

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Rubem Cesar Rodrigues
Souza E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 31 / 03 / 2000
Paulo de Barros Correia
ORIENTADOR

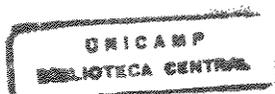
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos
Sistemas Isolados na Região Amazônica: Uma
Abordagem Multiobjetiva**

Autor : Rubem Cesar Rodrigues Souza

Orientador: Paulo de Barros Correia

42/00



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA**

**Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos
Sistemas Isolados na Região Amazônica: Uma
Abordagem Multiobjetiva**

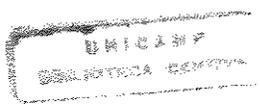
Autor : **Rubem Cesar Rodrigues Souza**

Orientador: **Paulo de Barros Correia**

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2000
S.P. - Brasil



051919008

UNIDADE	80
N.º CHAMADA:	UNICAMP
	So 89p
V.	Ex
TOMBO BC/	42824
PROC.	16-278100
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREC@	R\$ 11,00
DATA	20/10/00
N.º CPD	

CM-00147036-1

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

So89p

Souza, Rubem Cesar Rodrigues

Planejamento do suprimento de eletricidade dos sistemas isolados na Região Amazônica : uma abordagem multiobjetiva / Rubem Cesar Rodrigues Souza.-- Campinas, SP: [s.n.], 2000.

Orientador: Paulo de Barros Correia.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Planejamento regional - Amazônia. 2. Recursos energéticos - Amazônia. 3. Amazônia - Abastecimento de energia. 4. Processo decisório por critério múltiplo. I. Correia, Paulo de Barros. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA**

TESE DE DOUTORADO

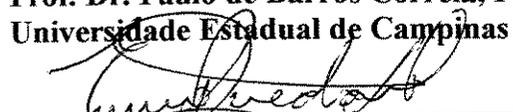
**Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos
Sistemas Isolados na Região Amazônica: Uma
Abordagem Multiobjetiva**

Autor : **Rubem Cesar Rodrigues Souza**

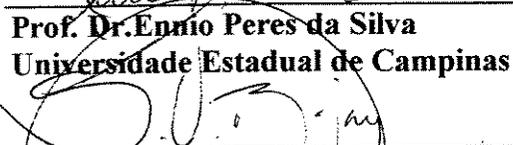
Orientador: **Paulo de Barros Correia**



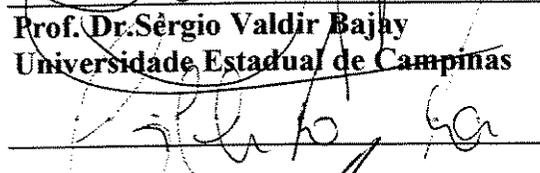
**Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente
Universidade Estadual de Campinas**



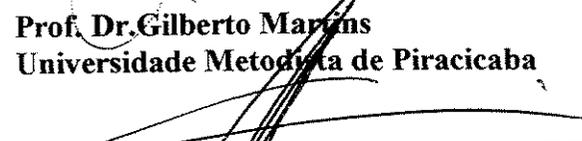
**Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
Universidade Estadual de Campinas**



**Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Universidade Estadual de Campinas**



**Prof. Dr. Gilberto Martins
Universidade Metodista de Piracicaba**



**Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Escola Federal de Engenharia de Itajubá**

Campinas, 31 de Março de 2000

Resumo

SOUZA, Rubem Cesar Rodrigues, *Planejamento do Suprimento dos Sistemas Isolados na Amazônia: Uma Abordagem Multiobjetiva*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000. p. Tese de Doutorado.

A confluência de dois fatores: a grande importância internacional e nacional dispensada a Amazônia e o processo de reestruturação pelo qual passa o setor elétrico nacional, criam as condições necessárias para que a ação do poder público, e em particular aquelas pertinentes ao setor elétrico, sejam objeto de reflexão e avaliação e que uma nova forma de pensar e agir no tocante ao desenvolvimento dessa região possa ser consolidada a luz dos interesses das populações ali residentes e da exploração sustentável dos recursos naturais disponíveis.

Após refletir sobre ações do poder público desenvolvidas ao longo da história da região, num período de aproximadamente 80 anos, propõe-se um instrumento para balizar as ações de planejamento e tomada de decisão quanto ao suprimento de eletricidade em sistemas isolados na Amazônia. O instrumento proposto está alicerçado teoricamente em técnicas de programação multiobjetiva por metas e filosoficamente no Planejamento Integrado de Recursos – PIR, que em conformidade com o nome trata a questão da energia de maneira integrada, enxergando limitações e oportunidades de caráter econômico, ambiental e social.

Afim de vivenciar as barreiras a serem vencidas, para evoluir de um quadro onde o planejamento praticamente inexistia para a adoção de técnicas avançadas, tanto teoricamente quanto filosoficamente, apresenta-se um estudo de caso realizado no Estado do Amazonas utilizando-se o instrumental desenvolvido.

Como resultado tem-se uma visão clara de oportunidades e limitações para penetração de alternativas adequadas a região, além da monetarização, através do trade-off entre os objetivos, de custos sociais e ambientais, importantes para definir as ações de agentes reguladores, tanto na esfera técnico-econômica quanto na ambiental.

A luz das constatações feitas e da percepção adquirida durante o desenvolvimento deste trabalho, propõe-se critérios e métodos que podem ser utilizados para planejar o suprimento de eletricidade dos mercados objeto desse estudo. Partindo-se da premissa que a ação do poder público deve superar a pura e simples concepção de um planejamento setorial adequado aos interesses regionais, propõe-se também, instrumentos legais que podem ser utilizados para incentivar o uso de fontes renováveis de energia e de programas de efficientização e uso racional de eletricidade nesses mercados.

Palavras-chave

Região amazônica, planejamento energético, programação multiobjetiva.

Abstract

Planning of Electricity Supply for Isolated Systems in the Amazon Region: A Multiobjective Approach

SOUZA, Rubem Cesar Rodrigues, *Planejamento da Expansão dos Sistemas Descentralizados na Amazônia: Uma Abordagem Multiobjetiva*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000. p. Tese de Doutorado.

The great importance of the Amazon Region on both national and international levels as well as the restructuring process through which the Brazilian Electric Sector is passing now, create the need for reflection and evaluation of actions taken by the government in the area, specially those concerning the electric sector. It is necessary to develop a new mentality and to establish new lines of actions in order to promote a sustainable development of the region, in which the interests of the local population and the rational exploitation of the natural resources are taken into consideration.

Based on reflections about some government's actions implemented during approximately 80 years in the Amazon Region, the present work proposes a computer tool to analyze and judge planning strategies and decisions that should be made concerning the supply of electricity for isolated systems in the area. The proposed method is based on techniques of 'multi-objective' computer programming, and on the Integrated Planning of Resources Method, which, as its name suggests, approaches the energy issue in an integrated manner, considering the opportunities and the limitations of economical, environmental, and social nature.

The method here proposed is applied in a case study of the State of Amazonas. The barriers to be overcome in order to go from a practically non-existent planning actions to the adoption of theoretically and philosophically advanced techniques are analyzed. The results of this analysis will give a clear idea of the real limitations and also the chances for the penetration of appropriate energetic alternatives in the region, besides permitting the quantification, through the trade-off among the objectives, of the social and environmental costs. All these aspects are important for the definitions of new actions to be launched by regulatory agents, in both tech-economic and environmental levels.

Finally, on the basis of the observations and experiences accumulated during the development of this study, criteria and methods are proposed that can be immediately utilized to the planning of electricity supply for the markets investigated. Considering that the actions of the government have to go beyond the simple conception of a sectorial planning to satisfy regional interests, legal instruments are also proposed which can be utilized to encourage the use of renewable sources of energy, as well as energy efficiency programs and the rational use of electricity in these markets.

Key-words

Amazon region, energy planning, multiobjective programming.

Dedicatória

*Esse trabalho que muito significa para minha vida
profissional e pessoal dedico as pessoas que tiveram papel
incomparável na sua realização,
minha esposa **Luz Marina Andrade Maruoka**
e meu filho **Alessandro César Maruoka Souza**.
Vocês foram a motivação e o estímulo imprescindíveis
para a superação de todos os obstáculos, muitas vezes sem
ter noção que estavam exercendo esse papel.*

Muito obrigado!

Agradecimentos

É impossível realizar um trabalho de tese sem receber a ajuda de inúmeras pessoas.

Agradeço portanto aos meus pais que foram os responsáveis por toda minha formação como ser humano e como profissional.

Agradeço a minha esposa que em todos os momentos sempre acreditou na minha capacidade de realização.

Agradeço ao meu filho Alessandro que sempre foi minha válvula de escape.

Agradeço a meu orientador, dentro outras coisas, por ter permitido que o trabalho refletisse minha verdadeira opinião.

Agradeço a todos meus amigos, tanto aqueles que fiz ao longo do curso quanto aqueles que torciam por mim quando iniciei o trabalho.

Agradeço a vários pessoas que, mesmo sem me conhecerem, em certos momentos me deram o apoio necessário para resolver problemas que envolviam meu trabalho.

Agradeço a Deus que me deu a paz e a tranqüilidade espiritual nos momentos em que os problemas pessoais se somaram aos problemas profissionais.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

1.1 Cenário atual.....	1
1.2 Objetivo da tese.....	2
1.3 Estrutura da tese.....	3

CAPÍTULO 2: AS POLÍTICAS DE DESENVOLVIMENTO PARA A REGIÃO NORTE E O PAPEL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução.....	9
2.2 O período de 1800 à 1920.....	10
2.2.1 As ações do poder público entre 1800 e 1920.....	12
2.2.2 Evolução dos serviços de iluminação e de energia elétrica - 1800 à 1920.....	14
2.2.3 Evolução do perfil sócio econômico no período de 1800 à 1920.....	15
2.3 O período de 1921 à 1960.....	19
2.3.1 As ações do poder público – 1921 à 1960.....	20
2.3.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1920 à 1960.....	23
2.3.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1920 à 1960.....	28
2.4 O período de 1961 à 1980.....	30
2.4.1 Ações do poder público de 1961 à 1980.....	31
2.4.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1961 à 1980.....	35
2.4.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1961 à 1980.....	41
2.5 O período de 1981 à 1996.....	44
2.5.1 Ações do poder público de 1981 à 1996.....	45
2.5.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1981 à 1996.....	48
2.5.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1981 à 1996.....	51

CAPÍTULO 3: AS TRANSFORMAÇÕES NO SETOR ENERGÉTICO NACIONAL E SEUS REFLEXOS NOS SISTEMAS ISOLADOS NA AMAZÔNIA

3.1 Introdução.....	54
3.2 O processo de desestatização e reestruturação do setor elétrico brasileiro.....	55
3.3 Reflexos da desestatização e reestruturação do setor elétrico nacional nos sistemas isolados da Amazônia.....	58
3.3.1 Processo de privatização.....	58
3.3.2 Subsídios.....	61
3.3.3 Produtores independentes e auto-produtores de energia.....	66

3.4 Reflexões sobre a perspectiva da entrada do gás natural na matriz energética Amazônica.....	67
3.4.1 Antecedentes histórico.....	67
3.4.2. Perspectivas para o gás natural na Amazônia.....	74

CAPÍTULO 4: O PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NO CONTEXTO AMAZÔNICO BRASILEIRO

4.1 Introdução.....	77
4.2 Planejamento normativo e planejamento indicativo.....	79
4.3 Características gerais do Planejamento Integrado de Recursos.....	80
4.4 PIR no contexto dos sistemas isolados da Amazônia.....	82
4.4.1 Barreiras usualmente encontradas na implementação do PIR.....	82
4.4.2 Outras barreiras encontradas nos sistemas isolados da RA.....	86
4.4.3 Elementos facilitadores para implementação do PIR na região amazônica.....	90
4.5 Proposta para viabilização do PIR no contexto amazônico.....	94
4.5.1 Mercado de energia elétrica na Amazônia.....	95
4.5.2 Objetivos do PROENERGIA.....	99
4.5.3 Estratégias de ação do PROENERGIA.....	101
4.5.4 A implantação do PROENERGIA.....	106
4.5.5 Fontes de recursos para o PROENERGIA.....	108

CAPÍTULO 5: TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

5.1 Introdução.....	110
5.2 Aspectos básicos em modelagem.....	111
5.3 Instrumentos de otimização utilizado pelo setor elétrico brasileiro.....	112
5.4 Técnicas de modelagem e otimização utilizadas no modelo proposto.....	117
5.4.1 Modelagem misto binário.....	117

CAPÍTULO 6: PROPOSTA DE MODELO DE PLANEJAMENTO PARA O SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE NA AMAZÔNIA

6.1 Introdução.....	123
6.2 Modelagem de custo das alternativas.....	124
6.2.1 Termelétrica a gás natural.....	125
6.2.2 Termelétrica a óleo Diesel ou óleo combustível.....	133
6.2.3 Linha de transmissão.....	136
6.2.4 Central hidrelétrica.....	138
6.2.5 Termelétrica a lenha.....	139
6.2.6 Termelétrica a óleo vegetal.....	142
6.2.7 Planta de cogeração.....	147
6.2.8 Programa de conservação de energia.....	148
6.3 Modelagem de impactos ambientais.....	149
6.4 Modelagem de impacto social.....	152

6.5 Modelo integrado de planejamento.....	156
---	-----

CAPÍTULO 7: PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NO ESTADO DO AMAZONAS

7.1 Introdução.....	157
7.2 Descrição geral da situação sócio-econômica e energética dos mercados.....	158
7.3 Descrição das alternativas.....	159
7.3.1 Termelétrica a gás natural.....	160
7.3.2 Termelétrica a óleo Diesel.....	162
7.3.3 Linha de transmissão.....	163
7.3.4 Hidrelétrica.....	163
7.3.5 Termelétrica a lenha.....	163
7.3.6 Termelétrica a óleo vegetal.....	165
7.3.7 Cogeração.....	167
7.3.8 Conservação de energia elétrica.....	168
7.4 Descrição do modelo.....	169
7.4.1 Estrutura básica do modelo.....	169
7.5 Método.....	171
7.6 Pacote computacional para o planejamento da expansão de sistemas isolados.....	171
7.7 Resultados do estudo de caso.....	172

CAPÍTULO 8: DIRETRIZES PARA O PLANEJAMENTO DO SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE DOS SISTEMAS ISOLADOS DA AMAZÔNIA

8.1 Introdução.....	179
8.2 O papel do governo com relação ao setor elétrico.....	180
8.3 O processo de planejamento energético.....	182
8.4 Elementos de referência para tomada de decisão.....	183
8.4.1 A energia como parte de uma estratégia de desenvolvimento.....	183
8.4.2 A necessidade de mais energia para melhorar o nível de vida.....	184
8.4.3 A necessidade de investimentos adicionais.....	184
8.4.4 Fontes de suprimento disponíveis.....	185
8.4.5 As questões ambientais, humanas e naturais do uso da energia.....	185
8.4.6 Enfoque integrado multiobjetivo.....	185
8.4.7 Diversidade dos mercados.....	186
8.5 O processo de tomada de decisão.....	186
8.5.1 O planejamento energético integrado.....	187
8.5.2 O planejamento multiobjetivo.....	188
8.5.3 O planejamento com múltiplos atores.....	189
8.5.4 A incorporação de riscos e incertezas relativas ao ambiente.....	190
8.6 Opções, instrumentos e limitações em matéria de política.....	190
8.6.1 Iteração entre as opções e os processos de decisão.....	191
8.6.2 Instrumentos de política.....	194
8.6.2.1 Princípios de tarifação baseado no custo total para a sociedade.....	195

8.6.2.2 Subsídios.....	195
8.6.2.3 Tributação	197
8.6.2.4 Instrumentos regulatórios.....	197
CAPÍTULO 9: CONSIDERAÇÕES FINAIS	
9.1 Introdução.....	198
9.2 Avaliação geral das discussões realizadas no corpo do trabalho	198
9.2.1 O modelo de planejamento proposto	200
9.3 Trabalhos propostos	201
ANEXOS	
Anexo 1 Técnicas de otimização.....	204
APÊNDICE	
Apêndice A Memorial de cálculo.....	227
Apêndice B Energia e demanda para os mercados considerados no estudo de caso.....	254
Apêndice C Modelo de otimização para determinação do número de novos navios metaneiros e quantidade de viagens anuais.....	257
Apêndice D Modelo de relatório de saída do pacote computacional para planejamento da expansão de sistemas isolados.....	264
Apêndice E Código da modelagem matemática na linguagem do Lingo 4.0.....	269
BIBLIOGRAFIA	285

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Quantidade de empresas e usina elétricas, com indicação da natureza e da potência dos grupos geradores, segundo as unidades da Federação – 1920.....	16
Tabela 2.2	Evolução da população na Amazônia de 1800 à 1920.....	17
Tabela 2.3	Distribuição da população ativa por setores econômicos na Região Amazônica entre 1900 à 1920 (em percentagens).....	18
Tabela 2.4	Amazônia – Distribuição de renda interna por setores econômicos: 1890 – 1920 (em percentuais).....	18
Tabela 2.5	Aspectos gerais da indústria da eletricidade, segundo as unidades da Federação – 1930.....	24
Tabela 2.6	Aspectos gerais da indústria da eletricidade, segundo as unidades da Federação - 1940.....	25
Tabela 2.7	Consumo de energia elétrica kWh/hab.....	37
Tabela 2.8	Concessionárias de energia elétrica – 1970.....	38
Tabela 2.9	Consumo de eletricidade nos estados da região Norte (1970/1980.).....	41
Tabela 2.10	População total e urbana (1960 –1980).....	41
Tabela 2.11	Indústria na Região Norte e sua participação nos totais das atividades industriais do Brasil – (1960/80).....	42
Tabela 2.12	Sistemas isolados da região Norte – 1996.....	50
Tabela 2.13	Indicadores sócio-econômicos da região Norte – 1997.....	52
Tabela 3.1	Resultado da privatização.....	57
Tabela 3.2	Custo de geração de eletricidade com e sem a CCC, para localidades no Estado do Amazonas.....	62
Tabela 3.3	Empreendimentos em LT que podem reduzir o consumo de óleo Diesel no sistema CEAM.....	64
Tabela 3.4	Pequenos aproveitamentos hidrelétricos levantados pela CEAM.....	65
Tabela 3.5	Reservas explotáveis e provadas na Amazônia Legal (Posição em 31/12/93).	71
Tabela 3.6	Reservas de gás natural na Bacia do Solimões (10^9 m ³) (Posição em dezembro de 1995).....	71
Tabela 3.7	Produção em Urucu – abril/96.....	72
Tabela 3.8	Movimentação de gás natural em Urucu – abril/96.....	73

Tabela 4.1	Dados de projetos desenvolvidos pela empresa Guascor Brasil em Estados Amazônicos.....	92
Tabela 7.1	Indicadores econômicos para implantação do sistema de cogeração.....	168
Tabela 7.2	Solução ótima para o critério de mínimo custo.....	173
Tabela 7.3	Solução ótima para o critério de mínima área desmatada ou inundada.....	173
Tabela 7.4	Solução ótima para o critério de máxima geração de emprego.....	174
Tabela 7.5	Solução ótima para o critério de mínima emissão de CO ₂	174
Tabela 7.6	Solução ótima adotando a hierarquia, custo, área desmatada, emprego e emissão.....	176
Tabela 7.7	Solução ótima adotando a hierarquia emissão, área desmatada, emprego e custo.....	176

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Localização das províncias de Juruá e Urucu.....	69
Figura 4.1	Esquemático das atividades envolvidas no PIR.....	81
Figura 5.1	Representação do modelo de suprimento.....	118
Figura 5.2	Função de custo.....	118
Figura 5.3	Função de custo modular para uma das alternativas.....	120
Figura 6.1	Representação em rede para utilização de gás natural para transporte por gasoduto.....	126
Figura 6.2	Representação em rede da produção de GNL.....	128
Figura 6.3	Representação em rede para transporte de GNL.....	130
Figura 6.4	Representação em rede da infra-estrutura para implantação e operação de termelétricas a gás natural.....	131
Figura 6.5	Representação em rede da alternativa de termelétrica a óleo Diesel.....	133
Figura 6.6	Fluxo de energia e custo na cadeia de utilização de linha de transmissão.....	136
Figura 6.7	Fluxo de energia e custo na cadeia de implantação de hidrelétrica.....	138
Figura 6.8	Rede de fluxo de energia e custo na implantação de floresta energética e transporte da lenha.....	140
Figura 6.9	Rede de fluxo de energia e custo na construção e operação de termelétrica a lenha.....	141
Figura 6.10	Rede de fluxo de energia e custo para implantação de cultura e transporte de óleo vegetal.....	143
Figura 6.11	Rede de fluxo de energia representativa da Implantação da termelétrica.....	145
Figura 6.12	Rede de fluxo de energia para opção de cogeração.....	147
Figura 6.13	Grafo representativo da opção de conservação de energia elétrica.....	148
Figura 7.1	Localização dos mercados de energia elétrica no estado do Amazonas.....	159
Figura 7.2	Logística de transporte para o gás natural de Urucu.....	161

UNICAMP

BIBLIOTECA CENTRAL

SEÇÃO CIRCULANTE

NOMECLATURA

AMFORP - American Foreign Power Company
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BASA - Banco da Amazônia
BNDE - Banco de Desenvolvimento Econômico
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis
CCC-ISOL - Conta de Consumo de Combustível de Sistemas Isolados
CCP - Comitê Coordenador do PROENERGIA
CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétrico
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAM - Companhia Energética do Amazonas
CEEE - Comissão Estadual de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul
CEGAS - Companhia de Gás do Amazonas
CELETRAMAZON - Centrais Elétricas do Amazonas S.A
CELG - Centrais Elétricas de Goiás
CELPA - Centrais Elétricas do Pará
CEM - Centrais Elétricas de Manaus
CEMAR - Centrais Elétricas do Maranhão
CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais
CER - Centrais Elétricas de Roraima S.A.
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.
CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CODEAMA - Centro de Desenvolvimento, Pesquisa e Tecnologia do Estado do Amazonas
CRC - Contas de Resultados a Compensar
DNAE - Departamento Nacional de Energia Elétrica
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROACRE - Centrais Elétricas do Acre

ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A

ENERAM - Estudos Energéticos da Amazônia

FFE - Fundo Federal de Eletrificação.

FNO - Fundo Constitucional do Norte

FORLUZ - Companhia de Força e Luz do Pará S.A.

GLP - Gás liqüefeito de petróleo

GNL – Gás Natural Liqüefeito

ICOMI - Indústria e Comércio de Minérios S.A.

INCRA - Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária

INPA- Instituto de Pesquisa da Amazônia

IPI - Imposto Sobre Produtos Industrializados

IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica

MAE - Mercado Atacadista de Energia

OIS - Operador Independente do Sistema

PAEG - Programa de Ação Econômica do Governo

PEA - População Economicamente Ativa

PED - Programa Estratégico de Desenvolvimento

PIE - Produtores Independes de Energia

PIER - Programa de Incentivos a Energia Renováveis

PNAD - Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios

REMAN - Refinaria de Petróleo de Manaus

REVISE - Revisão Institucional do Setor Elétrico

RGR - Reserva Global de Reversão

SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Eletricidade

SINV – Sistema de Inventário de Bacias hidrográficas.

SIVAM – Sistema de Vigilância da Amazônia

SNE - Secretaria Nacional de Energia

SPEVEA - Superintendência da Valorização da Amazônia

SPVEA - Superintendência do Plano de Valorização da Amazônia,

SUDAM - Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia

SUFRAMA - Superintendência da Zona Franca de Manaus

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO DO TRABALHO

1.1 Cenário atual

Profundas e significativas são as mudanças que estão ocorrendo no cenário energético nacional. Mudanças essas impulsionadas fundamentalmente pela nova postura que o Estado assumiu para condução do setor, deixando de atuar como investidor e assumindo a postura de regulador do mercado.

A criação de um ambiente concorrencial no mercado energético brasileiro, através da entrada de empresas privadas internacionais é outro aspecto marcante nesse novo cenário.

Como fruto dessa nova postura do Estado surgiram novos agentes no setor, como os produtores independentes e os auto-produtores de energia, e outros ainda estão surgindo, uma vez que o processo ainda está em curso.

Os reclames mundiais pela preservação ambiental para as gerações futuras, ou seja as preocupações com a auto-sustentabilidade, impõe novas condições de contorno para a definição das estratégias de atuação tanto das empresas privadas quanto dos órgãos públicos. Para o setor privado a questão ambiental se faz sentir tanto pela criação de instrumentos legais quanto pela nova postura que o consumidor está assumindo.

Dentro desse ambiente de mudanças a necessidade e o papel do planejamento setorial volta e meia eram discutidos, havendo tanto aqueles que eram favoráveis ao mesmo quanto aqueles que o consideravam completamente dispensável.

A corrente que prevaleceu no setor elétrico foi a que defendia a criação de um órgão público responsável pelo planejamento, no entanto este deixou de ser determinativo e passou a ser indicativo.

Dada as condições de contorno anteriormente mencionadas, para viabilizar atualmente tanto a concepção quanto a implementação das ações de planejamento faz-se necessário o desenvolvimento de novos instrumentos e a definição de novos métodos e critérios que garantam a efetiva contribuição do setor elétrico no processo de busca de um desenvolvimento auto-sustentável nacional.

1.2 Objetivo da tese

A Amazônia, apesar da representatividade para o meio ambiente global e de suas enormes potencialidades econômicas, é tratada de maneira historicamente inadequada no tocante ao seu desenvolvimento sócio-econômico. É bem verdade que o modelo de desenvolvimento para a Amazônia precisa ser ímpar, pois assim esta se apresenta em diferentes aspectos no contexto nacional e global.

É fato também que a implementação de ações no ambiente amazônico exige logística complexa e de alto custo. No entanto, essas especificidades regionais não podem servir de base para diagnosticar o problema como sendo de impossível solução, ou ainda que a solução possa ficar para o futuro, penalizando dessa forma as populações ali residentes.

Não é possível admitir, também, que projetos sejam desenvolvidos sem o devido compromisso com os interesses sócio-ambientais e econômicos da região, e sem um grau elevado

de incorporação das potencialidades e aptidões regional. Como exemplo disso, tem-se as ações contempladas nos modelos de desenvolvimento até hoje implementados na região em diferentes épocas, uma vez que estas já se mostraram ineficazes, dilapidando o patrimônio sócio-cultural, econômico e ambiental da região.

Nas questões de desenvolvimento o setor elétrico sempre deverá ocupar papel extremamente significativo. Entendendo dessa forma, nesse trabalho objetiva-se contribuir para a solução dos problemas que envolvem a região Amazônica brasileira através da discussão e proposição de um instrumento, de métodos e critérios que auxiliem o planejamento do setor elétrico regional, tratando especificamente dos sistemas elétricos isolados uma vez que estes predominam na região.

1.3 Estrutura da tese

Ao longo do capítulo 2 apresenta-se uma retrospectiva histórica regional, iniciando no primeiro ciclo econômico da região, o da borracha, até os dias atuais. Nesta visão histórica enfoca-se os diferentes modelos de desenvolvimento regional propostos, com particular atenção para a evolução e participação do setor elétrico, destacando-se os efeitos sobre a evolução sócio-econômica das populações amazônicas.

Dessa forma, objetiva-se evidenciar a necessidade de uma abordagem diferenciada daquelas até então adotadas para o tratamento das questões de desenvolvimento regional, e mais especificamente de evolução do sistema de suprimento de eletricidade nos sistemas isolados amazônicos.

Contribuir para o equacionamento desse problema foi a motivação e se constitui na proposta desse trabalho, enfocando a questão sobre o ponto de vista de uma metodologia adequada para o planejamento do suprimento de energia elétrica, de modo a garantir a oferta de eletricidade em quantidade, qualidade e custos compatíveis com a demanda das populações

locais, particularmente nos sistemas elétricos isolados responsáveis pelo atendimento da grande maioria da população local, dentro de uma perspectiva de compatibilização com as questões de caráter ambiental hoje postas em discussão a nível global.

Os custos amazônicos impostos principalmente pelas grandes distâncias a serem vencidas com um sistema de transporte pouco eficiente e com baixo nível de desenvolvimento, e pela grande dependência de produtos importados de outras regiões do país associados ao baixo poder aquisitivo das populações e a um parque gerador de elevados custos, dependente de fortes subsídios e de insumo não renovável, cuja região não apresenta auto-suficiência na produção criam as condições de contorno e delineiam a complexidade do problema a ser resolvido.

Contribuindo para aumentar a complexidade envolvida na proposição de uma solução para o desenvolvimento do setor elétrico regional, tem-se as profundas mudanças que recentemente começaram a serem impostas ao setor elétrico nacional, cuja configuração final ainda está longe de ser totalmente conhecida.

Ainda há correntes que divergem com relação a questões importantes para a configuração final do setor, cabendo destaque especial ao papel, a responsabilidade e a forma de utilização do planejamento setorial; criando assim um ambiente de grandes incertezas e de dificuldades adicionais significativas para proposições que possam efetivamente serem compatíveis com a configuração final do setor elétrico nacional.

Essas mudanças e seus reflexos nos sistemas isolados da região Norte são tratadas no capítulo 3 desse trabalho, trazendo-se, assim, os elementos necessários para o entendimento da questão, os quais servem, ainda, para reforçar a necessidade de uma abordagem tipicamente regional, no que refere-se ao planejamento da expansão dos sistemas isolados.

Apesar das indefinições referidas anteriormente, alguns elementos para o planejamento já se tornam evidentes, tais como a definição urgente de uma política energética nacional e regional,

as quais deveriam ter precedido todo o desenvolvimento das demais ações, e a implementação de uma nova metodologia para o planejamento da expansão nos sistemas isolados, contemplando opções tanto de oferta quanto de demanda e internalizando questões de caráter sócio-ambiental.

Entendendo dessa maneira, ao longo do capítulo 4, apresenta-se uma discussão sobre as barreiras e facilitadores para implementação do Planejamento Integrado de Recursos – PIR nos sistemas isolados amazônicos.

Embora sejam evidentes as grandes dificuldades para implementar na região, ou até mesmo no país, a metodologia do PIR, advoga-se favoravelmente ao fato deste incorporar elementos fundamentais a serem contemplados em uma metodologia de planejamento para atendimento da demanda de eletricidade nos sistemas isolados da região, podendo-se avançar para uma prática futura deste a partir de bases que podem ser consolidadas hoje.

Assim entendendo, apresenta-se, ainda no capítulo 4, os principais pontos da proposta encaminhada à Superintendência da Zona Franca de Manaus - SUFRAMA, visando o desenvolvimento de um programa de reestruturação do setor elétrico no Estado do Amazonas.

A implementação de um planejamento da expansão nos moldes do PIR exige a disponibilização de instrumento que contemple todas as fontes em potencial, tanto renováveis quanto não renováveis, ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD, bem como a internalização de externalidades de caráter sócio-ambientais.

Sendo assim, no capítulo 6 apresenta-se uma proposta de modelagem matemática das diferentes opções de suprimento de eletricidade, as quais fazem parte de um instrumento de planejamento proposto para expansão dos sistemas isolados, o qual está conceitualmente alicerçado em uma estrutura de grafos, utilizando-se programação linear, programação inteira binária e programação multiobjetiva, cujos fundamentos matemáticos são discutidos no capítulo 5.

O desenvolvimento e aplicação desse tipo de instrumento pressupõe a disponibilidade de informações, não só de potencialidades locais, mas também de custos ao longo da cadeia para utilização de insumos energéticos com relativo grau de confiabilidade.

A entrada do capital privado no setor elétrico, bem como de novos atores, criam um ambiente no qual a disponibilização e veiculação de informações consistentes e coerentes, principalmente de custos, mesmo para os órgãos federais, não existem. Isto decorre do fato da informação de custo se constituir em instrumento de manobra para a competitividade e exploração de negócios com alta rentabilidade para as empresas privadas.

Tal fato ficou evidente quando da realização do estudo de caso apresentado no capítulo 7 deste trabalho, o qual foi implementado fazendo-se uso do instrumento de planejamento proposto, sendo o mesmo aplicado para analisar a expansão de sistemas isolados no Estado do Amazonas.

O estudo realizado foi permeado pela escassez e baixa confiabilidade das informações relativas aos custos na cadeia energética das opções de suprimento consideradas. Esse exercício, portanto, torna indiscutível as dificuldades na obtenção de informações que os órgãos reguladores terão em um ambiente com forte participação do capital privado.

Sendo assim, o instrumento desenvolvido e proposto nesse trabalho, justifica sua validade pelo fato de permitir ao agente regulador a realização de análises das diferentes opções de suprimento e dessa forma, por exemplo, alertar aos agentes privados quanto às oportunidades de negócios que porventura não estejam sendo exploradas e que sejam de interesse da sociedade.

Uma vez que o poder público adota a postura de agente regulador dos serviços de energia elétrica e a responsabilidade sobre o planejamento indicativo, não se pode esperar que este atue de maneira passiva, deixando que o setor caminhe a mercê das forças de mercado, principalmente

no contexto amazônico, dado seus elevados custos, suas incertezas e, conseqüentemente, seus riscos para o empreendedor privado.

Entendendo dessa forma, o instrumento apresentado nesse trabalho assumi papel importante para o agente regulador no sentido de possibilitar propor e avaliar os efeitos de mecanismos de incentivos financeiros que alavanquem empreendimentos com reconhecidos ganhos econômicos, não só para o investidor mas também para os consumidores, além de serem ambientalmente desejáveis, tais como programas de eficiência energética e a utilização de fontes renováveis de energia.

Vale salientar que a supressão de subsídios é algo cada vez mais forte no cenário nacional; no entanto, com relação aos sistemas isolados essa política ainda é posta em dúvida. Se de um lado o órgão regulador do setor define a retirada dos subsídios aos combustíveis não renováveis usados nas termelétricas, por outro, autoriza que a expansão dos sistemas isolados ocorra através da utilização dos mesmos insumos não renováveis e de alto custo já tradicionalmente utilizados na região, não havendo garantia da ocorrência de redução dos custos de geração atualmente praticados, ou, ainda, que fontes renováveis ou programas de eficiência energética venham contribuir efetivamente para o suprimento de eletricidade nesses mercados.

A proposição de métodos e critérios para o planejamento da expansão dos sistemas isolados são apresentados e discutidos no capítulo 8 a luz do estudo de caso realizado para o Estado do Amazonas apresentado no capítulo 7, fornecendo elementos para que haja a garantia da implementação de programas de eficiência energética e a penetração de fontes renováveis, quando desejáveis para os atores envolvidos no cenário energético regional.

O desenvolvimento deste trabalho, mesmo tendo condições de contorno bastante desfavoráveis para tal, possibilitou mostrar que é preciso e possível dotar o agente regulador de instrumento capaz para atuar no setor elétrico de forma a garantir que o suprimento de energia elétrica ocorra dentro dos níveis da qualidade e dos custos aceitáveis, tanto pelo consumidor

quanto pelo supridor, garantindo uma configuração para o sistema elétrico regional que caminhe a passos largos para a auto-sustentabilidade.

CAPÍTULO 2

AS POLÍTICAS DE DESENVOLVIMENTO PARA A REGIÃO NORTE E O PAPEL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

Longe da pretensão de traçar um retrato minucioso da história Amazônica, pretende-se sim, neste capítulo, analisar os impactos sócio-econômicos com base em dados estatísticos, resultantes da ação do poder público na Amazônia, principalmente quando da implementação de políticas de desenvolvimento regional, dando ênfase ao papel desempenhado pelo setor elétrico nesse processo. Dessa forma, esse trabalho pretende contribuir para aclarar quanto a necessidade de novas propostas de modelos de desenvolvimento que venham de fato ao encontro do atendimento das demandas da população.

Na análise realizada, avalia-se de forma mais detida o papel do setor de energia elétrica, um dos elementos fundamentais em políticas de desenvolvimento, e o objeto de estudo central desse trabalho.

Outro aspecto importante a ser salientado refere-se à área de interesse deste, a Região Norte, que compreende os estados do Amazonas, Pará, Acre, Rondônia e Amapá. Não sendo

correto, portanto, o uso do termo Amazônia, que refere-se a uma extensão territorial maior, a qual engloba, além dos estados da região Norte, parte das regiões Centro-Oeste e Nordeste.

Essa abordagem, se por um lado dificulta uma visão de processos que ocorrem na Amazônia com um todo, por outro facilita a obtenção de dados estatísticos que, em geral, são levantados e divulgados segundo a divisão política interna das Unidades da Federação.

De modo a atingir o objetivo proposto nesse capítulo, a história da região Norte, e que em grande parte se confunde com a história da Amazônia, foi dividida em quatro períodos: de 1800 à 1920; de 1921 à 1960; de 1961 à 1980 e de 1981 até 1996.

A razão pela qual este trabalho toma o período de 1800 à 1920 para iniciar sua análise, deve-se ao fato da região Norte ter vivenciado nesse período seu primeiro grande momento econômico, denominado “ciclo da borracha”. O período da análise não contempla os quatro últimos anos, tendo em vista que os fatos ocorridos neste período são discutidos no capítulo 3.

Para cada período faz-se uma descrição do momento histórico nacional e regional, descreve-se as medidas mais significativas do Poder Público relativas a região, observando-se a evolução do setor de energia elétrica a nível nacional e regional, bem como sua influência no processo de desenvolvimento regional. Além disso, avalia-se a evolução do perfil sócio-econômico da população regional.

2.2 O período de 1800 à 1920

A Amazônia entrou no século XIX com uma economia altamente relacionada com o exterior, sem, no entanto, mostrar sinais de solidez interna. Santos (1980) assim refere-se as atividades econômicas dessa época: *“A atividade pesqueira para consumo doméstico, a pecuária e umas poucas culturas agrícolas sem maior porte, afora uma reduzida atividade industrial, eram tudo o que seu sistema apresentava de mais estável; o produto maior de então, o cacau,*

parece ter sido de origem eminentemente extrativa e estava sujeito tanto aos caprichos do extrativismo como aos do mercado externo. A renda total per capita em 1800 não iria além dos 56 dólares de poder aquisitivo atual¹.

Até 1849 a tendência econômica foi declinante, devido à queda do preço do cacau no mercado mundial, e à conflitos internos na região¹.

A partir de 1859, o progresso tecnológico mundial impulsiona a atividade extrativa da borracha², e a Amazônia dotada de grande potencial de exploração desse produto, faz sua opção pelo extrativismo, mesmo este apresentando aspectos negativos para a região³.

O mesmo progresso tecnológico que impulsionou a atividade do comércio da borracha fez com que a exportação do produto natural suplantasse a exportação do produto manufaturado.

Nesse período foi criada a Companhia de Navegação e Comércio do Amazonas, a qual, a partir de 1852, deu início a linhas regulares de embarcações a vapor, de modo a intensificar as atividades comerciais entre as províncias do Amazonas, Pará e o Peru. Em 1867, o rio Amazonas é liberado para o comércio de todas as nações.

No período entre 1877 e 1879, os nordestinos vem reforçar a mão-de-obra na extração da borracha. Sobre esse episódio Souza (1994) escreveu *“Entre 1877 e 1879, o nordeste brasileiro*

¹ “... a guerra do Grão-Pará com a Guiana Francesa resultou numa ocupação militar que duraria até a convenção de Paris, em 1817; e, principalmente, o prolongado período de distúrbios políticos que viriam a culminar na guerra civil amazônica (1835)”. Santos (1980).

² “Mc Intosh descobre a impermeabilização. Goodyear, em 1844, cria o sistema de vulcanização. As fábricas americanas e européias abriam suas linhas de produtos: bolas, cintos, espartilhos, suspensórios, ligas, molas para portas, capas impermeáveis, tapetes, cadeiras, sacos para água quente, salva-vidas. Uma indústria de miudezas para rápido consumo. Depois, pneumáticos para veículos”. Souza (1994).

³ “A opção pelo extrativismo realmente trouxe vários aspectos negativos para a região, piorando o abastecimento pela decadência da agricultura de subsistência. Mas a Amazônia entraria num período tão próspero com o extrativismo da borracha que todos esses inconvenientes pareciam irrelevantes”. Souza (1994).

sofre uma das piores secas de sua história. Somente do Ceará, cerca de 65.000 pessoas partem par a Amazônia, acossados pelo flagelo natural e pela crise da economia agrária”.

O acentuado crescimento econômico, alicerçado no comércio da borracha, é que influenciou, expressivamente, a partir de 1877, a política social das Províncias do Amazonas e Pará, como, por exemplo, no surgimento de cidades e vilas.

Até 1911 a região Amazônica viveu uma época de esplendor econômico, quando então, passou a sofrer os impactos do declínio do preço da borracha no mercado internacional. Souza (1994), refere-se assim a esse momento *“Os mercados mundiais transferiram sua preferência para o látex do Oriente, de preço e custo operacional mais baixos. A Amazônia ficava sem os compradores, assistindo à cotação de preço cair e dependendo de um país essencialmente agrário, que mal despertava para a indústria”.*

Com o monopólio quebrado por plantações racionalizadas, a Amazônia torna-se um território empobrecido e abandonado, situação que veio a perdurar por quase meio século.

2.2.1 As ações do poder público entre 1800 e 1920.

Durante o período colonial as províncias do Amazonas e Pará pouca ligação tinham com o resto do país.

“A legislação, à época por Cartas-Régias, produzidas na Corte e distante da realidade regional, produziu, seguidas vezes, entraves ao florescimento da colonização regional, como ao proibir a fabricação de ferro, de sal, de aguardente, de açúcar e a navegação pelos nossos rios” CODEAMA⁴ (1987).

⁴ CODEAMA – Centro de Desenvolvimento, Pesquisa e Tecnologia do Estado do Amazonas.

No período da borracha, devido aos interesses econômicos internacionais, formaram-se laços políticos formais.

Tendo crescido economicamente, não graças a uma política de desenvolvimento concebida pelo poder público, e sim pelo impulso dado pelo interesse internacional por suas potencialidades naturais, a Amazônia deparou-se, quando em crise, com o desinteresse nacional para superar suas dificuldades. Souza (1994), retrata essa situação da seguinte forma: *“O Brasil em 1920 era um país agrário, sem indústrias de bens duráveis, como a automobilística, que carregava a maior parte da produção mundial da borracha. Era um país que se preocupava mais com a saúva e o amarelão que com os parques industriais. Daí os decretos de 1912 tentando programar, pela primeira vez, a valorização da Amazônia, prevendo uma larga gama de serviços e investimentos públicos, mas que seriam, no ano seguinte, barrados em sua execução pela negativa do Congresso Nacional em conceder a verba necessária. Decretos de um executivo preocupado com o mundo rural, mais que foram contidos por um legislativo de forte tendência urbana”*.

Os governos provinciais, na tentativa de garantir o abastecimento de produtos agrícolas, fomentaram processos de colonização agrícola nos quais Santos (1980) indica as seguintes falhas na estratégia e práticas de administração: *“(a) do ponto de vista ecológico, o sítio foi mal escolhido para a agricultura de ciclo curto. ..., (b) do ponto de vista de recursos humanos, o colono que chegou do Nordeste não passava por nenhum treinamento ou seleção. ... (c) do ponto de vista econômico-espacial, a falha mais patente foi a situação da experiência em zona central, afastado do núcleo de consumo e sem dotação conveniente de transporte. ... (d) do ponto de vista econômico-financeiro, até mesmo os contemporâneos eram quase unânimes em reconhecer a completa desproporção entre gastos com a imigração e os resultados da produção ..., (e) do ponto de vista administrativo, a inépcia esteve presente, polvilhando de erros, precipitação e improvisação toda a obra colonizatória”*.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

2.2.2 Evolução dos serviços de iluminação e de energia elétrica – 1800 à 1920

O sistema de iluminação pública na província do Amazonas teve início em 1856, passando então por diversas alterações, tanto no que refere-se ao tipo de insumo energético quanto na forma de gerenciamento.

O sistema inicialmente implantado funcionava a gasogênio, sendo o mesmo de responsabilidade da Câmara Municipal de Manaus. Como em 1862, quando posto em concorrência pública não apareceu nenhum interessado, este passou à administração da Província.

Em 1869, o sistema passou à empresa Thury e Irmão passando a funcionar à base de querosene.

Em 1874, foi autorizada a contratação a gás carbônico, passando o sistema de iluminação para o engenheiro Joseph Gaune e os comerciantes Mesquita e Irmãos, cuja empresa faliu em 1876.

O gás foi, então, substituído por petróleo, depois por óleo de nafta, passando à eletricidade em 1901, quando foi criada a Superintendência Geral de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade.

Em 1899, tem-se o início do processo de internacionalização e profissionalização do setor elétrico brasileiro, com a instalação da Light, uma empresa de capital anglo-americano-canadense, em São Paulo. Nesse mesmo ano, entra em operação, em Belém, a Cie. d'Entreprises Electriques do Pará, uma companhia Belga, para atender as necessidades de iluminação pública.

Em 1905, entra em operação a empresa britânica Pará Electric Railways and Lighting Company, para exploração do bonde elétrico e iluminação no Pará. Anos depois, em 1909, entra em operação a empresa britânica The Manaus Tramways and Light Company Ltda, com a finalidade de fornecer força, luz e transporte para Manaus.

Sobre a situação do setor de energia elétrica na Amazônia, no período em questão, Cabral *et al.* (1988) afirma: “*Até 1920, na região Amazônica, a totalidade da energia elétrica era produzida por termelétricas. Duas empresas inglesas dominavam a geração e distribuição de energia elétrica, atendendo aos dois únicos centros urbanos importantes do norte do país: A Pará Electric Railways and Lighting Company Limited, cuja usina – em operação desde 1905 – respondia pelo abastecimento de Belém, e a Manaus Tramways and Light Company Limited, que instalou em 1910 uma termelétrica para servir à capital amazonense*”.

Analisando-se a Tabela 2.1, verifica-se a baixa representatividade do mercado de energia elétrica na Amazônia com relação ao resto do país, sendo responsável, em 1920, por somente 1,97 % de toda a potência instalada.

Percebe-se, claramente, que os serviços de energia elétrica desenvolveram-se na região amazônica, nesse período, não para dar suporte as atividades econômicas, uma vez que estas basicamente se concentravam nas atividades extrativistas e de comércio, e sim para atender a demanda social de uma minoria concentrada em Belém e em Manaus, com elevado poder aquisitivo, e que clamavam pelas benecias do desenvolvimento tecnológico.

2.2.3 Evolução do perfil sócio econômico no período de 1800 à 1920

Segundo Santos (1980), “*A evolução populacional desses primeiros quarenta anos explicar-se-ia mais por fatores sanitários e políticos do que pelos movimentos da economia*”.

Vários e sucessivos governos provinciais, preocupados com a escassez da mão-de-obra na agricultura, e conseqüente desabastecimento, conferiram grande importância as questões migratórias, desencadeando processos de colonização, os quais não lograram êxito⁵.

Tabela 2.1. Quantidade de empresas e usina elétricas, com indicação da natureza e da potência dos grupos geradores, segundo as unidades da Federação – 1920.

Unidades Da Federação	Número De Empre- sas	Número de usinas elétricas	Geradores Térmicos (máquina a vapor e combustão interna)		Geradores hidráulicos (turbinas e rodas d'água)		Total	
			Núme- ro de instala- ções	Potência [HP]	Núme- ro de instala- ções	Potência [HP]	Núme- ro de instala- ções	Potência [HP]
Alagoas	4	4	5	1.471	--	--	5	1.471
Amazonas	3	3	3	2.383	--	--	3	2.382
Bahia	8	8	5	7.467	3	16.600	8	24.067
Ceará	3	3	3	115	--	--	3	115
Dist. Federal	1	1	1	30.000	--	--	1	30.000
Esp. Santo	11	11	1	100	10	7.434	11	7.534
Goiás	1	1	1	100	--	--	1	100
Maranhão	2	2	3	335	--	--	3	335
Mato Grosso	7	8	7	966	1	350	8	1.316
Minas Gerais	72	91	2	1.480	90	56.934	92	58.414
Pará	4	4	4	6.800	--	--	4	6.800
Paraíba	7	7	7	1.748	1	50	8	1.798
Paraná	20	20	13	5.178	7	1.537	20	6.715
Pernambuco	15	16	16	14.151	1	45	17	15.196
Piauí	2	2	2	760	--	--	2	760
Rio de Janeiro	17	18	3	135	15	82.815	18	82.980
Rio Gran Nor	4	4	5	1.759	--	--	5	1.759
Rio Gran Sul	40	41	35	13.043	7	1.204	42	14.247
Sta. Catarina	11	11	2	90	9	7.581	11	7.671
São Paulo	66	78	19	15.674	65	195.494	81	211.168
Sergipe	6	6	6	629	--	--	6	629
Ter. Acre	2	4	4	195	--	--	4	195
TOTAL	306	343	147	105.578	209	370.074	356	475.652

Fonte: Cabral, *et al.* (1988).

⁵ “As várias tentativas, levantadas depois minuciosamente pelo relatório do engenheiro Palma Muniz, apresentaram resultados medíocres, principalmente em comparação com o vulto das despesas do Tesouro público e de algumas empresas particulares”. Santos (1980).

No período entre 1877 e 1879, como consequência da seca que se abateu sobre o nordeste, tem-se a migração nordestina. Registrou-se nessa época, só do Ceará, um deslocamento de 65.000 pessoas.

Esses dois fatos fizeram com que a população na região amazônica crescesse a elevadas taxas, como pode ser visto no Tabela 2.2.

Tabela 2.2. Evolução da população na Amazônia de 1800 à 1920.

Anos	Amazonas	Pará	Amazônia
1800	--	--	90.000
1810	--	--	108.639
1820	--	--	137.017
1830	--	--	128.896
1840	19.570	109.960	129.530
1850	--	--	200.391
1860	46.187	232.063	278.250
1870	54.895	268.014	322.909
1880	120.899	269.098	389.997
1890	147.915	328.455	476.370
1900	249.756	455.356	695.112
1910	358.695	783.845	1.217.024
1920	363.166	635.000	1.090.545

Fonte: Santos (1980).

No período de 1870 à 1910, o aumento populacional da Amazônia se deu a níveis superiores as médias nacionais, e até mesmo da dinâmica região Sudeste. No entanto, a distribuição espacial não se verificou de maneira uniforme.

Com relação à população economicamente ativa até 1900 os censos estatísticos do país não faziam esse tipo de levantamento. Portanto, a Tabela 2.3 apresenta somente a partir de 1900 a distribuição da população ativa por setores econômicos, em que verifica-se a diminuição da mão-de-obra no setor primário provocado pelo aumento do desemprego gerado pela crise da borracha.

Tabela 2.3. Distribuição da população ativa por setores econômicos na Região Amazônica entre 1900 à 1920 (em percentagens).

Setores	1900	1910	1920
Primário	80,5	78,3	73,8
Secundário	6,3	6,0	9,2
Terciário	13,2	15,7	17,0
Total	100,0	100,0	100,0

Fonte: Santos (1980).

A mão-de-obra ociosa dos seringais reforçou as atividades dos setores secundário e terciário, provocando um aumento de renda intensa desses setores com relação à renda interna regional total, como pode ser visto no Tabela 2.4.

Tabela 2.4. Amazônia – Distribuição de renda interna por setores econômicos: 1890 – 1920 (em percentuais)

Setores Econômicos	1890 (%)	1900 (%)	1910 (%)	1920 (%)
Setor Primário	50,8	48,8	44,9	35,8
Agricultura	7,7	5,6	2,0	9,1
Ext. vegetal	35,7	38,1	40,7	16,6
Prod. Animal, etc.	7,4	5,1	2,2	10,1
Setor Secundário	0,5	1,7	4,0	7,1
Ext. mineral	-	-	-	0,0
Ind. de transformação	0,1	0,8	3,2	5,9
Construção Civil	0,4	0,9	0,8	1,2
Setor Terciário	48,7	49,5	51,1	57,1
Comércio merc.	33,9	27,5	30,8	39,0
Governo	7,3	13,8	11,0	8,3
Outros serviços	7,5	8,2	9,3	9,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Santos (1980).

Observando-se ainda a Tabela 2.4 fica claro a inversão ocorrida, no período de 1890-1920, na participação dos setores econômicos na renda regional, sendo o setor primário com maior

participação em 1890 suplantado pelo setor terciário em 1920, o que é explicado pelos fatos anteriormente expostos.

Em 1872, a proporção de analfabetos na população do Pará era de 78% e no Amazonas de 86,8%, índices que sofreram significativa redução em 1900, 70% e 67,9% respectivamente, embora sendo ainda índices elevados.

2.3 O período de 1921 à 1960

No período em questão poucos fatos significativos ocorreram na região, no sentido de tirá-la do marasmo a que estava entregue. Como a decretar definitivamente a falência da Amazônia, Henry Ford , em 1939, abandona seu investimento de 15 milhões de dólares na Fordlândia⁶.

Em 1940 Getúlio Vargas chega a Manaus e pronuncia o “Discurso do Rio Amazonas”, o qual de concreto, só causou o desmembramento, em 1943, dos Estados do Pará, Amazonas e Mato Grosso, para a criação dos territórios do Amapá, Rio Branco e Guaporé, atual Rondônia.

O fato mais marcante, até 1953, para a região amazônica, foi o esforço de guerra de 1942, o qual pretendia aumentar os estoques de borracha dos aliados durante a segunda guerra mundial.

No sentido de resgatar a economia da Amazônia em 1953, com base no extrativismo, principalmente da borracha, foi criada a Superintendência da Valorização da Amazônia - SPEVEA , a qual falhou em seu objetivo de desenvolvimento regional.

Nesse período alguns outros produtos extrativos começaram a ter destaque na economia regional, como foi o caso da juta, implantada por imigrantes japoneses, que teve seu auge no

⁶ “Implantada no Pará, esse projeto compunha-se de 3,5 milhões de seringueiras plantadas no modelo asiático, numa propriedade de um milhão de hectares cedidos pelo governo paraense. Erros de administração e uma praga que atacou as árvores, acabaram com o sonho de Henry Ford”. Souza (1994).

período 1941-1964. Além da juta, pode-se destacar a pimenta-do-reino, igualmente implantada por imigrantes japoneses, que teve como seu maior produtor no Brasil a Amazônia, até 1970.

Em 1958, o fluxo migratório para a Amazônia volta a intensificar-se com o início da construção da estrada Belém-Brasília, o que despertou o interesse por terras por parte de alguns empresários. Nessa época verifica-se a retomada do interesse do capital privado internacional pelas riquezas naturais da Amazônia. Data dessa época, também, a implantação da Indústria e Comércio de Minérios S.A. - ICOMI⁷, no Amapá, e a concessão de 19 castanhais nativos para a Jari Florestal.

De 1920 a 1960, a Amazônia passa por uma longa estagnação econômica, que vai refletir entre outros aspectos em sua organização urbana.

2.3.1 As ações do poder público – 1921 à 1960

O Brasil no período de 1921 à 1945, teve os governos de Epitácio da Silva Pessoa [1919-1922], Artur da Silva Bernardes [1922-1926], Washington Luís Pereira de Souza [1926-1930], Getúlio Dornelles Vargas [1930-1945, 1951-1954], Eurico Gaspar Dutra [1946-1951], Café Filho, Carlos Luz, Nereu Ramos e Juscelino Kubitschek [1956-1961].

Até 1930, os sucessivos governos passaram por diversas agitações sociais, como o movimento tenentista, a revolta dos 18 do Forte, a Rebelião Paulista de 1924 e a Coluna Prestes. Nesse período, a política econômica estava voltada para a valorização do café, a emissão de moedas⁸ e a inflação. A indústria de alimentos é a que mais cresce, chegando a representar 40% dos estabelecimentos industriais.

⁷ Instalada com o objetivo de exportar manganês da Serra do Navio, sendo responsável pela instalação de infra-estrutura necessária para o escoamento da produção, como ferrovia e porto.

A partir de 1930, na “Era Vargas”, ocorrem várias greves e manifestações de oposição. O governo Vargas é marcado pela forte nacionalização dos setores industriais e energético, principalmente petróleo e eletricidade.

Entre 1930 e 1940, o país passa por um surto de desenvolvimento industrial, o crescimento médio da indústria na década de 1930 foi de 125% contra 20% da agricultura.

O fato mais importante nesse período, relativo a atuação do poder público na Amazônia, foi o episódio denominado “**Batalha da Borracha**”, iniciado em 1942. Nesse período, com o objetivo de garantir os estoques de borracha dos países aliados, tendo em vista o desenrolar da II Guerra Mundial, a extração da borracha foi novamente estimulada. Colocado para a população como um plano de longo prazo, este criou expectativas que ficaram frustradas quando do seu término em 1946, logo após o término da guerra, com danos significativos para a população amazônica. Sobre esse episódio Souza (1994) relata: “*Segundo uma comissão de inquérito do Congresso Constituinte, cerca de vinte mil trabalhadores morreram nos seringais, configurando um número de baixas bem maior que as sofridas pela FEB – Força Expedicionária Brasileira*”.

Depois de 1946, outros empreendimentos passaram a ter prioridade junto ao governo federal, como a usina de Volta Redonda e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, sendo então os seringais abandonados.

Em 1946 Eurico Gaspar Dutra assumi o governo, permanecendo até 1951. Este governo foi marcado por mais de 60 greves e intensa repressão ao movimento operário. Como fato marcante de sua administração tem-se a Constituição de 1946, a qual devolveu a autonomia aos Estados e municípios e restabeleceu a independência dos três poderes.

No contexto do planejamento econômico recebe destaque, no governo Dutra, a proposta de implementação do Plano SALTE (Saúde – Alimentação – Transporte – Energia), o qual foi

⁸ A política monetária de Ruy Barbosa conhecida como “encilhamento”, alicerçada na emissão de moedas sem controle, acelera a inflação que chega a 115% ao ano.

abandonado em 1952, uma vez que a aprovação do mesmo ocorreu a menos de cinco meses das eleições presidenciais, em um momento em que o país vivia o surgimento de uma nova correlação de forças políticas.

Em 1951, Getúlio Vargas reassumi o poder e governa até 1954, quando então suicida-se. Do governo Vargas destaca-se a campanha nacionalista do petróleo, sob o lema “O petróleo é nosso”, que levou à criação da Petrobrás em 1953, a qual passou a monopolizar a exploração e refino de petróleo em território brasileiro.

Nos 16 meses que seguiram ao suicídio de Getúlio Vargas, o país teve três dirigentes, Café Filho, Carlos Luz e Nereu Ramos. Em 1956 assumi Juscelino Kubitschek, que governou até 1961.

No governo de Juscelino tem-se a implantação do Plano Nacional de Desenvolvimento - PND, conhecido como o “**Plano de Metas**”, o qual tinha o slogan “Cinquenta anos em cinco”. O Plano elevou os índices de crescimento da indústria nacional, acompanhado de melhoria da educação, transporte, fornecimento de energia, às custas de um grande endividamento externo.

Como ação específica do poder público com relação a Amazônia, registra-se a criação da Superintendência do Plano de Valorização da Amazônia - SPVEA, cujo objetivo era desenvolver a produção agrícola, mineral e industrial e elevar o bem-estar social e econômico da população regional. Os recursos financeiros para viabilizar os projetos viriam do erário público, correspondentes a 3% dos impostos recolhidos em todo o país.

Os setores de agricultura, transporte, comunicações, energia, saúde, crédito, comércio, educação e recursos minerais, foram escolhidos como prioritários para que os objetivos fossem alcançados. Além disso, grande parte dos recursos era destinado à atividade extrativa da borracha. Porém, a lentidão da regulamentação do dispositivo legal que garantiria os recursos

necessários e a não disponibilidade integral dos recursos no momento certo, conduziram ao fracasso de suas ações.

2.3.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1920 a 1960

No cenário nacional o setor elétrico na década de 20 estava sob domínio de grupos internacionais. A Light, que se instalou no Brasil em 1899, e a American Foreign Power Company - AMFORP, que veio para o Brasil em 1923, dominavam o mercado brasileiro de energia elétrica, controlando os grandes centros consumidores. O setor elétrico caracterizava-se, nesta década, pela construção de unidades geradoras de maior porte e a intensificação do processo de contração e centralização das empresas concessionárias.

Segundo Cabral *et al.* (1988) “*Na década de 20, nos estados da região Norte e Nordeste, os mais pobres da federação, continuaram operando numerosas empresas, de porte reduzido, muitas delas mantidas pelas prefeituras, que atendiam ao diminuto consumo local, fornecendo eletricidade, quase sempre, por intermédio de pequenas unidades termelétricas*”.

A situação geral da indústria de eletricidade no Brasil em 1930, pode ser vista no Tabela 2.5.

Observa-se que a potência instalada nos estados da região Norte cresceu no período de 1920 a 1930 de 43,2%, enquanto a potência instalada nacional se elevou de aproximadamente 119,48%.

A revolução de 1930 provocou grandes mudanças nas esferas política e econômica do país, impactando de maneira significativa no setor elétrico nacional.

Em 1933, o governo revoga a “Cláusula Ouro”⁹, existente na maioria das concessões de empresas estrangeiras, obrigando o uso da moeda corrente nacional para pagamento dos contratos.

Tabela 2.5 Aspectos gerais da indústria da eletricidade, segundo as unidades da Federação – 1930.

Unidades Da Federação	Número de empresas	USINAS GERADORAS						POTÊNCIA [kW]				Total
		Fornecedores			Privativas			Origem térmica		Origem hidráulica		
		Termelétricas	Hidrelétricas	Mistas	Termelétricas	Hidrelétricas	Total	Usinas fornecedoras	Usinas privadas	Usinas fornecedoras	Usinas privadas	
Alagoas	39	31	5	2	--	--	38	7032	--	2831	--	9863
Amazonas	9	10	--	--	--	--	10	2824	--	--	--	2824
Bahia	36	25	14	--	--	--	39	7101	--	15563	--	22264
Ceará	35	32	2	1	--	--	35	6552	--	99	--	6651
Distrito Federal	1	1	--	--	--	2	3	15200	--	--	376	15576
Espírito Santo	31	6	26	--	--	1	33	944	--	7282	75	8301
Goiás	23	1	23	--	--	--	24	30	--	1141	--	1171
Maranhão	10	10	--	--	--	--	10	1320	--	--	--	1320
Mato Grosso	10	6	4	--	--	--	10	554	--	859	--	1413
Minas Gerais	252	12	292	2	--	13	319	3852	--	85416	1482	90750
Pará	16	16	--	--	--	--	16	6998	--	--	--	6998
Paraíba	40	38	2	--	--	--	40	5173	--	105	--	5278
Paraná	31	19	17	--	--	3	39	4741	--	2673	2642	10056
Pernambuco	91	83	8	1	--	7	99	27843	--	1999	941	30783
Piauí	7	7	--	--	--	--	7	993	--	--	--	993
Rio de Janeiro	62	15	60	--	--	11	86	3185	--	172600	2303	178088
R. G. do Norte	20	20	--	--	--	--	20	1812	--	--	--	1812
R. G. do Sul	134	99	55	3	2	--	159	33009	1477	5668	--	40154
Santa Catarina	29	8	20	1	--	1	30	1315	--	7905	50	9270
São Paulo	108	24	128	1	--	13	166	13529	--	311037	6598	331164
Sergipe	18	19	--	--	1	1	21	2271	800	--	405	3476
Acre	7	7	--	--	--	--	7	197	--	--	--	197
Total	1009	489	656	11	3	52	1211	146475	2277	615178	14872	778802

Fonte: Cabral *et al.* (1988).

Em 1934, o poder público passou a deter a propriedade sobre as quedas d'água e a regular seu uso, através da promulgação do Código de Águas. Tem-se, então, a implementação do conceito de regime de serviço pelo custo¹⁰ na regulação tarifária.

No que refere-se ao contexto amazônico, o Código de Águas, por não contemplar as termelétricas não trouxe impactos para os sistemas da região.

⁹ Parte do valor da tarifa de energia elétrica era calculada com base na cotação internacional do ouro.

¹⁰ O valor da tarifa de energia elétrica seria obtido em função das despesas operacionais, taxas e impostos, reservas para amortização, reservas de depreciação e remuneração do capital investido.

Em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, responsável pela normatização e fiscalização dos serviços públicos de energia elétrica.

O controle exercido pelo poder público inibia os investimentos privados em energia elétrica, mostrando-se o setor incapaz de atender a demanda provocada pelo crescimento industrial, principalmente na chamada “Era Vargas”. O CNAEE criou, então, a Comissão de Racionamento de Energia Elétrica, objetivando conter o consumo de energia, enquanto vários consumidores instalavam sistemas de auto-produção, aumentando o número de usinas geradoras privadas de 30,9%, na década de 30. A situação do setor elétrico em 1940 é apresentada na Tabela 2.6

Tabela 2.6. Aspectos gerais da indústria da eletricidade, segundo as unidades da Federação - 1940

Unidades da Federação	Número de empresas	USINAS GERADORAS						POTENCIA [kw]				Total
		Fornecedores			Privativas			Origem térmica		Origem hidráulica		
		Termelétricas	Hidrelétricas	Mistas	Termelétricas	Hidrelétricas	Total	Usinas fornecedoras	Usinas privadas	Usinas fornecedoras	Usinas privadas	
Alagoas	58	49	5	4	--	--	58	10.140	--	2.842	--	12.982
Amazonas	28	30	--	--	--	--	30	4.489	--	--	--	4.489
Bahia	70	54	18	--	--	--	72	9.339	--	15.698	--	25.037
Ceará	72	67	6	--	--	--	73	12.219	--	310	--	12.529
Distrito Federal	2	2	--	--	--	2	4	15.320	--	--	376	15.696
Espirito Santo	50	11	41	--	--	1	53	1.043	--	7.912	75	9.030
Goiás	36	5	34	--	--	--	39	182	--	2.853	--	3.035
Maranhão	14	13	1	--	--	--	14	2.451	--	99	--	2.550
Mato Grosso	17	15	6	--	--	--	21	2.488	--	2.066	--	4.554
Minas Gerais	336	32	371	--	--	17	423	10.121	--	126929	7.597	144.647
Para ⁽¹⁾	48	50	1	--	--	--	51	14.733	--	18	--	14.751
Paraíba	72	80	3	--	--	--	83	9.079	--	252	--	9.331
Paraná	38	22	21	1	1	3	48	2.527	589	12061	2.642	17.819
Pernambuco	125	118	14	1	1	7	141	43.565	1.500	2.738	878	48.681
Piauí	18	18	--	--	--	--	18	2.006	--	--	--	2.006
Rio de Janeiro	77	26	71	--	1	14	112	4.901	7.500	247127	4.084	263.612
R. G. do Norte	37	37	--	--	--	--	37	3.807	--	--	--	3.807
R. G. do Sul	273	170	137	4	2	2	313	53.502	2.127	10.047	--	65.576
Santa Catarina	72	23	59	2	--	--	85	2.477	--	14.178	50	16.705
São Paulo	133	45	129	2	--	--	196	16.573	--	539403	8.678	564.654
Sergipe	31	32	--	--	1	1	34	4.149	1.425	--	405	5.979
Acre	99	9	--	--	--	--	9	283	--	--	--	283
Total	1.706	908	917	17	6	66	1914	221390	13.141	984561	24785	1243877

(1) Dado referente a 1941.
Fonte: Cabral *et al.* (1988).

A constituição de 1946 instituiu o Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE, o qual destinava 40% ao Banco de Desenvolvimento Econômico – BNDE, para financiamento de projetos urgentes, enquanto os 60% restantes eram destinados aos Estados e municípios, com o objetivo de melhoria do setor. Este imposto foi aprovado somente em 1954 juntamente com o Fundo Federal de Eletrificação – FFE.

A implementação desse imposto levou à capitalização do setor, a qual somada a insuficiência de investimento privado, conduziram o Governo Federal a constituir suas próprias concessionárias. Tem-se, então, a criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul - CEEE, em 1943; a criação, em 1945, da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF; e a criação da Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG, em 1952. Data também de 1952 a criação da Centrais Elétricas de Manaus – CEM.

Em março de 1956 o governo federal autorizou o governo do Amapá a organizar a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA, destinada a construir e explorar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica neste território. Ainda em 1956 instala-se em Manaus uma refinaria de petróleo, a REMAN, para solucionar o problema de fornecimento de energia elétrica para Manaus.

Data também de 1956 a criação da Companhia de Força e Luz do Pará S.A. - FORLUZ. Essa empresa de economia mista, onde a prefeitura de Belém era o maior acionista, passa a ser responsável pela geração e distribuição de energia elétrica na capital paraense.

A política de desenvolvimento do período de 1956 à 1961 seguia a orientação do Plano de Metas do governo Juscelino, o qual elegeu o setor de energia como um dos cinco setores básicos. O setor de energia, juntamente com o setor de transportes, respondiam por 73% dos investimentos programados. O setor de energia elétrica foi contemplado com 24% dos recursos globais do Plano.

Em 1953 entra em discussão no Congresso a lei que iria regulamentar a distribuição do IUEE entre as unidades da federação. O principal objetivo da lei era canalizar os recursos para as

regiões menos desenvolvidas no país, o que provocou choques de interesses, tendo a discussão se estendido por três anos, quando então o governo editou o Decreto 40.007, de 20.09.56, que estabelecia que 40% do IUEE destinava-se à União, 50% aos estados e Distrito Federal e 10% aos municípios. Os critérios para repartição adotados foram os seguintes: população – 50%; consumo de eletricidade – 45%; área territorial – 4%; geração de eletricidade – 1%.

Percebe-se, a partir dos percentuais adotados, que os estados da região Norte foram penalizados, pois somente no critério área territorial é que o Pará e o Amazonas levavam um peso mais significativo, e que no geral acabava diluído pelos outros critérios.

O envolvimento dos governos estaduais com o Plano de Metas verificou-se através da criação de um grande número de empresas públicas estaduais, atreladas também aos recursos captados através das taxas de eletrificação estaduais.

Em 1960, tem-se a consolidação da política de intervencionismo do Estado no setor de energia elétrica, com a criação do Ministério de Minas e Energia. Política esta que veio balizar toda a estruturação do setor elétrico nacional.

Fazendo uma leitura do momento histórico, verifica-se que o poder público estadual na região Norte, na figura das prefeituras, seguindo as diretrizes do poder central, assumi os serviços de energia elétrica, a exemplo do que vinha ocorrendo em outras regiões do país. Deduz-se, portanto, que o suprimento de energia elétrica não era tido como prioridade pelo poder público estadual. Manaus não seria uma exceção, pelo fato de haver sido instalada uma refinaria para resolver o problema de energia elétrica, pois isso ocorreu após a capital amazonense ter vivido seguidos anos de intenso racionamento.

Nos últimos anos da década de 60 tem-se na Amazônia um quadro caótico de suprimento elétrico. Nessa época foi necessário montar todo um processo de improvisação para minorar a consequência da falta de energia: emprego de motores de barcos, de caminhões, de automóveis, de navios, etc., para produção de eletricidade.

2.3.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1920 à 1960.

Lúcio Flávio Pinto apud. Magalhães, *et al.* (1996), assim refere-se ao período 1920 a 1940 na Amazônia: *“Nesse momento, a borracha que já era insignificante como contribuição amazônica à economia internacional, permitiu o surgimento de um certo parque industrial sem subsídios e sem a expectativa nacional. Entre 20 e 40 esse parque se formou aqui principalmente em Belém, com uma indústria de calçados, de guarda-chuvas, protetores de borracha, sem capacidade de competição fora dos limites regionais porque os limites regionais limitavam a escala”*.

A década de 20 foi marcada pela assustadora redução populacional e índice de liquidez caindo praticamente para zero. As atividades produtivas regrediram para o trabalho de subsistência e as relações de comércio para o regime de troca.

A grande distância que separa a região Norte dos grandes centros populosos e sua deficiência nos sistemas de transportes foram fatores que limitaram os deslocamentos populacionais no período de 1920 a 1960.

A população amazônica que no período de 1910 à 1920 apresentou crescimento de aproximadamente 75%, no período de 1920 à 1940 cresceu apenas 34,6%, apresentando taxas de 24,95% e 39,66% nas duas décadas seguintes.

As dificuldades econômicas que imperavam na região geraram um elevado grau de desemprego, o qual provocou a migração para os núcleos urbanos, fazendo com que o percentual de 27,7% da população total que habitavam a área urbana em 1940 se elevasse para 37,7% em 1960. Mesmo vivendo esse momento adverso, verificou-se, nessa época, em algumas áreas, a ampliação do mercado de trabalho, como no município de Santarém, Marabá e Acará Tomé-açu, no Estado do Pará, resultado do aumento da exploração da juta, castanha-do-pará e pimenta-do-reino.

O Censo de 1960 revela a pouca representatividade no contexto nacional, da atividade industrial na região Norte, com um percentual de 1,62% em 1960. Destaca-se na atividade industrial a extração mineral, cuja produção estava centrada nas atividades da ICOMI, e a indústria de alimentos, que beneficiava produtos extrativos para exportação e para suprimento do mercado interno.

2.4 O período de 1961 à 1980

O período de 1961 à 1980 foi sem dúvida alguma o mais significativo para a região Norte, no tocante as medidas desenvolvimentistas adotadas pelo poder público federal.

A primeira grande tentativa de ocupação e integração da Amazônia ocorreu em 1966 na chamada “Operação Amazônia”, no governo Castelo Branco, a qual seguia a lógica dos argumentos geopolíticos. Souza (1994) assim refere-se a visão dos militares sobre a Amazônia: *“Para os militares, a Amazônia era um vazio demográfico, perigoso de ser controlado e alvo da cobiça de outras nações se não fosse urgentemente ocupado pelo Brasil”*.

A estratégia para levar a efeito este plano foi montada por um grupo de empresários internacionais, técnicos e funcionários governamentais, após uma viagem de Belém para Manaus, feita no transatlântico Rosa da Fonseca, fretado exclusivamente para esse fim.

Além dos diversos órgãos que foram criados como o Banco da Amazônia - BASA, Superintendência da Zona Franca de Manaus - SUFRAMA, Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM e Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária - INCRA, foram feitos investimentos também em infra-estrutura, através da construção de estradas e modernização dos sistemas de transporte e comunicação.

A região passou por transformação significativo nas atividades econômicas, comparativamente a situação vivenciada ao final dos anos 50. Souza (1994), assim refere-se a esse período *“No início da década de 70, em plena época do chamado Milagre Econômico, a*

O Censo de 1960 revela a pouca representatividade no contexto nacional, da atividade industrial na região Norte, com um percentual de 1,62% em 1960. Destaca-se na atividade industrial a extração mineral, cuja produção estava centrada nas atividades da ICOMI, e a indústria de alimentos, que beneficiava produtos extrativos para exportação e para suprimento do mercado interno.

2.4 O período de 1961 à 1980

O período de 1961 à 1980 foi sem dúvida alguma o mais significativo para a região Norte, no tocante as medidas desenvolvimentistas adotadas pelo poder público federal.

A primeira grande tentativa de ocupação e integração da Amazônia ocorreu em 1966 na chamada “Operação Amazônia”, no governo Castelo Branco, a qual seguia a lógica dos argumentos geopolíticos. Souza (1994) assim refere-se a visão dos militares sobre a Amazônia: *“Para os militares, a Amazônia era um vazio demográfico, perigoso de ser controlado e alvo da cobiça de outras nações se não fosse urgentemente ocupado pelo Brasil”*.

A estratégia para levar a efeito este plano foi montada por um grupo de empresários internacionais, técnicos e funcionários governamentais, após uma viagem de Belém para Manaus, feita no transatlântico Rosa da Fonseca, fretado exclusivamente para esse fim.

Além dos diversos órgãos que foram criados como o Banco da Amazônia - BASA, Superintendência da Zona Franca de Manaus - SUFRAMA, Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM e Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária - INCRA, foram feitos investimentos também em infra-estrutura, através da construção de estradas e modernização dos sistemas de transporte e comunicação.

A região passou por transformação significativo nas atividades econômicas, comparativamente a situação vivenciada ao final dos anos 50. Souza (1994), assim refere-se a esse período *“No início da década de 70, em plena época do chamado Milagre Econômico, a*

Amazônia era então não mais uma região de economia extrativa, mas basicamente uma área de agropecuária, mineração, metalurgia e siderurgia. Já no final de 1966, mais de mil investidores tinham instalado projetos de criação de gado ao longo da estrada Belém-Brasília”.

A década de 1970 caracterizou-se por um período de profundas mudanças, com uma crescente concentração do poder econômico do governo federal.

2.4.1 Ações do poder público de 1961 à 1980

Jânio Quadros assumiu a presidência do Brasil em janeiro de 1961, renunciando em 25 de agosto do mesmo ano. No plano econômico o governo de Jânio Quadros, que herdou de JK um país em acelerado processo de concentração de renda e inflação crescente, adotou uma política austera, ditada pelo Fundo Monetário Internacional – FMI, restringindo o crédito e congelando salários. Apesar de obter novos empréstimos, desagradou empresários e movimentos populares. Suas ações, no entanto, não são levadas adiante por seu sucessor.

João Goulart, que assumiu a presidência após a renúncia de Jânio Quadros e sob forte resistência imposta pela UDN e a cúpula das forças armadas, lança o Plano Trienal de Desenvolvimento Econômico e Social.

O Plano Trienal objetivava manter as taxas de crescimento da economia e reduzir a inflação. Este Plano determinava a realização das chamadas reformas de base – reforma agrária, educacional, bancária, etc. No entanto, este não encontra apoio no Congresso, nem tampouco junto a empresários brasileiros e internacionais. Em 31 de março de 1964, civis e militares destituem o governo e implantam uma ditadura militar no país, que estende-se até 1985.

Em novembro de 1964, estando à presidência o general Humberto de Alencar Castelo Branco, é divulgado o primeiro plano de desenvolvimento do governo militar o “Programa de Ação Econômica do Governo – PAEG”, que abrangia o período 1964-1966. O PAEG foi o principal instrumento de coordenação dos gastos públicos de 1964 a 1967.

O PAEG tinha objetivos claramente macroeconômicos, segundo Lima (1995) *“Tratava-se de enfrentar a ameaça da hiperinflação, os desníveis econômicos setoriais e regionais, a escassez de oportunidades de emprego e mão-de-obra e o desequilíbrio do setor externo”*.

Houve ainda, no governo Castelo Branco a intenção de implementar o “Plano Decenal de Desenvolvimento Econômico e Social” para o horizonte de 1967 a 1976, o qual esbarrou na troca de governante.

Em 1967 é promulgada pelo Congresso Nacional a Constituição de 1967, que institucionaliza o Regime Militar de 1964. A nova Constituição concede aos governos militares completa liberdade para legislar em matéria de política eleitoral, econômica e tributária.

Ainda em 1967 assumi a presidência o general Arthur da Costa e Silva, que decreta o Ato Institucional N^o. 5 – AI-5¹¹.

Data também de 1967 a criação da Zona Franca de Manaus, que proporcionou a instalação de várias indústrias na cidade de Manaus. Souza (1994), assim refere-se a esse empreendimento *“Aproveitando a legislação, essas indústrias se estabelecerem em uma área de Manaus, no chamado Distrito Industrial, onde receberam terreno a preços irrisórios, totalmente urbanizados, como nenhum conjunto habitacional supostamente para pessoas de baixa renda recebeu.”*

Em 1968 é lançado o “Programa Estratégico de Desenvolvimento – PED”, que apresentava o plano de ação do governo para o período 1968 a 1970. O PED significou uma reorientação da política econômica, adotando não mais a austeridade na contenção dos gastos públicos, mas sim medidas voltadas para o desenvolvimento e o crescimento econômico.

¹¹ Este Ato restabelece o poder presidencial de cassar mandatos, suspender direitos políticos, demitir e aposentar funcionários, termina com a garantia de habeas corpus e reforça a repressão.

Em 1969 assumi a presidência o general Emílio Garrastazu Medici, cujo mandato ficou conhecido como “anos de chumbo”¹², tendo terminado em 1974.

Em 1970 é iniciada a construção da rodovia Transamazônica que, segundo o governo, representava a implementação de uma estratégia para a integração nacional. Sobre essa argumentação do governo Souza (1994) declara: *“Porém o traçado desta, interligando o Nordeste miserável à Amazônia pobre, não ajudava muito a reforçar os argumentos governamentais. ... “Em menos de dez anos a selva reivindicou de volta quase todo o trajeto da Transamazônica”.*

Em 1971 foi encaminhado ao Congresso Nacional o “Plano Nacional de Desenvolvimento – I PND”, para o triênio 1972-1974. Este Plano tomava como base o documento “Metas e Bases para a Ação do Governo”, que havia sido apresentado pelo próprio presidente em 1970.

O I PND trazia em seu bojo a idéia do “Brasil potência”, traduzido na concepção de projetos de investimento em grande escala, não sendo dada muita ênfase ao planejamento. No triênio 1971, 1972, 1973 a capacidade produtiva do país aumentou em praticamente 50 %.

Iara Ferraz apud. Magalhães *et al.* (1996) faz o seguinte comentário sobre a situação na região sudeste do Pará na década de 1970: *“Nos anos 70, esta região da Amazônia oriental foi tomada de assalto pelas políticas públicas ligadas ao processo de endividamento social do regime autoritário, com a implantação de mega-empresendimentos governamentais (rodovias, hidrelétrica de Tucuruí, linhas de transmissão e , mais recentemente, a ferrovia de Carajás), infra-estrutura para os investimentos multilaterais, concentrados sobretudo nos setores de exploração madeireira, mineração e metalurgia.”.*

Em 1974 a companhia Vale do Rio Doce em associação com a companhia japonesa C. Ithoh anuncia o projeto para instalação de uma fábrica de alumínio em Belém e a construção da hidrelétrica de Tucuruí.

¹² Alusão a intensificação da repressão, com a instalação de centros de torturas em várias partes do país.

David Zylberstajn apud. Magalhães *et al.* (1996) declara o seguinte a respeito de Tucuruí: *“A flagrante injustiça quanto às prioridades de uso da energia produzida (e hoje fortemente excedente) demonstra claramente ser este um motivo pouco adequado e confiável (referindo-se ao uso da energia para o desenvolvimento da região). O divórcio do projeto Tucuruí com o desenvolvimento regional fica patente pela existência de centenas de milhares de cidadãos não atendidos, ou mal supridos, num pequeno raio a partir da hidroelétrica. As oportunidades perdidas no que tange ao desenvolvimento regional são enormes”*.

Todas as ações do Regime Militar de 1968 à 1974 encontravam respaldo no denominado “milagre econômico”, com o Produto Interno Bruto – PIB brasileiro crescendo em média 11,2 % ao ano e a inflação média anual não ultrapassando 18%.

Pesados investimentos foram realizados a época, em infraestrutura, indústria de base, transformação, bem duráveis e na agroindústria de alimentos. Em 1973, o PIB cresce 14% e o setor industrial 15,8%, dando mostra do resultado excepcional da economia brasileira.

Em 1974, assumi a presidência o general Ernesto Geisel que permanece no poder até 1979. Em seu governo, a nova conjuntura internacional deu impulso para a formulação do “II Plano Nacional de Desenvolvimento” para o período 1975-1979.

O II Plano preconizava a consolidação de uma sociedade industrial moderna até o final da década de 1970 no Brasil, como pode-se observar a partir da seguinte declaração de Lima (1995): *“o Plano incluía entre seus objetivos oficialmente declarados: a manutenção do ritmo de crescimento econômico do período anterior; a política gradualista de contenção do processo inflacionário; a preservação de relativo equilíbrio do balanço de pagamento; a implementação de política de melhoria da distribuição de renda pessoal e regional, e a preservação da estabilidade política e social”*.

Geisel enfrenta dificuldades econômicas que sinalizam o fim do “milagre econômico”, e comprometem a sustentação do regime militar: alta dívida externa devido a alta internacional dos juros, inflação e a crise internacional deflagrada com o aumento elevado e repentino do preço do petróleo.

Geisel inicia então, o processo de transição para o regime democrático. No campo econômico a dívida externa brasileira chega num patamar crítico.

Em 1979, o general João Baptista de Oliveira Figueiredo assumi a presidência do Brasil, dando início a transição entre a ditadura militar e o regime democrático.

2.4.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1961 à 1980

O papel do órgão federal de planejamento do setor elétrico, até então desempenhado pelo BNDE, passou a ser exercido pela Eletrobrás, criada em abril de 1961, que assumiu também, a administração do Fundo Federal de Eletrificação.

Em 1963 foi criada a Centrais Elétricas do Amazonas S.A. – Celetamazon, por iniciativa do governo estadual. Esta desenvolveu alguns projetos com termelétricas a lenha, como a usina do município de Presidente Figueiredo com três unidades geradoras a lenha, com capacidade de 200 kVA cada.

Em 1965 a Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral é transformada em Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, vinculado diretamente ao Ministério das Minas e Energia. Neste mesmo ano tem-se a criação da Centrais Elétricas do Acre – Eletroacre, responsabilizando-se pelo suprimento de eletricidade de todo o interior do estado.

Em 1967 foi definido o Sistema Nacional de Eletrificação, apontando para a ampliação da centralização do setor elétrico.

Em 1968 é criado no âmbito do Ministério das Minas e Energia, o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia – ENERAM, com a atribuição de supervisionar os estudos hidroenergéticos relacionados com a região amazônica.

Segundo Lima (1995) *“a partir de 1969, estabeleceu-se a estrutura básica da administração federal dos serviços de eletricidade que se mantém até o presente momento: de um lado, o DNAEE, órgão normativo e fiscalizador do setor de energia elétrica e, de outro, a Eletrobrás, empresa responsável pelo planejamento e execução da política federal de energia elétrica”*.

Em 1969 uma portaria do Ministério de Minas e Energia introduziu um incentivo fiscal para as concessionárias das regiões Norte e Nordeste: o abatimento do imposto de renda. Em 1971 essa alíquota caiu de 17 para 6%. Em abril deste mesmo ano deu-se a constituição da Centrais Elétricas de Roraima S.A. – CER, responsabilizando-se pela geração e distribuição de eletricidade no então território de Roraima.

Neste mesmo ano, em dezembro, é constituída a Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – CERON. Após sua criação esta incorpora o Serviço de Abastecimento de Água, Luz e Força do Território, que atendia Porto Velho e Guajará-Mirim, e os serviços de eletricidade das demais prefeituras municipais.

A evolução da produção de eletricidade na Região Norte não foi muito acentuada entre 1960 e 1965, verificando-se um crescimento de 52%. A partir de 1965 houve um forte incremento a ponto da produção de 1969 representar um aumento de 183 % com relação ao ano de 1960. Essa evolução na produção de eletricidade decorreu da dinamização das atividades industriais nas cidades de Belém e Manaus, graças à política de incentivos fiscais adotada pelo Governo Federal.

Essa situação pode ser visualizada através da Tabela 2.7, na qual pode-se observar o expressivo crescimento do consumo per capita de eletricidade nos estados do Amazonas e Pará.

Vale salientar, no entanto, que apesar do consumo per capita ter aumentado substancialmente na região Norte, este ainda mantinha-se bastante inferior a média nacional que era de 398 kWh/hab.

Tabela 2.7 Consumo de Energia Elétrica kWh/hab.

Estado	1961	1970
Rondônia	97	38
Acre	24	30
Amazonas	22	114
Roraima	19	70
Pará	47	102
Amapá	186	173
Região	43	101

Fonte: IBGE (1977).

Na Tabela 2.8 pode-se verificar a situação da produção e consumo de eletricidade na região ao final de 1970.

Tabela 2.8 Concessionárias de Energia Elétrica - 1970

Empresa	Potência térmica (kW)	Produção térmica líquida (MWh)	CLASSE DE CONSUMIDORES						Consumo (MWh)	População atendida
			Residen- Cial (MWh)	Comercial (MWh)	Industrial (MWh)	Rural (MWh)	Ilum. Pub. Pod. Púb. (MWh)	Consumo Próprio (MWh)		
Cia de Eletricidade de Manaus	34.400	136.439	44.681	23.102	21.253	--	15.098	193	136.439	175.343
Cia de Eletricidade do Acre	3.380	8.240	5.525	357	--	--	708	--	8.240	47.882
Cia de Eletricidade do Amapá	3.836	8.266	3.172	1.006	275	--	2.299	513	8.266	46.905
Centrais do Amazonas S.A.	6.298	9.361	2.372	2.356	5	758	3.100	--	9.361	196.940
Centrais Elétricas do Pará S.A.	93.788	263.183	80.573	51.363	34.732	--	36.754	319	263.183	391.963
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	3.070	5.773	2.522	1.493	465	--	659	20	5.773	70.783
Centrais Elétricas de Roraima S.A.	3.000	3.970	1.334	500	667	--	834	--	3.970	--
Total	147.772	435.232	140.179	80.177	57.407	758	59.452	1.045	435.232	929.816

Fonte: IBGE (1977)

Percebe-se o gritante desabastecimento de eletricidade na área rural em praticamente todos os estados da região, e a forte dependência de centrais térmicas a óleo Diesel e óleo combustível. Havia no entanto, algumas localidades como Maués no Estado do Amazonas que utilizam térmica a lenha.

Em 1971, o **Fundo de Reversão**¹³ criado em 1967, passou a ser gerido pela Eletrobrás, que utilizava os recursos para financiar projetos das diversas empresas, cobrando juros superiores àqueles creditados na gestão do Fundo de Reversão¹⁴.

Em 1972, o Fundo de Reversão passa a denominar-se Reserva Global de Reversão – RGR, que se constituiu em um fundo de empréstimos e financiamentos as concessionárias, perdendo-se a finalidade original de “reversão da propriedade”.

Em 1973 é criada a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, cuja origem encontra-se na Lei n° 5.824, de 14 de novembro de 1972. Inicialmente sua área de atuação abrangia os estados do Amazonas, Pará, Acre, Mato Grosso (ao norte do paralelo 18° sul) e Goiás (ao norte do paralelo 15° sul) e os territórios do Amapá, de Roraima e Rondônia. Em março de 1980 essa a área de atuação da Eletronorte é alterada, passando a incluir o Estado do Maranhão, todo o Estado do Mato Grosso, e área de Goiás ao norte do paralelo 12° sul.

Funcionando inicialmente no Rio de Janeiro, a Eletronorte em seu primeiro ano de existência realizou estudos sobre as necessidades energéticas mais urgentes do Pará e do Amazonas, e instalou novas termelétricas em Rio Branco e Porto Velho.

Data também de 1974 o Decreto Lei n° 1.383 que introduziu a equalização tarifária, equiparando as tarifas de eletricidade em todo o território nacional, visando promover o desenvolvimento de regiões onde o serviço era de alto custo, criando-se uma câmara de compensações (RGG – Reserva Geral de Garantia), que transferia os recursos das companhias

¹³ As cotas de reversão eram cobradas dos consumidores com a finalidade de se dispor de recursos para indenizar as concessionárias dos investimentos realizados quando do término de concessões definidas pela União.

¹⁴ A Eletrobrás pagava 3% de juros ao ano e repassava às empresas juros superiores a 11%.

que excediam a remuneração máxima de 12% ao ano, garantindo às demais a remuneração mínima de 10% ao ano.

Como a aprovação das tarifas da administração federal cabia ao Ministério do Planejamento, verificou-se o uso freqüente da definição econômica desses valores com outros objetivos, inclusive como instrumento de combate à inflação. Esse dispositivo levou a uma drástica queda nos níveis de remuneração do setor elétrico nacional.

Em 1975 tem início a construção da hidrelétrica de Tucuruí no Estado do Pará, sendo concluída em 1984. Sobre Tucuruí Souza (1994) comenta “... os japoneses foram gentilmente dispensados, pelo governo brasileiro, de gastar qualquer centavo na hidrelétrica de Tucuruí, sob o pretexto de que iriam apenas consumir 30% de energia elétrica, o que lhes deu uma poupança de setecentos milhões de dólares. Em 1975, quando as obras da hidrelétrica começaram, ela estava orçada em dois e meio bilhões de dólares, mas, ao ser inaugurada, nove anos depois, já estava custando 5 bilhões e quatrocentos milhões de dólares ...”.

A contenção tarifária observada em meados dos anos 70, além da já previsível “sobra” de energia elétrica face aos grandes projetos em implantação, e a certeza de que as taxas de crescimento econômico verificadas no período denominado de “milagre” não se manteriam, eram argumentos incontestáveis para garantir, no final dos anos 80, que o período de grandes investimentos no setor elétrico nacional havia acabado.

Pode-se observar claramente na Tabela 2.9 o enorme aumento de consumo de eletricidade nos estados da região Norte, com destaque para o Amazonas e Pará.

Tabela 2.9 Consumo de Eletricidade nos Estados da região Norte
(1970/1980.)

	1970 Consumo (GWh)	1980 Consumo (GWh)**
Rondônia	5,8	145
Acre	8,2	55
Amazonas	145,8	681
Roraima	3,9	36
Pará	263,2	1291
Amapá	8,3	107
Norte	435,2	2315

* Fonte: IBGE (1977)

** Fonte: Balanço Energético Nacional – Ano Base 1989.

2.4.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1961 à 1980

As grandes transformações que ocorreram na região Amazônica na década de 60, trouxeram entre outras conseqüências uma significativa concentração urbana. Fato este que pode ser perfeitamente observado na Tabela 2.10. Além disso, o surgimento de novos centros urbanos também se verificaram nessa época. Vale ressaltar que a concentração urbana foi acentuada não em toda a região, mais principalmente nas capitais dos estados do Amazonas e Pará.

Tabela 2.10 População total e urbana (1960 –1980)

ANOS	POPULAÇÃO		%
	Total - A	Urbana - B	
1960	2.579.442	972.331	37,7
1970	3.603.860	1.626.600	45,1
1980	5.880.268	3.037.150	51,6

Fonte: IBGE (1991).

A participação da indústria da região Norte na indústria nacional atinge em 1980 somente 4%, muito embora seja possível notar através dos indicadores apresentados na Tabela 2.11 a intensificação da atividade industrial na região desde 1960.

Tabela 2.11 Indústria na Região Norte e sua participação nos totais das atividades industriais do Brasil – (1960/80)

Ano	Número de estabelecimentos		Pessoal ocupado		Salários		Valor da produção industrial		Valor da transformação industrial	
	Brasil	Part da região Norte (%)	Brasil	Part da região Norte (%)	Brasil (Cr\$ 1.000,00)	Part da região Norte (%)	Brasil (Cr\$ 1.000,00)	Part da região Norte (%)	Brasil (Cr\$ 1.000,00)	Part da região Norte (%)
1960	110.339	1,62	1.509.713	1,20	102.617.670	0,95	1.186.933.228	0,86	548.659.034	1,10
1970	164.793	1,94	2.699.969	1,49	12.637.981	0,81	118.427.561	0,89	54.837.311	0,99
1980	211.421	3,39	4.890.722	2,66	675.559.465	1,97	9.618.082.869	2,05	3.988.506.259	2,58

Fonte: IBGE (1991).

Percebe-se ainda através da Tabela 2.11 que somente o indicador salário não cresceu na mesma proporção que os outros indicadores, revelando que a mão-de-obra industrial recebia à época, salários inferiores ao restante do país.

A atividade industrial na maioria dos municípios da Região Norte praticamente inexistia até a década de 1970. Situação que se modifica com a instalação de indústrias voltadas para a exportação.

Segundo IBGE (1991) “...enquanto no período 1960-80 a estrutura da atividade industrial no Brasil manteve praticamente o mesmo perfil, na Região Norte houve uma considerável alteração, com maior produção de bens de capital e consumo duráveis em detrimento das outras categorias, devido às indústrias instaladas na Zona Franca de Manaus”.

A criação de eixos de acesso à região Norte (rodovia Belém-Brasília, Cuiabá-Santarém, Cuiabá-Porto Velho e Transamazônica) favoreceu o aparecimento de grandes empreendimentos agropecuários. Segundo IBGE (1991) “... estes, ao longo da década de 70, totalizaram 182 projetos, dos quais 79,12% voltados para a atividade pastoril – cria, recria e engorda de bovinos - e se localizaram, principalmente, no sudeste do Pará, ao longo da Belém-Brasília e da PA-150 (Marabá-Redenção)”.

A forma como foi conduzido o processo de ocupação da região Norte gerou grandes desequilíbrios quanto a distribuição de terras. Segundo IBGE (1991) “A região Norte em 1980 apresenta um grande desequilíbrio quanto a distribuição de terras, tendo em vista que 82,40% do número de atividades produtivas regionais tinham menos de 100 ha e ocupavam 17,40% da área total dos estabelecimentos, enquanto que apenas 1,10% das unidades produtivas tinha mais de 1.000 ha e ocupava 52,60 % da área total dos estabelecimentos da região”.

Com relação a população destaca-se inicialmente fluxos inter-regionais e deslocamentos intra-regionais, neste último caso no sentido rural urbano. A densidade populacional mudou consideravelmente a partir de 1970, fenômeno que ocorreu mais intensamente de maneira

localizada e não no total da região, destacando-se o caso do Pará devido ao Projeto Carajás e, Rondônia pela implantação de projetos de colonização.

Pode-se visualizar duas grandes motivações que conduziram ao desenvolvimento de vários projetos na Amazônia, nos primeiros anos da década de 1960. Uma delas foi o interesse geopolítico de controle e domínio nacional das extensas fronteiras e das riquezas regionais, que apresenta relativa estabilidade no tempo. A outra motivação foi a exploração econômica, sobre a qual Renato Dagnino apud. Magalhães, *et al.* afirma: *“A intervenção de fins dos anos 70 mostrou um grande insucesso econômico tendo-se baseado na pecuária, responsável pela destruição de milhares de km² de floresta virgem”*.

Quanto aos projetos sidero-metalúrgicos Renato Dagnino apud. Magalhães, *et al.* assim se expressa: *“O crescimento econômico baseado na indústria sidero-metalúrgica atinge duplamente a natureza. As instalações hidrelétricas alteram total e irreversivelmente o sistema hidrográfico e a floresta. Os reservatórios das usinas inundam milhares de quilômetros quadrados, que, na maioria dos casos, não são desmatados. A destruição da floresta se intensifica com a fabricação do carvão vegetal”*.

2.5 O período de 1981 à 1996

A década de 80 foi marcada pela crise, que afetou, aliás, toda a sociedade brasileira. A recessão, o recrudescimento da inflação e a estagnação econômica foram os agentes que configuraram a não efetivação de mercados projetados pelas áreas de planejamento.

A incapacidade financeira de várias empresas para seus programas de investimentos tornou característico que houvesse, na década de 80 e início dos anos 90, obras com cronogramas que estendem-se com atrasos superiores a uma década.

Um outro elemento marcante dos anos 80 é a consolidação do movimento ambiental como força concreta e ativa da sociedade civil, tendo maior sustentação legal as suas teses, no Brasil.

Em 1988 a atual Constituição brasileira entra em vigor, embora boa parte dos dispositivos constitucionais ainda dependa da devida regulamentação para vigorar na prática.

O final dos anos 80 e os anos 90 foram marcados por uma série de planos de estabilização econômica, todos com o intuito de eliminar a inflação e criar condições para o desenvolvimento auto-sustentado.

2.5.1 Ações do poder público de 1981 à 1996

No início dos anos 80 o país vive um momento de intensa crise econômica, levando a população a conviver com a inflação e a recessão. Dessa forma, o governo militar perde apoio popular e acelera a abertura política, sancionando a lei da Anistia e promovendo a reforma política que restabeleceria o pluripartidarismo.

Em 1981, o decreto Lei nº 1849 criou a figura da **Remuneração Média do Setor**, que não mais garantia a remuneração mínima de 10% ao ano para o setor elétrico, rateando a remuneração específica, servindo de base portanto, para a fixação das cotas de RGG.

Em 15 de abril de 1984 é eleito para presidência da República Tancredo Neves, após intenso movimento popular denominado “Diretas-Já”. Este adoece e morre em 21 de abril, não chegando a assumir. Assim, assumi a presidência José Sarney, que iria conduzir o término do processo de transição do regime militar para o regime democrático.

Em fevereiro de 1986 é implantado o **Plano Cruzado**¹⁵, na gestão do ministro da Fazenda Dilson Funaro, que caracterizava-se pela austeridade fiscal e monetária e pela preocupação em aumentar a renda do assalariado.

¹⁵ A moeda muda de cruzeiro para cruzado, preços e salários são congelados, a correção monetária é extinta sendo criado o seguro desemprego e o gatilho salarial (reajuste automático dos salários toda vez que a inflação atinge um certo nível).

O Plano, no entanto, após um ano demonstra ter fracassado com a inflação chegando a 20% ao mês. O fracasso do Plano foi atribuído a incapacidade do governo em reduzir seus gastos e ao aumento da procura interna por bens materiais, decorrente do aumento real de salários.

Em 1987 é lançado pelo então ministro da Fazenda, Luís Carlos Bresser Pereira, o **Plano Bresser**¹⁶, cuja preocupação maior residia no equilíbrio das contas públicas. A exemplo do Plano Cruzado, este não obteve sucesso com relação a inflação, além de provocar perdas salariais e retaliações internacionais devido ao não pagamento da dívida externa¹⁷.

Novo plano econômico denominado **Plano Verão**¹⁸ é lançado em 1989 pelo ministro da Fazenda Mailson da Nóbrega. Este plano fracassa, pois não evita a elevação da inflação que supera a casa de 50% ao mês, levando o país a uma forte recessão.

De 1985 a 1988 dois planos foram elaborados para garantir uma recuperação do setor elétrico nacional, quais sejam: Plano de Recuperação Setorial de 1985 e a Revisão Institucional do Setor Elétrico – Revise, de 1986/88. No entanto, nenhum deles teve seus objetivos alcançados.

No governo de Fernando Collor de Melo, eleito em 1989, é lançado o **Plano Collor**¹⁹, que além de eliminar a inflação pretendia modernizar a economia e abri-la à competição internacional. Alguns analistas apontam avanços em direção a modernização econômica do país.

A manutenção da inflação e denúncias de corrupção minam a estabilidade do governo Collor. Em 29 de dezembro o Parlamento decide afastar Collor do cargo de presidente e suspende seus direitos políticos por oito anos, assumindo a presidência o vice-presidente Itamar Franco.

¹⁶ Preços e salários são congelados, aumenta as tarifas públicas, o gatilho salarial é extinto e os preços dos setores econômicos de menor concorrência passam a ser vigiados mais de perto.

¹⁷ Medida que foi adotada no Plano Cruzado e mantida no Plano Bresser.

¹⁸ Este plano adotou a estratégia de contenção da inflação a partir do controle do déficit público, privatização de empresas estatais, demissão de funcionários e contração da demanda interna.

Em 1991, o governo federal determinou que parte das receitas de venda de eletricidade fosse administrada pela Eletrobrás a fim de garantir fluxos financeiros para as concessionárias.

Em decorrência da manipulação de tarifas, as perdas acumuladas nas Contas de Resultados a Compensar (CRC) foram se acumulando e acabaram por serem reconhecidas em 1993. Dessa forma, os concessionários poderiam transferir para outros concessionários e para Itaipu Binacional parcelas dos seus saldos credores na CRC.

Em março de 1993 foi promulgada a Lei 8.631/93, que extinguiu a remuneração garantida e estabeleceu o fim da equalização tarifária.

Em 1994, o ministro da economia Fernando Henrique Cardoso, no governo de Itamar Franco, lança o **Plano Real**, cuja proposta básica era conter os gastos públicos, acelerar o processo de privatização das estatais, controlar a demanda por meio da elevação dos juros e pressionar diretamente os preços pela facilitação das importações.

Em 1995 as Leis nºs 8.987/95 e 9.074/95, estabeleceram as diretrizes gerais para a reforma do setor elétrico, definindo o seguinte arcabouço básico:

- competição na geração;
- livre acesso à transmissão e a definição de uma malha básica cuja expansão está sujeita à licitação;
- direito de escolha dos fornecedores pelos grandes consumidores;
- tarifas pelo preço (licitado ou de mercado);
- criação do Produtor Independente de Energia;
- obrigatoriedade da conclusão dos projetos paralisados;
- dispositivos que facilitam a privatização.

¹⁹ As principais medidas desse Plano foram: confisco temporário dos depósitos bancários e aplicações financeiras, volta do cruzeiro como moeda, congelamento de preços, reformulação do cálculo da correção monetária, demissão de funcionários, fechamento de órgãos públicos, privatização de estatais.

O Plano Real apresentou bons resultados com relação a inflação. Embora tenha havido conseqüências recessivas o Plano Real serviu de sustentação para a eleição de Fernando Henrique à presidência da república.

Fernando Henrique deu continuidade ao Plano Real, promovendo reajustes na economia como o aumento da taxa de juros, para desaquecer a demanda interna, e a desvalorização do câmbio, para estimular as exportações e equilibrar a balança comercial. Com o plano, o governo controla a inflação em níveis bastante baixos, porém há sinais de recessão econômica como queda no consumo e demissão em massa.

Em dezembro de 1996 deu-se a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para substituir o Departamento Nacional de Energia Elétrica – DNAE, com a atribuição de agente regulador e fiscalizador do mercado de energia elétrica no país.

Segundo Sérgio C. Buarque *et al.* apud. Affonso, *et al.* (1995) “*A partir de meados da década de 80, com a crise do Estado brasileiro e a estagnação econômica, ocorreu um refluxo significativo dos programas e instrumentos de integração da região Norte. ... Assim, o ambicioso projeto de ocupação, integração e desenvolvimento acelerado da região Norte perdeu o impulso inicial. A criação do Fundo Constitucional do Norte – FNO, pela Constituição de 1988, destinando 0,6 % da arrecadação do Imposto de Renda e do Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI, pode representar apenas uma compensação parcial para esse refluxo. Contudo, como são recursos exclusivos para financiamento do investimento produtivo, o FNO não deverá facilitar a continuidade do esforço de integração econômica, fortemente dependente da ampliação da infra-estrutura econômica*”.

2.5.2 Evolução do setor de energia elétrica – 1981 à 1996

Em 1980, o sistema de geração das Centrais Elétricas do Pará - CELPA em Belém é encampado pela Eletronorte. Esse sistema era composto pelas usinas de Miramar, Tapanã I e Tapanã II.

Também em 1980 é iniciada a construção da hidrelétrica de Balbina no Estado do Amazonas, com capacidade final instalada de 250 MW. Stephen G. Baines apud. Magalhães *et al.* (1996) faz o seguinte comentário sobre esse empreendimento: *“Toda a área inundada fazia parte do território dos Waimiri-Atroari até o início da década de 1970, e cerca de 311 km² da área inundada estão dentro do território que foi demarcado para os Waimiri-Atroari depois do desmembramento de 1981. Todos os afluentes dos rios Uatumã e Abonari tornaram-se inabitáveis, com a putrefação da floresta submersa”*.

Associado ao empreendimento da hidrelétrica de Balbina foi instalada uma termelétrica a lenha com unidades de 25 MW, a qual foi desativada assim que Balbina entrou em operação.

Ainda em 1980 a Eletronorte começou a atuar no setor de distribuição quando incorporou a Companhia de Eletricidade de Manaus – CEM, passando a distribuir eletricidade à capital amazonense. Além disso, passou a ser responsável pela geração e operação do parque térmico existente.

Em 1982 iniciou-se a construção da hidrelétrica de Samuel no Estado de Rondônia. Sobre esse empreendimento Ligia T. L. Simonian apud. Magalhães *et al.* (1996) comenta *“A área ocupada pela UHE Samuel localiza-se na Amazônia Ocidental, Estado de Rondônia, mais especificamente junto ao Rio Jamari. Este rio foi barrado exatamente no local da Cachoeira de Samuel, um sítio da maior importância econômica para as populações indígenas e não-indígenas que, sucessivamente, o disputaram e ocuparam”*.

Em novembro de 1983 a Centrais Elétricas do Amazonas S.A. – Celetamazon mudou a razão social passando a se chamar Companhia Energética do Amazonas – CEAM.

Até meados de 1984, o sistema de transmissão de Tucuruí já estava beneficiando parte do Estado do Pará, haja vista que a interligação com a Centrais Hidrelétricas do São Francisco – Chesf, possibilitou que o excedente de energia desta fosse repassado para Eletronorte.

A energia repassada pela Chesf para Eletronorte garantia que fossem supridos os grandes consumidores industriais desta última, Albrás/Alunorte, no Pará, e Alcoa/Alumar, no Maranhão e também a Centrais Elétricas do Pará – CELPA, evitando-se assim a continuação dos blecautes e racionamentos ocorridos no Pará em 1979 e 1980.

Em 1983 a Eletronorte passou a fornecer energia de Tucuruí para a Centrais Elétricas do Maranhão – CEMAR, e em 1984 para a Centrais Elétricas de Goiás – CELG.

Em 30 de julho de 1996 foi contratada um consórcio consultor liderado pela empresa Coopers & Lybrand para apresentar proposta de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Em 1996 tem-se os estados da região Norte sendo supridos eletricamente por sistemas isolados²⁰, com exceção da cidade de Belém e alguns poucos municípios do Estado do Pará. Essa situação pode ser observada na Tabela 2.12.

Tabela 2.12 Sistemas isolados da região Norte – 1996

Estado	Companhia / Localidade	Potência instalada (MW)	
		Hidráulica	Térmica
Amazonas	Eletronorte (Manaus)	250	339
	CEAM (Interior)	---	144
Roraima	Eletronorte (Boa Vista)	---	90
	CER (Interior)	10	15
Acre	Eletronorte (Rio Branco)	---	111
	Eletroacre (interior)	---	26
Rondônia	Eletronorte (Porto Velho)	216	80
	Ceron (Interior)	---	81
Amapá	Eletronorte (Macapá)	40	70
	Cea (Interior)	---	23
Pará	Celpa (Interior)	33	116

Fonte: Eletrobrás (1996)

²⁰ Sistemas elétricos não conectados a grande malha elétrica denominada sistema interligado que atende todo o resto do país.

Pode-se notar através da Tabela 2.12 que a região possui aproximadamente 78% da potência instalada em termelétricas, que por sua vez utilizam óleo Diesel ou óleo combustível. Vale salientar, que os custos operacionais dessas usinas são elevados, necessitando de subsídio do governo federal para garantir níveis tarifários acessíveis à população da região.

Embora a região Norte tenha um grande potencial energético, este contrasta-se com a falta de atendimento às necessidades de energia de grande parte da população amazônica. Sobre essa questão assim Bertha Becker *et al.* apud. Magalhães, *et al.* (1995) comenta: “*Estima-se que, somente na região Norte, 3.400.000 pessoas não têm acesso à eletricidade. O problema se agrava bastante na área rural, uma vez que o universo de atendimento de energia elétrica se restringe em alguns estados às capitais e cidades maiores, com grades parcelas da população rural sem atendimento nenhum nesse aspecto*”.

2.5.3 Evolução do perfil sócio-econômico – 1981 à 1996

Ao final do período em análise, a região Norte apresentava-se de maneira não muito diferente do que é atualmente. Sendo assim, os comentários a seguir serão feitos com base na situação verificada em 1997, da qual dispunha-se informações.

Na Tabela 2.13 apresenta-se indicadores que fornecem o panorama dos estados da região Norte em 1997.

Tabela 2.13 Indicadores sócio-econômicos da região Norte – 1997.

Estado	População	População (%)		Área (km ²)	hab/km ²	PIB (US\$ bilhões)	PIB per capita (US\$ mil)	PEA
		Urbana	Rural					
Amazonas	2.460.000	73,92	26,08	1.578.820	1,56	10,8	4,51	654.027
Pará	5.650.681	53,51	46,49	1.253.164	4,51	18,7	3,37	1.209.714
Acre	500.185	65,20	34,80	153.150	3,26	2,2	4,53	129.699
Rondônia	1.255.522	61,93	38,07	238.513	5,26	6,3	5,09	351.593
Roraima	245.499	70,52	29,48	225.116	1,10	1,2	4,92	87.750
Amapá	401.916	87,12	12,88	143.454	2,80	1,6	4,24	111.859
Região	10.513.803	61,53	38,47	3.592.217	2,93	40,8	3,88	2.544.642

Fonte: Elaboração própria.

Na região a População Economicamente Ativa – PEA de 24,20 %, carrega um peso extremamente elevado, pode-se dizer que uma pessoa remunerada é responsável pelo sustento de três outras, mais a si próprio. Vale salientar que a média nacional da PEA é de 43,3%.

A população apresenta forte concentração na área urbana, sendo que esta não dispõe de infra-estrutura necessária para atender a demanda desta população. Por outro lado tem-se um enorme vazio demográfico, apresentando a região uma densidade demográfica de somente 2,93 hab/km².

O PIB per capita da região que é de US\$ 3,880, sendo inferior a média nacional de US\$ 4,690.

Essa situação portanto, deixa claro que os grandes projetos desenvolvidos na região Norte, seja na área produtiva seja de infra-estrutura, não contribuíram para melhoria significativa da qualidade de vida da população ali residente.

A Zona Franca de Manaus não atingiu a interiorização nem se mostrou um agente multiplicador da atividade econômica capaz de ampliar o nível de renda da população.

Quanto aos projetos desenvolvidos no Pará, Maurílio de Abreu Monteiro apud. Magalhães, et al. (1995) declara: “... a relação entre a energia e padrão de desenvolvimento coloca-se, na questão da produção de carvão vegetal e da siderurgia, como discussão central. Os determinantes de um esquema de absorção de energia (biomassa e energia humana) implementam na economia regional um processo violento de pauperização a curto prazo. Não são centralizados nos cálculos do modelo de planejamento os custos sociais e ambientais da intervenção, que invertem a relação energética e que significa o empobrecimento da Amazônia”.

CAPÍTULO 3

AS TRANSFORMAÇÕES NO SETOR ENERGÉTICO NACIONAL E SEUS REFLEXOS NOS SISTEMAS ISOLADOS NA AMAZÔNIA

3.1 Introdução

Atualmente o governo brasileiro está introduzindo profundas modificações no setor energético, adotando medidas de privatização, permitindo a entrada de novos atores e, ao mesmo tempo em que assumi a postura de regulador das relações de mercado de energéticos, estabelece regras de regulação ambiental, porém de maneira desarticulada com a regulação técnico-econômica do setor elétrico.

Nesse contexto de mudanças, é imprescindível que uma análise seja realizada sobre o papel do setor elétrico enquanto vetor de desenvolvimento. Procurando trazer elementos elucidativos dessa questão, no contexto dos sistemas isolados na região Amazônica, procura-se neste capítulo, discorrer sobre as implicações da entrada do capital privado e da nova postura do Estado enquanto agente responsável pela regulação econômica-financeira e ambiental. Dentro dessa conjuntura apresenta-se alguns elementos para reflexão pertinentes a perspectiva de entrada do gás natural na matriz energética regional.

3.2 O processo de desestatização e reestruturação do setor elétrico brasileiro

No ano de 1993, o governo federal iniciou um processo para reestruturar o setor elétrico nacional, tendo como motivação fatores de natureza econômica, financeiros e políticos.

Mendonça, *et al.* (1999) assim resume os instrumentos mais importantes usados para reforma do setor elétrico até dezembro de 1998:

- *Lei 8631/93, foi o primeiro ato legal para reformar o sistema. Introduziu uma mudança radical na política tarifária permitindo que as empresas cobrassem dos clientes um custo realista que reflete o custo de geração, incluindo pagamentos de juros e outros custos especiais tais como aqueles da aquisição compulsória. Anteriormente, as tarifas de energia se baseavam em critério arbitrário.*
- *Regulamento 1063/93 que introduziu tarifas de energia mais flexíveis para grande consumidores, energia-intensivos, permitindo às companhias negociarem tarifas específicas com clientes diferentes.*
- *Decreto 1009/93 que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Eletricidade (SINTREL) com o objetivo de oferecer “wheeling” de serviços de energia para produtores independentes e companhias de eletricidade.*
- *Lei 8987/95 que determina licitação pública para emitir novas concessões para companhias ou organizações que executarão o serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.*
- *Lei 9074/95 que determina os procedimentos para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviço público e cria o produtor independente de energia, um novo elemento no sistema que operará plantas de eletricidade e venderá energia. Esta lei foi complementada pelo Decreto Ministerial 2003/96.*
- *Lei 9.427/96 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) como a agência reguladora. A nova agência regula o sistema de concessionário para geração de eletricidade, transmissão e distribuição. A lei também determina que a licitação pública pode ser usada nas grandes concessões e também para definir tarifas. Um aspecto importante desta lei é que*

esta concede à ANEEL o poder para definir tarifas de transporte de energia que é essencial para promover os produtores independentes.

- *Lei 9.648/98 que modificou parcialmente a Lei 9.427/96 que criou a ANEEL. Mudou a definição pequena hidroelétrica de menos de 10 MW para menos de 30 MW, definiu os procedimentos de reestruturação para as companhias federais de geração, definiu a quantidade mínima de oferta que tem que ser restringido por acordos de compra de energia (PPAs), e definiu as diretrizes principais para o mercado atacadista de energia (MAE). Também permite a livre negociação de eletricidade entre distribuição, venda a varejo e companhias de geração.*
- *Decreto 2655/98 que regula o mercado atacadista de energia e define as principais regras para o Operador Independente do Sistema (OIS).*

O programa de privatização do setor elétrico teve início efetivamente em 1995 com a venda da ESCELSA. Segundo Nascimento (1999) *et al.* esse programa tem os seguintes objetivos principais:

- *“permitir a mudança do papel do Estado, concentrando suas ações e recursos, em áreas prioritárias;*
- *reduzir a dívida pública, auxiliando no ajuste fiscal do Governo;*
- *permitir a retomada dos investimentos nas empresas e atividades desestatizadas, com os recursos de seus novos proprietários;*
- *estimular a competição no mercado, contribuindo para o aumento da qualidade de bens e serviços à população”.*

Na Tabela 3.1 tem-se um panorama do resultado da privatização até setembro de 1998.

Apesar do processo de privatização ainda está em desenvolvimento, inúmeras são as críticas contra a venda das empresas e principalmente quanto a forma como o processo está sendo conduzido. Biondi¹ faz as seguintes declarações sobre essa questão:

¹ Aloysio Biondi em debate na sede do Conselho Federal de Engenharia e Arquitetura – CONFEA, em Brasília no dia 27 de outubro de 1999.

“O governo FHC enganou os brasileiros privatizando, a preço de banana, estatais que geravam lucro, e fez o Brasil ficar mais pobre”.

“As vendas foram antecedidas de argumentos que atrairiam dólares, reduzindo as dívidas do Brasil com o resto do mundo e salvando o real. Mas ocorreu o oposto”.

Tabela 3.1 Resultado da privatização.

Empresa	Data de venda	Valor de referência (R\$)		Ágio (%)	Principais Acionistas
		Mínimo	Venda		
ESCELSA	07/11/95	320,196,821.00	357,923,251.40	11.78	IVEN (52,27%), GTD (25%), Empregados (1,45%)
LIGHT	21/05/96	2,697,939,495.03	2,697,939,495.03	0.00	AES (11,35%), HOUSTON (11,35%), BNDESPAR (9,14%), CSN (7,25%), EDF (11,35%), Empregados (10%)
GERASUL	15/09/98		945.190.000,00		Tractebel (42,13%)
CERJ	20/11/96	464,672,640.00	605,327,643.00	30.27	ENERSIS (21,5%), CHILECTRA (20,66%), ENDESA (7,03%), EDP (21,07%), Empregados (7,81%)
COELBA	31/07/97	975,810,537.82	1,730,888,000.00	77.37	Guaraniana (65,64%), COELBINVEST (5,5%)
Cachoeira Dourada S.A.	05/09/97	543,418,001.18	779,757,550.00	43.49	LAJAS HOLDING (94,18%), Empregados (3,81%)
CEEE (NO/ND)	21/10/97	922,000,000.00	1,635,000,000.00	77.33	VBC (30,25%), Empregados (9,08%), Comm. Energy Alternatives (30,25%), PREVI e Fundos do BB (30,25%)
CEEE (CO)	21/10/97	802,000,000.00	1,510,000,000.00	88.28	AES (90,91%) e empregados (9,09%)
CPFL	05/11/97	1,772,362,272.00	3,014,910,038.66	70.11	VBC (45,32%), PREVI (38%), Bonaire Participações (16,68%)
ENERSUL	19/11/97	323,316,478.17	625,555,555.00	83.80	Magistra Participações (76,53%), Empregados e Fundo de Pensão (7,68%)
CEMAT	27/11/97	340,346,108.21	391,500,000.00	21.08	Vale do Paranapanema (55,76%), INEPAR (30,03%), empregados (10,48%)
ENERGIPE	12/03/97	294,353,159.55	577,101,775.00	96.05	Cataguazes-Leopoldina (85,7%), Empregados (6,1%)
COSERN	12/12/97	389,616,226.16	676,400,000.00	73.61	COELBA (50,30%), Guaraniana (25,16%), UPTICK Partic. S.A (4,74%)
COELCE	4/02/98	777,956,000.00	98,000,000.00	27.2	Distrituz (100%) - Endesa, Cerj, Interoccean, Estelmar
METROPOLITANA	15/04/98	2,026,732,419.60	2,026,732,419.60	0.00	LIGHT GAS (100%) - AES, Houston, Bndespar, CSN, EDF.
CELPA	09/7/98		504,000,000		
ELEKTRO	16/7/98	743.561.018,60	1,479,000,000	98.9	Terraço Participações, Ltda. (90%): Enron Brazil Power Holdings, Ltd.
BANDEIRANTE	17/9/98		1,235,000,000		
Total		12,648,720,158.72	17,616,035,727.69		50+ novos controladores

Fonte: Winrock (1999).

Ainda não é possível conhecer com clareza todas as conseqüências decorrentes das ações de privatização e reestruturação do setor elétrico, tanto a nível nacional quanto regional. Apesar disso, no item seguinte discute-se algumas questões relativas as medidas já adotadas e que trazem conseqüências para a região amazônica brasileira.

3.3 Reflexos da desestatização e reestruturação do setor elétrico nacional nos sistemas isolados da Amazônia.

Os reflexos no setor elétrico da Amazônia, decorrentes do novo modelo institucional do setor elétrico nacional e das medidas por este adotadas, já podem ser sentidos; muito embora seja difícil mensurar a totalidade e profundidade de seus efeitos no longo prazo.

Apresenta-se a seguir alguns desses reflexos objetivando trazer elementos para reflexão quanto aos impactos destes para a região amazônica.

3.3.1 Processo de privatização

O processo de privatização dos sistemas isolados da região Norte ainda está em fase embrionária. No entanto, algumas medidas legais já apontam para a concretização do mesmo, a exemplo do que está ocorrendo no resto do país.

A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, autorizou o Poder executivo a promover, com vistas à privatização, a reestruturação da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, “*mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais, ficando autorizada a criação das seguintes sociedades: seis sociedades por ações, a partir da reestruturação da ELETRONORTE, sendo duas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, relativamente aos sistemas elétricos isolados de Manaus e de Boa Vista, uma para a geração pela usina hidrelétrica de Tucuruí, uma para a geração nos sistemas elétricos dos Estados do Acre e Rondônia, uma para geração no Estado do Amapá e outra para a transmissão de energia elétrica*”.

Essa medida remete a uma reflexão quanto a viabilidade econômica das empresas criadas a partir da Eletronorte, bem como a confiabilidade na manutenção do atendimento dos mercados atendidos pelas mesmas, uma vez que na operacionalização da Lei 9.648, houve a determinação do governo federal de que a criação da empresa de geração da UHE Tucuruí se desse pelo processo de cisão.

Com relação a essa preocupação Albuquerque (1999) afirma: *“Considerando que a Eletronorte perderá cerca de 9% de sua receita face a decisão da ANEEL de que o Estado do Mato Grosso passe a ser suprido por Furnas, e com base no faturamento de agosto de 1998, a situação financeira de cada uma das empresas resultantes do fracionamento da Eletronorte deverá ser a seguinte:*

- Manaus Energia S/A – responsável por 31,70% da capacidade de geração de receita da atual Eletronorte, continuará sendo deficitária face ao elevado custo da sua geração térmica;

- Boa Vista Energia S/A – responsável por 2,78% da capacidade de geração de receita da atual Eletronorte, continuará sendo deficitária face ao elevado custo da sua geração térmica. A médio prazo, com a interligação do Brasil a Venezuela poderá vir a ser superavitária face a desativação do parque térmico;

- Acre e Rondônia Geração S/A – trata-se de uma empresa natimorta, responsável por 4,11% da capacidade de geração de receita da atual Eletronorte, continuará sendo deficitária face ao elevado custo da sua geração térmica, sendo que sua receita operacional sequer cobrirá seus custos operacionais. Sem a determinação prévia da fonte de recursos para sua sobrevivência, colocará em risco o suprimento de energia elétrica dos estados do Acre e Rondônia;

- Amapá Geração S/A – também outra empresa natimorta, responsável por 1,61% da capacidade de geração de receita da atual Eletronorte, pelas mesmas razões do item anterior, colocará em risco o suprimento de energia elétrica do estado do Amapá;

- Eletronorte Transmissão S/A – com receita ainda indefinida tenderá a ser uma empresa financeiramente equilibrada. Ao que tudo indica, a tarifa de transmissão será retirada da já combatida receita de geração.

- Tucuruí Geração S/A – com receitas equivalentes a 50,44% do faturamento total da Eletronorte, nascerá sendo uma empresa financeiramente superavitária face aos seus baixos

custos operacionais, a total comercialização de energia de placa a partir de 1999 e a disponibilidade de colocação do excedente de energia elétrica acima da energia de placa.”

Conforme noticiado pelo jornal Gazeta Mercantil, de 12 de agosto de 1999, no dia 11 de agosto de 1999, o presidente da Eletrobrás, apresentou na Câmara dos Deputados a nova modelagem para cisão e privatização da Eletronorte, modelo este proposto pelos consultores da Universidade de São Paulo – USP.

Segundo este diário, a Eletronorte será dividida em seis companhias antes da venda. *“Uma delas é a Tucuruí Geração, que compreenderá os ativos atuais da usina e o compromisso do futuro controlador de concluir sua expansão, dobrando a capacidade de geração da hidrelétrica, dos atuais 4,2 mil megawatts para 8,3 mil....*

....além da Tucuruí Geração, será formada a Empresa Transmissora do Norte do Brasil, compreendendo os ativos d atual rede de transmissão do sistema interligado da Eletronorte e a térmica de São Luís, no Maranhão, que se encontra desativada.

Os atuais ativos das concessionárias Ceron, de Rondônia, e Eletroacre, serão reunidos numa nova holding que se chamará Companhia Energética do Oeste do Brasil (Eletro-Oeste). A nova modelagem prevê uma holding denominada Roraima Energia (Roesa), para absorver os ativos da Boa Vista Energia e da CER, além de uma outra holding chamada Aesa (Amapá Energia), após a cisão dos ativos da Eletronorte vinculados ao sistema isolado do Amapá.

Finalmente, surgirá uma nova sigla Eletronorte para Companhia Energética do Norte do Brasil, a partir da cisão dos ativos da atual Eletronorte na Manaus Energia, para privatização em conjunto com a CEAM”. (Gazeta Mercantil, 12/08/99).

Em julho de 1998, o Grupo Rede/Vale Paranapanema adquiriu a Centrais Elétricas do Pará – CELPA, por R\$ 450,3 milhões.

É importante observar que as ações são recentes e que a proposta ainda não foi implementada.

3.3.2 Subsídios

Os combustíveis não renováveis (óleo Diesel e óleo combustível) utilizados pelas termelétricas pertencentes aos sistemas isolados² da região Norte, possui seu custo de aquisição subsidiado em aproximadamente 60%, através da Conta de Consumo de Combustível – CCC-ISOL³, de forma a compatibilizar as tarifas de energia elétrica com o poder aquisitivo dos consumidores dessa região.

A manutenção de subsídios no âmbito de um ambiente competitivo como o desejado pelo Governo Federal para o setor elétrico, é inconcebível. Tanto é assim que através da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, ficou determinado que a manutenção da CCC-ISOL se dará somente até maio de 2013.

Para melhor visualizar o efeito dessa medida, pode-se observar na Tabela 3.2 o valor do custo de geração com e sem o subsídio, com base nos valores praticados em 1997, para os mercados do Estado do Amazonas.

Considerando-se que atualmente a má qualidade e os custos de eletricidade são fatores impeditivos para novos empreendimentos e sustentação dos existentes no interior do Estado do Amazonas, situação que se reproduz em todo o interior da região Norte, fica evidente que a situação se agravará em muito, caso o sistema elétrico atual não sofra as mudanças necessárias, que levem a custos menores de geração. A ANEEL consciente dos impactos negativos da Lei 9.648, através da Resolução n.º 245, de 11 de agosto de 1999, tenta minimizá-los através do incentivo a substituição de geração termelétrica a Diesel e redução dos gastos com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

² Sistemas elétricos isolados são aqueles formados por usinas elétricas que não estão conectados ao sistema elétrico nacional.

³ Esse subsídio é mantido por todos os consumidores nacionais ligados aos sistemas interligados.

Tabela 3.2. Custo de geração de eletricidade com e sem a CCC, para localidades no Estado do Amazonas

Localidade	Custo de geração Com CCC (R\$/MWh)	Custo de geração Sem CCC (R\$/MWh)	Crescimento Percentual (%)	Localidade	Custo de geração Com CCC (R\$/MWh)	Custo de geração Sem CCC (R\$/MWh)	Crescimento Percentual (%)
Manaus	40,00	95,00	58	Juruá	181,54	266,97	32
Itacoatiara	143,89	232,08	38	Tapaua	149,82	214,04	30
Parintins	154,89	215,13	28	Canutama	166,22	237,46	30
Manacapuru	125,58	193,20	35	Pauini	156,50	230,15	32
Barreirinha	169,75	249,64	32	Careiro	310,81	457,08	32
Maués	148,46	218,32	32	Amaturá	173,90	255,73	32
Coari	129,03	189,76	32	Estirão do Equador	456,95	671,98	32
Humaitá	158,97	233,78	32	Palmeiras	434,37	638,78	32
Urucurá	160,09	235,43	32	Ipiranga	393,43	578,58	32
Benjamin Constant	154,69	214,84	28	Vila Bitencourt	416,10	611,91	32
Tefé	128,58	183,69	30	Iauaretê	383,76	564,36	32
Manicoré	150,83	221,80	32	São Sebastião do Uatumã	187,13	275,20	32
Aulazes	126,09	185,43	32	Tonantins	176,63	259,75	32
Codajás	133,93	196,96	32	Alvarães	188,55	277,27	32
Eirunepé	160,95	236,69	32	Beruri	188,79	277,63	32
Nova Olinda do Norte	147,39	216,75	32	Caapiranga	205,84	302,70	32
Atalaia do Norte	188,79	277,63	32	Uarini	265,51	390,46	32
Barcelos	145,00	213,24	32	Urucurituba	150,70	231,84	35
Lábrea	150,04	220,64	32	Pedras	296,02	455,42	35
São Paulo de Olivença	161,94	238,15	32	Anamá	189,45	278,60	32
Santo Antônio do Içá	139,69	199,56	30	Itamaraty	180,45	265,37	32
Carauari	163,41	226,96	28	Castanho	212,17	303,10	30
Fonte Boa	159,88	216,05	26	Rio Preto da Eva	145,91	145,91	0
Boca do Acre	155,03	227,98	32	Limoeiro	134,60	197,93	32

Continua.

Fonte: CEAM.

Continuação.

Tabela 3.2. Custo de geração de eletricidade com e sem a CCC, para localidades no Estado do Amazonas

Localidade	Custo de geração Com CCC (R\$/MWh)	Custo de geração Sem CCC (R\$/MWh)	Crescimento Percentual (%)	Localidade	Custo de geração Com CCC (R\$/MWh)	Custo de geração Sem CCC (R\$/MWh)	Crescimento Percentual (%)
São Gabriel da Cachoeira	134,84	198,29	32	Boa Vista do Ramos	233,15	342,87	32
Itapiranga	181,09	266,31	32	Irlanduba	121,62	178,85	32
Anori	164,23	234,62	30	Manaquiri	171,52	252,24	32
Silves	197,81	290,90	32	Presidente Figueiredo	74,89	74,89	0
Vila Augusto Montenegro	257,72	379,00	32	Apuí	178,03	261,80	32
Nhamundá	174,65	256,84	32	Campinas	827,61	1.217,08	32
Tabatinga	142,90	210,14	32	Caiambé	388,37	571,13	32
Novo Aripuanã	167,50	246,32	32	Caviana	341,55	502,27	32
Borba	152,86	224,80	32	Murituba	754,76	1.109,94	32
Santa Isabel do Rio Negro	201,36	296,12	32	Guajará	214,24	315,05	32
Jutai	132,55	194,92	32	Mocambo	372,47	547,75	32
Novo Airão	150,33	221,08	32	Belém do Solimões	408,32	600,47	32
Ipixuna	195,49	287,49	32	Itapeaçú	483,58	711,15	32
Enxvira	166,70	245,15	32	Cametá	565,24	831,23	32
Cucui	329,05	483,89	32	Caburi	355,06	522,14	32
Japurá	636,82	936,50	32	Sacambú	481,86	708,62	32
Maraá	168,90	248,38	32	Puraquequara	39,80	39,80	0

Fonte: CEAM.

A mencionada Resolução estabelece que podem usufruir dos recursos da CCC para fins de financiamento, os seguintes empreendimentos, em substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou para atendimento a novas cargas, devido a expansões do mercado atual:

- ◆ aproveitamentos hidrelétricos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;
- ◆ outros empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis.

Pode-se observar portanto, três pontos que conflitam com a realidade do setor elétrico no estado do Amazonas, e o penalizam, quais sejam:

- ✓ Vários empreendimentos, com visível potencial, não são contemplados, por exemplo: linhas de transmissão de energia elétrica (ver tabela 3.3), termelétricas a gás natural, projetos de eficiência energética em usinas geradoras existentes e substituição do combustível utilizado em centrais geradoras térmicas, em operação, por outros tipos; conforme proposto na minuta desta Resolução, quando submetida à Consulta Pública;

Tabela 3.3 Empreendimentos em LT que podem reduzir o consumo de óleo Diesel no sistema CEAM

EMPREENDIMENTOS	Custo (US\$)
LT-69 kV Manaus/Iranduba/Manacapuru	10 milhões
LT-138 kV Manaus/Itacoatiara	31,4 milhões
LT-138 kV Porto Velho/Humaitá	28 milhões
LT-34.5 kV Manacapuru/Novo Airão	1.6 milhões
LT-34.5 kV Itacoatiara/Silves/Itapiranga	3,2 milhões
LT – 13.8 kV Benjamin Constant/Atalaia do Norte	2,4 milhões
LT – 34.5 kV Castanho/Manaquiri/Careiro/Autazes	15,3 milhões
LT-34.5 kV Tefé/Alvarães/Uarini	3.0 milhões
LT-13.8 kV Mocambo/Caburi	500 mil
LT-34.5 kV Codajás/Anori/Anamã	8.6 milhões
LT – 13.8 kV Cruzeiro do Sul/Guajará	600 mil

Fonte: Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica – 1998/2007 – Estado do Amazonas – Eletronorte.

- ✓ A falta de estudos atualizados, tanto a nível estadual como Federal, quanto a viabilidade econômica e sócio-ambiental de empreendimentos energéticos que façam uso de recursos renováveis, fazem com que haja um grau elevado de incerteza, e conseqüentemente de risco associado a estes empreendimentos, o que se apresentará como um grande inibidor ao capital privado;
- ✓ O potencial de PCH's atualmente levantados pela CEAM consiste em somente 6 empreendimentos, conforme pode ser visto na Tabela 3.4, ressaltando-se que o de Iauretê não poderia ser contemplado pelo benefício da Resolução n.º. 245, pois possui potência inferior a 1 MW. Dos empreendimentos levantados somente o de São Gabriel da Cachoeira é que encontra-se em condições de entrar em operação no curto prazo uma vez que os recursos financeiros são provenientes do projeto SIVAM de vigilância da Amazônia. É preciso portanto, que os estudos de potencial de PCH's sejam ampliados, para que as PCH's apresentem-se como uma real alternativa para o Estado do Amazonas.

Tabela 3.4 Pequenos aproveitamentos hidrelétricos levantados pela CEAM.

APROVEITAMENTO	RIO	POTENCIAL (MW)
Iauretê	Papuri	0,60 (nominal)
Apui	Juma	1,60 (nominal)
Katuema	Jatapu	3,46 (nominal)
Onça	Jatapu	3,06 (nominal)
Fumaça	Pitinga	1,07(nominal)
São Gabriel da Cachoeira	Miuá	2,00 (nominal)

É importante frisar que nesse aspecto a situação dos outros estados da região Norte não difere muito da situação no estado do Amazonas.

Outro ponto que deve ser destacado na Resolução n.º. 245, refere-se ao prazo de pagamento dos benefícios, ficando estabelecido que:

- ✓ *os benefícios serão pagos durante setenta e dois meses consecutivos para os aproveitamentos hidrelétricos e noventa e seis meses para os outros empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis.*

- ✓ *o primeiro pagamento, em ambos os casos, ocorrerá no mês subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento e os demais até o dia 20 do mês subsequente ao da operação.*

Isso prejudica mais ainda a possibilidade de implementação de projetos que utilizem recursos renováveis, uma vez que estes possuem um custo inicial, sabidamente superior ao das fontes convencionais, havendo ganho no entanto, nos custos operacionais.

Dessa forma, a não disponibilização de financiamentos para os custos de capital, praticamente inviabilizam ou no mínimo, restringem em elevado grau, os projetos com fontes renováveis na região amazônica em geral, e no estado do Amazonas em particular. Além disso, a falta de informações atualizadas, dificultam a garantia de que esses empreendimentos venham a ter custos de geração inferiores aos praticados atualmente, considerando-se o tempo de 8 anos de benefício.

3.3.3 Produtores Independentes e auto-produtores de energia

A entrada de novos atores no cenário energético nacional produziram inúmeros efeitos no planejamento e no desenvolvimento dos sistemas energéticos. No planejamento tem-se a incorporação das incertezas nos exercícios de previsão da evolução do mercado. Quanto ao desenvolvimento dos sistemas energéticos, sem dúvida que estes podem contribuir para o aumento da competitividade, fazendo com que haja ganhos de qualidade e preços mais ajustados a realidade setorial.

Para maximizar os benefícios decorrentes da entrada de novos atores no cenário energético, é necessário que as regras estejam perfeitamente definidas, tanto para estimular a entrada destes como para garantir o máximo benefício social e ambiental possível. No entanto, o que se percebe nesse momento de transição, particularmente nos sistemas isolados amazônicos, é a entrada de novos atores sem os ganhos que poderiam ser adquiridos através da competitividade, mantendo na verdade, o mesmo perfil do parque gerador existente, que se mostra inadequado a realidade amazônica.

Para ilustrar essa assertiva pode-se citar como exemplo a entrada dos produtores independentes de energia - PIE nos estados do Amazonas e Pará.

No Amazonas, que registrou a entrada do primeiro PIE do país, tem-se dois casos. O PIE que entrou no mercado para suprir Manaus e outro que está suprindo o município de Itacoatiara. Em ambos os casos estes são beneficiados pelo subsídio da CCC, uma vez que os contratos estabelecem que o combustível é de responsabilidade do contratante, nesse caso a Manaus Energia e a Companhia Energética do Estado do Amazonas – CEAM.

No caso do Pará, os sistemas isolados foram terceirizados pela empresa espanhola Guascor que garante a expansão do sistema com grupos geradores a Diesel de fabricação própria, beneficiando-se também, do subsídio da CCC. É fundamental destacar nesse caso, que o contrato dessa empresa terminará em 2012, ou seja um ano antes do término do subsídio da CCC.

Dessa forma fica evidente que regras claras e adequados devem ser propostas para a entrada desses novos atores do cenário energético, de forma a garantir que estes tragam avanços reais aos sistemas amazônicos.

3.4 Reflexões sobre a perspectiva da entrada do gás natural na matriz energética Amazônica

3.4.1 Antecedentes histórico

A Petrobrás, empresa de economia mista, sociedade anônima, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), vem atuando, desde sua criação em 1953, nos Estados que compreendem a Amazônia Legal – Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins.

A região Amazônica tem uma área sedimentar prospectável para petróleo superior a 1,8 milhões de km², abrangendo matas, desertos de dunas e áreas com presença de populações indígenas, contendo bacias com características geológicas distintas e estruturas diversificadas de armazenamento de petróleo.

Na década de 50, os trabalhos de pesquisa da PETROBRÁS foram realizados às margens dos rios, tendo sido perfurados poços na Bacia do Amazonas, na região do Baixo e Médio Amazonas, com descobertas não-comerciais em Nova Olinda do Norte, Autazes e Maués, no Estado do Amazonas. Também desenvolveu os primeiros trabalhos exploratórios na Bacia do Solimões.

Na década de 60, a PETROBRÁS suspendeu as atividades na bacia do Solimões por não ter obtido resultados satisfatórios na localização de reservas comerciais de óleo e gás natural e concentrou seu esforço exploratório na Bacia de Barreirinhas no Maranhão.

Nos anos 70, com o avanço das técnicas de sísmica e gravimetria e com o uso de helicópteros, foi possível o retorno à pesquisa de óleo e gás natural na Bacia do Solimões. Em 1978, ocorreu a descoberta da província de gás natural de Juruá, no município de Carauari, no Estado do Amazonas, a cerca de 750 km de Manaus.

Paralelamente ao trabalho nas bacias terrestres nos anos 70, a PETROBRÁS desenvolveu atividades exploratórias na foz do rio Amazonas. Em 1976, foi descoberto o campo de gás de Pirapema, no litoral do Amapá, considerado não comercial. Outras perfurações posteriores revelaram a presença de óleo nesse Estado, porém sempre em quantidades não comerciais.

Também, nos anos 70, a PETROBRÁS estendeu sua presença na Amazônia Legal para a atividade de refinação de petróleo e ampliou a abrangência de sua atuação na comercialização e distribuição de derivados.

Em meados de 1984, a PETROBRÁS iniciou os trabalhos sísmicos entre os rios Tefé e Coari, na Bacia do Solimões, que possibilitaram a descoberta comercial em 1986 de um campo de óleo, gás natural e condensado estabilizado⁴, denominado de Rio Urucu (RUC), entre os rios Urucu e Coari.

⁴ Condensado estabilizado é um líquido do gás natural que permanece na fase líquida nas condições atmosféricas de temperatura e pressão.

Essa descoberta estimulou o crescimento das atividades exploratórias e no ano seguinte foi encontrado outro campo de óleo, gás natural e condensado estabilizado, denominado de Leste do Rio Urucu (LUC). Esses campos, em conjunto com o de Igarapé da Mata (IMT), constituem a denominada província petrolífera do Rio Urucu, localizada a 650 km a sudoeste de Manaus.

A Figura 3.1, mostra a localização das províncias de Juruá e Urucu no Estado do Amazonas.

Os resultados motivaram o desenvolvimento de um projeto piloto para colocar a província em produção. A primeira fase foi concluída em julho de 1988, quando teve início a produção de óleo e condensado estabilizado no campo de Rio Urucu, num volume de 3 mil barris por dia, que eram então extraídos de três poços e processados numa pequena estação coletora – Estação RUC-6. O escoamento do óleo era feito através de um oleoduto de 4 km de comprimento e capacidade de 3.145 barris por dia, entre a área produtora e o porto de embarque no rio Urucu, denominado de Porto Urucu. Deste ponto o óleo era transportado por balsas até a localidade de Coari, no rio Solimões, e, após transbordo para balsas de maior porte, para a Refinaria de Manaus (REMAN).

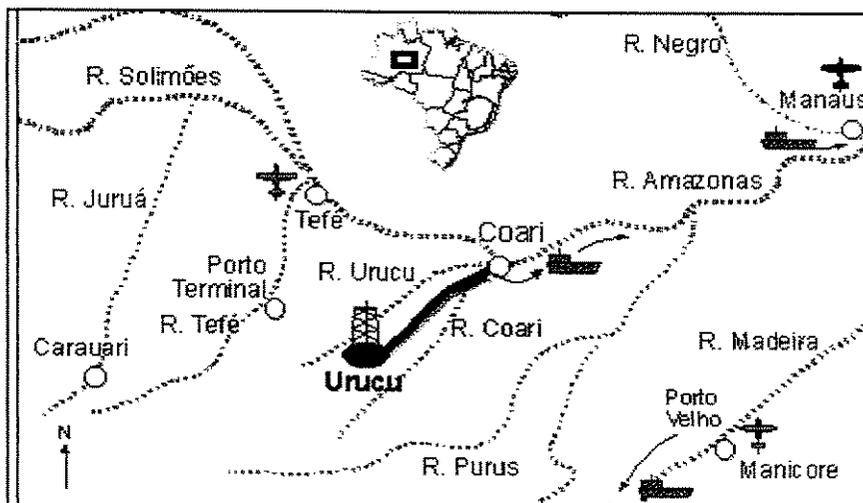


Figura 3.1. Localização das províncias de Juruá e Urucu.

Em março de 1989, entrou em operação o oleoduto Urucu-Tefé – RUC/Rio Tefé, de 4 polegadas de diâmetro e 57 km de comprimento, com capacidade inicial de 3770 barris por dia, posteriormente ampliada para 5500 barris por dia, ligando a área produtora a um porto de embarque, denominado Porto Terminal, às margens do rio Tefé, de onde o óleo era escoado. Atualmente esse oleoduto é utilizado para transferência de GLP⁵, com capacidade de 300 toneladas por dia do produto. Ainda em 1989, teve início a operação do aeroporto de Urucu.

Em 23 de maio de 1991 a Secretaria Nacional de Energia – SNE, através da Portaria n° SNE-2/91 criou o Grupo de Trabalho com o objetivo de analisar as alternativas de uso das reservas de gás natural da bacia amazônica para produção de energia elétrica. Participaram desse grupo a Eletrobrás, a Petrobrás, a Eletronorte e a Secretaria Nacional de Energia.

Em agosto de 1991, iniciou-se o processo de injeção do gás produzido, através da operação da Estação de Compressores, na área produtora. Com isso, a produção foi elevada sem haver necessidade de aumentar a queima de gás, o qual passou a ser injetado nos reservatórios a aproximadamente 2.500 metros de profundidade.

Em novembro de 1991, entrou em operação um novo oleoduto, ligando a área produtora ao Porto Terminal, com capacidade de escoamento atual de 30 mil barris por dia, podendo ser ampliada para 40 mil barris por dia, com investimentos adicionais.

Em março de 1992, foi concluído um oleoduto de 10 polegadas ligando o campo de Leste do Rio Urucu (LUC) à área produtora. Esse oleoduto possibilitou o início da produção do campo LUC, até então inativo.

Em fevereiro de 1993, entrou em operação comercial uma unidade de processamento de gás natural – UPGN URUCU, com capacidade de produção de 90 toneladas por dia de GLP, correspondente a 6.900 botijões diários de 13 kg, para uso domiciliar, e de 12,5 m³ por dia de

⁵ É um gás constituído predominantemente de propano ou de butano ou mistura desses dois hidrocarbonetos, comercializado, comprimido sob a forma líquida, sendo muito usado como combustível doméstico (gás de cozinha).

gasolina natural, que é misturada a corrente de óleo. Nesse mesmo ano, entrou em operação a unidade de processamento de Diesel de Urucu, com capacidade de produção de 75 m³/dia, construída para atender, prioritariamente, o consumo das instalações da PETROBRÁS em Urucu.

Em 31 de dezembro de 1993, as reservas exploráveis⁶ de hidrocarbonetos na Bacia do Solimões (Urucu e Juruá), eram de 92,1 milhões de barris de óleo condensado estabilizado e de 52,7 m³ de gás natural, correspondentes a um total de cerca de 425 milhões de barris de óleo equivalente. A contribuição do gás natural era de 80% nesse total.

A Tabela 3.5 apresenta o volume das reservas exploráveis e provadas para as províncias de Rio Urucu e do Rio Juruá ao final de 1993.

Tabela 3.5 Reservas Exploráveis e Provadas na Amazônia Legal (Posição em 31/12/93).

Província	Óleo (a) – milhões de barris		Gás natural – bilhões de m ³	
	Exploráveis (b)	Provadas	Exploráveis (b)	Provadas
Rio Urucu	92,1	36,6	35,5	18,2
Rio Juruá	--	--	17,2	3,5
Total	92,1	36,6	52,7	21,7

Fonte: Petrobrás (a) inclui condensado estabilizado (b) inclui provadas, prováveis e possíveis.

Como pode ser visto na Tabela 3.6, em termos comparativos com as demais áreas, a região amazônica detém a segunda maior reserva explorável de gás natural (57,8 bilhões de m³), inferior apenas às reservas da Bacia de Campos (95,1 bilhões de m³), no Estado do Rio de Janeiro⁷.

Tabela 3.6 Reservas de Gás Natural na Bacia do Solimões (10⁹ m³)
(Posição em dezembro de 1995).

ÁREA	RESERVAS			
	Exploráveis	Não definidas	Total	%
Juruá	17,0	10,7	27,7	33,5
Urucu	40,8	12,1	52,9	64,0
Outras	00,0	2,1	2,1	2,5
Total	57,8	24,9	82,7	100,0

Fonte: Petrobrás.

⁶ São reservas que podem ser exploradas economicamente.

⁷ Dados de dezembro de 1995.

Nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção, até agosto de 1994, tinham sido perfurados 69 poços na província de Rio Urucu, sendo 52 exploratórios e 17 exploratórios ou de desenvolvimento. O índice de sucesso exploratório⁸ alcança 81 %, que é um resultado bastante expressivo em termos mundiais, cuja média raramente ultrapassa 20%. O índice de sucesso exploratório⁹ é de 82%, que situa-se na média mundial.

Em agosto de 1994, 32 poços estavam em produção, sendo 19 em Rio Urucu (RUC) e 13 em Leste de Rio Urucu (LUC). Na província de Rio Juruá, até 1997, já haviam sido perfurados 38 poços, sendo 16 produtores e/ou descobridores de campos de gás. Nessa província até 1997 não havia poços em produção.

A produção diária de gás natural em Urucu em abril de 1996, era de 877.000 m³, como pode ser visto na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 Produção em Urucu – abril/96

PRODUÇÃO	m ³ /dia	Barris/dia
Óleo	2.816	17.713
LGN	265	1.667
Total óleo	3.081	19.379
Gás Natural	877.000	---

Fonte: Petrobrás.

Em abril de 1996, Urucu movimentava 1.754.000 m³/dia de gás natural, conforme mostra a Tabela 3.8.

⁸ Relação entre o número de poços cuja avaliação demonstrou serem descobridores de novas jazidas de hidrocarbonetos ou que estenderam jazidas já conhecidas e o número total de poços exploratórios perfurados em uma determinada área.

⁹ Relação entre o número de poços cuja avaliação demonstrou serem economicamente produtores e o número de poços exploratórios ou de desenvolvimento perfurados em determinada área/jazida.

Tabela 3.8 Movimentação de gás natural em Urucu – abril/96

DESCRIÇÃO	10 ³ m ³ /dia
PRODUÇÃO	877
CONSUMO	70
PRODUTOS LÍQUIDOS	66
INJEÇÃO	590
NÃO UTILIZADO	151

Fonte: Petrobrás.

Em janeiro do corrente ano a Petrobrás extraiu 1,4 milhões de barris de petróleo da província de Urucu, correspondente a um aumento de 31,7% da média mensal registrada em 1999, produção essa nunca antes alcançada na província. O volume extraído se aproxima do consumo total da Amazônia Ocidental (Acre, Amazonas, Rondônia e Roraima) e mais o oeste paraense, estimado em 50,5 mil barris por dia.

A Petrobrás que atingiu em janeiro a produção média diária de 46,3 mil barris, possui como meta ainda para esse ano a produção de 50,5 mil barris dia, deixando o Amazonas dependente somente de petróleo para a industrialização de asfalto, atualmente importado da Venezuela, uma vez que o petróleo de Urucu é muito “fino”.

Em 3 de junho de 1999 eram produzidas 1,88 milhões de m³/dia de gás natural, em dezembro do mesmo ano essa produção aumentou para 2 milhões de m³/dia, chegando a 3,9 milhões de m³/dia em janeiro de 2000.

Segundo BNDES (1997) “*As reservas representadas pelas províncias petrolíferas dos rios Urucu e Juruá, no Estado do Amazonas, se apresentam com as de maior potencial para ampliar, a curto prazo, o nível de produção de GN. Em razão da alta qualidade do óleo encontrado nestas áreas, e da elevada relação gás/óleo aí verificada, a sua exploração eficiente passa a depender da utilização do GN associado, sob pena de seu desperdício no processo de extração do óleo (queima no flare)*”.

As reservas totais da região em 3 de junho de 1999 eram de 160,7 milhões de barris de petróleo e 96,7 bilhões de metros cúbicos de gás natural (24% das reservas brasileiras)¹⁰.

3.4.2. Perspectivas para o gás natural na Amazônia

Desde a descoberta de gás natural - GN na Bacia do Solimões em 1996, vários projetos tem sido imaginados para seu aproveitamento.

Para suprir a carência de eletricidade da região inicialmente pensou-se em construir uma termelétrica próxima a província de GN e transmitir eletricidade para Manaus. Posteriormente foi analisado um projeto para liquefação, transporte criogênico e vaporização do GN, que atenderia Manaus (AM), Oriximiná (PA), Macapá (AP) e Porto Velho (RO).

Mais recentemente está sendo avaliado a construção de gasoduto para Manaus, com 420 km e outro para Rondônia com 500 km, além de uma LT que interligaria Porto Velho a Rio Branco. Esse projeto foi incluído entre os 42 projetos que compõem o Programa Brasil em Ação do governo federal. O início da utilização do GN para geração de eletricidade está previsto para 2001, suprimindo Manaus e Porto Velho. Esse projeto está sendo viabilizado através da parceria entre a Gaspetro, Companhia de Gás do Amazonas (CEGAS), Eletronorte e empresas privadas.

O projeto de aproveitamento do gás implicará também na auto-suficiência da região na produção de GLP.

Com relação as reservas estas são bastante expressivas, apresentando potencial de crescimento. Para ilustrar essa afirmação, em fevereiro de 1999, houve a descoberta de uma nova jazida de GN no Amazonas, no município de Silves, no Rio Uatumã, a 320 km de Manaus.

Os custos elevados de geração de eletricidade na região Norte, associado com a retirada dos subsídios que os reduzem artificialmente e a grande demanda reprimida, fazem com que o GN

¹⁰ Mais recentemente a Petrobrás avaliou essas reservas em mais de 100 bilhões de metros cúbicos.

encontre seu grande potencial de utilização, no primeiro momento, no suprimento de energia elétrica. Contribuindo para a geração de eletricidade com GN tem-se o interesse manifesto do governo federal em ampliar consideravelmente a participação desse energético na matriz energética nacional.

Em que pese todos os fatores positivos advindos do aproveitamento do GN é preciso observar que a magnitude dos benefícios estará diretamente relacionado com o preço desse energético nos mercados a serem considerados.

De projeto para projeto, ao longo da história do aproveitamento do GN na região Amazônica, o preço do gás variou de maneira inexplicável. Quando iniciou-se a discussão para a liquefação do GN para fins de geração de energia elétrica, o preço era de um pouco mais de US\$ 1/MBTU, atualmente quando discute-se o transporte por gasoduto esse valor já ultrapassa a casa de US\$ 3/ MBTU, sem uma explicação razoável para tal, mesmo ponderando com relação a diminuição do mercado a ser atendido.

O que observa-se a medida que a discussão aumenta sobre o uso do GN é um aumento de preço e uma redução do benefício global para região, uma vez que reduz o número de localidades a serem supridas.

O governo federal por outro lado, contribui para que os riscos aumentem no setor dada as incertezas que gera ao não definir de maneira clara uma política de preços para o GN.

Supondo-se que as questões relativas ao uso do GN para produção de eletricidade fossem superadas, vários problemas teriam que ser superados para viabilizar outros usos para este.

Nos segmentos comercial e residencial, dada a reduzida densidade média de consumo e a inexistência das redes de distribuição, a concretização desse mercado passa por uma questão de escala.

No setor industrial, a decisão pelo uso do gás está vinculada a estrutura de preços relativos dos energéticos alternativos, ao maior ou menor ganho de competitividade do produto final, às exigências de controle ambiental sobre o processo produtivo, ao custo de conversão das instalações existentes e à oferta de financiamentos para esses investimentos.

CAPÍTULO 4

O PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NO CONTEXTO AMAZÔNICO BRASILEIRO

4.1 Introdução

Como pode ser observado nos capítulos anteriores, os órgãos federais, responsáveis pelo planejamento do setor energético, sempre dispensaram um tratamento marginal à Região Amazônica - RA, contribuindo para essa ação política a pouca representatividade econômica de seus mercados.

Este fato torna-se mais evidente quando, analisando o Balanço Energético Nacional, verifica-se que dados essenciais para um melhor conhecimento da região (produção de energia primária, consumo final de energia, consumo de energia em transportes, consumo residencial de energia, etc.) não estão disponíveis há mais de dez anos. A pouca importância dada à região Amazônica pelas autoridades do poder público federal é evidenciado também na Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios - PNAD, realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, a qual não contemplou os municípios do interior dos estados da região.

No que tange ao setor elétrico, embora haja maior disponibilidade de dados, o planejamento para a Amazônia, principalmente para os sistemas isolados, sempre se pautou na ampliação da

oferta de energia, quase que exclusivamente por usinas termelétricas à base de derivados de petróleo, com tarifas e combustível sustentados por subsídios. As potencialidades energéticas locais, em poucos momentos ao longo da história do setor elétrico na região foram consideradas, uma vez que esses mercados sempre foram e continuam sendo vistos sem rentabilidade e, portanto, não sendo merecedores de maiores investimentos, o que é condição necessária para a exploração e o uso dos recursos energéticos locais.

O atual processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, tratado no capítulo anterior, aliado às questões sócio-ambientais, exige uma nova abordagem metodológica para a busca de soluções para o suprimento dos mercados isolados de energia elétrica na Amazônia.

O Planejamento Integrado de Recursos - PIR, atualmente utilizado em grande escala nos Estados Unidos nos setores de eletricidade e de gás, apresenta-se como uma metodologia adequada para o órgão responsável pelo planejamento energético analisar o conjunto de opções para o suprimento dessas demandas, no cenário sócio-econômico e ambiental hoje em vigor, em âmbito regional e nacional.

Neste capítulo discute-se portanto, a viabilidade de implementação do Planejamento Integrado de Recursos, como forma de garantir o suprimento de eletricidade às populações residentes na Amazônia, de maneira compatível com as demandas locais, tanto de eletricidade como econômicas e sócio-ambientais.

Partindo-se da premissa que é ilusório pensar na prática do PIR na Amazônia no curto-prazo, apresenta-se as bases de um programa denominado PROENERGIA, que visa estabelecer os alicerces necessários para a prática do PIR no Estado do Amazonas, apresentado a Superintendência da Zona Franca de Manaus – SUFRAMA.

4.2 Planejamento normativo e planejamento indicativo

É utópico imaginar, a exemplo do que pode ser verificado em outros países, que as forças de mercado possam, por si só ou juntamente com ações governamentais de regulação do mercado, atenderem a expansão dos serviços de eletricidade de maneira satisfatória dentro da ótica econômica, financeira, social e ambiental.

A experiência de outros países e a reflexão sobre a situação econômica, social-ambiental e financeira brasileira deixam claro que o poder público precisa atuar não somente na esfera do estabelecimento de políticas energéticas e na regulação do mercado, mas também na concepção de um planejamento indicativo eficaz, o qual difere em vários aspectos do planejamento determinativo, adotado na visão de monopólio natural que imperava nos mercados energéticos.

As incertezas no longo prazo das estruturas de mercado, a possibilidade real de incremento da competitividade, a flexibilidade para operar em ambientes com níveis elevados de incertezas e riscos e a possibilidade de motivar todos os atores envolvidos no setor a participarem ativamente do processo de planejamento apontam para a necessidade do exercício do planejamento indicativo. É importante frisar que esses aspectos inexistem ou existem em grau não satisfatório no planejamento determinativo.

O planejamento indicativo, portanto, apresenta características que são mais condizentes com um ambiente de mercado regulado, cabendo ao poder público sinalizar, através de instrumentos legais e incentivos financeiros, os interesses maiores da sociedade.

Portanto, dentro da visão do planejamento normativo a metodologia do Planejamento Integrado de Recursos - PIR se adapta perfeitamente, uma vez que esta se caracteriza por envolver um grande número de atores, fontes renováveis e não renováveis de energia e ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, como opções para o suprimento energético sendo as

decisões tomadas em um ambiente no qual busca-se compatibilizar objetivos de diferentes naturezas.

4.3 Características gerais do Planejamento Integrado de Recursos

O planejamento do setor elétrico tradicional tem se preocupado excessivamente com o custo, negligenciando aspectos culturais, sociais e ambientais. No entanto, o aumento nos custos da oferta de energia elétrica, associado às restrições ambientais e sociais, estão exigindo uma reformulação neste conceito de planejamento.

O planejamento do setor elétrico necessita contemplar múltiplos objetivos econômicos, sociais e ambientais, requerendo mecanismos que integrem esses objetivos, quase sempre conflitantes. É preciso, também, combinar opções de oferta de eletricidade e de opções de Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD), considerando a utilização de recursos energéticos alternativos e convencionais. Isto é possível no âmbito do PIR, uma vez que este adota como foco de análise as medidas que promovem serviços de energia.

Sendo assim, a visão pura e simples da energia enquanto mercadoria, contemplando somente opções de oferta, predominante no planejamento tradicional, dá lugar para um conceito mais amplo que influencia diretamente nas projeções de demanda de eletricidade através da adoção da metodologia *bottom-up*¹.

O PIR busca ofertar serviços de energia otimizando simultaneamente critérios conflitantes, combinando opções de ampliação da oferta e gerenciamento da demanda (DSM), internalizando impactos sociais e ambientais e incorporando incertezas.

¹ “O principal objetivo da análise *bottom-up* é criar uma descrição quantitativa da estrutura tecnológica da conversão e do uso da energia, o que é feito com base em uma estimativa atual da demanda desagregada por serviços de energia, tais como conforto e locomoção” Jannuzzi, et al. (1997).

Os conflitos de interesses são negociados pelos diferentes atores envolvidos na cadeia de produção e uso de energia elétrica, em um ambiente de relação democrática. Esta metodologia tende a ganhar impulso, uma vez que incorpora as restrições financeiras, as questões ambientais e sociais, e garante a participação dos novos atores envolvidos com o setor elétrico brasileiro. Um esquema das atividades envolvidas no PIR está apresentado na Figura 4.1.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

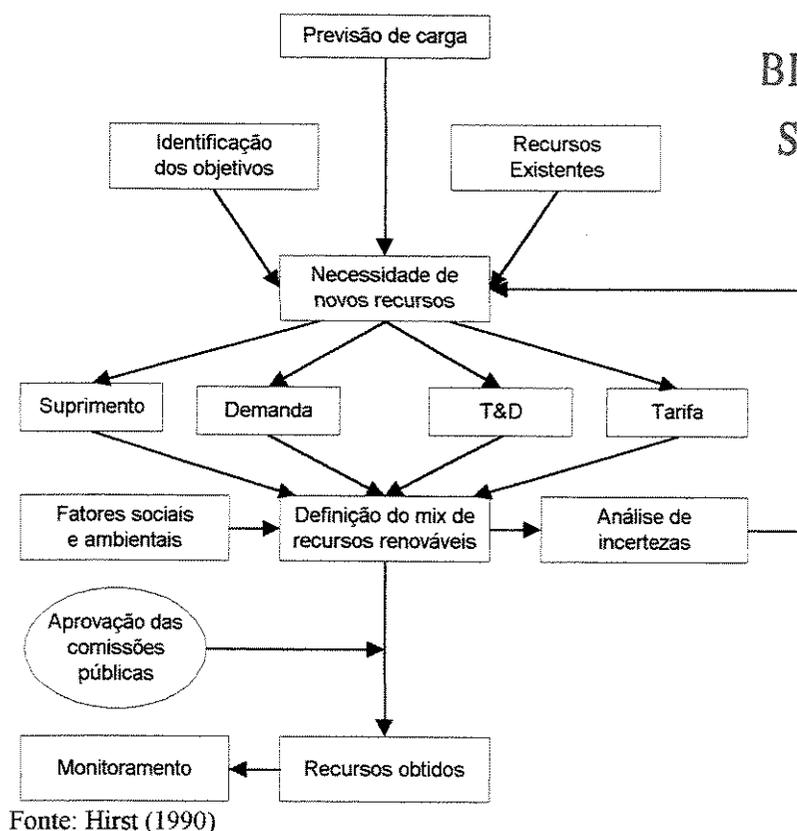


Figura 4.1. Esquemático das atividades envolvidas no PIR.

Segundo Santos (1997) *et al.*, as principais características do PIR são:

- ✓ *os programas de eficiência energética são considerados como recursos;*
- ✓ *os custos ambientais quantificáveis são considerados como custos econômicos;*
- ✓ *as fontes de suprimento podem ser propriedade da concessionária, de outras concessionárias, de produtores independentes ou até de consumidores;*

- ✓ *os critérios de seleção de recursos incluem preço da eletricidade, situação financeira das concessionárias, redução de riscos e incertezas, qualidade ambiental, diversificação de fontes de energia, diversificação tecnológica, etc.;*
- ✓ *o número de participantes no planejamento foi ampliado envolvendo comissões regulares, consumidores e especialistas em energia que não integram o quadro das concessionárias.*

4.4 PIR no contexto dos sistemas isolados da Amazônia

Por envolver variadas opções, tanto do lado da oferta quanto da demanda; por incorporar externalidades na escolha e seleção de empreendimentos; por buscar a satisfação dos diferentes agentes envolvidos, direta ou indiretamente, na cadeia de produção e consumo de energia elétrica, o PIR tem grau de dificuldade de implementação superior ao do planejamento tradicional do setor elétrico brasileiro.

Partindo-se das barreiras de implementação do PIR verificadas em muitos países e daquelas inerentes ao contexto brasileiro, apresentadas por Bajay *et al.* (1996), serão discutidas a existência e a intensidade destas barreiras no contexto dos sistemas isolados amazônicos, acrescentando-se ao final outras barreiras e oportunidades, identificadas pelo autor deste trabalho.

4.4.1 Barreiras usualmente encontradas na implementação do PIR

Vários aspectos devem ser considerados na concepção do PIR. A diversificação das alternativas de suprimento de energia assume nova configuração no cenário nacional, face à legalização da figura do produtor independente e do auto-produtor, além do processo de privatização em curso.

A necessidade de integração de recursos naturais apresenta-se como ponto bastante sugestivo para a implementação do PIR na Região Amazônica - RA, face às suas potencialidades naturais. A integração de interesses conflitantes, objetivados no PIR, conduz à necessidade de

desenvolvimento de metodologias, que façam uso de ferramentas de Programação Multiobjetivo para auxiliar na tomada de decisão.

Conforme Bajay (1996) “*A maioria das barreiras usualmente encontradas na implantação do PIR, nos diversos países que têm adotado esta sistemática de planejamento, são associadas a dificuldades encontradas para se implementar fontes alternativas de geração de energia elétrica e medidas de conservação de energia e modulação de carga*”. Esse autor adotou a classificação dada por Jannuzzi *et al.* (1997) para essas barreiras, qual seja: falta de informações, barreiras institucionais e legais, barreiras financeiras, barreiras tecnológicas e de infra-estrutura, e nível e estrutura tarifária, as quais serão apresentadas a seguir:

a) Falta de informações

Vários fatores contribuem para que essa barreira apareça de forma mais intensa nos sistemas isolados da RA. No caso amazônico, essa barreira tende a ser maior pela inexistência, há vários anos, de programas desenvolvidos pelas companhias de eletricidade atuantes nos estados, visando ao aperfeiçoamento e à qualificação de seus profissionais.

Contrapõe-se a essa situação a existência de cursos nas universidades federais atuantes na região, as quais mantêm programas para capacitação de recursos humanos na área energética, muitas vezes em parceria com outras instituições de ensino e pesquisa existentes no país.

A falta de informações estatísticas sobre usos finais de energia na região decorre da pouca prática, por parte das companhias energéticas, em ações de efficientização energética, o que pode ser explicado pelo descrédito em ações dessa natureza, reflexo da falta de uma política nacional contínua nessa área.

Apesar disso, as instituições de ensino e pesquisa atuantes na região procuram fechar essa lacuna, através da realização de diagnósticos energéticos e pesquisas de posse e hábitos de uso de

equipamentos elétricos; muito embora esses projetos não consigam manter nem a abrangência nem a periodicidade necessárias.

b) Barreiras institucionais e legais

Em termos das dificuldades legais, o não desacoplamento do lucro das empresas das vendas, de modo a garantir uma compensação pelas perdas de receita associadas a programas bem sucedidos de DSM, pode não representar, neste momento, uma barreira forte para implementação do PIR, nos sistemas isolados da RA.

Tal situação se verifica principalmente em decorrência dos sistemas isolados apresentarem baixa qualidade de serviço por estarem sobrecarregados, o que leva a um número de horas elevado de não fornecimento de energia, permitindo enxergar as ações de conservação de energia, pelo menos nesse momento, como uma forma complementar de geração com custos normalmente inferiores aos de expansão do parque gerador. Sendo assim, poderia haver um ganho de faturamento devido ao maior número de horas de fornecimento.

Dada as dificuldades financeiras para ampliação da oferta as ações de DSM tenderiam a se concentrar em setores que oferecem menores ganhos, como por exemplo o setor industrial, deslocando o consumo para aqueles com preços maiores, como por exemplo o residencial.

Faz-se necessária, no entanto, a concepção de um aparato institucional adequado para conceber e implementar o PIR, a nível nacional, estadual e municipal.

c) Barreiras financeiras

No contexto dos sistemas isolados da Amazônia, as barreiras financeiras devem ser verificadas na mesma intensidade que no contexto nacional, pois os financiamentos se dariam em grande parte pelos mecanismos não regionalizados.

No entanto, no que se refere ao fomento de tecnologias renováveis, os sistemas que utilizam derivados de petróleo, a exemplo do que ocorre nos sistemas isolados na Amazônia, poderão ser beneficiados pela possibilidade de utilização de recursos da Reserva Global de Garantia - RGR, além de recursos provenientes da alienação de empresas de energia elétrica sob controle acionário direto ou indireto da União, ou de ativos patrimoniais da mesma, através do Programa de Incentivos a Energia Renováveis - PIER, do governo federal.

Há um outro fato bastante significativo. Trata-se da Resolução n° 245 de 11 de agosto de 1999, elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, que cria estímulo financeiro à implantação de projetos que aumentem a oferta de energia elétrica nos sistemas isolados e substituam a geração termelétrica a partir de óleo Diesel, reduzindo a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, beneficiando, principalmente, a Amazônia Legal.

d) Barreiras tecnológicas e de infra-estrutura

A disponibilidade de utilização de tecnologias importadas, tanto para gerar como conservar energia, não seria um obstáculo para parte da Amazônia, uma vez que há incentivos para áreas de livre comércio. A falta de uma assistência técnica local adequada seria em pouco tempo amenizada com o aumento da aquisição dessas novas tecnologias.

Na verdade, a péssima qualidade da energia atualmente fornecida representaria um grande obstáculo para certas tecnologias que conservam energia, devido às flutuações de tensão ou ainda distorções harmônicas.

e) Nível e estrutura tarifária

Atualmente as tarifas dos sistemas isolados com geração a Diesel e óleo combustível têm o combustível subsidiado em 60% pela CCC – Conta de Compensação de Combustíveis, um subsídio cruzado dentro do setor elétrico, cujos recursos advêm de companhias de energia elétrica

das outras regiões do país, que irá acabar em 2013, segundo a Lei 9.648 de 1998. Isso implicará em várias conseqüências para a Amazônia; porém, a barreira para a adoção de programas de conservação de energia e modulação de carga seria eliminada com a redução do subsídio.

No entanto, a manutenção das tarifas subsidiadas até 2013 não teria grande influência, na maioria dos casos, na implementação do PIR na RA, nesse período.

Para compreender essa afirmação, é preciso ter em mente dois fatores marcantes no mercado dos sistemas isolados amazônicos. O primeiro é a baixa renda dos consumidores, e o segundo é a baixa qualidade do fornecimento de energia elétrica, que chega a inibir a implantação de pequenas atividades no setor de comércio, serviços e industrial além de comprometer a qualidade e a lucratividade destes.

Muito embora o subsídio impeça o consumidor de enxergar os elevados custos do fornecedor, este seria levado a aderir aos programas de conservação de energia, pelo benefício que este traria através da melhoria da qualidade do fornecimento e da diminuição de seus custos com energia elétrica, conseqüência da adoção de tecnologias mais eficientes.

4.4.2 Outras barreiras encontradas nos sistemas isolados da RA

Além das barreiras já discutidas, Bajay discute outras, específicas da realidade brasileira, quais sejam: a atual crise institucional e financeira; tarifas de fornecimento congeladas e defasadas que não refletem os custos marginais de fornecimento; tarifas de suprimento que não refletem os custos marginais; a falta das informações necessárias para alimentar o ferramental metodológico que o PIR requer; a inexistência de modelos computacionais específicos para o país, voltados para as tarefas requeridas pelo PIR; distorções de preços energéticos e a falta de “qualificação”, pelo órgão regulador, dos autoprodutores interessados em vender energia elétrica.

Sem perder de vista as questões já colocadas, é de fundamental importância que outras questões específicas do contexto amazônico sejam levantadas para se avaliar a implementação do PIR nessa região, quais sejam:

a) Pouco conhecimento da realidade sócio-ambiental

O PIR exige a elaboração de planos e projetos firmemente alicerçados na realidade regional. Sendo assim, é preciso considerar o zoneamento ecológico econômico regional, o que irá exigir um maior tempo e maiores recursos para serem concebidos.

b) A incorporação das questões sócio-ambientais

Um dos aspectos do PIR que difere do planejamento convencional do setor elétrico diz respeito à incorporação das externalidades sociais e ambientais na seleção e escolha de empreendimentos.

Essas questões assumem papel fundamental no contexto amazônico, uma vez que várias questões dessa natureza precisam de um tratamento ímpar, tais como: concentração de grande parte das populações e comunidades indígenas brasileiras; existência de grande riqueza potencial (minérios, hídricidade, biodiversidade, água doce, madeira); existência de conflitos fundiários, etc.

c) A falta de competição no setor

A baixa atratividade dos mercados de energia elétrica dos sistemas isolados na região Norte dificulta o interesse do capital privado neste setor. No entanto, mesmo os mercados brasileiros considerados rentáveis, como o caso do estado de São Paulo, estão exigindo um grande esforço para torná-los atrativos ao capital privado, de maneira não prejudicial à sociedade.

Sendo assim, fica óbvio que esforço superior deverá ser feito para o caso dos sistemas isolados da RA. Porém, não se pode aceitar propostas que comprometam recursos públicos de maneira irresponsável.

É possível observar algumas possibilidades de otimização desses sistemas, seja do lado da oferta, seja do lado da demanda. Do lado da oferta, tem-se a possibilidade, por exemplo, de utilizar os gases de escape das termelétricas a Diesel para secagem de madeira ou para produção de frio através de sistema de absorção, utilizando-o para conservação de pescado e outros alimentos.

Investimentos dessa natureza de certo poderia despertar o interesse do investidor privado, além de aumentar o faturamento das concessionárias de energia elétrica. Tem-se, ainda, a possibilidade de planejar de maneira otimizada o despacho de carga das unidades instaladas, de modo a obter um mínimo custo de geração.

Do lado da demanda, é fácil observar a possibilidade de implementação de programas de conservação de energia, principalmente na classe residencial, a qual é responsável pelo maior percentual de consumo de energia elétrica e que, na sua grande maioria, faz uso de aparelhos de baixa eficiência, como lâmpadas incandescentes.

Quanto aos mercados ainda não supridos, vilas e pequenos aglomerados populacionais, estes devem ser vistos como mercados futuros que precisam ser estimulados, porém, com uma visão de melhorar o padrão de vida e não simplesmente o padrão de conforto; é preciso que a energia esteja associada prioritariamente a um processo produtivo que conduza ao aumento do poder aquisitivo das populações beneficiadas.

A expansão do parque gerador deve ser analisada de maneira diversificada, considerando tecnologias que façam uso de insumos energéticos disponíveis na região. Nesse sentido, torna-se importante o estudo do aproveitamento do gás natural da bacia do rio Solimões no Estado do

Amazonas, que poderia atender Manaus(AM), Macapá(AP) e outras localidades no Estado do Pará. O aproveitamento do potencial de biomassa também deve ser pensado, obviamente de maneira sustentável, seja através da utilização da lenha, seja através de óleos vegetais.

d) A agilização no estabelecimento de mecanismos processuais

A Constituição Federal estabelece alguns procedimentos e condições específicos para a Amazônia que devem ser cumpridos para a exploração dos recursos naturais para fins energéticos. Se, por um lado, esses procedimentos objetivam garantir a exploração adequada desses recursos, por outro, pela falta de regulamentação específica, apresentam-se como um obstáculo para a implementação de ações de planejamento regional.

Um exemplo desse fato é citado por Amaral (1996), *“Conforme o Artigo 21 da Constituição Federal, o aproveitamento dos recursos hídricos em terras indígenas, incluídos os potenciais energéticos, só pode ser efetivado com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas. É vedada a remoção dos grupos indígenas de suas terras. Como ainda não foi promulgada a lei ordinária regulamentando a matéria, não existem, por enquanto, mecanismos legais estabelecendo procedimentos para obter autorização do Congresso e para consulta às comunidades afetadas”*.

Vale salientar que o estabelecimento de leis em si não representa uma barreira para o PIR e sim a sua não regulamentação.

e) Organização da sociedade

No PIR, a escolha das alternativas, dentro do portfólio de opções de investimentos, passa pela busca de satisfação dos diferentes atores envolvidos. No cenário amazônico, o baixo grau de organização da sociedade depõe contra esse procedimento. Desse modo, constitui-se em tarefa difícil garantir a participação e um mínimo de satisfação dessas populações no processo de

tomada de decisão para a escolha de alternativas de investimentos a serem implementadas. No entanto, a concepção de PIR é um convite/incentivo à sociedade a esta participação. Outras formas tradicionais de planejamento sequer consideravam esta possibilidade.

f) A falta de compromisso do poder público com o planejamento regional

A inexistência de um programa claro e sério de planejamento regional, tanto a nível federal, como estadual e municipal, é uma barreira extremamente significativa na implementação do PIR, na RA.

É preciso que os exercícios de planejamento regional ultrapassem o plano da concepção, e avancem para a implementação das estratégias estabelecidas.

g) Barreira política

Tanto as empresas privadas quanto o poder público apresentam resistência para considerar fatores sociais, ambientais, etc., bem como múltiplos objetivos no processo de tomada de decisão quanto ao suprimento de mercados de eletricidade.

Essa situação no entanto, poderia ser modificada através da criação de legislação que exigisse essa abordagem.

4.4.3 Elementos facilitadores para implementação do PIR na região amazônica

Apesar das inúmeras dificuldades de se estabelecer um planejamento, mesmo tradicional do setor elétrico na Amazônia, alguns fatores e ações, hoje em curso, podem ser tomados como elementos facilitadores da viabilização de modelos de planejamento tão complexos como o PIR. Estes são apresentados a seguir:

a) Possibilidade de captação de recursos externos

A insólita atração da Amazônia ao nível internacional apresenta-se como uma oportunidade ímpar para a captação de recursos.

Segundo Amaral (1996), “... sua riqueza potencial – minérios, energia elétrica, biodiversidade – desperta o interesse de agentes econômicos estrangeiros, principalmente empresas multinacionais e agências multilaterais de financiamento”. ... “... seu papel como regulador climático em escala continental e como repositório de diversidade tanto biológica quanto etnológica/cultural polariza as atenções de influentes organizações não governamentais na sua preservação e utilização visando aspectos ambientais globais do planeta”.

b) A Elaboração da Agenda Amazônia 21

Para a elaboração da Agenda Amazônia 21, de responsabilidade da Secretaria de Coordenação da Amazônia no âmbito do Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, têm-se criado fóruns nacionais para debater os problemas amazônicos, o que apresenta-se como uma excelente oportunidade para buscar soluções duradouras, para superar as barreiras aqui levantadas e outras, para a implementação do PIR na região.

c) Necessidade de definição a curto prazo das alternativas de suprimento para a região

As elevadas taxas de consumo de energia elétrica, associadas ao deficiente parque gerador hoje instalado, exigem soluções de curto prazo na definição de alternativas de suprimento, principalmente para os grandes centros consumidores.

Apesar da urgência no suprimento não se pode permitir que este seja feito de maneira irresponsável através da contratação de empresas que fornecem energia de baixa qualidade, com custos elevados e sem a análise de tecnologias que façam uso dos recursos renováveis. Tem-se

por exemplo o Estado do Amazonas, que foi o primeiro estado brasileiro que consolidou na prática a figura do produtor independente, quando vivia um período de intenso racionamento de energia elétrica, chegando a 12 horas diárias de racionamento.

O produtor independente contratado, no entanto, não foi capaz de atender a demanda, mantendo-se a situação de racionamento, tendo como agravante o fato do combustível está sendo entregue sem ônus para este, valendo-se do subsídio que é dado aos concessionárias locais. Ainda no estado do Amazonas, no município de Itacoatiara, tem-se a empresa Hermasa S.A., que é um autoprodutor de energia que vende seus excedentes para a companhia energética estadual, também recebendo o combustível sem ônus, que no caso é o óleo Diesel.

Nos Estados do Pará, Rondônia e mais recentemente no Acre, o grupo espanhol Guascor S.A., controlador da Guascor Brasil, vem garantindo a expansão de sistemas isolados no interior através de grupos geradores a Diesel, Alguns dados dos projetos desenvolvidos pela Guascor Brasil podem ser vistos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Dados de Projetos Desenvolvidos pela empresa Guascor Brasil em Estados Amazônicos

Estado	Potência (MW)	Número de motores	No. de cidades	População
Pará	51,0	81,0	23,0	400.000
Rondônia	31,5	123,0	46,0	180.000
Acre	46,0	82,0	13,0	120.000
TOTAL	128,5	286,0	82,0	700.000

Fonte: Gazeta Mercantil (20/8/99).

Esses exemplos mostram que a urgência no atendimento e a falta de instrumentos de regulação econômica adequada, fazem com que a expansão do sistema ocorra com um perfil ambientalmente e socialmente indesejável.

Várias outras opções que estão sendo analisadas, dentre elas a utilização do gás natural, criam um ambiente favorável para que seja exercitado o PIR, envolvendo órgãos e empresas

governamentais (Eletrobrás, Petrobrás e Eletronorte), empresas privadas, governos estaduais, municipais e as populações que serão influenciadas pela decisão a ser tomada.

d) Desenvolvimento de projetos recentes

Várias iniciativas vêm sendo desenvolvidas no contexto amazônico em geral e nos sistemas isolados em particular, que indicam a viabilidade potencial de implementação do PIR, como instrumento factível de aplicação na Amazônia brasileira.

Dentre essas iniciativas, além das já citadas nesse trabalho em termos de capacitação de recursos humanos e formação de grupos de especialistas, destacam-se as seguintes:

- (i) Desenvolvimento de projeto, numa parceria entre a Universidade Federal do Amazonas e a Universidade Federal do Rio de Janeiro, através da COPPE/RJ, para a elaboração da matriz energética do Estado do Amazonas e ainda para a realização de estudo relativo à inserção do gás natural na matriz energética regional.
- (ii) Desenvolvimento de projetos, coordenados pela Universidade do Amazonas, financiados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e pelo CNPq, objetivando a análise da adequação de tecnologias adaptadas ao meio rural, como sistemas fotovoltaicos, gasogênio a carvão vegetal, fogões à lenha de queima limpa, óleo vegetal para utilização em equipamentos a Diesel e biodigestores. Estes projetos estão possibilitando o exercício de viabilização de parcerias entre instituições de ensino e pesquisa e órgãos federais de fomento à pesquisa, iniciativa privada, órgãos municipais e organizações não governamentais.
- (iii) Realização de estudos no Estado de Rondônia e Amazonas, cujo objetivo é identificar o perfil e hábitos de consumo de energia elétrica bem como as oportunidades de conservação de energia.
- (iv) Desenvolvimento de teses que visam estudar os mecanismos para a regulação econômica e ambiental nos sistemas elétricos da região amazônica; desenvolver instrumentos que auxiliem a tomada de decisão quanto às alternativas de suprimento, contemplando fontes renováveis e não renováveis, dentro da perspectiva de compatibilizar objetivos econômicos,

sociais e ambientais; avaliar metodologias para atendimentos de pequenas comunidades e avaliar programas de DSM nas capitais dos estados da região Norte.

e) Disponibilidade de recursos financeiros para programas de P&D e eficiência energética

Nos contratos de concessão das empresas privatizadas, existe uma cláusula que estabelece que *“a concessionária deverá apresentar anualmente Programa de incremento à eficiência no uso e na oferta da energia elétrica, contemplando a aplicação de, no mínimo, 1% da receita anual, sendo que deste montante, pelo menos 1/4 deve ser vinculado a ações ligadas ao uso final”*; desse montante, no mínimo 0,25% deverá ser utilizado com ações no lado da demanda, entre as quais estão as ações de gestão energética municipal. Sendo assim, surge uma excelente oportunidade para a implementação do PIR.

O contrato de concessão estabelece ainda que, no mínimo, 0,25% da receita do ano anterior seja aplicado em pesquisa e desenvolvimento, o que amplia ainda mais as possibilidades de estudos para consolidar o PIR no contexto amazônico.

Existe previsão de que, até o final do primeiro semestre de 1999, seja assinado pelas concessionárias não privatizadas termo de compromisso com a Agência Nacional de Energia Elétrica, para que as mesmas também fiquem sujeitas à mesma obrigatoriedade já estabelecida para as empresas privatizadas.

4.5 Proposta para viabilização do PIR no contexto amazônico

Apesar das grandes dificuldades para implementar efetivamente o PIR na região Amazônica é possível valer-se desse momento de mudanças e estabelecer procedimentos que venham assegurar no longo prazo, a prática plena e efetiva do PIR na região Amazônica.

Como exemplo das ações que podem ser desenvolvidas no presente, apresenta-se as linhas gerais do **PROENERGIA**² – Programa de reestruturação do setor energético do Estado do Amazonas, proposto pela Universidade do Amazonas, Instituto de Pesquisa da Amazônia e EMBRAPA, para a Superintendência da Zona Franca de Manaus, objetivando auxiliar a transformação e evolução do sistema elétrico estadual, no intuito de que este venha a cumprir efetivamente com seu papel de vetor de desenvolvimento.

Para melhor compreensão das propostas contidas no PROENERGIA é necessário conhecer com mais clareza o mercado a ser suprido. Sendo assim, faz-se uma discussão sobre os mercados de energia na Amazônia.

4.5.1 Mercado de energia elétrica na Amazônia

O mercado de energia elétrica na região Amazônica pode ser subdividido em três tipos com características bem distintas.

O primeiro deles é o mercado de energia das capitais dos estados, atendidos em sua maioria por parques hidrotérmicos, de propriedade das concessionárias federais as quais estão em vias de serem privatizadas, que podem ser denominados “**Mercado das Capitais**”.

O segundo mercado é representado pelas áreas urbanas dos municípios do interior dos estados e pequenas localidades, atendidos por unidades termelétricas a óleo Diesel, de médio porte com redes locais, de responsabilidade da concessionária estadual, que daqui por diante será denominado de “**Mercado Elétrico Concentrado**”. E o terceiro mercado que pode-se denominar “**Mercado Elétrico Disperso**”, os quais estão por se desenvolverem, representados por parte da população que não tem acesso a eletricidade ou possuem pequenos geradores a Diesel de propriedade das prefeituras municipais, para alguns usos específicos.

² A elaboração do PROENERGIA contou com a participação expressiva do autor desta tese, que desenvolveu todo o conteúdo do PROENERGIA constante nesse trabalho.

Os dois primeiros mercados caracterizam-se pela baixa qualidade no suprimento, elevado índice de déficit, altos custos de geração, elevado índice de desperdício e pela utilização, em grande parte, de insumos energéticos não renováveis. Já os mercados dispersos não recebem os estímulos adequados para evoluírem e se consolidarem, servindo unicamente como instrumento de ações políticas que atendem somente interesses pessoais, fato esse também comum nos mercados urbanos do interior.

Cada um desses três mercados devem receber tratamento diferenciado para que seu desenvolvimento aconteça de maneira satisfatória, ou seja, garantindo a quantidade e a qualidade necessária da energia, com preços compatíveis com a realidade econômica dentro das condições sócio-ambientais adequadas para as próximas gerações.

a) Mercado elétrico das capitais e o mercado concentrado

Os mercados das capitais e os concentrados já possuem um agente responsável pelo suprimento de eletricidade e a população, mesmo precariamente, já é atendida. Portanto, o desafio consiste em garantir a melhoria da qualidade e expansão dos serviços de energia, a preços compatíveis com a situação econômica da população, procurando privilegiar as potencialidades energéticas locais e ainda, minimizar os impactos ambientais e sociais. Além do mais, como estes ainda estão nas mãos do estado, esses mercados podem ser trabalhados no sentido de despertar o interesse do capital privado sem o recurso de subsídios.

Embora o suprimento desses mercados seja de responsabilidade do estado, é necessário, é possível e urgente que a administração municipal e a população, de um modo geral, criem as condições necessárias para participar efetivamente do processo de gestão energética.

A necessidade e urgência dessa mudança fica clara ao se olhar esses mercados, mesmo de maneira panorâmica, pois uma visão superficial é suficiente para identificar os seguintes aspectos:

- ✓ Inexistência da participação dos municípios na gestão energética e, portanto, da sociedade como um todo;
- ✓ Falta de conhecimento das potencialidades energéticas regionais;
- ✓ Falta de conhecimento mais amplo das potencialidades econômicas, para os diferentes mercados de energia elétrica;
- ✓ Falta de conhecimento das demandas energéticas atuais e as necessárias para o desenvolvimento do potencial econômico;
- ✓ Falta de conhecimento das demandas sociais em todos os níveis e áreas;
- ✓ Não exploração do potencial de redução de perdas e otimização dos sistemas elétricos existentes;
- ✓ Necessidade de capacitação de recursos humanos para planejar e executar ações na área energética;
- ✓ Necessidade de desenvolver instrumentos adequados para o planejamento elétrico estadual, que contemple critérios econômicos, ambientais e sociais;
- ✓ Necessidade de desenvolver projetos pilotos para reduzir os riscos e incertezas de projetos na Amazônia e, assim, torná-los mais atrativos à participação do capital privado;
- ✓ Necessidade de estabelecer instrumentos regulatórios tanto de natureza técnico-econômica quanto ambiental, capazes de induzir a transformação do sistema elétrico existente para outro social e ambientalmente desejável.

b) Mercado elétrico disperso

O desafio apresentado para os mercados dispersos é maior que o apresentado aos mercados concentrados. Inúmeros são os aspectos desses mercados que o diferenciam dos demais, e que tornam nada trivial o desafio do planejamento e suprimento elétrico desses mercados.

É possível identificar nesses mercados situações bastante distintas e que exigem ações diferenciadas. De modo a enxergar melhor a problemática, pode-se subdividir esse mercado em

cinco grupos que apresentam características determinantes para o estabelecimento de estratégias que visem o desenvolvimento sócio-econômico, quais sejam:

Grupo I: Populações tradicionais, tais como, seringueiros, pescadores, etc.

Grupo II: Populações tradicionais, tais como, seringueiros, ribeirinhos, extrativistas, etc., que habitam áreas de Reserva Extrativista, Reserva de Fauna e Reserva de Desenvolvimento Sustentável, incluídas nas unidades de uso sustentável.

Grupo III: Populações alocados em área de reforma agrária.

Grupo IV: Populações de reservas indígenas.

Grupo V: Populações que não se enquadram nos grupos anteriores.

As populações inseridas nos grupos I e II possuem em comum o desenvolvimento de atividade econômica que lhes é suficiente para manter a sobrevivência e que necessita de apoio para aprimorar as técnicas adotadas nas atividades econômicas e criar condições para garantir a produção de excedentes, bem como a infra-estrutura para suprir mercados vizinhos. Há instrumentos regulatórios ambientais, válidos somente para o Grupo II, que estabelecem regras para o modelo de desenvolvimento dessas comunidades.

As populações enquadradas no Grupo III distinguem-se das demais por serem contempladas por instrumentos legais que estabelecem incentivos para o desenvolvimento das condições necessárias para o crescimento econômico. Esses grupos também são enquadrados em legislação ambiental, porém estes instrumentos não contemplam regras para o desenvolvimento econômico de maneira tão enfática como para as populações do Grupo II.

Para as populações do Grupo IV existe legislação específica que estabelece regras para atividades econômicas e de características da infra-estrutura necessária para o desenvolvimento dessas populações.

No Grupo V tem-se aquelas populações que desenvolvem atividade de subsistência não tradicional, as quais não são contempladas por instrumentos regulatórios de natureza ambiental específicos, e também não se enquadram em políticas de incentivos para o desenvolvimento sócio-econômico.

Esses grupos, apesar das diferenças mencionadas, apresentam em comum a carência não só de eletricidade, mais também de educação, saúde, infra-estrutura para produção, capacitação para produção, transporte, etc.

Sendo assim, o atendimento deve se dar em termos energéticos e também nas demais demandas, de modo a possibilitar o desenvolvimento efetivo da comunidade dentro de um modelo social, ambiental, cultural e economicamente satisfatório.

4.5.2 Objetivos do PROENERGIA

O **PROENERGIA** visa propor, coordenar e disciplinar as iniciativas envolvendo a utilização de recursos energéticos no Estado do Amazonas, em consonância com a realidade sócio-econômica e ambiental da Amazônia.

Dessa forma, alicerçado em ações atualmente em curso, o **PROENERGIA** objetiva garantir as mudanças necessárias no setor elétrico no Estado do Amazonas, para que este venha apresentar no futuro as seguintes características básicas:

- ✓ Esteja alicerçado na exploração sustentável das potencialidades energéticas regional;
- ✓ Apresente custos e tarifas compatíveis com a realidade sócio-econômico estadual;
- ✓ Possua elevado grau de qualidade;
- ✓ Tenha possibilidade de aumento da oferta a preços socialmente aceitáveis;
- ✓ Apresente reduzidas perdas, tanto técnicas como comerciais;

- ✓ Sua gestão seja feita com participação do setor privado, público e consumidores;
- ✓ Seja eficaz no seu papel de vetor de desenvolvimento estadual, ou seja, que as ações do setor estejam em sintonia com as ações de desenvolvimento econômico estadual.

Os objetivos específicos do PROENERGIA a serem atingidos são:

- a) Assegurar a utilização racional das várias fontes energéticas utilizadas no Estado;
- b) Potencializar o uso de novas fontes energéticas;
- c) Viabilizar alternativas energéticas para a substituição de derivados de petróleo;
- d) Sugerir medidas de apoio legal para a execução e incentivo da substituição de energéticos;
- e) Ressaltar as necessidades de infra-estrutura para a viabilização da utilização das potencialidades energéticas estaduais;
- f) Dotar o Estado de instrumento que represente perfeitamente seu perfil energético, de modo a possibilitar a elaboração de um planejamento energético, que contemple suas peculiaridades e conduza para o desenvolvimento auto-sustentado;
- g) Dotar o Estado de instrumento que possibilite auxiliar a tomada de decisão, quanto a novos empreendimentos no setor elétrico, que contemple opções de oferta e demanda, incorporando critérios econômicos, sociais e ambientais;
- h) Sugerir o desenvolvimento de projetos especiais necessários à implantação de medidas de economia e substituição de energéticos;
- i) Sugerir o desenvolvimento de projetos de ação interdisciplinares que impulsionem o desenvolvimento das atividades produtivas na zona rural e urbana, alicerçados na organização comunitária, na utilização de energéticos disponíveis e no uso de tecnologias alternativas e adaptadas a base de fontes renováveis de energia;
- j) Compatibilizar desenvolvimento econômico e social e a utilização de fontes energéticas com efeitos positivos para a sociedade e meio ambiente;
- k) Dotar o estado de um organismo capaz de buscar soluções para as questões energéticas hoje postas, bem como aquelas que podem advir das mudanças produzidas no âmbito nacional.

4.5.3 Estratégias de ação do PROENERGIA

De acordo com a realidade estadual, a estratégia de ação proposta subdivide-se em medidas de efficientização, medidas de diversificação de fontes energéticas, medidas de ampliação da oferta de energia, medidas de formação de recursos humanos, medidas ambientais e medidas de apoio institucional.

a) Medidas de efficientização

O emprego crescente de energia tem caracterizado a evolução dos estilos de vida e dos processos de produção há algum tempo. Isto tem provocado a utilização crescente de recursos naturais não renováveis e renováveis, com predomínio crescente dos primeiros.

A grande preocupação que residia somente no confronto entre o ritmo de exploração e o limite provável de exaustão das reservas não renováveis conhecidas, decorrentes da escala em que se processa a destruição de recursos energéticos, está reforçada atualmente pela preocupação quanto à manutenção do meio ambiente, de modo a assegurar uma qualidade de vida satisfatória para as gerações futuras.

Desse modo, seja pela preocupação com um possível racionamento, seja pela manutenção das condições ambientais, ou ainda, pelas restrições financeiras para expansão do parque gerador, acentua-se voltar a atenção para a efficientização energética, entendendo-se esta como sendo a forma de se produzirem os mesmos serviços potencialmente desejados com a menor utilização de energia.

A efficientização energética ocupa posição de destaque, haja vista que grande parte do que é consumido é desperdiçado, quer através do processo de produção, quer através do consumidor final.

As direções a serem seguidas na efficientização energética compreendem o aspecto tecnológico, no sentido do melhor aproveitamento de recursos energéticos renováveis e não renováveis e o aspecto social e político no sentido de esclarecer a opinião pública e induzir comportamentos individual e comunitário compatíveis com um menor desperdício de energia.

De modo a viabilizar ações futuras para exploração do potencial de efficientização energética apresenta-se as seguintes sugestões:

- ✓ Avaliar as alternativas para implementação dos projetos planejados e não executados pela Manaus Energia em Manaus, em conjunto com o Programa Nacional de Uso Eficiente de Energia Elétrica - PROCEL;
- ✓ Desenvolver programas para identificação dos desperdícios de energia elétrica e potencialidades para exploração econômica destes, na área de concessão da CEAM, a exemplo do projeto “**Estimativa do Potencial de Conservação de Energia Elétrica no Município de Itacoatiara**” Souza, *et al.* (1997);
- ✓ Implementar programas de efficientização energética na área de concessão da CEAM;
- ✓ Atuar junto às instituições de ensino para a inclusão na formação de engenheiros e técnicos da área de engenharia elétrica, mecânica e civil, de elementos teóricos e práticos que possibilitem capacitá-los a seguir critérios de projeto e execução de obras, que reduzam o consumo de energia.

b) Medidas de diversificação de fontes energéticas

Os recursos renováveis e não renováveis do Estado precisam ser melhor conhecidos, sob a ótica econômica, ambiental e social, de modo a comporem o conjunto de opções para suprimento dos mercados de energia elétrica. Para tal propõe-se os seguintes projetos:

- ✓ Projetos pilotos para utilização de óleos vegetais como dendê e andiroba, a exemplo dos que atualmente estão sendo desenvolvidos pela Universidade do Amazonas e EMBRAPA;

- ✓ Projeto piloto para utilização de biomassa lenhosa, para geração de energia elétrica, a exemplo do projeto iniciado pela CEAM, no município de Manacapuru;
- ✓ Aprofundamento do estudo de viabilidade técnica e econômica do aproveitamento de resíduos do setor madeireiro no município de Itacoatiara, a exemplo do projeto “Estimativa do Potencial de Cogeração do Setor Madeireiro de Itacoatiara”;
- ✓ Estudo do potencial de utilização de gás natural no Estado do Amazonas.
- ✓ Estudo do potencial de óleos vegetais para fins energéticos no estado do Amazonas.
- ✓ Estudo do potencial de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH’s no Estado do Amazonas.

c) Medidas de ampliação da oferta de energia

Ao planejar a expansão do sistema é preciso ter em mente qual a configuração desejável para este dentro de diferentes horizontes, ou seja, no curto, no médio e no longo prazos. Contudo, alguns condicionantes já foram apresentadas nos pressupostas que alicerçam a proposição do PROENERGIA, e que conduzem à necessidade de incentivar a penetração de fontes renováveis e otimizar o uso dos recursos não renováveis.

Duas ações podem ser implementadas, no contexto atual, para garantir a penetração das fontes renováveis, quais sejam:

- ✓ Atuar junto aos órgãos de desenvolvimento regional, para a abertura de linhas de financiamento com perfil adequada para projetos com fontes renováveis de energia;
- ✓ Apresentar proposta de alteração da Resolução nº. 245 da ANEEL, para torná-la adequada a realidade energética do estado do Amazonas.

As alternativas óleo vegetal, lenha, gás natural e PCH’s dificilmente serão adequadas para atender a demanda da maioria dos mercados denominados de “dispersos”.

Experiência adquirida através de projetos de pesquisa mostra que, nesses mercados, é preciso ir além do suprimento de eletricidade, e entrar na questão do suprimento energético. Isso fica claro quando verifica-se que os custos, por exemplo, com gás liquefeito de petróleo – GLP, o gás de cozinha, chega a representar de 20 a 30% dos custos com energéticos para os grupos domésticos representantes dos mercados dispersos. Vale salientar ainda, que os custos com energéticos varia de 30 a 50% da renda familiar nesses mercados.

Para os mercados dispersos, portanto, recomenda-se o projeto intitulado “*Ação Interdisciplinar para o Desenvolvimento Auto-sustentado de Comunidades Rurais*” Jorge, et al. (1997). Através destes projetos realizar-se-ia a difusão de tecnologias apropriadas que façam uso de recursos energéticos renováveis, de maneira harmônica com outras ações voltadas para a organização, aumento da produtividade e melhoria das condições de saúde e educação.

Deve-se salientar que no projeto “*Ação Interdisciplinar para o Desenvolvimento Auto-sustentado de Comunidades Rurais*” a energia deverá participar como um dos elementos que impulsionam o desenvolvimento econômico local, associado à melhoria da qualidade de vida, adotando-se como estratégia a priorização da destinação da energia elétrica para processos produtivos, ficando o suprimento das demandas de conforto como consequência do desenvolvimento econômico. Esta estratégia, portanto, se contrapõe àquelas adotadas na maioria dos projetos de eletrificação rural baseados na utilização de fontes renováveis de energia, e que pouco ou nenhum benefício trouxeram para a população atendida, tanto na experiência nacional como internacional.

d) Medidas de Formação de Recursos Humanos

A capacitação técnica é imprescindível para uma adequada evolução da gestão do sistema elétrico, bem como na proposição de novas ações que conduzam ao desenvolvimento adequado do sistema. Entendendo dessa forma, propõe-se o apoio aos programas de pós-graduação lato e stricto sensu das instituições de ensino e pesquisa da região.

e) Medidas ambientais

As ações na área energética não podem ser dissociadas de ações de caráter sócio-ambiental e nem tampouco das ações que levem ao desenvolvimento econômico. Sendo assim, sugere-se as seguintes ações:

- ✓ Realização do zoneamento econômico-ecológico estadual;
- ✓ Estudos para elaboração de instrumentos econômicos para regulação ambiental.

f) Medidas de Apoio Institucional

É fundamental que o desenvolvimento do PROENERGIA passe a fazer parte da política de desenvolvimento regional da SUFRAMA, e que esta busque apoio do Governo do Estado e das instituições locais, pois somente dessa forma o PROENERGIA poderá ser desenvolvido de maneira satisfatória atingindo plenamente seus objetivos. Dessa forma, sugere-se o que segue:

- ✓ Atuar junto ao Governo Estadual para pleitear a criação da Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado do Amazonas³;
- ✓ Atuar junto ao Governo Estadual para que este desenvolva ações que levem ao perfeito funcionamento do Conselho de Consumidores de energia elétrica, no âmbito da CEAM e da Manaus Energia, conforme estabelece o artigo 38⁴ da Lei n.º. 8.631 de 4 de março de 1993, regulamentada pelo Decreto n.º. 774 de 18 de março de 1993;

³ A Lei n.º. 9.427, de 27 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabeleceu que a execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica poderá ser descentralizada pela União para os Estados, mediante convênio de cooperação.

⁴ O Concessionário de serviço público de distribuição de energia elétrica criará, no âmbito de sua área de concessão, Conselho de Consumidores, de caráter consultivo, composto por igual número de representantes das principais classes tarifárias, voltados para orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequação dos serviços prestados ao consumidor final.

- ✓ Atuar junto ao Governo Estadual para garantir a institucionalização da elaboração do Balanço Energético e Matriz Energética Estaduais, instrumentos importantes para garantir subsidiar as ações de planejamento energético.
- ✓ Apoiar o desenvolvimento de instrumentos, métodos e critérios para o planejamento da expansão do parque gerador, de modo a dotar a Comissão de Serviços Públicos das condições necessárias para realizar suas funções.
- ✓ Buscar apoio junto as instituições atuantes no estado e ao Governo Estadual, para desenvolver as atividades propostas no PROENERGIA.

4.5.4 A implantação do PROENERGIA

a) Sistema Institucional para Implementação do PROENERGIA.

Dada a representatividade do Programa, seja pelo seu aspecto prioritário, seja pela sua magnitude, torna-se imprescindível a definição precisa do papel das diversas entidades envolvidas e a conseqüente coordenação das atividades a elas relacionadas. Propõe-se, portanto, o seguinte:

a.1 Criação do Comitê Coordenador do PROENERGIA - CCP.

Caberá ao CCP a coordenação do PROENERGIA, devendo o mesmo ser composto por representantes daquelas instituições e órgãos com assento na Câmara de Agroindústria da SUFRAMA, devendo ser estabelecida suas atribuições e competências.

a.2 Constituição de Grupos Executivos - GE's, que assessorarão o CCP e acompanharão todas as ações relacionadas ao Programa.

Sendo assim, sugere-se a constituição dos seguintes Grupos Executivos, os quais deverão acompanhar as ações de cada uma das medidas estratégicas sugeridas anteriormente:

- ◆ Grupo Executivo de Eficientização Energética - GEEE: Medidas de Eficientização.
- ◆ Grupo Executivo de Diversificação de fontes energéticas - GEDFE: Medidas de Diversificação de fontes energéticas.
- ◆ Grupo Executivo de Ampliação da Oferta - GEAO: Medidas de Ampliação da Oferta de Energia.
- ◆ Grupo Executivo de Recursos Humanos - GERH: Medidas de Formação de Recursos Humanos.
- ◆ Grupo Executivo Ambiental - GEA: Medidas ambientais.
- ◆ Grupo Executivo de Apoio Institucional - GEAI: Medidas de Apoio Institucional.

Sugere-se, ainda, a criação de um Grupo Executivo de Cooperação – GEC, que atuará no sentido de apoiar os demais GE's, fazendo as articulações necessárias para alavancagem dos recursos humanos e financeiros, assessorando-os na elaboração de projetos e convênios.

b) Estratégia para Implementação do Programa

Como primeiro passo sugere-se que o PROENERGIA seja exaustiva e minuciosamente discutido para que se efetue os detalhamentos necessários, bem como as alterações que possam advir das discussões.

Em seguida deve ser criado, pela SUFRAMA, o Comitê Coordenador do PROENERGIA – CCP e nomeado seus membros.

O CCP deverá, então, constituir os Grupos Executivos – GE's, fazendo a nomeação de seus representantes, indicados pelas instituições e órgãos membros do CCP.

Cada GE deverá então, apresentar uma programação de atividades, que deverá ser discutida pelo CCP para definir um cronograma de ações para o PROENERGIA.

Simultaneamente à definição do cronograma de ações pelo CCP, os GE's deverão elaborar os projetos específicos já sugeridos anteriormente, e/ou apresentar outros que melhor se adequem aos objetivos propostos.

O Grupo de Cooperação desenvolverá então, ações para captação dos recursos financeiros necessários a cada projeto, bem como o estabelecimento de convênios específicos.

Após os recursos terem sido viabilizados os projetos serão desenvolvidos sob a coordenação dos GE's, os quais fornecerão as informações necessárias sobre o andamento dos projetos ao CCP, bem como os resultados obtidos, na forma de relatórios.

4.5.5 Fontes de recursos para o PROENERGIA

a) Recursos financeiros

A implantação do PROENERGIA exigirá recursos financeiros iniciais que sugere-se sejam alocados pela SUFRAMA e pelo Governo do Estado.

Esses recursos deverão ser destinados a manutenção da infra-estrutura e remuneração dos recursos humanos necessários, para o Comitê Coordenador do PROENERGIA e Grupos Executivos.

O Governo do Estado dispõe anualmente, por exemplo, de recursos financeiros da ordem de R\$ 664.474,36 pagos pela ELETRONORTE como Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos⁵, além de aproximadamente R\$ 72 milhões⁶ proveniente do ICM's pago pelos consumidores de energia elétrica no Estado.

⁵ Devido a área inundada pelo lago da hidrelétrica de Balbina. Esse valor foi o verificado em 1997.

⁶ Valor correspondente ao ano de 1997.

Para o desenvolvimento dos projetos propostos, os recursos deverão ser captados junto ao Governo do Estado, SUFRAMA, SUDAM, prefeituras, órgãos federais e agências internacionais de financiamento.

b) Recursos humanos

As preocupações das instituições locais de ensino e pesquisa, em maior ou menor grau, relativas as questões energéticas fizeram com que ao longo dos últimos anos fossem capacitados profissionais nessa área de conhecimento. Esses profissionais, isoladamente ou em parceria com outras instituições, desenvolvem diversos projetos no âmbito do Estado, o que agrega ao conhecimento teórico, o conhecimento prático de nossas potencialidades e dificuldades, elemento fundamental para pensar, propor e implementar soluções para o problema energético estadual.

Sendo assim, as instituições de ensino e pesquisa locais possuem de maneira isolada, em alguns casos, ou em parceria com outras instituições a nível nacional e internacional, as condições humanas necessárias para implementar as diferentes ações propostas para o PROENERGIA, além de mecanismos para captar recursos para ações de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

CAPÍTULO 5

TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

5.1 Introdução

Representar na forma de expressões matemáticas problemas da vida real, de modo a possibilitar a análise e posterior solução dos mesmos, é o contínuo desafio imposto aqueles que trabalham com modelagem matemática.

O sucesso da modelagem exige conhecimento em profundidade do problema bem como, das vantagens e desvantagens das diferentes técnicas de modelagem, o que possibilita definir a abordagem adequada.

Nesse capítulo apresenta-se alguns elementos básicos para compreensão das técnicas de modelagem e de otimização, empregadas no planejamento de sistemas energéticos, haja vista que o instrumento proposto nesse trabalho está alicerçado teoricamente nesses conceitos.

Apresenta-se também, nesse capítulo, os diferentes instrumentos de planejamento utilizados no setor elétrico nacional, destacando-se desde já, que estes não são utilizados no planejamento da expansão dos sistemas isolados.

Por fim, apresenta-se algumas das aplicações das técnicas de modelagem utilizada no instrumento proposto nesse trabalho.

5.2 Aspectos básicos em modelagem

Segundo Finon (1976), a otimização de um modelo permite determinar o valor de dois tipos de variáveis:

- *“as variáveis de exploração, que são os fluxos das diferentes formas de energia em cada estágio;*
- *a variável equipamento, que são as capacidades dos equipamentos a serem instaladas a cada ano”.*

A minimização da soma dos custos, ou outra grandeza associada, dessas duas variáveis deve ser feita considerando-se restrições de demanda e restrições físicas.

É importante que o modelo esteja definido no espaço e no tempo. A definição no espaço deve-se a coerência de hipóteses e as dificuldades de formalização, para o modelo desenvolvido nesse trabalho o espaço está restrito aos sistemas elétricos isolados. Por seu turno a limitação no tempo permite considerações relativas as condições operacionais, avanços tecnológicos, variações de preço de energéticos, efeitos ambientais, etc.

Ao visualizar o problema de expansão de um parque gerador para suprimento de diferentes mercados de energia elétrica, verifica-se que existe interligação entre os mercados a serem atendidos. Essa interligação não se dá no entanto, na forma elétrica, mas sim na forma de fluxos de energia na cadeia de implementação e/ou operação das diferentes opções. Sendo assim, surge a possibilidade de utilização de técnicas de modelagem explorando-se a estrutura de grafos¹, o que foi feito no modelo proposto nesse trabalho.

¹ Ver teoria de grafos no Anexo 1.

Segundo Finon (1976) “... num esquema que adota grafo orientado, os nós constituem as diversas atividades econômicas, ou técnico-econômicas, e os arcos, a relação entre essas atividades, enquanto o fluxo em que os arcos atravessam os nós sempre possui uma única orientação”.

A estrutura de grafos permite a visualização global do sistema modelado, evidenciando os fluxos existentes em cada elo da cadeia que compõe o sistema energético.

É importante ter em mente que na construção do modelo todos os custos devem ser refletidos para o instante inicial, em que cada período, em que deverá ocorrer a tomada de decisão.

Nos modelos de otimização quase sempre é possível introduzir simplificações para reduzir a quantidade de variáveis, o que em última instância significa reduzir o tempo de resolução do problema.

Sempre que possível é recomendável trabalhar com funções lineares, ou usar técnicas de linearização, e ainda, usar variáveis positivas não inteiras. Esses cuidados implicam normalmente na facilidade de dispor de pacotes computacionais que solucionem o problema, além de reduzir consideravelmente o tempo de resolução.

5.3 Instrumentos de otimização utilizado pelo setor elétrico brasileiro

Diferentes modelos são utilizados no planejamento do setor elétrico brasileiro. Esses modelos podem ser divididos em dois grupos. Em um grupo tem-se os modelos de decisão de investimentos, quais sejam: DESELP – Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo, MODPIN – Modelo de Planejamento sob Incertezas e SINV – Sistema de Inventário de Bacias hidrográficas.

O segundo grupo de modelos pode-se denominar de modelos de simulação da operação do sistema, quais sejam: MODDHT – Módulo de Despacho Hidrotérmico, MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas e o SUIISHI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados.

O primeiro grupo de modelos categoria de modelos tem como objetivo efetuar a seleção de novos projetos de geração e interconexão, ordená-las no tempo e fixar a data aproximada para sua entrada em operação. No segundo grupo, os sistemas são tratados de maneira mais elaborada do ponto de vista operativo.

A seguir, alguns aspectos desses modelos são apresentados.

- **Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - DESELP**

O modelo de longo prazo denominado DESELP, tem como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras para estágios selecionados de um dado horizonte de planejamento. São determinadas também as necessidades de expansão de troncos de interconexão entre as regiões elétricas.

A solução minimiza o valor atual dos custos anuais de investimento, operação e manutenção e combustível dos diferentes estágios futuros. O modelo é formulado em programação linear, adotando-se como algoritmo de solução o sistema desenvolvido pela IBM, Mathematical Programming System Extended/370 (MPSX/370).

O horizonte considerado é decomposto em estágios da evolução do sistema, correspondentes em geral a um intervalo de tempo suficiente para a absorção pelo mercado da contribuição de energia de qualquer projeto de geração. Cada um desses estágios é denominado de período, sendo normalmente usado um intervalo de tempo de cinco anos.

O DESELP está estruturado de modo a permitir análises de sensibilidade e modificações em relação à formulação básica do modelo. A análise de sensibilidade é realizada após a otimização de uma alternativa.

- **Modelo de Planejamento sob Incertezas - MODPIN**

O programa MODPIN emprega uma metodologia para planejamento da expansão de sistemas elétricos, baseada em conceitos de programação estocástica e análise de decisão, que permitem representar de forma coerente as incertezas dos diversos fatores que afetam o plano de expansão.

Neste modelo não há um cronograma de expansão único, que pode ser determinado a priori para todos os estágios do período de planejamento, e sim *uma estratégia de expansão* que depende a cada estágio dos valores de demanda, custos, etc., ocorridos nos estágios anteriores.

O método de solução do problema de expansão de um sistema hidrotérmico cujo objetivo é determinar estratégias ótimas de expansão, adotado no programa *MODPIN*, é uma extensão da metodologia de decomposição de Benders. Este algoritmo é uma técnica de relaxação que consiste na solução iterativa dos *subproblemas de investimento* (problema de programação inteira mista) e *de operação* (problema de programação linear). A cada iteração, a solução do subproblema de operação gera cortes de Benders para o subproblema de investimento, até se alcançar a precisão desejada.

- **Sistema de Inventário de Bacias Hidrográficas – SINV**

O Sistema de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (SINV) tem como objetivo automatizar os métodos para execução dos estudos energéticos e ambientais e para a comparação e seleção de alternativas de divisão de queda descritos na revisão de 1997 do Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacia Hidrográfica - MIHBH (Eletrobrás, 1997).

No sistema SINV existem sete conjuntos de alternativas agrupados em duas classes: a classe dos conjuntos de alternativas referentes à fase de Estudos Preliminares e a classe dos conjuntos referentes aos Estudos Finais.

- **Módulo de Despacho Hidrotérmico - MODDHT**

O MODDHT é um modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos em que os parques térmico e hidráulico são representados por subsistemas equivalentes. Cada um dos subsistemas é considerado como composto por uma *usina hidrelétrica equivalente* e diversas *usinas térmicas equivalentes*.

No MODDHT, a política de operação é baseada no *valor marginal da energia armazenada*, também chamado *valor marginal da água*.

O conjunto destes valores pode ser calculado isoladamente para cada subsistema por programação dinâmica. Este cálculo, no entanto, não levaria em conta os intercâmbios de energia entre os subsistemas. O MODDHT resolve este problema através de um algoritmo iterativo.

- **Modelo de simulação a usinas individualizadas – MSUI**

O Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) é desse tipo, isto é, simula a operação detalhada do sistema hidrotérmico operando cada reservatório e cada usina segundo suas características particulares.

O modelo foi projetado para simular a operação de um sistema constituído de usinas hidráulicas, térmicas e reversíveis sob diversas condições de carga e hidraulicidade, subordinadas a um conjunto de parâmetros definidos de prioridades:

- convergência da carga máxima garantida de uma determinada configuração de usinas e cálculo do respectivo período crítico;

- avaliação do comportamento de um sistema em expansão face a projeções de mercado e séries hidrológicas dadas;
- avaliação de regras de operação das usinas térmicas pela determinação do consumo médio de combustível sob condições hidrológicas dadas;
- avaliação do balanço de ponta e posições relativas das usinas térmicas e reversíveis;
- avaliação do comportamento de uma usina individualizada através de seus parâmetros característicos;
- avaliação dos balanços de empresas decorrentes da operação integrada do sistema.

A operação do sistema é simulada mês a mês tendo por objetivo atender aos requisitos mensais e condicionada pelas vazões naturais dos postos correspondentes às usinas hidráulicas.

O programa tenta atender a carga mensal minimizando a geração térmica e o vertimento, e procurando manter o volume dos reservatórios entre as curvas de controle superiores e inferiores. Tenta ainda redistribuir a reserva hidráulica disponível de modo a recuperar o nível dos reservatórios de alta prioridade de enchimento, valorizando deste modo as aflúências futuras e aumentando a expectativa de geração hidráulica.

- **Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados**

O modelo SUIISHI é um modelo de simulação a usinas individualizadas, da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados com as seguintes características:

- pode simular até cinco subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos;
- pode ser acoplado a um modelo de decisão estratégica que forneça uma função valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação;

- considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de vazão do rio para irrigação, além de operar bacias especiais como as dos rios Paraíba do Sul e Tietê;
- simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a mais fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação;
- utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário;
- apresenta baixo custo computacional, viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.);
- considera três modos de simulação: simulação estática, simulação dinâmica e simulação estática com cálculo da energia garantida a um certo risco desejado.

5.4 Técnicas de modelagem e otimização utilizadas no modelo proposto

5.4.1 Modelagem Misto Binário

A seguir descreve-se como as técnicas de modelagem com programação inteira² que foram introduzidas na modelagem do problema de otimização do suprimento de mercados de energia elétrica proposto neste trabalho.

Duas situações foram identificadas e modeladas a partir da utilização de variáveis inteiras binárias, o que ocasionou a transformação do problema de programação linear em um problema de programação linear mista binária. Estas situações estão descritas a seguir.

➤ Alternativas mutuamente exclusivas

A modelagem do problema de suprimento dos mercados de energia elétrica na Amazônia, deve ser capaz de incorporar o fato das restrições financeiras, vivenciado pelas concessionárias estaduais, associada a necessidade de elevados investimentos, indiferentemente da opção a ser

² Ver técnicas de otimização inteira no Anexo 1.

adotada, para expansão do parque gerador. Ambos os fatos significam que o modelo proposto deve ser capaz de escolher somente uma das alternativas de expansão do parque gerador, propostas para cada um dos mercados considerados. Tal situação remete ao modelo de alternativas mutuamente exclusivas.

Esse problema pode ser melhor visualizado a partir da Figura 5.1.

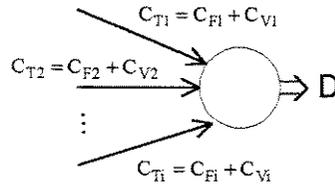


Figura 5.1. Representação do modelo de suprimento.

Cada uma das setas na Figura 5.1, representa as diferentes opções para suprir a demanda D . Associada a cada uma das opções, existe uma função correspondente ao custo total C_T , dessa alternativa. A função de custo total está dividida nas parcelas de custo fixo, C_F ; e custo variável, C_V . A representação gráfica da função de custo para cada uma das alternativas pode ser visto na Figura 5.2.

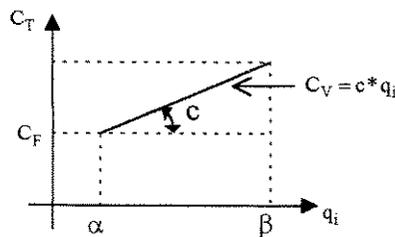


Figura 5.2. Função de custo.

Pode-se observar através da Figura 5.2, que a parcela de custo variável na expressão do custo total é dada por:

$$C_V = c * q_i \tag{5.1}$$

onde:

c: inclinação da reta de custos, em unidade monetária por unidade de energia.

q_i : quantidade de energia produzida.

Sendo assim, a função de custo total será dada por:

$$C_T = C_{F1} + c_1 \cdot q_1 + C_{F2} + c_2 \cdot q_2 + \dots + C_{Fi} + c_i \cdot q_i \quad (5.2)$$

De modo a garantir a condição de opções mutuamente exclusivas, a função objetivo foi modificada, introduzindo-se a variável binária y_i . Dessa forma, a função objetivo (5.2) passou a ser escrita como:

$$C_T = C_{F1} \cdot y_1 + c_1 \cdot q_1 + C_{F2} \cdot y_2 + c_2 \cdot q_2 + \dots + C_{Fi} \cdot y_i + c_i \cdot q_i \quad (5.3)$$

Observa-se que mesmo que uma das variáveis y_i assuma valor 0 na expressão (5.3), pode-se ainda ter a parcela de custos variáveis, associada a função de custo total dessa alternativa, somada ao custo total para suprimento do mercado. Tal situação não pode ocorrer, uma vez que uma variável y ao assumir valor 0, significa que essa alternativa não suprirá o mercado, e portanto nenhuma parcela de seus custos deve ser adicionada ao custo total para atendimento da demanda D. Verifica-se ainda, que a quantidade q_i pode assumir qualquer valor, independente dos limites superiores e inferiores que esta pode assumir nas condições reais. Esses limites podem ser visualizados na Figura 5.2. De modo a garantir que essas situações não ocorram, é necessário acrescentar as seguintes restrições:

$$\begin{aligned} q_1 - \alpha_1 y_1 &\geq 0 \\ q_1 - \beta_1 y_1 &\leq 0 \\ &\vdots \\ q_i - \alpha_i y_i &\geq 0 \\ q_i - \beta_i y_i &\leq 0 \end{aligned} \quad (5.4)$$

As restrições adicionadas não são suficientes para garantir, que somente uma das alternativas será escolhida, para tal deve-se adicionar a seguinte restrição:

$$y_1 + y_2 + \dots + y_i \leq 1 \quad (5.5)$$

Ao adicionar a restrição (5.5), como as variáveis y_i só podem assumir valor 0 ou 1, somente uma delas terá valor 1. Lembrando que assumir valor 1, significa que aquela alternativa entrará no suprimento da demanda D, garante-se assim, que somente uma alternativas suprirá o mercado.

➤ Variáveis modulares

Na segunda situação cuja modelagem foi possibilitada pela introdução de variáveis inteiras binárias, pretende-se que a modelagem possibilite a incorporação de diferentes demandas para os mercados considerados. Cada uma dessas demandas corresponderia a demanda anual, no horizonte de planejamento considerado. Isto significa, na prática, que a expansão do parque gerador deveria ser em módulos disponíveis comercialmente.

Sendo assim, a variável associada aos custos de expansão de uma mesma alternativa deve assumir valores modulares. Essa situação pode ser observada na Figura 5.3, na qual está sendo considerado que durante o horizonte de planejamento poderá ser feito no máximo quatro expansões do parque gerador, para qualquer uma das alternativas.

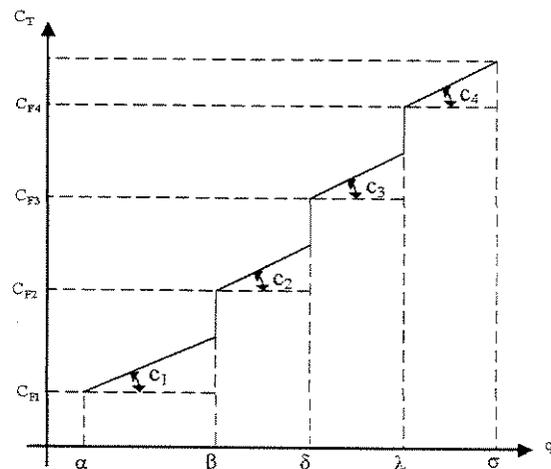


Figura 5.3 Função de custo modular para uma das alternativas.

Embora na Figura 5.3 os custos de cada uma das alternativas tenha sido representado em um mesmo par de eixos, o que significaria ter somente uma variável q_i para cada alternativa, na modelagem no entanto, o custo de cada alternativa é representado pela somatória dos custos totais de cada módulo, estando associado a cada uma dessas parcelas de custo, uma variável de quantidade q_i . Sendo assim, a função de custo total para n alternativas é dada por:

$$C_T = \underbrace{C_{F11} + c_{11} * q_{11} + C_{F21} + c_{21} * q_{21} + C_{F31} + c_{31} * q_{31} + C_{F41} + c_{41} * q_{41}}_{\text{alternativa 1}} + \underbrace{C_{F12} + c_{12} * q_{12} + C_{F22} + c_{22} * q_{22} + C_{F32} + c_{32} * q_{32} + C_{F42} + c_{42} * q_{42}}_{\text{alternativa 2}} + \dots + \underbrace{C_{F1n} + c_{1n} * q_{1n} + C_{F2n} + c_{2n} * q_{2n} + C_{F3n} + c_{3n} * q_{3n} + C_{F4n} + c_{4n} * q_{4n}}_{\text{alternativa n}} \quad (5.6)$$

Para garantir que, para cada ano, somente um dos módulos, para cada alternativa de suprimento, seja considerado para o suprimento do mercado, acrescenta-se na função de custo de cada alternativa uma variável binária y_{ij} , onde i varia de 1 a 4 e j varia de 1 a n . Essa variação de i é decorrente do número de módulos que a variável q_i pode assumir, e a variação de j corresponde ao número de alternativas que estão sendo consideradas. Sendo assim, a função objetivo de custo passa a ser representada por:

$$C_T = \underbrace{C_{F11} * y_{11} + c_{11} * q_{11} + C_{F21} * y_{21} + c_{21} * q_{21} + C_{F31} * y_{31} + c_{31} * q_{31} + C_{F41} * y_{41} + c_{41} * q_{41}}_{\text{alternativa 1}} + \underbrace{C_{F12} * y_{12} + c_{12} * q_{12} + C_{F22} * y_{22} + c_{22} * q_{22} + C_{F32} * y_{32} + c_{32} * q_{32} + C_{F42} * y_{42} + c_{42} * q_{42}}_{\text{alternativa 2}} + \dots + \underbrace{C_{F1n} * y_{1n} + c_{1n} * q_{1n} + C_{F2n} * y_{2n} + c_{2n} * q_{2n} + C_{F3n} * y_{3n} + c_{3n} * q_{3n} + C_{F4n} * y_{4n} + c_{4n} * q_{4n}}_{\text{alternativa n}} \quad (5.7)$$

De maneira análoga ao procedimento adotado no caso anterior, deve-se acrescentar restrições que garantam o acoplamento entre a parcela de custo fixo e de custo variável, e que as variáveis q_{ij} estejam entre seus limites inferiores e superiores, de acordo com a Figura 5.4.

Portanto, deve-se acrescentar as seguintes restrições:

$$\begin{array}{ccc}
 \underbrace{\text{Alternativa 1}} & \underbrace{\text{Alternativa 2}} & \underbrace{\text{Alternativa n}} \\
 q_{11} - \alpha_1 y_{11} \geq 0 & q_{12} - \alpha_2 y_{12} \geq 0 & q_{1n} - \alpha_2 y_{1n} \geq 0 \\
 q_{11} - \beta_1 y_{11} \leq 0 & q_{12} - \beta_2 y_{12} \leq 0 & q_{1n} - \beta_2 y_{1n} \leq 0 \\
 q_{21} - \beta_1 y_{21} \geq 0 & q_{22} - \beta_2 y_{22} \geq 0 & q_{2n} - \beta_2 y_{2n} \geq 0 \\
 q_{21} - \delta_1 y_{21} \leq 0 & q_{22} - \delta_2 y_{22} \leq 0 & q_{2n} - \delta_2 y_{2n} \leq 0 \\
 q_{31} - \delta_1 y_{31} \geq 0 & q_{32} - \delta_2 y_{32} \geq 0 & \dots & q_{3n} - \delta_2 y_{3n} \geq 0 \\
 q_{31} - \lambda_1 y_{31} \leq 0 & q_{32} - \lambda_2 y_{32} \leq 0 & & q_{3n} - \lambda_2 y_{3n} \leq 0 \\
 q_{41} - \lambda_1 y_{41} \geq 0 & q_{42} - \lambda_2 y_{42} \geq 0 & & q_{4n} - \lambda_2 y_{4n} \geq 0 \\
 q_{41} - \sigma_1 y_{41} \leq 0 & q_{42} - \sigma_2 y_{42} \leq 0 & & q_{4n} - \sigma_2 y_{4n} \leq 0
 \end{array} \tag{5.8}$$

Para que somente um dos módulos, da função de custo de cada alternativa, participe da solução do problema para um determinado nível de demanda, deve-se acrescentar as seguintes restrições:

$$\begin{array}{l}
 y_{11} + y_{21} + y_{31} + y_{41} \leq 1 \\
 y_{12} + y_{22} + y_{32} + y_{42} \leq 1 \\
 \vdots \\
 y_{1n} + y_{2n} + y_{3n} + y_{4n} \leq 1
 \end{array} \tag{5.9}$$

Finalmente, para que somente uma das alternativas seja escolhida, ou seja, o problema seja mutuamente exclusivo, é necessário que sejam acrescentadas as seguintes restrições:

$$\begin{array}{l}
 y_{11} + y_{21} + y_{31} + y_{41} - y_1 = 0 \\
 y_{12} + y_{22} + y_{32} + y_{42} - y_2 = 0 \\
 \vdots
 \end{array} \tag{5.10}$$

$$y_{1n} + y_{2n} + y_{3n} + y_{4n} - y_n = 0$$

e

$$y_1 + y_2 + \dots + y_n \leq 1.$$

Dessa forma garante-se que somente uma das alternativas será escolhida para atender cada nível de demanda.

CAPÍTULO 6

PROPOSTA DE MODELO DE PLANEJAMENTO PARA O SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE NA AMAZÔNIA

6.1 Introdução

As enormes distâncias que separam os mercados de energia elétrica, a dificuldade de locomoção, a grande concentração de demanda de energia elétrica nas capitais, o baixo poder aquisitivo das populações e a não homogeneidade das potencialidades energéticas são fatores que colocam-se como imperativos para a incorporação de um conjunto de opções, tanto do ponto de vista tecnológico como de insumos energéticos, no modelo de planejamento para o suprimento de energia elétrica na região Amazônica.

Várias são as opções tecnológicas e de insumos que podem ser analisadas como opções para suprimento de mercados de energia elétrica. Mantendo a coerência com as idéias apresentadas nos capítulos 1 e 3, apresenta-se nesse capítulo a concepção das modelagem matemática para diversas formas de suprimento elétrico, tanto pelo lado da demanda quanto da oferta. Apresenta-se ainda a forma de integrar essas diferentes opções de maneira a considerá-las de maneira conjunta no planejamento da expansão de sistemas isolados na região Amazônica.

Para escolha das opções de suprimento, adotou-se como parâmetro as formas atuais de suprimento praticadas na região, aquelas contempladas em projetos que estão sendo avaliados por

órgãos governamentais, e ainda aquelas que venham a fazer uso de outras potencialidades energéticas regional.

As opções tecnológicas tratadas nesse trabalho são as seguintes:

- a) Termelétrica a gás natural;
- b) Termelétrica a óleo Diesel e a óleo combustível;
- c) Linha de transmissão;
- d) Hidrelétrica;
- e) Termelétrica a lenha;
- f) Termelétrica a óleo vegetal;
- g) Planta de Cogeração;
- h) Programas de conservação de energia.

Para cada alternativa fez-se uma representação gráfica em rede, com fluxo de energia, contemplando todas as etapas necessárias para implantação e operação das mesmas. Esta representação foi usada para obtenção das funções objetivos, tanto econômica quanto social e ambiental; bem como para a determinação do conjunto de restrições integrantes da modelagem matemática.

6.2 Modelagem de custo das alternativas

Na modelagem de custos considerou-se tanto os custos de capital quanto os operacionais, ao longo de toda a cadeia que compõe a infra-estrutura necessária para viabilizar a implantação das alternativas de suprimento.

Os custos relativos a capital, utilizados nas funções objetivos, são os correspondentes aos custos por unidade de energia anualizados, referentes ao investimento necessário para implementar o empreendimento que está sendo modelado. Para determinação dos custos por unidade de energia, deve-se conhecer as seguintes informações: custo total do empreendimento, quantidade

de energia transportada, processada ou gerada, conforme a natureza do empreendimento, e ainda a vida econômica do mesmo.

De posse dessas informações determina-se o investimento inicial por unidade de energia - I_0 , isto é a razão entre o custo total do empreendimento e a quantidade de energia a ser transportada, processada ou gerada. Este investimento inicial por unidade de energia deve ser distribuído em uma série uniforme por um período igual a vida econômica do empreendimento, dessa forma obtêm-se os custos de capital por unidade de energia a serem utilizados no modelo. A determinação desses custos é feita utilizando-se a expressão (6.1).

$$C_{CCPUE} = I_0 \left[\frac{(1+I)^N * I}{(1+I)^N - 1} \right] \quad (6.1)$$

onde:

C_{CCPUE} : Custo de capital por unidade de energia (US\$/kJ)

I_0 : Investimento inicial por unidade de energia (US\$/kJ)

I : Taxa mínima de atratividade

N : Vida econômica do empreendimento

Com relação à notação utilizada neste trabalho, adotou-se letras maiúsculas para as constantes e minúsculas para as variáveis, e j como a quantidade de mercados a serem supridos.

A modelagem para cada uma das alternativas de ampliação da oferta de energia elétrica é apresentada a seguir.

6.2.1 Termelétrica a gás natural

Para utilização de gás natural considerou-se dois arranjos físicos, associado a cadeia de transporte, levando-se em conta os estudos que estão sendo realizados na região. O primeiro arranjo consiste no transporte por gasoduto, desde o local de exploração até o mercado consumidor. O segundo arranjo consiste na implantação da cadeia de gás natural liquefeito.

As modelagens para esses arranjos serão apresentadas a seguir, bem como os arranjos para a planta de geração de eletricidade.

a) Gasoduto

O transporte do gás natural feito através de gasoduto do poço até o mercado consumidor, foi modelado de acordo com a Figura 6.1. Entrando no nó A, tem-se a quantidade de gás natural disponível no poço Q_{mgn} , e saindo a quantidade de gás natural que está sendo injetada no gasoduto q_{gt} , à qual está associado o custo de exploração do gás natural C_{agn} . Saindo do nó B tem-se uma ramificação representativa de diferentes diâmetros de dutos, aos quais está associado os custos de construção C_{cg} e operacionais C_{omg} por unidade de energia, sendo que este último está multiplicado pela quantidade de energia associada ao gás transportado, enquanto que o primeiro está multiplicado por uma variável binária, tornando possível a escolha de somente um duto. Saindo do nó C, tem-se a quantidade de energia associada ao gás que é entregue ao mercado, q_{ge} .

Deve-se observar ainda, que está sendo considerado a eficiência w no transporte por gasoduto.

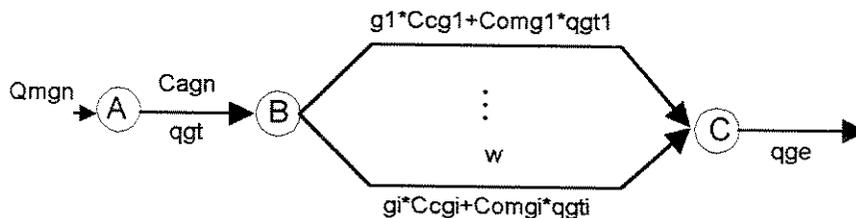


Figura 6.1 Representação em rede para utilização de gás natural para transporte por gasoduto.

A função objetivo de custo para essa configuração é dada pela expressão (6.2).

$$Z_{tgg} = C_{agn} * q_{gt} + (g_1 * C_{cg1} + C_{omg1} * q_{gt1} + \dots + g_i * C_{cgi} + C_{omgi} * q_{gti}) \quad (6.2)$$

onde:

Z_{tgg} : função objetivo de custo para o gás natural transportado por gasoduto.

C_{agn} : custo de exploração do gás natural por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{cgi} : custo anualizado de investimento para construção do gasoduto com capacidade i [US\$].

C_{omgi} : custo de operação e manutenção do gasoduto com capacidade i por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{gt} : quantidade de energia associada ao gás natural injetado no gasoduto [kJ]

$g_1, \dots, g_i = [0,1]$.

O conjunto de restrições foi obtido a partir do balanço de fluxo nos nós A, B e C da Figura 6.1, e da condição para que seja escolhida somente um duto. Na expressão (6.3) apresenta-se o conjunto de restrições.

$$\left. \begin{aligned}
 & q_{gt} \leq Q_{mgn} \\
 & q_{gt1} + \dots + q_{gti} - q_{gt} = 0 \\
 & \left[\begin{aligned}
 & q_{gt1} - \alpha_1 * g_1 \geq 0 \\
 & q_{gt1} - \beta_1 * g_1 \leq 0 \\
 & \vdots \\
 & q_{gti} - \alpha_i * g_i \geq 0 \\
 & q_{gti} - \beta_i * g_i \leq 0
 \end{aligned} \right. \\
 & g_1 + \dots + g_i - g = 0 \\
 & g \leq 1 \\
 & q_{ge} - w * q_{gt1} - \dots - w * q_{gti} = 0 \\
 & g_1, \dots, g_i = [0,1].
 \end{aligned} \right\} \quad (6.3)$$

onde:

w : eficiência da planta de liquefação.

α_i : limite inferior da capacidade de energia que pode ser transportada pelo gasoduto i .

β_i : limite superior da capacidade de energia que pode ser transportada pelo gasoduto i .

b) Cadeia de GNL

Para essa alternativa considerou-se os investimentos e custos operacionais nas seguintes etapas: processo de liquefação do gás, transporte do gás em barcaças criogênicas e vaporização do gás liquefeito. O fluxo de energia e os custos envolvidos na cadeia para produção e transporte de GNL, está representado nas Figuras 6.2 e 6.3. Na Figura 6.2 tem-se a representação em rede da produção de GNL e na Figura 6.3, o transporte e vaporização do gás.

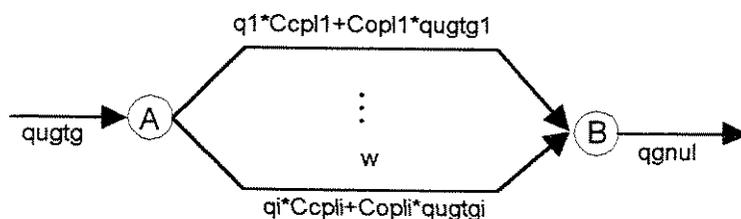


Figura 6.2 Representação em rede da produção de GNL.

Entrando no nó A da Figura 6.2, tem-se a quantidade de gás que é entregue à planta de liquefação. Saindo do nó A, tem-se ramificações representativas das diferentes configurações da planta de liquefação, as quais se distinguem pela quantidade de unidades paralelas que a compõe, sendo representado os custos de implantação e os custos de O&M, devendo ser escolhida somente uma das configurações. Saindo do nó B, tem-se então, a quantidade de GNL útil produzida, uma vez que considerou-se a eficiência w no processo de liquefação.

A função objetivo de custo para a produção de GNL é dada pela expressão (6.4).

$$Z_{pgnl} = q_1 * C_{cp11} + C_{op11} * q_{ugt g1} + \dots + q_i * C_{cpli} + C_{opli} * q_{ugt gi} \quad (6.4)$$

onde:

C_{cpli} : custo de construção da configuração i da planta de liquefação [US\$].

C_{opli} : custo de O&M por unidade de energia da configuração i da planta de liquefação [US\$/kJ].

$q_{ugt gi}$: energia associada a quantidade útil de gás transportado por gasoduto que passa pela configuração i da planta de liquefação [kJ].

$q_1, \dots, q_i = [0, 1]$.

O conjunto de restrições foi obtido a partir do balanço de fluxo nos nós A e B da Figura 6.2, e da condição para que seja escolhida somente uma configuração da planta de liquefação, sendo o mesmo apresentado na expressão (6.5).

$$\left. \begin{array}{l}
 q_{ugt1} + \dots + q_{ugtgi} - q_{ugt} = 0 \\
 q_{ugt1} - \alpha_1 * q_1 \geq 0 \\
 q_{ugt1} - \beta_1 * q_1 \leq 0 \\
 \vdots \\
 q_{ugtgi} - \alpha_i * q_i \geq 0 \\
 q_{ugtgi} - \beta_i * q_i \leq 0 \\
 q_1 + \dots + q_i - q = 0 \\
 q \leq 1 \\
 q_{gnul} - w * q_{ugt1} - \dots - w * q_{ugtgi} = 0 \\
 q_1, \dots, q_i = [0,1]
 \end{array} \right\} \quad (6.5)$$

onde:

q_{ugt} : energia associada a quantidade de gás entregue à planta de liquefação [kJ].

q_{gnul} : energia associada a quantidade útil de GNL produzido [kJ].

α_i : limite inferior da capacidade de energia que está associada ao gás que pode ser liquefeito pela configuração i.

β_i : limite superior da capacidade de energia que está associada ao gás que pode ser liquefeito pela configuração i.

Na Figura 6.3, representativa do transporte e vaporização do GNL, tem-se a quantidade de energia associada ao GNL produzido entrando no nó A. O GNL é então transportado por barcas criogênicas, cujo custos de construção e de O&M estão representados pelos ramos AB e BC. Deve-se observar que considerou-se a eficiência no transporte do gás, w_1 . A parte referente à construção e custos de O&M da planta de regaseificação, estão representados nos ramos CD e DE, respectivamente. Saindo do nó E, tem-se a quantidade de energia associada ao GNL que é entregue a planta de regaseificação, que por sua vez disponibilizará uma quantidade menor de energia associada ao gás natural já regaseificado. A eficiência da planta de regaseificação está

representada por w_2 . Deve-se destacar ainda, que considerou-se o transporte sendo realizado para diferentes mercados a partir de uma única planta de liquefação.

A função objetivo de custo para o transporte e regaseificação do gás natural é dada pela expressão (6.6).

$$Z_{\text{tvgnl}} = C_{\text{cbc}} * q_{\text{gnul}} + (C_{\text{tgn1}} * q_{\text{gnl1}} + \dots + C_{\text{tgnj}} * q_{\text{gnlj}}) + (C_{\text{cpv1}} + C_{\text{opv1}}) * q_{\text{gne1}} + \dots + (C_{\text{cpvj}} + C_{\text{opvj}}) * q_{\text{gnej}} \quad (6.6)$$

Onde:

C_{cbc} : custo de investimento para construção das barcas criogênicas por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{tgnj} : custo de O&M para transporte de GNL para o mercado j , por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{cpvj} : custo de investimento para construção da planta de regaseificação, por unidade de energia, no mercado j [US\$/kJ].

C_{opvj} : custo de O&M da planta de regaseificação por unidade de energia no mercado j [US\$/kJ].

q_{gnul} : quantidade de energia associada ao GNL produzido [kJ].

q_{gnlj} : quantidade de energia associada ao GNL que é enviado para o mercado j [kJ].

q_{gnej} : quantidade de energia associada ao GNL entregue ao mercado j [kJ].

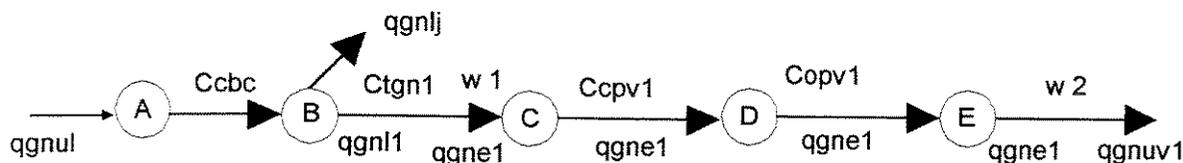


Figura 6.3 Representação em rede para transporte de GNL

O conjunto de restrições foi obtido a partir do balanço de fluxo nos nós A, B, C, D e E da Figura 6.3, sendo apresentado na expressão (6.7).

$$\left. \begin{aligned} q_{\text{gnul}} - q_{\text{gnl1}} - \dots - q_{\text{gnlj}} &= 0 \\ q_{\text{gnej}} - w_1 * q_{\text{gnlj}} &= 0 \\ q_{\text{gnuvj}} - w_2 * q_{\text{gnej}} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6.7)$$

onde:

q_{gnuvj} : quantidade de energia associada ao gás que sai da planta de regaseificação no mercado j [kJ]

w_1 : eficiência no transporte de gás natural liquefeito

w_2 : eficiência no processo de vaporização

c) Termelétrica a gás natural

A representação em rede da infra-estrutura necessária para implementar a opção de termelétricas a gás natural está na Figura 6.4.

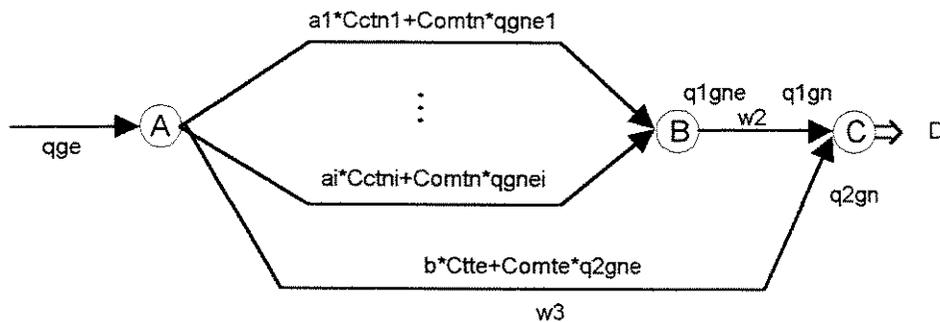


Figura 6.4 Representação em rede da infra-estrutura para implantação e operação de termelétricas a gás natural

Chegando no nó A da Figura 6.4, tem-se a quantidade de gás q_{ge} que é entregue a termelétrica, cujo transporte pode ter sido feito por gasoduto ou através da cadeia de GNL. Saindo do nó A, tem-se as ramificações que representam termelétricas novas, que convergem para o nó B; e as termelétricas existentes que podem ser adaptadas para utilizarem gás natural, que converge para o nó C. Chegando ao nó C, tem-se as quantidades de energia provenientes das termelétricas novas e das adaptadas, que irá suprir a demanda D.

Dessa forma é possível que sejam analisados diferentes capacidades de termelétricas novas, além do mercado ser atendido somente com termelétricas novas, ou com termelétricas existentes adaptadas para utilizarem gás complementadas por unidades novas a gás.

A função objetivo de custo para implantação de unidades que utilizem gás natural está apresentado na expressão (6.8).

$$Z_{tgn} = (a_1 * C_{ctn1} + C_{omtn} * q_{gne1} + \dots + a_i * C_{ctni} + C_{omtn} * q_{gnei}) + b * C_{tte} + C_{omte} * q_{2gne} \quad (6.8)$$

onde:

C_{ctni} : custo de construção da configuração i de termelétricas novas [US\$].

C_{omtni} : custo de operação e manutenção da configuração i de termelétricas a gás novas por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{tte} : custo de adaptação das unidades térmicas existentes para utilizarem gás natural [US\$].

C_{omte} : custo de operação e manutenção das termelétricas adaptadas para usarem gás natural por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{gnei} : quantidade de energia associada ao gás que entra na configuração i das termelétricas a gás novas [kJ].

q_{2gne} : quantidade de energia associada ao gás natural entregue as termelétricas adaptadas [kJ].

b : variável binária que possibilita escolher entre entrar ou não com a opção de termelétricas adaptadas.

a_1, \dots, a_i : variáveis binárias que possibilitam escolher somente uma configuração de termelétricas novas a gás natural.

As restrições impostas a essa alternativa são aquelas provenientes do balanço de fluxo nos nós A, B e C da Figura 6.4, aquelas necessárias para garantir que uma única configuração de unidade nova entre na solução, além da opção do decisor de impor ou não a participação das termelétricas adaptadas na solução, caso o gás natural seja escolhido para suprir o mercado. Esse conjunto de restrições está na expressão (6.9).

$$\begin{aligned} q_{gne1} + \dots + q_{gnei} + q_{2gne} - q_{ge} &= 0 \\ q_{1gne} - q_{gne1} - \dots - q_{gnei} &= 0 \\ q_{2gne} - b * \theta &\leq 0 \\ q_{1gn} - w_2 * q_{1gne} &= 0 \\ q_{2gn} - w_3 * q_{2gne} &= 0 \end{aligned} \quad (6.9)$$

onde:

q_{1gnc} : quantidade de energia útil produzida pelas térmicas novas de gás natural [kJ].

q_{2gnc} : quantidade de energia útil produzida pelas térmicas adaptadas [kJ].

θ : quantidade de energia que representa o limite superior da energia que pode ser utilizado pelas térmicas existentes [kJ].

w_2 : eficiência das unidades geradoras novas.

w_3 : eficiência das unidades geradoras adaptadas.

Deve-se ainda considerar um limite superior para a energia a ser gerada pelas termelétricas a Diesel e óleo combustível que podem ser adaptadas para utilizar gás natural. Para contemplar essa situação deve-se acrescentar a seguinte restrição:

$$q_{2gnc} \leq L' \quad (6.10)$$

onde:

L' : quantidade máxima de energia que pode ser gerada através das termelétricas a óleo Diesel ou óleo combustível, adaptadas para utilizarem gás natural [kJ].

6.2.2 Termelétrica a óleo Diesel ou óleo combustível

A opção de termelétrica a óleo Diesel foi modelada de acordo com a representação em rede da Figura 6.5.

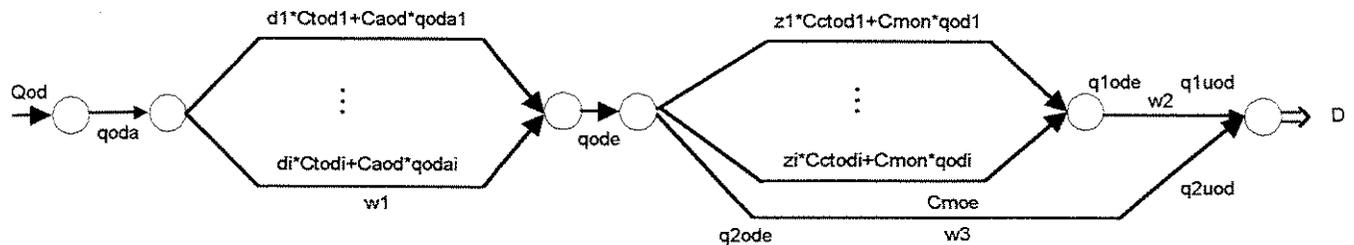


Figura 6.5. Representação em rede da alternativa de termelétrica a óleo Diesel.

Considerou-se para termelétrica a óleo Diesel os custos necessários para construção da usina e os custos de operação e manutenção. Contemplou-se várias configurações de acordo com

as capacidades de equipamentos encontradas no mercado brasileiro. Foram assumidos valores diferentes para a eficiência das térmicas novas e das existentes.

A função objetivo de custo é dada pela expressão (6.11).

$$Z_{od} = (d_1 * C_{todl} + C_{aodl} * q_{odal} + \dots + d_i * C_{todi} + C_{aodi} * q_{odai}) + (z_1 * C_{ctodl} + C_{mon} * q_{odl}) + \dots + (z_i * C_{ctodi} + C_{mon} * q_{odi}) + C_{moe} * q_{2ode} \quad (6.11)$$

Onde:

C_{aodl} : custo de aquisição do óleo Diesel por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{todi} : custo do transporte do óleo Diesel para atender as térmicas da configuração i e as unidades existentes [US\$/kJ].

C_{ctodi} : custo de construção das unidades da configuração i [US\$].

C_{mon} : custo de operação da termelétrica nova, sem o combustível por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{moe} : custo de operação das termelétricas existentes, sem o combustível por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{oda} : quantidade de energia associada ao total de óleo comprado [kJ].

q_{odai} : quantidade de energia associada ao óleo utilizado nas térmicas da configuração i e as unidades existentes [kJ].

q_{odei} : quantidade de energia associado ao óleo Diesel utilizado na configuração i das termelétricas novas [kJ].

q_{2ode} : quantidade de energia associado ao óleo Diesel utilizado nas termelétricas existentes [kJ].

z_1, \dots, z_i : variáveis binárias que possibilitaram escolher a quantidade de unidades que devem ser construídas.

d_1, \dots, d_i : variáveis binárias que possibilitaram tornar as opções mutuamente exclusivas.

O conjunto de restrições para termelétrica a Diesel é dado pela expressão (6.12).

$$\left.
\begin{aligned}
q_{oda} &\leq Q_{oda} \\
q_{oda1} + \dots + q_{odai} - q_{oda} &= 0 \\
q_{oda1} - \delta_1 * D_1 &\geq 0 \\
q_{oda1} - \lambda_1 * D_1 &\leq 0 \\
&\vdots \\
q_{odai} - \delta_i * D_i &\geq 0 \\
q_{odai} - \lambda_i * D_i &\leq 0 \\
D_1 + D_2 + \dots + D_i - D &= 0 \\
D &\leq 1 \\
q_{ode} - w_1 * q_{oda1} - \dots - w_i * q_{odai} &= 0 \\
q_{od1} - \alpha_1 * z_1 &\geq 0 \\
q_{od1} - \beta_1 * z_1 &\leq 0 \\
&\vdots \\
q_{odi} - \alpha_i * z_i &\geq 0 \\
q_{odi} - \beta_i * z_i &\leq 0 \\
z_1 + z_2 + \dots + z_i - z &= 0 \\
z &\leq 1 \\
q_{od1} + \dots + q_{odi} + q_{2ode} - q_{ode} &= 0 \\
q_{1ode} - q_{od1} - \dots - q_{odi} &= 0 \\
q_{1uod} - w_2 * q_{1ode} &= 0 \\
q_{2uod} - w_3 * q_{2ode} &= 0
\end{aligned}
\right\} \quad (6.12)$$

onde:

Q_{oda} : quantidade de energia associada ao óleo Diesel disponível [kJ].

q_{1ode} : quantidade de energia produzida pelo óleo utilizado em unidades novas [kJ]

q_{1uod} : quantidade de energia útil produzida pelo óleo usado em unidades novas [kJ].

q_{2uod} : quantidade de energia útil produzida pelo óleo usado em usinas existentes.

δ_i : limite inferior da quantidade de energia que pode ser transportada para atender as térmicas existentes mais a configuração i das termelétricas novas.

λ_i : limite superior da quantidade de energia que pode ser transportada para atender as térmicas existentes mais a configuração i das termelétricas novas.

α_i : limite inferior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

β_i : limite superior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

w_2 : eficiência na geração em usinas novas.

w_3 : eficiência na geração em usinas existentes.

Faz-se necessário ainda, uma restrição que estabeleça o limite superior para a variável q_{2ode} , de modo a representar a quantidade de energia que pode ser utilizada pelas termelétricas existentes.

6.2.3 Linha de transmissão

A rede referente ao fluxo de energia e custos na cadeia de utilização de linha de transmissão – LT, está representada na Figura 6.6.

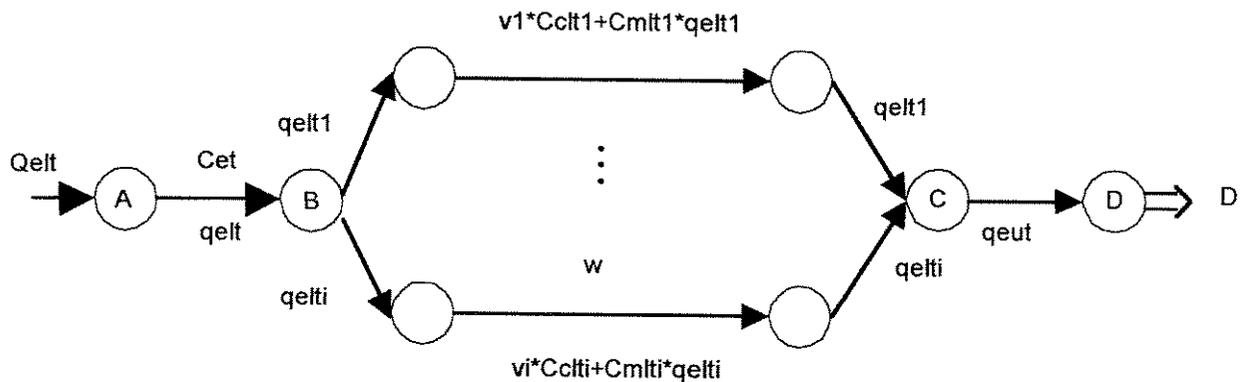


Figura 6.6 Fluxo de energia e custo na cadeia de utilização de linha de transmissão.

Na Figura 6.6, entrando no nó A tem-se a quantidade de energia total que pode ser injetada na LT. Saindo do nó A, tem-se a quantidade de energia efetivamente injetada na LT. No nó B, tem-se ramificações que representam diferentes configurações para LT, diferenciadas pela capacidade de transporte de energia, das quais somente uma deverá ser escolhida. Saindo do nó C, tem-se a energia efetivamente transmitida, uma vez que considerou-se a eficiência w no transporte de energia pela LT.

A função objetivo de custos para LT é dada pela expressão (6.12).

$$Z_3 = C_{et} * q_{elt} + (v_1 * C_{clt1} + C_{mlt1} * q_{elt1} + \dots + v_i * C_{clti} + C_{mlti} * q_{elti}) \quad (6.12)$$

onde:

C_{et} : custo de aquisição da energia [US\$/kJ].

C_{clti} : custo de capital para construção da LT na configuração i [US\$].

C_{mlti} : custo de O&M por unidade de energia da configuração i da LT [US\$/kJ].

q_{elt} : quantidade de energia bruta transmitida [kJ].

q_{eut} : quantidade de energia útil transmitida [kJ].

$v_1, \dots, v_i = [0,1]$.

O conjunto de restrições para a alternativa de LT é apresentada na expressão (6.13).

$$\begin{aligned} q_{elt} &\leq Q_{elt} \\ q_{elt1} + \dots + q_{elti} - q_{elt} &= 0 \\ q_{elt1} - \alpha_1 * v_1 &\geq 0 \\ q_{elt1} - \beta_1 * v_1 &\leq 0 \\ &\vdots \\ q_{elti} - \alpha_i * v_i &\geq 0 \\ q_{elti} - \beta_i * v_i &\leq 0 \\ v_1 + \dots + v_i - v &= 0 \\ v &\leq 1 \\ q_{eut} - w * q_{elt1} - \dots - w * q_{elti} &= 0 \\ q_{eut} &\geq D \end{aligned} \quad (6.13)$$

onde:

Q_{elt} : quantidade de energia máxima que pode ser transmitida [kJ]

q_{eut} : quantidade de energia útil transmitida [kJ].

α_i : limite inferior da quantidade de energia que pode ser transmitida na configuração i [kJ].

β_i : limite superior da quantidade de energia que pode ser transmitida na configuração i [kJ].

w: eficiência na transmissão.

6.2.4 Central hidrelétrica

A rede referente ao fluxo de energia e custos na cadeia de implantação de centrais hidrelétricas está representada na Figura 6.7.

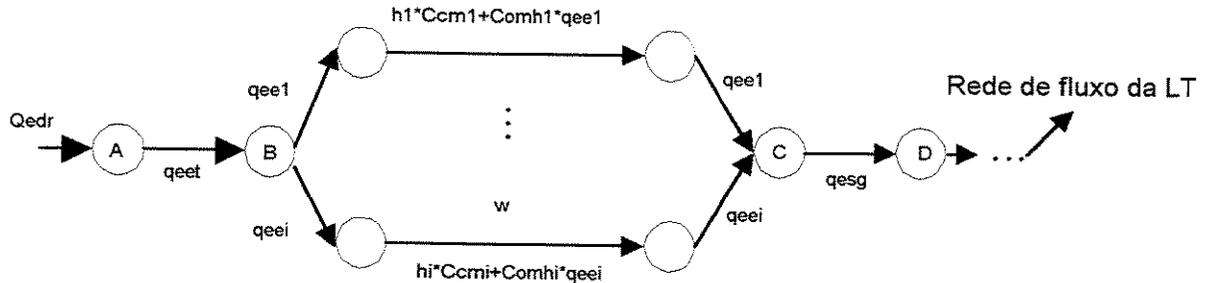


Figura 6.7 Fluxo de energia e custo na cadeia de implantação de hidrelétrica.

Na Figura 6.7, entrando no nó A, tem-se a quantidade de energia média disponível no reservatório – Q_{edr} . Saindo do nó A e entrando no nó B, tem-se a quantidade de energia na entrada da turbina – q_{eet} . Saindo do nó B, tem-se ramificações que representam os custos de construção da hidrelétrica com diferentes configurações de motorização da central – C_{cm} , e os custos operacionais por unidade de energia – $Comh$. Saindo do nó C, tem-se a energia disponível na saída do gerador, a qual será injetada na linha de transmissão. Sendo assim, deve-se acoplar a implantação da LT até o mercado a ser atendido, representação está já mostrada anteriormente. Portanto, as funções objetivos e restrições serão apresentadas somente até a saída do gerador.

A função objetivo de custo é dada pela expressão (6.14).

$$Z_h = (h_1 * C_{cm1} + C_{omh1} * q_{ee1} + \dots + h_i * C_{cmi} + C_{omhi} * q_{eei}) \quad (6.14)$$

onde:

Z_h : função objetivo de custo para central hidrelétrica.

C_{cmi} : custo de construção e motorização para a configuração i [US\$].

C_{omhi} : custo de O&M da central hidrelétrica, por unidade de energia, para a configuração i [US\$/kJ].

q_{eei} : quantidade de energia na entrada da turbina na configuração i [kJ].

$h_1, \dots, h_i = [0,1]$.

O conjunto de restrições está representado na expressão (6.15), tendo sido obtido a partir do balanço no nós A, B, C e D.

$$\begin{aligned}
 q_{eet} &\leq Q_{cdr} \\
 q_{eel} + \dots + q_{eei} - q_{eet} &= 0 \\
 q_{eel} - \alpha_1 * h_1 &\geq 0 \\
 q_{eel} - \beta_1 * h_1 &\leq 0 \\
 &\vdots \\
 q_{eei} - \alpha_i * h_i &\geq 0 \\
 q_{eei} - \beta_i * h_i &\leq 0 \\
 h_1 + \dots + h_i - h &= 0 \\
 h &\leq 1 \\
 q_{esg} - w * q_{eel} - \dots - w * q_{eei} &= 0
 \end{aligned} \tag{6.15}$$

onde:

Q_{cdr} : quantidade de energia média disponível no reservatório [kJ].

q_{eet} : quantidade de energia que entra na turbina [kJ].

q_{est} : quantidade de energia na saída do gerador [kJ].

α_i : limite inferior da quantidade de energia que pode ser gerada na configuração i [kJ].

β_i : limite superior da quantidade de energia que pode ser gerada na configuração i [kJ].

w: eficiência na geração.

6.2.5 Termelétrica a lenha

As termelétricas a lenha consideradas foram aquelas mantidas por florestas energéticas, ou seja aquelas em que o estoque de lenha é repostado através do manejo adequado da área explorada.

Para facilitar a visualização, dividiu-se a cadeia de implantação do empreendimento em duas partes. Na primeira parte tem-se desde a implantação da floresta energética até a entrega da lenha na central e na Segunda apresenta-se as etapas de construção e operação da termelétrica.

a) Primeira etapa

A etapa referente a implantação da floresta energética até a entrega da lenha na central está representada na Figura 6.8.

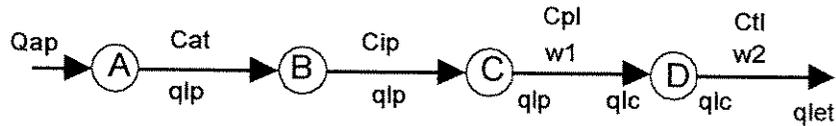


Figura 6.8 Rede de fluxo de energia e custo na implantação de floresta energética e transporte da lenha.

Na Figura 6.8, entrando no nó A tem-se a quantidade máxima de energia associada a lenha que pode ser colhida Q_{ap} e saindo do nó A até a saída do nó C, tem-se a quantidade de energia associada a lenha plantada a qual está associada os custos de aquisição da terra – C_{at} , custo de infra-estrutura e custo de exploração da lenha, todos por unidade de energia. Entrando no nó D tem-se a quantidade de energia associada a quantidade de lenha efetivamente colhida, considerando-se portanto, uma eficiência w_1 na colheita. Associada a quantidade de energia q_{1c} , está o custo com transporte da lenha até a usina – C_{tl} , por unidade de energia. Tendo em vista que considerou-se uma eficiência w_2 , no transporte da lenha, na Figura 6.8 apresenta-se uma quantidade de energia q_{let} que está associada a quantidade de lenha efetivamente entregue na usina.

A função objetivo de custo para essa etapa é dada pela expressão (6.16).

$$Z_{TL1} = (C_{at} + C_{ip} + C_{pl}) * q_{1p} + C_{tl} * q_{1c} \quad (6.16)$$

onde:

Z_{TL1} : função objetivo de custo da etapa de implantação da floresta energética até a entrega da lenha na usina.

C_{at} : custo de aquisição da terra por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{ip} : custo de infra-estrutura por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{pl} : custo para exploração da lenha por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{tl} : custo de transporte da lenha por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{1p} : quantidade de energia associada a lenha plantada [kJ].

q_{1c} : quantidade de energia contida na lenha colhida [kJ].

O conjunto de restrições para essa etapa do processo é dado pela expressão (6.17).

$$\begin{aligned} q_{lp} &\leq Q_{lp} \\ q_{lc} - w_1 * q_{lp} &= 0 \\ q_{let} - w_2 * q_{lc} &= 0 \end{aligned} \tag{6.17}$$

onde:

Q_{lp} : quantidade máxima de energia associada a lenha que pode ser colhida [kJ].

w_1 : eficiência na colheita da lenha.

w_2 : eficiência no transporte da lenha.

b) Segunda etapa

A etapa referente a construção da termelétrica e a operação da mesma, está representada na Figura 6.9.

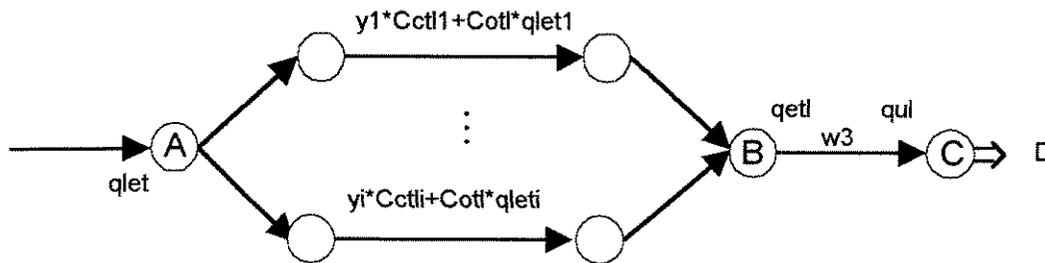


Figura 6.9 Rede de fluxo de energia e custo na construção e operação de termelétrica a lenha.

Na Figura 6.9, entrando no nó A tem-se a quantidade de energia associada a lenha que é entregue na usina. Saindo do nó A, tem-se ramificações representativas das diferentes configurações relativas ao número de unidades em paralelo. Associada a cada ramo tem-se os custos de construção da termelétrica e os custos de O&M, sendo este último dado por unidade de energia.

A função objetivo de custo para essa etapa do processo é dada pela expressão (6.18).

$$Z_{TL2} = y_1 * C_{ctl1} + C_{otl} * q_{let1} + \dots + y_i * C_{ctli} + C_{otl} * q_{leti} \tag{6.18}$$

onde:

Z_{TL2} : função objetivo de custo da etapa de construção e operação da termelétrica a lenha.

C_{ctli} : custo de construção da configuração i da termelétrica a lenha [US\$].

C_{otl} : custo de O&M da termelétrica a lenha por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{leti} : quantidade de energia associada a lenha entregue a configuração i da termelétrica [kJ].

$y_1, \dots, y_i = [0, 1]$.

O conjunto de restrições está representado na expressão (6.19).

$$\begin{aligned} & q_{let1} + \dots + q_{leti} - q_{let} = 0 \\ & \left[\begin{array}{l} q_{let1} - \alpha_1 * y_1 \geq 0 \\ q_{let1} - \beta_1 * y_1 \leq 0 \\ \vdots \\ q_{leti} - \alpha_i * y_i \geq 0 \\ q_{leti} - \beta_i * y_i \leq 0 \end{array} \right. \end{aligned} \quad (6.19)$$
$$\begin{aligned} & y_1 + y_2 + \dots + y = 0 \\ & y \leq 1 \\ & q_{etl} - q_{let1} - \dots - q_{leti} = 0 \\ & q_{ul} - w_3 * q_{etl} = 0 \end{aligned}$$

onde:

q_{ul} : quantidade de energia útil fornecida pela termelétrica a lenha [kJ].

w_3 : eficiência na geração em termelétrica a lenha.

α_i : limite inferior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

β_i : limite superior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

6.2.6 Termelétrica a óleo vegetal

Para a alternativa de termelétricas a óleo vegetal, considerou-se o óleo proveniente de floresta plantada. De modo a facilitar a visualização da modelagem, dividiu-se a rede de fluxo de energia em duas etapas. Na primeira etapa, tem-se a aquisição de terra, cultivo, processo de produção do óleo e aquisição de veículos para transporte do óleo e na segunda etapa tem-se a implantação da termelétrica, com opção de utilizar termelétricas novas ou manter as existentes e complementar com unidades novas.

a) Primeira etapa

A rede de fluxo de energia e custos referente a primeira etapa está representada na Figura 6.10.

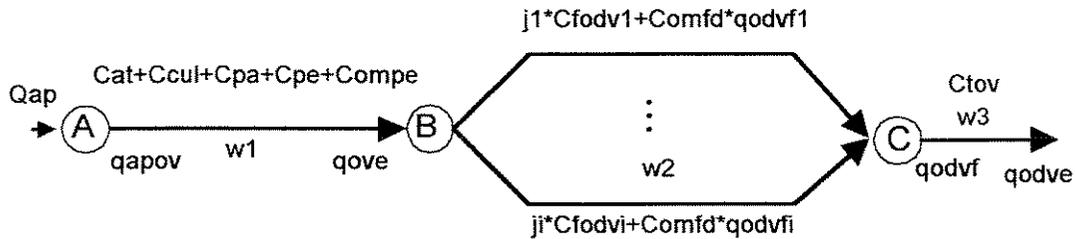


Figura 6.10 Rede de fluxo de energia e custo para implantação de cultura e transporte de óleo vegetal.

Na Figura 6.10 entrando no nó A, tem-se a quantidade máxima de energia associada a área que pode ser colhida – Q_{ap} e saindo do nó A, tem-se a quantidade de energia associada a área plantada de óleo vegetal - q_{apov} , a qual está associada uma somatória dos custos de aquisição da terra, cultivo, produção agrícola, construção de investimento na construção da planta de extração de óleo e os custos operacionais da planta de extração de óleo, todos dados por unidade de energia, sendo considerado ainda a eficiência w_1 dessa planta. Chegando ao nó B, tem-se a quantidade de óleo vegetal extraído, q_{ove} . Saindo do nó B, tem-se ramificações que representam diferentes configurações, diferenciadas pela capacidade, para a planta de tratamento do óleo vegetal para utilização direta em unidades a Diesel.

Para cada uma dessas configurações, tem-se os custos de investimento na planta e os custos operacionais, além disso foram associadas variáveis binárias, j_i , de modo a somente uma das configurações ser escolhida. Saindo do nó C, tem-se a quantidade de energia associada a quantidade de óleo produzido na planta de tratamento do óleo, tendo sido considerado uma eficiência w_2 para a mesma. Em seguida, ainda na Figura 6.10, tem-se um ramo representativo dos custos com transporte até a termelétrica, considerando-se também a eficiência no transporte w_3 .

A função objetivo de custos para essa etapa da implantação de infra-estrutura para utilização de óleo vegetal é dada pela expressão (6.20).

$$Z_{ov1} = (C_{at} + C_{cul} + C_{pa} + C_{pe} + C_{ompe}) * q_{apov} + (j_1 * C_{fodv1} + C_{omfd} * q_{odvf1} + \dots + j_i * C_{fodvi} + C_{omfd} * q_{odvfi}) + C_{tov} * q_{odvf} \quad (6.20)$$

onde:

Z_{ov1} : função objetivo de custo para primeira etapa da infra-estrutura necessária para utilizar óleo vegetal.

C_{at} : custo de aquisição da terra por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{cul} : custo de cultivo por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{pa} : custo da produção agrícola por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{pe} : custo da planta de extração do óleo por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{ompe} : custo de operação e manutenção da planta de extração por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{fodvi} : custo da configuração i da fábrica de óleo Diesel vegetal [US\$].

C_{omfd} : custo de operação e manutenção da fábrica de Diesel vegetal por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{tov} : custo de transporte do óleo vegetal por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{apov} : quantidade de energia associada a área plantada de óleo vegetal [kJ].

q_{odvfi} : quantidade de energia associada a quantidade de óleo vegetal que entra no configuração i da fábrica de Diesel vegetal [kJ].

q_{odvf} : quantidade de energia associada ao óleo Diesel vegetal fabricado [kJ].

O conjunto de restrições para essa etapa é dada pela expressão (6.21).

$$\begin{aligned} q_{apov} &\leq Q_{ap} \\ q_{ove} - w_1 * q_{apov} &= 0 \\ \left[\begin{array}{l} q_{odvf1} - \alpha_1 * j_1 \geq 0 \\ q_{odvf1} - \beta_1 * j_1 \leq 0 \\ \vdots \\ q_{odvfi} - \alpha_i * j_i \geq 0 \\ q_{odvfi} - \beta_i * j_i \leq 0 \end{array} \right. & \quad (6.21) \\ j_1 + \dots + j_i - j &= 0 \\ j &\leq 1 \\ q_{odvf1} + \dots + q_{odvfi} - q_{ove} &= 0 \\ q_{odvf} - w_2 * q_{odvf1} - \dots - w_2 * q_{odvfi} &= 0 \\ q_{odve} - w_3 * q_{odvf} &= 0 \end{aligned}$$

onde:

Q_{ap} : quantidade máxima de energia associada a área que pode ser colhida [kJ].

α_i : limite inferior da configuração i da planta de tratamento do óleo vegetal.

β_i : limite superior da configuração i da planta de tratamento do óleo vegetal.

w_1 : eficiência na colheita.

w_2 : eficiência na extração do óleo.

w_3 : eficiência no transporte do óleo para a termelétrica.

$j_1, \dots, j_i = [0,1]$

b) Segunda etapa

A rede de fluxo de energia e custos, relativa a primeira etapa está representada na Figura 6.11.

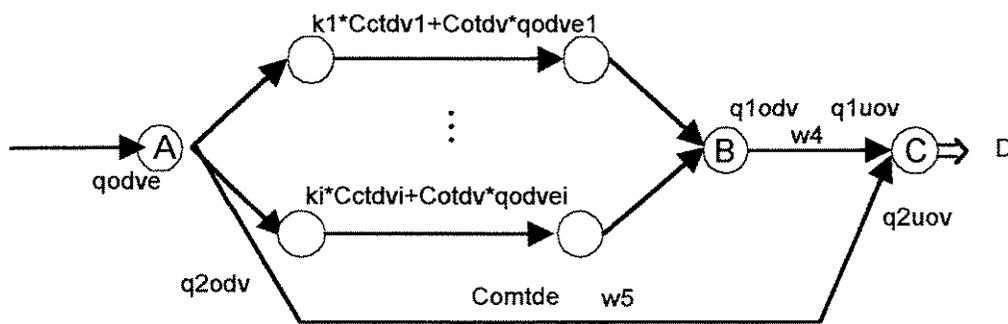


Figura 6.11 Rede de fluxo de energia representativa da Implantação da termelétrica.

Na Figura 6.11, entrando no nó A, tem-se a quantidade de óleo vegetal tratado entregue a termelétrica. Saindo do nó A, tem-se ramificações representativas de unidades novas, que convergem para o nó B, e as unidades existentes que convergem para o nó C. Convém salientar que estão sendo considerados eficiências diferentes entre as unidades novas e as existentes.

A função objetivo de custo para essa etapa é dada pela expressão (6.22).

$$Z_{ov2} = k_1 * C_{ctdv1} + C_{otdv} * q_{odve1} + \dots + k_i * C_{ctdvi} + C_{otdv} * q_{odvei} + C_{omtde} * q_{2ov} \quad (6.22)$$

onde:

C_{ctdvi} : custo de construção da configuração i da termelétrica a óleo Diesel vegetal [US\$].

C_{otdv} : custo de operação e manutenção da termelétrica a Diesel vegetal por unidade de energia [US\$/kJ].

C_{omtde} : custo de operação e manutenção das termelétricas existentes por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{odvei} : quantidade de óleo Diesel vegetal que entra no configuração i da termelétrica a ser construída [kJ].

q_{2odv} : quantidade de Diesel vegetal que entra nas termelétricas existentes [kJ].

$k_1, \dots, k_i = [0,1]$.

O conjunto de restrições para essa etapa é dado pela expressão [5.23].

$$q_{odve1} + \dots + q_{odvei} + q_{2odv} - q_{odve} = 0$$

$$q_{1odv} - q_{odve1} - \dots - q_{odvei} = 0$$

$$\left[\begin{array}{l} q_{odve1} - \delta_1 * k_1 \geq 0 \\ q_{odve1} - \lambda_1 * k_1 \leq 0 \\ \vdots \\ q_{odvei} - \delta_i * k_i \geq 0 \\ q_{odvei} - \lambda_i * k_i \leq 0 \end{array} \right.$$

$$k_1 + \dots + k_i - k = 0$$

(6.23)

$$k \leq 1$$

$$q_{1uov} - w_4 * q_{1odv} = 0$$

$$q_{2uov} - w_5 * q_{2odv} = 0$$

onde:

q_{1uov} : quantidade de energia útil associada ao óleo vegetal utilizado em unidades a serem construídas [kJ].

q_{2uov} : quantidade de energia útil associada ao óleo vegetal útil utilizado em unidades existentes.

δ_i : limite inferior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

λ_i : limite superior da configuração i de termelétricas a serem construídas.

w_4 : eficiência na geração em termelétrica a óleo vegetal novas.

w_5 : eficiência na geração em termelétrica a Diesel existentes.

Além das restrições já descritas deve-se estabelecer um limite superior para a quantidade de energia que pode ser produzida pelas termelétricas a Diesel existentes.

6.2.7 Planta de cogeração

A opção de cogeração foi modelada admitindo-se que o empreendimento será feito pelo setor privado, gerando excedentes para venda à companhia de energia elétrica. A rede de fluxo de energia e custo representativa dessa opção está na Figura 6.12. Dois aspectos devem ser ressaltados nessa modelagem, o primeiro é que essa alternativa deve ser capaz de entrar junta com qualquer outra alternativa, pois esta por si só não é capaz de atender o mercado considerado. O segundo aspecto, refere-se à premissa admitida de que o sistema de cogeração vai ser implantado em um empresa já existente, o que nos leva a contemplar no modelo a quantidade de energia que deixa de ser fornecida à empresa cogeneradora, admitindo-se ainda que esta passa a ser autosuficiente na produção de energia elétrica e vapor.

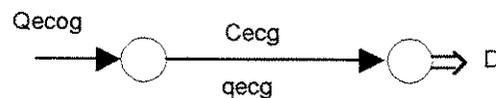


Figura 6.12 Rede de fluxo de energia para opção de cogeração.

A função objetivo de custo para essa alternativa é dada pela expressão (6.24).

$$Z_{\text{cog}} = C_{\text{ecg}} * q_{\text{ecg}} \quad (6.24)$$

onde:

Z_{cog} : função objetivo de custo para alternativa de cogeração.

C_{ecg} : custo da energia adquirida do cogenerador [US\$/kJ].

q_{ecg} : quantidade de energia fornecida pelo cogenerador [kJ].

As restrições impostas a essa opção de suprimento foram expressões que garantissem o balanço de fluxo nos nós, e outras que estabelecessem os limites superiores da quantidade de energia excedente que pode ser fornecida ao mercado, e a quantidade de energia que deixa de ser

fornecida pelo sistema, quando da retirada de carga provocada pela mudança da situação de consumidor para produtor independente de energia elétrica. O conjunto de restrições está representado na expressão (6.25).

$$\begin{aligned}
 q_{ecg} - \alpha * cg &\geq 0 \\
 q_{ecg} - \beta * cg &\geq 0 \\
 q_{tcg} - q_{ecg} - cg * E_{nf} &= 0
 \end{aligned}
 \tag{6.25}$$

onde:

E_{nf} : quantidade de energia que deixa de ser fornecida a empresa cogeneradora.

$cg = [0,1]$.

q_{tcg} : quantidade total de energia considerada como entregue ao mercado, formado pela parcela da energia que deixa de ser fornecida ao cogenerador e a quantidade de energia que o cogenerador injeta no sistema. [kJ]

6.2.8 Programa de conservação de energia

A opção de conservação de energia foi modelada considerando-se o potencial de redução do consumo de energia elétrica que poderia ser atingido através das medidas propostas no estudo “Estimativa do Potencial de Conservação de Energia Elétrica nos setores Residencial, Comercial e Industrial de Itacoatiara”. O grafo representativo dessa opção encontra-se na Figura 6.13. A exemplo da opção de cogeração, essa opção pode entrar junto com qualquer das outras opções na solução, uma vez que ela não é capaz de atender sozinha a expansão do sistema, no horizonte assumido neste trabalho.

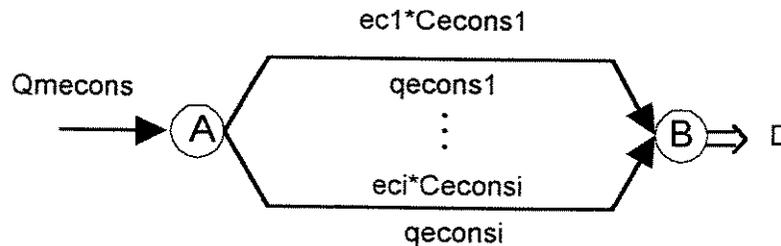


Figura 6.13. Grafo representativo da opção de conservação de energia elétrica.

A função objetivo de custo é dada pela expressão (6.26).

$$Z_{\text{cons}} = ec_1 * C_{\text{econs1}} * q_{\text{econs1}} + \dots + ec_i * C_{\text{econsi}} * q_{\text{econsi}} \quad (6.26)$$

onde:

C_{econsi} : custo do programa i para conservação de energia elétrica, por unidade de energia [US\$/kJ].

q_{econsi} : quantidade de energia que pode ser conservada através do programa i [kJ].

$ec_i = [0,1]$.

É importante ressaltar que o programa 2, incorpora os custos e benefícios do programa 1, além dos custos e benefícios de outras medidas, e assim sucessivamente. Os programas devem ser ordenados de forma crescente com os custos, sempre acumulando os benefícios e custos do programa que está no nível de ordenação inferior. Dessa forma, os programas serão mutuamente exclusivos entre si.

6.3 Modelagem de Impactos Ambientais

Diante dos inúmeros impactos causados pelos empreendimentos energéticos, e levando em consideração as inúmeras metodologias para avaliar e quantificar esses impactos, optou-se por apresentar nesse trabalho a modelagem somente para emissão de CO₂ e área desmatada e inundada, dependendo da tecnologia, dada a atual relevância a nível nacional e mundial, considerando-se a emissão somente na etapa de queima do combustível. Essa abordagem no entanto, não restringe o modelo desenvolvido. É possível incorporar outros impactos desde que seja adotada uma metodologia que possibilite quantificá-los.

A modelagem matemática foi desenvolvida a partir da rede de fluxo de energia e custos já apresentadas anteriormente.

⇒ Gás natural

A função objetivo da emissão de CO₂ é dada pela expressão (6.27).

$$Z_{egn} = I_{gn} * q_{1gnc} + I_{gn} * q_{2gnc} \quad (6.27)$$

onde:

Z_{egn} : função objetivo da emissão de CO₂ devido a queima de gás natural.

I_{gn} : índice de emissão de CO₂ do gás natural.

q_{1gnc} : quantidade de energia associada ao gás natural que entra nas termelétricas a gás novas [kJ].

q_{2gnc} : quantidade de energia associada ao gás natural que entra nas termelétricas a gás adaptadas [kJ].

⇒ Termelétrica a Diesel ou Óleo Combustível

A função objetivo da emissão de CO₂ é dada pela expressão (6.28).

$$Z_{eo} = I_{od} * q_{1ode} + I_{od} * q_{2ode} \quad (6.28)$$

onde:

Z_{eo} : função objetivo da emissão de CO₂ devido a queima de óleo Diesel ou óleo combustível.

I_{od} : quantidade de CO₂ emitido por unidade de energia devido a queima do óleo Diesel [tCO₂/kJ].

q_{1ode} : quantidade de energia produzida pelo óleo utilizado em unidades novas [kJ]

q_{2ode} : quantidade de energia associado ao óleo utilizado nas termelétricas existentes [kJ].

⇒ Linha de Transmissão

A função objetivo da área desmatada é dada pela expressão (6.29).

$$Z_{adlt} = A_{dlt1} * v_1 + \dots + A_{dlti} * v_i \quad (6.29)$$

onde:

Z_{adlt} : função objetivo da área desmatada pela implantação de uma linha de transmissão.

A_{dlti} : área desmatada devido a implantação da configuração i da LT [km²].

$v_1, \dots, v_i = [0, 1]$.

⇒ Hidrelétrica

A função objetivo da área inundada é dada pela expressão (6.30).

$$Z_{aih} = A_{ih} * h \quad (6.30)$$

onde:

Z_{aih} : função objetivo de área inundada em hidrelétrica.

A_{ih} : área inundada pela termelétrica [km^2].

$h = [0,1]$.

⇒ Termelétrica a Lenha

Considerou-se que no balanço global do empreendimento a emissão é nula.

⇒ Termelétrica a óleo vegetal

Para as termelétricas a óleo vegetal considerou-se que a emissão de CO_2 também é nula.

⇒ Cogeração

Como o processo de cogeração possivelmente na região amazônica, se dará através da utilização de gás natural ou de resíduos de biomassa, considerou-se a emissão de CO_2 nula.

⇒ Programas de Conservação de Energia

Na implementação de programas de conservação de energia tem-se uma emissão de CO_2 evitada, a qual depende dos insumos energéticos utilizados no suprimento de eletricidade do mercado em análise. Para os sistemas amazônicos, tem-se duas situações os parques termelétricos a óleo Diesel e/ou óleo combustível, devendo-se considerar os índices relativos a redução da queima desses energéticos, e os parques hidrotérmicos, onde deve-se considerar o percentual de participação das térmicas no mercado, e abater a sua participação.

A função objetivo é apresentada na expressão (6.32).

$$Z_{epc} = -I_{co2e} * Q_{econs} \quad (6.32)$$

onde:

Z_{epc} : função objetivo da emissão de CO₂ evitada pelos programas de conservação de energia.

I_{co2e} : índice de CO₂ evitado por unidade de energia (que depende dos insumos utilizados no parque gerador).

Q_{econs} : quantidade de energia conservada [kJ].

6.4 Modelagem de Impacto Social

O impacto social considerado neste trabalho foi a geração de emprego direto, uma vez que o produto final em cada uma das alternativas será a eletricidade, e portanto, os empregos decorrentes da oferta de energia elétrica independem do insumo energético utilizado.

Evidentemente que dependendo da alternativa contemplada, haverá ou não o surgimento de atividade produtiva decorrente do aproveitamento de sub-produtos oriundos da cadeia de implantação da tecnologia, no entanto, nesse trabalho não considerou-se os empregos produzidos por esse tipo de atividade, o que não significa que o modelo não possa contemplar essa parcela de empregos, no entanto, é necessário que estudos específicos realizados para sua quantificação.

⇒ Gás natural

a) Gasoduto

A função objetivo para geração de empregos diretos quando utiliza-se o transporte do gás do poço a termelétrica por gasoduto é dada pela expressão (6.33).

$$Z_{egg} = g_1 * I_{egg1} + \dots + g_i * I_{eggi} \quad (6.33)$$

onde:

Z_{egg} : função objetivo de emprego direto gerado por gás natural transportado por gasoduto.

I_{eggi} : quantidade de empregos diretos gerados pela configuração i do gasoduto.

$G_1, \dots, g_i = [0,1]$.

Deve-se observar que na quantidade I_{egg1} , além dos empregos gerados na operação e manutenção do gasoduto, está os empregos gerados nas termelétricas novas a gás natural.

b) GNL

A função objetivo para geração de empregos diretos quando utiliza-se o transporte através da cadeia de GNL é dada pela expressão (6.34).

$$Z_{eGNL} = q_1 * I_{eGNL1} + \dots + q_i * I_{eGNLi} \quad (6.34)$$

onde:

I_{GNLi} : quantidade de empregos diretos gerados pela configuração i da cadeia de GNL.

$Q_1, \dots, q_i = [0,1]$.

Deve-se observar que na quantidade I_{eGNLi} , além dos empregos gerados na cadeia de GNL para transporte, está os empregos gerados na operação e manutenção das termelétricas novas.

⇒ Termelétricas a óleo Diesel ou Óleo Combustível

A função objetivo de emprego direto gerado por termelétrica a óleo Diesel ou óleo combustível é dado pela expressão (6.35).

$$Z_{empe} = d_1 * I_{eot} + \dots + d_1 * I_{eot} + z_1 * I_{eoaq1} + \dots + z_i * I_{eoaq1} + q_{2ode} * I_{eoaq2} \quad (6.35)$$

onde:

I_{eot} : quantidade de emprego direto gerado no transporte de óleo.

I_{eoaq1} : quantidade de emprego direto gerado nas termelétricas novas.

I_{eoaq2} : quantidade de emprego direto gerado por unidade de energia, nas termelétricas existentes [emprego/kJ].

Q_{2ode} : quantidade de energia associada ao óleo usado nas termelétricas existentes [kJ].

$D_1, \dots, d_i = [0,1]$.

$Z_1, \dots, z_i = [0,1]$.

⇒ Linha de Transmissão

A função objetivo para geração de emprego direto em LT é dada pela expressão (6.36).

$$Z_{eglt} = v_1 * I_{eglt1} + \dots + v_i * I_{eglti} \quad (6.36)$$

onde:

Z_{eglt} : função objetivo de geração de emprego direto em linha de transmissão.

I_{eglti} : quantidade de emprego direto gerado na implementação da configuração i da LT.

$V_1, \dots, v_i = [0, 1]$.

⇒ Hidrelétrica

A função objetivo para geração de emprego direto para hidrelétrica é dada pela expressão (6.37)

$$Z_{egh} = h_1 * I_{egh1} + \dots + h_i * I_{eghi} \quad (6.37)$$

onde:

Z_{egh} : função objetivo de geração de emprego direto para hidrelétrica.

I_{eghi} : quantidade de emprego direto gerado pela configuração i da hidrelétrica.

$H_1, \dots, h_i = [0, 1]$.

⇒ Termelétrica a Lenha

A função de emissão da quantidade de empregos diretos gerados por termelétrica a lenha é dada pela expressão (6.38).

$$Z_{egt1} = q_{1p} * I_{egt11} + y_1 * I_{egt121} + \dots + y_i * I_{egt12i} \quad (6.38)$$

Onde:

Z_{egt1} : função objetivo de emprego direto gerado em termelétrica a lenha.

I_{egt11} : quantidade de emprego direto gerado, por unidade de energia, da exploração da floresta energética até o transporte da lenha à termelétrica [emprego/kJ].

I_{egt1i} : quantidade de emprego direto gerado na termelétrica a lenha.

Q_{1p} : quantidade de energia associada a lenha plantada [kJ].

$y_1, \dots, y_i = [0, 1]$.

⇒ Termelétrica a Óleo Vegetal

A função objetivo de geração de emprego direto para termelétrica a óleo vegetal é dada pela expressão (6.39).

$$Z_{\text{egov}} = q_{\text{apov}} * I_{\text{egov}} + j_1 * I_{\text{eov1}} + \dots + j_i * I_{\text{eovi}} \quad (6.39)$$

onde:

Z_{egov} : função objetivo de emprego direto gerado em termelétrica a óleo vegetal.

I_{egov} : emprego direto gerado, por unidade de energia, da exploração da plantação até o transporte para termelétrica [emprego/kJ].

I_{eovi} : quantidade de emprego direto gerado na configuração i da planta a óleo vegetal.

q_{apov} : quantidade de energia associada a área plantada de óleo vegetal [kJ].

$j_1, \dots, j_i = [0,1]$.

⇒ Planta de Cogeração

Para a planta de cogeração a função objetivo representativa da geração de emprego direto é dada pela expressão (6.40).

$$Z_{\text{egcog}} = cg * I_{\text{egcog}} \quad (6.40)$$

onde:

Z_{egcog} : função objetivo da quantidade de emprego direto gerado em planta de cogeração.

I_{egcog} : quantidade de emprego direto gerado na planta de cogeração.

$cg = [0,1]$.

⇒ Programa de Conservação de Energia

Quanto a função objetivo para os empregos gerados na implantação dos programas de conservação de energia, esta é dada pela expressão (6.41).

$$Z_{\text{egce}} = ec_1 * I_{\text{egce1}} + \dots + ec_i * I_{\text{egcei}} \quad (6.41)$$

onde:

Z_{egce} : função objetivo da quantidade de empregos diretos gerados pelos programas de conservação de energia.

I_{egcei} : quantidade de emprego direto gerado pelo programa de conservação i .

$ec_1 = [0,1]$.

6.5 Modelo Integrado de Planejamento

O fato de alguns insumos energéticos serem produzidos somente nos grandes mercados e a partir destes serem distribuídos para os demais, conduz a uma estrutura logística integrada de transporte de energia interligando os mercados a serem supridos. Outra característica importante, que assume papel determinante na concepção de um modelo integrado entre os mercados, é a economia de escala da alternativa de utilização de gás natural, cuja viabilidade do empreendimento depende de maneira determinante do tamanho do mercado a ser suprido, face aos altos investimentos de capital necessários.

Portanto, a modelagem proposta para o planejamento do suprimento de eletricidade para a região Amazônica, caracteriza-se por uma rede integrada de fluxo de energia, na qual para cada mercado converge a energia proveniente da cadeia de cada uma das alternativas, e quando for o caso, emerge do mercado, a energia associada ao insumo energético produzido localmente e que será considerado como uma das opções para outros mercados.

Essa concepção de modelo exige a incorporação de outras restrições, além das descritas anteriormente, de modo a garantir os acoplamentos necessários na rede integrada de energia.

Vale salientar ainda que é necessário considerar a discretização no tempo da demanda a ser atendida, de modo a contemplar a variação do preço de energéticos, além de outros aspectos que tornam o modelo mais representativo da situação real.

Essa configuração fica mais evidente no estudo de caso apresentado no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 7

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NO ESTADO DO AMAZONAS

7.1 Introdução

Historicamente, a região Amazônica brasileira sempre recebeu tratamento inadequado nas tentativas de desenvolvimento regional, produzindo sérias degradações sociais e ambientais. Não tendo sido examinado, com o devido cuidado, as potencialidades e aptidões regionais. A zona de livre comércio de Manaus é um exemplo. Após 30 anos de políticas de baixa tributação para atividades comerciais e industriais, ela centraliza 98% da atividade econômica do estado do Amazonas na capital Manaus.

Seu parque industrial não utiliza recursos regionais em escala significativa. Como a população está centrada na área urbana de Manaus, a atividade agrícola do Estado do Amazonas é incipiente, apresentando uma forte dependência da importação de produtos alimentícios.

Finalmente, o sistema elétrico de Manaus está em colapso. Atualmente está passando por cortes sistemáticos no fornecimento de eletricidade, devido à insuficiência do parque gerador. Uma hidrelétrica e um parque termelétrico (a Diesel e óleo combustível) suprem a demanda de Manaus, e sistemas isolados (Diesel) são os responsáveis pelo suprimento de eletricidade das demais cidades do estado do Amazonas. Esses sistemas isolados possuem alto custo de manutenção e operação.

A expansão da oferta de eletricidade no Estado do Amazonas, neste trabalho, é tratada através de um modelo de otimização de rede, o qual foi aplicado para analisar o suprimento de energia elétrica na cidade de Manaus, Itacoatiara, Parintins, Manacupuru, Iranduba, Coari, Tefé,

Maués e Tabatinga. Esta rede de energia incorpora: as plantas de eletricidade, linhas de transporte e mercados; para o gás natural, Diesel; e o uso local da floresta, além de programas de conservação de energia elétrica. A modelagem multicritério inclui funções objetivos de caráter econômico, social e ambiental.

7.2 Descrição Geral da situação sócio-econômica e energética dos mercados

O estado do Amazonas possui uma área territorial de 1.558.987 km², o que representa aproximadamente 18% do território nacional, estando totalmente inserido em área da floresta amazônica brasileira.

Os mercados de energia elétrica são de pequeno porte e estão bastantes dispersos na região, como pode ser visto na Figura 7.1. As enormes distâncias que separam os mercados de energia elétrica, a dificuldade de locomoção, a grande concentração de demanda de energia elétrica nas capitais, o baixo poder aquisitivo das populações, a não homogeneidade das potencialidades energéticas são fatores que colocam-se como imperativos para a incorporação de um conjunto de opções, tanto do ponto de vista tecnológico como de insumos energéticos, no modelo de planejamento para o suprimento de energia elétrica na região Amazônica.

Considerando-se as especificidades da região Amazônica, já mencionadas, e tomando-se como base a filosofia preconizada no Planejamento Integrado de Recursos, através da qual procura-se contemplar opções de suprimento de eletricidade sob a óptica de auto-sustentabilidade, incorporou-se no modelo proposto, opções renováveis e não renováveis de energia, porém com reconhecida potencialidade regional.

Coloca-se em competição, no modelo proposto, vários insumos energéticos para geração de energia elétrica, tais como: Diesel, biomassa e o gás natural; além de alternativas de linhas de transmissão, cogeração e programas de conservação de energia elétrica.

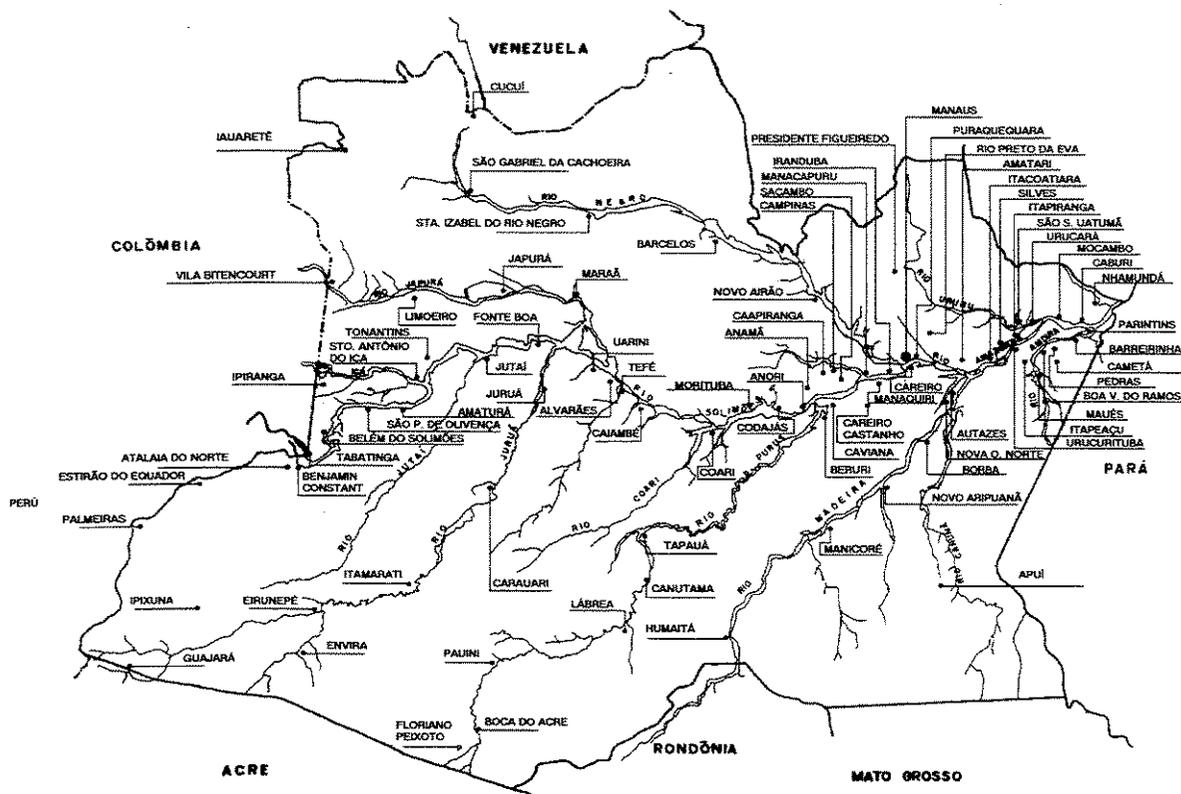


Figura 7.1. Localização dos mercados de energia elétrica no estado do Amazonas.

7.3 Descrição das alternativas

Tomando-se como base a filosofia preconizada no Planejamento Integrado de Recursos, incorporou-se no modelo proposto, opções tanto do lado da oferta como aquelas do lado da demanda, isto é ações de Demand Side Management - DSM.

Na definição das opções para ampliação da oferta de energia elétrica, levou-se em consideração basicamente, aspectos relativos a atual forma de suprimento utilizada na região, as potencialidades locais e os projetos que estão sendo estudados por órgãos governamentais. Vale salientar, no entanto, que é perfeitamente possível a incorporação de qualquer outra forma de ampliação da oferta de energia elétrica. As opções de suprimento elétrico consideradas foram:

- a) Termelétricas a gás natural.
- b) Termelétricas a óleo Diesel ou Diesel complementado com óleo de dendê.
- c) Linha de transmissão.
- d) Termelétricas a lenha.
- e) Termelétricas a óleo vegetal.
- f) Hidrelétrica.

Na definição das alternativas pelo lado da demanda levou-se em consideração potenciais identificados em trabalhos realizados no município de Itacoatiara-AM¹. As opções pelo lado da demanda consideradas foram:

- f) Autoprodução utilizando resíduos de madeira em tecnologia de cogeração.
- g) Conservação de energia elétrica.

A seguir são feitas algumas considerações sobre as opções consideradas neste estudo.

7.3.1 Termelétrica a gás natural

Foram realizados estudos de três alternativas para a utilização do gás natural das províncias petrolíferas de Urucu e Juruá, para suprimento de mercados de energia elétrica na região Norte. Alternativas estas já descritas no capítulo 3.

Considerou-se nesse estudo duas logísticas para distribuição do gás natural. Uma delas consiste na liquefação do gás natural, com posterior transporte por navios metaneiros, havendo a necessidade portanto, de instalação de plantas de vaporização em cada mercado.

¹Souza et al. (1997) e Souza et al. (1998).

Essas alternativas foram encontradas-se esquematizadas na Figura 7.2.

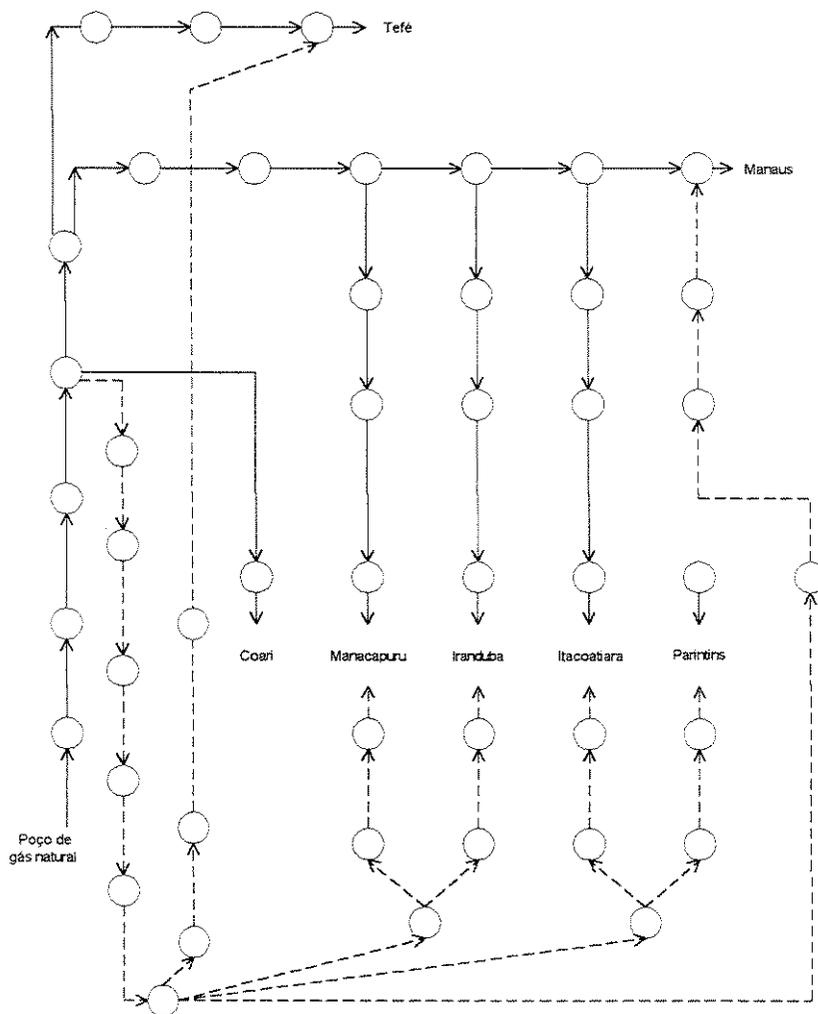


Figura 7.2 Logística de transporte para o gás natural de Urucu.

Na Figura 7.2 as linhas cheias representam os gasodutos considerados. Pode-se verificar que o gasoduto que atenderia Manaus saindo de Coari, contempla derivações para atendimento das localidades de Manacapuru, Iranduba e Itacoatiara. Considerou-se ainda um gasoduto para atendimento do município de Tefé. Nessa modalidade de transporte não está sendo contemplado o município de Parintins, devido à grande distância para qualquer ponto do traçado do gasoduto que atenderia Manaus.

As linhas pontilhadas na Figura 7.2 representam a opção de liquefação e transporte do gás por navios metaneiros. Essa opção não contempla Tefé pela dificuldade de navegabilidade em algumas épocas do ano.

Em ambas as opções não estão sendo considerados o atendimento por gás natural das localidades de Tabatinga e Maués. Isso pode ser explicado pela notoriedade da não viabilidade econômica desse tipo de empreendimento para esses mercados.

Todos os cálculos dos parâmetros utilizados na modelagem dessa opção encontram-se no memorial de cálculo constante do Apêndice A.

É importante ressaltar que desenvolveu-se um modelo de otimização para determinar o número ótimo de viagens, a capacidade dos navios metaneiros e a quantidade destes para atendimento das demandas consideradas. Os resultados encontram-se no memorial de cálculo (Apêndice A) e a modelagem encontra-se no Apêndice C.

É oportuno frisar que a modelagem desenvolvida para o transporte criogênico difere do modelo apresentado por Kuwahara (1999), uma vez que este trabalha com a linearização de funções e não contempla diferentes capacidades de navios metaneiros, encontradas comercialmente.

Neste estudo considerou-se que as máquinas existentes podem ser convertidas para queimar gás natural. Sendo assim, o uso do gás implicará em desembolso de recurso financeiro para transformação, além da necessidade de máquinas novas. Vale salientar ainda, que as opções de transporte por gasoduto e por navios metaneiros são mutuamente exclusivas.

7.3.2 Termelétrica a óleo Diesel

As centrais termelétricas a óleo Diesel foram sempre apresentadas como a solução para geração de energia elétrica nas regiões isoladas da Amazônia. No entanto, estas tem se mostrado incompatíveis com a realidade sócio-econômica e ambiental da região. As dificuldades encontradas para o transporte do óleo Diesel, e a grande diversidade de fabricantes, são fatores que tornam os custos de operação e manutenção bastante elevados. Outro fator que depõe contra

essa tecnologia refere-se a queima de combustível fóssil, uma vez que existe potencial energético significativo de fontes renováveis na região.

No estudo realizado considerou-se que é possível fazer a expansão com unidades a Diesel, tanto para Manaus quanto para o interior, desde que seja feito um desembolso para repotenciação das unidades existentes, caso contrário haverá um desembolso para o desmonte do parque.

7.3.3 Linha de Transmissão

Nesse estudo considerou-se a possibilidade de construção de duas linhas de transmissão para o atendimento de Manaus. Uma delas é a linha que interligaria a hidrelétrica de Guri na Venezuela, a qual acompanharia o caminhamento da rodovia BR-174 que liga Manaus a Boa Vista, e a outra o linhão de Tucuruí.

As características desses empreendimentos bem como os coeficientes de sua modelagem encontram-se no Apêndice A.

7.3.4 Hidrelétrica

A usina hidrelétrica considerada nesse estudo é a de Cachoeira Porteira no Estado do Pará, a qual necessitaria ainda da construção de um LT para atender Manaus. Esse empreendimento teve sua obra iniciada e foi paralisada, encontrando hoje dificuldades para se viabilizar face as pressões de organismos ambientais.

7.3.5 Termelétrica a lenha

A tecnologia da turbina a vapor está plenamente consolidada, pois há mais de um século que experiências vem se acumulando devido aos desenvolvimentos ocorridos com estas máquinas. Existem termelétricas desde o final do século passado, e, portanto este tipo de aplicação também está consolidada, o que assegura um elevado grau de confiabilidade.

Mais atualmente, a geração de energia elétrica tem desenvolvido a aplicação de ciclos combinados (turbina gás – turbina a vapor), em função da obtenção de um melhor rendimento. A elevação da pressão e temperatura esbarra no desenvolvimento tecnológico dos materiais empregados, não só nas turbinas como nos demais componentes do ciclo térmico.

Em termos de custos de manutenção, as termelétricas que se utilizam de turbinas a vapor, apresentam valores por kWh geralmente competitivos com os casos das termelétricas que empregam turbinas a gás ou motores a Diesel. É evidente que isto vai depender do tipo de combustível utilizado.

A capacidade de queimar qualquer tipo de combustível (sólido, líquido e gasoso) é que dá ao conjunto (turbina + caldeira) um grande campo de aplicação, principalmente para os combustíveis sólidos ou para os combustíveis líquidos pesados (óleos pesados), utilizando-se o ciclo Rankine.

A seguir tem-se um resumo das vantagens e desvantagens das centrais que se utilizam da turbina a vapor em relação a outras centrais térmicas.

VANTAGENS:

- Tecnologia consolidada, inclusive no Brasil.
- Possibilidade de uso de qualquer combustível.
- Vida útil de 40 anos.
- Custo de manutenção atrativo em US\$/kWh.
- No balanço geral pode-se considerar que a emissão de CO₂ é nulo.
- Gera mais emprego que as térmicas a Diesel e a gás natural.

DESVANTAGENS :

- Tempo de construção relativamente longo (1 a 2 anos). Em condições adversas pode ser maior.
- Tempo de partida elevado e resposta lenta a variações de carga.
- Geralmente não são atrativas economicamente para instalações de pequeno porte.
- Não pode ser removida facilmente de um lugar para o outro.

- Requer grandes quantidades de água.
- Ocupa maiores espaços que os outros tipos de centrais.
- Os requerimentos de construção civil são consideravelmente maiores, relativamente a outras centrais.
- Eficiência térmica baixa, relativamente aos outros tipos de centrais.
- Dificuldade de operação em cargas parciais.

Evidentemente que estas vantagens e desvantagens acabam sendo traduzidas em termos de custos mais ou menos atrativos.

Na região Norte, além da lenha pode haver possibilidade de utilização de outros combustíveis mais baratos, tais como os óleos ultra-viscosos, mas em princípio o maior destaque cabe à lenha, devido não só ao preço, mas devido à mão de obra local exigida, e à não exigência de transporte a grandes distâncias.

Nesse estudo considerou-se que a madeira seria obtida a partir da implantação de florestas específicas para fins energéticos, sendo a lenha queimada em cavacos.

Essa opção encontra respaldo não só pelo potencial de biomassa da região mas também pelo fato da Companhia Energética do Estado do Amazonas – CEAM, em 1984, ter desenvolvido um plano de investimento em Pequenas Unidades Termelétricas a Lenha – UTLs, o qual contemplava a construção de 12 UTLs com uma potência média por unidade de 5 MW, sendo portanto a potência total de 60 MW. A área total de floresta necessária para suprir a demanda de lenha dessas 12 UTLs, durante 15 anos, estava prevista em 81.000 ha, correspondendo a 0,05% da superfície do Estado do Amazonas.

Todo o processo para determinação dos parâmetros necessários para o modelo matemático, bem como as considerações assumidas para tal encontram-se no Apêndice A.

7.3.6 Termelétrica a óleo vegetal

Os óleos vegetais têm carbono e hidrogênio em proporção bem próxima ou igual ao Diesel, como também o poder calorífico por unidade de massa semelhante ao Diesel. Essas e outras

características qualificam os óleos vegetais como combustível de motores Diesel mais adequados após o próprio óleo Diesel do petróleo. A presença de oxigênio nas moléculas de óleo é responsável pelas diferenças. A solução tecnológica de transformar óleos vegetais em combustível de motores Diesel é a chave do problema.

O óleo Diesel é a mistura de hidrocarbonetos com número de carbono (C) de 11 até 22, prevalecendo os de 12 a 18. A solução para obter Diesel parece simples: selecionar ácidos graxos (ou óleos) com número de carbonos de 12 a 18 e descarboxilá-los. A maioria dos óleos vegetais é constituída de ácidos graxos com números de carbono entre 12 e 18. O óleo de dendê, por exemplo, é triglicérido dos seguintes ácidos graxos:

	Mirístico (tetradecanóico)	1-3 %	}	Ácidos saturados
C ₁₄ C ₁₆	Palmístico (hexadecanóico)	35-45 %		
C ₁₈	Estearico (octadecanóico)	2-5 %	}	Não saturados 6- 10%
9-C ₁₈	Oleico (9-octadecanóico)	2-5 %		
9, 12 - C ₁₈	Linoleico (9, 12 - octadecadienóico)	40-50 %		

O óleo de dendê, pela sua composição química, apresenta-se como uma matéria-prima propícia para substituir o óleo Diesel, sendo também o óleo de menor custo de produção de todos os óleos produzidos no Brasil. No entanto, os experimentos mostram que a descaboxilação não acontece com facilidade, apesar disso existe tecnologia que viabiliza soluções técnicas para uma operação industrial em escala comercial.

Para altas produções, a palmeira de dendê exige temperatura média máxima de 30°C e média mínima de 24 °C. Uma condição importante é que a temperatura não atinja valores inferiores a 18 °C, considerando o mínimo absoluto, ponto a partir do qual a planta começa a apresentar anomalias no seu desenvolvimento vegetativo e mesmo diminuição da produção dos dendezais, caso perdure por alguns dias as condições de baixas temperaturas. A precipitação é o mais importante elemento de clima para o crescimento e a produção do dendezeiro, em razão do dendê ser muito exigente em água, não tolerando regiões secas. O dendê é uma planta heliófila, necessitando de 1.500 a 2.000 horas de luz por ano. O dendê tem ampla margem de adaptação aos diferentes tipos de solo, apresentando melhor desenvolvimento em solos profundos, permeáveis, sem obstáculos para o desenvolvimento das raízes entre PH 4,5 e 6,0.

Tendo em vista o longo tempo de maturação para implantação da cultura e colheita do fruto do dendê, considerou-se duas opções nesse estudo. Uma delas seria a possibilidade compra do óleo bruto de dendê para posterior produção do Diesel vegetal, o que poderia atender a demanda já desde o primeiro ano do horizonte de planejamento considerado. A segunda opção corresponde a produção de dendê para posterior produção do Diesel vegetal, o que só poderia ser feito após o sexto ano do horizonte de planejamento.

A exemplo das demais opções consideradas todo o cálculo dos coeficientes da função objetivo e das restrições, necessários para a modelagem matemática, estão no Apêndice A. Essa opção, bem como a lenha, foi considerado somente para os mercados do interior.

7.3.7 Cogeração

O termo cogeração, indica uma tecnologia conhecida e praticada desde o século passado: a produção simultânea de potência mecânica ou elétrica e calor útil a partir de uma única fonte de calor.

De fato, trata-se de um procedimento muito empregado nos países desenvolvidos cuja racionalidade e vantagens podem ser facilmente observados. Seja uma central termelétrica, que, mesmo adotando os melhores equipamentos consegue converter em eletricidade no máximo a metade do calor produzido na queima do combustível cuja maior parte é perdido. Em geral, essas perdas são conduzidas para a água de resfriamento dos condensadores ou para a atmosfera, através das torres de resfriamento, e não produzem qualquer efeito útil.

A cogeração busca exatamente empregar este fluxo de calor em algum processo industrial, rede de calefação ou refrigeração. Neste caso as vantagens são evidentes, porém é preciso ter usuários de calor próximos da planta térmica.

Essa opção está disponível somente para a localidade de Itacoatiara, uma vez que era o único local com informações disponíveis e confiáveis para a modelagem.

O estudo realizado por Souza, et al. (1998), no setor madeireiro de Itacoatiara obteve os resultados apresentados na Tabela 7.1.

Para fins do presente estudo, considerou-se a opção de instalação de central de 860 kW, com venda de excedentes de energia elétrica para a concessionária ao valor de US\$ 70/MWh.

Tabela 7.1 Indicadores econômicos para implantação do sistema de cogeração.

Capacidade da nova planta	Custo de geração na planta nova (US\$/MWh)	TIR	VPL (US\$)
2.260 kW	42		
• Sem comercializar excedentes		5%	-1478091
• Excedentes a US\$ 42/MWh		19%	3114936
• Excedentes a US\$ 60/MWh		24%	3881174
860 kW	63		
• Sem comercializar excedentes		11%	-140850
• Excedentes a US\$ 63/MWh		15%	419959
• Excedentes a US\$ 70/MWh		16%	482271

Vale salientar que o investimento inicial deverá ser feito pela empresa que estaria se tornando auto-suficiente em energia elétrica, neste caso a Gethal Madeireira.

Para esta opção considerou-se nula a emissão de CO₂ devido a queima de resíduos de lenha.

7.3.8 Conservação de energia elétrica

A exemplo da opção de cogeração essa alternativa foi modelada apenas para Itacoatiara, por razões semelhantes. O programa considerado baseia-se no estudo realizado por Souza, et. al. (1997).

A proposta apresentada para o setor residencial, consiste em substituir lâmpadas incandescentes de 40 W e 60 W, que representam aproximadamente 53 % da potência em equipamentos de iluminação no setor residencial, por lâmpadas fluorescentes de 20 W. Essa

medida reduziria em aproximadamente 58 % a potência, com relação a atualmente instalada em lâmpadas incandescentes. Substituição das lâmpadas incandescentes de 100 W, representando 6 % da potência em iluminação, por lâmpadas fluorescentes de 32 W. Esta ação reduziria em 68 % a potência atualmente instalada de lâmpadas incandescentes. E ainda, a substituição das lâmpadas fluorescentes de 40 W, que representam 13 % do total em potência relacionada à iluminação, por lâmpadas fluorescentes de 32 W. Esta implementação reduziria em 15 % a potência, com relação a atualmente instalada.

Para o setor comercial as medidas sugeridas foram as seguintes:

- Substituir as lâmpadas fluorescentes de 40W por 32W e as lâmpadas incandescentes de 40W e 60W por fluorescente de 20W;
- Reduzir a quantidade de lâmpadas fluorescentes, através da aplicação do filme LUMINOX, que aumenta no mínimo 30% a luminosidade da lâmpada.

Para o setor industrial as medidas recomendadas foram as seguintes:

- Desligamento de lâmpadas no horário de almoço;
- Desligamento de centrais de ar antes do término do expediente;
- Vedação dos pontos de fuga de ar frio;
- Substituição das lâmpadas fluorescentes de 40 W por lâmpadas fluorescentes de 32W;
- Substituição de motores sobredimensionados.

7.4 Descrição do modelo

7.4.1 Estrutura Básica do Modelo

O modelo foi estruturado na forma de grafo, seguindo os conceitos apresentados em Jensen et al. (1980), associando-se fluxos de energia com custos, emissão de CO₂ e geração de emprego. Deve-se observar que para todas alternativas, existe uma cadeia de transporte e/ou de etapas do processo, necessárias a implementação destas.

Na modelagem de cada uma das opções de ampliação do parque gerador, considerou-se tanto os custos de capital quanto os operacionais, ao longo de toda a cadeia que compõe a infra-

estrutura necessária para viabilizar a implantação das alternativas de suprimento, considerando-se no entanto, somente as etapas do processo de produção de energia elétrica que estariam ocorrendo dentro da região analisada.

Tanto os custos relativos a capital quanto os operacionais, utilizados nas funções objetivos, são os correspondentes aos custos por unidade de energia anualizados referentes ao investimento necessário para implementar e operar o empreendimento modelado.

O modelo foi discretizado para um horizonte de planejamento de dez anos, garantindo a expansão do parque gerador em quatro períodos distintos. Dessa forma foi possível contemplar a competição das diferentes fontes no momento em que estas estivessem realmente em condições de entrarem em competição dado o tempo necessário para implantação de cada empreendimento.

Sendo assim, tem-se que a opção de térmicas a Diesel podem participar da solução desde o primeiro período. A utilização de óleo de dendê para produção de Diesel vegetal também é possível imediatamente, uma vez que a fábrica de Diesel vegetal poderia ser rapidamente instalada. Estabeleceu-se que o óleo bruto teria um custo igual ao atualmente praticado no mercado. Quanto ao óleo de dendê produzido, sua utilização seria possível somente a partir do terceiro período do horizonte de planejamento.

As térmicas a lenha poderiam, juntamente com o gás natural, serem utilizadas a partir do segundo período, o que significaria um tempo de três anos a contar do ano zero, para viabilizar a infra-estrutura necessária.

Para o atendimento de Manaus, dispõe-se inicialmente somente de Diesel, no segundo período coloca-se em competição a LT de Guri, o gás natural de Urucu e o Diesel; no terceiro período entra nessa competição o linhão de Tucuruí e finalmente no quarto período teria-se competindo com as demais fontes a hidrelétrica de Cachoeira Porteira.

Em cada um dos quatro períodos em que foi dividido o horizonte de planejamento é tomada uma decisão sobre o atendimento dos requisitos de demanda e de energia, os quais estão

apresentados no Apêndice B. Quando da tomada de decisão o modelo desenvolvido considera que as mesmas são mutuamente exclusivas, não possibilitando a entrada de mais de uma opção.

Vale salientar, no entanto, que essa restrição pode ser facilmente suprimida o que significaria inclusive um ganho de velocidade na resolução do problema, pois estaria sendo reduzido o número de variáveis inteiras binárias.

O atendimento dos requisitos de energia se dá como uma condição intrínseca de um problema de fluxo de energia, enquanto que o atendimento de demanda está sendo garantido através de restrições que obrigam a compra de uma máquina mesmo que esta seja capaz de atender o requisito de energia.

7.5 Método

Para analisar o problema de suprimento de eletricidade para Manaus, Itacoatiara, Manacapuru, Iranduba, Parintins, Coari, Tefé, Maués e Tabatinga cuja localização pode ser vista na Figura 7.1, inicialmente buscou-se a solução sobre a ótica de cada um dos critérios estabelecidos para análise, ou seja, mínimo custo global, mínima emissão de CO₂, mínima área desmatada ou inundada e máxima geração de emprego.

De modo a compatibilizar critérios de natureza econômica, ambiental e social utilizou-se o método de goal programming preemptivo, descrito por Steuer (1989) e comentado no capítulo 5.

Embora através desse método o decisor tenha que estabelecer previamente sua preferência, simulações foram realizadas para duas preferências distintas podendo ser facilmente realizadas para mais combinações. Vale salientar que as alternativas são mutuamente exclusivas, utilizando-se para tal variáveis inteiras binárias, segundo Nemhauser et al. (1988).

7.6 Pacote computacional para o planejamento da expansão de sistemas isolados

Afim de tornar prática a tarefa de analisar as diferentes possibilidades para expansão dos sistemas isolados, toda a modelagem realizada para esse estudo de caso que possui 1148

variáveis sendo 314 inteiras binárias, foi incorporada em um pacote computacional composto pela planilha eletrônica Excel 97 e o software comercial de otimização LINGO 4.0, o qual utiliza o método simplex revisado para problemas lineares, como o que foi desenvolvido para esse estudo, e o método de Branch Bound para variáveis inteiras, que também fazem parte do modelo desenvolvido e que foi aplicado nesse estudo.

Toda a entrada de dados é feita através do ambiente Excel, onde são calculados os coeficientes necessários para a função objetivo e para as restrições, as quais são alocadas em células pré-estabelecidas em outra planilha do mesmo documento, que estão ocultas. Através do LINGO viabilizou-se a leitura dos dados de coeficientes gerados e disponíveis em Excel.

Uma vez resolvido o problema, o LINGO envia a solução para o Excel para células pré-determinadas, possibilitando assim gerar um relatório com o resultado da otimização. Um modelo desse relatório encontra-se no Apêndice D.

Dessa forma, tem-se um instrumento que possibilita realizar diversas simulações e análises de sensibilidades com praticidade.

O código para fazer o estudo apresentado nesse capítulo está no Apêndice E.

7.7 Resultados do estudo de caso

Antes de iniciar a análise dos resultados, é preciso esclarecer que as comparações normalmente serão feitas com relação às termelétricas a óleo Diesel, por ser essa a solução tecnológica tradicionalmente adotada na região. Considerou-se ainda que os custos de geração atuais são aqueles sem os subsídios, de modo a colocar em uma base comum as diferentes alternativas de suprimento de energia elétrica.

Inicialmente obteve-se a solução para atendimento sob a ótica exclusiva de cada um dos critérios, sendo o resultado apresentado nas Tabelas 7.2, 7.3, 7.4 e 7.5.

Tabela 7.2 Solução ótima para o critério de mínimo custo.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão de Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	LT de Guri	LT de Guri	LT de Guri	108,9 38	3.975,253 0,00	1.220	142
Itacoatiara	Diesel Cogeração Conserv.	Diesel Cogeração Conserv.	Gás Natural Cogeração Conserv.	Gás Natural Cogeração Conserv.	143,44 144,63	85.851,74 93.026,27	589,00*	38
Manacapuru	Diesel	Diesel	Gás Natural	Gás Natural	147,98 126,28	68.124,00 61.952,00	154,00*	17
Irlanduba	Diesel	Diesel	Gás Natural	Gás Natural	187,91 141,24	54.715,00 56.089,00	128,00*	13
Parintins	Diesel	Diesel	Lenha	Lenha	203,29 166,33	60.571,00 0,00	---	720
Coari	Diesel	Diesel	Gás Natural	Gás Natural	187,24 148,88	27598,00 27.751,00	707,00*	9
Tefé	Diesel	Diesel	Lenha	Lenha	199,39 167,05	46.504,00 0,00	----	531
Maués	Diesel	Diesel	Lenha	Lenha	153,76 212,03	10.496,00 0,00	----	244
Tabatinga	Diesel	Diesel	Lenha	Lenha	233,12 224,50	30.221,00 0,00	---	331

*Devido ao gasoduto.

OBS: Os valores superiores das colunas “custo de geração” e “emissão de carbono” são referentes a alternativa que inicialmente participa da solução e, o valor inferior é para alternativa que entra na solução no último período.

Tabela 7.3 Solução ótima para o critério de mínima área desmatada ou inundada.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão De Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	108,9	3.975,253	0,00	20
Itacoatiara	Diesel	Diesel	Lenha Cons	Lenha Cons	133,95 160,84	74.878,00	0,00	800
Manacapuru	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	237,88 174,57	0,00	0,00	697
Irlanduba	Diesel	Lenha	Lenha	Lenha	140,71 165,74	0,00	0,00	455
Parintins	Diesel	Lenha	Lenha	Lenha	147,17 209,00	0,00	0,00	478
Coari	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	232,05	0,00	0,00	1.277
Tefé	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	260,31 176,10	0,00	0,00	530
Maués	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	286,79	0,00	0,00	781
Tabatinga	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	293,76	0,00	0,00	1.593

OBS: Os valores superiores das colunas “custo de geração” são referentes a alternativa que inicialmente participa da solução e, o valor inferior é para alternativa que entra na solução no último período.

7.4 Solução ótima para o critério de máxima geração de emprego.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão de Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	LT de Guri	LT de Guri	LT de Guri	108,9/38	3.975,253	1.220	142
Itacoatiara	Óleo vegetal Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	277,58	0,00	0,00	4.671,00
Manacapuru	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	237,88	0,00	0,00	1.697,00
Iranduba	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	262,61	0,00	0,00	2.746,00
Parintins	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	273,40	0,00	0,00	2.244,00
Coari	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	232,05	0,00	0,00	1.277,00
Tefé	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	260,31	0,00	0,00	2.196,00
Maués	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	286,79	0,00	0,00	781,00
Tabatinga	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	293,76	0,00	0,00	1.593,00

Tabela 7.5 Solução ótima para o critério de mínima emissão de CO₂.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão de Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	LT de Guri	LT de Guri	LT de Guri	108,9/38	3.975,253	1.220	142
Itacoatiara	Óleo vegetal Conserv.	Lenha Conserv	Lenha Conserv	Lenha Conserv	277,58 160,84	0,0	0,00	1.200
Manacapuru	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	237,88 174,57	0,0	0,0	697
Iranduba	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	262,61 165,74	0,0	0,0	455
Parintins	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	273,40 209,00	0,0	0,0	478
Coari	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	232,05 162,96	0,0	0,0	463
Tefé	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	260,31 176,10	0,0	0,0	530
Maués	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	286,79 212,03	0,0	0,0	244
Tabatinga	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	Lenha	293,76 224,50	0,0	0,0	331

Primeiramente observa-se que sob qualquer um dos critérios, o Diesel vai perdendo competitividade com o passar do tempo, não passando do segundo período, que corresponde a 6 anos.

Outro ponto que merece destaque é a competitividade das térmicas a lenha frente ao Diesel com o aumento da demanda e a disponibilidade técnica para sua utilização.

Observa-se que pelo critério de máxima geração de emprego a tecnologia que penetra em todo o interior é o óleo vegetal. Esse resultado era previsível, haja vista que essa alternativa possui um nível de agregação de mão-de-obra bem superior as demais opções.

Os custos de geração permanecem bastante elevados, mesmo na solução de mínimo custo, o que significa a necessidade de alguma forma de subsídio para que as tarifas de eletricidade se aproximem da realidade econômica regional, ou por outro lado, que ações sejam desenvolvidas no sentido de melhorar o padrão econômico da população para fazer frente ao custo Amazônia. Há que se notar que na maioria das localidades o custo de geração decresce ao longo do horizonte de planejamento, como pode ser visto na Tabela 7.2.

Os programas de conservação de energia, quando vistos como uma oferta de energia, apresentam-se como a opção que leva ao menor custo de geração, 86,19 % inferior aos custos atuais, além de evitar a emissão de CO₂. Apesar disso, da mesma forma que a cogeração, essa é uma opção que não é capaz de atender sozinha o crescimento da demanda projetada.

A opção de Guri para Manaus em quase todos os critérios é oportuna para mostrar que o instrumento proposto deve ser utilizado para balizar a tomada de decisão, havendo outros fatores que devem ser postos em discussão. A opção de Guri para Manaus foi descartada pelo Ministério de Minas e Energia tempos atrás sendo sua disponibilidade definida somente para Boa Vista, conflitos internos na Venezuela estão atrasando o cronograma de execução da linha de transmissão o que significa, em última instância, ampliar o risco de desabastecimento elétrico naquela capital.

Feita essa análise preliminar buscou-se as soluções ótimas para atendimento das demandas para duas ordens hierárquicas diferentes. Os resultados encontram-se nas Tabelas 7.6 e 7.7.

Tabela 7.6 Solução ótima adotando a hierarquia, custo, área desmatada, emprego e emissão.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão De Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	LT de Guri	LT de Guri	LT de Guri	108,9/38	3.975,253	1.220	142
Itacoatiara	Óleo vegetal Conserv.	Gás Natural Conserv.	Gás Natural Conserv.	Gás Natural Conserv.	144,44	93.026,27	589*	4.671,00
Manacapuru	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Gás Natural	Gás Natural	126,28	61.952,00	154*	1.697,00
Iranduba	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Gás Natural	Gás Natural	141,24	56.089,00	128*	2.746,00
Parintins	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	273,40	0,00	0	2.244,00
Coari	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Gás Natural	Gás Natural	148,88	27.751,00	707*	1.277,00
Tefé	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Lenha	Lenha	167,05	84.055,55	0	2.196,00
Maués	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	286,79	0,00	0	781,00
Tabatinga	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	293,76	0,00	0	1.593,00

* Devido ao gasoduto.

Tabela 7.7 Solução ótima adotando a hierarquia emissão, área desmatada, emprego e custo.

Localidade	ALTERNATIVA ÓTIMA				Custo De Geração (US\$/MWh)	Emissão De Carbono (tC)	Área Desmatada ou Inundada (ha)	Empregos diretos gerados
	1999-2001	2002-2004	2005-2006	2007-2008				
Manaus	Diesel	LT de Guri	LT de Guri	LT de Guri	108,9/38	3.975,253	1.220	142
Itacoatiara	Diesel Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	Óleo vegetal Conserv.	277,58	0,00	0,00	4.671,00
Manacapuru	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	237,88	0,00	0,00	1.697,00
Iranduba	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	262,61	0,00	0,00	2.746,00
Parintins	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	273,40	0,00	0,00	2.244,00
Coari	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	232,05	0,00	0,00	1.277,00
Tefé	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	260,31	0,00	0,00	2.196,00
Maués	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	286,79	0,00	0,00	781,00
Tabatinga	Diesel	Óleo vegetal	Óleo vegetal	Óleo vegetal	293,76	0,00	0,00	1.593,00

Observa-se que ao colocar em jogo diferentes preferências a opção das térmicas a Diesel, só participam da solução quando não há outra opção, ou seja, ficam restritas quando muito ao primeiro período, o que indica que a solução tradicional é inadequada.

Pode-se observar que ao abandonarmos a solução de mínimo custo e decidirmos pela solução de mínima emissão, por exemplo, incorre-se em um custo adicional na geração e consequentemente na tarifa de eletricidade.

Sendo assim, é possível determinar o custo social para evitar a emissão de CO₂, fazendo-se simplesmente a diferença entre os valores de tarifa nos dois casos e dividindo-a pela diferença de níveis de emissão também nos dois casos. Tomando-se o caso por exemplo de Itacoatiara, tem-se um custo social refletido no custo de geração de US\$ 16,21/MWh para evitar a emissão de 93.026,27 toneladas de carbono por ano.

Raciocínio análogo pode-se fazer para calcular o custo social para evitar o desmatamento, ou qualquer outro impacto ambiental que haja interesse em sua monetarização.

Este trabalho evidencia as inúmeras potencialidades energéticas regionais, bem como as inúmeras possibilidades de aproveitamento desse potencial. No entanto, o aproveitamento adequado dessas potencialidades, passa necessariamente pelo estabelecimento de uma política energética concreta, baseada em um programa de planejamento energético a nível municipal e estadual em harmonia com o planejamento nacional, que contemple horizontes de curto, médio e longo prazo.

Fica evidente também, através desse trabalho, que a sociedade precisa estar esclarecida e organizada, de modo a participar das decisões, uma vez que existem custos a serem pagos por esta para atingir metas sócio-ambientais.

Um dos grandes desafios da incorporação das externalidades na tomada de decisão sobre empreendimentos energéticos, consiste no desenvolvimento de instrumentos adequados para tal. Nesse sentido, o trabalho desenvolvido representa uma contribuição ímpar, pois o método desenvolvido e utilizado contempla essa particularidade. É fundamental no entanto, para que o instrumento desenvolvido possa ser eficiente, que informações mais precisas sejam obtidas, sobre as potencialidades energéticas regionais, e as implicações sócio-ambientais de seu aproveitamento.

O presente estudo mostra claramente o potencial do instrumento desenvolvido, não somente na definição de um conjunto de obras que devem ser implementadas. A utilidade deste perpassa esse plano podendo representar um instrumento importantíssimo para o agente regulador do setor elétrico.

Para entender essa assertiva, é importante dizer que é o estado enquanto agente regulador e responsável pelo planejamento indicativo, precisa mais que elencar obras prioritárias, é necessário que este sinalize através de instrumentos de regulação econômica, para onde efetivamente o setor deve caminhar. Sendo assim, o instrumento desenvolvido presta-se perfeitamente para esse fim, uma vez que é possível observar o efeito de medidas econômicas, como a adoção de subsídios na competitividade das fontes de energia.

CAPÍTULO 8

DIRETRIZES PARA O PLANEJAMENTO DO SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE DOS SISTEMAS ISOLADOS DA AMAZÔNIA

8.1 Introdução

Adotando-se como referência as discussões realizadas nos capítulos anteriores apresenta-se uma proposta sobre os elementos que considera-se importante como norteadores do processo de planejamento e tomada de decisão relativas ao suprimento de energia elétrica dos sistemas isolados na Amazônia. Discute-se ainda os instrumentos políticos que podem ser utilizados para viabilizar os objetivos definidos no processo de planejamento setorial.

É fundamental esclarecer que os temas apresentados nesse capítulo, dada a sua complexidade e importância, precisam ser tratados de maneira mais criteriosa. Sendo assim, as reflexões apresentadas devem ser entendidas como uma discussão superficial, porém motivadora de dissertações e teses.

Apesar da abordagem ser superficial é importante que ela conste desse trabalho, pois o tratamento adequado dessas questões podem viabilizar, dentre outras coisas, a aplicação plena do instrumento proposto.

8.2 O papel do governo com relação ao setor elétrico

De modo a balizar a discussão sobre as diretrizes a serem seguidas no planejamento do suprimento de eletricidade dos sistemas isolados, é fundamental esclarecer qual a postura que o governo está assumindo nesse processo.

Embora estejamos vivenciando a diminuição da presença do poder público no setor elétrico, esta não deverá se verificar de maneira total. Segundo Bajay et al. (1998) “...dentro da concepção moderna, o governo deve atuar em três esferas, bem distintas e complementares, em relação ao setor elétrico:

- (i) *políticas energéticas;*
- (ii) *planejamento indicativo; e*
- (iii) *regulação.*

Estabelecer uma política energética significa, em última instância, traçar as orientações básicas para o desenvolvimento do setor a serem seguidas por todos os agentes envolvidos direta ou indiretamente. Cabe, portanto, ao órgão responsável pelo estabelecimento da política energética nacional, no caso brasileiro o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE instituído pela Lei 9.478 de 06 de agosto de 1997, sinalizar as suas prioridades e diretrizes para a evolução do setor.

A elaboração do planejamento indicativo representa uma ação executiva do órgão responsável pelo estabelecimento das políticas energéticas, no caso brasileiro, atribuição delegada ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE.

Segundo Bajay et al. (1998) “O planejamento indicativo permite que se proponha metas de desenvolvimento para o setor, alinhadas com as políticas energéticas vigentes.”

É oportuno salientar que não existe a obrigatoriedade do cumprimento das metas propostas no planejamento indicativo por parte dos agentes envolvidos no setor, contrariamente ao que se verifica no planejamento determinativo praticado até então no Brasil.

A função do agente regulador é, em linhas gerais: prevenir abusos de “monopólio naturais”¹; buscar se aproximar do que seria o comportamento de um mercado competitivo; promover um desenvolvimento autosustentado, financeira e ambientalmente, das indústrias de energia elétrica; mediar conflitos entre os agentes envolvidos no setor; impedir a formação ou a manutenção de cartéis e fazer a fiscalização das empresas. Esse papel atualmente está sendo desempenhado no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, criada com esse objetivo.

Embora tenha verificado-se no caso brasileiro um excessivo valor para as ações de regulação, é fundamental perceber que a ação regulatória só poderá ser levada a efeito de maneira eficaz e eficiente se o planejamento indicativo tiver sido realizado de maneira criteriosa, gerando, entre outros produtos, informações e dados de referência.

Verifica-se, portanto, que o governo brasileiro adaptou-se para cumprir as três tarefas anteriormente descritas. Para que os benefícios dessa nova postura sejam mais largamente sentidos é recomendável que:

- O agente responsável pelo estabelecimento das políticas energéticas a nível nacional concretize essa ação e determine de maneira clara e objetiva o rumo a ser seguido pelo setor. Sendo desejável que essas metas não apresentem conflitos com os interesses da sociedade.
- Os governos estaduais sejam estimulados a estabelecerem políticas energéticas dentro da esfera da administração que lhes cabe, estando estas em sintonia com a política nacional e com os interesses da sociedade;
- O CCPE desenvolva instrumentos para o planejamento condizentes com a nova realidade setorial. Estes instrumentos deverão, sob pena de incorrerem em grandes equívocos que penalizem em última instância a sociedade em geral, serem capazes de perceber as diferenças regionais, tanto no que diz respeito à configuração do setor elétrico quanto às diferentes potencialidades energéticas locais que podem ser contempladas no estudo.
- O planejamento setorial não seja pautado unicamente em fatores técnico-econômicos e que incorpore as externalidades sócio-ambientais.

¹ Embora já existam consumidores livres e cativos, como este últimos são em maioria, justifica-se a preocupação com a proteção destes, uma vez que podem ocorrer subsídios cruzados, na tentativa de atrair consumidores livres.

- Haja ações concretas de incentivo a descentralização das funções do órgão regulador, dada as dimensões continentais do país e a existência de uma situação de péssimo suprimento de eletricidade principalmente na Região Norte. Nela, atualmente, somente o Estado do Pará possui uma Comissão de Serviços Públicos com poderes delegados pela ANEEL.

8.3 O processo de planejamento energético

No processo de planejamento de um sistema, qualquer que seja ele, pode-se distinguir duas etapas bem diferenciadas: uma corresponde a compreensão da estrutura e do funcionamento do sistema no passado e no futuro; e a outra a análise prospectiva.

Segundo Suárez (1992) *“a intenção explícita de atuar sobre um sistema para controlar sua trajetória requer:*

1. *Um juízo de valor sobre as trajetórias alternativas, que permita distinguir entre aquelas desejáveis e as não desejáveis, comumente identificadas como os objetivos do plano.*
2. *A disponibilidade de instrumentos de controle sobre a dinâmica de funcionamento do sistema.*

A forma em que estes aspectos são concebidos e utilizados marca os diferentes paradigmas através dos quais se pode analisar e planejar o sistema”.

Tendo em vista que o sistema energético faz parte do sistema sócio-econômico, este é afetado pelas diferentes concepções teóricas do sistema econômico. Apesar disso, certas peculiaridades do setor energético fazem com que seja reconhecida a necessidade do planejamento setorial nas diferentes concepções econômicas.

Dessa forma o sistema energético pode ser focado sobre duas ópticas diferentes: como um ramo da atividade industrial ou de maneira sistêmica.

Considera-se que o enfoque como um ramo da atividade industrial, concebido dentro da visão neoclássica, mostra-se inadequado para o contexto amazônico. Entende-se que há

necessidade, no processo de planejamento, de formulação de hipóteses explicativas acerca do funcionamento do sistema, e que este não pode ser reduzido simplesmente a uma análise da demanda e da oferta de cada energético.

Outra forma de visualizar o sistema energético é a abordagem sistêmica, que considera-se mais adequada para a região amazônica. Segundo Suárez (1992) *“Este enfoque aborda o problema evidenciando a necessidade de definir um método de análise que permita tomar decisões apropriadas para enquadrar a evolução do sistema energético na estratégia global de desenvolvimento do país ou da região analisada”*.

8.4 Elementos de referência para tomada de decisão

O processo de tomada de decisões, para que atinja plenamente os objetivos pretendidos, deve adotar como alicerce, segundo Suárez (1992), *“... a compreensão sólida e correta dos mecanismos e estruturas dos sistemas energéticos nacionais e regionais e do contexto sócio-econômico em geral no qual são desenhadas e implementadas as diferentes políticas”*. Entende-se, entretanto, que a assertiva de Suárez deva ser complementada com o conhecimento sobre o ecossistema que será impactado com ações decorrentes das decisões a serem tomadas.

A seguir apresenta-se alguns aspectos que sugere-se sejam considerados no processo de tomada de decisão.

8.4.1 A energia como parte de uma estratégia de desenvolvimento

Como ficou explícito no capítulo 2 deste trabalho, nas ações de desenvolvimento sócio-econômica implementadas na região amazônica ao longo de sua história, sempre coube ao sistema elétrico participação marginal.

Portanto, a partir dessa leitura histórica deve-se destacar a importância das políticas energéticas para a Amazônia estarem em sintonia com as políticas de desenvolvimento auto-sustentável.

8.4.2 A necessidade de mais energia para melhorar o nível de vida

A energia sempre foi essencial para suprir as necessidades de todas as sociedades. É necessário, portanto, pensar nela não como um fim em si mesmo, mas um meio para garantir o suprimento de diversas necessidades humanas, como a alimentação, moradia, educação, saúde, produção, etc.

Na Amazônia é grande o número de domicílios não eletrificados, sendo comum nos centros urbanos que contam com sistema de suprimento elétrico a existência de demanda reprimida, além da Região possuir um baixo nível de desenvolvimento econômico.

Diante desse quadro, fica evidente a necessidade de ampliar a oferta de energia elétrica na região amazônica, mesmo que ganhos significativos de redução de consumo de eletricidade possam ser atingidos.

8.4.3 A necessidade de investimentos adicionais

O sistema elétrico caracteriza-se por ser intensivo em capital, havendo necessidade, portanto, de grande investimento para o funcionamento e desenvolvimento deste.

Nos sistemas isolados que suprem os mercados de eletricidade na Amazônia, esse aspecto é extremamente relevante uma vez que as usinas existentes precisam ser revitalizadas para reduzir seus custos operacionais e novas usinas precisam ser construídas.

Vale observar que os investimentos na Amazônia quase sempre são maiores do que em outras regiões do país, principalmente pelas grandes distâncias a serem vencidas e pela precariedade do sistema de transporte. Soma-se a isso a necessidade de investimentos no controle dos impactos negativos que se verificam ao longo de toda a cadeia energética.

8.4.4 Fontes de suprimento disponíveis

No médio e curto prazo, a Amazônia possui uma ampla margem para aproveitamento de fontes menos impactantes que as tradicionalmente usadas pelo setor elétrico, como a hidreletricidade, o gás natural e o uso eficiente da biomassa. Os programas de eficiência energética e de uso racional de energia também concorrem para ampliar a gama de opções de suprimento disponíveis.

8.4.5 As questões ambientais, humanas e naturais do uso da energia

É crescente a preocupação com os impactos no ambiente humano e natural em todas as atividades humanas em geral, e particularmente aquelas pertinentes ao funcionamento dos sistemas energéticos.

Sendo assim, é aconselhável que a análise para apoiar o planejamento energético contemple os efeitos ambientais, benignos e malignos, ao longo da cadeia energética, desde a produção das fontes primárias até o uso final. Dentro desse contexto é oportuno pensar na incorporação dos impactos irreversíveis no longo prazo, como estratégia para assegurar as condições de vida para as gerações futuras.

É possível internalizar os custos e benefícios para sociedade, de modo a conciliar a crescente demanda de serviços de eletricidade com os requerimentos de um desenvolvimento sustentável. Desta forma viabilizaria-se a garantia de suprimento de eletricidade ao mínimo custo total.

8.4.6 Enfoque integrado multiobjetivo

O planejamento energético para os sistemas isolados da Amazônia, defendido neste trabalho, requer um enfoque que contemple variadas formas de suprimento de energia, assim como seus impactos, negativos e positivos, sobre o ambiente humano e natural.

Acredita-se que numa fase preliminar o planejamento considere os custos internos das diferentes opções, tanto do lado da oferta quanto da demanda, as potencialidades locais e os impactos no ambiente humano e natural. No entanto, é preciso que o planejamento evolua, contemplando as demandas por uso final de serviços de energia a nível de energia útil.

A abordagem multiobjetivo carece do desenvolvimento de instrumentos de planejamento, tendo em vista que os instrumentos atualmente utilizados para o planejamento da expansão do setor elétrico no Brasil não contemplam todas as questões mencionadas anteriormente. No entanto, o presente trabalho, traz as bases para que tal instrumento possa ser desenvolvido e utilizado no planejamento do suprimento dos sistemas isolados na Amazônia.

8.4.7 Diversidade dos mercados

Conforme foi abordado no capítulo 3, o mercado de eletricidade na Amazônia apresenta características não uniformes em toda a região. Diferentes realidades culturais, legais, e de condições de suprimento elétrico, exigem abordagem diferenciada nas ações de desenvolvimento sócio-econômico em geral, e nas de suprimento energético em particular.

No que diz respeito ao suprimento de eletricidade, tem-se comunidades eletrificadas e comunidades distantes fisicamente e culturalmente dessa condição na Amazônia. Existem populações indígenas, populações tradicionais, etc., com visões diferenciadas de desenvolvimento, além de estarem sujeitas a diferentes regras em termos legislação. Sendo assim, o planejamento do suprimento de eletricidade dessas comunidades deve contemplar distintas estratégias.

8.5 O processo de tomada de decisão

É salutar que o planejamento energético esteja intimamente incorporado com o planejamento sócio-econômico, levando em consideração múltiplos critérios e objetivos e dessa forma atingir objetivos gerais tais como: a melhoria da qualidade de vida, preços compatíveis

com a realidade sócio-econômica, minimização de impactos negativos no ambiente humano e natural, etc.

É saudável ainda, a participação de múltiplos atores, entretanto, é importante deixar claro que o envolvimento de múltiplos atores na tomada de decisão, não exime de responsabilidade os decisores, uma vez que estes continuam com a responsabilidade sobre a revisão e consulta do planejamento, de modo a aproveitar oportunidades ou prevenir danos decorrentes de mudanças que possam se verificar, já que o setor energético é dinâmico.

Inúmeros problemas que podem surgir quando da implementação do planejamento, podem ser evitadas através do tratamento adequado das incertezas, tanto de natureza técnico-econômica, quanto aquelas decorrentes da insuficiência de dados científicos em determinadas áreas do conhecimento. O tratamento das incertezas possui papel importante também, no processo de determinação da evolução da demanda, carecendo de tratamento criterioso.

Dada as inúmeras incertezas associadas ao ambiente amazônico, é importante que o processo de tomada de decisão seja capaz de conduzir à soluções robustas.

8.5.1 O planejamento energético integrado

Há um reconhecimento de decisores e analistas energéticos quanto a necessidade de uma integração mais profunda entre o sistema energético e o sistema sócio-econômico tanto a nível regional como nacional e internacional.

A abordagem integrada no entanto, exige um conhecimento maior das necessidades de energia e das possibilidades para atendê-las, seja através da ampliação da oferta, seja através da gestão pelo lado da demanda.

Como discutido no capítulo 3, advoga-se que o Planejamento Integrado de Recursos – PIR seja a metodologia adequada para os sistemas isolados da Amazônia. No entanto, para viabilizar sua aplicação na forma mais completa inúmeras barreiras precisam ser vencidas.

Apesar das dificuldades existentes para implementar o PIR na Amazônia, a busca por esse objetivo é factível, e as ações para atingi-lo podem ser iniciadas no curto prazo. Dentro dessa perspectiva, o instrumento desenvolvido através dessa pesquisa apresenta-se como um patamar inicial nessa escalada.

Como ficou claro através do estudo de caso apresentado e discutido no capítulo 7, vários elementos precisam ser contemplados para que o instrumento de planejamento e tomada de decisão proposto neste trabalho contemple todos os aspectos do PIR. Apesar disso, o estudo realizado evidencia as barreiras a serem vencidas para que este instrumento possa evoluir, dentre as quais destaca-se a carência e baixa confiabilidade de informações tanto de natureza econômica como ambientais, tecnológicas, demográficas, etc.

Vale frisar, que embora haja um considerável distanciamento entre o instrumento proposto e aquele que espelhe com exatidão o PIR, este representa um avanço extremamente significativo com relação ao processo de planejamento e tomada de decisão que atualmente são adotados para o suprimento dos sistemas isolados na Amazônia.

8.5.2 O planejamento multiobjetivo

Normalmente o debate quanto a incorporação das externalidades ambientais e sociais concentram-se na monetarização destas e posterior incorporação a uma função global de custos a qual procura-se minimizar.

Essa abordagem, no entanto, mostra-se ineficaz em alguns casos dado a existência de objetivos de difícil monetarização, além da necessidade da incorporação de restrições de diversas naturezas necessárias para uma comparação mais correta das diferentes opções de suprimento.

Sendo assim, é oportuno o desenvolvimento de instrumentos adequados para o planejamento baseados em modelos de otimização que contemple diversos objetivos e restrições, enxergando toda a cadeia energética necessária para viabilizar a utilização de cada alternativa considerada.

O instrumento desenvolvido e apresentado neste trabalho traz as características descritas anteriormente como importantes para um planejamento energético mais adequado.

Cabe destacar que contrariamente a abordagem adotada para monetarização de impactos e posterior internalização, no instrumento proposto, considera-se os impactos em si, no caso a geração de emprego direto, a emissão de CO₂, a área inundada e/ou desmatada, e através da metodologia de programação por metas, consegue-se monetarizar esses impactos.

No momento em que está em discussão os mecanismos de desenvolvimento limpo conhecidos como CDM (*Clean Development Mechanism*) o qual trás como tema central o valor a ser pago pelo seqüestro de carbono, o instrumento proposto mostra-se bastante oportuno e aponta um caminho a ser seguido no equacionamento e solução dessa problemática.

Vale salientar que o valor monetário dos impactos sociais e ambientais das alternativas consideradas, encontrado através do instrumento proposto, é função das alternativas colocadas em competição. Dessa forma entende-se que o planejamento seja mais adequado, uma vez que o valor das consideradas externalidades econômicas variam de acordo com cada realidade regional.

Outro aspecto importante relativo ao instrumento proposto é que este evidencia qual o custo social da decisão, o que facilita o processo de escolha e de aceitação por parte da sociedade.

8.5.3 O planejamento com múltiplos atores

É evidente que a política energética afeta toda a sociedade, conseqüência da importância que a energia têm na vida de cada indivíduo. Sendo assim, assume fundamental importância a participação de diferentes atores no planejamento, devendo esta participação ocorrer de maneira diferenciada para cada etapa do processo de planejamento.

Embora exista uma grande dificuldade na incorporação de uma variedade de interesses, sendo estes quase sempre conflitantes entre si, é importante que investimentos sejam feitos nessa área. Segundo Suárez (1992) “*Além de integrado, o processo de tomada de decisão deveria*

ponderar a importância dos diferentes atores com as correspondentes e proporcionadas responsabilidades, de maneira tal que se evitem situações nas quais a implementação de um programa se vê interrompido por conflitos entre interesses locais e gerais, ou as decisões importantes são tomadas sem uma avaliação adequada de suas conseqüências sobre outros atores”.

8.5.4 A incorporação de riscos e incertezas relativas ao ambiente

Tendo em vista o pouco conhecimento existente sobre diferentes aspectos da Amazônia, é recomendável a incorporação no processo de planejamento a avaliação de riscos e incertezas, ultrapassando, inclusive, a abordagem tradicionalmente adotada no setor elétrico e fazendo-se a incorporação de riscos e incertezas de caráter sócio-ambiental.

Considerando-se que o governo incentiva claramente a entrada do setor privado nos empreendimentos energéticos, é oportuno reduzir riscos e incertezas associados a empreendimentos na região amazônica, de modo a viabilizar a entrada do capital privado. Nesse processo a pesquisa e os projetos demonstrativos podem contribuir de maneira significativa.

8.6 Opções, instrumentos e limitações em matéria de política

Até então discutiu-se os elementos que podem contribuir para que o planejamento e as decisões relativas ao suprimento de eletricidade nos sistemas isolados na Amazônia sejam levados a efeito dentro uma abordagem integrada, multiobjetiva e que seja robusta ante as incertezas.

Agora discute-se as diferentes opções de suprimento disponíveis e os instrumentos de política que podem ser adotados para conduzir os diversos atores envolvidos, uma vez que a efetiva implementação das ações definidas no planejamento estarão fortemente condicionadas a estas questões.

8.6.1 Iteração entre as opções e os processos de decisão

As decisões políticas influenciam de maneira significativa no desenvolvimento tecnológico e nas opções energéticas a serem exploradas para suprimento de demandas futuras. Por outro lado as políticas energéticas são desenhadas com base nos recursos disponíveis e tecnologias futuras para explorar esses recursos. Sendo assim, os potenciais e limites das opções de suprimento são o insumo básico para a definição das políticas energéticas.

A seguir discute-se o conjunto de opções de suprimento que podem ser consideradas no planejamento para o suprimento de eletricidade nos sistemas isolados na Amazônia.

a) Programas de gerenciamento pelo lado da demanda

Os programas de gerenciamento pelo lado da demanda – GLD devem adotar como premissa básica a garantia da qualidade dos serviços prestados. A maximização dos benefícios desses programas passa pela implementação de ações em todos os elos da cadeia energética através de medidas que sejam factíveis tecnicamente e atrativas economicamente.

A experiência de outros países indica a necessidade do estabelecimento de normas e incentivos regulatórios para promover a produção/importação e utilização de artefatos mais eficientes. É importante, também, que os ganhos econômicos e financeiros estejam assegurados tanto para os produtores quanto para os consumidores e, ainda, que os consumidores finais estejam perfeitamente esclarecidos para que essas ações tenham sucesso.

Como exemplo da ação governamental para promover o uso racional de energia tem-se o Decreto Presidencial nº. 3.330 de 6 de janeiro de 2000, que estabelece que todos os órgãos da administração pública federal direta e indireta, deverão reduzir o consumo de energia elétrica em 20% até 2002, tomando como referência o consumo médio verificado em 1998.

Defende-se que esse tipo de ação seja reproduzida a nível estadual e municipal, deixando claro que existe uma política nacional que deve ser seguida.

Inúmeras são as oportunidades para uso racional de energia na região amazônica. Como exemplo tem-se a predominância de um padrão arquitetônico completamente dissociado das características climáticas da região e que levam a um consumo excessivo de energia elétrica. Esse problema pode ser atacado através da adoção de critérios de projetos estabelecidos no código de obras das cidades, e através de medidas contempladas nos planos diretores destas.

Outro aspecto a ser considerado para o sucesso dos programas de GLD é a criação de estruturas institucionais especializadas na região, viabilizando assim o suporte técnico apropriado.

b) Hidreletricidade

A Amazônia ainda possui um grande potencial a ser explorado em hidreletricidade, no entanto, esse potencial precisa ser explorado de maneira criteriosa, diferentemente de experiências passadas.

No que se refere aos mercados considerados nesse trabalho, o aproveitamento do potencial hídrico se daria através de pequenos e médios aproveitamentos. Nem por isso, o tratamento deve ser menos criterioso.

Apesar de ser conhecido o potencial hídrico da região para produção de eletricidade para o suprimento de outras regiões, é quase que completamente desconhecido o potencial disponível para o suprimento dos mercados isolados da região. Sendo assim, a realização de estudos para identificação desse potencial representa o ponto de partida para que este venha ser considerado, de maneira mais ampla, como uma das opções de suprimento de eletricidade na região.

c) Gás Natural

O gás natural é visto por alguns atores do cenário energético, fundamentalmente empresas de petróleo e empresas de eletricidade, como a grande solução para o problema de abastecimento

de eletricidade na Amazônia, tanto pelo seu menor custo, comparativamente a outras opções, quanto pelo menor impacto ambiental provocado pelo uso deste.

Alguns pontos, no entanto, precisam ser observados quando da incorporação do gás natural como opção de suprimento de eletricidade para os mercados amazônicos. Os empreendimentos em gás natural são intensivos em capital, necessitando, portanto, de grandes demandas para viabilizá-los. Dada as grandes distâncias e a baixa demanda dos mercados existentes na região, empreendimentos com gás natural só apresentariam viabilidade econômica para os maiores mercados ou para aqueles que estejam muito próximos dos poços, havendo necessidade, portanto, de outra forma de suprimento para os demais mercados. Essa situação ficou evidente no estudo de caso apresentado no capítulo 7.

Com relação ao aspecto ambiental, do ponto de vista do aquecimento global é recomendável ponderar entre a menor influência na emissão de CO₂ e o efeito das emissões de metano.

d) Derivados de petróleo

Tradicionalmente o óleo Diesel e o óleo combustível foram, e ainda são, utilizados em larga escala para o suprimento de eletricidade na região amazônica, sendo o primeiro utilizado em todas as termelétricas localizadas no interior dos estados da região norte.

Tendo em vista a atual política de subsídios para utilização de derivados de petróleo para produção de eletricidade nos sistemas isolados, estes devem se manter pelo menos no curto e médio prazos. A redução significativa da utilização desses insumos no médio e longo prazos só será possível a partir do estabelecimento de instrumentos regulatórios, podendo ser de natureza econômica/financeira, técnica ou até mesmo ambiental, que promovam a redução da competitividade desses insumos e fomentem a penetração de outras fontes energéticas.

Como pode ser observado no estudo de caso realizado no capítulo 7, as fontes renováveis de energia apresentam viabilidade econômica quando o subsídio existente para o óleo Diesel é retirado.

e) Outras fontes energéticas renováveis (solar, eólica e biomassa)

No curto prazo é difícil imaginar uma contribuição significativa das fontes renováveis de energia – FRE para o suprimento de eletricidade a nível regional, nacional e global. Apesar disso, estas podem contribuir de maneira significativa no curto e longo prazo, desde que hajam políticas claras para incentivá-las principalmente em se tratando da Região Amazônica.

De maneira análoga aos programas de GLD, recomenda-se o estabelecimento de instrumentos regulatórios que aumentem a competitividade das fontes renováveis de energia. A retirada gradual de subsídios das fontes não renováveis, o investimento em pesquisa e desenvolvimento e a internalização das externalidades nos estudos de viabilidade econômica, podem contribuir de maneira expressiva para viabilizar o uso de fontes renováveis para suprimento dos sistemas isolados na Amazônia.

8.6.2 Instrumentos de política

Inúmeros instrumentos podem ser utilizados pelo poder público na tentativa de induzir empresas e outros atores a seguirem os rumos estabelecidos no planejamento energético.

A entrada de empresas privadas no setor elétrico impossibilitam que os objetivos estabelecidos no planejamento possam ser alcançados simplesmente através do programa de investimentos das empresas e da adoção de uma política de preços.

Embora alguns autores acreditem que seria suficiente utilizar mecanismos baseados no funcionamento do mercado, acredita-se que esses instrumentos seriam inapropriados para o

contexto amazônico por várias razões, destacando-se a inexistência de um mercado competitivo real.

A seguir são discutidos alguns instrumentos políticos que podem ser adotados para o contexto amazônico.

8.6.2.1 Princípios de tarifação baseado no custo total para a sociedade

Seria desejável que os preços dos energéticos fossem baseados nos custos do desenvolvimento de longo prazo, para a sociedade em geral, garantindo um suprimento com confiabilidade e qualidade.

É evidente que várias dificuldades precisariam ser vencidas para que essa abordagem viesse a ser posta em prática. No entanto, algumas ações poderiam ser desenvolvidas para avançar nessa direção, podendo-se inicialmente trabalhar com estimativas, porém não deixando de contemplar aspectos sócio-ambientais importantes.

A incorporação de múltiplos objetivos no planejamento seria um passo nessa direção. Além disso outros critérios poderiam ser adotados, tais como: tarifas especiais para consumidores de baixa renda, promoção de desenvolvimento em setores ou regiões remotas através da adoção de tarifas preferenciais, etc.

É importante destacar que tais critérios precisam ser transparentes e orientados a objetivos específicos. É fundamental também que essas ações não afetem a estabilidade econômica/financeira das empresas do setor.

8.6.2.2 Subsídios

Subsídio é o termo genérico para diferentes formas de ajuda financeira para compensar desigualdades ou estimular o desenvolvimento de um setor ou atividade. Apesar disso, nem sempre os subsídios cumprem com o papel inicialmente destinado a estes.

No caso dos sistemas isolados tem-se o subsídio da Conta de Consumo de Combustível - CCC, que pouco ou nada contribuiu para o desenvolvimento dos sistemas elétricos isolados da Região Norte. Pode-se dizer inclusive que a CCC inibiu a busca de outras fontes de geração de eletricidade na Região Amazônica dada a magnitude do subsídio para derivados de petróleo.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL já atuou na revisão do subsídio da CCC e decretou seu fim no ano 2013, no entanto, entende-se que a forma utilizada pelo órgão regulador para incentivar a penetração de fontes renováveis que adota como base o subsídio da CCC, não seja adequada para a Região Amazônica, conforme discussão feita no capítulo 3 deste trabalho.

Se for levado em conta a necessidade de um custo de capital maior nos empreendimentos com fontes renováveis, comparativamente a empreendimentos que utilizam insumos não renováveis, verifica-se que os subsídios devam ser direcionados para estes custos e não para os operacionais, limitando os incentivos no tempo, contrariamente ao que se verifica hoje.

Atrelando-se o planejamento energético ao planejamento sócio-econômico, políticas de subsídios ao desenvolvimento de atividades econômicas poderiam ser associadas a políticas de incentivos ao desenvolvimento de recursos energéticos renováveis. Para ilustrar essa afirmação, pode-se adotar como referência o caso da cultura do óleo de dendê, conforme estudo de caso apresentado no capítulo 7 deste trabalho. Esta cultura poderia ser estimulada através de subsídios para o plantio e vantagens financeiras para os produtores de eletricidade que utilizassem esse energético como forma complementar ao Diesel, em um percentual tal que não exigisse investimentos na transformação do parque gerador.

Esse tipo de ação levaria ao desenvolvimento de uma atividade econômico intensiva em mão-de-obra, além de viabilizar um insumo energético renovável que poderia vir a substituir totalmente o óleo Diesel no longo prazo. É evidente que para isso seria necessário equacionar problemas como o preço do óleo de dendê para fins alimentares.

8.6.2.3 Tributação

Outro instrumento de política energética, que poderia ser utilizado para promover as FRE e os programas de GLD, é a tributação, que consiste na cobrança de impostos diretos na produção ou consumo de energia produzida a partir de fontes impactantes ao meio ambiente. Poderia ser estabelecido a cobrança para determinados tipos de licenças ou permissões comerciais.

Os recursos financeiros advindos dessa tributação poderiam constituir um fundo para o financiamento de pesquisa e desenvolvimento para FRE e programas de GLD.

A adoção desse instrumento carece, no entanto, de uma análise criteriosa prévia dos efeitos a nível micro e macro econômico, de modo a prevenir efeitos colaterais indesejáveis.

8.6.2.4 Instrumentos regulatórios

Para que os instrumentos regulatórios sejam capazes de promover de maneira eficaz a utilização auto-sustentável dos recursos naturais para fins energéticos, é preciso um profundo conhecimento sobre diferentes aspectos envolvidos na exploração e utilização desses recursos.

A falta do acompanhamento adequado de experiências passadas com a utilização de recursos renováveis para fins energéticos na Amazônia, torna imprescindível o desenvolvimento de estudos e projetos pilotos, que forneçam informações sólidas para balizar a elaboração de instrumentos regulatórios, bem como a ação do agente regulador.

É oportuno propor o desenvolvimento de instrumentos regulatórios de caráter ambiental que assegurem níveis toleráveis de impactos ambientais ao longo da cadeia energética. É importante, no entanto, que esses instrumentos considerem avanços tecnológicos e científicos uma vez que estes tornam mais precisa a avaliação dos impactos ambientais.

CAPÍTULO 9

CONSIDERAÇÕES FINAIS

9.1 Introdução

Após as discussões apresentadas nos capítulos anteriores, apresenta-se neste capítulo uma avaliação final destas, bem como a proposição de alguns estudos que considera-se importante para consolidar a proposta apresentada de um modelo de planejamento para suprimento dos sistemas elétricos isolados na região amazônica.

9.2 Avaliação geral das discussões realizadas no corpo do trabalho

A abordagem realizada no capítulo 2 deixa evidente o tratamento inadequado dada a Amazônia brasileira no tocante ao desenvolvimento regional. Estratégias inadequadas associadas ao descaso com as potencialidades regionais e com as demandas reais da sociedade, fizeram com que os diferentes planos de desenvolvimento fracassassem.

O papel do setor elétrico no bojo dos diferentes planos de desenvolvimento concebidos para a Amazônia brasileira, sempre foi inexpressivo enquanto vetor de desenvolvimento, sendo um mero figurante nas ações de desenvolvimento sócio-econômico.

É importante ressaltar que ao longo da trajetória histórica do setor elétrico na Amazônia, verifica-se alguns episódios em que a oferta de energia foi bastante expressiva, como por exemplo quando da construção da hidrelétrica de Tucuruí. No entanto, essa energia atendia quase

que exclusivamente interesses do setor privado, não contribuindo de maneira significativa para o atendimento da população da região, e pelo contrário, impondo a esta o ônus pelo subsídio significativo da energia destinada à empresas energo-intensivas.

Entretanto, no cenário nacional onde verificam-se atualmente profundas mudanças no setor energético em geral e em particular no setor elétrico, apesar das críticas negativas que podem ser feitas, como as apresentadas no capítulo 3 deste trabalho, pode-se vislumbrar oportunidades para pensar e propor medidas que tornem efetivamente o setor elétrico um agente de desenvolvimento regional, conduzindo assim a um cenário sócio-econômico e ambiental mais satisfatório para a sociedade em geral na Amazônia brasileira.

A exemplo das oportunidades mencionadas, tem-se o PROENERGIA, cujas linhas gerais foram apresentadas no capítulo 4 deste trabalho. Este foi submetido à Câmara de Agroindústria da Superintendência da Zona Franca de Manaus – SUFRAMA com o intuito de garantir a produção de informações e técnicas que possibilitem a elaboração e execução de um planejamento adequado para o setor elétrico estadual, priorizando as potencialidades energéticas locais e garantido a participação da sociedade na tomada de decisões.

O PROENERGIA foi apresentado formalmente à Câmara de Agroindústria da SUFRAMA no dia 9 de maio do corrente ano pelo autor deste trabalho. Como resultado foi constituído dois grupos de trabalhos. O primeiro grupo a ser coordenado pelo superintendente da SUFRAMA, será constituído por representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica, Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia e Ministério do Meio Ambiente, o qual discutirá fontes de recursos para implementação dos projetos propostos no PROENERGIA. O segundo grupo, a ser coordenado por um assessor do superintendente da SUFRAMA, será constituído por representantes de universidades, EMBRAPA, INPA e algumas secretárias de estado, objetivando discutir amplamente as propostas feitas e eleger os projetos prioritários.

Dessa forma, entende-se que tenha sido dado um passo significativo para a implementação futura de uma metodologia de planejamento setorial que guarde os pressupostos básicos do Planejamento Integrado de Recursos – PIR, o qual defende-se no capítulo 4 como a metodologia mais adequada para o setor elétrico na Amazônia.

9.2.1 O modelo de planejamento proposto

Cabe ressaltar alguns aspectos associados ao modelo matemático proposto neste trabalho e que levaram a algumas soluções de suprimento para as demandas de eletricidade em algumas localidades no Estado do Amazonas, como pode ser visto no capítulo 7 desta.

O primeiro aspecto a ser destacado refere-se ao contexto de aplicação do modelo que é o dos sistemas isolados existentes na Amazônia. Dada a singularidade destes sistemas o modelo proposto não incorpora os mercados supridos pelo sistema interligado, como o existente em parte do Estado do Pará. Vale ressaltar ainda que, embora o estudo de caso tenha sido realizado para parte do Estado do Amazonas o instrumento pode contemplar todas as localidades bem como, outros estados da região Norte, sem que seja necessário efetuar mudanças significativas neste.

O segundo aspecto a merecer destaque diz respeito a dificuldade de obtenção de informações. Tal dificuldade pode ser explicada pelas seguintes razões: a diversidade das informações, dada as diferentes opções de suprimento e objetivos a serem contemplados, e ainda, o pouco interesse dos órgãos governamentais com a produção de dados estatísticos, o que significa em última instância o descaso com as ações de planejamento.

Vale ressaltar que há uma tendência do aumento da dificuldade de obtenção de informações no cenário de empresas privatizadas, sendo importante que os órgãos públicos setoriais atuem rapidamente no sentido de gerar as informações e instrumentos necessários para exercer plenamente os papéis que lhe cabem nesse novo contexto do setor elétrico, ou seja: estabelecer uma política energética, elaborar o planejamento indicativo e atuar como agente regulador.

As dificuldades encontradas para obtenção das informações fazem com que os resultados encontrados no estudo de caso, sejam olhados com cuidado. É prudente realizar um estudo de sensibilidade para verificar a robustez das soluções encontradas, o que pode ser feito com relativa facilidade. No entanto, é recomendável que estudos específicos sejam contratados para gerar informações confiáveis, principalmente aquelas associadas as fontes renováveis de energia, uma

vez que os projetos realizados na Amazônia envolvendo as opções contempladas nesse estudo, não foram devidamente monitorados ou foram feitos há muitos anos atrás.

O terceiro aspecto que merece destaque com relação ao instrumento de planejamento proposto é a destinação que pode ser dado a este. O instrumento proposto pode ser utilizado tanto pelo poder público quanto pelo setor privado. O setor privado pode utilizá-lo para avaliar diferentes opções de investimentos e dessa forma reduzir os riscos associados aos investimentos na região Amazônica.

O poder público pode utilizá-lo com diferentes propósitos. Pode-se destacar os seguintes: elaboração do planejamento indicativo, avaliação da eficácia dos instrumentos de regulação técnico-econômico para promoção de fontes renováveis de energia e programas de eficiência energética, avaliação da eficácia de instrumentos de regulação ambiental e ainda, tirar subsídios para discutir a monetarização de impactos sócio-ambientais dentro da concepção dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo – MDL.

Sendo assim, o instrumento proposto neste trabalho representa uma contribuição bastante significativa para o setor elétrico na região Amazônica, uma vez que incorpora as potencialidades e demandas locais, fazendo com que as ações no setor elétrico estejam associadas as questões de desenvolvimento regional auto-sustentável.

9.3 Trabalhos propostos

A problemática energética na Amazônia, mesmo restringindo-se somente ao setor elétrico, representa um grande desafio, não sendo possível imaginar que uma única tese seja suficiente para tratar e apontar soluções para todas as questões referentes ao tema.

Entendendo dessa forma e considerando-se que o trabalho aqui apresentado procurou analisar o suprimento de energia elétrica dos mercados isolados na Amazônia sobre diferentes aspectos, propõe-se os seguintes estudos para consubstanciar as discussões levantadas neste, além dos que possam ser considerados a partir das reflexões realizadas no capítulo 8:

a) Desenvolvimento de projetos pilotos com fontes renováveis de energia, priorizando experiências já desenvolvidas na região e que não chegaram a ser concluídas. Dentre esses projetos cabe destaque ao aproveitamento de biomassa lenhosa, com manejo sustentável de floresta nativa, resgatando o projeto iniciado pela Companhia Energética do Estado do Amazonas – CEAM no final da década de 1980. Esse projeto pode ser aperfeiçoado deixando-se de gerar somente energia elétrica e avançando-se para um aproveitamento racional dos gases de escape da termelétrica, fazendo-se o aproveitamento destes para pré-secagem da lenha e produção de frio.

Outro projeto de igual relevância está associado ao aproveitamento de dendê para produção de biodiesel. Esse projeto pode ser feito através do resgate do projeto iniciado no município de Tefé no Estado do Amazonas.

Esses trabalhos podem gerar dados mais consistentes para a modelagem dessas opções de suprimento.

b) Construção de um banco de dados com informações técnicas, econômicas e ambientais de diferentes tecnologias para geração de energia elétrica nas faixas de potência compatíveis com as demandas a serem atendidas nos mercados isolados da região Amazônica. Esse trabalho justifica-se pela dificuldade de encontrar equipamentos para produção de eletricidade de pequeno porte e que sejam compatíveis com as demandas verificadas nos mercados isolados da região amazônica.

c) Estudo detalhado do potencial de conservação de energia elétrica em todos os mercados a serem considerados no planejamento do suprimento de energia elétrica. Informações sobre programas de efficientização energética podem enriquecer sobremaneira o modelo proposto. Além disso, o conhecimento dos usos finais da energia viabilizariam mudanças no modelo proposto, de modo a enxergar outros usos aos energéticos que não somente a produção de eletricidade.

d) Aperfeiçoamento do fluxo de caixa

O fluxo de caixa considerado para determinar vários coeficientes utilizados no modelo proposto pode ser aperfeiçoado, possibilitando dar um tratamento adequado as incertezas envolvidas nesses cálculos.

e) Previsão de demanda

Tendo em vista que o crescimento de demanda assumida no modelo proposto foi realizado a partir da projeção feita pela Companhia Energética Estadual – CEAM, é importante que um método de previsão de demanda mais aprimorado seja incorporado ao modelo proposto.

f) Automação do instrumento.

O instrumento proposto já possui um grau razoável de automação além de está trabalhando em um ambiente computacional amigável, pois toda a entrada e saída de dados é feita via planilha eletrônica Excel. No entanto, é necessário para executá-lo trabalhar no ambiente do LINGO 4.0 o que pode gerar um problema adicional para o usuário. Sendo assim, pode-se trabalhar no sentido de incorporar o LINGO 4.0 como um objeto do Excel fazendo-se com que o usuário enxergue somente o Excel, com comandos para executar o programa. Dessa forma teria-se um produto comercializável.

ANEXO 1

TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

1. Teoria de grafos

1.1 Notações e Definições

Inicialmente são introduzidas várias definições básicas da teoria de grafos¹, alguma notação básica e, ainda, algumas propriedades elementares de grafos.

- **Rede orientada e não orientada:** Uma rede orientada $G = (N, A)$ consiste em um conjunto N de nós e um conjunto A de arcos cujos elementos são pares ordenados de nós distintos. A Figura 1 dá um exemplo de uma rede orientada. Uma rede orientada é um grafo orientado cujos nós e/ou arcos estão associados valores numéricos (tipicamente, custos, capacidades, e/ou ofertas e demandas). Denota-se n como o número de nós e m o número de arcos em G . Um grafo não orientado é definido da mesma forma que um grafo orientado a não ser que os arcos são pares não orientados de nós distintos.

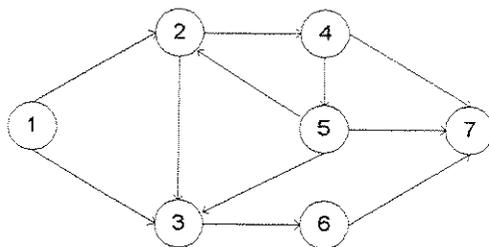


Figura 1. Grafo orientado.

Neste trabalho, assumiu-se que as redes são orientadas e, assim sendo, apresenta-se notação e definições para redes orientadas.

- **Fontes e sorvedouros:** Um arco orientado (i, j) tem dois extremos i e j . Ao nó i denominamos de fonte do arco (i, j) e ao nó j de sorvedouro. Dizemos que o arco (i, j) começa no nó i e termina no nó j . Um arco (i, j) é incidente para os nós i e j . O arco (i, j) é um arco de saída do nó i e um arco de entrada do nó j . Sempre que um arco $(i, j) \in A$, dizemos que o nó j é adjacente ao nó i .

¹ Os termos grafos e redes serão utilizados sinonimamente neste trabalho.

- **Graus:** O grau de entrada de um nó é o número de arcos que entram naquele nó e seu grau de saída é o número de arcos que saem deste nó. O grau de um nó é a soma de seu grau de entrada e seu grau de saída. A soma do grau de entrada de todos os nós é igual a soma do grau de saída de todos os nós e ambos são iguais ao número de arcos m do grafo.
- **Subgrafo:** Um grafo $G' = (N', A')$ é um subgrafo de $G = (N, A)$ se $N' \subseteq N$ e $A' \subseteq A$. Um grafo $G' = (N', A')$ é um subgrafo de recobrimento de $G = (N, A)$ se $N' = N$ e $A' \subseteq A$.
- **Ramo:** Um ramo em um grafo orientado $G = (N, A)$ é um subgrafo de G que consiste em uma sucessão de nós e arcos $i_1 - a_1 - i_2 - a_2 - \dots - i_{r-1} - a_{r-1} - i_r$ que satisfaz a propriedade que para todo $1 \leq k \leq r - 1$, qualquer $a_k = (i_k, i_{k+1}) \in A$ ou $a_k = (i_{k+1}, i_k) \in A$.
- **Caminho:** Um caminho é um ramo sem qualquer repetição de nós. Pode-se dividir os arcos de um caminho em dois grupos: arcos para frente e arcos para trás. Um arco (i, j) no caminho é um arco para frente se o caminho passa no nó i antes de passar no nó j , e é um arco para trás em caso contrário.
- **Caminho orientado:** Um caminho orientado é um ramo orientado sem qualquer repetição de nós.
- **Ciclo:** Um *ciclo* é um caminho $i_1 - i_2 - \dots - i_r$ junto com o arco (i_r, i_1) ou (i_1, i_r) . Refere-se freqüentemente a um ciclo usando a notação $i_1 - i_2 - \dots - i_r - i_1$. Da mesma maneira que foi feito para caminhos, pode-se definir arcos para frente e para trás em um ciclo.
- **Ciclo orientado:** Um *ciclo orientado* é um caminho orientado $i_1 - i_2 - \dots - i_r$ junto com o arco (i_r, i_1) .
- **Conexidade:** Diz-se que dois nós i e j são conexos se o grafo contém, pelo menos, um caminho do nó i para o nó j . Um grafo é conexo se todo par de seus nós são conexos; caso contrário, o grafo é desconexo. Os componentes de uma rede desconexa são chamados de *subgrafo conexo máximo*. Por exemplo, o grafo mostrado na Figura 2(a) é conexo, e o grafo mostrado na Figura 2(b) é desconexo. Os grafos posteriores tem dois componentes que consistem nos conjuntos de nós $\{1, 2, 3, 4\}$ e $\{5, 6\}$.

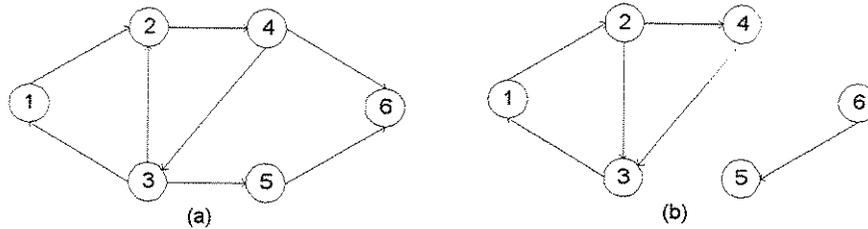


Figura 2. Grafo (a) Conexo e (b) desconexos.

- **Conexidade forte:** Um grafo conexo é fortemente conexo se ele contém pelo menos um caminho orientado que passe em todos os nós. Na Figura 2(a) o componente definido através do conjunto de nós $\{1, 2, 3, 4\}$ é fortemente conexo; o componente definido pelo conjunto de nós $\{5, 6\}$ não é fortemente conexo porque não contém nenhum caminho orientado do nó 5 para o nó 6.
- **Árvore:** Uma árvore é um grafo conexo que não contém nenhum ciclo. A Figura 3 mostra dois exemplos de árvores.

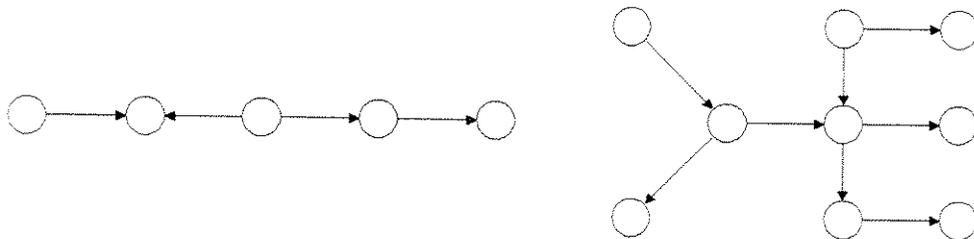


Figura 3. Exemplo de duas árvores.

Uma árvore é um conceito da teoria de grafos muito importante que aparece em uma variedade de algoritmos de rede de fluxo, portanto é preciso ter em mente a seguinte propriedade:

Propriedade 1.

- (a) Uma árvore com n nós contém exatamente $n - 1$ arcos.
- (b) Uma árvore tem pelo menos dois nós de folha (i.e., nós com grau 1).
- (c) Todos dois nós de uma árvore são conexos por um único caminho.

- **Floresta:** Um grafo que não contém nenhum ciclo é uma floresta. Pode-se dizer ainda que floresta é uma coleção de árvores. A Figura 4 dá um exemplo de uma floresta.

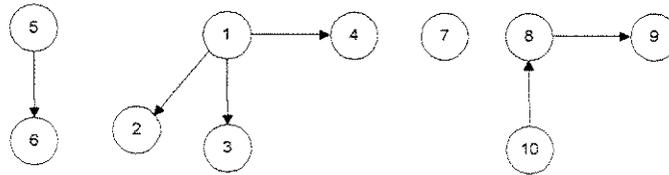


Figura 4. Exemplo de Floresta.

- **Subárvore:** Um subgrafo conexo de uma árvore é uma subárvore.
- **Árvore enraizada:** Uma árvore enraizada é uma árvore com um nó especialmente designado, chamado de raiz. Considera-se que uma árvore enraizada está sempre pendurada por sua raiz. A Figura 5 dá uma visão de uma árvore enraizada; nesta visão, o nó 1 é o nó raiz.

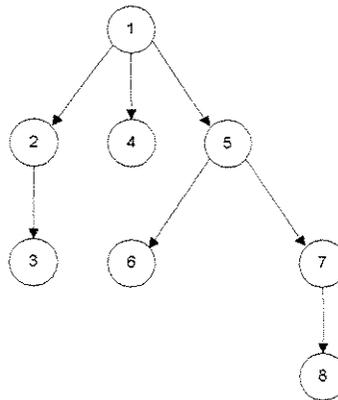


Figura 5. Árvore enraizada.

Considera-se dois tipos especiais de árvores enraizadas, uma sendo chamada de árvore orientada para dentro e a outra de árvore orientada para fora.

- **Árvore orientada para fora e para dentro:** Uma árvore é uma *árvore enraizada orientada para fora* no nó s se o único caminho na árvore, do nó s para todo outro nó é um caminho orientado. A Figura 6(a) mostra um exemplo de uma árvore enraizada orientada para fora no nó 1. Observe que todo nó na árvore orientada para fora (menos o nó 1) tem grau de entrada 1. Uma árvore é uma *árvore enraizada orientada para dentro* no nó s se o único caminho na árvore de qualquer nó para o nó s é um caminho orientado.

A Figura 6(b) mostra um exemplo de uma árvore enraizada orientada para o nó 1. Observa-se que todo nó na árvore orientada (menos o nó 1) tem grau de saída 1.

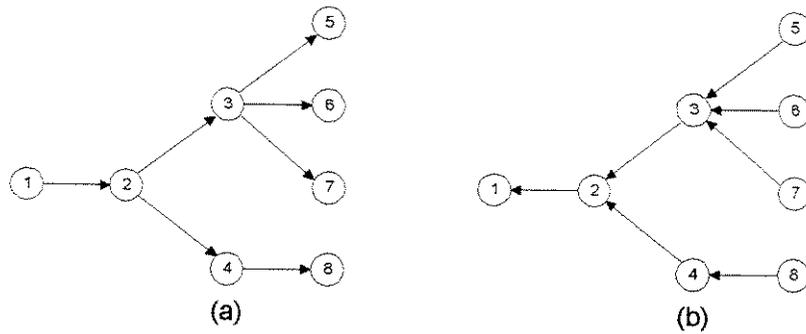


Figura 6. Exemplos de (a) árvores orientadas para fora e (b) árvore orientada para dentro.

- **Árvore de recobrimento:** Uma árvore T é uma árvore de recobrimento de G se T é um subgrafo de recobrimento de G . A Figura 7 mostra duas árvores de recobrimento do grafo mostrado na Figura 1. Toda árvore de recobrimento de um grafo G conexo de n nós tem $(n - 1)$ arcos. Os arcos que pertencem a uma árvore de recobrimento T são chamados de *arcos de árvore* e aos arcos que não pertencem a T como *arcos fora da árvore*.

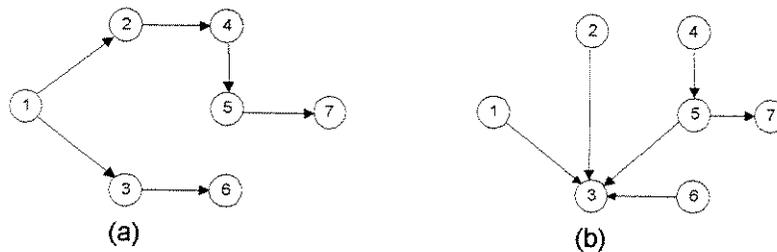


Figura 7. Duas árvores de recobrimento da rede da Figura 1.

- **Ciclos fundamentais:** Considere T sendo uma árvore de recobrimento do grafo G . A adição de um arco “fora da árvore” qualquer na árvore de recobrimento T cria exatamente um ciclo. Um ciclo qualquer é denominado um *ciclo fundamental* de G com respeito à árvore T . Desde que a rede contenha $m - n + 1$ arcos fora da árvore, ela tem $m - n + 1$ ciclos fundamentais. Deve-se observar que ao apagar qualquer arco em um ciclo fundamental, obtêm-se uma árvore de recobrimento novamente.
- **Cortes fundamentais:** Considere T sendo uma árvore de recobrimento do grafo G . O apagamento de qualquer arco de árvore da árvore de recobrimento T , produz um grafo desconexo que contém duas subárvores T_1 e T_2 . Os arcos cujos pontos finais pertencem a

subárvores diferentes constituem-se num corte. Denomina-se qualquer corte *como corte fundamental* de G com respeito à árvore T . Desde que uma árvore de recobrimento contenha $n - 1$ arcos, a rede tem $n - 1$ cortes fundamentais com respeito a qualquer árvore. Ao adicionar-se qualquer arco no corte fundamental para as duas subárvores T_1 e T_2 obtêm-se uma árvore de recobrimento novamente.

- **Grafo Bipartido:** Um grafo $G = (N, A)$ é um grafo bipartido se for possível dividir seu conjunto de nós em dois subconjuntos N_1 e N_2 , de forma que para cada arco (i, j) em A ou (i) $i \in N_1$ e $j \in N_2$, ou (ii) $i \in N_2$ e $j \in N_1$.

Propriedade 2. *Um grafo G é um grafo bipartido se e somente se todos os ciclos em G contêm um número par de arcos.*

1.2 Representação de redes

A performance de um algoritmo de redes não depende unicamente do algoritmo em si, mas também da maneira usada para representar a rede no computador e a forma usada de armazenamento e atualização dos resultados intermediários. Representando uma rede mais habilmente e usando-se melhores estruturas de dados, pode-se freqüentemente melhorar o tempo de execução de um algoritmo. Na representação de uma rede, precisa-se armazenar dois tipos de informações: (1) a tipologia da rede, quer dizer, a estrutura de nós e arcos; e (2) dados tais como custos, capacidades e ofertas/demandas associadas com os nós e arcos da rede. Normalmente o esquema usado para armazenar a estrutura de tipologia de redes condicionará um modo para armazenar as informações de nós e arcos.

Embora existam várias formas de representação de rede, tais como: matriz incidência nó-arco, matriz adjacente nó-nó, listas adjacentes, etc; o enfoque dado nesse trabalho para a matriz incidência nó-arco. Se, por um lado, essa representação, geralmente não produz algoritmos eficientes, devido a ineficiência no armazenamento da tipologia da rede, por outro, ela possui várias propriedades teóricas interessantes para interpretação e análise de problemas de custo mínimo.

Na representação da matriz incidência nó-arco, ou simplesmente representação da matriz incidência, representa-se uma rede como uma matriz de restrições de um problema de

fluxo de custo mínimo. Esta representação armazena a rede como uma matriz $\mathbb{N} \ n \times \ m$ que contém uma linha para cada nó da rede e uma coluna para cada arco. A coluna correspondente ao arco (i, j) tem só dois elementos não zeros: tem um $+1$ na linha que corresponde ao nó i e um -1 na linha que corresponde ao nó j . A Figura 9 mostra esta representação para a rede da Figura 8.

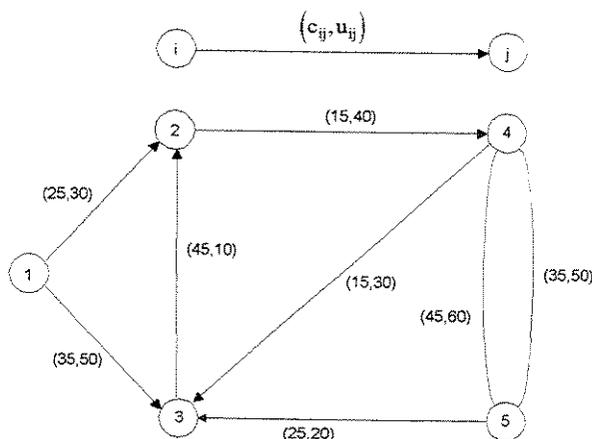


Figura 8. Exemplo de rede.

	(1,2)	(1,3)	(2,4)	(3,2)	(4,3)	(4,5)	(5,3)	(5,4)
1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	-1	0	1	-1	0	0	0	0
3	0	-1	0	1	-1	0	-1	0
4	0	0	-1	0	1	1	0	-1
5	0	0	0	0	0	-1	1	1

Figura 9. Matriz incidência nó-arco do exemplo de rede.

A matriz incidência nó-arco tem uma estrutura muito especial: só $2m$ que saem de suas nm entradas são não zeros, todas suas entradas não zero são $+1$ ou -1 , e cada coluna tem exatamente um $+1$ e um -1 . Além disso, o número de $+1$'s em uma linha é igual ao grau de saída do nó correspondente e o número de -1 's na linha é igual ao grau de entrada do nó.

1.3. Transformações de redes

Pode-se desejar transformar redes para simplificá-las, para mostrar equivalências entre diferentes problemas de redes, ou representar um problema de rede na forma padrão requerida por um código computacional. Dentre as várias transformações que podem ser feitas em redes, tais como: arcos orientados para arcos não orientados, remoção de limites inferiores não zero, remoção de capacidades de arcos, etc, uma em particular é analisada neste trabalho, devido a sua importância para o método simplex de rede, que é aquela que possibilita

trabalhar com custos relativos. A seguir apresenta-se a formulação do problema de fluxo de custo mínimo, de modo a possibilitar a discussão convenientemente da transformação de rede.

$$\text{Minimize } \sum_{(i,j) \in A} c_{ij} x_{ij} \quad (1)$$

sujeito a

$$\begin{aligned} \sum_{\{j:(i,j) \in A\}} x_{ij} - \sum_{\{j:(j,i) \in A\}} x_{ji} &= b(i) && \text{para todo } i \in N, \\ l_{ij} \leq x_{ij} \leq u_{ij} &&& \text{para todo } (i,j) \in A \end{aligned} \quad (2)$$

Em muitos dos algoritmos de rede de fluxo, mede-se o custo de um arco relativo aos custos "atribuídos" associados com seus nós incidentes. Estes custos atribuídos são tipicamente dados intermediários que calcula-se no contexto de um algoritmo. Assumindo-se que, associado a cada nó $i \in N$, tenha um número $\pi(i)$, denominado potencial daquele nó. Com relação aos potenciais do nó $\pi = (\pi(1), \pi(2), \dots, \pi(n))$, define-se o custo relativo c_{ij}^π de um arco (i, j) como:

$$c_{ij}^\pi = c_{ij} - \pi(i) + \pi(j) \quad (3)$$

É importante entender a relação entre as funções objetivos $z(\pi) = \sum_{(i,j) \in A} c_{ij}^\pi x_{ij}$ e $z(0) = \sum_{(i,j) \in A} c_{ij} x_{ij}$. Assumindo-se inicialmente que $\pi = 0$ aumenta-se o potencial do nó k para $\pi(k)$. A definição (3) de custos relativos implica que esta mudança reduz o custo relativo de cada unidade de fluxo que deixa o nó k de $\pi(k)$ e aumenta o custo relativo de cada unidade de fluxo que entra no nó k de $\pi(k)$. Assim, a diminuição total na função objetivo é igual $\pi(k)$ do fluxo de saída do nó k menos o fluxo de entrada no nó k . Por definição, o fluxo de saída menos o fluxo de entrada é igual a oferta/demanda do nó. Por conseguinte, aumentando-se o potencial do nó k de $\pi(k)$, diminui-se o valor da função objetivo de $\pi(k)b(k)$ unidades. Repetindo-se este argumento iterativamente para cada nó estabelece-se que:

$$z(0) - z(\pi) = \sum_{i \in N} \pi(i)b(i) = \pi b. \quad (4)$$

Para um determinado potencial de nó π , πb é constante. Então, um fluxo que minimiza $z(\pi)$ também minimiza $z(0)$. Dessa forma tem-se a seguinte propriedade:

Propriedade 3. *Problemas de fluxo de mínimo custo com custos de arcos c_{ij} ou c_{ij}^π têm as mesmas soluções ótimas. Além disso, $z(\pi) = z(0) - \pi b$*

A seguir analisa-se o efeito de trabalhar com custos relativos em ciclos e caminhos. Inicialmente considera-se W como um ciclo orientado em G . Então,

$$\begin{aligned}\sum_{(i,j) \in W} c_{ij}^{\pi} &= \sum_{(i,j) \in W} (c_{ij} - \pi(i) + \pi(j)) \\ &= \sum_{(i,j) \in W} c_{ij} + \sum_{(i,j) \in W} (\pi(j) - \pi(i)) \\ &= \sum_{(i,j) \in W} c_{ij}.\end{aligned}\tag{5}$$

A última igualdade decorre do fato que para qualquer ciclo orientado W , a expressão $\sum_{(i,j) \in W} (\pi(j) - \pi(i))$ é igual a zero porque para cada nó i no ciclo W , $\pi(i)$ acontece uma vez com um sinal positivo e uma vez com um sinal negativo. Da mesma forma, se P é um caminho orientado do nó k para o nó l , então:

$$\begin{aligned}\sum_{(i,j) \in P} c_{ij}^{\pi} &= \sum_{(i,j) \in P} (c_{ij} - \pi(i) + \pi(j)) \\ &= \sum_{(i,j) \in P} c_{ij} - \sum_{(i,j) \in P} (\pi(i) - \pi(j)) \\ &= \sum_{(i,j) \in P} c_{ij} - \pi(k) + \pi(l)\end{aligned}\tag{6}$$

porque todos os $\pi(\cdot)$ correspondente aos nós no caminho, com exceção dos nós terminais k e l , um cancela o outro na expressão $\sum_{(i,j) \in P} (\pi(i) - \pi(j))$. Dessa forma estabelece-se a seguinte propriedade:

Propriedade 4.

(a) Para qualquer ciclo orientado W e para qualquer nó potencial π ,

$$\sum_{(i,j) \in W} c_{ij}^{\pi} = \sum_{(i,j) \in W} c_{ij}.$$

(b) Para qualquer caminho orientado P a partir do nó k até o nó l e para qualquer nó

potencial π , $\sum_{(i,j) \in P} c_{ij}^{\pi} = \sum_{(i,j) \in P} c_{ij} - \pi(k) + \pi(l)$.

1.4 Descrição do método simplex de rede

Antes de apresentar a descrição do método simplex de rede, é importante introduzir dois conceitos, conhecidos como soluções de ciclo livre e soluções de árvore de recobrimento, visando a compreensão dos procedimentos envolvidos na implementação do algoritmo simplex de rede.

Para qualquer solução factível, x , diz-se que um arco (i, j) é um arco livre se $0 < x_{ij} < u_{ij}$; e é um arco restrito se $x_{ij} = 0$ ou $x_{ij} = u_{ij}$. Uma solução x_{ij} é dita *solução de ciclo livre* se a rede não contém nenhum ciclo composto por arcos livres. Deve-se observar que em uma solução de ciclo livre, pode-se aumentar o fluxo em qualquer ciclo aumentando em uma única direção a partir de um arco qualquer no ciclo ou ainda crescer ou diminuir o fluxo daquele arco. Tem-se ainda, que uma solução factível x da rede associada a uma árvore de recobrimento é denominada *solução de árvore de recobrimento*, se todo arco fora da árvore é um arco restrito. Observa-se que, em uma solução de árvore de recobrimento, os arcos da árvore podem ser livres ou restritos.

Uma observação importante é que problemas de fluxo de custo mínimo sempre têm ciclo livre ótimo e soluções de árvore de recobrimento. O algoritmo simplex de rede explorará este resultado restringindo sua procura para uma solução ótima a partir das soluções de árvore de recobrimento.

Uma solução de árvore de recobrimento divide o conjunto de arcos A em três subconjuntos: (1) T , os arcos na árvore de recobrimento; (2) L , os arcos fora da árvore cujo fluxo é restrito para valor zero; e (3) U , os arcos fora da árvore cujo fluxo é restrito no valor da capacidade de fluxo dos arcos. O triplo (T, L, U) será referido como uma estrutura de árvore de recobrimento.

Da mesma maneira pode-se associar uma estrutura de árvore de recobrimento com uma solução de árvore de recobrimento, também pode-se obter uma solução de árvore de recobrimento única que corresponda a uma determinada estrutura de árvore de recobrimento (T, L, U) . Para fazer assim, fixa-se $x_{ij} = 0$ para todos os arcos $(i, j) \in L$, $x_{ij} = u_{ij}$ para todos os arcos $(i, j) \in U$, e então resolve-se as equações de equilíbrio de massa para determinar o fluxo estimado para os arcos em T .

Diz-se que uma estrutura de árvore de recobrimento é factível se sua solução de árvore de recobrimento associada satisfaz todos os limites de fluxo dos arcos. No caso especial no qual todo arco de árvore em uma solução de árvore de recobrimento é um arco livre, diz-se que a árvore de recobrimento é *não degenerada*; caso contrário, referimo-nos a esta como uma árvore de recobrimento *degenerada*. Assume-se que uma estrutura de árvore de

recobrimento é ótima se sua solução de árvore de recobrimento associada é uma solução ótima do problema de fluxo de custo mínimo. O teorema seguinte estabelece uma condição suficiente para uma estrutura de árvore de recobrimento ser uma estrutura ótima.

Teorema 1 (Condições de Otimalidade de Fluxo de Custo Mínimo). *Uma estrutura de árvore de recobrimento (T, L, U) é uma estrutura ótima de árvore de recobrimento do problema de fluxo de custo mínimo se ela é factível e para algum potencial do nó π escolhido, o custo relativo do arco c_{ij}^π ; satisfaz as seguintes condições:*

$$(a) \ c_{ij}^\pi = 0 \text{ para todo } (i, j) \in T. \quad (7a)$$

$$(b) \ c_{ij}^\pi \geq 0 \text{ para todo } (i, j) \in L. \quad (7b)$$

$$(c) \ c_{ij}^\pi \leq 0 \text{ para todo } (i, j) \in U. \quad (7c)$$

O algoritmo simplex de rede estabelece uma estrutura de árvore de recobrimento factível e move-se de uma estrutura de árvore de recobrimento a outra até que encontra uma estrutura ótima. A cada iteração, o algoritmo adiciona um arco para a árvore de recobrimento em lugar de um de seus arcos atuais. O arco que entra é um arco fora da árvore que viola sua condição de otimalidade. O algoritmo adiciona este arco para a árvore de recobrimento e cria um ciclo negativo (que poderia ter capacidade residual zero), em seguida envia o máximo possível de fluxo por este ciclo até o fluxo, em pelo menos um arco do ciclo, alcançar seu limite inferior ou superior, e então retira um arco cujo fluxo alcançou seu limite inferior ou superior e fornece uma estrutura de árvore de recobrimento nova.

Por causa de sua relação com o algoritmo simplex primitivo para o problema de programação linear, esta operação de mudança de uma estrutura de árvore de recobrimento para outra é conhecida como uma operação do pivô, e as duas estruturas de árvore de recobrimento obtidas em repetições sucessivas é chamado estruturas de árvore de recobrimento adjacentes.

2 Modelagem com variáveis inteiras e reais

Quando da construção de modelos para a representação de situações do mundo real, é comum a necessidade da incorporação de restrições que garantam que algumas ou todas as

variáveis envolvidas assumam valores inteiros, isto é pertençam ao conjunto de inteiros positivos (Z_+).

Na modelagem do problema tratado nesse trabalho, a exemplo de outras situações, fez-se necessário o emprego de técnicas de programação inteira, as quais são descritas a seguir. Não é pretensão apresentar de maneira detalhada todas as especificidades dos métodos de resolução de problemas inteiros, mas sim apresentar de forma clara e concisa os diferentes problemas de programação inteira, o método de resolução desses problemas empregada na solução do problema em análise e ainda as técnicas de modelagem que foram utilizadas. Vale salientar, também, que a discussão a ser feita prende-se a problemas de programação inteira binária com função objetivo e restrições lineares.

2.1 Descrição de problemas de programação inteira

Conforme a natureza das variáveis envolvidas podem surgir três situações na modelagem com restrições inteiras.

A primeira situação é quando todas as variáveis envolvidas precisam ser inteiras, ou seja devem pertencer ao conjunto de inteiros positivos. Este problema pode ser representado matematicamente como:

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (8)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, m, \quad (9)$$

e

$$\begin{aligned} x_j &\geq 0, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n, \\ x_j &\in Z_+, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (10)$$

Este tipo de problema é dito inteiro puro.

Pode-se ainda desejar que as variáveis inteiras sejam binárias, isto é, só possam assumir valor 0 ou 1. A representação matemática deste tipo de problema é dada por:

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (11)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, m, \quad (12)$$

e

$$\begin{aligned} x_j &\geq 0, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n, \\ x_j &\in [0, 1], \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (13)$$

A terceira situação possível é quando o problema possui variáveis que precisam ser inteiras e também variáveis que podem assumir qualquer valor real positivo. Este tipo de problema é chamado de problema de programação misto.

No que se refere a modelagem objeto deste trabalho, considerou-se o problema de programação inteira misto, com variáveis inteiras binárias, cuja representação matemática é dada por:

$$\text{Max } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (14)$$

sujeito a

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, m, \quad (15)$$

e

$$\begin{aligned} x_j &\geq 0, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n, \\ x_j &\in [0, 1], \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, I; I < n. \end{aligned} \quad (16)$$

É importante frisar as dificuldades de natureza computacional encontradas na resolução de problemas de programação inteira quando este possui um número elevado de variáveis inteiras. A primeira refere-se à quantidade de possíveis soluções que devem ser inspecionadas, o que está relacionada à capacidade de armazenamento computacional, e a segunda é referente ao tempo computacional necessário para resolver o problema.

Admitindo-se que a quantidade de números inteiros que uma variável inteira x_j pode assumir seja u_j , o número de vetores que devem ser inspecionados, quando deseja-se que n variáveis sejam inteiras, é dado por:

$$N = \prod_{j=1}^n (u_j + 1) \quad (17)$$

Essa expressão mostra o quanto pode ser elevado o número de vetores que devem ser inspecionados ou enumerados, na busca da solução ótima.

No que se refere ao tempo computacional para solução do problema, este é dado por 2^n , onde n é o número de variáveis inteiras. Esta expressão indica que o acréscimo de uma variável inteira implica na duplicação do tempo de resolução computacional.

Essas dificuldades impostas pelas restrições de integralidade justificam o cuidado a ser tomado na incorporação de variáveis inteiras na modelagem.

2.2 Método de enumeração implícita Branch e Bound

A forma de resolução de problemas com variáveis inteira é através de técnicas de enumeração. A enumeração pode ser de forma explícita e implícita. A enumeração explícita é aquela na qual cada vetor de possíveis soluções que satisfazem a condição de integralidade são avaliados. Essa forma de enumeração, no entanto, é considerada pouco racional.

A enumeração implícita é aquela em que somente alguns vetores de possíveis soluções que atendem a condição de integralidade são avaliados, sendo a avaliação dos demais feita indiretamente através de critérios decorrentes da condição de integralidade, de não negatividade e outros que podem ser inseridos.

Em particular, a forma de enumeração implícita considerada na resolução do problema objeto deste trabalho é a enumeração do tipo Branch e Bound.

Antes de comentar os procedimentos adotados no método de Branch e Bound, é importante tecer alguns comentários sobre a forma de representação gráfica do método de enumeração.

A representação gráfica do procedimento de enumeração adotado para resolver o problema de programação inteira é denominada árvore de enumeração. Cada nó da árvore de enumeração representa um subproblema do problema original, devendo o mesmo conter o valor ótimo da função objetivo do subproblema, o valor das variáveis que estão atendendo a condição de integralidade e as variáveis que devem ser inteiras e que no subproblema considerado podem assumir qualquer valor real positivo.

As ramificações de cada nó da árvore de enumeração representam as novas restrições impostas ao subproblema associado ao nó ramificado, dando origem a outros nós, ou seja a outros subproblemas.

Define-se, ainda, como nível da árvore de enumeração a quantidade de variáveis que devem atender a condição de integralidade, que estão fixadas em valores inteiros.

Uma vez feitos esses comentários, pode-se, então, tratar os procedimentos adotados na aplicação do método Branch e Bound.

Existem três procedimentos básicos que devem se verificar no método de enumeração Branch e Bound, e que o caracterizam.

Neste método parte-se de um problema relaxado, para encontrar uma primeira solução. Deve-se, no entanto, garantir que a região factível do problema relaxado S^0 contenha a região factível do problema original S . A garantia desta condição representa o primeiro procedimento básico a ser considerado no método Branch e Bound.

Esse procedimento corresponde em considerar-se, inicialmente, o problema original como um simples problema de programação linear, relaxando-se portanto, o conjunto de soluções factíveis para as variáveis que devem ser inteiras. Esse primeiro problema estaria representado pelo primeiro nó na árvore de enumeração do problema de programação inteira. O nível deste nó é o zero, pois não está sendo imposta restrição de integralidade para nenhuma das variáveis que devem atender essa restrição no problema original.

Ao resolver o primeiro problema relaxado, uma das três situações pode ocorrer: o problema pode ser infactível, o que conduz à infactibilidade do problema original; o problema pode apresentar valores inteiros para todas as variáveis que devem atender a condição de

integralidade, então o problema original está resolvido; ou então o problema pode ser factível, porém não apresentando valores inteiros para todas ou algumas das variáveis que devem atender a condição de integralidade.

Uma vez solucionado o problema relaxado e verificando-se que o problema relaxado apresenta solução mas não atende a condição de integralidade, deve-se dar início à etapa de separação, ou ramificação do nó, a qual corresponde ao segundo procedimento que caracteriza o método Branch e Bound.

A ramificação é feita impondo-se restrição de integralidade para uma das variáveis que devem atender a essa condição no problema original. Normalmente esse procedimento origina dois subproblemas, o que corresponde a dois nós na árvore de enumeração.

Deve-se na ramificação garantir, no entanto, que a união dos subconjuntos de soluções dos subproblemas criados, S_1 e S_2 , seja igual ao conjunto de soluções do subproblema do nó ramificado S° . É importante, ainda, que seja garantido que não seja considerado mais de uma vez o mesmo valor para a variável que está sendo inspecionada. Essas condições podem ser escritas como:

$$S_1 \cup S_2 = S^\circ \quad (18)$$

$$S_1 \cap S_2 = \emptyset. \quad (19)$$

Essas condições podem ser garantidas adotando-se o seguinte procedimento: admitindo-se que o valor encontrado para a variável x_j , que deve ser um número inteiro, é um número não inteiro k . Busca-se o valor inteiro menor que k o mais próximo possível deste. Admitindo-se que esse valor seja k_i , acrescenta-se a restrição $x_i \leq k_i$. Agora, adiciona-se uma unidade a k_i e acrescenta-se a restrição $x_i \geq k_i + 1$.

Cada uma dessas desigualdades dará origem a um novo subproblema, ou seja um nó na árvore de enumeração.

Observa-se que esse procedimento não garante que na solução encontrada, para os subproblemas criados, a variável que deseja-se que seja inteira atenda a essa restrição. Caso isso ocorra, ramifica-se novamente, agora adotando-se as seguintes restrições de igualdade:

$$x_i = k_i \quad (20)$$

$$x_i = k_i + 1 \quad (21)$$

Para cada um dos nós criados, como já comentado, corresponde um subproblema, cuja solução conduzirá a uma das três situações já descrita. Observa-se que esse procedimento conduzirá a nós que não podem ser ramificados por apresentarem solução infactível do subproblema que este representa. Há, ainda, uma outra condição que garante que um nó não precisa ser ramificado, que é o fato deste possuir um valor ótimo de função objetivo pior que o melhor valor ótimo de função objetivo associado a outro nó.

A comparação entre os valores ótimos das funções objetivos associadas aos nós não ramificados corresponde ao terceiro procedimento que caracteriza o método Branch e Bound. A enumeração termina quando encontra-se uma solução que satisfaça a condição de integralidade para todas as variáveis que devem atender essa restrição, sendo que esta solução deve ser melhor do que aquelas associadas aos nós que poderiam ainda ser ramificados.

Esse procedimento é bastante simplificado quando tem-se o problema de programação misto binário. Neste tipo de problema basta que a ramificação seja feita acrescentando-se as restrições $x_i = 0$ e $x_i = 1$, e procede-se da maneira já descrita anteriormente.

Alguns critérios podem ser adotados para a escolha da variável que será escolhida primeiramente para ser ramificada. Como exemplo destes critérios, pode-se citar a escolha daquela que possui valor mais afastado de um número inteiro, ou ainda, pode-se fazer a ramificação de cada uma delas, formando-se os pares de subproblemas e após resolver todos os subproblemas gerados, opta-se por prosseguir na ramificação do subproblema que apresentou melhor valor ótimo para função objetivo. Vale salientar que esse segundo procedimento implica em um maior número de informações que devem ser armazenadas computacionalmente.

3 Programação por metas

Inúmeras são as situações em que os tomadores de decisão deparam-se com objetivos conflitantes a serem contemplados, tarefa muitas vezes nada trivial, sendo necessário a utilização de técnicas de otimização multiobjetivos. Os novos critérios econômicos,

associados aqueles de natureza sócio-ambiental, hoje impostos aos tomadores de decisão em diversas áreas do conhecimento, deram novo impulso ao uso das técnicas de otimização multiobjetivos.

Nesse trabalho descreve-se a técnica de programação por metas (goal programming), uma das várias técnicas existentes para resolver problemas de otimização multiobjetivo.

A idéia de programação por meta (goal programming) é estabelecer um nível de meta de realização para cada critério. Goal programming é ideal para otimização de critérios cujos valores do objetivo (ou limite) são significativos. Goal programming distingue-se de programação linear pela:

1. Definição de objetivos como metas.
2. Designação de pesos e/ou de prioridades para a realização das metas.
3. Presença de variáveis de afastamento d^+ e d^- para medir a sobra e a folga para atingir o objetivo (ou limite) a partir do nível t_i .
4. Minimização da soma dos pesos das variáveis de afastamento para encontrar soluções que melhor satisfazem as metas.

Normalmente, um ponto que satisfaz todas as metas não é factível. Assim, tenta-se achar um ponto factível que atinja as metas “tão de perto quanto possível”.

3.1 Metas e conjuntos utópicos

Um problema multiobjetivo pode ter quatro tipos de critérios de metas, quais sejam:

1. Maior que ou igual a.
2. Menor que ou igual a.
3. Igualdade.
4. Intervalo.

Os t_i são valores dos objetivos designados (a) em ou sobre o qual, (b) em ou sob o qual, (c) o qual, ou (d) entre qual deseja-se atingir.

Por exemplo, um problema de GP com cada um tipo de critério de meta é expresso como:

$$\begin{aligned}
\text{goal } \{ \mathbf{c}^1 \mathbf{x} = z_1 \} & \quad (z_1 \geq t_1) \\
\text{goal } \{ \mathbf{c}^2 \mathbf{x} = z_2 \} & \quad (z_2 \leq t_2) \\
\text{goal } \{ \mathbf{c}^3 \mathbf{x} = z_3 \} & \quad (z_3 = t_3) \\
\text{goal } \{ \mathbf{c}^4 \mathbf{x} = z_4 \} & \quad (z_4 \in [t_4^l, t_4^u]) \\
\text{s.a. } & \quad \mathbf{x} \in S
\end{aligned} \tag{22}$$

A informação entre parênteses na direita especifica os valores de z_i a ser alcançado (se possível) em relação aos valores de t_i estipulados.

Pode-se dizer que o conceito de meta é um meio termo entre objetivo e restrição.

De modo a entender o conceito de espaço utópico, pode-se observar o seguinte problema. Considerando-se o GP

$$\begin{aligned}
\text{goal } \{ \mathbf{c}^1 \mathbf{x} = z_1 \} & \quad (z_1 \geq t_1) \\
\text{goal } \{ \mathbf{c}^2 \mathbf{x} = z_2 \} & \quad (z_2 \in [t_2^l, t_2^u]) \\
\text{s.a. } & \quad \mathbf{x} \in S
\end{aligned} \tag{23}$$

cuja representação do espaço de decisão é apresentado na Figura 10a. Na Figura 10a onde $\mathbf{c}^1 = (1, 1/2)$, $\mathbf{c}^2 = (1/2, 1)$, $\mathbf{x}^1 = (4, 1)$, e $\mathbf{x}^2 = (0, 5)$, a área mais escura é o **conjunto utópico no espaço de decisão**. Este é o conjunto de pontos no \mathbb{R}^n no qual todas as metas são simultaneamente satisfeitas. A representação do espaço de critérios do GP é apresentado na Figura 10b. Na Figura 10b onde $\mathbf{z}^1 = (41/2, 3)$ e $\mathbf{z}^2 = (21/2, 5)$, a área mais escura é o **conjunto utópico no espaço de critérios**. Este é o conjunto de vetores de critérios no \mathbb{R}^k que simultaneamente satisfazem todas as metas. Sendo assim, não há nenhum ponto na Figura 10 que satisfaça factivamente todas as metas simultaneamente, o GP procura encontrar o ponto em S cujo vetor critério “melhor” a assimila-se com o conjunto utópico no espaço de critérios.

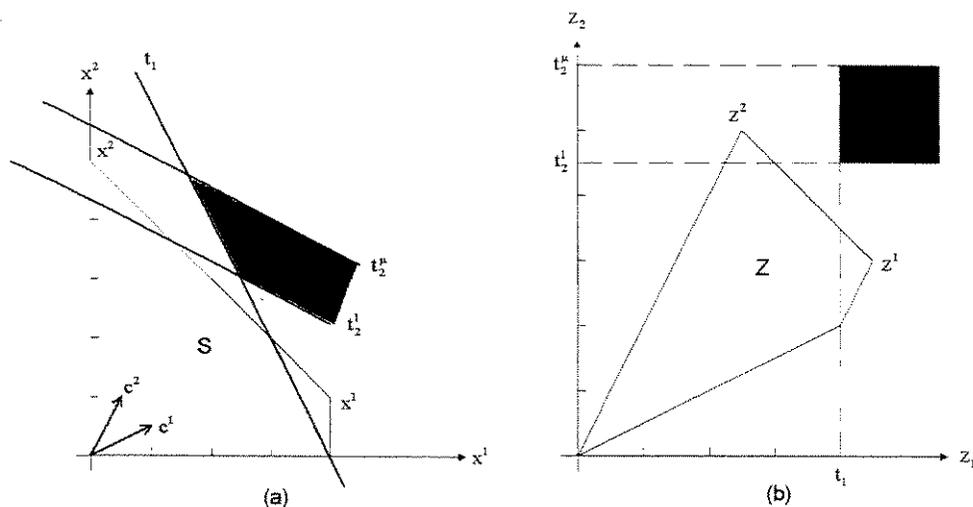


Figura 10. Representação do conjunto utópico (a) no espaço de decisão e (b) no espaço de critérios.

3.2 Método GP preemptivo ou lexicográfico

Em goal programming há dois métodos básicos: o método Archimedian e o método preemptivo. No método Archimedian, gera-se soluções candidatas calculando-se os pontos em S cujos vetores de critério são mais próximos, utilizando-se pesos, para o conjunto utópico no espaço de critérios. Em outras palavras, pode-se dizer que no método Archimedian a hierarquia é única, ou seja, não importa que meta será atingida primeiro, porém atribui-se pesos para as metas.

No modelo preemptivo, gera-se soluções cujos vetores de critério estão proximamente relacionados, em um sentido lexicográfico, com os pontos no conjunto utópico, ou seja, as prioridades são definidas antecipadamente, estabelecendo-se que a primeira meta prioritária é infinitamente mais importante que a segunda meta prioritária, e assim sucessivamente.

O método preemptivo ou lexicográfico será descrito com maior detalhe por ter sido utilizado neste trabalho. Neste método, como já comentado, as metas são agrupadas de acordo com as prioridades. Para ilustrar o método preemptivo seja o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
 \text{goal } \{c^1 x = z_1\} & \quad P_1(z_1 \leq t_1) \\
 \text{goal } \{c^2 x = z_2\} & \quad P_2(z_2 \geq t_2) \\
 \text{goal } \{c^3 x = z_3\} & \quad P_3(z_3 = t_3)
 \end{aligned} \tag{24}$$

$$\text{s.a. } \mathbf{x} \in S$$

em que P_j identifica as metas com nível de prioridade j . Os P_j também servem como fator de prioridade onde P_j é muito mais importante que P_{j+1} . Usando os fatores de prioridade, alguns autores escrevem o GP como:

$$\min \left\{ P_1 (d_1^+) + P_2 (d_2^-) + P_3 (d_3^+ + d_3^-) \right\} \quad (25)$$

$$\text{s.a. } c^1 x - d_1^+ \leq t_1$$

$$c^2 x + d_2^- \geq t_2 \quad (26)$$

$$c^3 x - d_3^+ + d_3^- = t_3$$

$$\mathbf{x} \in S$$

$$\text{todos os } d^s \geq 0$$

Porém, Steuer (1989) escreve o problema da seguinte forma:

$$\text{lexmin } \left\{ d_1^+ + d_2^- + (d_3^+ + d_3^-) \right\} \quad (27)$$

$$\text{s.a. } c^1 x - d_1^+ \leq t_1$$

$$c^2 x + d_2^- \geq t_2 \quad (28)$$

$$c^3 x - d_3^+ + d_3^- = t_3$$

$$\mathbf{x} \in S$$

$$\text{todos os } d^s \geq 0$$

Para resolver o problema de lex min usando programação linear, são necessários vários estágios, devendo-se proceder da seguinte maneira.

Considerando-se que a primeira meta é mais prioritária que as demais, no primeiro estágio resolve-se o problema

$$\min \left\{ d_1^+ \right\} \quad (29)$$

s.a.

$$c^1 x - d_1^+ \leq t_1$$

$$\mathbf{x} \in S$$

$$d_1^+ \geq 0$$

$$(30)$$

ou seja, determina-se o valor de d_1^+ , $(d_1^+)^*$, que faz com que a primeira meta se aproxime o máximo possível da condição $\leq t_1$. Deve-se observar que a região factível é modificada pela incorporação da condição da primeira meta.

Se este problema tiver solução ótima, inicia-se o segundo estágio resolvendo-se o seguinte problema:

$$\min \{d_2^-\} \quad (31)$$

$$\text{s.a. } c^1x \leq t_1 + (d_1^+)^*$$

$$c^2x + d_2^- \geq t_2 \quad (32)$$

$$x \in S$$

$$d_2^- \geq 0$$

Neste estágio busca-se o valor de d_2^- , $(d_2^-)^*$, que faz com que a segunda meta se aproxime o máximo possível da condição $\geq t_2$. Salienta-se que novamente a região factível é modificada, preservando-se a restrição da primeira meta, já que esta é mais prioritária que a segunda e acrescentando-se a condição da segunda meta.

Caso este problema tenha solução, inicia-se o terceiro estágio, procedendo-se de maneira análoga ao passo anterior. Sendo assim, resolve-se o seguinte problema:

$$\min \{d_3^+ + d_3^-\} \quad (33)$$

$$\text{s.a. } c^1x \leq t_1 + (d_1^-)^*$$

$$c^2x \geq t_2 - (d_2^-)^* \quad (34)$$

$$c^3x - d_3^+ + d_3^- = t_3$$

$$x \in S$$

$$d_3^+, d_3^- \geq 0$$

Uma vez resolvido o terceiro estágio o GP preemptivo está resolvido. Os estágios devem ser repetidos tantas vezes quanto forem as metas a serem atingidas. Observa-se ainda que a solução pelo método preemptivo é dinâmico, não podendo os problemas de PL serem resolvidos simultaneamente, uma vez que o problema de um estágio, necessita da solução do problema do estágio anterior.

APÊNDICE A

MEMORIAL DE CÁLCULO

1. Termelétrica a Lenha

1.1 Cálculo do custo da terra anualizado por unidade de energia

O custo da terra por hectare praticado na área rural do município de Itacoatiara, obtido através de anúncios de vendas de terrenos publicados em jornal local, foi o adotado como referência no estudo de caso.

O valor adotado encontra-se na primeira coluna da Tabela 1. Na segunda e terceira colunas, aparecem respectivamente, a vida econômica em anos e a taxa anual de remuneração do capital, neste caso 10%, utilizadas para fazer a anualização do investimento.

Adotou-se ainda, uma produtividade de 12 t seca/ha/ano de lenha, que corresponde a média entre 3 e 21 t seca/ha/ano segundo Perlack, *et al.*¹. A densidade energética para a lenha igual a 19,8 GJ/t seca, também foi obtida segundo Perlack, *et al.*.

Tabela 1. Cálculo do custo da terra anualizado, por unidade de energia.

Pt (US\$/ha)	n (anos)	I	C'at (US\$/ha)	Produtividade (t seca/ha/ano)	Densidade Energética (GJ/t seca)	Cat (US\$/kJ)
808	15	0,1	106,23	12	19,8	4,47E-07

Utilizando a equação [1], obteve-se então o seguinte custo da terra por unidade de energia, que aparece na sétima coluna da Tabela 1.

$$\text{Cat} = \frac{\text{C}'\text{at}}{\text{P} * \text{DE} * 10^6} \quad [\text{US}/\text{kJ}] \quad [1]$$

onde:

Cat: custo de aquisição da terra anualizado, por unidade de energia [US\$/kJ]

C'at: custo de aquisição da terra anualizado [US\$]

P: produtividade [t seca/ha/ano]

DE: densidade energética da lenha [GJ/t seca].

1.2 Custo de implantação da plantação, por unidade de energia

O custo de implantação da plantação por hectare segundo Perlack, *et al.*, o qual consta da primeira coluna da Tabela 2. Procedendo-se de maneira análoga ao descrito para a determinação do preço da terra anualizado por unidade de energia, obteve-se o custo de implantação anualizado por unidade de energia. Os parâmetros utilizados e o resultado são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Custo de implantação da plantação anualizado, por unidade de energia.

Ciatl (US\$/ha)	n (anos)	I	Ciatl' (US\$/ha)	Produtividade (t seca/ha/ano)	Densidade Energética (GJ/t seca)	Ciatl' (US\$/kJ)
875	15	0,1	115,04	12	19,8	4,84E-07

¹ Perlack, R.D.; Wright, L.L. and Huston, M. "Biomass Fuel From Woody Crops For Electric Power". Winrock International, Arlington, USA, 1997.

1.3 Custo de produção da lenha anualizado, por unidade de energia

Adotou-se procedimento análogo ao descrito nos itens anteriores, partindo-se do valor de custo de produção como sendo a média dos valores por hectare (US\$ 140/ha e US\$ 860/ha) fornecidos por Perlack, *et al.*

O resultado obtido e os parâmetros utilizados no cálculo são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Custo de produção da lenha anualizado, por unidade de energia.

Cpl (US\$/ha)	N (anos)	I	Cpl' (US\$/ha)	Produtividade (t seca/ha/ano)	Densidade Energética (GJ/t seca)	Cpl (US\$/kJ)
500	15	0,1	65,74	12	19,8	2,77E-07

1.4. Custo do transporte da lenha por unidade de energia

Assumiu-se o valor fornecido por Carpentieri, *et al.*², que é de US\$ $3,3 \cdot 10^{-7}$ /kJ.

Computando-se todos os custos da cadeia para obtenção e entrega da lenha, obtém-se o valor de US\$ 55,5/m³ para a lenha produzida, que está acima do valor praticado na região (US\$ 26/m³). Sendo assim, os valores assumidos são bastante conservadores.

1.5 Eficiência na colheita da lenha

Assumiu-se uma eficiência de 85%, dada a não disponibilidade dessa informação.

1.6 Custo de investimento na construção da usina.

Considerou-se preliminarmente que as usinas podem ser construídas totalmente em um período de um ano. Deve-se salientar ainda que na modelagem esses custos não aparecem por unidade de energia, uma vez que estão associadas a variáveis binárias. Levando em conta ainda que a capacidade a ser instalada em cada localidade é diferente, bem como a capacidade das máquinas que devem participar da expansão do parque gerador, tomou-se os custos de investimentos para diferentes capacidades de usinas segundo Nogueira, *et al.*³ e Rabelo⁴, os quais estão apresentados na Tabela 4.

² Carpentieri, A.E.; Larson, E.D. and Woods, J. "Future Biomass-Based Electricity Supply in Northeast Brazil". Biomass and Bioenergy, vol.4, n.º.3, pp. 149-173, 1993.

³ Nogueira, L.A.H. e Walter, A.C.S.; "Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa no Brasil: Experiência e Perspectivas".

⁴ Rabelo, R.I. "Análise de custos no sistema CEAM". Relatório de Estágio Supervisionado. Universidade do Amazonas, 1997.

Tabela 4. Custo de capital de termelétricas a lenha

Potência instalada (MW)	Investimento (US\$/MW)
12,00*	2,50*10 ⁶
0,70**	1,46*10 ⁶
1,00**	2,59*10 ⁶
1,60**	2,00*10 ⁶
3,00**	1,57*10 ⁶
5,00**	1,38*10 ⁶

Fonte: (*) Rabelo.
(**) Nogueira, *et al.*

A partir dos valores da Tabela 4, assumiu-se os valores de investimento para as todas as usinas em todas as localidades, as quais são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Custo de investimento em termelétricas a lenha, por potência para cada localidade.

Potência (MW)	Itacoatiara (US\$)	Potência (MW)	Manacapuru (US\$)	Potência (MW)	Irlanduba (US\$)	Potência (MW)	Parintins (US\$)
4,5	6,18*10 ⁶	2,5	3,88*10 ⁶	2,7	4,30*10 ⁶	2,7	4,25*10 ⁶
19,2	4,32*10 ⁷	12,7	3,19*10 ⁷	11,0	2,75*10 ⁷	11,8	2,94*10 ⁷
5,2	7,18*10 ⁶	2,0	3,13*10 ⁶	2,3	3,56*10 ⁶	2,1	3,32*10 ⁶
5,2	7,25*10 ⁶	2,8	3,92*10 ⁶	2,7	4,18*10 ⁶	2,6	4,05*10 ⁶
Potência (MW)	Coari (US\$)	Potência (MW)	Tefé (US\$)	Potência (MW)	Maués (US\$)	Potência (MW)	Tabatinga (US\$)
1,2	2,36*10 ⁶	2	3,33*10 ⁶	1	2,14*10 ⁶	1,1	2,80*10 ⁶
5,7	7,88*10 ⁶	9,3	2,32*10 ⁷	4,1	5,60*10 ⁶	5,8	7,95*10 ⁶
0,9	2,34*10 ⁶	1,4	2,72*10 ⁶	0,7	1,38*10 ⁶	0,8	1,96*10 ⁶
1,3	2,54*10 ⁶	1,6	2,47*10 ⁶	0,8	1,60*10 ⁶	1,0	1,99*10 ⁶

Considerou-se que todas as máquinas são turbinas a vapor.

1.7 Custo de operação e manutenção por unidade de energia

Nos custos operacionais excluiu-se o custo com combustível. Na falta de referências sobre esses custos adotou-se que estes são superiores em 40% aos custos correspondentes em termelétricas a óleo Diesel para os mesmos mercados.

Os valores assumidos são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6. Custo operacional em termelétricas a lenha por unidade de energia, por localidade.

Localidade	Custo Operacional (US\$/kJ)
Coari	$4,5*10^{-5}$
Irاندوبا	$4,3*10^{-5}$
Itacoatiara	$4,4*10^{-5}$
Manacapuru	$4,6*10^{-5}$
Maués	$5,9*10^{-5}$
Parintins	$5,5*10^{-5}$
Tabatinga	$6,2*10^{-5}$
Tefé	$4,6*10^{-5}$

Neste memorial de cálculo, na parte referente a termelétrica a óleo Diesel, apresenta-se como foram obtidos os custos operacionais por unidade de energia.

1.8 Eficiência das termelétricas a lenha

Tendo em vista a falta de informações detalhadas sobre eficiência de máquinas a vapor para diferentes potências, adotou-se a eficiência de 20% para todas as unidades, mencionado como o limite inferior de eficiência por Perlack.

1.9 Variação no preço da lenha

No estudo de caso considerou-se que a lenha teria seu preço inicial aumentado em 30% no primeiro período, e 50% nos dois próximos períodos.

2. Termelétrica a óleo Diesel

2.1 Preço do combustível por unidade de energia.

Junto a Refinaria de Manaus – REMAN, obteve-se o valor de R\$ 0,436/l em 2 de setembro de 1999 para o óleo Diesel. Esse valor foi então dolarizado usando-se uma taxa de câmbio de R\$ 1,8 reais para US\$ 1,00 americano, obtendo-se o valor de US\$ 0,242/l.

A partir da massa específica e do poder calorífico do óleo Diesel, respectivamente iguais a 820 kg/m^3 e 11.500 kcal/kg , fornecido pela REMAN; calculou-se o custo do combustível por unidade de energia utilizando-se a equação [2].

$$P_{od} = \frac{P_{od}' * 1000}{ME * PC * 4.187} = 6,14 * 10^{-6} \text{ [US$/kJ]} \quad [2]$$

Onde:

P_{od} : Preço do óleo Diesel por unidade de energia [US\$/kJ].

P_{od}' : Preço do óleo Diesel [US\$]

ME: massa específica [kg/m³]
 PC: poder calorífico [kcal/kg].

2.2 Custo do transporte por unidade de energia

A REMAN forneceu o custo de transporte para diferentes localidades os quais foram convertidos em valores por unidade de energia, adotando-se procedimento idêntico ao descrito para a determinação do preço do óleo Diesel por unidade de energia. Tendo em vista que a informação disponível era de 06 de agosto de 1998, assumiu-se que o preço do transporte teve aumento igual ao verificado para o preço do óleo Diesel nesse mesmo período. Os dados utilizados e o resultado obtido estão na Tabela 7.

Tabela 7. Custo do transporte de Diesel, por unidade de energia por localidade.

Município	Custo (R\$/l)	Custo (US\$/l)	Custo (US\$/kJ)
Itacoatiara	0,073	0,041	$1,03 \cdot 10^{-6}$
Manacapuru	0,025	0,014	$3,47 \cdot 10^{-7}$
Irlanduba	0,023	0,013	$3,26 \cdot 10^{-7}$
Parintins	0,051	0,028	$7,11 \cdot 10^{-7}$
Coari	0,045	0,025	$6,32 \cdot 10^{-7}$
Tefé	0,058	0,032	$8,18 \cdot 10^{-7}$
Maués	0,046	0,025	$6,45 \cdot 10^{-7}$
Tabatinga	0,095	0,053	$1,34 \cdot 10^{-6}$

2.3 Custo de capital para construção de termelétricas a óleo Diesel

Para o caso de Manaus, considerou-se o valor de US\$ 940/kW. Os valores adotados encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8. Custo de investimento para termelétrica a Diesel em Manaus.

Potência (MW)	Custo (M US\$)
240,00	225.619,83
225,00	211.518,60
185,00	173.915,29
220,00	206.818,18

Para as localidades do interior adotou-se os custos de implantação recomendados pelo Grupo de Trabalho para Estudos dos Sistemas Elétricos Isolados – GTSI da Eletrobrás⁵, ou seja, US\$ 940/kW para UTE maiores que 1000 kW, e US\$ 721/ kW para menores que 1000 kW.

Os valores obtidos são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9. Custo de investimento em termelétricas a Diesel, por potência para cada localidade.

Potência (MW)	Itacoatiara (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Manacapuru (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Irاندuba (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Parintins (10 ³ US\$)
9,6	9.070,62	2,7	2.569,88	5,0	4.670,85	3,1	2.934,78
14,7	13.865,04	10,3	9.648,70	8,3	7.773,12	9,1	8.528,27
4,5	4.198,69	2,5	2.329,12	2,7	2.575,89	2,7	2.545,65
5,2	4.877,59	2,0	1.873,70	2,3	2.131,93	2,1	1.991,26
5,2	4.924,91	2,8	2.664,46	2,7	2.508,91	2,6	2.425,56
Potência (MW)	Coari (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Tefé (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Maués (10 ³ US\$)	Potência (MW)	Tabatinga (10 ³ US\$)
3,7	3.452,58	4,5	4.257,90	1,0	737,17	1,5	1.448,54
4,5	4.251,65	7,6	7.172,15	3,2	3.029,24	4,7	4.391,00
1,2	1.106,53	1,7	1.563,83	0,8	597,09	1,1	1.015,44
0,9	653,12	1,4	1.276,11	0,7	495,68	0,8	545,81
1,3	1.190,64	1,6	1.481,38	0,8	574,61	1,0	714,75

2.4 Custo operacional por unidade de energia para termelétricas a Diesel

O custo de geração por unidade de energia, desconsiderando os custos com óleo Diesel e óleo lubrificante, para as unidades existentes, foi obtido das informações fornecidas pela CEAM, sendo as mesmas apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10. Custos operacionais de termelétricas a Diesel, por localidade.

Localidade	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Serviço Terceiros (R\$)	Outros (R\$)	Total (R\$)	Total (US\$)
Coari	618.615,10	153.319,16	141.720,74	477.721,59	1.391.376,59	1.341.732,49
Irاندuba	766.197,35	112.496,09	174.466,54	702.202,72	1.755.362,70	1.692.731,63
Itacoatiara	1.636.761,05	617.217,76	585.654,80	1.449.824,21	4.289.457,82	4.136.410,63
Manacapuru	1.260.513,58	356.221,11	335.524,76	1.102.334,76	3.054.594,21	2.945.606,76
Maués	635.492,35	211.068,58	182.449,36	486.394,87	1.515.405,16	1.461.335,74
Parintins	1.353.564,73	869.900,43	473.052,31	1.149.399,09	3.845.916,56	3.708.694,85
Tabatinga	780.080,80	469.452,63	216.205,25	684.772,82	2.150.511,50	2.073.781,58
Tefé	1.004.510,77	277.865,33	281.606,34	773.115,65	2.337.098,09	2.253.710,79

Considerando-se que os valores fornecidos pela CEAM são referentes ao ano de 1996, fez-se a dolarização dos mesmos, adotando-se a cotação do dólar como a média mensal de dezembro

⁵ Dados e Critérios Básicos para Estudos dos Sistemas Elétricos Isolados. Grupo de Trabalho para Estudos dos Sistemas Elétricos Isolados. Eletrobrás. Dez/95.

de 1996 (R\$ 1,00 igual a US\$ 1,037 americanos). O resultado obtido está na última coluna da Tabela 10.

A partir da energia gerada em cada localidade e do custo operacional, calculou-se o custo operacional por unidade de energia para as usinas existentes. O resultado é apresentado na Tabela 11.

Tabela 11. Custo operacional em termelétricas a Diesel existentes.

Localidade	Custo Operacional (US\$)	Energia Gerada (MWh)	Custo operacional (US\$/MWh)	Custo operacional (US\$/kJ)
Coari	1.341.732,49	11.715,56	114,53	$3,18*10^{-5}$
Irlanduba	1.692.731,63	15.319,57	110,49	$3,07*10^{-5}$
Itacoatiara	4.136.410,63	36.599,98	113,02	$3,14*10^{-5}$
Manacapuru	2.945.606,76	25.162,75	117,06	$3,25*10^{-5}$
Maués	1.461.335,74	9.703,18	150,60	$4,18*10^{-5}$
Parintins	3.708.694,85	26.200,15	141,55	$3,93*10^{-5}$
Tabatinga	2.073.781,58	13.014,71	159,34	$4,43*10^{-5}$
Tefé	2.253.710,79	19.049,92	118,31	$3,29*10^{-5}$
Manaus				$3,14*10^{-5}$

Vale salientar que o custo de geração utilizado pelo GTSI é de US\$ 47/MWh, o que não condiz com a realidade dos sistemas da região. Para Manaus, considerou-se valor igual ao de Itacoatiara, devido a falta de referência.

Para determinar o custo de geração de unidades novas considerou-se que não haveria necessidade de aumento de pessoal nas usinas, ou esse aumento seria pouco significativo em termos de custos no horizonte de planejamento. Dessa forma calculou-se os custos de geração considerando-se os dados da Tabela 11, excluindo-se os custos com pessoal. Dessa forma obteve-se os custos constantes da Tabela 12.

Tabela 12. Custos de geração para máquinas novas, por localidade.

Localidade	Material (US\$)	Serviço Terceiros (US\$)	Outros (US\$)	Total (US\$)	Energia Gerada (MWh)	Custo de Geração (US\$/kJ)
Coari	153.319,16	141.720,74	477.721,59	772.761,49	11.715,56	$1,83*10^{-5}$
Irlanduba	112.496,09	174.466,54	702.202,72	989.165,35	15.319,57	$1,79*10^{-5}$
Itacoatiara	617.217,76	585.654,80	1.449.824,21	2.652.696,77	36.599,98	$2,01*10^{-5}$
Manacapuru	356.221,11	335.524,76	1.102.334,76	1.794.080,63	25.162,75	$1,98*10^{-5}$
Maués	211.068,58	182.449,36	486.394,87	879.912,81	9.703,18	$2,52*10^{-5}$
Parintins	869.900,43	473.052,31	1.149.399,09	2.492.351,83	26.200,15	$2,64*10^{-5}$
Tabatinga	469.452,63	216.205,25	684.772,82	1.370.430,70	13.014,71	$2,92*10^{-5}$
Tefé	277.865,33	281.606,34	773.115,65	1.332.587,32	19.049,92	$1,94*10^{-5}$

Para Manaus, dada a falta de informação assumiu-se que o custo operacional das máquinas novas é 30% inferior ao verificado para Itacoatiara.

2.5 Eficiência das termelétricas existentes

Para determinação da eficiência das termelétricas existentes considerou-se os dados de consumo específico fornecidos pela CEAM, o poder calorífico e a massa específica do óleo Diesel. Calculou-se a energia que entra na termelétrica associada a cada litro de óleo Diesel e a energia que sai da termelétrica fornecida pelo consumo específico. Os resultados e dados utilizados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13. Determinação da Eficiência das Termelétricas a Diesel existentes

Localidade	Poder Calorífico (kcal/kg)	Massa Específica (kg/m ³)	Consumo Específico (l/kWh)	Energia que entra (kcal)	Energia Que sai (kcal)	Eficiência (%)
Itacoatiara	11.500	820	0,329	3.104,36	859,8	27,70
Manacapuru	11.500	820	0,292	2.752,62	859,8	31,24
Parintins	11.500	820	0,362	3.413,66	859,8	25,19
Coari	11.500	820	0,284	2.674,35	859,8	32,15
Tefé	11.500	820	0,315	2.974,22	859,8	28,91
Maués	11.500	820	0,318	2.994,03	859,8	28,72
Tabatinga	11.500	820	0,322	3.034,57	859,8	28,33
Irlanduba	11.500	820	0,317	2.984,60	859,8	28,81
Manaus*						31,00

* Valor segundo Nuñez, *et al.*.

Os dados de consumo específico são referentes a dezembro de 1998.

Para determinação da eficiência das termelétricas a óleo Diesel novas, adotou-se o consumo específico de 0,3 l/kWh considerado no Plano Anual de Combustíveis de 1998⁶.

Adotando-se procedimento idêntico ao das termelétricas a Diesel existentes, obteve-se uma eficiência de 30,39 %, a qual foi considerada para todas as máquinas novas em todas as localidades.

2.6 Custo de desmonte das unidades existentes

Assumiu-se como sendo igual a 50% o custo de aquisição de máquinas novas com potência igual a efetiva do parque existente. Os valores adotados encontram-se na Tabela 14.

⁶ Plano Anual de Combustíveis, 1998, Sistemas Isolados. Grupo Coordenador da Operação Interligada. Comissão de Estudos de Combustíveis. GCOI - CEC - 05/97 - outubro/1997.

Tabela 14. Custo de desmonte das termelétricas existentes.

Município	Potência Efetiva (MW)	Custo de desmonte (US\$)
Itacoatiara	5,10	2.397.210,74
Manacapuru	7,53	3.539.411,16
Irlanduba	3,30	1.551.136,36
Parintins	5,95	2.796.745,87
Coari	0,85	306.456,61
Tefé	3,10	1.457.128,10
Maués	2,20	1.034.090,91
Tabatinga	3,13	1.471.229,34
Manaus	614	288.605.371,90

2.7 Custo de recuperação das termelétricas existentes

Assumiu-se como sendo igual a 40% o custo de aquisição de máquinas novas com potência igual a efetiva do parque existente. Os valores adotados encontram-se na Tabela 15.

Tabela 15. Custo de recuperação das termelétricas existentes.

Município	Potência Efetiva (MW)	Custo de recuperação (US\$)
Itacoatiara	5,10	1.917.768,60
Manacapuru	7,53	2.831.528,93
Irlanduba	3,30	1.240.909,09
Parintins	5,95	2.237.396,69
Coari	0,85	245.165,29
Tefé	3,10	1.165.702,48
Maués	2,20	827.272,73
Tabatinga	3,13	1.176.983,47
Manaus	614,00	230.884.297,52

2.8 Variação do preço do óleo Diesel

Levando em consideração que no período de 6 de agosto de 1998 à 2 de setembro de 1999, o óleo Diesel na Reman subiu aproximadamente 34%, admitiu-se que esse percentual seria mantido nos próximos três anos, caindo para 30% do terceiro para o sexto ano e finalmente, caindo para 20% do sexto para o oitavo mês. Essa tendência de queda assumida, leva em consideração que o projeto de ampliação da Reman seria implementado.

3 Termelétrica a óleo vegetal (dendê)

3.1 Custo de aquisição da terra anualizado por unidade de energia

Considerou-se o custo da terra por hectare praticado na área rural do município de Itacoatiara, obtido através de anúncios de vendas de terrenos publicados em jornal local.

O valor adotado encontra-se na primeira coluna da Tabela 16. Na segunda e terceira coluna, aparecem respectivamente, a vida econômica em anos e a taxa anual de remuneração do capital, neste caso 10%, utilizadas para fazer a anualização do investimento.

Adotou-se então, uma produtividade de 4.620 kg de óleo por hectare, e o poder calorífico de 9.500 kcal/kg, a partir do trabalho desenvolvido pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – CEPED⁷, e através da equação [3] calculou-se o custo de aquisição da terra anualizado, por unidade de energia, que aparece na última coluna da Tabela 16.

$$\text{Cat} = \frac{\text{C}'\text{at}}{\text{P} * \text{PC} * 4,187} \quad [\text{US\$}/\text{kJ}] \quad [3]$$

Onde:

Cat: custo de aquisição da terra anualizado por unidade de energia [US\$/kJ]

C'at: custo de aquisição da terra anualizado [US\$/ha]

P: produtividade de óleo de dendê [kg/ha].

PC: poder calorífico do óleo de dendê [kcal/kg].

Tabela 16. Cálculo do custo da terra anualizado, por unidade de energia, para plantação de dendê.

Pt (US\$/ha)	N (anos)	I	C'at (US\$/ha)	Produtividade (kg/ha)	Poder Calorífico (kcal/kg)	Cat (US\$/kJ)
808	15	0,1	106,23	4.620	9.500	5,78*10 ⁻⁷

3.2 Investimento agrícola anualizado, por unidade de energia

O valor do investimento agrícola assumido foi de US\$ 6000/ha. Esse valor leva a um custo de produção de US\$ 70,64 por cacho de dendê, superior ao atualmente praticado que é de US\$ 60,00. Esse procedimento foi adotado pela falta de referência bibliográfica.

A partir desse valor adotou-se procedimento idêntico ao descrito no item anterior, para anualizar o investimento e para calcular o valor do custo por unidade de energia. O valor encontrado foi de US\$ 4,29*10⁻⁶/kJ.

3.3 Custo de produção agrícola anualizado, por unidade de energia

O custo de produção agrícola assumido foi de US\$ 1.251/ha segundo Morales⁸. Adotando-se então, procedimento idêntico ao descrito no item 3.1 obtendo-se o valor de US\$ 8,9 *10⁻⁷/kJ.

⁷ Substituição de óleo Diesel: Alternativas e Viabilidade de Diesel Vegetal. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – CEPED. Ministério da Indústria e Comércio. Brasília. 1981.

⁸ Morales, E.A.V.; Barcelos, E. e Rodrigues, F. “Perspectivas da Dendeicultura como Agente Alternativo para o Desenvolvimento Sustentável da Amazônia”.

3.4 Custo de investimento na planta de extração de óleo de dendê

Morales fornece o valor de US\$ 1.200/ha o que leva ao valor anualizado por unidade de energia de US\$ $8,59 \cdot 10^{-7}$ /kJ.

É importante salientar que, se for considerado o custo total para obtenção do óleo de dendê esse valor será correspondente a US\$ 0,42/l, que é superior ao atualmente praticado - US\$ 0,36/l.

3.5 Custo do transporte por unidade de energia

O valor foi obtido tomando-se como referência o custo de transporte de Diesel por quilômetro de Manaus para Itacoatiara, praticado pela Petrobrás, assumindo-se ainda que a distância a ser percorrida seria de 50 km. O valor encontrado foi de US\$ $1,29 \cdot 10^{-4}$ /kJ.

3.6 Custo de investimento anualizado na fábrica de Diesel vegetal, por unidade de energia

Considerando que a referência disponível era de 1981 (CEPED), fez-se a atualização do valor considerando-se uma inflação anual do dólar de 6%, obtendo-se então o valor de US\$ 1.800/ha. Esse valor foi então anualizado e calculou-se o custo por unidade de energia, adotando-se procedimento análogo ao descrito no item 3.1, obtendo-se o valor de US\$ $1,39 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

3.7 Custo operacional anualizado da fábrica de Diesel vegetal, por unidade de energia

O valor foi obtido do trabalho desenvolvido pelo CEPED – US\$ 204/ha, sendo o mesmo atualizado possibilitando obter o valor por unidade de energia de US\$ $1,11 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

É importante salientar que o custo de transisterificação, processo considerado para obtenção do óleo Diesel vegetal nesse trabalho, a partir dos dados assumidos é de US\$ 0,09/l, enquanto que o valor praticado em alguns países como a Nicarágua é de US\$ 0,08/l.

3.8 Custo de construção e operacionais da termelétrica a óleo Diesel vegetal

Uma vez que está sendo produzido óleo Diesel, os custos de construção e operacionais das termelétricas são os mesmos considerados para unidades a Diesel de origem fóssil.

3.9 Custo do diesel vegetal adquirido no mercado

Segundo Morales, o valor praticado atualmente e que tende a permanecer nos próximos anos é de US\$ 700/t, o que corresponde a um custo de US\$ 0,63/l, sendo este valor o utilizado.

3.10 Cenário da variação de preço do dendiesel

Conforme já comentado segundo Morales a tendência de preço do óleo de dendê é de permanecer constante, no entanto, admitiu-se que haverá um aumento de 10% ao final dos próximos três anos, ao final dos próximos seis anos esse aumento será de 15% e no final dos próximos oito anos será também de 15%.

3.11 Eficiência na cadeia de produção de Diesel vegetal

As eficiências consideradas nos diferentes elos da cadeia de produção de óleo Diesel vegetal foram as seguintes:

- Eficiência na produção de óleo vegetal: 72% (CEPED).
- Eficiência na extração do óleo: 72% (CEPED).
- Eficiência no transporte do óleo: 99% (assumi aleatoriamente)
- Eficiência nas termelétricas: a mesma das termelétrica a Diesel de origem fóssil.

4. Termelétricas a Gás natural

Considerou-se nesse trabalho duas logísticas para transporte do gás natural, o transporte por gasoduto e a produção de gás natural liquefeito transportado por barcas criogênicas com planta de vaporização em cada um dos mercados considerados.

4.1 Custo de produção de gás natural por unidade de energia

Assumi-se o valor superior do custo de produção fornecido pela PETROBRÁS⁹ que trabalha com a faixa de US\$ 0,25 a US\$ 1,00/MBTU.

Esse valor foi convertido para US\$/kJ, obtendo-se o valor de $US\$ 9,48 \cdot 10^{-7}/kJ$.

4.2 Custo de construção de gasoduto anualizado, por unidade de energia

Neste trabalho considerou-se os seguintes gasodutos:

- Urucu até a cidade de Coari. Este atenderia a demanda local e também as cidades de Manaus, Itacoatiara, Tefé, Manacapuru e Iranduba.
- Coari até Manaus. Esse gasoduto sofreria derivações para atender as localidades de Itacoatiara, Manacapuru e Iranduba.

Para os gasodutos Urucu-Coari e Coari-Manaus, utilizou-se os dados fornecidos pelo periódico Brasil Energia¹⁰, quais sejam:

Urucu-Coari: 276 km, 18", US\$ 125 milhões.

⁹ Gás Natural Liquefeito. Apostila do Curso oferecido pela Petrobrás no período de 18 a 27/11 de 1991, Belém-PA.

¹⁰ Urucu: Novos Rumos para o Gás. Brasil Energia, n° 225, agosto de 1999, pg. 40.

Coari-Manaus: 420 km, 20", US\$ 275 milhões.

Deve-se salientar que esses valores estão compatíveis com a prática internacional conforme o periódico Oil&Gas Journal¹¹.

O custo de investimento inicial foi então anualizado, utilizando-se para tal uma vida econômica de 20 anos e uma taxa anual de 15%.

O valor anualizado foi convertido para valor por unidade de energia através da equação [4].

$$Caig = \frac{Cia}{Q * PC * 4,187} \quad [4]$$

Onde:

Caig: custo anualizado por unidade de energia para construção do gasoduto [US\$/kJ].

Cia: custo anualizado para construção do gasoduto [US\$].

Q: vazão de gás [kJ/ano]. Considerou-se a vazão do último ano do horizonte de planejamento.

PC: poder calorífico do gás natural [9400 kcal/m³]

Dessa forma obteve-se os seguintes custos por unidade de energia para os gasodutos:

Urucu-Coari: US\$ 4,19*10⁻⁷/kJ.

Coari-Manaus: US\$ 9,70*10⁻⁷/kJ.

Para determinação do custo por unidade de energia dos gasodutos que derivariam do gasoduto Coari-Manaus; para Itacoatiara, Manacapuru e Iranduba, e para o gasoduto Urucu-Tefé, procedeu-se da seguinte maneira.

Considerando que a vazão horária de um gasoduto pode ser obtida através da fórmula da Pan Handle CO.¹² apresentada na equação [5] ou [6]; calculou-se o coeficiente J para os gasodutos Urucu-Coari e Urucu-Porto Velho, utilizando-se dados de diâmetro e comprimento fornecidos pelo periódico Brasil Energia.

$$Q = 9,29 * 10^{-3} \frac{D^{2,53}}{L^{0,51}} \left[\frac{0,98}{Z_m} (P_a^2 - P_b^2) \right]^{0,51} \quad [5]$$

Onde:

Q: vazão horária de gás natural [m³/h].

D: diâmetro do gasoduto [mm]

L: comprimento do gasoduto [km]

Zm: fator de compressibilidade do gás natural.

Pa: pressão na entrada do gasoduto [bar].

Pb: pressão na saída do gasoduto [bar].

$$Q = K * J \quad [6]$$

¹¹ Pipeline Economics. Oil&Gas Journal International Petroleum News and Technology. Aug. 4, 1997, pg. 37-58.

¹² Poulallion, P. "Manual de Gás Natural". Coleção José Ermírio de Moraes. Confederação Nacional da Indústria. Rio de Janeiro-RJ, 1986.

Onde:

Q: vazão horária de gás natural [m^3/h].

K: constante para uma tubulação de diâmetro e comprimento dado.

J: fator de perda de carga.

O valor de J obtido para o gasoduto Urucu-Coari foi de 81,31 e para o gasoduto Urucu-Porto Velho foi de 61,66. Tanto em um caso quanto noutro, os valores correspondentes de pressão de entrada e saída são muito próximos. Sendo assim, considerando-se ainda que o gás é da mesma fonte e portanto possui o mesmo fator de compressibilidade, utilizou-se esses valores de J para determinar o diâmetro dos gasodutos para Itacoatiara, Manacapuru, Iranduba e também para Tefé.

Para os gasodutos para Manacapuru, Iranduba e Tefé, ambos os valores de J, conduziram a um diâmetro comercial de 2" para as três localidades, utilizando-se a equação [5].

Calculou-se então o custo por quilômetro e por diâmetro, para os gasodutos Urucu-Coari e Urucu-Porto Velho, encontrando-se os seguintes valores, US\$ 25.161,03/km.pol e US\$ 33.333,33/km.pol, respectivamente.

Adotou-se então o maior valor para calcular o investimento na construção desses gasodutos, valores estes que foram anualizados, utilizando-se para tal uma vida econômica de 20 anos e uma taxa anual de 15%.

De posse do custo anualizado utilizou-se a equação [4] para obter o custo por unidade de energia anualizado, obtendo-se os seguintes resultados.

Manacapuru: US\$ $1,19 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

Iranduba: US\$ $1,09 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

Tefé: US\$ $4,27 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

Esses valores correspondem a um custo de transporte de:

Manacapuru: US\$ 1,36/MBTU.

Iranduba: US\$ 1,25/ MBTU.

Tefé: US\$ 4,89/ MBTU.

Os comprimentos estimados para os gasodutos foram 60 km, 50 km e 150 km, respectivamente para Manacapuru, Iranduba e Tefé.

Para Itacoatiara, o diâmetro encontrado foi 3". Considerando-se que o traçado do gasoduto para Itacoatiara, acompanharia a rodovia AM-010 – Manaus-Itacoatiara, assumiu-se que o custo de investimento por quilômetro e por diâmetro, corresponderia a 70% do custo do gasoduto Coari-Manaus. Utilizando procedimento análogo aos demais casos, obteve-se o custo por unidade de energia anualizado de US\$ $2,14 \cdot 10^{-6}$ /kJ, que corresponde a um custo de transporte de US\$ 2,45/ MBTU, para um gasoduto com 230 km de extensão.

4.3 Eficiência no transporte por gasoduto

Considerou-se uma eficiência de 97% no transporte por gasoduto segundo Hittmann¹³.

¹³ Hittman Associates, Inc. "Environmental Impacts, Efficiency, and Costs of Energy Supply and End Use, Final Report: vol. I, Columbia, 1974.

4.4 Custo operacional por unidade de energia dos gasodutos

Para todos os gasodutos considerou-se o valor de US\$ 0,85/MBTU ou US\$ $8,06 \cdot 10^{-7}$ /kJ, que corresponde ao valor inferior da faixa de US\$ 0,85/MBTU à US\$ 0,95/MBTU por 1000 km, segundo Angelier¹⁴.

4.5 Custo de investimento por unidade de energia na planta de liquefação

Partiu-se os valores de custo de investimento fornecido por PETROBRÁS¹⁵, para plantas de diferentes capacidades, que constam das Tabelas 17 e 18. Através desses valores e valendo-se da planilha eletrônica Excel 97, determinou-se as funções de custo das curvas tendenciais, que estão representadas nas equações [7] e [8].

$$C_{tl} = 14,97 * V_{tl} + 4,96 \quad [7]$$

Onde:

C_{tl} : custo de investimento nos trens de liquefação [US\$]

V_{tl} : volume diário de gás natural [m³].

$$C_{usc} = 21,56 * V_{tl} + 17,24 \quad [8]$$

Onde:

C_{usc} : custo de investimento em utilidades e sistemas complementares da planta de liquefação [US\$].

V_{tl} : volume diário de gás natural [m³].

O erro quadrático encontrado para a equação [7] foi de 0,994 e para a equação [8] foi de 0,977.

Através das equações [7] e [8] obteve-se os custos para a planta de liquefação a ser instalada em Coari. Convém ressaltar no entanto, que dado as incertezas quanto aos custos reais desse tipo de empreendimento admitiu-se no estudo realizado, que o valor da planta corresponderia a um valor 30% superior ao encontrado.

Tabela 17. Investimento para Trens de Liquefação

Mm ³ /dia	M US\$
1	15
2	34
5	87
8	128
12	180

¹⁴ Angelier, J.P. "Le Gaz Naturel". Collection CyclOpe Les Grands Marchés Mondiaux. Economica, Paris, 1995.

¹⁵ Gás Natural Liquefeito. Apostila do Curso oferecido pela Petrobrás no período de 18 a 27/11 de 1991, Belém-PA.

Tabela 18. Investimentos para Utilidades e Sistemas Complementares.

Mm ³ /dia	M US\$
1	30
2	55
5	135
8	210
12	260

Obteve-se portanto o valor global de investimento de US\$ 212.365.400,00. Esse valor foi anualizado, adotando-se uma vida econômica de 20 anos e uma taxa anual de 15%.

De posse do valor anualizado utilizou-se a equação [4] para obter o custo de investimento anualizado na planta de liquefação por unidade de energia. O valor encontrado foi de US\$ $8,22 \cdot 10^{-7}$ /kJ ou de US\$ 0,94/MBTU.

Vale ressaltar que a soma dos custos operacionais mais o custo de investimento correspondem a um valor de US\$ 61,77/m³, enquanto o valor máximo referenciado por PETROBRÁS é de US\$ 80,00/m³.

4.6 Custos operacionais da planta de liquefação por unidade de energia

Adotou-se o valor de US\$ 1,10/MBTU (US\$ $1,04 \cdot 10^{-6}$ /kJ), que é valor inferior da faixa de valores que possui como limite superior o valor de US\$ 1,45/MBTU, segundo PETROBRÁS, para grandes instalações.

É importante salientar que, se considerarmos os custos de investimento mais os operacionais, isso implica em um custo de liquefação de US\$ 70,51 m³/dia, que está próximo ao limite superior de US\$ 80 m³/dia segundo a PETROBRÁS.

4.7 Eficiência da planta de liquefação

A eficiência assumida para a planta de liquefação foi de 83% segundo PETROBRÁS.

4.8 Custo de capital e operacional de navios metaneiros

Nem todos os mercados considerados nesse trabalho foram contemplados com essa opção. Adotou-se como critério para seleção dos mercados a proximidade com a jazida e a facilidade de acesso fluvial. Os mercados contemplados foram os seguintes: Manaus, Itacoatiara, Parintins, Manacapuru e Tefé. A localidade de Coari apesar de está próxima a jazida, seria o local onde seria construída a planta de liquefação, não fazendo sentido considerar a utilização de gás natural liqüefeito.

A logística de transporte foi definida considerando o tamanho dos mercados e a posição geográfica dos mercados. Considerou-se portanto, que para Manaus e Tefé, haveria frotas específicas para o atendimento desses mercados. Para Itacoatiara e Parintins, havia uma frota que atenderia a estes mercados e outra frota atenderia os mercados de Manacapuru e Iranduba.

Para determinar a quantidade de embarcações, a capacidade destas e a quantidade de viagens para cada ano do horizonte de planejamento considerado neste trabalho, desenvolveu-se um modelo de otimização não linear que determina esses parâmetros buscando o mínimo custo de investimento e operacional. Essa modelagem está descrita no Apêndice C.

O modelo foi desenvolvido para cada uma das frotas consideradas e os resultados obtidos são apresentados na Tabela 19.

Levando em conta que o custo operacional varia anualmente, de acordo com o número de viagens, calculou-se o custo operacional médio anual. Esse custo foi calculado trazendo-se para o valor presente todos os custos operacionais calculados para os dez anos de planejamento, e posteriormente fazendo uma distribuição em uma série uniforme, encontrando-se os valores por mercado constantes da penúltima coluna da Tabela 19. Considerou-se nesses cálculos uma taxa anual de 15% e uma vida econômica de 15 anos.

O investimento anual foi determinado através do produto da quantidade de embarcações pelo custo de capital necessário para aquisição de uma embarcação. Posteriormente esse valor foi distribuído em uma série uniforme, obtendo-se os valores constantes da última coluna da Tabela 19. Adotou-se para esses cálculos uma taxa anual de 15% e vida econômica de 15 anos.

Tabela 19. Quantidade de navios, número de viagens por ano, custo de capital e custo operacional por localidade

Localidade	Quantidade de navios	Capacidade (m ³)	QUANTIDADE DE VIAGENS POR ANO										Custo operacional médio anual (US\$/m ³)	Investimento anual (US\$)
			1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano	6º Ano	7º Ano	8º Ano	9º Ano	10º Ano		
Manaus	17	75.000	346	388	433	474	521	571	626	685	750	816	2.151,46	4,48*10 ⁸
Itacoatiara Parintins	3	125.000	42	46	51	55	60	66	73	81	89	97	320,62	1,05*10 ⁸
Manacapuru Iranduba	3	125.000	55	60	65	71	77	84	91	99	108	118	379,33	1,05*10 ⁸
Tefé	2	75.000	65	70	76	81	86	92	98	105	113	121	401,49	5,27*10 ⁷

O critério adotado para escolha das capacidades dos navios foi a disponibilidade de dados e a capacidade que constava do projeto proposto pela PETROBRÁS para o transporte do gás de Urucu – 1.900 m³. Os custos de capital considerados para as embarcações são os constantes da Tabela 20.

Tabela 20. Custo de capital para navios metaneiros de diferentes capacidades.

Capacidade (m ³)	Custo de capital (milhões US\$)
1900	88,75
40000	130,00
75000	165,00
125000	220,00

Os custos para os navios de 40.000, 75.000 e 125.000 m³ foram obtidos de Stauffer¹⁶. O custo para embarcações de 1900 m³ foi obtido ajustando-se uma curva linear para os pontos formados pelos dados de custo e capacidade dos demais navios. Utilizou-se para tal, a planilha eletrônica Excel 97.

A função da curva ajustada é apresentada na equação [9].

$$C_{nv} = 0,001062 + 86,73516 * C_{pnv} \quad [9]$$

onde:

C_{nv}: custo de capital do navio metaneiro [US\$].

C_{pnv}: capacidade do navio metaneiro [m³].

O erro quadrático encontrado foi de 0,999; donde pode-se concluir que a curva ajustada teve uma excelente aderência aos dados de entrada.

Quanto aos custos operacionais utilizou-se o valor de US\$ 0,2/MBTU por 1.000 km e US\$ 0,4/MBTU por 2.000 km, segundo Stauffer. Esses custos foram calculados por m³ e por km, sendo posteriormente multiplicados pela capacidade do navio e pela distância até os mercados, levando-se em conta a distância ao assumir um ou outro valor.

4.9 Eficiência no transporte de gás natural por navio metaneiro

Adotou-se a eficiência de 99,4% segundo Ikoku (1987).

4.10 Custo de capital do terminal metaneiro de recebimento e vaporização

Partiu-se os valores de custo de investimento fornecido por PETROBRÁS¹⁷, para plantas de diferentes capacidades, que constam das Tabelas 21 e 22. Através desses valores e valendo-se da planilha eletrônica Excel 97, determinou-se as funções de custo das curvas tendenciais, que estão representadas nas equações [10] e [11].

¹⁶ Stauffer, T. R. "The Diseconomics of Long-Haul LNG Trading". The Journal of Energy and Development, vol. 20, n° 2, 1996.

¹⁷ Gás Natural Liquefeito. Apostila do Curso oferecido pela Petrobrás no período de 18 a 27/11 de 1991, Belém-PA.

$$C_{tl} = 20,05 * V_{tl} + 91,72 \quad [10]$$

Onde:

C_{tv} : custo de investimento no terminal de vaporização [US\$]

V_{tl} : volume diário de gás natural [m³].

$$C_{usc} = 0,116 * V_{tl} + 1,627 \quad [11]$$

Onde:

C_{pv} : custo de investimento na planta de vaporização [US\$].

V_{tl} : volume diário de gás natural [m³].

O erro quadrático encontrado para a equação [10] foi de 0,924 e para a equação [11] foi de 0,995.

Através das equações [10] e [11] obteve-se os custos para a planta de vaporização a ser instalada em cada um dos mercados.

Convém ressaltar no entanto, que dado as incertezas quanto as custos reais desse tipo de empreendimento admitiu-se no estudo realizado, que o valor da planta corresponderia a um valor 30% superior ao encontrado.

Tabela 20. Investimento para Terminal de vaporização

Mm ³ /dia	M US\$
1	80
2	140
5	220
8	270
12	310

Tabela 21. Investimentos para instalação de vaporização (M US\$).

Mm ³ /dia	Com combustão
1	1.7
2	1.9
5	2.2
8	2.6
12	3.0

De posse das funções de custo obteve o valor de investimento que foi anualizado considerando-se uma vida econômica de 20 anos e uma taxa anual de 15%.

Utilizou-se então o valor anualizado na equação [4] para obter o custo de investimento anualizado na planta de liquefação por unidade de energia. O valor encontrado foi de US\$ 0,36/MBTU para investimento na construção de terminal e planta de vaporização.

4.11 Custos operacionais da planta de vaporização por unidade de energia

Adotou-se o valor de US\$ 0,30/MBTU (US\$ $2,84 \cdot 10^{-7}$ /kJ) segundo PETROBRÁS.

4.11 Eficiência da planta de vaporização

Adotou-se a eficiência de 98% segundo Ikoku (1987).

4.12 Transformação das termelétricas existentes para utilização de gás natural

Tomando-se como referência os custos para transformação das máquinas das termelétricas Mauá e Electron, segundo Nuñez et al.¹⁸, para a empresa Manaus Energia S.A; calculou-se o custo de transformação por unidade de energia. Para determinar a quantidade de energia anual gerada considerou-se uma fator de carga de 0,7 e um fator de utilização de 0,8.

Para anualizar o investimento utilizou-se uma taxa anual de 10 % e uma vida econômica de 15 anos.

Os valores anualizados do custo por unidade de energia usadas como referência encontram-se na Tabela 23.

Tabela 23. Usina, potência instalada, investimento total e investimento anualizado para adaptação para gás natural.

USINA	Potência Instalada (MW)	Investimento Total (US\$)	Investimento anualizado por unidade de energia (US\$/kJ)
Mauá	114	$2,80 \cdot 10^7$	$1,83 \cdot 10^{-6}$
Electron	84	$2,00 \cdot 10^7$	$1,77 \cdot 10^{-6}$

No estudo de caso apresentando neste trabalho adotou-se o maior valor encontrado.

4.13 Eficiência das termelétricas transformadas

Para as termelétricas Mauá e Electron, segundo Nuñez et al.. as eficiências são respectivamente 33% e 36%.

No estudo de caso realizado utilizou-se a menor eficiência.

¹⁸ Nuñez, J.I.C; Amaral, J.A.R.; Pastana, J.F.B; França, G.P.M. e Cutrim, F.E.C., "Metodologia para Avaliação de Integridade, da Revitalização e Extensão de Vida Útil de Usinas Termelétricas, Um Caso Prático: Conversão do Parque Térmico da Eletronorte em Manaus, para Gás Natural". XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis-SC, 1995.

4.14 Custo de investimento em termelétricas a gás natural

Kuwaraha¹⁹ apresenta dados de custo de investimento para máquinas a gás com potência inferior a 5 MW. Esses dados constam da Tabela 23.

Utilizando-se os dados da Tabela 23 ajustou-se, com auxílio da planilha eletrônica Excel 97, a função da curva tendencial aos pontos dados, a qual está representada na equação [12].

$$\text{Ctgn} = 575,44 * \text{Pins} + 21440,81 \quad [12]$$

onde:

Ctgn: custo de investimento em termelétrica a gás natural [US\$]

Pins: potência instalada da termelétrica a gás natural [kW].

Utilizando-se a equação [12] determinou-se os custos de investimentos para todas as máquinas com potência menor ou igual a 5 MW.

Para potências superiores a 5 MW considerou-se o valor de US\$ 747/kW, que corresponde ao dobro da média dos valores fornecidos por GTW Handbook²⁰ para diferentes potências. Assumiu-se o dobro do valor, de modo a contemplar as eventualidades a que um empreendimento dessa natureza está sujeito na região Amazônica.

Na Tabela 24 apresenta-se o custo de instalação de termelétricas a gás natural por localidade.

Tabela 24. Custo de investimento em termelétricas a gás natural, por potência para cada localidade.

Potência (MW)	Itacoatiara (US\$)	Potência (MW)	Manacapuru (US\$)	Potência (MW)	Iranduba (US\$)	Potência (MW)	Parintins (US\$)
4,5	2.591.525,99	2,5	1.443.565,13	2,3	1.326.428,37	2,7	1.557.184,43
19,2	14.353.634,85	12,7	9.517.705,22	11,0	8.223.438,18	11,8	8.799.463,87
5,2	3.875.787,33	2,0	1.168.363,02	2,3	1.326.428,37	2,1	1.240.325,86
5,2	3.913.390,23	2,8	1.652.401,36	2,7	1.557.184,43	2,6	1.506.165,24
Potência (MW)	Coari (US\$)	Potência (MW)	Tefé (US\$)	Potência (MW)	Maués (US\$)	Potência (MW)	Tabatinga (US\$)
1,2	698.765,22	1,7	978.684,59	0,8	497.936,00	1,1	643.011,26
5,7	4.411.557,02	9,3	6.941.706,42	4,1	2.352.186,30	5,8	4.451.295,21
0,9	542.654,13	1,4	802.571,05	0,7	417.006,54	0,8	457.011,45
1,3	750.248,02	1,6	928.218,64	0,8	479.997,48	1,0	591.830,50

Para as máquinas a serem instaladas em Manaus assumiu-se o valor de US\$ 518,7/kW segundo estudo do MME²¹.

¹⁹ Kuwahara, N. "Análise do gás natural liqüefeito como alternativa energética para pequenos e médios sistemas isolados da Amazônia". Dissertação de mestrado defendida junto a Universidade Estadual de Campinas. Agosto, 1999.

²⁰ GTW Handbook, 1997.

²¹ Suprimento de Energia Elétrica na Amazônia Legal. Relatório Final da Comissão Designada pela Portaria MME n. 128/95. MME – DNDE – ELETROBRÁS – PETROBRÁS – ELETRONORTE. Agosto, 1995.

4.15 Custo de geração por unidade de energia

Tendo em vista a falta de dados assumiu-se que os custos de geração por unidade de energia, descontando o combustível, corresponderia a 30% a mais do que nas termelétricas a óleo Diesel.

Os valores assumidos são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25. Custos de geração para máquinas novas, por localidade.

Localidade	Custo de Geração (US\$/kJ)
Coari	$4,14 \cdot 10^{-5}$
Irlanduba	$3,99 \cdot 10^{-5}$
Itacoatiara	$4,08 \cdot 10^{-5}$
Manacapuru	$4,23 \cdot 10^{-5}$
Parintins	$5,11 \cdot 10^{-5}$
Tefé	$4,27 \cdot 10^{-5}$

4.16 Eficiência nas termelétricas a gás natural

Para as máquinas a serem instaladas no interior assumiu-se eficiência de 30%, conforme dados fornecidos por GTW Handbook. Para Manaus assumiu-se uma eficiência de 40% uma vez que as usinas seriam a ciclo combinado.

5. Linha de Transmissão de Tucuruí

5.1 Custo de investimento na LT de Tucuruí

Os dados de potência instalada (1200 MW) e o valor do investimento (US\$ 1.135,50 milhões) foram obtidos a partir do MME.

Esse investimento foi anualizando considerando-se uma taxa anual de 10% e uma vida econômica de 20 anos.

Calculou-se então a energia gerada anualmente, assumindo-se um fator de carga de 0,7.

O custo de investimento anual por unidade de energia encontrado foi de US\$ $5,03 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

5.2 Custo de manutenção da LT

Assumiu-se como sendo correspondente a 2% dos custos de investimento. Isso levou a um custo de manutenção por unidade de energia de US\$ $1,01 \cdot 10^{-7}$ /kJ.

5.3 Custo de geração

O custo de geração em Tucuruí segundo MME, é de US\$ 28/MWh o que corresponde a um valor de US\$ $7,78 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

5.4 Eficiência na LT de Tucuruí

Assumiu-se uma eficiência na transmissão de 94%, igual a encontrada para a linha de transmissão de Guri.

6. Linha de transmissão de Guri

6.1 Custo de investimento na LT de Guri

Os dados da demanda total (1278 MW) e o valor do investimento (US\$ 495,3 milhões) foi obtido segundo MME.

Esse investimento foi anualizando considerando-se uma taxa anual de 10% e uma vida econômica de 20 anos.

Calculou-se então a energia gerada anualmente, assumindo-se um fator de carga de 0,7.

O custo de investimento anual por unidade de energia encontrado foi de US\$ $2,20 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

6.2 Custo de manutenção da LT de Guri

Fez-se consideração idêntica ao do custo correspondente na LT de Tucuruí, obtendo o valor de US\$ $4,39 \cdot 10^{-8}$ /kJ.

6.3 Custo da energia de Guri

O custo da energia de Guri segundo MME, é de US\$ 38/MWh o que corresponde a um valor de US\$ $1,06 \cdot 10^{-5}$ /kJ.

6.4 Eficiência na transmissão

Com os dados de demanda de transmissão e a demanda final segundo MME, obteve-se o valor de 94% de eficiência.

7. Hidrelétrica de Cachoeira Porteira

7.1 Custo de investimento na construção da Hidrelétrica

Os dados de potência instalada (700 MW) e o valor do investimento (US\$ 920,40 milhões) foi obtido segundo MME.

Esse investimento foi anualizando considerando-se uma taxa anual de 10% e uma vida econômica de 20 anos.

Calculou-se então a energia gerada anualmente, assumindo-se um fator de carga de 0,7.

O custo de investimento anual por unidade de energia encontrado foi de US\$ $7,00 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

7.2 Custo de operação e manutenção da usina

Segundo MME esse custo é de US\$ 3,1/MWh, que corresponde ao valor de US\$ $8,61 \cdot 10^{-7}$ /kJ.

7.3 Custo de geração

Segundo MME o custo de geração incluindo a transmissão é de US\$ 35,00/MWh, correspondendo ao valor de US\$ $9,72 \cdot 10^{-6}$ /kJ.

7.4 Eficiência na geração e no sistema de transmissão

Assumiu-se uma eficiência de 95% na geração e de 94% na transmissão.

8. Índice de emissão de CO₂

Considerou-se que a emissão de CO₂ somente na queima de combustível para geração de eletricidade. Os índices de emissão foram obtidos a partir do Balanço Energético do Estado de São Paulo²², os quais são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26. Índice de emissão de Carbono para diferentes energéticos.

Energético	Emissão (tC/kJ)
Lenha	104,2
Diesel	70,4
Gás Natural	53,3

9. Geração de emprego direto

◆ Termelétrica a Lenha

Na floresta energética segundo Perlack a quantidade de empregos é de 0,1 para cada 5 hectares, admitindo-se um grau de mecanização que reduza a mão-de-obra em 50%.

Na operação da termelétrica a quantidade de pessoas necessárias admitiu-se sendo igual a 2/MW. Esse valor foi obtido junto ao chefe da Divisão de projetos da Companhia Energética do Estado do Amazonas – CEAM, engenheiro Áureo Albuquerque Matos, referente ao projeto de instalação de termelétrica a lenha no município de Manacapuru-AM.

²² Balanço Energético do Estado de São Paulo 1997, ano base 1996. Secretária de Energia do Estado de São Paulo, SP, 1977.

◆ Termelétrica a Diesel

No transporte fluvial do Diesel considerou-se o valor de 5 pessoas para cada 150.000 l, relação essa correspondente a frota que a CEAM possuía para o transporte do combustível.

Na operação das termelétricas considerou-se o valor de 1 emprego por MW, obtido através da relação do número de empregados e capacidade instalada da CEAM. A informação do número de empregados e capacidade instalada foram obtidos a partir do Boletim Estatístico da CEAM de 1997.

Para as termelétricas de Manaus considerou-se a relação de 0,03 empregos por MW, tendo em vista o maior porte das máquinas.

◆ Termelétrica a óleo vegetal

Na produção agrícola, segundo Morales são necessárias 1 emprego para cada 5 hectares.

Na extração de óleo são necessários 0,02 empregos por cada hectare, segundo CEPED. Ainda segundo CEPED, são necessários 0,001 empregos para cada hectare na fábrica de Diesel vegetal.

◆ Termelétrica a gás natural

O índice de empregos gerados no transporte de gás natural por gasoduto foi obtido a partir de dados de emprego e energia constantes do Relatório de Impactos Ambientais do gasoduto Urucu-Coari, correspondendo a um valor de $1,16 \cdot 10^{-12}$ empregos por kJ.

A quantidade de empregos por unidade de energia na planta de liquefação foi segundo PETROBRÁS, correspondendo a um valor de $1,46 \cdot 10^{-12}$ empregos por kJ. Segundo PETROBRÁS a quantidade de empregos diretos gerados no transporte de Gás Natural Liquefeito é de $5,65 \cdot 10^{-11}$ empregos por kJ.

Para a planta de vaporização admitiu-se que o valor seria de $5,07 \cdot 10^{-11}$ empregos por kJ, inferior a 30% ao encontrado para as termelétricas a Diesel.

◆ Linha de Transmissão

Segundo o engenheiro Aureo Matos da Divisão de projetos da CEAM, o índice de empregos gerados na transmissão de energia elétrica seria de $1,59 \cdot 10^{-14}$ empregos por kJ.

◆ Hidrelétricas

Para hidrelétricas admitiu-se que o índice de geração de empregos seria 50% inferior ao assumido para as termelétricas a Diesel.

10. Área desmatada e área inundada

◆ Linha de Transmissão de Guri

Segundo MME a área a ser desmatada para construção da LT que interligaria a hidrelétrica de Guri na Venezuela com o sistema Manaus, seria de 12,2 km², uma vez que esta acompanharia o caminhamento da rodovia que interliga Manaus a Boa Vista.

◆ Linha de Transmissão de Tucuruí

Segundo MME a área a ser desmatada para construção da LT que interligaria a hidrelétrica de Tucuruí no Estado do Pará com o sistema Manaus, seria de 126 km².

◆ Linha de Transmissão de Cachoeira Porteira

No estudo realizado pelo MME consta um valor de 29 km² de área a ser desmatada para construção da LT que interligaria a hidrelétrica de Cachoeira Porteira no Estado do Pará, a ser construída, com o sistema Manaus.

◆ Hidrelétrica de Cachoeira Porteira

Segundo também MME a área a ser inundada devido a construção de Cachoeira Porteira seria de 912 km².

◆ Construção de gasoduto

Considerando que a área desmatada pelo poliduto que interliga Urucu a Coari é de 700 ha, segundo o relatório de impactos ambientais daquele empreendimento, obteve o valor de 2,56 ha desmatado por quilômetro quadrado.

Esse índice foi adotado para os demais gasodutos, encontrando-se os valores constantes da Tabela 27.

Tabela 27. Área desmatada devido a construção de gasoduto.

Trecho de gasoduto	Área desmatada (ha)
Urucu-Coari	706,56
Coari-Manaus	1075,20
Coari-Tefé	384,00
Manacapuru	153,60
Itacoatiara	588,80
Irlanduba	128,00

APÊNDICE B

ENERGIA E DEMANDA PARA OS MERCADOS
CONSIDERADOS NO ESTUDO DE CASO

Os níveis de demanda e energia adotados no estudo de caso realizado nesse trabalho foi obtido através do “PLANO INDICATIVO DE ATENDIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTADO DO AMAZONAS, 1998-2007”.

Considerando-se que o período contemplado termina em 2008, verificou-se qual a taxa estimada de crescimento, tanto de demanda quanto de energia, no último ano do referido Plano, e admitiu-se que esta se manterá para o período 2007-2008.

Os requisitos de demanda para os mercados considerados estão na Tabela 1, e os de energia na Tabela 2.

Tabela 1. Requisitos de demanda de energia elétrica por localidade [kW]

Município	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Itacoatiara	11.366	12.715	13.947	15.504	16.964	18.819	21.313	24.390	27.310	30.587
Manacapuru	7.989	8.541	9.225	9.926	10.676	11.485	12.309	13.268	14.474	15.777
Itanduba	6.571	7.239	8.008	8.821	9.704	10.652	11.673	12.858	14.092	15.445
Parintins	7.648	8.185	8.936	9.758	10.534	11.459	12.357	13.388	14.543	15.794
Coari	3.344	3.502	3.913	4.257	4.587	4.978	5.385	5.862	6.382	6.950
Tefé	5.937	6.405	6.975	7.549	8.056	8.667	9.255	10.048	10.854	11.722
Maunés	2.812	2.997	3.198	3.445	3.660	3.929	4.200	4.516	4.851	5.210
Tabatinga	3.851	4.110	4.403	4.757	5.074	5.466	5.839	6.210	6.694	7.216
Manaus	504.800	550.300	599.400	649.500	707.600	770.200	837.700	941.600	991.400	1.043.944

Tabela 2. Requisitos de energia elétrica por localidade [MWh]

Município	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Itacoatiara	61.228	68.091	73.828	80.954	87.781	96.185	108.119	122.157	134.632	148.381
Manacapuru	44.479	47.798	51.377	55.234	59.345	63.779	68.566	73.756	80.538	87.944
Itanduba	33.959	37.518	41.390	45.591	50.152	55.106	60.497	66.458	72.832	79.817
Parintins	38.511	41.524	45.411	49.797	53.979	58.966	64.070	69.569	75.752	82.485
Coari	19.231	20.845	22.639	24.597	26.363	28.531	30.713	33.065	36.096	39.405
Tefé	32.929	35.407	38.190	41.053	43.522	46.517	49.518	53.312	57.120	61.200
Maués	13.964	15.042	16.130	17.508	18.746	20.275	21.926	23.716	25.633	27.705
Tabatinga	20.546	21.946	23.381	25.192	26.796	28.788	30.777	32.577	34.970	37.539
Manaus	3.569.541	3.906.437	4.272.760	4.608.947	4.986.875	5.396.020	5.839.035	6.318.816	6.838.700	7.401.358

APÊNDICE C

MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DO
NÚMERO DE NAVIOS METANEIROS E QUANTIDADE DE
VIAGENS ANUAIS

Descrição do problema:

Dada a existência de navios metaneiros com diferentes capacidades, e portanto com diferentes custos de capital e operacionais, desejava-se determinar qual seria a evolução da frota, bem como o número de viagens a serem realizadas por cada navio em cada ano do horizonte de planejamento considerado, de modo a suprir os mercados com o menor custo.

Solução:

Desenvolveu-se uma modelagem matemática do problema, o qual apresentou uma função de custo linear, porém algumas restrições não lineares.

O problema foi elaborado e resolvido para cada mercado separadamente.

Admitiu-se que os investimentos seriam feitos somente no primeiro, no terço, no sexto e no oitavo ano, de maneira a ficar compatível com os tempos de investimentos assumidos para o estudo de caso apresentado neste trabalho.

Para cada período em que não ocorrerá investimento, considerou-se somente os custos operacionais dos navios já adquiridos.

Limitou-se ainda o número máximo de viagens que cada navio poderia fazer no intervalo de um ano.

No modelo qn_i representa a quantidade navios e os subíndice i corresponde a uma capacidade específica; qv_i representa a quantidade de viagens e o subíndice i está relacionado com um navio de capacidade específica.

A modelagem feita para Manaus está representada abaixo.

```
Min =
!primeiro período;
15200000*qn1 + 45.04*qvia1 + 22200000*qn2 + 948.16*qvia2 + 28200000*qn3 +
1777.8*qvia3+ 37600000*qn4 + 2963*qvia4+
!segundo período;
39.16*qv25 + 824.49*qv26 + 1545.92*qv27 + 2576.53*qv28 +
! terceiro período;
34.05*qv29 + 716.95*qv30 + 1344.27*qv31 + 2240.46* qv32 +
!quarto período;
9980000*qn5 + 29.61* qvia5 + 14600000*qn6 + 1168.93* qvia6 + 18600000*qn7 +
2190.6*qvia7+ 24700000*qn8 + 1948.22* qvia8 +
29.61*qv1 + 623.43*qv2 + 1168.93*qv3 + 1948.22*qv4 +
! quinto período;
25.75*qv33 + 542.11*qv34 + 1016.46*qv35 + 1694.11*qv36 +
25.75*qv37 + 542.11*qv38 + 1016.46*qv39 + 1694.11*qv40 +
! sexto período;
22.39*qv41 + 471.4*qv42 + 883.88*qv43 + 1473.14*qv44 +
22.39*qv45 + 471.4*qv46 + 883.88*qv47 + 1473.14*qv48 +
! sétimo período;
6560000*qn9 + 19.47*qvia9 + 9610000*qn10 + 409.92*qvia10 + 12200000*qn11 +
768.59* qvia11+ 16300000*qn12 + 1280.99* qvia12 +
19.47*qv5 + 409.92*qv6 + 768.59*qv7 + 1280.990*qv8 +
19.47*qv9 + 409.92*qv10 + 768.59*qv11 + 1280.990*qv12 +
! oitavo período;
16.93*qv49 + 356.45*qv50 + 668.34*qv51 + 1113.9*qv52 +
16.93*qv53 + 356.45*qv81 + 668.34*qv55 + 1113.9*qv56 +
16.93*qv57 + 356.45*qv58 + 668.34*qv59 + 1113.9*qv60 +
```

```

! nono período;
4961637.79*qn13 + 14.72* qvia13 + 7267751.12*qn14 + 309.96* qvia14 +
9224453.35*qn15 + 581.17* qvia15 + 12299271.13*qn16 + 968.61* qvia16 +
14.72*qv13 + 309.96*qv14 + 581.17*qv15 + 968.61*qv16 +
14.72*qv17 + 309.96*qv18 + 581.17*qv19 + 968.61*qv20 +
14.72*qv21 + 309.96*qv22 + 581.17*qv23 + 968.61*qv24 +
!décimo período;
12.8*qv61 + 269.53*qv62 + 505.36*qv63 + 842.27*qv64 +
12.8*qv65 + 269.53*qv66 + 505.36*qv67 + 842.27*qv68 +
12.8*qv69 + 269.53*qv70 + 505.36*qv71 + 842.27*qv72 +
12.8*qv73 + 269.53*qv74 + 505.36*qv75 + 842.27*qv76 ;

! restrições de demanda;
!primeiro período;
1900*qn1*qv25 + 40000*qn2*qv26 + 75000*qn3*qv27 + 125000*qn4*qv28 >= 5180000;
!segundo período;
1900*qn1*qv29 + 40000*qn2*qv30 + 75000*qn3*qv31 + 125000*qn4*qv32 >= 5570000;
! terceiro período;
1900*qn1*qvia1 + 40000*qn2*qvia2 + 75000*qn3*qvia3 + 125000*qn4*qvia4 >=
6010000;
!quarto período;
1900*qn1*qv1 + 40000*qn2*qv2 + 75000*qn3*qv3 + 125000*qn4*qv4 +
1900*qn5*qvia5 + 40000*qn6*qvia6 + 75000*qn7*qvia7 + 125000*qn8*qvia8 >=
6460000;
! quinto período;
1900*qn1*qv33 + 40000*qn2*qv34 + 75000*qn3*qv35 + 125000*qn4*qv36 +
1900*qn5*qv37 + 40000*qn6*qv38 + 75000*qn7*qv39 + 125000*qn8*qv40 >= 6850000;
! sexto período;
1900*qn1*qv41 + 40000*qn2*qv42 + 75000*qn3*qv43 + 125000*qn4*qv44 +
1900*qn5*qv45 + 40000*qn6*qv46 + 75000*qn7*qv47 + 125000*qn8*qv48 >= 7320000;
! sétimo período;
1900*qn1*qv5 + 40000*qn2*qv6 + 75000*qn3*qv7 + 125000*qn4*qv8 +
1900*qn5*qv9 + 40000*qn6*qv10 + 75000*qn7*qv11 + 125000*qn8*qv12 +
1900*qn9*qvia9 + 40000*qn10*qvia10 + 75000*qn11*qvia11 + 125000*qn12*qvia12 >=
7790000;
! oitavo período;
1900*qn1*qv49 + 40000*qn2*qv50 + 75000*qn3*qv51 + 125000*qn4*qv52 +
1900*qn5*qv53 + 40000*qn6*qv54 + 75000*qn7*qv55 + 125000*qn8*qv56 +
1900*qn9*qv57 + 40000*qn10*qv58 + 75000*qn11*qv59 + 125000*qn12*qv60 >=
8390000;
!nono período;
1900*qn1*qv13 + 40000*qn2*qv14 + 75000*qn3*qv15 + 125000*qn4*qv16 +
1900*qn5*qv17 + 40000*qn6*qv18 + 75000*qn7*qv19 + 125000*qn8*qv20 +
1900*qn9*qv21 + 40000*qn10*qv22 + 75000*qn11*qv23 + 125000*qn12*qv24 +
1900*qn13*qvia13 + 40000*qn14*qvia14 + 75000*qn15*qvia15 + 125000*qn16*qvia16
>= 8990000;
!décimo período;
1900*qn1*qv61 + 40000*qn2*qv62 + 75000*qn3*qv63 + 125000*qn4*qv64 +
1900*qn5*qv65 + 40000*qn6*qv66 + 75000*qn7*qv67 + 125000*qn8*qv68 +
1900*qn9*qv69 + 40000*qn10*qv70 + 75000*qn11*qv71 + 125000*qn12*qv72 +
1900*qn13*qv73 + 40000*qn14*qv74 + 75000*qn15*qv75 + 125000*qn16*qv76 >=
9630000;

```

!Restrição para garantir que no mínimo seja viabilizado dois navios, pois um estaria carregando enquanto o outro descarrega;

qn1 + qn2 + qn3 + qn4 >= 2;

```

!Restrições que limitam o número máximo de viagens de cada embarcação por ano;
108*qn1 - qvia1 >= 0;
108*qn2 - qvia2 >= 0;
108*qn3 - qvia3 >= 0;
108*qn4 - qvia4 >= 0;
108*qn1 - qv25 >= 0;
108*qn2 - qv26 >= 0;
108*qn3 - qv27 >= 0;
108*qn4 - qv28 >= 0;
108*qn1 - qv29 >= 0;
108*qn2 - qv30 >= 0;
108*qn3 - qv31 >= 0;
108*qn4 - qv32 >= 0;

108*qn5 - qvia5 >= 0;
108*qn6 - qvia6 >= 0;
108*qn7 - qvia7 >= 0;
108*qn8 - qvia8 >= 0;
108*qn1 - qv1 >= 0;
108*qn2 - qv2 >= 0;
108*qn3 - qv3 >= 0;
108*qn4 - qv4 >= 0;
108*qn1 - qv33 >= 0;
108*qn2 - qv34 >= 0;
108*qn3 - qv35 >= 0;
108*qn4 - qv36 >= 0;
108*qn1 - qv41 >= 0;
108*qn2 - qv42 >= 0;
108*qn3 - qv43 >= 0;
108*qn4 - qv44 >= 0;
108*qn5 - qv37 >= 0;
108*qn6 - qv38 >= 0;
108*qn7 - qv39 >= 0;
108*qn8 - qv40 >= 0;
108*qn5 - qv45 >= 0;
108*qn6 - qv46 >= 0;
108*qn7 - qv47 >= 0;
108*qn8 - qv48 >= 0;

108*qn9 - qvia9 >= 0;
108*qn10 - qvia10 >= 0;
108*qn11 - qvia11 >= 0;
108*qn12 - qvia12 >= 0;
108*qn1 - qv5 >= 0;
108*qn2 - qv6 >= 0;
108*qn3 - qv7 >= 0;
108*qn4 - qv8 >= 0;
108*qn5 - qv9 >= 0;
108*qn6 - qv10 >= 0;
108*qn7 - qv11 >= 0;
108*qn8 - qv12 >= 0;
108*qn1 - qv49 >= 0;
108*qn2 - qv50 >= 0;
108*qn3 - qv51 >= 0;
108*qn4 - qv52 >= 0;
108*qn5 - qv53 >= 0;
108*qn6 - qv54 >= 0;
108*qn7 - qv55 >= 0;

```

108*qn8 - qv56 >= 0;
108*qn9 - qv57 >= 0;
108*qn10 - qv58 >= 0;
108*qn11 - qv59 >= 0;
108*qn12 - qv60 >= 0;

108*qn13 - qvia13 >= 0;
108*qn14 - qvia14 >= 0;
108*qn15 - qvia15 >= 0;
108*qn16 - qvia16 >= 0;
108*qn1 - qv13 >= 0;
108*qn2 - qv14 >= 0;
108*qn3 - qv15 >= 0;
108*qn4 - qv16 >= 0;
108*qn5 - qv17 >= 0;
108*qn6 - qv18 >= 0;
108*qn7 - qv19 >= 0;
108*qn8 - qv20 >= 0;
108*qn9 - qv21 >= 0;
108*qn10 - qv22 >= 0;
108*qn11 - qv23 >= 0;
108*qn12 - qv24 >= 0;
108*qn1 - qv61 >= 0;
108*qn2 - qv62 >= 0;
108*qn3 - qv63 >= 0;
108*qn4 - qv64 >= 0;
108*qn5 - qv65 >= 0;
108*qn6 - qv66 >= 0;
108*qn7 - qv67 >= 0;
108*qn8 - qv68 >= 0;
108*qn9 - qv69 >= 0;
108*qn10 - qv70 >= 0;
108*qn11 - qv71 >= 0;
108*qn12 - qv72 >= 0;
108*qn13 - qv73 >= 0;
108*qn14 - qv74 >= 0;
108*qn15 - qv75 >= 0;
108*qn16 - qv76 >= 0;

!RESTRICÇÕES DE INTEGRALIDADE, PARA QUE O NÚMERO DE NAVIOS NÃO SEJA
FRACIONÁRIO;

@GIN (qn1); @GIN (qn2); @GIN (qn3); @GIN (qn4);
@GIN (qn5); @GIN (qn6); @GIN (qn7); @GIN (qn8);
@GIN (qn9); @GIN (qn10); @GIN (qn11); @GIN (qn12);
@GIN (qn13); @GIN (qn14); @GIN (qn15); @GIN (qn16);

!RESTRICÇÕES DE INTEGRALIDADE, PARA QUE O NÚMERO DE VIAGENS NÃO SEJA
FRACIONÁRIO;

@gin (qvia1); @gin (qvia2);@gin (qvia3);@gin (qvia4);
@gin (qvia5); @gin (qvia6);@gin (qvia7);@gin (qvia8);
@gin (qvia9); @gin (qvia10);@gin (qvia11);@gin (qvia12);
@gin (qvia13); @gin (qvia14);@gin (qvia15);@gin (qvia16);

@gin (qv1); @gin (qv2);@gin (qv3);@gin (qv4);
@gin (qv5); @gin (qv6);@gin (qv7);@gin (qv8);
@gin (qv9); @gin (qv10);@gin (qv11);@gin (qv12);
@gin (qv13); @gin (qv14);@gin (qv15);@gin (qv16);

```
@gin (qv17); @gin (qv18);@gin (qv19);@gin (qv20);  
@gin (qv21); @gin (qv22);@gin (qv23);@gin (qv24);  
@gin (qv25); @gin (qv26);@gin (qv27);@gin (qv28);  
@gin (qv29); @gin (qv30);@gin (qv31);@gin (qv32);  
@gin (qv33); @gin (qv34);@gin (qv35);@gin (qv36);  
@gin (qv37); @gin (qv38);@gin (qv39);@gin (qv40);  
@gin (qv41); @gin (qv42);@gin (qv43);@gin (qv44);  
@gin (qv45); @gin (qv46);@gin (qv47);@gin (qv48);  
@gin (qv49); @gin (qv50);@gin (qv51);@gin (qv52);  
@gin (qv53); @gin (qv81);@gin (qv55);@gin (qv56);  
@gin (qv57); @gin (qv58);@gin (qv59);@gin (qv60);  
@gin (qv61); @gin (qv62);@gin (qv63);@gin (qv64);  
@gin (qv65); @gin (qv66);@gin (qv67);@gin (qv68);  
@gin (qv69); @gin (qv70);@gin (qv71);@gin (qv72);  
@gin (qv73); @gin (qv74);@gin (qv75);@gin (qv76);
```

O modelo foi resolvido usando o software LINGO 4.0, apresentando um tempo de solução para cada caso de aproximadamente 15 segundos. Esse tempo é bastante pequeno considerando-se que todas as variáveis devem atender a restrição de integralidade.

Deve-se ressaltar ainda que foi levado em consideração o valor da variação dos custos no tempo, possibilitando assim que o modelo contemplasse o possível ganho com a postergação de investimentos.

APÊNDICE D

MODELO DE RELATÓRIO DE SAÍDA DO PACOTE
COMPUTACIONAL PARA O PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DE SISTEMAS ISOLADOS

LOCALIDADE:**ITACOATIARA****PRIMEIRO PERÍODO****Térmica a Diesel**

Custo anual na compra de Diesel (US\$):	1.651.863,09	
Transporte do Diesel (US\$):	276.560,21	
Construção da termelétrica (US\$):	#VALORI	
O&M da termelétrica (US\$):	3.806.400,00	
Custo de geração (US\$/MWh):	86,75	
Potência a ser instalada (MW):	0,00	
O Diesel não participa da solução	1.917.768,60	
Custo de repotenciação (US\$)	1.917.769,00	
Empregos diretos gerados:	13,00	
Emissão de C (tC/ano)	59.798,28	

Cogeração

Custo com energia (US\$):	307.994,40
Custo de geração (US\$/MWh):	88,00
Emissão de C:	6.107

Conservação de energia

Custo com ações de conservação (US\$):	366.832,00
Custo da energia economizada (US\$/MWh):	29,09
Quantidade de C evitado (tC/ano):	-11.713

Térmica a óleo vegetal

Custo com óleo de dendê (US\$):	0,00
Const. da fábrica de diesel vegetal (US\$):	0,00
O&M da fábrica de Diesel (US\$):	0,00
Transporte do óleo vegetal (US\$):	0,00
Construção da termelétrica (US\$):	0,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00
Potência a ser instalada (MW):	0,00
O Diesel não participa da solução	0,00
Empregos diretos gerados:	0,00
Emissão de C (tC/ano)	0

SEGUNDO PERÍODO

Térmica a Diesel

Custo anual na compra de Diesel (US\$):	2.027.244,82
Transporte do Diesel (US\$):	329.276,24
Custo da máquina nova (US\$)	0,00
O&M da termelétrica (US\$):	5.150.999,00
Custo de geração (US\$/MWh):	161,77
Potência a ser instalada (MW):	0,00
Empregos diretos gerados:	7,00
Emissão de C (tC/ano)	54.835,29

Térmica a lenha

Aquisição da terra (US\$):	0,00
Investimento agrícola (US\$):	0,00
Produção e manut. da floresta (US\$):	0,00
Transporte da lenha (US\$):	0,00
Construção da termelétrica (US\$):	0,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00
Custo de implantação (US\$):	0,00
Empregos diretos gerados:	0,00
Emissão de C (tC/ano):	0,00
Área necessária (ha):	0,00

Térmica a óleo vegetal

Custo com óleo de dendê (US\$):	0,00
Const. da fábrica de diesel vegetal (US\$):	0,00
O&M da fábrica de Diesel (US\$):	0,00
Transporte do óleo vegetal (US\$):	0,00
Custo da máquina nova (US\$):	0,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00
Potência a ser instalada (MW):	0,00
Empregos diretos gerados:	0,00
Emissão de C (tC/ano)	0,00

Térmica a gás natural

Construção do gasoduto (US\$):	12.162.777,78
O&M do gasoduto (US\$):	102.479.115,73
Transfor. das térmica existentes (US\$):	3.131.578,95
Construção de usinas novas (US\$):	40.811.602,56
O&M de térmicas novas (US\$):	3.635.378,01
O&M de térmicas existentes (US\$):	3.635.378,01
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00
Custo de implantação (US\$):	56.095.959,29
Empregos diretos gerados:	6
Emissão de C (tC/ano):	18.859
Área desmatada (km2):	

Cogeração

Custo com energia (US\$):	307.994,40
Custo de geração (US\$/MWh):	88,00
Emissão de CO2:	6.107

Conservação de energia

Custo com ações de conservação (US\$):	366.832,00
Custo da energia economizada (US\$/MWh):	29,09
Quantidade de CO2 evitado (tCO2/ano):	-11.713

TERCEIRO PERÍODO

Térmica a Diesel				
Custo anual na compra de Diesel (US\$):	0,00			0,00
Transporte do Diesel (US\$):	0,00			0,00
Aquisição de máquina (US\$):	0,00			0,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00			0,00
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00			0,00
Potência a ser instalada (MW):	0,00			0,00
Desmonte do parque existente (US\$)	0,00			0,00
Empregos diretos gerados:	0,00			0
Emissão de C (tC/ano)	0,00			0
				0
Térmica a óleo vegetal				
Custo com óleo de dendê (US\$):	0,00			2.187.780,91
Const. da fábrica de diesel vegetal (US\$):	0,00			11.651.706,00
O&M da fábrica de Diesel (US\$):	0,00			3.635.378,01
Transporte do óleo vegetal (US\$):	0,00			144,07
Aquisição de máquina (US\$):	0,00			25,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00			74.655,53
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00			
Potência a ser instalada (MW):	0,00			
Empregos diretos gerados:	0,00			
Emissão de C (tC/ano)	0,00			
Cogeração				
Custo com energia (US\$):	307.994,40			366.832,00
Custo de geração (US\$/MWh):	88,00			29,09
Emissão de CO2:	6.107			-11.713
Conservação de energia				
Custo com ações de conservação (US\$):				366.832,00
Custo da energia economizada (US\$/MWh):				29,09
Quantidade de CO2 evitado (tCO2/ano):				-11.713

QUARTO PERÍODO

Térmica a Diesel

Custo anual na compra de Diesel (US\$):	0,00	Térmica a lenha	0,00
Transporte do Diesel (US\$):	0,00	Aquisição da terra (US\$):	0,00
Construção da termelétrica (US\$):	0,00	Investimento agrícola (US\$):	0,00
O&M da termelétrica (US\$):	0,00	Produção e manut. da floresta (US\$):	0,00
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00	Transporte da lenha (US\$):	0,00
Potência a ser instalada (MW):	0,00	Construção da termelétrica (US\$):	0,00
Desmonte do parque existente (US\$)	0,00	O&M da termelétrica (US\$):	0,00
Custo de repotenciação (US\$)	0,00	Custo de geração (US\$/MWh):	0,00
Empregos diretos gerados:	0,00	Custo de Implantação (US\$):	0,00
Emissão de C (tC/ano)	0,00	Empregos diretos gerados:	0
		Emissão de C (tC/ano):	0
		Área necessária (ha):	0

Térmica a óleo vegetal

Aquisição da terra (US\$):	0,00	Térmica a gás natural	1.825.625,42
Investimento agrícola (US\$):	0,00	Construção de usinas novas (US\$):	15.487.997,26
Produção agrícola (US\$):	0,00	O&M de térmicas novas (US\$):	3.635.378,01
Inst. da planta de extração (US\$):	0,00	O&M de térmicas existentes (US\$):	144,63
O&M da planta de extração (US\$):	0,00	Custo de geração (US\$/MWh):	30,00
Const. da fábrica de diesel vegetal (US\$):	0,00	Empregos diretos gerados:	93.026,27
O&M da fábrica de Diesel (US\$):	0,00	Emissão de C (tC/ano):	6,9
Transporte do óleo vegetal (US\$):	0,00	Área desmatada (km2):	
Construção da termelétrica (US\$):	0,00		
O&M da termelétrica (US\$):	0,00		
Custo de geração (US\$/MWh):	0,00		
Custo de implantação (US\$):	0,00		
Empregos direto gerados:	0,00		

Cogeração

Custo com energia (US\$):	307.994,40	Conservação de energia	366.832,00
Custo de geração (US\$/MWh):	88,00	Custo com ações de conservação (US\$):	29,09
Emissão de CO2:	3.892	Custo da energia economizada (US\$/MWh):	-11.713
		Quantidade de CO2 evitado (tCO2/ano):	

APÊNDICE E

CÓDIGO DA MODELAGEM MATEMÁTICA NA
LINGUAGEM DO LINGO 4.0

SETS:

!ITACOATIARA;

TL/1..33/;

dital1/1..12/: dlital; dital2/1..20/: dlita2; rital1(dital1, TL): rllita;
rital2(dital2, TL): rl2ita; cvlita(TL): vlita, clita, emilita, emplita;
TD/1..57/;

DITAD1/1..19/: DDITAL; DITAD2/1..27/: DDITA2; DITAD3/1..5/: DDITA3;
RITAD1(DITAD1, TD): RD1ITA; RITAD2(DITAD2, TD): RD2ITA; RITAD3(DITAD3, TD):
RD3ITA; CVDITA(TD): VDITA, CDITA, EMIDITA, EMPDITA;
COG/1..5/;

ditacog1/1..4/: dcogital; ditacog2/1..4/: dcogita2; ritacog1(ditacog1, COG):
rcoglita;

ritacog2(ditacog2, COG): rcog2ita; cvcogita(COG): vcogita, ccogita;
EE/1..4/;

ditaeel/1..2/: deeital; ritaeel(ditaeel, EE): reeita; cveeita(EE): veeita,
ceeita, emicons;

TOV/1..10/;

DITAOV1/1..5/: DOVITA1; DITAOV2/1..4/: DOVITA2; RITAOV1(DITAOV1, TOV): ROV1ITA;
RITAOV2(DITAOV2, TOV): ROV2ITA; CVOVITA(TOV): VOVITA, COVITA, EMPOVITA;

GN/1..34/;

DGNITAL1/1..14/: DGNITAL;

DGNITAL2/1..17/: DGNITA2;

RGNITAL1(DGNITAL1, GN): R1GNITA;

RGNITAL2(DGNITAL2, GN): R2GNITA;

CVGNITA(GN): VGNITA, CGNITA, EMIGNITA, EMPGNITA;

!MANACAPURU;

DMANACL1/1..12/: DLMANAC1; DMANACL2/1..20/: DIMANAC2; RMANACL1(DMANACL1, TL):
RL1MANAC;

RMANACL2(DMANACL2, TL): RL2MANAC; CVLMANAC(TL): VLMANAC, CLMANAC, EMILMANAC,
EMPLMANAC;

DMANACD1/1..19/: DDMANAC1; DMANACD2/1..27/: DDMANAC2; DMANACD3/1..5/:
DDMANAC3; RMANACD1(DMANACD1, TD): RD1MANAC; RMANACD2(DMANACD2, TD): RD2MANAC;
RMANACD3(DMANACD3, TD): RD3MANAC; CVDMANAC(TD): VDMANAC, CDMANAC, EMIDMANAC,
EMPDMANAC;

DMANACOV1/1..5/: DOVMANAC1; DMANACOV2/1..4/: DOVMANAC2; RMANACOV1(DMANACOV1,
TOV): ROV1MANAC;

RMANACOV2(DMANACOV2, TOV): ROV2MANAC; CVOVMANAC(TOV): VOVMANAC, COVMANAC,
EMPOVMANAC;

DGNMANACL1/1..14/: DGNMANAC1;

DGNMANACL2/1..17/: DGNMANAC2;

RGNMANACL1(DGNMANACL1, GN): R1GNMANAC;

RGNMANACL2(DGNMANACL2, GN): R2GNMANAC;

CVGNMANAC(GN): VGNMANAC, CGNMANAC, EMIGNMANAC, EMPGNMANAC;

!IRANDUBA;

DIRAN11/1..12/: DDIRAN1; DIRAN12/1..20/: DDIRAN2; RIRANL1(DIRANL1, TL):
RL1IRAN;

RIRANL2(DIRANL2, TL): RL2IRAN; CVLIRAN(TL): CLIRAN, VLIRAN, EMILIRAN,
EMPLIRAN;

DIRAND1/1..19/: DDIRAN1; DIRAND2/1..27/: DDIRAN2; DIRAND3/1..5/: DDIRAN3;

RIRAND1(DIRAND1, TD): RD1IRAN; RIRAND2(DIRAND2, TD): RD2IRAN; RIRAND3(DIRAND3,
TD): RD3IRAN; CVDIRAN(TD): VDIRAN, CDIRAN, EMIDIRAN, EMPDIRAN;

DIRANOV1/1..5/: DOVIRAN1; DIRANOV2/1..4/: DOVIRAN2; RIRANOV1(DIRANOV1, TOV):
ROV1IRAN;

RIRANOV2(DIRANOV2, TOV): ROV2IRAN; CVOVIRAN(TOV): VOVIRAN, COVIRAN, EMPOVIRAN;

DGNIRANL1/1..14/: DGNIRAN1;

DGNIRANL2/1..17/: DGNIRAN2;

RGNIRANL1(DGNIRANL1, GN): R1GNIRAN;
RGNIRANL2(DGNIRANL2, GN): R2GNIRAN;
CVGNIRAN(GN): VGNIRAN, CGNIRAN, EMIGNIRAN, EMPGNIRAN;

!PARINTINS;

DPARINL1/1..12/: DLPARIN1; DPARINL2/1..20/: DLPARIN2; RPARINL1(DPARINL1, TL):
RL1PARIN;
RPARINL2(DPARINL2, TL): RL2PARIN; CVLPARIN(TL): VLPARIN, CLPARIN, EMILPARIN,
EMPLPARIN;
DPARIND1/1..19/: DDPARIN1; DPARIND2/1..27/: DDPARIN2; DPARIND3/1..5/:
DDPARIN3; RPARIND1(DPARIND1, TD): RD1PARIN; RPARIND2(DPARIND2, TD): RD2PARIN;
RPARIND3(DPARIND3, TD): RD3PARIN; CVDPARIN(TD): VDPARIN, CDPARIN, EMIDPARIN,
EMPDPARIN;
DPARINOV1/1..5/:DOVPARIN1; DPARINOV2/1..4/:DOVPARIN2; RPARINOV1(DPARINOV1,
TOV): ROV1PARIN;
RPARINOV2(DPARINOV2, TOV): ROV2PARIN; CVOVPARIN(TOV): VOVPARIN, COVPARIN,
EMPOVPARIN;
DGNPARINL1/1..14/: DGNPARIN1;
DGNPARINL2/1..17/: DGNPARIN2;
RGNPARINL1(DGNPARINL1, GN): R1GNPARIN;
RGNPARINL2(DGNPARINL2, GN): R2GNPARIN;
CVGNPARIN(GN): VGNPARIN, CGNPARIN, EMIGNPARIN, EMPGNPARIN;

!COARI;

DCOARIL1/1..12/: DLCOARI1; DCOARIL2/1..20/: DLCOARI2; RCOARIL1(DCOARIL1, TL):
RL1COARI;
RCOARIL2(DCOARIL2, TL): RL2COARI; CVLCOARI(TL): VLCOARI, CLCOARI, EMPLCOARI,
EMILCOARI;
DCOARID1/1..19/: DDCOARI1; DCOARID2/1..27/: DDCOARI2; DCOARID3/1..5/:
DDCOARI3; RCOARID1(DCOARID1, TD): RD1COARI; RCOARID2(DCOARID2, TD): RD2COARI;
RCOARID3(DCOARID3, TD): RD3COARI; CVDCOARI(TD): VDCOARI, CDCOARI, EMPDCOARI,
EMIDCOARI;
DCOARIOV1/1..5/:DOVCOARI1; DCOARIOV2/1..4/:DOVCOARI2; RCOARIOV1(DCOARIOV1,
TOV): ROV1COARI;
RCOARIOV2(DCOARIOV2, TOV): ROV2COARI; CVOVCOARI(TOV): VOVCOARI, COVCOARI,
EMPOVCOARI;
DGNCOARIL1/1..14/: DGNCOARI1;
DGNCOARIL2/1..17/: DGNCOARI2;
RGNCOARIL1(DGNCOARIL1, GN): R1GNCOARI;
RGNCOARIL2(DGNCOARIL2, GN): R2GNCOARI;
CVGNCOARI(GN): VGNCOARI, CGNCOARI, EMIGNCOARI, EMPGNCOARI;

!TEFE;

DTEFEL1/1..12/: DLTEFE1; DTEFEL2/1..20/: DLTEFE2; RTEFEL1(DTEFEL1, TL):
RL1TEFE;
RTEFEL2(DTEFEL2, TL): RL2TEFE; CVLTEFE(TL): VLTEFE, CLTEFE, EMILTEFE,
EMPLTEFE;
DTEFED1/1..19/: DDTFEFE1; DTEFED2/1..27/: DDTFEFE2; DTEFED3/1..5/: DDTFEFE3;
RTEFED1(DTEFED1, TD): RD1TEFE; RTEFED2(DTEFED2, TD): RD2TEFE; RTEFED3(DTEFED3,
TD): RD3TEFE; CVDTEFE(TD): VDTEFE, CDTEFE, EMIDTEFE, EMPDTEFE;
DTEFEOV1/1..5/:DOVTEFE1; DTEFEOV2/1..4/:DOVTEFE2; RTEFEOV1(DTEFEOV1, TOV):
ROV1TEFE;
RTEFEOV2(DTEFEOV2, TOV): ROV2TEFE; CVOVTEFE(TOV): VOVTEFE, COVTEFE, EMPOVTEFE;
DGNTEFEL1/1..14/: DGNTEFE1;
DGNTEFEL2/1..17/: DGNTEFE2;
RGNTFEL1(DGNTEFEL1, GN): R1GNTEFE;
RGNTFEL2(DGNTEFEL2, GN): R2GNTEFE;
CVGNTEFE(GN): VGNTEFE, CGNTEFE, EMIGNTEFE, EMPGNTEFE;

!MAUES;
DMAUESL1/1..12/: DLMAUES1; DMAUESL2/1..20/: DLMAUES2; RMAUESL1(DMAUESL1, TL):
RL1MAUES;
RMAUESL2(DMAUESL2, TL): RL2MAUES; CVLMAUES(TL): VLMAUES, CLMAUES, EMPLMAUES,
EMILMAUES;
DMAUESD1/1..19/: DDMAUES1; DMAUESD2/1..27/: DDMAUES2; DMAUESD3/1..5/:
DDMAUES3; RMAUESD1(DMAUESD1, TD): RD1MAUES; RMAUESD2(DMAUESD2, TD): RD2MAUES;
RMAUESD3(DMAUESD3, TD): RD3MAUES; CVDMAUES(TD): VDMAUES, CDMAUES, EMPDMAUES,
EMIDMAUES;
DMAUESOV1/1..5/:DOVMAUES1; DMAUESOV2/1..4/:DOVMAUES2; RMAUESOV1(DMAUESOV1,
TOV): ROV1MAUES;
RMAUESOV2(DMAUESOV2, TOV): ROV2MAUES; CVOVMAUES(TOV): VOVMAUES, COVMAUES,
EMPOVMAUES;

!TABATINGA;
DTABATL1/1..12/: DLTABAT1; DTABATL2/1..20/: DLTABAT2; RTABATL1(DTABATL1, TL):
RL1TABAT;
RTABATL2(DTABATL2, TL): RL2TABAT; CVLTABAT(TL): VLTABAT, CLTABAT, EMILTABAT,
EMPLTABAT;
DTABATD1/1..19/: DDTABAT1; DTABATD2/1..27/: DDTABAT2; DTABATD3/1..5/:
DDTABAT3; RTABATD1(DTABATD1, TD): RD1TABAT; RTABATD2(DTABATD2, TD): RD2TABAT;
RTABATD3(DTABATD3, TD): RD3TABAT; CVDTABAT(TD): VDTABAT, CDTABAT, EMPDTABAT,
EMIDTABAT;
DTABATOV1/1..5/:DOVTABAT1; DTABATOV2/1..4/:DOVTABAT2; RTABATOV1(DTABATOV1,
TOV): ROV1TABAT;
RTABATOV2(DTABATOV2, TOV): ROV2TABAT; CVOVTABAT(TOV): VOVTABAT, COVTABAT,
EMPOVTABAT;

!MANAUS;
!LT DE GURI, TUCURUÍ E HIDRELÉTRICA DE CACHOEIRA PORTEIRA;
LTHM/1..26/;
DLTHML1/1..11/: DLTHM1; DLTHML2/1..3/: DLTHM2;
RLTHML1(DLTHML1, LTHM): R1LTHM; RLTHML2(DLTHML2, LTHM): R2LTHM;
CVLTHM(LTHM): VLTHM, CLTHM, EMPLTHM, ADLTHM;
TDOC/1..39/;
DMANL1/1..13/: DDOC1; DMANL2/1..20/: DDOC2;
RMANL1(DMANL1, TDOC): R1DOC1; RMANL2(DMANL2, TDOC): R2DOC1;
CVMAN(TDOC): VDOC1, CDOC1, EMIDOC1, EMPDOC1;
TGNM/1..27/;
DMANGN1/1..9/: DGNM1; DMANGN2/1..13/: DGNM2;
RMAN1(DMANGN1, TGNM): R1GNM; RMAN2(DMANGN2, TGNM): R2GNM;
CVGNM(TGNM): VGNM, CGNM, EMIGNM, EMPGNM;

!LINK DO GÁS NATURAL;
LGN/1..41/;
DLGNL1/1..26/: DLGN1;
DLGNL2/1..3/: DLGN2;
RLGNL1(DLGNL1, LGN): R1LGN;
RLGNL2(DLGNL2, LGN): R2LGN;
CVLGN(LGN): VLGN, CLGN, EMPLGN, ADLGN;

ENDSETS

DATA:

!ITACOATIARA;
DLITA1, DLITA2, RL1ITA, RL2ITA, CLITA, EMILITA, EMPLITA =

```

@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLITA1', 'DLITA2', 'RL1ITA', 'RL2ITA', 'CLITA',
'EMILITA', 'EMPLITA');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLITA')= VLITA;
DDITA1, DDITA2, DDITA3, RD1ITA, RD2ITA, RD3ITA, CDITA, EMPDITA, EMIDITA =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDITA1', 'DDITA2', 'DDITA3', 'RD1ITA', 'RD2ITA',
'RD3ITA', 'CDITA', 'EMPDITA', 'EMIDITA');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDITA')= VDITA;
DCOGITA1, DCOGITA2, RCOG1ITA, RCOG2ITA, CCOGITA, deeita1, reeita, ceeita,
emicons =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DCOGITA1', 'DCOGITA2', 'RCOG1ITA', 'RCOG2ITA',
'CCOGITA', 'deeita1', 'reeita', 'ceeita', 'emicons');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VCOGITA', 'VEEITA')= VCOGITA, VEEITA;
DOVITA1, DOVITA2, ROV1ITA, ROV2ITA, COVITA, EMPOVITA =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVITA1', 'DOVITA2', 'ROV1ITA', 'ROV2ITA',
'COVITA', 'EMPOVITA');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVITA')= VOVITA;
DGNITA1, DGNITA2, R1GNITA, R2GNITA, CGNITA, EMIGNITA, EMPGNITA =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNITA1', 'DGNITA2', 'R1GNITA', 'R2GNITA',
'CGNITA', 'EMIGNITA', 'EMPGNITA');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNITA')= VGNITA;

!MANACAPURU;
DLMANAC1, DLMANAC2, RL1MANAC, RL2MANAC, CLMANAC, EMPLMANAC, EMILMANAC =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLMANAC1', 'DLMANAC2', 'RL1MANAC', 'RL2MANAC',
'CLMANAC', 'EMPLMANAC', 'EMILMANAC');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLMANAC')= VLMANAC;
DDMANAC1, DDMANAC2, DDMANAC3, RD1MANAC, RD2MANAC, RD3MANAC, CDMANAC,
EMIDMANAC, EMPDMANAC =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDMANAC1', 'DDMANAC2', 'DDMANAC3', 'RD1MANAC',
'RD2MANAC', 'RD3MANAC', 'CDMANAC', 'EMIDMANAC', 'EMPDMANAC');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDMANAC')= VDMANAC;
DOVMANAC1, DOVMANAC2, ROV1MANAC, ROV2MANAC, COVMANAC, EMPOVMANAC =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVMANAC1', 'DOVMANAC2', 'ROV1MANAC',
'ROV2MANAC', 'COVMANAC', 'EMPOVMANAC');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVMANAC')= VOVMANAC;
DGNMANAC1, DGNMANAC2, R1GNMANAC, R2GNMANAC, CGNMANAC, EMIGNMANAC, EMPGNMANAC=
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNMANAC1', 'DGNMANAC2', 'R1GNMANAC',
'R2GNMANAC', 'CGNMANAC', 'EMIGNMANAC', 'EMPGNMANAC');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNMANAC')= VGNMANAC;

!IRANDUBA;
DLIRAN1, DLIRAN2, RL1IRAN, RL2IRAN, CLIRAN, EMPLIRAN, EMILIRAN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLIRAN1', 'DLIRAN2', 'RL1IRAN', 'RL2IRAN',
'CLIRAN', 'EMPLIRAN', 'EMILIRAN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLIRAN')= VLIRAN;
DDIRAN1, DDIRAN2, DDIRAN3, RD1IRAN, RD2IRAN, RD3IRAN, CDIRAN, EMIDIRAN,
EMPDIRAN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDIRAN1', 'DDIRAN2', 'DDIRAN3', 'RD1IRAN',
'RD2IRAN', 'RD3IRAN', 'CDIRAN', 'EMIDIRAN', 'EMPDIRAN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDIRAN')= VDIRAN;
DOVIRAN1, DOVIRAN2, ROV1IRAN, ROV2IRAN, COVIRAN, EMPOVIRAN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVIRAN1', 'DOVIRAN2', 'ROV1IRAN', 'ROV2IRAN',
'COVIRAN', 'EMPOVIRAN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVIRAN')= VOVIRAN;
DGNIRAN1, DGNIRAN2, R1GNIRAN, R2GNIRAN, CGNIRAN, EMIGNIRAN, EMPGNIRAN=
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNIRAN1', 'DGNIRAN2', 'R1GNIRAN', 'R2GNIRAN',
'CGNIRAN', 'EMIGNIRAN', 'EMPGNIRAN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNIRAN')= VGNIRAN;

```

```

!PARINTINS;
DLPARIN1, DLPARIN2, RL1PARIN, RL2PARIN, CLPARIN, EMILPARIN, EMPLPARIN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLPARIN1', 'DLPARIN2', 'RL1PARIN', 'RL2PARIN',
'CLPARIN', 'EMILPARIN', 'EMPLPARIN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLPARIN')= VLPARIN;
DDPARIN1, DDPARIN2, DDPARIN3, RD1PARIN, RD2PARIN, RD3PARIN, CDPARIN,
EMPDPARIN, EMIDPARIN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDPARIN1', 'DDPARIN2', 'DDPARIN3', 'RD1PARIN',
'RD2PARIN', 'RD3PARIN', 'CDPARIN', 'EMPDPARIN', 'EMIDPARIN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDPARIN')= VDPARIN;
DOVPARIN1, DOVPARIN2, ROV1PARIN, ROV2PARIN, COVPARIN, EMPOVPARIN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVPARIN1', 'DOVPARIN2', 'ROV1PARIN',
'ROV2PARIN', 'COVPARIN', 'EMPOVPARIN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVPARIN')= VOVPARIN;
DGNPARIN1, DGNPARIN2, R1GNPARIN, R2GNPARIN, CGNPARIN, EMIGNPARIN, EMPGNPARIN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNPARIN1', 'DGNPARIN2', 'R1GNPARIN',
'R2GNPARIN', 'CGNPARIN', 'EMIGNPARIN', 'EMPGNPARIN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNPARIN')= VGNPARIN;

!COARI;
DLCOARI1, DLCOARI2, RL1COARI, RL2COARI, CLCOARI, EMILCOARI, EMPLCOARI =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLCOARI1', 'DLCOARI2', 'RL1COARI', 'RL2COARI',
'CLCOARI', 'EMILCOARI', 'EMPLCOARI');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLCOARI')= VLCOARI;
DDCOARI1, DDCOARI2, DDCOARI3, RD1COARI, RD2COARI, RD3COARI, CDCOARI,
EMIDCOARI, EMPDCOARI =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDCOARI1', 'DDCOARI2', 'DDCOARI3', 'RD1COARI',
'RD2COARI', 'RD3COARI', 'CDCOARI', 'EMIDCOARI', 'EMPDCOARI');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDCOARI')= VDCOARI;
DOVCOARI1, DOVCOARI2, ROV1COARI, ROV2COARI, COVCOARI, EMPOVCOARI =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVCOARI1', 'DOVCOARI2', 'ROV1COARI',
'ROV2COARI', 'COVCOARI', 'EMPOVCOARI');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVCOARI')= VOVCOARI;
DGNCOARI1, DGNCOARI2, R1GNCOARI, R2GNCOARI, CGNCOARI, EMIGNCOARI, EMPGNCOARI =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNCOARI1', 'DGNCOARI2', 'R1GNCOARI',
'R2GNCOARI', 'CGNCOARI', 'EMIGNCOARI', 'EMPGNCOARI');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNCOARI')= VGNCOARI;

!TEFE;
DLTEFE1, DLTEFE2, RL1TEFE, RL2TEFE, CLTEFE, EMILTEFE, EMPLTEFE =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLTEFE1', 'DLTEFE2', 'RL1TEFE', 'RL2TEFE',
'CLTEFE', 'EMILTEFE', 'EMPLTEFE');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLTEFE')= VLTEFE;
DDTEFE1, DDTEFE2, DDTEFE3, RD1TEFE, RD2TEFE, RD3TEFE, CDTEFE, EMIDTEFE,
EMPDTEFE =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDTEFE1', 'DDTEFE2', 'DDTEFE3', 'RD1TEFE',
'RD2TEFE', 'RD3TEFE', 'CDTEFE', 'EMIDTEFE', 'EMPDTEFE');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDTEFE')= VDTEFE;
DOVTEFE1, DOVTEFE2, ROV1TEFE, ROV2TEFE, COVTEFE, EMPOVTEFE =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVTEFE1', 'DOVTEFE2', 'ROV1TEFE', 'ROV2TEFE',
'COVTEFE', 'EMPOVTEFE');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVTEFE')= VOVTEFE;
DGNTEFE1, DGNTEFE2, R1GNTEFE, R2GNTEFE, CGNTEFE, EMPGNTEFE, EMIGNTEFE =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNTEFE1', 'DGNTEFE2', 'R1GNTEFE', 'R2GNTEFE',
'CGNTEFE', 'EMPGNTEFE', 'EMIGNTEFE');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNTEFE')= VGNTEFE;

```

```

!MAUES;
DLMAUES1, DLMAUES2, RL1MAUES, RL2MAUES, CLMAUES, EMPLMAUES, EMILMAUES =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLMAUES1', 'DLMAUES2', 'RL1MAUES', 'RL2MAUES',
'CLMAUES', 'EMPLMAUES', 'EMILMAUES');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLMAUES')= VLMAUES;
DDMAUES1, DDMAUES2, DDMAUES3, RD1MAUES, RD2MAUES, RD3MAUES, CDMAUES,
EMIDMAUES, EMPDMAUES =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDMAUES1', 'DDMAUES2', 'DDMAUES3', 'RD1MAUES',
'RD2MAUES', 'RD3MAUES', 'CDMAUES', 'EMIDMAUES', 'EMPDMAUES');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDMAUES')= VDMAUES;
DOVMAUES1, DOVMAUES2, ROV1MAUES, ROV2MAUES, COVMAUES, EMPOVMAUES =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVMAUES1', 'DOVMAUES2', 'ROV1MAUES',
'ROV2MAUES', 'COVMAUES', 'EMPOVMAUES');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVMAUES')= VOVMAUES;

```

```

!TABATINGA;
DLTABAT1, DLTABAT2, RL1TABAT, RL2TABAT, CLTABAT, EMPLTABAT, EMILTABAT =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLTABAT1', 'DLTABAT2', 'RL1TABAT', 'RL2TABAT',
'CLTABAT', 'EMPLTABAT', 'EMILTABAT');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLTABAT')= VLTABAT;
DDTABAT1, DDTABAT2, DDTABAT3, RD1TABAT, RD2TABAT, RD3TABAT, CDTABAT,
EMIDTABAT, EMPDTABAT =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDTABAT1', 'DDTABAT2', 'DDTABAT3', 'RD1TABAT',
'RD2TABAT', 'RD3TABAT', 'CDTABAT', 'EMIDTABAT', 'EMPDTABAT');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDTABAT')= VDTABAT;
DOVTABAT1, DOVTABAT2, ROV1TABAT, ROV2TABAT, COVTABAT, EMPOVTABAT =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DOVTABAT1', 'DOVTABAT2', 'ROV1TABAT',
'ROV2TABAT', 'COVTABAT', 'EMPOVTABAT');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VOVTABAT')= VOVTABAT;

```

```

!MANAUS;
DLTHM1, DLTHM2, R1LTHM, R2LTHM, CLTHM, EMPLTHM, ADLTHM =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLTHM1', 'DLTHM2', 'R1LTHM', 'R2LTHM', 'CLTHM',
'EMPLTHM', 'ADLTHM');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLTHM')= VLTHM;
DDOCM1, DDOCM2, R1DOCM, R2DOCM, CDOCM, EMIDOCM, EMPDOCM =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DDOCM1', 'DDOCM2', 'R1DOCM', 'R2DOCM', 'CDOCM',
'EMIDOCM', 'EMPDOCM');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VDOCM')= VDOCM;
DGNM1, DGNM2, R1GNM, R2GNM, CGNM, EMIGNM, EMPGNM =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DGNM1', 'DGNM2', 'R1GNM', 'R2GNM', 'CGNM',
'EMIGNM', 'EMPGNM');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VGNM')= VGNM;

```

```

!LINK DO GÁS NATURAL;
DLGN1, DLGN2, R1LGN, R2LGN, CLGN, ADLGN, EMPLGN =
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'DLGN1', 'DLGN2', 'R1LGN', 'R2LGN', 'CLGN',
'ADLGN', 'EMPLGN');
@OLE('\TESTES-L-E\PESI.XLS', 'VLGN')= VLGN;

```

END DATA

```

MIN = @SUM(CVLITA(J): CLITA(J)*VLITA(J))+ @SUM(CVDITA(J): CDITA(J)* VDITA(J))+
@SUM(cvcogita(J): CCOGITA(J)*VCOGITA(J)) + @SUM(cveeita(J):
CEEITA(J)*VEEITA(J))+
@SUM(CVOVITA(J): COVITA(J)*VOVITA(J))+ @SUM(CVGNITA(J):
CGNITA(J)*VGNITA(J))+

```

@SUM(CVLMANAC(J): CLMANAC(J)*VLMANAC(J))+ @SUM(CVDMANAC(J): CDMANAC(J)*
VDMANAC(J))+
@SUM(CVOVMANAC(J): COVMANAC(J)*VOVMANAC(J))+ @SUM(CVGNMANAC(J):
CGNMANAC(J)*VGNMANAC(J))+

@SUM(CVLIRAN(J): CLIRAN(J)*VLIRAN(J))+ @SUM(CVDIRAN(J): CDIRAN(J)*
VDIRAN(J))+
@SUM(CVOVIRAN(J): COVIRAN(J)*VOVIRAN(J))+ @SUM(CVGNIRAN(J):
CGNIRAN(J)*VGNIRAN(J))+

@SUM(CVLPARIN(J): CLPARIN(J)*VLPARIN(J))+ @SUM(CVDPARIN(J): CDPARIN(J)*
VDPARIN(J))+
@SUM(CVOVPARIN(J): COVPARIN(J)*VOVPARIN(J))+ @SUM(CVGNPARIN(J):
CGNPARIN(J)*VGNPARIN(J))+

@SUM(CVLCOARI(J): CLCOARI(J)*VLCOARI(J))+ @SUM(CVDCOARI(J): CDCOARI(J)*
VDCOARI(J))+
@SUM(CVOVCOARI(J): COVCOARI(J)*VOVCOARI(J))+ @SUM(CVGNCOARI(J):
CGNCOARI(J)*VGNCOARI(J))+

@SUM(CVLTEFE(J): CLTEFE(J)*VLTEFE(J))+ @SUM(CVDTEFE(J): CDTEFE(J)*
VDTEFE(J))+
@SUM(CVOVTEFE(J): COVTEFE(J)*VOVTEFE(J))+ @SUM(CVGNTEFE(J):
CGNTEFE(J)*VGNTEFE(J))+

@SUM(CVLMAUES(J): CLMAUES(J)*VLMAUES(J))+ @SUM(CVDMAUES(J): CDMAUES(J)*
VDMAUES(J))+
@SUM(CVOVMAUES(J): COVMAUES(J)*VOVMAUES(J)) +

@SUM(CVLTABAT(J): CLTABAT(J)*VLTABAT(J))+ @SUM(CVDTABAT(J): CDTABAT(J)*
VDTABAT(J))+
@SUM(CVOVTABAT(J): COVTABAT(J)*VOVTABAT(J)) +

@SUM(CVMAN(J): CDOCM(J)*VDOCM(J)) +

!Manaus;

@SUM(CVLTHM(J): CLTHM(J)*VLTHM(J)) + @SUM(CVMAN(J): CDOCM(J)*VDOCM(J))+
@SUM(CVGNM(J): CGNM(J)*VGNM(J)) +

!link do gás natural;

@SUM(CVLGN(J): CLGN(J)*VLGN(J))

!Preço adicional do diesel importado;
+ 0.011*QDIMP ;

!ITACOATIARA;

@FOR(DITAL1(I): @SUM(CVLITA(J): RL1ITA(I, J)*VLITA(J))= DLITA1(I));
@FOR(DITAL2(I): @SUM(CVLITA(J): RL2ITA(I, J)*VLITA(J))<= DLITA2(I));
@FOR(DITAD1(I): @SUM(CVDITA(J): RD1ITA(I, J)*VDITA(J))= DDITA1(I));
@FOR(DITAD2(I): @SUM(CVDITA(J): RD2ITA(I, J)*VDITA(J))<= DDITA2(I));
@FOR(DITAD3(I): @SUM(CVDITA(J): RD3ITA(I, J)*VDITA(J))>= DDITA3(I));
@FOR(DITACOG1(I): @SUM(CVCOGITA(J): RCOG1ITA(I, J)*VCOGITA(J))<= DCOGITA1(I));
@FOR(DITACOG2(I): @SUM(CVCOGITA(J): RCOG2ITA(I, J)*VCOGITA(J))>= DCOGITA2(I));
@FOR(DITAEEL1(I): @SUM(CVEEITA(J): REEITA(I, J)*VEEITA(J))= DEEITA1(I));
@FOR(DITAOV1(I): @SUM(CVOVITA(J): ROV1ITA(I, J)*VOVITA(J))=DOVITA1(I));
@FOR(DITAOV2(I): @SUM(CVOVITA(J): ROV2ITA(I, J)*VOVITA(J))<=DOVITA2(I));
@FOR(DGNITAL1(I): @SUM(CVGNITA(J): R1GNITA(I, J)*VGNITA(J))= DGNITAL1(I));
@FOR(DGNITAL2(I): @SUM(CVGNITA(J): R2GNITA(I, J)*VGNITA(J))<= DGNITAL2(I));

```

!MANACAPURU;
@FOR(DMANACL1(I): @SUM(CVLMANAC(J): RL1MANAC(I, J)*VLMANAC(J))= DLMANAC1(I));
@FOR(DMANACL2(I): @SUM(CVLMANAC(J): RL2MANAC(I, J)*VLMANAC(J))<= DLMANAC2(I));
@FOR(DMANACD1(I): @SUM(CVDMANAC(J): RD1MANAC(I, J)*VDMANAC(J))= DDMANAC1(I));
@FOR(DMANACD2(I): @SUM(CVDMANAC(J): RD2MANAC(I, J)*VDMANAC(J))<= DDMANAC2(I));
@FOR(DMANACD3(I): @SUM(CVDMANAC(J): RD3MANAC(I, J)*VDMANAC(J))>= DDMANAC3(I));
@FOR(DMANACOV1(I): @SUM(CVOVMANAC(J): ROV1MANAC(I,
J)*VOVMANAC(J))=DOVMANAC1(I));
@FOR(DMANACOV2(I): @SUM(CVOVMANAC(J): ROV2MANAC(I,
J)*VOVMANAC(J))<=DOVMANAC2(I));
@FOR(DGNMANACL1(I): @SUM(CVGNMANAC(J): R1GNMANAC(I, J)*VGNMANAC(J))=
DGNMANAC1(I));
@FOR(DGNMANACL2(I): @SUM(CVGNMANAC(J): R2GNMANAC(I, J)*VGNMANAC(J))<=
DGNMANAC2(I));
!LINK DO GÁS NATURAL;
@FOR(DLGNL1(I): @SUM(CVLGN(J): R1LGN(I, J)*VLGN(J))= DLGN1(I));
@FOR(DLGNL2(I): @SUM(CVLGN(J): R2LGN(I, J)*VLGN(J))<= DLGN2(I));

!IRANDUBA;
@FOR(DIRANL1(I): @SUM(CVLIRAN(J): RL1IRAN(I, J)*VLIRAN(J))= DLIRAN1(I));
@FOR(DIRANL2(I): @SUM(CVLIRAN(J): RL2IRAN(I, J)*VLIRAN(J))<= DLIRAN2(I));
@FOR(DIRAND1(I): @SUM(CVDIRAN(J): RD1IRAN(I, J)*VDIRAN(J))= DDIRAN1(I));
@FOR(DIRAND2(I): @SUM(CVDIRAN(J): RD2IRAN(I, J)*VDIRAN(J))<= DDIRAN2(I));
@FOR(DIRAND3(I): @SUM(CVDIRAN(J): RD3IRAN(I, J)*VDIRAN(J))>= DDIRAN3(I));
@FOR(DIRANOV1(I): @SUM(CVOVIRAN(J): ROV1IRAN(I, J)*VOVIRAN(J))=DOVIRAN1(I));
@FOR(DIRANOV2(I): @SUM(CVOVIRAN(J): ROV2IRAN(I, J)*VOVIRAN(J))<=DOVIRAN2(I));
@FOR(DGNIRANL1(I): @SUM(CVGNIRAN(J): R1GNIRAN(I, J)*VGNIRAN(J))= DGNIRAN1(I));
@FOR(DGNIRANL2(I): @SUM(CVGNIRAN(J): R2GNIRAN(I, J)*VGNIRAN(J))<=
DGNIRAN2(I));
!LINK DO GÁS NATURAL;
@FOR(DLGNL1(I): @SUM(CVLGN(J): R1LGN(I, J)*VLGN(J))= DLGN1(I));
@FOR(DLGNL2(I): @SUM(CVLGN(J): R2LGN(I, J)*VLGN(J))<= DLGN2(I));

!PARINTINS;
@FOR(DPARINL1(I): @SUM(CVLPARIN(J): RL1PARIN(I, J)*VLPARIN(J))= DLPARIN1(I));
@FOR(DPARINL2(I): @SUM(CVLPARIN(J): RL2PARIN(I, J)*VLPARIN(J))<= DLPARIN2(I));
@FOR(DPARIND1(I): @SUM(CVDPARIN(J): RD1PARIN(I, J)*VDPARIN(J))= DDPARIN1(I));
@FOR(DPARIND2(I): @SUM(CVDPARIN(J): RD2PARIN(I, J)*VDPARIN(J))<= DDPARIN2(I));
@FOR(DPARIND3(I): @SUM(CVDPARIN(J): RD3PARIN(I, J)*VDPARIN(J))>= DDPARIN3(I));
@FOR(DPARINOV1(I): @SUM(CVOVPARIN(J): ROV1PARIN(I,
J)*VOVPARIN(J))=DOVPARIN1(I));
@FOR(DPARINOV2(I): @SUM(CVOVPARIN(J): ROV2PARIN(I,
J)*VOVPARIN(J))<=DOVPARIN2(I));
@FOR(DGNPARINL1(I): @SUM(CVGNPARIN(J): R1GNPARIN(I, J)*VGNPARIN(J))=
DGNPARIN1(I));
@FOR(DGNPARINL2(I): @SUM(CVGNPARIN(J): R2GNPARIN(I, J)*VGNPARIN(J))<=
DGNPARIN2(I));

!COARI;
@FOR(DCOARIL1(I): @SUM(CVLCOARI(J): RL1COARI(I, J)*VLCOARI(J))= DLCOARI1(I));
@FOR(DCOARIL2(I): @SUM(CVLCOARI(J): RL2COARI(I, J)*VLCOARI(J))<= DLCOARI2(I));
@FOR(DCOARID1(I): @SUM(CVDCOARI(J): RD1COARI(I, J)*VDCOARI(J))= DDCOARI1(I));
@FOR(DCOARID2(I): @SUM(CVDCOARI(J): RD2COARI(I, J)*VDCOARI(J))<= DDCOARI2(I));
@FOR(DCOARID3(I): @SUM(CVDCOARI(J): RD3COARI(I, J)*VDCOARI(J))>= DDCOARI3(I));
@FOR(DCOARIOV1(I): @SUM(CVOVCOARI(J): ROV1COARI(I,
J)*VOVCOARI(J))=DOVCOARI1(I));

```

```

@FOR(DCOARIOV2(I): @SUM(CVOVCOARI(J): ROV2COARI(I,
J)*VOVCOARI(J))<=DOVCOARI2(I));
@FOR(DGNCOARIL1(I): @SUM(CVGNCOARI(J): R1GNCOARI(I, J)*VGNCOARI(J))=
DGNCOARIL1(I));
@FOR(DGNCOARIL2(I): @SUM(CVGNCOARI(J): R2GNCOARI(I, J)*VGNCOARI(J))<=
DGNCOARI2(I));

!TEFE;
@FOR(DTEFEL1(I): @SUM(CVLTEFE(J): RL1TEFE(I, J)*VLTEFE(J))= DLTEFE1(I));
@FOR(DTEFEL2(I): @SUM(CVLTEFE(J): RL2TEFE(I, J)*VLTEFE(J))<= DLTEFE2(I));
@FOR(DTEFED1(I): @SUM(CVDTEFE(J): RD1TEFE(I, J)*VDTEFE(J))= DDTEFE1(I));
@FOR(DTEFED2(I): @SUM(CVDTEFE(J): RD2TEFE(I, J)*VDTEFE(J))<= DDTEFE2(I));
@FOR(DTEFED3(I): @SUM(CVDTEFE(J): RD3TEFE(I, J)*VDTEFE(J))>= DDTEFE3(I));
@FOR(DTEFEV1(I): @SUM(CVOVTEFE(J): ROV1TEFE(I, J)*VOVTEFE(J))=DOVTEFE1(I));
@FOR(DTEFEV2(I): @SUM(CVOVTEFE(J): ROV2TEFE(I, J)*VOVTEFE(J))<=DOVTEFE2(I));
@FOR(DGNTEFEL1(I): @SUM(CVGTEFE(J): R1GNTEFE(I, J)*VGNTEFE(J))= DGNTEFE1(I));
@FOR(DGNTEFEL2(I): @SUM(CVGTEFE(J): R2GNTEFE(I, J)*VGNTEFE(J))<=
DGNTEFE2(I));

!MAUES;
@FOR(DMAUESL1(I): @SUM(CVLMAUES(J): RL1MAUES(I, J)*VLMAUES(J))= DLMAUES1(I));
@FOR(DMAUESL2(I): @SUM(CVLMAUES(J): RL2MAUES(I, J)*VLMAUES(J))<= DLMAUES2(I));
@FOR(DMAUESD1(I): @SUM(CVDMAUES(J): RD1MAUES(I, J)*VDMAUES(J))= DDMAUES1(I));
@FOR(DMAUESD2(I): @SUM(CVDMAUES(J): RD2MAUES(I, J)*VDMAUES(J))<= DDMAUES2(I));
@FOR(DMAUESD3(I): @SUM(CVDMAUES(J): RD3MAUES(I, J)*VDMAUES(J))>= DDMAUES3(I));
@FOR(DMAUESOV1(I): @SUM(CVOVMAUES(J): ROV1MAUES(I,
J)*VOVMAUES(J))=DOVMAUES1(I));
@FOR(DMAUESOV2(I): @SUM(CVOVMAUES(J): ROV2MAUES(I,
J)*VOVMAUES(J))<=DOVMAUES2(I));

!TABATINGA;
@FOR(DTABATL1(I): @SUM(CVLTABAT(J): RL1TABAT(I, J)*VLTABAT(J))= DLTABAT1(I));
@FOR(DTABATL2(I): @SUM(CVLTABAT(J): RL2TABAT(I, J)*VLTABAT(J))<= DLTABAT2(I));
@FOR(DTABATD1(I): @SUM(CVDTABAT(J): RD1TABAT(I, J)*VDTABAT(J))= DDTABAT1(I));
@FOR(DTABATD2(I): @SUM(CVDTABAT(J): RD2TABAT(I, J)*VDTABAT(J))<= DDTABAT2(I));
@FOR(DTABATD3(I): @SUM(CVDTABAT(J): RD3TABAT(I, J)*VDTABAT(J))>= DDTABAT3(I));
@FOR(DTABATOV1(I): @SUM(CVOVTABAT(J): ROV1TABAT(I,
J)*VOVTABAT(J))=DOVTABAT1(I));
@FOR(DTABATOV2(I): @SUM(CVOVTABAT(J): ROV2TABAT(I,
J)*VOVTABAT(J))<=DOVTABAT2(I));

!MANAUS;
@FOR(DLTHML1(I): @SUM(CVLTHM(J): R1LTHM(I, J)*VLTHM(J)) = DLTHM1(I));
@FOR(DLTHML2(I): @SUM(CVLTHM(J): R2LTHM(I, J)*VLTHM(J))<= DLTHM2(I));
@FOR(DMANL1(I): @SUM(CVMAN(J): R1DOCM(I, J)*VDOCM(J))= DDOCM1(I));
@FOR(DMANL2(I): @SUM(CVMAN(J): R2DOCM(I, J)*VDOCM(J))<= DDOCM2(I));
@FOR(DMANGN1(I): @SUM(CVGNM(J): R1GNM(I, J)*VGNM(J))= DGNM1(I));
@FOR(DMANGN2(I): @SUM(CVGNM(J): R2GNM(I, J)*VGNM(J))<= DGNM2(I));

!LINK DO GÁS NATURAL;
@FOR(DLGNL1(I): @SUM(CVLGN(J): R1LGN(I, J)*VLGN(J))= DLGN1(I));
@FOR(DLGNL2(I): @SUM(CVLGN(J): R2LGN(I, J)*VLGN(J))<= DLGN2(I));

!ITACOATIARA;
@BIN (VLITA (2));@BIN (VLITA (4));@BIN (VLITA (8));@BIN (VLITA (13));
@BIN (VLITA (19));!@BIN (VLITA (29));@BIN (VLITA (30));@BIN (VLITA (31));
@BIN (VLITA (32));@BIN (VLITA (33));

```

```

@BIN (VDITA (2));@BIN (VDITA (4));@BIN (VDITA (6));@BIN (VDITA (8));
@BIN (VDITA (11));@BIN (VDITA (13));@BIN (VDITA (15));@BIN (VDITA (19));
@BIN (VDITA (21));@BIN (VDITA (23));@BIN (VDITA (28));@BIN (VDITA (30));
@BIN (VDITA (32));@BIN (VDITA (45));@BIN (VDITA (46));@BIN (VDITA (47));
@BIN (VDITA (48)); @BIN (VDITA (49));
@BIN (VCOGITA (5));
@BIN (VEEITA (1));@BIN (VEEITA (2));
@BIN (VOVITA (3)); @BIN (VOVITA (6));
@BIN (VGNITA (2)); @BIN (VGNITA (4)); @BIN (VGNITA (6));
@BIN (VGNITA (10)); @BIN (VGNITA (16)); @BIN (VGNITA (27));
@BIN (VGNITA (28)); @BIN (VGNITA (31)); @BIN (VGNITA (34));

!MANACAPURU;
@BIN (VLMANAC (2));@BIN (VLMANAC (4));@BIN (VLMANAC (8));@BIN (VLMANAC (13));
@BIN (VLMANAC (19));!@BIN (VLMANAC (29));@BIN (VLMANAC (30));@BIN (VLMANAC
(31));
@BIN (VLMANAC (32));@BIN (VLMANAC (33));
@BIN (VDMANAC (2));@BIN (VDMANAC (4));@BIN (VDMANAC (6));@BIN (VDMANAC (8));
@BIN (VDMANAC (11));@BIN (VDMANAC (13));@BIN (VDMANAC (15));@BIN (VDMANAC
(19));
@BIN (VDMANAC (21));@BIN (VDMANAC (23));@BIN (VDMANAC (28));@BIN (VDMANAC
(30));
@BIN (VDMANAC (32));@BIN (VDMANAC (45));@BIN (VDMANAC (46));@BIN (VDMANAC
(47));
@BIN (VDMANAC (48)); @BIN (VDMANAC (49));
@BIN (VOVMANAC (3)); @BIN (VOVMANAC (6));
@BIN (VGNMANAC (2)); @BIN (VGNMANAC (4)); @BIN (VGNMANAC (6));
@BIN (VGNMANAC (10)); @BIN (VGNMANAC (16)); @BIN (VGNMANAC (27));
@BIN (VGNMANAC (28)); @BIN (VGNMANAC (31)); @BIN (VGNMANAC (34));

!IRANDUBA;
@BIN (VLIRAN (2));@BIN (VLIRAN (4));@BIN (VLIRAN (8));@BIN (VLIRAN (13));
@BIN (VLIRAN (19));!@BIN (VLIRAN (29));@BIN (VLIRAN (30));@BIN (VLIRAN (31));
@BIN (VLIRAN (32));@BIN (VLIRAN (33));
@BIN (VDIRAN (2));@BIN (VDIRAN (4));@BIN (VDIRAN (6));@BIN (VDIRAN (8));
@BIN (VDIRAN (11));@BIN (VDIRAN (13));@BIN (VDIRAN (15));@BIN (VDIRAN (19));
@BIN (VDIRAN (21));@BIN (VDIRAN (23));@BIN (VDIRAN (28));@BIN (VDIRAN (30));
@BIN (VDIRAN (32));@BIN (VDIRAN (45));@BIN (VDIRAN (46));@BIN (VDIRAN (47));
@BIN (VDIRAN (48)); @BIN (VDIRAN (49));
@BIN (VOVIRAN (3)); @BIN (VOVIRAN (6));
@BIN (VGNIRAN (2)); @BIN (VGNIRAN (4)); @BIN (VGNIRAN (6));
@BIN (VGNIRAN (10)); @BIN (VGNIRAN (16)); @BIN (VGNIRAN (27));
@BIN (VGNIRAN (28)); @BIN (VGNIRAN (31)); @BIN (VGNIRAN (34));

!PARINTINS;
@BIN (VLPARIN (2));@BIN (VLPARIN (4));@BIN (VLPARIN (8));@BIN (VLPARIN (13));
@BIN (VLPARIN (19));!@BIN (VLPARIN (29));@BIN (VLPARIN (30));@BIN (VLPARIN
(31));
@BIN (VLPARIN (32));@BIN (VLPARIN (33));
@BIN (VDPARIN (2));@BIN (VDPARIN (4));@BIN (VDPARIN (6));@BIN (VDPARIN (8));
@BIN (VDPARIN (11));@BIN (VDPARIN (13));@BIN (VDPARIN (15));@BIN (VDPARIN
(19));
@BIN (VDPARIN (21));@BIN (VDPARIN (23));@BIN (VDPARIN (28));@BIN (VDPARIN
(30));
@BIN (VDPARIN (32));@BIN (VDPARIN (45));@BIN (VDPARIN (46));@BIN (VDPARIN
(47));
@BIN (VDPARIN (48)); @BIN (VDPARIN (49));
@BIN (VOVPARIN (3)); @BIN (VOVPARIN (6));

```

@BIN (VGNPARIN (2)); @BIN (VGNPARIN (4)); @BIN (VGNPARIN (6));
@BIN (VGNPARIN (10)); @BIN (VGNPARIN (16)); @BIN (VGNPARIN (27));
@BIN (VGNPARIN (28)); @BIN (VGNPARIN (31)); @BIN (VGNPARIN (34));

!COARI;

@BIN (VLCOARI (2));@BIN (VLCOARI (4));@BIN (VLCOARI (8));@BIN (VLCOARI (13));
@BIN (VLCOARI (19));!@BIN (VLCOARI (29));@BIN (VLCOARI (30));@BIN (VLCOARI
(31));
@BIN (VLCOARI (32));@BIN (VLCOARI (33));
@BIN (VDCOARI (2));@BIN (VDCOARI (4));@BIN (VDCOARI (6));@BIN (VDCOARI (8));
@BIN (VDCOARI (11));@BIN (VDCOARI (13));@BIN (VDCOARI (15));@BIN (VDCOARI
(19));
@BIN (VDCOARI (21));@BIN (VDCOARI (23));@BIN (VDCOARI (28));@BIN (VDCOARI
(30));
@BIN (VDCOARI (32));@BIN (VDCOARI (45));@BIN (VDCOARI (46));@BIN (VDCOARI
(47));
@BIN (VDCOARI (48)); @BIN (VDCOARI (49));
@BIN (VOVCOARI (3)); @BIN (VOVCOARI (6));
@BIN (VGNCOARI (2)); @BIN (VGNCOARI (4)); @BIN (VGNCOARI (6));
@BIN (VGNCOARI (10)); @BIN (VGNCOARI (16)); @BIN (VGNCOARI (27));
@BIN (VGNCOARI (28)); @BIN (VGNCOARI (31)); @BIN (VGNCOARI (34));

!TEFE;

@BIN (VLTEFE (2));@BIN (VLTEFE (4));@BIN (VLTEFE (8));@BIN (VLTEFE (13));
@BIN (VLTEFE (19));!@BIN (VLTEFE (29));@BIN (VLTEFE (30));@BIN (VLTEFE (31));
@BIN (VLTEFE (32));@BIN (VLTEFE (33));
@BIN (VDTEFE (2));@BIN (VDTEFE (4));@BIN (VDTEFE (6));@BIN (VDTEFE (8));
@BIN (VDTEFE (11));@BIN (VDTEFE (13));@BIN (VDTEFE (15));@BIN (VDTEFE (19));
@BIN (VDTEFE (21));@BIN (VDTEFE (23));@BIN (VDTEFE (28));@BIN (VDTEFE (30));
@BIN (VDTEFE (32));@BIN (VDTEFE (45));@BIN (VDTEFE (46));@BIN (VDTEFE (47));
@BIN (VDTEFE (48)); @BIN (VDTEFE (49));
@BIN (VOVTEFE (3)); @BIN (VOVTEFE (6));
@BIN (VGNTEFE (2)); @BIN (VGNTEFE (4)); @BIN (VGNTEFE (6));
@BIN (VGNTEFE (10)); @BIN (VGNTEFE (16)); @BIN (VGNTEFE (27));
@BIN (VGNTEFE (28)); @BIN (VGNTEFE (31)); @BIN (VGNTEFE (34));

!MAUES;

@BIN (VLMAUES (2));@BIN (VLMAUES (4));@BIN (VLMAUES (8));@BIN (VLMAUES (13));
@BIN (VLMAUES (19));!@BIN (VLMAUES (29));@BIN (VLMAUES (30));@BIN (VLMAUES
(31));
@BIN (VLMAUES (32));@BIN (VLMAUES (33));
@BIN (VDMAUES (2));@BIN (VDMAUES (4));@BIN (VDMAUES (6));@BIN (VDMAUES (8));
@BIN (VDMAUES (11));@BIN (VDMAUES (13));@BIN (VDMAUES (15));@BIN (VDMAUES
(19));
@BIN (VDMAUES (21));@BIN (VDMAUES (23));@BIN (VDMAUES (28));@BIN (VDMAUES
(30));
@BIN (VDMAUES (32));@BIN (VDMAUES (45));@BIN (VDMAUES (46));@BIN (VDMAUES
(47));
@BIN (VDMAUES (48)); @BIN (VDMAUES (49));
@BIN (VOVMAUES (3)); @BIN (VOVMAUES (6));

!TABATINGA;

@BIN (VLTABAT (2));@BIN (VLTABAT (4));@BIN (VLTABAT (8));@BIN (VLTABAT (13));
@BIN (VLTABAT (19));!@BIN (VLTABAT (29));@BIN (VLTABAT (30));@BIN (VLTABAT
(31));
@BIN (VLTABAT (32));@BIN (VLTABAT (33));
@BIN (VDTABAT (2));@BIN (VDTABAT (4));@BIN (VDTABAT (6));@BIN (VDTABAT (8));

@BIN (VDTABAT (11));@BIN (VDTABAT (13));@BIN (VDTABAT (15));@BIN (VDTABAT (19));
@BIN (VDTABAT (21));@BIN (VDTABAT (23));@BIN (VDTABAT (28));@BIN (VDTABAT (30));
@BIN (VDTABAT (32));@BIN (VDTABAT (45));@BIN (VDTABAT (46));@BIN (VDTABAT (47));
@BIN (VDTABAT (48)); @BIN (VDTABAT (49));
@BIN (VOVTABAT (3)); @BIN (VOVTABAT (6));

!MANAUS;

@BIN (VLTHM (3)); @BIN (VLTHM (10)); @BIN (VLTHM (18));
@BIN (VDOCM (3));@BIN (VDOCM (5));@BIN (VDOCM (8));@BIN (VDOCM (13));
@BIN (VDOCM (19));@BIN (VDOCM (34));@BIN (VDOCM (35));@BIN (VDOCM (36));
@BIN (VDOCM (37));@BIN (VDOCM (38));@BIN (VDOCM (39));
@BIN (VGNM (2));@BIN (VGNM (4));@BIN (VGNM (7));@BIN (VGNM (12));
@BIN (VGNM (24));@BIN (VGNM (25));@BIN (VGNM (26));@BIN (VGNM (27));

!LINK DO GÁS NATURAL;

@BIN (VLGN (15)); @BIN (VLGN (40)); @BIN (VLGN (41));

!ACOPLAMENTO DO DIESEL COM O ÓLEO VEGETAL;

!ITACOATIARA;

VOVITA (7) + VDITA (51) - VDITA (52) - VDITA (22) = 0;
VOVITA (8) + VDITA (50) - VDITA (53) - VDITA (31) = 0;
VDITA (33) + VDITA (34) + VDITA (35) + VDITA (36) + VDITA (7) + VDITA (14) +
VDITA (50) + VDITA (51) - VDITA (1) - VOVITA (2) = 0;

!MANACAPURU;

VOVMANAC (7) + VDMANAC (51) - VDMANAC (52) - VDMANAC (22) = 0;
VOVMANAC (8) + VDMANAC (50) - VDMANAC (53) - VDMANAC (31) = 0;
VDMANAC (33) + VDMANAC (34) + VDMANAC (35) + VDMANAC (36) + VDMANAC (7) +
VDMANAC (14) +
VDMANAC (50) + VDMANAC (51) - VDMANAC (1) - VOVMANAC (2) = 0;

!IRANDUBA;

VOVIRAN (7) + VDIRAN (51) - VDIRAN (52) - VDIRAN (22) = 0;
VOVIRAN (8) + VDIRAN (50) - VDIRAN (53) - VDIRAN (31) = 0;
VDIRAN (33) + VDIRAN (34) + VDIRAN (35) + VDIRAN (36) + VDIRAN (7) + VDIRAN (14) +
VDIRAN (50) + VDIRAN (51) - VDIRAN (1) - VOVIRAN (2) = 0;

!PARINTINS;

VOVPARIN (7) + VDPARIN (51) - VDPARIN (52) - VDPARIN (22) = 0;
VOVPARIN (8) + VDPARIN (50) - VDPARIN (53) - VDPARIN (31) = 0;
VDPARIN (33) + VDPARIN (34) + VDPARIN (35) + VDPARIN (36) + VDPARIN (7) +
VDPARIN (14) +
VDPARIN (50) + VDPARIN (51) - VDPARIN (1) - VOVPARIN (2) = 0;

!COARI;

VOVCOARI (7) + VDCOARI (51) - VDCOARI (52) - VDCOARI (22) = 0;
VOVCOARI (8) + VDCOARI (50) - VDCOARI (53) - VDCOARI (31) = 0;
VDCOARI (33) + VDCOARI (34) + VDCOARI (35) + VDCOARI (36) + VDCOARI (7) +
VDCOARI (14) +
VDCOARI (50) + VDCOARI (51) - VDCOARI (1) - VOVCOARI (2) = 0;

!TEFE;

VOVTEFE (7) + VDTEFE (51) - VDTEFE (52) - VDTEFE (22) = 0;
VOVTEFE (8) + VDTEFE (50) - VDTEFE (53) - VDTEFE (31) = 0;

VDTEFE (33) + VDTEFE (34) + VDTEFE (35) + VDTEFE (36) + VDTEFE (7) + VDTEFE (14) +
VDTEFE (50) + VDTEFE (51) - VDTEFE (1) - VOVTEFE (2) = 0;

!MAUES;

VOVMAUES (7) + VDMAUES (51) - VDMAUES (52) - VDMAUES (22) = 0;
VOVMAUES (8) + VDMAUES (50) - VDMAUES (53) - VDMAUES (31) = 0;
VDMAUES (33) + VDMAUES (34) + VDMAUES (35) + VDMAUES (36) + VDMAUES (7) +
VDMAUES (14) +
VDMAUES (50) + VDMAUES (51) - VDMAUES (1) - VOVMAUES (2) = 0;

!TABATINGA;

VOVTABAT (7) + VDTABAT (51) - VDTABAT (52) - VDTABAT (22) = 0;
VOVTABAT (8) + VDTABAT (50) - VDTABAT (53) - VDTABAT (31) = 0;
VDTABAT (33) + VDTABAT (34) + VDTABAT (35) + VDTABAT (36) + VDTABAT (7) +
VDTABAT (14) +
VDTABAT (50) + VDTABAT (51) - VDTABAT (1) - VOVTABAT (2) = 0;

!DEMANDA ITACOATIARA;

VDITA (54) + VCOGITA (1) + VEEITA (3) >= 26.6000;
VGNITA (26) + VLITA (26) + VDITA (55) + VCOGITA (2) + VEEITA (3) >= 34.6000;
VGNITA (30) + VLITA (27) + VDITA (56) + VCOGITA (3) + VEEITA (4) >= 44.0000;
VGNITA (33) + VLITA (28) + VDITA (57) + VCOGITA (4) + VEEITA (4) >= 53.4000;

!DEMANDA DE MANACAPURU;

VDMANAC (54) >= 18.5000;
VGNMANAC (26) + VLMANAC (26) + VDMANAC (55) >= 23.0000;
VGNMANAC (30) + VLMANAC (27) + VDMANAC (56) >= 26.6000;
VGNMANAC (33) + VLMANAC (28) + VDMANAC (57) >= 31.7000;

!DEMANDA IRANDUBA;

VDIRAN (54) >= 14.9000;
VGNIRAN (26) + VLIRAN (26) + VDIRAN (55) >= 19.8000;
VGNIRAN (30) + VLIRAN (27) + VDIRAN (56) >= 23.9000;
VGNIRAN (33) + VLIRAN (28) + VDIRAN (57) >= 28.7000;

!DEMANDA PARINTINS;

VDPARIN (54) >= 16.3000;
VGNPARIN (26) + VLPARIN (26) + VDPARIN (55) >= 21.2000;
VGNPARIN (30) + VLPARIN (27) + VDPARIN (56) >= 25.0000;
VGNPARIN (33) + VLPARIN (28) + VDPARIN (57) >= 29.7000;

!DEMANDA COARI;

VDCOARI (54) >= 8.1500;
VGNCOARI (26) + VLCOARI (26) + VDCOARI (55) >= 10.3000;
VGNCOARI (30) + VLCOARI (27) + VDCOARI (56) >= 11.9000;
VGNCOARI (33) + VLCOARI (28) + VDCOARI (57) >= 14.2000;

!DEMANDA TEFEE;

VDTEFE (54) >= 13.7000;
VGNTEFE (26) + VLTEFE (26) + VDTEFE (55) >= 16.7000;
VGNTEFE (30) + VLTEFE (27) + VDTEFE (56) >= 19.2000;
VGNTEFE (33) + VLTEFE (28) + VDTEFE (57) >= 22.0000;

!DEMANDA MAUES;

VDMAUES (54) >= 5.8100;
VLMAUES (26) + VDMAUES (55) >= 7.3000;

VLMAUES (27) + VDMAUES (56) >= 8.5400;
VLMAUES (28) + VDMAUES (57) >= 9.9700;

!DEMANDA TABATINGA;

 VDTABAT (54) >= 8.4200;
VLTABAT (26) + VDTABAT (55) >= 10.4000;
VLTABAT (27) + VDTABAT (56) >= 11.7000;
VLTABAT (28) + VDTABAT (57) >= 13.5000;

!DEMANDA MANAUS;

 VDOCM (30) >= 1540.0000;
VGNM (21) + VDOCM (31) + VLTHM (24) >= 1940.0000;
VGNM (22) + VDOCM (32) + VLTHM (25) >= 2270.0000;
VGNM (23) + VDOCM (33) + VLTHM (26) >= 2660.0000;

!MUTUAMENTE EXCLUSIVAS;

!ITACOATIARA;

VDITA (49) + VOVITA (3) <= 1;
VDITA (46) + VLITA (30) + VGNITA (28) <= 1;
VDITA (47) + VLITA (31) + VGNITA (31) + VOVITA(6) <= 1;
VDITA (48) + VLITA (32) + VGNITA (34) <= 1;

!MANACAPURU;

VDMANAC (49) + VOVMANAC (3) <= 1;
VDMANAC (46) + VLMANAC (30) + VGNMANAC (28) <= 1;
VDMANAC (47) + VLMANAC (31) + VGNMANAC (31) + VOVMANAC(6) <= 1;
VDMANAC (48) + VLMANAC (32) + VGNMANAC (34) <= 1;

!IRANDUBA;

VDIRAN (49) + VOVIRAN (3) <= 1;
VDIRAN (46) + VLIRAN (30) + VGNIRAN (28) <= 1;
VDIRAN (47) + VLIRAN (31) + VGNIRAN (31) + VOVIRAN(6) <= 1;
VDIRAN (48) + VLIRAN (32) + VGNIRAN (34) <= 1;

!PARINTINS;

VDPARIN (49) + VOVPARIN (3) <= 1;
VDPARIN (46) + VLPARIN (30) + VGNPARIN (28) <= 1;
VDPARIN (47) + VLPARIN (31) + VGNPARIN (31) + VOVPARIN(6) <= 1;
VDPARIN (48) + VLPARIN (32) + VGNPARIN (34) <= 1;

!COARI;

VDCOARI (49) + VOVCOARI (3) <= 1;
VDCOARI (46) + VLCOARI (30) + VGNCOARI (28) <= 1;
VDCOARI (47) + VLCOARI (31) + VGNCOARI (31) + VOVCOARI(6) <= 1;
VDCOARI (48) + VLCOARI (32) + VGNCOARI (34) <= 1;

!TEFE;

VDTEFE (49) + VOVTEFE (3) <= 1;
VDTEFE (46) + VLTEFE (30) + VGNTEFE (28) <= 1;
VDTEFE (47) + VLTEFE (31) + VGNTEFE (31) + VOVTEFE(6) <= 1;
VDTEFE (48) + VLTEFE (32) + VGNTEFE (34) <= 1;

!MAUES;

VDMAUES (49) + VOVMAUES (3) <= 1;
VDMAUES (46) + VLMAUES (30) <= 1;
VDMAUES (47) + VLMAUES (31) + VOVMAUES(6) <= 1;
VDMAUES (48) + VLMAUES (32) <= 1;

!TABATINGA;

VDTABAT (49) + VOVTABAT (3) <= 1;
VDTABAT (46) + VLTABAT (30) <= 1;
VDTABAT (47) + VLTABAT (31) + VOVTABAT(6) <= 1;
VDTABAT (48) + VLTABAT (32) <= 1;

!MANAUS;

VDOCM (37) + VGNM (25) <= 1;
VDOCM (38) + VGNM (26) <= 1;
VDOCM (39) + VGNM (27) <= 1;

!ESCOLHA ENTRE O TRANSPORTE POR GASODUTO OU POR BARCAÇAS;
VLGN (40) + VLGN (41) <= 1;

!Junção do cadeia de exploração, tratamento e transporte de gás natural com as termelétricas;

VLGN (38) - VGNITA (1) = 0;
VLGN (34) - VGNMANAC (1) = 0;
VLGN (36) - VGNIRAN (1) = 0;
VLGN (30) - VGNNPARIN (1) = 0;
VLGN (14) - VGNCOARI (1) = 0;
VLGN (31) - VGNTEFE (1) = 0;
VLGN (32) - VGNM (1) = 0;

!JUNÇÃO DO DIESEL REGIONAL COM O DIESEL IMPORTADO;

QDR + QDIMP - VDITA (1) - VDMANAC (1) - VDPARIN (1) - VDIRAN (1) - VDTEFE (1)
-
VDCOARI (1) - VDMAUES (1) - VDTABAT (1) - VDOCM (1) = 0;
QDR <= 999999;

END

BIBLIOGRAFIA

- AB'SABER, A. **"A Região Amazônica"**. A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIZAÇÃO. Coleção Eduardo Galvão – Organização Maria Angela D'Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- AILLERT, F. **"Europe du gaz et de l'électricité, quelle politique pour demain?"**. Revue de L'Énergie, n°. 464, pg. 663-666, décembre 1994.
- AMARAL, A.C. **"A incorporação das variáveis sócio-ambientais ao processo de planejamento do setor elétrico: o caso da Amazônia"**. Revista Brasileira de Energia, vol.5, n°. 2, 1996.
- ANDREWS, C.J. **"Evaluating risk management strategies in resource planning"**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n°. 1, pp. 420-426, february 1995.
- ASSIMAKOPOULOS, V.; CHARAMABOPOULOS, C. and SAMOUILIDIS, J.-E. **"Combining decision support tools and knowledge-based approach for the development of an integrated system for regional energy planning"**. Energy Systems and Policy, vol. 15, pp.245-255, 1991.
- AZOLA, E.P.; CHIAVENAGATTI, L.A.; SANTOS, N.O. **"Análise comparativa da eficiência para usina termelétrica em ciclo combinado operando a gás natural"**. XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1995.
- BAINES, B. – **"A usina hidrelétrica de Balbina e o deslocamento compulsório dos Waimiri-Atroari"**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emílio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. II. Belém, 1996.
- "Balanço Energético Nacional – Ano Base 1989"**. Ministério da Infra-estrutura. 1990.
- BAJAY, S.V. **"Assimetria e competitividade no setor elétrico brasileiro"**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- BAJAY, S.V. **"Perspectivas de evolução institucional do setor elétrico brasileiro e as correspondentes políticas energéticas"**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- BAJAY, S.V. **"Planejamento energético regional: a experiência paulista à luz de práticas que a inspiram no exterior"**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia. FINEP/PNUD/UNESCO, 1986.
- BAJAY, S.V.; CARVALHO, E.B.; JANNUZZI, G.M.; CORREIA, P. B.; WALTER, A.C.S.; FERREIRA, A.L.; ALMEIDA, M., **"Planejamento Integrado de Recursos: Barreiras usualmente encontradas na sua implementação e instituições que devem ser**

convidadas a participar da sua implementação no setor elétrico brasileiro”, VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, Rio de Janeiro, 1996.

- BAJAY, S. V. & CARVALHO, E. B. **“Planejamento indicativo: Pré-requisito para uma boa regulação do setor elétrico”**. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 3. São Paulo, 1998. *Anais*. UNICAMP / USP / EFEI / SE-SP / SBPE, São Paulo, p. 324-8.
- BECKER, B.; NASCIMENTO, J.A.S.; COUTO, R.C.S. – **“Padrões de desenvolvimento, hidrelétricas e reordenação do território da Amazônia”**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emílio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. II. Belém, 1996.
- BELLARMINE, G.T. and TURNER, M.C. **“Energy conservation and mangement in the U.S.”**. Energy Conversion. Management, vol. 35, n^o. 4, pp. 363-373, 1994.
- BELTRAN, J.L. **“Planejamento energético: totalidade e historicidade”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- BENAKOUCHE, R.; CRUZ, R.S.; **“Avaliação monetária do meio ambiente”**. Editora McGraw-Hill Ltda, 1994.
- BENCHIMOL, S. **“Amazônia e guerra na floresta”**. Editora Civilização Brasileira S.A., Rio de Janeiro, 1992.
- BENCHIMOL, S. **“Amazônia: planetarização e moratória ecológica”**. Edição da Universidade Paulista e da Fundação Futura. São Paulo, 1989.
- BINATOS, S. and PEREIRA, M.V.F. **“Decentralized planning of hydroelectric power systems”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n^o. 1, pp. 492-498, february, 1995.
- BONANNI, F.S. **“Avaliação da indústria de equipamentos de pequeno porte para aproveitamento de fontes renováveis de energia”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Encontro sobre Energia no Campo. FINEP/PNUD/UNESCO, 1986.
- BUARQUE, S.C.; LOPES, A.D. e ROSA, T.C. – **“Integração fragmentada e crescimento da fronteira Norte”**. FEDERALISMO NO BRASIL: DESIGUALDADES REGIONAIS E DESENVOLVIMENTO. Organização Rui de Britto Álvares Affonso e Pedro Luiz Barros Silva. FUNDAP: Editora da Universidade Estadual Paulista, 1995.
- BUNN, D.W.; LARSEN, E.R.; **“Systems modelling for energy policy”**. John Wiley & Sons, New York, 1997.

- BUSCH, J.F. and KRAUSE, F.L. **“Environmental externality surcharges in power system planning: a case study of new englad”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8; n.º 3, pp. 789-795, august, 1993.
- CABRAL, L. M. M., CACHAPUZ, P.B.B.; LAMARÃO, S.T.N., **“Panorama do setor de energia elétrica no Brasil”**. Memória da Eletricidade. Rio de Janeiro-RJ, 1988.
- CANALI, G.V. **“A questão ambiental no planejamento de usinas hidrelétricas”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Desafios e Controvérsias. FINEP/PNUD/UNESCO, 1986.
- CARPENTIERI, A.E.; LARSON, E.D.; WOODS, J.; **“Future biomass-based electricity supply in northeast Brazil”**; Biomass and Bionergy, 4 (3), pp. 149-173, 1993.
- CARVALHO, A. S. **“Avaliação do potencial de oferta e demanda de biomassa no estado do Amazonas”**, Programa de Iniciação Científica, Universidade do Amazonas, 1997.
- CARVALHO, H.M.; **“Padrões de sustentabilidade: uma medida para o desenvolvimento sustentável”**. Coleção Eduardo Galvão – A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIDADE. Organização Maria Angela D’Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- CARVALHO, J.F.; **“Questões básicas para a revisão institucional do setor elétrico”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- CODEAMA, **“Sistema energético do Estado do Amazonas: articulação sócio-econômica”**, Manaus-AM, 1987.
- COELHO, M.C.N. **“Desenvolvimento sustentável, economia política do meio ambiente e problemática ecológica da Amazônia”**. Coleção Eduardo Galvão - A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIDADE. Organização Maria Angela D’Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- COSTA, J.M.M.; **“Grandes projetos e o crescimento da indústria na Amazônia”**. Coleção Eduardo Galvão - A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIDADE. Organização Maria Angela D’Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- CUNHA, S.H.F. **“The insertion of a political dimension in planning the electric energy sector: the Swedish experience”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Energia e Desenvolvimento. FINEP/PNUD/UNESCO, 1986.
- DAGNINO, R. – **“Por uma intervenção explícita no mundo social”**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emílio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. II. Belém, 1996.

- DEVINE, M.D.; CHARTOCK, M.A.; GUNN, E.M. and HUETTNER, D.A.; **“Purpa 210 avoided cost rates: economic and implementation issues”**. Energy Systems and Policy, vol. 11, pp. 85-101, 1987.
- DOWLATABADI, H.; TOMAN, M.A.; **“Technology options for electricity generation: economic and environmental factors”**. Published by Resources for the Future, Washington, 1991.
- ELETROBRAS, **“Plano de Operação para 1997 – Sistemas Isolados”**. 1996.
- ELETROBRAS, **“Plano nacional de energia elétrica”**. 1993-2015, Projeto 4, Biomassa Florestal, 1994.
- FARIA, S.N.G. e BAJAY, S.V.; **“Um modelo integrado de planejamento da expansão do setor elétrico”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n.º 2, 1996.
- FILHO, A.V.; **“Plano 2015: o plano nacional de energia elétrica 1993/2015”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n.º 2, 1996.
- FINON, D. **“Um modèle énergétique pour la France”**. Tese de Doutorado. L’Université des Sciences Sociales de Grenoble. France. 1976.
- FORD, A.; **“A method for approximating the value of demand-side information”**. Energy Systems and Policy, vol. 13, pp. 135-151, 1990.
- FUNDAÇÃO CENTRO TECNOLÓGICO DE MINAS GERAIS - CETEC, **“Gaseificação de madeira e carvão vegetal”**, Belo Horizonte, 1981.
- FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **“Geografia do Brasil – Região Norte”**. Vol. 1. Rio de Janeiro. 1977.
- FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **“Geografia do Brasil – Região Norte”**. Vol. 3. Rio de Janeiro. 1991.
- GARFINKEL, R. & NEMHAUSER, G.; **“Integer programming”**, J. Wiley & Sons, 1972.
- GOICOECHEA, A.; HANSEN, D.R. & DUCKSTEM, L.; **“Multiobjective decision analysis with engineering and business applications”**. John Wiley & Sons, Inc., 1982.
- GOLDEMBERG, J.; **“Energia, meio ambiente & desenvolvimento”**. Editora da Universidade de São Paulo, 1998.
- HADDAD, J.; NOGUEIRA, L.A.H.; SANTOS, A.H.M.; **“A conservação de energia como instrumento de política energética”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.

- HADDAD, J.; TORRES, G.L.; JANNUZZI, G.M.; **“Planejamento energético integrado utilizando técnicas fuzzy”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas, 1994.
- HAFNER, M.; NOGARET, E.; **“Économie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité”**. Revue de L'Énergie, n°. 468, pp. 322-337, mai 1995.
- HANAN, S.A.; BATALHA, B.H.L.; **“Amazônia contradições no paraíso ecológico”**. Cultura Editores Associados Ltda, 1ª. Edição, São Paulo, 1995.
- HESLIN, J.S. and HOBBS, B.F.; **“A multiobjective costing model for analyzing emissions dispatching and fuel switching”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, n°. 3, pp. 836-842, august 1989.
- HIRST, E.; GOLDMAN, C.; **“Key issues in inregrated resources planning for electric utilities”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, n°. 4, pp. , november 1990.
- HOBBS, B.F. and MEIER, P.M.; **“Multicriteria methods for resource planning: an experimental comparision”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, n°. 4, pp. 1811-1817, november 1994.
- HOLZMANN, A.; **“Operation research support methodology”**, Margel Dekker, 1979.
- FERRAZ, I. – **“Resposta de Tucuruí: o caso dos Parkatêjê”**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emilio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. II, Belém, 1996.
- JACOBSON, R.; **“Microsof excel 97 visual basic passo a passo”**. Makron Books do Brasil Editora Ltda, 1998.
- JANNUZZI, G.M. e SWISHER, J.N.P.; **“Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis”**. Editora Autores Associados, 1997.
- JANNUZZI, G.M.; UGAYA, C.M.L.; **“Desenvolvimento de um programa computacional para o planejamento integrado de recursos”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- JENSEN, P.A., and J. W. BARNES, **“Network flow programming”**, Wiley, New York, 1980.
- KEENEY, R.L.; RAIFFA, H., **“Decision with multiple objectives – preferences and value tradeoffs”**, Cambridge University Press, 1993.
- KUWAHARA, N. **“Análise do gás natural liquefeito como alternativa energética para pequenos e médios sistemas isolados da Amazônia”**. Dissertação de mestrado defendida junto a Universidade Estadual de Campinas. Agosto, 1999.

- LARSON, E.D.; WILLIAMS, R.H. **“Biomass gasifier steam-injected gas turbine cogeneration”**. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. Transactions of ASME. April, v.112, pp.157-63, 1990.
- LASDON, L.; **“Optimization theory for large systems”**; MacMillan, 1970.
- LEE, Y.B.; MITTEN, R.; LIU, K.C. and SEYFERT, G.A.; **“The China light and power company energy management system”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, n°. 1, pp. 199-205, february 1991.
- LEITE, A.D.; **“A energia do BRASIL”**. Editora Nova Fronteira. Rio de Janeiro, 1997.
- LIMA, J.L.; **“Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984)”**. Memória da Eletricidade, Rio de Janeiro, 1995.
- LYND, L.R.; **“Overview and evaluation of fuel ethanol from cellulosic biomass: technology, economics, the environment, and policy”**. Annual Review of Energy and the Environment. Annual Review Inc. vol. 21, 1996.
- MAHAR, D.J. **“As políticas governamentais e o desmatamento na Região Amazônica do Brasil”**. AMAZÔNIA ADEUS. Organizado por Gianfranco Bologna. Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro, 1990.
- MANDIL, C. **“Politique du gaz et de l'électricité: le point de vue du gouvernement à la lumière du rapport mandil”**. Revue de L'Énergie, n°. 464, pg. 661-662, décembre 1994.
- MATTOS, A.M.; **“Amazônia e outros estudos”**. Graficentro/CEJUP. Belém-PA, 1991.
- MELILLO, J.M.; HOUGHTON, R.A.; KICKLINGHTER, D.W.; McGHIRE, A.D.; **“Tropical deforestation and the global carbon budget”**. Annual Review of Energy and the Environment. Annual Review Inc., vol. 21, 1996.
- MENATEAU, P.; LEFEBVRE, H.; **“Politiques de diffusion des technologies efficientes dans le domaine des équipements grand public: enjeux et méthodes”**. Revue de L'Énergie, n°. 468, pg. 354-363, mai 1995.
- MENDONÇA, A.F. & DAHL, C. – **“The brazilian electrical system reform”**. Energy Policy, 27, pg. 73-83, 1999.
- MONTEIRO, M.A. – **“Siderurgia na Amazônia: aspectos energéticos e sociais”**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emilio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. II. Belém, 1996.

- MOURA, E.A.F.; FERREIRA, E.A.P.; MAIA, M.L.S.; COSTA, H.L.C.; SANTANA, J.M.C.; **“Zona Franca de Manaus: os filhos da era eletroeletrônica”**. UNAMAZ/FUA/UFPA, 1993.
- MÜLLER, A.C.; **“Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento”**. Editora McGraw-Hill Ltda, 1995.
- MURTY, K.; **“Linear and combinatorial programming”**, J. Wiley & Sons, 1976.
- NASCIMENTO, J.G.A.; GOMES, D.A. & AMARAL, C.A. – **“Considerações sobre as mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro”**. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém, 1997.
- NAZARÉ, R.; **“O complexo Amazônico e sua navegação interior”**. Graficentro/CEJUP. Belém-PA, 1993.
- NEMHAUSER, G. & WOSLEY, F.; **“Integer and combinatorial optimization”**; J. Wiley & Sons, 1988.
- NERY, E.; **“Iniciativa privada – quais as suas melhores opções para sua participação no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n.º 2, 1996.
- NOGUEIRA, L.A.; **“Cogeração: uma introdução”**, material preparado para a CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1994.
- NOGUEIRA, L.A.H. e SANTOS, A.H.M.; **“Pequenas centrais termelétricas com Locomóvel”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Encontro Sobre Energia no Campo. FINEP/PNUD/UNESCO, 1986.
- ELETROBRÁS, **“Manual de pequenas centrais termelétricas”**, 1983.
- NUÑEZ, J.I.C.; AMARAL, J.A.R.; PASTANA, J.F.; FRANÇA, G.P.M.; CUTRIM, F.E.C.; **“Metodologia para avaliação de vida útil de usinas termelétricas, um caso prático: conversão do parque térmico da Eletronorte, em Manaus, para Gás Natural”**. XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1995.
- OLIVEIRA, A. **“A reestruturação do setor elétrico e suas possíveis implicações para as distribuidoras de energia elétrica”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n.º 2, 1996.
- OLIVEIRA, H.P.; **“Utilização do dendê como alimento e como energético”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Fontes Alternativas de Energia – Subsídios para uma Política Científica e Tecnológica. FINEP/PNUD/UNESCO, 1985.
- PARENTE, R.C.P. e BRAGA, A.; **“A pesquisa residencial de posse de eletrodomésticos e hábitos de consumo da cidade de Macapá-Amapá”**. Universidade do Amazonas, 1996.

- PARENTE, R.C.P. e BRAGA, A.; **“A pesquisa residencial de posse de eletrodomésticos e hábitos de consumo da cidade de Manaus-Am”**. Universidade do Amazonas, 1996.
- PARENTE, R.C.P. e BRAGA, A.; **“A pesquisa residencial de posse de eletrodomésticos e hábitos de consumo da cidade de Porto Velho-Ro”**. Universidade do Amazonas, 1996.
- PAULA, E.; **“Um modelo de integração energética para a América Latina”**. Gráfica e Editora Bartira Ltda, 1997.
- PERLACK, R.D.; WRIGHT, L.L. and HUSTON, M. **“Biomass fuel from woody crops for electric power”**. Winrock International, Arlington, USA, 1997.
- “Perspectivas energética para o desenvolvimento sustentável do Amazonas”**. Série Sistemas Energéticos. Organização Hélio Neves Guerra e Marco Aurélio Vasconcelos de Freitas, vol. III, Universidade do Amazonas, Manaus-AM, 1997.
- PINTO, L.F. – **“Amazônia de hoje: o caos “organizado””**. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emílio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Belém, 1996.
- PRASAD, S.B.; **“Biomass-fired steam power cogeneration system, a theoretical study”**. Energy Conversion, 1995.
- RAMOS, D.S. e ENNES, S.A.; **“A competitividade térmica no parque gerador interligado Sul/Sudeste brasileiro: o caso do gás natural”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n.º 2, 1996.
- RABELO, R.I. **“Análise de custos no sistema CEAM”**. Relatório de Estágio Supervisionado. Universidade do Amazonas, 1997.
- ROY, B., **“Multicriteria methodology for decision aiding”**, Kluwer Academic Publishers, 1996.
- SAENZ, J.A.; ROMANO, R.; JÚNIOR, S.T.C.; **“Setor elétrico: mudanças recentes e perspectivas”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas/SP, 1994.
- SANTOS, E.M. **“Espanha: evolução e o desmantelamento do monopólio estatal do petróleo”**. II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas-SP, 1994.
- SANTOS, N.O.; **“Balanço termodinâmico de usinas termelétricas convencionais em ciclo isolado ou combinado – aplicação dos resultados para operação econômica das usinas”**. XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1995.
- SANTOS, R.; **“História Econômica da Amazônia (1800-1920)”**. T. A. Queiroz, São Paulo, 1980.

- SANTOS, R.H. & SAUER, I.L. - **“Proposições regulatórias para a institucionalização do planejamento integrado de recursos no Brasil”**. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém, 1997.
- SEO, F.; SAKAWA, M.; **“Multiple criteria decision analysis in regional planning: concepts, methods and applications”**. D. Reidel Publishing Company, Holland, 1988.
- SCHETMAN, R.; **“Aplicação da gerência pelo lado da demanda ao planejamento de sistemas elétricos”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Fontes Alternativas de Energia – O Planejamento do Setor Elétrico: Desafios e Controvérsias. FINEP/PNUD/UNESCO, 1985.
- SCHUBART, H.O.R.; **“O zonamento ecológico-econômico como instrumento para o desenvolvimento sustentável da Amazônia”**. A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIDADE. Coleção Eduardo Galvão - Organização Maria Angela D’Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- SCHRAGE, L.; **“Optimization modeling with LINDO”**. Cole Publishing Company, 1997.
- SEBRAE-AM, **“Diagnóstico do setor madeireiro do Estado do Amazonas”**, 1995.
- SENAL, **“Pesquisa sobre dinâmica industrial e demanda por capacitação tecnológica”**, Setor Industrial Madeireiro na Região Amazônica, Rio de Janeiro, 1997. 56 p.
- SINGER, P.; **“A Amazônia na sociedade global”**. A AMAZÔNIA E A CRISE DA MODERNIDADE. Coleção Eduardo Galvão - Organização Maria Angela D’Incao e Isolda Maciel da Silveira. Museu Paraense Emílio Goeldi, 1994.
- SINGH, S.; SINGH, I.P.; SINGH, S. and PANNU, C.J.S.; **“Energy planning of a Punjab village using multiple objectives compromise programming”**. Energy Conversion. Management, vol. 35, n.º 3, pp. 329-346, 1996.
- SOUZA, M. **“Breve história da Amazônia”**. Editora Marco Zero, São Paulo-SP, 1994.
- SOUZA, R.C.R.; **“Planejamento do suprimento de energia elétrica dos sistemas descentralizados na Amazônia incorporando incertezas”**, Série Sistemas Energéticos, vol. I, Universidade do Amazonas, 1996.
- SOUZA, R.C.R.; Filho, R.D.; Nogueira, C.A S.; Barbosa, C.S.; **“Estimativa do potencial de conservação de energia elétrica nos setores residencial, comercial e industrial do município de Itacoatiara”**, Relatório final, 1997.
- SOUZA, R.C.R.; SOUZA, M.R., **“Levantamento do potencial de cogeração do setor madeireiro de Itacoatiara”**, 1998.
- SOUZA, R.C.R.; CORREIA, J.C., **“Análise das alternativas de suprimento de energia elétrica de Itacoatiara”**, 1998.

- SUÁREZ, C. E. **“La incorporacion de la problematica ambiental en los procesos de planeamiento y de definicion de politicas en el sector energetico”**. Instituto de Economia Energética, Argentina, 1992.
- SUTHERLAND, R., **“An analysis of conservation features in commercial buildings”**. Energy Systems and Policy, vol.13, pp. 153-166, 1990.
- STEUER, R.E., **“Multiple criteria optimizaton: theory, computation and application”**, Robert E. Krieger Publishing Company, 1989.
- TABORS, R.D.; CONNORS, S.R.; BESPOLKA, C.G.; WHITE, D.C. and ANDREWS, C.J., **“A framework for integrated resource planning: the role of gas fired generation in New England”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, n° 3, pp. 1010-1016, august 1989.
- TANABE, R.; YASUDA, K.; YOKOYAMA, R. and SASAKI, H., **“Flexible generation mix under multi objectives and uncertainties”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, n° 2, pp. 581-587, may 1993.
- THEIS, I.M., **“Crescimento econômica e demanda de energia no Brasil”**. Editora da UFSC. Blumenau-SC, 1990.
- TOURINHO, O.A.F., **“Decisões estratégicas de política energética – os setores de petróleo e energia elétrica”**. Capacitação para a Tomada de Decisão na Área de Energia – Fontes Alternativas de Energia – Energia e Desenvolvimento: A Política Energética no Brasil. FINEP/PNUD/UNESCO, 1985.
- TRADE GUIDE ON RENEWABLE ENERGY. Winrock International, april, 1999.
- TRINKENREICH, J. e ROSENBLATT, J., **“Setor elétrico brasileiro: planejamento e incertezas”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n° 2, 1996.
- UGAYA, C.M.L., **“Planejamento integrado de recursos energéticos: uma aplicação da modelagem na região administrativa de Campinas”**. Dissertação de mestrado, UNICAMP, 1996.
- VALENÇA, M.M.; NEPOMUCENO, L.; TEIXEIRA, J.C.F.; JÚNIOR, A.S., **“Uma concepção de planejamento que incorpora o conhecimento dos planejadores e operadores”**. Revista Brasileira de Energia, vol. 5, n° 2, 1996.
- VINE, E. and HARRIS, J., **“Implementing energy conservation programs for new residential and commercial building”**. Energy Systems and Policy, vol. 13, pp. 115-139, 1990.
- WALTER, A.C.S. e NOGUEIRA, L.A.H., **“Produção de eletricidade a partir de biomassa”**, em Lora E.S e Cortez L.A.B, Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa, Série Sistemas Energéticos, vol. II, Universidade do Amazonas, 1997.

WIRL, F., “**Analytics of demand-side conservation programs**”. Energy Systems and Policy, vol. 13, pp. 285-300, 1989.

ZYLBERSZTAJ, D. – “**O contexto regional e o planejamento energético para a Amazônia**”. ENERGIA NA AMAZÔNIA. Organização Sônia Barbosa Magalhães, Rosyan de Caldas Britto e Edna Ramos de Castro. Museu Emílio Goeldi, Universidade Federal do Pará, Associação de Universidades Amazônicas. Vol. I. Belém, 1996.