corte de Carga.
- CMCP: Custo Marginal de Curto Prazo
- CP: Coordenador de Preços.
- ET: Empresa de Transmissão.
- FPO: Fluxo de Potência Ótimo.
- GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (Brasil).
- MAE: Mercado Atacadista de Energia (Brasil).
- MN: Metodologia Nodal.
- MNB. Metodologia Nodal (caso brasileiro).
- MNT: Metodologia Nodal Tradicional.
- MP: Metodologia das Penalizações.
- ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico (Brasil).
- OS: Operador do Sistema.
- PDT: Programa Decenal de Transmissão (Brasil).
- PELPT: Problema de Expansão de Longo Prazo da Transmissão.
- PIT: Provedor Independente de Transmissão.
- PJM: “*Pennsylvania-New Jersey-Maryland*” (Mercado Atacadista de Energia).
- PMS: Preço Marginal do Sistema.
- RS: Recozimento Simulado.
- SP: Selo Postal.

El médico que sólo sabe de medicina, ni medicina sabe.
Yo creo en el hombre y en su capacidad de ser feliz.

Héctor Abad Gómez (1921-1987),
em *Manual de Tolerancia*

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Nos últimos anos, os sistemas de energia em vários países tem sido sujeitos a uma reestruturação caracterizada principalmente pela desverticalização da indústria, de forma que a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização tornem-se atividades realizadas de forma autônoma por agentes independentes. Com a desverticalização, torna-se possível a criação de um mercado de energia elétrica com a livre negociação entre os agentes, cujo propósito é a busca da eficiência econômica por meio da competição.

Esse mercado proporciona, por meio de preços, sinais e incentivos para a ampliação da capacidade de geração pois, em um ambiente de livre competição, os preços refletem o verdadeiro custo de oportunidade de geração. No mercado, cada gerador internaliza os seus custos no preço oferecido, incluídos os custos financeiros de investimento em nova capacidade. Desta forma, se o preço calculado resultar competitivo, o gerador participa no mercado vendendo sua produção, permitindo que o fluxo de caixa esperado seja verificado realmente e o investimento seja recuperado.

De outro lado, dentro da nova estrutura da indústria, o serviço de transmitir energia teve que ser separado do produto transportado, a energia elétrica. Esse serviço apresenta custos que devem ser recuperados junto aos usuários que o solicitam, ou seja, junto aos geradores e demandas, os quais utilizam a rede para transmitir a energia negociada no mercado.

Embora a rede de transmissão seja um componente essencial para que a oferta possa atender à demanda, e ao mesmo tempo possibilitar a livre competição (livre escolha), na prática tem se encontrado dificuldades de acordo com as necessidades do mercado.

No processo de desverticalização, a rede de transmissão foi suposta como um monopólio natural. O motivo principal deve-se ao fato de que os circuitos de transmissão

apresentam, geralmente, características de economias de escala. Dessa forma, o custo incremental de investimento nesse tipo de infra-estrutura não é constante. Diferentemente da produção, onde é possível valorar a energia gerada ao custo marginal de geração, um circuito com características de economia de escala elimina, de forma geral, qualquer diferença de preços de energia entre as regiões ou barras que ele interliga, reduzindo a zero o custo de oportunidade da transmissão. Desta forma, não é possível remunerar investimentos desse tipo, diretamente pelos preços do mercado de energia.

Ainda que vários problemas tenham sido resolvidos por meio a definição do serviço de transmissão como um monopólio natural regulado, outros problemas têm surgido em relação ao verdadeiro estímulo que o mercado proporciona para expandir a rede de transmissão e o relacionamento entre o investidor em infra-estrutura de transporte e o controle externo exercido sobre ela. As metodologias tradicionais de planejamento tiveram que ser reavaliadas e metodologias para recuperar os custos da prestação do serviço de transporte foram desenvolvidas. Nem sempre os objetivos buscados por essas metodologias são atingidos, por isso ainda persiste a discussão acerca do verdadeiro estímulo para a expansão da transmissão no ambiente dos atuais marcos regulatórios.

Desta forma, resulta de grande interesse analisar a possibilidade de introduzir mecanismos ou regras de mercado na valoração do serviço de transporte de modo a compensar as atuais limitações que apresentam os diferentes sistemas elétricos do estímulo que eles proporcionam para que a capacidade da rede seja expandida, aumentando a eficiência do mercado.

1.2 Contribuições do Trabalho

Este trabalho aborda o problema da expansão da transmissão em mercados de energia desregulamentados. O trabalho estabelece as bases conceituais para a abordagem de duas questões fundamentais: o planejamento e a remuneração do sistema de transmissão. Da mesma forma, face as freqüentes críticas em relação ao papel do sistema de transmissão nas atuais condições, o trabalho analisa de forma abrangente a possibilidade de abrir a atividade de transmissão à livre competição como caminho alternativo para garantir uma expansão eficiente e proporcionar novas oportunidades de negócios aos agentes do mercado por meio da livre iniciativa.

As principais contribuições deste trabalho são as seguintes:

- de forma geral, o trabalho apresenta uma consolidação dos problemas relacionados ao serviço de transmissão em mercados de energia elétrica no tocante à expansão e remuneração, considerando abordagens alternativas para o tratamento destes problemas;
- é apresentada uma nova metodologia para a solução do problema de expansão centralizada de longo prazo da transmissão;
- é analisado de forma abrangente a possibilidade de abrir o sistema de transmissão à livre competição, apresentando as condições para que este objetivo possa ser atingido, assim como as limitações que este processo poderia apresentar em uma implementação real;
- finalmente é apresentada uma nova metodologia para a recuperação dos custos fixos do sistema de transmissão, a qual proporciona sinais apropriados para o uso eficiente da infra-estrutura existente e conseqüentemente para a localização de novos projetos de geração.

1.3 Estrutura da Tese

Este trabalho está organizado da seguinte forma: O Capítulo 2 apresenta os conceitos fundamentais da desregulamentação do setor elétrico assim como uma discussão acerca do planejamento da transmissão no novo ambiente.

O Capítulo 3 aborda o problema do planejamento centralizado da transmissão, salientando a importância desse planejamento centralizado dentro do novo ambiente do setor elétrico. Também, é apresentada uma metodologia confiável para a solução do problema da expansão da transmissão no longo prazo.

No Capítulo 4 é analisada de forma abrangente a possibilidade de abrir a atividade de transmissão à livre competição, assim como as limitações que um modelo descentralizado de investimentos na rede poderia apresentar em um livre mercado de energia.

O Capítulo 5 aborda diferentes aspectos relacionados com a remuneração do serviço da transmissão, sendo esta um monopólio regulado. Também é salientada a importância que a metodologia para a remuneração do serviço de transmissão tem na evolução do sistema integrado de geração-transmissão.

O Capítulo 6 apresenta uma metodologia de recuperação de uma renda regulada da transmissão baseada na modificação dos preços da energia resultantes do despacho tradicional de curto prazo por meio de penalizações à potência que os usuários injetam na rede.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões gerais do trabalho assim como as propostas para desenvolvimentos futuros.

Assim, o meu primeiro livro foi o mapa do Brasil, o Brasil que eu palmilhei, cidade por cidade, estado por estado, floresta por floresta, perscrutando a alma de uma terra. Depois, o caráter dos homens dessa terra. Depois, as maravilhas naturais dessa terra. Prossegui, confrontando esses meus estudos com obras estrangeiras, e procurei um ponto de apoio para firmar o personalismo e a inalterabilidade das minhas idéias.

Heitor Villa-Lobos (1887-1959)

CAPÍTULO 2. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO EM AMBIENTE DESREGULAMENTADO

2.1 Introdução

Neste capítulo é analisado o processo de desregulamentação do setor de energia elétrica, assim como as causas que levaram alguns países a decidirem por ingressar nesse novo ambiente. Dentro desse processo, a expansão da transmissão continua a ser motivo de ampla discussão, em relação ao futuro das estratégias para garantir o desenvolvimento apropriado do sistema de transmissão. Neste capítulo descrevem-se, de forma geral, os problemas associados à expansão da transmissão bem como os mecanismos de remuneração do serviço de transmissão. Tal descrição constitui-se na base conceitual que suportará as abordagens propostas nos próximos capítulos.

2.2 Desregulamentação da Indústria de Energia Elétrica

Tradicionalmente, as decisões de operação e de expansão dos sistemas de energia elétrica têm sido feitas com base no critério do mínimo custo para atender a demanda com níveis específicos de confiabilidade e segurança. Não obstante, vários problemas foram observados, afetando seriamente o desenvolvimento desses sistemas, trazendo conseqüências danosas à sociedade, particularmente nos países em desenvolvimento, principalmente porque as tarifas eram definidas pelos governos baseados em critérios políticos ou macroeconômicos sem considerar uma alocação eficiente de recursos e recuperação total de custos.

Como conseqüência disto, as empresas passaram vários anos com déficit financeiro e demandando recursos externos cada vez maiores, os quais eram mal utilizados por administrações ineficientes, o que originou um desequilíbrio entre a oferta e a demanda.

Vários países tentaram resolver esta situação de crise e perceberam que para alcançar um estado de saúde financeira, seria preciso implantar mudanças estruturais para criar uma verdadeira indústria da eletricidade.

Desde a década de 80 os setores elétricos de vários países têm sido objeto de grandes mudanças, buscando-se substituir uma estrutura de monopólio com lucros regulados por uma estrutura de livre mercado, de modo a obter ganhos de eficiência via decisões de investimento e melhor uso dos recursos existentes.

Nesse início, as mudanças nas empresas de energia ocorreram na propriedade e na administração, respondendo a uma pressão para que elas se comportassem de forma mais eficiente, sem necessariamente mudar a sua estrutura.

As estratégias para a reestruturação dos sistemas de energia elétrica variam de um país para outro. Algumas das estratégias são [1]:

- introdução da competição como forma de atingir eficiência;
- promoção da participação privada visando fortalecer a competição e incorporação de outras fontes de capital;
- planejamento flexível da expansão por meio do estabelecimento do planejamento indicativo para guiar o processo de tomada de decisões;
- regulação dos monopólios naturais para evitar abusos aos consumidores;
- procedimentos racionais e não políticos para definir as tarifas e uma distribuição eficiente dos subsídios;
- reestruturação das empresas para introduzir modernos e reconhecidos princípios de administração;
- garantia de autonomia administrativa, financeira e de orçamento às empresas estatais, de forma que elas possam operar no ambiente competitivo;
- vigilância e controle dos participantes do mercado, com o fim de assegurar eficiência, qualidade e continuidade na provisão do serviço da eletricidade.

Contudo, existem três estratégias comuns que têm sido aplicadas no processo de reestruturação em vários países [2]:

- abertura do mercado de energia, possibilitando a diminuição de preços e a expectativa da obtenção de lucros maiores (eficiência econômica);

- separação dos serviços de eletricidade, onde a atividade de transporte é separada da atividade de geração. A transmissão é então definida como um serviço;
- acesso aberto às redes de transmissão, como forma de estimular a concorrência entre geradores existentes e os novos dispostos a competir com melhores preços.

A desregulamentação, que traz outras vantagens como a redução esperada dos preços da energia através da abertura dos mercados e ganhos em eficiência no longo prazo, não significa necessariamente privatização. Nos países desenvolvidos, o processo de reestruturação basicamente foi motivado pelo fato de que existiam diferenças significativas de tarifas de energia entre várias regiões e a crença que a competição seria benéfica para aumentar a eficiência e, no final, uma redução nos preços finais para o consumidor.

Nesse começo de reestruturação, as empresas podem ser propriedade dos governos, empresas estatais separadas¹ ou empresas totalmente privadas. A privatização, ou seja, o processo para levar uma empresa de energia elétrica de propriedade do governo a tornar-se propriedade privada, compreende vários passos.

Tipicamente, há inicialmente um processo de desverticalização no qual uma empresa de energia elétrica com atividades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição é separada em três outras empresas cada qual desenvolvendo uma atividade relacionada a cada segmento. Posteriormente, a fim de introduzir um mercado competitivo e evitar o surgimento de empresas com poder de mercado, um procedimento usual consiste em desmembrar as empresas estatais de geração em duas ou mais. Finalmente, o processo de reestruturação é concluído passando as empresas de geração e distribuição resultantes para a iniciativa privada. A transmissão, de uma forma geral, tem se mantido sob o controle estatal.

Porém, com muita frequência, o objetivo dos governos tem sido privatizar o setor da geração para resolver problemas associados ao déficit público (ou de eficiência macroeconômica) ou por não poder atender às necessidades da indústria de eletricidade devido à falta de capacidade para alavancar recursos para os investimentos. Por outro lado, uma corporação privada não tem obrigação de gerar eletricidade pois responde apenas ao

único objetivo de maximizar os lucros. Quando o setor elétrico é privatizado, a regulação externa, exercida pelo governo, deve assegurar a operação e evolução do mercado, mantidas algumas condições econômicas relacionadas aos contratos regulatórios ou de concessão.

O processo de reestruturação exige a criação de diferentes agentes independentes para que o mercado de energia possa operar livremente. Na estrutura mais simples de um mercado livre de energia, existem três atividades essenciais:

- Geração, a qual é a primeira atividade aberta totalmente à competição. Todos os geradores são livres para determinar um preço pela energia que estão dispostos a gerar de acordo com suas estratégias para obtenção de lucros e recuperação dos investimentos. No Brasil, diferentemente de outros mercados, os preços de geração das usinas hidrelétricas não são fornecidos pelos seus proprietários, sendo calculados por um modelo de otimização hidrotérmica. Isto ocorre dada a existência de várias usinas em uma mesma bacia hidrológica, devendo, a operação dessas usinas, obedecer a um plano coordenado onde o preço reflita o valor da água. Tem-se, portanto, um modelo de despacho denominado '*Tight-Pool*'. Neste caso, a estratégia dos geradores consistirá na redução de custos de operação e melhoria da eficiência.
- Transmissão, que além de conectar produtores e consumidores, atendendo requisitos de confiabilidade, cumpre a função de incentivar a competição. Tipicamente, a transmissão é considerada como uma atividade de monopólio e assim, os consumidores e geradores a contratam para concretizarem suas transações.
- Distribuição, a qual abrange o serviço de entregar a energia aos consumidores finais através das redes de sub-transmissão e de média tensão (13,2 kV até 110 kV).
- Comercialização, a qual consiste na compra e venda de energia. Esta atividade pode ser exercida pelos mesmos consumidores ou representantes de um grupo de consumidores. No Brasil, o consumidor que tiver uma demanda máxima

¹ Em [3], este tipo de empresa é definido como '*Government-Owned Corporation*'. A separação de uma empresa de energia em várias empresas independentes, ainda públicas, se conhece como desverticalização ou '*unbundling*'

maior do que um valor determinado pode negociar diretamente no mercado atacadista de energia. Em teoria, os consumidores podem ser completamente flexíveis e o mercado não teria, inicialmente, nenhum problema para combinar propostas de preços de geração e preços de compra.

Além das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização presentes no mercado, existem três elementos fundamentais para o funcionamento do mercado:

- um operador que administre o mercado de energia de curto-prazo ('bolsa de energia' ou 'mercado spot'), que receba as ofertas de preços e disponibilidade dos geradores e calcule um preço spot, que pode ser nodal (para cada barra do sistema) ou único para o sistema. A existência do mercado de curto-prazo é essencial ao modelo tendo em vista que sempre existirão desbalanços entre a demanda prevista e a realizada. As quantidades produzidas (consumidas) acima devem ser remuneradas ao preço do mercado de curto-prazo. O operador do mercado calcula também os pagamentos entre os agentes, ou ainda, entre eles e o sistema de transmissão, após a operação (contabilização e liquidação do mercado);
- uma entidade central independente que define o despacho ótimo da geração e de operação da rede;
- um agente regulador que estabelece obrigações mínimas para todos os agentes, tarifas máximas aplicadas aos consumidores cativos e evite o surgimento de empresas com poder de mercado. Este agente regulador deve também fiscalizar o cumprimento das regulações e propor modificações para aumentar a eficiência do mercado e manter as condições igualitárias entre os participantes.

Existem outras atividades comerciais ao redor de um mercado de energia, como por exemplo, pessoas jurídicas ou, mesmo físicas, com certa capacidade financeira cuja principal atividade é realizar contratos de compra entre geradores e contratos de venda com comercializadores. Em alguns países existe também a atividade comercial de aproximar os geradores e os consumidores ("*brokers*") e facilitar, dessa forma, o processo de acordo para o estabelecimento de contratos.

Analisada a importância do processo de desregulamentação do setor elétrico² e identificada a nova estrutura do mercado de energia elétrica, os novos participantes e seu papel dentro do mercado, é discutido a seguir o planejamento do sistema de transmissão no novo ambiente do setor elétrico.

2.3 Planejamento da Transmissão em Mercados Competitivos de Energia

O problema do planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica consiste em definir quando e onde devem ser instalados novos geradores e circuitos de transmissão com o objetivo de servir, de uma forma ótima, o mercado crescente de energia elétrica, sujeito a um conjunto de restrições elétricas, econômicas, financeiras, sociais e ambientais.

Na tradicional estrutura verticalizada, o governo é o proprietário de grande parte dos ativos e financiador dos empreendimentos. Nos países em desenvolvimento, especialmente no Brasil, o problema do planejamento requer um estudo cuidadoso, pois um grande número de usinas de geração estão localizadas a distâncias de centenas de quilômetros dos centros de carga e os novos projetos hidrelétricos estão ainda mais afastados.

O planejamento centralizado continua sendo importante mesmo no novo ambiente de reestruturação. A justificativa reside na expansão do sistema de transmissão, pois os seus custos ou requerimentos financeiros são repartidos entre os geradores e os consumidores.

No caso do Brasil, o planejamento da transmissão é efetuado pelo CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos) sendo ajustado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para o horizonte de curto e médio prazo.

Dado que a expansão da geração responde a interesses particulares dos investidores e tomando em conta que o plano de expansão da transmissão deve obedecer a critérios de mínimo custo de investimento e valor esperado da operação do sistema, é importante que a entidade de planejamento do sistema disponha de modelos ágeis que permitam o estudo da expansão da transmissão sob diferentes cenários, não apenas de expansão da capacidade de geração, mais também de crescimento espaço-temporal da demanda.

² Contudo, a aplicação da reestruturação do setor elétrico em países como o Reino Unido vêm atingindo a primeira década e críticas têm aparecido em relação aos verdadeiros benefícios desse processo, tal como pode ser visto em [5].

Dentro do modelo de planejamento centralizado da expansão da transmissão, o problema da expansão de longo prazo é de importância fundamental. Neste trabalho é apresentada uma metodologia que permite resolver de forma sistemática este problema por meio de um modelo de otimização baseada em técnicas heurísticas. A descrição completa deste metodologia é apresentada no Capítulo 3.

De outro lado, como é bem conhecido, com a entrada da competição na geração e com a livre escolha por parte dos consumidores do fornecedor da energia através do mercado, o governo não tem mais controle da direção que vai tomar a expansão do sistema, mesmo propondo um plano indicativo de expansão da geração e o plano determinativo de expansão da transmissão. O único recurso que agente planejador ou regulador tem para orientar a expansão, é o preço de acesso à rede de transmissão que deve ser pago pelos geradores e consumidores, uma vez identificada a transmissão como um serviço. Os custos da prestação deste serviço devem ser recuperados, sinalizando adequadamente a utilização eficiente da infra-estrutura existente e o aproveitamento eficiente dos recursos energéticos.

Por causa disto, a forma de recuperação do custo do serviço de transmissão junto aos usuários, influencia diretamente a evolução do sistema de transporte de energia, no novo modelo de livre acesso à rede. Uma discussão acerca da recuperação dos custos do serviço de transmissão é apresentada no Capítulo 5 deste trabalho. Adicionalmente, é apresentada no Capítulo 6, uma proposta para a recuperação da renda regulada da transmissão através de uma modificação sistemática dos preços da energia resultantes do tradicional despacho econômico através de uma penalização à potência que os usuários injetam na rede. Esta metodologia sinaliza diretamente uma utilização eficiente da rede.

De outro lado, existe a outra perspectiva de criar um ambiente em que a rede de transmissão, igualmente como ocorre na geração, possa ser expandida de forma independente e competitiva. Nesse modelo descentralizado de expansão da transmissão, a sinalização para a instalação de novos circuitos corresponde ao preço da energia do mercado. Semelhante aos geradores, os novos investidores em transmissão teriam o único objetivo de maximizar os lucros decorrentes da participação desse mercado.

Em [30], o autor, sob sua perspectiva da realidade local do setor, apresenta as seguintes características da política atual de reestruturação da indústria de energia elétrica em relação à expansão da capacidade de transmissão:

- evitar o investimento em circuitos de transmissão ou na melhoria da eficiência da rede, pois não existe estímulo para isso, concentrando-se na administração dos congestionamentos;
- transferir a atividade de transmissão a um monopólio, que é imparcial mas não tem incentivo para reduzir o congestionamento ou expandir a rede;
- esperar que as entidades de regulação e fiscalização tenham um conhecimento adequado da operação complexa da rede e as possibilidades de “*gaming*” por parte dos geradores, de modo a evitar que eles acumulem poder de mercado e tenham o controle dos preços da eletricidade;
- não considerar em hipótese alguma a introdução da competição na transmissão porque, por definição, ela é um monopólio e os consumidores vão se beneficiar das economias de escala de um sistema de grande porte operando de forma coordenada.

Note-se portanto que, pelos pontos levantados anteriormente, os incentivos para a expansão da transmissão no ambiente atual são discutíveis. Por isso a análise de mudanças estruturais ao processo regulatório da transmissão é pertinente. Portanto, deve-se buscar arranjos regulatórios que permitam introduzir estímulos reais para que o sistema de transmissão se expanda de forma adequada.

No Capítulo 4, pretende-se mostrar como uma metodologia de expansão descentralizada baseada em preços permite modelar, sob algumas premissas simplificadoras, o comportamento autônomo dos geradores e da transmissão buscando obter o maior lucro possível, estimulando uma expansão economicamente eficiente, enquanto são satisfeitas as necessidades de consumo de energia ao longo do sistema.

Pretende-se mostrar também que, sob certas premissas, é necessário abrir a atividade da transmissão à competição como única forma de que as forças do mercado consigam com que os agentes, respondendo às suas próprias estratégias, decidam autonomamente investir em projetos de transmissão e expandir a rede de forma ótima.

Da mesma forma, é concluído que nem todo o sistema de transmissão pode ser aberto à competição, sendo necessária a existência de sistemas regionais de transmissão em regime de monopólios regulados.

A Figura 1 resume a estrutura deste trabalho.

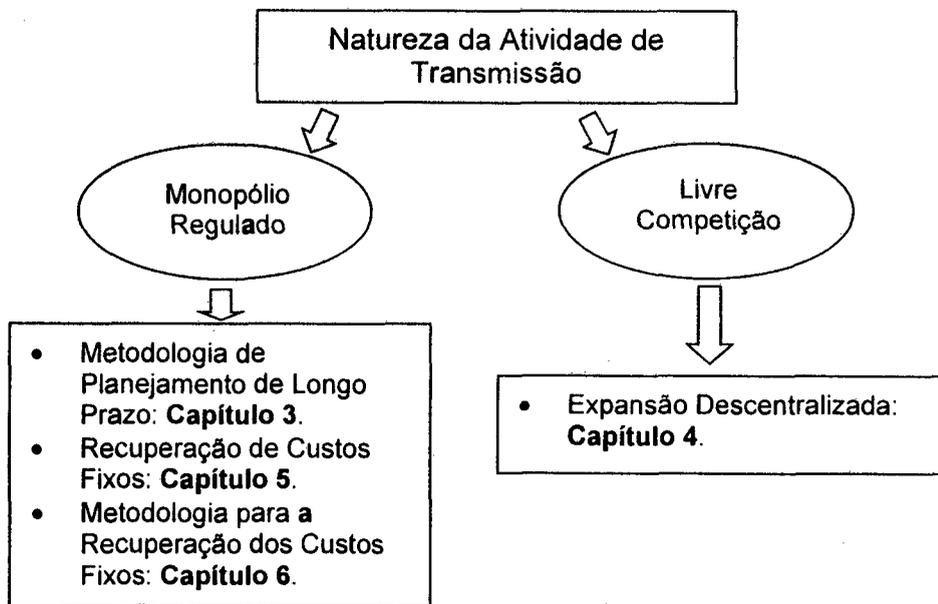


Figura 1. Estrutura do Trabalho

Existem dois pontos de vista para a natureza da atividade de transmissão:

O primeiro, assume que a função de transmissão é um monopólio regulado, o qual tem a obrigação de garantir um mínimo de segurança e confiabilidade da rede. Assim, deve obrigatoriamente ser implementado um plano de expansão definido pela própria empresa de transmissão ou alguma outra entidade que represente o interesse dos geradores e consumidores. Em troca, o detentor dos ativos de transmissão recebe uma receita que garante a recuperação total dos custos de investimento, administração e manutenção e de um lucro mínimo. Os capítulos 3, 5 e 6 tratam o sistema de transmissão sob esta perspectiva.

O segundo ponto de vista, supõe que o serviço de transmissão pode ser aberto à livre competição. Os investimentos em transmissão seriam voluntários e não mandatórios e os benefícios seriam recuperados pelos contratos de compra e venda de energia que os investidores fariam com geradores e demandas, apropriando-se do lucro gerado pela diferença dos preços definidos no contrato. O Capítulo 4 trata extensivamente esta premissa.

2.4 Conclusões

- Neste capítulo foi analisada a importância do processo de desregulamentação do setor elétrico de modo a introduzir competição no segmento de geração buscando, entre outros aspectos, aumentar a eficiência do sistema através da criação de um mercado livre de energia. Foram também detalhadas as características e o papel de cada um dos novos agentes, necessários para o funcionamento apropriado desse novo mercado. Posteriormente, foi analisado de forma preliminar o problema do planejamento da transmissão no ambiente desregulamentado.
- Este capítulo apresentou também as motivações para introduzir cada um dos aspectos que este trabalho visa abordar em relação ao planejamento da transmissão no novo ambiente.
- O problema do planejamento da transmissão continua a ser de importância fundamental no novo ambiente. O transporte de energia é um serviço cujos custos devem ser recuperados junto aos usuários que solicitam esse serviço. A forma como é cobrado o serviço de transporte é decisiva para sinalizar um adequado aproveitamento da infra-estrutura existente e a utilização eficiente dos recursos de geração. Devido a isto, o planejamento da transmissão não se resume apenas na definição de uma seqüência de entrada de novos circuitos ou equipamentos de transporte, mas também no estabelecimento de mecanismos apropriados de recuperação dos custos da prestação do serviço.

Votre Altesse, Je n'ai pas besoin de cette hypothèse.

Pierre Laplace (1749-1827),
*ao Napoleão, em relação ao porquê seus trabalhos
em Mecânica Celeste não mencionam a Deus*

CAPÍTULO 3. PLANEJAMENTO CENTRALIZADO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

3.1 Introdução

O problema do planejamento centralizado da expansão da transmissão continua a ser fundamental para a indústria de energia elétrica, mesmo após o processo de desregulamentação aplicado em diferentes países.

No caso da expansão da geração, os governos têm feito esforços para estimular investidores privados à instalação de novas usinas através da criação de um mercado de energia que, em geral, começou com a privatização de empresas de distribuição estatais. No Brasil, o governo tem enfrentado ainda problemas macroeconômicos tais como a variação cambial, originando um certo temor nos investidores devido às flutuações da cotação do dólar e a recuperação dos investimentos feitos em moeda estrangeira no mercado de energia brasileiro. Contudo, esta e outras dificuldades têm sido resolvidas com a implementação de políticas econômicas e financeiras que contam com a participação de instituições públicas de financiamento ou empresas estatais, de modo ao aperfeiçoamento dos arranjos regulatórios.

A realização de estudos de planejamento da expansão da geração resulta em um plano indicativo que proporciona sinais de investimento a partir das intenções do governo em relação à utilização futura de recursos energéticos e a participação de cada um deles na matriz energética do país, tomando em conta os critérios ambientais, sociais e ainda políticos.

Como o nome indica, esse plano indicativo apresenta uma tendência na expansão do parque gerador e não mais um plano de obrigatório cumprimento. Esse plano mostra uma relação de projetos através de diferentes cenários que minimizam o custo global

esperado da expansão do sistema de energia de acordo com o crescimento esperado da demanda. Espera-se que as decisões autônomas dos investidores se afastem o mínimo possível desse plano indicativo.

No caso da transmissão, tem sido reconhecida a dificuldade para introduzir a livre competição para a prestação desse serviço. Devido à natureza da rede, não é fácil criar regras claras para que o mercado consiga estimular a livre expansão da rede, sendo o planejamento centralizado da transmissão, o caminho tipicamente adotado para viabilizar a sua expansão.

A dificuldade de resolver o problema é maior na atualidade devido a que os planos de expansão da geração são apenas indicativos. Além disso, é importante considerar que nem todos os projetos de transmissão são instalados para aumentar a capacidade efetiva da rede. Muitos projetos de transmissão são propostos com o único objetivo de melhorar a confiabilidade do sistema integrado. Embora esses projetos sejam absolutamente necessários para o sistema, o mercado de energia, por ele próprio, não conseguiria trazer à tona essa necessidade.

Portanto, a dificuldade de viabilizar projetos de transmissão de forma autônoma, exclusivamente pelas forças do mercado, tem requerido que a expansão da transmissão seja tratada de forma centralizada. Nesse contexto, como forma de introdução de competição, instituem-se leilões para obtenção do direito de construção e operação de projetos definidos no plano centralizado, onde os detentores recebem em troca uma renda regulada que permita recuperar o investimento realizado.

Este capítulo trata do problema do planejamento da expansão centralizada da rede de transmissão. Dado que o problema geral é intratável com um único modelo matemático, diversas simplificações se fazem necessárias, resultando em uma decomposição do problema em subproblemas de longo, médio e curto prazos. Neste capítulo é dada a ênfase aos problemas de médio e longo prazo, onde é proposta uma metodologia para a solução desses problemas de forma sistemática.

3.2 Metodologia Tradicional de Planejamento da Transmissão

A rede de transmissão é composta, de forma básica, por subsistemas regionais de transmissão e as interligações. Um determinado circuito ou conjunto de circuitos de

transmissão é denominado como interligação quando ele conecta dois subsistemas que de outro modo estariam separados.

Na forma mais geral, o problema de expansão da rede de transmissão compreende a execução de duas tarefas sucessivas: a primeira, corresponde à definição do conjunto de novos circuitos candidatos [14], enquanto que a segunda, corresponde à seleção do melhor subconjunto de circuitos entre aqueles definidos na primeira tarefa. Este trabalho é dirigido ao estudo da segunda tarefa.

Nesse sentido, o objetivo básico do planejamento centralizado da rede de transmissão corresponde a determinação da data de entrada em operação de circuitos (linhas de transmissão, transformadores, FACTS) e equipamentos necessários para atender a demanda crescente dentro dos níveis adequados de confiabilidade. Existe então um compromisso entre os custos de investimento e o nível de confiabilidade desejado [4], tal como mostrado na Figura 2.

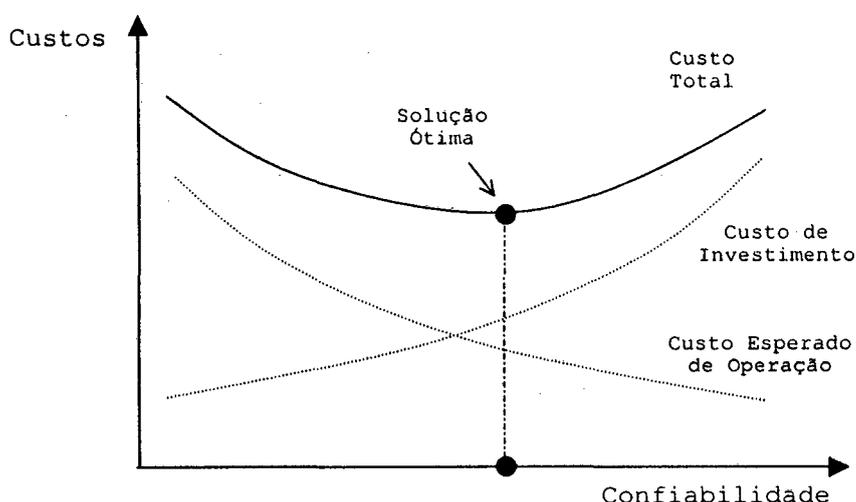


Figura 2. Planejamento Baseado em Confiabilidade

Dado que o problema de planejamento da expansão deve considerar as incertezas do mercado e da expansão da geração, os custos e disponibilidade de combustíveis assim como o surgimento de novas tecnologias, tem-se um problema complexo que requer a decomposição do problema original em problemas menores que possam ser resolvidos com metodologias computacionais especializadas e com tempos de processamento razoáveis.

A definição do plano de expansão da rede de transmissão requer da solução independente de vários subproblemas e da comunicação ou realimentação entre eles. A Figura 3 apresenta o fluxo de informações no processo do planejamento da expansão da rede.

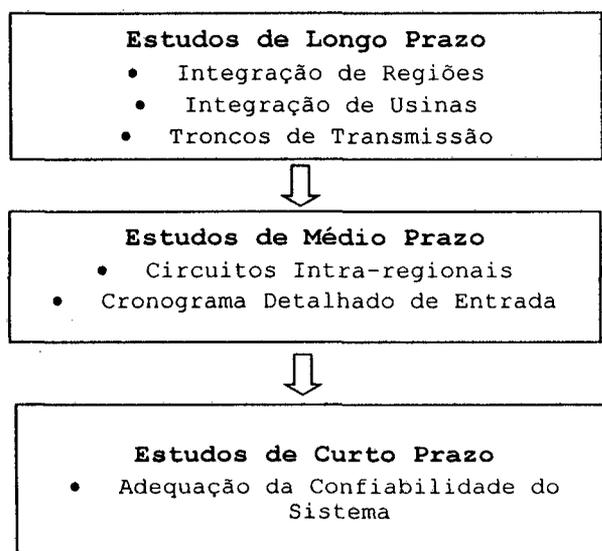


Figura 3. Fluxo de Informações no Planejamento da Transmissão

A complexidade de resolver o problema depende do grau de detalhe desejado na representação do sistema de energia, do horizonte e número de estágios a analisar e, finalmente, do número de cenários a serem considerados.

As diferentes partes do problema da expansão centralizada da rede, na sua forma mais geral, podem ser descritas como:

- *Objetivo*: Minimização do custo de investimento em novos circuitos ou minimização do corte de carga esperado, ou ambos. O problema pode ser de natureza estocástica em relação às vazões afluentes aos reservatórios ou também em relação à representação da demanda.
- *Horizonte de Planejamento*: Mesmo que para estudos de operação do sistema, o horizonte de planejamento pode ser de horas, dias, semanas (curto prazo), meses (médio prazo) ou anos (longo prazo), o horizonte para o planejamento da expansão da rede limita-se geralmente ao longo prazo, discretizando o período de análise em anos ou também é considerado uma única condição futura de demanda no longo prazo e o problema é resolvido para um único estágio (problema estático).
- *Representação dos Investimentos em Transmissão*: Os investimentos em transmissão podem ser representados através de variáveis contínuas ou inteiras ou também uma combinação das duas: as interligações podem ser

representadas através de variáveis contínuas e os demais circuitos por meio de variáveis inteiras.

- *Representação da Rede:* Se a rede for representada de forma exata, devem ser consideradas a magnitude das tensões nodais, o fluxo e compensação de potência reativa, as perdas de potência ativa, posição dos taps de transformadores, entre outros. A rede também pode ser representada através de um equivalente DC. A resistência dos circuitos é desprezada, o fluxo de potência é uma função linear dos ângulos das tensões e das reatâncias dos circuitos. As tensões são consideradas de igual magnitude em todas as barras.
- *Modelagem da Geração:* Os geradores hidroelétricos podem ser modelados através das funções de produtividade em função da queda líquida ou através de um simples valor de capacidade máxima de geração, que depende de valores máximos de deplecionamento definidos no próprio estudo. Os geradores térmicos podem ser representados através da equação do “*heat rate*” que origina geralmente uma função de custo de produção quadrática.
- *Modelagem de Demanda:* A demanda pode ser considerada elástica ou inelástica como reação ao preço da energia. Pode ser representada através de uma curva de duração de carga, através de blocos de potência, ou até mesmo através da curva horária para estudos de curto prazo.
- *Modelagem da Hidrologia:* A modelagem da hidrologia torna estocástico o problema da expansão da rede. As vazões afluentes podem ser modeladas através de séries sintéticas utilizando valores históricos ou também podem ser analisados cenários representativos (úmido, médio, seco) resolvendo um problema determinístico para cada um desses cenários.

Devido a limitações computacionais, é praticamente impossível resolver o problema geral da expansão estocástica, multi-período, considerando a rede de forma exata e supondo uma função não-linear de produtividade das usinas hidroelétricas.

Geralmente são praticadas duas técnicas com o objetivo de tornar possível, com requisitos computacionais moderados, a solução do problema de expansão da rede [8].

A primeira delas consiste na *modulação*, a qual busca reduzir a complexidade dos modelos de desempenho do sistema à medida que o horizonte de planejamento é estendido.

A segunda delas consiste na *especialização*, a qual consiste em tratar separadamente os aspectos elétricos e energéticos no problema de expansão.

O problema que vai ser resolvido neste trabalho consiste na solução da expansão da rede de transmissão de mínimo custo em um horizonte de longo prazo, para um único período (estático). As variáveis de decisão de investimento em circuitos são inteiras, a rede de transmissão é modelada utilizando o equivalente DC e a expansão da geração supõe-se conhecida.

Este problema pode ser denominado como Problema de Expansão de Longo Prazo da Transmissão (PELPT), o qual permite a definição do plano de expansão da rede no longo prazo para um determinado cenário de demanda e geração. Este plano possui uma grande importância dentro do processo geral de planejamento, pois permite identificar as necessidades de expansão dos grandes troncos de transmissão e circuitos mais importantes dentro do sistema para a integração de novas usinas de geração. A solução deste problema permite também encontrar uma estimativa do Custo Marginal de Longo Prazo da Transmissão.

3.3 Formulação do PELPT

Do ponto de vista matemático, o PELPT pode ser formulado como um problema de otimização não-linear, inteiro-misto como mostrado a seguir:

$$\min \quad c^T \eta + \alpha \cdot e^T r \quad (1)$$

$$\text{s.a.} \quad S^T f + g + r = d \quad (1.1)$$

$$f_{ij} + (\gamma_{ij} + x_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (1.2)$$

$$|f_{ij}| - x_{ij} \bar{\phi}_{ij} \leq \gamma_{ij}^0 \bar{\phi}_{ij}; \bar{\phi}_{ij} = \bar{f}_{ij} / \gamma_{ij}^0 \quad (1.3)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}; 0 \leq r \leq d \quad (1.4)$$

$$x_{ij} = \eta_{ij} \gamma_{ij}; 0 \leq \eta_{ij} \leq \bar{\eta}_{ij}; \forall (i, j) \in \Omega \quad (1.5)$$

Onde:

x_{ij} : Susceptância total adicionada ao circuito i-j;

η_{ij} : Número de novas adições ao circuito i-j (inteiro);

γ_{ij} : Susceptância do circuito i-j;

$\bar{\eta}_{ij}$: Número máximo de novas adições ao circuito i-j;

α : Fator de penalidade ao corte de carga;

γ_{ij}^0 : Susceptância inicial do circuito i-j;

- θ_i : Ângulo da tensão da barra i ;
- \bar{f}_{ij} : Limite de fluxo no circuito i - j ;
- c : Vetor de custos dos novos circuitos;
- r : Vetor de corte de carga nas barras;
- e : Vetor unitário;
- S : Matriz de incidência nó-ramo;
- f : Vetor dos fluxos nos circuitos;
- g : Vetor da potência gerada nas barras;
- d : Vetor das demandas nas barras;
- \bar{g} : Vetor de limites de geração nas barras;

O conjunto de todos os circuitos candidatos é representado por Ω .

A função objetivo do Problema (1) representa os custos de investimento em novos circuitos (linhas de transmissão ou transformadores) mais o custo do corte de carga. O custo de geração é ignorado. Por isso, a idéia consiste em encontrar um plano de expansão de mínimo custo de investimento e corte de carga igual a zero. As restrições (1.1) e (1.2) modelam as duas leis de Kirchhoff, as restrições (1.3) e (1.4), representam limites operacionais, enquanto que a Restrição (1.5) representa a integralidade das variáveis de decisão.

Note-se que se o vetor de novas susceptâncias, x^* , for conhecido, ou seja, se o plano de expansão da rede de transmissão é conhecido, o Problema (1) se converte no problema de otimização linear (2) que pode ser resolvido com alguma técnica especializada.

$$\min \quad \alpha \cdot e^T r \quad (2)$$

$$\text{s.a.} \quad S^T f + g + r = d \quad (2.1)$$

$$f_{ij} + (\gamma_{ij} + x_{ij}^*) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (2.2)$$

$$|f_{ij}| \leq \gamma_{ij}^0 \bar{\phi}_{ij} + x_{ij} \bar{\phi}_{ij} \quad (2.3)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}; \quad 0 \leq r \leq d \quad (2.4)$$

Uma forma de resolver o PELPT consiste em utilizar o algoritmo de decomposição de Benders [9] através do qual o problema original é dividido em um subproblema de investimento e outro de operação. O primeiro subproblema trata apenas das variáveis de investimento e propõe planos de expansão. O segundo subproblema verifica a qualidade de cada um dos planos de expansão propostos pelo subproblema de investimento resolvendo o problema de operação (fluxo de potência ótimo) e mandando de volta informação na forma de novas restrições (cortes de Benders) ao subproblema de investimento.

A principais desvantagens da utilização do método de decomposição de Benders são duas:

- a convergência para a solução ótima global pode ser garantida apenas para problemas convexos, o que não acontece com o PELPT, por isso, o algoritmo apresenta uma grande probabilidade de convergir para soluções sub-ótimas;
- a solução de cada subproblema de investimento requer de uma elevada carga computacional devido a que as variáveis de decisão são inteiras.

A solução do PELPT tem merecido grande atenção, principalmente no Brasil. Várias metodologias de solução têm sido desenvolvidas. Entre as mais importantes, cabe mencionar as seguintes:

- Decomposição Hierárquica [10];
- Recozimento Simulado [11];
- Busca Tabu [12];
- Metodologia GRASP [13];
- Sistemas Especialistas [14];
- Decomposição de Benders [15];
- Algoritmos Genéticos [16].

Estes algoritmos e metodologias podem ser aplicados a sistemas de grande porte e as soluções reportadas têm sido melhores que as normalmente encontradas utilizando as metodologias matemáticas tradicionais.

Neste trabalho será apresentada uma nova metodologia de solução, a qual mostra uma grande aplicabilidade no problema descrito, mostrando resultados satisfatórios em relação à carga computacional e à qualidade da solução.

3.4 Algoritmos Genéticos para a Solução do PELPT

Durante os últimos trinta anos tem crescido o interesse pela solução de problemas utilizando sistemas baseados nos princípios da evolução das espécies. Tais sistemas preservam uma população de soluções potenciais e possuem algum processo de seleção baseado na aptidão dos indivíduos assim como alguns “operadores” genéticos. Particularmente dentro desses sistemas, Holland [17] desenvolveu em 1975 a técnica de Algoritmos Genéticos (AG) baseada no princípio da sobrevivência de indivíduos que melhor se adaptam dentro de uma sociedade. Desde então, o AG básico desenvolvido tem

sofrido modificações e melhorias, o que converteu esta técnica em um método de otimização robusto com resultados importantes em diferentes áreas.

No Anexo A é apresentada a teoria básica dos AG³.

3.4.1 Algoritmo Genético Melhorado

Além dos princípios básicos bem conhecidos dos AG [18], algumas modificações e melhorias, consideradas críticas para o desempenho do processo de otimização, têm sido aplicadas com sucesso de forma que a solução de alguns problemas difíceis tenha se tornado viável. De forma geral, é necessário incluir algum conhecimento particular do problema no algoritmo. Por isso, um AG desenvolvido especificamente para algum problema pode não resolver adequadamente outro problema diferente.

Um AG desenvolvido com essas características tem sido utilizado com sucesso em uma variedade de aplicações em sistemas de energia elétrica, tais como planejamento da potência reativa [19] ou comissionamento de unidades geradoras [20], entre outras.

Neste trabalho, foi desenvolvido um AG particular para resolver o PELPT. Esse AG foi denominado AG Melhorado (AGM). As características mais importantes do AGM são detalhadas a seguir.

3.4.1.1 A Representação

A primeira definição necessária na implementação do AG para a solução do PELPT corresponde ao tipo de representação que vai ser utilizada, de forma que um indivíduo represente uma e somente uma solução candidata do problema. A representação mais natural para o PELPT, sem ser a única, é designar um gene para cada circuito de transmissão, seja existente ou candidato. Desta forma, o tamanho do indivíduo corresponde à soma do número de circuitos existentes e candidatos.

Cada alelo corresponde ao número de adições a um circuito específico, como se mostra na Figura 4, onde apenas os circuitos 29 a 31 de um sistema de transmissão particular são mostrados.

³ Para quem não estiver familiarizado com a técnica dos AG, é importante consultar o Anexo A antes de continuar com a leitura deste capítulo.

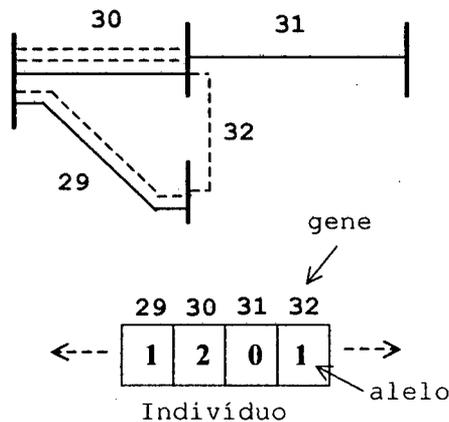


Figura 4. Representação de uma Rede de Transmissão

De acordo com esta representação, um indivíduo com todos os genes iguais a zero representa o sistema de transmissão existente.

O número máximo de adições de circuitos paralelos a serem instalados juntamente com um circuito existente ou candidato é limitado por vários motivos, tais como a pressão dos requisitos ambientais ou a disponibilidade reduzida de espaço físico, o qual acontece com frequência nas cidades ou regiões próximas aos grandes centros de carga. Restrições dessa natureza devem ser consideradas no problema.

Neste trabalho, não é analisada a possibilidade de instalação de diferentes tecnologias em uma mesma faixa de passagem, ou circuitos paralelos a diferentes tensões. Essa opção requer a representação de um determinado circuito com um ou mais genes, dependendo da tecnologia a ser analisada.

A representação decimal tem mostrado um melhor desempenho em uma variedade de aplicações, comparado com a binária [21]. Este fato é especialmente verdadeiro no problema PELPT devido a duas condições básicas:

1. Utilizando a representação binária, a “cardinalidade implícita” do AG pode ser maior do que aquela utilizando a representação decimal. Supondo, por exemplo, que para um circuito específico, o número máximo de adições seja igual a 10, no mínimo quatro bits devem ser utilizados no gene respectivo, o que permitiria a representação de valores decimais de até 15 (todos os bits iguais a um). Neste caso, existiriam cinco valores inviáveis no número de adições desse circuito. Para amenizar o problema, valores binários que representem um número de adições acima do máximo permitido poderiam ser utilizados para representar valores viáveis de adições.

2. O número de adições em um determinado circuito ou faixa de passagem deve ser representado como uma seqüência de bits na representação binária. Note-se que nesse caso a mudança de apenas um bit pode transformar o valor atual em outro totalmente diferente. Esta condição é adversa especialmente quando o processo de otimização esta atingindo a solução ótima. Nesse ponto, é necessário concentrar o algoritmo em uma busca local.

3.4.1.2 A Função Aptidão

Esta função é responsável pela medição da qualidade dos indivíduos. Está totalmente relacionada com a função objetivo f do problema. Quanto menor o valor da função objetivo, maior a sua qualidade.

Várias funções de aptidão F podem ser utilizadas, dependendo das características do problema. As utilizadas com mais freqüência são:

- $$F = \frac{K_1}{f} \quad (3)$$

Normalmente $K_1 = 1$

- $$F = K_2 - f \quad (4)$$

K_2 deve ser grande o suficiente em relação a f de forma a evitar que F assumam valores negativos.

Os testes efetuados mostraram que não existe diferença significativa no desempenho do AGM quando se utiliza qualquer uma dessas funções aptidão.

Como foi mencionado anteriormente, a função objetivo (Equação (1)) é composta por dois termos, os quais correspondem ao custo de investimento e ao corte de carga. O primeiro termo pode ser calculado facilmente. O segundo termo requer a solução de um fluxo de potência ótimo linear de forma que possa ser calculado o corte de carga associado a uma determinada configuração da rede representada pelo indivíduo sendo avaliado. O valor de corte de carga encontrado deve ser multiplicado pelo valor atual da penalidade. Este produto deve ser somado ao custo de investimento do indivíduo sendo avaliado e a aptidão deve ser finalmente calculada por meio da função F .

3.4.1.3 O Mecanismo de Seleção

O mecanismo de seleção ou amostragem começa na criação da população intermediária, selecionando indivíduos a partir da população atual.

Existe uma grande quantidade de mecanismos de seleção implementados com sucesso nas diferentes aplicações. Todos eles tentam atingir um correto balanço entre a diversidade da população e a pressão seletiva, as quais são questões fundamentais na exploração genética. Uma pressão seletiva baixa leva a uma busca inefetiva, enquanto que uma alta pressão seletiva ou uma baixa diversidade da população pode levar a uma convergência prematura.

Um dos mecanismos de seleção mais utilizados é o denominado de “Seleção da Roleta”. Por meio desse mecanismo, os indivíduos são selecionados girando-se uma roleta que possui os seus espaços com tamanho proporcional à aptidão dos indivíduos da população.

A probabilidade p_i de selecionar o indivíduo i é igual à relação:

$$p_i = \frac{F_i}{\sum F_i} \quad (5)$$

A roleta é girada tantas vezes quanto o tamanho da população N .

Não obstante, outros tipos de mecanismos de seleção têm sido implementados, porém, não existe consenso em relação a qual deles proporciona melhor desempenho ao AG.

Neste trabalho, dois tipos de mecanismos de seleção foram testados.

1. O mecanismo de “amostragem estocástica sem substituição”, o qual é baseado no valor esperado, e_i , do número de cópias de cada indivíduo a serem criadas na população intermediária:

$$e_i = p_i N \quad (6)$$

A parte fracionária desses valores esperados, e_i , são tratadas como probabilidades. Para cada indivíduo, são efetuados testes de Bernoulli⁴ nos quais essa parte fracionária é a probabilidade de sucesso. Se o teste tem sucesso, uma cópia adicional do indivíduo é colocada na população intermediária. As tentativas continuam até que essa população intermediária esteja completa.

Os mecanismos de seleção, em que a probabilidade de selecionar um indivíduo dependa diretamente do valor da sua aptidão, podem requerer a implementação de algum método de escalonamento para evitar que super-indivíduos tomem

⁴ O teste de Bernoulli para um determinado número, consiste em gerar um número aleatório entre zero e um. Se o número testado for menor do que o número gerado, o teste é considerado como sucedido.

conta da população (uma opção disponível para evitar isto, é utilizar o valor da posição do indivíduo em uma lista ordenada de aptidões, ao invés de utilizar o valor da aptidão diretamente).

2. O mecanismo de “seleção de torneio”, o qual é um método simples mas eficiente que consiste em selecionar aleatoriamente um número s predefinido de indivíduos (tamanho da janela ou torneio) e, tomar dessa amostra, o indivíduo com a maior aptidão. Este processo é repetido N vezes. Valores grandes de s aumentam a pressão seletiva e por isso aumentam a chance do AG de convergir prematuramente a uma solução sub-ótima [22].

A principal vantagem deste mecanismo é a possibilidade de controlar a pressão seletiva. Desta forma, o tamanho da janela é crítico para o desempenho do AGM.

Os resultados obtidos com o mecanismo de seleção de torneio são melhores do que aqueles encontrados com o mecanismo de amostragem estocástica sem substituição. Neste último foi encontrada convergência prematura em quase todos os casos devido ao surgimento de super-indivíduos nas primeiras gerações.

O mecanismo de seleção de torneio não requer a implementação de nenhum método de escalonamento ou lista ordenada. Ele apenas utiliza a diferença relativa de aptidão entre os indivíduos selecionados.

3.4.1.4 O Mecanismo de Cruzamento

Usualmente, o mecanismo de cruzamento não é aplicado a todos os pares de indivíduos, porém, no caso do AGM implementado especialmente para resolver o PELPT, foi encontrado que é importante estimular um maior intercâmbio de informação genética entre os indivíduos utilizando probabilidades de cruzamento maiores. Assim, os pares de indivíduos não selecionados para cruzamento são duplicados e colocados diretamente na próxima população.

Neste trabalho, foram implementadas e testadas três técnicas de cruzamento:

- cruzamento em um ponto;
- cruzamento em dois pontos;
- cruzamento por “máscara”.

O cruzamento em dois pontos tem sido aplicado com sucesso [23]. Esse método foi aplicado no AGM mas não foi encontrada diferença significativa em relação ao desempenho dos outros dois métodos.

A Figura 5 apresenta o funcionamento da técnica de cruzamento em dois pontos entre dois indivíduos.

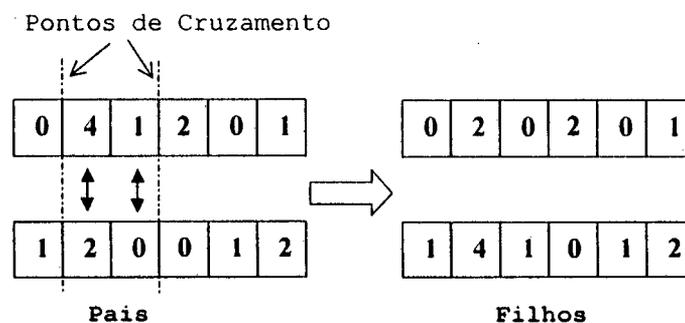


Figura 5. Técnica de Cruzamento em Dois Pontos

3.4.1.5 O Mecanismo de Mutação

Neste trabalho foi encontrado empiricamente que é necessário de se utilizar uma taxa de mutação crescente com o objetivo de melhorar a busca local ao redor da solução ótima nas últimas gerações. Contudo, a utilização deste mecanismo na forma clássica seria ineficiente para o PELPT. Nesse procedimento, um alelo pode tomar qualquer valor viável depois da mutação o que pode afetar a busca local nas últimas gerações. Para solucionar este problema, foi implementado um procedimento baseado no “Recozimento Simulado” (RS)⁵ para controlar o mecanismo de mutação. Este procedimento evita que os alelos apresentem “variações bruscas” nas gerações finais do processo evolutivo.

Foi apontado por Gallego *et al* [24] e confirmado neste trabalho, que as taxas de mutação utilizadas no PELPT devem ser maiores do que aquelas normalmente utilizadas em outras aplicações. Contudo, a aplicação de uma técnica de RS, para dar preferência a indivíduos cada vez melhores após a mutação, é um fator crítico para o desempenho do AGM [25].

⁵ “Simulated Annealing” em Inglês.

O RS é uma técnica de otimização que simula o esfriamento lento de um material fundido. A técnica é baseada no fato de que a natureza efetua um processo de otimização da energia total de um sólido cristalino quando é esfriado de forma lenta. No Anexo A (Seção A.1) são mostrados detalhes desta técnica.

3.4.1.6 Características Adicionais

Algumas características adicionais relacionadas ao AGM são mencionadas a seguir:

- *Construção da população inicial*: Mesmo que teoricamente os AG conseguem encontrar a solução ótima global de um problema de otimização, é muito importante que a população inicial esteja composta por indivíduos com bom “material genético”. Em muitas aplicações de AG, a população inicial é criada aleatoriamente com bons resultados.

Diferentemente, neste trabalho, é utilizado, para a criação da população inicial, um método baseado em programação linear para gerar a população inicial. Este método consiste em resolver o problema linear de expansão (1) porém considerando variáveis de decisão contínuas ao invés de inteiras e tomar apenas a parte inteira da solução, obtendo um “indivíduo principal”. Todos os indivíduos na população inicial são gerados tomando cada gene desse indivíduo principal e encontrando novos valores de genes por meio da distribuição de probabilidade da Figura 37 do Anexo A (Seção A.1).

Os testes efetuados mostraram que a variedade genética da população inicial é crítica para o desempenho do AGM. Se todos os indivíduos são parecidos, o processo converge de forma prematura. O método adotado neste trabalho consegue aumentar a variedade genética da população com indivíduos de boa qualidade, encontrados a partir do indivíduo principal, o qual pode ser calculado sem o uso da programação inteira.

- *Ajuste de parâmetros do AGM*: Para cada tipo de problema a ser resolvido, os parâmetros de um AG devem ser ajustados de forma empírica ao longo das diferentes simulações. Contudo, neste trabalho foi observado que existe um intervalo de valores de cada parâmetro no qual foram encontrados os melhores resultados para todos os casos analisados.

Foi encontrado experimentalmente que a taxa de mutação (0,03-0,06) e a taxa de cruzamento (0,90-1,00) devem ter valores relativamente altos. Adicionalmente, o fator de penalidade ao corte de carga deve possuir valores relativamente baixos (50,0-100,0) com o objetivo de evitar que o AGM estimule excessivamente aqueles indivíduos que não possuem corte de carga, ocasionando convergência prematura.

Na programação de esfriamento da técnica de RS para controlar as mutações, a taxa de redução da temperatura deve apresentar valores próximos a 1,00 (0,985-0,990) para evitar também a convergência prematura. O tamanho da população é também um parâmetro crítico. Foi encontrado que os valores ótimos para este parâmetro encontram-se na faixa de 80 a 130 indivíduos para todos os casos analisados.

- *Melhora da população final e busca local:* É bem conhecido que o AG apresenta dificuldades inerentes para efetuar uma busca local em alguns problemas de otimização. Por causa disto, um ajuste fino da população final foi efetuado com objetivo de verificar se o AGM, por ele próprio, consegue encontrar as melhores soluções locais. Para isto, foi aplicada a fase de Intensificação da técnica de Busca Tabu para cada indivíduo da população final. Uma descrição geral da técnica de Busca Tabu pode ser encontrada no Anexo B.

Os resultados encontrados mostram que não foi possível melhorar a qualidade dos melhores indivíduos da população final. Isto permite concluir que o AGM efetua uma adequada busca local ao redor dos mínimos locais no final do processo evolutivo.

Estes resultados confirmam que, do ponto de vista de exploração genética, o AGM consegue encontrar os melhores indivíduos contidos nos “blocos construtivos” (*“building blocks”*) da população final. Neste problema, esses blocos construtivos estão compostos pelos circuitos mais importantes do sistema, os quais aparecem geralmente em todos os indivíduos.

3.4.1.7 Curva Limite de Corte de Carga

Como tem sido mencionado, o objetivo do PELPT consiste em definir a adição de novos circuitos com o objetivo de atender o mercado de energia. Para este problema, é

razoável pensar que o nível de corte de carga diminui sempre que novos circuitos são instalados na rede. Porém a tendência da redução do corte de carga não é uniforme em relação à nova capacidade instalada de transmissão, como pode ser visto na Figura 6.

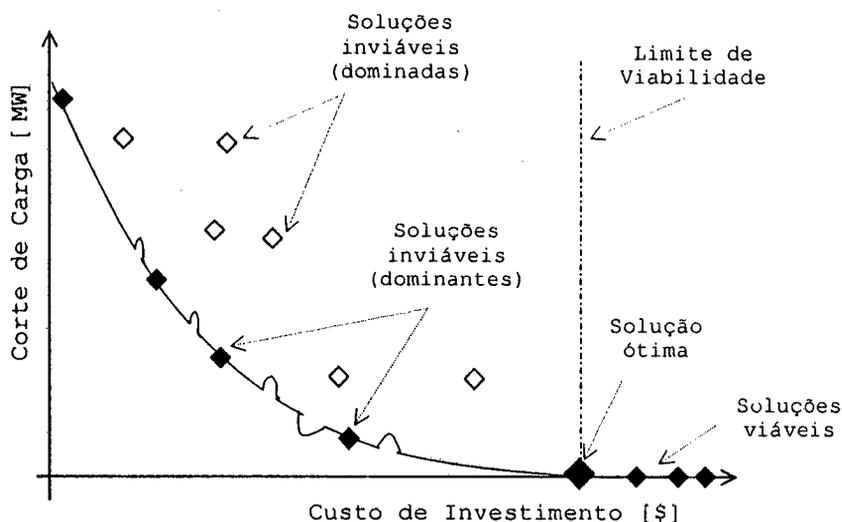


Figura 6. Redução do Corte de Carga com o Acréscimo em Investimentos

A Figura 6 mostra que, em geral, quando novos investimentos em transmissão são colocados no sistema, o corte de carga diminui até o ponto em que toda a carga é atendida. A solução de mínimo custo que consegue atender a totalidade da demanda (corte de carga zero), corresponde à solução ótima do problema. Todas as soluções acima do eixo de custo de investimento são viáveis, pois conseguem atender a demanda. A solução viável mais a esquerda do eixo de custo de investimento corresponde à solução ótima.

A presença de vários picos e vales na curva deve-se a:

- *Incoerência da rede de transmissão*: Pereira [26] mostra que, em relação ao fluxo de potência ótimo linear, todas as redes de transmissão são incoerentes, ou seja, a adição de um determinado circuito incrementa o fluxo de potência em pelo menos um dos circuitos, em relação ao fluxo transmitido antes da adição⁶. Devido a esta condição, para um determinado nível de investimento, um investimento incremental pode aumentar a perda de carga quando o fluxo em um determinado circuito está próximo à capacidade máxima.

⁶ A exceção acontece quando o circuito é adicionado entre as barras de maior e menor ângulo de tensão.

- *Presença de economias de escala:* Quando um circuito de elevada capacidade é instalado na rede, a redução do corte de carga que ele origina pode ser muito maior que a soma das reduções do corte de carga que poderiam ser obtidas instalando circuitos de transmissão menores com custo total igual ao custo do grande circuito que esta sendo conectado.

A curva apresentada na Figura 6 é denominada “Curva Limite de Corte de Carga” (CLCC) [27] pois ela representa os custos mínimos de investimento para cada valor de corte de carga, ou seja, a curva representa o menor custo de investimento possível para que a rede apresente esse nível de corte de carga. Esta curva possui uma importância fundamental para a solução do PELPT através do AGM.

A CLCC é definida pelo conjunto de soluções inviáveis dominantes⁷. Na Figura 6, elas são representadas por marcadores escuros, enquanto que as soluções dominadas são representadas por marcadores claros.

A existência da CLCC pode ser mostrada analisando o espaço de busca do AGM, como se mostra na Figura 7.

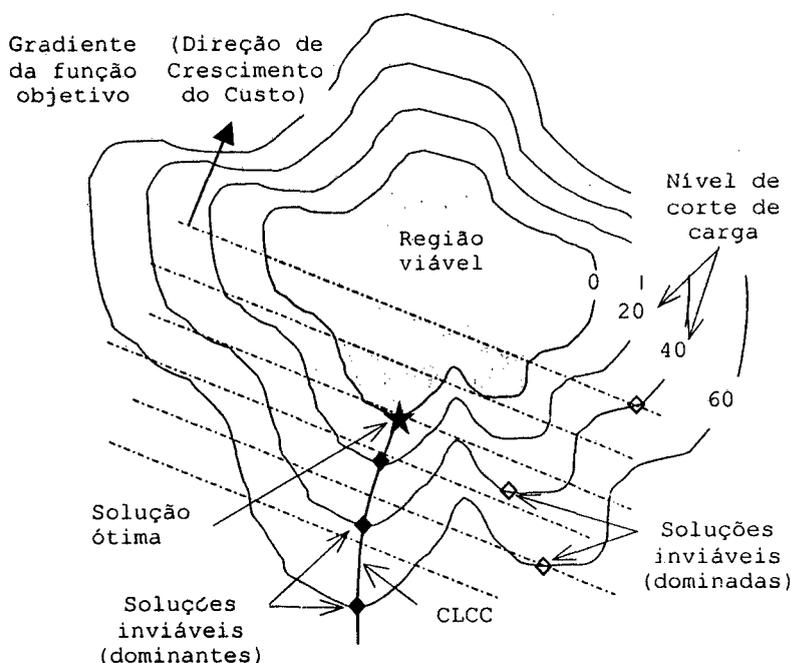


Figura 7. Espaço de Busca e CLCC

⁷ Uma determinada solução, s_1 , é dominada por outra, s_2 , se tanto o seu custo de investimento como o seu corte de carga são maiores que os respectivos valores de s_1 .

Note-se que o espaço de busca do PELPT é maior na medida em que são permitidos maiores níveis de corte de carga. Neste caso hipotético, são apresentados os limites do espaço de busca quando são permitidos níveis de corte de carga de 0 MW (região viável), 20 MW, 40 MW e 60 MW. Podem ser vistas também algumas soluções inviáveis sendo dominadas e soluções inviáveis dominantes. Estas soluções definem a CLCC a qual atinge a região viável justamente na solução ótima global do problema. A CLCC é um conceito fundamental na nova proposta apresentada a seguir.

3.4.2 Nova Proposta para a Solução do PELPT

Quando um AG é utilizado para resolver um problema de otimização combinatorial, o conjunto de parâmetros deve ser ajustado na medida que as diferentes simulações são efetuadas. Entre esses parâmetros, a penalidade ao corte de carga α na função objetivo (1) requer uma atenção especial devido a que ela possui uma influência decisiva no desempenho do AGM para a solução do PELPT.

Dado que um modelo aproximado de fluxo em redes [28], é utilizado para construir a população inicial, o melhor indivíduo (o de menor custo) é sempre inviável, ou seja, ele sempre possui um determinado nível de corte de carga⁸. Sempre que valores altos da penalidade α são utilizados, o AGM sobre-estimula aqueles indivíduos que possuem baixos níveis de corte de carga. Esses “super-indivíduos” dominam as gerações iniciais e o processo converge prematuramente a uma solução sub-ótima, sem importar os valores dos outros parâmetros do AGM. Em outras palavras, sempre que são utilizados valores altos de α , o AGM elimina rapidamente o corte de carga associado aos melhores indivíduos e encontra soluções viáveis nas primeiras gerações mas o seu custo é sempre maior que o custo da solução ótima. Depois disso, o AGM começa a encontrar soluções viáveis com custos menores mas a solução final para a qual converge é sempre sub-ótima. A Figura 8 mostra o comportamento do AGM quando valores altos e baixos de α são utilizados.

Por isso, um processo mais seguro e consistente para resolver o problema consiste em processar várias vezes o AGM com diferentes valores de α , sempre baixos. Como consequência disto, o AGM converge para uma solução inviável, ou seja, a uma solução

⁸ Ao avaliar uma solução encontrada com o modelo aproximado de fluxo em redes (o qual ignora a lei de tensões de Kirchhoff), por meio de um FPO linear, sempre haverá corte de carga.

final com corte de carga. Repetindo o processo, podem ser obtidas várias soluções inviáveis incrementando levemente a penalidade α entre cada simulação.

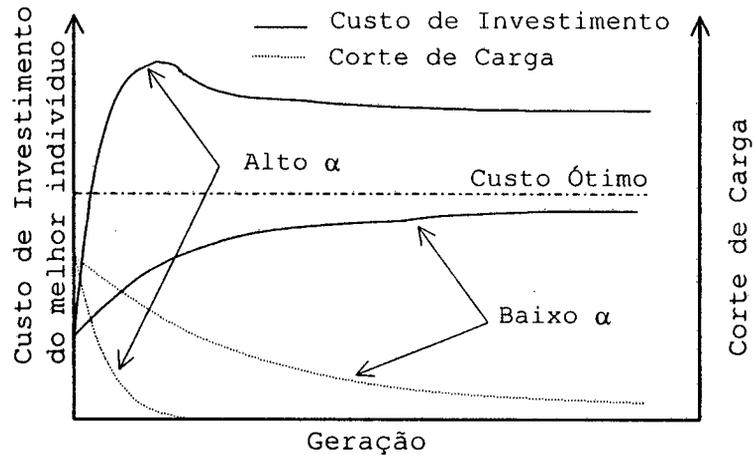


Figura 8. Comportamento do AGM para diferentes valores de α

Este processo permite a construção da CLCC do sistema em estudo, a partir de soluções inviáveis do problema. Resulta obvio que as soluções inviáveis não podem ser aceitas, porém, utilizando a CLCC é possível prever o custo da solução ótima do problema. Tal solução estará sempre localizada na vizinhança do ponto de contato da curva no eixo de custo de investimento, como pode ser visto na Figura 6. Mesmo que o custo aproximado da solução ótima possa ser estimado com antecedência através da CLCC, a configuração é ainda desconhecida. Contudo, ela pode ser obtida efetuando um ajuste fino do fator de penalidade α até que o AGM encontre, após algumas poucas tentativas, uma solução ótima a partir das soluções inviáveis localizadas próximo do ponto de contato da curva no eixo de custo de investimento, ou seja, aquelas soluções com baixos valores de corte de carga. O custo dessa solução viável deve estar próximo o suficiente do custo estimado através da CLCC.

Esta é a principal finalidade da CLCC: estimar o custo da solução ótima do problema, mesmo sendo desconhecida, a partir de soluções inviáveis. Qualquer solução encontrada utilizando metodologias ou algoritmos diferentes, deve estar próxima da estimativa dada pela CLCC.

3.4.3 Aplicação

A metodologia do AGM foi aplicada em vários sistemas de energia de grande porte, sendo apresentados aqui os resultados da aplicação no sistema Norte-Nordeste e Sudeste de transmissão no Brasil.

3.4.3.1 Sistema Norte-Nordeste Brasileiro

Este é um sistema com uma demanda total de 29.700 MW composto por 87 barras e 179 circuitos. O cálculo da expansão ótima deste sistema é particularmente difícil porque do total de 179 circuitos, 112 correspondem a novas faixas de passagem constituindo-se em um sistema bastante desconexo. Existe também uma série de novos projetos de geração afastados dos centros de consumo, cada um com várias opções de integração ao sistema principal.

O AGM necessitou em média 280 gerações para convergir por cada valor do fator de penalidade α utilizado. Os valores dos parâmetros mais importantes foram: tamanho da população igual a 140, taxa de cruzamento de 0,9, taxas de mutação inicial de 0,03 e final de 0,06. O tamanho da janela para a seleção de torneio foi 4. A temperatura inicial do método de RS foi de 200 e a taxa de redução foi igual a 0,99.

A Figura 9 mostra todas as soluções encontradas para este caso, assim como a respectiva CLCC.

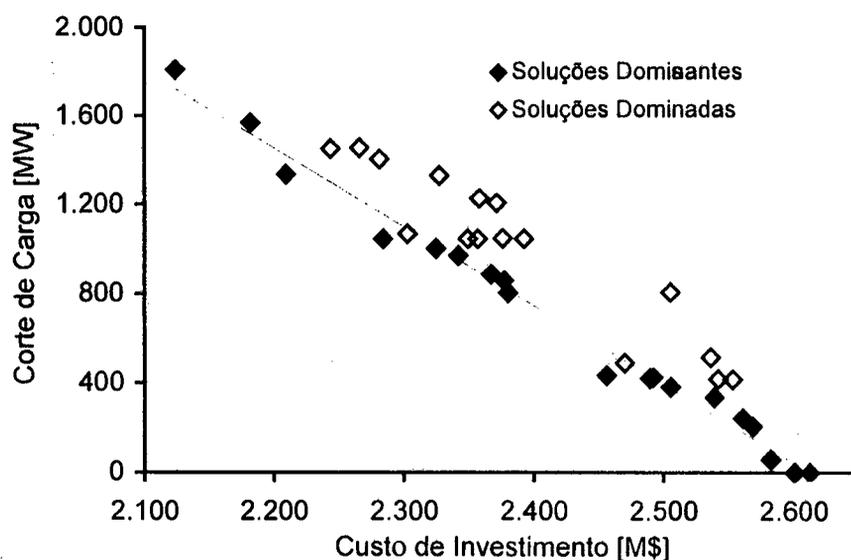


Figura 9. CLCC do Sistema Nordeste Brasileiro

De acordo com a metodologia proposta, utilizando valores baixos do parâmetro α , são encontradas configurações de baixo custo porém com alto corte de carga. Estas soluções encontram-se no lado esquerdo do gráfico. Quando valores cada vez maiores de α são utilizados, o AGM converge para soluções mais caras porém com menor corte de carga. Cada solução mostrada representa uma solução à qual o AGM convergiu para cada valor de α .

A CLCC foi construída efetuando uma regressão linear das soluções dominantes, as quais estão representadas com o quadrado escuro. O ponto de interseção da CLCC (neste caso uma reta), com o eixo de custo de investimento é M\$ 2.611,47. A melhor solução viável encontrada para este caso apresenta um custo de investimento de M\$ 2.612,37.

Gallego [24] reporta uma solução para este sistema com custo de 2.600,59. Note-se que a diferença entre esta solução e o ponto de interseção da CLCC com o eixo é apenas 0,4 %. Este fato confirma a excelente estimativa que a CLCC entrega do custo da solução ótima, mesmo que aquela for desconhecida. Cada solução dominante é independente das outras, porém elas apontam para a solução ótima através da CLCC.

Cada sistema possui uma CLCC particular. Foi encontrado empiricamente que sua forma (linear ou não linear) depende do custo relativo de cada circuito candidato em relação ao custo total de expansão. Quando o custo da solução ótima é pequeno (existem poucas adições na solução ótima), a curva apresenta uma forma não-linear. Este resultado foi encontrado em casos como o sistema de transmissão Sudeste do Brasil onde a solução ótima propõe a instalação de 23 novos circuitos, tal como pode ser visto no próximo exemplo de aplicação. De outro lado, quando o custo de expansão é relativamente alto (muitas adições de circuitos), a forma da curva é linear, como aconteceu no caso mostrado.

3.4.3.2 Sistema Sudeste Brasileiro

Este é um sistema com uma demanda total de 38.000 MW, composto por 79 barras (71 existentes e 8 candidatas), 107 circuitos de transmissão existentes e 143 candidatos (136 novas rotas). Os parâmetros mais importantes do AGM para resolver este caso são: tamanho da população igual a 120 indivíduos, taxa de cruzamento de 0,90 e taxas de mutação inicial e final de 0,035 e 0,050, respectivamente. A temperatura inicial do processo RS e a taxa de redução foram 180 e 0,99 respectivamente. O tamanho da janela para a técnica de Seleção de Torneio foi quatro.

A Figura 10 apresenta todas as soluções encontradas pelo AGM para este caso, utilizando diferentes valores para a penalidade para o corte de carga. A CLCC é também mostrada.

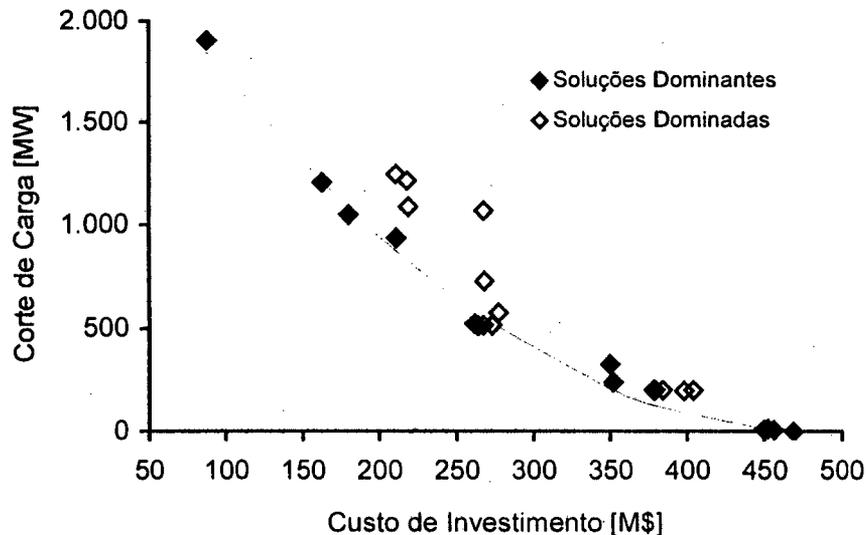


Figura 10. CLCC do Sistema Sudeste Brasileiro

A solução ótima encontrada para este caso tem um custo de M\$468,75. A melhor solução relatada previamente para este caso tem um custo de M\$472,80 [13].

A CLCC para este caso foi encontrada realizando uma regressão não-linear de segunda ordem a partir das soluções dominantes encontradas. O ponto de contato da curva com o eixo de custo de investimento é M\$472,54. Este resultado confirma a importância da CLCC para estimar o custo da solução ótima do problema, mesmo sendo desconhecida. A diferença entre a solução ótima e o ponto de contato da CLCC com o eixo é apenas 0,8%. Espera-se que se a solução encontrada pelo AGM para este caso não seja a solução ótima, qualquer outra solução encontrada por qualquer outra metodologia deve estar bastante próxima desta solução.

3.5 Conclusões

- Este capítulo apresentou uma descrição geral do problema de planejamento centralizado da expansão da transmissão. Foi mostrado como o problema de expansão, na sua forma mais geral, precisa ser decomposto em várias partes com o objetivo de levar em consideração todos os aspectos que influenciam este

importante problema, o qual continua a ser fundamental mesmo após o processo de desregulamentação que está sofrendo o setor elétrico em diferentes países.

Da mesma forma, foi apresentada uma nova metodologia para a solução do PELPT, o qual é uma das versões simplificadas do problema de expansão da transmissão. A metodologia proposta é baseada na técnica dos AG. Foi desenvolvido um AGM que mostrou ser uma metodologia confiável para a solução do problema em sistemas de transmissão reais.

- Considerando que o planejamento da expansão da geração é apenas indicativo, torna-se necessário disponibilizar modelos computacionais robustos e habilitados para resolver o problema de expansão da transmissão a partir de inúmeros cenários de geração e demanda. Neste capítulo mostrou-se que um modelo baseado em AG é adequado a estes requisitos.
- O modelo computacional proposto é adequado para a realização do planejamento estático da transmissão, o qual serve como ponto de partida de um processo de planejamento que abrange uma série de estudos de detalhamento das alternativas.
- O conceito de CLCC é fundamental, não apenas para prever o custo da solução ótima do problema a partir de soluções inviáveis, mas também para avaliar a qualidade de outras soluções encontradas com outras metodologias aplicadas no mesmo problema.
- A utilização do AGM em conjunto com a CLCC, proporciona um método confiável e seguro para resolver o PELPT. O modelo desenvolvido evita o ajuste excessivo de parâmetros do AGM, o qual é um dos grandes problemas da aplicação de um AG para a solução de problemas de otimização similares mas não exatamente iguais. Da mesma forma, resultados encontrados com outras metodologias, tais como a BT, confirmam a qualidade da estimativa de custo da solução ótima fornecida pela CLCC.
- Ao longo do desenvolvimento desta metodologia, foi confirmada a grande aplicabilidade dos AG na solução de problemas de otimização combinatoriais de grande porte.

The sciences do not try to explain, they hardly even try to interpret, they mainly make models. By a model is meant a mathematical construct which, with the addition of certain verbal interpretations, describes observed phenomena. The justification of such a mathematical construct is solely and precisely that it is expected to work.

John von Neumann (1903-1957)

CAPÍTULO 4. EXPANSÃO DESCENTRALIZADA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

4.1 Introdução

No capítulo anterior foi abordado o problema de planejamento da transmissão, no caso em que esta atividade seja considerada um monopólio regulado. Nesse contexto, o planejamento da expansão da transmissão deve ser efetuado de forma centralizada objetivando a minimização de custos de investimento e de operação. Como foi mencionado anteriormente, várias discussões têm surgido em relação à validade de um modelo centralizado de investimentos em transmissão em um ambiente de livre competição no segmento de geração [29].

Neste capítulo é considerada a hipótese de abrir o serviço de transmissão de energia à livre competição, analisando até que ponto as regras de mercado de energia proporcionam condições para que investidores independentes possam instalar, de forma autônoma, nova capacidade de transmissão e se apropriar de lucros suficientes para remunerar seus investimentos.

Tem sido reconhecido que a transmissão tem um papel fundamental no mercado de energia. Além de interligar geradores e cargas, a rede de transmissão é responsável pelo incremento da competição, permitindo que as mãos invisíveis do mercado selecionem os geradores mais eficientes para alimentar as cargas.

Em um ambiente desregulamentado, a indústria de energia tem seguido duas tendências definidas: (i) modelos em que as funções de transmissão e operação são efetuadas pela mesma entidade; (ii) modelos em que a função de transmissão é fornecida por um agente independente que segue as instruções do operador independente do sistema.

O sistema do Reino Unido é um exemplo do primeiro modelo, enquanto que o segundo modelo é encontrado no Brasil e na Argentina, entre outros.

Independentemente do modelo adotado para lidar com a função de transporte de energia, tem surgido um problema fundamental: a expansão da capacidade de transmissão em alguns sistemas tem se encontrado abaixo dos requisitos necessários ao estabelecimento de intensa competição. De acordo com [30], existe um consenso acerca do baixo estímulo que existe para que os proprietários da rede de transmissão expandam a capacidade ou para que o Operador do Sistema (OS) utilize a rede de forma mais intensa. Qualquer esforço para mudar essa situação acabaria sendo economicamente inadequado.

De fato, os reguladores têm seguido a tendência de utilizar o conceito de “renda regulada”, considerada suficiente para cobrir os custos de operação, manutenção e depreciação dos ativos, mais uma taxa de retorno considerada “razoável”. Nesse modelo, não existe incentivo para reduzir congestionamentos na rede dado que a renda garantida para o provedor de transmissão é constante, sem importar o desempenho da rede⁹.

Algumas metodologias têm sido desenvolvidas com o objetivo de superar este obstáculo. No caso do Brasil, o ONS define os projetos “necessários” para o sistema e submete esses projetos à ANEEL, que efetua um processo licitatório. O vencedor é aquele competidor que solicita menor renda anual para construir e operar o equipamento ou circuito de transmissão. Este procedimento tem sido bem sucedido, porém a rede continua a apresentar congestionamento, especialmente naqueles circuitos que unem regiões ou submercados.

Este problema pode ser atribuído ao fato de que os projetos de transmissão selecionados pelo OS, de uma forma geral, visam exclusivamente manter a confiabilidade do sistema nos níveis aceitáveis e utilizar os recursos existentes tanto quanto possível, ao mínimo custo. Assim, dado que o horizonte de decisão do OS é de curto prazo, os reforços de transmissão que possibilitem a expansão de oferta de geração de forma ótima não tem sido implementados de acordo com as necessidades do mercado.

Todos os modelos adotados no mundo têm seus próprios atributos, porém todos eles estão baseados no conceito de que a transmissão é um monopólio natural. Desta

⁹ Em alguns modelos, o regulador reduz a renda do proprietário de determinado circuito se a disponibilidade verificada do circuito resulta ser menor que um certo nível predefinido.

forma, a introdução de competição no serviço de transmissão é considerado uma tarefa difícil.

Em geral, os equipamentos e circuitos de transmissão efetuam funções integradas dentro do sistema. Contudo, pode-se considerar que existem duas classes de projetos de transmissão: i) aqueles necessários para manter a confiabilidade do sistema e ii) aqueles necessários para melhorar a eficiência econômica do mercado de energia. Para a Segunda classe de projetos, é difícil acreditar que o OS ou uma companhia monopolística de transmissão possa efetuar tal função de melhorar as condições de competição e eficiência, sabendo que não existe incentivo nenhum para isso.

Com base nessas idéias, é mostrado formalmente neste capítulo que é possível introduzir competição na expansão da transmissão para determinados projetos. Na formulação matemática do problema, são comparadas duas alternativas para a expansão da transmissão: a metodologia tradicional centralizada e uma metodologia descentralizada, definida por preços, na qual, cada agente maximiza os lucros. Sob certas premissas, é mostrado que a expansão resultante das duas metodologias é a mesma. Este é o fundamento para concluir que é possível introduzir a competição na expansão da rede de transmissão.

4.2 Fundamentos da Expansão Descentralizada

Embora exista um consenso de que a expansão da geração pode ser definida por preços, o mesmo não acontece com a expansão da transmissão. Com a introdução de Provedores Independentes de Transmissão (PIT), é possível ter um processo competitivo onde investidores em transmissão compram eletricidade de geradores com menores preços para vendê-la em regiões com preços mais altos, apropriando-se da renda originada pela diferença de preços. Os PIT's são a semente necessária para estimular um mercado competitivo para a expansão da transmissão [31] porque se a empresa de transmissão nativa não expande a sua capacidade, algum investidor privado o fará .

Em um mercado de eletricidade onde é permitido o despacho descentralizado, isto é, os agentes ajustam suas transações de acordo com oportunidades de negócios identificadas, um PIT acerta transações entre geradores e cargas e, se necessário, expande a capacidade de transmissão.

Com a finalidade de facilitar a exposição do assunto, todos os PIT estão representados por uma única Empresa de Transmissão (ET). A ET oferece preços de compra e venda e os geradores oferecem um certo nível de produção que maximiza os seus lucros considerando aqueles preços oferecidos pela ET. Ao mesmo tempo, as demandas (companhias de distribuição) ajustam seus níveis de consumo que maximizam os seus benefícios¹⁰. Posteriormente, a ET verifica se as demandas estão sendo atendidas totalmente. Se não, ele atualiza o preço e envia outra proposta aos geradores, os quais entregam de volta outra oferta de produção. O processo continua até que seja atendido o balanço no fornecimento de eletricidade.

Matematicamente, este processo de negociação pode ser modelado utilizando a técnica de Relaxação Lagrangeana onde Multiplicadores de Lagrange são utilizados para ‘relaxar’ o problema original restrito. O dual do problema relaxado pode ser dividido em partes (subproblemas): um subproblema para cada gerador e outro para a ET. Adicionalmente, neste modelo matemático supõe-se a presença de um Coordenador de Preços (CP) que propõe um conjunto de preços nodais de eletricidade, reúne as ofertas dos agentes e verifica o desbalanço de injeções nodais para atualizar os preços.

O CP corresponde a um conceito matemático necessário para facilitar o entendimento do processo de negociação entre agentes, como mencionado anteriormente. Outra possível interpretação consiste em considerar o CP com uma empresa de comercialização que, a partir do conhecimento de ofertas de geração e transmissão, viabiliza negócios. Esta empresa de comercialização poderá ou não estar vinculada à ET.

Todas as ofertas enviadas pelos agentes são reunidas pelo CP que verifica, em todas as barras, se existe excesso ou escassez de energia. Se existir algum desbalanço, o CP deve enviar um novo conjunto de preços aos agentes, buscando que os participantes modifiquem suas propostas até que a demanda seja atendida. A Figura 11 mostra o processo de intercâmbio de preços e ofertas entre o CP e os agentes no caso mais geral, onde as demandas são elásticas e tentam maximizar seus benefícios.

¹⁰ Nesta metodologia, as demandas são consideradas “demandas contratuais”, ou seja, consumo definido de energia cujo fornecimento deseja ser contratado com um gerador ou um grupo de geradores. Igualmente, essas demandas são consideradas inelásticas, isto é, o nível definido de consumo não depende do preço.

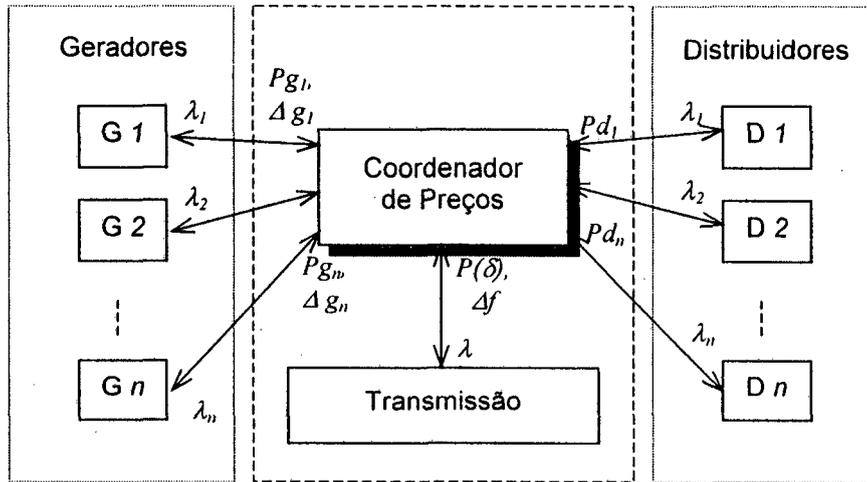


Figura 11. Interação entre o CP e os Agentes

Na Figura 11, λ representa o preço nodal de energia proposto pelo CP, Pg e ΔPg , representam as ofertas de geração e expansão dos geradores, Pd representa a oferta de consumo dos distribuidores e $P(\delta)$ e Δf representam, respetivamente, as ofertas de injeção de potência e investimento na rede por parte da ET, para os preços oferecidos pelo CP.

4.3 Formulação Matemática do Problema Descentralizado

A metodologia de expansão descentralizada definida por preços pode ser obtida através de um processo de otimização baseado na função Lagrangeana do problema centralizado de expansão contínua mostrado através da Equação (7) [32].

$$\min z = \sum_i \sum_y \sum_b C_i(Pg_i(y,b))\Delta b + \sum_i \sum_y \pi g_i \Delta g_i(y) + \sum_k \sum_y \pi f_k \Delta f_k(y)$$

s.a.

$$Pg_i(y,b) - P_i(\delta(y,b)) = Pd_i(y,b) \tag{7}$$

$$Pg_i(y,b) - \Delta g_i(y) \leq gex_i$$

$$|f(\delta(y,b))| - \Delta f_k(y) - \sum_{j=1}^{y-1} \Delta f_k(j) \leq fex_k$$

onde:

- C_i : função de custo de produção da energia para cada gerador (\$/MWh);
- $Pg_i(y,b)$: potência gerada (MW) em cada bloco de demanda, b , e cada ano y ;
- Δb : duração do bloco de demanda (h);
- Δg_i : capacidade de geração nova (MW);
- Δf_k : capacidade de transmissão nova (MW);
- πg_i : custo unitário de investimento em geração (\$/MW);
- πf_k : custo unitário de investimento em transmissão (\$/MW);

- P_i : potência injetada na rede em cada barra (MW);
- $\delta(y, b)$: ângulos das tensões nas barras a cada bloco b e ano y ;
- Pd_i : demanda de potência (MW);
- f : fluxo nos circuitos (MW);
- gex_i : capacidade existente de geração em cada barra (MW);
- fex_i : capacidade existente de transmissão em cada linha (MW).

Este problema multi-anual de expansão centralizada minimiza os custos de operação e de investimento em geração e transmissão¹¹. Na forma estabelecida, a demanda é modelada através de blocos de demanda que representam a curva de duração de carga, como mostrado na Figura 12.

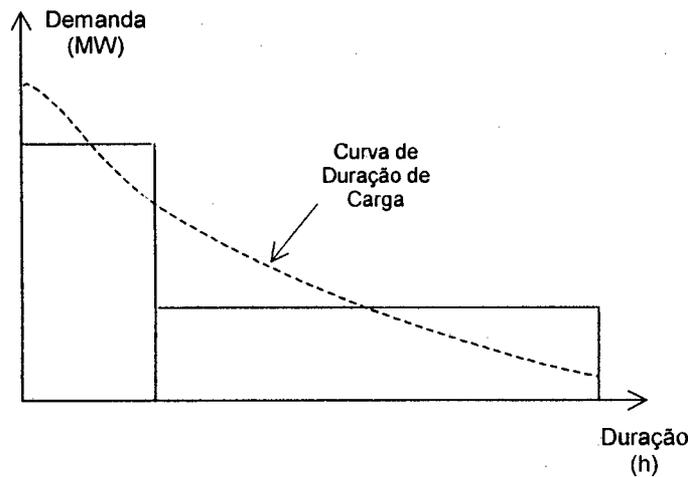


Figura 12. Representação da Curva de Duração de Carga por meio de Blocos

A função Lagrangeana do problema centralizado (7) é apresentada na Equação (8).

$$\begin{aligned}
 \min L = & \sum_i \sum_y \sum_b C_i (Pg_i(y, b)) \Delta b + \sum_i \sum_y \pi g_i \Delta g_i(y) + \sum_k \sum_y \pi f_k \Delta f_k(y) \\
 & - \sum_i \sum_y \sum_b \lambda_i(y, b) [Pg_i(y, b) - Pd_i(y, b) - P_i(\delta(y, b))] \Delta b \\
 & - \sum_i \sum_y \sum_b \rho_i(y, b) [Pg_i(y, b) - \Delta g_i(y) - gex_i] \Delta b \\
 & - \sum_k \sum_y \sum_b \gamma_k(y, b) [f(\delta(y, b))] - \Delta f_k(y) - fex_i] \Delta b
 \end{aligned} \tag{8}$$

Onde, na solução ótima do problema,

- λ : preço da energia (\$/MWh);
- ρ : custo marginal da capacidade de geração (\$/MWh);
- γ : custo marginal da capacidade de transmissão (\$/MWh).

¹¹ As variáveis de decisão são consideradas contínuas e a reatância dos circuitos é considerada constante mesmo após o investimento em nova capacidade de transmissão.

Se a demanda é considerada inelástica, ou seja, se os consumidores estão dispostos a pagar qualquer preço da eletricidade contanto que sua demanda seja atendida, a função Lagrangeana pode ser dividida em duas partes, cada uma delas com variáveis independentes: uma parte correspondendo aos geradores e outra à ET. Cada agente recebe o preço do coordenador de preços, maximiza seu lucros ou benefícios e entrega de volta uma oferta. O CP verifica o balanço de potência e se existir algum desbalanço, o preço deve ser atualizado de acordo com alguma estratégia que incentive os agentes a atender a demanda na medida exata.

4.3.1 Problema de Otimização dos Geradores

O problema de otimização dos geradores consiste em maximizar os lucros decorrentes da participação no mercado, os quais correspondem à diferença entre as vendas de energia e os custos de operação (combustível, manutenção e administração) e investimento em nova capacidade de geração. A partir da função Lagrangeana (8), pode-se verificar que as variáveis relativas unicamente aos geradores são Pg_i e Δg_i . Com isto, o subproblema do gerador fica definido pelo seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} \max_{y,b} l_{g_i} &= \sum_{y,b} [\lambda_i(y,b)Pg_i(y,b) - C_i(Pg_i(y,b))] \Delta b - \sum_y \pi_{g_i} \Delta g_i(y) \\ \text{s.a.} & \\ Pg_i(y,b) &\leq gex_i(y) + \Delta g_i(y) \end{aligned} \quad (9)$$

Onde $\lambda_i(y,b)$ é o preço oferecido pelo CP para a energia, em \$/MWh. Note-se que o único interesse do gerador é maximizar o lucro com a única restrição da capacidade de geração.

A resposta do gerador à proposta de preço, λ , enviada pelo coordenador central é um par de ofertas Pg_i e Δg_i , as quais correspondem, à energia que seria gerada (MWh) e o incremento de capacidade (MW) que seria instalada por esse preço oferecido.

4.3.2 Problema de Otimização da Transmissão

O problema de otimização da transmissão consiste em maximizar a diferença entre a renda total da ET menos os custos de investimento em novas linhas de transmissão. As variáveis relativas à transmissão são os fluxos nos circuitos, f , e Δf_k , que corresponde ao investimento em novos circuitos. O subproblema da transmissão fica então definido como:

$$\begin{aligned} \max l_{ir} &= \sum_{i,y,b} -\lambda_i(y,b)P_i(\delta(y,b))\Delta b - \sum_{k,y} \pi f_k \Delta f_k(y) \\ \text{s.a.} & \\ f_k(\delta(y,b)) &\leq fex_k(y) + \Delta f_k(y) \end{aligned} \tag{10}$$

A única restrição do subproblema da transmissão é o limite de fluxo nas linhas. A sua resposta ao preço oferecido pelo CP é um par de ofertas, f (os fluxos), e Δf_k (a nova capacidade que seria instalada por esse preço).

4.3.3 Mecanismo de Atualização de Preços

O objetivo principal do CP consiste em assegurar que não existe desbalanço de potência em nenhuma barra. Depois que ele recebe as ofertas dos geradores (energia a ser gerada e a nova capacidade de geração) e da transmissão (fluxos nos circuitos¹² e nova capacidade de transmissão), o balanço tem que ser verificado. Qualquer desbalanço em qualquer barra implica que o preço da energia nesse local deve ser modificado e posteriormente enviado de novo aos participantes.

A fim de simular o comportamento do mercado, e particularmente do processo de negociação entre os agentes, é criado um modelo matemático baseado na solução do problema dual, o qual atualiza sistematicamente os preços dos recursos, neste caso, a energia. Nesse processo de negociação, o CP, que pode ser visto como um intermediário ligado à ET, oferece preços de compra e venda de energia com o objetivo de obter lucro. Caso seja necessário, ele próprio poderá investir na rede para aumentar a capacidade de transportar fluxos se os custos de investimento são competitivos.

Existe então um compromisso entre a maximização do lucro e diferenças de preços e custos de investimento em circuitos. O CP deve modificar os preços de compra que ele propõe aos geradores para que estes, maximizando os lucros, modifiquem as ofertas de geração. Este processo continua até que a demanda seja atendida, sem violar as restrições de fluxo e as condições sistêmicas da rede de transmissão.

A atualização de preços, combinada com a maximização independente de lucros, origina um processo iterativo cujo estado final corresponde à solução ótima centralizada. No modelo matemático, é utilizado o método de Newton para a atualização dos preços, dada a sua demonstrada rapidez de convergência quando aplicado a funções convexas. O

objetivo deste método aplicado ao mecanismo de atualização de preços consiste em levar os desbalanços de potência do sistema a zero. A descrição do algoritmo de atualização de preços pode ser encontrada no Anexo D (Seção D.3).

Mesmo que o processo descentralizado utilize o conceito de desbalanço nodal para atualizar os preços, na operação real do sistema de energia, as demandas e a geração sempre estarão equilibradas por meio do despacho instantâneo de geração. A existência de algum desbalanço no processo descentralizado significa que a solução ótima de máxima eficiência não tem sido ainda atingida e que o processo de negociação deveria continuar, uma vez que geradores com custos elevados estão sendo despachados.

4.4 Aplicação e Resultados

Afim de mostrar a viabilidade de um processo descentralizado de expansão da rede, a metodologia proposta é aplicada no sistema de 5 barras e 6 circuitos apresentado na Figura 13. Cada barra representa uma região elétrica e cada circuito representa uma interligação entre cada uma dessas regiões. Os dados deste sistema são apresentados nas Tabela 1 e 2.

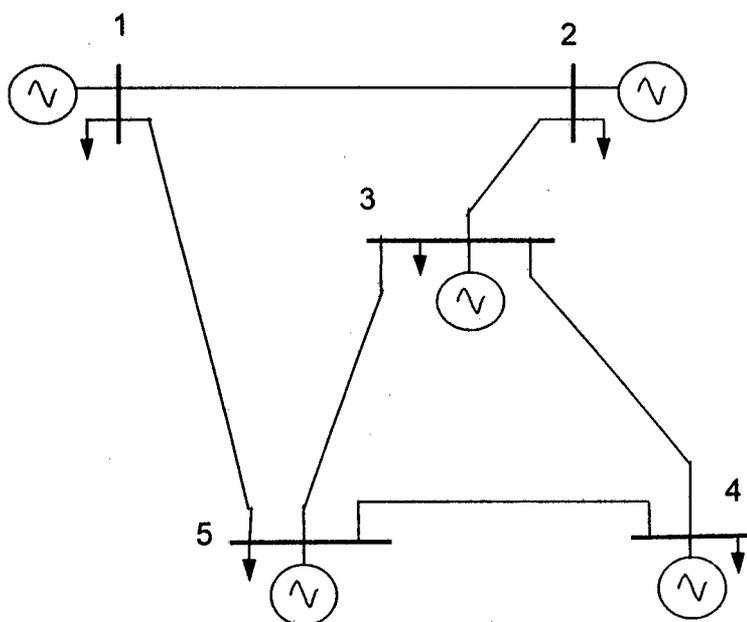


Figura 13. Sistema Teste

¹² Entregar os fluxos nos circuitos de volta para o CP equivale a entregar as injeções líquidas nodais de potência, que seria a potência que a ET estaria comprando ou vendendo em cada barra.

Este estudo de expansão descentralizada é aplicado para a expansão de interligações. No interior dos sistemas regionais de transmissão, a existência de projetos que se caracterizam pelo provimento de confiabilidade, dificulta a remuneração dos investimentos quando os lucros dependem apenas de diferenças de preços de energia. No Capítulo 5 é abordada a questão da remuneração de investimentos em redes de transmissão sob domínio de um monopólio regulado.

Mesmo que os projetos de interligação apresentem economias de escala do ponto de vista de custo de investimento, estes projetos são definidos por meio da contratação de transporte de fluxos entre regiões, com preços previamente definidos em ambos os extremos da interligação. Desta forma, a capacidade de transporte da interligação e a remuneração do serviço de transporte pode ser estudada com base na teoria marginalista.

A função de custo de produção dos geradores pode ser modelada por uma curva quadrática:

$$C(Pg) = a \cdot Pg + \frac{1}{2} b \cdot Pg^2 \quad (11)$$

Onde Pg é a potência gerada na respectiva barra e a e b são os parâmetros da curva de custo de produção. O custo incremental de geração é dado por:

$$CI(Pg) = a + b \cdot Pg \quad (12)$$

Tabela 1. Dados dos Geradores e Demandas

Barra	b (\$/MW ² h)	a (\$/MWh)	Capacidade (MW)	Demanda Bloco 1 (MW)	Demanda Bloco 2 (MW)
1	0,011	8,0	500	75	50
2	0,015	40,0	40	255	170
3	0,012	27,0	200	135	90
4	0,011	11,0	400	45	30
5	0,012	25,0	150	525	350

Foi analisado um período de um ano com dois blocos de demanda (ponta e fora de ponta) que podem representar uma curva de duração de carga anual, tal como foi mostrado na Figura 12. A duração dos blocos é 20 % e 80 % da duração do ano, para os blocos de ponta e fora de ponta respectivamente. Foi assumida uma taxa de desconto anual de 10% e uma vida útil de 25 anos para os equipamentos.

Os dados de custo unitário de investimento em geração não são relevantes porque é analisado o caso onde só existe investimento em transmissão. As curvas de custo de produção dos geradores foram obtidas tomando como base informação da operação de usinas térmicas típicas [33].

A Tabela 2 apresenta os dados dos circuitos de transmissão.

Tabela 2. Dados dos Circuitos de Transmissão

Circuito	De	A	R (%)	X (%)	Capacidade (MW)	Custo Unitário (\$/MWh)
1	1	2	0,042	0,248	150	4,435
2	2	3	0,031	0,126	300	0,563
3	1	5	0,031	0,216	150	3,863
4	3	5	0,042	0,131	120	3,661
5	3	4	0,031	0,106	100	4,265
6	4	5	0,084	0,116	130	2,762

Os custos unitários de investimento em circuitos de transmissão foram convertidos a partir de valores anualizados, tomando como base custos unitários típicos para linhas de 230 kV e 500 kV, uma vida útil de 25 anos e uma taxa de desconto de 10%.

4.5 Solução do Problema da Expansão Centralizada

A solução do problema centralizado é importante, pois serve como referência para a solução descentralizada do problema. O problema centralizado encontra uma solução de mínimo custo global para o sistema, significando que não é possível encontrar uma solução de menor custo que consiga atender as necessidades da demanda (assumindo contínuas as variáveis de investimento).

Assim, para qualquer processo descentralizado de expansão é desejável que a solução encontrada seja a mesma do problema da expansão de mínimo custo. De fato, é possível mostrar que sob certas premissas, ambas as soluções são idênticas. Isto é demonstrado através da teoria da solução do problema dual e de comunicação de preços, apresentada no Anexo D (Seção D.2).

A solução encontrada para o problema centralizado é apresentada na Tabela 3. Os detalhes de implementação do modelo para resolver este problema é apresentado no Anexo C.

Tabela 3. Solução Ótima Centralizada - Barras

Barra	Despacho por Bloco (MW)		Custo Marginal por Bloco (\$/MWh)	
	1	2	1	2
1	496,08	445,31	13,4569	12,8984
2	0,0	0,0	37,2217	17,6080
3	124,76	0,0	28,4971	18,8200
4	325,32	295,93	14,5786	14,2553
5	150,00	0,0	28,1197	20,2290

Os resultados relacionados com a rede de transmissão são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Solução Ótima Centralizada - Circuitos

Circuito	Expansão (MW)	Fluxo por Bloco (MW)	
		1	2
1	42,78	192,78	168,49
2	0,0	-71,08	-7,65
3	63,47	213,09	213,47
4	0,0	50,50	35,30
5	36,38	136,38	136,38
6	0,0	130,00	117,58

Cabe salientar que, de acordo com a formulação do problema, para cada ano os investimentos em transmissão são realizados de forma a atender a carga nos períodos de ponta e fora de ponta. Nas diferentes simulações, alguns circuitos são justificados para o período de fora de ponta, não necessariamente para os períodos onde a demanda é máxima¹³.

4.6 Solução Descentralizada

Os resultados da solução descentralizada não são apresentadas, pois estes foram exatamente iguais aos resultados da solução centralizada. Não obstante, é fundamental analisar o processo de convergência do procedimento utilizado.

¹³ As injeções do período de fora de ponta são totalmente diferentes àquelas do período de ponta. Esta situação pode provocar que o fluxo em determinados circuitos atinja o limite de capacidade no período de demanda mínima e não no período de demanda máxima.

A Figura 14 apresenta a evolução dos desbalanços de potência (MW) nas barras para a primeira metade das iterações. A tolerância adotada para a convergência foi de 0,01 MW.

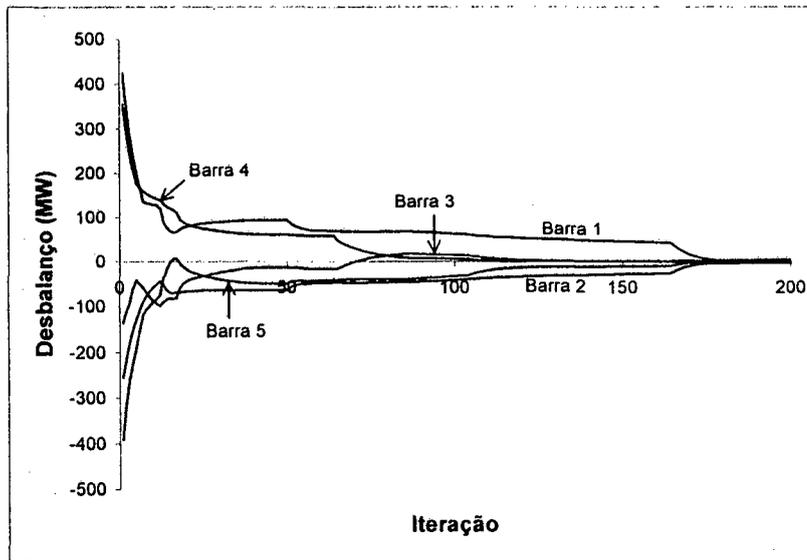


Figura 14. Evolução dos Desbalanços de Potência

A Figura 15 apresenta a evolução dos preços da eletricidade ao longo das iterações. O valor inicial para o preço em todas as barras corresponde ao PMS (preço marginal do sistema), o qual é o custo marginal de produção do sistema desconsiderando a representação da rede e das perdas de transmissão. Neste exemplo, o PMS é igual a 26,62 \$/MWh para o bloco de ponta.

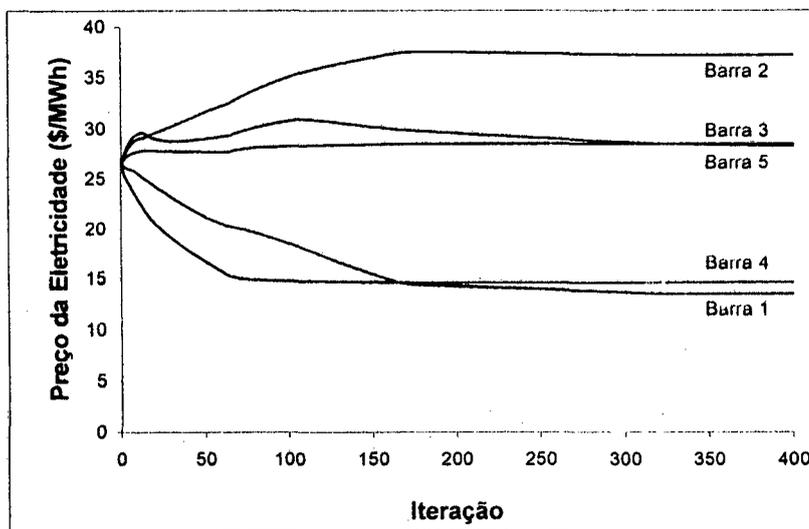


Figura 15. Evolução dos Preços Nodais

Note-se que os valores finais para os quais os preços convergem são os mesmos preços encontrados na solução centralizada, tal como apresentado na Tabela 3 para o bloco de ponta.

A Figura 16 apresenta a evolução das ofertas de investimento em transmissão.

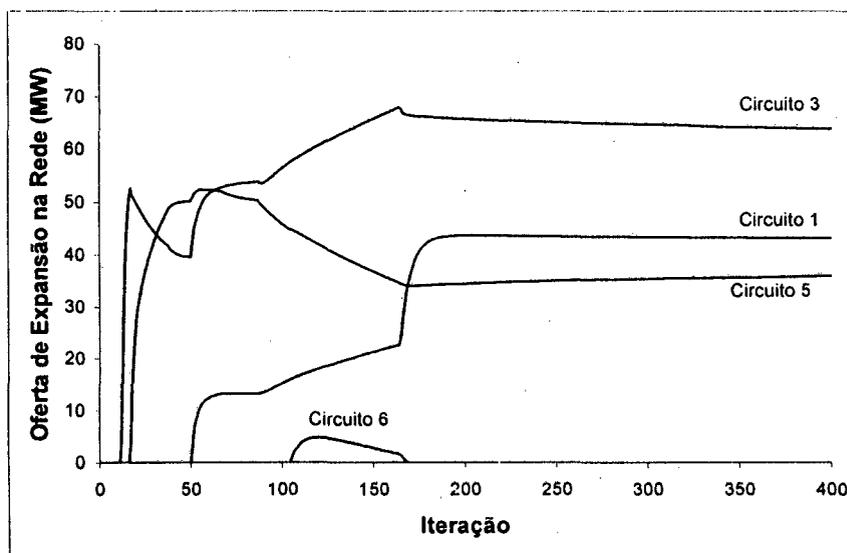


Figura 16. Evolução das Ofertas de Expansão da Transmissão

Note-se também que os valores para os quais convergem as ofertas de expansão da transmissão correspondem aos mesmos valores da solução centralizada (Tabela 4).

Pode-se notar que os montantes de expansão começam a definir-se a partir da iteração 170. Essa iteração é o ponto no qual os preços da energia se aproximam dos preços ótimos, ocorrendo também uma forte redução nos desbalanços de potência. Em todas as simulações efetuadas, pôde-se perceber que no momento em que as curvas de preço apresentam uma forte inflexão, os valores de expansão na transmissão atingem valores próximos do ótimo.

No momento em que os preços da negociação atingem o ponto de inflexão mencionado anteriormente, pode-se ter uma idéia clara dos montantes ótimos de expansão na transmissão. Esse ponto pode ser caracterizado como o instante em que cada agente percebe que as ofertas de preço enviadas pelo CP não sofrem modificações significativas em relação às ofertas anteriores. Nesse momento, os PIT, representados aqui pela ET, podem tomar a decisão de investir nos circuitos de acordo com as ofertas enviadas ao CP.

4.7 Análise Econômica da Expansão

Partindo das condições de otimalidade da expressão (8), é possível efetuar uma análise econômica da expansão, estudando-se como ocorre a distribuição de recursos envolvidos na operação e expansão ótima do sistema.

Primeiramente, é mostrado na Seção C.5 do Anexo C que:

$$\pi_f + \gamma = 0 \quad (13)$$

Isto quer dizer que se uma linha de transmissão é expandida, a quantidade ótima de expansão deve atingir um determinado valor tal que o benefício marginal da capacidade existente da linha (o negativo de γ) deve ser igual a seu custo unitário (π_f).

Em segundo lugar, tal como é mostrado também:

$$\sum_{i,j} f_{ij} (\lambda_j - \lambda_i) = \sum_{i,j} f_{ij} \gamma_{ij} \quad (14)$$

Onde f_{ij} é o fluxo na linha i - j , λ_i é o custo marginal na barra i e γ_{ij} é o benefício marginal da expansão em relação à capacidade existente. Como o fluxo f_{ij} na linha é a soma da capacidade existente da linha (antes da expansão) mais a expansão, ou seja, $f_{ij} = f_{ex_{ij}} + \Delta f_{ij}$, então:

$$\sum f_{ij} (\lambda_j - \lambda_i) = \sum f_{ex_{ij}} \gamma_{ij} + \sum \Delta f_{ij} \gamma_{ij} \quad (15)$$

O lado esquerdo da Equação (15) corresponde à renda da ET. Ele compra a energia em uma barra, a transporta pela linha e a vende no outro extremo ao preço local. No entanto, de acordo com a primeira condição (13), se uma determinada linha foi expandida, o benefício marginal é o próprio custo unitário π (\$/MWh). Por isso,

$$\sum \Delta f_{ij} \gamma_{ij} = \sum \Delta f_{ij} \pi_{ij} \quad (16)$$

Isto é, a segunda parcela do lado direito corresponde ao montante total gasto para expandir a transmissão. A primeira parcela do lado direito $\sum f_{ex_{ij}} \gamma_{ij}$ corresponde ao valor de mercado do sistema existente para a expansão do sistema.

Para mostrar numericamente a validade das afirmações anteriores, e sem perda de generalidade, a expansão ótima é calculada considerando apenas um bloco de demanda e desprezando as perdas de transmissão¹⁴.

¹⁴ A demanda considerada é a demanda média anual do sistema ponderada à duração do bloco.

Os resultados desta expansão ótima centralizada sem perdas são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Expansão sem perdas. Resultados das barras

Barra	Demanda (MW)	Despacho (MW)	Custo Marginal λ (\$/MWh)
1	55	475,45	13,2300
2	187	0,00	20,0838
3	99	0,00	20,1886
4	33	283,55	17,0775
5	385	0,00	18,8521

Os resultados da expansão da rede assim como a renda da ET são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6. Expansão da Rede Sem Perdas

Linha	Expansão (MW)	Fluxo Total (MW)	Diferença de Custos Marginais (\$/MWh)	γ (\$/MWh)	Renda do Circuito (\$/h)
1-2	35,10	185,10	6,8538	-6,6537	1.268,6
2-3	0,00	-1,90	0,1048	0,0000	-0,2
1-5	85,35	235,35	5,6222	-5,7951	1.323,2
3-5	0,00	34,03	-1,3365	0,0000	-45,5
4-3	34,94	134,94	3,1111	-4,2659	419,8
4-5	0,00	115,61	1,7746	0,0000	205,2

A renda total da ET (3.171,1 \$/h) é a soma das rendas obtidas para cada circuito (última coluna da tabela). A renda negativa no circuito 2-3 significa que a transmissão está comprando energia de uma barra mais cara (barra 2) e vendendo-a numa barra mais barata (barra 3). Do mesmo modo, isso ocorre para o circuito 3-5. Esta decisão é compensada com rendas positivas bem maiores nos outros circuitos.

O valor γ (\$/MW) refere-se ao benefício marginal na expansão do sistema em relação à capacidade existente da linha, tal como foi dito na Equação (8). Em outras palavras, este valor representa a redução no custo da expansão e operação se a capacidade existente do circuito for marginalmente incrementado. Por isso, este valor pode ser denominado de benefício marginal da transmissão.

A Tabela 7 permite uma melhor visualização dos fluxos financeiros envolvidos, tal como estabelecido na análise das condições de otimalidade.

Tabela 7. Expansão Sem Perdas. Distribuição de Recursos

Demandas Pagam {1}	$\sum \lambda_i P d_i$	$55 \times 13,23 + 187,00 \times 20,08 + 99 \times 20,19 + 33 \times 17,08 + 385 \times 18,85 = 14.304$
Geradores Recebem {2}	$\sum \lambda_i P g_i$	$475,45 \times 13,23 + 0,00 \times 20,08 + 0,00 \times 20,19 + 283,55 \times 17,08 + 0,00 \times 18,85 = 11.133$
Renda ET {3}	$\sum f_{ij} (\lambda_j - \lambda_i)$	$185,10 \times 6,85 + (-1,90) \times 0,10 + 235,35 \times 5,62 + 34,03 \times (-1,33) + 134,94 \times 3,11 + 115,61 \times 1,77 = 3.171 = \{1\} - \{2\}$
Custo Expansão {4}	$\sum \pi_{ij} \Delta f_{ij}$	$6,65 \times 35,10 + 1,69 \times 0,00 + 5,80 \times 85,35 + 4,39 \times 0,00 + 4,27 \times 34,94 + 3,59 \times 0,00 = 877$
Custo Total Expansão Mais Operação {5}	$\sum \lambda_i P g_i + \sum \pi_{ij} \Delta f_{ij}$	$\{2\} + \{4\} = 11.133 + 877 = 12.010$
Valor de Mercado do Sistema Existente {6}	$\sum f_{ex} \gamma_{ij}$	$150 \times 6,65 + 300 \times 0,00 + 150 \times 5,80 + 120 \times 0,00 + 100 \times 4,27 + 130 \times 0,00 = 2.294 = \{1\} - \{5\}$
Renda ET {3}	$\sum \pi_{ij} \Delta f_{ij} + \sum f_{ex} \gamma_{ij}$	$\{4\} + \{6\} = 877 + 2.294 = 3.171 = \{3\}$

A diferença entre os pagamentos das demandas {1} e o que os geradores recebem {2} é igual à renda da ET {3}, a qual, por sua vez, é igual à soma do custo de expansão {4} mais o valor de mercado do sistema de transmissão existente {6}. Este valor de mercado pode ser interpretado também como a diferença entre os pagamentos das demandas {1} menos o custo total de expansão e operação do sistema {5}. Isto significa que as demandas pagam, além da energia gerada e os novos investimentos em transmissão, o valor da capacidade existente¹⁵.

Os valores mostrados na Tabela 7 e, com base na teoria de otimização, pode-se concluir que:

- a expansão em um determinado circuito de transmissão ocorre somente se o custo do investimento é inferior ao benefício obtido. No ponto de equilíbrio, o acréscimo de benefício é exatamente igual ao acréscimo de investimento, que é o mesmo custo unitário;

¹⁵ A capacidade existente evita investimentos na rede.

- o sistema de transmissão existente tem um valor no mercado após a expansão. Este valor é muito importante, pois forma parte da renda da ET, somado com o que se arrecada para cobrir exatamente o custo de expansão;
- após a expansão ótima, a renda da ET diminui porque os preços nas barras mais caras são menores, em relação aos preços antes da expansão. O novo valor da renda da ET é exatamente igual ao montante utilizado para expandir a transmissão mais o valor de mercado do sistema existente;
- a diferença entre os pagamentos dos consumidores e o custo global de expansão e operação é precisamente o valor de mercado do sistema existente. Considerando a transmissão como um monopólio regulado (margem de lucro regulada), esta parcela deveria ser entregue de volta aos consumidores com o objetivo de reduzir os pagamentos pelo serviço de transmissão.

4.8 Comportamento dos Investidores em Transmissão no Mercado Competitivo

Em um mercado descentralizado não é claro se a transmissão, como um monopólio não regulado, vai participar adequadamente ao longo do processo de ofertas, enviando propostas de expansão como reação aos preços do mercado.

Todos os participantes sabem que se não é praticada nenhuma expansão na transmissão com o intuito de reduzir o congestionamento atual, os preços de eletricidade vão tornar-se maiores e as companhias monopolistas de transmissão poderão receber receitas extraordinárias. Por isso, se essa atividade não é regulada, uma reação natural será não oferecer nenhuma expansão.

Contudo, se consumidores, geradores ou ainda terceiros, se juntarem e forem autorizados a construir nova capacidade de transmissão, é dado a eles a oportunidade de aliviar congestionamentos críticos e, em consequência, possibilitar o surgimento de menores preços. O estímulo principal é que investimentos ótimos são recuperados totalmente a partir da renda da transmissão.

Mais ainda, o que é talvez a questão mais importante em relação à descentralização da expansão na transmissão é que as PIT não precisam instalar a totalidade da capacidade ótima que resultaria no final do processo descentralizado de negociação. Em relação ao caso de estudo, a Tabela 4 apresenta a expansão ótima nos circuitos 1, 3, e 5. Um

investidor poderia, por exemplo, instalar 30 MW de capacidade no Circuito 3 ao invés dos 63,47 MW da solução ótima (isto seria um “investimento parcial”). Esta decisão leva a um resultado interessante. A Tabela 8 apresenta tanto os preços ótimos para as barras 1 e 5 (extremos do circuito 3) quanto os preços reais da energia, se forem investidos somente 30 MW de capacidade nesse circuito.

Tabela 8. Preços da eletricidade (\$/MWh) para investimento ótimo e parcial no circuito 3

Ótimo			Parcial		
Barra 1	Barra 5	Diferença	Barra 1	Barra 5	Diferença
13,46	28,12	14,66	12,54	115,48	102,94

Supondo que um investidor conhecesse a solução ótima, e de acordo com esses preços, ele poderia oferecer a compra de eletricidade na Barra 1 a um preço entre 12,54 \$/MWh e 13,46 \$/MWh e vendê-la na Barra 5, a um preço próximo de 28 \$/MWh.

Como uma conclusão da Tabela 8, se o investimento parcial é levado a cabo e ninguém mais investe na transmissão, a rede de transmissão continua congestionada e diferenças em preços continuarão a existir. Este fato é suficiente para estimular investimentos futuros em transmissão, se é dado o direito as PIT para recuperar a renda a partir da compra e venda de eletricidade.

Se o investimento de 30 MW no Circuito 3 é completado, os incentivos para continuar expandindo a rede continuam intactos. A teoria de otimização estabelece que se o problema de expansão é resolvido novamente a partir de uma condição inicial com mais 30 MW de capacidade no Circuito 3, a solução será a mesma que a solução ótima para o sistema. Este fato foi confirmado através das simulações.

Este resultado é importante, pois os investidores podem identificar, no processo descentralizado de negociação, quais circuitos são prováveis de serem instalados e tomar decisões de baixo risco instalando “porções” da solução ótima. Eles nem têm que esperar até o fim da negociação. Na Figura 16, pode-se ver que a partir de mais ou menos a 180^a iteração, existe uma idéia completa acerca dos circuitos que serão expandidos e o montante da expansão.

Em uma rede de transmissão congestionada existem oportunidades implícitas de negócios. Os distribuidores sabem que se existisse capacidade suficiente de transmissão,

eles pagariam por uma energia mais barata, que é aquela que os geradores estão dispostos a gerar na oferta que enviam.

Além da rede de transmissão incumbente, que poderá aumentar os seus lucros, os distribuidores são os diretos interessados na expansão da rede, principalmente se estão localizados em regiões com preços da energia elevados. Desta forma, eles poderiam reunir recursos para investir em projetos de transmissão específicos e informar à rede o seu interesse. O agente de transmissão incumbente poderia investir por ele próprio e arrecadar a renda, ou receber o suporte financeiro dos distribuidores, que financiariam o projeto e obteriam a renda de transmissão decorrentes. Evidentemente que um novo projeto somente poderia ser implementado se ele não viesse a reduzir a capacidade de transmissão já contratada anteriormente.

Do ponto de vista dos investidores em nova capacidade de geração, os preços nodais de energia, *per se*, não proporcionam incentivos apropriados para o investimento [35]. Os preços da energia refletem o custo de oportunidade de geração. Os investimentos em nova capacidade de geração são estimulados nos locais em que este custo é alto. Contudo, quando um investidor decide instalar nova capacidade, o custo de oportunidade nesse local é reduzido ao custo marginal de geração do novo projeto. Como o preço da energia dado por esse custo marginal não é suficiente para remunerar o custo fixo de investimento, o projeto se tornaria inviável financeiramente. Tendo consciência dessa situação, o investidor em geração não instalaria a nova capacidade.

Por isso é necessário implementar uma forma de manter os preços em um certo nível de forma que os custos fixos dos novos investimentos sejam recuperados. Uma alternativa seria criar instrumentos de financiamento de longo prazo (por exemplo, através de contratos), cuja duração seja comparável com o período sobre o qual o investimento deve ser financiado. Caso esses contratos de longo prazo existam, o investidor pode estudar o mercado de longo prazo de energia para o local de interesse. No momento em que as demandas nesse local comecem a perceber que podem ter problemas futuros como a escassez de suprimento, elas tentarão negociar contratos para uso futuro. Uma vez que o preço oferecido pelas demandas chegar a um nível adequado para financiar a construção da nova capacidade de geração, o investidor pode assinar contratos no mercado e iniciar o financiamento para a construção do projeto.

O ponto importante é que os preços de curto prazo da energia proporcionam sinais adequados para novos investimentos desde que exista a possibilidade de firmar contratos de longo prazo apropriados para facilitar esses investimentos.

4.9 Conclusões

- Este capítulo apresentou a aplicação de uma metodologia descentralizada de expansão, a qual permite mostrar que é possível introduzir competição no segmento de transmissão para projetos que propiciam o uso mais eficiente dos recursos de geração. Os subsistemas regionais de transmissão devem continuar sendo monopólios regulados devido às características sistêmicas da rede¹⁶ e a presença de economias de escala que impedem a total remuneração dos investimentos por meio dos preços da energia.
- Sob hipóteses simplificadoras, o processo descentralizado de expansão definido por preços, onde todos os participantes maximizam os lucros como resposta aos preços, converge para a mesma solução ótima centralizada. Esta solução representa a alternativa de expansão de mínimo custo para a sociedade. Contudo, a metodologia proposta se baseia em uma série de hipóteses simplificadoras que dificultam a aplicação imediata de uma proposta deste tipo. Adicionalmente, a aplicação prática desta metodologia requer uma cuidadosa análise dado que a expansão de um circuito ocasiona uma redistribuição de fluxos, podendo ocasionar outros gargalos de transmissão.
- Todos os projetos de transmissão que pertencem à solução ótima podem ser recuperados a partir dos preços ótimos da energia, por isso, o investidor em transmissão pode elaborar contratos de compra e venda de energia a esses preços garantindo a estabilidade de preço para a demanda assim como a recuperação total do investimento.
- Investimentos parciais que pertençam à solução ótima são seguros também porque os preços da energia continuam refletindo congestionamento e o investidor poderá receber lucros maiores que os esperados com os preços ótimos. Caso outros investidores decidam instalar nova capacidade até que o ótimo seja atingido, a recuperação do investimento é garantida para todos eles.

- A metodologia apresentada é adequada para projetos de transmissão tais como interligações que unem regiões com diferentes preços de energia. Nesses circuitos, a capacidade nominal não é tão importante quanto o fluxo real negociado no mercado de eletricidade, devido principalmente à previsibilidade do fluxo. Nas interligações, é possível controlar o fluxo transportado realizando-se ajustes nos despachos regionais de geração de forma a cumprir com as metas de transporte de energia definidos no mercado ou nos acordos comerciais.
- A presença de PIT's é necessária para estimular a competição para a expansão da rede de transmissão, especialmente as interligações. Esse tipo de empresa comercializa energia e viabiliza a instalação de nova capacidade de transmissão buscando aumentar a transferência de energia entre os geradores e as demandas com as quais negociou, se os custos de investimento são competitivos. Ela é quem assume o risco e o compromisso de compra e suprimento de energia com esses geradores e demandas. A receita operacional é calculada pelo produto entre a energia contratada para ser transportada e a diferença de preços definidos nos contratos de compra e venda. Esse tipo de contratos não são, portanto, contratos bilaterais. São contratos financeiros entre geradores ou demandas e o PIT.
- A expansão descentralizada da transmissão possibilita aos agentes de mercado a realização de uma proteção ("hedging") contra exposições resultantes de diferença de preços. Não obstante, o sucesso na implementação deste tipo de procedimento requer a definição de arranjos regulatórios que preservem os direitos de transmissão previamente estabelecidos.

¹⁶ Os fluxos e as tensões devem respeitar leis físicas.

En rigor hay una libertad de prensa:
la de los sobrevivientes.

Germán Arciniegas (1900-1999),
em *Entre la Libertad y el Miedo*

CAPÍTULO 5. REMUNERAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

5.1 Introdução

No capítulo anterior foi apresentada a metodologia de expansão descentralizada, sendo possível mostrar que para alguns projetos de transmissão existe a possibilidade de se introduzir a expansão da rede com a recuperação direta dos investimentos por meio da negociação de contratos de compra e venda de energia diretamente no mercado.

Mesmo que em países como o Brasil exista um processo competitivo para a instalação, operação, manutenção e administração de novas instalações de transmissão, essas novas adições são definidas centralmente pela entidade encarregada do planejamento ou também sob solicitação do OS. O investidor que ofertar a mínima renda anual para construir e operar o novo circuito dentro dos critérios estabelecidos, é o vencedor do processo licitatório. Esse novo circuito formará parte da rede de transmissão e a renda regulada anual da transmissão deverá cobrir a renda solicitada pelo vencedor.

No modelo descentralizado de expansão supõe-se a abertura do sistema de transmissão à livre competição, pelo menos para alguns tipos de circuitos. Os investidores que não recebem uma renda regulada anual, estabelecem contratos de compra e venda de energia com geradores e demandas. Por isso, a renda do investidor deriva-se da negociação direta com o mercado de energia.

Na realidade, a expansão de sistemas de transmissão está longe de ser totalmente aberta à livre competição. O primeiro motivo consiste em que nem todos os novos circuitos são necessários para fortalecer o intercâmbio de energia e favorecer o mercado. Muitos projetos são necessários por razões de confiabilidade, não havendo um incentivo natural pelas forças do mercado que possa viabilizar a construção desse tipo de projetos, que resultam da necessidade de manter o sistema operando dentro de um certo grau de confiabilidade.

O segundo motivo é que devido às características sistêmicas da rede de transmissão e as economias de escala, as diferenças intra-regionais de preço desaparecem, não existindo nenhum mecanismo de mercado para remunerar esse tipo de investimentos. Por isso, os sistemas regionais de transmissão continuarão a existir sob controle central, no tocante ao planejamento e a operação. Nesse contexto, todos os investimentos devem ser adequadamente remunerados. Para isso, é calculada a renda anual da transmissão a qual deve ser recuperada de alguma forma junto aos usuários da rede.

Este capítulo visa identificar o transporte de energia como um serviço que deve ser remunerado. Adicionalmente, mostra também diferentes alternativas utilizadas para a recuperação de uma receita regulada da transmissão. Dentro dessas alternativas, as tarifas pelo uso da rede apresentam uma importância fundamental para recuperar essa receita, independentemente do modelo de mercado de energia que seja utilizado. São analisados também, problemas potenciais da utilização de tarifas pelo uso da rede e a sua influência sobre a expansão da geração.

5.2 O Serviço de Transmissão

Tradicionalmente, o conceito de serviço de transporte de energia não era separado do conceito de rede de transmissão. Na estrutura verticalizada, o planejamento da transmissão tem sido realizado de forma coordenada com o planejamento da geração, de modo que os custos de expansão, operação, manutenção e outros custos associados à transmissão são repassados aos usuários na forma de tarifas que possibilitam a amortização de projetos já instalados, os custos de operação, entre outros.

A análise econômica de projetos baseia-se na realização de estudos de minimização dos custos de investimento e operação. Os consumidores confiam nos critérios assumidos pela entidade que efetua o planejamento embora algumas vezes projetos de expansão tenham que ser impostos à sociedade mesmo sem a absoluta aprovação. Nos países em desenvolvimento, os custos da transmissão correspondem a uma parcela significativa dos custos totais de expansão. No caso do Brasil, é esperado que 40% dos investimentos no setor (o dobro da porcentagem típica de países desenvolvidos) sejam dedicados à transmissão nos próximos dez anos [7].

O primeiro passo para conseguir a inserção adequada da transmissão em um ambiente de livre mercado, é o de conseguir identificá-la como um serviço com todas as modificações estruturais que isto implica.

Se a transmissão é considerada como um serviço que pode ser contratado ou, pelo menos, separado das atividades de geração e comercialização, é necessário identificar detalhadamente todos os custos envolvidos na prestação desse serviço:

- *Perdas*: transportar energia elétrica de um ponto para outro requer meios físicos que oferecem resistência ao fluxo. A lei de Ohm estabelece que as perdas dependem do quadrado da corrente, por isso, se o fluxo em uma determinada linha de transmissão é aumentado marginalmente, o incremento das perdas depende linearmente do valor real do fluxo. As perdas representam um significativo valor econômico nos sistemas de energia. A título de comparação, as perdas de energia no sistema de transmissão dos Estados Unidos supera o consumo total de energia de países industrializados como o Brasil¹⁷.
- *Congestionamento*: Este fator pode originar custos elevados na operação e se deve às limitações que a rede oferece ao transporte de fluxos dos geradores aos consumidores. Em uma rede ideal, de capacidade infinita, todos os fluxos poderiam ser transportados a partir de geradores mais baratos. Porém, devido a restrições de confiabilidade, segurança, limite térmico das linhas ou estabilidade, alguns geradores estrategicamente localizados, mas não necessariamente mais baratos, devem ser despachados e outros geradores mais baratos devem reduzir sua produção. Esta diferença de despachos causa um acréscimo de custo para o consumidor final.
- *Expansão*: Independentemente da sua estrutura administrativa, a rede deve ser expandida atendendo critérios econômicos, seja de maximização de lucros por parte dos seus proprietários, seja para cumprir os objetivos mínimos com lucros regulados. Os custos de expansão correspondem à parcela mais significativa nos custos associados à prestação do serviço de transporte.

¹⁷ Na referência [6], L.S. Hyman estabelece que o consumo de energia nos Estados Unidos no ano 1995 foi de 3.451 TWh. Considerando um nível de perdas da ordem do 10%, as perdas atingem o valor de 345.000 GWh que corresponde aproximadamente ao consumo de eletricidade esperado para o Brasil no ano 2002 [7].

- *Serviços Ancilares*: O sistema de energia precisa que os geradores ofereçam uma série de serviços além do fornecimento de potência ativa. O fornecimento desses serviços tais como a geração de potência reativa, suporte de tensão e frequência, reserva girante, entre outros, visa manter a estabilidade e a confiabilidade do sistema e manter o fornecimento de eletricidade dentro dos padrões de qualidade. Além dos geradores, também constituem provedores de serviços ancilares os equipamentos específicos de compensação reativa.
- *Outros custos associados ao funcionamento da transmissão*: Existem outros custos, principalmente relacionados com investimentos não amortizados de infra-estrutura existente¹⁸ e custos adicionais de operação, administração e manutenção do sistema.

Depois de serem identificados todos os custos relativos à prestação do serviço de transmissão, se fazem necessários arranjos comerciais que permitam a recuperação total de todos os custos. Esses arranjos devem proporcionar sinais adequados aos agentes para a utilização eficiente dos recursos de geração, sinalizando os locais mais adequados para a instalação de novos projetos, e para os novos consumidores decidirem os locais mais convenientes para sua instalação.

5.3 Transmissão como Monopólio: Recuperação de Custos Fixos

A principal questão que o mercado de energia enfrenta em relação ao serviço de transporte é como recuperar os custos fixos da rede de transmissão, sendo esta um monopólio regulado, estatal ou privado.

A eficiência econômica requer que um determinado consumidor pague pelo custo marginal de proporcionar um serviço específico [3]. Independentemente do modelo de mercado, os investimentos na rede de transmissão deveriam ser recuperados de acordo com o uso marginal que cada um dos usuários faz da rede. Desafortunadamente, quando existem custos comuns causados por investimentos prévios ou economias de escala, a receita resultante de cobrar os usuários pelo valor marginal do serviço de transmissão não consegue remunerar o custo de proporcionar o serviço.

¹⁸ No contexto de reestruturação de mercados de energia elétrica, o termo “*stranded costs*” refere-se usualmente a esses custos.

Por exemplo, sob o critério “N-2” de confiabilidade adotado no Reino Unido [34], o projeto da rede deve tolerar a perda de qualquer par de circuitos. Uma capacidade de transmissão nominal de 100 MW para uma interligação de 100 MW, requer a construção de três circuitos de 100 MW para que o sistema sobreviva durante a indisponibilidade de dois circuitos. A capacidade de transmissão pode ser triplicada para 300 MW simplesmente adicionando mais dois circuitos de 100 MW, para cumprir com o critério de confiabilidade. No último caso, seriam instalados cinco circuitos. O custo marginal para acrescentar 100 MW de capacidade corresponde ao custo de um circuito adicional, ou um terço do custo dos primeiros 100 MW. Este não é apenas um exemplo drástico de segurança. Geralmente é necessário o investimento em economias de escala para manter os padrões de confiabilidade do sistema.

Todos os investimentos em circuitos de transmissão devem ter seus custos recuperados. Assim, uma alternativa consiste em utilizar mecanismos de curto prazo (preços nodais ou zonais da energia) conjuntamente com tarifas complementares. Outras alternativas ignoram por completo as informações de curto prazo e usam alguma regra de alocação de custos que pode ou não estimular o uso eficiente da rede.

Na seqüência, ambos os tipos de procedimentos são detalhados.

5.3.1 Recuperação do Custo da Transmissão sem Informação de Curto Prazo

Dadas as características descritas anteriormente, não tem sido possível criar mecanismos que permitam a recuperação do custo fixo da transmissão diretamente por meio do mercado de energia, mais precisamente, pelos preços de curto prazo. Como é estabelecido em [36], a experiência de vários países mostra que a renda da transmissão, extraída a partir de diferenças de preços nodais, não excede o 30 % da renda total requerida. Por isso tem sido necessário criar uma estrutura de pagamentos adicionais por parte dos usuários da rede para fazer com que possa ser completamente recuperada a renda da transmissão definida pelo agente regulador.

Um sistema eficiente de tarifas pelo uso da rede deveria proporcionar, simultaneamente, sinais de incentivo à eficiência econômica: no longo prazo (expansão da capacidade) e nas decisões de curto prazo (operação) [37]. Estes objetivos podem ser atingidos utilizando preços do mercado de curto prazo adicionados de uma tarifa que dependa da capacidade instalada (demanda ou geração).

A tarifa pode ser entendida como um pagamento por um direito firme de acesso à transmissão. No caso de mercados onde é utilizado um único preço da energia, as tarifas de transmissão correspondem à única alternativa para a recuperação da renda regulada.

Uma adequada estrutura de tarifas pelo uso da transmissão é fundamental para o desenvolvimento do sistema. As tarifas são necessárias para remunerar os investimentos, mesmo que existam esquemas de administração do congestionamento, cuja renda é utilizada também para recuperação dos custos de transmissão.

A busca pela eficiência econômica da indústria de energia elétrica como um todo exige que a estrutura de tarifas pelo uso da transmissão possua os seguintes requisitos [38]:

- não deve ser discriminatória entre os diferentes usuários e não deve depender do instante em que novos usuários são conectados;
- deve apresentar sinais adequados para a localização de novos projetos de geração;
- as tarifas devem ser suficientemente estáveis e previsíveis de forma a entregar sinais adequados para tomar decisões em relação a investimentos futuros em geração;
- o cálculo das tarifas deve ser prático, simples e transparente, permitindo a todos os agentes estimem seus pagamentos esperados de forma rápida e precisa;
- adicionalmente, e não menos importante, as tarifas devem refletir o custo de prover o serviço de transmissão [39].

Note que alguns desses requisitos podem ser conflitantes, dificultando a tarefa da entidade reguladora na definição das tarifas. Portanto, a definição da metodologia para cálculo das tarifas deve ser precedida de uma análise que permita avaliar o comportamento dos agentes de geração e demanda em função do sinal tarifário.

Além da estabilidade e previsibilidade das tarifas, fatores tão justamente solicitados pelos agentes do mercado, é necessário também o sinal econômico para expansão da geração.

A estratégia ideal para a recuperação do custo fixo da transmissão consiste em definir um preço não menor do que o custo marginal de servir o usuário e que não seja maior do que o valor que ele está disposto a pagar. Ao mesmo tempo, deve-se garantir que a receita resultante de todos os usuários não seja menor que os custos totais a serem recuperados.

Por exemplo, uma tecnologia com características de economia de escala pode ter uma equação de custo do tipo:

$$c(x) = k + bx \quad (17)$$

onde $c(x)$ é o custo total em função da expansão realizada x .

O custo marginal de expansão é b , mas não é racional efetuar o investimento, a menos que o conjunto de usuários estejam dispostos a pagar também o custo comum k . Algumas regras de investimento, as quais requerem que as empresas expandam a rede para lidar com todas as solicitações de serviço de conexão e transporte, podem ter dificuldades para cumprir esse critério.

As empresas tentam recuperar o custo total de investimento geralmente repartindo esse custo entre todos os usuários que usam o novo investimento. Se k for elevado, uma repartição de custos de forma uniforme pode levar a tarifa de prestação do serviço a um ponto em que alguns usuários decidam não mais utilizar as instalações. Esta situação pode levar a um problema mais sério, pois alguns usuários podem estar dispostos a pagar o custo unitário b , e fazer alguma contribuição para remunerar o custo comum k . Assim, a perda desses usuários marginais aumenta a parcela dos custos totais para os usuários restantes, aumentando a probabilidade de que eles deixem de pagar e usar o sistema, isto é, tem-se a “*instabilidade do pool*”.

A repartição do custo comum, k , tem sido um dos principais problemas enfrentados pelos reguladores na etapa de reestruturação de mercados de energia elétrica. Portanto, procura-se alocar o custo k entre os usuários de forma a não distorcer a decisão de investimento. Esse custo comum é recuperado junto aos usuários com maior voluntariedade ao pagamento, em relação com aqueles menos sensíveis ao preço (menos *elásticos*).

Identificados alguns dos desafios presentes na elaboração das tarifas pelo uso da transmissão, é necessário salientar que essas tarifas são basicamente projetadas de forma a recuperar uma renda pré-definida com base no uso real: quem utiliza mais o sistema, deve pagar mais. Essa premissa tem levado à elaboração de múltiplas metodologias para cálculo das tarifas, assim como de estudos da influência que elas têm na expansão do sistema [40].

Basicamente, as diferentes metodologias para o cálculo das tarifas pelo uso da rede poderiam ser classificadas em quatro categorias [41]:

- metodologias baseadas no custo “*embutido*” tais como o Selo Postal ou MW-Milha, as quais podem proporcionar sinais distorcidos para a expansão do sistema;
- metodologias baseadas no custo marginal de curto prazo (CMCP), as quais podem proporcionar sinais adequados para a operação e expansão do sistema, mas a renda obtida pela aplicação dessas metodologias, em geral, não é suficiente para remunerar o sistema existente;
- metodologias “híbridas”, as quais tentam capturar as vantagens das metodologias baseadas no custo embutido e em custos marginais. Tem sido mostrado, porém, que pode ser difícil produzir sinais adequados para a expansão;
- metodologias baseadas no custo marginal de longo prazo (CMLP), as quais podem produzir sinais adequados para a expansão da rede.

Sem entrar em discussão acerca das vantagens, desvantagens ou validade de cada uma dessas metodologias, é importante salientar que todas foram desenvolvidas para alocar entre os usuários da rede, uma renda anual regulada para a transmissão, considerando, de alguma forma, o impacto que cada um desses usuários proporciona ao sistema.

No Brasil, por exemplo, tem-se uma metodologia baseada no custo marginal de longo prazo. No Capítulo 6 é proposta uma metodologia baseada no custo marginal de curto prazo, que procura distorcer minimamente os sinais de preço de curto prazo, permitindo recuperar a renda regulada da transmissão.

A seguir, são apresentadas as principais características de metodologias que fazem uso dos preços nodais.

5.3.2 Recuperação do Custo Fixo da Transmissão com Informação de Curto Prazo

Como foi mencionado anteriormente, a forma como o preço da energia é definido, influencia na utilização das condições de curto prazo para recuperar a receita da transmissão. Para que exista uma renda do congestionamento da rede, é necessário que existam diferenças regionais ou nodais de preço. Por isso, em sistemas onde o preço da energia é calculado por zonas ou por barras, é possível incluir a renda de congestionamento na receita regulada da transmissão.

Na Argentina, por exemplo, existe uma combinação de tarifas pelo uso da rede e renda de congestionamento. A transmissão recebe o excedente financeiro (“*surplus*”) devido às diferenças de preços nodais, o qual é descontado da renda regulada anual. A parcela faltante é recuperada através de encargos pelo uso da rede.

O exemplo semelhante que incorpora informações de condições de curto prazo do sistema ocorre na Noruega onde a renda do congestionamento é repassada aos usuários da rede como forma de reduzir os encargos fixos de uso da transmissão. Nesse sistema, o preço é definido de forma zonal e a renda do congestionamento da rede provém das limitações de transporte das interligações [42].

Um exemplo de mercado onde é utilizado também o preço nodal, é o PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland)¹⁹. Esse caso difere dos exemplos anteriormente mencionados, pois a renda do congestionamento não é repassada ao proprietário da rede, mas aos detentores de direitos de transmissão. Os investimentos em transmissão são remunerados por meio da venda desses direitos. Dado que nem sempre o montante pago pelos compradores dos direitos consegue recuperar a renda da transmissão, é necessária a utilização de tarifas complementares de uso da rede.

A metodologia de contratos de congestionamento consiste em um procedimento que faz uso indireto das informações de curto prazo. Essa metodologia é discutida a seguir.

5.3.3 Redes de Contratos de Congestionamento

A rede de contratos de congestionamento é uma metodologia proposta por Hogan [43] para remunerar o serviço da transmissão e estimular a expansão da rede.

Nessa metodologia, os agentes do mercado “compram” a renda do congestionamento da rede. Essa renda é propriamente o custo de oportunidade da transmissão, pois ela é determinada pela diferença dos preços nodais entre as barras referenciadas no contrato de congestionamento.

Em um mercado com preços nodais, sempre haverá preços diferentes ao longo do sistema devido ao valor marginal das perdas da transmissão. Mas o fator decisivo para o surgimento de diferenças significativas entre os preços é a presença do congestionamento da rede. Quando o congestionamento é freqüente, os preços tornam-se voláteis e os

¹⁹ O PJM Interconnection, L.L.C. opera o maior mercado atacadista de energia do mundo, com uma capacidade de geração de 56.000 MW e 540 usinas [44].

geradores podem encontrar dificuldades para garantir a estabilidade de preços na forma de contratos de longo prazo com as demandas.

Assim, demandas e geradores têm incentivos para expandir a rede somente se eles reconhecem e acreditam que depois de efetuar um investimento na rede, existirá alguma proteção contra qualquer custo futuro de congestionamento. Uma forma simples de tratamento do problema consiste em distribuir direitos de propriedade da transmissão para o detentor do contrato de congestionamento, permitindo-lhes mitigar os riscos devidos à diferença de preços.

O processo de adquirir os contratos de congestionamento pode ser entendido como um leilão, onde os agentes do mercado compram o direito de receber uma determinada parcela da renda de congestionamento.

A Figura 17 mostra um sistema de transmissão simples para explicar o funcionamento do contrato de congestionamento e porque ele torna-se atrativo para o gerador que possui um contrato de fornecimento de energia com alguma demanda localizada em uma região afastada.

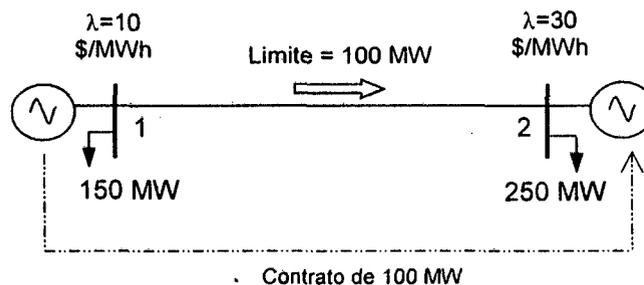


Figura 17. Sistema Exemplo com Preço Nodal

Suponha que o gerador da Barra 1 tenha um contrato para fornecer 100 MW à demanda da Barra 2 a um preço determinado. Dado que o limite de fluxo no circuito (interligação) é 100 MW, o gerador da Barra 2, sendo mais caro, deve injetar 150 MW para suprir a demanda local (250 MW).

Depois da operação, a distribuição de pagamentos é:

- a demanda da Barra 1 paga $150 \text{ MW} \times 10 \text{ \$/MWh} = 1.500 \text{ \$/h}$;
- a demanda da Barra 2 paga $250 \text{ MW} \times 30 \text{ \$/MWh} = 7.500 \text{ \$/h}$;
- o gerador da Barra 1 recebe $250 \text{ MW} \times 10 \text{ \$/MWh} = 2.500 \text{ \$/h}$;
- o gerador da Barra 2 recebe $150 \text{ MW} \times 30 \text{ \$/MWh} = 4.500 \text{ \$/h}$;

- realizando-se o balanço entre pagamentos e recebimentos, verifica-se um excedente financeiro igual a $9.000 \text{ \$/h} - 7.000 \text{ \$/h} = 2.000 \text{ \$/h}$.

Considerando que o gerador da Barra 1 seja o único detentor do contrato de congestionamento, ele recebe a totalidade da renda ou excedente financeiro (2.000 \$/h).

A fim de detalhar o processo de contabilização do mercado, é necessário considerar que os contratos entre os agentes são desconhecidos, isto é, os pagamentos e recebimentos são efetuados como se os contratos de fornecimento não existissem.

Assim, a demanda paga 7.500 \$/h pelo consumo de 250 MW. Contudo, de acordo com o contrato de fornecimento como o gerador da Barra 1, deveria pagar 100 MW ao preço contratado e ficar exposta ao preço do mercado (30 \$/MWh) apenas para os 150 MW que não contratou.

O gerador da Barra 1, devolve então para a demanda da Barra 2 o que ele recebe da operação pelos 100 MW contratados (1.000 \$/h) mais a renda do contrato de congestionamento (2.000 \$/h), o que seria igual a 3.000 \$/h. Este montante é justamente o que a demanda da Barra 2 paga pelos 100 MW que tinha contratado com o gerador, mas ao preço local de mercado (30 \$/MWh). Desta forma, a demanda que firmou o contrato fica exposta apenas para os 150 MW que não contratou. Pode-se ver então, que tanto o gerador como a demanda envolvida no contrato protegem-se em contra de flutuações de preço pelo montante de energia contratado devido a que o gerador recebe a renda de congestionamento, a qual é utilizada para compensar a demanda.

Nesse exemplo fica claro que se o gerador da Barra 1 e a demanda da Barra 2 firmarem um contrato de fornecimento por um montante maior do que a capacidade do circuito, o gerador não terá recursos suficientes para compensar à demanda, eliminando assim o risco de exposição. Os pagamentos e receitas permanecem iguais, independente dos contratos de congestionamento (eles são desconhecidos na contabilização do mercado). Como o gerador da Barra 1 recebe no máximo 1.000 \$/h pelo fluxo transportado no circuito (energia gerada por ele) mais 2.000 \$/h da renda de congestionamento, ele não pode compensar a demanda com mais de 3.000 \$/h, o que significa que ela não pode contratar mais do que $3.000 \text{ \$/h} / 30 \text{ \$/MWh} = 100 \text{ MW}$ com o gerador, sem ficar exposta ao risco da variação de preço.

De outro lado, se o gerador da Barra 1 firma um contrato de congestionamento de, por exemplo, 50 MW, e um contrato de fornecimento pela mesma quantidade com a

demanda da Barra 2, haverá um excedente de renda para o sistema. O gerador mencionado recebe $50 \text{ MW} \times 20 \text{ \$/MWh} = 1.000 \text{ \$/h}$ de renda do contrato de congestionamento. Como os outros pagamentos continuam iguais, incluindo o excedente financeiro de $2.000 \text{ \$/h}$ dado pelo congestionamento, haverá um excedente líquido de $2.000 \text{ \$/h} - 1.000 \text{ \$/h} = 1.000 \text{ \$/h}$, sendo necessário definir um mecanismo para uso desse recurso que pode ser, por exemplo, para reduzir as tarifas de transporte ou financiar a expansão do sistema.

Outro aspecto que deve ser mencionado é a forma como os agentes adquirem os contratos de congestionamento. O contrato estabelece um direito de receber a renda do congestionamento devido às diferenças de preço de energia entre as barras. Para tanto, o operador do mercado pode efetuar um leilão de capacidade de transporte entre qualquer par de barras do sistema. O gerador que estiver interessado em adquirir o direito de receber a renda de congestionamento, deve participar do leilão enviando uma oferta de compra de parte ou totalidade do excedente financeiro.

O valor ofertado pelo gerador depende do valor esperado do congestionamento entre as barras de interesse. O gerador, portanto, estará pagando antecipadamente uma certa quantia de modo a se assegurar que não pagará nada mais, face a futuras diferenças de preços.

Evidentemente que esse montante pago pelo gerador torna-se mais um custo, e assim será internalizado ao preço do contrato de fornecimento, portanto influenciando em sua competitividade.

No sistema brasileiro, o pagamento por direitos de transmissão não é um mecanismo aceito por todos os agentes dado que os aproveitamentos hidroelétricos a serem explorados em uma determinada data são definidos pelo agente regulador. Adicionalmente, mesmo para a expansão termelétrica, tem-se um problema semelhante dada a inexistência de um mercado de gás com preços diferenciados espacialmente (sinal locacional).

A Figura 18 mostra as componentes do preço do contrato oferecido pelo gerador. Na figura, é apresentada a renda média do congestionamento entre as barras envolvidas em um determinado contrato de fornecimento entre um gerador e uma demanda é apresentada. A área embaixo desse valor (áreas 1 + 2) representa a renda total devida ao congestionamento para o período de interesse, a qual pode ser calculada sobre o período de vigência do contrato de fornecimento. O gerador pode ter alguma estimativa desse valor médio esperado do congestionamento e ofertar uma quantia menor ou igual no leilão do

contrato de congestionamento, dependendo da sua percepção do risco. Caso a sua oferta (área 2) seja vencedora, o gerador obterá lucro (área 1) após a operação.

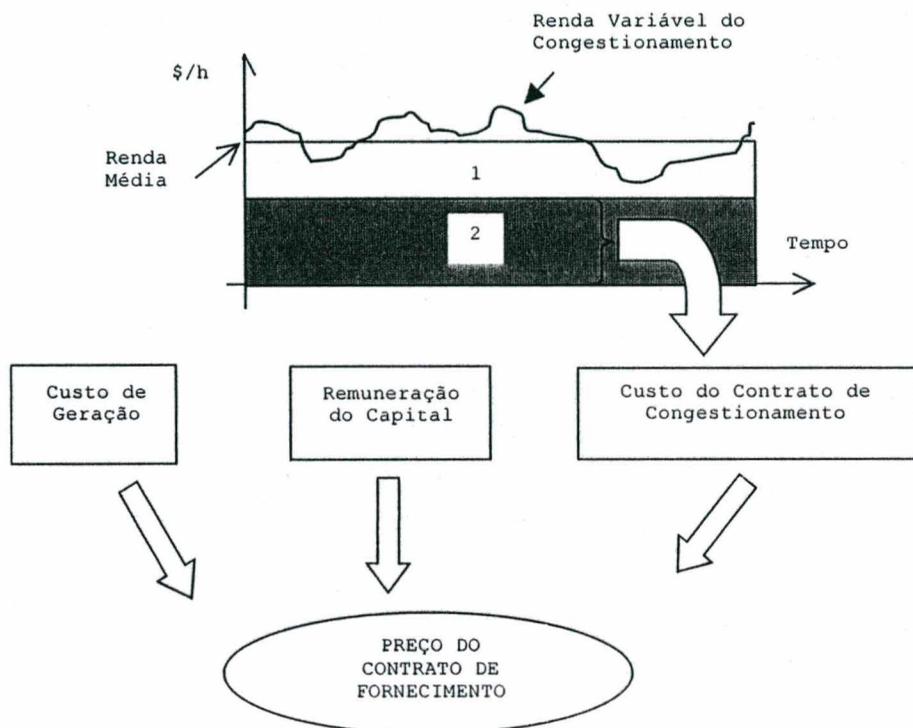


Figura 18. Componentes do Preço de Contrato Oferecido pelo Gerador

Por outro lado, caso tenha realizado um pagamento pelo direito de transmissão acima da renda de congestionamento, o mesmo, embora não fique exposto à diferença de preços, realizará prejuízo. Note que o valor oferecido no leilão não é uma tarefa simples dada a volatilidade dos preços de curto prazo.

O processo de leilão é ilustrado na Figura 19. O gerador interessado em adquirir um contrato de congestionamento realiza a sua avaliação da receita esperada e faz uma oferta por um certo bloco de capacidade, por exemplo, 100 MW²⁰. Ordenando decrescentemente todas as ofertas, a menor delas determinará tanto o preço do contrato como os agentes com direito a receber a renda de congestionamento.

²⁰ A exemplo dos geradores, as demandas também têm interesse em comprar direitos de transmissão evitando exposições indesejáveis aos preços de curto prazo.

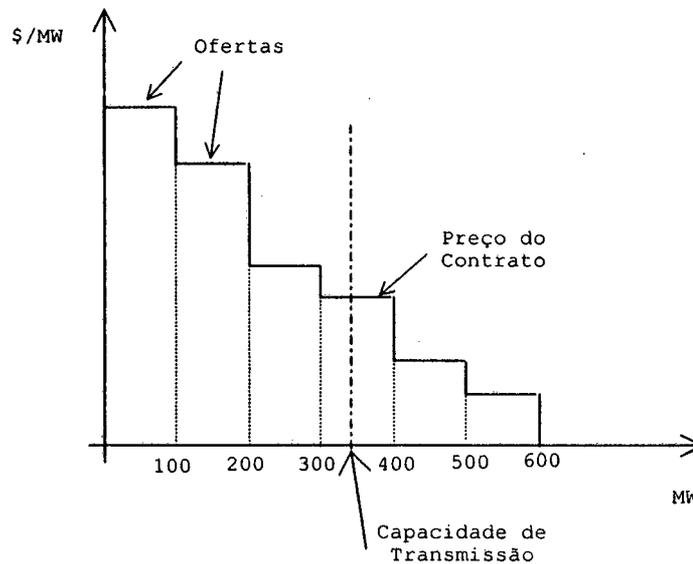


Figura 19. Leilão de Capacidade de Transmissão

Note que com esse procedimento, as superiores à capacidade total de transmissão, não terão direito à renda de congestionamento.

Portanto, o preço de contrato de fornecimento com a demanda, em $\$/MWh$, não é afetado apenas pelo custo de geração e remuneração do capital, mas também pelo valor pago pelo contrato de congestionamento.

Os geradores próximos à demanda sob interesse, podem ter conhecimento que o gerador afastado tem que internalizar o valor do contrato de congestionamento no preço oferecido, portanto, podem oferecer preços mais competitivos que não incluem contratos desse tipo e, por isso, podem ganhar o contrato com a demanda.

Esse é um dos fundamentos da aplicabilidade da teoria dos contratos de congestionamento em sistemas reais. A teoria econômica estabelece que se os geradores afastados internalizam totalmente o valor real do custo de congestionamento no preço oferecido às demandas, estas estariam, no ponto de equilíbrio, em posição indiferente a contratar com o gerador local ou o gerador afastado, pois o preço seria o mesmo. O valor do contrato de congestionamento é precisamente o custo de oportunidade da transmissão. Neste ponto surge a conclusão de que, sob competição perfeita, os contratos de congestionamento tornam competitivos os recursos de geração mais eficientes e baratos, mesmo estando afastados das demandas.

Analisando aspectos de remuneração da rede em sistemas reais, quando a renda de congestionamento não consegue remunerar os custos fixos do sistema ou também os custos

da rede existente, é cobrado um encargo adicional fixo aos consumidores de forma a cobrir a renda total da rede de transmissão.

Como foi estabelecido anteriormente, desde que os montantes dos contratos de congestionamento sejam iguais ou inferiores à capacidade de transmissão, mostra-se que esses contratos são sempre viáveis, ou seja, a renda de congestionamento é suficiente para a sua total remuneração.

Quando a capacidade contratada nos contratos de congestionamento é menor à capacidade de transporte da rede, existe um excedente de renda. Esse excedente pode ser repassado proporcionalmente aos consumidores ou aos proprietários dos contratos de congestionamento de forma proporcional, diminuindo dessa forma os pagamentos relacionados com os encargos fixos pelo uso da rede.

A metodologia dos contratos de congestionamento possui a grande vantagem de valorar o serviço de transmissão pelo verdadeiro custo de oportunidade atribuído pelo mercado de curto prazo de energia, enquanto protege os geradores e consumidores da volatilidade dos preços no longo prazo. Os contratos de congestionamento permitem aos geradores e consumidores garantirem os preços definidos nos contratos de suprimento de longo prazo, enquanto a eficiência do mercado de curto prazo é mantida.

Não obstante a eficiência do mecanismo de contratos de congestionamento, é necessário considerar que dependendo da intensidade dos estrangulamentos da rede e dos arranjos regulatórios vigentes, é possível que haja prática de poder de mercado por parte dos agentes localizados proximamente aos grandes centros de carga. Isto ocorre, pois se a transmissão é expandida de forma centralizada (não é permitido aos agentes expandirem a rede), o custo de oportunidade associado ao congestionamento poderá ser muito elevado, ultrapassando em muito o custo marginal de expansão da transmissão.

5.4 Transmissão Aberta à Competição: Receita Não Regulada

No caso em que a totalidade do sistema de transmissão ou parte dele esteja aberto à competição, é necessária a existência de PIT's conforme foi mostrado no Capítulo 4. Esse tipo de empresa independente procura obter lucro no mercado de energia arranjando transações com geradores e demandas para compra e venda de energia. O PIT recebe o pagamento das demandas ao preço contratado, amortiza o custo fixo da transmissão e extrai a sua renda.

A receita dos PIT's não é regulada, sendo esta definida totalmente pelas estratégias de comercialização de cada um dos PIT's no mercado de energia. Foi visto no Capítulo 4 que é difícil permitir a total competição na expansão da transmissão por várias razões, entre elas, a necessidade de se investir em projetos para a melhora da confiabilidade, os quais não são justificados pelas forças do mercado. Outra razão é a presença freqüente de projetos com características de economias de escala que conseguem eliminar congestionamentos e, portanto, diferenças regionais de preços, eliminando a possibilidade da sua remuneração direta através do mercado de energia.

Por isto, sempre será necessário implementar alguma metodologia de recuperação do custo fixo de transmissão para aqueles projetos não implementados por investidores autônomos.

5.5 Conclusões

- Este capítulo apresentou uma análise das diferentes estratégias para a recuperação do custo fixo do sistema de transmissão, partindo da premissa de que o serviço de transmissão continua a ser um monopólio regulado com uma renda anual definida centralmente.
- Foi salientado que as tarifas pelo uso da rede sempre serão necessárias para recuperar o custo fixo da transmissão devido a que usualmente excedentes financeiros resultantes da operação de curto prazo do sistema, em mercados com preços nodais, conseguem recuperar apenas uma parte da renda da transmissão. Em mercados de energia com preço único (PMS), as tarifas pelo uso da rede correspondem à única alternativa para recuperar os custos da transmissão.
- Existem diferentes propostas para o cálculo das tarifas pelo uso da rede, cada uma das quais apresenta vantagens e desvantagens. O principal objetivo de cada uma de essas metodologias corresponde à sinalização apropriada para uma utilização eficiente da rede existente e uma expansão adequada da geração.
- O uso de contratos de congestionamento é uma alternativa apropriada para proteger geradores e demandas de riscos associados a flutuações de preço devidas à presença de congestionamento na rede. A grande vantagem deste procedimento é que o valor do contrato de congestionamento corresponde ao

custo de oportunidade da transmissão. Por isso, as demandas são indiferentes para negociar contratos de fornecimento com geradores locais e evitar os contratos de congestionamento ou contratar o fornecimento com geradores afastados que fazem uso desses contratos. Não obstante, esta metodologia não proporciona um incentivo para a eliminação das limitações do sistema de transmissão, servindo apenas para gerenciar o uso de um recurso escasso. Em [45], é apresentada uma crítica à metodologia de redes de contratos de congestionamento.

Dios mueve al jugador, y éste, la pieza
¿Qué Dios detrás de Dios la trama empieza
de polvo y tiempo y sueño y agonías?

Jorge Luis Borges (1899-1986),
em *Ajedrez II*.

CAPÍTULO 6. UMA METODOLOGIA PARA A RECUPERAÇÃO DO CUSTO FIXO DA TRANSMISSÃO

6.1 Introdução

No capítulo anterior foram analisadas as diferentes metodologias de recuperação do custo fixo para a prestação do serviço de transmissão junto aos usuários. Foi mostrado como a presença de economias de escala dificulta o uso de metodologias que dependam de informações de curto prazo. Na presença de congestionamento, os preços do curto prazo do mercado da energia definem o verdadeiro valor de mercado da rede de transmissão²¹. Essa renda definida pelas diferenças regionais de preços não é suficiente, em geral, para remunerar a totalidade dos investimentos em novos circuitos de transmissão.

Em face desse problema, diversas metodologias para o cálculo de tarifas de uso da transmissão foram criadas, de modo a que a totalidade dos seus custos fixos possam ser recuperados.

No capítulo anterior foram relacionados também os atributos indispensáveis que a metodologia de cálculo de tarifas de uso da transmissão deve possuir. Alguns desses atributos podem ser conflitantes. Por exemplo, a necessidade de apresentar uma sinalização econômica que oriente a expansão da geração, pode ser conflitante com o requerimento de que o cálculo da tarifa de uso seja um processo simples.

Neste capítulo é apresentada uma nova proposta de recuperação dos custos fixos da transmissão por meio dos preços de curto prazo da energia. Essa metodologia, que incorpora penalizações às injeções de potência na rede, permite a recuperação de qualquer montante fixo anual, mesmo na presença de economias de escala, através de uma

²¹ Se a capacidade da rede for bastante limitada, o valor de mercado da rede pode subir a valores que superam em muito o custo marginal de expansão da transmissão.

modificação sistemática dos preços nodais de forma a recuperar a renda e minimizando o custo de operação do sistema. Portanto, a recuperação do custo fixo da transmissão passa a ser feita por preços e não por tarifas.

6.2 Modificação dos Preços da Energia

Como foi mencionado no capítulo anterior, a recuperação da renda de congestionamento diretamente por meio do mercado de curto prazo de energia, exige que o preço seja estabelecido de forma zonal ou nodal. Quando o mercado utiliza um preço único (PMS), os custos de congestionamento são recuperados ex-post por alguma regra junto aos usuários da rede. Estes custos surgem da operação fora de mérito de geradores que ficaram excluídos do despacho ideal utilizado para definir o PMS [46].

No caso de um sistema que utiliza o preço nodal, a renda de congestionamento é volátil, pois depende dos preços e fluxos de curto prazo do sistema. Por isso, não é possível garantir estabilidade na recuperação de uma renda determinada a partir de diferenças de preços. Além disso, conforme mencionado no capítulo anterior, essas diferenças conseguem recuperar cerca de 30 % do montante normalmente requerido para remunerar o serviço de transmissão.

Também foi mencionado que sempre é discutida a verdadeira função das tarifas de uso da transmissão, principalmente em relação ao sinal para a localização de novos projetos de geração. As tarifas devem estimular o uso eficiente dos recursos de transporte existentes e deve penalizar mais a quem usa a rede mais intensamente.

Os preços de curto prazo da energia são um subproduto da minimização dos custos de operação do sistema, de acordo com as ofertas de preço dos geradores, tomando em conta as restrições da rede de transmissão. Se esses preços são ótimos, eles refletem exatamente o custo de oportunidade da transmissão em cada ponto do sistema, ou seja, existe uma relação direta entre o benefício marginal de se expandir a rede e as diferenças nodais de preço (Equação (14)).

Porém, para recuperar os custos fixos dos investimentos é necessário utilizar tarifas pelo uso da transmissão de forma complementar à renda de curto prazo da rede. Contudo, elas nem sempre penalizam de forma adequada aos usuários que mais utilizam o sistema porque elas ignoram os custos de oportunidade da transmissão no curto prazo.

Por isso, passa a ser interessante incluir no processo de cálculo dos preços ótimos da energia para o sistema, alguma informação em relação à renda requerida pela rede para cobertura dos custos fixos. Se um novo conjunto de preços é calculado de forma ótima, minimizando o custo de operação e tendo em conta não apenas as ofertas de preço dos geradores e as restrições de transmissão, mas também a renda regulada da rede, o novo preço nodal conseguiria refletir o verdadeiro valor econômico da energia em cada barra do sistema, mesmo sem congestionamento na rede. Visto de outro ponto de vista, os preços refletiriam um custo de oportunidade implícito da transmissão na presença de economias de escala porque os custos fixos requeridos seriam recuperados totalmente a partir das diferenças de preço, mesmo que não exista congestionamento.

Um novo conjunto de preços que permita recuperar a renda regulada da transmissão pode ser encontrado reformulando o problema de minimização dos custos de operação de forma a incluir a recuperação dessa renda, como restrição adicional ao problema. Os preços nodais resultantes seriam modificados em relação àqueles encontrados tradicionalmente como subproduto da minimização dos custos de operação.

6.3 Penalização às Injeções de Potência

Considerando que os preços nodais da energia calculados pela metodologia tradicional de minimização dos custos de operação não permitem recuperar totalmente a renda da transmissão, é necessário modificar de forma sistemática esses preços mantendo a otimalidade do despacho da geração e, ao mesmo tempo, assegurando que o montante requerido de renda da transmissão seja recuperado totalmente.

Uma forma de atingir esse objetivo, consiste em introduzir uma penalização pelo uso da rede para as injeções nodais de potência. As injeções de potência (geração nodal menos demanda nodal) devem pagar essa penalização e a soma dos encargos totais (a injeção multiplicada pela penalização) deve recuperar exatamente a renda regulada preestabelecida.

Os princípios dessa metodologia para penalizar as injeções de potência de forma a recuperar a renda da rede podem ser vistos a seguir, onde é apresentada a formulação matemática do problema.

6.3.1 Fundamentação Matemática

O problema de recuperar uma determinada renda da transmissão R_T a partir dos preços nodais da eletricidade, tomando em conta penalizações às injeções de potência, pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} \min_{\rho} F(\rho) \\ \text{s.a.} \quad -\lambda^T P(\delta) = R_T \end{aligned} \quad (18)$$

Onde:

$P(\delta)$: injeções de potência nas barras;
 λ : vetor de preços nodais;
 ρ : vetor de penalizações.

Como veremos na seqüência deste capítulo, o preço nodal, λ , aqui definido é diferente da definição adotada no Capítulo 4. Aqui, o preço nodal possui uma componente de custo de energia e outra pelo uso da transmissão.

O problema de otimização, $F(\rho)$, em (18), visa minimizar o custo da operação do sistema, C , acrescido dos pagamentos obtidos com a aplicação das penalizações pelo uso da rede, Π . Esta função F é definida como:

$$\begin{aligned} F(\rho) = \min_{P_g, \delta} C(P_g) + \Pi[P(\delta), \rho] \\ \text{s.a.} \quad P_g - P_d = P(\delta) \end{aligned} \quad (19)$$

Onde $\Pi[P(\delta), \rho]$ corresponde à função que representa o valor do pagamento total devido às penalizações. Esta função, que depende da injeção de potência nodal e do valor da penalização ρ , pode ser interpretada como o custo para a injeção de potência nas barras do sistema. De forma geral, esta função pode ser linear ou não-linear em relação à injeção.²²

Uma forma particular de custo de injeção pode ser a função quadrática geral dada por:

$$\Pi[P(\delta), \rho] = \rho_i^T P(\delta) + \frac{1}{2} P(\delta)^T R_Q P(\delta) \quad (20)$$

Onde:

²² O vetor de preços nodais, λ , é um subproduto do problema (19) e corresponde aos custos marginais associados à restrição de atendimento da demanda. A função de custo de produção, $C(P_g)$, é a mesma definida na Equação (11).

ρ_L : Vetor de penalizações lineares

R_Q : Matriz de penalizações quadráticas²³.

Pode-se notar, então, a partir das Equações (18) e (19), que existem dois problemas de otimização. Um problema “externo” (18) que visa assegurar que a renda requerida da transmissão seja recuperada através dos preços da energia. Um outro problema de otimização “interno” (19), o qual corresponde à função objetivo do anterior (18), que resolve o problema da operação de mínimo custo, garantindo o suprimento da demanda e minimizando, ao mesmo tempo, o pagamento total pelo uso da rede, o qual depende do valor de ρ e das injeções nodais $P(\delta)$.

Pode-se dizer que o problema de operação externo caminha sobre a restrição de igualdade do requerimento da receita no processo de cálculo de ρ , isto é, propõe penalidades que asseguram a recuperação da receita. O problema de otimização interno recebe os valores de ρ e calcula a operação de mínimo custo, supondo esses valores de ρ como parâmetro. A Figura 20 apresenta a comunicação entre os problemas de otimização.

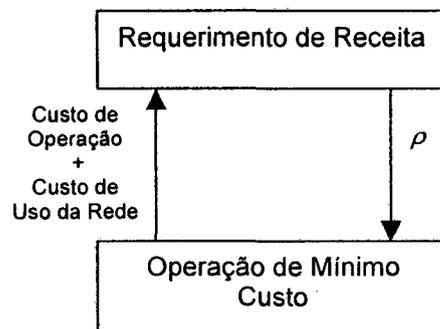


Figura 20. Comunicação entre os Problemas de Otimização

A função $F(\rho)$ no problema (18) é, portanto, uma função escalar que recebe ρ e entrega de volta o custo de operação acrescido do custo de uso da rede.

O problema interno de operação minimiza o custo de operação e distribui as injeções de potência, devido a que estas estão sendo penalizadas no valor de ρ encontrado pelo problema de otimização externo, o qual exige que a renda da rede seja igual à renda requerida.

²³ Note-se que sendo a função $\Pi[P(\delta), \rho]$ não-linear, o cálculo da penalização, ρ , é dependente do próprio valor da injeção nodal. Ao final deste capítulo será realizada uma comparação entre as duas abordagens, incluindo ou eliminando a parte não-linear de ρ .

Note que para $\rho = 0$, isto é, eliminando qualquer penalidade pelo uso da rede, e eliminando a restrição de recuperação da renda (restrição ao Problema (18)), a solução do problema se limita à minimização dos custos de operação. Contudo, neste caso, não há garantia de recuperação da renda da transmissão.

6.3.2 Análise das Condições de Otimalidade

A análise das condições de otimalidade do Problema (18) permite entender melhor a natureza dos valores de ρ e como a renda regulada a ser recuperada é repartida entre os geradores e as demandas.

A Função Lagrangeana do Problema (18), desconsiderando o congestionamento na rede, isto é, eliminando as restrições de fluxo nos circuitos, é descrita por²⁴:

$$L = C(Pg) + \rho_L^T B \delta + \frac{1}{2} \delta^T B^T R_Q B \delta - \lambda^T [Pg - Pd - P(\delta)] \quad (21)$$

Tomando a derivada da função L em relação a δ , e considerando que $P(\delta) = B\delta$,

$$\left(\frac{\partial L}{\partial \delta} \right)^T = \lambda^T B + \rho_L^T B + \delta^T B R_Q B = 0 \quad (22)$$

O qual resulta em:

$$(\lambda^T + \rho_L^T + \delta^T B R_Q) B = 0 \quad (23)$$

Cabe salientar que λ representa o vetor de preços nodais modificados, os quais permitem recuperar a renda requerida da rede.

Pós-multiplicando (23) por δ , então:

$$(\lambda^T + \rho_L^T + P(\delta)^T R_Q) P(\delta) = 0 \quad (24)$$

Porém, o problema exterior (18) requer que:

$$-\lambda^T P(\delta) = R_T \quad (25)$$

Substituindo (25) em (24) e manipulando a expressão resultante,

$$(\rho_L^T + P(\delta)^T R_Q) P(\delta) = R_T \quad (26)$$

Este resultado significa que não existindo congestionamento, a totalidade da receita da transmissão é obtida através de uma penalização para as injeções de potência nas barras. Esta penalização, na forma geral, é composta por uma parte linear, ρ_L , e uma parte quadrática $P(\delta)^T R_Q$.

²⁴ Considerando que $P(\delta) = B\delta$

A parcela quadrática da penalização à injeção corresponde a um acréscimo que depende da própria injeção de potência.

6.3.2.1 Penalizações Lineares e sem Congestionamento

No caso particular em que as penalizações são apenas do tipo linear, ou seja, desconsiderando a parcela quadrática que é dependente da injeção, é possível simplificar a análise econômica dos pagamentos junto aos geradores e demandas devidos às penalizações calculadas para remunerar a renda da transmissão. Este é o caso mais simples de utilização da metodologia.

Partindo da Equação (24), eliminando a parcela quadrática, e pós-multiplicando pelo vetor de ângulos δ ,

$$(\lambda^T + \rho^T)P(\delta) = 0 \quad (27)$$

Como $P(\delta) = Pg - Pd$, e, $-\lambda^T P(\delta) = R_r$, e substituindo em (27), tem-se:

$$\rho^T Pg - \rho^T Pd = R_r \quad (28)$$

Isto significa que os geradores e as demandas da mesma barra pagam um mesmo preço simétrico ρ pelo uso da rede, porém o encargo total depende da injeção do gerador Pg ou da demanda extraída da rede Pd . A soma dos pagamentos junto aos geradores e demandas é exatamente igual à renda requerida da rede.

6.3.2.2 Preço Marginal Uniforme

Uma conclusão que resulta da Equação (23) (eliminando a parcela quadrática de ρ) é que o vetor $\lambda + \rho$ pertence ao espaço nulo da matriz de rede B . Se as susceptâncias shunt não são consideradas, uma base para o espaço nulo da matriz de rede B é o vetor unitário, e , que é equivalente, qualquer vetor cujas componentes sejam todas iguais. Isto significa que o vetor $\lambda + \rho$ possui todas as componentes iguais, ou também, que a soma do preço nodal mais a penalização respectiva ρ é a mesma para todas as barras²⁵.

Matematicamente,

$$\lambda + \rho = \hat{\lambda} e \quad (29)$$

O escalar $\hat{\lambda}$ representa um preço único para o sistema. Para entender a natureza deste preço único é necessário analisar a receita dos geradores.

²⁵ O produto interno entre o vetor e com qualquer linha da matriz B é sempre nulo. A soma dos elementos de qualquer linha da matriz B é zero, quando as susceptâncias shunt são desconsideradas.

A receita total dos geradores é dada por:

$$RG = \lambda^T Pg \quad (30)$$

Modificando esta equação de forma a incluir o vetor ρ ,

$$RG = (\lambda + \rho - \rho)^T Pg \quad (31)$$

Que é igual a:

$$RG = (\lambda + \rho)^T Pg - \rho^T Pg \quad (32)$$

Ou, de acordo com (29);

$$RG = \hat{\lambda} e^T Pg - \rho^T Pg \quad (33)$$

Esta expressão estabelece que toda a energia poderia ser negociada a um preço uniforme, $\hat{\lambda}$, como se ele fosse um preço único para o sistema. Posteriormente, em uma contabilização ex-post, os geradores pagariam os encargos pelo uso da rede dado pelo $\rho^T Pg$. As receitas seriam exatamente iguais àquelas resultantes de negociar a eletricidade ao preço nodal calculado com a metodologia proposta, o qual inclui, implicitamente, o valor da energia e o uso da rede de transmissão. Desta forma, o valor de ρ pode ser entendido como um preço pelo uso da rede e não uma tarifa²⁶.

Este resultado permite concluir que a metodologia de penalizações, mesmo baseada em um esquema de preço nodal, pode ser adaptada para a sua aplicação em um mercado tipo *pool* com preço uniforme realizando-se pagamentos ex-post dos encargos de uso da rede, tal como acontece no Reino Unido. No caso de um esquema de mercado *pool* como esse, o administrador do mercado poderia receber as ofertas dos geradores, calcular o preço único, $\hat{\lambda}$, e os preços de uso da rede, ρ , divulgando-as ao mercado.

Um análise similar pode ser feito no caso dos pagamentos das demandas.

O valor total do pagamento das demandas é:

$$PD = \lambda^T Pd \quad (34)$$

Efetuada uma substituição similar à anterior, pode-se mostrar que:

$$PD = \hat{\lambda} e^T Pd - \rho^T Pd \quad (35)$$

Este resultado significa que as demandas poderiam pagar um preço $\hat{\lambda}$ único para o mercado devido à energia consumida e pagar, ex-post, os encargos pelo uso da rede ($-\rho^T Pd$). O resultado seria, no final, igual a pagar o preço nodal λ calculado com a

²⁶ A diferença entre um preço do mercado (energia, uso da rede) e uma tarifa é que esta última é calculada de forma centralizada e regulada.

metodologia de penalizações, a qual inclui implicitamente, o valor dos encargos pelo uso da rede.

A diferença deste esquema com o modelo *pool* tradicional é que o preço único $\hat{\lambda}$ não é calculado diretamente a partir das ofertas marginais dos geradores, tal como é feito nos mercados existentes. Esse preço deve ser calculado utilizando as ofertas dos geradores e aplicando a metodologia para penalizar as injeções. Como subprodutos desse processo, seriam publicados o preço único $\hat{\lambda}$ e os preços de uso da rede ρ .

6.3.2.3 Penalizações em Presença de Congestionamento

A existência de congestionamento na rede de transmissão cria diferenças de preços que permitem recuperar alguma parte da receita regulada da transmissão. Quando o congestionamento é intenso, ou seja, quando a capacidade da rede de transmissão é bastante limitada em relação às magnitudes das transações realizadas, o excedente financeiro gerado pelas diferenças de preços podem atingir valores expressivos. Porém, a experiência tem mostrado, que esse caso é pouco freqüente, sendo necessário incluir alguma metodologia de cálculo dos encargos de uso da transmissão para recuperar o custo total da transmissão.

Uma análise similar àquela realizada na seção anterior, pode ser efetuada para o caso com congestionamento.

A função Lagrangeana da Equação (18) deve ser modificada adicionando-se as restrições de limite de fluxo e o multiplicador de Lagrange associado. Diferentemente da seção anterior, onde a função de penalidade foi considerada quadrática, agora será considerada apenas linear.

$$L = C(Pg) + \rho_L^T B\delta - \lambda^T [Pg - Pd - P(\delta)] - \gamma^T (f - f^{ex}) \quad (36)$$

Onde f é o vetor de fluxos nos circuitos.

Tomando a derivada de (36) em relação a δ , e igualando a zero, é possível mostrar que:

$$(\lambda^T + \rho^T)P(\delta) = \gamma^T f \quad (37)$$

De novo, de acordo com a equação (25), e substituindo a expressão para as injeções de potência:

$$\rho^T Pg - \rho^T Pd = \gamma^T f + R_T \quad (38)$$

Conforme visto no Capítulo 4 (eliminando os custos de expansão da rede²⁷), $\gamma^T f = Vm$, onde Vm corresponde ao valor de mercado do sistema existente. Este resultado é muito importante, pois mostra que, no caso de presença de congestionamento, os pagamentos dos geradores e demandas pelo uso da rede remuneram o valor de mercado do sistema existente acrescido da receita regulada da transmissão, isto é, além de recuperar a renda requerida, haverá um excedente igual ao valor de mercado do sistema existente.

O excedente financeiro dado pelo valor de mercado do sistema de transmissão na presença de congestionamento pode ser utilizado para reduzir a renda requerida. Atualmente pode-se usar este excedente para o alívio das exposições dos geradores e demandas por meio de contratos de congestionamento, conforme descrito na Seção 5.3.3.

Neste ponto surge a principal conclusão acerca da metodologia das penalizações. Ela recupera de forma justa e não ambígua os custos fixos da rede devido a que é encontrado o único vetor de preços ρ que permite minimizar o custo de operação e os pagamentos pelo uso da rede.

6.4 Aplicação

A metodologia das penalizações às injeções foi implementada e aplicada à mesma rede de 5 barras e 6 circuitos apresentado no Capítulo 4. Por simplicidade, apenas um bloco de demanda foi considerado. A demanda do sistema corresponde à média ponderada das demandas dos dois blocos analisados nesse exemplo. As perdas de transmissão foram desprezadas. Os dados dos geradores e demandas são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9. Dados dos Geradores e Demandas

Bus	b (\$/MW ² h) ²⁸	a (\$/MWh)	Capacidade (MW)	Demanda (MW)
1	0,011	8,0	150	50
2	0,015	40,0	50	170
3	0,013	27,0	250	90
4	0,011	11,0	200	30
5	0,012	25,0	300	350

²⁷ Os custos de investimentos futuros não devem ser incluídos no cálculo de tarifas. Apenas é considerada a amortização de investimentos anteriores a administração e manutenção da rede.

²⁸ A curva de custo de produção dos geradores foi apresentada na Equação (11).

O PMS é 28,0816 \$/MWh. Como não existe congestionamento na rede, esse é o verdadeiro valor da energia para todas as barras do sistema na operação, portanto, não existe renda para a rede de transmissão.

A metodologia das penalizações foi aplicada neste sistema para recuperar uma renda de 15 M\$/ano²⁹ o que equivale a uma renda de 1.712,3 \$/h.

A Tabela 10 apresenta os resultados da aplicação da metodologia.

Tabela 10. Resultados da Implementação da Metodologia das Penalizações

Barra	Preço Energia λ (\$/MWh)	Geração P_g (MW)	Demanda P_d (MW)	Injeção Líquida (MW)	Preço ρ (\$/MWh)	Encargo Geração $\rho * P_g$ (\$/h)	Encargo Demanda $-\rho * P_d$ (\$/h)	Encargo Líquido Barra (\$/h)
1	24,9836	150,0	50,0	100,0	2,3526	352,9	-117,6	235,3
2	31,3331	0,0	170,0	-170,0	-3,9968	0,0	679,5	679,5
3	27,5200	40,0	90,0	-50,0	-0,1837	-7,4	16,5	9,2
4	23,3353	200,0	30,0	170,0	4,0009	800,2	-120,0	680,2
5	29,5015	300,0	350,0	-50,0	-2,1652	-649,6	757,8	108,3
Total						496,1	1.216,2	1.721,3

Note-se que os valores ótimos encontrados para ρ podem ser positivos ou negativos. Isto significa que os geradores ou as demandas podem receber pagamentos pelo fato de estarem conectados ao sistema. No caso em que ρ é positivo em alguma barra, os geradores desta barra devem pagar pelo uso da rede e as demandas recebem pagamentos por estar conectadas. Quando ρ é negativo, o sentido dos pagamentos é oposto.

Na Figura 21 é apresentada a magnitude e o sentido das injeções de potência para melhor entender o verdadeiro uso que cada gerador ou demanda está fazendo da rede, assim como o pagamento total por esse uso.

A partir da Figura 21 e dos resultados da Tabela 10 em relação aos valores ótimos de geração e ρ , algumas conclusões importantes são extraídas:

²⁹ Este valor foi estimado tomando como referência a receita regulada do sistema de transmissão da Colômbia (180.000 USD/ano) em relação à capacidade instalada do sistema (12.000 MW).

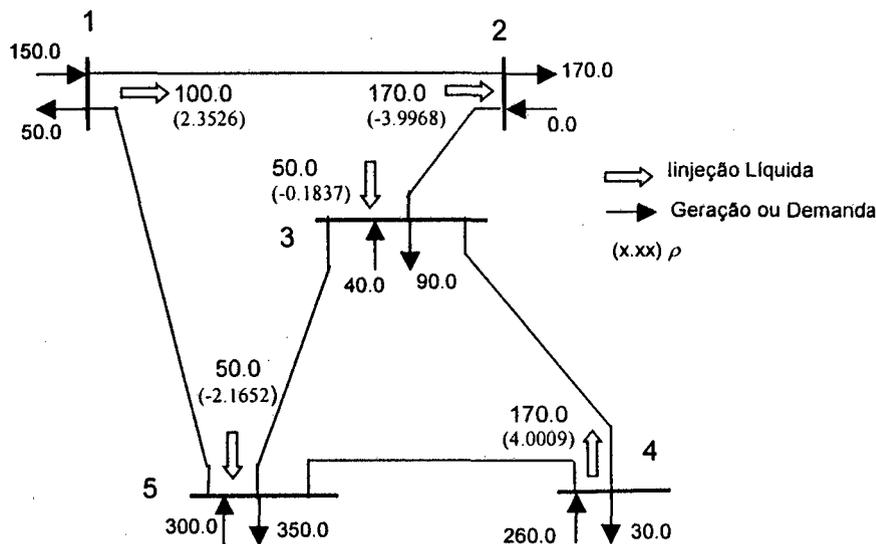


Figura 21. Solução do Problema de Operação com Penalizações às Injeções

- as maiores injeções de potência encontram-se nas barras 1 e 4, por isso o valor de ρ nessas barras é positivo e é maior na Barra 4, a qual utiliza o sistema de forma mais intensa;
- o valor de ρ para as barras 2, 3 e 5 é negativo, pois a injeção líquida é negativa (demanda superior à geração) por isso as demandas devem pagar pelo uso da rede;
- a demanda da Barra 5 é a que mais utiliza a rede, por isso o valor de ρ nessa barra é o maior de todas as demandas;
- os geradores localizados nas barras com demanda alta recebem o valor de ρ da barra, o que significa que eles são compensados por injetar potência nas barras que mais exigem a rede;
- igualmente, as demandas localizadas nas barras onde a geração supera a demanda, são compensadas (ρ negativo) por consumir a energia próximo dos geradores que mais utilizam o sistema.

O valor do preço uniforme, $\hat{\lambda}$, neste caso, para a renda estabelecida, é 27,3363 \$/MWh (soma do preço λ mais o preço ρ em cada barra). Contudo, este valor depende da renda a ser recuperada. Para estudar o comportamento de $\hat{\lambda}$ de acordo com a renda da rede, a metodologia foi aplicada no sistema teste para recuperar diferentes

montantes de renda total, desde zero até 20 M\$/ano (2.283,1 \$/h). A Figura 22 mostra a evolução do preço marginal uniforme, $\hat{\lambda}$, para esse intervalo de renda da transmissão.

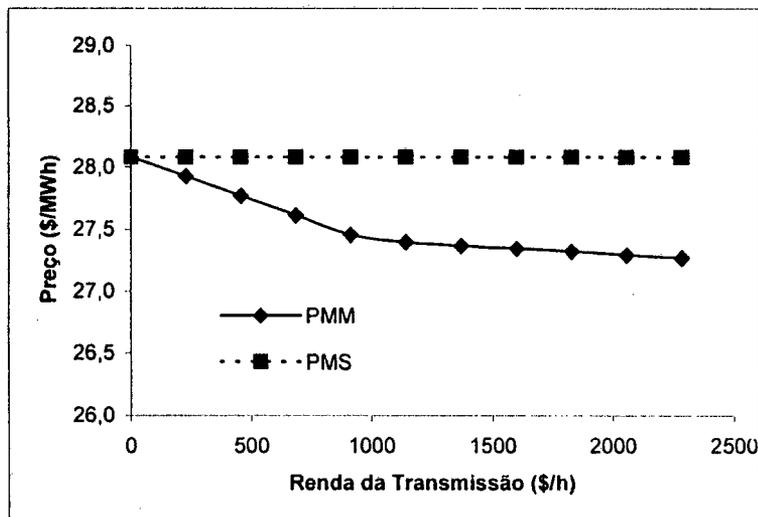


Figura 22. Evolução do Preço Marginal Uniforme

Pode-se notar que o valor de $\hat{\lambda}$ começa no mesmo valor do PMS quando a renda da rede é zero, sendo o vetor ρ nulo. O resultado importante é que o valor do preço uniforme $\hat{\lambda}$ cai a medida que a renda da transmissão sobe, pois a transmissão passa a extrair renda que originariamente seria dos geradores.

Como o lucro dos geradores após a aplicação da metodologia é igual ao resultante de valorar toda a energia gerada e consumida ao preço $\hat{\lambda}$ e depois cobrar junto aos usuários os encargos pelo uso da rede, é esperado que estes lucros diminuam na medida que a renda requerida da rede aumenta.

A Figura 23 mostra que os pagamentos totais das demandas aumentam de forma a remunerar a renda crescente da rede mas também indica que a receita e os lucros totais dos geradores diminui.

Note-se também que o custo total de operação (diferença entre a receita dos geradores e o lucro) permanece praticamente constante. Quando a renda é menor a 10 M\$/ano (1141,6 \$/h), o despacho de geração permanece constante e o custo de operação é 12.850,8 \$/h para qualquer valor de renda. Quando a renda é maior a 10 M\$/ano, o despacho de geração é modificado, com um custo de operação igual a 12.874,2 \$/h, para qualquer valor da renda até o valor analisado (20 M\$/ano).

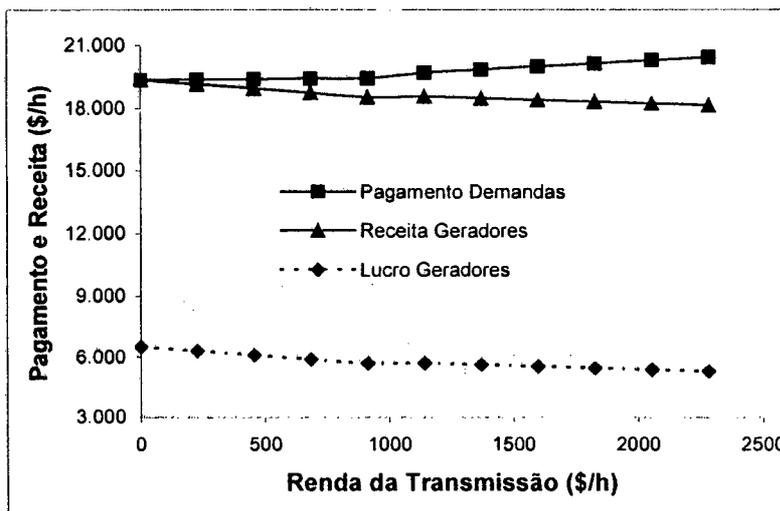


Figura 23. Pagamentos e Receitas de Demandas e Geradores

A mudança de comportamento dos resultados a partir da renda de 10 M\$/ano acontece porque a partir desse valor, o gerador da Barra 3 reduz a sua geração de 83,2 MW para 40 MW de modo a receber pagamentos pelo uso da transmissão (note que nessa barra, o preço pelo uso da rede é de $-0,1837$ \$/MWh). De outro lado, o gerador da Barra 5, aumenta a geração de 256,8 MW para 300 MW (o seu limite). Note que este gerador está recebendo pelo uso da rede e assim leva a sua geração para o máximo. Todos os outros geradores estão no limite de geração para qualquer valor de renda.

A Figura 24 mostra os encargos pelo uso da rede para os geradores e demandas, na medida que é aumentada a renda requerida da rede.

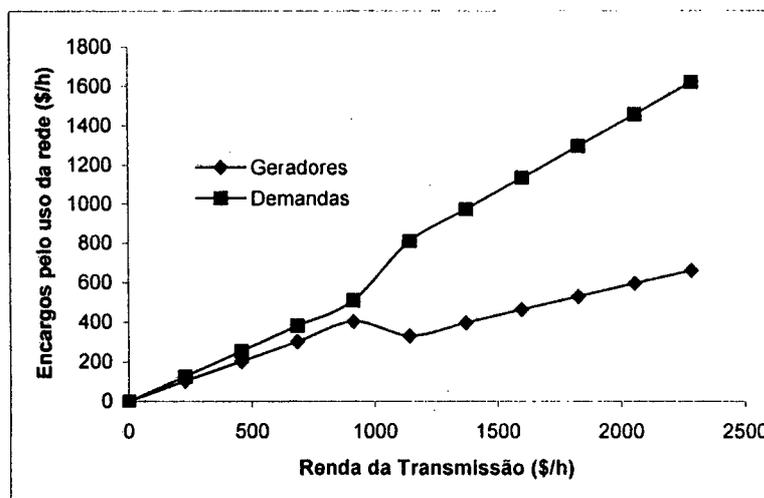


Figura 24. Encargos pelo Uso da Rede para Geradores e Demandas

O resultado importante desta figura corresponde ao fato de que no momento em que a renda da rede é relativamente baixa, o encargo total dos geradores é aproximadamente 50 % dessa renda. Na medida que a renda aumenta, a proporção paga pelos geradores diminui, tal como pode ser visto na Figura 24: os pagamentos junto às demandas cresce mais rápido que o pagamento junto aos geradores. No final, nos valores mais altos de renda da rede, os geradores pagam 29 % da renda total e as demandas o restante 71 %. Porém, como foi visto na Figura 23, o lucro dos geradores diminui na medida que a renda aumenta, o que significa que eles acabam pagando a renda crescente também com uma redução dos lucros.

O fato de que as demandas acabam pagando uma parcela maior da renda total da transmissão em relação aos geradores, é devido a que elas são inelásticas e o consumo não diminui se e o encargo pelo uso da rede aumenta. O nível de geração é sensível ao preço nodal e ao encargo pelo uso da rede devido a que a função objetivo do Problema (18) consiste em minimizar o custo de operação e os pagamentos totais pelo uso da rede. No caso em que essa função objetivo estivesse acrescida pela maximização dos benefícios das demandas, o consumo estaria afetado também pelo valor do preço de uso da rede, e tanto os geradores quanto as demandas acabariam pagando proporções similares da renda da transmissão.

6.4.1 Comparação da Metodologia das Penalizações com Outras Metodologias

Com o objetivo de analisar melhor o impacto dos preços de uso da rede calculados pela metodologia das penalizações, é interessante comparar os resultados de sua aplicação com duas metodologias bem conhecidas:

- *Selo Postal (SP)*: Conforme mencionado no capítulo anterior, esta metodologia tem sido aplicada com sucesso em diferentes países devido à sua simplicidade.

De acordo com esta metodologia, a tarifa pelo uso da rede é dada por:

$$\mu_g = \frac{\beta \cdot R_N}{\sum C_g} \quad (39)$$

$$\mu_d = \frac{(1 - \beta) \cdot R_N}{\sum Pd} \quad (40)$$

onde:

- μ_g : tarifa pelo uso da rede para os geradores (\$/MWh);
- μ_d : tarifa pelo uso da rede para as demandas (\$/MWh);
- β : parcela da renda da transmissão (R_T) a ser recuperada com encargos para os geradores;
- C_g : capacidade declarada de geração de cada gerador (MW).

No caso do Brasil, a receita da transmissão é recuperada em partes iguais junto aos geradores e demandas³⁰, ou seja, $\beta=0,5$.

- *Metodologia Nodal (MN)*: Esta é a metodologia utilizada no Brasil. No Anexo E é apresentada a descrição detalhada desta metodologia. De acordo com a formulação apresentada, o fator fp é de importância fundamental. Ele determina se a remuneração de um determinado circuito deve ser considerada no cálculo da tarifa de uma barra. Se o fator de carregamento de um circuito em um despacho proporcional definido pela metodologia é menor do que o valor de fp , a remuneração desse circuito não é incluída no cálculo da tarifa da barra sendo considerada. No caso analisado, foram assumidos dois valores para o parâmetro fp :
 - ◊ valores máximos e mínimos de 1,0 para o cálculo das tarifas dos geradores e demandas (consultar o Anexo E). Isto significa que todos os circuitos são considerados no cálculo das tarifas para todas as barras. Este é o caso da metodologia nodal tradicional (caso denominado MNT);
 - ◊ mínimo de 0,3 e máximo de 0,6 para o cálculo das tarifas para os geradores e mínimo de 0,4 e máximo de 0,8 para as tarifas das demandas. Estes são os valores utilizados no Brasil (caso denominado MNB).

A Tabela 11 apresenta o resumo dos encargos pelo uso da rede para geradores e demandas calculados com as diferentes metodologias (MP corresponde aos resultados obtidos com a metodologia das penalizações). Ressalte-se que apenas a metodologia MP usa os efetivos despachos das unidades para o cálculo dos encargos. As demais metodologias utilizam as capacidades instaladas e declaradas pelos agentes.

³⁰ No Reino Unido, as demandas pagam 75 % da renda da transmissão. Nos próximos anos esse valor passará para 100 %. No Brasil e na Colômbia, os geradores e demandas pagam, cada um deles, 50 % da renda da transmissão.

Tabela 11. Comparação de Encargos entre MP e SP

Barra	Encargo Geradores (\$/h)				Encargo Demandas (\$/h)			
	MP	SP	MNT	MNB	MP	SP	MNT	MNB
1	352,9	135,2	214,4	91,6	-117,6	62,0	527,4	62,0
2	0,0	45,1	-31,0	39,6	679,5	210,9	334,6	210,9
3	-7,4	225,3	264,3	230,6	16,5	111,7	-27,9	111,7
4	800,2	180,3	455,9	358,7	-120,0	37,2	26,3	37,2
5	-649,6	270,4	-45,5	135,7	757,8	434,3	-4,0	434,3

Note-se que os encargos para as demandas calculados com a MNB correspondem ao mesmo encargo calculado através do SP. Isto é devido a que, nesta metodologia, a tarifa para as demandas é agrupada de forma zonal, ou seja, a tarifa nodal é recalculada de forma ponderada buscando que cada zona considerada possua uma única tarifa. Se apenas uma zona é considerada, a tarifa resultante é equivalente à encontrada pelo SP.

Os resultados da Tabela 11 são decisivos. Note-se, por exemplo, que a demanda localizada na Barra 4 deveria pagar 37,2 \$/h pelo uso da rede, de acordo com o SP (ou a MNB), enquanto que, de acordo com a MP, deveria receber 120,0 \$/h. De acordo com a MBT, a mesma demanda receberia um montante quase quatro vezes maior (455,9 \$/h).

Um resultado parecido é encontrado para a Barra 1. De acordo com a distribuição das injeções, estas duas barras são as mais utilizadas pelos geradores para entregar a sua produção ao sistema. A MP estabelece, portanto, que as demandas localizadas nessas barras devem ser compensadas por estarem próximas dos geradores que mais exigem o sistema.

De outro lado, de acordo com de acordo com SP, o gerador da Barra 5 deve pagar 270,4 \$/h pelo uso da rede, enquanto que com MP, deveria receber 649,6 \$/h. De acordo com o MNT, esse gerador receberia apenas 45,5 \$/h. Esta enorme diferença é fundamental para mostrar o verdadeiro sinal que a metodologia das penalizações proporciona para a expansão da geração. O gerador da Barra 5, mesmo que injetando o dobro do gerador da Barra 1 (o qual deve pagar 352,9 \$/h por usa a rede), recebe um pagamento por estar localizado junto à maior carga do sistema (300 MW), evitando que toda essa demanda seja alimentada por outros geradores conectados remotamente.

Outro caso interessante ocorre na Barra 2. De acordo com a MP, o gerador da barra não deve pagar encargo algum pelo uso da rede (ele não é despachado, ver Tabela 10).

Contudo, dois resultados diferentes são encontrados com a MN: de acordo com a MNT, este gerador deveria pagar 39,6 \$/h, enquanto que com a MNB, ele receberia 31,0 \$/h. Este resultado é importante no momento de analisar os lucros dos geradores decorrentes da operação, como pode ser visto mais adiante.

Cabe mencionar também a influência do fator fp no cálculo dos encargos por meio da MNT e MNB. Os valores de fp utilizados no Brasil fazem com que o sinal proporcionado pelos encargos resultantes seja substancialmente diferente do sinal locacional puro dado pela MNT.

A Figura 25 permite visualizar melhor as diferenças relativas entre os encargos pelo uso da rede calculados com as diferentes metodologias.

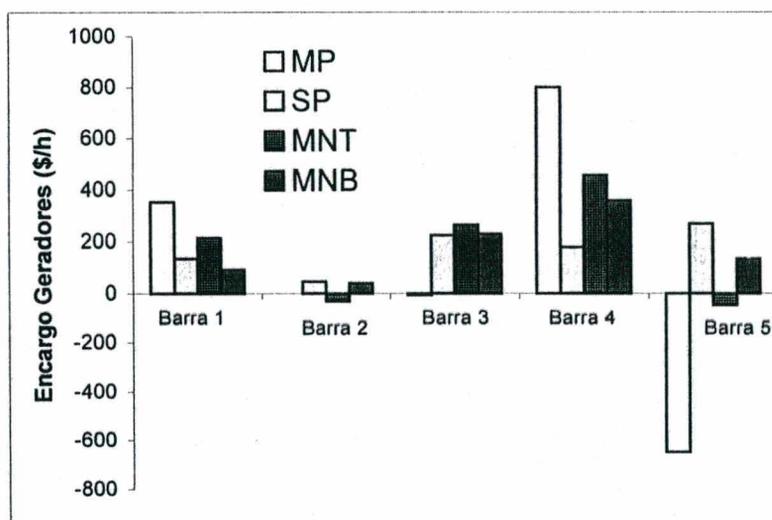


Figura 25. Comparação dos Encargos para os Geradores

Note-se que a MP sinaliza fortemente a localização dos geradores das barras 4 e 5, em relação às outras metodologias. Além disso, todas as metodologias penalizam de forma relativamente baixa ao gerador da Barra 2, o qual não é despachado, enquanto que o gerador da Barra 3 é penalizado em todas as metodologias com exceção à MP.

A Figura 26 permite visualizar as diferenças relativas entre os encargos calculados para as demandas.

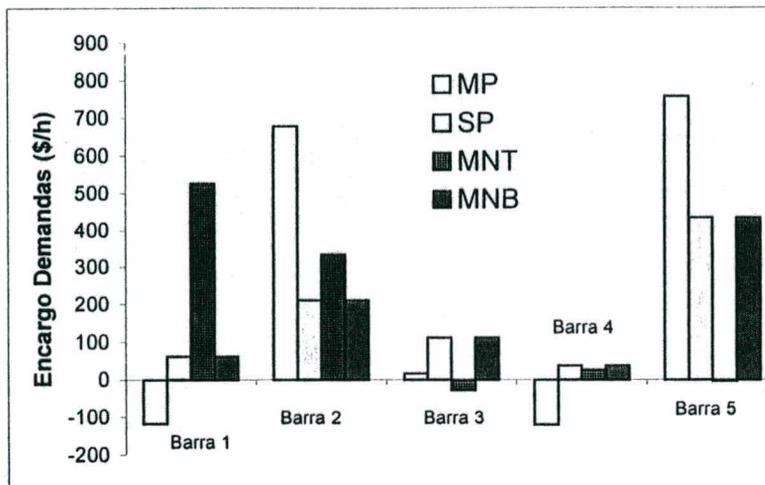


Figura 26. Comparação dos Encargos para as Demandas

Note-se que os encargos para as demandas são iguais para as metodologias SP e MNB. Note-se também a forte sinalização locacional que a MP proporciona às demandas das barras 1, 2 e 5, em relação às outras metodologias. Ela penaliza fortemente às demandas das barras 2 e 5 (por estarem utilizando o sistema de maneira intensa), enquanto que compensa as demandas das barras 1 e 4.

O sinal que a MP proporciona à demanda da Barra 1 é contrário ao sinal dado pelas outras metodologias. Esta demanda está localizada junto a um dos geradores que mais utiliza o sistema, por isso é compensada com um encargo negativo. O mesmo resultado acontece na Barra 4. A metodologia MNT penaliza fortemente às demandas das barras 1 e 2, enquanto que o encargo para as outras barras é quase nulo.

Diferentemente da metodologia baseada no SP, a MP estimula explicitamente a conexão dos geradores próximo dos grandes centros de carga ou, também, estimula as cargas a se conectarem próximo dos geradores que mais utilizam a rede. Desta forma, os agentes utilizam ao máximo a rede existente e evitam o investimento em nova capacidade de transmissão. Este é, no final, o objetivo principal de qualquer esquema de tarifas pelo uso da transmissão.

Outro aspecto que deve ser analisado, corresponde às alterações que sofrem os lucros dos geradores devido à aplicação da MP, em relação ao SP e, por exemplo, a MNT. A Tabela 12 apresenta os valores dos lucros dos geradores devidos à aplicação de cada uma dessas metodologias.

Tabela 12. Comparação de Lucros Calculados com Diferentes Metodologias

Gerador	SP			MNT		MP	
	Lucro ³¹ (\$/h)	Encargo (\$/h)	Lucro Líquido (\$/h)	Encargo (\$/h)	Lucro Líquido (\$/h)	Encargo (\$/h)	Lucro Líquido (\$/h)
1	3.012,2	135,2	2.877,0	214,4	2797,8	352,9	2.547,5
2	0,0	45,1	-45,1	-31,0	31,0	0,0	0,0
3	90,0	225,3	-135,3	264,3	-174,3	-7,4	20,8
4	3.416,3	180,3	3.236,0	455,9	2.960,4	800,2	2.467,1
5	791,4	270,4	521,0	-45,5	836,9	-649,6	1.350,4

Note-se que, de acordo com o SP ou a MNT, o gerador localizado na barra 3 estaria perdendo dinheiro na operação (135,3 \$/h com SP ou 174,3 \$/h com a MNT) devido a que o encargo pelo uso da rede é maior que os lucros originados pela venda de energia no mercado. De acordo com o SP, o gerador da barra 2 estaria na mesma situação. Ele teria que pagar 45,1 \$/h pelo uso da rede mesmo sem ser despachado.

A Figura 27 permite visualizar as diferenças relativas entre os lucros calculados com as três metodologias analisadas.

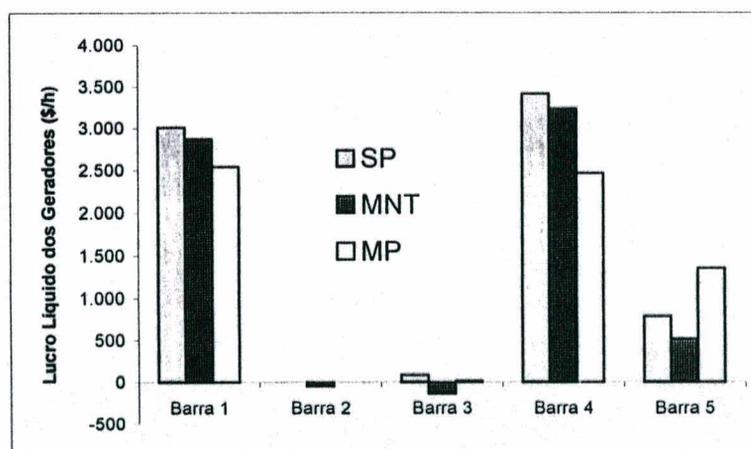


Figura 27. Comparação dos Lucros dos Geradores com Diferentes Metodologias

Pode-se ver que a MP proporciona um lucro maior ao gerador da Barra 5, em relação ao SP ou a MNT. Esse acréscimo de lucro é compensado com uma redução nos lucros dos geradores das barras 1 e 4, nas quais, as outras metodologias proporcionam lucros maiores.

³¹ Esta coluna (lucro dos geradores de acordo com o SP), corresponde à diferença entre a receita e o custo de operação de cada gerador, ambos calculados por meio do PMS e o despacho respectivo. Este é o valor de lucro do gerador antes de aplicar os encargos pelo uso da rede.

De outro lado, com a aplicação da MP, os lucros líquidos dos geradores nunca são negativos. Se um gerador não é despachado, o encargo respectivo é sempre nulo, e se ele for despachado, a receita será sempre igual ou maior ao custo de operação³².

6.4.2 Análise de Penalizações Não-Lineares

Como foi estabelecido na Equação (26), é possível incluir uma parcela não-linear no preço de uso da rede. No caso particular analisado, a utilização de uma função quadrática para ρ permite que a tarifa a ser paga pelos usuários da rede dependa também da própria injeção ou demanda. Isto permitiria que a penalização incremental aplicada a um determinado usuário, aumentasse com a intensidade do uso da rede. Esta condição poderia ser benéfica no caso em que se deseja desestimular a concentração de grandes cargas ou geração em determinados pontos do sistema.

Analisando de forma mais detalhada a Equação (26) é possível notar que existem muitos graus de liberdade sobre ρ para atingir a receita requerida da rede, quando é utilizada a parcela quadrática da tarifa. Quando esta parcela é incluída, é necessário adicionar uma restrição ao Problema (18) de forma a fixar a porcentagem da receita requerida que se deseja ser recuperada junto a essa parcela. Essa restrição é:

$$\rho_L^T P(\delta) = \sigma R_T \quad (41)$$

Onde σ corresponde à porcentagem da renda requerida a ser recuperada a partir da parcela quadrática da tarifa.

Com o objetivo de estudar a influência da tarifa não-linear pelo uso da rede na tarifa total, a metodologia das penalizações foi aplicada no sistema teste para diferentes valores do parâmetro σ na Equação (41), ou seja, para diferentes porcentagens de renda da rede sendo recuperadas através da parcela quadrática da tarifa.

Os dois exemplos seguintes mostram a importância que pode ter a tarifa não-linear no encargo total pelo uso da rede. Foi analisado o comportamento dos pagamentos dos agentes de forma que a renda da rede seja recuperada entre 50 % a 100 % através do encargo linear e o restante com o encargo quadrático.

A Figura 28 apresenta os pagamentos pelo uso da rede do gerador da Barra 1 para as diferentes porcentagens de recuperação da renda através do encargo linear.

³² O preço nodal é sempre igual ou maior ao custo incremental de geração da barra respectiva, quando o gerador é despachado. Ver demonstração na Seção C.5.

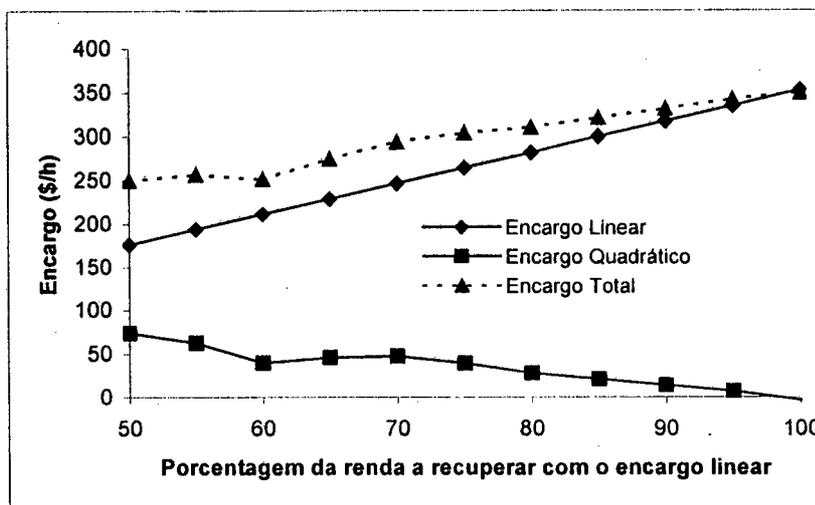


Figura 28. Encargos pelo Uso da Rede (Gerador da Barra 1).

A principal conclusão da Figura 28 consiste em que o gerador da Barra 1 estaria interessado que uma maior proporção da renda da rede fosse recuperada através da tarifa quadrática, ou seja, que o encargo total tenha uma componente não-linear maior. No caso em que o encargo não-linear recupere o 50 % da renda, este gerador pagaria 250,2 \$/h pelo uso da rede, enquanto que se a renda fosse recuperada totalmente através do encargo linear, estaria pagando 352,9 \$/h.

A situação contrária acontece para a demanda localizada na mesma Barra 1. A Figura 29 apresenta o comportamento do encargo para o mesmo intervalo de porcentagens da renda da rede a ser recuperada com o encargo linear.

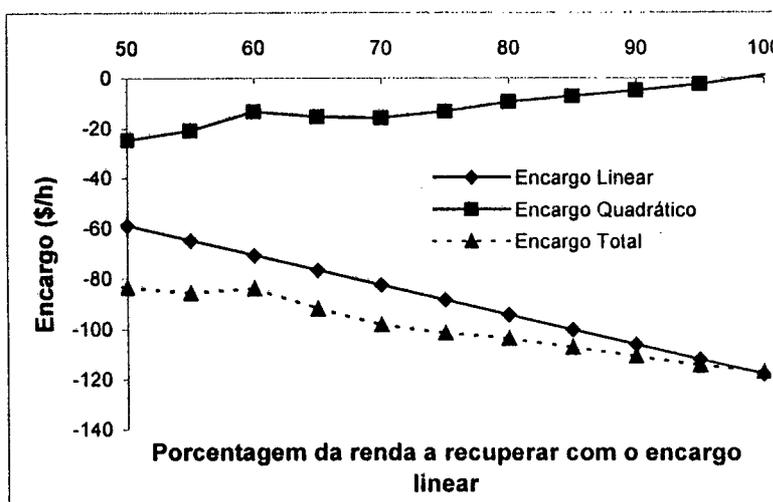


Figura 29. Encargos pelo Uso da Rede (Demanda da Barra 1).

Pode-se notar que a demanda localizada na Barra 1 estaria interessada que o encargo total tivesse a maior componente linear possível. Para uma porcentagem de 50 %

de recuperação da renda total através da parcela linear, ela estaria recebendo 82,9 \$/h pelo uso da rede, enquanto que no caso em que a totalidade do encargo é linear, receberia 117,6 \$/h, como mostrado na Tabela 10.

Outro resultado interessante acontece na Barra 5. A Figura 30 apresenta o comportamento do encargo para o gerador dessa barra.

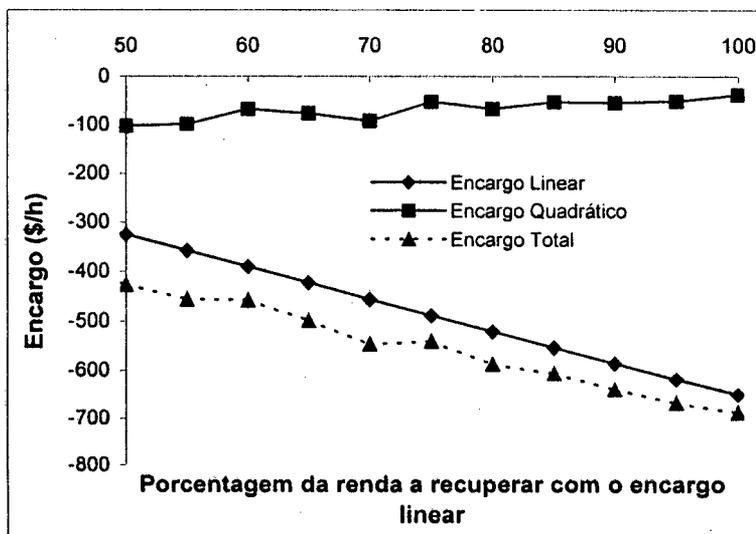


Figura 30. Encargos pelo Uso da Rede (Gerador da Barra 5).

Este gerador defenderia a eliminação do encargo não-linear. Quando a metade da renda é recuperada através dessa parcela não-linear, o gerador estaria recebendo 426,8 \$/h pelo uso da rede, enquanto que se o encargo fosse totalmente linear, ele receberia 649,6 \$/h (ver Tabela 10). De outro lado, a demanda localizada nessa barra, defenderia a aplicação do encargo não-linear, como pode ser visto na Figura 31.

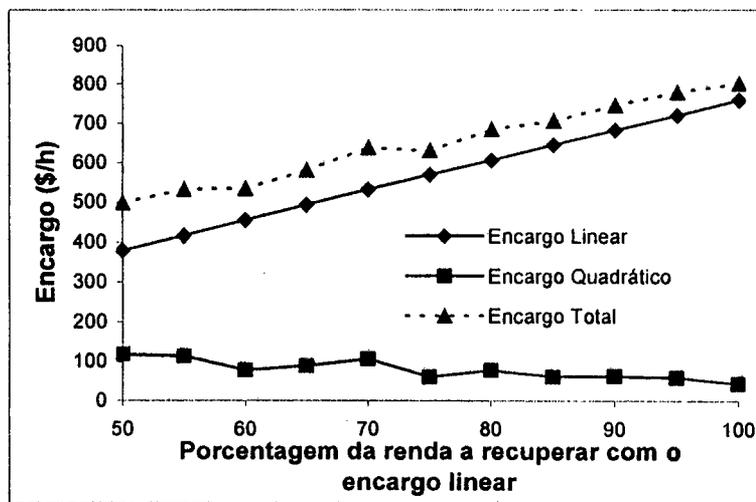


Figura 31. Encargos pelo Uso da Rede (Demanda da Barra 5).

Note-se que se a metade da renda da rede fosse remunerada através do encargo não-linear, a demanda da Barra 5 pagaria 497,9 \$/h, enquanto que se todos os encargos fossem lineares, o encargo subiria para 757,8 \$/h. Devido às condições do sistema, a parcela quadrática do encargo permanece aproximadamente constante, porém a parcela linear é incrementada de forma considerável.

De outro lado, os resultados mostraram que, por exemplo, o encargo total para a Barra 4 (800,2 \$/h para o gerador e -120,0 \$/h para a demanda) permanece quase constante. Tanto o gerador como a demanda estariam indiferentes em relação à aplicação do encargo não-linear.

6.5 Conclusões

- Este capítulo apresentou uma metodologia para o cálculo de tarifas pelo uso da rede, a qual permite recuperar uma renda regulada da transmissão, enquanto os custos de operação são minimizados. Esta metodologia consiste em penalizar as injeções de potência nas barras do sistema, modificando sistematicamente os preços nodais da energia de forma a criar um excedente financeiro dado pelas diferenças desses preços. Esse excedente é igual à renda definida da transmissão no caso em que não existe congestionamento. No caso em que exista algum congestionamento, o excedente financeiro recuperado pelas diferenças de preço será a soma da renda da transmissão mais o valor de mercado do sistema existente.
- A metodologia das penalizações às injeções proporciona um verdadeiro sinal para a localização de novos projetos de geração e a instalação de novas demandas. Os geradores são incentivados de forma direta a se localizarem próximo dos grandes centros de carga e as demandas têm o incentivo a se localizarem próximo dos geradores que mais utilizam o sistema. Este resultado implica que a metodologia estimula ao máximo utilizar a rede existente e evitar novos investimentos, o que é o objetivo de qualquer metodologia de cálculo de tarifas pelo uso da rede.
- A metodologia proposta tem um potencial de aplicação em sistemas termelétricos. Para sistemas hidrotérmicos a sua aplicação deve ser ainda investigada.

- A tarifa pelo uso da rede calculada com esta metodologia pode incluir uma parcela não-linear, a qual depende do próprio valor da injeção de potência. Pode não existir consenso em relação a utilização desta parcela não-linear devido a que alguns geradores são beneficiados com a sua total eliminação, enquanto outros geradores ou demandas estariam a favor de sua aplicação.
- A metodologia das penalizações possui uma grande flexibilidade para a recuperação de qualquer montante de renda da transmissão, desde que esse montante possibilite o pagamento por parte dos geradores e demandas. Caso a renda da transmissão seja demasiadamente elevada, os geradores serão incentivados a reduzirem (ou acrescentarem excessivamente) os despachos para níveis que inviabilizam o suprimento da demanda.
- Mesmo que baseada na existência de um preço nodal, a metodologia pode ser aplicada em sistemas tipo *pool* devido a existência de um preço marginal uniforme. O operador do mercado pode calcular e publicar esse preço uniforme a partir das ofertas de preço dos geradores, assim como as tarifas de uso da rede. Foi mostrado que se toda a energia é valorada e remunerada a esse preço uniforme e os encargos pelo uso da rede são calculados com as tarifas encontradas com a metodologia, as receitas dos geradores e os pagamentos das demandas são iguais aos pagamentos calculados com os preços nodais resultantes da aplicação da metodologia.
- A renda recuperada com a aplicação dos preços nodais modificados é estável, diferentemente da renda que seria obtida com a aplicação de uma metodologia nodal baseada apenas em CMCP, a qual, geralmente, não possibilita a recuperação da renda requerida da rede.
- A metodologia proposta assegura que os preços nodais modificados (os quais incluem o preço da energia e o preço da transmissão) são calculados de modo a minimizar o custo de operação do sistema somado aos pagamentos totais pelo uso da rede.
- Com a metodologia proposta, a renda regulada da rede continua sendo calculada e recuperada de forma centralizada, com todas as vantagens que isso representa para o desenvolvimento do sistema.

-
- Por meio desta metodologia, os lucros dos geradores nunca serão negativos, pois na eminência de terem prejuízos os mesmos reduzem o despacho, diferentemente do que ocorre em um mercado onde a tarifa de transmissão é fixada independentemente do valor do despacho. Esta característica permite obter uma melhoria no fluxo de caixa de investimentos em geração.

Don't be humble. You're not that great.

Golda Meir (1898-1978)

CAPÍTULO 7. CONCLUSÕES GERAIS E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

7.1 Introdução

O presente capítulo tem como objetivo resumir as principais conclusões e contribuições do trabalho assim como recomendar tópicos de pesquisa para desenvolvimentos posteriores.

Neste trabalho foram estudados, além de outros tópicos relevantes em relação à expansão da transmissão em mercados de energia, três temas de pesquisa principais:

- metodologia para a solução do problema de expansão de longo prazo da transmissão;
- expansão descentralizada da transmissão e abertura da rede à livre competição;
- metodologia das penalizações às injeções de potência para recuperar a renda regulada da transmissão.

Contribuições para a consolidação do problema de transmissão para diversos ambientes.

7.2 Metodologia para Solução do Problema de Expansão de Longo Prazo da Transmissão

No Capítulo 3, foi apresentada uma nova metodologia confiável para a solução do problema de expansão de longo prazo da transmissão. Este problema tem merecido considerável atenção, principalmente no Brasil.

O AGM desenvolvido neste trabalho mostrou ser uma metodologia robusta para a solução do PELPT. Geralmente um AG deve ser desenvolvido para cada problema a ser resolvido. Nesse caso, os diferentes parâmetros devem ser ajustados de forma heurística para resolver problemas de otimização, incluso similares mas com diferentes funções

objetivo ou diferentes limites superiores ou inferiores das restrições. Neste trabalho, o AGM junto com a utilização do conceito de CLCC, permitiu que o mesmo modelo permitisse a solução de diferentes casos de expansão da rede (pequeno, médio e grande porte), sem ser preciso alterar os parâmetros mais importantes do AGM.

A metodologia desenvolvida permite avaliar a qualidade das soluções e prever o custo da solução ótima, utilizando qualquer metodologia, seja matemática ou heurística. Ao igual que a metodologia da Relaxação Lagrangeana, a metodologia do AGM e a CLCC permitem encontrar limites superiores de boa qualidade para a solução do problema. Em vários casos, as soluções encontradas foram melhores que aquelas publicadas anteriormente utilizando outras metodologias.

O AG é uma técnica que, dada as suas características, permite a paralelização do processo de evolução e busca. Dado que ele trabalha acima de uma população de indivíduos (soluções) e não apenas uma única solução, é possível implementar um algoritmo paralelo que faça uso de diferentes processadores para avaliar grupos de indivíduos de forma simultânea e enviar os resultados a um processador central que administre a evolução do AG.

Em um AGM de tipo paralelo, o *speed-up* seria incrementado de forma quase idêntica ao número de processadores utilizados uma vez que a *granularidade* do processo é *grossa*, ou seja, os requerimentos de comunicação entre os processadores são mínimos (o processo mestre enviaria apenas cadeias representando indivíduos a serem avaliados em cada processador e receberia de volta somente escalares representando as aptidões dos indivíduos), em relação ao tempo de cálculo requerido por cada processador (cada avaliação de aptidão requer a solução de um FPO).

Outra aplicação da eventual paralelização do AGM consiste na avaliação simultânea de vários cenários de demanda. Cada processador poderia receber um AGM com um cenário determinado de demanda e soluções poderiam ser intercambiadas entre cada processador (cenário). Desta forma, boas soluções em um cenário determinado entrariam a concorrer em outros cenários. Caso essas soluções tenham sucesso nesses cenários, a solução encontrada seria robusta.

Outro ponto de desenvolvimento futuro do AGM consiste na implementação de uma metodologia automática adaptativa para o cálculo do fator α do problema de expansão. De acordo com a experiência adquirida, é possível criar regras para a mudança

automática deste parâmetro. Na forma mais completa, seria possível inclusive a utilização de Sistemas Especialistas que utilizem o conhecimento do problema e da evolução do processo de otimização para melhor definir o parâmetro α em cada passo do processo.

Neste trabalho foi utilizada a metodologia de BT para avaliar as soluções finais encontradas com o AGM. Um possível tópico de pesquisa seria a possibilidade da utilização simultânea das duas metodologias para resolver o problema. No meio do processo poderia existir uma comunicação de soluções que entrem a competir em cada um deles. Desta forma, uma metodologia integrada desse tipo seria ainda mais robusta.

Podem existir variações dessa implementação, como por exemplo utilizar a BT para gerar a população inicial do AGM ou utilizar este último para propor soluções de partida para o BT.

7.3 Expansão Descentralizada da Transmissão

Este tópico de pesquisa é, talvez, um dos mais importantes deste trabalho. No Capítulo 4 foi analisada a possibilidade de abrir o sistema de transmissão à livre competição para a expansão. A necessidade deste estudo surgiu a partir dos inúmeros questionamentos que têm surgido devido ao estado atual da rede e o serviço de transmissão nos mercados de energia, no contexto de que esta deve ser um monopólio regulado.

As diferentes críticas se concentram na garantia e os incentivos para a expansão da rede face as crescentes transações de energia no mercado. As mesmas regras de mercado para valorar a energia não podem ser aplicadas para remunerar os investimentos em transmissão e, mesmo que investidores privados pudessem investir na rede, o controle desses investimentos seria feito por um terceiro (o OS, por exemplo).

Foi mostrado que, a partir da teoria matemática da descentralização do problema de expansão e a comunicação de preços, a entidade denominada ET, a qual abrange todos os investidores privados em transmissão, possui estímulos para investir de forma independente na expansão da rede e ainda obter lucros que permitem recuperar os investimentos. Contudo, foi salientado o fato de que nem todos os circuitos podem ser remunerados através de um mercado descentralizado desse tipo. Por isso, os subsistemas regionais devem continuar sendo monopólios regulados dadas às características da rede de transmissão, a qual deve se aproveitar dos benefícios das economias de escala.

A conclusão mais importante desta parte do trabalho consiste em que diferenças de preços regionais podem estimular a criação do novo negócio de investir em transmissão, de forma autônoma por parte de investidores independentes. Esses investidores podem ser geradores, demandas ou também terceiros. No caso da presença crônica de congestionamentos na rede e, portanto, de diferenças regionais de preços, o investidor independente tem a opção de firmar contratos de longo prazo com geradores e demandas, a preços diferentes. As demandas não teriam que negociar com os geradores, mas com o investidor em transmissão. A diferença de preços e as condições dos contratos podem ser projetadas para criar um fluxo de caixa que remunere o investimento.

Dependendo das expectativas do mercado que o investidor possui e a sua percepção do risco, o investimento em capacidade de transmissão pode se converter em um negócio lucrativo, o qual pode estimular futuros investimentos que levam a uma melhora crescente da eficiência do mercado.

Em um desenvolvimento futuro, é interessante estudar a elasticidade da demanda no processo descentralizado. As possibilidades de geração própria ou utilização de fontes alternativas de energia por parte de grandes consumidores, proporciona uma elasticidade do consumo face aos preços do mercado. Os custos unitários de geradores de pequeno e médio porte, assim como a sua modularidade e eficiência estão tornando cada vez mais atraente a possibilidade de utilizar geração própria quando os preços de mercado atinjam valores elevados. Nesse caso, o processo descentralizado deveria incluir, então, um problema adicional independente de otimização referente às demandas, o qual visaria a maximização dos seus benefícios, tomando em conta a curva de elasticidade demanda-preço.

Adicionalmente, pode ser interessante estudar o processo de convergência da metodologia descentralizada desde o ponto de vista matemático, na presença de geradores com poder de mercado ou sob oligopólios de geração. Nessa situação, a estimativa dos parâmetros dos geradores não é mais possível e o processo de atualização de preços teria que utilizar parâmetros diferentes aos realmente utilizados pelos geradores. Mesmo que o processo convirja nesta situação, tal como foi encontrado através das simulações, os geradores com poder de mercado têm a capacidade de afetar os preços e a maximização dos lucros depende de um preço definido indiretamente por eles próprios.

Contudo, é esperado que com o surgimento de novos investidores e a eliminação sistemática dos gargalos de transmissão, o poder de mercado de alguns geradores diminua, estabelecendo-se uma intensa competição no mercado.

7.4 Metodologia de Penalizações para Recuperar a Renda da Transmissão

No Capítulo 6 foi apresentada uma metodologia que permite a recuperação de uma renda regulada da transmissão via penalizações ou preços para as injeções de potência. A metodologia visa minimizar os custos de operação e os custos de acesso à rede por parte dos agentes, enquanto que garante a recuperação da renda regulada da transmissão.

Essa metodologia sinaliza de forma direta a conexão de novos geradores próximo dos grandes centros de carga, ou também recompensa as demandas localizadas próximo dos geradores que mais exigem o sistema. Desta forma, os usuários da rede são estimulados a utilizar de forma eficiente os recursos existentes evitando a instalação de nova capacidade de transmissão.

Mesmo que a metodologia seja baseada no cálculo de um preço nodal, esta pode ser adaptada para sua aplicação em mercados tipo *pool* com remuneração ex-post dos encargos pelo uso da rede. A metodologia permite calcular um preço único para o sistema como se ele fosse um PMS. O administrador do mercado publicaria esse preço para valorar todas as transações de energia efetuadas via bolsa de energia assim como o conjunto de tarifas nodais pelo uso da transmissão.

Esta metodologia permite resolver o grande problema de recuperar a renda da transmissão utilizando preços nodais sob presença de economias de escala na rede. Uma metodologia deste tipo continua a ser importante nos mercados de energia devido a que os sistemas regionais de transmissão continuarão sendo monopólios regulados com uma renda anual definida centralmente.

Existem vários pontos que merecem atenção. Por exemplo, analisar o caso em que exista congestionamento na transmissão. Foi mostrado que nesse caso existe um excedente financeiro adicional à renda regulada a ser recuperada. Esse excedente financeiro corresponde ao valor de mercado da rede existente. Devem ser estudadas alternativas para a administração desse excedente.

Um caso que merece atenção especial é a introdução da elasticidade da demanda no processo de otimização. Como os preços calculados incluem o valor da energia e o preço

de uso da rede, incluir a elasticidade da demanda afeta de forma determinante a distribuição de pagamentos. Dependendo dos preços de uso calculados, as demandas podem estar influenciadas a diminuir o consumo para pagar um montante menor pelo uso, tal como acontece com os geradores. Este é um fator importante para estimular um uso ainda mais eficiente da capacidade existente, do que aquele observado quando a demanda apresenta um comportamento inelástico.

A inclusão das perdas de transmissão no processo de otimização e cálculo dos preços de uso da rede pode ser também importante. Como o preço nodal é calculado de forma ótima, ele representaria o custo de oportunidade da geração, de uso da transmissão e das perdas, permitindo a remuneração total do serviço de transmissão por meio do mercado de curto prazo.

Embora a metodologia proposta possa ser aplicada para sistemas termelétricos, a sua aplicação para sistemas hidrotérmicos requer uma avaliação mais profunda.

ANEXO A. TEORIA BÁSICA DOS ALGORITMOS GENÉTICOS

Neste anexo são apresentados os fundamentos da teoria dos AG. As referências [50] e [51] apresentam de forma abrangente e clara os princípios fundamentais desta técnica de otimização.

Os AG pertencem à classe dos algoritmos probabilísticos, sendo diferentes dos algoritmos aleatórios, pois eles combinam elementos de busca dirigida e estocástica. Os AG efetuam uma busca multi-direcional mantendo uma população de soluções potenciais e estimula a formação e intercâmbio de informação entre essas direções. A população sofre uma evolução simulada: a cada geração, as soluções relativamente “boas” se reproduzem, enquanto que as soluções relativamente “ruins” morrem. De forma a identificar as diferenças de qualidade entre as diferentes soluções, é utilizada uma função objetivo (ou função de avaliação) a qual, na analogia da evolução das espécies, representa a adaptação de cada indivíduo ao meio ambiente.

A Figura 32 apresenta a estrutura básica de um AG, aonde $P(t)$ representa a população na geração t .

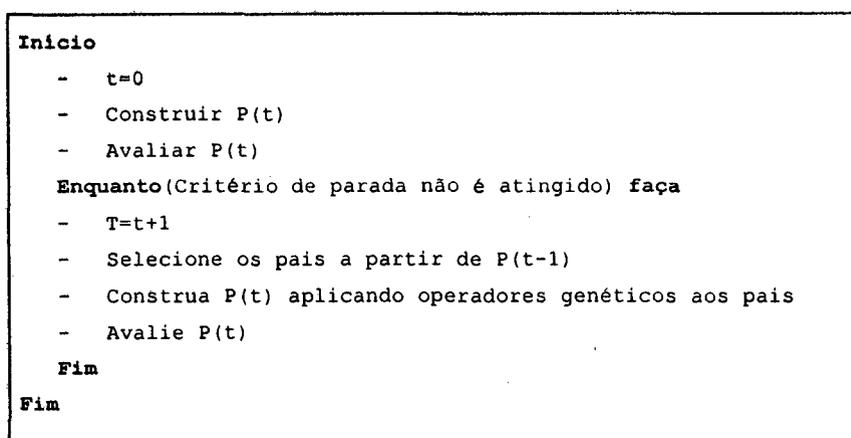


Figura 32. Estrutura Básica de um AG

O AG é um método de otimização robusto que utiliza um conjunto de soluções candidatas ou indivíduos (“população”), e que efetua uma série de operações baseadas na

mecânica da evolução das espécies. Tais operadores combinam a informação contida nos indivíduos para criar novas populações. O AG utiliza o mecanismo de seleção com o de selecionar ‘bons’ indivíduos da população atual para inseri-los em uma “população intermediária”. Assim como na teoria da evolução, o AG efetua os mecanismos de cruzamento e mutação, os quais têm como objetivo combinar o material genético existente na população intermediária de forma que indivíduos melhores possam ser criados e a busca possa ser ampliada a outras regiões do espaço de soluções. Normalmente, a qualidade média de uma população é maior que a qualidade das anteriores.

Um AG típico deve possuir, pelo menos, as seguintes componentes:

- 1) Uma “Representação” definida dos indivíduos, a qual pode ser “Binária”, “Decimal”, o de “Ponto Flutuante”. Cada solução potencial do problema deve ser codificada. Para isso é utilizado um cromossoma, o qual é uma cadeia de bits ou números. Cada cromossoma corresponde a uma e somente uma solução no espaço de busca real. Por exemplo, em um determinado problema de otimização com duas variáveis, se é desejado representar a solução numérica (23,49), uma possível representação a utilizar seria a binária. A Figura 33 apresenta o cromossoma do AG que representa a solução mencionada.

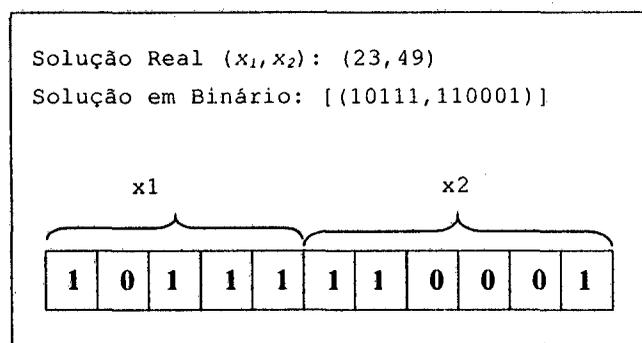


Figura 33. Representação Binária

Cada um dos bits ou posições dentro do cromossoma (ou indivíduo) é denominado “gene” e o valor que cada um dos genes pode tomar é denominado “alelo”. O tamanho do indivíduo depende, portanto, do número de variáveis do problema e, no caso da representação binária, do número de bits necessários para representar todos os possíveis valores das variáveis. Por isso, é necessário conhecer o domínio de busca para todas as variáveis. No exemplo da Figura 33, foram necessários 5 bits para representar o valor decimal 23 e 6 bits para representar o valor decimal 49. O tamanho do indivíduo é, portanto, igual a 11.

Este indivíduo permite representar valores inteiros até 31 para a variável x_1 e até 63 para a variável x_2 .

- 2) Uma “Função de Aptidão”, a qual depende da função objetivo que está sendo otimizada. Desta forma, indivíduos melhores (valores de aptidão maiores) devem ser aqueles que possuem menores valores da função objetivo, no caso da minimização.
- 3) Um mecanismo de “seleção”, para selecionar indivíduos que constituirão a base para a criação de novos indivíduos e continuar com o processo evolutivo. Esses indivíduos, que são colocados temporariamente na população intermediária, são os “pais” dos indivíduos da população seguinte. Existem vários mecanismos de seleção, os quais procuram identificar e separar os melhores indivíduos da população existente. O mecanismo de seleção deve ser cuidadosamente implementado evitando que os melhores indivíduos sejam excessivamente favorecidos na seleção (“pressão seletiva” elevada) de forma a inibir o surgimento de super-indivíduos que originam a convergência prematura. O mecanismo de seleção deve manter a “diversidade genética” da população permitindo a seleção de indivíduos não necessariamente bons mas que contém informação genética de boa qualidade, isto é, indivíduos que possuem uma baixa aptidão mas que pequenas mudanças em qualquer um dos genes leva a uma melhora significativa na sua aptidão. Este fato está relacionado com o conceito dos “blocos construtivos” que são padrões de indivíduos de alta qualidade com porções de informação genética (seqüências de genes) similares.
- 4) Um mecanismo de “cruzamento”, para criar novos indivíduos misturando a informação genética dos pais selecionados no mecanismo de seleção. Existem também vários mecanismos de cruzamento. A Figura 34 mostra um exemplo da técnica de “cruzamento em um ponto”.

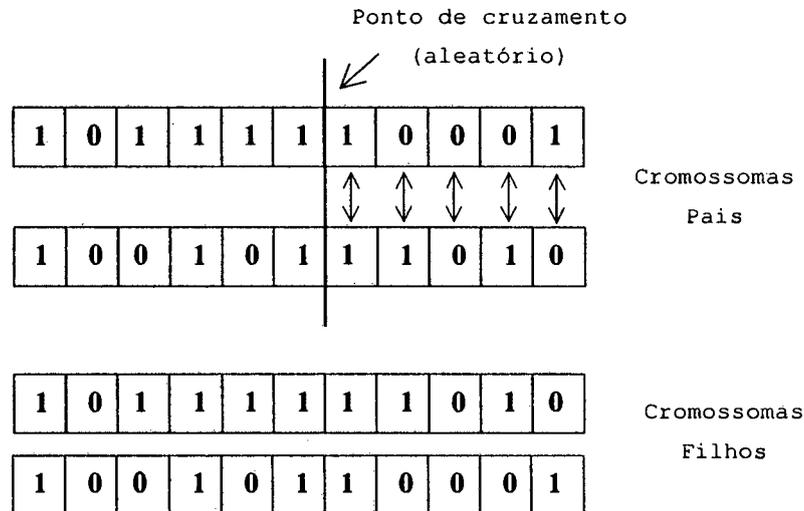


Figura 34. Cruzamento em Um Ponto

- 5) Um mecanismo de “mutação”, para recuperar informação genética perdida e guiar a exploração a novas regiões no espaço de busca. Este mecanismo é fundamental para o processo evolutivo. Na sua versão mais simples, consiste em selecionar aleatoriamente vários genes dentro de cada indivíduo e mudar o alelo para algum outro de forma aleatória, de forma que o novo alelo esteja dentro dos valores viáveis. Em alguns casos, se o novo alelo for inviável, é utilizado um mecanismo de reparo de forma que todos os indivíduos sejam viáveis após a mutação. A Figura 35 apresenta o exemplo do mecanismo de mutação aplicado à representação binária, no qual é feito um sorteio de Bernoulli com os valores de zero ou um para designar o novo alelo do gene selecionado aleatoriamente para mutação.

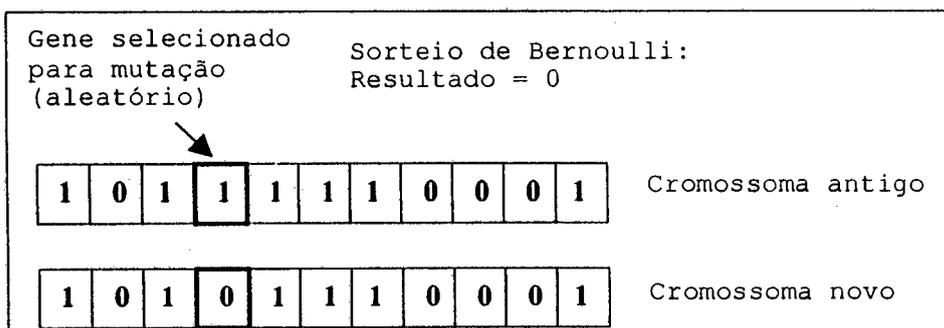


Figura 35. Mecanismo de Mutação Aplicado à Representação Binária

A.1 Técnica de Recozimento Simulado para a Melhoria da Mutação

Matematicamente, o processo de otimização do Recozimento Simulado (RS) começa em um ponto aleatório do espaço de busca e é efetuado um movimento aleatório. Se o novo ponto é melhor que o anterior, este é aceito, do contrário, é aceito apenas sob alguma probabilidade que depende de certa “temperatura”. Esta temperatura é um parâmetro que começa em valores altos e é reduzido lentamente de acordo com um critério de “esfriamento”.

A Figura 36 mostra os passos necessários para adaptar os procedimento do RS no mecanismo de mutação do AGM.

- Se um determinado gene é selecionado para mutação:

 - Identifique em qual indivíduo encontra-se o gene
 - Encontre f_1 (função objetivo avaliada nesse indivíduo)
 - Efetue a mutação do gene de acordo com uma regra*
 - Encontre f_2 (função objetivo avaliada no novo indivíduo)
 - Calcule $\Delta f = f_2 - f_1$
 - Se $\Delta f < 0$, aceite a mutação, senão:
 - Calcule a temperatura T: $T = T_0 * r^{ng}$. T_0 é a temperatura inicial (usualmente alta), r é a taxa de redução da temperatura (normalmente próxima de 1) e ng é o número da geração atual.
 - Calcule a probabilidade $P(\Delta f)$ de aceitar a mutação:
 $P(\Delta f) = \exp(-\Delta f / T)$
 - Gere um número aleatório P_g no intervalo $[0,1]$
 - Se $P_g < P$ aceite a mutação proposta, senão, ignore-a definitivamente.
 - Fim

Figura 36. Passos para a Aplicação do RS na Mutação

A regra implementada para efetuar a mutação do gene, de acordo com a Figura 36 é baseada em uma distribuição de densidade de probabilidade triangular cuja média aritmética corresponde ao valor atual do gene, como se mostra na Figura 37.

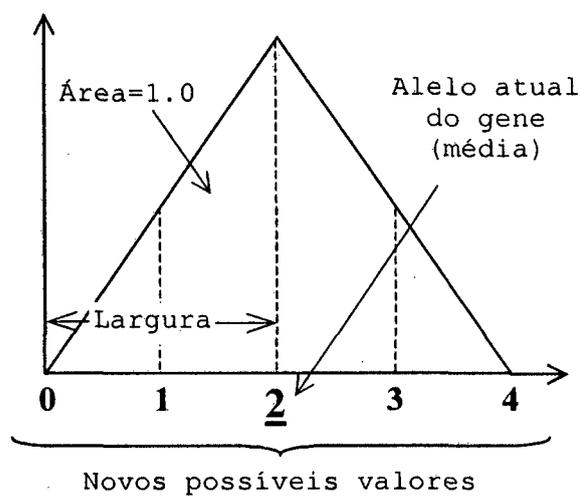


Figura 37. Distribuição de Densidade de Probabilidade para a Mutação

Quando um gene é selecionado para mutação, um número aleatório é gerado no intervalo $[0,1]$ e então, um número real no eixo dos valores do alelo é calculado de forma que a área da região do triângulo até esse ponto seja igual ao número real gerado. O novo valor do alelo corresponde ao número inteiro mais próximo a valor. Normalmente a largura do triângulo é ajustada a valores pequenos, como 1 ou 2.

ANEXO B. FUNDAMENTOS DA METODOLOGIA DE BUSCA TABU

Nesta seção são apresentados os fundamentos da Metodologia de Busca Tabu (BT). A aplicação desta metodologia para a solução do PELPT é apresentada de forma detalhada em [49]³³. Os resultados apresentados nesse trabalho foram importantes para analisar e comparar o desempenho do AGM, em relação ao tempo computacional utilizado e qualidade das soluções encontradas.

B.1 Bases da Busca Tabu

A BT é uma estratégia para solucionar problemas de otimização combinatorial cuja gama de aplicações vai desde aplicações específicas até problemas gerais de programação inteira e inteira-mista. É um procedimento adaptativo com a habilidade de superar as limitações de otimalidade local.

A BT teve suas origens em procedimentos combinatoriais aplicados a problemas não-lineares ao final de 1970, e subseqüentemente aplicado a uma diversa coleção de problemas com os quais tem conseguido um impressionante sucesso prático. O uso de BT torna possível obter soluções de qualidade superior em relação àquelas obtidas previamente com estratégias concorrentes, e geralmente com menor esforço computacional.

A seguir, são apresentados os conceitos básicos que formam um processo de BT. Para descrever estes conceitos, representa-se um problema de otimização combinatorial da seguinte maneira:

$$\text{Minimizar } c(x): x \in X \text{ em } R_n \quad (42)$$

A função objetivo $c(x)$ pode ser linear ou não-linear, e a condição $x \in X$ é imposta para restringir os componentes de x a assumirem valores discretos. Uma ampla gama de

³³ Os conceitos básicos da metodologia de Busca Tabu apresentados aqui são reproduzidos textualmente da referência mencionada.

procedimentos heurísticos e/ou baseados em programação matemática pode ser colocado na forma de (42), permitindo a seleção de uma seqüência de *movimentos* que levam o problema de uma *solução candidata*, $x \in X$, para um ótimo local.

A estrutura geral do processo de busca utiliza os conceitos de *movimentos*, *lista tabu*, *critério de aspiração*, *intensificação*, *diversificação* e *freqüência*, os quais são apresentados a seguir.

- **Movimentos:** O primeiro passo de BT é definir um conjunto de *movimentos* que possam ser aplicados a uma solução de prova para produzir uma solução nova. O objetivo consiste em determinar os movimentos que possam diminuir o valor da função objetivo $c(x)$. Quando não existem *movimentos* que melhorem o valor atual de $c(x)$, tem-se um ótimo local, e nesse caso, BT escolhe o *movimento* que menos degrade a função objetivo.

O movimento é definido segundo o tipo de problema formulado. De forma geral podem ser identificados três tipos de movimentos básicos:

- ◊ *adição:* No qual um elemento inteiro de x passa de 0 para 1. Por exemplo, seja o vetor $x=(0,1,1,1,0)$, uma adição aplicada ao primeiro elemento de x o levaria para $x'=(1,1,1,1,0)$;
- ◊ *retirada:* Este é o movimento contrário da *adição*, ou seja, um elemento de x muda seu valor de 1 para 0. Seguindo com o exemplo, retirando o quarto elemento de x obtém-se $x''=(0,1,1,0,0)$;
- ◊ *troca:* Este movimento combina a adição e retirada fazendo com que dois elementos de x possam ser alterados, aplicando adição em um deles e retirada no outro. Por exemplo, para o vetor x a troca do primeiro elemento com o quarto daria $x'''=(1,1,1,0,0)$.

- **Lista Tabu:** Com a finalidade de evitar o retorno à solução visitada anteriormente, o movimento inverso que prejudica a obtenção da solução ótima deve ser proibido. Assim, esse movimento é armazenado em uma estrutura de dados, com tamanho finito, denominada *Lista Tabu*.

Os elementos da lista tabu são denominados movimentos tabu e têm por finalidade evitar ciclagem do processo.

Cada vez que uma solução de prova é gerada, ela é testada para saber se pertence ou não à lista tabu. Assim, o espaço de busca correspondente é amplamente

reduzido comparado com sua extensão normal. Esta lista pode ser relacionada como um mecanismo de memória de curto prazo que serve como orientação básica do processo de busca.

A dimensão da lista tabu é denominada de tamanho da lista tabu. Escolher esse tamanho é uma questão crítica, pois se ele for muito grande, podem ser proibidos movimentos atrativos impedindo explorar soluções de boa qualidade. De outro lado, um valor muito pequeno pode causar ciclagem no processo de busca, fazendo o algoritmo retornar para soluções visitadas anteriormente.

- **Critério de Aspiração:** Dado que a *lista tabu* pode evitar alguns movimentos valiosos ou interessantes, que levariam a melhores soluções que as melhores encontradas até então, é utilizado um *critério de aspiração* para permitir que movimentos tabu sejam liberados no caso de serem julgados interessantes. De outra forma, o *critério de aspiração* permite selecionar “excelentes” movimentos tabu, se o nível de aspiração é atingido.

- **Intensificação e Diversificação:** A BT utiliza duas técnicas denominadas *intensificação* e *diversificação* com a finalidade de procurar o ótimo global do problema.

A *intensificação* é um processo encarregado de encontrar a solução ótima na vizinhança de um ponto de solução atual, ou seja, tenta melhorar a solução atual procurando em soluções vizinhas desse ponto. Se este processo não for feito, a busca torna-se uma amostragem iterativa aleatória.

A *diversificação* tem como objetivo levar o processo de busca para regiões inexploradas do espaço de soluções. Assim, se um problema não convexo possui um ótimo local que é encontrado mediante o processo de *intensificação*, a *diversificação* forçará o processo de busca para sair desse ponto e procurar em outras regiões do espaço de soluções para encontrar o mínimo global do problema. A solução definitiva da busca será aquele ponto viável com o qual consegue-se o menor valor da função objetivo. Se a *diversificação* não fosse utilizada, o processo de busca poderia ficar preso em uma região sub-ótima do espaço de soluções.

A *freqüência* é um contador utilizado em ambos os procedimentos de *intensificação* e *diversificação*. Este contador denota o número de vezes que uma solução ou um movimento tem sido visitado através do processo de busca. Desta maneira, segundo

o processo no qual é utilizada, a *freqüência* pode dar informações para penalizar ou incentivar a execução de um determinado *movimento*.

• ***Critério de Parada:*** O critério que determina o final do processo de busca, muda segundo o problema, mas geralmente ele está definido por uma ou várias das seguintes razões:

- ◇ ultrapassa um limite de iterações estabelecido;
- ◇ encontra um determinado número de soluções;
- ◇ não consegue melhorar a solução atual em um número dado de iterações;
- ◇ não encontra uma solução viável.

ANEXO C. DETALHES DA IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA CENTRALIZADA

C.1 Fundamentos da Programação Quadrática

A programação quadrática é aplicável a problemas de otimização cuja função objetivo é quadrática e as restrições são lineares.

Considere o seguinte problema de programação quadrática:

$$\begin{aligned} \min_x & \frac{1}{2} x^T H x + f^T x \\ \text{s.a.} & Ax \leq b \end{aligned} \quad (43)$$

onde H é simétrica e definida positiva de forma que a função objetivo é estritamente convexa. O problema Lagrangeano dual consiste em maximizar:

$$\theta(u) = \inf \left\{ \frac{1}{2} x^T H x + f^T x + u^T (Ax - b) : x \in E^n \right\} \quad (44)$$

Note que para um dado u , a função $1/2 x^T H x + f^T x + u^T (Ax - b)$ é estritamente convexa e atinge o mínimo em um ponto que satisfaz:

$$Hx + A^T u + f = 0 \quad (45)$$

O problema dual poderia ser então escrito como:

$$\begin{aligned} \max & \frac{1}{2} x^T H x + f^T x + u^T (Ax - b) \\ \text{s.a.} & Hx + A^T u = -f \\ & u \geq 0 \end{aligned} \quad (46)$$

Pode-se desenvolver uma forma alternativa para o problema Lagrangeano dual. Devido a que H é definida positiva, H^{-1} existe, e o problema (46) tem solução única dada por:

$$x = -H^{-1}(f + A^T u) \quad (47)$$

Substituindo em (46),

$$\theta(u) = \frac{1}{2} u^T D u + u^T c - \frac{1}{2} f^T H^{-1} f \quad (48)$$

onde $D = -AH^{-1}A^T$ e $c = -b - AH^{-1}f$. O problema dual fica então estabelecido como:

$$\begin{aligned} \max_u \quad & \frac{1}{2} u^T D u + u^T c - \frac{1}{2} f^T H^{-1} d \\ \text{s.a.} \quad & u \geq 0 \end{aligned} \quad (49)$$

O problema dual pode ser resolvido de forma relativamente fácil por meio do seguinte procedimento:

Dado u , seja $\nabla\theta(u) = Du + c = g$. Considere \hat{g} definido da seguinte forma:

$$\hat{g}_i = \begin{cases} g_i & \text{se } u_i > 0 \text{ ou } g_i \geq 0 \\ 0 & \text{se } u_i = 0 \text{ e } g_i < 0 \end{cases} \quad (50)$$

Pode-se mostrar que se $\hat{g} = 0$, u é uma solução ótima. Se não, \hat{g} é uma direção viável de maximização. Otimizando θ a partir de u ao longo da direção \hat{g} , sem violar nenhuma restrição de não-negatividade, obtém-se um novo ponto. O processo é então repetido.

C.2 Algoritmo de Solução do Problema Centralizado

A solução do problema centralizado é importante por várias razões anteriormente mencionadas. A solução obtida corresponde à alternativa de expansão de mínimo custo total para a sociedade e todos os procedimentos ou estratégias de expansão não deveriam se afastar desse plano centralizado. Por isso, pode-se dizer que a solução do problema (7) corresponde a um *plano indicativo* de expansão, o qual serve como referência para todos os participantes do mercado de energia no processo de tomada de decisões, independentemente do tipo de atividade exercida.

Para encontrar uma solução para o problema centralizado (7), pode-se utilizar a programação quadrática devido a que a função objetivo do problema é quadrática e todas as restrições são lineares com exceção da restrição do balanço de potência nas barras.

$$Pg_i(y, b) - P_i(\delta(y, b)) = Pd_i(y, b) \quad (51)$$

Esta restrição seria de fato linear se a expressão para as injeções líquidas de potência nas barras $P_i(\delta(y, b))$ fosse também linear. Uma condição necessária para

aplicação da programação quadrática consiste em que todas as restrições sejam lineares. Uma vez atendida esta condição, o problema pode ser resolvido e a solução obtida corresponde ao plano de expansão integrada geração-transmissão de mínimo custo.

C.3 Aproximação Quadrática das Equações de Injeção de Potência

Para encontrar uma aproximação quadrática das equações de injeção potência nas barras, é necessário partir da sua expressão exata não-linear:

$$P = \text{Re}\{\text{diag}(\bar{V}) * (\bar{Y} * \bar{V}^*)\} \quad (52)$$

onde,

$\bar{V} = \cos \delta + j \text{sen } \delta$ é o vetor de fasores de tensão

$\bar{Y} = G + jB$ é a matriz de admitância do sistema

O operador *diag* converte um vetor em uma matriz diagonal com os elementos do vetor.

Substituindo na expressão (52),

$$P = -\text{diag}[\cos(\delta)]B \text{sen } \delta + \text{diag}[\text{sen}(\delta)]B \cos \delta + \text{diag}[\cos(\delta)]G \cos \delta + \text{diag}[\text{sen}(\delta)]G \text{sen } \delta \quad (53)$$

Tomando os primeiros termos da série infinita para as funções sinusoidais,

$$\text{sen } \delta \approx \delta - \frac{\delta^3}{3!}, \quad \cos \delta \approx 1 - \frac{\delta^2}{2!} \quad (54)$$

Substituindo em (53) e eliminado os termos na terceira potência, pode-se mostrar que:

$$P(\delta) = B' \delta - \frac{1}{2} G \text{diag}(\delta) \delta + \text{diag}(\delta) G \delta \quad (55)$$

Onde $B' = -B + \text{diag}(e^T B)$, com e sendo o vetor unitário.

Pode-se ver que a expressão (55) para $P(\delta)$ é uma função quadrática em δ , a qual é utilizada para modelar a função objetivo da transmissão (10). A expressão para $P(\delta)$ em termos da aproximação quadrática fica estabelecida como:

$$P(\delta) \approx B' \delta + Q(\delta) \quad (56)$$

Onde:

$$Q(\delta) = -\frac{1}{2} G \text{diag}(\delta) \delta + \text{diag}(\delta) G \delta \quad (57)$$

C.4 Processo Iterativo para a Inclusão das Perdas

Partindo da aproximação quadrática Q para as injeções não-lineares de potência nas barras encontrada na Seção anterior e tendo em conta que $Pg = Pd + P(\delta)$, é possível linearizar a equação (57) ao redor do valor de δ e $\Delta\delta = \delta - \delta_0$,

$$Pg \approx Pd + B'\delta + \left. \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|_{\delta_0} \Delta\delta + Q(\delta_0) \quad (58)$$

Agrupando os diferentes termos,

$$Pg \approx \left(Pd - \left. \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|_{\delta_0} \delta_0 + Q(\delta_0) \right) + \left(B' + \left. \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|_{\delta_0} \right) \delta \quad (59)$$

O que pode ser expresso como:

$$Pg \approx Pd' + B''\delta \quad (60)$$

A partir da equação (57), calcula-se um valor para a função Q a partir do valor atual dos ângulos δ . Com este novo valor de Q se calcula um novo valor para Pd' e se modifica também a matriz de susceptância B' . Com estes novos valores se resolve o problema de otimização centralizado (7) para encontrar um novo vetor de ângulos δ . O processo continua até que não exista modificação significativa (com algum critério de convergência) no custo total da solução.

C.5 Derivação das Condições de Otimalidade

Partindo da Equação (8) que representa a função Lagrangeana do problema de expansão centralizada, é possível derivar duas condições de otimalidade importantes. Sem perda de generalidade, é considerado apenas um bloco de demanda e um ano de expansão.

Derivando a equação (8) em relação à variável Δf e igualando a zero, segundo as condições de KKT:

$$\frac{\partial L}{\partial \Delta f_k} = \pi f_k - \gamma_k = 0 \quad (61)$$

Isto significa que, para cada circuito k da rede de transmissão,

$$\pi f - \gamma = 0 \quad (62)$$

Igualmente, derivando a equação (Erro! A origem da referência não foi encontrada. em relação à variável δ igualando a zero e considerando apenas um período de tempo (sem perda de generalidade):

$$\frac{\partial L}{\partial f} = \sum_i \lambda_i \frac{\partial P_i}{\partial \delta} - \sum_k \gamma_k \frac{\partial f(\delta)}{\partial \delta} = 0 \quad (63)$$

Onde, na forma vetorial:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} = B \quad (64)$$

$$\frac{\partial f(\delta)}{\partial \delta} = A\bar{Y}, \quad \bar{Y} = \text{diag}(y_i) \quad (65)$$

Com y_i sendo o vetor de susceptâncias dos circuitos e A a matriz de incidência ramo-nó da rede.

Devido a que $B = A\bar{Y}A^T$ e substituindo as Equações (64) e (65) na Equação (63):

$$A\bar{Y}A^T \lambda = A\bar{Y}\gamma \quad (66)$$

Pre-multiplicando a Equação (66) pelo vetor de ângulos δ e tendo em conta que:

$$\delta^T A\bar{Y} = f^T \quad (67)$$

Então,

$$\lambda^T A^T f = \gamma^T f \quad (68)$$

Resultando em:

$$\sum f_{ij} (\lambda_j - \lambda_i) = \sum f_{ij} \gamma_{ij} \quad (69)$$

De outro lado, os lucros dos geradores nunca é negativo pelo simples fato de que, derivando a Equação (8) em relação à variável Pg , igualando a zero de acordo com as condições de KKT (sem perda de generalidade, considerando apenas um período de tempo), resulta em:

$$\frac{\partial L}{\partial Pg_i} = \frac{\partial C_i}{\partial Pg_i} - \lambda_i - \rho_i = 0 \quad (70)$$

Devido a que, para cada gerador:

$$\frac{\partial C_i}{\partial Pg_i} = CI_i + \pi g_i \quad (71)$$

O que permite concluir que, para cada barra:

$$\lambda_i = CI_i + \pi g_i - \rho_i \quad (72)$$

Devido a que o custo unitário de investimento, πg_i , é sempre positivo ou zero e ρ_i é sempre negativo ou zero³⁴:

$$\lambda_i \geq CI_i \quad (73)$$

Este resultado permite concluir que um gerador sempre recebe um preço maior do que o próprio custo incremental de geração, quando ele é despachado, o que permite concluir que os lucros decorrentes da operação nunca são negativos.

³⁴ ρ_i corresponde ao custo marginal de capacidade de geração. O custo total de operação nunca aumenta se a capacidade de geração de qualquer gerador é acrescida.

ANEXO D. DETALHES DE IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE EXPANSÃO DESCENTRALIZADA

Neste anexo são apresentados os detalhes da implementação da teoria da expansão descentralizada definida por preços. Existem conceitos como o ‘coordenador central’ que não existem em um mercado real, mas que são necessários para que a teoria matemática possa ser aplicada com sucesso. A analogia de cada um desses conceitos foi devidamente apresentada no Capítulo 4.

Para que o processo de expansão descentralizada possa ser implementado computacionalmente, vários problemas de otimização independentes devem emular o comportamento dos geradores, da transmissão, devendo existir uma rotina que corresponda ao coordenador central que receba as ofertas (soluções de cada problema de otimização), calcule os desbalanços, recalcule os preços, e os envie de novo aos agentes.

O subproblema de otimização (9) dos geradores corresponde a um problema programação quadrática, pois a função objetivo é quadrática e a única restrição é linear.

De outro lado, o subproblema de otimização (10) da transmissão poderia ser resolvido de forma rápida e simples utilizando a programação linear se as equações de injeção de potência nas barras forem lineares.

Idealmente, os subproblemas de otimização deveriam resolver os problemas não-lineares considerando as equações sinusoidais de fluxo de potência, porém tratando-se de planejamento a longo prazo, podem ser utilizadas aproximações que permitam resolver o problema com uma carga computacional razoável.

Contudo, o subproblema de otimização da transmissão não pode ser modelado como um problema linear devido ao fato de que as únicas restrições do problema são lineares e a solução de um problema de otimização linear sempre está localizada em um vértice da região viável. Por isto, a solução ótima sempre estabeleceria que pelo menos

dois circuitos de transmissão teriam seus fluxos no limite máximo, o que não é válido. A solução deve permitir inclusive que todos os fluxos estejam abaixo do limite.

A programação quadrática é uma alternativa interessante para resolver este inconveniente. Porém, é necessário encontrar uma aproximação quadrática das equações de injeção de potência nas barras, a qual forma parte da função objetivo deste subproblema da transmissão, tal como foi mostrado no Anexo C (Seção C.3).

D.1 Comportamento dos Agentes no Mercado Descentralizado

A metodologia descentralizada supõe um comportamento básico dos agentes do mercado para que o processo atinja convergência, tal como mostrado a seguir.

D.1.1 Atualização de Preços

Matematicamente, a atualização de preços é realizada por um coordenador central de preços, o qual precisa de uma estimativa dos parâmetros da rede de transmissão e das curvas de custo de produção de energia dos geradores. A rigor, precisa-se apenas de uma estimativa dos parâmetros de custo dos geradores e parâmetros elétricos da rede para que seja viabilizada a atualização dos preços e o processo descentralizado possa convergir para um ponto de equilíbrio³⁵. Cabe salientar que o coordenador não precisa nem dos custos unitários de investimento em geração e transmissão para conseguir atualizar os preços com sucesso.

O coordenador precisa estimar de alguma maneira um conjunto inicial de preços para enviar aos agentes e começar o processo iterativo. Com as informações aproximadas dos parâmetros da rede e dos geradores, o coordenador calcula uma expansão centralizada geração-transmissão, tomando os custos marginais de demanda da solução como preços iniciais para o processo descentralizado. Estes preços são disponibilizados ao mercado e são solicitadas ofertas aos geradores e ao agente de transmissão. Na seqüência, os agentes respondem com as suas ofertas, utilizando suas informações internas confidenciais de custos variáveis de geração e custos unitários de investimento.

³⁵ Fala-se de equilíbrio pois, dependendo da ação da transmissão, o sistema pode convergir para uma solução sub-ótima que corresponderia ao estado atual da rede com congestionamentos e com preços, em geral, elevados.

O coordenador, a partir dessas ofertas, atualiza os preços e os entrega novamente aos agentes. O processo segue até o ponto em que os desbalanços de potência em todas as barras seja nulo.

D.1.2 Comportamento dos Geradores

Baseado na hipótese de competição perfeita, a estratégia ótima de oferta por parte dos geradores é ofertar uma quantidade de energia ao mercado como resposta ao preço oferecido, seguindo sua própria curva de custo de produção conforme é mostrado em [47].

A hipótese de competição perfeita implica que nenhum gerador tenha poder de mercado e por isso pode-se esperar que os geradores sempre responderão com ofertas seguindo os seus custos reais de operação e investimento.

D.1.3 Comportamento da Transmissão

No caso em que a transmissão seja um monopólio não-regulado, o comportamento racional do agente de transmissão será de não cooperar com o processo iterativo de ofertas de expansão; isto é, a transmissão não apresentará nenhuma proposta de ampliação da capacidade existente ao coordenador central em resposta aos preços propostos por este. Tal comportamento é compreensível, pois a ausência de expansão causa congestionamentos, possibilitando ao agente de transmissão rendas elevadas em razão de preços nodais mais elevados, pois, dado que a demanda precisa ser atendida, geradores com custos mais elevados serão instalados próximos aos centros de carga expondo aos consumidores a preços mais altos.

Supondo a existência de competição por projetos de transmissão, haverá um estímulo para a expansão da rede, onde os agentes de transmissão apresentarão ofertas de ampliação, em conformidade com os seus custos unitários de investimento da mesma forma como os geradores. Com esse comportamento, ao final do processo iterativo obtém-se a expansão da transmissão juntamente com os preços nodais ótimos.

Para justificar esse comportamento, devemos olhar para a solução ótima obtida ao final do processo iterativo. Nessa solução, os preços ótimos resultantes somente poderão se tornar realidade caso as expansões que se fazem necessárias se concretizem; do contrário, os preços serão iguais aos atuais preços nodais (custos marginais de curto prazo), o que é indesejável para os consumidores.

Contudo, face a presença de competição na transmissão, o agente incumbente irá apresentar propostas de ampliação da rede existente, pois ele percebe que, se não fizer isso, alguém o fará em seu lugar. Isto pode ser facilmente compreendido se imaginarmos que o coordenador central de preços tenha a capacidade de calcular os preços ótimos e os apresente aos agentes. Com estes preços, a rede existente percebe que o seu lucro cai e que a única forma de aumentá-los é realizando a expansão da transmissão, pois assim, o fluxo transportado entre as barras mais baratas e as mais caras é aumentado.

A Figura 38 apresenta três tipos de situações que pode enfrentar a transmissão ao receber os preços por parte do coordenador e uma comparação de como os lucros variam, dependendo do estado da rede e dos preços recebidos. Esta figura mostra a situação hipotética em que o coordenador conhece o conjunto ótimo final de preços do processo iterativo e os manda diretamente para a transmissão³⁶. O fato de que o lucro futuro após a expansão é menor que o lucro atual, com a rede congestionada, explica o possível comportamento da transmissão como monopólio a não ofertar expansão³⁷.

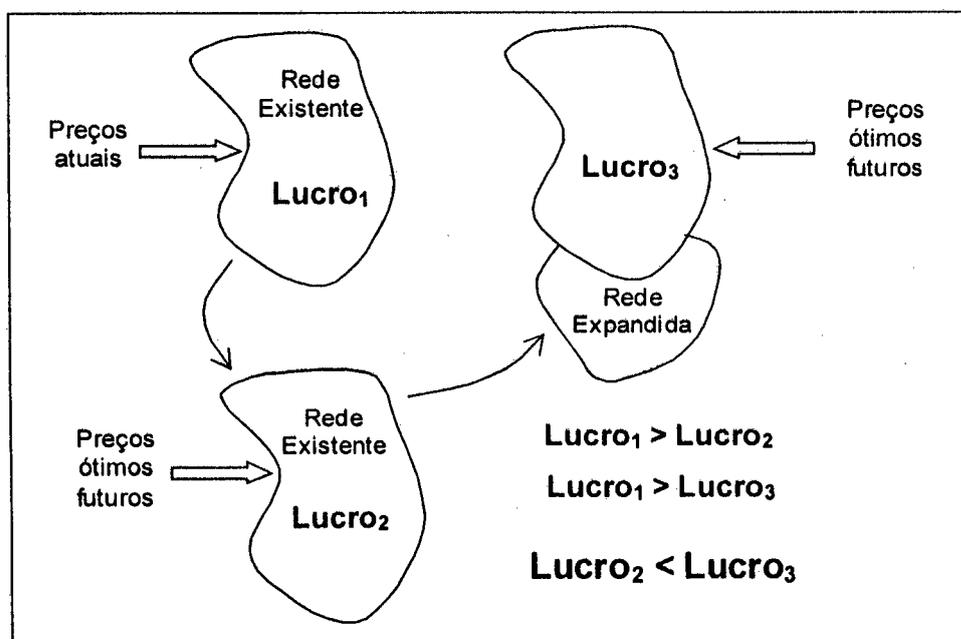


Figura 38. Diferentes Lucros da Transmissão para os Preços Oferecidos

De outro lado, ressaltar-se que o lucro após a expansão é maior que o lucro da rede existente com os preços futuros, para salientar também, que se a transmissão atuar de

³⁶ Supõe-se também que existe expansão na transmissão na solução ótima.

³⁷ O agente de transmissão, a fim de não cooperar, provavelmente não ofertará ampliações alegando, por exemplo, dispor de custos unitários de investimento muito elevados.

forma cooperativa e utilizar custos reais típicos de investimento para calcular suas ofertas, vai deixar de obter renda se não se expandir de forma ótima³⁸.

Por outro lado, se fosse permitido aos distribuidores ampliarem a capacidade da transmissão por si próprios, eles o fariam, pois conseguiriam fechar contratos de suprimento com os geradores. A renda da transmissão não seria mais de um único proprietário e deveria ser distribuída entre aqueles que têm propriedade na rede, ou seja, entre todos os agentes que investiram na expansão.

Assim, sempre que uma agente investe na ampliação da capacidade da transmissão, ele deveria receber um direito de transmissão que o possibilitaria receber a renda da transmissão ou mesmo negociar o seu direito.

O proprietário incumbente³⁹ da rede continuará recebendo a renda da transmissão referente aos seus circuitos, mas, com a competição aberta à expansão poderá se interessar em participar do planejamento da expansão enviando propostas ao coordenador caso isso seja do seu interesse.

Sob a premissa de expansão contínua da rede de transmissão, pode-se mostrar que a renda da transmissão é suficiente para cobrir o custo de expansão e remunerar os ativos existentes com seu valor de mercado (Equação (70)). Este fato fortalece mais a idéia que a expansão da rede deve ser aberta à competição e que os investidores devem receber a renda obtida pelo circuito específico.

Os geradores, também poderiam estar interessados em investir em projetos de transmissão em conjunto com os comercializadores para conseguir ampliar o mercado. De novo, deve-se ressaltar a importância da existência de um direito de transmissão que outorgue a renda do projeto a seu proprietário ou ao portador, lembrando que esses direitos são negociáveis.

D.2 Fundamentação Matemática do Processo Descentralizado

A teoria da dualidade começou a ser aplicada na programação linear [48]. De acordo com Dantzig, a noção de dualidade foi introduzida primeiro por Von Neumann em 1947 e foi posteriormente descrita em forma precisa por Gale, Kuhn e Tucker. A idéia da dualidade é associar a cada problema linear, chamado *primal*, um outro problema linear,

³⁸ A solução ótima da expansão da rede é aquela que proporciona os maiores lucros à transmissão, para os preços ótimos. Esses preços, para qualquer outra condição da rede, originam lucros menores.

chamado *dual*. Os problemas lineares duais têm algumas propriedades interessantes que, além de serem elegantes desde o ponto de vista teórico, são também importantes para implementações computacionais e interpretações econômicas.

D.2.1 Teoria da Dualidade e Decomposição na Otimização

Existem várias técnicas de otimização que utilizam preços como mecanismo de coordenação, como por exemplo, o princípio de decomposição de Dantzig-Wolfe, a qual utiliza vários subproblemas lineares independentes acoplados por limitações em recursos compartilhados.

No caso mais geral, o problema decompõe-se definindo preços para os recursos que são compartilhados e adicionando estes custos à função objetivo de cada subproblema. Estes preços são as variáveis duais ou multiplicadores *simplex* do problema mestre ou primal.

Variando apropriadamente os preços, os subproblemas são induzidos a enviar propostas ao programa mestre, as quais, se combinam com propostas anteriores, permitem reduzir o custo total. O programa mestre ou 'agência central' tem a última responsabilidade para a tomada de decisões.

D.2.2 Decomposição Utilizando um Mecanismo de Preços

O mecanismo de decomposição é baseado na função Lagrangeana do problema de otimização. Na decomposição Lagrangeana, os preços são os multiplicadores de Lagrange e são também as variáveis de decisão do problema dual. No entanto, é importante notar que na completa descentralização do processo de tomada de decisões, as variáveis de decisão são obtidas diretamente dos subproblemas e o coordenador tem responsabilidade unicamente pelos preços.

A condição crítica para a descentralização da solução de um problema de otimização é a existência de um ponto de sela para a função Lagrangeana do problema, a qual pode ser garantida apenas para problema convexos. Porém, podem ser encontrados resultados significativos para problemas que não tenham a convexidade requerida.

Para mostrar as idéias básicas, pode-se supor o seguinte problema fundamental:

³⁹ Refere-se ao antigo proprietário monopolista da rede de transmissão.

$$\begin{aligned} \min z &= \sum_{i=1}^n c_i(x_i) \\ \text{s.a.} & \\ \sum_{i=1}^n a_i x_i &\leq b, \quad x_i \geq 0 \end{aligned} \quad (74)$$

Supõe-se que o problema vai ser resolvido com um procedimento descentralizado, com um sistema de preços utilizado como mecanismo coordenador. Seja $u \geq 0$ o preço do recurso, com dimensões [unidades de z]/[unidades de b]. Dado um valor para u , um método natural de decomposição é associar com cada variável, um 'administrador' que tem completa responsabilidade de escolha do seu nível x_i . O administrador pode comprar qualquer quantidade de recurso com o fim de produzir mais, porém deve pagar pelo que utiliza. Se ele fosse racional, escolheria um nível que minimizasse o custo total de operação, ou seja, o custo direto mais o custo do recurso, levando ao seguinte subproblema:

$$\begin{aligned} \min \tilde{f}_i(x_i, u) &= c_i(x_i) + u(a_i x_i) \\ \text{s.a. } x_i &\geq 0 \end{aligned} \quad \left. \vphantom{\begin{aligned} \min \tilde{f}_i(x_i, u) &= c_i(x_i) + u(a_i x_i) \\ \text{s.a. } x_i &\geq 0 \end{aligned}} \right\} \text{subproblema } i \quad (75)$$

Para um u fixo, todos os subproblemas são independentes dos outros. Supondo que cada subproblema tem uma solução única finita para cada valor de $u \geq 0$, denotada por $x_i(u)$, pode-se pensar que aumentando u , os administradores utilizariam menos recurso e vice-versa. Desta forma, u pode fornecer um procedimento para coordenar suas ações.

Contudo, existem algumas perguntas que surgem na hora da solução do problema:

1. Existe um valor ótimo de u (u^0) para o qual as soluções dos subproblemas resolvem o problema original (74)?
2. Se a resposta à pergunta 1 é sim, como pode ser reconhecida a otimalidade?
3. Se existir, como pode ser calculado um valor para u ?

As duas primeiras perguntas podem ser respondidas utilizando a teoria do ponto de sela em funções de Lagrange, enquanto que o conceito de dualidade pode responder a última pergunta.

Nota-se que como é preciso resolver subproblemas para encontrar a solução ótima diretamente, pode-se dizer que o processo de tomada de decisões é totalmente descentralizado.

As condições de Karush-Kuhn-Tucker permitem mostrar a existência de um conjunto de preços ótimos. A função Lagrangeana do problema (74) é:

$$L(x, u) = \sum_{i=1}^n c_i(x_i) + u \left(\sum_{i=1}^n a_i x_i - b \right) \quad (76)$$

$$L(x, u) = \sum_{i=1}^n \{c_i(x_i) + u a_i x_i\} - ub$$

Comparando esta expressão com (75), pode-se ver que o Lagrangeano é aditivamente separável e pode ser expressado como:

$$L(x, u) = \sum_{i=1}^n \tilde{f}_i(x_i, u) - ub \quad (77)$$

Onde \tilde{f} é a função sub-objetivo em (75). Pelo teorema de Karush-Kuhn-Tucker, um vetor x^0 resolve o problema (74) se e somente se existe um multiplicador $u \geq 0$ tal que x^0 satisfaz:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = \frac{\partial \tilde{f}_i(x_i, u^0)}{\partial x_i} \geq 0, \quad i = 1, \dots, n$$

$$u^0 \left(\sum_i a_i x_i - b \right) = 0, \quad \sum_i a_i x_i \leq b \quad (78)$$

$$x_i \frac{\partial \tilde{f}_i(x_i, u^0)}{\partial x_i} = 0, \quad x_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, n$$

Se \tilde{f}_i é convexa em x_i para qualquer $u \geq 0$, as condições anteriores mostram que é necessário e suficiente que x_i^0 minimize $\tilde{f}_i(x_i, u^0)$ sujeito a $x_i \geq 0$, ou seja, que x_i^0 resolve o subproblema i (75) quando $u = u^0$. Por isso, o multiplicador de Lagrange u^0 é o preço desejado. A segunda condição em (78) indica que u^0 é suficientemente grande para limitar o consumo total de recurso na quantidade disponível. Se o consumo ótimo for menor do que b , o preço u^0 é zero, pois um recurso em excesso não custa nada.

As condições de Karush-Kuhn-Tucker permitem mostrar a existência de um preço ótimo para funções diferenciáveis definidas sobre conjuntos convexos. No entanto, em muitas situações, estes requerimentos de convexidade e diferenciabilidade não são satisfeitos porém os multiplicadores de Lagrange podem ainda ser úteis na solução do problema.

Pode-se mostrar por meio de teoremas a existência do ponto de sela para a função Lagrangeana. Um ponto é definido como ponto de sela se:

$$\begin{aligned} L(x^0, u^0) &\leq L(x, u^0) \text{ para todo } x \in S \\ L(x^0, u^0) &\geq L(x^0, u) \text{ para todo } u \geq 0 \end{aligned} \quad (79)$$

Onde L é a função Lagrangeana e S é um subconjunto arbitrário de R^n .

A existência do ponto de sela é fundamental, pois pode-se mostrar que se um ponto (x^0, u^0) é um ponto de sela para L , então x^0 resolve o problema primal (74).

Se ao invés de considerar um único vetor de multiplicadores de Lagrange, u^0 , são considerados todos os $u \geq 0$, a função dual h pode ser definida como:

$$h(u) = \min L(x, u) \quad (80)$$

O par de problemas primal-dual pode ser então definido como:

Primal	Dual	
$\min f(x)$	$\max h(u)$	
s.a.	s.a.	(81)
$g_i(x) \leq 0$	$u \geq 0$	

O teorema da 'dualidade fraca' estabelece uma relação importante entre o problema primal e o problema dual. Em palavras, o teorema estabelece que o valor mínimo do primal é sempre maior ou igual que o valor máximo da função dual. O teorema da 'dualidade forte' estabelece que se as funções primal e dual forem propriamente convexas, o valor mínimo da função primal, se existir, é exatamente o valor máximo da função dual.

A convexidade é portanto um fator determinante, porém é importante estabelecer que o teorema da dualidade fraca também é válido para funções não necessariamente convexas. Se o problema primal tiver uma solução finita, qualquer solução viável u do problema dual corresponde a um limite inferior para o valor ótimo do primal.

Os teoremas da dualidade fraca e dualidade forte mostram uma das principais diferenças entre os problemas de otimização convexas e não convexas: Para funções convexas, e sob algumas suposições de regularidade, o teorema da dualidade fraca se verifica na igualdade, enquanto que para problemas não convexas, existe um *gap de dualidade*, o qual é a diferença entre os valores ótimos do primal e do dual.

A busca do ponto de sela para problemas convexas consiste na exploração da função dual h por meio de alguma técnica de otimização multidimensional. Para problemas de otimização bem comportados, a função dual é diferencialmente contínua por isso podem-se utilizar algoritmos baseados em gradientes. De qualquer forma, outras técnicas

podem ser utilizadas com sucesso se a função dual h não for diferenciável em todo seu domínio.

D.3 Método de Newton para a Atualização dos Preços

A equação fundamental do método de Newton é:

$$x^{k+1} = x^k - (\nabla^2 f(x^k))^{-1} \nabla f(x^k) \quad (82)$$

A idéia de qualquer método de atualização de preços é levar o desbalanço de potência nas barras a zero. Aplicando a equação (82),

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k - [\nabla^2 (\Delta P(\lambda^k))]^{-1} \nabla (\Delta P(\lambda^k)) \quad (83)$$

Onde λ é o vetor dos preços da energia (MWh) nas barras e ΔP é o vetor de desbalanços de potência.

Para aplicar o método de Newton da equação (83), é necessário encontrar a função $\Delta P(\lambda)$. A partir de uma expansão por série de Taylor, existe uma função $\Delta P(\lambda)$ tal que:

$$\Delta P = \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \lambda} \right) \Delta \lambda \quad (84)$$

Partindo da restrição de balanço de potência do Problema (7).

$$Pg_i(y, b) - P_i(\delta(y, b)) = Pd_i(y, b) \quad (85)$$

Então,

$$\Delta P_i = Pg_i - Pd_i - P_i(\delta) \quad (86)$$

Tomando a derivada parcial com respeito a λ , pode-se encontrar uma expressão que leve à equação (84).

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial \lambda} = \frac{\partial Pg}{\partial \lambda} - \frac{\partial Pd}{\partial \lambda} - \frac{\partial P(\delta)}{\partial \lambda} \quad (87)$$

A seguir, analisa-se cada um dos termos da equação (87).

- Termo $\frac{\partial Pg}{\partial \lambda}$:

Esta relação indica a variação na oferta do gerador a uma variação no preço. Se o gerador submeter ofertas baseado na curva de custo de produção, a qual é uma estratégia ótima para maximizar os lucros, então:

$$\frac{\partial Pg_i}{\partial \lambda_i} = CI_i, \text{ onde } CI_i \text{ é o custo incremental de geração do gerador } i$$

Esta expressão é válida somente se o ponto de operação Pg estiver dentro da capacidade existente da usina. Se o gerador estiver interessado em se expandir, deveria submeter uma oferta de geração na região da capacidade expandida,

$$\frac{\partial Pg_i}{\partial \lambda_i} = CI_i + \pi g_i \quad (88)$$

O custo incremental CI é linear tal como apresentado na Expressão (12) pois supõe-se que a curva de custo de produção seja quadrática, como apresentado na Expressão (11).

Seja $k_i = \frac{\partial Pg_i}{\partial \lambda_i}$, então:

$$\frac{\partial Pg}{\partial \lambda} = K \quad (89)$$

onde K é uma matriz diagonal com os elementos de k .

- Termo $\frac{\partial Pd}{\partial \lambda}$:

Se a demanda for considerada inelástica, este termo é zero. Os consumidores pagam qualquer preço desde que sua demanda seja atendida.

- Termo $\frac{\partial P(\delta)}{\partial \lambda}$:

Esta relação mede a variação das injeções de potência nas barras com uma variação nos preços da energia. Corresponde, portanto, a uma reação da transmissão aos preços apresentados pelo coordenador.

Partindo-se de uma condição de otimalidade para a solução do problema (10) da transmissão⁴⁰:

$$\frac{\partial P^T}{\partial \delta} \lambda + \frac{\partial f^T}{\partial \delta} \gamma = 0 \quad (90)$$

Tomando a derivada de (90) com relação a δ ,

$$\frac{\partial^2 (\lambda^T P)}{\partial \delta^2} d\delta + \frac{\partial P^T}{\partial \delta} d\lambda + \frac{\partial^2 (f^T \gamma)}{\partial \delta^2} d\delta = 0 \quad (91)$$

De onde,

$$(H + H_f) d\delta + J^T d\lambda = 0 \quad (92)$$

⁴⁰ Por simplicidade, utiliza-se a notação $P(\delta)=P$.

$$\text{Com } H = \frac{\partial^2(\lambda^T P)}{\partial \delta^2}, H_f = \frac{\partial^2(f^T \pi)}{\partial \delta^2} \text{ e } J = \frac{\partial P^T}{\partial \delta}.$$

Contudo, sob a aproximação quadrática,

$$H_f = 0 \quad (93)$$

Como $dP = Jd\delta$, de (92) segue-se que:

$$\frac{\partial P(\delta)}{\partial \lambda} = -JH^{-1}J^T \quad (94)$$

A partir das equações (89) e (94), a relação entre a variação dos desbalanços de potência e os preços da energia nas barras fica então estabelecida como:

$$\Delta P = [K + JH^{-1}J^T] \Delta \lambda \quad (95)$$

No processo de convergência, o coordenador central recebe as propostas dos agentes do mercado, calcula os desbalanços de potência nas barras e com (95) recalcula um novo preço para ser enviado aos agentes. Este processo continua até que seja atingida a convergência desejada.

D.4 Fatores que Influenciam a Convergência

Existem vários fatores que influenciam no número de iterações que o processo iterativo requer para atingir a convergência. Estes fatores são:

- *Conjunto inicial de preços:* O coordenador pode inicialmente efetuar um planejamento centralizado, tomando como base estimativas dos parâmetros dos geradores e da rede de transmissão para encontrar o conjunto inicial de preços para oferecer aos agentes. Uma boa estimativa do conjunto inicial de preços ajudaria a reduzir o número de iterações;
- *Aproximação quadrática das injeções de potência:* Deve-se salientar que nesta implementação foi utilizada uma aproximação quadrática das equações de injeção de potência para conseguir resolver o subproblema de otimização do agente de transmissão. Foi encontrado experimentalmente que para algumas simplificações do problema, se são utilizadas as equações exatas não lineares, o processo converge bem mais rápido;
- *Estimativa dos parâmetros dos geradores e os circuitos:* o coordenador central não precisa conhecer os parâmetros exatos das curvas de produção dos geradores. Esta condição resulta mais evidente em um mercado livre de energia

onde toda informação referente à geração é confidencial. Deve-se salientar que em todos os resultados mostrados até agora em relação à convergência do processo descentralizado, o coordenador utilizou para o fator b da curva de produção dos geradores, um valor exatamente igual ao dobro do fator real. Este procedimento acelerou ainda mais a convergência comparativamente à situação onde forem utilizados fatores reais. O uso de um fator maior faz com que os passos para a redução ou aumento dos preços sejam maiores, porém, não é possível utilizar estimativas muito grandes para este fator, pois o processo iterativo pode oscilar e a convergência não é obtida.

- *Utilização dos custos incrementais de investimento para atualizar os preços:* Este fator pode ser também decisivo para a demora da convergência. No algoritmo de atualização de preços implementado, não foram considerados os custos unitários de investimento, os quais, em teoria, deveriam ser utilizados. Os custos unitários de expansão da geração simplesmente não foram considerados mas poderiam ser incluídos uma vez o coordenador identifica quais os geradores que estão ofertando uma geração igual a sua capacidade máxima. Em relação a transmissão, os custos incrementais dos circuitos não podem ser incluídos no processo de atualização de preços por causa do estabelecido na Equação (93). A matriz H_f é a única que inclui a informação dos custos incrementais dos circuitos.
- *Geradores no máximo limite:* Quando o preço recebido por um gerador faz com que a oferta para gerar seja a mesma que o limite máximo da usina, mas não exista estímulo para se expandir, o processo iterativo pode ser afetado. A Figura 39 descreve este fenômeno. Se o gerador receber o preço λ_1 e o custo de expansão for suficientemente alto, desestimulando a expansão, o gerador entregaria uma oferta de geração igual à sua capacidade máxima. Se o coordenador central receber a oferta e reduzir o preço para um valor λ_2 , o gerador continuará ofertando a capacidade máxima. Se o passo de λ_1 para λ_2 fosse lento, ou seja, se fossem enviados vários preços entre eles, o processo de convergência seria prejudicado. Por isso, o processo seria acelerado de forma importante se coordenador central tivesse conhecimento desta situação e

enviasse um preço ainda menor do calculado (ou maior, segundo o caso) quando o gerador tiver respondido com a mesma oferta após várias iterações.

- *Congestionamento na transmissão*: Outra questão que influi diretamente no número de iterações é o aparecimento de congestionamento na transmissão porque é provável que aconteça a situação apresentada na Figura 39 onde as áreas importadoras com demanda inflexível ficam restritas a suprir a energia com geradores locais, que podem acabar gerando na máxima potência.
- *Tolerância para a convergência*: Este ponto é muito importante, pois no processo de convergência do exemplo, o máximo desbalanço já estava menor de 1 MW na iteração 181. Isto significa que o processo utilizou mais 205 iterações (53% do total) para reduzir o máximo desbalanço de 1 MW a 0,01 MW.

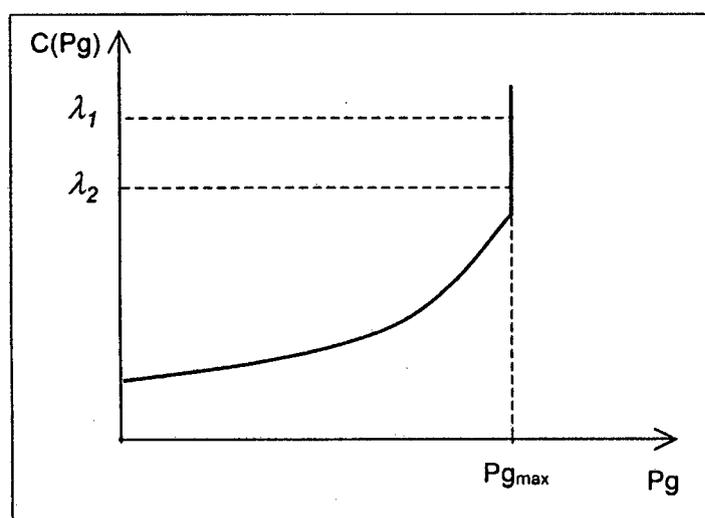


Figura 39. Reação do Gerador ao Preço na Capacidade Máxima

D.5 Conclusões da Implementação da Metodologia Descentralizada

A implementação da metodologia descentralizada apresenta algumas características particulares que devem ser mencionadas:

- o processo de expansão descentralizado, sob as premissas simplificadoras estabelecidas, possibilita que se atinja a solução ótima global de mínimo custo para a sociedade;
- o processo não requer de informações confidenciais dos agentes. É suficiente para o coordenador central possuir uma estimativa dos parâmetros dos

geradores. Em relação à transmissão, considera-se que os dados da rede deveriam ser de domínio público. Os parâmetros da rede são necessários no mecanismo de atualização dos preços;

- os requisitos de comunicação são mínimos pois o coordenador central envia aos agentes apenas um conjunto de preços da energia e os agentes respondem com ofertas de geração e com o fluxos na rede, no caso da transmissão;
- o mecanismo descentralizado de expansão é relativamente simples de implementar e vai ao encontro do desejo dos agentes de tomarem as suas próprias decisões sem interferência.

ANEXO E. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE TARIFAS PELO USO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL

Para assegurar aos fornecedores de energia, e respectivos consumidores, livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão, a lei, no caso particular brasileiro, estabelece que a compra e venda de energia elétrica deverá ser contratada separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição [7].

Dentro desse novo ambiente, foi criada a tarifa de uso do sistema de transmissão, destinada a remunerar o serviço de transmissão prestado a cada acessante. Esta tarifa passou a ser considerada na definição da atratividade de cada projeto e na escolha do investidor diante das possíveis alternativas de conexão de seu empreendimento à rede elétrica.

A intenção principal é que os custos relacionados a esses serviços devem corresponder aos custos de investimento, manutenção e operação das empresas de transmissão e, ao mesmo tempo, fornecer sinais econômicos eficientes, que induzam os agentes a instalar novas fontes de geração em locais mais adequados para os sistema elétrico como um todo. Para este fim foi desenvolvida pela ANEEL, a metodologia específica para o cálculo das tarifas de transmissão levando em consideração o ponto de conexão à rede básica.

Com a utilização desta metodologia, aplicada em conjunto com as configurações do sistema de transmissão planejadas para cada ano, podem ser calculados os valores que as tarifas de uso da transmissão teriam em função da evolução da rede.

A metodologia para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão no Brasil é denominada “Nodal” e visa refletir aproximadamente a variação dos custos de expansão do sistema de transmissão devido à presença de cada usuário. Esta aproximação do custo marginal de longo prazo permite estimar os custos impostos à rede para suportar seu carregamento máximo. Nessa metodologia, o encargo de uso do sistema de transmissão de

cada usuário, gerador ou consumidor, é função do seu ponto de conexão à rede elétrica e nível de carregamento da rede em relação a sua capacidade nominal.

A individualização das tarifas de geração por barra, que não é aplicada às cargas, permite uma melhor definição dos sinais locais, de forma a induzir os agentes a se conectarem em pontos que resultam em um menor investimento na expansão do sistema de transmissão.

Esta metodologia permite apenas a recuperação de uma parte da receita destinada à cobertura anual dos valores de remuneração da transmissão e serviços do ONS, determinados pela ANEEL. Torna-se necessário, portanto, um ajuste no nível das tarifas, adicionando uma parcela de valor constante às tarifas nodais.

Nesse esquema de tarifas, apenas estão sujeitos ao pagamento de encargos do uso do sistema de transmissão as usinas submetidas ao despacho centralizado, independentemente de estarem ou não diretamente conectadas à rede básica. Para cada usina é calculada uma tarifa específica, a partir do custo nodal da barra a que está conectada. Essa opção busca preservar a sinalização locacional plena para os geradores e é viável em função do número restrito de usinas centralmente despachadas.

Para o cálculo das tarifas nodais de transmissão, é necessário a adoção de uma série de premissas, destacando-se:

- custos de reposição dos elementos da rede;
- capacidade admissível dos equipamentos;
- critérios de geração;
- receita permitida.

Através de vários estudos, tem sido mostrado que a evolução das tarifas no período analisado depende do respectivo ponto no sistema de transmissão. Para locais onde a rede é muito interligada, nota-se a tendência de tarifas mais estáveis ao longo dos anos do período. Para pontos em sistemas radiais as tarifas são mais sensíveis a alterações do sistema. Como são muitas variáveis em um ambiente de incertezas, deve ser desenvolvido um tratamento considerando as possibilidades de ocorrências dos fatores importantes no cálculo das tarifas de longo prazo, e não um cenário único neste tipo de análise.

A seguir, descreve-se a teoria fundamental da metodologia utilizada no Brasil para o cálculo das tarifas pelo uso da rede de transmissão [52].

- **Tarifa Nodal sem Ajuste de Geração:** A equação utilizada no cálculo da tarifa nodal sem ajuste de geração da barra i é a seguinte:

$$\Pi_i^{g'} = \sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} c_j f p_j \quad (96)$$

onde:

NL - Número de circuitos da transmissão/distribuição;

β_{ji} - Valor da matriz de sensibilidade cuja linha corresponde ao circuito "j" e a coluna corresponde à barra "i". O valor será positivo quando coincidir com o sentido do fluxo dominante do circuito "j" e negativo caso contrário;

c_j - Custo unitário do circuito "j" para o ano em estudo;

$f p_j$ - Fator de ponderação dos β pelo fluxo de potência ativa no circuito "j";

- **Tarifa Nodal sem Ajuste de Carga:** A equação utilizada no cálculo da tarifa nodal sem ajuste de carga da barra i é a seguinte:

$$\Pi_i^{c'} = -\Pi_i^{g'} = -\sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} c_j f p_j \quad (97)$$

- **Tarifa Nodal de Geração:** As equações utilizadas no cálculo da tarifa nodal de geração da barra i são as seguintes:

$$\Pi_i^g = \Pi_i^{g'} + \Delta g \quad (98)$$

$$\Delta g = \frac{\left(RG - \sum_{i=1}^{NB} \Pi_i^{g'} g_i \right)}{\sum_{i=1}^{NB} g_i} \quad (99)$$

$$RG = RP \times PG \quad (100)$$

onde:

$\Pi_i^{g'}$ - Tarifa nodal sem ajuste de geração da barra i ;

Δg - Parcela de ajuste das tarifas nodais de geração. O valor é o mesmo para todas as barras de geração;

RG - Total da receita a ser paga pelos geradores;

NB - Número de barras;

g_i - Potência disponível da barra i ;

RP - Receita permitida;

PG - Parcela da receita paga pelos geradores. O valor tem que estar entre 0 e 1.

- **Tarifa Nodal de Carga:** As equações utilizadas no cálculo da tarifa nodal de carga da barra i são as seguintes:

$$\Pi_i^c = \Pi_i^{c'} + \Delta c \quad (101)$$

$$\Delta c = \frac{\left(RC - \sum_{i=1}^{NB} \Pi_i^{c'} d_i \right)}{\sum_{i=1}^{NB} d_i} \quad (102)$$

$$RC = RP \times (1 - PG) \quad (103)$$

onde:

$\Pi_i^{c'}$ - Tarifa nodal sem ajuste de carga da barra i ;

Δc - Parcela de ajuste das tarifas nodais de carga. O valor é o mesmo para todas as barras de carga;

RC - Total da receita a ser paga pelos consumidores;

NB - Número de barras;

d_i - Demanda máxima contratada da barra i ;

RP - Receita permitida;

$(1-PG)$ - Parcela da receita paga pelos consumidores. O valor tem que estar entre 0 e 1.

- **Observações:** Alguns pontos referentes à metodologia básica apresentada devem ser salientados:
 - ◊ a matriz de sensibilidade contém os fatores de distribuição de transferência de potência β , os quais relacionam o fluxo nas diferentes linhas com a potência injetada ou extraída em cada barra do sistema;
 - ◊ as tarifas são agrupadas por zonas, tomando a média ponderada de cada zona em relação à demanda;
 - ◊ os custos unitários dos circuitos são anualizados através da divisão da RP (que já é definida em base anual) proporcionalmente aos custos totais dos equipamentos;
 - ◊ como a soma das capacidades de geração declaradas é maior que a demanda total declarada, é calculado um despacho proporcional por sub-regiões de forma a conseguir um estado viável de geração e demanda para o cálculo dos encargos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. T.J. Hammons, P.H. Corredor, A.M. Fonseca, A.C.G. Melo, H. Rudnick, M. Calmet, J. Guerra. *Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation*. IEEE Power Engineering Review. Vol. 19, Number 9. September 1999.
- [2]. M. Huneault, F. D. Galiana, G. Gross. *A Review of Restructuring in the Electricity Business*. 13th PSCC. Trondheim. 1999
- [3]. S. Hunt, G. Shuttleworth. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons Ltd. 1996.
- [4]. J. M. Ortega. *Gestão de Centrais Termelétricas a GN em Ambiente Competitivo: Uma Abordagem via Dinâmica de Sistemas*. Florianópolis, SC. 2001. Tese de Doutorado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. LabPlan. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [5]. T. MacGregor. *Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow*. IEEE Spectrum. June 2001.
- [6]. L. Hyman. *Setting the Stage*. In: M. Ilic, F. Galiana, L. Fink. *Power Systems Restructuring. Engineering and Economics*. Kluwer Academic Publishers. 1998.
- [7]. Eletrobras. CCPE. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. *Plano Decenal de Transmissão 1999-2008*. Brasil.
- [8]. M. Morozowski. *Planejamento Integrado de Sistemas Multiárea com Restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma Abordagem via Programação Estocástica*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro, RJ. 1995. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [9]. J.F. Benders. *Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems*. Numerische Mathematik, vol. 4, pp. 238-252, 1962.
- [10]. R. Romero, A. Monticelli. *A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [11]. R. Romero, R.A. Gallego, A. Monticelli. *Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing*. IEEE Transactions on PAS, pp. 278-283. June 1995.
- [12]. E. L. Silva, J. M. Areiza, J. C. Oliveira, S. Binato. *Transmission Network Expansion Planning under a Tabu Search Approach*. IEEE Transactions on Power Systems. Vo. 16. No. 1. February 2001.

- [13]. S. Binato, G. C. Oliveira, J. L. Araújo. *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 16. No. 2. May 2001.
- [14]. R. C. G. Teive, E. L. Silva, L. G. S. Fonseca. *A Cooperative Expert System for Transmission Expansion Planning of Electrical Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 13, No. 2, May 1998.
- [15]. S. Binato, M. V. F. Pereira, Granville, S. *A New Benders Decomposition Approach to Solve Transmission Network Design Problems*. 22nd Power Industry Computer Applications, PICA, 20 – 24th May, 2001. Sydney, Australia.
- [16]. H. Rudnick, R. Palma, E. Cura, C. Silva. *Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes - Application of Genetic Algorithms*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11. Issue 3. Aug. 1996.
- [17]. J. H. Holland. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [18]. D. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization & Machine Learning*. Addison Wesley Longman, Inc. 1997.
- [19]. L. Lai, J. T. Ma. *Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning – Comparison with Non-linear Programming Approach*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12, No. 1. February 1997.
- [20]. H. T. Yang, P. C. Yang, C. L. Huang. *A Parallel Genetic Algorithm Approach for Solving the Unit Commitment Problem: Implementation on the Transputer Networks*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12, No. 2. May 1997.
- [21]. Z. Michalewickz. *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*. 3^a ed. New York. Springer Verlag. 1996.
- [22]. B. L. Miller, D. Goldberg. *Genetic Algorithms, Tournament Selection and the Effects of Noise*. IlliGAL Report No. 95006, July 1995. University of Alabama. USA.
- [23]. D. Beasley, D. Bull, R. Martin. *An Overview of Genetic Algorithms: Part 2, Research Topics*. 1993. University Computing, UCISA.
- [24]. R. A. Gallego, A. Monticelli, R. Romero. *Comparative Studies of Non-Convex Optimization Methods for Transmission System Expansion Planning*. Proceedings of the 20th International Conference on Power Industry Computer Applications – PICA. Columbus, Ohio, 1997.
- [25]. E. L. Silva, H. A. Gil, J. M. Areiza. *Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 15. No. 3. August 2000.
- [26]. M. V. F. Pereira. *Aplicação de Análise de Sensibilidade no Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração/Transmissão*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro, RJ. 1985. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [27]. H. A. Gil, E. L. Silva. *A Reliable Approach for Solving the Transmission Network Expansion Planning Problem Using Genetic Algorithms*. Electric Power Systems Research. Vol. 58. No. 1. June 2001.

- [28]. D. P. Bertsekas. *Linear Network Optimization. Algorithms and Codes*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. 1992.
- [29]. M. Einhorn, R. Siddiqi (Editors). *Electricity Transmission Pricing and Technology*. EPRI. Norwell, Massachusetts. Kluwer Academic Publishers. 1996.
- [30]. L. S. Hyman. *Transmission, Congestion, Pricing, and Incentives*. IEEE Power Engineering Review. August 1999, Vol. 19, No. 8.
- [31]. C. Falcone. *Transmission in Transition: Bringing Power to Market*. IEEE Power Engineering Review. August 1999, Vol. 19, No. 8.
- [32]. F. D. Galiana, A. L. Motto, A. J. Conejo. *Decentralized Nodal Prices Pool Dispatch and Scheduling*. Next Generation of Unit Commitment Models Workshop. DIMACS. Piscataway, NJ, USA, September 1999.
- [33]. CESP. *Modelo de Localização Integrada de Térmicas com Objetivos Múltiplos. Descrição Geral e Estudos de Caso*. Julho 1996.
- [34]. B. Murray. *Electricity Markets: Investment, Performance and Analysis*. John Wiley & Sons Ltd. 1998.
- [35]. T. Gedra. *On Transmission Congestion and Pricing*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 1. February 1999.
- [36]. F. J. Rubio-Odériz, J. Pérez-Arriaga. *Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 15, No. 1. February 2000.
- [37]. L. E. Ruff. *Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma*. In: *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Edited by M. Einhorn & R. Siddiqi. EPRI. Norwell, Massachusetts. Kluwer Academic Publishers. 1996.
- [38]. P.H. Corredor, P.J. Franco, F.A Rojas, A. Villegas. *Reglamentación y Remuneración del Sistema de Transmisión Nacional*. Revista Técnica No.3 enero junio 1995. Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Colombia
- [39]. H. M. Merrill, *Regional Transmission Organizations: FERC Order 2000*. IEEE Power Engineering Review. July 2000, Vol. 20, No. 7.
- [40]. J. W. Marangon Lima, E. J. de Oliveira. *The Long-Term Impact of Transmission Planning*. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 13. No. 4. 1998.
- [41]. X. Vieira Filho, J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, A. C. G. Melo, B. G. Gorenstein, S. Granville. *Incorporation of Stranded Investments in Efficient Transmission Pricing Schemes*. Pre-impressão de artigo.
- [42]. Página Web do Statnett: <http://www.statnett.no>
- [43]. W. Hogan. *Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer*. Center for Business and Government. John F. Kennedy School of Government. Harvard University. Cambridge, Massachusetts. 1998.
- [44]. Página Web do PJM: <http://www.pjm.org>.
- [45]. S. S. Oren, P. T. Spiller, P. Variaya, F. Wutchter. *Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal*. The Electricity Journal. Vol. 8, No. 3. April 1995.

-
- [46]. J. C. Morales Ruiz. *Alocação do Custo de Congestionamento de Sistemas de Energia Elétrica via Teoria dos Jogos Cooperativos*. Florianópolis, SC. 1999. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. LabPlan. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [47]. C. Li, A. Svoboda, X. Guan, H. Singh. *Revenue Adequate Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets*. IEEE. PE-390-PWRS-0-06-1998.
- [48]. L. S. Lasdon. *Optimization Theory for Large Systems*. 1a Ed. New York. The Macmillan Company. 1970.
- [49]. J. M. Areiza Ortiz. *Metodologia de Expansão Automática da Transmissão Utilizando um Algoritmo de Busca Tabu*. Florianópolis, SC. 1997. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. LabPlan. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [50]. J. C. Scaramutti. *Aplicação de Algoritmos Genéticos no Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição*. Florianópolis, SC. 1999. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. LabPlan. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [51]. D. Whitley. *A Genetic Algorithm Tutorial*. Computer Science Department, Colorado State University. 1995.
- [52]. Manual do Programa NODAL.EXE. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasília, DF. 2000.