

UNESP
Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá

Guaratinguetá
2010

ROBERTO FREITAS BRITTO

ANÁLISE DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA EM CONDOMÍNIOS RESIDENCIAIS
HORIZONTAIS

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Antônio Perrella Balestieri
Co-orientadora: Prof^a. Dr^a. Diovana A. dos S. Napoleão

Guaratinguetá
2010

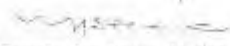
- Britto, Roberto Freitas
- B862a Análise de sistemas híbridos de produção de energia em condomínios residenciais horizontais / Roberto Freitas Britto. – Guaratinguetá : [s.n.], 2010
110 f. : il.
Bibliografia: f. 105-110
- Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2010
Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri
Co-orientador: Profa. Dra. Diovana Aparecida dos Santos Napoleão
1. Energia eólica 2. Geração de energia fotovoltaica 3. Cogeração 4. Condomínio I. Título
- CDU 620.91

ROBERTO FREITAS BRITTO

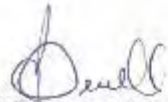
ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
"MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA"


PROGRAMA: 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. TEÓFILO MIGUEL DE SOUZA
Unesp - Feg


Prof. Dr. ELIANE AP. FÁRIA AMARAL FADIGAS
POLI-USP

Dezembro de 2010

DADOS CURRICULARES

ROBERTO FREITAS BRITTO

NASCIMENTO	09.03.1950 – RIO DE JANEIRO / RJ
FILIAÇÃO	José de Freitas Britto Dely da Silva Britto
1969/1974	Engenharia Mecânica Escola de Engenharia – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
1974/1974	Engenharia de Segurança do Trabalho EEI – ETEP Faculdades – São José dos Campos / SP.
1981/1981	Supervisor de Radioproteção Sociedade Brasileira de Enga. de Segurança – SOBES –RJ.
1983/1983	Programa de Estágio da General Motors - Professional Development Assignments – PDA. Estados Unidos da América.
1996/1996	Ergonomia Aplicada ao Trabalho ERGO – Belo Horizonte / MG.
1998/1998	GME / GMIO Ergonomics Training Opel Espanha - Saragoza
1998/1999	Engenharia de Controle da Poluição Ambiental Fundação Armando Álvares Penteado – FAAP- SP.

ATIVIDADES PROFISSIONAIS

1974/2006	General Motors do Brasil Ltda. Função: Engenheiro de Segurança do Trabalho.
1985/1991	Escola de Engenharia – ETEP Faculdades – S.J.Campos Função: professor de ergonomia.
1991/1993	Escola de Engenharia – ETEP Faculdades – S.J.Campos Função: coordenador do curso de engenharia de segurança e professor de ergonomia e higiene do trabalho.
1997/1998	Universidade de Taubaté – UNITAU – SP. Função: professor de ergonomia.

A Nossa Senhora que sempre intercedeu por mim junto a Nosso Jesus Cristo, Nosso Deus, à minha esposa Denize e a meus filhos Roberto e Tatiana, a minha mãe Dely (*in memoriam*), a meu pai José, às minhas irmãs Elizabete e Cristina, e a todas as pessoas, amigos que me apoiaram, incentivaram e motivaram em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que me presenteou com a paciência, serenidade, calma, perseverança e otimismo para meus atos, ações e consequências permitindo assim que este trabalho pouco a pouco se concretizasse.

A minha esposa *Denize* pela compreensão e tolerância sempre me apoiando para que eu conseguisse atender meus compromissos e realizar minhas atividades profissionais.

Aos meus filhos *Roberto e Tatiana* que sempre me incentivaram e motivaram com as palavras sinceras de incentivo e admiração que me dirigiam durante todo o período do curso de mestrado.

Aos meus orientadores Prof. Dr. *José Antônio Perrella Balestieri* e Prof^a. Dr^a. *Diovana A. dos S. Napoleão* pela amizade, dedicação e orientação que através de um relacionamento sincero e verdadeiro conseguiram me transmitir os conhecimentos e diretrizes necessárias para que eu persistisse e conseguisse realizar este trabalho.

A Associação dos Proprietários do Residencial Portal da Serra, São José dos Campos pela atenção e fornecimento dos dados de consumo de energia elétrica, básicos para compor a estrutura do trabalho.

Ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE / Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC pela disponibilização das informações ambientais de radiação solar e ventos.

Ao amigo, Dr. *Henrique César Sampaio* que me apresentou a UNESP – FEG e durante todo este tempo sempre me dirigiu palavras de coragem e incentivo.

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

BRITTO, R. F. **Análise de sistemas híbridos de produção de energia em condomínios residenciais horizontais**. 2010. 110 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2010.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo técnico e econômico de alternativas de suprimento energético por autoprodução em condomínios residenciais horizontais a partir do desenvolvimento de um modelo de otimização. O estudo de caso foi realizado em um condomínio residencial de São José dos Campos, cidade do estado de São Paulo. O modelo proposto analisa formas alternativas de produção de energia, compatíveis com este tipo de “empresa”, a saber: eólica, fotovoltaica e geração de energia elétrica com motor de combustão interna; desta forma, busca estabelecer as bases técnicas das alternativas energéticas, considerando os aspectos técnicos e econômicos. Foram identificadas as necessidades elétricas das áreas comuns do condomínio em base temporal, nas quais o consumo e os custos são compartilhados entre os moradores. O modelo de otimização é baseado na concepção inicial de uma superestrutura que considera equipamentos comerciais para produção de energia de origem fotovoltaica, eólica e a partir de motor de combustão interna. O software LINGO foi utilizado para simulação de diferentes situações e obtenção da rota tecnológica ótima correspondente. Foram simulados cenários com diferentes condições de preços de energia e custos dos equipamentos de modo a se obter as condições nas quais as tecnologias renováveis conseguem se habilitar a compor a configuração final do sistema de autoprodução de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Energia descentralizada. Energia eólica. Energia fotovoltaica. Cogeração. Condomínio.

BRITTO, R. F. **Analysis of hybrid systems for energy production in residential condominiums horizontal.** 2010. 110 p. Dissertation (Master Degree in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2010.

ABSTRACT

The main purpose of this work is to develop a technical and economic study of energy supply alternatives by self-production in horizontal condominiums. The case study was developed in a neighborhood of São José dos Campos city, state of São Paulo. The proposed model analyzes alternative forms of energy production, compatible with this type of "business", namely: wind, solar and electric power generation with an internal combustion engine, thus, seeks to establish the technical basis of alternatives energy, considering the technical and economic aspects. It was identified the electrical needs of the common areas of the condominium in time basis, in which the consumption and costs are shared among the residents. The optimization model is based on the initial design of a superstructure where it is considered commercial equipment for generating energy from photovoltaic and wind sources and from internal combustion engine.

The software LINGO was used to simulate different situations and obtain the corresponding optimal technological route. Were considered the simulation scenarios with different conditions of energy prices and equipment costs in order to obtain the conditions under which renewable technologies are able to be qualified to compose the final configuration of the system of electricity self-generation.

KEYWORDS: decentralized energy. Wind energy. Photovoltaic. Cogeneration. Condominium.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – consumo e projeção de eletricidade de uso residencial, 1980-2020	17
Figura 2 – consumo e projeção de eletricidade de uso comercial e público, 1980-2020	18
Figura 3 – Partes de um aereo gerador (SALLES, 2004)	41
Figura 4 – Superestrutura do sistema proposto	49
Figura 5 - Instalação n° f286	52
Figura 6 - Instalação n° f180	53
Figura 7- Instalação n° f511	54
Figura 8 - Instalação n° f415	55
Figura 9 – Radiação solar acumulada durante três dias de julho de 2008	56
Figura 10 – Velocidade do vento durante três dias, maio / junho de 2008	57
Figura 11 - Radiação acumulada e potência gerada pelo sol - São José dos Campos – CPTEC/INPE.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores dos fatores de ponderação (X) e cogeração (F_c).....	26
Tabela 2 – Tarifas de gás natural canalizado para o segmento residencial.....	28
Tabela 3 – Tarifas de gás natural canalizado para o segmento residencial com medição coletiva.....	28
Tabela 4 – Tarifas do Segmento Cogeração - Tabela de Margens Máximas.....	29
Tabela 5 – Tarifas de Segmento Termoelétricas - autoprodução - Margens Máximas.....	30
Tabela 6 – Características técnicas de módulos fotovoltaicos	40
Tabela 7 - Instalação n° f286.....	51
Tabela 8 - Instalação n° f180.....	52
Tabela 9 - Instalação n° f511	53
Tabela 10 - Instalação n° f415.....	54
Tabela 11 – Potência elétrica das instalações consideradas	55
Tabela 12 – Tarifas para residências por faixa de consumo de energia.....	58
Tabela 13 – Custos da instalação f286	59
Tabela 14 – Custos da instalação f180	60
Tabela 15 – Custos da instalação f511	60
Tabela 16 – Custos da instalação f415	61
Tabela 17 – Potência fornecida pelo sol.....	62
Tabela 18 – Características técnicas dos painéis fotovoltaicos selecionados	64
Tabela 19 – Parâmetros considerados pela equação 4	65
Tabela 20 – Potência média dos módulos fotovoltaicos nos meses analisados	66
Tabela 21 – Características técnicas dos aero geradores selecionados	68
Tabela 22 – Parâmetros considerados pela equação 17	69
Tabela 23 – Potência média obtida pelos aero geradores.....	70
Tabela 24 – Características técnicas dos motos geradores.....	72
Tabela 25 – 1° e 2° Cenários – quadro resumo.	87
Tabela 26 – Solução 2° cenário – simulação 2008 e 2009 – 18 meses	88
Tabela 27 – 3° Cenário – quadro resumo.	92
Tabela 28 - Solução 3° cenário – simulação 2008 e 2009 – 18 meses.....	93
Tabela 29 - 4° e 5° Cenários – quadro resumo.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AGROMET	- agrometereológica
ARSESP	- Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CPTEC	- Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
Cb	- combustível
COFINS	- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONGÁS	- Companhia de Gás de São Paulo
EO	- aero gerador
FC	- fator de capacidade
GA	- <i>genetic algorithm</i>
GLP	- gás liquefeito do petróleo
GMT	- <i>Greenwich Mean Time</i>
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
ICMS	- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INPE	- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LINDO	- <i>Linear, Interactive and Discrete Optimizer</i> - LINDO / LINGO
LPSP	- <i>loss of power supply probability</i>
M	- motor de combustão interna, moto gerador
PCD	- plataformas de coleta de dados
PIS	- Programa de Integração Social
PV	- painel fotovoltaico
USEPA	- <i>United States Environmental Protection Agency</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área	m^2
α	fator responsável pelos efeitos não lineares que a foto corrente depende	(-)
α'	absorvidade	(-)
β	coeficiente adimensional relativo a específica tecnologia do modulo fotovoltaico	(-)
CEC	custo da potência elétrica disponibilizada pela concessionária	US\$/W
CEV	custo da potência elétrica vendida à concessionária	US\$/W
CEO	custo do aereo gerador	US\$/W
CEOM	custo de manutenção do aereo gerador	US\$/W
CM	consumo mensal medido	m^3
CM	custo do moto gerador	US\$/W
CMcb	custo do combustível do moto gerador	US\$/W
CMM	custo de manutenção do moto gerador	US\$/W
C_p	coeficiente de desempenho aerodinâmico	(-)
CPV	custo do painel fotovoltaico	US\$/W
CPVM	custo de manutenção do painel fotovoltaico	US\$/W
D	densidade do ar	kg/m^3
E_t	potência da utilidade calor	kWh/h
E_f	potência da fonte	kWh/h
E_e	potência da utilidade eletromecânica	kWh/h
EFF_{STC}	eficiência do módulo fotovoltaico nas condições padrão	%
EOj	potência de EO no mês (j)	W
ε	emissividade	(-)
F	valor do encargo fixo	R\$
F_c	fator de cogeração	%
G	radiação solar	W/m^2
G_o	Radiação solar na condição padrão	W/m^2
H	altura	m

h_c	coeficiente de transferência de calor por convecção	W/m ² K
I	importe	R\$
η	eficiência, rendimento	%
γ	fator que considera os efeitos não lineares da voltagem e da temperatura	(-)
I_{sc}	I_{sc} = corrente de curto circuito	A
I_{sco}	I_{sco} = corrente de curto circuito na condição padrão	A
j	identificação do mês	(-)
k	número de aero geradores	(-)
K	constante de Boltzmann	J/K
Mj	potência elétrica de M no mês (j)	W
n	fator de rugosidade do terreno	(-)
n	fator de idealidade, perfeição	(-)
n	número de moto geradores	(-)
$P_{módulo}$	potência elétrica máxima de saída entregue pelo módulo fotovoltaico	W
PVj	potência elétrica de PV no mês (j)	W
q	q = magnitude da carga do elétron	C
Q_G	radiação solar incidente	W
Q_{radia}	transferência de calor de radiação	W
Q_{conv}	transferência de calor convectivo	W
R_s	resistência em série	ohm
ρ	massa específica do ar	kg/m ³
σ	constante de Stefan-Boltzmann	W/m ² .K ⁴
t	número de painéis fotovoltaicos	(-)
T	temperatura	K
V	valor do encargo variável	R\$/m ³
V,v	velocidade	m/s
V_c	valor cobrado	R\$/kWh
V_t	valor da tarifa	R\$/kWh
	voltagem do circuito aberto	volts (V)

V_{oc}	voltagem do circuito aberto na condição padrão	volts (V)
V_{oco}	temperatura do módulo PV na condição padrão	K
T_o	módulos fotovoltaicos em série	(-)
N_s	módulos fotovoltaicos em paralelo	(-)
N_p	potência	W
P	potência máxima de saída do sistema fotovoltaico	W
P_{PV}	eficiência do ponto de energia máximo	(-)
η_{MPPT}	fator de outras perdas	(-)
η_{oth}	fator de ponderação adimensional	(-)
X	potência elétrica do conjunto de painéis fotovoltaicos	
$X1$	instalados PVj	W
	potência elétrica do conjunto de aero geradores instalados	
$X2$	EOj	W
	potência elétrica do conjunto de moto geradores instalados	
$X3$	Mj	W
	potência elétrica do conjunto de todos os equipamentos	W
$X4$	potência elétrica disponibilizada pelo condomínio	W
$X5$	potência elétrica disponibilizada pela rede concessionária	
$X6$	para condomínio	W
$X7$	potência elétrica das instalações do condomínio	W

SUMÁRIO

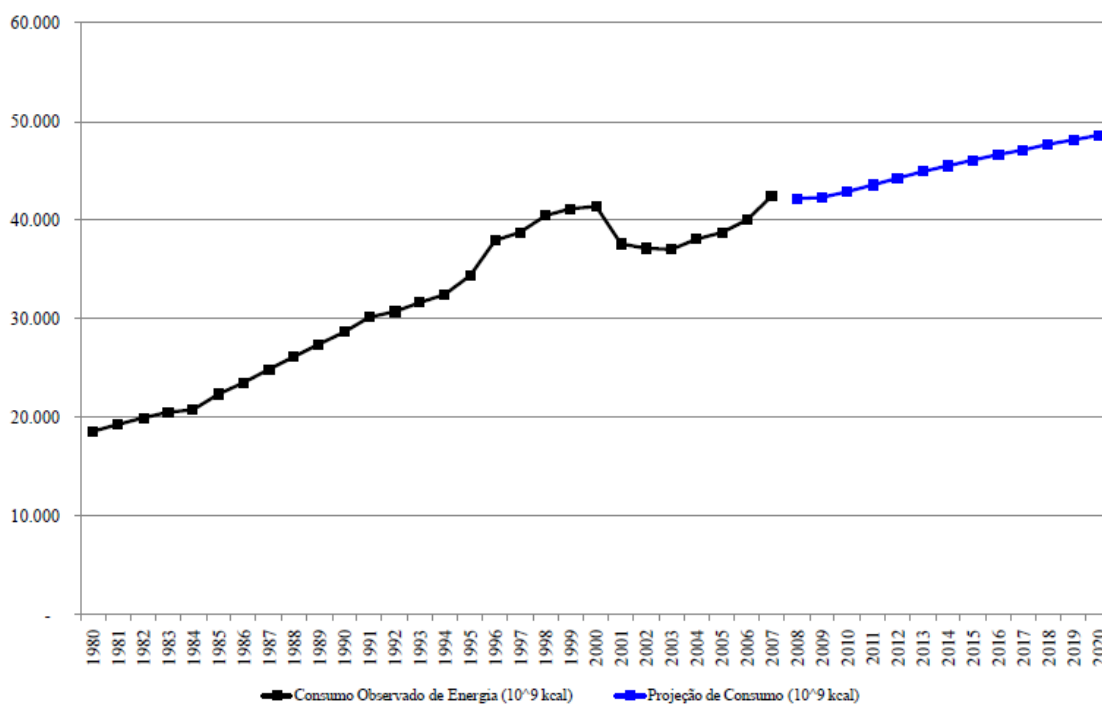
1. INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivos	20
1.2 Estrutura da dissertação.....	20
2 CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	22
2.1 Geração de energia descentralizada	22
2.2 Autoprodução	22
2.3 Cogeração.....	24
2.4 Custos do gás natural.....	26
2.4.1 Considerações da ARSESP.....	26
2.4.2 Tarifas do gás natural canalizado.....	27
3 REVISÃO DA LITERATURA	31
4 METODOLOGIA	37
4.1 Estruturação do modelo de energia fotovoltaica.....	37
4.1.1 Restrições de operação dos módulos fotovoltaicos	39
4.1.2 Alguns equipamentos comerciais.....	40
4.2 Estruturação do modelo de energia eólica.....	40
4.2.1 Potência eólica P_t	42
4.2.2 Cálculo da velocidade do ar para uma determinada altura	43
4.2.3 Rendimento do aro gerador do sistema eólico	43
4.2.4 Potência elétrica do sistema	44
4.2.5 Potência mecânica máxima do rotor eólico	45
4.2.6 Potência final do sistema eólico (P).....	46
4.3 Estruturação do modelo de energia de motor de combustão interna	46
5 ESTUDO DE CASO - LEVANTAMENTOS DE DADOS.....	51
5.1 Energia elétrica compartilhada entre os moradores	51
5.2 Potência elétrica das instalações	55
5.3 Dados ambientais de São José dos Campos.....	56
5.4 Custos da energia elétrica da concessionária	58
5.5 Levantamento das características dos equipamentos de geração de energia	62

5.5.1	Sistema fotovoltaico.....	62
5.5.2	Sistema eólico	67
5.5.3	Sistema com motor de combustão interna	71
6	MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO.....	73
6.1	Parâmetros ou variáveis empregadas no programa de modelagem	73
6.2	Dados para modelagem do programa LINGO disponíveis e calculados	74
6.3	Restrições do problema de modelagem LINGO	79
6.4	Função objetivo	83
7	ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	84
7.1	Execução do programa na sua estrutura básica – primeiro cenário	84
7.2	Segundo cenário	85
7.3	Terceiro cenário.....	89
7.4	Quarto cenário	94
7.5	Quinto cenário	96
8	CONCLUSÕES	100
	REFERÊNCIAS	105

1. INTRODUÇÃO

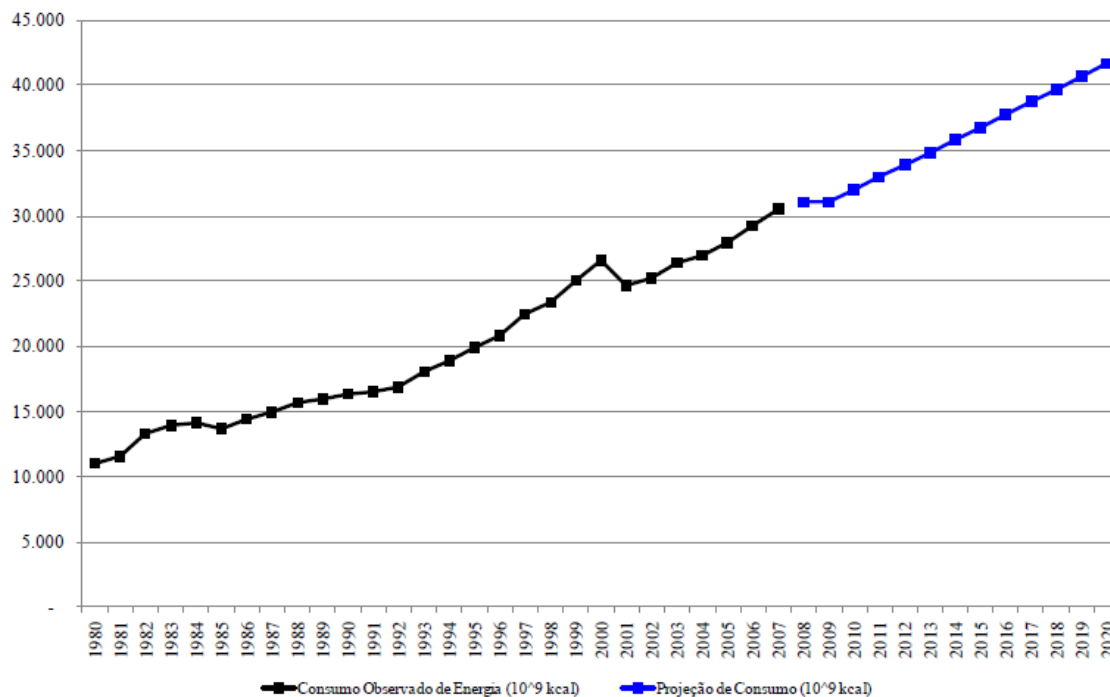
O desenvolvimento de pesquisas que tenham por objetivo determinar o grau de eficiência energética de cidades e de suas edificações tem se revelado, nos últimos anos, ser fundamental para que as práticas de uso racional de energia resultem em ganhos na estrutura da matriz energética de um país.

Dados publicados no Governo do Estado de São Paulo (2009), referentes a esse mesmo estado, apresentam o consumo de energia (em 10^9 kcal) em nível residencial (Figura 1) e comercial e público (Figura 2) entre 1980 e 2007, com projeção de consumo para os anos seguintes, até 2020. Observam-se em ambas as curvas tendência crescente até o ano 2001, quando da ocorrência de um problema de abastecimento de eletricidade (que à época foi denominado “apagão”) conseqüente a falhas de planejamento da operação dos reservatórios associado a um longo período de estiagem. Os aumentos projetados em nível residencial são de 150% em 40 anos, ao passo que para o mesmo período, em nível comercial e público, esse aumento é de 250%.



Fonte: SSE-SP, a partir de dados da SSE-SP e IBGE

Figura 1 – Consumo e projeção de eletricidade de uso residencial, 1980-2020



Fonte: SSE-SP, a partir de dados da SSE-SP e IBGE

Figura 2 – consumo e projeção de eletricidade de uso comercial e público, 1980-2020

No caso do Brasil, o atendimento às necessidades elétricas residenciais e públicas, bem como a grande maioria das atividades desenvolvidas no setor terciário, tem sido historicamente reservado às formas de geração centralizada. Companhias públicas ou privadas de geração, assim como a transmissão de energia elétrica, coordenadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), operam um sistema hidrotérmico de grande porte.

A matriz energética brasileira, de base majoritariamente hidrelétrica, conta atualmente com 110,98 GW, dos quais 0,75 representam geração eólica, 27,14% representam geração termelétrica (convencional e termonuclear) e uma quantidade ínfima em base solar, apenas 86 kW (ANEEL, 2010).

Experiências internacionais – em especial na Califórnia e Alemanha – revelam uma preocupação com a descentralização da geração de energia elétrica, permitindo ao usuário final uma participação que aos poucos vai se tornando significativa. Programas de uso de energias renováveis têm sido ampliados para pequenos empreendedores, o que tem viabilizado a difusão de tecnologias de geração de energia em base

fotovoltaica, eólica, mini- e microgeração com motores de combustão interna e mesmo com células de combustível.

A experiência alemã é baseada na lei das fontes de energia renovável (EEG, *Erneuerbare Energien Gesetz*), publicada em 1º de abril de 2000, alterada em 21 de julho de 2004 e revista em 2008 para ter efeito a partir de 1º de Janeiro de 2009. De acordo com esta lei, o desenvolvimento sustentável do suprimento energético é incentivado de modo a proteger o meio ambiente, reduzir os custos do suprimento energético para a economia nacional alemã, conservar combustíveis fósseis e promove o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica a partir de fontes energéticas renováveis. Tarifas de suprimento são disponibilizadas para geração hidrelétrica, unidades de tratamento de lixo e gás de aterro, biomassa, energia geotérmica, eólica e solar (fotovoltaica e térmica), viabilizando o ingresso dos autoprodutores residenciais. A título de exemplo, a tarifa para energia solar varia de 39, 14 centavos de Euro por kWh para edificações até 30 kW até 22, 76 centavos de Euro por kWh para edificações acima de 1 MW (BUNDESANZEIGER, 2009).

A Califórnia, nos Estados Unidos, também conta com programa de incentivos à geração distribuída; a California Energy Commission oferece descontos para a conexão à rede elétrica de pequenos aerogeradores eólicos (até 50 kW) e células de combustível que queimem gás de aterro sanitário ou de esgoto, ou hidrogênio oriundo de fonte renovável no programa *California's Rebate Program for Wind & Fuel Cell Renewable Energy Electric-Generating Systems*. O estado americano conta ainda com outro programa, o *California Solar Initiative*, que incentiva por meio de descontos a implantação de sistemas solares de geração fotovoltaica e aquecimento de água¹.

¹ Maiores informações podem ser obtidas em <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/index.php>.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um estudo técnico e econômico de alternativas de suprimento energético por autoprodução em condomínios residenciais horizontais a partir do desenvolvimento de um modelo de otimização. O modelo proposto analisa formas alternativas de produção de energia, a saber eólica, fotovoltaica e geração de energia elétrica com motor de combustão interna; desta forma, busca estabelecer as bases técnicas das alternativas energéticas, considerando os aspectos técnicos e econômicos envolvidos em sua seleção para o abastecimento de um condomínio residencial.

O modelo de otimização é baseado na concepção inicial de uma superestrutura que considera equipamentos comerciais para produção de energia de origem fotovoltaica, eólica e a partir de motor de combustão interna, utilizando os dados mensais de consumo de energia elétrica do condomínio referentes a nove meses.

O software LINGO foi utilizado para simulação de diferentes situações e obtenção da rota tecnológica ótima correspondente. Foram simulados cenários com diferentes condições de preços de energia e custos dos equipamentos de modo a se obter as condições nas quais as tecnologias renováveis conseguem se habilitar a compor a configuração final do sistema de autoprodução de energia elétrica.

1.2 Estrutura da dissertação

Neste Capítulo 1 onde são apresentados os objetivos do trabalho e a estruturação da dissertação.

No Capítulo 2, são apresentados diversos conceitos relativos à questão do suprimento energético em instalações residenciais, bem como uma revisão da legislação brasileira pertinente.

No Capítulo 3 é apresentada uma revisão da literatura, com a identificação das principais contribuições em termos da modelagem de otimização para o suprimento de energias fotovoltaica, eólica e com motores de combustão interna empregando sistemas híbridos.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia empregada neste trabalho, identificando-se a superestrutura utilizada para o modelo de otimização.

No Capítulo 5 são inseridos os dados técnicos condomínio residencial horizontal deste estudo de caso, os dados ambientais da cidade de São José dos Campos e as informações relativas aos equipamentos de geração de energia empregados.

No Capítulo 6 é efetuada a modelagem do sistema híbrido, com base na superestrutura apresentada no Capítulo 4 e nos dados apresentados no Capítulo 5.

No Capítulo 7 são analisados os resultados obtidos em cinco cenários, com as simulações requeridas a cada caso.

No Capítulo 8 são apresentadas as principais conclusões do trabalho.

2. CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 Geração de energia descentralizada

Geração distribuída ou descentralizada é geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. Ao contrário da geração centralizada, a geração distribuída tem por mote a pulverização dos fornecedores, que podem ser cogeneradores, autoprodutores, geradores em horário de ponta do sistema elétrico, geradores de emergência, residências e condomínios dotados de geração solar fotovoltaica, dentre outros.

Uma das vantagens da geração distribuída é a confiabilidade que o grande número de pequenos geradores (pequenos, comparativamente à capacidade dos sistemas de geração centralizados) confere ao sistema elétrico de um país – a saída forçada de uma grande máquina de geração elétrica representa um ônus muito maior ao sistema interligado que a saída de uma pequena máquina. Além disso, a geração distribuída é uma interessante forma de postergar os altos investimentos necessários à expansão do parque gerador de um país com base nos princípios de centralização.

2.2 Autoprodução

No Brasil, os principais conceitos e definições de autoprodução de energia são apresentados pelo Decreto 2003 de 10 de setembro de 1996. Neste Decreto, alguns parágrafos foram revogados e outros referenciados pelo Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.

Autoprodutor de energia elétrica é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Portanto, o conceito de autoprodução de energia elétrica é aplicável aos objetivos do trabalho para a produção de energia em condomínios residenciais horizontais.

A produção de energia elétrica proposta é com a utilização de sistemas híbridos de fontes alternativas de energia que formarão uma “micro usina” de geração de energia elétrica. Uma adaptação às exigências ao autoprodutor de uma usina

hidrelétrica ou térmica será então considerada para o estudo de caso objeto desta pesquisa.

Neste contexto estão relacionados os principais decretos, resoluções e leis pertinentes ao assunto, que definem e regulamentam a autoprodução de energia:

- Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996: regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;
- Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências;
- Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995: estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. No Capítulo II, Dos Serviços de Energia Elétrica, são ressaltadas na Seção II as particularidades pertinentes ao produtor independente de energia elétrica;
- Resolução nº 371 de 29 de dezembro de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: regulamenta a contratação e comercialização de Reserva de Capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração;
- Resolução normativa nº 235 de 14 de novembro de 2006, publicada em 22 de novembro de 2006 da ANEEL: Estabelece os requisitos necessários à obtenção da qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia, para fins de participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos e Revoga a Resolução 021 de 20.01.2000;
- Resolução normativa nº 281 de 25 de setembro de 2007, da ANEEL: retifica as regras de comercialização de energia elétrica, através da versão 2007 que considera o critério de alívio de exposições financeiras de autoprodução;
- Resolução normativa nº 304 de 4 de março de 2008, da ANEEL: altera dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999: regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor

ou produtor independente para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração, e dá outras providências.

2.3 Cogeração

As instalações que empregam a cogeração contribuem com o meio ambiente através do uso racional da energia. O resultado é a melhor eficiência energética, com menor consumo de fontes de energia, quando se compara com a geração individual e independente de calor e energia elétrica.

A Resolução ANEEL 235, de 14 de novembro de 2006, estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia e dá outras providências. Esta Resolução aplica-se a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou ainda, incluindo também a pessoa física, com a energia destinada à autoprodução, com a opção de utilizar o excedente para comercialização eventual ou temporária.

A Resolução 235 da ANEEL apresenta uma série de considerações e diretrizes que possibilitam a análise e tomada de decisão para a aplicação da cogeração de energia em condomínios residenciais horizontais.

Aspectos importantes e atuais de eficiências energética e exergética estão também inseridos nesta legislação. Entre os conceitos e definições, são destacados:

- a. Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária;
- b. Cogeração qualificada: atributo concedido a cogedores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;
- c. Dos requisitos para qualificação: a central termelétrica cogedora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender e estar regularizada perante a ANEEL, cabendo atender ao requisito

mínimo de racionalidade energética previsto, de acordo com as equações (1) e (2):

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (1)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c \quad (2)$$

Uma vez que as unidades de E_t , E_f , E_e são dimensionais de potência elétrica, e não de energia, foi alterado o texto original da Resolução 235 da ANEEL, para melhor descrição das mesmas.

- E_t = Potência da utilidade calor: cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kW, em termos líquidos, ou seja, descontando das potências brutas entregues ao processo as potências de baixo potencial térmico que retornam à central;
- E_f = Potência da fonte recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio², em kW, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);
- E_e = Potência da utilidade eletromecânica: energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kW, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;
- X = Fator de ponderação: parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades;
- F_c = Fator de cogeração (%): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de eficiência exergética.

² A Resolução 235 identifica a unidade para tais formas de energia como kWh/h, certamente estabelecendo que os valores para a análise devem ser colhidos da curva operacional da energia a que se refere integrada sobre o número de horas de operação.

Conforme definições acima, os valores de X e F_c das equações 1 e 2, tabelados, são função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte de energia disponibilizada pela fonte primária da central termelétrica cogeneradora. A Tabela 1 apresenta os valores de X e F_c . Observe-se que o legislador pretendeu, com tais valores, favorecer o emprego de fontes energéticas renováveis e unidades de geração com potência até 5 MW, fatores condizentes com a sustentabilidade e a pulverização de autoprodutores.

Tabela 1 – Valores dos fatores de ponderação (X) e cogeração (F_c).

Fonte/potência elétrica instalada	X	$F_c\%$
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

2.4 Custos do gás natural

2.4.1 Considerações da ARSESP

De acordo com a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP (ARSESP, 2010) obtêm-se as seguintes informações:

- Os reajustes das tarifas de gás canalizados para os consumidores da Companhia de Gás de São Paulo – COMGAS (COMGAS, 2010) foram publicados pelas Portarias ARSESP nº 19/2008 e ARSESP nº 20/2008 e passaram a vigorar a partir de 31/05/08;
- Os impactos no custo para os usuários de gás canalizado variam conforme as suas estruturas tarifárias e volumes consumidos;
- O segmento residencial terá reajuste médio de 16 %, impactando em R\$ 6,55 o usuário que utiliza 16 m³/mês (equivalente a 1 botijão de gás GLP) e em R\$ 18,42

- o usuário que consome 40 m³/ mês, em geral utilizando o gás natural para cocção e aquecimento de água;
- d. A Comgas atende cerca de 700 mil unidades autônomas residenciais; 8.560 comerciais e 1.072 industriais, em diversos municípios do Estado de São Paulo, dentre os quais São José dos Campos;
 - e. Os índices de reajustes aplicados pela Comgas no segmento residencial para o consumo de 16 m³/mês foi de 17,76 % e para o consumo de 40m³/mês, 16,96 %;
 - f. Com relação ao mercado o Estado de São Paulo está dividido em três áreas de concessão para prestação de serviços públicos de distribuição de gás canalizado: áreas Leste, Sul e Noroeste. A área Leste, onde São José dos Campos está integrado, compreende 177 municípios e tem como concessionária a *Companhia de Gás de São Paulo - COMGAS* (Contrato de Concessão no CSPE 01/1999, de 31 de maio de 1999);

2.4.2 Tarifas do gás natural canalizado

Em consulta direta a Companhia de Gás de São Paulo (COMGAS, 2010) verifica-se que as tabelas de tarifas ou de Margens Máximas se aplicam à Área de Concessão da Comgás segundo Deliberação ARSESP nº 113, de 09/12/2009, com vigência a partir de 10/12/2009 (COMGAS, 2009).

a. Segmento residencial

Na Tabela 2 são apresentadas as tarifas para o segmento residencial para as diferentes faixas de consumo, com e sem a inclusão do tributo ICMS.

Tabela 2 – Tarifas de gás natural canalizado para o segmento residencial

Classes	Volume m ³ /mês	Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
		Fixo R\$/mês	Variável R\$/m ³	Fixo R\$/mês	Variável R\$/m ³
1	0,00 - 1,00 m ³	5,40	0	6,14	0
2	1,01 a 3,00 m ³	5,40	3,412646	6,14	3,878007
3	3,01 a 7,00 m ³	5,40	1,530798	6,14	1,739543
4	7,01 a 14,00 m ³	5,40	2,636145	6,14	2,995619
5	14,01 a 34,00 m ³	5,40	2,951408	6,14	3,353873
6	34,01 a 600,00 m ³	5,40	3,180069	6,14	3,613715
7	600,01 a 1.000,00 m ³	5,40	2,717044	6,14	3,087550
8	> 1.000,00 m ³	5,40	1,837939	6,14	2,088567

Nota: Os encargos variáveis são aplicados em cascata e o encargo fixo é aplicado na classe do consumo.

Fonte: (COMGAS, 2009)

Da mesma forma, a Tabela 3 apresenta as tarifas para o segmento residencial, referentes às instalações com medição coletiva.

Tabela 3 – Tarifas de gás natural canalizado para o segmento residencial com medição coletiva

Classes	Volume m ³ /mês	Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
		Fixo R\$/mês	Variável R\$/m ³	Fixo R\$/mês	Variável R\$/m ³
1	até 500,00 m ³	26,37	2,358466	29,97	2,680075
2	500,01 a 2.000,00 m ³	26,37	2,257393	29,97	2,565219
3	> 2.000,00 m ³	26,37	2,150697	29,97	2,443974

Nota: Os encargos variáveis são aplicados em cascata e o encargo fixo é aplicado na classe do consumo.

Fonte: (COMGAS, 2009)

Para a tarifa mensal a ser cobrada ao usuário utiliza-se a equação (3).

$$I = F + (CM \times V) \quad (3)$$

Na qual F é o valor do encargo fixo; CM é o consumo mensal medido em m³; V é o valor do encargo variável. O gás natural é referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior: 9400 kcal/m³ (39348,40 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³);

Temperatura = 293,15 K (20° C);

Pressão = 101325 Pa (1 atm).

b. Segmento Cogeração

Considerando que a cogeração de energia é uma possibilidade de aplicação no condomínio residencial, apresenta-se na Tabela 4 os valores correspondentes a este segmento.

Tabela 4 – Tarifas do Segmento Cogeração - Tabela de Margens Máximas

Classes	Volume m ³ /mês	Valores sem ICMS Variável R\$/m ³		Valores com ICMS Variável R\$/m ³	
		Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Cogeração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor	Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Cogeração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor
1	Até 5.000,00 m ³	0,314478	0,310118	0,357361	0,352407
2	5.000,01 a 50.000,00 m ³	0,249277	0,245820	0,283269	0,279341
3	50.000,01 a 100.000,00 m ³	0,216093	0,213097	0,245560	0,242156
4	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,166739	0,164427	0,189476	0,186849
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,171998	0,169613	0,195452	0,192742
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,156704	0,154531	0,178073	0,175603
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,138464	0,136544	0,157345	0,155164
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,120222	0,118555	0,136616	0,134722
9	> 10.000.000,00 m ³	0,101556	0,100148	0,115405	0,113805

Nota do Faturamento: O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.

Fonte: (COMGAS, 2009)

Para o emprego dos valores da Tabela 4 observam-se as seguintes considerações:

- 1 Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/PASEP e COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity + transporte) referido nas condições abaixo e destinado a esses segmentos.
- 2 Valores para Gás Natural referidos nas seguintes condições:
Poder Calorífico Superior: 9.400 kcal/m³; (39.348,400 kJ/m³;10,932 kWh/m³);
Temperatura = 293,15 K (20° C);
Pressão = 101325 Pa (1 atm).
- 3 O custo do gás canalizado e do transporte destinados ao Segmento de Cogeração, já considerados os valores dos tributos PIS/PASEP e da COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:

- 0,491633 R\$/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final;
- 0,484816 R\$/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.

4 Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 3, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11^a do Contrato de Concessão.

c. Segmento Termoelétricas – autoprodução

A autoprodução de energia elétrica é outra possibilidade, aplicável ao condomínio residencial. A Tabela 5 apresenta as tarifas correspondentes a termoelétricas para autoprodução de energia elétrica, com informações úteis e necessárias que ficarão disponíveis para aplicação após análise dos aspectos ambientais e econômicos envolvidos.

Tabela 5 – Tarifas de Segmento Termoelétricas - autoprodução - Margens Máximas

Classe	Volume m ³ /mês	Valores sem ICMS Variável R\$/m ³		Valores com ICMS Variável R\$/m ³	
		Geração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Geração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor	Geração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Geração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor
1	Único	0,044368	0,043752	0,050418	0,049718

Fonte: (COMGAS, 2009)

Neste caso, valem as mesmas considerações do segmento cogeração.

3 REVISÃO DA LITERATURA

O tema abordado para o desenvolvimento desta dissertação é ilustrado por trabalhos científicos, disponíveis na literatura técnica especializada.

Nayar (1995) desenvolveu estudo relativo à aplicação de sistemas de energia a diesel em mini-redes descentralizadas. Neste artigo, o autor justifica a necessidade do seu trabalho pelo fato da energia elétrica para áreas remotas, tradicionalmente obtida de sistemas geradores de corrente alternada acionados por motores diesel, serem caracterizados por elevados custos de operação, baixa eficiência e alta manutenção.

A proposta de Nayar (1995) para solucionar ou contornar esta situação é desenvolver sistemas de energia híbridos, integrados com a tecnologia de energias renováveis, empregando geradores diesel, baterias e inversores de corrente de forma a proporcionar às comunidades afastadas dos grandes centros, energia elétrica em corrente alternada de qualidade de rede de 24 horas, altamente confiável. Assim, um novo sistema de energia híbrido eólico-solar-diesel-bateria foi desenvolvido.

Um sistema de controle com microprocessadores otimiza o desempenho do sistema como um todo considerando as condições de carga do local para uma dada aplicação. De acordo com seus autores, o sistema apresentou os seguintes resultados:

- eficiência satisfatória;
- operação eficiente do motor diesel em todas as condições solicitadas;
- possibilidades de uso de conjuntos menores de geradores de corrente alternada integradas a motores diesel, reduzindo alguns dos problemas normalmente associados ao superdimensionamento de tais conjuntos;
- necessidade de um número muito menor de bancos de bateria, comparado com um sistema convencional diesel / bateria / inversores de corrente;
- integração fácil de uma fonte de energia renovável do sistema resultante melhorando o desempenho do sistema.

Trabalhos têm sido realizados para integrar pequenos geradores eólicos, painéis solares fotovoltaicos, motogeradores diesel e baterias armazenadoras de energia elétrica formando o sistema de energia híbrido (solar – eólico - diesel – bateria). Uma análise econômica efetuada indica um resultado favorável para esta tecnologia de

sistema de energia híbrido e com a opção alternativa de uso de geradores diesel para proporcionar 24 horas de geração de energia. A vantagem do baixo custo de capital dos geradores diesel é contrabalançada pelos elevados custos do combustível e de manutenção quando são requeridos a operar por 24 horas de energia, normalmente em uma fração da capacidade nominal. O período de retorno do investimento é estimado em 3 anos (NAYAR, 1995).

Valente e Almeida (1998) destacam o emprego do sistema híbrido fotovoltaico - diesel para geração de energia descentralizada na região norte do Brasil. Tais autores constataram que para pequenas vilas ou lugarejos, as opções híbridas têm vantagens sobre os sistemas diesel tradicionais porque reduzem o consumo de combustível e os custos de operação e manutenção, ao mesmo tempo que melhoram a qualidade do serviço.

A análise de custo efetuada é consolidada e validada por um período de vinte anos até os preços de mercado de então. O estudo de viabilidade técnico-econômico efetuado dos sistemas híbridos fotovoltaicos - diesel demonstra que tais sistemas podem, teoricamente, reduzir os custos de geração e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia.

O modelo desenvolvido otimiza o custo de geração a partir de uma curva de carga determinada. Os resultados, comparados com o custo do sistema diesel convencional, gerados pelo uso do modelo, mostram que para vilas com até 100 famílias a opção de uso do sistema híbrido fotovoltaico - diesel é mais confiável e econômica que o sistema diesel.

Tais benefícios indicam que um sistema híbrido é preferido se os custos de geração são similares, apesar de o sistema híbrido requerer maior investimento de capital inicial que o sistema diesel puro. Para os casos representativos foi selecionado o gerador diesel de 48 kW como unidade básica. Nas vilas, objeto deste estudo, um ou mais geradores diesel são normalmente usados. Em todas as análises, um sistema híbrido sem “*back-up*” significa possuir uma unidade diesel; com “*back-up*”, significa possuir duas unidades diesel. Para o sistema diesel puro, dois geradores diesel foram sempre usados de modo a manter a confiabilidade do sistema em um nível aceitável (VALENTE; ALMEIDA, 1998).

Além dos aspectos já mencionados, tais autores concluem seu trabalho destacando que no futuro são esperadas reduções nos preços dos componentes do sistema fotovoltaico, ao mesmo tempo em que não estão previstas grandes mudanças para os sistemas diesel. Isto significa que os sistemas híbridos se tornarão mais atrativos com o tempo, aumentando com isto o uso dos sistemas fotovoltaicos.

Elhadidy e Shaahid (2005) desenvolveram o tema relacionado aos sistemas de energia híbridos eólico/diesel autônomos, descentralizados para atender às cargas residenciais das regiões costeiras quentes, em particular, aquelas situadas em Dhahran, região oriental da Arábia Saudita.

Tais autores justificam a importância do seu trabalho em vista da elevação dos custos de geração de energia, da poluição e os receios de esgotamento do petróleo e do carvão. Para solucionar ou atenuar tais problemas, os governos de diversos países estão encorajando a pesquisa de energia de fontes de energia renováveis e sustentáveis como a eólica.

Os autores também mencionam que com base nos dados da média horária das velocidades dos ventos registrados pela estação meteorológica, no período de 1986 a 1997, foi analisado o potencial de utilização de sistemas de conversão de energia híbridos eólico/diesel. O objetivo principal era de atender aos requisitos de carga de uma centena de edifícios residenciais típicos de dois quartos (com um consumo de energia elétrica anual de 3512 MWh). Assim, os sistemas híbridos considerados em tal estudo consistem de diferentes combinações - grupo de geradores eólicos comerciais de 150 kW, complementado com baterias de armazenamento e diesel reserva.

A avaliação de tais sistemas híbridos adotados mostra que com sete sistemas de conversão de energia eólica de 150 kW e um dia de armazenamento da bateria, o sistema reserva diesel proporciona 21,6 % da demanda de carga. Além disso, com três dias de armazenamento da bateria, o sistema reserva diesel proporciona 17,5 % da demanda de carga. Assim, na ausência de armazenamento da bateria, 37 % das necessidades de carga necessitam ser provida pelo sistema diesel. O estudo também enfatiza sobre a geração de energia mensal média diária para diferentes geradores eólicos (150 kW, 250 kW e 600 kW) para identificar o gerador eólico ótimo sob o ponto de vista de produção de energia.

Foi observado que para uma determinada área correspondente a 6 MW de capacidades dos sistemas eólicos (50 m de altura das torres), um grupo de quarenta geradores eólicos de 150 kW rende 48 % mais energia quando comparado com o grupo de dez geradores eólicos de 600 kW. Concluindo, tais autores comentaram que os resultados do seu trabalho podem ser empregados como ferramenta para avaliar a dimensão ótima de um gerador eólico e para o dimensionamento de sistemas de energia bateria - diesel - eólico para locais costais com características climáticas similares às de Dhahran.

Em Ashok (2007), um modelo otimizado de sistema de energia híbrido para certa comunidade foi apresentado para diferentes componentes do sistema de energia híbrido e se desenvolveu um modelo geral para encontrar uma combinação ótima dos componentes de energia para uma comunidade rural típica, minimizando o custo do ciclo de vida. O modelo desenvolvido auxilia no dimensionamento do “*hardware*” do sistema de energia híbrido e seleção das opções de operação.

Com base neste estudo, verifica-se que os sistemas micro-hidro-eólicos constituem a combinação ótima de componentes de energia para a eletrificação de vilas rurais em Ghats ocidental no estado de Kerala, Índia. Nas condições de operação ótima, o sistema híbrido com bateria de “*back up*” proporciona 24 horas de fornecimento de eletricidade para todas as residências da vila. Com o sistema de energia híbrido selecionado, a fração total de energia renovável é de 100 %, eliminando a necessidade do gerador diesel convencional.

Yang, Zhou, Lu e Fang (2008) demonstram que a confiabilidade da energia do sistema sob condições climáticas variadas e o custo correspondente do sistema são as duas principais considerações para o projeto de sistemas híbrido de geração de energia solar – eólica.

O trabalho recomenda um método de dimensionamento de otimização das configurações do sistema híbrido solar – eólico empregando bancos de baterias. Foi empregado o modelo de algoritmo genético (GA). Assim, um método de dimensionamento ótimo foi desenvolvido para calcular a configuração do sistema ótima para os usuários, com a requerida perda da probabilidade de fornecimento de

energia (LPSP, *loss of power supply probability*) e com um mínimo custo anual do sistema.

Apresentado também por Hongxing, Wei e Chengzhi (2009), as variáveis de decisão consideradas no processo de otimização são o número de módulos fotovoltaicos (PV), o número de turbinas eólicas, o número de baterias, o ângulo de inclinação do módulo PV e a altura de instalação da turbina eólica. Ainda em tal trabalho, o método proposto foi aplicado para a análise de um sistema híbrido que fornece energia para uma estação de retransmissão de telecomunicação, e para o qual foi encontrado um desempenho satisfatório, além das relações entre a confiabilidade de energia do sistema e as configurações deste sistema.

Hongxing, Wei e Chengzhi (2009) recomendam uma modelagem ótima para o projeto de sistemas híbridos eólico-solar empregando bancos de baterias. Tal modelagem calcula as configurações ótimas do sistema e assegura que o custo anual dos sistemas seja minimizado e ao mesmo tempo atenda a usual perda de probabilidade de fornecimento de energia requerida. As cinco variáveis de decisão consideradas no processo de otimização são o número de módulos fotovoltaicos (PV), o ângulo de inclinação do módulo PV, o número de turbinas eólicas, a altura de instalação da turbina eólica e a capacidade da bateria.

O método proposto foi aplicado para projetar um sistema híbrido de fornecimento de energia à uma estação de retransmissão de telecomunicação ao longo da costa sudeste da China. Os resultados de monitoração do projeto e pesquisa do projeto híbrido relatam que características complementares boas entre as energias eólica e solar foram encontradas, e o sistema híbrido revelou-se capaz de desempenhar muito bem, conforme esperado por todo o ano, com a condição de bateria com descarga excessiva raramente ocorrida.

Um método de dimensionamento de projeto ótimo para o sistema solar – eólico foi desenvolvido pelos autores com base no software de algoritmo genético. O algoritmo considera os dados do clima do ano de 1989 em Hong Kong como modelo do ano para as velocidades do vento e radiação solar.

Saheb-Koussa, Haddadi e Belhamel (2009) mostram que para a eletrificação de áreas rurais na Argélia (África do Norte) foi projetado um sistema híbrido eólico-

fotovoltaico, com baterias para o armazenamento de energia. Para cuidar da natureza intermitente dos ventos (energia eólica) e do sol (energia fotovoltaica), um gerador diesel foi adicionado ao sistema, para assegurar o contínuo fornecimento de energia.

Esse mesmo artigo apresenta um estudo de otimização técnico – econômico do sistema híbrido proposto na Algéria. O objetivo principal deste estudo é estimar a dimensão apropriada do sistema autônomo híbrido fotovoltaico - eólico - diesel com baterias de armazenamento de energia que garantam a autonomia de energia de um consumidor remoto típico com o mais baixo custo de energia. O objetivo secundário é estudar o impacto da qualidade potencial da energia renovável sobre o tamanho do sistema. As dimensões ótimas do sistema são definidas para seis locais na Algéria.

Neste contexto, um modelo dimensional completo é configurado, utilizando-se como ferramenta o programa Matlab / Simulink V.6.5. O programa é capaz de indicar a solução ótima do sistema. A simulação indica que o sistema híbrido é a melhor opção para todos os locais considerados neste estudo. Assim, ele confirma que o desempenho do sistema proposto é maior que dos sistemas fotovoltaico ou eólico sozinho. Conclui-se que a principal vantagem do sistema híbrido fotovoltaico - eólico - diesel com baterias de armazenamento de energia é a possibilidade de uso conjunto de diferentes fontes de energia. A confiabilidade do sistema é reforçada. A análise econômica resulta do cálculo do custo do kWh para os diferentes tipos de fontes e do custo otimizado do sistema de energia híbrido.

É revelado também que o custo de energia depende de forma significativa da qualidade potencial da energia renovável. Da análise econômica, chega-se a conclusão que o sistema fotovoltaico sozinho representa uma solução mais competitiva que a do sistema híbrido proposto, se adotado em todos os locais da Algéria. Por outro lado, há de se considerar, como já mencionado, que neste caso a confiabilidade do sistema, ou eficiência do sistema durante o período de inverno, é comprometida. O objetivo para os parâmetros de otimização não é o custo de produção, mas o serviço oferecido.

4 METODOLOGIA

Com base na revisão da literatura que se apresentou no Capítulo 3, definiu-se que uma análise pertinente para o presente trabalho seria a modelagem de otimização de um conjunto de equipamentos com as tecnologias fotovoltaica, eólica e de motores de combustão interna de baixa potência. Equipamentos estes, estabelecidos em uma superestrutura, tendo por suporte um modelo de otimização misto linear-inteiro que selecione, em base temporal, os equipamentos a serem selecionados.

Para que o modelo de otimização realize o processo de decisão de forma consistente, é necessário que modelos físico-matemáticos relativos às tecnologias a ele incorporados sejam desenvolvidos; para tanto, desenvolvem-se modelos pertinentes aos três componentes considerados neste trabalho.

4.1 Estruturação do modelo de energia fotovoltaica

Segundo Hongxing, Wei e Chengzhi (2009), o desempenho do módulo fotovoltaico (PV) é altamente influenciado pelas condições do tempo, principalmente, da radiação solar e da temperatura do módulo fotovoltaico. Os parâmetros α , β , γ , R_s e n levam em consideração todo efeito não linear dos fatores ambientais sobre o desempenho do módulo fotovoltaico. A potência máxima de saída entregue pelo módulo fotovoltaico pode ser calculada de acordo com a equação (4).

$$P_{\text{módulo}} = \frac{\frac{V_{oc}}{nKT/q} - \ln\left(\frac{V_{oc}}{nKT/q} + 0,72\right)}{1 + \frac{V_{oc}}{nKT/q}} \cdot \left(1 - \frac{R_s}{V_{oc}/I_{sc}}\right) \cdot I_{sco} \left(\frac{G}{G_o}\right)^\alpha \cdot \frac{V_{oco}}{1 + \beta \ln \frac{G_o}{G}} \cdot \left(\frac{T_o}{T}\right)^\gamma \quad (4)$$

sendo:

α = fator responsável pelos efeitos não lineares que a foto corrente depende;

β = coeficiente adimensional relativo a específica tecnologia do módulo fotovoltaico;

γ = fator que considera os efeitos não lineares da voltagem e da temperatura;

$P_{\text{módulo}}$ = potência máxima de saída entregue pelo módulo fotovoltaico (W);

V_{oc} = voltagem do circuito aberto (V);

n = fator de idealidade ($1 < n < 2$);

K = constante de Boltzmann, $1,38 \times 10^{-23}$ J/K;

T = temperatura do módulo PV (K);

q = magnitude da carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

R_s = resistência em série (ohm);

I_{sc} = corrente de curto circuito (A);

I_{sco} = corrente de curto circuito na condição padrão (A);

G = Radiação solar (W/m^2);

G_o = Radiação solar na condição padrão (W/m^2);

V_{oco} = voltagem do circuito aberto na condição padrão (V);

T_o = temperatura do módulo PV na condição padrão (K).

Considerando que o módulo fotovoltaico é a unidade de conversão de energia fundamental de um sistema PV, é mandatório conectar tais módulos em série e em paralelo a fim de aumentar a tensão e a corrente para adequar a energia produzida pelo conjunto de elementos fotovoltaicos.

Para uma instalação com vários módulos fotovoltaicos, de uma matriz com N_s módulos fotovoltaicos em série e N_p módulos fotovoltaicos em paralelo, a potência máxima de saída do sistema fotovoltaico pode ser calculada conforme equação (5).

$$P_{PV} = N_p \cdot N_s \cdot P_{\text{módulo}} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{oth} \quad (5)$$

sendo:

η_{MPPT} = eficiência do monitoramento do ponto de energia máximo (*maximum power point*). Varia de acordo com as diferentes condições de trabalho. Um valor constante de 95% é adotado para simplificação dos cálculos;

η_{oth} = fator que representa outras perdas (perdas causadas pela resistência do cabo e poeira acumulada).

Os parâmetros α , β , γ , R_s são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico.

4.1.1 Restrições de operação dos módulos fotovoltaicos

De acordo com Luis e Sivestre³ (2002 apud YANG, ZHOU, LU e FANG, 2008) observam-se as seguintes restrições operacionais para os módulos fotovoltaicos:

- A radiação solar incidente depende da radiação solar (G) de onda curta e da absorvidade (α') da superfície (A) do módulo, sendo calculada pela equação (6).

$$Q_G = \alpha' \cdot A \cdot G \quad (6)$$

Para α' é assumido o valor de 0,77.

- Transferência de calor de radiação de onda longa entre o módulo e o espaço ao redor (o céu e a terra), obtida pela equação (7).

$$Q_{radia} = \alpha' \cdot A \cdot \sigma \cdot (\varepsilon_{céu} \cdot T_{céu}^4 + \varepsilon_{terra} \cdot T_{terra}^4 - 2 \cdot \varepsilon_{PV} \cdot T_{PV}^4) \quad (7)$$

ε = emissividade

- Da transferência de calor convectivo entre o ambiente e o módulo fotovoltaico, calculada pela equação (8). A convecção é uma combinação de efeitos da convecção livre e forçada.

$$Q_{conv} = h_{c, livre} + h_{c, forçado} = 2A \cdot \left[1,31 \cdot (T_{PV} - T_{ar})^{\frac{1}{3}} + 0,5 \cdot v_{vento} \right] \cdot (T_{PV} - T_{ar}) \quad (8)$$

- Temperatura do módulo fotovoltaico: pode ser calculada pelo balanço de energia indicado pela equação (9).

$$\begin{aligned} & \alpha' \cdot A \cdot \left[G + \sigma \cdot (\varepsilon_{céu} \cdot T_{céu}^4 + \varepsilon_{terra} \cdot T_{terra}^4 - 2 \cdot \varepsilon_{PV} \cdot T_{PV}^4) \right] = \\ & = 2A \cdot \left[1,31 \cdot (T_{PV} - T_{ar})^{\frac{1}{3}} + 0,5 \cdot v_{vento} \right] \cdot (T_{PV} - T_{ar}) + P_{módulo} \end{aligned} \quad (9)$$

³ LUIS, C. e SIVESTRE, S. **Modeling Photovoltaic Systems using PSpice**. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2002 apud YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. **Solar Energy**, v. 82, p. 354-367, 2008.

Alguns parâmetros são encontrados em Schott⁴ (1985 apud YANG, ZHOU, LU e FANG, 2008):

$$\varepsilon_{\text{céu}}=0,95 \text{ para condições claras;}$$

$$\varepsilon_{\text{céu}}=1,0 \text{ para condições de tempo nublado;}$$

$$\varepsilon_{\text{terra}}=0,95;$$

$$\varepsilon_{\text{PV}}=0,8;$$

$$T_{\text{céu}}= T_{\text{ar}}-20 \text{ para condições claras;}$$

$$T_{\text{céu}}= T_{\text{ar}} \text{ para condições de tempo nublado.}$$

4.1.2 Alguns equipamentos comerciais

Salamoni (2004) apresenta as características técnicas de alguns módulos fotovoltaicos, conforme se descreve na Tabela 6.

Tabela 6 – Características técnicas de módulos fotovoltaicos

Características técnicas de módulos fotovoltaicos					
Fabricante	Tecnologia	Modelo	Potência Nominal (W)	Área do módulo (m ²)	(*)EFF _{STC} (%)
BP Solar	m-Si	BP 5170 S	170	1,26	13,5
Bekaerd					
ECD Solar Systems	a-Si	Uni-Solar US-64	64	1,12	6,3
BP Solar	p-Si	BP 375 S	75	0,64	11,6
First Solar	Cd-Te	FS 50 D	50	0,72	6,9
Wurth Solar	CIS	WS 11007	60	0,73	8,2
Sanyo	HIT	HIP J54BA1	180	1,18	17,3
Kyocera Solar	Policristalino	KD205GX-LP	205	1,485	16

(*) Eficiência do módulo fotovoltaico nas condições de teste padrão (STC)

4.2 Estruturação do modelo de energia eólica

Energia eólica ou energia conseguida através dos ventos é uma importante fonte alternativa de energia disponível na natureza e com elevado grau de sustentabilidade.

⁴ SCHOTT, T. Operational temperatures of PV modules. In: 6th PV Solar Energy Conference, 1985. pp. 392–396. apud YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. **Solar Energy**, v. 82, p. 354-367, 2008.

É uma fonte de energia renovável e que aplicada corretamente e com responsabilidade resulta em benefício socioambiental, contribuindo para o desenvolvimento sustentável da sociedade.

O Cresesb (2010) informa em sua página na internet que ventos com baixa velocidade não têm energia suficiente para acionar os aero geradores, que só funcionam a partir de uma determinada velocidade mínima, que normalmente varia entre 2,5m/s e 4,0m/s. Com o aumento da velocidade do vento, a potência no eixo da máquina aumenta gradativamente até atingir a potência nominal da máquina, que ocorre a uma determinada velocidade nominal do vento, a qual varia geralmente entre 9,5m/s e 15,0m/s. Para velocidades do vento superiores à nominal, em muitas máquinas, a potência permanece constante até uma velocidade de corte superior, na qual a máquina deve sair automaticamente de operação para evitar que sofra danos estruturais. É importante saber que a energia disponível varia com o cubo da velocidade do vento, de forma que o dobro de velocidade representa um aumento de oito vezes em energia. A Figura 3 ilustra a curva característica de potência de um aero gerador.

O potencial de utilização da energia eólica é praticamente possível em todas as regiões do território brasileiro.

Também são ilustradas na Figura 3 as principais partes ou configurações de um aero gerador.

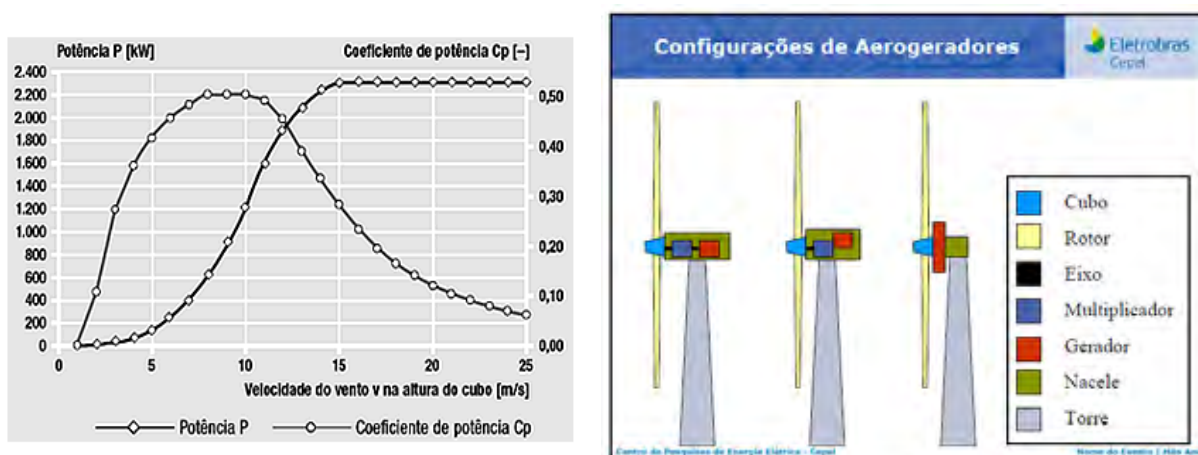


Figura 3 – Curva característica de potência e partes de um aero gerador (CRESESB-CEPEL, 2010)

De acordo com Rossi (2003) e Sampaio (2007), nos projetos de sistemas eólicos devem considerados como principais características ou dados gerais os seguintes parâmetros:

- O grau de movimentação do ar: velocidade dos ventos nas condições de calmaria, brisa, vento (propriamente dito), temporal, tempestade e furacão;
- Rendimento do sistema eólico;
- Rendimento do sistema de condicionamento de potência;
- Massa específica do ar;
- Altura da medição;
- Altura do eixo do aro gerador;
- Rugosidade do terreno;
- Velocidade de entrada;
- Velocidade de corte;
- Velocidade de projeto;
- Área varrida pelas pás do rotor.

4.2.1 Potência eólica P_t

Para Reis (2003), a potência eólica teórica (P_t) de uma massa de ar, em determinado instante, pode ser calculada através da equação (10).

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (\text{kW}) \quad (10)$$

na qual:

- ρ = massa específica do ar onde está localizado o sistema eólico (kg/m^3);
- A = área atravessada pelo massa do ar em movimentação (m^2);
- v = velocidade da massa do ar em movimentação (m/s).

Uma vez que a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do ar, observa-se que pequenas variações da velocidade implicam em grandes alterações da potência eólica do ar.

4.2.2 Cálculo da velocidade do ar para uma determinada altura

Também de acordo com Reis (2003), de uma forma simplificada, é possível estimar a velocidade do ar para diferentes alturas da massa de ar em movimentação, empiricamente, com a equação (11).

$$v = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^n \quad (11)$$

sendo:

- v = velocidade do vento na altura desejada (m/s);
- V_0 = velocidade do vento na altura conhecida (m/s);
- H = altura a ser calculada para a velocidade do vento v ;
- H_0 = altura para velocidade do vento V_0 (m); $H_0 = 10$ m;
- n = fator de rugosidade do terreno.

Os fatores de rugosidade dos terrenos planos, n , variam de 0,10 à 0,32 dependendo das condições de vegetação, existência de árvores, florestas, edificações e zonas urbanas.

Para o nosso estudo de caso, é assumido que altura de medição da velocidade do vento é igual à altura do cubo do aero gerador. Nesta condição, não há necessidade de correção dos valores das velocidades do vento medidas. A altura de medições das velocidades do vento foi de 10 m.

4.2.3 Rendimento do aero gerador do sistema eólico

O rendimento do aero gerador (η) do sistema eólico afeta diretamente a potência eólica transformada em eletricidade (REIS, 2003), conforme equação 12.

$$\eta = \eta_B \times \eta_A \times \eta_M \times \eta_G \quad (12)$$

sendo:

- η_B = eficiência teórica (Betz);
- η_A = rendimento aerodinâmico das pás;
- η_M = rendimento do multiplicador de velocidades;
- η_G = rendimento do gerador.

De acordo com Terciote (2002), a eficiência teórica de Betz, desenvolvida por Albert Betz, em 1920, foi a primeira teoria de quantidade de movimento que tratava de elementos (no caso, pás) capazes de extrair energia dos fluidos (ar).

Partindo de um modelo ideal, Betz desenvolveu a sua teoria considerando um cilindro de ar de área A , sendo v_1 a velocidade do ar na entrada do cilindro, passando pela área A com velocidade média \bar{v} e saindo com velocidade v_2 . Como resultado, Betz constatou que o máximo valor de energia que pode ser retirado dos ventos era $16/27$ da energia cinética de entrada.

Em consequência, Albert Betz concluiu que a eficiência aerodinâmica do rotor estava limitada aos mesmos $16/27$, ou $59,3\%$ da energia presente nos ventos. Para Dutra⁵ (2001 apud TERCIOTE, 2002, p.3), na prática são encontrados valores próximos a 35% .

O sistema eólico é configurado em função do tipo de aplicação a que se destina e da potência necessária para atendimento a respectiva demanda. Definida a configuração do sistema, será então possível especificar o tipo de rotor e gerador ideais para utilização. Os rendimentos do rotor e do gerador são fornecidos pelo fabricante. (REIS, 2003).

4.2.4 Potência elétrica do sistema

De acordo com Reis (2003), a potência elétrica (P_E) de uma turbina eólica, dependendo da tecnologia empregada pelo fabricante, pode ser calculada pela equação (13).

$$P_E = \eta \times A_r \times P_m \quad (\text{W}) \quad (13)$$

sendo:

A_r = área do rotor (m^2);

P_m = potência média bruta (W/m^2).

⁵ DUTRA, R. M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2001. 272 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – COPPE, Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001 apud TERCIOTE, R. **Eficiência energética de um sistema eólico isolado**. Campinas: Seeds.USP, 2002.

Exemplificando, turbinas de eixos horizontais, similares ao do fabricante Aeolos Wind Turbine (2010), modelos Aeolos-H 500W e 1000W possuem geradores com eficiência maior que 85 %. Assim, os sistemas eólicos possuem uma eficiência de conversão da energia cinética eólica, em torno de 32% na geração de energia elétrica ao se considerar:

$$\eta_B = 0,40; \eta_{\text{rotor}} = 0,95; \eta_{\text{gerador}} = 0,85.$$

Desta forma: a potência elétrica (P_E) da turbina eólica é:

$$P_E = 0,32 \times A_r \times P_m$$

A potência elétrica de carga (P_{carga}) no sistema, na forma de corrente alternada é estimada, para estes modelos de turbina eólica com o cálculo efetuado pela equação (14).

$$P_{\text{carga}} = P_E \times \eta_I \quad (14)$$

na qual η_I é o rendimento do inversor.

A produção anual de energia (P_{anual}) é dada pela equação (15).

$$P_{\text{anual}} = P_I \times FC \times 8760 \text{ h/ano} \quad (15)$$

sendo:

P_I = potência elétrica instalada (kW)

FC = fator de capacidade

O fator de capacidade é uma função da curva de potência, das condições climáticas, principalmente, velocidade dos ventos.

4.2.5 Potência mecânica máxima do rotor eólico

Tercioite (2002) e Alvim Filho⁶ (1999 apud SAMPAIO, 2007, p.80), ressaltam que a potência mecânica máxima que pode ser conseguida de um rotor eólico é calculada pelo limite de Betz, conforme equação (16).

⁶ ALVIM FILHO, A. C. **Avaliação econômica do fornecimento de energia elétrica a partir de fontes de energia solar e eólica para sistemas isolados**. 1999. 162 p. Dissertação de mestrado, Minas Gerais, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 1999 apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

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

Conforme mencionado anteriormente, a eficiência máxima do rotor eólico é, igual a 16/27 ou 0,5925 ou 59,25%.

4.2.6 Potência final do sistema eólico (P)

Salles (2004) apresenta a equação (17) para cálculo da potência final do sistema eólico, com fatores que corrigem a equação (10).

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot \eta \cdot C_p \quad (\text{kW}) \quad (17)$$

- ρ = massa específica do ar (kg/m^3);
- v = velocidade do vento (m/s);
- A = área atravessada pela massa do ar em movimentação (m^2);
- η = rendimento do aero gerador (eficiências mecânicas e elétricas do sistema);
- C_p = coeficiente de desempenho aerodinâmico.

O coeficiente de desempenho aerodinâmico C_p depende do vento, rotação e parâmetros de controle da turbina eólica.

É importante observar a contribuição de cada fator da equação (17) no aumento do potencial eólico do sistema. Como exemplo, verifica-se que a massa específica do ar é maior por ocasião dos dias frios ou baixas temperaturas do ar, aumentando o potencial eólico.

4.3 Estruturação do modelo de energia de motor de combustão interna

A utilização de moto gerador com motores de combustão interna para a produção de energia elétrica é bastante empregada por apresentar baixo custo, facilidade de operação e manutenção, e flexibilidade para expansão de equipamentos. Além da energia elétrica, o sistema também pode gerar energia mecânica para o acionamento de bomba hidráulica, compressor ou veículo.

Conforme mencionado por VAN WYLEN, SONNTAG e BORGNAKKE⁷ (1993 apud SAMPAIO, 2007, p.80), o rendimento dos motores empregados é uma função da relação de compressão. No ciclo diesel, a combustão ocorre pela injeção do combustível na câmara de combustão. No ciclo Otto, a combustão ocorre pela explosão da mistura ar-combustível por meio de uma fagulha na câmara de combustão. Motores 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%, referenciado por COSTA⁸ (2006 apud SAMPAIO, 2007, p.80).

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 nos demais circuitos a recuperação pode ser feita com trocadores de calor.

De acordo com Mendes⁹ (2005, apud SAMPAIO, 2007, p.80), há grupos moto geradores de energia elétrica a gás no mercado nacional 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%.

O valor estimado para motores de combustão interna, excluindo o custo de outros componentes, é de 350,00 a 500,00 US\$/kW. O custo para um sistema completo (motor, compressor, gerador e demais equipamentos) está em torno de 1.200 US\$/kW de capacidade de geração.

⁷ VAN WYLEN, J.G.; SONNTAG, R.E.; BORGNAKKE, C.. **Fundamentals of classical thermodynamics**. Fourth edition. United States of America. 852p. 1993 apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

⁸ 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 apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

⁹ 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. apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Univ Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

USEPA¹⁰ (1996, apud SAMPAIO, 2007, p.80) informa que o custo de operação é estimado em 0,010 a 0,025 US\$/kWh de eletricidade produzida. De acordo com a Agência Internacional de Energia através da IEA¹¹ (2004, apud SAMPAIO, 2007, p.80), 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. Segundo a IEA¹² (2001, apud SAMPAIO, 2007, p.80), a previsão de redução dos custos é de 10 a 20 % para 2020.

4.4 Estruturação de uma superestrutura para o modelo de otimização

Para a análise do problema que se propõe neste estudo, é apresentado um esquema básico das principais alternativas de fontes de energia do sistemas híbridos para a geração de eletricidade para o condomínio residencial horizontal, composto por painéis fotovoltaicos (PV), aero geradores eólicos (EO) e motores de combustão interna, integrados a geradores elétricos (M). Na Figura 4, é apresentada a superestrutura do sistema proposto.

¹⁰ 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 apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

¹¹ IEA – International Energy Agency. **Renewable energy market & policy trends in IEA countries**. OECD, Paris, pp. 382. 2004 apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

¹² IEA –International Energy Agency. **World Energy Outlook 2001 Insights**. OECD/IEA. apud SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

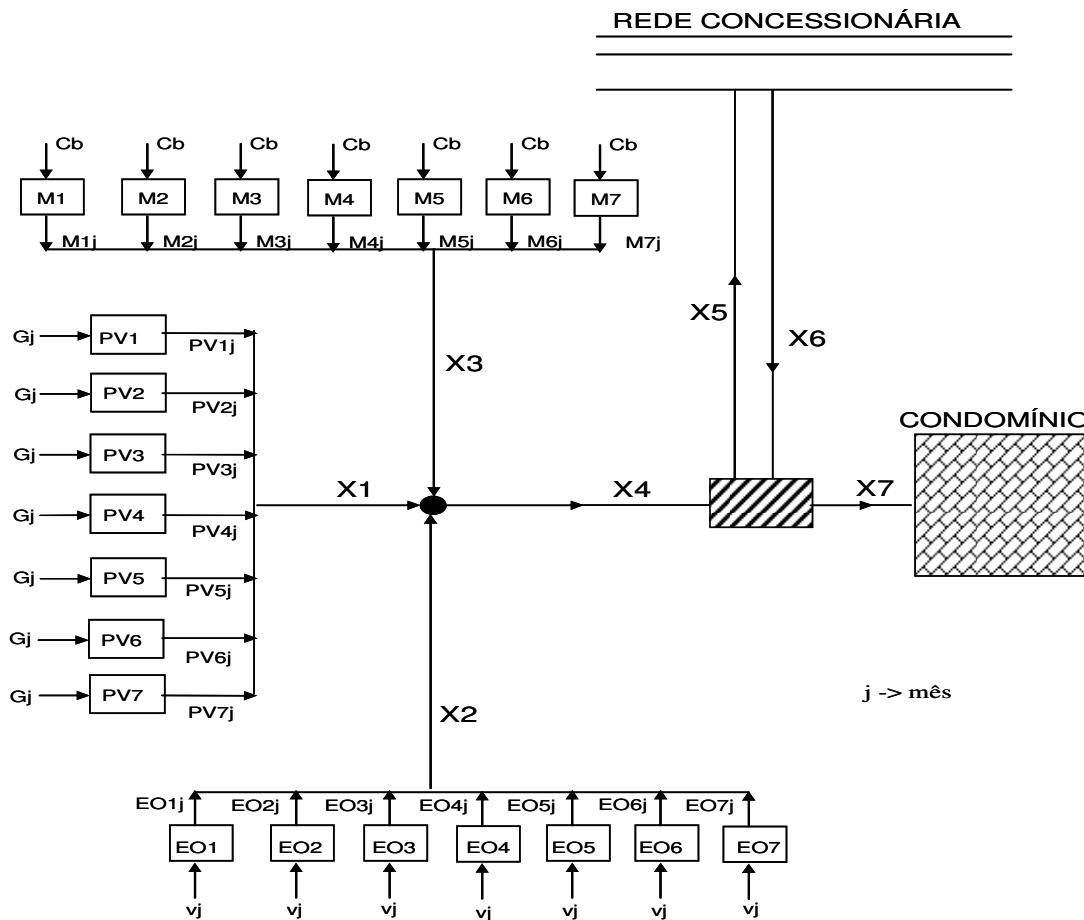


Figura 4 – Superestrutura do sistema proposto

As variações desta proposta serão objeto de uma análise técnica e econômica considerando o emprego simultâneo ou alternado das diferentes fontes de energia. A superestrutura proposta possui as unidades e equipamentos definidos conforme a seguinte nomenclatura:

- PV – painel fotovoltaico;
- M – motor de combustão interna, integrado a geradores elétricos;
- EO – aro gerador eólico;
- G – radiação solar incidente;
- v – velocidade do ar ambiente;
- Cb – combustível;
- PV_j – potência elétrica de PV no mês (j);
- EO_j - potência elétrica de EO no mês (j);
- M_j - potência elétrica de M no mês (j);

- X1 – potência elétrica do conjunto de painéis fotovoltaicos das PVj;
- X2 - potência elétrica do conjunto de aero geradores EOj;
- X3 - potência elétrica do conjunto de moto geradores;
- X4 – potência elétrica de todos os equipamentos instalados;
- X5– potência elétrica disponibilizada pelo condomínio para a rede da concessionária;
- X6 – potência elétrica disponibilizada pela rede da concessionária para o condomínio;
- X7 – potência elétrica das instalações do condomínio;
- j – identificação do mês do ano analisado.

O modelo leva em conta sete motores diesel, sete painéis fotovoltaicos e sete aero geradores eólicos comerciais, e compete ao modelo de otimização realizar a escolha da tecnologia e do número de equipamentos para o atendimento das necessidades elétricas do condomínio.

5 ESTUDO DE CASO - LEVANTAMENTOS DE DADOS

De acordo com os objetivos deste estudo, as informações obtidas e a seguir relacionadas são referentes a um condomínio residencial horizontal em São José dos Campos, SP para as áreas comuns do residencial, compartilhada entre os moradores.

5.1 Energia elétrica compartilhada entre os moradores

Foram analisadas quatro instalações elétricas com medidores individuais para cada instalação.

- a. Instalação n° f286 - Iluminação Portaria 2 e alimentação de câmeras e computadores do sistema de acesso de pedestres na Portaria 2. O consumo elétrico mensal e o correspondente valor ou custo faturado desta instalação são apresentados na Tabela 7 e Figura 5.

Tabela 7 - Instalação n° f286

	2007		2008		2009	
Mês	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$
jan	58	9,50	83	24,10	205	90,91
fev	68	11,35	57	16,71	209	94,51
mar	62	10,36	62	18,33	152	56,32
abr	71	12,10	45	15,19	205	85,47
mai	46	17,49	23	15,33	45	16,72
jun	44	17,27	40	15,01	196	74,38
jul	20	17,31	115	37,34	208	91,68
ago	15	17,31	135	44,96	175	63,00
set	31	17,46	123	42,60	173	62,77
out	45	17,21	134	45,38	202	90,12
nov	59	17,65	118	43,23	204	89,79
dez	60	18,22	106	38,68	201	86,64
Total do ano	579	183,23	1041	356,86	2175	902,31

Consumo de energia elétrica - instalação n° f286

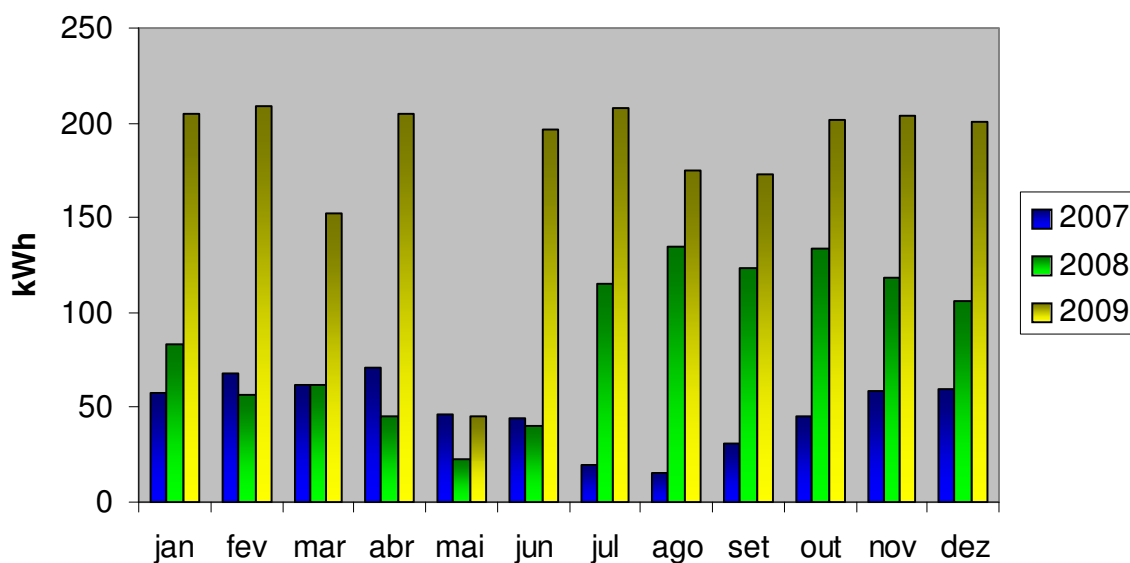


Figura 5 - Instalação n° f286

- b. Instalação n° f180 - Praça de lazer principal: iluminação das quadras e arredores das quadras e casa de manutenção. A Tabela 8 e a Figura 6 apresentam os correspondentes consumo elétrico mensal e o valor ou custo faturado.

Tabela 8 - Instalação n° f180

Mês	2007		2008		2009	
	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$
jan	348	154,49	646	244,26	1852	812,24
fev	513	226,40	628	234,94	1850	827,68
mar	662	298,31	711	271,21	1478	638,52
abr	595	266,65	809	315,48	1815	747,77
mai	635	287,47	889	351,43	1532	652,76
jun	628	279,32	852	326,48	2305	1029,86
jul	703	319,07	876	328,12	2350	1024,37
ago	847	380,43	1188	459,39	1851	774,61
set	698	315,21	1927	775,57	1838	776,31
out	625	276,47	1769	703,24	1835	809,47
nov	580	224,07	1657	701,44	1442	627,64
dez	566	223,56	1560	655,38	1779	758,02
Total do ano	7400	3251,45	13512	5366,94	21927	9479,25

Consumo de energia elétrica - instalação n° f180

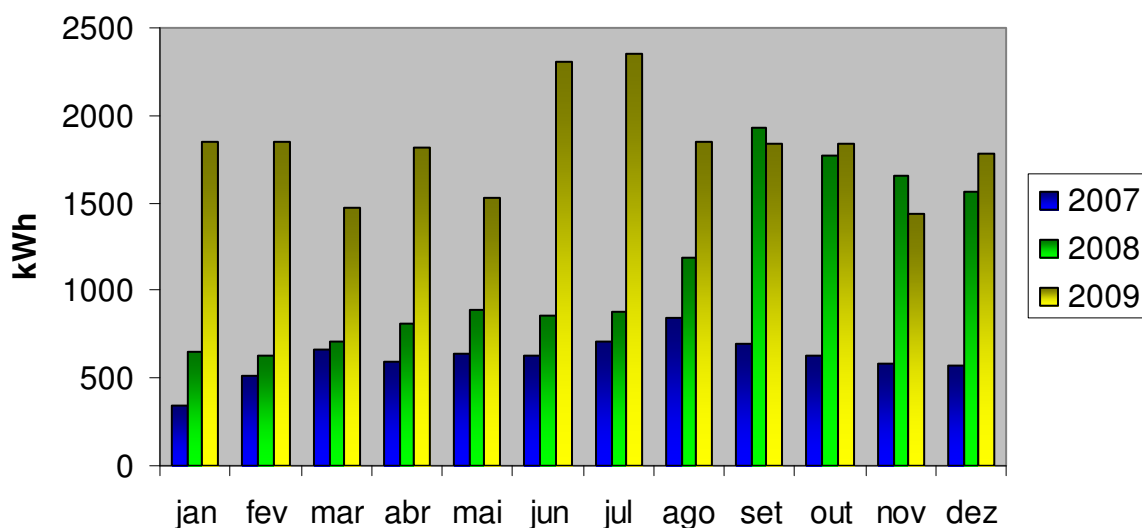


Figura 6 - Instalação n° f180

- c. Instalação n° f511 - Iluminação da Portaria 1(interna e externa); cancelas da entrada e saída de veículos e alimentação elétrica das câmeras e computadores na Portaria 1. Na Tabela 9 e na Figura 7 são apresentados os correspondentes valores do consumo elétrico mensal e do valor ou custo faturado.

Tabela 9 - Instalação n° f511

Mês	2007		2008		2009	
	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$
jan	916	384,94	915	327,84	984	388,82
fev	823	344,04	902	320,06	1198	482,00
mar	897	382,12	830	299,77	1070	417,06
abr	721	305,61	909	334,94	1329	496,10
mai	875	374,33	1030	384,26	1067	410,67
jun	855	359,93	988	358,32	1512	607,59
jul	934	401,31	969	344,22	1481	581,96
ago	1030	447,48	1043	381,39	1338	506,62
set	904	385,87	954	365,98	1409	538,01
out	845	353,97	979	366,00	1417	562,89
nov	962	351,44	1012	387,22	1338	525,23
dez	916	341,45	908	345,04	1448	557,52
Total do ano	10678	4432,49	11439	4215,04	15591	6074,47

Consumo de energia elétrica - instalação n° f511

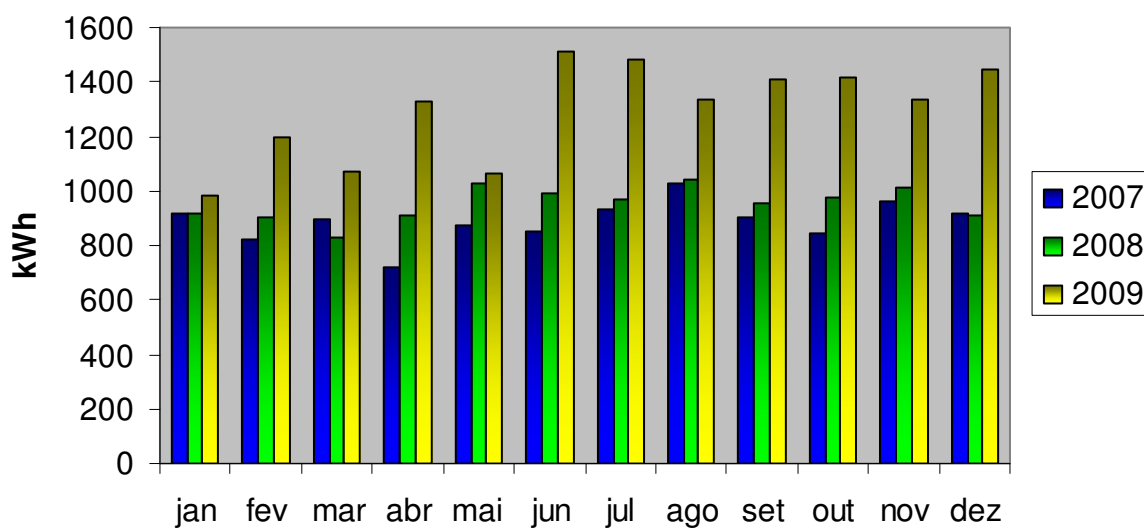


Figura 7- Instalação n° f511

d. Instalação n° f415 - Iluminação vielas públicas próximas à praça de lazer (Tabela 10 e Figura 8)

Tabela 10 - Instalação n° f415

Mês	2007		2008		2009	
	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$	Consumo faturado kWh	Valor faturado R\$
jan	3	16,36	6	13,97	4	1,28
fev	5	16,29	5	13,87	5	1,62
mar	5	16,53	4	14,06	4	1,27
abr	5	16,47	4	14,29	104	36,36
mai	3	16,59	3	0,94	98	35,26
jun	1	16,37	2	0,57	124	46,43
jul	1	16,41	1	0,28	128	46,94
ago	1	16,41	1	0,28	108	38,27
set	1	16,56	2	0,60	111	64,67
out	2	16,31	1	0,29	111	41,12
nov	4	14,19	4	14,29	102	37,39
dez	4	14,43	3	0,94	112	40,32
Total do ano	35	192,92	36	74,38	1011	390,93

Consumo de energia elétrica - instalação n° f415

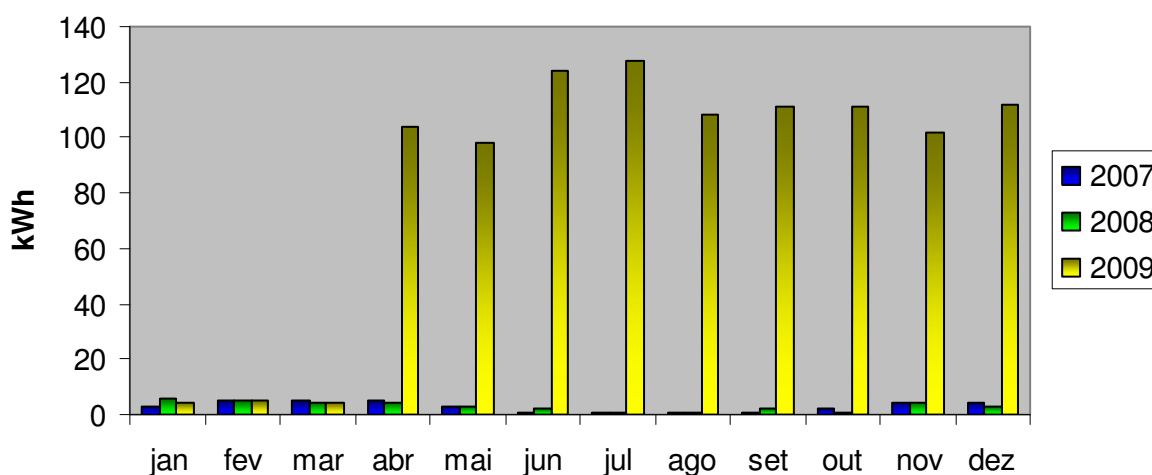


Figura 8 - Instalação n° f415

5.2 Potência elétrica das instalações

Para o cálculo da potência elétrica mensal das quatro instalações consideradas no condomínio residencial horizontal deste estudo de caso, apresentado na Tabela 11, foi tomado como base o consumo de energia elétrica mensal em kWh, sendo considerado o mês de 30 dias, o consumo de 24 horas por dia ou 720 horas por mês.

Tabela 11 – Potência elétrica das instalações consideradas

	2007	2008	2009
Mês	Potência elétrica requerida para todas as instalações (W)	Potência elétrica requerida para todas as instalações (W)	Potência elétrica requerida para todas as instalações (W)
jan	1840,28	2291,67	4229,17
fev	1956,94	2211,11	4530,56
mar	2258,33	2231,94	3755,56
abr	1933,33	2454,17	4795,83
mai	2165,28	2701,39	3808,33
jun	2122,22	2613,89	5745,83
jul	2302,78	2723,61	5787,50
ago	2629,17	3287,50	4822,22
set	2269,44	4175,00	4904,17
out	2106,94	4004,17	4951,39
nov	2229,17	3876,39	4286,11
dez	2147,22	3579,17	4916,67

5.3 Dados ambientais de São José dos Campos

Tendo-se como referência e fonte de informações o site da internet do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC/INPE (INPE, 2010), foram obtidos e analisados os dados disponíveis relativo à radiação solar e velocidade do ar. Foi considerado representativo e dentro de uma variação coerente e mais consistente a amostragem correspondente ao período de abril a dezembro de 2008. Os dados coletados são da estação de São José dos Campos - SP, Agromet, código 30893. Como para o mês de abril os dados computados foram a partir do dia 15, foi multiplicado por dois o resultado encontrado para este mês.

a. Radiação solar acumulada

A Figura 9 ilustra a forma de apresentação das informações contidas no site do CPTEC INPE. A leitura de cada ponto no gráfico efetuada a intervalos de três horas representa a radiação acumulada neste mesmo intervalo de tempo.

Observar que no gráfico de radiação solar acumulada a unidade indicada apresenta erro de configuração digital (onde se lê MJ/mo, leia-se MJ/m²). Tal informação foi obtida por comunicação pessoal com CPTEC INPE de Cachoeira Paulista, departamento DAS, em 10/02/2010.

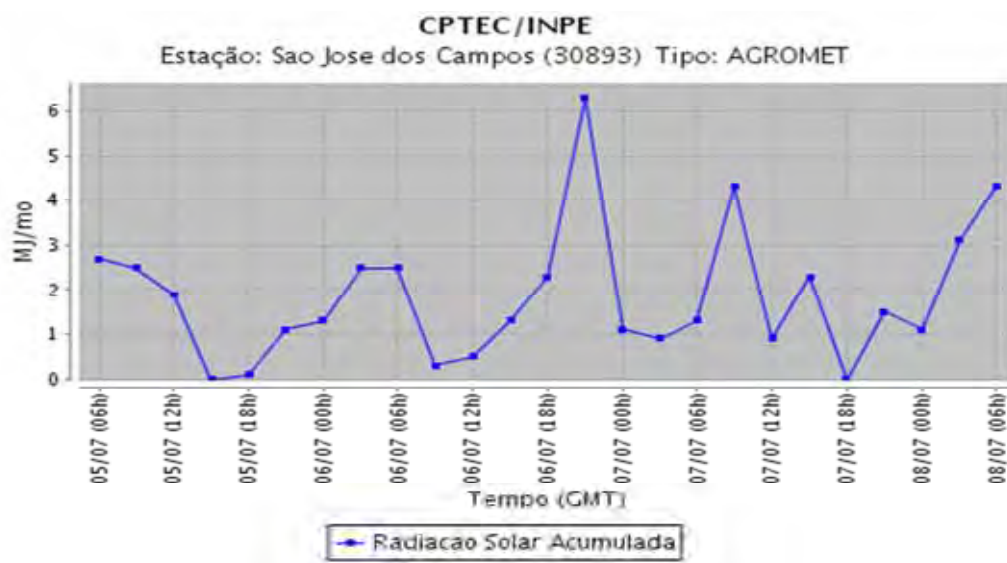


Figura 9 – Radiação solar acumulada durante três dias de julho de 2008

Os valores numéricos da radiação acumulada indicada em cada ponto do gráfico estão também disponíveis em planilhas de arquivos Microsoft Office Excel, facilitando a sua utilização nos cálculos de modelagem do programa de otimização apresentados mais adiante.

b. Características eólicas

A Figura 10 apresenta e ilustra a forma gráfica de como é disponibilizado no site CPTEC INPE a variação da velocidade dos ventos com leituras a intervalos de três horas. O sensor de medição da velocidade do ar da estação Agromet 30893 está localizado à altura de 10 m.

De modo similar aos dados solares, os valores numéricos da velocidade do vento indicada em cada ponto do gráfico também estão disponíveis em planilhas de arquivos Microsoft Office Excel, facilitando a sua utilização nos cálculos de modelagem do programa de otimização apresentados mais adiante.

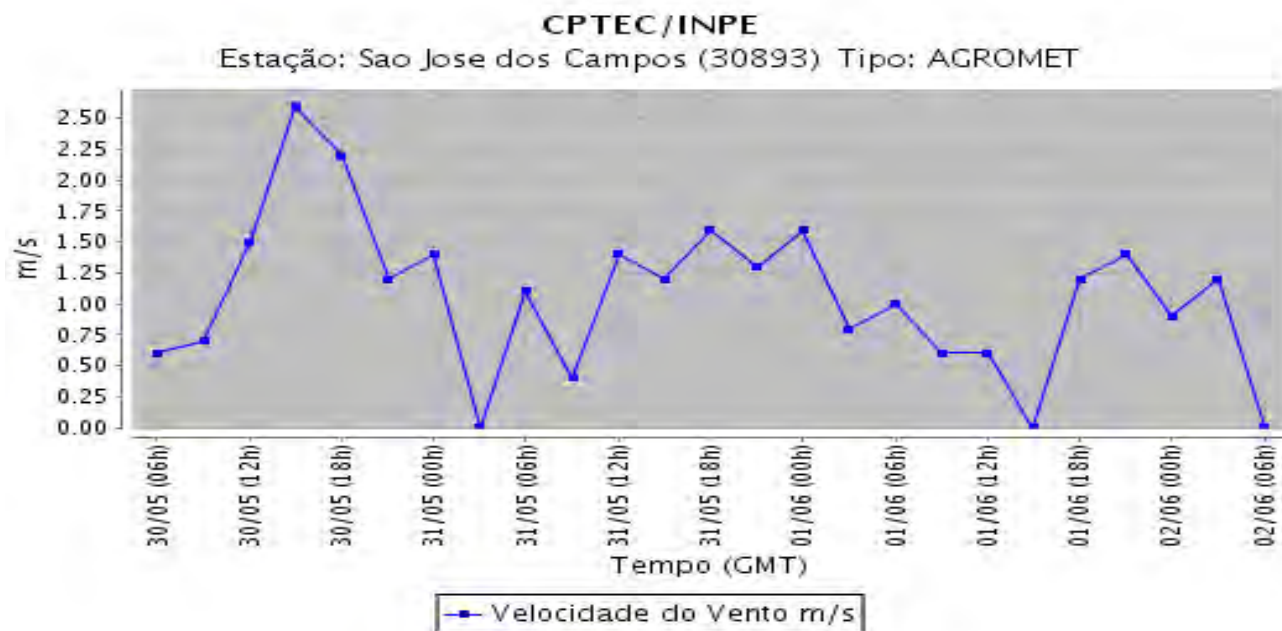


Figura 10 – Velocidade do vento durante três dias, maio / junho de 2008

5.4 Custos da energia elétrica da concessionária

De acordo ANEEL (2008), no item “Forma de Cálculo”, a chamada cobrança “por dentro” dos tributos ICMS, PIS e COFINS é estabelecida pelas leis federais correspondentes. Isto implica que os valores desses tributos integram a própria base de cálculo sobre a qual incidem suas respectivas alíquotas. A concessionária, ao receber os valores cobrados nas contas de energia, discrimina os tributos para recolher à União a parcela referente ao PIS e à COFINS, e transfere aos Estados, conforme as leis estaduais correspondentes, a parte equivalente ao ICMS. Assim, o valor a ser cobrado ao consumidor é calculado conforme a equação 18.

$$V_c = \frac{V_t}{[1 - (PIS + COFINS + ICMS)]} \quad (18)$$

sendo:

V_c = valor a ser cobrado do consumidor;

V_t = valor da tarifa publicada pela ANEEL

De acordo com a resolução homologatória nº 894 de 23/10/2009 publicada pela ANEEL, os valores indicados na Tabela 12, correspondentes a concessionária Bandeirante Energia S/A são informações aplicáveis a este estudo. A vigência da tarifa foi de 23/10/2009 a 22/10/2010.

Tabela 12 – Tarifas para residências por faixa de consumo de energia

Descrição	R\$/kWh*
B1 – Residencial	0,30146
B1 - Residencial Baixa Renda	
Consumo mensal até 30 kWh	0,10189
Consumo mensal de 31 a 80 kWh	0,17815
Consumo mensal de 81 a 100 kWh	0,18089
Consumo mensal de 101 a 200 kWh	0,27134
Consumo mensal de 201 a 220 kWh	0,30146
Consumo mensal superior ao limite regional de 220 kWh	0,30146

Tendo por base as contas de energia elétrica do condomínio residencial em estudo, foram considerados para efeito de cálculo do custo de energia elétrica os valores da tarifa e tributos (PIS, COFINS e ICMS) definidos para o mês de dezembro de 2009. Estes são os valores mais atualizados do período referente ao estudo de caso. Os valores do consumo de energia elétrica tomados como referência são os medidos

após as últimas melhorias das instalações, desconsiderados resultados de medições fora do perfil normal da instalação. Assim, novos valores corrigidos e padronizados foram calculados para todos os meses do ano.

Os seguintes valores foram considerados:

Tarifa = 0,30146 R\$/kWh

Alíquota PIS = 1,03 %

Alíquota COFINS = 4,71 %

Alíquota ICMS = 25,00 %

a. Custo anual da instalação f286

Através da Tabela 7, considerando os dados relativos à instalação f286, obtêm-se os custos de consumo de energia elétrica desta instalação, corrigidos para uma condição de consumo mensal médio e uniforme ao longo do ano, cujos resultados dos cálculos são indicados na Tabela 13.

Tabela 13 – Custos da instalação f286

Referência tributos	PIS	COFINS	ICMS	$V_c = \frac{V_t}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS))}$		
dez/09	0,0103	0,0471	0,25			
Ano de referência	Meses de referência	Valor médio de referência kWh	Consumo corrigido kWh	Tarifa (V_t) R\$/kWh	Valor para o consumidor com tarifa e tributos (V_c) R\$/kWh	Valor total da fatura anual corrigida R\$
2009	jan, fev, mar, abr, jun, jul, ago, set, out, nov, dez	193,6364	2323,6364	0,30146	0,44	1011,38

Observa-se, portanto que o valor total corrigido da fatura anual, que é de R\$ 1011,38 para uma condição mais próxima do consumo típico desta instalação, é neste caso maior que o real medido durante o ano de 2009.

b. Custo anual da instalação f180

De forma análoga, utilizando os dados da Tabela 8, relativos à instalação f180, obtêm-se os custos atualizados do consumo de energia elétrica desta instalação, corrigidos para uma condição de consumo mensal médio e uniforme ao longo do ano, cujos resultados dos cálculos são indicados na Tabela 14.

Também nesta instalação, o valor total corrigido da fatura anual, de R\$ 9543,91 para uma condição que melhor retrata o consumo típico desta instalação, é maior que o real medido durante o ano de 2009.

Tabela 14 – Custos da instalação f180

Referência tributos	PIS	COFINS	ICMS	$V_c = \frac{V_t}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS))}$		
dez/09	0,0103	0,0471	0,25			
Ano de referência	Meses de referência	Valor médio de referência kWh	Consumo corrigido kWh	Tarifa (V_t) R\$/kWh	Valor para o consumidor com tarifa e tributos (V_c) R\$/kWh	Valor total da fatura anual corrigida R\$
2009	Todos	1827,25	21927	0,30146	0,44	9543,91

c. Custo anual da instalação f511

Da Tabela 9, com os parâmetros medidos da instalação f511 obtêm-se os custos atualizados do consumo de energia elétrica desta instalação, corrigidos para uma condição de consumo mensal médio e uniforme ao longo do ano, cujos resultados dos cálculos são indicados na Tabela 15.

Tabela 15 – Custos da instalação f511

Referência tributos	PIS	COFINS	ICMS	$V_c = \frac{V_t}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS))}$		
dez/09	0,0103	0,0471	0,25			
Ano de referência	Meses de referência	Valor médio de referência kWh	Consumo corrigido kWh	Tarifa (V_t) R\$/kWh	Valor para o consumidor com tarifa e tributos (V_c) R\$/kWh	Valor total da fatura anual corrigida R\$
2009	Todos	1299,25	15591	0,30146	0,44	6786,11

Nesta instalação, o valor total corrigido da fatura anual, que é de R\$ 6786,11, considera a necessidade de correção apenas para os valores mais atuais dos tributos embutidos; o consumo típico desta instalação é maior que o real medido durante o ano de 2009.

d. Custo anual da instalação f415

Da Tabela 10, com os parâmetros medidos da instalação f415 obtêm-se os custos atualizados do consumo de energia elétrica desta instalação, corrigidos para uma condição de consumo mensal médio e uniforme ao longo do ano, cujos resultados dos cálculos são indicados na Tabela 16.

Tabela 16 – Custos da instalação f415

Referência tributos	PIS	COFINS	ICMS	$V_c = \frac{V_t}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS))}$		
dez/09	0,0103	0,0471	0,25			
Ano de referência	Meses de referência	Valor médio de referência kWh	Consumo corrigido kWh	Tarifa (V_t) R\$/kWh	Valor para o consumidor com tarifa e tributos (V_c) R\$/kWh	Valor total da fatura anual corrigida R\$
2009	abr, mai, jun, jul, ago, set, out, nov, dez	110,8889	1330,6667	0,30146	0,44	579,18

A principal necessidade de correção nesta instalação é decorrente das melhorias de iluminação de vias públicas, efetivadas a partir do mês de abril de 2009. O valor total da fatura anual corrigida, de R\$ 579,18, é superior ao real medido durante o ano de 2009.

e. Custo total anual de energia elétrica

Efetuando-se o somatório dos custos de energia elétrica consumidos anualmente, itens 3.2.1 (a, b, c, d), obtêm-se o custo total anual de energia elétrica,

R\$ 17920,59, comprada da concessionária Bandeirante Energia S/A e consumida pelo condomínio residencial. Esta energia representa a parcela compartilhada entre os moradores do Residencial.

Para cada uma das quatro instalações, o valor a ser cobrado do consumidor (V_c) é de 0,44 R\$/kWh ou 0,25 US\$/kWh. Em termos de potência assume-se 0,18 US\$/W (para o consumo de 720 horas por mês e o câmbio de US\$ 1.00 igual a R\$ 1,75).

5.5 Levantamento das características dos equipamentos de geração de energia

5.5.1 Sistema fotovoltaico

A Tabela 17 e a Figura 11 apresentam os indicativos da radiação solar acumulada e da correspondente potência elétrica. Para o mês de abril foi multiplicado por dois a radiação solar acumulada registrada de 15 à 30/04/2008. Observam-se algumas irregularidades nos valores coletados de 01 à 14/04/2008.

Tabela 17 – Potência fornecida pelo sol

Potência gerada pelo sol		
Mês/ano	Radiação solar acumulada (MJ/m²)	Potência (W/m²)
Abr 2008	496,4	596,92
Mai 2008	494,3	279,08
Jun 2008	538,1	278,35
Jul 2008	689,0	335,77
Ago 2008	624,5	404,36
Set 2008	607,9	469,06
Out 2008	455,3	261,85
Nov 2008	388,3	230,47
Dez 2008	362,8	313,95

**Fonte: Cptec Inpe - Estação 30893
Agromet de São José dos Campos - SP**

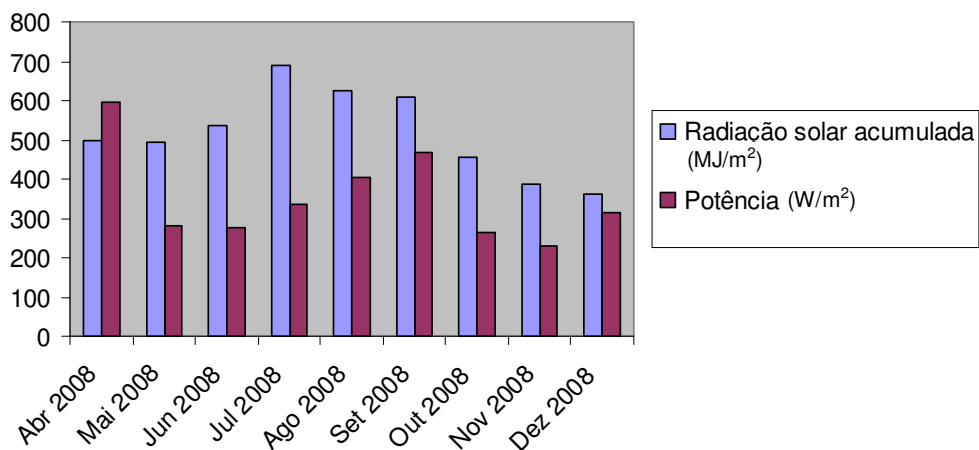


Figura 11 - Radiação acumulada e potência gerada pelo sol - São José dos Campos – CPTEC/INPE

Após pesquisa dos fabricantes de painéis fotovoltaicos de interesse, levando-se em consideração as necessidades do presente estudo de caso, com relação às potências requeridas ao condomínio horizontal vertical foram selecionados os fabricantes e respectivos modelos apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Características técnicas dos painéis fotovoltaicos selecionados

Características técnicas dos módulos fotovoltaicos selecionados							
Fabricante / modelo	Kyocera Solar / KD205GX-LP	Kyocera Solar / KC-130TM	Kyocera Solar / KC40T	Kyocera Solar / KC-50T	Kyocera Solar / KC-65T	Kyocera Solar / KC-85T	BP Solar / BP380
Tecnologia	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Potência máxima de projeto (W)	205	130	43	50	65	87	80
Tensão de máxima potência (V)	26,6	17,6	17,4	17,4	17,4	17,4	15,7
Corrente de máxima potência (A)	7,71	7,39	2,48	3,11	3,75	5,02	3,6
Tensão de Circuito Aberto (V)	33,2	21,9	21,7	21,7	21,7	21,7	20,2
Corrente de Curto-Circuito (A)	8,36	8,02	2,65	3,31	3,99	5,34	3,9
Eficiência (%)	16	16	16	16	15	16	12,3
Altura (mm)	1500	1425	526	639	751	1007	1209
Largura (mm)	990	652	652	652	652	652	537
Espessura (mm)	36	58	54	54	54	58	50
Área do módulo (m ²)	1,49	0,93	0,34	0,42	0,49	0,66	0,65
Peso (kg)	18,5	12	4,5	5	6	8,3	7,7
Custo (€)	–	–	–	–	–	–	362,50
Custo (R\$)	3490,00	2035,00	703,00	901,00	1159,00	1390,00	837,38
Custo (US\$)	1994,29	1162,86	401,71	514,86	662,29	794,29	478,50
Custo (US\$/m ²)	1342,95	1251,60	1171,34	1235,77	1352,56	1209,76	737,02
Custo (US\$/W)	9,73	8,95	9,34	10,30	10,19	9,13	5,98
(*) Custo manut. (US\$/W)	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065

(*) YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Solar Energy, v. 82, p. 354-367, 2008;

Nota: Cotação:dollar em 28/04/2010: R\$1,75; euro R\$2,31

- Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos conforme a energia solar local

Aplicando a equação (4) às características técnicas de cada modelo de painel fotovoltaico selecionado e à radiação solar incidente na região de São José dos Campos, no período de abril a dezembro de 2008, Tabelas 17, 18 e 19, obtêm-se, como

resultado dos cálculos, as potências fornecidas pelos painéis fotovoltaicos, em cada mês deste período conforme apresentado na Tabela 20.

Tabela 19 – Parâmetros considerados pela equação 4

Parâmetros considerados pela equação 2.1							
Fabricante / modelo	Kyocera Solar / KD205GX-LP	Kyocera Solar / KC-130TM	Kyocera Solar / KC40T	Kyocera Solar / KC-50T	Kyocera Solar / KC-65T	Kyocera Solar / KC-85T	BP Solar / BP380
α (*)	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
β (*)	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
γ (*)	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
$P_{\text{módulo}}$	Vide tabela	Vide tabela	Vide tabela	Vide tabela	Vide tabela	Vide tabela	Vide tabela
V_{oc}	20	20	20	20	20	20	20
V_{oc}	33,2	21,9	21,7	21,7	21,7	21,7	20,2
n	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
$[1 < n < 2]$ (*)							
K (J/K)	1,38E-23	1,38E-23	1,38E-23	1,38E-23	1,38E-23	1,38E-23	1,38E-23
T (K)	320	320	320	320	320	320	320
q	1,6E-19	1,6E-19	1,6E-19	1,6E-19	1,6E-19	1,6E-19	1,6E-19
R_s (ohm) (*)	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
I_{sc} (A)	8,36	8,02	2,65	3,31	3,99	5,34	3,9
I_{sco} (A) (**)	10,28	9,86	3,26	4,07	4,91	6,57	4,8
G (W/m ²)	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17	Considerar o respectivo valor da tabela 17
G_o (W/m ²)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
V_{oco} (V) (***)	36,32	23,96	23,74	23,74	23,74	23,74	22,1
T_o (K)	298	298	298	298	298	298	298
Tensão de máxima potência (V)	26,6	17,6	17,4	17,4	17,4	17,4	17,6
Corrente de máxima potência (A)	7,71	7,39	2,48	3,11	3,75	5,02	4,5

(*) YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Solar Energy, v. 82, p. 354-367, 2008;

(**) Assumida (I_{sco}) igual a 123 % da (I_{sc}). Ref.: informações técnicas do módulo BP Solar / BP380;

(***) Assumida (V_{oco}) igual a 109,4 % da (V_{oc}). Ref.: informações técnicas do módulo BP Solar / BP380.

Tabela 20 – Potência média dos módulos fotovoltaicos nos meses analisados

Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos em relação a radiação solar local							
Fabricante / modelo	Kyocera Solar / KD205GX-LP	Kyocera Solar / KC-130TM	Kyocera Solar / KC40T	Kyocera Solar / KC-50T	Kyocera Solar / KC-65T	Kyocera Solar / KC-85T	BP Solar / BP380
Tecnologia	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Potência máxima de projeto (W)	205	130	43	50	65	87	80
Pot. rad. solar local (W) Abr 2008	197,4	124,4	40,8	51	61,4	82,2	55,9
Pot. rad. solar local (W) Mai 2008	88,5	55,8	18,3	22,9	27,5	36,8	25,1
Pot. rad. solar local (W) Jun 2008	88,3	55,6	18,3	22,8	27,5	36,7	25
Pot. rad. solar local (W) Jul 2008	107,6	67,8	22,2	27,8	33,5	44,8	30,5
Pot. rad. solar local (W) Ago 2008	130,9	82,4	27,1	33,8	40,7	54,5	37,1
Pot. rad. solar local (W) Set 2008	153,1	96,4	31,7	39,5	47,6	63,7	43,3
Pot. rad. solar local (W) Out 2008	82,8	52,1	17,1	21,4	25,8	34,4	23,4
Pot. rad. solar local (W) Nov 2008	72,3	45,6	15,0	18,7	22,5	30,1	20,5
Pot. rad. solar local (W) Dez 2008	100,2	63,1	20,7	25,9	31,2	41,7	28,4

5.5.2 Sistema eólico

No caso dos aero geradores aplicáveis ao caso em estudo, de acordo com a pesquisa realizada com fabricantes, considerando os aero geradores compatíveis com as potências requeridas ao condomínio horizontal vertical deste estudo de caso, foram obtidos os modelos / fabricantes apresentados na Tabela 21.

Através da equação (17) é calculada a potência mensal gerada pelos aero geradores selecionados, de acordo com as condições de vento local na região de São José dos Campos. Para este cálculo são consideradas as características técnicas de cada modelo de aero gerador selecionado, indicados na Tabela 21, e a velocidade dos ventos na região de São José dos Campos, no período de abril a dezembro de 2008, indicadas na Tabela 22. As potências geradas pelos aero geradores, em cada mês do período em estudo, pelos respectivos modelos de aero gerador são apresentadas na Tabela 23.

Considerando que o objetivo principal do trabalho é desenvolver as bases de um estudo técnico e econômico de alternativas de suprimento energético por autoprodução a partir de um modelo de otimização, assumiu-se para o sistema eólico que as séries de dados ou amostras temporais das velocidades do ar calculadas em função de médias aritméticas simples. Apesar de não utilizado, sabe-se que entre os muitos modelos matemáticos usados em estudos de energia eólica, a distribuição estatística cumulativa de “Weibull” é a mais adequada para descrever as variações de velocidade do vento (YANG; ZHOU; LU; FUNG, 2008). Desta forma, seria desenvolvido o modelo de otimização discretizado em séries históricas de acordo com menores intervalos de tempo.

Este modo simplificado adotado, explica alguns valores obtidos, não desejados, relacionados às potências de alguns aero geradores, em determinados meses.

A altura do sensor de medição da velocidade do vento, na estação AGROMET do CPTC – INPE, em São José dos Campos é de 10 m. Como os cubos dos aero geradores ficarão na mesma altura de medição, não há necessidade de correção do valor das velocidades dos ventos.

Tabela 21 – Características técnicas dos aero geradores selecionados

Características técnicas de aerogeradores							
Fabricante / modelo	Altercoop - Baturai 500	Altercoop - Baturai 1000	Altercoop - Abatroz 15000	Notus 112	Notus 138	Gerar 246	Verne 555
Potência nominal (W)	500	1000	15000	250	350	1000	6000
Diâmetro hélices (m)	2	2,4	6,8	1,12	1,38	2,46	5,55
Nº de Hélices	3	3	3	3	3	3	3
Velocidade partida (m/s)	2	2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Veloc. nominal (m/s)	12	12	12	12 a 1200 rpm	12 a 1100 rpm	12 a 630 rpm	12 a 240 rpm
Velocidade corte (m/s)	18	18	16	–	–	–	–
Torque de partida (Nm)	0,3	0,3	0,24	0,3	0,3	0,3	0,3
Controle de velocidade	Aerodin. e eletrônico	Aerodin. e eletrônico	Aerodin. e eletrônico	stall	stall	stall	stall
Proteção alta velocidade	Aerodin.	Aerodin.	Aerodin.	Active Stall (Controle de Passo)	Active Stall (Controle de Passo)	Active Stall (Controle de Passo)	Active Stall (Controle de Passo)
Sistema magnético	PMG (Permanent Magnet Generator)	PMG (Permanent Magnet Generator)	PMG (Permanent Magnet Generator)	Neodímio (imã permanente)	Neodímio (imã permanente)	Neodímio (imã permanente)	Neodímio (imã permanente)
Sistema elétrico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico
Tensão de saída (V)	12	12	12	12/24	12/24	300	600
Peso (kg)	23	29	135	10	12	32	160
Topologia (eixo)	Axial horizontal - direct drive	Axial horizontal - direct drive	Axial horizontal - direct drive	Fluxo axial	Fluxo axial	Fluxo axial	Fluxo axial
Material utilizado	Fibras naturais	Fibras naturais	Fibras naturais	Alumínio	Alumínio	Alumínio	Alumínio
Custo (R\$)	3045,00	5959,00	68000,00	2990,00	2990,00	5990,00	29500,00
Custo (US\$)	1740,00	3405,14	38857,14	1708,57	1708,57	3422,86	16857,14
Custo (US\$/W)	3,48	3,41	2,59	6,83	4,88	3,42	2,81
(*) Custo manut. (US\$/W)	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095

(*) YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Solar Energy, v. 82, p. 354-367, 2008;

Nota: Cotação do dollar em 28/04/2010: R\$1,75.

Tabela 22 – Parâmetros considerados pela equação 17

Características técnicas de aero geradores							
Fabricante / modelo	Altercoop - Baturai 500	Altercoop - Baturai 1000	Altercoop - Abatroz 15000	Notus 112	Notus 138	Gerar 246	Verne 555
(***) ρ_{abr} (kg/m ³)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
ρ_{mai} (kg/m ³)	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
ρ_{jun} (kg/m ³)	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
ρ_{jul} (kg/m ³)	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
ρ_{ago} (kg/m ³)	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
ρ_{set} (kg/m ³)	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
ρ_{out} (kg/m ³)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
ρ_{nov} (kg/m ³)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
ρ_{dez} (kg/m ³)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
(****) v (m/s) (Abr 2008)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
v (m/s) (Mai 2008)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
v (m/s) (Jun 2008)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
v (m/s) (Jul 2008)	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
v (m/s) (Ago 2008)	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
v (m/s) (Set 2008)	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
v (m/s) (Out 2008)	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
v (m/s) (Nov 2008)	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
v (m/s) (Dez 2008)	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
d(m) (diâm.hélice)	2	2,4	6,8	1,12	1,38	2,46	5,55
A(m ²)	3,14	4,52	36,30	0,98	1,49	4,75	24,18
η (*)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
C_p (**)	0,3507	0,3507	0,3507	0,4407	0,4407	0,4407	0,4407

ρ = massa específica do ar (kg/m³);

v = velocidade do vento (m/s);

A = área atravessada pelo massa do ar em movimentação (m²);

η = eficiências mecânicas e elétricas do sistema;

C_p = coeficiente de desempenho aerodinâmico (coeficiente de potência)

(*) Reis, Lineu B., 2003; valor assumido para o atual estado da arte;

(**) Vaz, J.R.P.; Silva, D.O.; Pinho, J.T.; Branco, T.M.M.; Mesquita, A.A.. Estudo da eficiência de perfis aerodinâmico aplicados a aerogeradores de pequeno porte.2009. Assumido a média dos valores encontrados neste estudo (com excessão dos aerogeradores Altercoop para os quais o fabricante apresentou a especificação);

(***) ρ (kg/m³) valores função da temperatura do ar em S.J.Campos, obtidos por interpolação da tabela A-4, Frank P.

Incropera; David P. De Witt, 4a. Ed. 1998;

(****) Cptec Inpe - Estação 30893 - Agromet de São José dos Campos - SP.

Tabela 23 – Potência média obtida pelos aero geradores

Potência gerada pelos aero geradores com relação ao vento local							
Fabricante / modelo	Altercoop - Baturia 500	Altercoop - Baturia 1000	Altercoop - Abatroz 15000	Notus 112	Notus 138	Gerar 246	Verne 555
Potência nominal (W)	500	1000	15000	250	350	1000	6000
Pot. com vento local(W) Abr 2008	128,18	184,58	1481,73	50,51	76,69	243,69	1240,35
Pot. com vento local(W) Mai 2008	159,49	229,67	1843,74	62,85	95,42	303,22	1543,39
Pot. com vento local(W) Jun 2008	130,28	187,60	1506,02	51,34	77,94	247,68	1260,69
Pot. com vento local(W) Jul 2008	164,75	237,24	1904,52	64,92	98,57	313,22	1594,26
Pot. com vento local(W) Ago 2008	241,98	348,45	2797,29	95,36	144,77	460,04	2341,60
Pot. com vento local(W) Set 2008	426,08	613,56	4925,49	167,91	254,92	810,05	4123,11
Pot. com vento local(W) Out 2008	495,81	713,97	5731,60	195,39	296,64	942,62	4797,90
Pot. com vento local(W) Nov 2008	750,43	1080,62	8675,00	295,73	448,97	1426,69	7261,81
Pot. com vento local(W) Dez 2008	412,79	594,42	4771,84	162,67	246,96	784,78	3994,49

Conforme discutido no item 5.5.2, o método simplificado adotado trouxe alguns valores não desejados. Da Tabela 23, por exemplo, as potências calculadas para o aero gerador Baturia 500, nos meses de setembro, outubro, novembro e dezembro indicam fatores de capacidade não condizentes com a prática. Além disto, no mês de novembro de 2008, para os modelos de aero geradores Baturia 500, Baturia 1000, Notus 112, Notus 138, Gerar 246 e Verne 555 as potências calculadas foram maiores que as respectivas potências nominais. Conforme já explicado o objetivo do trabalho quanto a

modelagem total do sistema para apresentação da solução ótima de menor custo não é afetado por estas irregularidades.

Para a modelagem do sistema de aero geradores será assumido que nos casos que a potência calculada for maior que a potência nominal do aero gerador será adotada a potência nominal do aero gerador.

5.5.3 Sistema com motor de combustão interna

As potências geradas pelas unidades moto geradoras dependem somente das características técnicas de projeto destes sistemas. Desta forma, as condições ambientais locais pouco afetam os resultados de potência ao longo do ano. A Tabela 24 relaciona as informações dos fabricantes de cada unidade disponível no mercado, dentro da faixa de energia aplicável a este estudo.

Tabela 24 – Características técnicas dos motos geradores

Características técnicas de motor geradores							
Fabricante / modelo	Draper 77006	Draper 43726 - Draper Expert	Draper 43728 - Draper Expert	Draper 43729 - Draper Expert	Agrale Force4	Agrale Force6	Agrale Force8
Tecnologia	Motor Lombardini 15 LD 225 - Diesel	Motor 5HP Honda GX160 ohv-gasolina	Motor 9HP Honda GX270 ohv-gasolina	Motor 13HP Honda GX390 ohv-gasolina	Motor Agrale M80 - Diesel / Gerador Force4	Motor Agrale M85 - Diesel / Gerador Force6	Motor Agrale M90ID - Diesel / Gerador Force8
Potência (CV/kW)	–	–	–	–	7/5,1/2300rpm	9,1/6,7/2300rpm	13/9,5/2500rpm
Potência (kVA/kW)	2,6/2,1	2,7/2,2	5,0/4,0	7,5/6,0	4 kVA	6 kVA	7,5 kVA
Frequência (Hz)	50	–	–	–	60	60	60
Saída (V)	110/220	110/220	110/220	110/220	110/220-127/220/380	110/220-127/220/380	110/220-127/220/380
Tanque de combustível (l)	3	3,6	6	6	–	–	–
Massa específica do combustível (g/l)	842	750	750	750	842	842	842
Consumo do combustível (g/Wh)	0,00032	0,0004	0,0004	0,0004	0,00032	0,00032	0,00032
Custo do combustível (US\$/W)	0,088	0,137	0,137	0,137	0,088	0,088	0,088
Dimensão (mm)	800x520x522	600x410x400	845x490x530	845x490x530	1000x696x830	1000x696x830	1000x696x830
Peso (kg)	78,8	40	60	75	230	245	260
Custo (£)	2513,33	652,13	1351,25	1586,25	–	–	–
Custo (R\$)	6610,06	1715,10	3553,79	4171,84	11900,00	12700,00	13300,00
Custo (US\$)	3777,18	980,06	2030,74	2383,91	6800,00	7257,14	7600,00
Custo (US\$/W)	1,80	0,45	0,51	0,40	1,33	1,08	0,80
Custo manut. em 1 mês (*) (US\$)	308,40	308,40	308,40	308,40	308,40	308,40	308,40
Custo manut. (US\$/W)	0,15	0,14	0,08	0,05	0,06	0,05	0,03

Nota: Cotação do dollar em 28/04/2010: R\$1,75; Libra em 12/05/2010: R\$ 2,63; preço do diesel: R\$2,00/litro; preço da gasolina: R\$ 2,50/litro;

VALENTE, L. C. G.; ALMEIDA, S. C. A.. *Economic analysis of a diesel/photovoltaic hybrid system for decentralized power generation in northern Brazil*. Energy, v. 23, n. 4, p.317-323, 1998.

6 MODELAGEM DO SISTEMA HÍBRIDO

O objetivo principal da modelagem é de minimizar os custos de investimentos e manutenção dos equipamentos necessários para gerar a energia elétrica que atenderá o consumo de energia das áreas comuns do condomínio residencial horizontal deste estudo de caso com a opção de utilização da rede da concessionária de energia local para compra ou venda de energia.

Para esta finalidade foi desenvolvido um programa de modelagem de otimização com o emprego do software LINGO, versão 10, que pesquisa soluções ótimas para problemas de otimização linear, não linear e inteira.

6.1 Parâmetros ou variáveis empregadas no programa de modelagem

Para a estruturação do programa de modelagem foram considerados 7 modelos de cada equipamento: 7 painéis fotovoltaicos, 7 aero geradores e 7 moto geradores;

$t_1, t_2, t_3, \dots, t_7$ - número de painéis fotovoltaicos por modelo de fabricante;

PV_1, \dots, PV_7 - potência elétrica do painel fotovoltaico por modelo de fabricante, em W;

CPV - custo relativo do painel fotovoltaico em US\$/W;

j - número de identificação do mês, respectivamente de abril(1) a dezembro(9)/2008;

CPVM - custo de manutenção do painel fotovoltaico em US\$/W;

$k_1, k_2, k_3, \dots, k_7$ - número de aero geradores por modelo de fabricante;

EO - potência elétrica do aero gerador em W;

CEO - custo relativo do aero gerador em US\$/W;

CEOM - custo de manutenção do aero gerador em US\$/W;

$n_1, n_2, n_3, \dots, n_7$ - número de moto geradores por modelo de fabricante;

M - potência elétrica do moto gerador, com carga parcial, em W;

M_a - potência elétrica nominal do moto gerador em W;

CM - custo relativo do moto gerador em US\$/W;

CMM - custo de manutenção do moto gerador em US\$/W;

CMCb - custo do combustível consumido pelo moto gerador em US\$/W;

X1 - potência elétrica do conjunto de painéis fotovoltaicos instalados, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em W;

X2 - potência elétrica do conjunto de aero geradores instalados, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em W;

X3 - potência elétrica do conjunto de moto geradores instalados em W;

X4 – potência elétrica de todos os equipamentos instalados que alimentam o condomínio, respectivamente de abril(1) a dezembro(9)/2008, em W;

X5 – potência elétrica disponibilizada pelo condomínio que pode ser objeto de negociação com a rede concessionária, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em W;

X6 - potência elétrica disponibilizada pela rede concessionária para condomínio, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em W;

X7 – potência elétrica das instalações do condomínio, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em W;

CEC - custo da potência elétrica disponibilizada pela rede concessionária, respectivamente de abril (1) a dezembro (9)/2008, em US\$/W;

CEV - custo da potência elétrica vendida à rede concessionária, na base de 75% de CEC, em US\$/W;

6.2 Dados para modelagem do programa LINGO disponíveis e calculados

Os dados relativos aos painéis fotovoltaicos, aero geradores e moto geradores, a seguir apresentados são definidos ou calculados para cada mês, de abril a dezembro de 2008, conforme respectivas tabelas, item 5 – Estudo de caso – levantamento de dados. O período escolhido apresenta maior coerência e consistência nos registros da estação ambiental de São José dos Campos coletados pelo CPTEC INPE.

- Painéis fotovoltaicos

Para a modelagem, a potência elétrica instalada, os custos de investimento e de manutenção por modelo de painel fotovoltaico, de abril a dezembro de 2008 são obtidos das Tabelas 17, 18, 19 e 20 e listados na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

PV1=197,4; 88,5; 88,3; 107,6; 130,9; 153,1; 82,8; 72,3; 100,2;
 PV2=124,4; 55,8; 55,6; 67,8; 82,4; 96,4; 52,1; 45,6; 63,1;
 PV3=40,8; 18,3; 18,3; 22,2; 27,1; 31,7; 17,1; 15,0; 20,7;
 PV4=51,0; 22,9; 22,8; 27,8; 33,8; 39,5; 21,4; 18,7; 25,9;
 PV5=61,4; 27,5; 27,5; 33,5; 40,7; 47,6; 25,8; 22,5; 31,2;
 PV6=82,2; 36,8; 36,7; 44,8; 54,5; 63,7; 34,4; 30,1; 41,7;
 PV7=55,9; 25,1; 25,0; 30,5; 37,1; 43,3; 23,4; 20,5; 28,4;

CPV1=9,73; 9,73; 9,73; 9,73; 9,73; 9,73; 9,73; 9,73; 9,73;
 CPV2=8,95; 8,95; 8,95; 8,95; 8,95; 8,95; 8,95; 8,95; 8,95;
 CPV3=9,34; 9,34; 9,34; 9,34; 9,34; 9,34; 9,34; 9,34; 9,34;
 CPV4=10,3; 10,3; 10,3; 10,3; 10,3; 10,3; 10,3; 10,3; 10,3;
 CPV5=10,19; 10,19; 10,19; 10,19; 10,19; 10,19; 10,19; 10,19; 10,19;
 CPV6=9,13; 9,13; 9,13; 9,13; 9,13; 9,13; 9,13; 9,13; 9,13;
 CPV7=5,98; 5,98; 5,98; 5,98; 5,98; 5,98; 5,98; 5,98; 5,98;

CPVM1=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM2=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM3=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM4=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM5=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM6=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;
 CPVM7=0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065; 0,065;

- Aero geradores

Com relação aos aero geradores, para a modelagem, a potência elétrica instalada, os custos de investimento e de manutenção por modelo de aero gerador, de abril a dezembro de 2008 são obtidos das Tabelas 21, 22 e 23 e listados na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

EO1=128,18; 159,49; 130,28; 164,75; 241,98; 426,08; 495,81; 500,00; 412,79;
 EO2=184,58; 229,67; 187,68; 237,24; 348,45; 613,56; 713,97; 1000,00; 594,42;
 EO3=1481,73; 1843,74; 1506,02; 1904,52; 2797,29; 4925,49; 5731,6; 8675,00;
 4771,84;
 EO4=50,51; 62,85; 51,34; 64,92; 95,36; 167,91; 195,39; 250,00; 162,67;
 EO5=76,69; 95,42; 77,94; 98,57; 144,77; 254,92; 296,64; 350,00; 246,96;
 EO6=243,69; 303,22; 247,68; 313,22; 460,04; 810,05; 942,62; 1000,00; 784,78;
 EO7=1240,35; 1543,39; 1260,69; 1594,26; 2341,6; 4123,11; 4797,9; 6000,00;
 3994,49;

CEO1=3,48; 3,48; 3,48; 3,48; 3,48; 3,48; 3,48; 3,48; 3,48;
 CEO2=3,41; 3,41; 3,41; 3,41; 3,41; 3,41; 3,41; 3,41; 3,41;
 CEO3=2,59; 2,59; 2,59; 2,59; 2,59; 2,59; 2,59; 2,59; 2,59;
 CEO4=6,83; 6,83; 6,83; 6,83; 6,83; 6,83; 6,83; 6,83; 6,83;
 CEO5=4,88; 4,88; 4,88; 4,88; 4,88; 4,88; 4,88; 4,88; 4,88;
 CEO6=3,42; 3,42; 3,42; 3,42; 3,42; 3,42; 3,42; 3,42; 3,42;
 CEO7=2,81; 2,81; 2,81; 2,81; 2,81; 2,81; 2,81; 2,81; 2,81;

CEOM1=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM2=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM3=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM4=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM5=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM6=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;
 CEOM7=0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095; 0,095;

- Moto geradores

Para a modelagem do sistema de moto geradores, a potência elétrica instalada, os custos de investimento e de manutenção por modelo de moto gerador, de abril a dezembro de 2008 são obtidos da Tabela 24 e listados na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

Ma1=2100; 2100; 2100; 2100; 2100; 2100; 2100; 2100; 2100;
 Ma2=2200; 2200; 2200; 2200; 2200; 2200; 2200; 2200; 2200;
 Ma3=4000; 4000; 4000; 4000; 4000; 4000; 4000; 4000; 4000;
 Ma4=6000; 6000; 6000; 6000; 6000; 6000; 6000; 6000; 6000;
 Ma5=5100; 5100; 5100; 5100; 5100; 5100; 5100; 5100; 5100;
 Ma6=6700; 6700; 6700; 6700; 6700; 6700; 6700; 6700; 6700;
 Ma7=9500; 9500; 9500; 9500; 9500; 9500; 9500; 9500; 9500;

CM1=1,80; 1,80; 1,80; 1,80; 1,80; 1,80; 1,80; 1,80; 1,80;
 CM2=0,45; 0,45; 0,45; 0,45; 0,45; 0,45; 0,45; 0,45; 0,45;
 CM3=0,51; 0,51; 0,51; 0,51; 0,51; 0,51; 0,51; 0,51; 0,51;
 CM4=0,40; 0,40; 0,40; 0,40; 0,40; 0,40; 0,40; 0,40; 0,40;
 CM5=1,33; 1,33; 1,33; 1,33; 1,33; 1,33; 1,33; 1,33; 1,33;
 CM6=1,08; 1,08; 1,08; 1,08; 1,08; 1,08; 1,08; 1,08; 1,08;
 CM7=0,80; 0,80; 0,80; 0,80; 0,80; 0,80; 0,80; 0,80; 0,80;

CMM1=0,15; 0,15; 0,15; 0,15; 0,15; 0,15; 0,15; 0,15; 0,15;
 CMM2=0,14; 0,14; 0,14; 0,14; 0,14; 0,14; 0,14; 0,14; 0,14;
 CMM3=0,08; 0,08; 0,08; 0,08; 0,08; 0,08; 0,08; 0,08; 0,08;
 CMM4=0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05;
 CMM5=0,06; 0,06; 0,06; 0,06; 0,06; 0,06; 0,06; 0,06; 0,06;
 CMM6=0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05; 0,05;
 CMM7=0,03; 0,03; 0,03; 0,03; 0,03; 0,03; 0,03; 0,03; 0,03;

CMCb1=0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088;
 CMCb2=0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137;
 CMCb3=0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137;
 CMCb4=0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137; 0,137;
 CMCb5=0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088;
 CMCb6=0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088;

CMCb7=0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088; 0,088;

- Potências elétricas das instalações do condomínio

Para a modelagem, as potências elétricas das instalações do condomínio, de abril a dezembro de 2008 são obtidas da Tabela 11 e listadas na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

X7=2454,17; 2701,39; 2613,89; 2723,61; 3287,50; 4175,00; 4004,17; 3876,39; 3579,17;

Também da Tabela 11, para o ano de 2009, a potência elétrica das instalações do condomínio resultante de projetos de ampliação destas instalações, executados e em operação, listadas na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

X7=4795,83; 3808,33; 5745,83; 5787,50; 4822,22; 4904,17; 4951,39; 4286,11; 4916,67;

- Custo das potências elétricas disponibilizadas pela rede concessionária

Para a modelagem, do custo das potências elétricas disponibilizadas pela rede concessionária para condomínio, tarifada pela ANEEL, de abril a dezembro de 2008, e os valores são obtidos das Tabelas 13, 14, 15 e 16 e listados na seqüência, tal como utilizado no modelo de otimização.

CEC=0,18; 0,18; 0,18; 0,18; 0,18; 0,18; 0,18; 0,18; 0,18;

- Custo das potências elétricas vendidas para rede concessionária

- Para modelagem das potências elétricas que podem ser vendidas para rede concessionária foi considerado como base o valor correspondente a 75 % de CEV (Custo das potências elétricas disponibilizadas pela rede concessionária). O valor correspondente, tal como apresentado no modelo de otimização, é apresentado na seqüência.

CEV=0,135;

6.3 Restrições do problema de modelagem LINGO

Com base na configuração do sistema híbrido apresentada no item 2.2, foram desenvolvidas as equações de restrições definidas para o programa de modelagem. Estas restrições levam em consideração o resultado de cada mês (de abril a dezembro de 2008), para cada equipamento de geração de energia (fotovoltaica, eólica e através do motor de combustão interna), para a energia comprada e possivelmente vendida à rede concessionária, mensalmente, e para a demanda mensal de energia do condomínio.

- Potência elétrica do conjunto de painéis fotovoltaicos instalados (X1)

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$X1(j)=X11(j)*y11+X12(j)*y12+X13(j)*y13+X14(j)*y14+X15(j)*y15+X16(j)*y16+X17(j)*y17;$$

sendo:

y11, y12, y13, y14, y15, y16, y17 variáveis de valores binários (0 ou 1) aplicadas como recurso do LINGO, "BIN", para possibilitar a seleção de apenas um modelo de painel fotovoltaico, entre na solução final, aplicando a restrição:

$$y11+y12+y13+y14+y15+y16+y17=1 \text{ ou } 0, \text{ conforme cenário selecionado;}$$

Do ponto de vista da análise, segue a estrutura do modelo de otimização:

$X11(j)=t1(j)*PV1(j)$; para t1(j) painéis do modelo 1, necessário a cada mês;

$X12(j)=t2(j)*PV2(j)$; para t2(j) painéis do modelo 2, necessário a cada mês;

$X13(j)=t3(j)*PV3(j)$; para t3(j) painéis do modelo 3, necessário a cada mês;

$X14(j)=t4(j)*PV4(j)$; para t4(j) painéis do modelo 4, necessário a cada mês;

$X15(j)=t5(j)*PV5(j)$; para t5(j) painéis do modelo 5, necessário a cada mês;

$X16(j)=t6(j)*PV6(j)$; para t6(j) painéis do modelo 6, necessário a cada mês;

$X17(j)=t7(j)*PV7(j)$; para t7(j) painéis do modelo 7, necessário a cada mês;

- Potência elétrica do conjunto de aerogeradores instalados (X2)

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$X2(j)=X21(j)*y21+X22(j)*y22+X23(j)*y23+X24(j)*y24+X25(j)*y25+X26(j)*y26+X27(j)*y27;$$

sendo:

$y21, y22, y23, y24, y25, y26, y27$ variáveis de valores binários (0 ou 1) aplicadas como recurso do LINGO, “BIN”, para possibilitar a seleção de apenas um modelo de aero gerador, entre na solução final, aplicando a restrição:

$$y21+y22+y23+y24+y25+y26+y27=1 \text{ ou } 0, \text{ conforme cenário selecionado;}$$

Do ponto de vista da análise, segue a estrutura do modelo de otimização:

$X21(j)=k1(j)*EO1(j)$; para $k1(j)$ aero geradores do modelo 1, necessário a cada mês;

$X22(j)=k2(j)*EO2(j)$; para $k2(j)$ aero geradores do modelo 2, necessário a cada mês;

$X23(j)=k3(j)*EO3(j)$; para $k3(j)$ aero geradores do modelo 3, necessário a cada mês;

$X24(j)=k4(j)*EO4(j)$; para $k4(j)$ aero geradores do modelo 4, necessário a cada mês;

$X25(j)=k5(j)*EO5(j)$; para $k5(j)$ aero geradores do modelo 5, necessário a cada mês;

$X26(j)=k6(j)*EO6(j)$; para $k6(j)$ aero geradores do modelo 6, necessário a cada mês;

$X27(j)=k7(j)*EO7(j)$; para $k7(j)$ aero geradores do modelo 7, necessário a cada mês;

- Potência elétrica do conjunto de moto geradores instalados (X3)

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$X3(j)=X31(j)*y31+X32(j)*y32+X33(j)*y33+X34(j)*y34+X35(j)*y35+X36(j)*y36+X37(j)*y37;$$

sendo:

$y31, y32, y33, y34, y35, y36, y37$ variáveis de valores binários (0 ou 1) aplicadas como recurso do LINGO, “BIN”, para possibilitar a seleção de apenas um modelo de moto gerador, entre na solução final, aplicando a restrição:

$$y31+y32+y33+y34+y35+y36+y37=1 \text{ ou } 0, \text{ conforme cenário selecionado;}$$

Uma vez que a potência nominal “Ma” de alguns dos moto geradores selecionados é superior a potência mensal necessária para o condomínio “M”, foram

desenvolvidas algumas restrições que possibilitam ao programa verificar se opera o moto gerador com carga parcial ou máxima. Esta condição é executada quando se utilizam as variáveis $L31(j)$, $L32(j)$, $L33(j)$, $L34(j)$, $L35(j)$, $L36(j)$ e $L37(j)$, que estabelecem qual porcentagem da potência nominal “Ma”, variando de 25 % a 90 %, é necessária como carga parcial “M” para o condomínio. Tal faixa de variação se deve às condições em carga parcial razoáveis para uma máquina térmica desta natureza.

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$M1(j)=Ma1(j)*L31(j);$$

$$M2(j)=Ma2(j)*L32(j);$$

$$M3(j)=Ma3(j)*L33(j);$$

$$M4(j)=Ma4(j)*L34(j);$$

$$M5(j)=Ma5(j)*L35(j);$$

$$M6(j)=Ma6(j)*L36(j);$$

$$M7(j)=Ma7(j)*L37(j);$$

$$L31(j)\geq 0.25*y31;$$

$$L32(j)\geq 0.25*y32;$$

$$L33(j)\geq 0.25*y33;$$

$$L34(j)\geq 0.25*y34;$$

$$L35(j)\geq 0.25*y35;$$

$$L36(j)\geq 0.25*y36;$$

$$L37(j)\geq 0.25*y37;$$

$$L31(j)\leq 0.90*y31;$$

$$L32(j)\leq 0.90*y32;$$

$$L33(j)\leq 0.90*y33;$$

$$L34(j)\leq 0.90*y34;$$

$$L35(j)\leq 0.90*y35;$$

$$L36(j)\leq 0.90*y36;$$

$$L37(j) \leq 0.90 * y37;$$

$X31(j) = n1(j) * M1(j)$; para $n1(j)$ moto geradores do modelo 1, necessário a cada mês;

$X32(j) = n2(j) * M2(j)$; para $n2(j)$ moto geradores do modelo 2, necessário a cada mês;

$X33(j) = n3(j) * M3(j)$; para $n3(j)$ moto geradores do modelo 3, necessário a cada mês;

$X34(j) = n4(j) * M4(j)$; para $n4(j)$ moto geradores do modelo 4, necessário a cada mês;

$X35(j) = n5(j) * M5(j)$; para $n5(j)$ moto geradores do modelo 5, necessário a cada mês;

$X36(j) = n6(j) * M6(j)$; para $n6(j)$ moto geradores do modelo 6, necessário a cada mês;

$X37(j) = n7(j) * M7(j)$; para $n7(j)$ moto geradores do modelo 7, necessário a cada mês;

- Potência elétrica de todos os equipamentos instalados que alimentam o condomínio (X4)

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$X4(j) = X1(j) + X2(j) + X3(j);$$

- Relação entre a potência elétrica de todos os equipamentos instalados (X4), potência elétrica disponibilizada pelo condomínio para a rede concessionária (X5), a potência elétrica disponibilizada pela rede concessionária para condomínio (X6) e as potências elétricas das instalações do condomínio (X7)

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$X4(j) + X6(j) = X5(j) + X7(j);$$

$$X4(j) \geq 0; X5(j) \geq 0; X6(j) \geq 0;$$

- Condição do programa LINGO para considerar inteiras (GIN) as variáveis que definem o número de equipamentos (t , k , n) para os 7 modelos de cada equipamento.

Para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$t1(j) = \text{GIN}; t2(j) = \text{GIN}; t3(j) = \text{GIN}; t4(j) = \text{GIN}; t5(j) = \text{GIN}; t6(j) = \text{GIN};$$

$$t7(j) = \text{GIN};$$

$k1(j) = \text{GIN}; k2(j) = \text{GIN}; k3(j) = \text{GIN}; k4(j) = \text{GIN}; k5(j) = \text{GIN}; k6(j) = \text{GIN};$
 $k7(j) = \text{GIN};$
 $n1(j) = \text{GIN}; n2(j) = \text{GIN}; n3(j) = \text{GIN}; n4(j) = \text{GIN}; n5(j) = \text{GIN}; n6(j) = \text{GIN};$
 $n7(j) = \text{GIN};$

Para estas variáveis t , k , n , dependendo do cenário escolhido para executar o programa, as seguintes restrições devem também ser consideradas, para j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008):

- Ativadas no 4° cenário:

$t1(j)=0; t2(j)=0; t3(j)=0; t4(j)=0; t5(j)=0; t6(j)=0; t7(j)=0;$

- Ativadas no 5° cenário:

$k1(j)=0; k2(j)=0; k3(j)=0; k4(j)=0; k5(j)=0; k6(j)=0; k7(j)=0;$

- Ativadas no 3°, 4° e 5° cenários:

$n1(j)=0; n2(j)=0; n3(j)=0; n4(j)=0; n5(j)=0; n6(j)=0; n7(j)=0;$

6.4 Função objetivo

Com os dados do problema e definidos os seus parâmetros e variáveis, bem como as restrições impostas ao caso, é então equacionada a expressão que possibilita a solução que minimiza os custos e indica quais equipamentos devem estar em operação e quando.

Para i variando de 1 a 7 (modelos de equipamento) e

j variando de 1 a 9 (meses de abril a dezembro de 2008), tem-se:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} = & \sum_{i=1}^7 \sum_{j=1}^9 \left[X1_{ij} * CPV_{ij} + t_{ij} * PV_{ij} * CPVM_{ij} + X2_{ij} * CEO_{ij} + k_{ij} * EO_{ij} * CEOM_{ij} + \right. \\
 & \left. + X3_{ij} * CM_{ij} + n_{ij} * M_{ij} * (CMM_{ij} + CMCb_{ij}) \right] + \\
 & + \sum_{j=1}^9 (X6_j * CEC_j) - CEV * \sum_{j=1}^9 X5_j
 \end{aligned}$$

7 ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Adicionalmente à execução do programa com dados da potência instalada no condomínio, relativos ao ano de 2008, em paralelo, para efeito comparativo e teste prático da capacidade de soluções do modelo desenvolvido, o programa foi também executado com os dados do condomínio de 2009, nos mesmos cenários.

7.1 Execução do programa na sua estrutura básica – primeiro cenário

- Restrições adotadas:

$$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$$

$$y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$$

$$y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=1;$$

$$X_5(j) \geq 0; X_6(j) \geq 0;$$

Através de uma análise técnica econômica, o programa é livre para definir quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento (painel fotovoltaico, aro gerador e moto gerador) devem operar em cada mês.

Além disto, o programa pode também concluir que em determinadas situações é mais viável comprar a eletricidade da rede concessionária. O programa, nesta alternativa pode também indicar a possibilidade de vender eletricidade à rede concessionária.

- Solução encontrada para o primeiro cenário

- Valor da função objetivo:

US\$ 5294,75 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário, no ano de 2008;

US\$ 7923,25 - total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário, no ano de 2009;

- Nesta alternativa, a análise econômica prevalece e o programa indica que a eletricidade necessária para o condomínio, para os nove meses, objeto deste estudo deve ser totalmente comprada da rede concessionária. Não são selecionados painéis fotovoltaicos, aero geradores e moto geradores para gerar energia para o condomínio. Não há, portanto, a possibilidade de venda de eletricidade para a rede concessionária.

7.2 Segundo cenário

- Restrições adotadas:

$$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$$

$$y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$$

$$y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=1;$$

$$X5(j) \geq 0; X6(j)=0;$$

É mantido o recurso do programa de definir quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento (painel fotovoltaico, aero gerador e moto gerador) devem operar em cada mês. Mas desta vez, através da restrição $X6(j)=0$, não é permitido adotar como solução econômica, a compra de eletricidade da rede concessionária.

O programa pode indicar a possibilidade de vender eletricidade à rede concessionária.

- Solução encontrada para o segundo cenário

- Valor da função objetivo: US\$ 17266,78 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2008;

- Valor da função objetivo: US\$ 32001,12 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2009;

Em 2008, o moto gerador selecionado é o modelo “M4” que possui carga nominal de 6000 W. Em todos os nove meses de referência cada uma das unidades dos moto geradores “M4” operam com as seguintes cargas parciais:

1 unidade “M4”	2454,17 W (40,9 % de carga)	- em abril (1);
1 unidade “M4”	2701,39 W (45,0 % de carga)	- em maio (2);
1 unidade “M4”	2613,89 W (43,6 % de carga)	- em junho (3);
1 unidade “M4”	2723,61 W (45,4 % de carga)	- em julho (4);
1 unidade “M4”	3287,50 W (54,8 % de carga)	- em agosto (5);
1 unidade “M4”	4175,00 W (69,6 % de carga)	- em setembro (6);
1 unidade “M4”	4004,17 W (66,7 % de carga)	- em outubro (7);
1 unidades “M4”	3876,39 W (64,6 % de carga)	- em novembro (8);
1 unidade “M4”	3579,17 W (59,6 % de carga)	- em dezembro (9);

Em 2009, o moto gerador selecionado é o modelo “M2” que possui carga nominal de 2200 W. Em todos os nove meses de referência cada uma das unidades dos moto geradores “M2” operam com as seguintes cargas parciais:

6 unidades “M2”	799,30 W (36,3 % de carga)	- em abril (1);
5 unidades “M2”	761,67 W (34,6 % de carga)	- em maio (2);
6 unidades “M2”	957,64 W (43,5 % de carga)	- em junho (3);
9 unidades “M2”	643,06 W (29,2 % de carga)	- em julho (4);
5 unidades “M2”	964,44 W (43,8 % de carga)	- em agosto (5);
5 unidades “M2”	980,83 W (44,6 % de carga)	- em setembro (6);
5 unidades “M2”	990,28 W (45,0 % de carga)	- em outubro (7);
5 unidades “M2”	857,22 W (39,0 % de carga)	- em novembro (8);
5 unidades “M2”	983,33 W (44,7 % de carga)	- em dezembro (9);

A Tabela 25 apresenta o quadro resumo dos resultados encontrados para os primeiro e segundo cenários.

Tabela 25 – 1º e 2º Cenários – quadro resumo.

RESULTADOS OBTIDOS										
1º Cenário					2º Cenário					
Característica do cenário	Define quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento devem operar em cada mês.				Define quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento devem operar em cada mês. <i>Não é permitida a compra de eletricidade da rede concessionária.</i>					
Restrições	$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$ $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$ $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=1;$ $X5(j) \geq 0; X6(j) \geq 0;$				$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$ $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$ $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=1;$ $X5(j) \geq 0; X6(j) = 0;$					
	Função objetivo (US\$)	Equipamento (nº, modelo, mês)			(*) Potência (W)	Função objetivo (US\$)	Equipamento (nº, modelo, mês)			(*) Potência (W)
		PV	EO	M	X5		PV	EO	M	X5
2008	5294,75	0	0	0	0	17266,8	0	0	1-M4(1); 40,9 % de carga; 1-M4(2); 45,0 % de carga; 1-M4(3); 43,6 % de carga; 1-M4(4); 45,4 % de carga; 1-M4(5); 54,8 % de carga; 1-M4(6); 69,6 % de carga; 1-M4(7); 66,7 % de carga; 1-M4(8); 64,6 % de carga; 1-M4(9); 59,6 % de carga;	0
2009	7923,25	0	0	0	0	32001,1	0	0	6-M2(1); 36,3 % de carga; 5-M2(2); 34,6 % de carga; 6-M2(3); 43,5 % de carga; 9-M2(4); 29,2 % de carga; 5-M2(5); 43,8 % de carga; 5-M2(6); 44,6 % de carga; 5-M2(7); 45,0 % de carga; 5-M2(8); 39,0 % de carga; 5-M2(9); 44,7 % de carga;	0

(*) Potência (W) - disponível para venda à rede concessionária

No segundo cenário, a solução para o ano de 2009 é diferente da solução apresentada para 2008, os modelos de moto geradores selecionados são diferentes, ou seja, a solução não é denominada “robusta”. Para melhorar este resultado, foi efetuada uma simulação considerando se um único conjunto, os dados dos 9 meses de 2008 e os dados dos 9 meses de 2009, ou sejam 18 meses.

A Tabela 26 apresenta a solução desta simulação: com a aquisição de seis moto geradores modelos “M2”, atende-se as potências instaladas em 2008 e 2009. As cargas de trabalho do aero gerador “M2”, variam de 33 % à 53 % da carga nominal (2200 W).

Tabela 26 – Solução 2º cenário – simulação 2008 e 2009 – 18 meses

RESULTADOS OBTIDOS					
2º Cenário - 18 meses					
Característica do cenário	Define quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento devem operar em cada mês. <i>Não é permitida a compra de eletricidade da rede concessionária.</i>				
Restrições	$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$ $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$ $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=1;$ $X5(j) \geq 0; X6(j)=0;$				
	Função objetivo (US\$)	Equipamento (nº, modelo, mês)			Potência (W) - disponível para venda à rede concessionária
		PV	EO	M	X5
2008 e 2009	53386,04	0	0	3-M2(1); 37 % de carga; 3-M2(2); 41 % de carga; 3-M2(3); 40 % de carga; 3-M2(4); 41 % de carga; 2-M2(5); 75 % de carga; 5-M2(6); 38 % de carga; 5-M2(7); 36 % de carga; 5-M2(8); 35 % de carga; 5-M2(9); 33 % de carga; 5-M2(10); 44 % de carga; 5-M2(11); 35 % de carga; 5-M2(12); 52 % de carga; 5-M2(13); 53 % de carga; 5-M2(14); 44 % de carga; 5-M2(15); 45 % de carga; 5-M2(16); 45 % de carga; 5-M2(17); 39 % de carga; 6-M2(18); 37 % de carga;	0

- Os painéis fotovoltaicos e os aero geradores, neste segundo cenário, não foram selecionados;

- Como o moto gerador opera com a carga correspondente a demanda mensal necessária ao Condomínio, em nenhum mês há sobra de eletricidade, não havendo, portanto a possibilidade de venda de eletricidade para a rede concessionária.

7.3 Terceiro cenário

Neste cenário é definido como fontes de eletricidade, àquelas geradas pelos painéis fotovoltaicos e aéro geradores, sem a possibilidade de utilização dos moto geradores e da eletricidade fornecida pela rede concessionária.

Restrições adotadas:

$$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$$

$$y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$$

$$y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}<1;$$

$$n_1(j)=0; n_2(j)=0; n_3(j)=0; n_4(j)=0; n_5(j)=0; n_6(j)=0; n_7(j)=0;$$

$$X_5(j)\geq 0; X_6(j)=0;$$

- Solução encontrada para o terceiro cenário

- Valor da função objetivo: US\$ 109992,50 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2008;

- Valor da função objetivo: US\$ 140028,60 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2009;

- Para o ano de 2008, neste terceiro cenário, o programa seleciona:

14 painéis fotovoltaicos	- modelo “PV7”	- operando em agosto (5);
2 aéro geradores	- modelo “EO3”	- operando em abril (1);
2 aéro geradores	- modelo “EO3”	- operando em maio (2);
2 aéro geradores	- modelo “EO3”	- operando em junho (3);
2 aéro geradores	- modelo “EO3”	- operando em julho (4);
1 aéro gerador	- modelo “EO3”	- operando em agosto (5);
1 aéro gerador	- modelo “EO3”	- operando em setembro (6);
1 aéro gerador	- modelo “EO3”	- operando em outubro (7);
1 aéro gerador	- modelo “EO3”	- operando em novembro (8);
1 aéro gerador	- modelo “EO3”	- operando em dezembro (9);

Nesta solução alternativa para 2008, há a necessidade de aquisição de quatorze unidades do painel fotovoltaico “PV7”, para agosto e dois aero geradores “EO3” porque para os meses de abril, maio, junho e julho são necessárias duas unidades em operação.

Com a operação destes equipamentos selecionados, ano de 2008, há também a possibilidade de negociação e venda das potências disponibilizadas pelo sistema (variável X5) com a rede concessionária, assim distribuídas:

509,29 W de potência	- em abril (1);
986,09 W de potência	- em maio (2);
398,15 W de potência	- em junho (3);
1085,43 W de potência	- em julho (4);
29,19 W de potência	- em agosto (5);
750,49 W de potência	- em setembro (6);
1727,43 W de potência	- em outubro (7);
4798,61 W de potência	- em novembro (8);
1192,67 W de potência	- em dezembro (9);

- Para o ano de 2009, neste terceiro cenário, o programa seleciona:

3 painéis fotovoltaicos	- modelo “PV2”	- operando em abril (1);
3 painéis fotovoltaicos	- modelo “PV2”	- operando em maio (2);
2 painéis fotovoltaicos	- modelo “PV2”	- operando em julho (4);
3 painéis fotovoltaicos	- modelo “PV2”	- operando em dezembro (9);
3 aero geradores	- modelo “EO3”	- operando em abril (1);
2 aero geradores	- modelo “EO3”	- operando em maio (2);
4 aero geradores	- modelo “EO3”	- operando em junho (3);
3 aero geradores	- modelo “EO3”	- operando em julho (4);
2 aero geradores	- modelo “EO3”	- operando em agosto (5);
1 aero gerador	- modelo “EO3”	- operando em setembro (6);
1 aero gerador	- modelo “EO3”	- operando em outubro (7);
1 aero gerador	- modelo “EO3”	- operando em novembro (8);

1 aero gerador – modelo “EO3” - operando em dezembro (9);

Nesta solução para 2009, há a necessidade de aquisição de três unidades do painel fotovoltaico “PV2” para abril, maio e dezembro e 4 aero geradores “EO3” porque para o mês de junho são necessárias quatro unidades em operação.

Em 2009, com a operação destes equipamentos selecionados, há também a possibilidade de negociação e venda das potências disponibilizadas pelo sistema (variável X5) com a rede concessionária, assim distribuídas:

22,56 W de potência	- em abril (1);
46,55 W de potência	- em maio (2);
278,25 W de potência	- em junho (3);
61,66 W de potência	- em julho (4);
772,36 W de potência	- em agosto (5);
21,32 W de potência	- em setembro (6);
780,21 W de potência	- em outubro (7);
4388,89 W de potência	- em novembro (8);
44,47 W de potência	- em dezembro (9);

A Tabela 27 apresenta o quadro resumo dos resultados encontrados para o terceiro cenário.

Tabela 27 – 3º Cenário – quadro resumo.

RESULTADOS OBTIDOS					
3º Cenário					
Característica do cenário	É definido como fontes de eletricidade, os painéis fotovoltaicos e aero geradores, sem a possibilidade de utilização dos moto geradores e da eletricidade fornecida pela rede concessionária.				
Restrições	Restrições adotadas: $y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1$; $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1$; $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}<1$; $n_1(j)=0$; $n_2(j)=0$; $n_3(j)=0$; $n_4(j)=0$; $n_5(j)=0$; $n_6(j)=0$; $n_7(j)=0$; $X_5(j)\geq 0$; $X_6(j)=0$;				
	Função objetivo (US\$)	Equipamento (nº, modelo, mês)			Potência (W) - disponível para venda à rede concessionária
		PV	EO	M	X5
2008	109992,50	14-PV7(5);	2-EO3(1); 2-EO3(2); 2-EO3(3); 2-EO3(4); 1-EO3(5); 1-EO3(6); 1-EO3(7); 1-EO3(8); 1-EO3(9);	0	509,29 (1); 986,09 (2); 398,15 (3); 1085,43 (4); 29,19 (5); 750,49 (6); 1727,43 (7); 4798,61 (8); 1192,67 (9);
2009	140028,60	3-PV2(1); 3-PV2(2); 2-PV2(4); 3-PV2(9);	3-EO3(1); 2-EO3(2); 4-EO3(3); 3-EO3(4); 2-EO3(5); 1-EO3(6); 1-EO3(7); 1-EO3(8); 1-EO3(9);	0	22,56 (1); 46,55 (2); 278,25 (3); 61,66 (4); 772,36 (5); 21,32 (6); 780,21 (7); 4388,89 (8); 44,47 (9);

A solução para o ano de 2009 é diferente da solução apresentada para 2008, com relação aos modelos de painéis fotovoltaicos selecionados, eles são diferentes, ou seja, a solução não é denominada “robusta”. Para melhorar este resultado, foi efetuada uma simulação considerando se um único conjunto, os dados dos 9 meses de 2008 e os dados dos 9 meses de 2009, ou sejam 18 meses.

A Tabela 28 apresenta a solução desta simulação do 3º cenário com a aquisição de quatorze painéis fotovoltaicos modelo “PV7” e quatro aero geradores modelos “EO3”, atende-se as potências instaladas em 2008 e 2009.

Tabela 28 - Solução 3º cenário – simulação 2008 e 2009 – 18 meses

RESULTADOS OBTIDOS					
3º Cenário - 18 meses					
Característica do cenário	É definido como fontes de eletricidade, os painéis fotovoltaicos e aero geradores, sem a possibilidade de utilização dos moto geradores e da eletricidade fornecida pela rede concessionária.				
Restrições	Restrições adotadas: $y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1$; $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1$; $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}<1$; $n_1(l)=0$; $n_2(l)=0$; $n_3(l)=0$; $n_4(l)=0$; $n_5(l)=0$; $n_6(l)=0$; $n_7(l)=0$; $X_5(j)\geq 0$; $X_6(j)=0$;				
	Função objetivo (US\$)	Equipamento (nº, modelo, mês)			Potência (W) - disponível para venda à rede concessionária
		PV	EO	M	X5
2008 e 2009	258098,70	14-PV7(5); 7-PV7(10); 5-PV7(11); 3-PV7(13);	2-EO3(1); 2-EO3(2); 2-EO3(3); 2-EO3(4); 1-EO3(5); 1-EO3(6); 1-EO3(7); 1-EO3(8); 1-EO3(9); 3-EO3(10); 2-EO3(11); 4-EO3(12); 3-EO3(13); 2-EO3(14); 1-EO3(15); 1-EO3(16); 1-EO3(17); 2-EO3(18);	0	509,29 (1); 986,09 (2); 398,15 (3); 1085,43 (4); 29,19 (5); 750,49 (6); 1727,43 (7); 4798,61 (8); 1192,67 (9); 40,66 (10); 4,65 (11); 278,25 (12); 17,56 (13); 772,36 (14); 21,32 (15); 780,21 (16); 4388,89 (17); 4627,01 (18);

7.4 Quarto cenário

A condição simulada agora é aquela em que somente os aero geradores são livres de fornecimento de eletricidade para o Condomínio. Desta forma o programa fica assim configurado:

Restrições adotadas:

$$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=0;$$

$$y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$$

$$y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=0;$$

$$t_1(j)=0; t_2(j)=0; t_3(j)=0; t_4(j)=0; t_5(j)=0; t_6(j)=0; t_7(j)=0;$$

$$n_1(j)=0; n_2(j)=0; n_3(j)=0; n_4(j)=0; n_5(j)=0; n_6(j)=0; n_7(j)=0;$$

$$X_5(j) \geq 0; X_6(j)=0;$$

- Solução encontrada para o quarto cenário

- Valor da função objetivo: US\$ 114055,90 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2008;

- Valor da função objetivo: US\$ 157847,60 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2009;

- Para o ano de 2008, neste quarto cenário, o programa seleciona:

2 aero geradores	– modelo “EO3”	- operando em abril (1);
2 aero geradores	– modelo “EO3”	- operando em maio (2);
2 aero geradores	– modelo “EO3”	- operando em junho (3);
2 aero geradores	– modelo “EO3”	- operando em julho (4);
2 aero geradores	– modelo “EO3”	- operando em agosto (5);
1 aero gerador	– modelo “EO3”	- operando em setembro (6);
1 aero gerador	– modelo “EO3”	- operando em outubro (7);
1 aero gerador	– modelo “EO3”	- operando em novembro (8);
1 aero gerador	– modelo “EO3”	- operando em dezembro (9);

Em 2008, as potências disponibilizadas para venda à rede concessionária são:

509,29 W de potência	- em abril (1);
986,09 W de potência	- em maio (2);
398,15 W de potência	- em junho (3);
1085,43 W de potência	- em julho (4);
2307,08 W de potência	- em agosto (5);
750,49 W de potência	- em setembro (6);
1727,43 W de potência	- em outubro (7);
4798,61 W de potência	- em novembro (8);
1192,67 W de potência	- em dezembro (9);

- Para o ano de 2009, neste quarto cenário, o programa seleciona:

4 aero geradores	- modelo "EO3"	- operando em abril (1);
3 aero geradores	- modelo "EO3"	- operando em maio (2);
4 aero geradores	- modelo "EO3"	- operando em junho (3);
4 aero geradores	- modelo "EO3"	- operando em julho (4);
2 aero geradores	- modelo "EO3"	- operando em agosto (5);
1 aero gerador	- modelo "EO3"	- operando em setembro (6);
1 aero gerador	- modelo "EO3"	- operando em outubro (7);
1 aero gerador	- modelo "EO3"	- operando em novembro (8);
2 aero gerador	- modelo "EO3"	- operando em dezembro (9);

Em 2009, estas são as potências disponibilizadas pelo sistema (variável X5) para a rede concessionária, neste quarto cenário:

1131,09 W de potência	- em abril (1);
1722,89 W de potência	- em maio (2);
278,25 W de potência	- em junho (3);
1830,58 W de potência	- em julho (4);
772,36 W de potência	- em agosto (5);
21,32 W de potência	- em setembro (6);
780,21 W de potência	- em outubro (7);
4388,89 W de potência	- em novembro (8);

4627,01 W de potência - em dezembro (9);

No quarto cenário, as soluções para os anos de 2008 e 2009 são “robustas”. Os mesmos modelos de aereadores foram selecionados.

7.5 Quinto cenário

Somente os painéis fotovoltaicos são disponibilizados para fornecimento de eletricidade para o Condomínio.

Restrições adotadas:

$$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$$

$$y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=0;$$

$$y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=0;$$

$$k_1(j)=0; k_2(j)=0; k_3(j)=0; k_4(j)=0; k_5(j)=0; k_6(j)=0; k_7(j)=0;$$

$$n_1(j)=0; n_2(j)=0; n_3(j)=0; n_4(j)=0; n_5(j)=0; n_6(j)=0; n_7(j)=0;$$

$$X_5(j) \geq 0; X_6(j)=0;$$

- Solução encontrada para o quinto cenário

- Valor da função objetivo: US\$ 178723,90 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2008;

- Valor da função objetivo: US\$ 266775,60 – total do custo minimizado ao longo de 9 meses, para este cenário no ano de 2009;

- Definições apresentadas neste quinto cenário, no ano de 2008:

44 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em abril (1);
108 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em maio (2);
105 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em junho (3);
90 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em julho (4);
89 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em agosto (5);
97 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em setembro (6);
172 painéis fotovoltaicos	– modelo “PV7”	- operando em outubro (7);

190 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em novembro (8);
 127 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em dezembro (9);

Em 2008, estas são as potências disponibilizadas pelo sistema (variável X5) para a rede concessionária:

5,43 W de potência - em abril (1);
 9,41 W de potência - em maio (2);
 11,11 W de potência - em junho (3);
 21,39 W de potência - em julho (4);
 14,4 W de potência - em agosto (5);
 25,10 W de potência - em setembro (6);
 20,63 W de potência - em outubro (7);
 18,61 W de potência - em novembro (8);
 27,63 W de potência - em dezembro (9);

- Definições apresentadas neste quinto cenário, no ano de 2009:

86 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em abril (1);
 152 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em maio (2);
 230 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em junho (3);
 190 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em julho (4);
 130 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em agosto (5);
 114 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em setembro (6);
 212 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em outubro (7);
 210 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em novembro (8);
 174 painéis fotovoltaicos – modelo “PV7” - operando em dezembro (9);

Em 2009, estas são as potências disponibilizadas pelo sistema (variável X5) para a rede concessionária:

11,57 W de potência - em abril (1);

6,87 W de potência	- em maio (2);
4,17 W de potência	- em junho (3);
7,50 W de potência	- em julho (4);
0,78 W de potência	- em agosto (5);
32,03 W de potência	- em setembro (6);
9,41 W de potência	- em outubro (7);
18,89 W de potência	- em novembro (8);
24,93 W de potência	- em dezembro (9);

No quinto cenário, as soluções para os anos de 2008 e 2009 são “robustas”. Os mesmos modelos de painéis fotovoltaicos foram selecionados.

A Tabela 29 apresenta o quadro resumo dos resultados encontrados para os quarto e quinto cenários.

Tabela 29 - 4° e 5° Cenários – quadro resumo.

RESULTADOS OBTIDOS										
4° Cenário					5° Cenário					
Característica do cenário	Somente os aero geradores são livres de fornecimento de eletricidade para o Condomínio.				Somente os painéis fotovoltaicos são livres para fornecimento de eletricidade para o Condomínio.					
Restrições	$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=0;$ $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=1;$ $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=0;$ $t_1(j)=0; t_2(j)=0; t_3(j)=0; t_4(j)=0; t_5(j)=0; t_6(j)=0;$ $t_7(j)=0;$ $n_1(j)=0; n_2(j)=0; n_3(j)=0; n_4(j)=0; n_5(j)=0; n_6(j)=0;$ $n_7(j)=0;$ $X_5(j) \geq 0; X_6(j)=0;$				$y_{11}+y_{12}+y_{13}+y_{14}+y_{15}+y_{16}+y_{17}=1;$ $y_{21}+y_{22}+y_{23}+y_{24}+y_{25}+y_{26}+y_{27}=0;$ $y_{31}+y_{32}+y_{33}+y_{34}+y_{35}+y_{36}+y_{37}=0;$ $k_1(j)=0; k_2(j)=0; k_3(j)=0; k_4(j)=0; k_5(j)=0; k_6(j)=0;$ $k_7(j)=0;$ $n_1(j)=0; n_2(j)=0; n_3(j)=0; n_4(j)=0; n_5(j)=0; n_6(j)=0;$ $n_7(j)=0;$ $X_5(j) \geq 0; X_6(j)=0;$					
	Função objetivo (US\$)	Equipamento (n°, modelo, mês)			(*) Potência (W)	Função objetivo (US\$)	Equipamento (n°, modelo, mês)			(*) Potência (W)
		PV	EO	M	X5		PV	EO	M	X5
2008	114055,90	0	2-EO3(1); 2-EO3(2); 2-EO3(3); 2-EO3(4); 2-EO3(5); 1-EO3(6); 1-EO3(7); 1-EO3(8); 1-EO3(9);	0	509,29 (1); 986,09 (2); 398,15 (3); 1085,43 (4); 2307,08 (5); 750,49 (6); 1727,43 (7); 4798,61 (8); 1192,67 (9);	178723,90	44-PV7(1); 108-PV7(2); 105-PV7(3); 90-PV7(4); 89-PV7(5); 97-PV7(6); 172-PV7(7); 190-PV7(8); 127-PV7(9);	0	0	5,43 (1); 9,41 (2); 11,11 (3); 21,39 (4); 14,4 (5); 25,1 (6); 20,63 (7); 18,61 (8); 27,63 (9);
2009	157847,60	0	4-EO3(1); 3-EO3(2); 4-EO3(3); 4-EO3(4); 2-EO3(5); 1-EO3(6); 1-EO3(7); 1-EO3(8); 2-EO3(9);	0	1131,09 (1); 1722,89 (2); 278,25 (3); 1830,58 (4); 772,36 (5); 21,32 (6); 780,21 (7); 4388,89 (8); 4627,01 (9);	266775,60	86-PV7(1); 152-PV7(2); 230-PV7(3); 190-PV7(4); 130-PV7(5); 114-PV7(6); 212-PV7(7); 210-PV7(8); 174-PV7(9);	0	0	11,57 (1); 6,87 (2); 4,17 (3); 7,5 (4); 0,78 (5); 32,03 (6); 9,41 (7); 18,89 (8); 24,93 (9);

(*) Potência (W) - disponível para venda à rede concessionária

8 CONCLUSÕES

A proposta de desenvolver um estudo técnico e econômico de alternativas de fornecimento de energia elétrica por autoprodução, tendo como estudo de caso um condomínio residencial de São José dos Campos, cidade do estado de São Paulo foi satisfatoriamente atendida.

Os resultados obtidos demonstraram a validade e viabilidade técnica econômica, bem como os benefícios ambientais na aplicação dos programas de energias renováveis, neste caso, para geração de energia elétrica em base fotovoltaica, eólica, moto geração com motores de combustão interna.

Foram levantadas as necessidades elétricas das áreas comuns do condomínio em base temporal, nas quais o consumo e os custos são compartilhados entre os moradores, de modo a permitir que o modelo contemplasse uma escala real para a tomada de decisões. As quatro instalações são providas de medidores independentes, nos quais a potência média mensal instalada no ano de 2008, nos nove meses definidos para o estudo, foi de 3012,50 W.

Atendendo as potências instaladas no condomínio foram selecionados os modelos de painéis fotovoltaicos, aero geradores e moto geradores compatíveis.

Para os painéis fotovoltaicos e aero geradores foram calculadas, por equações reconhecidas e testadas por cientistas referenciados no trabalho, as potências mensais disponibilizadas por estes equipamentos, para a geração da eletricidade necessária ao condomínio. Os cálculos que dependem dos fatores ambientais de radiação solar e ventos de São José dos Campos foram considerados. Estes fatores ambientais foram medidos e fornecidos pela estação agro meteorológica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2010). Os resultados dos cálculos destas potências foram comparados com a potência nominal dos equipamentos. Uma vez que não afetava os objetivos do trabalho, modelagem para otimização de soluções de menor custo com a melhor configuração entre os painéis fotovoltaicos, aero geradores e moto geradores, foram adotadas algumas simplificações, explicadas ao longo do texto, principalmente, para o cálculo das potências dos aero geradores.

A concepção inicial de uma superestrutura esquematiza e configura a rede de fontes renováveis de energia elétrica consideradas no estudo (origem fotovoltaica, eólica e a partir de motor de combustão interna). Adicionalmente, considerou-se também nesta configuração, a possibilidade de compra e venda de eletricidade com a rede concessionária da cidade de São José dos Campos.

O modelo de otimização com a utilização do software LINGO, versão 10, cujo objetivo principal era minimizar os custos de investimentos e manutenção dos equipamentos necessários ao atendimento das restrições impostas, através do programa desenvolvido, selecionou os modelos dos equipamentos que preenchiam estes requisitos. Em cinco diferentes cenários, o programa foi testado com êxito e forneceu as condições nas quais as tecnologias renováveis conseguem se habilitar a compor a configuração final do sistema de autoprodução de energia elétrica.

No primeiro cenário, o programa é livre para definir quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento (painel fotovoltaico, aero gerador e moto gerador) devem operar em cada mês. Além disto, o programa pode também concluir se é melhor ou mais viável, comprar ou vender eletricidade da rede concessionária. Na solução apresentada, a análise econômica prevalece e o programa indica que a eletricidade necessária para o condomínio, para os nove meses, objeto deste estudo deve ser totalmente comprada da rede concessionária. Não são selecionados painéis fotovoltaicos, aero geradores e moto geradores para gerar energia para o condomínio.

No segundo cenário, é mantido o recurso do programa de definir quais equipamentos e quantas unidades do modelo selecionado de cada equipamento (painel fotovoltaico, aero gerador e moto gerador) devem operar em cada mês. Não é permitida a compra de eletricidade da rede concessionária. Na solução apresentada, o programa seleciona como fonte de eletricidade uma unidade do moto gerador “M4”, operando nos nove meses considerados no estudo. Em todos os meses de 2008, o moto gerador “M4” opera com carga parcial, variando aproximadamente de 2400 W a 4200 W. A potência nominal do moto gerador “M4” é 6000 W. A utilização de carga parcial é uma condição ou expressão matemática de restrição inserida no programa que o capacita a decidir se os moto geradores podem operar com carga parcial ou se

precisam utilizar a sua potência nominal. Como o moto gerador opera com a carga correspondente à demanda mensal necessária ao Condomínio, neste segundo cenário, em nenhum mês há sobra de eletricidade, e portanto não há a possibilidade de venda ou negociação de eletricidade para a rede concessionária.

No terceiro cenário, é definido como fontes de eletricidade aquelas geradas pelos painéis fotovoltaicos e aero geradores. Na solução apresentada, para o ano de 2008, é necessária a aquisição de quatorze painéis fotovoltaicos “PV7” e dois aero geradores “EO3”, distribuídos ao longo dos nove meses, objeto do estudo, conforme indicado na solução do programa. Neste cenário, para o ano de 2008, com a operação destes equipamentos selecionados, há a possibilidade de negociação e venda das potências disponibilizadas pelo sistema com a rede concessionária, em todos os nove meses, conforme valores indicados na solução do programa, da ordem de 29 a 4800 W de acordo com o mês.

No quarto cenário, a condição simulada é aquela onde somente os aero geradores são livres de fornecimento de eletricidade para o Condomínio. Na solução apresentada, para ao ano de 2008, é necessária a aquisição de dois aero geradores “EO3”, distribuídos ao longo dos nove meses, objeto do estudo, conforme indicado na solução do programa. Neste cenário, para ao ano de 2008, também há a possibilidade de negociação e venda das potências disponibilizadas pelo sistema com a rede concessionária, em todos os nove meses, conforme valores indicados na solução do programa, da ordem de 400 a 4800 W de acordo com o mês.

No quinto cenário, somente os painéis fotovoltaicos são disponibilizados para fornecimento de eletricidade para o Condomínio. Na solução apresentada, para o ano de 2008, é necessária a aquisição de cento e noventa painéis fotovoltaicos “PV7”, distribuídos ao longo dos nove meses, objeto do estudo, conforme indicado na solução do programa. Neste cenário, há a possibilidade de negociação e venda das potências disponibilizadas pelo sistema com a rede concessionária, em todos os nove meses, conforme valores indicados na solução do programa. Desta vez, numa quantia pequena, da ordem de 5 a 28 W.

Conclui-se, portanto que o modelo desenvolvido é prático e de interessante utilização. Conforme a demanda de energia necessária, aumentada ou reduzida, devida

aos novos requisitos do condomínio quanto ao conforto, economia e conscientização ambiental no uso de recursos naturais, bastam serem alterados os dados do modelo desenvolvido e novas soluções, adequadas às novas condições serão indicadas pelo programa.

Para efeito de comprovação prática da utilização deste modelo de otimização desenvolvido, em princípio para ano de 2008, e uma vez que se encontravam a disposição os dados de potência instalada do condomínio para o ano de 2009, foi executado o programa com estes novos dados (de 2009) que indicavam o aumento da potência elétrica instalada, resultante de projetos de ampliação das instalações, executados e em operação. Desta forma, foram obtidas novas soluções, satisfatórias e compatíveis com esta nova potência instalada. Em 2008, a potência elétrica mensal instalada variava de 2454,17 W a 4175 W. Em 2009, esta variação passou a ser de 3808,33 W a 5745,83 W, correspondendo a um aumento anual da potência instalada de 49,6%. No Capítulo 7, Análise dos Resultados Obtidos, é possível efetuar uma comparação entre os anos de 2008 e 2009 quanto ao número de equipamentos fontes de energia renováveis e investimentos necessários para os dois casos.

Nesta comprovação da modelagem com os dados de 2009, no segundo cenário, surgiram algumas considerações que gerou uma nova discussão. Como a solução para o ano de 2009 é diferente da solução apresentada para 2008, os modelos de moto geradores selecionados são diferentes, ou seja, a solução não é denominada “robusta”. Estudado o assunto, foi efetuada uma simulação considerando um único conjunto de dados, os dezoito meses de 2008 e 2009. O programa gerou como solução de um único modelo, o moto gerador “M2“, com a aquisição de seis unidades para atendimento dos anos de 2008 e 2009.

A mesma situação surgiu com os resultados do terceiro cenário para os anos de 2008 e 2009. Neste caso os equipamentos em discussão foram os modelos diferentes de painéis fotovoltaicos, “PV7” e “PV2”, para os anos de 2008 e 2009, ou seja, as soluções não eram “robustas”.

Assim, foi efetuada uma simulação considerando um único conjunto de dados, os dezoito meses de 2008 e 2009. O programa gerou como solução de um único

modelo para o painel fotovoltaico “PV7“, com a aquisição de quatorze unidades, e quatro aéro geradores “EO3” para atendimento dos anos de 2008 e 2009.

Como sugestão para trabalhos futuros, melhorar o modelo eólico, empregando a distribuição estatística cumulativa de “Weibull”, desenvolvendo o modelo de otimização discretizado em séries históricas de acordo com menores intervalos de tempo.

REFERÊNCIAS

AEOLOS WIND TURBINE. Disponível em: <www.windturbinestar.com>. Acesso em: 25 set. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. 4.ed. Brasília: Min. Minas e Energia, 2008. 32p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Catilha_1p_atual.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa 235**, 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 22 fev. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 22 out. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Resolução normativa 281**, 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 26 set. 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Resolução normativa 304**, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 26 set. 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Resolução 371**, 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 26 set. 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Resolução homologatória 894**, 2009. Disponível em: <<http://www.datacogen.com.br/tarifas/2009/Bandeirante.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Decreto 2003**, 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 26 set. 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Decreto 5163**, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 11 mar. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.. **Lei 9074**, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>>. Acesso em: 26 set. 2009.

ARSESP, Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, <http://www.arsesp.sp.gov.br/principal.asp>. Acesso em: 15 fev. 2010.

ASHOK, S.. Optimised model for community-based hybrid energy system. **Renewable Energy**, v. 32, p.1155-5564, 2007.

BUNDESANZEIGER. Publicação No.164 de 30 de Outubro de 2009, página 3749. Disponível em <<http://www.germanenergyblog.de/?p=380>>, november 2, 2009. Acesso em: 23 out. 2010.

CRESESB-CEPEL – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/apresentacoes.htm>> e <[http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_(2010_updates).pdf)>. Acesso em 6 dez. 2010.

COMGAS - Companhia de Gás de São Paulo. Tarifas de gás natural canalizado, 2009. Disponível em: <<http://www.comgas.com.br/tarifas.asp>>. Acesso em: 15 fev. 2010.

CRAMER, G.; IBRAHIM, M.; KLEINKAUF, W.. PV system technologies: State-of-the-art and trends in decentralised electrification. **Refocus**, p.38-42, 2004.

DALTON, G. J.; LOCKINGTON, D. A.; BALDOCK, T. E.. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel, **Renewable Energy**, v. 33, p. 1475-1490, 2008.

DESHMUKH, M. K.; DESHMUKH, S. S.. Modeling of hybrid renewable energy systems, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 235-249, 2008.

ELHADIDY, M. A.; SHAAHID, S. M.. Decentralized/stand-alone hybrid Wind–Diesel power systems to meet residential loads of hot coastal regions. **Energy Conversion And Management**, v. 46, p.2501-2513, 2005.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Projeção de consumo de energia e energéticos e de emissões de CO₂, São Paulo, 2008-2020**. Secretaria de Saneamento e Energia. 2009. Disponível em: http://www.cetesb.sp.gov.br/geesp/docs/livros_revistas/relatorio_projecao_consumo_energeticos_ate_2020.pdf>. Acesso em: 21.out.2010.

HONGXING, Y; WEI, Z.; CHENGZHI, L.; Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. **Applied Energy** v.86, p.163-169, 2009.

INCROPERA, F. P.; DE WITT, D. P.. **Fundamentos de transferência de calor e de massa**. 4^a edição. Rio de Janeiro, RJ: LTC – Livros Técnicos Científicos S.A., 1998. 494p.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS / CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS – INPE / CPTEC. Plataformas de coletas de

dados, 2008 / 2009. Disponível em: <<http://satelite.cptec.inpe.br/PCD/>>. Acesso em: 10 fev. 2010.

KAUNDINYA, D. P.; BALACHANDRA, P.; RAVINDRANATH, N. H.. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power - A review of literature, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 2041-2050, 2009.

LINGO, **The modeling language and optimizer – user`s manual**. Chicago, USA: LINDO Systems, 2001.

MORGAN, T. R.; MARSHALL, R. H.; BRINKWORTH, B. J.. ‘ARES’—A refined simulation program for the sizing and optimization of autonomous hybrid energy systems, **Solar Energy** , v. 59, n. 4-6, p. 205-215, 1997.

NAYAR, C.V.. Recent Developments in Decentralized Mini-Grid Diesel Power Systems in Australia. **Applied Energy**, v. 52, p.229-242, 1995.

ONOVWIONA, H. I.; UGURSAL, V. I.; FUNG, A. S.. Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications. **Applied Thermal Engineering**, v. 27, p.848-861, 2007.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica – tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. 3ª edição. Barueri, SP: Editora Manole, 2003. 324p.

ROSSI, L. A.. Sistema híbrido eólico-fotovoltaico: alternativa na geração descentralizada de eletricidade para áreas rurais isoladas. **SciELO Proceedings online**, 3º Encontro de Energia no Meio Rural, Campinas, 2003.

SAHEB-KOUSSA, D.; HADDADI, M.; BELHAMEL, M.. Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria. **Applied Energy**, v. 86, p.1024-1030, 2009.

SALAMONI, I. T.. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004. 155f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SALLES, A. C. N. **Metodologias de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica**. 2004. 83 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – COPPE, Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SAMPAIO, H. C.. **Planejamento e otimização de sistemas energéticos para gestão econômica e ambiental de cidades**. 2007. 235 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

SHAAHID, S. M.; EL-AMIN, I.. Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia - A way forward for sustainable development, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 625-633, ,2009.

TERCIOTE, R.. Eficiência energética de um sistema eólico isolado. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4º, 2002, Campinas. **Anais...** Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, 2002.7p. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2002/0100.pdf>>. Acesso em: 30/10/2009.

VALENTE, L. C. G.; ALMEIDA, S. C. A.. Economic analysis of a diesel/photovoltaic hybrid system for decentralized power generation in northern Brazil. **Energy**, v. 23, n. 4, p.317-323, 1998.

VAZ, J.R.P.; SILVA, D.O.; PINHO, J.T.; BRANCO, T.M.M.; MESQUITA, A.A.. Estudo da eficiência de perfis aerodinâmico aplicados a aerogeradores de pequeno porte. **CBEE/ABEE**, 2009.

YANG, H.; ZHOU, W.; LU, L. e FANG, Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. **Solar Energy**, v. 82, p. 354-367, 2008.

ZHOU, W.; YANG, H.X.; FANG, Z.H.; A novel model for photovoltaic array performance prediction. **Appl Energy** v.84, p.1187–98, 2007.