

OPERAÇÃO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS: COMPORTAMENTO
ESTRATÉGICO PARA A GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

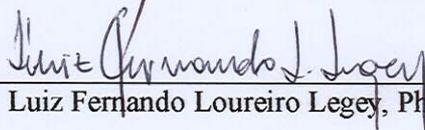
Amaro Olímpio Pereira Junior

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS
DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

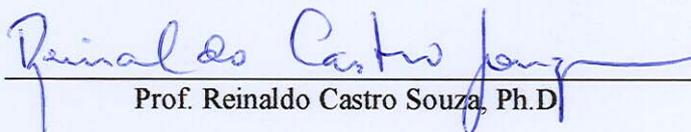
Aprovada por:



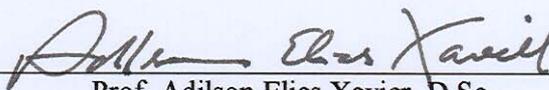
Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.



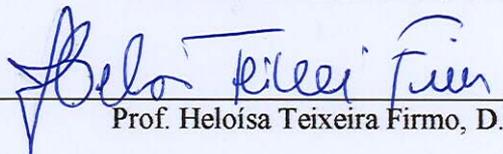
Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.



Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph.D.



Prof. Adilson Elias Xavier, D.Sc.



Prof. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO DE 2005

PEREIRA JR, Amaro Olimpio

Operação Independente por Subsistemas:
Comportamento Estratégico para a Geração no
Sistema Elétrico Brasileiro [Rio de Janeiro]
2005

IV, 128 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc.,
Planejamento Energético, 2005)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Modelos Energéticos
2. Gerenciamento de Sistemas Energéticos
3. Teoria dos Jogos
4. Programação Dinâmica Dual

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

À minha Família

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Lucio Guido Tápia Carpio pela confiança que sempre depositou no meu trabalho, pela amizade, incentivo e participação efetiva no desenvolvimento desta tese.

Aos numerosos amigos do Programa de Planejamento Energético e dos centros de pesquisa IVIG, LIMA, CentroClima e CENERGIA que colaboraram direta ou indiretamente para a conclusão deste trabalho.

Aos companheiros de trabalho em projetos de pesquisa prof. Emílio Lèbre La Rovere, prof. Roberto Shaeffer, prof. Alexandre Szklo, prof. Giovanni Machado, Ricardo Cunha da Costa, Mauro Almeida Araújo, Jéferson Borghetti e Leila Martins.

Aos amigos do CIRED, que me acolheram e me ajudaram bastante nos dez meses de estágio que fiz neste importante centro de pesquisa.

À Jacqueline Mariano, pela amizade nos quatro anos em que fomos companheiros de sala. E aos vizinhos André Simões e Norma Baptista, amigos que sempre me motivaram a seguir em frente.

Aos companheiros de turma de doutorado: Adriana Fiorotti, Andréa Borges, Carolina Dubeux, Claudia Valle, Luciana Paz e Neilton Fidélis. A nossa amizade tornou os nossos desafios mais fáceis de serem superados.

À Ana Critina Mendes Pereira, minha querida esposa e aos meus filhos, Rafael e Felipe, pelo amor e pela paciência neste período em que fui ausente para poder realizar este trabalho.

Aos meus irmãos Rachel e Celino Luís, pela amizade e apoio neste importante momento da minha vida.

Aos meus pais, Amaro Olimpio Pereira e Alice de Souza Pereira, que foram os principais responsáveis pela realização deste sonho.

À FAPERJ e à CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

OPERACÃO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS: COMPORTAMENTO
ESTRATÉGICO PARA A GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Amaro Olimpio Pereira Junior

Agosto/2005

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

Esta tese descreve as estratégias competitivas dos subsistemas do setor elétrico brasileiro. O objetivo é apresentar um modelo onde a operação de cada subsistema é gerenciada de forma independente. Como os subsistemas correspondem às regiões geográficas do país, a adoção deste modelo cria condições para que cada região do país se desenvolva de acordo com as suas próprias peculiaridades. O processo decisório é descrito com base na Teoria dos Jogos. Assim, os agentes, no caso operadores de cada subsistemas, levam a cabo suas estratégias, baseados nas quantidades produzidas, que resultam no equilíbrio Nash-Cournot. Neste modelo, a importância do dimensionamento das linhas de transmissão é destacada, pois determina o nível de competição entre os subsistemas e permite a otimização de todo o sistema, sem requerer arranjos para o gerenciamento da congestão da rede de transporte de energia. O modelo foi programado em FORTRAN, sendo utilizado o pacote OSL (Optimisation Subroutine Library) da IBM.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Science (D.Sc.)

INDEPENDENT OPERATION BY SUBSYSTEM: STRATEGIC BEHAVIOR FOR ENERGY
GENERATION IN THE BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEM

Amaro Olimpio Pereira Junior

August/2005

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

This thesis describes the competitive strategies of the subsystems in the Brazilian electricity sector. The objective is to present a model in which the operation of each subsystem is managed independently. As the subsystems correspond to the country's geographic regions, the adoption of this model creates conditions for each region to develop according to its own peculiarities. The decision-making process is described based on Game Theory. As such, the players or operators of each subsystem carry out their strategies based on the quantities produced, which results in Nash-Cournot equilibrium. In this model, the importance of the proper transmission line dimensioning is highlighted. It determines the competition level among subsystems and allows for optimization of the whole system without requiring arrangements for managing the congestion of the energy transportation grid. The model was programmed in FORTRAN, using IBM's OSL (Optimization Subroutine Library) package.

ÍNDICE

1 – INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo da Tese.....	7
1.2. Metodologia.....	9
1.3. Estrutura da Tese	9
2 – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
2.1. Antecedentes à Reforma.....	10
2.2. Da Abertura Comercial à Crise do Racionamento de Energia	11
2.3. O Plano de Revitalização do Modelo	14
2.4. O Arranjo do Novo Governo	16
2.5. Uma Proposta Alternativa para o Setor Elétrico Brasileiro.....	19
3 – PLANEJAMENTO CENTRALIZADO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO	21
3.1. Introdução.....	21
3.2. Problema da Operação Centralizada.....	23
3.3. Algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica	27
3.4. Simulação da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro	37
4 – OPERAÇÃO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS	48
4.1. Introdução.....	48
4.2. O Gerenciamento da Congestão	48
4.3. A Operação por Subsistemas	52
4.4. Formulação do Problema.....	57
4.5. O Equilíbrio do Mercado.....	60
4.6. Algoritmo PDDD Adaptado	61
5 – O EFEITO COMPETITIVO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	66
5.1. Introdução.....	66
5.2. O Modelo Estático	67
5.3. O Modelo Dinâmico	78

5.4	Sistemas Assimétricos	81
6	– APLICACAO DO MODELO EM SISTEMAS ASSIMÉTRICOS.....	89
6.1	Introdução	89
6.2	Redimensionamento das Linhas de Transmissão	89
7	– CONCLUSÕES E RECOMENDACÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	99
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
	ANEXO 1	106
	ANEXO 2.....	117

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisa de Energia
GTPB – Grupo de Trabalho para Elaboração de Premissas Básicas
ISO – Independent System Operator
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério das Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
OSL – Optimization Subroutine Library
PDDD – Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDL – Preço de Liquidação de Diferenças
PMO – Planejamento Mensal da Operação
PPT – Programa Prioritário das Termelétricas
SIN – Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

NUH é o número de usinas hidrelétricas do sistema elétrico

NUT é número de usinas térmicas do sistema elétrico

NUT_i é o conjunto de usinas térmicas do subsistema i

NS é o número de subsistemas

$v_{i,t}$ representa os níveis de armazenamento do reservatório da i -ésima usina no início do estágio t

$a_{t,i}$ representa as tendências hidrológicas (afluências) para a i -ésima usina no durante o estágio t

x_t representa as variáveis de estado do sistema no início do estágio t ($v_{i,t}$ e $a_{i,t}$)

$q_{t,i}$ representa as vazões turbinadas do reservatório da i -ésima usina durante o estágio t

$s_{t,i}$ representa as vazões vertidas do reservatório da i -ésima usina durante o estágio t

u_t representa as decisões relativas a vazões (turbinada ou vertida) no estágio t

$c_t(u_t)$ representa o custo imediato das decisões u_t

$\alpha_t(x_t)$ representa o valor esperado do custo de operação do estágio t até o final do período do planejamento

$l_{t,i}$ representa os limites mínimos da vazão defluente

$\bar{v}_{t,i}$ representa os limites máximos de capacidade de armazenamento

$\underline{v}_{t,i}$ representa os limites mínimos de armazenamento

$\bar{q}_{t,i}$ representa os limites máximos de turbinamento

$g_{t,i}$ representa a geração da i -ésima usina térmica no estágio t

$\bar{g}_{t,i}$ representa o limite de capacidade máxima de geração térmica

$\underline{g}_{t,i}$ representa o limite de capacidade mínima de geração térmica

$d_{t,i}$ representa a demanda por energia do i -ésimo subsistema no estágio t

$f_{t,i,k}$ representa o intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema k no estágio t

$\bar{f}_{t,i,k}$ representa o limite máximo de intercâmbio de energia entre os subsistemas i e k

Ω_i representa o conjunto de subsistemas diretamente conectados ao submercado i

β representa o fator de desconto

$\psi_{t,i}$ representa o lucro total obtido pelo subsistema i no período t com o fornecimento de $Q_{t,i}$ unidades de energia

$Q_{t,i}$ é o somatório da produção hidráulica, da produção térmica e do intercâmbio entre os subsistemas

$L_t(\cdot)$ é a função de Lagrange

ε é a elasticidade preço da demanda

v_i participação da região i no total da produção do sistema elétrico

ρ_i é um ponto na curva de demanda ao qual o subsistema i se depara.

δ é o somatório de ρ_i

TOL uma tolerância especificada

w^* valor da solução ótima do problema da operação

$R_n(x^s)$ é uma função de reação da firma n

x_a^s produção ótima agressiva da firma s

x_p^s produção ótima passiva da firma s

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma sofisticada e eficiente estrutura de fornecimento de eletricidade com características bem peculiares. Devido a sua extensa dimensão territorial e, conseqüentemente, às restrições de transmissão, o setor elétrico é dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, que caracterizam a divisão geográfica do país. Estes quatro subsistemas (também conhecidos como submercados) formam o Sistema Interligado Nacional (SIN). Mais de 85% da capacidade instalada de geração de eletricidade no país são hidrelétricas [27] com grandes reservatórios de regularização plurianual, localizadas em diferentes bacias hidrográficas e interligadas por extensas linhas de transmissão, sendo complementada por usinas termelétricas convencionais e nucleares.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra a maior parte da capacidade instalada, que totaliza aproximadamente 43 GW. Sua estrutura de fornecimento de energia elétrica é formada por hidrelétricas e termelétricas a gás natural, Diesel, óleo combustível e duas usinas nucleares (Angra I e II), além de contar com 50% da capacidade instalada da usina hidrelétrica binacional Itaipu que tem 12,6 GW de potência. O Sul vem em seguida com uma capacidade instalada de 14,13 GW. Este subsistema é composto por usinas hidrelétricas e termelétricas a gás natural, a carvão, a Diesel e a óleo combustível. A capacidade instalada do subsistema Nordeste é ligeiramente menor, 14,07 GW, sendo composta por usinas hidrelétricas, a gás natural, a Diesel, a óleo combustível e a bagaço. Finalmente, o subsistema Norte com 5,4 GW de capacidade instalada, composto somente por hidrelétricas. A figura 1.1 abaixo mostra a localização das principais usinas em operação do sistema elétrico brasileiro.



Figura 1.1 – Principais Usinas em Operação¹

¹ Fonte: ONS (www.ons.org.br/ons/sin/index.htm)

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste também é o maior centro consumidor, representando 61,6% da carga do SIN. As cargas dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte representam 16,2%, 15,6% e 6,6%, respectivamente, do total.

Além desses quatro subsistemas, o sistema elétrico brasileiro inclui, ainda, um conjunto de outros subsistemas compostos por centrais de geração isoladas, predominantemente térmicas a base de óleo Diesel, situadas na região Norte do País e atendendo a cerca de 3% da população, apesar de compreenderem 45% do território nacional.

O SIN é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é responsável pelo planejamento, programação e despacho centralizados dos recursos de geração e transmissão. Além disso, o ONS é encarregado de propor ampliações e reforços para o sistema de transmissão e de garantir o livre acesso à rede [27].

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro pode ser atribuído, em grande parte, à iniciativa do Estado, que precisava fazer face à demanda de infra-estrutura (capital intensiva e de baixo retorno) que o modelo de substituição de importações, adotado pelo governo após a segunda guerra mundial, exigia. Devido à dimensão continental do país e ao enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais, foram arquitetadas grandes usinas hidrelétricas com o objetivo de obter significativas economias de escala. A introdução da competição no setor não era cogitada, pois se acreditava que não era tecnicamente possível ter um sistema capaz de operar tal complexidade inerente aos sistemas elétricos com uma confiabilidade aceitável. Além disso, os custos de transação seriam tão elevados que tornariam inviáveis as negociações entre os agentes do setor. Por isso, prevalecia a cooperação (verticalização) entre as empresas de geração, transmissão e distribuição, e o planejamento da expansão e da operação eram de responsabilidade do governo [13].

Entretanto, fatores internos e externos “impuseram” uma modificação organizacional na indústria de eletricidade no Brasil. No âmbito nacional, os choques do petróleo na década

de 1970, que elevaram bastante os custos setoriais, seguidos da crise fiscal que se instaurou no país na década de 1980 fizeram com que houvesse uma redução de tarifas e um conseqüente aumento na demanda por eletricidade, principalmente do setor industrial, deteriorando a capacidade de investimento do setor. Dessa maneira, houve uma forte redução no ritmo da expansão da oferta de energia e, por isso, o país chegou aos anos 1990 com uma situação de alto risco de déficit. No cenário externo, no início dos anos 1980 surgiram várias críticas em relação à falta de incentivo à redução de custos devido às distorções causadas pela regulação e dúvidas quanto à hipótese de que havia economias de escala quando as empresas no setor eram verticalmente integradas. Com isso, países como os EUA, a Inglaterra, a Noruega, deram início a modificações nas estruturas regulatórias da operação dos seus sistemas elétricos, o que mostrou que a introdução da concorrência nesse mercado era técnica e comercialmente viável. Ramos-Real [33] cita algumas das hipóteses, baseada nas quais considera-se possível a competição no setor elétrico:

1. no nível da geração, os rendimentos crescentes de escala desaparecem em usinas de capacidade relativamente pequenas, por volta de 500 MW, segundo Wolak [41], tornando a competição possível entre as geradoras;
2. a integração vertical entre as empresas do setor não leva a reduções de custos maiores que as obtidas pelo aumento de eficiência decorrente da concorrência no mercado;
3. como a competição no nível da transmissão e da distribuição requer uma duplicação da rede, essas atividades continuam sendo consideradas como monopólio natural. Entretanto, para assegurar a competição no setor, deve-se permitir o livre acesso a essa rede sem nenhuma discriminação. Além disso, a transmissão deve garantir a confiabilidade do sistema; e
4. a medição e a cobrança podem ser separadas da distribuição. Essas atividades não têm características de monopólio natural e sua possível desregulamentação pode permitir

ganhos de eficiência para o consumidor, advindos da competição entre as empresas responsáveis por essas atividades.

Tais fatos levaram o Brasil a implementar a reforma do setor elétrico, que teve início em 1993, onde passaram a existir empresas segregadas horizontalmente e desverticalizadas, que possibilitaram a competição nas atividades de geração e comercialização. Nesse novo mercado todos os participantes passaram a ter livre acesso às linhas de transmissão, criando-se uma distinção entre o produto e o serviço². A reforma tinha também como objetivo amenizar o problema da dívida pública do país, através da privatização das empresas do setor.

Entretanto, essa reestruturação não foi capaz de atrair investimentos para a necessária expansão do sistema. Além disso, as fracas chuvas do ano 2000, seguidas pela mesma tendência no início do ano seguinte e o bom desempenho da Economia no final do milênio comprometeram a confiabilidade do sistema e levaram o governo a anunciar um plano de racionamento de energia, mostrando a necessidade de uma “re-reestruturação” do setor. Dessa maneira, um plano de revitalização foi implementado para aperfeiçoar o modelo adotado. Este, contudo, não chegou a ser completado devido à ascensão ao poder de um novo governo, que tinha uma outra proposta para o setor.

No modelo proposto pelo novo governo, no final do ano de 2003, a energia deixa de ser tratada como um produto para tornar-se novamente um serviço público, onde se deve garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento para toda a população a um preço módico, mas de forma a remunerar adequadamente os investidores para assegurar a expansão do sistema.

Conforme poderá ser notado no decorrer do trabalho, as novas regras, ao contrário das do modelo anterior, são razoavelmente adequadas às características do sistema elétrico brasileiro. Entretanto, elas restringem a possibilidade de formação de mercados regionais em

² O produto é a energia e o serviço é a transmissão e a distribuição.

um país de dimensões continentais, uma vez que concentra a decisão de compra de energia, sob a promessa de um preço módico, em um único agente, o *pool*. É necessário reconhecer que há diferenças regionais consideráveis que precisam ser respeitadas, criar regras padronizadas para todo o sistema é uma tarefa bastante complexa.

1.1. Objetivo da Tese

Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo propor um modelo alternativo à abertura comercial implementada no início da reforma do setor e ao *pool* proposto pelo novo governo. Este modelo deve ser capaz de criar um ambiente competitivo no âmbito da geração de energia elétrica de forma a incentivar o aumento de eficiência das empresas do setor, respeitando a singularidade do setor elétrico brasileiro e as características específicas de cada região. Assim sendo, pode-se tirar proveito das sazonalidades e, dessa maneira, otimizar a operação do sistema.

Para se implementar tal modelo é necessário que cada subsistema desenvolva sua própria estrutura. A partir de então, pode-se criar condições para a competição no mercado entre os subsistemas propriamente ditos. Nesse arranjo pode haver um operador para cada submercado, que se encarregaria de otimizar o seu próprio subsistema, obedecendo aos interesses de sua região. A comercialização também deve ser independente; somente a regulação continuaria sendo única para todo o sistema.

Além de otimizar os seus respectivos subsistemas, os operadores poderiam ser responsáveis também pela comercialização com as outras regiões, valendo-se dos recursos locais para maximizar os benefícios da sociedade, criando assim uma competição entre subsistemas. No limite, este arranjo resultaria em uma situação de equilíbrio, onde cada operador estaria adotando sua estratégia ótima em função das estratégias dos concorrentes e não estariam dispostos a modificarem suas decisões.

Neste modelo, a determinação das capacidades mínimas das linhas de transmissão é de fundamental importância, pois uma estrutura subdimensionada pode limitar o intercâmbio de energia entre os subsistemas, dificultando o aproveitamento das sazonalidades das diferentes regiões. Por outro lado, um superdimensionamento significa desperdício de recursos.

Em um sistema onde a operação é descentralizada, além dos fatores citados acima, o correto dimensionamento das linhas de transmissão determina o grau de competição e, portanto, o nível de eficiência no planejamento da operação do sistema, já que pode ser interessante para uma empresa, dentro de um determinado subsistema, induzir à congestão³ da linha tornando-se monopolista da demanda residual não atendida pela importação de energia de outras regiões.

Borenstein e outros [7] tratam este problema examinando o efeito da introdução de uma linha de transmissão em dois mercados de eletricidade geograficamente distintos, dominados cada um por um monopolista de idênticas estruturas (mercados simétricos). Eles assumem que a rede introduzida é operada por uma instituição que visa a maximizar o bem-estar social, sinalizando preços que induzam ao uso eficiente da estrutura, que são denominados preços nodais (*nodal pricing*). Sob esta hipótese, se não houver congestão da linha os preços serão iguais em ambos os mercados e representarão o equilíbrio do duopólio de Cournot. Caso contrário, os preços serão proporcionais à capacidade de transmissão. O custo efetivo de transmissão, desta forma, será a diferença entre o preço no nó onde a energia é injetada na rede e no nó onde é consumida. O caso dos mercados assimétricos também é tratado, obtendo-se resultados qualitativamente semelhantes.

Nesta tese o efeito competitivo das linhas de transmissão no sistema interligado brasileiro também será determinado, de forma a permitir a modelagem do comportamento estratégico dos subsistemas.

³ Uma linha de transmissão é considerada congestionada quando o fluxo de energia é igual a sua capacidade.

1.2. Metodologia

A abordagem proposta para descrever o comportamento estratégico dos subsistemas baseia-se no modelo de Cournot, onde os agentes decidem de forma independente e simultânea a quantidade de energia que produzirão, sendo que cada uma considera como dada a produção do outro. No equilíbrio, cada usina estará maximizando seus lucros em função do nível de produção de seus concorrentes, de tal modo que nenhuma das empresas terá qualquer estímulo para alterar sua posição. Esta situação é denominada equilíbrio de Nash e as estratégias das empresas conduzirão ao que será denominado equilíbrio Nash-Cournot.

Como poderá se verificar nesta tese, essa abordagem é uma das mais simples, em Teoria dos Jogos, utilizadas para modelar o comportamento estratégico das usinas geradoras de energia elétrica. A partir dessa abordagem é feita uma adaptação ao algoritmo da programação dinâmica dual estocástica (PDDE) para representar o equilíbrio Nash-Cournot. No desenvolvimento do algoritmo, a restrição de transmissão será destacada, pois esta é fundamental para o modelo, na medida em que determina o grau de competição do mercado. Dessa forma, pode-se determinar o seu efeito competitivo, bem como a sua capacidade ótima a partir de simulações com o sistema elétrico brasileiro. Essa capacidade ótima será determinada a partir da abordagem desenvolvida por Borenstein e outros [7].

1.3. Estrutura da Tese

O trabalho é dividido em sete capítulos, incluindo a introdução (capítulo 1) e a conclusão (capítulo 7), além de constar referências bibliográficas e dois anexos contendo as fontes dos programas utilizados para determinar o preço da energia em um sistema onde a operação é centralizado e no modelo proposto nesta tese. O capítulo 2 descreve os fatores internos que antecederam e que motivaram a reforma do setor elétrico brasileiro, além de mostrar as mudanças que lhe foram impostas até a entrada do novo governo, que tinha uma

nova proposta para o setor. Em seguida, no capítulo 3, descreve-se como é definido o despacho das usinas geradoras de energia elétrica e o algoritmo PDDE; no capítulo 4 é feita uma revisão bibliográfica dos modelos que descrevem estratégias competitivas em sistemas elétricos. A partir desta revisão é justificada a escolha pela teoria dos jogos. Em seguida, a estratégia competitiva dos subsistemas é modelada, assim como o algoritmo para resolver o problema, que é uma extensão do PDDE; no capítulo 5 é mostrado o efeito competitivo das linhas de transmissão e a forma pela qual se pode dimensioná-las; no capítulo 6 são apresentadas as capacidades ótimas de transmissão, que permitem que o equilíbrio Nash-Cournot seja alcançado; e o trabalho é concluído no capítulo 7.

CAPÍTULO 2

A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. Antecedentes à Reforma

A evolução do setor elétrico brasileiro representou, historicamente, a mola propulsora para o desenvolvimento do país, assegurando o processo de industrialização e a manutenção de altas taxas de investimento nos setores produtivos. Essa evolução foi impulsionada, na sua maior parte, pela iniciativa do Estado através do financiamento da construção de uma sofisticada e eficiente estrutura de fornecimento de energia elétrica e da centralização do planejamento do setor.

Com os choques do petróleo na década 70, porém, os custos setoriais se elevaram bastante. Primeiramente, porque as empresas elétricas eram grandes tomadoras de empréstimos de longo prazo adquiridos com taxas de juros variáveis, que no final dos anos 80 atingiram 20%, ou seja, quatro vezes maior do que antes da primeira crise do petróleo em 74. Em seguida, na década de 80, em meio a uma crise fiscal que se instaurou no país, o governo, por questões de política econômica, decidiu reduzir as tarifas públicas, o que resultou em um aumento na demanda por eletricidade, principalmente por parte do setor industrial. A remuneração das empresas do setor, entretanto, ficou abaixo dos níveis adequados. Desta maneira, a capacidade de investimento ficou comprometida, provocando uma forte redução no ritmo da expansão da oferta de energia, o que resultou em uma situação de alto risco de déficit.

Tais fatos, aliado a um processo global de reforma das estruturas produtivas, onde se redefine o papel do Estado na Economia e se procura uma maior eficiência para a alocação de recursos, levou o país a implantar mudanças estruturais na indústria de energia elétrica na

tentativa de adaptá-lo à nova dinâmica do mercado, com base na concorrência entre as empresas do setor.

Assim, em 1993 teve início a reforma do setor elétrico brasileiro, cujo marco foi a Lei 8.631, que pôs fim à remuneração garantida e eliminou a unificação das tarifas em todo território nacional, de forma a possibilitar a recuperação tarifária. Além deste, outros instrumentos legais foram instituídos, de maneira a criar mecanismos para restaurar o equilíbrio financeiro do setor e a permitir a participação privada nos investimentos no sistema elétrico. Dentre eles, pode-se destacar a Lei 8.987 de 1995, que criou a exigência constitucional de licitação para todas as novas concessões de serviços públicos; a Lei 9.074 do mesmo ano, que adaptou a Lei de Concessões de Serviços Públicos para o setor Elétrico; e o Decreto 2.003 de 1996 que, regulamentou a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor, como uma alternativa aos geradores que operavam sob concessões de serviços públicos.

2.2. Da Abertura Comercial à Crise do Racionamento de Energia

Instituídos os instrumentos legais, implementou-se a abertura comercial do setor, onde passaram a existir empresas segregadas horizontalmente e desverticalizadas. O objetivo era possibilitar a competição nas atividades de geração e comercialização, mantendo a transmissão e a distribuição como monopólios regulados. Surgiram também dois novos atores, os comercializadores e os corretores, agentes que possuem as informações sobre as melhores ofertas de energia e, assim sendo, aproximam os produtores dos distribuidores, bem como dos grandes consumidores, de forma a aumentar a eficiência do sistema com base nas regras do mercado. Somaram-se a estes os produtores independentes e os consumidores

livres⁴. Nesse novo mercado todos os participantes passaram a ter livre acesso às linhas de transmissão, sendo estas, juntamente com a rede de distribuição, consideradas como um serviço e a energia, como um produto.

O novo modelo foi implementado segundo as sugestões da consultoria internacional Coopers & Lybrand [12], que foi contratada no primeiro semestre de 1996. A principal característica do arranjo proposto foi a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde permitia-se a participação de todos os geradores com capacidade instalada superior a 50 MW, dos distribuidores e dos comercializadores de energia com carga acima de 100 GWh e dos grandes consumidores com demanda acima de 10 MW [1]. As regras do MAE foram definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão criado para regular e fiscalizar o setor, que exercia o poder concedente no setor. A figura 2.1 ilustra o funcionamento do mercado.

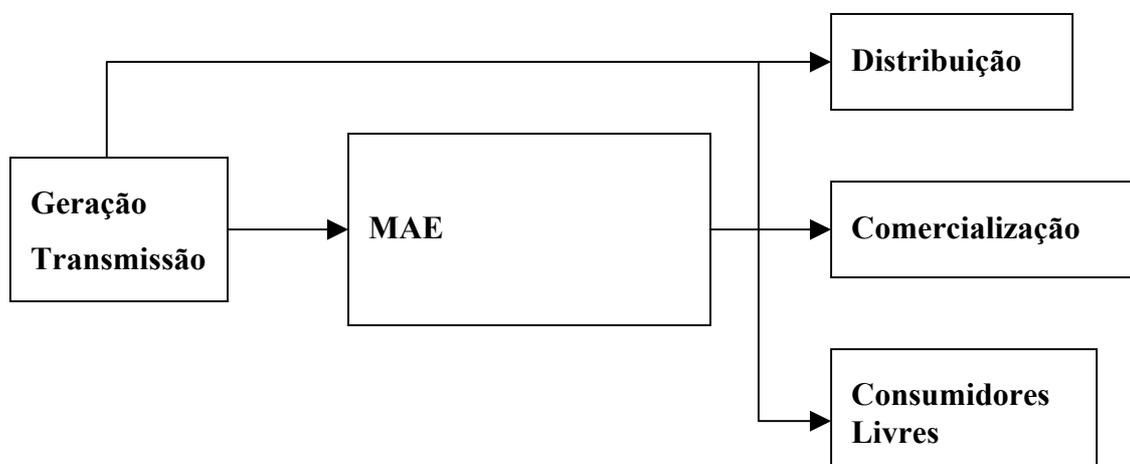


Figura 2.1 – Mercado de Energia

A proposta inicial do modelo era definir o despacho do sistema em bases comerciais, onde o preço *spot* seria dado pela interação entre a oferta e demanda. Porém, isso só aconteceria posteriormente, o regime inicialmente adotado foi o *tight pool*, onde a

⁴ Consumidores livres são os agentes que podem negociar energia no mercado, em oposição aos cativos que são necessariamente atendidos pelas distribuidoras.

comercialização é feita no curto prazo e o despacho definido centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS⁵), com base em ferramentas de otimização [12]. Essa diferença para os outros mercados *spot* que operam com base em preços ofertados foi justificada pela consultoria pelo fato de o sistema elétrico brasileiro ser predominantemente hidráulico.

Em linhas gerais, o processo operacional do sistema hidrotérmico é feito a partir de um conjunto de modelos para otimizar o uso de energia, baseado em cálculos feitos ao longo do horizonte de planejamento, utilizando informações técnicas fornecidas pelas empresas hidrelétricas (plantas, níveis dos reservatórios, vazões afluentes e disponibilidade de suas turbinas) e pelas empresas termelétricas (disponibilidade técnica, eficiência térmica, custos dos combustíveis e outros custos). Com isso, são elaborados programas otimizados de despacho para cada período de tempo e para todas as plantas dos sistemas interligados, em conjunto com os intercâmbios internacionais e com os custos marginais de operação de curto prazo, para serem utilizados no processo de determinação do preço de mercado. Tal preço reflete o custo da unidade de geração mais cara despachada, ou custo para a sociedade pelo não atendimento da demanda.

Porém, as especificidades do sistema elétrico brasileiro tornam esse processo bastante complexo. O setor é formado por usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, localizadas em diferentes bacias hidrográficas e interligadas por extensas linhas de transmissão, representando mais de 85% da capacidade instalada do país; e por usinas termelétricas convencionais e nucleares [27].

Devido a essa característica há uma limitação de energia hidrelétrica armazenada nos múltiplos reservatórios do sistema, o que torna as decisões não separáveis no tempo e intrinsecamente ligadas às incertezas das afluições futuras. Dessa forma, os preços do MAE, no curto prazo, variam de acordo com as tendências hidrológicas, tornando-se, assim, bastante

⁵ O ONS é o responsável pelo planejamento operacional do sistema hidrotérmico brasileiro.

oscilantes, visto que as usinas hidrelétricas têm pouca flexibilidade para entrar ou sair da operação.

Esse fato, sem dúvida, desestimula a entrada de empresas privadas no setor, pois estas teriam que se expor demais aos riscos hidrológicos. Os idealizadores do modelo, entretanto, apostaram na entrada em grande escala das térmicas a gás natural para reduzir as flutuações do preço, porém não tiveram sucesso. Além disso, criaram o mecanismo de realocação de energia (MRE) como forma de dividir os riscos hidrológicos entre todas as usinas hidrelétricas, que na verdade acabou se tornando mais um impedimento para o investimento em térmicas, pois o MRE tornou-as ainda mais antieconômicas frente às hidráulicas.

Para completar, a falta de regras claras para o mercado e as constantes desvalorizações cambiais do Real, que tiveram início nos primeiros meses do ano 2000, dificultaram ainda mais a entrada de investimentos para a expansão do sistema. Tal situação, aliada às fracas chuvas do ano 2000, seguidas pela mesma tendência no início do ano seguinte, e ao bom desempenho da Economia no final do milênio, elevaram bastante o risco de déficit do sistema, fato que ficou evidenciado com o anúncio um plano de racionamento de energia, mostrando a necessidade de mudanças radicais no modelo.

2.3. O Plano de Revitalização do Modelo

O governo, para administrar a crise do setor, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE). As medidas adotadas pela CGE para enfrentar o problema previam 20%, em média, de redução do consumo de eletricidade, contratação de capacidade emergencial de geração, além da implementação de programas estruturais de aumento da oferta, de conservação e de uso eficiente de energia.

A câmara também tinha como tarefa aperfeiçoar o modelo de reforma adotado. Para isso, criou o Comitê de Revitalização do Modelo de Setor Elétrico, que buscou soluções para

um melhor funcionamento do mercado, preservando a filosofia inicial da reforma: a implementação da competição no âmbito da geração e da comercialização, com o apoio do capital privado para a expansão do sistema.

O diagnóstico feito pelo comitê [11] mostrou, entre outras coisas, que o preço da energia estava abaixo do nível adequado, pois nos cenários utilizados pelo ONS para o modelo de despacho do sistema havia uma sobre-oferta de energia. Além disso, o operador adotava como custo do déficit um valor abaixo do prejuízo que realmente representaria uma interrupção no fornecimento de eletricidade para a sociedade. Desta forma, não havia um despacho preventivo das térmicas, o que comprometeu bastante a manutenção de níveis adequados de água nos reservatórios das hidrelétricas.

O comitê mostrou também que o despacho centralizado das usinas por mérito de ordem de custo de produção não refletia a aversão ao risco dos agentes do mercado, pois estes tendem a responsabilizar o ONS (que gerencia esta operação) pelos problemas que ocorrem no sistema. Este fato, em conjunto com a proteção que as hidrelétricas tinham decorrentes do MRE, desestimulou os investimentos na expansão e em ganhos de eficiência.

Como solução para essas questões o CGE propôs um modelo de formação de preços por ofertas, onde o despacho das usinas passaria a ser feito com base nas ofertas das usinas hidráulicas e nos preços dos outros agentes do mercado. Sendo que as ofertas das hidros, acima citadas, seriam baseadas em uma repartição da energia afluyente às usinas, que substituiria a repartição da produção da eletricidade no âmbito do MRE. Com base nessas ofertas o ONS se encarregaria de otimizar o sistema, fazendo com que cada agente assumisse o risco da sua estratégia.

O modelo acima, entretanto, não chegou a ser adotado, em função da mudança de governo, que vinha com uma outra proposta de reforma para o setor elétrico brasileiro.

2.4. O Arranjo do Novo Governo

A resposta da população durante a crise surpreendeu às expectativas mais otimistas. As medidas de redução de consumo impostas pelo governo foram cumpridas sem muitos problemas, possibilitando a suspensão do racionamento no início de 2002. Entretanto, mesmo após o anúncio do fim da obrigação de cumprimento das metas de redução de consumo, a demanda por eletricidade permaneceu baixa. Este fato, aliado à contratação de capacidade de geração emergencial (medida adotada pelo CGE), provocou, por contraditório que possa parecer, um excedente de energia, o que fez com que o seu preço no mercado despencasse, comprometendo a liquidez das empresas do setor, que já tinham passado por esse tipo de problema durante o período de racionamento de energia.

Logo que o novo governo assumiu o poder, no início de 2003, foi criado um grupo de trabalho com a incumbência de formular uma nova modelagem institucional, a fim de equacionar os problemas do setor. A proposta foi publicada em julho de 2003 e, após um amplo processo de discussão, deu origem ao novo modelo para o setor, implementado a partir de medida provisória em dezembro do mesmo ano.

Nesse novo arranjo [24] a energia deixa de ser tratada como um produto para se tornar novamente um serviço público, onde se deve garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento para toda a população a um preço módico, mas de forma a remunerar adequadamente os investidores para assegurar a expansão do sistema.

O mercado de energia passa a ser composto de dois ambientes de contratação, sendo um livre e outro regulado, conforme ilustrado na figura 2.2. Este último trata-se de um *pool* (*single-buyer model*), denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que participam os produtores e distribuidores, possuidores de concessão de serviço público obtida por meio de licitação, além dos produtores independentes (incluindo os autoprodutores) com excedentes de energia. O ACR é um ambiente de tarifa regulada, onde toda a contratação de

energia é administrada centralizadamente pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), instituição que absorverá as funções do MAE, em particular a contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos para o atendimento aos consumidores livres são livremente negociados entre as partes.

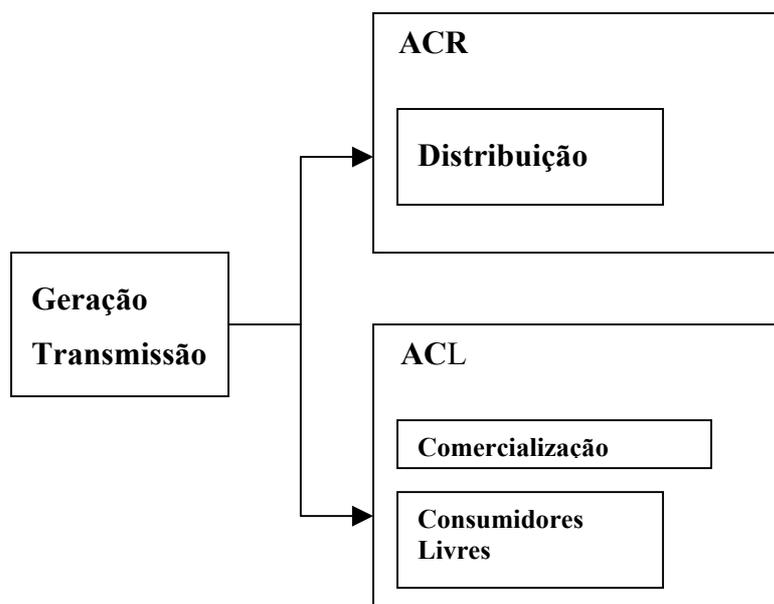


Figura 2.2 – Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Nesta nova modelagem, mantém-se a desverticalização entre as atividades do setor, permitindo maior transparência no mercado. Somente a geração continua sendo considerada competitiva, na medida em que os geradores podem vender a energia que eles produzem para o conjunto dos distribuidores, através de licitação; para os consumidores individuais, por meio de leilões no âmbito do CCEE; para a contratação regular de ajuste⁶; para a constituição de reserva⁷; para os consumidores livres; e para os comercializadores, com objetivo de atender aos consumidores livres. E para comercializar esta energia, os geradores poderão contar com

⁶ Contrato para atendimento a necessidades superiores aos limites fixados nos contratos de energia, no CCEE.

⁷ Energia contratada de forma preventiva para restaurar os níveis adequados de segurança de suprimento.

dois tipos de contratos: os de quantidade de energia e os de disponibilidade de energia. Nos primeiros, os riscos são assumidos pelos geradores, por conta das possíveis diferenças contratuais de curto prazo e que não ocorre nos contratos de disponibilidade, onde o risco é totalmente transferido para os compradores.

Na verdade, a competição entre os geradores ocorrerá no momento das licitações promovidas pela ANEEL⁸. Os investidores, então, apresentam propostas de preços de energia para as usinas incluídas na lista de projetos divulgados pelo Ministério das Minas e Energia (MME), escolhida com base nos estudos da Empresa de Pesquisa de Energia (EPE), instituição criada para respaldar tecnicamente o MME na função de executor do planejamento energético. Vence o licitante que propuser a menor tarifa pela energia disponível do projeto. Cabe notar que, apesar de o planejamento da expansão voltar a ser determinativo, qualquer agente pode propor projetos alternativos para a lista de usinas que participarão da licitação.

A operação do sistema continuará sob a responsabilidade do ONS, que coordenará a operação centralizadamente, com base em informações técnicas dadas pelos geradores e em estimativas de cargas feitas pelos distribuidores, sendo que estes devem, de acordo com o novo modelo, contratar 100% de sua demanda, para garantir a confiabilidade do suprimento de energia. Com o objetivo de otimizar a operação do sistema o ONS manterá o MRE, pelo qual a cada gerador é alocada uma quantidade de energia, calculada em função da energia assegurada e do despacho ótimo. No caso das hidrelétricas, a energia assegurada é atribuída pela ANEEL através da emissão de um certificado, enquanto no caso das térmicas, este valor será calculado segundo um procedimento que considera custos variáveis e a inflexibilidade operativa dessas usinas.

A formação de preços no âmbito do CCEE será resultado das licitações e leilões de geração e transmissão, diferentemente do modelo anterior, onde o custo marginal de operação

⁸ A ANEEL é responsável pelos leilões e licitações, mas o poder concedente passa a ser exercido pelo MME.

de curto prazo que determinavam o preço de curto prazo da energia negociada no MAE. Este agora servirá de base para o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PDL), que valora as diferenças contratuais liquidadas no CCEE.

Os formuladores do modelo acreditam que este novo arranjo irá eliminar os riscos financeiros dos investidores decorrentes das tendências hidrológicas e de problemas conjunturais, uma vez que o despacho de cada usina é definido de forma a maximizar os benefícios do sistema e, por isso, tende a tornar a receita das empresas mais estável. Assim sendo, incentiva-se a entrada dos recursos necessários para a expansão do sistema.

2.5. Uma Proposta Alternativa para o Setor Elétrico Brasileiro

Pelo breve histórico apresentado pode-se perceber que a primeira tentativa de reforma não teve sucesso no objetivo de atrair investimentos para a expansão do setor, principalmente devido a problemas regulatórios, o que se pode considerar normal em um país sem tradição neste tipo de assunto. O plano de revitalização buscava justamente corrigir esses desvios para aperfeiçoar o modelo adotado. O grande erro, porém, foi tentar adaptar um processo de abertura comercial, inspirado na reforma inglesa, às especificidades do setor elétrico brasileiro, quando o mais lógico seria fazer o caminho inverso, ou seja, dadas as características do sistema, procurar desenvolver um modelo institucional adequado.

O arranjo proposto pelo novo governo reconhece a necessidade de ter um modelo ajustado às características específicas do setor. Verifica-se, entretanto, que este restringe a possibilidade de formação de mercados regionais em um país de dimensões continentais, uma vez que concentra a decisão de compra de energia, sob a promessa de um preço módico, em único agente, o *pool*. É necessário reconhecer que há diferenças regionais consideráveis que precisam ser respeitadas, criar regras padronizadas para todo o sistema é uma tarefa bastante complexa. O estabelecimento da modicidade tarifária só será materializado se este arranjo, em

sua dinâmica, for capaz de garantir de forma eficiente, a entrada contínua dos necessários investimentos na expansão do sistema, através da concorrência entre os geradores.

Assim, tentando obter uma alternativa entre a abertura comercial implementada na reforma inicial e o *pool* do novo governo, nesta tese tem-se como objetivo propor um modelo capaz de criar um ambiente competitivo no âmbito da geração para incentivar o aumento de eficiência das empresas do setor, respeitando a singularidade do setor elétrico brasileiro e as características específicas de cada região, de modo a tirar proveito das sazonalidades e assim otimizar a operação do sistema. A modelagem descreve o comportamento estratégico dos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando as restrições de transmissão.

Para se implementar este modelo competitivo é necessário que cada subsistema desenvolva sua própria estrutura, a partir daí, pode-se criar condições para a competição entre eles. Neste arranjo pode haver um operador para cada região, que se encarregaria de otimizar o seu próprio subsistema, obedecendo aos interesses da sociedade. A estratégia pode ser determinada com o objetivo de maximizar os seus benefícios, onde as relações inter-regionais podem ser utilizadas também para se estimar o custo do déficit de energia, de forma a sinalizar a necessidade de investimento no setor.

No arranjo apresentado nesta tese, denominado modelo de despacho por subsistemas, é descrito o comportamento estratégico de cada região. O modelo é desenvolvido a partir de uma extensão do algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que é a metodologia em que se baseia o NEWAVE, software oficialmente adotado pelo ONS para o planejamento da operação de médio prazo do sistema. Este algoritmo é apresentado no capítulo 3.

CAPÍTULO 3

PLANEJAMENTO CENTRALIZADO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

HIDROTÉRMICO

3.1. Introdução

O objetivo do planejamento centralizado da operação de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica como o brasileiro é determinar uma estratégia de produção para cada usina do sistema, de forma a minimizar os custos variáveis ao longo do horizonte de planejamento. Incluem-se nestes custos os gastos com combustíveis das usinas termelétricas, os eventuais intercâmbios entre os subsistemas e as penalidades pelo não atendimento da demanda, quando for o caso.

As usinas hidrelétricas que compõem o sistema elétrico brasileiro são dispostas em cascata e possuem grandes reservatórios de regularização plurianual, por isso, a escolha sobre quanto se utilizar dos estoques de energia, em forma de água, desses reservatórios está intrinsecamente ligada à incerteza das tendências hidrológicas. Dessa forma, se a produção hidráulica é privilegiada tem-se um menor custo atual, porém se as chuvas não forem suficientes para encher os reservatórios pode haver racionamento de energia, tornando a geração hidrelétrica mais cara no futuro. Por outro lado, se for privilegiada a produção térmica e a tendência hidrológica superar as expectativas haverá a necessidade de vertimento, desperdiçando-se a energia armazenada sob a forma de água. Existe, portanto, uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as suas conseqüências futuras, que é função dos prováveis estados do sistema. Estes estados são compostos por dois tipos de variáveis: o nível de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica do sistema.

O processo operacional do sistema hidrotérmico brasileiro é feito a partir de um conjunto de modelos para otimizar o uso de energia, baseado em cálculos feitos ao longo do horizonte de planejamento, utilizando informações técnicas fornecidas pelas empresas hidrelétricas e pelas termelétricas. Com isso, são elaborados programas de despacho para cada período de tempo e para cada planta do sistema interligado, em conjunto com os intercâmbios internacionais e com os custos marginais de operação de curto prazo.

O responsável pelo planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro é o ONS (Operador Nacional do Sistema), que conduz esse processo através de softwares, como o NEWAVE. Este programa computacional se baseia no algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) que, a partir de um processo de decisão seqüencial, determina o resultado ótimo do problema.

Para os objetivos deste trabalho, entretanto, não é necessário conhecer a produção de cada planta, mas a estratégia de operação de cada subsistema. Por isso, é suficiente trabalhar com valores agregados por tecnologia. No caso das térmicas, esses dados são facilmente obtidos, porém para as hidrelétricas não é tão trivial. O NEWAVE, entretanto, fornece valores agregados de reservatórios das hidrelétricas por subsistema, que representa a energia acumulada de todas as plantas de um subsistema como um único reservatório equivalente [25]. Mécio [21] descreve detalhadamente a metodologia de cálculo desses dados das usinas hidráulicas. Ela consiste em calcular a energia que seria gerada com o esvaziamento completo dos reservatórios de todas as usinas de um dado subsistema, adotando-se a hipótese que os deplecionamentos dos reservatórios de uma cascata ocorrem paralelamente em volume, desconsiderando as novas afluências. A energia correspondente pode ser determinada pelo somatório, para todas as usinas, do produto do volume útil pela produtibilidade⁹ acumulada.

⁹ A produtibilidade das usinas é função do nível de armazenamento dos reservatórios.

A utilização desses dados agregados tem também a vantagem de reduzir o número de variáveis de estado do sistema e permitir que o modelo seja resolvido como um problema determinístico, usando uma versão simplificada do algoritmo PDDE, o algoritmo da programação dinâmica dual determinística (PDDD). Esta metodologia será descrita detalhadamente neste capítulo. Em seguida, será feita uma simulação da operação do sistema elétrico brasileiro para um horizonte de planejamento de doze meses.

3.2. Problema da Operação Centralizada

Com o objetivo de minimizar os custos de produção, o problema determinístico do planejamento da operação pode ser formulado da seguinte maneira, para $t = 1, 2, \dots, T$ (horizonte de planejamento):

$$\alpha_t(x_t) = \text{Min}[c_t(u_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}(x_{t+1})] \quad (3.1)$$

sujeito a

	Variável dual
$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} - (q_{t,i} + s_{t,i})$ para $i = 1, 2, \dots, \text{NUH}$	πh_i
$\underline{v}_{t,i} \leq v_{t+1,i} \leq \bar{v}_{t,i}$ para $i = 1, 2, \dots, \text{NUH}$	πv_i
$q_{t,i} \leq \bar{q}_{t,i}$ para $i = 1, 2, \dots, \text{NUH}$	πq_i
$q_{t,i} + s_{t,i} \geq l_{t,i}$ para $i = 1, 2, \dots, \text{NUH}$	πl_i
$\underline{g}_{t,j} \leq g_{t,j} \leq \bar{g}_{t,j}$ para $j = 1, 2, \dots, \text{NUT}$	πg_j
$ f_{t,i,k} \leq \bar{f}_{t,i,k}$	πf_i
$q_{t,i} + \sum_{j \in \text{NUT}_i} g_{t,j} + \sum_{k \in \Omega_i} (f_{t,k,i} - f_{t,i,k}) = d_{t,i}$	πd_i

Para todo $j \in \text{NUT}_i, i = 1, 2, \dots, \text{NS}, k = 1, 2, \dots, \text{NS}$

onde,

NUH é o número de usinas hidrelétricas

NUT é número de usinas térmicas do sistema elétrico

NUT_i é o conjunto de usinas térmicas do subsistema i

NS é o número de subsistemas

$v_{i,t}$ representa os níveis de armazenamento do reservatório da i -ésima usina no início do estágio t

$a_{t,i}$ representa as tendências hidrológicas (afluências) para a i -ésima usina no durante o estágio t

x_t representa as variáveis de estado do sistema no início do estágio t ($v_{i,t}$ e $a_{i,t}$)

$q_{t,i}$ representa as vazões turbinadas do reservatório da i -ésima usina durante o estágio t

$s_{t,i}$ representa as vazões vertidas do reservatório da i -ésima usina durante o estágio t

u_t representa as decisões relativas a vazões (turbinada ou vertida) no estágio t

$c_t(u_t)$ representa o custo imediato das decisões u_t

$\alpha_t(x_t)$ representa o valor esperado do custo de operação do estágio t até o final do período do planejamento

$l_{t,i}$ representa os limites mínimos da vazão defluente

$\bar{v}_{t,i}$ representa os limites máximos de capacidade de armazenamento

$\underline{v}_{t,i}$ representa os limites mínimos de armazenamento

$\bar{q}_{t,i}$ representa os limites máximos de turbinamento

$g_{t,i}$ representa a geração da i -ésima usina térmica no estágio t

$\bar{g}_{t,i}$ representa o limite de capacidade máxima de geração térmica

$\underline{g}_{t,i}$ representa o limite de capacidade mínima de geração térmica

$d_{t,i}$ representa a demanda por energia do i -ésimo subsistema no estágio t

$f_{t,i,k}$ representa o intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema k no estágio t

$\bar{f}_{t,i,k}$ representa o limite máximo de intercâmbio de energia entre os subsistemas i e k

Ω_i representa o conjunto de subsistemas diretamente conectados ao submercado i

β representa o fator de desconto

A função objetivo $\alpha_i(x_i)$ representa o mínimo custo operativo, que é determinado pelo somatório do custo operativo atual e futuro, considerando o valor esperado das tendências hidrológicas e das variáveis de estado do sistema.

O custo imediato da operação, representado pela função $c_i(u_i)$, é dado pelos gastos com combustíveis das usinas térmicas e pelo custo devido ao não atendimento à demanda. Este último, denominado custo do déficit, representa o custo social da interrupção no fornecimento de energia elétrica, ou seja, o prejuízo causado para as atividades econômicas. O custo do déficit pode ser calculado a partir de uma matriz insumo-produto que, por representar as relações inter-setoriais, permite que se avalie a perda sofrida por cada atividade econômica [14].

O termo $\alpha_{t+1}(x_{t+1})$ representa o custo futuro, que é estimado pelo valor esperado das conseqüências das decisões u_t . Essa função mostra que o resultado no futuro é conseqüência das decisões atuais, ou seja, mostra que as escolhas são não separáveis no tempo. A figura 3.1 ilustra tal fato, onde se nota que privilegiando a produção hidráulica tem-se um menor custo atual, porém se as chuvas não corresponderem às expectativas, resultando em baixas afluências, pode haver racionamento de energia, pois o nível de armazenamento dos reservatórios estará menor que o adequado, tornando o custo futuro maior. Por outro lado, se for privilegiada a produção térmica e a tendência hidrológica superar as expectativas haverá a necessidade de vertimento, desperdiçando-se a energia armazenada sob a forma de água.

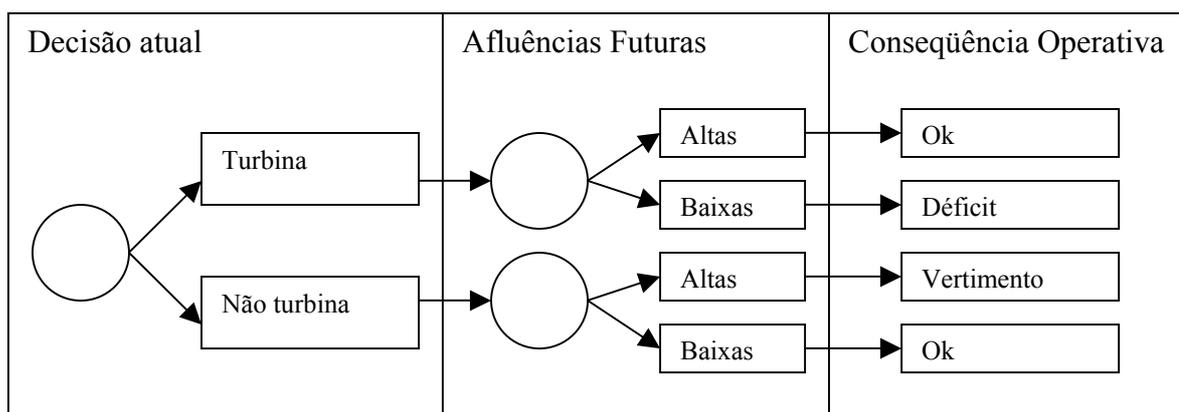


Figura 3.1 - Consequências operativas das decisões atuais

O problema (3.1) está sujeito a uma série de restrições. A primeira delas é a do balanço hídrico, que mostra que o nível de armazenamento de um reservatório em um determinado período é dado pelas aflúncias (tendência hidrológica), pelo seu nível de armazenamento e pela vazão turbinada e vertida da usina em questão, no período anterior.

As restrições que se seguem são respectivamente, os limites máximos e mínimos de armazenamento dos reservatórios, os limites máximos da vazão turbinada, os limites mínimos das vazões defluentes, os limites máximos e mínimos da geração térmica e os limites máximos de intercâmbio entre subsistemas.

A restrição seguinte representa o atendimento à demanda pelas hidrelétricas, pelas térmicas e pelo intercâmbio entre subsistemas. O déficit de potência é considerado como uma usina térmica virtual, com um custo de operação igual à penalidade pelo não atendimento à demanda e uma capacidade de produção infinita. A produção térmica é complementar à hidráulica e sua entrada em operação é ordenada em função do custo unitário declarado por cada usina. Sendo que o relativo à última usina despachada pelo ONS determina o custo marginal do sistema. Assim, o custo da geração térmica pode ser simplificada representado por uma função linear por partes, conforme ilustrado na figura 3.2.

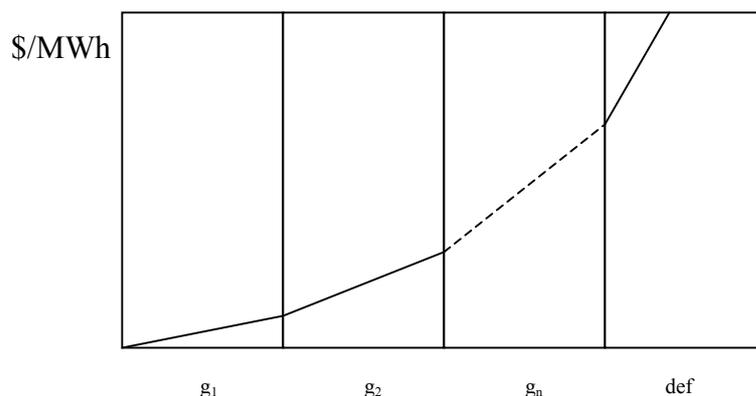


Figura 3.2 – representação do custo da geração térmica

3.3. Algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica

Através do algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é possível chegar a uma solução ótima [30] para o problema (3.1). Este algoritmo decompõe o problema da operação em um conjunto de problemas menores, cada qual associado a um estágio do planejamento. A função objetivo de cada problema, em um determinado estágio, minimiza a soma dos custos de operação do estágio presente mais o valor esperado do custo futuro de operação. O resultado ótimo é alcançado através de um processo de decisão sequencial em que o problema do estágio t envia a solução para o problema do estágio $t+1$ e recebe deste uma restrição relacionando a variação marginal do valor da sua função objetivo (estágio $t+1$) com a variação marginal da solução enviada pelo problema do estágio t .

Para descrever como se chega à solução ótima do problema da operação hidrotérmica através do algoritmo PDDE, Pereira [30] utiliza um sistema hipotético, onde a demanda do mercado e as afluições a cada usina hidrelétrica são conhecidas em qualquer estágio do horizonte de planejamento (caso determinístico). Este problema em apenas dois estágios pode ser representado por:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad [c_1x_1 + c_2x_2] \\
 & \text{Sujeito a} \\
 & \quad A_1x_1 \geq b_1 \\
 & \quad E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

onde, a soma $c_1x_1 + c_2x_2$ é o custo total de produção do sistema, sendo os vetores x_1 e x_2 , os volumes finais das usinas hidrelétricas, as vazões turbinadas, as gerações térmicas etc., ou seja, as variáveis de estado e de decisão do primeiro e do segundo estágios, respectivamente.

Resolvendo somente o problema do primeiro estágio, obtém-se um valor viável para x_1^* , tal que $A_1x_1^* \geq b_1$. Dada esta decisão x_1^* , resolve-se o problema de otimização do segundo estágio:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad c_2x_2 \\
 & \text{Sujeito a} \\
 & \quad A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1^*
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

onde x_1^* , por ser conhecido, passa para o lado direito do conjunto de restrições do problema.

A solução ótima do problema no 2º estágio é x_2^* e o termo $c_2x_2^*$ é uma função da decisão x_1^* , do problema no 1º estágio. Dessa forma, pode-se reescrever o problema (3.3) da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 & \alpha_1(x_1) = \text{Min} \quad c_2x_2 \\
 & \text{Sujeito a} \\
 & \quad A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Sendo $\alpha_1(x_1)$ a solução ótima do problema (3.4), o problema original (3.2) passa a ser representado como:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \quad [c_1x_1 + \alpha_1(x_1)] \\ & \text{Sujeito a} \\ & A_1x_1 \geq b_1 \end{aligned} \tag{3.5}$$

O termo $\alpha_1(x_1)$ pode ser entendido como uma função que fornece informações sobre as conseqüências da decisão x_1 no futuro.

Como se vê, pelo o exposto até o momento, o algoritmo consiste em um processo de decisão seqüencial, onde no estágio 1 se envia uma solução para o seguinte, e deste recebe uma restrição que irá compor a nova função objetivo, conforme se pode notar no problema (3.5). Este processo é ilustrado na figura 3.3.

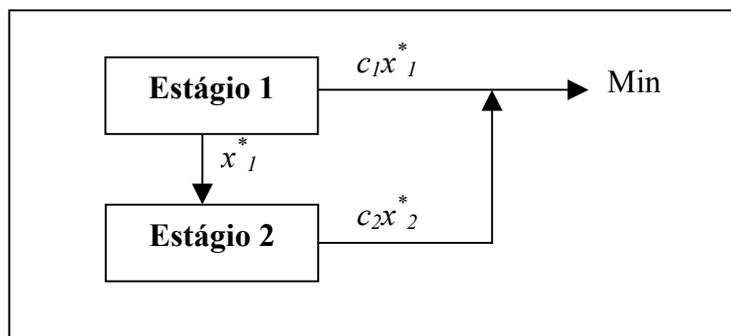


Figura 3.3 – Processo de Decisão

De forma resumida, os problemas no primeiro e segundo estágios são resolvidos, pelo seguinte algoritmo:

1. Determine uma aproximação inicial para $\alpha_1(x_1)$.
2. Resolva o problema no 1º estágio, obtendo assim x_1^* .
3. Resolva o problema de 2º estágio, usando o valor conhecido x_1^* , e determine assim x_2^* .
4. Associados à solução do problema de 2º estágio existe uma solução dual, que mede as variações na função objetivo devido a variações marginais em x_1 . Essa solução dual é usado para construir uma aproximação da função $\alpha_1(x_1)$.

5. Se a solução for ótima. Fim. Caso contrário, retorne a passo (2).

O passo (4) pode ser formalizado da seguinte maneira. Seja o dual do problema (3.4)

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = & \quad \text{Max} [\pi(b_2 - E_1x_1)] \\ \text{Sujeito a} & \end{aligned} \tag{3.6}$$

$$\pi A_2 \leq c_2$$

onde o vetor π representa as variáveis duais. As restrições $\pi A_2 \leq c_2$ definem uma região viável para o problema (3.6) que não depende da decisão de 1º estágio x_1 . Esta região é um poliedro convexo, e pode ser caracterizada pelo conjunto de pontos extremos ou vértices $\pi^j = \{\pi^1, \pi^2, \dots, \pi^p\}$. Pela teoria da programação linear, sabe-se que a solução ótima de um problema de programação linear sempre corresponde a um vértice da região viável, por isso o problema (3.6) pode ser resolvido por enumeração:

$$\alpha_1(x_1) = \text{Max} [\pi^j(b_2 - E_1x_1)] \tag{3.7}$$

O problema (3.7) pode ser reescrito na forma de um problema de programação linear:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = & \quad \text{Min} \alpha \\ \text{Sujeito a} & \\ & \alpha \geq \pi^1(b_2 - E_1x_1) \\ & \alpha \geq \pi^2(b_2 - E_1x_1) \\ & \quad \vdots \\ & \alpha \geq \pi^p(b_2 - E_1x_1) \end{aligned} \tag{3.8}$$

sendo α uma variável escalar.

Em um problema de programação linear, o valor da função objetivo dos problemas primal e dual coincidem na solução ótima. Como o problema (3.8) é equivalente ao problema (3.6), então o problema original (3.5) pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad [c_1 x_1 + \alpha] \\
 & \text{Sujeito a} \\
 & A_1 x_1 \geq b_1 \\
 & \pi^1 (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \\
 & \pi^2 (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \\
 & \vdots \\
 & \pi^p (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

onde a função de custo futuro α é uma função convexa linear por partes formada pelos hiperplanos de suporte $\pi^i (b_2 - E_1 x_1)$.

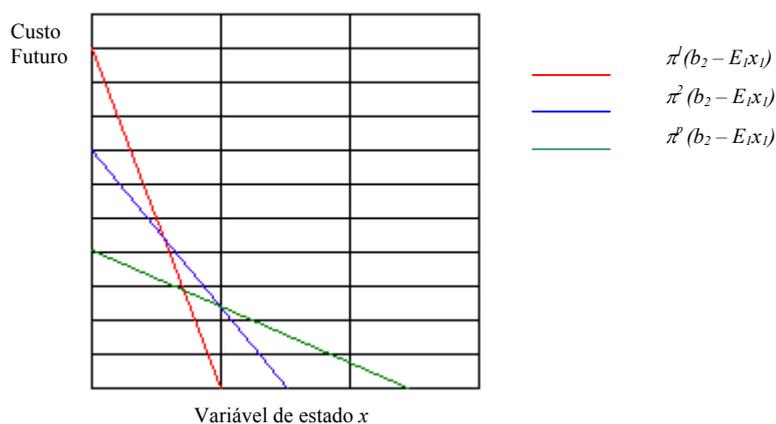


Figura 3.4 – função de custo futuro

O conjunto de restrições $\pi^i (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0, i = 1, \dots, p$ pode ter grandes dimensões, das quais somente algumas estarão ativas na solução ótima. Como resultado é obtido o algoritmo programação dinâmica dual em dois estágios, descrito pelos seguintes passos:

1. Faça uma aproximação inicial da função custo futuro $\alpha_1(x_1) = 0$; do limite superior $z_{\max} = +\infty$; e $H = 0$
2. Resolva o problema (3.9) com H hiperplanos de suporte, obtendo-se (x^*, α^*) como solução ótima.

3. Calcule o limite inferior z_{\min} do problema original, definindo:

$$z_{\min} = c_1 x_1^* + \alpha^*$$

4. Resolva o problema de 2º estágio (3.3), usando a solução x_1^* do 1º estágio, obtendo-se x_2^* com solução ótima.
5. Como o par (x_1^*, x_2^*) é uma solução viável do problema (3.5), mas não necessariamente a solução ótima, então calcule o limite superior z_{\max} do problema original, da seguinte forma:

$$z_{\max} = \text{Min} \{ z_{\max}, (c_1 x_1^* + c_2 x_2^*) \}$$

6. Seja TOL uma tolerância pré-especificada. Se $(z_{\max} - z_{\min} < \text{TOL})$, pare. A solução ótima é o par (x_1^*, x_2^*) . Caso contrário, vá para (7).
7. Seja π^* a solução ótima do problema dual (3.6), associado ao problema (3.4). Então este vetor é um vértice da região viável $\pi A_2 \leq c_2$. Tal vértice é usado para formar uma nova restrição do tipo $\pi^*(b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0$, que será adicionada ao problema relaxado (3.9).

Seja w^* o valor da solução ótima do problema no segundo estágio e π^* o vetor de multiplicadores simplex a ela associado. Da igualdade de soluções ótimas dos problemas primal e dual tem-se que $w^* = \pi^*(b_2 - E_1 x_1^*)$. Colocando $(\pi^* b_2)$ em evidência, obtém-se $\pi^* b_2 = w^* + E_1 x_1^*$. Substituindo na expressão $\pi^*(b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0$, obtém-se uma expressão alternativa para a nova restrição ao problema:

$$w^* + \pi^* E_1 (x_1^* - x_1) - \alpha \leq 0$$

8. Incremente o número de hiperplanos de suporte para a função de custo futuro: $H = H + 1$; Vá para o passo (2).

Para tratar do problema da operação que se considera um período de planejamento de mais de dois estágios o algoritmo deve ser estendido da seguinte forma:

$$\alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \text{Min } c_T x_T$$

$$\text{Sujeito a} \tag{3.13}$$

$$A_T x_T \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1}$$

Dessa forma, uma estratégia de solução do problema multi-estágios pode ser determinada pelo seguinte algoritmo:

1. Faça $J = 1$; limite superior $z_{\max} = +\infty$; aproximação inicial da função custo futuro ($\alpha_t(x_t) = 0, t = 1, \dots, T$), $\forall x_t$ (isto significa que não está disponível nenhuma informação sobre o conjunto de pontos extremos ou vértices π associados a cada estágio).

2. Resolva o problema aproximado de 1º estágio:

$$\text{Min } [c_1 x_1 + \alpha_1]$$

$$\text{s. a} \tag{3.14}$$

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$\pi_2^j (b_2 - E_1 x_1) - \alpha \leq 0 \quad j = 1, \dots, J$$

solução ótima: (x_1^*, α_1^*)

3. Calcule z_{\min} definindo:

$$z_{\min} = c_1 x_1^* + \alpha_1^*$$

4. Repita para $t = 2, \dots, T$ (simulação “forward”)

Dado x_{t-1}^* , resolva o problema aproximado do t-ésimo estágio:

$$\alpha_{t-1}(x_{t-1}) = \text{Min } [c_t x_t + \alpha_t]$$

$$\text{s. a} \tag{3.15}$$

$$A_t x_t \geq b_t - E_{t-1} x_{t-1}^* \quad (\text{representam restrições do estágio } t)$$

$$\pi_{t+1}^j (b_{t+1} - E_t x_t) - \alpha_t \leq 0$$

$$\text{ou} \quad w_{t+1}^j + \pi_{t+1}^j E_t (x_t^* - x_t) - \alpha_t \leq 0 \quad j = 1, \dots, J$$

(representam a aproximação da função custo futuro $\alpha_t(x_t)$, exceto para $t = T$, onde α_T é sempre igual a zero)

Solução ótima: (x_t^*, α_{t-1})

5. O vetor (x_1^*, \dots, x_T^*) é uma solução viável do problema (3.14), mas não necessariamente a solução ótima. Portanto

$$z_{max} = \text{Min} \{ z_{max}, \sum c_t x_t^* \} \quad (3.16)$$

é um limite superior da solução ótima.

6. Seja TOL uma tolerância pré-especificada. Verifique se $(z_{max} - z_{min} \leq \text{TOL})$. Em caso afirmativo, a solução ótima é o par (x_1^*, \dots, x_T^*) associado a z_{max} . Caso contrário, vá para (7).

7. Resolva o problema de otimização para $t = T, \dots, 2$ (recursão “backward”)

$$\alpha_{t-1}(x_{t-1}) = \text{Min} [c_t x_t + \alpha_t]$$

$$\text{s. a} \quad (3.17)$$

$$A_t x_t \geq b_t - E_{t-1} x_{t-1}^*$$

$$\pi_{t-1}^j (b_{t-1} - E_t x_t) - \alpha_t \leq 0$$

$$\text{ou} \quad w_{t+1}^j + \pi_{t+1}^j E_t (x_t^* - x_t) - \alpha_t \leq 0 \quad j = 1, \dots, J$$

(exceto para $t = T$, onde $\alpha_T = 0$)

Seja o problema π_t^j o vetor de multiplicadores simplex associado ao conjunto de restrições do problema (3.17) na solução ótima. π_t^j medem a variação do custo de operação do estágio t até o final do período de planejamento T devido a variações marginais nos níveis de armazenamento dos reservatórios no início do estágio t (ou final do estágio $(t-1)$), representamos por x_{t-1}^* . Estes multiplicadores são usados para formar uma nova restrição do tipo $\pi_t^j (b_t - E_{t-1} x_{t-1}) - \alpha_{t-1} \leq 0$ que será adicionada à função $\alpha_{t-1}(x_{t-1})$, obtendo-se uma nova aproximação.

8. Faça $J = J + 1$

Vá para (2).

Observa-se que o passo (4) do algoritmo (simulação forward) tem dois objetivos: o cálculo de um limite superior z_{\max} e a seleção dos pontos $(x^*_t, t = 1, \dots, T)$, em torno dos quais são geradas novas aproximações para função custo futuro.

3.4. Simulação da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

O modelo determinístico foi programado em FORTRAN utilizando-se o pacote OSL da IBM [29] (vide anexo 1). O OSL (Optimization Subroutine Library) é um acompanhamento de subrotinas para manipular modelos e resolver problemas de otimização matemática. As subrotinas do OSL são escritas também em FORTRAN e são divididas em sete categorias, a saber:

- 1 – Resolução da programação matemática
- 2 – Dados de entrada e saída
- 3 – Inicialização e *setup*
- 4 – Matriz de manipulação
- 5 – Mensagens de instrução
- 6 – Variáveis de controle
- 7 – Análise paramétrica e de sensibilidade

Estas subrotinas controlam erros na programação e, por isso, tornam-se uma ferramenta eficaz para resolver problemas de otimização, sem a necessidade de o usuário ter conhecimento aprofundado de programação matemática. Além disso, as subrotinas do OSL têm numerosos parâmetros, variáveis de controle e soluções para o usuário que facilitam a elaboração de estratégias para resolução de problemas. Daí, a escolha desta biblioteca para o desenvolvimento do programa.

Com o programa, foi simulado o planejamento da operação mensal do sistema elétrico brasileiro para o ano de 2004, que é dividido em quatro subsistemas correspondendo às regiões dos sistemas interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Esta divisão é definida pelo ONS, e de acordo com Thomé e outros [37], se justifica por :

- permitir maior simplicidade no cálculo de preços *spot* ;
- facilitar a análise dos investidores, pois evita que os mesmos tenham que realizar simulações com a rede completa do sistema ; e
- proteger comercialmente os geradores e consumidores de falhas conjunturais na rede de transmissão, que estão fora do seu controle, mas que poderiam afetar substancialmente os preços locais.

O critério para identificação das regiões é a restrição dos fluxos de transmissão de energia e, por isso, dentro de um subsistema são desconsideradas estas restrições. As regiões são conectadas por extensas linhas de transmissão, havendo ainda uma subestação, denominada Imperatriz, que conecta os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, conforme pode ser verificado na figura 3.4, extraída do site do ONS.



Figura 3.4 – Sistema Interligado Brasileiro¹⁰

Os dados, apresentados neste capítulo, foram obtidos no ONS. Estes valores correspondem ao PMO (Planejamento Mensal da Operação) de janeiro de 2004. O horizonte de planejamento é de 5 anos, abrangendo o período 2004-08, com detalhamento mensal para o

¹⁰ Fonte: ONS (www.ons.org.br/ons/sin/index.htm)

primeiro ano e resultados anuais para os anos subseqüentes. Os dados estão em consonância com as premissas e diretrizes estabelecidas tanto nos Procedimentos de Rede do ONS, Módulos 7 e 23, como na Resolução N° 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE).

Para solução do problema real supõem-se que a demanda e a expansão das usinas sejam conhecidas, para o período de planejamento. Os valores apresentados são agregados por subsistemas, inclusive os das usinas hidrelétricas que são agrupadas em reservatórios equivalentes de energia. Isso permite o tratamento da operação como um problema determinístico. A futura linha de transmissão que irá conectar o subsistema Nordeste ao Sudeste-Centro-Oeste foi omitida para simplificar a modelagem e por ser considerada irrelevante no resultado final do problema.

Os níveis de armazenamento iniciais dos reservatórios (equivalentes) de cada região são apresentados na tabela 3.1. Os valores são dados em MWmed, que equivale a 730 MWh, tomando-se como referência os níveis ao final de dezembro de 2003.

Tabela 3.1 – Energia Armazenada Inicial

SUBSISTEMA	Energia Armazenada Inicial (MWmed)
Sudeste/Centro-Oeste	64.865,7
Sul	7.101,8
Nordeste	6.837,7
Norte	2.670,5

Fonte: ONS

Outros valores referentes às hidrelétricas são apresentados nas tabelas 3.2 a 3.5, cada uma apresentando dados de restrições de armazenamento, de aflúncias, defluências (vazões turbinadas mais as vertidas) e de geração de cada região. Considerou-se que o volume mínimo de cada reservatório equivalente não poderia ser inferior a 10%, 15%, 10% e 5% do volume máximo, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Sudeste, Nordeste e Norte,

respectivamente. Em relação às aflúências, foram utilizados os valores da primeira semana de cada mês que são divulgados pelo ONS na síntese gerencial da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). As defluências mínimas foram obtidas também no PMO de janeiro de 2004.

Tabela 3.2 – Hidrelétrica Equivalente Sudeste/Centro-Oeste – Valores Agregados 2004

SUDESTE/C.OESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Volume Máximo (MWmed)	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.775	178.779	178.779
Volume Mínimo (MWmed)	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877	17.877
Afluências (MWmed)	25.123	55.689	80.602	48.215	34.943	36.045	26.652	20.406	16.550	14.595	27.933	27.479
Defluência Mín. (MWmed)	6.019	6.019	6.019	6.019	6.019	6.034	6.043	6.034	6.015	5.993	5.975	6.012
Geração Máxima (MWmed)	39.031	39.031	39.031	39.031	39.031	39.064	39.150	39.194	39.194	39.194	39.391	39.490

Fonte: ONS

Tabela 3.3 – Hidrelétrica Equivalente Sul – Valores Agregados 2004

SUL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Volume Máximo (MWmed)	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262	15.262
Volume Mínimo (MWmed)	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289	2.289
Afluências (MWmed)	13.593	4.082	2.277	2.669	3.027	8.463	5.578	6.686	2.385	5.522	16.684	5.923
Defluência Mín. (MWmed)	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.018	1.021	1.017	1.018	1.026	1.040	1.024
Geração Máxima (MWmed)	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.365	9.424	9.424

Fonte: ONS

Tabela 3.4 – Hidrelétrica Equivalente Nordeste – Valores Agregados 2004

NORDESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Volume Máximo (MWmed)	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450	50.450
Volume Mínimo (MWmed)	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045
Afluências (MWmed)	5.741	21.879	16.512	23.537	17.035	6.554	3.843	3.887	3.077	2.632	2.383	2.782
Defluência Mín. (MWmed)	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770	3.775	3.773	3.767	3.757	3.744	3.726	3.755
Geração Máxima (MWmed)	9.263	9.263	9.263	9.263	9.263	9.263	9.263	9.263	9.285	9.285	9.285	9.285

Fonte: ONS

Tabela 3.5 – Hidrelétrica Equivalente Norte – Valores Agregados 2004

NORTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Volume Máximo (MWmed)	11.937	11.937	11.937	11.937	11.937	12.486	13.011	13.011	13.011	13.011	13.011	13.011
Volume Mínimo (MWmed)	597	597	597	597	597	624	651	651	651	651	651	651
Afluências (MWmed)	3.615	10.147	20.169	18.445	15.430	7.573	3.091	1.895	1.604	1.217	1.424	1.874
Defluência Mín. (MWmed)	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.211	1.255	1.247	1.221	1.171	1.086	1.181
Geração Máxima (MWmed)	4.061	4.061	4.061	4.4.18	4.4.18	4.775	4.775	4.775	4.775	4.775	4.775	5.131

Fonte: ONS

Os dados relativos às térmicas de cada região foram agregados em classes térmicas, por tipo de combustível utilizado, adotando-se um custo médio para cada tecnologia, por região. A tabela 3.6 apresenta o custo unitário de cada um tipo dessas usinas.

Tabela 3.6 – Custo Unitário de Operação das Usinas Térmicas

SUBSISTEMA	TECNOLOGIA	CUSTO UNITARIO (RS/MWh)
Sudeste/Centro-Oeste	Nuclear	9,87
Sudeste/Centro-Oeste	Gás	112,65
Sudeste/Centro-Oeste	Óleo	401,62
Sul	Carvão	139,10
Sul	Gás	121,86
Sul	Óleo	593,64
Nordeste	Gás	109,86
Nordeste	Óleo/Diesel	440,35
Nordeste	Bagaço de cana	304,59

Fonte: ONS

As tabelas seguintes (3.7 e 3.8) apresentam as capacidades máximas e mínimas de produção térmica.

Tabela 3.7 – Capacidades Máximas de Produção Térmica (MWmed)

SUBSISTEMA	TECNOLOGIA	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste/C.Oeste	Nuclear	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814	1.814
Sudeste/C.Oeste	Gás	4.220	4.220	4.220	4.220	4.220	4.233	4.371	4.408	3.769	4.621	4.674	4.697
Sudeste/C.Oeste	Óleo	638	638	638	638	638	638	638	630	630	638	638	638
Sul	Carvão	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Sul	Gás	2.821	2.821	2.821	2.821	2.821	2.821	2.314	2.821	2.640	2.821	2.821	2.810
Sul	Óleo	924	924	924	924	924	924	817	802	713	810	899	952
Nordeste	Gás	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.627	1.627
Nordeste	Óleo/Diesel	545	545	545	545	782	578	560	564	571	578	578	564
Nordeste	Bagaço de cana	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

Fonte: ONS

Tabela 3.8 – Capacidades Mínimas de Produção Térmica (MWmed)

SUBSISTEMA	TECNOLOGIA	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste/C.Oeste	Nuclear	520	520	1.600	1.600	520	1.600	1.100	1.397	1.600	1.600	1.600	1.600
Sudeste/C.Oeste	Gás	33	38	353	467	462	467	568	573	568	573	568	573
Sudeste/C.Oeste	Óleo	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73
Sul	Óleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sul	Gás	400	400	400	400	400	400	249	400	400	400	400	400
Sul	Carvão	345	345	345	335	335	335	335	335	393	393	393	393
Nordeste	Gás	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Nordeste	Óleo/Diesel	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
Nordeste	Bagaço de cana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: ONS

Os dados de oferta constituem o cenário de referência do Planejamento Anual da Operação do ONS [27]. Com base nessas premissas, prevê-se um acréscimo de 2.144 MW ao ano. O aumento da capacidade instalada é proveniente, principalmente das usinas hidrelétricas, porém a participação termelétrica deve passar de 14,2% em 2003 para 17,0% em 2005. Esse aumento se deve principalmente à entrada em operação das usinas constantes do

Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Na tabela 3.9, pode-se visualizar a evolução em 2004 da potência incremental por tipo de fonte de geração.

Tabela 3.9 - Aumento da Capacidade Instalada

TIPO	2004
Hidráulica	1.849
Térmica PPT	4.694
Térmica Emergencial	0
Térmica Outras ¹¹	-143
Nuclear	0
Itaipu Brasil	0
Cap. Inst.SIN	6.400

Fonte: [27]

Nos dados de oferta, também se considera a potência máxima indisponível em cada mês, para os subsistemas do SIN. A tabela 3.10 mostra estes valores:

Tabela 3.10 – Potência Máxima Indisponível

	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte
Janeiro	2.668	224	196	328
Fevereiro	3.174	305	198	331
Marco	3.355	725	1.272	351
Abril	2.842	929	1.579	327
Mai	4.380	1.145	1.270	328
Junho	4.846	1.173	1.812	0
Julho	3.774	3.448	1.781	0
Agosto	3.479	1.182	1.122	369
Setembro	3.326	1.215	961	358
Outubro	2.056	1.049	846	338
Novembro	2.174	824	590	0
Dezembro	2.162	373	516	0

Fonte: [27]

As restrições de transmissão entre os subsistemas são apresentadas na tabela 3.11. Por simplificação, as perdas serão desconsideradas. Para a representação dessas restrições do SIN, o ONS adota como premissa inicial os limites recomendados em consonância com o Relatório ONS-368/3/2003 (Planejamento da Operação Elétrica do SIN - Período janeiro/2004 a

¹¹ O valor negativo em “Térmica Outras” deve-se à saída de Piratininga e Santa Cruz (óleo combustível) que viraram “UTE PPT” (respectivamente, Nova Piratininga e Santa Cruz Nova)

abril/2005) e o Relatório ONS-2.1.036/2003 (Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica - Período 2004 a 2006).

Tabela 3.11 – Capacidades de Transmissão¹² (MWmed)

CONEXÃO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste – Sul	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662	2.662
Sul – Sudeste	535	535	1.665	2.339	2.370	2.370	2.370	2.370	2.370	2.370	2.370	1.359
Sud. – Imperatriz	1.200	1.200	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Imp. – Sudeste	1.200	1.200	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Nordeste – Imp.	76	76	76	76	24	24	24	24	24	24	24	24
Imp. – Nordeste	1.262	1.262	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510
Norte – Imperatriz	1.676	1.676	2.500	2.500	2.755	2.755	3.056	3.256	3.256	3.256	3.256	3.355
Imperatriz – Norte	810	810	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116

Fonte: ONS

Esta estrutura abastece o mercado que tem uma demanda crescente de energia, conforme pode ser notar na tabela 3.12. Os cenários de projeção de carga foram elaborados pelo ONS em conjunto com o CTEM/CCPE para o período 2004-08, consolidados em 05/11/2003. Os cenários macroeconômicos utilizados para as projeções são provenientes de estudos realizados pelo Grupo de Trabalho para Elaboração de Premissas Básicas (GTPB) do CTEM, que contou com a participação de 22 empresas do setor elétrico brasileiro, além de representantes do Ministério de Minas e Energia. Nesta tese foi utilizado o Cenário de Mercado Referência. Esta projeção levou em consideração, além dos valores da carga realizados ate novembro de 2003, a hipótese de um crescimento do PIB de 3,2% para o ano de 2004. Estas premissas apontam para uma carga própria de energia no SIN de 43.704 MWmed para o ano de 2004.

¹²

- O limite de recebimento pelo Sudeste considera a ocorrência de manutenções nas LTs 765 kV Foz - Ivaiporã, Ivaiporã - Itaberó e Itaberó - Tijuco Preto no período de julho a novembro de 2004.
 - O limite de recebimento pelo Sul deverá respeitar o valor máximo de 50% da carga da região.
 - Ate abril/2004, considerou-se no cálculo dos limites de exportação do Sul a ausência de compensação local em Blumenau e Palhoça.

Tabela 3.12 – Mercado (MWmed)

SUBSISTEMA	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste/C.Oeste	26.379	27.172	27.621	27.472	27.201	27.127	27.243	27.667	27.801	28.283	28.207	27.476
Sul	7.216	7.345	7.484	7.282	7.162	7.139	7.116	7.148	7.087	7.151	7.268	7.431
Nordeste	6.883	6.960	7.044	6.966	6.916	6.835	5.900	7.002	7.174	7.355	7.459	7.471
Norte	2.812	2.849	2.865	2.881	2.916	2.932	2.951	1.987	3.007	3.003	2.983	2.954

Fonte: ONS

A taxa de desconto considerada foi de 10% ao ano. De acordo com Planejamento Anual da Operação do ONS [27], esta taxa está em conformidade com o ofício SRG/ANEEL N° 02/2001, de 15/01/2001. E para representação do Custo de Déficit, o ONS considerou nas simulações, de acordo com a Resolução ANEEL N° 682, de 23 de dezembro de 2003, uma curva de corte de carga em quatro patamares para todos os subsistemas, em R\$/MWh, como pode ser visto na tabela 3.13. Esta nova curva representa a atualização pelo IGP-DI daquela constante da Resolução GCE N° 109.

Tabela 3.13 – Curva de Corte de Carga

PATAMARES (% de redução de carga)	VALORES (R\$/MWh)
0 a 5%	749,52
5% a 10%	1.616,95
10% a 20%	3.378,93
Superior a 20%	3.839,76

Fonte: ONS

Nas tabelas 3.14, 3.15, 3.16 e 3.17 são mostrados os valores ótimos relativos à operação das usinas hidrelétricas e térmicas de cada subsistema, para todos os estágios do horizonte de planejamento.

Tabela 3.14 – Resultados Obtidos – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

SUDESTE/C.OESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Nuclear	520	520	1.600	1.600	520	1.600	1.100	1.397	1.600	1.600	1.600	1.600
Gás	33	38	353	467	462	467	568	573	568	573	568	573
Óleo	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	25.758	26.541	25.600	25.332	27.431	24.987	26.652	25.624	26.612	26.873	25.791	25.230
Vertimento	0	0	0	0	0	11.058	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	64.230	93.378	148.380	171.263	178.775	178.775	178.775	173.557	163.494	151.216	153.178	155.427
Exportação Sul	0	0	0	0	2.662	00	1.145	0	1.047	836	0	0
Importação Sul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importação Imperat.	0	0	0	0	1.381	0	0	0	0	0	0	0
Custo Marginal	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87

Tabela 3.15 – Resultados Obtidos – Subsistema Sul

SUL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Óleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás	400	400	400	400	400	400	249	400	400	400	400	400
Carvão	345	345	345	335	335	335	335	335	393	393	393	393
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	6.471	6.600	6.739	6.547	3.765	6.404	5.387	6.413	5.246	5.522	6.475	6.638
Vertimento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	14.223	11.705	7.243	3.365	2.627	4.686	4.877	5.150	2.289	2.289	12.498	11.783
Exportação Sudeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importação Sudeste	0	0	0	0	2.662	00	1.145	0	1.047	836	0	0
Custo Marginal	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86	121,86

Tabela 3.16 – Resultados Obtidos – Subsistema Nordeste

NORDESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Gás	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
Óleo/Diesel	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Bagaço de cana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	6.599	6.676	6.760	6.682	6.632	6.551	5.616	6.718	6.890	7.071	7.175	7.187
Vertimento	0	0	0	0	7.742	3	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	5.979	21.182	30.934	47.789	50.450	50.450	48.677	45.846	42.033	37.594	32.802	28.397
Imp. Imperatriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Marginal	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86	109,86

Tabela 3.17 – Resultados Obtidos – Subsistema Norte

NORTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	2.812	2.849	2.865	2.881	4.297	2.932	2.951	1.987	3.007	3.003	2.983	2.954
Vertimento	0	0	16.138	15.564	11.132	4.092	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	3.473	10.771	11.937	11.937	11.937	12.486	12.626	12.534	11.131	9.345	7.786	6.706
Exp. Imperatriz	0	0	0	0	1381	0	0	0	0	0	0	0
Custo Marginal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

O ano de 2004 foi atípico para o sistema elétrico brasileiro, herança ainda do plano emergencial implementado durante o período de racionamento de energia que foi de junho de 2001 a março de 2002. Como foi visto anteriormente, o plano previa redução de 20% da demanda e contratação de usinas térmicas emergenciais. Esta combinação resultou em uma sobre oferta de capacidade de geração. Dessa maneira, a solução ótima mostra pouca transmissão de energia entre os subsistemas.

A solução do problema pôde ser encontrada com relativa facilidade, devido à utilização de reservatórios equivalentes que permite que o problema seja resolvido a partir do algoritmo PDDD. Este recurso apresenta algumas limitações, como a impossibilidade da representação individualizada das usinas, entretanto, para os objetivos deste trabalho não é necessário conhecer a produção de cada planta, mas a estratégia de operação de cada subsistema. Por isso, trabalhou-se com valores agregados por tecnologia.

CAPÍTULO 4

OPERAÇÃO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS

4.1. Introdução

Observando os resultados obtidos na simulação da operação centralizada do sistema elétrico brasileiro do capítulo 3, nota-se que há bastante exportação de energia do subsistema Sudeste para o Sul, sendo que no mês de maio a linha de transmissão é congestionada, ou seja, a quantidade de energia transmitida é igual à capacidade da linha. Isto pode significar que a rede de transporte de energia está subdimensionada e exige um gerenciamento da congestão por parte do operador do sistema. Neste capítulo este tema será explorado, com o objetivo de mostrar a importância do intercâmbio entre os subsistemas e as consequências de uma rede subdimensionada. Em seguida, será mostrado como o algoritmo PDDD foi expandido para descrever o comportamento estratégico dos subsistemas do setor elétrico brasileiro.

4.2. O Gerenciamento da Congestão

Conforme mencionado no Capítulo 2, para garantir a competição na geração, permitiu-se o livre acesso à rede de transmissão, porém a atividade de transporte de energia no Brasil continua sendo considerada monopólio natural e, como tal, demanda uma regulação adequada. Esta tarefa, entretanto, não é simples, pois não é possível determinar, nem mesmo, o caminho feito pelo fluxo de eletricidade para chegar até o consumidor. Segundo as leis de Kirchoff, esses fluxos seguem o caminho de menor resistência, que não são os estabelecidos

em contratos de fornecimento de energia. Esta dificuldade é complementada pelos problemas de perdas de energia na linha¹³ e de congestão¹⁴.

De acordo com [2], existem basicamente duas vertentes de alternativas para a representação do fluxo de energia, a determinação por caminhos (*path model*) e a determinação por localização (*location resolution*). A primeira abordagem consiste em convencionar um caminho para o fluxo de eletricidade a partir de áreas adjacentes, desconsiderando a rede real de transmissão. A desvantagem da adoção deste modelo está na dificuldade de se captar o congestionamento das linhas, por isso, não há muitos adeptos a esse arranjo. Esta dificuldade é contornada utilizando-se a segunda abordagem que consiste em representar a localização dos compradores e dos vendedores como pontos (nós) ou como zonas do sistema de transmissão. Dessa forma, a tarifa nodal refletirá a diferença entre os preços da energia no ponto exato onde ela é injetada ou retirada da rede.

Retornando aos resultados do capítulo 3, no caso de um gerador da região Sudeste ter um contrato com um consumidor localizado na região Sul, no mês de maio ele poderá não ser totalmente despachado por causa da congestão e, por isso, teria que pagar pela energia não gerada pelo preço do mercado onde a energia seria consumida. O problema é que esta energia pode ser bem cara se houver, por exemplo, uma situação hidrológica desfavorável que resultasse em uma produção hidrelétrica menor. Esta volatilidade de preços, comum em sistemas hidrotérmicos, representa um grande risco para os agentes do setor. Assim, apesar de a metodologia nodal apresentar a vantagem de sinalizar corretamente a necessidade de expansão da rede, ela dificulta a realização de contratos entre agentes localizados em diferentes regiões (ou nós) por causa dos riscos envolvidos nessas negociações.

¹³ As perdas são causadas pela dissipação em forma de calor, sendo que a dimensão desta perda é função de características técnicas das linhas, principalmente da sua resistência, e do fluxo de energia. Apesar de ser uma questão importante no gerenciamento na transmissão, este problema, assim como o *loop flow* e potência reativa, não serão tratados nesse trabalho, pois não modificariam qualitativamente os resultados do modelo.

¹⁴ Uma linha é considerada congestionada quando o fluxo de energia que passa por ela é igual a sua capacidade.

Em um sistema onde há competição na transmissão, contudo, pode-se reduzir a exposição dos geradores a partir da comercialização de contratos de congestão, onde são negociados os direitos da capacidade de transmissão (*transmission rights*). Esses direitos servem como *hedge* tanto para geradores da região onde há excedente, quanto para os consumidores da região deficitária e podem ser negociados no mercado sob a forma de contratos de opções ou de futuros. Para isso, todavia, é necessário que haja uma estrutura adequada para a comercialização desses contratos, o que não é o caso de muitos mercados emergentes como o brasileiro.

No Brasil, é adotada a metodologia zonal, porém a receita dos proprietários das linhas de transmissão é determinada no momento do leilão de concessão das novas construções¹⁵. Os investidores interessados fazem ofertas de receita requerida e vence aquele que fizer a menor. Este valor é incorporado ao preço da energia como um valor fixo e garantem a remuneração dos transmissores durante todo o período de concessão, com risco associado muito reduzido.

Ainda nessa abordagem de resolução por localização, existe uma outra maneira de gerenciar a congestão que é a conhecida como redespacho. De acordo com essa metodologia, o operador do sistema deve fazer uma simulação do despacho das usinas sem levar em conta as restrições de transmissão e uma outra considerando os limites de capacidade da rede. A diferença do custo de operação nos dois casos representa a remuneração dos proprietários das linhas. O resultado neste caso é o mesmo da metodologia nodal.

Existem, entretanto, algumas variações para o arranjo acima descrito. Na Inglaterra, por exemplo, parte do valor relativo à referida diferença de custo de operação do sistema é utilizada como compensação para os geradores que tiveram sua demanda reduzida, após o redespacho, e como pagamento àqueles que tiveram que aumentar a sua produção. À remuneração dos transmissores é acrescentado um valor fixo calculado a partir de um fator de

¹⁵ As novas linhas que serão objeto de leilão de concessão são escolhidas a partir de um plano determinativo de expansão

expansão da rede (*expansion factor*) e de um fator de confiabilidade (*locational security factor*). Estes valores são adicionados à tarifa de energia elétrica [26].

Na Suécia não há nenhuma compensação desse tipo, contudo, os geradores devem fazer ofertas de redução ou de aumento de produção para o operador do sistema redespachar as usinas de acordo com essas informações adicionais. Assim, a produção dos geradores que estiverem dispostos a pagar o maior preço na região onde há excedente será reduzida e será aumentada a dos que ofertarem o menor preço na região deficitária [32].

Na Noruega, o operador do sistema recebe as ofertas de geração e de consumo e deduzem o preço da energia a partir do cruzamento das curvas de oferta e de demanda, sem levar em consideração as restrições de transmissão. Em seguida são simulados os fluxos de eletricidade com o preço obtido. Se alguma limitação para esses fluxos é verificada pelo operador do sistema, então haverá um redespacho. Neste caso, o preço da energia será recalculado nas regiões que seriam afetadas pela congestão a partir da reconstrução das curvas de oferta e de demanda. O resultado será um preço menor do que o calculado antes do redespacho na região onde havia excesso de oferta, porém maior do que seria se fosse adotada a metodologia nodal. Por outro lado, o preço na região onde excesso de demanda será maior que o preço calculado antes de considerar as restrições de transmissão, ou seja, antes do redespacho, porém menor do que o correspondente à metodologia nodal¹⁶ [32].

O gerenciamento da congestão por redespacho, nas várias formas mostradas, apresenta a vantagem de reduzir a exposição dos geradores por mecanismos de mercado, entretanto, o redespacho pode ser bem caro especialmente em sistema elétricos muito complexos como o brasileiro.

¹⁶ É interessante notar que, embora a Suécia e a Noruega façam parte de um mesmo sistema ao lado da Finlândia e da Dinamarca, o Nordpool, eles adotam metodologias diferentes tanto para o gerenciamento da congestão, como para o gerenciamento das perdas de transmissão.

Pignon [32] mostra que em qualquer método adotado, o resultado final do fluxo físico de energia nas linhas de transmissão é o mesmo, a diferença está no fluxo financeiro. Contudo, se a operação de cada subsistema for independente, de forma que cada região possa lucrar com a congestão, ou melhor dizendo, se houver uma competição entre os subsistemas, o resultado tanto do fluxo de energia quanto financeiro pode ser bem diferente.

4.3. A Operação por Subsistemas

O modelo de operação por subsistemas é um arranjo onde cada região do sistema interligado brasileiro gerencia a sua operação de forma independente, criando um ambiente competitivo no âmbito da geração de energia elétrica de forma incentivar o aumento de eficiência das empresas do setor, respeitando a singularidade do setor elétrico brasileiro e as características específicas de cada região, de modo a tirar proveito das sazonalidades e assim otimizar a operação do sistema.

Vários caminhos podem ser percorridos para descrever o processo decisório em um ambiente competitivo, porém Ventosa e outros [39] mostram que as mais relevantes publicações sobre o assunto concentram-se em três principais abordagens: modelos de otimização, modelos de equilíbrio e modelos de simulação. Os modelos de otimização formulam uma estratégia que maximiza o lucro de uma das firmas de um mercado competitivo, sujeito a restrições técnicas e econômicas. Os de equilíbrio vão além, pois representam todo o mercado, considerando a competição entre todos os participantes. Quando, entretanto, o problema em questão é muito complexo, como o da operação do sistema elétrico brasileiro, para se atingir o equilíbrio, através de uma formulação formal, costuma-se utilizar modelos de simulação que apresentam recursos alternativos para se atingir o equilíbrio. Assim, o problema é modelado como de equilíbrio, mas é resolvido através de simulações.

Os modelos de equilíbrio são baseados na Teoria do Jogos, onde se modela a tomada de decisão dos atores participantes de um determinado mercado oligopolístico, que têm como objetivo maximizar lucros, levando em consideração o comportamento dos concorrentes, supondo que estes são racionais e atuam visando maximizar o próprio lucro [31]. O equilíbrio é atingido quando todos os participantes estão fazendo o melhor que podem em função das estratégias das firmas rivais. Tal situação é denominada equilíbrio de Nash. A vantagem da utilização da Teoria dos Jogos no sistema elétrico é que os modelos decorrentes permitem uma boa análise de sensibilidade das estratégias dos agentes do mercado. Não são, entretanto, muito precisos na determinação dos efeitos do poder de mercado sobre os preços [5].

Uma abordagem possível para se determinar o equilíbrio de Nash é a das funções de oferta (*supply functions*) [18], onde são modeladas as estratégias dos oligopolistas relativas a preços ou quantidades, em ambiente de incerteza. Berry e outros [5] utilizam essa abordagem para determinar o equilíbrio de Nash quando existem restrições de transmissão. Nessa abordagem, supõe-se que cada gerador acredita que mudanças nas suas ofertas não motivarão aos geradores rivais a alterarem suas estratégias. A estrutura do problema é a seguinte:

- Inicialmente cada consumidor e produtor escolhem suas funções (de demanda e oferta, respectivamente), que representem as quantidades de energia que estão dispostos a comprar ou a vender a determinados preços;
- Posteriormente, essas informações sobre a oferta e a demanda são passadas para o operador do sistema; e
- O operador do sistema usa essas informações, juntamente com outras disponíveis, para determinar um conjunto de preços e quantidades, que maximizam o bem-estar social (soma dos excedentes do produtor e do consumidor).

Entretanto, von der Fehr e Harbord [40] mostram que as funções de custo dos ofertantes na indústria de energia elétrica apresentam saltos descontínuos. A abordagem

proposta por eles para modelar o mercado é o leilão de múltiplas ofertas garantidas de energia (*sealed-bid multiple-unit auction*) onde os geradores simultaneamente submetem suas ofertas de preços, dada uma determinada capacidade de produção. A partir daí, as usinas são despachadas de acordo com as ofertas de preço e a demanda é realizada pelo preço da usina marginal. Esse modelo, entretanto, não apresenta um equilíbrio de estratégias puras, por causa das restrições de capacidade, conforme demonstrado por Kreps e Scheinkman [19]¹⁷.

Uma outra modelagem conhecida é o jogo da negociação de Nash (*Nash Bargaining Game*). Bai e outros [3] utilizam este arranjo para analisar o fluxo de energia e o seu preço entre duas regiões conectadas por uma linha de transmissão. O método consiste em determinar um valor ótimo para preço e quantidade de energia resultante de um acordo entre o comprador e o vendedor, que tomam suas posições a partir de um conjunto de soluções possíveis. O problema dessa metodologia é que pode haver vários equilíbrios de Nash, principalmente se for considerado o limite de capacidade de transmissão.

Uma das abordagens mais simples de serem implementadas para modelar o comportamento estratégico dos oligopolistas é o modelo de Cournot. As geradoras, nesta abordagem, tomam simultânea e independentemente as suas decisões sobre a quantidade de energia que produzirão, sendo que cada uma considera como fixa a produção da outra. Borenstein e Bushnell [6] utilizam uma extensão desse modelo para descrever comportamento das maiores firmas que competem no mercado, consideradas estratégicas (*price makers*). As menores são consideradas complementares (*price-takers*) e usam o preço do mercado para determinar seus níveis de produção, ou seja, suas escolhas diferem um pouco das estratégias produtivas de Cournot. Bushnell [9] utiliza essa abordagem para um sistema hidrotérmico. Nesse modelo ele descreve, por meio de um subjogo perfeito¹⁸ multi-períodos, o equilíbrio

¹⁷ Esta competição por preços corresponde ao modelo de Bertrand.

¹⁸ Um subjogo-perfeito é um refinamento do equilíbrio de Nash, onde em um jogo dinâmico, cada pedaço (subjogo) satisfaz as condições de equilíbrio [15].

Nash-Cournot entre os produtores estratégicos. Esse equilíbrio em sistema hidrotérmico também é descrito por Scot e Read [34]. Entretanto, a metodologia adotada é o algoritmo da programação dinâmica dual utilizada no planejamento da operação de médio prazo, onde são analisados os efeitos de contratos e da estrutura da indústria sobre o mercado atacadista de energia na Nova Zelândia. Barroso [4] segue a mesma abordagem anterior, porém utilizando a programação dinâmica estocástica para analisar medidas mitigatórias para o exercício do poder de mercado no sistema elétrico brasileiro. Ele investiga o efeito de uma contratação obrigatória entre as usinas geradoras estratégicas e seus consumidores.

Abordagem alternativa ao equilíbrio Nash-Cournot é o Modelo de Bertrand [19], onde as estratégias dos agentes se baseiam na oferta de preços. A hipótese básica é que uma firma pode capturar todo o mercado estabelecendo um preço abaixo dos ofertados pelos competidores. Porém, a limitação de capacidade de produção representa uma importante restrição em um sistema elétrico. Assim, a demanda deve ser alocada ao produtor que oferta o menor preço, que então produz de acordo com a demanda com que ele se defronta. A demanda não atendida por esta firma é atendida pelo segundo produtor de menor preço, e assim sucessivamente. Kreps e Scheinkman [19] demonstram que nessa situação as firmas competidoras escolhem suas capacidades produtivas e então competem ofertando preços. Cabe observar que devido às restrições de capacidade, o resultado corresponde ao equilíbrio de Cournot.

Kelman [17] utiliza esse modelo para o setor elétrico brasileiro. Ele demonstra que a operação de um sistema hidrotérmico baseada em ofertas não é eficiente, pois há distorções nos sinais econômicos, resultantes da remuneração pelo custo marginal de curto prazo, das usinas hidrelétricas instaladas em uma mesma bacia hidrográfica e dispostas em cascata. Para contornar este problema, ele propõe a criação de um Mercado Atacadista de Água para comercialização dos estoques armazenados nos reservatórios das referidas usinas, abordagem

que é desenvolvida mais tarde por Lino [20]. Apesar de esse arranjo se mostrar eficaz na tarefa de distribuir os benefícios econômicos oriundos da utilização da água que enche os reservatórios dessas usinas, assim como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) o é, ele sozinho não é capaz de eliminar outras fontes de poder de mercado, sendo necessária a adoção de outras medidas mitigatórias.

O modelo de Cournot foi também utilizado por Oren [28] para representar a competição em sistemas elétricos considerando as restrições de transmissão, onde um operador independente do sistema (ISO) é responsável pelo despacho ótimo dos geradores baseado nos preços ofertados. Ele descreve como o equilíbrio Nash-Cournot de estratégias puras é atingido em uma rede com dois nós e outra com três. Stoft [34], entretanto, contesta esse resultado, mostrando, por um algoritmo denominado de *fictitious play*, que um único equilíbrio só pode ser atingido por um jogo de estratégias mistas. A limitação principal dessa abordagem é que eles não consideram uma estrutura em que a demanda e a oferta estejam em um mesmo nó. Esse problema é tratado por Borenstein e outros [7], que examinam o papel da linha de transmissão em dois mercados de eletricidade geograficamente distintos, dominados, cada um, por um monopolista. Eles assumem que a rede é operada por uma instituição que visa maximizar o bem-estar social, sinalizando preços que induzam ao uso eficiente da rede, denominados, preços nodais (*nodal pricing*)¹⁹. Sob essa hipótese, se não houver congestionamento os preços serão iguais em ambos os mercados, representando o equilíbrio do duopólio.

Como se pode notar, vários trabalhos têm sido publicados como resultado de um crescente interesse sobre a reestruturação dos mercados de energia elétrica, entretanto, não se observou durante esta pesquisa abordagens que contemplassem a competição em um sistema hidrotérmico considerando os efeitos competitivos das restrições de transmissão.

¹⁹ Para uma discussão detalhada sobre tarifas e custos de transmissão ver [2] e [22].

4.4. Formulação do Problema

A abordagem proposta para descrever a competição entre os subsistemas baseia-se no modelo de Cournot, onde os agentes decidem de forma independente e simultânea a quantidade de energia que produzirão, sendo que cada um considera como dada a produção do outro. No equilíbrio, cada usina estará maximizando seus lucros em função do nível de produção de seus concorrentes, de tal modo que nenhuma das empresas terá qualquer estímulo para alterar sua posição. As estratégias das empresas conduzirão, portanto, a um equilíbrio Nash-Cournot.

Essa abordagem é uma das mais simples, em Teoria dos Jogos, utilizadas para modelar o comportamento estratégico das usinas geradoras de energia elétrica. A partir dessa abordagem é feita uma adaptação ao algoritmo PDDD para, através de simulações, obter o equilíbrio Nash-Cournot. Após o desenvolvimento do algoritmo, a restrição de transmissão será destacada, pois esta é fundamental para o modelo, na medida em que determina o grau de competição do mercado. Dessa forma, pode-se determinar o seu efeito competitivo, bem como a sua capacidade ótima a partir de simulações com o sistema elétrico brasileiro.

A formulação do problema da operação do sistema elétrico, a partir do modelo de Cournot, é similar ao da operação centralizada, como pode ser visto no problema (4.1), e descreve o comportamento estratégico de cada subsistema, que são operados de forma independente. Neste arranjo a comercialização também é independente, somente a regulação continua sendo única para todo o sistema.

A função objetivo, neste caso, representa o lucro total ($\psi_{t,i}$) obtido pelo subsistema i no período t com o fornecimento de $Q_{t,i}$ unidades de energia, onde $Q_{t,i}$ é o somatório da produção hidráulica, da produção térmica e do intercâmbio entre os subsistemas ($q_{t,i} + g_{t,j} + \sum_{k \in \Omega_i} [f_{t,k,i} - f_{t,i,k}]$) da região i no período t , sendo considerado, da mesma forma que na

operação centralizada, o déficit de energia como uma usina térmica virtual. Este lucro é dado pela diferença entre a receita $[p_t(Q_t) \cdot Q_{t,i}]$ e o custo $c_t(u_{t,i})$ relativo à estratégia de produção $(u_{t,i})$ do subsistema i no período t , que compreende os gastos com combustíveis utilizados pelas térmicas, o custo devido ao não atendimento à demanda e o preço pago pela importação de energia, quando for o caso $(c_t(g_{t,i}) + \sum_{k \in \Omega_i} p_{t,k} \cdot f_{t,k,i})$. O termo $p_t(Q_t)$ representa a função de demanda do mercado. Assim, para todo $i = 1, 2, \dots, NS$ (número de subsistemas) e $t = 1, 2, \dots, T$ (horizonte de planejamento) :

$$\Psi_{t,i}(x_{t,i}) = \text{Max}\{[p_t(Q_t) \cdot Q_{t,i} - c_t(u_{t,i})] + \frac{1}{\beta} \Psi_{t+1,i}(x_{t+1,i})\} \quad (4.1)$$

sujeito a

Variável dual

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} - (q_{t,i} + s_{t,i})$$

$$\pi h_i$$

$$\bar{v}_{t,i} \leq v_{t+1,i} \leq \underline{v}_{t,i}$$

$$\pi v_i$$

$$q_{t,i} \leq \bar{q}_{t,i}$$

$$\pi q_i$$

$$q_{t,i} + s_{t,i} \geq l_{t,i}$$

$$\pi l_i$$

$$\underline{g}_{t,j} \leq g_{t,j} \leq \bar{g}_{t,j}$$

$$\pi g_j$$

$$|f_{t,i,k}| \leq \bar{f}_{t,i,k}$$

$$\pi f_{i,k}$$

para $k = 1, 2, \dots, NS$ (número de subsistemas)

$$\text{onde } Q_{t,i} = q_{t,i} + g_{t,j} + \sum_{k \in \Omega_i} [f_{t,k,i} - f_{t,i,k}]$$

A solução ótima para o problema (4.1) não é facilmente obtida, na forma como ele está apresentado acima. Scott e Read [34] mostram, entretanto, que é possível tratá-lo como um problema de programação dinâmica, se ele for decomposto no tempo, ou seja, como vários problemas estáticos. Tem-se, dessa maneira, um problema de programação matemática, cuja função objetivo é não linear, com restrições de igualdades e desigualdades.

Como uma função de Lagrange, o problema (4.1) pode ser expresso da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 L_t(Q_{t,i}; q_{t,i}; g_{t,i}; v_{t+1,i}; s_{t,i}; f_{t,i,k}; \lambda_1; \mu_1; \mu_2; \mu_3; \mu_4; \mu_5; \mu_6; \mu_7) = & p_t(Q_t) \cdot Q_{t,i} - c_t(u_{t,i}) + \frac{1}{\beta} \Psi_{t+1,i}(x_{t+1,i}) + \\
 & \lambda_1(v_{t,i} + a_{t,i} - v_{t+1,i} - q_{t,i} - s_{t,i}) + \mu_1(l_{t,i} - q_{t,i} - s_{t,i}) + \mu_2(y_{t+1,i} - v_{t+1,i}) + \mu_3(\bar{v}_{t+1,i} - v_{t+1,i}) + \mu_4(\bar{q}_{t,i} - q_{t,i}) \\
 & + \mu_5(\underline{g}_{t,i} - g_{t,i}) + \mu_6(\bar{g}_{t,i} - g_{t,i}) + \mu_7(\bar{f}_{t,i,k} - f_{t,i,k})
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

onde $\lambda_1, \mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4, \mu_5, \mu_6, \mu_7$, são multiplicadores de Lagrange. A partir daí, podem ser determinadas as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker para o subsistema i , no estágio t . Assim, para o conjunto dos subsistemas a derivada da função de Lagrange com respeito a Q_t , a demanda de todo o sistema elétrico, é:

$$\partial L_t / \partial Q_t = Q_t \cdot (p_t(Q_t) + [\partial p_t(Q_t) / \partial Q_t] \cdot Q_{t,i} - c'_{t,i}) = 0$$

Como Q_t é diferente de zero tem-se que:

$$p_t(Q_t) + [\partial p_t(Q_t) / \partial Q_t] \cdot Q_{t,i} = c'_{t,i} \tag{4.3}$$

onde o lado esquerdo da equação representa a receita marginal e $c'_{t,i}$, o custo marginal.

Colocando $p_t(Q_t)$ em evidência, tem-se:

$$p_t(Q_t) \cdot \left[1 + \frac{\partial p_t(Q_t)}{\partial Q_t} \cdot \frac{Q_{t,i}}{p_t(Q_t)} \cdot \frac{Q_t}{Q_t} \right] = c'_{t,i}$$

Note que a expressão $[\partial p_t(Q_t) / \partial Q_t] \cdot [Q_t / p_t(Q_t)]$ representa a inversa da elasticidade de demanda por energia do mercado.

Definindo $\varepsilon = [\partial Q_t / \partial p_t(Q_t)] \cdot [p_t(Q_{t,i}) / Q_t]$, com $\varepsilon < 0$, então:

$$p_t(Q_{t,i}) \cdot \left[1 + \frac{1}{\varepsilon} \cdot \frac{Q_{t,i}}{Q_t} \right] = c'_{t,i}$$

onde $Q_{t,i} / Q_t$ é a da participação do região i no total da produção do sistema elétrico. Definindo $v_i = Q_{t,i} / Q_t$, tem-se:

$$p_t(Q_{t,i}) \cdot \left[1 + \frac{1}{\varepsilon / v_i} \right] = c'_{t,i} \tag{4.4}$$

O termo ε/v_i neste caso representará a elasticidade da demanda pela qual o subsistema i se depara. Assim, quanto menor for a participação da região i no mercado, mais elástica será esta curva de demanda. No limite, se a participação desta região no mercado for mínima, a curva de demanda será quase plana e o preço tenderá ao custo marginal.

4.5. O Equilíbrio do Mercado

As condições de otimalidade, que determinam o equilíbrio do mercado, também podem ser obtidas para cada período t através de uma relação entre a geração de energia elétrica e o preço. Partindo da hipótese que a demanda pela qual o subsistema i se depara é uma função linear e que não há restrição de transmissão, então

$$Q_{t,i} = Q_{0,i} - \rho_i \cdot (p_t - p_{0,i})$$

onde $\rho_i > 0$ e $(Q_{0,i}; p_{0,i})$ é um ponto na curva de demanda a qual o subsistema i se depara.

Somando-se a demanda de todos os subsistemas, tem-se:

$$Q_t = Q_0 - \delta \cdot p_t + p_0$$

onde Q_t é a demanda do mercado, $Q_0 = \sum_{i=1}^n Q_{0,i}$, $\delta = \sum_{i=1}^n \rho_i$ e $p_0 = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot p_{0,i}$. Colocando-se p_t

em evidência, tem-se a função de demanda inversa:

$$p_t = \frac{Q_0}{\delta} + \frac{p_0}{\delta} - \frac{Q_t}{\delta}$$

Substituindo na equação (4.3), obtém-se a expressão:

$$\frac{Q_0}{\delta} + \frac{p_0}{\delta} - \frac{Q_t}{\delta} - \frac{Q_{t,i}}{\delta} = c'_{t,i}$$

desenvolvendo a expressão acima, chega-se ao seguinte sistema de equações:

$$\frac{Q_0}{\delta} + \frac{p_0}{\delta} - \frac{2Q_{t,1}}{\delta} - \frac{Q_{t,2}}{\delta} - \dots - \frac{Q_{t,n}}{\delta} = c'_{t,1}$$

$$\frac{Q_0}{\delta} + \frac{p_0}{\delta} - \frac{Q_{t,1}}{\delta} - \frac{2Q_{t,2}}{\delta} - \dots - \frac{Q_{t,n}}{\delta} = c'_{t,2}$$

$$\frac{Q_0}{\delta} + \frac{p_0}{\delta} - \frac{Q_{t,1}}{\delta} - \frac{Q_{t,2}}{\delta} - \dots - \frac{2Q_{t,n}}{\delta} = c'_{t,n}$$

O somatório desse sistema resulta na seguinte expressão:

$$\frac{nQ_0}{\delta} + \frac{np_0}{\delta} - \frac{(n+1)Q_t}{\delta} = C'_t$$

onde $C'_t = \sum_{i=1}^n c'_{t,i}$. Colocando Q_t em evidência, obtém-se como demanda de equilíbrio do mercado:

$$Q_t^* = \frac{nQ_0 + np_0 - \delta C'_t}{n+1} \quad (4.5)$$

e como preço de equilíbrio :

$$p_t^* = \frac{Q_0 + p_0 + \delta C'_t}{(n+1)\delta} \quad (4.6)$$

4.6. Algoritmo PDDD Adaptado

O algoritmo PDDD, conforme mostrado no capítulo 3, decompõe o problema da operação em um conjunto de problemas menores, cada qual associado a um estágio do planejamento. O resultado é alcançado através de um processo de decisão seqüencial. Se a função objetivo de cada um desses problemas menores representar o lucro máximo de um subsistema para um dado preço e para quantidades fixas dos concorrentes, então o PDDD dará como resultado ótimo o equilíbrio Nash-Cournot.

Considerando que a demanda seja conhecida, o algoritmo que determina o processo decisório dos subsistemas em um ambiente competitivo pode ser descrito da seguinte maneira: Considere uma aproximação inicial para a função de lucro futuro e para as quantidades produzidas de cada subsistema²⁰, bem como para o custo marginal; determine a estratégia ótima para um subsistema, assumindo que a produção dos concorrentes permanece

²⁰ Diferentemente do despacho de mínimo custo, a estratégia passa a ser individual de cada subsistema, ou seja, existe uma função objetivo para cada subsistema [4].

constante; faça o mesmo para os outros agentes²¹. As etapas seguintes têm as mesmas características do despacho centralizado.

O algoritmo completo pode ser descrito conforme a seguir:

1) Faça $I=1$, NSUB

$$\text{Faça } \psi_{t+1,i}(x_{t+1,i}) = 0$$

$J=1$ (número de iterações)

$$Z^{\max} = 0$$

$p_t = \pi_D$ (preço obtido no despacho de custo mínimo)

$$Q_{t,i} = Q_{t,i}^* \text{ (quantidade produzida do } i\text{-ésimo subsistema no despacho de custo mínimo)}$$

2) Resolver o problema (4.1) para $i = 1, 2, \dots, \text{NSUB}$ e $t = 1, 2, \dots, T$. (simulação *forward*)

Se $i=I$, então $Q_{t,I} = Q$

3) Se $t=1$, defina $Z(J)_{\min} = \sum_{i=1}^{\text{NSUB}} \Psi_{1,i}(x_{1,i})$

4) Calcular Z^{\max} :

$$Z^{\max} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{\text{NSUB}} \Psi_{t,i}(x_{t,i})$$

5) Seja TOL uma tolerância especificada

Se $|z^{\max} - z_{\min}| \leq TOL$ a solução é ótima.

$$\text{Se } I=\text{NSUB} \text{ e } Z(J)_{\min} = \sum_{i=1}^{\text{NSUB}} \Psi_{1,i}(x_{1,i}) < Z(J+1)_{\min} = \sum_{i=1}^{\text{NSUB}} \Psi_{1,i}(x_{1,i}). \text{ Fim}$$

Caso contrário, faça $I=I+1$ e vá para 1

Caso contrário, vá para o passo 6

6) Resolver o problema para $t = T, T-1, \dots, 1$ (simulação *backward*)

²¹ Uma boa aproximação para preço spot e quantidades produzidas iniciais é o obtido no despacho centralizado[5].

Seja $E(\pi^*_{t,i}) = \sum_{i=1}^n \pi_{h,t,i}$ o vetor de multiplicadores simplex associado às restrições do

balanço hídrico na soluções ótimas α^* a hidrelétrica de cada subsistema i . Estes multiplicadores são usados para formar uma nova restrição do tipo $\alpha_{t+1,i} \leq \alpha^*_{t,i} + \pi^*_{t,i} v_{t,i}(v_{i,t} - v^*_{t,i})$ que serão adicionadas à função $\psi_{t+1,i}(v_{t+1,i})$.

7) Faça $J=J+1$, $p_t = p^*_t$, $Q_{t,i} = Q^*_{t,i}$ e vá para 2.

O modelo apresentado acima também foi programado em FORTRAN utilizando-se o pacote OSL da IBM (vide anexo 2) e aplicado usando os mesmos valores do caso analisado no capítulo anterior, porém desconsiderando-se as restrições de transmissão.

As curvas de demanda de cada subsistema foram assumidas como lineares. A construção destas foi feita da seguinte maneira: assumindo que os operadores dos subsistemas agem de forma racional, então o subsistema i não importará energia do subsistema k por um preço ($p_{t,k}$) superior ao seu custo marginal, ou seja:

$$\text{se } p_{t,k} > c'_{t,i} \Rightarrow Q_{t,i} = q_{t,i} + g_{t,i}$$

O subsistema i só vai importar energia por um preço ($p_{0,k}$) inferior ao seu custo marginal. Definindo a produção do subsistema i quando há importação de energia do subsistema k por $Q_{0,i}$, então:

$$\text{se } p_{0,k} < c'_{t,i} \Rightarrow Q_{0,i} = Q_{t,i} - f_{t,k,i}$$

Assim, a curva de demanda que o subsistema i se depara pode ser representada pela seguinte expressão:

$$Q_{t,i} = Q_{0,i} - \frac{f_{t,k,i}}{p_{t,k} - p_{0,k}}(p_{t,i} - p_{0,i})$$

onde $(Q_{0,i} ; p_{0,i})$ é um ponto na curva de demanda a qual o subsistema i se depara. Os resultados para o caso em que as restrições de transmissão entre os subsistemas são desconsideradas são apresentados nas tabelas a seguir:

Tabela 4.1 – Resultados Obtidos (MWmed) – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

SUDESTE/C.OESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Nuclear	520	520	1.600	1.600	520	1.600	1.100	1.397	1.600	1.600	1.600	1.600
Gás	33	38	353	467	462	467	568	573	568	573	568	573
Óleo	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73	68	73
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	25.758	26.541	25.600	25.332	27.513	24.987	26.652	25.624	26.491	26.873	25.791	25.230
Vertimento	0	0	0	0	0	11.058	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	64.230	93.378	148.380	171.263	178.775	178.775	178.775	173.557	163.615	151.337	153.299	155.548
Exportação Sul	0	0	0	0	2.782	0	1.145	0	926	836	0	0
Importação Sul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importação Imperat.	0	0	0	0	1.502	0	0	0	0	0	0	0
Preço (R\$/MWh)	171,00	171,00	168,00	172,00	171,00	171,00	171,00	172,00	172,00	172,00	172,00	167,00

Tabela 4.2 – Resultados Obtidos (MWmed) – Subsistema Sul

SUL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Óleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás	400	400	400	400	400	400	249	400	400	400	400	400
Carvão	345	345	345	335	335	335	335	335	393	393	393	393
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	6.471	6.600	6.739	6.547	3.644	6.404	5.387	6.413	5.367	5.522	6.475	6.638
Vertimento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	14.223	11.705	7.243	3.365	2.748	4.807	4.998	5.271	2.289	2.289	12.498	11.783
Exportação Sudeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importação Sudeste	0	0	0	0	2.782	0	1,145	0	926	836	0	0
Preço (R\$/MWh)	171,00	171,00	168,00	172,00	171,00	171,00	171,00	172,00	172,00	172,00	172,00	167,00

Tabela 4.3 – Resultados Obtidos (MWmed) – Subsistema Nordeste

NORDESTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Gás	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
Óleo/Diesel	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Bagaço de cana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	6.599	6.676	6.760	6.682	6.632	6.551	5.616	6.718	6.890	7.071	7.175	7.187
Vertimento	0	0	0	0	7.742	3	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	5.979	21.182	30.934	47.789	50.450	50.450	48.677	45.846	42.033	37.594	32.802	28.397
Imp. Imperatriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Preço (R\$/MWh)	171,00	171,00	168,00	172,00	171,00	171,00	171,00	172,00	172,00	172,00	172,00	167,00

Tabela 4.4 – Resultados Obtidos (MWmed) – Subsistema Norte

NORTE	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	2.812	2.849	2.865	2.881	4.297	2.932	2.951	1.987	3.007	3.003	2.983	2.954
Vertimento	0	0	16.138	15.564	11.132	4.092	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	3.473	10.771	11.937	11.937	11.937	12.486	12.626	12.534	11.131	9.345	7.786	6.706
Exp. Imperatriz	0	0	0	0	1.381	0	0	0	0	0	0	0
Preço (R\$/MWh)	171,00	171,00	168,00	172,00	171,00	171,00	171,00	172,00	172,00	172,00	172,00	167,00

Quando as restrições de transmissão são consideradas, elas passam a desempenhar um papel importante na operação do sistema, que é o de determinar o nível de competição no mercado, visto que se a capacidade dela não for grande o suficiente, um dos subsistemas poderá exercer o seu poder de mercado e provocar a congestão da linha, tornando-se assim, monopolista da demanda residual, ou seja, daquela não atendida pelo intercâmbio entre os subsistemas. Neste caso, tanto o fluxo financeiro quanto o fluxo de energia podem ser diferentes dos resultados apresentados acima.

Borenstein e outros [7] desenvolvem um modelo onde é determinada a capacidade ótima da rede de transporte de energia, que é aquela em que não será interessante para nenhum dos agentes exercer o referido poder de mercado. Isto acontece quando a linha é grande o suficiente, de maneira que cada empresa tenha um lucro maior nessa situação do que teria se estivesse provocando a congestão. Pode-se notar, por outro lado, que não há nenhum ganho social em aumentar a capacidade da linha de transmissão além daquela que leva ao equilíbrio Nash-Cournot, cujos resultados são apresentados nas tabelas 4.1 a 4.4. A dimensão ótima da linha de transmissão pode ser determinada, portanto, comparando-se o lucro da região importadora quando ela adota a estratégia de congestionar a rede para diferentes capacidades de transmissão, com o lucro que ela obter quando não há restrições de transporte de energia. No capítulo 5 este modelo será apresentado e em seguida aplicado ao setor elétrico brasileiro.

CAPÍTULO 5

O EFEITO COMPETITIVO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

5.1 Introdução

A adoção da hipótese de não restrição de transmissão permitiu que a solução de equilíbrio da simulação do capítulo anterior pudesse ser encontrada com relativa facilidade. Entretanto, em um caso real, não é factível desconsiderar estas restrições, devido a sua importância no planejamento da operação de sistemas elétricos. Por causa da dimensão territorial, no Brasil, a influência das linhas é ainda maior, pois permite o aproveitamento das sazonalidades das diferentes regiões. Entretanto, deve-se dimensionar corretamente as redes de transporte de energia, porque uma estrutura abaixo da capacidade ótima limitará o intercâmbio entre os submercados e, por outro lado, um superdimensionamento significa desperdício dos escassos recursos do país.

Em um sistema competitivo, além dos fatores citados acima, as linhas de transmissão têm ainda o papel de determinar o grau de competição e, portanto, o nível de eficiência no planejamento da operação do sistema, visto que pode ser interessante para uma empresa dentro de um determinado subsistema induzir à congestão²² da linha, tornando-se monopolista da demanda residual não atendida pela importação de energia de outras regiões.

Borenstein e outros [7] tratam este problema examinando o efeito da introdução de uma linha de transmissão em dois mercados de eletricidade de idênticas estruturas (mercados simétricos), mas geograficamente distintos, dominados cada um por um monopolista. Eles mostram que por causa da homogeneidade da energia, da inexistência de custo de despacho para outras regiões e da simetria dos mercados, a conexão dos dois sistemas faz os preços caírem e a produção aumentar, sem necessariamente haver fluxo de energia entre as regiões.

²² Uma linha de transmissão é considerada congestionada quando o fluxo de energia é igual a sua capacidade.

Isso significa que, embora a linha não seja utilizada, a presença dela é muito importante, pois mantém os preços baixos, devido simplesmente à ameaça de competição entre os mercados. O caso dos mercados assimétricos também é tratado no artigo, obtendo-se resultados qualitativamente semelhantes.

Neste capítulo será apresentado o modelo estático desenvolvido por esses autores. Em seguida, este modelo será estendido para ser aplicado ao caso dinâmico que é o adequado para representar um sistema hidrotérmico como o brasileiro.

5.2 O Modelo Estático

Denominando por N e por S cada região, Borestein e outros [7] desenvolvem uma abordagem estática para determinação do efeito competitivo das linhas de transmissão, onde as demandas são caracterizadas por idênticas funções inversas $p^S(X^S)$ e $p^N(X^N)$, sendo X^N e X^S as quantidades consumidas em cada mercado e $p^S(.) \equiv p^N(.) \equiv p(.)$.

Eles consideram que cada mercado tem um único ofertante, as firmas n e s , que produzem x^n e x^s , respectivamente, com idênticos custos $c(x)$. Para a empresa n (por exemplo) o lucro obtido na venda de x^n unidades de energia na região n , quando o seu competidor vende x^s unidades de energia na região n , pode ser representado por:

$$\psi(x^n, x^s) = p(x^n + x^s) x^n - c(x^n) \quad (5.1)$$

Se não houver restrições de transmissão, de forma que essas duas regiões possam ser consideradas um único mercado caracterizado como um duopólio, então o lucro da firma n será expresso por:

$$\Psi(x^n, x^s) = p[(x^n + x^s)/2] x^n - c(x^n), \quad (5.2)$$

que é o retorno obtido pela venda x^n unidades de energia a um preço que é dado quando a quantidade total produzida é dividida igualmente entre as duas regiões que têm idênticas características.

De acordo com o modelo de Cournot, a estratégia das firmas é maximizar os seus lucros, tomando como dada a quantidade produzida pela concorrente. Assumindo que a função de lucro $\Psi(x^n, x^s)$ é estritamente côncava em x^n , duplamente diferenciável, e que:

$$x^n = R_n(x^s)$$

onde $R_n(x^s)$ é a função de reação da firma n , obtida a partir da condição de primeira ordem para maximização do seu lucro:

$$\Psi_n'(R_n(x^s), x^s) = p'[(x^n + x^s)/2] + p'[(x^n + x^s)/2]x^n - c'(x^n) = 0$$

Para garantir que a função de lucro será estritamente côncava, considere a derivada segunda da função (5.2) com relação a x^n :

$$\Psi_{nn}''(x^n, x^s) = 2p'[(x^n + x^s)/2] + p''[(x^n + x^s)/2]x^n - c''(x^n)$$

e com relação a x^s :

$$\Psi_{ns}''(x^n, x^s) = p'[(x^n + x^s)/2] + p''[(x^n + x^s)/2]x^n$$

Como a demanda tem inclinação negativa ($p'[(x^n + x^s)/2] < 0$), se a função de custo da firma n for convexa ($c''(x^n) \geq 0$) e a demanda côncava ($p''[(x^n + x^s)/2] \leq 0$), assegura-se que $\Psi_{nn}''(x^n, x^s) < 0$, ou seja, que é estritamente côncava e, da mesma forma, que $\Psi_{ns}''(x^n, x^s) < 0$.

De acordo com Tirole [38], para ter certeza que haverá uma solução de equilíbrio, ou seja, que as funções de reação $R_n(x^s)$ e $R_s(x^n)$ vão se cruzar, pode-se assumir que:

$$p(0) > c'(0)$$

e que:

$$R_s^{-1}(0) > R_n(0) = x^n_0$$

onde $R_s^{-1}(\cdot)$ é a inversa da função $R_s(\cdot)$ e x^n_0 nível de produção de n que induz a firma s produzir zero²³.

²³ Pode-se notar que uma função de demanda linear e um custo marginal constante satisfazem a condição de concavidade estrita da função de lucro.

Deve-se ressaltar, contudo, que a existência de uma solução de equilíbrio não significa que ela seja única. Para que isso aconteça é necessário que a inclinação da função de reação da firma n seja maior que a da firma s , conforme ilustra a figura 5.1.

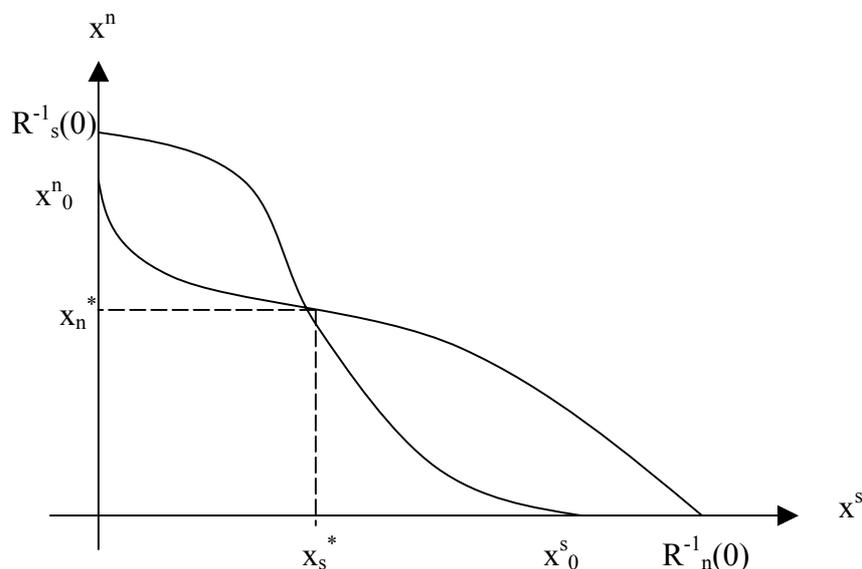


Figura 5.1 – Solução de equilíbrio de Cournot

Tirole [38] demonstra que a condição necessária para que o equilíbrio seja único é que

$$|\Psi_{nn}''(x^n, x^s)| > |\Psi_{ns}''(x^n, x^s)|$$

Em resumo, para assegurar a existência de um único equilíbrio na ausência de restrição de transmissão, devem ser assumidas as seguintes hipóteses:

- (1) as firmas produzem quantidades estratégicas (Cournot);
- (2) os custos marginais de cada empresa são não decrescentes, $c'' \geq 0$;
- (3) $\psi'(x^n, x^s) < 0$, $\psi''(x^n, x^s) < 0$, $\Psi'(x^n, x^s) < 0$, $\Psi''(x^n, x^s) < 0$; e
- (4) $|\Psi_{nn}''(x^n, x^s)| > |\Psi_{ns}''(x^n, x^s)|$.

Neste modelo, supõe-se também que a rede de transmissão que conecta as duas regiões é operada por uma instituição que visa maximizar o bem-estar social, sinalizando preços que induzam ao uso eficiente da estrutura, que são denominados preços nodais (*nodal pricing*). Sob esta hipótese, se não houver congestão da linha os preços serão iguais em ambos os

mercados e representarão o equilíbrio do duopólio de Cournot. Caso contrário os preços serão proporcionais à capacidade de transmissão. O custo efetivo de transmissão, desta forma, será a diferença entre o preço do nó onde a energia é injetada na rede e do nó onde é consumida.

Sob a hipótese de preços nodais, a energia fluirá para o mercado de maior preço, sujeito aos limites de transmissão²⁴ e cada firma receberá o mesmo preço para toda a sua produção, seja a energia consumida localmente ou não. Definindo k como a capacidade de transmissão, as quantidades produzidas pelas firmas para os dois mercados poderão ser representadas pelas seguintes funções de produção:

$$(X^N, X^S) = \begin{cases} (x^n + k, x^s - k) & \text{se } x^n < x^s - 2k \\ (1/2(x^n + x^s), 1/2(x^n + x^s)) & \text{se } x^s - 2k < x^n < x^s + 2k \\ (x^n - k, x^s + k) & \text{se } x^n > x^s + 2k \end{cases} \quad (5.3)$$

Cada firma se depara com uma curva de demanda, assumida como linear. A figura 5.2 ilustra como a quantidade produzida pela firma n varia em função dos preços. Para uma linha de transmissão de capacidade k , se a firma n produz uma quantidade que varia entre $x^s - 2k$ e $x^s + 2k$ então a rede estará descongestionada e os mercados estarão competindo efetivamente com preços e quantidade iguais. Neste caso a demanda com que a firma n se depara será mais elástica, pois ela será representada pela soma das demandas das regiões N e S . Se a firma n produz uma quantidade menor que $x^s - 2k$, então a equação (5.3) indica que a quantidade k de energia é despachada de S para N , congestionando a linha. A firma n , com isso, vai se deparar com uma curva de demanda que terá uma inclinação menor, representando um maior poder de mercado da firma n , e deslocada para esquerda de k unidades. Quando n aumenta sua produção a partir de $x^n = x^s + 2k$, então k unidades de energia serão despachadas para a região

²⁴ Neste modelo, por simplificação, não são consideradas as perdas de transmissão.

S com a linha congestionada no outro sentido, o que deslocará a curva de demanda para a direita em k unidades.

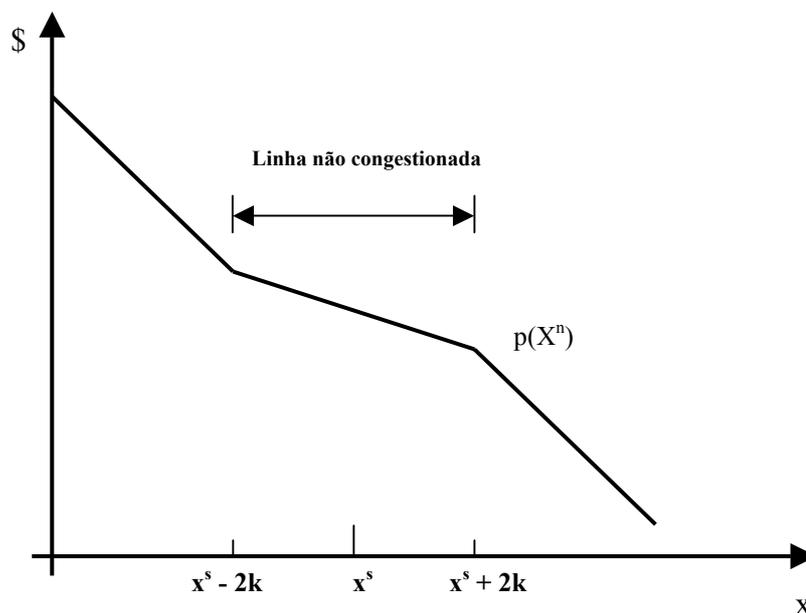


Figura 5.2 – Curva de demanda pela qual a firma n se depara quando a firma s produz x^s

Como a estratégia de cada firma é maximizar seus lucros baseado na quantidade estratégica produzida, então, para a firma n , tem-se:

$$\begin{aligned}
 \psi(x^n, k) &= x^n p(x^n + k) - c(x^n) && \text{se } x^n < x^s - 2k \\
 \Psi(x^n, x^s) &= x^n p(1/2(x^n + x^s)) - c(x^n) && \text{se } x^s - 2k < x^n < x^s + 2k \\
 \psi(x^n, -k) &= x^n p(x^n - k) - c(x^n) && \text{se } x^n > x^s + 2k
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

e similarmente para a empresa s . A figura 5.3 ilustra as estratégias de cada firma.

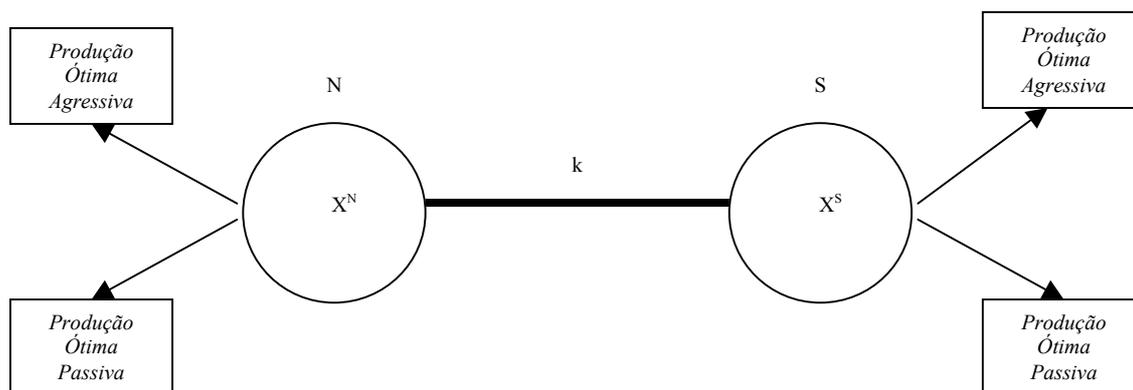


Figura 5.3 – Dois mercados conectados por uma linha de capacidade k

Se não houver conexão entre as duas regiões, cada empresa geradora produzirá x_m^i e estabelecerá o preço p_m como um monopolista. Com uma linha de transmissão suficientemente grande, os preços nos dois mercados serão iguais ao de equilíbrio do duopólio de Cournot, p_c , assim como a quantidade produzida x_c^i . Quando a linha de transmissão é pequena, entretanto, uma das firmas será capaz de aumentar a sua produção de forma a congestionar a rede. Por exemplo, no limite, se a produção da empresa n for nula, então a quantidade ótima que s deve produzir é a de um monopolista que se depara com a demanda de sua região e mais a quantidade que congestionará a linha no sentido S para N ²⁵. A firma s estará adotando essa estratégia enquanto $x^n < x^s - 2k$. Borestein e outros [7] a denominam de produção ótima agressiva (*optimal aggressive output*). Essa quantidade, aqui definida como x_a^s , pode ser derivada a partir da função de melhor resposta de s na presença de uma linha de tamanho k , quando ela se depara com uma curva de demanda $p(x^s + k)$:

$$x_a^s = \text{Max } \psi(x^s, k) \quad (5.5)$$

²⁵ Quando uma linha de transmissão é construída para conectar as duas regiões, uma das firmas i estará disposta a aumentar a sua produção, a partir da condição inicial de monopolista (x_m^i), mesmo se esta linha for de pequena capacidade, pois se nenhuma firma o fizer, a linha estará descongestionada criando as condições do duopólio de Cournot, que resultará em uma produção ainda maior x_c^i .

Para s manter essa estratégia mais agressiva sua produção deve ser sempre $2k$ unidades maior que n . Se firma n , entretanto, decidir aumentar a sua produção para $x^n > x^s + 2k$, a firma s manterá a mesma estratégia até um ponto, definido como x_v^i , em que torna-se mais lucrativo adotar uma estratégia menos agressiva. Nestas condições, s pode permitir n exportar k unidades para a sua região e irá maximizar o seu lucro se tornando um monopolista da demanda residual deste mercado. Borestein e outros [7] denominam essa nova estratégia de produção ótima passiva (*optimal passive output*). Essa quantidade, aqui definida como x_p^s , pode ser determinada a partir da função de melhor resposta de s na presença de uma linha de tamanho k , quando ela se depara com uma curva de demanda $p(x^s - k)$:

$$x_p^s = \text{Max } \psi(x^s, -k) \quad (5.6)$$

Borestein e outros [7] mostram que a firma que adota essa última estratégia não se contenta com tal posição, pois o preço no seu mercado seria o mesmo de antes da importação de energia, porém como uma produção menor. Assim sendo, sua receita marginal seria maior do que antes. Como o custo marginal é não decrescente (hipótese 2), isto implica que a firma estará disposta a produzir mais. Isso pode ser visto na figura 5.4, que mostra que a função de melhor resposta de cada firma ($R_n(x^s)$) tem inclinação positiva para um conjunto de pontos até atingir x_v^s em que há um salto descontínuo para uma quantidade menor quando a produção da outra firma é suficientemente grande. Com essa redução a linha ficará congestionada no outro sentido. Dessa maneira, pode-se notar que as funções não se cruzam se k for pequena. Ou seja, para linhas de transmissão com capacidades suficientemente pequenas, não existe um equilíbrio de estratégias puras para um duopólio simétrico de Cournot.

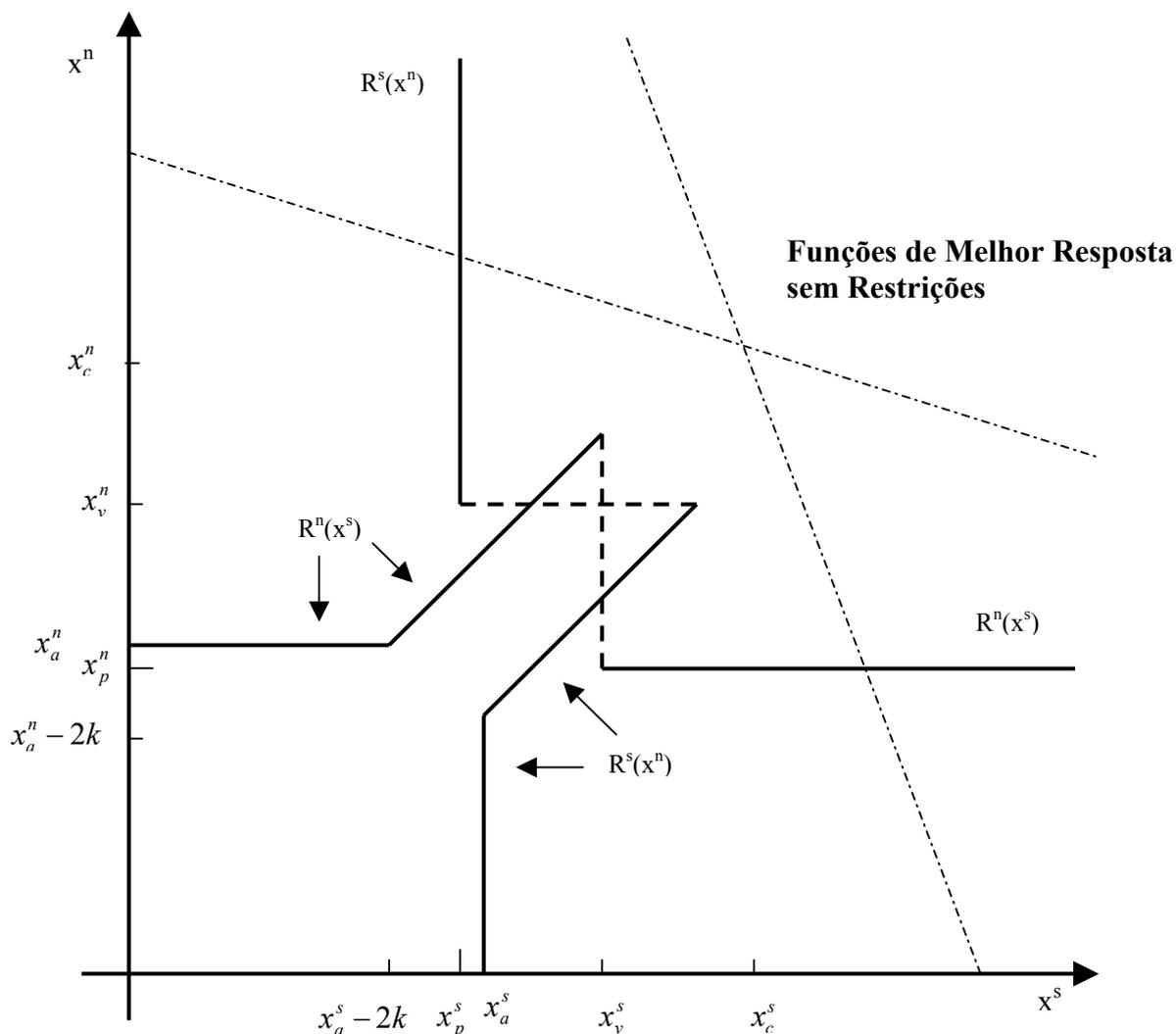


Figura 5.4 – Funções de Melhor Resposta para pequena capacidade de transmissão²⁶

Na medida em que k aumenta o resultado do problema vai se modificando. Apesar de, para algum k , determinada firma achar conveniente congestionar a linha para o outro mercado produzindo $2k$ a mais do que a outra, não existe um ponto ótimo em que se esteja produzindo uma quantidade superior ao equilíbrio do duopólio de Cournot. A figura 5.5 mostra que para uma determinada linha de capacidade k a função de melhor resposta coincide com a função de Cournot quando não há restrição de transmissão até o ponto em que há o salto descontínuo em x_v^s .

²⁶ Fonte: Borenstein e outros [7]

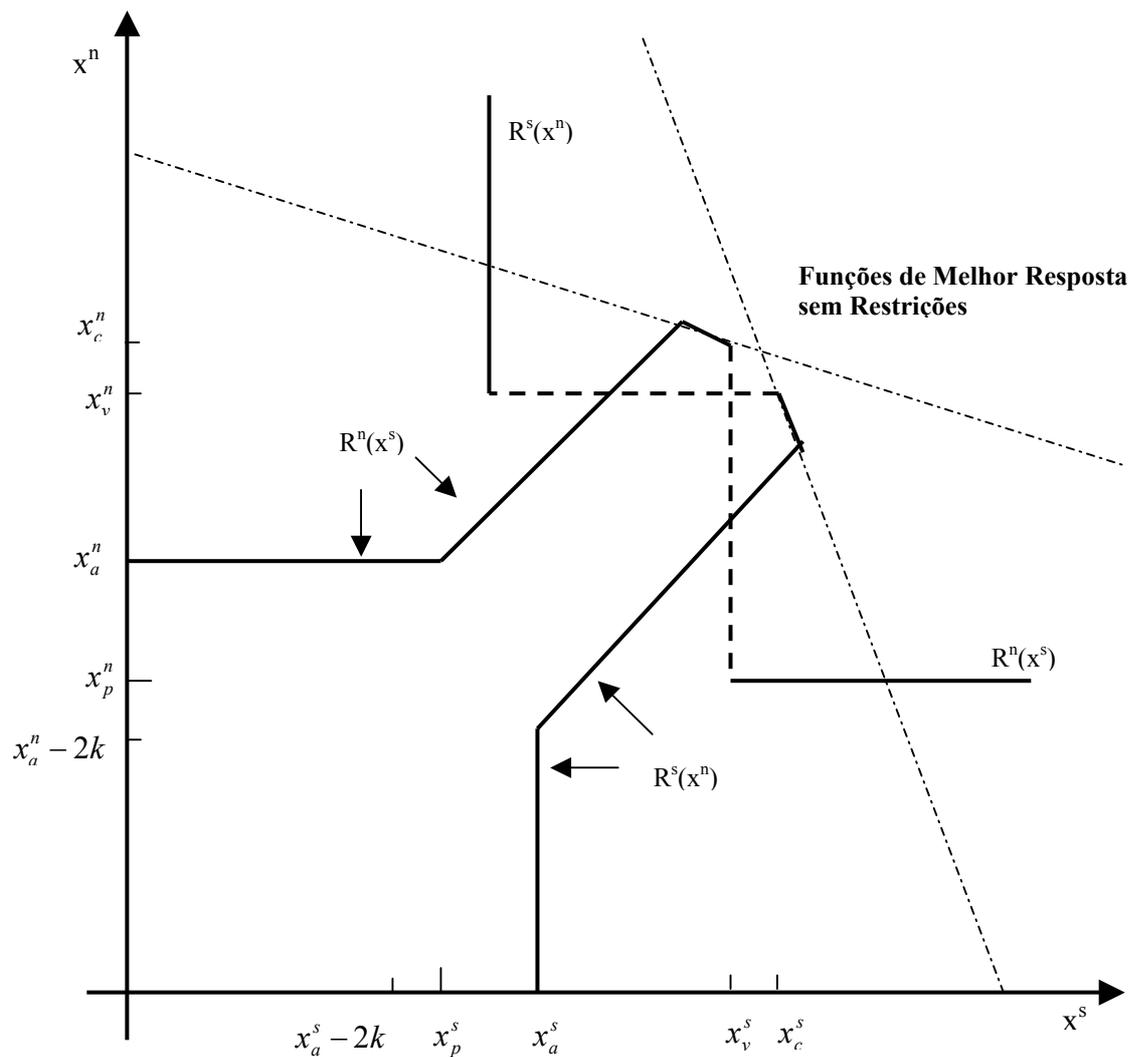


Figura 5.5 – Funções de Melhor Resposta coincidentes com as de Cournot sem restrição de transmissão²⁷

Porém, se k torna-se grande o suficiente, o ponto de descontinuidade na função de melhor resposta de cada firma ocorrerá no equilíbrio acima citado, conforme ilustrado na figura 5.6.

²⁷ Fonte: Borenstein e outros [7]

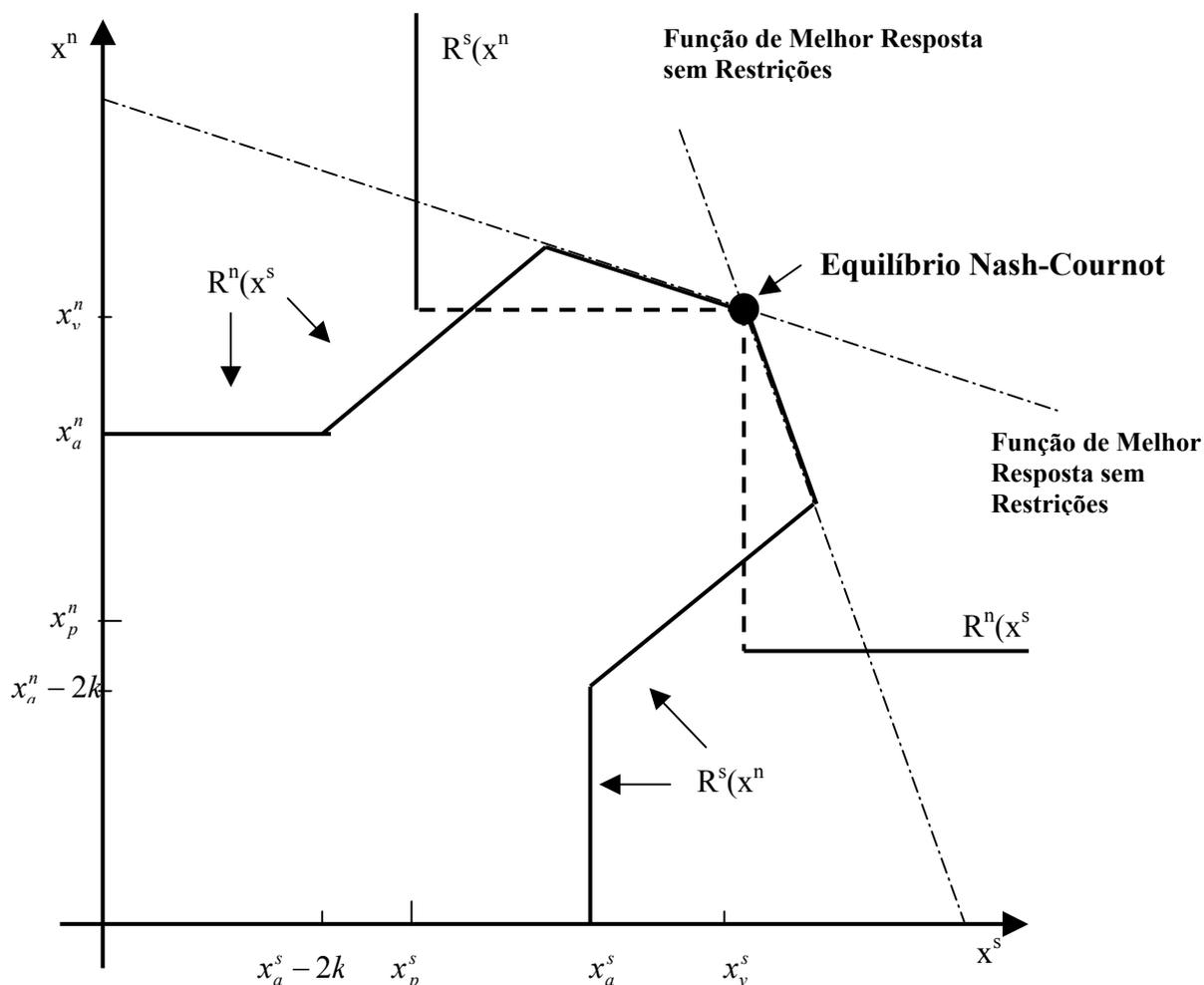


Figura 5.6 – Capacidade da linha que permite o equilíbrio Nash-Cournot²⁸

A condição, então, para se obter este equilíbrio é que k seja grande o suficiente de forma que cada empresa tenha um lucro maior nessa situação do que teria se estivesse produzindo a quantidade ótima passiva (*optimal passive output*). Um aumento em k altera as funções de melhor resposta, mas o ponto em que elas se interceptam continua o mesmo. Assim, não há nenhum ganho social em aumentar a capacidade da linha de transmissão daquela que resulta no equilíbrio Nash-Cournot. Esse tamanho ótimo da rede (k^*) proporciona o mesmo lucro para a firma s (ou n) produzindo a quantidade de equilíbrio ou a ótima passiva quando a firma n (ou s) produz a quantidade ótima do duopólio de Cournot sem restrições. O

²⁸ Fonte: Borenstein e outros [7]

problema, então, é encontrar esse k^* . Borestein e outros [7] utilizam um exemplo bem simples para ilustrar como se pode determinar o k^* .

Considerando um caso em que a demanda em cada mercado seja $X = 10 - p$ e o custo marginal de produção constante e igual a zero, sem a linha, cada firma produziria 5 unidades e o preço seria 5. Com uma linha de grande capacidade entre os mercados não existirá restrição de transmissão e as firmas competirão efetivamente. O equilíbrio Nash-Cournot será atingido quando cada uma estiver produzindo 6,67 unidades a um preço de \$3,33, obtendo um lucro de \$22,22.

Usando esses resultados pode-se notar que o resultado do duopólio de Cournot é alcançado quando $k \geq 0,57$ (aproximadamente). Com esse valor as duas firmas seriam indiferentes entre produzir 6,67 unidades e produzir 4,71, a produção ótima passiva, dado que a outra está produzindo 6,67 unidades. Para qualquer outro valor maior que 0,57 ambas empresas vão preferir o equilíbrio Nash-Cournot. Esse resultado é obtido quando a capacidade da linha é 17% do aumento total da produção resultante da conexão entre os dois mercados. Como apontado anteriormente, se essa linha fosse construída o equilíbrio Nash-Cournot seria atingido mesmo sem fluxo de energia.

5.3 O Modelo Dinâmico

O modelo descrito anteriormente pode representar bem um sistema puramente térmico, porém para um hidrotérmico é necessário levar em consideração a dinâmica do processo de decisão inerente a esse tipo de sistema. Entretanto, isso pode ser feito utilizando-se uma extensão do algoritmo da programação dinâmica dual, obtendo-se resultados qualitativamente semelhantes.

Considere o caso determinístico para duas regiões N e S , onde as afluências e demanda de cada usina hidrelétrica sejam estimadas (ou seja, não são estocásticos) e a função de

demanda com que cada subsistema se depara seja linear. Cada mercado é atendido por um subsistema hidrotérmico, n e s , de idênticas estruturas, com custos de produção iguais a $c(x)$. Com uma linha capacidade k interligando as duas regiões e assumindo as mesmas hipóteses (1-4) do modelo estático para garantir a existência de um único equilíbrio na ausência da congestão, o problema dinâmico do subsistema n (e, da mesma forma, do subsistema s) pode ser representado por:

$$\begin{aligned} \psi(X_t^n) &= \text{Max}[x_t^n p_t(x_t^n + k) - c(x_t^n) + \psi(X_{t+1}^n)] \\ \text{s.a} & & \text{se } x_t^n < x_t^s - 2k \\ A_t^n x_t^n &\geq b_t^n \\ \\ \Psi(X_t^n) &= \text{Max}[x_t^n p_t(1/2(x_t^n + x_t^s)) - c(x_t^n) + \Psi(X_{t+1}^n)] \\ \text{s.a} & & \text{se } x_t^s - 2k < x_t^n < x_t^s + 2k \quad (5.7) \\ A_t^n x_t^n &\geq b_t^n \\ \\ \psi(X_t^n) &= \text{Max}[x_t^n p_t(x_t^n - k) - c(x_t^n) + \psi(X_{t+1}^n)] \\ \text{s.a} & & \text{se } x_t^n < x_t^s + 2k \\ A_t^n x_t^n &\geq b_t^n \end{aligned}$$

onde X_t^n é função de produção do subsistema n , o vetor x_t^n representa os volumes finais das usinas hidrelétricas, as vazões turbinadas, as gerações térmicas e outras variáveis de decisão do sistema n no estágio t ; a expressão $A_t^n x_t^n \geq b_t^n$, o conjunto de restrições às quais o problema está sujeito; e $\Psi(X_{t+1}^n)$, as conseqüências futuras das decisões atuais. O objetivo do problema é maximizar o lucro de cada sistema.

A presença de uma linha de transmissão suficientemente grande entre as regiões faz a produção de cada sistema aumentar e os preços caírem para os níveis do equilíbrio Nash-Cournot. Com uma rede de pequena capacidade, entretanto, um dos sistemas será capaz de produzir mais energia de maneira a provocar uma congestão. Essa é produção ótima agressiva. O outro sistema que permitirá a exportação de k unidades para o seu mercado produzirá uma quantidade ótima passiva. Da mesma forma que no caso estático, o problema é

encontrar um tamanho ótimo para a linha de transmissão (k^*), que resulte no equilíbrio Nash-Cournot.

Para exemplificar, considere dois subsistemas hidrotérmicos idênticos compostos, cada um, por uma usina hidrelétrica e uma térmica. O horizonte de planejamento é de três anos para um fator de desconto de 10%. Os dados sobre aflúncias e demanda são apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Afluência e demanda em cada estágio do planejamento

ANO	AFLUÊNCIAS (MWmed)	DEMANDA (MWmed)
1	300	450
2	300	480
3	200	500

A função de demanda com que cada subsistema se depara é dada pela expressão $x_t = 1200 - 3p_t$, donde se obtém a função de demanda inversa $p_t = 400 - (x_t^n + x_t^s)/6$. As características das usinas hidrelétricas são apresentadas na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Características das Usinas Hidrelétricas

Usinas Hidrelétricas	Ano 1	Ano 2	Ano 3
Volume Inicial (MWmed)	200	-	-
Volume Máximo (MWmed)	500	500	500
Volume Mínimo (MWmed)	100	100	100
Geração Máxima (MWmed)	250	300	300

As características das usinas térmicas são apresentadas na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Características das Usinas Térmicas

Usinas Térmicas	Ano 1	Ano 2	Ano 3
Geração Máxima (MWmed)	200	200	300
Custo de Produção (\$/MWh)	100	100	100

O resultado de equilíbrio do oligopólio é apresentado na tabela 5.4 abaixo. O lucro obtido por cada subsistema no início do período de planejamento é de \$ 176 milhões.

Tabela 5.4 – Equilíbrio Nash-Cournot

Resultados	Ano 1	Ano 2	Ano 3
Geração Térmica (MWmed)	200	180	200
Déficit (MWmed)	-	-	-
Geração Hidro (MWmed)	250	300	300
Vertimento (MWmed)	000	000	000
Armazenamento (MWmed)	250	250	150
Transmissão $N \Rightarrow S$	000	000	000
Transmissão $S \Rightarrow N$	000	000	000
Preço (\$/MWh)	250	240	233

A capacidade ótima da linha de transmissão é alcançada quando a região que adota a estratégia passiva torna-se indiferente entre produzir esta quantidade ou a que representa o equilíbrio do oligopólio, ou seja, quando o lucro obtido adotando-se a estratégia passiva é mesmo do obtido no resultado de equilíbrio do oligopólio. A tabela 5.5 mostra o lucro obtido pelo subsistema n no ano 1 quando o mesmo adota a estratégia passiva na presença de diferentes capacidades de transmissão.

Tabela 5.5 – Lucro Obtido quando n Adota a Estratégia Passiva

Limite de Transmissão (MWmed)	5	10	15	19
Lucro (10^6 R\$)	183	181	178	176

Pela tabela acima, pode-se notar que 19 MWmed é a capacidade ótima de transmissão k^* . Em tal situação, não faz mais sentido aumentar a rede, porque não traria mais nenhum benefício social.

A capacidade ótima da rede permite que o equilíbrio Nash-Cournot seja alcançado. Pode-se notar no resultado apresentado na tabela 5.4 que, com uma linha de transporte suficientemente grande, não haverá intercâmbio de energia entre os subsistemas. Isto mostra que a presença de uma rede de transmissão bem dimensionada é importante pois induz ao equilíbrio do oligopólio, reduzindo o poder de mercado dos subsistemas, sem necessariamente haver transmissão de energia entre os subsistemas.

5.4 Sistemas Assimétricos

No mundo real logicamente não existe um sistema simétrico como o do exemplo apresentado no item anterior. No entanto, conforme mostrado em [7], a aplicação deste modelo em sistemas assimétricos proporciona resultados bastante similares, no sentido que pode ser determinada uma capacidade ótima de transmissão (k^*), que leva a um equilíbrio Nash-Cournot. Neste caso, entretanto, diferentemente de um sistema simétrico, uma solução de equilíbrio de estratégias puras é factível quando as regiões são conectadas por uma linha de transmissão relativamente pequena.

Para ver isto, considere as duas regiões S e N inicialmente isoladas cujos preços de equilíbrio do monopólio sejam respectivamente p_m^S e p_m^N , com $p_m^S < p_m^N$. Se uma linha de transmissão de capacidade k relativamente pequena for construída entre as duas regiões e o subsistema n mantiver a sua produção fixa, então k unidades de energia serão transportadas de S para N , o que ainda resultará em $p^S < p^N$. Com esta situação, a firma n irá preferir adotar a estratégia ótima passiva, pois de outra maneira, ou seja, descongestionando a linha ou congestionando-a no outro sentido, teria que aumentar a sua produção até um nível em o seu preço reduzisse ao patamar de p^S , o que tornaria o seu lucro ainda menor. Portanto, é factível um equilíbrio combinando uma estratégia de produção passiva de n e uma agressiva por parte de s (equilíbrio passivo/agressivo), conforme ilustrado na figura 5.7.

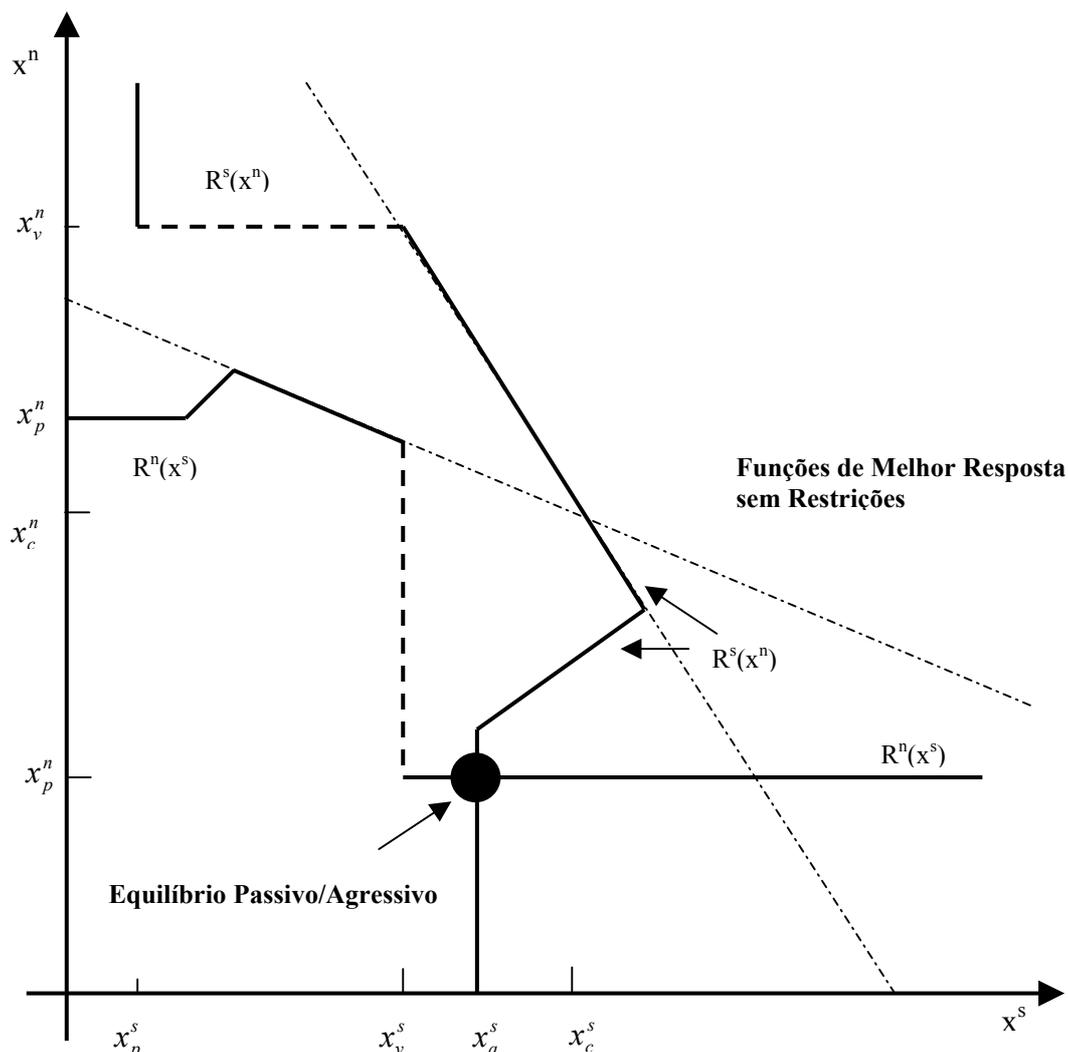


Figura 5.7 – Equilíbrio de estratégias puras para um sistema assimétrico²⁹

Na medida em que k aumenta, torna-se menos lucrativo para a firma n permitir a congestão da linha para ser o monopolista da demanda residual. Para uma linha de capacidade superior a um determinado nível, que Borenstein e outros [7] denominam como \hat{k} , torna-se mais atrativo para a firma n adotar a estratégia mais agressiva, o que elimina o equilíbrio passivo/agressivo. Aumentando-se ainda mais k , o equilíbrio de estratégias puras de Cournot sem restrições pode ser atingido. Isto ocorre quando cada firma prefere adotar esta estratégia à de produção passiva. Neste caso a capacidade de transmissão será a ótima e é representada novamente por k^* .

²⁹ Fonte: Borenstein e outros [7]

Quando a capacidade da linha de transmissão, entretanto, atinge k^* dois resultados possíveis podem ser obtidos, a saber :

Caso 1. $0 < k < \hat{k}$ equilíbrio passivo/agressivo

$\hat{k} < k < k^*$ não há equilíbrio de estratégias puras

$k^* < k$ equilíbrio de Cournot sem restrições

ou

Caso 2. $0 < k < k^*$ equilíbrio passivo/agressivo

$k^* < k < \hat{k}$ equilíbrio passivo/agressivo e equilíbrio de Cournot sem restrições

$\hat{k} < k$ equilíbrio de Cournot sem restrições

O caso 1 é ilustrado na figura 5.8. Ele acontece quando deixa de existir equilíbrio de estratégias puras depois que uma determinada capacidade de transmissão (\hat{k}) é alcançada. Esta capacidade torna a estratégia ótima passiva para a firma n não atrativa. A firma n , neste caso, adotará uma estratégia mais agressiva, sem implicar em congestionar a linha no sentido oposto. Assim, se para uma capacidade de transmissão \hat{k} não há equilíbrio passivo/agressivo, então não haverá equilíbrio passivo/agressivo para nenhuma linha de capacidade superior a \hat{k} .

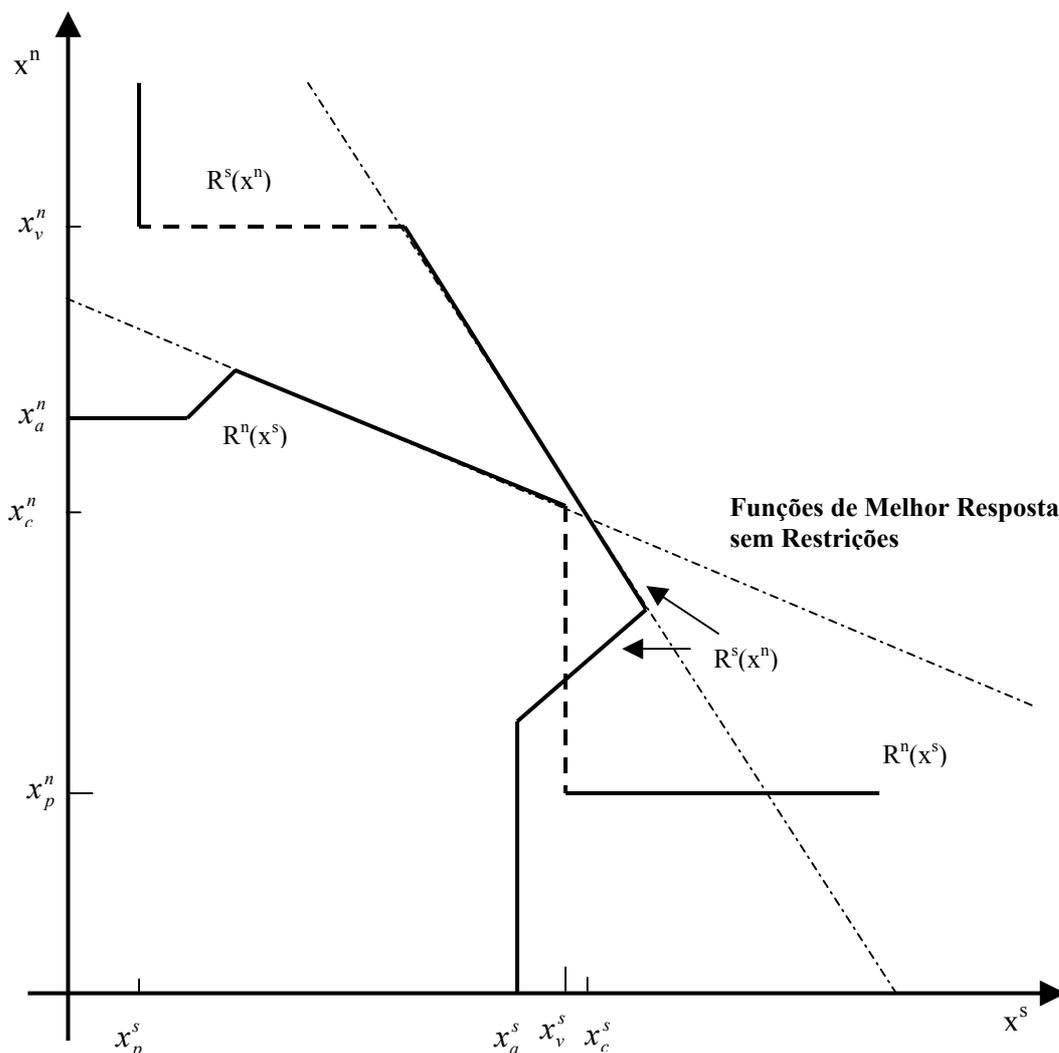


Figura 5.8 – Capacidade de transmissão que não sustenta um equilíbrio de estratégias puras³⁰

Para exemplificar o caso 1, Borenstein e outros [7] consideram duas regiões N e S cuja energia é suprida por dois subsistemas térmicos n e s (caso estático). As demandas são representadas pelas equações $x^s = 10 - p$ e $x^n = 12 - p$, sendo a função de custo de cada firma $c(x^s) = c(x^n) = 0$. Se as regiões não estiverem conectadas, então cada subsistema agirá como monopolista. Os preços neste caso nas regiões N e S serão, respectivamente, \$ 5 e \$ 6, e as produções, 5 e 6. Na presença de uma linha suficientemente grande, o resultado de equilíbrio de Cournot será $x^n = x^s = 7,33$ e $p = 3,67$. O lucro de cada firma neste caso será de \$ 26,89. Se

³⁰ Fonte: Borenstein e outros [7]

o subsistema n (por exemplo) adotar a estratégia passiva, então sua função de lucro será dada pela equação $\psi = x^n(12 - x^n - k)$. A capacidade ótima de transmissão será aquela em que o subsistema n será indiferente entre adotar a estratégia passiva e aquela que resulta no equilíbrio de Cournot. Isto acontecerá quando, para uma determinada capacidade de transmissão k , o lucro obtido adotando a estratégia passiva for \$ 26,89. Neste caso, o k^* será igual a 1,63.

Para uma linha de capacidade ligeiramente inferior à capacidade ótima, $k = 1,6$ por exemplo, um resultado de equilíbrio de estratégias puras não é alcançável, pois será mais lucrativo para o subsistema n adotar a estratégia passiva. A melhor resposta para o subsistema s será produzir $x_a^s = 5,81$, que é menor que a quantidade de equilíbrio de Cournot $x_c^s = 7,33$, conforme ilustrado na figura 5.8.

O caso 2, ilustrado na figura 5.9, ocorre quando há pelo menos um equilíbrio de estratégias puras para qualquer k . Nota-se neste caso que mesmo com uma linha de capacidade k^* conectando as duas regiões, o subsistema n será indiferente entre produzir a quantidade de equilíbrio de Cournot, ou adotar a estratégia ótima passiva, ou seja, os dois equilíbrios são factíveis.

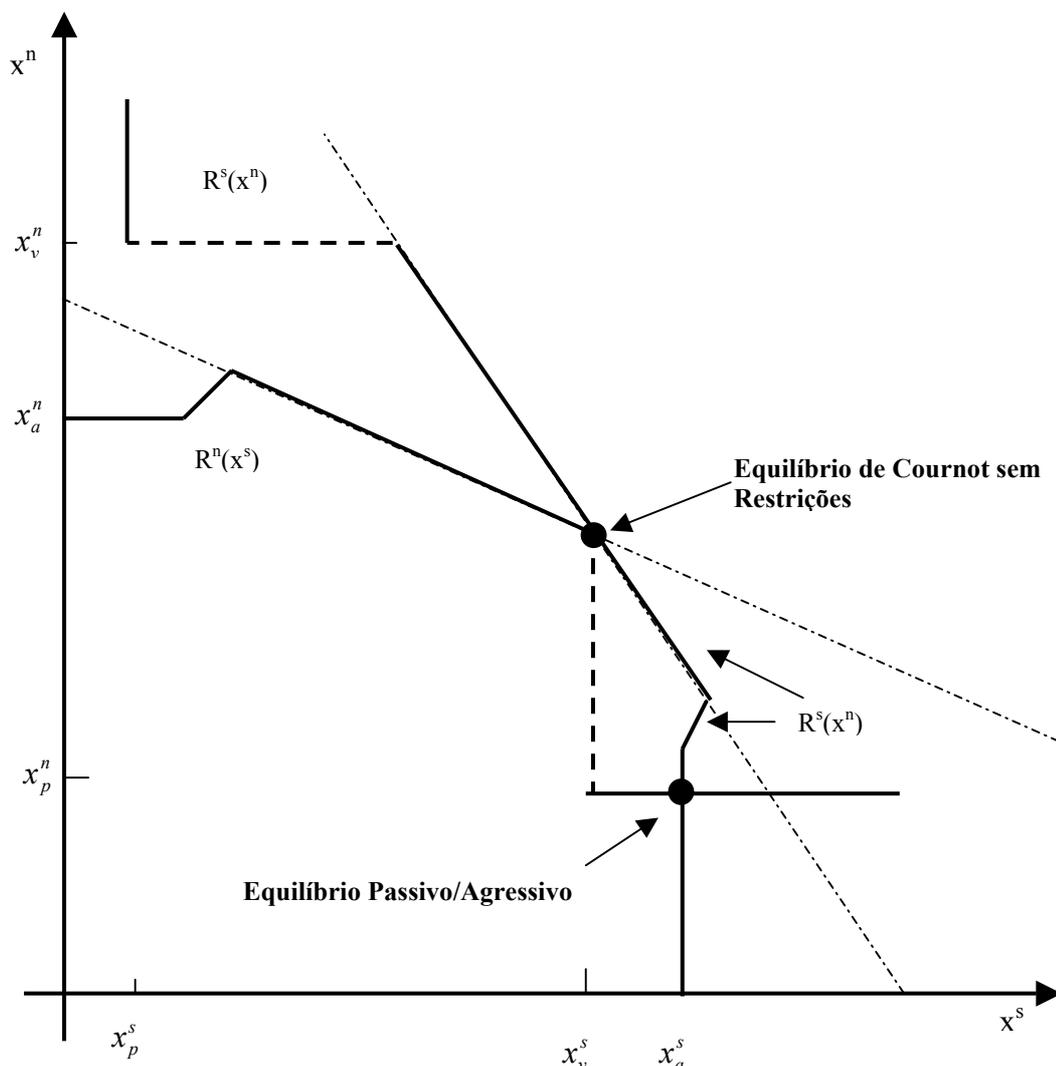


Figura 5.9 – Equilíbrio de estratégias puras existe para qualquer k^{31}

Para exemplificar o caso 2, Borenstein e outros [7] consideram novamente duas regiões N e S que são atendidas por dois subsistemas n e s que se deparam com as demandas $x^s = 15 - p$ e $x^n = 15 - 4p$. As funções de custo são assumidas novamente como $c(x^s) = c(x^n) = 0$. Se as regiões não estiverem conectadas, então cada subsistema será monopolista e maximizarão seus lucros produzindo 7,5, a um preço $p^n = 7,5$ e $p^s = 1,87$. Com uma linha suficientemente grande o resultado de equilíbrio de Cournot será $x^s = x^n = 10$, a um preço $p = 2$. O lucro de cada subsistema neste caso será \$ 20. Se novamente o subsistema n adotar a estratégia passiva, então sua função de lucro será dada pela equação $\psi = x^n(15 - x^n - k)$. A

³¹ Fonte: Borenstein e outros [7]

capacidade ótima de transmissão será aquela em que o subsistema n será indiferente entre adotar a estratégia passiva e aquela que resulta no equilíbrio de Cournot. Isto acontecerá quando, para uma determinada capacidade de transmissão k , o lucro obtido adotando a estratégia passiva for \$ 20. Dessa forma, o k^* será igual a 6,06.

Para uma linha de capacidade ligeiramente inferior à ótima, $k = 6$ por exemplo, o equilíbrio de Cournot não é alcançável, porém, diferentemente do caso 1, haverá um equilíbrio passivo/agressivo. Nessa situação, congestionando a linha o subsistema n irá maximizar o seu lucro produzindo 4,5 e a melhor resposta do subsistema s será produzir 10,5.

Se as duas regiões estiverem conectadas por uma linha de capacidade $k^* = 6,06$, então como foi visto o equilíbrio do duopólio será factível. Entretanto, se o subsistema n resolve adotar a estratégia passiva, a linha estará congestionada e n maximizará seu lucro produzindo 4,47 e a melhor resposta de s será produzir 10,53. Diferentemente do caso 1, a melhor resposta de s implica em uma produção maior que o equilíbrio de Cournot ($x_a^s > x_c^s$, vide figura 5.9). Esta produção maior de s reduz a lucratividade de n em adotar a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot. Assim, na presença de uma linha de capacidade $k^* = 6,06$, se s resolve adotar a estratégia agressiva e congestionar a rede no sentido $S - N$, então a melhor resposta de n será a estratégia passiva. Por outro lado, se s resolve adotar a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot, a melhor resposta de n é produzir a quantidade que leva a tal equilíbrio. Dessa forma, no caso 2 na presença de uma linha de capacidade $k^* = 6,06$ tanto o equilíbrio passivo/agressivo, quanto o equilíbrio de Cournot é solução factível.

O equilíbrio passivo/agressivo deixa de ser factível para uma capacidade de transmissão (\hat{k}) for superior à 6,36. Neste caso, o lucro que o subsistema n obtém adotando a estratégia ótima passiva, que congestionava a linha, em resposta à estratégia ótima agressiva de s , é menor do que adotando a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot, em resposta a

mesma estratégia agressiva de s . A tabela 5.6 mostra como se obtém \hat{k} , onde ψ_p^n é o lucro que o subsistema n obtém adotando a estratégia ótima passiva e ψ_c^n é o lucro proporcionado pela estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot. O preço na primeira situação é a um preço p_p^n e na segunda p_c^n .

Tabela 5.6 – Dimensionamento da linha de transmissão

x_a^s	x_p^n	p_p^n	ψ_p^n	x_c^n	p_c^n	ψ_c^n	k
12,96	4,32	4,32	18,66	9,66	1,93	18,66	6,36
12,99	4,33	4,33	18,75	9,67	1,93	18,68	6,34
13,02	4,34	4,34	18,84	9,67	1,93	18,70	6,32
13,05	4,35	4,35	18,92	9,68	1,94	18,72	6,30
13,08	4,36	4,36	19,01	9,68	1,94	18,74	6,28
13,11	4,37	4,37	19,10	9,69	1,94	18,76	6,26
13,14	4,38	4,38	19,18	9,69	1,94	18,78	6,24
13,17	4,39	4,39	19,27	9,70	1,94	18,80	6,22
13,20	4,40	4,40	19,36	9,70	1,94	18,82	6,20
13,23	4,41	4,41	19,45	9,71	1,94	18,84	6,18
13,26	4,42	4,42	19,54	9,71	1,94	18,86	6,16
13,29	4,43	4,43	19,62	9,72	1,94	18,88	6,14
13,32	4,44	4,44	19,71	9,72	1,94	18,90	6,12
13,35	4,45	4,45	19,80	9,73	1,95	18,92	6,10
13,38	4,46	4,46	19,89	9,73	1,95	18,93	6,08
13,41	4,47	4,47	19,98	9,74	1,95	18,95	6,06

Em qualquer um dos casos, como se pode notar, o aumento na capacidade de transmissão aumenta gradualmente a competição e torna possível o equilíbrio de Cournot sem restrições, conforme ocorre no exemplo com sistemas simétricos.

CAPÍTULO 6

CAPACIDADE ÓTIMA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

6.1 Introdução

Neste capítulo será retomado o caso simulado utilizando o modelo de operação independente por subsistemas considerando as restrições de transmissão. Neste caso, se a capacidade das linhas de transmissão não estiver bem dimensionada, ou seja, se não forem suficientemente grandes, um dos subsistemas poderá exercer o seu poder de mercado provocando o congestionamento da rede para se tornar monopolista de demanda residual, aquela não atendida pelo intercâmbio de energia entre as regiões. Aumentando a capacidade de transmissão, este subsistema somente manterá esta estratégia se o lucro que ele obtiver for maior que o da estratégia que leva a equilíbrio Nash-Cournot. A capacidade ótima da linha de transmissão será alcançada quando ele se torna indiferente em adotar qualquer uma das estratégias.

6.2 Redimensionamento das Linhas de Transmissão

Para resolução dos casos apresentados nos capítulos 3 e 4, foi adotada a hipótese de que as afluências, a demanda e a expansão das usinas eram conhecidas, para o período de planejamento. Os dados apresentados estão agregados por subsistemas, inclusive os das usinas hidrelétricas que são agrupadas em reservatórios equivalentes de energia.

A agregação das hidrelétricas é feita a partir do Modelo Equivalente de Energia [21], que é empregado no programa NEWAVE e permite o cálculo desses reservatórios representativos mesmo em subsistemas que possuem vínculos hidráulicos. Isto simplifica a solução do problema da operação em sistemas que possuem usinas localizadas em bacias hidrográficas que ocupam mais de uma região. A bacia do São Francisco é um dos exemplos,

como pode ser visto na parte marrom da figura 6.1. Ela situa-se tanto na região Nordeste, como na região Sudeste.



Figura 6.1 – Bacias hidrográficas brasileiras

Em um modelo competitivo, contudo, a agregação dos reservatórios por região pode tornar incompatíveis as estratégias de geração hidráulica de cada mercado, a menos que se redimensionassem as fronteiras dos subsistemas para contornar esse problema. Neste caso, no lugar de regiões, os subsistemas do setor elétrico brasileiro poderiam corresponder a cada bacia hidrográfica. Nesta tese, entretanto, por entender-se que isso vai além dos objetivos do trabalho, assumiu-se a hipótese de que cada região tem bacias independentes.

Para redimensionar a capacidade das linhas de transmissão, foi utilizada novamente a função (4.1), porém considerando os fluxos de transmissão como valores fixos, de forma a representar a estratégia ótima passiva de cada região. A curva de demanda que cada subsistema se depara será deslocada em $\bar{f}_{t,i,k}$ para a esquerda se esta região for importadora e para a direita se for exportadora. No caso da região importadora, a curva de demanda pode ser representada pela expressão:

$$Q_{t,i} = Q_{0,i} - \rho_i \cdot (p_t - p_{0,i}) - \bar{f}_{t,i,k}$$

Colocando p_t em evidência, tem-se:

$$p_t = \frac{Q_{0,i} + \rho_i p_{0,i} + \bar{f}_{t,i,k} - Q_{t,i}}{\rho_i}$$

Substituindo na expressão (4.3), obtém-se a quantidade ótima passiva, que é a melhor resposta do subsistema i quando $\bar{f}_{t,i,k}$ é exportada para a sua região. Definindo esta produção como $Q_{t,i}^p$ (sendo $Q_{t,i}^p = \text{Max } \psi(Q_{t,i}, -k)$, vide expressão (5.6)), então:

$$Q_{t,i}^p = \frac{Q_{0,i} + \rho_i p_{0,i} + \bar{f}_{t,i,k} - \rho_i c'_{t,i}}{2} \quad (6.1)$$

e o preço neste caso será:

$$p_t = \frac{Q_{0,i} + \rho_i p_{0,i} + \bar{f}_{t,i,k} + \rho_i c'_{t,i}}{2\rho_i} \quad (6.2)$$

Assim, para o cálculo da produção ótima passiva, as expressões (6.1) e (6.2) são utilizadas no lugar das expressões (4.19) e (4.20), que são as utilizadas no caso sem restrições que resulta nas produções ótimas de Cournot.

Conforme citado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro é dividido em quatro subsistemas correspondendo às regiões dos sistemas interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O principal critério para identificação das regiões é a restrição do fluxo de transmissão de energia. Por isso, dentro de um subsistema são desconsideradas estas

restrições. Nesta tese, foram consideradas quatro linhas de transmissão com fluxo nos dois sentidos: a Sul-Sudeste/C.Oeste, a Sudeste/C.Oeste-Imperatriz, a Nordeste-Imperatriz e a Norte-Imperatriz. Estas linhas estão dispostas conforme ilustra a figura 6.2.

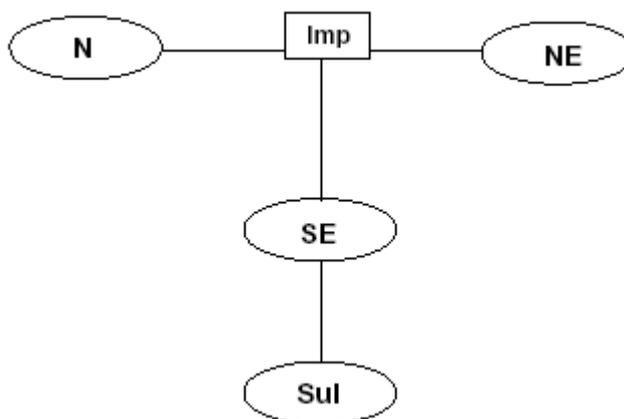


Figura 6.2 – Rede de transmissão

O cálculo da capacidade ótima de cada linha de transmissão foi feito separadamente. No caso da conexão Sudeste/C.Oeste-Sul, considerou-se que o subsistema Sul adota a estratégia passiva na presença de diferentes capacidades de transmissão e verificou-se o lucro que este subsistema obtém quando se torna monopolista da demanda residual, ou seja, aquela que não pode ser atendida por importação de energia devido à congestão da linha. A figura 6.3 ilustra os resultados, onde o eixo vertical representa o lucro obtido pelo subsistema quando ele adota a estratégia de congestionar a linha cuja capacidade de transmissão está representada no eixo horizontal. O lucro obtido pelo subsistema Sul quando não há restrições de transmissão, quando este adota a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot é de R\$ 9,1 bilhões. Conforme mencionado no capítulo 5, a capacidade ótima de transmissão será alcançada quando o subsistema Sul for indiferente entre adotar a estratégia ótima passiva ou adotar a que leva ao equilíbrio de Cournot. Isto acontece quando o lucro obtido nos dois casos for o mesmo.

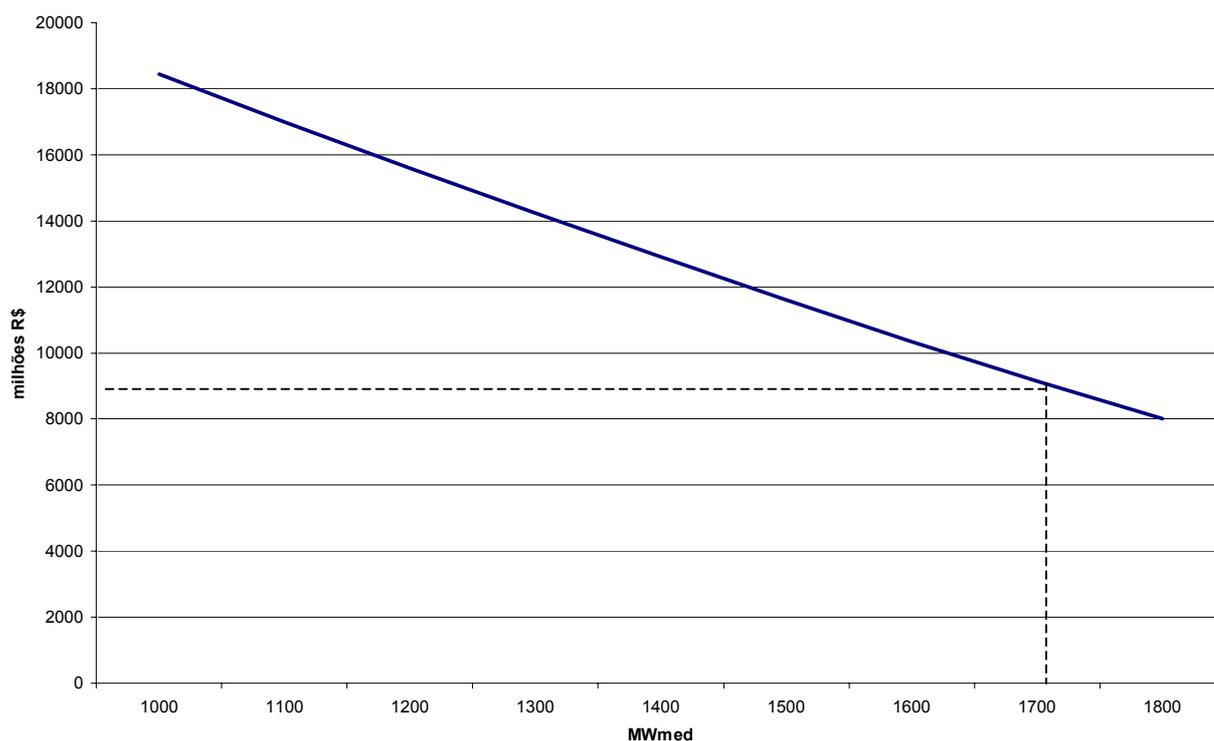


Figura 6.3 – Capacidade ótima de transmissão da linha Sudeste/C.Oeste-Sul

Assim, a capacidade ótima de transmissão (k^*) da região Sudeste para a região Sul é de, aproximadamente, 1.700 MWmed. A conexão Sudeste/C.Oeste-Sul configura um exemplo do caso 2 apresentado no capítulo anterior, pois o equilíbrio passivo-agressivo também é factível, conforme pode ser visto na tabela 6.1, no mês de maio, quando há congestão da linha.

Tabela 6.1 - Resultados Obtidos (MWmed) – Subsistema Sul

SUL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Óleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás	400	400	400	400	1.023	400	249	400	400	400	400	400
Carvão	345	345	345	335	335	335	249	335	393	393	393	393
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrelétrica	6.471	6.600	6.739	6.547	4.103	6.404	5.387	6.413	4.908	5.522	6.475	6.638
Vertimento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	14.223	11.705	7.243	3.365	2.289	4.348	4.539	4.812	2.289	2.289	12.498	11.783
Exportação Sudeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importação Sudeste	0	0	0	0	1.700	0	1.145	0	1.386	836	0	0
Preço (R\$/MWh)	171,00	171,00	168,00	172,00	173,00	171,00	171,00	172,00	172,00	172,00	172,00	167,00

Dessa maneira, é necessário calcular a capacidade de transmissão (\hat{k}) que elimina a possibilidade de um equilíbrio passivo-agressivo. Isto acontece, conforme foi visto no capítulo 5, quando o lucro que o subsistema Sul obtém adotando a estratégia ótima passiva, que congestiona a linha, em resposta à estratégia ótima agressiva do Sudeste, é menor do que adotando a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot, em resposta à mesma estratégia agressiva do Sudeste. A figura 6.4 mostra quando isso acontece a capacidade de aproximadamente 3.050 MWmed.

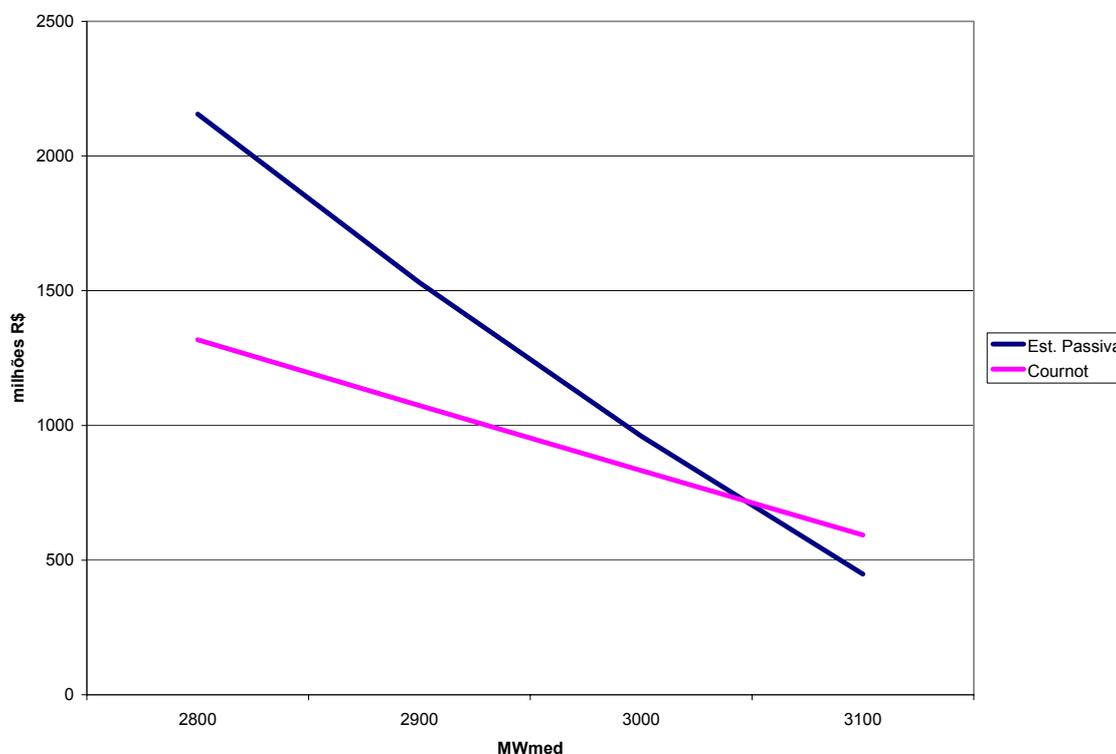


Figura 6.4 – Equilíbrio passivo-agressivo X Equilíbrio de Cournot

Os demais subsistemas não apresentaram o mesmo problema, ou seja, todos configuram o caso 1 apresentado no capítulo 5. Para dimensionar a linha de transmissão Sul-Sudeste/C.Oeste, considerou-se a conexão Imperatriz-Sudeste/C.Oeste como uma usina térmica com preço igual ao custo de transmissão. Em seguida, procedeu-se o cálculo da mesma maneira que foi feito para a conexão Sudeste/C.Oeste-Sul. O lucro que o subsistema

Sudeste/C.Oeste obtém quando adota a estratégia que leva ao equilíbrio de Cournot é de R\$ 39,5 bilhões. Com 535 MWmed de capacidade transmissão, a restrição do mês de janeiro, adotando a estratégia de congestionar a linha o lucro passaria a ser de R\$ 101,2 bilhões e o preço dobraria. Por isso, é interessante para esta região, congestionar a linha. O equilíbrio Nash-Cournot é alcançado com uma capacidade de transmissão de aproximadamente 1.300 MWmed, valor inferior à atual capacidade de transmissão. A figura 6.5 ilustra tal resultado.

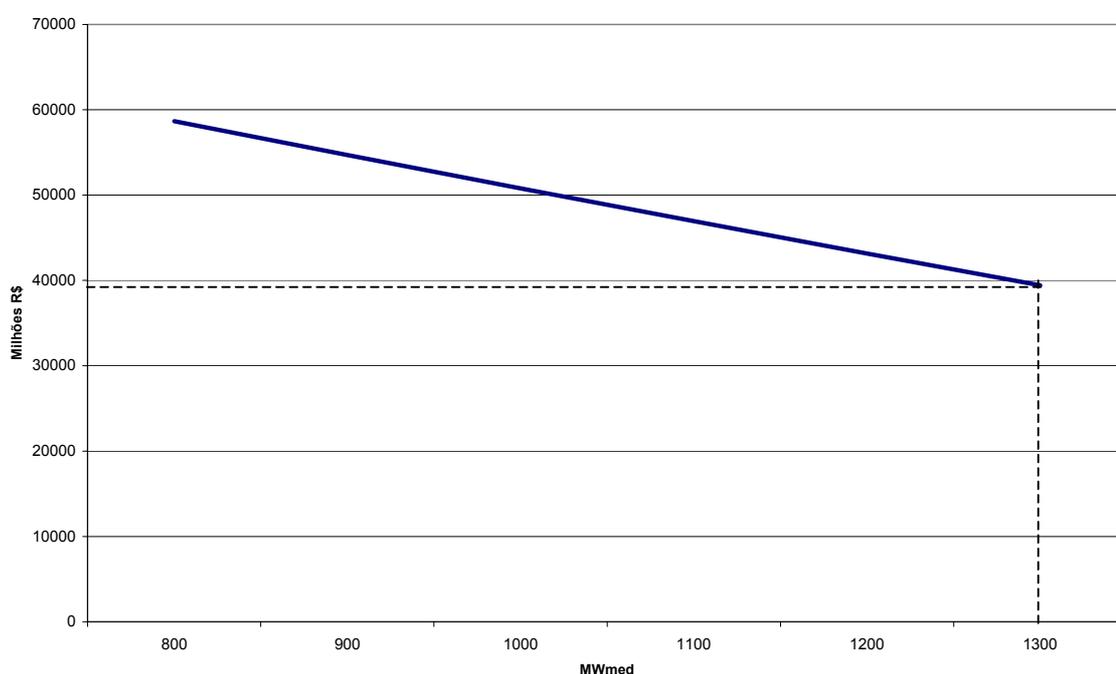


Figura 6.5 – Capacidade ótima de transmissão da linha Sul-Sudeste/C.Oeste

Para calcular a capacidade ótima de transmissão da conexão Imperatriz-Sudeste/C.Oeste, considerou-se que a linha Sul-Sudeste/C.Oeste como uma usina térmica com preço igual ao custo de transmissão. Em seguida, procedeu-se o cálculo da mesma maneira que foi feito para a conexão Sudeste/C.Oeste-Sul. A capacidade ótima de transmissão neste caso é de 1.700 MWmed, conforme ilustrado na figura 6.6.

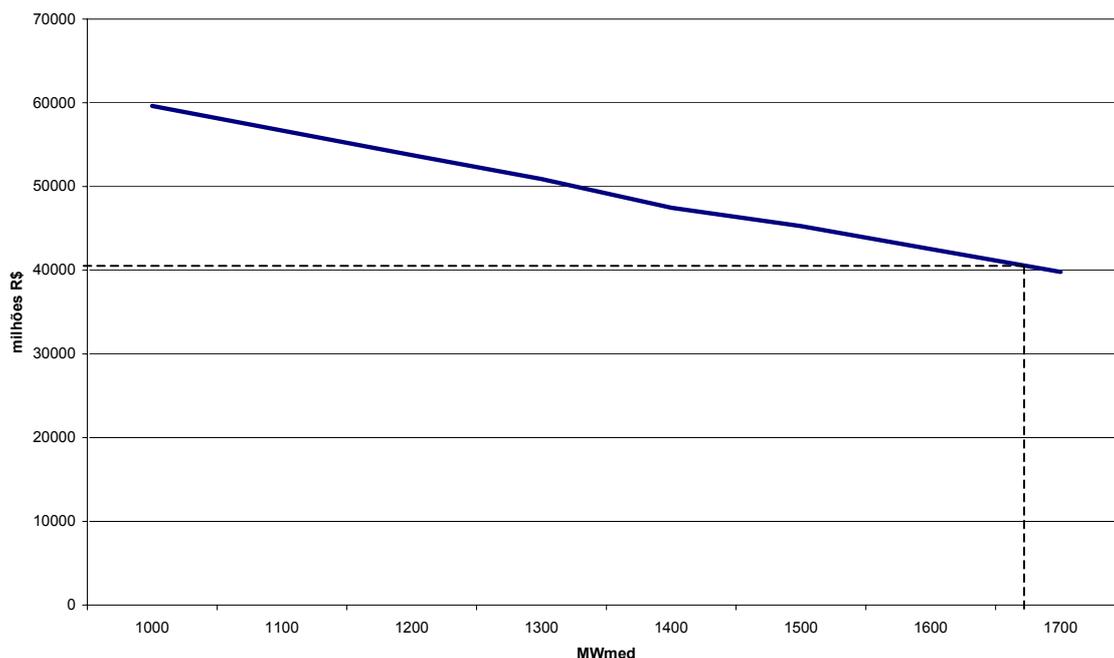


Figura 6.6 – Capacidade ótima de transmissão da linha Imperatriz-Sudeste/C.Oeste

Para o cálculo das conexões Imperatriz-Nordeste e Imperatriz-Norte, foi adotada a mesma metodologia utilizada no dimensionamento da linha Sudeste/C.Oeste-Sul. Considerou-se que o subsistema Nordeste e Norte adotam a estratégia passiva na presença de diferentes capacidades de transmissão e verificou-se o lucro que este subsistema obtém quando se torna monopolista da demanda residual, ou seja, aquela que não pode ser atendida por importação de energia devido à congestão da linha. Em seguida, comparou-se estes lucros com os obtidos no equilíbrio Nash-Cournot. As figura 6.7 e 6.8 mostram as capacidades ótimas de transmissão.

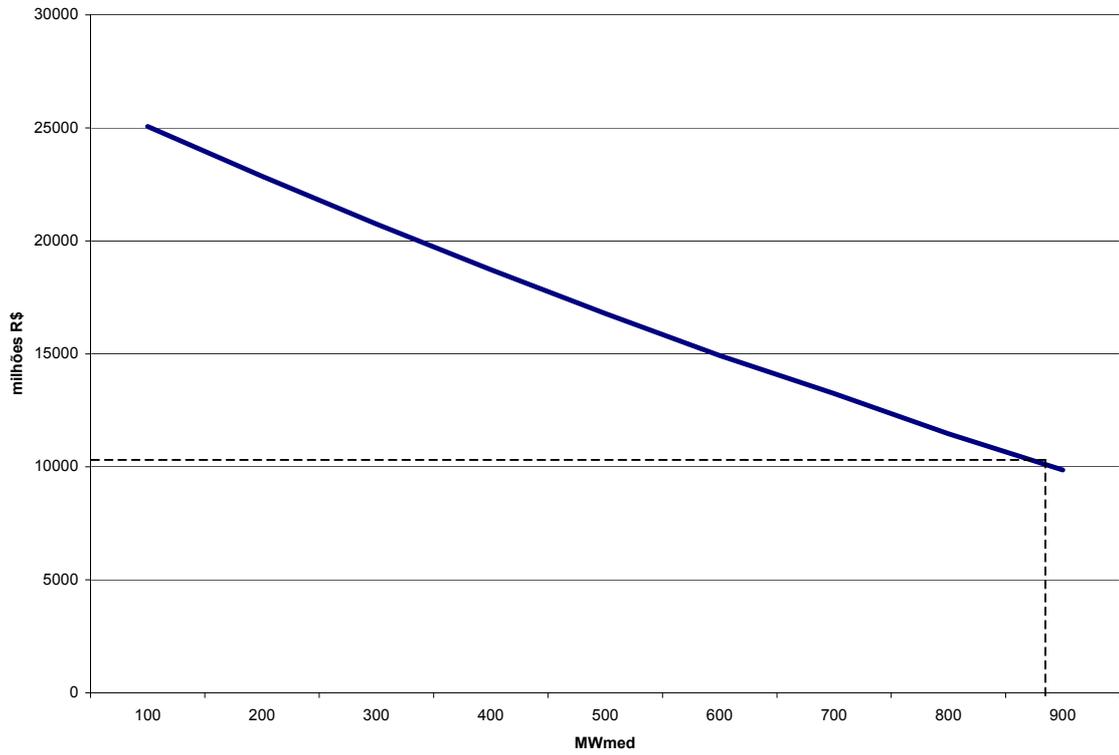


Figura 6.7 – Capacidade de transmissão da linha Imperatriz-Nordeste

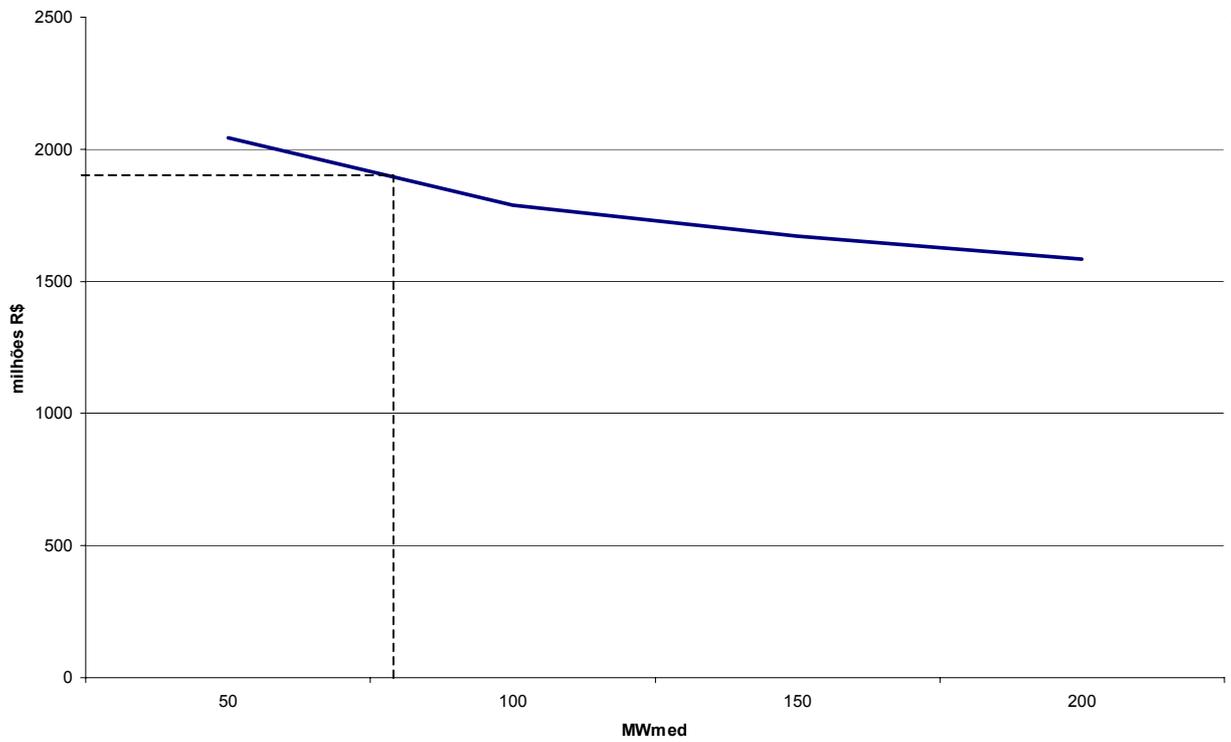


Figura 6.8 – Capacidade de transmissão da linha Imperatriz-Norte

Na tabela 6.2 são mostradas as capacidades ótimas de transmissão. Essa estrutura permite que o resultado de equilíbrio sem restrições, o equilíbrio Nash-Cournot, seja alcançado. Note que na maioria das conexões não haveria necessidade de construção de capacidade adicional, o que significa que o modelo de despacho por subsistemas pode ser implementado com pouco investimento adicional na rede de transmissão.

Tabela 6.2 – Capacidades Ótimas de Transmissão (MWmed)

CONEXÃO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste – Sul	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050
Sul – Sudeste	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050
Sud. – Imperatriz	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Imp. – Sudeste	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Nordeste – Imp.	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Imp. – Nordeste	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Norte – Imperatriz	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
Imperatriz – Norte	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Durante o desenvolvimento desta tese, pode-se perceber que o esgotamento da capacidade de investimento do Estado, levou o governo a procurar alternativas para a expansão do sistema. Na época a abertura comercial do setor elétrico não era cogitada, pois se acreditava que não era técnica nem comercialmente viável. Entretanto, os processos de reestruturação que aconteceram em outros países mostram que essas barreiras podiam ser superadas, o que motivou reforma no setor elétrico brasileiro.

A criação do arranjo competitivo no setor, entretanto, foi marcado por uma série de problemas regulatórios, o que se pode considerar normal em um país, que na época, apenas iniciava seu processo de abertura comercial. Contudo, a expansão do sistema ficou comprometida, pois os investimentos privados não chegaram em volume suficiente para atender o aumento da demanda, o que culminou em um racionamento de energia. Com isso, o novo governo foi persuadido a implementar um outro modelo, prometendo modicidade tarifária, continuidade no fornecimento para toda a população, garantindo a qualidade da energia, que voltou a ser considerada um serviço público.

Nesta tese, procurou-se desenvolver um modelo que fosse uma alternativa entre a abertura comercial da reforma inicial e o *pool* criado pelo novo governo. Trata-se de um arranjo capaz de criar um ambiente competitivo no âmbito da geração para incentivar o aumento de eficiência das empresas do setor, respeitando a singularidade do setor elétrico brasileiro e as características específicas de cada região, de modo a tirar proveito das sazonalidades e assim otimizar a operação do sistema.

O modelo de operação independente por subsistema apresenta a vantagem de desconcentrar as decisões relacionadas à operação setor elétrico. Isto facilita o planejamento de sistema tão complexo quanto o brasileiro, pois se evita que se criem regras padronizadas para um país de dimensões continentais com importantes diferenças regionais. A possibilidade da formação de mercados regionais pode permitir que cada região se desenvolva e desenvolva seus sistemas elétricos de acordo com suas próprias potencialidades.

O risco de tornar a operação dos submercados independente é de desotimizar o Sistema Interligado Nacional. Mas isso pode ser evitado, se as linhas de transmissão estiverem bem dimensionadas. Como foi visto nesta tese, isso pode ser feito através do modelo desenvolvido por Borenstein e outros [7] que determina o efeito competitivo das linhas de transmissão, permitindo que o comportamento estratégico dos submercados não desotimize o sistema.

Como resultado do modelo, foram obtidos preços de equilíbrio maiores que os atualmente praticados no mercado, porém eles podem sinalizar corretamente à expansão do sistema. Além disso, pôde-se perceber que a implementação da operação independente por subsistema não exigiria grandes investimentos adicionais nas linhas de transmissão, porque o modelo mostra um dimensionamento da rede acima da capacidade ótima para as condições testadas.

A adoção deste modelo pode ser acompanhada de outros mecanismos de redução de poder de mercado como níveis mínimos de contratação, tratado por Barroso [4] ou lances pelo lado da demanda (*demand-side bidding*). Seria interessante também conhecer o resultado de um modelo que descrevesse o comportamento estratégico entre as bacias hidrográficas que possuem aproveitamento hidrelétrico. Neste caso, deveria haver uma cooperação entre as usinas hidrelétricas localizadas em uma mesma cascata, que poderia ser tratado utilizando-se jogos cooperativos.

Finalmente, fica também como sugestão de trabalhos futuros, a avaliação econômica da expansão da rede de transmissão para verificar a viabilidade da construção de novas linhas que possibilitem o dimensionamento ótimo da mesma. Este resultado pode ser comparado com construção de usinas térmicas a gás natural ciclo combinado ou de fontes alternativas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sumário das Regras do MAE para os Agentes do Setor Elétrico. Brasília, 1999.
- [2] ARAÚJO, João Lizardo R. Hermes de. “Questões da Transmissão em um Setor Elétrico Reestruturado”. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 1999.
- [3] BAI, Xiaomin; SHAJIDEHPOUR, S.M.; RAMESH, V.C.; YU, Erkeng. “Transmission Analysis By Nash Game Method.” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12 (1997), n° 3, pp. 1046-1052.
- [4] BARROSO, L. A. N. “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado”. Tese de Mestrado, Instituto de Matemática – NCE/UFRJ, 2000.
- [5] BERRY, C.A.; HOBBS, B.F.; MERONEY, W.A.; O’NEILL, R.P.; STEWART JR, W.R. “Understanding How Market Power Can Arise In Network Competition: A Game Theoretic Approach”. Utilities Policy (1999), pp. 139-158.
- [6] BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James. “An Empirical Analysis of the Potencial for Market Power in California’s Electricity Industry”. Journal of Industrial Economics, vol. 47 (1999), pp.285-324.
- [7] BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James; STOFT, Steven. “The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry”. RAND Journal of Economics. Vol. 31, n° 2, Summer 2000, pp. 294-325.
- [8] BORN, Paulo Henrique; ALMEIDA, Álvaro Augusto de. “Mudanças Estruturais no Setor Elétrico: Formação e Regulação de Preços”. COPEL. Revista do CIER, 1999.
- [9] BUSHNELL, James. “A Mixed Complementarity Model of Hydrothermal Electricity Competition in the Western United States”. Operations Research. Vol. 51, n° 1 (2003), pp. 80-172.
- [10] CARPIO, Lucio G. T.; PEREIRA JR., Amaro O. “Uma Metodologia para Determinação do Preço no Mercado Atacadista de Energia”. XXXII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional Viçosa, pp. 495-507, 2000.

- [11] COMITE DE REVITALITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. "Relatório de Progresso nº 4". CGSE/CNPE/MME. Brasília, 2002.
- [12] COOPERS & LYBRAND. "Projeto RE-SEB". Sumário Executivo. Estágio VII.
- [13] FERREIRA, Carlos K. L. "Privatização do Setor Elétrico no Brasil". In: A Privatização no Brasil - O caso dos serviços de utilidade pública. BNDES-OCDE. Rio de Janeiro, 2000.
- [14] FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; e PEREIRA, M.V.F. "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Universidade Federal Fluminense, EDUFF. Niterói, 1990.
- [15] GIBBONS, Robert. "An Introduction to Applicable Game Theory." National Bureau fo Economic Research. Technical Working Paper Series. Cambridge, 1999.
- [16] GORESTIN, B.G. "Otimização Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos Incluindo Rede de Transmissão". Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 1991.
- [17] KELMAN, Rafael. "Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência e Comportamento Estratégico". Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, 1999.
- [18] KLEMPERER, P.; MEYER, M. "Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty". *Econometrica*, 57 (1989), pp. 1243-1277.
- [19] KREPS, David M.; SCHEINKMAN, José A. "Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes". *The Bell Journal of Economics*. 14 (1983), pp. 326-337.
- [20] LINO, Priscila R., "Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado". Tese de Mestrado, Instituto de Matemática – NCE/UFRJ, 2001.
- [21] MÉCIO, Cecília M.V.D.B.; "Resolução de Problemas de Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Sistema por Modelo Equivalente de Energia Adotando Acoplamento Hidráulico". Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2000.
- [22] MELLO, J.C.O.; MELO, A.C.G.; VIEIRA FILHO, X.; GORENSTIN, B.G.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M.V.F.; PRAÇA, J.C.G.; NERY, E.M.T. "Evaluation de la Fiabilité D'un Réseau Electrique Dans un Contexte Concurrentiel". *CIGRÉ* (1996), pp. 38-202.

- [23] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA; GCPS; ELETROBRAS. "Plano Decenal de Expansão 1998/2007 – Eletrobrás". Rio de Janeiro, 1999.
- [24] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. "Modelo Institucional do Setor Elétrico". Brasília, 2003.
- [25] MOURON, Nathalie Vera. "Planejamento da Operação do Setor Elétrico: Uma Abordagem pela Teoria Nebulosa". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2003.
- [26] NATIONAL GRID COMPANY (NGC). "The Statement of the Use of System Charging Methodology". Issue 1. Warwick, 2005.
- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). "Planejamento Anual da Operação Energético – Ano 2004". Rio de Janeiro, 2004.
- [28] OREN, Shmuel S. "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competition Generation." *The Energy Journal*. Vol. 18, nº 1 (1997), pp. 63-83.
- [29] IBM Corporation. "Optimization Subroutine Library (OSL). Guide and Reference". Release 2.1. Fifth Edition. 1995.
- [30] PEREIRA, M.V.F., "Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems", *Electric Power & Energy Systems*, vol.11 (1999), pp. 161-169.
- [31] PINDYCK R.S; RUBINFELD, D.L. *Microeconomia - Quarta Edição*. São Paulo: Makron Books, 1999.
- [32] PIGNON, Virginie. "Electricity Transmission Tariffs in the Nordic Countries: An Assessment of Pricing Rules". Working Paper. Paris, 2001. Disponível no site: <<http://www.jm.u-psud.fr/~adiselec/papiers/vp01a.pdf>>.
- [33] RAMOS-REAL, Francisco Javier. "Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation". *Energy Policy*, Vol. 33, nº 1 (2005), pp. 69-87.
- [34] SCOTT, T.J.; READ, E.G. "Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market." *International Transaction in Operational Research*. Vol.3, nº ¾ (1996), pp.243-253.

- [35] STOFT, Steven. "Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones". Working paper. March, 1998. Disponível no site: <<http://www.stoft.com/e/lib/papers/Stoft-1998-Fewer-Prices-than-Zones.pdf>>.
- [36] STOFT, Steven. "Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks." Federal Energy Regulatory Commission. July, 1998.
- [37] THOMÉ, L.M.; GRANVILLE, S.; OLIVEIRA, G.C.; LUJÁN, M.; CAMPODÓNICO, N.; ROSENBLATT, J.; PEREIRA, M.V.F. "Metodologia para Identificação de Submercados no MAE. Nota Técnica Preparada para CGSE pela PSR Consultoria. Agosto, 2002.
- [38] TIROLE, J. "The Theory of Industrial Organization". MIT Press. Cambridge, 1988.
- [39] VENTOSA, Mariano; BAÍLLO, Álvaro; RAMOS, André; RIVIER, Michel. "Electricity Market Modeling Trends" Energy Policy, Vol.3 , nº 7 (2005), pp. 897-913.
- [40] VON DER FEHR, Nils-Henrik Morch; HARBORD, David. "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry". The Economic Journal. 103 (1993). pp. 503-546.
- [41] WOLAK, Frank A.; "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison". PWP-051, University of California Energy Institute. August, 1997. Disponível no site <<http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp051.pdf>>

ANEXO 1

ROTINA OPERAÇÃO CENTRALIZADA

```
C*****
C
C           OPERACAO CENTRALIZADA
C
C Este programa resolve o seguinte problema:
C
C Min      C(GT) + C(Def) + Vesp
C
C Sujeito a:
C
C       $Q_{i,t} + S_{i,t} + V_{i,t+1} = A_{i,t} + V_{i,t} + \text{Montante}$ 
C       $V_{i,t} \leq V_{\max}$ 
C       $Q_{i,t} + S_{i,t} \leq L_{\min}$ 
C       $Q_{i,t} \leq Q_{\max}$ 
C       $G_{i,t} \leq G_{\max}$ 
C       $F_{i,k,t} \leq F_{\max}$ 
C       $G_{i,t} + \text{Def} + Q_{i,t} = (\text{Demanda})_{k,t}$ 
C       $\text{SUM}(\text{PIi.Vi,t}) + \text{Vesp} \geq \text{Vesp}^* + \text{SUM}(\text{PIi.Vi,t}^*)$ 
C
C Restricoes de nao negatividade:
C
C      0 <=  $G_{i,t}$ 
C      0 <= Def
C      0 <=  $V_{i,t}$ 
C      0 <=  $S_{i,t}$ 
C      0 <=  $Q_{i,t}$ 
C      0 <=  $F_{i,k,t}$ 
C
C NROW     e o numero da linha na matriz de restricoes.
C NCOL     e o numero da coluna na matriz de restricoes.
C NEL      e o numero do elemento na matriz de restricoes.
C ITYPE    e a forma de inclusao dos dados.
C IRL      e o numero de linhas da matriz.
C ICL      e o numero de colunas da matriz.
C ICL1     e ICL + 1.
C IEL      e o numero de elementos da matriz.
C C(GT)    e o custo da geracao termica
C C(Def)   e o custo do Deficit
C Vesp     e o valor esperado da geracao futura
C  $V_{i,t}$    e o nivel de armazenamento do reservatorio i no ano t
C  $Q_{i,t}$    e a vazao turbinada da hidreletrica i no ano t
C  $S_{i,t}$    e a vazao vertida da hidreletrica i no ano t
C  $A_{i,t}$    sao as afluencias ao reservatorio da hydr. i no ano t
C  $F_{i,k,t}$  e o limite de intercambio entre os subsistemas
C  $V_{\max}$    e o nivel maximo de armazenamento
C  $Q_{\max}$    e a capacidade maxima de geracao hidraulica
C  $G_{\max}$    e a capacidade maxima de geracao termica
C  $F_{\max}$    e a capacidade de maxima da linha de transmissao
```

```

C   Lmin      e o limite minimo da vazao vertida
C   Pii       e a variavel dual relativa ao balanço hidrico da hidreletrica i
C   Vesp*     e o Valor esperado fornecido pelo programa
C   Vi,t*     e o nivel de armazenamento fornecido pelo programa
C*****
C
C   PROGRAM MAIN
C
C   Inclusao de arquivo com a definicao de variaveis de controle.
C   IMPLICIT NONE
C   INCLUDE 'OSLI'
C   INCLUDE 'OSLR'
C   INCLUDE 'OSLN'
C   INCLUDE 'OSLC'
C
C   Alocar 'DSPACE' e outros vetores.
C   INTEGER*4 MAXSPC, IRL, ICL, ICL1, IEL, I, II, III, J, JJ, NUH, IANO, JITERA,
+       NUT, NUH_MAX, IANO_MAX, HIDR, TERM, NSUB, NSUB_MAX, NCON, V,
+       NCON_MAX, NUT_MAX, CONX, ICUST, COND, NUT1, NUT2, NUT3
C   PARAMETER (MAXSPC=7500, IRL=50, ICL=50, ICL1=51, IEL=100,
+       IANO_MAX=12, NUH_MAX=5, JITERA=4, NSUB_MAX=5,
+       NCON_MAX=20, NUT_MAX=10)
C   REAL*8     DSPACE (MAXSPC)
C
C   REAL*8 DRLO (IRL) , DCLO (ICL) , DOBJ (ICL) , DELS (IEL) , DRUP (IRL) , ZMAX,
+   DCUP (ICL) , DAFL (NUH_MAX, IANO_MAX) , PRIMA, DEFT (NSUB_MAX) ,
+   PRIMALTOT, ALFA (IANO_MAX, JITERA) , TMIN (NUT_MAX, IANO_MAX) ,
+   VA (NUH_MAX, IANO_MAX) , PI (IANO_MAX, NUH_MAX, JITERA) ,
+   PRIMAL (IANO_MAX) , VI (NUH_MAX) , DEMD (NSUB_MAX, IANO_MAX) ,
+   VMIN (NUH_MAX, IANO_MAX) , LVRT (NUH_MAX, IANO_MAX) ,
+   PTERM (NUT_MAX, IANO_MAX) , CTERM (NUT_MAX) ,
+   PROD (NUH_MAX) , DESC, PHDR (NUH_MAX, IANO_MAX) ,
+   VMAX (NUH_MAX, IANO_MAX) , LINT (NCON_MAX, IANO_MAX)
C   INTEGER*4 NCOL, NROW, NEL, ITYPE, MCOL (ICL1) , MROW (IEL) , RTCOD
C
C   Defina o modelo.
C
C   READ (10, 20) NUH, NUT1, NUT2, NUT3, IANO, NSUB, NCON
20  FORMAT (7 (I2, 1X) )
C   READ (11, 21) ((DEMD (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NSUB+1)
21  FORMAT (12 (F7.1, 1X) )
C   READ (12, 22) ((DAFL (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
22  FORMAT (12 (F7.1, 1X) )
C   READ (15, 25) ((LINT (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NCON)
25  FORMAT (12 (F6.1, 1X) )
C   READ (17, 27) ((LVRT (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
27  FORMAT (12 (F6.1, 1X) )
C   READ (18, 28) ((PHDR (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
28  FORMAT (12 (F7.1, 1X) )
C   NUT=NUT1+NUT2+NUT3
C   DO 7 I=1, NUH
C       READ (13, 23) PROD (I) , (VMIN (I, J) , J=1, IANO)
C       READ (20, 23) VI (I) , (VMAX (I, J) , J=1, IANO)
23  FORMAT (F8.1, 1X, 12 (F8.1, 1X) )
C   7 CONTINUE
C   READ (14, 24) (DEFT (I) , I=1, NSUB)
24  FORMAT (150 (F6.1, 1X) )

```

```

DO 8 I=1,NUT
  READ(16,26) CTERM(I), (PTERM(I,J), J=1, IANO)
  READ(19,29) (TMIN(I,J), J=1, IANO)
26  FORMAT(F5.1,1X,(12(F6.1,1X)))
29  FORMAT(12(F6.1,1X))
8   CONTINUE
NROW=4*NUH+NUT+NCON+NSUB+1
NCOL=NUT+NSUB+3*NUH+NCON
NEL=2*NUT+NSUB+8*NUH+3*NCON
ITYPE=2
DO 150 I=1,NEL
  DELS(I)=1.0D0
  DO 155 J=1,NUH
    COND=2*NUT+NSUB+4*J
    IF(I.EQ.COND) THEN
      DELS(I)=PROD(J)
    END IF
155  CONTINUE
150  CONTINUE
TERM=0
DO 160 I=1,NUT
  MROW(TERM+I)=4*NUH+I
  TERM=TERM+1
  IF(I.LT.(NUT1+1)) THEN
    MROW(TERM+I)=4*NUH+NUT+NCON+1
  ELSE
    MROW(TERM+I)=4*NUH+NUT+NCON+2
  END IF
  IF(I.GT.(NUT1+NUT2)) MROW(TERM+I)=4*NUH+NUT+NCON+3
160  CONTINUE
DO 165 I=1,NSUB
  MROW(2*NUT+I)=4*NUH+NUT+NCON+I
165  CONTINUE
HIDR=0
DO 170 I=1,NUH
  MROW(2*NUT+NSUB+I+3*HIDR)=I
  MROW(2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+1)=2*NUH+I
  MROW(2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+2)=3*NUH+I

  MROW(2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+3)=4*NUH+NUT+NCON+I
  MROW(2*NUT+NSUB+4*NUH+I+HIDR)=I
  MROW(2*NUT+NSUB+4*NUH+I+HIDR+1)=2*NUH+I
  MROW(2*NUT+NSUB+6*NUH+I+HIDR)=I
  MROW(2*NUT+NSUB+6*NUH+I+HIDR+1)=NUH+I
  HIDR=HIDR+1
170  CONTINUE
CONX=0
COND=1
DO 175 I=1,NCON
  MROW(NEL-3*NCON-2+3*I)=4*NUH+NUT+I
  IF(I.GT.2) THEN
    COND=4
  END IF
  IF(I.GT.4) THEN
    CONX=2
    COND=2
  END IF

```

```

        IF (I.GT.6) THEN
            CONX=3
            COND=1
        END IF
        MROW (NEL-3*NCON-1+3*I) =NROW-NSUB+CONX
        MROW (NEL-3*NCON+3*I) =MROW (NEL-3*NCON-1+3*I) +COND
175  CONTINUE
C
        MCOL (1)=1
        DO 180 I=1,NUT
            MCOL (1+I) =2*I+1
180  CONTINUE
        DO 185 I=1,NSUB
            MCOL (1+NUT+I) =2*NUT+1+I
185  CONTINUE
        DO 190 I=1,NUH
            MCOL (1+NUT+NSUB+I) =2*NUT+NSUB+1+4*I
            MCOL (1+NUT+NSUB+NUH+I) =2*NUT+NSUB+4*NUH+1+2*I
            MCOL (1+NUT+NSUB+2*NUH+I) =2*NUT+NSUB+6*NUH+1+2*I
190  CONTINUE
        DO 195 I=1,NCON
            MCOL (1+NUT+NSUB+3*NUH+I) =2*NUT+NSUB+8*NUH+1+3*I
195  CONTINUE
        DO 400 I=1,NUH
            DRLO (I) =DAFL (I,1) +VI (I)
            DRUP (I) =DAFL (I,1) +VI (I)
            DRLO (2*NUH+I) =LVRT (1,1)
            DRUP (2*NUH+I) =1.0D09
            DRLO (3*NUH+I) =0.0D0
            DRUP (3*NUH+I) =PHDR (1,1)
400  CONTINUE
        DO 430 J=1,NSUB+1
            DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J,1)
            DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J,1)
430  CONTINUE
        DO 440 I=1,NCOL
            DCLO (I) =0.0D0
            DCUP (I) =1.0D09
            DO 450 J=1,NUT
                DOBJ (J) =CTERM (J)
450  CONTINUE
            DO 460 J=1,NSUB
                DOBJ (NUT+J) =DEFT (J)
460  CONTINUE
            ICUST=NUT+NSUB

            IF (I.GT.ICUST) THEN
                DOBJ (I) =0.0D0
            END IF
440  CONTINUE
C
C  Seja IANO o horizonte de planejamento. Iniciar:
        ZMAX=1.0D31
        DO 50 II=1,JITERA
            WRITE (6,250) II
250  FORMAT (' ITERACAO ' I2)
C

```

```

CONX=0
DO 156 JJ=1,NCON/2
  IF(II.EQ.1) THEN
    DELS (NEL-3*NCON+3*JJ+3*CONX)=-1.0D0
  ELSE
    DELS (NEL-II+1-3*NCON+3*JJ+3*CONX)=-1.0D0
  END IF
  CONX=CONX+1
156 CONTINUE
DO 157 JJ=1,NCON/2
  IF(II.EQ.1) THEN
    DELS (NEL-3*NCON-1+6*JJ)=-1.0D0
  ELSE
    DELS (NEL-II-3*NCON+6*JJ)=-1.0D0
  END IF
157 CONTINUE
C
C Simulacao "Forward"
DO 200 I=1,IANO
  HIDR=0.0D0
  DO 64 J=1,NUH
    IF(I.EQ.IANO) THEN
      DO 65 V=2,II
        DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=0.0D0
65 CONTINUE
      ELSE
        DO 66 V=2,II
          DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=PI (IANO-I, J, II-1)
66 CONTINUE
        END IF
      HIDR=HIDR+1+II
64 CONTINUE
      DO 55 III=1,II
        DO 60 J=1,NUH
          IF(III.NE.1) THEN
            IF(I.NE.IANO) THEN
              DCLO (NCOL)=0.0D0
              DCUP (NCOL)=1.0D09
              DRUP (NROW-II+III)=1.0D09
              DRLO (NROW-II+III)=ALFA (IANO-I, II-1)
            ELSE
              DRUP (NROW-II+III)=0.0D0
              DRLO (NROW-II+III)=0.0D0
              DCLO (NCOL)=0.0D0
              DCUP (NCOL)=0.0D0
            END IF
          END IF
60 CONTINUE
55 CONTINUE
        DO 70 J=1,NUH
          DRLO (NUH+J)=VMIN (J, I)
          DRUP (NUH+J)=VMAX (J, I)
          DRLO (2*NUH+J)=LVRT (J, I)
          DRUP (3*NUH+J)=PHDR (J, I)
          IF(I.EQ.1) THEN
            DRLO (J)=DAFL (J, I)+VI (J)
            DRUP (J)=DAFL (J, I)+VI (J)

```

```

                ELSE
                    DRLO (J)=VA (J, I-1)+DAFL (J, I)
                    DRUP (J)=VA (J, I-1)+DAFL (J, I)
                END IF
70      CONTINUE
          DO 410 J=1, NUT
            DRLO (4*NUH+J)=TMIN (J, I)
            DRUP (4*NUH+J)=PTERM (J, I)
410     CONTINUE
          DO 420 J=1, NCON
            DRLO (4*NUH+NUT+J)=0.0D0
            DRUP (4*NUH+NUT+J)=LINT (J, I)
420     CONTINUE
          DO 75 J=1, NSUB+1
            DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J)=DEMD (J, I)
            DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J)=DEMD (J, I)
75      CONTINUE
C
C      Descrever a aplicacao e especificar que ha apenas 1 modelo.
          CALL EKKDSCA (RTCOD, DSPACE, MAXSPC, 1)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKDSCA', RTCOD)
C
C      Fazer problema de minimizacao.
          CALL EKKRGET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRGET', RTCOD)
          RMAXMIN=1.0D0
          CALL EKKRSET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRSET', RTCOD)
C
C      Passar o modelo com a matriz armazenada por colunas.
          CALL EKKLMDL (RTCOD, DSPACE, ITYPE, NROW, NCOL, NEL, DOBJ, DRLO, DRUP,
+                   DCLO, DCUP, MROW, MCOL, DELS)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKLMDL', RTCOD)
C
C      Resolver o problema usando o metodo simplex.
          CALL EKKSSLV (RTCOD, DSPACE, 1, 2)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKSSLV', RTCOD)
C
          CALL EKKNGET (RTCOD, DSPACE, OSLN, OSLNLN)
          DO 105 J=1, NUH
            VA (J, I)=DSPACE (NCOLSOL-1+NUT+NSUB+2*NUH+J)
105     CONTINUE
C
C      Calculo da funcao objetivo
          PRIMA=0.0D0
          DO 300 J=1, NCOL
            PRIMA=PRIMA+DSPACE (NOBJECTIVE+J-1)*DSPACE (NCOLSOL+J-1)
300     CONTINUE
          PRIMAL (I)=PRIMA
          WRITE (6, 310) PRIMAL (I)
310     FORMAT ('Primal=', 1X, F15.3)
C
C      Imprimir a solucao.
          CALL EKKPRTS (RTCOD, DSPACE)
          IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKPRTS', RTCOD)
C
C      Calculo do preco spot e do valor da agua

```

```

DO 202 J=1,NUH
  WRITE(6,201) DSPACE(NROWDUALS+J-1)
201   FORMAT('Valor da Agua =',1X,F8.1)
202   CONTINUE
DO 204 J=1,NSUB
  WRITE(6,203) DSPACE(NROWDUALS+4*NUH+NUT+NCON+J-1)
203   FORMAT('Preco Spot=',1X,F10.1)
204   CONTINUE
C
200   CONTINUE
C
C   Definicao do limitante inferior
  WRITE(6,210) PRIMAL(1)
210   FORMAT('ZMIN=',1X,F15.3)
C
C   Definicao do limitante superior
  PRIMALTOT=0.0D0
  DESC=0.0D0
  DO 211 J=1,IANO
    PRIMALTOT=(PRIMALTOT+PRIMAL(J))/((1+DESC)**(J-1))
    DESC=0.1D0
211   CONTINUE
  WRITE(6,215) PRIMALTOT
215   FORMAT('PRIMALTOT =',1X,F15.3)
  IF (PRIMALTOT.LT.ZMAX) ZMAX=PRIMALTOT
  WRITE(6,220) ZMAX
220   FORMAT('ZMAX=',1X,F20.3)
C
C   Verificacao do limite de tolerancia
  IF (ABS(((ZMAX-PRIMAL(1))/PRIMAL(1))*100).LT.1) STOP
c     CALL EKKPRTS(RTCOD,DSPACE)
c     IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT('EKKPRTS',RTCOD)
c     STOP
c     END IF
C
C   Construcão da matriz para a segunda iteracao
  NCOL=NUT+NSUB+3*NUH+NCON+1
  NEL=NEL+NUH+1
  NROW=NROW+1
  DO 230 J=1,NUH
    MCOL(NCOL-NUH-NCON+J)=NEL+1-3*NCON-((2+II)*NUH+II)+
+
    (2+II)*J
230   CONTINUE
  DO 235 J=1,NCON
    MCOL(NCOL-NCON+J)=MCOL(NCOL-NCON)+3*J
235   CONTINUE
  MCOL(NCOL+1)=NEL+1
  DCLO(NCOL)=0.0D0
  DOBJ(NCOL)=1.0D0
C
C   Simulacao "Backward"
  DO 1400 JJ=1,IANO
    DO 1150 I=1,NEL
      DELS(I)=1.0D0
    DO 1155 J=1,NUH
      COND=2*NUT+NSUB+4*J
      IF(I.EQ.COND) THEN

```

```

                DELS (I) =PROD (J)
                END IF
1155          CONTINUE
1150          CONTINUE
          HIDR=0
          DO 1064 J=1,NUH
            IF (JJ.EQ.1) THEN
              DO 1066 V=2,II+1
                DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=0.0D0
1066          CONTINUE
              ELSE
                DO 1067 V=2,II+1
                  DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=PI (JJ-1, J, II)
1067          CONTINUE
                END IF
              HIDR=HIDR+2+II
1064          CONTINUE
          DO 1055 III=1,II
            IF (JJ.EQ.1) THEN
              DRUP (NROW-II+III)=0.0D0
              DRLO (NROW-II+III)=0.0D0
              DCUP (NCOL)=0.0D0
            ELSE
              DCUP (NCOL)=1.0D09
              DRUP (NROW-II+III)=1.0D09
              DRLO (NROW-II+III)=ALFA (JJ-1, II)
            END IF
            HIDR=0
            DO 1060 J=1,NUH
              MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR*(2+II))=J
              MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+2+HIDR*(2+II))=NUH+J
              MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+III+2+HIDR*(2+II))=NROW-II+III
              DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR*(2+II))=1.0D0
              DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+2+HIDR*(2+II))=1.0D0
              HIDR=HIDR+1
1060          CONTINUE
            DO 1410 J=1,NUT
              DRLO (4*NUH+J)=TMIN (J, IANO-JJ+1)
              DRUP (4*NUH+J)=PTERM (J, IANO-JJ+1)
1410          CONTINUE

            MROW (NEL-II+III)=NROW-II+III
            IF (JJ.EQ.1) THEN
              DELS (NEL-II+III)=0.0D0
            ELSE
              DELS (NEL-II+III)=1.0D0
            END IF
1055          CONTINUE
          CONX=0
          COND=1
          DO 1061 J=1,NCON
            MROW (NEL-3*NCON-II-2+3*J)=4*NUH+NUT+J
            IF (J.GT.2) THEN
              COND=4
            END IF
            IF (J.GT.4) THEN
              CONX=2

```

```

        COND=2
        END IF
        IF (J.GT.6) THEN
            CONX=3
            COND=1
        END IF
        MROW (NEL-3*NCON-II-1+3*J) =NROW-II-NSUB+CONX
        MROW (NEL-3*NCON-II+3*J) =MROW (NEL-3*NCON-II-1+3*J) +
+
        COND
1061 CONTINUE
        CONX=0
        DO 1062 J=1,NCON/2
            DELS (NEL-II-3*NCON+3*J+3*CONX) =-1.0D0
            CONX=CONX+1
1062 CONTINUE
        DO 1063 J=1,NCON/2
            DELS (NEL-II-3*NCON-1+6*J) =-1.0D0
1063 CONTINUE
        DO 1065 J=1,NUH
            DRLO (2*NUH+J) =LVRT (J, IANO+1-JJ)
            DRUP (3*NUH+J) =PHDR (J, IANO+1-JJ)
            IF (JJ.EQ.IANO) THEN
                DRLO (NUH+J) =VMIN (J, IANO+1-JJ)
                DRUP (NUH+J) =VMAX (J, IANO+1-JJ)
                DRLO (J) =VI (J) +DAFL (J, IANO+1-JJ)
                DRUP (J) =VI (J) +DAFL (J, IANO+1-JJ)
            ELSE
                DRLO (J) =VA (J, IANO-JJ) +DAFL (J, IANO+1-JJ)
                DRUP (J) =VA (J, IANO-JJ) +DAFL (J, IANO+1-JJ)
            END IF
1065 CONTINUE
        DO 1420 J=1,NCON
            DRLO (4*NUH+NUT+J) =0.0D0
            DRUP (4*NUH+NUT+J) =LINT (J, IANO+1-JJ)
1420 CONTINUE
        DO 1075 J=1,NSUB+1
            DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, IANO+1-JJ)
            DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, IANO+1-JJ)
1075 CONTINUE
C
        WRITE (6,40) NROW,NCOL,NEL,ITYPE
        WRITE (6,41) (DELS (I), I=1,NEL)
        WRITE (6,42) (MROW (I), I=1,NEL)
        WRITE (6,49) (MCOL (I), I=1,NCOL+1)
        WRITE (6,43) (DRLO (I), I=1,NROW)
        WRITE (6,44) (DRUP (I), I=1,NROW)
        WRITE (6,45) (DCLO (I), I=1,NCOL)
        WRITE (6,46) (DCUP (I), I=1,NCOL)
        WRITE (6,47) (DOBJ (I), I=1,NCOL)
40 FORMAT (4 (I2,1X))
41 FORMAT (150 (F5.1,1X))
42 FORMAT (150 (I2,1X))
49 FORMAT (150 (I2,1X))
43 FORMAT (150 (F5.1,1X))
44 FORMAT (150 (F5.1,1X))
45 FORMAT (150 (F5.1,1X))
46 FORMAT (150 (F5.1,1X))

```

```

47     FORMAT (150 (F5.1,1X) )
C
C     Descrever a aplicacao e especificar que ha apenas 1 modelo.
      CALL EKKDSCA (RTCOD, DSPACE, MAXSPC, 1)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKDSCA', RTCOD)
C
C     Fazer problema de minimizacao.
      CALL EKKRGET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRGET', RTCOD)
      RMAXMIN=1.0D0
      CALL EKKRSET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRSET', RTCOD)
C
C     Passar o modelo com a matriz armazenada por colunas.
      CALL EKKLMDL (RTCOD, DSPACE, ITYPE, NROW, NCOL, NEL, DOBJ, DRLO, DRUP,
+               DCLO, DCUP, MROW, MCOL, DELS)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKLMDL', RTCOD)
C
C     Resolver o problema usando o metodo simplex.
      CALL EKKSSLV (RTCOD, DSPACE, 1, 2)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKSSLV', RTCOD)
C
      CALL EKKNGET (RTCOD, DSPACE, OSLN, OSLNLN)
C
C     Construcão do hiperplano de suporte adicional
      HIDR=0
      DO 1200 J=1, NUH
        PI (JJ, J, II) = DSPACE (NROWDUALS+J-1)
        WRITE (6, 1205) PI (JJ, J, II)
1205      FORMAT ('PI=', 1X, F10.3)
        IF (JJ.EQ.IANO) THEN
          VA (J, JJ) = VI (J)
        END IF
        HIDR = HIDR + (PI (JJ, J, II) * VA (J, IANO - JJ))
1200      CONTINUE
      PRIMA = 0.0D0
      DO 1300 J=1, NCOL
        PRIMA = PRIMA + DSPACE (NOBJECTIVE+J-1) * DSPACE (NCOLSOL+J-1)
1300      CONTINUE
      ALFA (JJ, II) = PRIMA + HIDR
      WRITE (6, 1305) ALFA (JJ, II)
1305      FORMAT ('ALFA=', 1X, F10.3)
C
c     Imprimir a solution.
      CALL EKKPRTS (RTCOD, DSPACE)
      IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKPRTS', RTCOD)

1400      CONTINUE
50     CONTINUE
C
      STOP
      END
C
C*****
C     This subroutine prints the character string RTNAME and the return
C     code RTCOD and stops if RTCOD is large enough to indicate that an
C     error or severe error has occurred.

```

```
C*****  
C  
    SUBROUTINE CHKRT (RTNAME, RTCOD)  
    CHARACTER*7 RTNAME  
    INTEGER*4   RTCOD  
C  
    WRITE (6, 9000) RTNAME, RTCOD  
    IF (RTCOD.GE.200) STOP 16  
    RETURN  
9000  FORMAT (1X, '***** ', A7, ' return code of ', I4, ' *****')  
    END
```

ANEXO 2

ROTINA OPERAÇÃO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS

```

C*****
C
C
C           OPERACAO INDEPENDENTE POR SUBSISTEMAS
C
C Este programa resolve o seguinte problema:
C
C Max           P*Qi,t - C(GT) - C(Def) + Vesp
C
C Sujeito a:
C
C           Qi,t + Si,t + Vi,t+1 = Ai,t + Vi,t + Montante
C           Vi,t                 <= Vmax
C           Qi,t + Si,t         <= Lmin
C           Qi,t                <= Qmax
C           Gi,t                <= Gmax
C           Fi,k,t              <= Fmax
C           Gi,t + Def + Qi,t    = (Demanda)k,t
C           SUM(PIi.Vi,t) + Vesp >= Vesp* + SUM(PIi.Vi,t*)
C
C
C Restricoes de nao negatividade:
C
C           0 <= Gi,t
C           0 <= Def
C           0 <= Vi,t
C           0 <= Si,t
C           0 <= Qi,t
C           0 <= Fi,k,t
C
C NROW       e o numero da linha na matriz de restricoes.
C NCOL       e o numero da coluna na matriz de restricoes.
C NEL       e o numero do elemento na matriz de restricoes.
C ITYPE     e a forma de inclusao dos dados.
C IRL       e o numero de linhas da matriz.
C ICL       e o numero de colunas da matriz.
C ICL1      e ICL + 1.
C IEL       e o numero de elementos da matriz.
C C(GT)     e o custo da geracao termica
C C(Def)    e o custo do Deficit
C Vesp      e o valor esperado da geracao futura
C Vi,t     e o nivel de armazenamento do reservatorio i no ano t
C Qi,t     e a vazao turbinada da hidreletrica i no ano t
C Si,t     e a vazao vertida da hidreletrica i no ano t
C Ai,t     sao as afluencias ao reservatorio da hydr. i no ano t
C Fi,k,t   e o limite de intercambio entre os subsistemas
C Vmax     e o nivel maximo de armazenamento
C Qmax     e a capacidade maxima de geracao hidraulica

```

```

C   Gmax   e a capacidade maxima de geracao termica
C   Fmax   e a capacidade de maxima da linha de transmissao
C   Lmin   e o limite minimo da vazao vertida
C   PII    e a variavel dual relativa ao balanço hidrico da hidreletrica i
C   Vesp*  e o Valor esperado fornecido pelo programa
C   Vi,t*  e o nivel de armazenamento fornecido pelo programa
C*****
C
C   PROGRAM MAIN
C
C   Inclusao de arquivo com a definicao de variaveis de controle.
      IMPLICIT NONE
      INCLUDE 'OSLI'
      INCLUDE 'OSLR'
      INCLUDE 'OSLN'
      INCLUDE 'OSLC'
C
C   Alocar 'DSPACE' e outros vetores.
      INTEGER*4 MAXSPC, IRL, ICL, ICL1, IEL, I, II, III, J, JJ, NUH, IANO, JITERA,
+           NUT, NUH_MAX, IANO_MAX, HIDR, TERM, NSUB, NSUB_MAX, NCON, IV,
+           NCON_MAX, NUT_MAX, CONX, COND, V, NUT1, NUT2, NUT3, VII, IITERA
      PARAMETER (MAXSPC=75000, IRL=500, ICL=500, ICL1=501, IEL=1000,
+           IANO_MAX=120, NUH_MAX=500, JITERA=5, NSUB_MAX=500,
+           NCON_MAX=500, NUT_MAX=500, IITERA=4)
      REAL*8    DSPACE (MAXSPC)
C
      REAL*8 DRLO (IRL), DCLO (ICL), DOBJ (ICL), DELS (IEL), DRUP (IRL), ZMAX,
+   DCUP (ICL), DAFL (NUH_MAX, IANO_MAX), PRIMA, DEFT (NSUB_MAX),
+   PRIMALTOT, ALFA (IANO_MAX, JITERA), ARMZ (NUH_MAX, IANO_MAX),
+   VA (NUH_MAX, IANO_MAX), PI (IANO_MAX, NUH_MAX, JITERA), DEMTOT,
+   PRIMAL (IANO_MAX, JITERA, IITERA), DELTA (NUH_MAX, IANO_MAX),
+   VMIN (NUH_MAX, IANO_MAX), VMAX (NUH_MAX, IANO_MAX), VI (NUH_MAX),
+   CTERM (NUT_MAX), PTERM (NUT_MAX, IANO_MAX), CUSTO (NUH_MAX),
+   PRECO (JITERA, NUH_MAX, IANO_MAX), PRÓD (NUH_MAX),
+   PINC (NUH_MAX, IANO_MAX), VERT (NUH_MAX, IANO_MAX), DESC,
+   PHDR (NUH_MAX, IANO_MAX), TMIN (NUT_MAX, IANO_MAX),
+   ZMIN (IANO_MAX, JITERA, IITERA), DEMD (IANO_MAX, NSUB_MAX),
+   LVRT (NUH_MAX, IANO_MAX), LINT (NCON_MAX, IANO_MAX),
+   QO (NUH_MAX, IANO_MAX)
C
      INTEGER*4 NCOL, NROW, NEL, ITYPE, MCOL (ICL1), MROW (IEL), RTCOD
C
C   Defina o modelo.
C
      READ (10, 20) NUH, NUT1, NUT2, NUT3, IANO, NSUB, NCON
20  FORMAT (7 (I2, 1X))
      READ (11, 21) ((DEMD (I, J), J=1, IANO), I=1, NSUB+1)
      READ (12, 22) ((DAFL (I, J), J=1, IANO), I=1, NUH)
      READ (15, 25) ((LINT (I, J), J=1, IANO), I=1, NCON)
      READ (21, 31) ((LVRT (I, J), J=1, IANO), I=1, NUH)
      READ (22, 32) ((PHDR (I, J), J=1, IANO), I=1, NUH)
      READ (24, 33) ((DELTA (I, J), J=1, IANO), I=1, NUH)
      READ (25, 34) ((QO (I, J), J=1, IANO), I=1, NUH)
25  FORMAT (12 (F6.1, 1X))
22  FORMAT (12 (F7.1, 1X))
21  FORMAT (12 (F7.1, 1X))
31  FORMAT (12 (F6.1, 1X))

```

```

32     FORMAT (12 (F7.1,1X) )
33     FORMAT (12 (F6.2,1X) )
34     FORMAT (12 (F8.2,1X) )
      NUT=NUT1+NUT2+NUT3
      DO 7 I=1,NUH
          READ (13,23)  PROD (I) , (VMIN (I, J) , J=1, IANO)
          READ (23,23)  VI (I) , (VMAX (I, J) , J=1, IANO)
23     FORMAT (F8.1,1X,12 (F8.1,1X) )
7     CONTINUE
      READ (14,24)  (DEFT (I) , I=1, NSUB)
24     FORMAT (150 (F6.1,1X) )
      DO 8 I=1,NUT
          READ (16,26)  CTERM (I) , (PTERM (I, J) , J=1, IANO)
          READ (9,19)  (TMIN (I, J) , J=1, IANO)
26     FORMAT (F5.1,1X, (12 (F6.1,1X) ) )
19     FORMAT (12 (F6.1,1X) )
8     CONTINUE
      READ (17,27)  ((PRECO (1, I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
      READ (18,28)  ((PINC (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
      READ (19,29)  ((VERT (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
      READ (20,30)  ((ARMZ (I, J) , J=1, IANO) , I=1, NUH)
27     FORMAT (12 (F5.1,1X) )
28     FORMAT (12 (F7.1,1X) )
29     FORMAT (12 (F7.1,1X) )
30     FORMAT (12 (F8.1,1X) )
      DO 5000 VII=1, IITERA
          WRITE (6,2600) VII
2600    FORMAT ('RODADA 'I2)
          DO 500 IV=1,NUH
              WRITE (6,260) IV
260    FORMAT ('HIDRELETRICA 'I2)
      NROW=4*NUH+NUT+NCON+NSUB+1
      NCOL=NUT+NSUB+3*NUH+NCON
      NEL=2*NUT+NSUB+8*NUH+3*NCON
      ITYPE=2
      TERM=0
      DO 160 I=1,NUT
          MROW (TERM+I) =4*NUH+I
          TERM=TERM+1
          IF (I.LT. (NUT1+1) ) THEN
              MROW (TERM+I) =4*NUH+NUT+NCON+1
          ELSE
              MROW (TERM+I) =4*NUH+NUT+NCON+2
          END IF
          IF (I.GT. (NUT1+NUT2) ) MROW (TERM+I) =4*NUH+NUT+NCON+3
160    CONTINUE
      DO 165 I=1,NSUB
          MROW (2*NUT+I) =4*NUH+NUT+NCON+I
165    CONTINUE
      HIDR=0
      DO 170 I=1,NUH
          MROW (2*NUT+NSUB+I+3*HIDR) =I
          MROW (2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+1) =2*NUH+I
          MROW (2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+2) =3*NUH+I
          MROW (2*NUT+NSUB+I+3*HIDR+3) =4*NUH+NUT+NCON+I
          MROW (2*NUT+NSUB+4*NUH+I+HIDR) =I
          MROW (2*NUT+NSUB+4*NUH+I+HIDR+1) =2*NUH+I

```

```

        MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+I+HIDR) =I
        MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+I+HIDR+1) =NUH+I
        HIDR=HIDR+1
170  CONTINUE
        CONX=0
        COND=1
        DO 175 I=1, NCON
            MROW (NEL-3*NCON-2+3*I) =4*NUH+NUT+I
            IF (I.GT.2) THEN
                COND=4
            END IF
            IF (I.GT.4) THEN
                CONX=2
                COND=2
            END IF
            IF (I.GT.6) THEN
                CONX=3
                COND=1
            END IF
            MROW (NEL-3*NCON-1+3*I) =NROW-NSUB+CONX
            MROW (NEL-3*NCON+3*I) =MROW (NEL-3*NCON-1+3*I) +COND
175  CONTINUE
C
        MCOL (1) =1
        DO 180 I=1, NUT
            MCOL (1+I) =2*I+1
180  CONTINUE
        DO 185 I=1, NSUB
            MCOL (1+NUT+I) =2*NUT+1+I
185  CONTINUE
        DO 190 I=1, NUH
            MCOL (1+NUT+NSUB+I) =2*NUT+NSUB+1+4*I
            MCOL (1+NUT+NSUB+NUH+I) =2*NUT+NSUB+4*NUH+1+2*I
            MCOL (1+NUT+NSUB+2*NUH+I) =2*NUT+NSUB+6*NUH+1+2*I
190  CONTINUE
        DO 195 I=1, NCON
            MCOL (1+NUT+NSUB+3*NUH+I) =2*NUT+NSUB+8*NUH+1+3*I
195  CONTINUE
        DO 400 I=1, NUH
            DRLO (2*NUH+I) =LVRT (1, 1)
            DRUP (2*NUH+I) =1.0D09
            DRLO (3*NUH+I) =0.0D0
            DRUP (3*NUH+I) =PHDR (1, 1)
400  CONTINUE
        DO 430 J=1, NSUB+1
            DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, 1)
            DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, 1)
430  CONTINUE
        DO 440 I=1, NCOL
            DCLO (I) =0.0D0
            DCUP (I) =1.0D09
440  CONTINUE
        DO 460 I=1, NSUB
            DOBJ (NUT+I) =-DEFT (I)
460  CONTINUE
        DO 465 I=1, NUH
            DOBJ (NUT+NSUB+NUH+I) =-1.0D0

```

```

        DOBJ (NUT+NSUB+2*NUH+I)=0.0D0
465  CONTINUE
        DO 470 I=1,NCON
            DOBJ (NUT+NSUB+3*NUH+I)=0.0D0
470  CONTINUE
C
C  Seja IANO o horizonte de planejamento. Iniciar:
        ZMAX=0.0D0
        DO 50 II=1,JITERA
            WRITE (6,250) II
250  FORMAT (' ITERACAO ' I2)
C
        DO 150 J=1,NEL
            DELS (J)=1.0D0
            DO 155 JJ=1,NUH
                COND=2*NUT+NSUB+4*JJ
                IF (J.EQ.COND) THEN
                    DELS (J)=PROD (JJ)
                END IF
155  CONTINUE
150  CONTINUE
        CONX=0
        DO 156 JJ=1,NCON/2
            IF (II.EQ.1) THEN
                DELS (NEL-3*NCON+3*JJ+3*CONX)=-1.0D0
            ELSE
                DELS (NEL-II+1-3*NCON+3*JJ+3*CONX)=-1.0D0
            END IF
            CONX=CONX+1
156  CONTINUE
        DO 157 JJ=1,NCON/2
            IF (II.EQ.1) THEN
                DELS (NEL-3*NCON-1+6*JJ)=-1.0D0
            ELSE
                DELS (NEL-II-3*NCON+6*JJ)=-1.0D0
            END IF
157  CONTINUE
C
C  Simulacao "Forward"
        DO 200 I=1,IANO
            DO 70 V=1,NUH
                DRLO (NUH+V)=VMIN (V,I)
                DRUP (NUH+V)=VMAX (V,I)
                DRLO (2*NUH+V)=LVRT (V,I)
                DRUP (3*NUH+V)=PHDR (V,I)
                IF (V.NE.IV) THEN
                    DCLO (NUT+NSUB+V)=PINC (V,I)
                    DCUP (NUT+NSUB+V)=PINC (V,I)
                    DCLO (NUT+NSUB+NUH+V)=VERT (V,I)
                    DCUP (NUT+NSUB+NUH+V)=VERT (V,I)
                    DCLO (NUT+NSUB+2*NUH+V)=ARMZ (V,I)
                    DCUP (NUT+NSUB+2*NUH+V)=ARMZ (V,I)
                    DRLO (V)=VERT (V,I)+ARMZ (V,I)+PINC (V,I)
                    DRUP (V)=VERT (V,I)+ARMZ (V,I)+PINC (V,I)
                ELSE
                    DRLO (2*NUH+V)=LVRT (V,I)
                    DRUP (3*NUH+V)=PHDR (V,I)

```

```

        IF (I.EQ.1) THEN
            DRLO (V) =VI (V) +DAFL (V, I)
            DRUP (V) =VI (V) +DAFL (V, I)
        ELSE
            DRLO (V) =VA (V, I-1) +DAFL (V, I)
            DRUP (V) =VA (V, I-1) +DAFL (V, I)
        END IF
    END IF
70    CONTINUE
    DO 410 J=1, NUT
        DRLO (4*NUH+J) =TMIN (J, I)
        DRUP (4*NUH+J) =PTERM (J, I)
410    CONTINUE
    DO 75 J=1, NSUB+1
        DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, I)
        DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J) =DEMD (J, I)
75    CONTINUE
    DO 420 J=1, NCON
        DRLO (4*NUH+NUT+J) =0.0D0
        DRUP (4*NUH+NUT+J) =LINT (J, I)
420    CONTINUE
    HIDR=0.0D0
    DO 64 J=1, NUH
        IF (I.EQ.IANO) THEN
            DO 65 V=2, II
                DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V) =0.0D0
65            CONTINUE
            ELSE
                DO 66 V=2, II
                    DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V) =-PI (IANO-I, J, II-1)
66            CONTINUE
            END IF
        HIDR=HIDR+1+II
64    CONTINUE
    DO 55 III=1, II
        DO 450 J=1, NUT
            DOBJ (J) =PRECO (II, IV, I) -CTERM (J)
450    CONTINUE
        DO 60 J=1, NUH
            DOBJ (NUT+NSUB+J) =PRECO (II, IV, I)
            IF (III.NE.1) THEN
                IF (I.EQ.IANO) THEN
                    DRUP (NROW-II+III) =0.0D0
                    DRLO (NROW-II+III) =0.0D0
                    DELS (NEL-II+III) =0.0D0
                    DCLO (NCOL) =0.0D0
                    DCUP (NCOL) =0.0D0
                ELSE
                    DCLO (NCOL) =0.0D0
                    DCUP (NCOL) =1.0D09
                    DRUP (NROW-II+III) =ALFA (IANO-I, III-1)
                    DRLO (NROW-II+III) =0.0D0
                    DELS (NEL-II+III) =1.0D0
                END IF
            END IF
60    CONTINUE
55    CONTINUE

```

```

WRITE (6, 40) NROW, NCOL, NEL, ITYPE
WRITE (6, 41) (DELS (J), J=1, NEL)
WRITE (6, 42) (MROW (J), J=1, NEL)
WRITE (6, 49) (MCOL (J), J=1, NCOL+1)
WRITE (6, 43) (DRLO (J), J=1, NROW)
WRITE (6, 44) (DRUP (J), J=1, NROW)
WRITE (6, 45) (DCLO (J), J=1, NCOL)
WRITE (6, 46) (DCUP (J), J=1, NCOL)
WRITE (6, 47) (DOBJ (J), J=1, NCOL)
40  FORMAT (4 (I2, 1X))
41  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
42  FORMAT (150 (I2, 1X))
49  FORMAT (150 (I2, 1X))
43  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
44  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
45  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
46  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
47  FORMAT (150 (F9.1, 1X))
C
C
C  Descrever a aplicacao e especificar que ha apenas 1 modelo.
    CALL EKKDSCA (RTCOD, DSPACE, MAXSPC, 1)
    IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKDSCA', RTCOD)
C
C  Fazer problema de maximizacao.
    CALL EKKRGET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
    IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRGET', RTCOD)
    RMAXMIN=-1.0D0
    CALL EKKRSET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
    IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRSET', RTCOD)
C
C  Passar o modelo com a matriz armazenada por colunas.
    CALL EKKLMDL (RTCOD, DSPACE, ITYPE, NROW, NCOL, NEL, DOBJ, DRLO, DRUP,
+              DCLO, DCUP, MROW, MCOL, DELS)
    IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKLMDL', RTCOD)
C
C  Resolver o problema usando o metodo simplex.
    CALL EKKSSLV (RTCOD, DSPACE, 1, 2)
    IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKSSLV', RTCOD)
C
    CALL EKKNGET (RTCOD, DSPACE, OSLN, OSLNLN)
    DO 105 J=1, NUH
        VA (J, I) = DSPACE (NCOLSOL-1+NUT+NSUB+2*NUH+J)
        PINC (J, I) = DSPACE (NCOLSOL-1+NUT+NSUB+J)
        VERT (J, I) = DSPACE (NCOLSOL-1+NUT+NSUB+NUH+J)
        ARMZ (J, I) = DSPACE (NCOLSOL-1+NUT+NSUB+2*NUH+J)
105  CONTINUE
C
C  Calculo da funcao objetivo
    PRIMA=0.0D0
    DO 300 J=1, NCOL
        PRIMA=PRIMA+DSPACE (NOBJECTIVE+J-1) * DSPACE (NCOLSOL+J-1)
300  CONTINUE
    PRIMAL (I, II, VII) = PRIMA
    ZMIN (I, II, VII) = PRIMAL (I, II, VII)
C
C  Imprimir a solucao.

```



```

        DCLO (NCOL)=0.0D0
        DCUP (NCOL)=1.0D09
        DOBJ (NCOL)=1.0D0
C
C   Simulacao "Backward"
        DO 1400 JJ=1, IANO
            DO 1150 I=1, NEL
                DELS (I)=1.0D0
                DO 1155 J=1, NUH
                    DRLO (NUH+J)=VMIN (J, IANO-JJ+1)
                    DRUP (NUH+J)=VMAX (J, IANO-JJ+1)
                    DRLO (2*NUH+J)=LVRT (J, IANO-JJ+1)
                    DRUP (3*NUH+J)=PHDR (J, IANO-JJ+1)
                    COND=2*NUT+NSUB+4*J
                    IF (I.EQ.COND) THEN
                        DELS (I)=PROD (J)
                    END IF
1155                CONTINUE
1150            CONTINUE
                DO 1510 V=1, NUH
                    IF (V.NE.IV) THEN
                        DCLO (NUT+NSUB+V)=PINC (V, IANO-JJ+1)
                        DCUP (NUT+NSUB+V)=PINC (V, IANO-JJ+1)
                        DCLO (NUT+NSUB+NUH+V)=VERT (V, IANO-JJ+1)
                        DCUP (NUT+NSUB+NUH+V)=VERT (V, IANO-JJ+1)
                        DCLO (NUT+NSUB+2*NUH+V)=ARMZ (V, IANO-JJ+1)
                        DCUP (NUT+NSUB+2*NUH+V)=ARMZ (V, IANO-JJ+1)
                        DRLO (V)=VERT (V, IANO-JJ+1)+ARMZ (V, IANO-JJ+1)+
+                            PINC (V, IANO-JJ+1)
                        DRUP (V)=VERT (V, IANO-JJ+1)+ARMZ (V, IANO-JJ+1)+
+                            PINC (V, IANO-JJ+1)
                    ELSE
                        DRLO (2*NUH+V)=LVRT (V, IANO+1-JJ)
                        DRUP (3*NUH+V)=PHDR (V, IANO+1-JJ)
                        IF (JJ.EQ.IANO) THEN
                            DRLO (V)=VI (V)+DAFL (V, IANO+1-JJ)
                            DRUP (V)=VI (V)+DAFL (V, IANO+1-JJ)
                        ELSE
                            DRLO (V)=VA (V, IANO-JJ)+DAFL (V, IANO+1-JJ)
                            DRUP (V)=VA (V, IANO-JJ)+DAFL (V, IANO+1-JJ)
                        END IF
                    END IF
1510                CONTINUE
                    HIDR=0
                    DO 1064 J=1, NUH
                        IF (II.EQ.1) THEN
                            DO 1065 V=2, II+1
                                DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=0.0D0
1065                            CONTINUE
                                ELSE
                                    IF (JJ.EQ.1) THEN
                                        DO 1066 V=2, II+1
                                            DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=0.0D0
1066                                        CONTINUE
                                            ELSE
                                                DO 1067 V=2, II+1
                                                    DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR+V)=-PI (JJ-1, J, II)

```

```

1067          CONTINUE
              END IF
              END IF
              HIDR=HIDR+2+II
1064 CONTINUE
DO 1055 III=1, II
  IF (JJ.EQ.1) THEN
    DRUP (NROW)=0.0D0
    DRLO (NROW)=0.0D0
    DCUP (NCOL)=0.0D0
  ELSE
    DCUP (NCOL)=1.0D09
    DRUP (NROW)=ALFA (JJ-1, II)
    DRLO (NROW)=0.0D0
  END IF
  HIDR=0
DO 1450 J=1, NUT
  DOBJ (J)=PRECO (II, IV, JJ) -CTERM (J)
1450 CONTINUE
DO 1060 J=1, NUH
  DOBJ (NUT+NSUB+J)=PRECO (II, IV, JJ)
  MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR* (2+II) )=J
  MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+2+HIDR* (2+II) )=NUH+J
  MROW (2*NUT+NSUB+6*NUH+III+2+HIDR* (2+II) )=NROW-II+III
  DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+1+HIDR* (2+II) )=1.0D0
  DELS (2*NUT+NSUB+6*NUH+2+HIDR* (2+II) )=1.0D0
  HIDR=HIDR+1
1060 CONTINUE
DO 1410 J=1, NUT
  DRLO (4*NUH+J)=TMIN (J, IANO-JJ+1)
  DRUP (4*NUH+J)=PTERM (J, IANO-JJ+1)
1410 CONTINUE
DO 1420 J=1, NCON
  DRLO (4*NUH+NUT+J)=0.0D0
  DRUP (4*NUH+NUT+J)=LINT (J, IANO-JJ+1)
1420 CONTINUE
DO 1075 J=1, NSUB+1
  DRLO (4*NUH+NUT+NCON+J)=DEMD (J, IANO-JJ+1)
  DRUP (4*NUH+NUT+NCON+J)=DEMD (J, IANO-JJ+1)
1075 CONTINUE
MROW (NEL-II+III)=NROW-II+III
IF (JJ.EQ.1) THEN
  DELS (NEL-II+III)=0.0D0
ELSE
  DELS (NEL-II+III)=1.0D0
END IF
1055 CONTINUE
CONX=0
COND=1
DO 1061 J=1, NCON
  MROW (NEL-3*NCON-II-2+3*J)=4*NUH+NUT+J
  IF (J.GT.2) THEN
    COND=4
  END IF
  IF (J.GT.4) THEN
    CONX=2
    COND=2

```

```

        END IF
        IF (J.GT.6) THEN
            CONX=3
            COND=1
        END IF
        MROW (NEL-3*NCON-II-1+3*J) =NROW-II-NSUB+CONX
        MROW (NEL-3*NCON-II+3*J) =MROW (NEL-3*NCON-II-1+3*J) +
+
        COND
1061    CONTINUE
        CONX=0
        DO 1062 J=1,NCON/2
            DELS (NEL-II-3*NCON+3*J+3*CONX)=-1.0D0
            CONX=CONX+1
1062    CONTINUE
        DO 1063 J=1,NCON/2
            DELS (NEL-II-3*NCON-1+6*J)=-1.0D0
1063    CONTINUE
C
C   Descrever a aplicacao e especificar que ha apenas 1 modelo.
        CALL EKKDSCA (RTCOD, DSPACE, MAXSPC, 1)
        IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKDSCA', RTCOD)
C
C   Fazer problema de maximizacao.
        CALL EKKRGET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
        IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRGET', RTCOD)
        RMAXMIN=-1.0D0
        CALL EKKRSET (RTCOD, DSPACE, OSLR, OSLRLN)
        IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKRSET', RTCOD)
C
C   Passar o modelo com a matriz armazenada por colunas.
        CALL EKKLMDL (RTCOD, DSPACE, ITYPE, NROW, NCOL, NEL, DOBJ, DRLO, DRUP,
+
            DCLO, DCUP, MROW, MCOL, DELS)
        IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKLMDL', RTCOD)
C
C   Resolver o problema usando o metodo simplex.
        CALL EKKSSLV (RTCOD, DSPACE, 1, 2)
        IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKSSLV', RTCOD)
C
        CALL EKKNGET (RTCOD, DSPACE, OSLN, OSLNLN)
C
C   Construcão do hiperplano de suporte adicional
        DO 1100 J=1,NUH
            PINC (J, IANO-JJ+1) =DSPACE (NCOLSOL+NUT+NSUB+J-1)
            VERT (J, IANO-JJ+1) =DSPACE (NCOLSOL+NUT+NSUB+NUH+J-1)
            ARMZ (J, IANO-JJ+1) =DSPACE (NCOLSOL+NUT+NSUB+2*NUH+J-1)
1100    CONTINUE
        HIDR=0
        DO 1200 J=1,NUH
            IF (DSPACE (NROWDUALS+J-1) .GT.0) THEN
                PI (JJ, J, II) =PRECO (II, IV, IANO-JJ+1) -CUSTO (IV)
            ELSE
                PI (JJ, J, II) =0.0D0
            END IF
            HIDR=HIDR+ (PI (JJ, J, II) *VA (J, IANO-JJ) )
1200    CONTINUE
        PRIMA=0.0D0
        DO 1300 J=1,NCOL

```

```

                PRIMA=PRIMA+DSPACE (NOBJECTIVE+J-1) *DSPACE (NCOLSOL+J-1)
1300      CONTINUE
                ALFA (JJ, II)=PRIMA-HIDR
                WRITE (6,1305) ALFA (JJ, II)
1305      FORMAT ('ALFA=',1X,F15.3)
C
                DO 1301 J=1,NUH
                    WRITE (6,1306) PI (JJ,J, II)
1306      FORMAT ('PI=',1X,F15.3)
1301      CONTINUE
                HIDR=0.0D0
                TERM=0.0D0
                DO 1204 J=1,NUH
                    HIDR=HIDR+QO (J, IANO-JJ+1)
                    TERM=TERM+DELTA (J, IANO-JJ+1)
1204      CONTINUE
                PRECO (II+1, IV, IANO-JJ+1)=HIDR/TERM
C
C      Imprimir a solution.
                CALL EKKPRTS (RTCOD,DSPACE)
                IF (RTCOD.GT.0) CALL CHKRT ('EKKPRTS',RTCOD)
C
1400      CONTINUE
50      CONTINUE
500     CONTINUE
                ZMIN (1, II-1, 0)=0.0
                IF (ZMIN (1, II-1, VII) .LT. ZMIN (1, II-1, VII-1)) STOP
C      IF ((ZMIN (1, II-1, VII)-ZMIN (1, II-1, VII-1)) .EQ.0) STOP
5000    CONTINUE
C
                STOP
                END
C
C*****
C      This subroutine prints the character string RTNAME and the return
C      code RTCOD and stops if RTCOD is large enough to indicate that an
C      error or severe error has ocured.
C*****
C
                SUBROUTINE CHKRT (RTNAME, RTCOD)
                CHARACTER*7 RTNAME
                INTEGER*4  RTCOD
C
                WRITE (6, 9000) RTNAME, RTCOD
                IF (RTCOD.GE.200) STOP 16
                RETURN
9000    FORMAT (1X, '***** ',A7,' return code of ',I4,' *****')
                END

```