

Carlos Manuel Cardozo Florentín

**OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS EM
AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM DA
GESTÃO EMPRESARIAL VIA SIMULAÇÃO
ESTOCÁSTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS**

FLORIANÓPOLIS

ANO 2000

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

**OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS EM
AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM DA
GESTÃO EMPRESARIAL VIA SIMULAÇÃO
ESTOCÁSTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS**

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

Carlos Manuel Cardozo Florentín

Florianópolis, SC, Março de 2000


OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS EM AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM DA GESTÃO EMPRESARIAL VIA SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS

Carlos Manuel Cardozo Florentín

“Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica, área de concentração em Planejamento de Sistemas de Engenharia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação”



Prof. Marciano Morozowski F^o, D. Sc.
Orientador



Prof. Ildemar Cassana Decker
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Marciano Morozowski F^o, D. Sc.
Presidente



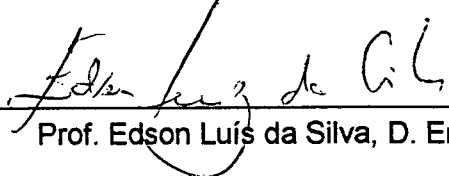
Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.
Relator



Prof. Dorel Soares Ramos, D.Sc



Prof. Hans Helmut Züm, Ph.D.



Prof. Edson Luís da Silva, D. Eng.

A meus pais Marcelino e Selva Marina

A minha esposa, Clelia Maria

Às minhas filhas, Lizza, Sabrina e Ana Paula

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Marciano Morozowski F⁰, pela orientação, amizade e estímulo.

Ao Professor Edson Luís da Silva, pelas valiosas observações durante os trabalhos de pesquisa.

Ao Professor Andy Ford da Washington State University, pela amizade e estímulo durante os trabalhos realizados nesta universidade.

Aos colegas e amigos do Laboratório de Planejamento – LabPlan – com quem tive oportunidade de compartilhar dúvidas e encontrar soluções e particularmente a Gladis Bordin Schuch pelas proveitosas discussões ao longo dos trabalhos.

Aos Superiores e Colegas da Itaipu Binacional Pedro Lozano, Flavio Decad de Moura, Miguel Angel Torales, Alexandre Machado, Ricardo Pamplona e Hermogenes Gonzales, que viabilizaram meu afastamento para os trabalhos de doutorado e demais colegas da Divisão Eletromecânica que supriram minha ausência como profissional.

Aos Superiores e Colegas da Itaipu Binacional, Miguel Guillen, Armindo Villasanti, Erwin Bachmann, Alexandre Machado, Ricardo Pamplona e Justo Zacarias Irum, que viabilizaram a conclusão com sucesso deste trabalhos de pesquisas.

Às instituições que viabilizaram o apoio econômico para os trabalhos de pesquisa, participação de eventos, seminários, etc.

A minha esposa e filhas por terem suportado com paciência minha longa ausência durante os trabalhos da tese.

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

OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS EM AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM DA GESTÃO EMPRESARIAL VIA SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS

Carlos Manuel Cardozo Florentin

Março/2000

Orientador : Marciano Morozowski F. D.Sc.

Área de Concentração: Sistema Elétricos

Palavras - chave: Planejamento de sistemas elétricos, Gestão empresarial

Numero de Páginas: 259

Este trabalho apresenta, uma nova metodologia para o planejamento da gestão empresarial, adequada, principalmente, para os agentes geradores que participam do novo mercado elétrico brasileiro. A metodologia permite, a inclusão de forma simultânea no planejamento, aspectos multi disciplinares, tais como: as associadas com as restrições técnicas da planta e, as associadas às restrições e limitações impostas pelas novas regras do Mercado Atacadista de Energia(MAE).

Através da metodologia proposta, as empresas de geração, principalmente as hidroelétricas, poderão: primeiro, suprir em parte as limitações que proporcionam os enfoques atuais (que tratam preferentemente os aspectos técnico), segundo, contar com uma metodologia de análise das principais variáveis do processo e terceiro, contar com uma ferramenta de síntese baseada em simulações de sensibilidade e de estratégias empresariais.

Inicialmente se apresenta, tanto para o período da pré como para a pós reforma, uma visão resumida dos planejamentos da operação e da expansão do sistema elétrico. Na sequência, analisa-se ambos planejamentos sob a ótica da reestruturação e formula-se uma sugestão para a elaboração de um modelo de gestão, adequado às Plantas Geradoras de energia hidroelétrica.

O trabalho prossegue, sequencialmente, com: a descrição dos principais parâmetros que influenciam a elaboração de modelos de planejamentos em ambiente competitivo; com a definição dos índices de adequabilidade e algoritmos adequando ao novo ambiente; com a apresentação da empresa de eletricidade no contexto do novo mercado de energia e; com a descrição das regras mais importante do mercado atacadista de energia a ser considerada por ocasião da elaboração do modelo de planejamento da gestão empresarial. Conclui-se o trabalho, com detalhes sobre a nova modelagem, no que diz respeito a enfoques, metodologias, técnicas aplicadas e aplicação prática sobre uma empresa real.

Complementa a tese um apêndice, que dá múltiplos detalhes sobre a técnica preferencial do trabalho, isto é, a técnica de Dinâmica de Sistemas.

Abstract of Thesis presented to the UFSC in partial fulfillment of the requirements for a Doctoral Degree in Electrical Engineering.

OPERATION OF HYDROELECTRIC SYSTEMS IN A COMPETITIVE ENVIRONMENT: A MANAGEMENT APPROACH VIA STOCHASTIC AND DYNAMIC SIMULATION OF SYSTEMS

Carlos Manuel Cardozo Florentín

March/2000

Advisor: Marciano Morozowski F. D.Sc.

Area of Concentration: Electric Systems

Keywords: Electric System Planning, Management

Number of Pages: 259

This work presents a new methodology for planning the management of generation utilities participating in the new Brazilian electric market, by permitting the simultaneous consideration of aspects from multiple disciplines, such as those associated with the technical limitations and restrictions on the plant equipment, and the restrictions and limitations imposed by the new rules of the Wholesale Power Market (MAE).

By means of the proposed methodology, the generation companies, and mainly hydroelectric power plants, can first, compensate for the limitations imposed by the present approaches (which deal preferentially with the technical aspects), second, count on a methodology for analysing the principal process variables, and third, possess a synthesis tool based on management sensibilities and strategies.

The study initially presents a summarized vision of the planning for the operation and expansion of the Brazilian electrical system during the period before and after the proposed reform, together with a notion of the structure and focus of management planning formulation. Each one of these themes is then analyzed from the viewpoint of restructuring and a suggestion is presented for the formulation of a management model that is preferentially suitable for Hydroelectric Power Generating Plants.

The work continues with the description of the main parameters influencing the preparation of planning models; together with the definition of the indices of adequacy and algorithms employed in the traditional operational programs of hydroelectric systems. The electric power company is then presented in the context of the new Brazilian energy market; first, describing the most important regulations governing the wholesale energy market, and subsequently providing an analysis of the effect of these regulations upon management planning. The work concludes with details of the new model, as regards the approaches, methodologies, techniques utilized, and their practical application to a real company.

The thesis is complemented by an appendix that provides multiple details on the preferential technique of the study, i.e., the technique of Systems Dynamics.

SUMÁRIO

I.	<u>INTRODUÇÃO</u>	001
1.1	<u>Motivação</u>	001
1.2	<u>Estrutura do Trabalho</u>	004
1.3	<u>Revisão Bibliográfica</u>	006
II.	<u>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: CONCEITOS, EVOLUÇÃO E METODOLOGIA</u>	013
2.1	<u>Introdução</u>	013
2.2	<u>Planejamento da Expansão</u>	014
2.3	<u>Planejamento da Operação</u>	025
2.4	<u>Planejamento da Gestão Empresarial</u>	031
2.5	<u>Conclusão</u>	045
III.	<u>METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO: GESTÃO DE EMPRESA DE GERAÇÃO NO CONTEXTO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA</u>	046
3.1	<u>Introdução</u>	046
3.2	<u>A Empresa Vista Como Um Sistema</u>	046
3.3	<u>Instrumentos Legais: Leis, Decretos, Resoluções, Etc</u>	048
3.4	<u>Mercado Atacadista de Energia (MAE)</u>	051
3.5	<u>Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): Energia Assegurada</u>	058
3.6	<u>Mecanismo de Realocação de Energia: Energia Secundária</u>	065
3.7	<u>Encargos dos Serviços</u>	069
3.8	<u>Encargo por Capacidade</u>	072
3.9	<u>Penalidades</u>	075
3.10	<u>Contratos Bilaterais</u>	080
3.11	<u>Conclusões</u>	082
IV	<u>SUBPROBLEMA DE GESTÃO EMPRESARIAL DE UMA PLANTA HIDROELÉTRICA: MODELOS CONCEITUAIS</u>	083
4.1	<u>Introdução</u>	083
4.2	<u>Problema Conceitual Global</u>	083
4.3	<u>Influências Entre Os Planos Táticos</u>	084
4.4	<u>Formulação Tradicional: Ótica de Programação Matemática</u>	085
4.5	<u>Formulação Alternativa: Ótica de Dinâmica de Sistemas</u>	102
4.6	<u>Modelagem de Políticas Operativas Via Simulação Estocástica</u>	119
4.7	<u>Conclusão</u>	132

V	<u>SUB-PROBLEMA DE GESTÃO EMPRESARIAL: UMA ABORDAGEM BASEADA EM TÉCNICAS DE DINÂMICA DE SISTEMAS</u>	134
5.1	<u>Introdução</u>	134
5.2	<u>Representação de Plantas Geradoras Hidroelétricas</u>	135
5.3	<u>Etapas na Elaboração de um Modelo de Simulação Segundo Técnica de Dinâmica de Sistemas</u>	138
5.4	<u>Comportamento Dinâmico da Operação da Planta</u>	141
5.5	<u>Diagramas de Dinâmica de Sistema do Modelo</u>	142
5.6	<u>Diagramas: de Laço Causal e de Olho de Touro</u>	154
5.7	<u>Parâmetros para Simulação</u>	158
5.8	<u>Simulações Computacionais</u>	159
5.9	<u>Simulação da Operação de Duas ou mais Hidroelétricas</u>	166
5.10	<u>Conclusões</u>	168
VI	<u>PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO DE UMA EMPRESA GERADORA: ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DE SUA DÍVIDA VIA DINÂMICA DE SISTEMAS</u>	170
6.1	<u>Introdução</u>	170
6.2	<u>Noções Básica do Problema</u>	171
6.3	<u>Análise do Período 1986-1995</u>	179
6.4	<u>Análise do Período Atual</u>	185
6.5	<u>Análise de Condições de Mercado</u>	199
6.6	<u>Conclusões</u>	208
VII	<u>CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA</u>	209
7.1	<u>Introdução</u>	209
7.2	<u>Contribuições</u>	209
7.3	<u>Tópicos para Pesquisa</u>	212
	<u>REFERÊNCIAS</u>	216
	<u>APENDICE I : MODELAGEM ATRAVÉS DA DINÂMICA DE SISTEMAS</u>	225
A1.1	<u>Histórico</u>	225
A1.2	<u>Elementos de Modelagem em Sistemas Dinâmicos</u>	227
A1.3	<u>Diagramas de Fluxo</u>	229
A1.4	<u>Diagrama de Laço Causal</u>	230
A1.5	<u>Ordem do Sistema</u>	233
A1.6	<u>Sistemas Dinâmicos Lineares</u>	233
A1.7	<u>Sistemas de Primeira Ordem com Laço Positivo</u>	234
A1.8	<u>Sistema de Realimentação Negativa de Primeira Ordem</u>	237

A1.9	<u>Um Método Alternativo de Solução para Sistemas de Realimentação De Primeira Ordem</u>	239
A1.10	<u>Crescimento e Declínio Exponencial</u>	240
A1.11	<u>Considerações sobre o passo e Horizonte de Simulação</u>	243
A1.12	<u>Software para Implementar Modelos de Dinâmica de Sistemas</u>	244
A1.13	<u>Conclusão</u>	256

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

Do ponto de vista de mercado de energia elétrica, uma empresa geradora hidroelétrica deve, possivelmente, a cada instante operar de forma a atender; por um lado, compromissos assumidos através de contratos bilaterais, e por outro, atender a regras sistêmicas, econômicas e de otimização traduzidas em instruções, tais como: mecanismos de alocação de energia, serviços ancilares, reservas operativas, requisitos técnicos, regras econômicas, etc.

Já do ponto de vista técnico e de gestão, a operação da planta geradora se realiza atendendo a um processo de planejamento que leva em conta, principalmente, sua capacidade de geração, a qual está ligada a fatores tais como:

- ❖ características técnicas , que incluem entre outros:
 - limites impostos pelas turbinas,
 - limites impostos pelas unidades geradoras, e
 - queda de referência.
- ❖ limitações físicas, impostas entre outras pela:
 - capacidade instalada ,
 - capacidade de armazenamento do reservatório, e pelas
 - vazões mínimas a jusante.
- ❖ limitações operativas associadas, entre outras a:
 - esquemas de manutenção, e
 - faixas operativas.
- ❖ aleatoriedades associadas a:
 - saídas forçadas; e,

- vazões afluentes (parcialmente controladas pelos reservatórios de regulação).

Ainda no que diz respeito à capacidade de geração, as plantas geradoras operam dentro de um regime integrado ou sistêmico, e como consequência, sofrem as influências diretas ou indiretas da operação das demais plantas do sistema.

No caso particular das geradoras hidroelétricas, suas operações implicam na variação dos níveis dos seus reservatórios e isto se traduz, no tempo, numa situação ainda mais complexa que pode afetar, favorável ou desfavoravelmente, a capacidade de geração futura das plantas individuais bem como a do próprio sistema.

Vê-se, portanto, que uma Empresa Geradora, embora de propriedade particular, não deverá ser operada isoladamente, e sim atendendo a um conjunto de regras de operação coordenada do sistema gerador.

Esta diversidade de regras afeta e poderá limitar sensivelmente a liberdade de gestão das empresas geradoras, que requererão, em breve, ferramentas que lhe permitam analisar com a máxima objetividade os seus reflexos nas gestões globais.

No ambiente pré reforma, as empresas de eletricidade constituíam grandes monopólios setoriais e/ou governamentais, e tinham como foco principal de suas preocupações a qualidade e continuidade dos serviços. Para alcançar estes objetivos, dispunham de programas destinados a avaliar com grande precisão aspectos operacionais e de confiabilidade dos sistemas.

No ambiente atual, marcado pela criação e implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), pela privatização de várias concessionárias de energia elétrica e pela introdução de novos agentes econômicos, tais como; produtores independentes de energia elétrica (PIEE), co-geradores, comercializadoras e consumidores livres, certamente, ao foco das preocupações de qualidade e continuidade dos serviços se incrementam os aspectos

econômicos - financeiros, e como consequência, os modelos da pré-reforma exigem atualizações para estudar adequadamente a operação no novo ambiente.

Neste novo contexto, as operações das empresas geradoras passam a sofrer a influência direta de duas orientações, uma estabelecida pelas estratégias próprias da empresa e a outra, ditada pelas regras estabelecidas no sistema. Esta combinação de decisões internas com restrições externas, por uma questão de sobrevivência - sem falar em resultados empresariais satisfatórios - exige uma avaliação *a priori* dos resultados que poderiam ser alcançados pela aplicação de determinadas estratégias. Em outras palavras, há necessidade de olhar no "futuro" as consequências de decisões adotadas no presente.

Uma forma de "pesquisar o futuro" pode ser feita através da utilização de modelos elaborados em base a princípios pré-estabelecidos e aplicados a suas principais variáveis de influência, como sejam: demanda, afluência, saídas programadas, etc. No que diz respeito ao tratamento das variáveis e à própria elaboração, os modelos podem estar apoiados em métodos estatísticos, em planilhas de cálculos ou em técnicas de simulação.

Os modelos estatísticos são elaborados em função da análise de séries temporais de dados históricos, eles partem da hipóteses de que os valores são gerados dentro de uma estrutura relativamente estável, representável por uma função e que esta função é aplicável para sua extrapolação a valores futuros. Esta metodologia é de grande utilidade na predição de alguns resultados futuros, entretanto, se ocorrem mudanças nas condições que regem sua elaboração os modelos estatísticos podem ser inadequados para produzir previsões confiáveis.

Os modelos elaborados com apoios de planilhas de cálculo até pouco tempo atrás foram bastantes utilizados, na atualidade, entretanto, estão amplamente demonstradas as suas limitações. Limitações decorrentes, principalmente, da dificuldade de representação de modelos com realimentações. Em outras palavras, os modelos apoiados em planilhas de cálculos são somente adequados para aplicações em curtos períodos de tempo, onde o mecanismo de realimentação não tenha a possibilidade de afetar significativamente os resultados.

Finalmente, o estado da arte da “previsão do futuro” avança na direção de técnicas que permitam a elaboração modelos maiores, mais complexos e adequados para sistemas dinâmicos ou realimentados.

Nesta direção, a pesquisa visa desenvolver uma metodologia que permita aos participantes do mercado elétrico, dispor de um mecanismo e uma metodologia de análise da gestão empresarial das Empresas Geradoras que operam neste novo mercado em fase de implantação. O referencial teórico baseia-se em Dinâmica de sistemas, que além da técnica fornece a metodologia que se caracteriza por tratar, simultaneamente, dos seguintes aspectos:

- ❖ considera as próprias restrições operacionais da planta,
- ❖ analisa as influências na gestão empresarial das empresas geradoras dos principais aspectos relacionadas com a competição,
- ❖ incorpora facilidades funcionais que permitem: por um lado, o ajuste fino dos principais parâmetros de simulação e por outro, a verificação do próprio modelo através da comparação com dados básicos obtidos com outros aplicativos, e
- ❖ permite a realização de análise de sensibilidade, sejam estas de parâmetros ou de estratégias empresariais.

Através desta metodologia, as Empresas de Geração Hidrelétricas poderão, por um lado, compreender melhor as principais variáveis envolvidas no planejamento da gestão e, por outro, avaliar melhor as estratégias e decisões das áreas gerenciais.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho de tese está estruturado como indicado a seguir:

O Capítulo II visa fornecer, uma visão resumida da evolução da modelagem de planejamento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, bem como fornecer uma noção da estrutura e formulação do planejamento empresarial. Com esta finalidade apresenta para a pré-reforma, o problema do planejamento, enfoque de solução e os modelos e as estruturas organizacionais associadas; continua com a análise de cada um destes temas

sob a ótica da reestruturação e conclui, com uma sugestão para a formulação de um modelo de gestão adequado a empresas de geração hidroelétrica. Em resumo, este capítulo fornece uma visão sistêmica dos planejamentos da operação e da expansão no contexto do mercado elétrico, bem como a sua influência sob gestão de empresas de geração hidroelétrica.

O Capítulo III apresenta a empresa de eletricidade no contexto do novo mercado de energia brasileiro; descreve as regras mais importantes do mercado atacadista de energia e faz uma análise de como estas regras afetam o planejamento da gestão de uma empresa geradora hidroelétrica. Em outras palavras, o capítulo tem como foco a empresa geradora hidroelétrica e para ela, descreve e analisa as influências das principais regras do novo mercado elétrico.

O Capítulo IV apresenta o planejamento da gestão empresarial de uma empresa hidroelétrica sob duas formulações: a tradicional - ótica de programação matemática - e uma alternativa, baseada em ótica de dinâmica de sistemas. Sob estas duas formulações, descreve e analisa os problemas inerente às áreas táticas da empresa, formula proposta de regras de integração dentro de um modelo de gestão e sugere, dentro de um modelo de planejamento de gestão empresarial, as fases mais adequadas de aplicação para cada formulação. Conclui o capítulo, apresentando uma aplicação do método de simulação na análise de políticas operativas, com vista a minimizar as penalidades associadas ao não atendimento dos índices de qualidade do fornecimento. O software utilizado nas simulações deste capítulo é o MATLAB [83].

O Capítulo V, apresenta, sob a ótica e enfoque de dinâmica de sistemas [45] [46] [96] [98] [99], o problema do planejamento da gestão empresarial enfatizando a operação de uma planta geradora. Inicia proporcionando os principais conceitos que rege o planejamento da operação, na sequência apresenta os oito passos necessários para a formulação de um modelo segundo a técnica de Dinâmica de Sistemas e proporciona detalhes de cada um deles; conclui o capítulo com demonstração da validade de aplicação desta técnica no planejamento da gestão empresarial.

O Capítulo VI apresenta um exemplo prático de aplicação do modelo elaborado no capítulo anterior. Com ele, analisa-se a evolução da dívida de uma empresa geradora hidroelétrica real, e a influência sobre esta das principais regras de mercado apresentadas no Capítulo III.

Finalmente o capítulo VII fornece as contribuições da Tese e sugere tópicos para futuros trabalhos dentro desta mesma linha de pesquisas.

Complementa a tese um apêndice denominado:

MODELAGEM ATRAVÉS DA DINÂMICA DE SISTEMAS

Nele apresentam-se os principais conceitos sobre a técnica e avaliam-se as vantagens e desvantagens dos principais aplicativos disponíveis no mercado.

1.3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Duas vertentes operando quase que paralelamente durante as anteriores duas décadas, convergem nesta última, para constituir o paradigma dos trabalhos científicos na área de energia elétrica. Este trabalho de pesquisa, em particular, além destas vertentes sofre a influência do nascimento e consolidação de uma nova técnica de análise e síntese, atualmente conhecida como Dinâmica de Sistemas.

A primeira vertente está relacionada com o planejamento da expansão e operação dos sistemas elétricos, a qual surge e acompanha o setor desde o próprio início dos serviços e a segunda está relacionada com o enfoque empresarial na gestão de eletricidade; que surge e se consolida, desde o instante em que se vislumbra no horizonte a criação da indústria da eletricidade.

Não seria possível aqui citar a totalidade dos trabalhos científicos publicados nestas duas vertentes, mais é possível mencionar, numa sequência adequada, aqueles considerados mais importantes por ocasião da realização da pesquisa bibliográfica. Trabalhos da área de Dinâmica de Sistemas são detalhados no Apêndice, que trata especificamente desta matéria.

Na área de planejamento, o primeiro trabalho analisado vem de 1966 onde Garver [50] apresenta um trabalho interessante sobre a capacidade de tomada de carga das unidades geradoras.

A década de 70 foi pródiga, principalmente, pela apresentação de um grande número de metodologias de análise dos sistemas elétricos interligados.

Dois fatos marcaram definitivamente a década de 80, o primeiro se caracterizou, principalmente, pela preocupação na qualidade dos serviços de grandes sistemas interligados; e o segundo pela mudança na modalidade de negócios no mercado elétrico, uma vez que a partir de meados desta década inicia-se, no mundo, o processo de desregulamentação, desverticalização e privatização dos grandes monopólios estatais.

Entre os trabalhos do primeiro foco podemos citar as seguintes publicações:

1980 - [61] que apresenta um modelo para simulação de sistemas hidrotérmicos e [56] que apresenta regras e metodologias aplicadas ao sistema Interligado brasileiro.

1981 - [57] e [38] consolidam estas regras e metodologias. Também neste ano Camargo [22] apresenta uma versão em português dos principais aspectos relacionados com a confiabilidade de sistemas de potência.

1982- Cunha et alii [28] apresenta uma proposta que analisa a confiabilidade simultânea da geração e da transmissão e Egeland et alii [37] uma proposta de planejamento integrado da operação de centrais hidroelétricas agrupadas em múltiplas bacias hidrográficas.

1983- Billinton et alii [9], publica uma nova versão de seu texto tradicional e amplamente utilizado nos meios acadêmicos sobre avaliação da confiabilidade de sistema elétricos. A nível de Brasil [87] apresenta uma versão mais avançada de [61] ao qual introduz o conceito de intercâmbio entre subsistemas.

1984 - Cunha [27] apresenta na sua tese de doutorado um estudo de confiabilidade aplicado principalmente ao sistema brasileiro. Neste mesmo ano Billinton [10] apresenta mais um texto tradicional na área de confiabilidade.

1985 - Cunha et alii [29] tomando como base [27] apresenta uma proposta para avaliação da confiabilidade composta de geração e transmissão aplicado a grandes sistemas hidroelétricos. Neste mesmo ano Pereira et alii [109] efetuam uma proposta similar para sistemas hidrotérmicos.

1987 - Amado et alii [4] apresenta uma proposta de planejamento da operação a curto prazo aplicado a sistema de múltiplos reservatórios, múltiplas áreas e sistemas interligados. Neste mesmo ano Sureck et alii [125] apresenta uma nova versão do modelo MIDAS [87] aplicado a sub sistemas interligados.

1988- o GCOI [58] apresenta mais um relatório aplicado ao planejamento ótimo dos recursos armazenados nos reservatórios das plantas geradoras.

1989 - Allan et alii [1] utiliza técnicas de simulação na análise da confiabilidade de sistemas compostos de múltiplos reservatórios.

No segundo foco, com o início do planejamento competitivo, os métodos tradicionais começam a sofrer adequações às novas regras imperantes no setor elétrico. Os trabalhos mais importantes que foram surgindo neste contexto e recompilados neste trabalho são os seguintes:

1982- Caramanis et alii [23] apresenta conceitos aplicados ao emergente mercado Spot da Inglaterra. Nesta mesma linha em 1984 Schweppe et alii [128] apresenta uma avaliação desta modalidade de tarifação.

1986 Marks [81] apresenta problemas e políticas adotadas nesta área na Austrália.

1988 Morecrof [91] apresenta um enfoque de mercado aplicado aos sistemas elétricos emergentes. Neste mesmo ano Murphy et alii [102] apresenta um modelo adequado para o estudo do mercado futuro de energia.

A década de noventa está sendo marcada pelo decaimento do foco aplicado à metodologia tradicional e o acréscimo significativo nos trabalhos aplicados a mercados competitivos.

Porém ainda com o primeiro enfoque, inicia-se a década de 90 com três propostas muito interessantes aplicadas ao planejamento da operação e

expansão de sistemas elétricos; eles são: em 1990 Fortunato et alii [39] que apresenta conceitos básicos aplicados ao planejamento da expansão e da operação; Pinto [110] que formula conceitos de otimização no planejamento da operação; e Costa et alii [26] apresenta um trabalho similar aplicado ao planejamento da expansão.

Continuam os anos 90 com uma sensível redução de trabalhos para grandes sistemas interligados, mas ainda temos em 1991 Allan et alii [2] com trabalho de confiabilidade aplicado a plantas hidrotérmicas com plantas reversíveis; em 1992 a Ubeda et alii [132] aplicando simulação sequencial na análise da confiabilidade de sistemas compostos.

1993 - Gorenstin et alii [52] já influenciado pelas mudanças em via de implementação apresenta um trabalho contendo conceitos de incerteza aplicados ao planejamento da expansão de sistema.

1994 - Ubeda et alii [133] e Sankarakrishnan et alii [122] propõem a aplicação de Simulação sequencial de Monte Carlo na análise da confiabilidade de grandes sistemas hidrotérmicos. Ubeda et alii [134] também apresenta um trabalho nesta mesma linha.

O último trabalho analisado nesta linha de planejamento foi apresentado em 1995 por Melo et alii [85] que apresenta um estudo probabilístico aplicado ao sistema elétrico brasileiro.

Contrário ao decaimento dos trabalhos aplicados ao planejamento tradicional, a atenção aos novos mercados elétricos se incrementa e igualmente se incrementam as publicações a eles associados; alguns destes trabalhos considerados importantes para este trabalhos são citados a seguir:

1990 - Yarrow [135] que apresenta conceitos e resultados das privatizações no mercado Inglês.

1992- Green [54] apresenta detalhes sobre o mercado Spot britânico; e [115] apresenta tendências do setor elétrico brasileiro para um horizonte que alcança o ano 2015.

1993 - Bunn et alii [17] trata sobre modelos para análise dos efeitos das privatizações no mercado Inglês. E neste mesmo ano Bjorvatn et alii [18] apresenta um tratado sobre desregulação do sistema de potência Nórdico.

Os próximos três anos são particularmente abundantes em publicações sobre a desregulação e privatização nas distintas partes do mundo, dentre as analisadas pode-se citar:

1994 - Larsen et alii [76] que trata do modelo de privatização do sistema Inglês; Kuwahata et alii [70] apresenta trabalho envolvendo teoria do jogo e co-geradores; Jackson [63] apresenta um publicação onde se analisa os principais problemas decorrentes da privatização e desregulação do novo mercado de energia; Mc Calley et alii [100] e [101] apresenta dois trabalhos analisando problemas da privatização nas áreas de geração e transmissão; Rodrigues et alii [119] faz um apanhado geral das privatizações ocorrendo no mercado internacional e se refere ao caso brasileiro; e Grohneit [55] apresenta um trabalho que analisa o caso dinamarquês.

1995 - Morozowski [95] apresenta na sua tese de doutorado os principais conceitos e a nova estrutura que se visualiza para o emergente mercado desregulado brasileiro; Morozowski et alii [93] as mudanças previstas na estrutura institucional do setor elétrico brasileiro; Newbery [106] apresenta importantes conceitos associados ao planejamento em ambiente competitivo na sua publicação "Power Markets and Market Power"; Anderson et alii [4] analisa o novo mercado elétrico da Suécia e Bye et alii [21] apresenta um trabalho similar para o sistema norueguês e em [88] o MME do Brasil publica os principais dispositivos constitucionais referente ao setor elétrico nos quais se verificam as modificações necessárias para a introdução da mudanças para o ambiente de competição do setor elétrico.

1996 - Entre as várias publicações aplicadas às mudanças em curso no sistema elétrico brasileiro pode-se citar as referências publicadas por Bajay et alii [5] que trata das motivações para participação no novo mercado; Brunetti et alii [21] que apresenta um tratado sobre políticas tarifárias; [64], [65] e [66] que são publicações interessantes no jornal Gazeta Mercantil; e Tolmasquim et alii [131]

apresenta as mudanças institucionais em curso. Neste mesmo ano a nível internacional pode-se citar Bunn et alii [15] com trabalho sob modelo estratégico aplicado ao mercado elétrico Inglês; Hunt et alii [62] analisa o sistema de transmissão neste novo contexto; Rudnick [121] analisa de forma geral as reformas do setor elétrico nos países de América do Sul; e Barkovich [6] da uma tendência da privatização do mercado elétrico de Califórnia em EEUU.

Sem lugar a dúvida as referências acima podem ser substancialmente incrementadas adicionando os anos 97 e 98, porém neste período estivemos mais voltado à realização dos trabalhos de tese o qual nos demandou uma especial atenção aos aspectos empresariais da área de eletricidade.

O Setor privado também paulatinamente foi alvo de publicações como um prelúdio do seu futuro papel na Indústria de eletricidade; na década de 80 os aspectos relacionados às concessionárias de eletricidade, foram mencionados com bastante frequência em distintos trabalhos científicos. Entre estes, alguns considerados importantes para o trabalho de tese são citados a seguir:

1980 - a publicação de Porter [112] que analisa estratégias competitivas aplicadas a indústrias em geral e alguns aspectos associados à indústria de eletricidade; Clark [32] apresenta um enfoque para análise de políticas no setor público, que incluía o setor de eletricidade; e Porter [111] apresenta um texto que destaca as estratégias competitivas aplicadas nas indústrias em geral.

1983 - Ford et alii [42] alerta para o problema enfrentado pelas concessionárias de eletricidade dentro de um círculo que envolve tarifa e crescimento.

1984 - Ford et alii [41] analisa o problema do subsídios às empresas de eletricidade. Neste mesmo ano Hall [59] apresenta um trabalho destinado à área gerencial da empresa com sugestão sobre políticas que permitirão às organizações se manter dentro dos mercados competitivos.

1985 - Morecroft [90] apresenta modelos para simulação de parâmetros de mercado juntamente com uma metodologia de análises dos resultados obtidos.

1987 - Merten [86] publica um enfoque estratégico de gerência de múltiplos clientes.

1988 - Kathawala [68] apresenta técnicas quantitativas na análise de estratégias aplicáveis a pequenas e grandes empresas dos EEUU.

1989 - Bonner [11] apresenta críticas ao processo de privatização Inglês; Ford [43] publica modelos para análise da conservação de energia aplicada a uma concessionária estadual dos EEUU; e Stata [130] apresenta sugestão aplicável às novas organizações participantes do setor elétrico.

A década de 90 continuou com o mesmo teor das publicações e entre as principais cita-se:

1992 - Bunn et alii [13] apresentam tendências dos investimentos aplicados no setor elétrico Inglês; Grahan [53] publica casos decorrente da análise comportamental das estruturas gerenciais das empresas em geral; e Bean et alii [8] apresenta conceitos de estratégias e análises de cenários aplicados às empresas operantes no mercado elétrico Inglês.

1993 - Bunn et alii [12] publica modelos para análise dos efeitos da privatização do sistema Inglês sob os investimentos feitos pelas organizações participantes.

1994 - Lyneis [78] analisa as expectativas das empresas concessionárias de energia elétrica americanas frente ao processo de competição. Neste mesmo ano Morecroft et alii [92] apresenta um texto amplamente estudado nos meios acadêmicos e que resume vários aspectos relacionados com as empresas atuantes nos distintos setores em fase de privatização.

1995 - Joskow et alii [67] publica um texto na mesma linha de [92] porém aplicado às empresas do setor de eletricidade.

1996 - Dyner [35] apresenta um estudo aplicado ao sistema elétrico colombiano em fase de desregulação.

Em 1997 e 1998 Morozowski et alii [96], [98] e [99] publica três propostas de modelos para análise do planejamento de operação em sistemas competitivos.

Finalmente 1999 Ford [40] publica um livro com aplicações práticas de DS em diversas áreas, especialmente as ligadas ao meio ambiente.

CAPÍTULO II

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS: CONCEITOS, EVOLUÇÃO E METODOLOGIA

2.1 INTRODUÇÃO

Com a nova regulamentação do setor elétrico, seguida pela privatização e/ou desmembramento de diversas concessionárias verticalmente integradas [135][105], novos agentes deverão participar dos serviços de energia elétrica: produtores independentes, comercializadores de energia e consumidores livres deverão integrar-se aos tradicionais produtores, transmissores e distribuidores remanescentes desta nova regulamentação. A entrada destes agentes motivará novas modalidades de negócios na produção, transporte e distribuição da energia elétrica, não consideradas na atual metodologia de planejamento.

Em conseqüência, a estratégia e o estilo de desenvolvimento do sistema elétrico deverão ser modificados substancialmente, ampliando o escopo e mudando o foco das atividades de planejamento, no sentido de incorporar as peculiaridades da nova estrutura do mercado e adequar o tratamento das incertezas decorrentes da competição nas atividades de geração e comercialização de eletricidade [95].

Por outro lado, os avanços recentes nas técnicas computacionais (processamento de alto desempenho, programação orientada a objetos, por exemplo) e a introdução de novas técnicas de representação do conhecimento (redes neurais, sistemas especialistas, entre outras) e de tratamento de incertezas (teoria dos jogos, conjuntos difusos, entre outras), na área de planejamento de sistemas de energia elétrica, propiciam oportunidades ímpares para a transformação do processo de planejamento tradicional, normalmente estático e hierarquizado, em processos dinâmicos, com grandes facilidades de interação e de construção de modelos que integrem decisões empresariais e aspectos técnicos, motivando a participação das gerências e estimulando a criatividade dos técnicos.

Deste modo, o processo de planejamento atual deverá ser complementado por enfoques atualizados e apoiado por modelos computacionais que permitam

representar adequadamente os novos fatores que condicionarão o planejamento do sistema, em particular as novas estruturas organizacionais dos participantes e do próprio setor elétrico brasileiro.

2.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

2.2.1 Planejamento Tradicional [95]

O Problema do Planejamento

O objetivo básico do planejamento da expansão de sistemas de potência tem sido definido como a determinação da data de entrada em operação dos equipamentos e instalações necessários para atender ao crescimento do mercado de energia elétrica. A solução deste problema envolve uma solução de compromisso entre o nível de confiabilidade desejado pelos usuários e os custos decorrentes do atendimento deste nível de confiabilidade, conforme ilustrado na Figura 2.1[95].

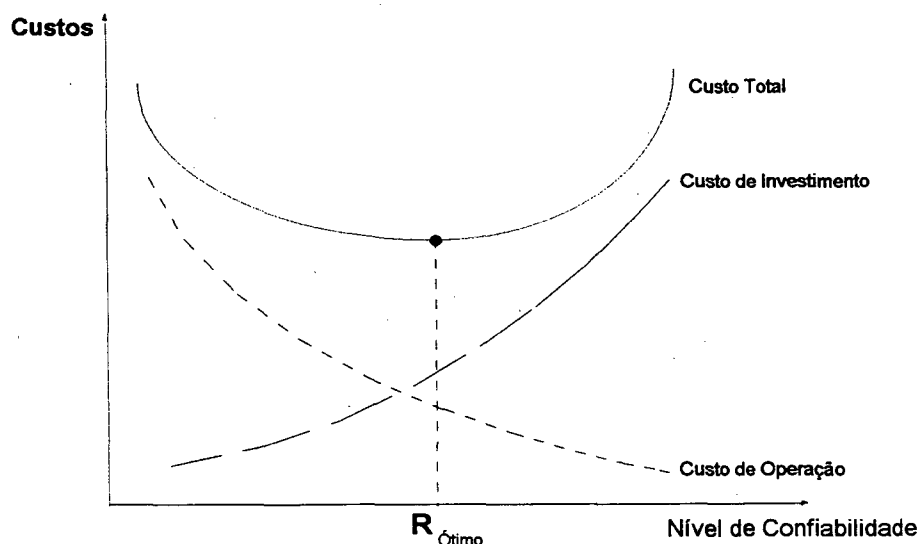


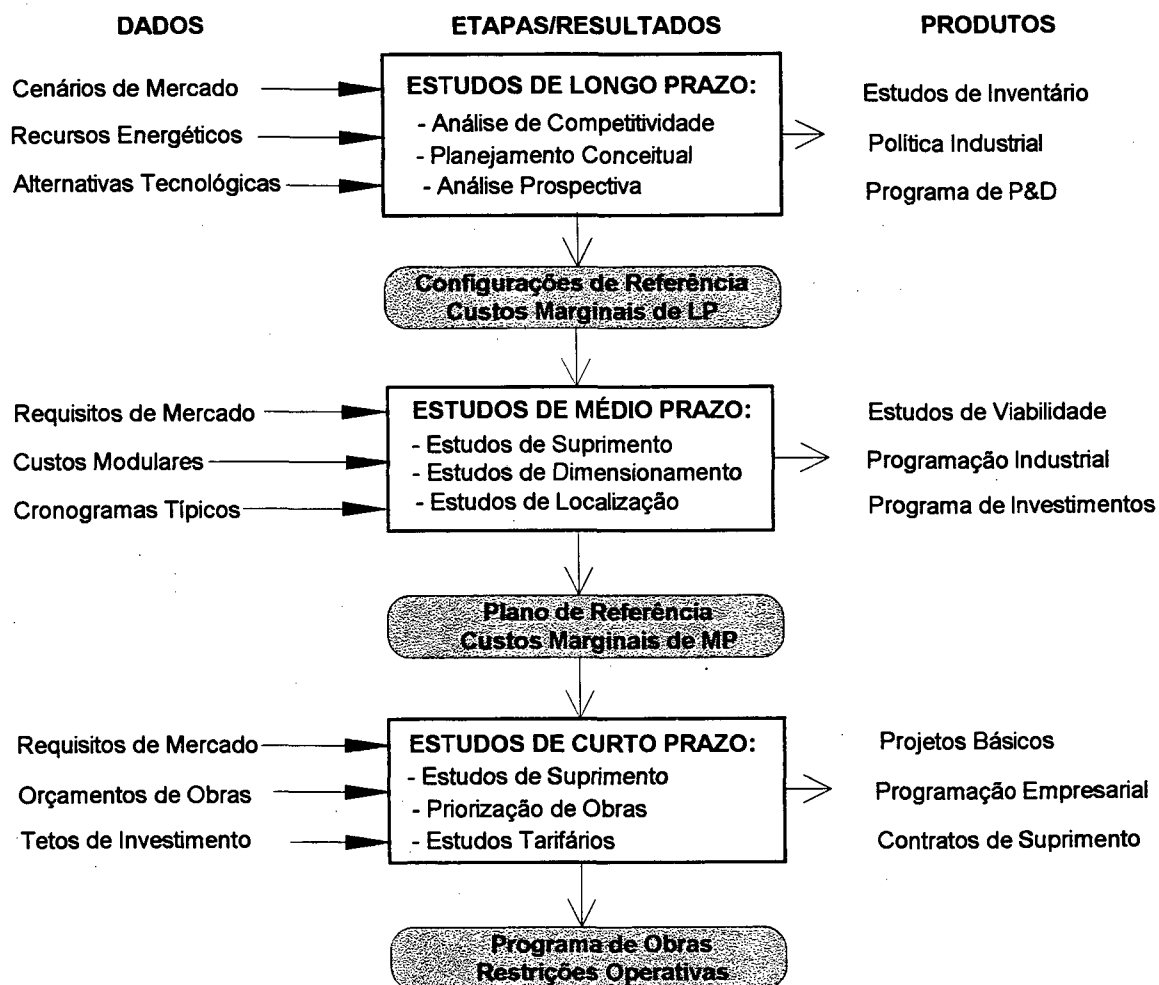
Figura 2.1 - Planejamento Baseado na Confiabilidade

Como consequência da complexidade deste problema e considerando que as incertezas nas projeções de mercado, de custos de combustível e das tecnologias se ampliam na medida em que se estende o horizonte de planejamento, surgiu a necessidade de decompor o problema de expansão em subproblemas de menor porte e complexidade, passíveis de solução com os modelos e recursos computacionais disponíveis. Assim, é usual, nas empresas de energia elétrica, realizar os estudos de planejamento em etapas, de acordo com os critérios de decomposição indicados no Quadro 2.1.

Quadro 2.1 - Critérios de Decomposição do Problema de Planejamento

Critério	Etapas
Temporal	<ul style="list-style-type: none"> • Longo prazo (N+15 a N+30) • Médio prazo (N+5 a N+15) • Curto prazo (N+3 a N+5)
Espacial	<ul style="list-style-type: none"> • Nível nacional • Nível regional • Nível local
Funcional	<ul style="list-style-type: none"> • Geração (produção) • Transmissão (transporte) • Distribuição

A decomposição, ao mesmo tempo em que viabiliza a solução do problema de planejamento, exige adequado encadeamento dos resultados de cada etapa, de forma a garantir a consistência do plano como um todo. Este encadeamento é realizado através de um fluxo de informações, ilustrado na [Figura 2.2](#) [95].

**Figura 2.2 - Fluxo de Informações no planejamento da expansão**

O problema de planejamento tem sido abordado também como um problema de otimização de grande porte, multi-período, não-linear e estocástico, em função das características dos sistemas elétricos [27]. A complexidade deste problema motivou o desenvolvimento de grande quantidade de modelos para o planejamento da expansão e da operação, empregando uma série de técnicas de solução. Esta tendência, historicamente observada, vem se acentuando com o crescimento da capacidade de cálculo e redução dos custos computacionais [29].

No Brasil, dadas as dificuldades práticas de representar o complexo processo de planejamento de sistemas hidrotérmicos multiárea em um único modelo, optou-se por uma cadeia de modelos, abordada a seguir.

Cadeia Hierárquica de Modelos

A cadeia dos níveis hierárquicos, representados na [Figura 2.3](#) [95], correspondem a diferentes tipos de decisões de planejamento, com diferentes horizontes de influência e graus de impacto em termos de suprimento de energia.

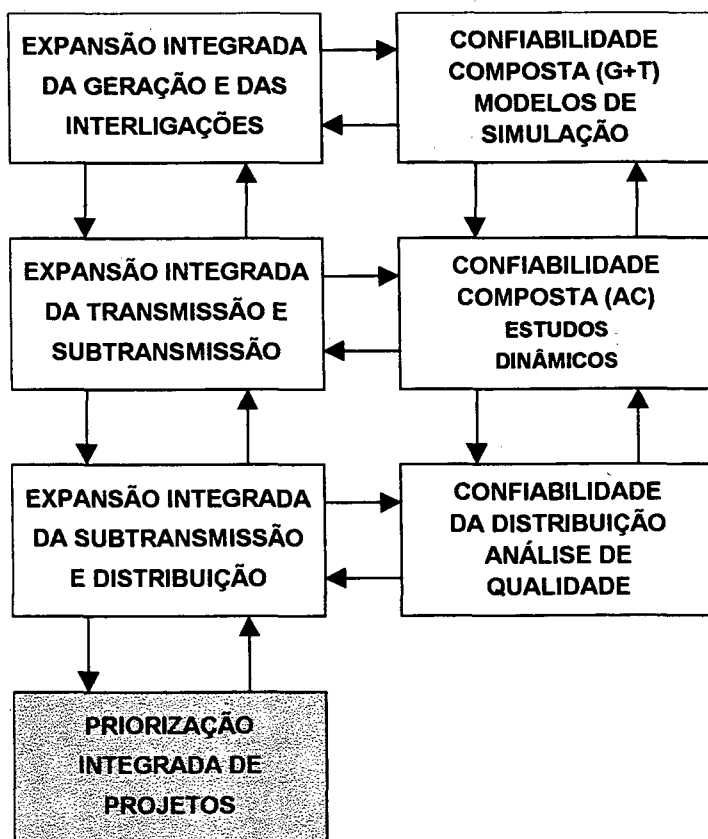


Figura 2.3 - Cadeia Hierárquica de Modelos

No lado direito da cadeia, estão listadas as principais ferramentas de análise do sistema em termos de custo, confiabilidade e qualidade. No lado esquerdo, estão explicitadas as principais decisões de investimento em cada etapa. Assim, para cada modelo de síntese, existem um ou mais modelos de análise, que permitem uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema planejado, tanto sob o enfoque estático quanto dinâmico.

Nesta estrutura, cada modelo representa um aspecto parcial do problema de planejamento e o conjunto de modelos representa o problema de planejamento no seu todo. Para cada tipo de decisão, foram desenvolvidos diversos modelos, com base em técnicas de otimização e/ou em métodos heurísticos. Os modelos baseados em otimização melhor sucedidos foram os propostos para planejamento da geração. A maior parte destes modelos tira proveito da técnica de decomposição de Benders, como ocorreu, por exemplo, com os modelos propostos, em 1990, por Costa, Campodónico e Pereira, que apresentaram um conjunto de modelos para determinar a expansão ótima da geração em sistemas hidrotérmicos [26].

ESTRUTURA TRADICIONAL

Nos itens anteriores, foram apresentadas a estrutura básica do problema de planejamento e a possibilidade de explorar esta estrutura com apoio do método de decomposição de Benders. Em consequência, a estrutura do problema de planejamento permite decompô-lo em dois subproblemas: investimento e operação. O subproblema de investimento tem por objetivo a determinação de propostas de obras, tais como usinas e interligações, bem como as respectivas datas de entrada em operação. O subproblema de operação tem por objetivo a determinação do valor esperado do custo de operação para cada proposta de investimento.

A integração entre os subproblemas é feita através de um procedimento iterativo que fornece informações sobre as consequências das decisões de investimento no valor esperado do custo de operação, obtidas da solução do subproblema de operação. Assim, a estrutura do modelo pode ser resumida nos

módulos indicados na Figura 2.4, dentro dos quais indicam-se os organismos encarregados de implementá-los.

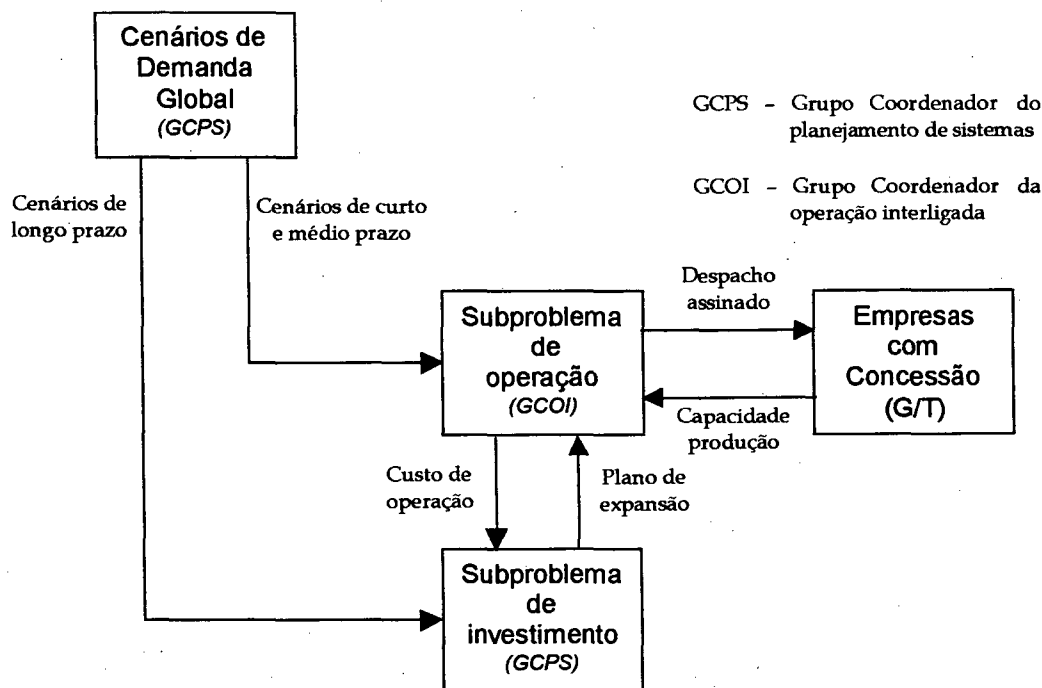


Figura 2.4 - Modelo macro do planejamento tradicional

CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA INSTITUCIONAL

A metodologia de planejamento e a estrutura hierárquica de modelos, anteriormente descritas, foram concebidas num setor elétrico caracterizado por capital predominantemente estatal, regime de mercado monopolístico e empresas verticalmente integradas, com reduzida participação de agentes privados. Como resultado, a metodologia de planejamento tradicional da expansão se baseia na especialização dos critérios e modelos de planejamento e se caracteriza pelos seguintes aspectos:

- planejamento centrado na oferta, com ênfase no sistema de geração;
- peso reduzido do sistema de transmissão nas decisões de investimento;
- foco da análise centrado nos sistemas interligados, em nível de região e de país;

- ênfase em grandes projetos de geração hidroelétricos e nas interligações regionais.

Estes e outros fatores condicionaram fortemente a concepção e o desenvolvimento dos modelos de planejamento, tanto nos aspectos energéticos quanto elétricos.

Uma conseqüência natural do desenvolvimento de modelos polarizados para o nível de sistema interligado e orientados a grandes projetos foi a representação simplificada (energia externa) de pequenas e médias centrais nos modelos de expansão da geração. Essa representação simplificada dificulta a correta avaliação dos pequenos e médios aproveitamentos, e teve como conseqüência um tratamento marginal destes projetos no âmbito do planejamento setorial. O tratamento endógeno de autoprodutores, produtores independentes e co-geradores é portanto um requisito a ser atendido pela nova metodologia de planejamento.

Também os projetos de gerenciamento da demanda têm sido tratados de forma implícita no processo de planejamento, através de subtração das metas de conservação de energia das projeções de mercado. Nesse caso, a representação simplificada não permite avaliar corretamente os efeitos de medidas de gerenciamento sobre os custos de expansão e de operação do sistema, fundamentais para a alocação otimizada dos recursos vinculados à implantação destas medidas. Em outras palavras, a representação explícita de medidas de gerenciamento da demanda é um aspecto a ser considerado na nova metodologia de planejamento.

Com a mudança no ambiente de negócios, ora em andamento, o papel do sistema de transmissão se renovará, diversificando suas funções atuais. Além disso, surgirá a interligação do tipo local, conectando usinas independentes ou produtores autônomos à rede das concessionárias. Essas modificações no ambiente de negócios deverão se refletir, mais cedo ou mais tarde, nos critérios e modelos de planejamento, no sentido de considerar o sistema de transmissão como recurso para otimização do sistema e como um negócio capaz de gerar receitas decorrentes de serviços de transmissão e de pedágio.

2.2.2 Evolução para o Planejamento em Ambiente Competitivo

Nova estrutura de planejamento

A evolução da estrutura tradicional de planejamento, [Figura 2.4](#), em direção à nova estrutura no ambiente de competição, sugere a inclusão de um terceiro subproblema, denominado de "gestão empresarial", [Figura 2.5](#). Este subproblema permite a integração dos interesses das empresas ou corporações resultantes do processo de desverticalização e/ou privatização das concessionárias governamentais, além dos novos agentes participantes do mercado elétrico, com os interesses do sistema global.

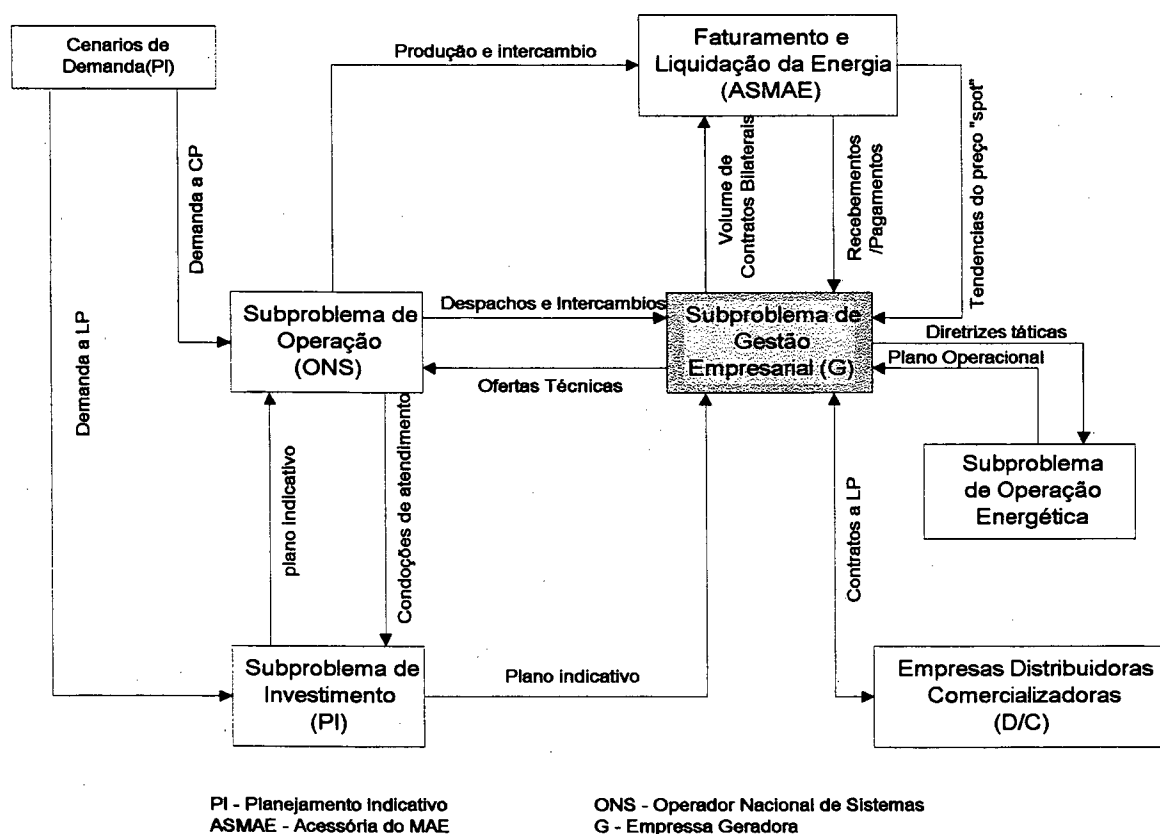


Figura 2.5 - Modelo do planejamento da expansão pós-reforma

Nesta nova estrutura, o subproblema de gestão empresarial interage com o subproblema de investimento através da recepção deste último de um plano indicativo de oferta de expansão. A fim de optar pelos novos investimentos, leva em conta tendências, fornecidas pelo ASMAE, de preço do mercado "spot", e sua

decisão de investimento se traduz, no tempo, num aumento de sua oferta técnica ao subproblema de operação.

As outras interações indicadas nesta figura dizem respeito ao desempenho econômico da gestão, e também são consideradas no processo de avaliação dos investimentos.

Planejamento indicativo da expansão

As características do planejamento indicativo são resumidas no Quadro 2.2 e comentadas a seguir.

Seu objetivo é construir cenários de evolução do sistema elétrico nacional, levando em conta o equilíbrio entre a oferta e a demanda em nível nacional e em nível de submercados, considerando restrições de caráter técnico (limites de intercâmbio regionais e internacionais, por exemplo), acordos internacionais (Tratado de Itaipu e Mercosul, por exemplo) e aspectos macroeconômicos (capacidade de investimento dos setores público e privado, a situação do balanço de pagamentos, nível de reservas do país, etc.).

A premissa básica para execução desta atividade seria a existência de mecanismos regulatórios que garantiriam a competição perfeita em nível de geração e de comercialização da energia elétrica. Com isso, viabiliza-se o uso da metodologia e dos modelos usados no planejamento a longo prazo, aí incluídos os modelos de planejamento integrado.

Quadro 2.2 - Planejamento Indicativo

Objetivo	Equilíbrio de oferta e demanda de LP, em nível nacional e de submercados.
Escopo	Indústria (sistema interligado e interconexões internacionais)
Enfoque	Planejamento baseado em custos (integrado)
Variáveis de decisão	Projetos de geração e interligações (grande escala)
Tipos de restrição	Macroeconômicas e de Meio Ambiente
Fontes de incerteza	Custos, demanda, hidrologia, cronogramas
Regime econômico	Competição perfeita (G/C), monopólio regulado (T/D)
Horizonte de análise	12 a 15 anos
Natureza do processo	Cíclico, com revisão anual e reformulação quinquenal
Produto principal	Plano Indicativo (cenários de desenvolvimento do sistema)

Entidade executora	Planejador Indicativo (PI), com apoio do OIS
Forma de regulação	Técnica (ANEEL)
Parâmetros de interface	Tendências dos custos marginais por submercado e dos preços nodais
Natureza do problema	Estruturado
Suporte à decisão	Cadeia hierárquica de modelos (multiárea) e modelos energéticos integrados

O horizonte de planejamento indicativo cobriria pelo menos 12 (doze) anos, com possibilidades de ser estendido para quinze (15) anos, para possibilitar uma melhor avaliação das alternativas tecnológicas e energéticas, particularmente no que diz respeito ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos remotos. A natureza do planejamento indicativo recomenda uma revisão anual, em função de ajustes nas previsões de demanda e cronogramas de obras, com uma revisão de premissas a cada cinco anos, para levar em conta mudanças nas macrotendências e eventuais redirecionamentos da política econômica e energética do país.

O produto principal desta atividade - o Plano Indicativo - estabelecerá as premissas e parâmetros de referência para os demais níveis hierárquicos, onde efetivamente serão tomadas as decisões de investimento. O Plano Indicativo deverá sintetizar as premissas consideradas em sua elaboração, notadamente no que diz respeito aos parâmetros econômicos, aos preços dos energéticos, aos cenários de demanda, à disponibilidade e custos das tecnologias de geração e transmissão, bem como à sensibilidade dos projetos às variações nessas premissas e cenários.

O planejamento indicativo deverá ser executado sob coordenação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistema Elétricos – CCPE - com apoio de órgãos colegiados setoriais e de entidades representativas dos agentes do sistema. Com isso, preservar-se-ia, no processo de planejamento indicativo, o estilo de planejamento atual: integrado e participativo.

Uma função importante do planejamento indicativo é compatibilizar o planejamento setorial e a política energética nacional. Para isso, dever-se-á levar em consideração, na etapa de construção de cenários, a consistência entre a oferta e a demanda de energia elétrica e a oferta e demanda dos demais energéticos.

2.2.3 Metodologia para o Planejamento Indicativo em Ambiente Competitivo

A estrutura do planejamento indicativo está esquematizada na Figura 2.6, e seus estágios, atividades e agentes executores estão sintetizados no Quadro 2.3.

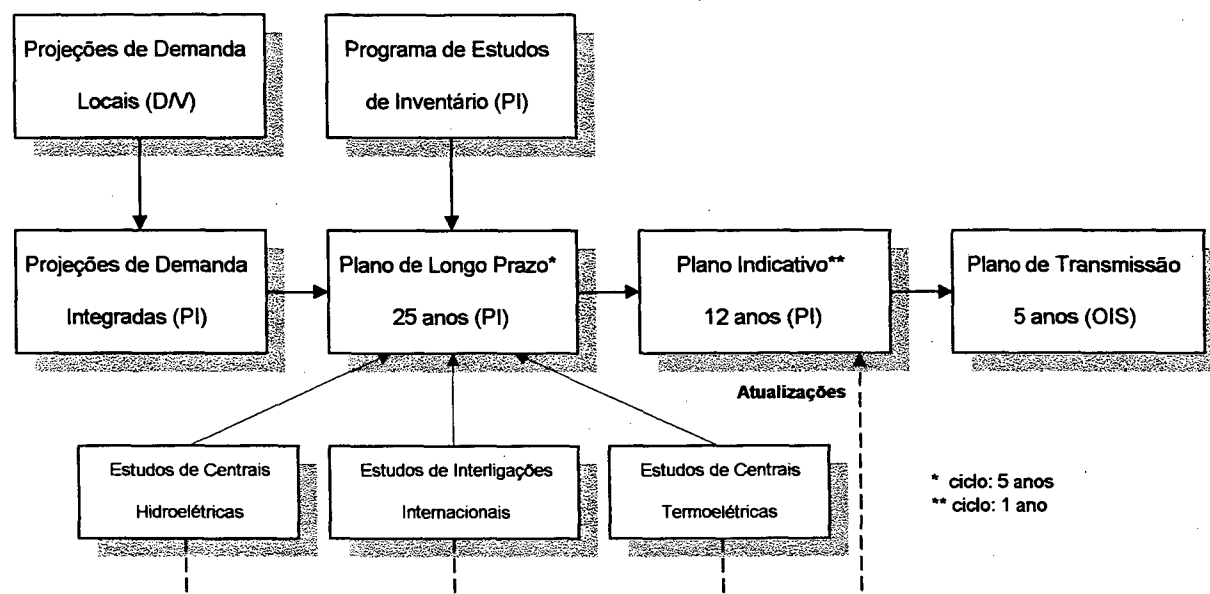


Figura 2.6 - Estrutura do Planejamento Indicativo

A metodologia a ser adotada no planejamento indicativo deverá seguir, em linhas gerais, a metodologia atualmente aplicada no planejamento da expansão do sistema interligado, no âmbito das empresas e do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema).

Quadro 2.3 - Estágios do Planejamento Indicativo

Estágio	Descrição	Responsabilidade	Observações
Projeção de demanda local	Projeção da demanda de áreas específicas	Varejistas e Distribuidoras	Projeções de demanda a curto prazo
Projeção de demanda integrada	Projeção de demanda dos sistemas interligados	Planejador Indicativo	Base: projeções de demanda (CP) e macroeconômicas
Planejamento a LP	Plano de 25 anos (G/T)	Planejador Indicativo	Ciclo quinquenal
Planejamento Indicativo	Plano de 12 anos (G/T)	Planejador Indicativo	Cenários alternativos
Programa de expansão	Projetos fora do PI	Concessionárias	Dados solicitados pela ANEEL, em nome do PI
Plano de transmissão (determinativo)	Plano de expansão da transmissão (5 anos)	Operador Independente do Sistema (OIS)	Projetos comissionados e contratos efetivados

A principal diferença entre os processos de planejamento determinativo, tradicional e o indicativo é que este último abre a possibilidade de implementação de projetos de geração não incluídos no plano de expansão, o que não era possível anteriormente.

Outras diferenças deverão existir entre a metodologia atual e a metodologia do planejamento indicativo, se as recomendações dos consultores do projeto RE-SEB forem acatadas integralmente, quais sejam:

- ◆ No planejamento da geração, o valor da energia não suprida passará a ser usado como elemento justificador (driver) da expansão do sistema; com isto, o risco de déficit será uma consequência do planejamento indicativo, e não mais um critério de planejamento, como ocorre atualmente.
- ◆ No planejamento a longo prazo da transmissão, deverá haver uma transição gradual do critério determinístico para um critério probabilístico ou mesmo para um critério econômico, o que permitiria uma aplicação plena dos modelos de planejamento integrado geração-transmissão.
- ◆ Tanto no planejamento da geração quanto no (indicativo) da transmissão, as taxas de desconto a serem consideradas deverão variar na faixa de 10 a 18%, visando refletir os possíveis impactos deste parâmetro sobre a estrutura do sistema. Estudos conduzidos pela Eletrobrás indicam que taxas no extremo inferior desta faixa (10%) favorecem a expansão hidroelétrica, ao passo que as taxas no extremo superior (18%) acarretam o predomínio da termoeletricidade.

Para referência, citam-se as taxas de desconto adotadas nos estudos de planejamento tradicionais, que variam na faixa de 10 a 12%.

- ◆ A representação dos projetos hidroelétricos deverá ser mantida no mesmo nível de detalhe adotado no planejamento a longo prazo tradicional, ao passo que os projetos termoeletricos serão agregados em blocos, dentro de cada submercado, sem especificação de projetos, como ocorre atualmente.

Como se depreende do exposto, as diferenças metodológicas entre os planejamentos determinativo, tradicional e indicativo tendem a reforçar as

abordagens integradas e o uso de critérios de custo econômico, viabilizando o uso e estimulando o aperfeiçoamento dos modelos de otimização e de simulação que formam a cadeia hierárquica de planejamento anteriormente apresentada.

2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

2.3.1 Metodologia Tradicional

Problema de Planejamento

O problema da operação de sistemas hidrotérmicos visa minimizar o custo de atendimento da demanda, através da colocação em operação das usinas segundo uma escala de custos. Dito de outra forma, o objetivo do planejamento da operação do sistema é determinar uma estratégia de geração que minimize o valor esperado dos custos operativos ao longo do período de planejamento [109].

Para o caso brasileiro, cujo parque gerador está constituído principalmente por plantas geradoras hidroelétricas, há limitação na capacidade de produção – limitação imposta, principalmente, pela disponibilidade de água nos reservatórios. Esta limitação faz com que o problema de gestão destas reservas se torne complexo, e exija a sua decomposição em uma cadeia de procedimentos seqüenciais, para sua formulação matemática e seleção de métodos de solução [3],[39].

Devido à aleatoriedade das aflúências e, em certa medida, da demanda do sistema, o problema é probabilístico. Aliado a isso, se tem a complicação adicional decorrente das restrições das unidades geradoras, uso múltiplo da água (serviços de saneamento, navegação, irrigação, etc.) e regras de segurança para controle de cheias nas bacias, o que o tornam um problema complexo de grande porte.

Cadeias Hierárquicas

A existência de várias bacias interligadas e a necessidade de avaliação das conseqüências do uso da água armazenada nos reservatórios nos anos futuros obrigam ao estudo do problema dentro de um horizonte de análise de longo prazo.

O uso apropriado da água armazenada nos reservatórios, a probabilidade de futuros déficits no atendimento da demanda, a indisponibilidade duradoura de equipamentos de geração ou transmissão e a expectativa de geração térmica futura obrigam um estudo de planejamento dentro de um horizonte de análise de médio prazo.

E finalmente, a necessidade de um programa de geração que atenda às restrições operativas ao longo dos próximos dias, semanas ou meses exige o estudo do planejamento dentro de um horizonte de curto prazo. Neste planejamento, diferente dos dois anteriores, os parâmetros dos sistemas são considerados determinísticos.

Os diferentes horizontes de planejamentos e diferentes tipos de análises de desempenho do sistema obrigaram à decomposição do problema global de planejamento da operação na cadeia apresentada na Figura 2.7, onde o grau de detalhe cresce na medida em que se reduzem o horizonte de influência das decisões e a existência de uma retro-alimentação dos menores horizontes de planejamentos para os superiores, de forma a garantir uma otimização global dos recursos.

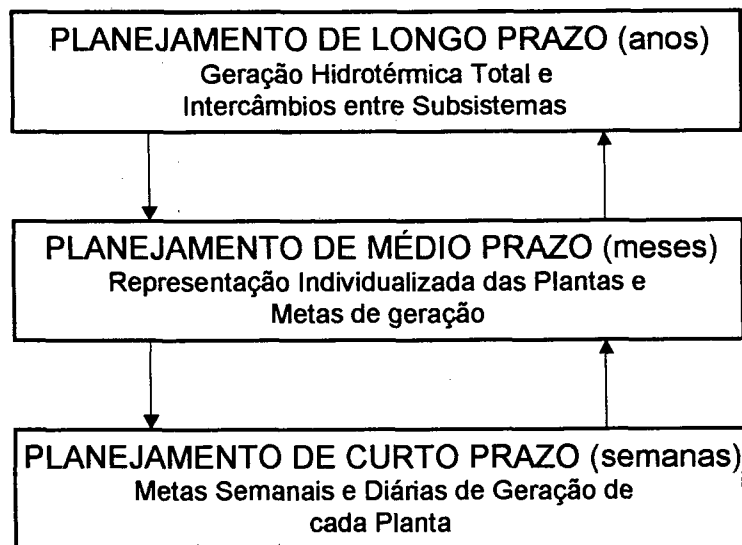


Figura 2.7 - Cadeia Hierárquica em Planejamento da Operação

Estrutura Tradicional

A estrutura tradicional do problema da operação é parte integrante do modelo macro apresentado na Figura 2.4. Nesta figura se representa o planejamento da operação embutido no subproblema de operação, e se observa que o conjunto de estudos e procedimentos a ele inerentes são executados pelo GCOI – Grupo Coordenador para a Operação Interligada.

Pela complexidade do subproblema, principalmente em função do volume de dados manipulados, os objetivos e as metas dos estudos de planejamento estão divididos, conforme mostrado na Figura 2.7, em etapas que incluem: longo prazo, também chamado de plurianual; médio prazo, ou anual/mensais; e curto prazo, ou mensal/semanais. As duas primeiras etapas do estudo – longo e médio prazos – correspondem a um planejamento estratégico, no qual se analisa o desempenho do sistema para diferentes cenários operativos. O instrumento do GCOI para os estudos plurianuais é o Plano de Operação, em que o horizonte de estudos de 5 anos à frente é analisado em etapas mensais.

A fase de planejamento anual da operação é obtida para o ano em questão a partir do próprio Plano de operação, no qual são realizadas análises energéticas do comportamento do sistema, em função de alterações nas premissas consideradas no Plano de Operação.

Os estudos de planejamento da operação em base mensal têm por objetivo a determinação de metas de geração das usinas e/ou níveis dos reservatórios. A decomposição dessas metas em programas diários de produção faz parte da atividade de programação, sob responsabilidade da Secretaria de Supervisão e Coordenação do GCOI até 03/99 [56], [57] e [58] e do Operador Nacional de Sistema (ONS) a partir de 03/00 com período de transição entre ambas datas.

2.3.2 Evolução para o Ambiente Competitivo

Nova estrutura de planejamento da operação

Como é de se esperar, a evolução da estrutura tradicional de planejamento, em direção à nova estrutura em ambiente de competição,

novamente sugere a inclusão do subproblema de gestão empresarial apresentado no item 2.2.1.

Nesta nova estrutura de operação, por um lado, o subproblema de gestão empresarial interage com o subproblema de operação, através do fornecimento da oferta técnica e da recepção da alocação de energia; por outro, há uma interação com o ASMAE, através do registro, neste último, dos volumes de contratos, e na recepção, a partir deste, dos pagamentos correspondentes.

Em sintonia com o faturamento da energia, neste modelo também se representam os contratos a longo prazo assinados entre geradores e distribuidores/comercializadores. Numa etapa mais evoluída do processo de privatização, deverá se estabelecer uma competição entre geradores pela captação de clientes desta natureza.

Pelo exposto, esta nova estrutura pode ser resumida nos módulos indicados na Figura 2.8, que também inclui os organismos encarregados de implementá-los.

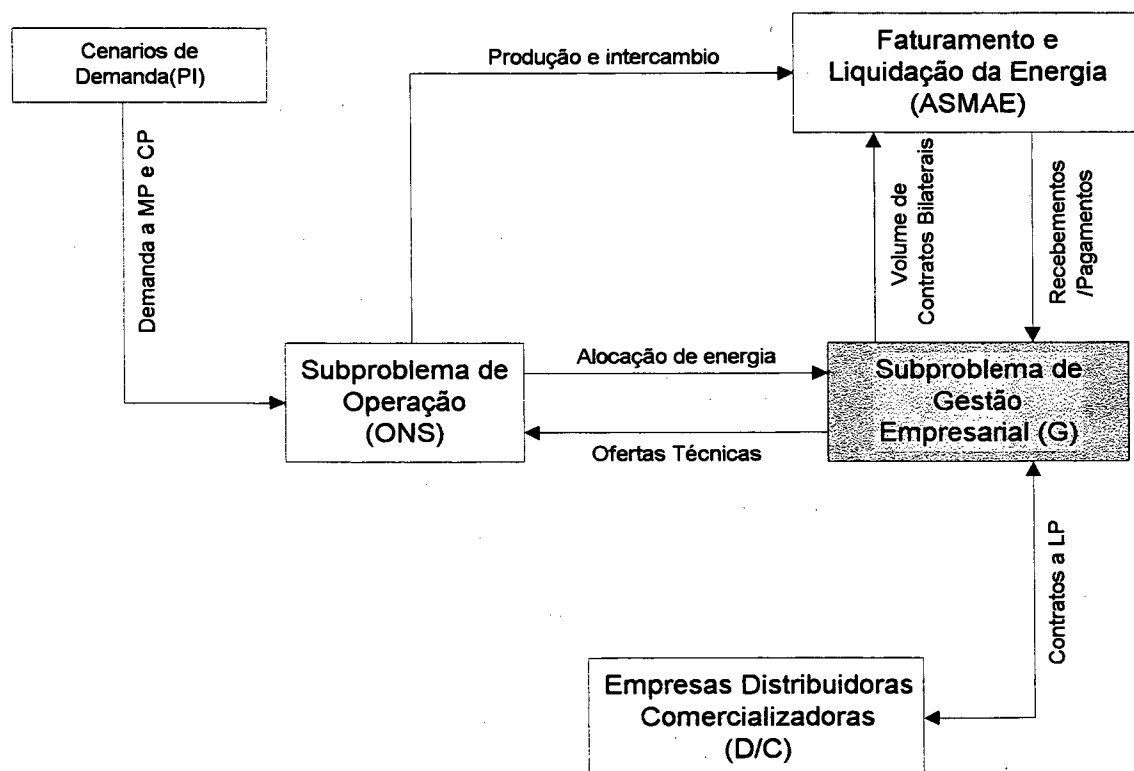


Figura 2.8 - Estrutura do planejamento da operação pós-reforma

Planejamento determinativo da operação

As características do planejamento determinativo da operação são resumidas no Quadro 2.4 e comentadas a seguir.

Quadro 2.4 - Planejamento Determinativo da Operação

Objetivo	Equilíbrio de oferta e demanda em nível nacional e de submercados.
Escopo	Indústria (sistema multiárea e interconexões internacionais)
Enfoque	Planejamento integrado da Geração e Transmissão
Variáveis de decisão	Demanda, oferta técnica e interligações (existentes e em execução)
Tipos de restrição	Técnicas e Operacionais
Fontes de incerteza	Afluências, Demandas, Falhas de equipamentos
Horizonte de análise	Anual/Mensal/Semanal
Natureza do processo	Cíclico
Produto principal	Plano de Operação diário, semanal, mensal. Previsão anual.
Entidade executora	Operador Nacional do Sistema (ONS)
Forma de regulação	Técnica (ANEEL)
Parâmetros de interface	Custos marginais por submercados, preços nodais e limites de injeção.
Natureza do problema	Estruturado
Suporte à decisão	Modelos energéticos integrados

Neste planejamento, o objetivo prioritário é alocar a energia entre os oferentes, levando-se em conta pelo menos os seguintes aspectos:

- ❖ Equilíbrio entre a oferta e a demanda em nível nacional e em nível de submercados.
- ❖ Utilização ótima dos aproveitamentos hídricos e demais combustíveis.
- ❖ Restrições de caráter técnico (operativas das unidades, por exemplo) e acordos internacionais (Tratado de Itaipu, por exemplo).
- ❖ Critérios de disponibilidade.
- ❖ Critérios de qualidade do serviço.

A premissa básica para a execução desta atividade seria a existência de mecanismos regulatórios que garantiriam o atendimento ao mecanismo de alocação e à oferta de energia. Com isso, viabiliza-se o uso da metodologia e dos modelos em uso no planejamento da operação.

De acordo com o horizonte de análise, o planejamento seria realizado em base anual/mensal/semanal, com periodicidade adequada a cada horizonte; pode-se com isto cobrir eventos estratégicos como, por exemplo, retiradas programadas das unidades geradoras, além das demais funções previstas nas regras do mercado atacadista de energia (MAE).

A metodologia a ser adotada no planejamento da operação deverá seguir, em linhas gerais, a metodologia atualmente aplicada no planejamento da operação interligada do sistema, realizada no âmbito do GCOI (Grupo Coordenador para a Operação Interligada) – ver [Figura 2.9](#) e [Quadro 2.5](#).

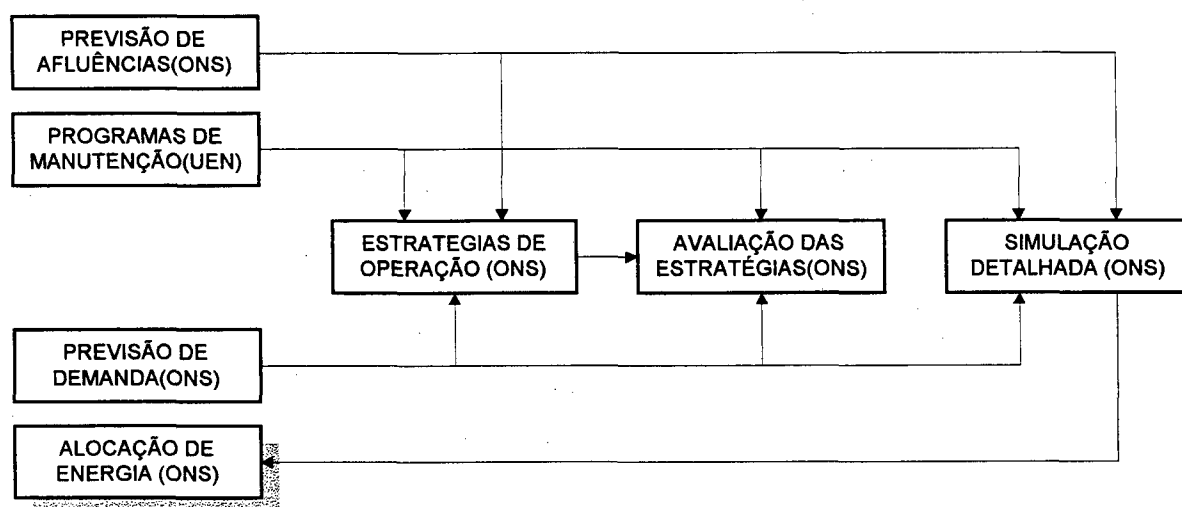


Figura 2.9 - Estrutura do planejamento integrado da operação

A principal diferença entre os processos de planejamento determinativo tradicional e o realizado neste novo contexto é, por um lado, que este último deve incluir todos os agentes participantes do mercado, independente de tamanho e organização, e, por outro lado, os dados implementados no planejamento se baseiam, a curto prazo, em informações de agentes externos e, a médio e longo prazos, em projeções realizadas pelo próprio ONS.

Quadro 2.5 - Estágios do Planejamento da Operação

Estágio	Descrição	Responsabilidade	Observações
Previsão de aflúências	Previsão das aflúências aos reservatórios	Operador Nacional de Sistema (ONS)	Séries históricas e séries sintéticas

Programas de manutenção	Saídas programadas das unidades geradoras	ONS com Dados dos agentes	Métodos heurísticas
Previsão de demanda	Previsão da demanda do sistema global	ONS com Dados dos agentes	PdM e Crescimento econômico
Estratégias de operação	Definição de metas operativas	ONS	Otimização dos recursos
Avaliação das estratégias	Realizadas em base a metas de operação	ONS	Análise global
Simulação detalhada	Periodicidade diária, semanal, mensal, etc.	ONS	Métodos de otimização
Alocação de energia	Definição da geração alocada a cada planta	ONS	Energia assegurada das plantas

Outra diferença que deverá existir entre ambas metodologias é que o planejamento determinativo atual, além dos aspectos puramente técnicos deve, no seu processo de otimização global, levar em conta informações de cunho econômico tais como: pagamento de multas, compra do mercado livre, descumprimento do contrato, etc., exigindo um aperfeiçoamento das atuais metodologias de planejamento.

2.4 PLANEJAMENTO DA GESTÃO EMPRESARIAL

Os objetivos do planejamento da gestão empresarial de uma planta geradora de energia elétrica, podem ser formulados como: o estabelecimento de estratégias e políticas com vista a garantir sua sustentação econômica no curto e médio prazo e, sua consolidação no mercado elétrico a longo prazo. Com esta premissa, a seguir caracterizam-se os principais aspectos inerentes a seu processo de planejamento.

2.4.1 Níveis Hierárquicos de Planejamento

O planejamento da gestão empresarial de uma Empresa Geradora Hidroelétrica (GH) - pode ser dividida em três níveis hierárquicos, quais sejam: Nível Estratégico, Nível Tático e Nível Operacional.

Ao Nível Estratégico corresponde a tomada das decisões estratégicas, ou seja, a definição das Estratégias que permitam atingir determinados objetivos e metas empresariais.

Ao nível tático, corresponde a tomada das decisões táticas de gestão, isto é, a tradução das disposições estratégicas em planos táticos de execução.

E ao nível hierárquico Operacional, corresponde a tomada das decisões em relação às funções que operacionalizam os planos táticos.

2.4.2 Estrutura Organizacional

Aos três níveis hierárquicos mencionados – estratégico, tático e operacional - pode-se associar decisões funcionais de gerência, e estas decisões, por sua vez, permitem a representação da estrutura organizacional da empresa através de uma "pirâmide organizacional", conforme ilustrado na Figura 2.10.

A Composição do Nível Estratégico depende do tipo de organização empresarial, assim pode estar composto, por exemplo: pelo Conselho de Administração, como nas Sociedades Anônimas; por uma Diretoria Colegiada, como nas empresas de capital misto; por estruturas distribuídas em níveis hierárquicos, como nas empresas estatais ou Sociedades de Responsabilidade Limitada. Em qualquer destas organizações existe um nível hierárquico mais elevado normalmente denominado de Diretoria Geral, Presidência do Conselho ou simplesmente Presidência, e níveis imediatamente inferiores, normalmente conhecida por Direções. Na análise a seguir, a empresa geradora estará composta por uma Diretoria Geral e duas Direções, a Técnica e a Financeira.



Figura 2.10 - Estrutura Organizacional de uma GH

À Direção Técnica está associada a definição das ações estratégicas para a operação otimizada, no tempo, do conjunto hídrico-hidráulico das instalações. Dito de outra forma, suas ações se orientam na busca de estratégias para a operação coordenada do reservatório com as instalações de geração de energia elétrica e com as instalações para a entrega da energia gerada.

A Direção Financeira é responsável pela definição de ações estratégicas na gestão econômico - financeira da empresa. Suas atividades estão orientadas ao equilíbrio econômico - financeiro da organização.

Ao nível hierárquico superior, ou Direção Geral, correspondem a elaboração e viabilização das estratégias globais da empresa, ou seja, ela se encarrega, de forma independente ou colegiada com as outras duas direções, de transformar as ações estratégicas setoriais em ações globais da empresa. A Direção Geral constitui o órgão natural de representação da empresa frente a hierarquias superiores, tais como órgãos reguladores e secretarias governamentais.

Ao segundo nível hierárquico de gestão empresarial, ou Nível Tático, corresponde a função de otimizar determinadas áreas da planta. Portanto, trabalha com a desagregação dos objetivos, estratégias e políticas estabelecidos nos planos estratégicos. O nível tático de uma empresa hidroelétrica é, normalmente, constituído por Superintendências, que têm como principal objetivo a previsão dos recursos necessários para alcançar os objetivos previamente fixados, segundo uma estratégia predeterminada.

Na empresa em análise, as principais superintendências ligadas à Direção Técnica são definidas como sendo: a de Operação, a de Manutenção e a de Engenharia e Obras. E as principais ligadas à Direção Financeira podem ser definidas como: a de Materiais e Compra e a de Administração Financeira e de Contabilidade.

O terceiro nível de gestão empresarial, ou Nível Operacional, pode ser considerado como o nível de formalização, principalmente através de documentos escritos ou meios digitalizados, das metodologias de desenvolvimento e implantação estabelecidas. Este nível operacional é, normalmente, constituído por Departamentos e Divisões quem têm como principal objetivo a elaboração de

planos de ação ou planos operacionais que implementem as orientações do nível tático superior. Neste trabalho essas funções serão agregadas ao nível hierárquico imediatamente superior.

2.4.3 Tipos dos Planejamentos

Do mencionado no itens 2.4.1 e 2.4.2, conclui-se que aos três níveis hierárquicos gerenciais da empresa pode-se associar três tipos diferentes de planejamento, a saber:

- (a) Planejamento estratégico;
- (b) Planejamento tático;
- (c) Planejamento operacional.

Pode-se relacionar estes três tipos de planejamentos aos níveis da “pirâmide organizacional” da [Figura 2.10](#), conforme ilustrado na [Figura 2.11](#).

O **planejamento estratégico** é conceituado como um processo gerencial que permite ao executivo estabelecer o rumo a ser seguido pela empresa ou Unidade de Negócios (UG), com vistas a obter eficiência nas funções internas e eficácia na relação da empresa com o seu ambiente.

A [Figura 2.11](#) mostra que o planejamento estratégico é de responsabilidade dos níveis mais altos da empresa: Direção Geral (DG), Direção Técnica (DT) e Direção Financeira (DF). Tal planejamento diz respeito tanto à formulação de objetivos, quanto à seleção dos cursos de ação a serem seguidos para atingi-los.

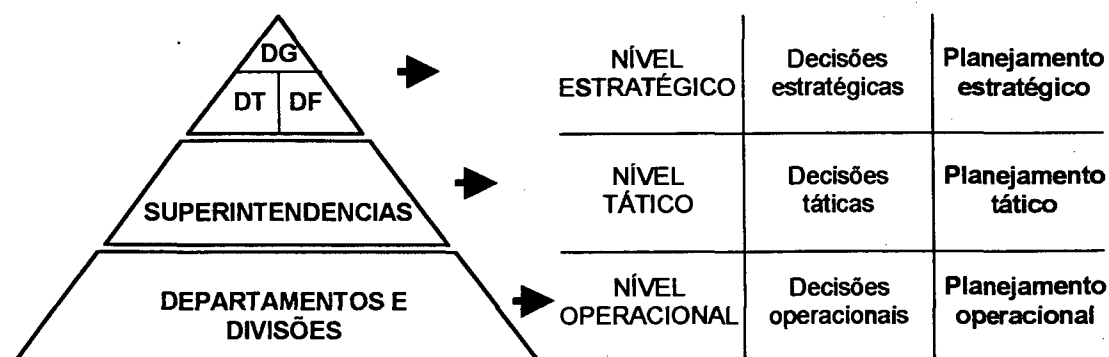


Figura 2.11 - Tipos de planejamentos e níveis de decisão

O Planejamento Estratégico deve ser formulado levando em conta as condições internas e externas da empresa. Quanto às condições externas, ele considera a premissa básica que estabelece *que a planta forma parte de um sistema interligado com foco na otimização global. A otimização é feita por organismos reguladores externos, em consequência, suas instruções têm caráter de obrigatoriedade para a empresa.*

O **planejamento tático** é conceituado também como um processo gerencial que permite aos gerentes de setores estabelecer o rumo a ser seguido pela área de sua responsabilidade. Como não planeja com a visão da empresa como um todo, pode estabelecer-se conflitos de interesse entre áreas de uma mesma unidade de negócio; porém, estes são tratados e solucionados no planejamento hierarquicamente superior.

Os **planejamentos operacionais** correspondem a um conjunto de partes ou subdivisões homogêneas do planejamento tático, ou seja, embora elas possam ser formuladas em forma independente, todas devem levar em conta a premissa básica ditada pelo planejamento tático.

O Quadro 2.6 apresenta alguns exemplos de tipos de planos associados a uma típica empresa geradora de energia hidroelétrica. Neste quadro, observa-se que o plano estratégico considera a empresa como um todo, e que os planos operacionais efetivamente são desagregações dos planos táticos, e estão associados a áreas bem definidas.

A Figura 2.12 apresenta o princípio do planejamento integrado da empresa, isto é, mostra que a formulação de um planejamento global para a empresa requer dos planos setoriais, e que todos eles sejam posteriormente integrados.

Quadro 2.6 - Tipos e Níveis de Planejamentos na Empresa Geradora

TIPO					NÍVEL
Planejamento Estratégico					Estratégico
Planejamento da Operação	Planejamento da Manutenção	Planejamento de Engenharia e Obras	Planejamento de Materiais e Compras	Planejamento Econômico – Financeiro	Tático

Plano de operação da central	Plano de manutenção de eq. Elétrico	Plano de atualização tecnológica	Plano da gestão de compra	Plano tarifário e econômico financeiro	Operacional
Planos de estudos elétricos	Plano de manutenção de eq. Mecânico	Plano de adequação das instalações	Plano da gestão de estoques	Plano de controle de contratos	
Planos de estudos hidrológicos	Plano de manutenção de eq. Transmissão	Plano de obras	Plano de inspeção e teste	Plano de Operações financeiras	
Planos de estudos estatísticos	Plano de operação de laboratório	Plano do arquivo centralizado	---	Plano de contabilidade geral	

Da observação da Figura 2.12, pode-se concluir que o planejamento estratégico, de forma isolada, é insuficiente para a gestão empresarial. Isto fica explicado se considerarmos que ele estabelece objetivos a longo prazo, e que na ausência dos planejamentos táticos e operacionais, resulta numa situação nebulosa, pois não existem ações imediatas que a operacionalizem.

A Figura 2.12 mostra também que o caminho para avaliação de instruções externas sobre a gestão da empresa será feito após a determinação da influência no planejamento estratégico, seguido dos reflexos sobre os planejamentos das distintas áreas da empresa. Esta modalidade de avaliação constitui um problema crítico na gestão das empresas geradoras hidroelétricas, uma vez que, se nada for feito, os problemas seriam detectados somente uma vez implantados.

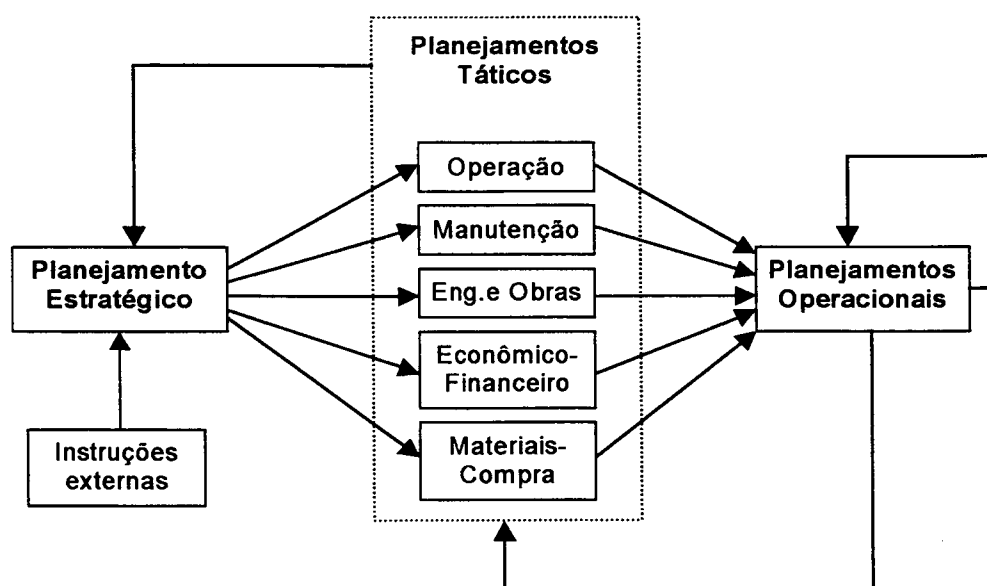


Figura 2.12 - Ciclos do Planejamento integral

Uma ferramenta adequada para a análise destas influências seria aquela que permite detectar os problemas antes que eles estejam implantados; em outras palavras, seria uma ferramenta que permite aos executivos das empresas testar a influência de suas estratégias sobre a gestão da empresa antes que elas sejam implantadas.

2.4.4 Diferenças entre os Tipos de Planejamentos

O Quadro 2.7 apresenta quatro parâmetros básicos de caracterização temporal e gerencial.

Quadro 2.7 - Diferenças Entre Tipos de Planejamentos

PARÂMETROS	PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO	PLANEJAMENTO TÁTICO	PLANEJAMENTO OPERACIONAL
Prazo	Longo (1 a 5 anos)	Médio (anual)	Curto (mensal)
Amplitude	Empresa	Áreas	Setorial
Riscos	Alto	Médio	Pouco
Flexibilidade	Pouca	Média	Alta

Deste quadro pode-se, por exemplo, resumir nos seguintes pontos as principais diferenças do planejamentos estratégico em relação ao planejamento tático:

1. Prazo mais longo, pois deve considerar aspectos como contratos bilaterais de longo prazo, previsões hidrológicas aleatórias, pagamento da dívida e a própria sobrevivência da empresa no mercado.
2. Amplitude maior, pois considera a empresa como um todo.
3. Risco maior, pela sua maior amplitude e pelo maior prazo de concretização.
4. Flexibilidade menor, basicamente por dois motivos; primeiro, por que considera a empresa como um todo, e em consequência, deve, em muitos casos, compatibilizar interesses setoriais muitas vezes conflitantes entre si; e segundo, pelo trabalho de compatibilizar os interesses da empresa com os interesses do seu meio ambiente.

O mesmo princípio e raciocínio pode-se aplicar nas diferenças existentes entre o planejamento tático e o planejamento operacional, porém, segundo a ótica

da premissa fundamental, que diz: *o planejamento tático engloba diferentes áreas operacionais com objetivos comuns.*

2.4.5 Considerações para a Formulação de Planos Estratégicos e Táticos

Na formulação de planos estratégicos e táticos, para as UN, pode-se ter alguma dificuldade de diferenciá-los no tempo, uma vez que a formulação matemática dos planos táticos pode, com pequenas alterações, ampliar-se para ser considerada como plano estratégico.

Entretanto, uma forma fácil de diferenciá-los é considerar que os planos táticos são desagregações de planos globais elaborados sobre parâmetros determinísticos, e que os planos estratégicos, além de integrá-los e projetá-los no futuro, permitem considerar alguns deles como parâmetros estratégicos.

Na formulação dos planos táticos pode-se, também, encontrar dificuldades de ordem prática, uma vez que planos operacionais de distintas índoles devem ser integrados para sua formulação. Entretanto, esta dificuldade também pode ser superada se considerar-se que existe um objetivo tático da área e que as influências dos planos operacionais podem ser traduzidas em restrições a este objetivo comum.

Uma dificuldade adicional enfrentada pelos planos estratégicos e táticos das empresas geradoras, no novo mercado brasileiro de energia, relaciona-se com a influência das instruções externas nos planos em execução. Para enfrentar esta nova realidade, as empresas devem trabalhar com vários cenários alternativos, ou então priorizar a celebração de contratos bilaterais que permitirão manter seus fluxos de caixa dentro de limites previsíveis.

2.4.6 Enfoques para Formulação de um Modelo de Gestão Empresarial

O processo de formulação de um modelo de gestão empresarial consiste na integração dos planejamentos táticos num plano global. O estado da arte dos processos de integração oferece atualmente duas alternativas possíveis, uma baseada em métodos de otimização e outra baseada em métodos de simulação.

ENFOQUE DE OTIMIZAÇÃO

O *Planejamento da Gestão Empresarial* constitui-se em um instrumento associado às áreas de decisão estratégica da empresa, e tem por finalidade fornecer às distintas áreas táticas diretrizes para a elaboração dos seus planos específicos.

Como cada área tática é formada por setores operacionais com objetivos específicos, porém com restrições da área, os planos táticos podem ser elaborados com auxílio das técnicas de decomposição, utilizando, por exemplo, os métodos apoiados nos Cortes de Benders para a solução.

Por outro lado, as áreas táticas, em seu conjunto, se diferenciam por objetivos bem particularizados, até o ponto de poderem exprimir suas próprias funções objetivo. Desta constatação, a alternativa de solução do problema de planejamento global novamente obriga à utilização das técnicas de decomposição na busca de soluções.

A formulação matemática de um problema, segundo a técnica de decomposição, exige uma função objetivo única – por exemplo, num ambiente competitivo manter ou aumentar o valor da empresa para os accionistas - que represente a sua meta final e que esteja sujeita a determinadas restrições que atendam a objetivos particulares; aplicando este conceito para o planejamento global das UN-GH, é necessário formular uma função objetivo que represente os interesses da empresa como um todo (atendimento da demanda contratada, lucros dos acionistas, por exemplo), e que esteja sujeita aos objetivos táticos como restrições (planos de manutenção, restrições operacionais de operação, disponibilidades de estoque de materiais, por exemplo). A Figura 2.13 apresenta a estrutura do problema com vistas à integração dos planos táticos em um modelo integrado de gestão empresarial.

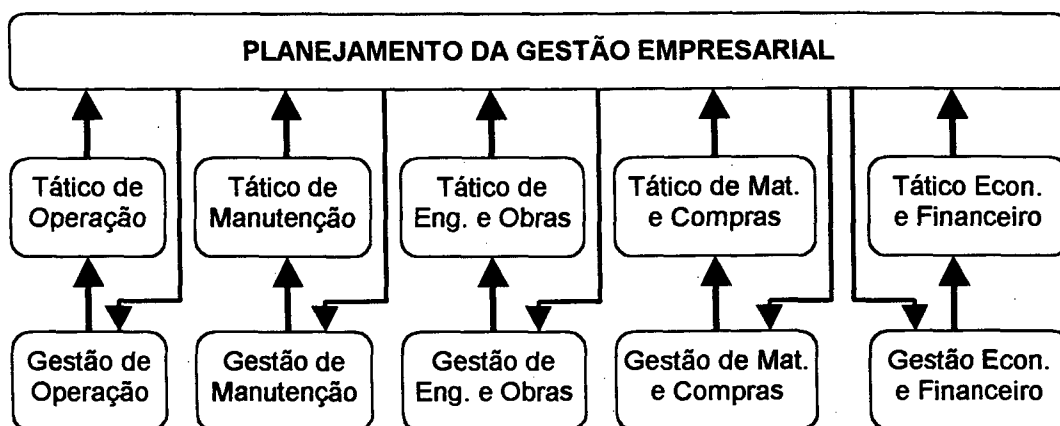


Figura 2.13 - Integração de planejamentos táticos - métodos de otimização

A proposta de utilização dos métodos de otimização, embora de ampla e múltipla aplicação, neste caso mostra-se mais adequado para estimativas iniciais de planos de gestão empresarial, esta afirmativa decorre dos seguintes motivos:

- ❖ É um método estático, e como tal, para cada alteração nas condições iniciais de análise requer da repetição do todo o processo de cálculo.
- ❖ Não permite realimentações, e no planejamento empresarial a maioria dos processos constituem processos dinâmicos ou com realimentações.
- ❖ Existe uma grande correlação entre as variáveis do processo; em consequência, os resultados fornecidos com esta metodologia somente terão precisão adequada, para períodos de tempo onde esta correlação não afete significativamente os resultados.

Com estes antecedentes, o estado da arte das ferramentas de negócio avançam em direção a técnicas de modelagem que permitam a elaboração de modelos mais complexos e adequados para sistemas dinâmicos – uma alternativa é formulação do modelo de gestão empresarial baseado em métodos de simulação. Esse será o enfoque analisado a seguir.

ENFOQUE DE SIMULAÇÃO DINÂMICA

A solução do problema da gestão empresarial, baseado neste enfoque, consiste nos seguintes passos:

- ❖ formulação dos planos táticos como problemas dinâmicos;
- ❖ transformação dos problemas dinâmicos em modelos de simulação por área;

- ❖ integração dos modelos de área, para formar o plano global, através de um processo contínuo de realimentação.

A Figura 2.14 ilustra este processo.

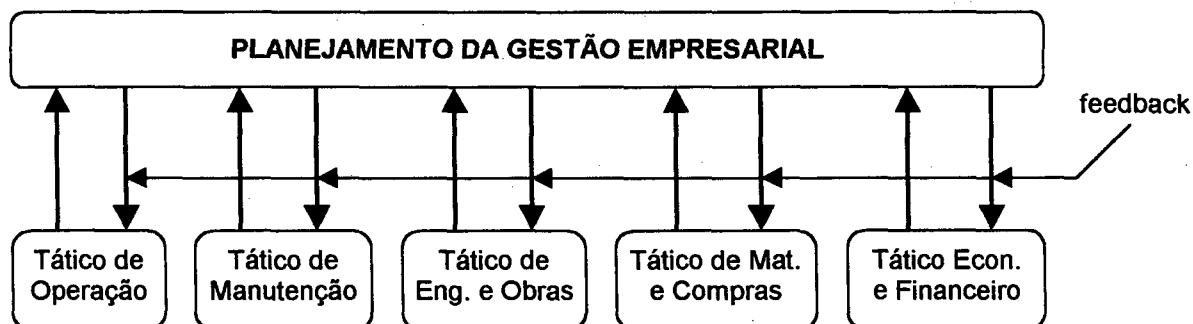


Figura 2.14 - Integração de planejamentos táticos - métodos de simulação

Nesta metodologia há um intercâmbio contínuo de informação entre os planos táticos e o planejamento global (igualmente entre os planos operacionais e os planos táticos); ou seja, a todo instante o planejamento global considera as necessidades e os objetivos das distintas áreas, e como *feedback* fornece informações de seu reflexo e aplicabilidade no processo de integração.

A maior dificuldade na aplicação desta metodologia está na formulação dinâmica dos planejamentos táticos, mas superada esta etapa, a sua principal vantagem está ligada à rápida reavaliação dos planejamentos para diferentes alternativas ou cenários de gestão.

2.4.7 Aspectos de Implementação

A área de planejamento dispõe, atualmente, de uma grande quantidade de modelos desenvolvidos para atender, preferencialmente, a necessidades técnicas específicas de cada área. O avanço neste sentido decorre dos novos desafios impostos pelo atual ambiente de negócios, que exige sua adaptação para transformá-lo em planos de gestão que integrem novas disciplinas, tais como aspectos gerenciais e de mercado.

Numa etapa inicial, os atuais modelos poderiam continuar sendo utilizados para a obtenção de resultados de áreas; a necessária integração poderia se efetuar só na base dos resultados. Numa etapa posterior, quando novas técnicas,

como Sistemas Especialistas, Dinâmica de Sistemas, etc., estiverem perfeitamente consolidadas dentro da área de planejamento, os modelos atuais poderão ser integrados dentro de uma única metodologia.

Nesta linha, as pesquisas desenvolvidas neste trabalho mostram que as técnicas de Dinâmica de Sistemas (DS) são particularmente atrativas como ferramentas de integração; esta afirmação se baseia na sua principal característica, que consiste na capacidade de lidar com mecanismos de realimentação entre as partes de um sistema. Além desta característica, as técnicas de DS oferecem outras facilidades de modelagem, como as mencionadas a seguir:

- ❖ possibilidade de tratar aspectos de longo e curto prazo num mesmo modelo;
- ❖ representação de relações complexas e não-lineares;
- ❖ possibilidade de representar variáveis de decisão, sociais e meio ambiente;
- ❖ facilidade de testar políticas empresariais através do uso do "Simulador Dinâmico".

No Apêndice I apresenta-se um resumo da técnica de Dinâmica de Sistemas, e na seção a seguir apresentam-se as principais características de um Simulador Dinâmico adequado para o estudo da gestão empresarial de uma UN-GH.

SIMULADOR DINÂMICO

Dinâmica de Sistemas fornece a facilidade de construção de um modelo de suporte à decisão gerencial; este modelo é denominado, em Inglês, de "Flight Simulator", e neste trabalho adota-se a denominação de "Simulador Dinâmico".

A Figura 2.15 apresenta um simulador dinâmico construído para analisar aspectos estratégicos da gestão de uma empresa geradora. Ele é composto por dois quadros de controle: o primeiro, denominado de **Quadro de Controle Principal**, e o segundo, de **Quadro de Controle Financeiro**. Através de ambos quadros o usuário pode efetuar testes individuais ou combinados para diferentes hipóteses, por exemplo, sobre:

- Tarifa;
- Nível de investimento;
- Percentagem sobre o montante a ser aplicado ao pagamento da dívida;
- Custos estimados das áreas técnica, financeira e de apoio;
- Hipóteses sobre a variação da demanda;
- Hipóteses sobre as afluências naturais e incrementais;
- Planos de manutenção;
- Valor inicial da água estocada no reservatório.

Os painéis de controle estão complementados com outras facilidades aos usuários, como:

- ❖ Sistemas de alerta ao usuário sobre a variação do volume de água estocada no reservatório: apresenta primeiramente a situação de risco e posteriormente o perigo de desastre total.
- ❖ Fornece painéis gráficos que podem ser definidos pelo usuário.
- ❖ Fornece contadores de variáveis que permitem ao usuário conhecer imediatamente valores ao final da simulação.
- ❖ Apresenta texto explicativo que permite ao usuário operar o sistema de controle de forma fácil, sem necessidade de conhecer a estrutura matemática do problema.
- ❖ Inclui mecanismo de navegação que permite ágil e fácil transferência entre quadros de controle.

O Simulador Dinâmico é viável para ser particularizado para cada tipo de necessidade. Como consequência disto, e aliado à grande facilidade da interface com o usuário, em pouco tempo ele deve tornar-se o preferido para o uso de gerentes, planejadores e técnicos em geral.

CONTROLE PRINCIPAL

Experimente com o modelo de uma **CENTRAL HIDROELETRICA** e aprenda como as principais variáveis afetadas no processo de geração e operação influenciam a potência gerada pela planta e, em consequência, com seu resultado econômico.

SEU OBJETIVO:
Seu objetivo é encontrar uma estratégia para fixar os valores das

Simule por 24 meses

Randomness On?

Vista geral

Mova ao panel de controle financeiro

Unidades em Manute

DEFINICAO DAS UNIDADES EM MANUTENCAO:
A variavel Unidades em Manutencao representa o plano de manutencao. Se

Afluencia Natural

Água no reservatório

Água no reservatório

Demanda 1,450.00

Geração a cada instan 1,450.0

LQLP 0.131870

Afluencia incremental

QUADRO DE CONTROLE FINANCEIRO

Simule por 24 meses

Demanda

Balance economico em 264.8

Divida en \$millones 0.00

Retorne ao quadro de controle principal

Tarifa

15.00 — 25.00

19.00

Porcentagem em inversoes

300 — 1000

700

Custos area tecnica

0.00 — 20.00

5.00

Porcentagem aplicado a divida

500 — 1500

600

Custos area financeira

70.0 — 100.0

85.0

500 — 1500

500

Custos area apoio

QUADRO de CONTROLE FINANCEIRO:
Em este quadro de controle voce tem o controle sobre os principais parametros associado com o resultado economico da planta geradora.

Figura 2.15 – Simulador Dinâmico de uma UN-GH

2.5 CONCLUSÃO

Concluindo, cabe ressaltar alguns aspectos relevantes sobre a metodologia de planejamento proposta. O planejamento das empresas de energia elétrica tem sido uma das áreas mais importantes na aplicação de métodos de pesquisa operacional. Isso se deve não só à natureza dos problemas nesta área, em geral bem estruturados, mas sempre desafiantes e com minimização de custos associada a melhorias de procedimentos operacionais, mas também à orientação técnica dos gerentes e à ampla disponibilidade de dados e informações.

À medida que as empresas se movimentam em direção ao ambiente competitivo, a metodologia e os modelos de planejamento deverão ser adaptados ou até mesmo mudados para fazer frente a uma mais ampla faixa de objetivos, não só estratégicos, mas também financeiros e comportamentais. Nesse contexto, a incerteza e o risco tomam-se dominantes, causados agora mais pelos elementos de competição, além, é claro, das incertezas associadas ao mercado, preços de combustíveis e sistema regulatório. As possibilidades de insucesso empresarial, antes inexistentes, agora tendem a se acentuar com o aumento da competição.

Em conseqüência, os modelos se tornarão bem menos especificados, as análises de cenários se tornarão mais freqüentes e, o que é mais importante, decisores, gerentes e analistas serão mais envolvidos no processo de modelagem. A cultura das concessionárias atuais, baseadas na ótica da engenharia e em relatórios gerenciais, deverá ser substituída por uma cultura empresarial, na qual modelos de suporte à decisão, interativos, auxiliarão a aprendizagem organizacional e facilitarão o entendimento das questões estratégicas.

CAPÍTULO III

METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO: GESTÃO DE EMPRESA DE GERAÇÃO NO CONTEXTO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

3.1 INTRODUÇÃO

No Capítulo II deste trabalho se fez referência às principais ações e modificações introduzidas no contexto da reforma institucional e privatização do mercado de energia elétrica do sistema brasileiro.

As empresas de eletricidade, no seu planejamento e na gestão empresarial, são profundamente afetadas pela regulamentação setorial. As decisões tomadas no âmbito externo às empresas serão possivelmente as que determinem os seus resultados econômicos satisfatórios ou deficitários.

Neste sentido o presente capítulo visa apresentar a empresa sob esta nova ótica e, verificar a influência das regras já implantadas ou em vias de implantação no emergente mercado de energia elétrica.

3.2 A EMPRESA VISTA COMO UM SISTEMA

O planejamento da gestão empresarial trata a empresa como um sistema, daí a importância de alguns conceitos da Teoria de Sistemas que facilitam a apresentação deste tema:

- ❖ Sistema é definido como um conjunto de partes integrantes e interdependentes, que formam um todo com determinado objetivo e efetuando uma determinada função. Dito de outra forma, um sistema é composto por elementos que interagem para alcançar um determinado objetivo dentro de sua função.
- ❖ Os objetivos se referem tanto aos objetivos dos participantes do sistema quanto aos objetivos do próprio sistema, neste caso, particulariza-se para a própria empresa.
- ❖ As entradas, fornecem ao sistema informações e geram determinadas saídas que devem estar em sintonia com os objetivos estabelecidos. No caso em

estudo, as entradas referem-se a instruções internas ou externas que afetam a capacidade ou a geração da planta.

- ❖ Processo de transformação: é a função que possibilita a transformação de um insumo (água) em um resultado ou serviço (energia elétrica).
- ❖ As saídas do sistema correspondem aos resultados do processo de transformação; dito de outra forma, as saídas são definidas como as finalidades para as quais se uniram objetivos, atributos e relações do sistema. Devem ser, portanto, coerentes com os objetivos do sistema; e tendo em vista o processo de controle e avaliação, as saídas devem ser quantificáveis, de acordo com parâmetros previamente fixados. No caso em estudo, as saídas podem ser a potência disponível ou a energia fornecida.
- ❖ Os controles e avaliações do sistema são mecanismos projetados, principalmente, para verificar se as saídas estão coerentes com os objetivos estabelecidos.
- ❖ A retroalimentação (ou *feedback*) do sistema pode ser considerada como a re-introdução de uma saída sob a forma de informação.

Na análise sob o enfoque sistêmico, outro aspecto que deve ser considerado é o ambiente do sistema, que pode exercer significativa influência sobre a gestão em pauta. Neste contexto, define-se ambiente como o conjunto de fatores que, dentro de limites específicos, possam ter alguma influência sobre a operação do sistema.

O ambiente atual de um sistema hidroelétrico impõe às empresas geradoras alguns fatores condicionantes fundamentais, que afetam significativamente sua gestão. Alguns destes fatores estão representados na Figura 3.1, na qual cada bloco constitui um conjunto de instruções, que deve ser atendido fora do controle da empresa. Em consequência, seus reflexos sobre o planejamento da gestão devem ser obrigatoriamente verificados.

A influência exercida pelos fatores externos nas empresas é considerada como uma das características do ambiente de negócio que torna mais complexo o planejamento da gestão empresarial. Nos itens a seguir, apresentam-se detalhes

de cada um destes fatores e efetuam-se considerações sobre sua influência no planejamento empresarial.

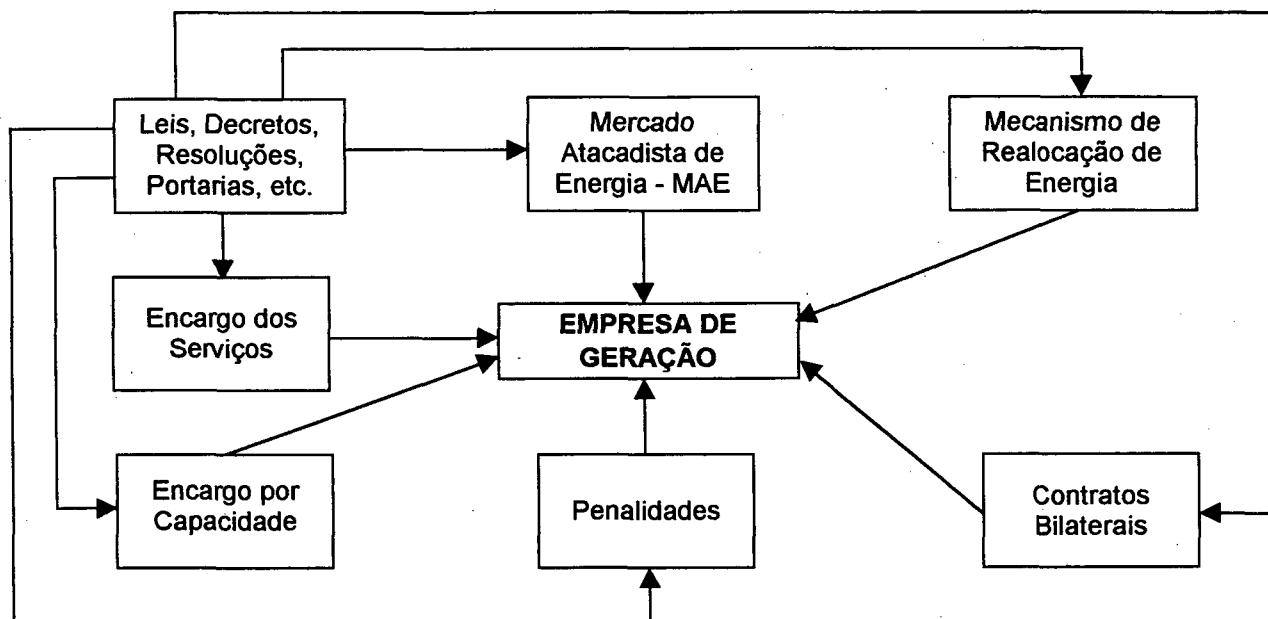


Figura 3.1 - Ambiente de negócios de uma empresa de geração hidrelétrica

3.3 INSTRUMENTOS LEGAIS: LEIS, DECRETOS, RESOLUÇÕES, ETC.

A desregulamentação do sistema elétrico brasileiro reflete-se em mudanças e adaptações na legislação referente ao setor elétrico. Com o intuito de analisar os reflexos destas mudanças nos produtores de energia hidrelétrica, foi feita uma exaustiva pesquisa nos principais instrumentos legais promulgados a partir do início do processo.

A pesquisa visa: identificar os fatores de influência destes instrumentos legais na gestão das empresas geradoras de energia elétrica e, indicar o âmbito onde elas deverão ser definidas para sua análise dentro de modelo global de análise.

Os documentos analisados incluem:

📖 **Sumário executivo da ANEEL**, correspondente ao período 01.12.97 a 02.12.98.

📖 **Leis No.:**

- 9791 de 24.03.99. 9649 de 27.03.98. 9648 de 27/03/98.
- 9433 de 08.01.97. 9427 de 26.12.96. 9074 de 07.07.95.
- 8987 de 13.02.95. 8631 de 04.03.93.

Decretos No.:

- 2655 de 02.07.98. 2654 de 12.07.98. 2410 de 28.10.97.
- 2335 de 06.10.97. 2003 de 10.09.96. 1717 de 24.10.95.
- 0774 de 18/03/93. 0001 de 11.01.91. ----- de 18.07.91.
- 93.901 de 09.01.87.

Resoluções da ANEEL

- Analisadas 575 resoluções emitidas no período 29.12.97 a 06.05.99.

Portarias da DNAEE

- Analisadas 66 portarias emitidas no período 28.02.86 a 27.11.97.

Regras do MAE

Recomendações da Consultora.

O resultado da pesquisa está mostrado na Figura 3.2 que apresenta as variáveis agrupadas em três diferentes categorias. No círculo interno estão representadas as variáveis *endógenas*, ou seja, aquelas definidas no âmbito interno da empresa; no segundo anel estão representadas as variáveis *exógenas*, ou seja aquelas fornecidas pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica; e no terceiro grupo de variáveis, denominadas de *omitidas*, representando as variáveis ou itens fora do escopo da Tese.

A título de ilustração, consideremos três variáveis da Figura 3.2: a primeira, "Contabilização Financeira", ela está representada como variável *endógena*, por que é de competência direta da empresa geradora; a segunda, "Taxas de fiscalização", ela está indicada como variável *exógena*, porque é fixada no âmbito do MAE; e a terceira, "Erros na medição", ela está indicada como *omitida*, porque não será considerada neste trabalho.

OMITIDAS

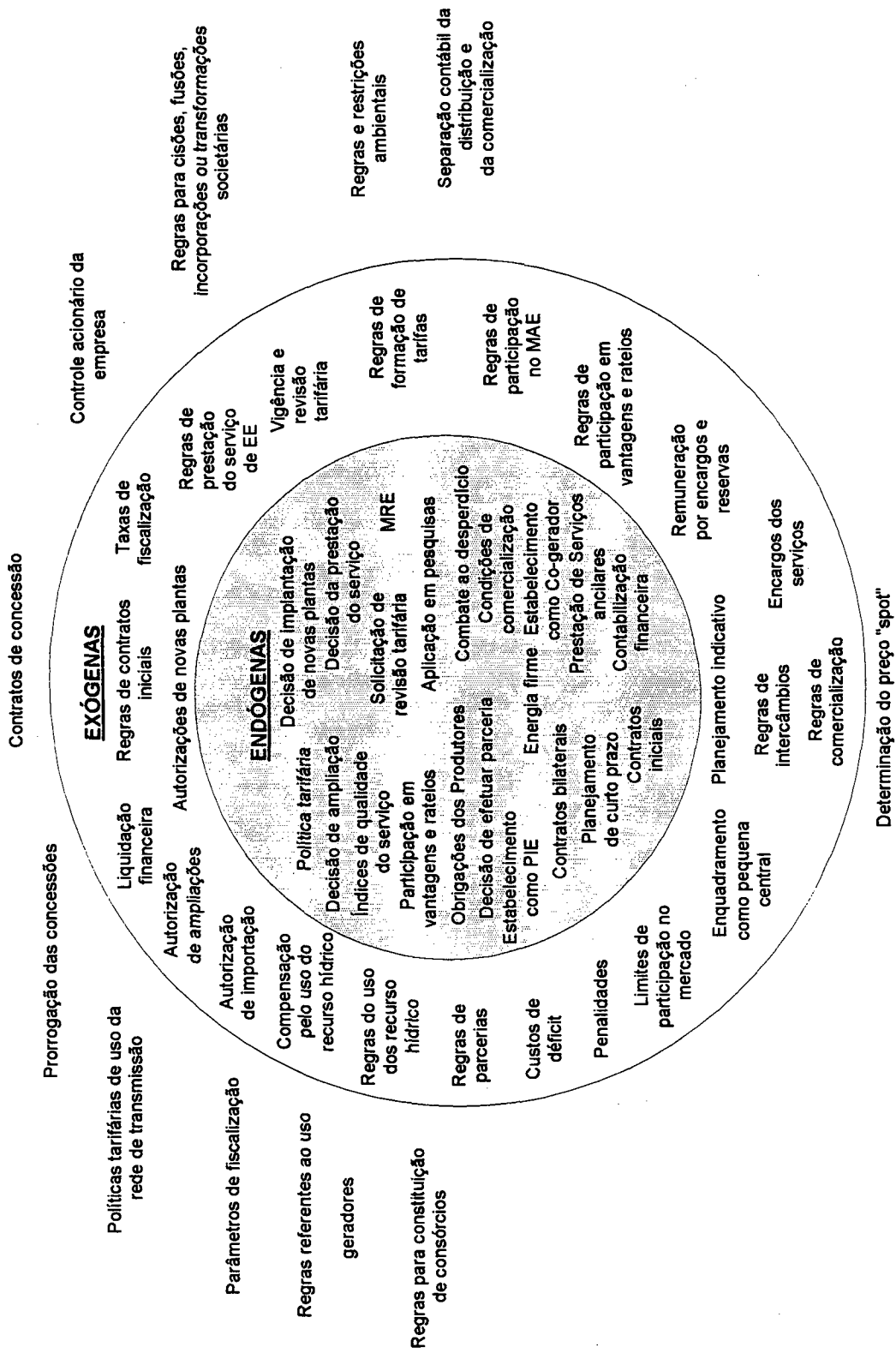


Figura 3.2 - Tipos de Variáveis Associadas ao Mercado Elétrico

3.4 MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE)

Uma vez estabelecido o MAE, o sistema elétrico brasileiro compreenderá um pequeno número de submercados, refletindo as grandes e persistentes restrições da transmissão existentes entre regiões geo-elétricas.

Para cada submercado será estabelecido um preço pelos serviços de eletricidade. Este preço, determinado pelo MAE, será definido no Centro de Gravidade (CG) do respectivo submercado, e os fatores de perda de transmissão serão aplicados em toda a sua geração e demanda.

Se não houver nenhuma restrição ativa na transmissão entre dois submercados, a diferença entre os preços pelos serviços deverá refletir, apenas, as perdas na transmissão entre seus CGs.

Entretanto, na eventualidade de uma restrição ativa na transmissão, o fluxo entre os dois submercados dará origem a um excedente devido à diferença existente entre os seus respectivos preços.

Outro aspecto importante a considerar se relaciona aos Contratos Bilaterais entre Geradores e Distribuidores/Comercilizadores. Eles serão considerados como executados no CG do submercado onde o D/C estiver localizado, isto é, não serão ajustados para refletir, por exemplo, o submercado no qual tenha sido creditada a energia re-alocada de um gerador.

3.4.1 Fluxos intra e entre Submercados

A medição dos fluxos de energia, com referência a um CG, implica que os fatores de perda de transmissão (FPTs) deverão ser aplicados a toda geração e demanda, de tal forma que toda a energia em um submercado deverá ser expressa como fornecida ou extraída do CG daquele submercado. A geração medida no ponto de transferência da rede de alta tensão será escalonada de forma descendente, através de um FPT, enquanto a demanda será medida no ponto de fornecimento e será escalonada de forma ascendente, também com a aplicação de um FPT.

Os mesmos princípios são aplicados aos fluxos entre os submercados:

- ❖ Uma exportação de um submercado será considerada como “demanda na fronteira” daquele submercado (“pseudo-demanda”) e um FPT apropriado deverá ser aplicado.
- ❖ Uma importação para um submercado será considerada como “geração na fronteira” (“pseudo-geração”) e um FPT deverá ser aplicado

Um fluxo entre os submercados ensejará dois FPTs, um como “pseudo-geração” e o outro como “pseudo-demanda”. O fluxo entre os submercados será expresso entre os CGs dos submercados exportadores e importadores. A [Figura 3.3](#) e a [Tabela 3.1](#) ilustram este efeito, considerando que exista uma capacidade de transmissão limitada a 50 MW entre os dois submercados.

A [Tabela 3.1](#) ilustra os fluxos físicos em ambos os submercados. D^1 e G^1 representam o fluxo entre a pseudo-demanda no Submercado 1 e a pseudo-geração no Submercado 2. Nesta tabela também se aplicam os FPT's a estes fluxos. Por exemplo, o Gerador G1 gerou 160 MWh. Seu FPT de 3,23% implica uma energia fornecida ao CG de 155 MWh.

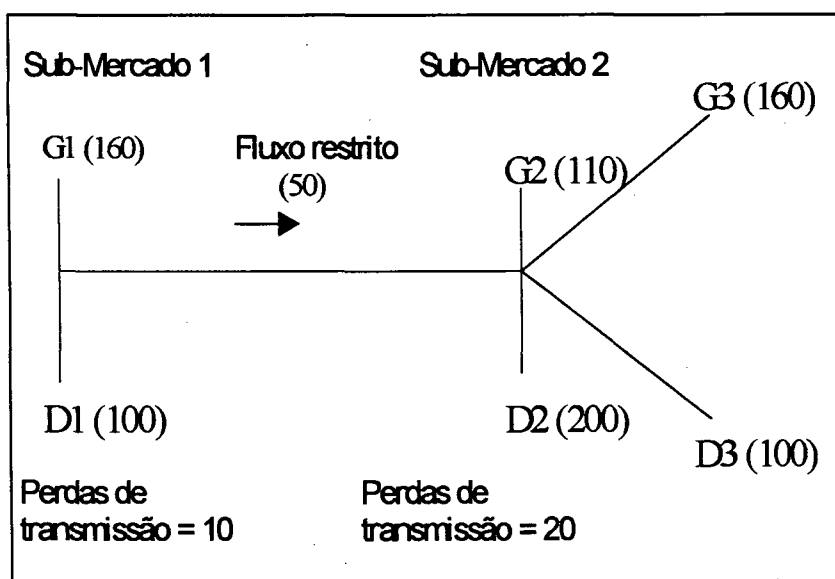


Figura 3.3 - Fluxos entre submercados

O fluxo de energia entre os submercados é de 50 MWh (este é o volume exportado do submercado 1 e o fluxo importado pelo submercado 2). No entanto, este volume está expresso como 53 MWh retirados do CG do submercado 1, e um

volume de 49 MWh fornecido ao CG do submercado 2, refletindo seu tratamento como pseudo-geração e demanda. Isto significa que a perda total incorrida no fluxo entre os submercados é de 4 MWh.

Tabela 3.1 - Valores de demanda e geração nos submercados

	Geração	Demanda	Expresso no CG		FPTs
			Geração	Demanda	
Submercado 1					
Gerador 1	160		155		3,23%
D1		100		102	1,96%
D ¹		50		53	5,66%
	Perdas	10	Diferença	0	

Submercado 2					
Gerador 2	110		108		1,85%
Gerador 3	160		153		4,58%
G ¹	50		49		2,04%
D2		200		205	2,44%
D3		100		105	4,76%
	Perdas	20	Diferença	0	

3.4.2 Formação do Preço dos Submercados

Os princípios do MAE para a formação do preço dos submercados são os seguintes.

- a) Quando não houver nenhum fluxo entre os submercados, o preço do MAE em cada um deles será determinado como a soma do:
 - custo marginal da energia; e
 - as perdas na transmissão associadas com o transporte de energia ao CG.
- b) Quando os fluxos entre os submercados não sofrerem nenhuma restrição, a diferença de preço existente deverá refletir as perdas na transmissão associadas com os fluxos entre os dois CGs.

c) Quando houver uma restrição no fluxo entre os submercados, a diferença de preço deverá refletir o custo da restrição de transmissão.

A Figura 3.4 e a Tabela 3.2 ilustram um exemplo de um submercado onde não ocorreu qualquer comercialização externa a ele, e os preços foram estabelecidos pelo gerador marginal. As Tabelas 3.3 e 3.4 demonstram casos onde foram incluídos os fluxos entre os submercados.

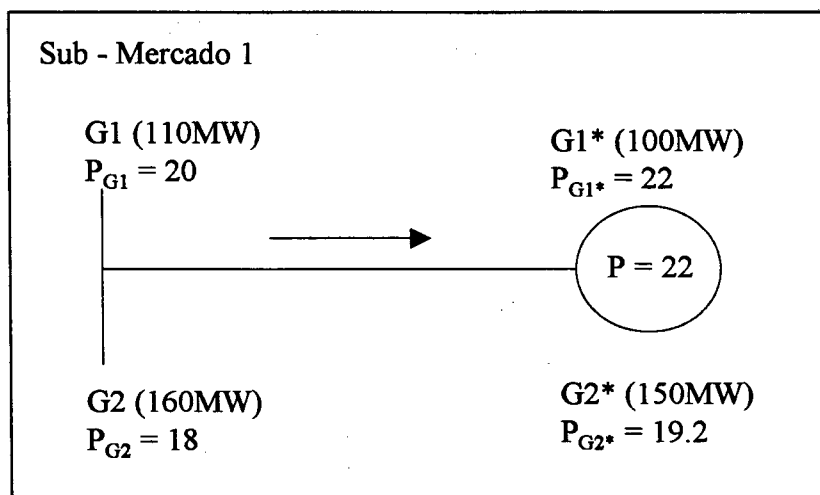


Figura 3.4 - Preço dentro de um submercado

Tabela 3.2 - Formação do preço dentro de um submercado

Submercado	MWh no Gerador	Preço Unitário em R\$ no Gerador	MWh no CG	Preço unitário em R\$ no CG
Gerador 1	110	20	100	22
Gerador 2	160	18	150	19,2
Total	270		250	

O Gerador 1 gerou um volume de energia, mas as perdas na transmissão fizeram com que a energia fornecida ao CG fosse inferior ao volume produzido. O montante do pagamento ao G1 deverá cobrir o custo da produção. Isto significa que o custo total da energia líquida no CG deverá ser igual ao custo total da energia bruta do Gerador 1. Portanto, o custo unitário da energia produzida pelo Gerador 1 deverá ser acrescido no CG, através da aplicação de um FPT.

A Figura 3.5 e a Tabela 3.3 ilustram a formação do preço quando existem fluxos sem restrições entre os submercados. Os preços no CG são estabelecidos

através da geração mais onerosa utilizada para atender à demanda em cada submercado.

O preço no submercado exportador é inferior ao preço do submercado importador. Isto acontece porque as perdas na transmissão fazem com que o volume de energia recebido pelo CG do mercado importador seja inferior ao volume enviado pelo submercado exportador. Considerando que o pagamento total deverá ser igual, o custo unitário do MWh deverá ser superior no submercado importador, para refletir as perdas na transmissão ocorridas entre os CGs.

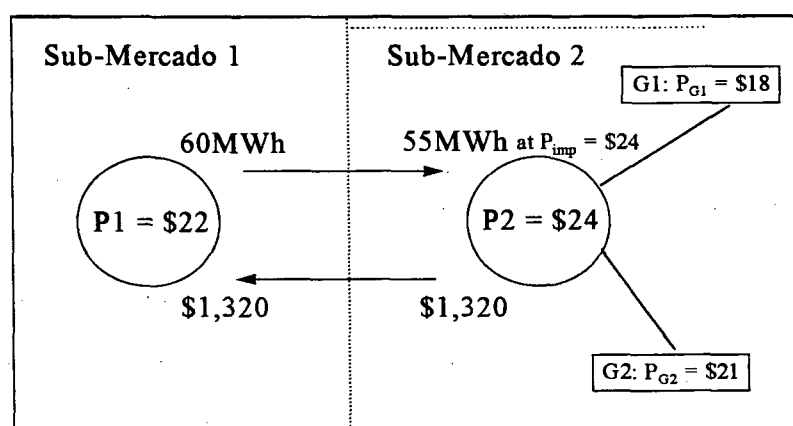


Figura 3.5 - Formação do preço entre os submercados

Tabela 3.3 - Detalhe da formação do preço entre submercados

Submercado 1	
Preço unitário (P1)	R\$22
Quantidade disponível para exportação a partir do CG 1	60MWh
Pagamento previsto para 60 MWh	R\$1.320
Submercado 2	
G1	
Quantidade recebida no CG2	55MWh
Perda de Transmissão	5MWh
Pagamento efetuado ao SM1 por 55 MWh	\$1.320
Preço Unitário (P2)	R\$24

Para simplificar, no exemplo considerou-se que a energia mais onerosa utilizada no submercado importador é a energia importada. Isto servirá para determinar o preço em ambos os submercados. Porém, os dois submercados têm

diferentes preços para a energia, devido às perdas na transmissão entre eles. O fluxo financeiro fica equilibrado e nenhum superávit ocorreu na transação. O quadro abaixo ilustra este mecanismo.

A Figura 3.6 e a Tabela 3.4 ilustram o mecanismo de formação do preço quando as restrições de transmissão restringem o fluxo de energia entre os submercados. Neste exemplo, a energia importada não é mais a energia marginal, porque uma restrição de transmissão impediu que um volume "ótimo" de energia fosse importado pelo submercado 2 e, portanto, uma geração mais onerosa (G3) foi utilizada.

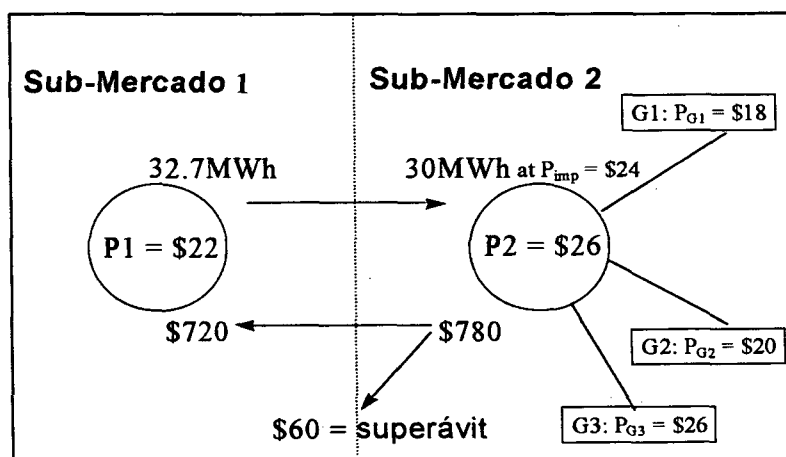


Figura 3.6 - Preço entre submercados com Restrição de Transmissão

Os diferentes custos marginais nos dois submercados indicam que foi criado um excedente. Este excedente está demonstrado na tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Preço entre submercados com Restrição de Transmissão

Submercado 1			
Preço (P1)		R\$ 22	
Quantidade disponível para exportação do CG1		60 MWh	
Quantidade exportada		32,7 MWh	
Pagamento previsto por 32,7 MWh		\$720	
Submercado 2		MWh no CG	Preço Unitário em R\$ no CG
Demanda no submercado 2		350	

G1	90	18	
G2	150	20	
Importação	30	24	
G3	100	26	
Preço (P2) determinado pela planta marginal G3		26	
Pagamento feito ao SM1 por 30 MWh			R\$780
Excedente = R\$ 780 - R\$ 720 = R\$ 60			

3.4.3 Influência no Planejamento da Gestão Empresarial

A definição do submercado, assim como o preço nele estabelecido, são aspectos que devem ser cuidadosamente analisados pela gestão empresarial. A ambas questões estará associado um conjunto de situações variáveis com profundas consequências no resultado econômico; alguns destes aspectos são analisados a seguir:

- O primeiro aspecto a considerar relaciona o *preço* estabelecido pelo serviço com a *alocação de energia*; a receita resultante deveria, pelo menos, atender aos requisitos econômico-financeiros do seu planejamento básico.
- Outro aspecto fundamental são as restrições de transmissão; estas restrições têm reflexos diferenciados em submercados importadores e exportadores.

No caso de submercados importadores pode implicar maiores preços pelo serviço decorrente da necessidade de utilização de geração local mais onerosa; isto, por outro lado, irá beneficiar as empresas geradoras de preços menores.

No caso de submercados exportadores, as restrições podem implicar menor alocação de energia. Se o excedente gerado como consequência da restrição não cobre esta diminuindo de receitas, haverá necessidade de reprogramar o planejamento da gestão para fazer frente às receitas menores que as previstas no planejamento de referência.

- Um terceiro aspecto a ser analisado pelas empresas geradoras dos submercados exportadores é o "excedente" que poderia ser gerado mesmo

que não existam restrições de transmissão. Esta situação pode ser vista na Figura 3.6 e Tabela 3.4, onde, se o preço de G2 fosse, por exemplo, \$26, isto aconteceria caso a importação fosse insuficiente para evitar a utilização de energia gerada por plantas mais onerosas. Este adicional, se alocado às empresas geradoras, traduziria-se em ingressos adicionais além do previsto no planejamento de referência.

Concluindo, a correta determinação dos custos dos serviços da empresa é um item fundamental na gestão empresarial, especialmente para confrontá-lo com as receitas resultantes do MAE e daquelas oriundas dos contratos bilaterais.

3.5 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE): ENERGIA ASSEGURADA

O MRE é um mecanismo financeiro para atenuar a exposição dos geradores hidroelétricos ao risco hidrológico.

O MRE compreende todos os geradores hidrelétricos despachados em forma centralizada, os geradores termelétricos com pagamentos sob a CCC (durante o período de vigência dos Contratos Iniciais) e a energia de Itaipu comprada mediante contratos pelas Distribuidoras/Comercializadoras (D/Cs).

A cada participante do MRE será designado um volume de energia assegurada. O processo de cálculo de energia assegurada adotará a abordagem determinística (baseada no critério de 5% de probabilidade de déficit), a qual será usada como referência para os cálculos do MRE.

A alocação de energia nas plantas será realizada segundo regras baseadas na energia assegurada e na disponibilidade de energia do sistema. Estas regras serão resumidamente enunciadas a seguir:

- ❖ Se a geração total do MRE for maior ou igual à energia assegurada total, e o gerador estiver plenamente disponível para gerar naquele nível, então ao gerador será alocada sua energia assegurada sob o mecanismo do MRE.

- ❖ Se a geração total do MRE for inferior ao total de energia assegurada, esta será alocada entre os participantes, de tal forma que cada um receba a mesma proporção de energia em relação ao déficit de geração.
- ❖ Se a disponibilidade de um gerador for inferior ao nível de sua energia assegurada, a sua alocação será escalonada de forma descendente até o nível de sua disponibilidade real. Esta disponibilidade será determinada pelas condições técnicas e não pelo volume de água em seu reservatório.
- ❖ A energia gerada acima da energia assegurada total será definida como energia secundária. Esta energia será alocada àqueles que a produziram, desde que o sistema como um todo tenha gerado energia secundária. Sua alocação será baseada no excesso da geração real produzida por cada gerador, além de seu nível de energia assegurada, de acordo com o preço de seu próprio submercado, escalonado de acordo com a energia secundária total produzida.

Todas as alocações do MRE serão feitas no submercado onde a energia foi produzida – isto é, um gerador que recebe energia terá esta energia creditada em uma conta naquele submercado, onde receberá um valor igual ao preço vigente no MAE. A realocação da energia do MRE, até o nível da energia assegurada, é feita entre os geradores, tanto quanto possível, dentro dos submercados, antes de ser alocada entre os submercados.

O MRE irá ressarcir os geradores que tenham fornecido energia, através do pagamento de seus custos variáveis de operação dos "royalties". Estes pagamentos serão somados para todos os geradores que tenham contribuído com energia ao MRE, e a sua média será paga por todos aqueles que comprarem energia do MRE.

Uma reconciliação será realizada ao final de cada período (isto é, mensalmente) para ajustar o nível de energia secundária provisoriamente alocado ao nível *ex-post*, com base na produção real. Desta forma, a energia secundária será redistribuída ao longo de todo o período mensal de liquidação, projetada de acordo com a geração real, considerando-se que não é possível conhecer de antemão em quais períodos foi, de fato, produzida.

Deverá ser adotada uma medida temporária, que permaneça no máximo durante quatros (4) anos, para reduzir a exposição ao preço criada pelas alocações do MRE, através da distribuição do excedente originado pelas restrições de fluxos entre os submercados (ver item 3.4). A soma do excedente do sistema será distribuída “pró rata” entre todos os geradores que tenham recebido energia alocada pelo MRE, oriunda de submercados onde o preço do MAE for menor.

O ONS irá estabelecer um nível de energia assegurada anual a cada gerador, sujeito à revisão a cada 5-10 anos. Este nível anual é, então, projetado para cada mês. O nível de energia assegurada designado a cada gerador representa um direito ao processo de alocação do MRE; quanto maior o nível de energia assegurada, maior será este direito e maior a alocação prevista do MRE.

Quando existe um único preço do MAE, é relativamente simples obedecer a estes princípios. A energia é re-alocada, como descrevemos acima, e o preço do MAE é recebido como se a energia alocada tivesse sido produzida pelo próprio gerador. O gerador que realmente produziu a energia será ressarcido da forma como descreveremos abaixo.

No entanto, o preço do MAE varia entre os submercados, o que torna o processo de alocação de energia entre os geradores bem mais complexo. Por esta razão, regras mais detalhadas serão necessárias para a alocação.

3.5.1 Alocação do MRE entre os Submercados

O processo de alocação de energia assegurada através dos submercados está descrito abaixo em conjunto com um exemplo simples do processo.

As etapas deste processo são as seguintes:

- ❖ O nível de energia assegurada de cada gerador é escalonado de forma descendente, pelo rateio da produção real total do MRE em proporção à energia assegurada total no sistema (“geração escalonada”).
- ❖ A energia assegurada é alocada daqueles geradores que produziram em níveis acima de seu nível escalonado de energia assegurada, aos geradores

que produziram em níveis inferiores. Este processo, aloca a mesma quantidade de energia a todos os geradores dentro de cada submercado.

- ❖ Em seguida, é feita a alocação entre os submercados, a partir daqueles geradores que ainda permaneçam com superávit àqueles geradores ainda com déficit, após a realização das transferências “dentro do submercado”. As transferências entre os submercados deixarão cada gerador com a mesma proporção de energia alocada de seu próprio e de outros submercados.
- ❖ No caso de haver mais de uma solução para a alocação dos superávit e déficit, a alocação deverá ser feita “pró rata”.
- ❖ A energia transferida entre os submercados recebe o preço predominante do MAE no submercado onde esta energia foi gerada, de modo que a contabilização do MAE fique equilibrada.
- ❖ A potencial exposição aos preços, que foi desta forma criada aos geradores, deverá ser administrada individualmente por cada gerador e não pelo próprio processo do MRE.
- ❖ Todas as quantidades de energia e fluxos serão medidas em relação ao centro de gravidade do respectivo submercado.

Um exemplo ilustrando este processo de alocação e a subsequente distribuição da exposição aos preços consta na Tabela 3.5. Neste exemplo, ilustra-se um caso simplificado de quatro geradores, em dois submercados. Foram atribuídos, a cada gerador, níveis de geração real e de energia assegurada, definidos em relação ao centro de gravidade do submercado onde cada gerador está localizado.

Acompanhando as etapas deste quadro:

- ❖ A energia assegurada designada a cada gerador é escalonada de forma descendente pelo rateio da produção total em proporção à energia assegurada total - a energia assegurada escalonada de cada gerador é de 90 unidades e cada um dos geradores recebe este nível total.

- ❖ O superávit da produção (relativo ao nível escalonado de energia assegurada) do Gerador 1 e do Gerador 3 é alocado primeiramente dentro dos respectivos submercados – 30 unidades são alocadas do Gerador 1 ao Gerador 2, e 40 unidades do Gerador 3 ao Gerador 4.

Tabela 3.5 - Alocação do MRE de acordo com o nível de energia assegurada.

MRE alocação até o nível de energia assegurada						
Descrição	Submercado 1			Submercado 2		
	Total	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Geração atual	160	120	40	150	50	200
Energia assegurada	200	100	100	100	100	200
Alocação a partir do próprio submercado	160	80	80	90	90	180
Alocação a partir do próprio submercado	20	10	10	0	0	0

- ❖ O Gerador 3 tem agora um superávit de 20 unidades, e o Gerador 2 um déficit de 20 unidades - este volume será agora transferido entre os submercados, do Gerador 3 ao Gerador 1 e ao Gerador 2.
- ❖ Gerador 1 e o Gerador 2 irão enfrentar uma exposição ao preço – cada um tem 10 unidades de sua alocação ao preço do submercado 2; a exposição ao preço, resultante da alocação do MRE, é:

$$10 * (\text{preço do submercado 1 menos o preço do submercado 2}).$$

Este processo pode ser aplicado a qualquer número de geradores e a qualquer número de submercados. Um determinado gerador poderá receber energia do MRE alocada a partir de outro submercado e enfrentar uma exposição ao preço se:

- ❖ O submercado no qual estiver localizado tiver uma produção total inferior ao total de sua energia assegurada escalonada.
- ❖ O próprio gerador produzir abaixo de sua energia assegurada escalonada.

3.5.2 Processo de Ressarcimento dos Custos da Geração

Um gerador que tenha produzido energia para o MRE, e que será posteriormente re-allocado, (gerador “contribuinte”) será ressarcido pelos custos de sua produção. O processo a ser adotado para se chegar ao cálculo do ressarcimento é o seguinte:

- ❖ O ressarcimento a um gerador contribuinte abrange os custos operacionais variáveis da produção, não relacionados com o combustível, e no caso das plantas hidrelétricas, do pagamento dos “royalties” ou compensação financeira.
- ❖ O custo total do ressarcimento aos geradores contribuintes tem a sua média distribuída entre todos aqueles que receberam energia alocada através do MRE, de tal forma que cada gerador pagará o mesmo valor por MWh por esta energia.
- ❖ Este valor uniforme será estabelecido mensalmente, e um processo de ajuste é realizado ao final de cada mês para corrigir as diferenças havidas entre os custos previstos e os custos reais.
- ❖ Inicialmente haverá um encargo uniforme pago a todos os geradores, com exceção de Itaipu. Uma provisão para revisão dos encargos deve ser estabelecida se, por exemplo, houver uma diferença das compensações financeiras entre estados.

3.5.3 Procedimentos de Verificação do MRE

Como descrito, o nível de energia assegurada designada a um determinado gerador sofre um escalonamento decrescente na eventualidade em que este gerador não tenha estado disponível para gerar de acordo com este nível. Existem duas maneiras pelas quais esta disponibilidade poderá ser comprovada para constatar a ocorrência ou não desta eventualidade:

- ❖ Comparar a geração real com o volume solicitado.
- ❖ Verificar, periodicamente, a disponibilidade através de uma convocação inesperada e imediata ou através de uma inspeção técnica.

Uma declaração incorreta de disponibilidade, ou a omissão de cumprir as instruções do despacho, será inicialmente considerada por meio de penalidades (ver item 3.9). O impacto causado por estas infrações atinge o MRE através de suas consequências nos níveis previstos de disponibilidade e, portanto, no nível de energia assegurada designada aos geradores.

3.5.4 Influência do MRE no Planejamento da Gestão Empresarial

O MRE é um mecanismo financeiro de gerenciamento de risco, fruto de uma otimização geral do sistema no qual a energia alocada é feita em proporção a um volume de energia assegurada; em consequência, a energia assegurada ou firme é a principal variável de qualquer análise que envolva o MRE.

Em consequência, o planejamento da gestão da empresa deve considerar diferentes alternativas de alocações e fazer simulações que envolvam energia firme superior, igual ou inferior à energia do sistema. Algumas das hipóteses viáveis são as seguintes:

- ❖ Se a energia hidráulica do sistema é inferior a sua energia firme, às empresas geradoras serão alocados valores inferiores a sua energia firme, ***mesmo que algumas delas estejam gerando acima de seu valor firme.***
- ❖ Se a energia hidráulica do sistema é igual a sua energia firme, e todas as plantas estiverem com sua capacidade plena, a cada planta será alocada sua capacidade firme, ***mesmo que algumas das plantas estejam gerando acima de sua capacidade firme.*** A única exceção seria no caso de a planta estar com capacidade firme reduzida por problemas técnicos ou de falha de equipamento. Neste caso a sua alocação será diminuída em proporção a sua disponibilidade.
- ❖ E se a energia hidráulica do sistema é superior a sua energia firme, neste caso aparece o conceito de energia secundária, que será analisado com mais detalhe no sub item a seguir.

Outro aspecto que deve cuidadosamente ser analisado dentro do planejamento da gestão empresarial está relacionado às possibilidades permitidas pelas regras de mercado de aumentar a energia firme. Pode ser conveniente para

as empresas geradoras hidroelétricas celebrar contratos com plantas geradoras térmicas flexíveis a fim de aumentar esta sua disponibilidade de alocação.

3.6 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA: ENERGIA SECUNDÁRIA

Quando a produção total do sistema for superior ao volume total de energia assegurada, a diferença é definida como energia secundária. Esta energia deverá ser alocada àqueles geradores que a tenham produzido, tomando como base o excesso da produção real da energia assegurada, de acordo com o preço do próprio submercado.

As etapas do processo de alocação da energia secundária são as seguintes:

- ❖ volume total de energia secundária no sistema será determinado através da subtração da energia assegurada total da produção total.
- ❖ A energia secundária será alocada entre todos os geradores que tenham produzido acima dos níveis de energia assegurada, através de uma distribuição "pró rata" baseada na diferença.
- ❖ A alocação da energia secundária é feita de acordo com o preço do submercado onde cada gerador que a tenha recebido estiver localizado.
- ❖ Finalmente, a energia assegurada será, em seguida, alocada de acordo com o processo descrito acima, levando em conta os volumes de energia que já tenham sido alocados.

Na Tabela 3.6 está demonstrado um exemplo da distribuição da energia secundária. As mesmas regras de alocação se aplicam tanto à geração hidrelétrica quanto à geração termelétrica.

Para a contabilização diária e cálculos do MRE, este processo é feito através da utilização de uma estimativa provisória da energia secundária, sujeita à reconciliação e ajustes quando as informações definitivas estiverem disponíveis, ao final do mês.

A Tabela 3.6 ilustra o caso de seis geradores em três submercados. O mesmo princípio de alocação poderá ser aplicado a qualquer número de participantes, em qualquer número de submercados.

Tabela 3.6 - Alocação de Energia Secundária pelo MRE

MRE alocação de energia secundária						
Descrição	Submercado 1		Submercado 2		Submercado 3	
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Ger 5	Ger 6
Geração atual	140	110	120	80	100	80
Energia assegurada	110	80	110	100	90	110
Alocação a partir de:						
Submercado 1 (*)	121	91	6.7	7.3	13.2	10.8
Submercado 2 (*)	0	0	107.3	92.7	0	0
Submercado 3 (*)	0	0	0	0	80.8	99.2
(*) – Valores indicados em negrito correspondem a alocações a partir do seu próprio submercado.						

Acompanhando as etapas descritas acima:

- ❖ A energia secundária no sistema é calculada - produção total (630) menos energia assegurada total (600), resultando em 30 unidades.
- ❖ Estas 30 unidades são alocadas pró-rata entre aqueles geradores que produziram em níveis superiores aos da energia assegurada. Esta alocação é feita de acordo com o excedente da produção real, acima da energia assegurada de cada gerador - as alocações serão feitas da seguinte maneira:
 - Gerador 1: 11 unidades - Gerador 2: 11 unidades
 - Gerador 3: 4 unidades - Gerador 4: 4 unidades
- ❖ Estas alocações serão feitas de acordo com o preço nos respectivos submercados. Por exemplo, o Gerador 1 receberá alocação de 11 unidades de energia secundária a partir do submercado 1, ao preço do submercado 1.
- ❖ Será feita, em seguida, uma transferência para alocar a energia garantida, com prioridade para a transferência dentro dos submercados, de tal forma que todos os geradores permaneçam com a mesma exposição proporcional (isto é,

proporcional às suas energias asseguradas). Por exemplo, aos geradores 3 e 4 são alocadas 14 unidades em total dos geradores do submercado 1. Esta é a divisão entre eles, na proporção de suas energias asseguradas.

- ❖ Custo total do ressarcimento aos geradores contribuintes tem a sua média distribuída entre todos aqueles que receberam energia alocada através do MRE, de tal forma que cada gerador pagará o mesmo valor por MWh por esta energia.
- ❖ Este valor uniforme será estabelecido mensalmente, e um processo de ajuste é realizado ao final de cada mês para corrigir as diferenças havidas entre os custos previstos e os custos reais.
- ❖ Inicialmente haverá um encargo uniforme pago a todos os geradores, com exceção de Itaipu. Uma provisão para revisão dos encargos deve ser estabelecida se, por exemplo, houver uma diferença dos royalties entre estados.

3.6.1 Procedimentos de Reconciliação ao Final dos Períodos

Considerando que não poderá ser feita uma estimativa exata da energia secundária, antes do término de um determinado período de tempo, será necessário fazer um ajuste a fim de se obter uma reconciliação entre o volume de energia secundária, alocada de acordo com o processo acima, e o nível ex-post verificado.

Considera-se no MRE que, inicialmente, o período de tempo para a verificação da energia secundária alocada será de um período regular de 28 dias. Após a introdução de novos procedimentos para a liquidação, poderá ser decidido, como for mais apropriado, fazer esta verificação durante períodos de tempo mais reduzidos que coincidam, por exemplo, com o período atual de faturamento de 14 dias.

A reconciliação deverá ser efetuada da seguinte forma:

- ❖ A quota "ex post" de energia secundária de cada gerador será calculada para cada período de liquidação dentro do período de contabilização relevante (isto é, 14 dias ou em um mês).

- ❖ Esta quota é obtida através do cálculo da energia secundária total no sistema durante todo o período de contabilização relevante, comparada com a geração total, projetando-se, em seguida, o resultado aos períodos de contabilização e entre todos os geradores, de acordo com sua produção real em cada período de liquidação em cada submercado.
- ❖ Em cada período de liquidação e para cada gerador, a quota projetada ex-post de energia secundária será comparada com a alocação inicial feita de acordo com o processo descrito acima.
- ❖ Se a alocação inicial for superior ao nível verificado ex-post, a diferença será realocada entre todos os participantes do MRE, naquele período de liquidação, em proporção à sua energia assegurada. Se isto resultar em que um gerador receba uma realocação maior que sua capacidade instalada, então qualquer superávit será realocado aos demais geradores, até que a nenhum gerador seja alocada uma energia que exceda sua capacidade instalada.
- ❖ Se a alocação inicial for inferior ou igual ao nível verificado ex-post, nenhum ajuste será feito naquele período de liquidação.

Desta maneira, a contabilização do MAE ficará equilibrada, em cada período de liquidação, e a energia secundária total alocada durante o mês não irá exceder a energia secundária total no sistema, como um todo, naquele mês.

3.6.2 Influência da Alocação de Energia Secundária no Planejamento da Gestão Empresarial

Dentro do MRE, a alocação da energia secundária desempenha uma influência importante na gestão empresarial. Isto se deve, principalmente, ao fato de que a sazonalidade das afluições propiciará as condições para que as empresas hidroelétricas tenham capacidade de gerar energia secundária.

Um ponto a ser levado em conta e que a alocação da energia secundária é feita em proporção à diferença entre a energia gerada e a energia segura ou firme; com isto, as empresas geradoras são incentivadas a disponibilizar a máxima capacidade disponível.

3.7 ENCARGOS DOS SERVIÇOS

Toda a energia que é contabilizada no MAE deverá estar sujeita aos Encargos dos Serviços do Sistema. Estes Encargos serão determinados da seguinte maneira.

- ❖ Os encargos dos serviços do sistema deverão recuperar os seguintes custos:
 - Custo das restrições de transmissão dentro dos submercados.
 - Custo dos componentes dos serviços ancilares relacionados com a energia. Os serviços ancilares compreendem a potência reativa, a reserva nos diversos horizontes temporais e a capacidade de “black start”.
 - Custo dos pagamentos feitos aos geradores sob os Contratos de Serviços Ancilares formalizados com o ONS.
 - Efeitos nos custos do sistema pelas mudanças ocorridas, na disponibilidade da geração e na demanda, entre o momento da determinação ex-ante da programação do preço e o momento do despacho real.
 - A diferença entre os fatores de perda de transmissão, em cada submercado, e as perdas reais no sistema. Esta diferença irá ocorrer pelo fato de os fatores de perda de transmissão serem calculados antecipadamente.
 - Custos de quaisquer erros no despacho do ONS.
 - Custos dos contratos com os geradores para fornecer reserva adicional.
 - Os efeitos da omissão dos geradores de cumprir as instruções do ONS, deduzidos do pagamento das penalidades (ver item 3.9).
 - Os custos dos efeitos acima serão calculados através da comparação dos custos da geração real com aqueles custos constantes da programação ex-ante.
- ❖ O Pagamento total aos geradores será agregado para cada submercado, e sua média distribuída entre toda demanda (calculada no CG daquele submercado). Este montante será recuperado, de toda a demanda, em

R\$/MWh, tanto para a energia contratada quanto para a energia não contratada.

3.7.1 Determinação do Custo dos Serviços

Existem muitas razões que podem provocar uma diferença entre o programa ex-ante e a geração real e, por conseguinte, um impacto nos custos. Os custos a serem recuperados através dos Encargos dos Serviços do Sistema serão calculados da seguinte maneira:

- ❖ Os custos das restrições de transmissão, dentro de um submercado, serão determinados com a utilização de uma programação ex-ante sem restrições. Esta programação irá utilizar informações sobre a geração real e a demanda, porém, irá abstrair os efeitos das restrições de transmissão. Diferenças entre os valores reais medidos e a geração programada serão determinadas. Os custos das restrições serão calculados para plantas não operando, com restrição como a diferença entre o custo de seu despacho (isto é, o valor da água ou os custos operacionais variáveis e de combustível das plantas termelétricas) e o preço vigente do MAE. Os geradores operando, com restrição, serão ressarcidos de seus custos de despacho pela diferença entre estes custos e o preço vigente do MAE, naquele submercado, a qual será repassada aos Encargos dos Serviços do Sistema.
- ❖ Remanescente das variações entre o programa ex-ante e o despacho real não será identificado separadamente. No entanto, será valorizado da mesma forma que as restrições de transmissão, como foi demonstrado acima (isto é, os geradores receberão o mesmo tratamento, quer tenham operado ou não operado, com restrição), a fim de chegar a um ajuste entre a geração e a demanda no sistema.
- ❖ Outros elementos dos Encargos dos Serviços do Sistema, além da diferença entre as quantidades do despacho real e as quantidades geradas, incluem penalidades impostas aos geradores ou aos grandes consumidores que tenham ofertado a redução de carga que não estava disponível (e que seria deduzida dos Encargos dos Serviços do Sistema) e os resultados das decisões sobre controvérsias.

Os Encargos dos Serviços do Sistema serão determinados para cada submercado e recuperados através de toda a demanda, contratada e não contratada, como um encargo adicional em R\$/MWh.

3.7.2 Custo dos Serviços Ancilares

O custo dos serviços ancilares será recuperado através dos Encargos dos Serviços do Sistema. As normas gerais aplicáveis ao pagamento dos serviços ancilares são:

- (a) Os pagamentos relacionados com a capacidade de proporcionar um serviço deverão feitos através dos Contratos de Serviços Ancilares (CSA), formalizados entre o provedor do serviço e o ONS – estes pagamentos referem-se aos custos fixos ou aos custos incorridos na manutenção da capacitação;
- (b) Os custos variáveis, não relacionados com a provisão de potência ativa, também serão recuperados através do CSA;
- (c) Os custos variáveis, relacionados com a provisão de potência ativa, provocados pela necessidade de fornecer serviços ancilares, serão pagos através do MAE.

Esta abordagem faz um delineamento da provisão de energia e de serviços ancilares. O sintoma principal da provisão de serviços ancilares na produção de energia – isto é, o impacto das restrições na geração – receberá o mesmo tratamento que as outras restrições de transmissão.

Aqueles casos em que as regras do MAE não compensem totalmente os geradores pela provisão de serviços ancilares (por exemplo, na operação em modo de compensação síncrona) serão considerados através do CSA.

Os mecanismos dos pagamentos e do ressarcimento pelos serviços ancilares são desenvolvidos da seguinte maneira:

- ❖ Os geradores serão pagos pelos efeitos de (c) acima, através das Regras do MAE, e de (a) e (b), através do Contrato de Serviços Ancilares;

- ❖ Os pagamentos por (a), (b) e (c) acima serão recuperados dos D/Cs através dos Encargos dos Serviços do Sistema.

3.7.3 Influência dos Encargos dos Serviços no Planejamento da Gestão Empresarial

Desde que os encargos dos serviços permitam aos geradores receber eventuais diferenças entre o programa ex-ante e a geração real, assim como compensar perdas de transmissão dentro do submercado, eles permitirão aos geradores maior equidade sobre seus ingressos decorrente das novas regras de mercado. Por outro lado, como não há preços diferenciados entre aqueles praticados no MAE e os contratos para prestação de serviços ancilares, o planejamento da gestão empresarial, neste ponto, não deverá prever simulações para diferentes alternativas.

O que poderia ser analisado pelas empresas geradoras é a conveniência ou não de elaborar contratos com o ONS para a prestação de serviços ancilares, mas isto estará ligado às cláusulas contratuais e poderá ser analisado em detalhe, uma vez estabelecidos modelos para os mesmos.

3.8 ENCARGO POR CAPACIDADE

Um encargo por capacidade mínimo, expresso em R\$/MW, será pago aos geradores como parte do MAE. Será o mais simples possível e destinado a minimizar as distorções aos incentivos. Particularmente, o encargo por capacidade deverá:

- Cobrir apenas os custos fixos de operação e de manutenção de uma planta, assumindo baixa total de seus ativos. O encargo por capacidade não será utilizado para proporcionar sinais para investimentos em nova capacidade. Estes sinais serão proporcionados através da expectativa do preço do MAE durante a vida útil da planta;
- Remunerar os geradores por terem estado disponíveis quando esta disponibilidade era de grande importância para o sistema;
- incentivar as decisões apropriadas de desativação das plantas.

A forma precisa deste mecanismo ainda não foi concluída. No entanto:

- (i) será, provavelmente, um valor variável conforme a estação do ano e deverá estar concentrada nos períodos de ponta em cada dia, para incentivar a disponibilidade quando o sistema estiver com maior necessidade de capacidade;
- (ii) o encargo por capacidade será pago somente aos geradores que se declararem disponíveis no dia anterior ao despacho. Geradores que não se declararem disponíveis neste estágio, mas que o façam através de uma redeclaração posterior, não farão jus ao recebimento deste encargo;
- (iii) o nível do encargo por capacidade poderá ser revisto anualmente, para permitir aumentos nos pagamentos, caso seja previsto um ano seco;
- (iv) sua implementação deverá ser acompanhada de uma análise para assegurar que o valor da carga não atendida seja estabelecido em bases compatíveis com o encargo por capacidade – isto é, que o efeito conjunto do pagamento pela capacidade com o valor da carga não atendida proporcione o nível desejado de pagamento aos geradores e de confiabilidade do sistema;
- (v) deverá ser revisto antes do término do quarto [4º] ano do início da operação do MAE. Esta revisão irá permitir abordagens alternativas que deverão ser consideradas antes que os Contratos Iniciais sejam extintos.

No entanto, deve-se reconhecer que existe, atualmente, um problema a curto prazo de falta de capacidade no sistema elétrico brasileiro. Este problema se refere principalmente às restrições de transmissão de curto prazo dentro de submercados, como por exemplo as restrições de capacidade atualmente observadas no Rio de Janeiro. Um mecanismo temporário deverá ser introduzido para incentivar uma reserva de capacidade adicional ao sistema como um serviço ancilar (Contrato de Serviço Ancilar por Reserva de Capacidade). Este mecanismo poderia ter a seguinte forma:

- (1) O ONS iria avaliar a necessidade de capacidade adicional que atendesse a um padrão de confiabilidade concordado com a ANEEL. Este padrão seria

especificado através da utilização de uma abordagem econômica da confiabilidade, isto é, que refletisse o valor da carga não atendida;

- (2) Os geradores iriam formalizar contratos com a finalidade de fornecer o máximo desta capacidade adicional. As categorias de capacidade que poderiam ser contratadas pelo ONS seriam estritamente controladas. Todos os contratos deveriam receber a aprovação da ANEEL;
- (3) O preço contratado deveria ser líquido do encargo por capacidade que o gerador deveria receber;
- (4) Estes contratos deveriam conter penalidades a serem impostas aos geradores se suas plantas não estivessem disponíveis quando solicitadas.

Esta abordagem iria proporcionar um mecanismo provisório para atender, a curto prazo, à necessidade de capacidade no sistema. Prevê-se que esta abordagem permaneça em vigor por um período limitado (por exemplo, 4 anos), embora qualquer contrato assinado durante este período permaneça válido após o mesmo. No entanto, sua gradação deverá ser avaliada e controlada cuidadosamente para não interferir nos outros incentivos de mercado e não levar a uma instalação excessiva de capacidade adicional.

O custo destes contratos de "confiabilidade do sistema" deverão ser recuperados através dos Encargos de Serviços do Sistema.

Racionamentos gerais de capacidade, no nível do Sistema, não devem ser tratados através desta abordagem. Ao invés disto, os sinais de preço do MAE devem ser a forma de dar os incentivos corretos para a construção de nova geração para mitigar o efeito de restrições de capacidade.

3.8.1 Influência do Encargo por Capacidade no Planejamento da Gestão Empresarial

O encargo por capacidade é um mecanismo para incentivar as empresas a disponibilizar suas unidades geradoras para produção. As regras e os montantes a serem assinados neste mecanismo ainda estão indefinidos, mas já se conhece que terá uma duração limitada (por exemplo, 4 anos) e que seu valor estará fixado entre limites, tais como o inferior, que permite às empresas cobrir seus custos

fixos de operação e manutenção, e superior, que o associa com o valor da carga não atendida.

O planejamento da gestão empresarial, com relação a este item, deverá analisar diferentes alternativas de disponibilidade uma vez que, em função dos valores envolvidos, os planos internos podem ser ajustados a fim de otimizar o balanço econômico. Por exemplo, as manutenções das unidades podem estar diretamente ligadas a períodos hidrológicos desfavoráveis.

Outro aspecto a ser analisado são as penalidades impostas por declarações incorretas ou mal intencionadas de disponibilidades. Isto pode afetar a operação do sistema, além de ter influência negativa no resultado econômico da empresa.

3.9 PENALIDADES

O quadro abaixo faz um resumo das violações às Regras do MAE sujeitas a penalidades e estabelece a forma genérica destas penalidades.

Violação às Regras do MAE	Forma de penalidade
Falsa declaração de disponibilidade	Penalidade determinada através de fórmulas. Penalidade adicional dependendo de decisão do COEX.
Declarações posteriores inexatas	Penalidade determinada através de fórmulas. Penalidade adicional dependendo da decisão do COEX.
Omissão do gerador de cumprir as instruções de despacho do ONS	Penalidade determinada através de fórmulas. Infração detectada através da comparação entre a geração real e a instrução de despacho.
Omissão do ofertante de corte de carga em cumprir as instruções de despacho do ONS	Penalidade determinada através de fórmulas. Infração detectada através da comparação entre a demanda atual e da curva da carga acordada (ver item 10.5.5.1 sobre oferta de corte de carga).
Erros na medição	Um ajuste feito nos erros anteriores bem como uma penalidade imposta segundo decisão do COEX se for constatado que o erro tenha sido premeditado com a finalidade de obter algum benefício.

Cada uma das violações acima tem a seguinte forma:

3.9.1 Princípios Subjacentes às Penalidades do MAE

As penalidades impostas no âmbito do MAE não deverão ser aplicadas em duplicidade ou estarem em conflito com as penalidades contidas em outros contratos. Isto significa que:

- ❖ Em relação aos Procedimentos de Rede, o MAE deverá cobrir aquelas áreas que certamente poderão condicionar um impacto comercial - isto é, declaração de informações comerciais, cumprimento das instruções de despacho de energia ativa e assuntos relacionados com a medição e a liquidação.
- ❖ Em relação aos serviços ancilares, somente aqueles procedimentos que não estão cobertos por outros Contratos de Serviços Ancilares, especificamente reserva girante e reserva permanente.

Quando possível, deverão ser empregados incentivos bem definidos para incentivar condutas eficientes, ao invés de penalidades.

Em geral, os incentivos deverão ser aplicados em ocasiões em que uma conduta padrão poderia resultar em uma variedade de resultados satisfatórios, com exceção de um, que seria o preferível.

As penalidades deverão ser aplicadas quando uma conduta resultar em custos significativos aos demais (ou a alguma parte específica ou a todo o sistema). O nível de penalidades será estabelecido para refletir os custos incorridos por outras partes como resultado da violação ao MAE, isto é, na medida em que isto seja praticado, as penalidades serão fixadas tendo como base a extensão do dano a terceiros.

3.9.2 Penalidades às Declarações Inexatas de Disponibilidade e Redecarações

Existem duas maneiras de detectar uma declaração inexata de disponibilidade:

- (a) **mecanismo 1:** através da produção do gerador inferior à instrução;

(b) **mecanismo 2:** no caso de um gerador que não tenha sido solicitado a gerar durante um certo período, se o resultado de uma verificação mostrar a sua incapacidade de produzir o nível declarado.

No mecanismo 1, será aplicada uma abordagem formulada da seguinte maneira:

- (i) sob condições normais - isto é, quando o gerador estiver cumprindo as instruções recebidas, não deverá pagar nenhuma penalidade;
- (ii) se a planta estiver gerando abaixo do que o solicitado, haverá incidência de uma penalidade a ser paga em relação à energia que não tenha sido produzida (ver abaixo). Além disso, sua disponibilidade será considerada igual à sua geração, reduzindo qualquer encargo por capacidade ao qual pudesse ter direito, inclusive o seu direito de saque junto ao MRE;
- (iii) após a apuração da infração, a disponibilidade do gerador ficará limitada ao nível máximo de sua produção, caso tenha ocorrido (b), até que volte a estar em condições de produzir conforme o nível solicitado. Uma vez tenha feito isso, sua disponibilidade voltará a ser considerada tal qual foi notificada (isto é, como (a) acima).

Desta maneira, o gerador receberá um incentivo significativo para declarar uma disponibilidade compatível com a sua possibilidade de atender às instruções.

O mecanismo 2, por sua vez, deverá ser utilizado, por exemplo, para as plantas termelétricas que sejam solicitadas a operar durante os períodos secos.

3.9.3 Penalidades Pela Omissão de Cumprir as Instruções de Despacho

Será adotada uma abordagem formulada para penalizar os geradores pela omissão de cumprir as instruções de despacho do ONS.

A estrutura precisa do mecanismo das penalidades deverá ser totalmente compatível com todas as Regras do MAE, portanto, não pode ainda ser definida em seus detalhes. No entanto, acredita-se que este mecanismo poderia adotar a seguinte estrutura.

- ❖ Primeiramente, deverão ser definidos os meios a serem utilizados para detectar a ocorrência de uma omissão. Estes meios irão incluir um mecanismo através do qual as instruções em tempo real serão transferidas aos períodos de liquidação e comparadas com a geração real.
- ❖ Será estabelecida uma “faixa de tolerância” ao redor do nível solicitado. Se a geração real permanecer dentro desta faixa, o gerador será considerado como tendo cumprido as instruções feitas pelo ONS e, neste caso, estará isento de pagar qualquer penalidade.
- ❖ Os geradores posicionados fora desta faixa deverão estar sujeitos a penalidades. Estas irão operar da seguinte maneira:
 - para a sobre-geração (isto é, quando o gerador excedesse os níveis solicitados), o gerador não teria direito de receber qualquer receita do MAE pela sua geração adicional. Uma faixa adicional poderia penalizar em níveis de geração exagerados, pelos quais os geradores estariam sujeitos a uma penalidade superior a 100% (isto é, uma penalidade adicional pelo fato de não receber nenhuma receita pela geração excedente) pela energia adicional produzida. Desta forma, o gerador hidrelétrico que tivesse recebido energia secundária não teria incentivos para gerar acima dos níveis solicitados;
 - para a sub geração, o gerador não estaria sujeito a penalidades se permanecesse dentro da faixa designada. Se esta geração ficar abaixo do nível, seria passível de uma penalidade estabelecida em alguma percentagem do preço do MAE. Além disso, como mencionamos acima, o gerador iria sofrer uma penalidade através da redução de sua disponibilidade.

3.9.4 Erros na Medição

O impacto de um erro na medição irá depender de sua escala. Um erro de menor porte, por exemplo, inferior a 0,1% na demanda do sistema, poderá ser solucionado através de uma transferência entre a parte causadora do erro (isto é, um gerador, comercializador ou mesmo um grande consumidor negociando com o

MAE) e os encargos dos serviços do sistema. Os ajustes deverão exigir o seguinte cálculo:

- (i) duração do erro;
- (ii) como este erro foi alocado aos períodos de liquidação.

Os erros menores na medição provavelmente não resultariam em penalidades. No entanto, o COEX terá o direito de impor uma penalidade se ficar provado que a parte tinha conhecimento prévio do erro, porém, se omitiu em adotar qualquer medida (particularmente se este erro tivesse sido a seu favor).

Quanto aos erros maiores, quatro possibilidades seriam possíveis:

- ❖ Um erro do medidor do gerador significando que as perdas no sistema ou o carregamento do sistema não foram corretamente declarados, ou que os efeitos das restrições de transmissão não foram aqueles anteriormente esperados;
- ❖ Um erro do medidor do D/C, na fronteira do sistema interligado, com efeitos semelhantes;
- ❖ Um erro do medidor na fronteira do submercado ou das interligações internacionais;
- ❖ Um erro do medidor de um grande consumidor. Se a demanda de um D/C for determinada através da subtração da demanda dos grandes consumidores no “ponto de fornecimento” (“offtake”) do respectivo D/C, (onde não é fornecida pela respectiva D/C hospedeira uma abordagem costumeira na contabilização da energia), este erro irá deturpar a demanda do consumidor e da D/C.

3.9.5 Influência das Penalidades no Planejamento da Gestão Empresarial

Uma vez que todas as plantas estarão, em maior ou menor grau, sujeitas às penalidades impostas pelas regras de operação do mercado, elas exigem especial atenção na gestão empresarial das regras específicas para sua aplicação.

As penalidades implicarão em distintas alternativas de análises estratégicas; obrigarão tanto a formulação de distintos cenários de disponibilidade

para operação quanto a formulação de hipóteses sobre *faixa de tolerância* sobre itens fundamentais.

Especial atenção deverá ser observada nos incentivos das condutas eficientes. Elas poderão, em lugar de penalizar, influenciar positivamente no balanço econômico da empresa.

3.10 CONTRATOS BILATERAIS

Os Contratos Bilaterais serão subscritos entre duas partes contratantes; por um lado a vendedora, que constitui a empresa geradora de energia elétrica, e por outro, a compradora, que poderia ser ou uma Comercializadora ou um Consumidor Independente. Os Contratos Bilaterais deverão estabelecer as cláusulas que regem a relação comercial entre ambos participantes.

Os contratos bilaterais serão elaborados baseados em acordos estabelecidos previamente entre ambas partes contratantes. Assim, citam-se a seguir alguns pontos que deveriam estar neles estabelecidos:

- ❖ **Nomenclatura técnica:** que permite um perfeito entendimento e maior precisão da terminologia técnica empregada no contrato.
- ❖ **Objeto e Prazo:** no qual fica estabelecida a finalidade e o prazo de validade do acordo. Neste item, também podem ficar estabelecidos pré-acordos para extensão dos prazos.
- ❖ **Modalidades e Condições de Suprimento:** no qual se estabelecem critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros de qualidade do serviço, assim como o ponto de suprimento.
- ❖ **Montante Contratado:** especificando valores por período de tempo, suprimentos adicionais e, se possível, reduções temporárias, acordos sobre eventuais indisponibilidades forçadas, etc.
- ❖ **Serviço de Transmissão:** no qual se descrevem os serviços de transmissão entre o gerador e a demanda e, se necessário, se faz referência a contratos complementares para esta finalidade.

- ❖ **Medições e Controle de Suprimento:** no qual se especificam critérios a serem seguidos por ambas partes contratantes, a fim de garantir a qualidade e simultaneidade das medições realizadas por ambas partes.
- ❖ **Tarifa:** neste item se estabelecem os valores a serem aplicados ao objeto do contrato, assim como cláusulas referentes a reajustes.
- ❖ **Faturamento:** estabelecendo períodos e tratamentos de eventuais divergências decorrentes de erros de medição.
- ❖ **Condições de inadimplência ou incumprimento do contrato:** no qual se estabelecem condições, pelas quais, ou uma das partes contratantes fica caracterizada como inadimplente, ou a outra parte impossibilitada de atender ao contrato.
- ❖ **Garantias:** estabelecendo cláusulas para sua possível operacionalização.
- ❖ **Penalidades:** estabelecem-se acordos para o tratamento de questões tais como indenizações, atrasos nos pagamentos, diminuição da qualidade do serviço, etc.
- ❖ **Condições gerais:** que estabelecem data de entrada em vigor, condições para ruptura do contrato, foro para dirimir dúvidas decorrentes do contrato, etc.

3.10.1 Influência dos Contratos Bilaterais no Planejamento da Gestão Empresarial

Os contratos bilaterais constituirão, possivelmente, a maior parcela de colocação da oferta das empresas geradoras. Serão elaborados sobre períodos de tempo relativamente longos, razão pela qual permitirão aos produtores efetuar um acompanhamento da gestão empresarial com menor risco.

A complexidade do planejamento da gestão empresarial é inversamente proporcional à parcela de produção vendida através dos contratos bilaterais. Em outras palavras, o planejamento da gestão empresarial torna-se menos complexo à medida que o gerador coloca no mercado, através de contratos bilaterais, maior parcela de sua produção.

É de esperar-se que os custos dos serviços fixados através do contratos sejam inferiores aos fixado pelo MAE. Conseqüentemente, a questão-chave em relação e este ponto está na definição da parcela a ser destinada a contratos bilaterais e da parcela prevista de ser colocada no mercado atacadista de energia. Conseqüentemente, é neste ponto que o planejamento da gestão empresarial deverá fixar especial atenção, contrário aos obtidos nos contratos a longo prazo; um planejamento estratégico mais arriscado possivelmente resultará em maiores benefícios.

3.11 CONCLUSÕES

Este capítulo teve por objetivo descrever o ambiente de negócios das empresas geradoras de energia hidroelétrica, assim, na primeira parte ela foi considerada como o centro de um sistema e, descritos os principais fatores ambientais que afetam sua gestão empresarial.

Na sequência e como subsídio dos capítulos subsequentes da tese, foi apresentado um resumo das variáveis de influência estabelecidos pelos instrumentos legais até hoje implantados no mercado elétrico brasileiro. Estas variáveis, para sua posterior consideração no modelo deste trabalho, foram agrupadas como *endógenas*, *exógenas* e *omitidas* dependendo do âmbito onde as decisões sobre elas são tomadas.

Conclui-se o capítulo apresentando os principais aspectos associados aos fatores ambientais. Aspectos que devem ser considerados pelos executivos das empresas hidroelétricas por ocasião da formulação, elaboração e implementação de planos estratégicos.

Os executivos devem estar cientes de que suas empresas só conseguirão obter efetivas vantagens das condições de mercado se forem formulados planos que levem em conta, e principalmente tirem vantagens de, todas as regras vigentes e aplicáveis.

CAPÍTULO IV

SUBPROBLEMA DE GESTÃO EMPRESARIAL DE UMA PLANTA HIDROELÉTRICA: MODELOS CONCEITUAIS

4.1 INTRODUÇÃO

O plano de gestão de uma planta hidroelétrica é um instrumento empresarial que integra, num documento guia, os planejamentos estratégico, tático e operacional elaborados dentro de cada uma das áreas gerenciais que compõe a sua estrutura funcional.

O planejamento estratégico (PE) empresarial tem como função a definição de objetivos e metas, assim como a formulação de estratégias e políticas que permitam atingi-los; em outras palavras, confrontando aspectos internos com as possibilidades do ambiente de negócios, o PE elabora um plano que orienta o próprio acionar da empresa com vista a seu objetivo maior, representado, por exemplo, por lucros, expansões, fusões, incorporações, etc.

O planejamento tático tem a função de transformar as instruções estratégicas em ações táticas que permitam sua operacionalização.

O planejamento operacional se encarrega da previsão dos meios físicos, mecânicos ou materiais que permitam a implantação ou aplicação prática das instruções táticas.

Neste capítulo abordam-se, inicialmente, aspectos conceituais relacionados aos planejamentos estratégicos e táticos, na sequência: apresentam-se as formulações matemáticas e as principais relações causais entre as variáveis internas das áreas táticas, formulam-se propostas de integração destes planos táticos para constituir o plano de gestão empresarial; e conclui-se com uma modelagem de políticas empresariais via simulação estocástica.

4.2 PROBLEMA CONCEITUAL GLOBAL

Na formulação de planos de gestão empresarial de uma empresa geradora, a estrutura organizacional definida no Capítulo II, sugere a formulação prévia de planos individuais para as áreas táticas (cinco neste trabalho) e na sequência, a

elaboração do plano de gestão empresarial propriamente dito, resultante da integração, num único plano global, destes planos individuais.

A Figura 4.1 ilustra de forma simplificada o problema descrito. Nela pode-se observar: um barramento interno que representa a integração entre os planos táticos, as influências exercidas pelas regras do ambiente, além das próprias *estratégias* que representam a ação exercida pelo planejamento estratégico no intuito de atingir seus objetivos e metas. Ela também mostra o processo de realimentação ou “*feedback*”, que representa o processo de consenso entre os planejamentos táticos; e omite as influências entre os planos táticos, porém este último aspecto é abordado no item 4.3 a seguir.

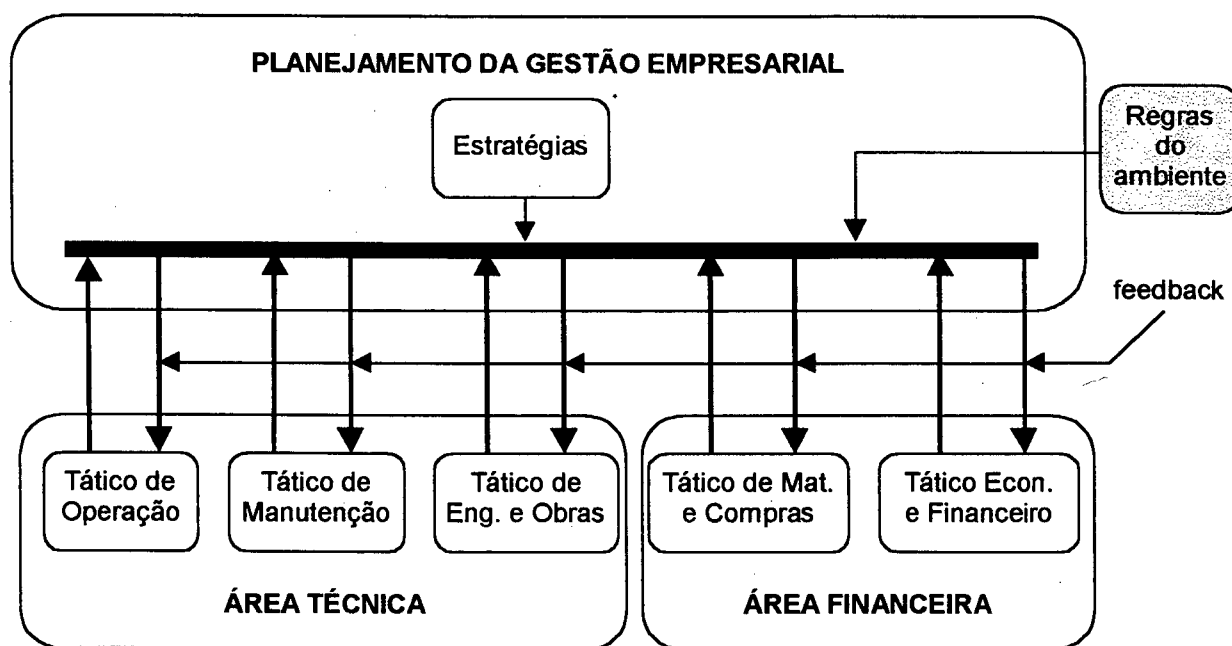


Figura 4.1 - Modelo Conceitual do Planejamento da gestão Empresarial

4.3 INFLUÊNCIAS ENTRE OS PLANOS TÁTICOS

Definidos os planejamentos individuais das distintas áreas componentes da empresa, a seguinte etapa na formulação do plano da gestão é a completa identificação das influências exercidas entre cada uma delas. Esta identificação fornece subsídios para a etapa posterior, na qual os planos táticos são efetivamente integrados num único plano global. A Figura 4.2 ilustra o sentido das influências entre os distintos planejamentos em pauta.

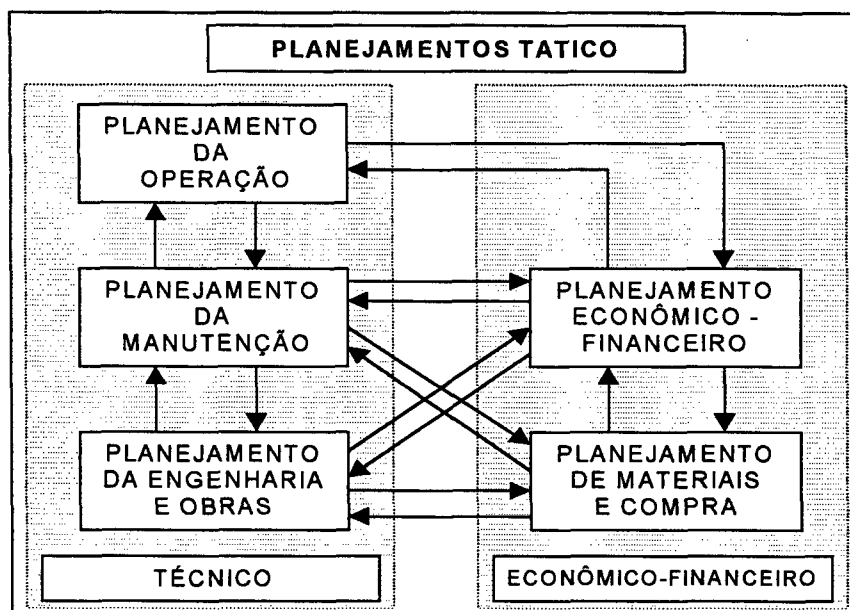


Figura 4.2 - Relações entre planejamentos táticos

Nesta figura pode-se observar, por exemplo, que o Planejamento da Manutenção afeta e é afetado pelos Planejamento da Operação, Planejamento de Engenharia e Obras, Planejamento de Materiais e Compra e Planejamento Econômico-Financeiro. Também se pode observar as inter-relações entre os Planejamentos Táticos Técnicos e Táticos Econômico-Financeiros. Para os outros planejamentos aplica-se o mesmo raciocínio.

Ainda em relação ao indicado na figura 4.2, dois pontos são importantes de se destacar; primeiro, que a integração dos planejamentos táticos deve ser feita na empresa como um todo, e segundo, que a mesma é feita hoje baseada em experiências ou modelos mentais, uma vez que não estão disponíveis ferramentas adequadas com esta finalidade.

4.4 FORMULAÇÃO TRADICIONAL: ÓTICA DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

Nesta seção descreve-se a formulação matemática com enfoque de otimização adequados aos distintos planejamentos táticos formulados no âmbito das áreas, de uma empresa, mencionadas na seção anterior.

O enfoque de otimização é talvez aquele que mais tenha contribuído para uma melhor e mais clara compreensão da estrutura lógica vigente no setor elétrico

na pré-reforma. Com efeito, foi muito comum o estabelecimento de hipóteses de otimização quando discutia-se o comportamento desejado do sistema interligado. Ainda hoje o conceito de otimização é amplamente mencionado quando se discute o comportamento da empresa, do consumidor ou de outras unidades econômicas.

Já dentro das metodologias aplicadas à solução dos problemas de otimização, assumiram particular relevância as técnicas de decomposição matemática [94][95][123].

Os problemas de otimização são problemas de extremos de funções de variáveis (ou de funções) sobre um certo domínio normalmente definido por um conjunto de restrições às variáveis (ou às funções). Na sequência, formulam-se as funções objetivos e suas respectivas restrições para cada uma das áreas táticas em pauta. As formulações são feitas seguindo a premissa básica que fornece a cada área o estado de entidade independente e autônoma da empresa; as relações e influências entre as áreas são analisadas nos itens posteriores.

4.4.1 O Problema da Programação Energética da Operação

Num ambiente desregulado ou de competição, o objetivo do planejamento energético da operação pode ser formulado como sendo o de produzir um programa de geração que atenda a seus compromissos de fornecimento, que atenda às restrições operativas da planta, e ainda, a um mínimo custo.

Os estágios do planejamento tático estão associados a um enfoque temporal de curta duração; assim, eles podem variar desde blocos de horas, a vários dias e talvez uns poucos meses. Neste planejamento, em função de seu curto horizonte de análise, parâmetros com comportamentos aleatórios são considerados de forma determinística; por exemplo, aceitam-se como razoavelmente precisas as previsões de afluências e demandas ao longo dos períodos.

A ligação entre o planejamento estratégico de longo prazo, e o tático, de curto/médio prazo, pode ser formulada em termos de metas para a geração da planta ao longo de determinados períodos ou, alternativamente, através de

volumes-metas que os reservatórios devem atingir dentro de horizontes de análise pré-estabelecidos.

Aplicando o enfoque econômico-financeiro ao problema global, e restringindo o problema da programação energética de operação exclusivamente a aspectos técnicos e de meio ambiente, as equações matemáticas associadas podem se formuladas como segue:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T C_t(\text{Deficit}_t) \quad (4.1)$$

sujeito a:

- ❖ Restrição de balanço hídrico

$$V_{t+1} = V_t + A_t - (Q_t + S_t) + \sum_{j \in M} (Q_t(j) + S_t(j)) \quad (4.1a)$$

- ❖ Restrição do volume armazenado no reservatório

$$\underline{V}_t \leq V_t \leq \bar{V}_t \quad (4.1b)$$

- ❖ Restrição da vazão turbinada

$$Q_t \leq \bar{Q}_t \quad (4.1c)$$

- ❖ Restrição do fluxo mínimo a jusante

$$Q_t + S_t \geq \underline{U}_t \quad (4.1d)$$

- ❖ Restrição de atendimento da demanda

$$D_t = \bar{D}_t \quad (4.1e)$$

- ❖ Restrição de metas de armazenamento

$$V_{T+1} = V^* \quad (4.1f)$$

para todo $i = 1 \dots N$

para todo $t = 1 \dots T$

onde:

- t - índice dos estágios ou períodos do planejamento;
- T - horizonte do planejamento;
- D - demanda;
- Q - vazão turbinada;
- S - vazão vertida;
- V - nível de armazenamento do reservatório;
- A - vazões incrementais ao reservatório;
- U - requisito de vazão a jusante da planta;
- M - conjunto de plantas imediatamente a montante;
- $C_t(\text{Déficit}_t)$ - custo do déficit de geração.

Pode-se notar que a equação (4.1a) corresponde ao balanço hídrico do reservatório, as equações (4.1b) a (4.1d) correspondem respectivamente a limites no armazenamento, limites superiores e inferiores de defluência e a equação (4.1e) corresponde à demanda de cada período. Finalmente, a equação (4.1f) representa o volume-meta a ser alcançado no final do período, que é a ligação com o nível superior de planejamento.

4.4.2 O problema do Planejamento da Manutenção

Independente do ambiente de negócios, o objetivo primário do planejamento da manutenção é formular um cronograma de saídas programadas das unidades geradoras de mínimo custo e que atenda às restrições operativas da planta ao longo do horizonte de análise.

Num ambiente de competição, a manutenção pode ainda ser considerada como um parâmetro estratégico de gestão, uma vez que às premissas acima mencionadas pode ser adicionada a visão de aproveitamento de oportunidades, restringindo suas saídas programadas a períodos de menor retorno econômico; por exemplo, a períodos de excesso de geração.

Considerando durações padrões de manutenção, os estágios do planejamento podem ser definidos como mensais ou blocos semanais, e como

consequência deste curto período de indisponibilidade, todos os parâmetros que interagem na sua formulação são aqui considerados determinísticos.

A ligação entre o planejamento estratégico, de longo prazo, e o tático, de curto/médio prazo, pode ser feita através de metas para a disponibilidade da planta ao longo dos períodos.

Na formulação matemática da programação da manutenção, vários objetivos ou metas podem ser escolhidos como parâmetros de otimização; por exemplo, maximizar a disponibilidade para geração ou minimizar os cortes de carga. Mas num enfoque empresarial, certamente as premissas econômicas terão preferência; Assim, de olho na minimização dos custos de manutenção, ela é matematicamente formulada como a seguir:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_{it} x_{it} \quad (4.2)$$

sujeito a:

- ❖ Restrição de intervalo de manutenção proibida:

$$x_{it} = 0 \text{ para } t < p_i \text{ ou } t > q_i \quad (4.2a)$$

- ❖ Restrição de intervalo de manutenção permitida:

$$x_{it} \in \{0,1\} \text{ para } p_i \leq t \leq q_i \quad (4.2b)$$

- ❖ Restrição de obrigatoriedade da manutenção:

$$\sum_{i=1}^N x_{it} = 1 \quad \forall t \quad (4.2c)$$

- ❖ Restrição de exclusividade:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T x_{it} \leq 1 \quad \forall t \quad (4.2d)$$

- ❖ Restrição de atendimento à meta energética:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T x_{it} g_{it} \leq g_t \quad \forall t \quad (4.2e)$$

❖ Restrição de capacidade máxima dos geradores:

$$g_{it} - (1 - x_{it})\bar{g}_{it} \leq 0 \quad \forall t \quad (4.2f)$$

onde:

- i representa o i -ésimo gerador;
- $x_{it}=1$ indica que o gerador i inicia a sua manutenção no período t ;
- $x_{it}=0$ indica que o gerador i não inicia a sua manutenção no período t ;
- c_{it} custo de iniciar a manutenção da unidade i no período t ;
- t períodos de manutenção (semana ou mês);
- T horizonte de manutenção;
- N número de unidades geradoras da planta;
- p_i início do intervalo permitido para manutenção da unidade i ;
- q_i fim do intervalo permitido para iniciar a manutenção da unidade i ;
- g_t meta de geração do período t ;
- g_{it} geração da unidade i no período t ;
- \bar{g}_{it} geração máxima da unidade i período t .

Ressalta-se que, nesta formulação, $x_{it} = 1$ indica uma transição *do estado disponível para operação em direção ao estado de manutenção*. De forma similar, $x_{it} = 0$ indica uma transição no sentido contrário, isto é, uma transição *do estado de manutenção em direção ao estado disponível para operação*.

A função objetivo (4.2) determina a seleção de um programa de manutenção com custos de menor valor. No caso de uma planta hidroelétrica, a escolha se orienta, principalmente, a aproveitar os períodos de baixa afluência onde mais de uma unidade estão disponíveis para manutenção.

As restrições (4.2a) e (4.2b) estabelecem janelas para manutenção das unidades. Isto permite às empresas evitar a manutenção em períodos de maior demanda, como por exemplo, nos meses de Dezembro, Janeiro e Fevereiro.

Desde que as restrições hidrológicas sejam favoráveis, deseja-se que cada uma das unidades geradoras seja retirada para manutenção obrigatoriamente por uma única vez no período total de análise. Esta restrição está considerada em (4.2c).

Outra restrição bastante comum nas empresas geradoras esta ligada às equipes de manutenção e/ou à disponibilidade de recursos materiais. Esta restrição está representada como de exclusividade na equação (4.2d).

A restrição (4.2e) determina o montante de capacidade que pode ser retirado simultaneamente para manutenção. Este tipo de restrição decorre da necessidade de a planta dispor de uma certa reserva de potência para atendimento de uma determinada meta de produção energética.

Em plantas hidroelétricas, é necessário considerar a efetiva disponibilidade de potência das unidades geradoras, ou seja, no cálculo do vetor \bar{g}_{it} , é necessário considerar a perda de potência por deplecionamento do reservatório, por exemplo. Esta restrição esta representada pela equação (4.2.f).

4.4.3 O problema do Planejamento de Engenharia e Obra

O objetivo do planejamento da área de engenharia e obras é produzir um programa de serviços, ou para implantação de novos projetos, ou para implantação de projetos resultantes de atualizações tecnológicas requeridas pela planta a fim de manter sua capacidade nominal de geração.

Caso a planta esteja ainda em fase de montagem das obras principais, um tratamento diferencial deve nortear sua elaboração, uma vez que as tarefas, nestas condições previstas, estão atreladas a outros princípios de gerência e implantação; por exemplo, estão associados a disponibilidades de recursos externos, a prazos de conclusão, a políticas governamentais, etc.

Premissas básicas devem orientar sua formulação, por exemplo, à implantação dos projetos; devem ser coincidentes, no possível, ou com as paradas de máquinas para manutenções periódicas, ou com as paradas por restrições hidrológicas, ou, na pior das alternativas, coincidente com as falhas imprevistas das unidades geradoras. Os estágios do planejamento devem, portanto, ser similares aos das paradas previstas das unidades.

A ligação entre o planejamento estratégico, de longo prazo, e o tático, de curto/médio prazo, é feita através de metas para a implementação de obras ao longo dos períodos ou, alternativamente, através de metas de obras concluídas a atingir o final do horizonte.

A formulação matemática do problema do planejamento desta área é feita considerando a essência do seu objetivo no ambiente de competição, que é a de produzir um plano de obras que minimize o seu custo de implementação e que esteja sujeito, entre outras, às restrições impostas pela conclusão dos projetos e pelo programa de paradas programadas das unidades geradoras. A formulação apresentada em (4.3) reflete estas considerações.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J d_{jt} y_{jt} \quad (4.3)$$

Sujeito a:

- ❖ Restrição de intervalo de implementação proibida:

$$y_{jt} = 0 \text{ para } t < p_j \text{ ou } t > q_j \quad (4.3a)$$

- ❖ Restrição de intervalo de implementação permitida:

$$y_{jt} \in \{0,1\} \text{ para } p_j \leq t \leq q_j \quad (4.3b)$$

- ❖ Restrição da equipe de montagem:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J y_{jt} r_j \leq r_t \quad \forall t \quad (4.3c)$$

- ❖ Restrição de conclusão do projeto e de disponibilidade de recursos:

$$y_{jt} = 0 \text{ para } t < u_j \quad (4.3d)$$

❖ Restrição de obrigatoriedade da implementação:

$$\sum_{t=1}^T y_{jt} = 1 \quad \forall j \quad (4.3e)$$

onde:

- j representa o i -ésimo serviço de montagem;
- J número total dos serviços a serem implementados;
- $y_{jt}=1$ indica que o serviço j inicia a sua implementação no período t ;
- $y_{jt}=0$ indica que o serviço j não inicia a sua implementação no período t ;
- d_{jt} custo de iniciar a implementação do serviço j no período t ;
- t períodos de implementação do serviço (semanas ou mês);
- T horizonte de implementação dos serviços;
- p_j início do intervalo permitido para implementação do serviço j ;
- q_j fim do intervalo permitido para iniciar a implementação do serviço j ;
- r_t disponibilidade, em homens-horas, da equipe de montagem no período t ;
- r_j duração do serviço j ;
- u_j período de conclusão do projeto do serviço j .

Ressalta-se que, nesta formulação, $y_{jt} = 1$ indica que o serviço j pode ser implementado no período t . De forma similar, $y_{jt} = 0$ indica uma situação contrária, ou seja, que o serviço j não pode ser implementado no período t .

A função objetivo (4.3) determina a seleção de um programa de implementação de serviços com custos de menor valor. No caso de uma planta hidroelétrica, a escolha do período de implementação se baseia, principalmente, na necessidade ou não de parada de máquina; no caso afirmativo, a execução dos serviços procura coincidir com os períodos em que as unidades estão disponíveis para manutenção.

As restrições (4.3a) e (4.3b) estabelecem janelas para execução de serviços. Isto permite às empresas fazê-lo coincidir, quando desejado, com os períodos de manutenção.

A equipe de implementação das modificações freqüentemente está limitada pelo número de funcionários de uma determinada seção da empresa, ou através de contratos decorrentes de terceirização dos serviços. Esta restrição está considerada em (4.3c).

A restrição (4.3d) determina que a implementação dos serviços somente pode ser iniciada uma vez concluído o projeto, dispondo-se de todos os demais recursos necessários.

Desde que as implementações são feitas de forma a manter a capacidade da planta dentro dos critérios de qualidade impostos pelas normas do setor elétrico, todas elas devem obrigatoriamente ser executadas no período total de análise. Esta restrição está considerada em (4.3e).

4.4.4 Problema do Planejamento de Materiais e Compras

Materiais e Compras é uma área estratégica dentro de qualquer organização empresarial, e especialmente nas geradoras de energia, onde seu incorreto funcionamento pode ocasionar desequilíbrios nos balanços econômicos, decorrentes, principalmente, de atrasos, ou mau dimensionamento nas quantidades de compras. O objetivo do planejamento desta área pode então ser formulado segundo a premissa de produzir um programa de compras de materiais que permita minimizar os custos mantendo um estoque adequado aos requerimentos dos distintos serviços da planta.

Pode-se afirmar, então, que no planejamento desta área, além de ter em conta os recursos financeiros disponíveis, deve-se considerar o planejamento das demais áreas da empresa, com ênfase principalmente nos planejamentos de manutenção e de engenharia e obras.

Os estágios de planejamento podem ser feitos similares aos das paradas previstas das unidades ou, alternativamente, podem ser resultantes de experiências sobre compras anteriores realizadas pela área.

A ligação entre o planejamento estratégico, de longo prazo, e o tático, de curto/médio prazo, pode ser feita através de metas de estoque e/ou disponibilidades de materiais que se devem atingir ao final do período.

A formulação matemática do planejamento desta área deve, necessariamente, estar baseada em princípios de minimização dos custos de compra e no atendimento adequado das necessidades das demais áreas. A formulação apresentada em (4.4) reflete estas considerações.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K e_{kt} z_{kt} \quad (4.4)$$

Sujeito a:

- ❖ Restrição de recursos financeiros:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K z_{kt} s_t \leq \bar{s}_t \quad \forall t \quad (4.4a)$$

- ❖ Restrição de intervalo de utilização:

$$y_{kt} = 1 \text{ para } p_k \leq t \leq q_k \quad (4.4b)$$

- ❖ Restrição de estoque ótimo:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K z_{kt} b_{kt} \leq b_k^* \quad \forall t \quad (4.4c)$$

- ❖ Restrição de obrigatoriedade da compra do material:

$$\sum_{t=1}^T z_{kt} = 1 \quad \forall k \quad (4.4d)$$

onde:

k representa o i -ésimo material utilizado na planta;

K número total dos materiais usados na planta;

$z_{kt}=1$ indica que o material k será comprado no período t ;

$z_{kt}=0$ indica que o material k não será comprado no período t ;

e_{kt} custo do material k no período t ;

- t períodos do planejamento (semanas ou mês);
 T horizonte do planejamento;
 p_k início do intervalo adequado de compra do material k ;
 q_k fim do intervalo adequado de compra do material k ;
 s_t disponibilidade de recursos para compra no período t ;
 \bar{s}_t disponibilidade total de recursos para compra de materiais;
 b_{kt} estoque do material k no período t ;
 b^*_k estoque ótimo do material k .

Ressalta-se que, nesta formulação, $z_{kt} = 1$ indica que a compra do material k será efetuada no período t . De forma similar, $z_{kt} = 0$ indica uma situação contrária, ou seja, que o material k não pode ser comprado no período t .

A função objetivo (4.4) determina a seleção de um plano de compra de materiais ou peças de reserva com custos de menor valor. No caso de uma planta hidrelétrica, a escolha da quantidade e do período de compra estará baseada, principalmente, na frequência e no período previsto de utilização dos materiais.

A equação (4.4a) estabelece a restrição financeira associada à compra de materiais. Numa empresa hidrelétrica, a disponibilidade dos recursos está relacionada à comercialização da energia gerada; logo, ela é parcialmente repassada para as distintas áreas.

O período de utilização dos materiais está intimamente ligado aos serviços de manutenção ou de implementação de novos projetos; em consequência, sua compra deve estar relacionada com estas paradas programadas das unidades. Esta situação está considerada através da restrição (4.4b).

A restrição (4.4c) estabelece que valores definidos como estoques ótimos para cada um dos materiais utilizados na planta não sejam ultrapassados em nenhum dos períodos.

Desde que as manutenções e implementações de novos serviços são feitos de forma a manter a capacidade da planta dentro dos critérios de qualidade

impostos pelas normas do setor elétrico, todos os materiais necessários para sua execução devem obrigatoriamente ser comprados no período total de análise. Esta restrição está considerada em (4.4d).

4.4.5 Problema de Planejamento Econômico-Financeiro

O planejamento econômico-financeiro de uma empresa geradora tem como objetivo prioritário a elaboração de um cronograma de receitas e despesas que permita a maximização dos lucros, porém, atendendo às limitações ambientais, seus requisitos econômicos e seus compromissos financeiros. Em outras palavras, deve levar em conta os planejamentos das outras áreas no que se relaciona à geração e necessidade de recursos; deve atender aos compromissos financeiros, às restrições impostas pelas regras de mercado e, ainda, procurar o lucro máximo da empresa.

A principal receita de uma empresa hidroelétrica vem da venda da energia gerada. Na sua determinação, três parâmetros são fundamentais; o primeiro, fornecido pelo planejamento da operação, diz respeito à capacidade de geração; o segundo é a tarifa de energia, e o terceiro, a alocação de energia por organismos superiores.

A capacidade de geração decorre dos planejamentos das distintas áreas da empresa, o que não ocorre com a tarifa e a alocação de energia; o primeiro, no enfoque atual, está regido por regras de mercado, e o segundo decorre de um objetivo superior derivado de princípios de otimização dos recursos do sistema.

Os compromissos econômicos da empresa estão relacionados aos recursos necessários ao desempenho ótimo das outras áreas. Estes recursos freqüentemente são agrupados em dois custos denominados de fixos e variáveis. Os custos fixos são de realização obrigatória e os custos variáveis podem ficar penderes da disponibilidade de recursos próprios, ou então, de financiamento externo.

Os compromissos financeiros, por outro lado, estão associados aos pagamentos que devem ser cumpridos pela empresa; entre eles, podemos citar: pagamentos da dívida, pagamento de *royalties*, de compensações e de multas. Os

compromissos financeiros geralmente têm caráter de obrigatoriedade, uma vez que seu adiamento implica em maiores custos financeiros.

A ligação entre o planejamento estratégico, de longo prazo, e o tático, de curto/médio prazo, é feita através de metas econômico-financeiras da empresa ao longo do período.

De acordo com as observações acima mencionadas, o problema do planejamento econômico-financeiro pode ser matematicamente formulado por:

$$\text{Max} \sum_{t=1}^T RO_t - CE_t - CF_t \quad (4.5)$$

sujeito a:

❖ Restrição de recursos de operação:

$$RO_t = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N g_{it} \cdot \text{Tarifa}_t \quad (4.5a)$$

❖ Restrição de recursos econômicos:

$$CE_t = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{RT} h_{jt} \quad (4.5b)$$

❖ Restrição de recursos financeiros:

$$CF_t = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{FT} f_{kt} \quad (4.5c)$$

❖ Restrições impostas pelas regras de mercado:

$$\text{Tarifa} = \text{CM} \quad (4.5d)$$

$$GT_t = f(\text{MRE}) + f(\text{OS}) \quad (4.5e)$$

onde:

RO recursos de operação;

CE compromissos econômicos;

CF compromissos financeiros;

GT_t geração total da planta no período t ;

- CM custo marginal de curta duração do submercado;
- MRE mecanismo de realocação de energia;
- OS outros serviços prestados ao sistema;
- i representa o i -ésimo gerador;
- t períodos de planejamento (semanas ou mês);
- T horizonte de planejamento;
- N número de unidades geradoras da planta;
- j representa o j -ésimo compromisso econômico;
- ET lista total dos compromissos econômicos da empresa;
- FT lista total dos compromissos financeiros da empresa;
- g_{it} geração da unidade i no período t ;
- h_{jt} compromisso econômico j no período t ;
- f_{kt} compromisso financeiro k no período t .

A função objetivo (4.5) determina a seleção de um programa de despesas que maximize o lucro de uma empresa hidroelétrica. Observe que, à lista de compromissos econômicos e/ou financeiros, associam-se, freqüentemente, intervalos de realização do compromisso, o que possibilita a elaboração de um plano que maximize os lucros.

A restrição (4.5a) estabelece e fixa os recursos gerados pela empresa. Para empresas com vários contratos bilaterais e diferentes tarifas, esta restrição pode facilmente ser desagregada para considerá-los de forma separada.

A restrição (4.5b) relaciona os compromissos econômicos da empresa, e é apresentada como uma lista com indicação do montante, área e intervalo viável de realização.

De forma similar à anterior, a restrição (4.5c) relaciona os compromissos financeiros da empresa, e também é apresentada como uma lista com indicação do montante, destino, intervalo viável de realização e penalidades por atrasos.

A restrição (4.5d) decorre da regulação prevista, nas regras atuais, para a fixação das tarifas dos submercados.

E as restrições (4.5e) estão associadas a outras regras de mercados, como: o mecanismo de realocação de energia, contratos para prestação de serviços ancilares, contratos bilaterais, etc.

4.4.6 Modelo de Gestão Empresarial

A elaboração do modelo de gestão empresarial consiste na integração dos planos táticos. Esta integração é feita no nível superior, ou estratégico, e leva em conta todos os interesses que exercem influência na empresa.

Por sua própria natureza, esta integração é um processo de características muito complexas. Por um lado, deve consensuar interesses muitas vezes conflitantes entre si, e por outro, integrar interesses próprios com restrições externas, normalmente impostas pelas regras de mercado do setor elétrico.

Para formular a integração dos planos táticos sob a ótica de otimização, é necessário definir uma função objetivo global e as restrições que o afetam.

Numa visão macro do problema, assume-se que existe um objetivo global afetado por restrições técnicas e econômicas-financeiras. Com esta hipótese, o problema assume a forma tradicional de desagregação por áreas, e a solução pode estar apoiada nos tradicionais Cortes de Benders. A [Figura 4.3](#) ilustra a metodologia de integração.

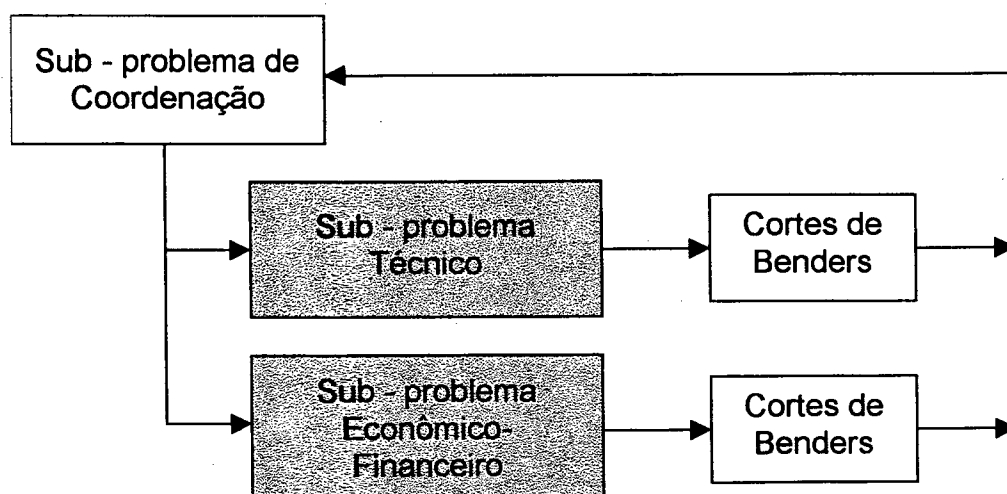


Figura 4.3 - Metodologia de integração dos planos táticos

Observa-se que na figura 4.3 os subproblemas técnico e econômico-financeiros estão indicados de forma sombreada; isto é feito para alertar que os mesmos são resultantes de integrações prévias realizadas entre os planejamentos que compõem cada área. As figuras 4.4 e 4.5 ilustram estas integrações de áreas.

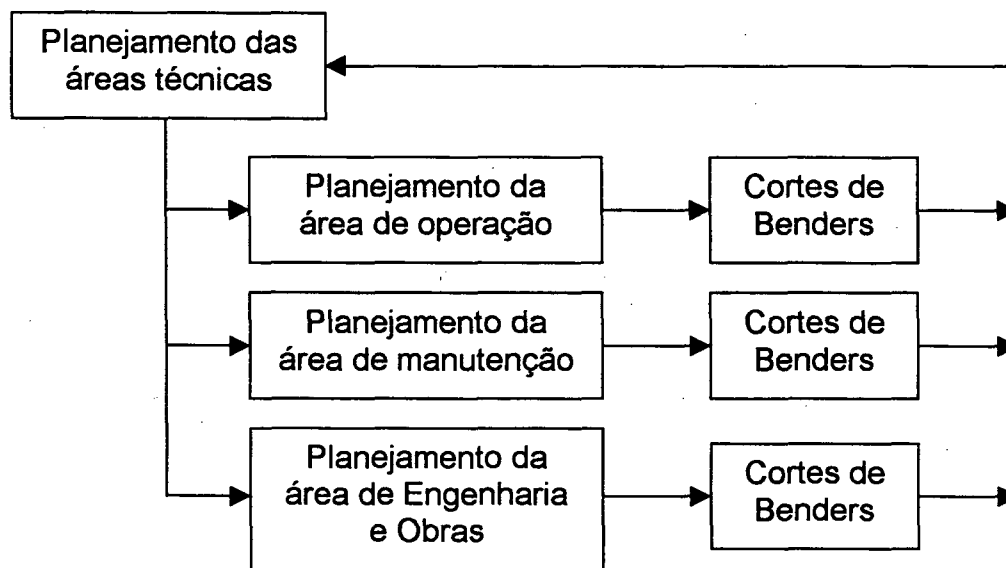


Figura 4.4 - Metodologia de Integração de planos táticos da área técnica

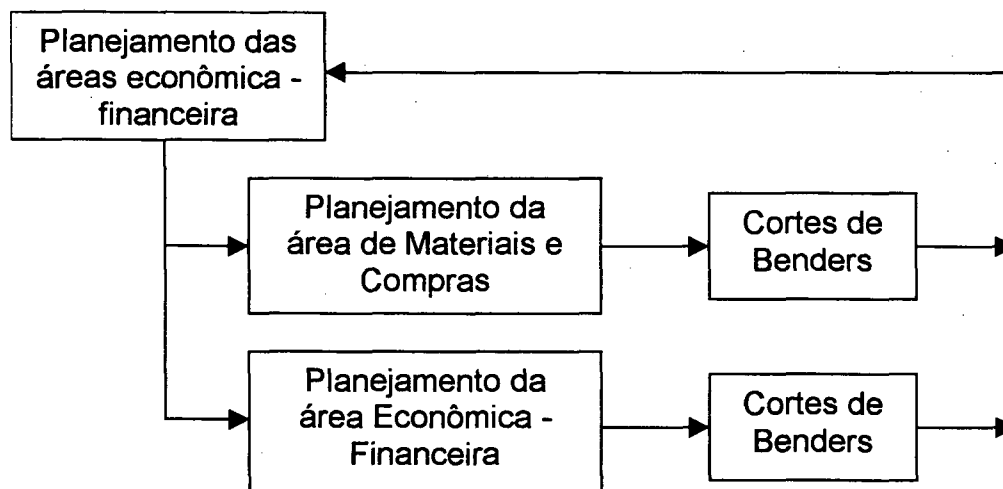


Figura 4.5 - Metodologia de Integração de planos táticos da área econômico-financeira

A proposta de utilização dos métodos de otimização, como já mencionado no Capítulo II, mostra-se adequado para estimativas iniciais de planos de gestão empresarial, esta afirmativa se fundamenta nos seguintes motivos:

- ❖ É um método estático, e como tal, para cada alteração nas condições iniciais de análise requer da repetição do todo o processo de cálculo.
- ❖ Não permite realimentações, e no planejamento empresarial a maioria dos processos constituem processos dinâmicos ou com realimentações.
- ❖ Existe uma grande correlação entre as variáveis do processo, em consequência, os resultados fornecidos com esta metodologia somente terão precisão adequada, para períodos de tempo onde esta correlação não afete significativamente os resultados.

Devido a estas limitações da formulação tradicional, o trabalho prossegue com a busca de metodologias complementares de modelagem, e no item a seguir formula-se conceitos para elaboração de um modelo de gestão empresarial baseado no enfoque de simulação. A premissa de elaboração se baseia principalmente na formulação dos planejamentos táticos através de relações causais de suas variáveis fundamentais.

- ❖ elaboração, a partir destes, de modelos de simulação;
- ❖ na integração dos planos setoriais, para formar o plano global, através de um processo contínuo de realimentação.

4.5 FORMULAÇÃO ALTERNATIVA: ÓTICA DE DINÂMICA DE SISTEMAS

A Figura 4.1 indica que os planos táticos formulados no âmbito da área técnica estão relacionados com a operação energética, com a manutenção das unidades geradoras e com a engenharia e obras. Igualmente nela observa-se que os planos táticos associados à área financeira estão relacionados com a área de materiais e compra e a área econômico-financeiro.

A seguir, descrevem-se as principais variáveis de cada uma destas áreas e as correspondentes relações matemáticas. Com base nestas relações, formula-se o diagrama de relações causais que existem entre eles.

4.5.1 Planejamento da Operação

O planejamento da operação energética de uma planta hidroelétrica tem por objetivo determinar um programa de produção de energia levando em conta

restrições próprias das unidades geradoras, condições hidrológicas previstas e critérios de qualidade fixados pelo mercado. Portanto, na determinação das regras do processo, deve-se levar em conta estes três aspectos e, a partir deles, estabelecer as relações que regem o processo de geração de energia elétrica. Os passos do processo podem ser resumidos como segue [9] [97]:

- ❖ estado do reservatório varia, a partir de um valor inicial, de forma contínua em função das vazões afluente, turbinada e vertida.
- ❖ A altura líquida resulta da diferença entre os níveis de montante e jusante e deste valor descontam-se as perdas causadas, principalmente, pelo atrito d'água nas paredes dos tubos de sucção.
- ❖ O volume vertido é função do volume máximo do reservatório e do valor de defluência mínima estabelecido a jusante da planta.
- ❖ O nível de montante é função da água armazenada no reservatório e o nível de jusante é estabelecido pelas vazões turbinada e vertida pelo vertedouro.

As relações matemáticas que regem o processo de geração de energia elétrica acima citado, podem ser agrupados nas equações a seguir:

Energia média produzida num intervalo de tempo (estágio)

$$E_{med} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot Rend \cdot H_{med} \cdot Q_{tur} \quad (4.6)$$

$$E_{med} = Coef \cdot H_{med} \cdot Q_{tur}$$

$$E_{med} = Prod \cdot Q_{tur}$$

onde:

E_{med} - energia média gerada num intervalo de tempo

$Rend$ - rendimento do conjunto turbina - gerador

$Rend$ - f (tipo de turbina)

H_{med} - Queda média ou altura líquida

Q_{tur} - vazão turbinada no estágio

$$Coef = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot Rend$$

$Prod$ - Produtibilidade da usina ($MW/m^3/s$)

$$Prod = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot Rend \cdot H_{med}$$

$$Prod = Coef \cdot H_{med}$$

Queda Média

Também denominada de queda líquida (ou efetiva). Resulta da diminuição da queda bruta (diferença entre cotas de montante e jusante) à altura de perdas (causada pelas grades, entrada da adutora, válvulas, reduções de diâmetros, curvas, perdas por atrito nas paredes da adutora, etc.).

$$H_{med} = (C_{mon} - C_{jus}) - H_{per} \quad (4.7)$$

onde:

H_{med} - Altura média

C_{mon} - Cota ou nível de montante, sendo função do volume médio no estágio de simulação

$C_{mon} = f([V_{ini} + V_{fin}] / 2)$

Normalmente C_{mon} é descrito por uma função polinomial do volume médio, similar ao representado na Figura 4.6.

C_{jus} - Cota ou nível de jusante, sendo função da vazão defluente e da cota de montante da usina de jusante j

$C_{jus} = f(Q_{dfl}, C_{mon_j})$

Devido ao efeito de remanso do reservatório de jusante sobre o nível de canal de fuga da usina, tem-se uma família de curvas, porém, em geral, os modelos adotam uma única curva polinomial.

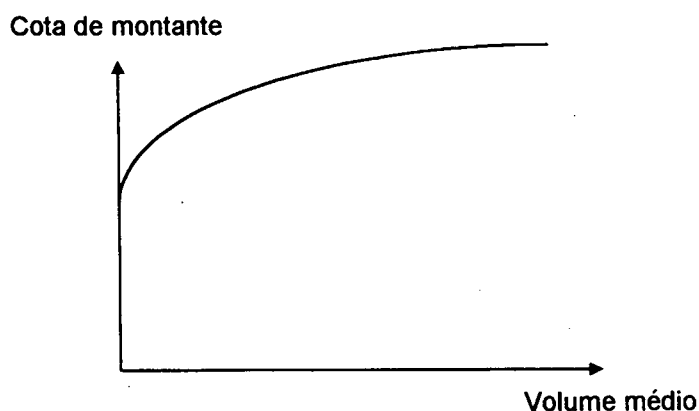


Figura 4.6 - Representação Gráfica do Polinômio Cota-Volume

H_{per} - é a perda hidráulica ou altura de perda. Depende do tipo de turbina e da vazão turbinada. É em geral considerada constante e igual a um percentual da queda máxima (exemplo 1%).

Engolimento máximo

O Engolimento máximo da turbina (Q_{tub}) é uma função do projeto da turbina (queda nominal), do tipo de turbina, da potência nominal e da queda líquida, ou seja;

$$Q_{tub} = \frac{P_{nom}}{Coef \cdot H_{ref}} \left(\frac{H_{med}}{H_{ref}} \right)^x \quad (4.8a)$$

onde:

x = 1,5 para turbinas Francis e Pelton

x = 1,0 para turbinas Kaplan

P_{nom} - Potência nominal

H_{ref} - Queda nominal

H_{med} - Queda média

$Coef$ - $9,81 \cdot 10^{-3} \cdot Rend$

O Engolimento necessário na turbina para o gerador produzir a sua potência nominal, Q_{ger} é dado por:

$$Q_{ger} = \frac{P_{nom}}{Coef \cdot Q_{med}} \quad (4.8b)$$

O Engolimento máximo (Q_{tum}) num dado instante associado à queda média do estágio é:

$$Q_{tum} = \min(Q_{tur}, Q_{ger}) \quad (4.8c)$$

Quando ocorre uma saída forçada, ou mesmo uma saída para manutenção, de uma unidade geradora, se reduz a potência efetiva e, conseqüentemente, o engolimento máximo. Esta realidade pode ser efetivamente considerada através de reduções explícitas de potência da planta, ou então através de índices médios de disponibilidade de cada unidade (F_{dis}). Com a segunda alternativa, o

engolimento máximo (Q_{max}) para geração média de energia no estágio pode ser formulado por:

$$Q_{max} = Q_{tum} \cdot F_{dis} \quad (4.8d)$$

Vazão evaporada

A vazão evaporada é uma função da área do espelho d'água do reservatório. Na sua determinação costuma-se usar um fator de evaporação médio, determinado pela incidência solar na região geográfica do empreendimento. Assim, a relação matemática pode ser expressa na forma:

$$Q_{eva} = \text{Área} \cdot F_{eva} / N_{seg} \quad (4.9)$$

onde:

Q_{eva} = Vazão evaporada

Área = Área do reservatório, função do nível de montante

F_{eva} = Fator de evaporação médio no estágio, em *mm*

N_{seg} = Número de segundos do intervalo de tempo (estágio)

Relação entre vazões

As relações entre as vazões afluente (Q_{af}), defluente (Q_{df}), turbinada (Q_{tur}), vertida (Q_{ver}), evaporada (Q_{eva}) e as restrições de engolimento máximo (Q_{max}) e de descarga mínima a jusante (Q_{min}) são:

$$Q_{df} \geq Q_{min} \quad (4.10a)$$

$$Q_{tur} = \min(Q_{df}, Q_{max}) \quad (4.10b)$$

$$Q_{ver} = Q_{df} - Q_{tur} \quad (4.10c)$$

A única condição para a qual a restrição de descarga mínima a jusante não seria atendida é quando a soma da vazão afluente, com a vazão dada pelo volume deplecionável no reservatório, não fosse suficiente para supri-la.

Balço de água

O volume do reservatório ao final de um período de análise é dado pela seguinte relação:

$$V_{fin} = V_{ini} + (Q_{af} - Q_{df} - Q_{eva}) \cdot N_{seg} \quad (4.11)$$

onde:

V_{fin} = *volume final*

V_{ini} = *volume inicial*

Q_{afl} = *vazão afluyente*

Q_{dfl} = *vazão defluente*

Q_{eva} = *vazão evaporada*

N_{seg} = Número de segundos do intervalo de tempo (estágio).

Índices de Adequacidade

Embora do ponto de vista do planejador fosse altamente desejável o cálculo de um único valor que quantificasse perfeitamente a confiabilidade do sistema, este índice ideal, até o presente momento, não existe. Muito pelo contrário, o relatório do EPRI [70] enumera doze índices de confiabilidade atualmente em uso pelas concessionárias de energia elétrica americanas, só para o sistema de geração. Esta proliferação de índices decorre, em geral, dos seguintes fatores:

- ❖ cada índice reflete melhor um determinado "aspecto" da confiabilidade do sistema (por exemplo, probabilidade, frequência, duração, amplitude dos déficits de potência);
- ❖ certos índices requerem um nível de desagregação dos dados básicos maior que outros;
- ❖ o método de cálculo de certos índices é muito mais complexo que o de outros;
- ❖ os limites de precisão e o custo computacional exigidos no cálculo de um índice dependem da finalidade do estudo de confiabilidade.

Considerando os aspectos acima citados, selecionou-se para o sistema de geração em estudo dois índices de qualidade que refletem a probabilidade e a quantidade estimada de perda de carga; estes índices são os seguintes:

- ❖ Probabilidade de perda de carga - LOLP;
- ❖ Expectativa de potência não suprida - EPNS.

A seguir, ambos índices são brevemente analisados. Na sequência, cita-se para cada um referências que fornecem informações detalhadas e completas.

Probabilidade de Perda de carga - LOLP

A probabilidade de perda de carga – LOLP (“Loss of Load Probability”) – é definida como a probabilidade de que, num dado instante, a demanda exceda da potência disponível no sistema. Se a base de tempo adotada na simulação é escolhida como sendo mensal, a $LOLP_i$, para um dado mês i , é dada por

$$\begin{aligned} LOLP_i &= P [G_i < D_i] \\ &= P [G_i - D_i < 0] \end{aligned} \quad (3.9)$$

As referências [9], [10] e [22] dão maiores detalhes com relação a este índice.

Expectativa de Potência Não Suprida - EPNS

O valor esperado da carga não suprida – EPNS (“Expected Load Not Supplied”) – é definido como o valor esperado da diferença entre a demanda e a geração (déficit), dado que a geração é inferior à demanda (ocorre déficit).

$$EPNS_i = E [D_i - G_i \mid G_i < D_i] \quad (3.10)$$

O índice $EPNS_i$ fornece uma idéia da “quantidade” de déficit de potência (em MW), o que permite traduzir o impacto das falhas em termos econômicos.

As referências [9], [27] e [127] também descrevem em detalhe este índice.

Determinação dos índices de qualidade - método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo tem sido bastante utilizado no cálculo da confiabilidade de sistemas de energia elétrica [28], [29], [110] e [127], e pode ser visto como um processo de sorteio aleatório de eventos proporcionalmente a sua probabilidade de ocorrência.

A aplicação do método de Monte Carlo, na determinação dos índices de adequação de um sistema elétrico, pode ser resumida nos seguintes passos:

- ❖ Sorteio de um estado do sistema. Ele é feito sob cenários fornecidos pela distribuição de probabilidades do estado de cada um de seus componentes;
- ❖ Análise do estado selecionado;
- ❖ Acúmulo de estatísticas para o cálculo dos índices desejados.

Os passos acima são repetidos até que o número de sorteios de estados seja considerado suficiente para que os índices de confiabilidade sejam estimados com o grau de precisão desejado. As referências [10], [28], [29], [1] e [133] descrevem em detalhes cada um destes passos.

Modelo de Falhas dos Componentes

Todo sistema de geração é composto de um certo número de máquinas ou unidades geradoras, todas elas sujeitas a falhas com uma certa probabilidade. Estas falhas costumam ser reparáveis em prazos de acordo ao dano produzido pela falha. Além disso, as unidades geradoras são submetidas, periodicamente, a manutenções preventivas que visam, por um lado, antecipar-se às falhas, e, por outro, prolongar o seu tempo de vida útil.

Neste trabalho, dadas as características predominantemente hidroelétricas do sistema tratado, considera-se que, quando uma máquina não está em manutenção preventiva, ela pode se encontrar em apenas um dos seguintes estados [27]:

- ❖ funcionando ou disponível para funcionamento normal;
- ❖ parada, em reparo.

Trata-se, portanto, de um modelo dois estados, e suas principais características e formulação matemática pode ser encontrado nas referências [13] [9] [10] [22].

Modelo da Demanda

A variação periódica da demanda de energia elétrica é, tradicionalmente, representada por uma **curva de carga**. A curva de carga é um gráfico das medidas hora a hora da demanda ao longo de um certo período T , que neste cálculo é igual a um mês. Em estudos de planejamento da operação, a demanda pode ser representada por curvas de duração de carga. Por sua vez, a curva de duração de carga pode ser aproximada por uma curva a dois ou mais patamares, sem perda de precisão significativa.

Neste trabalho a carga será representada através de dois patamares, como ilustrado na [Figura 4.7](#), que apresenta uma curva de duração de carga típica e sua aproximação em dois patamares.

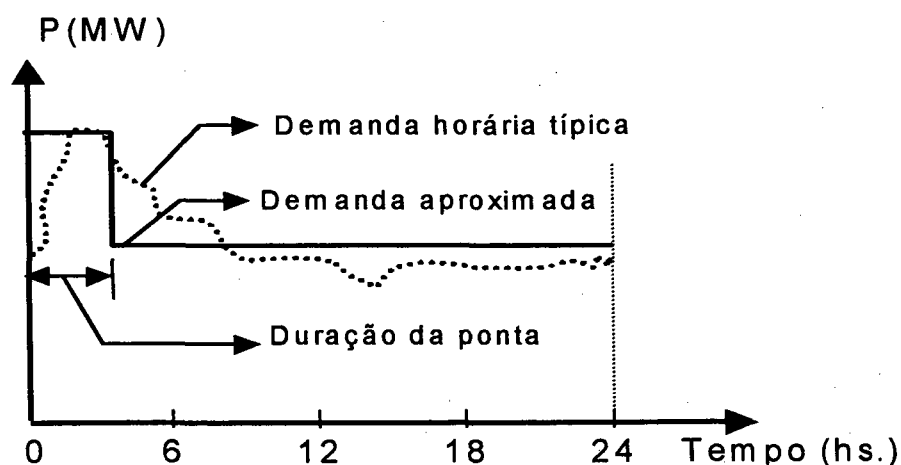


Figura 4.7 - Curva de Duração da Carga Típica Aproximada por Dois Patamares

Definidas as relações matemáticas entre as principais variáveis envolvidas no planejamento da operação, a [Figura 4.8](#) mostra as principais relações causais das variáveis utilizadas para a determinação da queda líquida e do estado do reservatório.

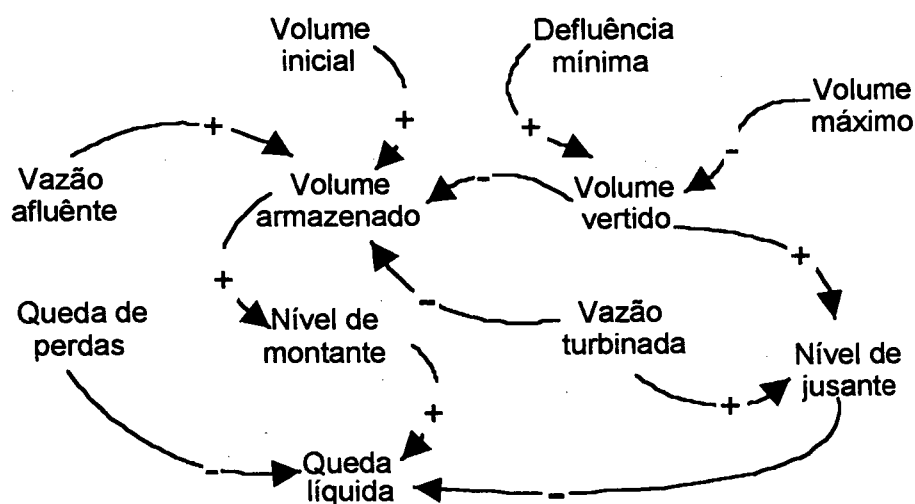


Figura 4.8 - Relações Causais na Determinação da Altura Líquida e do Estado do Reservatório

A vazão turbinada em um dado instante é dada pelo mínimo valor entre a vazão turbinável e a vazão limitada pela carga. A vazão turbinável, por sua vez, é o menor valor entre as seguintes vazões: a limitada pela capacidade técnica das turbinas, a limitada pela capacidade técnica dos geradores, ou a resultante da transformação do volume útil do reservatório.

A Figura 4.9 mostra as relações causais entre as principais variáveis envolvidas na determinação da vazão turbinada.

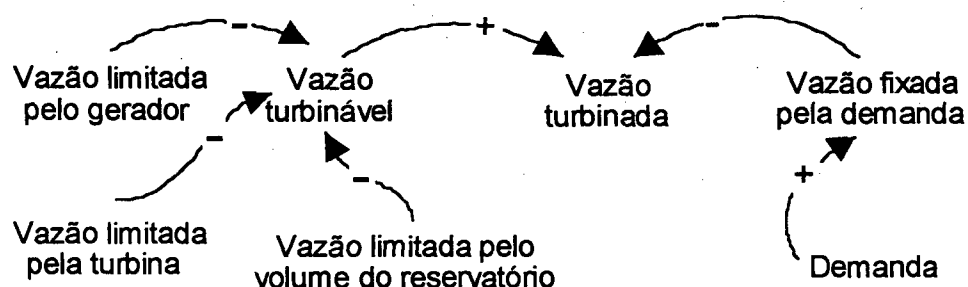


Figura 4.9 - Relações Causais para Determinação da Vazão Turbinada

A energia média produzida num determinado período depende da vazão turbinada, da produtibilidade da planta. A produtibilidade, por sua vez, depende de um valor constante multiplicado pela queda líquida e pelo rendimento do conjunto turbina gerador.

A Figura 4.10 mostra as principais relações causais envolvidas na determinação da energia média mencionada.

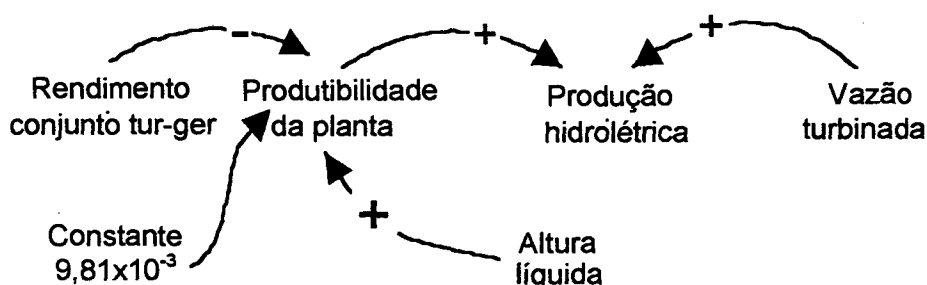


Figura 4.10 -Relações Causais na Determinação da Produção Média da Planta

Finalmente, os critérios de qualidade dos serviços de eletricidade são avaliados através de dois índices amplamente utilizados pelo setor elétrico:

Probabilidade de Perda de Carga - LOLP (*Loss of Load Probability*) e a Expectativa de Potência não Suprida - EPNS (*Expected Load Not Supplied*).

A Figura 4.11 mostra as principais relações causais envolvidas na determinação de ambos índices de qualidade.

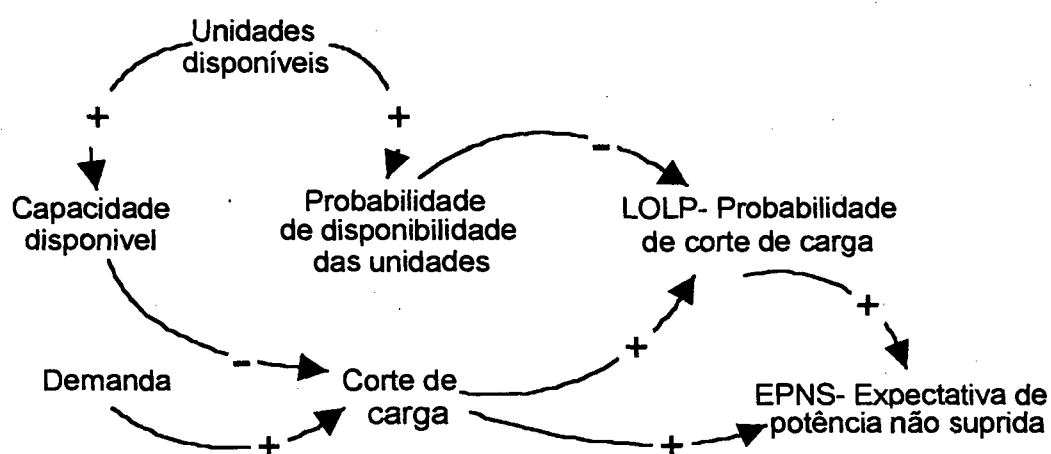


Figura 4.11 -Diagrama de Laço Causal para Determinação da LOLP e EPNS

Uma análise detalhada das figuras 4.6 a 4.9 permite verificar que a integração destas relações causais dá uma visão ampla do problema de planejamento da operação, e permite, num estágio mais avançado, a sua transformação em um modelo de planejamento da produção de uma empresa hidroelétrica.

4.5.2 Planejamento da Manutenção

O planejamento da manutenção das unidades geradoras de uma empresa hidroelétrica tem por objetivo estabelecer um programa para saídas programadas levando em conta as restrições próprias da área, assim como restrições fixadas por um planejamento estratégico que engloba as condições hidrológicas previstas, as condições contratuais, os critérios de qualidade do sistema, etc.

Visando garantir uma otimização global, o problema do escalonamento da manutenção pode partir da premissa do uso racional dos recursos hídricos. Isto é feito nos estudos energéticos onde se determina a energia prevista de ser gerada para atender à demanda e às restrições técnicas próprias da planta.

Considerando os dados da potência disponível em cada período e a potência real gerada em função da demanda e das limitações técnicas pode-se construir um intervalo denominado de *potência disponível para manutenção* em cada período. A [Figura 4.12](#) ilustra um caso hipotético de potência disponível para manutenção, em cada período, sobre um horizonte de 12 meses.

Determinando a potência disponível para manutenção, o programa de escalonamento definitivo pode ser determinado através da consideração de outras restrições, como as de obrigatoriedade, exclusividade, intervalos proibidos e permitidos, etc.

Na figura 4.12 se observa que os meses mais convenientes para a realização das manutenções são os períodos de 4 a 9. Se a planta estiver constituída por 5 unidades geradoras, tiver uma única equipe de manutenção e tiver a obrigação de fazer a manutenção por ano, possivelmente escolherá este período para escalar as unidades para manutenção.

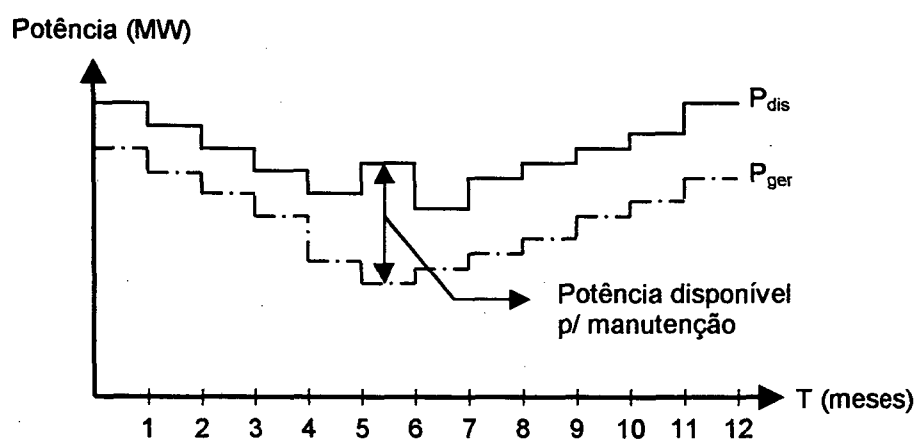


Figura 4.12 -Potência disponível para manutenção

Se deseja-se elaborar um diagrama para mostrar as principais relações causais envolvidas na determinação da potência disponível para manutenção, deve-se relacionar convenientemente as variáveis representativas das considerações acima. A [Figura 4.13](#) ilustra algumas das principais relações causais envolvidas neste processo.

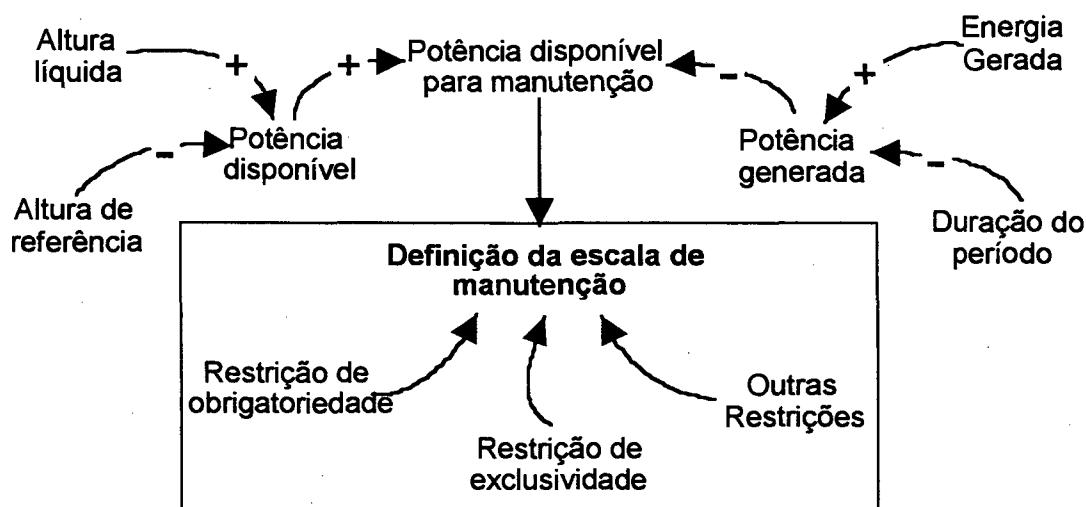


Figura 4.13 -Relações Causais Aplicadas na Determinação de uma Escala de Manutenção

É importante ressaltar que na literatura, existem atualmente vários métodos para determinação dos esquemas de manutenção; a referência [123] dá uma idéia geral e atualizada sobre os mesmos.

Outro aspecto importante de destaque é que o objetivo deste trabalho não é contribuir com um modelo para definir esquemas de manutenção, e sim elaborar uma metodologia de simulação que auxilie o processo de alocação da produção de energia elétrica dentro de um mercado embarcado no processo de mudança no seu ambiente de negócios.

Assim sendo, os esquemas de manutenção utilizados neste modelo não justificam a aplicação de métodos de ponta. Esta afirmação fundamenta-se na hipótese de que a manutenção no novo ambiente de negócios se tornará um parâmetro estratégico e, como tal, ficará sujeita a objetivos e metas empresariais formulados por agentes de negócios.

Pelo exposto, para o estabelecimento das políticas de manutenção a serem utilizadas no modelo, foram escolhidos dois métodos pioneiros da literatura; no primeiro, o critério de alocação da manutenção baseia-se no **nivelamento da reserva** [30], [108]; no segundo, baseia-se no critério de **nivelamento do risco** [50], [51] ao longo do período de interesse.

4.5.3 Planejamento de Engenharia e Obras

A área de Engenharia e Obras é a responsável pela elaboração de projetos e sua posterior implantação. Numa empresa geradora, os projetos decorrem de dois motivos principais: a necessidade de atualização tecnológica e elaboração e implantação de projetos complementares.

Não existe uma diferença exata entre em que consiste atualização tecnológica ou projetos complementares, mas pode-se tentar definir a primeira como sendo aqueles projetos e obras a serem feitos ao longo da vida da planta para evitar a obsolescência dos equipamentos e acessórios, e adequá-los às novas tecnologias emergentes; e a segunda, como aqueles projetos e obras que permitem à planta alcançar e manter sua máxima capacidade prevista.

Posto isto, cita-se como exemplo de atualização tecnológica a substituição de peças fora de fabricação, adequação das instalações a padrões tecnológicos atuais, substituição de sistemas de controle ou a troca de proteções analógicas por digitais; e como principal exemplo de projetos complementares cita-se a ampliação da capacidade instalada.

A área dispõe, frequentemente, de pelo menos duas equipes próprias, uma para projeto e outra para execução das obras; além disso, se as equipes próprias não são suficientes para atingir seus objetivos no prazo previsto, têm a possibilidade de contratar serviços de terceiros.

As relações causais desta área incluem, além do já mencionado, outras questões afins, como a necessidade da conclusão do projeto para o início da execução das obras, atrasos, disponibilidade de materiais, etc.

A Figura 4.14 mostra as principais relações causais envolvidas nesta área. Nela pode-se verificar, por exemplo, que *Elaboração dos Projetos* depende da *Demanda de projetos*, das *Prioridades dos projetos* e da *Capacidade de Projeto*. A *Capacidade de Projeto* depende, por sua vez, da sua *Equipe Própria* e da *Equipe de Terceiros*; a *Contratação de Terceiros* depende da *Demanda de Projetos* e da *Equipe Própria*.

- ❖ etapas de compra e prazos de entrega;
- ❖ relação de dependência com outras áreas;
- ❖ estoques ótimos, etc.

Representando todas estas variáveis numa relação de dependência (ver Figura 4.15) é possível visualizar que o planejamento da área depende de entradas com dados provenientes de outras áreas, bem como de definições internas, e que a sua saída, ou resultado do planejamento, é representado pela colocação à disposição das demais áreas dos materiais solicitados.

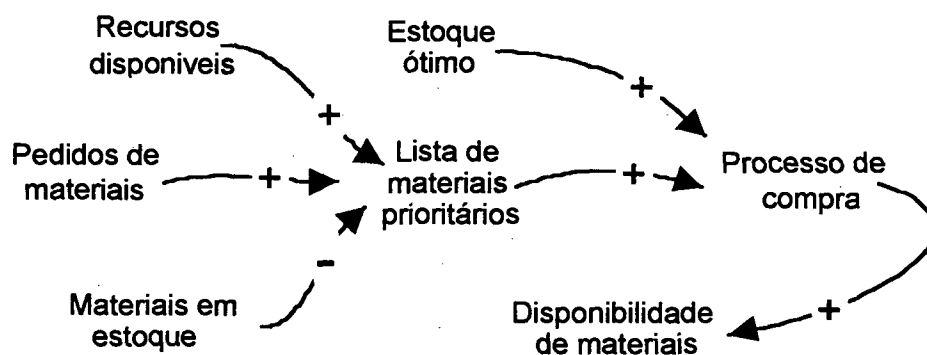


Figura 4.15 -Relações Causais da Área de Materiais

Na figura 4.15 o processo de compra está representado como uma única variável. Entretanto, este é um processo de tarefas seqüenciais que pode incluir todas ou algumas das seguintes etapas: tomada de preço de referência, elaboração de caderno de licitação, chamado a concurso, análise de ofertas, adjudicação da compra, teste e fiscalização da fabricação, e recepção do material na planta geradora.

4.5.5 Planejamento da Área Econômico-Financeira

A área Econômico-Financeira é a responsável pelo gerenciamento das receitas e das despesas da empresa geradora; assim sendo, a sua meta principal consiste no equilíbrio econômico-financeiro da empresa. Tem, em consequência, a responsabilidade da distribuição dos recursos às distintas áreas, do pagamento da dívida e da distribuição de dividendos aos acionistas.

O seu modelo para planejamento pode dividir-se, inicialmente, em dois submodelos: o econômico e o financeiro; e numa segunda etapa, pode integrá-los para construir o modelo de planejamento da área.

O submodelo econômico se encarrega do planejamento dos gastos internos da empresa; dito de outra forma, levando em conta as receitas da planta, planeja a alocação de uma percentagem da mesma para atender aos custos próprios da planta. Os custos próprios, por sua vez, podem estar distribuídos em distintas categorias, como custos fixos, custos variáveis, custos de áreas determinadas, etc.

De forma similar, o submodelo financeiro se encarrega do planejamento dos gastos que demanda o pagamento da dívida da empresa, e se necessário, a contratação de novos empréstimos.

Outros parâmetros relevantes, como lucros, capitalização, etc., podem ser adicionados após a integração destes dois submodelos.

A Figura 4.16 apresenta as principais relações causais acima descritas.

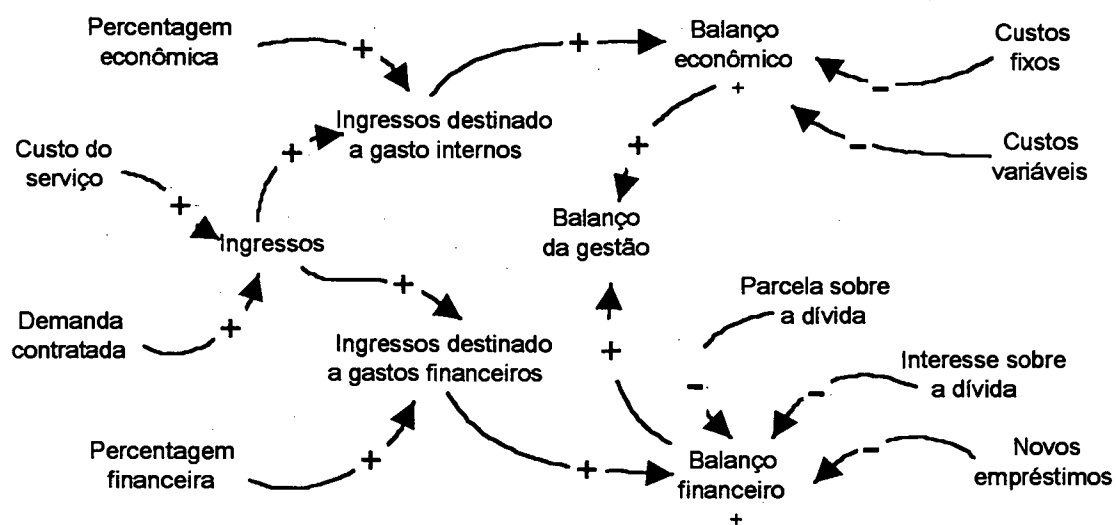


Figura 4.16 -Diagrama de Laço Causal da Área Econômica Financeira

4.5.6 Modelo de Gestão Empresarial

A integração dos planos táticos para a formação do modelo de gestão empresarial seguem, basicamente, as indicações da Figura 4.1 onde se observa que a todo instante o plano global considera as necessidades e os objetivos das

áreas táticas, e como *feedback*, fornece informações de seu reflexo e aplicabilidade no processo de integração.

4.6 MODELAGEM DE POLÍTICAS OPERATIVAS VIA SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA [97]

Com base nas relações matemáticas apresentadas nos itens anteriores, e para referência de estudos comparativos com resultados fornecidos por modelos apoiados em dinâmica de sistemas, a seguir se utiliza do método de simulação estocástica para analisar políticas operativas de um Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE).

4.6.1 Formulação do Problema

Deseja-se verificar o desempenho de um Produtor Independente de Energia Elétrica(PIEE) proprietário de uma planta hidroelétrica e que atende a um determinado mercado consumidor, segundo distintos modos operativos. O PIEE possui um registro histórico de aflúncias, que permite seu agrupamento em quatro categorias distintas: alta, normal, baixa e baixíssima; além disso, tem um estudo de projeção de demanda que indica um crescimento estimado de 5 % por ano, para os próximos quatro anos.

O PIEE está interessado em conhecer a projeção dos seus índices de desempenho mensais e anuais, bem como, avaliar alternativas técnicas e econômicas para melhorá-los, caso as penalidades impostas para baixos valores ameacem seu desempenho econômico favorável.

Os modos operativos previsíveis podem ser agrupados como segue:

Modo 1: PIEE Isolado do Sistema Interligado

O PIEE opera de forma isolada e deseja, primeiro, conhecer os índices de adequação, tanto para o consumo de energia como para a demanda de ponta, considerando falhas de equipamentos, aflúncias e manutenção, e, segundo, efetuar uma análise econômica sobre estes índices. A Figura 4.17 esquematiza este modo operativo.

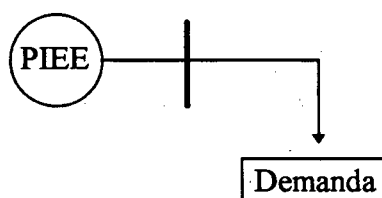


Figura 4.17 -Representação simplificada do modo operativo 1

MODO 2: PIEE COM CONTRATO DE COMPRA

Este modo operativo é similar ao modo 1 (ver [Figura 4.18](#)). A diferença está em que o PIEE tem a possibilidade de compra de energia do sistema para atendimento dos seus consumidores. Neste modo operativo, o PIEE deve pagar multa a partir da situação em que o índice LOLP assume um valor superior a 0,00274 (24 h/ ano). Ante esta penalidade, se analisam as seguintes opções disponíveis:

Opções do PIEE	ALT. I	ALT.II	ALT.III
1. Pagamento de multa	X		
2. Ampliação da usina		X	
3. Contrato com o sistema			X

Por opção, limita-se a segunda alternativa a adicionar mais 25 % de sua capacidade instalada; na terceira alternativa, limita-se a capacidade da interligação a 25 e 37,5 % de capacidade instalada do PIEE; e a multa considerada no modo operativo 1 é de 1500 US\$/MW de EPNS.

Assim, com as restrições citadas, determinam-se os índices de adequação para os seguintes cenários:

Alternativas	Cenário I	Cenário II
1.- Instalação de mais uma ou duas unidades.	X	
2.- Capacidade da LT de 420 ou 630 MW.		X

Observa-se que, ao determinar os índices de adequação, considerando as restrições da linha de transmissão, determina-se a quantidade de energia que deve e pode ser comprada do sistema para reduzir o índice LOLP ao valor de 0,00274.

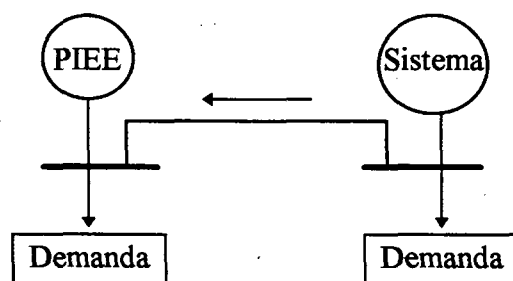


Figura 4.18 -Representação simplificada do modo operativo 2

Modo 3: PíEE Integrado ao Sistema (Pool)

No modo operativo 3 assume-se que o PíEE está integrado à malha do sistema principal, ou seja, considera-se que não existe limitação de transmissão. Nesta alternativa, o sistema, O PíEE pode estar ou não na mesma bacia hidrográfica das demais usinas do sistema. O sistema está formado por mais três usinas similares à do PíEE.

Nesta análise, não se define como nível aceitável de desempenho para o sistema nenhum índice de adequação, ou seja, o risco é compartilhado. A **Figura 4.19** esquematiza este modo operativo.

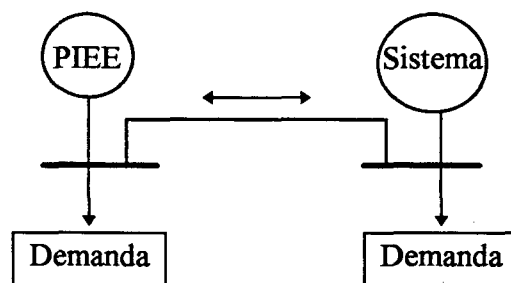


Figura 4.19 -Representação simplificada do modo operativo 3

4.6.2 Dados para simulação

Para a realização das simulações, os dados foram agrupados em três categorias:

1. O produtor independente de energia elétrica;
2. As usinas do sistema interligado;
3. Dados econômicos;

As tabelas a seguir fornecem todos os dados mencionados.

Dados do PIEE

Condições hidrológicas

AFLUÊNCIA NO MÊS (m ³ /seg)												
Hidrologia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ALTA	1250	1240	1230	1220	1200	1210	1230	1250	1270	1290	1210	1300
NORMAL	1062	1054	1045	1037	1020	1028	1045	1062	1079	1096	1028	1105
BAIXA	843	835	826	818	801	809	826	843	860	877	809	886
BAIXÍSSIMA	625	620	615	610	600	605	615	625	635	645	605	650

Demanda de energia

CONSUMO DE ENERGIA MENSAL (MW-med)												
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1100	1050	1000	1000	1150	1200	1250	1250	1180	1138	1140	1200
2	1155	1103	1050	1050	1208	1260	1313	1313	1239	1195	1197	1260
3	1213	1158	1103	1103	1268	1323	1379	1379	1301	1255	1259	1323
4	1274	1216	1158	1158	1331	1389	1448	1448	1366	1318	1322	1389
5	1337	1277	1216	1216	1398	1458	1520	1520	1434	1384	1388	1459

Dados da Planta e seu reservatório

DADOS TÉCNICOS	
PARÂMETROS	Valor
Número de geradores	8
Potência nominal dos geradores (MW)	210
Altura de referência (m)	135
Altura de perda (m)	1.6
Rendimento do conjunto turbina-gerador (pu)	0.92
Fator de disponibilidade (pu)	1.0
Volume máximo (km ³)	6.070

Volume mínimo (km ³)	3.020
Volume inicial (km ³)	6.070
Vazão defluente mínima (m ³ /seg)	167
Cota de montante fixa [do polin. vol.(km ³) – C _{mont.} (m)]	755
Cota de montante variável - A ["]	20
Cota de montante variável - B ["]	-0.95
Cota de jusante fixa [do polin. Vaz.(m ³ /s) – C _{jus.} (m)]	675
Cota de jusante variável - A ["]	0.0025
Cota de jusante variável - B ["]	-1.94E-07

Dados do Sistema

Consumo de energia

CONSUMO DE ENERGIA MENSAL (MW-med)												
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3300	3150	3000	3000	3450	3600	3750	3750	3540	3414	3420	3600
2	3465	3309	3150	3150	3624	3780	3939	3939	3717	3585	3591	3780
3	3639	3474	3309	3309	3804	3969	4137	4137	3903	3765	3777	3969
4	3822	3648	3474	3474	3993	4167	4344	4344	4098	3954	3966	4167
5	4011	3831	3648	3648	4194	4374	4560	4560	4302	4152	4164	4377

Parâmetros das plantas do sistema

DADOS GERAIS	
DEFINIÇÃO	VALOR
Número de usinas	3
Número de bacias hidrográficas	1
Seqüência de aflúências hidrológicas	3
Seqüências anuais de carga	5

DADOS TÉCNICOS			
PARÂMETROS	U-1	U2	U-3
Número de geradores	8	10	8
Potência nominal dos geradores (MW)	208	170	200
Altura de referência (m)	134	106	105

Altura de perda (m)	1.4	1.7	1.5
Rendimento do conjunto turbina-gerador (pu)	0.93	0.94	0.92
Fator de disponibilidade (pu)	1.0	1.0	1.0
Volume máximo (km ³)	6.120	6.750	5.270
Volume mínimo (km ³)	3.010	3.670	2.825
Volume inicial (km ³)	6.120	6.750	5.270
Vazão defluente mínima (m ³ /seg)	180	167	200
Cota de montante fixa [do polin. vol.(km ³) - C _{mont.} (m)]	765	530	280
Cota de montante variável - A ["]	20	21	26
Cota de montante variável - B ["]	-0.98	-1.85	-2.55
Cota de jusante fixa [do polin. Vaz.(m ³ /s) - C _{jus.} (m)]	680	425	175
Cota de jusante variável - A ["]	0.0028	0.0037	0.0051
Cota de jusante variável - B ["]	-1.97E-7	-4.72E-6	-1.43E-5

Parâmetros Econômicos

PARÂMETRO	VALOR
Máximo valor da LOLP contratual	0,00274
Valor da multa para LOLP's acima do valor contratual (US\$/MW)	1500
Custo de instalação de mais uma unidade geradora (US\$)	100.000.000
Custo de uma LT 220 KV/440 MW circuito duplo (US\$/km)	350.000
Custo de duas LT's 220 KV/660 MW - 3 circuitos (US\$/km)	577.000
Custo da energia do sistema (US\$/MW)	20

4.6.3 Hipóteses Adotadas nas Simulações

São referentes aos estados de capacidade do sistema, e incluem:

1. Todas as usinas estão construídas, e todas possuem capacidade de ampliação de duas unidades.
2. Os equipamentos são modelados com dois estados de capacidade: operando e falhado.
3. Todas as unidades de uma usina têm a mesma probabilidade de saída forçada.
4. O volume inicial de todos os reservatórios é igual ao volume máximo.

5. O mercado de energia e de ponta tem um crescimento constante.
6. A manutenção somente se realiza se todas as unidades geradoras estiverem disponíveis.
7. No esquema de manutenção busca-se o nivelamento da reserva.
8. O valor limite da LOLP anual sem multa é de 0,00274 (24 horas / ano).
9. O PíEE e as outras usinas do sistemas estão numa mesma bacia hidrográfica.

4.6.4 Principais Resultados

Análise do Modo Operativo 1

Os índices LOLP e EPNS determinados para as condições hidrológicas altas e normais, com base nas demandas médias mensais e dentro de um horizonte de simulação de 5 anos, estão apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Índices de Adequacidade Considerando Hidrologia, Manutenção e Saídas Forçadas de Unidades Geradoras

ÍNDICE DE ADEQUACIDADE LOLP POR PERÍODO E POR ANO x 1000												
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LOLP ¹	29,38	1,983	1,983	1,983	29,38	3,079	3,079	3,079	29,38	29,38	29,38	3,079
LOLP ²	29,38	29,38	1,983	1,983	29,38	3,079	38,14	38,14	29,38	29,38	29,38	3,079
LOLP ³	29,38	29,38	29,38	29,38	248,5	38,14	38,14	38,14	248,5	29,38	29,38	38,14
LOLP ⁴	248,5	29,38	29,38	29,38	248,5	38,14	38,14	38,14	248,5	248,5	248,5	38,14
LOLP ⁵	248,5	248,5	29,38	29,38	248,5	38,14	278,6	278,6	248,5	248,5	248,5	38,14

ÍNDICE DE ADEQUACIDADE EPNS POR PERÍODO E POR ANO x 1000 (MW)												
Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
EPNS ¹	1903	434,1	334,9	334,9	3372	496,1	650,1	650,1	4253	3016	3078	496,1
EPNS ²	3519	1991	434,1	434,1	5076	680,8	2702	2702	5987	4694	4753	680,8
EPNS ³	5223	3607	1991	1991	8592	3084	5220	5220	16795	6457	6574	3084
EPNS ⁴	10084	5311	3607	3607	24251	5601	7852	7852	32951	21020	22014	5601
EPNS ⁵	25743	10084	5311	5311	40904	8234	22622	22622	49852	37424	38419	8272

A Tabela 4.2 apresenta estes mesmos índices de adequacidade, porém, em base anual e para as quatro condições hidrológicas previstas.

Tabela 4.2 - Índices de Adequacidade Anuais Considerando Afluências, Manutenção e Saídas Forçadas de Unidades Geradoras

ÍNDICES DE ADEQUACIDADE ANUAL						
Ano	Afluência Alta e Normal		Afluência Baixa		Afluência Baixíssima	
	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS
1	0,0137643	19,022647	0,0137643	19,022647	0,5011136	2561,5919
2	0,0218919	33,656103	0,0218919	33,656103	0,5842816	3440,5462
3	0,0688313	67,840622	0,0688313	67,840622	0,6676932	4292,4830
4	0,1236243	149,75419	0,3465537	998,03342	0,6703948	5126,8100
5	0,1819659	274,79908	0,5276317	2117,0508	0,7566145	5998,0984

Uma análise dos valores das tabelas 4.1 e 4.2 indica que os índices de adequacidade das instalações do PIEE estão fora dos valores limites especificados; para fugir das penalidades cabíveis, ele dispõe de duas alternativas: ampliação de sua capacidade de geração ou, se possível, compra de energia do sistema. Estas duas alternativas são analisadas dentro do modo operativo 2.

Mas previamente é interessante que o PIEE tenha uma idéia da ordem do valor das multas, de forma a efetuar um estudo detalhado de sua provável inversão. Estes valores, em base anual, estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Multas Anuais a Serem Pagas pelo PIEE

MULTAS ANUAIS A SEREM PAGAS PELO PIEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	26.878,53	26.878,53	3.840.039,58
2	49.181,82	49.181,82	5.158.613,49
3	101.761,8	101.761,8	6.436.946,52
4	224.631,9	1.447.677,6	7.688.240,89
5	412.197,9	3.049.875,4	8.996.067,88

Análise do Modo Operativo 2

Os valores da tabela 4.3 indicam a conveniência, do ponto de vista econômico, de que o PIEE efetue alguma ação, de forma a melhorar o seu índice

de adequação. Isto, como já mencionado, pode ser feito através da ampliação de suas instalações ou através de contrato de suprimento com o sistema.

Para a análise destas duas alternativas as seguintes hipóteses são adotadas:

- Limita-se a capacidade de ampliação das instalações em 25% de sua capacidade instalada. Isto pressupõe a instalação de mais uma ou duas unidades;
- Na hipótese de compra de energia do sistema, limita-se a capacidade da linha de interligação a 25 e 37,5% da capacidade instalada do PIEE. Isto pressupõe a instalação de uma ou duas linhas adicionais.

Os índices de adequacidade e os montantes das multas a serem pagas pelo PIE, uma vez concluídas as modificações, estão descritos nas tabelas 4.4 a 4.11, apresentadas a seguir.

Tabela 4.4 - Índices de Adequacidade Anuais Considerando a Instalação de Mais Uma Unidade

Índices de Adequacidade Anuais Número de Geradores Adicionais = 1						
Ano	Afluência Alta e Normal		Afluência Baixa		Afluência Baixíssima	
	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS
1	0,0014140	1,8697560	0,0014140	1,8697560	0,5000957	2554,7251
2	0,0023589	3,4430400	0,0023589	3,4430400	0,5834159	3433,7250
3	0,0093918	7,7436000	0,0093918	7,7436000	0,6667581	4240,3011
4	0,0181586	19,629120	0,2586219	864,86208	0,6671087	5123,3374
5	0,0282948	38,955600	0,4254600	1941,7272	0,7507699	5956,8205

Tabela 4.5 - Multas Anuais com os índices da tabela 4.4.

MULTAS ANUAIS A SEREM PAGAS PELO PIEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	2.371,935	2.371,935	3.832.500,0
2	4.881,990	4.881,990	5.151.000,0
3	11.615,49	11.615,49	6.367.500,0
4	29.443,63	1.297.293,13	7.684.684,17
5	58.433,16	2.912.589,73	8.934.791,92

Uma análise preliminar desta alternativa demonstra que efetivamente a instalação de mais uma unidade não é significativa, especialmente nos períodos de afluência desfavorável.

Tabela 4.6 - Índices de Adequacidade Anuais Considerando a Instalação de Mais Duas Unidades

Índices de Adequacidade Anuais Número de Geradores adicionais = 2						
Ano	Afluência Alta e Normal		Afluência Baixa		Afluência Baixíssima	
	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS
1	0,0001244	0,1598484	0,0001244	0,1598484	0,5000074	2554,0608
2	0,0002164	0,3039204	0,0002164	0,3039204	0,5833397	3433,0589
3	0,0010317	0,7512972	0,0010317	0,7512972	0,6666739	3884,0856
4	0,0020838	2,1057960	0,1932520	1459,8952	0,6667090	5123,0270
5	0,0033963	4,4073360	0,4177144	1886,7865	0,7500756	5950,7695

Tabela 4.7 - Multas Anuais com os Índices da tabela 4.6

MULTAS ANUAIS A SEREM PAGAS PELO PIEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	0	0	3.831.000,00
2	0	0	5.149.500,00
3	509,548	509,548	6.366.000,00
4	2.541,255	1.161.607,590	7.684.500,00
5	6.189,495	2.829.796,725	8.926.500,00

Tabela 4.8 - Índices de Adequacidade Anuais e Tamanho da Unidade Adicional para Limitar o Mesmo em 0,00274 ou em 630 MW

Índices de Adequacidade Anuais Capacidade Adicional para LOLP = 00274 em cada período									
Ano	Afluência Alta e Normal			Afluência Baixa			Afluência Baixíssima		
	Cadi	LOLP	EPNS	Cadi	LOLP	EPNS	Cadi	LOLP	EPNS
1	96,670	0,00140	3,28748	96,670	0,00140	3,28748	340,00	0,01880	27,6815
2	146,25	0,00143	3,67531	146,25	0,00143	3,67531	394,17	0,07138	79,5764
3	207,08	0,00155	3,75481	207,08	0,00155	3,75481	452,83	0,23916	214,131
4	270,42	0,00171	3,96541	354,17	0,00552	8,97231	471,25	0,46062	473,550
5	335,83	0,00186	4,31450	436,67	0,00946	19,4343	530,00	0,66695	979,045

Na Tabela 3.8, acima, aparece um índice, denominado "Cadi". Este índice representa a capacidade média adicional (MW) que deve ser adquirida pelo PEE para obter o índice de adequabilidade que evite o pagamento das penalidades indicadas.

Tabela 4.9 - Multas Anuais para a alternativa da tabela 4.9

MULTAS ANUAIS A SEREM PAGAS PELO PEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	0	0	40.308,93249
2	0	0	118.505,5159
3	0	0	320.989,4721
4	0	9.045,015	710.113,7144
5	0	26.098,08	1.468.394,253

Tabela 4.10 - Índices de Adequabilidade Anuais e Tamanho da Unidade Adicional Para Limitar o Mesmo em 0,00274 ou em 420 MW

Índices de Adequabilidade Anuais									
Capacidade Adicional para LOLP = 00274 em cada período									
Ano	Afluência Alta e Normal			Afluência Baixa			Afluência Baixíssima		
	Cadi	LOLP	EPNS	Cadi	LOLP	EPNS	Cadi	LOLP	EPNS
1	96,670	0,00140	3,44986	96,670	0,00140	3,44986	235,00	0,36757	334,639
2	146,25	0,00143	3,67531	146,25	0,00143	3,67531	271,67	0,51850	809,061
3	207,08	0,00155	3,75481	207,08	0,00155	3,75481	312,08	0,58605	1404,16
4	270,42	0,00171	3,96541	301,67	0,03829	64,4035	331,25	0,66672	2007,86
5	327,50	0,00235	4,62162	345,00	0,27283	222,621	372,50	0,66939	2656,23

Tabela 4.11 - Multas Anuais do PEE

MULTAS ANUAIS A SEREM PAGAS PELO PEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	0	0	500.745,3238
2	0	0	1.212.733,746
3	0	0	2.106.038,770
4	0	92.191,80925	3.011.589,600
5	748,8442	331.023,3390	3.984.174,276

As tabelas 4.12 a 4.15, a seguir, complementam os resultados até aqui obtidos, agregando os custos de inversões estimados às penalidades aplicáveis ao PíEE.

Tabela 4.12 - Investimento mais Multa do PíEE com Adição de mais uma Unidade Geradora

INVESTIMENTO + MULTAS ANUAIS DO PíEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	100.002.371,94	100.002.371,94	103.832.500,00
2	100.004.881,99	100.004.881,99	105.151.000,00
3	100.011.615,49	100.011.615,49	106.367.500,00
4	100.029.443,64	101.297.293,14	107.684.684,17
5	100.058.433,16	102.912.589,74	108.934.791,93

Tabela 4.13 - Investimento mais Multa do PíEE com Adição de mais Duas Unidades Geradoras

INVESTIMENTO + MULTAS ANUAIS DO PíEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	200.000.000,00	200.000.000,00	203.831.000,00
2	200.000.000,00	200.000.000,00	205.149.500,00
3	200.000.509,55	200.000.509,55	206.366.000,00
4	200.002.541,26	201.161.607,59	207.684.500,00
5	200.006.189,50	202.829.796,73	208.926.500,00

Tabela 4.14 - Investimento mais Multa do PíEE com a Compra de Energia do Sistema Através de Uma Linha de 100 km e capacidade de 630 MW

INVESTIMENTO + MULTAS ANUAIS DO PíEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	57.701.933,40	57.701.933,40	57.747.108,93
2	57.702.925,00	57.702.925,00	57.826.399,92
3	57.704.141,60	57.704.141,60	58.030.046,07
4	57.705.408,40	57.716.128,42	58.419.538,71
5	57.706.716,60	57.734.831,48	59.178.994,25

Tabela 4.15 - Investimento mais Multa do PíEE com a Compra de Energia do Sistema Através de Uma Linha de 100 km e capacidade de 420 MW

INVESTIMENTO + MULTAS ANUAIS DO PíEE em US\$			
Ano	Afluência Alta e Normal	Afluência Baixa	Afluência Baixíssima
1	35.001.933,40	35.001.933,40	35.505.445,32
2	35.002.925,00	35.002.925,00	36.218.167,15
3	35.004.141,60	35.004.141,60	37.112.280,37
4	35.005.408,40	35.098.225,21	38.018.214,60
5	35.007.298,84	35.337.923,34	38.991.624,28

A análise final deste modo operativo permite formular as seguintes conclusões:

- O ítem mais importante na operação de um produtor independente é a **condição hidrológica**. As distintas alternativas de melhoria dos índices de adequacidade se mostraram ineficientes para a afluência baixíssima.
- Complementando a afirmação anterior, a instalação de unidades geradoras adicionais só se justificam para condições hidrológicas favoráveis; para períodos desfavoráveis, especialmente para afluências baixíssimas, não modifica quase nada o índice de adequacidade, e conseqüentemente, a multa a ser paga pelo PíEE.
- Para as afluências alta ou normal, a escolha da alternativa de expansão depende da localização espacial do PíEE. Por exemplo, para um PíEE longe da rede do sistema, possivelmente, a melhor opção seja a instalação de unidades adicionais na planta; em contrapartida, para um PíEE próximo da rede do sistema, possivelmente seja mais econômica a construção de linhas de interligação.
- O segundo ítem em importância constitui a previsão de crescimento da carga; em função dele deve-se definir o número de unidades adicionais e a capacidade mais conveniente da linha de interligação.

Análise do Modo Operativo 3

Neste modo operativo assume-se que o PIEE está integrado à malha fechada do sistema interligado, ou seja, considera-se que não exista limitação na linha de interligação.

Neste modo operativo, o PIEE está sujeito às regras do mercado e os seus índices de qualidade estão em relação direta com as demais variáveis do sistema. O resultado obtido para os parâmetros do item 3.6.2 estão apresentados na Tabela 4.16.

Tabela 4. 16 - Índices de Adequacidade Anual do Sistema

Índices de Adequacidade Anual						
Ano	Afluência Alta e Normal		Afluência Baixa		Afluência Baixíssima	
	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS	LOLP	EPNS
1	0,0000280	0,0290796	0,0000492	0,0672836	0,0269875	17,160416
2	0,0002723	0,3719594	0,0011152	1,0996441	0,1343471	196,29863
3	0,0029910	3,9523301	0,0123024	14,334991	0,3724674	916,73321
4	0,0254861	37,201361	0,0753040	122,73087	0,6456558	2525,8398
5	0,1286877	257,17811	0,2683850	662,21455	0,7734592	4812,4551

Os resultados desta tabela podem ser resumidos no seguinte: é vantajosa para o PIEE, do ponto de vista de adequacidade, a operação interligada, como também é vantajosa para o sistema a ligação do PIEE.

4.7 CONCLUSÃO

Este capítulo teve dois objetivos principais, o primeiro associado à análise e à escolha de uma metodologia para a elaboração do modelo de gestão empresarial e o segundo, para a modelagem de políticas empresariais via simulação estocástica.

Com vista ao primeiro objetivo, na primeira parte do capítulo foram analisadas e formulado sob o enfoque tradicional, as relações matemáticas que regem as principais variáveis de cada área tática da empresa. Na sequência, foi exposta a metodologia de integração dos planos táticos e se fez uma exposição

dos motivos pelos quais se sugere a utilização da metodologia de otimização para a elaboração de planos iniciais ou de referências da gestão.

A análise continua com o estudo para a elaboração do modelo de gestão baseado em métodos de simulação, assim, a sequência de apresentação passa pela identificação, através das formulações matemáticas, das relações causais existentes entre as principais variáveis envolvidas nos planejamentos táticos. Estas relações causais constituem um forte subsídio para a própria elaboração do modelo de gestão, tema do capítulo seguinte deste trabalho.

Na segunda parte do capítulo, efetuou-se a simulação de políticas operativas e as principais conclusões foram apresentados na análise dos resultados dos modos operativo analisados. Aqui vale simplesmente ressaltar, que alguns destes resultados serão utilizados para fins comparativos no capítulo seguinte.

CAPÍTULO V

SUB-PROBLEMA DE GESTÃO EMPRESARIAL: UMA ABORDAGEM BASEADA EM TÉCNICAS DE DINÂMICA DE SISTEMAS

5.1 INTRODUÇÃO

O planejamento da gestão empresarial tem por objetivo sintetizar os objetivos e metas empresariais e formular, analisar e sugerir estratégias que permitam alcançá-las.

Este capítulo apresenta a formulação matemática de um modelo de gestão empresarial com ênfase no planejamento da operação. As interfaces deste sub-modelo com os sub-modelos das demais áreas da empresa geradora são considerados a partir da inclusão de seus resultados finais, que podem ter sido obtidos por esta mesma metodologia, ou então, pelas metodologias tradicionais.

O planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, na pré-reforma, estavam normalmente apoiados em modelos de simulação, alguns dos quais utilizavam a representação agregada de várias plantas, e outros utilizam a representação detalhada de cada uma delas. Independente da representação utilizada, todos os modelos têm o seguinte em comum:

- ❖ Buscam a operação ótima do sistema;
- ❖ Não levam em conta aspectos gerenciais do processo de produção.

Este último aspecto está se tornando cada vez mais importante em muitos países e especialmente naqueles com alta geração hidroelétrica, devido ao emergente processo de desregulação e privatização das empresas do governo.

Neste novo mercado elétrico, o conceito de operação "ótima" do sistema pode propiciar o surgimento de potenciais conflitos entre metas de sistemas e as metas comerciais das plantas individuais. Como consequência, para gerenciar este novo problema, hoje já torna-se necessário dispor, por parte dos proprietários das geradoras hidroelétricas, modelos de simulação da gestão capazes de considerar, dentro do processo de produção e de forma simultânea, tanto aspectos técnicos como decisões externas e/ou gerenciais próprias.

Levando-se em conta esta necessidade, a construção de um modelo de gestão de uma empresa geradora hidroelétrica, com capacidade de ser utilizado tanto no planejamento de suas funções técnicas principais (com ênfase no planejamento da operação), como na análise das decisões externas e/ou gerenciais internas, passa a constituir o principal objetivo deste capítulo.

5.2 REPRESENTAÇÃO DE PLANTAS GERADORAS HIDROELÉTRICAS

Uma planta geradora hidroelétrica está composta basicamente por uma barragem formadora de um reservatório que represa de um curso de água; tomadas de água e condutos forçados que levam a água do reservatório até os conjuntos turbina-gerador; canais de restituição, através dos quais a água que passa pelas turbinas é reconduzida ao rio, e o vertedouro, que despeja eventuais excessos no reservatório sem passar pelas turbinas. A [Figura 5.1](#) apresenta o perfil simplificado de uma típica usina hidroelétrica.

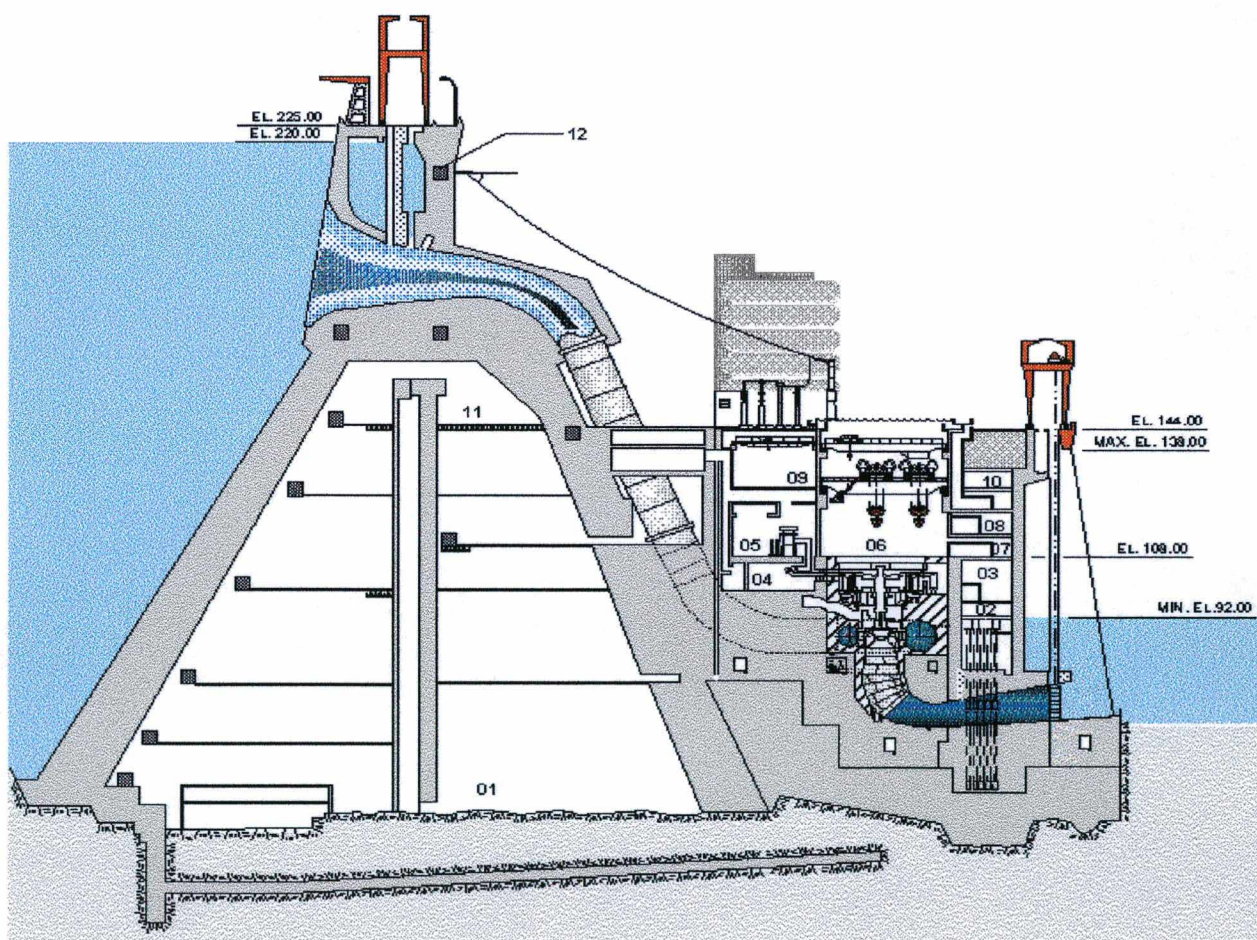


Figura 5.1 - Perfil típico de uma usina hidroelétrica.

A barragem tem como papel fundamental a criação de uma diferença de níveis entre o espelho da água do reservatório (montante) e o canal de fuga (jusante). Ela forma um reservatório onde a água é armazenada para sua posterior produção de energia elétrica.

Os reservatórios, dependendo de sua capacidade de regularização, podem ser classificados em: reservatórios de compensação e reservatórios de regulação. Os reservatórios de compensação têm volume suficiente somente para a regularização de descargas diárias ou semanais. Já os reservatórios de regulação são maiores em tamanho e têm capacidade de regularizar as vazões de um mês, de um ano ou mesmo de vários anos.

Além do seu papel de regularização das afluições, os reservatórios de acumulação têm uma função importante no controle de cheias em sua bacia. Assim, durante períodos úmidos, deixa-se vazio um determinado espaço do reservatório, criando um volume capaz de armazenar afluições elevadas que ocorrerem nas cheias, reduzindo eventuais danos causados nas áreas ribeirinhas a jusante da planta.

A operação hidráulica de um aproveitamento ao longo de um período de tempo obedece ao princípio de conservação da água. Assim, o volume de água que permanece no aproveitamento, num determinado período, é igual à soma dos seguintes volumes:

- ❖ O volume ganho pelo reservatório na forma de precipitação, de afluições naturais ou controláveis, e/ou as afluições incrementais.
- ❖ O volume de água que sai do aproveitamento, que é igual à soma dos volumes perdidos sob a forma de evaporação e/ou infiltração e dos volumes liberado pelas turbinas e/ou vertedouros.

Dividindo esses volumes pelo período de tempo considerado, tem-se a equação de conservação instantânea da água, em que as parcelas são expressas em termos de vazões e não mais de volumes, como mostrado na equação 6.1, a seguir:

$$Q_{aff} + Q_{pra} = Q_{eva} + Q_{tur} + Q_{ver} \quad (5.1)$$

Onde:

Q_{aff} - vazão afluyente ao reservatório;

Q_{pre} - vazão correspondente ao ganho através das precipitações;

Q_{eva} - vazão correspondente às perdas por evaporação e/ou infiltração;

Q_{tub} - vazão turbinada;

Q_{ver} - vazão vertida no período.

A vazão afluyente ao reservatório ao longo de um período de tempo está composta de duas parcelas. A primeira, controlável, é associada à operação das usinas imediatamente a montante da usina em questão. A Segunda, não controlável, representa a contribuição da área de drenagem do aproveitamento considerado, ou seja:

$$Q_{aff_i} = \sum_{k=1}^{NUM} (Q_{tur_k} + Q_{ver_k}) + Q_{inc_i} \quad (5.2)$$

onde:

Q_{aff_i} - vazão afluyente a uma planta "i";

k - planta hidroelétrica imediatamente a montante de "i";

NUM - número de plantas geradoras imediatamente a montante de "i";

Q_{inc_i} - vazão incremental afluyente à planta "i";

Q_{tur} e Q_{ver} - vazões turbinadas e vertidas.

Interpretando as variáveis das equações 5.1 e 5.2, a Figura 5.2 mostra a representação esquemática de um conjunto de aproveitamentos situado numa bacia hidrográfica.

As demais relações matemáticas que regem o processo de geração de energia hidroelétrica de uma planta, estão indicadas no item 4.4 do capítulo anterior.

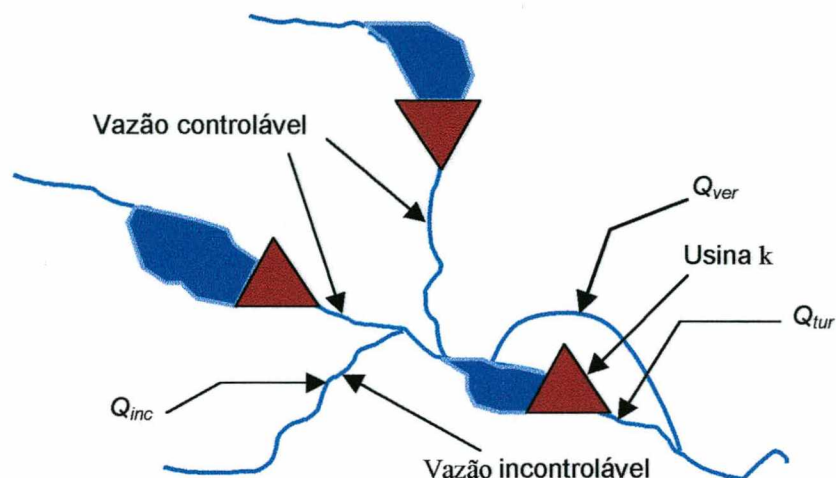


Figura 5.2 - Representação esquemática de uma planta geradora hidroelétrica.

5.3 ETAPAS NA ELABORAÇÃO DE UM MODELO DE SIMULAÇÃO SEGUNDO TÉCNICA DE DINÂMICA DE SISTEMAS

Da referência [40], “Construir um modelo de simulação é um processo iterativo de erros e acertos. O modelo é usualmente construído em etapas com grau crescente de complexidade, até que ele seja capaz de reproduzir o comportamento esperado do sistema que representa. Numa etapa mais avançada, o modelo pode ser utilizado para aprender sobre o comportamento simulado e ainda melhorá-lo pela aplicação de políticas apropriadas”.

A referência [40] também propõe oito passos para a construção e o teste de um modelo de simulação. Estes passos estão listados na Tabela 5.1, a seguir:

Tabela 5.1 - Etapas da construção de um modelo de simulação

Passo 1: Aquisição do conhecimento
Passo 2: Especificação do comportamento dinâmico
Passo 3: Construção do Diagrama de Estoque e Fluxo
Passo 4: Construção do Diagrama de Laço Causal
Passo 5: Estimativa de valores dos parâmetros
Passo 6: Corrida do modelo
Passo 7: Análises de sensibilidade
Passo 8: Aplicação de políticas

- ❖ O primeiro passo, como seu nome indica, serve para se adquirir o maior conhecimento possível sobre o objetivo do modelo. Aqui deve-se familiarizar-se com todas as relações que regem o sistema, e deve-se identificar claramente as variáveis imprescindíveis e as mais importantes; normalmente não é possível representar absolutamente todas as variáveis do sistema.
- ❖ O segundo passo serve para especificar o comportamento dinâmico do sistema. Este é provavelmente o passo mais importante do processo. Como na etapa anterior foram determinados os detalhes mais importantes do sistema, neste passo deve-se fazer a seguinte pergunta: "*Realmente o sistema tem um comportamento dinâmico*"; se afirmativo, elaborar um gráfico da variação no tempo de uma das variáveis mais importantes do modelo. Este gráfico é conhecido pelo nome de "modo de referência".
- ❖ O terceiro passo serve para a construção de um diagrama de estoque e fluxo. Aqui é muito importante seguir algumas regras simples, mas muito efetivas: iniciar sempre pela definição das variáveis de estoque; na seqüência, adicione seu fluxos, e finalmente as demais constantes e variáveis do modelo. Especial cuidado deve-se observar com as unidades das variáveis. Não esquecer que a variável do "modo de referência" deve estar presente no diagrama.
- ❖ O passo 4 serve para a construção do diagrama de laço causai. A finalidade deste diagrama é a visualização dos principais laços do modelo. Em alguns sistemas, pode-se ter uma estrutura de laços muito complicada; nesta situação deve-se optar pela elaboração de vários laços parciais.

Na Tabela 5.1 sugere-se a construção, primeiro, do diagrama de estoque e fluxo, e posteriormente do diagrama de laços causais. Esta seqüência, entretanto, não é uma regra definitiva; para alguns construtores de modelos pode ser mais fácil inverter a seqüência, e isto também é perfeitamente válido.

- ❖ A estimativa dos parâmetros, que constitui o quinto passo, deve ser feita "uma por vez", fazendo uso de todas as fontes disponíveis à sua disposição. Deve-se estar preparado para tratar e dar uma faixa de variação às incertezas; alguns parâmetros poderão ser conhecidos com uma precisão próxima ao 100%, entretanto, outros podem ser conhecidos com apenas 10% de precisão.

Deve-se resistir à tentação de eliminar as variáveis com alta incerteza. Eliminar significa dar ao parâmetro o valor ZERO, e muitas vezes é melhor representar a variável porque sua precisão pode no futuro ser melhorada, mesmo por outros pesquisadores.

- ❖ No sexto passo veja o modelo e compare seu resultado com o “modo de referência”. A questão importante deste passo é verificar se o resultado do modelo está de acordo com o comportamento esperado do passo 2. Se afirmativo, se alcança uma das metas do processo de elaboração – o modelo é “consistente”.
- ❖ Para efetuar os testes de sensibilidade do passo 7, veja o modelo várias vezes com variação nos valores dos parâmetros. Seu objetivo é verificar se o comportamento do resultado é sensível a mudanças nos parâmetros incertos. Verificar o modo de referência após cada teste e se o mesmo mantém um comportamento adequado, se atingiu uma outra meta do modelo – o modelo pode ser considerado como “robusto”.

Um modelo é chamado “robusto” quando ele gera o mesmo comportamento geral, apesar das incertezas nos valores dos parâmetros.

- ❖ O último passo da tabela I indica a realização de testes de políticas. Com esta finalidade, veja o modelo várias vezes, variando os parâmetros assinados às variáveis “políticas”.
- ❖ Frequentemente acredita-se em uma certa confusão entre “testes de políticas” e “testes de sensibilidade”, mas isto facilmente se esclarece quando se considera que, sobre os parâmetros políticos, o pesquisador tem controle, o que não ocorre com os parâmetros testados no teste de sensibilidade; estes parâmetros são controlados pelo sistema.

Os itens 5.1 e 5.2, juntamente com as informações do item 4.4 do Capítulo 4, constituem o passo de “aquisição do conhecimento”, isto é, o primeiro passo desta sequência; nos itens a seguir, dá-se continuidade a esta sequência a partir do segundo passo em diante.

5.4 COMPORTAMENTO DINÂMICO DA OPERAÇÃO DA PLANTA

Na operação de uma planta geradora hidroelétrica, existe um fator fundamental que governa a operação de suas unidades componentes. Este fator está associado à variação dinâmica do reservatório para satisfazer:

- ❖ a demanda de energia e/ou potência;
- ❖ mínimo fluxo do reservatório a jusante da planta.

A *demanda* decorre dos compromissos contratuais da empresa, e o *mínimo fluxo a jusante* é estabelecido com a finalidade de assegurar um mínimo caudal do rio a jusante que atenda outras utilidades complementares, tais como: navegação, irrigação, minimização de cheias e exigências ecológicas.

Levando em conta estes fatores de variação, aos reservatórios das plantas podem-se associar mudanças dinâmicas de níveis entre dois valores extremos; o valor do nível máximo e o valor do nível mínimo. Na formulação do modelo, esta variação do reservatório pode ser representada por uma variável denominada, por exemplo, de "*nível do reservatório*", e ainda, dada sua importância no contexto global de geração, pode ser escolhida como o "Modo de Referência" do modelo (ver [Figura 5.3](#)).

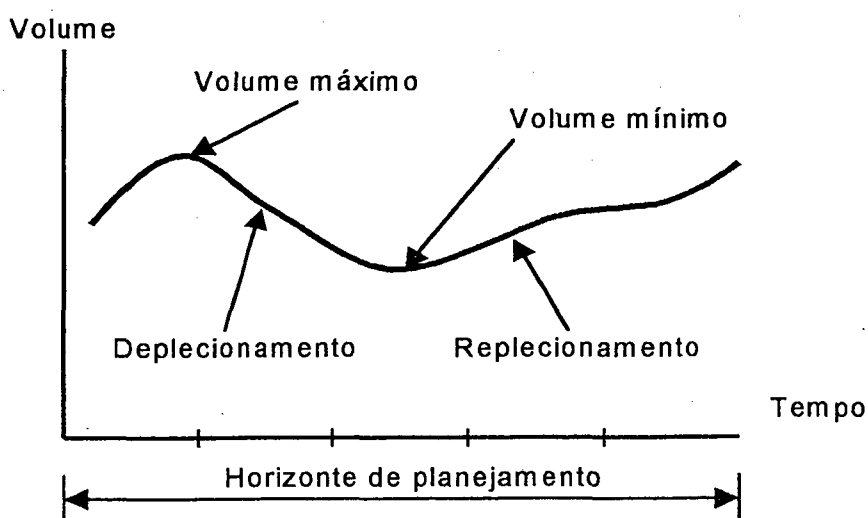


Figura 5.3 - Modo de referência para o modelo do planejamento da operação.

No modo de referência da figura 5.3, observa-se que o volume do reservatório durante o deplecionamento diminui. Isto ocorre, pois a geração ótima

exige a utilização de mais quantidade de água daquela que afluí no reservatório. Para a situação de replecionamento, esta situação se inverte, e há acumulação de água.

Finalizando o que diz respeito à variação dos níveis de água armazenada nos reservatórios, pode-se mencionar que no planejamento da operação trata-se de manter este valor o mais próximo possível do seu valor máximo, isto em função da produtividade da planta, que diminui na medida em que diminui a queda líquida; e a queda líquida, conforme mostrado no Capítulo 4, é resultante da diferença entre o nível máximo e mínimo do reservatório, aliada à redução decorrente das perdas em função do atrito da água no sistema de adução.

5.5 DIAGRAMAS DE DINÂMICA DE SISTEMA DO MODELO

Os diagramas de Dinâmica de sistemas mostram os estoques, fluxos, variáveis e as relações que existem entre os parâmetros de um modelo; em outras palavras, os diagramas de dinâmica de sistemas representam as relações físicas que envolvem o processo traduzido pelo modelo. Conseqüentemente, num estágio superior, permite a simulação de alternativas de sua dinâmica de operação.

O diagrama completo associado à gestão empresarial é bastante extenso e exige a representação detalhada de cada uma das áreas componentes. Entretanto, baseado na hipótese do item 5.1, aqui se dá ênfase ao planejamento da operação, o que implica:

- ❖ Na apresentação do diagrama completo através de blocos representativos de funções principais;
- ❖ No detalhamento dos blocos em forma individual;
- ❖ Na representação das influências das outras áreas táticas ou operacional dentro do setor onde elas exercem influências, ou quando corresponda, em blocos separados.

5.5.1 Diagrama de blocos do modelo

A estrutura de um modelo global qualquer está constituída pela integração dos blocos que representam as principais funções que o compõem. Traduzido isto

para o caso do planejamento da operação de uma planta geradora hidroelétrica, ela deve estar integrada, principalmente, pelos blocos das funções de afluências, de estado do reservatório, dos fluxos turbinado e vertido, da potência gerada, etc. Adicionando a este planejamento da operação as outras funções empresariais complementares, ela passa a constituir um modelo de gestão.

A [Figura 5.4](#) dá uma visão geral da integração das distintas funções e diagramas elaborados para formação do modelo de gestão empresarial, com ênfase no planejamento da operação. Nela, também pode-se observar a interface do subproblema de operação, com o subproblema econômico financeiro; interfaces com as demais áreas táticas estão embutidas dentro das funções aqui indicadas. Ainda, dentro de cada bloco estão indicados os itens que mostram em detalhe os diagramas elaborados para cada uma destas funções.

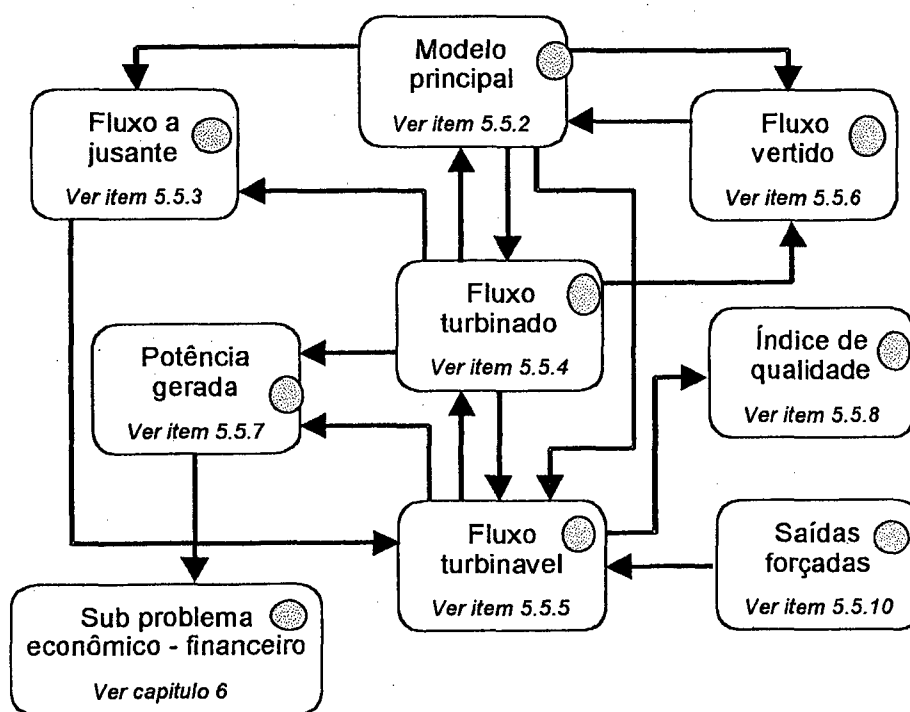


Figura 5.4 - Modelo global do planejamento da operação

5.5.2 Modelo Principal (para diagrama global ver [Figura 5.4](#))

O diagrama, mostrado na [Figura 5.5](#) com a denominação de diagrama principal, está associado à variação dinâmica do reservatório, ou seja, apresenta as variáveis que influenciam mudanças no seu nível de água armazenada. Nele

pode-se observar a seleção da variável *Água no reservatório* como uma variável estoque; dois motivos principais avaliam esta seleção: primeiro, porque num sistema real, o volume de **água** é efetivamente estocado no reservatório, e segundo, porque o **reservatório** é onde ocorre, de fato, a acumulação de água no sistema.

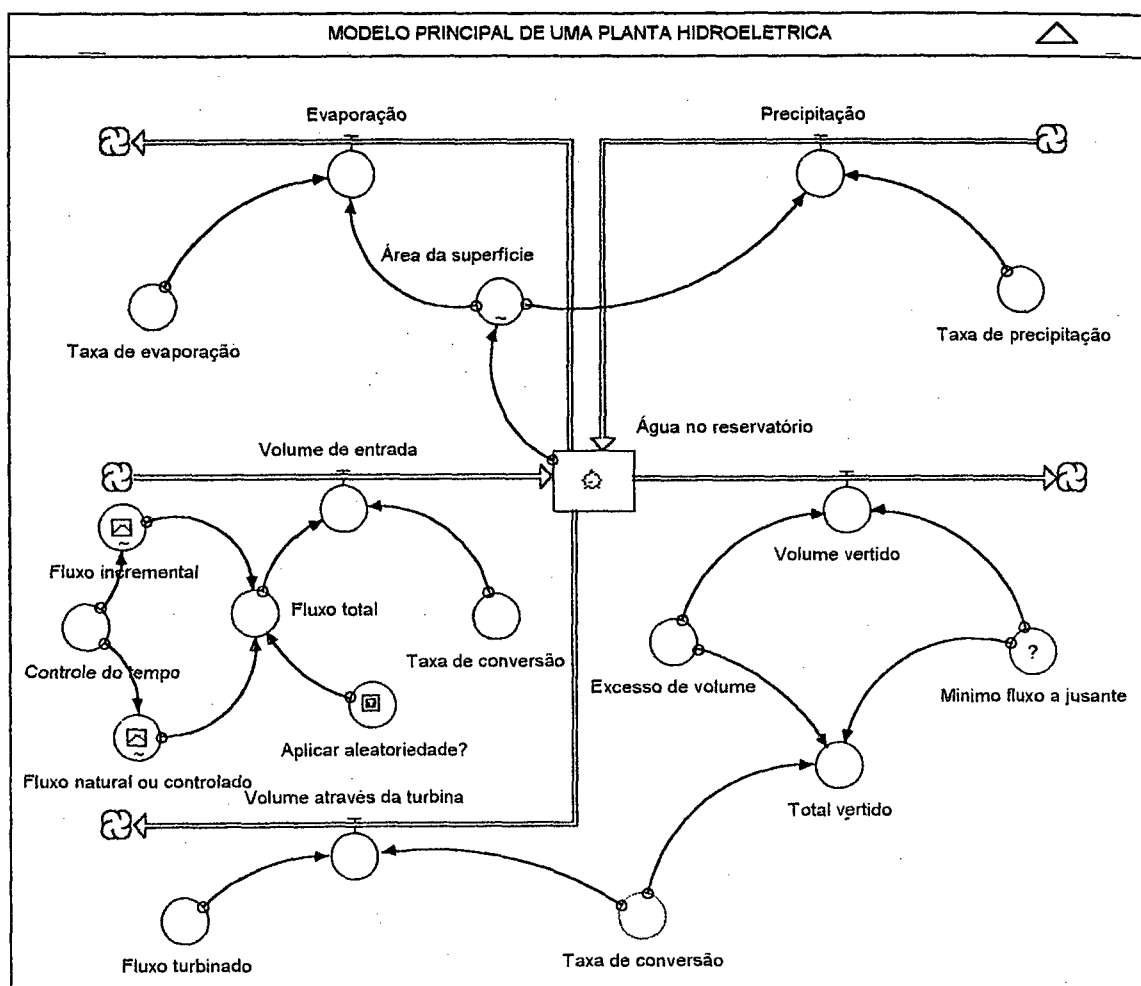


Figura 5.5 – Diagrama Principal do modelo de operação de uma planta hidroelétrica

Evaporação, *Precipitação*, *Volume de entrada*, *Volume vertido* e *Volume através da turbina* são os fluxos que diretamente afetam o volume da *Água no reservatório*. A representação matemática associada a este diagrama de estoque e fluxos é dada pela seguinte expressão:

$$V_{\text{reservatório}} = V_{\text{inicial}} + Q_{\text{apl}} - Q_{\text{tur}} - Q_{\text{ver}} \quad (\text{km}^3) \quad (5.3)$$

onde:

Q_{aff} = vazão afluente transformada em volume (km^3);

Q_{tur} = vazão turbinada transformada em volume (km^3);

Q_{ver} = vazão vertida transformada em volume (km^3);

$V_{inicial}$ = Volume inicial do reservatório (Km^3).

As variáveis *Evaporação* e *Precipitação* são determinadas através da multiplicação da *Área da superfície* respectivamente pelas *Taxas de evaporação* e *Taxa de precipitação*.

O *Volume de entrada* é a soma da transformação em volume do *Fluxo natural* (ou controlado) mais o *Fluxo incremental*; se a planta geradora é a primeira dentro de uma bacia hidrográfica, o *Fluxo incremental* deve ser feito igual a zero. Por outro lado, se a planta geradora é a segunda ou maior a jusante de uma bacia, o *Fluxo natural* passa a ser um fluxo controlado igual ao fluxo de água liberado pelas plantas geradoras a montante.

O diagrama principal também inclui três diferentes tipos de controle, os quais permitem ao planejador efetuar variações nos valores dos parâmetros aos quais estão associados. Esses controles são: o "botão de ajuste", associado à variável *Água no reservatório*, que permite a fixação do nível inicial do reservatório, o "dispositivo de entrada de gráficos", que permite variações nos fluxos de entrada, e a "chave comutadora", que permite a utilização ou não de uma rotina de geração de valores aleatórios e proporciona condições mais reais aos fluxos de entrada.

Finalmente, o diagrama principal, mostrado na figura 6.5, apresenta algumas outras variáveis utilizadas no modelo.

5.5.3 Determinação do Fluxo a Jusante da Planta Geradora (para diagrama global ver Fig. 5.4)

O fluxo a jusante da planta geradora, a qualquer instante, é dado pelo volume transformado em fluxo do *Volume através da turbina* mais o *Volume vertido*. Porém, antes da determinação do fluxo através da turbina é necessário

determinar, entre outros parâmetros, a *Capacidade de geração da planta*, e para a determinação desta capacidade é também necessário determinar previamente o *Fluxo a jusante da planta*, isto é, o próprio parâmetro procurado.

Esta necessidade de dispor previamente o fluxo a jusante para a determinação da capacidade de geração, e assim determinar o volume através da turbina, que novamente determina o fluxo a jusante, com a técnica de dinâmica de sistemas, não representa dificuldade, uma vez que se aproveitam as propriedades das variáveis de estoque que no instante "t" do cálculo já devem assumir valores. Assim, definindo a variável "*Fluxo a jusante da planta*" como sendo hipoteticamente uma variável de estoque, o requisito é satisfeito, no primeiro período, através do valor inicial requerido pelo tipo de variável, e nos períodos seguintes, utiliza-se o fluxo final do período anterior como fluxo inicial do novo período.

Com relação ao fluxo inicial a jusante, seu valor deve ser escolhido entre os seguintes fluxos:

- ❖ Fluxo total de entrada. A tendência é manter o reservatório próximo ou igual a seu nível máximo, e se este fluxo é maior que o fluxo necessário para atender à demanda, o adicional deverá ser vertido.
- ❖ Fluxo para atender à demanda. Se este fluxo é maior que o fluxo total de entrada, o reservatório será operado. Aqui é muito importante que o planejador tenha um bom conhecimento sobre a capacidade da planta.

A Figura 5.6, a seguir, apresenta o diagrama elaborado para esta finalidade. É bom lembrar que, nele, a variável de nível não tem a função de acumulação, e sim a de tratar o laço fechado acima descrito e de fornecer a estimativa inicial mencionada para o fluxo a jusante.

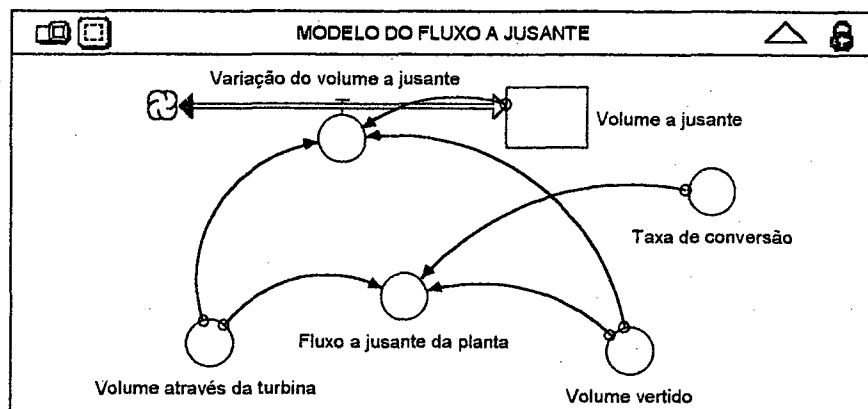


Figura 5.6 – Diagrama do fluxo a jusante da planta

5.5.4 Determinação do Fluxo Turbinado (para diagrama global ver Fig. 5.4)

O Fluxo turbinado pode ser matematicamente expresso pela relação:

$$Q_{tur} = \text{Min. } [Q_{trv}, Q_{car}] \quad (\text{km}^3/\text{s}) \quad (5.4)$$

$$Q_{trv} = \text{Min. } [Q_{arm}, Q_{ger}, Q_{tub}] \quad (\text{km}^3/\text{s}) \quad (5.5)$$

$$Q_{car} = f(\text{Demanda}) \quad (5.6)$$

onde:

Q_{tur} = vazão turbinada (km^3/s);

Q_{trv} = vazão turbinável (km^3/s);

Q_{car} = vazão para atender à demanda (km^3/s);

Q_{trv} = vazão limitada pelo volume do reservatório (km^3/s);

Q_{tub} = vazão limitada pela turbina (km^3/s);

Q_{ger} = vazão limitada pelo gerador (km^3/s).

Do ponto de vista de elaboração de um diagrama dinâmico, prévio à determinação do *Fluxo turbinado*, é necessária a determinação de dois fluxos: o *Fluxo disponível* para ser turbinado e o *Fluxo turbinável desejado*. O fluxo disponível basicamente depende da água armazenada e do fluxo afluente ao reservatório. Já o fluxo turbinável desejado está relacionado com o fluxo necessário para o atendimento da demanda, mas considerando-se as limitações

técnicas associadas à turbina e ao gerador. Detalhes do fluxo turbinável desejado são apresentados no item seguinte.

Determinados estes dois parâmetros, o *Fluxo turbinado* é escolhido como o menor destes dois fluxos. A [Figura 5.7](#), a seguir, mostra o modelo construído para esta finalidade. A *Taxa de conversão*, indicada neste diagrama, é para transformar a *Água no reservatório* em fluxo; e o *Volume mínimo* indica o valor do mínimo volume atingível pelo reservatório.

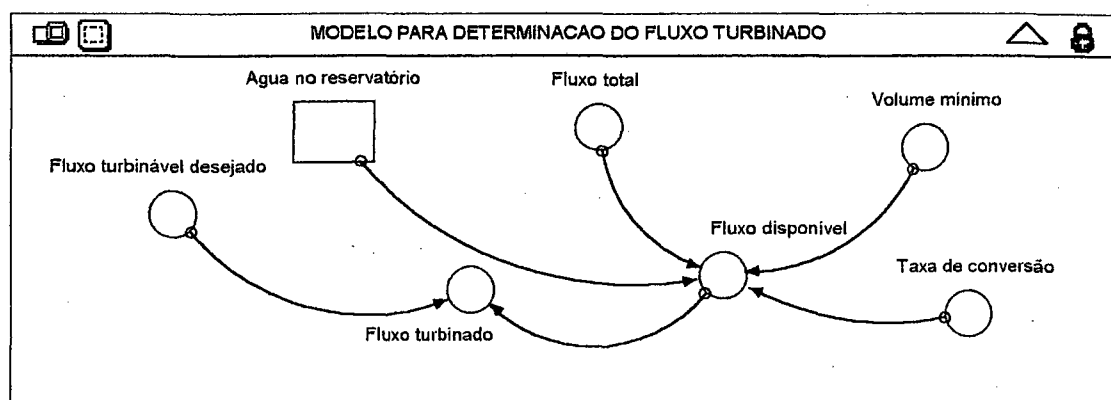


Figura 5.7 – Diagrama do fluxo turbinado

5.5.5 Determinação do Fluxo Turbinável (para diagrama global ver [Fig. 5.4](#))

Para a finalidade deste trabalho, “turbinável” é definido como o menor fluxo que pode passar através das turbinas levando-se em conta duas limitações básicas: aquelas limitações associadas ao conjunto turbina-gerador e aquela associada ao fluxo necessário para atendimento da demanda. Assim sendo, para a determinação do *Fluxo turbinável desejado* é necessário:

1. Determinar o fluxo limitado pelas turbinas: este fluxo é determinado a partir da *Altura líquida*, da *Queda de referência* e do *Fluxo de referência*. A altura líquida é determinada pela diferença entre o *Nível de montante* e o *Nível de jusante* e subtraindo deste as *Perdas por atrito* da água nos tubos forçados de entrada. Os valores de queda de referência e fluxo de referência são parâmetros constantes definidos na fase de projeto.
2. Determinar o fluxo limitado pelos geradores: para isto é necessário conhecer a *Potência nominal* e a *Capabilidade* da planta. A capabilidade da planta depende da altura líquida e da *Capacidade específica*. E a *Capacidade específica* finalmente é um valor constante multiplicado pelo *Índice de desempenho* do conjunto turbina-gerador.

Na determinação da *Potência nominal* da planta levam-se em conta resultados fornecidos pelas outras áreas táticas da empresa; a área de manutenção fornece a relação de *Unidades em manutenção* e a área de Engenharia e Obras define as *Unidades disponíveis* em função de eventuais implantações de projetos realizadas fora do período de manutenção.

3. Determinar o *Fluxo para atender à demanda*: este fluxo é determinado a partir da *Demanda* alocada à planta pelo Mecanismo de Realocação de Energia e capacidade da planta.

Determinados estes três fluxos, o *Fluxo turbinável desejado* é simplesmente o menor valor entre eles. A [Figura 5.8](#), a seguir, mostra as variáveis utilizadas na elaboração do modelo. No diagrama, alguns parâmetros são mostrados por mais de uma vez. Isto é feito simplesmente para evitar cruzamentos de linhas que possam dificultar a compreensão do leitor.

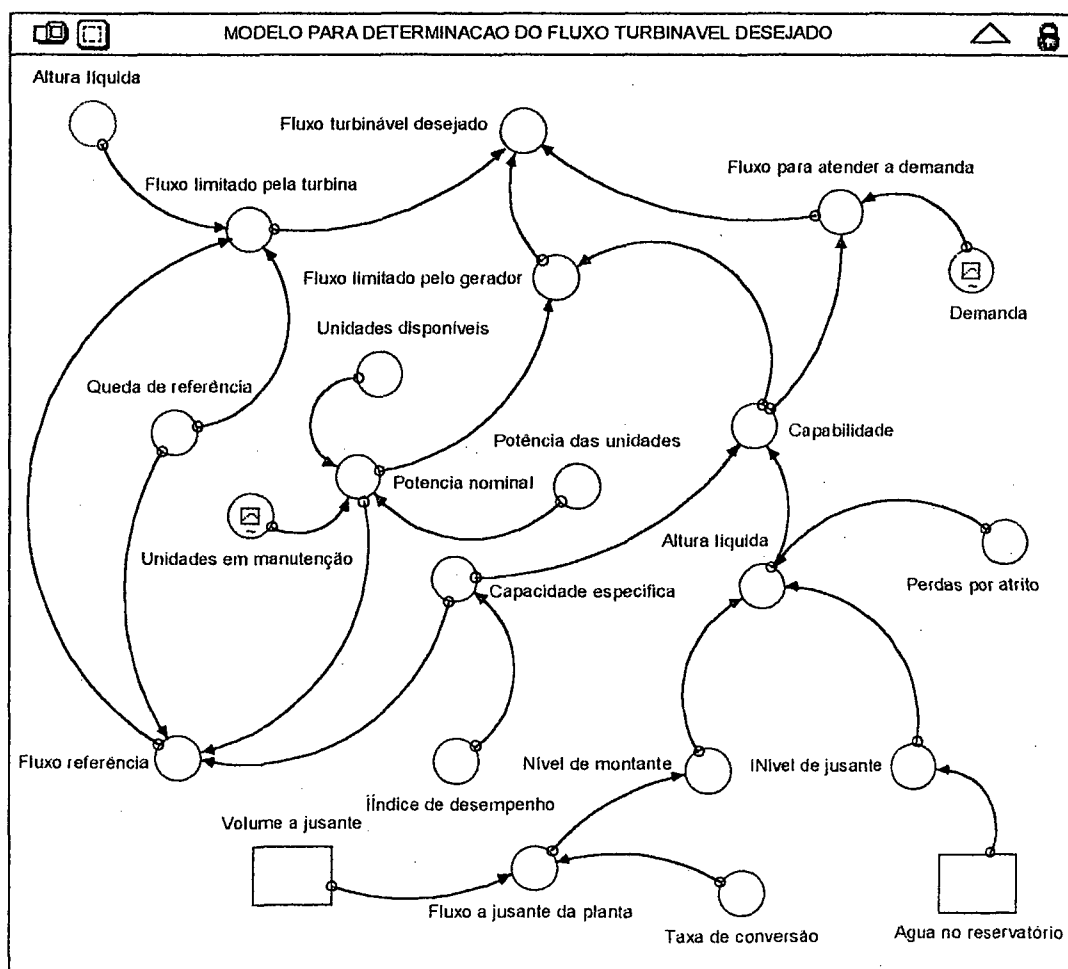


Figura 5.8 - Diagrama do fluxo turbinável desejado

Observa-se que, neste diagrama, ao parâmetro denominado de *Unidades em manutenção* se associa o “dispositivo de entrada de gráficos”. Isso é feito para incluir, no modelo, os períodos cíclicos com que os esquemas de manutenção são determinados pela área correspondente.

5.5.6 Determinação do Fluxo Vertido (para diagrama global ver Fig. 5.4)

Neste trabalho considera-se que somente haverá vertimento se a capacidade de armazenamento do reservatório estiver esgotada, ou então há necessidade de verter água a fim de manter o fluxo mínimo estabelecido a jusante da planta.

Com esta hipótese o *Fluxo vertido* na planta geradora será a soma do *Excesso de volume* e do *Mínimo fluxo a jusante*. Observe que esta soma só se justifica do ponto de vista de algoritmo de simulação, uma vez que nunca se dará a simultaneidade de valores diferentes de zero de ambas variáveis.

Para determinar o *Excesso de volume* é necessário comparar:

- ❖ O *Volume máximo do reservatório*, isto é, a capacidade máxima do reservatório, com
- ❖ O volume armazenado, isto é, a *Água no reservatório*, mais
- ❖ O volume resultante do *Fluxo total* de entrada e menos o volume resultante do *Fluxo turbinado*.

Por outro lado, para a determinação do mínimo fluxo a jusante é necessário comparar o valor estabelecido para o *Mínimo fluxo a jusante* com o *Fluxo turbinado*, e caso este último seja menor, verifica-se se o volume armazenado no reservatório pode complementá-lo. Esta capacidade de complementação é determinada a partir do *Fluxo disponível* para deplecionamento no reservatório, que por sua vez está relacionado com o *Volume mínimo do reservatório*. A Figura 5.9, a seguir, ilustra o diagrama construído para esta finalidade.

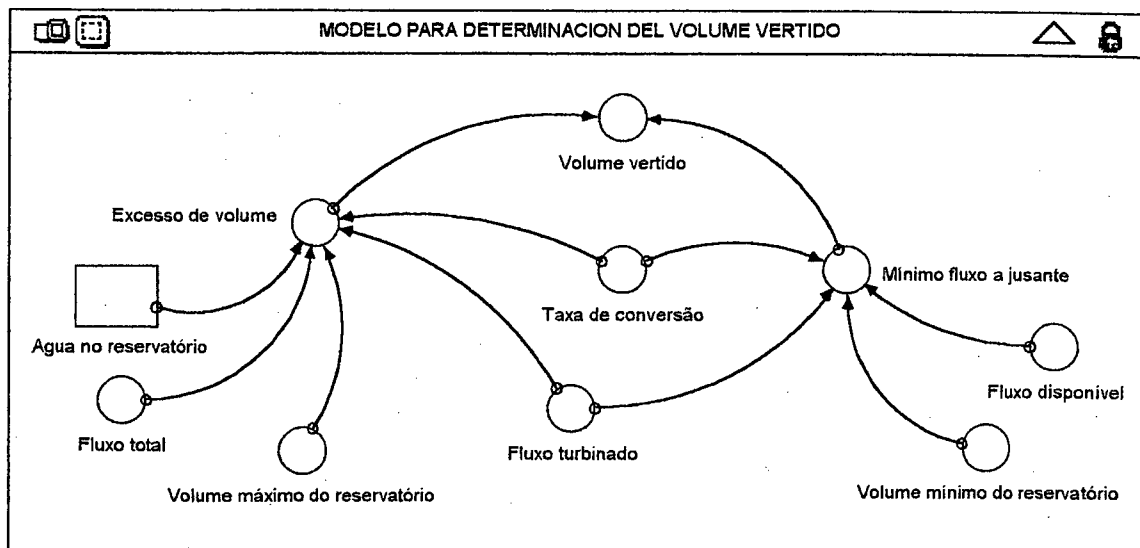


Figura 5.9 – Diagrama do fluxo vertido

5.5.7 Potência Gerada em cada Período (para diagrama global ver Fig. 5.4)

A Energia média produzida pela planta num determinado instante pode matematicamente ser representada pela expressão:

$$E_{ger} = 9,81 \cdot 10^3 \cdot R_{t-g} \cdot h_l \cdot Q_{tur} \quad (MW) \quad (5.7a)$$

$$= P_{rod} \cdot Q_{tur} \quad (MW) \quad (5.7b)$$

onde:

E_{ger} = energia média gerada no período (MW);

R_{t-g} = rendimento do conjunto turbina-gerador (pu);

h_l = altura líquida (m);

Q_{tur} = vazão turbinada no período (km^3/s);

P_{rod} = produtividade da usina ($MW/m^3/s$).

Do ponto de vista de diagrama de dinâmica de sistemas, a potência gerada pela planta durante cada instante pode ser determinada simplesmente multiplicando o *Fluxo turbinado* da [Figura 5.7](#) com a *Capabilidade* da [Figura 5.8](#). Caso deseje-se acumular este valor para cada período, pode ser utilizada uma variável de nível denominada, por exemplo, *Potência gerada a cada período*.

5.5.8 Determinação dos Índices de Qualidade LOLP e EPNS (para diagrama global ver Fig. 5.4)

Para a determinação dos índices de qualidade da planta é feito o seguinte: a *LOLP* é determinada a partir da *Função densidade de probabilidade acumulada* calculada fora do modelo, e é representada nele através de dois dispositivos de entrada de gráficos, um para o número total de unidades e outro considerando uma unidade não disponível para geração.

O índice *EPNS* é determinado, em forma similar, a partir de outros dois gráficos que mostram a *EPNS* como uma função da *Demanda*, também para os dois números de unidades disponíveis acima citados. A *Figura 5.10* mostra como estas variáveis citadas são representadas dentro do modelo.

Observe que no modelo podem ser incluídos mais dispositivos de entrada que representem mais de uma unidade não disponível para geração.

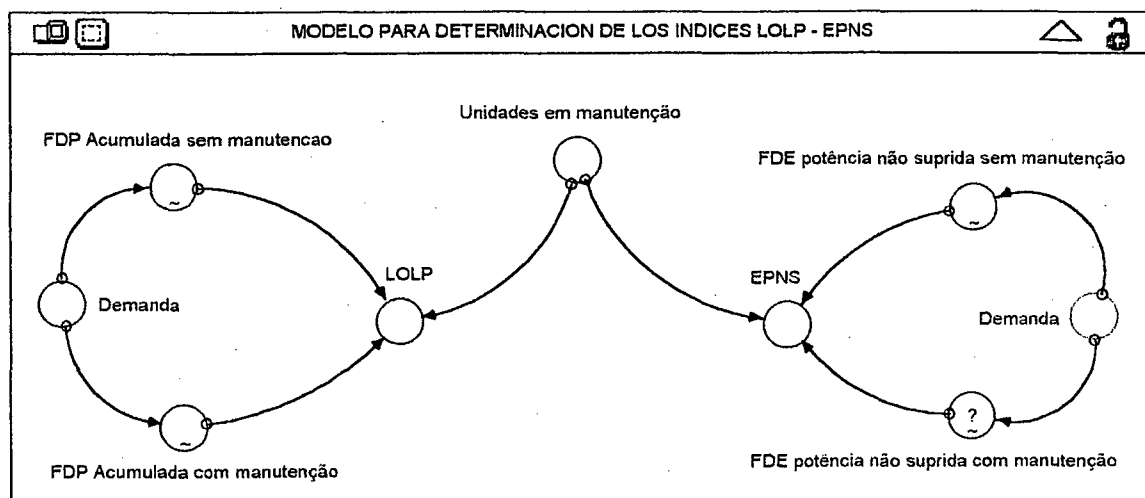


Figura 5.10 – Diagrama para determinação de índices de qualidade.

5.5.9 Variação da Demanda no Modelo

As novas regras em fase de implantação no mercado elétrico brasileiro indicam que haverá um Ente regulador que terá a função de otimizar a operação do sistema. Logo haverá um Mecanismo de Alocação de Energia que deverá fixar externamente a demanda para cada planta geradora.

Por outro lado, cada uma das empresas geradoras poderá efetuar contratos bilaterais com Comercializadoras/Distribuidoras de energia.

A partir destas duas variações possíveis, a demanda é incluída no modelo através do dispositivo de entrada de gráficos, e ela pode ser vista no diagrama da [Figura 5.8](#).

Para sistemas totalmente competitivos, outras metodologias podem ser utilizadas. A utilização da elasticidade da demanda com o preço, por exemplo, é uma alternativa possível.

5.5.10 Determinação das Saídas Forçadas das Unidades Geradoras (para diagrama global ver [Fig. 5.4](#))

O objetivo deste diagrama é determinar se as unidades estarão ou não disponíveis para operação no período em análise. Com esta finalidade é feito o seguinte:

- ❖ Determina-se a disponibilidade de cada unidade de forma individual, ou seja, o número total de unidades disponíveis para operação é a soma das unidades individuais disponíveis.
- ❖ Utiliza-se a função MONTECARLO do Stella, a qual gera aleatoriamente uma série de **zeros** e **um** baseado na "*Probabilidade de saída forçada das unidades geradoras*". Por exemplo, a função MONTECARLO (2,234) dá uma seqüência recuperável de números que são iguais a:
 - 1 (um) , em 2 % do número total de sorteios;
 - 0 (zero), em 98 % do número total de sorteios.

Se associamos ao número 1 a unidade com saída forçada, determinamos que ela poderá estar fora por saída forçada durante dois por cento do tempo do horizonte de análise. A [Figura 5.11](#), a seguir, mostra a representação do diagrama de saída forçada dentro do modelo.

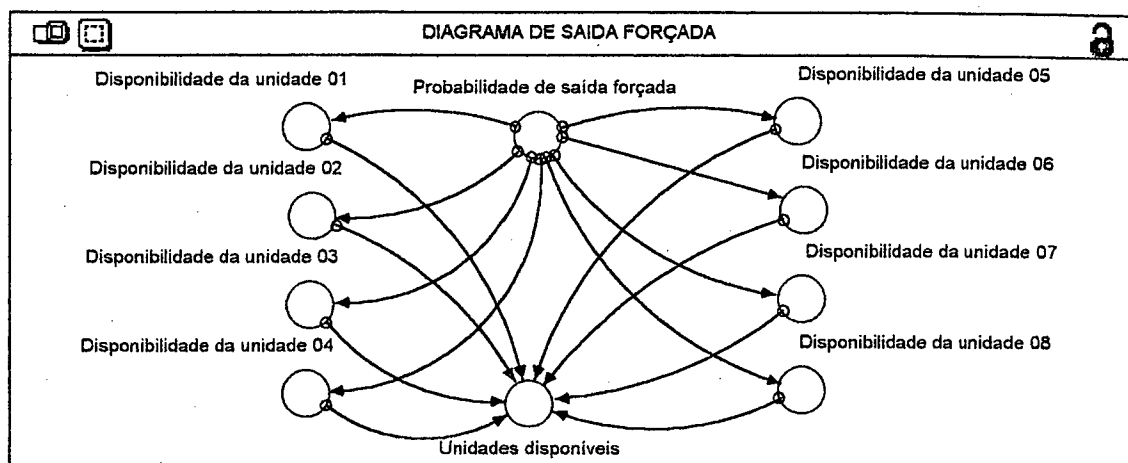


Figura 5.11 - Diagrama para determinação de unidades em saída forçada.

5.6 DIAGRAMAS: DE LAÇO CAUSAL E DE OLHO DE TOURO

Os diagramas de Laço Causal e de Olho de Touro (*Bulls-eye diagram* [40]) são duas representações utilizadas em Dinâmica de Sistemas para ilustrar as relações existentes entre as variáveis do modelo. O primeiro dos diagramas mostra as relações do tipo *causa-efeito* entre as variáveis, e o segundo mostra o tipo de variável usado no modelo. Os dois itens a seguir descrevem, primeiro, o diagrama de laço causal resumido adequado à gestão empresarial com ênfase no planejamento da operação; e segundo, o diagrama de Olho de Touro para o modelo completo.

5.6.1 Diagrama de Laço Causal

Os estudos da Gestão empresarial de uma hidroelétrica podem ser divididos, em função do foco da análise, em etapas tais como; plurianual, anual, mensal, semanal, etc. Este trabalho está dirigido mais a lidar com o problema de curto prazo, ou mais especificamente, com o planejamento da gestão mensal.

Os estudos de gestão de curto prazo definem as políticas operativas para as semanas do próximo mês.

No caso da operação propriamente dita, estas políticas são as interfaces entre o planejamento da operação e a programação da operação que define os programas diários de geração. Em consequência, os resultados desses estudos

visam orientar a programação da geração nas semanas seguintes, estabelecendo diretrizes e restrições nas decisões operativas e definindo regiões viáveis para eventuais reprogramações.

Resumidamente pode-se mencionar que o planejamento de operação a curto prazo deve atender aos seguintes limites operativos com o seguinte grau decrescente de importância:

- ❖ **Restrições** (de atendimento obrigatório)
 - ◆ Níveis contratuais de demanda.
 - ◆ Programa de manutenção das unidades geradoras.
 - ◆ Restrições máximas e mínimas do reservatório.
 - ◆ Restrições hidráulicas da planta.
- ❖ **Metas** (devem ser atendidas)
 - ◆ Metas energéticas de gestão.
 - ◆ Índices de qualidade do serviço.
- ❖ **Diretrizes** (têm caráter orientativo)
 - ◆ Níveis de armazenamento ao final do período.
 - ◆ Alternativas operativas.

No processo de elaboração de um diagrama de laço causal deve-se, na medida do possível, mostrar as relações entre as principais variáveis representativas e estes três pontos mencionados.

Lembrando que no capítulo anterior foram mostradas as principais relações causais da gestão empresarial de uma planta geradora hidroelétrica, na [Figura 5.12](#), a seguir, ilustra-se mais a integração das principais variáveis dentro de um diagrama, especificamente para o planejamento da operação. Também é importante não esquecer que a polaridade aqui indicada mostra o sentido do efeito de uma variável sobre a outra.

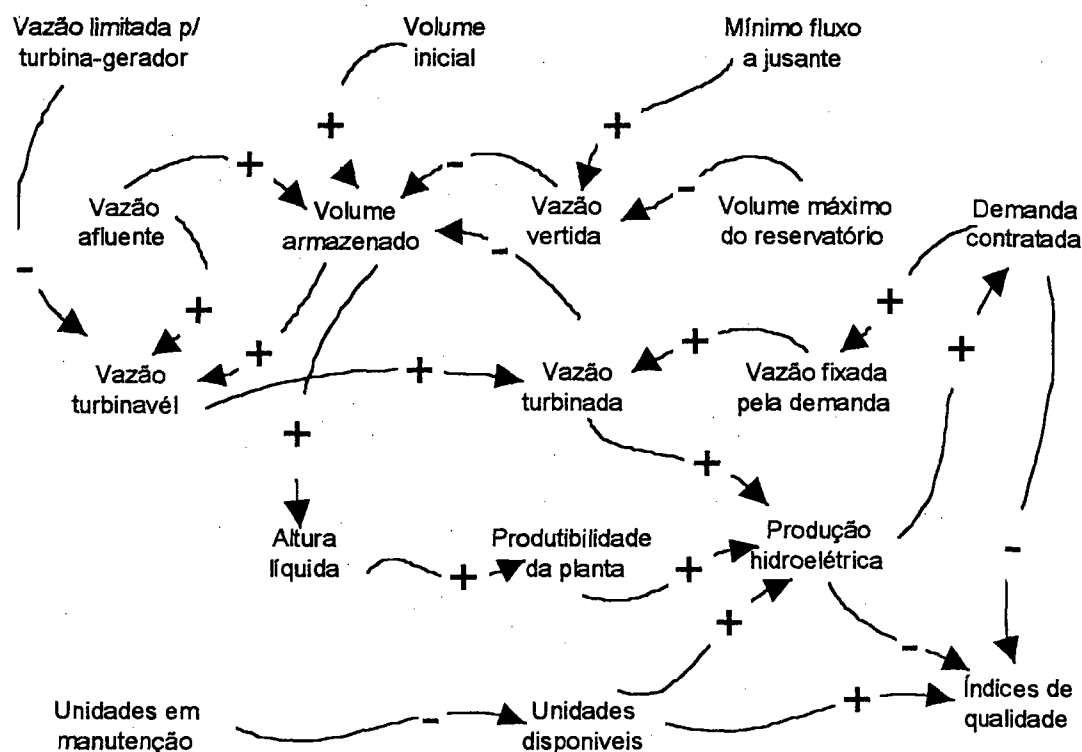


Figura 5.12 -Diagrama de laço causal resumido do planejamento da operação.

No diagrama da figura 5.12 podem-se visualizar os laços fechados que representam o comportamento dinâmico do modelo. Dois deles merecem, por sua importância, destaque: o primeiro está associado à variação do volume armazenado no reservatório, e o segundo, com a demanda contratada e a produção hidroelétrica.

No primeiro laço pode-se verificar que, aumentando a *Vazão turbinada*, aumenta a *Produção hidroelétrica*, aumentando também a capacidade de *Demanda contratada*, que implica em aumento da *Vazão fixada pela demanda*, e, fechando o laço, este último aumenta a *Vazão turbinada*.

No segundo laço, mais abrangente e que engloba o primeiro, pode-se observar que o aumento da *Vazão turbinada* diminui o *Volume armazenado* no reservatório, o qual, por sua vez, afeta a *Altura líquida* que afeta a *Produtibilidade da planta*, que também afeta a *Produção hidroelétrica*.

O diagrama também ilustra as outras variáveis que afetam o *Volume armazenado*, por exemplo: aumentando o *Volume inicial*, aumenta o *Volume*

armazenado; este volume também aumenta com a *Vazão afluyente* e diminui com a *Vazão turbinada*. O aumento da *Vazão vertida*, por sua vez, diminui o *Volume armazenado*.

5.6.2 Diagrama Olho de Touro

O diagrama Olho de Touro é uma representação resumida das variáveis utilizadas no modelo, no qual elas ficam agrupadas, de acordo com seu grau de controlabilidade, em *endógenas*, *exógenas* e *omitidas* pelo projetista do modelo; a [Figura 5.13](#) ilustra esta estrutura básica.

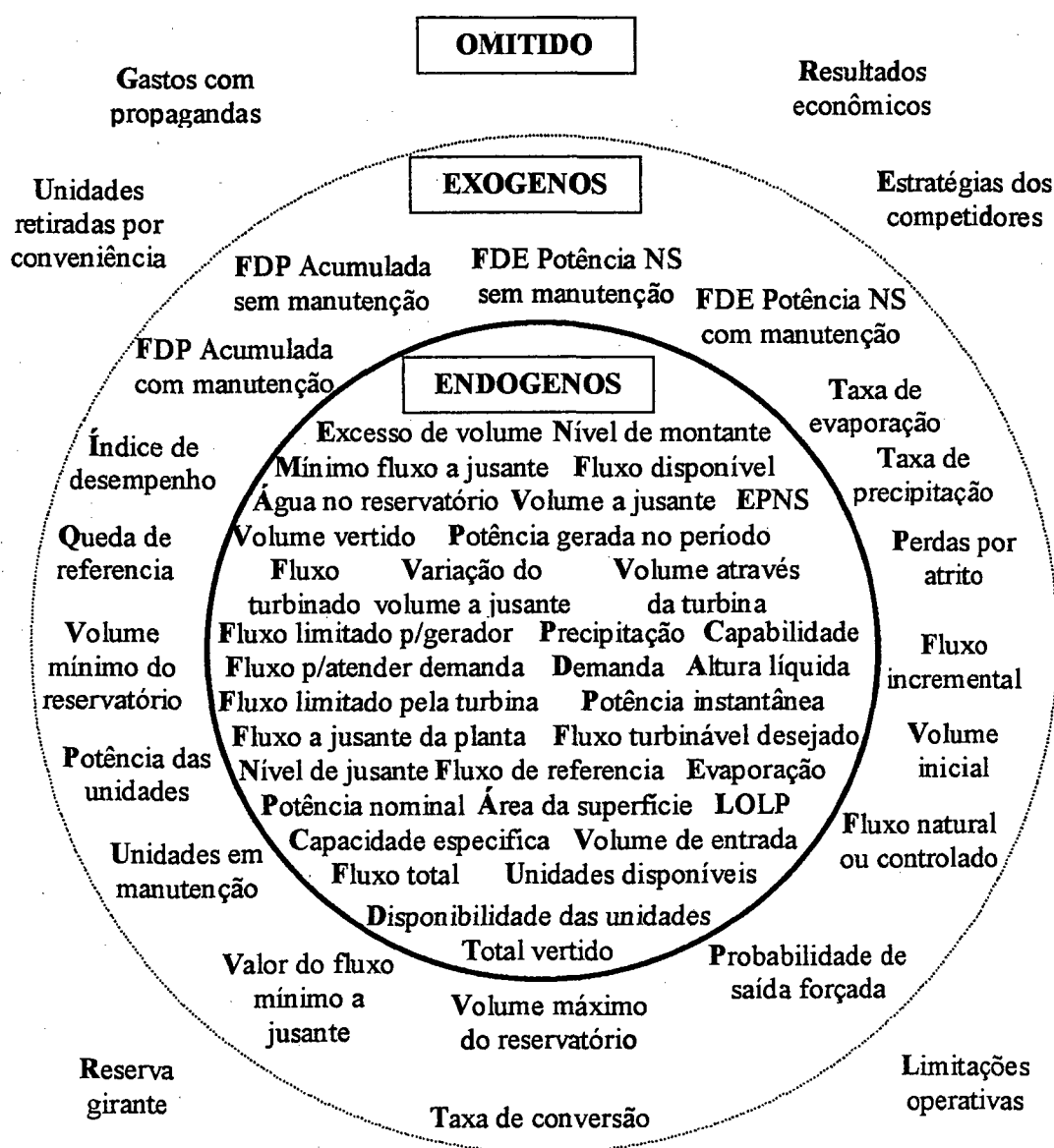


Figura 5.13 -Diagrama Olho de Touro do modelo da planta hidroelétrica.

As variáveis *endógenas* do modelo são aquelas não controladas diretamente pelo usuário; as variáveis *exógenas* são as fornecidas pelo usuário ou projetista do modelo, e as representadas fora do anel exógeno e agrupadas como *omitidas* correspondem a variáveis ou itens que não foram levados em conta na elaboração do modelo.

5.7 PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO

Com a finalidade de viabilizar a realização de testes de funcionalidade do modelo elaborado, são utilizados parâmetros reais de duas plantas hidroelétricas. Este procedimento permite a obtenção de resultados também reais, e o mais importante, permite, em itens posteriores, efetuar teste de validação do modelo através de comparações com outros resultados alcançados por meio de ferramentas diferentes.

A Tabela 5.2, a seguir, ilustra os principais parâmetros utilizados; em relação a eles menciona-se o seguinte: em simulações de planta individual utilizam-se os dados associados à "*Hidroelétrica 1*"; para simular a operação de duas plantas numa mesma bacia hidrográfica, utilizam-se ambos conjuntos de parâmetros.

Tabela 5.2 - Principais parâmetros de duas plantas hidroelétricas

DADOS TÉCNICOS E GERAIS			
PARÂMETROS	Unidade	Hidroelétrica 1	Hidroelétrica 2
Número de geradores	un.	8	10
Potência nominal	MW	208	170
Queda de referência	M	135	106
Perdas por atrito	M	1,5	1,7
Índice de desempenho	Pu	0,93	0,94
Volume máximo do reservatório	km ³	6,12	6,75
Volume mínimo do reservatório	km ³	3,010	3,670
Volume inicial (*)	km ³	6,12	6,75
Valor do fluxo mínimo a jusante	km ³ /s	167	167
Probabilidade de saída forçada	Pu	0,02	0,02
(*) – Assumirá valores diferentes no transcurso dos testes.			

Além dos parâmetros da tabela 5.2, utilizam-se os associados com as aflúncias e com a demanda contratada, já apresentados no capítulo 3 deste trabalho. Outros resultados obtidos previamente ou fornecidos por outras áreas táticas, tais como programa de saídas programadas das unidades geradoras, funções densidades de probabilidades, etc., são fornecidos por ocasião da realização dos testes.

5.8 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

As simulações computacionais a seguir incluem os últimos três passos indicados na tabela 5.1 do item 5.3; todas elas serão realizadas com o objetivo de testar exaustivamente, principalmente, o modelo de planejamento da operação da planta geradora. Como já mencionado, o modelo foi elaborado através do *software* "Stella".

Para maior clareza dos resultados, eles serão apresentados numa escala de tempo de curta duração. Sua extensão para um período maior pode ser feita simplesmente mudando o contador do horizonte de tempo de simulação até a escala de tempo desejada.

5.8.1 Verificação do Modo de referência

No item 5.4 – Figura 5.3 – foi proposto um modo de referência baseado na variação do volume armazenado no reservatório. A fim de verificar se o modelo elaborado fornece resultados de acordo com este modo de referência, serão feitas múltiplas simulações; primeiro, com diferentes valores do volume inicial do reservatório, e posteriormente, mantendo o volume inicial do reservatório no valor máximo e variando a aflúncia natural. Todas as corridas são feitas sobre um horizonte de 24 meses e os resultados obtidos apresentam-se nas figuras 5.14 e 5.15.

Antes da análise dos resultados, é importante destacar que o modo de referência do item 5.4 mostra que o volume armazenado no reservatório pode variar entre dois limites, a saber: o máximo igual a $6,12 \text{ km}^3$ e o mínimo igual a $3,01 \text{ km}^3$.

Na [Figura 5.14](#) verifica-se que, dependendo do valor inicial do volume armazenado no reservatório, ele ou aumenta até o limite superior, ou diminui até o limite inferior, podendo ainda variar entre estes dois limites sem atingi-los. Este comportamento está de acordo com o modo de referência adotado, considerando o seguinte raciocínio:

- ❖ As aflúências em determinados períodos são menores do que o fluxo necessário para atender à demanda e, em outros, são maiores; isto implica que, para o atendimento da demanda, em determinados períodos, é necessário deplecionar ou replecionar o reservatório, e é este o comportamento mostrado na [Figura 5.14](#).
- ❖ Se se mantêm constante tanto a aflúência como a demanda, com a variação do valor do volume inicial do reservatório, o volume armazenado no reservatório deve comportar-se conforme a [Figura 5.14](#); isto é, deve variar entre ambos limites ou evolucionar até atingir um deles.

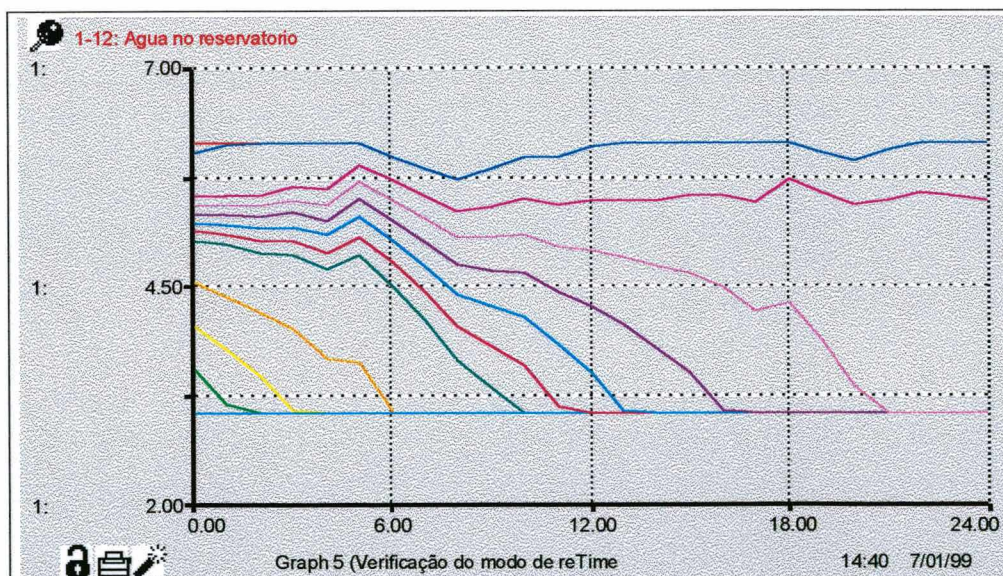


Figura 5.14 -Verificação do modo de referência com variação no valor do volume inicial do reservatório.

Os resultados obtidos para o segundo conjunto de testes estão apresentados na [Figura 5.15](#). Nela pode-se observar um comportamento semelhante ao da figura anterior, ou seja, o volume de água no reservatório continua se mantendo entre ambos limites extremos.

Concluindo esta série de testes, pode-se afirmar que os resultados obtidos e os resultados esperados apresentam comportamentos muito próximos; em outras palavras, o modo de referência procurado foi alcançado. Com isto, pode-se afirmar que os resultados fornecidos pelo modelo são **consistentes**. Esta afirmação será complementada no item seguinte, comparando os resultados do modelo com resultados obtidos por outro método.

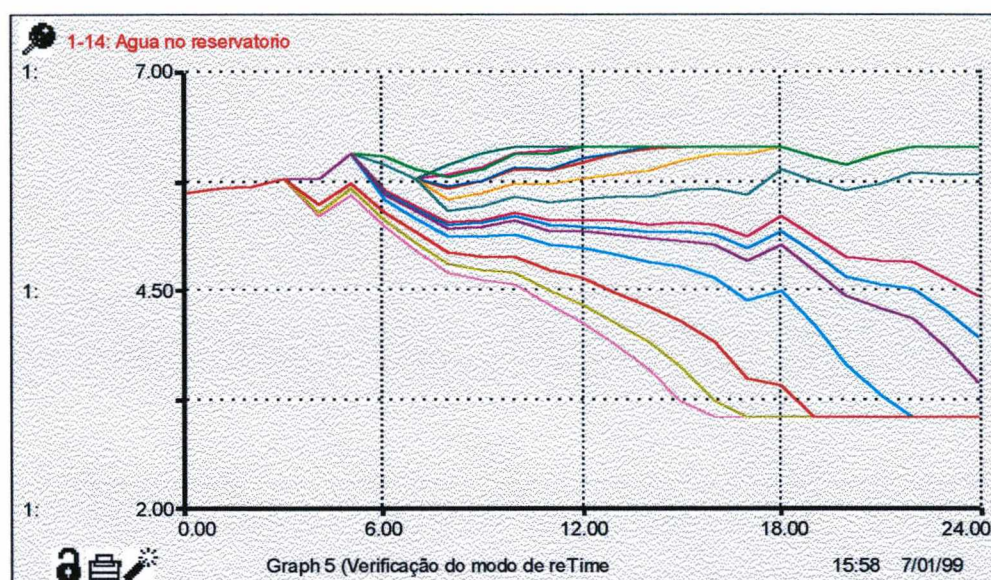


Figura 5.15 -Verificação do modo de referência com variação no valor do volume inicial do reservatório.

5.8.2 Comparação de resultados: Dinâmica de Sistemas x Matlab

No Capítulo IV foi apresentada uma série de resultados obtidos por processos de simulação utilizando como *software* o Matlab; neste item efetua-se uma comparação destes valores com os resultados obtidos via dinâmica de sistemas.

Para comparar os resultados obtidos por ambos enfoques, duas variáveis serão selecionadas: a *Água no reservatório* e *Fluxo através da turbina*. A primeira seleciona-se em função da sua anterior escolha como “modo de referência”, e a segunda porque na sua determinação devem-se levar em conta as principais restrições da planta. A [Tabela 5.3](#), a seguir, resume os resultados obtidos com ambos métodos, para um horizonte de 12 períodos.

É importante lembrar que na metodologia tradicional, programada via Matlab, é necessário dar “condições de parada” ao programa (possivelmente esta seja a causa da pequena diferença entre os valores obtidos por ambas metodologias). No programa aqui utilizado, foram incluídas duas condições de parada; a primeira, quando a diferença entre a geração e a demanda é menor que 2%, e a segunda, quando a água armazenada no reservatório alcança seu mínimo valor.

Tabela 5.3 - Resultados: Dinâmica de Sistemas x Matlab

PERÍODO Mês	MATLAB		DINÂMICA DE SISTEMAS	
	Água no reservatório km ³	Fluxo através da turbina (km ³ /seg)	Água no reservatório km ³	Fluxo através da turbina (km ³ /seg)
1	6,1200	795,7910	6,1200	795,7900
2	6,1200	759,6187	6,1200	759,7100
3	6,1200	723,8280	6,1200	723,5400
4	6,1200	723,3580	6,1200	723,8300
5	6,0387	831,3570	6,0381	831,5700
6	5,8781	870,9450	5,8767	871,2600
7	5,6387	915,3880	5,6355	916,0700
8	5,4128	927,3340	5,4064	928,5200
9	5,3444	886,3789	5,3348	887,6400
10	5,3934	858,7140	5,3821	859,3500
11	5,2662	858,0650	5,2517	859,3000
12	5,2030	909,6300	5,1873	910,0600

5.8.3 Análise de sensibilidade

Relembrando o mencionado no item 5.4, a análise de sensibilidade é feita sobre parâmetros que não podem ser controlados diretamente pelo usuário. Assim, escolhe-se para esta série de testes analisar a potência gerada na planta considerando a variação na altura de referência.

É conhecido que a planta pode produzir valores nominais somente quando a altura de referência for menor ou igual à altura líquida; quando esta relação se inverte a planta passa a produzir valores inferiores à nominal.

Para verificar esta relação efetua-se uma série de testes, variando-se a altura de referência de tal forma que fique cada vez menor. Os resultados alcançados estão apresentados na [Figura 5.16](#), e nela se observa, como é de se esperar, que a potência produzida pela planta cai cada vez mais à medida que aumenta esta diferença.

Na [Figura 5.16](#) a curva superior é a resultante de simulações. Nela, a altura líquida é maior ou igual à altura de referência; as demais curvas, deslocadas paulatinamente para baixo, correspondem a valores nos quais a diferença entre a altura líquida e altura de referência vai sendo maior.

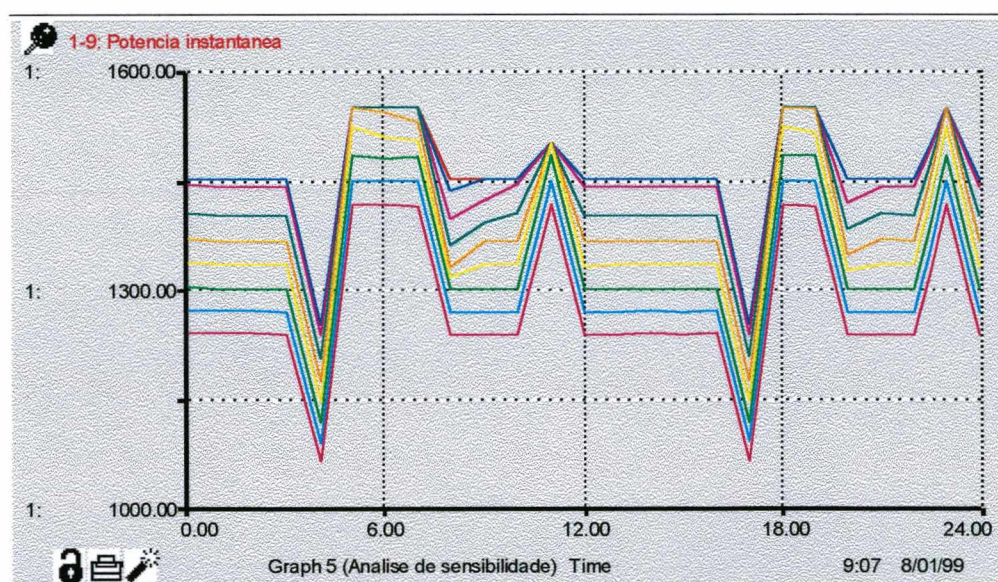


Figura 5.16 -Sensibilidade da potência gerada com a altura de referência.

A partir desta série de testes, e outras não apresentadas aqui (como a sensibilidade da cota de jusante com a demanda), pode-se concluir que uma segunda meta da elaboração do modelo foi alcançada; esta meta é a da verificação da robustez do modelo; em outras palavras, pode-se afirmar que o modelo elaborado atende às características de robustez.

5.8.4 Teste de Políticas

Uma política perfeitamente viável de ser aplicada num mercado competitivo de energia é a modificação, pela estrutura gerencial da empresa, dos esquemas de manutenção. Assim sendo, a série de testes a seguir será feita de forma a verificar a diferença que poderia existir entre a potência gerada na planta e a demanda contratada para diferentes combinações de unidades retiradas para manutenção.

Na elaboração do esquema de manutenção foi considerado, entre outros, o critério de obrigatoriedade. Isto implica que, num período de doze meses, quatro deles ficaram com a disponibilidade de todas as unidades, e nos outros oito meses, que correspondem ao número de unidades da planta, uma unidade será retirada para manutenção em cada período.

Como o objetivo do teste não é quantificar o tamanho do déficit e sim demonstrar que as decisões gerenciais podem influenciar a operação da planta, será feita uma série de simulações variando aleatoriamente os quatros períodos de disponibilidade total das unidades. Os resultados obtidos são apresentados na [Figura 5.17](#).

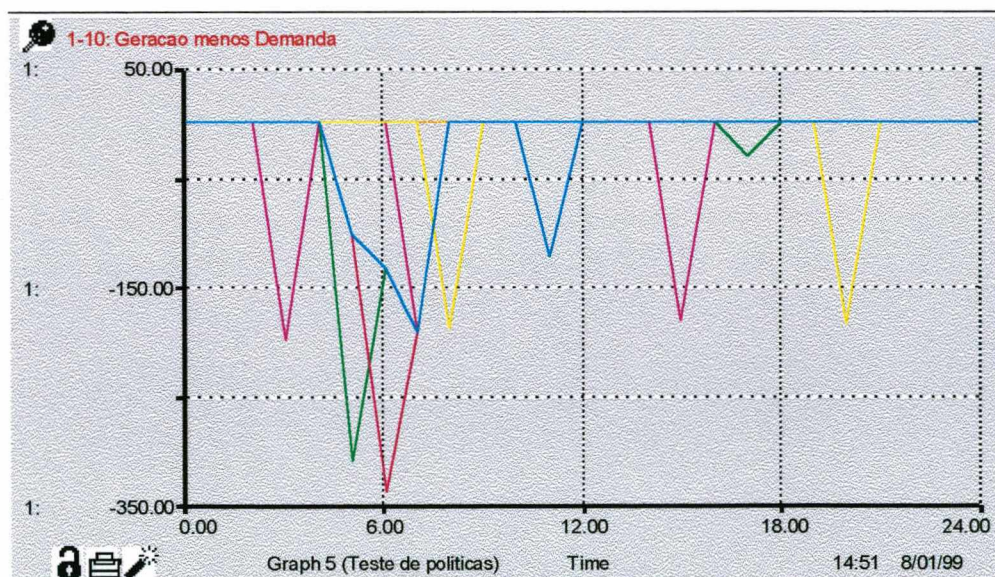


Figura 5.17 - Teste de política de manutenção.

Os resultados mostrados na figura 5.17 demonstram que algumas alternativas de saída programada das unidades geradoras podem ser mudadas

por decisões estratégicas sem afetar o fornecimento de energia da planta. Outras, entretanto, conforme pode ser visto em 5 das 10 curvas da figura, implicarão no não atendimento da demanda.

Concluindo, este teste, embora de aparente simplicidade, pode ser muito importante na gestão da planta dentro de ambiente de competição.

5.8.5 Quadro de Controle para Realização dos Testes

Com a finalidade de facilitar a realização dos testes, além de evitar a necessidade de manipular dentro do modelo propriamente dito para as mudanças nos valores dos parâmetros testados, anexo ao modelo foram elaborados vários **Quadros de controle** que incluem os parâmetros manipulados por ocasião da sua realização. A [Figura 5.18](#) apresenta um exemplo destes quadros de controle (maiores detalhes a respeito de sua elaboração podem ser encontrados no apêndice 1).

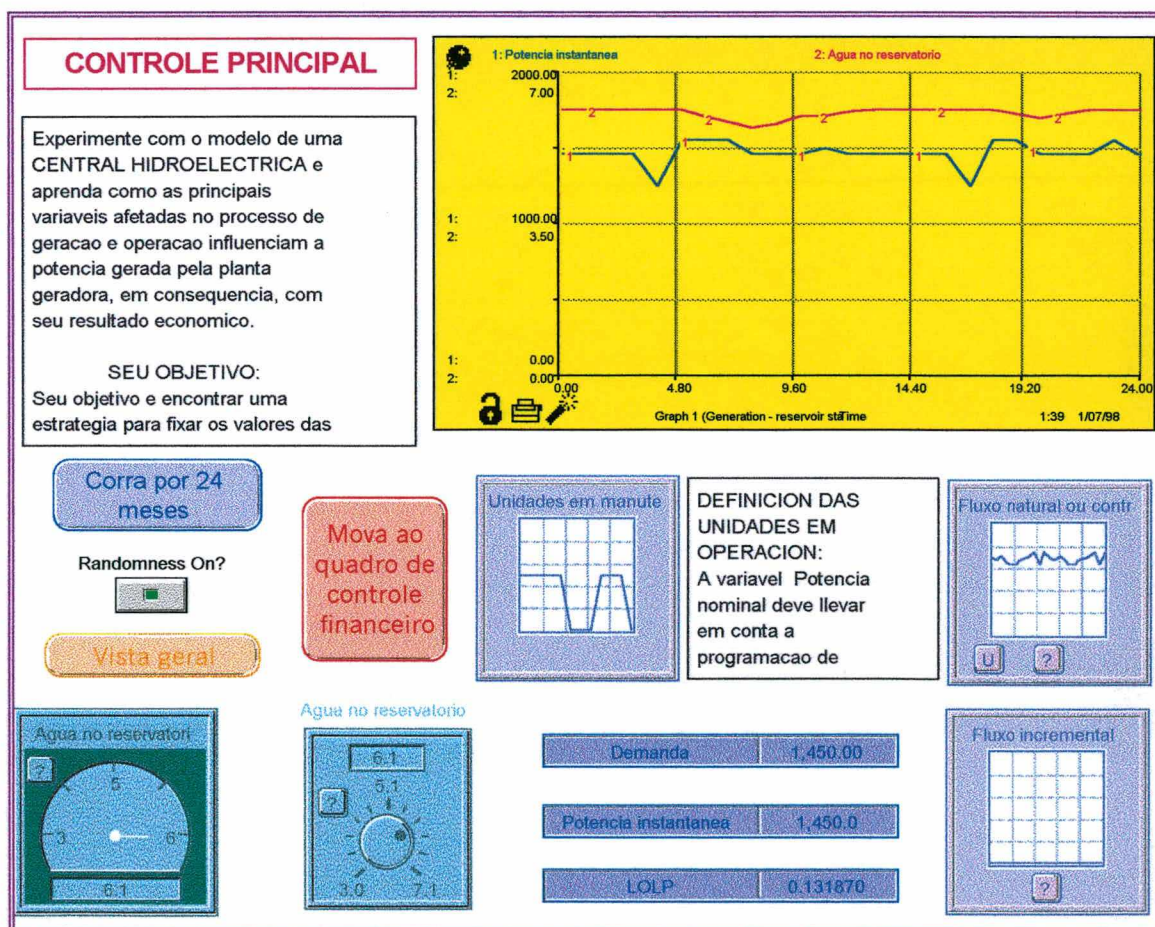


Figura 5.18 -Quadro de Controle.

5.9 SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE DUAS OU MAIS HIDROELÉTRICAS

Para estender o modelo precedente e simular a operação de duas ou mais plantas geradoras, o primeiro passo é determinar a localização espacial das mesmas. A este respeito duas combinações de alternativas são possíveis. A primeira, que todas elas estejam localizadas na mesma bacia hidrográfica, e segunda, que elas se distribuam em mais de uma bacia.

Para qualquer das combinações, as seguintes observações são aplicáveis:

- ❖ É necessário elaborar um modelo individual para cada planta geradora.
- ❖ É necessário definir regras sobre a participação do mercado. Este item é possivelmente muito complexo num ambiente competitivo puro; entretanto, para o caso brasileiro, a geração alocada a cada planta será definida por órgãos reguladores a partir de conceitos amplamente discutidos e aprovados pelos participantes do mercado.
- ❖ No caso de plantas hidroelétricas localizadas numa mesma bacia, o fluxo natural passa a constituir um fluxo controlado a partir da primeira planta a jusante da primeira localizada águas acima da bacia.

Neste processo de simulação, e com a finalidade de estudar o problema inerente ao crescimento contínuo da demanda, estende-se o horizonte de análise para um período de dez anos; com isto se alcançam as capacidades máximas das plantas. A partir desta situação, novas providências devem ser adotadas, especialmente pelo sistema, por exemplo: incentivar a instalação de unidades adicionais (se possível), incentivar a construção de novas plantas, e/ou a promoção de políticas de conservação de energia.

As figuras 5.19 e 5.20 apresentam os resultados obtidos para duas plantas geradoras instaladas numa mesma bacia hidrográfica.

As simulações realizadas foram viabilizadas a partir das seguintes hipóteses:

- ❖ O mercado consumidor é comum para ambas geradoras, e não existem restrições de atendimento para elas; cada planta pode atender até a sua capacidade máxima.
- ❖ A tarifa estabelecida pelas plantas geradoras estabelece a sua participação no mercado. Se ambas plantas geradoras têm tarifas iguais, a partição de mercado entre elas é de 50 % para cada uma. Se uma delas tem um preço superior em uma dada porcentagem, a perda do seu mercado é na mesma proporção. As regras reais de partição de mercado estão sendo objeto de outra pesquisa na Universidade Federal de Santa Catarina.

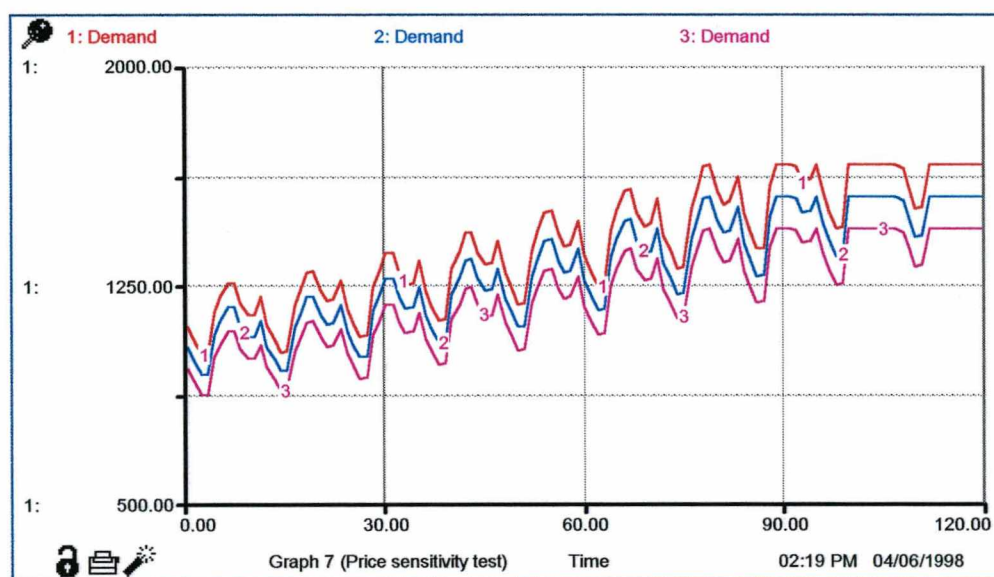


Figura 5.19 -Evolução da demanda da planta P1.

A figura 6.19 apresenta resultados obtidos para a planta P1. Nela pode-se observar o crescimento da demanda ao longo de 120 meses sob três alternativas diferentes de tarifas; a curva 1 (superior) corresponde a 1,5 centavos por kWh; a curva 2 (intermediária) a 1,6 centavos por kWh, e a curva 3 (inferior) a 1,7 centavos por kWh.

De forma similar, a figura 5.20 apresenta o crescimento da demanda da planta P2 sob o enfoque dos mesmos três preços da planta P1.

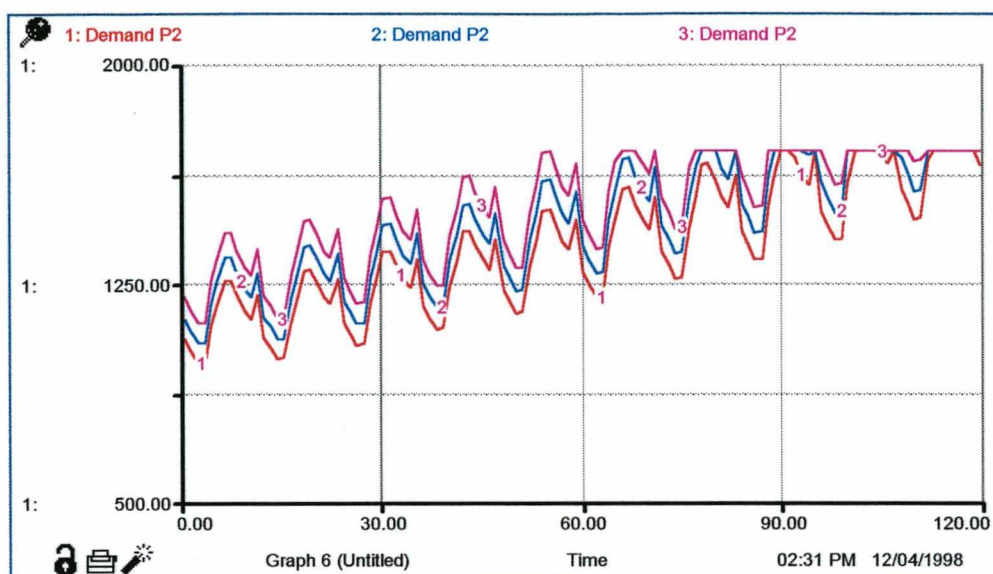


Figura 5.20 -Evolução da demanda da planta P2.

Da análise conjunta das duas figuras pode-se concluir: primeiro, conforme hipóteses feitas sobre o mercado comum para ambas as plantas, efetivamente a demanda perdida por uma planta é ganha pela outra; e segundo, que ambas podem atender somente até a suas capacidades máximas.

Este exemplo, embora simples, também mostra a importância da tarifa no planejamento da gestão empresarial de plantas geradoras, especialmente se elas operam segundo as regras de mercados desregulados.

De fato, o tema da tarifa, com o correr do tempo, irá assumindo maior relevância no contexto da partição do mercado. É de se esperar, portanto, que o enfoque aqui abordado seja em breve complementado com resultados de outras pesquisas. No capítulo seguinte o tema tarifa será tratado com mais detalhe, dentro de uma problemática que envolve o pagamento da dívida da empresa.

5.10 CONCLUSÕES

A análise apresentada neste capítulo demonstra que, através do enfoque baseado em Dinâmica de sistemas, é possível construir modelos representativos de plantas hidroelétricas, adequados para uso em planejamentos da operação e análise de decisões gerenciais.

Esta afirmação foi reforçada através da comparação dos resultados muito próximos obtidos pelo método tradicional e pelo enfoque de Dinâmica de sistemas.

As diferentes análises de sensibilidade e de políticas empresariais permitem concluir que o modelo elaborado é consistente e robusto.

Também a realização dos testes computacionais, especialmente a análise de políticas empresariais, demonstrou ser muito simples, em consequência adequado, para ser utilizado por planejadores sem experiência prévia no setor elétrico.

Finalmente, a extensão do modelo para consideração simultânea de mais planta num mesmo sistema parece ser muito simples; o único fator complicador é o estabelecimento das regras da partição do mercado.

CAPÍTULO VI

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO DE UMA EMPRESA GERADORA: ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DE SUA DÍVIDA VIA DINÂMICA DE SISTEMAS

Passado, Presente e Futuro

6.1 INTRODUÇÃO

Dentro de um sistema composto preferencialmente por plantas hidroelétricas, um aproveitamento hidroelétrico de grande porte é uma obra da engenharia que, por seu tamanho e envergadura, tem um peso gravitante no contexto social e econômico do país do empreendimento. Sob esta premissa, qualquer análise que tenha por objetivo avaliar seu desempenho técnico, político, econômico ou social exige uma metodologia rigorosa que inclua tanto aspectos históricos, situações presentes e projeções futuras.

Nos países com sistemas elétricos em processo de desregulação ou privatização, o tema da tarifa está assumindo, cada vez mais, uma posição de destaque nas discussões que envolvem distintos setores da vida nacional. Sobre o tema se referem economistas, sindicalistas, empresários, religiosos, jornalistas, governantes e técnicos em geral. Esta diversidade de correntes de opiniões confirma a sua grande importância no contexto sócio-econômico do país.

Tarifa é o custo do serviço de eletricidade; no caso das empresas hidroelétricas, o nível das tarifas, aliado à disponibilidade de unidades para geração, constitui a principal fonte de seus ingressos. Portanto, da correta fixação deste parâmetro e das estratégias de gestão da operação das unidades geradoras, depende o equilíbrio financeiro da empresa.

No caso da empresa analisada neste trabalho, a forma de fixação da tarifa está definida pelo passivo através de um Documento Contratual com os organismos governamentais, denominado de "Anexo C". Este Anexo, elaborado segundo os critérios tradicionais vigentes na época da assinatura do Tratado (1974), asseguraria o equilíbrio financeiro da empresa. Entretanto, na atualidade, transcorridos mais de 25 anos de sua promulgação, se justificaria uma revisão para

adequá-lo aos novos critérios em vias de aplicação no mercado elétrico, marcado por privatizações e desregulações.

6.2 NOÇÕES BÁSICA DO PROBLEMA

6.2.1 Sistema de Unidade da Tarifa

A tarifa de energia elétrica é normalmente fixada no mercado mundial num valor dado em milésimos de dólares por quilowatt-hora; a utilização de outras unidades são distintas denominações do mesmo valor. Como exemplo, a seguir se fornece diferentes unidades para o mesmo valor de energia:

$$\text{Preço da energia} = 0,018 \text{ US\$/kW-h} \quad (6.1)$$

$$\text{Preço da energia} = 18 \text{ US\$/MW-h} \quad (6.2)$$

Caso o faturamento seja feito sobre a base de potência contratada, como é o caso de empresa em análise, fixa-se o preço da potência como indicado em

$$(6.3). \quad \text{Preço da energia} = 18 \text{ US\$/kW-mês} \quad (6.3)$$

O custo da energia como indicado em (6.1) pode facilmente determinar-se a partir de (6.3), se considerar-se que um mês médio está composto de 24 x 30 horas; introduzindo este valor em (6.3) determina-se que:

$$\text{Preço da energia} = 18/720 \text{ US\$/kW-h} \quad (6.4)$$

$$\text{Preço da energia} = 0,025 \text{ US\$/kW-h} \quad (6.5)$$

Como exemplo, considere uma unidade geradora com capacidade nominal de 700 MW; esta unidade pode colocar para contratação durante um mês 700.000 kW-mês; se o preço da tarifa de energia está fixada em 18 US\$/kW-mês, o ingresso que esta unidade gera num mês é de US\$ 700.000x18, ou seja, US\$ 12.600.000.

6.2.2 Anexo "C"- Bases Financeiras e de Prestação dos Serviços de Eletricidade

O Capítulo III – Custo do Serviço de Eletricidade –, do Anexo C, dispõe que o Custo do Serviço de Eletricidade estará composto das seguintes partes anuais:

1. O montante necessário para o pagamento, de utilidades de 12 % anual sobre o capital integrado.
2. A quantidade necessária para o pagamento dos encargos financeiros dos empréstimos recebidos.
3. A quantidade necessária para o pagamento da amortização dos empréstimos recebidos.
4. A quantidade necessária para o pagamento dos "royalties" às Altas Partes Contratantes, calculado no equivalente de seiscentos e cinqüenta dólares dos Estados Unidos de América por gigawatt-hora gerado e **medido na central elétrica**. O pagamento dos "royalties" se realizará mensalmente, na moeda dos Estados Unidos de América.
5. A quantidade necessária ao pagamento às instituições governamentais fiscalizadoras, a título de compensação de cargas administrativas e de supervisão, o valor equivalente a cinqüenta dólares dos Estados Unidos de América por gigawatt-hora gerado e **medido na central elétrica**.
6. A quantidade necessária para cobrir os gastos de gestão.
7. O saldo, positivo ou negativo, da conta de gestão do ano anterior.

ANÁLISE DOS PONTOS ACIMA:

- i. Com relação ao ponto 1 do Capítulo III, cabe mencionar que o Capítulo II, Artigo 6º do Estatutos da planta fixa que o capital da empresas é o equivalente a cem milhões de dólares dos Estados Unidos de América.
- ii. Com relação ao ponto 2 do Capítulo III, cabe mencionar que os encargos financeiros dos empréstimos recebidos correspondem às quantidades necessárias para o pagamento de todos os interesses, taxas e comissões relativas aos empréstimos recebidos.
- iii. Com relação ao ponto 3 do Capítulo III, cabe mencionar que as amortizações dos empréstimos recebidos correspondem as quantidades necessárias para o pagamento da parte principal dos empréstimos recebidos.

- iv. Com relação ao ponto 4 do Capítulo III, cabe mencionar que os “royalties” correspondem às quantidades necessárias para o pagamento às Altas Partes Contratantes pela utilização do potencial hidráulico.

Juntamente com este item deve ser considerado o acordo que diz: o *entendimento com relação ao pagamento dos “royalties” às Altas Partes Contratantes foram as seguintes:*

Os valores estabelecidos nos numerais III.4 e III.5 do Anexo “C”, correspondente à quantidade necessária para o pagamento dos “royalties” e à quantidade necessária para o pagamento a título de compensação de cargas de administração, serão multiplicados por 3,5 (três e meio) em 1985 e 1986; por 3,58 (três inteiros e cinqüenta e oito centavos) em 1987; 3,66 (três inteiros e sessenta e seis centavos) em 1988; 3,74 (três inteiros e setenta e quatro centavos) em 1989; por 3,82 (três inteiros e oitenta e dois centavos) em 1990; por 3,90 (três inteiros e noventa centavos) em 1991 e por 4,0 (quatro) a partir de 1992.

- v. Com relação ao ponto 5 do Capítulo III, aplica-se o mencionado acima.
- vi. Com relação ao ponto 6 do Capítulo III, ressalta-se que os gastos de gestão correspondem às quantidades necessárias para cobrir todos os gastos associados à prestação dos serviços de eletricidade, incluídos os gastos diretos de operação e manutenção, inclusive as reposições causadas pelo desgaste normal, gastos de administração e gerais, além dos seguros contra os riscos dos bens e instalações da planta geradora.
- vii. Com relação ao ponto 7 do Capítulo III, cabe mencionar que o saldo da conta da gestão corresponde ao saldo do balanço anual entre o Ingresso de Gestão e o Custo do Serviço de Eletricidade.

6.2.3 Histórico das Tarifas Adotadas pela Planta

Em 1985, quando deu-se início à fase de faturação (comercial provisório) dos serviços elétricos da planta em pauta, foi fixada uma tarifa provisória de US\$ 10/kW-mês, para o período de Março a Dezembro. Esta tarifa provisória, por um lado, era inferior ao estabelecido pelo anexo “C”; mas por outro lado, se justificava,

uma vez que a estrita aplicação da metodologia estabelecida neste Anexo determinava uma tarifa muito além dos valores de mercado.

Uma análise mais detalhada deste alto valor indica que o mesmo decorre das seguintes condições :

- ❖ A concentração dos vencimentos dos empréstimos, principalmente os de origem externa, nos primeiros anos de operação da central.
- ❖ O atraso da entrada em operação das primeiras unidades geradoras, inicialmente prevista para 1983.
- ❖ A indefinição existente com respeito à confiabilidade dos serviços elétricos.

Aos efeitos de compatibilizar os níveis tarifários a serem aplicados com as reais possibilidades de pagamento dos mercados consumidores, na etapa inicial de operação se fez necessário, entre outras medidas econômicas, o re-escalamento do serviço da dívida com vencimentos concentrados naqueles primeiros anos.

Com a premissa de cancelamento do saldo da dívida em 2023, foram estudadas múltiplas alternativas baseadas em distintos cenários possíveis, que finalmente determinou a necessidade de utilização de uma tarifa inicial de US\$ 14,75/kW-mês, além de reajustes periódicos a partir de 1987. Após várias negociações entre as altas gerências da empresa e organismos governamentais, esta tarifa foi aprovada para ser aplicada a partir de março/86.

Após o acordo surge um novo problema no cenário de negociação. Verificou-se a inviabilidade de aplicação dessa tarifa durante o ano, devido à impossibilidade das empresas compradoras repassarem este nível tarifário ao consumidor final.

Manteve-se a tarifa de **US\$ 10 kW-mês** durante o ano de 1986, e como era de se esperar, este acordo aumentou consideravelmente o desequilíbrio econômico-financeiro da empresa, ocasionando atrasos adicionais no atendimento do serviço da dívida e causando uma nova sobrecarga dos montantes a serem pagos nos anos futuros mediante tarifas mais elevadas.

Em 1987, tendo por objetivo minimizar os efeitos destes atrasos e conseqüentes cargas adicionais, foi aprovado o aumento da tarifa para **US\$ 11,40/kW-mês**, a partir de Fevereiro.

Simulações realizadas nessa época indicaram que o nível tarifário que permitiria o cancelamento dos empréstimos realizados pela empresa em 2023 era da ordem de US\$ 15,00/kW-mês. Este fato, a exemplo do sucedido em 1985 e 1986, repetia em 1987 a acumulação de grandes compromissos financeiros a serem suportados nas gestões futuras.

Esta preocupação levou a Alta Administração da empresa a solicitar novos ajustes às autoridades governamentais, e em **1988 foi aprovada a tarifa de US\$ 12,40/kW-mês** para utilização a partir de Janeiro desse mesmo ano.

Neste ano novos fatos afetam e comprometem mais ainda a gestão empresarial. Restrições no sistema receptor da energia gerada, motivadas por atrasos de obras e razões técnicas associadas, fazem necessário reduzir a potência contratada durante três **meses**, além de exigirem a colocação de uma unidade adicional em manutenção durante todo o ano.

Estes acontecimentos provocaram uma redução do ingresso operacional, que foi compensada mediante um aumento na tarifa. Para manter o nível de ingresso operacional do ano, a tarifa passou para **US\$ 12,85/ kW-mês** no mês de Março, e para **US\$ 13,65/ kW-mês** de Abril a Dezembro/88.

Em 1989, em função da política de aumentos graduais sugeridos e a disponibilidade das máquinas para contratação, os níveis tarifários resultantes de estudos efetuados foram os seguintes:

US\$ 15,99/kW-mês	para	1989
US\$ 16,00/kW-mês	para	1990 e 1991
US\$ 16,10/kW-mês	depois de	1991

Entretanto, na prática, durante este ano somente houve pequenos ajustes, que se detalham na continuação:

US\$ 13,65/kW-mês,	de Janeiro a Agosto
--------------------	---------------------

US\$ 13,79/kw-mês,	em Setembro
US\$ 13,79/kW-mês,	em Outubro
US\$ 14,06/kW-mês,	em Novembro
US\$ 14,20/kW-mês,	em Dezembro

Em 1990, a tarifa foi fixada em US\$ 14,35/kW-mês para Janeiro, US\$ 14,75/kW-mês para o período Fevereiro/Setembro e US\$ 18,70/kW-mês para o lapso de Outubro/Dezembro.

Portanto, somente em Fevereiro de 1990 a tarifa alcançou o nível pretendido em 1986 (5 anos depois).

O nível tarifário de US\$ 18,70/kW-mês, aplicado a partir de Outubro/90, demonstrou ser incompatível com a capacidade econômica-financeira das empresas compradoras, o que implicou em um aumento significativo das contas a receber da Entidade, como consequência da morosidade das mesmas.

Em 1991, a morosidade generalizada das empresas compradoras deu motivo à formação de um grupo de trabalho, que depois de analisar as tendências dos elementos componentes do Custo do Serviço de Eletricidade, apresentou um amplo quadro de alternativas que possibilitou à Alta Administração da empresa optar por um custo unitário de US\$ 16,06/kW-mês, que entrou em vigência a partir de Novembro desse ano e permaneceu invariável até Março de 1997. De Abril de 1997 até Dezembro desse ano a tarifa teve um aumento de 7 % e passou a custar US\$ 17,18/kW-mês.

Em Janeiro de 1998, a tarifa foi aumentada para US\$ 17,54/kW-mês permanecendo invariável até Dezembro de 1998. Em Janeiro de 1999, a tarifa foi reajustada para US\$ 18,76/kW-mês, tendo previsto permanecer fixa até Dezembro deste ano.

A Tabela 6.1 a seguir mostra um resumo dos valores que supostamente fixam o Anexo C e os valores que foram cobrados pela empresa geradora durante o período 1985-1993. Nos anos seguintes ambos valores são iguais.

Tabela 6.1 - Tarifas da Planta geradora

Supostamente conforme o Anexo "C" em US\$/kW-mês												
Mês	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993		
1	----	----	10,00	14,75	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
2	----	----	10,00	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
3	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
4	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
5	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
6	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
7	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
8	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
9	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
10	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
11	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
12	----	10,00	14,75	15,00	15,00	15,95	16,00	16,00	16,10	16,10		
Cobradas pela planta geradora em US\$/kW-mês												
Mês	1994	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993		
1	----	----	10,00	10,00	12,40	13,65	14,35	18,70	16,06	16,06		
2	----	----	10,00	11,40	12,40	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
3	----	10,00	10,00	11,40	12,85	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
4	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
5	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
6	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
7	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
8	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,65	14,75	18,70	16,06	16,06		
9	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,79	14,75	18,70	16,06	16,06		
10	----	10,00	10,00	11,40	13,65	13,92	18,70	18,70	16,06	16,06		
11	----	10,00	10,00	11,40	13,65	14,06	18,70	16,06	16,06	16,06		
12	----	10,00	10,00	11,40	13,65	14,20	18,70	16,06	16,06	16,06		

6.2.4 Conceito de Operação Experimental e Comercial

O Conselho de Administração da empresa geradora, através do documento RCA-009/82, de 25.06.82, previu a entrada em operação da primeira unidade geradora para 1983. Entre outros assuntos abordados pela RCA, ela levanta a necessidade de regulamentação das normas do Anexo "C", levando-se em conta as condições técnicas da fase inicial de operação da Central.

Verificou-se a falta de definições indispensáveis para o fornecimento de energia elétrica durante as primeiras etapas da operação; não estavam especificamente considerados no Anexo "C" aspectos relevantes tais como:

- a) A impossibilidade de assegurar as disponibilidades das primeiras unidades geradoras para operação confiável em 1983, assim como dos sistemas elétricos associados;
- b) A insegurança quanto à factibilidade de refinanciamento da dívida, fator preponderante na determinação do preço da energia de empresa;
- c) A Indefinição sobre o mecanismo para a manutenção do valor real dos "royalties", ressarcimentos e compensações.

A constatação destas indefinições levou o Conselho de Administração a criar o conceito de **Operação Experimental**, que iria prevalecer até a entrada em **Operação Comercial**, prevista inicialmente para Março de 1986.

Durante o lapso de operação experimental, deveriam-se prever as bases de prestação dos serviços elétricos aplicando-se as disposições do Anexo "C" e Notas Reversales pertinentes, considerando-se as condições da confiabilidade dos fornecimentos elétricos.

6.2.5 Cronologia da Entrada em Operação das Unidades Geradoras

UNIDADE	FINAL DE MONTAGEM	PRIMEIRO ENSAIO MECÂNICO	PRIMEIRA SINCRONIZAÇÃO	OPERAÇÃO INDUSTRIAL
1	09.12.83	17.12.83	05.05.84	31.05.84
2	31.08.84	27.09.84	04.01.85	06.02.85
3	16.07.85	22.07.85	24.08.85	11.09.85
4	11.11.85	20.11.85	20.12.85	26.01.86

15	28.05.86	22.07.86	16.12.86	24.12.86
14	29.10.86	12.11.86	16.12.86	24.12.86
5	25.03.87	10.04.87	07.05.87	21.05.87
6	29.05.87	26.06.87	24.07.87	31.07.87
7	31.08.87	07.10.87	26.10.87	02.11.87
8	15.01.88	21.01.88	24.02.88	18.03.88
9	30.05.88	07.06.88	15.07.88	29.07.88
13	01.08.88	09.08.88	14.09.88	12.10.88
12	31.12.88	12.01.89	11.02.89	25.02.89
11	31.04.89	08.05.89	29.06.89	03.07.89
10	30.07.89	08.08.89	01.09.89	14.09.89
16	30.04.90	10.05.90	11.06.90	03.07.90
17	10.10.90	20.10.90	11.01.91	21.01.91
18	26.02.91	11.03.91	08.04.91	10.04.91

6.3 ANÁLISE DO PERÍODO 1986-1995

6.3.1 Dinâmica do problema

O objetivo da análise deste período é verificar se o montante resultante da diferença entre os preços estabelecidos pelo serviço de eletricidade, segundo o anexo "C", e as tarifas efetivamente cobradas no período alcança o valor de US\$ 4.176,9 milhões declarado pela planta geradora e organismos governamentais como dívida vencida ao final de 1995.

Com esta finalidade, utilizando as técnicas de dinâmica de sistemas, é formulado um modelo do problema, e na sequência efetuam-se múltiplas simulações a partir dos dados até aqui apresentados.

Para a formulação do modelo, a dinâmica do problema fica estabelecida a partir dos seguintes conceitos:

- ❖ A empresa recebe um montante de dinheiro em conceito da venda de energia, no cálculo deste montante utilizam-se ambas as tarifas apresentada na Tabela 6.1.

- ❖ Como as tarifas efetivamente aplicadas são inferiores às supostamente fixadas pelo Anexo "C", surge um montante de dinheiro que poderia se denominar de *resultante do descumprimento do acordo*.
- ❖ Por outro lado, os gastos da gestão empresarial foram realizados. É de se supor, portanto, que este *déficit* nos ingressos afetou quase que exclusivamente a parcela de pagamento da dívida da empresa.
- ❖ Pelo exposto, surge a hipótese de que a *Dívida vencida da planta* teria origem, principalmente, nesta falta de aplicação do Anexo "C", acrescida pelos interesses gerados por este *déficit*.

Ou seja, a dinâmica do problema fica estabelecida pela variação contínua verificada na dívida da empresa e pelos interesses por ela gerados. A Figura 6.1 apresenta as variáveis citadas através de um diagrama de laços causais.

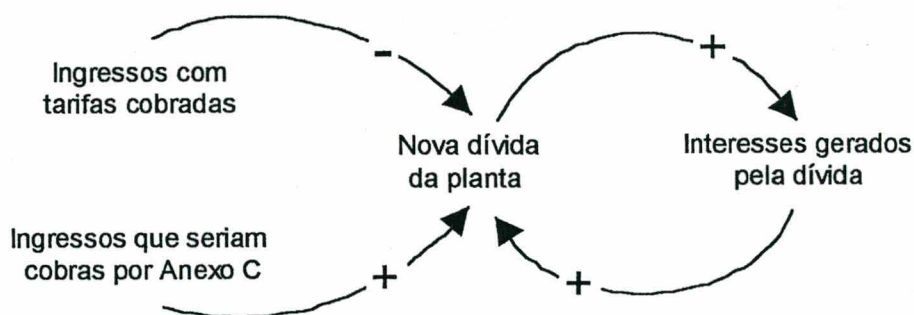


Figura 6.1 - Laço causal do problema dinâmico.

6.3.2 Construção de um Modelo de Estoque e Fluxos

A construção de um modelo de estoque e fluxo fica facilitada, uma vez que não exige a formulação do modelo da planta geradora propriamente dita, isto por estar lidando com resultados de gestões já realizadas.

O ponto de partida constitui a seleção da(s) variável(is) de estoque. Neste caso escolhe-se como tal a *Nova dívida da planta*, uma vez que este parâmetro irá acumulando-se durante as simulações.

Na sequência define-se a sua taxa de variação. Esta taxa estará influenciada pela diferença de ingressos e pelos interesses gerados pela dívida.

A Figura 6.2 mostra o diagrama de dinâmica de sistemas que relaciona as variáveis do modelo completo.

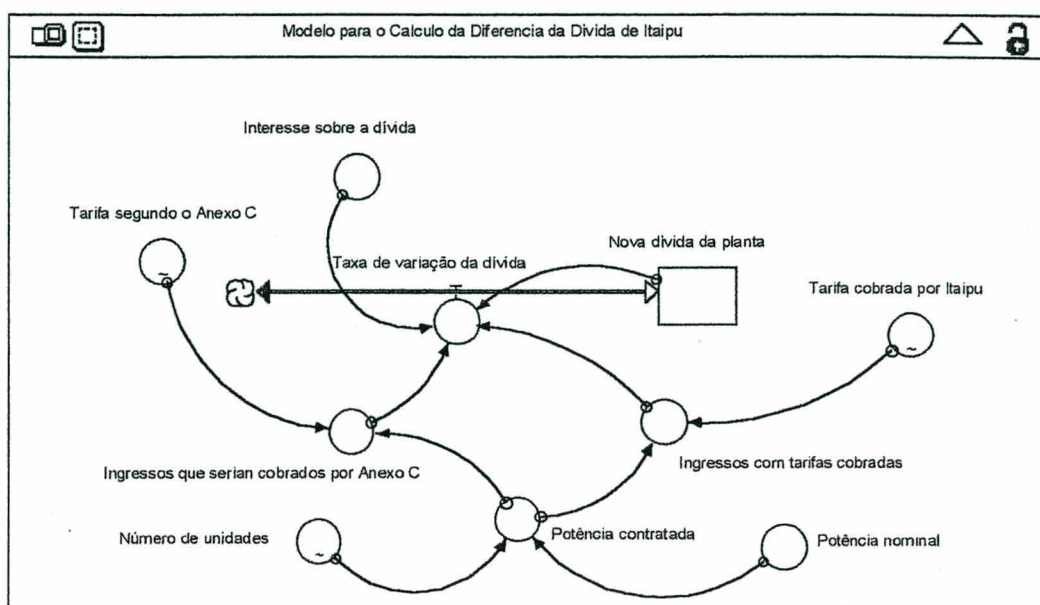


Figura 6.2 - Diagrama para o cálculo da diferença da dívida da planta.

6.3.3 Dados de entrada

Uma completa análise sobre as tarifas aplicadas e as que deveriam ser aplicadas neste período deve necessariamente levar em conta detalhes dos compromissos financeiros da empresa. Entretanto, esta informação, caracterizada como confidencial, não esteve disponível por ocasião desta análise. Em consequência, a seguir, o trabalho será realizado especificamente sobre os dados obtidos por ocasião da pesquisa do problema.

A seguir, mencionam-se alguns pontos relevantes, retirados de documentos pesquisados, os quais são utilizados como dados básicos para este período de análise:

1. No capítulo IV do Anexo C - Ingresso, entre outras disposições, estabelece-se que:

O ingresso anual, derivado dos contratos de prestação dos serviços de eletricidade, deverá ser igual, cada ano, ao custo do serviço estabelecido neste Anexo.

2. O histórico das Tarifas Adotadas pela empresa (ver item 6.1.3) detalha os custos dos serviços de eletricidade aplicados neste período. Ressalta-se que este documento foi consensuado em reuniões realizadas entre representantes de organismos governamentais e Representantes das Altas Partes.
3. O conceito de Operação Experimental, que prevaleceria até a entrada em Operação Comercial, estabelece que: *Durante o lapso da operação experimental, se deveria prever as bases de prestação dos serviços elétricos aplicando-se as disposições do Anexo "C" e Acordos pertinentes, levando-se em consideração as condições básicas compatíveis com a confiabilidade dos fornecimentos elétricos.*
4. A cronologia de entrada em operação das unidades geradoras permite a formulação de hipóteses sobre a potência mensal disponível para contratação.
5. A taxa de interesse cobrada pelos organismos financeiros neste período foi igual a 10% ao ano.
6. A dívida vencida é de 4.176,9 milhões de dólares dos EEUU em 1995, segundo levantamento efetuado pela planta geradora.

Análises dos dados de entrada

Considerando rigorosamente o especificado no ponto 1, a tarifa deveria ter sido fixada de tal forma que a cada ano o balanço entre os ingressos e os egressos fosse nulo. Obviamente isto não foi feito, e como consequência, se tem o montante da dívida vencida indicada no ponto 6.

Se aspectos **técnico-econômicos**, tais como atrasos na entrada em operação das unidades geradoras, modificações do projeto original, aumento da taxa de interesse internacional, etc., ou aspectos **econômico-políticos**, como subsídios governamentais, preços de mercado derivados de preços praticados por outras empresas geradoras em etapa mais avançada de amortização de suas dívidas, etc., não permitiram a aplicação dos preços resultantes do Anexo "C", justificariam a simples adoção de preços convenientes ou subsidiados?

Uma vez que acordos bilaterais não seriam cumpridos, e o não cumprimento geraria uma enorme carga financeira a uma das partes, dever-se-ia,

pelo menos, além da renegociação do perfil da dívida de tal forma a adequar-se ao especificado pelo Anexo “C”, estabelecer um mecanismo de compensação que permita à empresa geradora no futuro minimizar a carga financeira que este *déficit* ocasionará na sua gestão empresarial.

6.3.4 Simulação Sobre os Dados de Entrada

A [Tabela 6.1](#) apresenta as tarifas cobradas pela empresa geradora no período 1986 - 1993, e as tarifas que deveriam ter sido cobradas segundo o Anexo “C”, no período 1994 - 1996, são similares às do ano de 1993. Se se considera o indicado nos pontos 1.3 e 4 do item 6.2.3, seria suficiente simular a diferença entre ambas tarifas e aplicar sobre ela o interesse do ponto 5 para determinar o montante da dívida vencida mostrada no ponto 6.

Para efetuar esta simulação utilizou-se o modelo do item 6.2.2., e os resultados obtidos estão apresentados na [Figura 6.3](#) e [Tabela 6.2](#).

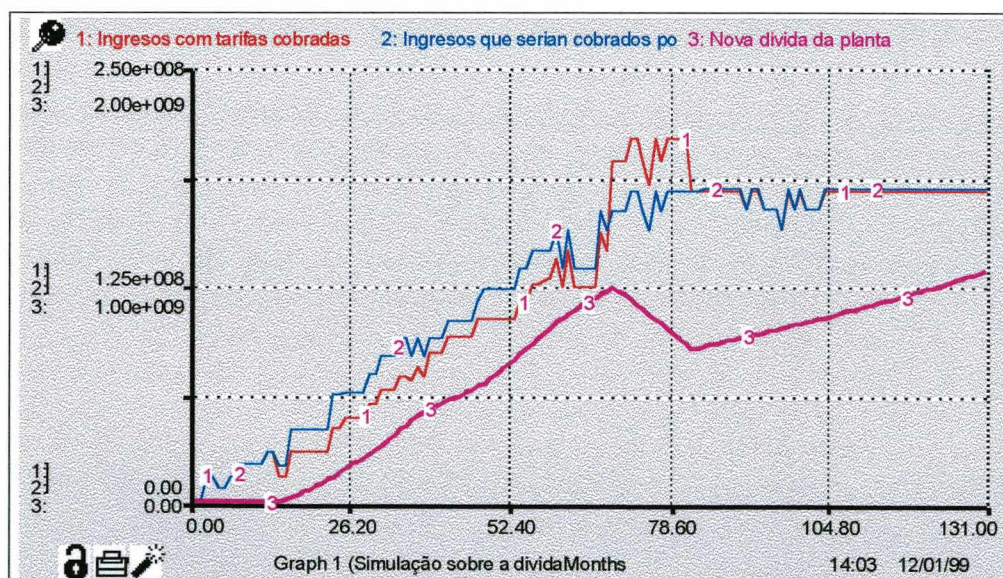


Figura 6.3 - Resultado da simulação sobre a dívida da empresa.

Nesta figura a curva 1 representa os ingressos obtidos com as tarifas efetivamente aplicadas no período; a curva 2 representa os ingressos que supostamente seriam gerados pelos valores citados como “estabelecidos pelo Anexo C”, e a curva 3 representa a dívida gerada em conceito de não aplicação da tarifa da curva 2.

Na figura observa-se também que a dívida aumenta até atingir o valor da Tabela 6.2, valor por certo bastante diferente dos aproximadamente 4 bilhões do ponto 6 do item anterior.

Tabela 6.2 - Sínteses de Simulações sobre a dívida da planta	
Dívida vencida em US\$ milhões segundo item 6.	4.176,9
Resultado da simulação em US\$ milhões	1.065,5
Fator multiplicador da tarifa do Anexo "C" para atingir o valor do ponto 6.	14,5 %
Fator multiplicador da tarifa a ser cobrada pela planta geradora para zerar nos dez anos o valor do item 6.	19,5 %

Esta enorme diferença entre o montante do ponto 6 e o resultado da simulação fornece um indício de que os valores indicados como resultantes da aplicação do Anexo "C" estão abaixo do valor real, ou então que existem outros componentes da dívida não detectados por ocasião da pesquisa.

Continuando a simulação, a fim de corroborar o ponto acima relacionado com o valor real do Anexo "C", determina-se o valor da terceira linha da Tabela 6.2. Com ela demonstra-se que, caso tivesse sido aplicado estritamente o Anexo "C", o custo do serviço de eletricidade deveria, pelo menos, ser 14,5% superior ao indicado como tarifa para atender ao anexo "C".

Conclui-se a simulação determinando o fator multiplicador que deveria ter sido aplicado na tarifa cobrada pela empresa, de forma a zerar o valor da dívida vencida em 1996. O valor obtido é 19,75% superior ao cobrado efetivamente pela empresa. O mesmo está indicado na quarta linha da tabela 6.2.

6.3.5 Conclusão do período analisado

Existe uma dívida que foi gerada como consequência da não estrita aplicação do Anexo "C". Os valores encontrados demonstram que sua rigorosa aplicação talvez seria impossível de ser absorvida por um mercado elétrico

marcado por graves problemas econômico-políticos. A grande dificuldade de gerência, neste caso, é "o que fazer?", especialmente quando os proprietários da empresa têm que carregar sozinhos as enormes cargas econômicas que isto implica. Talvez sejam possíveis compensações em outras áreas, ou talvez o compromisso de compensações dentro do setor quando as condições do mercado elétrico assim o permitam.

6.4 ANÁLISE DO PERÍODO ATUAL

6.4.1 Acordo atual

O atual Custo dos Serviços de Eletricidade da planta (tarifa) segue o documento aprovado em negociações bilaterais e publicado através da RCA-006/97. Neste documento o Conselho de Administração da empresa geradora resolve:

1. A correção do valor nominal do custo unitário do serviço de eletricidade (tarifa) conforme as regras a seguir:
 - (a) A partir de 01.04.97, em US\$ 17,18/kW-mês, equivalente a um ajuste de 7% (sete por cento) sobre o valor vigente;
 - (b) A partir de 01.01.98, atualizações anuais do percentual que for necessário para manter o equilíbrio econômico-financeiro da Entidade, de conformidade com as disposições do Anexo "C" e com o objetivo de cancelar integralmente a dívida da empresa até o ano 2023.
1. Agrupamento de todos os contratos de financiamento concedidos pelo principal organismo financeiro e a empresa em um só contrato, segundo as seguintes condições:
 - (a) Conversão da dívida existente em 31.12.96, a seu equivalente em dólares dos Estados Unidos da América de US\$ 16.225.001.360,49 em 3 (três) quantidades de US\$ 4.193.565.680,82; US\$ 10.250.480.774,26 e US\$ 1.780.954.905,41.
 - (b) Taxas de juros: as taxas de juros vigentes de 10% a.a. e de 6.6% a.a. serão substituídas por:

- Para a dívida vencida de US\$ 4.193.565.680,82 (em 31.12.96) se aplicará a taxa de juro de 4,1% a.a.;
- Para a dívida a vencer, exceto o empréstimo proveniente do Tesouro Nacional, de US\$ 10.250.480.774,26 (em 31.12.96), se aplicará a taxa de juro de 7,5% a.a., e terá um período de graça total (juros e amortizações) de aproximadamente 5 (cinco) anos.
- Para a dívida a vencer, proveniente de recursos do Tesouro Nacional, de US\$ 1.780.954.905,41 (em 31.12.96), se aplicará a taxa de juro de 4,1% a.a., e terá um período de graça total (juros e amortizações) de 10 (dez) anos.

(a) Amortizações:

- A quantidade de US\$ 4.193.565.680,82, 57 (cinquenta e sete) quotas mensais sucessivas, com vencimento da primeira no último dia útil do mês de Janeiro de 1997.
 - A quantidade de US\$ 10.250.480.774,26, a ser amortizada em 263 (duzentos sessenta e três) quotas mensais sucessivas, com vencimento da primeira no último dia útil do mês de Abril de 2001.
 - A quantidade de US\$ 1.780.954.905,41, a ser amortizada em 194 (cento noventa e quatro) quotas mensais sucessivas, com vencimento da primeira no último dia hábil do mês de Janeiro de 2007.
2. Correção do saldo da dívida existente em 31.12.96, equivalente a US\$ 16.225.001.360,49, a ser efetuado anualmente com base no índice que resultasse da inflação dos Estados Unidos da América.
 3. Pagamento anual da dívida, de acordo com a capacidade de pagamento da empresa, resultando num fluxo de caixa para o Organismo Financeiro (OF) estimado conforme se indica na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - US\$ milhões de Pagamento Anual Estimado pela Planta			
Ano	Fluxo para o OF	Ano	Fluxo para o OF
1997	1.022,6	2011	2.356,7
1998	1.007,9	2012	2.440,5
1999	1.219,0	2013	2.525,4
2000	1.355,9	2014	2.610,8
2001	1.441,1	2015	2.696,7
2002	1.554,1	2016	2.775,2
2003	1.617,7	2017	2.856,1
2004	1.649,4	2018	2.939,2
2005	1.725,2	2019	3.024,6
2006	1.933,5	2020	2.663,0
2007	2.069,6	2021	443,0
2008	2.136,0	2022	455,5
2009	2.210,1	2023	468,4
2010	2.285,4	-	-

Obs.: Inflação estimada do dólar americano de 2,83 % a.a.

6.4.2 Outros Compromissos

Além dos compromissos da dívida, a empresa geradora tem as seguintes estimativas de gastos adicionais:

- ❖ Gestão da empresa de aproximadamente US\$ 240 milhões anuais.
- ❖ *Royalties* e Compensações conforme citado no item 6.2.2.
- ❖ Dívida com outras Entidades financeiras conforme Tabela 6.4. Estes valores anuais já consideram estimativas de interesses e inflação americana.

Tabela 6.4 - US\$ milhões de Estimativas de Pagamento Anual pela Planta					
Ano	Entidades Nacionais	Entidades Internacionais	Ano	Entidades Nacionais	Entidades Internacionais
1997	178,221	226,863	2011	-----	72,205
1998	296,978	225,278	2012	-----	58,404
1999	233,459	165,347	2013	-----	45,731
2000	211,614	145,871	2014	-----	34,684
2001	192,556	147,682	2015	-----	25,130

2002	177,502	148,066	2016	-----	25,162
2003	162,954	154,193	2017	-----	25,131
2004	148,483	193,540	2018	-----	25,131
2005	133,862	190,604	2019	-----	25,131
2006	-----	179,212	2020	-----	25,162
2007	-----	97,859	2021	-----	25,131
2008	-----	93,989	2022	-----	25,131
2009	-----	84,299	2023	-----	421,081
2010	-----	75,292	-	-----	-----

6.4.3 Reajuste dos Parâmetros

No anexo "C" menciona-se que o valor das quantidades fixadas em dólares dos Estados Unidos de América serão mantidos constantes através da seguinte formula:

$$FA = 1 + 0,5 V_{IG} + 0,5 V_{CP}$$

Onde:

FA = Fator de ajuste;

V_{IG} = Variação percentual sobre cem (100) do Índice Médio Anual de "Industrial Goods", nos Estados Unidos de América, correspondente ao ano a ser reajustado, publicado na "International Financial Statistics", do Fundo Monetário Internacional;

V_{CP} = Variação percentual sobre cem (100) do Índice Médio Anual de "Consumer Prices", nos Estados Unidos de América, correspondente ao ano a ser reajustado, publicado no mencionado documento do Fundo Monetário Internacional.

No presente trabalho será considerado inicialmente um valor médio obtido a partir dos valores históricos dos últimos 10 anos equivalente a 2,83%. Numa etapa posterior será feita análise de sensibilidade sobre este valor.

6.4.4 Dinâmica do Problema

O objetivo da análise deste período é verificar se o montante da dívida a vencer será cancelada até o ano 2023, conforme previsto no acordo da dívida. A partir desta premissa a dinâmica do problema pode ser estabelecida a partir dos seguintes conceitos:

- ❖ A empresa recebe um montante de dinheiro em conceito da venda de energia, deste montante, se descontam todos os compromissos econômico-financeiros da planta. Dito de outra forma, determina-se, para cada período, o balanço econômico da empresa a partir dos ingressos em conceito de venda de energia e dos egressos resultantes dos compromissos econômico-financeiros.
- ❖ A geração de energia está sujeita: às restrições próprias da planta, às restrições das aflúncias, às restrições de manutenção e às probabilidades de saída forçada das unidades.
- ❖ O objetivo da gestão empresarial é a busca do equilíbrio econômico da empresa em cada período; porém, a estrita aplicação deste conceito pode sofrer restrições decorrentes da impossibilidade de variações frequentes da tarifa; assim, valores aplicados num determinado período podem afetar tarifas de períodos posteriores. A tarifa também é afetada pelo índice de inflação dos Estados Unidos da América.
- ❖ Os valores indicados para a dívida nas tabelas 6.3 e 6.4 já levam em conta os interesses acordados sobre ela, além de um valor médio de inflação. Assim, se a inflação assume um valor superior a 2,83% em alguns dos 27 anos para cancelar a dívida, o montante ainda pendente de pagamento deve ser reajustado.

Pelo exposto, a dinâmica do problema fica estabelecida pela variação contínua da série de parâmetros citados e que afeta o equilíbrio econômico da empresa. A Figura 6.4 apresenta estas variáveis através de um diagrama de laços causais.

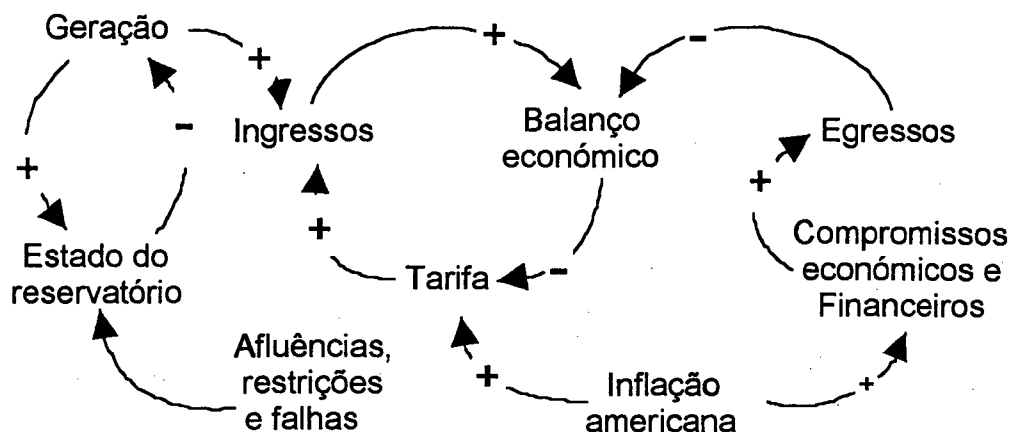


Figura 6.4 - Laço causal do problema dinâmico.

Observe que nesta figura não se indica a polaridade de *Afluências, restrições e falhas* sobre o *Estado do reservatório*, porque ela engloba variáveis com diferentes tipo de influências.

6.4.5 Construção de um modelo de estoque e fluxos (para diagrama global ver Fig. 5.4)

A construção de um modelo de estoque e fluxos, para o presente problema, também fica facilitada, uma vez que será aproveitado o modelo da planta da planta geradora elaborado no capítulo 6; ou seja, neste item será somente necessário elaborar o modelo associado ao balance econômico da empresa.

O ponto de partida para este modelo, novamente, constitui a seleção da(s) variável(is) de estoque. Neste caso, escolhe-se como tal o *Balanço econômico US\$ milhões*, uma vez que ela irá acumular para cada período o resultado das simulações e permitirá conhecer o valor acumulado em qualquer período. As suas taxas de variação estão constituídas pelos *Ingressos mensais* e pelos *Egressos*.

As variáveis que afetam estas taxas, assim como elas se relacionam, estão mostradas na Figura 6.5.

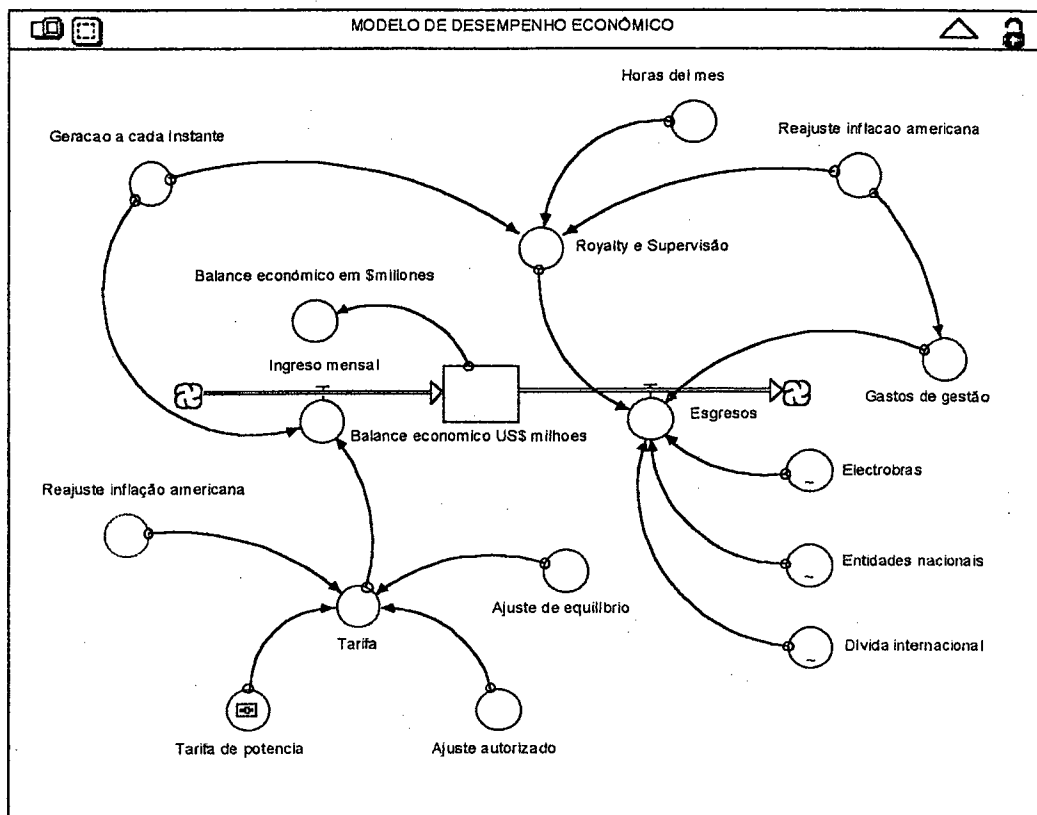


Figura 6.5 - Diagrama para o cálculo do balanço econômico da planta.

Observe que neste modelo o reajuste da inflação americana não afeta a dívida, porque, como anteriormente explicado, o perfil da dívida foi calculado considerando um valor médio anual de 2,83%.

6.4.6 Estimativa dos Parâmetros para Simulação

Estimativa de afluências

Duas afluências afetam sensivelmente o modelo da planta em estudo. A primeira, denominada de afluência natural ou controlada, é a que alimenta o reservatório; e a segunda é a afluência do rio imediatamente a jusante da planta, que por seu grande caudal represa o fluxo a jusante, e por consequência diminui a queda líquida da planta.

Na estimativa das afluências ao reservatório serão utilizados registros históricos da planta. Pesquisando variações semanais destas afluências observam-se oscilações médias de $\pm 5\%$. Por outro lado, observando variações para períodos de tempo maior, identifica-se um certo comportamento cíclico

quinquenal. Em função disto, neste trabalho serão utilizadas aflúências naturais ou controladas baseadas em registros históricos dos últimos cinco anos, e será aplicado sobre os mesmos um índice de aleatoriedade de $\pm 5\%$. Além desta estimativa, a planta dispõe de registros históricos de aflúências máximas, médias e mínimas mensais (ver [Figura 6.6](#)) que serão utilizados nas análises de sensibilidade.

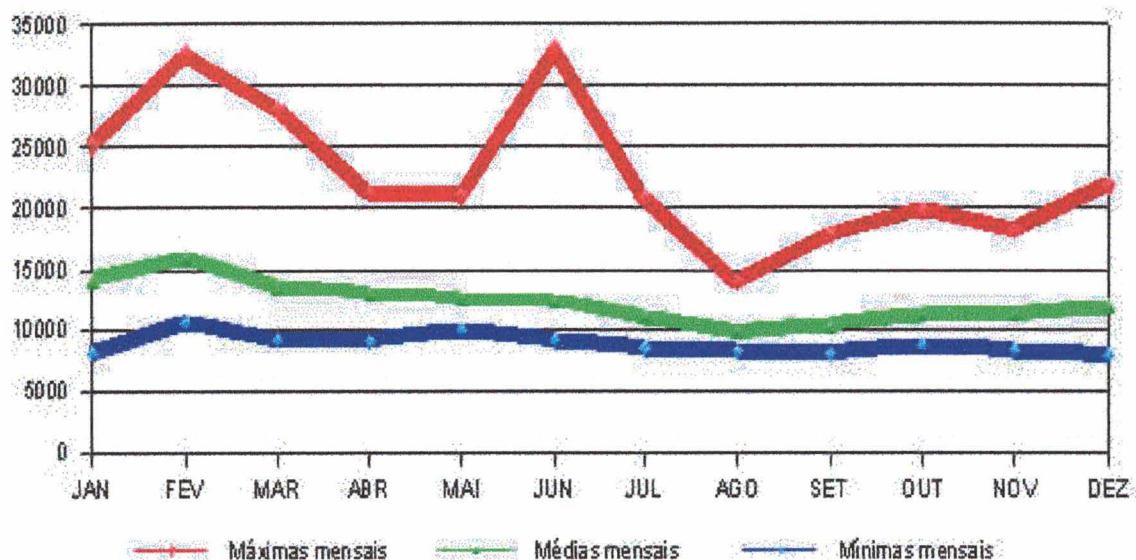


Figura 6.6 - Registro histórico de aflúências.

Para a determinação da influência da segunda aflúência, utiliza-se a curva do nível a jusante com o fluxo turbinado, e este valor é subtraído do nível medido na planta durante a operação real. Esta diferença fornece os valores médios, indicados na [Tabela 6.5](#), para o horizonte de um ano.

Tabela 6.5 - Influência do rio Iguaçu no nível a jusante da planta												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
m	3,09	3,13	3,51	7,02	9,87	3,74	2,66	3,13	4,93	7,39	3,55	2,96

Estes valores são utilizados no modelo com um índice de aleatoriedade de $\pm 20\%$.

Estimativa de demanda

Será utilizada uma potência constante durante todo o horizonte de análise de 10.750 MW-mês, que corresponde aproximadamente a 16 unidades disponíveis de 715 MW com índice de desempenho de 93,5%.

Estimativa de manutenção

Durante todo o horizonte de análise serão consideradas duas unidades permanentemente fora para manutenção.

Parâmetros da planta

Tabela 6.6 - DADOS TÉCNICOS E GERAIS

PARÂMETROS	Unidade	Planta Geradora
Número de geradores	Un.	18
Potência nominal	MW	715
Queda de referência	M	18.5
Perdas por atrito	M	1,6
Índice de desempenho	Pu	0,93
Volume máximo do reservatório	Km ³	29
Volume mínimo do reservatório	Km ³	12
Volume inicial (*)	Km ³	29
Valor do fluxo mínimo a jusante	M ³ /s	5000
Probabilidade de saída forçada	Pu	0,02

(*) – Poderá assumir valores diferentes no transcurso dos testes.

6.4.7 Simulações Computacionais

Simulação do acordo atual

A primeira simulação da série será realizada considerando as seguintes hipóteses:

- ❖ Afluências naturais ou controladas baseadas em dados históricos dos últimos 5 anos com índice de aleatoriedade de + - 5%.

- ❖ Demanda e manutenção conforme itens 6.4.6.2 e 6.4.6.3.
- ❖ Influência do rio Iguaçu conforme tabela 6.5.
- ❖ Inflação americana constante e igual a 2,83% durante todo o horizonte de análise.
- ❖ Horizonte de análise 27 anos e frequência mensal.

Os resultados obtidos para o balanço econômico acumulado da planta em cada período estão apresentados na [Figura 6.7](#). Uma análise destes resultados permite os seguintes comentários:

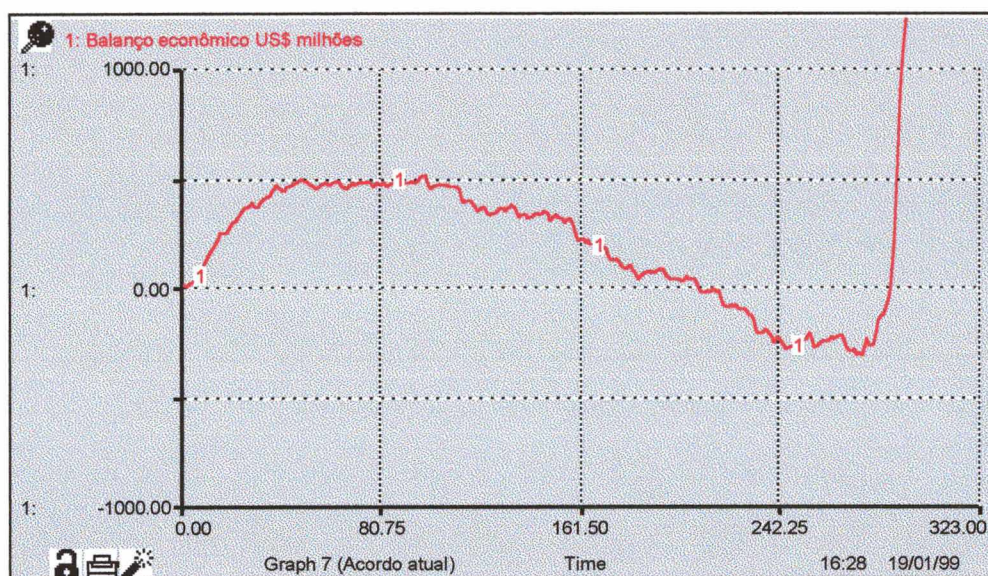


Figura 6.7 - Balanço econômico do acordo atual.

- ❖ O balanço econômico acumulado se mantém positivo durante os primeiros 209 períodos de análise, alcançando o saldo positivo máximo de 507,52 milhões de dólares no período 98.
- ❖ O balanço econômico acumulado assume valores negativos entre os períodos 210 e 288, e alcança o saldo negativo máximo de 319,49 milhões de dólares no período 274.
- ❖ O balanço econômico acumulado assume valores positivos muito elevados a partir do período 289. Este período corresponde ao início dos últimos três anos de simulação. Estes resultados estão coerentes com o baixo perfil da dívida da planta nestes últimos anos.

- ❖ A simulação conclui com um saldo positivo do balanço econômico acumulado de 7.639,58 milhões de dólares dos Estados Unidos da América.

Como conclusão do teste pode-se mencionar que o balanço negativo obtido deve constituir um alerta para a estrutura gerencial da empresa. Entretanto, o bom senso exige que, antes de qualquer decisão, sejam realizados testes de sensibilidade e de políticas aplicáveis sobre os parâmetros controláveis e não controláveis do modelo.

Análise de sensibilidade e políticas empresariais

Sensibilidade à inflação do dólares.

A Figura 6.8 resume os resultados obtidos para o balanço econômico a partir das seguintes hipóteses:

- ❖ A inflação aumenta de 2,83% a.a. para 4,0% a.a. no período 2004 a 2008, retornando posteriormente a seu valor original. Este resultado está apresentado na curva 1.
- ❖ A inflação aumenta na mesma proporção do valor acima, porém no período 2010 a 2020, retornando posteriormente a seu valor original. Este resultado está apresentado na curva 2.
- ❖ A inflação diminui de 2,83% a.a. para 2,60% a.a. no período 2004 a 2008, retornando posteriormente a seu valor original. Este resultado está apresentado na curva 3.
- ❖ A inflação aumenta de 2,83% a.a. a 4,0% a.a. a partir do ano 2003 e permanece constante até o ano 2023. Este resultado está apresentado na curva 4.
- ❖ A curva 5 é a mesma da Figura 6.7, e se inclui nesta figura a fim de permitir comparações.

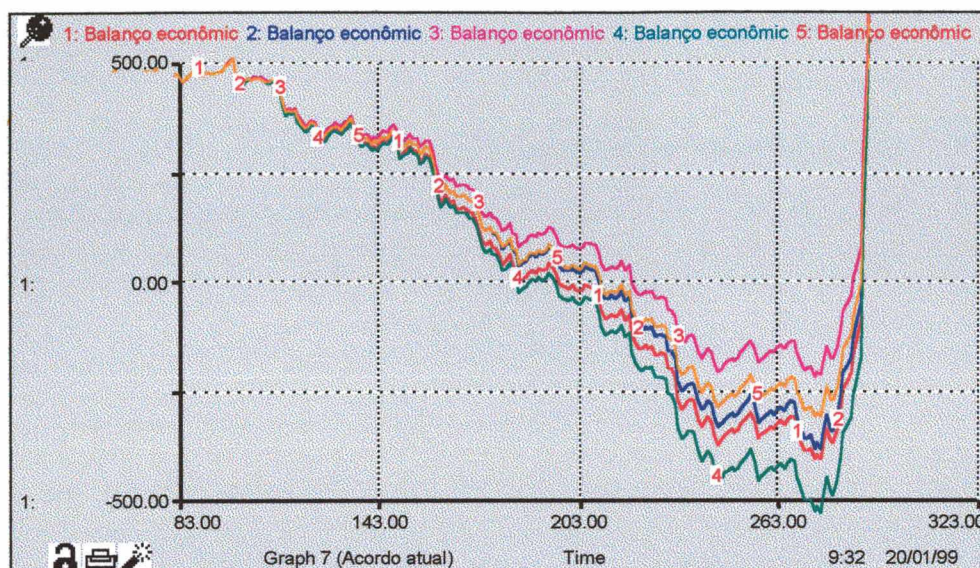


Figura 6.8 - Sensibilidade à variação da inflação americana.

Como conclusão desta análise pode-se mencionar que o balanço econômico é bastante sensível à variação da inflação americana. Este é um parâmetro que deve ser cuidadosamente acompanhado durante a gestão da empresa.

Política de inclusão de duas unidades adicionais

A Empresa em pauta tem a capacidade e está em fase de estudo para a instalação de duas unidades geradoras com as quais poderão ser ofertados 1430 MW adicionais. A seguir efetuam-se simulações para verificar o grau de influência destas novas unidades sobre o balanço econômico da empresa.

Os resultados da análise estão apresentados na [Figura 6.9](#), e os mesmos foram determinados a partir das seguintes hipóteses:

- ❖ Consideram-se disponíveis ambas unidades adicionais a partir do ano 2003, e considera-se o histórico das afluências de 5 anos até aqui utilizado. Os resultados obtidos estão apresentados na curva 1.
- ❖ Consideram-se disponíveis ambas unidades adicionais a partir do ano 2003, e considera-se o histórico das afluências mínimas da [Figura 6.6](#). Os resultados estão apresentados na curva 2.

- ❖ A curva 3 é a mesma da [Figura 6.7](#), e se inclui nesta figura a fim de permitir comparações.

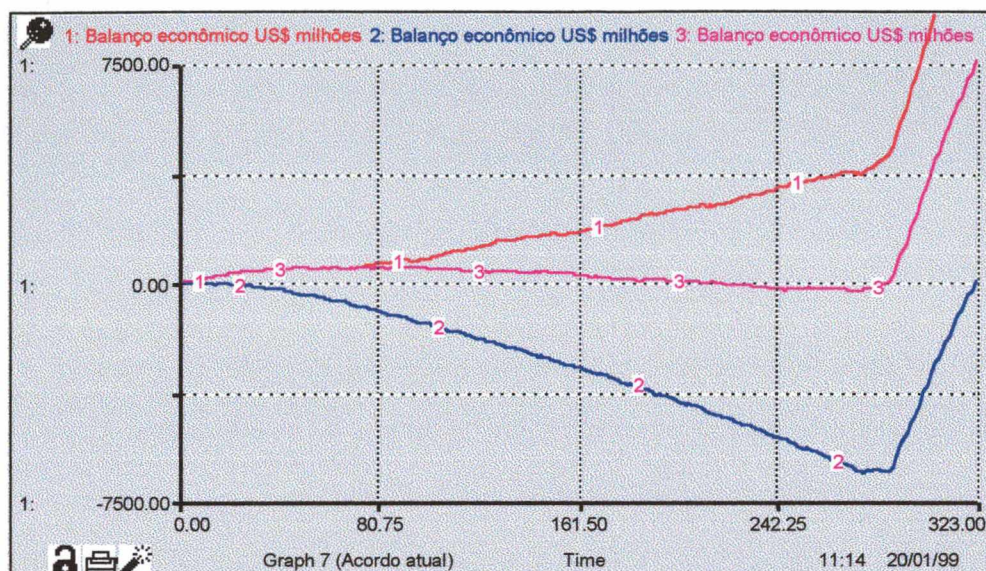


Figura 6.9 - Unidades adicionais com variação da afluência.

Uma conclusão muito importante pode-se destacar a partir dos resultados da Figura 6.9. Ela diz que a conveniência de instalação das unidades adicionais está ligada à previsão das afluências. O resultado apresentado na curva 1 mostra uma previsão realista. O histórico das afluências mostra que a planta terá condições de ofertar, na média, os 1430 MW adicionais fornecidos pelas duas máquinas adicionais. O resultado da curva 2 é a alternativa mais pessimista possível, mas permite verificar que o parâmetro afluência tem um papel preponderante no problema e não deve ser ignorado.

Sensibilidade à inclusão de uma planta a jusante

Uma nova Central Hidroelétrica está prevista para ser construída a jusante de planta em pauta, porém depende ainda de acordos entre todas as partes envolvidas. Esta planta geradora poderá vir a ter uma cota máxima de montante de 105 metros, com a qual a cota de jusante da nossa planta em estudo poderá aumentar em até 5 metros.

A fim de verificar a influência da construção desta nova central geradora sobre o balanço econômico da empresa em pauta, efetua-se uma série de simulações considerando as seguintes hipóteses:

- ❖ A nova planta entra em operação no ano 2010.
- ❖ O aumento da cota de jusante de planta em pauta varia de 2 a 5 metros.

Os resultados obtidos estão apresentados na [Figura 6.10](#): a curva 1 representa o adicional de 2 metros; a curva 2 o adicional de 3 metros, e assim por diante; a curva 5 novamente é a mesma da figura 10.7, e ela se inclui aqui a fim de permitir comparações.

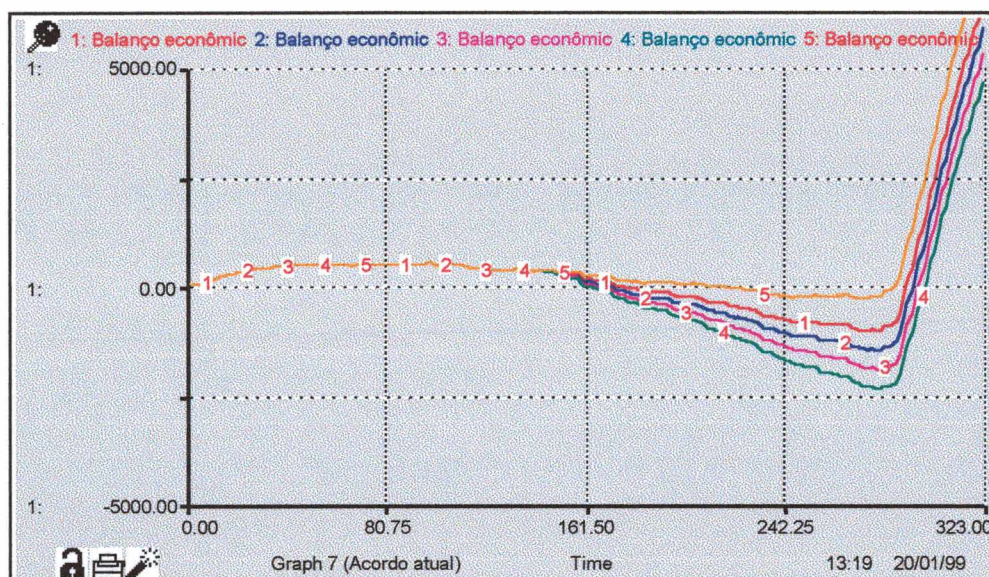


Figura 6.10 -Sensibilidade à instalação de planta a jusante.

Como conclusão desta análise pode-se mencionar que o balanço econômico é bastante sensível à instalação da planta geradora a jusante. Este é um aspecto que deve ser cuidadosamente focado pela gerência durante as negociações entre os organismos envolvidos.

6.4.8 Conclusão do Período Analisado

As distintas simulações realizadas sobre o período analisado permitem, pelo menos, as seguintes conclusões:

- ❖ O perfil da dívida acordado durante as negociações entre as partes contratantes é possível de ser atendido pela empresa geradora, desde que se

mantenha a hipótese de baixa inflação nos Estados Unidos da América, aliada, simultaneamente, a condições hidrológicas favoráveis.

- ❖ Com condições hidrológicas desfavoráveis, o balanço econômico da empresa poderá assumir saldo negativo. Prolongando-se estas condições, o pagamento dos compromissos da dívida poderá ser afetado significativamente.
- ❖ Os grandes ausentes no acordo sobre este período são as condições de mercado e a provável construção da central a jusante.
- ❖ Finalmente, o principal consumidor da energia gerada pela planta em pauta está com seu mercado elétrico em fase de desregulação e privatização. Poderá, e é conveniente, manter as regras atuais numa economia de mercado?

6.5 ANÁLISE DE CONDIÇÕES DE MERCADO

Neste item efetua uma série de hipóteses, elas todas derivadas das novas regras em fase de implantação no novo mercado elétrico, e por ser este novo mercado o principal comprador da energia gerada é de interesse analisá-los do ponto de vista da empresa em estudo.

6.5.1 Novas Regras de Mercado

Aspectos Gerais

O mercado elétrico está em fase de reestruturação, e como consequência, novas regras foram e estão sendo elaboradas. Duas delas, consideradas as mais importantes, dizem respeito à formação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE) e à Divisão do Atual Mercado Global em Sub-Mercados. A seguir, de suas regras são extraídos alguns aspectos significativos e necessários para o objetivo destas análises:

- ❖ O MAE estará formado por todas as Plantas Geradoras hidroelétricas e pelas Geradoras Térmicas Flexíveis.
- ❖ Haverá um pequeno número de sub-mercados entre os dois principais sistemas interligados, onde as grandes e persistentes restrições da transmissão entre as regiões geo-elétricas estarão refletidas.

- ❖ Será determinado um preço separado do MAE para cada sub-mercado.
- ❖ Os fluxos entre os sub-mercados serão considerados como geração ou demanda na fronteira elétrica de cada sub-mercado.
- ❖ A planta em estudo não formará parte do seu próprio sub-mercado. Mas sua produção será considerada como geração no sub-mercado no qual sua energia é colocada.
- ❖ Na eventualidade de ocorrer uma restrição ativa na transmissão entre os sub-mercados, o fluxo entre eles dará origem a um *superávit* (calculado através da multiplicação do fluxo pela diferença existente entre os preços dos dois sub-mercados).

Identificação de um Sub-Mercado

Haverá, provavelmente, um pequeno número de sub-mercados, talvez 2 ou 3 no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e 2 no sistema Norte/Nordeste. Os sub-mercados, como mencionado anteriormente, serão determinados através de grandes e persistentes restrições de transmissão.

Formação do Preço dos Sub Mercados

Os princípios do MAE para a formação do preço dos sub mercados são os seguintes:

- (a) Quando não há nenhum fluxo entre os sub-mercados, o preço do MAE em cada um deles será determinado como a soma do:
 - custo marginal da energia;
 - as perdas na transmissão associadas com o transporte da energia ao CG (centro de gravidade do sub mercado).
- (b) Quando os fluxos entre os sub-mercados não sofrem nenhuma restrição, a diferença de preço existente deverá refletir as perdas na transmissão associadas com os fluxos entre os dois CG's;
- (c) Quando houver uma restrição no fluxo entre os sub-mercados, a diferença de preço deverá refletir o custo da restrição na transmissão.

Alocação do *superávit* oriundo dos fluxos entre os sub-mercados

Os fluxos entre os sub-mercados poderão gerar um *superávit* financeiro. A metodologia precisa da distribuição deste *superávit*, que deverá ainda ser acordada. Entretanto, é provável que na distribuição se adote um dos princípios a seguir:

- (a) Destinar o *superávit* para financiar futuras inversões de transmissão. Deve ser ainda determinado o mecanismo para a gerência deste fundo e para a determinação de quais inversões serão por eles financiadas. Entretanto, o fundo se manterá em custódia em nome de todos os membros do MAE;
- (b) Destinar o *superávit* para reduzir futuros encargos do sistema de transmissão. Serão necessárias regras para determinar como o excedente será distribuído entre os contribuintes dos encargos do uso do sistema de transmissão. Provavelmente, os recursos serão distribuídos àqueles mais afetados pelas restrições de transmissão.

Antes que seja tomada uma decisão a este respeito, é necessário que se realize uma análise quantitativa dos efeitos destas alternativas e do montante necessário de *superávit*. Ainda associado a este ponto, no Capítulo III pode-se ver detalhes associados a:

- ❖ Formação do Preço dentro de um sub-mercado.
- ❖ Formação do Preço entre sub-mercados.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo financeiro de gerenciamento do risco enfrentado pelos geradores pela variação de sua geração individual, fruto de uma otimização geral do sistema.

A cada gerador participante do MRE será designado um volume de energia assegurada. O processo de cálculo de energia assegurada adotará a abordagem determinística (baseada no critério de 5% de probabilidade de *déficit*), que será usada como referência para o cálculo do MRE.

Mais detalhes sobre este mecanismo estão apresentados no Capítulo III deste trabalho.

Alocação de energia secundária

Quando a produção total do sistema for superior ao volume total de energia assegurada, a diferença é definida como energia secundária. Esta energia deverá ser alocada àqueles geradores que a tenham produzido, tomando como base o excesso de produção real da energia assegurada e de acordo com o preço do próprio submercado.

Detalhes sobre este mecanismo estão apresentado no capítulo III deste trabalho.

Geração de planta dentro de seu sub-mercado

- ❖ No item 6.4.1.1 menciona-se que o MAE de um sub-mercado está formado por todas as plantas geradoras que fornecem energia a esse sub-mercado.
- ❖ No item 6.4.1.3 menciona-se que, quando não há fluxos entre sub-mercados, o preço do MAE será determinado como a soma do custo marginal da energia mais as perdas de transmissão associadas com o transporte da energia ao CG do sub-mercado.
- ❖ O custo marginal da geração de um sub-mercado é determinado como o preço da energia mais onerosa do mercado; em consequência estará associada possivelmente ao valor marginal da água.
- ❖ Fazendo uma primeira estimativa de que a tarifa do Sistema Sul Brasileiro, mercado onde está construída a planta em estudo, seja fixada inicialmente em torno de US\$ 27/MW-h e se mantenha atualizada com relação ao dólar. Além disso a planta em estudo mantém também seu preço conforme atual acordo sobre a dívida, isto é, US\$ 17,1842 por kW-mês, deve surgir um significativo *superávit*. A planta terá participação nestes lucros?
- ❖ Fazendo uma segunda estimativa de que a tarifa do Sistema Sul Brasileiro seja fixada inicialmente em torno de US\$ 23/MW-h e se mantenha atualizada com relação ao dólar. E também a planta mantém seu preço conforme atual

acordo sobre a dívida, isto é, US\$ 17,1842 por kW-mês, deve surgir um significativo *déficit*. O sistema terá capacidade de absorver esse *déficit*?

A Tabela 6.7 a seguir apresenta o balanço econômico para o período 1998 – 2011, para o acordo atual e as duas hipóteses acima.

Tabela 6.7 - Balanço econômico acumulado em US\$ milhões			
Ano	Acordo atual	Tarifa Sistema Sul de 27 US\$/kW-h	Tarifa Sistema Sul de 23 US\$/kW-h
1998	177,56	505,15	145,44
1999	341,75	957,08	230,02
2000	437,23	1345,64	244,39
2001	490,40	1700,88	213,98
2002	467,10	1979,51	107,13
2003	481,48	2317,20	32,05
2004	462,26	2625,68	-77,85
2005	490,54	2998,34	-144,86
2006	455,85	3308,55	-274,99
2007	345,39	3542,37	-480,71
2008	352,37	3920,59	-576,46
2009	330,57	4276,37	-702,74
2010	296,89	4629,50	-843,46
2011	193,02	4913,27	-1054,58

Concluindo esta alternativa, ressalta-se que em nenhum dos documentos atuais que trata sobre a desregulação do sistema se faz referência ao *déficit* ou *superávit* que poderia ser gerado em função da operação da planta em estudo.

Esta diferença poderia ser ainda maior dependendo da tarifa fixada para o Sistema Sul.

Exportação da Geração a Outros Sub-Mercados

Esta alternativa se aproxima da situação atual, na qual a atual energia da planta é consumida principalmente no mercado Centro-Oeste, que inclui, entre outros, os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Estes mercados, por seu elevado grau de industrialização, poderão ficar com *déficit* de energia a curto prazo. Consequentemente, é de esperar-se que o

custo marginal da energia neste sub-mercado esteja por cima do valor sugerido para a alternativa 1.

Para simular novamente os recursos adicionais que poderiam ser gerados pela planta em estudo, fazem-se hipóteses de que o preço da energia neste sub-mercado estaria por ordem de 30 a 32 US\$/MW-h. Os resultados alcançados estão apresentados na Tabela 6.8. Observe que os resultados desta tabela, diferentemente da anterior, apresenta valores anuais e não acumulados.

Tabela 6.8 - Balanço econômico anual em US\$ milhões			
Ano	Acordo atual	Tarifa Sistema Centro 30 US\$/kW-h	Tarifa Sistema Centro 32 US\$/kW-h
1998	177,56	774,93	954,78
1999	164,19	727,44	911,12
2000	96,23	669,21	856,30
2001	53,17	644,47	837,30
2002	-23,30	567,74	720,48
2003	14,38	647,27	853,65
2004	-19,22	622,27	831,46
2005	28,28	702,41	922,25
2006	-34,69	640,46	860,63
2007	-110,46	563,49	783,26
2008	6,98	733,69	970,67
2009	-21,80	717,33	958,36
2010	-33,68	723,51	970,44
2011	-103,87	654,94	902,38

Para concluir, vale relembrar que os valores mostrados nas Tabelas 6.7 e 6.8 foram calculados com o histórico de afluências dos últimos 5 anos; com outras hipóteses, sem lugar a dúvidas, outros valores serão encontrados.

Simulação sobre o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Para a simulação da aplicação do MRE, o primeiro passo é determinar a energia assegurada de nossa planta em estudo. Com esta finalidade, e a fim de levar em conta a probabilidade de falha das unidades, se efetuou uma corrida do modelo durante 27 anos, utilizando o registro mínimo de afluências do item

6.4.6.1.; nestas condições, o mínimo valor de energia determinado foi de 8411 MW.

A fim de simular o MRE adotam-se as seguintes hipóteses:

- ❖ Energia assegurada igual a 8411 MW.
- ❖ A demanda do mercado é igual à energia assegurada do sistema. Nestas condições, a energia alocada à planta em pauta deverá ser igual a sua energia assegurada.
- ❖ As novas regras se aplicam a partir dos 5 anos de período de transição; isto é, a energia assegurada passa a constituir a demanda de planta a partir do ano 2004. A tarifa a partir deste período se incrementa ao equivalente de hoje a 30 e 32 US\$/MW-h.

Os resultados obtidos segundo estas hipóteses, para o período 2004 - 2017, estão apresentados na Tabela 6.9, onde também se apresentam, com fins comparativos, resultados do acordo atual e resultados do MRE com a tarifa atual.

Os resultados até aqui apresentados permitem uma importante conclusão: a conveniência ou não da planta em pauta participar das novas regras está muito ligada à expectativa da tarifa a ser fixada no mercado.

Tabela 6.9 - Balanço econômico anual com a aplicação do MRE em US\$ milhões				
Ano	Acordo atual	MRE – Tarifa atual	MRE - 30 US\$/MW-h	MRE - 32 US\$/MW-h
2004	-19,22	-19,22	-19,22	-19,22
2005	28,28	-425,40	301,98	491,05
2006	-34,69	-439,32	308,65	503,06
2007	-110,46	-456,79	312,33	512,25
2008	6,98	-464,68	326,22	531,80
2009	-21,80	-479,03	334,26	545,65
2010	-33,68	-493,87	342,42	559,80
2011	-103,87	-509,22	350,71	574,27
2012	-119,53	-525,04	359,27	589,12
2013	-12,87	-541,15	368,18	604,54
2014	-31,68	-557,97	377,08	620,13
2015	-41,49	-575,36	386,17	636,09
2016	-91,44	-593,12	395,61	652,62
2017	-157,34	-613,00	405,31	669,58

Importante lembrar que os resultados foram obtidos a partir de hipóteses de um mercado com excedente de oferta e que a alocação de energia está muito abaixo da capacidade de geração da planta em estudo. Se aos valores acima se somam quantidades associadas à energia secundária e à disponibilidade de capacidade, eles serão incrementados significativamente.

Simulação sobre o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e Realocação de Energia Secundária (MES)

Para a simulação de ambos mecanismos em forma simultânea deve-se inicialmente fazer estimativa do preço no mercado da energia secundária. Como não se tem nenhuma referência, será efetuada uma análise de sensibilidade com três valores diferentes, o primeiro sendo 50% da energia assegurada, o segundo 75% e o terceiro igual a ela.

Além disso, adotam-se as seguintes hipóteses:

- ❖ Energia assegurada igual a 8411 MW.
- ❖ A demanda do mercado é igual a toda energia disponível no sistema. Nestas condições, a energia alocada à planta em pauta é igual a sua energia máxima.
- ❖ As novas regras se aplicam a partir dos 5 anos de período de transição; isto é, a energia assegurada mais a energia secundária passam a constituir a demanda a partir do ano 2004. A tarifa a partir deste período também se incrementa ao equivalente, hoje, de 30 US\$/MW-h.

Os resultados obtidos segundo estas hipóteses, para o período 2004 - 2017, estão apresentados na Tabela 6.10, onde também se apresentam, com fins comparativos, resultados do acordo atual e resultados do MRE com a tarifa atual.

Tabela 6.10 - Balanço econômico anual com a aplicação do MRE e MES em US\$ milhões					
Ano	Acordo atual	MRE e MES Tar. Atual	MRE e MES 15 US\$/MW-h	MRE e MES 22 US\$/MW-h	MRE e MES 30 US\$/MW-h
2004	-19,22	-19,22	-19,22	-19,22	-19,22
2005	28,28	33,12	590,10	753,37	939,97
2006	-34,69	-26,08	568,31	715,46	883,62
2007	-110,46	-110,46	529,97	653,29	794,25

2008	6,98	18,12	629,55	801,52	998,03
2009	-21,80	-18,70	623,53	787,42	954,73
2010	-33,68	-16,17	642,56	812,70	1007,14
2011	-103,87	-92,82	612,40	760,68	930,15
2012	-119,53	-113,25	617,92	764,64	932,32
2013	-12,87	-2,33	706,78	898,62	1117,88
2014	-31,68	-23,68	712,78	903,08	1120,55
2015	-41,49	-38,45	723,48	914,72	1133,29
2016	-91,44	-75,89	720,71	904,81	1115,20
2017	-157,34	-152,02	693,80	857,55	1044,69

Os resultados apresentados na Tabela 6.10 confirmam a conclusão da Tabela 6.9, isto é, “a conveniência ou não de participar das novas regras está muito ligada à expectativa da tarifa a ser fixada no mercado”.

Deve-se lembrar ainda que a planta em estudo tem prevista a instalação de duas unidades adicionais possivelmente até o final de 2003. A fim de verificar o impacto da instalação destas unidades sobre o balanço econômico da planta, adotam-se as mesmas hipóteses da Tabela 6.10 e repetem-se as simulações. Os resultados obtidos se apresentam na Tabela 6.11.

Tabela 7.11 – Balanço econômico anual, em US\$ milhões, com duas unidades geradoras adicionais e aplicação do MRE e MES.				
Ano	Acordo atual	MRE e MES 15 US\$/MW-h	MRE e MES 22 US\$/MW-h	MRE e MES 30 US\$/MW-h
2004	-19,22	-19,22	-19,22	-19,22
2005	145,26	660,57	863,77	1096,06
2006	256,21	745,66	993,37	1276,46
2007	174,91	709,25	934,21	1191,31
2008	233,44	764,88	1013,49	1297,62
2009	161,17	736,65	964,51	1224,91
2010	79,34	702,70	906,72	1139,90
2011	237,75	820,08	1086,11	1390,15
2012	215,91	824,79	1088,79	1390,51
2013	252,73	867,04	1149,71	1472,76
2014	195,15	850,39	1118,51	1424,93
2015	81,23	798,79	1032,55	1299,71
2016	294,60	953,43	1269,53	1630,50
2017	223,36	926,40	1225,13	1564,24

A estes resultados aplicam-se as mesmas conclusões das tabelas 7.9 e 7.10 anteriores.

6.6 CONCLUSÕES

Este capítulo tem por objetivo efetuar uma análise da evolução no tempo da tarifa da planta objeto deste estudo. Inicialmente, no item 6.1, se apresentaram alguns dos aspectos mais importantes que influenciam significativamente o desenvolvimento das análises.

Numa segunda etapa, no item 6.2, detalhou-se em que consiste, e depois analisou-se um conceito denominado de "dívida vencida", demonstrando-se que, se ela deriva da não aplicação de um acordo bilateral, também a sua rigorosa aplicação não seria possível pelo preço acima do valor de mercado que ela fixaria para a tarifa.

O estudo contínuo do item 6.3 realizou uma análise das regras atuais para fixação da tarifa, de tal forma a cancelá-la até o ano 2023. As principais conclusões deste período foram resumidas em três pontos principais: primeiro, simulações reais demonstram que há probabilidade de saldar a dívida no ano 2023; segundo, que a dívida é bastante sensível à inflação americana e muito sensível às afliências a seu reservatório, e terceiro, que o atual acordo não considerou aspectos fundamentais como os associados aos novos acordos de mercados vigentes ou em fase de implantação no mercado elétrico da planta.

Este último aspecto foi parcialmente tratado no item 6.4 seguinte. Os resultados aqui alcançados confirmam que as regras de mercado não podem ser ignoradas, uma vez que podem redundar em significativos benefícios adicionais.

Evidentemente, tudo o que foi apresentado neste capítulo constitui uma introdução a pesquisas mais profundas que deveriam ser realizadas pela empresa. Itens como afliências, efeito de rio imediatamente a jusante, efeito da construção nova central a jusante, outras regras de mercado, etc. exigem um trabalho de equipe a fim de fornecer conceitos com mínimos de incerteza à estrutura gerencial, e a partir disso analisar a melhor estratégia para a gestão da empresa.

CAPÍTULO VII

CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA

7.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem como objetivo sintetizar as principais conclusões sobre os resultados das investigações conduzidas nesta tese e emitir recomendações para pesquisas e investigações posteriores.

7.2 CONTRIBUIÇÕES

Inicialmente, foi apresentado o ambiente do sistema elétrico brasileiro descrevendo-se a estrutura organizacional vigente até o início do processo de desregulação. Imediatamente a seguir foi apresentada a nova estrutura institucional emergente com o processo de desregulação, descrevendo-se o processo de transformação e os novos entes ou instituições que regularam a gestão das empresas de eletricidade.

Seguindo a tendência de privatização das atuais empresas governamentais e do ingresso de capital privado nos novos empreendimentos elétricos, a pesquisa prossegue com a análise do processo de planejamento da operação de sistemas elétricos, primeiro com enfoque sistêmico e posteriormente do ponto de vista da gestão de empresas geradoras individuais.

Ao longo do trabalho, foram feitas diversas contribuições, primeiro em nível de metodologia tradicional de planejamento da operação de sistemas elétricos, e posteriormente, contribuições visando melhorar o entendimento e avançar na busca de soluções propostas pelo problema de gestão da operação de empresas elétricas operando segundo regras de mercados desregulados. As principais contribuições da tese, neste sentido, são apontadas a seguir:

❖ ***Planejamento da operação de sistemas elétricos - um enfoque do ponto de vista de um Produtor Independente de Energia***

Foi feita uma avaliação detalhada e profunda do problema de produção de energia e expansão da capacidade instalada de um Produtor Independente operando num sistema composto de várias plantas geradoras, operando segundo

regras de otimização dos recursos próprios e dos recursos hídricos do sistema. À metodologia tradicional existente foi adicionada a consideração simultânea do problema de manutenção e das probabilidades de falhas das unidades geradoras.

A principal contribuição neste ponto se refere à demonstração de que simplificações que deixem de considerar ou condições hidrológicas, ou esquemas de manutenção, ou falhas das unidades geradoras distorciam sensivelmente o planejamento da operação das plantas geradoras.

❖ ***Estrutura do problema de planejamento da gestão das plantas geradoras***

No período prévio à reforma do setor elétrico, as empresas de eletricidade, além da condição de pertencerem aos governos municipais, estaduais ou federal, mantinham uma organização institucional decorrente muitas vezes de compromissos extra institucionais. Com a entrada em vigência das reformas se observa a necessidade de propor uma estrutura organizacional para as empresas de eletricidade, que busque otimizar a organização interna e fazer frente aos desafios impostos pelas regras externas.

A análise da literatura demonstrou a inexistência de uma proposta de estrutura organizacional para as empresas de geração de energia elétrica, e neste sentido a principal contribuição da tese é a apresentação de uma estrutura organizacional composta de três níveis hierárquicos, a saber: operacional, tático e estratégico.

❖ ***Formulação do problema de planejamento da gestão empresarial***

Formulada a proposta da estrutura organizacional das empresas geradoras, o trabalho e a contribuição avança com a formulação conceitual do problema de planejamento de cada uma das áreas táticas. Neste ponto foram formuladas propostas de planejamentos para cada uma das áreas táticas, baseadas, primeiramente, no ponto de vista de otimização, e posteriormente em técnicas de simulação dinâmica.

❖ ***Integração dos planejamentos táticos – enfoque conceitual***

A literatura existente revela que o modelo mais atualizado de planejamento da operação aplicado em nível sistêmico, até o presente, baseia-se principalmente na decomposição do problema global em dois subproblemas: o de operação e o de inversão. Ambos subproblemas são formulados principalmente com enfoque de otimização e integrados através dos cortes de Benders.

A particularização desta metodologia para o caso da gestão empresarial mostrou dois pontos principais como contribuição da tese: primeiro, a inviabilização da aplicação dos métodos de otimização na integração dos planos táticos para constituir um modelo de planejamento de gestão empresarial, e segundo, que o enfoque de subproblemas ainda é válido para ser utilizado neste tipo planejamento, porém, no caso da gestão empresarial, é necessária a adição de um terceiro subproblema, denominado de "subproblema econômico-financeiro".

❖ ***Integração dos planejamentos táticos – enfoque computacional***

Definida a simulação como a metodologia mais adequada para tratar do problema de planejamento da gestão empresarial, o trabalho foi aprofundado para conhecer a suas características principais e poder assim definir o método de simulação que melhor atenda a suas necessidades.

Foram identificadas várias particularidades do problema, como por exemplo: a sua aleatoriedade, sua estocasticidade, o seu grande porte, a grande dependência de estratégias adequadas para atingir resultados empresariais satisfatórios, etc. Mas a característica que finalmente definiu a metodologia a ser aplicada foi o seu comportamento dinâmico.

Definida a metodologia aplicada, o trabalho continuou com a escolha do *software* de dinâmica de sistemas, e, embora todos os mais conhecidos e utilizados se mostrem adequados, com pequenas vantagens de uns sobre outros, foi escolhido o Stella para elaborar o modelo do trabalho.

❖ ***Influência no planejamento empresarial das regras do novo mercado de energia.***

O passo mais importante do atual e de qualquer processo de desregulação é o cabal conhecimento do alcance e as conseqüências das regras propostas e em elaboração. Sem dúvida este é um processo longo que exigirá ainda várias pesquisas acadêmicas ou empresariais.

O trabalho de tese nesta área contribui, primeiro, efetuando algumas simulações reais e detectando sua influência sobre um ponto muito sensível da gestão empresarial, que é o do pagamento da sua dívida, e segundo, e principalmente, demonstrando que as técnicas de dinâmica de sistemas podem contribuir para acelerar o processo de conhecimento, uma vez que elas juntam duas qualidades muito interessantes, que são:

- ◆ A facilidade de simulação de estratégias e políticas empresariais;
- ◆ A capacidade de representar, analisar e alcançar um conhecimento profundo do problema através dos diagramas causais e de olho de boi.

7.3 TÓPICOS PARA PESQUISA

Além das contribuições apontadas, as investigações revelaram uma série de tópicos de pesquisa, tanto do ponto de vista do modelo quanto da própria integração. Alguns desses tópicos são descritos a seguir, não só visando futuros trabalhos, mas principalmente visando compor um projeto de pesquisa mais amplo, apoiado na plataforma conceitual e no modelo computacional desenvolvido nesta tese.

❖ ***Elaboração de modelos das outras áreas táticas da empresa.***

Os resultados alcançados com a aplicação prática do modelo de planejamento da operação, integrados ao subproblema econômico-financeiro, demonstram o grande potencial da metodologia aplicada na tese. O primeiro avanço na mesma linha de pesquisa é a aplicação da mesma metodologia para as demais áreas táticas da empresa, tais como engenharia e obras, manutenção e materiais.

O esforço deve ser orientado no sentido de formular primeiramente o modelo para a área e depois integrá-lo ao trabalho aqui apresentado. Este trabalho apresenta bastantes subsídios para início dos trabalhos, e o resultado a ser alcançado através deste avanço no modelo será, sem dúvidas, aperfeiçoar a ferramenta de análise do planejamento da gestão empresarial.

❖ ***Elaboração e integração de modelos de planejamentos operacionais***

A segunda extensão lógica da tese diz respeito aos trabalhos necessários para o aperfeiçoamento dos planos táticos. Isto poderá ser alcançado através da orientação dos esforços na formulação dos planos operacionais.

Os planos operacionais também se caracterizam pela alta dinamicidade de sua atividade, e isto dá fortes indícios de que o enfoque e a metodologia da tese seriam também adequados para este empreendimento. Neste sentido, a tese dá os princípios básicos para início das pesquisas, uma vez que localiza especificamente o problema e fornece subsídios para suas integrações ao modelo tático.

❖ ***Extensão do modelo para análise de áreas comuns de várias plantas geradoras.***

Além das duas extensões lógicas descritas previamente, o avanço nas pesquisas pode se orientar no sentido de analisar a inter-relação empresa-meio ambiente. Isto permitirá, principalmente aos proprietários das empresas geradoras, definir com maior certeza as estratégias aplicáveis no seu planejamento de gestão em função das variáveis do seu submercado.

Esta proposta irá se tornando cada vez mais necessária à medida que o mercado se aproxima, da saturação da oferta. A tese, através de um exemplo prático, demonstrou a grande influência das regras dos submercados no planejamento de gestão. Se a isto se agregam, por exemplo, práticas de mercados competitivos, tais como preços estratégicos, saídas estratégicas de unidades, etc., o modelo irá atingir o estágio de imprescindível no mais moderno planejamento empresarial.

❖ **Aperfeiçoamento da técnica computacional**

Um aspecto muito importante no contexto global do trabalho constituiu a técnica computacional utilizada. As técnicas de dinâmica de sistemas, para o modelo desenvolvido na tese, se mostraram a todo momento adequadas. Mas a saída do enfoque acadêmico para levá-lo ao campo comercial apresenta a dificuldade de executabilidade.

Isto poderá ser melhor entendido visualizando a utilização do modelo num ambiente de rede com grande número de usuários, que é exatamente de onde devem evoluir os modelos futuros. Estas pesquisas devem ser orientadas no sentido de utilização dos mesmos menus atuais, porém, a partir de módulos executáveis com alta taxa de transmissão das informações.

Os atuais *softwares* de dinâmica de sistemas também vêm evoluindo no sentido de permitir aos usuários alcançar estes objetivos.

❖ **Aperfeiçoamento das incertezas do modelo**

A modelagem da gestão empresarial com enfoque de dinâmica de sistemas, como todo trabalho pioneiro, tem associado algumas incertezas que poderão, com o avanço das novas pesquisas derivadas da tese, ser aperfeiçoadas.

As questões que desde nosso ponto de vista merecem pesquisas mais detalhadas são as seguintes:

- Aperfeiçoamento do índice de aleatoriedade das afluições: no trabalho se utilizam as séries históricas com um índice de incerteza; a literatura fornece outros métodos, como o de geração de séries sintéticas, que poderiam ser introduzidas no modelo.
- Influência dos fluxos aleatórios a jusante de grande volume: a tese demonstra a grande importância deste tipo de influência na queda líquida da planta. Assim, uma grande contribuição ao modelo atual será a diminuição do atual índice de incerteza de 20% utilizado no modelo.

- Aleatoriedade das saídas forçadas das unidades geradoras: no trabalho adota-se uma única probabilidade de falha das unidades; entretanto, este valor varia dependendo de vários fatores tais como manutenções periódicas, índice de carga, etc. O trabalho pode ser aperfeiçoado dando uma aproximação mais exata a este valor de falha.

❖ ***Integração de modelos hidro e termoeletricos***

Finalizando, cabe uma última sugestão para futuros trabalhos de pesquisa. Ela decorre das novas regras vigentes no atual ambiente do setor elétrico, e diz respeito aos contratos que podem ser assinados entre empresas geradoras hidroelétricas e centrais térmicas flexíveis, com a finalidade de aumentar a energia firme da planta geradora e, em consequência, sua alocação de energia.

A integração destes dois modos de geração em um único modelo de gestão propõe novos desafios aos pesquisadores. Estes desafios provavelmente devam ser enfrentados dentro de um horizonte de curto prazo, uma vez que esta possibilidade, oferecida pelas regras de mercado, pode redundar em significativos benefícios econômicos para os novos agentes geradores, e a expressão "benefícios econômicos" é um ímã para o capital privado.

REFERÊNCIAS

- [1] Allan R.N., Roman J.; "Reliability Assesment of Generation Systems Containing Multiple Hydro Plant Using Simulation Techniques"; IEEE Trans. on P.S., Vol.4, NO 3; August 1989.
- [2] Allan R.N.; Roman J.; "Reliability assessment of hydrothermal generation systems containing pumped storage plant"; IEE Proceeding-C, Vol. 138, No. 6, November 1991.
- [3] Amado S.M.; Ribeiro C.C.; "Short-term generation Scheduling of hydraulic multi-reservoir multi-area interconnected systems"; IEEE Trans. on PAS; v. PWRS-2; No. 3; 1987.
- [4] Anderson, B. and Bergman, L. "Market Structure and the Price of Electricity: an ex ante analysis of the deregulated Swedish electricity market"; Energy Journal 16(2); p.p. 97-109; 1995.
- [5] Bajay, S. V.; Carvalho, E. B.; "Reestruturação do Setor Elétrico: Motivações Econômicas, Financeiras e Políticas"; Congresso Brasileiro de Energia, outubro 1996, pp.1188-1195.
- [6] Barkovich, B. B.; Hawk, D. V.; "Charting a New Course in California"; IEEE Spectrum, July 1996, pp. 26 - 31.
- [7] Barth, F.T.; Pompeu, C.T.; Fill, H.D.; Tucci, C.E.; Kelman, J. e Braga JR; "Modelos para gerenciamento de Recursos hídricos"; São Paulo: NOBEL; 1987.
- [8] Bean M.P.; Ernst W.D. and Kreutzer D.P.; "Strategy Simulation and Scenario Planning: An Application of Generic.
- [9] Billinton R., Allan R.N.; "Reliability Evaluation of Engineering System"; Pitman Books Limited, London; 1983.
- [10] Billinton R., Allan R.N.; "Reliability Evaluation of Power System", Pitman Advanced Publishing Program, New York, 1984.

- [11] Bonner, F.E.; "The Electricity Supply Industry: Critique of the Privatization Proposals"; *Energy Policy* 17; p.p. 15-21; 1989.
- [12] Bunn, D.; Larsen, E. and Vlahos, K.; "Complementary Modeling and Approaches for Analyzing Several Effects of Privatization on Electricity Investment"; *Journal of Operational Research Society*; Vol. 44; No.10; 1993.
- [13] Bunn, D.W. and Larsen, E.; "Sensitivity Reserve Margin to Factors Influencing Investment Behavior in the Electricity Market of England and Wales"; *Energy Policy* 29; p.p. 420-429; 1992.
- [14] Bunn, D.W.; Larsen E. and Vlahos, K.; "Complementary Modeling Approaches for Analyzing Several Effects of Privatization on Electricity investment"; *Journal of Operational Research* 44(10); p.p. 957-971; 1993.
- [15] Bunn, D.W.; Dyner, I. and Larsen E.; "Modeling strategic Behavior across Energy Markets"; *Research Report*; Decision Technology; London Business School; 1996.
- [16] Bunn, D.W. and Vlahos, K.; "A Model-Referenced Procedure to Support Adversarial Decision Processes: Application to Electricity Planning"; *Energy Economics* 14, p.p. 242-247; 1992.
- [17] Bunn, D.W.; Larsen, E. and Vlahos, K.; "Complementary Modeling Approaches for Analyzing Several Effects of Privatization"; *Journal of Operational Research Society* 44(10); p.p. 957-961; 1993.
- [18] Bjorvatn, K. and Tjotta; "Deregulation and Common Carriage in the Nordic Power System"; *Energy Journal* 14; p.p. 57-74; 1993.
- [19] Bratley P., Fox B.L., Schrage L.E.; "A Guide to Simulation"; Springer-Verlag New York Inc. N.Y.; 1983.
- [20] Brunetti, J. L.; Guerra, S. M.; "Limites da Política Tarifária na Reforma do Setor Elétrico Brasileiro"; *Congresso Brasileiro de Energia*, outubro 1996, pp.1038-1048.

- [21] Bye, T. and Johnsen, T.A.; "Prospects for a Common Deregulated Nordic Electricity Market"; Research Department, Statistics Norway, presented at Application of E3-Models, Göteborg; 8-9 May 1995.
- [22] Camargo C.C.B., "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica", Livros Técnicos e Científicos S.A., Rio de Janeiro, 1981.
- [23] Caramanis, M.C.; Bohn, R.E. and Schweppe, F.C.; "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory"; IEEE Trans. PAS-101; No. 9; September 1982.
- [24] CENTROS DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; Modelo de séries hidrológicas; Manual de Metodologia - Relatório Técnico 113-81-A;1983.
- [25] Conway R.W., Johnson B.M., Maxwell W.L.; "Some Tactical Problems in Digital Simulation", Management Science, 10 (October 1959), 92.
- [26] Costa J.P.; Campodónico N.M.; Pereira M.V.F.; "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydro System"; in Proceeding of the 10th Power System Computer Conference; Austria; August 1990.
- [27] Cunha S.H.F.; "Confiabilidade no Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro"; Tese de Doutorado, Universidade Federal de Rio de Janeiro, 1984.
- [28] Cunha S.H.F., Gomes F.B.M., Oliveira G.C., Pereira M.V.F.; "Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-101, No. 12; December 1982.
- [29] Cunha S.H.F., Pereira M.V.F., Pinto L.M.V.G., Oliveira G.C.; "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation in Large Hydroelectric Systems"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-104, No. 11; October 1985.
- [30] Christiaanse W.R., Palmer; "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generation Facilities"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-91, No. 1; Jan-Feb. 1972.
- [31] Chattopadhyay D; Bhattacharya; Parikh J.; "A systems Approach to least-cost maintenance scheduling for an Interconnected Power System"; IEEE/PES Winter Meeting, NY, February 1995.

- [32] Clark T.D., Shrode W.A.; "A Simulation Approach to Policy Analysis in Public Sector Decisional Structure", 12th annual Meeting of the American Institute of Decision Science; Las Vegas; 1980.
- [33] Dahl O.J.; Nygaard K.; "Simula - an Algol-Based Simulation Language"; Communications of the ACM, 9:9; 1966.
- [34] Dyner, I.; Smith, R. and Peña, G.; "System Dynamics Modeling for Energy Efficiency Analysis and Management"; Journal of Operational Research 46(10); p.p. 1163-1173; 1995.
- [35] Dyner, I. and Bunn D.; "Development of a Systems Simulation Platform to Analyze Market Liberation and Integrated Energy Conservation Policies in Colombia"; Proceedings of the 1996 International System Dynamics Conference; Cambridge; MA; 1996.
- [36] Efron R.; Gordon G.; "A General Purpose Digital Simulator and Examples of its Application: Part I - Description of the Simulator", IBM Systems Journal, 3:1; 1964.
- [37] Egeland, O.; Hegge, J; Kylling, E.; Nes, J.; "The extended power pool model: operation planning of a multi-river and multi-reservoir hydro-dominated power production system – a hierarchical approach"; CIGRE, Subcomité 32-14, 1982.
- [38] EPRI; "Reliability Indexes for Power Systems"; Final Report EL-1773, Research Project 1353-1, California, March 1981.
- [39] Fortunato L.A.M., Neto T.A.N., Albuquerque J.C.R., Pereira M.V.F.; "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica"; Editora Universitária; R.J.; 1990.
- [40] Ford, A.; "Modeling the Environment"; Island Press; 1999.
- [41] Ford, A. and Harris, S."A Simpler Method for Calculating the Cost of Conservation Subsidies for an Electric Utility"; Energy Policy, Sep 1984.
- [42] Ford, A. and Young, A.; "Simulating the Spiral of Impossibility in the Electricity Utility Industry"; Energy Policy; p.p. 19-38; March 1983.

- [43] Ford, A.; Buli, M. and Naill, R.; "Bonneville's Conservation Policy Analysis Models"; Energy Policy 15; 1989.
- [44] Ford A.; "System Dynamics and Sustainable Development of the Electric Power Industry"; 1995 International System Dynamics Conference; Tokyo, Japan; 1995.
- [45] Forrester J.W.; "Industrial Dynamics; The MIT Press; 1961.
- [46] Forrester J.W.; "Industrial Dynamics", Management Science, 14, No, 7; May 1968.
- [47] Forrester J.W.; "Urban Dynamics" The MIT Press; 1969.
- [48] Forrester J.W.; "World Dynamics" The MIT Press; 1971.
- [49] Garga,K.; Gupta N.K. and Thapar B.; "Dynamics of Power Supply and Demand"; Proceedings of the 1985 International Conference of the System Dynamics Society; Keystone; Colorado, July 1994.
- [50] Garver L.L.; "Effective Load Carrying Capability of Generating Units"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-85, No. 8; August 1966.
- [51] Garver L.L.; "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-91, No. 5; Sep.-Oct. 1972.
- [52] Gorenstin B.G.; Campodónico N.M.; Costa J.P.; Pereira M.V.F.; "Power System Expansion Planning Under Uncertainty"; IEEE Transactions on Power System; Vol. 8, n° 1, February 1993.
- [53] Graham, a.; Morecroft, J.; Senge, P. and Sterman, J.; "Model—Supported Case Studies for Management Education"; European Journal of Operational Research 59; p.p. 151-166; 1992.
- [54] Green, R.J.; "Competition in the British Electricity Spot Market"; Journal of Political Economy 100(5); p.p. 929-953; October 1992.
- [55] Grohnheit, P.E. and Olsen, O.J.; "The Competitiveness of the Danish Electricity Supply Industry in the European Internal Market for Energy"; IAEE 17 Th Annual Conference: Energy Markets in Transmission; Vol. III, Norway; 25-27 May 1994.

- [56] Grupo Coordenador para a Operação Interligada – “Metodologia para o planejamento da operação energética”; Relatório SCEN-GTMC-S-SE-04/80; 1980.
- [57] Grupo Coordenador para a Operação Interligada – “Funções, atividades e requisitos do planejamento da operação energética”; Relatório SCEN-GTMC-S-SE-02/81; 1981.
- [58] Grupo Coordenador para a Operação Interligada – “Alternativas de alocação de volumes de espera nos reservatórios do sistema interligado”; Relatório SCEN-GTMC-S-SE-02/88; 1988.
- [59] Hall, R.I.; “The Natural Logic of Management Policy Market: Its Implication for the Survival of an Organization”; *Management Science* 30; p.p. 905-927; 1984.
- [60] Hall, R.I.; “A Training Game and Behavioral Decision-Making Research Tool: An Alternative Use of System Dynamics Simulation”; *Computer-Based Management of Complex Systems*; Springer-Verlag, p.p. 221-228; Berlin, 1989.
- [61] HISIS – Modelo de Simulação de Sistemas Hidrotérmico – Manual do Usuário; Eletrosul, 1980.
- [62] Hunt, S.; Shuttleworth, G.; “Unlocking the Grid”; *IEEE Spectrum*, July 1996, pp. 20 -25.
- [63] Jackson P.M., Price C.M.; “Privatization and Regulation: A Review of the Issues”; New York: Longman Publishing, 1994.
- [64] *Jornal Gazeta Mercantil*; SP, 4/Out./1996.
- [65] *Jornal Gazeta Mercantil*; SP, 17/Out./1996.
- [66] *Jornal Gazeta Mercantil*; SP, 19/Out./1996.
- [67] Joskow P.L., Schmalensee R.M.; “Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation”; The MIT Press, Cambridge, Massachusetts; 1985.

- [68] Kathawala, Y. "Application of Quantitative Techniques in Large and Small Organization in the United States: An Empirical Analysis"; Journal of the Operational Research Society 39; N0 11; p.p. 981-987; 1988.
- [69] Kelman, J.; Damazio, J.M.; Costa, J.P.; "Geração de séries sintéticas de vazões diárias; Modelo DIANA; Revista Brasileira de Engenharia; v.1 - n. 2; 1983.
- [70] Kiviat P. J.; Colker A.; "GASP - A General Activity Simulation Program. The RAND Corporation"; P-2864; Santa Monica, California; 1964.
- [71] Kuwahata A. Asano H.; "Utility-Cogenerator game for pricing power sales and wheeling fees"; IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 4, 1994.
- [72] Kleijnen J.P.C.; "Statistical Techniques in Simulation"; Marcel Dekker Inc., New York. 1974.
- [73] Lagranha, S.; "A Energia Troca de Mãos"; Revista Amanhã - Economia & Negócios; Ano X, N^o 101, Nov. 1995, pp.38-42.
- [74] Lane, D.C.; "From Discussion to Dialogue: How an Iterative Modeling Process Was Used with Managers to Resolve Conflict and Generate Meaning"; System Dynamics Society; p.p. 231-234, Boston; 1993.
- [75] Land A., Powell S.; "FORTRAN Codes in Mathematical Programs"; John Wiley & Sons; 1973.
- [76] Larsen, E. and Bunn D.; "Modeling Electricity Privatization in the UK"; Proceeding of the 1994 International System Dynamics Conference; Stirling, Scotland, July 1994.
- [77] Littlechild, S.; "UK Deregulation Brings Benefits for Consumers"; Power Engineering International, Vol. 4, N^o 5, Sept./Oct. 1996, pp. 24-26.
- [78] Lyneis, J.; Bespolka, C. and Tucker B.; "Preparing for a Competitive Environment: The Prospect for American's Electricity Utilities"; Proceeding of the 1994 International System Dynamics Conference; Stirling, Scotland, July 1994.

- [79] Maeda A.; Kaya Y.; "Game theory approach to use of non-commercial power plants under time-of-use pricing"; IEEE Trans. on Power Systems, Vol.7, No.3; August 1992.83Markowitz H.; Housner B.; Karr H.; "SIMSCRIPT: A Simulation Programming Language"; Prentice-Hall Inc.; Englewood Cliffs; NJ, 1963.
- [80] Marcuse, W.; Bodin, L.; Cherniasky, E. and Sanborn, Y. "A Dynamic time dependent model for the analysis of alternate energy policies"; Operational Research 75; p.p. 647-667; 1976.
- [81] Marks, R.; "Energy issues and policies in Australia"; Annual Review of Energy 11; p.p. 47-75; 1986.
- [82] Markowitz H.; Housner B.; Karr H.; "SIMSCRIPT : A Simulation Programming Language"; Prentice-Hall Inc.; Englewood Cliffs; NJ, 1963
- [83] Matlab "User's Guide"; The Math Works Inc.; 1993.
- [84] Meadows D.H., Meadows D.L., Randers J., Behrens W.W. III; "The Limits to Growth"; Universe Books, New York, 1972.
- [85] Melo A.C.G. Melo, Mello J.C.O., Oliveira G.C., Romero S.P., Fontoura Filho R.N.; "Probabilistic Adequacy Evaluation of Large Scale Power Systems - A Brazilian Case"; IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, 1995.
- [86] Merten, P.; Löffler, R. and Wiedmann; "Portfolio Simulation: A Tool to Support Strategic Management"; System Dynamics Review 3; No2; p.p. 81-101; 1987.
- [87] MIDAS - Modelo de Intercâmbio e Análise e Subsistemas - Manual do Usuario; Electrosul; 1980.
- [88] Ministério de Minas e Energia, Secretária de Energia, Principais Dispositivos Constitucionais Referentes ao Setor Elétrico – 1995.
- [89] Mohapatra, P.K.J., Mandai, P. E Bora M.C. "Introduction to System Dynamics Modeling", Universities Press (India) Limited, 1994.
- [90] Morecroft, J.; "Rationality in the Analysis of Behavioral Simulation Models"; Management Science 31; NO 7; p.p. 900-916; 1985.

- [91] Morecroft J.D.W.; "System Dynamics and Microworlds for Policymakers"; European Journal of Operational Research, 35 (1988) 301-320.
- [92] Morecroft, J. and Sterman, J.; "Modeling for Learning Organizations"; Productivity Press; Portland; Oregon; 1994.
- [93] Morozowski, M.; Silva E.L. Ramos D.S. "Influência da Estrutura Institucional na Metodologia de Planejamento do Setor Elétrico"; XII SNPTEE, Camboriú-SC.
- [94] Morozowski M.; Silva E.L.; Morozowski G.G.; Oliveira G.C.; "Maintenance scheduling of generating units under transmission and reliability constraints: a decomposition approach"; 4th Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems"; R.J., Sept. 1994.
- [95] Morozowski, M. F.; "Planejamento integrado de Sistemas Multiárea com Restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma abordagem via Programação Estocástica"; Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ Rio de Janeiro, 1995.
- [96] Morozowski, M. F.; Carlos M. Cardozo F.; "*A System Dynamics Based Strategic Planning Model for Hydroelectric System*"; 15th International System Dynamics Conference; August 1997; Istanbul, Turkey.
- [97] Morozowski, M. F.; Carlos M. Cardozo F.; "*Análisis Integrada Energia-Potencia de la Confiabilidad de Sistemas Hidrotermicos en Ambiente Competitivo*"; XII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica; Nov. 1997; Chile.
- [98] Morozowski, M. F.; Carlos M. Cardozo F.; "*Hydrosystem Operation in Competitive Market: A System Dynamic Approach*"; 16th International Conference of the System Dynamic Society; July 1998; Quebec, Canada.
- [99] Marciano Morozowki, Carlos M. Cardozo F.; "*Hydrosystem Operation in Competitive Market: Strategic Planning by System Dynamics Simulation* 16th Indian International System Dynamic Conference; December 1998; Kharangpur; India.

- [100] Mc Calley J.D., Sheble G.B.; "Competitive Electric Systems: Engineering Issues in the Great Experiment"; in 4th PMAPS International Conference Tutorial; Rio de Janeiro, Setembro 1994.
- [101] Mc Calley J.D., Sheble G.B.; "Competitive Electric Energy Systems: Reliability of Bulk Transmission and Supply"; in 4th PMAPS International Conference Tutorial; Rio de Janeiro, Setembro 1994.
- [102] Murphy, F.H.; Conti, J.; Sanders, R. and Shaw, S.; "Modeling and Forecasting Energy Markets with the Intermediate Future Forecasting System", *Operating Research* 36(34); p.p. 877-902; 1988.
- [103] Naill, R. and Backus G.; "Evaluating the National Energy Plan"; *Technology Review*; July/August, p.p. 51-55; 1977.
- [104] Naill, R. "A System Dynamics Model for National Energy Policy and Planning"; *System Dynamics Review* 8, p.p. 1-19, 1992.
- [105] Nery, E.; "Iniciativa Privada - Quais as Suas Melhores Opções para Sua Participação no Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro"; *Eletroevolução - Sistema de potência*, N^o 4, 3^o trimestre, 1995, pp. 46-52.
- [106] Newbery, D.; "Power Markets and Market Power"; *The Energy Journal* 16(3); p.p. 39-66; 1995.
- [107] "Organização da Empresa e do Setor Elétrico Nacional"; CIER - Comissão de Integração Elétrica Regional, BRACIER - Comitê Brasileiro, SAE - Subcomitê de Administração Empresarial, 1994.
- [108] Patton A.D., Ali J.; "Comparison of Methods for Generator Maintenance Scheduling"; *IEEE Summer Meeting*; July 1972.
- [109] Pereira, Mario Veiga Ferraz; "Optimal scheduling of hydrothermal systems – an overview"; *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*; Rio de Janeiro, 1985.
- [110] Pinto L.M.V.G.; "Aplicação de Técnicas de Otimização ao Planejamento, Operação e Análise de Confiabilidade de Sistemas Elétricos", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Rio de Janeiro, 1990.

- [111] Porter, M.; "Competitive Strategy"; New York; Free Press; 1980.
- [112] Porter M.E.; "Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors"; Free Press, New York, 1980.
- [113] Powersim 2.5, "User's Guide"; Powersim Press; 1996.
- [114] Pugh A. L. III; "Dynamo User's Manual"; M.I.T. Press; Cambridge, Mass.; 1963.
- [115] Plano 2015; "Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro"; Projeto 1, Eletrobrás, outubro 1992.
- [116] Quadro Sinóptico da Evolução Jurídico-Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, Prof. Marciano Morozowski.
- [117] Rego, J.; "Schedule Delays and New Financing for the Argentine Electricity Sector Growth"; System Dynamics Conference, Stuttgart; Germany; 1989.
- [118] Rivera J.F.; Mut O.F. Vargas A.; "Programación óptima del mantenimiento preventivo del conjunto de unidades generadoras térmicas de um sistema eléctrico multiareas con restricciones de Red"; VI Encontro Regional Latino-Americano da Cigré, Foz do Iguaçu, Julho 1995.
- [119] Rodrigues A.P., Dias D.S.; "Estado e Energia Elétrica: Experiências Internacionais de Desregulação e o Caso Brasileiro"; Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994.
- [120] Rodrigues, A. P.; Dias, D. S.; "Estado e Energia Elétrica: Experiências Internacionais de Desregulamentação e o Caso Brasileiro"; Instituto Liberal, RJ, 1994.
- [121] Rudnick, H.; "Pioneering Electricity Reform in South America"; IEEE Spectrum, August 1996, pp.38 - 44.
- [122] Sankarakrishnan A., Billinton R.; "Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads"; 95 WM 160-2 PWRS, November 1994.

- [123] Silva, E.L., "Programação da Manutenção de Unidades Geradoras com Restrições de Transmissão: Uma Abordagem Estocástica", Tese de Doutorado, Florianópolis, Agosto de 1994.
- [124] Souza Z. de, Fuchs R.D., Santos A.H.M.; "Centrais Hidro e Termelétricas"; Editora Edgard Blucher Ltda.; S.P.; 1983.
- [125] Surek A.M.; Nascimento P.R.; Coelho I.R.; "Modelo de intercâmbio e de Análise a Subsistemas"; IX SNPTEE; Belo Horizonte; 1987.
- [126] Súmula do Modelo Estrutural do Setor Elétrico, Prof. Marciano Morozowski;
- [127] Scully A., Harpur A., Le K.D., Day J.T., Malone M.J., Mousseau T.E.; "Using a Semi-Guided Monte Carlo Method for Faster Simulation of Forced Outages of Generating Units"; IEEE, 1991.
- [128] Schweppe, F.C.; Caramanis, M.C. and Tabors R.D.; "Evaluation of Spot Pricing Based Electricity Rates"; IEEE Trans. PAS-104; No. 7; July 1985.
- [129] Sharp J.A.; Price D.H.R.; "System Dynamics and Operational Research: An Appraisal"; European Journal of Operational Research, 16 (1984) 1-12.
- [130] Stata, R.; "Organizational Learning: The Key to Management Innovation"; Sloan Management Review 30; NO 3; p.p. 63-74; 1989.
- [131] Tolmasquim, M. T.; Pires, J. C. L.; "Setor Elétrico Brasileiro: Mudanças Institucionais e Redefinições Regulatórias"; Congresso Brasileiro de Energia, outubro 1996, pp.1196-1214.
- [132] Ubada J.R.; Allan R.N.; "Sequential Simulation applied to composite system reliability evaluation"; IEE Proceeding-C, Vol. 139, No. 2, March 1992.
- [133] Ubada J.R.; "Reliability Assessment on Composite Hydrothermal Generation and Transmission Systems Using Sequential Simulation"; IEE Proc. Gener. Trans. Distrib, Vol. 141, No. 4; July 1994.
- [134] Ubada J.R.; Allan R.N.; "Reliability assessment of composite hydrothermal generation and transmission systems using sequential simulation"; IEE Proceeding-Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 4, July 1994.
- [135] Yarrow, "Privatization in Theory and Practice", Economic Policy, Mar. 1990.

ANEXO I

MODELAGEM ATRAVÉS DA DINÂMICA DE SISTEMAS

A1.1 HISTÓRICO

O crédito pela elaboração das bases da dinâmica de sistemas, e de levá-las ao "status" de metodologia geral de análise de sistemas, deve-se a Jay W. Forrester. Ele chamou inicialmente esta nova metodologia de "Dinâmica Industrial", e propagou suas idéias na época lançando o livro "Dinâmica Industrial" (1961) [45].

Ao final da primeira década da publicação de "Dinâmica Industrial", um interessante debate foi realizado com relação à validade da idéia de que a Dinâmica Industrial pudesse se transformar em uma teoria geral de análise de sistemas. Ansoff e Stevin (1968) efetuaram uma análise crítica de "Dinâmica Industrial", e Forrester (1968) respondeu as críticas através da publicação da referência [46].

Em 1968, Forrester, em trabalho publicado na "Sloan Management Review", coloca suas idéias inicialmente como uma ferramenta generalizada de Dinâmica de Sistemas, propondo-a como uma teoria geral de estruturas e comportamentos de sistemas. A segunda publicação importante, "Princípios de Sistemas", foi escrita por Forrester (1968) em uma linguagem simples e lúcida. Sua contribuição foi clarear os princípios da Dinâmica de Sistemas e mostrar que esses princípios são de natureza muito geral. Nesta publicação, ele substituiu o termo "Dinâmica Industrial" por "Dinâmica de Sistemas".

A segunda década de experiência marcou alguns interessantes diálogos e fortes debates entre cientistas sociais e físicos sobre a utilidade desta teoria para pesquisas sistêmicas. Forrester (1969, 1971) [47][48] publicou o uso da Dinâmica de Sistemas a sistemas sociais complexos, tais como sistemas urbanísticos e sistemas mundiais. Esses trabalhos tiveram rápida reação. Uma pequena parte das pessoas interessadas nesses estudos incluía economistas, planejadores, estudiosos do crescimento demográfico, autoridades governamentais,

matemáticos e engenheiros de controle. Até então, nenhum outro modelo de Dinâmica de Sistemas foi tão minuciosamente discutido por tantas pessoas.

As principais críticas à Dinâmica de Sistemas foram as seguintes:

- (a) poucos dados foram utilizados para construir os modelos;
- (b) os modelos foram altamente agregados;
- (c) estava ausente a validade quantitativa;
- (d) os métodos para julgamentos de parâmetros sensíveis do modelo não foram totalmente provados;
- (e) a prática de tentativa e erro durante elaboração de políticas nem sempre dá a melhor resposta.

Forrester trabalhou nessas críticas com os novos membros de sua equipe. Meadows e outros (1972) prepararam um trabalho técnico sobre o modelo de crescimento populacional do mundo. O resumo deste trabalho foi apresentado no livro "Limites do Crescimento" por Donella Meadows e outros (1972) [84].

Este livro foi rapidamente lido produziu sensíveis efeitos em cientistas sociais, políticos, administradores, planejadores de políticas, em todo mundo.

Com os anos Dinâmica de Sistemas surgiu como uma das mais poderosas metodologias da análise e projetos de sistemas sociais a nível agregado. Os principais pontos a favor dos modelos de Dinâmica de Sistemas são os seguintes:

- (a) sua habilidade de tratar problemas tanto de longo prazo como de curto prazo, em sistemas reais;
- (b) a simplicidade com que relações complexas e não lineares podem ser modeladas;
- (c) a habilidade para modelar variáveis sociais;
- (d) a facilidade com que os efeitos das alternativas políticas podem ser testados;
- (e) a facilidade na forma de apresentação dos resultados.

A1.2 ELEMENTOS DE MODELAGEM EM SISTEMAS DINÂMICOS [89]

A modelagem de Dinâmica de Sistemas requer o reconhecimento explícito de dois tipos de fluxos: os fluxos físicos e os fluxos de informações. Os fluxos físicos são conservados e os fluxos de informações não. A acumulação ocorre em ambos os fluxos; entretanto, as propriedades são diferentes para cada um.

A1.2.1 Fluxos Físicos

Os fluxos físicos são similares às afluições de água nos rios, e as acumulações são similares à água armazenada nos reservatórios das usinas. A quantidade de água acumulada nos reservatórios naturalmente depende da taxa de fluxo de água afluyente e defluente do reservatório. Assim, as taxas de fluxo automaticamente determinam as acumulações.

Para poder modelar uma estrutura de trabalho em Dinâmica de Sistemas, deve-se organizar os fluxos físicos do sistema real, definindo claramente seus pontos de acumulação e as taxas de fluxo. A Tabela A1.1 mostra alguns exemplos de fluxos físicos comuns, as acumulações, e as taxas de fluxos que ocorrem entre eles.

A1.2.2 Níveis e Variáveis Taxas

Os dois conjuntos de variáveis que são necessários (suficientes) em modelos de Dinâmica de Sistemas são:

- (a) as variáveis que representam as acumulações;
- (b) as variáveis que representam as taxas de fluxo instantâneo.

O primeiro conjunto de variáveis é chamado **variáveis de níveis**, e representa acumulações, ou integrações, se o fluxo ocorre continuamente, ou somatórias, se os fluxos ocorrem em intervalos de tempo discretos. O segundo conjunto de variáveis é chamado **variáveis de taxa (ou de fluxo)**. Assim, o problema principal na modelagem de sistemas dinâmicos está na precisa definição das variáveis de taxas.

Tabela A1.1 - Alguns Fluxos Físicos em Sistemas Reais

Fluxos físicos	Acumulações	Taxas de fluxo
Fluxo de água	Reservatório das usinas	Afluência, vazão turbinada e vertida
Fluxos de pessoal	Trabalhadores em treinamento	Taxa de contratação
	Força de trabalho treinada	Taxa de término do treinamento
Fluxo de capital	Capacidade de produção	Taxa de instalação de capacidade

Muitas vezes, as variáveis de taxa são funções complicadas de variáveis de níveis. Em alguns casos, subdivide-se a taxa em diversas variáveis auxiliares. As variáveis de taxas (ou variáveis auxiliares, quando utilizadas) também dependem de alguns termos.

A1.2.3 Fluxo de Informação

As informações ajudam na tomada de decisão. Assim, as variáveis de taxa dependem de informações sobre as variáveis de níveis e das constantes, e também sobre as variáveis auxiliares, se forem definidas. Como as variáveis auxiliares são subdivisões das taxas variáveis, elas podem aparecer unicamente em canais de fluxo de informação, conectando as taxas aos níveis.

Os fluxos de informação não são conservados. A informação pode diminuir os valores dos níveis das variáveis auxiliares ou a constante a partir da qual a informação é fornecida, ou ainda, aumentar os valores das taxas e/ou variáveis auxiliares nas quais a informação é feita disponível.

O fluxo de informação tem um papel vital na interligação dos fluxos físicos. Por exemplo, num modelo aplicado à operação de uma usina, que integra áreas de produção, operação e receitas, o fluxo de produção pode depender de informações no que diz respeito aos contratos (no fluxo de receitas) e aos esquemas de manutenção (no fluxo de operação). O meio de integração entre os fluxos físicos que representam cada uma destas áreas são os fluxos de informação.

A1.3 DIAGRAMAS DE FLUXO

Os símbolos mostrados no diagrama da Figura A1.1 são usados para facilitar a representação de modelos de sistema dinâmicos.

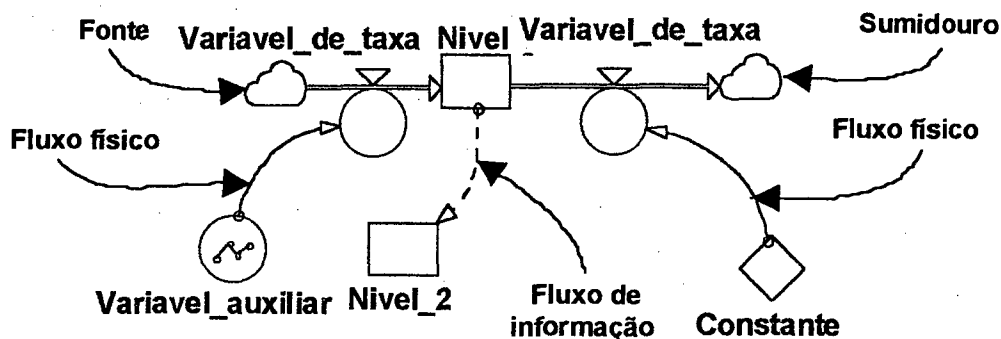


Figura A1.1 – Símbolos de Diagramas de Fluxo.

A Figura A1.2 mostra um diagrama que utiliza efetivamente os símbolos do diagrama da Figura A1.1. O modelo descreve a situação para determinação do volume final de um reservatório. A *Vazão afluente*, a *Vazão vertida* e a *Vazão turbinada* são **variáveis auxiliares** que representam **fluxos físicos** que a todo instante fazem variar as **taxas de afluência e defluência** do volume armazenado na **variável de nível** *Volume final*. No diagrama também está representado um **fluxo de informação** que fornece ao modelo o *Volume inicial* do reservatório. Existe ainda uma segunda **constante** denominada de *Fator de conversão*, que permite transformar a unidade de fluxo em unidade de volume para um determinado período de tempo.

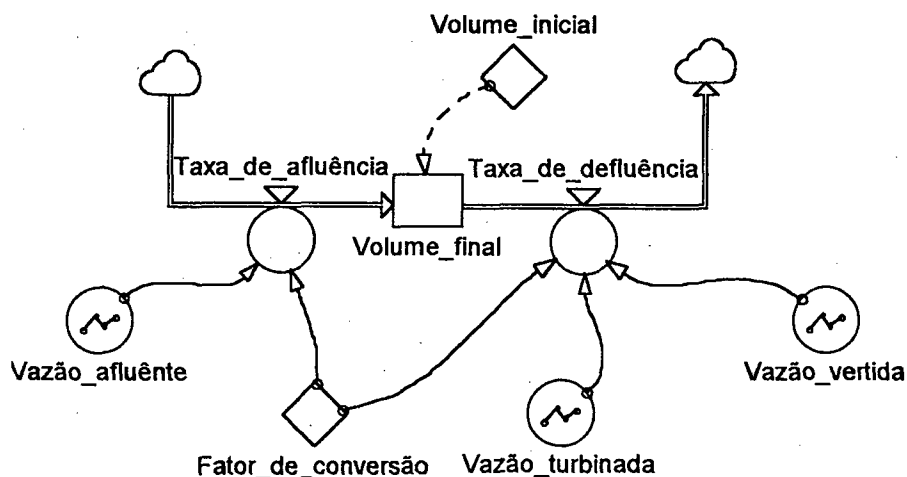


Figura A1.2 - Diagrama de Fluxo de um Reservatório.

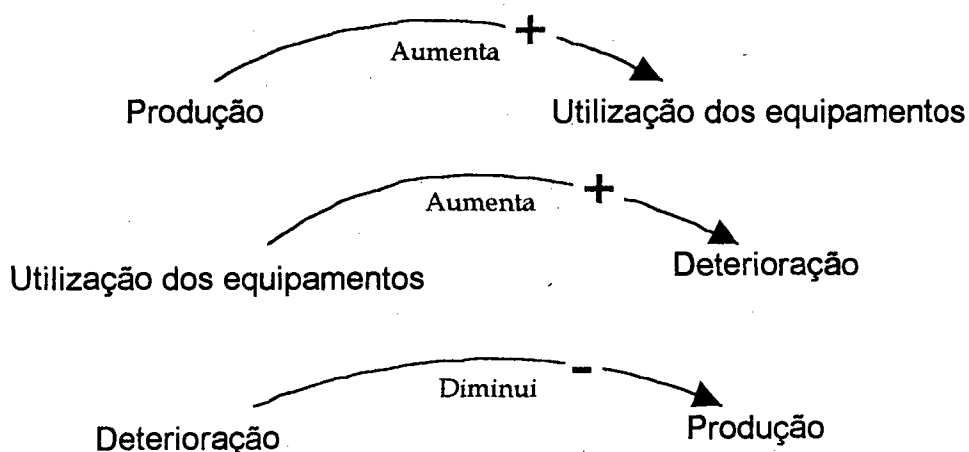
A1.4 DIAGRAMA DE LAÇO CAUSAL (DLC)

Os Diagramas de Laços Causais (DLC's) são representações visuais das relações causa-efeito entre elementos de um sistema, formando uma estrutura de laço de realimentação. Este tipo de diagrama dá uma visão global da estrutura causal do sistema, e é muito usado em problemas de conceituação de problemas; no desenvolvimento de modelos de equações; na análise e explicação de resultados de casos de simulação e em projetos de novas políticas. Desta forma, os DCL's ocupam um lugar destacado na modelagem de sistemas dinâmicos.

Os registros de um diagrama de laço causal são uma sucessão de relações causa-efeito em um estilo circular. Portanto, para construir os diagramas de laço causal, deve-se primeiro conhecer as relações causa-efeito e a forma em que elas são identificadas e representadas.

A1.4.1 A Ligação Causal

A relação causa-efeito indica o efeito direto (influência, ou impacto) de uma variável sobre outra. Isso significa que, enquanto se estuda esta relação causal, despreza-se o efeito de outras variáveis sobre a variável sob análise. A relação é mostrada pela união das duas variáveis através de uma flecha. A variável que aparece no início da flecha é a variável causal, e aquela que aparece na ponta é a variável afetada. A flecha indica a direção de causalidade entre a variável causal e a variável afetada. Os exemplos a seguir mostram algumas ligações causais dentro do sistema elétrico.



As palavras “aumenta” ou “diminui”, que aparecem associadas à flecha, indicam o sentido do efeito ou a direção de causa.

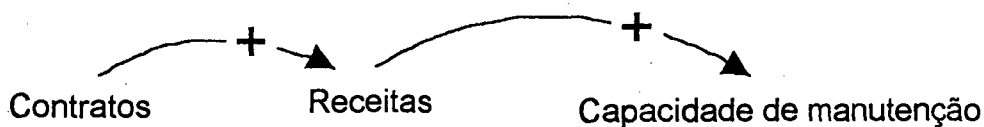
Existe uma alternativa na indicação da direção de causalidade. Como o efeito de uma variável sobre outra pode ser positivo ou negativo, a ligação pode ser positiva ou negativa, o que é mostrado através de um sinal + (mais) ou - (menos) na ponta da flecha. Se a variável X afeta (influência ou causa) outra variável Y, então traça-se uma flecha de X para Y. Para estabelecer o sentido da causa, deve-se assumir que:

- (1) nenhum outro fator (variável) afeta Y;
- (2) inicialmente, ambos, X e Y, estão no estado estável, i.e., tanto X quanto Y têm valores constantes por um longo tempo.

Então, estuda-se como Y é afetado devido à perturbação em X (i.e., X é aumentado ou diminuído a partir do seu estado estável). Se a mudança de X em uma direção causa mudança em Y na mesma direção, de tal forma que um aumento (ou diminuição) de X aumenta (ou diminui) Y, então a direção de causa é dita positiva. Por outro lado, se uma mudança em X em uma direção resulta em mudança em Y em direção contrária, i.e., para o acréscimo (ou diminuição) de X, diminui (ou aumenta) Y, então a direção de causa é dita negativa.

A1.4.2 Corrente Causal

Uma variável possui o “status” de variável causal quando afeta outra variável, mas torna-se uma variável afetada quando é influenciada por outra variável. Por exemplo, a produção é uma variável causal quando está afetando a utilização dos equipamentos, mas será considerada como uma variável afetada quando influenciada pela deterioração dos equipamentos. A seqüência abaixo indica uma sucessão de causas (uma cadeia causal) e indica que a receita é tanto variável causal como variável afetada.



A1.4.3 Laço Causal

Um diagrama de laço causai representa uma sucessão de eventos de causa e efeito, de tal forma que todas as variáveis são de causa e de efeito; dito de outra forma, o diagrama de laço causal inicia e conclui na mesma variável, constituindo uma seqüência de relações circulares. A forma em que se dá cada uma destas relações determina a direção da seqüência. Os diagramas de laços causais proporcionam a base para a construção dos modelos na área de dinâmica de sistema.

Um laço causai é sempre caracterizado por sua polaridade. A polaridade do laço causai é determinada seguindo-se as relações individuais de causa-efeito no caminho circular de causa.

Existem dois métodos de determinação da polaridade do laço. O primeiro método assume que o sistema representa um laço de causas em um estado de equilíbrio, e então troca-se o valor de alguma variável no laço em alguma direção, i.e., aumenta-se ou diminui-se o valor da variável a partir de seu valor em estado de equilíbrio. O efeito desta mudança é estudado pela sucessão de relações causa-efeito ao longo do caminho causal circular, até que o efeito da mudança no valor da variável sobre si mesma possa ser identificado. Este efeito pode ser de inibição ou de fortalecimento. Um efeito de inibição resiste à mudança original, a partir do estado de equilíbrio. Um efeito de fortalecimento, por outro lado, acentua a mudança original; um laço exibindo tal efeito de fortalecimento é chamado de laço positivo.

O segundo método de determinação da polaridade do laço é contar o número de sinais negativos (-). Se o número de sinais menos é ímpar, então a polaridade do laço é negativa. Se o número de sinais for par, a polaridade do laço é positiva.

Um exemplo de um laço causal está mostrado na [Figura A1.3](#). Ele representa um sistema onde a capacidade para novos contratos depende da capacidade de produção, que por sua vez depende do nível operativo.

Para aplicar o primeiro método de determinação da polaridade do laço, assume-se que todas as variáveis estão no seu estado de equilíbrio. Um aumento dos contratos diminui o nível operativo, que por sua vez diminui a capacidade de produção, que atua como inibidor de novos contratos, ou seja, há uma tendência de inibição a partir do ponto de equilíbrio. A polaridade é, portanto, negativa.

Pelo segundo método, a polaridade é mais facilmente determinada, uma vez que o número de sinais negativos no laço é ímpar. Portanto, a polaridade do laço é negativa.

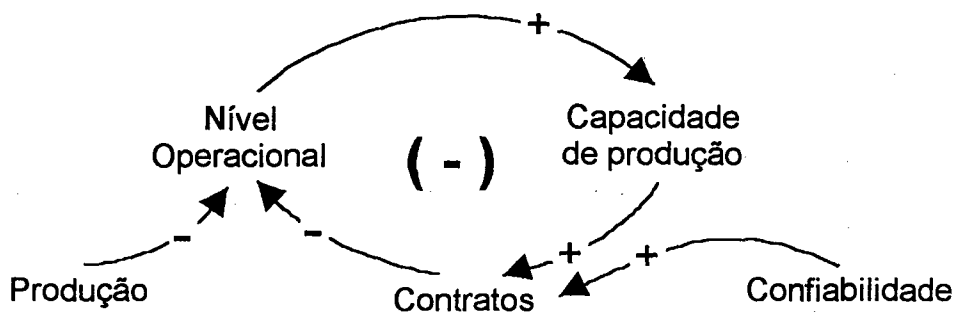


Figura A1.3 - Diagrama de Laço Causai com Polaridade Positiva.

A1.5 ORDEM DO SISTEMA

O número de **níveis** em um laço é a ordem do laço de realimentação. Assim, um laço de realimentação de primeira ordem possui unicamente um nível; um laço de segunda ordem possui dois níveis; de terceira ordem possui três níveis, e assim por diante. A ordem de um sistema constituído por mais de um laço de realimentação é o número total de níveis do sistema, independentemente da ordem de cada laço de realimentação individual.

A1.6 SISTEMAS DINÂMICOS LINEARES

Um sistema dinâmico é dito linear se a taxa de mudanças de cada nível é linearmente dependente dos valores dos níveis. Assim, para um sistema de primeira ordem,

$$\dot{x}(t) = a \cdot x(t)$$

onde:

x é o nível;

\underline{x} é a taxa de mudança;

e, para um sistema de segunda ordem

$$\underline{x}_1(t) = a_1 \cdot x_1 + b_1 \cdot x_2$$

$$\underline{x}_2(t) = a_2 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2$$

onde:

x_1 e x_2 são os níveis;

\underline{x}_1 e \underline{x}_2 são suas taxas de variação.

A1.7 SISTEMAS DE PRIMEIRA ORDEM COM LAÇO POSITIVO

Pode ser dito que um sistema de realimentação positivo reforça qualquer mudança a partir da condição de estado de equilíbrio. Para derivar analiticamente o comportamento de um sistema de laço positivo de primeira ordem, considera-se um modelo simples de crescimento das receitas ([Figura A1.4](#)). Neste caso, a taxa de produção (TUT) depende do nível da receita (REC) e da fração estipulada nos contratos (CTR).

A dinâmica do sistema pode ser representada pelas seguintes equações:

$$REC(t + DT) = REC(t) + DT * TUT(t) \quad (A1.1)$$

$$TUT(t) = REC(t) * CTR \quad (A1.2)$$

Fica evidente a partir das equações (A1.1) e (A1.2) que a receita, em qualquer instante de tempo, é calculada adicionando-se o aumento da receita durante o tempo elementar (DT) ao nível da receita no instante de tempo anterior.

A equação (A1.1) pode ser escrita como:

$$[REC(t + DT) - REC(t)]/DT = TUT(t)$$

Tomando o limite quando $DT \rightarrow 0$, obtém-se

$$\frac{dREC(t)}{dt} = TUT(t)$$

Mas,

$$TUT(t) = REC(t) * CTR$$

Assim,

$$\frac{dREC(t)}{dt} = REC(t) * CTR$$

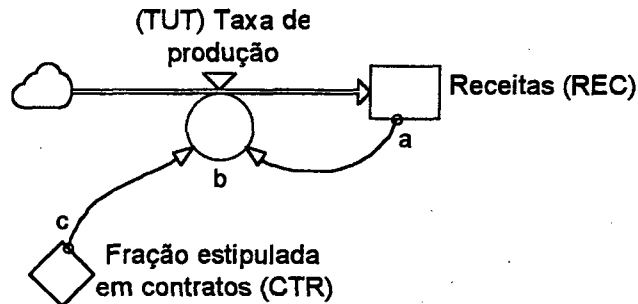


Figura A1.4 - Diagrama de Fluxo Simplificado para o Modelo de Crescimento da Receita.

A dependência linear da taxa de mudança de $d/dt(REC(t))$ com relação à $REC(t)$ é mostrada na [Figura A1.5](#). O crescimento da linha é positiva. Assim, este modelo de crescimento é um exemplo de sistema de laço de realimentação positivo.

Separando as variáveis e integrando ambos os lados da equação diferencial, obtém-se

$$\int_{REC(0)}^{REC(t)} \frac{dREC(t)}{REC(t)} = \int_0^t (CTR) dt$$

ou,

$$\ln \frac{REC(t)}{REC(0)} = CTR * t$$

ou,

$$REC(t) = REC(0) * e^{CTR * t} \quad (A1.3)$$

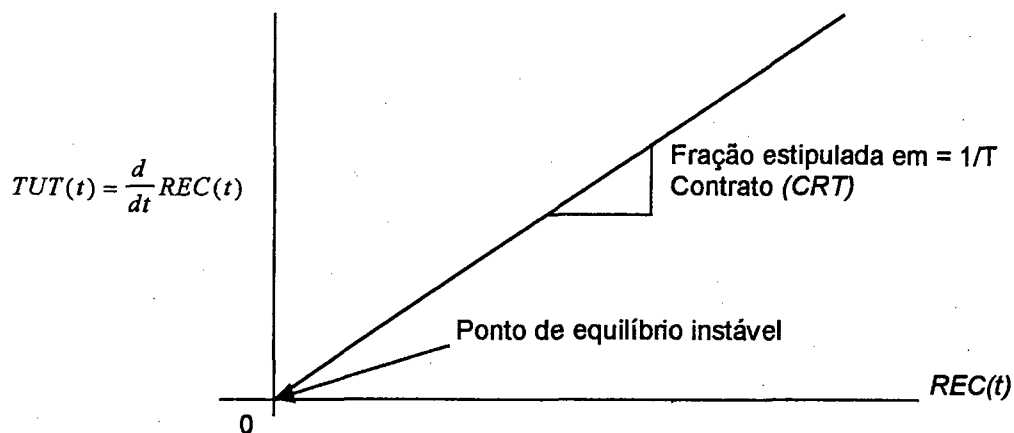


Figura A1.5 - Taxa de Produção x Receita.

Assim, pode-se dizer que o comportamento de um sistema de laço positivo tem um crescimento exponencial, sempre que a variável de nível possuir valores positivos. Se o valor da variável é zero, então o sistema permanece nesse valor. Teoricamente, se o valor inicial de uma variável de nível é negativo, o sistema mostra um decaimento exponencial. Entretanto, como não é possível ter um valor negativo de uma variável na vida real, esta forma de comportamento não aparece na prática. A [Figura A1.6](#) apresenta os vários modos de comportamento de um sistema de realimentação positivo.

Por outro lado, se a taxa de produção é em [MW], CTR possui, portanto, uma dimensão [1/MW], e seu inverso tem dimensão [MW]. Desde que CTR é uma constante num sistema linear, seu inverso é também uma constante. Este inverso é freqüentemente denominado de **constante de tempo** do sistema. Assim nota-se que sempre é possível definir constantes de tempo para um sistema dinâmico linear.

Define-se a **constante de tempo** T de um sistema de crescimento da receita como o inverso de CTR , portanto, a equação (A1.3) pode ser reescrita como:

$$REC(t) = REC(0) * e^{t/T} \quad (A1.4)$$

A constante de tempo T proporciona a medição do crescimento da variável $REC(t)$.

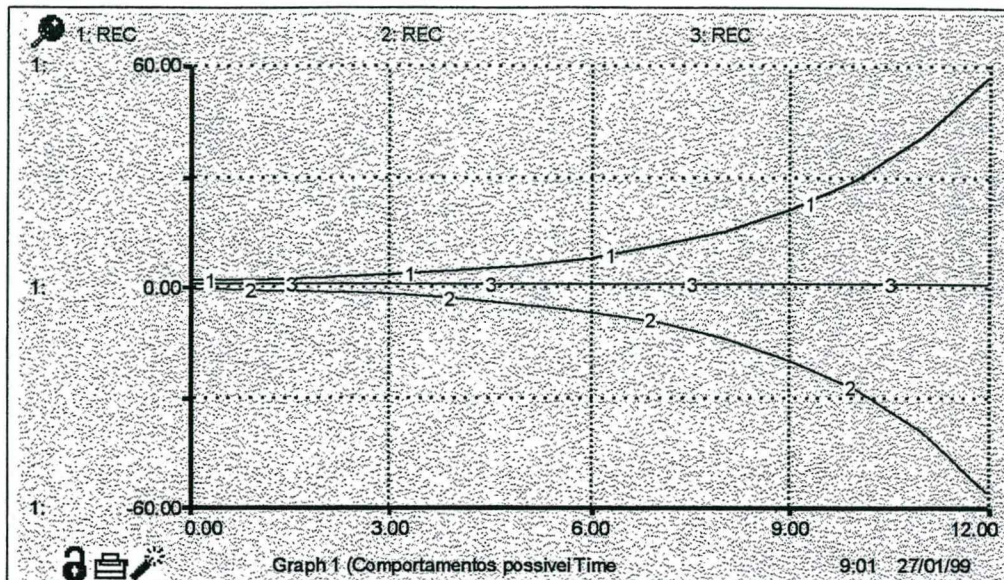


Figura A1.6 - Comportamento de um sistema de realimentação positivo.

A1.8 SISTEMA DE REALIMENTAÇÃO NEGATIVA DE PRIMEIRA ORDEM

Um laço de realimentação negativa é a busca de uma meta, i.e., ou seja, tenta mover o nível em direção a algum objetivo desejado. O diagrama de um sistema de estoque de uma empresa é mostrado na [Figura A1.7](#). O sistema procura manter um nível desejado de estoque através de pedidos de estoques. Ele admite que qualquer material solicitado é obtido imediatamente sem nenhuma perda de tempo. Além disso é considerado que esta taxa de pedido (TP) é proporcional à discrepância entre o estoque desejado (EDE) e o estoque atual (EM). A constante de proporcionalidade é o tempo de ajuste (TA), que é o tempo requerido para corrigir o estoque se a taxa de pedido (TP) se mantém sem mudanças.

As equações do sistema podem ser escritas como:

$$EM(t + DT) = EM(t) + (DT) * TP(t) \quad (A1.5)$$

$$TP(t) = (EDE - EM(t))/TA \quad (A1.6)$$

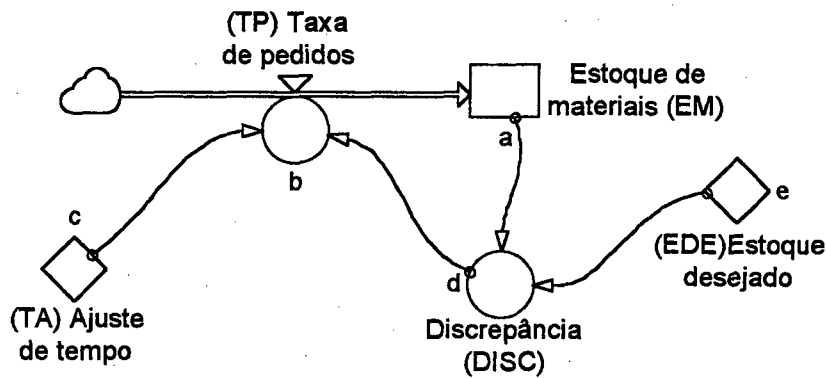


Figura A1.7 - Diagrama de Fluxo Simplificado para Sistemas de Estoque.

A equação (A1.5) estabelece que o estoque, em qualquer instante de tempo, é calculado adicionando-se o material que flui no tempo elementar (DT) ao nível de estoque no instante de tempo anterior. TP é admitido constante para um tempo elementar (DT). Na equação (A1.6) admite-se que o nível de estoque atual é menor que o nível de estoque desejado.

Rearranjando a equação (5.6), obtém-se

$$(EM(t + DT) - EM(t))/DT = TP(t)$$

Tomando o limite de $DT \rightarrow 0$, tem-se

$$\frac{d(EM(t))}{dt} = TP(t)$$

Portanto,

$$\frac{d(EM(t))}{dt} = (EDE - EM(t))/TA$$

Nota-se que EM é o nível e $d/dt(EM)$ é a taxa instantânea de mudança. A Figura A1.6 mostra a dependência de $d/dt(EM)$ sobre EM . Vê-se que, quando EM é igual a EDE , $TP(t)$ é igual a zero; diz-se que o sistema está *em equilíbrio*. Quando EM é menor que EDE , então TP é positivo; e quando EM é mais que EDE , então TP é negativo. Em ambos os casos, o sistema tenta encontrar o nível de estoque desejado. Assim, a propriedade deste sistema é manter o estoque no nível desejado. Tais sistemas possuem a propriedade de *procurar a meta*, pois procuram manter o *equilíbrio estável*. Qualquer esforço em perturbar o sistema a partir deste ponto de equilíbrio é resistido pelo sistema.

Cabe mencionar que todo sistema de controle, seja físico, econômico, ou social, é caracterizado por comportamento deste tipo, qual seja, "procurar a meta".

Também pode-se observar na Figura A1.8 que o relacionamento taxa-nível é linear com derivada negativa. Portanto, define-se este sistema como *um sistema linear de realimentação negativa*.

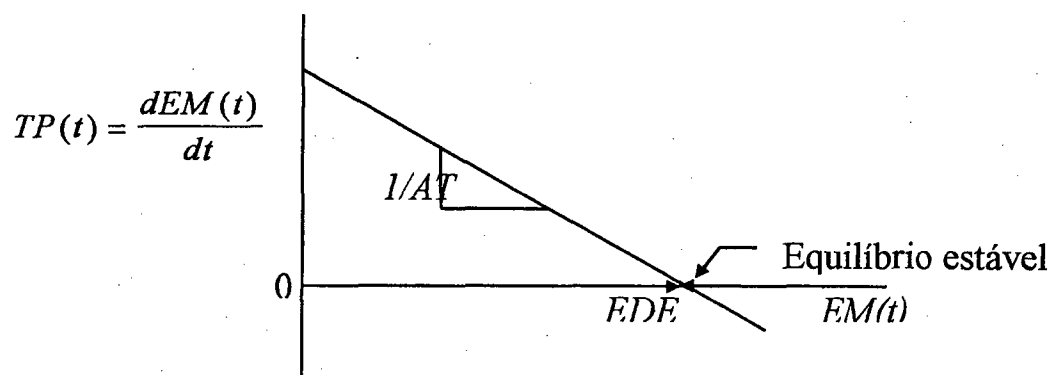


Figura A1.8 - Taxa de Pedido x Estoque.

A1.9 UM MÉTODO ALTERNATIVO DE SOLUÇÃO PARA SISTEMAS DE REALIMENTAÇÃO DE PRIMEIRA ORDEM

Forrester (1968) mostrou que o comportamento dinâmico de sistemas de realimentação pode ser determinado de forma alternativa. Em um sistema de realimentação linear, o estado de uma variável não deve mudar após a integração. Observando esta propriedade dos sistemas de realimentação linear, Forrester admitiu que a variável de nível possui a seguinte função do tempo:

$$L(t) = L(0) * e^{(t/AT)} \quad (A1.7)$$

Para um sistema de realimentação positiva, a taxa $R(t)$ é linearmente proporcional a $L(t)$ com a constante de proporcionalidade igual a

$$R(t) = \frac{L(t)}{A} \quad (5.8)$$

desde que a variação de $R(t)$ "alimenta" $L(t)$,

$$L(t) = L(0) + \int_0^t R(t) dt$$

$$L(t) = L(0) + \int_0^t \frac{1}{A} L(0) * e^{t/T} dt$$

$$L(t) = L(0) + \frac{L(0)}{A} * T * (e^{t/T} - 1)$$

$$L(t) = L(0) \left(1 - \frac{T}{A}\right) + \frac{L(0)T}{A} * e^{t/T} \quad (\text{A1.9})$$

Comparando os coeficientes de termos similares nas duas expressões (A1.7) e (A1.9), obtém-se

$$L(0) \left(1 - \frac{T}{A}\right) = 0 \quad \text{e} \quad \frac{L(0)T}{A} = L(0)$$

A partir de ambas equações tem-se

$$T = A$$

Portanto, a expressão assumida para $L(t)$ está correta e é dada por

$$L(t) = L(0) * e^{(t/A)}$$

Análise similar pode ser feita para sistemas de realimentação negativa de primeira ordem.

A1.10 CRESCIMENTO E DECLÍNIO EXPONENCIAL

A tendência natural de um sistema é que ele tenha crescimento exponencial. Igualmente, quando ele declina, há uma tendência a diminuir em forma exponencial. Assim, é muito importante fazer uma revisão destes dois tipos de comportamentos.

A1.10.1 Crescimento exponencial

A Figura A1.9 mostra um gráfico $Y(x) = e^x$ e a Tabela A1.2 valores determinados para diferentes x . Nesta figura observa-se que tanto $Y(x)$ como a inclinação da tangente no ponto cresce com x . A inclinação no ponto, na verdade, constitui a derivada da função no ponto, isto é, $dY/dx = e^x = Y(x)$.

A Tabela A1.2 mostra outra importante propriedade das curvas exponenciais: elas dobram em tamanho a cada $x = 0,693$. Isto pode ser visto melhor na Figura A1.10, onde a função exponencial aparece descrevendo um sistema que cresce exponencialmente no tempo. Neste exemplo, $Y(t) = e^{rt}$, onde t é o tempo medido em anos e r é uma taxa de crescimento (medida como uma

fração por ano). Quando o tempo é zero, tem-se $Y(t) = 1$; quando o tempo alcança 10 anos, o produto de t vezes r é igual a 0,693, e conseqüentemente, $Y(t) = 2$; quando $t = 20$ anos, o produto r vezes t é igual a 1,386, e $Y(t) = 4$.

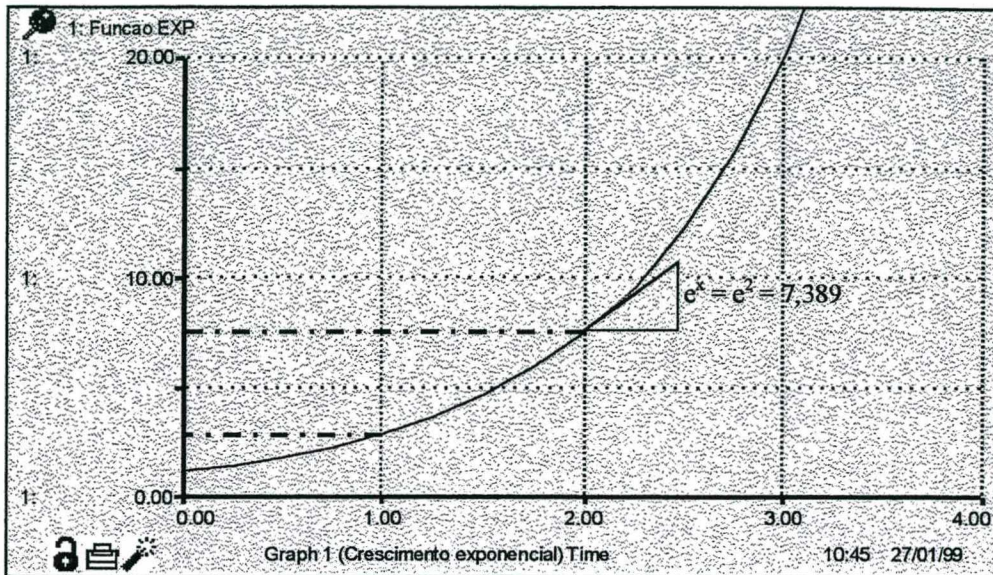


Figura A1.9 – A função exponencial crescente.

Tabela A1.2 – Valores da função exponencial.

X	1	2	3	0	0,693	1,386	2,079
e^x	2,718	7,389	20,085	1	2	4	8

A [Figura A1.10](#) mostra que uma função que tem crescimento exponencial irá dobrar em tamanho a cada intervalo fixo, que neste caso é de 10 anos. Este intervalo de tempo pode ser chamado de **tempo para duplicação** de tamanho de uma função exponencial, e pode ser expresso junto com a taxa de crescimento pela simples relação:

$$(taxa\ de\ crescimento) * (tempo\ para\ duplicação) = 0,693$$

Por exemplo, se a taxa de crescimento da figura 5.9 muda-se de 6, 93% a 10%, o tempo para duplicação irá cair de 10 anos para 6,93 anos.

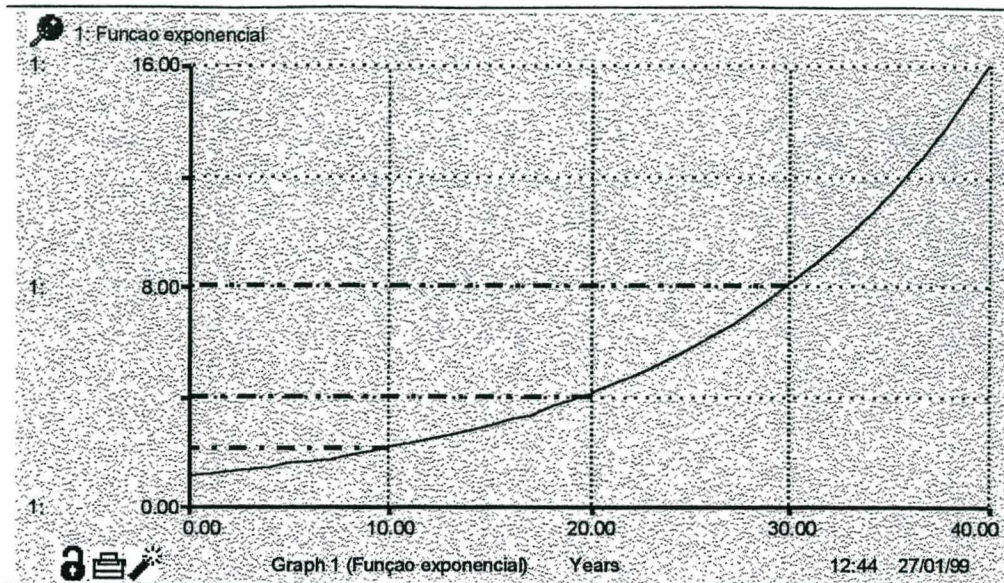


Figura A1.10 – Crescimento exponencial a uma taxa de 6,93% / ano.

A1.10.2 Declínio exponencial

A [Figura A1.11](#) mostra um gráfico de $Y(x) = e^{-rt}$ que é o mesmo que $1/e^{rt}$. O gráfico inicia em 1 e declina gradualmente à medida que t aumenta. Pesquisando sobre a taxa de diminuição determina-se uma importante propriedade da exponencial em declínio – ela diminui 50% cada vez que t se incrementa de 0,693.

Por outro lado, a [Figura A1.11](#) representa o comportamento que assume um sistema descrito através de uma exponencial em declínio no tempo. Nele, t é o tempo medido em anos e r é a taxa de declínio (medida como uma fração por ano). Quando o tempo é igual a zero, $Y(t) = 1$; quando t alcança os 10 anos, o produto r vezes t assume o valor de 0,693, e $Y(t)$ cai para 0,5. Quando t alcança os 20 anos, o produto r vezes t assume o valor de 1,386 e $Y(t)$ cai para 0,35. Esta ilustração também mostra que uma função que declina exponencialmente cairá exatamente 50% em um intervalo de tempo fixo. Este intervalo pode ser chamado de tempo para diminuir a metade do valor da função exponencial decrescente, e como no item anterior, pode ser expresso junto com a taxa de diminuição através da seguinte simples relação.

$$(\text{taxa de diminuição}) * (\text{tempo para diminuir a metade}) = 0,693$$

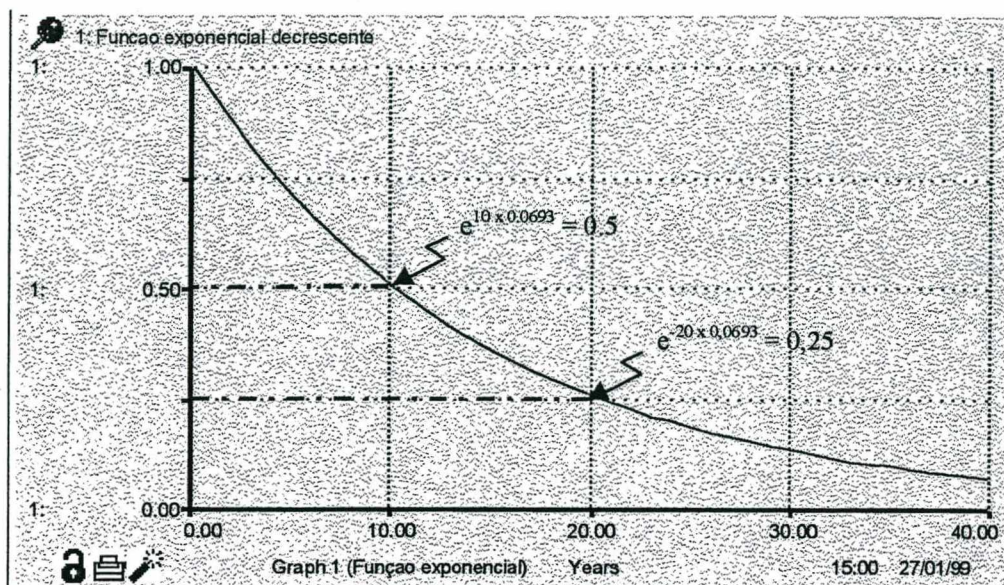


Figura A1.11 – Declínio exponencial a uma taxa de 6,93% / ano.

Nesta figura, se a taxa de diminuição muda de 6,93% para 10%, o tempo para diminuir a metade do valor irá cair de 10 anos para 6,93 anos. E se em lugar de 6,93% se utiliza uma taxa de 1%, esse tempo aumenta para 69,3 anos.

A1.11 CONSIDERAÇÕES SOBRE O PASSO E HORIZONTE DE SIMULAÇÃO

Nos itens A1.7 a A1.10, pode-se observar que, durante todo o processo de simulação dinâmica, realizam-se cálculos que avançam no tempo a pequenos intervalos, até cobrir todo o horizonte de análise. Este tempo incremental de simulação denomina-se normalmente de “passo da simulação” e representa-se em forma simplificada como “dt”.

E muito fácil verificar que o tamanho de dt é muito importante no processo de simulação; se seu tamanho não for necessariamente pequeno, pode aumentar demais o número de simulações sem o correspondente benefício, por outro lado, se ele for grande “demais”, pode levar até a instabilidade numérica da simulação.

A referência [40] dá detalhes e sugestões sobre este tema. As duas mais importantes podem ser resumidas como segue:

Verificar que dt seja em torno da metade da menor constante utilizada no modelo.

Nunca dt deve ser associada como um parâmetro da vida real na vida real. É muito comum associar a $dt = 0.5$ com t expresso em anos, como sendo 6 meses;

embora ele não esteja totalmente incorreto, poderá trazer problemas se no modelo utilizam-se constantes, por exemplo, menores que 1.

O outro parâmetro que deve cuidadosamente ser analisado no modelo se relaciona com o horizonte das simulações. A referência [40], também a este respeito, dá uma importante sugestão:

Eu recomendo que você ré examine a finalidade de seu modelo sempre que conclua que a simulação requeira mais um mil passos.

A1.12 SOFTWARE PARA IMPLEMENTAR MODELOS DE DINÂMICA DE SISTEMAS

A finalidade dos *softwares* de dinâmica de sistemas é permitir a construção de modelos de um sistema real ou imaginário. Um modelo consiste de um conjunto de componentes inter-relacionados denominados de variáveis. A construção de um modelo é feita a partir da definição das variáveis e a inter-relação que existe entre eles.

Os *softwares* de dinâmica de sistemas proporcionam o meio para definição e simulação dos modelos. Este trabalho utiliza principalmente o *software* Stella para implementar os modelos de Dinâmica de Sistema, mas existem outros *softwares* de estoque e fluxo que poderiam ser utilizados; por exemplo, podemos citar o Dynamo, o Powersim e o Vensim. Uma breve descrição ao respeito de cada um deles é feita a seguir.

A1.12.1 Dynamo

A referência [45] descreve que: "O Dynamo foi projetado num período em torno de 3 anos com um investimento de aproximadamente 6 homens/ano de projetistas especializados em programação digital de diversas partes do país. O precursor do Dynamo foi escrito, na década de 60, por Mr. Richard K. Nennett. E o Dynamo propriamente dito foi criado pelo Dr. Phyllis Fox (Mrs. George Sternlieb) e Mr. Alexander L. Pugh, III, assistido por Mrs. Grace Duren e Mr. David J. Howard."

Além desta referência, Dynamo é descrito em [33], [69] e [114] ou então pode ser lido diretamente no manual do usuário fornecido diretamente por Pugh Roberts Associates, 41 William Linskey Way, Cambridge, MA 02142.

A fim de apresentar a estrutura básica de um modelo elaborado em Dynamo a Figura A1.12 ilustra um diagrama de fluxo bancário com seu correspondente sistema de equações.

Cada equação em Dynamo inicia com uma letra para indicar o tipo de variável associada. Assim:

L para uma variável de nível.

N para um valor inicial de uma variável de nível.

R para uma variável de taxa.

C para uma constante.

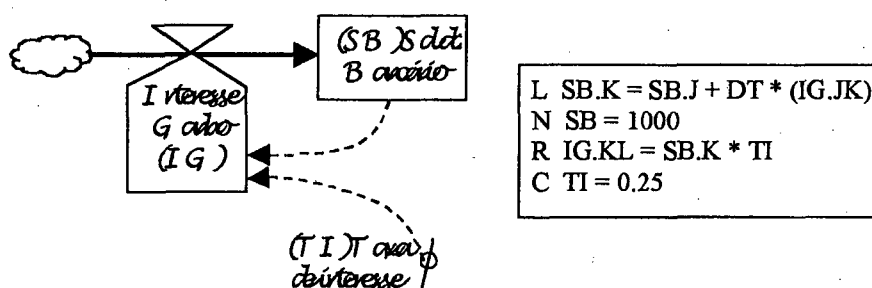


Figura A1.12 – Diagrama e equações elaborado com Dynamo.

A equação da variável de nível SB representa o saldo bancário acumulado, o qual varia, a partir de um valor inicial, com uma taxa de acréscimo IG que representa o interesse ganho em cada período. Então, a cada período um novo valor do saldo bancário é determinado. Por outro lado, o interesse ganho por período varia com o saldo bancário e com a taxa de interesse TI.

Os formatos utilizados nas equações são os seguintes:

Equação de nível ou $L SB.K = SB.J + DT * IG.JK$

L indica equação de variável de nível,

SB.K novo valor do saldo bancário determinado no período K,

SB.J valor do saldo bancário do período J, prévio ao período K,

DT passo de integração,

IG.JK valor do interesse ganho durante o período JK.

Equação de taxa ou $R \text{ IG.KL} = \text{SB.K} * \text{TI}$

R indica equação de variável de taxa,

IG.KL representa o interesse ganho no período K, usando a informação a partir do nível no instante K, e a ser utilizado no próximo intervalo KL.

SB.K valor do saldo bancário no período K,

TI taxa de interesse.

As equações de variáveis de taxa têm associadas três restrições que são as seguintes:

- ❖ Não deve conter o passo de integração.
- ❖ Não deve conter outra variável de taxa no lado direito da equação, só variáveis de níveis e constantes.
- ❖ Lado direito representa a taxa definida pela equação. O valor da taxa é utilizado para o intervalo KL, imediatamente depois do tempo K que representa a tempo atual.

Constante $\Rightarrow C \text{ TI} = 0.25$.

Uma constante é designada através de um nome simbólico de até 6 caracteres, e representa um valor numérico dentro do modelo. As constantes são sempre precedidas pela letra **C** para indicar seu tipo e não variam com o tempo.

Valor inicial de uma variável de nível $\Rightarrow B \text{ SB} = 1000$.

Toda equação de nível deve ter um valor inicial no início das simulações. Assim, para indicar que a equação representa um valor inicial de uma determinada variável de nível, ela deve ser precedida pela letra **B**, e assumir sua mesma denominação. Na equação acima, a variável de nível SB possui um valor inicial de 1000 unidades.

Concluindo, Dynamo pode ser utilizado para construir e testar qualquer tipo de modelo de sistemas dinâmicos, embora hoje se tenha uma certa preferência

por utilizar os *softwares* que representam explicitamente os estoques e fluxos. É recomendado conhecê-lo pela grande quantidade de modelos e publicações disponíveis que o utilizam.

A1.12.2 Stella

.1 Menu inicial

A melhor forma de aprender o Stella é no computador; assim a [Figura A1.13](#) apresenta a tela que aparece imediatamente após entrar no programa. Esta tela fornece o menu de objetos que permite a construção de modelos de dinâmica de sistemas. A figura também fornece explicações resumidas de cada um destes objetos.

Continuando a construção do modelo, o seguinte passo é a definição de cada uma das variáveis componentes. Isto pode ser feito através de um duplo "clic" do mouse do computador, no botão do globo situado no marco esquerdo da tela. Uma vez clicado este globo, todas as variáveis do modelo aparecem com o signo de interrogação (?) dentro delas.

.2 Definição de variáveis

A definição das variáveis deve ser feita uma por vez, e para ter acesso ao menu de definição, novamente um duplo clic deve ser feito, esta vez sobre a própria variável. A [Figura A1.14](#) apresenta um exemplo do menu de definição para o caso de uma variável de nível; outras variáveis seguem um procedimento similar.

Os campos que compõem o menu da [Figura A1.14](#) são os seguintes:

- ❖ Na parte superior está apresentado o símbolo de variável de nível acompanhado de sua denominação.
- ❖ Descendo, aparece o tipo de acumulação; neste caso está escolhido como sendo um reservatório. Outros tipos podem ser escolhidos, mas, aqui não serão detalhados.

- ❖ Posteriormente aparecem dois menus “non-negative” e “Array”; o primeiro é para permitir, ou não, ao reservatório assumir valores negativos, e o segundo para que a variável assuma valores matriciais.
- ❖ Imediatamente abaixo aparecem: no lado esquerdo, um quadrado com as variáveis que afetam esse nível, e no lado direito, um conjunto de caracteres que permite escrever sentenças matemáticas (neste caso só um valor numérico).

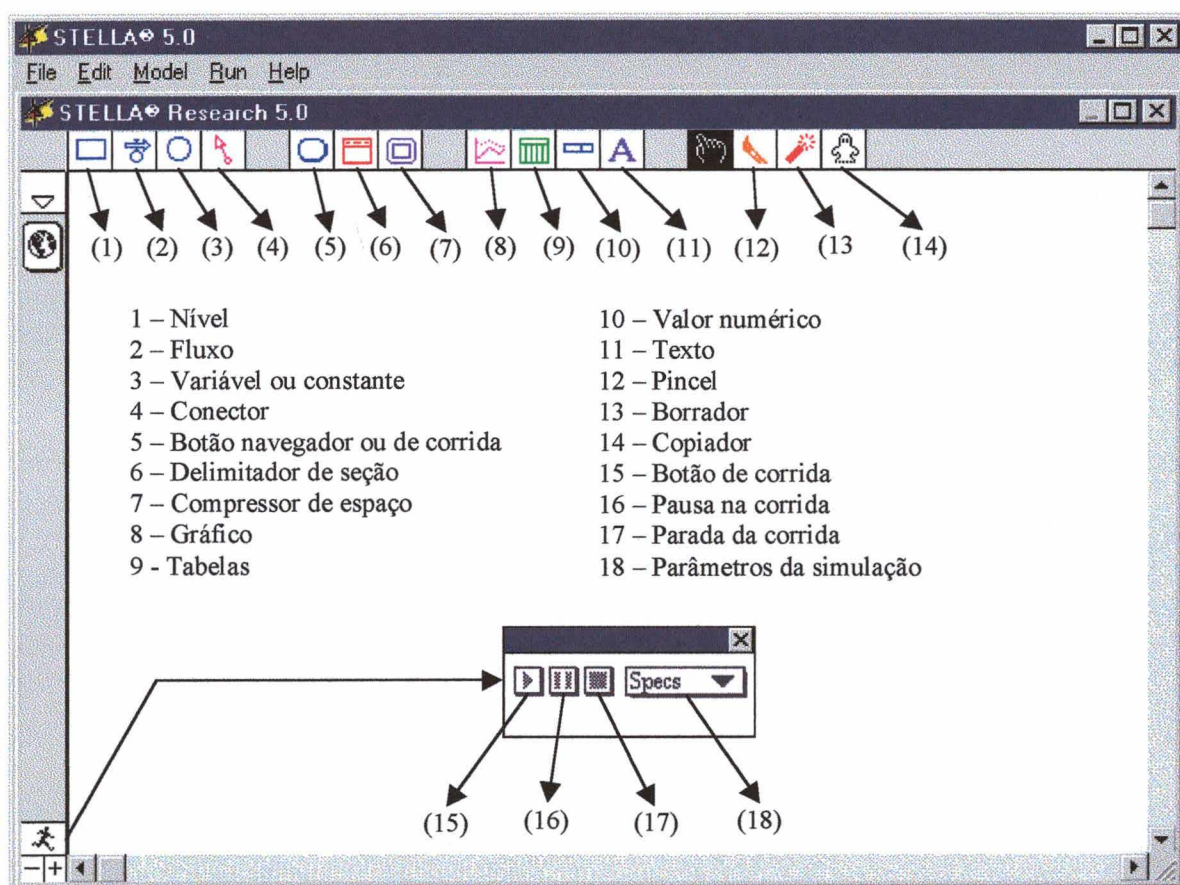


Figura A1.13 – Tela inicial do Stella

- ❖ Continuando para baixo, tem-se o campo onde deve-se escrever o valor inicial da variável.
- ❖ Finalmente, a última linha com quatro instruções: a primeira, “document”, abre uma janela onde pode ser incluído um texto com informações relevantes para o modelo. A segunda, “Message”, abre uma janela que permite definir intervalos de valores com mensagens associadas, por exemplo, quando o

reservatório está próximo do limite inferior pode ser incluído um alerta do tipo “Reservatório próximo do seu valor mínimo”.

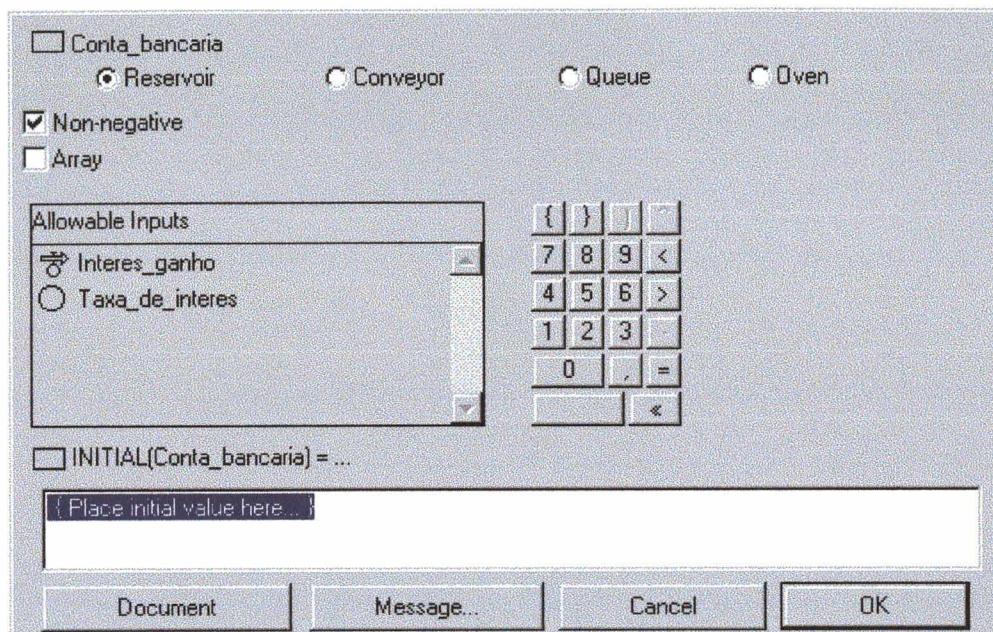


Figura A1.14 – menu para definição de uma variável de nível.

.3 – Simulador de estratégias

Stella fornece um segundo ambiente com objetos próprios que permite a construção de um modelo auxiliar muito importante na realização das simulações. Este modelo é denominado em Inglês de “*Flight Simulator*”, e neste trabalho se adota a denominação “*Simulador de estratégias*”. Para entrar neste ambiente basta um duplo clic do mouse do computador, na seta acima do globo que aparece na [Figura A1.13](#). A [Figura A1.15](#) apresenta este ambiente com a descrição dos seus respectivos objetos.

Complementando a [Figura A1.15](#) se apresenta a [Figura A1.16](#), que mostra um dos simuladores de estratégias elaborado para o modelo deste trabalho.

Este quadro de controle incluiu os seguintes objetos ou dispositivos:

- ❖ *Dispositivo de alarme que esta associado à variável “Água no reservatório”, e se utiliza para alertar o usuário quando o nível esteja a 25% de sua capacidade máxima.*

- ❖ *Botão de ajuste de constante*, também associada à variável “Água no reservatório”, e se utiliza para variar o valor do volume inicial do reservatório.
- ❖ *Expositor de valores numéricos*, associado às variáveis “Demanda, Geração a cada instante e LOLP”.
- ❖ *Dispositivo de entrada de gráficos*, associado à variável “Fluxo natural ou controlado”.

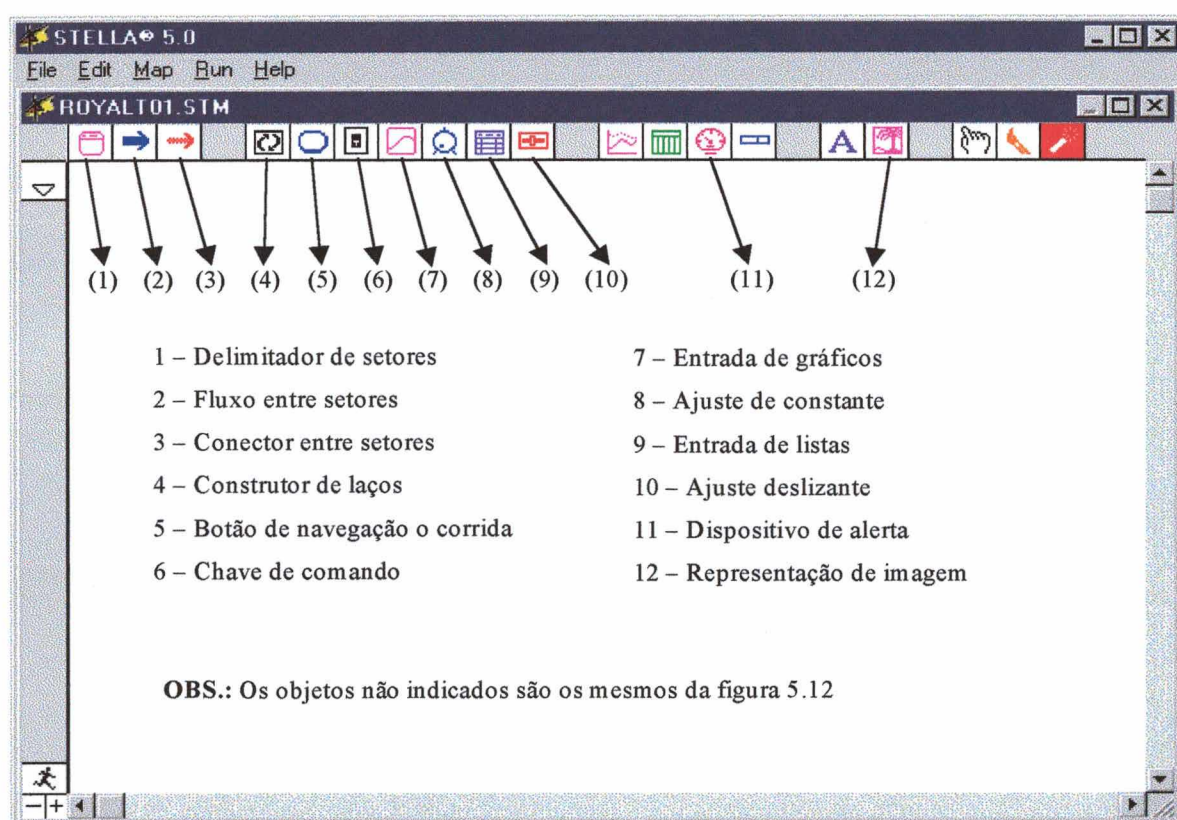


Figura A1.15 – Ambiente do simulador de estratégias do Stella.

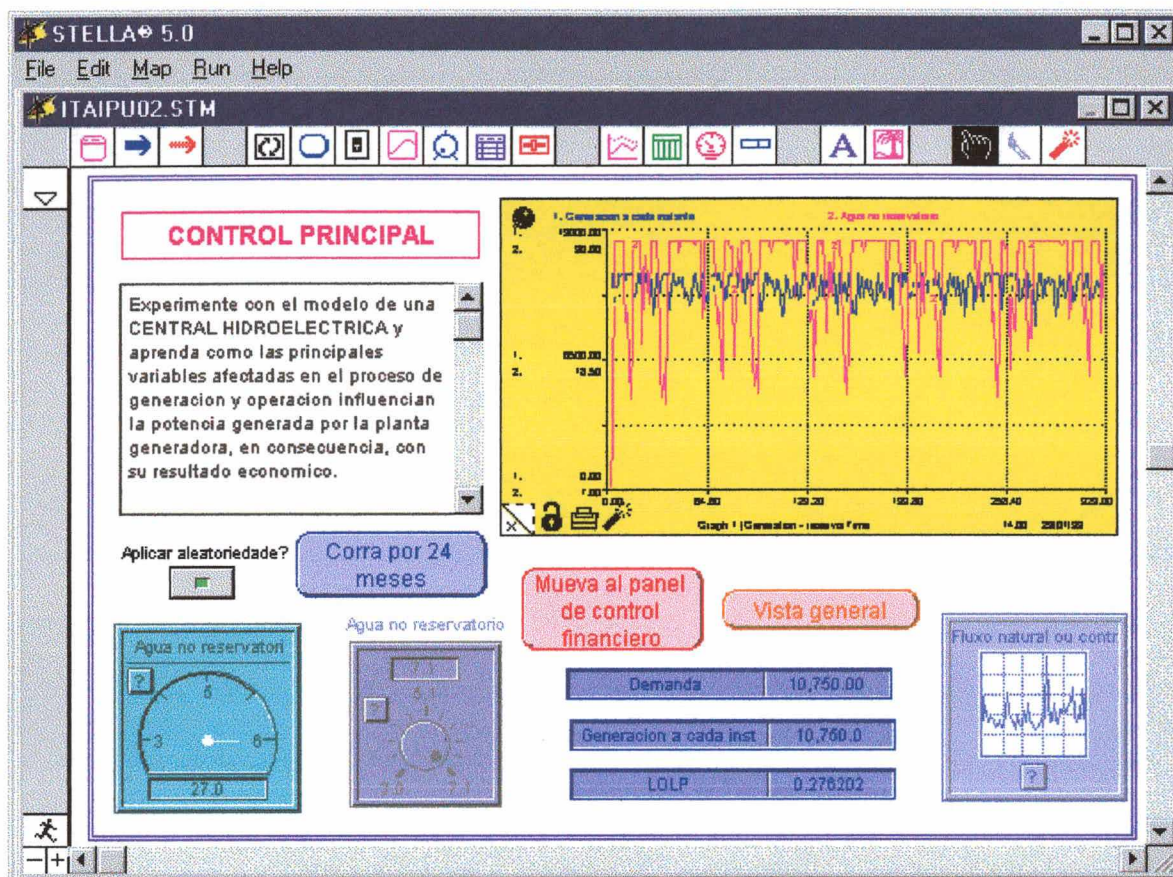


Figura A1.16 – Quadro de controle do simulador de estratégias.

- ❖ *Chave de comando* associado à variável “Aplicar aleatoriedade?”. O usuário deve pressionar este botão de comando uma vez para responder sim, e duas vezes para responder não. No início do programa o botão está na posição não.
- ❖ Três *Botões de navegação*, para posicionar o usuário em diferentes quadros de controle e correr o próprio programa.
- ❖ Dispositivo para *agregar texto*, no qual se incluem as principais instruções de como utilizar o modelo e a meta do usuário.
- ❖ Um *gráfico* associado às variáveis mais relevantes do modelo, que neste caso constitui a “Água no reservatório” e “Geração a cada instante”.

.4 Vantagens e desvantagens do Stella

Os *softwares* de Dinâmica de sistemas estão evoluindo muito rapidamente, ou seja, uma desvantagem aqui citada talvez já esteja implementada na versão superior. Mesmo assim, como principal desvantagem do Stella, na versão utilizada

neste trabalho, pode-se citar a impossibilidade de elaborar modelos compilados ou executáveis. Ou seja, o usuário deve sempre dispor do programa para correr um determinado modelo.

Por outro lado, para citar vantagens, deve-se apresentar com o que elas estão relacionadas. Assim, como uma vantagem do Stella com relação ao Powersim, pode-se citar a possibilidade de dispor de gráficos adequados para análise de sensibilidade. Outra vantagem, do nosso ponto de vista, em relação tanto ao Powersim como ao Vensim, é a separação entre os dois ambientes de programação, o que contém os diagramas de estoque e fluxo e o que contém os quadros de controle.

A1.12.3 Powersim

O Powersim, similar ao Stella e ao Vensim, proporciona um ambiente editor de diagrama para a construção de modelos, no qual as variáveis são apresentadas em forma de objetos gráficos e as ligações representam a relação entre as variáveis interligadas.

Powersim é fornecido pela Powersim Corporation (Promenaden, Knarvik Senter, PO Box 206, N-5100 Isdalsto, Norway) [113].

O Powersim proporciona, imediatamente após a entrada no programa, o ambiente editor de diagrama, que, com auxílio dos diferentes objetos, permite a construção do modelos. A Figura A1.17 apresenta este ambiente com denominação dos seus principais objetos.

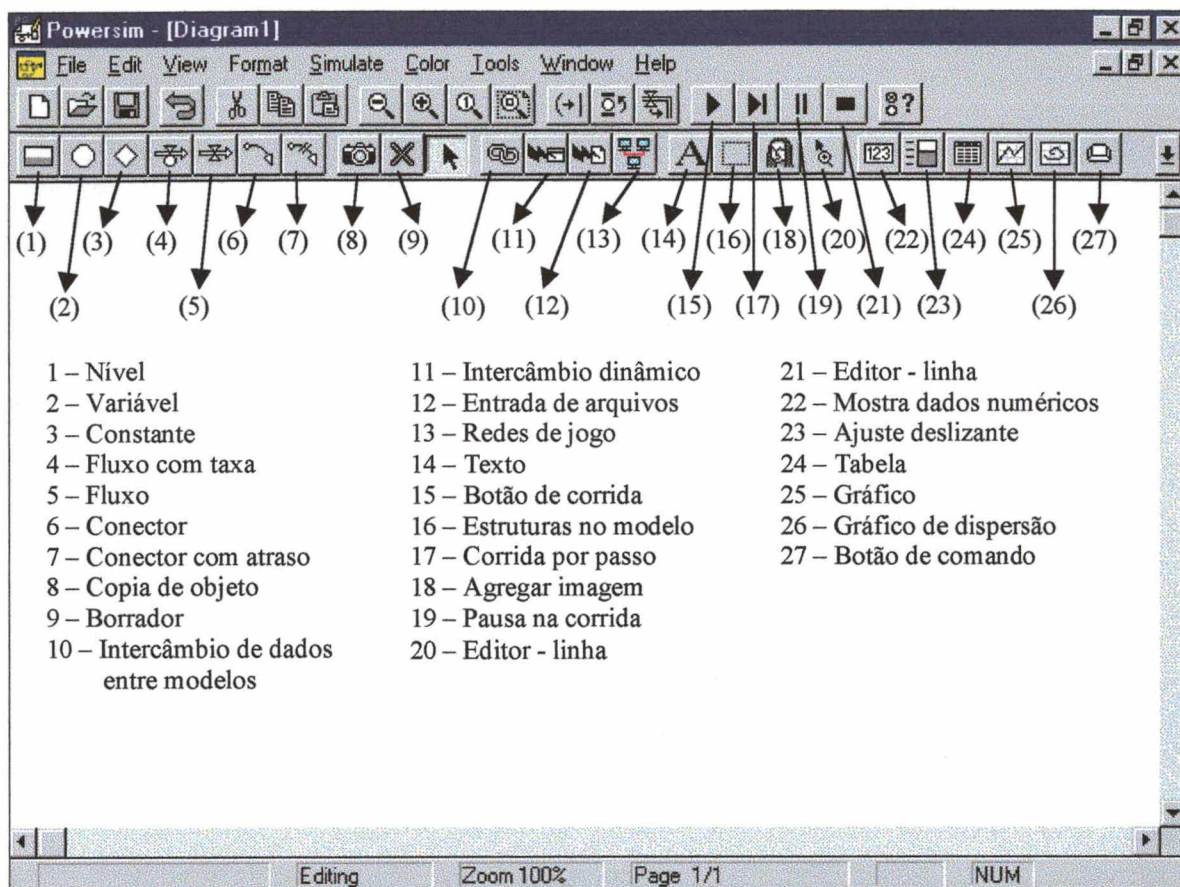


Figura A1.17 – Ambiente do editor de diagrama do Powersim.

O processo de construção dos modelos, assim como o de definição das variáveis no Powersim, é muito similar ao Stella, inclusive o do simulador de estratégias. O Simulador pode ser construído no mesmo ambiente editor de diagramas e depois separado através dos menus que permitem estruturar o modelo.

Comparado ao Stella e Vensim, as versões atuais do Powersim possuem duas principais desvantagens. A primeira está relacionada à impossibilidade de ter representações de estudos de sensibilidade num mesmo gráfico; e segunda, é que ela foi projetada para correr somente em computadores compatíveis com IBM com sistema operativo Windows.

Apesar destas desvantagens, o Powersim possui outras excelentes vantagens, como por exemplo: seus intercâmbios dinâmicos de dados permitem a realização de jogos simultâneos em diferentes computadores; possui um aplicativo

adicional que permite a formação de programas executáveis; seu editor de linhas permite a construção de modelos de diagramas de laços causais; etc.

A1.12.4 Vensim

Vensim é um *software* que permite, assim como o Stella e o Powersim, construir e testar modelos de dinâmica de sistemas. Ele foi criado por Ventana Systems, Inc. para apoiar seus trabalhos de consultoria.

Para programadores acostumados a trabalhar o *software* de dinâmica de sistemas, familiarizados com ambientes editores de diagrama, será muito rápido adaptar-se às pequenas modificações que ela introduz, e uma vez superada esta aparente dificuldade, resultará muito agradável descobrir as facilidades adicionais que ela proporciona.

Ingressa-se ao ambiente editor de diagrama tão rápido como se ingressa no programa. Aqui, o Vensim mostra a pantalha representada na Figura A1.18. Logo de início se observam alguns objetos ainda não mostrados nos dois *softwares* anteriores, como por exemplo as árvores anteriores e posteriores, que são muito úteis para se verificar as variáveis que afetam ou as afetadas dentro de uma determinada cadeia de variáveis.

Um segundo objeto muito útil deste ambiente é o que lista todos os laços contidos no modelo, À medida que o modelo se torna mais complexo, esta facilidade vai adquirindo maior importância para o projetista.

Outro objeto muito utilizado pelo projetista é o que permite mostrar comparações entre diferentes corridas. Igualmente utilizado é o objeto que permite verificar a compatibilidade entre as unidades das distintas variáveis.

Outro ponto a se ter em conta na elaboração do modelo é que no Vensim, ao selecionar um determinado objeto de construção de modelo, ele permanece ativo até que se cancele a seleção. Por exemplo, ao selecionar o objeto "nível", ele permitirá introduzir níveis a cada "clicação" do mouse.

A definição das variáveis no Vensim segue o processo similar ao mencionado anteriormente para o Stella e Powersim. Basta dar um duplo clic no mouse do computador que se abre o menu correspondente.

O formato das equações do Vensim são bastante diferentes do formato do Stella e Powersim. Vensim não mostra a variação no tempo, e usa INTEG na equação do Nível. O INTEG lembra que o valor do estoque é achado por integração do efeito do fluxo no tempo.

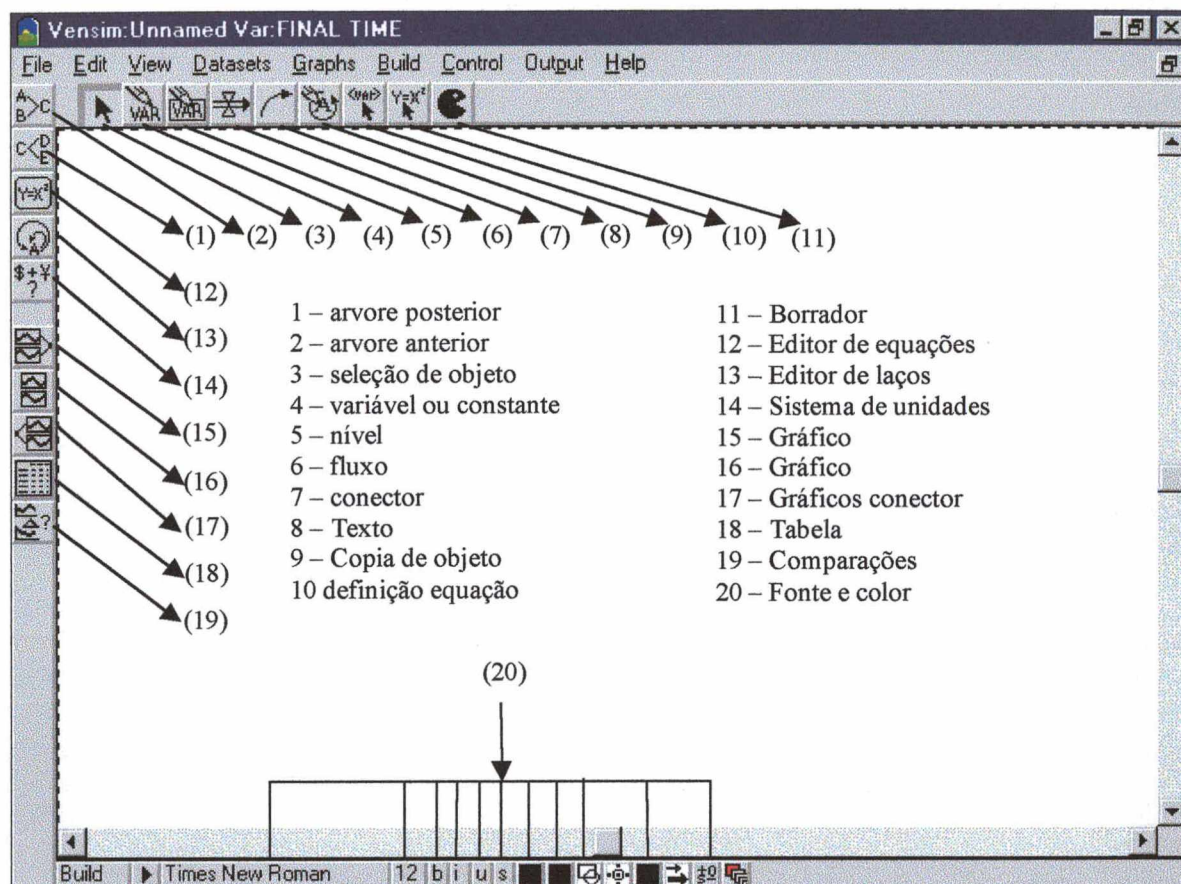


Figura A1.18 – Ambiente do editor de diagrama do Vensim.

Possivelmente a maior vantagem do Vensim com relação ao Powersim, principalmente, e ao Stella, em menor grau, é seu teste de sensibilidade. Com uma simples definição pode-se realizar o número de análise desejado. Por exemplo, se deseja-se realizar 100 análises de sensibilidade, define-se o número e proporciona-se a variação entre corridas, e o programa completa com um único comando as 100 simulações. A outra vantagem com relação ao Stella é que o Vensim também proporciona a probabilidade de elaborar modelos executáveis.

Como desvantagem pode-se citar sua aparente dificuldade inicial em trabalhar no programa. Entretanto, isto será rapidamente superado pelas vantagens adicionais que ele proporciona ao projetista avançado.

A1. 13 CONCLUSÃO

O objetivo deste apêndice foi apresentar uma introdução à teoria de Dinâmica de Sistemas e mostrar um sucinto resumo das técnicas de modelagem hoje disponíveis. Todos os *softwares* aqui mencionados são amplamente utilizados com preferências em determinadas parte do mundo. Provavelmente uma análise minuciosa mostrará que qualquer um deles atenderá a todas as necessidades do projetista, a menos que se deva levar em conta a plataforma e/ou a necessidade de modelos compilados e executáveis fora do programa principal. Neste caso, hoje, é o Vensim o que atende a todas as necessidades.