

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

JÚLIO CESAR BIMBATO DA SILVA  
LETICIA NATALIA KONS

ANÁLISE DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA PARA O SETOR  
TERCIÁRIO

SÃO PAULO  
2011

JÚLIO CESAR BIMBATO DA SILVA  
LETICIA NATALIA KONS

5944771  
5948775

## ANÁLISE DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA PARA O SETOR TERCIÁRIO

Estudo apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção de parte dos créditos da disciplina PME 2600.

Área de Concentração: Engenharia Mecânica com ênfase em Máquinas e Sistemas Térmicos.

Orientador:  
Prof. Doutor Silvio de Oliveira Junior

SÃO PAULO  
2011

## FICHA CATALOGRÁFICA

**Silva, Julio Cesar Bimbato da**  
**Análise de fontes alternativas de energia para o setor terciário / J.C.B. da Silva e L.N. Kons. – São Paulo, 2011.**  
**p.**

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

**1.Fontes alternativas de energia 2.Cogeração de energia**  
**I.Kons, Letícia Natalia II.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica III.t.**

## RESUMO

Diversas empresas vêm procurando diversificar suas fontes de energia, pois se percebeu a importância de um desenvolvimento sustentável – devido à dependência da humanidade em fonte de energia esgotáveis – além disso, no Brasil, existe a ameaça da falta de energia, graças ao crescimento do país aliado aos grandes eventos que se aproximam – como a Copa do Mundo de 2014 e as Olimpíadas de 2016. Por isto, neste trabalho busca-se avaliar, a partir de dados de consumo de um edifício, a descrição da sua função – hospital, shopping ou hotel – e sua localização – se na região norte, nordeste, centro-oeste, sudeste e sul – dizer qual a melhor maneira deste empreendimento distribuir seus investimentos nas fontes alternativas de energia de estudo – solar, eólica, a gás, hidráulica e com cogeração. Para isto, foi feito um estudo de condições climáticas das regiões do Brasil e outro sobre consumo energético dos prédios. Depois, é feita a análise de viabilidade da possível combinação de fontes de alternativas. As regiões que possuem rede de gás natural, devem suprir sua demanda energética referente à energia térmica, e conseqüentemente atender a toda sua demanda energética, através de um sistema de cogeração. Como opção a esta fica a utilização de uma combinação das energias elétrica, solar e eólica.

**Palavras chave:** fontes; alternativas; cogeração; energia.

## ABSTRACT

Many companies have been looking forward to diversify their energy source, since it has been discovered the importance of sustainable development – due the dependency of humanity in non renewable resources – besides, in Brazil, there is the threat of power outage, thanks to the country's development plus the upcoming events like the 2014 World Cup and the 2016 Olympics. For that, this work seek to evaluate, with the buildings function, – hospital, shopping or hotel – energy consumption data and location – North, Northeast, Midwest, Southeast and South – to offer the best way to distribute their energy source between the possible alternatives – solar, wind, gas, hydraulic and cogeneration. Therefore, a Brazilian regional climate study and an energy consumption study of these buildings were made. After, a viability study of the possible alternative sources combination was made. It has been concluded that the regions that are part of the gas distribution grid must have their need for thermal energy, and therefor all their energy need, supplied by a CHP system – cogeneration. As an option for this arrangement the project could use a combination of solar, wind and electrical energy.

**Keywords:** sources; alternatives; cogeneration; energy.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 Oferta de energia do Brasil (PROINFA, 2011). (100% representa 423,1 bilhões de kWh).....	15
Figura 2.1 Potencial tecnicamente aproveitável para geração de energia hidrelétrica no mundo. ....	17
Figura 2.2 Índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro - situação em março de 2003. ....	18
Figura 2.3 Futuros Empreendimentos Hidrelétricos – situação em setembro de 2003. ....	19
Figura 2.4 Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna. ....	22
Figura 2.5 Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande). ....	23
Figura 2.6 Turbina micro-eólica instalada em uma residência. ....	24
Figura 2.7 Turbina micro-eólica conectada a rede elétrica.....	24
Figura 2.8 Aerogerador em sistema isolado.....	25
Figura 2.9 Sistema de coletor solar para aquecimento de água. ....	26
Figura 2.10 Sistema de concentradores solares instalados no sul da Califórnia, EUA. ....	27
Figura 2.11 Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica. ..	29
Figura 2.12 Localização das termelétricas a gás natural em operação no Brasil – situação em setembro de 2003. ....	33
Figura 2.13 Termelétricas a gás natural em construção e projetos apenas outorgados (construção não-iniciada) no Brasil – situação em setembro de 2003. ..	34
Figura 2.14 Representação dos gasodutos existentes, em construção e em análise no Brasil. ....	35
Figura 3.1 Fluxograma básico de cogeração. ....	36
Figura 3.2 Faixa típica de temperatura para os sistemas de cogeração em <i>topping</i> e em <i>bottoming</i> .....	38
Figura 3.3 Cogeração do tipo <i>topping</i> . ....	39
Figura 3.4 Cogeração do tipo <i>bottoming</i> . ....	39
Figura 3.5 Utilidades da Cogeração. ....	41
Figura 3.6 Ciclo de cogeração com turbina a vapor. ....	42
Figura 3.7 Ciclo de cogeração com turbina à gás. ....	43
Figura 3.8 Ciclo de cogeração com motor alternativo. ....	45
Figura 3.9 Sistema de cogeração em ciclo combinado. ....	46
Figura 3.10 Chiller de absorção de efeito simples.....	48
Figura 4.1 Radiação solar diária média em Manaus (3° Sul 60° Oeste).....	53
Figura 4.2 Radiação solar diária média em São Paulo (24° Sul 46° Oeste).....	54
Figura 4.3 Radiação solar diária média em Fortaleza (4° Sul 39° Oeste). ....	54
Figura 4.4 Radiação solar diária média em Curitiba (25,4° Sul 49,3° Oeste). ....	55
Figura 4.5 Radiação solar diária média em Brasília (15,8° Sul 47,9° Oeste). ....	55
Figura 4.6 Umidade relativa representada graficamente.....	56
Figura 4.7 Velocidade média dos ventos em Manaus (3° Sul 60° Oeste). ....	57
Figura 4.8 Velocidade média dos ventos em São Paulo (24° Sul 46° Oeste). ....	57
Figura 4.9 Velocidade média dos ventos em Fortaleza (4° Sul 39° Oeste).....	58
Figura 4.10 Velocidade média dos ventos em Curitiba (25,4° Sul 49,3° Oeste).....	58
Figura 4.11 Velocidade média dos ventos em Brasília (15,8° Sul 49,9° Oeste). ....	59
Figura 5.1 Consumo mensal de um hospital padrão. ....	61

Figura 5.2 Divisão usual do consumo energético de um hospital.....	61
Figura 5.3 Consumo mensal referente ao ano 1999 do Brasília Shopping. ....	63
Figura 5.4 Divisão usual do consumo energético de um shopping. ....	63
Figura 5.5 Divisão do consumo energético de um hotel 5 estrelas (565 vagas). ....	65
Figura 5.6 Divisão do consumo energético de um hotel 4 estrelas (237 vagas). ....	65
Figura 5.7 Divisão do consumo energético de hotéis 2 e 3 estrelas (141 vagas).....	66
Figura 5.8 Divisão geral do consumo energético de um hotel (314 vagas).....	66
Figura 5.9 Consumo médio de diversos hotéis durante o ano. ....	67
Figura 6.1 Representação dos materiais da parede.....	71
Figura 6.2 Circuito térmico da parede. ....	72
Figura 6.3 Carga térmica do hospital ao longo dos meses por região. ....	85
Figura 6.4 Carga térmica do shopping ao longo dos meses por região. ....	85
Figura 6.5 Carga térmica do hotel ao longo dos meses por região. ....	85
Figura 7.1 Sistema de distribuição elétrica brasileira. Retirado de (Ministério de Minas e Energia, 2005). ....	88
Figura 5.2 Rede de distribuição de gás no Brasil. Retirado de (Aneel). ....	89
Figura 7.1 Representação do ciclo de cogeração para os edifícios. ....	91
Figura 7.2 Esquema utilizado para fonte de energia solar. ....	92
Figura 7.3 Esquema utilizado para fonte de energia eólica.....	92
Figura 8.1 Fluxo de caixa de um empreendimento energético.....	95
Figura 8.2 Fluxo de caixa utilizado para cálculo do VPL. ....	99
Figura 8.3 Fluxo de caixa para o cálculo da TIR. ....	100
Figura 9.1 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.....	106
Figura 9.2 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.....	106
Figura 9.3 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no hotel. . Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar. ....	107
Figura 9.4 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica. ....	108
Figura 9.5 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica. ....	108
Figura 9.6 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no hotel. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica.....	109
Figura 9.7 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar. ....	110
Figura 9.8 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.....	110
Figura 9.9 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no hotel. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar. ....	111
Figura A.1 Tela inicial do Homer. ....	123

Figura A.2 Demandas energéticas e instalações utilizadas. ....	124
Figura A.3 Tela de controle da linha de energia. ....	125
Figura A.4 Tela de controle de custo de um gerador. ....	125
Figura A.5 Tela de controle do combustível utilizado no gerador. ....	126
Figura A.6 Tela de controle da célula fotovoltaica. ....	126
Figura A.7 Tela de controle do gerador eólico. ....	127
Figura A.8 Tela de definição da demanda elétrica. ....	127
Figura A.9 Tela de definição da demanda térmica. ....	128
Figura A.10 Tela dos inputs de radiação solar. ....	128
Figura A.11 Tela dos inputs de velocidade do vento. ....	129
Figura A.12 Tela para definições do combustível. ....	129
Figura A.13 Tela para controle de dados financeiros. ....	130
Figura A.14 Exemplo de saída do programa. ....	130
Figura B.1 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Hospital. ....	131
Figura B.2 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Shopping. ..	131
Figura B.3 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Hotel. ....	131
Figura B.4 Resultado obtido no Homer para a combinação São Paulo x Hospital. ..	132
Figura B.5 Resultado obtido no Homer para a combinação São Paulo x Shopping. ....	132
Figura B.6 obtido no Homer para a combinação São Paulo x Hotel. ....	132
Figura B.7 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Hospital. ..	132
Figura B.8 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Shopping. ..	133
Figura B.9 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Hotel. ....	133
Figura B.10 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Hospital. ...	133
Figura B.11 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Shopping. ..	133
Figura B.12 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Hotel. ....	134
Figura B.13 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Hospital. ...	134
Figura B.14 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Shopping. ..	134
Figura B.15 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Hotel. ....	134

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Tarifas médias (R\$/kWh) por classes e por regiões. Segundo de (Aneel). .....	20
Tabela 2.2 Eficiência de conversão e custo de células solares.....	29
Tabela 4.1 Temperaturas médias e precipitação em Manaus.....	50
Tabela 4.2 Temperaturas médias e precipitação em São Paulo.....	50
Tabela 4.3 Temperaturas médias e precipitação em Fortaleza.....	51
Tabela 4.4 Temperaturas médias e precipitação em Curitiba. ....	51
Tabela 4.5 Temperaturas médias e precipitação em Brasília.....	51
Tabela 4.6 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Manaus. ....	52
Tabela 4.7 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de São Paulo. ....	52
Tabela 4.8 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Fortaleza. ....	52
Tabela 4.9 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Curitiba.....	52
Tabela 4.10 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Brasília. ....	53
Tabela 6.1 Consumo energético térmico mensal do hospital modelo. ....	68
Tabela 6.2 Consumo energético térmico mensal do shopping modelo. ....	69
Tabela 6.3 Consumo energético térmico mensal do hotel modelo.....	69
Tabela 6.4 Carga térmica em kW do hospital por região. ....	75
Tabela 6.5 Carga térmica em kW do shopping por região. ....	75
Tabela 6.6 Carga térmica em kW do hotel por região.....	76
Tabela 6.7 Consumo de água pelo tipo de ocupação do prédio (retirada de (Bohn, 2008)). ....	77
Tabela 6.8 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Manaus. ....	78
Tabela 6.9 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em São Paulo....	78
Tabela 6.10 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Fortaleza. ...	79
Tabela 6.11 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Curitiba. ....	79
Tabela 6.12 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Brasília. ....	80
Tabela 6.13 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Manaus. ....	81
Tabela 6.14 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em São Paulo. ....	81
Tabela 6.15 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Fortaleza. ....	82
Tabela 6.16 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Curitiba. ....	82
Tabela 6.17 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Brasília. ....	83
Tabela 6.18 Carga térmica utilizada no hospital durante o ano em diversos locais. Sendo $T_{amb}$ em $^{\circ}C$ e $Q$ em kW. ....	83
Tabela 6.19 Carga térmica utilizada no shopping durante o ano em diversos locais. Sendo $T_{amb}$ em $^{\circ}C$ e $Q$ em kW. ....	84
Tabela 6.20 Carga térmica utilizada no hotel durante o ano em diversos locais. Sendo $T_{amb}$ em $^{\circ}C$ e $Q$ em kW. ....	84
Tabela 9.1 Tempo de amortização de uma central de cogeração, baseado na ponderação da depreciação dos equipamentos (Barja, 2006). ....	102
Tabela 9.2 VPL relativo à cogeração (milhões R\$) para um período de 20 anos. ...	105
Tabela 9.3 VPL relativo à energia elétrica (milhões R\$) para um período de 20 anos. .....	105

Tabela 9.4 TIR para o caso da cogeração. ....	111
Tabela 9.5 TIR para o caso solar em relação a energia elétrica. ....	112
Tabela 9.6 TIR para o caso eólico em relação a energia elétrica.....	112

## SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA .....	III
RESUMO .....	IV
ABSTRACT .....	V
LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	VI
LISTA DE TABELAS .....	IX
1 INTRODUÇÃO .....	14
2 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS.....	16
2.1 ENERGIA HIDROELÉTRICA.....	16
2.2 ENERGIA EÓLICA.....	20
2.3 ENERGIA SOLAR.....	25
2.4 GÁS NATURAL.....	30
3 COGERAÇÃO.....	36
3.1 TURBINA A VAPOR .....	41
3.2 TURBINA À GÁS .....	43
3.3 MOTORES ALTERNATIVOS.....	44
3.4 CICLO COMBINADO .....	45
3.5 CHILLER DE ABSORÇÃO.....	47
4 ESTUDO DAS REGIÕES.....	50
4.1 TEMPERATURAS .....	50
4.2 TEMPO DE ILUMINAÇÃO .....	52
4.3 ESTUDO DA RADIAÇÃO .....	53
4.4 UMIDADE .....	56
4.5 ESTUDO DOS VENTOS.....	56
5 ESTUDO DOS PRÉDIOS .....	60
5.1 HOSPITAL .....	60
5.2 SHOPPING .....	62

5.3	HOTEL.....	63
6	CALCULO DA DEMANDA TÉRMICA.....	68
6.1	AR CONDICIONADO.....	70
6.2	AQUECIMENTO DE ÁGUA.....	76
6.2.1	HOSPITAL.....	77
6.2.2	HOTEL.....	80
6.3	RESULTADO FINAL.....	83
7	ANÁLISE PRELIMINAR.....	87
8	METODOLOGIA DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	93
8.1	FLUXO DE CAIXA DE UM INVESTIMENTO.....	94
8.1.1	INVESTIMENTO.....	96
8.1.2	CUSTO ANUAL DE MANUTENÇÃO.....	96
8.1.3	CUSTO ANUAL DO INSUMO ENERGÉTICO.....	96
8.1.4	VALOR ANUAL DO SUBPRODUTO.....	97
8.1.5	VALOR RESIDUAL.....	97
8.1.6	TAXA DE JUROS.....	98
8.1.7	VIDA ÚTIL.....	98
8.2	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	99
8.3	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	100
9	ANÁLISE ECONÔMICA.....	101
9.1	ANÁLISE ECONOMICA COGERAÇÃO.....	101
9.2	ANÁLISE ECONOMICA ENERGIA ELÉTRICA.....	103
9.3	ANÁLISE ECONÔMICA ENERGIA EÓLICA.....	103
9.4	ANÁLISE ECONÔMICA ENERGIA SOLAR.....	104
9.5	VPL.....	104
9.6	TIR.....	111
10	CONCLUSÕES.....	113

11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
APÊNDICE A - HOMER.....	123
APÊNDICE B – RESULTADOS HOMER.....	131
ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C15 MICROTURBINE.....	135
ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C200 MICROTURBINE.....	137
ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C600 POWER PACKAGE .....	139
ANEXO D – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CHILLERS DE ABSORÇÃO....	141

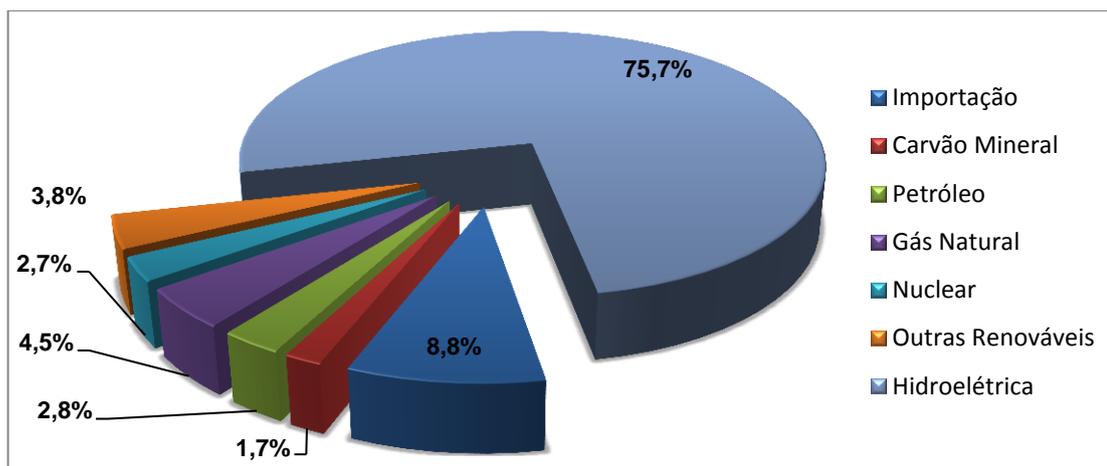
## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o desenvolvimento econômico e social dos povos tem tido como exigência básica a sustentabilidade. Isso significa que durante o processo de crescimento e enriquecimentos dos povos, as pessoas tem se preocupado cada vez mais em não agredir o meio ambiente de forma permanente, garantindo um futuro saudável.

É este conceito que explica o estímulo ao desenvolvimento tecnológico das fontes renováveis de energia. Para garantir o crescimento e desenvolvimento das nações, é necessário cada vez mais energia para as indústrias e residências e esta deve ser proveniente de fontes limpas e renováveis.

Assim, é notável o desenvolvimento das tecnologias atreladas às fontes solar e eólica por exemplo. Além disso, podem ser ressaltados os avanços em termos de eficiência energética dos sistemas de cogeração e das hidroelétricas. Com exceção desta última que já é bem difundida no Brasil, essas outras fontes têm ganhado cada vez mais espaço na matriz energética do país.

O Brasil, além de desejar obter seu crescimento sustentável, teme também a escassez de energia no futuro próximo. A energia elétrica brasileira é proveniente essencialmente de hidroelétricas, conforme mostrado na Figura 1.1, e está já sofrendo um aumento no preço devido à diferença de crescimento entre a demanda e a oferta. Com os eventos que serão realizados no Brasil, como a Copa do Mundo de Futebol em 2014 e as Olimpíadas em 2016, a autossuficiência energética tem sido a saída de muitas empresas.



**Figura 1.1 Oferta de energia do Brasil (PROINFA, 2011). (100% representa 423,1 bilhões de kWh).**

Buscando essa autossuficiência, hoje é comum ouvir de sistemas de cogeração em shoppings e hospitais. O desenvolvimento de sistemas compactos tornou essa prática viável nesses ambientes. A evolução tecnológica também torna viável a utilização de energia eólica, graças às turbinas eólicas de pequeno porte.

Como outras alternativas além daquela da hidroelétrica podem ser citadas a à gás, para aquecimento de água por exemplo, e a solar, que ainda está de certa forma em uma fase primitiva de seu uso. Esta última apresenta uma dificuldade maior de implementação devido ao alto custo inicial que pode ser diluído na maioria das vezes só em projetos em grande escala.

Este trabalho leva em consideração o quadro energético brasileiro buscando associar a prédios do terceiro setor, soluções inteligentes para a adoção de fontes alternativas de energia. Essa solução será feita levando em consideração as regiões nas quais os edifícios se encontram, visto que as condições climáticas têm uma profunda interferência nas fontes de energia, principalmente a solar e a eólica.

Ao fim, busca-se avaliar, a partir de dados de consumo de um edifício, a descrição da sua função – hospital, shopping ou hotel – e sua localização – se na região norte, nordeste, centro-oeste, sudeste e sul – dizer qual a melhor maneira deste empreendimento distribuir seus investimentos nas fontes alternativas de energia de estudo – solar, eólica, a gás, hidráulica e com cogeração.

## 2 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

### 2.1 ENERGIA HIDROELÉTRICA

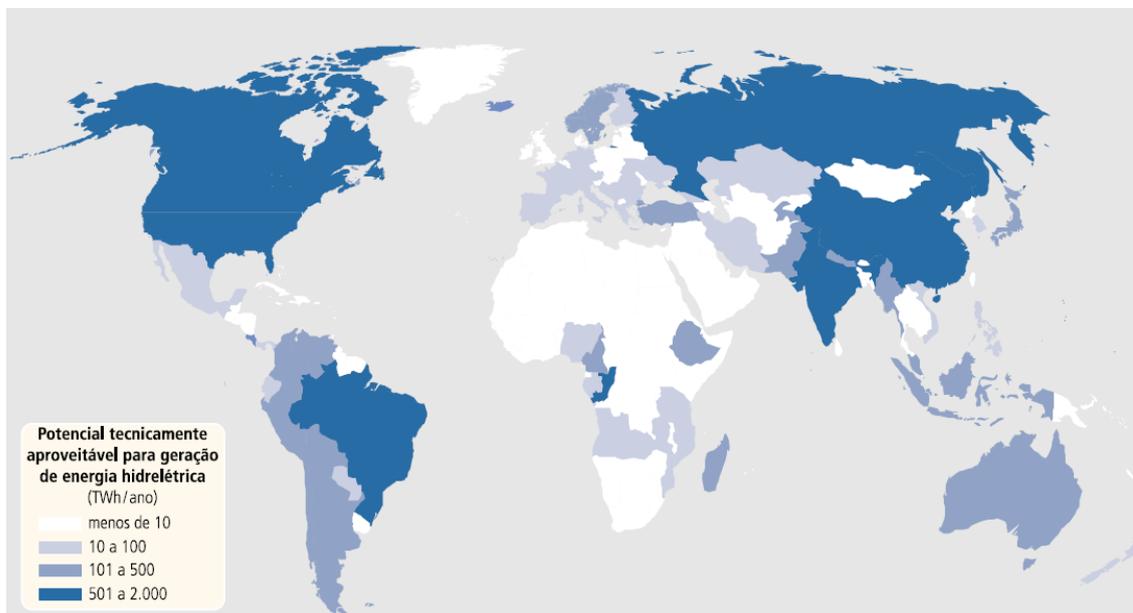
A energia hidráulica resulta da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, que provocam a evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície terrestre. Ao contrário das demais fontes renováveis, representa uma parcela significativa da matriz energética mundial e possui tecnologias de aproveitamento devidamente consolidadas. Atualmente, é a principal fonte geradora de energia elétrica para diversos países e responde por cerca de 17% de toda a eletricidade gerada no mundo.

A contribuição da energia hidráulica na matriz energética nacional, segundo o Balanço Energético Nacional (2010), é da ordem de 14%, participando com quase 77% de toda a energia elétrica gerada no País (PROINFA, 2011). Apesar da tendência de aumento de outras fontes, devido a restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e aos avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, estima-se que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica.

A quantidade efetiva de energia hidráulica disponível no mundo depende das condições locais do aproveitamento (como a topografia e o tipo de chuva) e do tempo efetivo de operação do sistema. Teoricamente, uma usina poderia operar continuamente (8.760 horas por ano), isto é, com um fator de capacidade de 100%. Na prática, porém, esse índice é da ordem de 40% apenas, em função de problemas operacionais e da necessidade de manutenção. Desse modo, estima-se que a energia hidráulica efetivamente disponível na Terra, isto é, o potencial tecnicamente aproveitável, varie de 10.000 TWh a 20.000 TWh por ano.

A Figura 2.1 ilustra o potencial tecnicamente aproveitável da energia hidráulica no mundo para geração de energia elétrica. Como se observa, os maiores potenciais

estão localizados na América do Norte, antiga União Soviética, China, Índia e Brasil. O Continente Africano é o que apresenta os menores potenciais.



**Figura 2.1** Potencial tecnicamente aproveitável para geração de energia hidrelétrica no mundo.

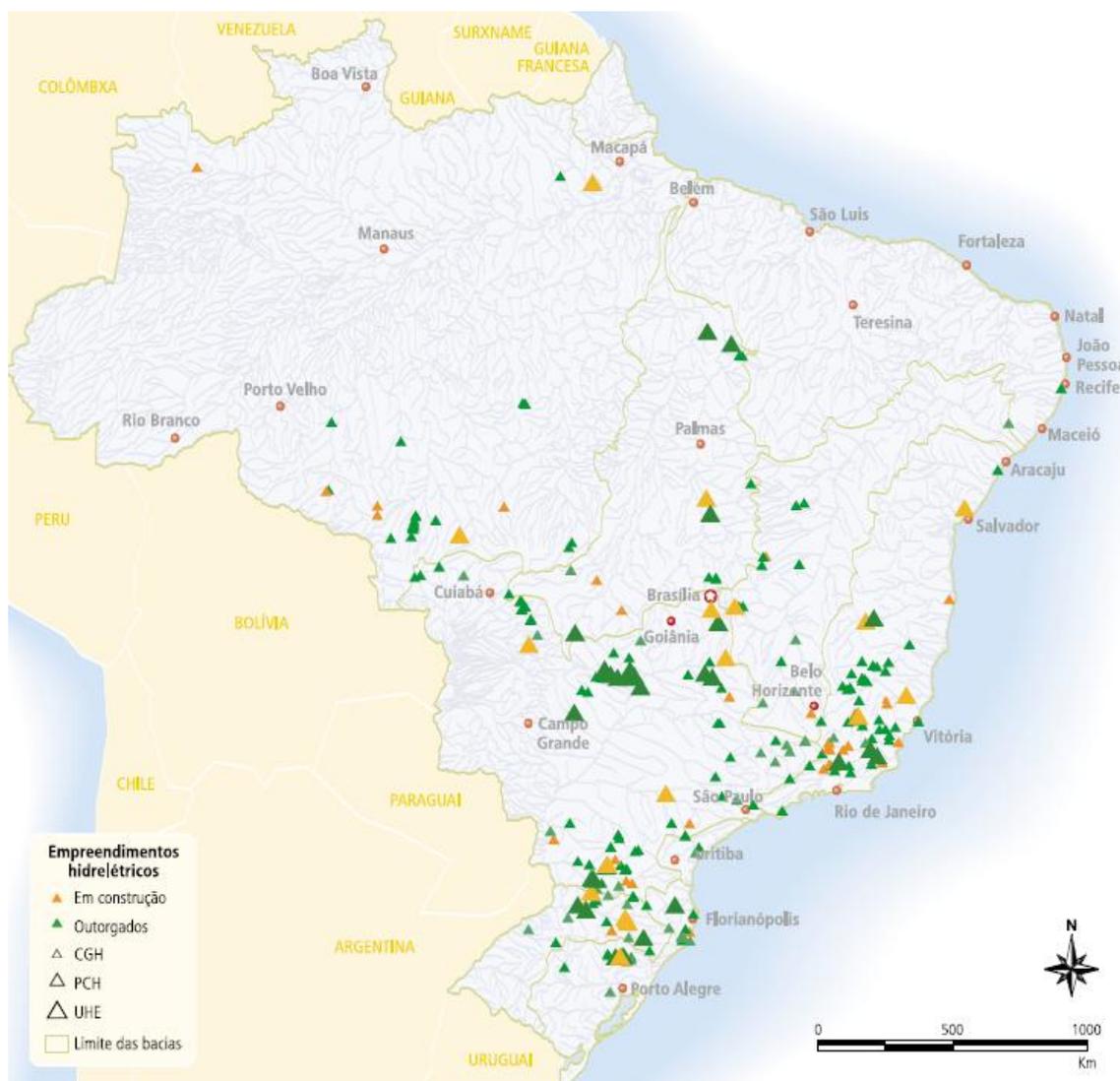
O potencial hidrelétrico brasileiro situa-se ao redor de 260 GW. Contudo apenas 68% desse potencial foram inventariados. Entre as bacias com maior representatividade deste potencial destacam-se as do Rio Amazonas e do Rio Paraná, 40,6% e 23,5% do total respectivamente.

O Brasil possui uma capacidade instalada de 66 MW em março de 2003, sendo que pouco menos de 60% desta está na Bacia do Rio Paraná. Outras bacias importantes são a do São Francisco e a do Tocantins, com 16% e 12%, respectivamente, da capacidade instalada no País. As bacias com menor potência instalada são as do Atlântico Norte/Nordeste e Amazonas, que somam apenas 1,5% da capacidade instalada no Brasil.

Em termos de esgotamento dos potenciais, verifica-se que as bacias mais saturadas são a do Paraná e a do São Francisco. As menores taxas de aproveitamento são verificadas nas bacias do Amazonas e Atlântico Norte/Nordeste. Em nível nacional, cerca de 25,6% do potencial hidrelétrico estimado já foi aproveitado. Em relação ao potencial inventariado, essa proporção aumenta para 37,3%. A Figura 2.2 ilustra os



Apesar da participação crescente de outras fontes na geração de energia elétrica, a hidroeletricidade continua sendo muito importante na expansão do setor elétrico brasileiro. Somando-se a potência nominal dos empreendimentos em construção e daqueles apenas outorgados (construção não iniciada até setembro de 2003), verifica-se que a energia hidráulica poderá adicionar ao sistema elétrico nacional cerca de 13.200 MW, nos próximos anos (ANEEL, 2005).



**Figura 2.3** Futuros Empreendimentos Hidrelétricos – situação em setembro de 2003.

Quanto ao custo desta fonte de energia, esta pode variar muito dependendo da região do Brasil ou da finalidade para qual ela é utilizada. Isso graças aos custos de transmissão, por exemplo, e a demanda da população, indústrias e serviços. O preço do kWh específico de cada região e classe de consumo está discriminado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 Tarifas médias (R\$/kWh) por classes e por regiões. Segundo de (Aneel).**

	Centro Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	<b>Brasil</b>
Residencial	294,12	288,17	297,38	307,28	293,88	<b>300,14</b>
Industrial	221,23	222,27	243	245,82	230,77	<b>236,58</b>
Comercial e Serviços	279,4	304,09	311,23	286,07	271,27	<b>286,97</b>
Rural	207,12	218,67	218,63	203,6	180,98	<b>198,22</b>
Poder Público	288,53	331	335,94	305,54	297,45	<b>311,51</b>
Iluminação Pública	158,85	178,32	172,49	167,64	153,2	<b>166,79</b>
Serviço Público	183,07	203,3	216,75	213,81	200,81	<b>207,13</b>
Consumo Próprio	308,19	316,11	323,95	295,18	315,09	<b>305,04</b>
Rural Aquicultor	240,05	186,43	198,48	185,39	82,26	<b>177,76</b>
Rural Irrigante	130,26	146,22	187,4	188,24	145,45	<b>158,6</b>
<b>Totais por Região</b>	<b>256,07</b>	<b>263,57</b>	<b>280,91</b>	<b>275,47</b>	<b>250,16</b>	<b>267,09</b>

## 2.2 ENERGIA EÓLICA

Denomina-se energia eólica a energia cinética dos ventos (massas de ar em movimento). Através da energia eólica pode-se gerar energia elétrica ou mecânica. A primeira forma se dá através do emprego de aerogeradores (turbinas eólicas) enquanto que para a geração da segunda forma de energia é utilizado os cata-ventos e os moinhos. Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação em ambos os casos.

A energia eólica é utilizada há milhares de anos com as mesmas finalidades da energia hidráulica, como bombeamento de água, moagem de grãos entre outras aplicações que envolvem energia mecânica. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX. Com a crise internacional do

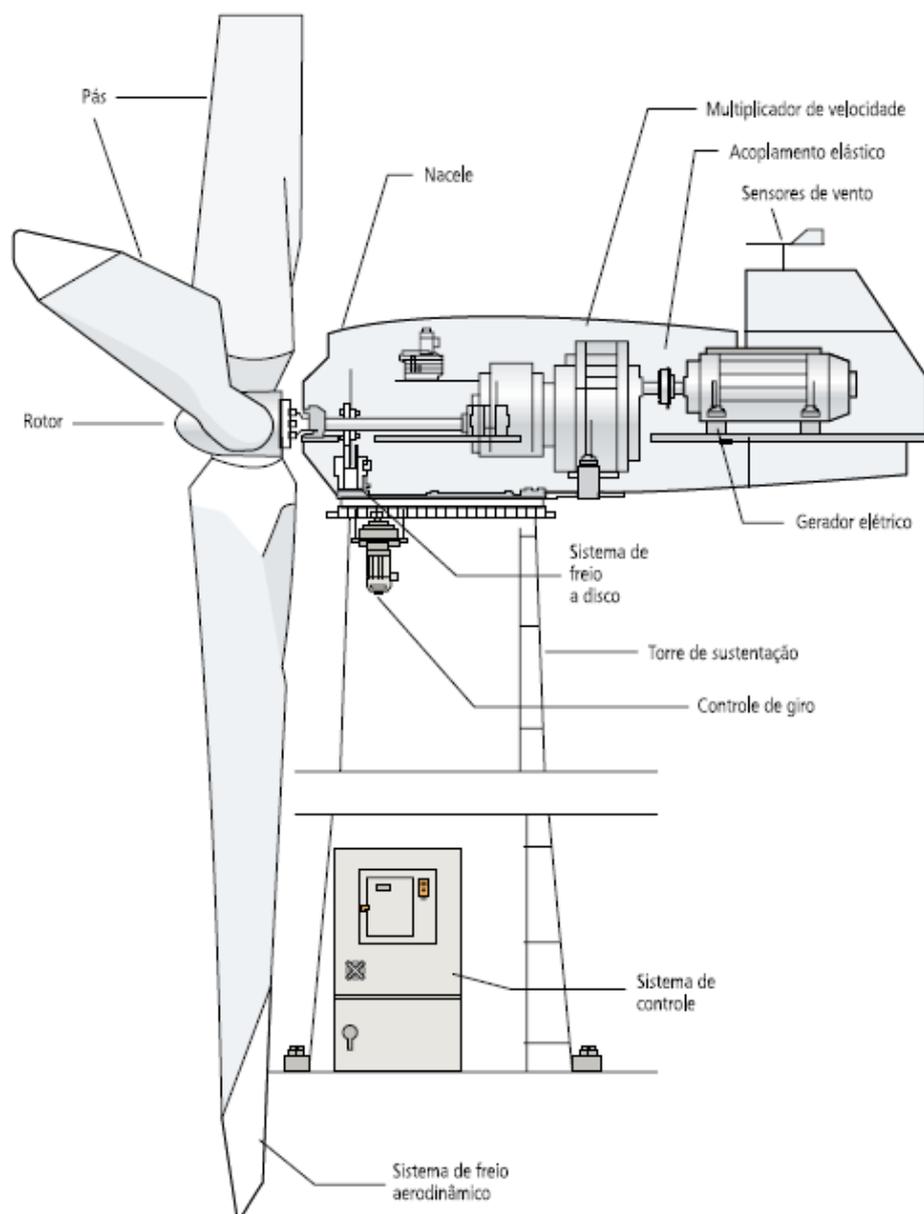
petróleo (década de 1970) surgiram interesses em investimentos para viabilizar a utilização de tal energia para a finalidade elétrica em escala comercial.

Em 1976, foi instalada a primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública, na Dinamarca. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo. Segundo a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA, 2011) o Brasil possui um parque eólico de 931 MW instalado até o final de 2010 (63% dessa capacidade instalada nos dois últimos anos – 264 MW em 2009 e 326 em 2010). Nos Estados Unidos, o parque eólico existente é da ordem de 40.180 MW instalados e com um crescimento anual em torno de 10%. Estima-se que em 2020 o mundo terá 12% da energia gerada pelo vento (EWEA, 2011). Tais números demonstram o crescimento de tal fonte de energia.

Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, etc.) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Atualmente as fazendas eólicas seriam construídas com 90% de nacionalização. São produzidos no Brasil geradores eólicos, torres, transformadores e pás de 30 metros de comprimento. Estas são exportadas para a Alemanha e Estados Unidos. Isto faz com que o preço médio de projetos eólicos de pequeno e grande porte tenham reduzido nos últimos anos, tornado tal alternativa viável economicamente. Para se ter uma idéia o preço médio de projetos eólicos modernos e de grande porte (acima de 50 MW) é de US\$ 1.000-1.200/kW (Sá, 2011).

Os custos da energia no início da vida útil dos projetos são elevados, correspondendo aos custos de construção e compra dos equipamentos, semelhante às hidrelétricas. Ao longo da vida útil dos projetos os custos de operação e manutenção diminuem pelo fato de o “combustível” (água ou vento) utilizado ser gratuito.

Atualmente o projeto de turbinas eólicas possuem eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução e estrutura não-flexível, como ilustrado na Figura 2.4. Porém no início da utilização da energia eólica, as turbinas eram de vários tipos – eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono etc.



**Figura 2.4 Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna.**

Entretanto, algumas características desse projeto ainda geram polêmica, como a utilização ou não do controle do ângulo de passo (*pitch*) das pás para limitar a potência máxima gerada. A tendência atual, segundo (EWEA, 2011) é a combinação das duas técnicas de controle de potência (*stall* e *pitch*) em pás que podem variar o ângulo de passo para ajustar a potência gerada, sem, contudo, utilizar esse mecanismo continuamente.

Quanto à capacidade de geração elétrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a potência das máquinas aumentou para a faixa de 100 kW a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas ofereciam modelos de 300 kW a 750 kW. Em 1997, foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte. Em 1999 surgiram as primeiras turbinas eólicas de 2MW e hoje existem protótipos de 3,6MW e 4,5MW sendo testados na Espanha e Alemanha. A capacidade média das turbinas eólicas instaladas na Alemanha em 2002 foi de 1,4MW e na Espanha de 850kW. Atualmente, existem mais de mil turbinas eólicas com potência nominal superior a 1 MW em funcionamento no mundo (Boyle, 1996).

Quanto ao porte, as turbinas eólicas podem ser classificadas da seguinte forma (Figura 2.5): pequenas, também conhecidas como micro-eólicas, com potência nominal menor que 500 kW; médias, cuja potência nominal está entre 500 kW e 1000 kW; e grandes – potência nominal maior que 1 MW.

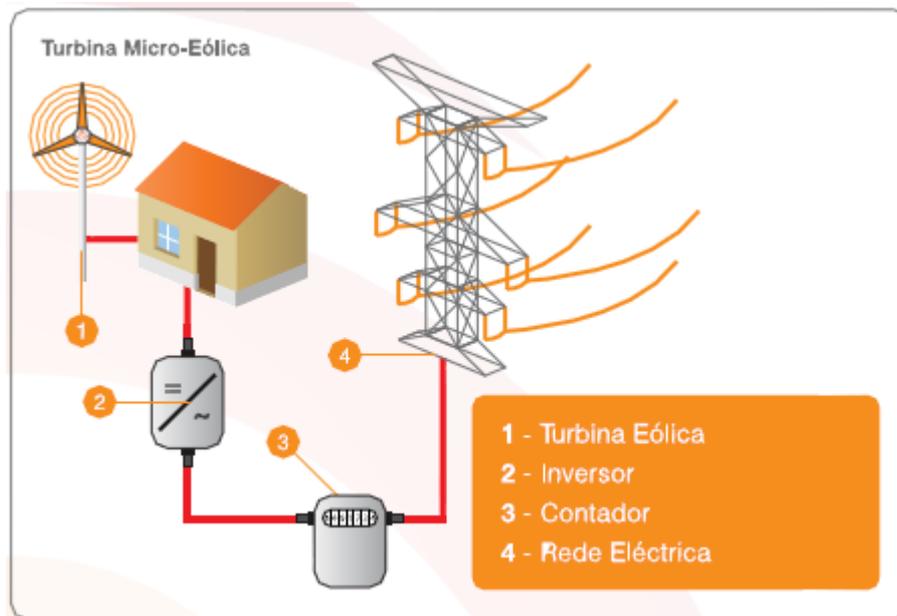


**Figura 2.5 Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande).**



**Figura 2.6 Turbina micro-eólica instalada em uma residência.**

Quanto à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede elétrica (Figura 2.7) ou destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados (Figura 2.8).



**Figura 2.7 Turbina micro-eólica conectada a rede elétrica.**

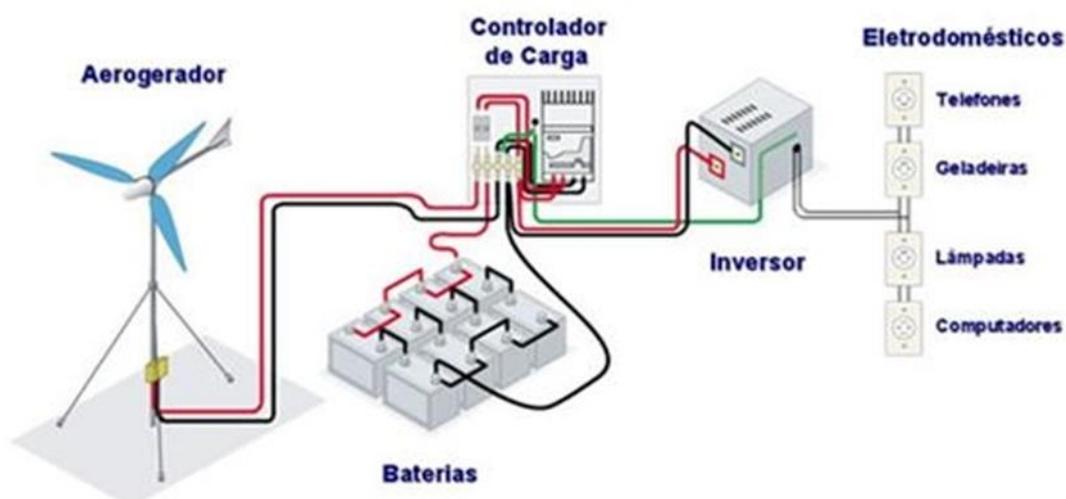


Figura 2.8 Aerogerador em sistema isolado.

## 2.3 ENERGIA SOLAR

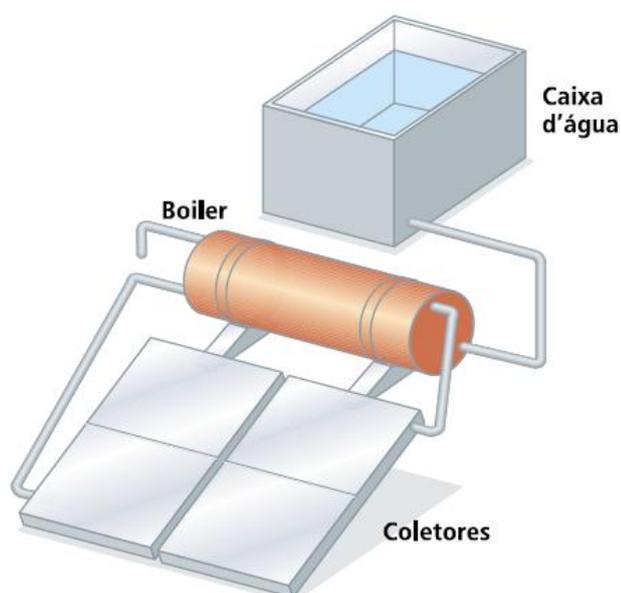
A energia solar é a fonte mais fundamental de energia disponível, uma vez que quase todas as outras fontes de energia são formas indiretas de energia solar. A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ser convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico.

O aproveitamento da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, decorre da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, reduzindo-se, com isso, as necessidades de iluminação e aquecimento. Assim, um melhor aproveitamento da radiação solar pode ser feito com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção.

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito com o uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais usados em aplicações residenciais e comerciais (hotéis, restaurantes, clubes, hospitais etc.) para o aquecimento de água (higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes).

Esse sistema de aproveitamento térmico da energia solar, também denominado aquecimento solar ativo, envolve o uso de um coletor solar discreto.

O coletor é instalado normalmente no teto das residências e edificações. Devido à baixa densidade da energia solar que incide sobre a superfície terrestre, o atendimento de uma única residência pode requerer a instalação de vários metros quadrados de coletores. Para o suprimento de água quente de uma residência típica (três ou quatro moradores), são necessários cerca de 4 m<sup>2</sup> de coletor. Um exemplo de coletor solar plano é apresentado na Figura 2.9.



**Figura 2.9 Sistema de coletor solar para aquecimento de água.**

Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. Sua finalidade é captar a energia solar incidente numa área relativamente grande e concentrá-la numa área muito menor, de modo que a temperatura desta última aumente substancialmente.

A superfície refletora (espelho) dos concentradores tem forma parabólica ou esférica, de modo que os raios solares que nela incidem sejam refletidos para uma superfície bem menor, denominada foco, onde se localiza o material a ser aquecido. Os sistemas parabólicos de alta concentração atingem temperaturas elevadas e

índices de eficiência que variam de 14% a 22% de aproveitamento da energia solar incidente, podendo ser utilizada para a geração de vapor e, conseqüentemente, de energia elétrica.

Quando utilizado para produção de vapor, pode-se gerar energia mecânica com o auxílio de uma turbina a vapor, e, posteriormente, eletricidade, por meio de um gerador. Contudo, a necessidade de focalizar a luz solar sobre uma pequena área exige algum dispositivo de orientação, acarretando custos adicionais ao sistema, os quais tendem a ser minimizados em sistemas de grande porte.

Entre meados e final dos anos 1980, foram instalados nove sistemas parabólicos no sul da Califórnia, EUA, com tamanhos que variam entre 14 MW e 80 MW, totalizando 354 MW de potência instalada (Figura 2.10). Trata-se de sistemas híbridos, que operam com auxílio de gás natural, de modo a atender a demanda em horários de baixa incidência solar.

Os custos da eletricidade gerada têm variado entre US\$ 90 e US\$ 280 por MWh. Recentes melhoramentos têm sido feitos, visando a reduzir custos e aumentar a eficiência de conversão. Em lugar de pesados espelhos de vidro, têm-se empregado folhas circulares de filme plástico aluminizado.



**Figura 2.10 Sistema de concentradores solares instalados no sul da Califórnia, EUA.**

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico.

O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. Embora muito empregado na construção de medidores de temperatura, seu uso comercial para a geração de eletricidade tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais.

No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares. Em outras palavras, o efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células comerciais apresentam um índice de eficiência de 25%. A ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica está representada na Figura 2.11.

Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares. Segundo (ANEEL, 2005), atualmente os custos de capital variam entre 5 e 15 vezes os custos unitários de uma usina a gás natural que opera com ciclo combinado. Contudo, nos últimos anos tem-se observado redução nos custos de capital. Os valores estão situados na faixa de US\$ 200 a US\$ 300 por MWh e entre US\$ 3 e US\$ 7 mil por kW instalado. (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 Eficiência de conversão e custo de células solares

Tipo de célula	Eficiência (%)			Custo (US\$/Wp)
	Teórica	Laboratório	Comercial	
Silício de cristal simples	30,0	24,7	12 a 14	4 a 7
Silício concentrado	27,0	28,2	13 a 15	5 a 8
Silício policristalino	25,0	19,8	11 a 13	4 a 7
Silício amorfo 17,0	13,0	4 a 7	3 a 5	-

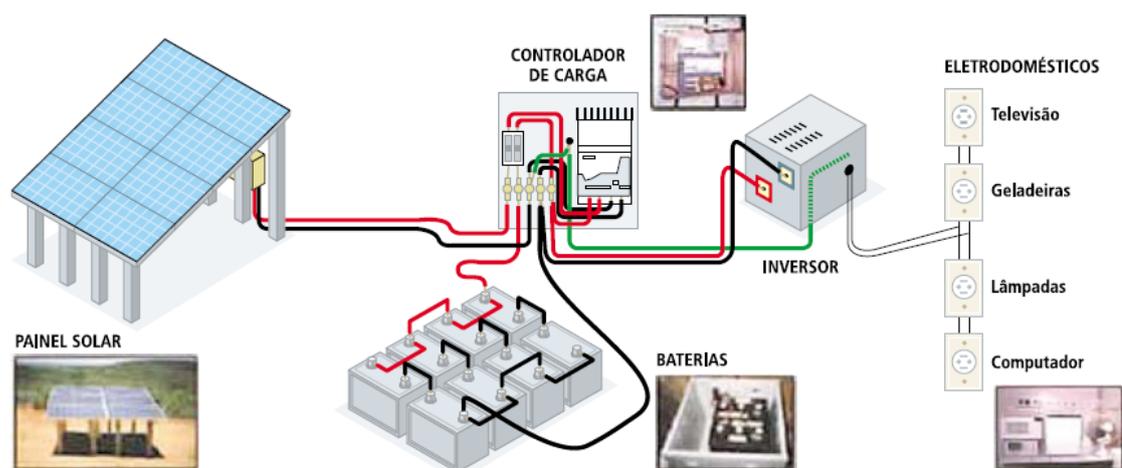


Figura 2.11 Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica.

Entre os vários processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados atualmente são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica. No Brasil, o primeiro é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido a características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas da rede de energia elétrica.

## 2.4 GÁS NATURAL

De modo similar aos demais combustíveis fósseis, o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, originados da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos. Em seu estado bruto, o gás natural é composto principalmente por metano, com proporções variadas de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas. Os maiores teores de carbono são encontrados no gás natural não-associado (GASNET, 1999).

As principais propriedades do gás natural são a sua densidade em relação ao ar, o poder Calorífico, o índice de *Wobbe*, o ponto de orvalho da água e dos hidrocarbonetos e os teores de carbono, CO<sub>2</sub>, hidrogênio, oxigênio e compostos sulfurosos. Outras características intrínsecas importantes são os baixos índices de emissão de poluentes, em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos, os baixos índices de odor e de contaminantes. Ainda, em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte como de aproveitamento (ANEEL, 2000).

Além de insumo básico da indústria gasoquímica, o gás natural tem-se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial como no de transporte e na geração de energia elétrica. Nesse último caso, a inclusão do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o seu uso na geração termelétrica.

Segundo a Agência Internacional de Energia (2003), a participação do gás natural no consumo mundial de energia é atualmente da ordem de 16,3%, sendo responsável por cerca de 18,3% de toda a eletricidade gerada no mundo. No Brasil, as reservas provadas são da ordem de 230 bilhões de m<sup>3</sup>, dos quais 48% estão localizados no Estado do Rio de Janeiro, 20% no Amazonas, 9,6% na Bahia e 8% no Rio Grande do Norte. A produção é concentrada no Rio de Janeiro (44%), no Amazonas (18%) e na Bahia (13%) (ANP, 2003). A participação do gás natural na

matriz energética brasileira ainda é pouco expressiva, da ordem de 5,6% do consumo final (Ministério de Minas e Energia, 2011).

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico.

Atualmente, as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos atingem 42%. Em 1999, os menores custos de capital foram inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência (110-330 MW).

Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais.

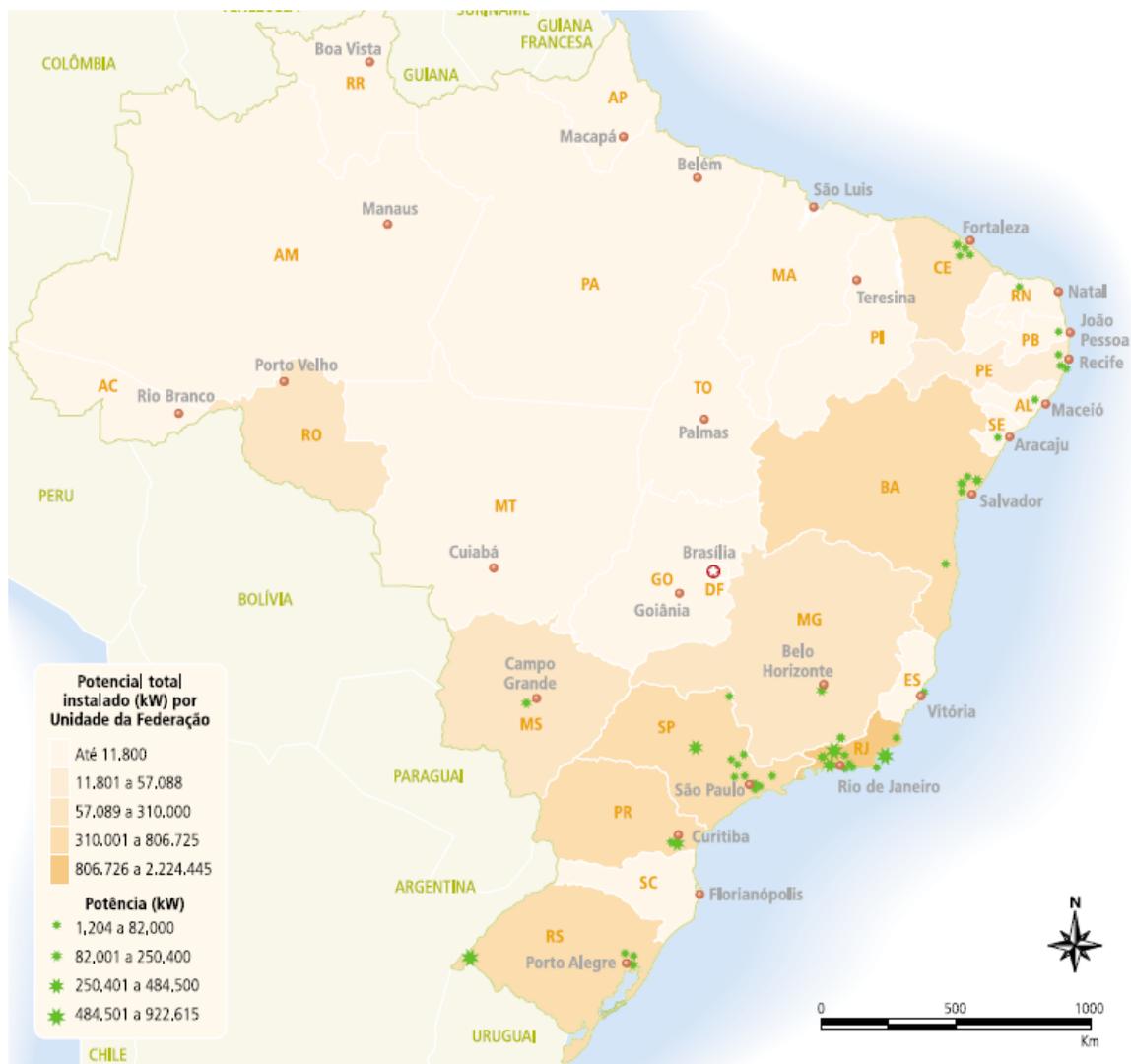
Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional.

Tem-se, assim, uma combinação dos ciclos de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais.

Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW, e apresentam rendimentos térmicos próximos de 60%. Estudos prospectivos indicam rendimentos de até 70%, num período relativamente curto. (Susta & Luby, 1997) afirmam que eficiências dessa ordem podem ser alcançadas em ciclos de potência que utilizem turbinas a gás operando com temperaturas máximas mais elevadas – da ordem de 1.600°C (atualmente, a temperatura máxima das turbinas atinge 1.450°C). Uma alternativa é o uso da chamada combustão sequencial, em que há reaquecimento dos gases de exaustão.

Outros melhoramentos importantes são a redução das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação e a redução das perdas térmicas entre os dois ciclos (das turbinas a gás e a vapor). A redução das irreversibilidades pode ser viabilizada com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão. Sistemas de maior capacidade têm sido projetados para dois ou três níveis de pressão, com a possibilidade de reaquecimento no nível de pressão intermediária. Já a redução das perdas pode ser viabilizada com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão (Horlock, 1995).

Em setembro de 2003, havia 56 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil (Figura 2.12), perfazendo uma capacidade de geração de cerca de 5.600 MW. A Figura 2.13 apresenta a localização dos projetos em construção e apenas outorgados, cuja construção não havia sido iniciada até setembro de 2003. A localização dos gasodutos existentes, em construção e em análise é apresentada na Figura 2.14.



**Figura 2.12** Localização das termelétricas a gás natural em operação no Brasil – situação em setembro de 2003.



**Figura 2.13 Termelétricas a gás natural em construção e projetos apenas outorgados (construção não-iniciada) no Brasil – situação em setembro de 2003.**



Figura 2.14 Representação dos gasodutos existentes, em construção e em análise no Brasil.

### 3 COGERAÇÃO

Apesar dos enormes investimentos do setor elétrico na infraestrutura de suprimento, sempre se verificou a busca pela autossuficiência por alguns consumidores de eletricidade. Há indústrias que possuem subprodutos combustíveis de baixo valor, ou poluentes, e que aproveitam tudo o que podem ao extrair-lhes a energia. É o caso do bagaço de cana no setor de açúcar e álcool, do licor negro no de papel e celulose, do resíduo asfáltico no de refino de petróleo, etc. A autoprodução só se tornou competitiva na medida em que a tecnologia se desenvolveu no sentido de aumentar a eficiência das máquinas acionadoras dos geradores elétricos.

A cogeração é uma alternativa que visa viabilizar economicamente a autoprodução de energia. Melhor definida na língua inglesa como CHP (*combined heat and power*), a cogeração trata-se da geração simultânea de energia térmica e elétrica, a partir da mesma fonte. A vantagem principal é o maior aproveitamento da energia contida na fonte, reduzindo consideravelmente os custos de produção da energia nas duas formas citadas. Neste âmbito, será adotada tal tecnologia para o uso do gás como fonte de energia principal. A Figura 3.1 mostra um fluxograma ressaltando a saída das duas formas de energia.



Figura 3.1 Fluxograma básico de cogeração.

A cogeração apresenta diversos aspectos que atraem as empresas para esta alternativa. A primeira que vem à tona é quanto à redução de custos operacionais. Em muitas empresas a participação do custo de energia no custo final do produto

pode ser muito grande e a possibilidade de aumentar a eficiência no aproveitamento da energia adquirida é sempre atraente.

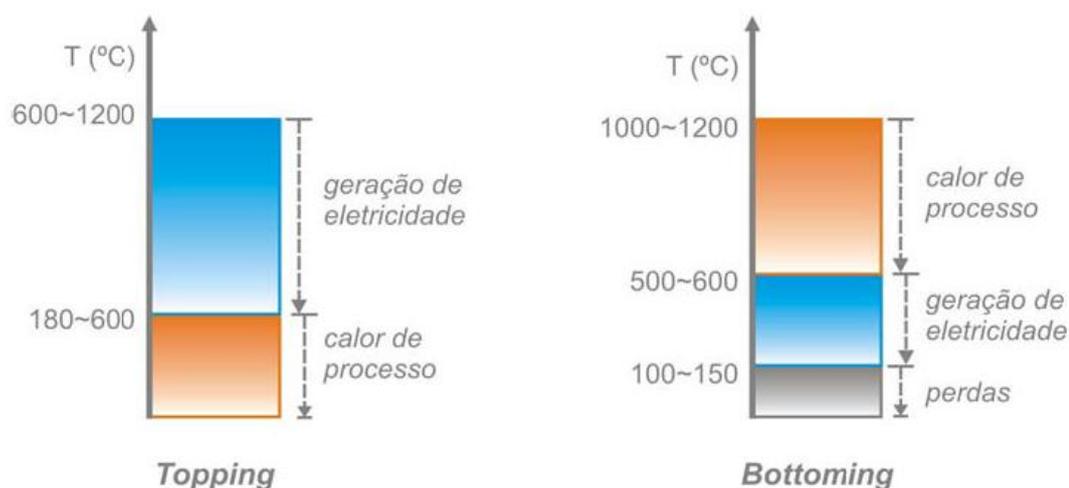
Outro ponto de grande importância está na confiabilidade. Um sistema de cogeração é, na prática, um sistema de autoprodução de energia elétrica, obtida de equipamentos reconhecidamente confiáveis e de combustíveis cujo fornecimento não está tão sujeito aos tipos de interrupções que, em certos lugares, ocorrem no suprimento de energia elétrica.

O consumo simultâneo de energia térmica (levando em conta as suas várias utilizações em vapor, água quente e água gelada) e de energia eletromecânica (eletricidade e acionamentos mecânicos), pode ser encontrado em todos os segmentos – residencial, comercial, agrícola e industrial.

Considerando como exemplo o setor industrial, mas podendo ser aplicado também aos demais segmentos, conforme cita (Balestieri, 2002), há duas alternativas para o suprimento das demandas simultâneas de energia térmica e eletromecânica de um processo industrial.

A aplicação da cogeração é convencionada de duas formas, em função da sequência relativa da geração de energia eletromecânica para a térmica: geração anterior de energia eletromecânica (*topping*) e geração posterior de energia eletromecânica (*bottoming*). A seguir são descritas ambas as tecnologias:

- *Topping*: da energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para a geração de energia eletromecânica (altas temperaturas), e em seguida para o aproveitamento de calor útil.
- *Bottoming*: quando, da energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para o aproveitamento de calor útil a elevadas temperaturas, e em seguida para a geração de energia eletromecânica.



**Figura 3.2** Faixa típica de temperatura para os sistemas de cogeração em *topping* e em *bottoming*.

A Figura 3.2 representa a racionalidade da cogeração em se aproveitar toda a faixa da temperatura disponibilizada pelo combustível, para a produção sequencial de eletricidade e calor útil. A utilização de calor nas indústrias, de acordo com CARVALHO et al. (2001), é habitual na faixa entre 120 e 200°C, temperatura típica para os processos de secagem, cozimento, evaporação, etc.; já a geração de energia elétrica trabalha em níveis mais elevados de temperatura, entre 400 e 950°C. Sabendo que a temperatura de rejeição da geração termelétrica encontra-se mais elevada que a temperatura encontrada nos processos industriais é racional que se pense num sistema de cogeração do tipo *topping* (Figura 3.3) onde o calor utilizado pelo processo industrial é aproveitado do rejeito da geração elétrica. De fato, esta é a tecnologia empregada na maioria das indústrias, considerando que grande parte dos processos industriais demanda calor a baixas temperaturas.



Figura 3.3 Cogeração do tipo *topping*.

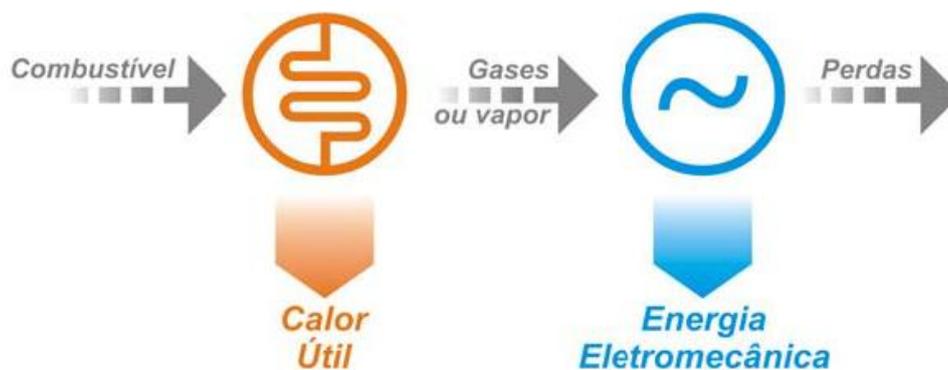


Figura 3.4 Cogeração do tipo *bottoming*.

Já os sistemas de cogeração do tipo *bottoming* (Figura 3.4) são de utilização restrita, uma vez que o calor rejeitado pelos processos industriais se encontra em níveis de temperatura geralmente insuficientes para o seu emprego na produção de energia eletromecânica. Alguns processos industriais (siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras, refinarias de petróleo) operam em altas temperaturas, entre 1000~1200°C. Após o processo, os gases de exaustão ainda encontram-se a temperaturas elevadas (500~600°C). Ao invés de descartá-lo diretamente na atmosfera, este calor residual pode ser direcionado a um trocador de calor, para produção de vapor que alimentará uma turbina a vapor. Desta forma, a energia contida no combustível pode ser mais bem aproveitada, com o uso inicial em uma carga térmica e na sequência a produção de eletricidade num ciclo do tipo *bottoming*. No entanto, este tipo de cogeração apresenta, em geral, rendimentos

eletromecânicos inferiores aos encontrados no tipo *topping*, que trabalham com temperaturas mais elevadas obtidas da queima direta de combustíveis.

No conceito de cogeração, podemos considerar que uma central produza duas ou mais utilidades, da energia eletromecânica e da energia térmica. Entretanto, a produção de energia térmica de baixa temperatura, simplesmente denominada de “frio”, por máquinas de refrigeração por absorção de calor, merecem destaque como integrantes da planta de cogeração pela importância do papel que tiveram em alavancar a viabilidade da cogeração de pequeno porte.

Sob esse ponto de vista, há duas formas de se enxergar a participação da produção de frio numa central de cogeração, o que é apenas uma questão de fronteiras. A primeira, comercialmente falando, enfoca o fato de que o sistema de refrigeração é um processo apenas consumidor das utilidades da cogeração (calor), não fazendo parte deste. A segunda forma, conceitualmente falando, considerando a produção de frio como uma das utilidades da central de cogeração, ou seja, o sistema de refrigeração por absorção fazendo parte da central de cogeração. Esta visão poderá ser alterada, medida em que o proprietário da central cogeneradora seja o próprio consumidor do frio ou o forneça a terceiros, ou se o frio é produzido por um usuário externo consumidor de vapor.

Tomando a segunda visão como referência, observa-se na Figura 3.5 abaixo o suprimento de três utilidades a um consumidor comercial (*shopping center*, por exemplo): eletricidade, frio (água gelada) e calor (água quente). Neste caso temos dois cenários distintos: o primeiro “antes da cogeração” e o segundo “pós-cogeração”. Antes da cogeração, este shopping supria as suas demandas de eletricidade pela rede da concessionária, de água gelada também pela concessionária (*chiller* elétrico) e de água quente pela queima de combustível. No segundo cenário, com cogeração, o referido *shopping* passou a ser autossuficiente em suas três demandas, sendo que a rede da concessionária, o *chiller* elétrico e a caldeira de água quente ficaram como reserva.

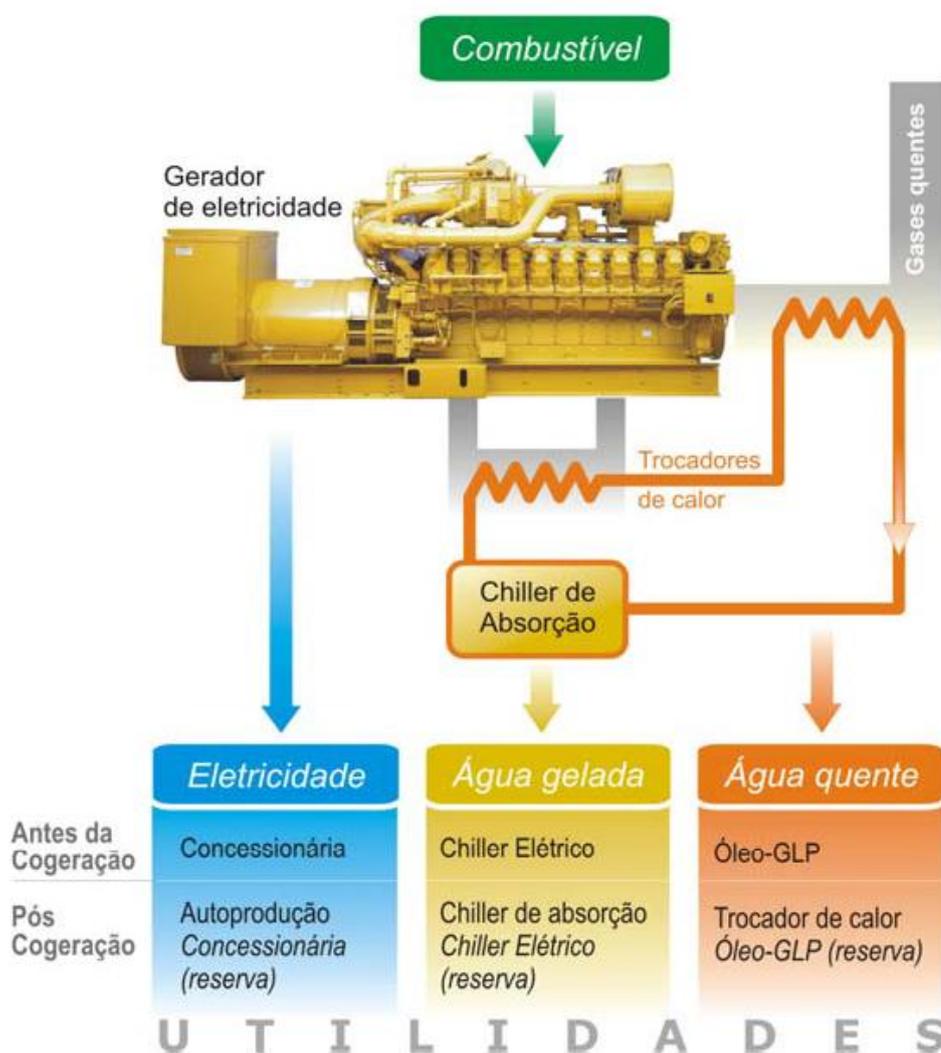


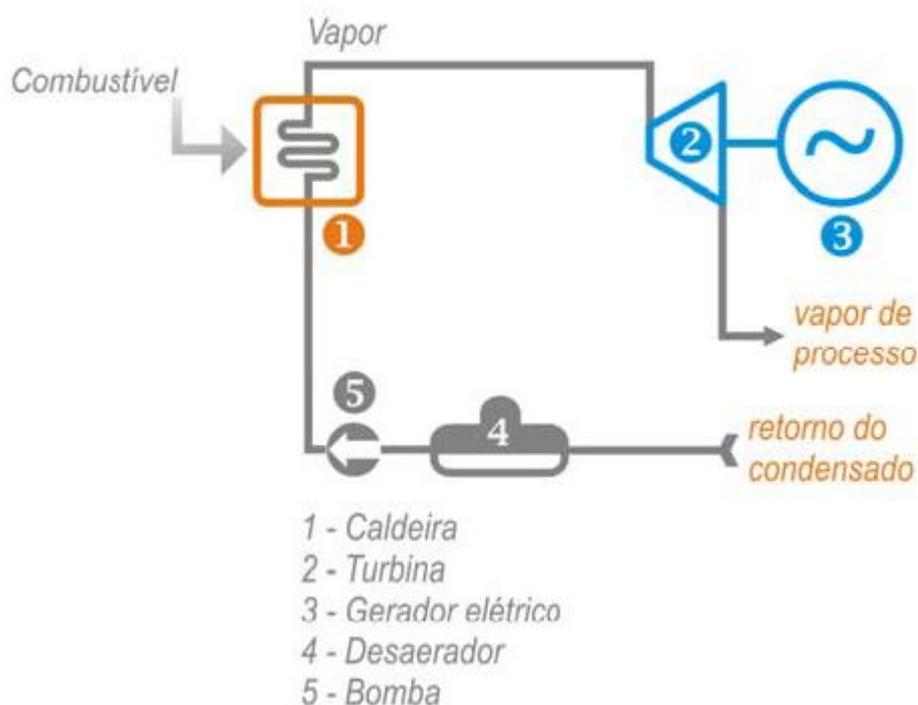
Figura 3.5 Utilidades da Cogeração.

Atualmente existem basicamente três tipos de geração de energia elétrica em sistemas cogerativos – turbina a vapor, turbina à gás e motores alternativos.

### 3.1 TURBINA A VAPOR

A máquina a vapor atual, de ciclo *Rankine*, é semelhante à máquina patenteada por *James Watt* há mais de 200 anos, diferindo apenas em melhorias de rendimento do ciclo. A característica principal que diferencia o ciclo *Rankine* dos demais ciclos termodinâmicos – combustão externa ao fluido de trabalho – permite que seja usado nesta turbina qualquer tipo de combustível, tornando-se uma grande vantagem de tal sistema. Outra vantagem se apresenta em consequência das baixas temperaturas do fluido de trabalho, sendo uma tecnologia dominada por fabricantes nacionais.

O fluido de trabalho utilizado é a água, geralmente em circuito fechado. Primeiramente pressuriza-se o fluido (bombeamento da água) mandando o mesmo para o gerador de vapor (caldeira). Nesta etapa ocorre a queima do combustível, gerando vapor a alta pressão e temperatura. Este vapor é então expandindo na turbina, transformando a energia do fluido em energia cinética e posteriormente em trabalho de eixo. O vapor deixa a turbina a pressões e temperaturas inferiores a de entrada, porém é necessário fazer uma retirada de calor para condensar o fluido. Neste ponto usa-se a energia contida no fluido, encaminhando-a para utilização posterior - Figura 3.6. Na sequencia, a água resfriada reabastece a bomba, terminando o ciclo.



**Figura 3.6 Ciclo de cogeração com turbina a vapor.**

A potência deste ciclo geralmente é igual a valores entre 0,5 à 100 MW. O rendimento de tal turbina em ciclo isolado (produzindo apenas energia elétrica) é próximo à 35%. Já em regime cogenerativo, tal rendimento cai para a faixa dos 30%, porém o rendimento do ciclo como um todo cresce para uma faixa próxima aos 80%, visto que o calor desperdiçado anteriormente está sendo usado no momento.

### 3.2 TURBINA À GÁS

A turbina a gás consiste numa máquina de combustão interna de construção compacta e que, apesar do nome, pode utilizar uma diversidade de combustíveis fluidos. A denominação de “turbina a gás” foi dada por consequência do seu fluido de trabalho – o ar. Na verdade, trata-se de uma máquina composta por diversos elementos, resumidamente pelo compressor, câmara de combustão e turbina. Tal máquina trabalha em ciclo *Brayton* aberto. Neste ciclo, o ar é comprimido e levado à câmara de combustão, onde é injetado o combustível para formar uma chama contínua, fazendo elevar a temperatura e pressão da mistura, que se expande em vários estágios, convertendo a energia cinética do escoamento em trabalho mecânico, o que faz girar o rotor da turbina. O gás resultante é então liberado (gases de exaustão) para a atmosfera. Em um ciclo cogeração, o calor presente em tais gases é aproveitado, como mostrado na Figura 3.7.



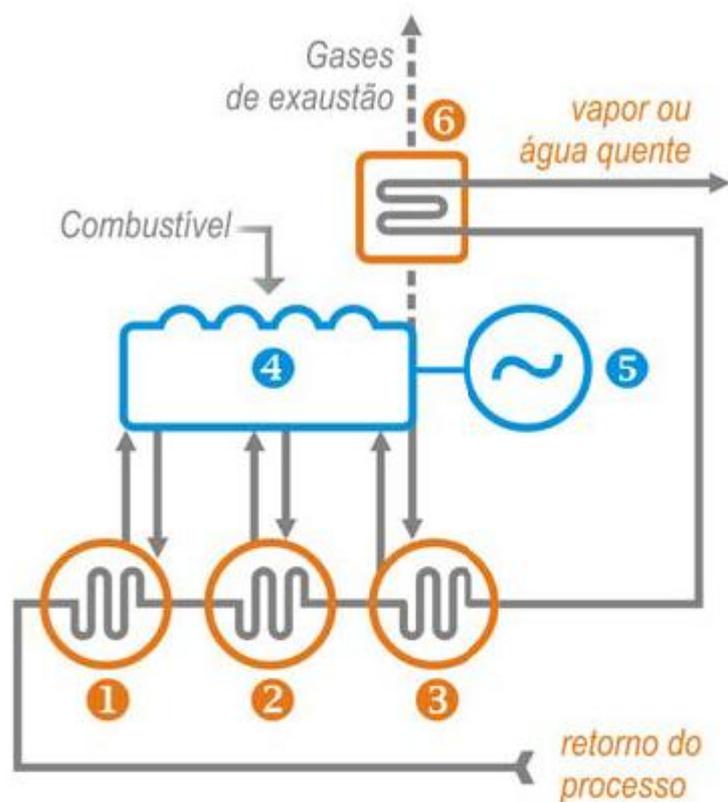
Figura 3.7 Ciclo de cogeração com turbina à gás.

A potência deste ciclo varia entre 2,5 à 500 MW, com rendimento próximo à 40%. Como no ciclo a vapor, neste caso, quando aplicada a cogeração há uma perda da eficiência da turbina, porém a eficiência global do ciclo fica próximo a 80%.

### **3.3 MOTORES ALTERNATIVOS**

Esta é a primeira opção na aplicação de sistemas de cogeração de pequeno porte (como *shoppings*, hotéis e etc.). Isto porque os motores de combustão interna estão disponíveis em uma grande faixa de potência, possuem construção compacta e podem utilizar diversos tipos de combustíveis.

Os tipos de motores mais utilizados em plantas de cogeração são: ciclo *Otto* (autoignição) e ciclo *Diesel* (vela de ignição). Ambos os ciclos são abertos e tem como fluido de trabalho o ar. Neste ciclo, o ar é admitido em uma câmara, onde será injetado o combustível. Neste ponto a mistura ar-combustível é inflamada, causando aumento da pressão e temperatura. Este aumento de pressão força o pistão à posição inicial. Este está conectado a um eixo de manivelas, que convertem o movimento alternativo em rotativo. Na cogeração, os gases de exaustão podem ser utilizados diretamente em processos térmicos (Figura 3.8) ou indiretamente, através de uma caldeira de recuperação de calor.



- 1 - Trocador de calor do óleo
- 2 - Trocador de calor da água
- 3 - Trocador de calor do turbo-compressor
- 4 - Motor
- 5 - Gerador Elétrico
- 6 - Caldeira de recuperação

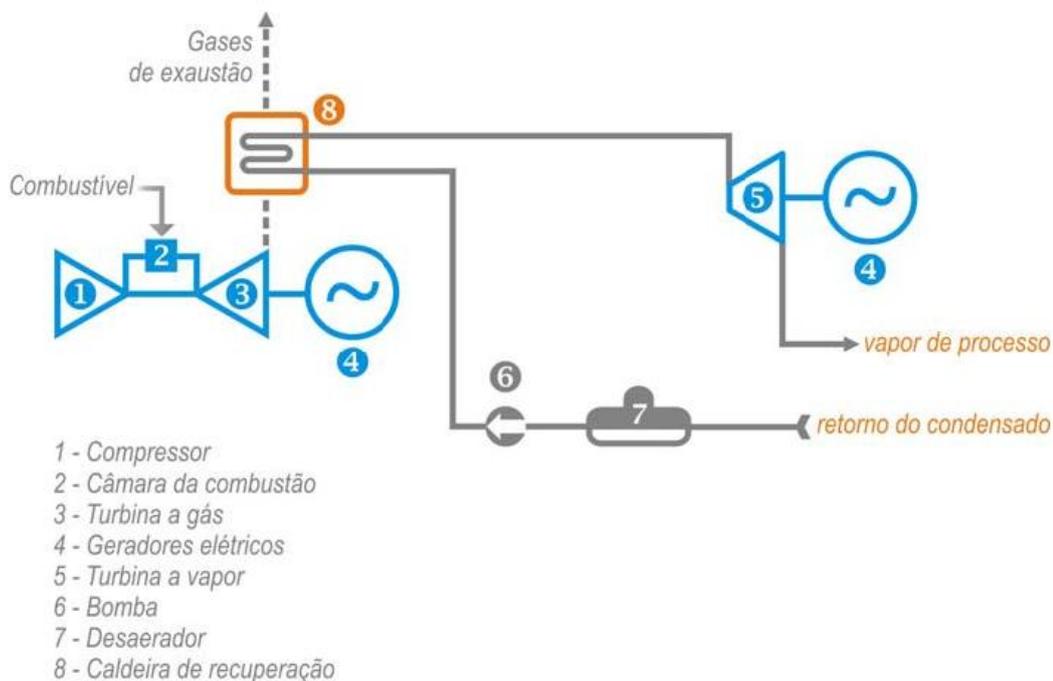
**Figura 3.8 Ciclo de cogeração com motor alternativo.**

Neste ciclo, não há perda de rendimento do motor. Quando aplicada a cogeração, se mantendo na faixa de 35%. Quando utilizada a energia térmica, a eficiência do ciclo atinge a faixa de 75%. Vale ressaltar que o calor pode ser recuperado de quatro formas: a partir dos gases de exaustão, da água de refrigeração do motor, do óleo lubrificante e da refrigeração do turbo-compressor.

### 3.4 CICLO COMBINADO

O ciclo combinado (Figura 3.9) é o arranjo entre dois ou mais ciclos, com a principal finalidade de aumentar-se o rendimento global da planta. Seu princípio coincide com o da própria cogeração, caracterizado pelo aproveitamento da rejeição térmica de

um ciclo primário de geração eletromecânica numa segunda máquina térmica, geralmente na proporção de 2:1. Este tipo de arranjo geralmente é utilizado em grandes demandas energéticas, como é o caso da central cogeneradora TermoRio, com capacidade de 1040 MW, o que foge ao escopo deste trabalho.



**Figura 3.9 Sistema de cogeração em ciclo combinado.**

Segundo (Barja, 2006) é bem verdade que a cogeração encontra aplicações com maior facilidade na indústria, uma vez que a forte demanda por calor e eletricidade e o elevado fator de utilização facilitam a sua viabilização. Outro importante aspecto se refere ao porte da central de cogeração, inversamente proporcional ao custo específico do investimento inicial da planta, ou seja, quanto menor o porte, maior o seu custo específico (R\$/kW instalado). Nas últimas décadas, o aumento do custo dos insumos energéticos – principalmente da energia elétrica, agregado ao avanço tecnológico que permitiu a equalização dos custos de implantação em relação ao porte dos equipamentos (ausência de economia de escala), fizeram com que os sistemas de cogeração se tornassem viáveis para aplicações de pequeno porte, como pequenas indústrias, prédios comerciais, hospitais, hotéis, shopping centers. Atualmente o custo do capital empregado em tais instalações gira entre 800 e 1200 US\$/kW.

Em geral, o combustível utilizado nos sistemas de cogeração de pequeno porte é o gás natural, dado o seu baixo custo e a reduzida emissão de poluentes, não necessitando investimentos em sistemas de tratamento para gases de exaustão. Os microssistemas de cogeração são disponibilizados em máquinas compactas que em alguns casos são agregadas em apenas um equipamento. As tecnologias utilizadas abrangem as microturbinas, as células a combustível e os motores alternativos (este com maior frequência).

### **3.5 CHILLER DE ABSORÇÃO**

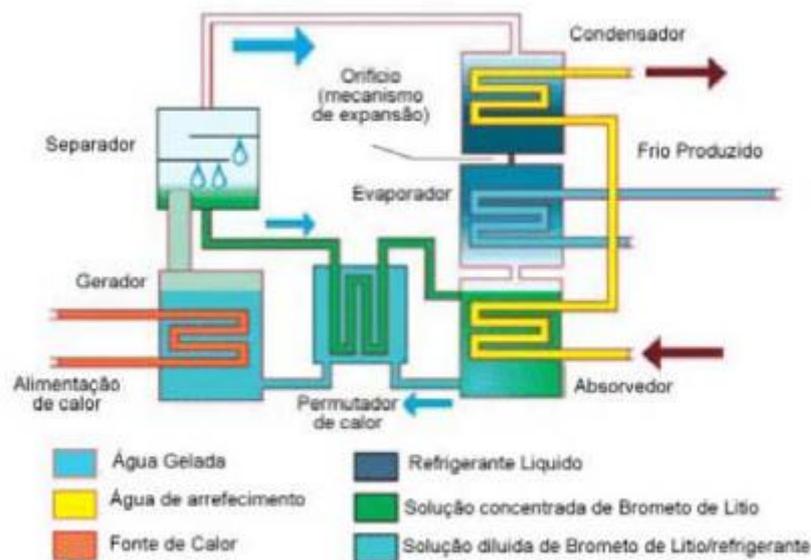
Em um ciclo cogenerativo, dois pontos devem ser abordados, o primeiro deles é a máquina térmica utilizada para a geração de eletricidade, o segundo ponto importante é a forma de utilização do calor disponível, que pode ser utilizado tanto para aquecimento quanto para refrigeração. Neste trabalho, o aquecimento é utilizado para deixar a água a temperaturas adequadas para usos comuns, como banho ou lavanderias, denominados processos. Já na climatização dos ambientes, são utilizados chillers de absorção para transformar o calor disponível em água gelada e posterior refrigeração de ar.

Um chiller de água é uma máquina que tem como função arrefecer água ou outro líquido em diferentes tipos de aplicações, através de um ciclo termodinâmico. Existem dois tipos de chillers disponíveis, os de compressão e os de absorção. O primeiro funciona baseado no efeito de Joule-Thompson, em que o gás refrigerante é comprimido, posteriormente resfriado, passa então por uma expansão e encerra o processo com a vaporização do gás refrigerante, que volta ao compressor para reiniciar o ciclo. Já o ciclo de absorção funciona através de quatro componentes básicos: evaporador, absorvedor, gerador e condensador. Os chillers de absorção serão utilizados neste trabalho, pois utilizam calor como fonte de energia principal.

Os chillers de absorção permitem produzir água gelada a partir de uma fonte de calor, utilizando para tal uma solução de um sal (por exemplo brometo de lítio) num processo termoquímico de absorção. Os chillers de absorção podem ser divididos em: chillers de ignição direta e chillers de ignição indireta, este último ainda pode ser dividido em chillers de efeito simples e chillers de duplo efeito.

Nos chillers de absorção de ignição direta o calor necessário ao processo é obtido queimando diretamente um combustível, tipicamente gás natural. Nos de ignição indireta o calor necessário é fornecido na forma de vapor de baixa pressão, água quente ou de um processo de purga quente.

Existem essencialmente dois tipos distintos de chillers de absorção de ignição indireta: sistemas onde o absorvente é o amoníaco (chiller para refrigeração) e sistemas onde o absorvente é o brometo de lítio (chiller para climatização).



**Figura 3.10 Chiller de absorção de efeito simples.**

A Figura 3.10 esquematiza um chiller de absorção com seus quatro principais componentes, a seguir é descrito sucintamente o que ocorre em cada etapa do processo:

- **Evaporador:** zona onde é arrefecida a água a gelar. O fluido refrigerante (normalmente água) evapora ao absorver calor dos tubos onde circula a água a ser gelada.
- **Absorvedor:** zona onde o vapor de água é misturado à substância absorvente (solução de brometo de lítio). O calor libertado no processo de absorção é dissipado através da passagem dos tubos de água do condensador ao atravessarem o absorvedor.

- Gerador: zona onde é fornecido o calor pela fonte quente, de forma a separar novamente o vapor de água da substância absorvente e a re-concentrar a solução.
- Condensador: zona onde o vapor de água produzido no gerador é condensado pela água que circula nesta seção.

## 4 ESTUDO DAS REGIÕES

Foi feita uma pesquisa procurando buscar informações como temperaturas médias e máximas, umidade relativa, ventos e índice UV. As cidades utilizadas como base de pesquisa foram Manaus, São Paulo, Fortaleza, Curitiba e Brasília.

### 4.1 TEMPERATURAS

A seguir as médias mensais registradas e previstas em 2010.

Manaus:

**Tabela 4.1 Temperaturas médias e precipitação em Manaus.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
<b>Máximas</b>	30°C	30°C	31°C	31°C	31°C	31°C	31°C
<b>Mínimas</b>	23°C	23°C	23°C	23°C	23°C	23°C	22°C
<b>Média</b>	26°C	26°C	26°C	26°C	26°C	27°C	27°C
<b>Precip.</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	114 mm	86 mm

	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Máximas</b>	32°C	33°C	33°C	32°C	31°C
<b>Mínimas</b>	23°C	23°C	23°C	23°C	23°C
<b>Média</b>	27°C	28°C	28°C	27°C	27°C
<b>Precip.</b>	58 mm	84 mm	127 mm	183 mm	216 mm

São Paulo:

**Tabela 4.2 Temperaturas médias e precipitação em São Paulo.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
<b>Máximas</b>	27°C	28°C	27°C	25°C	23°C	22°C	22°C
<b>Mínimas</b>	18°C	18°C	18°C	16°C	13°C	12°C	12°C
<b>Média</b>	22°C	22°C	22°C	20°C	18°C	17°C	16°C
<b>Precip.</b>	239 mm	218 mm	160 mm	76 mm	74 mm	56 mm	43 mm

	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Máximas</b>	23°C	24°C	24°C	26°C	26°C
<b>Mínimas</b>	13°C	14°C	15°C	16°C	17°C
<b>Média</b>	17°C	18°C	19°C	21°C	21°C
<b>Precip.</b>	38 mm	81 mm	124 mm	145 mm	201 mm

Fortaleza:

**Tabela 4.3 Temperaturas médias e precipitação em Fortaleza.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
<b>Máximas</b>	30°C	30°C	29°C	29°C	29°C	29°C	29°C
<b>Mínimas</b>	24°C	23°C	23°C	23°C	23°C	22°C	22°C
<b>Média</b>	27°C	27°C	26°C	27°C	26°C	26°C	26°C
<b>Precip.</b>	130 mm	216 mm	N/D	N/D	226 mm	160 mm	91 mm

	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Máximas</b>	29°C	29°C	30°C	31°C	31°C
<b>Mínimas</b>	22°C	23°C	24°C	24°C	24°C
<b>Média</b>	26°C	27°C	27°C	27°C	27°C
<b>Precip.</b>	30 mm	23 mm	15 mm	13 mm	51 mm

Curitiba:

**Tabela 4.4 Temperaturas médias e precipitação em Curitiba.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
<b>Máximas</b>	26°C	26°C	24°C	22°C	21°C	18°C	19°C
<b>Mínimas</b>	16°C	16°C	15°C	13°C	10°C	8°C	8°C
<b>Média</b>	19°C	20°C	19°C	17°C	14°C	12°C	13°C
<b>Precip.</b>	165 mm	142 mm	127 mm	89 mm	99 mm	99 mm	89 mm

	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Máximas</b>	21°C	21°C	22°C	24°C	25°C
<b>Mínimas</b>	9°C	11°C	12°C	14°C	15°C
<b>Média</b>	14°C	15°C	17°C	18°C	19°C
<b>Precip.</b>	74 mm	114 mm	135 mm	124 mm	150 mm

Brasília:

**Tabela 4.5 Temperaturas médias e precipitação em Brasília.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
<b>Máximas</b>	27°C	27°C	27°C	26°C	26°C	25°C	25°C
<b>Mínimas</b>	17°C	17°C	17°C	17°C	15°C	13°C	13°C
<b>Média</b>	22°C	22°C	22°C	22°C	20°C	19°C	19°C
<b>Precip.</b>	241 mm	216 mm	188 mm	124 mm	41 mm	10 mm	13 mm

	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
<b>Máximas</b>	27°C	28°C	27°C	26°C	26°C
<b>Mínimas</b>	14°C	16°C	17°C	17°C	17°C
<b>Média</b>	21°C	23°C	22°C	22°C	22°C
<b>Precip.</b>	13 mm	51 mm	173 mm	239 mm	249 mm

## 4.2 TEMPO DE ILUMINAÇÃO

Informações retiradas do site do *Weather Channel* (Weather Channel, 2010).

Manaus:

**Tabela 4.6 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Manaus.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Duração (h)	12:17	12:13	12:08	12:03	11:59	11:56	11:56	11:59	12:03	12:08	12:14	12:17

São Paulo:

**Tabela 4.7 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de São Paulo.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Duração (h)	13:31	13:02	12:25	11:43	11:07	10:44	10:45	11:09	11:46	12:25	13:06	14:03

Fortaleza:

**Tabela 4.8 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Fortaleza.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Duração (h)	12:19	12:15	12:09	12:03	11:58	11:54	11:54	11:58	12:03	12:09	12:16	12:20

Curitiba:

**Tabela 4.9 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Curitiba.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Duração (h)	13:38	13:07	12:27	11:41	11:02	10:36	10:37	11:03	11:43	12:27	13:11	13:39

Brasília:

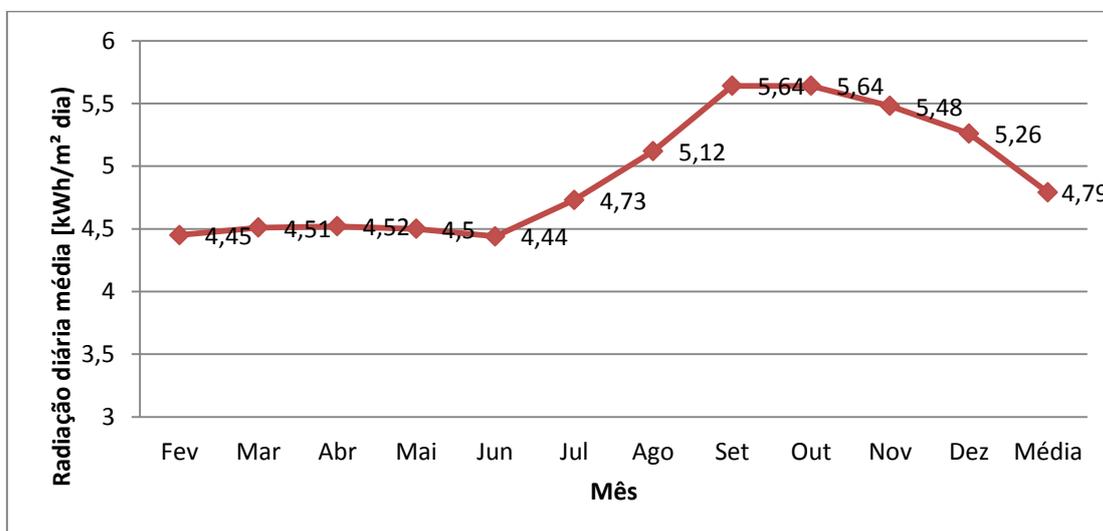
**Tabela 4.10 Duração em média mensal do período diário de incidência solar de Brasília.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Duração (h)	13:01	12:42	12:18	11:51	11:28	11:13	11:13	11:29	11:53	12:18	12:45	13:02

### 4.3 ESTUDO DA RADIAÇÃO

As informações aqui apresentadas foram retiradas do site do CRESESB (CRESEB, 2010) – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – . Este é patrocinado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Eletrobras através do CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

No site, basta ter as coordenadas do local e ele fornece o índice médio mensal de UV. Assim, tem-se a Figura 4.1 à Figura 4.5.



**Figura 4.1 Radiação solar diária média em Manaus (3° Sul 60° Oeste).**

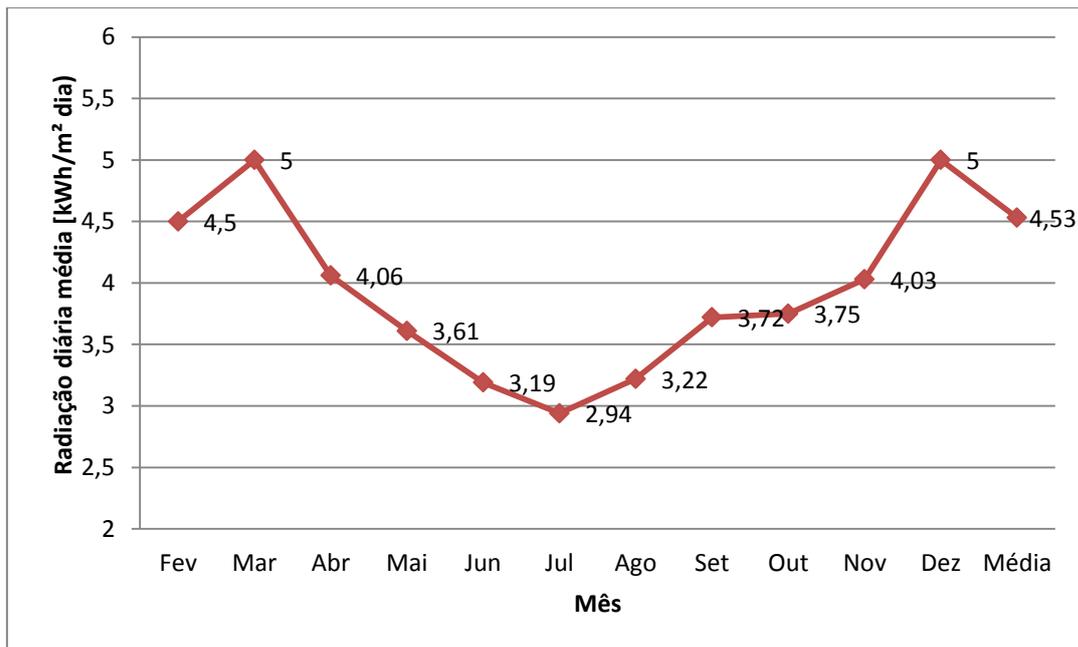


Figura 4.2 Radiação solar diária média em São Paulo (24° Sul 46° Oeste).

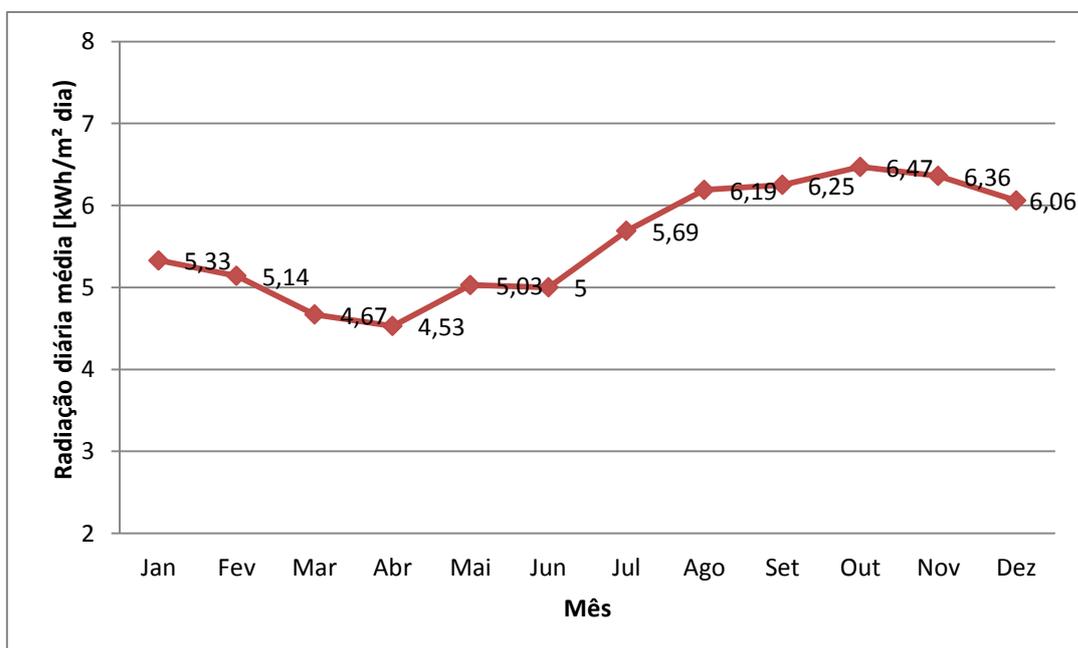


Figura 4.3 Radiação solar diária média em Fortaleza (4° Sul 39° Oeste).

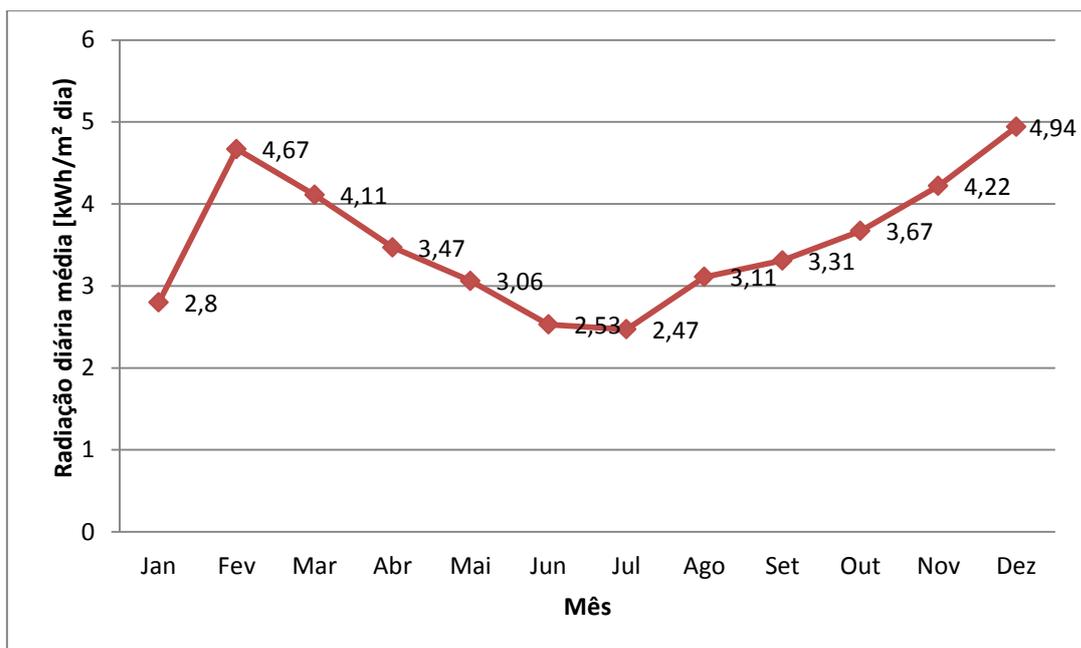


Figura 4.4 Radiação solar diária média em Curitiba (25,4° Sul 49,3° Oeste).

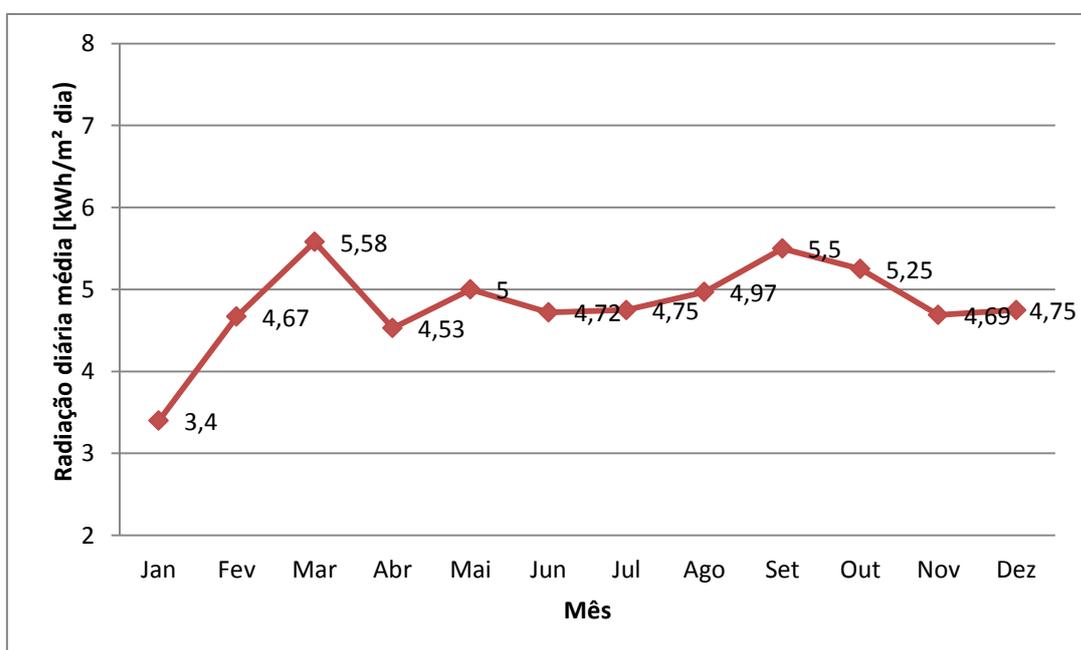


Figura 4.5 Radiação solar diária média em Brasília (15,8° Sul 47,9° Oeste).

#### 4.4 UMIDADE

A umidade média foi obtida no site do *Weather Channel* (Weather Channel, 2010) e está representada graficamente na Figura 4.6.

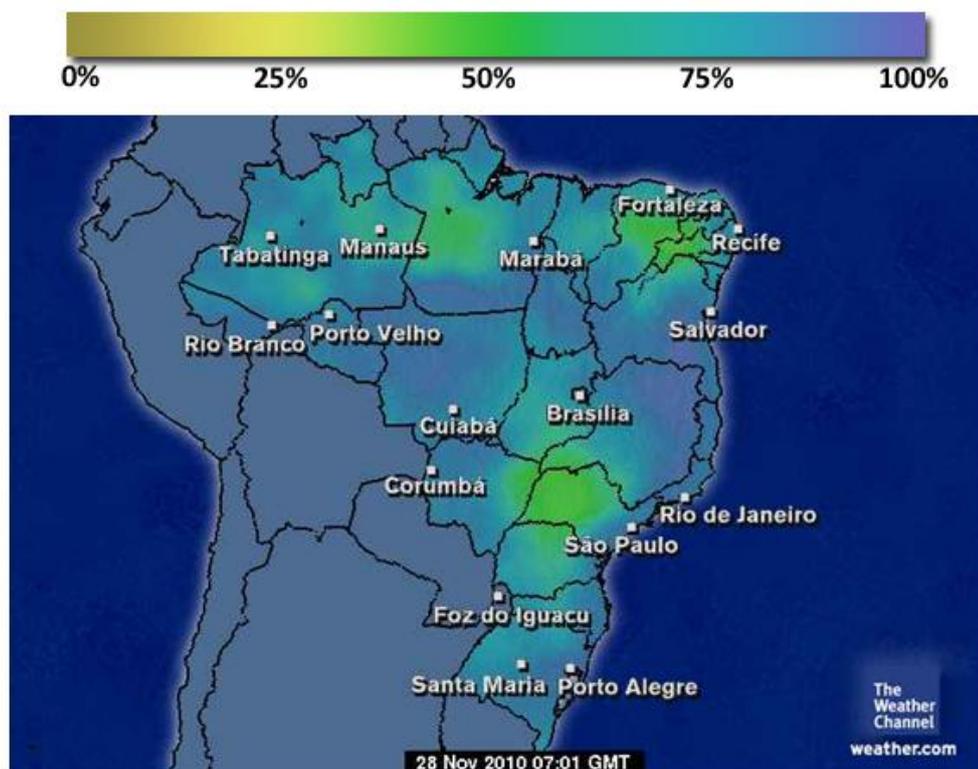


Figura 4.6 Umidade relativa representada graficamente.

#### 4.5 ESTUDO DOS VENTOS

Assim como as informações sobre a radiação, as referentes agora à velocidade média dos ventos foram retiradas do site do CRESESB (CRESEB, 2010). No site, foram fornecidas as coordenadas do local e ele forneceu a velocidade média em um período de três meses. Assim, temos:

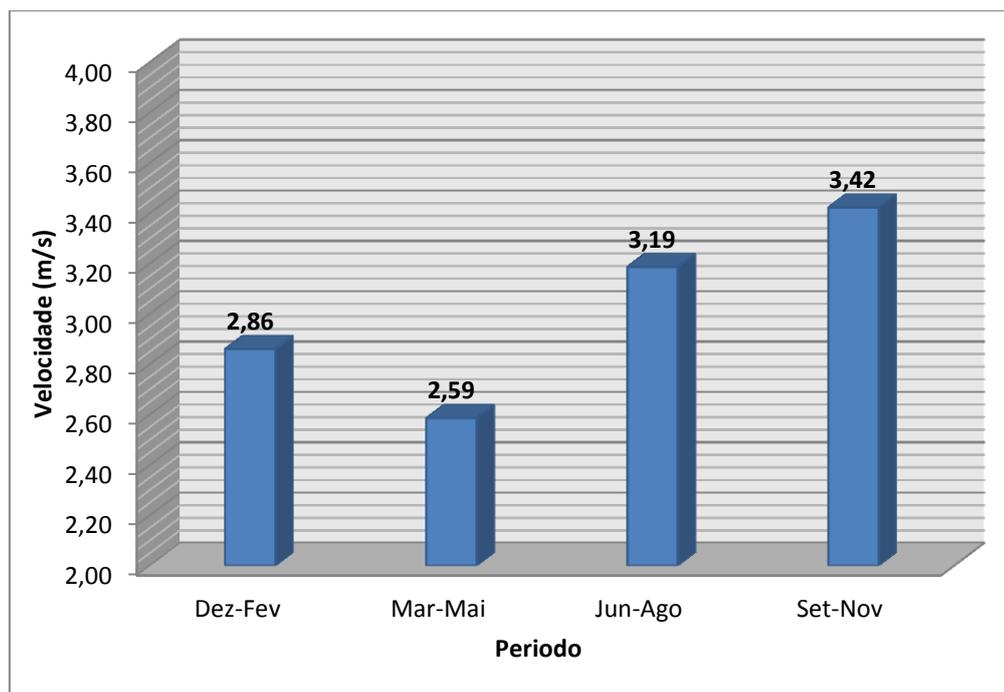


Figura 4.7 Velocidade média dos ventos em Manaus (3° Sul 60° Oeste).

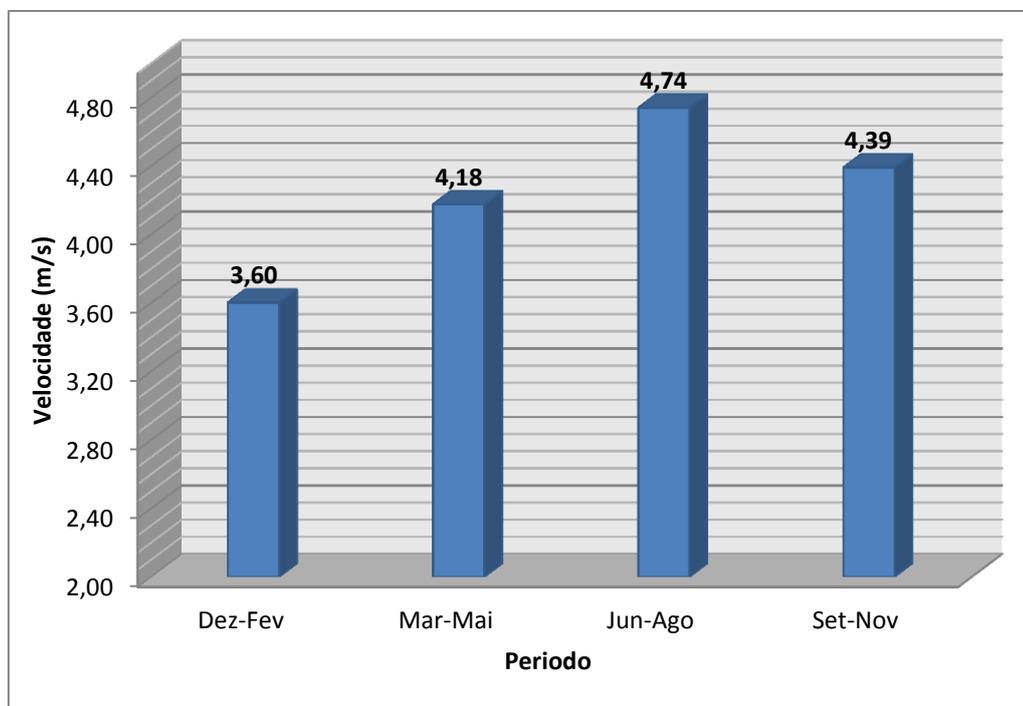


Figura 4.8 Velocidade média dos ventos em São Paulo (24° Sul 46° Oeste).

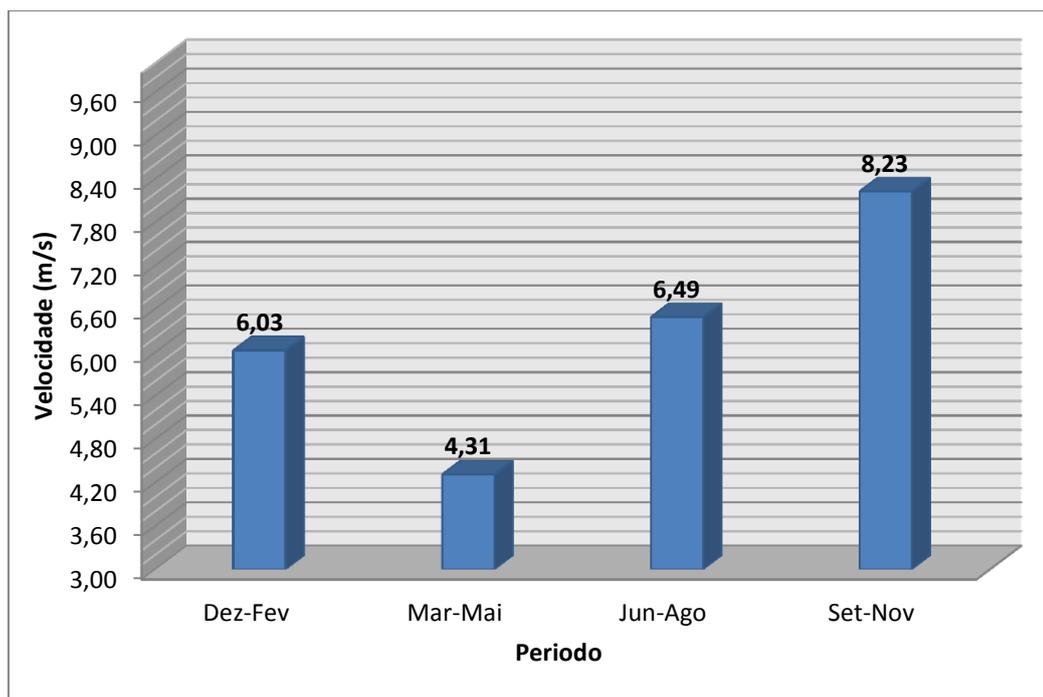


Figura 4.9 Velocidade média dos ventos em Fortaleza (4° Sul 39° Oeste).

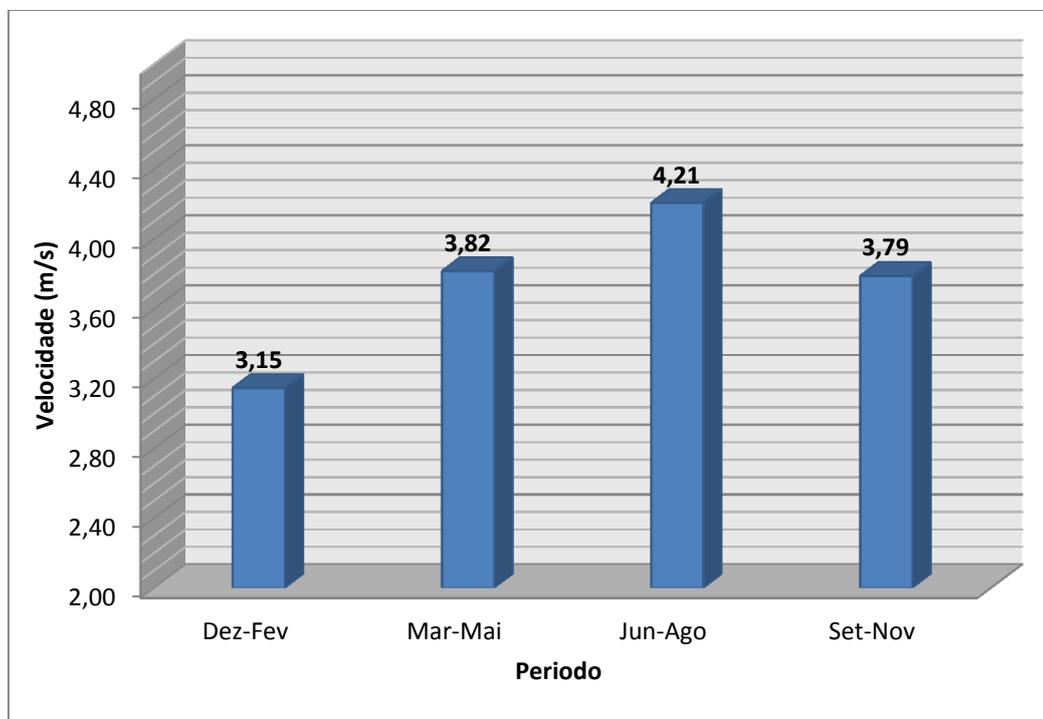


Figura 4.10 Velocidade média dos ventos em Curitiba (25,4° Sul 49,3° Oeste).

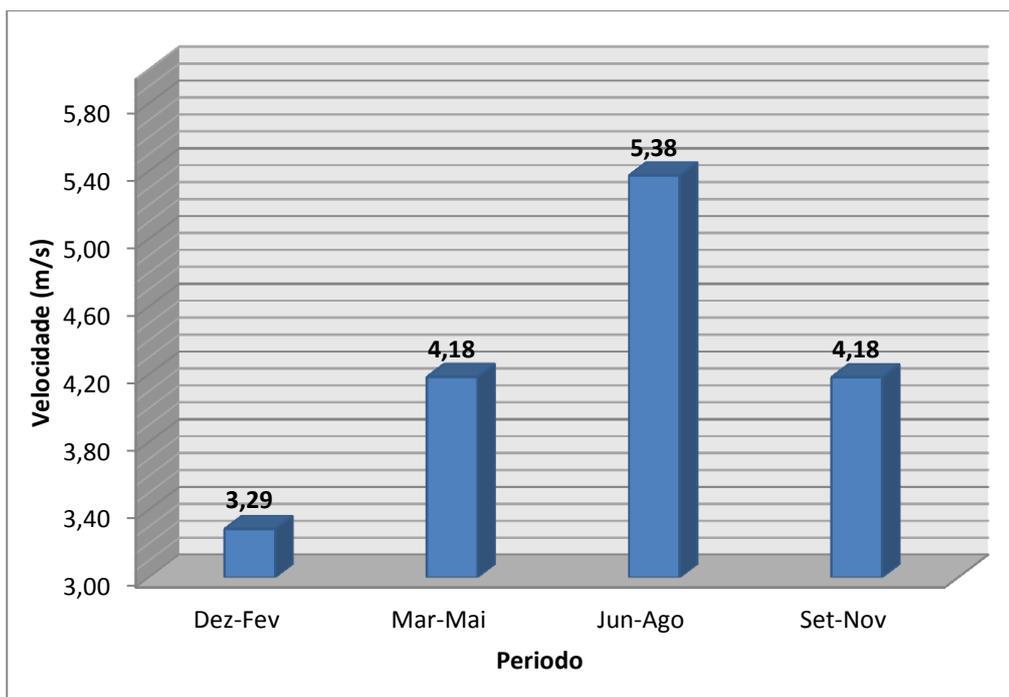


Figura 4.11 Velocidade média dos ventos em Brasília (15,8° Sul 497,9° Oeste).

## 5 ESTUDO DOS PRÉDIOS

### 5.1 HOSPITAL

As estratégias de construção de novos hospitais e clínicas devem abranger cinco áreas principais: planejamento do local, consumo de energia, água, materiais e qualidade do ambiente interno. Cada projeto deve garantir a sustentabilidade destes fatores e a sua interação além de cumprir todos os requisitos necessários para o funcionamento dentro dos padrões.

Um hospital precisa ter um ambiente controlado a fim de conter problemas de saúde, como por exemplo, contaminações, e garantir o bem estar de seus pacientes e funcionários. Atrelando isso à racionalização de energia, é básico um sistema de climatização e iluminação do ambiente de acordo com a presença ou não de pessoas.

A utilização de janelas e esquadrias com vidro duplo e uso de cerâmicas especiais para revestimento das fachadas para proteger o meio interno das variações externas de temperatura, também é necessário para evitar desperdícios de energia.

Outras ações como a criação de jardins nas coberturas dos edifícios e o controle da incidência dos raios solares também são desejáveis. Estas permitem reduzir a temperatura no interior do prédio e ajudam a fazer o resfriamento de sistemas de ar condicionado.

Associado a isso, um hospital ainda pode se valer da utilização de fontes renováveis de energia de forma a se tornar o mais ecologicamente correto possível. Como dito, este trabalho tem como objetivo relacionar a melhor fonte de energia para a necessidade de um hospital no Brasil.

Para isso foi feito o levantamento de diversas informações referentes ao consumo energético em edifícios hospitalares nas referências (Aguiar, 2006), (Conselho de Consumidores da Coelce, 2000), (Freire, 2008), (Marcos Danella; Gilberto De Martino Jannuzzi, 2006), (PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA CICLO 2006/2007, 2008), (Peccini, 2002) Com isso, foi possível chegar aos dados de consumo médio de um hospital com aproximadamente 560 leitos e 2400

funcionários, tais dados estão apresentados na Figura 5.1 e as suas principais causas na Figura 5.2.

Ainda com base nas mesmas referências, foi adotado como modelo de prédio, uma estrutura que apresenta  $1000\text{ m}^2$  de área externa (paredes e teto). Foi adotado ainda que o fluxo de pessoas é de 1000 por dia e que seu funcionamento é 24h por dia.

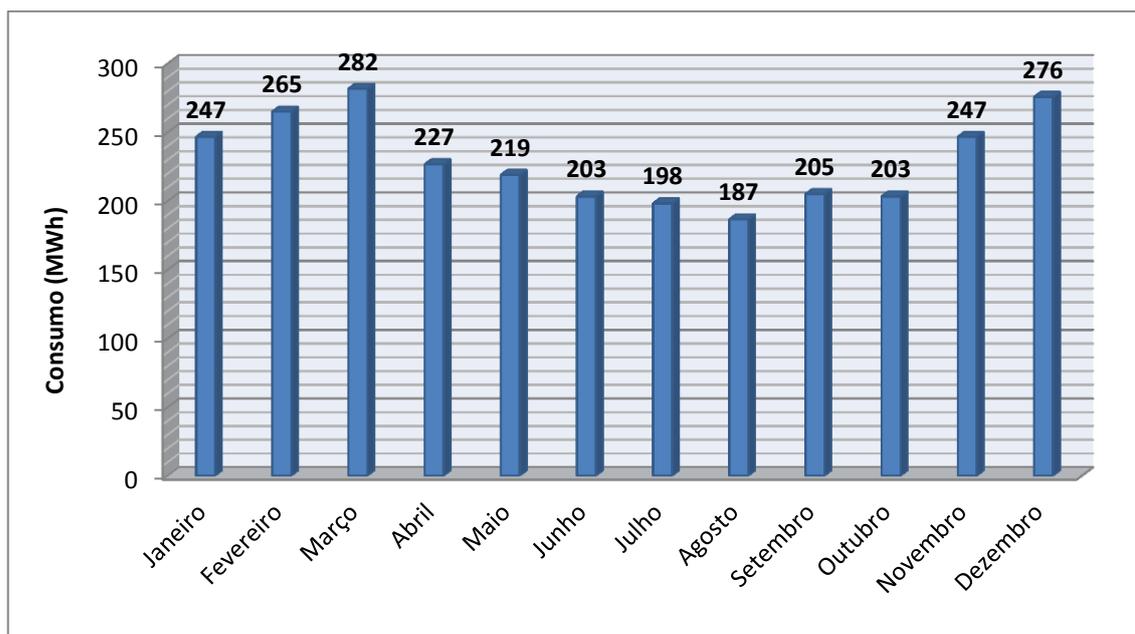


Figura 5.1 Consumo mensal de um hospital padrão.

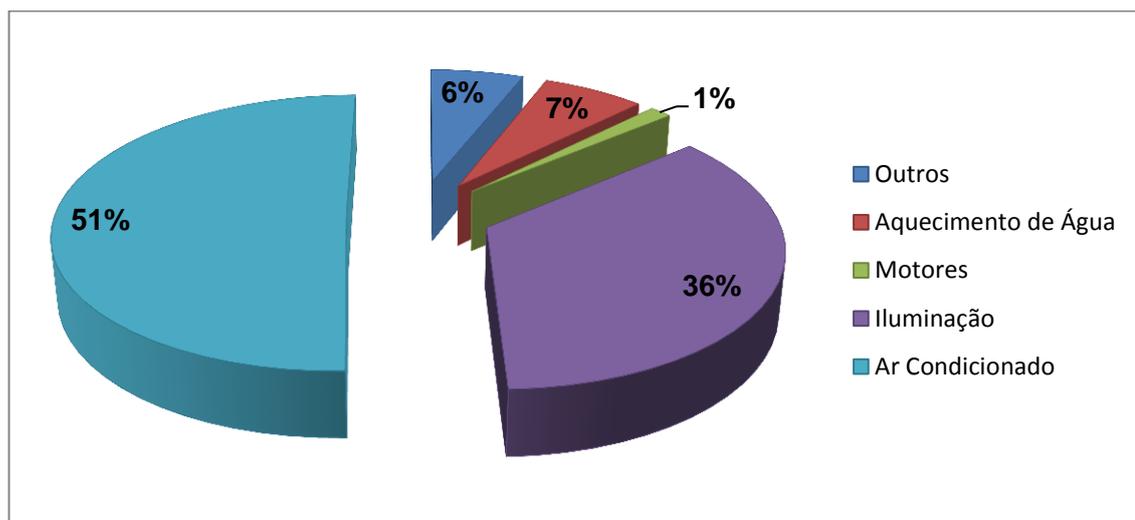


Figura 5.2 Divisão usual do consumo energético de um hospital.

## 5.2 SHOPPING

O setor de shopping centers brasileiros, que é o décimo maior do mundo em números de centros de compras, com 246 shoppings em atividade, segundo dados da Associação Brasileira de Shopping Centers (ABRASCE, 2011), dá claros sinais de um crescimento mais vigoroso para os próximos anos. Fenômeno que será estimulado por uma retomada de investimentos em novos centros de compras e pelos projetos de ampliações dos já existentes.

Esse crescimento acelerado de números de shoppings traz à tona o uso racional de energia nessas instalações, visto que a demanda energética nesse meio acaba sendo grande. Segundo (Amorim, 2004), a demanda média do Shopping de Brasília é próximo aos 550 MWh mensal, variando no decorrer dos meses, como mostrado na Figura 5.3.

Tal shopping é constituído de 150 lojas, espaço de alimentação, oito escadas rolantes, um elevador panorâmico, 3 pisos de garagem e 14 andares de centro empresarial.

Segundo a mesma referência, temos ainda que a estrutura apresenta uma área aproximada de 25000  $m^2$ . O fluxo de pessoas é estimado em 1000 pessoas devido à presença do centro empresarial e seu horário de funcionamento de 14h por dia.

A difícil obtenção de dados relativos a consumo mensal de shoppings fez com que fosse feita a aproximação dos dados referentes a tal shopping como média nacional.

Por se tratar de um centro de lazer, com grande fluxo de pessoas, é de extrema importância que as características atmosféricas, como temperatura e umidade do ar, sejam controladas. Isso faz com que o ambiente se torne agradável. Tal fato faz com que o maior consumo energético de um shopping seja relativo a sistemas de ar condicionado, como verificado na Figura 5.4 (Ministério de Minas e Energia, 2007).

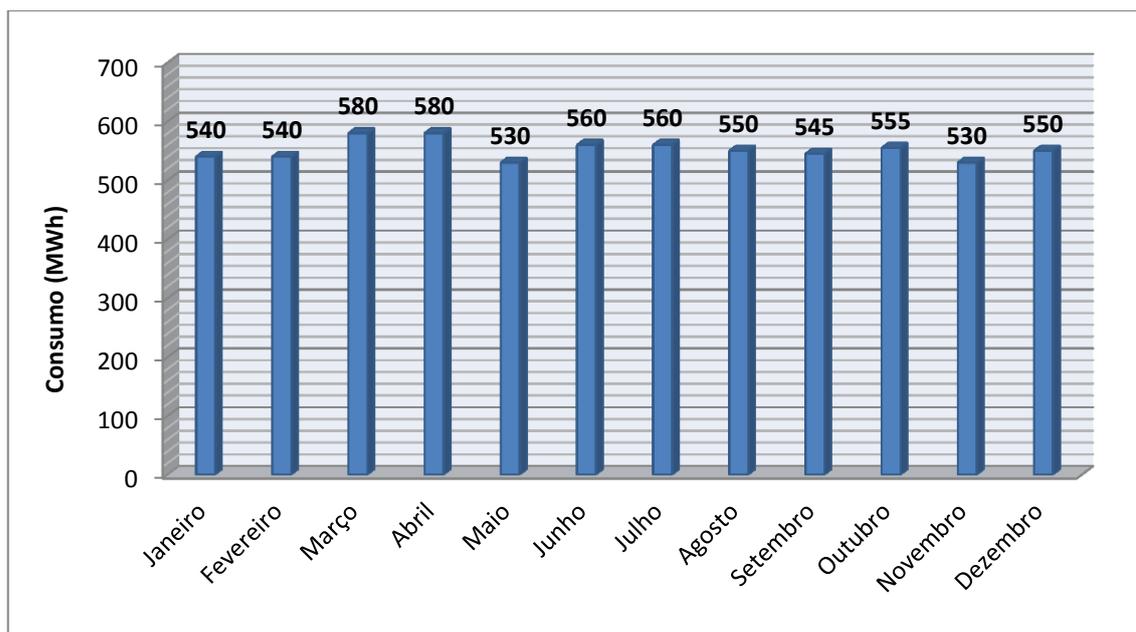


Figura 5.3 Consumo mensal referente ao ano 1999 do Brasília Shopping.

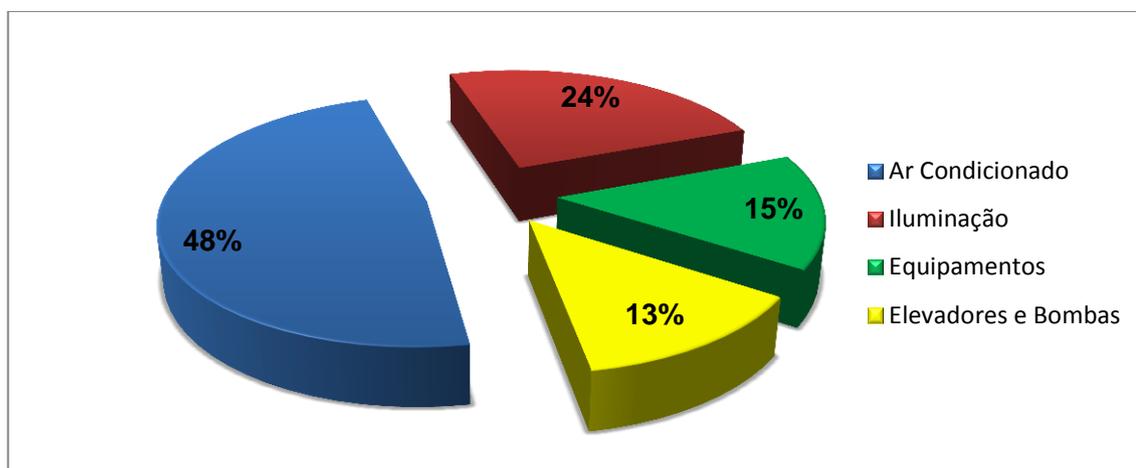


Figura 5.4 Divisão usual do consumo energético de um shopping.

### 5.3HOTEL

Como um dos setores mais dinâmicos da economia mundial e nacional, o setor hoteleiro assume um papel fundamental na geração de emprego e renda, assumindo uma posição estratégica no cenário econômico atual. A importância desta atividade está diretamente ligada à significativa expansão da atividade turística no cenário

mundial. Segundo o Ministério do Turismo, este setor gera 10% do PIB mundial e milhões de empregos, já que a cada dez empregos, em média, um está relacionado com o turismo.

Apesar de iniciativas para redução, os impactos ambientais causados pelo setor hoteleiro são crescentes em razão de um número ainda pouco expressivo de empreendimentos hoteleiros que usam efetivamente programas de gestão ambiental. Poucos exploram o marketing embutido em utilizar fontes de energia renováveis, por exemplo.

Os maiores impactos ambientais podem ser relacionados ao consumo de água e energia, além da geração de resíduos sólidos e efluentes. Tais impactos tendem a crescer no país, pois o setor vem se expandindo em ritmo acelerado. Nesse contexto, uma importante ferramenta para a redução dos impactos ambientais nos empreendimentos hoteleiros é adoção de estratégias de eco eficiência.

Tendo este cenário em vista, um dos objetivos do trabalho é atrelar o consumo de energia de hotéis às fontes renováveis de energia. Para isso, foi pesquisado em várias bibliografias disponíveis o consumo energético e como este é dividido entre as atividades do hotel.

Foi com base nos trabalhos (Ana Paula Melo; Fernando Simon Westphal; Roberto Lamberts, 2005), (Demajorovic, 2007), (EMERSON LUBITZ; MARINA OTTE; NICOLAU CARDOSO NETO, 2006) e (Madeira, 1999) que foi possível ser feito um estudo de consumo mais detalhado. As Figura 5.5, Figura 5.6 e Figura 5.7 mostram um resumo das informações adquiridas e a Figura 5.8 mostra o modelo de divisão de consumo energético de um hotel.

Em cima das mesmas referências, foi retirado a área de  $3000 m^2$ . O fluxo de pessoas é estimado com base no número de quartos e é aproximadamente igual à 250 pessoas por dia e foi considerado para cálculos que ele funciona 24h por dia.

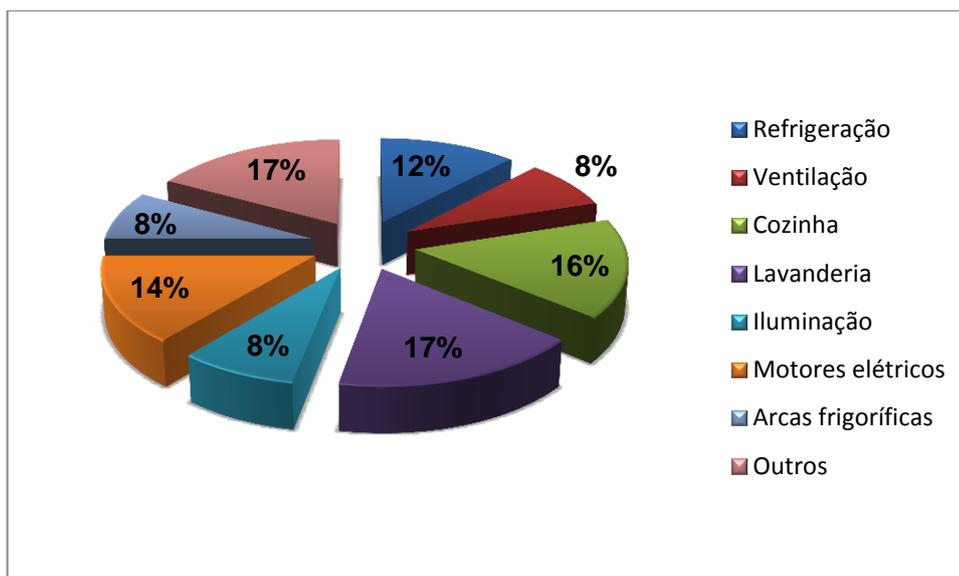


Figura 5.5 Divisão do consumo energético de um hotel 5 estrelas (565 vagas).

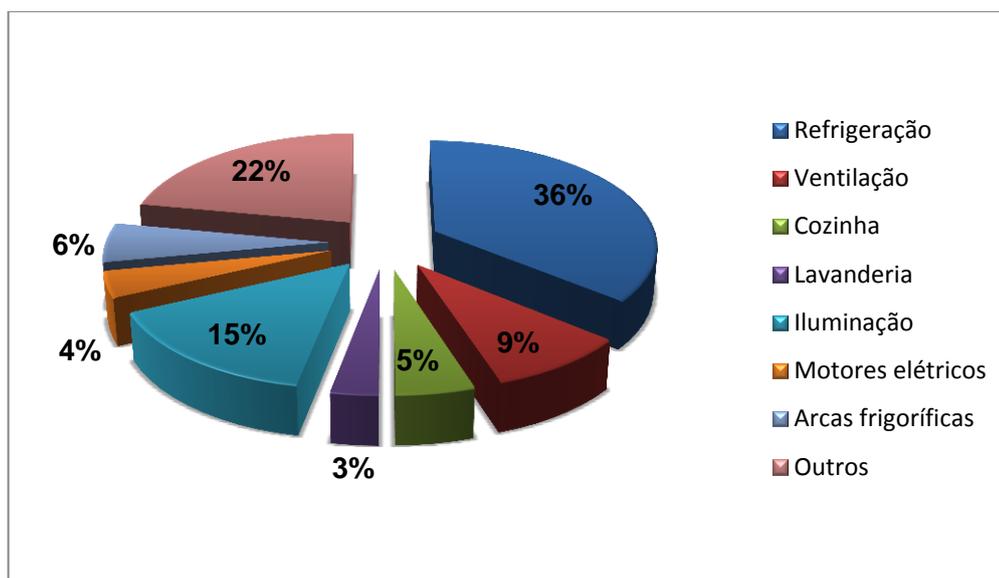


Figura 5.6 Divisão do consumo energético de um hotel 4 estrelas (237 vagas).

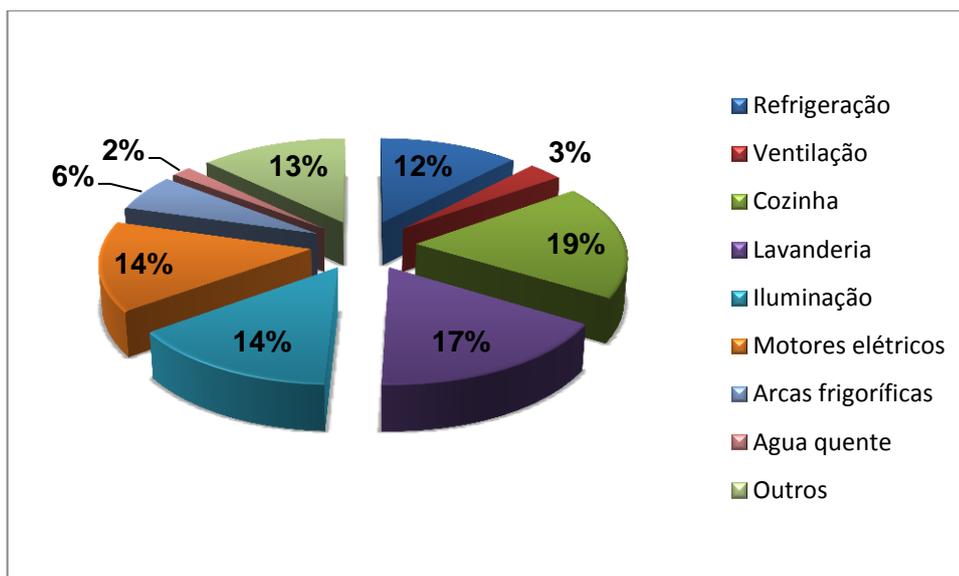


Figura 5.7 Divisão do consumo energético de hotéis 2 e 3 estrelas (141 vagas).

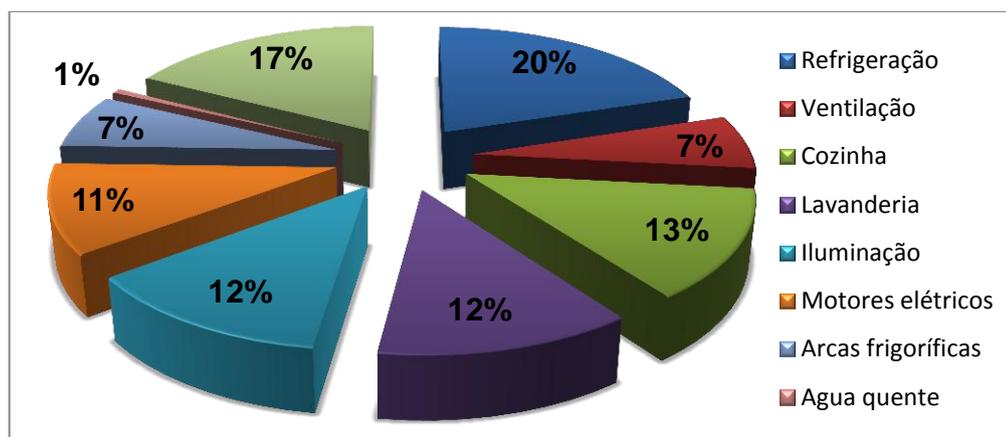


Figura 5.8 Divisão geral do consumo energético de um hotel (314 vagas).

De acordo com as mesmas referências utilizadas anteriormente, um hotel típico consome em valores absolutos em média os valores apresentados na Figura 5.9. Nela, foram colocados todos os valores encontrados de consumo mensal de hotéis e feito uma média ponderada com o número de quartos.

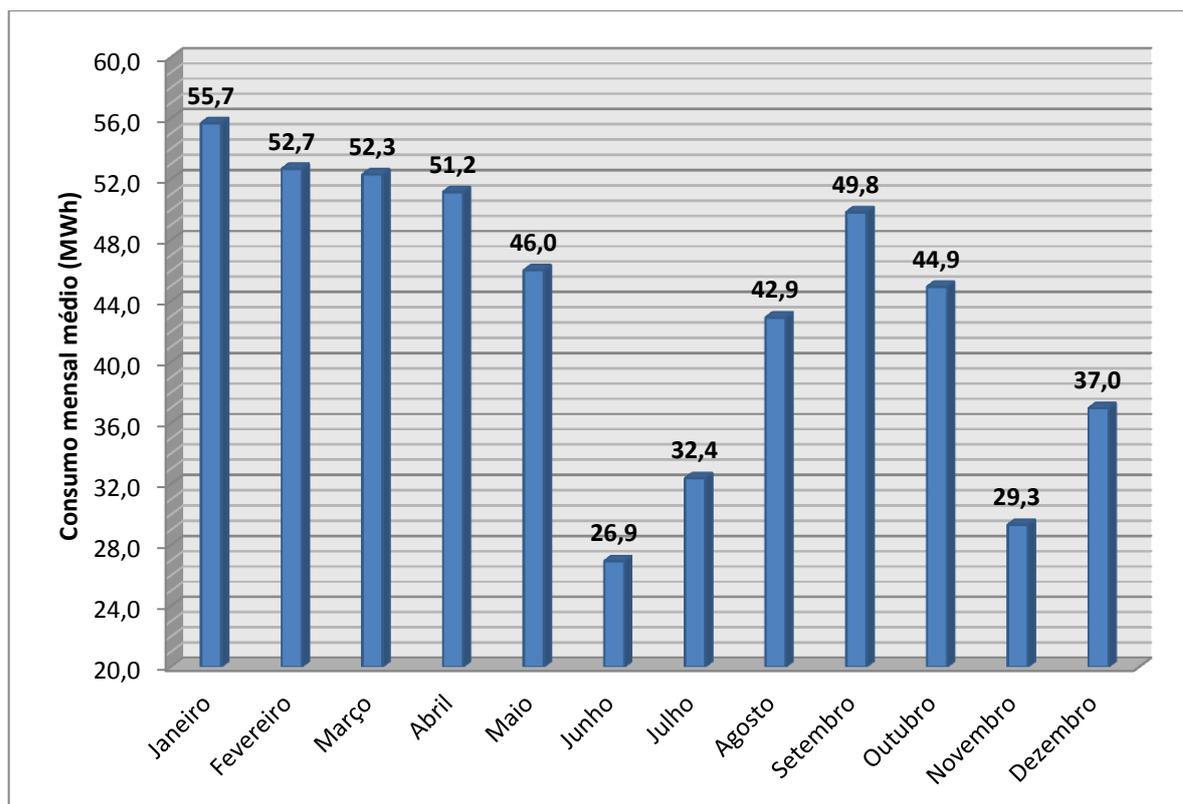


Figura 5.9 Consumo médio de diversos hotéis durante o ano.

## 6 CALCULO DA DEMANDA TÉRMICA

A princípio será colocado que toda a demanda energética térmica dos prédios será suportada por uma central de cogeração de motores alternativos a gás. Isto para simplificar os cálculos no começo do estudo, posteriormente, se for analisado que outra solução é mais viável, a troca da recomendação da fonte será trocada.

Além disso, segundo as referências para estudo de cogeração – já dito no relatório anterior na seção 2.5 – o sistema de cogeração a gás com motores alternativos é o mais utilizado para estabelecimentos como shoppings, hotéis e hospitais, assim, supor a princípio que ele seja o mais viável não está longe da realidade. Um fator de forte interferência nesta hipótese inicial é a localização do estabelecimento em relação à rede de abastecimento de gás – seção 2.4 do relatório anterior.

Para começar a análise, e ter uma visão melhor dos gastos energéticos relacionados à troca térmica, foi feito um estudo com os dados apresentado no capítulo 4. As Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 mostram o quadro atual de consumo de energia térmica que os modelos utilizam por mês.

**Tabela 6.1 Consumo energético térmico mensal do hospital modelo.**

Mês	Total (MWh)	Energia térmica (MWh)
Janeiro	247	141
Fevereiro	265	151
Março	282	161
Abril	227	129
Maio	219	125
Junho	203	116
Julho	198	113
Agosto	187	106
Setembro	205	117
Outubro	203	116
Novembro	247	141
Dezembro	276	157
Maior demanda	282	161

Na seção 4.1, na Figura 4.2, pode ser observado que aquecimento de água e ar condicionado representa 57% do consumo total do hospital modelo. Com este valor, a Tabela 6.1 mostra quanto da energia total por mês é utilizada para fins térmicos.

**Tabela 6.2 Consumo energético térmico mensal do shopping modelo.**

Mês	Total (MWh)	Energia térmica (MWh)
Janeiro	540	259
Fevereiro	540	259
Março	580	278
Abril	580	278
Maio	530	254
Junho	560	269
Julho	560	269
Agosto	550	264
Setembro	545	262
Outubro	555	266
Novembro	530	254
Dezembro	550	264
Maior demanda	580	278

Na seção 4.2, na Figura 4.4, pode ser observado que o ar condicionado representa 48% do consumo total do shopping modelo. Com este valor, a Tabela 6.2 mostra quanto da energia total por mês é utilizada para fins térmicos.

**Tabela 6.3 Consumo energético térmico mensal do hotel modelo.**

Mês	Total (MWh)	Energia térmica (MWh)
Janeiro	55,8	16
Fevereiro	52,8	15
Março	52,2	15
Abril	51,3	14
Maio	45,9	13
Junho	27	8
Julho	32,4	9
Agosto	42,9	12
Setembro	49,8	14
Outubro	45	13
Novembro	29,4	8
Dezembro	36,9	10
Maior demanda	55,8	16

Na seção 4.3, na Figura 4.6, pode ser observado que o ar condicionado representa, as arcas frigoríficas e a água quente representam 28% do consumo total do hotel

modelo. Com este valor, a Tabela 6.3 mostra quanto da energia total por mês é utilizada para fins térmicos.

Todos os valores apresentados nas tabelas anteriores serão utilizados para futura referência na redução de energia devido à implementação do sistema de cogeração. Para saber como implementar o sistema de cogeração é necessário saber a quantidade de energia que os prédios utilizam essencialmente com ar-condicionado e aquecimento de água.

### **6.1 AR CONDICIONADO**

No caso do estudo da carga térmica necessária para manter o ambiente na temperatura desejada, foram utilizados parâmetros obtidos segundo (ABNT, 2008). O método de cálculo utilizado foi o CLTD / CLF apresentado em (Haines & Wilson, 1998).

O cálculo de carga térmica é utilizado geralmente para projetos de instalação de ar condicionado. O primeiro passo na rotina do cálculo é caracterizar o prédio ou ambiente a ser refrigerado. Nesta etapa, define-se a área externa do prédio que efetivamente troca calor com o ambiente, o tipo de revestimento desta área externa, o fluxo de pessoas que frequentam diariamente o local, a quantidade de lâmpadas instaladas, os equipamentos internos que geram calor. Esses dados estão divididos por prédio no item 5.

Após definir as características do prédio em estudo, deve-se realizar o estudo do ambiente em que o mesmo se encontra, definindo-se temperaturas externas (bulbo seco, bulbo úmido e orvalho), a umidade relativa e a pressão atmosférica. Foram utilizados médias mensais desses dados, apresentados em (ABNT, 2008).

É necessário definir, posteriormente, qual a temperatura, a umidade e a pressão desejadas no ambiente. Considerando que é desejável um clima agradável às pessoas dentro dos prédios, foi definido que as características a serem atingidas

são: umidade relativa de 80% e a temperatura de 21 °C, 22 °C e 20 °C para hotel, shopping e hospital respectivamente, e a pressão será a mesma que a ambiente<sup>1</sup>.

Com os parâmetros acima definidos, calcula-se a carga térmica associada às paredes e tetos do prédio em estudo através das trocas de calor, representada pela seguinte equação:

$$q = UA(CLTD)$$

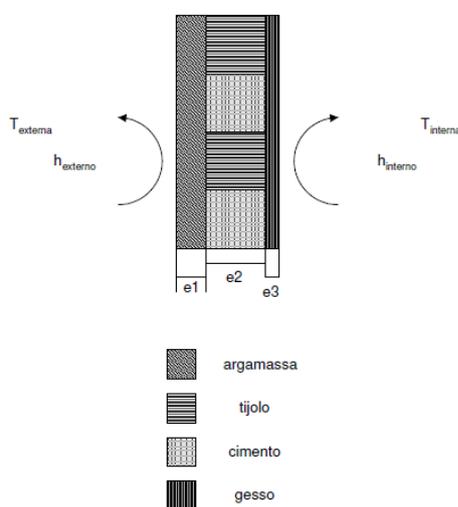
Onde:

$U$  é coeficiente global de troca de calor [ $W/m^2\text{°C}$ ];

$A$  é a área da parede [ $m^2$ ];

$CLTD$  é a diferença de temperatura para carga térmica [ $\text{°C}$ ].

A obtenção do coeficiente global de troca de calor foi feita através do método citado em (Neto, 2011). Nele, a parede é representada por uma combinação de argamassa, tijolo, cimento e gesso, conforme Figura 6.1.



**Figura 6.1 Representação dos materiais da parede.**

---

<sup>1</sup> Estas condições desejadas no interior dos prédios foram definidas a partir das análises das referências utilizadas no capítulo 4.

O coeficiente global de troca de calor é calculado através do método de cálculo de resistência equivalente, conforme circuito apresentado na Figura 6.2.

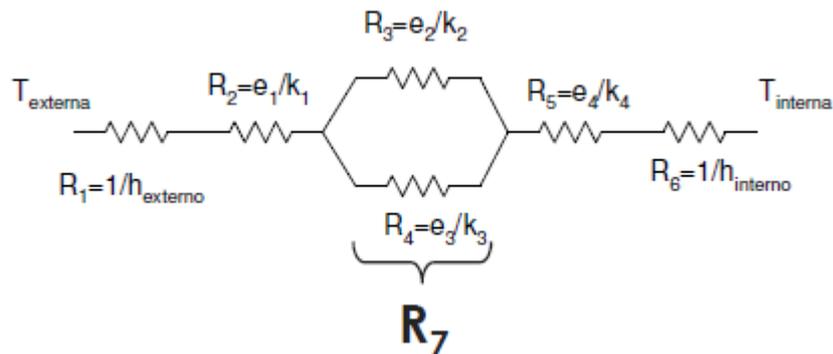


Figura 6.2 Circuito térmico da parede.

Calculada a resistência equivalente total, determina-se o coeficiente global de troca de calor através da equação abaixo:

$$U = \frac{1}{R_7}$$

A diferença de temperatura para carga térmica é calculada conforme a equação abaixo, adaptada de (Haines & Wilson, 1998).

$$CLTD = (CLTD_{tab} + LM)K + (25,5 - T_i) + (T_e - 29,4)$$

Em que:

$CLTD_{tab}$  é um valor tabelado que varia com a posição geográfica e com a hora do dia;

$LM$  é uma correção devido à latitude (tabelado);

$K$  é um fator de correção devido à superfície da parede;

$T_i$  é a temperatura interna;

$T_e$  é a temperatura externa.

Calculada a carga térmica da parede do prédio, avalia-se então a carga térmica referente aos vidros. O método de cálculo é semelhante ao das paredes, porém deve ser acrescentada uma parcela relativa à radiação solar. A equação torna-se então:

$$q = UA(CLTD) + A(SC)(SHGF)(CLF)$$

Onde:

*CLTD* é semelhante ao de parede, porém com tabelas próprias para vidros de diferentes espessuras;

*SC* é o coeficiente de sombreamento;

*SHGF* é o ganho de calor solar [ $W/m^2$ ];

*CLF* é o fator para carga térmica.

Os três últimos parâmetros são tabelados e as tabelas foram consultadas em (Haines & Wilson, 1998).

Avaliada a interação que o prédio sofre com o ambiente, resta agora observar o impacto interno de geração de calor, como pessoas, iluminações e maquinários.

Para calcular a carga térmica associada a uma pessoa a (ABNT, 2008) tabela os valores de calor latente e sensível de uma pessoa. Dessa forma, utiliza-se as fórmulas apresentadas em (Neto, 2011).

Ganho de calor sensível:

$$q = N(SHG)(CLF)$$

Ganho de calor latente:

$$q = N(LHG)$$

Onde:

*N* é o número de pessoas;

$SHG$  é o calor sensível normalizado por pessoa;

$CLF$  é a inércia térmica por pessoa;

$LHG$  é o calor latente normalizado por pessoa.

O ganho causado pela iluminação do prédio é calculada conforme equação abaixo, segundo (Neto, 2011):

$$q = WF_u F_a (CLF)$$

Onde:

$W$  é a potência instalada;

$F_u$  é um fator de uso;

$F_a$  é um fator de correção devido ao tipo de lâmpada;

$CLF$  é um fator tabelado relativo ao fator de resfriamento do ambiente onde a iluminação é utilizada.

Após determinar cada uma das cargas térmicas especificadas acima, deve-se somar os valores obtidos para obter a carga térmica total de cada prédio. As Tabela 6.4,

	Manaus	São Paulo	Fortaleza	Curitiba	Brasília
Janeiro	112,42	88,78	114,93	83,70	85,86
Fevereiro	128,15	90,75	130,65	85,73	87,20
Março	122,92	90,96	122,92	83,44	88,37
Abril	114,29	85,15	116,79	77,80	87,41
Maio	107,79	77,21	107,79	73,02	82,38
Junho	107,52	73,69	105,02	70,60	78,61
Julho	109,27	74,02	106,77	72,17	79,56
Agosto	115,29	77,24	112,78	75,39	84,35
Setembro	126,20	80,66	123,69	78,81	90,40
Outubro	131,19	82,95	128,68	81,72	86,57
Novembro	132,17	85,96	132,17	82,76	85,55
Dezembro	133,19	84,30	133,19	82,85	84,60

Tabela 6.5 e

	Manaus	São Paulo	Fortaleza	Curitiba	Brasilia
Janeiro	181,32	119,79	244,00	73,48	102,81
Fevereiro	250,28	175,04	312,96	105,89	119,79
Março	356,84	237,72	356,84	105,89	206,38
Abril	457,13	181,30	519,81	92,00	275,33
Mai	526,07	107,43	526,07	45,69	218,91
Junho	620,10	92,00	557,42	25,01	156,23
Julho	588,76	76,56	526,07	30,26	156,23
Agosto	519,81	92,00	457,13	45,70	212,64
Setembro	482,21	90,46	419,52	44,15	269,06
Outubro	375,65	90,46	312,96	59,59	119,79
Novembro	244,01	104,35	244,01	58,05	102,81
Dezembro	206,40	95,09	206,40	64,22	93,55

Tabela 6.6 mostram os resultados obtidos.

**Tabela 6.4 Carga térmica em kW do hospital por região.**

	Manaus	São Paulo	Fortaleza	Curitiba	Brasilia
Janeiro	112,42	88,78	114,93	83,70	85,86
Fevereiro	128,15	90,75	130,65	85,73	87,20
Março	122,92	90,96	122,92	83,44	88,37
Abril	114,29	85,15	116,79	77,80	87,41
Mai	107,79	77,21	107,79	73,02	82,38
Junho	107,52	73,69	105,02	70,60	78,61
Julho	109,27	74,02	106,77	72,17	79,56
Agosto	115,29	77,24	112,78	75,39	84,35
Setembro	126,20	80,66	123,69	78,81	90,40
Outubro	131,19	82,95	128,68	81,72	86,57
Novembro	132,17	85,96	132,17	82,76	85,55
Dezembro	133,19	84,30	133,19	82,85	84,60

**Tabela 6.5 Carga térmica em kW do shopping por região.**

	Manaus	São Paulo	Fortaleza	Curitiba	Brasilia
Janeiro	181,32	119,79	244,00	73,48	102,81
Fevereiro	250,28	175,04	312,96	105,89	119,79
Março	356,84	237,72	356,84	105,89	206,38
Abril	457,13	181,30	519,81	92,00	275,33

Maio	526,07	107,43	526,07	45,69	218,91
Junho	620,10	92,00	557,42	25,01	156,23
Julho	588,76	76,56	526,07	30,26	156,23
Agosto	519,81	92,00	457,13	45,70	212,64
Setembro	482,21	90,46	419,52	44,15	269,06
Outubro	375,65	90,46	312,96	59,59	119,79
Novembro	244,01	104,35	244,01	58,05	102,81
Dezembro	206,40	95,09	206,40	64,22	93,55

**Tabela 6.6 Carga térmica em kW do hotel por região.**

	Manaus	São Paulo	Fortaleza	Curitiba	Brasilia
Janeiro	22,63	19,45	25,28	11,51	16,54
Fevereiro	25,55	22,37	28,20	17,07	19,45
Março	30,05	25,02	30,05	17,07	23,69
Abril	34,29	22,63	36,94	14,69	26,61
Maio	37,20	17,33	37,20	6,75	24,22
Junho	41,18	14,69	38,53	2,25	21,57
Julho	39,85	12,04	37,20	4,11	21,57
Agosto	36,94	14,69	34,29	6,75	23,96
Setembro	35,35	14,42	32,70	6,49	26,34
Outubro	30,84	14,42	28,20	9,13	19,45
Novembro	25,28	16,80	25,28	8,87	16,54
Dezembro	23,69	15,22	23,69	9,93	14,95

## 6.2 AQUECIMENTO DE ÁGUA

Tanto o hospital quanto o hotel utilizam parte da sua demanda de energia térmica para o aquecimento de água. Tal demanda de calor será acrescida na demanda térmica total do prédio.

No shopping, embora tenha cozinhas na praça de alimentação, não será considerado o aquecimento de água quente, visto que o volume de água utilizada é muito pequeno. Desta forma, tal aquecimento será realizado por fonte elétrica.

O aquecimento de água em hotéis destina-se basicamente a três tipos de usos: uso pessoal e banho, cozinha e lavanderia. Já em hotéis esse consumo é considerado por leito, independente do uso específico.

Cada um desses usos exige uma temperatura diferente de utilização segundo (Bohn, 2008):

- Hospitais e laboratórios: 100°C ou mais;
- Uso pessoal e banho: 35°C à 50°C;
- Cozinha: 60°C à 70°C;
- Lavanderia: 75°C à 85°C.

O fluxo de água necessário é definido através do número de hóspedes. Tal consumo é normalizado e encontra-se na Tabela 6.7.

**Tabela 6.7 Consumo de água pelo tipo de ocupação do prédio (retirada de (Bohn, 2008)).**

Tipo de Ocupação	Consumo (litros/dia)
Alojamento provisório de obra	24 por pessoa
Casa popular ou rural	36 por pessoa
Residência	45 por pessoa
Apartamento	60 por pessoa
Quartel	45 por pessoa
Escola (internato)	45 por pessoa
Hotel (sem incluir cozinha e lavanderia)	36 por hóspede
Hospital	125 por leito
Restaurante e similares	12 por refeição
Lavanderia	15 por Kgf de roupa seca

### 6.2.1 HOSPITAL

Para o cálculo da carga térmica necessária para aquecer a água de um hotel, foi aplicada a primeira lei da termodinâmica para o sistema de aquecimento de água. Dessa forma, tem-se:

$$Q = \dot{m}(h_2 - h_1)$$

Onde  $\dot{m}$  é o fluxo de água necessário. Para obter tal valor, foi multiplicado o número de leitos pelo consumo de cada leito e convertido de dia para segundo. Assim, chega-se a expressão abaixo:

$$\dot{m} = \frac{560.125}{24.3600} = 0,810 \text{ kg/s}$$

O  $h_2$  presente na primeira lei refere-se à entalpia da água a 100°C, com o auxílio do *EES*, temos o valor abaixo:

$$h_2(100^\circ\text{C}, 1\text{atm}) = 2676 \text{ kJ/kg}$$

Ainda utilizando o *EES*, usa-se a tabela de temperatura para cada cidade, calcula-se a entalpia de entrada da água ( $h_1$ ) e a quantidade de calor necessária pra esquentar a água ( $Q$ ). Da Tabela 6.8 à Tabela 6.12 são mostrados os valores de  $h_1$  e  $Q$ .

**Tabela 6.8 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Manaus.**

Manaus			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	26	109,00	132,90
Fev	26	109,00	132,90
Mar	26	109,00	132,90
Abr	26	109,00	132,90
Mai	26	109,00	132,90
Jun	27	113,20	130,10
Jul	27	113,20	130,10
Ago	27	113,20	130,10
Set	28	117,40	127,40
Out	28	117,40	127,40
Nov	27	113,20	130,10
Dez	27	113,20	130,10

**Tabela 6.9 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em São Paulo.**

São Paulo			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	22	92,29	143,70
Fev	22	92,29	143,70
Mar	22	92,29	143,70
Abr	20	83,93	149,10

Mai	18	75,56	154,50
Jun	17	71,38	157,30
Jul	16	67,19	160,00
Ago	17	71,38	157,30
Set	18	75,56	154,50
Out	19	79,74	151,80
Nov	21	88,11	146,40
Dez	21	88,11	146,40

**Tabela 6.10 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Fortaleza.**

Fortaleza			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	27	113,20	130,10
Fev	27	113,20	130,10
Mar	26	109,00	132,90
Abr	27	113,20	130,10
Mai	26	109,00	132,90
Jun	26	109,00	132,90
Jul	26	109,00	132,90
Ago	26	109,00	132,90
Set	27	113,20	130,10
Out	27	113,20	130,10
Nov	27	113,20	130,10
Dez	27	113,20	130,10

**Tabela 6.11 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Curitiba.**

Curitiba			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	19	79,74	151,80
Fev	20	83,93	149,10
Mar	19	79,74	151,80
Abr	17	71,38	157,30
Mai	14	58,83	165,40
Jun	12	50,46	170,80
Jul	13	54,64	168,10
Ago	14	58,83	165,40

Set	15	63,01	162,70
Out	17	71,38	157,30
Nov	18	75,56	154,50
Dez	19	79,74	151,80

**Tabela 6.12 Carga térmica para aquecimento de água no hospital em Brasília.**

Brasília			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	22	92,29	143,70
Fev	22	92,29	143,70
Mar	22	92,29	143,70
Abr	22	92,29	143,70
Mai	20	83,93	149,10
Jun	19	79,74	151,80
Jul	19	79,74	151,80
Ago	21	88,11	146,40
Set	23	96,48	141,00
Out	22	92,29	143,70
Nov	22	92,29	143,70
Dez	22	92,29	143,70

### 6.2.2 HOTEL

O cálculo para a carga térmica de água quente do hotel foi semelhante ao cálculo do hospital, porém o seguimento hoteleiro utiliza água quente em três temperaturas distintas, portanto a primeira lei fica equacionada da forma abaixo:

$$Q = \dot{m}_2(h_2 - h_1) + \dot{m}_3(h_3 - h_1) + \dot{m}_4(h_4 - h_1)$$

Onde  $\dot{m}_2$  é o fluxo de água utilizado para usos pessoais dos hóspedes,  $\dot{m}_3$  é o fluxo para abastecimento da lavanderia e  $\dot{m}_4$  é o fluxo de água serve para utilização da cozinha do hotel. Os três fluxos estão calculados abaixo:

$$\dot{m}_2 = \frac{250.36}{24.3600} = 0,104 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_3 = \frac{250.30}{24.3600} = 0,087 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_4 = \frac{250.12}{24.3600} = 0,035 \text{ kg/s}$$

Os  $h_2$ ,  $h_3$  e  $h_4$  são as entalpias referentes a cada uma das situações descritas anteriormente. Os seus valores foram obtidos com o *EES* e estão descritos abaixo:

$$h_2(45^\circ\text{C}, 1\text{atm}) = 189 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3(70^\circ\text{C}, 1\text{atm}) = 293 \text{ kJ/kg}$$

$$h_4(65^\circ\text{C}, 1\text{atm}) = 272 \text{ kJ/kg}$$

Os valores da entalpia inicial ( $h_1$ ) e da carga térmica estão mostrados entre a Tabela 6.13 e a Tabela 6.17.

**Tabela 6.13 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Manaus.**

Manaus			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	26	109,00	17,95
Fev	26	109,00	17,95
Mar	26	109,00	17,95
Abr	26	109,00	17,95
Mai	26	109,00	17,95
Jun	27	113,20	17,38
Jul	27	113,20	17,38
Ago	27	113,20	17,38
Set	28	117,40	16,82
Out	28	117,40	16,82
Nov	27	113,20	17,38
Dez	27	113,20	17,38

**Tabela 6.14 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em São Paulo.**

São Paulo			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	22	92,29	20,22
Fev	22	92,29	20,22
Mar	22	92,29	20,22
Abr	20	83,93	21,35
Mai	18	75,56	22,48
Jun	17	71,38	23,05

Jul	16	67,19	23,62
Ago	17	71,38	23,05
Set	18	75,56	22,48
Out	19	79,74	21,92
Nov	21	88,11	20,78
Dez	21	88,11	20,78

**Tabela 6.15 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Fortaleza.**

Fortaleza			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	27	113,20	17,38
Fev	27	113,20	17,38
Mar	26	109,00	17,95
Abr	27	113,20	17,38
Mai	26	109,00	17,95
Jun	26	109,00	17,95
Jul	26	109,00	17,95
Ago	26	109,00	17,95
Set	27	113,20	17,38
Out	27	113,20	17,38
Nov	27	113,20	17,38
Dez	27	113,20	17,38

**Tabela 6.16 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Curitiba.**

Curitiba			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	19	79,74	21,92
Fev	20	83,93	21,35
Mar	19	79,74	21,92
Abr	17	71,38	23,05
Mai	14	58,83	24,75
Jun	12	50,46	25,88
Jul	13	54,64	25,31
Ago	14	58,83	24,75
Set	15	63,01	24,18
Out	17	71,38	23,05
Nov	18	75,56	22,48
Dez	19	79,74	21,92

Tabela 6.17 Carga térmica para aquecimento de água no hotel em Brasília.

Brasília			
Mês	$T_1$ (°C)	$h_1$ (kJ/kg)	$Q$ (kW)
Jan	22	92,29	20,22
Fev	22	92,29	20,22
Mar	22	92,29	20,22
Abr	22	92,29	20,22
Mai	20	83,93	21,35
Jun	19	79,74	21,92
Jul	19	79,74	21,92
Ago	21	88,11	20,78
Set	23	96,48	19,65
Out	22	92,29	20,22
Nov	22	92,29	20,22
Dez	22	92,29	20,22

### 6.3 RESULTADO FINAL

Somando os  $\dot{Q}$  de todos os prédios e localidades, é definida a carga térmica total necessária em todas as situações. Os resultados estão da Tabela 6.18, Tabela 6.19 e Tabela 6.20.

Tabela 6.18 Carga térmica utilizada no hospital durante o ano em diversos locais. Sendo  $T_{amb}$  em °C e  $Q$  em kW.

Mês	Manaus		São Paulo		Fortaleza		Curitiba		Brasília	
	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)
Jan	26	245	22	232	27	245	19	235	22	230
Fev	26	261	22	234	27	261	20	235	22	231
Mar	26	256	22	240	26	256	19	235	22	232
Abr	26	247	20	240	27	247	17	235	22	231
Mai	26	238	18	235	26	241	14	238	20	231
Jun	27	238	17	234	26	238	12	241	19	230
Jul	27	239	16	231	26	240	13	240	19	231
Ago	27	243	17	232	26	246	14	241	21	231
Set	28	254	18	232	27	254	15	242	23	231
Out	28	259	19	229	27	259	17	239	22	230
Nov	27	262	21	232	27	262	18	237	22	229
Dez	27	263	21	231	27	263	19	235	22	228

**Tabela 6.19 Carga térmica utilizada no shopping durante o ano em diversos locais. Sendo  $T_{amb}$  em  $^{\circ}C$  e Q em kW.**

Mês	Manaus		São Paulo		Fortaleza		Curitiba		Brasília	
	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)
Jan	26	181	22	120	27	244	19	73	22	103
Fev	26	250	22	175	27	313	20	106	22	120
Mar	26	357	22	238	26	357	19	106	22	206
Abr	26	457	20	181	27	520	17	92	22	275
Mai	26	526	18	107	26	526	14	46	20	219
Jun	27	620	17	92	26	557	12	25	19	156
Jul	27	589	16	77	26	526	13	30	19	156
Ago	27	520	17	92	26	457	14	46	21	213
Set	28	482	18	90	27	420	15	44	23	269
Out	28	376	19	90	27	313	17	60	22	120
Nov	27	244	21	104	27	244	18	58	22	103
Dez	27	206	21	95	27	206	19	64	22	94

**Tabela 6.20 Carga térmica utilizada no hotel durante o ano em diversos locais. Sendo  $T_{amb}$  em  $^{\circ}C$  e Q em kW.**

Mês	Manaus		São Paulo		Fortaleza		Curitiba		Brasília	
	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)	Te	Q (kW)
Jan	26	41	22	40	27	43	19	47	22	37
Fev	26	43	22	43	27	46	20	50	22	40
Mar	26	48	22	45	26	48	19	52	22	44
Abr	26	52	20	44	27	54	17	60	22	47
Mai	26	55	18	40	26	55	14	62	20	46
Jun	27	59	17	38	26	56	12	64	19	43
Jul	27	57	16	36	26	55	13	63	19	43
Ago	27	54	17	38	26	52	14	59	21	45
Set	28	52	18	37	27	50	15	57	23	46
Out	28	48	19	36	27	46	17	51	22	40
Nov	27	43	21	38	27	43	18	48	22	37
Dez	27	41	21	36	27	41	19	46	22	35

Estes resultados podem ser comparados com os apresentados no início do capítulo nas Tabela 6.1, Tabela 6.2 e Tabela 6.3. A comparação foi feita e está nas Figura 6.3, Figura 6.4 e Figura 6.5.

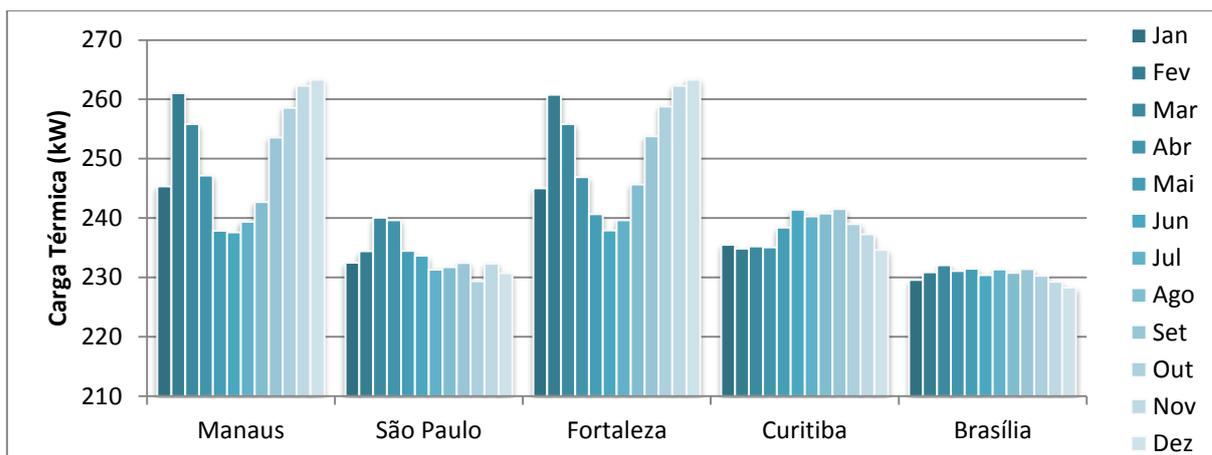


Figura 6.3 Carga térmica do hospital ao longo dos meses por região.

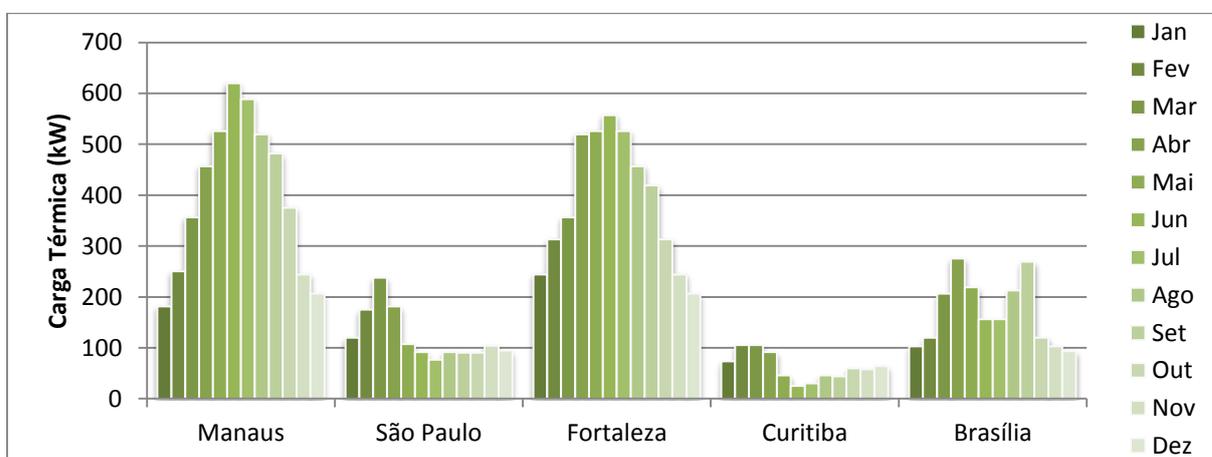


Figura 6.4 Carga térmica do shopping ao longo dos meses por região.

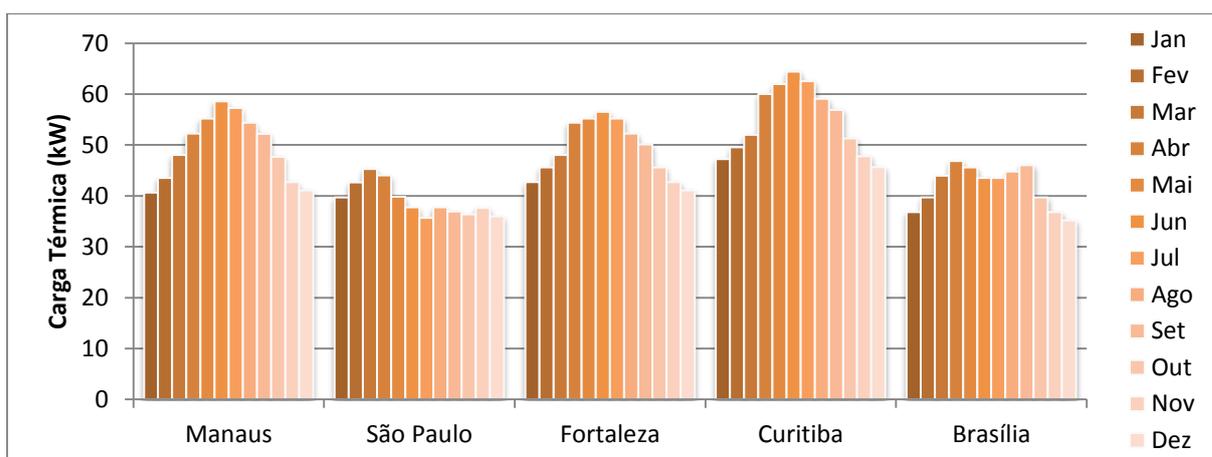


Figura 6.5 Carga térmica do hotel ao longo dos meses por região.

Nestas figuras podemos notar que estimativa feita no começo deste capítulo é bem maior que o calculado. Tal discordância deve-se exclusivamente ao fato da

estimativa ter sido feita sobre a energia elétrica utilizada para fins térmicos sem a utilização de um rendimento apropriado para a conversão dessas formas de energia.

Através dessas demandas térmicas encontradas nas Tabela 6.18, Tabela 6.19 e Tabela 6.20 pode` ser encontrado um sistema cogenerativo adequado, que será analisado mais a frente.

## 7 ANÁLISE PRELIMINAR

Foi decidido que o melhor jeito para fazer a relação entre as regiões do país, as funções dos edifícios e as fontes energéticas era definir a princípio a cogeração como a melhor fonte possível de ser utilizada para qualquer tipo de prédio em qualquer localidade.

Em shoppings, hospitais e hotéis geralmente a demanda de energia eletromecânica é maior que a de energia térmica – na seção cogeração 0 pode ser observada a explicação desta distinção. Assim, ficou definido que a cogeração será implementada de tal maneira a ser suficiente para atender a demanda de energia térmica do edifício.

Quanto ao restante da demanda energética necessária, foi feita uma análise entre as regiões e as outras possíveis fontes, a fim de estabelecer em qual lugar é melhor o uso de uma fonte no lugar de outra.

Essa escolha foi feita com base no estudo de cogeração realizado na seção 0 em que pode ser observado que este sistema é recomendado para todos os casos possíveis deste estudo. Além disso, ela simplifica a realização da análise de escolha de fontes energéticas não ficando longe da realidade viável.

A partir do estudo das outras fontes, foi possível perceber que dependendo da região do Brasil uma fonte pode ser mais viável do que outra tendo como base custo, disponibilidade e eficiência. Por isso, o estudo de fontes em relação às regiões foi feito com base nesses parâmetros. Para análise regional foram utilizadas as seguintes Figura 7.1, Figura 7.2 como algumas das referências.





**Figura 7.2 Rede de distribuição de gás no Brasil. Retirado de (Aneel).**

A Região Norte é a mais isolada em relação a rede elétrica nacional segundo (Ministério de Minas e Energia, 2005). Na Figura 7.1 pode ser observado que sua grande maioria não está ligada a rede nacional. Assim, será evitado o uso de energia proveniente de hidroelétricas em edifícios da região norte.

Quanto à rede de distribuição de gás em âmbito nacional pode ser observado na Figura 7.2 que o acesso a esta é restrito a poucas cidades. Assim, o uso do gás será utilizado apenas nas cidades com rede de gás.

A utilização da energia eólica na região fica restrita a utilização de turbinas de pequeno porte, pois não existem grandes parques eólicos e nem local apropriado

para tais. Para a energia solar, é a segunda melhor região em termos de incidência solar.

A região nordeste é bem localizada em relação à rede de energia e a de gás, com o pesar desta última estar presente somente no litoral (Figura 7.1 e Figura 7.2). É nesta região que possui a maior produção energia eólica do país, além disso, pequenas turbinas eólicas são altamente recomendáveis. É nela também que se tem a maior incidência solar do país, como já apresentado no capítulo 2.

Na região centro-oeste a utilização da rede de energia é melhor que a do norte, e a de gás é restrita às principais cidades (Figura 7.1 e Figura 7.2). A energia solar pode ser recomendada e a eólica também, apesar de não haver registro de uso.

A região sudeste é a mais bem relacionada às redes de abastecimento de gás e energia. Quanto a energia solar, não é recomendada devido a baixa incidência solar e a falta de espaço dependendo da localização na região. A energia eólica é recomendada somente em pequeno porte.

A região sul está bem relacionada às redes de energia elétrica e gás, além disso, é a segunda região que mais produz energia eólica, ficando atrás somente da nordeste. A energia solar não é recomendável, pois esta possui baixa incidência solar.

Utilizando o programa *Homer* a relação entre as fontes e as regiões fica mais clara. Ao fazer uma análise de diversas situações (Apêndice B) é possível obter um valor numérico que representa a potência daquela fonte naquela região.

Como fontes de energia possíveis que necessitam de uma construção, ou um projeto mais elaborado são a cogeração, energia solar e eólica, foram considerados possíveis esquemas de construção. Isso foi necessário para prosseguir na análise com mais embasamento

Com base no capítulo 3, foi considerada o ciclo de cogeração a gás por ser o mais usual e possuir um combustível relativamente barato e pouco poluente. Neste será acoplado um sistema para atender as necessidades térmicas dos edifícios e um *chiller* que irá atender a demanda de água gelada necessária para refrigeração.

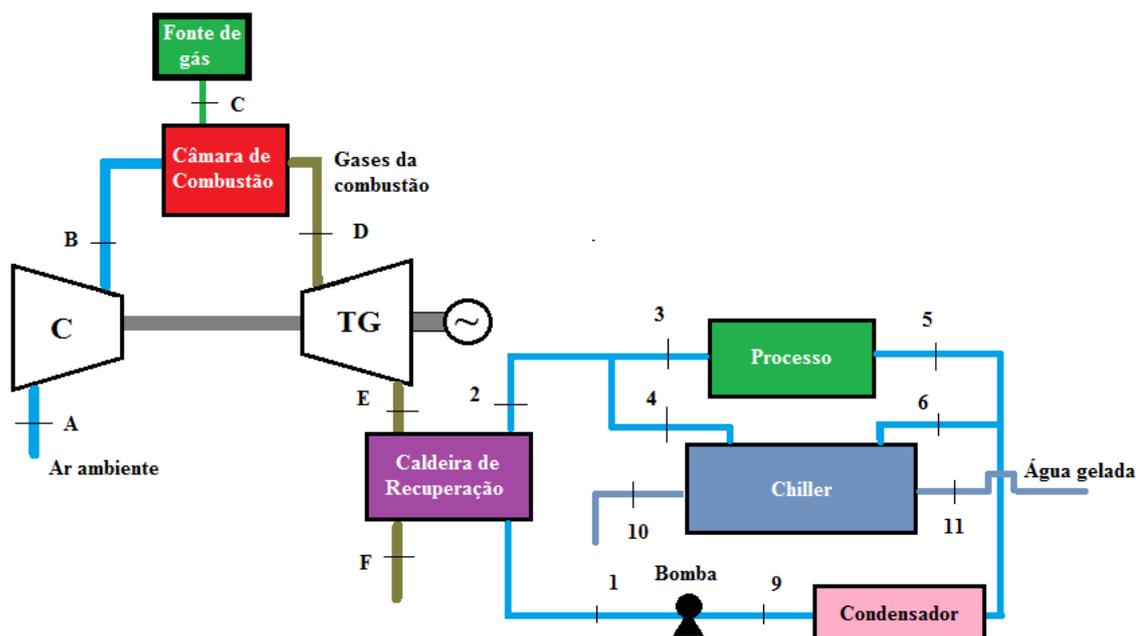


Figura 7.3 Representação do ciclo de cogeração para os edifícios.

Na Figura 7.3 foi representado um possível ciclo de cogeração para estes edifícios. Primeiramente, tem-se um ciclo a gás com uma turbina e um compressor conectados no mesmo eixo. Ar ambiente entra no compressor (C) e entra na câmara de combustão, onde sofre a combustão junto ao gás natural. Os gases quentes provenientes desta reação entram na turbina (TG) e transferem energia para o eixo em que parte é usada para geração de energia elétrica e outra para acionamento do compressor.

Após a turbina os gases entram na câmara de recuperação e transferem energia restante para um ciclo de vapor. Neste ciclo parte da energia absorvida dos gases é utilizada em processos em geral, como aquecimento de água e parte é destinada a um *chiller* que produz água gelada para o sistema de refrigeração (pontos 10 e 11 na Figura 7.3). Por fim, a água é direcionada em sua totalidade para um condensador e depois para uma bomba para seguirem para a caldeira de recuperação novamente.

Quanto ao cenário em que é envolvida energia solar e eólica, pode ser representado os esquemas das fontes na Figura 7.4 e Figura 7.5 como serão utilizados nos edifícios. Estes podem estar ou não serem utilizados simultaneamente dependendo da análise econômica que foi feita.

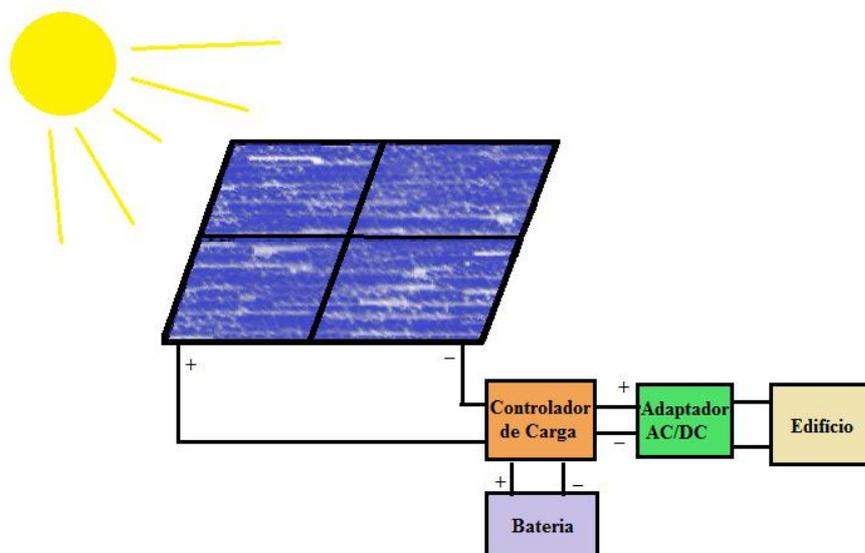


Figura 7.4 Esquema utilizado para fonte de energia solar.

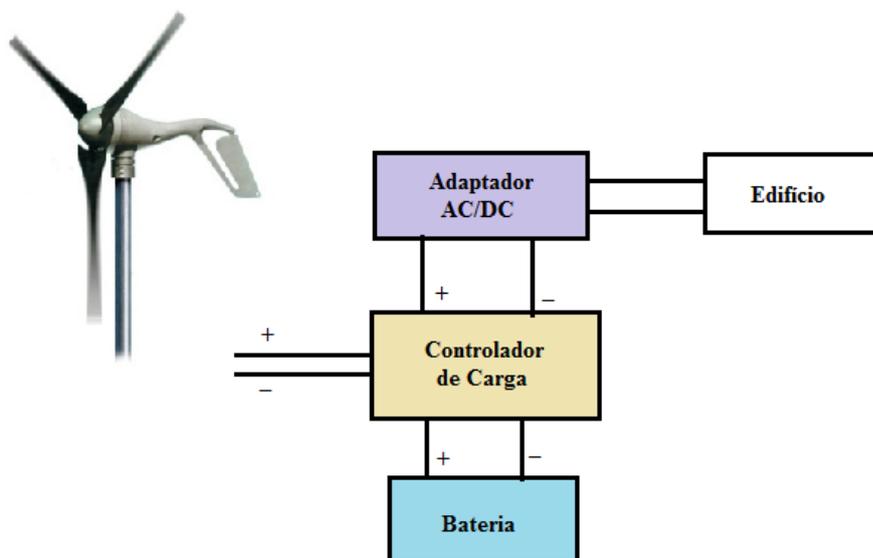


Figura 7.5 Esquema utilizado para fonte de energia eólica.

## 8 METODOLOGIA DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Entende-se como análise de viabilidade os estudos iniciais e análises preliminares para um determinado investimento. Nesta etapa são realizados a coleta de dados e o processamento das informações envolvidas com a viabilidade do empreendimento em questão.

Após a análise feita é elaborado o projeto de viabilidade técnico-econômico, que compreende todas as etapas inerentes do empreendimento, tais como: a engenharia, a localização, etc. Nesta fase ficam claramente identificados, os recursos necessários para a implantação do projeto, bem como as informações relativas à rentabilidade do negócio.

A análise econômica de projetos é de certa forma semelhante à análise financeira, pelo fato de ambas avaliarem o lucro de um investimento. Entretanto, o conceito de lucro financeiro não é o mesmo que o lucro social na análise econômica. A análise financeira de um projeto identifica o lucro monetário auferido pela entidade que irá implantar o projeto, ao passo que o lucro social mede o efeito do projeto nos objetivos fundamentais de toda a economia. Os dois tipos de custos não precisam coincidir, os custos econômicos podem ser maiores ou menores que os custos financeiros.

A adequada seleção de um projeto é primordial ao retorno econômico que se busca na idealização do empreendimento. É nesta fase que se aflora a estratégia, onde o erro ou acerto inicial determinará toda a vida do projeto. O fato é que, para o atendimento das demandas térmica e elétricas de um dado processo, existem inúmeras soluções, sejam elas economicamente, tecnicamente, comercialmente ou legalmente viáveis; entretanto é necessário que se satisfaça simultaneamente a todas estas condições. A melhor solução será a que melhor desempenhar a tarefa de suprir as necessidades do investidor. Desta forma, existem importantes variáveis a se considerar na análise de um projeto energético:

- relação de demanda calor/ eletricidade;
- regime operativo da central de geração energética;

- porte do empreendimento;
- custo da energia térmica;
- custo da energia elétrica;
- custo da tecnologia;
- desempenho da tecnologia;
- ponto de conexão à rede;
- importação/exportação de eletricidade;
- modo de contratação de compra/venda da eletricidade;
- disponibilidade de combustível;
- aspectos legais e regulatórios/impacto ambiental;
- qualidade da energia elétrica;
- confiabilidade dos sistemas utilizados.

Basicamente, os dados de entrada preponderantes na escolha do sistema de geração de energia mais adequado são a relação entre as demandas térmica e elétrica e o fator de capacidade da instalação. Neste sentido, é muito importante que se faça a análise das demandas de um processo ao longo do ano, de onde vai se determinar a tecnologia utilizada, a necessidade de interligação com a rede para o intercâmbio de eletricidade ou a instalação de um acumulador de calor ou de queima suplementar para picos de demanda térmica. Como se pode observar existem inúmeras possibilidades de arranjos tecnológicos e de estratégias operativas.

### **8.1 FLUXO DE CAIXA DE UM INVESTIMENTO**

Para o início da apresentação desta metodologia, serão feitas considerações quanto ao fluxo de caixa de um empreendimento. Numa distribuição típica dos custos de um empreendimento energético, os custos distribuídos são modelados através de fluxos de caixa uniformes. Tal modelo se aplica, sem grande perda de generalidade, uma

vez que podemos sempre calcular, com pequeno esforço adicional, o fluxo uniforme equivalente a um outro fluxo mais complexo qualquer.

A Figura 8.1 representa com pouca simplificação o fluxo de caixa real ao longo da vida de uma instalação para produção de energia, onde:

$I$  é o investimento inicial;

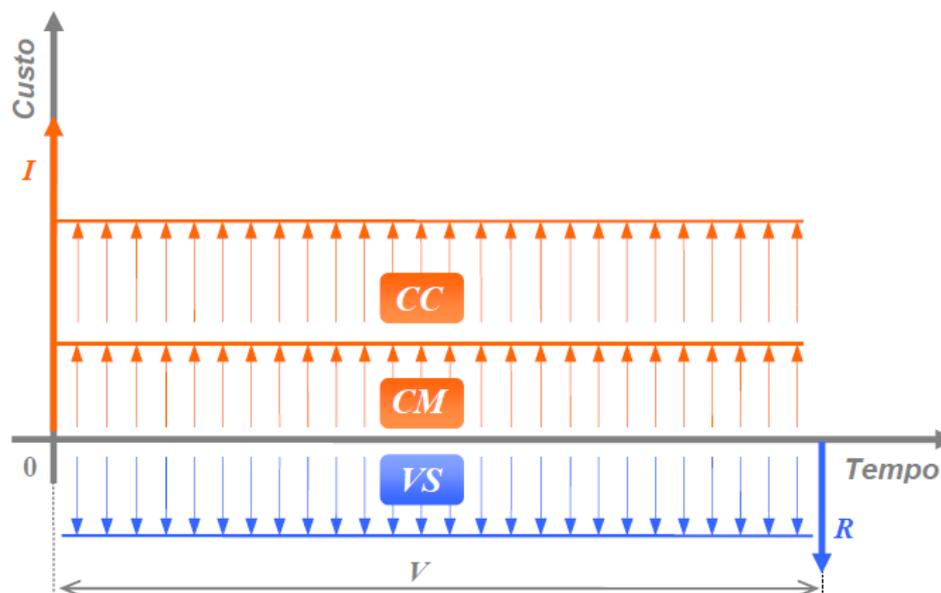
$CM$  é o custo de manutenção e operação;

$CC$  é o custo do insumo energético (combustível);

$VS$  é o valor do subproduto;

$R$  é o valor residual do investimento ao fim da vida útil da instalação;

$V$  é a vida útil da instalação.



**Figura 8.1 Fluxo de caixa de um empreendimento energético.**

Nesse fluxo de caixa, projeta-se o investimento inicial para uma data futura ao fim de um tempo de construção e de instalação. Assim procedendo, estimamos o valor do investimento inicial, como sendo o valor futuro relativo ao custo do equipamento, somado ao valor futuro equivalente à série uniforme dos custos de instalação. Esse último custo deve refletir eventuais custos ambientais decorrentes do impacto

causado ao meio ambiente pela instalação da tecnologia. Nesta fase de análise do empreendimento diversas informações imprecisas dependem fortemente de cenários especulativos, tornando o exagero de esmero na modelagem dos custos de pouca valia.

De posse do fluxo de caixa da Figura 8.1, é necessário analisar cada um dos itens que compõem tal fluxo.

### **8.1.1 INVESTIMENTO**

Dentro de um planejamento de sistemas energéticos a etapa mais importante é a estimativa de custos de investimento da geração das diversas fontes alternativas de energia.

Os investimentos de um projeto de geração de energia elétrica caracterizam o montante de recursos a serem alocados na sua implantação, incluindo a compra de terreno e de equipamentos, os custos das obras civis para a sua construção e das infraestruturas necessárias para a execução da mesma.

### **8.1.2 CUSTO ANUAL DE MANUTENÇÃO**

Esse custo se deve a gastos com reparos decorrentes do funcionamento da instalação, além dos custos rotineiros de manutenção. Também aí devem estar incluídos eventuais gastos com prevenção ou mitigação de danos causados ao meio ambiente. O custo de manutenção pode ser estimado como sendo um custo fixo, proporcional ao do investimento inicial, por ano de operação. Alternativamente pode-se estimá-lo como um custo variável, proporcional à energia anual produzida.

### **8.1.3 CUSTO ANUAL DO INSUMO ENERGÉTICO**

No caso a ser estudado, este insumo é o combustível utilizado, estimado como sendo proporcional à energia produzida. A obtenção desse valor varia de acordo com o sistema de geração utilizado.

Para o caso do gás natural, este valor depende do fluxo de gás que entra na turbina e do poder calorífico do combustível utilizado, dessa forma, temos que o  $CC$  é representado pela expressão abaixo:

$$CC = CG \cdot \frac{FF}{PCI} \cdot 8760$$

Onde:

$CG$  é o custo do gás [R\$/m<sup>3</sup>];

$FF$  é o fluxo de combustível [MJ/h];

$PCI$  é o poder calorífico do combustível [MJ/m<sup>3</sup>];

8760 são as horas de um ano.

Quando o insumo se tratar de energia elétrica, obtemos a seguinte expressão:

$$CC = CE \cdot DE$$

Onde:

$CE$  é o custo da eletricidade [R\$/MWh];

$DE$  é a demanda energética anual [MWh].

Se a fonte não necessitar de um combustível para operar (caso eólico e solar), o custo anual do combustível será igual à zero.

#### **8.1.4 VALOR ANUAL DO SUBPRODUTO**

Esse item visa quantificar o ganho obtido com subprodutos obtidos durante a geração da energia elétrica, como no caso da cogeração, onde o vapor gerado acima da quantidade necessária poderia ser comercializado de alguma forma. Para os casos estudados, essa alternativa acaba se tornando inviável. Dessa forma será considerado que tal valor é zero.

#### **8.1.5 VALOR RESIDUAL**

Ao final da vida útil se atribui a uma instalação um valor residual ( $R$ ) como sendo um percentual do seu investimento inicial. Não é um parâmetro de fácil estimativa. Os números apresentados pela literatura especializada, pelos fabricantes e pelos usuários da tecnologia freqüentemente divergem. No entanto, o valor residual pode

ser desconsiderado, levando-se em conta que a instalação será utilizada até o ponto de substituição da mesma.

### **8.1.6 TAXA DE JUROS**

A taxa utilizada como referência foi de 10% entendendo ela como um custo de oportunidade. Por exemplo, existem investimentos que podem ser feitos que apresentem taxa de retorno de 10%, dessa forma, vale mais a pena investir capital nestes do que em um projeto de fonte de energia de uma instalação caso esta fique com uma taxa de retorno abaixo destes 10%.

Essa consideração leva em conta somente a visão financeira objetiva do empreendimento, pois não foi levado em consideração, neste caso da taxa, o ganho em termos de autonomia energética e sustentabilidade.

### **8.1.7 VIDA ÚTIL**

A vida útil de um projeto energético é definida como o período pelo qual os empreendimentos geradores de energia serão depreciados, isto é, é o tempo no qual os sistemas geradores serão capazes de produzir energia apenas com a manutenção previamente estabelecida. O prazo no qual tal sistema se deprecia afeta diretamente a viabilidade do projeto, uma vez que o custo de investimento é diluído no decorrer do tempo da vida útil. Dessa maneira, quanto mais curta a vida útil, maior deve ser o retorno do montante investido.

Definidas cada uma das variáveis do fluxo de caixa da Figura 8.1, resta definir as técnicas de orçamento de capital utilizadas para avaliar e comparar a viabilidade dos sistemas estudados. As abordagens mais comuns envolvem a integração de procedimentos de valor de dinheiro no tempo, considerações quanto a risco e retorno e conceitos de avaliação para selecionar o melhor sistema capaz de suprir a demanda dos edifícios sem comprometer o capital investido pelo mesmo. Nesta etapa, serão avaliadas as técnicas de valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR), apresentadas a seguir.

## 8.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O valor presente líquido considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo inicial, ou seja, todos os gastos e lucros de um dado investimento são trazidos para o valor presente através da análise do fluxo de caixa do empreendimento e da taxa de custo de capital da empresa. Dessa forma, pode-se comparar os diferentes sistemas de geração de energia levando-se em conta não apenas o investimento inicial realizado, como também os custos com manutenção e combustível de cada processo individualmente.

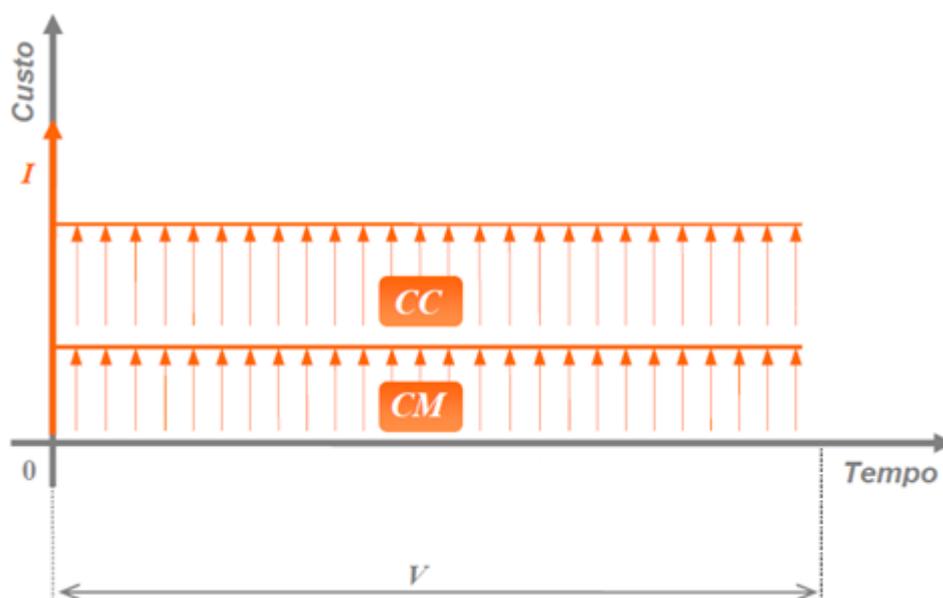


Figura 8.2 Fluxo de caixa utilizado para cálculo do VPL.

O fluxo de caixa utilizado está representado na Figura 8.2, que é uma simplificação do fluxo de caixa apresentado na Figura 8.1. Através desse fluxo, e segundo (Gitman, 2010), temos a expressão que nos traz o VPL.

$$VPL = \sum_{j=1}^V \frac{CC + CM}{(1+i)^j} - I$$

### 8.3 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A taxa interna de retorno consiste na taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido de um investimento seja igual a zero, isto é, é a taxa de retorno anual que o edifício terá se investir no projeto.

Para o cálculo da TIR, será comparado cada um dos sistemas à utilização da energia elétrica disponível na rede (hidroelétrica). Dessa forma, no fluxo de caixa, aparece o custo da energia elétrica (*CE*) como um valor positivo, visto que o edifício não terá mais esse gasto após a implementação de algum outro sistema.

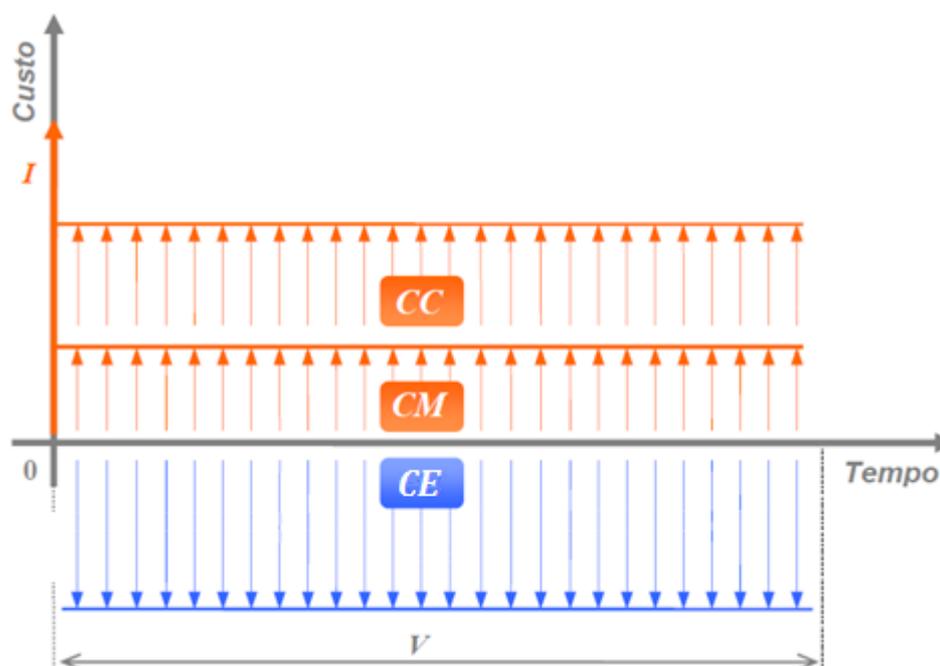


Figura 8.3 Fluxo de caixa para o cálculo da TIR.

A Figura 8.3 ilustra o fluxo de caixa para o cálculo da TIR. Consultando (Gitman, 2010), encontramos a expressão abaixo, que é utilizada para a determinação do TIR.

$$\sum_{j=1}^V \frac{CE - CC - CM}{(1 + TIR)^j} = I$$

## 9 ANÁLISE ECONÔMICA

### 9.1 ANÁLISE ECONOMICA COGERAÇÃO

Com os valores de carga térmica obtidos no item 6.3 é possível determinar o tipo de turbina e o tamanho do chiller a serem utilizados para o sistema de cogeração. Consultando (Rolls-Royce, 2011), (GE, 2011), (Siemens, 2011) e (Capstone, 2011) conclui-se que dentro da faixa de carga térmica necessária, a escolha mais apropriada torna-se o uso de micro-turbinas a gás para o sistema cogerativo.

Para o estudo realizado nas próximas seções, foram utilizadas como bases, as turbinas da Capstone, cujas especificações técnicas encontram-se nos Anexo A, Anexo B e Anexo C. Consultando (Mecalor, 2011), (MaqTermo, 2011) e (Johnson Controls, 2011) constatou-se quais *chillers* seriam necessários para cada instalação. O Anexo D apresenta as especificações de uma das empresas pesquisadas.

Em suma, pode ser observado que estes equipamentos suprem toda a demanda de energia dos prédios aqui estudados. Isso faz com que hajam duas grandes partes para a análise econômica, uma em que será utilizado que somente cogeração para atender a demanda dos prédios e outra, em que uma combinação das demais fontes é utilizada.

- Investimento inicial

Este valor depende de cada tecnologia e do porte do empreendimento. Neste caso, foram tomados preços reais para os equipamentos utilizados em (Barja, 2006). Segundo (Horlock, 1995) é necessário ainda adicionar um valor próximo a 20% do custo da turbina com instalações prediais, máquinas anexas e etc.

O valor do investimento inicial total utilizado para os prédios são: R\$ 500.000,00 para o hotel, R\$ 1.000.000,00 para o hospital e R\$ 1.500.000,00 para o shopping.

- Vida

Ao invés da vida útil dos equipamentos, por se mostrar num valor um tanto subjetivo, utilizou-se a vida contábil dada pelo fator de depreciação. A ANEEL estabelece os valores de depreciação especificamente para cada equipamento, onde se calculou a

média ponderada de acordo com a sua participação no custo global do empreendimento, em (Barja, 2006), os dados estão apresentados na Tabela 9.1.

**Tabela 9.1 Tempo de amortização de uma central de cogeração, baseado na ponderação da depreciação dos equipamentos (Barja, 2006).**

<b>Tipo do custo</b>	<b>% do total</b>	<b>% do total (normalizado)</b>	<b>Depreciação</b>
Equipamento de cogeração, inclusive recuperação de calor	55	61,1	5,5%
Instrumentação, regulação e controle	15	16,7	3,0%
Sistemas auxiliares	5	5,6	4,5%
Conexão à rede	5	5,6	4,5%
Obras civis/isolamento acústico	10	11,1	4,0%
Instalação e comissionamento	5	-	-
Projeto	5	-	-
<b>Total</b>	100	100	4,3%
<b>Tempo de amortização equivalente (anos)</b>			<b>20</b>

- Custo específico de manutenção (CEM)

O custo de manutenção anual (CM) pode ser estimado como sendo igual a 10% do valor investido inicialmente. Dessa forma, tendo as horas trabalhadas por dia dos estabelecimentos, o fator de carga e a potência instalada torna-se trivial o cálculo do custo específico de manutenção (CEM) em R\$/kWh.

- Preço do combustível (PEC)

Os custos dos insumos energéticos utilizados se referem às tarifas aplicadas a consumidores industriais nas regiões deste estudo, com base em outubro de 2011. Tais tarifas são aplicadas para fins de geração de energia com cogeração, tal uso tem incentivo no valor de suas tarifas. Os valores e as referências de onde os mesmos foram tirados encontram-se a seguir:

- São Paulo: R\$0,2860/m<sup>3</sup> (Com Gás, 2011);
- Paraná: R\$0,9256/m<sup>3</sup> (Compagas, 2011);
- Amazonas: R\$1,2782/m<sup>3</sup> (CI GAS, 2011);
- Fortaleza: R\$1,1653/m<sup>3</sup> (CEGAS, 2011).

## **9.2 ANÁLISE ECONOMICA ENERGIA ELÉTRICA**

O único fator presente na energia elétrica é o custo do MWh, visto que a utilização desta fonte não requer investimento nem manutenção. A tarifa cobrada para consumidores de alta tensão varia com o horário de ponta (horário onde o consumo de energia elétrica é maior no país) e com o período do ano. Portanto são aplicadas basicamente quatro tarifas – ponta seca, ponta úmida, fora de ponta seca e fora de ponta úmida. O valor utilizado a seguir foi uma média ponderada desses valores e estão apresentados a seguir:

- São Paulo: R\$ 333,92/MWh (AES Brasil, 2011);
- Curitiba: R\$ 449,92/MWh (Copel, 2011);
- Brasília: R\$ 415,95/MWh (CEB, 2011);
- Fortaleza: R\$ 446,76/MWh (Coelce, 2011);
- Manaus: R\$ 411,64/MWh (Eletrobras, 2011).

## **9.3 ANÁLISE ECONÔMICA ENERGIA EÓLICA**

Para fazer o estudo da análise econômica do caso eólico, foi primeiramente estudado o caso hipotético de que toda a energia necessária para manter o prédio fosse fornecida por tal fonte, mesmo esse caso sendo inviável devido ao espaço necessário para a instalação do número de aerogeradores. Neste caso, seria necessários a instalação de aproximadamente 300 aerogeradores no hospital, 700 no shopping e 50 no hotel. Esses números variam levemente com as regiões onde cada edifício está alocado e foram avaliados utilizando o *Homer*. O gerador utilizado

neste estudo foi encontrado em (Energia Pura, 2011) e tem potência nominal de 2,4 kW.

Segundo (PUCRS, 2011) o custo de manutenção atrelado à construção de um projeto eólico de pequeno porte pode ser considerado 5% do investimento inicial. E ainda é apresentado que a vida útil de turbinas eólicas pode ser considerada 15 anos, com eventuais trocas de peças.

Para aprimorar a análise realizada, foi admitido que essa energia fosse suprida pela fonte eólica e hidroelétrica em algumas porcentagens, para obter uma curva da variação do VPL com a porcentagem de energia eólica instalada. Dessa forma temos um investimento para cada porcentual estudado e uma taxa de utilização de energia elétrica que também varia nas mesmas condições.

#### **9.4 ANÁLISE ECONÔMICA ENERGIA SOLAR**

Em (FCUL, 2010) é explicado que a manutenção de um sistema solar é somente devido a limpeza do ambiente em que ele se encontra e caso o sistema for autônomo com baterias, então, será exigida o monitoramento das baterias. Além disso, a vida útil pode ser considerada de cerca de 10 anos.

Neste caso foi adotada a mesma metodologia do caso eólico, onde é utilizado o caso hipotético de toda energia suprida por painéis fotovoltaicos e posteriormente analisadas as variações que ocorrem no VPL com a mudança do porcentual de energia suprida pela fonte solar.

Para o caso de toda a energia suprida de forma solar, seriam necessários aproximadamente 500 painéis no instalados no hospital, 1100 no shopping e 90 no hospital. Novamente foi utilizado o *Homer* para a determinação exata do número de painéis para cada edifício em cada região. Em (Energia Pura, 2011) temos o painel fotovoltaico utilizado, que tem 3 kW de potência.

#### **9.5 VPL**

Foram calculados os valores presente líquidos para cada situação estudada. A Tabela 9.2 apresenta os valores de VPL obtidos para o caso da cogeração. Podemos verificar que os valores relativos à cidade de São Paulo são bem mais

baixos que o restante das capitais, isso se justifica pelo fato da tarifa de gás cobrada nessa capital é bem inferior ao restante dos casos. Verificamos também que o valor do VPL do shopping supera muito o valor dos outros edifícios, isso está atrelado ao maior investimento inicial e ao maior consumo anual de gás.

**Tabela 9.2 VPL relativo à cogeração (milhões R\$) para um período de 20 anos.**

	Curitiba	São Paulo	Fortaleza	Manaus
Hospital	5,458	2,849	6,436	6,896
Shopping	13,849	6,023	16,783	18,164
Hotel	1,243	0,965	1,346	1,395

Podemos comparar esse valor ao valor encontrado caso fosse utilizado apenas energia elétrica, que está apresentada na Tabela 9.3. Podemos notar que o VPL do sistema cogenerativo é menor que no caso da energia elétrica, isso mostra que tal alternativa torna-se viável economicamente em longo prazo. Sendo dessa forma justificado o alto investimento inicial em um sistema cogenerativo.

**Tabela 9.3 VPL relativo à energia elétrica (milhões R\$) para um período de 20 anos.**

	Curitiba	São Paulo	Fortaleza	Brasília	Manaus
Hospital	10,568	7,843	10,494	9,770	9,669
Shopping	25,357	18,820	25,179	23,443	23,200
Hotel	1,996	1,481	1,982	1,845	1,826

Como citado anteriormente, para o caso solar, foi estudado o VPL com a variação da porcentagem de participação da energia solar frente à elétrica. As Figura 9.1, Figura 9.2 e Figura 9.3 trazem os resultados para cada edifício estudado. Pode-se verificar, que tal alternativa é relativamente mais cara que o sistema elétrico convencional, restando apenas o apelo ambiental de tal fonte.

Pode-se ainda retirar das figuras apresentadas o valor presente líquido de uma porcentagem correspondente ao investimento inicial requerido pelo proprietário do edifício, avaliando também o espaço disponível para tal. Nota-se ainda nos gráficos, que os VPL mudam de valor de acordo com a região estudada. Isto se justifica pelo fato da incidência solar de cada região ser diferente, sendo necessárias quantidades de células fotovoltaicas diferentes.

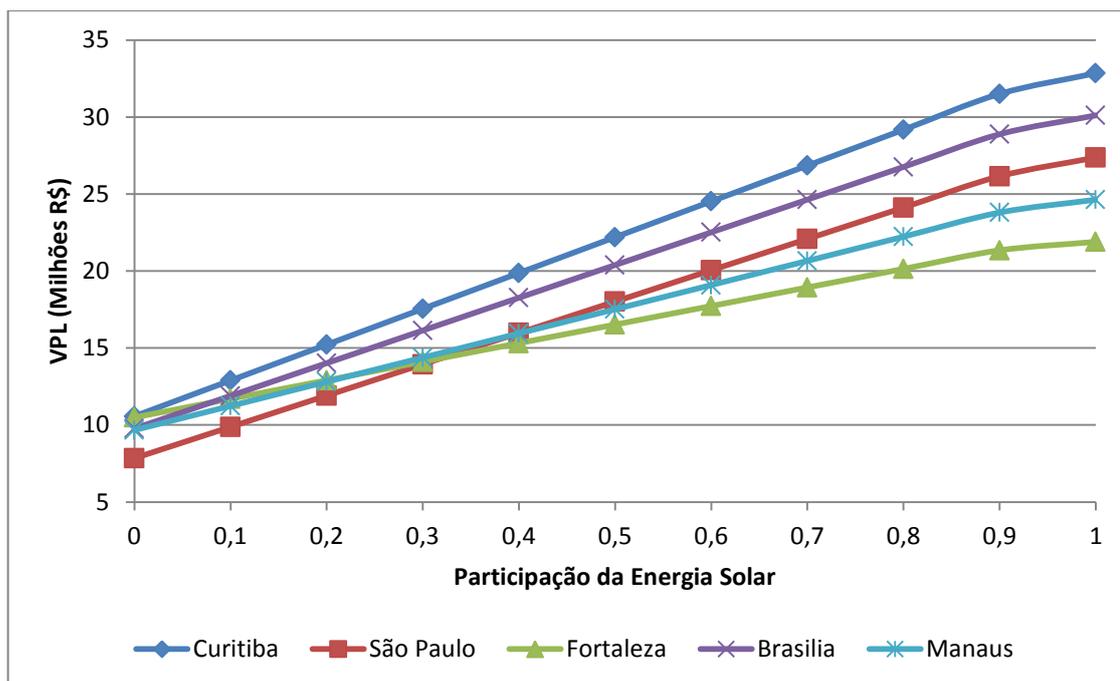


Figura 9.1 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.

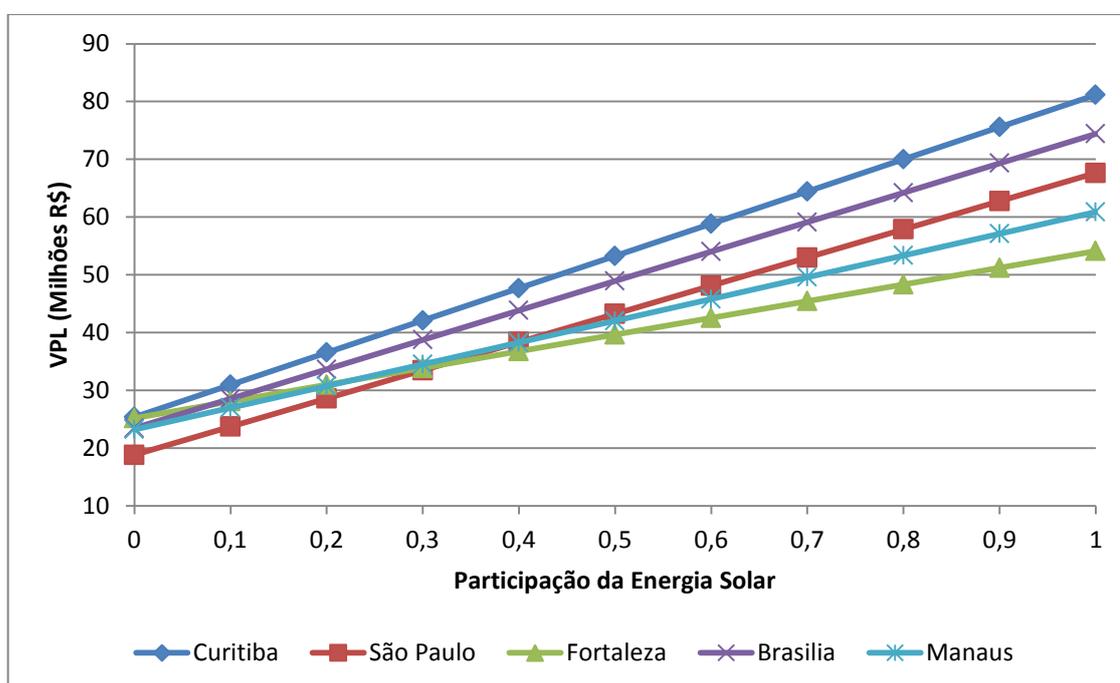
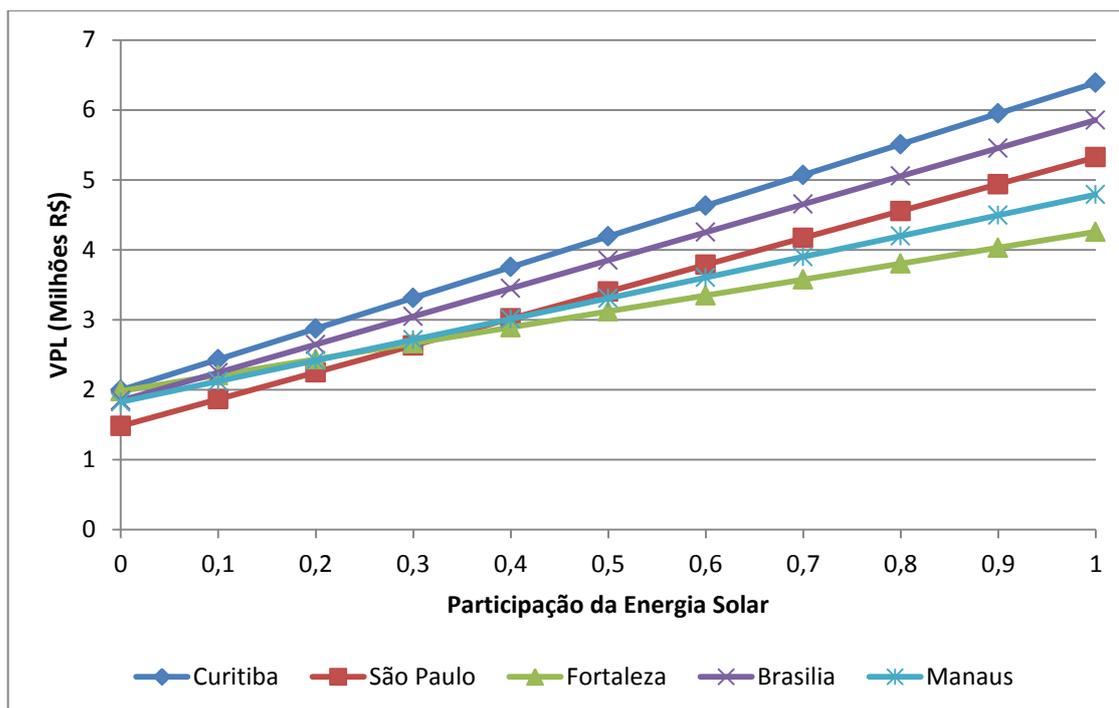


Figura 9.2 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.



**Figura 9.3 VPL em função da porcentagem de energia solar frente elétrica no hotel. . Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.**

Os resultados obtidos para o caso eólico estão representados nas Figura 9.4, Figura 9.5 e Figura 9.6. Tal alternativa também se mostra pouco eficaz economicamente, visto que seu valor presente líquido é mais elevado que o da energia elétrica convencional. Avalia-se, assim como no caso eólico, que tais valores variam de acordo com o prédio e região, pois o regime de ventos não é constante em todas as regiões do Brasil.

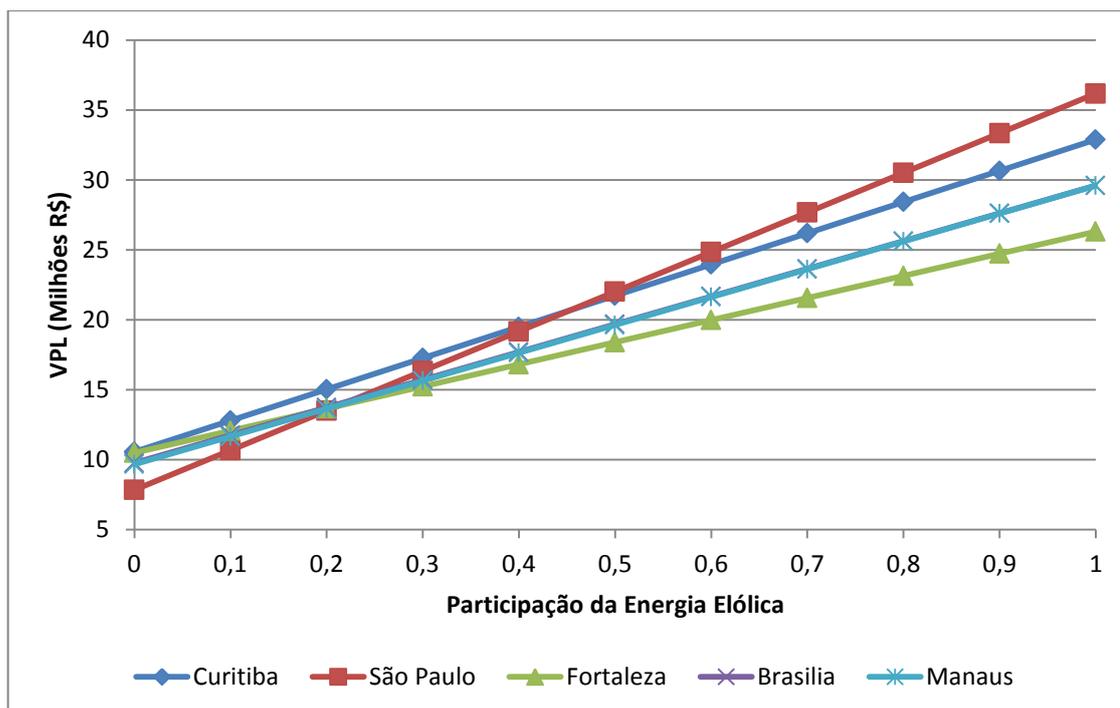


Figura 9.4 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica.

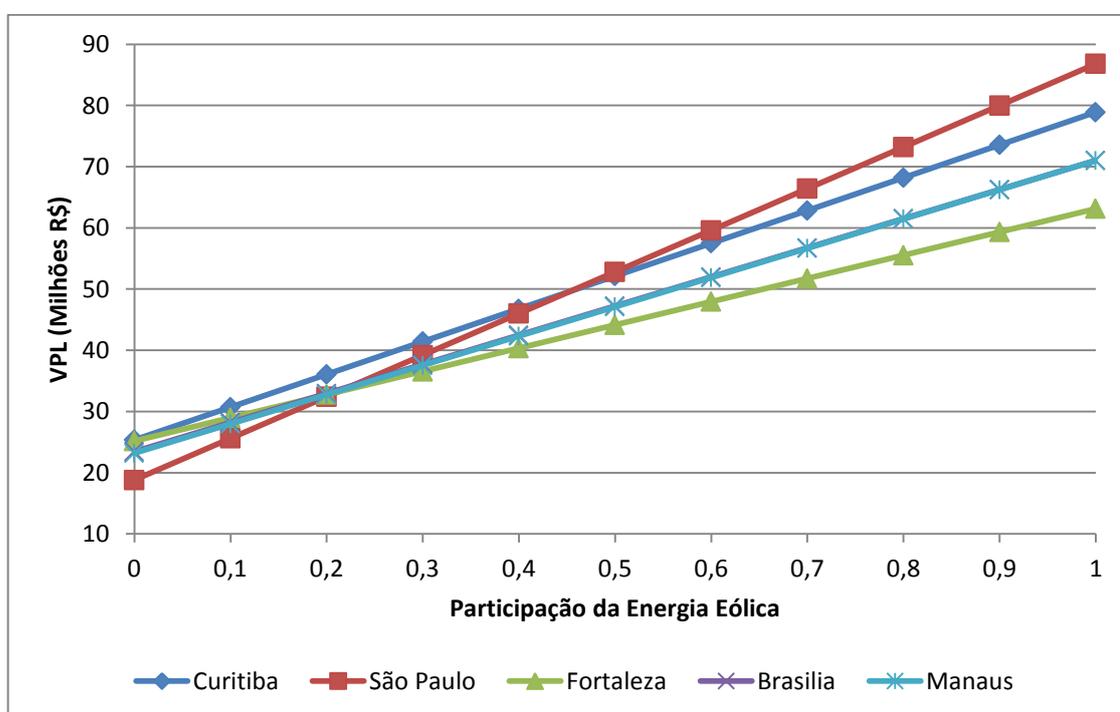
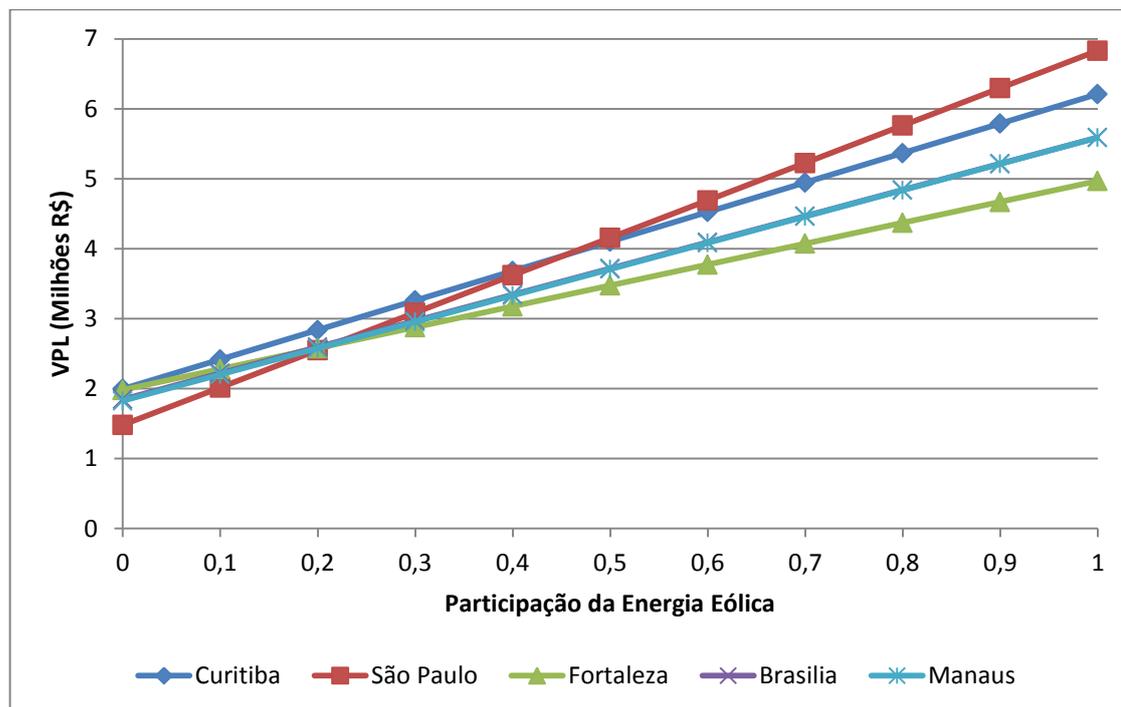


Figura 9.5 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica.



**Figura 9.6 VPL em função da porcentagem de energia eólica frente elétrica no hotel. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia eólica.**

Ainda foram estudados os casos em que eram utilizadas apenas as fontes eólica e solar para abastecimento total do prédio. Foi novamente simulada uma variação da porcentagem de tais fontes, os resultados obtidos encontram-se nas Figura 9.7, Figura 9.8 e Figura 9.9. Podemos verificar que a energia solar é um pouco mais viável que a fonte eólica em alguns casos. Isso se justifica pelo fato de que pequenos aerogeradores ainda possuem um custo alto por kWh – ainda se comparado ao custo do kWh de grandes aerogeradores – e do regime de ventos e incidência solar.

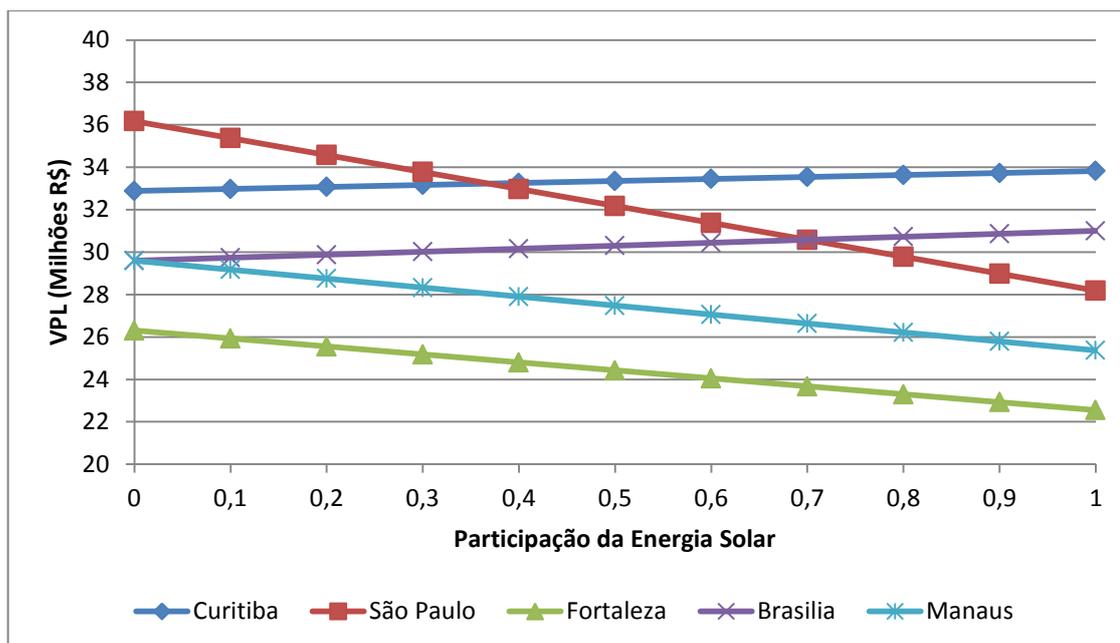


Figura 9.7 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no hospital. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.

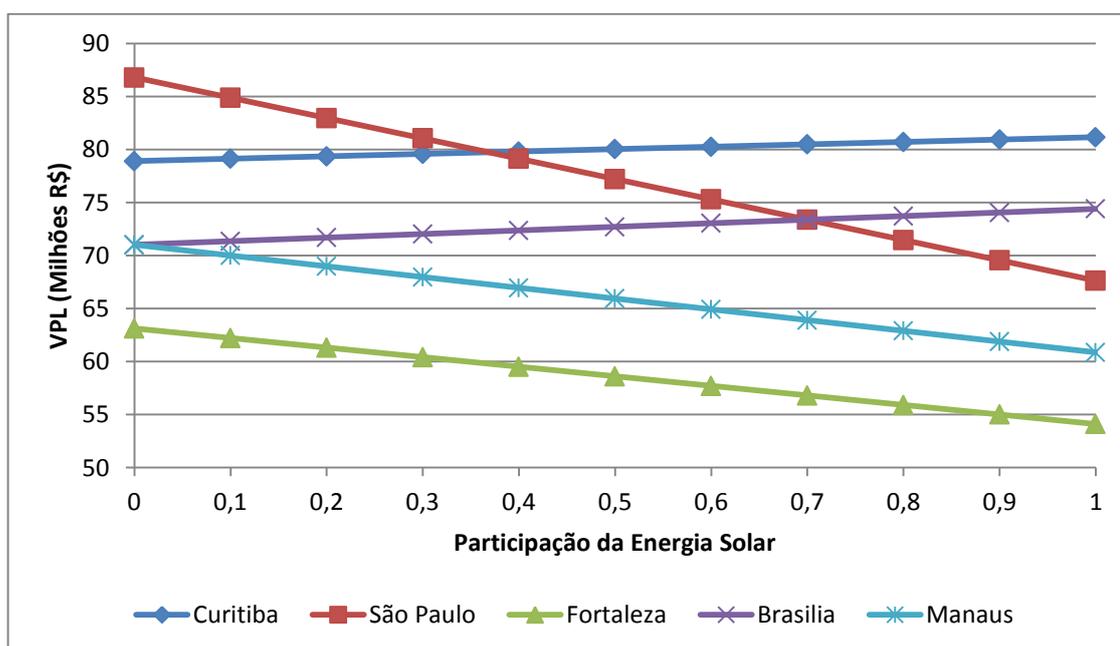
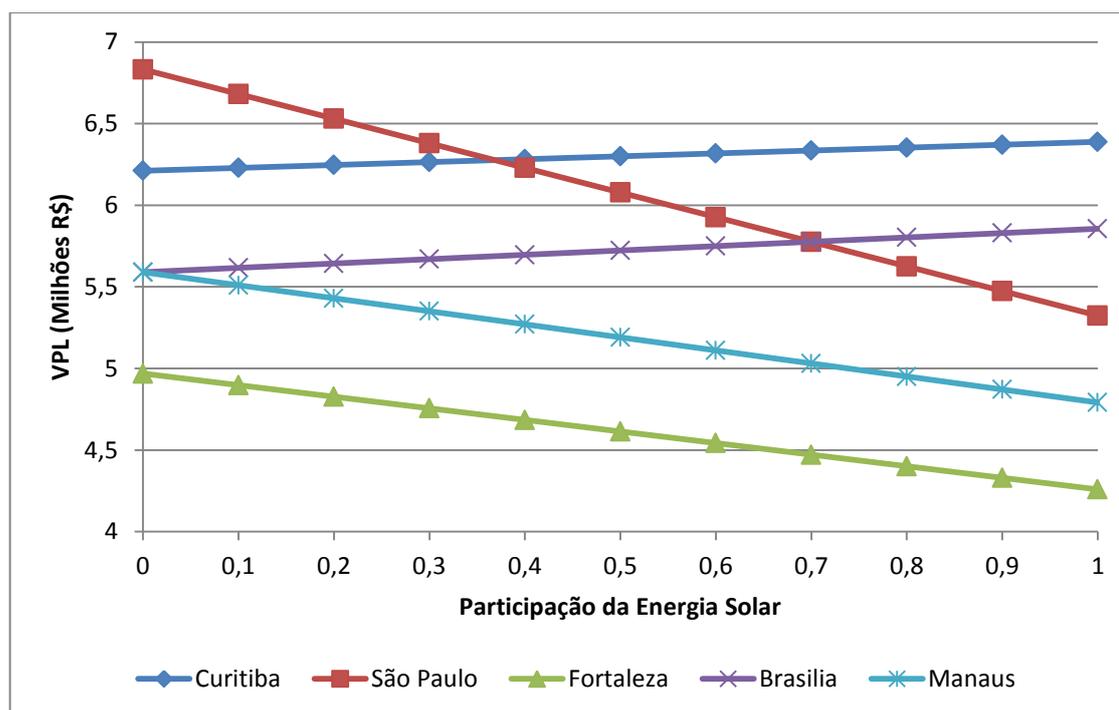


Figura 9.8 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no shopping. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.



**Figura 9.9 VPL em função da porcentagem de energia solar frente eólica no hotel. Onde um participação igual à 1 representa que será utilizado somente energia solar.**

## 9.6 TIR

Para o cálculo da taxa de retorno, foram analisados os casos de cada fonte suprindo a demanda individualmente frente à energia elétrica convencional. As Tabela 9.4, Tabela 9.5 e Tabela 9.6 trazem os resultados de cada caso. Pode ser notado na Tabela 9.5 que o caso do sistema cogenerativo apresenta uma taxa interna de retorno que varia de acordo com o prédio e região, isso se justifica pelas diversas demandas dos prédios, e dos custos de gás e energia elétrica de cada capital.

Tais taxas justificam o investimento para a criação de um sistema que atenda as demandas tanto térmicas quanto elétricas através do gás natural. Pois, apresentam taxas positivas maiores de 10%, taxa utilizada como referência, e quando menores, pode ser considerado o ganho na independência da rede e sustentabilidade.

**Tabela 9.4 TIR para o caso da cogeração.**

	Curitiba	São Paulo	Fortaleza	Manaus
Hospital	13,71%	13,86%	12,41%	10,41%
Shopping	15,61%	16,56%	13,63%	10,52%
Hotel	8,70%	7,59%	8,05%	6,79%

Nas Tabela 9.5 podemos verificar o TIR para o caso em que toda a demanda energética do prédio é suprida por um sistema fotovoltaico. Podemos notar que essa taxa de retorno é negativa, ou seja, o valor economizado não supre o alto investimento. Isso faz com que essa alternativa seja inviável economicamente, porém, quando reduzimos a porcentagem de energia produzida por essa fonte, estamos diminuindo o investimento inicial do projeto, desta forma, não obtemos uma taxa de retorno maior, porém conseguimos diversificar a fonte de energia sem aumentar muito o custo do kWh.

**Tabela 9.5 TIR para o caso solar em relação a energia elétrica.**

	Curitiba	São Paulo	Fortaleza	Brasília	Manaus
Hospital	-7,93%	-8,20%	-7,01%	7,65%	-7,47%
Shopping	9,03%	9,80%	7,70%	-4,70%	-7,73%
Hotel	-5,03%	-4,49%	-4,55%	2,76%	3,03%

Na Tabela 9.6 verifica-se a taxa interna de retorno para os edifícios quando eles têm toda sua demanda energética sendo abastecida pela fonte solar. Pode-se destacar que neste caso, assim como no caso solar, que os valores de TIR são negativos, inviabilizando esta fonte. Aqui também é possível utilizar apenas uma pequena parte da demanda sendo suprida por tal fonte.

**Tabela 9.6 TIR para o caso eólico em relação a energia elétrica.**

	Curitiba	São Paulo	Fortaleza	Brasília	Manaus
Hospital	-2,48%	-1,52%	-3,01%	2,39%	-2,52%
Shopping	2,83%	1,82%	3,31%	-1,39%	-2,41%
Hotel	-1,58%	-0,83%	-1,95%	0,87%	0,89%

Ainda pode-se destacar que uma diversificação das fontes de energia também é um dos objetivos do projeto. Dessa maneira, pode-se alocar fontes como eólica e solar em um mesmo edifício. Isso não torna nenhuma das alternativas viáveis, porém diversifica as fontes energéticas de forma não poluentes.

## 10 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo analisar diversos cenários formados por três tipos de prédios diferentes, nas cinco regiões brasileiras com quatro tipos de fontes de energia. Ele surgiu a partir da preocupação com o consumo de energia crescente no país e considerando fontes que não afetassem com intensidade o meio ambiente.

Ao fazer o estudo das possíveis fontes de energia foi possível observar porque a energia proveniente de hidroelétricas é a mais comum no Brasil. O país possui grande potencial hidroelétrico, principalmente se comparado a outros países, e possui ainda capacidade para aumentar a quantidade de energia produzida nessa forma. Para isso, mais projetos precisam ser desenvolvidos e a eficiência do sistema deve ser sempre melhorada. Vale ressaltar os impactos causados no meio ambiente, como o alagamento de grandes áreas.

Ao apresentar a energia eólica, pode-se observar que esta fonte está em expansão no Brasil, principalmente no nordeste com grandes parques eólicos. A construção destes últimos é incentivada pelo governo com programas de auxílio na obtenção dos equipamentos ou depois na venda da energia gerada. Por outro lado, pode ser visto também que pequenas turbinas também podem ser facilmente implementadas em residências para atender parte da energia necessária.

A energia solar é ainda uma fonte que apesar de ser a mais básica, ainda possui sua tecnologia longe de ser tornar viável para grandes demandas. É necessário grandes painéis solares para atender pequenas demandas devido a baixa capacidade de captação da energia das células fotovoltaicas, mesmo usando concentradores. Assim, ela pode ser utilizada simplesmente para suprir uma fração da energia necessária em um edifício e preferencialmente para aquecimento.

A utilização do gás natural ficou atrelado ao uso da cogeração por ser um combustível que emite poucos poluentes quando comparado a combustíveis fósseis. Dessa forma ele foi selecionado caso a turbina utilizada fosse a vapor, na caldeira, ou a gás mesmo, apesar de rede de distribuição ainda ser pequena no país em relação ao que poderia ser. Espera-se que com as novas reservas sua utilização seja cada vez maior.

Quanto à cogeração, ao estudá-la, pode ser percebido que ela apresenta versatilidades quanto ao uso da energia, visto a geração simultânea de energia elétrica e térmica. Graças ao aumento da eficiência em relação ao ciclo simples, ela torna viável a auto-suficiência de energia, um dos pontos desejados nesta análise, já que a escassez de energia no futuro é considerada.

Dessa forma, foram colocados os parâmetros de entrada do projeto, características das regiões e dos prédios, para análise junto a estas fontes. A princípio, para simplificar a solução foi determinado que, devido às características proporcionadas pela cogeração, ela seria projetada para atender a necessidade de energia térmica dos estabelecimentos conforme apresentado no capítulo 7.

Para tanto foi feita a análise térmica apresentada no capítulo 6. A análise detalhada proporcionou uma riqueza maior do que as estimativas apresentadas no capítulo 4 uma vez que, neste último, não aparece com clareza a influência da eficiência de equipamentos no resultado. Além disso, em um projeto em que o edifício está sendo projetado desde o início, esta análise é necessária para determinar a demanda de energia térmica. Por fim, o resultado obtido no capítulo 6 foi considerado coerente por justamente representar uma porção esperada da demanda total.

Com isso, foi percebido que, ao projetar em cima dos dados fornecidos no capítulo 6 um sistema cogerativo com micro turbina a gás seria suficiente para atender as necessidades dos projetos. Isto, sendo considerado que estes sistemas de geração iriam trabalhar 24 horas por dia nas épocas em que a demanda de energia fosse maior. Portanto, foi concluído que poderiam ser analisadas quatro situações, uma com as necessidades sendo atendidas somente pela cogeração, outra sendo atendidas apenas por um sistema solar – ou uma variação entre solar e hidroelétrico – outra com apenas um sistema eólico – ou uma variação entre eólico e hidroelétrico e outra com uma combinação entre as fontes solar, eólica e hidroelétrica.

A situação envolvendo as fontes solar e eólica foi analisada utilizando o programa Homer para a obtenção da quantidade de placas ou aerogeradores necessários. Isto, pois ele leva em consideração regime de ventos, tempo de iluminação e radiação de cada região estudada.

Ao determinar o VPL nas quinze situações possíveis utilizando apenas cogeração foram obtidos valores menores dos que das situações analisadas com as possíveis combinações das outras fontes. Isto se deve ao baixo custo do insumo energético do sistema cogerativo (gás natural).

Tanto no caso solar, quanto no caso eólico, os valores de VPL e da taxa de retorno obtidos foram no geral muito baixos inviabilizando o projeto sob uma análise econômica. Além disso, foi utilizado um número muito elevado de placas fotovoltaicas, ou aerogeradores nas situações em que grande parte da energia é suprida por estas fontes. Pelo simples fato do espaço que ocupariam esses equipamentos seria muito grande, tal solução já se torna inviável.

Como o objetivo deste trabalho é encontrar fontes alternativas de energia para evitar a dependência na rede elétrica, fica a critério do dono do projeto utilizar a opção com energia da rede e destinar pouca parte de sua energia às fontes eólica e, ou solar. Para atender o objetivo deste trabalho chega-se a conclusão de que somente a utilização de um sistema cogerativo é suficiente em um caso genérico.

Ainda deve-se ressaltar que na região centro-oeste existe um fator que impede o uso da cogeração como nas demais regiões. Na cidade tomada como referência, Brasília, não existe rede de distribuição de gás natural o que dificulta sua utilização como combustível para a caldeira do ciclo cogerativo. Se utilizado de outra maneira que não seja pela rede, a confiabilidade no fornecimento da energia e o custo do projeto ficam comprometidos.

Outro combustível não poluente pode ser utilizado, mas sairia do escopo deste trabalho. Desta forma, para prédios localizados na região de Brasília, segundo a análise apresentada, seria interessante utilizar a combinação das fontes elétrica, eólica e solar.

O que fica de toda a análise feita é uma metodologia de como organizar um projeto para fornecimento de energia a um edifício com adoção de fontes não convencionais. Nele pode se ter uma noção de como as principais fontes de energia não poluentes se encontram atualmente no país e quais os parâmetros são essenciais na avaliação da viabilidade de uma configuração de fornecimento de energia. Para enriquecer este trabalho, pode ser complementada a análise

adicionando mais opções de geração de energia como o uso da biomassa ou biodiesel ou ainda ser feita uma análise econômica mais profunda levando em consideração outros fatores que podem estar associados ao projeto, como, por exemplo, a própria construção do edifício.

## 11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] (2008). *PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA CICLO 2006/2007*. Sergipe: Energisa.
- [2] ABNT. (2008, Agosto 04). NBR 16401-1. *Instalações de ar-condicionado - Sistemas centrais e unitários*. Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- [3] ABRASCE. (2011). *Portal do Shopping*. Retrieved 03 16, 2011, from Associação Brasileira de Shopping Centers: <http://www.portaldoshopping.com.br/>
- [4] AES Brasil. (2011, 11 01). *Tarifas de Energia*. Retrieved 11 03, 2011, from AES Eletropaulo: <http://www.aeseletropaulo.com.br/clientes/informacoes/Paginas/tarifasdeenergia.aspx>
- [5] Aguiar, J. C. (2006). *PRÉ - DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO GRUPO HOSPITALAR CONCEIÇÃO*. Cepel - Empresa do Sistema Eletrobrás.
- [6] Amorim, C. N. (2004). *Arquitetura não residencial em Brasília: Desempenho Energético e Ambiental*. São Paulo.
- [7] Ana Paula Melo; Fernando Simon Westphal; Roberto Lamberts. (2005). *AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DE ESTRATÉGIAS PARA A REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM UM HOTEL DE FLORIANÓPOLIS*. Florianópolis.
- [8] ANEEL. (2005). *Atlas de Energia Elétrica do Brail*. Brasília: ANEEL.
- [9] Aneel. (n.d.). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. (Aneel) Retrieved 04 03, 2011, from elatórios do Sistema de Apoio a Decisão: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>
- [10] Balestieri, J. A. (2002). *Cogeração: geração combinada de eletricidade e*. Florianópolis: UFSC.

- [11] Barja, G. J. (2006). *À Cogeração e a sua Inserção ao Sistema Elétrico*. Brasília: Universidade de Brasília.
- [12] Bohn, A. R. (2008). *Instalação Predial de Água Quente*. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina.
- [13] Boyle, G. (1996). *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford: Oxford University Press.
- [14] Brasil Hobby. (2011). *Micro Usina Solar MUS-1000W*. Retrieved 11 08, 2011, from <http://www.brasilhobby.com.br/descricao.asp?CodProd=MUS1000W>
- [15] Capstone. (2011, 10 12). *Products & Solutions*. Retrieved 11 27, 2011, from Turbine Corporation: <http://www.microturbine.com/prodsol/products/>
- [16] CEB. (2011, 11 01). *Tarifas*. Retrieved 11 03, 2011, from Companhia Energética de Brasília: [http://www.ceb.com.br/Ceb/ceb/abre\\_texto.cfm?id\\_txt=987](http://www.ceb.com.br/Ceb/ceb/abre_texto.cfm?id_txt=987)
- [17] CEGAS. (2011, 11 1). *Tabela de Preços*. Retrieved 11 3, 2011, from Companhia de gás do Ceara: [http://www.cegas.com.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=162&Itemid=163](http://www.cegas.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=162&Itemid=163)
- [18] CI GAS. (2011, 11 1). *Tarifas*. Retrieved 11 3, 2011, from Companhia de Gás do Amazonas: <http://www.cigas-am.com.br/>
- [19] Coelce. (2011, 11 01). *Tarifas de BAixa Tensão*. Retrieved 11 03, 2011, from Tarifas Coelce: [https://www.coelce.com.br/media/66652/tarifa\\_bt\\_11\\_nov.pdf](https://www.coelce.com.br/media/66652/tarifa_bt_11_nov.pdf)
- [20] Com Gás. (2011, 11 01). *Tarifas*. Retrieved 11 03, 2011, from Comgas Tarifas: <http://www.comgas.com.br/tarifas.asp>
- [21] Compagas. (2011, 11 1). *Tarifas*. Retrieved 11 3, 2011, from Compagas - Tarifas: <http://www.compagas.com.br/agv/index.php?action=uiprecos.processsdata>

- [22] Conselho de Consumidores da Coelce. (2000). *Uso eficiente de energia no hospital geral de Fortaleza*. Fortaleza: Coelce.
- [23] Copel. (2011, 11 01). *Tarifas de Energia*. Retrieved 11 03, 2011, from Tarifas Copel:  
<http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/F6D7EC4536975DE2032578DF0042CFB0?OpenDocument>
- [24] CRESEB. (2010). Retrieved 11 14, 2010, from  
[http://www.cresesb.cepel.br/atlas\\_eolico/index.php#data](http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico/index.php#data)
- [25] CRESEB. (2010). Retrieved 11 14, 2010, from  
<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>
- [26] Demajorovic, J. (2007). *AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL EM HOTÉIS: UMA PROPOSTA DE INDICADORES DE ECOEFICIÊNCIA*. Curitiba: Centro Universitário Senac.
- [27] Eletrobras. (2011, 11 01). *Ajuste Tarifário*. Retrieved 11 03, 2011, from Amazonas Energia: <http://www.amazonasenergia.gov.br/cms/aneel-aprova-reajuste-tarifario-para-amazonas-distribuidora/>
- [28] EMERSON LUBITZ; MARINA OTTE; NICOLAU CARDOSO NETO. (2006). *GESTÃO AMBIENTAL EM ORGANIZAÇÕES: ESTUDO DE CASO DO OSCAR HOTEL DE FLORIANÓPOLIS/SC*. Blumenau: FURB.
- [29] Energia Pura. (2011). *Energia Eólica*. Retrieved 11 05, 2011, from Energia Solar Fotovoltáica e Eólica para Casas e Negócios:  
<https://www.energiapura.com/categoria/1>
- [30] Energia Pura. (2011, 10 12). *Energia Solar*. Retrieved 11 05, 2011, from Loja Virtual: <https://www.energiapura.com/categoria/2>
- [31] EWEA. (2011). *The European WindEnergy Assossiation*. Retrieved 02 19, 2011, from <http://www.ewea.org/>
- [32] EWEA. (2011). *Wind Directions*. Retrieved 02 19, 2011, from <http://www.ewea.org/index.php?id=1976>

- [33] FCUL. (2010). *Laboratório de Aplicações Fotovoltáicas e Semicondutores*. Retrieved 11 08, 2011, from Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa: [http://solar.fc.ul.pt/faq.htm#E manutenção](http://solar.fc.ul.pt/faq.htm#E%20manuten%C3%A7%C3%A3o)
- [34] Freire, R. L. (2008). *Análise de Viabilidade de Implantação de Fontes Alternativas de Energia no Hospital das Clínicas da UNICAMP*. Campinas: UNICAMP.
- [35] GE. (2011). *Energy*. Retrieved 11 10, 2011, from GE Energy Overview: [http://www.rolls-royce.com/energy/energy\\_products/](http://www.rolls-royce.com/energy/energy_products/)
- [36] Gitman, L. J. (2010). *Princípios de Administração Financeira*. São Paulo: Pearson.
- [37] Haines, R. H., & Wilson, C. L. (1998). *Hvac Systems Design Handbook*. EUA: Mcgraw-Hill.
- [38] Horlock, J. H. (1995). *Combined power plants: past, present and future*. New York.
- [39] Johnson Controls. (2011, 10 30). *Produtos e Soluções*. Retrieved 11 26, 2011, from Johnson Controls: [http://www.johnsoncontrols.com.br/publish/br/pt/products/building\\_efficiency/sistemas\\_hvac/chillers\\_-\\_condensacao/chiller\\_absorcao\\_.html](http://www.johnsoncontrols.com.br/publish/br/pt/products/building_efficiency/sistemas_hvac/chillers_-_condensacao/chiller_absorcao_.html)
- [40] Madeira, A. R. (1999). *Gestão do Consumo de Energia no Sector Turístico*. Funchal.
- [41] MaqTermo. (2011, 11 02). *Produtos*. Retrieved 11 26, 2011, from MaqTermo: <http://www.maqtermo.com.br/index.php?destino=Chiller-Frio-Quente>
- [42] Marcos Danella; Gilberto De Martino Jannuzzi. (2006). *Projeto de Eficiência Energética no Hospital de Clínicas da UNICAMP*. Belo Horizonte: Sendi.
- [43] Mecalor. (2011, 11 05). *Produtos*. Retrieved 11 26, 2011, from Mecalor: [http://www.mecalor.com.br/produtos/agua\\_gelada/chillers/unidade\\_agua\\_gelada/](http://www.mecalor.com.br/produtos/agua_gelada/chillers/unidade_agua_gelada/)

- [44] Micropower. (n.d.). *Homer Energy*. Retrieved Novembro 02, 2010, from <http://www.homerenergy.com/>
- [45] Ministério de Minas e Energia. (2005). *Ministério de Minas e Energia*. (Governo Federal) Retrieved 03 30, 2011, from PROINFA: <http://www.mme.gov.br/mme>
- [46] Ministério de Minas e Energia. (2007). *Setor de Serviços*. Retrieved 03 16, 2011, from Matriz Energética de Minas Gerais.
- [47] Ministério de Minas e Energia. (2011). *Balanco Energético Nacional*. Retrieved 02 18, 2011, from <https://ben.epe.gov.br/>
- [48] Ministério de Minas e Energia. (2011). *Minas e Energia*. Retrieved 03 17, 2011, from Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/mme>
- [49] Neto, A. H. (2011). PME 2515 - Ar condicionado e Ventilação. *Carga Térmica*. São Paulo, Brasil: USP.
- [50] Paccin, A. (2002). *Iluminação Hospitalar*. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- [51] Peccini, A. (2002). *Iluminação Hospitalar*. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grand do Sul.
- [52] PME2513 Refrigeração Industrial e Comercial. (2011). *Carga térmica de refrigeração*. São Paulo: Escola Politécnica da USP.
- [53] PROINFA. (2011). *Ministério de Minas e Energia*. (Governo Federal) Retrieved 03 30, 2011, from PROINFA: <http://www.mme.gov.br/mme>
- [54] PUCRS. (2011). *CE-Eólica*. Retrieved 11 05, 2011, from Centro de Energia Eólica: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/index.htm>
- [55] Receita Federal. (2011, 11 01). *Taxa de Juros Selic*. Retrieved 11 03, 2011, from Juros Selic: <http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm>
- [56] Rolls-Royce. (2011). *Energy products*. Retrieved 11 10, 2011, from Energy products - Rolls-Royce: [http://www.rolls-royce.com/energy/energy\\_products/](http://www.rolls-royce.com/energy/energy_products/)

- [57] Sá, A. L. (2011). *Energia Eólica e Expansão do Setor Elétrico Nacional*. Retrieved 02 19, 2011, from Aneel: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia\\_Publica/audiencia\\_proton/1999/ap002/artigo.rtf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/1999/ap002/artigo.rtf)
- [58] Siemens. (2011). *Energy*. Retrieved 11 10, 2011, from Siemens Global Website: <http://www.siemens.com/entry/cc/en/#188180-203900>
- [59] Siemens. (2011). *Siemens Steam Turbines*. Retrieved 11 10, 2011, from Energy: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- [60] Susta, M. R., & Luby, P. (1997). *Combined cycle power plant efficiency: a prognostic extrapolation*. Dartford.
- [61] Weather Channel. (2010). Retrieved 11 02, 2010, from <http://br.weather.com/>

## APÊNDICE A - HOMER

O software Homer é uma ferramenta de modelagem de energia para projetar sistemas híbridos, que contém uma mistura de geradores convencionas, de cogeração, turbinas eólicas, energia solar fotovoltaica, hidroelétrica, entre outras. O objetivo de tal *software* é a otimização de tais fontes energéticas, obtendo uma projeção de capital e despesas operacionais. A Figura A.1 mostra a tela inicial de um projeto no Homer.

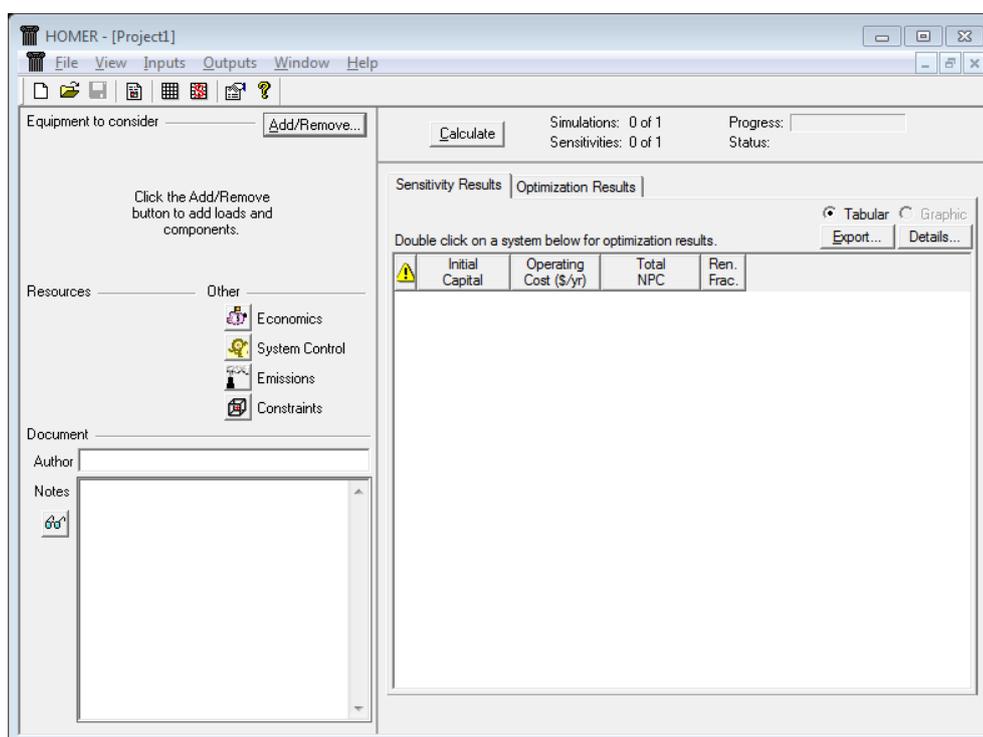
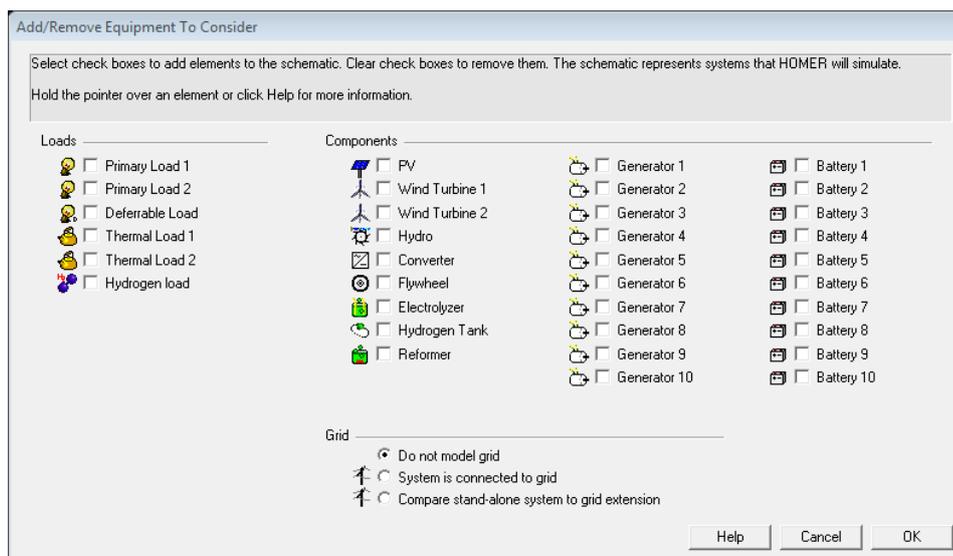


Figura A.1 Tela inicial do Homer.

Tal programa permite que seja selecionada uma lista de fontes energéticas para compor o projeto, como mostrado na Figura A.2. Cada fonte, por sua vez, pode ter seus dados alterados, como preço inicial, taxa de manutenção, combustível utilizado e etc.



**Figura A.2 Demandas energéticas e instalações utilizadas.**

É possível também, determinar as demandas térmica e energética requeridas na sua instalação, sendo possível colocar mais de uma demanda por projeto (Figura A.2). Nesta tela, também existe a opção de manter seu projeto ligado na linha energética local, ou desconectá-la da linha (independência energética).

As figuras compreendidas entre a Figura A.3 e a Figura A.13 mostram algumas telas do Homer. Nelas é possível verificar quais parâmetros poder ser variados no *software*. É possível perceber, por exemplo, na Figura A.5 que existe uma caixa onde pode-se definir a porcentagem de calor recuperado pelo gerador, o transformando em um processo de cogeração. Vale ressaltar também que as Figura A.10 e Figura A.11 trazem os dados climáticos da região, sendo possível inseri-los através da latitude e longitude de tal região.

A um exemplo de resposta do programa pode ser avaliado na Figura A.14, onde foi simulado um projeto simples. Nesta imagem pode-se notar que o programa fornece o custo e a rentabilidade do projeto utilizando algumas combinações das fontes requeridas.

Grid Inputs

File Edit Help

Click Add to add as many rates as necessary. Select a rate and click on the diagram to indicate when each rate applies.  
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Rates | Emissions | Advanced | Forecasting

Scheduled rates  
 Real time prices

Rate schedule

Step 1: Define and select a rate

Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Rate 1	0.100	0.050	0.000

Add Remove Edit...

Step 2: Select a time period

All Week  Weekdays  Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected rate applies.

Net metering  
 Net purchases calculated monthly  
 Net purchases calculated annually

Rate Schedule

Time of Day

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Rate 1  
All week  
Weekdays  
Weekends

Help Cancel OK

Figura A.3 Tela de controle da linha de energia.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.  
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost | Fuel | Schedule | Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)

Size (kW) {..} {..} {..}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000

Properties

Description  Type  AC  DC

Abbreviation

Lifetime (operating hours)  {..}

Minimum load ratio (%)  {..}

Cost Curve

Cost

Size (kW)

Help Cancel OK

Figura A.4 Tela de controle de custo de um gerador.

**Generator Inputs**

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Fuel curve

Fuel: Diesel

Intercept coeff. (L/hr/kW rated): 0.08

Slope (L/hr/kW output): 0.25

Advanced

Heat recovery ratio (%): 0

Cofire with biogas

Substitution ratio: 8.5

Minimum fossil fraction (%): 20

Derating factor (%): 70

Efficiency Curve

Help Cancel OK

Figura A.5 Tela de controle do combustível utilizado no gerador.

**PV Inputs**

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)

Sizes to consider

Size (kW)
0.000

Cost Curve

Properties

Output current:  AC  DC

Lifetime (years): 20

Derating factor (%): 80

Slope (degrees): 0

Azimuth (degrees W of S): 0

Ground reflectance (%): 20

Advanced

Tracking system: No Tracking

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C): -0.5

Nominal operating cell temp. (°C): 47

Efficiency at std. test conditions (%): 13

Help Cancel OK

Figura A.6 Tela de controle da célula fotovoltaica.

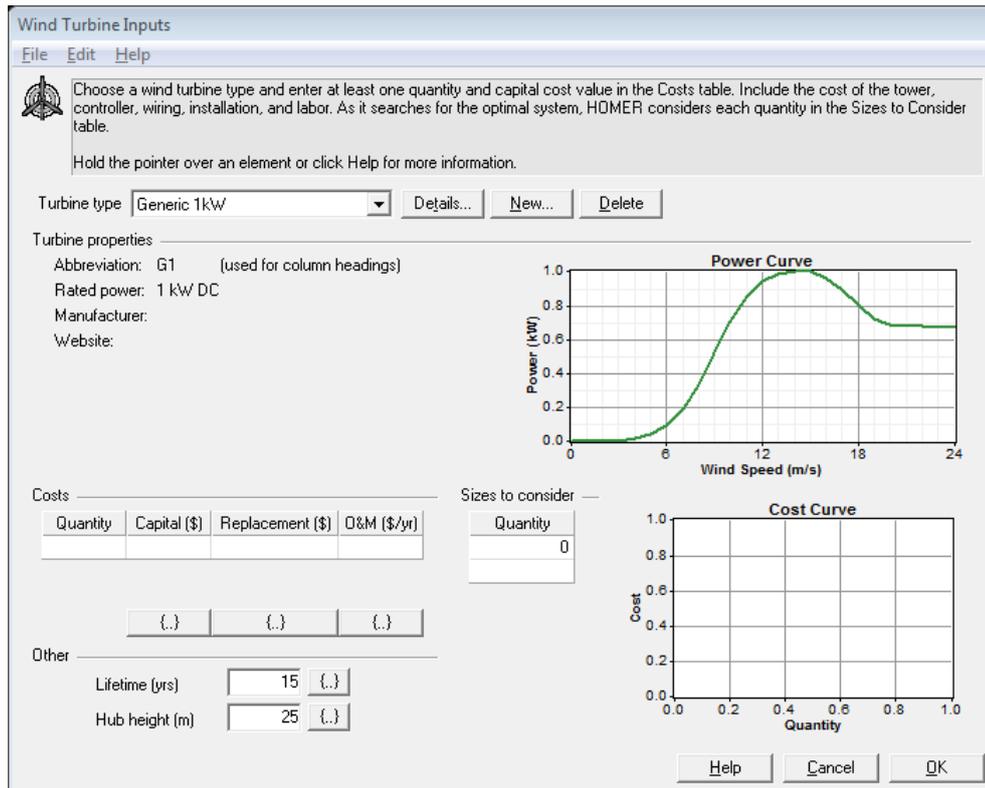


Figura A.7 Tela de controle do gerador eólico.

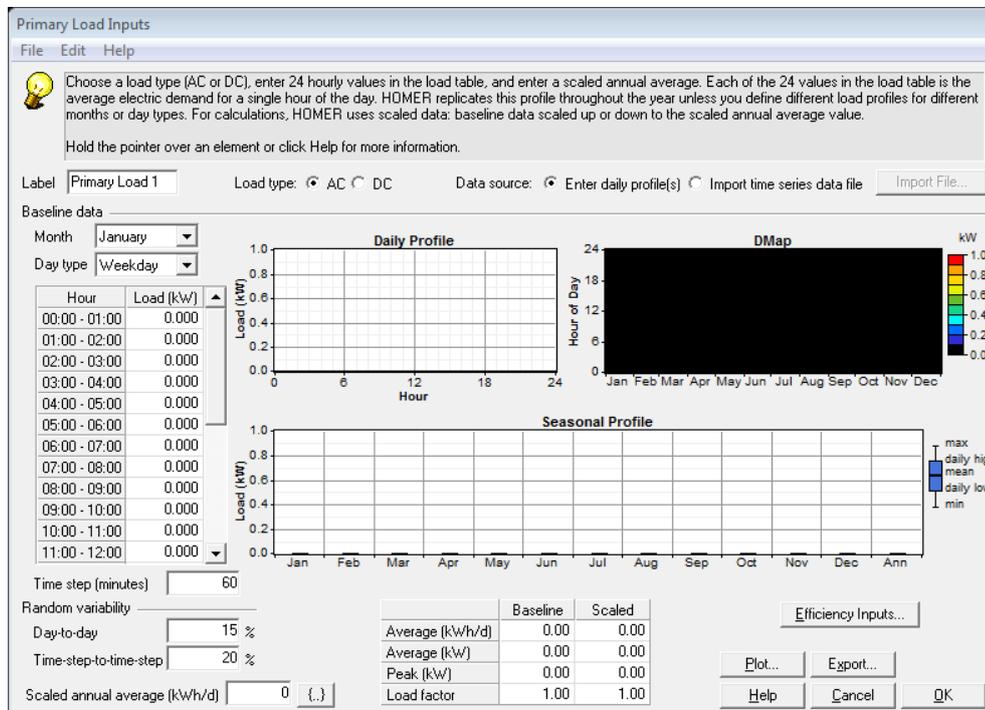


Figura A.8 Tela de definição da demanda elétrica.

**Thermal Load Inputs**  
File Edit Help

Enter 24 hourly values and a scaled annual average value. Each of the 24 values in the load table is the average thermal demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. HOMER uses scaled data for calculations.  
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label: Thermal Load 1      Data source:  Enter daily profile(s)    Import time series data file  

Baseline data  
Month: January      Day type: Weekday

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	0.000
01:00 - 02:00	0.000
02:00 - 03:00	0.000
03:00 - 04:00	0.000
04:00 - 05:00	0.000
05:00 - 06:00	0.000
06:00 - 07:00	0.000
07:00 - 08:00	0.000
08:00 - 09:00	0.000
09:00 - 10:00	0.000
10:00 - 11:00	0.000
11:00 - 12:00	0.000

Random variability  
Day-to-day: 15 %      Time-step-to-time-step: 20 %

Scaled annual average (kWh/d): 0 (.)

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	0.00	0.00
Average (kW)	0.00	0.00
Peak (kW)	0.00	0.00
Load factor	1.00	1.00

Figura A.9 Tela de definição da demanda térmica.

**Solar Resource Inputs**  
File Edit Help

HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.  
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location  
Latitude: 0° 0'  North  South      Time zone: (GMT) Iceland, UK, Ireland, West Africa  
Longitude: 0° 0'  East  West

Data source:  Enter monthly averages    Import time series data file  

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /d)
January	0.000	0.000
February	0.000	0.000
March	0.000	0.000
April	0.000	0.000
May	0.000	0.000
June	0.000	0.000
July	0.000	0.000
August	0.000	0.000
September	0.000	0.000
October	0.000	0.000
November	0.000	0.000
December	0.000	0.000
Average:	0.000	0.000

Scaled annual average (kWh/m<sup>2</sup>/d): 0 (.)

Figura A.10 Tela dos inputs de radiação solar.

**Wind Resource Inputs**  
File Edit Help

HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source:  Enter monthly averages  Import time series data file

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	0.000
February	0.000
March	0.000
April	0.000
May	0.000
June	0.000
July	0.000
August	0.000
September	0.000
October	0.000
November	0.000
December	0.000
Annual average:	0.000

Wind Resource

Other parameters: Time step (minutes)  Altitude (m above sea level)  Anemometer height (m)  Variation With Height...

Advanced parameters: Weibull k  1-hr autocorrelation factor  Diurnal pattern strength  Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

**Figura A.11** Tela dos inputs de velocidade do vento.

**Natural gas Inputs**  
File Edit Help

Enter the fuel price. The fuel properties can only be changed when creating a new fuel (click New in the Generator Inputs or Boiler Inputs window).

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Price (\$/m<sup>3</sup>)

Limit consumption to (m<sup>3</sup>/yr)

Fuel properties

Lower heating value: 45 MJ/kg  
Density: 0.79 kg/m<sup>3</sup>  
Carbon content: 67 %  
Sulfur content: 0.33 %

**Figura A.12** Tela para definições do combustível.

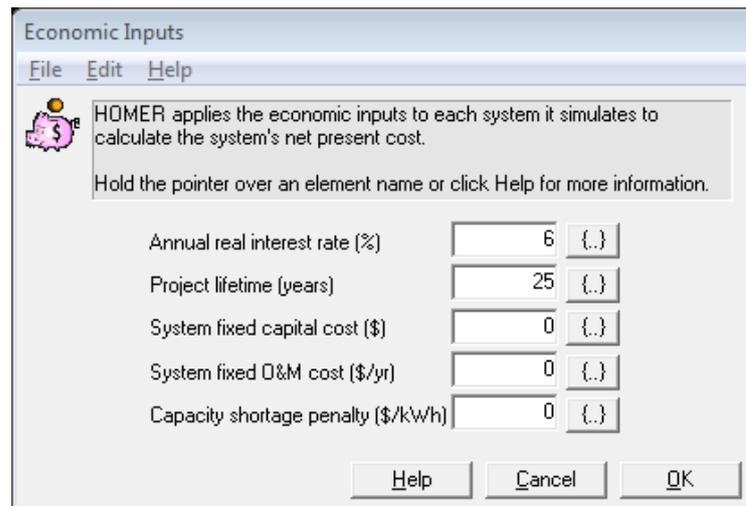


Figura A.13 Tela para controle de dados financeiros.

HOMER - [Project1 \*]

File View Inputs Outputs Window Help

Equipment to consider: Add/Remove...

Grid, Primary Load 1 (68 kWh/d), Primary Load 2 (274 kWh/d), AC, Converter, DC, Thermal Load 1, Boiler, PV, Generic 10kW

Resources: Solar Resource, Wind Resource, Natural gas, Other: Economics, System Control, Emissions, Constraints

Warnings: Solar data scaled average is zero, Wind data scaled average is zero.

Document: Author, Notes

Calculate Simulations: 0 of 8 Progress: Sensitivities: 1 of 1 Status: Completed in 1 seconds.

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall Export... Details...

	PV (kW)	G10	Conv. (kW)	Grd (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Natural gas (m <sup>3</sup> )
<input checked="" type="checkbox"/>	120		130	1000	\$ 0	81.977	\$ 1,047,939	0.600	0.00	8,958
<input checked="" type="checkbox"/>		3	130	1000	\$ 30,000	82.965	\$ 1,090,575	0.627	0.00	8,958
<input checked="" type="checkbox"/>			130	1000	\$ 50,000	86.355	\$ 1,153,908	0.666	0.00	8,958
<input checked="" type="checkbox"/>	120	3	130	1000	\$ 60,000	86.762	\$ 1,169,113	0.676	0.00	8,958

Completed in 1 seconds.

Figura A.14 Exemplo de saída do programa.

## APÊNDICE B – RESULTADOS HOMER

Nas Figuras B.1 à B.15 estão apresentados os resultados assim como o Homer apresenta. Ele coloca as combinações possíveis na ordem crescente de viabilidade, menor custo por quilowatt hora.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								1000	\$ 0	1,111,069	\$ 9,357,141	0.398	0.00
					20		130	1000	\$ 120,000	1,100,818	\$ 9,390,809	0.399	0.01
						20	130	1000	\$ 50,000	1,111,557	\$ 9,411,252	0.400	0.00
					20	20	130	1000	\$ 150,000	1,100,818	\$ 9,420,809	0.400	0.01

Figura B.1 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Hospital.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	2,671,439	\$ 22,498,176	0.398	0.00
					20		130	10000...	\$ 120,000	2,661,189	\$ 22,531,850	0.398	0.00
						20	130	10000...	\$ 50,000	2,671,927	\$ 22,552,288	0.399	0.00
					20	20	130	10000...	\$ 150,000	2,661,189	\$ 22,561,850	0.399	0.00

Figura B.2 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Shopping.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	151,219	\$ 1,273,529	0.398	0.00
					20		130	10000...	\$ 120,000	140,972	\$ 1,307,229	0.408	0.07
						20	130	10000...	\$ 50,000	151,707	\$ 1,327,639	0.414	0.00
					20	20	130	10000...	\$ 150,000	140,972	\$ 1,337,229	0.417	0.07

Figura B.3 Resultado obtido no Homer para a combinação Manaus x Hotel.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								1000	\$ 0	1,258,336	\$ 10,597,385	0.450	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	1000	\$ 120,000	1,247,614	\$ 10,627,086	0.452	0.01
						20	130	1000	\$ 50,000	1,258,824	\$ 10,651,496	0.453	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20	20	130	1000	\$ 150,000	1,247,614	\$ 10,657,087	0.453	0.01

Figura B.4 Resultado obtido no Homer para a combinação São Paulo x Hospital.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	3,025,526	\$ 25,480,204	0.450	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	3,014,804	\$ 25,509,908	0.451	0.00
						20	130	10000...	\$ 50,000	3,026,014	\$ 25,534,316	0.451	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20	20	130	10000...	\$ 150,000	3,014,804	\$ 25,539,908	0.451	0.00

Figura B.5 Resultado obtido no Homer para a combinação São Paulo x Shopping.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	171,263	\$ 1,442,329	0.450	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	160,543	\$ 1,472,056	0.460	0.07
						20	130	10000...	\$ 50,000	171,751	\$ 1,496,440	0.467	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20	20	130	10000...	\$ 150,000	160,543	\$ 1,502,056	0.469	0.07

Figura B.6 obtido no Homer para a combinação São Paulo x Hotel.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	1000	\$ 120,000	1,557,795	\$ 13,239,354	0.563	0.01
								1000	\$ 0	1,572,990	\$ 13,247,321	0.563	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20	20	130	1000	\$ 150,000	1,557,795	\$ 13,269,354	0.564	0.01
						20	130	1000	\$ 50,000	1,573,478	\$ 13,301,431	0.565	0.00

Figura B.7 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Hospital.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	3,766,881	\$ 31,843,710	0.563	0.00
								10000...	\$ 0	3,782,075	\$ 31,851,670	0.563	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	3,766,881	\$ 31,873,710	0.563	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	3,782,563	\$ 31,905,782	0.564	0.00

Figura B.8 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Shopping.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	198,897	\$ 1,795,056	0.560	0.07
								10000...	\$ 0	214,088	\$ 1,802,992	0.563	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	198,897	\$ 1,825,056	0.570	0.07
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	214,576	\$ 1,857,102	0.580	0.00

Figura B.9 Resultado obtido no Homer para a combinação Fortaleza x Hotel.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								1000	\$ 0	1,254,144	\$ 10,562,083	0.449	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	1000	\$ 120,000	1,243,387	\$ 10,591,485	0.450	0.01
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	1000	\$ 50,000	1,254,632	\$ 10,616,194	0.451	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	1000	\$ 150,000	1,243,387	\$ 10,621,486	0.451	0.01

Figura B.10 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Hospital.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	3,015,447	\$ 25,395,328	0.449	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	3,004,690	\$ 25,424,732	0.449	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	3,015,936	\$ 25,449,440	0.450	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	3,004,690	\$ 25,454,732	0.450	0.00

Figura B.11 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Shopping.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	170,692	\$ 1,437,525	0.449	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	159,938	\$ 1,466,954	0.458	0.07
			<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	171,180	\$ 1,491,635	0.466	0.00
			<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	159,938	\$ 1,496,954	0.467	0.07

Figura B.12 Resultado obtido no Homer para a combinação Curitiba x Hotel.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								1000	\$ 0	1,098,215	\$ 9,248,883	0.393	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	1000	\$ 120,000	1,087,422	\$ 9,277,988	0.394	0.01
			<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	1000	\$ 50,000	1,098,703	\$ 9,302,994	0.395	0.00
			<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	1000	\$ 150,000	1,087,422	\$ 9,307,988	0.396	0.01

Figura B.13 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Hospital.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	2,641,876	\$ 22,249,202	0.393	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	2,631,078	\$ 22,278,266	0.394	0.00
			<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	2,642,364	\$ 22,303,314	0.394	0.00
			<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	2,631,078	\$ 22,308,266	0.394	0.00

Figura B.14 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Shopping.

Double click on a system below for simulation results.

					PV (kW)	G3	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
								10000...	\$ 0	149,546	\$ 1,259,436	0.393	0.00
		<input checked="" type="checkbox"/>			20		130	10000...	\$ 120,000	138,750	\$ 1,288,517	0.402	0.08
			<input checked="" type="checkbox"/>			20	130	10000...	\$ 50,000	150,034	\$ 1,313,546	0.410	0.00
			<input checked="" type="checkbox"/>		20	20	130	10000...	\$ 150,000	138,750	\$ 1,318,517	0.412	0.08

Figura B.15 Resultado obtido no Homer para a combinação Brasília x Hotel.

## ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C15 MICROTURBINE

### C15 MicroTurbine Natural Gas



Robust power system achieves ultra-low emissions and reliable electricity from natural gas.

- Ultra-low emissions
- One moving part: Minimal maintenance and downtime
- Patented air bearing: No lubricating oil or coolant
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Integrated utility synchronization and protection<sup>(1)</sup>
- Small, modular design allows for easy, low-cost installation
- Reliable: Tens of millions of run hours and counting
- Optional onboard gas compressor



C15 MicroTurbine

#### Electrical Performance<sup>(2)</sup>

Electrical Power Output	15kW
Voltage	400–480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10–60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	23A, grid connect operation 54A, stand alone operation <sup>(3)</sup>
Electrical Efficiency LHV	23%

#### Fuel/Engine Characteristics<sup>(2)</sup>

Natural Gas HHV	30.7–47.5 MJ/m <sup>3</sup> (825–1,275 BTU/scf)
Inlet Pressure	379–414 kPa gauge (55–60 psig)
Fuel Flow HHV	255 MJ/hr (242,000 BTU/hr)
Net Heat Rate LHV	15.5 MJ/kWh (14,700 BTU/kWh)

*Reliable power when and where you need it. Clean and simple.*

### Dimensions & Weight<sup>(1)(2)</sup>

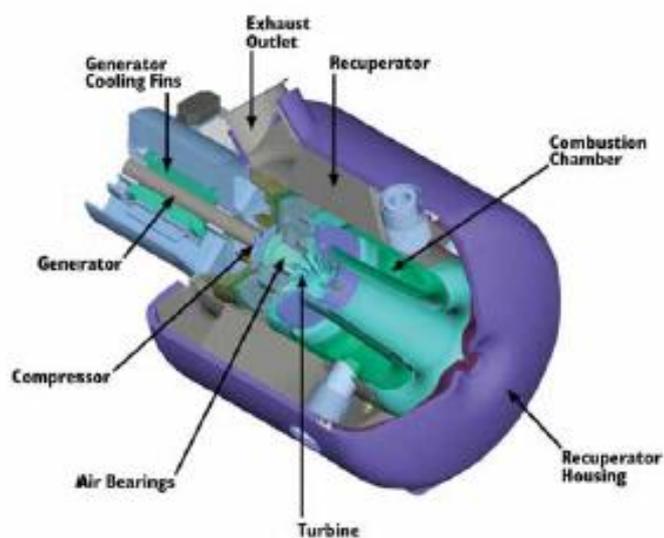
Width x Depth x Height	0.76 x 1.5 x 1.9 m (30 x 60 x 70 in)
Weight – Grid Connect Model	405 kg (891 lb)
Weight – Dual Mode Model	578 kg (1,271 lb)

### Minimum Clearance Requirements<sup>(3)</sup>

Vertical Clearance	0.61 m (24 in)
Horizontal Clearance	
Left & Right	0.76 m (30 in)
Front	0.93 m (37 in)
Rear	0.92 m (36 in)

### Sound Levels

Acoustic Emissions at Full Load Power	
Nominal at 10 m (33 ft)	65 dBA



- (1) Some utilities may require additional equipment for grid interconnectivity  
 (2) Nominal full power performance at ISO conditions: 5°F, 14.696 psia, 60% RH  
 (3) With linear load  
 (4) Approximate dimensions and weights  
 (5) Height dimensions are to the roof line. Exhaust outlet extends at least 7 in above the roof line  
 (6) Clearance requirements may increase due to local code considerations  
 Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA • 91311 • 866.422.7786 • 818.734.5300 • [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com)  
 ©2011 Capstone Turbine Corporation. 0511 C15 Natural Gas Data Sheet CAP168 | Capstone PIN 331063A



## ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C200 MICROTURBINE

### C200 MicroTurbine High-pressure Natural Gas

**World's largest air-bearing microturbine produces 200kW of clean, green, and reliable power.**

- Ultra-low emissions
- One moving part – minimal maintenance and downtime
- Patented air bearing – no lubricating oil or coolant
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Integrated utility synchronization and protection
- Small, modular design allows for easy, low-cost installation
- Proven technology with tens of millions of run hours and counting
- Internal fuel gas compressor available for low fuel pressure natural gas applications


**C200 MicroTurbine**

---

#### Electrical Performance<sup>(1)</sup>

Electrical Power Output	200kW
Voltage	400–480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10–60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	290A RMS @ 400V, grid connect operation 240A RMS @ 480V, grid connect operation 310A RMS, stand alone operation <sup>(2)</sup>
Electrical Efficiency LHV	33%

---

#### Fuel/Engine Characteristics<sup>(1)</sup>

Natural Gas HHV	30.7–47.5 MJ/m <sup>3</sup> (825–1,275 BTU/scf)
Inlet Pressure <sup>(3)</sup>	517–552 kPa gauge (75–80 psig)
Fuel Flow HHV	2,400 MJ/hr (2,280,000 BTU/hr)
Net Heat Rate LHV	10.9 MJ/kWh (10,300 BTU/kWh)

---

#### Exhaust Characteristics<sup>(1)</sup>

NO <sub>x</sub> Emissions @ 15% O <sub>2</sub> <sup>(4)</sup>	< 9 ppmvd (18 mg/m <sup>3</sup> )
NO <sub>x</sub> / Electrical Output <sup>(5)</sup>	0.14 g/bhp-hr (0.4 lb/MWhe)
Exhaust Gas Flow	1.3 kg/s (2.9 lbm/s)
Exhaust Gas Temperature	280°C (535°F)
Exhaust Energy	1,420 MJ/hr (1,350,000 BTU/hr)

*Reliable power when and where you need it. Clean and simple.*



## ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS C600 POWER PACKAGE

### C600 600kW Power Package High-pressure Natural Gas



World's largest air-bearing microturbine produces 600kW of clean, green, and reliable power.

- High electrical efficiency over a very wide operating range
- Low-maintenance air bearings require no lube oil or coolant
- Ultra-low emissions
- High availability – part load redundancy
- Proven technology with tens of millions of operating hours
- Integrated utility synchronization and protection with a modular design
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Upgradable to 800kW or 1MW with field installed Capstone 200kW power modules
- Internal fuel gas compressor available for low fuel pressure natural gas applications



C600 Power Package

#### Electrical Performance<sup>(1)</sup>

Electrical Power Output	600kW
Voltage	400–480 VAC
Electrical Service	3-Phase, 4 wire
Frequency	50/60 Hz, grid connect operation 10–60 Hz, stand alone operation
Maximum Output Current	870A RMS @ 400V, grid connect operation 720A RMS @ 480V, grid connect operation 930A RMS, stand alone operation <sup>(2)</sup>
Electrical Efficiency LHV	33%

#### Fuel/Engine Characteristics<sup>(1)</sup>

Natural Gas HHV	30.7–47.5 MJ/m <sup>3</sup> (825–1,275 BTU/scf)
Inlet Pressure <sup>(3)</sup>	517–552 kPa gauge (75–80 psig)
Fuel Flow HHV	7,200 MJ/hr (6,840,000 BTU/hr)
Net Heat Rate LHV	10.9 MJ/kWh (10,300 BTU/kWh)

#### Exhaust Characteristics<sup>(1)</sup>

	Standard	Low-Emissions Version
NO <sub>x</sub> Emissions @ 15% O <sub>2</sub> <sup>(4)</sup>	< 9 ppmvd (18 mg/m <sup>3</sup> )	< 4 ppmvd (8 mg/m <sup>3</sup> )
NO <sub>x</sub> / Electrical Output <sup>(5)</sup>	0.14 g/bhp-hr (0.4 lb/MWhe)	0.05 g/bhp-hr (0.14 lb/MWhe)
Exhaust Gas Flow	4.0 kg/s (8.8 lbm/s)	4.0 kg/s (8.8 lbm/s)
Exhaust Gas Temperature	280°C (535°F)	280°C (535°F)
Exhaust Energy	4,260 MJ/hr (4,050,000 BTU/hr)	4,260 MJ/hr (4,050,000 BTU/hr)

*Reliable power when and where you need it. Clean and simple.*

### Dimensions & Weight<sup>(1)</sup>

Width x Depth x Height	2.4 x 9.1 x 2.9 m (96 x 360 x 114 in)
Weight - Grid Connect Model	12565 kg (27,700 lbs)
Weight - Dual Mode Model	15014 kg (33,100 lbs)

### Minimum Clearance Requirements<sup>(2)</sup>

Vertical Clearance	0.6 m (24 in)
Horizontal Clearance	
Left & Right	1.5 m (60 in)
Front	1.5 m (60 in)
Rear	1.8 m (72 in)

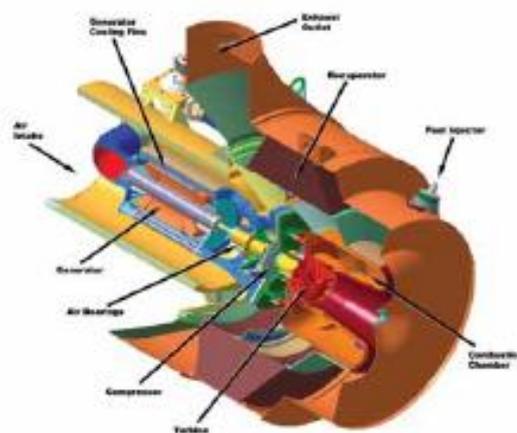
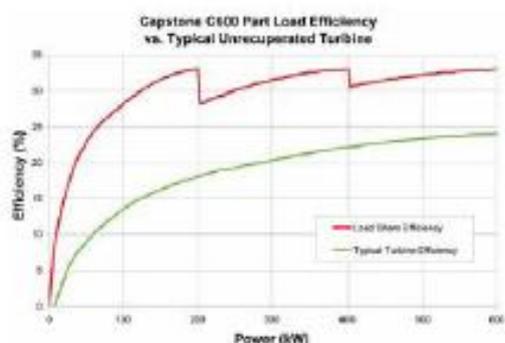
### Sound Levels

#### Acoustic Emissions at Full Load Power

Nominal at 10 m (33 ft)	65 dBA
-------------------------	--------

### Planned Certifications

- UL 2200 and UL 1741 for natural gas operation under existing UL files<sup>(3)</sup>
- Will comply with IEEE 1547 and will meet statewide utility interconnection requirements for California Rule 21 and the New York State Public Service Commission
- Models will be available with optional equipment for CE marking



C200 Engine

- (1) Nominal full power performance at ISO conditions: 59°F, 14.696 psia, 69% RH  
 (2) With lower load  
 (3) Inlet pressure for standard natural gas at 29.4 MPa (1,000 BTU/ft<sup>3</sup>) (6890)  
 (4) Inlet pressure for standard natural gas at 29.4 MPa (1,000 BTU/ft<sup>3</sup>) (6890)  
 (5) Approximate dimensions and weights  
 (6) Clearance requirements may increase due to local code considerations  
 (7) All models are planned to be UL listed or available with optional equipment for CE marking  
 Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA • 91311 • 866.422.7786 • 818.734.5300 • www.capstoneturbine.com  
 ©2010 Capstone Turbine Corporation. P0911 C600 600kW Power Package HP Natural Gas Data Sheet CAP155 | Capstone PN 331050D



## ANEXO D – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CHILLERS DE ABSORÇÃO



A instalação arrefecedora por absorção **YIA** apresenta um sistema revolucionário de controlos e de dispositivos mecânicos concebidos para fazer com que a instalação funcione até nas condições mais extremas. O tradicional problema da cristalização é solucionado por meio de uma combinação entre novas e velhas tecnologias. Além disso, a instalação possui muitas outras características que foram concebidas para a máquina poder dispor de uma vida útil duradoura e isenta de problemas. O resultado é a instalação arrefecedora por absorção de efeito simples mais versátil, segura e fiável que existe actualmente no mercado.

As instalações arrefecedoras **YIA** são fabricadas numa gama que vai de 422 kW até 4.848 kW (a partir de 150 kW com água quente a baixa temperatura), usando vapor a baixa pressão ou água quente. Com um coeficiente de rendimento de até 0,72, são uma alternativa económica às instalações arrefecedoras de água normais com compressor. Nomeadamente ao usar calor residual, as instalações arrefecedoras **YIA** podem reduzir as despesas gerais de exploração do sistema. As aplicações que são especialmente adequadas para a instalação de absorção Millennium da York são as seguintes:

- Co-geração
- Recuperação de calor residual da água da camisa do motor diesel ou de gás.
- Refrigeração da entrada de ar às turbinas.
- Instalações de calefação e de refrigeração urbanas.

### Considerações sobre meio ambiente

As instalações arrefecedoras tradicionais accionadas electricamente utilizam refrigerantes halogenados que podem provocar uma diminuição da camada de ozono e possuem um elevado factor de efeito estufa. As instalações da gama **YIA** utilizam o refrigerante mais ecológico: **ÁGUA**. O absorbente é bromureto de lítio, pois a solução de água e bromureto de lítio não produz efeito estufa. Não é cáustica, tóxica nem inflamável.

Nas aplicações de calor residual, as instalações arrefecedoras **YIA** podem minimizar as emissões de dióxido de carbono de todo um sistema de energia porque não se utiliza nenhum portador de energia fóssil.

Ao usar o inibidor ecológico **ADVAGuard 750**, o grau de corrosão interna e a geração de hidrogénio é até 8 vezes inferior que quando se utiliza molibdato de lítio.

### Generalidades

A instalação de absorção **IsoFlow** da York é fornecida da fábrica totalmente montada, mesmo com os conjuntos superior e inferior da carcaça, o interpermutador de solução, as bombas herméticas de solução refrigerante, os controlos do microprocessador e todas as tubagens e cabos de interligação do equipamento. Todos os dispositivos de segurança e controlo encontram-se montados e com os cabos instalados. A bomba de purgação, os detectores de caudal, a válvula de modulação e a carga de bromureto de lítio fornecem-se soltos.

Tanto os recipientes como os componentes são fabricados e homologados de acordo com a normativa vigente.



### Equipamentos de água quente

Os equipamentos de água quente podem funcionar com temperaturas de entrada da água entre 80 e 128°C.

### Equipamentos de vapor

Os equipamentos de vapor podem funcionar com uma pressão na entrada do gerador de entre 0,2 bar e 0,95 bar. Encontra-se disponível vapor em depressão sob encomenda especial.

### Ciclo refrigerante

O ciclo de refrigeração por absorção de uma etapa, de grande rendimento, da instalação **YIA** da York utiliza água como refrigerante e bromureto de lítio como absorbente. A grande afinidade que estas duas substâncias possuem entre si é o que faz funcionar o ciclo. Todo o processo tem lugar em recipientes herméticos num vácuo quase total.

### Centro de Controlo **ISN Millennium**

O painel de controlo **Millenium™** combina o melhor em protecção da instalação arrefecedora e o mais óptimo em rendimento do sistema. Como componente de série fornecido em todas as instalações, significa um grande avanço na tecnologia das instalações de absorção, já que proporciona o controlo e a segurança mais fiáveis e precisos.

A informação vital do funcionamento da instalação arrefecedora aparece no ecrã alfanumérico de 40 caracteres. Toda a informação é facilitada numa linguagem clara e os dados numéricos são fornecidos no sistema métrico ou no sistema anglo-saxão.

O controlo automático da capacidade do painel de controlo varia o caudal de vapor ou de água quente de uma forma automática por meio de um algoritmo de controlo lógico difuso (**Fuzzy Logic Control**), a fim de manter o ponto de referência programado para a temperatura de saída da água fria dentro dos limites de carga, entre 10% e 100%.



### Características técnicas

Modelo de instalação YIA	Capacidade frigorífica em kW	Dimensões em mm			Peso em funcionam. em kg*
		Comprimento	Largura	Altura	
1A1	420	3720	1760	2320	4960
1A2	550	4330	1420	2320	5500
2A3	600	4940	1420	2320	6130
2A4	720	5550	1420	2320	6690
2B1	830	4940	1580	2640	7900
3B2	960	5550	1580	2640	8540
3B3	1090	6160	1580	2640	9400
4B4	1170	6770	1580	2640	10400
4C1	1280	5550	1770	3020	11400
5C2	1440	6160	1770	3020	12260
5C3	1570	6770	1770	3020	13620
6C4	1820	7530	1770	3020	14760
7D1	1990	6160	2110	3540	17800
7D2	2170	6770	1676	3540	19840
8D3	2480	7530	2110	3540	21800
8E1	2790	6870	2290	3840	24110
9E2	3190	7630	2290	3840	26830
10E3	4040	7630	2480	4240	29790
12F1	4340	8390	2480	4240	35550
13F2	4340	8390	2480	4240	39050
14F3	4840	9150	2480	4240	41140

### Design contrastado

A York vem fabricando instalações arrefecedoras por absorção desde o fim dos anos 50. Com mais de 3.000 equipamentos instalados em todo o mundo, a York possui um nível de experiência incomparável no design e aplicação de máquinas de absorção de uma etapa. O contrastado design de qualidade industrial e os conhecidos controlos Millenium™ da York combinam-se para proporcionar ao cliente o mais alto nível de rendimento e fiabilidade que se podem atingir actualmente.

### Bombas herméticas

A construção exclusiva das bombas herméticas da York garante um baixo consumo e um funcionamento duradouro e isento de problemas. Em geral, as revisões são realizadas cada 50.000 horas. A manutenção das bombas pode ser efectuada de uma forma rápida e fácil devido às válvulas de isolamento integrais que se encontram antes e depois de cada bomba interior.

### Descristalização automática

Todas as instalações arrefecedoras IsoFlow são fornecidas com um sistema de protecção que elimina rapidamente qualquer pequena cristalização que se possa produzir em condições extremas. No caso improvável de surgirem problemas, um sinal do centro de controlo abre imediatamente a válvula de estabilização e envia água pura a fim de diluir as soluções mais concentradas que se encontrem na máquina. Além disso, o tubo de descristalização automática envia solução quente a fim de aquecer o interpermutador da solução. Esta redundância ajuda a garantir o funcionamento correcto da instalação.

### Sistema de alarme imediato

O sistema de alarme imediato integrado avisa antes de produzir-se uma paragem de segurança do equipamento e limita o consumo de energia calorífica até que as acções correctoras forem adoptadas. O dito sistema garante um funcionamento estável até em condições de funcionamento anormais.