

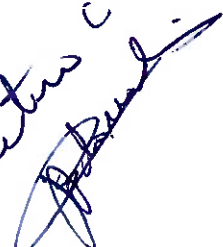
27

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ALTERNATIVOS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA

APLICAÇÃO PARA ESCOLA POLITÉCNICA

Minoru Sakajiri

Visto 14/12/2005
Dimitris C. Zografopoulos


São Paulo
2005

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ALTERNATIVOS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA

APLICAÇÃO PARA ESCOLA POLITÉCNICA

Trabalho de formatura apresentado a Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia

Minoru Sakajiri

Orientador: Prof. Doutor Demétrio C. Zachariadis

Área de concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo

2005

TF-05
Sa 290

DEDALUS - Acervo - EPMN



31600011805

FICHA CATALOGRÁFICA

Sakajiri, Minoru

**Otimização de sistemas alternativos de geração de energia:
aplicação para Escola Politécnica / M. Sakajiri. -- São Paulo,
2005.**

116 p.

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.**

**1.Fontes alternativas de energia 2.Energia eólica 3.Energia
solar I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia Mecânica II.t.**

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos ao grupo Laércio Seiti Saheki e Juliano Marinho de Souza pelo trabalho conjunto durante todo o ano de 2005.

Agradeço também o professor Demétrio C. Zachariadis pelo constante apoio e orientação para a realização deste trabalho.

Agradeço a todos amigos e principalmente a família que me apóiam constantemente.

RESUMO

Devido ao quadro energético brasileiro e mundial estudamos sistemas alternativos de geração de energia com o intuito de analisar a sua viabilidade econômica. O estudo foi focado nas seguintes alternativas: energia eólica, energia solar (células fotovoltaicas e aquecimento), geradores estacionários e microturbina a gás. Estudamos também os sistemas auxiliares como reservatório térmico e conjunto de baterias. Estes sistemas auxiliares são utilizados para integrar as alternativas selecionadas e armazenar a energia gerada. Para as fontes solares e eólicas fizemos também um estudo sobre radiação solar incidente e características dos ventos. O estudo será aplicado em conjuntos residenciais (casas e prédios) e na Escola Politécnica da USP, sendo que neste presente trabalho será apresentada apenas a aplicação para a última.

A escolha da melhor configuração é feita através de um programa que desenvolvemos em VBA para Excel, que é alimentado com as informações de características e preços obtidos dos fabricantes e dados da planta estudada. Como critério de escolha foi adotada que a solução deve atender toda a demanda energética requisitada dentro das limitações impostas, principalmente a área disponível.

Para auxiliar a escolha, foi criado um adimensional que permite comparar os sistemas e este representado em gráficos para uma melhor visualização. O adimensional é obtido através da relação entre o custo da configuração aplicada e da rede elétrica convencional. Todas as análises foram feitas para atender o perfil de demanda diária da localidade estudada.

ABSTRACT

Due to the complicated brazilian and world-wide energetic scene we studied alternative systems of energy production in order to analyze their economic availability. The study is focused in the following alternatives: wind energy, solar energy (fotovoltaic and water heating), diesel generator set and gas microturbine. We also studied auxiliary systems like thermal reservoir and batteries. These auxiliary systems are used to integrate the selected alternatives and store the generated energy. For solar and wind systems we studied solar radiation and wind proprieties. The study will be applied in residential (houses and apartments) and in the Polytechnic School of USP.

The choice for best configuration is made by a computer program that we developed in VBA for Excel, which is feed with information of characteristics and prices obtained from manufacturer and data of the studied plant. As choice criteria we adopted that the solution should fill all the requested energetic demand considering the limitations imposed, mainly the available area.

To help the choice, an adimensional was created that permits the compartion of the systems and is represented graphicalle for a better visualization. The adimensional is obtained from the relation of the applied configuration cost and the conventional electric energy supplier. All the analysis was done to fill the daily demand profile of the studied plant.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fator de rugosidade para diversos terrenos. ^[7]	10
Tabela 2: Tabela de emissões de um motor diesel. Valores em [g/HPh]. ^[18]	38
Tabela 3: Níveis típicos de operação para bateria de 12V em 25°C. ^[7]	48
Tabela 4: Valores recomendados de tensão para baterias ácidas e alcalinas. ^[7]	53
Tabela 5: Modelos de turbinas eólicas.	57
Tabela 6: Cálculo do rendimento das turbinas eólicas.....	58
Tabela 7: Células fotovoltaicas encontradas no mercado.	62
Tabela 8: Exemplos de geradores estacionários. ^[24]	63
Tabela 9: Características do motor <i>International P4001TAG</i>	68
Tabela 10: Geradores à Diesel e suas características principais.	69
Tabela 11: Modelos de Microturbinas.	70
Tabela 12: Tarifa do gás natural canalizado – Segmento Cogeração. ^[27]	72
Tabela 13: Modelos de reservatórios térmicos.....	75
Tabela 14: Coletores solares.	76
Tabela 15: Tarifas Grupo B – Baixa Tensão (110 a 440V). ^[28]	77
Tabela 16: Tarifas Grupo A (média e alta tensão). ^[28]	78
Tabela 17: Tarifa média de 2003. ^[29]	79
Tabela 18: Tarifa média do trimestral de 2005. ^[31]	80
Tabela 19: Área disponível para instalação dos equipamentos.....	84
Tabela 20: Custo por kW.	96
Tabela 21: Valores de Ca/Cr.....	96
Tabela 22: Dados do chiller de absorção LG – E – 520VL. ^[30]	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Preço do petróleo em dólar corrente e em dólar de 2003. ^[1]	1
Figura 2: Consumo de energia elétrica em GWh no Brasil entre 1983 e 1998.....	3
Figura 3: Participação setorial no consumo de energia elétrica total (%).	4
Figura 4: Geração de energia centralizada e descentralizada. ^[6]	7
Figura 5: Princípio aerodinâmico simplificado. ^[7]	8
Figura 6: Velocidade média anual de vento a 50m de altura para a região sudeste.....	9
Figura 7: Esquema básico de uma turbina eólica. ^[7]	11
Figura 8: Turbinas VAWT (frente) e HAWT. ^[8]	12
Figura 9: Distanciamento entre turbinas eólicas.	17
Figura 10: Ilustração do sistema de aquecimento via energia solar. ^[13]	18
Figura 11: Exemplo de coletor plano solar. ^[14]	19
Figura 12: Resultado da radiação solar diária para São Paulo.	21
Figura 13: Perfil diário da irradiação solar média.	22
Figura 14: Exemplo de reservatório térmico. ^[14]	23
Figura 15: Corte transversal de uma célula fotovoltaica. ^[16]	26
Figura 16: Arranjo em paralelo das células fotovoltaicas. ^[16]	27
Figura 17: Arranjo em série de células fotovoltaicas. ^[16]	27
Figura 18: Ligação de um diodo <i>bypass</i> . ^[16]	28
Figura 19: Curva de corrente por tensão para vários níveis de irradiação solar a 25°C (esquerda) e para diferentes temperaturas para irradiação de 1kW/m ² (direita). ^[17]	30
Figura 20: Motor Diesel CUMMINS modelo 6CT8.3. Vista em corte. ^[18]	34
Figura 21: Alternador NEGRINI tipo ATE. ^[18]	36
Figura 22: Representação de uma microturbina a gás comercial de 30kW. ^[19]	41
Figura 23: Sistema típico de uma microturbina.	42
Figura 24: Recuperador de calor – <i>Cain Industries</i> . ^[20]	44
Figura 25: Gráfico de recuperação de calor – <i>Ingersoll Rand</i> .	45
Figura 26: Densímetro utilizado em acumuladores estacionários. ^[17]	53
Figura 27: Densidade e tensão típicas para uma bateria. ^[17]	54
Figura 28: Diferentes formas de onda de corrente alternada.	56

Figura 29: Curvas de potência.	60
Figura 30: Configuração do conjunto cilindro e pistão, utilizado em motores de combustão interna. ^[25]	64
Figura 31: Consumo específico do dendê a 55°C e 100°C e do diesel em função do percentual de carga máxima. ^[22]	65
Figura 32: Diagrama p x V do ciclo padrão a ar diesel. ^[18]	66
Figura 33: Volume de controle do reservatório térmico.	73
Figura 34: Vista aérea da EPUSP.....	81
Figura 35: Curva de demanda diária da EPUSP. ^[30]	82
Figura 36: Áreas consideradas para instalação (em vermelho).....	83
Figura 37: Custo de aquisição de turbinas eólicas.	86
Figura 38: Curva Ca/Cr do sistema eólico.	87
Figura 39: Curva Ca/Cr do sistema eólico para velocidade do vento de 8m/s.	87
Figura 40: Curva de custo de células fotovoltaicas em relação à demanda mensal...	88
Figura 41: Curva Ca/Cr do sistema fotovoltaico.....	89
Figura 42: Curva de custo de geradores à diesel segundo a demanda de energia.....	90
Figura 43: Curva Ca/Cr do gerador à diesel.....	91
Figura 44: Curva de custo da microturbina para diferentes demandas mensal.....	92
Figura 45: Curva Ca/Cr para microturbinas.....	93
Figura 46: Curva de custo do sistema de aquecimento solar.	94
Figura 47: Curva Ca/Cr para sistema de aquecimento solar.	94
Figura 48: Custo por kW para diversas tecnologias.	95
Figura 49: Curva 2x2 – Sistemas Eólico e Fotovoltaico.....	100
Figura 50: Curva 2x2 – Sistema Eólico e Microturbina.	100
Figura 51: Curva 2x2 – Sistema Eólico e Geradores Diesel.....	101
Figura 52: Curva 2x2 – Microturbina e Sistema Fotovoltaico.....	101
Figura 53: Curva 2x2 – Microturbina e Gerador Diesel.	102
Figura 54: Curva 2x2 –Gerador Diesel e Sistema Fotovoltaico.	102
Figura 55: Curva de potência diária para configuração A.	103
Figura 56: Curva de potência diária para configuração C.....	106

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. OBJETIVOS	1
1.2. SOBRE O TRABALHO	1
1.3. COMENTÁRIOS INICIAIS.....	2
2. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	3
2.1. QUADRO ENERGÉTICO NACIONAL.....	3
2.2. ANÁLISE DO QUADRO ENERGÉTICO NACIONAL.....	5
2.3. ALTERNATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	6
3. SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	8
3.1. UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	8
3.1.1. <i>Vento</i>	8
3.1.2. <i>Componentes de um Gerador Eólico</i>	10
3.1.2.1. TURBINAS EÓLICAS.....	11
3.1.2.2. CAIXA DE TRANSMISSÃO	12
3.1.2.3. GERADOR ELÉTRICO	13
3.1.2.4. ACUMULADOR.....	13
3.1.2.5. CONTROLE DE VELOCIDADE	13
3.1.2.6. FIXAÇÃO.....	14
3.1.3. <i>Rendimento e Potência do Gerador Eólico</i>	14
3.1.4. <i>Interferência Acústica e Eletromagnética</i>	15
3.1.5. <i>Impacto Visual</i>	15
3.1.6. <i>Escolha do Gerador Eólico</i>	15
3.2. SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR.....	17
3.2.1. <i>Coletores Solares</i>	19
3.2.2. <i>Incidência da Radiação Solar</i>	21
3.2.3. <i>Reservatório Térmico</i>	22
3.2.4. <i>Controlador Digital de Temperatura (CDT)</i>	24
3.2.5. <i>Instalação</i>	24
3.3. ENERGIA SOLAR - CÉLULAS FOTOVOLTÁICAS.....	25
3.3.1. <i>Painel Fotovoltaico</i>	26
3.3.2. <i>Módulo Fotovoltaico</i>	27
3.3.3. <i>Célula Fotovoltaica</i>	29
3.3.3.1. SILÍCIO MONOCRISTALINO	29
3.3.3.2. SILÍCIO POLICRISTALINO	29
3.3.3.3. SILÍCIO AMORFO	29
3.3.4. <i>Dimensionamento e Instalação do Painel Solar</i>	29
3.3.5. <i>Considerações Gerais</i>	31
3.4. GERADORES ESTACIONÁRIOS (GRUPO DIESEL-GERADOR)	32
3.4.1. <i>Motores Diesel</i>	33
3.4.2. <i>Alternador</i>	35
3.4.3. <i>Grupo Diesel-Gerador</i>	36

3.4.3.1.	VIBRAÇÕES E RUÍDOS.....	36
3.4.3.2.	EMISSÕES	38
3.4.3.3.	ESCOLHA DO GRUPO GERADOR.....	38
3.4.3.4.	INSTALAÇÃO	39
3.5.	MICROTURBINA A GÁS.....	40
3.5.1.	<i>Componentes e Funcionamento</i>	40
3.5.2.	<i>Ciclos Combinados de Potência e Calor</i>	43
3.5.2.1.	AQUECIMENTO	43
3.5.3.	<i>Seleção dos Equipamentos</i>	45
3.6.	SISTEMAS AUXILIARES	46
3.6.1.	<i>Controlador de Carga</i>	47
3.6.1.1.	CORRENTE REVERSA	47
3.6.1.2.	SOBRECORRENTE.....	47
3.6.2.	<i>Conjunto de Baterias</i>	49
3.6.2.1.	TENSÕES DE UMA BATERIA	49
3.6.2.2.	CAPACIDADE	50
3.6.2.3.	RENDIMENTO DA BATERIA	51
3.6.2.4.	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA	51
3.6.2.5.	BATERIA SELADA.....	51
3.6.2.6.	BATERIA ÁCIDA.....	52
3.6.2.7.	BATERIA ALCALINA	52
3.6.2.8.	AVALIAÇÃO DO ESTADO DE CARGA	53
3.6.3.	<i>Inversores</i>	54
3.6.3.1.	INVERSOR SÍNCRONO	55
3.6.3.2.	INVERSOR MULTIFUNÇÃO.....	55
3.6.3.3.	INVERSOR ISOLADO	55
4.	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO	57
4.1.	SELEÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS	57
4.2.	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	60
4.3.	ESCOLHA DO GERADOR ESTACIONÁRIO (DIESEL)	62
4.3.1.	<i>Custos de Aquisição e de Operação do Gerador Estacionário</i>	63
4.3.2.	<i>Consumo de Combustível</i>	64
4.3.2.1.	CICLO – PADRÃO A AR DIESEL	66
4.3.3.	<i>Equipamentos Considerados e seus Dados</i>	68
4.4.	DIMENSIONAMENTO DAS MICROTURBINAS	70
4.4.1.	<i>Custo do Gás Natural</i>	72
4.5.	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	72
4.6.	ESCOLHA DO RESERVATÓRIO TÉRMICO	73
4.7.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR	75
4.8.	REDE ELÉTRICA	77
4.8.1.	<i>Impostos e Outras Tarifas</i>	78
4.8.1.1.	TARIFA ECE.....	78
4.8.1.2.	ICMS	79
4.8.2.	<i>Tarifa Média</i>	79
4.9.	CÁLCULO FINANCEIRO.....	80
5.	ESCOLA POLITÉCNICA (EPUSP).....	81

5.1.	APRESENTAÇÃO DA PLANTA.....	81
5.2.	ÁREAS DISPONÍVEIS	82
6.	ANÁLISE GERAL DOS DADOS	85
6.1.	METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	85
6.2.	ANÁLISE DAS TURBINAS EÓLICAS.....	85
6.3.	ANÁLISE DAS CÉLULAS FOTOVOLTÁICAS.....	88
6.4.	ANÁLISE DOS GERADORES ESTACIONÁRIOS (DIESEL)	89
6.5.	ANÁLISE DAS MICROTURBINAS	91
6.6.	ANÁLISE DOS AQUECEDORES SOLARES	93
6.7.	DISCUSSÃO	95
7.	APLICAÇÃO	97
7.1.	RESTRIÇÕES PARA TURBINAS EÓLICAS	97
7.1.1.	<i>EP Engenharia Metalúrgica</i>	97
7.1.2.	<i>EP Engenharia de Minas</i>	98
7.1.3.	<i>EP Engenharia Mecânica/Naval</i>	98
7.1.4.	<i>EP Centro Tecnológica de Hidráulica</i>	98
7.1.5.	<i>EP Engenharia Civil</i>	98
7.1.6.	<i>EP Administração</i>	98
7.1.7.	<i>EP Engenharia Elétrica</i>	99
7.1.8.	<i>EP Engenharia de Produção e Biênio</i>	99
7.1.9.	<i>Total</i>	99
7.2.	ANÁLISE DE COMBINAÇÕES	99
7.3.	CONFIGURAÇÃO A	103
7.4.	CONFIGURAÇÃO B	104
7.4.1.	<i>Parcela Elétrica</i>	104
7.4.2.	<i>Parcela Ar Condicionado</i>	104
7.4.3.	<i>Avaliação</i>	105
7.5.	CONFIGURAÇÃO C	106
8.	CONCLUSÃO	107
9.	BIBLIOGRAFIA.....	109
9.1.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109
9.2.	BIBLIOGRAFIAS	112

1. INTRODUÇÃO

1.1. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é estudar, avaliar e aplicar a geração de energia através de fontes energéticas alternativas.

1.2. SOBRE O TRABALHO

A motivação deste trabalho vem da preocupação com o quadro mundial de crise energética. Tal preocupação é observada claramente por empresas e pesquisadores com pesquisas e desenvolvimento de tecnologias para diminuir gastos de energia. Como exemplo, o petróleo é uma fonte de energia não renovável mais utilizada no mundo, tendo seu custo crescente como mostra a Figura 1. Seu valor chegou a US\$67,49 por galão em setembro de 2005 ^[1].

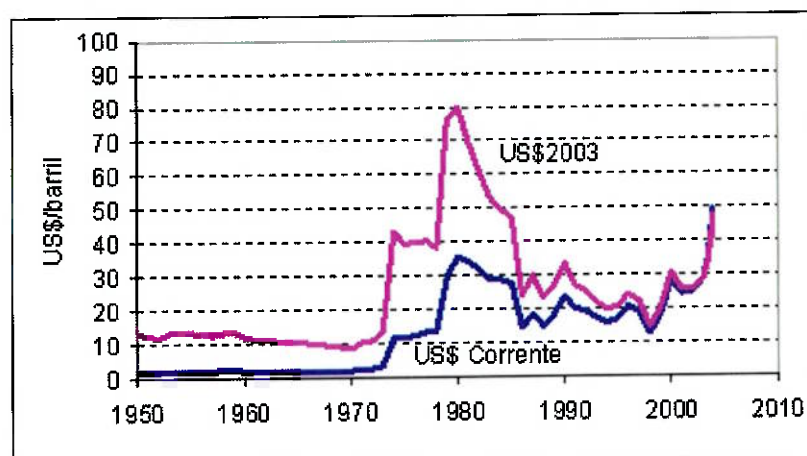


Figura 1: Preço do petróleo em dólar corrente e em dólar de 2003. ^[1]

Este trabalho visa o estudo dos vários tipos de fontes alternativas para geração de energia e a aplicação destes em conjuntos residenciais ou comerciais de modo otimizado economicamente (menor custo relacionado ao consumo de energia elétrica ou térmica).

Devido à grande variedade de sistemas de geração de energia, o estudo será focado nas seguintes alternativas: energia eólica, energia solar (células fotovoltaicas e

aquecimento), geradores estacionários e microturbina a gás. Para o estudo de um caso real, serão considerados apenas equipamentos existentes no mercado.

1.3. COMENTÁRIOS INICIAIS

Este trabalho foi realizado em grupo, onde a aplicação e análise do sistema foram realizadas para 3 plantas distintas, uma para cada componente do grupo.

Inicialmente a aplicação para este trabalho estava definida em um conjunto comercial de grande porte (*Shopping-center*).

Foram contatados vários *shoppings* em São Paulo, porém as informações solicitadas foram consideradas como confidências. Tais informações foram:

- Demanda de energia mensal;
- Curva de demanda energética diária;
- Especificação dos principais fontes de consumo de energia (sistema de ar-condicionado, elevadores, escadas rolantes, sistema de iluminação artificial);
- Planta do *shopping* (área total, áreas disponíveis para instalação dos equipamentos);
- Possíveis demandas de energia térmica.

Assim, devido à falta de dados do *shopping*, foi escolhido o conjunto de prédios da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a aplicação do sistema proposto. O sistema e seus dados de consumo estão apresentados no capítulo 5.

2. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

2.1. QUADRO ENERGÉTICO NACIONAL

Para o estudo do quadro energético nacional, foram considerados dados (numéricos e gráficos) obtidos principalmente através do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com as Publicações BEN2003 (Balanço Energético Nacional 2003) e Atlas de Energia Elétrica do Brasil (referências [3] e [4], respectivamente).

Assim como em outros países em desenvolvimento, o consumo de energia elétrica tem crescido substancialmente no Brasil. Nas três últimas décadas, aumentou 7,5% a.a., ao passo que a população brasileira cresceu 2% a.a. e a economia (PIB), assim como o consumo final de energia, cresceu cerca de 4% a.a. Desse modo, a participação da eletricidade no consumo final de energia passou de 16%, em 1970, para 39,5%, em 1999.

A Figura 2 ilustra o que ocorreu no intervalo de 15 anos (1983 a 1998) com o consumo energético brasileiro. Nota-se que o consumo aumentou de cerca de 150GWh em menos de 20 anos, o que significa uma taxa média anual de crescimento de 5,2% a.a..

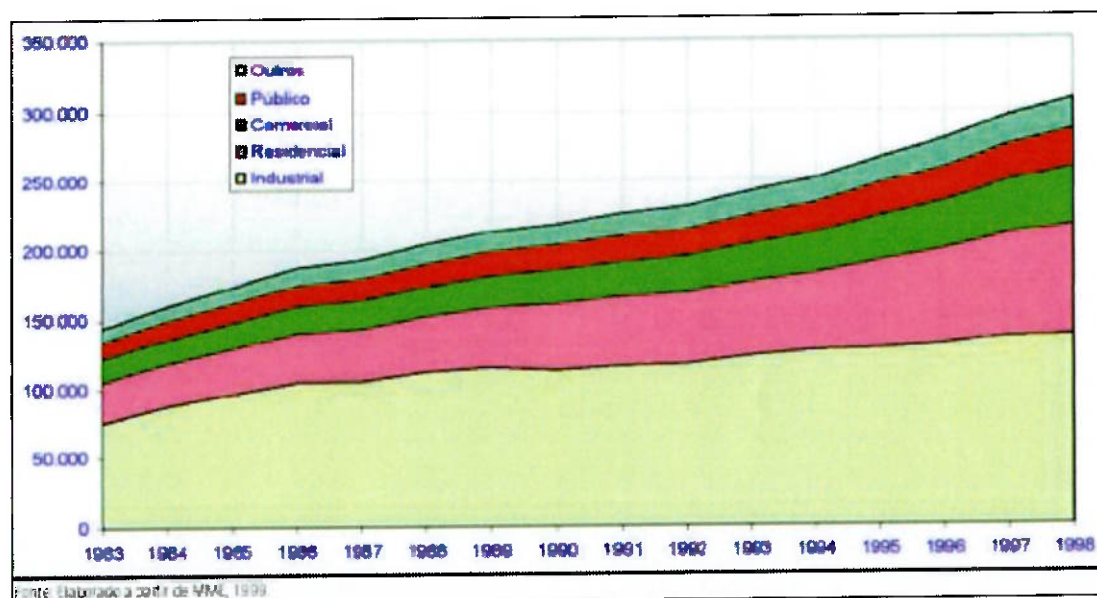


Figura 2: Consumo de energia elétrica em GWh no Brasil entre 1983 e 1998.

Pela Figura 3, em termos setoriais, destaca-se o setor industrial, responsável por cerca de 45% do consumo nacional. Observa-se, porém, uma tendência de redução de sua participação, que era de 52% em 1983. O setor residencial é o segundo maior consumidor de energia elétrica no país, com participação aproximadamente de 26% do consumo nacional. Ao contrário do industrial, tem apresentado aumento de sua participação, cujo índice era de 21% em 1983 (cerca de 5% de aumento em 15 anos). Entre os demais setores, destaca-se o comercial, responsável por 13,5% do consumo de energia elétrica do país em 1998. Assim como o residencial, o setor comercial tem aumentado sua participação nos últimos anos.

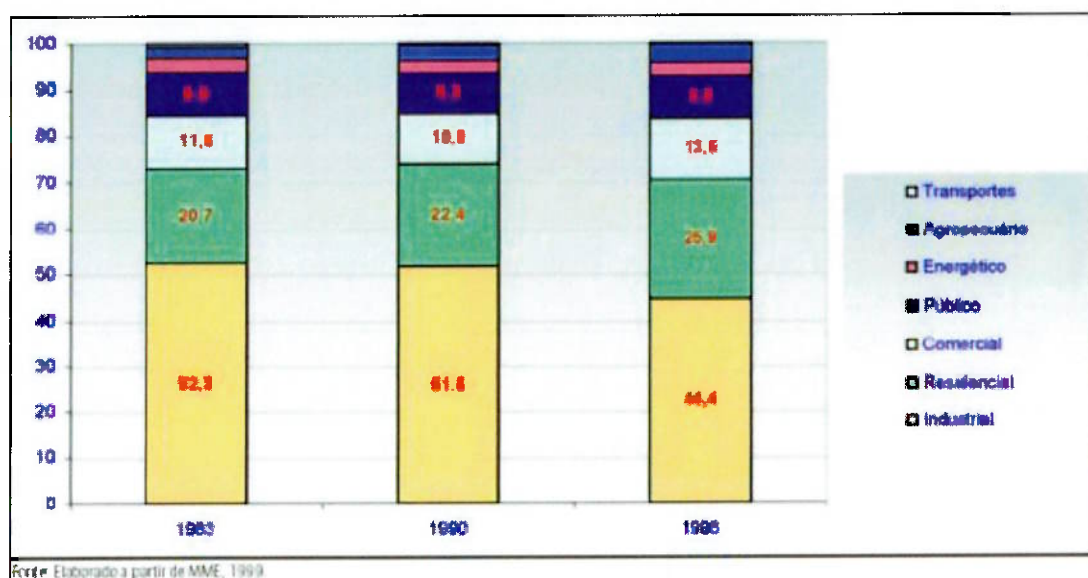


Figura 3: Participação setorial no consumo de energia elétrica total (%).

No Brasil, a geração hidrelétrica tem garantido, nos últimos anos, a produção de cerca de 95% da eletricidade consumida no país. A capacidade instalada atualmente é da ordem de 61 GW, o que representa cerca de 37% do potencial inventariado e 23% do potencial estimado. No entanto com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país a instalação de novas usinas é cada vez mais complicada devido ao grande impacto ambiental e ao alto custo de implantação em certas regiões, tornando-se cada vez mais inviável a implantação de novas hidrelétricas.

A geração de energia via termoeletricas está crescendo bastante, porém o alto nível de poluição liberada pelas termoeletricas além do impacto sócio-ambiental

(negativos) da mineração do carvão, que afeta principalmente os recursos hídricos, o solo e o relevo das áreas circunvizinhas, são fatores bastante importantes contra as termoeletricas.

Estudos indicam que o potencial eólico brasileiro é de cerca de 145000MW, de onde 7700MW já foram autorizados e apenas 26,8MW estão instalados, sendo que está concentrado na região nordeste do Brasil. Tendo assim um grande potencial a ser explorado. Tal capacidade também pode ser ilustrada segundo um estudo realizado através de simulações computacionais, cujo resultado foi a possibilidade de geração de 3TWh/ano, com turbinas de 600kW, instaladas em uma área de cerca de 10% do litoral do estado do Ceará e Rio Grande do Norte, onde são encontradas as melhores condições de ventos.

No Brasil temos duas usinas termonucleares Angra I (657 MW) e Angra II (1.309 MW). Contudo, o futuro da energia nuclear não é muito promissor, em virtude dos problemas de segurança e dos altos custos de disposição dos rejeitos nucleares. Além disso, a opção nuclear encontra restrições de ordem econômico-financeira. "Seu problema é que no mundo liberalizado da eletricidade, no qual são favorecidas as tecnologias de geração que viabilizam plantas de menor capacidade e de construção mais rápida e barata, os reatores nucleares, em geral, não atendem a nenhuma dessas condições" [5].

2.2. ANÁLISE DO QUADRO ENERGÉTICO NACIONAL

Como visto no tópico anterior, as hidrelétricas têm grande participação na geração de energia, porém a instalação de novas plantas é inviável devido aos custos envolvidos (relação potência gerada e custo de implantação, distância entre centros de consumo, entre outros) e impactos envolvidos (alagamento de grandes áreas, entre outros). As termoeletricas têm grandes agravantes sócio-ambientais e as termonucleares com problemas de segurança e dos altos custos de disposição dos rejeitos nucleares além de restrições de ordem econômica financeira. E finalmente as plantas eólicas, apesar de seu grande potencial a ser explorado, têm participação praticamente desprezível, além do custo de instalação alto em relação à potência gerada.

Sobre outras fontes não utilizadas, como exemplo a solar, pode-se dizer que são inviáveis devido ao alto custo de implantação devido ao valor tecnológico envolvido no desenvolvimento de células fotovoltaicas. Para o aquecimento de água, é inviável a implantação de centrais de aquecimento de água devido à impossibilidade de estoque e distribuição de forma eficiente.

Outro fator importante no contexto energético é a grande perda de energia nas linhas de transmissão. Devido a grande distância entre o consumidor e as instalações de geração, a perda de energia elétrica nas linhas de transmissão se torna um fator importante a ser considerado na viabilidade de novas instalações.

Assim, pode-se concluir que devido ao crescimento populacional e conseqüentemente o aumento crescente da demanda de energia, a instalação de novas centrais de geração de energia seria inevitável, mesmo com o elevado custo e grandes impactos negativos (alagamento de novas áreas, problemas com poluição ou mesmo problemas relacionados ao rejeito nuclear).

A proposta deste trabalho visa a utilização de novas fontes de energia, porém de modo descentralizado, ou seja, novas centrais de geração de energia elétrica seriam substituídas por sistemas localizados para blocos residenciais ou comerciais, o que poderia ser uma solução para a crescente demanda de energia.

2.3. ALTERNATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Instalações descentralizadas não necessitam de máquinas de grande porte, já que sua demanda de energia é reduzida. Assim não haverá problemas com perdas significativas nas linhas de transmissão ou mesmo com impactos ambientais. Como centrais de grande porte já instaladas não deixarão de existir, mesmo em caso de pane em um dos sistemas, não haverá problemas com a distribuição de energia.

Na Figura 4 pode ser observada a comparação entre o sistema convencional de geração de energia elétrica (geração centralizada) e a aplicação de métodos alternativos (geração descentralizada), para um conjunto residencial.

No sistema de geração tradicional há uma única instalação geradora que distribui energia elétrica para todo o conjunto. À direita da figura, observamos a aplicação de sistemas alternativos de geração de energia (solar, eólico, etc). Pode-se observar que,

pelo fato de haver diversos sistemas geradores de energia, não há necessidade de geradores de energia centrais de grande porte. Também se verifica que o excedente de energia gerada em cada casa pode ser compartilhado entre as outras residências que, por ventura, consomem mais energia, ou mesmo a utilização desta para outras aplicações, com exemplo, combustível de automóveis elétricos.

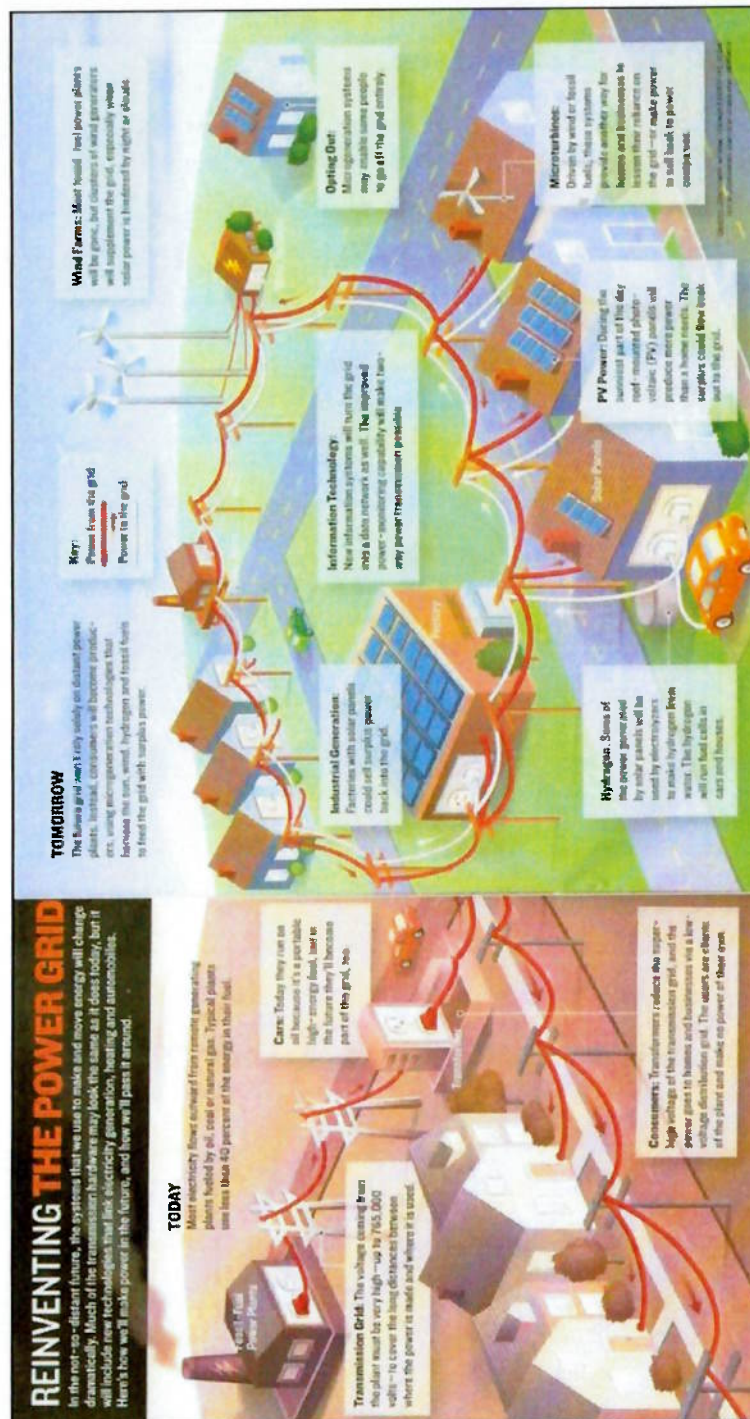


Figura 4: Geração de energia centralizada e descentralizada. [6]

3. SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Neste capítulo será abordado o estudo de cada alternativa: energia eólica, solar (aquecedor e células fotovoltaicas), turbina a gás e geradores estacionários, além dos sistemas auxiliares (baterias, inversores e controladores de carga).

3.1. UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

3.1.1. Vento

O princípio de funcionamento de um gerador eólico é a transformação da energia cinética proveniente do vento. Com a ajuda das pás, o eixo da turbina é girado, assim permitindo a transformação para a energia elétrica através dos geradores elétricos. Estas podem ser acionadas devido à força de sustentação ou a de arraste, formada no perfil das pás devido ao fluxo de ar. Para ilustrar o funcionamento, a Figura 5 mostra o princípio aerodinâmico simplificado de uma turbina com eixo vertical.

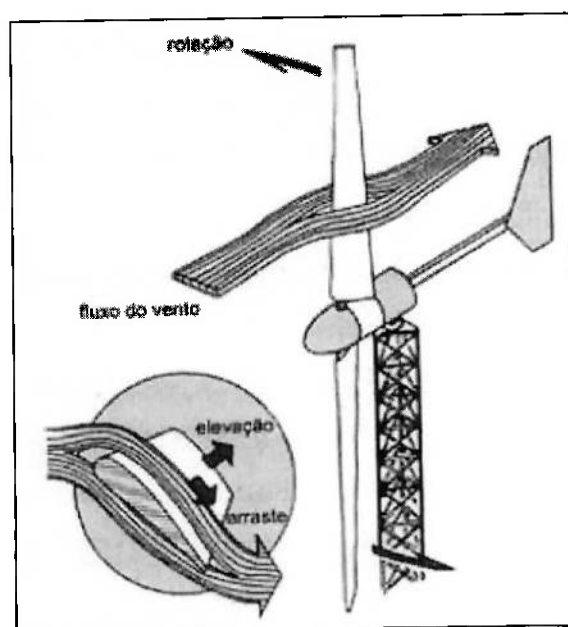


Figura 5: Princípio aerodinâmico simplificado.^[7]

O vento é a movimentação do ar devido à diferença de pressão e temperatura em diferentes regiões da superfície terrestre. Existem variações sazonais na intensidade e

direção, devido à topografia local, e também pela influência da rotação da Terra. Os dados sobre os ventos em São Paulo (onde será focado o estudo deste trabalho) podem ser observados na Figura 6. Para a cidade de São Paulo, a velocidade média anual de vento é aproximadamente $V_{ar} \cong 4,5$ m/s, com direção predominante SE (vento da direção SE para NO).

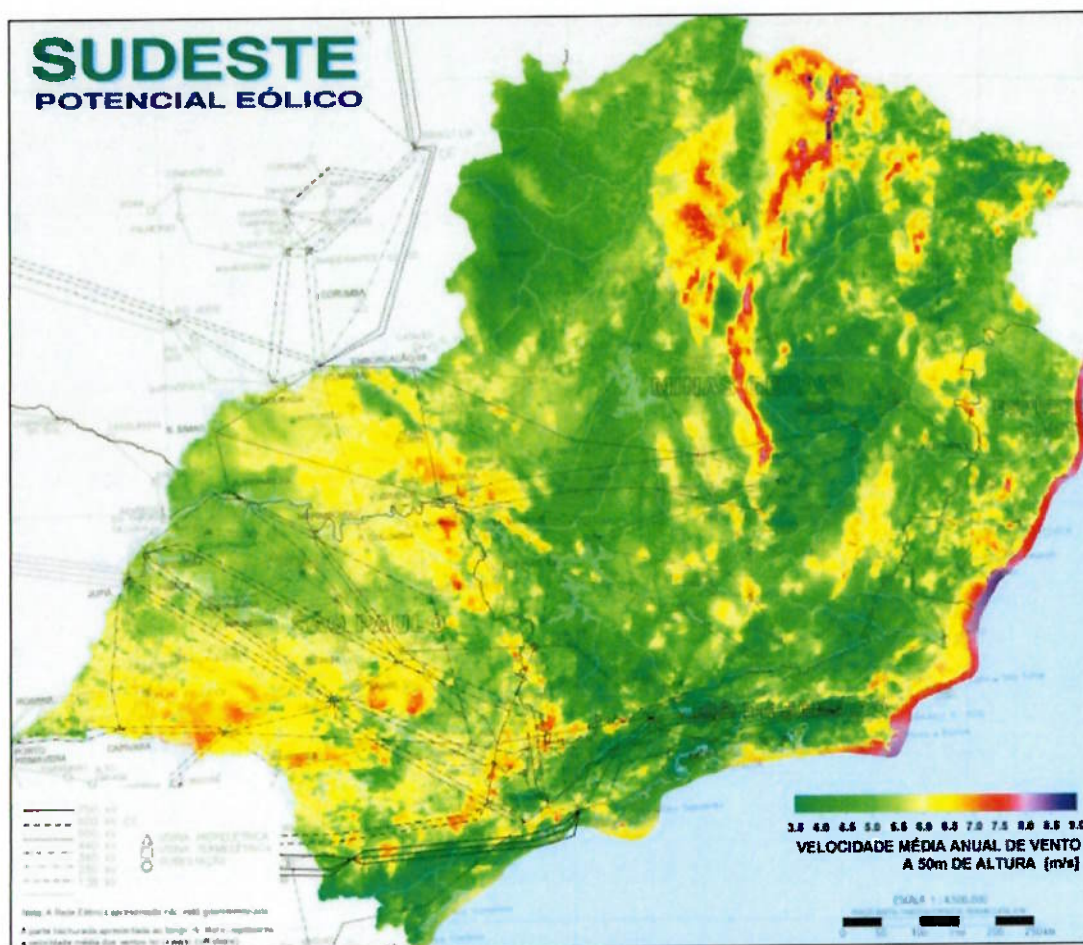


Figura 6: Velocidade média anual de vento a 50m de altura para a região sudeste.

A velocidade do vento muda conforme a altura, seguindo a eq.(1) ^[7]. Esta, depende essencialmente do fator de rugosidade “ n ” do terreno (Tabela 1), ou seja, a topografia do terreno. Também depende de uma velocidade a uma certa altura conhecida, indicada na equação com o índice “0”.

$$V = V_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0} \right)^n \quad (1)$$

Tabela 1: Fator de rugosidade para diversos terrenos.^[7]

Descrição do terreno	Fator de rugosidade n
Sem vegetação	0,10
Gramado	0,12
Cultivado	0,19
Com poucas árvores	0,23
Com muitas árvores ou poucas edificações	0,26
Florestas	0,28
Zona urbana sem edifícios	0,32

Este efeito sobre a condição topográfica é relevante para alturas próximas ao solo (cerca de 150m), já que devido à “rugosidade” da superfície, o escoamento do ar sofre perturbações perdendo sua velocidade.

3.1.2. Componentes de um Gerador Eólico

O gerador eólico é o equipamento responsável pela conversão da energia cinética proveniente do vento em energia elétrica. O gerador pode ser separado em 4 partes principais, sendo elas: turbina eólica, caixa de transmissão, gerador elétrico e acumulador. Operam em velocidades angulares baixas, variando na faixa de 15rpm a 200rpm.

Na Figura 7 é ilustrado o esquema básico de uma turbina eólica. O gerador eólico é instalado logo depois de um sistema de engrenagens (caixa de transmissão), na parte traseira da turbina. O rotor é acoplado no sistema de engrenagens que multiplica sua velocidade para o gerador. Existe também o sistema de controle e um atuador que movimenta a turbina de acordo com a direção do vento.

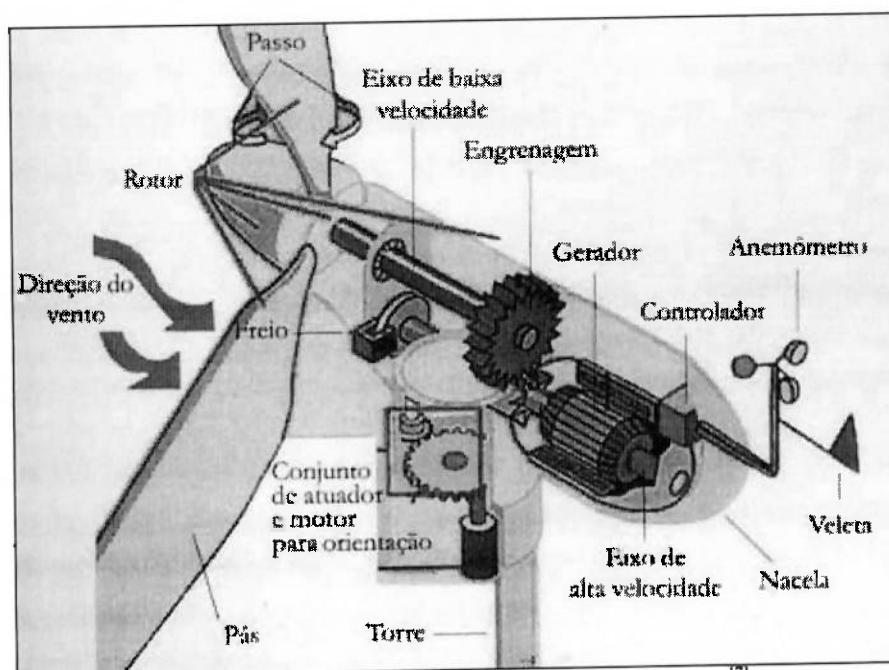


Figura 7: Esquema básico de uma turbina eólica.^[7]

3.1.2.1. TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas podem ser classificadas em dois tipos, segundo a direção do eixo de rotação: a turbina de eixo horizontal (HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbine*) e a turbina de eixo vertical (VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*). Também podem ser classificadas segundo sua potência, sendo pequenas (até 500kW), médias (de 500kW a 1MW) e grandes (maior que 1MW).

Para aplicação deste trabalho, serão consideradas as turbinas de pequeno e médio porte, pela necessidade de potências baixas, e do tipo HAWT, já que são as de melhor eficiência, e pelo fato de que as turbinas VAWT têm desvantagens como não conseguirem partir sozinhas (turbina de *Darrieus*) e baixo rendimento (turbina *Savonius*).

Na Figura 8, podemos verificar uma instalação situada na Irlanda, com os dois tipos de turbinas: VAWT e HAWT.



Figura 8: Turbinas VAWT (frente) e HAWT. ^[8]

As forças de arrasto e de sustentação aplicadas nas pás, devido ao vento, são de onde originam a potência. Para a turbina do tipo HAWT, a mais utilizada, depende primordialmente da força de sustentação, onde esta ocorre devido à diferença de pressão entre o lado inferior e superior do corpo (extradorso e intradorso).

3.1.2.2.CAIXA DE TRANSMISSÃO

A caixa de transmissão é necessária para adequar os valores de torque e rotação da turbina aos valores necessários para o funcionamento eficiente do gerador elétrico. Na maioria dos casos, geradores conectados às redes de distribuição elétrica possuem rotação típica de 1800rpm (para 60Hz), assim são utilizadas, mais usualmente, caixas multiplicadoras, que aumentam a velocidade de rotação e reduzem o torque aplicado ao gerador.

“Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construir turbinas eólicas. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de

transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões”.^[9]

3.1.2.3.GERADOR ELÉTRICO

O gerador elétrico é responsável pela conversão eletro-mecânica, podendo ser de corrente contínua, síncronos e assíncronos. Quando o sistema opera conectado à rede, os geradores podem síncronos ou assíncronos, e para aplicações isoladas, é utilizado, usualmente, o tipo síncrono associado a um retificador para obtenção de corrente contínua.

Um grande problema dos geradores elétrico é com relação à potência de entrada, já que a grande frequência de variações da velocidade do vento é inevitável.

3.1.2.4.ACUMULADOR

O acumulador é um conjunto de baterias que tem como função promover o equilíbrio entre a demanda e a disponibilidade energética promovida pelos ventos, fornecendo energia em condição de ventos desfavoráveis, e acumulando energia nas baterias com ventos favoráveis. Normalmente são utilizadas baterias de 12V de ciclo longo, ou seja, de baixa frequência de carga-descarga, já que podem ser submetidas a longos ciclos de descarga (calmaria).

3.1.2.5.CONTROLE DE VELOCIDADE

Como sistema de segurança para velocidades de valores muitos elevados, são necessários sistemas limitadores da frequência de rotação do rotor de modo a proteger não só a turbina, mas também a caixa de transmissão e o gerador elétrico.”Turbina eólica não podem operar com velocidades superiores a 29m/s porque o gerador sofre sobreaquecimento e as estruturas ficam mais sujeitas ao processo de fadiga”^[7].

Em geral, tais sistemas são baseados no controle do passo da pá, embandeirando-a (ou seja, deixando-a paralela ao fluxo de ar como uma bandeira) ou forçando a pá para um ângulo de estol, onde cai drasticamente a força de sustentação. Outra possível solução é a utilização de freios para o controle da velocidade do eixo.

3.1.2.6. FIXAÇÃO

A fixação da turbina deve ser feita em uma base de modo a atender a altura necessária. A estrutura estará sujeita a vibrações provenientes do próprio vento e também da vibração da operação da turbina (principalmente das pás do rotor).

A torre de fixação pode ser de concreto ou mesmo de estruturas treliçadas. Para aplicações de pequeno porte, usualmente são utilizados tubos de diâmetro apropriado.

3.1.3. **Rendimento e Potência do Gerador Eólico**

Utilizando as hipóteses de que a velocidade média do vento sobre o rotor da turbina eólica é a média da velocidade do vento antes ($V_{entrada}$) e depois (V_{saida}) de passar pelo plano do mesmo, temos que a velocidade extraída do vento pela turbina é obtida pela eq.(2) ^[10], onde ρ é a densidade do ar (cerca de $1,15\text{kg/m}^3$), e A_R é a área varrida pelo rotor.

$$P = \frac{\rho}{4} \cdot (V_{entrada} - V_{saida}) \cdot (V_{entrada}^2 + V_{saida}^2) \cdot A_R \quad (2)$$

Em um modelo ideal, a potência total do fluxo de ar que atravessaria o disco do rotor sem ser perturbado seria de acordo com a eq.(3) ^[10].

$$P_0 = \frac{\rho}{2} \cdot V_{entrada}^3 \cdot A_R \quad (3)$$

Assim pode-se obter o rendimento de uma máquina eólica como a relação de potencias como mostrado na eq.(4) ^[11].

$$\eta = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{V_{saida}}{V_{ent}} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \left(\frac{V_{saida}}{V_{ent}} \right) \right) \quad (4)$$

A conclusão que se tira, é que qualquer máquina eólica tem um rendimento máximo limitado à cerca de 60% (Lei de Betz). O rendimento real, porém, depende de outros fatores como rendimentos do gerador elétrico, ou dos mancais, assim diminuindo mais o rendimento global do aparelho.

3.1.4. Interferência Acústica e Eletromagnética

Um dos grandes problemas das turbinas eólicas é o relacionado com as interferências acústica e eletromagnética. São de modelagem matemática extremamente complexa, e geralmente as ações para minimizá-las são baseadas em experimentos com protótipos e simulações em softwares específicos para este fim.

As decorrências da interferência acústicas (ruídos indesejáveis) podem ser de origem mecânica ou aerodinâmica. A primeira ocorre devido à movimentação dos componentes mecânicos, e a segunda, proveniente da geometria das pás e das condições do escoamento do vento.

A interferência acústica deve ser medida e seguir as normas regentes no local da instalação. Quando não atendidas tais normas, deve ser identificada a fonte (mecânica ou aerodinâmica) e corrigida.

A interferência eletromagnética ocorre devido ao movimento das pás do rotor que refletem as ondas eletromagnéticas espalhadas pelo ar ocasionando a sua modificação e atraso. Os tipos mais observados deste tipo de interferência são em sinais de televisão, rádio FM, sistemas de navegação e telefonia móvel.

3.1.5. Impacto Visual

Os aerogeradores constituem obviamente uma alteração visual da paisagem. O impacto visual é muito difícil de ser avaliado. No entanto, existem alguns efeitos incomodativos que podem ser contabilizados tais como: o efeito de sombras em movimento e reflexões intermitentes. O primeiro pode ser evitado com uma correta planificação do parque. O efeito das reflexões intermitentes, devidas à incidência do sol sobre as pás em movimento, pode ser evitado utilizando pinturas opacas. Pintar os aerogeradores com as cores da paisagem é uma boa solução para minimizar o impacto visual.

3.1.6. Escolha do Gerador Eólico

Como citado anteriormente, serão consideradas apenas turbinas do tipo HAWT de pequeno (até 500kW) e médio (até 1MW) porte, encontradas no mercado.

O primeiro passo para a escolha de um equipamento, além da determinação da demanda de energia, é conhecer os recursos disponíveis. Para o caso de um gerador elétrico, o recurso é o vento. O parâmetro importante para uma primeira análise é a da velocidade média anual.

Devem ser observadas também características do local que podem afetar o curso dos ventos. Obstáculos, terrenos elevados ou mesmo penhascos fazem com que o fluxo de ar mude de direção, podendo prejudicar a turbina.

“Algumas regras devem ser seguidas para se instalar turbinas eólicas próximo a barreiras isoladas”^[10]:

- Selecionar o local que recebe mínima influência e perturbações no vento;
- Adotar uma distância maior que 2 vezes a altura da barreira quando da instalação antes desta;
- Quando a instalação for feita após a barreira, a turbina deve ser posicionada de modo a estar afastada no mínimo 10 vezes a altura da barreira;
- Quando a instalação é feita imediatamente após, a turbina deve ser posicionada no mínimo a 2 vezes a altura da barreira.
- Quando houver uma grande distribuição de barreiras, as perturbações no fluxo de ar serão maiores ainda e a recomendação é de que a turbina seja posicionada a uma altura de 3 vezes maior do que a maior barreira.

Além de obstáculos, uma turbina eólica instalada muito perto de outra pode prejudicar o funcionamento devido aos vórtices criados. Assim, deve se manter um distanciamento de 1,5 até 3 vezes do diâmetro do rotor na direção latitudinal, e entre 8 e 10 vezes na direção longitudinal entre cada equipamento.^[12] Seguindo informações obtidas através dos engenheiros das empresas “*Sol & Vento Energia Alternativa*” e “*ENERDUD*”, as distâncias consideradas serão de 2 vezes o diâmetro do rotor para o distanciamento latitudinal e de 5 vezes o diâmetro do rotor para o distanciamento longitudinal (verificar Figura 9).

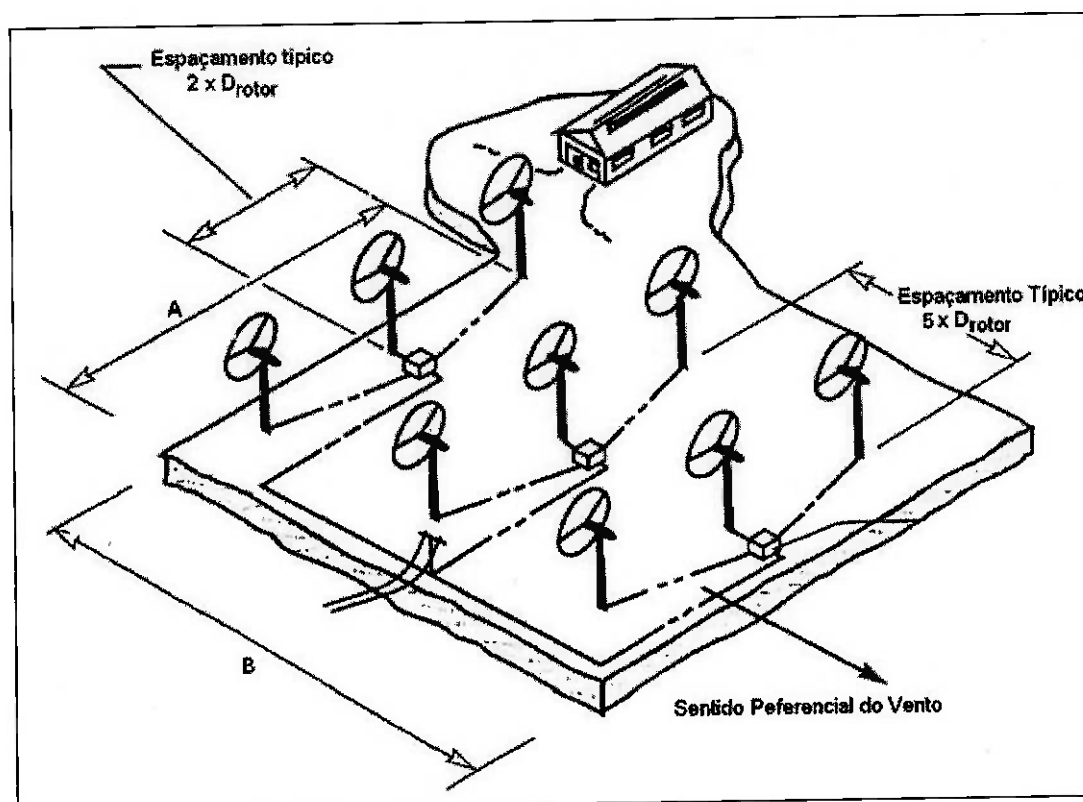


Figura 9: Distanciamento entre turbinas eólicas.

O custo de um aerogerador é elevado devido principalmente aos materiais e equipamentos necessários, tornando o tempo de retorno do investimento bastante elevado. Porém deve ser lembrado também que o custo se restringe basicamente ao do investimento inicial e manutenção.

3.2. SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR

Um aquecedor solar é constituído principalmente de coletores solares e de um reservatório térmico, também conhecido no mercado como “boiler”. Os coletores solares são aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos), cuja fonte de energia é a energia solar (radiação). São classificados em coletores concentradores e coletores planos em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar.

Esta é uma das formas de utilização de energia não poluente. No Brasil temos uma posição geográfica intertropical e um baixo nível de nebulosidade no inverno, o que favorece o uso deste tipo de geração de energia. Para o hemisfério sul usualmente se posicionam os coletores solares direcionados para a face norte.

O bom aproveitamento deste sistema está diretamente ligado na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, e seu armazenamento.

Os coletores solares planos são largamente utilizados para aquecimento de água em residências, hospitais, hotéis, etc. devido ao conforto proporcionado e a redução do consumo de energia elétrica.

O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final, que pode ser de uso doméstico (água aquecida para banho ou como substituto de torneiras elétricas), ou aquecimento de gases para acionamento de turbinas, entre outras diversas formas de utilização de energia térmica.

Na Figura 10, pode-se observar uma ilustração de um sistema de aquecimento de água pela energia solar, constituído de um reservatório térmico, uma caixa d'água (reservatório de água fria) e o coletor solar.

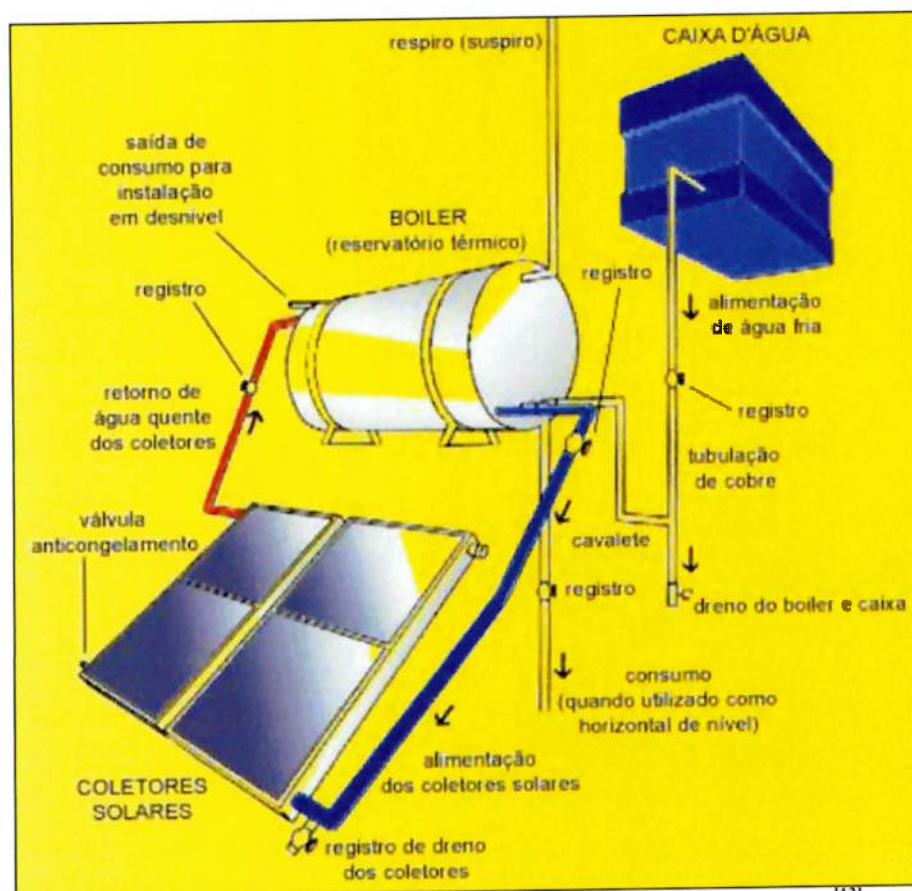


Figura 10: Ilustração do sistema de aquecimento via energia solar.^[13]

3.2.1. Coletores Solares

O coletor solar é o principal elemento do aquecedor solar pois é nele que o calor do sol, em forma de radiação, é transferido para a água.

Este é constituído de vidro, serpentina de tubos de cobre ou alumínio, aleta de alumínio ou cobre revestido com uma pintura especial negra, isolamento térmico usualmente de poliuretano expandido ou lã de vidro e uma caixa externa de proteção normalmente de alumínio.



Figura 11: Exemplo de coletor plano solar. ^[14]

Utilizaremos os coletores solares planos por terem tecnologia mais desenvolvida e serem os mais utilizados no mercado, tendo um custo mais baixo e acessível. Na Figura 11, pode ser observada uma foto de um coletor solar plano.

O absorvedor dentro do coletor é aquecido pela radiação solar, este transfere o calor para a água que escoa nos tubos da serpentina. O absorvedor fica dentro de um isolamento térmico que diminui as perdas de calor causadas por condução e irradiação.

As perdas que ocorrem no coletor solar provem de vários efeitos como:

- Reflexão na superfície do vidro;
- Absorção que acontece quando o calor radiado passa pelo vidro;
- Calor radiado que é perdido através do isolamento térmico e do vidro;
- Convecção pela frente do coletor.

Devido a estas perdas cada coletor tem uma eficiência diferente. Esta eficiência relaciona a quantidade de energia incidente vinda do sol (incidência solar) e a quantidade de energia que é aproveitada para aquecer a água (energia útil).

Para calcular a energia útil do coletor utilizamos a eq.(5) a qual nos fornece a energia útil (em [kWh]) para aquecer a água através da incidência solar [kWh/m²], da área do coletor [m²] e da eficiência do coletor.

$$E_{UTIL} = I_{SOLAR} \cdot A_{COLETOR} \cdot \eta_{COLETOR} \quad (5)$$

Para calcular a vazão de água que se pode aquecer com um coletor solar utilizamos a eq.(6) a qual nos fornece a vazão mássica de água [kg/s] através da energia útil [kWh], do calor específico da água [kJ/(kg.K)], da variação de temperatura da água [K] e tempo de incidência solar [h].

$$\dot{m} = \frac{E_{util}}{c_p \cdot \Delta T \cdot \Delta t} \quad (6)$$

A eficiência do coletor e a área do coletor podem ser encontradas na ficha técnica do coletor dada pelo fabricante. Será utilizado o software *Radiasol* ^[15], desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, para se obter a incidência solar diária ao longo do ano no local da instalação. Os resultados obtidos do programa *Radiasol* estão apresentados no item 3.2.2.

3.2.2. Incidência da Radiação Solar

Como já citado anteriormente, o *Radiasol* é um *software* desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, o qual é baseado em um banco de dados de medições realizadas em diversos locais de diferentes latitudes ao redor do mundo.

Assim, utilizando o *Radiasol*, o resultado obtido para região de São Paulo está ilustrado na Figura 12.

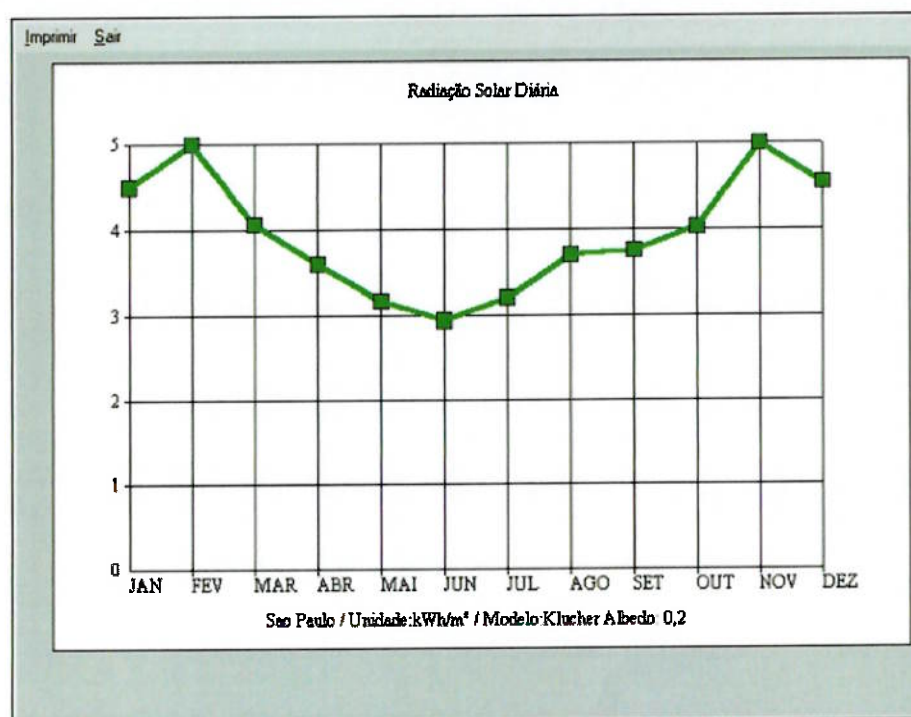


Figura 12: Resultado da radiação solar diária para São Paulo.

A incidência solar média é de 4 kWh/m^2 , sendo que o tempo médio de insolação em 1 dia é de aproximadamente 9 horas/dia. A Figura 13 mostra o perfil diário da irradiação solar na região de São Paulo (latitude 23° Sul).

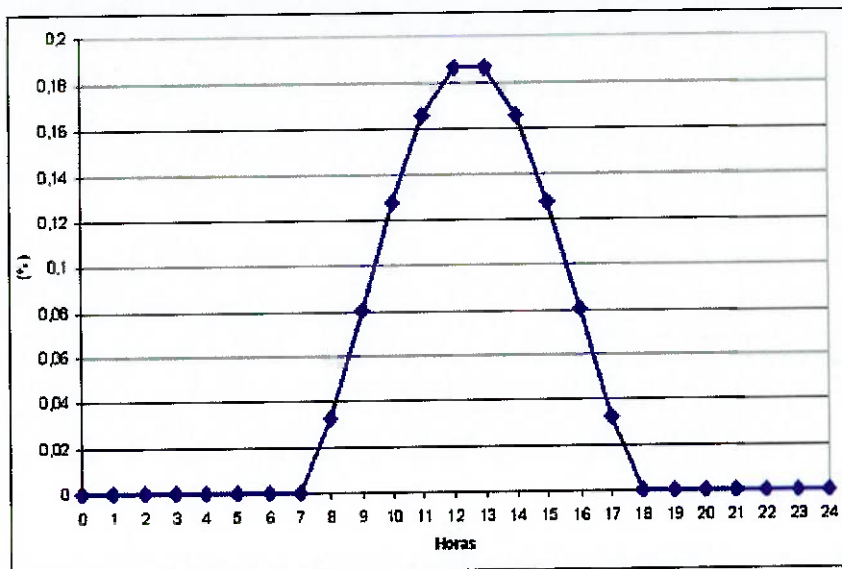


Figura 13: Perfil diário da irradiação solar média.

3.2.3. Reservatório Térmico

O reservatório térmico ou boiler é constituído de um cilindro interno de cobre ou aço inox, isolamento térmico usualmente de poliuretano, capa externa para proteção usualmente de alumínio, tampa lateral, termostato e um sistema auxiliar de aquecimento de água. Este sistema auxiliar de aquecimento de água é normalmente uma resistência elétrica, que entra em ação em momentos nos quais não há radiação solar suficiente para aquecer o volume de água consumida.

Nos reservatórios temos uma entrada de água fria vinda da caixa d'água, uma saída de água fria para os coletores solares, uma entrada de água quente vinda dos coletores e uma saída de água quente para o consumo.

Para o cálculo do tamanho necessário do reservatório a ser utilizado utilizaremos o método a seguir (eq.(7)), o qual nos fornece o volume do reservatório necessário para um certo intervalo de tempo. O intervalo de tempo a ser estudado será o de maior consumo de água e será escolhido após a análise do consumo local.

$$V_{\text{reservatório}} = V_{\text{consumido}} - V_{\text{aquecido}} \quad (7)$$

Para se calcular o volume de água a partir da vazão mássica utilizaremos a eq.(8), a qual fornece o volume de água que entrou ou saiu do reservatório em um certo intervalo de tempo através da vazão mássica.

$$V = \frac{\dot{m} \cdot \Delta t}{\rho} \quad (8)$$

Os reservatórios existem no mercado com capacidade de 100 a 5000 litros, pressão de trabalho de 2 a 40 mca, resistência elétrica com potencia de 2000 a 4000 watts com tensão de 220 volts.



Figura 14: Exemplo de reservatório térmico. ^[14]

Na Figura 14 pode ser vista uma foto de um reservatório térmico do fabricante “Soletrol”.

3.2.4. Controlador Digital de Temperatura (CDT)

O controlador digital de temperatura (CDT) informa a temperatura da água que está no reservatório térmico. Este dispositivo possibilita o controle de temperatura de acionamento do sistema auxiliar de aquecimento (resistência elétrica) e do sistema de bombeamento em sistemas de circulação forçada, através de um termostato e um timer conjugados. No sistema de circulação de termossifão este dispositivo não é obrigatório, sendo um opcional que pode ou não ser utilizado.

3.2.5. Instalação

Na instalação dos coletores podemos favorecer o verão ou o inverno dependendo de sua inclinação. Para favorecer o aquecimento no verão a inclinação dos coletores deve ser igual a sua latitude menos dez graus, e para o inverno, deve ser a sua latitude mais dez graus. Para o não favorecimento do inverno ou do verão a inclinação dos coletores deve ser a sua latitude.

A caixa de água fria alimenta o reservatório térmico, mantendo-o sempre cheio. O reservatório pode ser instalado em relação à caixa d'água de duas maneiras. De desnível, com o reservatório abaixo da caixa d'água. E de nível, com o reservatório no mesmo nível da caixa d'água. A escolha da instalação depende do espaço disponível, sendo a melhor opção a de desnível, desde que tenha espaço disponível.

Há dois tipos de instalação para a circulação de água entre o coletor solar e o reservatório térmico. Os tipos são termossifão e de circulação forçada.

No sistema de termossifão a circulação de água é feita através da diferença de temperatura entre a água de entrada e saída; devido à diferença de temperatura temos uma diferença de densidade onde a água quente tem densidade menor que a água fria, o que forma um fluxo natural. Assim a água fria vinda do reservatório térmico “empurra” a água quente do coletor para o reservatório. A distância máxima entre o boiler e as placas tem que ser de 5m, caso contrário à circulação por termossifão pode não ocorrer. Este sistema é utilizado normalmente em instalações de pequeno porte.

O sistema de circulação forçada é feito por bombeamento através de moto-bomba e comandado por um controlador diferencial de temperatura (CDT) que aciona a bomba sempre que o nível de insolação for suficiente para elevar a temperatura da água nos coletores. Este sistema é indicado para instalações de médio e grande porte.

A correta posição de implantação dos coletores solares e do reservatório visa a obtenção de uma boa circulação natural da água no circuito coletores - reservatório térmico (evitando-se o uso de custosa moto-bomba). Logo o reservatório deve estar acima do nível das placas. Quanto maior este desnível, melhor a eficiência do sistema. A exigência mínima é que a diferença das cotas que caracterizam o fundo deste reservatório e a da linha horizontal que divide o coletor ao meio seja igual ou superior a 50 cm.

3.3. ENERGIA SOLAR - CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Este sistema utiliza a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico).

O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão. São fabricadas, na sua grande maioria, usando o silício (Si) e podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

Na Figura 15 podemos observar o efeito fotovoltaico em uma célula de silício. A luz incide sobre a placa, fornecendo energia, de modo que íons de mesma polaridade se acumulem nos extremos criando a diferença de tensão.

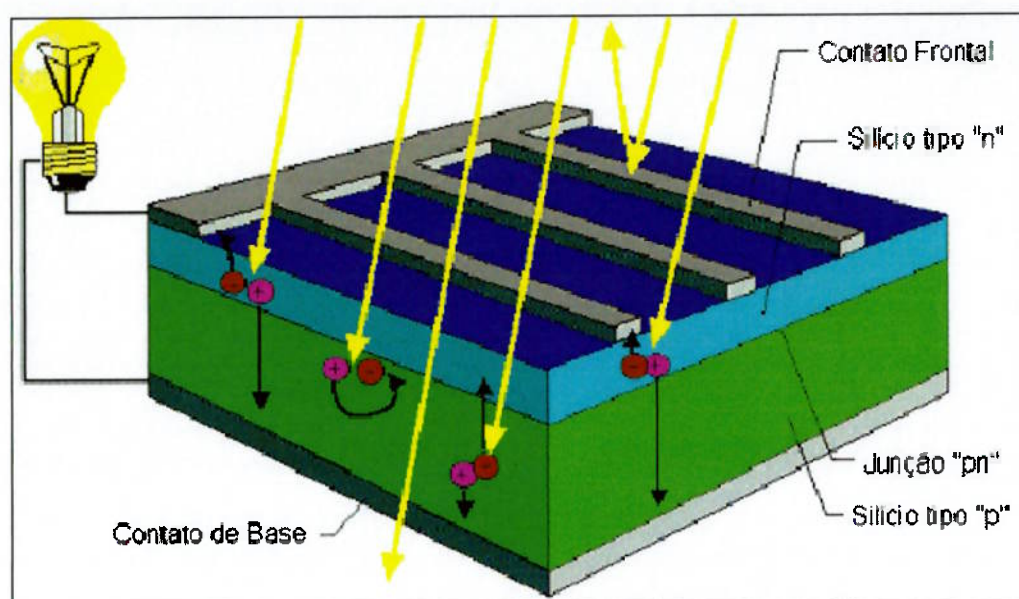


Figura 15: Corte transversal de uma célula fotovoltaica. ^[16]

Atualmente o custo das células solares é um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. A tecnologia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, tanto porque seus custos estão decrescendo, quanto porque a avaliação dos custos das outras formas de geração está se tornando mais real, levando em conta fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais.

No Brasil a geração de energia elétrica por conversão fotovoltaica teve um impulso notável, através de projetos privados e governamentais, atraindo interesse de fabricantes pelo mercado brasileiro. A quantidade de radiação incidente no Brasil é outro fator muito significativo para o aproveitamento da energia solar (ver item 3.2.2).

O sistema fotovoltaico é composto de painéis fotovoltaicos e de um sistema de armazenamento (baterias) e distribuição da energia gerada (controladores de carga). Estes sistemas serão analisados no tópico 3.6 (Sistemas Auxiliares).

3.3.1. Painel Fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos são formados por um ou mais módulos fotovoltaicos, que por sua vez são formados por células fotovoltaicas ligadas em série ou paralelas umas as outras.

3.3.2. Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos consistem de varias células fotovoltaicas conectadas umas às outras. Este tipo de arranjo é necessário devido às baixas tensões e correntes de saída das células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas podem ser conectadas em série ou em paralelo.

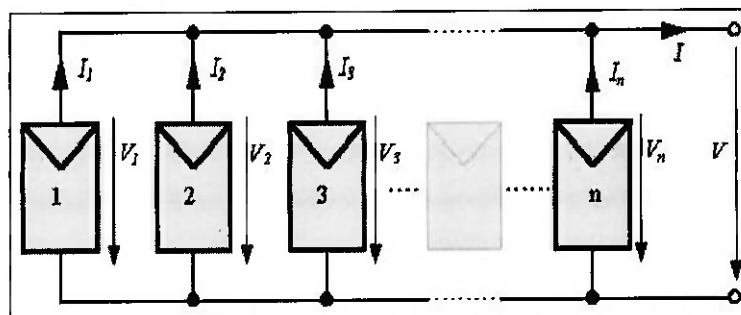


Figura 16: Arranjo em paralelo das células fotovoltaicas. ^[16]

O arranjo em paralelo (Figura 16) é muito pouco utilizado. Neste arranjo a corrente do módulo é a soma da corrente de cada célula e a tensão do módulo é igual à tensão de uma célula.

Já o arranjo em série (Figura 17) é muito mais utilizado. Neste arranjo a corrente do módulo é igual a corrente de uma célula e a tensão do módulo é a soma das tensões de cada célula. Com a soma das tensões de cada célula podemos obter a tensão de trabalho do sistema de armazenamento de energia, possibilitando assim a carga deste sistema.

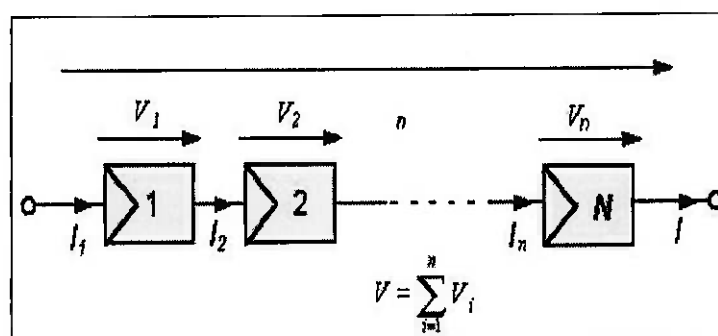


Figura 17: Arranjo em série de células fotovoltaicas. ^[16]

No caso de uma célula ter desempenho pior, o que pode ocorrer se a célula estiver encoberta, a corrente do módulo será limitada por esta célula e assim a potência de saída do módulo cairá drasticamente, comprometendo o funcionamento das demais células. Para evitar que uma célula de pior desempenho prejudique o desempenho das demais se utiliza um diodo de passo ou de *bypass*, ligado em paralelo com a célula (Figura 18).

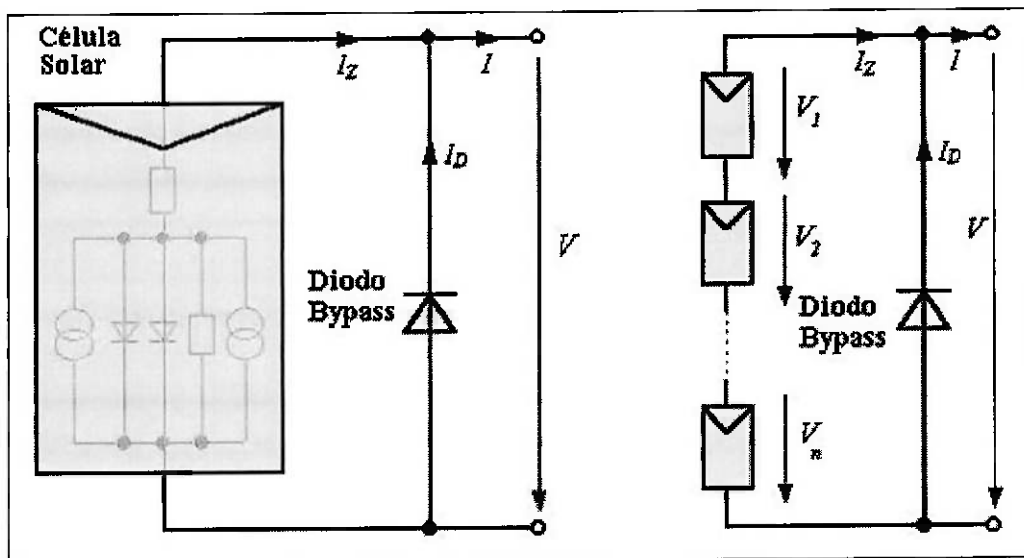


Figura 18: Ligação de um diodo *bypass*.^[16]

Este diodo serve de caminho alternativo para a corrente, a qual deixa de passar pela célula de pior desempenho passando pelo diodo, e limita a dissipação de calor na célula de pior desempenho. O diodo *bypass* é geralmente utilizado em grupos de células, tornando o sistema mais barato se comparado com o sistema em que cada célula é conectada a um diodo.

Há também a necessidade de utilizar um diodo de bloqueio, o qual impede corrente reversa nas células. Com esta corrente reversa o módulo passa a receber corrente ao invés de gerar corrente.

3.3.3. Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão. São fabricadas, na sua grande maioria, usando o silício (Si) e podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

3.3.3.1. SILÍCIO MONOCRISTALINO

As células de silício monocristalino historicamente são as mais utilizadas como conversor direto de energia solar em energia elétrica. Em geral também são as que apresentam as maiores eficiências entre as células que utilizam o silício como material base, podendo chegar a eficiência de até 15% nas células comercializadas.

O silício para funcionar como células fotovoltaicas precisa ter um alto grau de pureza, devendo chegar a faixa de 99,9999% de pureza.

3.3.3.2. SILÍCIO POLICRISTALINO

As células de silício policristalino são mais baratas que as de silício monocristalino por exigirem um processo de preparação menos rigoroso. No entanto a eficiência cai um pouco em comparação às células de silício monocristalino, chegando a até 12,5% nas células comercializadas.

3.3.3.3. SILÍCIO AMORFO

As células de silício amorfo têm mostrado grandes vantagens no processo de fabricação como: processo de fabricação relativamente simples e barato, possibilidade de fabricação de células com grandes áreas e baixo consumo de energia na produção. No entanto apresenta duas desvantagens em sua utilização as quais são: baixa eficiência de conversão comparada às células monocristalinas e policristalinas; e um processo de degradação que afeta as células ao longo dos primeiros meses de operação, reduzindo assim sua eficiência ao longo da vida útil. O silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo.

3.3.4. Dimensionamento e Instalação do Painel Solar

Os principais parâmetros de um modulo solar são fornecidos pelos fabricantes. Estes parâmetros são: potência máxima (P_M), tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de

curto circuito (I_{SC}), tensão de potencia máxima (V_{MP}), corrente de potencia máxima (I_{MP}) e as dimensões do modulo.

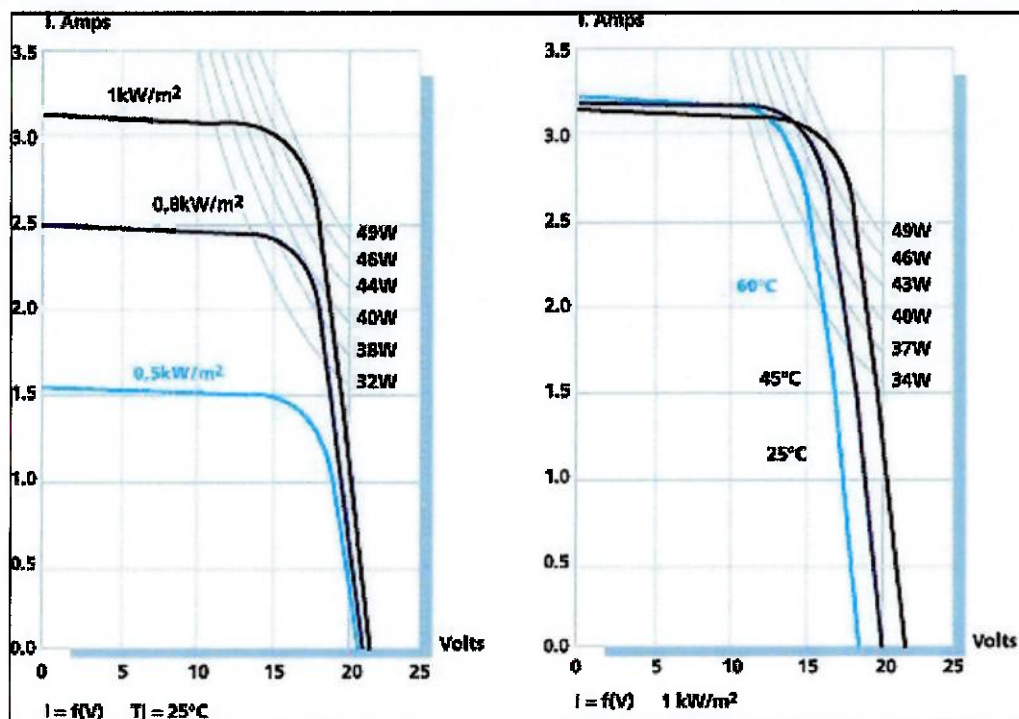


Figura 19: Curva de corrente por tensão para vários níveis de irradiação solar a 25°C (esquerda) e para diferentes temperaturas para irradiação de 1kW/m² (direita).^[17]

Outros dados importante fornecido pelos fabricantes são as curvas de corrente por tensão para diferentes valores de irradiação solar, como na Figura 19, de onde podemos tirar a corrente de potencia máxima (I_{MP}) para diferentes valores de irradiação, porem este dado não foi fornecido por todos os fabricantes.

Os painéis solares podem ser instalados com os módulos interligados em série ou em paralelo. As ligações obedecem a lei de Ohm, ou seja, quando ligados em paralelo as correntes se somam e a tensão não se altera. Quando ligado em série a corrente não se altera e as tensões se somam. Também é possível ligar os módulos em série e paralelo para atingir valores de tensão e corrente compatíveis com a aplicação desejada.

O dimensionamento do painel solar é feito através da sua capacidade de geração em Ah. Chegamos ao valor em Ah a ser suprido pelo painel através da potencia

consumida em Watts por dia, tensão do sistema e tempo médio de insolação por dia, utilizando a eq.(9), onde I_{con} é a corrente máxima obtida ou consumida em uma hora [Ah], W_{dia} é a potência consumida em um dia [W], V é a tensão do sistema [V] e Δt_i é o tempo médio de insolação por dia [h].

$$I_{con} = \frac{W_{dia}}{V} \cdot \Delta t_i \quad (9)$$

O valor da capacidade de geração em Ah é obtido através da corrente de potencia máxima (I_{MP}). Assim podemos escolher o painel em que I_{MP} é maior ou igual a I_{con} .

A inclinação para a instalação dos painéis no hemisfério sul é definida pela eq.(10), com os painéis voltados para o norte. Não é recomendável inclinações abaixo de 15° para não permitir o acúmulo de sujeira.

$$Inclinação = Latitude + \frac{Latitude}{3} \quad (10)$$

3.3.5. Considerações Gerais

A necessidade de manutenção dos painéis fotovoltaicos é quase nula pelas próprias características de construção: não existem partes móveis, e as células, juntamente com suas conexões, são encapsulados em várias capas protetoras. É aconselhada a inspeção geral 1 ou 2 vezes por ano para assegurar que a conexões entre painéis e a fiação para o controlador estejam bem ajustadas e livres de corrosão.

Na maioria dos casos, apenas com a ação da chuva é suficiente para a limpeza dos painéis. Em caso de necessidade, a limpeza deve ser feita com água e detergente não abrasivo.

A condição de energia limpa para as placas fotovoltaicas é realmente válida desde sua matéria prima até outros aspectos. Sua matéria prima (silício) é abundante na natureza e para produção de células não são necessárias quantidades significativas deste material, ou seja, não há problemas relacionados à extração de silício devido à produção de células fotovoltaicas. Problemas ambientais como emissão de gases ou

contaminação de lençóis subterrâneos, não ocorrem. E finalmente, não há impacto com a sociedade já que não há impacto visual grande, nem problemas com ruídos, diferentemente das turbinas eólicas ou outras fontes alternativas.

3.4. GERADORES ESTACIONÁRIOS (GRUPO DIESEL-GERADOR)

Geradores estacionários são acionados por motor a diesel, gasolina, propano ou mesmo gás natural, onde os mais utilizados são o modelo a diesel e o modelo à gasolina. Hoje são amplamente utilizados para suprir pequenas demandas de energia devido a ter um custo de implantação relativamente baixo. Sua principal utilização é como sistema de suporte para eventuais faltas de energia (gerador de emergência ou gerador *stand by*), pois possui uma partida rápida e uma alta capacidade de gerar energia.

O modelo à gasolina é o mais barato e apresenta boa relação custo-benefício para a média operacional de 45 horas-ano (considerado o tempo típico de utilização como sistema *back up*). O modelo a diesel apresenta melhor qualidade e maior custo de aquisição.

Como são os mais utilizados, serão citados, nesse trabalho, apenas os geradores que utilizam diesel como combustível, sendo que outros tipos de motores são similares em muitos aspectos.

Podemos diferenciar quatro grupos de geradores diesel-elétricos estacionários, pelo tipo de aplicação. São eles:

- ✓ O grupo gerador de emergência ou grupo gerador para substituir a rede de energia elétrica como unidade de segurança;
- ✓ O grupo gerador de picos de demanda para atendimento de picos de carga em determinadas horas do dia ou em determinada estação do ano;
- ✓ O grupo gerador de funcionamento contínuo para o suprimento geral da energia;
- ✓ O grupo gerador short-break e no-break, operando sem interrupção, para proteção de consumidores e fábricas particularmente importantes.

Além desses, existem os grupos geradores portáteis ou móveis, bem como uma série de serviços especiais.

3.4.1. Motores Diesel

Os motores são máquinas térmicas de combustão interna, destinada ao suprimento de energia mecânica ou força motriz de acionamento. Segundo sua aplicação, podem ser classificados em 4 tipos básicos:

- Motores Estacionários: Destinados ao acionamento de máquinas, tais como geradores, máquinas de solda, bombas ou outras máquinas que operam em rotação constante;
- Motores Industriais: Destinado ao acionamento de máquinas de construção civil, tais como tratores, carregadeiras, compressores de ar, entre outras aplicações onde se exijam características especiais específicas do acionador;
- Motores Veiculares: Destinados ao acionamento de veículos de transporte em geral, tais como caminhões e ônibus;
- Motores Marítimos: Destinados à propulsão de barcos e máquinas de uso naval.

Os sistemas que constituem os motores diesel são: sistema de admissão de ar, sistema de combustível (incluindo os componentes de injeção de óleo diesel), sistema de lubrificação, sistema de arrefecimento, sistema de exaustão (escape dos gases) e sistema de partida.

O motor propriamente dito é composto de um mecanismo capaz de transformar os movimentos alternativos dos pistões em movimento rotativo da árvore de manivelas, através da qual se transmite energia mecânica aos equipamentos acionados (por exemplo o alternador, responsável pela geração de corrente alternada).

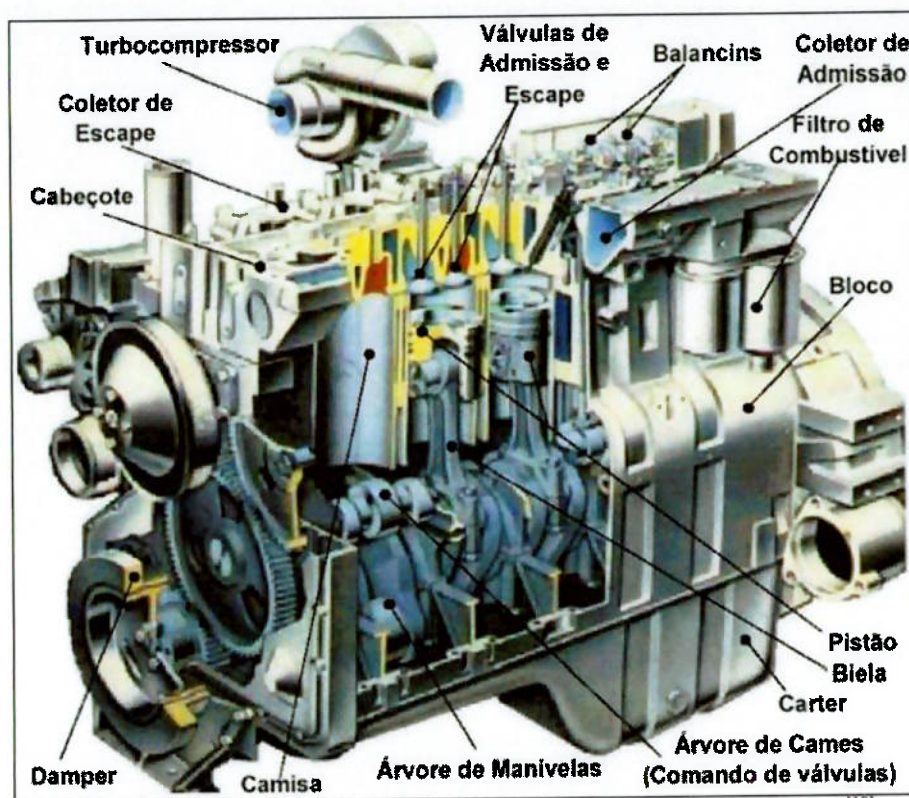


Figura 20: Motor Diesel CUMMINS modelo 6CT8.3. Vista em corte.^[18]

O motor, como visto na Figura 20, pode ser dividido em alguns componentes principais:

1. Bloco de cilindros: É onde se alojam os conjuntos de cilindros, compostos pelos pistões com anéis de segmentos, camisa, bielas, árvores de manivelas e de comandos de válvulas, com seus mancais e buchas. Normalmente fabricados de ferro fundido e usinado para receber a montagem dos componentes;
2. Cabeçotes: Funcionam, essencialmente, como “tampões” para os cilindros e acomodam os mecanismos das válvulas de admissão e escape, bicos injetores e canais de circulação do líquido de arrefecimento;
3. Carter: Reservatório de óleo lubrificante utilizado pelo sistema de lubrificação. Construído em ferro fundido, liga de alumínio ou chapa de aço estampada. Em alguns motores, o carter é do tipo estrutural, formando com o bloco uma estrutura rígida que funciona como chassi da máquina;

4. Seção Dianteira: É a parte onde se alojam as engrenagens de distribuição de movimentos para os acessórios externos, tais como bomba d'água, ventilador, alternador de carga das baterias e para sincronismo da bomba de combustível e da árvore de comando de válvulas;
5. Seção Traseira: Onde se encontram o volante e a respectiva carcaça, para montagem do equipamento acionado.

3.4.2. Alternador

Alternador é a denominação do gerador de corrente alternada. Os geradores são máquinas destinadas a conversão de energia mecânica em energia elétrica, baseada no princípio da Lei de *Lenz* a qual afirma que “quando existe indução magnética, a direção da força eletromotriz induzida é tal que, o campo magnético dela resultante tende a parar o movimento que produz a força eletromotriz”^[18].

Os alternadores são máquinas síncronas, ou seja, máquinas cuja rotação é diretamente relacionada ao número de pólos magnéticos e a frequência da força eletromotriz.

Mecanicamente, o alternador é constituído por duas partes principais: uma fixa (*estator*) e outra girante (*rotor*).

Eletricamente também são duas partes principais. Uma delas responsável pelo campo magnético, onde estão localizados os pólos do alternador, que chamamos de *campo* (ou *indutor*). A outra parte é onde aparece a força eletromotriz, a qual chamamos de *induzido*.

Na Figura 21, está ilustrado um alternador e suas partes.

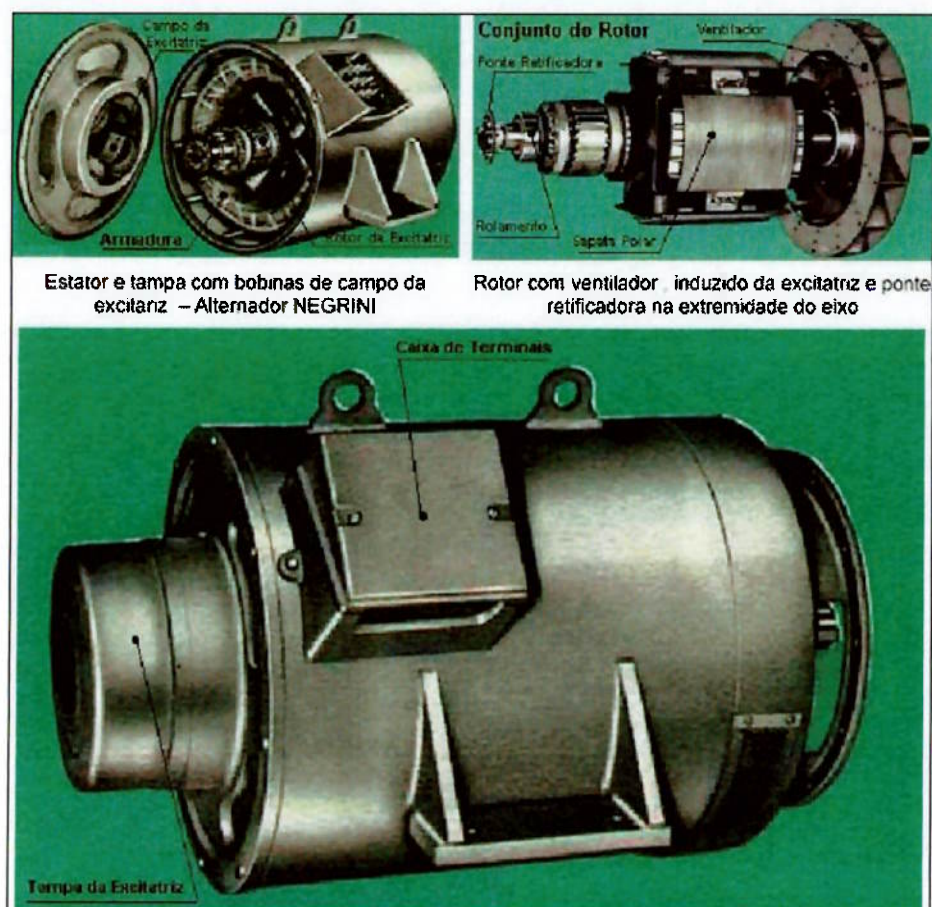


Figura 21: Alternador NEGRINI tipo ATE.^[18]

O posicionamento do campo e do induzido dá origem a dois tipos de máquinas diferentes. Quando o campo está localizado no estator, temos a *máquina de pólos fixos* (ou *de pólos externos*) e, ao contrário, quando o campo se encontra no rotor, temos a *máquina de pólos girantes* (ou *de pólos internos*).

3.4.3. Grupo Diesel-Gerador

Grupo Diesel-Gerador é a denominação para o conjunto de motor diesel e gerador de corrente alternada (alternador), conveniente montados, dotado dos componentes de supervisão e controle necessários ao seu funcionamento autônomo e destinado ao suprimento de energia elétrica produzida a partir do consumo de óleo diesel.

3.4.3.1. VIBRAÇÕES E RUIDOS

Para evitar que vibrações indesejáveis sejam transmitidas às edificações, entre a base e o piso de apoio são utilizados amortecedores de borracha ou de molas, que devem

ser adquiridos juntamente com o equipamento, já que são projetadas pelo próprio fabricante em função do peso e frequência de trabalho.

É possível que, em determinadas aplicações, seja necessário conhecer a frequência natural de algum componente do ambiente de instalação, para saber os riscos de ressonância com a frequência dos excitadores principais (impulsos decorrentes da movimentação do conjunto biela manivela) do grupo gerador.

Existem quatro fontes de ruído no grupo diesel-gerador:

- ✓ Ruídos Mecânicos: Os excitadores mais importantes são as de engrenagens de distribuição dos movimentos, as válvulas e seus mecanismos de acionamento, os êmbolos, a bomba injetora, os mancais da árvore de manivelas (ao suportar oscilações críticas), a reverberação da base e de pontos de contato, e ainda, as provenientes das forças de inércia livres do acionamento da árvore de manivelas, que excitam as partes do motor ou são transmitidas à base ou chassis.
- ✓ Ruídos de Combustão: São causados pelo aumento rápido da pressão na câmara de combustão ou vibrações de pressão provocadas por combustão anômala (batidas, etc). Estes ruídos se tornam mais desagradáveis quando os ruídos mecânicos são atenuados.
- ✓ Ruídos por Variação de Carga: São provocados pela pulsação do fluxo no sistema de sucção e de descarga.
- ✓ Ruídos de Ventiladores ou Ventoínhas: O ventilador do alternador, aliado ao movimento do rotor, bem como o ventilador do radiador do motor, e ainda, nos motores turbo-alimentados, o ruído dos rotores do turbo-alimentador, que se aguçam com o aumento da carga.

“O nível de ruído, a sete metros de distância do grupo gerador, chega a 95dB” [18]. Para amortecer esses ruídos, não há muito recurso dada a dificuldade de se lidar com uma gama de frequências e intensidades variadas. A solução mais utilizada é o enclausuramento do equipamento em container com paredes revestidas com material atenuador. Esta solução implica no dimensionamento adequado do fluxo de ar para alimentação do motor e refrigeração do radiador e alternador.

3.4.3.2.EMISSIONES

Além do problema de ruídos, os geradores devem atender limites do nível de emissões, o qual é proveniente principalmente da queima do combustível no motor. Um motor diesel novo em boas condições de operações e aprovado em testes de emissões tem os níveis indicados na tabela a seguir (Tabela 2).

Tabela 2: Tabela de emissões de um motor diesel. Valores em [g/HPh].^[18]

HC	Hidrocarbonetos não queimados	2,40
NO_x	Óxidos de Nitrogênio como N ₂	11,49
CO	Monóxido de Carbono	0,40
PM	Material Particulado	0,50
SO₂	Anidrido Sulfuroso	0,62
CO₂	Gás Carbônico	510
N₂	Nitrogênio	3400
O₂	Oxigênio	490
H₂O	Vapor d'Água	180

3.4.3.3.ESCOLHA DO GRUPO GERADOR

Para o dimensionamento correto do grupo gerador, devem ser bem definidas as necessidades.

As 6 perguntas seguintes (retiradas da referência [18]) podem ajudar na definição de tais necessidades.

- ✓ Qual o tipo de carga? (iluminação, motores de indução, fornos, canteiro de obras, retificadores de corrente, equipamentos de telecomunicação);
- ✓ Qual o local do serviço? (mar, terra, ambientes com atmosfera explosiva);
- ✓ Quais características do local? (temperatura ambiente dominante, altitude, nível de contaminação do ar por partículas sólidas);
- ✓ Qual o regime de operação? (o grupo gerador é a única fonte de energia elétrica? É reserva da rede local ou de outro grupo gerador? Quantas horas de operação por dia?);

- ✓ Quanto tempo os consumidores podem ficar desligados?
- ✓ Quais os riscos envolvidos no caso de uma interrupção do fornecimento de energia por defeito do equipamento?

Definida as características de aplicação, é importante o cálculo da potência do grupo gerador. Ao mesmo tempo deve ser considerada a conveniência da subdivisão da potência total requerida em grupos menores. Os fatores determinantes do tamanho do grupo gerador são:

- Potência total demandada. Para grupos geradores de emergência, deve ser feita a distinção entre consumidores essenciais e consumidores não essenciais e seus respectivos tempos de interrupção admissíveis;
- Fator de simultaneidade: nem todos os consumidores estão ligados simultaneamente ou atingem, ao mesmo tempo, seu consumo máximo de energia;
- Fator de potência: demanda da potência ativa ou potência aparente.
- Consumidores especiais: características de carga brusca ou requisitos extremos em relação à constância da tensão e frequência, devem ser levadas em conta;
- Tipo de corrente, tensão e frequência deverão corresponder aos valores nominais da rede pública local;
- Condições climáticas especiais: em situação de altitude, temperaturas e umidades elevadas, o motor e alternador não poderão apresentar suas potências nominais, e deverão ter seus valores reduzidos de acordo com as normas DIN6270 e VDE0530.

3.4.3.4. INSTALAÇÃO

Na maioria dos casos, não há necessidade de fundações especiais para suportar o grupo gerador. Entretanto, em qualquer situação o peso do conjunto deve ser avaliado, juntamente com as frequências envolvidas, para a verificação da necessidade de reforço adicional para o piso ou estruturas.

Uma maneira prática de avaliação da resistência das fundações para suportar o peso, isolar vibrações e assegurar o alinhamento do conjunto é calculando a espessura da base de concreto armado, “considerando que o peso da base deve ser igual ao peso do grupo gerador” ^[18]. Sendo a densidade do concreto igual a 7182kg/m³, temos a eq.(11).

$$Espessura = \frac{PesoGerador}{7182 \cdot l \cdot c} \quad (11)$$

Os valores de l (largura da base) e c (comprimento da base) devem ser igual da base do grupo gerador acrescidos de 12” (aproximadamente 30cm) para cada lado.

“Se o grupo gerador utiliza amortecedores de vibração, considerar o peso da base igual do grupo gerador. O valor da espessura encontrado pela eq.(11) deve ser multiplicado por 1,25 ou 2 quando não utilizar amortecedores de vibração e quando se tratar de grupos geradores que operam em paralelo, respectivamente.” ^[18]

3.5. MICROTURBINA A GÁS

Turbinas movidas a gás natural têm sido usadas para gerar energia elétrica desde a década de 50. Os desenvolvimentos técnicos e de construção da última década tornaram possível a implementação de microturbinas, com capacidade de geração entre 30 e 200kW. As microturbinas evoluíram a partir da tecnologia dos turbo-compressores de automóveis e caminhões e de pequenas turbinas. A microturbina consiste em um compressor, um combustor, uma turbina de potência e um gerador. Eles possuem uma pequena quantidade de partes móveis e seu tamanho reduzido torna possível aplicá-los em locais com espaço limitado. Além disso, um sistema de recuperação de calor dos gases de combustão pode ser integrado à turbina para maiores eficiências, em locais com demanda térmica tanto para aquecimento como para refrigeração. Nesse segundo caso, é comum o uso de um chiller de absorção.

3.5.1. Componentes e Funcionamento

Não existe uma definição formal para uma “microturbina”, entretanto, as características comuns dos produtos existentes hoje são um simples compressor

radial, com uma turbina radial utilizando um recuperador de calor para pré-aquecer o ar da entrada aumentando assim a eficiência.

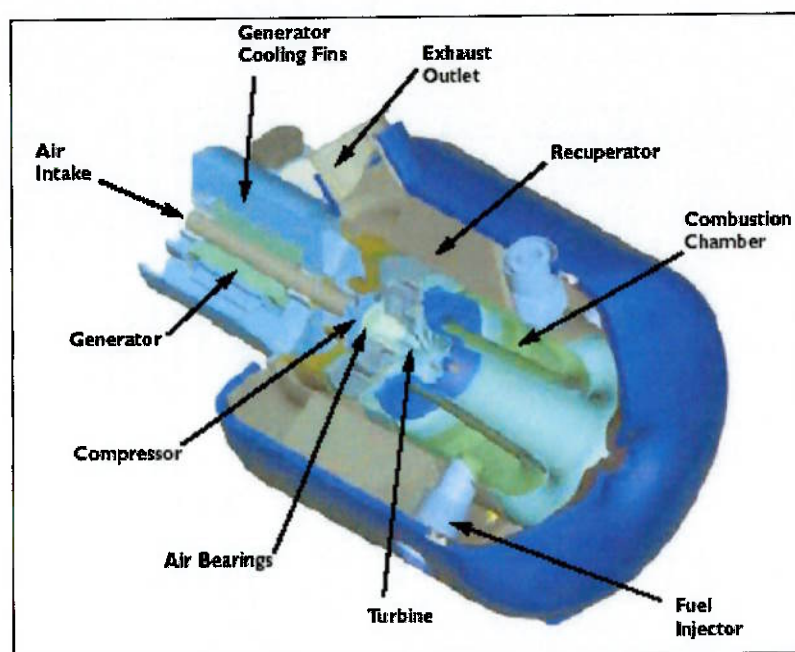


Figura 22: Representação de uma microturbina a gás comercial de 30kW. ^[19]

A maioria dos modelos possui um único eixo, onde estão acoplados o compressor, a turbina e o gerador. Esse conjunto é por vezes chamado de “turbo gerador”. A velocidade de rotação é extremamente alta, variando de 45000 a 100000 rotações por minuto. A saída do gerador é, entretanto, de alta frequência alternada. A Figura 22 representa uma microturbina turbo geradora com um recuperador anular.

Dispositivos de potência eletrônicos são utilizados para alterar essa corrente alternada para corrente contínua, então, converter para um trifásico 50 ou 60 Hz de frequência. Computadores integrados controlam a conversão de potência, a operação do sistema turbo-gerador bem como fornecem uma interface conveniente homem-máquina e uma comunicação remota. A Figura 23 apresenta o diagrama de um sistema de microturbina controlado eletronicamente.

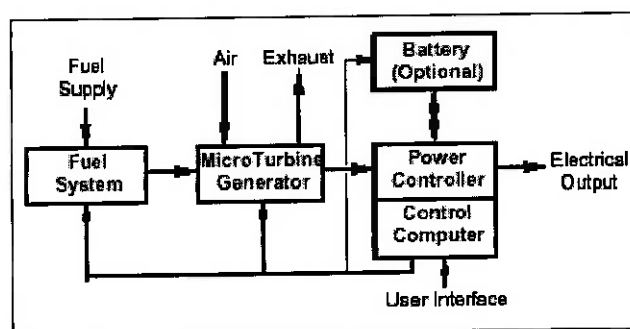


Figura 23: Sistema típico de uma microturbina.

As microturbinas da maioria dos fabricantes são capazes de operar com vários tipos de combustíveis: gás natural, biogás, diesel ou propano. Uma das características das microturbinas é que o combustível deve ser injetado na câmara de combustão a pressões relativamente elevadas, de três a cinco atmosferas. Quando o combustível usado é gasoso, comprimir para atingir determinada pressão custa uma quantidade significativa de energia, que deve ser considerada parte da microturbina quando é calculado o resultado final de energia disponibilizada.

A eficiência elétrica, com relação ao poder calorífico inferior dos combustíveis (PCI), é da ordem de vinte a trinta por cento, e varia conforme o combustível utilizado e com as condições externas. Como todo motor operando segundo o ciclo Brayton, a potência e a eficiência são inversamente proporcionais com relação à temperatura, resultando em curvas de performance pela temperatura. Essas curvas podem ser obtidas com os fabricantes.

Microturbinas não possuem partes que requerem freqüente troca de lubrificantes. Algumas utilizam rolamentos a ar e refrigeração a ar, o que praticamente elimina a troca ou uso de lubrificantes líquidos e refrigerantes. Além disso, uma microturbina é similar aos grandes geradores de potência, sendo capazes de operar por períodos prolongados à potência máxima, com poucas paradas para manutenção se comparado com outras máquinas tradicionais com tamanhos semelhantes. Isso torna a microturbina interessante quando é aplicada como geradora de potência primária.

O processo de combustão de uma microturbina é contínuo, similar às plantas geradoras modernas de turbinas a gás. Os fabricantes atingiram o estado-da-arte para a tecnologia de combustão para controlar as emissões sem a necessidade de se

utilizar os caros catalisadores na exaustão. Um fabricante especifica menos de 9 ppm (partes por milhão) de NO_x e o mesmo para CO medidos na potência máxima.

3.5.2. Ciclos Combinados de Potência e Calor

Os benefícios de combinar as saídas térmicas e elétricas são amplamente conhecidos. Utilizar a energia dos gases de exaustão que seriam desperdiçados aumenta a eficiência total do sistema.

Na maioria das aplicações de ciclo combinado, os gases de combustão na saída do gerador elétrico são encaminhados para um recuperador de calor para se aproveitar a energia desses gases. Geralmente esses trocadores de calor são do tipo ar-água, onde os gases de exaustão escoam por tubos que estão em contato com a água, formando água quente ou vapor. Essa água quente ou vapor é então usada para operar um equipamento térmico como um chiller de absorção para resfriamento, ou mesmo pode ser armazenada para outras utilizações que requerem água quente. Existe ainda uma aplicação que seria o aquecimento de ambientes, que não será estudado nesse trabalho devido ao clima do país e aos casos onde serão aplicados os estudos.

3.5.2.1. AQUECIMENTO

A utilização dos gases de escape para aquecimento de água é uma das soluções mais simples para a cogeração. Alguns fabricantes até mesmo já possuem incorporados à microturbina um recuperador de calor para o aproveitamento desses gases.

O funcionamento de um recuperador de calor é bastante simples, sendo um trocador de calor de casco e tubos. Os gases de exaustão a alta temperatura passa por uma “caixa” com fileiras de tubos por onde passa água fria. A energia existente nesses gases aquece então a água, que pode chegar a até 90°C. A temperatura máxima que a água pode atingir depende basicamente de três fatores: a energia disponível nos gases, a vazão de água e a temperatura de entrada da água. Na Figura 24 podemos observar o funcionamento de um recuperador de calor da *Cain Industries* ^[20]

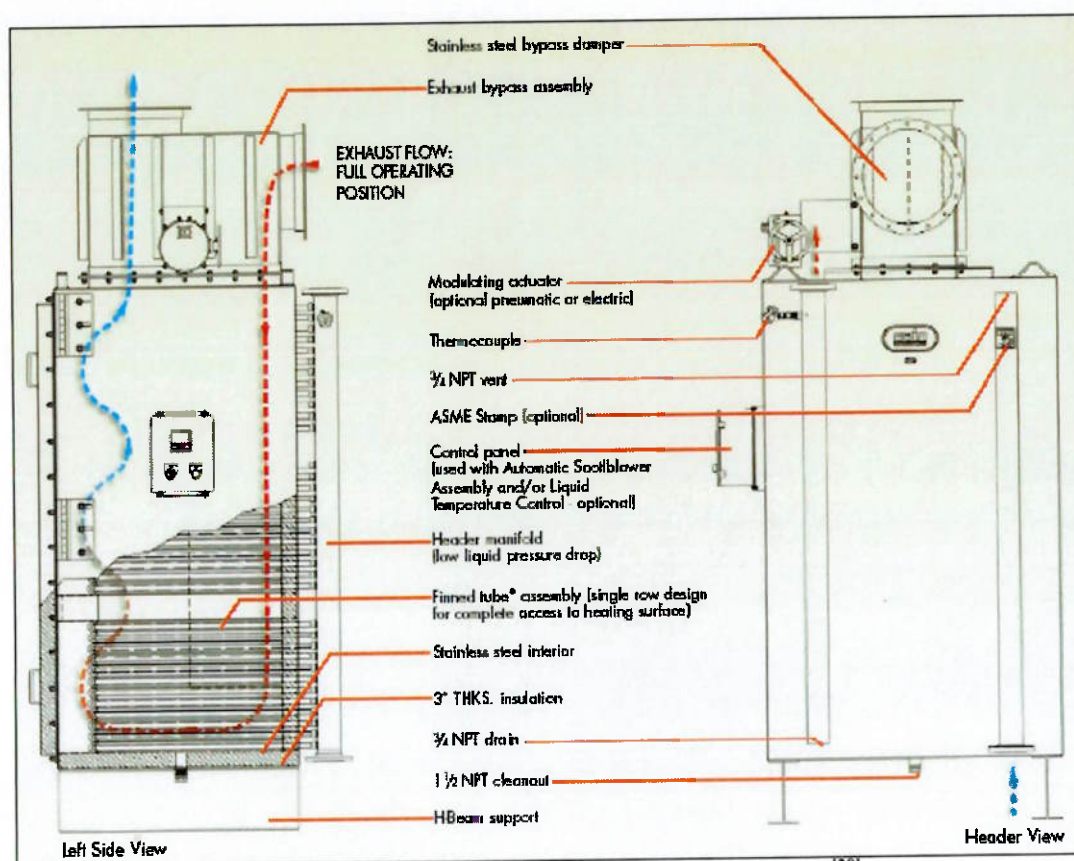


Figura 24: Recuperador de calor – Cain Industries. [20]

Apesar de simples, o equipamento permite controlar a temperatura desejada, e também existe a possibilidade de “bypass” os gases, caso não se queira aquecer a água.

Nos catálogos dos fabricantes de microturbina, a informação sobre a recuperação de calor dos gases pode vir na forma de gráfico, mostrando a relação entre a temperatura de entrada da água, sua vazão e a quantidade de calor transferida. Em outros casos, essa informação pode vir somente na forma de energia disponível nos gases de escape. A Figura 25 mostra um gráfico de recuperação de calor de uma microturbina da *Ingersoll Rand* tirado do catálogo do equipamento.

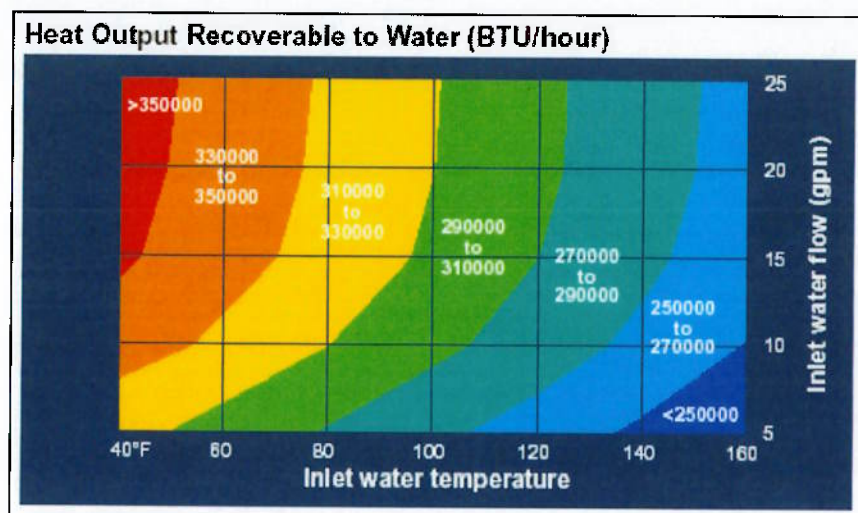


Figura 25: Gráfico de recuperação de calor – *Ingersoll Rand*.

3.5.3. Seleção dos Equipamentos

Selecionar os equipamentos adequados não é uma tarefa simples; uma série de requisitos é necessária para chegar na melhor configuração possível para o sistema. O primeiro passo é obter a carga total, tanto elétrica como térmica do local onde será feita a implantação. É importante também conhecer a curva de demanda elétrica ao longo do tempo. Com base nesses parâmetros, podemos fazer algumas definições como qual a potência requerida da microturbina e quantas serão necessárias.

As microturbinas disponíveis no mercado fornecem potência de 30 a 250kW (ver Tabela 11, página 70). Algumas microturbinas já possuem um compressor de gás e um recuperador de calor inclusos. Para o caso do fabricante que não contém esses equipamentos, é necessário adquirir pelo menos o compressor para o funcionamento, e caso seja desejável uma planta de cogeração, também será necessário adquirir um recuperador de calor. Quando o recuperador de calor é utilizado para aquecimento de água, a temperatura máxima a ser esperada é de 82 a 96°C ^[21].

Os preços apresentados estão em dólares, foram obtidos da empresa *Global Microturbine* e datam de maio de 2003, por isso, servem apenas como parâmetro. Além disso, existem outros custos que deverão ser levados em consideração como o frete, já que o produto deverá ser importado.

O tempo de vida útil desses equipamentos é de aproximadamente 50.000 horas para as turbinas da *Capstone* e de 80.000 horas para as turbinas da *Ingersoll Rand*. A manutenção desses equipamentos deve acontecer a cada 8.000 horas, geralmente sendo necessário uma simples troca dos filtros de ar e de gás. ^[21]

Um fator importantíssimo na seleção é a verificação do sistema para saber se as emissões estão dentro das normas estabelecidas. Como a combustão do combustível nas microturbinas, estão sendo jogados na atmosfera monóxidos de carbono (CO) e óxidos de nitrogênio (NOx). Esses gases devem ter sua emissão controlada, respeitando as leis vigentes da região.

Existe a possibilidade de integração do sistema com a rede elétrica da concessionária. Essas regras devem ser estudadas a fim de obtermos uma melhor utilização do sistema. Isso pode ser extremamente vantajoso para o sistema a ser implementado devido ao pico de consumo existente em certas faixas de horário. Podemos dessa forma, projetar dois cenários:

- Projetar um sistema que atenda ao pico de consumo e vender a energia restante para a concessionária;
- Projetar um sistema que atenda à média de consumo e comprar a energia faltante da concessionária.

O primeiro cenário é bastante interessante, porém é bastante difícil que a concessionária venha a aceitar tal proposição pois ela sairia prejudicada. A justificativa é a seguinte: a energia que seria vendida para a concessionária seria basicamente aquela que sobra fora do horário de pico, ou seja, mesmo a concessionária não teria interesse em adquirir essa energia. Para ela seria interessante se a energia disponível fosse vendida no horário de pico, garantindo assim o serviço prestado.

3.6. SISTEMAS AUXILIARES

Os sistemas auxiliares apresentados são relacionados a sistemas de acumuladores e são usualmente mais utilizados nos sistemas cujas fontes não são constantes, como a energia solar e eólica, já que necessitam de armazenamento de energia durante certo

período. O sistema de baterias, também pode ser utilizado para suprir picos de energia.

3.6.1. Controlador de Carga

O controlador de carga tem como função o bloqueio da corrente reversa e prevenir a sobrecarga nas baterias. Funções secundárias deste sistema são a proteção de sobrecarga elétrica, prevenção do excesso de descarga e sinalização do estado da bateria e fluxo de carga através de mostrador.

O controlador de carga é definido pela tensão e corrente de trabalho dos equipamentos geradores. A sua capacidade deve superar a corrente total do sistema gerador. Caso a corrente supere o valor máximo do controlador, deve ser considerada a possibilidade de dividir a instalação por mais controladores e baterias.

3.6.1.1. CORRENTE REVERSA

A corrente reversa se trata de um contra fluxo de corrente elétrica quando o aparelho gerador de energia tem sua função invertida, ou seja, consome energia descarregando as baterias. Para o bloqueio da corrente reversa, no controlador de carga a corrente passa através de um transistor que age como válvula de controle, permitindo o fluxo de corrente apenas em uma direção. Para pequenas aplicações, este controle pode ser realizado por um diodo.

3.6.1.2. SOBRECORRENTE

Um estado de sobrecorrente (corrente elétrica maior que a de projeto) pode causar sobreaquecimento em um circuito, resultado em danos para isolação, condutores e equipamentos. Em caso extremo, pode derreter o condutor, vaporizar a isolação e produzir forças magnéticas que retorcem os cabos elétricos. A situação de sobrecorrente é dividida na categoria de sobrecarga e curto-circuito.

O curto-circuito pode ser causado pelo rompimento da isolação, falha de conexão ou erro de operação/manutenção. Na situação de curto-circuito, corrente elétrica extremamente elevada pode fluir pelo sistema, prejudicando seu funcionamento ou até danificando o equipamento.

A sobrecarga é uma sobrecorrente confinada em um circuito de corrente normal. Esta situação no conjunto de baterias pode acarretar sérios problemas. Quando em carga plena, a aplicação de carga pode gerar hidrogênio e oxigênio (gases explosivos) através da hidrólise da água presente na bateria. Nesta condição, a bateria sofre sobreaquecimento e como consequência, intensa degradação.

A prevenção de sobrecarga é feita pelo controle do fluxo de energia para a bateria, a partir de uma dada tensão. Quando a tensão diminui, o controlador de carga admite novamente a carga máxima. Este processo é chamado de “Regulação de Tensão” e é considerada a função essencial do controlador.

“As tensões nos quais o controlador muda a intensidade de carga são chamadas de ‘Limite de Operação’ ou ‘Set points’. Tais limites são determinados em função do regime de utilização, tipo de bateria e aspectos do projeto” [7].

Outro aspecto a ser considerado é a temperatura da bateria. “Para variações de temperatura superiores a 17°C, alguns controladores possuem compensadores de temperatura” [7].

Tabela 3: Níveis típicos de operação para bateria de 12V em 25°C.^[7]

Controle de Carga	Tensão (V)
Limite Alto	14,4
Limite Alto (Bateria Selada)	14
Flutuação	13
Desconexão em baixa tensão	10,8
Reconexão	12,5
Compensação de temp.: cada 1°C de desvio em relação à 25°C	-0,03

A Tabela 3 mostra os níveis típicos de operação para uma bateria de 12V.

O dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve desconectar as cargas antes que sejam danificadas, e permitir o fluxo de alta corrente durante a partida de motores e outros equipamentos. Estes dispositivos podem ser de dois tipos: fusíveis ou disjuntores.

O disjuntor é o mais popular, com a vantagem de operar como uma chave para abrir e fechar o circuito. O fusível é mais direcionado aos equipamentos individuais.

A confiabilidade de um fusível ou disjuntor é determinada pela capacidade de interrupção de corrente. Valores típicos são 1000A para pequenos disjuntores e 200kA para grandes fusíveis, geralmente para aplicações em corrente alternada. Para corrente contínua, esses valores são inferiores (cerca de 10%).

3.6.2. Conjunto de Baterias

As baterias são utilizadas para armazenar energia, promovendo o equilíbrio entre a demanda e a disponibilidade energética. Para o caso das energias solar e eólica, podemos ter condições favoráveis (dia de sol e vento favorável) e desfavoráveis (noite sem vento) para geração de energia, assim necessitando do conjunto de baterias. Seguindo as recomendações do fabricante, a vida útil de uma bateria pode variar de 5 a 10 anos, sendo que algumas podem atingir 20 anos.

As baterias podem ser classificadas de acordo com sua aplicação: ciclo raso ou ciclo profundo. A bateria de ciclo raso é projetada para suprir grande quantidade de carga sem perda de eletrólito, e não aceita ser completamente descarregada. O descarregamento repetido de mais de 20% de sua capacidade acarreta o encurtamento de sua vida útil. As de ciclo profundo são projetadas para descarga repetidas em mais de 80% da sua capacidade.

O dimensionamento do banco de baterias depende da capacidade de armazenamento desejada, razão de descarga e a temperatura mínima do local onde a bateria será utilizada.

Baterias de carga profunda possuem melhor rendimento, podendo trabalhar com até 90% da sua capacidade e a vida útil é maior que as convencionais. É recomendada a utilização de baterias com capacidade 3 vezes maior que a demandada. [22]

3.6.2.1. TENSÕES DE UMA BATERIA

A tensão de uma bateria depende somente das propriedades químicas dos materiais das placas e do eletrólito, independentemente do volume ou quantidade do material ativo usado na confecção das placas.

Como exemplo, para uma bateria ácida a tensão é dada pela eq.(12) ^[7] onde ρ é a densidade em kg/m^3 e V é a tensão em volts. “A maioria das baterias ácidas encontradas no mercado possui densidade $1,215\text{kg/m}^3$ e, pela fórmula, tensão de $2,065\text{V}$ ” ^[7].

$$V = 0,85 + \frac{\rho}{1000} \quad (12)$$

A *tensão de flutuação* é a tensão com valor um pouco acima da tensão nominal, tendo como principal finalidade manter a bateria em carga permanente (flutuação) para compensar a autodescarga das baterias, manter plena carga e evitar sulfatação das placas. Quanto maior a temperatura do eletrólito, maior é a quantidade de perdas internas (autodescarga), assim sendo necessário o aumento da tensão de flutuação.

A *tensão de equalização* e a *tensão de carga profunda* têm como finalidade compensar a diferença de tensão ou densidade entre os elementos.

A carga de equalização substitui a carga profunda com muitas vantagens apesar do maior tempo de duração, não sobrecarregando as baterias como ocorre na carga profunda. A faixa de variação é de $2,3\text{V}$ a $2,45\text{V}$ (superior a tensão de flutuação) por elemento. Em manutenções preventivas, o tempo mínimo recomendado é de cerca de 2 horas, homogeneizando o eletrólito nas baterias pouco solicitadas.

A tensão de carga profunda, superior a carga de equalização, só deve ser aplicada em condições especiais, já que ocorre intensa gaseificação do eletrólito devido à alta tensão (entre $2,5\text{V}$ a $2,75\text{V}$).

A *tensão final de descarga* é o valor de tensão da bateria, a partir da qual é considerada descarregada. Situa-se entre $1,75\text{V}$ a $1,85\text{V}$ por elemento, podendo ser descarregado até tensão de $1,0\text{V}$ em casos excepcionais.

3.6.2.2.CAPACIDADE

A capacidade de uma bateria é medida em ‘Ah’ (Ampère-hora), onde 1Ah é o equivalente ao fornecimento de 1A de corrente elétrica pelo período de uma hora. Como exemplo, uma bateria de 12V com capacidade de 800Ah pode drenar 100A durante 8 horas, ou seja, 1200W de potência durante 8 horas.

A corrente nominal de uma bateria (em regime normal) é fornecida segundo a relação entre a capacidade e o tempo de descarga.

Esta propriedade da bateria pode ser afetada por fatores diversos como exemplo a carga insuficiente, descargas prolongadas, curto-circuito interno, impurezas no eletrólito, temperatura entre outros.

3.6.2.3.RENDIMENTO DA BATERIA

Pode ser determinada através da relação entre energia entregue e energia recebida.

A energia recebida é a energia de carga, enquanto a entregue é a energia de descarga. Sabe-se que a energia de carga é sempre maior que a energia de descarga. Porém fatores como formação de gases no processo de carga elevada pode piorar esta relação (rendimento).

Pode ser definida também a eficiência de descarga, a qual mostra a capacidade da bateria fornecer uma determinada corrente em um determinado intervalo de tempo, sem que a tensão da bateria atinja um valor muito baixo. A eficiência de descarga depende da área de contato do eletrólito com as placas.

3.6.2.4.INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA

A temperatura do eletrólito influi diretamente no comportamento da bateria. Com o aumento da temperatura, há a diminuição da viscosidade e conseqüentemente aumenta a velocidade de difusão do eletrólito através das placas. Isto significa que com o aumento da temperatura, há o aumento na eficiência e na capacidade da bateria.

A temperatura máxima do eletrólito é de 45°C, e em temperaturas superiores, ocorre uma rápida deterioração da bateria.

Outro fator variante com a temperatura é o volume do eletrólito. Assim, deve ser corrigido o valor da densidade medida quando a temperatura é diferente de 25°C.

3.6.2.5.BATERIA SELADA

A bateria selada é livre de manutenção, nunca necessitando carga de equalização e adição de água. Pode operar em qualquer posição e ser utilizada perto de pessoas e equipamentos sensíveis, já que o eletrólito ácido está na forma de gel.

Esse tipo de bateria é resistente ao choque, vibração e baixas temperaturas. Porém, devido ao projeto do eletrodo, a bateria selada apresenta perda de capacidade prematura. Para minimizar tal problema, uma técnica, recentemente desenvolvida, está sendo aplicada, onde é aumentada a compressão interna sobre as placas da bateria.

Outra condição necessária é a regulação da carga, de modo que não ultrapasse os limites de carga e descarga especificados, já que ambas as situações encurtam a vida útil da bateria.

3.6.2.6.BATERIA ÁCIDA

Devido ao baixo custo inicial e de sua disseminação comercial, a bateria chumbo-ácida é a mais utilizada.

As placas constituem a parte da bateria que contém o material ativo. Nas baterias ácidas, as placas positivas são formadas de peróxido de chumbo (PbO_2) e as negativas são de chumbo puro (Pb) em forma esponjosa. O eletrólito é uma solução formada de ácido sulfúrico e água destilada na densidade entre 1200kg/m^3 e 1220kg/m^3 , na temperatura de 25°C .

A bateria chumbo-ácida comum deve ser manuseada com cuidado, já que o ácido ataca roupas de algodão e lã, e provoca queimaduras na pele e olhos.

“Todos os tipos de bateria chumbo-ácida falham prematuramente senão forem completamente recarregadas após cada ciclo. Deixar a bateria descarregada por alguns dias causa a sulfatação da placa positiva e perda permanente da capacidade de carga” [7].

Quando descarregada, a placa positiva passa de óxido de chumbo (quando está carregada) para sulfato de chumbo. Permanecendo longo tempo no formato de sulfato, a placa não volta para a forma de óxido de chumbo, assim perdendo permanentemente sua capacidade.

3.6.2.7.BATERIA ALCALINA

As baterias alcalinas de níquel-cádmio têm como material ativo de níquel nas placas positivas e cádmio nas placas negativas. As placas são formadas de fitas de aço finamente perfuradas e a matéria ativa é colocada entre as fitas.

O eletrólito é uma solução de hidróxido de potássio (KOH) na densidade de 1180kg/m^3 a temperatura de 25°C .

Tem como vantagens em relação à bateria ácida a maior vida útil, menor autodescarga, maior resistência física, corrente de carga maior e capacidade maior em baixas temperaturas.

Porém, pelas limitações de reservas de cádmio na natureza, tem seu custo de aquisição e de descarte elevados, já que se trata de substâncias tóxicas.

Na Tabela 4 são indicados alguns valores recomendados para cada tipo de bateria.

Tabela 4: Valores recomendados de tensão para baterias ácidas e alcalinas.^[7]

Tipo	Flutuação (V)	Equalização (V)	Carga Profunda (V)	Nominal (V)	Final de descarga (V)
Ácida	2,20	2,33	2,66	2,00	1,75
Alcalina	1,40	1,55	1,70	1,25	1,10

3.6.2.8. AVALIAÇÃO DO ESTADO DE CARGA

Para avaliar o estado da carga de uma bateria, a forma mais simples é através da medida da densidade ou da gravidade específica do eletrólito. A densidade pode ser medida com um densímetro (Figura 26). Ou pode ser utilizado um higrômetro para medição da gravidade específica.

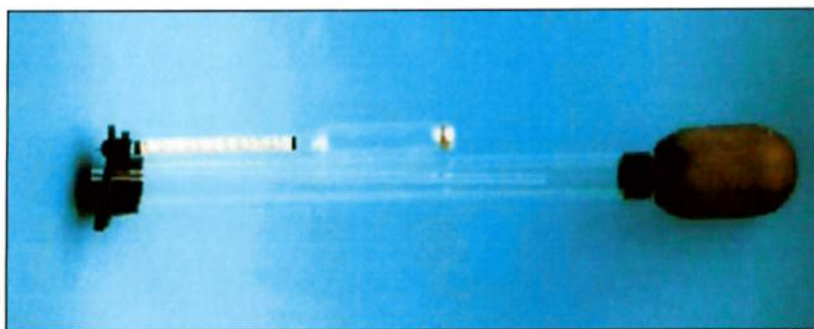


Figura 26: Densímetro utilizado em acumuladores estacionários.^[17]

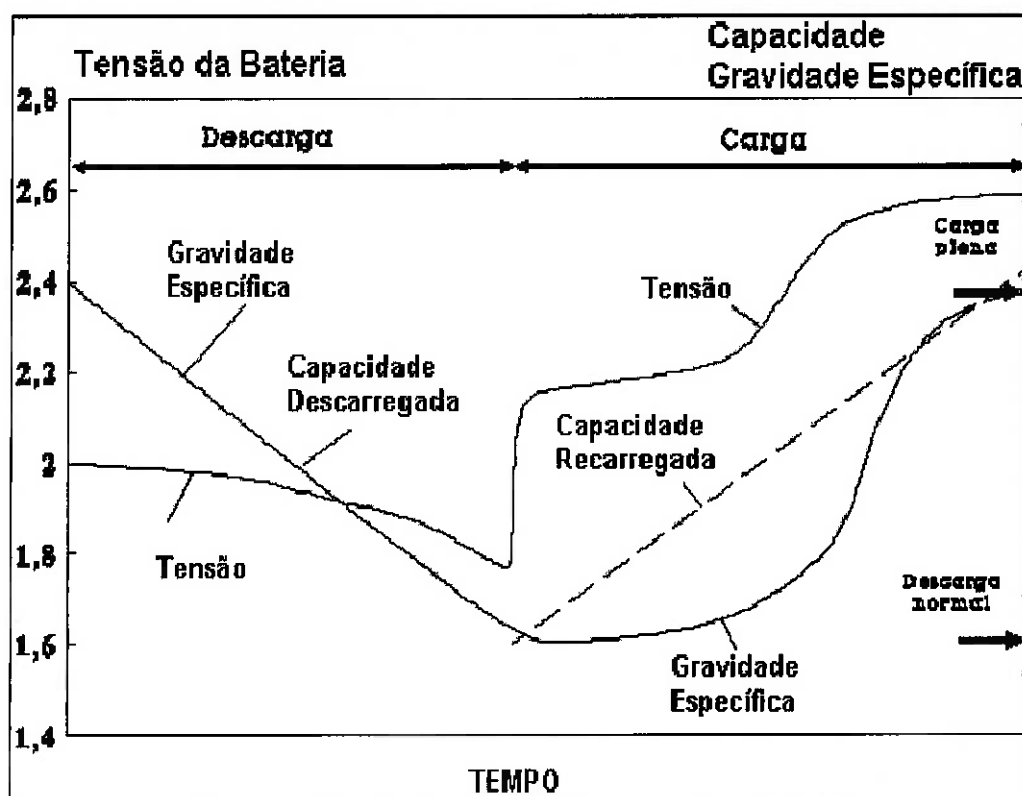


Figura 27: Densidade e tensão típicas para uma bateria.^[17]

Quanto maior a gravidade específica do eletrólito, maior é o estado de carga. Isto pode ser observado na Figura 27, onde é ilustrado o processo de carga e descarga, junto com a variação da gravidade específica e a capacidade da bateria.

3.6.3. Inversores

A função do inversor é converter a baixa energia de corrente contínua armazenada nas baterias em corrente alternada padronizada para utilização. Proporcionalmente é o aparelho com custo mais elevado do sistema.

Os inversores devem ser dimensionados de duas formas. A primeira forma é considerando a potência elétrica que o aparelho pode fornecer durante o seu funcionamento contínuo. Os inversores têm rendimento menor quando utilizados abaixo de uma certa percentagem de sua capacidade. Logo não é interessante o seu superdimensionamento.

A segunda forma é diante as potências de arranque. Alguns inversores podem fornecer mais que sua capacidade em um curto período de tempo. Este fator é

importante quando utilizados motores ou outras cargas (motores de indução ou lâmpadas de grande potência) que requerem de 2 até 7 vezes mais potência na partida.

3.6.3.1. INVERSOR SÍNCRONO

O inversor síncrono utiliza a rede elétrica convencional como um sistema de armazenamento. Isto é, supondo um sistema eólico, quando está ventando, a fonte de energia é o aerogerador, sendo que o excesso pode ser vendido para a concessionária elétrica. Quando a demanda é maior do que a força do vento pode oferecer, a concessionária supre a diferença, assim trabalhando como um sistema de armazenamento.

3.6.3.2. INVERSOR MULTIFUNÇÃO

O inversor multifunção realiza as funções do inversor síncrono e isolado. Normalmente, é conectado a um banco de baterias, à rede elétrica convencional, e ao sistema de geração implantado. Quando as baterias estão carregadas, o inversor alimenta a instalação através delas, e quando descarregadas, a energia elétrica da instalação é suprida pela rede elétrica convencional.

3.6.3.3. INVERSOR ISOLADO

O inversor isolado tem três formas básicas de sinal de saída (Figura 28): onda quadrada, onda quadrada modificada (ou senoidal modificada) e onda senoidal pura. O inversor síncrono só fornece a senoidal pura, exatamente como no caso da rede elétrica convencional.

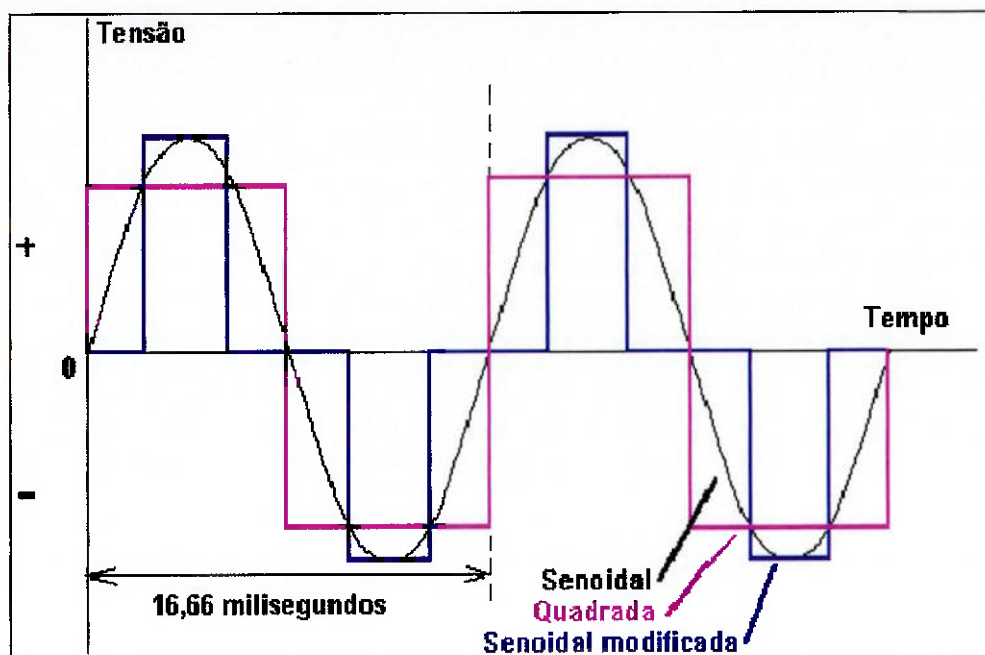


Figura 28: Diferentes formas de onda de corrente alternada.

O inversor de onda quadrada tem menor custo e eficiência do que os outros tipos, mas não é considerada uma boa escolha em função dos aspectos técnicos.

O inversor de onda quadrada modificada, com distorção harmônica em torno de 40%, possui uma boa relação custo-benefício para utilização em sistemas onde a forma de onda não é um fator crítico. Tem aplicação em partida de grandes motores, e também, por ter grande eficiência, é uma forma econômica para alimentar pequena carga. Não é recomendado para utilização em aparelhos como impressoras laser e equipamentos de áudio.

A onda senoidal tem um custo superior mas pode alimentar qualquer dispositivo ou carga de uma instalação.

4. DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO

Através do estudo apresentado no tópico anterior é possível realizar o dimensionamento e escolha dos componentes necessários para suprir uma demanda definida. Assim a seguir estão apresentados os procedimentos de cálculo utilizados para o dimensionamento de cada alternativa, além das variáveis de entrada.

4.1. SELEÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

Como citado anteriormente, serão considerados para este trabalho turbinas do tipo HAWT de pequeno porte, encontradas no mercado. Estas estão listadas na Tabela 5, juntamente com suas características e custos.

Tabela 5: Modelos de turbinas eólicas.

Modelo	Fabricante	Potência nominal (W)	Velocidade nominal (m/s)	Diâmetro da pá (m)	Custo (R\$)
GERAR 1000	Enersud	1000	12	2,7	R\$ 7.215,00
Air Wind 403	Southwest	400	12,5	1,15	R\$ 3.950,00
Air-X Wind 403 (naval)	Southwest	400	12,5	1,15	R\$ 4.780,00
Air-X Wind 403 (rural)	Southwest	400	12,5	1,15	R\$ 3.551,00
Whisper H40 (rural)	Southwest	900			R\$ 8.154,00
Whisper H40 (naval)	Southwest	900			R\$ 9.245,00
Whisper H80 (rural)	Southwest	1000	10,5	3	R\$ 10.880,00
Whisper H80 (naval)	Southwest	1000	10,5	3	R\$ 11.971,00
Whisper H175	Southwest	3200	12	4,5	R\$ 37.413,00
Air-X Wind (rural)	Southwest	400	12,5	1,15	R\$ 3.992,00
Air-X Wind (naval)	Southwest	400	12,5	1,15	R\$ 5.274,00
Notus 112	Enersud	250	12,5	1,12	R\$ 1.860,00
Gerar 164	Enersud	400	12,5	1,64	R\$ 3.330,00
Gerar 208	Enersud	700	12,5	2,08	R\$ 3.860,00
Gerar 246	Enersud	1000	12	2,46	R\$ 4.940,00

Os valores de entrada para o dimensionamento são: V_{ar} (Velocidade média anual [m/s]), A_p (Área disponível [m²]), A e B (Dimensões da área [m]), e Pot (Demanda de Potência da planta [kW]).

A hipótese adotada para o dimensionamento foi de que a velocidade do ar é constante ao longo do ano (intensidade e sentido), e seu valor é igual à velocidade média anual.

O critério de escolha da turbina escolhido é a do diâmetro do rotor. Para tanto, deve ser realizado um cálculo para o valor inicial do cálculo iterativo para determinação da melhor escolha.

Um dos parâmetros necessários para este cálculo é o rendimento (η) de cada turbina. Como este valor não é conhecido, foi realizado um estudo a partir das equações já descritas no texto ((3 e (4), e os dados obtidos dos catálogos das turbinas eólicas, seguindo a eq.(13).

$$\eta = \frac{P_{nominal}}{P_0} = \frac{2 \cdot P_{nominal}}{\rho \cdot V_{ar}^3 \cdot A_R} \quad (13)$$

Através dos dados, foi obtido que o rendimento total (valor médio) das turbinas é de $\eta = 0,25$, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6: Cálculo do rendimento das turbinas eólicas.

Modelo	Potência nominal (W)	Velocidade nominal (m/s)	Diâmetro da pá (m)	η
GERAR 1000	1000	12	2,7	0,17
Air Wind 403	400	12,5	1,15	0,34
Air-X Wind 403 (naval)	400	12,5	1,15	0,34
Air-X Wind 403 (rural)	400	12,5	1,15	0,34
Whisper H40 (rural)	900	-	-	-
Whisper H40 (naval)	900	-	-	-
Whisper H80 (rural)	1000	10,5	3	0,21
Whisper H80 (naval)	1000	10,5	3	0,21
Whisper H175	3200	12	4,5	0,20
Air-X Wind (rural)	400	12,5	1,15	0,34
Air-X Wind (naval)	400	12,5	1,15	0,34
Notus 112	250	12,5	1,12	0,22
Gerar 164	400	12,5	1,64	0,17
Gerar 208	700	12,5	2,08	0,18
Gerar 246	1000	12	2,46	0,21
MÉDIA				0,25

Assim, o cálculo inicial do diâmetro do rotor ideal para uma dada área é encontrado segundo a eq.(14), obtida segundo a eq.(3) e eq.(4).

$$A_R = \frac{\pi \cdot d_{rotor}^2}{4} \Rightarrow d_{rotor} = \sqrt{\frac{8 \cdot P_{nominal}}{\pi \cdot \rho \cdot V_{ar}^3 \cdot \eta}} \quad (14)$$

Determinado o diâmetro, é possível encontrar o número de turbinas instaláveis, seguindo critérios encontrados em bibliografias e através dos fornecedores. O critério adotado diz que a distância lateral entre turbinas deve ser de 2 vezes o diâmetro do rotor, e o espaçamento no sentido do vento de 5 vezes o diâmetro do rotor (como mostra a Figura 9).

Para essa análise, foram definidas as dimensões “A” e “B”, sendo que estas dependem da direção do vento (ver Figura 9). Logo, é possível determinar se a quantidade de turbinas instaláveis é suficiente para suprir a demanda.

Além do diâmetro, outro parâmetro utilizado para a escolha da turbina eólica é a potência gerada de acordo com a disponibilidade de vento do local. A partir das curvas de potência fornecidas pelos fabricantes de cada modelo considerado, é possível determinar a potência real gerada. Infelizmente foi possível levantar curvas apenas de 5 modelos, ilustrados na Figura 29.

Os modelos são:

- Do fabricante *Southwest*: *AirWind 403* e *Air X-Wind*;
- Do fabricante *Enersud*: *Notus 112*, *Gerar 164* e *Gerar 208*.

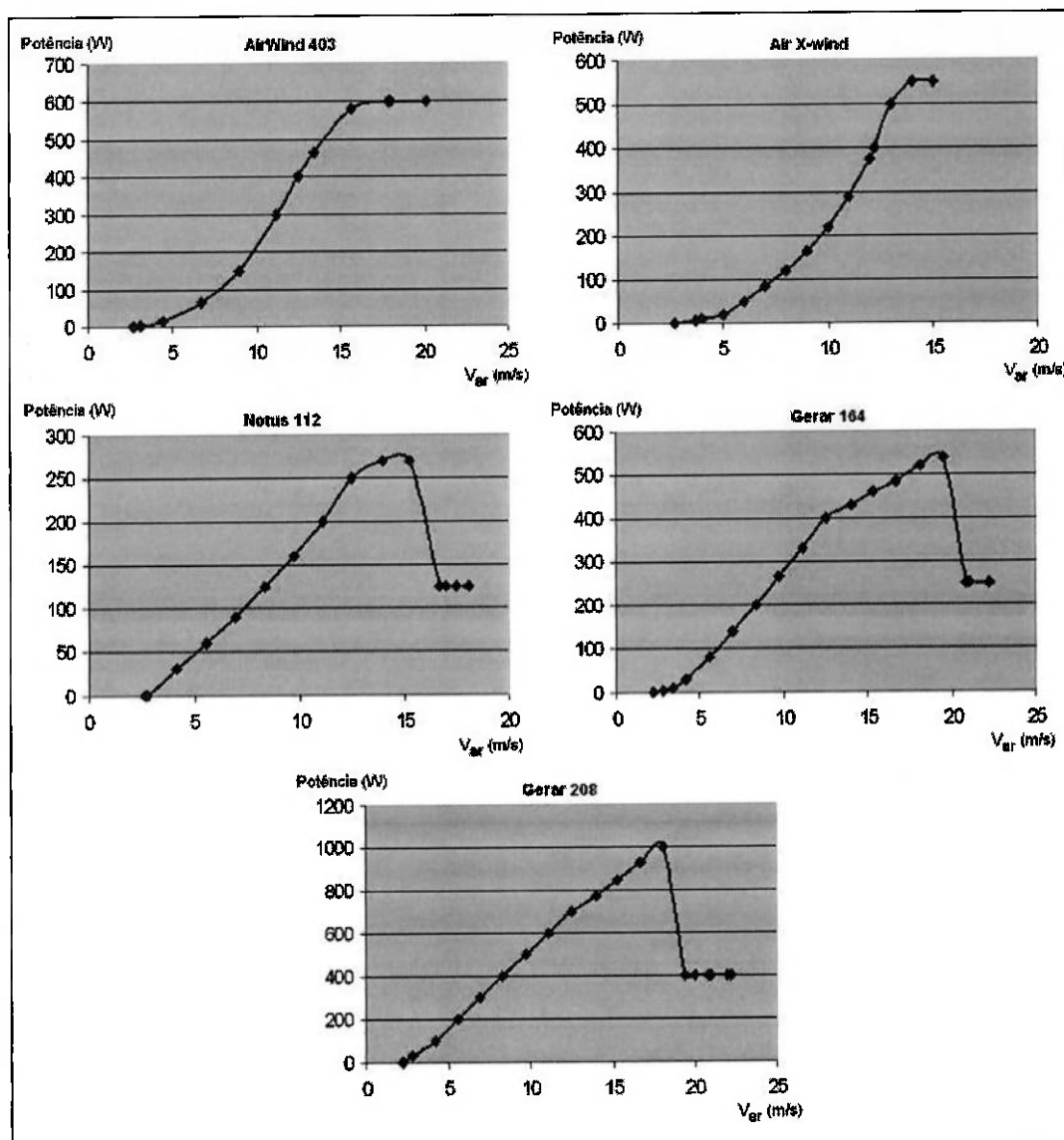


Figura 29: Curvas de potência.

Através de um cálculo iterativo segundo o procedimento descrito é possível encontrar a solução de menor custo para uma determinada demanda.

4.2. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Os parâmetros de entradas para esse sistema são iguais ao do aquecimento solar com exceção dos seguintes itens:

- U : Tensão de saída [V];
- W : Energia consumida [kWh]

Para determinar a corrente necessária (I_N) utiliza-se a eq.(15), a qual é encontrada a partir da eq.(9).

$$I_N = \frac{W * 1000}{U * \Delta t} \quad (15)$$

O número de módulos que cabem na área disponível (equação (16)) é determinado através da relação do número necessário de módulos em série (equação (17)) e em paralelo (equação (18)), onde A_{mod} é a área de cada módulo, I_{mod} é a corrente de potência máxima de cada módulo e U_{mod} é a tensão de potência máxima de cada módulo.

$$N_{\text{mod}} = \text{Arredondar.para.baixo} \left(\frac{A}{A_{\text{mod}}} \right) \quad (16)$$

$$N_{\text{ser}} = \text{Arredondar.para.cima} \left(\frac{U}{U_{\text{mod}}} \right) \quad (17)$$

$$N_{\text{par}} = \text{Arredondar.para.cima} \left(\frac{I_N}{I_{\text{mod}}} \right) \quad (18)$$

Assim, a energia gerada (E) em kWh é determinada pela eq.(19).

$$E = \frac{N_{\text{ser}} * U_{\text{mod}} * N_{\text{par}} * I_{\text{mod}} * \Delta t}{1000} \quad (19)$$

Através de um cálculo iterativo é encontrada a configuração de menor custo para uma determinada demanda de energia.

Para tanto, são considerados alguns equipamentos encontrados no mercado, listados na Tabela 7 juntamente com suas características de tensão e corrente máximos, suas dimensões e o custo unitário.

Tabela 7: Células fotovoltaicas encontradas no mercado.

Modelo	Marca	Corrente Máximo	Tensão Máxima	Altura	Largura	Custo
KC35	Kyocera	2,33	15	0,471	0,652	R\$ 780,00
KC40	Kyocera	2,34	16,9	0,526	0,652	R\$ 940,00
KC45	Kyocera	3	15	0,652	0,573	R\$ 1.060,00
KC50	Kyocera	3	16,7	0,659	0,652	R\$ 1.110,00
KC60	Kyocera	3,55	16,9	0,751	0,652	R\$ 1.270,00
KC70	Kyocera	4,14	16,9	0,865	0,652	R\$ 1.438,00
KC80	Kyocera	4,73	16,9	0,976	0,652	R\$ 1.580,00
KC120	Kyocera	7,1	16,9	1,425	0,652	R\$ 2.790,00
SX 5U	BP Solar	0,27	16,5	0,245	0,269	R\$ 325,00
SX 10U	BP Solar	0,59	16,8	0,416	0,269	R\$ 476,00
SX 20U	BP Solar	1,19	16,8	0,419	0,502	R\$ 700,00
SX 30U	BP Solar	1,78	16,8	0,589	0,502	R\$ 698,00
SX 40U	BP Solar	2,37	16,8	0,762	0,502	R\$ 930,00
SX 50U	BP Solar	2,97	16,8	0,934	0,502	R\$ 1.160,00
SX 60U	BP Solar	3,56	16,8	1,105	0,502	R\$ 1.290,00
SX 80U	BP Solar	4,75	16,8	1,456	0,502	R\$ 1.680,00
SX 120U	BP Solar	3,56	33,7	1,456	0,731	R\$ 2.845,00
I-5	ISOFOTON	0,32	15,5	0,272	0,272	R\$ 312,00
I-10	ISOFOTON	0,58	17,4	0,373	0,338	R\$ 480,00
I-22	ISOFOTON	1,26	17,4	0,586	0,436	R\$ 754,00
I-47	ISOFOTON	2,94	16	1,216	0,328	R\$ 1.073,00
I-50	ISOFOTON	2,87	17,4	1,29	0,328	R\$ 1.050,00
I-55	ISOFOTON	3,16	17,4	1,31	0,651	R\$ 1.359,00
I-94	ISOFOTON	5,88	16	0,751	0,652	R\$ 1.963,00
I-100	ISOFOTON	5,74	17,4	0,976	0,652	R\$ 2.130,00

4.3. ESCOLHA DO GERADOR ESTACIONÁRIO (DIESEL)

A escolha do gerador parte da hipótese de que o gerador opera apenas em condições de projeto, sendo assim, a escolha do gerador estacionário é realizada apenas através de sua potência nominal.

É realizado um cálculo iterativo para que seja escolhida a solução de menor custo, variando o número de geradores necessários para uma demanda determinada.

Outro parâmetro considerado é a disponibilidade de área para instalação do equipamento. Para tanto são considerados as dimensões do equipamento e o espaçamento entre os mesmos. Para garantir isso, a área total necessária para a instalação foi adotada como 3 vezes maior que a do equipamento, garantindo um espaçamento equivalente à outra máquina.

Devido a falta de dados dos fabricantes, necessários para a análise, foram realizadas estimativas a partir de dados encontrados em bibliografias. Tais estimativas estão apresentadas nos itens seguintes.

4.3.1. Custos de Aquisição e de Operação do Gerador Estacionário

Devido à dificuldade de obter os dados de custo do equipamento, a solução adotada foi de uma estimativa através de dados isolados encontrados em livros e artigos. O objetivo desta estimativa é encontrar uma relação entre a potência nominal e o custo de equipamento, assim aplicando esta para os modelos de geradores encontrados.

Um dado adquirido foi de que o custo de instalação é de US\$250,00 por kW instalado (~R\$575,00/kW). A vida útil do equipamento pode ser considerada como 20 anos, com operação de 8 horas diárias (~57000 horas).^[23]

A Tabela 8, mostra o custo do equipamento em relação à potência nominal do equipamento, em uma planta rural. Através dos dados determina-se que o custo dos geradores (equipamento) é de R\$793,33 por kW (média). Considerando a diferença do preço do dólar entre o ano de 2000 (ano de publicação da referência [23]) e 2005 (publicação da referência [24]), os dados estão coerentes.

Tabela 8: Exemplos de geradores estacionários.^[24]

Potência (kW)	Preço (R\$)	Tipo de Combustível	Consumo de Combustível (l/h)
50	26000,00	Diesel	13
15	16000,00	Diesel	4

Logo, será utilizado o custo de R\$800,00 por kW para os geradores considerados.

Para o custo de manutenção (troca de óleo lubrificante, troca dos bicos injetores, entre outros), pode ser considerado US\$ 0,34 por hora de operação. Segundo a referência [23], são estimativas realizadas através de dados de custo de peças e serviços adquiridos junto a representantes da *Bosch* e *MWM*.

4.3.2. Consumo de Combustível

Para o consumo de combustível, foi realizada uma pesquisa em catálogos de motores a diesel utilizados nos geradores. Porém, na grande parte destes não constavam do dado de vazão de combustível, ou autonomia do equipamento. Porém, foram encontrados alguns catálogos com dados de operação suficientes para um cálculo estimado da vazão de combustível necessária para uma dada potência.

A Figura 30 mostra o funcionamento dos motores com pistão. A energia gerada com a expansão dos gases movimenta o pistão, que por sua vez, movimenta o eixo a uma determinada rotação.

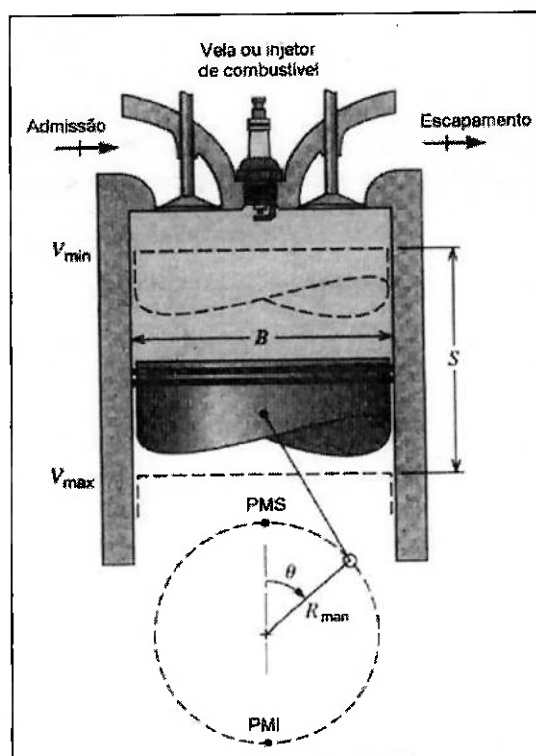


Figura 30: Configuração do conjunto cilindro e pistão, utilizado em motores de combustão interna. ^[25]

Para determinação da potência do motor, utiliza-se a eq.(20) ^[25] onde RPM é o acrônimo de rotação por minuto, ou seja, é a rotação do eixo.

$$\dot{W} = N_{cil} \cdot \dot{m} \cdot w_{liq} \cdot \frac{RPM}{60} = p_{mef} \cdot V_{desl} \cdot \frac{RPM}{60} \quad (20)$$

Este cálculo vale para motores de dois tempos, sendo que para 4 tempos há a necessidade de corrigir o resultado da eq.(20) pelo fator de 0,5, já que são necessárias 2 revoluções completas para que o motor de 4 tempos complete o ciclo.^[25]

w_{liq} na eq.(20) é o trabalho específico realizado pelo processo termodinâmico da expansão do gás no interior do cilindro. Este parâmetro pode ser encontrado através do cálculo de um ciclo padrão a ar diesel, como mostrado no item 4.3.2.1.

Pela Tabela 8, é possível encontrar que o consumo de combustível é de aproximadamente 0,26l/h por kW de potência instalada.

A Figura 31 mostra um estudo comparativo de consumo de 2 tipos de combustíveis para um gerador diesel de 76kVA/60kW, equipado com motor *MWM D229-6* a 1800rpm de 6 cilindros com volume (cilindrada) de 0,98 litros.

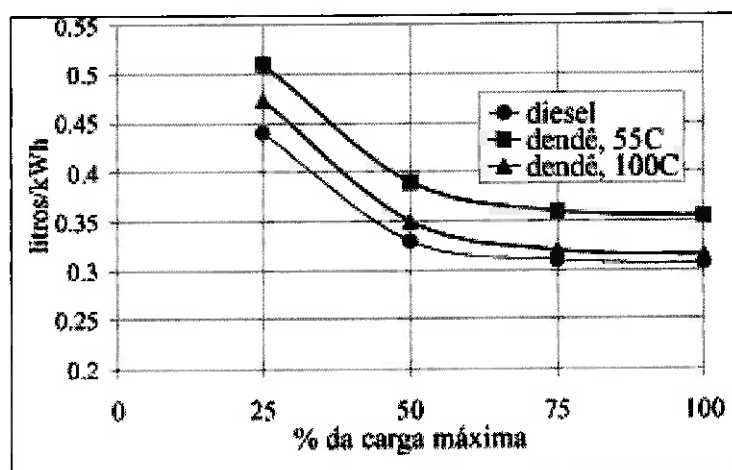


Figura 31: Consumo específico do dendê a 55°C e 100°C e do diesel em função do percentual de carga máxima.^[22]

Considerando apenas a curva relacionada ao diesel, pode-se concluir que o consumo é de aproximadamente 0,3 litro para cada 1kW.h de energia gerada para o equipamento considerado.

Logo a partir dos dois dados encontra-se a relação entre consumo de diesel e potência do equipamento, onde o valor considerado será a média que corresponde a 0,28 (l/h)/kW.

4.3.2.1. CICLO – PADRÃO A AR DIESEL

O diagrama do ciclo – padrão a ar Diesel está representado na Figura 32. O ciclo ideal é composto por dois processos isentrópicos ('a' para 'b', e 'c' para 'd'), um processo isobárico ('b' para 'c'), e um processo de volume constante ('d' para 'a'). Durante o processo isobárico, ocorre a combustão do Diesel que libera $q_{abs} \cong 900 \text{ kJ/kg}$ ^[24] (para motor de 4 tempos, $q_{abs} \cong 1800 \text{ kJ/kg}$).

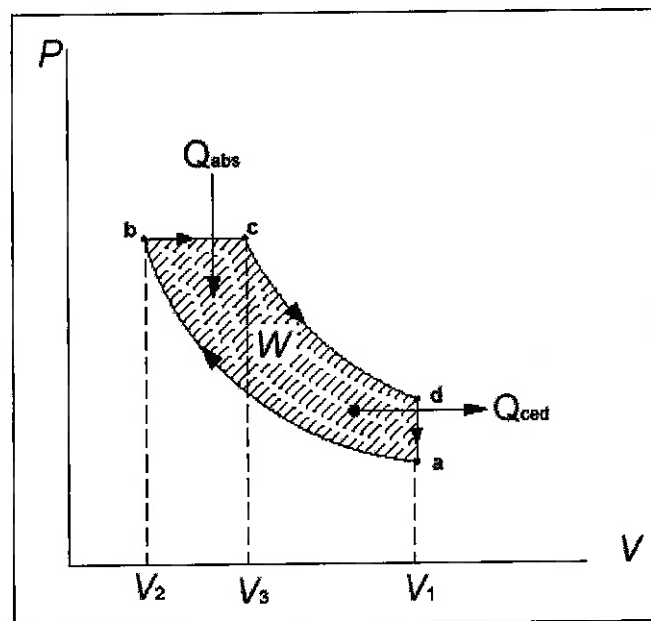


Figura 32: Diagrama p x V do ciclo padrão a ar diesel. ^[18]

Para o cálculo de w_{liq} , as hipóteses adotadas são que o ar entra no cilindro à temperatura e pressão ambiente e que os gases de escape têm as mesmas propriedades do ar.

Pela 1ª lei da termodinâmica, encontra-se a relação da eq.(21).

$$w_{liq} = q_{abs} + q_{ced} \quad (21)$$

q_{ced} pode ser determinado novamente pela 1ª lei da termodinâmica no processo de 'd' para 'a', segundo a eq.(22), onde $c_v = 0,7615 \text{ kJ/kg.K}$.

$$q_{ced} = c_v \cdot (T_a - T_d) \quad (22)$$

Utilizando a equação geral dos gases é possível encontrar o volume específico do ar na entrada do cilindro segundo a eq.(23), sabendo que $R_{ar} = 0,287 \text{ kJ/kg.K}$.

$$v_a = \frac{R_{ar} \cdot T_a}{p_a} \quad (23)$$

Sabendo a taxa de compressão do ciclo, é possível encontrar o volume específico do ponto 'b'. Como o processo de 'a' para 'b' é isoentrópico, a eq.(24) é válida, sendo que $k = 1,4$.

$$\frac{T_b}{T_a} = \left(\frac{v_a}{v_b} \right)^{k-1} \quad (24)$$

Do mesmo modo, a eq.(25) também é válida.

$$\frac{p_b}{p_a} = \left(\frac{v_a}{v_b} \right)^k \quad (25)$$

As propriedades do ponto 'c' podem ser determinadas a partir da 1ª lei da termodinâmica, como mostra a eq.(26) onde $c_p = 1,0035 \text{ kJ/kg.K}$.

$$q_{abs} = c_p \cdot (T_c - T_b) \Rightarrow T_c = T_b + \frac{q_{abs}}{c_p} \quad (26)$$

Por se tratar de um processo isobárico, a relação da eq.(27) é válida.

$$\frac{v_c}{v_b} = \frac{T_c}{T_b} \quad (27)$$

Assim, a condição do ponto 'd' é encontrada segundo a relação do processo isoentrópico de 'c' para 'd', como mostra a eq.(28).

$$T_d = \frac{T_c}{\left(\frac{v_d}{v_c}\right)^{k-1}} \quad (28)$$

Para o motor *International P4001TAG* de 121CV de potência, foram encontradas as características apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9: Características do motor *International P4001TAG*.

Marca (Motor)	Modelo (Motor)	Potência do Motor (kW)	Rotação do eixo (rpm)	Número de tempos	Taxa de compressão
International	P4001TAG	88,94	1800	4	17,5

Assim, seguindo as 8 equações apresentadas (eq.(21) até eq.(28)), é encontrado o valor de 18,88l/h de vazão de diesel (0,21 (l/h)/kW). O que comprova o valor estimado de 0,28 (l/h)/kW, já que o cálculo realizado é para o ciclo ideal, ou seja, desprezando perdas que causam o aumento da vazão calculada.

Assim, o custo operacional de um grupo gerador diesel é a somatória do custo de combustível e o custo de manutenção (R\$0,34/h) já citado anteriormente.

O custo do diesel por litro é de aproximadamente R\$1,7 por litro de combustível ^[26].

4.3.3. Equipamentos Considerados e seus Dados

Para a escolha adequada do gerador estacionário, foram levantados alguns modelos encontrados de 2 fabricantes (*Stemac* e *SDMO*) apresentados na Tabela 10.

Tabela 10: Geradores à Diesel e suas características principais.

Fabricante	Marca (Motor)	Modelo (Motor)	Potência Aparente (kVA)	Potência Elétrica (kWe)	Custo (R\$)
Stemac	MWM	D229-3	40	32	R\$ 25.600,00
Stemac	MWM	D229-4	55	44	R\$ 35.200,00
Stemac	MWM	D229-6	81	65	R\$ 52.000,00
Stemac	MWM	TD229EC-6	115	92	R\$ 73.600,00
Stemac	MWM	6.10TCA	180	144	R\$ 115.200,00
Stemac	Mercedes-Benz	OM366-A	130	104	R\$ 83.200,00
Stemac	Mercedes-Benz	OM366-LA	156	125	R\$ 100.000,00
Stemac	Mercedes-Benz	OM447-A	290	232	R\$ 185.600,00
Stemac	Mercedes-Benz	OM447-LA506	340	272	R\$ 217.600,00
Stemac	Mercedes-Benz	OM447-LA505	380	304	R\$ 243.200,00
Stemac	Yanmar	BTD22	13	10,4	R\$ 8.320,00
Stemac	Yanmar	BTD33	20	16	R\$ 12.800,00
Stemac	Perkins	4236	40	32	R\$ 25.600,00
Stemac	Perkins	4236	55	44	R\$ 35.200,00
Stemac	Perkins	T4236	75	60	R\$ 48.000,00
Stemac	Perkins	P4001TAG	110	88	R\$ 70.400,00
Stemac	Perkins	2806C-E16TA-G2	699	559	R\$ 447.200,00
Stemac	Mitsubishi	S12A2-PTA	1000	800	R\$ 640.000,00
Stemac	Mitsubishi	S12H-PTA	1275	1020	R\$ 816.000,00
Stemac	Mitsubishi	S16R-PTA	2040	1632	R\$ 1.305.600,00
Stemac	Cummins	4BT3.9-G4	86	69	R\$ 55.200,00
Stemac	Cummins	6BT5.9-G2	135	108	R\$ 86.400,00
Stemac	Cummins	6CT8.3-G	170	136	R\$ 108.800,00
Stemac	Cummins	6CTA8.3-G1	200	160	R\$ 128.000,00
Stemac	Cummins	6CTAA8.3-G	260	208	R\$ 166.400,00
Stemac	Cummins	NT855-G6	360	288	R\$ 230.400,00
Stemac	International	P4001TAG	110	88	R\$ 70.400,00
SDMO	Perkins	PG45U	55	44	R\$ 35.200,00
SDMO	Perkins	PG75U	94	75	R\$ 60.000,00
SDMO	Perkins	PG90U	115	92	R\$ 73.600,00
SDMO	MWM	WG145U	180	144	R\$ 115.200,00
SDMO	MWM	WG120U	150	120	R\$ 96.000,00
SDMO	Scania	CG210U	263	210	R\$ 168.000,00
SDMO	Scania	CG290U	363	290	R\$ 232.000,00
SDMO	Scania	CG370U	463	370	R\$ 296.000,00
SDMO	Volvo Penta	GS400UC	500	400	R\$ 320.000,00
SDMO	Volvo Penta	GS500UC	625	500	R\$ 400.000,00
SDMO	mtu FRIEDRICHSHAFEN	XS650U	813	650	R\$ 520.000,00
SDMO	mtu FRIEDRICHSHAFEN	XS1000U	1250	1000	R\$ 800.000,00
SDMO	mtu FRIEDRICHSHAFEN	XS2000U	2500	2000	R\$ 1.600.000,00

Assim, com as relações encontradas no item 4.3.2 e com a Tabela 10 é possível encontrar todos os dados necessários para o critério de escolha apresentado no início deste tópico.

4.4. DIMENSIONAMENTO DAS MICROTURBINAS

A seguir serão apresentadas as equações e considerações utilizadas para a realização dos cálculos para a obtenção dos parâmetros necessários para uma boa seleção de uma microturbina. O critério final de escolha é com base no custo de investimento da solução, e os equipamentos considerados foram os encontrados no mercado (Tabela 11).

Tabela 11: Modelos de Microturbinas.

Fabricante	Pressão de entrada	Potência kW	Eficiência %	Vazão de combustível kg/h	Temperatura de exaustão °C	Preço
Capstone 30	55 psig	30	26,0%	9,92	275	R\$ 82.350,00
Capstone 60	70 a 80 psig	60	28,0%	18,43	305	R\$ 109.305,00
Ingersoll 70	1 a 517 kPa	70	27,0%	26,28	232	R\$ 168.750,00
Ingersoll 250	2 a 1379 kPa	250	29,0%	72	249	R\$ 459.000,00

A potência requerida (P_{req}) é aquela que a microturbina deve fornecer para atender a demanda elétrica do local estudado, e pode ser encontrada com a eq.(29). Os parâmetros $E_{mês}$ e $t_{funcionamento}$ são respectivamente a energia gasta durante o período de um mês em kWh e o tempo (em horas) que a microturbina ficará acionada durante um dia

$$P_{req} = \frac{E_{mês}/30}{t_{funcionamento}} \quad (29)$$

Após a obtenção da potência requerida, podemos selecionar a melhor opção dentre os fabricantes listados. Além disso, nesse ponto é imposto que o sistema deve sempre atender a potência requerida. Isso quer dizer que se um modelo específico não consegue gerar energia suficiente, devem ser acrescentados para trabalhar em conjunto quantos forem necessários.

Vale lembrar aqui que o número de turbinas sempre será um número inteiro, então, dado o valor calculado, esse valor sempre é arredondado para cima, obtendo assim o mínimo de turbinas necessárias para atender à demanda.

O custo operacional de uma microturbina é basicamente o consumo de combustível. Portanto, é necessário calcular a vazão de combustível a partir das informações fornecidas pelos fabricantes. A eq.(30) indica o modo de cálculo sendo que $\dot{E}_{comb}$ é a vazão energética fornecida pelos fabricantes (em kJ/h), e $PCI_{gás\ natural}$ é o valor do Poder Calorífico Inferior do gás natural (em kJ/kg).

$$\dot{m}_{comb} = \frac{\dot{E}_{comb}}{PCI_{gás\ natural}} \quad (30)$$

Os gases de exaustão da microturbina podem ser aproveitados para fins de aquecimento ou resfriamento, utilizando-se um trocador de calor ou um chiller de absorção respectivamente. Em média, a temperatura desses gases está entre 200 e 250°C. Neste trabalho, utilizaremos esses gases de exaustão para obter a quantidade e temperatura de água quente.

Os cálculos do recuperador de calor poderiam ser mais fáceis se todos os fabricantes incluíssem em seus catálogos todas as informações necessárias tais como curva de aproveitamento energético dos gases de exaustão. Como não é o caso, algumas aproximações são feitas, o que limita a validade dos dados, mas nos dá uma boa idéia da capacidade de aquecimento de água.

As equações que regem o trocador de calor são as eq.(31) e eq.(32).

$$\dot{Q} = \dot{m}_g \cdot C_{p_g} \cdot \Delta T_g \quad (31)$$

$$\dot{Q} = \dot{m}_a \cdot C_{p_a} \cdot \Delta T_a \quad (32)$$

Com essas equações é possível calcular a temperatura da água quente na saída do trocador dada uma vazão ou o contrário, calcular a vazão dada uma temperatura de saída desejada.

4.4.1. Custo do Gás Natural

Para o cálculo do custo operacional é importante conhecer a tarifa de gás natural. Segundo a *Comgás* ^[27], as tarifas variam de acordo com o consumo e o tipo de utilização.

Assim, este trabalho pode ser classificado dentro do segmento Cogeração, sendo que as tarifas (sem ICMS) do gás natural canalizado de acordo com o consumo por mês para consumo próprio está na Tabela 12.

Tabela 12: Tarifa do gás natural canalizado – Segmento Cogeração. ^[27]

Classe	m ³ /mês	R\$/m ³
1	Até 100.000,00 m ³	0,16611
2	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,13149
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,12913
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,11688
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,10227
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,08766
7	Acima de 10.000.000,00 m ³	0,07271

Além dessa taxa, é acrescentado o custo do gás canalizado e transporte, sendo que esta vale R\$ 0,431284/m³ de gás natural utilizado.

A parcela do ICMS é determinada conforme explicado no item 4.8.1.2, e sua alíquota é de 12%.

4.5. DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

A escolha do banco de baterias é feita de acordo com a curva de demanda diária devido à variação do nível de potência necessária para cada hora ao longo do dia.

O cálculo realizado é basicamente a determinação do maior valor de energia necessário para intervalos de tempos, seja ela energia consumida (quando potência consumida é menor que a gerada), seja a energia armazenada (quando potência consumida é maior que a gerada).

Pela facilidade de análise, foram escolhidos apenas 2 modelos de baterias (*Moura e Heliar*), com a mesma capacidade de 220Ah e tensão de 12V, ou seja, 2640kWh de energia armazenável. O custo, segundo a *MAGNUN BATERIAS*, é de R\$650,00.

4.6. ESCOLHA DO RESERVATÓRIO TÉRMICO

O dimensionamento do reservatório solar é realizado segundo um período de tempo onde o consumo de água quente é máximo. A Figura 33 ilustra o volume de controle considerado para o cálculo de troca térmica considerando as diversas entradas e saídas do sistema.

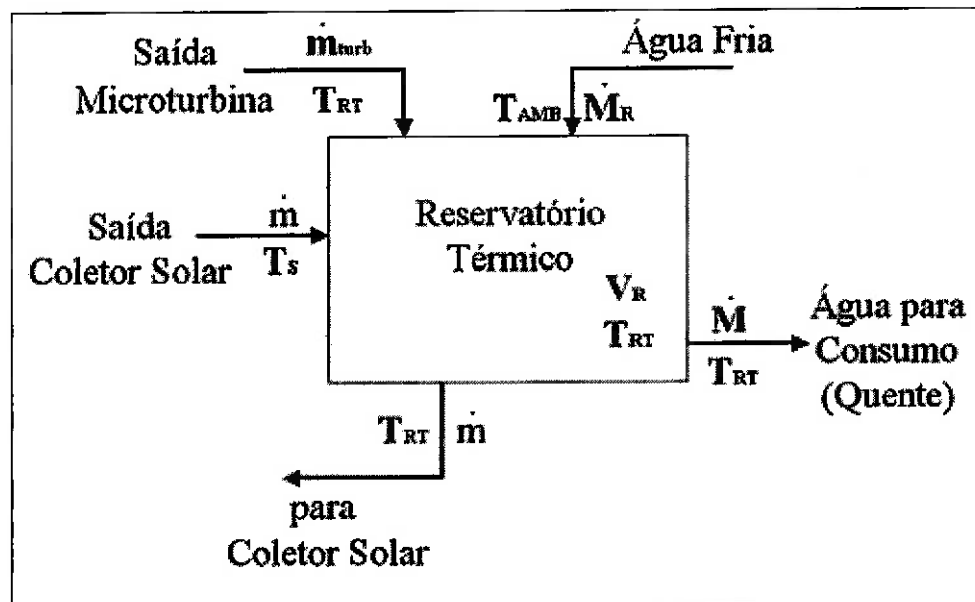


Figura 33: Volume de controle do reservatório térmico.

Os parâmetros considerados são:

- Temperatura do reservatório (T_{RT});
- Volume do reservatório (V_R);
- Vazão mássica de água quente para consumo ($\dot{M}$);
- Vazão mássica de água fria ($\dot{M}_R$);
- Temperatura ambiente (T_{AMB});

- Vazão mássica de água quente na saída da microturbina ($\dot{m}_{turb}$);
- Vazão mássica de água no circuito do coletor solar ($\dot{m}$);
- Temperatura de saída do coletor solar (T_s);

Para o reservatório térmico, há o fluxo de água quente $\dot{M}$ saindo para o consumo à uma dada temperatura, a qual tem valor de, por exemplo, $T_{RT} = 55^\circ\text{C}$ considerado adequado para utilização residencial (banho ou cozinha).

Uma vazão $\dot{m}_{turb}$ vem da microturbina a uma temperatura igual ao do reservatório térmico. Considerando a condição de regime permanente no volume de controle considerado (o reservatório), há a necessidade do fluxo de água fria $\dot{M}_R$, a qual segue a relação de vazão mássica segundo a eq.(33).

$$\dot{M}_R = \dot{M} - \dot{m}_{turb} \quad (33)$$

Uma conclusão que se pode chegar com a eq.(33) é que quando $\dot{m}_{turb}$ for suficiente para suprir a demanda (o sistema de aquecimento solar não é necessário), $\dot{M}_R$ terá valor negativo, indicando o excesso de água aquecida, ou seja, não é necessária a vazão de água fria para completar a massa dentro do reservatório.

O parâmetro utilizado para a escolha efetiva do reservatório é baseado pela vazão mássica necessária em um determinado horário (pico de consumo). A partir da vazão e o intervalo de tempo crítico é possível estimar o volume máximo necessário de água quente e conseqüentemente determina-se o volume do reservatório.

Novamente, a escolha é feita pela alternativa de menor custo desde que sejam atendidos os critérios de escolha. Outro parâmetro importante a ser considerado é a área ocupada pelo equipamento.

Os modelos de reservatórios térmicos encontrados para a análise estão apresentados na Tabela 13. Os dados de custo e dimensões (não apresentadas na Tabela 13, porém considerados na escolha) foram obtidos diretamente dos fabricantes (*Transen, Soletrol e Heliotek*), ou através de catálogos encontrados na *internet*.

Tabela 13: Modelos de reservatórios térmicos.

	Volume (Litros)	Custo		Volume (Litros)	Custo
Transen	100	R\$ 1.000,00	Soletrol	1000	R\$ 1.800,00
Transen	200	R\$ 1.250,00	Soletrol	300	R\$ 1.500,00
Transen	300	R\$ 1.500,00	Soletrol	400	R\$ 2.000,00
Transen	400	R\$ 1.730,00	Soletrol	500	R\$ 2.500,00
Transen	500	R\$ 1.950,00	Soletrol	600	R\$ 3.000,00
Transen	600	R\$ 2.180,00	Heliotek	200	R\$ 1.306,00
Transen	700	R\$ 2.400,00	Heliotek	300	R\$ 1.499,00
Transen	800	R\$ 2.600,00	Heliotek	400	R\$ 1.692,00
Transen	900	R\$ 2.790,00	Heliotek	500	R\$ 1.885,00
Transen	1000	R\$ 2.970,00	Heliotek	600	R\$ 2.392,00
Soletrol	200	R\$ 700,00	Heliotek	700	R\$ 2.742,00
Soletrol	300	R\$ 800,00	Heliotek	800	R\$ 3.092,00
Soletrol	400	R\$ 900,00	Heliotek	900	R\$ 3.442,00
Soletrol	500	R\$ 1.000,00	Heliotek	1000	R\$ 3.793,00
Soletrol	600	R\$ 1.100,00	Heliotek	1500	R\$ 5.543,00
Soletrol	200	R\$ 1.000,00	Heliotek	2000	R\$ 7.294,00
Soletrol	300	R\$ 1.100,00	Heliotek	2500	R\$ 9.045,00
Soletrol	400	R\$ 1.200,00	Heliotek	3000	R\$ 10.796,00
Soletrol	500	R\$ 1.300,00	Heliotek	4000	R\$ 14.298,00
Soletrol	600	R\$ 1.400,00	Heliotek	5000	R\$ 17.800,00
Soletrol	800	R\$ 1.600,00			

4.7. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR

Através do volume de controle considerado para o reservatório térmico (Figura 33), é possível encontrar o fluxo de calor necessário no sistema de aquecimento solar.

Considerando que não há perdas externas, o coletor solar deve aquecer uma vazão $\dot{m}$, com variação de temperatura $\Delta T = T_S - T_{RT}$ de modo que o fluxo de calor seja suficiente para aquecer a parcela de água fria. Assim, a eq.(34) é válida para hipótese de propriedades constantes do fluido para as temperaturas de operação consideradas.

$$\dot{M}_R \cdot (T_{RT} - T_{AMB}) = \dot{m} \cdot (T_S - T_{RT}) \quad (34)$$

Através das equações eq.(5) e eq.(6), encontra-se a relação indicada na eq.(35).

$$\eta \cdot I \cdot A_{\text{COLETOR}} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot \Delta t \quad (35)$$

Assim, utilizando as equações (34) e (35), é possível encontrar a área necessária de coletor A_{COLETOR} pela eq.(36).

$$A_{\text{COLETOR}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{RT} - T_{AMB}) \cdot \Delta t}{I \cdot \eta} \quad (36)$$

Com a área necessária calculada, pode ser determinado o número de coletores de acordo com as dimensões encontradas nos catálogos. Caso a área disponível não seja suficiente são escolhidos coletores com a máxima capacidade de aquecimento para a área disponível.

Tabela 14: Coletores solares.

Modelo	Marca	Classificação	η (%)	Custo
Max Mini Cobre (Inox)	Soletrol	C	51,6	R\$ 315,00
Max 2,00 Cobre Vertical (Alumínio)	Soletrol	C	51,7	R\$ 590,00
Max 2,00 Cobre Horizontal (Alumínio)	Soletrol	C	51,7	R\$ 600,00
Max Mini Cobre (Alumínio)	Soletrol	C	51,7	R\$ 300,00
Max 1,45 Cobre (Alumínio)	Soletrol	C	53,0	R\$ 430,00
Max 2,00 Alumínio Horizontal (Alumínio)	Soletrol	C	53,8	R\$ 614,00
Max Mini Alumínio (Alumínio)	Soletrol	C	53,8	R\$ 313,00
Max 1,45 Cobre (Inox)	Soletrol	B	54,2	R\$ 440,00
Max 1,45 Alumínio (Alumínio)	Soletrol	B	55,4	R\$ 450,00
Max 1,60 Alumínio Vertical (Alumínio)	Soletrol	A	59,7	R\$ 540,00
Max 1,60 Alumínio Vertical (Inox)	Soletrol	A	59,7	R\$ 560,00
Max 1,60 Alumínio Horizontal (Alumínio)	Soletrol	A	59,7	R\$ 570,00
Max 2,00 Alumínio Vertical (Alumínio)	Soletrol	A	59,7	R\$ 682,00
VERTICAL TR-5	TRANSEN	B	54,4	R\$ 530,00
HORIZONTAL TR-5	TRANSEN	B	54,4	R\$ 583,00
BABY TR-5	TRANSEN	B	54,4	R\$ 345,00
VERTICON TR-5	TRANSEN	B	54,4	R\$ 460,00
VERTICAL KPU-5	TRANSEN	A	58,5	R\$ 580,00
VERTICAL TRG	TRANSEN	A	56,9	R\$ 560,00
HORIZONTAL TRG	TRANSEN	A	56,9	R\$ 613,00
HORIZONTAL KPU-5	TRANSEN	A	58,3	R\$ 640,00
MK5VS	Heliotek	A	58,4	R\$ 418,00
MK5HS	Heliotek	A	58,4	R\$ 425,00
MK6VS	Heliotek	A	58,4	R\$ 500,00
MK6HS	Heliotek	A	58,4	R\$ 510,00
MC2PS	Heliotek	A	59,1	R\$ 310,00

Para o dimensionamento foram apenas considerados equipamentos encontrados no mercado, como mostra a Tabela 14. Assim como os reservatórios térmicos, os dados foram obtidos diretamente dos fabricantes (*Transen, Soletrol e Heliotek*), ou através de catálogos encontrados na *internet*.

4.8. REDE ELÉTRICA

AES Eletropaulo ^[28] é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica em 24 municípios da Grande São Paulo incluindo a capital.

Tabela 15: Tarifas Grupo B – Baixa Tensão (110 a 440V). ^[28]

Classes	Valor(R\$)
Residencial Baixa Renda	
Até 30 kWh	0,09769
De 31 a 100 kWh	0,16745
De 101 a 200 kWh	0,25119
De 201 a 220 kWh	0,27911
Residencial kWh	0,28721
Subgrupo B2 Rural	0,17876
Subgrupo B3 Demais Classes (comércio e indústria)	0,29906
Desconto BT: Água, Esgoto e Saneamento.	0,2542
B2 Cooperativa de Eletrificação Rural	0,13509
B2 Serviço Público e Irrigação	0,16437

De acordo com a tensão de distribuição primária, as tarifas podem ser divididas em “Grupo A” (média e alta tensão) e “Grupo B” (baixa tensão – 110V até 440V). Para o “Grupo B”, a tarifa é de acordo apenas com o consumo de energia (ver Tabela 15).

A Tabela 16 mostra a tarifa para o “Grupo A”. Como pode ser observado, é dividido em subgrupos dependendo da tensão de distribuição primária. Para cada subgrupo há diferentes tarifas de consumo e demanda, sendo considerados horários de ponta e fora de ponta para épocas secas (maio a novembro) e úmidas (dezembro a abril).

$$ECE = \text{Consumo}(kWh) \cdot R\$0,0035 \quad (37)$$

A ECE é cobrada em todas as classes de consumidores conforme seu consumo (ver eq.(37)).

4.8.1.2. ICMS

O ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias, para energia elétrica, tem como alíquota 30% para consumidores residenciais e 18% para os demais^[28].

$$ICMS = \frac{I \cdot A}{100 - A} \quad (38)$$

Seu cálculo é feito conforme a eq.(38), onde I é o importe (valor da conta de energia em reais) e A é a alíquota.

4.8.2. Tarifa Média

Devido à variação da tarifa de acordo com diversos fatores como já citados anteriormente, existe um parâmetro denominado de tarifa média, fornecida pelo órgão responsável pela distribuição de energia elétrica (*AES Eletropaulo*). Para o ano de 2003, a Tabela 17 mostra a evolução da tarifa média ao longo do ano.

Tabela 17: Tarifa média de 2003.^[29]

TARIFA MÉDIA R\$/MWh	2.003				Acumulado 2003
	1º TRIM	2º TRIM	3º TRIM	4º TRIM	
RESIDENCIAL	239,88	251,19	263,26	269,03	256,04
INDUSTRIAL	141,50	146,30	169,06	169,50	156,23
COMERCIAL	204,20	211,69	236,24	235,59	221,64
DEMAIS	143,66	149,84	166,23	168,50	157,12
TOTAL	190,67	199,12	219,05	220,73	207,30

Considerando o valor para os “demais”, a média ao longo do ano é de R\$157,12/MWh, o que é compatível com o valor de R\$181,82/MWh, média do gasto na CUASO (Cidade Universitária “Armando Salles de Oliveira”) em 2003^[30].

Tabela 16: Tarifas Grupo A (média e alta tensão). ^[28]

	SUBGRUPO AS Port.456/00-Art.82		SUBGRUPO A3a (30 kV a 44 kV)		SUBGRUPO A4 (2,3 kV a 25 kV)		SUBGRUPO A2 (88 kV a 138 kV)	
	Demanda	Cons.	Demanda	Cons.	Demanda	Cons.	Demanda	Cons.
	RS/KW	RS/MWh	RS/KW	RS/MWh	RS/kW	RS/MWh	RS/KW	RS/MWh
Convencionais	31,92	175,27	13,87	162,36	21,63	167,48		
Horo-Sazonais (Tarifa Azul ou Verde)								
<u>Tarifa Azul</u>								
Ponta Seca	33,69	251,94	24,58	238,23	32,24	240,76	18,3	207,11
Ponta Úmida	33,69	227,47	24,58	215,04	32,24	217,37	18,3	186,52
Fora de Ponta Seca	14,07	138,42	6,65	131,05	9,16	132,25	3,12	125,26
Fora de Ponta Úmida	14,07	123,28	6,65	116,76	9,16	117,82	3,12	112,55
<u>Tarifa Verde</u>								
Ponta Seca	14,07	871,96	6,65	692,85	9,16	833,27		
Ponta Úmida	14,07	847,55	6,65	669,66	9,16	809,9		
Fora de Ponta Seca	14,07	138,42	6,65	131,05	9,16	132,25		
Fora de Ponta Úmida	14,07	123,28	6,65	116,76	9,16	117,82		

A tarifa “Verde” e “Azul” tem tarifas diferentes de demanda e consumo, de modo que a tarifa “azul” tem a tarifa de demanda mais alta comparada com a tarifa “verde”, ao contrário da tarifa de consumo onde a tarifa “verde” tem maior valor. Assim, o consumidor pode optar em se adequar a uma delas de acordo com o perfil de demanda do seu sistema.

4.8.1. Impostos e Outras Tarifas

Para rede elétrica existe a tarifa ECE e o ICMS.

4.8.1.1. TARIFA ECE

ECE (Encargo de Capacidade Emergencial) é uma espécie de seguro para as termelétricas contratadas pela CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica.

Tabela 18: Tarifa média do trimestral de 2005.^[31]

TARIFA MÉDIA	1Tr05	2Tr05	3Tr05
RESIDENCIAL	313,2	307,3	308,0
INDUSTRIAL	211,2	219,6	235,7
COMERCIAL	269,7	272,1	283,7
DEMAIS	219,1	210,4	228,6
TOTAL	266,6	267,3	277,1

Para as análises do trabalho, será utilizada a tarifa média do 3º semestre de 2005, encontrada na Tabela 18 (R\$228,6/MWh).

4.9. CÁLCULO FINANCEIRO

A partir do custo de implantação, da vida útil e da taxa de juros, calculamos a parcela mensal de amortização durante a vida útil (eq.(39)).

$$Am = \frac{j}{\left(1 - \left(\frac{1}{1+j}\right)^n\right)} * C \quad (39)$$

A parcela de amortização é calculada para cada sistema separadamente e posteriormente somado, tendo assim a parcela de amortização de toda a instalação.

No caso de gerador estacionário e microturbina temos um custo operacional devido à manutenção e combustível. Este custo operacional mensal é somado à parcela de amortização, tendo assim o custo mensal total com a utilização da alternativa proposta.

O valor encontrado neste cálculo será utilizado na comparação com o custo mensal utilizando a rede elétrica convencional.

5. ESCOLA POLITÉCNICA (EPUSP)

Para análise e aplicação dos diversos métodos de geração de energia, foi escolhida a Escola Politécnica como base.

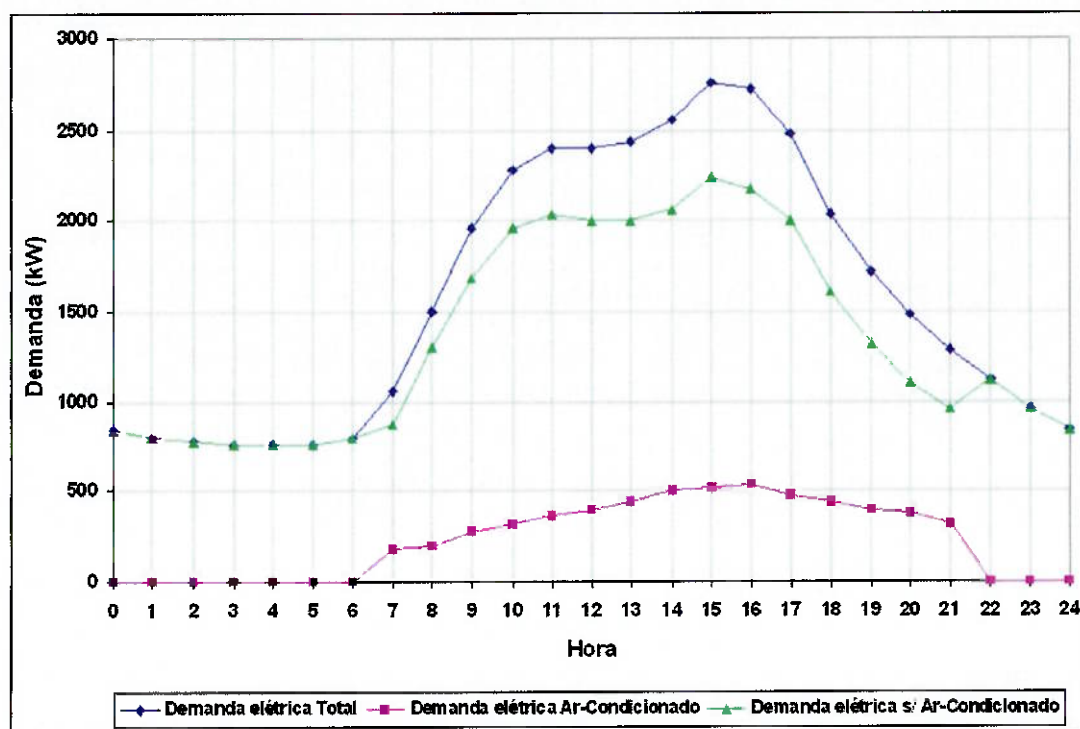
5.1. APRESENTAÇÃO DA PLANTA

A EPUSP é composta por nove edifícios (Administração, Biênio, Centro Tecnológico da Hidráulica (CTH), Civil, Elétrica, Mecânica/Naval, Minas, Metalurgia e Produção), com cerca de 141500m² de área construída. A vista aérea da planta está ilustrada na Figura 34.



Figura 34: Vista aérea da EPUSP.

Quanto aos dados de consumo de energia elétrica, serão utilizadas as informações encontradas na referência [30]. Na Figura 35, verifica-se a curva de demanda diária do conjunto da EPUSP (curva azul). O consumo diário total de energia elétrica é de cerca de 38.660kWh (aproximadamente 1.159.800kWh/mês) com pico de 2760kW às 15:00.

Figura 35: Curva de demanda diária da EPUSP. ^[30]

A parcela da energia consumida relacionada à energia térmica na EPUSP é essencialmente composta pelo consumo associado ao ar condicionado (curva rosa da Figura 35). Para a curva, é considerado que os aparelhos são ligados às 7:00 e desligados às 21:00.

A curva verde, por sua vez mostra a curva diária descontada da parcela que representa o sistema de climatização.

Pela falta de dados, não foi possível concluir em qual grupo de tarifas para rede elétrica a planta se enquadra. Assim, para as análises deste trabalho foi considerada a tarifa média dos “demais” do 3º trimestre de 2005 (Tabela 18), como já citado anteriormente.

5.2. ÁREAS DISPONÍVEIS

Devido a falta de dados, a área real disponível para a implantação dos sistemas de geração foi estimada segundo a Figura 36, onde é possível visualizar os prédios da Escola Politécnica.

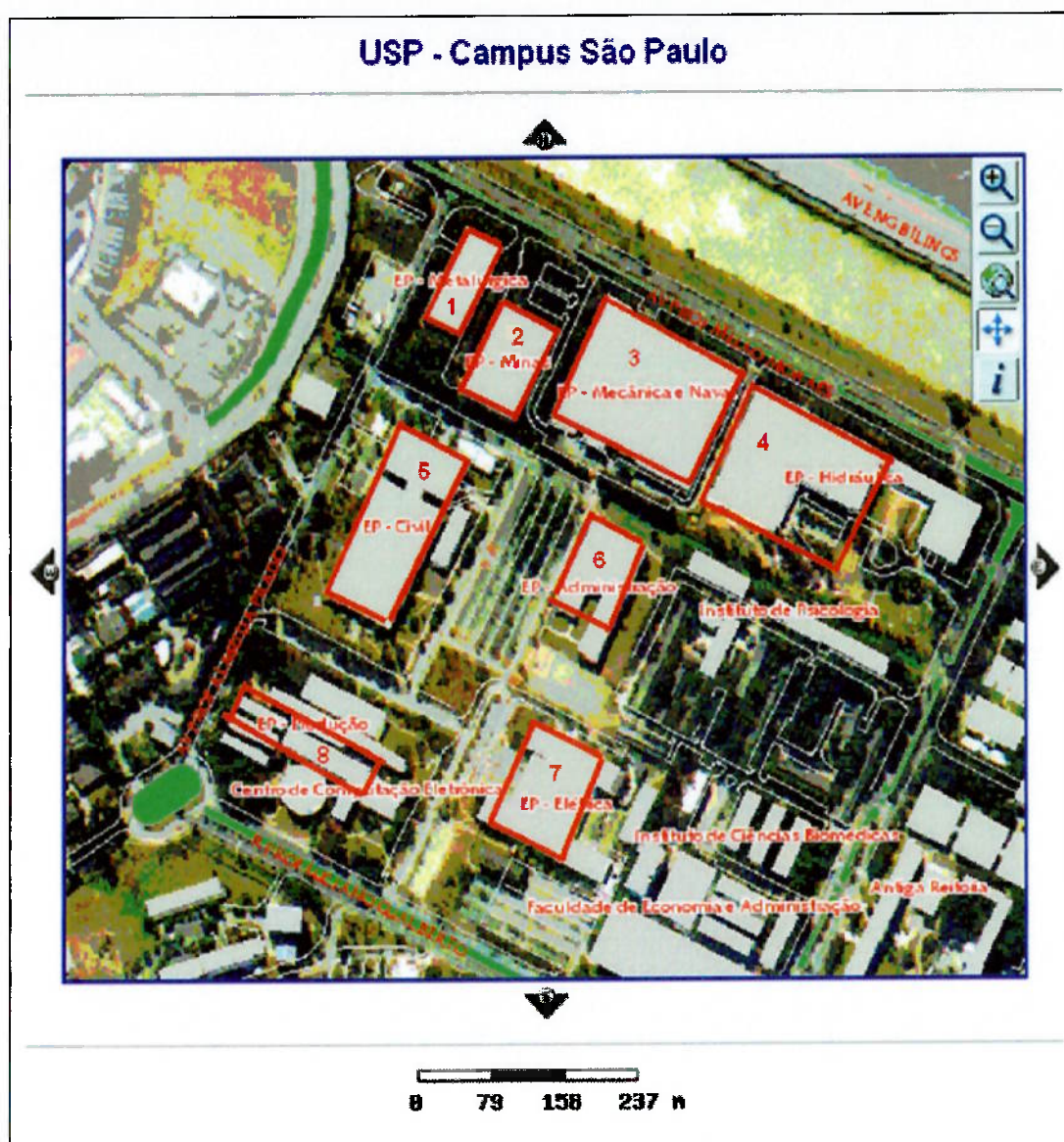


Figura 36: Áreas consideradas para instalação (em vermelho).

Em vermelho, estão indicadas as possíveis áreas para instalação de placas solares, células fotovoltaicas e/ou turbinas eólicas. Para tanto, foram considerados os telhados de cada edificação. Como se trata de um estudo, foram adotadas áreas retangulares e foram desconsideradas possíveis áreas não cobertas. Assim, foi estimado um total de aproximadamente 92.000m² (baseado na escala presente na Figura 36) de área disponível, indicadas na Tabela 19 juntamente com as dimensões “A” e “B” consideradas na configuração eólica (verificar Figura 9).

Tabela 19: Área disponível para instalação dos equipamentos.

1 - Metalurgia			5 - Civil		
A	102,7	m	A	181,7	m
B	39,5	m	B	79	m
Área	4056,65	m ²	Área	14354,3	m ²
2 - Minas			6 - Administração		
A	94,8	m	A	94,8	m
B	63,2	m	B	63,2	m
Área	5991,36	m ²	Área	5991,36	m ²
3 - Mecânica/Naval			7 - Elétrica		
A	142,2	m	A	118,5	m
B	165,9	m	B	102,7	m
Área	23590,98	m ²	Área	12169,95	m ²
4 - Hidráulica			8 - Biênio/Produção		
A	118,5	m	A	47,4	m
B	142,2	m	B	197,5	m
Área	16850,7	m ²	Área	9361,5	m ²

6. ANÁLISE GERAL DOS DADOS

Neste tópico serão apresentadas análises gerais realizadas a partir dos dados obtidos e métodos de cálculos apresentados no capítulo 4. Como resultados, foram geradas curvas de tendências para diversos níveis de demanda de energia.

6.1. METODOLOGIA DE ANÁLISE

Para a análise foi criada um número adimensional (Ca/Cr) que relaciona o custo da rede elétrica convencional (Cr) com o custo do novo sistema proposto (Ca) para um determinado valor de consumo de energia.

A metodologia utilizada para a análise de viabilidade dos sistemas propostos foi o estudo do adimensional Ca/Cr para diversos valores de consumo de energia, levantando curvas de tendências para cada sistema, considerando os dados e considerações da planta (EPUSP).

O eixo da demanda é apresentado na forma logarítmica, para melhor visualização das variações ocorrentes.

Outra análise realizada foi a do levantamento do parâmetro de custo por potência instalada. Tal parâmetro será comparado no item 6.7 com dados obtidos de bibliografias.

6.2. ANÁLISE DAS TURBINAS EÓLICAS

Para determinação desta curva foi utilizada a condição de velocidade do vento de 4,5m/s constante (velocidade média anual para cidade de São Paulo de acordo com a Figura 6).

Como pode ser verificado na Figura 37, o custo de aquisição segundo a demanda mensal de energia tem crescimento constantes, sendo que seu valor é aproximadamente 44,44 vezes o valor da demanda de energia (R\$32.000,00/kW).

Como a velocidade do vento de 4,5m/s não é a velocidade de operação nominal (~ 12 m/s) das turbinas eólicas, a potência instalada é cerca de 27 vezes (potência

varia ao cubo da velocidade do ar) a potência utilizada. Logo, o custo por kW instalado é de R\$1.185,00/kW.

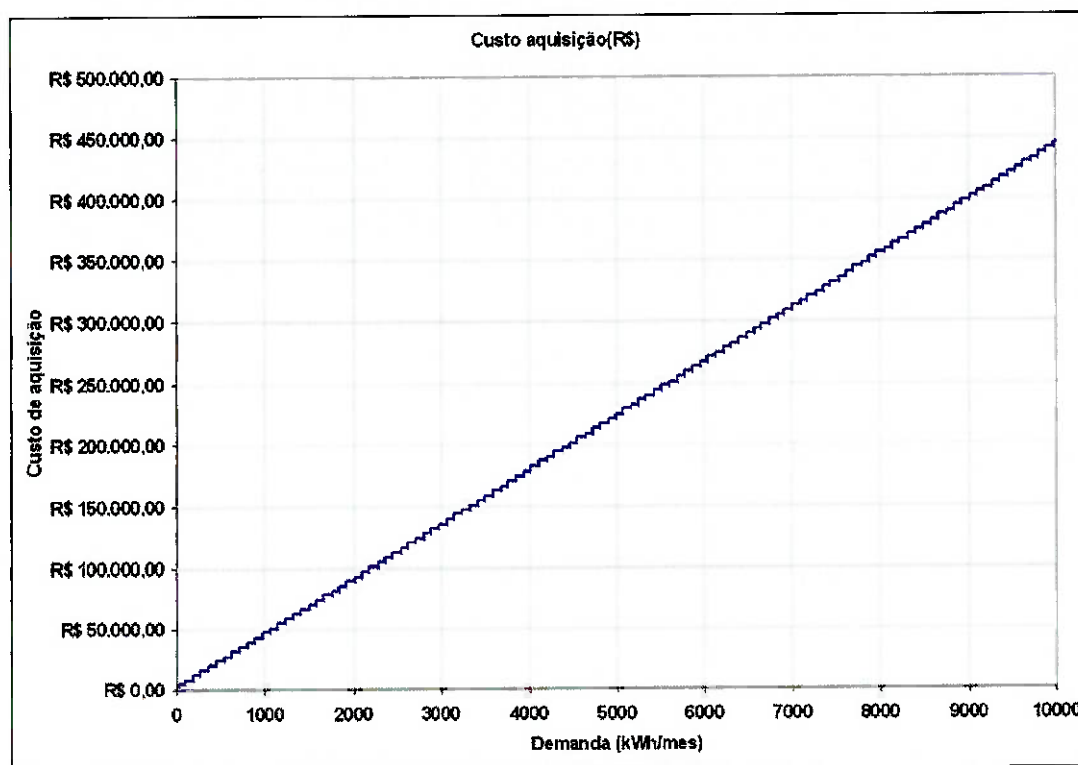


Figura 37: Custo de aquisição de turbinas eólicas.

Como esperado, a curva não é constante, sendo formada por inúmeros “degraus” que pode ser explicado pelo método utilizado para conseguir a curva.

A curva foi conseguida através do cálculo de melhor alternativa em termos financeiros para cada valor de demanda de energia. Porém, para uma mesma alternativa, há uma faixa de demanda que pode ser atendida, assim justificando os “degraus” da curva.

Com as mesmas condições a curva da Figura 38 foi montada. A partir desta, é comprovada a inviabilidade econômica da solução perante a tarifa da rede elétrica aplicada atualmente. O valor da variável Ca/Cr apresenta grandes variações para baixas demandas, porém se estabiliza em torno de $Ca/Cr = 3$.

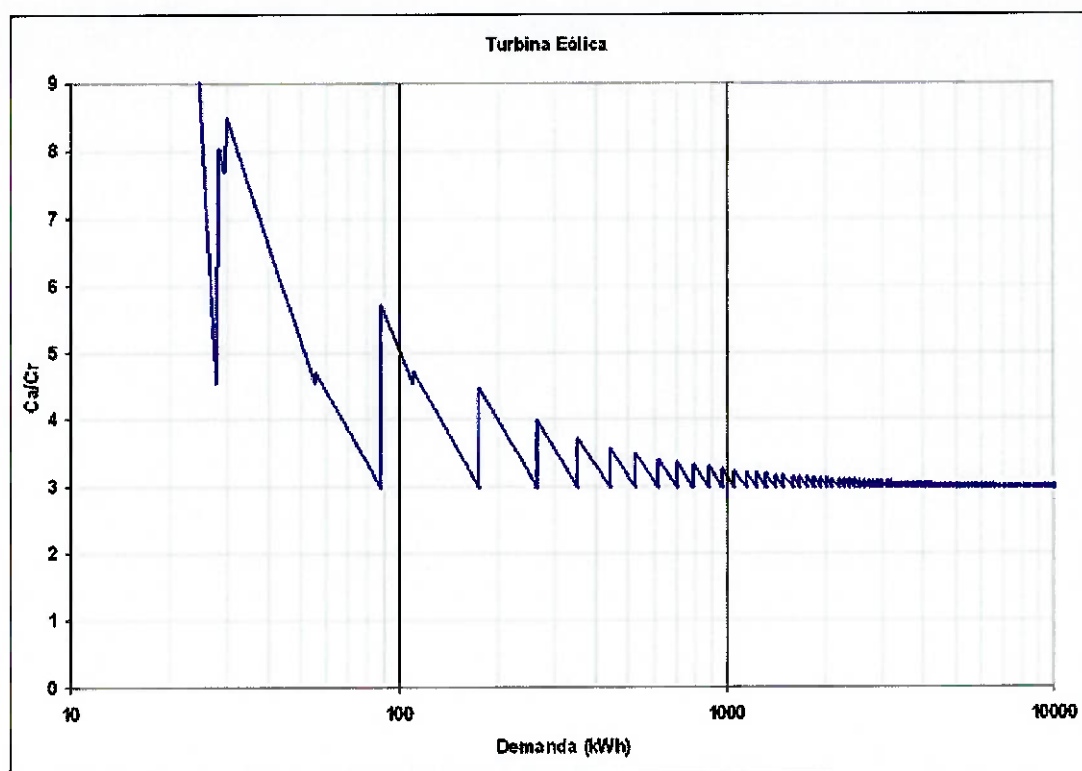


Figura 38: Curva Ca/Cr do sistema eólico.

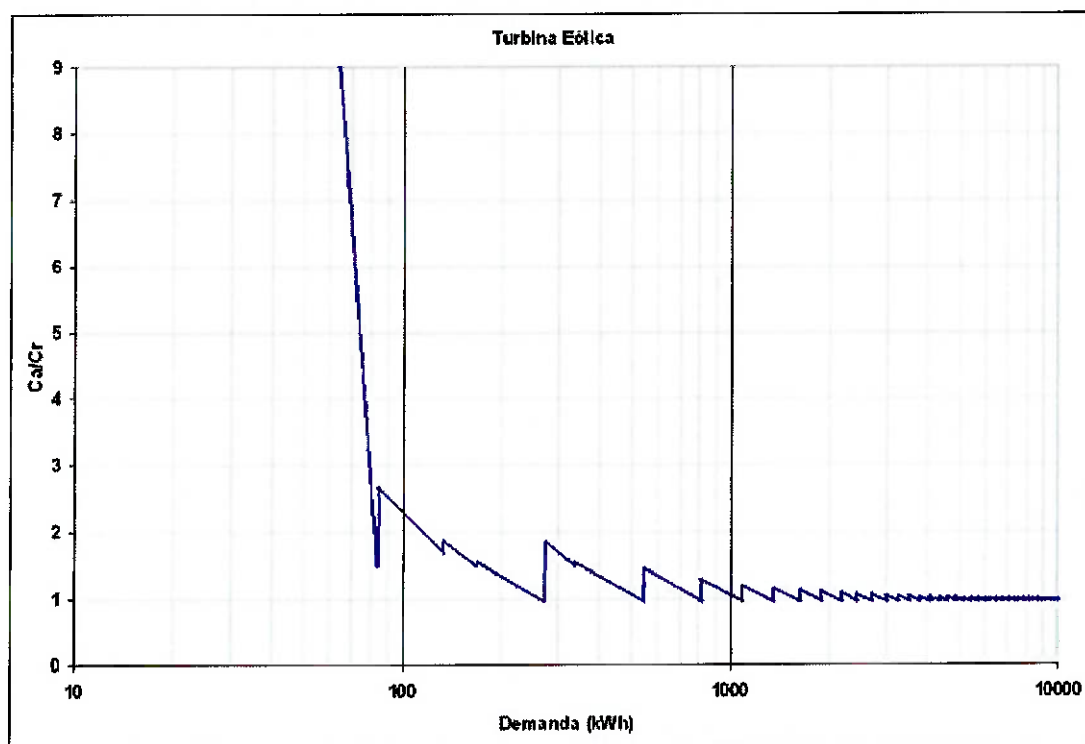


Figura 39: Curva Ca/Cr do sistema eólico para velocidade do vento de 8m/s.

Como pode ser observado pela Figura 39, para velocidade do vento de 8m/s, a utilização das turbinas eólica torna-se viável.

6.3. ANÁLISE DAS CÉLULAS FOTOVOLTÁICAS

Para a análise está sendo considerada a condição de incidência solar de 4kWh/m² com tempo médio de 9 horas por dia, como já mostrado no item 3.2.2.

A Figura 40 mostra as curvas de custo e área em relação à demanda de energia mensal. Como pode ser observado, o custo tem valor numérico cerca de 75 vezes a demanda mensal de energia.

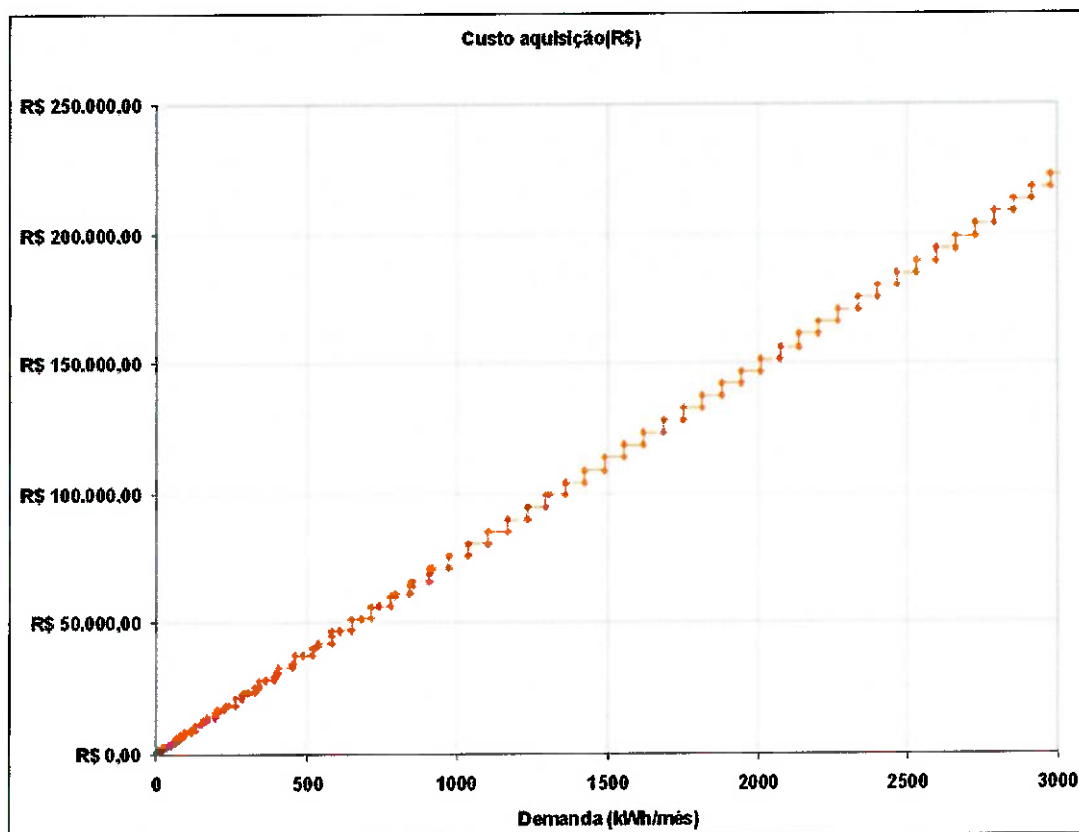


Figura 40: Curva de custo de células fotovoltaicas em relação à demanda mensal.

Assim, determina-se que o custo por kW é de R\$20.250,0/kW. Como nas turbinas eólicas, a incidência solar considerada não é a de valor nominal dos equipamentos, ou seja, o custo por kW instalado é cerca de 5 vezes menor, tendo valor de R\$4.050,00/kW instalados.

Do mesmo modo que o sistema eólico, é comprovada a inviabilidade econômica da solução segundo a Figura 41. O valor da variável Ca/Cr apresenta variações para baixas demandas, porém menores que o sistema eólico e estabiliza-se em torno de $Ca/Cr = 5$.

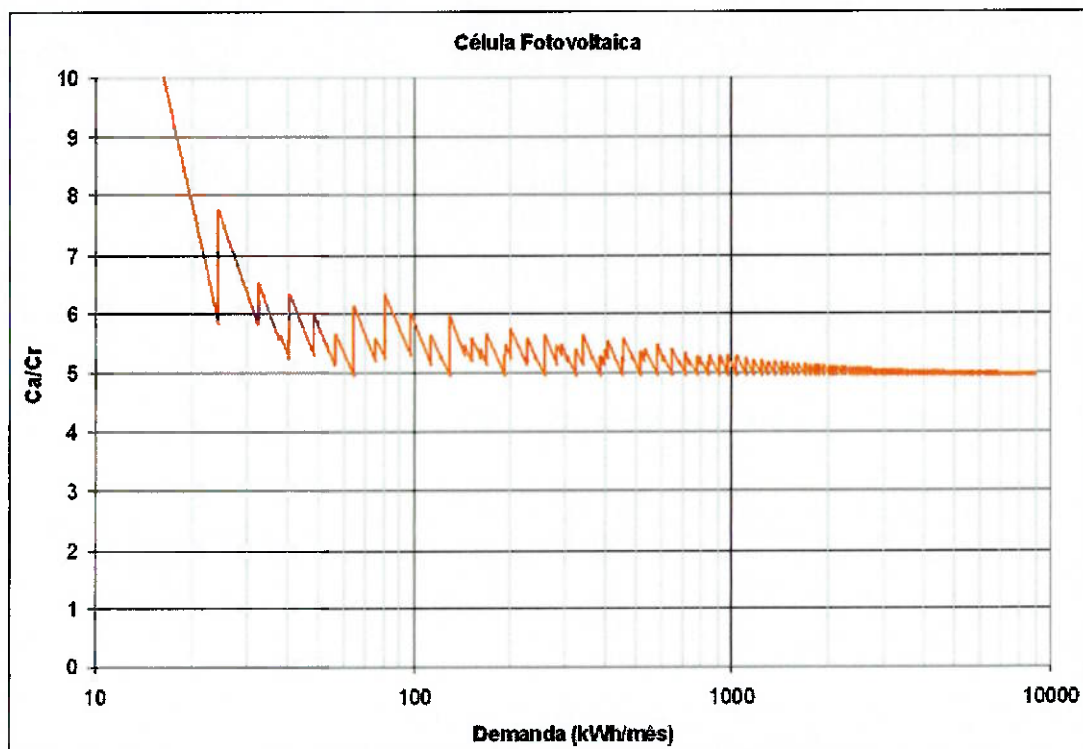


Figura 41: Curva Ca/Cr do sistema fotovoltaico.

6.4. ANÁLISE DOS GERADORES ESTACIONÁRIOS (DIESEL)

A Figura 42 mostra a tendência do custo de aquisição (curvas em azul) e de operação (curvas em vermelho) do sistema de gerador estacionário movido à diesel. Para a construção do gráfico, foi considerada a operação de 24 horas por dia do equipamento.

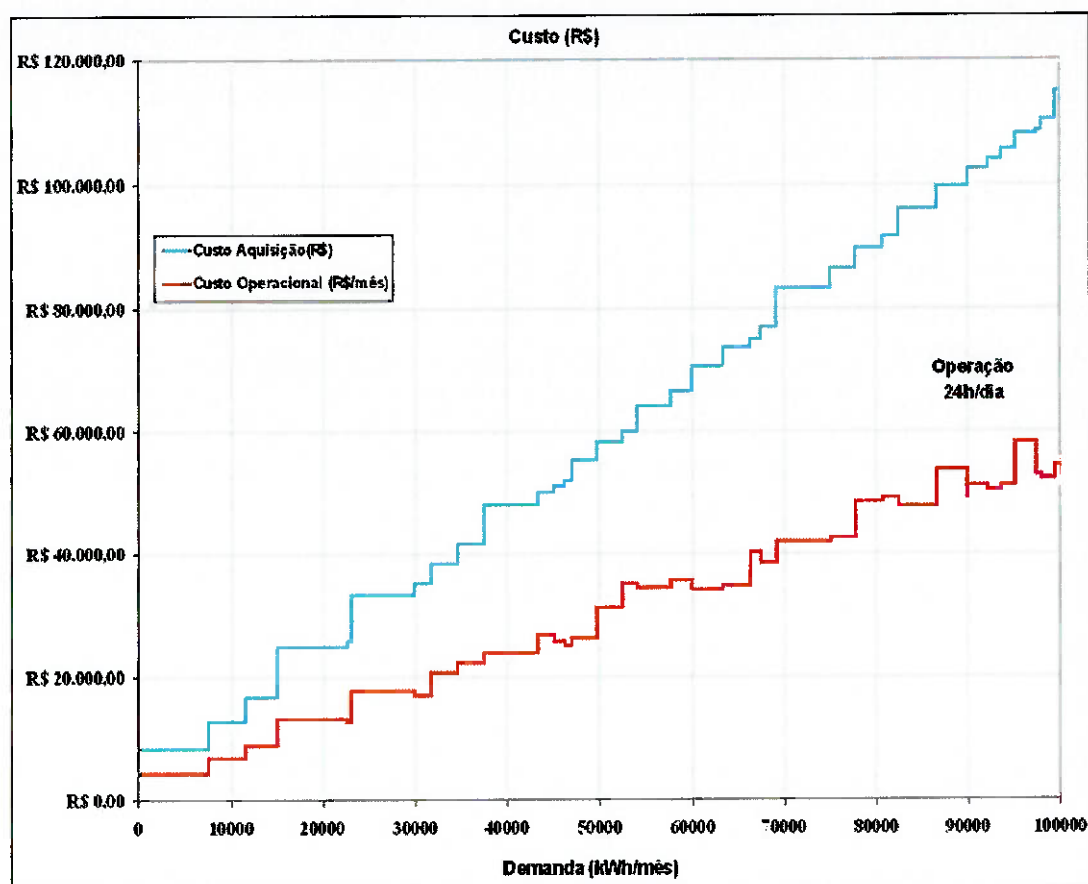


Figura 42: Curva de custo de geradores à diesel segundo a demanda de energia.

Como já esperado, ambos os custos (de aquisição e de operação) são diretamente proporcionais à demanda de energia, sendo que o custo de operação cresce mais lentamente em relação ao custo de aquisição. Pela Figura 42, pode ser estimado que o custo de aquisição do equipamento é de cerca de 1,11 vezes a demanda de energia mensal (R\$799,00/kW), e de cerca de 0,6 vezes para o custo operacional.

Análogo aos sistemas anteriores, é comprovada a inviabilidade econômica da solução segundo a Figura 43. O valor da variável Ca/Cr apresenta variações para baixas demandas e tem valores astronômicos. Diferente dos outros sistemas, não há a estabilização em um valor mas sim em uma faixa em torno de $3,4 < Ca/Cr < 4$.

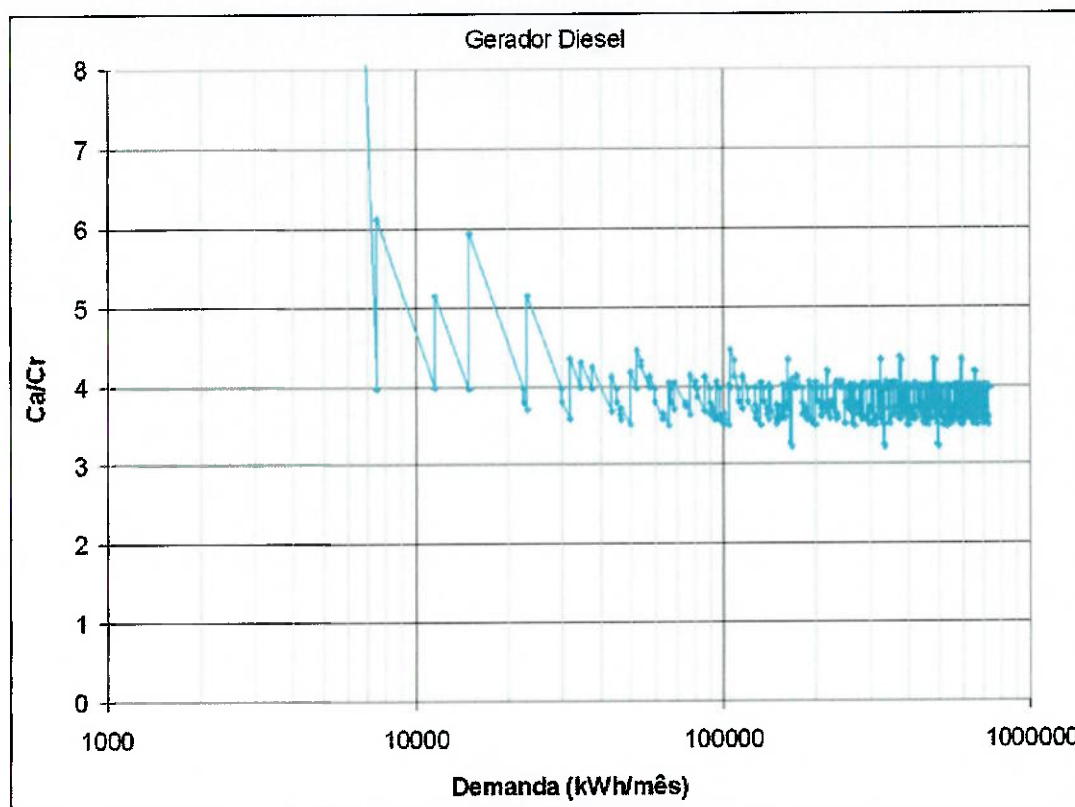


Figura 43: Curva Ca/Cr do gerador à diesel.

A convergência do valor a uma faixa de valores e não há um valor ocorre devido ao parâmetro de área que para a construção destes gráficos não está fixo. Ou seja, o gráfico considera configurações com até 100 geradores, o que necessitaria de um valor de área elevado. Possivelmente, ao fixar uma área, as configurações tornam-se compostas por opções de máquinas de maior potência em pequena quantidade, assim fazendo com que a convergência da curva ocorra em um valor dentro da faixa apresentada.

Outro ponto a ser observado é que a convergência só é visível para valores de demanda maiores que 100MWh, enquanto para as curvas anteriores, a convergência ocorre para demandas de 1000kWh.

6.5. ANÁLISE DAS MICROTURBINAS

Através da Figura 44, alguma comparações com o geradores estacionários podem ser feitas. Para a determinação dos pontos do gráfico foi considerada que as máquinas estão operando 24 horas por dia.

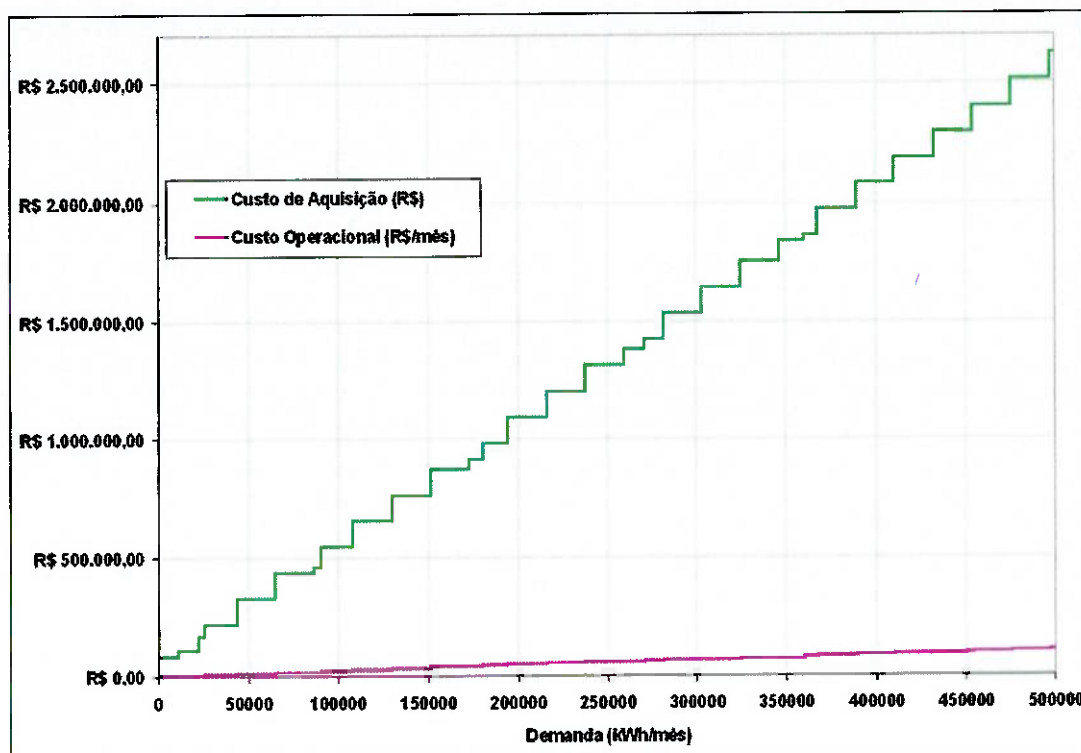
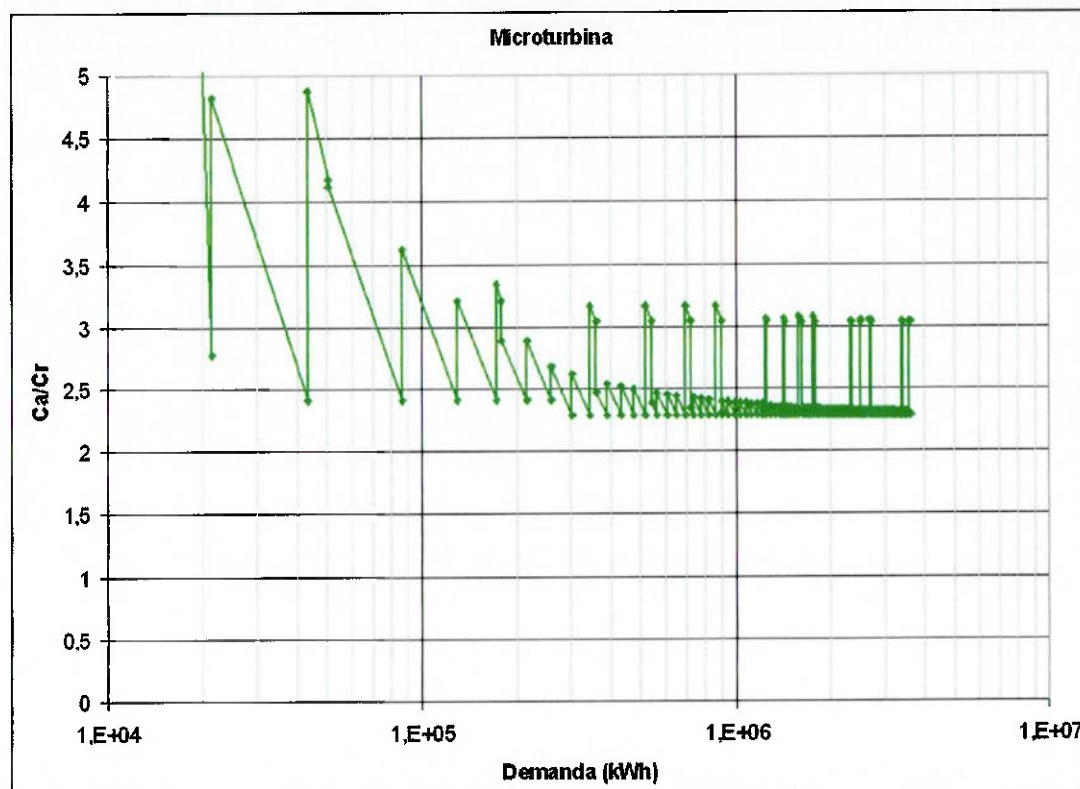


Figura 44: Curva de custo da microturbina para diferentes demandas mensal.

Comparada com os geradores estacionários, a microturbina possui um custo de aquisição maior, tendo seu valor de 6 vezes a demanda mensal (R\$4.320,00/kW), ou seja 6 vezes superior aos geradores. Porém, o custo operacional para a microturbina equivale a 0,2 vezes a demanda mensal, ou seja, 3 vezes menor que o custo operacional dos geradores.

Novamente, é comprovada a inviabilidade econômica da solução segundo a Figura 45. O valor da variável Ca/Cr tem mesmo comportamento das soluções anteriores, convergindo para $Ca/Cr = 2,3$.

Um ponto a ser observado é que a convergência ocorre para demandas maiores que 1TWh, valor maior que dos geradores a diesel.

Figura 45: Curva Ca/Cr para microturbinas.

6.6. ANÁLISE DOS AQUECEDORES SOLARES

Pela Figura 46 pode ser determinada a relação entre demanda mensal de energia e custo de aquisição. Lembrando que para o aquecimento solar, está sendo considerado que a energia térmica fornecida pelo sistema de aquecimento solar é equivalente a energia elétrica transformada pelo efeito joule.

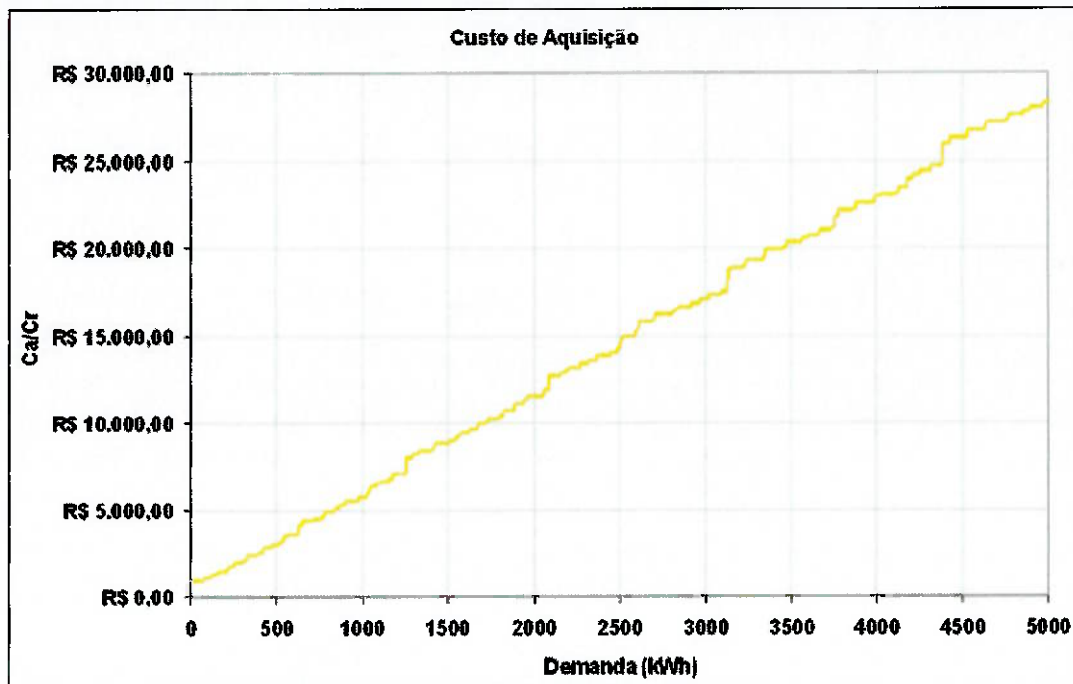


Figura 46: Curva de custo do sistema de aquecimento solar.

A relação encontrada é de que o custo é cerca de 6 vezes a demanda, ou seja, relação de custo pela potência produzida de R\$1.620,00/kW.

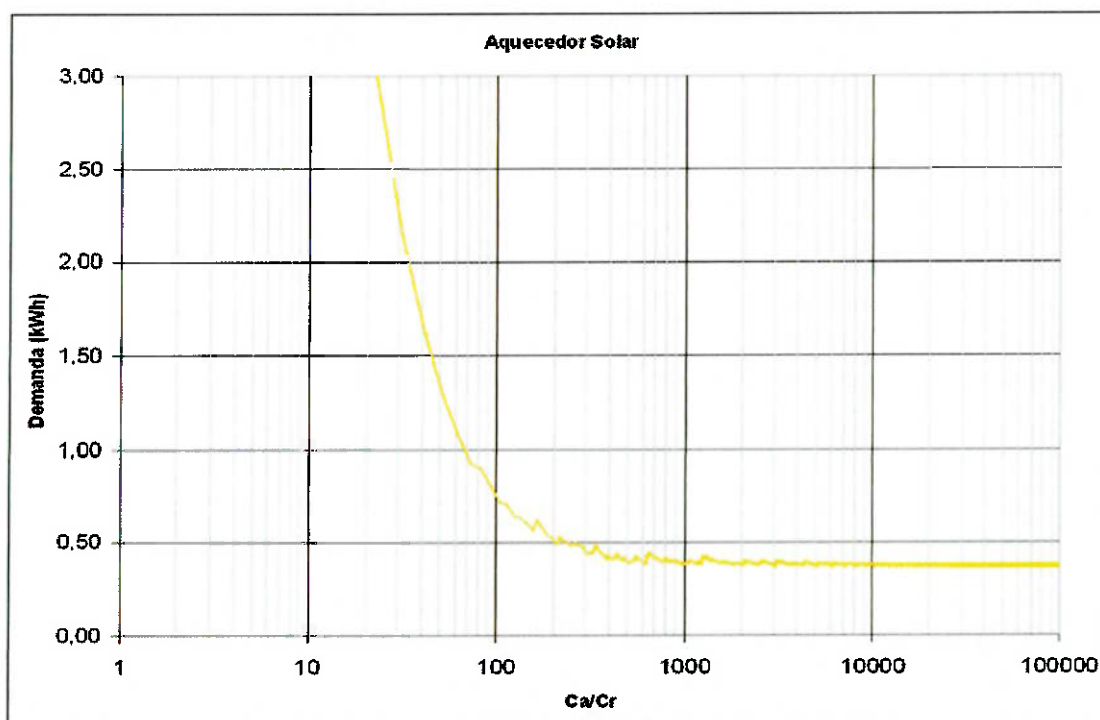


Figura 47: Curva Ca/Cr para sistema de aquecimento solar.

Ao contrário dos demais sistemas, a Figura 47 mostra a viabilidade da utilização do aquecimento solar. Como pode ser observado, para demandas mensais maiores que 70kWh (equivalente ao consumo de 1 banho) o sistema se torna viável. Pode ser visualizado também a convergência para o valor de $Ca/Cr = 0,4$ para demanda mensal superior a 1.000kWh.

6.7. DISCUSSÃO

A Figura 48 mostra as faixas da relação custo de aquisição e potência instalada. Esta foi retirada de anotações da aula de “PME 2517 – Geração Termoeletrica e Cogeração” e não é conhecido o ano dos dados apresentados. Porém é a única fonte encontrada para comparação entre os valores obtidos.

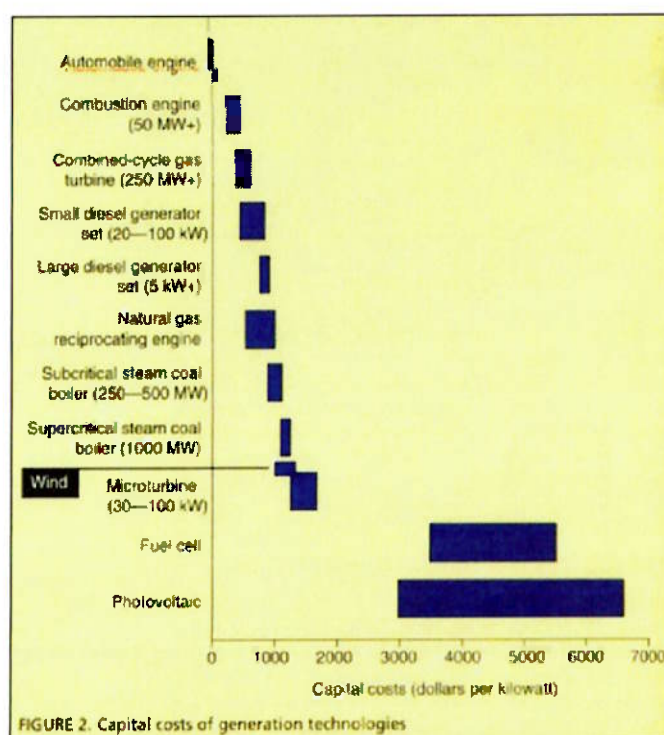


Figura 48: Custo por kW para diversas tecnologias.

A microturbina, apesar de presente na Figura 48, não pode ser comparada diretamente já que no custo em reais estão inclusos impostos de importação, o que encarece o produto. Para o aquecimento solar, não foram encontrados dados sobre a relação custo e potência.

A Tabela 20 mostra os valores obtidos para cada sistema. Os valores, comparado com a Figura 48, são menores, mostrando a tendência de redução do custo dos equipamentos.

Tabela 20: Custo por kW.

	Custo (R\$/kW)	Custo (US\$/kW)
Células Fotovoltaicas	R\$ 4.050,00	US\$ 1.800,00
Geradores Diesel	R\$ 799,00	US\$ 355,11
Microturbina	R\$ 4.320,00	US\$ 1.920,00
Aquecedor Solar	R\$ 1620,00	US\$ 720,00
Turbina Eólica	R\$ 1.185,00	US\$ 526,67
	R\$/US\$ = 2,25	

Ainda com relação aos dados da Tabela 20, pode ser observado o baixo custo para os geradores diesel, seguidos das turbinas eólicas, aquecedores solares, células fotovoltaicas e por último as microturbinas. Porém, como pode ser observado na Tabela 21, a mesma tendência não é observada. Para o valor de Ca/Cr o aquecimento solar é a única alternativa viável e as demais seguem, de acordo com o grau de inviabilidade, a microturbina, geradores estacionários, turbinas eólicas e célula fotovoltaica.

Tabela 21: Valores de Ca/Cr .

	Ca/Cr
Células Fotovoltaicas	5
Geradores Diesel	3,7
Microturbinas	2,3
Aquecedores Solares	0,4
Turbinas Eólicas	3

A divergência dos resultados acontece principalmente pelo fato de que no fator Ca/Cr estão inclusos parâmetros da planta (condições climáticas, custo da rede elétrica local, entre outros), enquanto o fator custo por kW apenas considera o custo de aquisição e a potência instalada, e não a potência real gerada.

7. APLICAÇÃO

A inviabilidade econômica dos métodos de geração de energia para a EPUSP foi comprovada neste trabalho, com exceção do sistema de aquecimento solar. As características ambientais como velocidade do vento e incidência solar, além de fatores econômicos (tarifa da energia elétrica) são os principais responsáveis.

Porém, nestas análises não são levados em conta benefícios como a independência com relação à geração de energia, fatores ambientais (por serem consideradas alternativas “limpas”, com exceção do gerador diesel).

Algumas alternativas de aplicação serão apresentadas a seguir, mostrando sua configuração detalhada e suas análises. Nos tópicos 7.1 e 7.2 estão apresentadas as análises iniciais (problema da área disponível para o sistema eólico e uma breve análise das combinações entre 2 alternativas).

7.1. RESTRIÇÕES PARA TURBINAS EÓLICAS

A grande restrição para utilização das turbinas eólicas é a grande área necessária para instalação. Como já discutindo anteriormente (Figura 9), as turbinas eólicas necessitam de um distanciamento adequado para que sua operação não seja prejudicada.

Considerando apenas os tetos de cada prédio como área para instalação, foi verificado que apenas 5% da energia é suprida caso utilize o máximo de número de turbinas eólicas possíveis.

A seguir, estão listadas as configurações (energia gerada e custo) para cada edifício da planta. O modelo escolhido na grande parte foi *Enersud NOTUS112*.

7.1.1. EP Engenharia Metalúrgica

Área disponível: 4.056,65m².

Quantidade de turbinas: 368.

Potência produzida: 14,1kW.

Energia produzida: 10,1MWh.

7.1.2. EP Engenharia de Minas

Área disponível: 5.991,36m².

Quantidade de turbinas: 516.

Potência produzida: 19,8kW.

Energia produzida: 14,2MWh.

7.1.3. EP Engenharia Mecânica/Naval

Área disponível: 23.590,98m².

Quantidade de turbinas: 1920.

Potência produzida: 73,4kW.

Energia produzida: 52,8MWh.

7.1.4. EP Centro Tecnológica de Hidráulica

Área disponível: 16.850,7m².

Quantidade de turbinas: 1378.

Potência produzida: 52,8kW.

Energia produzida: 38,0MWh.

7.1.5. EP Engenharia Civil

Área disponível: 14.354,3m².

Quantidade de turbinas: 1230.

Potência produzida: 47,1kW.

Energia produzida: 33,9MWh.

7.1.6. EP Administração

Área disponível: 94,8m².

Quantidade de turbinas: 516.

Potência produzida: 19,8kW.

Energia produzida: 14,2MWh.

7.1.7. EP Engenharia Elétrica

Área disponível: 12.169,95m².

Quantidade de turbinas: 1007.

Potência produzida: 38,6kW.

Energia produzida: 27,8MWh.

7.1.8. EP Engenharia de Produção e Biênio

Área disponível: 9.361,5m².

Quantidade de turbinas: 792.

Potência produzida: 30,3kW.

Energia produzida: 21,8MWh.

7.1.9. Total

Área disponível: 90.000m².

Quantidade de turbinas máxima: 7700.

Potência produzida máxima: 300kW.

Energia produzida máxima: 212MWh.

7.2. ANÁLISE DE COMBINAÇÕES

Para facilitar a metodologia da escolha da solução de menor custo, curvas de tendências entre 2 equipamentos foram traçadas (Figura 49 até Figura 54). Trata-se de 6 curvas as quais têm finalidade de orientação da melhor escolha.

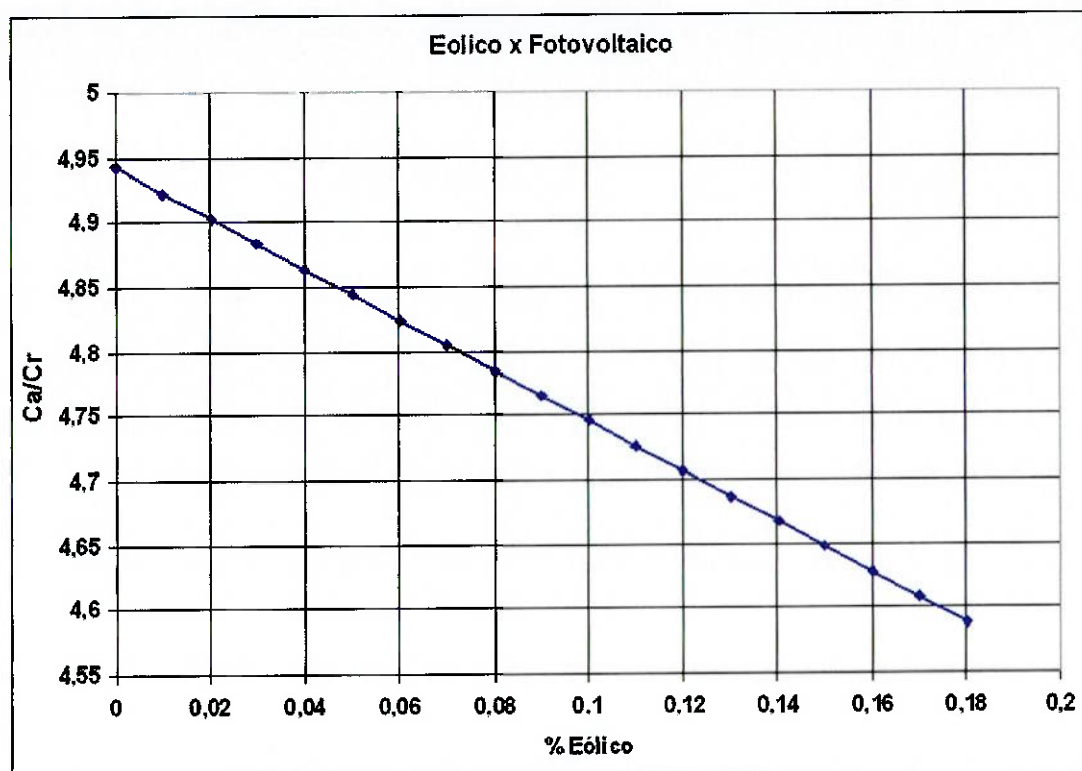


Figura 49: Curva 2x2 – Sistemas Eólico e Fotovoltaico.

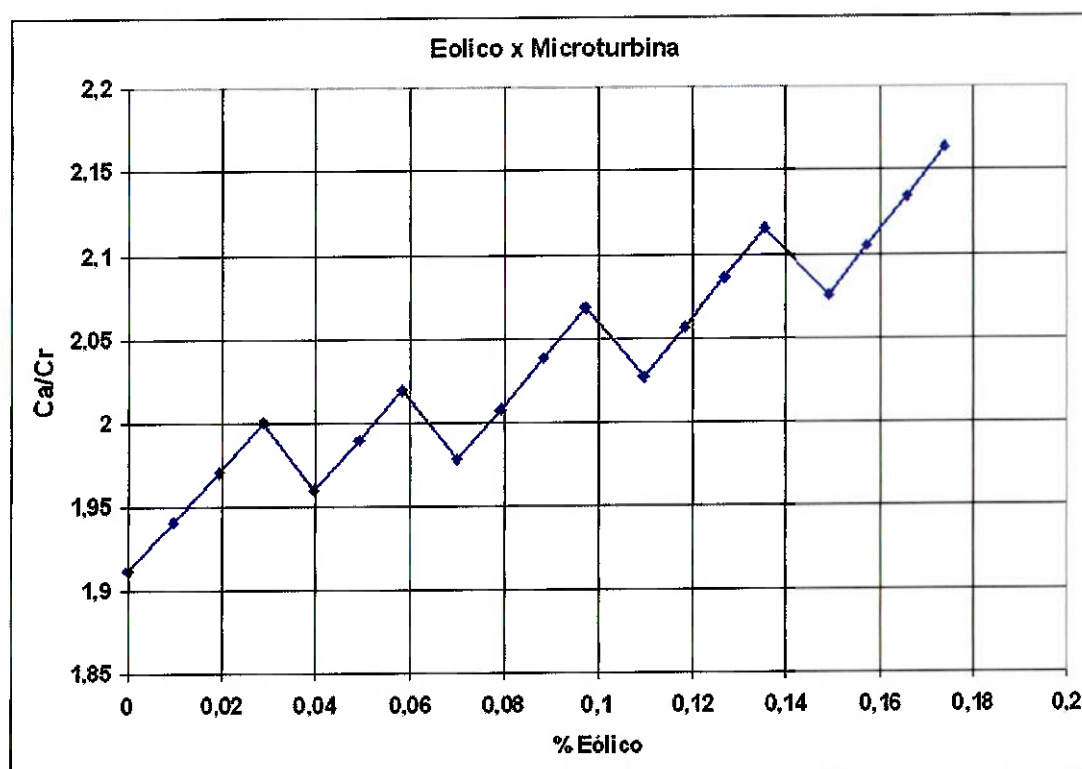


Figura 50: Curva 2x2 – Sistema Eólico e Microturbina.

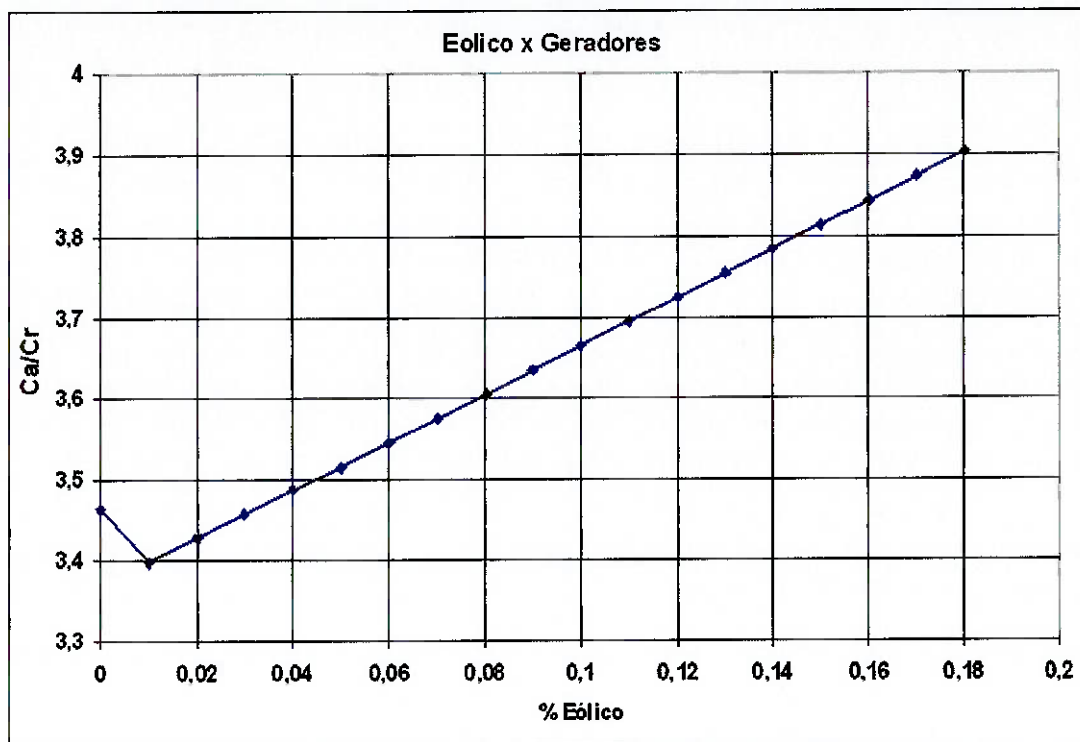


Figura 51: Curva 2x2 – Sistema Eólico e Geradores Diesel.

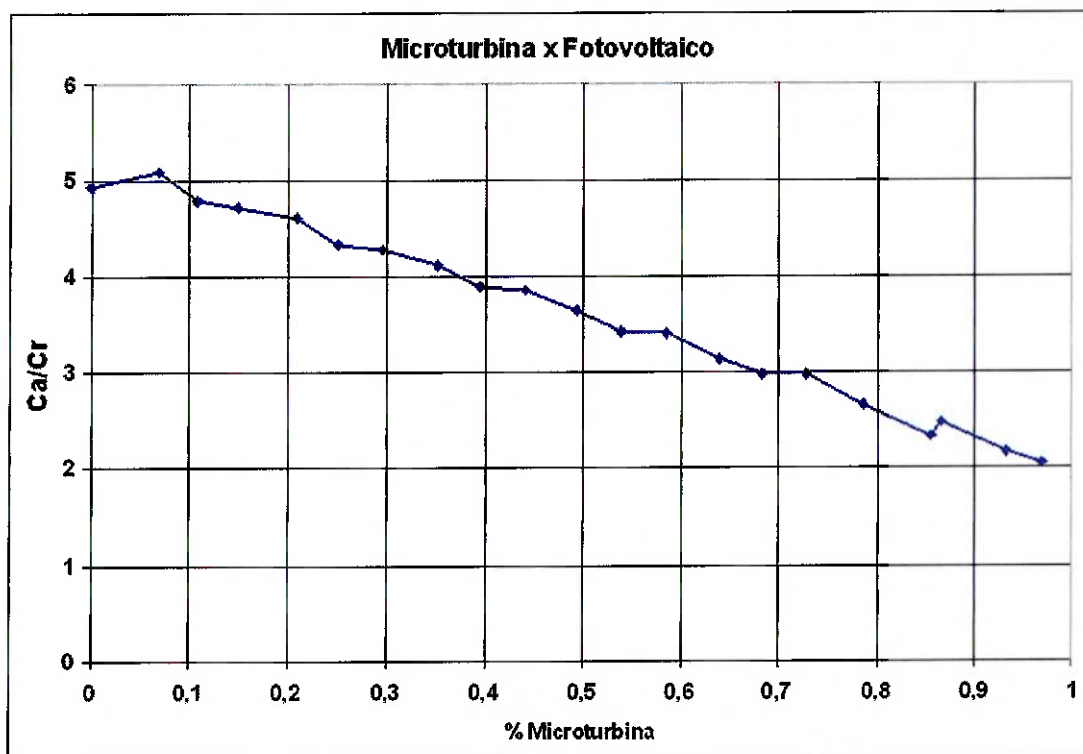


Figura 52: Curva 2x2 – Microturbina e Sistema Fotovoltaico.

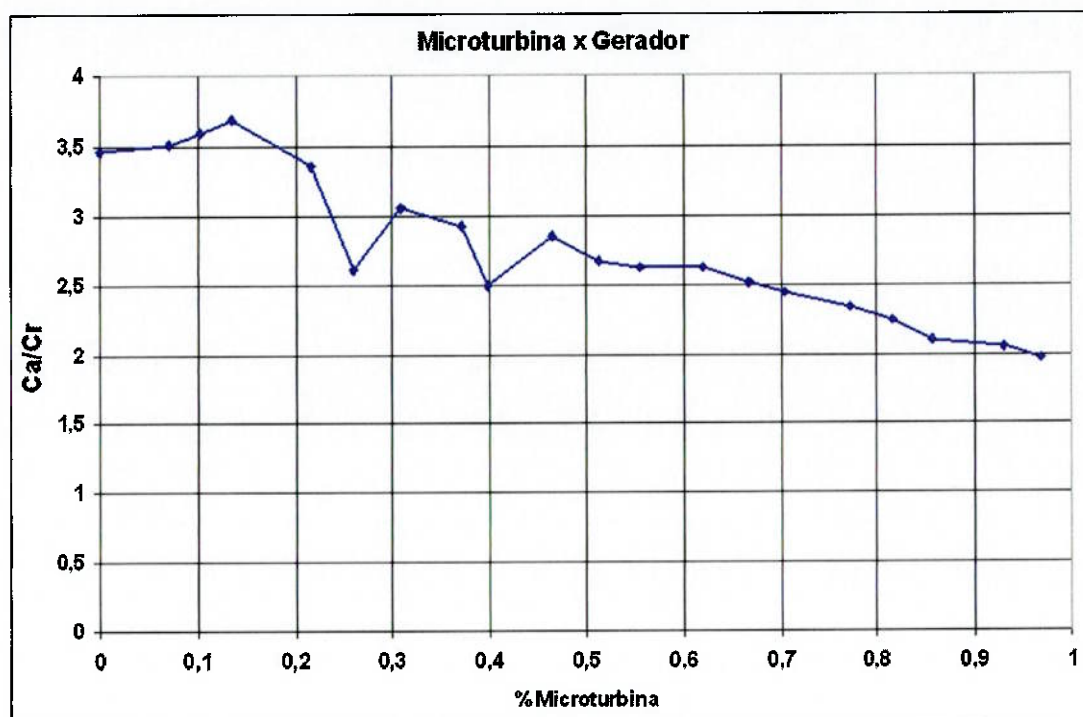


Figura 53: Curva 2x2 – Microturbina e Gerador Diesel.

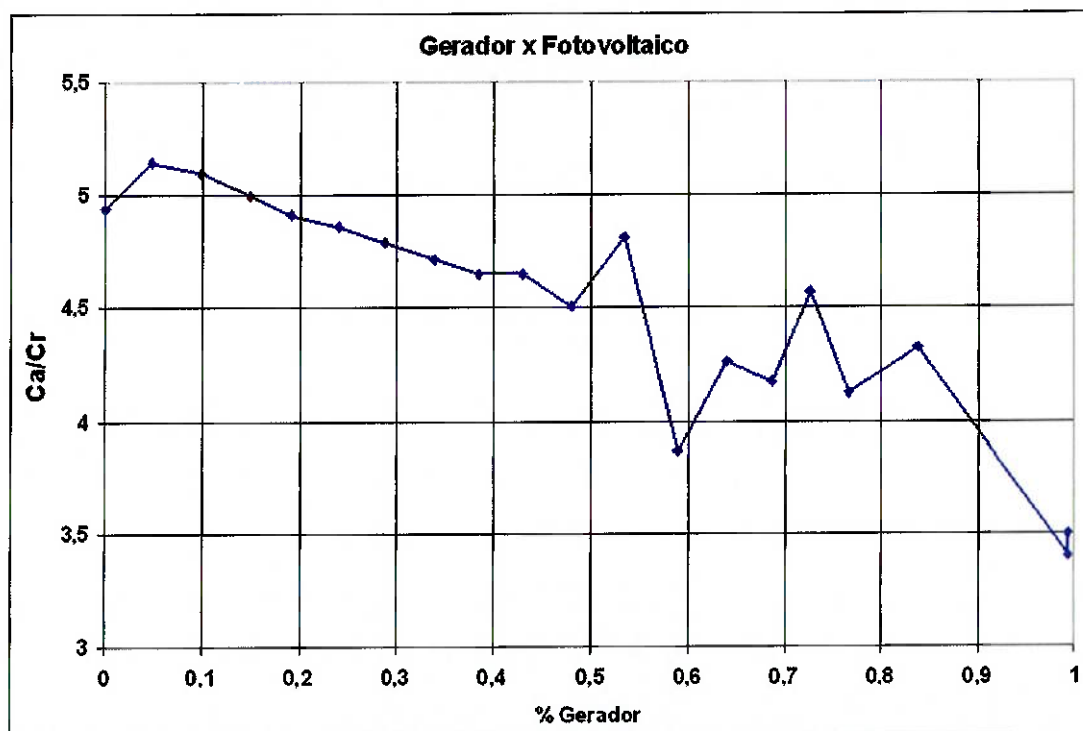


Figura 54: Curva 2x2 – Gerador Diesel e Sistema Fotovoltaico.

7.3. CONFIGURAÇÃO A

Como já apresentado no capítulo 5, a demanda de energia elétrica total é de 1.159.800kWh/mês. Nesta configuração pretende-se suprir toda esta demanda com a configuração de menor custo possível.

Assim, determinou-se a seguinte configuração:

- 26 microturbinas *Capstone 60kW*, gerando 1.123.000kWh.
- 419 turbinas eólicas *Enersud Gerar208*, gerando 36.660,52kWh e ocupando uma área equivalente aos edifícios da Mecânica/Naval, CTH, Minas e Civil.
- 3006 baterias *Heliar 220Ah*.

O custo total é de R\$ 9.968.410,90 e o custo mensal é de R\$ 610.424,52.

Comparado com o custo mensal da rede que é de R\$ 265.130,28 (baseado na tarifa média de R\$ 228,6/MWh), a alternativa é inviável como já esperado, sendo que $Ca/Cr = 2,30$.

A Figura 55 mostra a geração de energia ao longo de um dia

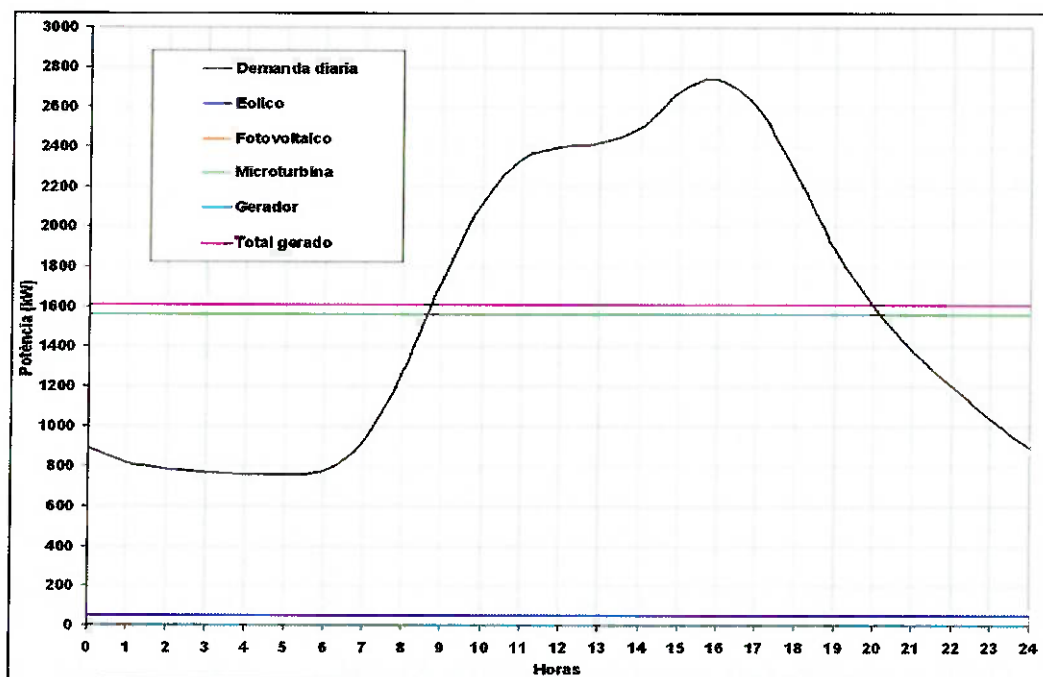


Figura 55: Curva de potência diária para configuração A.

7.4. CONFIGURAÇÃO B

Esta configuração visa suprir a carga elétrica referente ao consumo do sistema de ar condicionado apresentada no capítulo 5 através de um chiller de absorção de simples efeito.

7.4.1. Parcela Elétrica

A energia elétrica a ser suprida, retirada a parcela do ar-condicionado é de 987.000kWh.

Assim, a configuração que apresentou menor custo foi:

- 23 microturbinas *Capstone 60kW*, gerando 993.600kWh.
- 2233 baterias *Heliar 220Ah*.

7.4.2. Parcela Ar Condicionado

Através do estudo encontrado na referência [30], a utilização do chiller de absorção de simples efeito alimentado com água quente tem mostrado ser bastante eficaz e uma alternativa viável. Para este trabalho será considerada uma modificação o sistema proposto pela referência, utilizando o sistema de aquecimento das microturbinas e do sistema de aquecimento solar.

Para tanto, os dados de funcionamento do chiller se encontram na Tabela 22.

Tabela 22: Dados do chiller de absorção LG – E – 520VL.^[30]

Fluido	Vazão mássica (kg/s)	Temperatura de Entrada (°C)	Temperatura de Saída (°C)	Entalpia de Entrada (kJ/kg)	Entalpia de Saída (kJ/kg)	Fluxo de Calor (kW)
Água de Alimentação	124,7	88	83	368,6	347,6	2619
Água Gelada	87,5	13	8	54,6	33,7	1832
Água de Resfriamento	192,8	31	36,5	129,9	152,9	4435

O chiller apresentado tem a capacidade para suprir toda a carga térmica da planta. Porém para a análise neste trabalho, deverá ser considerada apenas a parcela onde já

estão instalados equipamentos de ar-condicionado. Esta representa cerca de 15%^[30] da carga térmica total. Assim, a hipótese adotada é de que o chiller de absorção para suprir tal demanda necessita de 15% da vazão mássica da água de alimentação apresentada na Tabela 22 (ou seja, 18,7kg/s).

As hipóteses utilizadas para os cálculos são que tanto a microturbina como o sistema de aquecimento solar, aquecem a água de 83°C para 88°C (ou seja, variação de 5°C) e que não há reposição e perda da massa de água. Outra hipótese é de que a água armazenada durante o dia pelo sistema de aquecimento solar não perde calor durante o período sem radiação.

Assim, a seguinte configuração foi determinada:

- 603 reservatórios *Soletrol* de 1000litros.
- Vazão de 7,58kg/s de água quente (40% do total necessário) a temperatura de 88°C gerados pelas microturbinas.
- 110 painéis solares *Heliotek MK5VS*.

7.4.3. Avaliação

O custo total da configuração é de R\$ 8.204.886,16 ou R\$ 520.979,10/mês, o que equivale ao $Ca/Cr = 1,96$.

Aproveitando os dados encontrados, uma configuração possível é a utilização da rede elétrica juntamente com o sistema de aquecimento (utilização dos chillers de absorção). A única diferença é a ausência da vazão das microturbinas o que acarreta a necessidade de 1014 mil litros de água armazenada para atender a demanda durante o período da noite. Esta configuração atinge o valor de $Ca/Cr = 0,74$, comprovando sua viabilidade.

Porém vale lembrar que os custos relacionados aos equipamentos para climatização não estão sendo comparados neste estudo. Logo, o valor de Ca/Cr pode atingir valores maiores que 1, o que torna o sistema inviável.

7.5. CONFIGURAÇÃO C

Esta configuração visa a configuração do chamado “sistema híbrido”. Muitas bibliografias e *sites* da internet estudam este sistema. Trata-se da configuração do sistema eólico e solar (aquecimento e fotovoltaico) juntamente com geradores apenas para suprir parcelas pequenas. Assim:

- 2422 turbinas eólicas *Enersud 208* gerando 211.913kWh.
- 17358 células fotovoltaicas *Kyocera KC80*, gerando 374.637kWh.
- 4 geradores estacionários SDMO CG210U 263kVA, funcionando das 17:00 até as 8:00 gerando 403.200kWh.
- 1132 baterias *Heliar 220Ah*.
- 1014 reservatórios *Soletrol* de 1000litros.
- 109 painéis solares *Heliotek MK5VS*.

Assim, totalizando o custo mensal de R\$ 1.034.816,32/mês, o equivalente a $Ca/Cr = 3,9$. A Figura 56 mostra a curva diária elétrica para cada sistema.

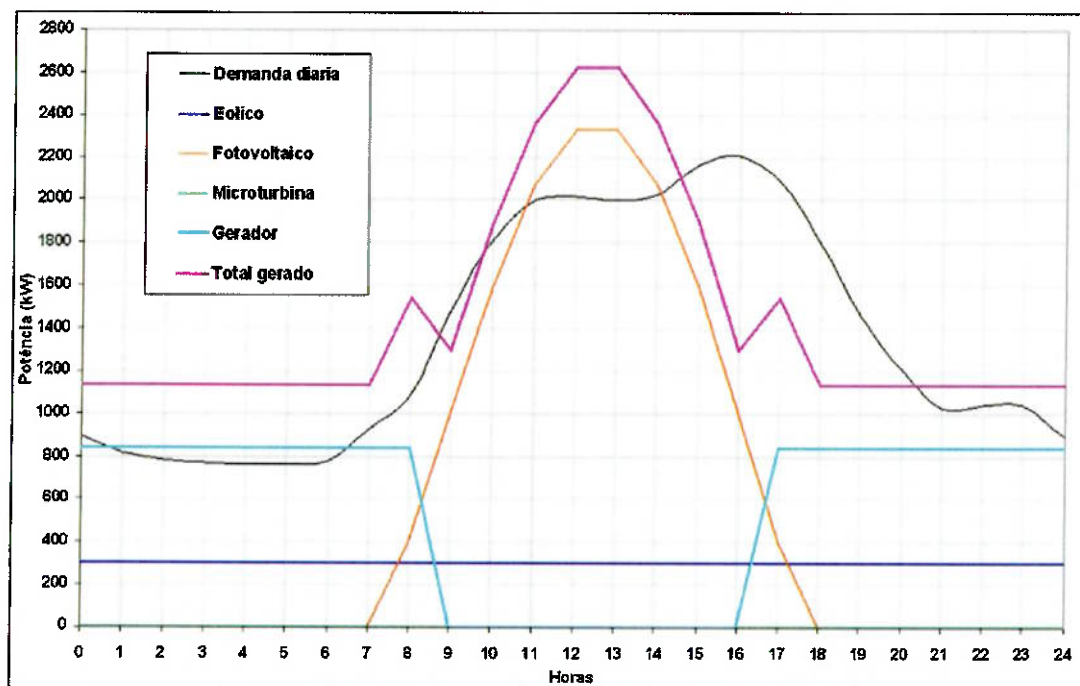


Figura 56: Curva de potência diária para configuração C.

8. CONCLUSÃO

Devido ao quadro energético brasileiro e mundial foi realizado o estudo de sistemas alternativos de geração de energia com o intuito de analisar a viabilidade econômica. O estudo foi focado nas seguintes alternativas: energia eólica, energia solar (células fotovoltaicas e aquecimento), geradores estacionários (diesel) e microturbina a gás.

Reservatório térmico e conjunto de baterias foram as alternativas encontradas para a integração dos 5 sistemas apresentados. Estes, além da integração, são utilizados como armazenadores de energia, seja ela térmica ou elétrica.

Para o dimensionamento dos sistemas foi desenvolvida uma planilha de cálculos no *Excel*, juntamente com uma rotina de cálculos na linguagem VBA. Para tanto foram aplicados todos os conceitos estudados para cada sistema de geração de energia. Juntamente foram levantados dados técnicos e econômicos (custo de aquisição) de equipamentos comerciais, formando um banco de dados utilizado para determinar uma melhor solução com equipamentos comerciais.

Como mostra a Figura 48, análises de viabilidade da utilização de métodos alternativos através do valor da relação de custo pela potência do equipamento são realizados de tempos em tempos. Através do levantamento de dados para compor o banco de dados já mencionado, foram analisadas as relações custo por kW atual (Tabela 20). Comparada com os dados da Figura 48, os valores são menores, confirmando a tendência da redução de custo para os equipamentos existentes no mercado.

Porém, nem todos equipamentos trabalham em sua condição nominal, sendo que alguns dependem de condições climáticas ou da disponibilidade de área para instalação suficiente. Existe ainda o custo de operação (gastos de combustíveis ou de manutenção), que não está incluso na análise pelo custo por kW.

Assim, uma proposta para a análise de viabilidade dos sistemas é a avaliação do fator Ca/Cr . Trata-se de um adimensional o qual é determinado através da relação entre custo mensal através da rede convencional (Cr) e do custo mensal do sistema alternativo proposto (Ca), encontrado através do cálculo do custo amortizado durante a vida útil do equipamento. A vantagem da utilização deste fator é a

capacidade da análise de uma planta específica, levando em conta todos seus fatores limitantes além dos custos operacionais envolvidos para cada equipamento.

Através da análise do Ca/Cr para a planta escolhida (EPUSP), determina-se que o único sistema economicamente viável é o aquecedor solar com $Ca/Cr = 0,4$. Ordenando segundo a viabilidade temos, microturbinas ($Ca/Cr = 2,3$), turbinas eólicas ($Ca/Cr = 3$), geradores diesel ($Ca/Cr = 3,7$), e células fotovoltaicas ($Ca/Cr = 5$).

Para a aplicação dos sistemas estudados na EPUSP, foi determinada uma única restrição quanto à área disponível para instalação das turbinas eólicas. Como a velocidade do vento considerada é baixa, a quantidade de turbinas eólicas necessárias para suprir a energia é bastante elevada, o que acarretou na restrição de geração máxima de 212MWh.

Considerando a configuração A, obteve-se $Ca/Cr = 2,30$ utilizando microturbinas e turbinas eólicas. Apesar do fator Ca/Cr para as turbinas eólicas ser elevado, estas são utilizadas apenas para suprir uma demanda relativamente baixa, que seria suprida por uma microturbina de potência mais elevada que a realmente necessária. Logo, mostra-se que a combinação dos equipamentos pode acarretar no valor de Ca/Cr menores.

É o que acontece na configuração B, com $Ca/Cr = 1,96$ utilizando o ciclo de absorção juntamente com aquecedores solares e o aquecimento através dos gases de escape das microturbinas para suprir a demanda térmica.

Para a configuração B, foram apenas considerados fatores energéticos, o que acarreta em um erro de avaliação já que deveriam ser analisadas as diferenças de custo entre os equipamentos de ar condicionado convencionais e o ciclo de absorção.

Para as condições apresentadas, pode-se concluir que a única alternativa viável é o sistema de aquecimento solar. Contudo, o estudo de viabilidade deve ser constantemente reavaliado através da atualização de parâmetros técnicos e operacionais dos equipamentos e custos tanto dos equipamentos como da rede convencional.

9. BIBLIOGRAFIA

9.1. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Petróleo mantém tendência de alta e chega a US\$67,49. **BBC Brasil.com**, Brasília: Disponível em: <http://www.bbc.co.uk/portuguese/economia/story/2005/08/050825_petroleoro.shtml>. Acesso em 26 ago. 05.
- [2] VARGAS, J. I., ALVIM, C. F. **Preço do Petróleo: O Terceiro Choque?**, Disponível em: <http://ecen.com/eee47/eee47p/precos_petroleo_3choq.htm>. Acesso em 20 abr. 05.
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Balanço Energético Nacional (BEN 2003)**, Brasília, 2003, 168p.
- [4] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 2002, 153p.
- [5] **Consulting Energy Economist, HOME PAGE**. Disponível em: <<http://www.nvo.com/stavy/>>. Acesso em 19 abr. 05.
- [6] NEWSWEEK. **A Hybrid Future**. New York.n.10, set. 2004.
- [7] ALDABÓ, R., **Energia Eólica**. ArtLiber Editora Ltda, São Paulo, 2002.
- [8] **Sustainable Energy Ireland – Wind Energy**. Disponível em: <http://www.irish-energy.ie/content/content.asp?section_id=1034>. Acesso em 27 maio 05.
- [9] CRESEB - CENTRO DE REFERENCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA DE SALVO BRITO, **Energia Eólica - Princípios e Aplicações**.
- [10] TAVARES, M. R. L. **Aspectos da Utilização de Energia Eólica e um Estudo de Caso**. 2004, 38p. Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

-
- [11] TORRES, H. J. R., PORTUGAL, M. P. **Projeto de um Gerador Eólico para uso Residencial**. 2004, 57p. Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [12] SPERA D. A. **Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. Asme Press, Nova York, 1994.
- [13] **Solartec - Esquemas**. Disponível em: <<http://www.slte.com.br/esquemas.htm>>. Acesso em 31 abr. 05.
- [14] **Aquecedor Solar de Água Soletrol**. Disponível em <<http://www.soletrol.com.br>>. Acesso em 12 maio 05.
- [15] **Software Radiasol**. Disponível para download em: <<http://www.mecanica.ufrgs.br/ftp/>>. Acesso em 15 maio 05.
- [16] **Energia Solar - Princípios e aplicações**, Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/solar/apstenergiasolar.htm>>. Acesso em 19 abr. 05.
- [17] **SUN AIR ENERGIA**. Disponível em: <<http://www.sunair.com.ar/>>. Acesso em 2 jun. 05.
- [18] PEREIRA, J.C. **MOTORES E GERADORES - Princípios de Funcionamento, Instalação, Operação e Manutenção de Grupos Diesel Geradores**. Disponível em: <<http://www.geocities.com/jcpereira.geo/apost.html>>. Acesso em 12 maio 05.
- [19] TAMASHIRO, A. T., NAKABAYASHI, F.K. **Projeto Básico de uma Turbina a Gás de 30kW**. 2004, 79p. Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [20] **Heat Recovery Systems**. Disponível em <<http://www.cainind.com/cat1.htm>>. Acesso em 3 jun. 05.

-
- [21] **Microturbine Cogeneration by Global Energy.** Disponível em <<http://www.globalmicroturbine.com/>>. Acesso em 3 jun. 05.
- [22] **Comercial Redimax - Dimensionamento.** Disponível em: <<http://www.comercialredimax.com.br/dimensionamento.html>>. Acesso em 09 jun. 05.
- [23] SOARES, G.F.W., VIEIRA, L.S.R., NASCIMENTO, V.G., **Operação de um Grupo Gerador Diesel utilizando óleo vegetal bruto como combustível.** Campinas, Encontro de Energia no Meio Rural, 2000. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC00000000220000000200048&lng=en&nrm=iso> Acesso em 31 out. 05.
- [24] DCT ENERGIA. **O Setor Rural e o Aproveitamento da Energia**, 2005. Disponível em: <<http://www.dctenergia.com.br/canalrural.htm>>. Acesso em 17 out. 05.
- [25] WYLEN, V. J., SONNTAG, R. E., BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica.** Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, tradução da 6ª edição americana, 2003.
- [26] ANP – AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, **Relatório Mensal de Acompanhamento de Mercado**, agosto de 2005. Disponível em <http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/Rel_Diesel.pdf>. Acesso em 17 ago. 05.
- [27] COMGÁS. Disponível em <<http://www.comgas.com.br/templates/index.asp>>. Acesso em 02 nov. 05.
- [28] AES Eletropaulo. Disponível em <<http://www.eletropaulo.com.br/>>. Acesso em 20 nov. 05.
- [29] AES ELETROPAULO. **Informativo Trimestral – 4º Trimestre de 2003.**
- [30] SANTOS, P. A. **Modelagem, Simulação e Otimização de Alternativas de Cogeração para a Escola Politécnica.** 2004, 85p. Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

[31] AES ELETROPAULO. **Resultados do 3º Trimestre de 2005.**

9.2. BIBLIOGRAFIAS

CAVALEIRO, C.K.N., SILVA, E.P. **Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil.** Campinas, 2005.

CEPEL, **PRODEEM – O programa nacional de eletrificação rural baseado em energia solar fotovoltaica.** Rio de Janeiro, 2001.

GILLETE, F. S.; **CHP Case Study – Saving Money and Increasing Security.** Capstone Turbine Corporation. Disponível para download em: <http://www.capstoneturbine.com/Documents/WCEMC04.pdf>. Acesso em 15 maio 05.

GOLDSTEIN, L; HEDMAN, B; KNOWLES, D; ET AL; **Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations;** National Renewable Energy Laboratory; 2003.

HUMMEL, P.R.V.; PILÃO, N.E. **Matemática Financeira e Engenharia Econômica,** Pioneira Thomson Learning, São Paulo, 2004.

KRIEGER, G. **Centrais termoeletricas a gás.** Apostila - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

MARK, B. E. H. **Multiobjective Evolutionary Optimisation of Small Wind Turbine Blades,** Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Newcastle, 2002.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Brasília, 2001.

MOTOREN-WERKE MANNHEIM A. G. (MWM - DIESEL). **Manual de grupos geradores: Manual para projeto e instalação de grupos geradores diesel estacionários,** MWM – Motores a Diesel, São Paulo, 1977, tradução e adaptação da equipe TradTec.

NORTON B., EAMES, P.C., LO, S.N.G. **Full-Energy-Chain Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Solar Thermal Electric Power Generation Systems**. PROBE, Ireland, UK, 1998.

RAMSDEN, V.S., WATTERSON, P.A., HUNTER, G.P., ZHU, J.G., HOLLIDAY, W.M., LOVATT, H.C., WU, W., KALAN, B.A., COLLOCOTT, S.C., DUNLOP, J.B., GWAN, P.B., MECROW, B.C. **High-performance electric machines for renewable energy generation and efficient drives**. Austrália e UK, 2001.

SAMPY, M. U., ROCHA, M. M. **Aplicação de Turbinas Eólicas como Fonte Alternativa de Geração de Energia Elétrica em Agroindústrias**. 1998, 298p. Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

Tsay, David; **Feasibility Study of Fuel Cell Residential Energy Station**. Massachusetts Institute of Technology; 2003.

AES Eletropaulo. Disponível em <http://www.eletropaulo.com.br/portal/home.cfm>. Acesso em 15 nov. 05.

AES Eletropaulo: Relação com os Investidores. Disponível em <http://www.corpgroup.com.br/eletropaulo/port/index.asp>. Acesso em 18 nov. 05.

ALTERCOOP. Disponível em <http://www.altercoop.com.br>. Acesso em 29 maio 05.

Aonde Vamos – Energias Renováveis. Disponível em <http://www.aondevamos.eng.br/>. Acesso em 29 maio 05.

Avaliação do ruído ambiente em recintos de edificações visando o conforto dos usuários – Procedimentos. Disponível em <http://www.labeee.ufsc.br/conforto/textos/acustica/t4-acustica/texto4-0999.html>. Acesso em 12 jun. 05.

Bergey Windpower Co. Disponível em <http://www.bergey.com/>. Acesso em 29 maio 05.

BP Global. Disponível em <<http://www.bp.com/home.do?categoryId=1>>. Acesso em 29 maio 05.

CanalEnergia.com.br. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/secoes/home.asp>>. Acesso em 29 maio 05.

CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica. Disponível em: <http://www.eolica.com.br/index_por.html>. Acesso em 29 maio 05.

Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito – CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em 15 maio 05.

COMERCIAL REDIMAX. Disponível em <<http://www.comercialredimax.com.br>>. Acesso em 29 maio 05.

CRESESB - Guia de Instituições e Empresas. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/equipamentos/turbinas_p1.htm>. Acesso em 29 maio 05.

Eletropaulo - Baixa/Média/Alta Tensão. Disponível em <http://www.eletropaulo.com.br/frameset_home.cfm?conteudo_id=545>. Acesso em 25 nov. 05.

ELETROVENTO - Geradores Eólicos. Disponível em <<http://www.eletrovento.com.br>>. Acesso em 29 maio 05.

Energia Pura. Disponível em <<http://www.energiapura.com>>. Acesso em 29 maio 05.

Energia Solar, Aquecedores Solares, Aquecedor Solar de Piscina, Aquecimento Solar – HELIOTEK. Disponível em <<http://www.heliotek.com.br>>. Acesso em 6 jun. 05.

ENERSUD - Energia Eólica Limpa e Renovável. Disponível em <<http://www.enersud.com.br>>. Acesso em 29 maio 05.

Isofotón. Disponível em <<http://www.isoфoton.com/>> Acesso em 6 jun. 05.

KYOCERA Solar do Brasil. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/>>. Acesso em 2 jun. 05.

LABSOLAR / NCTS – Núcleo Solar e Uso Racional de Energia. Disponível em: <<http://www.labsolar.ufsc.br/>>. Acesso em 20 maio 05.

MAGNUN BATERIAS. Disponível em <<http://www.magnunbaterias.com.br/>>. Acesso em 25 out. 05.

Mapa da USP. Disponível em <<http://www.geografia.fflch.usp.br/mapas/>>. Acesso em 02 nov. 05.

Ministério de Minas e Energia, Disponível em: <<http://www.energiabrasil.gov.br/>> Acesso em 20 abr. 05.

MORNINGSTAR – The World’s Leading Solar Controllers. Disponível em: <<http://www.morningstarcorp.com/>>. Acesso em 2 jun. 05.

Características do Óleo Diesel. Disponível em <<http://www.br.com.br/portalbr/calandra.nsf/0/7A2FB4F682143AB203256DAD004D0E4F?OpenDocument&SGrandes+Consumidores>>. Acesso em 02 out. 05.

PLANETA SOLAR. Disponível em: <<http://www.planetasolar.com.br/energiaeolica.htm>>. Acesso em 29 maio 05.

Power Rent – Cummins. Disponível em <<http://www.powerrent.com.br/paginas/principal.asp>>. Acesso em 12 jun. 05.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Disponível em <<http://www.energiabrasil.gov.br/Proinfa/default.asp>>. Acesso em 24 abr. 05.

Programa de Uso Racional da Água PURA – USP. Disponível em <<http://www.pura.poli.usp.br/index.html>>. Acesso em 29 set. 05.

purefa USP. Disponível em <http://www.pure.usp.br/home_purefa1.asp>. Acesso em 29 set. 05.

SDMO do Brasil. Disponível em <<http://www.sdmo.com.br/>>. Acesso em 29 set. 05.

Stematec – Grupo Geradores. Disponível em: <<http://www.stemac.com.br/content/home/default.asp>>. Acesso em 9 jun. 05.

Sol & Vento Energia Alternativa. Disponível em <<http://www.energia-alternativa.com.br>>. Acesso em 29 maio 05.

Solartec. Disponível em <<http://www.sltec.com.br>>. Acesso em 31 abr. 05.

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment. Disponível em <<http://swera.unep.net/swera/index.php>>. Acesso em 9 jun. 05.

TRANSEN Aquecedor Solar. Disponível em: <<http://www.transen.com.br/portugues/index2.htm>>. Acesso em 6 jun. 05.

VARTA – The Battery Experts Disponível em <<http://www.varta-automotive.com/eng/>>. Acesso em 25 out. 05.