

HENRIQUE CÉSAR SAMPAIO

**PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS PARA GESTÃO ECONÔMICA
E AMBIENTAL DE CIDADES**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, para a obtenção do título
de Doutor em Engenharia Mecânica na área
de Transmissão e Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri

Co-orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias

Guaratinguetá – São Paulo

2007

Sampaio, Henrique César

S192p Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades. / Henrique César Sampaio.-

Guaratinguetá : [s.n.], 2007

235f.: il.

Inclui apêndice

Bibliografia: f. 184-202

Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2007

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri

1. Energia elétrica - Geração 2. Meio ambiente I. Título

CDU 621.311

**PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS PARA GESTÃO ECONÔMICA
E AMBIENTAL DE CIDADES**

HENRIQUE CÉSAR SAMPAIO

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“DOUTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA”

ESPECIALIDADE: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Prof. Dr. Marcelo dos Santos Pereira
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri
Orientador / UNESP – FEG

Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci
UNESP – FEG

Prof. Dr. André Luís de Paula Marques
PMG – SAAEG

Prof. Dr. Carlos Eduardo Rolfsen Salles
INPE

Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez
UFMG

Dezembro de 2007

DADOS CURRICULARES

HENRIQUE CÉSAR SAMPAIO

NASCIMENTO: 24/01/1971 – LORENA/SP.

2002 – 2003 Pós Graduação: Tecnologias Ambientais – UNESP – Guaratinguetá/SP

2002 – 2003 Pós Graduação: Gestão da Produção/MBA – UNESP–Guaratinguetá/SP

2000 – 2002 Mestrado em Engenharia Mecânica – UNESP – Guaratinguetá/SP
Área de Concentração: “Transmissão e Conversão de Energia”

1998 – 1999 Engenharia de Qualidade – Escola de Engenharia de Lorena – USP

1996 – 1997 Engenharia de Segurança do Trabalho – UNESP – Guaratinguetá/SP

1989 – 1994 Engenharia Elétrica – UNESP – Campus de Guaratinguetá/SP

1986 – 1988 Técnico em Eletrônica – C.T.I.G. – UNESP – Guaratinguetá/SP

ATIVIDADES PROFISSIONAIS

2004/atual FUNCATE – Fundação de Ciência, Aplicações e Tecnologia Espaciais
LIEBHERR BRASIL Guindastes e Máquinas Operatrizes Ltda.
Função: Engenheiro Eletricista, Qualidade e Segurança do Trabalho

2000/2003 INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Função: Engenheiro Eletricista, Qualidade e Segurança do Trabalho

1995/2003 DANONE / PAULISTA – Unidade Industrial de Guaratinguetá/SP
Função: Engenheiro de Segurança do Trabalho / Engenheiro Elétrico

A Deus, à minha esposa Denise, aos meus pais (*in memoriam*) Vicente e Geny, às minhas irmãs Cristiane e Tatiane, e a todas as pessoas que acreditaram em mim, apoiando-me em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

A Deus por, permitir que este trabalho se realizasse.

A minha esposa *Denise* que sempre incentivou o desempenho de minha profissão e meus estudos.

Aos orientadores Prof. Dr. *José Antonio Perrella Balestieri* e Prof. Dr. *Rubens Alves Dias*, pela indicação segura do caminho a ser percorrido e que jamais deixaram de me incentivar. Sem a orientação, dedicação e auxílio, o estudo aqui apresentado seria praticamente impossível.

À UNESP – FEG e a todos os que colaboraram para a realização deste trabalho, em particular o Prof. Dr. *Antonio Fernando Branco Costa* e MSc. *Fernando Claro* do Departamento de Produção pela colaboração na análise e aprimoramento do modelo estatístico de expansão para séries temporais.

Ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, pelo apoio e contribuição na realização desta tese, em particular ao Dr. *Demétrio Bastos Netto* do Departamento de Combustão e Propulsão (LCP), Dr. *Carlos Eduardo Rolfsen Salles* do Banco de Testes com Simulação de Altitude (BTSA) e ao MSc. *Leo San Pedro Siqueira* do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) pela disponibilização das informações de climatologia.

A todos que, direta ou indiretamente, colaboraram para a execução deste trabalho.

"Só fazemos melhor aquilo que repetidamente insistimos em melhorar. A busca da excelência não deve ser o único objetivo. Nós nos transformamos naquilo que praticamos com frequência. A perfeição, portanto, não é um ato isolado. É um hábito".

Aristóteles: 384 - 322 A. C.

SAMPAIO, H. C. **Planejamento e Otimização de Sistemas Energéticos para Gestão Econômica e Ambiental de Cidades**. Guaratinguetá, 2007. 235p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista.

RESUMO

Um dos principais desafios do Planejamento Energético é identificar e desenvolver sistemas e métodos para o equacionamento das relações sociais, econômicas, energéticas e ambientais de estruturas tanto macroscópicas (um certo país, um continente) quanto microscópicas (uma cidade, uma empresa). A partir do estabelecimento de cenários prospectivos, com base em séries históricas, e no inventário das disponibilidades energéticas, é possível elaborar o desenvolvimento da sociedade pautado por metas e indicadores desejados. No planejamento das cidades concorrem diversos interesses e problemas, que devem ser considerados conjuntamente para um adequado equacionamento. Observam-se problemas de trânsito e redução de áreas verdes, com impacto direto na qualidade de vida da população; o aumento na demanda de energia elétrica e na disposição de resíduos. Neste trabalho, identificam-se as alternativas energéticas disponíveis para o emprego em geração distribuída em cidades de pequeno e médio portes. A partir do estado do conhecimento dos problemas identificados em diferentes cidades e as propostas de solução apresentadas, são avaliadas aquelas que apresentam aderência aos problemas enfrentados por cidades brasileiras. É proposto um modelo de otimização multiobjetivo para micro-planejamento com base na análise de alternativas energéticas que satisfaçam as demandas estabelecidas através de modelos de projeção e cenários, com caracterização para um estudo de caso, de modo a determinar a capacidade do modelo para emprego em tomadas de decisão e estabelecimento de políticas sociais, econômicas, energéticas e ambientais.

Palavras-chaves: Planejamento, energia, meio ambiente, desenvolvimento sustentável

SAMPAIO, H. C. Planning and Optimization of Energetic Systems for Economic and Environmental Management of Cities. Guaratinguetá, 2007. 235p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista.

ABSTRACT

One of the main challenges of Energy Planning is to identify and to develop systems and methods for the management of the social, economic, energetic and environmental of structures macroscopic (in given country, a continent) as well as microscopic (a city, a company). From the establishment of prospective sceneries and based on historical series and in the inventory of the available energy, it is possible to elaborate the development of the society ruled by goals and desired indicators. In cities' planning, several interests and problems compete with each other and this must be considered as a whole seeking an appropriate balance. Problems of traffic and reduction of green areas are observed with direct impact in the population quality of life; in the increase in electric power demand and in the disposition of wastes. This study identifies the available energy alternatives for the use of distributed generation in small and medium cities. From the state of knowledge of the problems identified in different cities and among the presented solution proposals, those which present adherence to the problems faced by Brazilian cities. A multiobjective optimization model is proposed for micro planning based on the analysis of energetic alternatives which satisfy the established demands through models of projection and scenarios, with mutual characterization for a case study, in order to establish the capability of this model for employment and establishment of social, economic, energetic and environmental policies.

Keywords: Planning, energy, environment, sustainable development.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Dimensões associadas às causas da energia elétrica.....	25
Figura 1.2 – Dimensões associadas às consequências ambientais da energia elétrica.....	25
Figura 1.3 – Estrutura de demanda energética de uma cidade.....	29
Figura 2.1 – Projeções do PIB, energia equivalente e consumo de eletricidade	33
Figura 2.2 – Exemplos de hipóteses e modelos de tendência	38
Figura 2.3 – Funções de autocorrelação FAC e FACP de um modelo AR(1)	40
Figura 3.1 – Ciclo de vida de produtos e processos	46
Figura 3.2 – Modelo de avaliação do ciclo de vida	47
Figura 3.3 – Custo de competitividade entre tecnologias de fontes renováveis de energia.....	57
Figura 3.4 – Configuração para geração de energia elétrica utilizando turbina a gás	65
Figura 4.1 – Gráfico para seleção de turbinas para PCH	70
Figura 4.2 – Desenho de uma turbina Banki-Mitchell	71
Figura 4.3 – Desenho de uma seção da turbina Francis e respectiva faixa de aplicação .	71
Figura 4.4 – Fotos de turbinas Francis	72
Figura 4.5 – Desenho de uma seção da turbina Kaplan e respectiva faixa de aplicação ..	72
Figura 4.6 – Fotos de turbinas Kaplan	72
Figura 4.7 – Desenho de uma seção da turbina Pelton e respectiva faixa de aplicação ...	73
Figura 4.8 – Fotos de turbinas Pelton	73
Figura 4.9 – Curvas típicas de rendimento das turbinas	74
Figura 4.10 – Faixa de aplicação de turbinas para pequenas hidroelétricas	74
Figura 4.11 – Complexo hidrelétrico Sodré em Guaratinguetá/SP.....	77
Figura 4.12 – Mapa de ventos do Brasil - Resultados do CBEE	84
Figura 4.13 – Potencial eólico estimado para vento médio anual superior a 7,0 m/s	86
Figura 4.14 – Aerogerador e componentes da turbina eólica	86
Figura 4.15 – Velocidades do vento a 10 metros de altura em Guaratinguetá/SP	88
Figura 4.16 – Velocidade de vento normalizada a 60 metros para Guaratinguetá/SP.....	89
Figura 4.17 – Central com concentradores “Trough” na Califórnia.....	92
Figura 4.18 – Fotos de aplicações de painel fotovoltaico	92

Figura 4.19 – Radiação solar acumulada em Guaratinguetá/SP	95
Figura 4.20 – Valores de insolação diária em Guaratinguetá/SP de 2002 a 2006.....	96
Figura 4.21 – Simulação de grupos moto geradores	103
Figura 4.22 – Etapas de aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica com motores de combustão interna.....	104
Figura 5.1 – Configuração de um modelo de otimização	109
Figura 6.1 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – janeiro a março de 2005.....	135
Figura 6.2 – Gráficos estatísticos – solar – 1º trimestre.....	136
Figura 6.3 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – abril a junho de 2005.....	136
Figura 6.4 – Gráficos estatísticos – solar – 2º trimestre.....	137
Figura 6.5 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – julho a setembro de 2005.....	137
Figura 6.6 – Gráficos estatísticos – solar – 3º trimestre.....	138
Figura 6.7 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – outubro a dezembro de 2005.....	138
Figura 6.8 – Gráficos estatísticos – solar – 4º trimestre.....	139
Figura 6.9 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – janeiro a março de 2005.....	144
Figura 6.10 – Gráficos estatísticos – eólico – 1º trimestre.....	145
Figura 6.11 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – abril a junho de 2005.....	146
Figura 6.12 – Gráficos estatísticos – eólico – 2º trimestre.....	146
Figura 6.13 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – julho a setembro de 2005.....	147
Figura 6.14 – Gráficos estatísticos – eólico – 3º trimestre.....	148
Figura 6.15 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – outubro a dezembro de 2005.....	148
Figura 6.16 – Gráficos estatísticos – eólico – 4º trimestre.....	149
Figura 6.17 – Sistema integrado para alternativas de geração de energia para as cidades	153
Figura 6.18 – Demanda e potencial das alternativas energéticas para Guaratinguetá/SP.	173
Figura 6.19 – Resultado do modelo econômico-energético para Guaratinguetá/SP.....	174
Figura 6.20 – Resultado do modelo energético-ambiental para Guaratinguetá/SP.....	176
Figura 6.21 – Modelo energético-econômico-ambiental para Guaratinguetá/SP	178
Figura 6.22 – Modelo multiobjetivo com prioridade ambiental para Guaratinguetá/SP..	179
Figura A.1 – Custos de tecnologias de cogeração com ciclos a vapor	207
Figura A.2 – Ciclo combinado com queima de RSM e <i>co-firing</i> de gás natural	209
Figura A.3 – Unidades de gaseificação externa – serial e paralela	209

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Taxas de crescimento por período.....	33
Tabela 2.2 – Formas de identificação de modelos estatísticos.....	42
Tabela 3.1 – Faixa de valores de custo unitário de investimento e fator de capacidade...	56
Tabela 3.2 – Faixa de valores para o custo de geração e vida útil dos sistemas	57
Tabela 3.3 – Ciclo de vida para emissão de fontes renováveis [kg/kWh]	58
Tabela 3.4 – Fatores de emissão por análise de ciclo de vida para renováveis [kg/kWh]	58
Tabela 3.5 – Ciclo de vida para emissão de fontes convencionais [kg/kWh]	59
Tabela 3.6 – Fatores de emissão por análise de ciclo de vida para geração convencional [kg/kWh]	59
Tabela 3.7 – Emissões para o ciclo de vida de determinadas tecnologias em conversão para geração de eletricidade [kg/kWh].....	59
Tabela 3.8 – Valores consolidados do ciclo de emissão de fontes alternativas de energia [kg/kWh]	61
Tabela 3.9 – Preço do gás natural.....	63
Tabela 3.10 – Tarifas do gás natural canalizado para termelétricas.....	64
Tabela 3.11 – Características técnicas de uma turbina a gás.....	66
Tabela 4.1 – Classificação das centrais hídricas quanto à potência	68
Tabela 4.2 – Classificação das centrais hídricas quanto à altura de queda	69
Tabela 4.3 – Limites de exploração (operação) das turbinas hidráulicas.....	75
Tabela 4.4 – Dados gerais do complexo hidrelétrico Sodré em Guaratinguetá/SP.....	78
Tabela 4.5 – Coeficiente α para diversos tipos de terreno	82
Tabela 4.6 – Potencial eólico-elétrico estimado do Brasil, calculado por integração de áreas nos mapas temáticos, a partir das premissas apresentadas.....	87
Tabela 4.7 – Especificações técnicas de um aerogerador	90
Tabela 4.8 – Valores de insolação no plano horizontal [kWh/m ² .dia] — SUNDATA.....	94
Tabela 4.9 – Características de alguns módulos solares elétricos comerciais	97
Tabela 4.10 – Composição percentual média do biogás de aterro	98
Tabela 4.11 – Custo do biogás em relação a outras fontes alternativas de energia	100
Tabela 4.12 – Valores necessários ao cálculo do tamanho do aterro	101

Tabela 4.13 – Etapas do projeto e período de operação	104
Tabela 4.14 – Energia elétrica gerada via biogás para região de Guaratinguetá/SP	105
Tabela 4.15 – Quantidade equivalente de CO ₂	107
Tabela 4.16 – Recursos obtidos com a venda de CERs	107
Tabela 4.17 – Emissão de CO ₂ equivalente para o biogás da região de Guaratinguetá/SP	107
Tabela 6.1 – Índices de cidades do Vale do Paraíba no Estado de São Paulo	130
Tabela 6.2 – Projeção de cenários para população e demanda de energia elétrica em Guaratinguetá/SP.....	131
Tabela 6.3 – Custos de energia produzida [US\$/kWh]	132
Tabela 6.4 – Previsão de redução dos custos para 2020 [%].....	133
Tabela 6.5 – Cenários dos custos de geração de energia elétrica [US\$/kWh].....	133
Tabela 6.6 – Valores de expansão do modelo de insolação [kWh/m ² .dia] e geração fotovoltaica [kWh/ano]	142
Tabela 6.7 – Valores de expansão do modelo eólico para velocidade do vento e geração de energia elétrica.....	152
Tabela 6.8 – Demanda e potencial de geração de energia elétrica para Guaratinguetá/SP	173
Tabela 6.9 – Valores obtidos do modelo econômico–energético.....	174
Tabela 6.10 – Valores obtidos do modelo energético–ambiental	176
Tabela 6.11 – Resultado do modelo multiobjetivo energético-econômico-ambiental	177
Tabela 6.12 – Resultado do modelo multiobjetivo – prioridade ambiental	179
Tabela A.1 – Parâmetros técnicos e econômicos de tecnologias em cogeração	206
Tabela A.2 – Limites estabelecidos, por norma, para emissão de gases.....	208
Tabela A.3 – Características técnicas e econômicas com projeção de cenários para fontes de energia	210

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	- Ampere
a.a.	- ao ano
a.m.	- ao mês
AHP	- <i>Analytical Hierarchical Process</i>
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	- <i>Auto Regressive</i>
ARIMA	- <i>Auto Regressive Integrated Moving Average</i>
ARMA	- <i>Auto Regressive Moving Average</i>
atm	- Atmosfera (ref: 760 torr)
BTU	- <i>British Thermal Unit</i> (ref: 0,2519958 kcal)
CBEE	- Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCC	- Conta Consumo de Combustíveis
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCGT	- Ciclo Combinado com Turbina a Gás
CER	- Certificados de Emissões Reduzidas
CH ₄	- Metano
CHP	- <i>Combined Heat and Power</i> (Ciclo Combinado Calor e Potência)
C	- Carbono
CO	- Monóxidos de Carbono
CO ₂	- Gás Carbônico
COD	- Carbono Orgânico Degradável
Coef	- Coeficiente
COMGAS	- Companhia de Gás de São Paulo
COPEL	- Companhia de Energia Elétrica do Paraná
CPTEC	- Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DM	- <i>Decision Maker</i> (Tomador de Decisão)
DSM	- <i>Demand Side Management</i> (Gerenciamento do Lado da Demanda)
EE	- Energia Equivalente
EG	- Produção anual de energia eólica (energia gerada)

Eletr	- Eletricidade
FAC / ACF	- Função Auto-Correlação / <i>Autocorrelation Function</i>
FACP/PACF	- Função Auto-Correlação Parcial / <i>Partial Autocorrelation Function</i>
FC	- Fator de Capacidade
g	- Grama
h	- Hora
GP	- <i>Goal Programming</i> (programação por metas)
GW	- Giga (10^9) Watt
GWh	- Giga (10^9) Watt hora
GCPS	- Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GWP	- <i>Global Warming Power</i> (Potencial de Aquecimento Global)
hab	- Habitante
IEA (AIE)	- <i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
INPE	- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	- <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRES	- <i>Integrated Renewable System</i>
IRP	- <i>Integrated Resource Planning</i>
IT (TI)	- <i>Information Technology</i> (Tecnologia da Informação)
JICA	- <i>Japan International Cooperation Agency</i>
J	- Joule
kcal	- Quilo (10^3) caloria
kJ	- Quilo (10^3) Joule
km	- Quilômetro
kV	- Quilo (10^3) Volt
kW	- Quilo (10^3) Watt
LCA	- <i>Life Cycle Analysis</i> (Análise do Ciclo de Vida)
LCC	- <i>Life Cycle Cost</i>
m	- Metro
m ³	- Metro cúbico
MCT	- Ministério de Ciência e Tecnologia
MDL	- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

mg	- Miligrama
MOILP	- Programação Linear Inteira Multiobjetiva
MOLP	- Programação Linear Multiobjetiva
MW	- Mega (10^6) Watt
MWh	- Mega (10^6) Watt hora
MSW	- <i>Municipal Solid Waste</i> (Resíduo Sólido Municipal)
N	- Normal – Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTPT)
N	- Norte
Nd	- Não disponível
ng	- nanograma
N ₂ O	- Óxidos Nitroso
NO _x	- Óxidos de Nitrogênio
OECD	- <i>Organization for Economic Cooperation and Development</i>
O&M	- Operação e Manutenção
ONIP	- Organização Nacional para Indústria do Petróleo
OREM	- <i>Optimization Renewable Energy Model</i>
Pa	- Pascal (ref: 1×10^{-5} bar)
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PEA	- População Economicamente Ativa
PCD	- Plataforma de Coleta de Dados
PI	- Programação Inteira
PIB	- Produto Interno Bruto
PIR	- Planejamento Integrado de Recursos
PL, LP	- Programação Linear, <i>Linear Programming</i>
PMG	- Prefeitura Municipal de Guaratinguetá
PMLI	- Programação Mista Linear Inteira
PPP	- Produto Per Capita dos Países
PQL	- <i>Physical Quality Life</i>
PROCEL	- Programa de Conservação de Energia Elétrica
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
R\$	- Real

RES	- Resíduo
RSD	- Resíduo Sólido Doméstico
s	- segundo
S	- Sul
SAAEG	- Serviço Autônomo de Águas, Esgotos e Resíduos de Guaratinguetá
SO ₂	- Dióxidos de Enxofre
SP	- Estado de São Paulo
t	- Tonelada
tep	- Tonelada Equivalente de Petróleo
TWh	- Tera Watt hora (10 ⁹ kWh)
TJ	- Tera Joule (10 ⁹ kJ)
UFMG	- Universidade Federal de Minas Gerais
UNIPED	- União Internacional de Produtores-Distribuidores Energia Elétrica
US\$	- Dólar
V	- Volt
W	- Watt
W	- <i>West</i> (Oeste)
WANEB	- <i>Wind Atlas for the Northeast of Brazil</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	ano atual	<i>ano</i>
A	Área	m^2
c	Comprimento	<i>mm</i>
C_{gn}	Custo do consumo de gás natural	$R\$/m^3$
C_p	Coeficiente de desempenho aerodinâmico	$[-]$
d	Massa específica	kg/m^3
e	Espessura	<i>mm</i>
E	Eficiência de coleta	%
E_a	Energia média produzida no ano	kWh/ano
E_{pv}	Energia fotovoltaica gerada	kWh
E_{comb}	Conteúdo energético do combustível	W
f	Ano futuro	<i>ano</i>
H, h	Altura	<i>m</i>
H_0	Altura de referência	<i>m</i>
HR	<i>Heat Rate</i>	kJ/kWh
I	Média mensal de insolação diária	$kWh/m^2.dia$
j	Taxa de crescimento populacional	ano^{-1}
l	Largura	<i>mm</i>
$\dot{m}$	Vazão mássica	kg/s
P	Potência	W
P_{carga}	Potência na carga	W
P_a	População atual	<i>habitantes</i>
P_d	Potência total de uma massa de ar	W
P_f	Fator de acondicionamento	$[-]$
P_{fut}	População futura calculada	<i>habitantes</i>
P_I	Potência instalada	W
PCI	Poder Calorífico Inferior	$kJ/Nm^3, kJ/kg$
Pot	Potência disponível	kW
Q	Vazão	m^3/s

Q_c	Vazão da cheia	m^3/s
t	Tempo	s
T	Temperatura	$K, ^\circ C$
V	Velocidade	m/s
V_0	Velocidade conhecida na altura H_0	m/s
V	Volume	m^3
W_{liq}	Potência líquida	W

Letras gregas

α	Fator de rugosidade	$[-]$
α_1	Índice para limite inferior de exploração da turbina hidráulica	$[-]$
α_2	Índice para limite superior de exploração da turbina hidráulica	$[-]$
η	Rendimento	$\%$
η_A	Rendimento aerodinâmico (pás)	$\%$
η_b	eficiência teórica (Betz)	$\%$
η_g	Rendimento do gerador	$\%$
η_i	Rendimento do inversor	$\%$
η_m	Rendimento do multiplicador de velocidades (vento)	$\%$
η_{mod}	Eficiência de referência do módulo solar	$\%$
η_{motor}	Rendimento do motor de combustão interna	$\%$
η_{pc}	Eficiência de condicionamento de energia	$\%$
η_r	Rendimento do rotor	$\%$
η_t	Rendimento da turbina	$\%$
γ	Peso específico	N/m^3
ρ	Massa específica	kg/m^3

Subscritos

a	- Atual
c	- Combustível
ele	- Elétrico
fut	- Futuro
g	- Gases de escape
gn	- Gás natural
I	- Instalada
i, j	- Indexação, sendo i, j = 1, 2, 3, ...
m	- Média
max	- Máximo
mec	- Mecânico
med	- Média
min	- Mínimo
n	- Nominal
p	- Padrão
th	- Térmico
0	- Condição ambiente ou de referência (25°C e 101 kPa)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 CONTEXTO EM QUE SE INSERE A TESE	23
1.2 JUSTIFICATIVA E AVALIAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	26
1.3 OBJETIVOS GERAIS E METODOLOGIA	28
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS E APRESENTAÇÃO DOS CAPÍTULOS	30
2 MODELOS DE PROJEÇÃO DE DEMANDAS E CENÁRIOS.	31
2.1 IDENTIFICAÇÃO DAS FORMAS DE DEMANDA DE ENERGIA	31
2.2 PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA...	33
2.3 PESQUISA DOS FATORES DE INFLUÊNCIA SOBRE AS CURVAS DE DEMANDA	34
2.4 IDENTIFICAÇÃO DOS MODELOS DE PROJEÇÃO DE DEMANDA	35
2.4.1 Modelos econométricos	36
2.4.2 Séries temporais.....	37
2.5 BASES PARA A PROJEÇÃO DE CENÁRIOS.....	43
3 ANÁLISE DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS.....	45
3.1 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	45
3.2 IDENTIFICAÇÃO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA MICRO-PLANEJAMENTO.....	49
3.2.1 INTERLIGAÇÃO COM REDE DE CONCESSIONÁRIAS ELÉTRICAS	52
3.2.2 INVENTÁRIO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS DISPONÍVEIS	53

3.3 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS NÃO RENOVÁVEIS .	62
3.3.1 Centrais térmicas baseadas em gás natural	62
4 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS RENOVÁVEIS	67
4.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	67
4.2 ENERGIA EÓLICA	79
4.3 ENERGIA SOLAR	91
4.4 CENTRAIS TÉRMICAS BASEADAS EM BIOMASSAS VEGETAIS	97
5 MODELAGEM MULTIOBJETIVA PARA PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.....	108
5.1 REVISÃO DA LITERATURA SOBRE MODELAGEM PARA MICRO-PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.....	108
5.2 IDENTIFICAÇÃO E DISCUSSÃO DOS MODELOS CONSIDERADOS MAIS ADEQUADOS	115
5.3 PROPOSIÇÃO DE UMA MODELAGEM MULTIOBJETIVA PARA MICRO-PLANEJAMENTO.....	119
5.3.1 Metodologia de programação por metas (<i>goal programming</i>).....	124
5.3.2 Identificação das funções objetivo e restrições.....	126
6 ESTUDO DE CASO	128
6.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL DO AMBIENTE ESCOLHIDO PARA ANÁLISE.....	128
6.2 PROJEÇÃO DE CENÁRIOS PARA GERAÇÃO E DEMANDA ENERGÉTICA	130
6.2.1 Equações e curvas do modelo de expansão solar.....	134
6.2.2 Projeção de cenários para energia fotovoltaica.....	141
6.2.3 Equações e curvas do modelo de expansão eólico...	143

6.2.4 Projeção de cenários para energia eólica.....	151
6.3 APLICAÇÃO DO MODELO MULTIOBJETIVO ÀS	
CONDIÇÕES ESTABELECIDAS.....	152
6.3.1 Modelagem do sistema da rede elétrica da	
concessionária.....	156
6.3.2 Modelagem do sistema fotovoltaico.....	156
6.3.3 Modelagem do sistema eólico.....	158
6.3.4 Modelagem do sistema de biomassa (biogás).....	160
6.3.5 Modelagem do sistema de gás natural.....	162
6.3.6 Modelagem do sistema para Pequena Central	
Hidrelétrica (PCH).....	164
6.4 IDENTIFICAÇÃO DAS METAS E RESTRIÇÕES DO	
MODELO.....	165
6.5 RESULTADOS DO MODELO MULTIOBJETIVO.....	172
7 CONCLUSÕES.....	181
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	184
APÊNDICE A: PERSPECTIVAS DE NOVAS	
TECNOLOGIAS.....	203
APÊNDICE B: ESTRUTURA DE PROGRAMAÇÃO DOS	
MODELOS MULTIOBJETIVOS –	
ENERGÉTICO/ECONÔMICO/AMBIENTAL	211

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO EM QUE SE INSERE A TESE

A questão energética tem ocupado papel de destaque dentre os grandes temas da atualidade desde a década de 1970, com a crise mundial do petróleo, que estabeleceu mudanças de comportamento individual e coletivo no que diz respeito ao uso da energia, mas também e principalmente alterou de forma significativa a discussão com respeito ao uso dos recursos naturais, às formas de geração de energia e os impactos dela conseqüentes, além da preocupação com a disposição final dos equipamentos após sua vida útil.

A utilização da energia nas atividades humanas desde a exploração de recursos, passando pelos processos de transformação e pelas várias formas de uso até o descarte das parcelas energéticas não aproveitáveis sempre implicará uma interferência no meio ambiente. A energia elétrica, pelo fato de chegar aos locais de consumo numa forma limpa, acaba transferindo ao consumidor mais desatento a falsa idéia de que ela não interfere no ambiente (DIAS, MATTOS; BALESTIERI, 2006).

A energia afeta o desenvolvimento social e econômico das populações, tanto que se tornou um limitante para o progresso econômico de muitos países em desenvolvimento, sendo fator de preocupação na área econômica e mais recentemente na área ambiental. O crescimento rápido e mal planejado da produção e do consumo energético produz impactos ambientais que podem comprometer a qualidade de vida. Como os sub-sistemas regionais encontram-se interligados e são interdependentes em vários segmentos, quantificar os recursos energéticos disponíveis e o padrão de consumo de energia em pequena escala é um importante passo no processo de planejamento, desde que sejam determinadas as variações nos padrões de fornecimento e demanda de energia.

São necessárias mudanças tecnológicas para diminuir a intensidade do uso de combustíveis fósseis na maioria dos sistemas energéticos dos países, com ações pelo lado da oferta de energia, e melhoria da eficiência no uso de combustíveis e eletricidade, com ações pelo lado da demanda ou do mercado de energia. A grande

vantagem da eficiência energética é que geralmente o custo da eficiência energética é uma pequena fração dos custos da produção de energia (JANNUZZI; SWISHER, 1997).

As diretrizes tomadas para um desenvolvimento sócio-econômico constituem a base para a concepção de um planejamento energético que estruturado de forma estratégica inclui projetos de médio e longo prazos, realizados através do estabelecimento de parâmetros que indiquem a situação atual, de forma a projetar cenários futuros. O contexto de planejamento em que as iniciativas de eficiência energética podem ser implementadas mais efetivamente é chamado de Planejamento Integrado de Recursos (PIR), que segundo Jannuzzi e Swisher (1997) é definido como sendo o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de gerenciamento do lado da demanda (DSM) para fornecer serviços de energia a custo mínimo, incluindo custos sociais e ambientais.

Vários parâmetros possibilitam informar o desempenho de uma região, nos quais se destacam aqueles relacionados com os processos produtivos, ou seja, quantidades e valores associados aos bens de consumo e serviços, como o Produto Interno Bruto (PIB) e a quantidade de energia consumida por segmento de uso. A análise comparativa entre os indicadores energo-econômicos torna-se factível com o estabelecimento de uma mesma base de cálculo, através da definição de relações de valores e estabelecimento de regras bem definidas (DIAS, 2003).

A proposição de cenários futuros, usando diferentes combinações de tecnologias para oferta e demanda de energia visa identificar alternativas para cada uso final, avaliando o impacto de seu desempenho e custos. Este panorama analítico proporciona uma comparação com diferentes desempenhos energéticos, custos e políticas que podem ser adotadas para influenciar suas taxas de desenvolvimento e uso, visando proporcionar o mesmo nível de serviços de energia.

O dimensionamento da estrutura de energia elétrica deve contemplar basicamente quatro grupos principais simultâneos, os quais são apresentados na Figura 1.1. As dimensões observadas são: geração, transmissão e distribuição, consumo e conservação de energia elétrica. Esses grupos estão diretamente relacionados com a disponibilidade da energia para a utilização (BÖHM; DOS SANTOS, 2002).

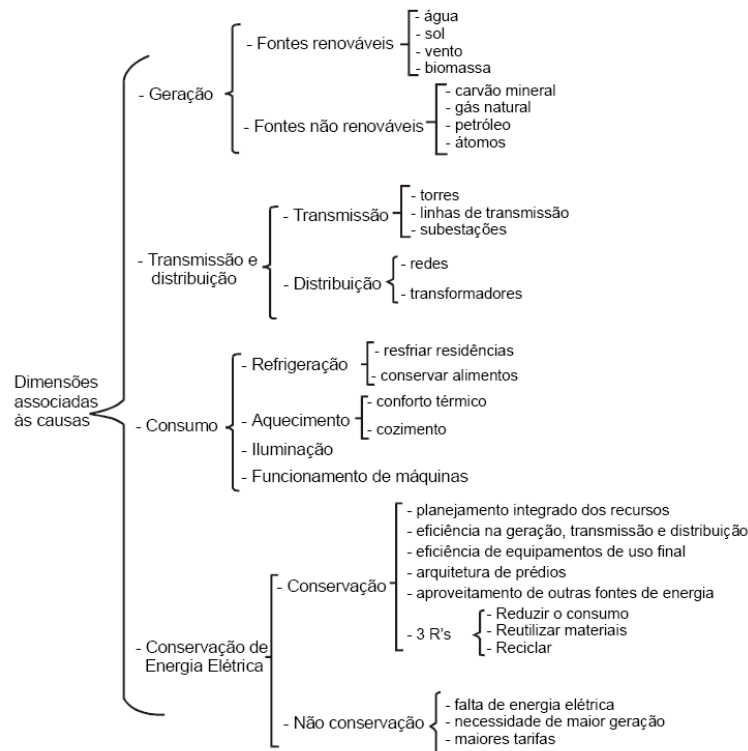


Figura 1.1 – Dimensões associadas às causas da energia elétrica — Fonte: (BÖHM; DOS SANTOS, 2002)

A Figura 1.2 apresenta a relação do segmento de energia com o conjunto de aspectos sociais, econômicos e ambientais (BÖHM; DOS SANTOS, 2002).

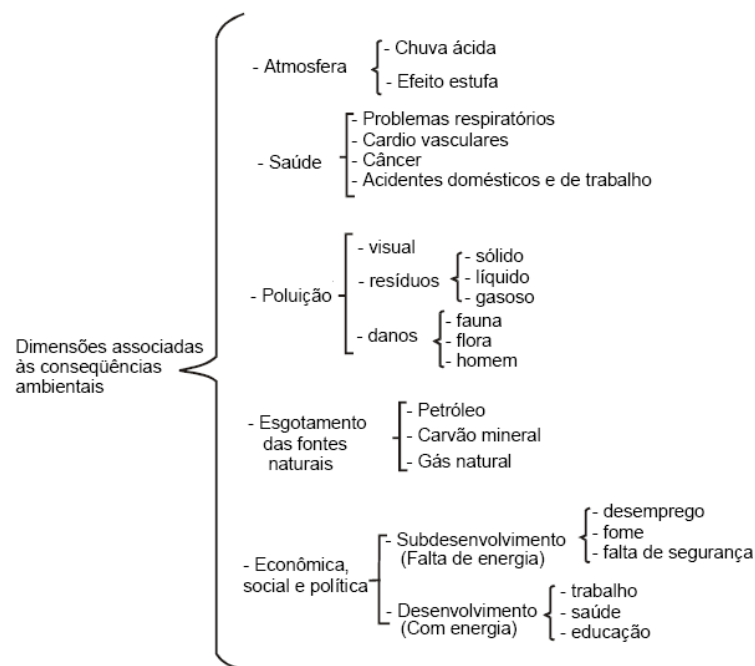


Figura 1.2 – Dimensões associadas às consequências ambientais da energia elétrica

Fonte: (BÖHM; DOS SANTOS, 2002)

A questão energética e o meio ambiente são elementos claramente vinculados, e discutir-se um tema implica necessariamente em discutir o outro, de modo que, em não assim procedendo, seja realizada uma análise parcial e destituída de respaldo técnico para justificar as atitudes necessárias para uma adequada intervenção e/ou definição de políticas que atendam ao senso comum. Há esforços em diferentes níveis para que se estabeleça uma lógica de consumo energético compatível com a qualidade de vida e com o respeito ao meio ambiente, assim como há forças contrárias a tais ações.

Atualmente há uma maior preocupação com os aspectos ligados ao gerenciamento energético e ambiental; isto deve-se a uma maior consciência quanto aos custos envolvidos e suas implicações legais.

Do ponto de vista das novas tendências econômicas, observa-se uma preocupação por parte dos gestores em relação à qualidade de vida e à geração de empregos, fatores que deverão se constituir, nas próximas décadas, em elementos essenciais para a tomada de decisão nos empreendimentos.

1.2 JUSTIFICATIVA E AVALIAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

No planejamento energético das cidades, levando-se em conta as disponibilidades de recursos naturais e os respectivos impactos ao meio ambiente, os responsáveis pela gestão administrativa normalmente não dispõem de ferramentas analíticas que possibilitem a avaliação de opções frente às necessidades regionais. Atualmente se observa uma crescente preocupação com os aspectos ligados ao gerenciamento energético e ambiental, e tal fato deve-se principalmente a uma maior consciência quanto aos custos envolvidos e suas implicações legais.

Neste contexto é importante o conceito de conservação de energia que visa reduzir o desperdício e o uso ineficiente de calor e eletricidade, e de outras fontes de energia. O uso racional de energia proporciona redução no consumo e gastos de combustível e eletricidade, em consequência há economia nos investimentos de expansão dos sistemas de geração de energia e minimização dos impactos ambientais.

O uso racional de energia e alternativas de geração ambientalmente favoráveis são importantes questões para a gestão integrada de recursos (SAMPAIO, 2002).

Entretanto, as decisões acerca do investimento em alternativas de geração de energia ambientalmente favoráveis quase sempre ficam restritas às esferas federal e estadual, sendo que é no âmbito municipal que se encontram o conhecimento das disponibilidades e restrições existentes, sendo este certamente o fórum adequado para a tomada de decisões.

O consumo energético a partir dos equipamentos geradores de energia térmica e mecânica, normalmente distribui-se entre os processos de obtenção de calor, na operação dos sistemas de refrigeração e na movimentação mecânica de diversos tipos.

Fontes alternativas de energia têm sido propostas em diversas ocasiões como uma opção viável em termos técnicos e econômicos por razões de estratégias que envolvem a redução de custos, o aumento da confiabilidade de suprimento energético, a melhoria da eficiência de conversão energética dos equipamentos, a redução global da emissão de poluentes, dentre outros aspectos.

As metodologias de gestão energética e ambiental, empregadas de forma consistente nos procedimentos voltados aos estudos de geração e conservação de energia, têm sido apresentadas na literatura com vistas ao planejamento de micro-regiões. Os trabalhos publicados por Devadas (2001) estabelecem características operacionais de micro-regiões rurais pela apresentação das demandas de energia, das características sócio-econômicas e sua disponibilidade energética e a partir desse conjunto de informações é apresentado um modelo de otimização linear para a definição de políticas sócio-econômicas e energéticas para os locais em estudo.

Vários trabalhos (INIYAN; JAGADEESAN, 1998; INIYAN et al., 2000; INIYAN; SUGANTHI; SAMUEL, 2001) incorporam a questão da aceitação social como um parâmetro de otimização linear pela definição de uma função que correlaciona as tecnologias de geração de energia e sua maior ou menor aceitação por parte da população do local em estudo.

Diversos pesquisadores têm trabalhado com a questão do planejamento de micro-regiões a partir de modelos de otimização lineares, em especial pelo tratamento multiobjetivo das questões energética e ambiental (FORTUNATO; MUMMOLO;

CAVALLERA, 1997; GEORGOPOULOU; LALAS; PAPAGIANNAKIS, 1997; MAVROTAS; DIAKOULAKI; PAPAYANNAKIS, 1999; POKHAREL; CHANDRASHEKAR, 1998; SINGH et al, 1996; CORMIO et al, 2003).

Surgem também, de forma mais recente, modelos de avaliação que incorporam incertezas nas variáveis de decisão, tais como curvas de demanda de energia e correspondentes cenários prospectivos de crescimento ao longo do tempo (VENETSANOS; ANGELOPOULOU; TSOUTSOS, 2002), bem como contempla-se a possibilidade de incorporação de lógica nebulosa na avaliação de tecnologias de geração (REIS, 2002).

No presente trabalho, procura-se identificar as atitudes que vêm sendo desenvolvidas por diferentes agentes para o equacionamento da questão energia-meio ambiente e trabalhar com modelagem multiobjetiva para micro-planejamento a partir das necessidades energéticas identificadas, e da verificação das alternativas de geração disponíveis para a proposição de um modelo para avaliação de micro-regiões. É estabelecido um modelo de expansão solar e eólico através de dados meteorológicos e estudo da relação entre energia e meio ambiente com análise econômica dos custos envolvidos, caracterizando de forma geral o ambiente escolhido para análise e com aplicação do modelo às condições estabelecidas e projeção de cenários.

1.3 OBJETIVOS GERAIS E METODOLOGIA

Este trabalho tem como objetivo geral abordar o processo de gestão energética e do meio ambiente de cidades através da utilização de tecnologias ambientalmente favoráveis para o seu desenvolvimento, com base na análise das condições locais existentes e de acordo com as práticas utilizadas com relação à geração e à utilização de energia, bem como dos aspectos sócio-econômicos da micro-região em estudo.

Avalia-se o potencial de aplicação de formas alternativas de geração de eletricidade, inicialmente em âmbito geral e posteriormente em aplicação a um estudo de caso para a região identificada no desenvolvimento do trabalho. Discute-se a análise de modelos de projeção de demandas e cenários existentes para definição da

capacidade de aplicação dos mesmos no estudo de micro-regiões, bem como na identificação das formas e fatores de influência das curvas de demanda de energia.

São identificadas para uma cidade as alternativas energéticas que podem ser potencialmente empregadas para o atendimento da expansão de demanda elétrica, bem como se apresenta uma proposta de otimização para o micro-planejamento de cidades que leva em conta as necessidades energéticas identificadas e as alternativas energéticas disponíveis, tendo como restrições aspectos técnicos, econômicos e ambientais de modo a se definir um *ranking* de opções para o atendimento da expansão da demanda elétrica em médio e longo prazos. A Figura 1.3 apresenta o modelo de estrutura de suprimento e demanda de energia elétrica de uma cidade, objeto de estudo neste trabalho.

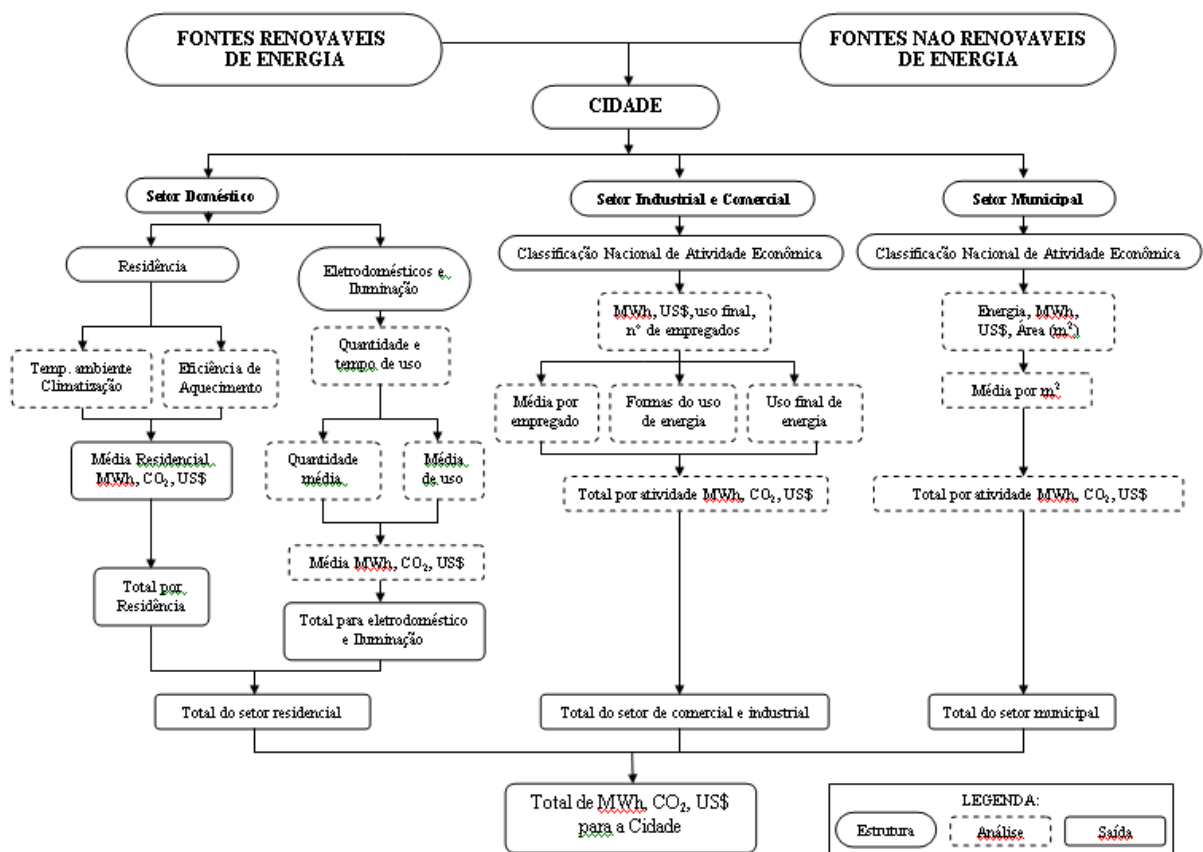


Figura 1.3 – Estrutura de demanda energética de uma cidade

Fonte: Adaptado de Bennett e Newborough (2001)

A metodologia consistiu de uma pesquisa bibliográfica, sendo procedida análise de estudo de gestão ambiental e planejamento energético, considerando os aspectos

qualitativos e quantitativos da relação energia-meio ambiente. Para uma análise técnica é fundamental conhecer o sistema envolvido, avaliando-se as características operacionais, visando o reconhecimento dos elementos estudados e a relação entre os fatores energéticos, ambientais e econômicos.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS E APRESENTAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Especificamente tem-se como objetivo a proposta de um sistema de modelagem multiobjetivo para planejamento energético, inserido na discussão dos modelos mais adequados e que se constitui em um modelo para avaliação do estudo de caso.

Foi desenvolvido preliminarmente, no capítulo 2, um estudo acerca da análise estatística de dados de séries temporais e projeção de demandas, identificando-se as diferentes metodologias presentes na literatura e discutindo-se acerca da sua capacidade de representar o conjunto das demandas energéticas correspondentes à micro-regiões, como é proposta desta tese. Nos capítulos 3 e 4 foram analisadas as formas alternativas de geração de energia convencionais e renováveis (eólica, fotovoltaica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) em termos técnicos, econômicos e ambientais. No capítulo 5, faz-se a proposta de uma modelagem multiobjetiva para micro-planejamento com base na análise de alternativas energéticas que satisfaçam as demandas, restrições tecnológicas e metas econômicas e ambientais estabelecidas. Através de expansão de modelos estatísticos de projeção para dados ambientais, fez-se a caracterização do modelo para um estudo de caso, descrita no capítulo 6, de modo a estabelecer a capacidade de otimização do modelo multiobjetivo para emprego em tomadas de decisão e estabelecimento de políticas energéticas, econômicas e ambientais, com projeção de cenários.

Com base nos resultados alcançados pela aplicação dos recursos de gestão energética e ambiental, analisou-se a viabilidade técnica e econômica da nova condição alcançada de forma conclusiva. Tais resultados, associados aos cenários históricos e temporais, permitiram coletar subsídios gerais que ilustram possíveis vantagens relativas entre as situações do ponto de vista técnico, ambiental e econômico das alternativas energéticas disponíveis.

2. MODELOS DE PROJEÇÃO DE DEMANDAS E CENÁRIOS

2.1 IDENTIFICAÇÃO DAS FORMAS DE DEMANDA DE ENERGIA

Energia é vital para o desenvolvimento social e econômico de qualquer nação. Com o aumento das atividades industriais e da agricultura, a demanda de energia também aumenta. Na maioria dos países em desenvolvimento e entre os problemas energéticos encontrados há uma alta dependência por fontes de energia tradicionais, que suprem mais de 90% do total de energia utilizada, causando rápido desflorestamento, decréscimo da fertilidade do solo e empobrecimento do subsolo, entre outros (JEBARAJ; INIYAN, 2004).

Uma das formas utilizadas para avaliar o estado do desenvolvimento econômico de um país é pelo perfil e quantidade de consumo de energia; a exigência de energia também aumenta com o desenvolvimento e crescimento da população. Assim sendo, o consumo de energia se tornou um dos indicadores de desenvolvimento e qualidade de vida atingida por uma região e a necessidade de satisfazer uma demanda de energia prevista sobre um período é a base do planejamento energético.

Em particular, o planejamento energético constrói e verifica estratégias na economia energética, a qual é, utilizando a definição do Conselho Mundial de Energia:

“a parte da economia aplicada a problemas energéticos, levando-se em conta a análise do fornecimento e demanda de energia, assim como a implementação dos meios de aumentar a cobertura das necessidades de energia num contexto nacional e internacional” (WORLD ENERGY COUNCIL, 1992).

A população rural depende bastante dos recursos da energia primária, como a biomassa, para satisfazer suas necessidades energéticas (BEST, 1992; HILL; O’KEEFE; SNAPE, 1995), sendo a lenha uma das principais fontes de energia (FAO, 1994) e o cozimento de alimentos a principal atividade, particularmente em países como a Índia (POKHAREL; CHANDRASHEKAR; ROBINSON, 1992). O uso do recurso energético depende da disponibilidade, acessibilidade e exequibilidade e o setor de fornecimento de energia primária inclui combustíveis fósseis (carvão, óleo,

gás natural, entre outros) e fontes renováveis locais (biomassa, dejetos sólidos e recursos naturais). Os consumos de energia primária geralmente são avaliados em unidades de tonelada equivalente de petróleo (tep). Este setor fornece eletricidade e calor com tecnologia em baixa e alta escala, e para outras necessidades no setor de uso final.

Em um sistema energético, a energia flui a partir do meio ambiente até os usos finais da sociedade. Existe uma cadeia de transformações envolvendo energia primária (por exemplo: lenha, petróleo bruto), energia secundária (por exemplo, gasolina e eletricidade), energia final (por exemplo, luz de uma lâmpada e força motriz), esta última sendo efetivamente aproveitada para satisfazer os requerimentos dos setores de consumo, principalmente nas zonas urbanas (DEL VALLE, 1985).

O conceito de energia equivalente busca estabelecer, para os diferentes setores da economia, uma equivalência média nos diferentes usos para as diversas fontes de energia na forma final em que são contabilizadas nos balanços energéticos. As eficiências de uso são tomadas em relação a um energético de referência. Por exemplo, tem-se o gás natural como energético de referência, sendo a tonelada equivalente de petróleo - tep, significando 10.800 Mcal. Neste caso, 1 tep corresponde a 1.167 m³ de gás natural seco (ECEN, 2000).

A busca de um constante aprimoramento das técnicas de previsão de consumo de eletricidade, que leve à identificação das tendências principais de sua evolução, visa primordialmente reduzir os desvios entre o mercado previsto e o realizado, por ser o setor elétrico caracterizado por investimentos de grande porte e lenta maturação. Hidrelétricas, por exemplo, tem longo prazo de maturação, que é a evolução de uma unidade produtiva desde os primeiros gastos com sua construção até a fase em que gera receitas (FERREIRA, 1999).

Ao se utilizarem metodologias que se baseiam em cenários, é importante observar que esta linha metodológica necessita de maior uso de recursos, seja na qualidade estatística, fundamental para se constituir a base de dados, seja no emprego de recursos humanos, considerando-se nesse aspecto a participação de especialistas capacitados na área de planejamento. A economia mundial é um processo dinâmico. Assim, correlacionar diretamente consumo de energia com o desempenho econômico pode conduzir a graves desvios de previsão, pois há que se considerar que o processo

evolutivo das regiões possui características distintas e os agentes intervenientes dos vários mercados atuam de forma peculiar em cada região, de acordo com os aspectos sócio-econômicos de cada local analisado (CAIO; BERMANN, 2004).

2.2 PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A Figura 2.1 apresenta as projeções, em valores relativos a 1998, dos valores para o PIB, do consumo de energia equivalente e o de energia elétrica para o Brasil. As taxas de crescimento do PIB, de energia e do uso de energia elétrica são indicadas, para os períodos selecionados, na Tabela 2.1 (ECEN, 2000). Note-se que o crescimento do PIB é relativamente modesto no período 2000 a 2005 em virtude dos reajustes admitidos na economia. As taxas de crescimento de energia elétrica se mantiveram em patamares semelhantes.

Tabela 2.1 – Taxas de crescimento por período

	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
PIB [%]	2,1	2,1	3,5	3,3	3,6
Energia Equivalente [%]	3,8	3,2	4,1	3,7	3,8
Energia Elétrica [%]	4,3	3,8	4,4	3,8	3,9

Fonte: (ECEN, 2000)

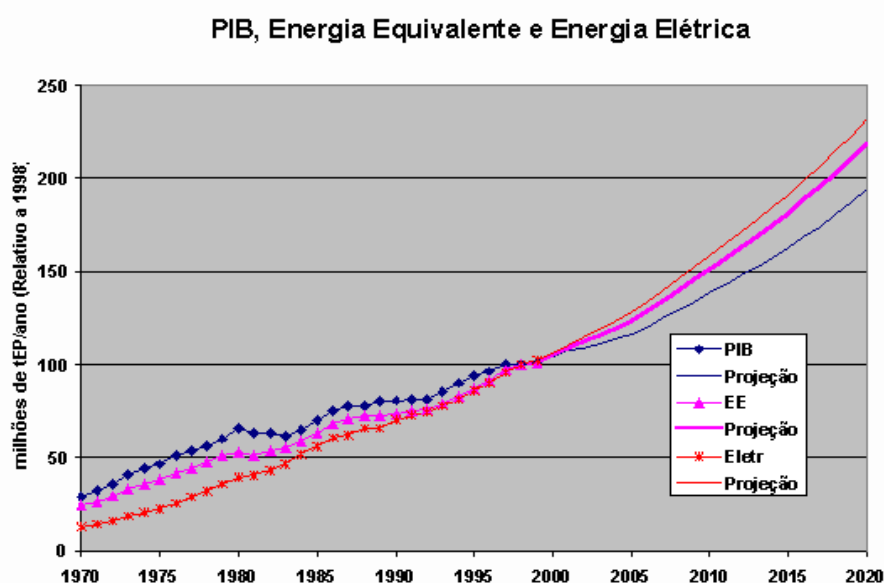


Figura 2.1 – Projeções do PIB, energia equivalente e consumo de eletricidade — Fonte: (ECEN, 2000).

2.3 PESQUISA DOS FATORES DE INFLUÊNCIA SOBRE AS CURVAS DE DEMANDA

A demanda de energia é uma demanda secundária, isto é, ela depende da demanda de bens e serviços, tais como equipamentos industriais, aparelhos eletrodomésticos, meios de transporte, serviços públicos, e outros.

Estudos da Comissão das Comunidades Europeias (1986) mostraram que a eficácia do crescimento do sistema energético como vetor de desenvolvimento de uma economia é altamente dependente da evolução paralela do sistema produtivo desta economia. Ou seja, via de regra o setor energético é incapaz de dinamizar sozinho um nível de atividade econômica adequado para a área em questão, na ausência de atuação de outros agentes tão ou mais importantes que este.

Por outro lado, o suprimento energético é uma atividade extremamente intensiva em capital, drenando uma parcela substancial dos investimentos da economia. Todos esses argumentos indicam a necessidade de se estudar, de início, o modelo de desenvolvimento vigente, a fim de se ter uma perspectiva integrada do futuro, fundamental para um bom planejamento energético. A não existência desta abordagem integrada não inviabiliza necessariamente o planejamento energético, mas dificulta a sua realização e, sobretudo, a implementação do plano adotado. No estudo das relações do setor energético com a economia têm-se os seguintes fatores de influência que devem ser analisados (BAJAY, 1989):

- O perfil de consumo energético nos diversos setores da economia, e seus determinantes.
- A estrutura de suprimento energético.
- Os mecanismos de interação entre o consumo e o suprimento de energéticos.
- A evolução econômica e institucional dos principais parques consumidores e produtores de energia.
- Os impactos na sociedade de novos programas na área de energia.
- Os canais de influência entre os principais atores relevantes para a evolução do sistema energético em estudo.

Diretrizes de políticas energéticas devem ser adotadas nas fases iniciais do planejamento para orientar a evolução dos trabalhos. Tais diretrizes poderão ser detalhadas e eventualmente alteradas ao longo dos trabalhos em função de questões de exequibilidade técnica, econômica, política e social, e da própria dinâmica de otimização embutida no processo de planejamento. Uma política adequada ao sistema energético sob análise deverá ser orientada no sentido de satisfazer as necessidades diretas e indiretas de energia de todos os membros da sociedade, no curto, médio e longo prazos. Para isto, ela deverá promover um uso racional e equilibrado dos recursos energéticos disponíveis, a um custo social e ambiental o mais baixo possível, no contexto da evolução do conjunto do sistema sócio-econômico em questão, e contribuindo para a independência e segurança do abastecimento no sistema energético

2.4 IDENTIFICAÇÃO DOS MODELOS DE PROJEÇÃO DE DEMANDA

Como o processo de planejamento energético, pela sua abrangência e caráter iterativo, é uma atividade bastante complexa e requer a utilização de modelos computacionais como ferramentas metodológicas.

De acordo com Bajay (1989), a disponibilidade de modelos para aplicação em sistemas energéticos inclui além de seus balanços, técnicas de análise das relações energia/economia através de matrizes insumo-produto, técnicas de cenarização, modelos de projeção da demanda energética, modelos de otimização do suprimento, modelos de equilíbrio demanda-oferta, modelos corporativos, técnicas de avaliação qualitativa ou quantitativa dos impactos sobre a sociedade de novos programas na área energética e dentre outros. Em termos das técnicas matemáticas empregadas, estas ferramentas podem ser modelos contábeis, modelos econométricos, modelos de simulação, modelos de programação matemática ou modelos mistos.

A amplitude e a precisão dos resultados obtidos nos trabalhos são fortemente influenciadas pela qualidade dos modelos empregados. A existência de bancos de dados adequados e a utilização de hipóteses realistas, transparentes e de boa aceitação

para emprego nos modelos constituem condições essenciais para um bom uso do potencial de análise e otimização propiciado pelos modelos.

O planejamento energético deve levar em conta aspectos políticos, sociais e considerações ambientais, e estar munido de dados históricos coletados em planos energéticos prévios da região sob exame. Os métodos de planejamento energético têm sua precisão de acordo com o intervalo de tempo analisado: curto e médio prazo (até 10 e 20 anos) e longo prazo (além de 20 anos) (CORMIO et al, 2003).

2.4.1 Modelos econométricos e técnicos-econômicos

Até recentemente, modelos econométricos tradicionais e simplificados eram utilizados nas previsões de demanda, particularmente na previsão de energia elétrica. Porém, tais métodos não expressavam a complexidade da teoria econômica. Os modelos econométricos não conseguem decompor quantitativamente o peso dos principais agentes intervenientes, supondo-se que as variáveis se mantenham inalteráveis. Esse fato reduz bastante o grau de precisão, apresentando uma margem de erro proporcional à influência simultânea dessas forças sobre o consumo de energia.

Os modelos de previsão que se apóiam exclusivamente ou se fundamentam na evolução das séries históricas tomam como premissa básica que o comportamento do fenômeno no futuro não se desviará significativamente da tendência verificada, não se considerando efetivamente a possibilidade de mudanças substanciais. Apesar dos problemas citados acerca dos modelos econométricos, esses não devem ser totalmente descartados ou considerados obsoletos. Para um horizonte de tempo compatível com a base estatística e num contexto de estabilidade e regularidade do crescimento econômico, essas metodologias ainda possuem sua validade quando utilizadas no horizonte de curto prazo, visto que, via de regra, em um espaço de tempo relativamente pequeno, não ocorrem transformações substanciais na estrutura econômica, social e tecnológica (CAIO; BERMAN, 2004).

A fragilidade constatada nos modelos econométricos culminou no desenvolvimento de outros métodos, com o objetivo de se obter melhor compreensão dos fatores determinantes da demanda de energia, combinando análise econômica e

estudos técnicos (CAIO; BERMANN, 2004). Os modelos técnico-econômicos se baseiam na identificação e representação numérica dos principais mecanismos que explicam os fundamentos do desenvolvimento da demanda de energia. Procura-se expor as necessidades de energia útil da maneira mais desagregada possível, selecionadas por usos mais importantes, e incorporam o elemento da incerteza quanto ao futuro, na previsão da demanda de energia mediante auxílio de cenários econômicos previamente elaborados por especialistas em planejamento.

Tais técnicas visam associar os requisitos de energia útil a indicadores físicos de atividades consumidoras de energia, o que permite isolar a influência da substituição de energéticos que possuam diferentes graus de eficiência e preços, além de referenciar os indicadores econômicos e o peso tecnológico no crescimento da demanda de energia. De acordo com Caio e Bermann (2004), no decorrer da maturação dos modelos técnico-econômicos, na necessidade de responder ao desafio teórico e prático, continuou-se a utilizar, pelo menos parcialmente, modelos econométricos no tratamento da demanda e da oferta de energia, surgindo assim, os modelos de equilíbrio.

2.4.2 Séries temporais

Os modelos estatísticos de projeção de demanda trabalham com a relação projeção do passado *versus* prognóstico. A projeção requer dois elementos essenciais: um conjunto de observações do fenômeno que se pretende estimar e um modelo matemático representativo do comportamento passado das variáveis envolvidas.

O primeiro deles denomina-se “série temporal” e consiste de um conjunto ordenado de observações numéricas coletadas ao longo do tempo. As séries temporais devem possuir as quatro seguintes características fundamentais (MODELOS ESTATÍSTICOS DE PROJEÇÃO DA DEMANDA, 2004):

- Os dados devem estar em seqüência do mais antigo para o mais recente.
- Os intervalos de tempo entre as observações devem ser iguais; por exemplo, diários, semanais ou mensais.

- Os dados devem ser coletados no mesmo instante dentro de cada período; mesmo horário, no caso de coleta diária; mesmo dia da semana, para coleta semanal; e assim por diante.
- A seqüência deve ser completa, isto é, não pode haver pontos vazios. Quando há falta de um dado pode-se estimá-lo como a média aritmética entre antecessor e sucessor imediatos.

Os modelos de análise de séries temporais são adequados e confiáveis para projeções de curto prazo. No caso de períodos mais longos é aconselhável usar métodos estatísticos mais rigorosos. A demanda possui uma tendência que obedece a duas hipóteses de desempenho: permanência e trajetória, além de servir como indicador da influência dos fatores determinantes do passado sobre o comportamento futuro. Por outro lado, cada hipótese permite estabelecer dois modelos distintos para representá-la: linear e sazonal. (MODELOS ESTATÍSTICOS DE PROJEÇÃO DA DEMANDA, 2004). Os gráficos da Figura 2.2 exemplificam as hipóteses e modelos de tendência; a linha reta representa o valor médio da série temporal ao longo do tempo e é chamada de reta da tendência.

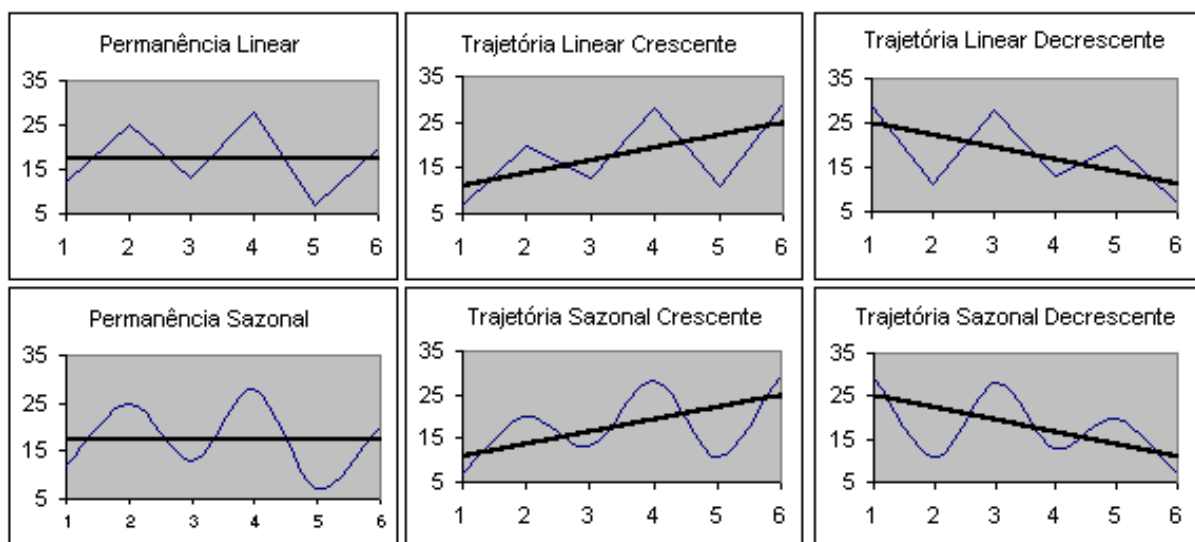


Figura 2.2 – Exemplos de hipóteses e modelos de tendência

Fonte: (MODELOS ESTATÍSTICOS DE PROJEÇÃO DA DEMANDA, 2004).

A obra *Time Series Analysis, forecasting and control* (BOX; JENKINS, 1976) apresenta uma teoria de controle e análise de séries temporais, reunindo as técnicas

existentes numa metodologia para construir modelos que descrevessem com precisão e de forma parcimoniosa o processo gerador da série temporal, proporcionando dessa forma previsões acuradas de valores futuros. A metodologia de Box-Jenkins estima modelos de séries temporais conforme a equação 2.2:

$$y_t = \alpha_0 + \alpha_1 y_{t-1} + L + \alpha_p y_{t-p} + \varepsilon_t + \beta_1 \varepsilon_{t-1} + L + \beta_q \varepsilon_{t-q} \quad (2.1)$$

Nesta equação tem-se que o termo α_0 representa uma constante no modelo estimado, α_1 até α_p são parâmetros que ajustam os valores passados de y_t do instante imediatamente anterior até o mais distante representado por p . Os valores de ε representam uma seqüência de dados aleatórios e independentes entre si, ε_t é uma porção não-controlável do modelo é chamado normalmente de ruído branco. Os parâmetros β_1 até β_q possibilitam escrever a série em função dos dados passados. Em geral cada ε_t é considerado como tendo distribuição normal, média zero, variância constante e não-correlacionados. A equação 2.1 representa um modelo denominado *autoregressivo integrado de média móvel*, ou ARIMA, que pode ser escrito na forma da equação 2.2 (BOX; JENKINS, 1976):

$$y_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i y_{t-i} + \sum_{i=0}^q \beta_i \varepsilon_{t-i}, \text{ sendo } \beta_0 = 1. \quad (2.2)$$

Denomina-se modelo *autoregressivo (AR)* uma série temporal escrita na forma da equação 2.3:

$$y_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (2.3)$$

ou seja, a série y_t é escrita a partir dos seus valores passados. Escrevendo a série em termos dos seus dados aleatórios tem-se o modelo de *média móvel (moving average – MA)*, conforme apresentada na equação 2.4:

$$y_t = \sum_{i=0}^q \beta_i \varepsilon_{t-i}, \text{ sendo } \beta_0 = 1 \quad (2.4)$$

Na identificação dos modelos são utilizados dois recursos: as funções de auto-correlação (FAC) e as funções de auto-correlação parciais (FACP). A função de auto-correlação (FAC) de uma série y_t é definida na equação 2.5 (BOX; JENKINS, 1976):

$$\rho_k = \text{Cov}[y_t, y_{t-k}] / \text{Var}[y_t] = \gamma_k / \gamma_0 \quad (2.5)$$

sendo apresentada na equação 2.6, γ_k a auto-covariância de k-ésima ordem de y_t :

$$\gamma_k = E[(y_t - \mu)(y_{t-k} - \mu)], k = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots \quad (2.6)$$

Para que o processo AR (1) seja convergente é necessário que $|\alpha_1| < 1$, sendo assim, a esperança de y_t pode ser escrita conforme a equação 2.7 (BOX; JENKINS, 1976):

$$E[y_t] = (1 - \alpha_1 L)^{-1} (1 - \alpha_1) \mu = \mu \quad (2.7)$$

Na Figura 2.3 verifica-se os possíveis padrões de comportamento da FAC e da FACP para o modelo AR(1) (OLIVEIRA; FAVERO, 2006).

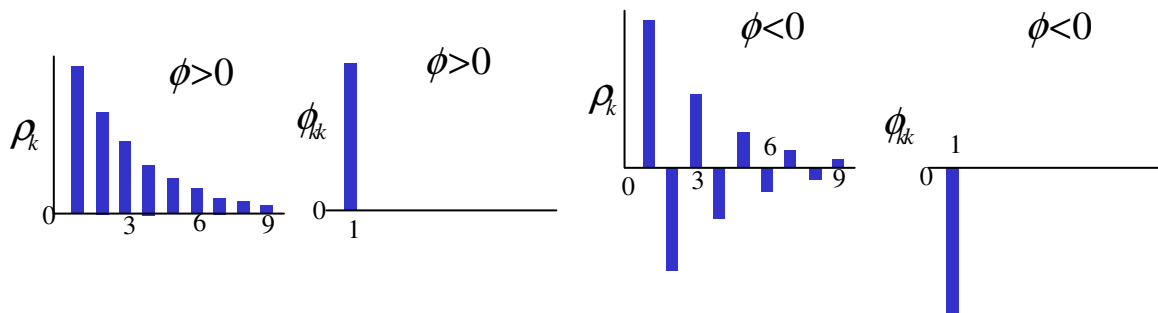


Figura 2.3 – Funções de autocorrelação FAC e FACP de um modelo AR (1)

Fonte: (OLIVEIRA; FAVERO, 2006)

Quando se faz previsão pode-se ter o problema da perda de informações à medida em que se avança na tentativa prever os valores mais adiante no tempo (OLIVEIRA; FAVERO, 2006). Isto pode ser visto usando-se, por exemplo um modelo ARMA (2,3) dado pela equação 2.8:

$$w_T = \phi_1 w_{T-1} + \phi_2 w_{T-2} + \varepsilon_T - \theta_1 \varepsilon_{T-1} - \theta_2 \varepsilon_{T-2} - \theta_3 \varepsilon_{T-3}. \quad (2.8)$$

Atualizando um período tem-se a equação 2.9:

$$w_{T+1} = \phi_1 w_T + \phi_2 w_{T-1} + \varepsilon_{T+1} - \theta_1 \varepsilon_T - \theta_2 \varepsilon_{T-1} - \theta_3 \varepsilon_{T-2} \quad (2.9)$$

Para se obter o previsor de w_T um passo a frente, denotado por $\hat{w}_T^1$ é necessário tomar a esperança condicionada até o instante T da série atualizada, o que resulta na equação 2.10 (OLIVEIRA; FAVERO, 2006):

$$\hat{w}_T^1 = \phi_1 w_T + \phi_2 w_{T-1} + 0 - \theta_1 \varepsilon_T - \theta_2 \varepsilon_{T-1} - \theta_3 \varepsilon_{T-2} \quad (2.10)$$

sendo que o valor zero nessa expressão representa uma perda de informação, devido ao conjunto de informações estar condicionado até o instante T, conforme apresentado na equação 2.11:

$$E_T [\varepsilon_{T+1}] = 0 \quad (2.11)$$

Desta maneira, na determinação do valor da série para dois passos à frente tem-se a expressão da equação 2.12 (OLIVEIRA; FAVERO, 2006):

$$w_{T+2} = \phi_1 w_{T+1} + \phi_2 w_T + \varepsilon_{T+2} - \theta_1 \varepsilon_{T+1} - \theta_2 \varepsilon_T - \theta_3 \varepsilon_{T-1} \quad (2.12)$$

O previsor condicionado às informações até o instante T é obtido aplicando o operador esperança condicionada em ambos os lados da equação 2.13:

$$E_T [w_{T+2}] = E_T [\phi_1 w_{T+1} + \phi_2 w_T + \varepsilon_{T+2} - \theta_1 \varepsilon_{T+1} - \theta_2 \varepsilon_T - \theta_3 \varepsilon_{T-1}] \quad (2.13)$$

Resultando na equação 2.14:

$$\hat{w}_T^2 = \phi_1 \hat{w}_T^1 + \phi_2 w_T - \theta_2 \varepsilon_T - \theta_3 \varepsilon_{T-1} \quad (2.14)$$

Nota-se que à medida que se avança em tentar prever o futuro, ou seja, determinar o valor da série s passos à frente, perdem-se informações referentes aos choques aleatórios e a previsão passa a ser uma função de outra previsão; isso quer dizer que o poder preditivo vai ficando mais pobre (OLIVEIRA; FAVERO, 2006).

A Tabela 2.2 apresenta um resumo dos meios de identificação de um modelo estatístico através da função de autocorrelação.

Tabela 2.2 – Formas de identificação de modelos estatísticos

FORMA	MODELO INDICADO
Exponencial, decaindo a zero.	Modelo autoregressivo. Usar o gráfico de autocorrelação parcial para identificar a ordem do modelo.
Alternando positivo e negativo, decaindo a zero.	Modelo autoregressivo. Usar o gráfico de autocorrelação parcial para ajudar a identificar o modelo.
Um ou mais picos, sendo o restante essencialmente zero.	Modelo média móvel, ordem identificada onde a curva no gráfico se torna zero.
Decaindo, iniciando depois de alguns <i>lags</i> .	Modelo misto autoregressivo e média móvel.
Todos zeros ou próximo de zero.	Dados essencialmente randômicos.
Altos valores em intervalos fixos.	Inclui termo autoregressivo sazonal.
Não decai a zero.	Série não estacionária.

Fonte: (NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, 2006)

Em síntese, a abordagem de Box-Jenkins consiste na extração de características previsíveis de dados observados. A série é decomposta em alguns componentes denominados filtros. O método de Box-Jenkins fornece uma abordagem unificada para identificar quais filtros são mais apropriados, para estimar os parâmetros que os descrevem, possibilitar o diagnóstico da precisão dos modelos que foram estimados e prever os valores futuros da série.

O filtro de integração tem a função de capturar a tendência de crescimento ou diminuição da série. O filtro autoregressivo mede a “memória” do processo, ou seja, a dependência entre uma dada observação e aquelas anteriores a esta. Analogamente, o filtro de médias móveis mede a “memória” do processo em relação aos erros das previsões dos períodos passados e o filtro sazonal visa capturar o comportamento

sazonal da série estudada através da análise de cada uma das três componentes anteriores (ROBAZZI, 2002). A abordagem iterativa para a construção de modelos de Box-Jenkins consiste nas seguintes etapas:

- Identificação das especificações do modelo
- Estimação dos parâmetros do modelo
- Verificação da adequação do modelo
- Previsão de valores futuros da série.

Duas ferramentas úteis para a identificação de modelos são as funções de autocorrelação (ACF) e de autocorrelação parcial (PACF). Tendo sido identificado o modelo apropriado, o passo seguinte consiste na estimação dos parâmetros do modelo. Neste trabalho foi utilizado um pacote computacional que executam tais cálculos, denominado MINITAB (MINITAB, 2005).

Na etapa seguinte, uma maneira de se checar a adequação do modelo de Box-Jenkins é analisar os resíduos gerados pelo modelo. Uma estratégia é calcular as funções de autocorrelação dos resíduos e examinar uma estatística que determina se as primeiras K autocorrelações amostrais dos resíduos indicam adequação do modelo. Uma estatística útil para isso é a de Ljung-Box (ROBAZZI, 2002). Se o processo de modelagem estima corretamente a relação entre as observações da série temporal, os resíduos não devem estar correlacionados (dados independentes). Após os parâmetros calculados é efetuada a previsão.

2.5 BASES PARA A PROJEÇÃO DE CENÁRIOS

Cenários de projeção bem estruturados requerem um planejamento integrado do sistema energético envolvido. Há vários níveis de planejamento energético, correspondendo a estudos do lado da oferta, da demanda, ou de ambos, a abordagens micro ou macroeconômicas e, neste último caso, a agregações setoriais ou globais, com diversas dimensões espaciais possíveis para o problema.

A necessidade e a conveniência de se ter um planejamento energético integrado representa um avanço conceitual e metodológico. No entanto, freqüentemente se tenta imaginar este processo como podendo ocorrer sob uma única coordenação e com todos

os seus componentes se desenvolvendo de uma forma sincronizada. As relações e interdependências entre os diversos níveis de planejamento são complexas, nos seus aspectos institucionais, econômicos e políticos. A otimização das interações entre estes níveis de planejamento, visando uma abordagem mais integrada, é uma área em que o planejamento energético é de suma importância (BAJAY, 1989).

O processo de planejamento não termina com elaboração de um plano. A análise contínua dos resultados obtidos é fundamental para se garantir, de um lado a implantação com sucesso do plano, e do outro, os reajustes necessários devido à descoberta de erros de avaliação durante o processo de planejamento e devido ao aparecimento de fatos novos pertinentes ao processo em curso.

Após a elaboração do plano deve-se implementar um mecanismo de controle que permita (INSTITUTO DE ECONOMIA ENERGÉTICA, 1984):

- Identificar os desvios no cumprimento das metas do plano.
- Introduzir ajustes nas metas, em função dos desvios observados e dos previsíveis para o futuro.
- Observar possíveis problemas na aplicação das políticas energéticas adotadas.
- Identificar gargalos que possam colocar em risco o cumprimento do plano.
- Recolher informações que permitam melhorar os dados e serem utilizados na formulação do próximo plano.

O impacto quantitativo das possíveis mudanças sugeridas em cenários de curto, médio e longo prazos deve ser investigado por modelos de previsão. Métodos convencionais de previsão empregam técnicas econométricas e/ou de série temporais para projetar o futuro, todavia, uma parte considerável das localidades necessita rever a sua estrutura de aquisição de informações, uma vez que são comuns dados incompletos das séries temporais para avaliações locais (DEVADAS, 2001).

Há que se analisar o grau de autonomia com relação às opções tecnológicas, e também, com a influência das políticas setoriais, principalmente nas áreas mais importantes, tais como a indústria, o transporte, a habitação, a classe rural, entre outras. Portanto, as hipóteses acerca da evolução do consumo energético devem ser compatíveis com as de evolução da economia e da sociedade.

3. ANÁLISE DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

3.1 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Como consequência da centralização populacional que se manteve durante as últimas décadas, resultado de um processo intenso de urbanização, muitas regiões no mundo têm experimentado a recessão econômica, aumento da pobreza, desemprego e outros problemas sociais.

Os problemas sociais e ambientais, consequentes à urbanização, podem ser expressos pelas elevadas taxas de produção de resíduos sólidos e tratamento de efluentes líquidos, que ocupam grandes espaços físicos e representam significativos impactos para o meio ambiente. Se hoje tais questões constituem problemas em países com grande disponibilidade de área, em países como o Japão, com reduzida disponibilidade de área, são intoleráveis.

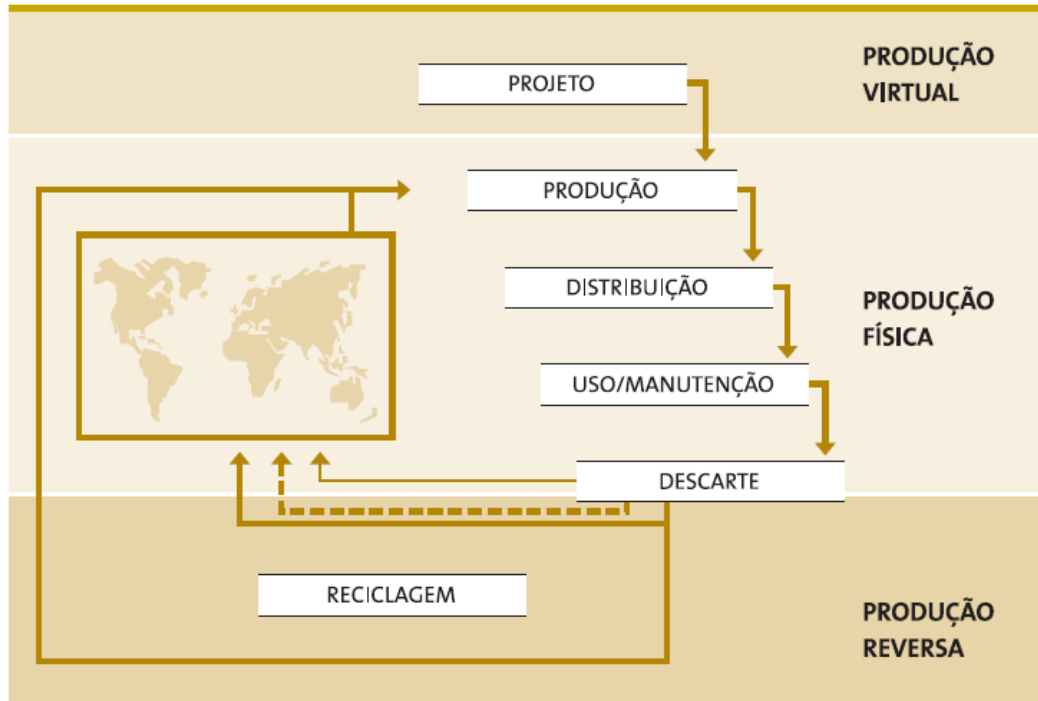
"Na concepção moderna de gestão de resíduos, os aterros são na verdade um paliativo e não uma solução definitiva. São o jazigo de verdadeiras matérias primas, que poderiam ser valorizadas. A disposição em aterros, que custa no Brasil, em média, R\$ 500,00/t, para resíduos perigosos (classe 1). Em compensação, a incineração custa entre R\$ 1.200,00/t a R\$ 1.500,00/t. Na França, a relação é inversa – privilegia-se o tratamento e penaliza-se a estocagem. Em muitos casos, o tratamento é subsidiado" (CAMPOS, 2005).

Um ponto a ressaltar é a necessidade de os Institutos de Pesquisa Tecnológica prepararem-se para dar suporte à capacitação tecnológica da indústria dentro do conceito de Desenvolvimento Sustentável. Este tema está diretamente ligado à questão da competitividade, pois entre os países desenvolvidos observa-se um movimento no sentido de tratar projeto, desenvolvimento de produtos e planejamento dos processos produtivos tendo em vista a disposição final dos bens, segundo o pós-uso.

Assim, a cadeia apresentada pela produção virtual (projeto), produção física (fornecimento, fabricação, montagem, entrega e manutenção) e produção reversa (descarte ou tratamento para sua re-introdução no processo produtivo) deve ser

implementada na ordem inversa, como mostra a Figura 3.1, o que acarreta significativa mudança nos parâmetros de planejamento industrial.

Ciclo de Vida de Produtos e Processos



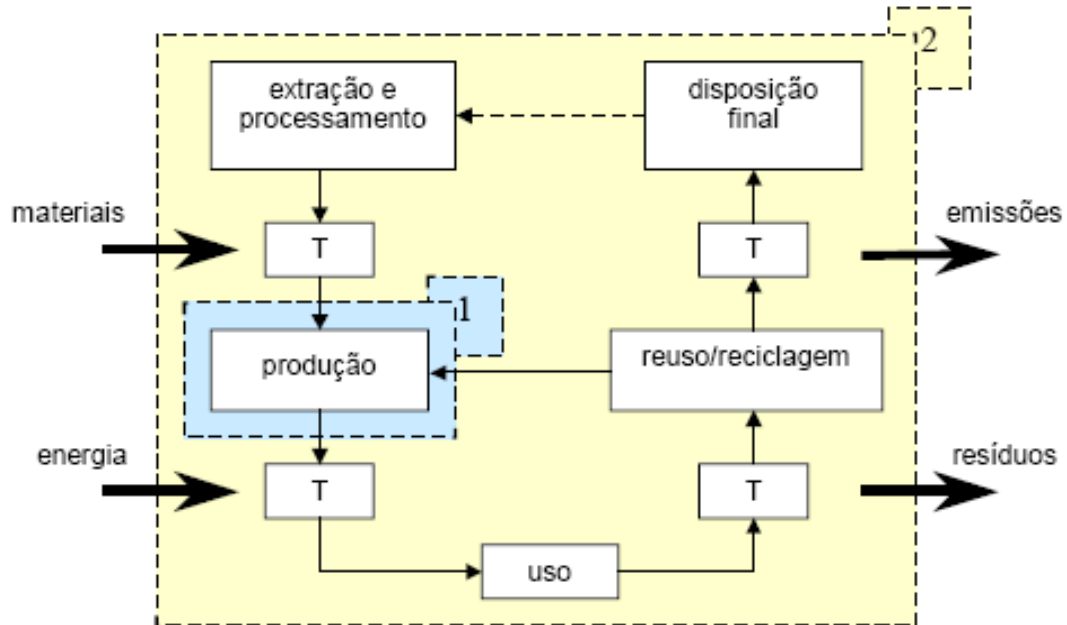
Fonte: NAE/USA

Figura 3.1 – Ciclo de vida de produtos e processos – Fonte: (MCT, 2001)

Além da lógica da produção e ocupação territorial, há que se considerar os aspectos relativos ao aproveitamento integral dos fatores e a consideração das questões ambientais, visto que é possível antever a adoção, em horizonte próximo, dos métodos de gestão orientados para a Avaliação do Ciclo de Vida, às vezes referenciada como “gestão do berço ao túmulo” ou LCA (*Life Cycle Analysis*). Azapagic e Clift (1995, 1999a, 1999b) apresentam um modelo de avaliação de ciclo de vida, representado na Figura 3.2. Para tanto, é necessário que se desenvolvam competências e parcerias com o fim de avançar nesses conceitos e na sua aplicação entre as empresas e setores da sociedade.

Apesar do grande número de regulamentações existentes, as cidades ainda necessitam de estruturas metodológicas e bases estatísticas mais específicas que habilitem aos gestores públicos um apoio no processo de tomada de decisão com respeito aos mecanismos regionais que devem ser induzidos, que sejam capazes de

servir aos interesses da população em termos do atendimento de suas necessidades básicas, sejam atrativos para os grupos empreendedores, bem como se prestem a facultar mecanismos de financiamento para o desenvolvimento social.



Nota: T=transporte; contorno 1= análise de processo; contorno 2= avaliação da vida

Figura 3.2 – Modelo de avaliação do ciclo de vida – Fonte: (AZAPAGIC; CLIFT, 1995; BALESTIERI, 2001)

De acordo com Martins (1998), os centros urbanos históricos exigem uma análise de planejamento de médio prazo a partir de uma abordagem metodológica específica, que leve em conta a riqueza cultural e arquitetônica existente. Por exemplo, da diversidade de usos da eletricidade, o emprego de lâmpadas de mercúrio, sódio ou vapor de mercúrio em iluminação pública depende das necessidades funcionais de cada área, isto é, ruas, parques, monumentos e áreas residenciais são iluminados com diferentes tipos de lâmpadas. Da mesma forma, cidades são regiões de alta concentração de demanda de energia em serviços, setor residencial ou transporte, o que resulta em elevados índices de emissões de poluentes direta e indireta. Para a avaliação do impacto ambiental de medidas que afetam o uso da energia, externalidades ambientais devem ser necessariamente consideradas.

Na cidade italiana de Palermo 70% dos aquecedores de água domésticos são elétricos; além disso, observa-se um crescente aumento do consumo de energia, conseqüente a uma maior demanda pela melhoria do conforto térmico dos ambientes,

especialmente pelo emprego de bombas de calor, uma vez que os edifícios anteriores à década de 1970 foram concebidos sem sistemas de aquecimento de interiores (BUTERA, 1998). Para instalação de aquecedores de água solares é necessário vencer as resistências encontradas, tanto os impedimentos formais quanto o desconhecimento do corpo técnico com respeito às novas tecnologias. Os impedimentos formais podem ser revertidos por meio de gestões do poder público em termos de indução do emprego de alternativas energéticas em novos empreendimentos urbanos, que devem estar previstos no plano diretor das cidades; para a difusão de novas tecnologias, campanhas de conscientização da população, o treinamento e a disseminação de informações ao corpo técnico são formas de superar tais dificuldades.

O governo inglês prevê a multiplicação por seis do número de usinas de energia eólica e de outras fontes renováveis até 2020, quando, segundo se estima, cerca de 20% da matriz energética do país deverá ser de energias renováveis. Contudo, esse esforço para uso de uma energia em equilíbrio com o meio ambiente apresenta um custo que deve ser absorvido pela sociedade, sendo que os consumidores domésticos de eletricidade terão um aumento de até 6% na conta de energia enquanto os clientes comerciais terão aumentos de 12% para custear uma opção energética ambientalmente correta (NASCIMENTO, 2002).

Na Alemanha, há uma previsão até o ano de 2010 quanto à duplicação da participação das fontes renováveis no consumo de energia primária e na geração de eletricidade. Em 2050, 50% da demanda de energia primária e de eletricidade deverá ser obtida a partir de fontes renováveis de energia (ALTMANN, 2002). O outro sustentáculo da nova política energética alemã é o uso racional da energia, cujos estudos apontam que o aumento da eficiência cria novos empregos em quase todas as cidades, especialmente nas áreas de pequenas e médias empresas.

A partir dessas informações é possível perceber que existe um laço estreito entre a participação das fontes alternativas de energia, o uso racional dos recursos naturais e a ação social direcionada à aceitação de novas tecnologias. A participação consciente das comunidades, mediante a estruturação de programas que proporcionem a percepção das reais necessidades e as possíveis formas de suprimento energético, tem o potencial de resultar no fortalecimento das iniciativas de uso racional dos

recursos envolvidos e, conseqüentemente, favorecer a inserção de novas tecnologias, como, por exemplo, sistemas híbridos de conversão de energia.

Em adição ao Protocolo de Kyoto, o governo inglês pretende alcançar 20% de redução na taxa anual de emissão CO₂ (relativo a 1990) para 2010, através da seguinte combinação: maior eficiência energética, aumento do uso de sistemas combinados de calor e potência (*combined heat and power* – CHP), formas renováveis de geração de energia e pelo desenvolvimento de sistema integrado de transporte. Uma auditoria energética em uma cidade, avaliando todos os combustíveis e todos os aspectos de uso de energia doméstico, industrial e comercial deveria prover informação detalhada sobre os consumos relativos dos diferentes setores, para que pudessem ser usados para estabelecer objetivos localmente pertinentes para ação em eficiência de energia e facilitar projeções de tendências futuras de consumo e emissão local (BENNETT; NEWBOROUGH, 2001).

3.2 IDENTIFICAÇÃO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA MICRO-PLANEJAMENTO

Uma cidade, analisada do ponto de vista urbano, pode ser classificada em termos de consumo energético a partir dos setores residencial, comercial, industrial e de serviços municipais. A caracterização de uma cidade, independentemente do seu porte, possui algumas estruturas que são comuns, porém diferenciadas na acomodação de suas necessidades. Tais estruturas possibilitam a manipulação de cenários para o estabelecimento de critérios para a busca do equilíbrio entre o suprimento e a demanda dos recursos energéticos.

Outro aspecto importante a ser considerado é a iluminação, a qual representa cerca de 17% do consumo de energia elétrica no Brasil. No setor comercial/serviços, é responsável por cerca de 44% do total. Nesse setor, em atividades bancárias ou educacionais, por exemplo, a iluminação representa mais de 50% da energia elétrica total consumida (PROCEL, 1997). Atualmente, lâmpadas fluorescentes compactas e reatores eletrônicos são opções para elevar a eficiência dos sistemas, além de serem

freqüentemente utilizados sensores de presença, tanto em instalações novas quanto em reforma.

Uma política energética tem por objetivo favorecer o desenvolvimento sócio-econômico em condições sustentáveis, proporcionando o resgate social das populações menos favorecidas através do planejamento integrado de recursos. Através do mesmo é possível alcançar uma reorganização das atividades com vistas a uma nova dinâmica da estrutura social mediante ações positivas, como a redução do consumo, o reuso e a reciclagem de produtos associados à integração com o sistema de saúde e assistência social.

Um outro aspecto a se ponderar diz respeito às condições que devem ser estabelecidas quando da afirmação da sustentabilidade das ações positivas a serem propostas; de modo diverso ao que acontece na iniciativa privada, os tempos de retorno do investimento podem ser mais dilatados, uma vez que o retorno é multifacetado e contempla muitas vezes situações não mensuráveis, mas de grande interesse social e até mesmo ambiental.

Neste contexto, as políticas de energia existentes abrangem os seguintes aspectos (DERMIBAS, 2001):

- Pesquisa de planejamento energético e desenvolvimento de atividades para encontrar os requerimentos acima mencionados;
- Avaliação da demanda das necessidades de longo prazo de ordem pública, privada e doméstica;
- Aproveitamento das fontes de energia existentes e estímulo à pesquisa por novas fontes;
- Avaliação dos custos de transformação e fornecimento de energia;
- Atendimento à demanda de energia, se possível, através de fontes internas (locais);
- Implementação de medidas de eficiência energética, evitando gastos e minimizando perdas em produção, transmissão, distribuição e no consumo de energia;
- Proteção ao meio ambiente no processo de obtenção das necessidades energéticas.

No Brasil, a busca por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia abre caminho para um novo mercado. Ainda em seus primeiros passos, mas com grande potencial, a geração que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica), a força dos ventos (eólica) e a biomassa têm no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) elaborou os procedimentos e requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação de centrais geradoras a partir de fontes alternativas de energia que estão estabelecidos na Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999 (ANEEL, 2005).

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, altera várias leis do setor elétrico e, entre outros aspectos, estabelece incentivos às fontes alternativas renováveis de energia que substituam a geração termelétrica a derivado de petróleo em sistema elétrico isolado, bem como permite que essas fontes usufruam dos benefícios da sistemática de rateio da Conta Consumo de Combustíveis - CCC, para geração de energia elétrica em sistemas isolados, conforme estabelecido na Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. A regulamentação desse dispositivo foi feita pela Resolução ANEEL nº 245, de 11 de agosto de 1999, revogada e substituída pela Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, em atendimento aos novos dispositivos da Lei 10.438, de 26 de abril de 2000, relativos à sub-rogação da CCC (ANEEL, 2005).

A atividade de comercialização de energia elétrica compreende a compra e venda de energia elétrica no mercado de livre negociação. Dentre as formas de comercialização, destaca-se a importação de energia elétrica como fonte alternativa para ampliar a oferta de energia no sistema elétrico brasileiro. A ANEEL autorizou a importação de 2.570 MW de potência e respectiva energia associada dos países vizinhos, tais como Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela (ANEEL, 2005).

As linhas de transmissão no Brasil costumam ser extensas, porque as grandes usinas hidrelétricas geralmente estão situadas a distâncias consideráveis dos centros consumidores de energia.

Hoje o País está quase que totalmente interligado, de norte a sul. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte do Estado do Pará ainda não fazem parte do sistema integrado de eletrificação. Nesses Estados, o abastecimento é

feito por pequenas usinas termelétricas ou por usinas hidrelétricas situadas próximas às suas capitais. O sistema interligado de eletrificação permite que as diferentes regiões permutem energia entre si, quando uma delas apresenta queda no nível de energia gerada. Como o regime de chuvas é diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, os grandes troncos (linhas de transmissão da mais alta tensão: 500 kV ou 750 kV) possibilitam que os pontos com produção insuficiente de energia sejam abastecidos por centros de geração em situação favorável (ANEEL, 2005).

3.2.1 Interligação com rede de concessionárias elétricas

O Sistema Interligado Nacional que cobre praticamente todo o País, permite às diferentes regiões permutarem energia entre si. Esse sistema é muito útil para interligar as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional têm altos e baixos em sua produtividade.

Um dos fatores limitantes no desempenho do sistema elétrico brasileiro é o sistema de transmissão, que implica numa cara construção. Assim sendo a geração descentralizada local pode se tornar uma opção viável para as cidades que se encontram afastadas dos centros de geração de energia, como as hidrelétricas.

Em 1995, o monopólio das concessionárias no mercado de energia elétrica brasileiro foi quebrado com a criação de leis que permitem que consumidores comprem energia de qualquer fornecedor, distribuidor ou agente comercializador, não estando mais obrigado a comprar diretamente do concessionário local. A razão para a criação do Mercado Livre tinha como intuito diminuir o preço da energia elétrica para os consumidores finais (as empresas), aumentando a competitividade no setor elétrico do mercado brasileiro.

Em 2003, o Mercado Livre de Energia Elétrica passou a ter a nomenclatura Ambiente de Contratação Livre. O “Agente Comercializador” atua como um intermediário nas transações de compra e venda de energia. Os agentes compram energia das concessionárias e/ou de fontes alternativas em leilões da Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Ao poder comprar de diferentes fornecedores espalhados pelo Brasil, as comercializadoras encontram variadas ofertas; assim instaura-se a competitividade no setor, pois as concessionárias locais concorrem com outras em todo o país. Para comercializar esta energia, os agentes comercializadores se utilizam da “Tarifa de Fio”, tarifa determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para obterem o direito de usar a infra-estrutura das grandes concessionárias (ACS, 2005). Desta forma, para distribuir a energia aos consumidores, os membros dessa nova fração do mercado podem usar os “meios de transportes” já existentes, facilitando a concorrência.

Assim sendo, instituições, indústrias ou demais empresas que possuam um contrato de demanda igual ou superior a 3 MW conectado numa tensão de suprimento igual ou superior a 69 kV podem se tornar Consumidores Livres. Caso o consumidor tenha um contrato de demanda acima de 500 kW pode também tornar-se “livre”, porém só lhe é permitido contratar energia de fontes alternativas. Já os “Novos Consumidores” são as empresas e fábricas que abriram suas portas após a abertura do mercado, ou seja, depois de 1995. A entrada desses consumidores independe da tensão, então para estarem incluídas basta haver um contrato de demanda maior ou igual a 3 MW. O consumidor não gasta nada para ingressar no mercado livre, e a mudança de fornecedor não altera em nada o modo como recebe a energia a ser consumida. A mudança para o cliente é apenas contratual e a dificuldade em tornar-se livre é que o consumidor tem que oficializar que quer terminar seu contrato com a Concessionária 6 meses antes da renovação automática deste (ACS, 2005).

3.2.2 Inventário de alternativas energéticas disponíveis

O desenvolvimento tecnológico do setor energético é essencial no sentido de desenvolver alternativas ambientalmente benéficas, incluindo melhorias nas atividades de produção de equipamentos e materiais para o setor, bem como na exploração de combustíveis. Com o incentivo à utilização de combustíveis menos poluentes, almeja-se reduzir o impacto ambiental causado pelos combustíveis fósseis (carvão e derivados

de petróleo), possibilitando associar estas medidas a mudanças tecnológicas que podem ter significativa participação na conservação de energia. O aumento de eficiência energética não se limita apenas a alguns setores da economia, tais como hidrelétrica, solar, eólica, e mesmo tecnologias tradicionais baseadas no uso da biomassa, por exemplo, podem ser significativamente melhoradas, possibilitando oferecer benefícios ambientais.

Na linha do que é sugerido pelo Protocolo de Kyoto, a inclusão de novas fontes de energia na estrutura de atendimento energético das cidades deve ser avaliada com base em critérios justificáveis do ponto de vista ambiental. Desse modo, os aterros sanitários, por exemplo, que poderiam potencialmente significar problema em termos de alocação de espaço físico, num novo contexto tornam-se modelos de uso integrado de recursos na medida em que permitem a separação de produtos recicláveis (minimizando a exaustão de recursos naturais) e incineração de sólidos não-recicláveis e aproveitamento de gases de aterro para geração de energia, com isso reduzindo o uso do espaço físico decorrente do volume aterrado.

As alternativas em micro-planejamento devem levar em conta fatores como crescimento populacional e operações agrícola, residencial, comercial e industrial, bem como a diferença entre a demanda e o fornecimento de energia. Isto inclui uma efetiva introdução da tecnologia do uso de biogás, geração de eletricidade a partir da biomassa, expansão do consumo de eletricidade para iluminação, introdução de fogões a querosene mais eficientes. É recomendável a minimização de todos os custos de energia e dos usos dos recursos não-locais, e a maximização da eficiência de todos os meios de produção, contemplando os aspectos sociais envolvidos (MALLIKARJUNA; SUBRAMANIAN, 1988).

Para Alshuwaikhat e Nkwenti (2002), os usos das energias renováveis devem ser condizentes com suas vocações, ou seja, a energia solar seria recomendável para uso residencial e similares, a biomassa para uso industrial e similares, a energia eólica para agricultura e similares, assim como a energia geotérmica para a aquicultura e similares. No caso da água, propõem que a reciclagem da água servida se preste à irrigação e a água do mar dessalinizada, assim como os aquíferos, sejam empregados na provisão industrial e doméstica.

Em países com invernos mais rigorosos, o aquecimento distrital (*district heating*) é uma prática bastante empregada no contexto da cogeração. Tal alternativa apresenta um interesse do ponto de vista ambiental na medida em que reduz-se a queima de combustíveis (e conseqüentemente as emissões de CO₂) para o atendimento das necessidades térmica e elétrica dos bairros urbanos.

Reconhecendo o papel chave da inovação tecnológica na redução dos gases do efeito estufa em médio e longo prazos, em 2002 a Itália ratificou o Protocolo de Kyoto e elaborou um conjunto de diretrizes políticas e medidas principalmente focadas no aumento da eficiência energética do sistema econômico nacional e maior consciência no uso de fontes renováveis de energia (promoção de calor combinado com base em biomassa e unidades geradoras, promoção de energia solar, eólica, fotovoltaica, resíduos, lixo e unidades geradoras baseadas em biogás). Duas principais tecnologias renováveis foram consideradas para novas áreas residenciais na região italiana de Basilicata: trocadores de calor para água e ambiente em distritos vizinhos a centrais de incineração, e coletores solares para aquecimento de água. Tais considerações também foram contempladas para as áreas de comércio e diversos serviços (hotéis, hospitais, universidades, complexos esportivos, entre outros empreendimentos) (SALVIA et al, 2004).

A cogeração tem sido ainda proposta como alternativa para o emprego em cidades. Bruckner, Groscurth e Kümmel (1997) analisaram as possibilidades de atendimento energético para um modelo de cidade próximo a Würzburg, na Alemanha, concluindo pela recomendação de empregar centrais de cogeração de médio porte queimando gás natural, a partir de uma estrutura de tomada de decisão baseada em otimização linear dinâmica em período de um ano, considerando custos, emissões e aspectos técnicos, dentre outros.

As medidas estruturais e conjunturais adotadas pelo governo brasileiro após a crise de 2001 para evitar futuros problemas de desabastecimento são conhecidas; dentre as principais estão o programa de incentivo às fontes alternativas (Proinfa), lançado em 2002, que visa aumentar a participação da energia elétrica gerada por produtores independentes autônomos e a estruturação de um novo modelo para o setor

elétrico, ocorrida em 2004, que teve como objetivo criar um sistema estável por meio da assinatura de contratos de compra e venda de energia a longo prazo. A liberdade conferida aos grandes consumidores de energia, que tiveram a opção de investir em geração, também foi importante, pois abriu espaço para a redução de seus custos de produção e, eventualmente, para a comercialização do excedente produzido.

A Tabela 3.1 apresenta a faixa de valores para o custo de instalação e fator de capacidade para geração de diversas fontes alternativas de energia. Os custos de instalação das usinas de biomassa com tecnologia nacional de queima direta podem variar entre US\$ 700/kW e US\$ 1000/kW e, de PCH pode alcançar valores entre US\$ 700/kW e US\$ 1200/kW (SALLES, 2004).

Tabela 3.1 – Faixa de valores de custo unitário de investimento e fator de capacidade

Fonte	Custo Instalado [US\$/kW]	Fator de Capacidade [%]
Biomassa	1.000 – 2.000	45 – 85
Eólica	900 – 1.400	25 – 40
PCH	1.000 – 3.000	40 – 70
Solar PV	6.000 – 10.000	18 – 22

Fonte: SALLES (2004)

A Tabela 3.2 e a Figura 3.3 apresentam os dados divulgados pela Agência Internacional de Energia (AIE) das faixas de valores típicos para os custos unitários totais de geração (investimento, combustível, operação e manutenção – O&M) para diversas fontes alternativas (IEA, 2004).

Os custos unitários das fontes alternativas ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$ 0,034/kWh. Esses custos são reduzidos ao se levar em consideração diversas externalidades que, em princípio, não são introduzidas nas análises tradicionais de custo/benefício, como as questões ambientais e sociais. Os custos de operação e manutenção (O&M) para biomassa, eólica e pequena central hidrelétrica (PCH) são respectivamente 7, 10 e 10 US\$/MWh (SALLES, 2004).

Tabela 3.2 – Faixa de valores para o custo de geração e vida útil dos sistemas

Fonte	Custo unitário total de geração (taxa de retorno de 15% e vida contábil de 20 anos) [US\$/MWh] ^a	Custo unitário total de geração (taxa de retorno de 6% e vida contábil de 30 anos) [US\$/MWh] ^a	Vida útil média do sistema e equipamentos [anos]
Biomassa	45 – 105	35 – 60	20 ^b
Eólica	50 – 95	30 – 50	30 ^c
PCH	35 – 145	25 – 70	30 ^d
Solar PV	500 – 1160	220 – 650	20 ^e

Fonte: (IEA, 2004)^a; (MENDES, 2005)^b; (SALLES, 2004)^c; (CASTRO, 2004)^d; (CRESESB, 2005)^e.

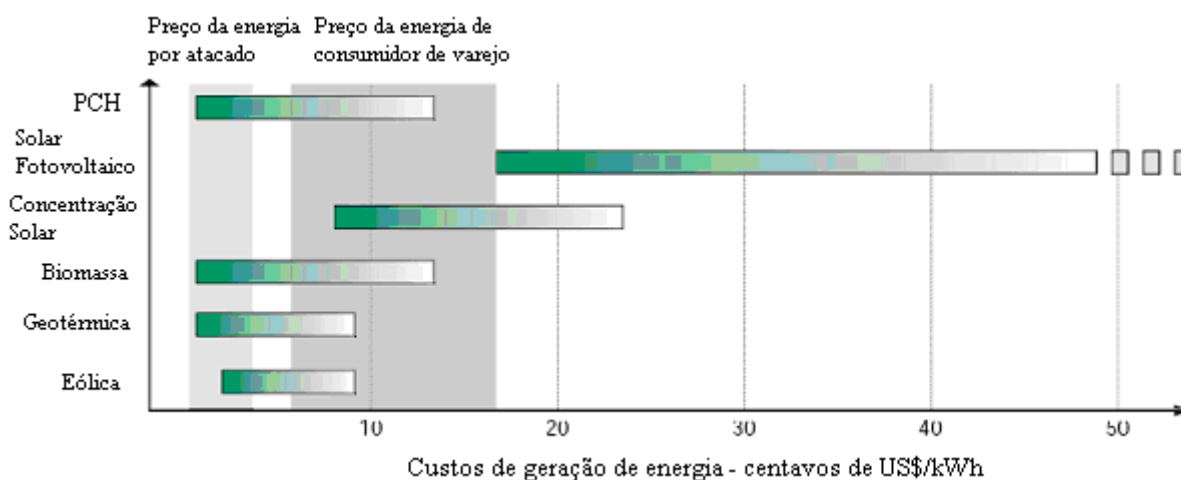


Figura 3.3 – Custo de competitividade entre tecnologias de fontes renováveis de energia¹ – Fonte: (IEA, 2004)

As fontes alternativas de energia contribuem para a redução do aquecimento global e, com a ratificação do Protocolo de Kyoto, vislumbra-se um crescimento acentuado de investimentos em fontes alternativas de energia em busca da redução de emissões dos gases causadores do efeito estufa. Logo, os Certificados de Emissões Reduzidas (CERs) emitidos em função desses investimentos, poderão contribuir para o cumprimento das metas do Protocolo, além de incrementarem o retorno financeiro dos projetos em fontes renováveis.

¹ O cálculo do custo é baseado no sistema de necessidade de investimento (o custo capital é baseado na taxa de desconto de 6% e período de amortização de 15 – 20 anos) e a potência de saída (geração). A menor faixa de custo se refere as condições ótimas (ex., tecnologia utilizada, projeto e planta otimizados e alta disponibilidade do sistema e dos recursos). Fonte: NET Ltd. Switzerland (IEA, 2004).

São apresentados nas Tabelas 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 (IEA, 1998; NORTON, 1999; SALLES, 2004; SIMS, 2004) os valores de emissão de gases durante todo o processo, desde a fabricação do equipamento até o seu destino final, conforme as tecnologias em conversão para geração de eletricidade, das fontes renováveis e convencionais, de acordo com a metodologia de análise de ciclo de vida (IEA, 1998).

Os valores de análise de ciclo de vida variam de acordo com as tecnologias utilizadas e o local da instalação. Devem-se considerar as diferentes formas de extração, processamento, distribuição regional e geração.

Tabela 3.3 – Ciclo de vida para emissão de fontes renováveis [kg/kWh]

	PCH	Hidro	Eólica	PV-Solar	Termo-Solar	Geotérmica
CO₂	0,009	0,0036 – 0,0116	0,007 – 0,009	0,098 – 0,167	0,026 – 0,038	0,079
SO₂	0,00003	0,000009 – 0,000024	0,00002 – 0,00009	0,0002 – 0,00034	0,00013 – 0,00027	0,00002
NO_x	0,00007	0,000003 – 0,00006	0,00002 – 0,00006	0,00018 – 0,00030	0,00006 – 0,00013	0,00028

Fonte: (IEA, 1998)

Tabela 3.4 – Fatores de emissão por análise de ciclo de vida para renováveis [kg/kWh]

	Biomassa		Hidrelétrica	Fotovoltaica	Centrais térmicas solares	Eólica
	Atual	Futuro desejável				
CO₂	0,030 – 0,040	0,030 – 0,033	0,007 – 0,009	0,098 – 0,167	0,020 – 0,030	0,0065 – 0,0091
SO₂	0,00008 – 0,00016	0,00006 – 0,00008	0,00002 – 0,00003	0,00020 – 0,00034	0,00050	0,00002 – 0,00009
NO_x	0,0011	0,00040 – 0,00055	0,00006 – 0,00007	0,00018 – 0,00030	0,00023	0,00002 – 0,00036

Fonte: (NORTON, 1999)

Tabela 3.5 – Ciclo de vida para emissão de fontes convencionais [kg/kWh]

	Carvão	Petróleo	Gás Natural	Diesel
CO₂	0,955	0,818	0,430	0,772
SO₂	0,0118	0,0142	-	0,0016
NO_x	0,0043	0,0040	0,005	0,0123

Fonte: (IEA, 1998)

Tabela 3.6 – Fatores de emissão por análise de ciclo de vida para geração convencional [kg/kWh]

	Carvão		Óleo - melhores valores	Gás natural (CCGT)	Diesel	Nuclear
	Melhores valores	Dessulfurização de gases e baixo NO_x				
CO₂	0,9546	0,9865	0,8179	0,4298	0,772	0,006
SO₂	0,01182	0,00149	0,01416	–	0,00155	0,00002 – 0,00003
NO_x	0,00434	0,00293	0,00399	0,000494	0,0123	0,00006 – 0,00007

Nota: CCGT – ciclo combinado com turbina a gás

Fonte: (NORTON, 1999)

Tabela 3.7 – Emissões para o ciclo de vida de determinadas tecnologias em conversão para geração de eletricidade [kg/kWh]

Tecnologia	CO₂	SO₂	NO_x
Gaseificação de biomassa – lenha	0,005	0,00005	0,0005
	–	–	–
	0,0010	0,00010	0,0006
Carvão – pulverizado IGCC ^a	0,190	0,011	0,004
	–	–	–
	0,220	0,012	0,0045
Gás natural – CCGT ^b	0,090	0	0,0005
	–		–
	0,120		0,0006
Geração eólica em fazendas	0,010	0,00005	0,00001
	–	–	–
	0,015	0,00010	0,00003
Fotovoltaica descentralizada	0,150	0,0016	0,0005
	–	–	–
	0,170	0,0019	0,0006

^a ciclo combinado de gaseificação integrada^b ciclo combinado com turbina a gás

Fonte: SIMS (2004)

Outra forma de se obter a matriz de emissões é a partir de uma extrapolação da matriz energética, sendo necessário escolher coeficientes que possam, a partir do consumo de combustíveis, em energia final, inferir as emissões correspondentes. Podem ser usados os coeficientes do *Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC (IPCC, 1996). Devem ser adotados os valores mais adaptados às condições brasileiras levantados nos trabalhos para o inventário nacional e as projeções para novas tecnologias, utilizando uma metodologia para estimar a matriz de emissão dos gases do efeito estufa, provenientes da combustão dos diversos energéticos usados nos vários setores da economia.

O objetivo é obter um coeficiente que, multiplicado pelo consumo de cada energético em um específico setor da economia, forneça a quantidade emitida de cada um dos gases do efeito estufa (ECEN, 2001). A metodologia do IPCC separa o cálculo dos gases do efeito estufa da seguinte forma:

- Emissão de CO_2 a partir do teor de carbono dos combustíveis.
- Emissão de CH_4 , NO_x e CO a partir do consumo do energético organizado por setor da economia.
- Emissão de SO_2 a partir do teor de enxofre no combustível e da retenção de enxofre nas cinzas.

A Tabela 3.8 apresenta os valores consolidados para o ciclo de emissão de poluentes das principais fontes alternativas de energia através da metodologia da Análise do Ciclo de Vida (Figuras 3.1 e 3.2). Para efeito desta tese, serão considerados para aplicação no modelo de otimização os valores médios encontrados na literatura.

Tabela 3.8 – Valores consolidados do ciclo de emissão de fontes de energia [kg/kWh]

Fonte Bibliog.	Poluente	Hidro	PV – Solar	Eólica	Gás natural	Biogás	PCH
[1]	CO ₂	0,0036 <u>(0,0076)</u>	0,098 <u>(0,1325)</u>	0,007 <u>(0,008)</u>	0,430	Nd	0,009
		0,0116	0,167	0,009			
[2]		0,007 <u>(0,008)</u>	0,098 <u>(0,1325)</u>	0,0065 <u>(0,0078)</u>	0,42980	0,030 <u>(0,035)</u>	Nd
	0,009	0,167	0,0091	0,040			
Média CO ₂		0,0078	0,1325	0,0079	0,4299	0,035	0,009
[1]	SO ₂	0,000009 <u>(0,0000165)</u>	0,00020 <u>(0,00027)</u>	0,00002 <u>(0,000055)</u>	Nd	Nd	0,00003
		0,000024	0,00034	0,00009			
[2]		0,00002 <u>(0,000025)</u>	0,00020 <u>(0,00027)</u>	0,00002 <u>(0,000055)</u>	0,000007	0,00008 <u>(0,00012)</u>	Nd
	0,00003	0,00034	0,00009	0,00016			
Média SO ₂		0,00002075	0,00027	0,000055	0,000007	0,00012	0,00003
[1]	NO _x	0,000003 <u>(0,0000045)</u>	0,00018 <u>(0,00024)</u>	0,00002 <u>(0,00004)</u>	0,0005	0,00036	0,00007
		0,000006	0,00030	0,00006			
[2]		0,00006 <u>(0,000065)</u>	0,00018 <u>(0,00024)</u>	0,00002 <u>(0,00019)</u>	0,000494	0,0011 <u>(0,00185)</u>	Nd
	0,00007	0,00030	0,00036	0,0026			
Média NO _x		0,00003475	0,00024	0,000115	0,000497	0,001105	0,00007
Σ Médias (CO ₂ + SO ₂ +NO _x)		0,0078555	0,13301	0,00807	0,430404	0,036225	0,0091

Valores considerados = média do (valor médio conforme bibliografia) e somatório Nd: Não disponível

Fonte: [1] (IEA, 1998; SIMS, 2004; SALLES, 2004)

[2] (NORTON, 1999; ECEN, 2001; BALESTIERI, 2002)

3.3 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS NÃO RENOVÁVEIS

3.3.1 Centrais térmicas baseadas em gás natural

O processo de produção de calor e energia elétrica a partir de um único combustível, co-geração, por sua racionalidade energética tem sido considerada uma alternativa adequada de geração descentralizada. A queima do gás natural ou de resíduos orgânicos (biomassa) gera energia térmica (calor) e, ao mesmo tempo, movimenta os geradores. As empresas que investem em co-geração precisam obter autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para implantação dos seus projetos.

Grandes empresas brasileiras vêm se tornando auto-suficientes em produção de energia a partir da queima do gás, ou de algum resíduo industrial. As usinas termelétricas paulatinamente passam a integrar o parque de geração do País, principalmente em virtude da evolução tecnológica, do crescimento da malha de gasodutos e da maior facilidade em se adquirir o gás natural, combustível principal desse tipo de unidade geradora (ANEEL, 2005).

As usinas termoelétricas possuem algumas vantagens sobre usinas hidroelétricas de mesma capacidade, como um menor tempo para construção e a possibilidade de estarem próximas aos centros de consumo, sem necessidade de grande investimento em linhas de transmissão. Porém, segundo Januzzi e Swisher (1997), cerca de 30% das emissões globais de CO₂ advém da operação de centrais termoelétricas.

Uma desvantagem é o custo aplicado às usinas termoelétricas planejadas a operar no Brasil como geradores de ciclo combinados que tem seu preço final para energia produzida na faixa de US\$ 38,00 a US\$ 42,00 por MWh. Estes preços estão coerentes com a média internacional de produção de termoeletricidade, porém estão altos para um país onde a hidroeletricidade está na faixa de US\$ 14,00 à US\$ 17,00 por MWh. Para um ciclo simples, o preço final para termoeletricidade é ainda maior, cerca de US\$ 60,00/MWh. A participação do gás natural no sistema elétrico brasileiro poderia atingir um máximo de 4,14% num cenário de restrição externa, 4,82% num

cenário de alto crescimento e 5,24% num cenário de desenvolvimento sustentável. A meta era para ser de 12% de participação do gás na matriz energética até 2010, conforme projeção do Ministério das Minas e Energia e Comissão do Gás Natural (1992) (FERNANDES; FONSECA; ALONSO, 2005).

O ponto onde uma quantidade maior de carregamento de gás distribui o combustível para o distribuidor estadual local denomina-se *city-gates*. A Tabela 3.9 apresenta o preço do gás natural nacional e boliviano. No final de 2005 o gás importado era US\$ 4,29 por milhões de BTUs, 7% acima do nacional (BNDES, 2006).

Tabela 3.9 – Preço do gás natural

Preço do Gás Natural – US\$/MMBTU
(Commodity + Transporte)

Trimestre	Ano	Produzido no Brasil	Importado da Bolívia	Diferença
Terceiro	1999	1,66	2,55	54%
Quarto	1999	1,61	2,85	77%
Primeiro	2000	1,95	2,94	51%
Segundo	2000	2,00	3,13	57%
Terceiro	2000	2,16	3,23	50%
Quarto	2000	2,20	3,35	52%
Primeiro	2001	2,17	3,48	60%
Segundo	2001	1,97	3,34	70%
Terceiro	2001	1,79	3,24	81%
Quarto	2001	1,93	3,19	65%
Primeiro	2002	2,06	3,04	48%
Segundo	2002	1,85	3,01	63%
Terceiro	2002	1,61	3,17	97%
Quarto	2002	1,55	3,32	114%

Trimestre	Ano	Produzido no Brasil	Importado da Bolívia	Diferença
Primeiro	2003	2,23	3,38	52%
Segundo	2003	2,65	3,38	28%
Terceiro	2003	2,70	3,38	25%
Quarto	2003	2,73	3,38	24%
Primeiro	2004	2,74	3,40	24%
Segundo	2004	2,80	3,40	21%
Terceiro	2004	2,67	3,40	27%
Quarto	2004	2,86	3,40	19%
Primeiro	2005	2,98	3,56	19%
Segundo	2005	3,21	3,56	11%
Terceiro	2005	3,49	3,72	7%
Quarto	2005	4,00	4,29	7%

Fonte: BNDES (2006)

Indústrias, independente do tamanho, formam uma excelente oportunidade para expansão do mercado interno do gás natural como uma fonte de energia. De acordo com a revisão do Plano Estratégico da Petrobrás estabelecido em junho de 2003 este setor, que inclui demanda de gás natural em estabelecimentos comerciais, é responsável por um consumo previsto de 23,5 milhões de Nm³ por dia em 2007, equivalente a cerca de 48% da demanda total (FERNANDES; FONSECA; ALONSO, 2005).

A Tabela 3.10 apresenta os valores de tarifas de gás natural canalizado para o segmento de termelétricas, em área de concessão da Comgás (Companhia de Gás de

São Paulo), através da Portaria CSPE nº 412, de 26/05/2006, com vigência a partir de 31/05/2006 (COMGAS, 2006).

Tabela 3.10 – Tarifas do gás natural canalizado para termelétricas

Segmento Termoeletricas			
		Variável R\$/m³ - Sem ICMS	
Classe	m³/mês	Geração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Geração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor
1	Até 100.000,00 m ³	0,2254004	0,2222713
2	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,1229460	0,1212392
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,0859583	0,0847650
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,0764067	0,0753460
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,0668563	0,0659282
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,0573047	0,0565092
7	10.000.000,01 a 20.000.000,00 m ³	0,0477543	0,0470914
8	Acima de 20.000.000,00 m ³	0,0191008	0,0188356

Fonte: COMGAS, 2006

Também em grandes centros populacionais, o fornecimento de gás natural é importante da perspectiva da introdução de uma alternativa doméstica para o uso de eletricidade, que para propósitos residenciais é muito caro, levando-se em conta as condições de grande parte da população, aproximadamente US\$100 por MWh (ONIP, 2002).

Em países como Canadá, Estados Unidos, Itália e Holanda, o gás natural é uma realidade há mais de 50 anos e atualmente representa uma grande parcela na matriz energética. Para se ter uma idéia de escala dos mercados, os Estados Unidos consomem 1700 milhões Nm³ de gás por dia, ou 616 bilhões m³ por ano, ou de outro modo, o equivalente a toda a reserva da Bolívia ou Argentina. A projeção é que o consumo máximo no Brasil, em 2015, será de 100 milhões Nm³/dia (FERNANDES; FONSECA; ALONSO, 2005).

A estrutura utilizada nesta tese para geração de energia elétrica é através de turbina a gás, utilizando gás natural como combustível, conforme mostra a Figura 3.4.

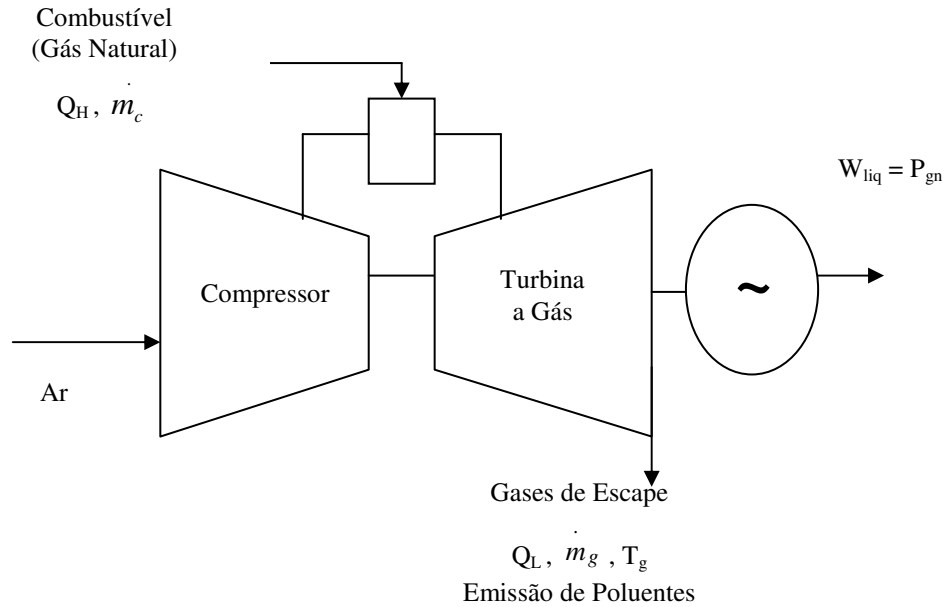


Figura 3.4 – Configuração para geração de energia elétrica utilizando turbina a gás

O investimento é da ordem de US\$ 700,00/kW instalado (BALESTIERI, 2002). No Brasil, considerando que o poder calorífico inferior do gás natural (PCI_{gn}) é de 37.829 (kJ/m³), equivalente a 9.050 kcal/Nm³ (SAMPAIO, 2002), e 1 cal equivale a 4,186 J, tem-se o desenvolvimento conforme as equações 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6.

$$Heat\ Rate\ (HR) = \frac{1}{\eta_t} \quad (\%) \quad (3.1)$$

$$HR = \left[\frac{kW}{kW} \right] = \left[\frac{kJ}{kWh} \right] \cdot \left[\frac{1h}{3600s} \right] \quad (3.2)$$

$$HR = 3600 / \eta_t \quad [kJ/kWh] \quad (3.3)$$

$$\eta_t = W_{liq} / E_{comb} \quad (3.4)$$

$$E_{comb} = \dot{m}_c \cdot PCI \quad (3.5)$$

Portanto:

$$\dot{m}_c = (HR \cdot W_{liq}) / (3600 \cdot PCI) \quad [kg/s] \quad (3.6)$$

A turbina a gás selecionada possui as especificações (DIESELPUB, 2006), mostrada na Tabela 3.11, sendo 848 kW de potência na saída, $Heat\ Rate\ (HR) = 13846$ kJ/kWh e vazão mássica dos gases de escape de 3,9 kg/s.

Tabela 3.11 – Características técnicas de uma turbina a gás

(Adaptado de www.dieselpub.com) – Fonte: (DIESELPUB, 2006)

Fabricante	Modelo	Tipo	Combustível	Saída contínua - condições ISO		Heat Rate		Taxa de pressão	Fluxo de massa		Temperat. interna turbina (°C)	Temperatura de exaustão (°C)	Velocidade de saída (r/min)	
				bhp	kW	btu	kJ/kWh		lbs/s	kg/s			min	max
Pratt & Whitney Power Systems	ST6L-813	EG/MD	L/G	1137	848	9786	13846	8.5	8.6	3.9	-	566	-	33000

Nota: Seleção: Saída Contínua de 800 a 1000 kW – Tipo de Combustível: Gás (G) – Tipo Gerador Elétrico (EG)

Massa específica do gás natural: 0,61 kg/m³ (SAMPALHO, 2002), assim sendo, o PCI do gás natural = 9.050 [kcal/m³] . 4,186 [kJ/kcal] / 0,61 [kg/m³], portanto tem-se:

$$PCI_{gn} = 62.103 \text{ kJ/kg}$$

A equação 3.7 apresenta a potência de saída.

$$\bullet \quad P_{gn} = W_{liq} = 848 \text{ [kW]} \quad (3.7)$$

$$\bullet \quad HR = 13846 \text{ [kJ/kWh]}$$

$$\bullet \quad \text{Vazão mássica do combustível } (\dot{m}_c) = (13846 \cdot 848) / (3600 \cdot 62103)$$

$$\dot{m}_c = 0,060 \text{ kg/s}$$

$$\bullet \quad \text{Volume anual de gás natural } (V_{gn}) \text{ [m}^3\text{/ano]}, \text{ conforme equação 3.8:}$$

$$V_{gn} = (\dot{m}_c \text{ [kg/s]} \cdot 8760 \text{ [h/ano]} \cdot 3600 \text{ [s/h]}) / 0,61 \text{ [kg/m}^3\text{]} \quad (3.8)$$

$$\bullet \quad \text{Custo anual do consumo de gás natural } (C_{gn}), \text{ conforme equação 3.9:}$$

$$C_{gn} = V_{gn} \cdot 0,1229460 \text{ [R$/m}^3\text{]} \text{ (COMGAS, 2006)} \quad (3.9)$$

$$\bullet \quad \text{Considerando 1 US\$ = R\$ 2,20 (BRASIL, 2006), tem-se:}$$

$$C_{gn} = V_{gn} \cdot 0,05588 \text{ [US$/m}^3\text{]} \text{ (COMGAS, 2006)}$$

$$\bullet \quad \text{Considerando fator de capacidade (FC) de 0,60 e 8760 horas de disponibilidade de operação deste sistema, anualmente tem-se:}$$

$$\text{Energia produzida} = P_{gn} \cdot 8760 \cdot FC = 848 \cdot 8760 \cdot 0,60 = 4.457.088 \text{ [kWh/ano]}$$

4 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS RENOVÁVEIS

4.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características - usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e com o reservatório com área igual ou inferior a 3 km², esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais. O potencial hidroenergético do Brasil é de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas de médio e grande porte e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's). A Região Norte tem o maior potencial para geração hidráulica, 114 GW, ou 44%, enquanto a Região Nordeste tem apenas 10% deste total, 26 GW. Oito grandes bacias hidrográficas compõem o mapa dos rios brasileiros: as bacias do Rio Amazonas, dos rios Tocantins e Araguaia, Bacia do Atlântico Norte e Nordeste, do Rio São Francisco, Bacia do Atlântico Leste, Bacia dos rios Paraná e Paraguai, do Rio Uruguai e Bacia do Atlântico Sul e Sudeste (ANEEL, 2005).

Tomando por base projetos que estão sendo desenvolvidos, o custo para implantação de uma usina nova é 600 US\$/kW no mínimo. O fator de capacidade para o sistema PCH varia entre 40 e 70% (SALLES, 2004). O fator de carga médio é de aproximadamente 60%, sendo o custo médio estimado da ordem de 0,05 US\$/kWh (CASTRO; BURANI, 2004). De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2004; IEA, 2001), em geral o valor está na faixa de 0,02 a 0,06 US\$/kWh, sendo prevista uma redução de 10% no custo até 2020. De acordo com a Tabela A.3, em PCH o custo de operação e manutenção (O&M) é de US\$ 0,00441/kWh e o custo de investimento de US\$ 1.570,00/kW (SCHAEFFER; SZKLO, 2001).

Para grandes e médias centrais hidrelétricas, o valor da eletricidade está na faixa de 0,03 a 0,04 US\$/kWh (IEA, 2004), sendo previsto 10 % de redução no custo até 2020 (IEA, 2001), o custo de O&M de US\$ 0,00129/kWh e US\$ 0,00154/kWh

respectivamente e o custo de investimento de US\$ 815,00/kW, todos os casos constantes até 2020 (SCHAEFFER; SZKLO, 2001).

A reabilitação de antigas PCHs apresenta-se como um mercado promissor. Com o uso de tecnologias modernas e eficientes, estudos hidrológicos apurados e investimentos na automação das centrais, pode-se lograr um aumento considerável nas capacidades instaladas, com considerável redução nos custos operacionais das mesmas. Um estudo do comportamento da geração de um grupo de PCHs pode permitir obter dados para o desenvolvimento de trabalhos voltados à otimização energética. Na repotenciação de PCHs os custos são reduzidos, pois não implica no investimento em obras civis. A potência instalada custa por volta de 150,00 US\$/kW. O fator de capacidade na repotenciação é da ordem de 24%, o que leva a um custo de geração de 0,031 R\$/kWh, ou seja, estima-se uma redução de 38% no custo da energia gerada através da repotenciação, em relação aos empreendimentos novos (CASTRO; BURANI, 2004). Para as centrais hídricas, a União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica – UNIPEDE, recomenda a classificação em função da potência instalada, conforme apresentada na Tabela 4.1. No que diz respeito à altura de queda, a classificação habitual é a indicada na Tabela 4.2 (CASTRO, 2004; REIS, 2003).

Tabela 4.1 – Classificação das centrais hídricas quanto à potência.

Designação	P [MW] – Europa ^a	P [MW] – Brasil ^b
Grande central hidroelétrica	–	$P > 100$
Média central hidroelétrica	–	$30 < P < 100$
Pequena central hidroelétrica	< 10	$1 < P < 30$
Mini central hidroelétrica	< 2	$0,1 < P < 1$
Micro central hidroelétrica	$< 0,5$	$P < 0,1$

Fonte: (CASTRO, 2004)^a (REIS, 2003)^b

Tabela 4.2 – Classificação das centrais hídricas quanto à altura de queda.

Designação	h [m] – Europa ^a	h [m] - Brasil ^b
Queda baixíssima	–	$h < 10$
Queda baixa	2 – 20	$10 < h < 50$
Queda média	20 – 150	$50 < h < 250$
Queda alta	> 150	$H < 250$

Fonte: (CASTRO, 2004)^a (REIS, 2003)^b

A potência, P [W], que pode ser aproveitada numa central hidroelétrica, é dada pela equação 4.1 (CASTRO, 2004):

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot h \quad (4.1)$$

Nesta equação, $\gamma = 9810 \text{ N/m}^3$ é o peso específico da água, Q [m^3/s] é a vazão de água que passa pela central, h [m] é a altura de queda útil – desnível entre montante e jusante deduzido de um valor equivalente às perdas de energia hidráulica – e η é o rendimento da central. Uma expressão, derivada da equação acima, utilizada no Brasil para o cálculo da potência elétrica, em kW, é a equação 4.2:

$$P = 8 \cdot Q_n \cdot h \quad (4.2)$$

Isto equivale a tomar para rendimento global de todo o aproveitamento hidroelétrico, o valor de 81,6%. Q_n [m^3/s] é a vazão nominal e h [m] é a altura bruta de queda, supostamente conhecida.

O rendimento global, que depende da vazão, é o produto dos rendimentos do circuito hidráulico, da turbina, do gerador e do transformador, e ainda inclui os dispêndios de energia nos equipamentos auxiliares. Tomar 81,6%, para valor médio deste rendimento global pode ser otimista para os pequenos aproveitamentos; nestes

casos pode ser mais realista contar com valores entre 60 a 70%, e, portanto, o coeficiente da equação acima poderá ser reduzido para 6 ou 7.

Uma expressão prática de cálculo também utilizada para determinar a potência elétrica (em kW) numa central mini-hídrica é a equação 4.3 (CASTRO, 2004):

$$P = 7 \cdot Q \cdot h \quad (4.3)$$

A turbina hidráulica corresponde a uma parcela muito significativa do custo de uma PCH, podendo chegar a até 50% (CASTRO, 2004). A escolha da turbina resulta da interação de três parâmetros: queda, vazão e potência. A Figura 4.1 ilustra uma tabela gráfica usada na seleção de turbinas para pequenos aproveitamentos hidroelétricos. As turbinas podem ser divididas em dois tipos: turbinas de ação (ou de impulsão) e turbinas de reação. As turbinas de ação são mais adequadas a uma utilização caracterizada por quedas relativamente elevadas e vazões baixas.

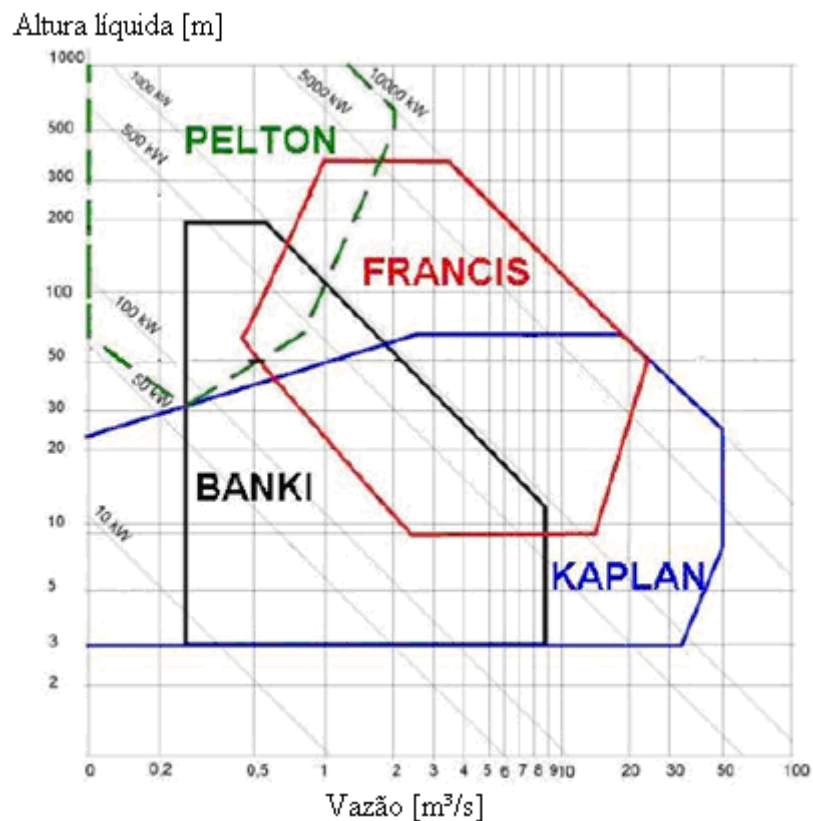


Figura 4.1 — Gráfico para seleção de turbinas para PCH – Fonte: (CASTRO, 2004)

Um outro tipo de turbina usado principalmente na gama das baixas potências, é a turbina Mitchell–Banki (turbina de escoamento "fluxo cruzado"), mostrada na Figura 4.2. O seu rendimento é inferior aos das turbinas de projeto convencional, mas mantém-se num valor elevado ao longo de uma extensa gama de vazões. Nas turbinas de reação distinguem-se dois grandes grupos: as turbinas radiais, do tipo Francis (Figuras 4.3 e 4.4), que são turbinas adequadas para operação com condições intermediárias de queda e de vazão; e as turbinas axiais, do tipo Kaplan e hélice, são indicadas para funcionamento sob baixa queda e vazões elevadas (Figuras 4.5 e 4.6). As Figuras 4.7 e 4.8 mostram as características das turbinas Pelton, para elevadas quedas e vazões.

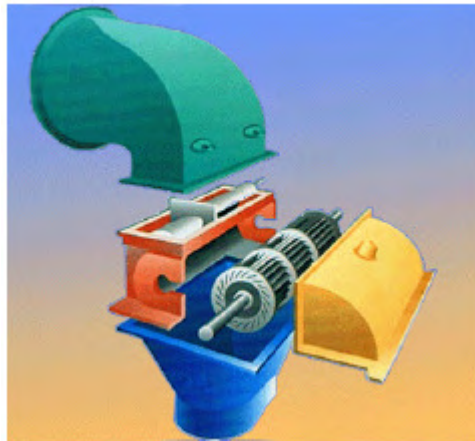


Figura 4.2 — Desenho de uma turbina Mitchell-Banki – Fonte: (CASTRO, 2004)

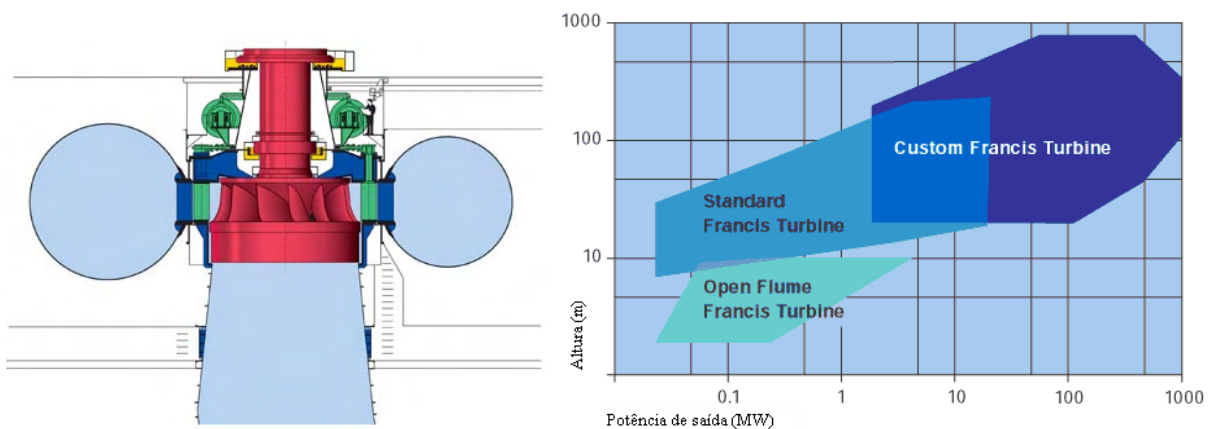


Figura 4.3 — Desenho de uma seção da turbina Francis e respectiva faixa de aplicação – Fonte: (VOITH, 2006)



Figura 4.4 – Fotos de turbinas Francis – Fonte: (VATECH, 2006)

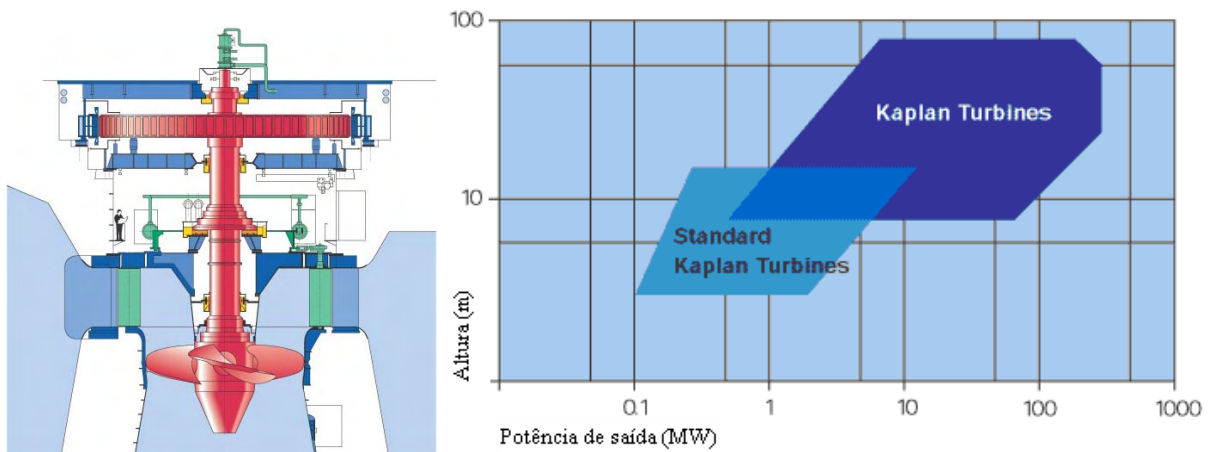


Figura 4.5 – Desenho de uma seção da turbina Kaplan e respectiva faixa de aplicação – Fonte: (VOITH, 2006)



Figura 4.6 – Fotos de turbinas Kaplan – Fonte: (VATECH, 2006)

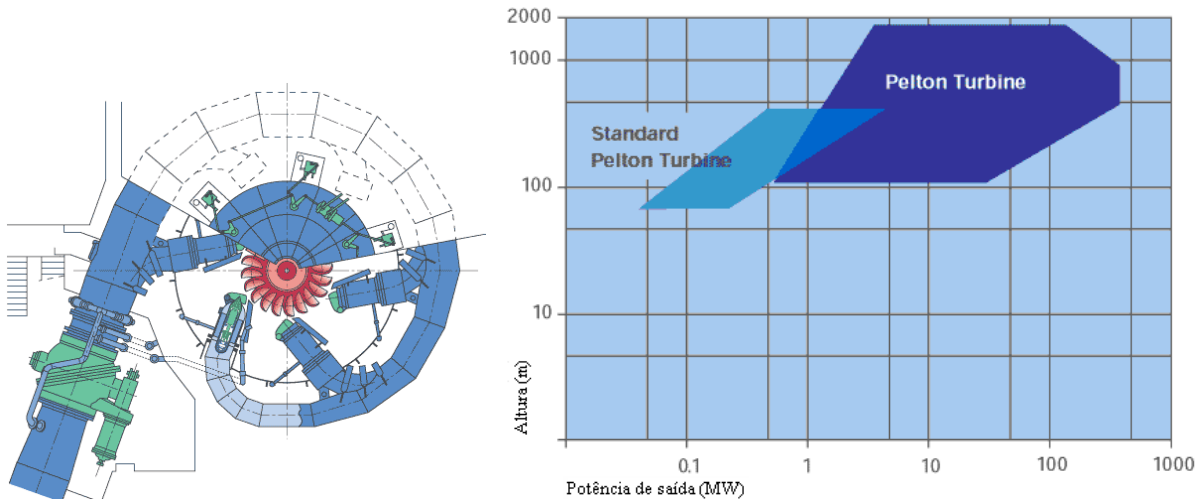


Figura 4.7 – Desenho de uma seção da turbina Pelton e respectiva faixa de aplicação – Fonte: (VOITH, 2006)



Figura 4.8 – Fotos de turbinas Pelton – Fonte: (VOITH, 2006)

As turbinas hélice são de construção mais simples e robusta, são mais baratas e tem menor manutenção. Em contrapartida, não têm a flexibilidade proporcionada pelas turbinas Kaplan, que são reguláveis. Esta regulação pode ser dupla – mobilidade das pás da roda e do distribuidor, ou simples, apenas uma possibilidade de regulação, na qual é usual a opção pela regulação das pás da roda, por esta proporcionar uma curva de rendimentos mais plana, conforme mostrado na Figura 4.9, que possui as curvas de rendimento típicas para as turbinas mencionadas.

Outro fator a se considerar é a variação da queda, que é significativa nos aproveitamentos de baixa e média queda. As turbinas Francis e Kaplan são, também sob este ponto de vista, melhores do que as turbinas hélice: as primeiras suportam variações de queda entre 65% e 125% da queda nominal, enquanto a gama de variação

da última se situa entre 90% a 110% (CASTRO, 2004). A Figura 4.10 mostra a faixa de aplicação de turbinas para pequenas hidroelétricas (VOITH, 2006).

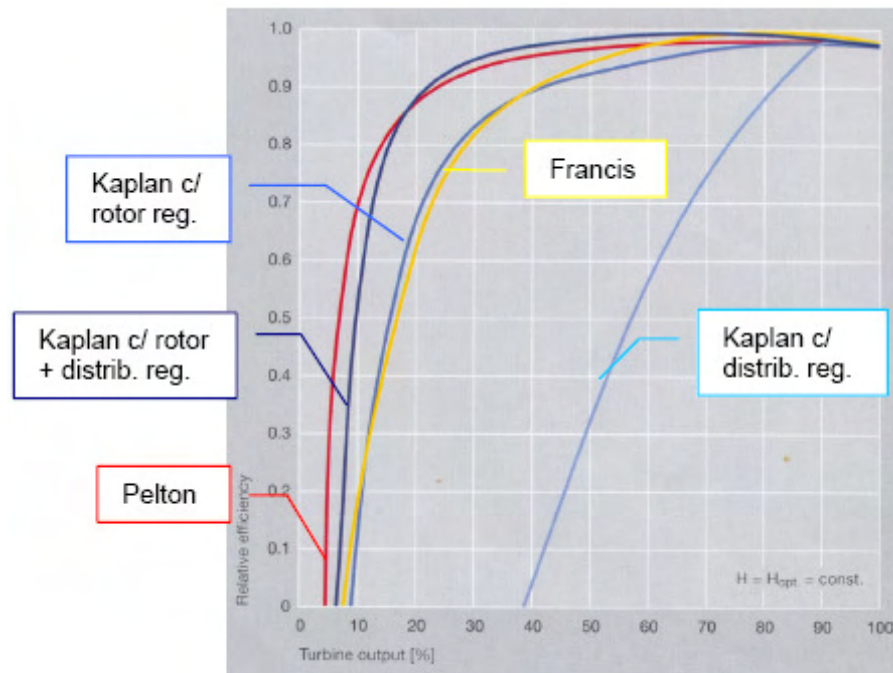


Figura 4.9 – Curvas típicas de rendimento das turbinas – Fonte: (CASTRO, 2004).

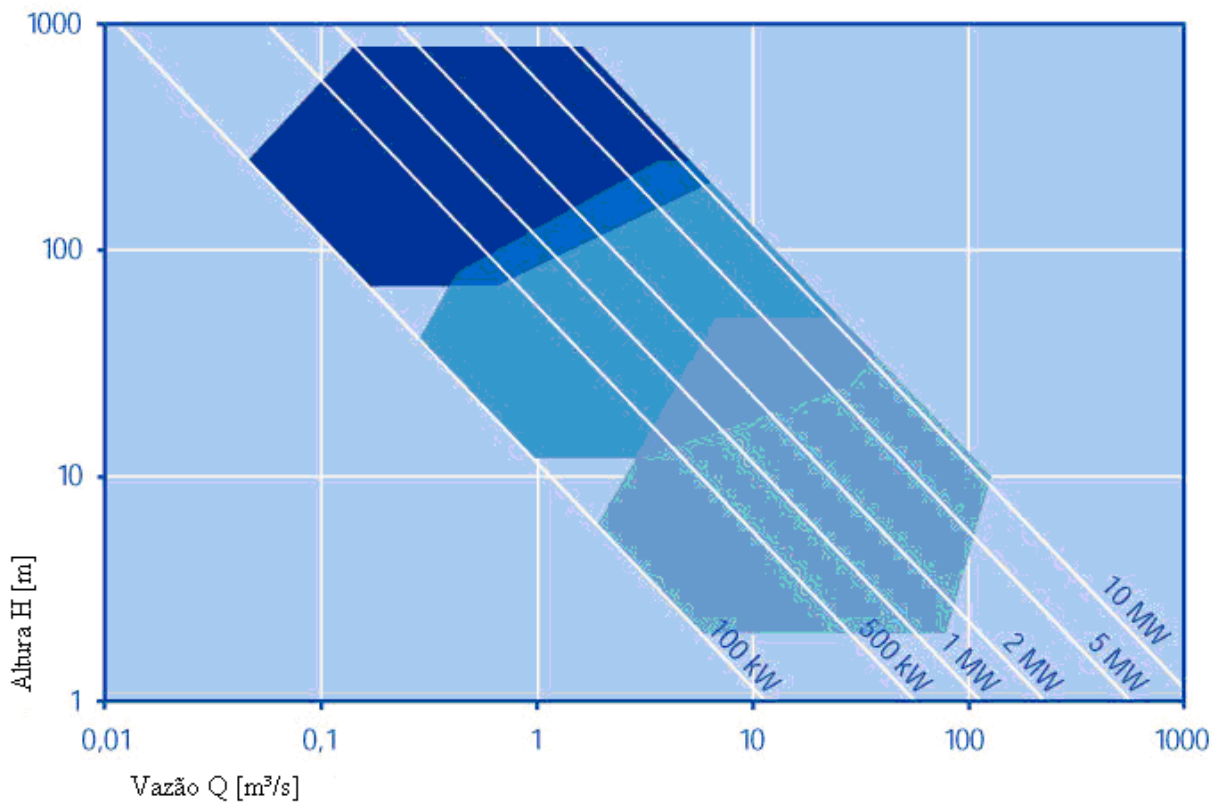


Figura 4.10 – Faixa de aplicação de turbinas para pequenas hidroelétricas – Fonte: (VOITH, 2006)

A turbina é escolhida para uma determinada vazão nominal, que se verificará apenas em cerca de 20% a 30% dos dias do ano. Conforme apresentada na Figura 4.9, o rendimento da turbina depende da vazão, ou seja, é fixada uma faixa admissível de operação em torno da vazão nominal, sem variação apreciável do rendimento. Fora desta faixa, a turbina é desligada, por insuficiência de rendimento. Na Tabela 4.3 indicam-se os fatores dos limites de exploração das turbinas em função da vazão. O ponto de partida para o cálculo da energia elétrica produzida no ano é a curva de duração de vazões. Nesta curva, marcam-se os limites de operação da turbina, bem como a vazão de cheia, Q_c , acima do qual a queda é praticamente nula e, portanto, não é possível produzir energia (CASTRO, 2004).

Tabela 4.3 – Limites de exploração (operação) das turbinas hidráulicas

Turbina	$\alpha_1 = (Q_{\min}/Q_n)$	$\alpha_2 = (Q_{\max}/Q_n)$
Pelton	0,1 a 0,2	1,15
Francis	0,3 a 0,4	1,15
Kaplan com dupla regulação	0,25	1,25
Kaplan com rotor regulado	0,4	1,0
Kaplan com distribuidor regulado	0,75	1,0

Fonte: (CASTRO, 2004)

Para se calcular a energia de uma PCH, com uma altura de queda bruta (h_b) [m], a se instalar num determinado local, deve-se obter a curva de duração de vazões que pode ser aproximada por uma expressão analítica. A definição da área de exploração (operação) compreende os seguintes passos (CASTRO, 2004):

- A vazão nominal é estimada inicialmente como sendo igual a vazão média, utilizando o teorema da média no tempo, conforme a equação 4.4:

$$Q_n = Q_{med} = (1/T) \int_0^T Q(t) dt \quad (4.4)$$

- Empregando a equação 4.5:

$$P = 7 \cdot Q_n \cdot h_b \quad (4.5)$$

e atendendo a gama de equipamentos disponíveis no mercado, definir a potência elétrica a instalar.

- Em face da escolha da potência do grupo turbina/gerador a vazão nominal é fixada (Q_n) [m^3/s].

- A vazão de cheia deverá ser um dado de projeto; na ausência deste dado, toma-se, nesta fase, a vazão cheia como sendo o dobro da vazão nominal, conforme equação 4.6:

$$(Q_c) = 2 \cdot Q_n \text{ [m^3/s]}, \text{ a esta vazão corresponde ao valor de } t_0 \text{ [dias]}. \quad (4.6)$$

- Sabendo qual o tipo da turbina (Figura 4.9) deve-se verificar os limites de operação (exploração) na Tabela 4.3 (α_1 e α_2). Sendo $\alpha_1 Q_n = [m^3/s]$ e $\alpha_2 Q_n [m^3/s]$, a que correspondem, respectivamente, t_2 [dias] e t_1 [dias].

No caso geral, a energia produzida em média no ano é dada pela equação 4.7:

$$E_a = \int_0^{365} P(t) dt = 9,81 \cdot \int_0^{365} (Q(t) h_u(t) \eta(t)) dt \quad (4.7)$$

Nesta fase de análise simplificada consideram-se como constantes a altura de queda bruta e o rendimento global, o que permite usar como base de cálculo da energia produzida a equação 4.5. A expressão prática para o cálculo da energia produzida em média no ano é apresentada na equação 4.8:

$$E_a = 7 \cdot h_b \cdot \left(\int_0^{t_2} Q(t) dt + (t_1 - t_0) + \alpha_2 Q_n \right) \quad (4.8)$$

Para este trabalho considerou-se os dados do complexo hidrelétrico Sodré, uma pequena central hidrelétrica inaugurada em 1912 que está localizada no curso do rio Piagui, afluente do rio Paraíba do Sul, no bairro dos Pilões, município de

Guaratinguetá/SP. O reservatório da usina foi formado com a construção de uma barragem de alvenaria em pedra, no local denominado Cachoeira de Sodré, com 45 m de comprimento e 7,50 m de altura. Opera entre as cotas 123,26 m e 123,00 m, sendo o volume útil de 4.500 m³. Além da tomada d'água da usina, este reservatório possui, como órgãos de descarga, um vertedouro livre com crista na cota 123,50 m e comprimento de 6 m e uma comporta de fundo com capacidade máxima de 6,20 m³/s (PANUNZIO, 2007).

A usina possui três unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de 0,60 MW. Seu engolimento, a plena carga, é de 2,12 m³/s. O desnível do aproveitamento é de 123 m. O sistema de adução é constituído por um conduto forçado que se estende desde a tomada d'água na barragem até a casa de máquinas, com 1.500 m de comprimento e diâmetro externo de 925 mm. Com 21 m de extensão, o canal de fuga restitui as águas turbinadas na usina ao leito do rio Piagui. Todas as cotas mencionadas referem-se a um RN local, cuja origem (nível 0,0 m) coincide com o centro da agulha do injetor da turbina. Dada a pequena capacidade de seu reservatório, a usina opera em regime de fio d'água; a vazão afluyente ao reservatório, não aproveitada para produção de energia, é vertida para jusante, através de seus órgãos de descarga. A Figura 4.11 apresenta a localização e estrutura do complexo hidrelétrico Sodré, a Tabela 4.4 fornece os dados gerais (PANUNZIO, 2007).

Este sistema hidroelétrico com potência total das turbinas de 600 kW, vazão de 0,70 m³/s (Q_n), altura de queda de 123 metros (h_b), fator de capacidade de 0,60, pode produzir 3.167.791 kWh/ano de energia elétrica.

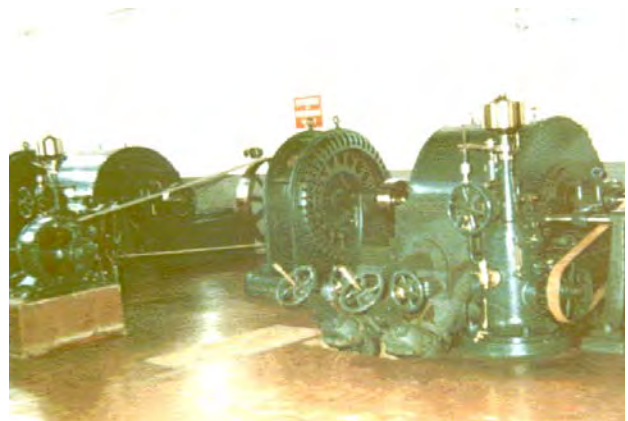
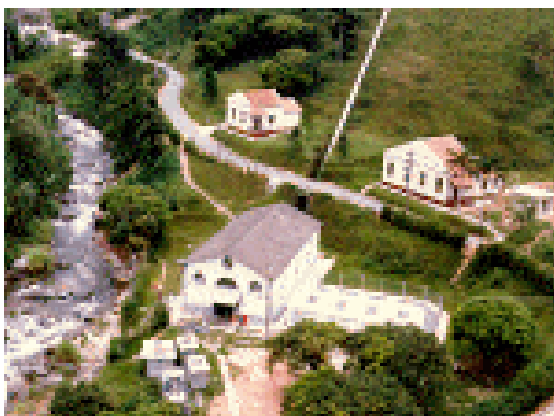


Figura 4.11 – Complexo hidrelétrico Sodré em Guaratinguetá/SP

Tabela 4.4 – Dados gerais do complexo hidrelétrico Sodré em Guaratinguetá/SP

DADOS GERAIS		
ÁREA		17,5 km ²
RESERVATÓRIO	ÁREA DRENADA	40 km ²
	VOLUME ÚTIL	4.500 m ³
	NÍVEL D'ÁGUA MÁXIMO	123,26 m
BARRAGEM	TIPO DE CONSTRUÇÃO	ALVENARIA - PEDRA
	NATUREZA DO SUBSOLO	GNAISSE
	COMPRIMENTO TOTAL	45,00 m
	ALTURA	7,50 m
	LARGURA DA BASE	9,00 m
	LARGURA DO TOPO	1,40 m
	ELEVAÇÃO MÁXIMA	125,00 m
VERTEDOIRO	COMPRIMENTO	6,00 m
	CRISTA	123,50 m
COMPORTA DE FUNDO	ALTURA	1,00 m
	LARGURA	0,80 m
	ÁREA TOTAL	0,80 m ²
	VAZÃO MÁXIMA	6,20 m ³ /s
	COTA DA SOLEIRA	119,50 m
TUBULAÇÃO	COMPRIMENTO TOTAL	1.500 m
	DIÂMETRO EXTERNO	925,00 mm
	TIPO DE UNIÃO	REBITADO
TURBINAS	TIPO	PELTON
	POTÊNCIA TOTAL	3 x 0,2 MW
	POSIÇÃO DO EIXO	HORIZONTAL
	ENGOLIMEN. MÁX. TOTAL	0,80 m ³ /s

4.2 ENERGIA EÓLICA

A energia dos ventos é uma abundante fonte de energia renovável e disponível em todos os lugares. Para qualquer projeto envolvendo captação de energia eólica, tornam-se necessários conhecimentos completos do comportamento do vento no local escolhido para o empreendimento, pois os ventos variam de intensidade e direção a cada instante, sendo necessário levantar dados de média durante o dia, média durante a noite, variações do dia, variações da noite, formando gráficos semanais, quinzenais, mensais.

De modo geral, os sistemas eólicos devem ser usados dentro dos limites de velocidade permitidos para cada tipo, para obtenção da maior eficiência. A potência total de uma massa de ar com velocidade V atravessando uma área A , pode ser calculada pela equação 4.9 (REIS, 2003):

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot d \cdot A \cdot V^3 \quad (4.9)$$

sendo, d é a massa específica do ar no local.

Outro aspecto importante é que a potência eólica é proporcional ao cubo de sua velocidade, ou seja, pequenas variações de velocidade de vento podem ocasionar grandes variações de potência gerada. De acordo com Reis (2003), a potência eólica convertida em eletricidade depende da área do rotor e do rendimento do aerogerador, que é formado pela multiplicação dos rendimentos conforme apresentada na equação 4.10:

$$\eta = \eta_b \cdot \eta_A \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (4.10)$$

sendo:

η_b - eficiência teórica (Betz)

η_A - rendimento aerodinâmico (pás)

η_m - rendimento do multiplicador de velocidades

η_g - rendimento do gerador

A configuração geral do sistema eólico, determinada conforme o tipo de

aplicação e potência, é que vai indicar o tipo de rotor e gerador ideal para ser utilizado. O rendimento dos mesmos é fornecido pelo fabricante.

No atual estado da arte, a eficiência da conversão da energia cinética eólica em energia elétrica é de aproximadamente 30% ($\eta_b = 0,4$; $\eta_r = 0,95$; $\eta_g = 0,80$), sendo η_r o rendimento do rotor (REIS, 2003). Portanto, a potência elétrica gerada é calculada conforme as equações 4.11 e 4.12:

$$\text{Potência elétrica} = 0,3 \times \text{área do rotor} \times \text{potência média bruta} \quad (4.11)$$

A potência elétrica entregue a carga na forma corrente alternada é:

$$P_{\text{carga}} = \text{Potência elétrica} \cdot \eta_I \quad (4.12)$$

sendo: η_I = rendimento do inversor

A produção anual de energia pode ser calculada pela equação 4.13:

$$EG = P_I \cdot FC \cdot 8760 \text{ h/ano} \quad (4.13)$$

sendo: P_I = Potência Instalada

FC = Fator de Capacidade.

A potência mecânica máxima que um rotor eólico pode extrair (ALVIM FILHO, 1999) é determinada pelo limite de Betz (JUSTUS, 1978; PARK, 1981):

$$P_{\text{mec(max)}} = (16/27) \cdot P \quad [\text{W}] \quad (4.14)$$

Assim sendo, a eficiência máxima teórica possível de um rotor é de $16/27 = 0,5925$, ou seja, 59,25% (JUSTUS, 1978; PARK, 1981; LYSSEN, 1983). Este resultado é conhecido como o Limite de Betz, embora tenha sido publicado por Lanchester em data anterior ao trabalho de Betz, também sendo referenciado como Limite de Betz-Lanchester (BERGEY, 1979).

Para chegar no cálculo final do potencial eólico (em Watt), é preciso considerar as eficiências mecânicas e elétricas do sistema (η) e o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p), que depende do vento, rotação e parâmetros de controle da turbina, e ρ é a massa específica do ar no local (SALLES, 2004):

$$P = (1/2) \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot \eta \cdot C_p \quad (4.15)$$

Quanto mais baixa a temperatura, mais moléculas de ar existem por metro cúbico. Por isso, o potencial eólico é maior quando a massa específica do ar é maior, ou seja, quando está mais frio.

Em um sistema aerogerador outros elementos também interferem no rendimento, como alternadores, redutores, baterias, hélice, entre outros. O fator de capacidade total para os aerogeradores gira em torno de 0,25 a 0,60, sendo que no Brasil acredita-se que o fator de capacidade total possa atingir 0,5 (REIS, 2003). Como a potência recuperável depende da área oferecida e velocidade do vento, tem que se ver como comportam - se as superfícies que são expostas ao vento, lembrando que a reação é sempre proporcional a área e ao quadrado da velocidade, desta forma, um valor normalmente utilizado para fator de capacidade (%) da geração eólica é de 30% (SALLES, 2004).

Outro ponto importante é a orientação de todo o conjunto, em função da direção do vento, que deve ser controlado por sensores, orientado por servo - motores e sujeito a limite de diâmetro e velocidade, pelo fato de, com a mudança da direção do vento o triângulo de velocidade também pode mudar e por conseqüência o rendimento. Desse modo, para uma mesma velocidade de vento podem-se ter potências diferentes em função dos diâmetros. No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos múltiplos para bombeamento de água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um grande potencial eólico ainda não explorado (CBEE, 2005).

Como a medição das velocidades do vento foi realizada a uma altura diferente da qual será posicionado o centro do rotor do aerogerador, a série terá que ser corrigida para a altura na qual será extraída a energia disponível nos ventos. Para fazer essa correção, é preciso calcular o fator de conversão e multiplicar os dados da série por este fator, para estimar a velocidade à altura desejada. Embora o regime de ventos no Brasil seja diferente de outros países, cabe utilizar uma das duas aproximações desenvolvidas pelos americanos ou pelos europeus para calcular o fator de conversão, uma vez que não é uma metodologia brasileira. O primeiro é o Método da Lei de Potência, usado nos Estados Unidos, e o segundo é o Método Logarítmico, mais

comumente usado na Europa. A primeira aproximação deriva empiricamente das medidas atuais americanas e a segunda, usada no Atlas de Vento Europeu, provém matematicamente da teoria de como o vento se move na superfície da Terra (SALLES, 2004).

A mudança de velocidade do vento com a altura pode ser estimada através da equação denominada Lei da Potência (REIS, 2003), apresentada na equação 4.16, sendo que V representa a velocidade desejada, V_0 a velocidade conhecida na altura H_0 , H a altura desejada para velocidade V , H_0 a altura de referência e α o valor da rugosidade. A potência eólica aumenta com a altura acima do nível do terreno, pelo menos até níveis de interesse prático (cerca de 150 metros).

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (4.16)$$

sendo que o expoente α depende da rugosidade do terreno. A variação da velocidade do vento depende, basicamente, da temperatura, da rugosidade, da topografia e dos obstáculos do local. A Tabela 4.5 apresenta diversas variações do coeficiente α , da equação acima, com relação ao tipo do terreno (SALLES, 2004).

Tabela 4.5 – Coeficiente α para diversos tipos de terreno

Tipo de Terreno	Coeficiente α
Lago, oceano e solo liso	0,10
Grama	0,15
Cercas vivas e arbustos	0,20
Florestas	0,25
Pequenas cidades com poucas árvores e arbustos	0,30
Grandes cidades com altos edifícios e construções	0,40

Fonte: (SALLES, 2004)

De acordo com o Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE (2005), a capacidade instalada no Brasil é de 20,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande portes conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de

pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural. Considerando o grande potencial eólico existente no Brasil, confirmado através de medidas de vento realizadas recentemente, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoelétricas, nucleares e hidroelétricas.

Análises dos recursos eólicos medidos em vários locais do Brasil mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de US\$ 0,070 - US\$ 0,080 por kWh. Por outro lado o Brasil possui milhares de locais isolados onde a eletricidade é gerada através de óleo diesel. Apenas na região Amazônica, mais de 500 comunidades utilizam motogeradores diesel para a geração elétrica com custos de geração entre US\$ 0,20/kWh e US\$ 0,80/kWh. Turbinas eólicas acopladas aos sistemas diesel existentes (sistemas híbridos eólico/diesel) podem propiciar uma economia substancial em termos de consumo de combustível, transporte, armazenamento, operação, manutenção e logística, sem contar com a redução da poluição ambiental (CBEE, 2005).

A velocidade de corte do vento para produção de energia elétrica é entre 3,5 e 4,5 m/s e atualmente as melhores máquinas eólicas podem atingir eficiência de cerca de 35%, ou seja, o rendimento final máximo é cerca de 50% do limite de Betz, para cada tipo, sendo o custo do sistema eólico da ordem de US\$ 1.000,00 por kW instalado (RAMANATHAN; GANESH, 1994; ELHADIDY; SHAAHID, 2000).

O custo unitário médio do sistema eólico era da ordem de 0,70 US\$/kWh em 1980, 0,10 US\$/kWh em 1991 e 0,05 US\$/kWh em 1998. Atualmente o custo da eletricidade é da ordem de 0,035 a 0,040 US\$/kWh (RODRIGUEZ, 2002) (IEA, 2004). Para 2020 a tendência é a redução dos custos de 20 a 30% (IEA, 2001). Segundo Schaeffer e Szklo (2001), Tabela A.3, o custo de operação e manutenção (O&M) é de US\$ 0,010/kWh, constante até 2020, porém o custo de investimento é de US\$ 1.000,00/kW para 2005, US\$ 950,00/kW para 2010, US\$ 900,00/kW para 2015 e US\$ 850,00/kW para 2020.

De acordo com estudos da ELETROBRÁS, o custo da energia elétrica gerada através de novas usinas hidroelétricas construídas na região amazônica será bem mais alto que os custos das usinas implantadas até hoje. Quase 70% dos projetos possíveis deverão ter custos de geração maiores do que a energia gerada por turbinas eólicas.

Outra vantagem das centrais eólicas em relação às usinas hidroelétricas é que quase toda a área ocupada pela central eólica pode ser utilizada (agricultura, pecuária) ou preservada como habitat natural. A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro e fundamental passo para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia. Para a avaliação do potencial eólico de uma região faz-se necessária a coleta de dados de vento com precisão e qualidade. Em geral, os dados de vento coletados para outros usos (aeroportos, estações meteorológicas, agricultura) são pouco representativos da energia contida no vento e não podem ser utilizados para a determinação da energia gerada por uma turbina eólica - que é o objetivo principal do mapeamento eólico de uma região (CBEE, 2005).

Dada a importância da caracterização dos recursos eólicos da região Nordeste, o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT lançou, em 1998, a primeira versão do Atlas Eólico do Nordeste do Brasil (*WANEB - Wind Atlas for the Northeast of Brazil*) com o objetivo principal de desenvolver modelos atmosféricos, analisar dados de ventos e elaborar mapas eólicos confiáveis para a região. Um mapa de ventos preliminar do Brasil gerado a partir de simulações computacionais com modelos atmosféricos é mostrado na Figura 4.12.

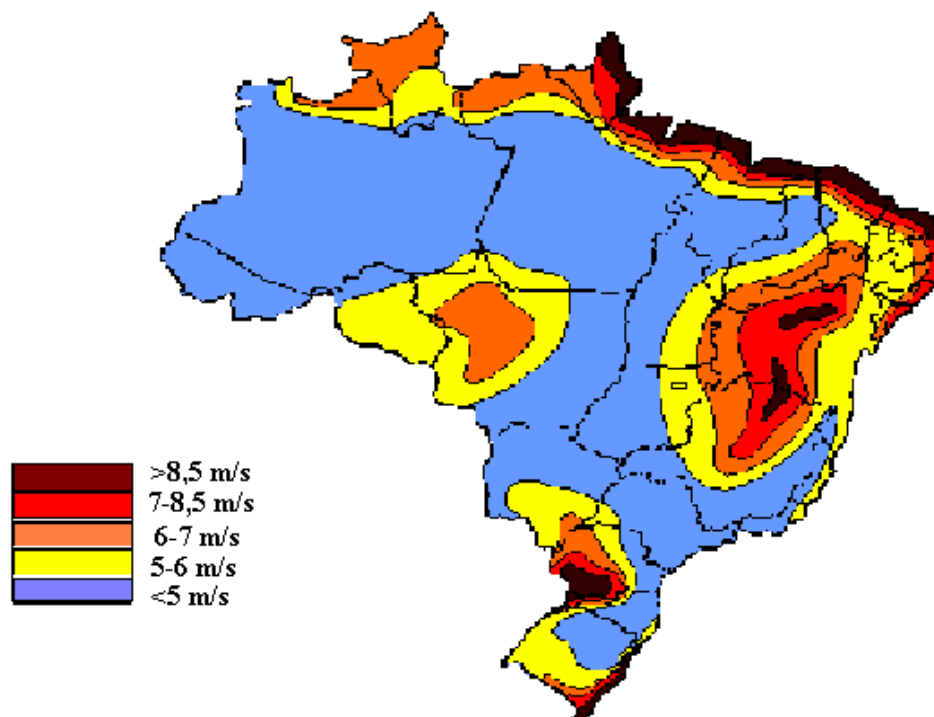


Figura 4.12 – Mapa de ventos do Brasil - Resultados do CBEE.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apresenta as condições médias anuais de vento para todo o território brasileiro na resolução de 1 km x 1 km. Por meio da integração dos mapas digitais, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia elétrica a partir de curvas de potência de turbinas eólicas existentes no mercado, chegou-se aos valores da Tabela 4.6. Esse processo indicativo foi realizado considerando-se as premissas (AMARANTE et al., 2001):

- Integração de todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 m/s.
- Foram consideradas curvas médias de desempenho de turbinas eólicas no estado da arte mundial, instaladas em torres de 50 metros de altura.
- Para essa estimativa, foi utilizada uma densidade média de ocupação de terreno de apenas 2 MW/km². Esse valor é considerado conservativo, uma vez que representa cerca de 20% do realizável por usinas eólicas em terrenos planos.
- Foram adotados intervalos com incrementos de 0,5 m/s para as velocidades médias anuais de vento. O desempenho de turbinas eólicas foi calculado para os limites inferiores de cada intervalo.
- Foi adotado um fator de disponibilidade de 0,98, considerado típico para usinas eólicas comerciais.
- Foram descartadas da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar).

Os resultados da integração, por faixas de velocidade, são apresentados na Tabela 4.6 e na Figura 4.13 o potencial eólico estimado, por regiões. A partir desses resultados, estimou-se um potencial disponível (segundo as premissas anteriores) da ordem de 143 GW, conforme mostrada na coluna *Integração Cumulativa*. A Figura 4.14 apresenta um aerogerador e seus principais componentes.

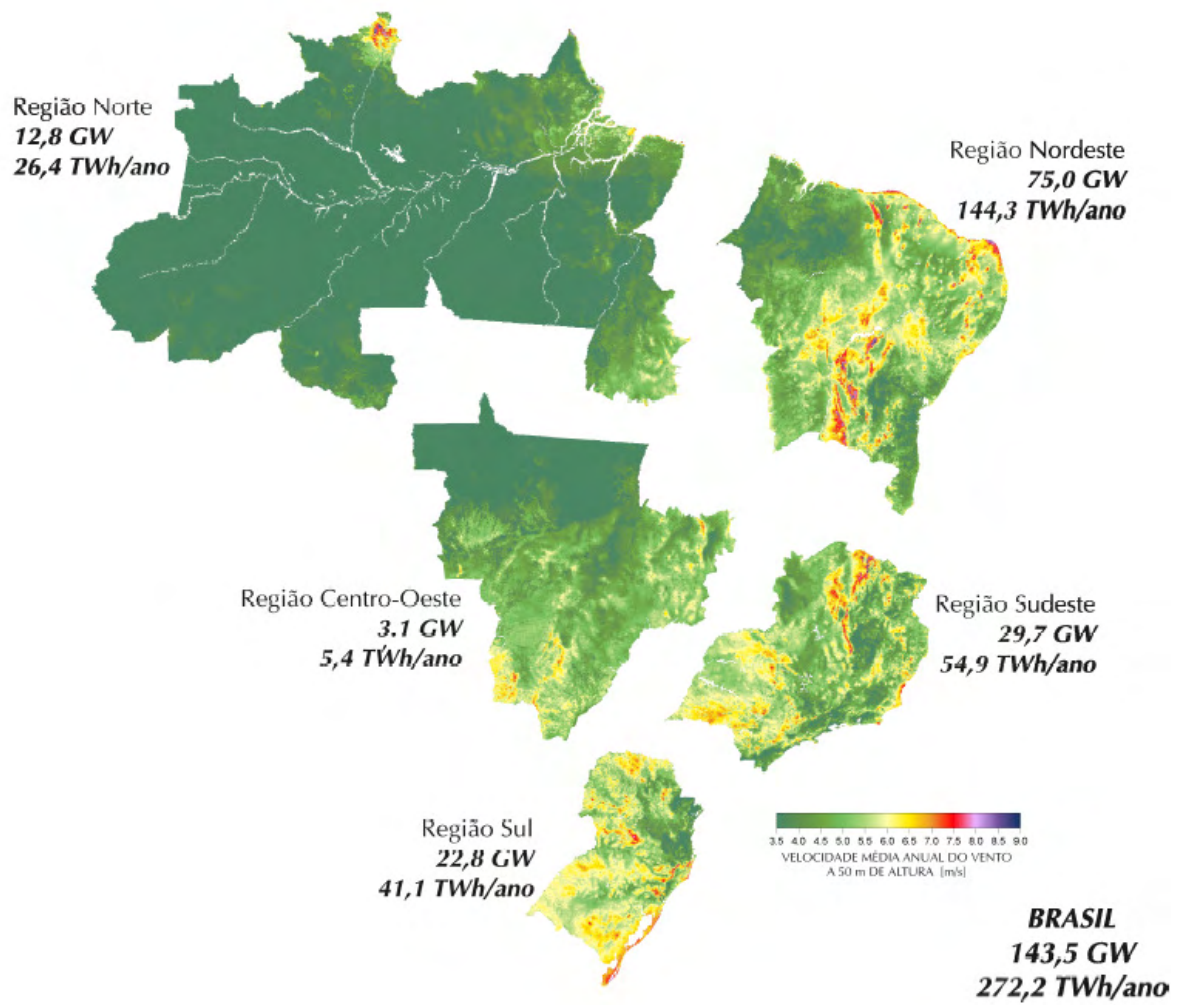


Figura 4.13 – Potencial eólico estimado para vento médio anual superior a 7,0 m/s
Fonte: (AMARANTE et al, 2001)

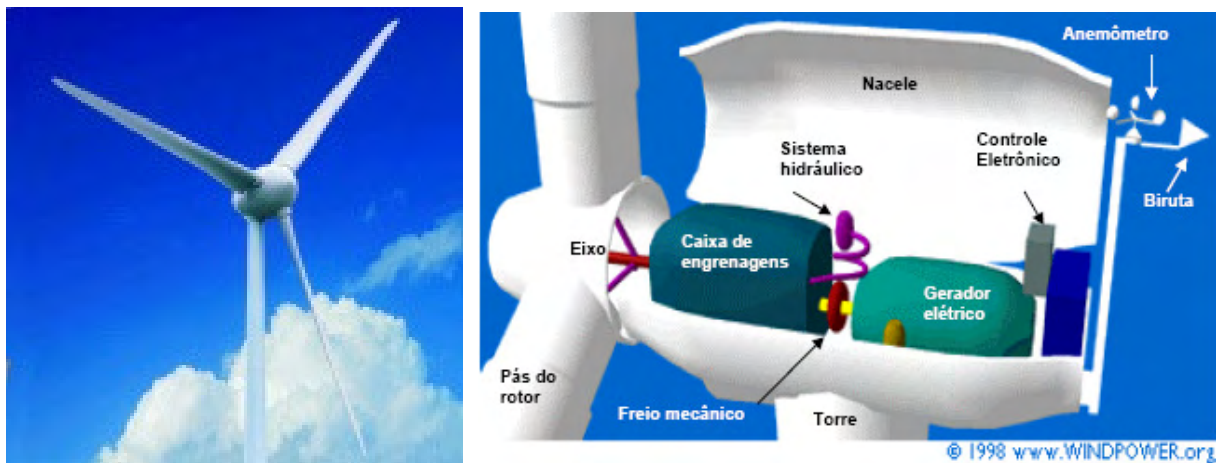


Figura 4.14 – Aerogerador e componentes da turbina eólica – Fonte: (SALLES, 2004)

Tabela 4.6 – Potencial eólico-elétrico estimado do Brasil, calculado por integração de áreas nos mapas temáticos, a partir das premissas apresentadas – Fonte: (AMARANTE et al, 2001)

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
NORTE 	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	> 7 m/s	6420	12,04	26,45
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
NORDESTE 	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	> 7 m/s	37526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
CENTRO-OESTE 	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
SUDESTE 	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	> 7 m/s	14869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
SUL 	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 TOTAL BRASIL ESTIMADO						>6	667391	1334,78	1711,62
						>6,5	231746	463,49	739,24
						> 7 m/s	71735	143,47	272,20
						>7,5	21676	43,35	100,30
						>8	6679	13,36	35,93
						>8,5	1775	3,55	10,67

Verificou-se o histórico de dados disponíveis (Figura 4.16) e fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, através de plataformas de coleta de dados (PCD) referente ao período de 2002 a 2006 (11.804 valores) para a cidade de Guaratinguetá (INPE, 2007), sendo um exemplo apresentado na Figura 4.15.

O valor médio de velocidade do vento a 10 metros de altitude é de 4,09 m/s e a velocidade média normalizada para altura de 60 metros de 6,99 m/s. Nestas condições, conforme a equação 4.9, pode-se gerar uma potência média de 226,92 kW em Guaratinguetá/SP. O desenvolvimento do modelo eólico com projeção de cenários é apresentado no capítulo 6 desta tese, com aplicação para a região de Guaratinguetá/SP.

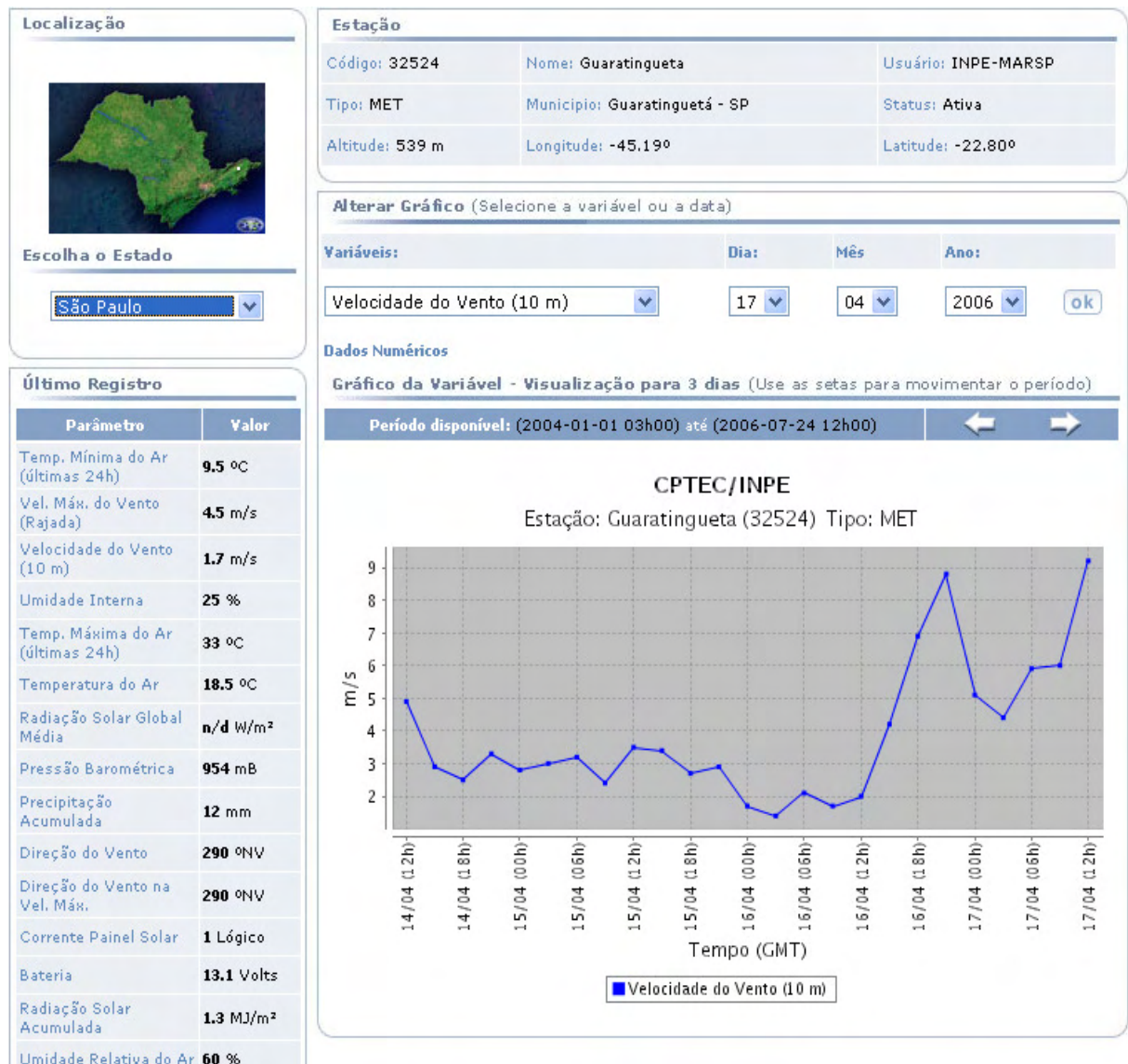


Figura 4.15 – Velocidades do vento a 10 metros de altura em Guaratinguetá/SP – Fonte: (INPE, 2007)

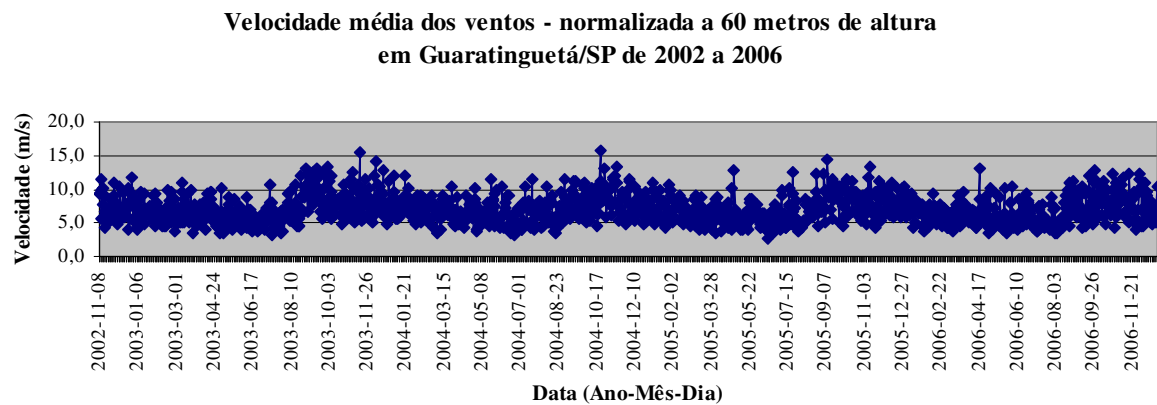


Figura 4.16 – Velocidade de vento normalizada a 60 metros para Guaratinguetá/SP – Fonte: (INPE, 2007)

Um exemplo de modelo de aerogerador produzido no Brasil é da Wobben Windpower/ENERCON, conforme as características tecnológicas e especificações técnicas (aerogerador E-48) apresentadas na Tabela 4.7 (WOBBEN, 2006):

a) Acoplamento direto, rotor/gerador, eliminando a necessidade de caixa de engrenagens, o que resulta em maiores benefícios como: maior vida útil, menor custo de manutenção e ausência de problemas ocasionados pelo desgaste de engrenagens, troca de óleo e outros.

b) Rotação variável: maior eficiência aerodinâmica, início de geração com velocidades baixas de vento, menor nível de ruído.

c) Conversor e gerenciador de energia: melhor para estabilizar redes fracas, com qualidade superior de energia, sem harmônicos e com maior segurança operacional.

d) Controle ativo das pás do rotor por ângulo de passo: melhor controle de potência, maior segurança em qualquer regime de ventos.

Os aerogeradores Wobben/ENERCON da família E-48 (48 metros de diâmetro do rotor) são turbinas eólicas de grande porte e têm compatibilidade comprovada no Brasil com as redes das concessionárias onde os mesmos estão interligados, sem introduzir perturbações, possuem acoplamento direto rotor/gerador, dispensando caixa de transmissão (WOBBEN, 2006).

Tabela 4.7 – Especificações técnicas de um aerogerador

AEROGERADOR E-48 - Especificações Técnicas	
Fabricante	WOBBEN Windpower / ENERCON GmbH
Família	E-48
Potência nominal	800 kW
Diâmetro do Rotor	48 m
Altura do eixo do Rotor	50 - 76 m (torre tubular em concreto ou aço e diferentes fundações)
Rotor com controle ativo de ângulo de passo das pás	
Tipo	Na frente da torre
Sentido de rotação	Horário
Número de pás	3
Área varrida pelas pás	1810 m ²
Material das pás	Epoxy (reforçado com fibra de vidro), com proteção total contra descargas atmosféricas
Velocidade do rotor	variável, 16-32 rpm
Velocidade de Ponta de Pá	40-80 m/s
Controle de potência	3 sistemas elétricos de acionamento sincronizado do ângulo de passo das pás, com suprimento reserva de energia para emergências
Gerador	
Eixo	Rígido
Mancais	Rolamento de rolos de uma pista
Gerador	Gerador de anel ENERCON com acionamento direto rotor/gerador
Alimentação da rede elétrica	Conversor ENERCON
Sistemas de frenagem	• 3 sistemas independentes de controle do ângulo de passo das pás • freio de rotor • trava de rotor para serviço e manutenção
Controle de orientação	Ativo por engrenagens, amortecimento dependente do esforço
Velocidade do vento - início de produção	3 m/s
Velocidade do vento - potência nominal	13 m/s
Velocidade do vento - corte de produção	28 - 34 m/s
Sistema de monitoramento remoto	ENERCON SCADA

4.3 ENERGIA SOLAR

A energia solar é uma fonte abundante e gratuita de energia, sendo assim pode representar uma solução para parte dos problemas de escassez de energia no mundo. O Brasil possui elevada extensão territorial e está situado em zona tropical, ou seja, dispõe de alta incidência de radiação solar, o que torna viável o desenvolvimento de tecnologias capazes de transformar a energia solar em energia térmica, elétrica, química, mecânica, entre outras.

As aplicações mais difundidas da tecnologia solar referem-se à conversão da radiação solar em energia térmica e em energia elétrica, como por exemplo:

- Aquecimento de água.
- Secagem de produtos agrícolas.
- Geração de vapor.
- Refrigeração.
- Dessalinização da água.
- Conversão fotovoltaica: bombeamentos, iluminação, refrigeração.

A conversão direta da luz solar em energia elétrica é conseguida por meio de sistemas solares, constituídos de células solares, por um processo que é usualmente chamado efeito fotovoltaico. Um efeito de conversão fotovoltaico pode ser obtido em todos os semicondutores. Os isolantes são inadequados por causa de sua baixa condutividade; quanto aos metais, são insensíveis à luz por causa de sua elevada concentração de elétrons no escuro.

O painel fotovoltaico é um dispositivo constituído por células solares utilizado para converter energia solar em eletricidade (Figura 4.17). A conversão direta da energia solar em corrente elétrica é realizada nas células solares através do efeito fotovoltaico, que consiste na geração de uma diferença de potencial elétrico através de radiação.



Figura 4.17 – Central com concentradores “Trough” na Califórnia – Fonte: GREENPRO (2004)

A célula solar trabalha segundo o princípio de que os fótons incidentes, colidindo com os átomos de certos materiais, provocam um deslocamento dos elétrons carregados negativamente gerando uma corrente elétrica. Este é o fundamento da indústria fotovoltaica que, durante as três últimas décadas vem atendendo um mercado em rápido crescimento. A conversão da energia solar em energia elétrica com o uso de painéis fotovoltaicos já é comercialmente viável para pequenas instalações. Seu uso é particularmente vantajoso em regiões remotas ou em zonas de difícil acesso. Os sistemas de comunicação, e de modo geral todos os equipamentos eletrônicos com baixo consumo de potência podem ser facilmente alimentados por painéis fotovoltaicos, exemplos na Figura 4.18.

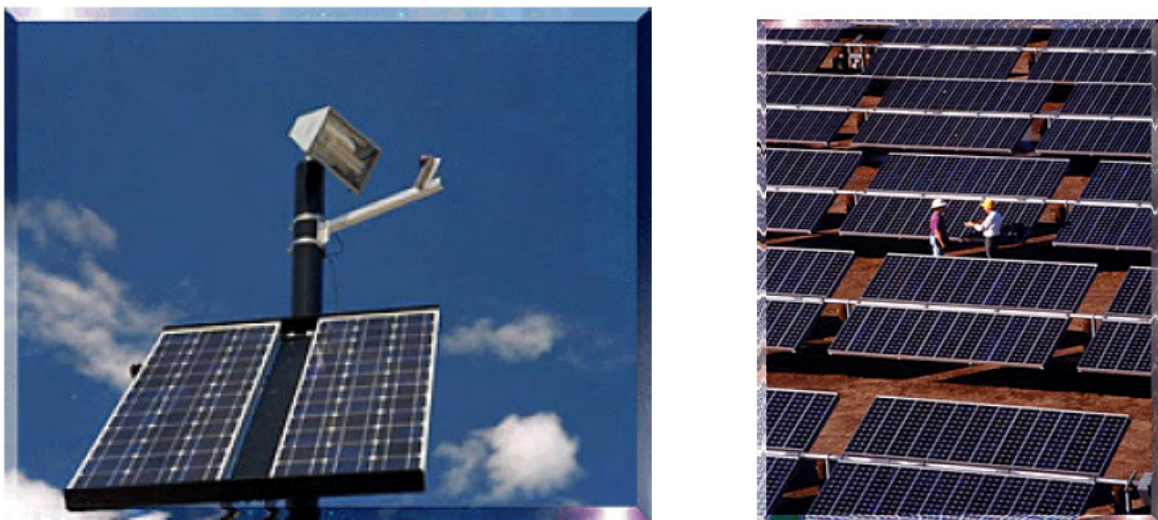


Figura 4.18 – Fotos de aplicações de painel fotovoltaico – Fonte: (CASTRO, 2004)

O rendimento de todo o sistema de conversão fotovoltaica está entre 10% e 12%, sendo o custo do sistema solar da ordem de US\$ 4.000,00 à US\$ 5.000,00 por kW instalado (RAMANATHAN; GANESH, 1994; ALVIM FILHO, 1999; ELHADIDY; SHAAHID, 2000). O custo da eletricidade produzida está na ordem de 0,12 a 0,14 US\$/kWh (IEA, 2004) e a estimativa de redução do custo é de 30 a 50 % para 2020 (IEA, 2001).

Os custos de operação e manutenção (O&M) são também muito variáveis, mas pode estimar-se que se situem, em média, em torno de 1 a 2% do investimento total (CASTRO, 2004; CASTRO et al, 2005). Ainda não é competitivo em relação à energia hidrelétrica, porém sua aplicabilidade em regiões remotas e isoladas pode ser um fator preponderante como alternativa energética acessível e ambientalmente favorável.

O programa SUNDATA destina-se ao cálculo da radiação solar média diária mensal em qualquer ponto do território nacional e baseia-se no banco de dados CENSOLAR de 1993, contendo valores de radiação média diária mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes (CRESESB, 2005). São fornecidos os dados de radiação solar para as 3 localidades disponíveis mais próximas do ponto de interesse, sendo que se aplicam as seguintes observações:

- Latitudes Sul são, por convenção, sempre negativas, portanto quase todas as latitudes no Brasil são negativas (exceto parte dos Estados de Amapá, Roraima, Pará e Amazonas);
- São aceitas latitudes na faixa de 12°N a 40°S;
- Longitudes Oeste são, por convenção, sempre positivas, portanto todas as longitudes no Brasil são positivas;
- São aceitas longitudes na faixa de 30°W a 80°W;
- Coordenadas são sempre expressas em notação de graus decimais (ex: -20.75 significa 20 graus e 45 minutos de latitude Sul: -15.32 significa 15 graus, 19 minutos e 12 segundos de latitude Sul).

O programa fornece os dados de radiação solar para as 3 localidades disponíveis mais próximas do ponto de interesse, a título de exemplo inseriu-se as coordenadas da cidade de Guaratinguetá/SP, e o programa SUNDATA forneceu as cidades e valores mostrados na Tabela 4.8. São fornecidos os valores de insolação, em kWh/m².dia no plano horizontal, correspondentes às médias diárias mensais para os 12 meses do ano.

Coordenadas fornecidas (Guaratinguetá/SP): Latitude: -22.49 / Longitude: 45.12

Tabela 4.8 – Valores de insolação no plano horizontal [kWh/m².dia] — SUNDATA

<u>Cambuquira (21.859°S,45.291W) - Minas Gerais - 33.90 km (1)</u>												
MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação [kWh/m².dia]	5,31	5,44	5,33	4,33	4,08	3,61	4,22	4,58	4,50	5,28	5,14	5,14
	MÍNIMO : 3,61			MÁXIMO: 5,44			MÉDIA: 4,75			DELTA: 1,83		
<u>Três Corações (21.704°S,45.262W) - Minas Gerais - 42.48 km (2)</u>												
MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação [kWh/m².dia]	5,90	5,33	4,93	4,44	3,90	3,56	3,81	4,47	4,54	4,90	5,25	5,06
	MÍNIMO: 3,56			MÁXIMO: 5,25			MÉDIA: 4,67			DELTA: 1,69		
<u>Passa Quatro (22.401°S,44.947W) - Minas Gerais - 44.73 km (3)</u>												
MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação [kWh/m².dia]	5,19	5,25	5,22	4,47	4,11	3,53	3,97	4,58	4,33	5,17	5,61	5,39
	MÍNIMO: 3,53			MÁXIMO: 5,61			MÉDIA: 4,74			DELTA: 2,08		

Fonte: (CRESESB, 2005)

Dados meteorológicos, hidrológicos e ambientais de plataformas de coleta de dados (PCD) fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE são apresentados conforme exemplo da Figura 4.19. Analisando o histórico de dados disponível referente ao período de 2002 a 2006 (5.191 valores), verificou-se o valor médio de radiação solar acumulada de 15,93 MJ/m², ou seja, 4,43 kWh/m².dia para a cidade de Guaratinguetá/SP (INPE, 2007). A Figura 4.20 apresenta a insolação diária registrada no período, convertida em kWh/m².dia. Tais valores condizem com os encontrados em cidades próximas, através do programa SUNDATA, apresentados na Tabela 4.8. Um exemplo internacional: na Palestina a média diária de insolação solar é de 5,4 kWh/m².dia (MAHMOUD; IBRIK, 2006).

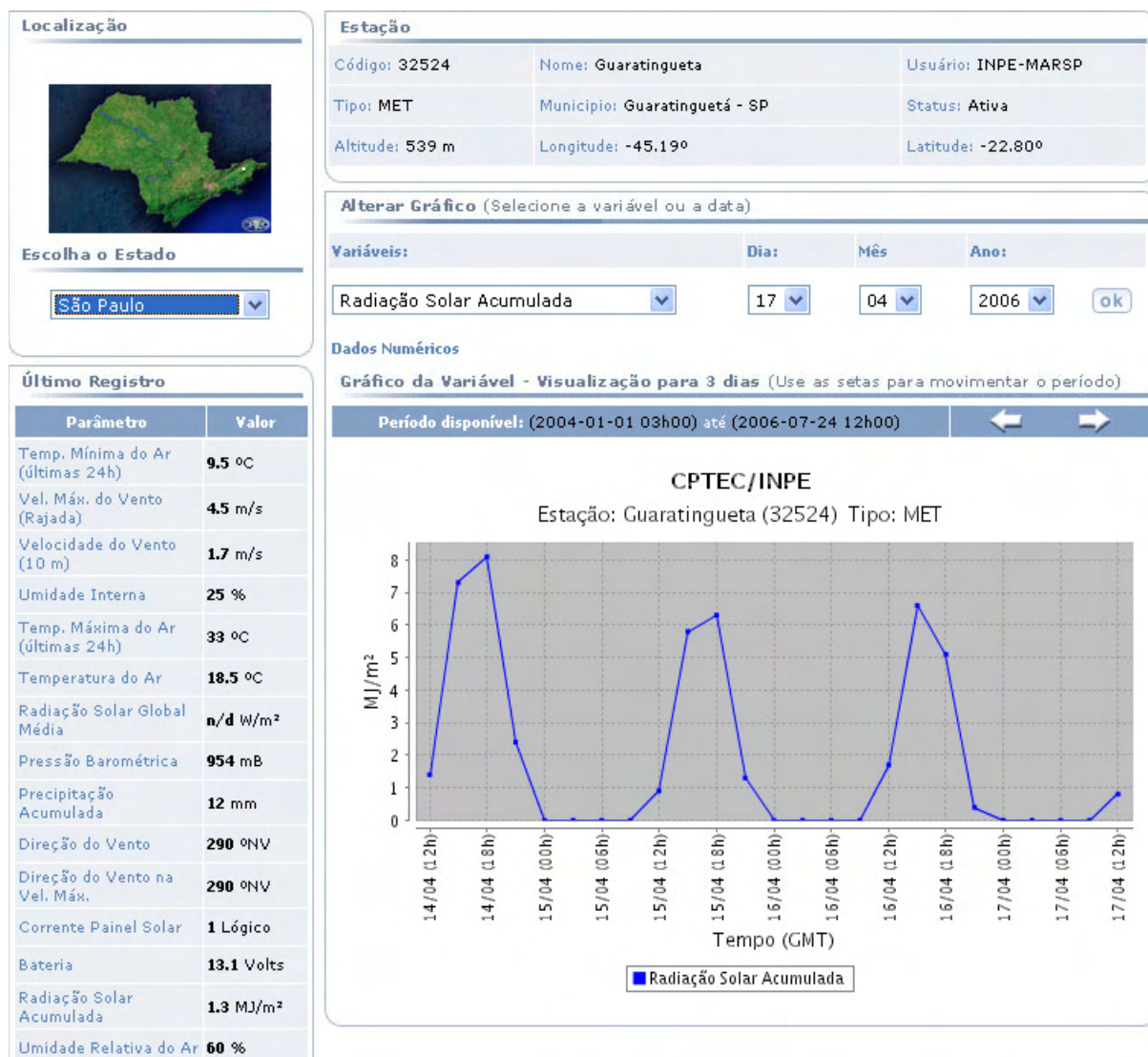


Figura 4.19 – Radiação solar acumulada em Guaratinguetá/SP – Fonte: (INPE, 2007)

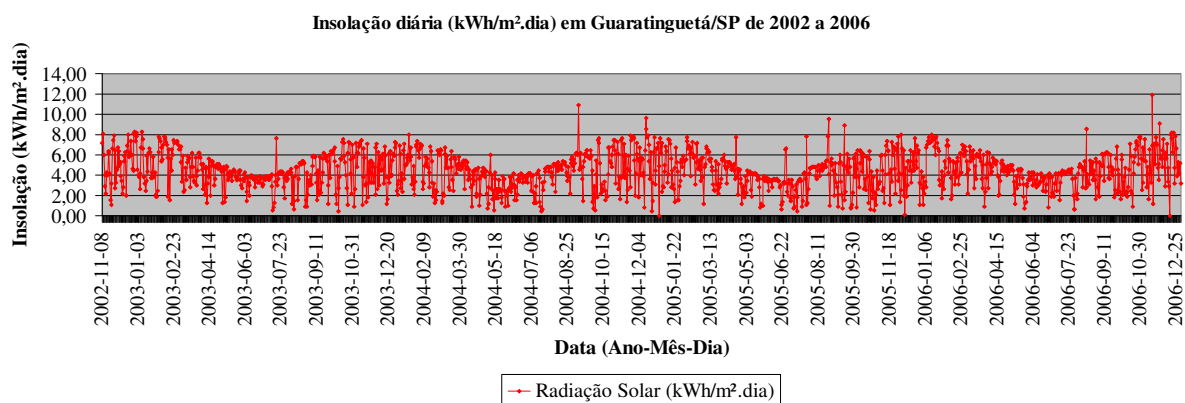


Figura 4.20 – Valores de insolação diária em Guaratinguetá/SP de 2002 a 2006 – Fonte: (INPE, 2007)

A Tabela 4.7 mostra as características de alguns módulos comerciais. Os módulos ou painéis solares, compostos por várias células solares são integrados de modo a formar um conjunto. A média mensal da energia gerada diariamente [kWh] de um sistema fotovoltaico é calculada usando a equação 4.17 (EL-RAFEY; EL-SHERBINY, 1988):

$$E_{pv} = A \cdot \eta_{mod} \cdot P_f \cdot \eta_{pc} \cdot I \quad (4.17)$$

sendo

A: área do conjunto (m²)

η_{mod} : a eficiência de referência do módulo (valor característico: 0,113)

P_f : fator de acondicionamento (valor característico: 0,9)

η_{pc} : eficiência de condicionamento de energia (valor característico: 0,86)

I : média mensal de insolação diária [kWh/m².dia].

De acordo com Mahmoud e Ibrik (2006), os melhores sistemas fotovoltaicos podem atingir uma eficiência total de 12%, sendo que os módulos solares elétricos, apresentados na Tabela 4.9 são de alta eficiência e as especificações de potência estão no padrão das condições de teste, para irradiação solar de 1000 W/m² e temperatura de 25°C.

Tabela 4.9 – Características de alguns módulos solares elétricos comerciais

Tamanho do módulo: c x l x e [mm x mm x mm]	Potência de Pico [W]	Corrente [A]	Tensão [V]	Eficiência do módulo (η_{mod})
1113 x 502 x 50	60	3,5	17,1	0,107
1108 x 660 x 50	83	4,85	17,1	0,113

c: comprimento – l: largura – e: espessura

Fonte: (MAHMOUD; IBRIK, 2006)

O desenvolvimento do modelo de expansão solar com projeção de cenários para geração de energia fotovoltaica é apresentado no capítulo 6 desta tese, com aplicação em um estudo de caso para validação do mesmo.

4.4 CENTRAIS TÉRMICAS BASEADAS EM BIOMASSAS VEGETAIS

Biomassa é o resíduo de agricultura (ou biomassa vegetal), resíduos sólidos municipais e a “moderna biomassa”, sendo esta a biomassa produzida de modo sustentável. O melhor argumento para se usar biomassa é por ser uma fonte de energia disponível e relativamente de baixo custo, por ter um significado ambiental forte e um poder calorífico para aquecimento razoável.

De acordo com Larson (1993), o poder calorífico inferior varia de 15.000 kJ/kg para resíduos industriais a 20.000 kJ/kg para diversas espécies vegetais. Resíduos sólidos municipais constituem um problema sério em cidades para os quais aterros e incineração geralmente são soluções propostas. Países como o Japão, que possuem cidades com alta densidade demográfica, são os quais o tratamento de resíduos está mais avançado (MIRANDA; HALE, 1997; HOLANDA; BALESTIERI, 1999).

Biogás pode ser produzido da fração orgânica de resíduos sólidos municipais (*Municipal Solid Waste* - MSW) e a incineração ou gaseificação é aplicada à fração não-orgânica ou não-reciclável. O biogás precisa estar adequadamente limpo antes de queimar (CONSONNI; GIUGULIANO; GROSSO, 2005). Murphy e McKeogh (2004) investigaram tecnologias que produzem energia de resíduo sólido urbano (RSU): incineração, gaseificação, geração de biogás e utilização em unidade geradora de calor e potência combinada (CHP), geração de biogás e conversão para combustível de transporte. Os autores concluíram que a última opção é para veículos que retornam as

suas bases todo dia, tais como: táxis, carros de empresa, ou ônibus; que todas essas tecnologias são favoráveis para o efeito estufa, que a gaseificação (RSU) não é, contudo, uma tecnologia comprovada em escala comercial, e que um mercado energético (tecnologia térmica) é essencial para melhorar a sustentabilidade.

Projetos de recuperação de gás de aterro de lixo (*landfilling fuel gás* - LFG) são uma possível opção a ser considerada. Aterros de lixo produzem biogás por decomposição anaeróbia de materiais orgânicos e é composto de partes aproximadamente iguais de metano e carbono dióxidos, com concentrações de rastro de outros gases, inclusive compostos orgânicos não-metano (CONEG, 1994). Segundo IPCC (1996), os aterros são responsáveis por cerca de 5 a 20% do total de metano liberado por fontes com origem em atividades humanas. Tecnologias de geração de energia, como motores de combustão interna, sistemas de turbina a gás e ciclos de vapor podem ser usadas para produzir só eletricidade, ou até mesmo calor e eletricidade em sistemas de cogeração.

O biogás é um produto que seus componentes principais são o metano (CH_4) e o dióxidos de carbono (CO_2), entretanto sua composição é bastante variável dependendo da matéria-prima utilizada para sua obtenção. A Tabela 4.10 apresenta a composição típica do biogás de aterro obtido a partir da fermentação de matérias-primas diferentes.

Tabela 4.10 – Composição percentual média do biogás de aterro

COMPONENTES – Gás	CONCENTRAÇÃO [%]
Metano (CH_4)	50 – 70
Dióxidos de Carbono (CO_2)	35 – 45
Nitrogênio (N_2)	0,5 – 3
Hidrogênio (H_2)	1 – 10
Oxigênio (O_2)	0,1 – 1
Monóxidos de Carbono (CO)	0,1
Gás Sulfídrico (H_2S)	0,1
Vapor de água (H_2O)	Variável

Fonte: (MENDES, 2005)

A biodigestão é o processo mais simples e o mais adequado ao tratamento da biomassa e ao aproveitamento da energia química nela estocada. Envolve tecnologia simples não exigindo mão-de-obra especializada para a sua operação quando em pequena ou média escalas. É um gás obtido a partir da digestão anaeróbica de resíduos vegetais ou animais. O poder calorífico do biogás situa-se em torno de 5.500 kcal/m^3 , porém quando separado e purificado para que somente o metano seja aproveitado como combustível, atinge valores da ordem de 8.500 kcal/m^3 ou 35.530 kJ/m^3 . Sua massa específica é de $0,7167 \text{ kg/m}^3$ (TCHOBANOGLIOUS; THEISEN; VIGIL, 1993). O fator de capacidade do sistema biomassa está entre 45 e 85% (SALLES, 2004).

Para Ramanathan e Ganesh (1994, 1995) a eficiência do sistema associada à fonte de energia oriunda da biomassa é composta da seguinte forma: 95% para contabilizar perdas durante o transporte, 72% da biomassa gaseificada, 88% do biodigestor e 40% do gerador mecânico, perfazendo uma eficiência final de 24%. Segundo estes pesquisadores, 1 m^3 de biogás fornece 5,594 kWh de energia.

A situação tem se agravado face ao crescimento populacional e industrial dos grandes centros urbanos, comprometendo principalmente os recursos hídricos. Associado ao crescimento populacional e industrial, a sociedade enfrenta outro problema não menos preocupante: o energético; que envolve a disponibilidade de energia fóssil e as dificuldades e conseqüências da utilização da mesma. Esforços têm sido feitos para a solução desses problemas e o tratamento de resíduos, principalmente os que lançam mão de métodos biológicos têm recebido atenção especial.

O biogás, há pouco tempo, era encarado como um subproduto obtido a partir da decomposição anaeróbica de lixo urbano, resíduos e de lamas provenientes de estações de tratamento de efluentes e queimado em *flares*. No entanto, o acelerado desenvolvimento econômico dos últimos anos e a elevação acentuada do preço dos combustíveis convencionais têm motivado as pesquisas na produção de energia a partir de novas fontes alternativas e economicamente atrativas, tentando sempre que possível criar novas formas de produção energética que possibilitem uma economia ou conservação dos recursos naturais esgotáveis.

Para a implantação de projetos e programas de biogás, até mesmo em pequena escala, tem-se que levar em conta as condições sócio-culturais, políticas, econômicas e

ecológicas; como também a tecnologia apropriada principalmente para áreas rurais. Assim, antes de construir uma central geradora de biogás, deve-se fazer uma análise de custo-benefício do ponto de vista do beneficiário e da região. Julgando a rentabilidade de unidades produtoras de biogás, os objetivos de cada decisão são de importância decisiva para que sua implementação possa servir aos seguintes propósitos:

- produção de energia;
- obtenção de fertilizante orgânico para a agricultura;
- melhoria de serviço de saúde pública e higiene;
- redução do impacto das crises de energia;
- melhoria nas condições sociais nos níveis mais pobres da população.

Na Tabela 4.11 apresenta-se uma comparação entre os custos mínimo e máximo do biogás diante de outras formas alternativas de energia (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2005). Para a conversão de R\$/kWh para US\$/kWh foi considerado 1US\$ = R\$2,20 (BRASIL, 2006).

Tabela 4.11 – Custo do biogás em relação a outras fontes alternativas de energia

Sistema Energia	[R\$/kWh]	[US\$/kWh]
Biogás	0,067 a 0,190	0,030 a 0,086
Fotovoltaico	0,200 a 0,400	0,090 a 0,181
Eólico	0,050 a 0,080	0,022 a 0,036
Biomassa	0,040 a 0,070	0,018 a 0,031
PCH	0,020 a 0,040	0,009 a 0,018
Motor diesel	0,100 a 0,300	0,045 a 0,136

Fonte: (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2005)

Uma alternativa utilizada para aproveitamento de gases de aterro é o uso de motores de combustão interna, pois apresenta baixo custo, facilidade de operação e manutenção, e flexibilidade para expansão de equipamentos. Podem gerar energia elétrica pelo acoplamento de um gerador a um motor e podem gerar energia mecânica empregada no acionamento de bomba hidráulica, compressor ou veículo. São motores que possuem rendimento em função da relação de compressão (VAN WYLEN;

SONNTAG; BORGNAKKE, 1993). No ciclo diesel, a combustão ocorre pela injeção de do combustível na câmara de combustão, enquanto no ciclo Otto, a combustão ocorre pela explosão da mistura ar-combustível por meio de uma fagulha na câmara de combustão. Moto-geradores de ciclo Otto ou Diesel têm rendimento em torno de 30 a 40%, enquanto que turbinas a gás (até 150 MW) possuem rendimento de 20 a 30% (COSTA, 2006). Os motores de combustão interna permitem formas de recuperação de energia, tais como os circuitos de refrigeração das camisas e o sistema de resfriamento de óleo. Nos motores dos grupos geradores, a recuperação pode ser feita com caldeiras mais simples em razão do seu conteúdo energético e os demais circuitos a recuperação pode ser feita com trocadores de calor.

Para um crescimento populacional de 1% ao ano e considerando o resíduo sólido doméstico (RSD) proveniente de 4 municípios vizinhos, Guaratinguetá: 111.084 habitantes, Lorena: 81.843 habitantes, Roseira: 10.016 habitantes e Aparecida: 36.318 habitantes (SEADE, 2005), calcula-se a projeção populacional utilizando-se a equação 4.18. Os dados utilizados para este cálculo estão consolidados na Tabela 4.12.

$$P_{\text{fut}} = P_a \cdot (1 + j)^{(f - a)} \quad (4.18)$$

Sendo:

P_{fut} : população futura calculada [habitantes]

P_a : população atual [habitantes]

j : taxa de crescimento populacional [ano^{-1}]

f : ano futuro [ano]

a : ano atual [ano]

Tabela 4.12 – Valores necessários ao cálculo do tamanho do aterro

Parâmetro	Valor
População Urbana Média (2007-2027) (4 municípios)	273.666 habitantes
% de Coleta	100%
Taxa RSD	182,5 kg RSD/hab.ano
Idade	20 anos
Tamanho	998.881 t de RSD

Fonte: (MENDES, 2005)

De acordo com Marques (2001), a taxa de resíduos sólidos (RSD) em Guaratinguetá é de 106,50 kg/hab.ano, sendo a composição percentual em peso de 58,45 % de matéria orgânica. Os valores utilizados por Mendes (2005) tem como referência os estudos da USEPA (1997) em aterros no Brasil, no Estado de São Paulo.

Do potencial de geração de metano calculado em função da concentração da matéria orgânica degradável no resíduo (L_0) obteve-se uma quantidade de 167,3 m³ de CH₄/t de RSD, considerando massa específica do metano de 0,7167 kg/m³. O valor encontrado de carbono orgânico degradável (COD) foi de 183,5 kg de C/t de resíduo e o valor da fração de carbono orgânico degradável (COD_f) foi de 0,98 (MENDES, 2005). A fração de metano presente no biogás considerada foi de 50%. A eficiência de coleta escolhida neste trabalho é de 50%, mais conservadora do que a considerada pelo World Bank (2003) que é de 75%.

Há grupos geradores de energia elétrica a gás da empresa Brasmetano, mercado nacional, que oferece motores com capacidades de 60 kW, 150 kW e 200 kW, sendo que os investimentos para aquisição e implantação desses equipamentos variam entre US\$ 600,00 e US\$ 1.400,00 por kW instalado, com rendimento entre 30 e 42% (MENDES, 2005). O valor estimado para motores de combustão interna, excluindo o custo de outros componentes, é de US\$ 350,00 a US\$ 500,00 por kW. O custo para um sistema completo (motor, compressor, gerador e demais equipamentos) está em torno de US\$ 1.200,00 por kW de capacidade de geração. O custo de operação para geração de eletricidade é estimado em US\$ 0,010 a US\$ 0,025 por kWh de eletricidade produzida (USEPA, 1996). De acordo com a Agência Internacional de Energia o custo de geração de eletricidade é da ordem de 0,020 US\$/kWh, (“*co-firing*”) e inovadas plantas com processo de gaseificação podem atingir custos de 0,10 a 0,15 US\$/kWh (IEA, 2004). A previsão de redução dos custos é de 10 a 20 % para 2020 (IEA, 2001).

O custo médio de operação e manutenção (O&M) considerando 50 anos para o aterro é cerca de US\$ 50.000,00 por ano (MENDES, 2005). Na estimativa da potência elétrica disponível para o biogás, considerou-se um combustível (metano) com PCI de 35.530 kJ/m³ (8.500 kcal/m³). Para o cálculo da potência foi utilizada a equação 4.19:

$$\text{Pot}_{\text{ano}} = \frac{Q_{\text{metano}} \cdot \text{PCI}_{\text{metano}} \cdot E}{31.536.000} \quad (4.19)$$

Sendo:

Pot_{ano} : potência disponível a cada ano [kW]

Q_{metano} : vazão de metano a cada ano [$m^3 CH_4/ano$]

PCI_{metano} : poder calorífico inferior [$kJ/m^3 CH_4$]

E: eficiência de coleta de gases [%]

31.536.000: fator de conversão [s/ano]

Para cálculo da potência elétrica útil deve-se utilizar a formulação acima multiplicando toda a expressão pelo rendimento do motor. Foi adotado um rendimento do motor de combustão interna de 0,30 (30%).

Considerando que a produção de biogás é variável ao longo do tempo, é interessante a instalação de uma usina modular de geração de energia elétrica, tornando possível a adaptação do equipamento para os volumes de gás, com recolocação de módulos.

Podem-se ter várias etapas de aproveitamento de metano para geração de energia elétrica utilizando grupos moto-geradores adaptados à vazão local, conforme ilustra a Figura 4.21.

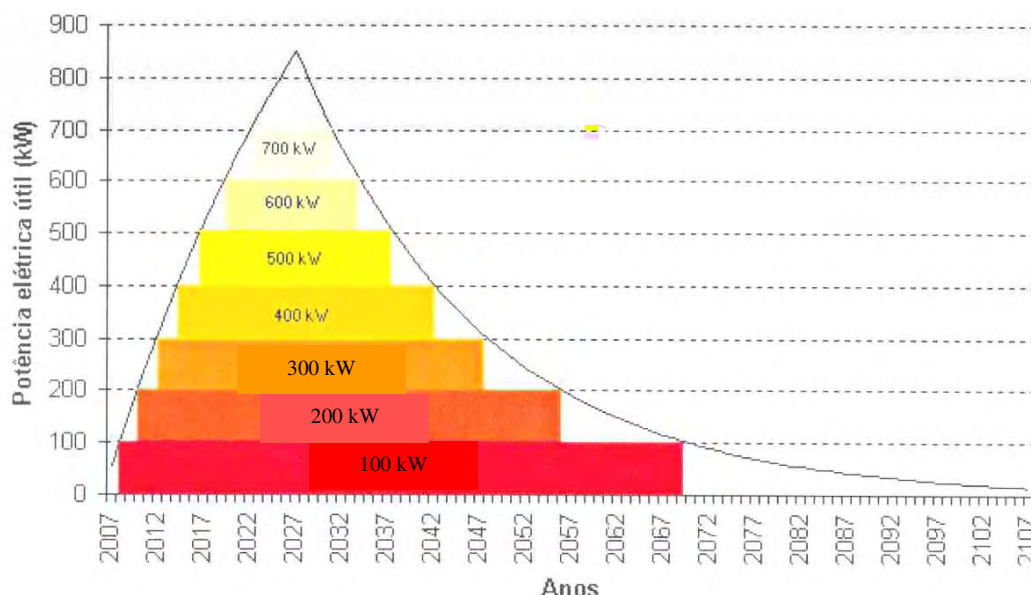


Figura 4.21 – Simulação de grupos moto geradores – Fonte: (MENDES, 2005)

A Tabela 4.13 e a Figura 4.22 apresentam a potência instalada para cada etapa do projeto que prevê a recuperação do biogás durante e após as atividades do aterro.

Tabela 4.13 – Etapas do projeto e período de operação

Etapas	Período
Etapa I (300 kW)	2012 – 2019
Etapa II (600 kW)	2020 – 2034
Etapa III (400 kW)	2035 – 2042
Etapa IV (200 kW)	2043 – 2056
Etapa V (100 kW)	2057 – 2070

Fonte: (MENDES, 2005)

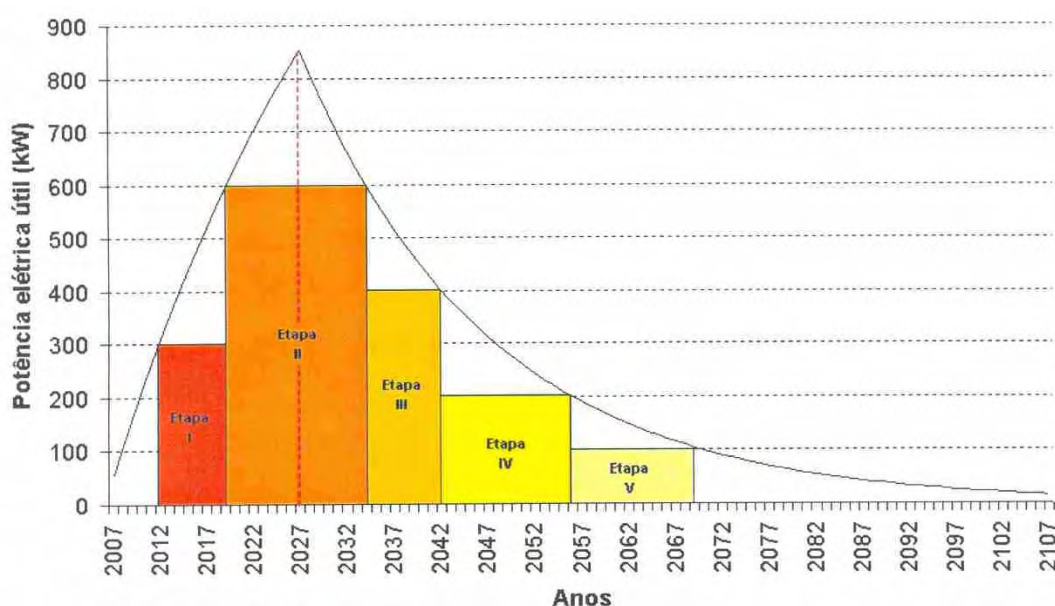


Figura 4.22 – Etapas de aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica com motores de combustão interna – Fonte: (MENDES, 2005)

Para obtenção da potência considerada em cada etapa descrita acima deve-se calcular a vazão de metano necessária, através da equação 4.20:

$$Q_{CH_4} = \frac{Pot_{etapa} \cdot 31536000}{PCI_{CH_4} \cdot \eta_{motor}} \quad (4.20)$$

Sendo:

Q_{CH_4} : vazão do metano na etapa [m^3CH_4 /ano]

Pot_{etapa} : potência útil disponível a cada etapa [kW]

31.536.000: fator de conversão [s/ano]

PCI_{CH_4} : poder calorífico inferior [kJ/m^3CH_4]

η_{motor} : rendimento do motor de combustão interna [%]

De acordo com Mendes (2005) a vazão necessária para obtenção da potência na etapa inicial (300 kW) é de 806.898 Nm³CH₄/ano. Para a etapa 2 (600 kW) a vazão será de 1.613.736 Nm³CH₄/ano. A vazão necessária para a etapa 3 (400 kW) será de 1.075.864 Nm³CH₄/ano. Para a etapa 4 (200 kW), apresenta-se uma vazão de 537.932 Nm³CH₄/ano, e para a etapa 5 (100 kW) a vazão será de 268.966 Nm³CH₄/ano.

Considerando o resíduo sólido doméstico da população dos 4 municípios vizinhos: Guaratinguetá, Lorena, Roseira e Aparecida, com eficiência de coleta de 50% do biogás e fator de capacidade de 0,65, há o potencial de geração anual de energia elétrica conforme apresentada na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Energia elétrica gerada via biogás para região de Guaratinguetá/SP

Cidade de Guaratinguetá/SP				Cidade de Guaratinguetá/SP e região (+ 3 municípios vizinhos)		
Ano	População Guaratinguetá [habitante]	Vazão de metano potencial – pop. Guaratinguetá [m ³ .CH ₄ /ano]	Potencial de energia elétrica (Guaratinguetá) [kWh/ano]	População dos 4 municípios [habitante]	Vazão de metano potencial para 4 municípios [m ³ .CH ₄ /ano]	Potencial de energia elétrica (região: 4 municípios) [kWh/ano]
2005	111.084	3.391.644,46	3.590.049	239.261	7.305.176,67	7.732.514
2006	112.195	3.425.560,90	3.625.949	241.654	7.378.228,43	7.809.839
2007	113.317	3.459.816,51	3.662.209	244.070	7.452.010,72	7.887.938
2008	114.450	3.494.414,68	3.698.831	246.511	7.526.530,83	7.966.817
2009	115.594	3.529.358,82	3.735.819	248.976	7.601.796,13	8.046.485
2010	116.750	3.564.652,41	3.773.177	251.466	7.677.814,10	8.126.950
2011	117.918	3.600.298,94	3.810.909	253.980	7.754.592,24	8.208.220
2012	119.097	3.636.301,93	3.849.018	256.520	7.832.138,16	8.290.302
2013	120.288	3.672.664,95	3.887.508	259.085	7.910.459,54	8.373.205
2014	121.491	3.709.391,59	3.926.383	261.676	7.989.564,14	8.456.937
2015	122.706	3.746.485,51	3.965.647	264.293	8.069.459,78	8.541.506
2016	123.933	3.783.950,37	4.005.304	266.936	8.150.154,37	8.626.921
2017	125.172	3.821.789,87	4.045.357	269.605	8.231.655,92	8.713.191
2018	126.424	3.860.007,77	4.085.810	272.301	8.313.972,48	8.800.323
2019	127.688	3.898.607,85	4.126.668	275.024	8.397.112,20	8.888.326
2020	128.965	3.937.593,92	4.167.935	277.775	8.481.083,32	8.977.209

Considera-se que contribuam diretamente para o efeito estufa o dióxido de carbono (CO_2) e o metano (CH_4), ou seja, possuem um potencial de aquecimento global (*Global Warming Power* – GWP), sendo que 1 t CH_4 é equivalente a 11 t CO_2 em termos de impactos de aquecimento global (TILLMAN, 2000). O gás produzido em aterros consiste principalmente de metano, que possui um potencial vinte e cinco vezes maior que o dióxido de carbono de causar danos ambientais por efeito estufa (BALESTIERI, 2002). Para que se reduza tal dano, muitos aterros praticam a queima em *flare* do gás antes de liberá-lo para a atmosfera (MIRANDA; HALE, 1997).

A queima do biogás transforma o metano em dióxido de carbono e vapor d'água. Assim sendo, essa redução do potencial do efeito estufa possibilita projetos para financiamento externo do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL), previsto no Protocolo de Kyoto. O valor utilizado como referência é de US\$ 5/t CO_2 . A tonelada de CO_2 equivalente pode ser obtida conforme a equação 4.21:

$$\text{CO}_2 \text{ Eq.} = Q_{\text{CH}_4} \cdot d_{\text{CH}_4} \cdot \text{GWP} \quad (4.21)$$

sendo:

$\text{CO}_2 \text{ Eq.}$: quantidade de CO_2 equivalente [t de CO_2]

Q_{CH_4} : volume de metano [m^3]

d_{CH_4} : massa específica do metano [t/m^3]

GWP: potencial de aquecimento global [CO_2/CH_4]

A massa específica do metano utilizada nos cálculos é de 0,7167 kg/ m^3 (TCHOBANOGLOUS; THEISEN; VIGIL, 1993). Caso não haja nenhum tipo de tratamento para o metano no aterro, a quantidade lançada na atmosfera seria equivalente a 1.158.414 t de CO_2 , porém se todo o biogás coletado for utilizado, seriam lançados 173.762 t de CO_2 equivalente, conforme apresentado na Tabela 4.15.

A Tabela 4.16 apresenta o potencial de recursos obtidos com a venda de certificados de redução de emissão (*Certified Emissions Reduction* – CERs) em cada etapa do projeto, caso o Protocolo de Kyoto (previsto até 2012) seja estendido para o período considerado (MENDES, 2005). A Tabela 4.17 apresenta a quantidade equivalente de emissão de CO_2 do biogás gerado por Guaratinguetá e região sem coleta ou tratamento dos gases.

Tabela 4.15 – Quantidade equivalente de CO₂

Período	Emissão Total		Coleta com eficiência de 85 %		Emissões fugitivas [15 %]	
	CH ₄ [t]	CO ₂ [t]	CH ₄ [t]	CO ₂ [t]	CH ₄ [t]	CO ₂ [t]
2012 a 2070	55.163	1.158.414	46.888	984.660	8.274	173.762

Fonte: Mendes (2005)

Tabela 4.16 – Recursos obtidos com a venda de CERs

VENDA DE CERTIFICADOS DE EMISSÕES REDUZIDAS (CERs)					
	Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV	Etapa V
Valor [US\$/ano]	60.722,00	121.444,00	80.963,00	40.481,00	20.241,00
Total [US\$]	485.775,00	1.821.657,00	647.700,00	566.738,00	283.369,00

Fonte: Mendes (2005)

Tabela 4.17 – Emissão de CO₂ equivalente para o biogás da região de Guaratinguetá/SP

Cidade de Guaratinguetá/SP			Cidade de Guaratinguetá/SP e região (+ 3 municípios vizinhos)	
Ano	Vazão de metano potencial para população de Guaratinguetá [m ³ .CH ₄ /ano]	Quantidade equivalente de CO ₂ do biogás – Guaratinguetá [t]	Vazão de metano potencial para 4 municípios [m ³ .CH ₄ /ano]	Quantidade equivalente de CO ₂ do biogás – 4 municípios [t]
2005	3.391.644,46	26.738,71	7.305.176,67	57.591,82
2006	3.425.560,90	27.006,09	7.378.228,43	58.167,74
2007	3.459.816,51	27.276,16	7.452.010,72	58.749,42
2008	3.494.414,68	27.548,92	7.526.530,83	59.336,91
2009	3.529.358,82	27.824,41	7.601.796,13	59.930,28
2010	3.564.652,41	28.102,65	7.677.814,10	60.529,58
2011	3.600.298,94	28.383,68	7.754.592,24	61.134,88
2012	3.636.301,93	28.667,51	7.832.138,16	61.746,23
2013	3.672.664,95	28.954,19	7.910.459,54	62.363,69
2014	3.709.391,59	29.243,73	7.989.564,14	62.987,33
2015	3.746.485,51	29.536,17	8.069.459,78	63.617,20
2016	3.783.950,37	29.831,53	8.150.154,37	64.253,37
2017	3.821.789,87	30.129,84	8.231.655,92	64.895,91
2018	3.860.007,77	30.431,14	8.313.972,48	65.544,86
2019	3.898.607,85	30.735,45	8.397.112,20	66.200,31
2020	3.937.593,92	31.042,81	8.481.083,32	66.862,32
TOTAL	-----	461.452,99	-----	993.911, 85

5 MODELAGEM MULTIOBJETIVA PARA MICRO-PLANEJAMENTO

5.1 REVISÃO DA LITERATURA SOBRE MODELAGEM PARA MICRO-PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

A energia é um fator que afeta o desenvolvimento econômico nos sistemas regionais, nos quais os sub-sistemas estão interligados e interdependentes em vários segmentos. Quantificar os recursos energéticos disponíveis e o padrão de consumo de energia num sistema é um importante passo no processo de planejamento, desde que sejam determinadas as dinâmicas mudanças nos padrões de fornecimento e demanda de energia. As políticas apropriadas para o micro-planejamento de um sistema devem considerar as complexas interações energéticas envolvidas no sistema. A base de dados deve ser autêntica, através de fontes primárias e secundárias, pois é muito importante para um planejamento realista.

A formulação de um modelo energético pode ajudar a alocação adequada de fontes de energia renováveis disponíveis, tais como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Vários conceitos de planejamento e gerenciamento energético têm emergido no cenário mundial, como planejamento descentralizado, conservação de energia através de tecnologias mais eficientes, reciclagem de lixo, planejamento energético integrado, introdução de fontes renováveis de energia e projeção de demanda. Uma configuração de modelo de otimização é apresentada na Figura 5.1 (BALESTIERI, 2001).

Dependendo da topografia da área, fontes potenciais de energias disponíveis, tipo de demanda/necessidade de energia e o estado sócio-econômico, os modelos energéticos podem ser desenvolvidos e otimizados de forma a avaliar as necessidades da área em estudo. Considerando as necessidades energéticas através de fontes energéticas de forma individual, a demanda pode ser melhor avaliada utilizando-se a combinação de recursos de modo interativo em custo-efetivo (custo – benefícios) e de

modo sustentável. Em muitos casos faz-se necessário estabelecer uma capacidade de reserva para atuar como “*backup*” de modo a suprir flutuações na demanda de energia.

O termo “custo” pode ser calculado baseado em preço de mercado e deve incluir: custo de investimento, custo de reparo e manutenção, custos operacionais e custos externos de combustível. O termo “benefício”, também baseado em preço de mercado, deve incluir: custos de investimentos evitados, custos de reparos e manutenção evitados, custos operacionais evitados e custos de geração de eletricidade evitados (MARTINS, 1998).

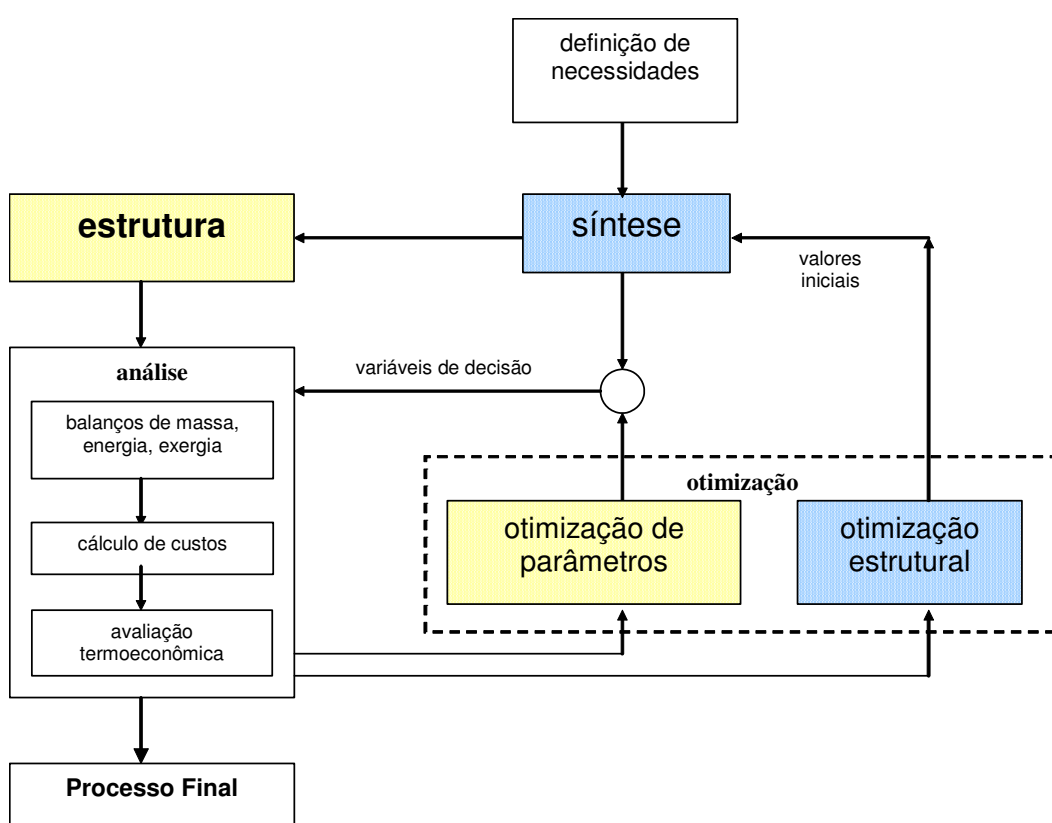


Figura 5.1 – Configuração de um modelo de otimização – Fonte: (BALESTIERI, 2001)

Em geral, o planejamento do desenvolvimento busca maximizar o retorno, por um lado, e minimizar o custo por outro lado, para atingir os objetivos desejados. Nessas circunstâncias, é desejável empregar técnicas de otimização para aplicar em planos viáveis, os quais podem resolver problemas multidimensionais por um lado, e acelerar o crescimento econômico de outro.

O planejamento de micro-regiões pode considerar as necessidades essenciais da população e atingir as políticas de exploração dos recursos localmente disponíveis. Um micro planejamento adequado pode se basear em muitas ferramentas de planejamento, como análise de sistema, pesquisa operacional, estatística e avaliação sócio-econômica-ambiental.

Várias tecnologias, como centrais termoelétricas convencionais, unidades de ciclo combinado, painéis fotovoltaicos, sistemas de micro turbinas e dentre outras, têm sido propostas para conversão de energia primária. A escolha e adoção de tais tecnologias dependem do objetivo do processo de otimização: se uma maior importância é dada às necessidades econômicas, opções mais baratas podem ser consideradas; por outro lado, quando a meta é reduzir emissões de poluentes, tecnologias ambientais são preferidas.

Devadas (2001) apresenta um modelo de programação linear para alocação ótima de recursos num sistema rural. A função objetivo deste modelo linear de programação é maximizar o rendimento (retorno) do sistema rural no qual visa-se alocação ótima de recursos, verificado aspectos relevantes das formas energéticas empregadas.

O Sistema Integrado de Energia Renovável (IRES) serve para avaliar algumas fontes de energia com parâmetros de outras tecnologias. Em áreas remotas na Índia foi contemplado o desenvolvimento e otimização deste modelo consistindo na integração de fontes de energia como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), biomassa, solar e eólica como propósito de geração de eletricidade. Neste sistema foi utilizado o *software* LINDO, um dos pacotes mais tradicionais de otimização de modelos lineares, inteiros e quadráticos, pois oferece ferramentas adequadas para se trabalhar com o método Simplex usado para resolver modelos lineares (AKELLA; SHARMA; SAINI, 2005). Considerou-se como função objetivo a minimização de custos, sendo o custo de fornecimento de energia de todos os usos finais para operação do sistema (Z_T) a somatória do custo unitário das opções de fontes geradoras em cada uso final (C_{ij}), e a quantidade de energia opcional ótima conforme as fontes geradoras (X_{ij}), apresentada na equação 5.1. As restrições consideradas nas equações 5.2, 5.3 e 5.4 impõem que a soma de toda a energia gerada pelas diversas fontes geradoras se iguale à energia total

para cada uso final (D_j), e que a soma de energia gerada em cada fonte, ponderada pela sua eficiência de conversão referida a cada uso final (η_{ij}) não supere a disponibilidade de cada fonte geradora para cada uso final (S_i).

$$\text{Minimizar: } Z_T = \sum_{j=1}^n C_{ij} \cdot X_{ij} \quad (5.1)$$

$$\text{Sujeito a: } \sum_{j=1}^n X_{ij} = D_j \quad (5.2)$$

$$\sum_{j=1}^n X_{ij} / \eta_{ij} \leq S_i \quad (5.3)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad \forall (i, j) \in N \quad (5.4)$$

Para estimar o fornecimento agregado de colheitas em nível nacional na França, Rozakis, Sourie e Vanderpooten (2001) apresentaram um modelo de Programação Linear Inteira, que consistiu em um modelo integrado micro-econômico.

Um modelo que descreve sistemas energéticos em âmbito municipal e regional em termos de rede de fluxo de dados foi apresentado por Groscurth, Bruckner, e Kümmel (1995). O modelo desenvolvido fornecia uma ferramenta flexível para minimização dinâmica de demanda de energia primária, emissões de poluentes e custos monetários. As técnicas convencionais de fornecimento de energia, uso racional de energia, medidas do lado da demanda e utilização de fontes renováveis de energia foram incluídas. O objetivo principal era a minimização de custos, sendo a função objetivo apresentada na equação 5.6:

$$\text{Min} \left(1/T \sum_{t=1}^T C_{g \text{ var}} + C_{g \text{ fix}} \right) \quad (5.6)$$

sendo

T = período de vida útil da estrutura [anos];

t = tempo [anos]

$C_{g \text{ var}}$ = custos variáveis [US\$]

$C_{g \text{ fix}}$ = custos fixos [US\$]

Um modelo de otimização de energia renovável (OREM), desenvolvido em Iniyar e Jagadeesam (1997), minimizou a razão custo/eficiência com aceitação social, limite de recurso, e fatores de demanda e viabilidade como restrições. Tais autores utilizaram em 1998 o mesmo modelo de otimização energética para encontrar o nível ótimo de utilização de fontes renováveis de energia na Índia para o ano de 2020, que objetiva a minimização da razão custo/eficiência e determina a ótima alocação de diferentes fontes renováveis de energia (solar, eólica, biomassa, lenha, biogás e etanol) para vários usos finais (iluminação, cozimento, bombeamento, aquecimento, resfriamento e transporte).

Iniyar e Sumathy (2000) utilizaram este mesmo modelo para verificação do potencial de fontes renováveis de energia, considerando a demanda de energia, viabilidade dos sistemas de energia alternativa e o nível de aceitação como restrições. A representação matemática é a apresentada nas equações 5.7, 5.8, 5.9, 5.10 e 5.11.

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^l (C_{ij}/\eta_{ij})X_{ij} \quad (5.7)$$

sujeito a

$$\text{Aceitação social: } \sum_{j=1}^n \left[\sum_{i=1}^l (X_{ij}/S_{ij})X_{ij} \right] \quad (5.8)$$

$$\text{Limite potencial: } \sum_{k=1}^n \left[\sum_{i=1}^m (X_{ik}) \leq P_k \right] \quad (5.9)$$

$$\text{Demanda: } \sum_{j=1}^n \left[\sum_{i=1}^l (X_{ij}) \leq D_j \right] \quad (5.10)$$

$$\text{Viabilidade: } \sum_{k=1}^n \left[(1/R_k) \sum_{i=1}^m (X_{ik}) \leq P_k \right] \quad (5.11)$$

sendo:

η = eficiência do sistema

C = custo do sistema [US\$]

D = demanda [kWh]

P = limite potencial

R = indexador de viabilidade

X = fontes renováveis de energia associadas a usos finais

S = aceitação social

i = sistema de energia renovável

j = uso final

k = fonte

l = número de sistemas no respectivo uso final

O sistema de otimização energética *bottom up* utilizando metodologia de programação linear no modelo de fluxo energético denominado EFOM foi desenvolvido para dar suporte às políticas de planejamento e promover o uso de fontes alternativas de energia, incluindo as restrições ambientais (CORMIO et al, 2003).

Um modelo de programação linear para Sistema de Energia Rural (RES) desenvolvido por Parikh (1985) foi empregado na investigação realizada por Devadas (2001) com algumas modificações. O modelo quantifica a energia da micro-região relacionando as interações com o sistema rural e também alocando recursos ótimos aos diferentes sub-sistemas.

Os objetivos deste modelo de alocação é a maximização do lucro no sistema rural. Restrições energéticas foram desenvolvidas e incorporadas no modelo para assegurar compatibilidade das interações energéticas relatadas. O modelo computa o lucro total obtido do sistema rural, quantifica o rendimento das maiores plantações e seus subprodutos, tais como esterco, lenha produzida no sistema e consumo de energia em diferentes sub-sistemas. Este modelo aloca as fontes de energia aos diferentes sub-sistemas.

O impacto quantitativo de diversas possíveis mudanças no sistema rural deve ser investigado por cenários de aproximação e prever futuros cenários energéticos para o segmento rural. Métodos convencionais de previsão empregam técnicas de série temporais e dados para projetar o futuro. Mas a maioria das variáveis de decisão importantes que afeta o sistema local não possui dados de séries temporais para níveis locais (DEVADAS, 2001).

Métodos convencionais não empregam a relação causa e efeito num sistema rural fechado; desta forma, Devadas (2001) apresenta um modelo dinâmico que compreende diversos subsistemas interativos para construção de cenários para o

sistema rural. Cenários podem ser construídos baseados nas evidências históricas, ou em análise empírica, ou experiência. Cenários podem também ser desenvolvidos e baseados em assuntos plausíveis, em conjunto de condições e características locais específicas. Vários cenários apropriados construídos na base estatística cumulativa compilada para o sistema rural têm sido interpretados para desenhar decisões políticas apropriadas. Os modelos de regressão linear $Y_i = a + b_i$, para os dados de série temporal medidos num período de 10 anos para diferentes parâmetros de controle se mostraram adequados. A função objetivo do modelo de Programação Linear utilizada foi a equação 5.12:

$$\text{Max} \sum_j \sum_j = \sum_j \left[\sum_c Y_{cj} L_{cj} P_c - \sum_n P_n B_{nj} - \sum_k P_k B_{kj} - \sum_f P_f B_{fj} - W(H_j - H_{ownj}) \right] \quad (5.12)$$

sendo:

Y_{cj} = rendimento da colheita c pela fazenda de tamanho j [tonelada/hectare]

L_{cj} = área plantada com colheita c pelas fazendas de tamanho j [hectare]

P_c = preço da colheita c por tonelada [Rs] (rúpias)²

P_n = preço da tonelada de fertilizante de tipo n [Rs] (rúpias)

B_{nj} = nutrientes armazenados pelas fazendas de tamanho j [toneladas]

P_k = preço da energia comprada (querosene ou eletricidade) [litros ou MWh]

B_{kj} = preço da energia comprada pela classe j [Rs] (rúpias)

P_f = preço por tonelada do alimentado estocado [Rs] (rúpias)

B_{fj} = alimento estocado pelas fazendas de tamanho j [toneladas]

W = salário pago por dia [Rs] (rúpias)

H_j = dias totais de trabalho humano requerido nas fazendas de tamanho j

H_{ownj} = trabalho humano próprio requerido nas fazendas de tamanho j

Diferentes opções de exploração de fontes renováveis em conjunto com soluções convencionais constituem o conjunto pelo qual deveria selecionar uma

² 1 Rupia [Rs] (moeda da Índia) equivale a R\$ 0,048077 (BRASIL, 2006)

estratégia que garante o fornecimento seguro e econômico de eletricidade da região e, ao mesmo tempo, respeito ao meio ambiente.

A formulação de um conjunto de diretrizes políticas para o uso ótimo dos recursos energéticos e mitigação do diferencial entre demanda e fornecimento de energia em micro-regiões têm assumido um papel muito importante. Desde que a área em estudo seja delimitada, a maximização do retorno no sistema pode ser escolhida como objeto da função objetivo para um número de restrições definidas.

Um modelo de Programação Linear pode ser empregado para o estudo da influência da energia nas interações da economia, empregando um método analítico para projeção da demanda e fornecimento de energia, contemplando a taxa de crescimento e diminuição da pobreza como um dos principais objetivos do desenvolvimento.

5.2 IDENTIFICAÇÃO E DISCUSSÃO DOS MODELOS CONSIDERADOS MAIS ADEQUADOS

Os avanços da tecnologia moderna têm oferecido muitas opções para geração descentralizada de energia como alternativas à rede de eletricidade. Quando a energia é considerada um subsistema de todo o sistema energético, econômico e ambiental, decisões políticas devem ser avaliadas considerando-se as pesquisas de fontes alternativas de energia.

O propósito da identificação e discussão de modelos de planejamento energético é prover um dispositivo geral para uso de avaliação das opções de geração de eletricidade para os diversos setores da sociedade.

A seleção da capacidade de geração e distribuição para a expansão de eletricidade em regiões com alto crescimento da demanda de energia elétrica, assim como um significativo potencial de fontes renováveis de energia com restrições ambientais, deve ser provida de critérios técnicos e políticos de demandas de utilização para equilibrar o arranjo de disponibilidade energética e preservação ambiental.

Estes fatores conflitantes não só indicam o caráter multicritério do problema apresentado, como também refletem o envolvimento de um número de agentes no processo decisório. Estes agentes e seus valores devem ser levados em consideração durante a formulação e avaliação de estratégias alternativas em geração de eletricidade, de forma a reduzir conflitos e garantir a eficiente implementação das soluções selecionadas.

Os modelos de Programação Multiobjetivo Linear (*Multiobjective Linear Programming* – MOLP) têm sido regularmente empregados nos setores de energia considerando diversos objetivos conflitantes encontrados no planejamento energético (MAVROTAS; DIAKOULAKI, 1998). Entretanto, variáveis contínuas não são suficientes para representar precisamente fenômenos discretos encontrados em muitas decisões práticas, como o problema da expansão de geração de energia. Distribuição de energia, local das instalações, expansão energética são exemplos típicos de problemas que algumas variáveis de decisão são representadas por variáveis inteiras e/ou binárias (0-1) (MAVROTAS; DIAKOULAKI; ASSIMACOPOULOS, 1998)

Este modelo, baseado numa nova aproximação na combinação do modelo MOLP 0-1; é aplicado ao setor de geração de eletricidade para identificar o número e as saídas de cada tipo de unidade de potência, e para satisfazer a necessidade de demanda futura. O núcleo do modelo é um algoritmo ramificado e entrelaçado, o qual é devidamente modificado para o caso multi-objetivo e é capaz de gerar um conjunto de soluções eficientes. Os resultados fornecidos por este método é a extração das combinações das unidades geradoras, e para cada combinação as soluções eficientes determinam a produção de eletricidade para cada unidade (MAVROTAS; DIAKOULAKI; PAPAYANNAKIS, 1999).

A crescente preocupação sobre os impactos ambientais da energia tem ampliado significativamente o conjunto de metas políticas no setor energético. Entretanto, a programação linear multi-objetivo tem sido cada vez mais usada no planejamento energético, de modo a efetivamente incorporar considerações ambientais, sociais e decisões energéticas (HIGGINS; HAJKOWICZ; BUI, 2006).

Quando todas as variáveis de um problema são inteiras, o mesmo pode ser formulado com o modelo de programação multi-objetivo linear inteira (*Multiobjective*

Integer Linear Programming – MOILP). No caso em que valores inteiros são restritos a zero e um, um modelo MOLP 0-1 é usado. Finalmente, se algumas variáveis de decisão são contínuas e algumas são inteiras ou binárias, o problema é modelado por uma combinação mista inteira MOILP ou binária MOLP, respectivamente (BALESTIERI, 2001).

Ramanathan e Ganesh (1995) utilizaram a programação linear por Metas (*Goal Programming* – GP) e o processo hierárquico analítico – modelo AHP (*Analytical Hierarchical Process*) para avaliar sete fontes de energia usadas para iluminação em residências na Índia com doze funções-objetivo representando os sistemas energético-econômico-ambiental. As funções objetivo e restrições são:

- Minimização de custos. O termo custo refere-se ao custo do ciclo de vida (*Life Cycle Cost* – LCC) do uso de fonte de energia para geração de eletricidade e expressa em US\$/kWh de energia da rede das fontes locadoras (x_j). A equação 5.13 apresenta a função objetivo:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j, \text{ sendo } c_j \text{ valores LCC} \quad (5.13)$$

- Maximização da eficiência do sistema. A eficiência do sistema no uso de uma fonte específica inclui as eficiências de produção, distribuição e utilização no uso final. A função objetivo pode ser representada conforme equação 5.14:

$$\text{Max } \sum_{j=1}^n n_j \cdot x_j, \text{ sendo } n_j \text{ os coeficientes de eficiência} \quad (5.14)$$

- Minimização do uso de produtos de petróleo. Função objetivo conforme a equação 5.15:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n x_j, \text{ sendo } x_j \text{ os produtos de petróleo} \quad (5.15)$$

- Maximização da geração de emprego. O objetivo é maximizar o emprego potencial provendo alocações sustentáveis. A função objetivo pode ser representada conforme equação 5.16:

$$\text{Max } \sum_{j=1}^n e_j \cdot x_j \quad (5.16)$$

sendo e_j o número de pessoas empregadas por kWh de energia alocada para a fonte de energia.

- Maximização do uso das fontes disponíveis localmente. Isto reduziria a vulnerabilidade do sistema de fornecimento de energia na cidade. A função objetivo é conforme a equação 5.17:

$$\text{Max } \sum_{j=1}^n x_j, \text{ sendo } j= 1, 2, 3, \dots \quad (5.17)$$

- Minimização do uso de produtos de lenha. O consumo ilimitado de lenha resultaria em problemas ambientais, como o desmatamento. A função objetivo é minimizar o consumo, conforme mostra a equação 5.18:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n x_j, \text{ sendo } j= 1, 2, 3, \dots \quad (5.18)$$

- Minimização das emissões de óxidos de carbono. Minimização das emissões de óxidos de enxofre. Minimização de emissões de óxidos de nitrogênio. Estes têm sido calculados usando equações estequiométricas e outros princípios de combustão, assumindo completa combustão e dispositivo de uso final. A representação destas funções é conforme as equações 5.19, 5.20 e 5.21.

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n p_j \cdot x_j, \text{ sendo } p_j = \text{emissões de carbono} \quad (5.19)$$

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n q_j \cdot x_j, \text{ sendo } q_j = \text{emissões de enxofre} \quad (5.20)$$

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n r_j \cdot x_j, \text{ sendo } r_j = \text{emissões de nitrogênio} \quad (5.21)$$

- Maximização da disponibilidade de longo prazo das fontes de energia (f_j). Opiniões de especialistas foram contempladas neste modelo através de questionários baseados na metodologia AHP. A equação 5.22 apresenta a função objetivo:

$$\text{Max} \left(\sum_{j=1}^n f_j x_j \right) \quad (5.22)$$

- Maximização da conveniência (Cv_j). O grau de conveniência de se utilizar uma energia em particular para iluminação, por exemplo, foi resgatada utilizando as prioridades do AHP. A equação 5.23 apresenta a função objetivo:

$$\text{Max} \left(\sum_{j=1}^n Cv_j x_j \right) \quad (5.23)$$

- Maximização da segurança (S). As prioridades do AHP foram analisadas para representar o grau de segurança de uma particular fonte para iluminação, por exemplo. A função 5.24 apresenta a função objetivo:

$$\text{Max} \left(\sum_{j=1}^n S f_j x_j \right) \quad (5.24)$$

5.3 PROPOSIÇÃO DE UMA MODELAGEM MULTIOBJETIVO PARA MICRO-PLANEJAMENTO

A busca por soluções alternativas para diferentes problemas das ciências sociais, naturais, econômicas e engenharia tem apresentado um crescente interesse pela consideração simultânea de múltiplos objetivos na análise e solução desses problemas com características da formulação multiobjetivo, sujeita a um conjunto de restrições para sua otimização. Os modelos multiobjetivos se inserem dentro de um contexto moderno de planejamento, no qual diferentes interesses convergem para um

determinado problema, podendo ser analisados simultaneamente através de um mesmo conjunto de restrições.

O conhecimento que advém do tratamento multiobjetivo de um problema - a percepção das tendências de cada objetivo e a maneira como se comportam num ambiente igualitário de competição - permite ao analista de um problema energético assumir posição de preferência entre os objetivos, assim como rapidamente rever suas posições em face de alterações no quadro apresentado para análise (BALESTIERI, 2001). Um problema com apenas uma função objetivo pode ser equacionado pelo conjunto 5.25:

$$\begin{aligned} \text{Max } Z(x) \\ \text{sujeito a: } x \in S \end{aligned} \quad (5.25)$$

sendo S a região factível na qual a solução deve estar contida, e que pode ser formada a partir de restrições lineares e/ou não lineares tomadas em relação às variáveis do problema, x_j . De igual modo, $Z(x)$ também pode ser ou não linear. De modo geral, pode-se ter a equação 5.26:

$$\begin{aligned} \text{Max } Z(x) \\ \text{sujeito a: } \quad g_i(x) \leq 0 \\ \quad \quad \quad x_j \geq 0 \end{aligned} \quad (5.26)$$

Num problema com mais de um objetivo, a formulação se torna a equação 5.27:

$$\begin{aligned} \text{Max } Z(x) = [Z_1(x), Z_2(x) \dots, Z_n(x)] \\ \text{Sujeito a: } x \in S \end{aligned} \quad (5.27)$$

e nesse caso S corresponde ao conjunto das soluções não dominadas ou eficientes do espaço de soluções.

No passado, as escolhas entre as políticas energéticas em níveis regionais eram baseadas somente em minimização de custo. Mais tarde, foi reconhecido que o planejamento energético regional forma um problema de multi-critérios e multi-ações. Isto é particularmente verdade no caso de geração de energia em regiões que apresenta altas taxas de crescimento de demanda de energia, junto com um significativo potencial

de fontes renováveis de energia, porém diversos e freqüentes pontos de vista conflitantes devem ser considerados.

A modelagem multiobjetivo contempla parâmetros a serem empregados de forma interdisciplinar, tais como questões sociais, econômicas, ambientais e tecnológicas. O método de avaliação multiobjetivo pode ser escrito de forma geral como segue:

$$\text{Otimizar} \quad \left\{ \begin{array}{l} Z_1 = f_1(x) \\ Z_2 = f_2(x) \\ \vdots \\ Z_k = f_k(x) \end{array} \right.$$

sujeito a $x \in S$, sendo $Z_1, Z_2, \dots, Z_k$ k objetivos, S representa o conjunto de restrições relacionado aos diferentes recursos de energia representando a rede de recursos j (montante de energia após incorporar a eficiência no dispositivo de uso final) alocados para o propósito da geração de eletricidade [kWh] e n é o número de alocações nas seguintes condições (RAMANATHAN; GANESH, 1994):

1. Linearidade de variáveis: a variação de uma variável de decisão (representando alocações) com respeito aos objetivos e restrições do modelo pode ser explicada por funções lineares. A determinação de uma forma relativa apropriada poderia, por si só, constituir um amplo projeto de pesquisa;
2. Invariância de dados: acontece quando os dados escolhidos para o modelo não são do ano corrente, assume-se que os dados não variam significativamente entre o período para o qual estava disponível e o ano corrente. Este tópico é necessário especialmente para obter o potencial de geração empregado das diferentes opções para cada dado que não está disponível no ano corrente.

Para utilização de programação multi-objetivo linear inteira, na qual há variáveis contínuas e inteiras ou binárias, o problema é modelado por uma combinação mista linear-inteira.

A Programação Inteira, segundo Taha (1992), está associada ao condicionamento de uma variável $y \in \mathbb{Z}_+^n$, ou seja, limitada ao conjunto dos valores inteiros positivos num espaço dimensional n . Numa abordagem mais restritiva, a variável y pode ser condicionada apenas aos valores inteiros 0 e 1, sendo então chamada “variável binária”, de acordo com a lógica de Boole:

$$y = \begin{cases} 0 & \text{se o evento não ocorre} \\ 1 & \text{se o evento ocorre} \end{cases}$$

Em boa parte das aplicações de Engenharia, a programação inteira está associada à programação linear, resultando no que se convencionou chamar “programação mista linear-inteira” ou PMLI (HOLANDA, 2003). A formulação puramente inteira seria conforme as equações 5.28, 5.29, 5.30, 5.31, 5.32 e 5.33:

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^n c_i \cdot y_i \quad (5.28)$$

sujeito a:

$$Ay = b \quad (5.29)$$

$$y \in \mathbb{Z}_+^n$$

para uma variável y contínua, e

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^n c_i \cdot y_i \quad (5.30)$$

sujeito a:

$$Ay = b \quad (5.31)$$

$$y \in [0,1]$$

para a situação em que y é uma variável binária. Na formulação mista linear-inteira tem-se:

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^n c_i \cdot x_i + d_i \cdot y_i \quad (5.32)$$

sujeito a:

$$Ax - y = b \quad (5.33)$$

$$x \in \mathbb{R}_+^n$$

$$y \in \mathbb{Z}_+^n$$

A PMLI e a questão do esforço computacional deve ser mencionada; a presença de variáveis inteiras reduz o campo das possibilidades para a busca de soluções dentro do espaço factível. A programação inteira pode ser empregada em diversos problemas de Engenharia, como exemplo:

- Dimensionamento de instalações;
- Especificação de faixas de operação;
- Restrições mutuamente exclusivas;
- Problema do custo fixo;
- Sequência de operações.

O problema linear contínuo não permite a expressão de restrições que são essenciais para a correta operação e expansão da central, como a incorporação de novos equipamentos que devam compô-la na pesquisa da configuração de consenso, na análise de um critério econômico. Neste caso deve ser inserido na formulação algum artifício para ordenar a entrada dos novos equipamentos na configuração que leve em conta apenas os componentes selecionados, sem considerar aqueles que não foram escolhidos numa certa aplicação. Essa questão pode ser resolvida satisfatoriamente por meio da programação linear inteira, a partir de um modelo matemático misto, que inclui variáveis tanto contínuas quanto inteiras. Essas últimas são variáveis exclusivamente binárias (ou *booleanas*), ou seja, somente podem assumir os valores 0 e 1. Com esse algoritmo as restrições de ordem econômica podem ser formuladas rigorosamente, permitindo ao modelo matemático refletir as condições reais o problema em estudo (BALESTIERI, 1994).

5.3.1 Metodologia de programação por metas (*goal programming*)

O modelo matemático da programação por metas, por meio de simulações, permite aos gestores, durante o processo de planejamento, rever as prioridades e a hierarquia das metas/objetivos. É uma técnica de pesquisa operacional, envolvendo soluções de problemas que contém não somente uma função objetivo, mas várias metas que se deseja atingir. O *goal programming* apresenta uma série de soluções variadas do problema para que o tomador de decisão (*decision maker*) possa escolher aquela que melhor o atender (SANTANNA et al., 2006).

O *goal programming* apresenta os seguintes componentes: variáveis de decisão (variáveis reais que o modelo tenta otimizar), as restrições (conjunto de iterações que restringem as variáveis de decisão), as variáveis de desvio (desvios positivos e negativos das variáveis de decisão em relação às metas) e a função objetivo (função que reflete o critério de otimização de variáveis).

O decisor pode expressar sua preferência de modo flexibilizado, sendo que os objetivos podem ser requeridos para estarem o mais próximo possível das metas, para menos ou para mais do ponto determinado. As equações 5.34 e 5.35 apresentam a formulação da função objetivo e restrição, respectivamente (YANG, 2000).

Função objetivo

$$MIN \quad r \quad (5.34)$$

Sujeito a

$$w_i = \left| \hat{f}_i - f_i(x) \right| \leq r, \quad i = 1, \dots, k \quad (5.35)$$

sendo $\hat{f}_i$ o valor da meta a atingir e $f_i(x)$ a função objetivo da variável i .

Na formulação 5.35 a rígida restrição pode ser reformulada conforme as equações 5.37 e 5.38, mantendo a mesma função objetivo (equação 5.36).

Função objetivo

$$MIN \quad r \quad (5.36)$$

Sujeito a

$$w_i (\hat{f}_i - f(x)) \leq r \quad (5.37)$$

$$-w_i (\hat{f}_i - f(x)) \leq r, \quad i = 1, \dots, k, \quad (5.38)$$

sendo w_i o peso relativo (importância) para atingir o objetivo $f_i(x)$.

A formulação acima é um problema de programação matemática que pode ser resolvida usando *softwares* de otimização, como por exemplo o LINGO (LINDO SYSTEMS, 2002). As equações 5.39 e 5.40 contemplam os desvios com nova formulação.

$$d_i^+ = \frac{1}{2} \left\{ \left| \hat{f}_i - f_i(x) \right| - \left(\hat{f}_i - f_i(x) \right) \right\} \quad (5.39)$$

$$d_i^- = \frac{1}{2} \left\{ \left| \hat{f}_i - f_i(x) \right| + \left(\hat{f}_i - f_i(x) \right) \right\} \quad (5.40)$$

Sendo d_i^+ uma variável de desvio, representando o degrau para o qual $f_i(x)$ excede $\hat{f}_i$, e d_i^- significa o degrau que falta $f_i(x)$ para atingir $\hat{f}_i$, são verdadeiras as equações 5.41, 5.42 e 5.43 (YANG, 2000):

$$d_i^+ > 0 \quad \text{e} \quad d_i^- = 0, \quad \text{se} \quad f_i(x) > \hat{f}_i \quad (5.41)$$

$$d_i^+ = 0 \quad \text{e} \quad d_i^- > 0, \quad \text{se} \quad f_i(x) < \hat{f}_i \quad (5.42)$$

$$d_i^+ = 0 \quad \text{e} \quad d_i^- = 0, \quad \text{se} \quad f_i(x) = \hat{f}_i \quad (5.43)$$

As equações 5.39 a 5.43 podem ter formulação equivalente as equações 5.44, 5.45, 5.46 e 5.47.

$$d_i^+ + d_i^- = \left| \hat{f}_i - f_i(x) \right| \quad (5.44)$$

$$d_i^+ - d_i^- = f_i(x) - \hat{f}_i \quad (5.45)$$

$$d_i^+ \times d_i^- = 0 \quad (5.46)$$

$$d_i^+, d_i^- \geq 0 \quad (5.47)$$

A combinação do problema formulado na equação 5.35 com as equações 5.44 a 5.47 obtém-se a formulação do ponto de referência mínimo e máximo com variabilidade desejada, baseado na introdução das variáveis de desvio (equações 5.48, 5.49, 5.50, 5.51 e 5.52):

$$MIN \quad r \quad (5.48)$$

Sujeito a

$$w_i(d_i^+ + d_i^-) \leq r, \quad i = 1, \dots, k \quad (5.49)$$

$$d_i^+ - d_i^- = f_i(x) - \hat{f}_i, \quad i = 1, \dots, k \quad (5.50)$$

$$d_i^+ \times d_i^- = 0, \quad i = 1, \dots, k \quad (5.51)$$

$$d_i^+, d_i^- \geq 0, \quad i = 1, \dots, k \quad (5.52)$$

Na função objetivo quando há necessidade de manter o nível de aceitação das metas $\hat{f}_i$, então faz-se necessário minimizar as variáveis de desvio d_i^+ e d_i^- , sendo w_i a relativa importância (penalidade) para atingir a meta $\hat{f}_i$. Se o objetivo é atingir o nível inferior da meta $\hat{f}_i$, então somente d_i^- necessita ser minimizado.

5.3.2 Identificação das funções objetivo e restrições

O termo custo refere-se ao custo de energia para geração [kWh/ano] de eletricidade, expresso em US\$/kWh de energia da rede das fontes locadoras (x_j). A minimização de custos energéticos pode ser obtida na equação 5.53.

$$\text{Função objetivo:} \quad \text{Min} \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j \quad (5.53)$$

sendo c_j os valores de custo anual de energia produzida [US\$/kWh].

O modelo considera os objetivos equacionando a relação energia-meio ambiente, através da minimização de emissões, sendo que as equações 5.54, 5.55, 5.56 e 5.57 referem-se a quantidade de emissão de poluente por quantidade de energia gerada, conforme análise do ciclo de vida da fonte de energia para geração de eletricidade e expressa em kg/kWh de energia da rede das fontes locadoras.

- Minimização das emissões de óxidos de carbono (CO_2)
- Minimização das emissões de óxidos de enxofre (SO_2)
- Minimização de emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x)

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n p_j \cdot x_j, \text{ sendo } p_j = \text{emissões de carbono} \quad [\text{kg/kWh}] \quad (5.54)$$

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n q_j \cdot x_j, \text{ sendo } q_j = \text{emissões de enxofre} \quad [\text{kg/kWh}] \quad (5.55)$$

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n r_j \cdot x_j, \text{ sendo } r_j = \text{emissões de nitrogênio} \quad [\text{kg/kWh}] \quad (5.56)$$

Função objetivo:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n (p_j + q_j + r_j) \cdot x_j = \text{Min} \sum_{j=1}^n e_j \cdot x_j \quad (5.57)$$

sendo e_j os valores de análise do ciclo de todas as emissões e x_j a quantidade de energia das fontes geradoras.

As restrições em um modelo energético-econômico-ambiental podem ser desenvolvidas conforme as equações 5.58, 5.59 e 5.60:

$$\text{Custo da energia gerada: } \sum_{j=1}^n \left[\sum_{i=1}^l (S_{ij}) X_{ij} \right] \quad (5.58)$$

$$\text{Vida útil dos equipamentos: } \sum_{k=1}^n \left[\sum_{i=1}^m (X_{ik}) \leq V_k \right] \quad (5.59)$$

$$\text{Demanda: } \sum_{j=1}^n \left[\sum_{j=1}^l (X_{ij}) \leq D_j \right] \quad (5.60)$$

sendo:

X = energia gerada [kWh]

C = custo do sistema [US\$]

D = demanda [kWh]

V = vida útil [horas]

S = custo de energia gerada [US\$/kWh]

i = sistema de energia renovável

j = uso final

k = fonte

l = número de sistemas no respectivo uso final

6 ESTUDO DE CASO

6.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL DO AMBIENTE ESCOLHIDO PARA ANÁLISE

Alguns dos parâmetros a serem empregados para o modelo são locais e específicos, tais como escolha de tecnologias de geração de eletricidade, custo de geração, vida útil do sistema, níveis de poluentes emitidos, entre outros. Assim sendo, faz-se necessário usar valores relativos ao local específico para alguns parâmetros do modelo.

As condições sócio-culturais, econômicas e ambientais do Vale do Paraíba paulista, localizado no eixo São Paulo - Rio de Janeiro, compreende as terras que se formam ao longo da calha do rio Paraíba do Sul e as encostas das serras da Mantiqueira e do Mar. Essa disposição geográfica, mais o traçado da Estrada de Ferro Central do Brasil e posteriormente da rodovia Presidente Dutra, proporcionaram níveis diferenciados de evolução da economia.

Enquanto aqueles municípios localizados na calha, mais próximos da ferrovia e da rodovia, hoje a principal do país, conheceram um intenso surto de industrialização e de urbanização a partir das décadas de 1960/1970, os outros, localizados nas encostas das serras do Mar e da Mantiqueira, permaneceram vinculados ao setor primário da economia, registrando constante êxodo rural e empobrecimento de sua população.

É relevante observar que o Vale do Paraíba tem peculiaridades no que se refere à questão ambiental, que o coloca numa situação diferenciada de outras regiões, resguardando significativa parcela da Mata Atlântica e um ecossistema que limita a produção rural na sua maior parte à subsistência e, em menor proporção, para o abastecimento regional (FARIA, 2005).

A realidade do meio rural, no caso valeparaibano, contrasta com a evolução dos demais setores da economia regional, impulsionada pela indústria automobilística e de autopeças que se instalou nos municípios de São José dos Campos e Taubaté, pelos empreendimentos de alta tecnologia, sobretudo no setor de aeronáutica, também em

São José dos Campos, e por outros ramos industriais instalados no parque regional, como a reciclagem de alumínio, centrada em Pindamonhangaba - já reconhecida como a capital nacional de reciclagem - e a indústria química, metalúrgica e alimentícia em Guaratinguetá. O processo de industrialização do Vale do Paraíba, impulsionado inicialmente pelas vantagens da localização e, posteriormente, por políticas municipais de incentivo, também tem atraído um montante significativo de investimentos e impactado diretamente o setor de serviços, criando oportunidades para iniciativas voltadas para o lazer e entretenimento.

Dados de algumas cidades foram tabulados de forma a apresentar as características sócio-econômicas, visando estabelecer o perfil de uma cidade de pequeno, médio e grande porte do Vale do Paraíba (SEADE, 2005), conforme mostra a Tabela 6.1.

Guaratinguetá, local do estudo de caso aqui analisado, tem a sua economia estruturada na agropecuária e é importante bacia leiteira do Vale do Paraíba. Destacam-se, também, indústrias de pequeno, médio e grande portes, abrangendo os setores têxtil, químico, metal-mecânico e alimentício. Possui tradição no setor comercial, atendendo, além do município, as cidades vizinhas e do sul de Minas Gerais (CITYBRAZIL, 2005).

A produção agrícola conta com as principais culturas: cana, arroz, frutas, mandioca, hortifrutigranjeiros. Em relação à produção animal, a pecuária extensiva teve início no começo do século XX e evoluiu, na década de 1950, voltando-se para a produção de leite, transformando a cidade de Guaratinguetá em uma das mais expressivas bacias leiteiras do país.

Pertence, de acordo com SEADE (2005), ao grupo de municípios que, embora com níveis de riqueza elevados, não exibem bons indicadores sociais, com concentração de 92% na zona urbana e População Economicamente Ativa (PEA) de 60%.

Tabela 6.1 – Índices de cidades do Vale do Paraíba no Estado de São Paulo

Índices / Cidades	Cachoeira Paulista	Guara-tinguetá	Taubaté	São José Campos
População em 2005 [habitantes]	29.431	111.084	264.031	592.932
Taxa de Urbanização [%] 2005	81,36	95,49	94,63	98,90
Taxa Geométrica de Cresc. Anual Popul. - 2000/2005 [% a.a.] 2005	1,62	1,31	1,61	1,95
IDHM (2002):	0,794	0,818	0,837	0,837
PIB [milhões R\$] (2002)	121,37	1.045,51	3.650,23	13.600,68
PIB per capita [R\$] (2002)	4.280,88	9.713,67	14.323,69	23.981,64
Participação no Estado [%] (2002)	0,03	0,24	0,83	3,10
Abastecimento de Água - Nível de Atendimento [%] (2000)	99,12	98,49	98,36	96,09
Esgoto Sanitário - Nível de Atendimento [%] (2000)	95,15	89,25	94,36	90,21
Coleta de Lixo - Nível de Atendimento [%] (2000)	99,22	99,09	99,53	99,27
Taxa de Analfabetismo [%] (2000)	6,54	4,68	4,82	4,58

Fonte: (SEADE, 2005)

6.2 PROJEÇÃO DE CENÁRIOS PARA GERAÇÃO E DEMANDA ENERGÉTICA

O consumo de energia elétrica foi calculado com base nos dados existentes do IBGE e SEADE, avaliando-se população, consumo de energia elétrica residencial, industrial, rural, comercial e serviços. Após análise do histórico de dados e comparativamente com dados de cidades de mesmo porte e características similares, verificou-se que o consumo médio de um habitante de Guaratinguetá/SP está na faixa de 700 kWh/ano. O fator de carga residencial é de 0,62 e consumo médio de uma família com 4 integrantes é cerca de 230 kWh/mês, valores que se situam dentro da faixa para cidades do Estado de São Paulo (SEADE; IBGE, 2005). A Tabela 6.2

apresenta os valores de projeção demanda de energia elétrica conforme o crescimento populacional para a cidade de Guaratinguetá/SP.

Tabela 6.2 – Projeção de cenários para a população e demanda de energia elétrica em Guaratinguetá/SP

Ano	População [habitantes]	Consumo de energia [kWh/ano]	Consumo incremental ano a ano [kWh/ano]	Consumo incremental ano base 2005 [kWh/ano]
2005	111.084	77.758.800	-----	-----
2006	112.195	78.536.388	777.588	777.588
2007	113.317	79.321.752	785.364	1.562.952
2008	114.450	80.114.969	793.218	1.578.581
2009	115.594	80.916.119	801.150	2.379.731
2010	116.750	81.725.280	809.161	3.188.892
2011	117.918	82.542.533	817.253	4.006.145
2012	119.097	83.367.958	825.425	4.831.570
2013	120.288	84.201.638	833.680	5.665.250
2014	121.491	85.043.654	842.016	6.507.266
2015	122.706	85.894.091	850.437	7.357.703
2016	123.933	86.753.032	858.941	8.216.644
2017	125.172	87.620.562	867.530	9.084.174
2018	126.424	88.496.768	876.206	9.960.380
2019	127.688	89.381.735	884.968	10.845.347
2020	128.965	90.275.553	893.817	11.739.165
Média	119.817	83.871.927	834.450	-----

A demanda incremental ano a ano é a diferença da quantidade de energia elétrica necessária de um ano para o próximo. Neste caso, a demanda incremental tem como ano base 2006, sendo a energia necessária para atender o crescimento da cidade.

O objetivo é atender esta demanda incremental necessária através de sistemas energéticos locais, tais como geração fotovoltaica, eólica, biogás, gás natural e pequenas centrais hidrelétricas, sendo todas comparadas com a energia fornecida pela Concessionária, gerada em grande parte por grandes e médias hidrelétricas, com custos competitivos [US\$/kWh] e emissão de poluentes [kg/kWh] ambientalmente favoráveis em relação aos demais, pela metodologia da “Análise do Ciclo de Vida” – LCA.

A Tabela 6.3 apresenta os custos de geração das fontes alternativas de energia e a previsão na redução dos mesmos até 2020, valores encontrados na literatura mundial (IEA, 2001) (IEA, 2004) e comparados com a situação brasileira, conforme apresentado nos capítulos 3 e 4 desta tese, por exemplo, na Tabela 3.10 (COMGAS, 2006) e Tabela 4.11 (MME, 2005). Os valores considerados neste trabalho estão na faixa comum entre os dados internacionais e nacionais, sendo que para a energia fornecida pela Concessionária utilizou-se valores de grandes centrais hidroelétricas.

Tabela 6.3 – Custos de energia produzida [US\$/kWh]

Custos [US\$/kWh]	Hidrelétrica - Concessionária	Fotovoltaica	Eólica	Biogás	Gás Natural	PCH
Valor referência ^a	0,03 - 0,04	0,12 - 0,14	0,035 - 0,040	0,020 - 0,150	-	0,02 - 0,06
Valor considerado	0,0350	0,1300	0,035	0,0200	0,0558 ^b	0,0200

Nota: Valor calculado de acordo com a tarifa da COMGAS (2006)^b.

Fonte: IEA (2004)^a

A Tabela 6.4 apresenta a previsão de redução dos custos para 2020 da Agência Internacional de Energia (IEA, 2001) para as alternativas energéticas propostas, os quais foram considerados neste trabalho, no caso em que há uma faixa de redução, considerou-se o valor médio. Para o caso do gás natural, que não há valor previsto, foi considerado o menor valor da previsão de todas alternativas envolvidas, ou seja, uma previsão mais conservadora, devido ao futuro das fontes não renováveis e à variação do comércio de combustíveis fósseis.

Tabela 6.4 – Previsão de redução dos custos para 2020 [%]

Previsão Redução [%]	Grandes Hidrelétricas – Concessionária	Fotovoltaica	Eólica	Biogás	Gás Natural	PCH
Valor referência ^a	10 %	30 a 50 %	15 a 25 %	10 a 20 %	-	10 %
Valor considerado	10 %	40 %	20 %	15 %	10 %	10 %

Fonte: IEA (2001)^a

A projeção de cenários para os custos de geração de energia das alternativas propostas até o ano de 2020 está na Tabela 6.5, que tem por base a Tabela 6.3 e Tabela 6.4. Este é o período para análise de otimização do modelo de expansão desenvolvido.

Tabela 6.5 – Cenários dos custos de geração de energia elétrica [US\$/kWh]

Ano	Hidrelétrica (Concessionária)	Fotovoltaica	Eólica	Biogás	Gás Natural	PCH
2007	0,0350	0,1300	0,0350	0,0200	0,0558	0,0200
2008	0,0348	0,1260	0,0345	0,0198	0,0554	0,0199
2009	0,0345	0,1220	0,0340	0,0195	0,0549	0,0197
2010	0,0343	0,1180	0,0335	0,0193	0,0545	0,0196
2011	0,0340	0,1140	0,0330	0,0190	0,0540	0,0194
2012	0,0338	0,1100	0,0325	0,0188	0,0536	0,0193
2013	0,0335	0,1060	0,0320	0,0185	0,0531	0,0191
2014	0,0333	0,1020	0,0315	0,0183	0,0527	0,0190
2015	0,0330	0,0980	0,0310	0,0180	0,0522	0,0188
2016	0,0328	0,0940	0,0305	0,0178	0,0518	0,0187
2017	0,0325	0,0900	0,0300	0,0175	0,0513	0,0185
2018	0,0323	0,0860	0,0295	0,0173	0,0509	0,0184
2019	0,0320	0,0820	0,0290	0,0171	0,0504	0,0182
2020	0,0315	0,0780	0,0280	0,0170	0,0502	0,0180

6.2.1 Equações e curvas do modelo de expansão solar

Foram analisadas as séries trimestrais de insolação, do período de 2002 a 2006 e analisando a Tabela 2.2, verificou-se que há ajuste ao “modelo autoregressivo de 1ª ordem”. A forma de autocorrelação ajuda a identificar o modelo. A função autocorrelação parcial indica a ordem do modelo que coincide com o último *lag* estatisticamente significativo (NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, 2006). Os modelos de séries temporais e previsão foram ajustados utilizando-se o *software Minitab* (MINITAB, 2005), obtendo-se erro médio (ϵ) de 3,78% entre os valores previstos e observados. As linhas tracejadas nos gráficos de autocorrelação indicam o intervalo de confiança de 95% (Figuras 6.2, 6.4, 6.6 e 6.8), e tem-se:

- Os gráficos de autocorrelação indicam ser um modelo de natureza autoregressiva (*lags* rapidamente tendendo a zero).
- Para identificar a ordem do modelo utilizou-se a função autocorrelação parcial e observou-se que o último *lag* estatisticamente significativo é o *lag* nº 1. Portanto, o modelo é o denominado AR1.
- Em “*final estimates of parameters*” verifica-se que $P < 0,05$ (5%) para os AR1 e *Constant*. Este termo indica o bom ajuste do modelo, na redução de erros. Em todos os casos os resíduos do modelo são independentes e os coeficientes são significativos.
- Em “*modified Box Pierce (Ljung-box) Chi Square statistic*”, uma evidência do bom ajuste do modelo é o parâmetro $P\text{-value} > 0,05$ (5 %).

A equação 6.1 rege este modelo (CHATFIELD, 2004):

$$X_t = \text{Constant} + [(\text{AR1} \cdot X_{t-1}) + \epsilon] \quad (6.1)$$

sendo	X_t	: valor previsto
	Constant	: coeficiente constante
	AR1	: coeficiente da ordem do modelo
	X_{t-1}	: valor observado
	ϵ	: erro

O valor residual é a diferença entre o valor previsto e o valor observado, sendo apresentado na equação 6.2. Utilizando-se as equações 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6, obteve-se um valor residual médio de 4,99 % para o período de 2002 a 2006.

$$\text{RES} = \text{VP} - \text{VO} \quad (6.2)$$

sendo: RES : valor residual
 VP : valor previsto
 VO : valor observado

A Figura 6.1 apresenta os parâmetros do modelo solar (ARIMA – *Auto Regressive Integrated Moving Average*), calculado para o trimestre de janeiro a março de 2005.

<i>Final Estimates of Parameters</i>				
<i>Type</i>	<i>Coef</i>	<i>SE Coef</i>	<i>T</i>	<i>P</i>
AR 1	0,5240	0,0927	5,66	0,000
Constant	2,3690	0,1515	15,63	0,000
<i>Mean</i>	4,9772	0,3183		
<i>Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic</i>				
<i>Lag</i>	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	9,4	24,4	29,5	36,5
<i>DF</i>	10	22	34	46
<i>P-Value</i>	0,498	0,326	0,686	0,841

Figura 6.1 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – janeiro a março de 2005

A equação 6.3 apresenta a formulação para o modelo solar do 1º trimestre.

$$X_t = 2,3690 + [(0,5240 \cdot X_{t-1}) + 0,0378] \quad (6.3)$$

Utilizando-se a equação 6.3, obteve-se um erro médio de 1,96 % entre os valores previstos e observados para o 1º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

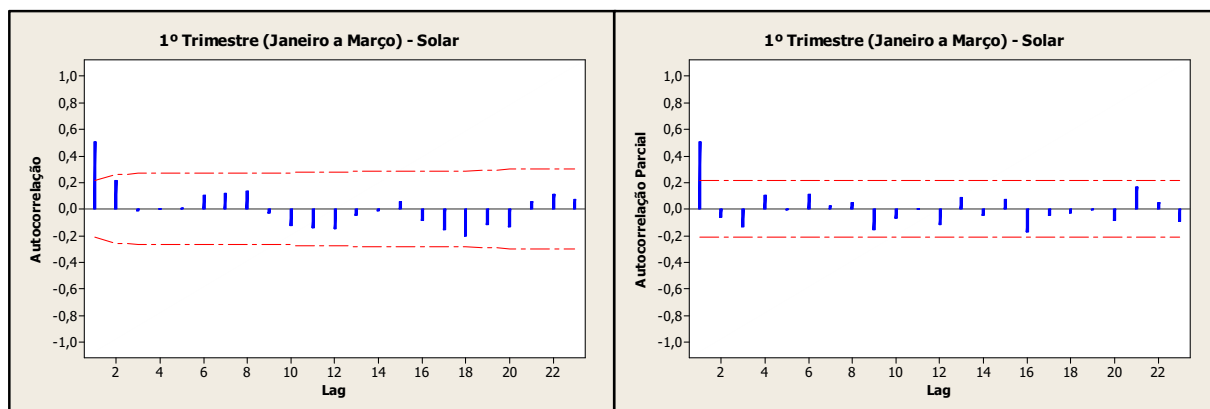


Figura 6.2 – Gráficos estatísticos – solar – 1º trimestre

A Figura 6.3 apresenta os parâmetros do modelo solar (ARIMA – *Auto Regressive Integrated Moving Average*), calculado para o trimestre de abril a junho de 2005.

<i>Final Estimates of Parameters</i>				
<i>Type</i>	<i>Coef</i>	<i>SE Coef</i>	<i>T</i>	<i>P</i>
AR 1	0,5290	0,0924	5,73	0,000
Constant	1,6894	0,1160	14,56	0,000
<i>Mean</i>	3,5872	0,2463		
<i>Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic</i>				
<i>Lag</i>	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	9,3	14,8	25,5	37,9
<i>DF</i>	10	22	34	46
<i>P-Value</i>	0,506	0,870	0,854	0,796

Figura 6.3 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – abril a junho de 2005

A equação 6.4 apresenta a formulação para o modelo solar do 2º trimestre.

$$X_t = 1,6894 + [(0,5290 \cdot X_{t-1}) + 0,0378] \quad (6.4)$$

Utilizando-se a equação 6.4, obteve-se um erro médio de 14,47 % entre os valores previstos e observados para o 2º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

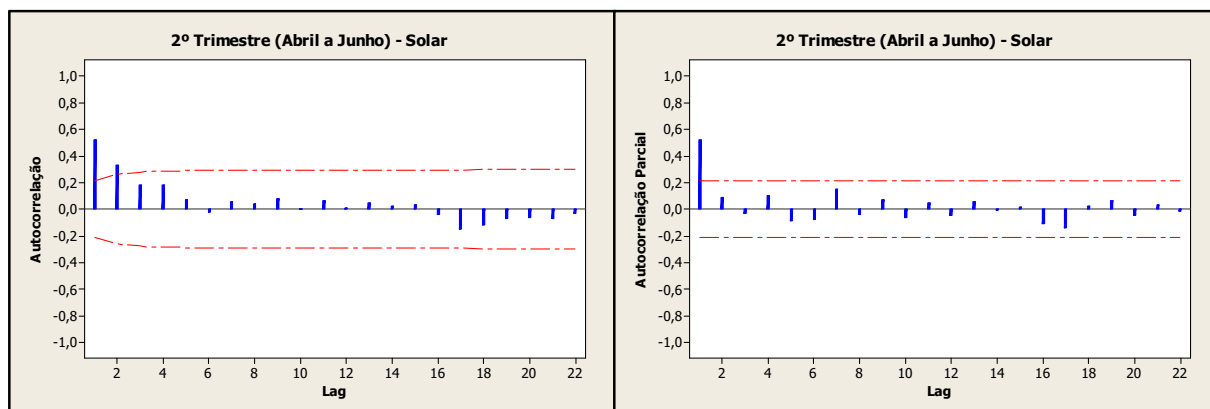


Figura 6.4 – Gráficos estatísticos – solar – 2º trimestre

A Figura 6.5 apresenta os parâmetros do modelo solar (ARIMA – *Auto Regressive Integrated Moving Average*), calculado para o trimestre de julho a setembro de 2005.

<i>Final Estimates of Parameters</i>				
<i>Type</i>	<i>Coef</i>	<i>SE Coef</i>	<i>T</i>	<i>P</i>
AR 1	0,3786	0,0981	3,86	0,000
Constant	2,3968	0,1807	13,26	0,000
<i>Mean</i>	3,8571	0,2908		
<i>Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic</i>				
<i>Lag</i>	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	10,9	16,1	28,0	37,6
<i>DF</i>	10	22	34	46
<i>P-Value</i>	0,365	0,809	0,754	0,806

Figura 6.5 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – julho a setembro de 2005

A equação 6.5 apresenta a formulação para o modelo solar do 3º trimestre.

$$X_t = 2,3968 + [(0,3786 \cdot X_{t-1}) + 0,0378] \quad (6.5)$$

Utilizando-se a equação 6.5, obteve-se um erro médio de -3,13 % entre os valores previstos e observados para o 3º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

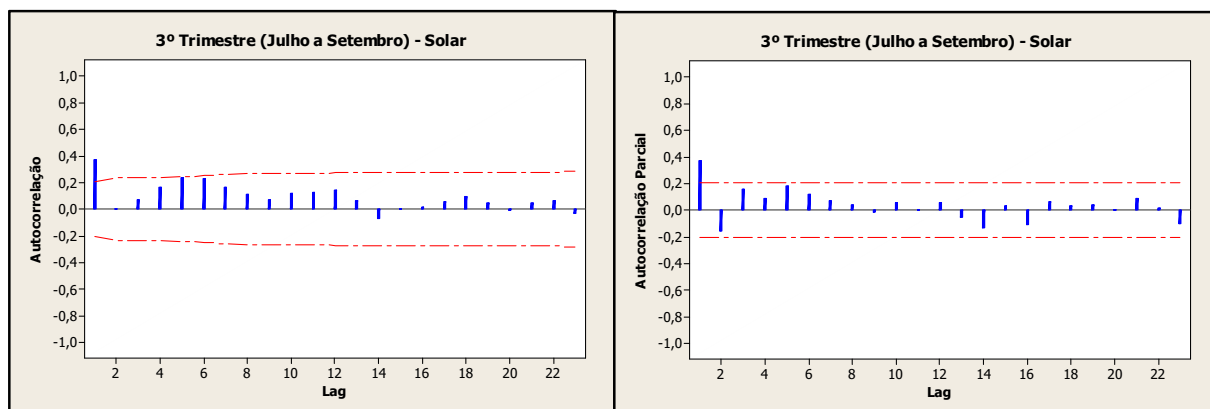


Figura 6.6 – Gráficos estatísticos – solar – 3º trimestre

A Figura 6.7 apresenta os parâmetros do modelo solar (ARIMA – *Auto Regressive Integrated Moving Average*), calculado para o trimestre de outubro a dezembro de 2005.

➤ **ARIMA Model: Out/Dez05** (*Auto Regressive Integrated Moving Average*)

<i>Final Estimates of Parameters</i>				
<i>Type</i>	<i>Coef</i>	<i>SE Coef</i>	<i>T</i>	<i>P</i>
AR 1	0,4438	0,0963	4,61	0,000
Constant	2,6723	0,2161	12,37	0,000
<i>Mean</i>	4,8043	0,3885		
<i>Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic</i>				
<i>Lag</i>	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	11,2	20,6	31,0	49,2
<i>DF</i>	10	22	34	46
<i>P-Value</i>	0,342	0,543	0,613	0,346

Figura 6.7 – Parâmetros do modelo ARIMA solar – outubro a dezembro de 2005

A equação 6.6 apresenta a formulação para o modelo solar do 4º trimestre.

$$X_t = 2,6723 + [(0,4438 \cdot X_{t-1}) + 0,0378] \quad (6.6)$$

Utilizando-se a equação 6.6, obteve-se um erro médio de 1,12 % entre os valores previstos e observados para o 4º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

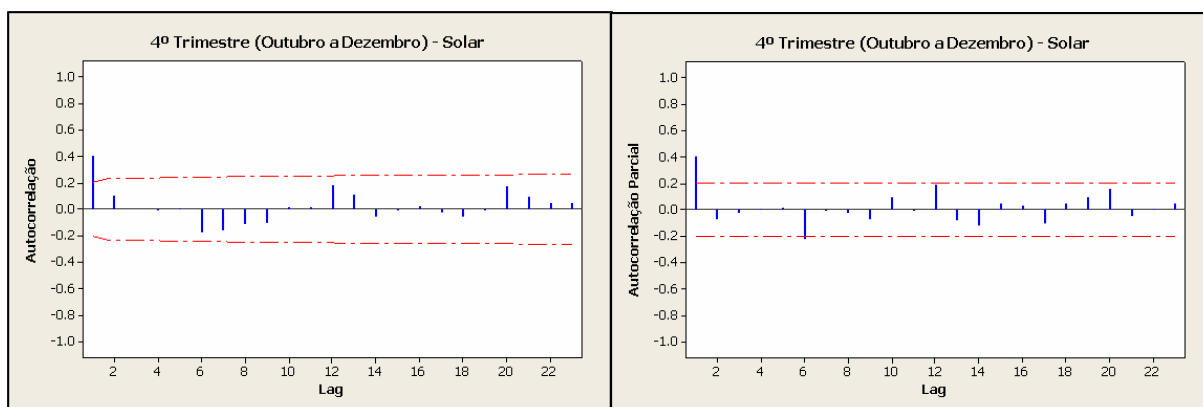


Figura 6.8 – Gráficos estatísticos – solar – 4º trimestre

Utilizando-se as equações 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4, obteve-se um valor residual médio de 3,60 % para o período de 2003 a 2006. A diferença entre o valor previsto e o valor observado variou de -3,13 % a 14,47 %, ou seja, variação de 17,60 % entre o valor mínimo e máximo.

A Correlação de Anomalias (AC) é um método para verificação de previsão de clima utilizado pelo Centro Europeu de Previsão de Tempo e Clima (ECMWF, 2007), pelo Instituto de Pesquisa Internacional para o Clima e a Sociedade nos Estados Unidos (IRI, 2007), e no Brasil pelos meteorologistas do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

De acordo com Wilks (1995) a correlação de anomalias identifica similaridades entre os padrões verificados no campo meteorológico e também é referido como correlação padrão. A Correlação de Anomalias (AC) se assemelha ao coeficiente de correlação momento-produto de Pearson, os quais possuem a propriedade de dividir em limites entre -1 e +1, e não é sensível a polarização em previsões, ou seja, não há tendências. O coeficiente de correlação pode ser calculado a partir do resultado da equação 6.7, denominada *fórmula do momento-produto* (SPIEGEL, 1978):

$$r = \frac{S_{xy}}{S_x S_y} = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2} \sqrt{\sum (y - \bar{y})^2}} \quad (6.7)$$

Foi utilizado o método de Correlação de Pearson para validar o modelo solar, sendo que o parâmetro *P-value* > 0,05 (5 %) evidencia a aderência do modelo (MINITAB, 2005; NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, 2006).

Resultados das correlações entre os valores observados e previstos pelo modelo solar:

- **Correlações: Observado 1T2004; Previsto 1T2004 (1º trimestre de 2004):**

Correlação de Pearson para “Observado 1T2004 e Previsto 1T2004” = -0,050

P-Value = 0,640

- **Correlações: Observado 2T2004; Previsto 2T2004 (2º trimestre de 2004):**

Correlação de Pearson para “Observado 2T2004 e Previsto 2T2004” = 0,147

P-Value = 0,164

- **Correlações: Observado 3T2004; Previsto 3T2004 (3º trimestre de 2004):**

Correlação de Pearson para “Observado 3T2004 e Previsto 3T2004” = 0,182

P-Value = 0,087

- **Correlações: Observado 4T2004; Previsto 4T2004 (4º trimestre de 2004):**

Correlação de Pearson para “Observado 4T2004 e Previsto 4T2004” = -0,147

P-Value = 0,162

- **Correlações: Observado 1T2005; Previsto 1T2005 (1º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 1T2005 e Previsto 1T2005” = -0,237

P-Value = 0,025

- **Correlações: Observado 2T2005; Previsto 2T2005 (2º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 2T2005 e Previsto 2T2005” = 0,162

P-Value = 0,128

- **Correlações: Observado 3T2005; Previsto 3T2005 (3º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 3T2005 e Previsto 3T2005” = 0,089

P-Value = 0,404

- **Correlações: Observado 4T2005; Previsto 4T2005 (4º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 4T2005 e Previsto 4T2005” = 0,010

P-Value = 0,922

- **Correlações: Observado 1T2006; Previsto 1T2006 (1º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 1T2006 and Previsto 1T2006” = 0,003

P-Value = 0,979

- **Correlações: Observado 2T2006; Previsto 2T2006 (2º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 2T2006 e Previsto 2T2006” = 0,198

P-Value = 0,060

- **Correlações: Observado 3T2006; Previsto 3T2006 (3º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 3T2006 e Previsto 3T2006” = 0,084

P-Value = 0,424

- **Correlações: Observado 4T2006; Previsto 4T2006 (4º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 4T2006 e Previsto 4T2006” = -0,105

P-Value = 0,337

6.2.2 Projeção de cenários para energia fotovoltaica

Foi desenvolvido um modelo de expansão solar através da análise dos índices de radiação solar proveniente da plataforma de coleta de dados do INPE para Guaratinguetá/SP de 2002 a 2006, conforme gráfico apresentado na Figura 4.20.

A partir de 2007 os valores são projetados, resultado da expansão do modelo estatístico. A Tabela 6.6 apresenta os valores de expansão do modelo de insolação diária e geração de energia fotovoltaica produzida anualmente [kWh/ano] através de uma placa coletora, calculada pela equação 4.17. A energia elétrica gerada é

proporcional ao número de placas coletoras utilizadas. No modelo de otimização energética foi considerado o mínimo de 100 e máximo de 30.000 placas coletoras, que implica em uma área instalada de 21.938,40 m². O modelo considera os aspectos energéticos, ambientais e econômicos da energia fotovoltaica para atender a demanda.

Tabela 6.6 – Valores de expansão do modelo de insolação [kWh/m².dia] e geração fotovoltaica [kWh/ano]

Ano	1º Trimestre Insolação [kWh/m².dia]	2º Trimestre Insolação [kWh/m².dia]	3º Trimestre Insolação [kWh/m².dia]	4º Trimestre Insolação [kWh/m².dia]	Média Anual Insolação [kWh/m².dia]	Energia produzida por placa [kWh/ano]
2003	5,27	3,85	3,89	4,91	4,48	20,917
2004	4,71	3,28	4,42	4,88	4,32	20,182
2005	4,93	3,57	3,85	4,39	4,19	19,540
2006	5,12	3,77	4,10	5,05	4,51	21,057
2007	5,09	4,38	3,99	4,35	4,45	20,789
2008	5,07	4,70	3,92	4,08	4,44	20,742
2009	5,07	4,70	3,94	4,08	4,45	20,765
2010	5,06	4,84	3,92	4,02	4,46	20,824
2011	5,06	5,01	3,92	3,93	4,48	20,917
2012	5,06	5,03	3,92	3,92	4,48	20,929
2013	5,06	5,04	3,92	3,92	4,49	20,941
2014	5,06	5,05	3,92	3,92	4,49	20,952
2015	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
2016	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
2017	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
2018	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
2019	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
2020	5,06	5,06	3,92	3,92	4,49	20,964
Média	5,05	4,64	3,96	4,17	4,45	20,797

6.2.3 Equações e curvas do modelo de expansão eólico

Foram analisadas as séries trimestrais de dados de velocidade do vento, do período de 2002 a 2006, visando avaliar e identificar a ordem do modelo, de acordo com os dados coletados (INPE, 2007). Os modelos de séries temporais e previsão foram ajustados utilizando-se o *software Minitab* (MINITAB, 2005), obtendo-se erro médio (Z_{t-n}) de 6,96% entre os valores previstos e observados. Na Tabela 2.2 verifica-se que o modelo de melhor ajuste é do tipo ARMA (*Auto Regressive Moving Average*), uma combinação dos modelos autoregressivo e média móvel, sendo os termos da equação com os mesmos índices do modelo autoregressivo e média móvel.

Identificou-se para a modelagem de expansão eólica o modelo ARMA (2,2), ou seja, modelo autoregressivo de segunda ordem com duas médias móveis. As Figuras 6.10, 6.12, 6.14 e 6.16 mostram os gráficos de autocorrelação. As linhas tracejadas indicam o intervalo de confiança de 95% (NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, 2006), sendo:

- Os gráficos de autocorrelação indicam ser um modelo misto de natureza autoregressiva e média móvel (decaindo, iniciando após alguns *lags*).
- Os gráficos de autocorrelação e autocorrelação parcial exibem elevados picos que gradualmente decaem, ambos indicando um processo presente autoregressivo e média móvel (MINITAB, 2005).
- Em “*final estimates of parameters*” verifica-se que $P < 0,05$ (5 %) para os termos AR, MA e *Constant*. Este termo indica o bom ajuste do modelo, na redução de erros. Em todos os casos os resíduos do modelo são independentes e os coeficientes são significativos.
- Em “*modified Box Pierce (Ljung-box) Chi Square statistic*” uma evidência do bom ajuste do modelo é o parâmetro $P\text{-value} > 0,05$ (5 %).

A equação 6.8 rege este modelo (CHATFIELD, 2004):

$$X_t = \text{Constant} + [(AR1 \cdot X_{t-1}) + (AR2 \cdot X_{t-2}) + (MA1 \cdot Z_{t-1}) + (MA2 \cdot Z_{t-2})] \quad (6.8)$$

sendo:

X_t : valor previsto

X_{t-n} : valor observado

Constant: coeficiente constante

AR: coeficiente autoregressivo

MA: coeficiente da média móvel

Z_{t-n} : resíduo (valor previsto – valor observado)

O valor residual é a diferença entre o valor previsto e o valor observado, sendo apresentado na equação 6.2. Utilizando-se as equações 6.9, 6.10, 6.11 e 6.12, obteve-se um valor residual médio de 1,25 % para o período de 2002 a 2006.

A Figura 6.9 apresenta os parâmetros do modelo eólico (ARMA – *Auto Regressive Moving Average*), calculado para o trimestre de janeiro a março de 2005.

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-0.1952	0.0497	-3.93	0.000
AR 2	0.8034	0.0511	15.72	0.000
MA 1	-0.3298	0.0397	-8.31	0.000
MA 2	0.6547	0.0398	16.44	0.000
Constant	2.6541	0.1055	25.16	0.000
<i>Mean</i>	6.7749	0.2693		

Number of observations: 180

Residuals: SS = 769.152 (backforecasts excluded)

MS = 4.395 DF = 175

Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic

Lag	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	7.2	20.4	36.3	51.5
<i>DF</i>	7	19	31	43
<i>P-Value</i>	0.409	0.370	0.235	0.176

Figura 6.9 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – janeiro a março de 2005

A equação 6.9 apresenta a formulação para o modelo eólico do 1º trimestre.

$$X_t = 2,6541 + [(-0,195 \cdot X_{t-1}) + (0,8034 \cdot X_{t-2}) + (-0,3298 \cdot 0,0696) + (0,6547 \cdot 0,0696)]$$

$$X_t = 2,6541 + [(-0,195 \cdot X_{t-1}) + (0,8034 \cdot X_{t-2}) + (0,0226)] \quad (6.9)$$

Utilizando-se a equação 6.9, obteve-se um erro médio de 2,58 % entre os valores previstos e observados para o 1º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

Os gráficos de autocorrelação do modelo eólico para os trimestres de 2005 são apresentados nas Figuras 6.10, 6.12, 6.14 e 6.16.

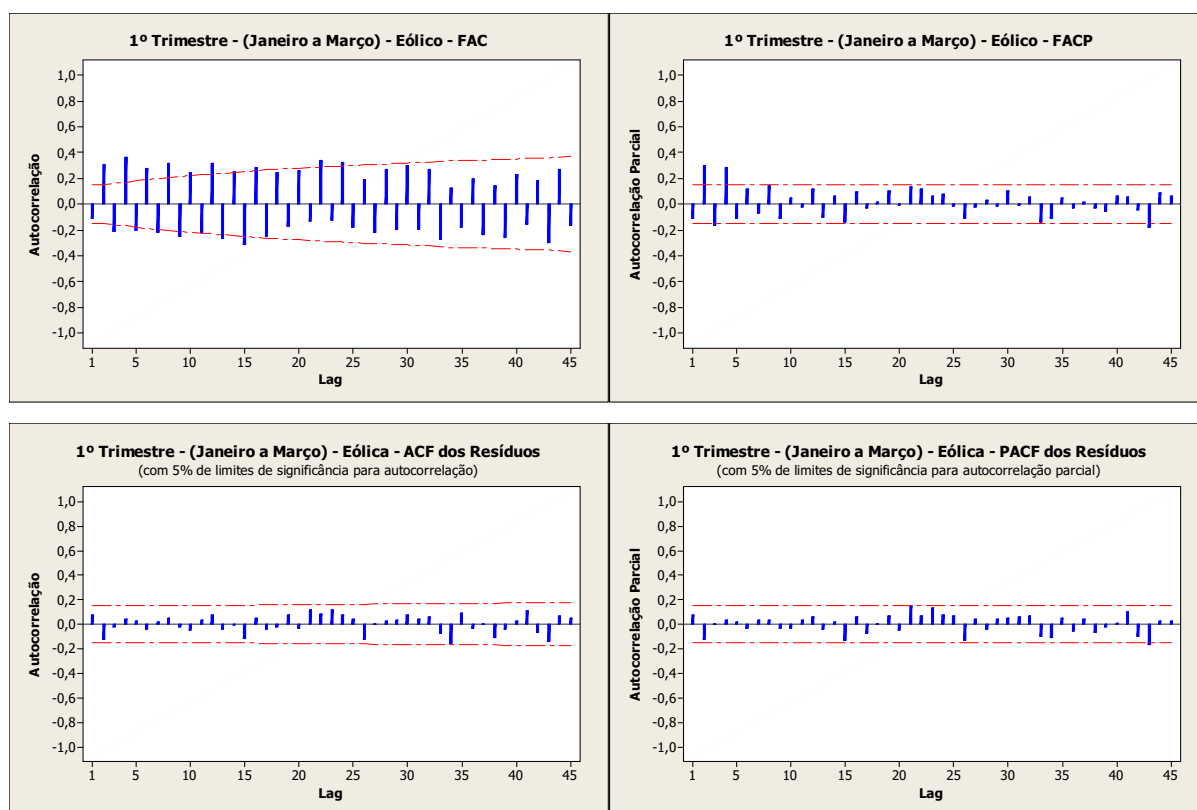


Figura 6.10 – Gráficos estatísticos – eólico – 1º trimestre

A Figura 6.11 apresenta os parâmetros do modelo eólico (ARMA – *Auto Regressive Moving Average*), calculado para o trimestre de abril a junho de 2005.

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-0.3376	0.0589	-5.73	0.000
AR 2	0.6629	0.0604	10.98	0.000
MA 1	-0.4236	0.0411	-10.30	0.000
MA 2	0.5768	0.0116	49.69	0.000
Constant	3.9472	0.1264	31.24	0.000
Mean	5.8500	0.1873		

Number of observations: 182

Residuals: SS = 718.235 (backforecasts excluded)

MS = 4.058 DF = 177

Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic

Lag	12	24	36	48
Chi-Square	7.7	13.7	31.2	39.6
DF	7	19	31	43
P-Value	0.359	0.801	0.458	0.621

Figura 6.11 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – abril a junho de 2005

A equação 6.10 apresenta a formulação para o modelo eólico do 2º trimestre.

$$X_t = 3,9472 + [(-0,3376 \cdot X_{t-1}) + (0,6629 \cdot X_{t-2}) + (-0,4236 \cdot 0,0696) + (0,5768 \cdot 0,0696)]$$

$$X_t = 3,9472 + [(-0,3376 \cdot X_{t-1}) + (0,6629 \cdot X_{t-2}) + (0,0106)] \quad (6.10)$$

Utilizando-se a equação 6.10, obteve-se um erro médio de -1,07 % entre os valores previstos e observados para o 2º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

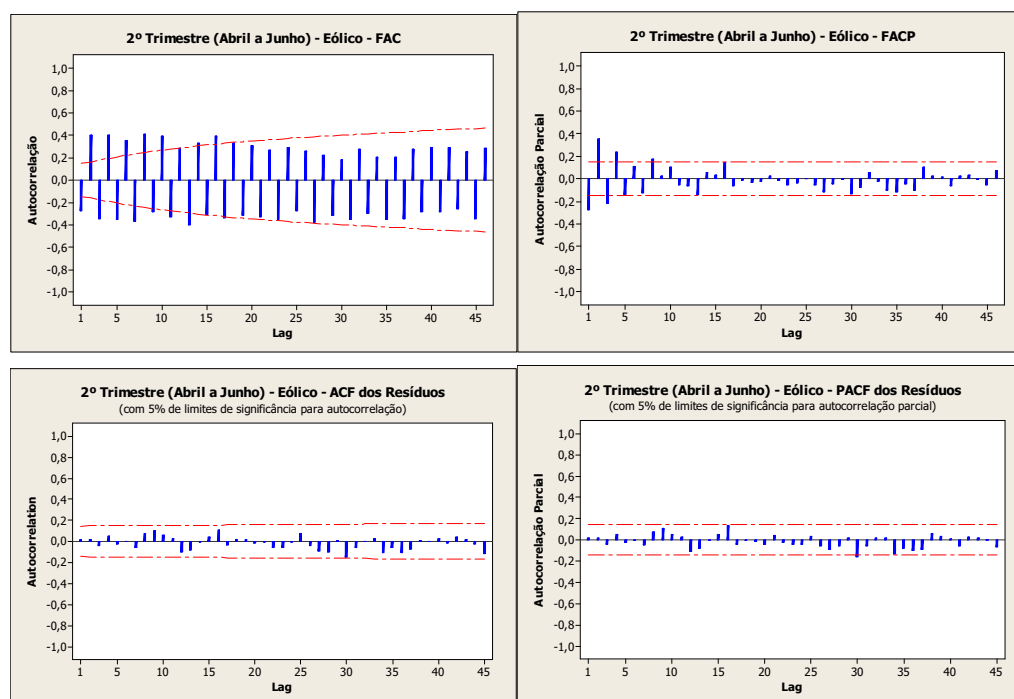


Figura 6.12 – Gráficos estatísticos – eólico – 2º trimestre

A Figura 6.13 apresenta os parâmetros do modelo eólico (ARMA – *Auto Regressive Moving Average*), calculado para o trimestre de julho a setembro de 2005.

<i>Final Estimates of Parameters</i>				
<i>Type</i>	<i>Coef</i>	<i>SE Coef</i>	<i>T</i>	<i>P</i>
AR 1	-0.1432	0.0452	-3.17	0.002
AR 2	0.8599	0.0421	20.42	0.000
MA 1	-0.3812	0.0318	-11.98	0.000
MA 2	0.6066	0.0349	17.37	0.000
Constant	2.0441	0.1469	13.91	0.000
<i>Mean</i>	7.2157	0.5186		
<i>Number of observations: 184</i>				
<i>Residuals: SS = 1184.25 (backforecasts excluded)</i>				
<i>MS = 6.62 DF = 179</i>				
<i>Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic</i>				
<i>Lag</i>	12	24	36	48
<i>Chi-Square</i>	13.9	26.4	46.8	57.3
<i>DF</i>	7	19	31	43
<i>P-Value</i>	0.053	0.119	0.034	0.070

Figura 6.13 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – julho a setembro de 2005

A equação 6.11 apresenta a formulação para o modelo eólico do 3º trimestre.

$$X_t = 2,0441 + [(-0,1432 \cdot X_{t-1}) + (0,8599 \cdot X_{t-2}) + (-0,3812 \cdot 0,0696) + (0,6066 \cdot 0,0696)]$$

$$X_t = 2,0441 + [(-0,1432 \cdot X_{t-1}) + (0,8599 \cdot X_{t-2}) + (0,0157)] \quad (6.11)$$

Utilizando-se a equação 6.11, obteve-se um erro médio de 6,63 % entre os valores previstos e observados para o 3º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

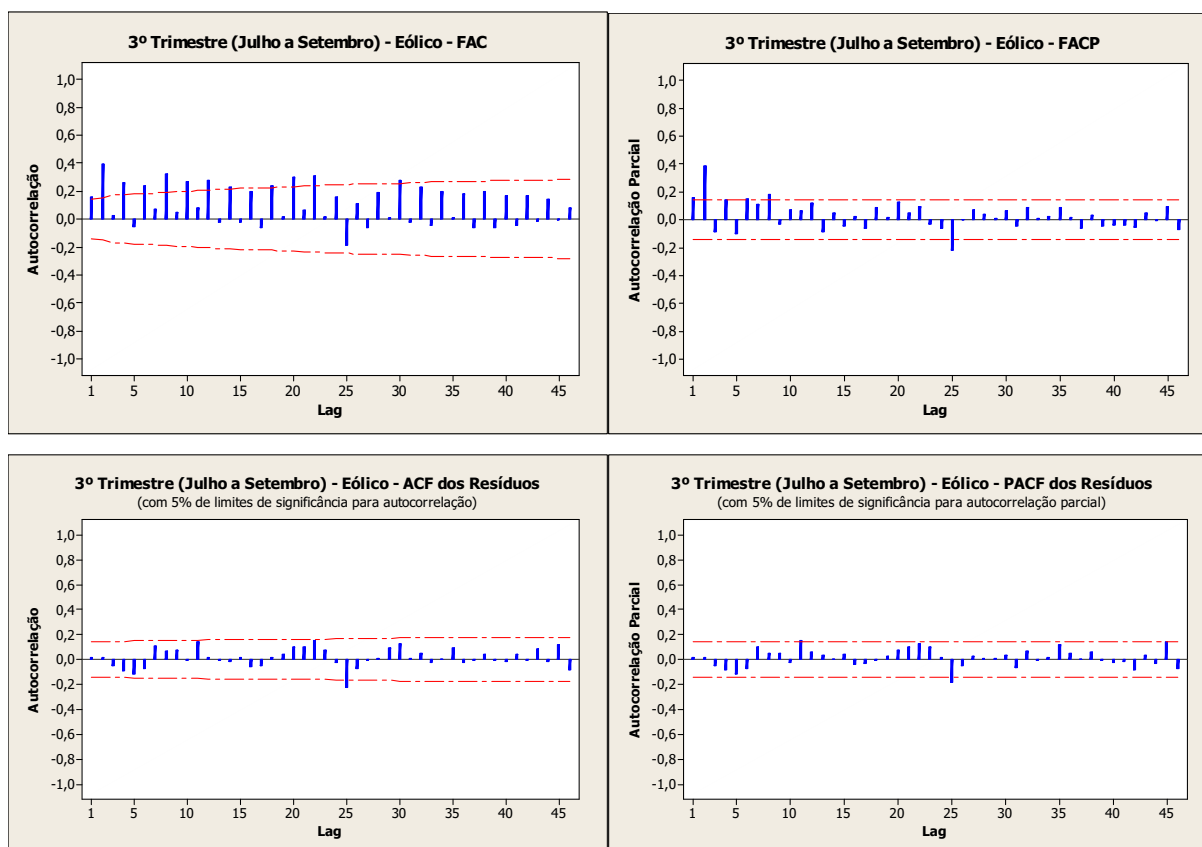


Figura 6.14 – Gráficos estatísticos – eólico – 3º trimestre

A Figura 6.15 apresenta os parâmetros do modelo eólico (ARMA – *Auto Regressive Moving Average*) para o trimestre de outubro a dezembro de 2005.

Final Estimates of Parameters

Type	Coef	SE Coef	T	P
AR 1	-1,1572	0,0878	-13,18	0,000
AR 2	-0,1599	0,0778	-2,06	0,041
MA 1	-1,1575	0,0416	-27,83	0,000
MA 2	-0,2125	0,0281	-7,55	0,000
Constant	18,5378	0,4552	40,73	0,000
Mean	8,0005	0,1964		

Number of observations: 184

Residuals: SS = 1214,72 (backforecasts excluded)

MS = 6,79 DF = 179

Modified Box-Pierce (Ljung-Box) Chi-Square statistic

Lag	12	24	36	48
Chi-Square	12,6	23,6	40,1	49,4
DF	7	19	31	43
P-Value	0,084	0,211	0,127	0,232

Figura 6.15 – Parâmetros do modelo ARIMA eólico – outubro a dezembro de 2005

A equação 6.12 apresenta a formulação para o modelo eólico do 4º trimestre.

$$X_t = 18,5378 + [(-1,1572 \cdot X_{t-1}) + (-0,1599 \cdot X_{t-2}) + (-1,1575 \cdot 0,0696) + (-0,2125 \cdot 0,0696)]$$

$$X_t = 18,5378 + [(-1,1572 \cdot X_{t-1}) + (-0,1599 \cdot X_{t-2}) + (-0,0953)] \quad (6.12)$$

Utilizando-se a equação 6.12, obteve-se um erro médio de -3,12 % entre os valores previstos e observados para o 4º trimestre dos anos de 2002 a 2006.

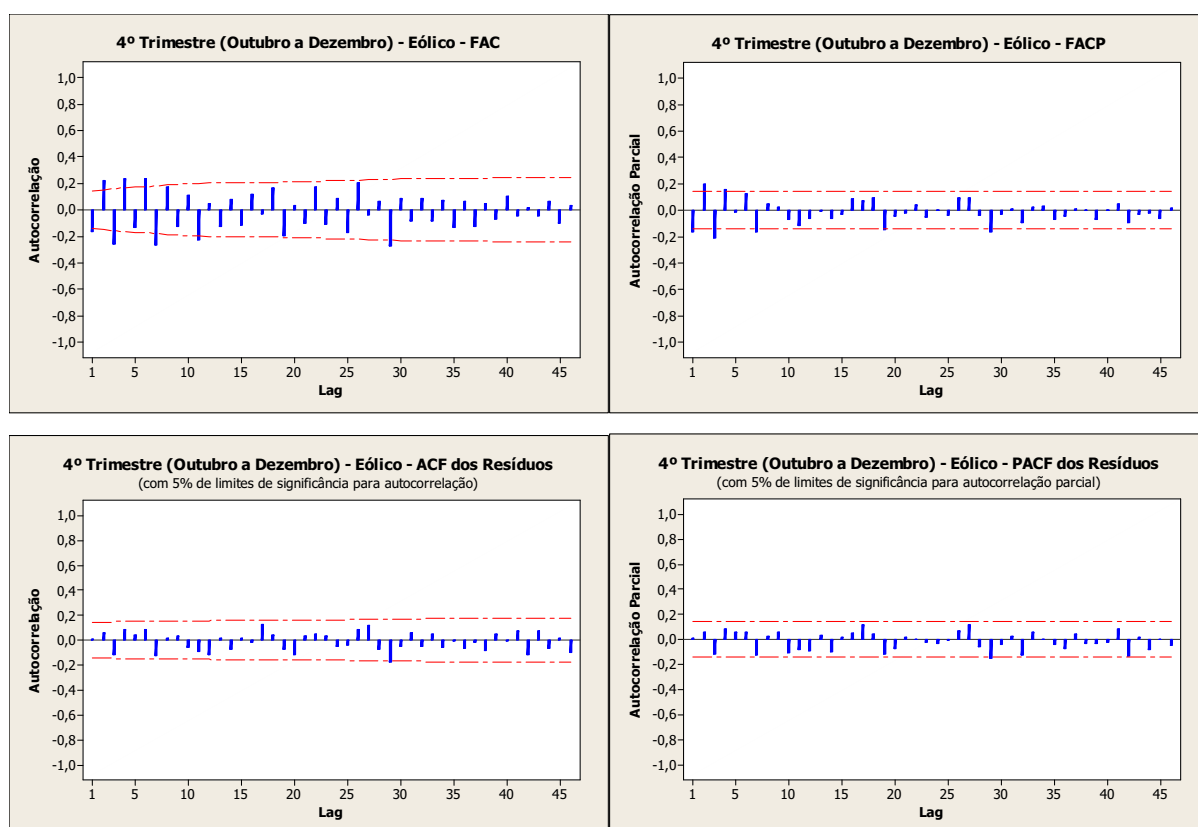


Figura 6.16 – Gráficos estatísticos – eólico – 4º trimestre

Utilizando-se as equações 6.9, 6.10, 6.11 e 6.12, obteve-se um valor residual médio de 1,25 % para o período de 2001 a 2006. A diferença entre o valor previsto e o valor observado variou na média de -3,12% a 6,63%, ou seja, variação média de 9,75 % entre o valor mínimo e máximo.

Analogamente ao método de validação do modelo solar, foi utilizado o método da Correlação de Pearson para validar o modelo eólico encontrado, sendo que o parâmetro $P\text{-value} > 0,05$ (5 %) evidencia o bom ajuste do modelo (MINITAB, 2005; NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, 2006).

Assim sendo, a validação do modelo eólico foi obtida através da correlação momento-produto de Pearson, equação 6.7, semelhante a Correlação de Anomalias utilizada pelos principais centros de estudos climáticos do mundo (ECMWF, 2007; IRI, 2007; INPE, 2007).

Resultados das correlações entre os valores observados e previstos pelo modelo eólico:

- **Correlações: Observado 1T2005; Previsto 1T2005 (1º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 1T2005 e Previsto 1T2005” = -0,066

P-Value = 0,076

- **Correlações: Observado 2T2005; Previsto 2T2005 (2º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 2T2005 e Previsto 2T2005” = 0,045

P-Value = 0,234

- **Correlações: Observado 3T2005; Previsto 3T2005 (3º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 3T2005 e Previsto 3T2005” = 0,050

P-Value = 0,177

- **Correlações: Observado 4T2005; Previsto 4T2005 (4º trimestre de 2005):**

Correlação de Pearson para “Observado 4T2005 e Previsto 4T2005” = 0,047

P-Value = 0,227

- **Correlações: Observado 1T2006; Previsto 1T2006 (1º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 1T2006 e Previsto 2T2006” = 0,070

P-Value = 0,062

- **Correlações: Observado 2T2006; Previsto 2T2006 (2º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 2T2006 e Previsto 2T2006” = -0,002

P-Value = 0,947

- **Correlações: Observado 3T2006; Previsto 3T2006 (3º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 3T2006 e Previsto 3T2006” = -0,017

P-Value = 0,648

- **Correlações: Observado 4T2006; Previsto 4T2006 (4º trimestre de 2006):**

Correlação de Pearson para “Observado 4T2006 e Previsto 4T2006” = 0,052

P-Value = 0,175

A validação do modelo eólico evidenciou o bom ajuste do modelo, apresentando aderência dos dados analisados, pois através do método da Correlação de Pearson todos os valores calculados de P-value estão acima de 0,05 (5%).

6.2.4 Projeção de cenários para energia eólica

Do conjunto de tecnologias avaliadas, há uma sensação acerca do grande potencial de emprego de energia eólica produzindo energia primária nas próximas décadas em níveis compatíveis ao que a energia nuclear gerava na década de 1990.

Devido à sua natureza intermitente, a fonte renovável de energia eólica não pode cobrir integralmente as necessidades de energia elétrica, mas necessita ser respaldada por outras fontes renováveis e/ou fontes convencionais.

Após o desenvolvimento do modelo estatístico com séries temporais e projeção das curvas de velocidade de vento, aplicou-se o conjunto de medições da plataforma de coleta de dados, com valores de velocidade de vento normalizada a 60 metros para Guaratinguetá de 2002 a 2006, conforme gráfico apresentado na Figura 4.16.

A Tabela 6.7 apresenta os valores de energia elétrica produzida anualmente (kWh/ano) pelo sistema de geração eólica proposto. Tais valores foram inseridos no modelo de otimização energética desenvolvido, de forma a avaliar a alternativa mais favorável em termos energéticos e ambientais para atender a demanda requerida. A partir de 2007 os valores são projetados em função da expansão do modelo estatístico.

Tabela 6.7 – Valores de expansão do modelo eólico para velocidade do vento e geração de energia elétrica

Ano	1º trim. velocid. vento [m/s]	2º trim. velocid. vento [m/s]	3º trim. velocid. vento [m/s]	4º trim. velocid. vento [m/s]	Velocid. média vento [m/s]	Potência gerada [kW]	Energia elétrica produzida [kWh/ano]
2003	5,93	5,22	5,90	8,18	6,3	80,64	706.445
2004	7,05	6,21	7,16	8,30	7,2	118,95	1.042.029
2005	6,78	5,88	7,24	7,99	7,0	108,94	954.272
2006	6,47	6,10	6,67	7,82	6,8	99,50	871.586
2007	6,79	5,77	7,37	8,11	7,0	110,70	969.752
2008	6,55	6,05	6,74	7,81	6,8	100,49	880.311
2009	6,86	5,74	7,44	8,11	7,0	112,01	981.210
2010	6,60	6,03	6,79	7,81	6,8	101,38	888.116
2011	6,90	5,73	7,48	8,11	7,1	112,85	988.548
2012	6,64	6,02	6,83	7,81	6,8	102,17	894.983
2013	6,93	5,72	7,51	8,11	7,1	113,45	993.812
2014	6,66	6,02	6,86	7,81	6,8	102,73	899.909
2015	6,94	5,72	7,54	8,11	7,1	113,93	998.036
2016	6,67	6,02	6,88	7,81	6,8	103,07	902.874
2017	6,95	5,72	7,56	8,10	7,1	114,17	1.000.153
2018	6,68	6,02	6,89	7,81	6,9	103,29	904.854
2019	6,96	5,72	7,57	8,10	7,1	114,41	1.002.273
2020	6,69	6,02	6,90	7,82	6,9	103,63	907.829
Média	6,73	5,87	7,07	7,98	6,91	106,46	932.611

6.3 APLICAÇÃO DO MODELO MULTIOBJETIVO ÀS CONDIÇÕES ESTABELECIDAS

O modelo deve considerar diversos objetivos representando o sistema energético-econômico-ambiental. A Figura 6.17 apresenta a configuração da estrutura para o modelo de um sistema integrado das opções energéticas de uma típica cidade.

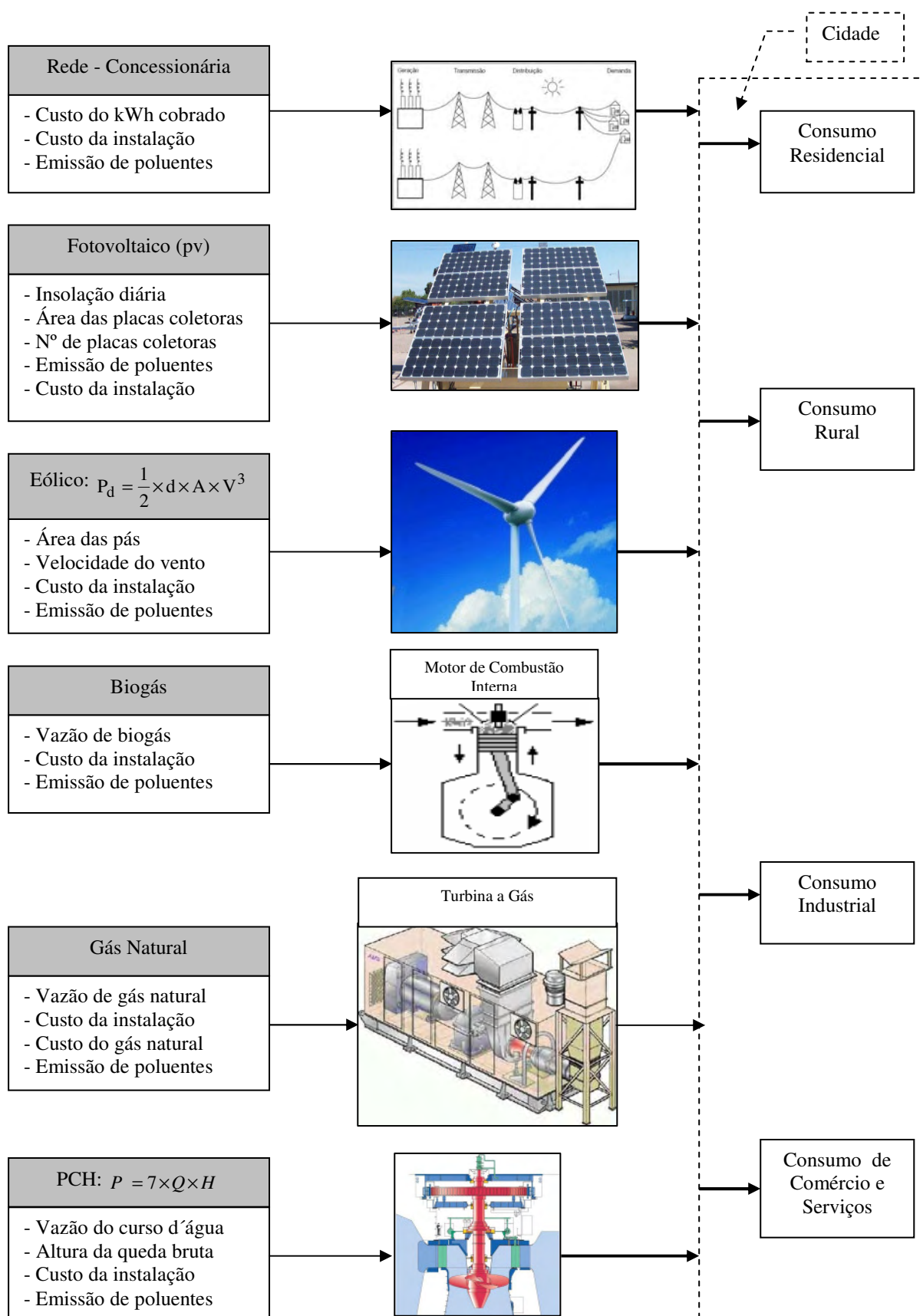


Figura 6.17 – Sistema integrado para alternativas de geração de energia para as cidades

A maior parte das técnicas de programação linear assume que as restrições do modelo não podem ser violadas; entretanto, com *goal programming*, acontece o inverso: as restrições do modelo normalmente são incompatíveis ou contraditórias entre si e, por isso, geralmente, viola-se pelo menos uma das restrições para alcançar soluções possíveis. Estas restrições não tão rígidas assemelham-se com metas desejáveis de se atingir. Nestes casos não se tem somente uma função objetivo a ser maximizada ou minimizada, mas sim, um conjunto de opções resultante de diversas restrições não totalmente compatíveis entre si (RAGSDALE, 2001).

Utilizou-se o *software* de otimização LINGO (LINDO SYSTEMS, 2002) para avaliação dos objetivos e restrições do equacionamento multiobjetivo.

O modelo considera os objetivos equacionando a relação energética-econômica-ambiental:

- Minimização de custos [US\$/ano]. O termo custo refere-se ao custo para geração de eletricidade [kWh/ano] e expresso em US\$/kWh de energia da rede das fontes locadoras (x_j).

- Função objetivo (equação 6.13):

$$\text{Min } \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j \quad (6.13)$$

sendo c_j os valores de custo de energia produzida [US\$/kWh].

- Minimização de emissão de poluentes [kg/ano]. Refere-se à quantidade de emissão de poluente [kg/kWh] conforme a quantidade anual de energia gerada [kWh/ano], através da análise do ciclo de vida da fonte de energia para geração de eletricidade.

- Minimização das emissões de óxidos de carbono (CO_2) [kg/ano].
- Minimização das emissões de óxidos de enxofre (SO_2) [kg/ano].
- Minimização de emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) [kg/ano].

Minimização de emissões (equações 6.14, 6.15 e 6.16):

$$\text{Min} \sum_{j=1}^6 p_j \cdot x_j, \text{ sendo } p_j = \text{emissões de carbono (CO}_2\text{)} \quad [\text{kg/ano}] \quad (6.14)$$

$$\text{Min} \sum_{j=1}^6 q_j \cdot x_j, \text{ sendo } q_j = \text{emissões de enxofre (SO}_2\text{)} \quad [\text{kg/ano}] \quad (6.15)$$

$$\text{Min} \sum_{j=1}^6 r_j \cdot x_j, \text{ sendo } r_j = \text{emissões de nitrogênio (NO}_x\text{)} \quad [\text{kg/ano}] \quad (6.16)$$

➤ Função objetivo (equação 6.17):

$$\text{Min} \sum_{j=1}^6 (e_j \cdot d_j) \cdot x_j \quad (6.17)$$

sendo e_j a soma dos valores de análise do ciclo de emissões conforme Tabela 3.8, e d_j a demanda energética necessária.

Para equacionamento desta solução pode-se aplicar a técnica do *goal programming* (programação por metas) na formulação de alternativas para um planejamento energético. Este conceito de multicritério do *goal programming* fornece respostas para questões reais onde há solução factível e não há alternativa ótima (LINDO SYSTEMS, 2002). Esta técnica requer um procedimento de solução iterativa, pela qual o tomador de decisão investiga uma variedade de soluções para encontrar uma, que seja mais satisfatória.

A otimização multiobjetiva é um dos caminhos mais comuns para descrever o processo de preferência dos tomadores de decisão (*decisors makers*), através de metas de valores (*goals*). Nos objetivos há pesos relativos e níveis de prioridade para atender as metas estabelecidas. A técnica de programação por metas (*goal programming*) fornece uma maneira pragmática e flexível para resolver problemas de gerenciamento e engenharia envolvendo múltiplos casos potencialmente conflitantes que refletem no desempenho técnico e econômico. No equacionamento destas questões busca-se atingir a solução que melhor atende as necessidades, ou seja, uma região de eficiência de modo natural e progressivo (YANG, 2000).

6.3.1 Modelagem do sistema da rede elétrica da concessionária

Em todos os aspectos de investimentos das fontes alternativas de energia, foram considerados os valores de investimento por kW instalado (P), tempo de vida útil do sistema (n) e taxa de juros (i), de forma a se obter o valor anualizado, ou seja, a uniformização do valor presente líquido (HIRSCHFELD, 1992).

Para o caso de fornecimento via concessionária de energia elétrica, foram considerados os seguintes parâmetros:

- A energia elétrica da concessionária, em sua grande parte proveniente das hidroelétricas, possui custo conforme apresentado na Tabela 6.3, o valor considerado é de 0,0350 US\$/kWh.
- Não se determinou o investimento inicial, pois considerou-se que a rede está disponível a ser utilizada, não se tratando de expansão. Assim sendo:

Custo de Investimento (P) = 0; Período (n) = 0; Taxa de juros (i) = 0.

6.3.2 Modelagem do sistema fotovoltaico

No sistema fotovoltaico (pv) foram considerados os seguintes aspectos para investimento da estrutura através da uniformização do valor presente líquido, equação 6.18 (HIRSCHFELD, 1992):

$$a_{ano} = \frac{(P_{pv} \cdot PV_{ano}) / 2190}{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot 1}} \quad (6.18)$$

sendo:

a_{ano} = Valor Presente Líquido (VPL) [US\$]

PV_{ano} = Quantidade de energia gerada no ano [kWh/ano]

P_{pv} = 5000 [US\$/kW instalado] (investimento)

n = 20 [anos] (tempo de vida útil)

i = 0,10 [10 % ao ano] (taxa de juros)

Para o tempo de insolação consideraram-se 6 horas diárias, o que corresponde a 2190 horas/ano. Salles (2004) indica valores entre 18 e 22% para o fator de capacidade (FC_{pv}) para o sistema fotovoltaico; assim sendo:

$$FC_{pv} = 0,20$$

O sistema fotovoltaico possui custo conforme apresentado na Tabela 6.3, o valor considerado é de 0,1300 US\$/kWh, com previsão de redução de 40% até 2020 (IEA, 2001). Os custos de operação e manutenção (O&M) do sistema fotovoltaico ($C_{o\&mpv}$) são também muito variáveis, mas pode estimar-se que se situem, em média, em torno de 1 a 2% do investimento total (CASTRO, 2004), conforme equação 6.19:

$$C_{o\&mpv} = 0,02 \cdot a_{ano} \quad (6.19)$$

Para a energia gerada por cada placa coletora no ano, tem-se a equação 6.20:

$$E_{pv} = A \cdot h_m \cdot P_f \cdot h_{pc} \cdot I \cdot 365 \quad (6.20)$$

sendo:

A = área do conjunto [m^2]

h_{mod} = eficiência de referência do módulo (0,113)

P_f = fator de acondicionamento (0,9)

h_{pc} = eficiência de condicionamento de energia (0,86)

L = largura da placa coletora ($L_{placpv} = 1,108$) [m]

C = comprimento da placa coletora ($C_{placpv} = 0,66$) [m]

I = média mensal de insolação diária [$kWh/m^2.dia$]:

$I_{min} = 3,53$ (valor mínimo para região de Guaratinguetá) (CRESESB, 2005)

$I_{med} = 4,40$ (valor médio para Guaratinguetá) (INPE, 2007)

$I_{max} = 5,61$ (valor máximo para região de Guaratinguetá) (CRESESB, 2005)

Para insolação mínima, média e máxima, a energia gerada por cada placa depende da área da mesma, da insolação e dos fatores acima descritos e utilizando as equações 6.21, 6.22, 6.23, 6.24 e 6.25.

$$A_{placpv} = L_{placpv} \cdot C_{placpv} \quad (6.21)$$

$$A_{totalpv} = NP \cdot A_{placpv} \quad (6.22)$$

$$E_{pvmin} = (A_{placpv} \cdot h_{mod} \cdot P_f \cdot h_{pc} \cdot I_{min}) \cdot 365 \quad (6.23)$$

$$E_{pvmed} = (A_{placpv} \cdot h_{mod} \cdot P_f \cdot h_{pc} \cdot I_{med}) \cdot 365 \quad (6.24)$$

$$E_{pvmax} = (A_{placpv} \cdot h_{mod} \cdot P_f \cdot h_{pc} \cdot I_{max}) \cdot 365 \quad (6.25)$$

A quantidade de energia gerada [kWh] pelo conjunto do sistema fotovoltaico (pv) depende do número de placas coletoras (NP), conforme equação 6.26:

$$pv = NP \cdot E_{pvmed} \cdot FC_{pv} \quad (6.26)$$

6.3.3 Modelagem do sistema eólico

Com relação ao custo da energia elétrica fornecida pelo sistema de geração eólico, o investimento é calculado pelo valor anualizado conforme a equação 6.27 (HIRSCHFELD, 1992):

$$b_{ano} = \frac{(P_{wind} \cdot EOLICO_{ano}) / 8760}{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot 1}} \quad (6.27)$$

sendo:

b_{ano} = Valor Presente Líquido (VPL) [US\$]

$EOLICO_{ano}$ = quantidade de energia gerada no ano [kWh/ano]

P_{wind} = 1000 [US\$/kW instalado] (investimento)

n = 20 [anos] (tempo de vida útil)

i = 0,10 [10 % ao ano] (taxa de juros)

O sistema eólico possui custo conforme apresentado na Tabela 6.3; o valor considerado é de 0,035 US\$/kWh, com previsão de redução de 20% até 2020 (IEA, 2001). De acordo com REIS (2003), o fator de capacidade para o sistema eólico gira entre 0,25 e 0,60, enquanto Salles (2004) indica valores entre 20 e 40%. Adotou-se o valor de 30%; portanto, tem-se a equação 6.28:

$$FC_{wind} = 0,30 \quad (6.28)$$

Um modelo de turbina eólica que pode ser utilizado é do fabricante WOBLEN Windpower/ENERCON GmbH Família E-48, com potência nominal de 800 kW, diâmetro do rotor de 48 metros, altura do eixo do rotor de 50 a 76 metros (torre tubular em concreto ou aço e diferentes fundações). Utilizou-se altura de 60 metros. A massa específica do ar (d_{ar}) considerada é de 1,184 kg/m³, correspondente à temperatura de 25°C:

$$d_{rotor} = 48 \text{ [m]} \text{ (diâmetro das pás)}$$

$$H = 60 \text{ [m]} \text{ (altura normalizada)}$$

$$H_0 = 10 \text{ [m]} \text{ (altura conhecida)}$$

$$\alpha = 0,3 \text{ (coeficiente para o tipo de terreno)}$$

Para o cálculo final do potencial eólico (em watt) é preciso considerar as eficiências mecânicas e elétricas do sistema ($\eta = 0,30$), conforme equação 6.29:

$$P = (1/2) \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot \eta \quad (6.29)$$

Devem-se considerar os seguintes parâmetros (equações 6.30, 6.31, 6.32 e 6.33):

$$P_{wind} = 1/2 \cdot (d_{ar} \cdot A_{pa} \cdot V_{wind}^3) / 1000 \text{ [W]} \text{ (potência do vento)} \quad (6.30)$$

$$V_{wind} = V_o \cdot (H/H_o)^{0,3} \text{ [m/s]} \text{ (velocidade do vento normalizada)} \quad (6.31)$$

$$A_{pa} = (\pi/4) \cdot (d_{rotor})^2 \text{ [m}^2\text{]} \text{ (área da pá)} \quad (6.32)$$

$$P_{eolica} = FC_{wind} \cdot P_{wind} \text{ [W]} \text{ (potência do vento convertida em elétrica)} \quad (6.33)$$

A produção anual de energia é calculada conforme a equação 6.34:

$$wind = P_{eolica} \text{ [kW]} \cdot 8760 \text{ [h/ano]} \quad \text{[kWh/ano]} \quad (6.34)$$

sendo:

$$P_{eolica} = \text{Potência Instalada [kW]}$$

$$FC_{wind} = \text{Fator de Capacidade}$$

6.3.4 Modelagem do sistema de biomassa (biogás)

O investimento para energia elétrica fornecida pelo sistema a biogás é através da uniformização do valor presente líquido (HIRSCHFELD, 1992) apresentada na equação 6.35.

$$c_{ano} = \frac{(P_{bio} \cdot BIO_{ano}) / 8760}{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i}} \quad (6.35)$$

sendo:

c_{ano} = Valor Presente Líquido (VPL) [US\$]

BIO_{ano} = Quantidade de energia gerada no ano [kWh/ano]

P_{bio} = 1200 [US\$/kW instalado] (investimento) (MENDES, 2005)

n = 20 [anos] (tempo estimado para pagamento)

i = 0,10 [10 % ao ano] (taxa de juros)

O custo da operação para geração de eletricidade varia entre 0,01 a 0,025 US\$/kWh (USEPA, 1996a); foi considerado o custo conforme apresentado na Tabela 6.3, isto é 0,0200 US\$/kWh, com previsão de redução de 15% até 2020 (IEA, 2001). Salles (2004) indica valores de fator de capacidade para o sistema de biomassa (FC_{bio}) entre 45 e 85%; assim, tem-se a equação 6.36.

$$\text{Fator de capacidade considerado: } FC_{bio} = 0,65 \quad (6.36)$$

A vazão de metano (Q_{metano}) está diretamente relacionada com o potencial de geração de metano (L_o), a taxa de resíduo sólido doméstico (tx_{rsd}) e a população de referência ou atual (P_a) ou população futura (P_{fut}), apresentada na equação 6.37:

$$Q_{metano} = L_o \cdot tx_{rsd} \cdot P_a \quad (6.37)$$

A projeção para a população futura (P_{fut}) tem a formulação da equação 6.38:

$$P_{fut} = P_a \cdot (1 + j)^{(f - a)} \quad (6.38)$$

Os valores considerados para o modelo foram:

$P_a = 111084$, que corresponde a população em 2005 de Guaratinguetá.

$j = 0,01$ [1/ano] (taxa de crescimento populacional)

$a = 2005$ (ano referência)

$f = 2006$ a 2020 (ano futuro)

P_{fut} = população futura

A equação 6.39 calcula a potência anual disponível no sistema a biogás.

$$P_{bio} = (Q_{metano} \cdot PCI_{metano} \cdot E) / 31536000 \quad (6.39)$$

sendo:

P_{bio} : potência disponível a cada ano [kW]

Q_{metano} : vazão do metano a cada ano [m^3CH_4 /ano]

PCI_{metano} : poder calorífico inferior [$kJ/m^3 CH_4$]

E : eficiência de coleta de gases [%]

31536000: fator de conversão [s/ano]

Foi considerada uma eficiência de coleta de 50%, apesar do WORLD BANK (2003) citar o valor típico de 75%. O potencial de geração de metano, taxa de resíduo sólido doméstico foram considerados os valores obtidos por MENDES (2005):

$$E = 0,50$$

$$PCI_{metano} = 35530 \text{ [kJ/m}^3\text{]} = 8500 \text{ [kcal/m}^3\text{]}$$

$$L_o = 0,1673 \text{ [m}^3CH_4\text{/kg RSD]} \text{ (potencial de geração de metano)}$$

$$tx_{rsd} = 182,5 \text{ [kg/hab.ano]} \text{ (taxa de resíduo sólido doméstico)}$$

$$\eta_{mci} = 0,30 \text{ [%]} \text{ (rendimento do motor de combustão interna)}$$

A equação 6.40 estabelece a quantidade de energia elétrica gerada anualmente [kWh/ano] pelo sistema a biogás:

$$bio = \eta_{mci} \cdot P_{bio} \cdot 8760 \cdot FC_{bio} \quad (6.40)$$

6.3.5 Modelagem do sistema de gás natural

A equação 6.41 apresenta o custo de investimento para energia elétrica fornecida pelo sistema de geração com combustível gás natural, sendo a uniformização do valor presente líquido (HIRSCHFELD, 1992):

$$d_{ano} = \frac{(P_{gn} \cdot GN_{ano}) / 8760}{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i}} \quad (6.41)$$

sendo:

d_{ano} = Valor Presente Líquido (VPL) [US\$]

GN_{ano} = Energia anual gerada no sistema com gás natural [kWh/ano]

P_{gn} = 700 [US\$/kW instalado] (investimento) (BALESTIERI, 2002)

n = 20 [anos] (tempo estimado para pagamento)

i = 0,10 [10 % ao ano] (taxa de juros)

O sistema a gás natural possui custo conforme apresentado na Tabela 6.3, o valor considerado é de 0,05588 US\$/kWh (COMGAS, 2006), com previsão de redução de 10% até 2020 (IEA, 2001).

Para se calcular a quantidade de energia gerada no ano as equações 6.42, 6.43, 6.44, 6.45, 6.46, 6.47, 6.48, 6.49, 6.50 devem ser utilizadas:

$$\dot{m}_c = (HR \cdot P_{gn}) / (3600 \cdot PCI_{gn}) \text{ [kg/s] (vazão mássica de gás natural)} \quad (6.42)$$

$$V_{gn} = (\dot{m}_c \cdot 8760 \cdot 3600) / 0,61 \text{ [m}^3\text{/ano]} \text{ (volume anual de gás natural)} \quad (6.43)$$

$$C_{gn} = V_{gn} \cdot 0,05588 \text{ [US$/ano]} \quad \text{(custo anual de gás natural)} \quad (6.44)$$

$$gn = P_{gn} \cdot 8760 \text{ [kWh/ano]} \quad \text{(energia elétrica gerada anualmente)} \quad (6.45)$$

sendo:

$$PCI_{gn} = 37829 \text{ [kJ/m}^3\text{]} = 9050 \text{ [kcal/Nm}^3\text{]}$$

$$1 \text{ [cal]} = 4,186 \text{ [J]} \quad (6.46)$$

$$\text{Heat Rate (HR)} = 1/\eta_t \quad \rightarrow \quad HR = \left[\frac{kW}{kW} \right] = \left[\frac{kJ}{kWh} \right] \cdot \left[\frac{1h}{3600s} \right] \cdot \dots$$

$$HR = 3600 / \eta_t \quad [kJ/kWh] \quad (6.47)$$

$$\eta_t = W_{liq} / E_{comb} [\%] \quad (\text{rendimento da turbina}) \quad (6.48)$$

$$E_{comb} = \dot{m}_c \cdot PCI \quad (6.49)$$

$$\text{Portanto,} \quad \dot{m}_c = (HR \cdot W_{liq}) / (3600 \cdot PCI) [kg/s] \quad (6.50)$$

Selecionou-se a turbina de 848 kW de potência na saída, $HR = 13846 [kJ/kWh]$. O PCI do gás natural é de $9050 [kcal/m^3] \cdot 4,186 [kJ/kcal] / 0,61 [kg/m^3] = 62103 [kJ/kg]$. A massa específica do gás natural: $0,61 [kg/m^3]$ (SAMPAIO, 2002). Assim sendo, tem-se:

$$P_{gn} = W_{liq} = 848 [kW]$$

$$HR = 13846 [kJ/kWh]$$

$$PCI_{gn} = 62103 [kJ/kg]$$

A formulação é a determinada pelas equações 6.51 e 6.52:

$$\dot{m}_c = (13846 \cdot 848) / (3600 \cdot 62103) \quad \rightarrow \quad \dot{m}_c = 0,060 [kg/s] \quad (6.51)$$

$$\dot{m}_g = 3,9 [kg/s] \quad (\text{vazão mássica dos gases de escape})$$

$$\dot{m}_c / \dot{m}_g = 0,0154 = 1,54 [\%] \quad \rightarrow \quad T_g = 566 [^\circ C] \quad (6.52)$$

- A equação 6.53 apresenta o cálculo do volume anual de gás natural $[m^3/\text{ano}]$:

$$V_{gn} = (\dot{m}_c [kg/s] \cdot 8760 [h/\text{ano}] \cdot 3600 [s/h]) / 0,61 [kg/m^3] \quad (6.53)$$

- A equação 6.54 apresenta o cálculo do custo anual do consumo de gás natural

$$C_{gn} = V_{gn} \cdot 0,1229460 [R\$/m^3] \quad (\text{COMGAS, 2006}) \quad (6.54)$$

Considerando $1 \text{ US\$} = R\$ 2,20$ (BRASIL, 2006), a equação 6.55 apresenta o custo anual do consumo de gás natural em dólar:

$$C_{gn} = V_{gn} \cdot 0,05588 [US\$/m^3] \quad (\text{custo variável}) \quad (\text{COMGAS, 2006}). \quad (6.55)$$

6.3.6 Modelagem do sistema para Pequena Central Hidrelétrica (PCH)

O custo de investimento para instalação do sistema de geração de energia através de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) é determinado pela equação 6.56, que apresenta o valor presente líquido (HIRSCHFELD, 1992):

$$e_{ano} = \frac{(P_{pch} \cdot PCH_{ano}) / 8760}{\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot 1}} \quad (6.56)$$

sendo:

e_{ano} = Valor Presente Líquido (VPL) [US\$]

PCH_{ano} = Energia gerada anualmente pela PCH [kWh/ano]

P_{pch} = 600 [US\$/kW instalado] (investimento)

n = 20 [anos] (tempo estimado para pagamento)

i = 0,10 [10 % ao ano] (taxa de juros)

A PCH escolhida é do complexo hidroelétrico Sodré em Guaratinguetá/SP, que possui 3 turbinas modelo Pelton, com potência total de 600 kW, para altura de queda de 123 metros e vazão de 0,70 m³/s (PANUNZIO, 2006). O fator de capacidade para o sistema PCH varia entre 40 e 70% (SALLES, 2004), sendo considerado 0,60.

$$FC_{pch} = 0,60$$

$$Q_n = 0,70 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

$$H_{queda} = 123 \text{ [m]}$$

A equação 6.57 mostra que a potência gerada é diretamente relacionada com a vazão (Q_n) e altura da queda (H_{queda}).

$$P_{pch} = 7 \cdot Q_n \cdot H_{queda} \quad (6.57)$$

A equação 6.58 mostra a quantidade anual de energia gerada na PCH [kWh/ano]:

$$p_{pch} = P_{pch} \cdot 8760 \cdot FC_{pch} \quad (6.58)$$

6.4 IDENTIFICAÇÃO DAS METAS E RESTRIÇÕES DO MODELO

Em cada cenário, muitas vezes o planejador energético tem que deslocar o limite do sistema sob estudo para uma área menor de observação onde, invariavelmente, diversas novas restrições de diferentes naturezas são envolvidas. Utilizando a técnica de programação por metas (*goal programming*) para o desenvolvimento de um modelo multiobjetivo busca-se uma solução iterativa por meio de simulações, permitindo aos gestores melhorar o processo de tomada de decisão para encontrar a melhor solução. A função objetivo é apresentada na equação 6.59.

➤ Função objetivo

$$\begin{aligned}
 \text{[OBJ]} \quad \text{MIN} = & 5*(w07 + w08 + w09 + w10 + w11 + w12 + w13 + w14 + w15 + w16 + w17 + w18 + \\
 & w19 + w20) + 1*(z07 + z08 + z09 + z10 + z11 + z12 + z13 + z14 + z15 + z16 + \\
 & z17 + z18 + z19 + z20) + 1*(v07 + v08 + v09 + v10 + v11 + v12 + v13 + v14 + v15 \\
 & + v16 + v17 + v18 + v19 + v20) + 1*(u07 + u08 + u09 + u10 + u11 + u12 + u13 \\
 & + u14 + u15 + u16 + u17 + u18 + u19 + u20) + 5*(p07 + p08 + p09 + p10 + p11 + p12 \\
 & + p13 + p14 + p15 + p16 + p17 + p18 + p19 + p20)
 \end{aligned}
 \tag{6.59}$$

sendo:

x_j = desvio positivo (+) da gestão econômica [US\$/ano]

y_j = desvio negativo (-) da gestão econômica [US\$/ano]

w_j = desvio positivo (+) da gestão ambiental [kg/ano]

z_j = desvio negativo (-) da gestão ambiental [kg/ano]

u_j = desvio positivo (+) da energia produzida [kWh/ano]

v_j = desvio negativo (-) da energia produzida [kWh/ano]

p_j = desvio positivo (+) da emissão de poluente da fonte geradora [kg/kWh]

q_j = desvio negativo (-) da emissão de poluente da fonte geradora [kg/kWh]

➤ **Metas econômicas – utilização da técnica *Goal Programming* (GP) para avaliação dos custos**

As metas econômicas são formuladas conforme a equação 6.60:

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=07}^{20} (E_{ij} \cdot A_{ij}) + I_j + (x_j - y_j) = (D_j \cdot C_j) \quad [\text{US\$/ano}] \quad (6.60)$$

sendo:

i = fonte alternativa de energia

j = ano (07 a 20), significa período de 2007 a 2020

E_j = Quantidade de energia gerada por cada fonte alternativa [kWh/ano]

A_j = Custo de energia produzida por cada fonte alternativa [US\$/kWh]

I_j = Investimento em cada sistema de geração de energia [US\$/ano]

D_j = Demanda de energia elétrica necessária [kWh/ano]

C_j = Custo referência da energia produzida (concessionária) [US\$/kWh]

x_j = Desvio positivo (+) da gestão econômica [US\$/ano]

y_j = Desvio negativo (-) da gestão econômica [US\$/ano]

➤ **Metas ambientais – utilização da técnica *Goal Programming* (GP) para emissão de poluentes**

Minimização de emissões que refere-se à quantidade de emissão de poluentes por quantidade de energia gerada, conforme análise do ciclo de vida da fonte de energia para geração de eletricidade e expressa em kg/kWh de energia da rede das fontes locadoras, conforme equações 6.61, 6.62 e 6.63.

- Minimização das emissões de óxidos de carbono (CO₂) [kg/kWh]

$$\text{Min} \quad \sum_{j=1}^6 p_j \cdot x_j, \text{ sendo } p_j = \text{emissões de carbono (CO}_2\text{)} \quad (6.61)$$

- Minimização das emissões de óxidos de enxofre (SO₂) [kg/kWh]

$$\text{Min} \quad \sum_{j=1}^6 q_j \cdot x_j, \text{ sendo } q_j = \text{emissões de enxofre (SO}_2\text{)} \quad (6.62)$$

- Minimização de emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) [kg/kWh]

$$\text{Min} \quad \sum_{j=1}^6 r_j \cdot x_j, \text{ sendo } r_j = \text{emissões de nitrogênio (NO}_x\text{)} \quad (6.63)$$

Utilizando a técnica do *Goal Programming* (GP) para formulação das metas ambientais tem-se as equações 6.64 e 6.65:

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=07}^{20} E_{ij} \cdot (K_i \text{co}_j + K_i \text{so}_j + K_i \text{no}_j) + (w_j - z_j) = D_j \cdot (K_i \text{Cco}_j + K_i \text{Cso}_j + K_i \text{Cno}_j) \text{ [kg/ano]} \quad (6.64)$$

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=07}^{20} (K_i \text{co}_j + K_i \text{so}_j + K_i \text{no}_j) + (p_j - q_j) = \overline{K_i \text{co}} + \overline{K_i \text{so}} + \overline{K_i \text{no}} \quad \text{[kg/kWh]} \quad (6.65)$$

sendo:

i = fonte alternativa de energia

j = ano (07 a 20), significa período de 2007 a 2020

E_{ij} = energia gerada por cada fonte alternativa [kWh/ano]

$K_i \text{co}_j$ = emissão de CO_2 de cada fonte de energia [kg/kWh]

$K_i \text{so}_j$ = emissão de SO_2 de cada fonte de energia [kg/kWh]

$K_i \text{no}_j$ = emissão de NO_x de cada fonte de energia [kg/kWh]

D_j = Demanda de energia elétrica necessária [kWh/ano]

$K_i \text{Cco}_j$ = emissão de CO_2 da concessionária (hidroelétrica) [kg/kWh]

$K_i \text{Cso}_j$ = emissão de SO_2 da concessionária (hidroelétrica) [kg/kWh]

$K_i \text{Cno}_j$ = emissão de NO_x da concessionária (hidroelétrica) [kg/kWh]

w_j = desvio positivo (+) da gestão ambiental [kg/ano]

z_j = desvio negativo (-) da gestão ambiental [kg/ano]

p_j = desvio positivo (+) da emissão de poluentes da fonte geradora [kg/kWh]

q_j = desvio negativo (-) da emissão de poluentes da fonte geradora [kg/kWh]

$\overline{K_i \text{co}}$ = média dos valores de emissão de CO_2 por fonte geradora [kg/kWh]

$\overline{K_i \text{so}}$ = média dos valores de emissão de SO_2 por fonte geradora [kg/kWh]

$\overline{K_i \text{no}}$ = média dos valores de emissão de NO_x por fonte geradora [kg/kWh]

➤ **Metas energéticas – Gerenciamento da demanda utilizando a técnica *Goal Programming* (GP)**

As metas energéticas são formuladas conforme equação 6.66.

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{j=2007}^{2020} E_{ij} + (u_j - v_j) = D_j \quad [\text{kWh/ano}] \quad (6.66)$$

sendo:

i = fonte alternativa de energia

j = ano período de 2007 a 2020

E_{ij} = energia gerada por cada fonte alternativa [kWh/ano]

D_j = demanda de energia elétrica necessária [kWh/ano]

u_j = desvio positivo (+) da gestão ambiental [kg/ano]

v_j = desvio negativo (-) da gestão ambiental [kg/ano]

➤ **Restrições do modelo:**

As restrições para a emissão de poluentes de cada fonte alternativa de energia referem-se aos valores consolidados do ciclo de emissão em kg/kWh, sendo seus limites estabelecidos conforme valor mínimo e máximo encontrados na literatura e apresentados na Tabela 3.8. Assim sendo, tem-se o conjunto de de restrições conforme as equações 6.67, 6.68, 6.69, 6.70, 6.71 e 6.72.

$$K_{icoj} > \text{valor inferior de emissão de CO}_2 \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.67)$$

$$K_{icoj} < \text{valor superior de emissão de CO}_2 \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.68)$$

$$K_{isoj} > \text{valor inferior de emissão de SO}_2 \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.69)$$

$$K_{isoj} < \text{valor superior de emissão de SO}_2 \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.70)$$

$$K_{inoj} > \text{valor inferior de emissão de NO}_x \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.71)$$

$$K_{inoj} < \text{valor superior de emissão de NO}_x \text{ para a fonte de energia [kg/kWh]} \quad (6.72)$$

sendo:

i = fonte alternativa de energia

j = ano (07 a 20), significa período de 2007 a 2020

$K_{i,coj}$ = emissão de CO_2 de cada fonte de energia [kg/kWh]

$K_{i,soj}$ = emissão de SO_2 de cada fonte de energia [kg/kWh]

$K_{i,noj}$ = emissão de NO_x de cada fonte de energia [kg/kWh]

Outra restrição é que a quantidade de energia produzida é limitada pela capacidade de geração das fontes alternativas devido às características tecnológicas, operacionais e ambientais dos sistemas propostos. Foi considerado para o sistema fotovoltaico o mínimo de 100 e o máximo de 30.000 placas coletoras.

As equações 6.73, 6.74, 6.75, 6.76, 6.77, 6.78, 6.79 e 6.80 formulam as restrições para os sistemas alternativos de geração de energia considerados, tais como fotovoltaico, eólico, biogás, gás natural e pequenas centrais hidrelétricas. Outras restrições para capacidade de fornecimento de energia são consideradas nas equações 6.81, 6.82, 6.83 e 6.87.

$$NP > 100 \text{ e } NP < 30000 \quad (6.73)$$

$$PV_j < NP \cdot E_{pv} \cdot 2190 \cdot FC_{pv} \quad (6.74)$$

$$EOLICO_j < P_{eolica} \cdot 8760 \cdot FC_{wind} \quad (6.75)$$

$$BIO_j < \eta_{mci} \cdot P_{bio} \cdot 8760 \cdot FC_{bio} \quad (6.76)$$

$$GN_j < P_{gn} \cdot 8760 \cdot FC_{gn} \quad (6.77)$$

$$PCH_j < 7 \cdot Q \cdot H \cdot 8760 \cdot FC_{pch} \quad (6.78)$$

sendo:

j = ano (07 a 20), significa período de 2007 a 2020

PV_j = Energia gerada pelo sistema fotovoltaico [kWh/ano]

NP = Número de placas coletoras

E_{pv} = Energia gerada por cada placa coletora [kWh]

FC_{pv} = Fator de capacidade do sistema fotovoltaico

$EOLICO_j$ = Energia gerada pelo sistema eólico [kWh/ano]

P_{eolica} = Potência do sistema eólico [W]

FC_{wind} = Fator de capacidade do sistema eólico

BIO_j = Energia gerada pelo sistema a biogás [kWh/ano]

η_{mci} = rendimento do motor de combustão interna

P_{bio} = Potência do sistema a biogás [W]

FC_{bio} = Fator de capacidade do sistema a biogás

GN_j = Energia gerada pelo sistema a gás natural [kWh/ano]

P_{gn} = Potência do sistema a gás natural [W]

FC_{gn} = Fator de capacidade do sistema a gás natural

PCH_j = Energia gerada pelo sistema PCH [kWh/ano]

Q = vazão [m³/s]

H = altura de queda [m]

FC_{pch} = Fator de capacidade do sistema PCH

Outras restrições inseridas na formulação do modelo são apresentadas nas equações 6.79, 6.80, 6.81, 6.82, 6.83, 6.84, 6.85 e 6.86:

- Restrição para insolação mínima [kWh/ano]:

$$pv > E_{pvmin} \cdot NP \quad (6.79)$$

- Restrição para insolação máxima [kWh/ano]:

$$pv < E_{pvmax} \cdot NP \quad (6.80)$$

- Restrições para fornecimento de energia [kWh/ano]:

$$conc + pv + wind + bio + gn + pch > 700 \cdot hab \quad (6.81)$$

$$hab = P_{fut} - Pa \quad (6.82)$$

$$N = 700 \cdot hab / E_{pvmed} \quad (6.83)$$

- Restrições para fornecimento de energia eólica [kWh/ano]:

$$V_o < 23,1 \text{ [m/s]} \text{ (máxima velocidade conhecida na altura H)} \quad (6.84)$$

$$V_{\text{wind}} < 28 \text{ [m/s]} \text{ (velocidade de corte para o aerogerador)} \quad (6.85)$$

$$V_{\text{wind}} > 3 \text{ [m/s]} \text{ (início da produção para o aerogerador)} \quad (6.86)$$

A equação 6.87 apresenta o cálculo da quantidade total de energia gerada:

$$\text{Geração} = \text{conc} + \text{pv} + \text{wind} + \text{bio} + \text{gn} + \text{pch} \quad (6.87)$$

sendo:

E_{pvmed} = fornecimento de energia via fotovoltaica de 1 placa coletora [kWh/ano]

pv = fornecimento de energia via fotovoltaica de todo os sistema com N placas coletoras [kWh/ano]

conc = fornecimento de energia via rede elétrica da concessionária [kWh/ano]

wind = fornecimento de energia via geração eólica [kWh/ano]

bio = fornecimento de energia via geração biogás/biomassa [kWh/ano]

gn = fornecimento de energia via geração a gás natural [kWh/ano]

pch = fornecimento de energia via geração a PCH [kWh/ano]

NP = número de painéis fotovoltaicos

hab = habitantes

Cada habitante consome em média 700 kWh/ano, para cada 10.000 habitantes são necessários cerca de 800 kW, valor verificado pela base de dados das cidades do SEADE (2005). O número de habitantes atendidos é a diferença entre a população atual e futura, conforme apresentada na equação 6.88:

$$\text{hab} = P_{\text{fut}} - P_a \quad (6.88)$$

6.5 RESULTADOS DO MODELO MULTIOBJETIVO

O País necessita de projetos de geração vitais para o abastecimento energético, com necessárias licenças ambientais, apesar, entre outros fatores, ao desaparelhamento e à falta de recursos para análise dos projetos de geração de energia. A falta de planejamento estratégico dos últimos anos pode levar o País, mais uma vez a uma crise no abastecimento de energia.

Crítérios geopolíticos de demandas de utilização baseados em uma decisão técnica fundamentada deve ser provida para equilibrar o arranjo de disponibilidade energética e preservação ambiental, prover melhor seleção da capacidade de geração e distribuição para a expansão de eletricidade em regiões com alto crescimento da demanda de eletricidade, assim como um significativo potencial de fontes renováveis de energia com restrições ambientais, nas quais a dimensão ambiental é somada à economia usual e fatores sociais.

Estes fatores conflitantes não só indicam o caráter multi-crítério do problema como também refletem o envolvimento de um número de agentes no processo decisório. Estes agentes e seus valores devem ser levados em consideração durante a formulação e avaliação de estratégias alternativas em geração de eletricidade, de forma a reduzir conflitos e garantir a eficiente implementação das soluções selecionadas.

Para atender às necessidades energéticas de uma cidade foi calculada a demanda incremental necessária conforme o crescimento populacional. A geração fotovoltaica é diretamente proporcional ao número de coletores solares, neste caso considerado 30.000 placas, ocupando uma área de 21.938,40 m². Os cenários de geração solar e eólica são baseados nos modelos estatísticos de projeção de séries temporais, desenvolvidos no item 6.2 deste trabalho. A geração por biogás considerou a quantidade de resíduos sólidos gerada pela população de Guaratinguetá/SP e a geração de eletricidade via gás natural deve-se a potência calculada da turbina selecionada. Para PCH foram utilizados os dados do complexo hidrelétrico Sodré, sua repotenciação.

A Tabela 6.8 e Figura 6.18 apresentam os valores de demanda e potencial de geração das fontes alternativas de energia para a cidade de Guaratinguetá/SP.

Tabela 6.8 – Demanda e potencial de geração de energia elétrica para Guaratinguetá/SP

Ano	Consumo Incremental [kWh/ano]	Foto-voltaico [kWh/ano]	Eólico [kWh/ano]	Biogás [kWh/ano]	Gás Natural [kWh/ano]	PCH [kWh/ano]
2007	1.562.952	623.665	969.752	3.662.209	4.457.088	3.167.791
2008	1.578.581	622.264	880.311	3.698.831	4.457.088	3.167.791
2009	2.379.731	622.964	981.210	3.735.819	4.457.088	3.167.791
2010	3.188.892	624.715	888.116	3.773.177	4.457.088	3.167.791
2011	4.006.145	627.517	988.548	3.810.909	4.457.088	3.167.791
2012	4.831.570	627.867	894.983	3.849.018	4.457.088	3.167.791
2013	5.665.250	628.217	993.812	3.887.508	4.457.088	3.167.791
2014	6.507.266	628.567	899.909	3.926.383	4.457.088	3.167.791
2015	7.357.703	628.920	998.036	3.965.647	4.457.088	3.167.791
2016	8.216.644	628.920	902.874	4.005.304	4.457.088	3.167.791
2017	9.084.174	628.920	1.000.153	4.045.357	4.457.088	3.167.791
2018	9.960.380	628.920	904.854	4.085.810	4.457.088	3.167.791
2019	10.845.347	628.920	1.002.273	4.126.668	4.457.088	3.167.791
2020	11.739.165	628.920	907.829	4.167.935	4.457.088	3.167.791

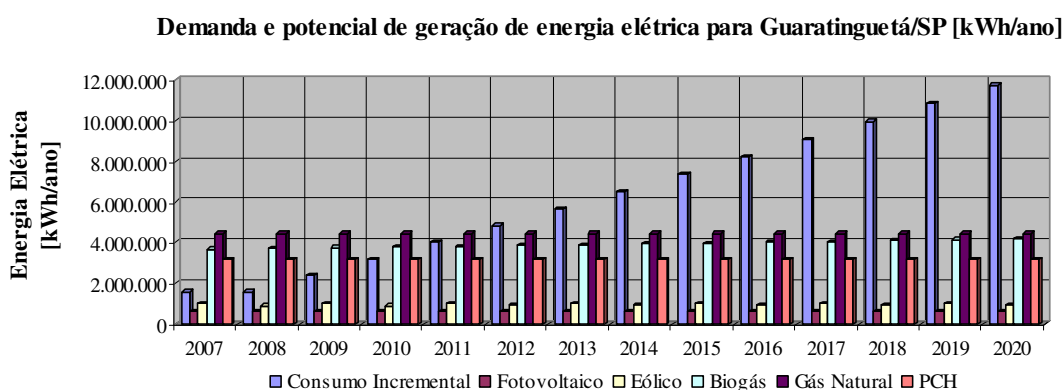


Figura 6.18 – Demanda e potencial das alternativas energéticas para Guaratinguetá/SP

Os princípios que norteiam a sistemática de um planejamento energético são, de um lado, utilizar o conhecimento mais detalhado dos usos finais obtidos através de trabalhos de campo e, de outro, considerar os interesses econômicos dos diversos

segmentos do sistema energético. Os valores obtidos da modelagem destas questões resultam na Tabela 6.9 e Figura 6.19 que apresentam os resultados da otimização dos custos e tecnologias para produção de energia elétrica em uma cidade.

Tabela 6.9 – Valores obtidos do modelo econômico-energético

Ano	Consumo Incremental [kWh/ano]	Foto-voltaico [kWh/ano]	Eólico [kWh/ano]	Biogás [kWh/ano]	Gás Natural [kWh/ano]	PCH [kWh/ano]
2007	1.562.952	-----	-----	-----	-----	1.562.952
2008	1.578.581	-----	-----	-----	-----	1.578.581
2009	2.379.731	-----	-----	-----	-----	2.379.731
2010	3.188.892	-----	-----	21.101	-----	3.167.791
2011	4.006.145	-----	-----	838.354	-----	3.167.791
2012	4.831.570	-----	-----	1.663.779	-----	3.167.791
2013	5.665.250	-----	-----	2.497.459	-----	3.167.791
2014	6.507.266	-----	-----	3.339.475	-----	3.167.791
2015	7.357.703	-----	224.265	3.965.647	-----	3.167.791
2016	8.216.644	-----	902.874	4.005.304	140.675	3.167.791
2017	9.084.174	-----	1.000.153	4.045.357	870.873	3.167.791
2018	9.960.380	-----	904.854	4.085.810	1.801.925	3.167.791
2019	10.845.347	-----	1.002.273	4.126.668	2.548.615	3.167.791
2020	11.739.165	-----	907.829	4.167.935	3.495.610	3.167.791

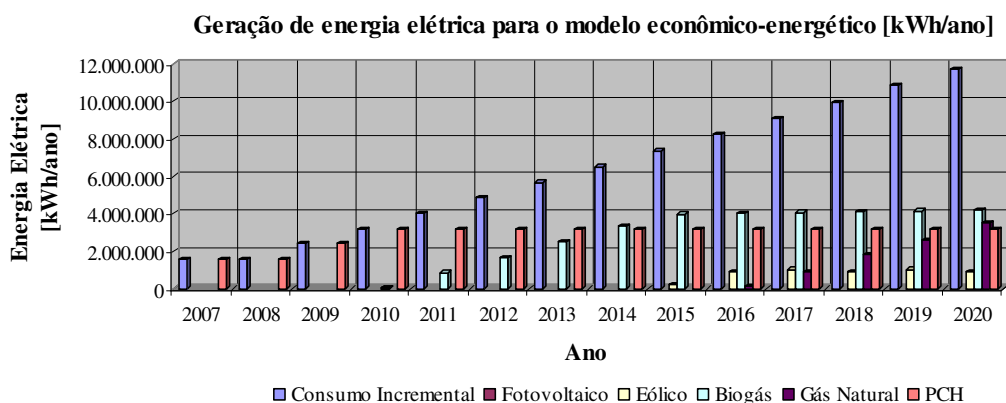


Figura 6.19 – Resultado do modelo econômico-energético para Guaratinguetá/SP

Verifica-se que de 2007 à 2009 a melhor alternativa energética de geração é via Pequena Central Hidrelétrica (PCH), a qual possui o menor custo de geração por kWh produzido. A partir de 2010 o potencial de geração via PCH não é suficiente para atender a demanda, entrando então no sistema a geração via biogás do aterro sanitário.

Em 2015 inicia-se a geração eólica para complementar o atendimento, devido a crescente demanda, cuja contribuição é reforçada com a entrada em operação do sistema a gás natural em 2016.

Todos os sistemas em operação permanecem até 2020, neste caso sem entrada em operação da geração fotovoltaica, a qual possui custos mais elevados de investimento [US\$/kW] e geração de energia elétrica [US\$/kWh].

A questão ambiental é um importante foco de atenção para contribuições de pesquisa e desenvolvimento e as energias renováveis são parte importante do processo para reduções significativas das emissões de poluentes.

A análise de perfis de médio e longo prazo através de técnica de formulação de cenários identifica a importância do desenvolvimento de modelos para planejamento energético considerando o aspecto ambiental (emissão de poluentes), conforme resultados apresentados na Tabela 6.10 e na Figura 6.20, respectivamente.

Neste contexto, proporciona-se uma maior visão da energia nas suas diversas formas, a partir da análise das fontes geradoras e setores consumidores, avaliando as formas de planejamento dos recursos energéticos através de fontes renováveis disponíveis na região em estudo.

Entender as diversas formas de geração e demanda de energia é relevante porque elas condicionam a maneira de se realizar o planejamento energético e auxiliar no processo de tomada de decisão, que é influenciada pelo modo como a energia é compreendida pelos agentes que participam desse processo.

Tabela 6.10 – Valores obtidos do modelo energético-ambiental

Ano	Consumo Incremental [kWh/ano]	Foto-voltaico [kWh/ano]	Eólico [kWh/ano]	Biogás [kWh/ano]	Gás Natural [kWh/ano]	PCH [kWh/ano]
2007	1.562.952	-----	969.752	-----	-----	593.200
2008	1.578.581	-----	880.311	-----	-----	698.270
2009	2.379.731	-----	981.210	-----	-----	1.398.521
2010	3.188.892	-----	888.116	-----	-----	2.300.776
2011	4.006.145	-----	988.548	-----	-----	3.017.597
2012	4.831.570	-----	894.983	768.796	-----	3.167.791
2013	5.665.250	-----	993.812	1.503.647	-----	3.167.791
2014	6.507.266	-----	899.909	2.439.566	-----	3.167.791
2015	7.357.703	-----	998.036	3.191.876	-----	3.167.791
2016	8.216.644	140.675	902.874	4.005.304	-----	3.167.791
2017	9.084.174	628.920	1.000.153	4.045.357	241.953	3.167.791
2018	9.960.380	628.920	904.854	4.085.810	1.173.005	3.167.791
2019	10.845.347	628.920	1.002.273	4.126.668	1.919.695	3.167.791
2020	11.739.165	628.920	907.829	4.167.935	2.866.690	3.167.791

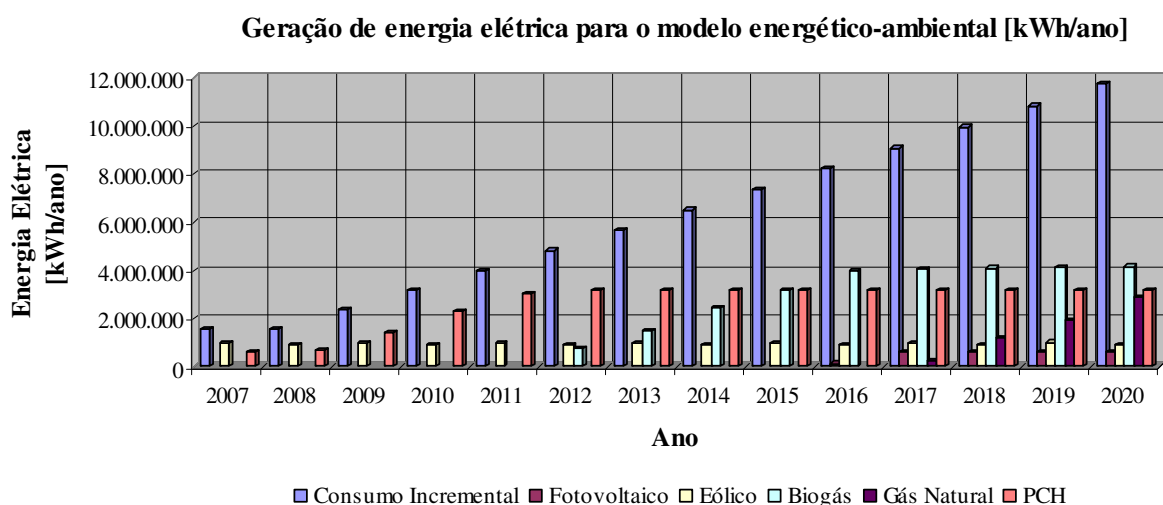


Figura 6.20 – Resultado do modelo energético-ambiental para Guaratinguetá/SP

O resultado do modelo energético-ambiental apresentou como solução produzir inicialmente através de geração eólica até sua capacidade máxima e complementar com geração via PCH, ambas ambientalmente mais favoráveis. A partir de 2012 entra em operação a geração via biogás para atender a crescente demanda. Em 2016 há o reforço na geração com a entrada do sistema fotovoltaico. A partir de 2017 todas as alocações de energia passam a gerar com início de operação do sistema a gás natural, que possui dentre todos, os maiores índices de emissão de poluentes.

O modelo integrado de otimização multiobjetivo utilizando a técnica *Goal Programming* contempla os aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais das fontes alternativas de energia, apresentados na Tabela 6.11 e na Figura 6.21.

Tabela 6.11 – Resultado do modelo multiobjetivo energético-econômico-ambiental

Ano	Demanda Incremental [kWh/ano]	Foto-voltaico [kWh/ano]	Eólico [kWh/ano]	Biogás [kWh/ano]	Gás Natural [kWh/ano]	PCH [kWh/ano]	Poluentes (CO ₂ +SO ₂ +NO _x) [kg/ano]
2007	1.562.952	-----	969.752	-----	-----	593.200	946,25
2008	1.578.581	-----	880.311	-----	-----	698.270	1.057,83
2009	2.379.731	-----	981.210	-----	-----	1.398.521	1.950,93
2010	3.188.892	-----	888.116	-----	-----	2.300.776	3.053,82
2011	4.006.145	-----	988.548	-----	-----	3.017.597	3.967,44
2012	4.831.570	-----	894.983	768.796	-----	3.167.791	25.944,65
2013	5.665.250	-----	993.812	1.503.647	-----	3.167.791	46.813,20
2014	6.507.266	-----	899.909	2.439.566	-----	3.167.791	73.344,61
2015	7.357.703	-----	998.036	3.191.876	-----	3.167.791	94.708,32
2016	8.216.644	140.675	902.874	4.005.304	-----	3.167.791	135.370,60
2017	9.084.174	628.920	1.000.153	4.045.357	241.953	3.167.791	299.870,60
2018	9.960.380	628.920	904.854	4.085.810	1.173.005	3.167.791	694.412,50
2019	10.845.347	628.920	1.002.273	4.126.668	1.919.695	3.167.791	1.011.105,00
2020	11.739.165	628.920	907.829	4.167.935	2.866.690	3.167.791	1.412.407,00

Geração de energia [kWh/ano] e emissão de poluentes [kg/ano] do modelo multiobjetivo: energético-econômico-ambiental

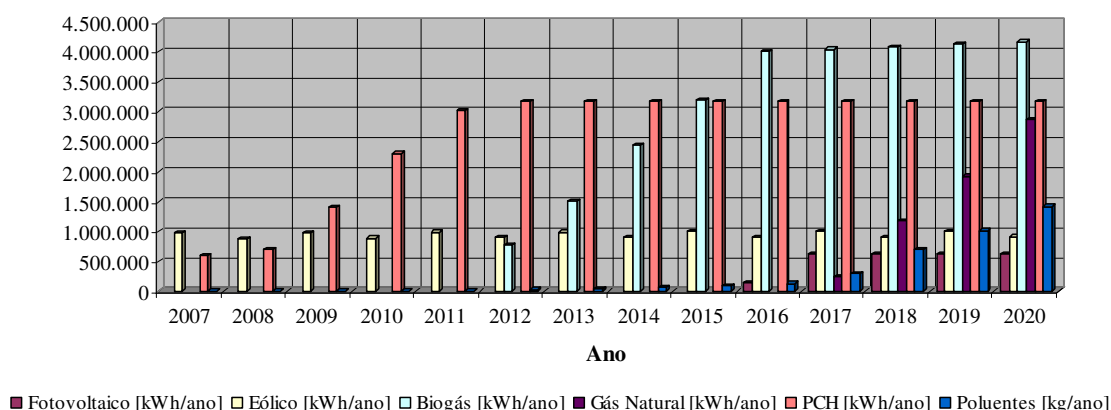


Figura 6.21 – Modelo econômico–energético–ambiental para Guaratinguetá/SP

O modelo tem aderência, inicia-se em 2007 com a geração eólica em sua capacidade máxima e há o aumento da geração via PCH 2011, quando a mesma atinge seu limite de fornecimento. A partir de 2012 entra em operação o sistema a biogás atingindo plena capacidade em 2016, ano em que para suprir o restante de energia da demanda necessária há a inserção do sistema fotovoltaico. A partir de 2017 entra em operação o sistema a gás natural, que possui o conjunto menos favorável da relação econômica e ambiental na busca da melhor fonte alternativa de geração elétrica.

Da Tabela 4.17 obtém-se a soma da quantidade de CO₂ equivalente para o biogás proveniente dos resíduos sólidos domésticos da população de Guaratinguetá, valor de 461.452,99 t de 2007 a 2020. A soma dos valores de emissão de poluentes de 2007 a 2020 das fontes alternativas de energia presentes na Tabela 6.11 é da ordem de 3.804,95 t, ou seja, a quantidade total de poluentes representa 0,82% da emissão total de CO₂ equivalente do mesmo período para o aterro, caso não haja nenhum tipo de tratamento para o metano.

Através da técnica *Goal Programming* da modelagem multiobjetiva tem-se o cálculo da quantidade de emissão de poluentes das fontes alternativas de energia a cada ano em operação. A Tabela 6.12 e Figura 6.22 apresentam o resultado do modelo energético-econômico-ambiental com penalização da emissão de poluentes, ou seja, priorizando a questão ambiental em relação aos aspectos energéticos e econômicos.

Tabela 6.12 – Resultado do modelo multiobjetivo – prioridade ambiental

Ano	Consumo Incremental [kWh/ano]	Foto-voltaico [kWh/ano]	Eólico [kWh/ano]	Biogás [kWh/ano]	Gás Natural [kWh/ano]	PCH [kWh/ano]	Energia Importada [kWh/ano]
2007	1.562.952	-----	969.752	-----	-----	489.216,6	103.983,4
2008	1.578.581	-----	880.311	-----	-----	582.025,6	116.244,4
2009	2.379.731	-----	981.210	-----	-----	1.184.133	214.388
2010	3.188.892	-----	888.116	-----	-----	1.965.192	335.584
2011	4.006.145	-----	988.548	-----	-----	2.581.614	435.983
2012	4.831.570	-----	894.983	52.587,6	-----	3.167.791	716.208,4
2013	5.665.250	-----	993.812	211.357	-----	3.167.791	1.292.290
2014	6.507.266	-----	899.909	414.870	-----	3.167.791	2.024.696
2015	7.357.703	-----	998.036	577.430	-----	3.167.791	2.614.446
2016	8.216.644	-----	902.874	784.893	-----	3.167.791	3.361.086
2017	9.084.174	-----	1.000.153	951.348	-----	3.167.791	3.964.882
2018	9.960.380	-----	904.854	1.162.586	-----	3.167.791	4.725.149
2019	10.845.347	-----	1.002.273	1.332.792	-----	3.167.791	5.342.491
2020	11.739.165	-----	907.829	1.547.659	-----	3.167.791	6.115.886

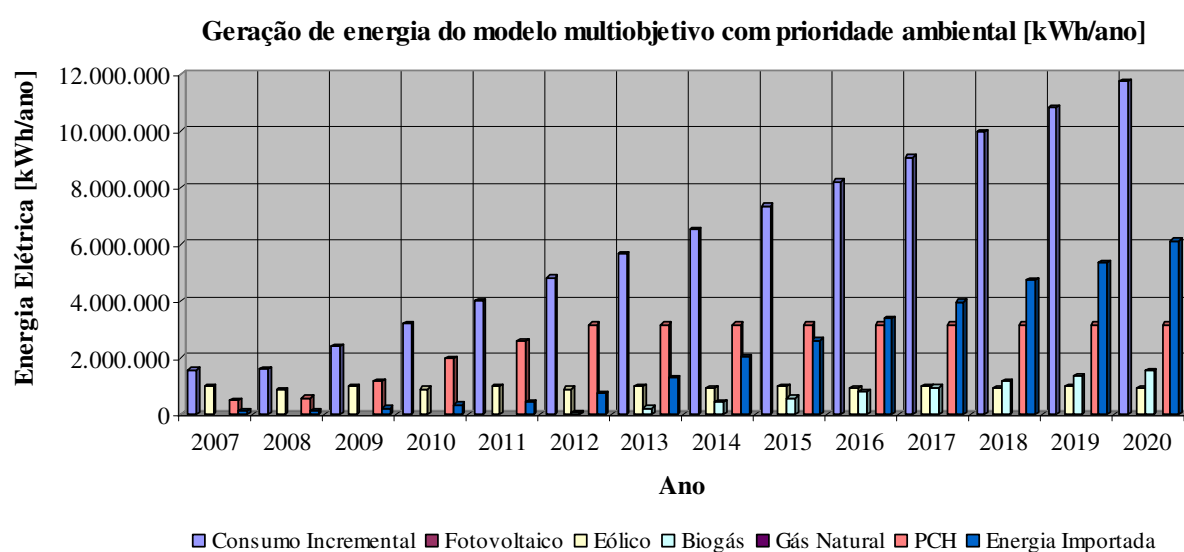


Figura 6.22 – Modelo multiobjetivo com prioridade ambiental para Guaratinguetá/SP

Quando se prioriza a questão ambiental com objetivo de não gerar poluentes na cidade devido ao sistema de geração local, há restrição na oferta de energia, sendo necessário importar energia de outra região para suprir a demanda. Ou seja, há neste caso a transferência dos poluentes emitidos localmente para a região na qual a energia suplementar é gerada.

Há a preocupação para que o sistema de planejamento seja estruturado de uma forma completa, adequada a integração entre os seus diversos módulos. Desta forma para equacionamento das questões energéticas, econômicas e ambientais, utilizou-se a técnica *Goal Programming* para solução do problemas multiobjetivos, sendo o caso da geração de energia elétrica conforme as necessidades demandadas por uma cidade em seus diversos usos finais.

Todos os parâmetros na modelagem têm como base de comparação os custos, tecnologias e emissões de poluentes do sistema hidroelétrico, visto que a matriz energética do País é essencialmente hidroelétrica, chegando até os consumidores através dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia.

Este sistema de otimização energética se apresentou consistente para planejamento de micro regiões, em particular para os casos de expansão da oferta e demanda para atendimento das necessidades da sociedade frente ao crescimento populacional.

A partir da base de dados foram propostos cenários futuros, usando diferentes combinações de tecnologias da oferta de energia. Os modelos apresentados identificam tecnologias alternativas de geração de energia elétrica, avaliando o impacto ambiental, custos de investimento, manutenção e operação.

A utilização de cenários é um caminho para se comparar diferentes combinações de alternativas tecnológicas e devem ser vistos como atingíveis sob a perspectiva de que os mercados são reformuláveis e as políticas são destinadas a remover as barreiras identificadas.

7 CONCLUSÕES

A oportunidade de desenvolvimento das contribuições metodológicas consistiu em primeira etapa na análise de inserção de tecnologias alternativas às estruturas já estabelecidas, e posteriormente a análise de seleção de tecnologias e síntese de configurações, com avaliação do potencial de aproveitamento e viabilidade técnica e econômica do consumo de energia.

Um macro planejamento ignora muitas características locais e com isso muitos detalhes são perdidos, os quais invariavelmente têm um grande significado nos problemas locais. Os dados do censo são incompletos e falham ao fornecer um número de parâmetros que são importantes para o planejamento; assim, o País e suas instituições podem viver um impasse: não se ter a definição da relação de equilíbrio entre a preocupação com os impactos ambientais de grandes projetos de geração de energia e a defesa de iniciativas vitais para o crescimento da economia.

A sociedade poderá arcar com significativos prejuízos causados pela ineficiência dos gestores públicos em cuidar do abastecimento de um insumo essencial para o desenvolvimento econômico do País. É preciso lembrar que sem desenvolvimento se torna ainda mais difícil alcançar os objetivos de geração de empregos e de justiça social.

Fontes renováveis de energia, como energia eólica ou solar, são percebidas por muitos indivíduos e grupos de pressão pública como uma importante solução para o problema porque acreditam serem ambientalmente sustentáveis. Entretanto, fontes renováveis também podem causar impactos ambientais adversos, os quais, por justiça, devem ser considerados. E mais, deveria ser observado que por causa de sua natureza intermitente, uma simples fonte renovável de energia não pode cobrir integralmente as necessidades de energia elétrica, mas necessita ser complementada por outras fontes renováveis e/ou fontes convencionais. A instalação a utilização em larga escala das fontes renováveis de energia pressupõe uma mudança comportamental de todos os setores de uso de energia, modificações organizacionais e legislativas, e em muitos casos significativos investimentos.

Neste trabalho observou-se que a técnica desenvolvida auxilia no processo de tomada de decisões para um planejamento energético com projeção de cenários e modelos de expansão. Verificou-se a viabilidade de atender a demanda incremental de energia elétrica com recursos naturais locais e independente das Concessionárias, promovendo a sustentabilidade ambiental através de fontes alternativas energia.

Foram propostos caminhos alternativos de geração de energia, os quais apresentam quantidade reduzida de emissão de poluentes, se comparados com os índices de emissão em aterros, por exemplo. Um resultado também importante foi a modelagem para séries temporais de radiação solar e velocidade dos ventos, que registrou reduzidos percentuais de erro entre os valores observados e previstos.

Toda forma de geração de energia causa algum impacto ambiental, caracterizando a questão do poluidor pagador, ou seja, no processo de obtenção de eletricidade há duas situações: ou há geração local de energia e poluentes, ou há necessidade de importação de energia elétrica para atender a demanda sem impacto ambiental local. O modelo de otimização desenvolvido contribui para a solução do equacionamento das questões envolvendo os aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais para a geração de energia elétrica, de forma sistêmica através de ações locais inseridas em um panorama global.

A crescente preocupação sobre os impactos ambientais da energia tem ampliado significativamente o conjunto de metas políticas no setor energético. No passado, as escolhas entre as políticas energéticas em níveis regionais eram baseadas somente em minimização de custo e reprodução de aplicações de conceitos característicos de regiões desenvolvidas. O planejamento energético regional contempla problemas de multi-critérios e multi-ações, principalmente no caso de geração de energia em regiões que apresentam altas taxas de crescimento de demanda de energia, junto com um significativo potencial de fontes renováveis de energia. Porém, diversos e frequentes pontos de vista conflitantes devem ser considerados, tais como aspectos sociais, econômicos, ambientais, técnicos e políticos.

Os gestores públicos devem ser munidos de tecnologia e recursos para implementar programas intensivos de conservação que permitam fornecer energia e sustentar o crescimento econômico, mas a opinião pública ainda desconhece a

abrangência da questão energética e suas implicações sociais, econômicas e ambientais. Embora a energia seja considerada um bem indispensável, a maioria desconhece o estado dos recursos e da produção energética, sobretudo o modo como a energia é gerada, transmitida e distribuída ou quais são os problemas inerentes ao brusco crescimento do consumo.

Cada vez mais a administração das cidades tem que ser um processo elaborado e estruturado com uma sólida fundamentação técnica, de modo que o gestor público tenha condições de estabelecer metas sustentáveis e realizar programas sociais pautados em políticas ambientais alinhadas às diretrizes da Agenda 21 dos municípios.

Sugestões para trabalhos futuros:

1. Aplicar o modelo de otimização na fase de operação das alternativas de geração de energia para determinação do melhor rendimento do sistema integrado.
2. Empregar a lógica *fuzzy* com o critério de aceitação social das alternativas de fontes energéticas para diferentes usos finais.
3. Avaliar o modelo de otimização empregado para alternativas de geração de energia na indústria, para atender processos de fabricação e utilidades.
4. Incluir no atual modelo multiobjetivo os indicadores sociais de qualidade de vida, por exemplo, o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), entre outros.
5. Avaliar o potencial de recuperação econômica a partir dos resultados obtidos com base no mercado de crédito de carbono.
6. Avaliar a inclusão dos custos de impostos e externalidades ambientais na estrutura de custos formais de energia elétrica consumida nas cidades.
7. Verificar a possibilidade de inserção do uso de energia nuclear e células de combustível (utilização no transporte público, por exemplo).
8. Avaliar os níveis de metano (CH_4) emitido pelas grandes hidroelétricas e o impacto do micro-clima regional para inclusão no modelo atual.
9. Avaliar de forma sistêmica a questão do poluidor pagador para os casos de importação e exportação de energia e poluentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESCO – Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia, 2005. **É lançado no Japão o primeiro sistema "caseiro" de cogeração de célula a combustível.** Acesso em: 23/05/2005. Disponível em <<http://www.abesco.com.br/html/boletim.htm>>.

ACS - Automação, Controles e Sistemas Industriais. **Mercado livre.** Disponível em <http://www.acs.ind.br/home/mercadolivre/index.asp>. Acesso em 29/08/2005.

AKELLA, A. K.; SHARMA, M. P.; SAINI, R. P. **Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area.** Renewable & Sustainable Energy Reviews. pp. 1–15. 2005.

ALSHUWAIKHAT, H. M.; NKWENTI, D. I. **Developing sustainable cities in arid regions.** Cities, v. 19, n. 2, p. 85–94.; 2002.

ALTMANN, G. **Opção para uma política sustentável no Brasil.** Seminário Internacional: Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Brasília. 2002.

ALVIM FILHO, A. C. **Avaliação econômica do fornecimento de energia elétrica a partir de fontes de energia solar e eólica para sistemas isolados.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais. 162p. 1999.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro.** Brasília. 45p. 2001. Acesso em 06/12/2005. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/60.htm>. Acesso em 15/12/2005.

AZAPAGIC, A.; CLIFT, R. **Life cycle assessment and linear programming – environmental optimisation of product system**. Computers and Chemical Engineering, v. 19, Supp., p. S229-S234, 1995.

AZAPAGIC, A.; CLIFT, R. **The application of life cycle assessment to process optimisation**. Computers and Chemical Engineering, v. 23, p. 1509-1526, 1999a.

AZAPAGIC, A.; CLIFT, R. **Life cycle assessment and multiobjective optimisation**. Journal of Cleaner Production, v. 7, p. 135-143, 1999b.

BAJAY, S. V. **Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 1, nº 1, 1989.

BALESTIERI, J. A. P. **Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva**. Faculdade de Engenharia – Universidade de Campinas – UNICAMP. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Campinas. 151p. 1994.

BALESTIERI, J. A. P. **Avaliação tecnológica e metodológica para o planejamento de centrais de co-geração**. Relatório (Pós-Doutorado em Engenharia Mecânica). Faculdade de Engenharia. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 154p. 2001.

BALESTIERI, J. A. P. **Co-geração: geração combinada de eletricidade e calor**. Florianópolis. Ed. UFSC. 279p. 2002.

BENNETT, M.; NEWBOROUGH, M. **Auditing energy use in cities**. Energy Policy, v. 29, p. 125–131. 2001.

BERGEY, K.H. **The Lanchester - Betz Limit** - Journal of Energy Vol. 3, N9 6 - Nov. Dec 1979, p-382.

BEST, G. **In energy for Rural Development**. Eds M. R. Bhagavan and S. Karekezi. Sed Books Ltd, UK, 1992, p.3.

BNDES. **Impacto das Recentes Medidas da Bolívia no Setor de Gás Brasileiro**. Banco Nacional de Desenvolvimento. Área de Infra-Estrutura. Informe Setorial. 8p. Nº 1. Maio 2006.

BÖHM, G. M. B.; DOS SANTOS, A. C. K. **Estudo das concepções dos alunos sobre a energia elétrica e suas implicações ao ambiente**. In: IV Seminário de Pesquisa em Educação da Região Sul - ANPEd-SUL, 2002, Florianópolis. CD-ROM: Na contracorrente da universidade operacional - IV ANPEd-SUL. Florianópolis: Coordenadoria de Comunicação do CED/UFSC, 2002. v.01. p.1-15.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. **Time series analysis: forecasting and control**. San Francisco, Holden-Day, 1976.

BRASIL. Banco do Brasil. Moedas do Mundo. Disponível em <http://www.bc.gov.br/htms/bcjovem/moedasmundo.htm> - Acesso em 20/02/2006.

BRUCKNER, Th.; GROSCURTH, H. M.; KÜMMEL, K. **Competition and synergy between energy technologies in municipal energy systems**. Energy v.22, n. 10, p. 1005–1014, 1997.

BUTERA, F. M. **Moving towards municipal energy planning – the case of Palermo: the importance of nontechnical issues**. Renewable Energy 15, Pages 349-355, 1998.

CAIO, L. S.; BERMAN, C. **Análise das metodologias de previsão de mercado de energia elétrica face ao novo perfil de planejamento no ambiente pós-privatização**. Secretaria de Energia do Estado de S. Paulo. III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Acesso em 06/04/2004. Disponível em: <http://www.google.com.br/search?q=cache:cjWXtpSRmx0J:www.iee.usp.br/biblioteca/producao/1998/trabalho/analisis~1.pdf+modelos+econom%C3%A9tricos+para+previs%C3%A3o+de+demand+de+energia&hl=pt-BR&lr=lang_pt>

CAMPOS, J. O. **A visão moderna da gestão de resíduos**. 2005. <http://ns.rc.unesp.br/igce/planejamento/publicacoes/TextosPDF/Jayme01.pdf>.> Acesso: 23/05/2005.

CASTRO, R. M. G. **Energias renováveis e produção descentralizada – introdução à energia fotovoltaica**. Universidade Técnica de Lisboa – Instituto Superior Técnico. DEEC/Secção de Energia. 58p. Edição 1. Janeiro 2004. Disponível em http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/FV_ed1.pdf. Acesso em 22/03/2006.

CASTRO, M.; DELGADO, A.; ARGUL, F. J.; COLMENAR, A.; YEVES, F.; PEIRE, J. **Grid connected PV buildings: analysis of future scenarios with an example of Southern Spain**. Solar Energy 79, pages 86-95. 2005.

CASTRO, R.; BURANI, G. F. **Repotenciação de usinas hidrelétricas**. Dossiê Energia Positiva para o Brasil. Acesso em 10/05/2006. Disponível em http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf?PHPSESSID=670187e74f7efda83a20d6c2256f738a. USP. UNICAMP. 77p. 2004

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica (2005). Disponível em <http://www.eolica.com.br>. Acesso em 24/08/2005.

CHATFIELD, C. **Tests in Statistical Science – The analysis of time series – an introduction**. Sixth Edition. Chapman and Hall/CRC. 333p. 2004.

CITYBRAZIL. Portal sobre o território brasileiro. Acesso em 03/10/2005. Disponível em <http://www.citybrazil.com.br/sp/>

COMGAS – Companhia de Gás de São Paulo. **Tarifas do gás natural canalizado - área de concessão da Comgás**. Portaria CSPE nº 412, de 26/05/2006, com vigência a partir de 31/05/2006. Disponível em <http://www.comgas.com.br/templates/index.asp> . Acesso em 07/06/2006.

COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPÉIAS. **A energia e o desenvolvimento: que desafios? quais métodos?** - Sínteses e conclusões Rio de Janeiro, Editora Marco Zero/AIE-COPPE/UFRJ, 1986.

CONEG - Policy Research Center. **Implementation guide for landfill gas recovery projects in the Northeast** (final report). 1994, 71p.

CONSONNI, S.; GIUGULIANO, M.; GROSSO, M. **Alternative strategies for energy recovery from municipal solid wastes. Part A: mass and energy balances**. Waste Management, v. 25, p. 123–135, 2005.

CORMIO, C.; DICORATO, M.; MINOIA, A.; TROVATO, M. **A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 7, Issue 2, April 2003, Pages 99-130.

COSTA, D. F. **Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto**. Dissertação (Mestrado – Programa de Interunidades de Pós-Graduação) – IEE/EPUSP/FEA/IF – Universidade de São Paulo – USP. São Paulo. 194p. 2006.

CRESESB - Centro de Referência para em Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Potencial solar – Sundata**. Acesso em 07/12/2005. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/abertura.htm>.

DEL VALLE, A. **Planificación energética: desafíos para su renovación**, in Anais do Seminário Latino Americano de Modelagem para Planejamento Energético, Montevideo, FINEP/UNESCO , 1985.

DERMIBAS, A. **Energy balance, energy sources, energy policy, future developments and energy investments in Turkey**. Energy Conversion Management; 42: pp. 1239-1258, 2001.

DEVADAS, V. **Planning for rural energy system: part I, II, III**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 5, Issue 3, September 2001, Pages 203-297.

DIAS, R. A. **Desenvolvimento de um modelo educacional para a conservação de energia**. Faculdade de Engenharia – UNESP. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Guaratinguetá. 130p. 2003.

DIAS, R. A.; MATTOS, C. R.; BALESTIERI, J. A. P. **Uso racional da energia: ensino e cidadania**. Editora UNESP. São Paulo. 189p. 2006.

DIESELPUB – DIESEL & GAS TURBINES PUBLICATIONS. **Global sourcing guide – gas turbine engines**. Acesso em 12/04/06. Disponível em <http://www.dieselpub.com/gsg/turbinedtl.asp?entry=CHOICES&cont1=500&cont2=1200&heat1=&heat2=&fuel=G&type=EG>.

ECEN. **Progressos na Matriz Energética e de Emissões de Gases Causadores do Efeito Estufa**. Economia & Energia. No 23 - Novembro - Dezembro 2000.

ISSN 1518-2932. Disponível em http://ecen.com/matriz/eee23/ecen_23.htm. Acesso em 08/11/2006.

ECEN. **Emissions of gases causing the greenhouse effect by thermoelectric power plant in the 2000 -2020 period.** Disponível em [http://ecen.com/Emission of Greenhouse Effect Gases from Thermal Power Plants.htm](http://ecen.com/Emission_of_Greenhouse_Effect_Gases_from_Thermal_Power_Plants.htm). 2001.

ELHADIDY, M. A.; SHAAHID, S. M. **Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems.** Renewable Energy 21 (2000) 129-139.

EL-RAFEY, E.; EL-SHERBINY, M. **Load/wheather/insolation database for estimating photovoltaic array and system performance in Egypt.** Solar Energy 1988; 41(6):531-42.

ECMWF. **European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.** Disponível: http://www.ecmwf.int/products/forecasts/guide/The_standard_verifications_of_deterministic_forecasts.html. Acesso em 26/02/07.

FAO - Food and Agriculture Organization. **Bioenergy for development: technical and environmental dimensions.** Rome, Italy. 1994.

FARIA, J. C. F. **Turismo rural e agricultura familiar no Vale do Paraíba paulista.** Publicado em 05/2005. Acesso em 04/10/2005. Disponível em http://www.valedoparaiba.com/terragente/estudos/turismorural_familiar.htm

FERNANDES, E.; FONSECA, M. V. A.; ALONSO, P. S. R. **Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995-2010 and usage factors,** Energy Policy, 33, 2005, 365-386, 2005.

FERREIRA, A. B. H. **Novo Aurélio Século XXI: o dicionário da língua portuguesa**. Editora Nova Fronteira. 3ª edição. 2127p. 1999.

FORTUNATO, B; MUMMOLO G.; CAVALLERA G. **Economic optimization of a wind power plant for isolated locations**. Solar Energy, Volume 60, Issue 6, June 1997, Pages 347-358.

GEORGOPOULOU, E.; LALAS, D.; PAPAGIANNAKIS, L. **A multicriteria decision aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option**. European Journal of Operational Research, Volume 103, Issue 1, 16 November 1997, Pages 38-54.

GREENPRO. **Energia solar térmica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 262 p. 2004. Acesso em 18/08/2006. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/solartermico.pdf#search=%22chiller%20absor%C3%A7%C3%A3o%20consul%22>.

GROSCURTH, H. M.; BRUCKNER, TH.; KÜMMEL, R. **Modeling of energy-services supply systems**. Energy Vol. 20, No. 9, pp. 941-958, 1995.

HIGGINS, A. J.; HAJKOWICZ, S.; BUI, E. **A multi-objective model for environmental investment decision making**. Computers & Operations Research 35, pp. 253 – 266, 2006.

HILL, R.; O'KEEFE, P.; SNAPE, C. **The future of energy use**. St. Matins Press, New York, 1995.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos**. São Paulo. Editora Atlas. 453p. 1992.

HOLANDA, M. R.; BALESTIERI, J. A. P. **Cogeneration in a solid-wastes power station: a case study**. Applied Energy, v. 63, n. 2, p. 125-139, 1999.

HOLANDA, M. R. **Perspectivas da co-geração com resíduos sólidos municipais sob a ótica da gestão ambiental**. Faculdade de Engenharia – UNESP. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Guaratinguetá. 232p. 2003.

IBGE – Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Brasil. Disponível em <http://www.ibge.gov.br>. IBGE Cidades@. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/default.php>. Acesso em 29/09/2005.

IEA – International Energy Agency. **Benign energy? The environmental implications of renewables**. OECD, Paris, pp. 45. 1998. Acesso: 01/08/2006. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/papers/2002/renewable.pdf>

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2001 Insights**. OECD/IEA. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/papers/2002/renewable.pdf> 13p. 2001. Acesso em 27/06/2007.

IEA – International Energy Agency. **Renewable energy market & policy trends in IEA countries**. OECD, Paris, pp. 382. 2004. Acesso: 01/08/2006. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/renewable1.pdf>

INIYAN, S.; JAGADEESAN, T. R. **On the development of reliability based optimal renewable energy model for the sustainable energy scene in India**. Int J Ambient energy. 1997;18(3):153-64.

INIYAN, S.; JAGADEESAN, T. R. **Effect of wind energy system performance on optimal renewable energy model – an analysis**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 2, Issue 4, 1 December 1998, Pages 327-344.

INIYAN, S.; SUMATHY, K. **An optimal renewable energy model for various end-uses.** Energy 25 (2000) 563–575.

INIYAN, S.; SUMATHY, K.; SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. A. **Sensitivity analysis of optimal renewable energy mathematical model on demand variations.** Energy Conversion and Management, Volume 41, Issue 2, January 2000, Pages 199-211.

INIYAN, S.; SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. A. **A survey of social acceptance in using renewable energy sources for the millennium.** Renewable Energy, Volume 24, Issues 3-4, November 2001, Pages 657-661.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. Brasil. **Base de dados de plataformas de coleta de dados (PCD).** Guaratinguetá/SP. Disponível em <http://popoca.cptec.inpe.br:8080/BDPCD/passo4.jsp>. Acesso em 31/01/2007.
<http://tempo.cptec.inpe.br:9080/PCD/metadados.jsp?uf=24&id=32524&tipo=MET&idVariavel=13&dia=17&mes=04&ano=2006&Submit2.x=14&Submit2.y=10>.

INSTITUTO DE ECONOMIA ENERGÉTICA. **Lecturas sobre proceso de planeamiento energético.** XVII Curso Latinoamericano de Economía y Planificación Energética, Bariloche. IDEE/Fundación Bariloche, 1984.

IPCC **Guidelines for national greenhouse gas inventories** – Intergovernmental Panel on Climate Change – Revised 1996. Reference Manual (Volume 3). Disponível em <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6a.htm>. Acesso em 20/07/2006.

IRI – The International Research Institute for Climate and Society. Disponível em <http://iri.columbia.edu/pred/>. Acesso em 26/02/07.

JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J. N. P. **Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis.** Campinas/SP, Editora Autores Associados, 246p.1997.

JEBARAJ, S.; INIYAN, S. **A review of energy models.** Renewable & Sustainable Energy Reviews, pg 1-31; 2004.

JOSKOW, P.; JONES, D. **The simple economics of industrial cogeneration.** The Energy Journal 1(4), pg 1-22; 1983.

JUSTUS, C. G. **Wins and wind system performance.** Philadelphia: the Franklin Institute Press. 120p. 1978.

LARSON, E. D. **Technology for electricity and fuels from biomass.** Annual Review of Energy and Environment, v. 18, p. 567-630, 1993.

LINDO SYSTEMS. **Optimization modeling with LINGO.** Release 7.0. Copyright © 2002. All rights reserved. Chicago. 4th edt. 571p. 2002

LYSEN, E. H. **Introduction to wind energy. Consultancy services wind energy developing countries.** 1983.

MAHMOUD, M. M.; IBRIK, I. H. **Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid.** Renewable & Sustainable Energy Reviews. 10 (2006) 128-138.

MALLIKARJUNA, C. K; SUBRAMANIAN, D. K. **Rural energy consumption patterns with multiple objectives.** International Journal of Energy Research 1988;12:561-7.

MARQUES, A. L. P. **Proposta de um processo inovativo de tratamento de resíduos sólidos orgânicos domiciliares, por fermentação anaeróbica, para a cidade de Guaratinguetá.** Faculdade de Engenharia – UNESP. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Guaratinguetá. 249p. 2001.

MARTINS, A. G. **Energy planning in urban historical centres. A methodological approach with a case-study.** Energy Police, Volume 26, No. 15, Pages 1153-1165, 1998.

MAVROTAS, G.; DIAKOULAKI, D. **A branch and bound algorithm for mixed zero-one multiple objective linear programming.** European Journal of Operational Research 107, 530-541, 1998.

MAVROTAS, G.; DIAKOULAKI, D.; ASSIMACOPOULOS, D. **Bounding MOLP objective functions: effect on efficient set size.** Journal of the Operational Research Society 49, 549-557, 1998.

MAVROTAS, G.; DIAKOULAKI, D.; PAPAYANNAKIS, L. **An energy planning approach based on mixed 0-1 Multiple Objective Linear Programming.** International Transactions in Operational Research, Volume 6, Issue 2, March 1999, Pages 231-244.

MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia. **Programa tecnologia industrial básica e serviços tecnológicos para a inovação e competitividade.** Coordenação de Política Tecnológica Industrial. Brasília. 100p. 2001.

MENDES, L. G. G. **Proposta de um sistema para aproveitamento energético de um aterro sanitário regional na cidade de Guaratinguetá.** Dissertação de mestrado. Faculdade de Engenharia – UNESP / Departamento de Energia. Guaratinguetá. 161p. 2005.

MENEZES, R. A. **Centrais termelétricas a lixo: alternativa segura para a geração de energia.** Grupo Kompac. Rio de Janeiro. 2001.

MENEZES, R. A.; MENEZES, M. A.; REAL, J. A. G.; LAMEU, J. **Centrais termelétricas a lixo: plantas lixo/energia – considerações sobre a implantação.** Grupo Kompac. Rio de Janeiro. 2003.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura.** PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia. [S.l:s.n], 2005. Autores: Samuel Nelson Melegari de Souza, William Caldart Pereira, Carlos Eduardo Camargo Nogueira, André A. Pavan e Alexandre Sordi. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5>. Acesso em 17/fev/2005.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, COMISSÃO DO GÁS NATURAL. **Relatório da Comissão constituída através do Decreto de 18 de Julho de 1991, para viabilização do aproveitamento do gás natural.** Brasília, 1992.

MINITAB. **Time Series.** Copyright © 2003–2005 Minitab Inc. 61p. 2005.

MIRANDA, M. L.; HALE, B. **Waste not, want not: the private and social costs of waste-to-energy production.** Energy Policy, v. 25, n.6, p. 587-600, 1997.

MODELOS ESTATÍSTICOS DE PROJEÇÃO DA DEMANDA. Disponível em URL: <<http://www.geocities.com/Eureka/Plaza/6813>>. Acesso em 21/02/2004. http://www.geocities.com/Eureka/Plaza/6813/mestre/adm_proj/mod_stat.html>.

MURPHY, J. D.; MCKEOGH, E. **Technical, economic and environmental analysis of energy production from municipal solid waste.** Renewable Energy 29 pp. 1043–1057, 2004.

NASCIMENTO, P. C. **As tendências mundiais - especialistas dizem como EUA e Europa estão se preparando para enfrentar o problema de geração de energia.** Jornal da Unicamp. Acesso: novembro/2003. Disponível em: http://www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/abril2002/unihoje_ju173pag05.html.

NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods. **Box-Jenkins model identification.** Disponível em <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/>. 3118p. Acesso em 29/08/06.

NORTON, B. **Renewable electricity – what is the true cost?** Power International Journal, v. 13, n.1, p. 6-12, 1999.

OLIVEIRA, M. A.; FAVERO, L. P. L. **Uma breve descrição de algumas técnicas para análise de séries temporais: Séries de Fourier, Wavelets, ARIMA, modelos estruturais para séries de tempo e redes neurais.** Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo - FEA/USP. VI SEMEAD. Ensaio M.Q.I. 13p. Acesso: 26/09/2006. Disponível em <http://www.ead.fea.usp.br/Semead/6semead/MQI/010MQI%20-Algumas%20Tecnicas%20para%20Anal%20de%20Series%20Temporais.doc>

ONIP - Organização Nacional da Indústria do Petróleo. **Demanda de recursos humanos para o setor de petróleo e gás para o período 2002–2005.** Rev. 2 Fevereiro de 2002. www.onip.org.br. 2002.

PANTALENA, A. **Cogeração para laticínios de pequeno e médio portes.** Dissertação de Mestrado, UNESP, 140p. 1997.

PANUNZIO, P. A. **Comunicado da concessionária de energia elétrica Eletropaulo em 08 de outubro de 2004.** Departamento de Geração Hidráulica. Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A. Comunicação pessoal em 23/07/2007.

PARIKH, J. K. **Modeling energy and agriculture interactions: a rural energy systems model**. Energy 1985;10(7):793–804.

PARK, J. **The wind power book**. Palo Alto. Cheshire books. 1981.

POKHAREL, S.; CHANDRASHEKAR, M.; ROBINSON, J. B. **Interfuel and intermode substitution for cooking**. Energy. Volume 17, Issue 10, October 1992, Pages 907-918.

POKHAREL, S.; CHANDRASHEKAR, M. **A multiobjective approach to rural energy policy analysis**. Energy, Volume 23, Issue 4, April 1998, Pages 325-336.

PROCEL. Resultados do Procel 1996: **Economia de energia e redução de demanda na Ponta**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil; PROCEL/Eletronbras, 1997.

RAGSDALE, C. T. **Spreadsheet modeling and decision analysis**. 3. ed. Cincinnati, Ohio: South-Western, 2001.

RAMANATHAN, R.; GANESH, L. S. **A multi-objective evaluation of decentralized electricity generation options available to urban households**. Energy Conversion and Management, Vol. 35, No. 8, pp. 661-670, 1994.

RAMANATHAN, R.; GANESH, L. S. **Energy alternatives for lighting in households: an evaluation using an integrated goal programming-AHP model**. Energy, Vol. 20, No. 1, pp. 63-72, 1995.

REIS, L. O. M. **Lógica Fuzzy aplicada ao controle de um sistema híbrido de geração de energia elétrica: eólica, fotovoltaica e biogás**. Tese (Doutorado). UNESP, Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, 181p. 2002.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica – Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade.** 3ª edição. Editora Manole. Barueri, SP. 324p. 2003.

RODRIGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados a rede.** Dissertação (Mestrado). UNICAMP, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, 135p. 2002.

ROZAKIS, S.; SOURIE, J-C.; VANDERPOOTEN, D. **Integrated micro-economic modeling and multi-criteria methodology to support public decision-making: the case of liquid bio-fuels in France.** Biomass and Bioenergy 20 (2001) 385–398.

ROBAZZI, W. S.; MORABITO NETO, R; LOUZADA NETO, F. **Aplicando Modelos SARIMA para prever a demanda de cerveja: um estudo de caso.** Universidade de Santa Catarina. 6p. 2002.

SALLES, A. C. N. **Metodologias de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 83p. 2004.

SALVIA, M.; PIETRAPEROTSA, F.; COSMI, C.; CUOMO, V. **Approaching the Kyoto targets: a case study for Basilicata region (Italy).** Renewable & Sustainable Energy Reviews, 8, Pages 73-90, 2004.

SAMPAIO, H. C. **Conservação de energia na indústria de laticínios: estudo de caso.** Faculdade de Engenharia – UNESP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Guaratinguetá/SP. 156p. 2002.

SANTANNA, D. P.; DALMÁCIO, F. Z.; RANGEL, L. L.; NOSSA, V. **Goal programming com ferramenta de gestão**. 4º simpósio FUCEPE de produção científica. Vitória/ES. 15p. 2006.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S. **Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change**. Energy Policy, v.29, p.355-369, 2001.

SEADE – Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados. Portal do Governo do Estado de São Paulo. Secretaria de Economia e Planejamento. Disponível em <http://www.seade.gov.br>. Acesso 03/10/2005.

SIMS, R. E. H. **Biomass projects, Technology developments and Building local manufacturing capacity**. Climate Change and Business: The Australia-New Zealand Conference. Auckland Centre for Energy Research Massey University, Palmerston North, New Zealand, November 2004.

SINGH, S.; SINGH, I. P.; SINGH S.; PANNU, C. J. S. **Energy planning of a Punjab village using multiple objectives compromise programming**. Energy Conversion and Management, Volume 37, Issue 3, March 1996, Pages 329-342.

SPIEGEL, M. R. **Probabilidade e estatística**. Tradução de Alfredo Alves de Farias. São Paulo, McGraw-Hill do Brasil, 734p. 1978.

SZKLO, A. S.; SOARES, J. B.; TOLMASQUIM, M. T. **Economic potential of natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies**; Applied Energy 67(3), pg 245-267; 2000.

TAHA, H. A. **Operations research**. New Jersey: Prentice Hall, 1992.

TAKAHASHI, K.; ISHIZAKA, T. **Application of information theory for the analys of cogeneration-system performance**; Applied Energy 61, pg 147-162; 1998.

TCHOBANOGLIOUS, G.; THEISEN, H.; VIGIL, S. **Integrated solid waste managements: engineering, principles and management issues**. New York. McGraw-Hill. ISBN 0-07-063237-5. 978p. 1993.

TILLMAN, D. A. **Biomass cofiring: the technology, the experience, the combustion consequences**. Biomass and Bioenergy, v. 19, p. 365-384, 2000.

USEPA – United States Environment Protection Agency. **A guide for methane mitigation projects – gas to energy at landfills and open dumps**. Draft jan/96, USEPA Office of air and radiation. Editors: Mark Orlic and Tom Kerr. 67p. 1996.

USEPA – United States Environment Protection Agency. **Methane Branch; Feasibility assessment for gas-to-energy at selected landfills in São Paulo, Brazil**. Washington D. C. 120p. 1997.

VAN WYLEN, J. G.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentals of classical thermodynamics**. Fourth edition. United States of America. 852p. 1993.

VATECH–VA Tech Hydro. Disponível em: <http://www.escherwysspropellers.com>
Acesso em 24/04/06.

VENETSANOS, K.; ANGELOPOULOU, P.; TSOUTSOS, T. **Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment**. Energy Policy, Volume 30, Issue 4, Pages 293-307. March 2002.

VOITH – Siemens Hydro Power Generation. Acesso: 26/07/06. Disponível em http://www.vs-hydro.com/vs_e_prfmc_pwrful_prdcts_turbines.htm

WILKS, D. S. **Statistical Methods in the Atmospheric Sciences: an introduction**. International geographic series: v. 59. ISBN 0-12-751965-3. Academic Press Inc. 467p. 1995.

WOBLEN. Turbinas eólicas. Acesso em 17/04/2006. Disponível em <http://www.woblen.com.br/Produtos.htm#E-40>

WORLD BANK. **Handbook for the preparation of landfill gas to energy projects in Latin America and Caribbean**. World Bank. October. 125p. 2003.

WORLD ENERGY COUNCIL. Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, EDF, UNESCO. Energy Dictionary. Jouve Systemes d'Information, 1992.

YANG, J. B. **Theory and Methodology - Minimax reference point approach and its application for multiobjective optimisation**. European Journal of Operational Research 126. Pages 541-556. 2000.

APÊNDICE A – PERSPECTIVAS DE NOVAS TECNOLOGIAS

Diversas tecnologias associando fontes de energia alternativas e convencionais formam os sistemas híbridos de energia (*hybrid power systems*), que são sistemas autônomos de geração elétrica que combinam fontes de energia renovável e geradores convencionais. O objetivo deles é produzir o máximo de energia possível das fontes renováveis (sol e vento), enquanto mantidas a qualidade da energia e a confiabilidade especificada para cada projeto.

Estes sistemas são adequados para atender as necessidades energéticas de locais isolados devido ao alto custo da eletrificação de lugares com baixa demanda e de difícil acesso. Geralmente, os sistemas isolados eletrificados utilizam geração termelétrica com grupos geradores diesel. Sistemas híbridos de energia podem representar uma solução mais econômica para muitas aplicações e também proporcionar uma fonte mais segura de eletricidade devido à combinação de diversas fontes de energia. Além do mais, o uso de energia renovável reduz a poluição ambiental causada pela queima de óleo diesel, transporte e armazenamento.

A cogeração corresponde à produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como as energias eletromecânica e térmica (calor/vapor de processo), para suprir as necessidades de um processo, a partir do uso sequencial e eficiente de quantidades de energia de uma mesma fonte energética primária. A cogeração aumenta a eficiência térmica do sistema termodinâmico como um todo, pois segundo Balestieri (2002), seria o aproveitamento de uma parcela da energia que teria de ser obrigatoriamente rejeitada por força da Segunda Lei da Termodinâmica, resultando em um aumento da eficiência global do ciclo térmico.

Através dos sistemas de cogeração obtêm-se um alto índice de conservação de energia, pois simultaneamente há produção de eletricidade e energia térmica em uma central única de fornecimento, que dependendo do caso pode satisfazer totalmente a escassez de demanda de energia do local.

De outro modo, a cogeração é um método efetivo de conservação de energia primária, que pode ser aplicado quando economicamente justificado. Em unidades de

cogeração, potência térmica e potência elétrica ou mecânica são produzidas a partir da queima de um único combustível, com recuperação de parte do calor rejeitado. Deste modo a eficiência global destas modalidades de unidades atinge valores entre 50% e 90% de eficiência energética, dependendo do tipo de tecnologia empregada bem como da aplicação a que se destina (PANTALENA, 1997).

Um sistema de cogeração pode alimentar o processo industrial ou fornecer serviço de calefação ou de climatização mediante o aproveitamento de calor residual. Do ponto de vista energético, o próprio usuário final gera a energia elétrica que necessita para suas atividades e aproveita o calor residual na produção de água quente (ou água fria por absorção), vapor, ar quente ou frio, entre outras finalidades.

A eficiência de um sistema de cogeração depende da correta estimativa da variação de carga e a precisão da previsão de demanda. Estas análises fornecem indicadores de relativa importância para índices de demanda e identificam o que pode se tornar uma boa medida para avaliar a eficiência do sistema de cogeração para os objetivos propostos pela unidade (JOSKOW; JONES, 1983).

A viabilidade econômica de um projeto de cogeração depende, em adição às características da própria unidade, da tarifa de energia elétrica e do custo do gás combustível (ex: biogás, gás natural) para o consumidor. Especificamente, a viabilidade de cada instalação é determinada no projeto conceitual onde se realizam estudos de fluxo de caixa considerando os fatores mencionados.

É essencial avaliar a eficiência do sistema de cogeração de acordo com a economia de energia ou viabilidade econômica. Para se avaliar um sistema de cogeração é necessário uma gama de dados e valores pontuais de todo o sistema de carga. Os dados obtidos devem assumir parâmetros próximos aos reais utilizados, baseados em resultados atuais das medidas de energia pertencentes a uma mesma categoria (TAKAHASHI; ISHIZAKA, 1998).

A cogeração é aplicável em unidades que utilizam materiais orgânicos para gerar energia, isto devido a ampla viabilidade e baixo custo da energia híbrida (hidroelétrica). A cogeração possui barreiras causadas por desfavorecimento no contexto institucional, tais como: nível das tarifas para energia fornecida excedente, contratos de retorno de energia e taxas de transmissão, entre outras.

A viabilidade de propor sistemas de cogeração de pequeno porte está sendo considerada para uso doméstico; na área de concessão de gás de Tóquio, um sistema de cogeração com célula de combustível $1 \text{ kW}_{\text{ele}}$ está disponível desde fevereiro de 2005 produzindo energia elétrica e água quente. A pilha termelétrica opera de 300 W a 1000 W e é projetada para operar 12 horas por dia durante 3 anos, reduzindo 26% do consumo elétrico doméstico com relação à energia elétrica convencional e reduzindo 40% a emissão de CO_2 (ABESCO, 2005).

Pela recente reestruturação do setor energético brasileiro e juntamente com iniciativas regulamentadoras tem aumentado o interesse da participação de capital privado na cogeração de energia. Com a importância da gestão ambiental e disponibilidade de fontes de energia, há uma preocupação entre áreas de geração e distribuição em relação a investimentos e expansão do fornecimento de energia. Houve aumento considerável da importância da tecnologia para produção tanto de eletricidade quanto de calor de uma única fonte, que é o caso da cogeração.

A eficiência global da conversão de energia através de sistemas de cogeração é relativamente alta, chegando a 90%, exceto as taxas de eficiência obtidas do calor e energia como caldeiras e unidades termoeletricas (SZKLO; SOARES; TOLMASQUIM, 2000).

Então, a tecnologia de cogeração é eficiente em termos de energia e oferece uma geração descentralizada com opção para os diversos setores da sociedade. A cogeração reduz não somente o déficit de geração de energia, mas pode ter sua aplicabilidade na transmissão e distribuição de eletricidade, além de que pode ser implementada quase que naturalmente em centros de carga onde o problema de abastecimento de energia e/ou resíduos sólidos municipais é mais crítico.

Na visão de Holanda (2003), esta prática pode ser considerada uma alternativa positiva, se concebido como sistema interligado, pois as necessidades de energia elétrica são atendidas mediante contrato de compra com uma concessionária, sendo as necessidades térmicas atendidas mediante autoprodução, o que também pode ocorrer com a energia elétrica, só que de devem operar de forma independente, para maior confiabilidade do sistema local.

Do ponto de vista ambiental, devem ser considerados os níveis de emissão de poluentes, que para o caso da cogeração varia de acordo com o combustível empregado, quanto aos custos de investimento, conforme a tecnologia utilizada. Em seu trabalho, Balestieri (2002) apresenta valores de eficiência, custos de investimento e valores de emissões médios de diferentes tecnologias consolidados na Tabela A.1, e a Figura A.1 apresenta uma comparação entre três combustíveis no ciclo a vapor, evidenciando os custos da tecnologia utilizada, não considerando nos custos de investimento a parcela referente ao retorno social do emprego do lixo urbano na geração de energia.

Tabela A.1 – Parâmetros técnicos e econômicos de tecnologias em cogeração

Ciclo térmico/ combustível	Investimento [US\$/kW]	Eficiência global [%]	Emissão SO₂ [kg/MWh]	Emissão CO₂ [kg/MWh]	Emissão NO_x [kg/MWh]
Vapor/óleo	840 – 1000	Nd	0,36	277	0,18
Vapor/carvão	1300 – 1800	Nd	2,16	330	Nd
Vapor/ lixo urbano	4500	80	0,14	90	0,36
Vapor/biomassa	2100 – 2600	86	Nd	Nd	0,18
Gás/gás natural	500 – 900	87	0,007	198 – 240	0,18
Gás/biomassa gaseificada	1700 – 2000	77 – 80	Nd	Nd	0,18
Combinado/gás natural	550 – 850	85	0,007	198	Nd
Diesel/gás natural	1240	85	0,007	198	3,6

Nota: Nd: não disponível

Fonte: (BALESTIERI, 2002)

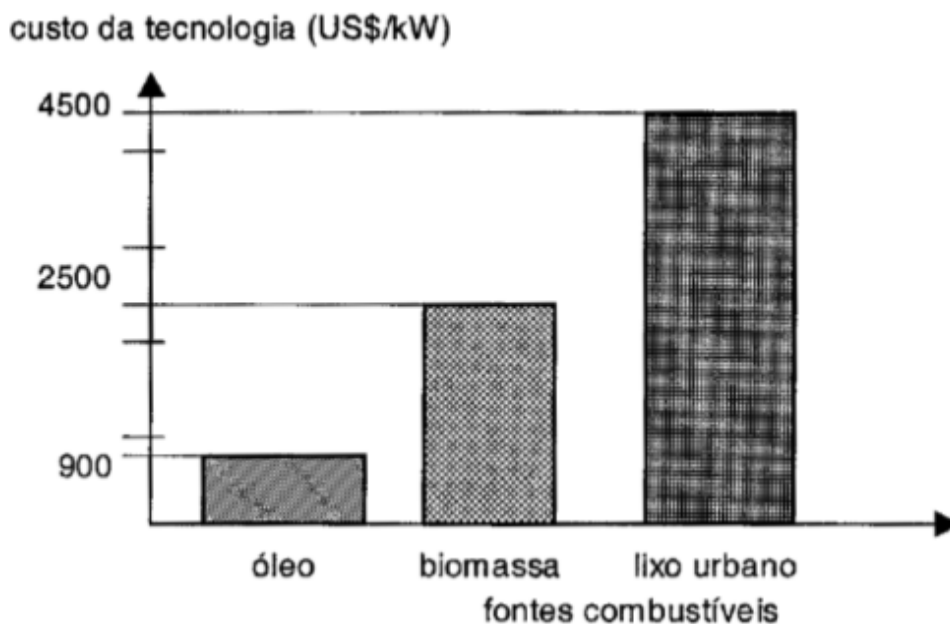


Figura A.1 – Custos de tecnologias de cogeração com ciclos a vapor – Fonte: (BALESTIERI, 2002)

Os custos de implantação por kW instalado de uma central termoeletrica a lixo são compatíveis com outros sistemas de geração, pois o investimento seria da ordem de US\$ 1500 à US\$ 2500/kW, o que seria inferior aos valores praticados pela geração de energia solar, da ordem de US\$ 5000 à US\$ 7000/kW, e energia eólica, da ordem de US\$ 2000 à US\$ 3000/kW (MENEZES, 2001).

Em relação aos poluentes, a introdução de novas tecnologias de pré-tratamento do lixo, tecnologias de combustão controlada, tecnologias de depuração de gases, o controle integrado de processo e monitoramento em tempo real, pode-se prever atingir emissões bem abaixo dos limites estabelecidos pelas normas mais restritivas (MENEZES, 2003), conforme ilustrado na Tabela A.2.

De acordo com Balestieri (2001), o gás produzido em aterros sanitários consiste basicamente em metano (CH_4), o qual possui um potencial vinte e cinco vezes maior que o dióxido de carbono (CO_2) de causar danos ambientais por efeito estufa.

Há alternativas de combustão através da queima de biomassas vegetais ou resíduos sólidos municipais. Para as tecnologias de incineração pode-se citar leito fluidizado borbulhante e circulante, além da queima compartilhada (*co-firing*), potencializada por gás natural, exemplo da Figura A.2. A Figura A.3 apresenta uma unidade de gaseificação externa em configuração serial e outra unidade em

configuração paralela. No caso da gaseificação há de se considerar:

- Viabilidade: no atual momento há locais para os quais a instalação e a operação desses sistemas pode se mostrar viável, ainda que aos custos atualmente praticados, restando no entanto a dificuldade em identificá-los;
- Um grande mercado de gaseificação de biomassa pode ser estabelecido se uma drástica redução de custos for alcançada pelos fabricantes desses sistemas.

Tabela A.2 – Limites estabelecidos, por norma, para emissão de gases

Elementos poluentes	Emissões previsíveis	ABNT NB 1265 Dez/89 NBR 11.175 Jul/90 Res Perigoso	FEEMA/RJ NT574 de 05.10.93 Res Perigoso [11% O₂]	CETESB E1 5011 Fev/97 RSS	Alemanha 17 BIMS Valores médios de um dia
Particulado total	5	70	50	50	10
SO _x	40	280	100	250	50
NO _x	70	560	560	400	200
HCL	5	1,8 kg/h ou 99% rem	50	70 ou 1,8 kg/h	10
HF	0,5	5	2	5	1
CO	12	100 ppm	50	125	50
Hg	0,02	0,28	0,2	0,28	0,05
Metais Classe I Cd	0,01	0,28	0,20	0,28	CD 0,02
Classe II As, Co, Ni, Se	0,05	1,40	1,0	1,4	---
Classe III Sh, Ph, Cr, Cu, Mn, Sn, F	0,05	7,0	5,0	7,0	---
Dioxinas e furanos	0,05 TEQ	99,999 % rem	12 total	0,14 TEQ	0,1 TEQ

Valores expressos em mg/Nm³, base seca, a 7 % de O₂, sendo as dioxinas e furanos em ng/Nm³ (ITQ) – Fonte: (MENEZES, 2003)

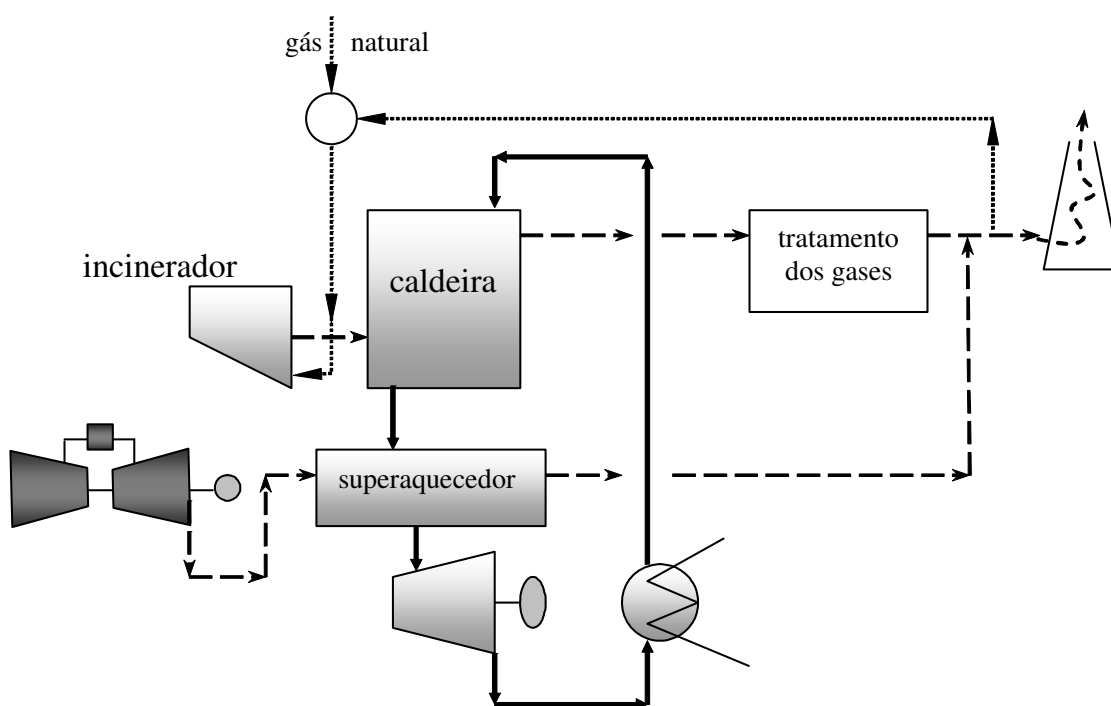


Figura A.2 – Ciclo combinado com queima de RSM e *co-firing* de gás natural

Fonte: (BALESTIERI, 2001)

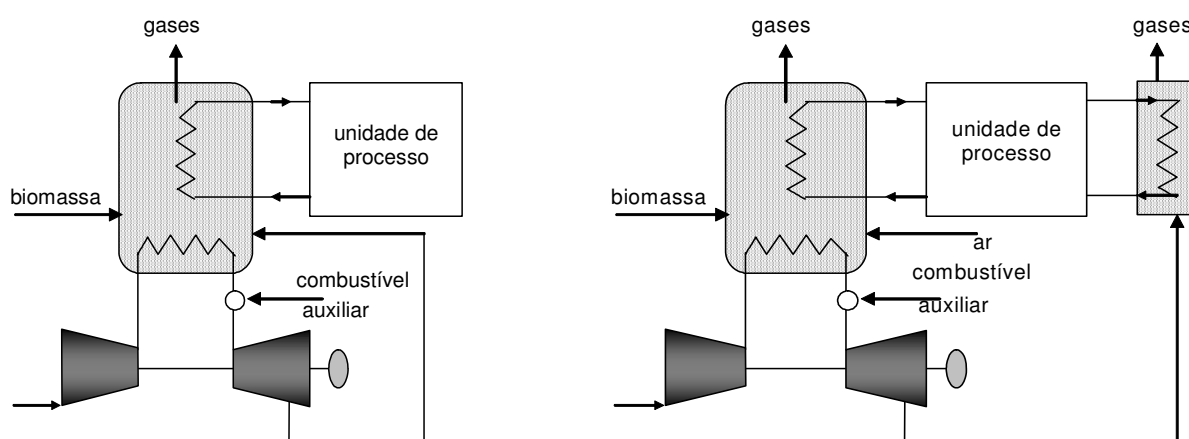


Figura A.3 – Unidades de gaseificação externa – serial e paralela – Fonte: (BALESTIERI, 2001)

Tabela A.3 – Características técnicas e econômicas com projeção de cenários para fontes de energia

Tecnologias		Índices considerados	2005	2010	2015	2020
Célula de combustível		custo investimento (\$/kW)	1400 ^{1,2}	1250 ^{1,2}	1200 ¹ / 1100 ²	1000 ¹ / 900 ²
		fator de capacidade (%)	85 ^{1,2}	85 ¹ / 90 ²	85 ¹ / 92 ²	85 ¹ / 95 ²
		custo O&M (\$/MWh)	6,5 ^{1,2}	5,5 ^{1,2}	5,5 ¹ / 4,5 ²	5,0 ¹ / 4,0 ²
		efic. termodinâmica (%)	45 ^{1,2}	45 ¹ / 53 ²	50 ¹ / 55 ²	53 ¹ / 60 ^{2,3}
Geração termo-solar		custo investimento (\$/kW)	3500 ^{1,2}	3200 ^{1,2}	3000 ^{1,2}	3000 ¹ / 2500 ²
		fator de capacidade (%)	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	15 ^{1,2}	13 ^{1,2}	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}
Geração eólica		custo investimento (\$/kW)	1000 ^{1,2}	950 ^{1,2}	900 ^{1,2}	800 ^{1,2}
		fator de capacidade (%)	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	35 ^{1,2}	35 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}
Central térmica a vapor queimando biomassa		custo investimento (\$/kW)	1100 ¹ / 1050 ²	1100 ¹ / 1000 ²	1100 ¹ / 950 ²	1100 ¹ / 900 ²
		fator de capacidade (%)	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}	10 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}	25 ^{1,2}
		remoção particulados (%)	90 ¹ / 98 ²	94 ¹ / 98 ²	94 ¹ / 98 ²	98 ^{1,2}
Gaseificação de biomassa integrada a turb. gás (BIG-GT)		custo investimento (\$/kW)	2200 ¹ / 2100 ²	2100 ¹ / 2000 ²	2000 ¹ / 1700 ²	1800 ¹ / 1500 ²
		fator de capacidade (%)	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}	80 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	12 ^{1,2}	12 ^{1,2}	12 ^{1,2}	12 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	35 ^{1,2}	35 ^{1,2}	35 ^{1,2}	35 ^{1,2}
Central térmica a carvão pulverizado		custo investimento (\$/kW)	1040 ¹ / 1190 ²	1040 ¹ / 1190 ²	1040 ¹ / 1190 ²	1040 ¹ / 1190 ²
		fator de capacidade (%)	80 ¹ / 85 ²	80 ¹ / 85 ²	80 ¹ / 85 ²	80 ¹ / 85 ²
		custo O&M (\$/MWh)	9,0 ¹ / 14,0 ²	9,0 ¹ / 14,0 ²	9,0 ¹ / 14,0 ²	9,0 ¹ / 14,0 ²
		efic. termodinâmica (%)	37 ¹ / 36 ²	37 ¹ / 36 ²	37 ¹ / 36 ²	37 ¹ / 36 ²
		remoção particulados (%)	99,5 ^{1,2}	99,5 ^{1,2}	99,5 ^{1,2}	99,5 ^{1,2}
Central térmica a carvão avançada em leito fluidizado (ACFBC)		custo investimento (\$/kW)	1200 ^{1,2}	1150 ^{1,2}	1110 ^{1,2}	1050 ^{1,2}
		fator de capacidade (%)	85 ^{1,2}	85 ^{1,2}	85 ^{1,2}	85 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	10,0 ^{1,2}	10,0 ^{1,2}	10,0 ^{1,2}	10,0 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	39 ^{1,2}	39 ^{1,2}	39 ^{1,2}	39 ^{1,2}
		remoção particulados (%)	99,9 ^{1,2}	99,9 ^{1,2}	99,9 ^{1,2}	99,9 ^{1,2}
Centrais diesel		custo investimento (\$/kW)	1000 ^{1,2}	1000 ^{1,2}	1000 ^{1,2}	1000 ^{1,2}
		fator de capacidade (%)	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	8 ^{1,2}	8 ^{1,2}	8 ^{1,2}	8 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}
Centrais com queima de óleo residual		custo investimento (\$/kW)	1070 ^{1,2}	1070 ^{1,2}	1070 ^{1,2}	1070 ^{1,2}
		fator de capacidade (%)	20 ^{1,2}	20 ^{1,2}	20 ^{1,2}	20 ^{1,2}
		custo O&M (\$/MWh)	11 ^{1,2}	11 ^{1,2}	11 ^{1,2}	11 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}	30 ^{1,2}
Turbinas a gás		custo investimento (\$/kW)	495 ^{1,2}	470 ¹ / 460 ²	450 ¹ / 420 ²	420 ¹ / 380 ²
		fator de capacidade (%)	92 ¹ / 89 ²	92 ¹ / 89 ²	92 ¹ / 89 ²	92 ¹ / 89 ²
		custo O&M (\$/MWh)	7 ^{1,2}	7 ^{1,2}	7 ^{1,2}	7 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	50 ^{1,2}	50 ^{1,2}	50 ^{1,2}	50 ^{1,2}
Centrais hidrelétricas (UHE)		custo investimento (\$/kW)	1570 ³ / 1230 ⁴ / 815 ⁵	1570 ³ / 1230 ⁴ / 815 ⁵	1570 ³ / 1230 ⁴ / 815 ⁵	1570 ³ / 1230 ⁴ / 815 ⁵
		fator de capacidade (%)	63,5 ³ / 55,0 ⁴ / 63,5 ⁵	63,5 ³ / 55,0 ⁴ / 63,5 ⁵	63,5 ³ / 55,0 ⁴ / 63,5 ⁵	63,5 ³ / 55,0 ⁴ / 63,5 ⁵
		custo O&M (\$/MWh)	4,41 ³ / 1,54 ⁴ / 1,29 ⁵	4,41 ³ / 1,54 ⁴ / 1,29 ⁵	4,41 ³ / 1,54 ⁴ / 1,29 ⁵	4,41 ³ / 1,54 ⁴ / 1,29 ⁵
		tempo construção (anos)	2 ³ / 4 ⁴ / 7 ⁵	2 ³ / 4 ⁴ / 7 ⁵	2 ³ / 4 ⁴ / 7 ⁵	2 ³ / 4 ⁴ / 7 ⁵
Centrais térmicas nucleares		custo investimento (\$/kW)	1800 ^{1,2}	1800 ^{1,2}	1570 ^{1,2}	1570 ^{1,2}
		fator de capacidade (%)	75 ^{1,2}	75 ^{1,2}	75 ^{1,2}	75 ^{1,2}
		custo O&M fixo (\$/kW)	56,3 ^{1,2}	56,3 ^{1,2}	56,3 ^{1,2}	56,3 ^{1,2}
		custo O&M var. (\$/MWh)	0,41 ^{1,2}	0,41 ^{1,2}	0,41 ^{1,2}	0,41 ^{1,2}
		efic. termodinâmica (%)	33 ^{1,2}	33 ^{1,2}	33 ^{1,2}	33 ^{1,2}
		tempo construção (anos)	5 ^{1,2}	5 ^{1,2}	5 ^{1,2}	5 ^{1,2}

Notas: (1) cenário básico (2) demais cenários (3) pequenas UHE (4) médias UHE (5) grandes UHE

Fonte: Schaeffer, Szklo (2001) apud Balestieri (2001)

APÊNDICE B –

ESTRUTURA DE PROGRAMAÇÃO DOS MODELOS

MULTIOBJETIVOS: ENERGÉTICO-ECONÔMICO-AMBIENTAL

B.1 – Modelagem econômica dos custos de produção [US\$/ano] e capacidade das tecnologias de geração de energia elétrica [kWh/ano] para Guaratinguetá/SP

model:

! 6 Fontes Alternativas de Energia (FAE), 1 Usuário (cidade)
! Problema de alocação de energia;

! CUSTOS E CAPACIDADE ENERGÉTICA (US\$/ano);
! Objetivo;

[OBJ] MIN =

((PV2007*F2007) + (EOLICO2007*E2007) + (BIO2007*B2007) + (GN2007*G2007) +
(PCH2007*H2007) + (a07) + (b07) + (c07) + (d07) + (e07)) +

((PV2008*F2008) + (EOLICO2008*E2008) + (BIO2008*B2008) + (GN2008*G2008) +
(PCH2008*H2008) + (a08) + (b08) + (c08) + (d08) + (e08)) +

((PV2009*F2009) + (EOLICO2009*E2009) + (BIO2009*B2009) + (GN2009*G2009) +
(PCH2009*H2009) + (a09) + (b09) + (c09) + (d09) + (e09)) +

((PV2010*F2010) + (EOLICO2010*E2010) + (BIO2010*B2010) + (GN2010*G2010) +
(PCH2010*H2010) + (a10) + (b10) + (c10) + (d10) + (e10)) +

((PV2011*F2011) + (EOLICO2011*E2011) + (BIO2011*B2011) + (GN2011*G2011) +
(PCH2011*H2011) + (a11) + (b11) + (c11) + (d11) + (e11)) +

((PV2012*F2012) + (EOLICO2012*E2012) + (BIO2012*B2012) + (GN2012*G2012) +
(PCH2012*H2012) + (a12) + (b12) + (c12) + (d12) + (e12)) +

((PV2013*F2013) + (EOLICO2013*E2013) + (BIO2013*B2013) + (GN2013*G2013) +
(PCH2013*H2013) + (a13) + (b13) + (c13) + (d13) + (e13)) +

((PV2014*F2014) + (EOLICO2014*E2014) + (BIO2014*B2014) + (GN2014*G2014) +
(PCH2014*H2014) + (a14) + (b14) + (c14) + (d14) + (e14)) +

((PV2015*F2015) + (EOLICO2015*E2015) + (BIO2015*B2015) + (GN2015*G2015) +
(PCH2015*H2015) + (a15) + (b15) + (c15) + (d15) + (e15)) +

((PV2016*F2016) + (EOLICO2016*E2016) + (BIO2016*B2016) + (GN2016*G2016) +
(PCH2016*H2016) + (a16) + (b16) + (c16) + (d16) + (e16)) +

((PV2017*F2017) + (EOLICO2017*E2017) + (BIO2017*B2017) + (GN2017*G2017) +
(PCH2017*H2017) + (a17) + (b17) + (c17) + (d17) + (e17)) +

((PV2018*F2018) + (EOLICO2018*E2018) + (BIO2018*B2018) + (GN2018*G2018) +
(PCH2018*H2018) + (a18) + (b18) + (c18) + (d18) + (e18)) +

((PV2019*F2019) + (EOLICO2019*E2019) + (BIO2019*B2019) + (GN2019*G2019) +
(PCH2019*H2019) + (a19) + (b19) + (c19) + (d19) + (e19)) +

((PV2020*F2020) + (EOLICO2020*E2020) + (BIO2020*B2020) + (GN2020*G2020) + (PCH2020*H2020) + (a20) + (b20) + (c20) + (d20) + (e20));

!RESTRIÇÕES TECNOLÓGICAS - ENERGÉTICAS (kWh/ano);

!Gerenciamento pelo Lado da Demanda - necessidade de energia (kWh/ano);

(PV2007 + EOLICO2007 + BIO2007 + GN2007 + PCH2007) > DEM2007;
 (PV2008 + EOLICO2008 + BIO2008 + GN2008 + PCH2008) > DEM2008;
 (PV2009 + EOLICO2009 + BIO2009 + GN2009 + PCH2009) > DEM2009;
 (PV2010 + EOLICO2010 + BIO2010 + GN2010 + PCH2010) > DEM2010;
 (PV2011 + EOLICO2011 + BIO2011 + GN2011 + PCH2011) > DEM2011;
 (PV2012 + EOLICO2012 + BIO2012 + GN2012 + PCH2012) > DEM2012;
 (PV2013 + EOLICO2013 + BIO2013 + GN2013 + PCH2013) > DEM2013;
 (PV2014 + EOLICO2014 + BIO2014 + GN2014 + PCH2014) > DEM2014;
 (PV2015 + EOLICO2015 + BIO2015 + GN2015 + PCH2015) > DEM2015;
 (PV2016 + EOLICO2016 + BIO2016 + GN2016 + PCH2016) > DEM2016;
 (PV2017 + EOLICO2017 + BIO2017 + GN2017 + PCH2017) > DEM2017;
 (PV2018 + EOLICO2018 + BIO2018 + GN2018 + PCH2018) > DEM2018;
 (PV2019 + EOLICO2019 + BIO2019 + GN2019 + PCH2019) > DEM2019;
 (PV2020 + EOLICO2020 + BIO2020 + GN2020 + PCH2020) > DEM2020;

!QUANTIDADE DE ENERGIA PRODUZIDA ANUALMENTE (kWh/ano);

!Fotovoltaica Natural	Eolica PCH;	Biogas	Gas
PV2007 < 20.789*NP; 4457088;	EOLICO2007 < 969752; PCH2007 < 3167791;	BIO2007 < 3662209;	GN2007 <
PV2008 < 20.742*NP; 4457088;	EOLICO2008 < 880311; PCH2008 < 3167791;	BIO2008 < 3698831;	GN2008 <
PV2009 < 20.765*NP; 4457088;	EOLICO2009 < 981210; PCH2009 < 3167791;	BIO2009 < 3735819;	GN2009 <
PV2010 < 20.824*NP; 4457088;	EOLICO2010 < 888116; PCH2010 < 3167791;	BIO2010 < 3773177;	GN2010 <
PV2011 < 20.917*NP; 4457088;	EOLICO2011 < 988548; PCH2011 < 3167791;	BIO2011 < 3810909;	GN2011 <
PV2012 < 20.929*NP; 4457088;	EOLICO2012 < 894983; PCH2012 < 3167791;	BIO2012 < 3849018;	GN2012 <
PV2013 < 20.941*NP; 4457088;	EOLICO2013 < 993812; PCH2013 < 3167791;	BIO2013 < 3887508;	GN2013 <
PV2014 < 20.952*NP; 4457088;	EOLICO2014 < 899909; PCH2014 < 3167791;	BIO2014 < 3926383;	GN2014 <
PV2015 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2015 < 998036; PCH2015 < 3167791;	BIO2015 < 3965647;	GN2015 <
PV2016 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2016 < 902874; PCH2016 < 3167791;	BIO2016 < 4005304;	GN2016 <
PV2017 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2017 < 1000153; PCH2017 < 3167791;	BIO2017 < 4045357;	GN2017 <
PV2018 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2018 < 904854; PCH2018 < 3167791;	BIO2018 < 4085810;	GN2018 <
PV2019 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2019 < 1002273; PCH2019 < 3167791;	BIO2019 < 4126668;	GN2019 <
PV2020 < 20.964*NP; 4457088;	EOLICO2020 < 907829; PCH2020 < 3167791;	BIO2020 < 4167935;	GN2020 <

!Quantidade de placas coletoras - fotovoltaico;

NP > 100;
NP < 30000;

!CUSTOS DE INVESTIMENTO;

!Investimento em energia fotovoltaica (US\$/ano);

a07 = (Ppv*PV2007/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a08 = (Ppv*PV2008/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a09 = (Ppv*PV2009/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a10 = (Ppv*PV2010/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a11 = (Ppv*PV2011/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a12 = (Ppv*PV2012/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a13 = (Ppv*PV2013/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a14 = (Ppv*PV2014/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a15 = (Ppv*PV2015/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a16 = (Ppv*PV2016/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a17 = (Ppv*PV2017/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a18 = (Ppv*PV2018/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a19 = (Ppv*PV2019/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));
a20 = (Ppv*PV2020/2190) / (((1+i)^n)-1)/((1+i)^n*i));

!Investimento em energia eólica (US\$/ano);

b07 = (Pwind*EOLICO2007/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b08 = (Pwind*EOLICO2008/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b09 = (Pwind*EOLICO2009/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b10 = (Pwind*EOLICO2010/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b11 = (Pwind*EOLICO2011/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b12 = (Pwind*EOLICO2012/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b13 = (Pwind*EOLICO2013/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b14 = (Pwind*EOLICO2014/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b15 = (Pwind*EOLICO2015/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b16 = (Pwind*EOLICO2016/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b17 = (Pwind*EOLICO2017/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b18 = (Pwind*EOLICO2018/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b19 = (Pwind*EOLICO2019/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b20 = (Pwind*EOLICO2020/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));

!Investimento em energia do biogás (US\$/ano);

c07 = (Pbio*BIO2007/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c08 = (Pbio*BIO2008/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c09 = (Pbio*BIO2009/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c10 = (Pbio*BIO2010/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c11 = (Pbio*BIO2011/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c12 = (Pbio*BIO2012/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c13 = (Pbio*BIO2013/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c14 = (Pbio*BIO2014/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c15 = (Pbio*BIO2015/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c16 = (Pbio*BIO2016/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c17 = (Pbio*BIO2017/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c18 = (Pbio*BIO2018/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c19 = (Pbio*BIO2019/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c20 = (Pbio*BIO2020/8760)/(((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));

!Investimento em energia do gás natural (US\$/ano);

```

d07 = (Pgn*GN2007/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d08 = (Pgn*GN2008/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d09 = (Pgn*GN2009/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d10 = (Pgn*GN2010/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d11 = (Pgn*GN2011/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d12 = (Pgn*GN2012/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d13 = (Pgn*GN2013/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d14 = (Pgn*GN2014/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d15 = (Pgn*GN2015/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d16 = (Pgn*GN2016/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d17 = (Pgn*GN2017/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d18 = (Pgn*GN2018/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d19 = (Pgn*GN2019/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d20 = (Pgn*GN2020/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));

```

!Investimento em energia de PCH(US\$/ano);

```

e07 = (Ppch*PCH2007/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e08 = (Ppch*PCH2008/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e09 = (Ppch*PCH2009/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e10 = (Ppch*PCH2010/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e11 = (Ppch*PCH2011/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e12 = (Ppch*PCH2012/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e13 = (Ppch*PCH2013/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e14 = (Ppch*PCH2014/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e15 = (Ppch*PCH2015/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e16 = (Ppch*PCH2016/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e17 = (Ppch*PCH2017/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e18 = (Ppch*PCH2018/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e19 = (Ppch*PCH2019/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e20 = (Ppch*PCH2020/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));

```

DATA:

!DEMANDA INCREMENTAL DA CIDADE - ANO BASE 2006;

```

DEM2007 = 1562952;
DEM2008 = 1578581;
DEM2009 = 2379731;
DEM2010 = 3188892;
DEM2011 = 4006145;
DEM2012 = 4831570;
DEM2013 = 5665250;
DEM2014 = 6507266;
DEM2015 = 7357703;
DEM2016 = 8216644;
DEM2017 = 9084174;
DEM2018 = 9960380;
DEM2019 = 10845347;
DEM2020 = 11739165;

```

!CUSTOS DE ENERGIA PRODUZIDA EM US\$/kWh;

!Concessionária	Fotovoltaica	Eólica	Biogás	Gás
Natural	PCH;			

```

C2007 = 0.0350;   F2007 = 0.1300;   E2007 = 0.0350;   B2007 = 0.0200;
G2007 = 0.0558;   H2007 = 0.0200;
C2008 = 0.0348;   F2008 = 0.1260;   E2008 = 0.0345;   B2008 = 0.0198;
G2008 = 0.0554;   H2008 = 0.0199;

```

```

C2009 = 0.0345;   F2009 = 0.1220;   E2009 = 0.0340;   B2009 = 0.0195;
G2009 = 0.0549;   H2009 = 0.0197;
C2010 = 0.0343;   F2010 = 0.1180;   E2010 = 0.0335;   B2010 = 0.0193;
G2010 = 0.0545;   H2010 = 0.0196;
C2011 = 0.0340;   F2011 = 0.1140;   E2011 = 0.0330;   B2011 = 0.0190;
G2011 = 0.0540;   H2011 = 0.0194;
C2012 = 0.0338;   F2012 = 0.1100;   E2012 = 0.0325;   B2012 = 0.0188;
G2012 = 0.0536;   H2012 = 0.0193;
C2013 = 0.0335;   F2013 = 0.1060;   E2013 = 0.0320;   B2013 = 0.0185;
G2013 = 0.0531;   H2013 = 0.0191;
C2014 = 0.0333;   F2014 = 0.1020;   E2014 = 0.0315;   B2014 = 0.0183;
G2014 = 0.0527;   H2014 = 0.0190;
C2015 = 0.0330;   F2015 = 0.0980;   E2015 = 0.0310;   B2015 = 0.0180;
G2015 = 0.0522;   H2015 = 0.0188;
C2016 = 0.0328;   F2016 = 0.0940;   E2016 = 0.0305;   B2016 = 0.0178;
G2016 = 0.0518;   H2016 = 0.0187;
C2017 = 0.0325;   F2017 = 0.0900;   E2017 = 0.0300;   B2017 = 0.0175;
G2017 = 0.0513;   H2017 = 0.0185;
C2018 = 0.0323;   F2018 = 0.0860;   E2018 = 0.0295;   B2018 = 0.0173;
G2018 = 0.0509;   H2018 = 0.0184;
C2019 = 0.0320;   F2019 = 0.0820;   E2019 = 0.0290;   B2019 = 0.0171;
G2019 = 0.0504;   H2019 = 0.0182;
C2020 = 0.0315;   F2020 = 0.0780;   E2020 = 0.0280;   B2020 = 0.0170;
G2020 = 0.0502;   H2020 = 0.0180;

```

```
!Custo de investimento para as fontes de energia (US$/kW);
```

```

Ppv = 5000; !custo de investimento sistema fotovoltaico (US$/kW);
Pwind = 1000; !custo de investimento sistema eólico (US$/kW);
Pbio = 1200; !custo de investimento sistema biogás (US$/kW);
Pgn = 700; !custo de investimento sistema gás natural (US$/kW);
Ppch = 600; !custo de investimento sistema PCH (US$/kW);

```

```

i = 0.10; !taxa de juros anual;
n = 20; !anos;

```

```
ENDDATA
```

```
end
```

B.2 – Modelagem das emissões de poluentes [kg/ano] e capacidade das tecnologias de geração de energia elétrica [kWh/ano] para Guaratinguetá/SP

```

model:
! 6 Fontes Alternativas de Energia (FAE), 1 Usuário (cidade)
  Problema de alocação de energia;

!OBJETIVOS AMBIENTAIS (kg poluentes/ano);

! Objetivo;

[OBJ]      MIN =

((PV2007*(kFco07+kFso07+kFno07)) + (EOLICO2007*(kEco07+kEso07+kEno07)) +
(BIO2007*(kBco07+kBso07+kBno07)) + (GN2007*(kGco07+kGso07+kGno07)) +
(PCH2007*(kPco07+kPso07+kPno07))) +

((PV2008*(kFco08+kFso08+kFno08)) + (EOLICO2008*(kEco08+kEso08+kEno08)) +
(BIO2008*(kBco08+kBso08+kBno08)) + (GN2008*(kGco08+kGso08+kGno08)) +
(PCH2008*(kPco08+kPso08+kPno08))) +

((PV2009*(kFco09+kFso09+kFno09)) + (EOLICO2009*(kEco09+kEso09+kEno09)) +
(BIO2009*(kBco09+kBso09+kBno09)) + (GN2009*(kGco09+kGso09+kGno09)) +
(PCH2009*(kPco09+kPso09+kPno09))) +

((PV2010*(kFco10+kFso10+kFno10)) + (EOLICO2010*(kEco10+kEso10+kEno10)) +
(BIO2010*(kBco10+kBso10+kBno10)) + (GN2010*(kGco10+kGso10+kGno10)) +
(PCH2010*(kPco10+kPso10+kPno10))) +

((PV2011*(kFco11+kFso11+kFno11)) + (EOLICO2011*(kEco11+kEso11+kEno11)) +
(BIO2011*(kBco11+kBso11+kBno11)) + (GN2011*(kGco11+kGso11+kGno11)) +
(PCH2011*(kPco11+kPso11+kPno11))) +

((PV2012*(kFco12+kFso12+kFno12)) + (EOLICO2012*(kEco12+kEso12+kEno12)) +
(BIO2012*(kBco12+kBso12+kBno12)) + (GN2012*(kGco12+kGso12+kGno12)) +
(PCH2012*(kPco12+kPso12+kPno12))) +

((PV2013*(kFco13+kFso13+kFno13)) + (EOLICO2013*(kEco13+kEso13+kEno13)) +
(BIO2013*(kBco13+kBso13+kBno13)) + (GN2013*(kGco13+kGso13+kGno13)) +
(PCH2013*(kPco13+kPso13+kPno13))) +

((PV2014*(kFco14+kFso14+kFno14)) + (EOLICO2014*(kEco14+kEso14+kEno14)) +
(BIO2014*(kBco14+kBso14+kBno14)) + (GN2014*(kGco14+kGso14+kGno14)) +
(PCH2014*(kPco14+kPso14+kPno14))) +

((PV2015*(kFco15+kFso15+kFno15)) + (EOLICO2015*(kEco15+kEso15+kEno15)) +
(BIO2015*(kBco15+kBso15+kBno15)) + (GN2015*(kGco15+kGso15+kGno15)) +
(PCH2015*(kPco15+kPso15+kPno15))) +

((PV2016*(kFco16+kFso16+kFno16)) + (EOLICO2016*(kEco16+kEso16+kEno16)) +
(BIO2016*(kBco16+kBso16+kBno16)) + (GN2016*(kGco16+kGso16+kGno16)) +
(PCH2016*(kPco16+kPso16+kPno16))) +

((PV2017*(kFco17+kFso17+kFno17)) + (EOLICO2017*(kEco17+kEso17+kEno17)) +
(BIO2017*(kBco17+kBso17+kBno17)) + (GN2017*(kGco17+kGso17+kGno17)) +
(PCH2017*(kPco17+kPso17+kPno17))) +

```

((PV2018*(kFco18+kFso18+kFno18)) + (EOLICO2018*(kEco18+kEso18+kEno18)) +
 (BIO2018*(kBco18+kBso18+kBno18)) + (GN2018*(kGco18+kGso18+kGno18)) +
 (PCH2018*(kPco18+kPso18+kPno18))) +

((PV2019*(kFco19+kFso19+kFno19)) + (EOLICO2019*(kEco19+kEso19+kEno19)) +
 (BIO2019*(kBco19+kBso19+kBno19)) + (GN2019*(kGco19+kGso19+kGno19)) +
 (PCH2019*(kPco19+kPso19+kPno19))) +

((PV2020*(kFco20+kFso20+kFno20)) + (EOLICO2020*(kEco20+kEso20+kEno20)) +
 (BIO2020*(kBco20+kBso20+kBno20)) + (GN2020*(kGco20+kGso20+kGno20)) +
 (PCH2020*(kPco20+kPso20+kPno20))) ;

!RESTRICÇÕES;

!Emissão total de poluentes permitida por fonte geradora (kg/kWh);

kCco07+kCso07+kCno07 < 0.0078555; kFco07+kFso07+kFno07 < 0.13301;
 kEco07+kEso07+kEno07 < 0.00807;
 kBco07+kBso07+kBno07 < 0.036225; kGco07+kGso07+kGno07 < 0.430404;
 kPco07+kPso07+kPno07 < 0.0091;

kCco08+kCso08+kCno08 < 0.0078555; kFco08+kFso08+kFno08 < 0.13301;
 kEco08+kEso08+kEno08 < 0.00807;
 kBco08+kBso08+kBno08 < 0.036225; kGco08+kGso08+kGno08 < 0.430404;
 kPco08+kPso08+kPno08 < 0.0091;

kCco09+kCso09+kCno09 < 0.0078555; kFco09+kFso09+kFno09 < 0.13301;
 kEco09+kEso09+kEno09 < 0.00807;
 kBco09+kBso09+kBno09 < 0.036225; kGco09+kGso09+kGno09 < 0.430404;
 kPco09+kPso09+kPno09 < 0.0091;

kCco10+kCso10+kCno10 < 0.0078555; kFco10+kFso10+kFno10 < 0.13301;
 kEco10+kEso10+kEno10 < 0.00807;
 kBco10+kBso10+kBno10 < 0.036225; kGco10+kGso10+kGno10 < 0.430404;
 kPco10+kPso10+kPno10 < 0.0091;

kCco11+kCso11+kCno11 < 0.0078555; kFco11+kFso11+kFno11 < 0.13301;
 kEco11+kEso11+kEno11 < 0.00807;
 kBco11+kBso11+kBno11 < 0.036225; kGco11+kGso11+kGno11 < 0.430404;
 kPco11+kPso11+kPno11 < 0.0091;

kCco12+kCso12+kCno12 < 0.0078555; kFco12+kFso12+kFno12 < 0.13301;
 kEco12+kEso12+kEno12 < 0.00807;
 kBco12+kBso12+kBno12 < 0.036225; kGco12+kGso12+kGno12 < 0.430404;
 kPco12+kPso12+kPno12 < 0.0091;

kCco13+kCso13+kCno13 < 0.0078555; kFco13+kFso13+kFno13 < 0.13301;
 kEco13+kEso13+kEno13 < 0.00807;
 kBco13+kBso13+kBno13 < 0.036225; kGco13+kGso13+kGno13 < 0.430404;
 kPco13+kPso13+kPno13 < 0.0091;

kCco14+kCso14+kCno14 < 0.0078555; kFco14+kFso14+kFno14 < 0.13301;
 kEco14+kEso14+kEno14 < 0.00807;
 kBco14+kBso14+kBno14 < 0.036225; kGco14+kGso14+kGno14 < 0.430404;
 kPco14+kPso14+kPno14 < 0.0091;

kCco15+kCso15+kCno15 < 0.0078555; kFco15+kFso15+kFno15 < 0.13301;
 kEco15+kEso15+kEno15 < 0.00807;
 kBco15+kBso15+kBno15 < 0.036225; kGco15+kGso15+kGno15 < 0.430404;
 kPco15+kPso15+kPno15 < 0.0091;

```

kCco16+kCso16+kCno16 < 0.0078555;      kFco16+kFso16+kFno16 < 0.13301;
      kEco16+kEso16+kEno16 < 0.00807;
kBco16+kBso16+kBno16 < 0.036225;      kGco16+kGso16+kGno16 < 0.430404;
      kPco16+kPso16+kPno16 < 0.0091;

kCco17+kCso17+kCno17 < 0.0078555;      kFco17+kFso17+kFno17 < 0.13301;
      kEco17+kEso17+kEno17 < 0.00807;
kBco17+kBso17+kBno17 < 0.036225;      kGco17+kGso17+kGno17 < 0.430404;
      kPco17+kPso17+kPno17 < 0.0091;

kCco18+kCso18+kCno18 < 0.0078555;      kFco18+kFso18+kFno18 < 0.13301;
      kEco18+kEso18+kEno18 < 0.00807;
kBco18+kBso18+kBno18 < 0.036225;      kGco18+kGso18+kGno18 < 0.430404;
      kPco18+kPso18+kPno18 < 0.0091;

kCco19+kCso19+kCno19 < 0.0078555;      kFco19+kFso19+kFno19 < 0.13301;
      kEco19+kEso19+kEno19 < 0.00807;
kBco19+kBso19+kBno19 < 0.036225;      kGco19+kGso19+kGno19 < 0.430404;
      kPco19+kPso19+kPno19 < 0.0091;

kCco20+kCso20+kCno20 < 0.0078555;      kFco20+kFso20+kFno20 < 0.13301;
      kEco20+kEso20+kEno20 < 0.00807;
kBco20+kBso20+kBno20 < 0.036225;      kGco20+kGso20+kGno20 < 0.430404;
      kPco20+kPso20+kPno20 < 0.0091;

```

!RESTRIÇÕES TECNOLÓGICAS - GERAÇÃO DE ENERGIA (kWh/ano);

!Gerenciamento pelo Lado da Demanda - necessidade de energia (kWh/ano);

```

(PV2007 + EOLICO2007 + BIO2007 + GN2007 + PCH2007) > DEM2007;
(PV2008 + EOLICO2008 + BIO2008 + GN2008 + PCH2008) > DEM2008;
(PV2009 + EOLICO2009 + BIO2009 + GN2009 + PCH2009) > DEM2009;
(PV2010 + EOLICO2010 + BIO2010 + GN2010 + PCH2010) > DEM2010;
(PV2011 + EOLICO2011 + BIO2011 + GN2011 + PCH2011) > DEM2011;
(PV2012 + EOLICO2012 + BIO2012 + GN2012 + PCH2012) > DEM2012;
(PV2013 + EOLICO2013 + BIO2013 + GN2013 + PCH2013) > DEM2013;
(PV2014 + EOLICO2014 + BIO2014 + GN2014 + PCH2014) > DEM2014;
(PV2015 + EOLICO2015 + BIO2015 + GN2015 + PCH2015) > DEM2015;
(PV2016 + EOLICO2016 + BIO2016 + GN2016 + PCH2016) > DEM2016;
(PV2017 + EOLICO2017 + BIO2017 + GN2017 + PCH2017) > DEM2017;
(PV2018 + EOLICO2018 + BIO2018 + GN2018 + PCH2018) > DEM2018;
(PV2019 + EOLICO2019 + BIO2019 + GN2019 + PCH2019) > DEM2019;
(PV2020 + EOLICO2020 + BIO2020 + GN2020 + PCH2020) > DEM2020;

```

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh - CO₂;

!Concession.(hidro)	Fotovoltaica	Eólica	Biogás
Gás Natural	PCH;		
kCco07 > 0.0036;	kFco07 > 0.098;	kEco07 > 0.0070;	kBco07 > 0.030;
kGco07 > 0.42980;	kPco07 > 0.009;		
kCco07 < 0.0116;	kFco07 < 0.167;	kEco07 < 0.0091;	kBco07 < 0.040;
kGco07 < 0.43000;	kPco07 < 0.009;		
kCco08 > 0.0036;	kFco08 > 0.098;	kEco08 > 0.0070;	kBco08 > 0.030;
kGco08 > 0.42980;	kPco08 > 0.009;		
kCco08 < 0.0116;	kFco08 < 0.167;	kEco08 < 0.0091;	kBco08 < 0.040;
kGco08 < 0.43000;	kPco08 < 0.009;		

kCco09 > 0.0036;	kFco09 > 0.098;	kEco09 > 0.0070;	kBco09 > 0.030;
kGco09 > 0.42980;	kPco09 > 0.009;		
kCco09 < 0.0116;	kFco09 < 0.167;	kEco09 < 0.0091;	kBco09 < 0.040;
kGco09 < 0.43000;	kPco09 < 0.009;		
kCco10 > 0.0036;	kFco10 > 0.098;	kEco10 > 0.0070;	kBco10 > 0.030;
kGco10 > 0.42980;	kPco10 > 0.009;		
kCco10 < 0.0116;	kFco10 < 0.167;	kEco10 < 0.0091;	kBco10 < 0.040;
kGco10 < 0.43000;	kPco10 < 0.009;		
kCco11 > 0.0036;	kFco11 > 0.098;	kEco11 > 0.0070;	kBco11 > 0.030;
kGco11 > 0.42980;	kPco11 > 0.009;		
kCco11 < 0.0116;	kFco11 < 0.167;	kEco11 < 0.0091;	kBco11 < 0.040;
kGco11 < 0.43000;	kPco11 < 0.009;		
kCco12 > 0.0036;	kFco12 > 0.098;	kEco12 > 0.0070;	kBco12 > 0.030;
kGco12 > 0.42980;	kPco12 > 0.009;		
kCco12 < 0.0116;	kFco12 < 0.167;	kEco12 < 0.0091;	kBco12 < 0.040;
kGco12 < 0.43000;	kPco12 < 0.009;		
kCco13 > 0.0036;	kFco13 > 0.098;	kEco13 > 0.0070;	kBco13 > 0.030;
kGco13 > 0.42980;	kPco13 > 0.009;		
kCco13 < 0.0116;	kFco13 < 0.167;	kEco13 < 0.0091;	kBco13 < 0.040;
kGco13 < 0.43000;	kPco13 < 0.009;		
kCco14 > 0.0036;	kFco14 > 0.098;	kEco14 > 0.0070;	kBco14 > 0.030;
kGco14 > 0.42980;	kPco14 > 0.009;		
kCco14 < 0.0116;	kFco14 < 0.167;	kEco14 < 0.0091;	kBco14 < 0.040;
kGco14 < 0.43000;	kPco14 < 0.009;		
kCco15 > 0.0036;	kFco15 > 0.098;	kEco15 > 0.0070;	kBco15 > 0.030;
kGco15 > 0.42980;	kPco15 > 0.009;		
kCco15 < 0.0116;	kFco15 < 0.167;	kEco15 < 0.0091;	kBco15 < 0.040;
kGco15 < 0.43000;	kPco15 < 0.009;		
kCco16 > 0.0036;	kFco16 > 0.098;	kEco16 > 0.0070;	kBco16 > 0.030;
kGco16 > 0.42980;	kPco16 > 0.009;		
kCco16 < 0.0116;	kFco16 < 0.167;	kEco16 < 0.0091;	kBco16 < 0.040;
kGco16 < 0.43000;	kPco16 < 0.009;		
kCco17 > 0.0036;	kFco17 > 0.098;	kEco17 > 0.0070;	kBco17 > 0.030;
kGco17 > 0.42980;	kPco17 > 0.009;		
kCco17 < 0.0116;	kFco17 < 0.167;	kEco17 < 0.0091;	kBco17 < 0.040;
kGco17 < 0.43000;	kPco17 < 0.009;		
kCco18 > 0.0036;	kFco18 > 0.098;	kEco18 > 0.0070;	kBco18 > 0.030;
kGco18 > 0.42980;	kPco18 > 0.009;		
kCco18 < 0.0116;	kFco18 < 0.167;	kEco18 < 0.0091;	kBco18 < 0.040;
kGco18 < 0.43000;	kPco18 < 0.009;		
kCco19 > 0.0036;	kFco19 > 0.098;	kEco19 > 0.0070;	kBco19 > 0.030;
kGco19 > 0.42980;	kPco19 > 0.009;		
kCco19 < 0.0116;	kFco19 < 0.167;	kEco19 < 0.0091;	kBco19 < 0.040;
kGco19 < 0.43000;	kPco19 < 0.009;		
kCco20 > 0.0036;	kFco20 > 0.098;	kEco20 > 0.0070;	kBco20 > 0.030;
kGco20 > 0.42980;	kPco20 > 0.009;		
kCco20 < 0.0116;	kFco20 < 0.167;	kEco20 < 0.0091;	kBco20 < 0.040;
kGco20 < 0.43000;	kPco20 < 0.009;		

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh – SO₂;

!Concession.(hidro) Fotovoltaica Eólica Biogás
 Gás Natural PCH;

kCso07 > 0.000009; kFso07 > 0.00020; kEso07 > 0.00002; kBso07 >
0.00008; kGso07 > 0.000007; kPso07 > 0.00003;
kCso07 < 0.00003; kFso07 < 0.00034; kEso07 < 0.00009; kBso07 <
0.00016; kGso07 < 0.000007; kPso07 < 0.00003;

kCso08 > 0.000009; kFso08 > 0.00020; kEso08 > 0.00002; kBso08 >
0.00008; kGso08 > 0.000007; kPso08 > 0.00003;
kCso08 < 0.00003; kFso08 < 0.00034; kEso08 < 0.00009; kBso08 <
0.00016; kGso08 < 0.000007; kPso08 < 0.00003;

kCso09 > 0.000009; kFso09 > 0.00020; kEso09 > 0.00002; kBso09 >
0.00008; kGso09 > 0.000007; kPso09 > 0.00003;
kCso09 < 0.00003; kFso09 < 0.00034; kEso09 < 0.00009; kBso09 <
0.00016; kGso09 < 0.000007; kPso09 < 0.00003;

kCso10 > 0.000009; kFso10 > 0.00020; kEso10 > 0.00002; kBso10 >
0.00008; kGso10 > 0.000007; kPso10 > 0.00003;
kCso10 < 0.000030; kFso10 < 0.00034; kEso10 < 0.00009; kBso10 <
0.00016; kGso10 < 0.000007; kPso10 < 0.00003;

kCso11 > 0.000009; kFso11 > 0.00020; kEso11 > 0.00002; kBso11 >
0.00008; kGso11 > 0.000007; kPso11 > 0.00003;
kCso11 < 0.000030; kFso11 < 0.00034; kEso11 < 0.00009; kBso11 <
0.00016; kGso11 < 0.000007; kPso11 < 0.00003;

kCso12 > 0.000009; kFso12 > 0.00020; kEso12 > 0.00002; kBso12 >
0.00008; kGso12 > 0.000007; kPso12 > 0.00003;
kCso12 < 0.000030; kFso12 < 0.00034; kEso12 < 0.00009; kBso12 <
0.00016; kGso12 < 0.000007; kPso12 < 0.00003;

kCso13 > 0.000009; kFso13 > 0.00020; kEso13 > 0.00002; kBso13 >
0.00008; kGso13 > 0.000007; kPso13 > 0.00003;
kCso13 < 0.000030; kFso13 < 0.00034; kEso13 < 0.00009; kBso13 <
0.00016; kGso13 < 0.000007; kPso13 < 0.00003;

kCso14 > 0.000009; kFso14 > 0.00020; kEso14 > 0.00002; kBso14 >
0.00008; kGso14 > 0.000007; kPso14 > 0.00003;
kCso14 < 0.000030; kFso14 < 0.00034; kEso14 < 0.00009; kBso14 <
0.00016; kGso14 < 0.000007; kPso14 < 0.00003;

kCso15 > 0.000009; kFso15 > 0.00020; kEso15 > 0.00002; kBso15 >
0.00008; kGso15 > 0.000007; kPso15 > 0.00003;
kCso15 < 0.000030; kFso15 < 0.00034; kEso15 < 0.00009; kBso15 <
0.00016; kGso15 < 0.000007; kPso15 < 0.00003;

kCso16 > 0.000009; kFso16 > 0.00020; kEso16 > 0.00002; kBso16 >
0.00008; kGso16 > 0.000007; kPso16 > 0.00003;
kCso16 < 0.000030; kFso16 < 0.00034; kEso16 < 0.00009; kBso16 <
0.00016; kGso16 < 0.000007; kPso16 < 0.00003;

kCso17 > 0.000009; kFso17 > 0.00020; kEso17 > 0.00002; kBso17 >
0.00008; kGso17 > 0.000007; kPso17 > 0.00003;
kCso17 < 0.000030; kFso17 < 0.00034; kEso17 < 0.00009; kBso17 <
0.00016; kGso17 < 0.000007; kPso17 < 0.00003;

```
kCso18 > 0.000009; kFso18 > 0.00020; kEso18 > 0.00002; kBso18 >
0.00008; kGso18 > 0.000007; kPso18 > 0.00003;
kCso18 < 0.000030; kFso18 < 0.00034; kEso18 < 0.00009; kBso18 <
0.00016; kGso18 < 0.000007; kPso18 < 0.00003;
```

```
kCso19 > 0.000009; kFso19 > 0.00020; kEso19 > 0.00002; kBso19 >
0.00008; kGso19 > 0.000007; kPso19 > 0.00003;
kCso19 < 0.000030; kFso19 < 0.00034; kEso19 < 0.00009; kBso19 <
0.00016; kGso19 < 0.000007; kPso19 < 0.00003;
```

```
kCso20 > 0.000009; kFso20 > 0.00020; kEso20 > 0.00002; kBso20 >
0.00008; kGso20 > 0.000007; kPso20 > 0.00003;
kCso20 < 0.000030; kFso20 < 0.00034; kEso20 < 0.00009; kBso20 <
0.00016; kGso20 < 0.000007; kPso20 < 0.00003;
```

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh - NOx;

```
!Concession.(hidro)      Fotovoltaica      Eólica      Biogás
                        Gás Natural      PCH;
```

```
kCno07 > 0.000003; kFno07 > 0.00018; kEno07 > 0.00002; kBno07 >
0.00036; kGno07 > 0.000494; kPno07 > 0.00007;
kCno07 < 0.000070; kFno07 < 0.00030; kEno07 < 0.00036; kBno07 <
0.00260; kGno07 < 0.000500; kPno07 < 0.00007;
```

```
kCno08 > 0.000003; kFno08 > 0.00018; kEno08 > 0.00002; kBno08 >
0.00036; kGno08 > 0.000494; kPno08 > 0.00007;
kCno08 < 0.000070; kFno08 < 0.00030; kEno08 < 0.00036; kBno08 <
0.00260; kGno08 < 0.000500; kPno08 < 0.00007;
```

```
kCno09 > 0.000003; kFno09 > 0.00018; kEno09 > 0.00002; kBno09 >
0.00036; kGno09 > 0.000494; kPno09 > 0.00007;
kCno09 < 0.000070; kFno09 < 0.00030; kEno09 < 0.00036; kBno09 <
0.00260; kGno09 < 0.000500; kPno09 < 0.00007;
```

```
kCno10 > 0.000003; kFno10 > 0.00018; kEno10 > 0.00002; kBno10 >
0.00036; kGno10 > 0.000494; kPno10 > 0.00007;
kCno10 < 0.000070; kFno10 < 0.00030; kEno10 < 0.00036; kBno10 <
0.00260; kGno10 < 0.000500; kPno10 < 0.00007;
```

```
kCno11 > 0.000003; kFno11 > 0.00018; kEno11 > 0.00002; kBno11 >
0.00036; kGno11 > 0.000494; kPno11 > 0.00007;
kCno11 < 0.000070; kFno11 < 0.00030; kEno11 < 0.00036; kBno11 <
0.00260; kGno11 < 0.000500; kPno11 < 0.00007;
```

```
kCno12 > 0.000003; kFno12 > 0.00018; kEno12 > 0.00002; kBno12 >
0.00036; kGno12 > 0.000494; kPno12 > 0.00007;
kCno12 < 0.000070; kFno12 < 0.00030; kEno12 < 0.00036; kBno12 <
0.00260; kGno12 < 0.000500; kPno12 < 0.00007;
```

```
kCno13 > 0.000003; kFno13 > 0.00018; kEno13 > 0.00002; kBno13 >
0.00036; kGno13 > 0.000494; kPno13 > 0.00007;
kCno13 < 0.000070; kFno13 < 0.00030; kEno13 < 0.00036; kBno13 <
0.00260; kGno13 < 0.000500; kPno13 < 0.00007;
```

```
kCno14 > 0.000003; kFno14 > 0.00018; kEno14 > 0.00002; kBno14 >
0.00036; kGno14 > 0.000494; kPno14 > 0.00007;
kCno14 < 0.000070; kFno14 < 0.00030; kEno14 < 0.00036; kBno14 <
0.00260; kGno14 < 0.000500; kPno14 < 0.00007;
```

kCno15 > 0.000003; kFno15 > 0.00018; kEno15 > 0.00002; kBno15 >
 0.00036; kGno15 > 0.000494; kPno15 > 0.00007;
 kCno15 < 0.000070; kFno15 < 0.00030; kEno15 < 0.00036; kBno15 <
 0.00260; kGno15 < 0.000500; kPno15 < 0.00007;

kCno16 > 0.000003; kFno16 > 0.00018; kEno16 > 0.00002; kBno16 >
 0.00036; kGno16 > 0.000494; kPno16 > 0.00007;
 kCno16 < 0.000070; kFno16 < 0.00030; kEno16 < 0.00036; kBno16 <
 0.00260; kGno16 < 0.000500; kPno16 < 0.00007;

kCno17 > 0.000003; kFno17 > 0.00018; kEno17 > 0.00002; kBno17 >
 0.00036; kGno17 > 0.000494; kPno17 > 0.00007;
 kCno17 < 0.000070; kFno17 < 0.00030; kEno17 < 0.00036; kBno17 <
 0.00260; kGno17 < 0.000500; kPno17 < 0.00007;

kCno18 > 0.000003; kFno18 > 0.00018; kEno18 > 0.00002; kBno18 >
 0.00036; kGno18 > 0.000494; kPno18 > 0.00007;
 kCno18 < 0.000070; kFno18 < 0.00030; kEno18 < 0.00036; kBno18 <
 0.00260; kGno18 < 0.000500; kPno18 < 0.00007;

kCno19 > 0.000003; kFno19 > 0.00018; kEno19 > 0.00002; kBno19 >
 0.00036; kGno19 > 0.000494; kPno19 > 0.00007;
 kCno19 < 0.000070; kFno19 < 0.00030; kEno19 < 0.00036; kBno19 <
 0.00260; kGno19 < 0.000500; kPno19 < 0.00007;

kCno20 > 0.000003; kFno20 > 0.00018; kEno20 > 0.00002; kBno20 >
 0.00036; kGno20 > 0.000494; kPno20 > 0.00007;
 kCno20 < 0.000070; kFno20 < 0.00030; kEno20 < 0.00036; kBno20 <
 0.00260; kGno20 < 0.000500; kPno20 < 0.00007;

!QUANTIDADE DE ENERGIA PRODUZIDA ANUALMENTE (kWh/ano);

!Fotovoltaica
 Natural

Eolica
 PCH;

Biogas

Gas

PV2007 < 20.789*NP; EOLICO2007 < 969752; BIO2007 < 3662209; GN2007 <
 4457088; PCH2007 < 3167791;
 PV2008 < 20.742*NP; EOLICO2008 < 880311; BIO2008 < 3698831; GN2008 <
 4457088; PCH2008 < 3167791;
 PV2009 < 20.765*NP; EOLICO2009 < 981210; BIO2009 < 3735819; GN2009 <
 4457088; PCH2009 < 3167791;
 PV2010 < 20.824*NP; EOLICO2010 < 888116; BIO2010 < 3773177; GN2010 <
 4457088; PCH2010 < 3167791;
 PV2011 < 20.917*NP; EOLICO2011 < 988548; BIO2011 < 3810909; GN2011 <
 4457088; PCH2011 < 3167791;
 PV2012 < 20.929*NP; EOLICO2012 < 894983; BIO2012 < 3849018; GN2012 <
 4457088; PCH2012 < 3167791;
 PV2013 < 20.941*NP; EOLICO2013 < 993812; BIO2013 < 3887508; GN2013 <
 4457088; PCH2013 < 3167791;
 PV2014 < 20.952*NP; EOLICO2014 < 899909; BIO2014 < 3926383; GN2014 <
 4457088; PCH2014 < 3167791;
 PV2015 < 20.964*NP; EOLICO2015 < 998036; BIO2015 < 3965647; GN2015 <
 4457088; PCH2015 < 3167791;
 PV2016 < 20.964*NP; EOLICO2016 < 902874; BIO2016 < 4005304; GN2016 <
 4457088; PCH2016 < 3167791;
 PV2017 < 20.964*NP; EOLICO2017 < 1000153; BIO2017 < 4045357; GN2017 <
 4457088; PCH2017 < 3167791;
 PV2018 < 20.964*NP; EOLICO2018 < 904854; BIO2018 < 4085810; GN2018 <
 4457088; PCH2018 < 3167791;
 PV2019 < 20.964*NP; EOLICO2019 < 1002273; BIO2019 < 4126668; GN2019 <
 4457088; PCH2019 < 3167791;

```
PV2020 < 20.964*NP;  EOLICO2020 < 907829;  BIO2020 < 4167935;  GN2020 <
4457088;  PCH2020 < 3167791;
```

```
!Quantidade de placas coletoras - fotovoltaico;
```

```
NP > 100;
NP < 30000;
```

```
DATA:
```

```
!DEMANDA INCREMENTAL DA CIDADE - ANO BASE 2006;
```

```
DEM2007 = 1562952;
DEM2008 = 1578581;
DEM2009 = 2379731;
DEM2010 = 3188892;
DEM2011 = 4006145;
DEM2012 = 4831570;
DEM2013 = 5665250;
DEM2014 = 6507266;
DEM2015 = 7357703;
DEM2016 = 8216644;
DEM2017 = 9084174;
DEM2018 = 9960380;
DEM2019 = 10845347;
DEM2020 = 11739165;
```

```
ENDDATA
```

```
end
```

B.3 – Modelagem multiobjetiva do equacionamento econômico-energético-ambiental, utilizando a técnica *Goal Programming* para Guaratinguetá/SP

!Cálculo dos custos para geração de energia por ano [kwh/ano] através de fontes alternativas de energia, contemplando custo de investimento, custo de geração, custo de manutenção e operação, vida útil do sistema e necessidade de demanda com projeção de cenários.

!Cálculo da quantidade de emissão de poluentes para geração de energia por ano [kg/ano] através de fontes alternativas de energia e necessidade de demanda com projeção de cenários.

model:

! 6 Fontes Alternativas de Energia (FAE), 1 Usuário (cidade)

Problema de alocação de energia

Goal programming como ferramenta de gestão:

Desvios:

```
x = desvio+ da gestão econômica (IMPORTAÇÃO)
y = desvio- da gestão econômica (EXPORTAÇÃO)
w = desvio+ da gestão ambiental (IMPORTAÇÃO)
z = desvio- da gestão ambiental (EXPORTAÇÃO)
u = desvio+ da energia produzida (IMPORTAÇÃO)
v = desvio- da energia produzida (EXPORTAÇÃO)
p = desvio+ da emissão total de poluentes(IMPORTAÇÃO)
q = da emissão total de poluentes(EXPORTAÇÃO) ;
```

! Objetivo;

```
[OBJ] MIN = 5*(w07 + w08 + w09 + w10 + w11 + w12 + w13 + w14 + w15 +
w16 + w17 + w18 + w19 + w20) +
1*(z07 + z08 + z09 + z10 + z11 + z12 + z13 + z14 + z15 +
z16 + z17 + z18 + z19 + z20) +
1*(v07 + v08 + v09 + v10 + v11 + v12 + v13 + v14 + v15 +
v16 + v17 + v18 + v19 + v20) +
1*(u07 + u08 + u09 + u10 + u11 + u12 + u13 + u14 + u15 +
u16 + u17 + u18 + u19 + u20) +
5*(p07 + p08 + p09 + p10 + p11 + p12 + p13 + p14 + p15 +
p16 + p17 + p18 + p19 + p20) ;
```

!GOAL PROGRAMMING – METAS ECONÔMICAS (US\$/ano);

```
((PV2007*F2007) + (EOLICO2007*E2007) + (BIO2007*B2007) + (GN2007*G2007) +
(PCH2007*H2007) +
(a07) + (b07) + (c07) + (d07) + (e07) + (x07 - y07)) = DEM2007 * C2007;
```

```
((PV2008*F2008) + (EOLICO2008*E2008) + (BIO2008*B2008) + (GN2008*G2008) +
(PCH2008*H2008) +
(a08) + (b08) + (c08) + (d08) + (e08) + (x08 - y08)) = DEM2008 * C2008;
```

```
((PV2009*F2009) + (EOLICO2009*E2009) + (BIO2009*B2009) + (GN2009*G2009) +
(PCH2009*H2009) +
(a09) + (b09) + (c09) + (d09) + (e09) + (x09 - y09)) = DEM2009 * C2009;
```

```
((PV2010*F2010) + (EOLICO2010*E2010) + (BIO2010*B2010) + (GN2010*G2010) +
(PCH2010*H2010) +
(a10) + (b10) + (c10) + (d10) + (e10) + (x10 - y10)) = DEM2010 * C2010;
```

```
((PV2011*F2011) + (EOLICO2011*E2011) + (BIO2011*B2011) + (GN2011*G2011) +
(PCH2011*H2011) +
(a11) + (b11) + (c11) + (d11) + (e11) + (x11 - y11)) = DEM2011 * C2011;
```

((PV2012*F2012) + (EOLICO2012*E2012) + (BIO2012*B2012) + (GN2012*G2012) +
(PCH2012*H2012) +
(a12) + (b12) + (c12) + (d12) + (e12) + (x12 - y12)) = DEM2012 * C2012;

((PV2013*F2013) + (EOLICO2013*E2013) + (BIO2013*B2013) + (GN2013*G2013) +
(PCH2013*H2013) +
(a13) + (b13) + (c13) + (d13) + (e13) + (x13 - y13)) = DEM2013 * C2013;

((PV2014*F2014) + (EOLICO2014*E2014) + (BIO2014*B2014) + (GN2014*G2014) +
(PCH2014*H2014) +
(a14) + (b14) + (c14) + (d14) + (e14) + (x14 - y14)) = DEM2014 * C2014;

((PV2015*F2015) + (EOLICO2015*E2015) + (BIO2015*B2015) + (GN2015*G2015) +
(PCH2015*H2015) +
(a15) + (b15) + (c15) + (d15) + (e15) + (x15 - y15)) = DEM2015 * C2015;

((PV2016*F2016) + (EOLICO2016*E2016) + (BIO2016*B2016) + (GN2016*G2016) +
(PCH2016*H2016) +
(a16) + (b16) + (c16) + (d16) + (e16) + (x16 - y16)) = DEM2016* C2016;

((PV2017*F2017) + (EOLICO2017*E2017) + (BIO2017*B2017) + (GN2017*G2017) +
(PCH2017*H2017) +
(a17) + (b17) + (c17) + (d17) + (e17) + (x17 - y17)) = DEM2017 * C2017;

((PV2018*F2018) + (EOLICO2018*E2018) + (BIO2018*B2018) + (GN2018*G2018) +
(PCH2018*H2018) +
(a18) + (b18) + (c18) + (d18) + (e18) + (x18 - y18)) = DEM2018 * C2018;

((PV2019*F2019) + (EOLICO2019*E2019) + (BIO2019*B2019) + (GN2019*G2019) +
(PCH2019*H2019) +
(a19) + (b19) + (c19) + (d19) + (e19) + (x19 - y19)) = DEM2019 * C2019;

((PV2020*F2020) + (EOLICO2020*E2020) + (BIO2020*B2020) + (GN2020*G2020) +
(PCH2020*H2020) +
(a20) + (b20) + (c20) + (d20) + (e20) + (x20 - y20)) = DEM2020 * C2020;

!GOAL PROGRAMMING - METAS AMBIENTAIS (kg poluentes/ano);

((PV2007*(kFco07+kFso07+kFno07)) + (EOLICO2007*(kEco07+kEso07+kEno07)) +
(BIO2007*(kBco07+kBso07+kBno07)) + (GN2007*(kGco07+kGso07+kGno07)) +
(PCH2007*(kPco07+kPso07+kPno07)))+(w07-z07)=DEM2007*(kCco07+kCso07+kCno07);

((PV2008*(kFco08+kFso08+kFno08)) + (EOLICO2008*(kEco08+kEso08+kEno08)) +
(BIO2008*(kBco08+kBso08+kBno08)) + (GN2008*(kGco08+kGso08+kGno08)) +
(PCH2008*(kPco08+kPso08+kPno08)))+(w08-z08)=DEM2008*(kCco08+kCso08+kCno08);

((PV2009*(kFco09+kFso09+kFno09)) + (EOLICO2009*(kEco09+kEso09+kEno09)) +
(BIO2009*(kBco09+kBso09+kBno09)) + (GN2009*(kGco09+kGso09+kGno09)) +
(PCH2009*(kPco09+kPso09+kPno09)))+(w09-z09)=DEM2009*(kCco09+kCso09+kCno09);

((PV2010*(kFco10+kFso10+kFno10)) + (EOLICO2010*(kEco10+kEso10+kEno10)) +
(BIO2010*(kBco10+kBso10+kBno10)) + (GN2010*(kGco10+kGso10+kGno10)) +
(PCH2010*(kPco10+kPso10+kPno10)))+(w10-z10)=DEM2010*(kCco10+kCso10+kCno10);

((PV2011*(kFco11+kFso11+kFno11)) + (EOLICO2011*(kEco11+kEso11+kEno11)) +
(BIO2011*(kBco11+kBso11+kBno11)) + (GN2011*(kGco11+kGso11+kGno11)) +
(PCH2011*(kPco11+kPso11+kPno11)))+(w11-z11)=DEM2011*(kCco11+kCso11+kCno11);

((PV2012*(kFco12+kFso12+kFno12)) + (EOLICO2012*(kEco12+kEso12+kEno12)) +
 (BIO2012*(kBco12+kBso12+kBno12)) + (GN2012*(kGco12+kGso12+kGno12)) +
 (PCH2012*(kPco12+kPso12+kPno12)))+(w12-z12)=DEM2012*(kCco12+kCso12+kCno12);

((PV2013*(kFco13+kFso13+kFno13)) + (EOLICO2013*(kEco13+kEso13+kEno13)) +
 (BIO2013*(kBco13+kBso13+kBno13)) + (GN2013*(kGco13+kGso13+kGno13)) +
 (PCH2013*(kPco13+kPso13+kPno13)))+(w13-z13)=DEM2013*(kCco13+kCso13+kCno13);

((PV2014*(kFco14+kFso14+kFno14)) + (EOLICO2014*(kEco14+kEso14+kEno14)) +
 (BIO2014*(kBco14+kBso14+kBno14)) + (GN2014*(kGco14+kGso14+kGno14)) +
 (PCH2014*(kPco14+kPso14+kPno14)))+(w14-z14)=DEM2014*(kCco14+kCso14+kCno14);

((PV2015*(kFco15+kFso15+kFno15)) + (EOLICO2015*(kEco15+kEso15+kEno15)) +
 (BIO2015*(kBco15+kBso15+kBno15)) + (GN2015*(kGco15+kGso15+kGno15)) +
 (PCH2015*(kPco15+kPso15+kPno15)))+(w15-z15)=DEM2015*(kCco15+kCso15+kCno15);

((PV2016*(kFco16+kFso16+kFno16)) + (EOLICO2016*(kEco16+kEso16+kEno16)) +
 (BIO2016*(kBco16+kBso16+kBno16)) + (GN2016*(kGco16+kGso16+kGno16)) +
 (PCH2016*(kPco16+kPso16+kPno16)))+(w16-z16)=DEM2016*(kCco16+kCso16+kCno16);

((PV2017*(kFco17+kFso17+kFno17)) + (EOLICO2017*(kEco17+kEso17+kEno17)) +
 (BIO2017*(kBco17+kBso17+kBno17)) + (GN2017*(kGco17+kGso17+kGno17)) +
 (PCH2017*(kPco17+kPso17+kPno17)))+(w17-z17)=DEM2017*(kCco17+kCso17+kCno17);

((PV2018*(kFco18+kFso18+kFno18)) + (EOLICO2018*(kEco18+kEso18+kEno18)) +
 (BIO2018*(kBco18+kBso18+kBno18)) + (GN2018*(kGco18+kGso18+kGno18)) +
 (PCH2018*(kPco18+kPso18+kPno18)))+(w18-z18)=DEM2018*(kCco18+kCso18+kCno18);

((PV2019*(kFco19+kFso19+kFno19)) + (EOLICO2019*(kEco19+kEso19+kEno19)) +
 (BIO2019*(kBco19+kBso19+kBno19)) + (GN2019*(kGco19+kGso19+kGno19)) +
 (PCH2019*(kPco19+kPso19+kPno19)))+(w19-z19)=DEM2019*(kCco19+kCso19+kCno19);

((PV2020*(kFco20+kFso20+kFno20)) + (EOLICO2020*(kEco20+kEso20+kEno20)) +
 (BIO2020*(kBco20+kBso20+kBno20)) + (GN2020*(kGco20+kGso20+kGno20)) +
 (PCH2020*(kPco20+kPso20+kPno20)))+(w20-z20)=DEM2020*(kCco20+kCso20+kCno20);

!Emissão total de poluentes permitida por fonte geradora (kg/kWh);

kCco07+kCso07+kCno07+(p07-q07)= 0.0078555;
 kFco07+kFso07+kFno07+(p07-q07)= 0.13301;
 kEco07+kEso07+kEno07+(p07-q07)= 0.00807;
 kBco07+kBso07+kBno07+(p07-q07)= 0.036225;
 kGco07+kGso07+kGno07+(p07-q07)= 0.430404;
 kPco07+kPso07+kPno07+(p07-q07)= 0.0091;

kCco08+kCso08+kCno08+(p08-q08)= 0.0078555;
 kFco08+kFso08+kFno08+(p08-q08)= 0.13301;
 kEco08+kEso08+kEno08+(p08-q08)= 0.00807;
 kBco08+kBso08+kBno08+(p08-q08)= 0.036225;
 kGco08+kGso08+kGno08+(p08-q08)= 0.430404;
 kPco08+kPso08+kPno08+(p08-q08)= 0.0091;

kCco09+kCso09+kCno09+(p09-q09)= 0.0078555;
 kFco09+kFso09+kFno09+(p09-q09)= 0.13301;
 kEco09+kEso09+kEno09+(p09-q09)= 0.00807;
 kBco09+kBso09+kBno09+(p09-q09)= 0.036225;
 kGco09+kGso09+kGno09+(p09-q09)= 0.430404;
 kPco09+kPso09+kPno09+(p09-q09)= 0.0091;

kCco10+kCso10+kCno10+(p10-q10)= 0.0078555;
 kFco10+kFso10+kFno10+(p10-q10)= 0.13301;

```

kEco10+kEsol0+kEno10+(p10-q10)= 0.00807;
kBco10+kBsol0+kBno10+(p10-q10)= 0.036225;
kGco10+kGsol0+kGno10+(p10-q10)= 0.430404;
kPco10+kPsol0+kPno10+(p10-q10)= 0.0091;

kCco11+kCso11+kCno11+(p11-q11)= 0.0078555;
kFco11+kFso11+kFno11+(p11-q11)= 0.13301;
kEco11+kEsol1+kEno11+(p11-q11)= 0.00807;
kBco11+kBsol1+kBno11+(p11-q11)= 0.036225;
kGco11+kGsol1+kGno11+(p11-q11)= 0.430404;
kPco11+kPsol1+kPno11+(p11-q11)= 0.0091;

kCco12+kCso12+kCno12+(p12-q12)= 0.0078555;
kFco12+kFso12+kFno12+(p12-q12)= 0.13301;
kEco12+kEsol2+kEno12+(p12-q12)= 0.00807;
kBco12+kBsol2+kBno12+(p12-q12)= 0.036225;
kGco12+kGsol2+kGno12+(p12-q12)= 0.430404;
kPco12+kPsol2+kPno12+(p12-q12)= 0.0091;

kCco13+kCso13+kCno13+(p13-q13)= 0.0078555;
kFco13+kFso13+kFno13+(p13-q13)= 0.13301;
kEco13+kEsol3+kEno13+(p13-q13)= 0.00807;
kBco13+kBsol3+kBno13+(p13-q13)= 0.036225;
kGco13+kGsol3+kGno13+(p13-q13)= 0.430404;
kPco13+kPsol3+kPno13+(p13-q13)= 0.0091;

kCco14+kCso14+kCno14+(p14-q14)= 0.0078555;
kFco14+kFso14+kFno14+(p14-q14)= 0.13301;
kEco14+kEsol4+kEno14+(p14-q14)= 0.00807;
kBco14+kBsol4+kBno14+(p14-q14)= 0.036225;
kGco14+kGsol4+kGno14+(p14-q14)= 0.430404;
kPco14+kPsol4+kPno14+(p14-q14)= 0.0091;

kCco15+kCso15+kCno15+(p15-q15)= 0.0078555;
kFco15+kFso15+kFno15+(p15-q15)= 0.13301;
kEco15+kEsol5+kEno15+(p15-q15)= 0.00807;
kBco15+kBsol5+kBno15+(p15-q15)= 0.036225;
kGco15+kGsol5+kGno15+(p15-q15)= 0.430404;
kPco15+kPsol5+kPno15+(p15-q15)= 0.0091;

kCco16+kCso16+kCno16+(p16-q16)= 0.0078555;
kFco16+kFso16+kFno16+(p16-q16)= 0.13301;
kEco16+kEsol6+kEno16+(p16-q16)= 0.00807;
kBco16+kBsol6+kBno16+(p16-q16)= 0.036225;
kGco16+kGsol6+kGno16+(p16-q16)= 0.430404;
kPco16+kPsol6+kPno16+(p16-q16)= 0.0091;

kCco17+kCso17+kCno17+(p17-q17)= 0.0078555;
kFco17+kFso17+kFno17+(p17-q17)= 0.13301;
kEco17+kEsol7+kEno17+(p17-q17)= 0.00807;
kBco17+kBsol7+kBno17+(p17-q17)= 0.036225;
kGco17+kGsol7+kGno17+(p17-q17)= 0.430404;
kPco17+kPsol7+kPno17+(p17-q17)= 0.0091;

kCco18+kCso18+kCno18+(p18-q18)= 0.0078555;
kFco18+kFso18+kFno18+(p18-q18)= 0.13301;
kEco18+kEsol8+kEno18+(p18-q18)= 0.00807;
kBco18+kBsol8+kBno18+(p18-q18)= 0.036225;
kGco18+kGsol8+kGno18+(p18-q18)= 0.430404;
kPco18+kPsol8+kPno18+(p18-q18)= 0.0091;

```

$kCco19+kCso19+kCno19+(p19-q19)=0.0078555;$
 $kFco19+kFso19+kFno19+(p19-q19)=0.13301;$
 $kEco19+kEso19+kEno19+(p19-q19)=0.00807;$
 $kBco19+kBso19+kBno19+(p19-q19)=0.036225;$
 $kGco19+kGso19+kGno19+(p19-q19)=0.430404;$
 $kPco19+kPso19+kPno19+(p19-q19)=0.0091;$

$kCco20+kCso20+kCno20+(p20-q20)=0.0078555;$
 $kFco20+kFso20+kFno20+(p20-q20)=0.13301;$
 $kEco20+kEso20+kEno20+(p20-q20)=0.00807;$
 $kBco20+kBso20+kBno20+(p20-q20)=0.036225;$
 $kGco20+kGso20+kGno20+(p20-q20)=0.430404;$
 $kPco20+kPso20+kPno20+(p20-q20)=0.0091;$

!METAS ENERGÉTICAS - TECNOLÓGICAS (kWh/ano);

!Gerenciamento pelo Lado da Demanda - necessidade de energia (kWh/ano);

$(PV2007 + EOLICO2007 + BIO2007 + GN2007 + PCH2007) + (u07 - v07) = DEM2007;$
 $(PV2008 + EOLICO2008 + BIO2008 + GN2008 + PCH2008) + (u08 - v08) = DEM2008;$
 $(PV2009 + EOLICO2009 + BIO2009 + GN2009 + PCH2009) + (u09 - v09) = DEM2009;$
 $(PV2010 + EOLICO2010 + BIO2010 + GN2010 + PCH2010) + (u10 - v10) = DEM2010;$
 $(PV2011 + EOLICO2011 + BIO2011 + GN2011 + PCH2011) + (u11 - v11) = DEM2011;$
 $(PV2012 + EOLICO2012 + BIO2012 + GN2012 + PCH2012) + (u12 - v12) = DEM2012;$
 $(PV2013 + EOLICO2013 + BIO2013 + GN2013 + PCH2013) + (u13 - v13) = DEM2013;$
 $(PV2014 + EOLICO2014 + BIO2014 + GN2014 + PCH2014) + (u14 - v14) = DEM2014;$
 $(PV2015 + EOLICO2015 + BIO2015 + GN2015 + PCH2015) + (u15 - v15) = DEM2015;$
 $(PV2016 + EOLICO2016 + BIO2016 + GN2016 + PCH2016) + (u16 - v16) = DEM2016;$
 $(PV2017 + EOLICO2017 + BIO2017 + GN2017 + PCH2017) + (u17 - v17) = DEM2017;$
 $(PV2018 + EOLICO2018 + BIO2018 + GN2018 + PCH2018) + (u18 - v18) = DEM2018;$
 $(PV2019 + EOLICO2019 + BIO2019 + GN2019 + PCH2019) + (u19 - v19) = DEM2019;$
 $(PV2020 + EOLICO2020 + BIO2020 + GN2020 + PCH2020) + (u20 - v20) = DEM2020;$

!RESTRIÇÕES;

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh - CO2;

!Concession.(hidro) Fotovoltaica Eólica Biogás
 Gás Natural PCH;

$kCco07 > 0.0036;$ $kFco07 > 0.098;$ $kEco07 > 0.0070;$ $kBco07 > 0.030;$
 $kGco07 > 0.42980;$ $kPco07 > 0.009;$
 $kCco07 < 0.0116;$ $kFco07 < 0.167;$ $kEco07 < 0.0091;$ $kBco07 < 0.040;$
 $kGco07 < 0.43000;$ $kPco07 < 0.009;$

$kCco08 > 0.0036;$ $kFco08 > 0.098;$ $kEco08 > 0.0070;$ $kBco08 > 0.030;$
 $kGco08 > 0.42980;$ $kPco08 > 0.009;$
 $kCco08 < 0.0116;$ $kFco08 < 0.167;$ $kEco08 < 0.0091;$ $kBco08 < 0.040;$
 $kGco08 < 0.43000;$ $kPco08 < 0.009;$

$kCco09 > 0.0036;$ $kFco09 > 0.098;$ $kEco09 > 0.0070;$ $kBco09 > 0.030;$
 $kGco09 > 0.42980;$ $kPco09 > 0.009;$
 $kCco09 < 0.0116;$ $kFco09 < 0.167;$ $kEco09 < 0.0091;$ $kBco09 < 0.040;$
 $kGco09 < 0.43000;$ $kPco09 < 0.009;$

$kCco10 > 0.0036;$ $kFco10 > 0.098;$ $kEco10 > 0.0070;$ $kBco10 > 0.030;$
 $kGco10 > 0.42980;$ $kPco10 > 0.009;$
 $kCco10 < 0.0116;$ $kFco10 < 0.167;$ $kEco10 < 0.0091;$ $kBco10 < 0.040;$
 $kGco10 < 0.43000;$ $kPco10 < 0.009;$

kCco11 > 0.0036; kFco11 > 0.098; kEco11 > 0.0070; kBco11 > 0.030;
 kGco11 > 0.42980; kPco11 > 0.009;
 kCco11 < 0.0116; kFco11 < 0.167; kEco11 < 0.0091; kBco11 < 0.040;
 kGco11 < 0.43000; kPco11 < 0.009;

kCco12 > 0.0036; kFco12 > 0.098; kEco12 > 0.0070; kBco12 > 0.030;
 kGco12 > 0.42980; kPco12 > 0.009;
 kCco12 < 0.0116; kFco12 < 0.167; kEco12 < 0.0091; kBco12 < 0.040;
 kGco12 < 0.43000; kPco12 < 0.009;

kCco13 > 0.0036; kFco13 > 0.098; kEco13 > 0.0070; kBco13 > 0.030;
 kGco13 > 0.42980; kPco13 > 0.009;
 kCco13 < 0.0116; kFco13 < 0.167; kEco13 < 0.0091; kBco13 < 0.040;
 kGco13 < 0.43000; kPco13 < 0.009;

kCco14 > 0.0036; kFco14 > 0.098; kEco14 > 0.0070; kBco14 > 0.030;
 kGco14 > 0.42980; kPco14 > 0.009;
 kCco14 < 0.0116; kFco14 < 0.167; kEco14 < 0.0091; kBco14 < 0.040;
 kGco14 < 0.43000; kPco14 < 0.009;

kCco15 > 0.0036; kFco15 > 0.098; kEco15 > 0.0070; kBco15 > 0.030;
 kGco15 > 0.42980; kPco15 > 0.009;
 kCco15 < 0.0116; kFco15 < 0.167; kEco15 < 0.0091; kBco15 < 0.040;
 kGco15 < 0.43000; kPco15 < 0.009;

kCco16 > 0.0036; kFco16 > 0.098; kEco16 > 0.0070; kBco16 > 0.030;
 kGco16 > 0.42980; kPco16 > 0.009;
 kCco16 < 0.0116; kFco16 < 0.167; kEco16 < 0.0091; kBco16 < 0.040;
 kGco16 < 0.43000; kPco16 < 0.009;

kCco17 > 0.0036; kFco17 > 0.098; kEco17 > 0.0070; kBco17 > 0.030;
 kGco17 > 0.42980; kPco17 > 0.009;
 kCco17 < 0.0116; kFco17 < 0.167; kEco17 < 0.0091; kBco17 < 0.040;
 kGco17 < 0.43000; kPco17 < 0.009;

kCco18 > 0.0036; kFco18 > 0.098; kEco18 > 0.0070; kBco18 > 0.030;
 kGco18 > 0.42980; kPco18 > 0.009;
 kCco18 < 0.0116; kFco18 < 0.167; kEco18 < 0.0091; kBco18 < 0.040;
 kGco18 < 0.43000; kPco18 < 0.009;

kCco19 > 0.0036; kFco19 > 0.098; kEco19 > 0.0070; kBco19 > 0.030;
 kGco19 > 0.42980; kPco19 > 0.009;
 kCco19 < 0.0116; kFco19 < 0.167; kEco19 < 0.0091; kBco19 < 0.040;
 kGco19 < 0.43000; kPco19 < 0.009;

kCco20 > 0.0036; kFco20 > 0.098; kEco20 > 0.0070; kBco20 > 0.030;
 kGco20 > 0.42980; kPco20 > 0.009;
 kCco20 < 0.0116; kFco20 < 0.167; kEco20 < 0.0091; kBco20 < 0.040;
 kGco20 < 0.43000; kPco20 < 0.009;

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh - SO₂;

!Concession.(hidro) Fotovoltaica Eólica Biogás
 Gás Natural PCH;

kCso07 > 0.000009; kFso07 > 0.00020; kEso07 > 0.00002; kBso07 >
 0.00008; kGso07 > 0.000007; kPso07 > 0.00003;
 kCso07 < 0.00003; kFso07 < 0.00034; kEso07 < 0.00009; kBso07 <
 0.00016; kGso07 < 0.000007; kPso07 < 0.00003;

```

kCso08 > 0.000009; kFso08 > 0.00020; kEso08 > 0.00002; kBso08 >
0.00008; kGso08 > 0.000007; kPso08 > 0.00003;
kCso08 < 0.00003; kFso08 < 0.00034; kEso08 < 0.00009; kBso08 <
0.00016; kGso08 < 0.000007; kPso08 < 0.00003;

kCso09 > 0.000009; kFso09 > 0.00020; kEso09 > 0.00002; kBso09 >
0.00008; kGso09 > 0.000007; kPso09 > 0.00003;
kCso09 < 0.00003; kFso09 < 0.00034; kEso09 < 0.00009; kBso09 <
0.00016; kGso09 < 0.000007; kPso09 < 0.00003;

kCso10 > 0.000009; kFso10 > 0.00020; kEso10 > 0.00002; kBso10 >
0.00008; kGso10 > 0.000007; kPso10 > 0.00003;
kCso10 < 0.000030; kFso10 < 0.00034; kEso10 < 0.00009; kBso10 <
0.00016; kGso10 < 0.000007; kPso10 < 0.00003;

kCso11 > 0.000009; kFso11 > 0.00020; kEso11 > 0.00002; kBso11 >
0.00008; kGso11 > 0.000007; kPso11 > 0.00003;
kCso11 < 0.000030; kFso11 < 0.00034; kEso11 < 0.00009; kBso11 <
0.00016; kGso11 < 0.000007; kPso11 < 0.00003;

kCso12 > 0.000009; kFso12 > 0.00020; kEso12 > 0.00002; kBso12 >
0.00008; kGso12 > 0.000007; kPso12 > 0.00003;
kCso12 < 0.000030; kFso12 < 0.00034; kEso12 < 0.00009; kBso12 <
0.00016; kGso12 < 0.000007; kPso12 < 0.00003;

kCso13 > 0.000009; kFso13 > 0.00020; kEso13 > 0.00002; kBso13 >
0.00008; kGso13 > 0.000007; kPso13 > 0.00003;
kCso13 < 0.000030; kFso13 < 0.00034; kEso13 < 0.00009; kBso13 <
0.00016; kGso13 < 0.000007; kPso13 < 0.00003;

kCso14 > 0.000009; kFso14 > 0.00020; kEso14 > 0.00002; kBso14 >
0.00008; kGso14 > 0.000007; kPso14 > 0.00003;
kCso14 < 0.000030; kFso14 < 0.00034; kEso14 < 0.00009; kBso14 <
0.00016; kGso14 < 0.000007; kPso14 < 0.00003;

kCso15 > 0.000009; kFso15 > 0.00020; kEso15 > 0.00002; kBso15 >
0.00008; kGso15 > 0.000007; kPso15 > 0.00003;
kCso15 < 0.000030; kFso15 < 0.00034; kEso15 < 0.00009; kBso15 <
0.00016; kGso15 < 0.000007; kPso15 < 0.00003;

kCso16 > 0.000009; kFso16 > 0.00020; kEso16 > 0.00002; kBso16 >
0.00008; kGso16 > 0.000007; kPso16 > 0.00003;
kCso16 < 0.000030; kFso16 < 0.00034; kEso16 < 0.00009; kBso16 <
0.00016; kGso16 < 0.000007; kPso16 < 0.00003;

kCso17 > 0.000009; kFso17 > 0.00020; kEso17 > 0.00002; kBso17 >
0.00008; kGso17 > 0.000007; kPso17 > 0.00003;
kCso17 < 0.000030; kFso17 < 0.00034; kEso17 < 0.00009; kBso17 <
0.00016; kGso17 < 0.000007; kPso17 < 0.00003;

kCso18 > 0.000009; kFso18 > 0.00020; kEso18 > 0.00002; kBso18 >
0.00008; kGso18 > 0.000007; kPso18 > 0.00003;
kCso18 < 0.000030; kFso18 < 0.00034; kEso18 < 0.00009; kBso18 <
0.00016; kGso18 < 0.000007; kPso18 < 0.00003;

kCso19 > 0.000009; kFso19 > 0.00020; kEso19 > 0.00002; kBso19 >
0.00008; kGso19 > 0.000007; kPso19 > 0.00003;
kCso19 < 0.000030; kFso19 < 0.00034; kEso19 < 0.00009; kBso19 <
0.00016; kGso19 < 0.000007; kPso19 < 0.00003;

```

```

kCso20 > 0.000009; kFso20 > 0.000020; kEso20 > 0.000002; kBso20 >
0.000008; kGso20 > 0.000007; kPso20 > 0.000003;
kCso20 < 0.000030; kFso20 < 0.000034; kEso20 < 0.000009; kBso20 <
0.000016; kGso20 < 0.000007; kPso20 < 0.000003;

```

!Valores do ciclo de emissão de fontes de energia em kg/kWh – NOx;

!Concession.(hidro) Biogás	Fotovoltaica Gás Natural	Eólica PCH;
kCno07 > 0.000003;	kFno07 > 0.000018;	kEno07 > 0.000002;
kBno07 > 0.000036;	kGno07 > 0.0000494;	kPno07 > 0.000007;
kCno07 < 0.000070;	kFno07 < 0.000030;	kEno07 < 0.000036;
kBno07 < 0.00260;	kGno07 < 0.000500;	kPno07 < 0.000007;
kCno08 > 0.000003;	kFno08 > 0.000018;	kEno08 > 0.000002;
kBno08 > 0.000036;	kGno08 > 0.0000494;	kPno08 > 0.000007;
kCno08 < 0.000070;	kFno08 < 0.000030;	kEno08 < 0.000036;
kBno08 < 0.00260;	kGno08 < 0.000500;	kPno08 < 0.000007;
kCno09 > 0.000003;	kFno09 > 0.000018;	kEno09 > 0.000002;
kBno09 > 0.000036;	kGno09 > 0.0000494;	kPno09 > 0.000007;
kCno09 < 0.000070;	kFno09 < 0.000030;	kEno09 < 0.000036;
kBno09 < 0.00260;	kGno09 < 0.000500;	kPno09 < 0.000007;
kCno10 > 0.000003;	kFno10 > 0.000018;	kEno10 > 0.000002;
kBno10 > 0.000036;	kGno10 > 0.0000494;	kPno10 > 0.000007;
kCno10 < 0.000070;	kFno10 < 0.000030;	kEno10 < 0.000036;
kBno10 < 0.00260;	kGno10 < 0.000500;	kPno10 < 0.000007;
kCno11 > 0.000003;	kFno11 > 0.000018;	kEno11 > 0.000002;
kBno11 > 0.000036;	kGno11 > 0.0000494;	kPno11 > 0.000007;
kCno11 < 0.000070;	kFno11 < 0.000030;	kEno11 < 0.000036;
kBno11 < 0.00260;	kGno11 < 0.000500;	kPno11 < 0.000007;
kCno12 > 0.000003;	kFno12 > 0.000018;	kEno12 > 0.000002;
kBno12 > 0.000036;	kGno12 > 0.0000494;	kPno12 > 0.000007;
kCno12 < 0.000070;	kFno12 < 0.000030;	kEno12 < 0.000036;
kBno12 < 0.00260;	kGno12 < 0.000500;	kPno12 < 0.000007;
kCno13 > 0.000003;	kFno13 > 0.000018;	kEno13 > 0.000002;
kBno13 > 0.000036;	kGno13 > 0.0000494;	kPno13 > 0.000007;
kCno13 < 0.000070;	kFno13 < 0.000030;	kEno13 < 0.000036;
kBno13 < 0.00260;	kGno13 < 0.000500;	kPno13 < 0.000007;
kCno14 > 0.000003;	kFno14 > 0.000018;	kEno14 > 0.000002;
kBno14 > 0.000036;	kGno14 > 0.0000494;	kPno14 > 0.000007;
kCno14 < 0.000070;	kFno14 < 0.000030;	kEno14 < 0.000036;
kBno14 < 0.00260;	kGno14 < 0.000500;	kPno14 < 0.000007;
kCno15 > 0.000003;	kFno15 > 0.000018;	kEno15 > 0.000002;
kBno15 > 0.000036;	kGno15 > 0.0000494;	kPno15 > 0.000007;
kCno15 < 0.000070;	kFno15 < 0.000030;	kEno15 < 0.000036;
kBno15 < 0.00260;	kGno15 < 0.000500;	kPno15 < 0.000007;
kCno16 > 0.000003;	kFno16 > 0.000018;	kEno16 > 0.000002;
kBno16 > 0.000036;	kGno16 > 0.0000494;	kPno16 > 0.000007;
kCno16 < 0.000070;	kFno16 < 0.000030;	kEno16 < 0.000036;
kBno16 < 0.00260;	kGno16 < 0.000500;	kPno16 < 0.000007;
kCno17 > 0.000003;	kFno17 > 0.000018;	kEno17 > 0.000002;

```

kBno17 > 0.00036;    kGno17 > 0.000494;    kPno17 > 0.00007;
kCno17 < 0.000070;    kFno17 < 0.00030;    kEno17 < 0.00036;
kBno17 < 0.00260;    kGno17 < 0.000500;    kPno17 < 0.00007;

kBno18 > 0.000003;    kFno18 > 0.00018;    kEno18 > 0.00002;
kBno18 > 0.00036;    kGno18 > 0.000494;    kPno18 > 0.00007;
kCno18 < 0.000070;    kFno18 < 0.00030;    kEno18 < 0.00036;
kBno18 < 0.00260;    kGno18 < 0.000500;    kPno18 < 0.00007;

kBno19 > 0.000003;    kFno19 > 0.00018;    kEno19 > 0.00002;
kBno19 > 0.00036;    kGno19 > 0.000494;    kPno19 > 0.00007;
kCno19 < 0.000070;    kFno19 < 0.00030;    kEno19 < 0.00036;
kBno19 < 0.00260;    kGno19 < 0.000500;    kPno19 < 0.00007;

kBno20 > 0.000003;    kFno20 > 0.00018;    kEno20 > 0.00002;
kBno20 > 0.00036;    kGno20 > 0.000494;    kPno20 > 0.00007;
kCno20 < 0.000070;    kFno20 < 0.00030;    kEno20 < 0.00036;
kBno20 < 0.00260;    kGno20 < 0.000500;    kPno20 < 0.00007;

```

!QUANTIDADE DE ENERGIA PRODUZIDA ANUALMENTE (kWh/ano)

Fotovoltaica
Biogas

Eolica
Gas Natural

PCH;

```

PV2007 < 20.789*NP;    EOLICO2007 < 969752;
BIO2007 < 3662209;    GN2007 < 4457088;    PCH2007 < 3167791;

PV2008 < 20.742*NP;    EOLICO2008 < 880311;
BIO2008 < 3698831;    GN2008 < 4457088;    PCH2008 < 3167791;

PV2009 < 20.765*NP;    EOLICO2009 < 981210;
BIO2009 < 3735819;    GN2009 < 4457088;    PCH2009 < 3167791;

PV2010 < 20.824*NP;    EOLICO2010 < 888116;
BIO2010 < 3773177;    GN2010 < 4457088;    PCH2010 < 3167791;

PV2011 < 20.917*NP;    EOLICO2011 < 988548;
BIO2011 < 3810909;    GN2011 < 4457088;    PCH2011 < 3167791;

PV2012 < 20.929*NP;    EOLICO2012 < 894983;
BIO2012 < 3849018;    GN2012 < 4457088;    PCH2012 < 3167791;

PV2013 < 20.941*NP;    EOLICO2013 < 993812;
BIO2013 < 3887508;    GN2013 < 4457088;    PCH2013 < 3167791;

PV2014 < 20.952*NP;    EOLICO2014 < 899909;
BIO2014 < 3926383;    GN2014 < 4457088;    PCH2014 < 3167791;

PV2015 < 20.964*NP;    EOLICO2015 < 998036;
BIO2015 < 3965647;    GN2015 < 4457088;    PCH2015 < 3167791;

PV2016 < 20.964*NP;    EOLICO2016 < 902874;
BIO2016 < 8626921;    GN2016 < 4457088;    PCH2016 < 3167791;

PV2017 < 20.964*NP;    EOLICO2017 < 1000153;
BIO2017 < 4045357;    GN2017 < 4457088;    PCH2017 < 3167791;

PV2018 < 20.964*NP;    EOLICO2018 < 904854;
BIO2018 < 4085810;    GN2018 < 4457088;    PCH2018 < 3167791;

PV2019 < 20.964*NP;    EOLICO2019 < 1002273;

```

BIO2019 < 4126668; GN2019 < 4457088; PCH2019 < 3167791;

PV2020 < 20.964*NP; EOLICO2020 < 907829;

BIO2020 < 4167935; GN2020 < 4457088; PCH2020 < 3167791;

!Quantidade de placas coletoras - fotovoltaico;

NP > 100;

NP < 30000;

!CUSTOS DE INVESTIMENTO;

!Investimento em energia fotovoltaica (US\$/ano);

```
a07 = (Ppv*PV2007/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a08 = (Ppv*PV2008/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a09 = (Ppv*PV2009/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a10 = (Ppv*PV2010/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a11 = (Ppv*PV2011/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a12 = (Ppv*PV2012/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a13 = (Ppv*PV2013/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a14 = (Ppv*PV2014/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a15 = (Ppv*PV2015/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a16 = (Ppv*PV2016/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a17 = (Ppv*PV2017/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a18 = (Ppv*PV2018/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a19 = (Ppv*PV2019/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
a20 = (Ppv*PV2020/2190) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
```

!Investimento em energia eólica (US\$/ano);

```
b07 = (Pwind*EOLICO2007/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b08 = (Pwind*EOLICO2008/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b09 = (Pwind*EOLICO2009/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b10 = (Pwind*EOLICO2010/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b11 = (Pwind*EOLICO2011/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b12 = (Pwind*EOLICO2012/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b13 = (Pwind*EOLICO2013/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b14 = (Pwind*EOLICO2014/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b15 = (Pwind*EOLICO2015/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b16 = (Pwind*EOLICO2016/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b17 = (Pwind*EOLICO2017/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b18 = (Pwind*EOLICO2018/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b19 = (Pwind*EOLICO2019/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
b20 = (Pwind*EOLICO2020/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
```

!Investimento em energia do biogás (US\$/ano);

```
c07 = (Pbio*BIO2007/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c08 = (Pbio*BIO2008/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c09 = (Pbio*BIO2009/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c10 = (Pbio*BIO2010/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c11 = (Pbio*BIO2011/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c12 = (Pbio*BIO2012/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c13 = (Pbio*BIO2013/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c14 = (Pbio*BIO2014/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c15 = (Pbio*BIO2015/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c16 = (Pbio*BIO2016/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c17 = (Pbio*BIO2017/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
c18 = (Pbio*BIO2018/8760) / (((1+i)^n)-1) / ((1+i)^n * i));
```

```
c19 = (Pbio*BIO2019/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
c20 = (Pbio*BIO2020/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
```

```
!Investimento em energia do gás natural (US$/ano);
```

```
d07 = (Pgn*GN2007/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d08 = (Pgn*GN2008/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d09 = (Pgn*GN2009/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d10 = (Pgn*GN2010/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d11 = (Pgn*GN2011/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d12 = (Pgn*GN2012/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d13 = (Pgn*GN2013/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d14 = (Pgn*GN2014/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d15 = (Pgn*GN2015/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d16 = (Pgn*GN2016/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d17 = (Pgn*GN2017/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d18 = (Pgn*GN2018/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d19 = (Pgn*GN2019/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
d20 = (Pgn*GN2020/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
```

```
!Investimento em energia de PCH(US$/ano);
```

```
e07 = (Ppch*PCH2007/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e08 = (Ppch*PCH2008/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e09 = (Ppch*PCH2009/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e10 = (Ppch*PCH2010/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e11 = (Ppch*PCH2011/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e12 = (Ppch*PCH2012/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e13 = (Ppch*PCH2013/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e14 = (Ppch*PCH2014/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e15 = (Ppch*PCH2015/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e16 = (Ppch*PCH2016/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e17 = (Ppch*PCH2017/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e18 = (Ppch*PCH2018/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e19 = (Ppch*PCH2019/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
e20 = (Ppch*PCH2020/8760)/((((1+i)^n)-1) / (((1+i)^n) * i));
```

DATA:

```
!DEMANDA INCREMENTAL DA CIDADE - ANO BASE 2006;
```

```
DEM2007 = 1562952;
DEM2008 = 1578581;
DEM2009 = 2379731;
DEM2010 = 3188892;
DEM2011 = 4006145;
DEM2012 = 4831570;
DEM2013 = 5665250;
DEM2014 = 6507266;
DEM2015 = 7357703;
DEM2016 = 8216644;
DEM2017 = 9084174;
DEM2018 = 9960380;
DEM2019 = 10845347;
DEM2020 = 11739165;
```

```
!CUSTOS DE ENERGIA PRODUZIDA EM US$/kWh;
```

```
!Concessionária   Fotovoltaica           Eólica           Biogás
                  Gás Natural             PCH;
```

```

C2007 = 0.0350;   F2007 = 0.1300;   E2007 = 0.0350;   B2007 = 0.0200;
G2007 = 0.0558;   H2007 = 0.0200;
C2008 = 0.0348;   F2008 = 0.1260;   E2008 = 0.0345;   B2008 = 0.0198;
G2008 = 0.0554;   H2008 = 0.0199;
C2009 = 0.0345;   F2009 = 0.1220;   E2009 = 0.0340;   B2009 = 0.0195;
G2009 = 0.0549;   H2009 = 0.0197;
C2010 = 0.0343;   F2010 = 0.1180;   E2010 = 0.0335;   B2010 = 0.0193;
G2010 = 0.0545;   H2010 = 0.0196;
C2011 = 0.0340;   F2011 = 0.1140;   E2011 = 0.0330;   B2011 = 0.0190;
G2011 = 0.0540;   H2011 = 0.0194;
C2012 = 0.0338;   F2012 = 0.1100;   E2012 = 0.0325;   B2012 = 0.0188;
G2012 = 0.0536;   H2012 = 0.0193;
C2013 = 0.0335;   F2013 = 0.1060;   E2013 = 0.0320;   B2013 = 0.0185;
G2013 = 0.0531;   H2013 = 0.0191;
C2014 = 0.0333;   F2014 = 0.1020;   E2014 = 0.0315;   B2014 = 0.0183;
G2014 = 0.0527;   H2014 = 0.0190;
C2015 = 0.0330;   F2015 = 0.0980;   E2015 = 0.0310;   B2015 = 0.0180;
G2015 = 0.0522;   H2015 = 0.0188;
C2016 = 0.0328;   F2016 = 0.0940;   E2016 = 0.0305;   B2016 = 0.0178;
G2016 = 0.0518;   H2016 = 0.0187;
C2017 = 0.0325;   F2017 = 0.0900;   E2017 = 0.0300;   B2017 = 0.0175;
G2017 = 0.0513;   H2017 = 0.0185;
C2018 = 0.0323;   F2018 = 0.0860;   E2018 = 0.0295;   B2018 = 0.0173;
G2018 = 0.0509;   H2018 = 0.0184;
C2019 = 0.0320;   F2019 = 0.0820;   E2019 = 0.0290;   B2019 = 0.0171;
G2019 = 0.0504;   H2019 = 0.0182;
C2020 = 0.0315;   F2020 = 0.0780;   E2020 = 0.0280;   B2020 = 0.0170;
G2020 = 0.0502;   H2020 = 0.0180;

```

```
!Custo de investimento para as fontes de energia (US$/kW);
```

```

Ppv = 5000; !custo de investimento sistema fotovoltaico (US$/kW);
Pwind = 1000; !custo de investimento sistema eólico (US$/kW);
Pbio = 1200; !custo de investimento sistema biogás (US$/kW);
Pgn = 700; !custo de investimento sistema gás natural (US$/kW);
Ppch = 600; !custo de investimento sistema PCH (US$/kW);

```

```

i = 0.10; !taxa de juros anual;
n = 20; !anos;

```

```
ENDDATA
```

```
end
```