

**UFMS - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul**

**DEL - Departamento de Engenharia Elétrica**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Simulador para Estudo de Operação e Análise Econômica de  
um Sistema de Cogeração Utilizando Microturbina a Gás  
Natural em Complexos Residenciais**

**por**

**ANA BEATRIZ MARTINS AGUIAR**

**Orientador:**

**PROF. DR. JOÃO ONOFRE PEREIRA PINTO**

**Co-orientador:**

**PROF. DR. LUIZ AUGUSTO HORTA NOGUEIRA**

**Campo Grande, Dezembro de 2007.**

Ana Beatriz Martins Aguiar

*Simulador para Estudo de Operação e  
Análise Econômica de um Sistema de  
Cogeração Utilizando Microturbina a Gás  
Natural em Complexos Residenciais*

Dissertação apresentada na Universidade  
Federal de Mato Grosso do Sul - UFMS,  
como parte dos requisitos exigidos para a  
obtenção do título de Mestre em Engenharia  
Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto

Co-orientador:

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

UFMS - UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL  
DEL - DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Campo Grande - MS

Dezembro / 2007

Dissertação de Mestrado sob o título “*Simulador para Estudo de Operação e Análise Econômica de um Sistema de Cogeração Utilizando Microturbina a Gás Natural em Complexos Residenciais*”, defendida por Ana Beatriz Martins Aguiar e aprovada em 17 de dezembro de 2007, em Campo Grande, Mato Grosso do Sul, pela banca examinadora constituída pelos doutores:

---

Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto  
Departamento de Engenharia Elétrica - UFMS  
Orientador

---

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira  
Departamento de Engenharia Elétrica - UNIFEI  
Co-Orientador

---

Prof. Dr. Jamil Haddad  
Departamento de Engenharia Elétrica - UNIFEI

---

Prof. Dr. Jéferson Meneguín Ortega  
Departamento de Engenharia Elétrica - UFMS

*Dedico esta tese a meus pais e meus irmãos,  
que sempre me apoiaram, me guiaram  
ensinando o caminho correto a se seguir,  
e ao meu querido orientador  
que sempre acreditou no meu potencial.  
Obrigada.*

# Agradecimentos

Durante essa dissertação, muitas pessoas me iluminaram com seus conhecimentos e sua amizade. Primeiramente, preciso agradecer a Deus, que me deu saúde, força de vontade para superar os problemas e nunca desistir.

Agradeço também aos meus pais, que souberam me ensinar a diferença entre o certo e o errado. Exemplos de honestidade e bondade. Vocês sempre me ensinaram como é importante estudar e se eu cheguei até aqui é porque vocês sempre estiveram ao meu lado.

Ao meu orientador, João Onofre, que me incentivou, tirou minhas dúvidas e me fez ter mais dúvidas. Me fez refletir. Sobretudo, acreditou no meu potencial e me guiou com competência.

Ao meu co-orientador, Luiz Augusto, por ter disponibilizado tempo para me orientar a distância.

Aos meus amigos de trabalho, BATLAB, em especial ao Cristiano, que teve paciência para me ajudar com os softwares. Um grande abraço a Cristiane, Gilberto, Ruben, Faete e Luigi que me ajudaram a superar os problemas do dia a dia.

Aos colegas da UNIFEI, professor Marco Antônio e ao Manuel que me recepcionaram em Itajubá e me mostraram os detalhes do microturbina. A todas as outras pessoas que eu conheci em Itajubá, o tempo que eu passei lá foi fundamental para a confecção deste trabalho.

Aos meus amigos da faculdade, Grisangela, Victor, Mário, Gabriel, Marcos, pelos momentos felizes que passamos, curtindo a vida de formados. Vocês sempre estarão nas minhas orações.

A minhas amigas do CMCG, Livia, Leica, Kathyane e Sandra que fazem parte do meu dia a dia. Escutaram as minhas frustrações e celebraram as minhas conquistas.

Enfim a todas as pessoas que de maneira direta ou indireta me ajudaram e fazem parte da minha vida. Um grande abraço a todos e que Deus nos abençoe.

*”Imaginar é mais importante que saber,  
pois o conhecimento é limitado  
enquanto a imaginação abraça o Universo”.*  
*Albert Einstein*

# Resumo

O presente trabalho consiste na elaboração de um simulador para análise técnico-econômica de um sistema de cogeração utilizando microturbina a gás natural. O ambiente residencial foi escolhido por ser favorável a sistemas de cogeração, pois além de apresentar uma demanda elétrica representativa, possui também uma demanda térmica expressiva. Analisando pelo lado da carga, o modelo baseia-se nas curvas de demanda elétrica e térmica (água quente e ar frio) de um edifício residencial. Pelo lado da geração de energia, o modelo do sistema de cogeração proposto é baseado nas equações de energia elétrica e térmica da microturbina, do trocador de calor, do boiler e do chiller de absorção e foi simulado com auxílio do MATLAB/SIMULINK. Diferentes configurações de atendimento das demandas elétrica e térmica do edifício residencial foram realizadas e seus resultados foram utilizados no estudo de viabilidade econômica e na análise de sensibilidade. Concluindo, os resultados obtidos foram satisfatórios e encontram-se expostos nesta dissertação.

# Abstract

The present work consists on a study of a cogeneration system using natural gas microturbine simulator for technical and economical analyze. The residential environment was chosen for its favorable cogeneration system characteristics, because it presents a representative electrical demand, and also an expressive thermal demand. From the load side, the model is based on the electrical and thermal (hot water and cool air) demand curves of a residential building. From the generation side, the cogeneration system model proposed is based on the equations of microturbine electrical and thermal energy, the heat exchanger, the boiler and the absorption chiller. The MATLAB/SIMULINK was used to simulate the cogeneration system. Different configurations to attend the thermal and electrical demands of a residential complex were realized and the results were used on the viability study and the sensibility analyze. In conclusion, the obtained results were satisfactory and were exposed on this thesis.

# *Sumário*

|                                                                                               |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| <b>Lista de Figuras</b>                                                                       | p. iv |
| <b>Lista de Tabelas</b>                                                                       | p. vi |
| <b>1 Introdução</b>                                                                           | p. 8  |
| <b>2 Geração de Energia</b>                                                                   | p. 13 |
| 2.1 Geração Distribuída . . . . .                                                             | p. 13 |
| 2.1.1 Definição . . . . .                                                                     | p. 13 |
| 2.1.2 Formas de Geração . . . . .                                                             | p. 13 |
| 2.1.3 Vantagens da aplicação de GD . . . . .                                                  | p. 14 |
| 2.1.4 Comparação de GD's que utilizam o gás natural como combustível                          | p. 16 |
| 2.1.5 Barreiras para a aplicação da GD . . . . .                                              | p. 17 |
| 2.2 Cogeração . . . . .                                                                       | p. 18 |
| 2.2.1 Definição . . . . .                                                                     | p. 18 |
| 2.2.2 Configuração das plantas de cogeração em sistemas a gás natural                         | p. 18 |
| 2.2.3 Vantagens da cogeração . . . . .                                                        | p. 19 |
| 2.2.4 Cogeração, uma tendência mundial . . . . .                                              | p. 20 |
| 2.3 Microturbina . . . . .                                                                    | p. 22 |
| 2.3.1 Vantagens e desvantagens da microturbina . . . . .                                      | p. 22 |
| 2.3.2 Princípio de funcionamento . . . . .                                                    | p. 23 |
| 2.3.3 Desempenho em campo de um sistema de cogeração utilizando<br>uma microturbina . . . . . | p. 24 |
| 2.3.4 Características de desempenho . . . . .                                                 | p. 29 |
| 2.3.5 Microturbinas comercializadas e seus custos . . . . .                                   | p. 32 |

|          |                                                                       |       |
|----------|-----------------------------------------------------------------------|-------|
| 2.4      | Gás Natural . . . . .                                                 | p. 34 |
| 2.4.1    | Família . . . . .                                                     | p. 34 |
| 2.4.2    | Composição química . . . . .                                          | p. 34 |
| 2.4.3    | Poder calorífico superior e inferior . . . . .                        | p. 35 |
| 2.4.4    | Densidade . . . . .                                                   | p. 35 |
| 2.4.5    | Índice de Wobbe . . . . .                                             | p. 36 |
| <b>3</b> | <b>Tecnologias para a utilização da energia térmica</b>               | p. 38 |
| 3.1      | Sistemas de ar condicionado . . . . .                                 | p. 39 |
| 3.2      | Sistemas de aquecimento de água . . . . .                             | p. 41 |
| <b>4</b> | <b>Curvas de demanda térmica e elétrica de complexos residenciais</b> | p. 45 |
| 4.1      | Dados da população brasileira . . . . .                               | p. 48 |
| 4.2      | Demanda de energia elétrica e térmica . . . . .                       | p. 53 |
| 4.3      | Estudo de Caso . . . . .                                              | p. 54 |
| <b>5</b> | <b>Modelagem do Sistema de Cogeração</b>                              | p. 60 |
| 5.1      | Modelagem da microturbina . . . . .                                   | p. 60 |
| 5.2      | Sistema de aquecimento/arrefecimento . . . . .                        | p. 63 |
| 5.2.1    | Trocador de calor . . . . .                                           | p. 63 |
| 5.2.2    | Boiler (tanque térmico) . . . . .                                     | p. 65 |
| 5.2.3    | <i>Chiller</i> de absorção . . . . .                                  | p. 67 |
| <b>6</b> | <b>Configuração do Sistema para Simulação</b>                         | p. 69 |
| 6.1      | Descrição das configurações . . . . .                                 | p. 69 |
| 6.1.1    | Configuração 1 . . . . .                                              | p. 69 |
| 6.1.2    | Configuração 2 . . . . .                                              | p. 71 |
| 6.1.3    | Configuração 3 . . . . .                                              | p. 72 |
| 6.2      | Resultados da simulação para os diversos cenários . . . . .           | p. 72 |

|          |                                                                   |        |
|----------|-------------------------------------------------------------------|--------|
| 6.2.1    | Resultados da simulação para a configuração 1.1 . . . . .         | p. 73  |
| 6.2.2    | Resultados da simulação para a configuração 1.2 . . . . .         | p. 76  |
| 6.2.3    | Resultados da simulação para a configuração 2.1 . . . . .         | p. 79  |
| 6.2.4    | Resultados da simulação para a configuração 2.2 . . . . .         | p. 79  |
| 6.2.5    | Resultados da simulação para a configuração 3 . . . . .           | p. 83  |
| <b>7</b> | <b>Estudo da Viabilidade Econômica</b>                            | p. 87  |
| 7.1      | Custos de instalação . . . . .                                    | p. 91  |
| 7.2      | Custos de operação e manutenção . . . . .                         | p. 91  |
| 7.3      | Custos com energia elétrica adquirida da concessionária . . . . . | p. 93  |
| 7.3.1    | Configuração convencional . . . . .                               | p. 93  |
| 7.3.2    | Configuração 1.1 . . . . .                                        | p. 93  |
| 7.3.3    | Configuração 2.1 . . . . .                                        | p. 94  |
| 7.3.4    | Configuração 3 . . . . .                                          | p. 94  |
| 7.4      | Custos com o insumo energético . . . . .                          | p. 94  |
| 7.4.1    | Configuração convencional . . . . .                               | p. 94  |
| 7.4.2    | Configuração 1.1 . . . . .                                        | p. 94  |
| 7.4.3    | Configuração 2.1 . . . . .                                        | p. 94  |
| 7.4.4    | Configuração 3 . . . . .                                          | p. 95  |
| 7.5      | Relação custo benefício . . . . .                                 | p. 95  |
| <b>8</b> | <b>Análise de Sensibilidade</b>                                   | p. 97  |
|          | <b>Considerações Finais</b>                                       | p. 101 |
|          | <b>Referências</b>                                                | p. 103 |
|          | <b>Anexo 1</b>                                                    | p. 107 |
|          | <b>Anexo 2</b>                                                    | p. 109 |

# *Lista de Figuras*

|    |                                                                                                                                                                      |       |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 1  | Ilustração do interior de uma microturbina - Fonte: (ABRIL, 2002). . . .                                                                                             | p. 24 |
| 2  | Comparações das especificações da eficiência em carga parcial da Capstone (% de HHV) com os dados medidos por Friedrich (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004). . . . . | p. 29 |
| 3  | Desempenho de uma microturbina de 30 kW com carga parcial (eixo único e sistema alternador de alta velocidade) (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006). . . . .                   | p. 31 |
| 4  | Esquemático do chiller de absorção de estágio simples. . . . .                                                                                                       | p. 40 |
| 5  | Curva de carga idealizada para aquecimento, resfriamento e energia elétrica de um prédio - fonte (BIAN, 2005) . . . . .                                              | p. 46 |
| 6  | Curva de carga real de um dia quente de um prédio - fonte (BIAN, 2005)                                                                                               | p. 46 |
| 7  | Características das cargas residenciais. . . . .                                                                                                                     | p. 49 |
| 8  | Consumo por consumidor residencial. . . . .                                                                                                                          | p. 50 |
| 9  | Evolução do PIB e do consumo total de energia (taxas de crescimento em % por ano) (TOLMASQUIM; GUERREIRO, 2005). . . . .                                             | p. 51 |
| 10 | Rendimento médio mensal familiar, por situação do domicílio, segundo as grandes regiões - período 2002-2003. -Fonte: IBGE . . . . .                                  | p. 52 |
| 11 | Curvas típicas de demanda de energia elétrica para agrupamentos 01, 08, 09 e 10. . . . .                                                                             | p. 55 |
| 12 | Curva total de demanda dos 48 apartamentos. . . . .                                                                                                                  | p. 56 |
| 13 | Curva de demanda da área coletiva. . . . .                                                                                                                           | p. 57 |
| 14 | Curva de demanda total do condomínio (apartamentos + área coletiva).                                                                                                 | p. 57 |
| 15 | Curvas térmicas e elétricas do condomínio. . . . .                                                                                                                   | p. 58 |
| 16 | Entradas e saídas da microturbina e parâmetros de inicialização do simulador. . . . .                                                                                | p. 63 |

|    |                                                                                                                        |        |
|----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 17 | Modelo proposto da microturbina no Simulink. . . . .                                                                   | p. 64  |
| 18 | Balanço energético no trocador de calor. . . . .                                                                       | p. 65  |
| 19 | Esquemático do trocador de calor (modelo Simulink). . . . .                                                            | p. 66  |
| 20 | Entradas e saídas do boiler. . . . .                                                                                   | p. 66  |
| 21 | Balanço energético da máquina de absorção. . . . .                                                                     | p. 68  |
| 22 | Diagrama de blocos da configuração 1.1. . . . .                                                                        | p. 70  |
| 23 | Diagrama de blocos da configuração 1.2. . . . .                                                                        | p. 71  |
| 24 | Diagrama de blocos da configuração 2.1. . . . .                                                                        | p. 72  |
| 25 | Diagrama de blocos da configuração 2.2. . . . .                                                                        | p. 73  |
| 26 | Diagrama de blocos da configuração 3 . . . . .                                                                         | p. 74  |
| 27 | Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 1.1. . . . .                                                | p. 75  |
| 28 | Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 1.2. . . . .                                                | p. 77  |
| 29 | Detalhamento da demanda térmica. . . . .                                                                               | p. 78  |
| 30 | Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 2.1. . . . .                                                | p. 80  |
| 31 | Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 2.2. . . . .                                                | p. 81  |
| 32 | Detalhamento da demanda térmica. . . . .                                                                               | p. 82  |
| 33 | Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 3. . . . .                                                  | p. 84  |
| 34 | Detalhamento da demanda térmica. . . . .                                                                               | p. 85  |
| 35 | Economia gerada por uma planta de cogeração(BARJA, 2006). . . . .                                                      | p. 88  |
| 36 | Análise de sensibilidade considerando variação no preço da energia elétrica<br>fornecida pela concessionária . . . . . | p. 98  |
| 37 | Análise de sensibilidade considerando variação no preço do gás natural                                                 | p. 99  |
| 38 | Condições climatológicas. . . . .                                                                                      | p. 109 |

# *Lista de Tabelas*

|    |                                                                                                                                                  |       |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 1  | Dados técnicos e de desempenho das tecnologias de GD's a gás natural.                                                                            | p. 17 |
| 2  | Especificações a carga total e nas condições ISO da microturbina modelo 330 (especificações do fabricante)) (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004). | p. 25 |
| 3  | Especificações do trocador de calor MicoGen com a microturbina Capstone 330 com potência total (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004).              | p. 25 |
| 4  | Entradas e saídas do sistema de cogeração em Nova Iorque.                                                                                        | p. 26 |
| 5  | Emissões do sistema de cogeração                                                                                                                 | p. 26 |
| 6  | Medições do nível do som                                                                                                                         | p. 27 |
| 7  | Nível de critério de avaliação NCA para ambientes externos (NBR 10.151).                                                                         | p. 28 |
| 8  | Níveis de conforto para a classe residencial (NBR 10.152).                                                                                       | p. 28 |
| 9  | Características de desempenho do sistema de cogeração utilizando a microturbina (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006)                                       | p. 30 |
| 10 | Características de emissão das microturbinas                                                                                                     | p. 32 |
| 11 | Especificações dos sistemas de cogeração baseados em microturbinas                                                                               | p. 33 |
| 12 | Componentes do gás natural                                                                                                                       | p. 35 |
| 13 | Poder calorífico do gás natural                                                                                                                  | p. 35 |
| 14 | Densidade do gás natural                                                                                                                         | p. 36 |
| 15 | Índice de Wobbe do gás natural                                                                                                                   | p. 36 |
| 16 | Preço da tarifa residencial do gás natural                                                                                                       | p. 37 |
| 17 | Previsão da taxa de crescimento média anual composta 2003-2010 do consumo de GN por segmento                                                     | p. 37 |
| 18 | Características gerais dos diferentes equipamentos de condicionamento de ar.                                                                     | p. 43 |

|    |                                                                                                                                                                         |        |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 19 | Sistemas de aquecimento de água. . . . .                                                                                                                                | p. 44  |
| 20 | Despesa monetária e não monetária média mensal familiar por classe de rendimento na região Centro-Oeste - Dados: Pesquisa de Orçamentos Familiares - 2002/2003. . . . . | p. 52  |
| 21 | Percentual do número de habitantes em domicílios eletrificados segundo área de concessão. . . . .                                                                       | p. 53  |
| 22 | Renda média e percentual de domicílios de acordo com as classes de renda e área de concessão. . . . .                                                                   | p. 53  |
| 23 | Distribuição de consumidores nos agrupamentos. . . . .                                                                                                                  | p. 54  |
| 24 | Distribuição de consumidores da classe residencial por faixa de consumo e agrupamentos (k=10). . . . .                                                                  | p. 55  |
| 25 | Preço de aquisição e instalação dos equipamentos do sistema de cogeração.                                                                                               | p. 91  |
| 26 | Manutenção preventiva da microturbina. . . . .                                                                                                                          | p. 92  |
| 27 | Resumo do custo anual de manutenção dos equipamentos do sistema de cogeração. . . . .                                                                                   | p. 93  |
| 28 | Total gasto com energia elétrica para a configuração convencional. . . .                                                                                                | p. 93  |
| 29 | Total gasto com energia elétrica para a configuração 1.1 . . . . .                                                                                                      | p. 94  |
| 30 | Total gasto com gás natural para a configuração 1.1 . . . . .                                                                                                           | p. 95  |
| 31 | Total gasto com gás natural para a configuração 2.1. . . . .                                                                                                            | p. 95  |
| 32 | Total gasto com gás natural para a configuração 3. . . . .                                                                                                              | p. 95  |
| 33 | Relação custo / benefício das configurações. . . . .                                                                                                                    | p. 96  |
| 34 | Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando preços atuais de comercialização da eletricidade e do gás natural . . . .                  | p. 98  |
| 35 | Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando variação no preço da eletricidade fornecida pela concessionária. . . . .                   | p. 99  |
| 36 | Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando variação no preço do gás natural. . . . .                                                  | p. 100 |
| 37 | Tabela de alíquota mensal do PIS/PASEP e do COFINS . . . . .                                                                                                            | p. 108 |
| 38 | Dados das condições ambientais. . . . .                                                                                                                                 | p. 110 |

# 1 *Introdução*

O consumo de energia elétrica na classe residencial é responsável aproximadamente por 25% do total de energia elétrica consumida no Brasil e concentra cerca de 85% do total de unidades consumidoras.

De acordo com os dados contabilizados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), os consumidores residenciais alavancaram o crescimento em 6,8% no acumulado dos primeiros cinco meses de 2007. A EPE informou que o aumento da renda, as condições favoráveis de crédito, a queda nos juros e a grande oferta de produtos importados a preços reduzidos têm se constituído em fatores de estímulo ao consumo de energia nas residências (AGÊNCIA ESTADO, 2007).

Em conjunto, esses fatores rebatem diretamente em outro importante indicador: as vendas de eletroeletrônicos. De acordo com a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (Eletros), as vendas desses produtos aumentaram 8,6% no primeiro trimestre de 2007 em relação ao mesmo período de 2006 (AGÊNCIA ESTADO, 2007).

A potência instalada no parque gerador brasileiro é da ordem de 96 GW, com condições de suprir uma carga de 56 GW médios. O consumo atual é de aproximadamente 48 GW médios. Considerando um crescimento de 5% do PIB ao ano, uma taxa de elasticidade de 1,2%, tem-se um crescimento do consumo de energia elétrica da ordem de 6% ao ano.

Como não há previsão de entrada em operação de fontes significativas antes de 2010, com estes números fica fácil de perceber que o país está seguindo a rota da escuridão (Eletrosul, 2007).

Os freqüentes aumentos nos preços de energia e o medo de futuros “apagões” propiciam analisar outras possibilidades de sustentação energética aos edifícios residenciais. O aparecimento de uma nova filosofia de construir e projetar estão relacionados com uma administração eficiente da energia. A junção de uma autoprodução de energia e prédios energeticamente eficientes torna-se uma coerente solução deste problema.

SANTOS apud PRAÇA defende que a política mais sustentável para o Brasil é promover a substituição da energia elétrica pelo gás natural nos diferentes processos térmicos presentes em instalações residenciais e comerciais (PRAÇA, 2003).

O gás natural pode ser usado em residências para climatizar ambientes, aquecer água e cozinhar entre vários outros exemplos, com praticidade e segurança.

Para avaliar a viabilidade da mudança da forma convencional de geração de energia para a forma proposta por este trabalho será realizada uma avaliação técnica econômica. A constatação de viabilidade poderá fomentar a utilização do gás natural.

Primeiramente foi determinada a demanda de energia (elétrica e térmica) para um complexo residencial. As duas curvas serviram como base para a construção de cenários de fornecimento da energia necessária para o funcionamento do prédio.

A microturbina será utilizada para geração de energia elétrica e seus gases de exaustão serão reaproveitados para o aquecimento de água e para o arrefecimento do ambiente.

O levantamento das curvas atuais de demanda de energia elétrica foi realizado na cidade de Campo Grande, no estado de Mato Grosso do Sul.

## Estado da arte

Após análises, Davis (DAVIS; GIFFORD; KRUPA, 1999) concluiu que microturbinas operando isoladas (em ilha) com uma reserva marginal podem promover o mesmo ou superior nível de confiabilidade que o sistema elétrico e seus custos podem ser mais baixos. Esta conclusão foi apresentada na literatura e suas comparações são feitas com o preço da energia nos EUA.

Segundo Davis, é difícil para pequenas turbinas a gás menores que 100 kW serem competitivas, devido ao alto custo relativo de interconexão, instalação e requerimentos do sistema de proteção e ao alto custo de investimento e pequena eficiência, menores que 20 %, sem aplicações CCHP (*combined cooling / heating power*), combinação de eletricidade, aquecimento e resfriamento. Unidades maiores que 250 kW são escolhas preferidas, devido ao menor custo por kW de investimento, menor custo relativo de interconexão, e maior eficiência, maiores que 30 %, sem aplicações CCHP (DAVIS, 2002a).

O estudo de viabilidade econômica da implementação de uma microturbina, com cogeração e sem cogeração foi realizado na Universidade de Coimbra. O estudo considerou como caso típico, um restaurante de dimensões médias, com consumo mensal de cerca de 6500 kWh e com cerca de 68 kW de potência instalada, retirando os aparelhos

que utilizam de energia térmica, os picos de consumo de energia elétrica são na ordem de 44 kW. Foram comparadas duas microturbinas, a Turbec T100 e Elliot TA80. Como conclusão do experimento, a tarifa e o preço atual do gás natural inviabilizaram os projetos de microgeração. Para Freire, a microgeração não é viável, no entanto, e dadas as simplificações efetuadas na análise econômica, a microcogeração poder-se-á apresentar como um projeto atrativo (FREIRE; PONTES; MARICATO, 2003).

Ho *etal* (HO; CHUA; CHOU, 2004) estudou o desempenho de um sistema de cogeração utilizando uma microturbina, um chiller de absorção de brometo de lítio, trocadores de calor e um sistema alimentador de combustível (propano). Os resultados do teste de desempenho realizados no sistema de cogeração mostraram que a eficiência elétrica da microturbina foi de 21%, a carga quase completa  $24kW$ , enquanto o chiller operou como o coeficiente de performance (COP) entre 0,5 a 0,58, dependendo da saída elétrica. A eficiência total foi de 40 a 49%.

Os testes de desempenho mostraram que o sistema de cogeração apresenta menos eficiência quando a microturbina produz menos potência elétrica do que seu valor máximo projetado. Dentro de condições de saída elétrica similar, maior carga de calor e maiores horas de operação foram observadas por apresentarem impactos favoráveis no desempenho do sistema de cogeração (HO; CHUA; CHOU, 2004).

No mercado americano, os custos específicos de instalação das microturbinas situam-se entre US\$ 700 e US\$ 1.300/  $kW$ . Estes incluem toda a parte física do equipamento, manuais, software e treinamento inicial. Para o Brasil, estes custos são maiores devido a fatores como taxas de importação, transporte, implementação do sistema de combustível, entre outros, podendo representar um acréscimo de 30 a 50% dos valores mencionados. Contudo, os fabricantes de microturbinas trabalhando para um custo específico de instalação futuro, nos Estados Unidos, abaixo de US\$ 650/ $kW$ . Isto parece ser possível se o mercado se expandir e aumentar o volume das vendas (LORA; HADDAD, 2006).

Em Londres, num prédio construído na década de 60, foi instalada uma central de cogeração, visando fornecer eletricidade e calor para 72 apartamentos. A instalação consta de um pacote TG59CG fornecido pela Bownan Power, composto de uma microturbina acoplada a uma caldeira de recuperação, sendo capaz de gerar 50 kW de eletricidade e produzir entre 108 e 275 kW térmicos na forma de água quente (100-120 °C), e atingir valores de eficiência de até 90%. Esta instalação, que opera aproximadamente 6000 h/ano, teve um custo inicial de £50.000 e tem um custo anual de O&M (operação e manutenção) de £14.000. O tempo de recuperação deste empreendimento foi estimado em 5 anos (Mehrayin apud Lora) (LORA; HADDAD, 2006).

ORTEGOSA em sua dissertação propõe uma ferramenta de apoio aos novos usuários deste setor, baseada na técnica de Dinâmica de Sistemas, no processo de análise da viabilidade econômico-financeira na utilização do gás natural em alternativa à energia elétrica, para o aquecimento de água em instalações prediais residenciais. Esta técnica de simulação torna-se importante para a abordagem do problema, visto permitir a representação do comportamento dinâmico das variáveis envolvidas, analisando os efeitos da competição destes dois energéticos (gás natural e energia elétrica) junto aos consumidores finais. Foram simulados diversos cenários, criados com base em diferentes perfis de consumo, no qual os resultados propiciaram realizar análises de sensibilidade a determinados parâmetros, com o objetivo de se verificar o comportamento do sistema. Os resultados demonstraram a influência de fatores, como os ajustes tarifários e a variação na taxa mínima de atratividade na viabilidade das alternativas propostas. Este estudo contribuiu, fortemente, para dirimir a concepção falsa de inviabilidade econômica de novas fontes de energia (ORTEGOSA, 2006).

Segundo Kaikko (KAIKKO; BACKMAN, 2007), o custo total de investimento para uma microturbina baseada em aplicações CHP (*combined heat and power*) é estimada para variar entre 1000 a 1700 *EUR/kWe*.

## Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo de simulação para análise técnica e econômica de um sistema de cogeração utilizando microturbina a gás natural em complexos residenciais. Do lado da geração de energia, o modelo baseia-se na energia elétrica e térmica produzidas pela microturbina e nas equações do trocador de calor, *chiller* de absorção e *boiler*. Pelo lado da carga, o modelo é baseado nas curvas de demanda elétrica e térmica dos consumidores residenciais. A principal vantagem deste modelo é a flexibilidade do tempo de simulação, variando de horas, dias, semanas e podendo ser estendida a anos. Portanto, a granularidade de tempo do modelo desenvolvido neste trabalho permite considerar detalhes que a metodologia convencional não considera.

## Estrutura da dissertação

Os demais capítulos desta dissertação estão organizados como segue:

Capítulo 2: Neste capítulo são abordados os temas geração distribuída, cogeração, microturbina e gás natural. A definição de geração distribuída e cogeração de energia também

são apresentadas. Em relação à microturbina é exposto o seu funcionamento, suas vantagens e desvantagens. Sobre o gás natural, combustível que alimenta o processo, são apresentadas suas características e seu preço.

Capítulo 3: Os diferentes sistemas de ar condicionado e de aquecimento de água existentes em um edifício são expostos neste capítulo. Dando ênfase ao *chiller* de absorção e ao conjunto trocador de calor/*boiler*.

Capítulo 4: Discorre sobre as demandas térmicas e elétricas do ambiente residencial típico, além disso, contém dados sobre a população brasileira, referentes as características de consumo de energia elétrica e gás doméstico e a renda média familiar local. As demandas elétricas e térmicas (aquecimento de água e arrefecimento de ar) são determinadas para a classe residencial.

Capítulo 5: Aqui será apresentada a modelagem do sistema de cogeração, a microturbina e os sistemas de aquecimento de água e arrefecimento de ar. O modelo, que utiliza o MATLAB/SIMULINK, é detalhadamente descrito.

Capítulo 6: Neste capítulo estão apresentadas as configurações do sistema para a simulação e os resultados desta. Basicamente, alguns cenários de projeto/operação são propostos para avaliação do sistema.

Capítulo 7: A análise de sensibilidade é feita, alterando as variáveis: preço do insumo energético e preço da energia elétrica da concessionária.

Considerações Finais: Finalmente, são apresentadas as considerações finais, algumas conclusões e sugestões de trabalhos futuros são propostas.

## *2 Geração de Energia*

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira. A Seção 2.1 trata da geração distribuída, seu conceito, suas formas e as medidas que estimulam sua introdução e as barreiras que ela encontra para a sua implementação. A Seção 2.2 refere-se à cogeração de energia, sendo suas vantagens apresentadas. A Seção 2.3 apresenta a microturbina, o princípio de funcionamento e sua modelagem. E a Seção 2.4 descreve as características do gás natural, o combustível que alimentará o processo, e seu preço para a classe residencial.

### **2.1 Geração Distribuída**

Esta seção apresenta o conceito de geração distribuída (GD); suas formas de GD; as medidas que visam o estímulo da introdução da geração distribuída no Brasil, os benefícios da auto geração; uma comparação de diferentes tecnologias de GD e as principais barreiras encontradas no mundo para implementação da GD.

#### **2.1.1 Definição**

Geração distribuída é a utilização de unidades geradoras de energia elétrica próxima à carga, visando entre outras vantagens reduzir as perdas por transporte nas redes. Estas unidades geradoras podem estar conectadas as linhas de distribuição ou operarem isoladas do sistema elétrico.

#### **2.1.2 Formas de Geração**

Entre outras formas de geração distribuída pode-se citar:

- Geração fotovoltaica;
- Geração eólica;

- Geração geotérmica;
- Motores de combustão interna (diesel, Stirling e gás);
- Células combustíveis;
- Pequenas centrais hidrelétricas;
- Microturbinas.

### 2.1.3 Vantagens da aplicação de GD

Segundo Chiradeja, algumas das tecnologias de geração distribuída produzem energia elétrica quase tão eficientemente quanto as grandes plantas de geração de energia a um preço competitivo com a geração centralizada. Na geração distribuída, o impacto ambiental é menor e a flexibilidade de posicionamento maior em relação à geração centralizada. Uma das justificativas para a introdução de GD é a melhora no perfil de tensão do sistema e a manutenção da tensão para o consumidor dentro de escalas aceitáveis (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004).

Para Fausto Freire, a microgeração tem como vantagens em relação a grandes centrais de energia distribuída o fato de ser muito menos poluentes, de conseguirem fornecer eletricidade confiável, de alta qualidade e sem interrupções no fornecimento (FREIRE; PONTES; MARICATO, 2003).

No Brasil surgem tendências que podem estimular ou propiciar incremento da geração de eletricidade de forma distribuída, decorrentes das seguintes causas (GAMA et al., 2003):

- Forte propensão de aumento das tarifas de eletricidade, considerando a necessidade de aumento da participação da geração termelétrica, no médio prazo, na matriz energética brasileira;
- Desvalorização cambial, a necessidade de importação de equipamentos e a tarifa do gás natural em dólares;
- Desejo, por parte dos consumidores, de reduzir o custo com a energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento, face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e às deficiências de geração e transmissão;
- A reestruturação institucional do setor elétrico, com a criação das figuras do consumidor livre e do comercializador de energia;

- Oportunidade de livre acesso de produtores independentes e consumidores livres ao sistema de transmissão, pelas novas regras estabelecidas pela ANEEL;
- Legalização da venda de energia elétrica ao mercado por produtores independentes e auto produtores;
- Permissão legal de distribuição de eletricidade conjuntamente com frio/calor residual;
- Disponibilidade crescente do gás natural para geração, em virtude do aumento da oferta, da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento das redes de distribuição;
- Conscientização em relação com os problemas ambientais decorrentes da geração com tecnologias convencionais, promovendo soluções que tendam a reduzir os impactos ambientais da geração, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis fósseis ou renováveis;
- Aperfeiçoamento de tecnologias que tornaram competitivas novas fontes e novos processos de geração de energia;
- Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, de processamento e de transmissão de dados, viabilizando a operação de sistemas elétricos cada vez mais complexos;
- Custo e perdas associadas a novas linhas de distribuição.

É neste novo cenário energético que aparece um espaço para a geração distribuída, sobretudo em aplicações envolvendo a cogeração.

Os benefícios da auto-geração distribuída e das micro-redes são sintetizados a seguir:

- A confiabilidade e a qualidade na energia estão relacionadas com as necessidades dos consumidores;
- As perdas de energia são menores, pois a geração de energia é localizada próxima à carga;
- A eficiência é maior com aplicações CCHP do que a geração central e o sistema de T & D (transmissão e distribuição) para termelétricas;
- Menores emissões de  $NO_X$  (dióxido de nitrogênio),  $CO$  (monóxido de carbono) e  $SO_2$  (dióxido de enxofre);

- A infra-estrutura requerida para atender o usuário final é considerada menor do que uma grande planta central e os sistemas de T & D;
- O tempo de instalação incluindo engenharia, projeto e construção é geralmente menor do que seis meses versus 10 anos ou mais para a construção de grandes plantas de energia e sistemas de transmissão;
- CCHP e água quente doméstica podem ser supridos pela auto geração e micro redes sem o desperdício de calor dos grandes sistemas de potência (DAVIS, 2002b).

Além destes benefícios (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004) acrescenta:

- Melhoria do perfil de tensão;
- Destacamento da segurança e a confiabilidade do sistema;
- Melhoria da qualidade da energia;
- Alívio do congestionamento das linhas de T & D;
- Redução no custo de O & M (operação e manutenção) para algumas tecnologias de GD;
- Aumento da segurança para cargas críticas;
- Redução da reserva marginal e dos seus custos associados;
- Redução dos custos de saúde devido à melhora do ambiente.

#### 2.1.4 Comparação de GD's que utilizam o gás natural como combustível

Existem quatro diferentes tecnologias que utilizam o gás natural como combustível: motor de combustão interna, turbina a gás, microturbina e células combustíveis. Tais tecnologias podem ser caracterizadas em relação a custos (unitários e de operação e manutenção), a vida útil, ao tempo de *start up*, a eficiência elétrica e a quantidade de emissão de poluentes. Os dados técnicos e de desempenho destas tecnologias de GD's são resumidos na Tabela 1 (PIPATTANASOMPORN; WILLINGHAM; PAHMAN, 2005) .

Conforme expostos na tabela, a microturbina possui um custo unitário de instalação de 700 a 1100 \$/kW e um custo de operação e manutenção de 0,005 a 0,019 /kWh. Seu

Tabela 1: Dados técnicos e de desempenho das tecnologias de GD's a gás natural.

| Tecnologia                | Motor de combustão interna (MI) | Turbina a gás (TG) | Microturbina (MT) | Células combustíveis (CC) |
|---------------------------|---------------------------------|--------------------|-------------------|---------------------------|
| Custos unitários (U\$/kW) | 300-900                         | 300-1000           | 700-1100          | 2800-4700                 |
| Custos (U\$/kWh)          | 0,007-0,015                     | 0,004-0,010        | 0,005-0,016       | 0,005-0,010               |
| Outras Características    |                                 |                    |                   |                           |
| Tipo de Combustível       | Gás natural                     | Gás natural        | Gás natural       | Gás natural               |
| Vida útil to equipamento  | 20 anos                         | 20 anos            | 10 anos           | 10 anos                   |
| Tempo de start up         | 10 seg.                         | 10 min.            | 2-5 min.          | > 6 min.                  |
| Eficiência elétrica (HHV) | 30-37%                          | 22-37%             | 23-28%            | 30-46%                    |
| Emissões                  |                                 |                    |                   |                           |
| NO <sub>x</sub> (lb/MWh)  | 4,7                             | 1,15               | 0,44              | 0,03                      |
| SO <sub>x</sub> (lb/MWh)  | 0,454                           | 0,008              | 0,008             | Insignificante            |
| PM - 10 (lb/MWh)          | 0,78                            | 0,08               | 0,09              | Insignificante            |

tempo de vida útil é de 10 anos e o tempo de *start up* de 2 a 5 minutos. Sua eficiência varia entre 23 a 28%.

Sem restrições de emissão, os motores de combustão interna e as turbinas a gás são tecnologias escolhidas devido ao seu custo inicial baixo. As microturbinas mostram resultados promissores quando as emissões de NO<sub>x</sub> são a principal preocupação. Por outro lado, as células de combustível ainda são muito caras para serem escolhidas como opção. Os resultados indicam que as decisões de investimento de GD dependem pesadamente nos níveis de confiabilidade, no custo inicial das unidades de GD e da existência de regulamentos ambientais (PIPATTANASOMPORN; WILLINGHAM; PAHMAN, 2005).

### 2.1.5 Barreiras para a aplicação da GD

Entre as principais barreiras encontradas hoje no mundo à implantação da GD podem-se citar (GAMA et al., 2003):

- Dificuldade de acesso seguro à rede com condições justas;
- Competição desigual no mercado de energia;
- Regras de mercado que incentivam a ineficiência;
- Oposição exercida pelo monopólio das grandes companhias;
- Benefícios ambientais e benefícios trazidos à rede não recebem o devido crédito;
- Preço e mercado indefinidos para investidores;

- Falta de consciência quanto aos benefícios da GD;
- Poucos países têm organizações bem estruturadas para promover a GD;
- Ausência de normas para contratos de interconexão;
- Política governamental não definida;
- Ausência de redes desenvolvidas para o fornecimento de gás natural (pelo menos no terceiro mundo).

Combinando a produção de diferentes formas finais de energia geralmente leva a resultados atrativos em termos técnicos, ecológicos e econômicos em escalas globais e locais. Os melhores resultados somente podem ser encontrados se o sistema é propriamente desenhado para uma aplicação específica. (KALINA, 2004).

## 2.2 Cogeração

Nesta seção, a configuração das plantas de cogeração, suas vantagens, os detalhes do estudo de viabilidade e o mercado do crédito de carbono são apresentados.

### 2.2.1 Definição

A cogeração é a produção de energia elétrica / mecânica e a utilização do calor despendido no processo para a produção de energia elétrica ou térmica (calor ou frio). A eficiência do processo de cogeração ( $\epsilon$ ) poderá ser dada pela relação:

$$\epsilon = \frac{\text{Trabalho útil produzido} + \text{Energia térmica produzida}}{\text{Energia fornecida pelo combustível}} \quad (2.1)$$

$$\epsilon = \frac{W_{\text{útil}} + Q_{\text{processo}}}{Q_{\text{in}}} \quad (2.2)$$

### 2.2.2 Configuração das plantas de cogeração em sistemas a gás natural

As configurações mais comuns de plantas de cogeração consistem em uma turbina movida a gás natural acoplada a um gerador que produz eletricidade. Os gases quentes de escape da turbina são aproveitados diretamente no processo ou, mais comumente, passam por uma caldeira de recuperação que gera vapor. Esse vapor pode, por sua vez,

ainda ir para um *chiller* de absorção que produzirá água gelada para o sistema de ar condicionado.

Uma variação da configuração descrita é a utilização de motores alternativos movido à gás, no lugar das turbinas. Neste caso também se aproveita o calor do sistema de arrefecimento do motor, produzindo-se água quente. A utilização de motores ou turbinas depende essencialmente do tipo de aplicação que se pretende dar, variando em função do perfil de demanda de energia térmica e elétrica.

### 2.2.3 Vantagens da cogeração

O grande atrativo da cogeração à gás é a sua alta eficiência energética. Enquanto uma usina termelétrica de ciclo combinado tem um rendimento da ordem de 55%, uma planta de co-geração pode atingir rendimentos próximos a 90%. Entretanto, cogeração não se aplica a todos os consumidores de energia, é necessário um perfil de demanda de energia térmica e elétrica com certo equilíbrio e simultaneidade.

Segundo Goldbarg em (GOLBARG; GOLBARG; MEDEIROS, 2005), os seguintes fatores apontam para o crescimento dos sistemas de cogeração com base no gás natural:

- Melhor aproveitamento da capacidade de geração de energia no usuário;
- Independência da rede elétrica e segurança no fornecimento;
- Maior eficiência na geração de energia;
- Redução de gastos de transportes e distribuição e
- Melhor adequação entre a oferta e a demanda por energia.

Na medida em que a tecnologia do gás natural avança, novos equipamentos são ofertados pelo mercado, ampliando-se cada vez mais as possibilidades de escolha para a constituição dos sistemas de cogeração.

Tipicamente, de metade a um terço de toda energia despendida num processo de geração de energia elétrica ou mecânica não é utilizada e é liberada no ambiente na forma de energia térmica. O aproveitamento de forma útil desta energia traz basicamente três grandes benefícios. Primeiro, a quantidade de combustível utilizada é reduzida, ocasionando assim, além de menores gastos individuais de combustível e uma queda no preço do mesmo devido à diminuição de sua demanda.

Segundo, as emissões de carbono e de outros poluentes atmosféricos são diminuídas. Por último, os impactos causados ao meio ambiente devido ao despejo de calor por grandes plantas geradoras diminuem consideravelmente (BONA; FILHO, 2004).

### 2.2.4 Cogeração, uma tendência mundial

A quantidade de eletricidade produzida através de cogeração nos últimos cinco anos cresceu significativamente em países desenvolvidos, representando hoje algo próximo a 10% de toda a energia gerada nos Estados Unidos. Na Dinamarca, a cogeração responde hoje por 27,5% de toda eletricidade produzida, na Holanda, representa 20% da energia elétrica gerada, sendo estes apenas alguns dos exemplos de países que estão promovendo a cogeração.

Em todos esses países foram criados algum tipo de incentivo ou “política pública para cogeração de energia”, que contribuíram para o estímulo ao desenvolvimento da geração distribuída.

Tem-se observado um interesse renovado nos ciclos de absorção, devido à possibilidade de aproveitamento, para fins úteis, do calor residual de diferentes processos em decorrência da crise no setor elétrico, da política de estímulo ao uso do gás natural e do interesse na aplicação de sistemas de cogeração.

O processo da intensificação de projetos de cogeração emprega turbinas ou grupos geradores, conforme a potência instalada, com *chillers* de absorção ou caldeiras, para produzir calor e frio de conforto, vapor de processo e gás carbônico, além de energia elétrica, a um custo atrativo e com melhor eficiência, garantida pelo maior controle da combustão e pela utilização do calor liberado na queima do gás para produzir mais energia. Em números, essa eficiência energética total chega a 90% contra 40% da energia elétrica pura. Um outro atrativo é a geração distribuída ou próxima ao centro de consumo. É também uma energia “limpa” que dá direito à venda de créditos de carbono, como previsto no Protocolo de Kyoto (COGEN - SÃO PAULO, 2005).

No caso de uma aplicação da cogeração para uma única família, o projeto do sistema possui um desafio técnico devido a não coincidência das cargas térmicas e elétricas, necessitando da utilização de um armazenador elétrico/térmico ou uma conexão em paralelo com a rede elétrica. Entretanto, sistemas de cogeração de múltiplas famílias e comercial se beneficiam da diversidade de carga elétrica/térmica, reduzindo a necessidade de um armazenador (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

A cogeração em edifícios tem que satisfazer ambas as demandas elétrica e térmica, ou a

demanda térmica e parte da demanda elétrica, ou a demanda elétrica e parte da demanda térmica. Dependendo da magnitude das cargas elétrica e térmica e da estratégia de operação, o sistema de cogeração pode funcionar em condições de carga parcial, o excesso de energia (eletricidade ou calor) tem que ser armazenado ou vendido, e deficiências têm que ser solucionadas pela compra de eletricidade (calor) de outras fontes tais como: rede elétrica (ou boiler) (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

O excesso de calor produzido pode ser armazenado em um armazenador térmico como um tanque de água, enquanto que o excesso de eletricidade pode ser armazenado em baterias ou capacitores. Adicionalmente, a operação de um sistema de cogeração pode ser dependente da variação dos preços de eletricidade, fazendo com que o sistema de cogeração seja financeiramente atrativo em períodos de altos preços de energia elétrica (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

A eficiência de um sistema de cogeração é medida pela fração do combustível de entrada que pode ser recuperado na forma de potência e calor. A energia remanescente é perda.

$$\text{Eficiência Elétrica} = \frac{\text{Energia Elétrica Saída (kW)}}{\text{Entrada Combustível (kW)}} \quad (2.3)$$

$$\text{Eficiência Total} = \frac{\text{Energia Térmica} + \text{Energia Elétrica (kW)}}{\text{Entrada Combustível (kW)}} \quad (2.4)$$

A eficiência da cogeração depende da máquina primária, seu tamanho, e a temperatura na qual o calor recuperado pode ser utilizado. Além disso, a eficiência depende das condições e do regime de operação da unidade de cogeração (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

Caso haja a necessidade de avaliar qual seria o melhor tipo de cogeração a ser empregado os fatores adimensionais  $\alpha$  e  $\beta$  devem ser calculados.

A razão entre o consumo de energia elétrica e o consumo de energia térmica é o fator adimensional  $\alpha$ . Este fator irá indicar como o prédio utiliza os dois tipos de energia e auxiliará na determinação do tipo de sistema de cogeração que será implementado, associado a outros parâmetros tais como potência média e fator de carga (GUIMARÃES et al., 2002).

O fator  $\beta$ , também adimensional, é a razão entre a potência elétrica ou mecânica extraída do eixo da máquina térmica ( $kWe$ ) e o calor útil disponibilizado ( $kWt$ ). Este parâmetro é característico do modelo de cogeração adotado, variando com as tecnologias propostas e as peculiaridades do prédio analisado (GUIMARÃES et al., 2002).

O trabalho apresentado por Guimarães (GUIMARÃES et al., 2002) dá exemplos da utilização destes fatores para determinação do melhor sistema de cogeração a ser empregado e como resultado é realizado um estudo de viabilidade econômica.

## 2.3 Microturbina

Microturbina é a designação que se dá às turbinas a gás que produzem potência elétrica entre 25 *kW* e 500 *kW*. São derivadas de tecnologias de turbo alimentação de caminhões ou de pequenas turbinas de sistemas auxiliares da aviação. São unidades de fluxo radial e com velocidades de rotação entre 90.000 e 120.000 rpm (LORA; HADDAD, 2006).

Na linha de adoção de novas tecnologias de geração de energia elétrica com gás natural, a microturbina se destaca pelo baixo nível de emissão e baixa manutenção, principalmente quando comparadas aos motores a gás. Nesta seção o princípio de funcionamento da microturbina e suas vantagens e desvantagens são apresentados.

### 2.3.1 Vantagens e desvantagens da microturbina

As microturbinas evoluíram das aplicações da turbina nas indústrias aeroespacial e automotiva para as aplicações em sistemas elétricos de potência apresentando diversas inovações tecnológicas como o uso de mancais a ar, de ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas e de componentes eletrônicos de alta potência. Podem ser encontradas no mercado em potências de 30 *kW* (Capstone) até de 250 *kW* (Ingersoll - Rand) e têm como maiores benefícios:

- Emissões atmosféricas baixas devido à combustão contínua;
- Baixos índices de ruído e vibrações;
- Flexibilidade de combustível (podendo ser utilizada com gás natural, diesel, propano e biogás);
- Dimensões reduzidas e simplicidade na instalação, podendo ser instaladas em lugares cobertos ou ao ar livre;
- Modularidade;
- Baixo custo e pequena necessidade de manutenção;

- Não necessita de vigilância constante;
- Fácil manutenção, implicando em menores tempos de parada;
- Partida relativamente rápido;
- Alta eficiência quando utilizada em cogeração (apesar da microturbina ter uma eficiência elétrica de aproximadamente 30%, sua eficiência total, quando utilizada em instalações de cogeração, pode chegar a mais de 80%);
- Disponibilidade de energia térmica a temperaturas elevadas.

Desvantagens:

- Utilização menos atrativa para processos com pouca necessidade térmica;
- Vida útil relativamente curta (FREIRE; PONTES; MARICATO, 2003), (BONA; FILHO, 2004).

A utilização de uma microturbina importada de outro país, geralmente causa problemas com assistência técnica. Depois de decidida qual será a marca da microturbina deve-se fazer um levantamento dos locais de assistência técnica do Brasil, para que a espera por uma possível manutenção não seja demorada.

### 2.3.2 Princípio de funcionamento

Basicamente os componentes da microturbina são: compressor, câmara de combustão, turbina e recuperador (opcional). Na Figura 1 pode ser identificado cada um desses componentes. O funcionamento de uma microturbina a gás é bastante simples, o combustível é queimado em uma câmara de combustão, e os gases provenientes desta queima são encaminhados pelo compressor para dentro da turbina, onde a sua energia é convertida em energia mecânica, que pode ser aproveitada tanto para a produção de energia elétrica com um alternador, como para por em funcionamento bombas e compressores, etc. Caso a microturbina tenha recuperador, o gás de exaustão pré-aquece o gás de entrada na câmara de combustão, com isso a eficiência da máquina pode até ser dobrada.

O uso do recuperador tem um grande efeito na performance da microturbina, aumentando a eficiência elétrica, mas decrescendo a saída de calor quando comparado ao ciclo sem recuperador de mesma potência de saída (KAIKKO; BACKMAN, 2007).

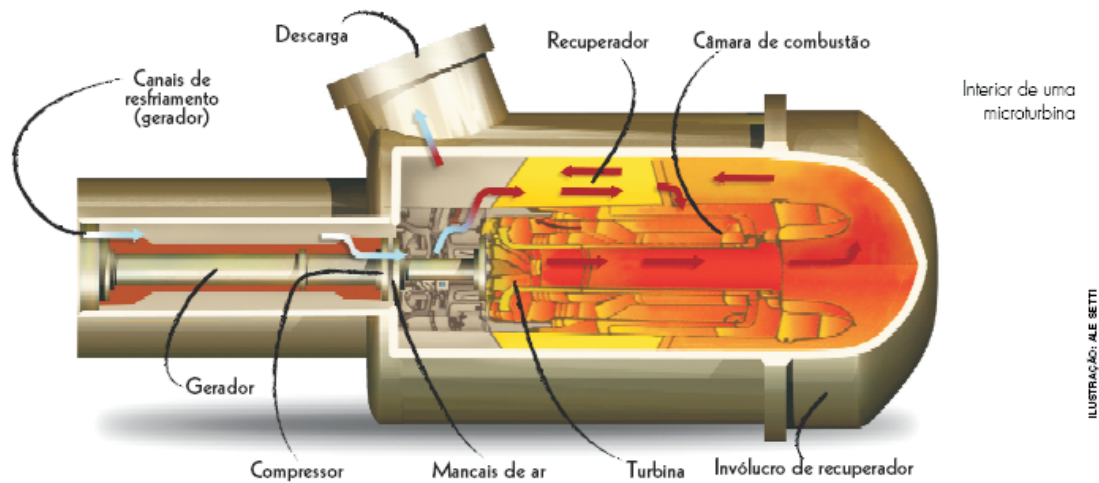


Figura 1: Ilustração do interior de uma microturbina - Fonte: (ABRIL, 2002).

A energia residual produzida sob a forma de um fluxo elevado de gases quentes pode ser usada para satisfazer, total ou parcialmente, as exigências térmicas do processo, sejam elas em forma de calor e/ou frio (cogeração e trigeração), isso é normalmente conseguido através de uma caldeira que vai aquecer a água e/ ou produzir vapor, conforme as necessidades do sistema, e/ou pela utilização de um *chiller* que irá produzir frio (FREIRE; PONTES; MARICATO, 2003).

A maior eficiência é obtida com uma velocidade de operação da microturbina bastante alta, geralmente excedendo 100.000 rpm. As velocidades são normalmente variáveis dentro de uma ampla faixa (de 50.000 a 120.000 rpm) para acomodar cargas variáveis enquanto mantêm alta frequência e otimização da confiabilidade em longo prazo (STAUTON; OZPINECI, 2003).

### 2.3.3 Desempenho em campo de um sistema de cogeração utilizando uma microturbina

O trabalho apresentado por Friedrich et al (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004) verifica a performance em campo de uma microturbina em uma configuração de CHP. O sistema de cogeração, localizado em Nova Iorque no Forte Drum, inclui uma microturbina Capstone 30 kW com recuperador e um trocador de calor micoGen. O sistema foi instalado no prédio P-175, com 11.000 m<sup>2</sup>, 500 homens trabalhando com cozinha fornecendo refeições três vezes ao dia.

As Tabelas 2 e 3 apresentam as especificações do fabricante da microturbina e do trocador de calor em potência total e nas condições ISO (*International Organization for Standardization*), respectivamente.

Tabela 2: Especificações a carga total e nas condições ISO da microturbina modelo 330 (especificações do fabricante)) (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004).

|                                                                                                                              |                             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| Capstone                                                                                                                     | Modelo 330                  |
| Potência de saída com carga total nas condições ISO                                                                          | 28 <i>kW</i> elétrico       |
| Frequência elétrica                                                                                                          | 50/60 <i>Hz</i> , trifásico |
| Eficiência em ISO                                                                                                            | 26 % LHV (23% HHV)          |
| Consumo de gás natural                                                                                                       | 122 <i>kW</i> HHV           |
| Temperatura do gás de exaustão                                                                                               | 261 °C                      |
| Energia do gás de exaustão                                                                                                   | 85 <i>kW</i> térmico        |
| Produção de NOx                                                                                                              | < 9ppm à 15% O <sub>2</sub> |
| Nível de ruído                                                                                                               | 58 <i>dBA</i> à 10 m        |
| Peso                                                                                                                         | 490 <i>kg</i>               |
| Temperatura padrão ISO 15 °C e pressão de 1 atm<br>LHV ( <i>Lower Heating Value</i> )<br>HHV ( <i>Higher Heating Value</i> ) |                             |

Tabela 3: Especificações do trocador de calor MicoGen com a microturbina Capstone 330 com potência total (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004).

|                                       |                             |
|---------------------------------------|-----------------------------|
| Unifin micoGen                        | MG1-C1                      |
| Taxa de fluxo do lado do gás          | 1096 <i>kg/hr</i>           |
| Taxa de fluxo do lado da água         | 0,63 - 3,15 <i>L/seg.</i>   |
| Diferença da pressão do lado da água  | 76 mm <i>H<sub>2</sub>O</i> |
| Diferença da pressão no lado do gás   | 11 m <i>H<sub>2</sub>O</i>  |
| Temperatura máxima de entrada da água | 93°C                        |
| Temperatura máxima de saída da água   | 93°C                        |
| Recuperação de calor                  | 41-73 <i>kW</i> térmico     |
| Consumo de eletricidade               | 1,1 <i>kW</i>               |

Nas condições ISO, a temperatura dos gases de exaustão é de 261°C. A energia térmica dos gases de exaustão é de 85 *kW*.

A Tabela 4 mostra o funcionamento deste sistema com carga parcial. Nota-se que quanto menor a carga menor é a saída elétrica da microturbina e consequentemente menor é o rendimento elétrico. O rendimento térmico também foi medido. O rendimento total do sistema (somatório do rendimento térmico e elétrico) encontra-se exposto na tabela, chegando a 75,9%.

Outro dado levantado no Forte Drum foi à eficiência da combustão e as emissões realizadas pelo sistema. Esses valores foram medidos de acordo com a porcentagem de carga total utilizado e estão expostos na Tabela 5.

Analisando a Tabela 5, emissões de poluentes do sistema de cogeração em Nova Iorque,

Tabela 4: Entradas e saídas do sistema de cogeração em Nova Iorque.

| Descrição<br>(unidades)                                | Porcentagem da carga total |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------------|----------------------------|------|------|------|------|------|
|                                                        | 100%                       | 86%  | 75%  | 56%  | 37%  | 18%  |
| Saída elétrica ( $kW$ )                                | 26,6                       | 22,9 | 19,9 | 14,8 | 9,8  | 4,8  |
| Balanço energético (unidade)                           |                            |      |      |      |      |      |
| Entrada de combustível [ $HHV$ ] ( $kBtu/hr$ )         | 429                        | 372  | 341  | 283  | 218  | 159  |
| Recuperação de calor [ $RHX$ ] ( $kBtu/hr$ )           | 233                        | 208  | 185  | 152  | 122  | 49   |
| Saída elétrica ( $kBtu/hr$ )                           | 91                         | 78   | 68   | 51   | 33   | 16   |
| Perdas de revestimento [ <i>aprox.</i> ] ( $kBtu/hr$ ) | 77                         | 64   | 64   | 68   | 51   | 77   |
| Perdas de exaustão [ <i>aprox.</i> ] ( $kBtu/hr$ )     | 28                         | 27   | 24   | 12   | 11   | 16   |
| Eficiência (%)                                         |                            |      |      |      |      |      |
| Recuperação de calor                                   | 54,3                       | 55,1 | 54,3 | 53,7 | 56,0 | 31,0 |
| Saída elétrica                                         | 21,2                       | 20,7 | 19,9 | 17,9 | 15,4 | 10,4 |
| Perdas de revestimento                                 | 17,9                       | 17,0 | 18,8 | 21,4 | 23,5 | 48,6 |
| Perdas de exaustão                                     | 6,5                        | 7,2  | 7,0  | 4,2  | 5,1  | 10,1 |
| Eficiência total da cogeração                          | 75,5                       | 75,9 | 74,3 | 71,6 | 71,4 | 41,4 |

Fonte: (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004)

Tabela 5: Emissões do sistema de cogeração

| Descrição<br>(unidades)     | Porcentagem da carga total |       |      |      |      |      |
|-----------------------------|----------------------------|-------|------|------|------|------|
|                             | 100%                       | 86%   | 75%  | 56%  | 37%  | 18%  |
| Saída elétrica ( $kW$ )     | 26,6                       | 22,9  | 19,9 | 14,8 | 9,8  | 4,8  |
| Eficiência (baseado no HHV) | 19,2                       | 17,78 | 17,8 | 16,9 | 16,1 | 11,9 |
| $O_2$ (%)                   | 18,2                       | 18,3  | 18,4 | 18,4 | 18,6 | 18,7 |
| $CO$ ppm                    | 10                         | 27    | 74   | 93   | 50   | 99   |
| $CO_2$ (%)                  | 1,6                        | 1,6   | 1,5  | 1,5  | 1,4  | 1,3  |
| $NO_x$ ppm                  | 1,5                        | 0,5   | 0    | 0    | 20   | 11   |

Fonte: (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004)

Tabela 6: Medições do nível do som

| Distância da microturbina ( <i>cm</i> ) | Posicionamento da medição | Frequência do som | Intensidade do nível de som ( <i>dBA</i> ) |
|-----------------------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------------------------------|
| 30,5                                    | Na frente                 | Todos             | 85                                         |
| 30,5                                    | Atrás                     | Todos             | 81                                         |
| 30,5                                    | Do lado                   | Todos             | 81                                         |
| 550                                     | Na frente                 | Todos             | 74                                         |
| 550                                     | Na frente                 | 12.500 a 20.000   | 57                                         |
| 550                                     | Na frente                 | 2.840 a 5.680     | 74                                         |
| 550                                     | Na frente                 | 177 a 710         | 68                                         |

Fonte: (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004)

os valores máximos de  $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $NO_x$  são respectivamente 18,7% , 99 *ppm*, 1,6% e 11 *ppm*. Estes valores são aceitáveis para a Legislação Brasileira de emissões de poluentes por centrais termelétricas. A legislação brasileira referente às emissões gasosas é bastante recente, sendo que de interesse direto para a geração termelétrica existem três regulamentações: a Portaria IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) n° 348 de 14/03/1990, a Resolução CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) n° 3 de 28/06/1990, a Resolução CONAMA n° 8 de 06/12/1990. As duas primeiras estabelecem os padrões federais (primários e secundários) de qualidade do ar, as concentrações de poluentes, o monitoramento da qualidade do ar e definem os Planos de Emergência para episódios críticos de poluição do ar. Enquanto que a terceira dispõe sobre os limites máximos de emissão de poluentes do ar para processos de combustão (externa) em fontes fixas como: caldeiras, geradores de vapor, centrais para a geração de energia elétrica, fornos, fornalhas, estufas e secadores para a geração e uso de energia térmica, incineradores e gaseificadores.

Recentemente o CONAMA estabeleceu pela Resolução 382 de 26 de dezembro de 2006 os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas.

Na Tabela 6, a intensidade do som é medida conforme a distância do equipamento de medição a microturbina e ao posicionamento do mesmo. As normas de ruído no ambiente residencial precisam ser analisadas para avaliar a necessidade da construção de um sistema com bloqueio acústico.

A norma NBR 10.151 - Avaliação do nível do ruído em áreas habitadas visando o conforto da comunidade - fixa os níveis de ruído para ambientes externos, ao ar livre, mostrados na Tabela 7. Enquanto a NBR 10.152 - Níveis ruído para o conforto acústico - fixa os limites de ruído para ambientes internos, mostrados na Tabela 8.

Tabela 7: Nível de critério de avaliação NCA para ambientes externos (NBR 10.151).

| Tipos de áreas                                                     | Diurno ( $dB A$ ) | Noturno ( $dB A$ ) |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------|
| Áreas de sítios e fazendas                                         | 40                | 35                 |
| Área estritamente residencial urbana ou de hospitais ou de escolas | 50                | 45                 |
| Área mista, predominantemente residencial                          | 55                | 50                 |
| Área mista, com vocação comercial e administrativa                 | 60                | 55                 |
| Área mista, com vocação recreacional                               | 65                | 55                 |
| Área predominantemente industrial                                  | 70                | 60                 |

Tabela 8: Níveis de conforto para a classe residencial (NBR 10.152).

| Local - residência | Intensidade $dB A$ |
|--------------------|--------------------|
| Dormitório         | 35 - 45            |
| Sala de estar      | 40 - 50            |

Trabalhos científicos relacionados com o ruído ambiental demonstram que uma pessoa só consegue relaxar totalmente durante o sono, em níveis de ruído abaixo de 39  $dB A$ , enquanto a Organização Mundial de Saúde estabelece 55  $dB A$  como nível médio de ruído diário para uma pessoa viver bem. Portanto, os ambientes localizados onde o ruído esteja acima dos níveis recomendados necessitam de um isolamento acústico (FERNANDES, 2005).

Como a microturbina possui um nível de ruído de 75  $dB A$  à 5,50 m. Para aplicação em ambientes residenciais, será necessário um isolamento acústico da área. Isso acarreta em um custo inicial de instalação a mais ao sistema de cogeração.

A Figura 2 mostra a comparação dos dados medidos no Forte Drum e dos dados expostos pelo fabricante da microturbina. Ressalta-se que os dados são muito próximos aos dados do fabricante. Esta pequena discrepância se deve as diferenças das condições climáticas (pressão atmosférica, temperatura do local, umidade relativa do local) e do combustível (componentes, densidade) com a condição ISO e os dados do combustível que o fabricante utilizou em seus testes.

A curva mostra que quanto menor a potência de saída, menor a eficiência (%HHV-higher heating value) da microturbina.

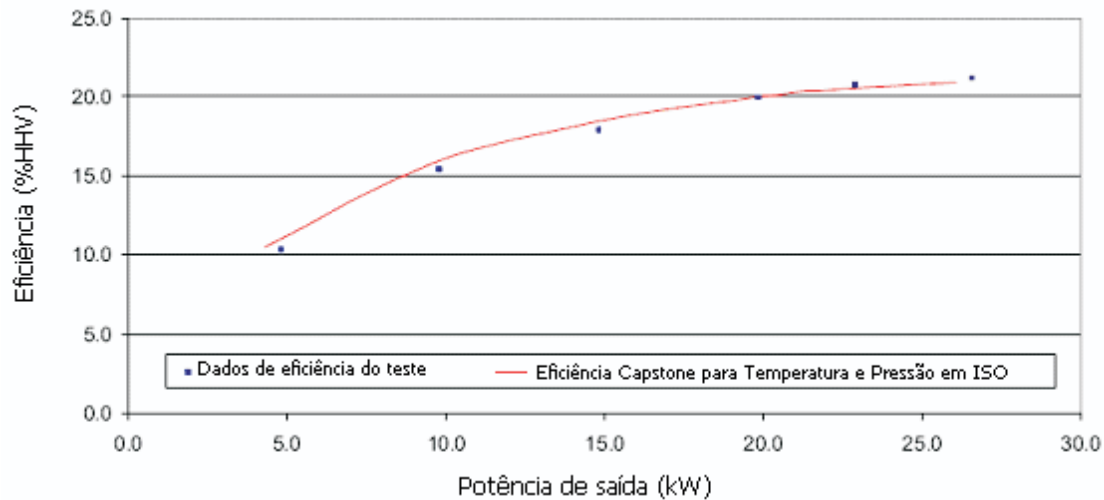


Figura 2: Comparações das especificações da eficiência em carga parcial da Capstone (% de HHV) com os dados medidos por Friedrich (FRIEDRICH; ARMSTRONG; SMITH, 2004).

### 2.3.4 Características de desempenho

As características de desempenho das microturbinas na utilização de sistemas de cogeração foram expostas em [14] e encontram-se resumidas neste item.

#### Eficiência

A eficiência de um sistema de cogeração com microturbina pode ser aumentado pelo aumento do pico da pressão e temperatura no ciclo, requerendo o desenvolvimento de materiais de alta temperatura apropriado para este propósito. Entretanto, altas temperaturas podem levar a maior emissões de  $NO_x$ , necessitando o uso de um projeto sofisticado de combustor para reduzir as emissões de  $NO_x$ .

As características de desempenho do sistema de cogeração utilizando diferentes tipos de microturbina encontram-se expostos na Tabela 9 (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

#### Desempenho com carga parcial

A saída da microturbina é reduzida pela combinação da redução da taxa do fluxo (isto é, decrescimento da velocidade do compressor) e da redução da temperatura de entrada na turbina. Consequentemente, a eficiência da microturbina operando com carga parcial é reduzida. A variação na eficiência de uma microturbina de 30 kW é dada na Figura 3.

#### Recuperador

Tabela 9: Características de desempenho do sistema de cogeração utilizando a microturbina (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006)

|                                                      | Modelo Capstone 330 | IR energy system 70LM<br>IR energy system 70LM (dois eixos) | Turbec T100 |
|------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------|-------------|
| Capacidade elétrica nominal ( $kW$ )                 | 30                  | 70                                                          | 100         |
| Taxa do calor ( $Btu/kWh$ ) HHV                      | 14,581              | 13,540                                                      | 12,639      |
| Entrada de combustível ( $MMBtu/h$ )                 | 0,437               | 0,948                                                       | 1,264       |
| Pressão de combustível requerido (psig)              | 55                  | 55                                                          | 75          |
| Características de cogeração                         |                     |                                                             |             |
| Fluxo de exaustão (lbs/s)                            | 0,72                | 1,40                                                        | 1,74        |
| Temperatura de exaustão da microturbina ( $F$ )      | 500                 | 435                                                         | 500         |
| Temperatura de exaustão do trocador de calor ( $F$ ) | 150                 | 130                                                         | 131         |
| Saída de calor ( $MMBtu/h$ )                         | 0,218               | 0,369                                                       | 0,555       |
| Saída de calor ( $kW$ equivalente)                   | 64                  | 108                                                         | 163         |
| Eficiência total (%) HHV                             | 73                  | 64                                                          | 71          |
| Taxa de potência elétrica/ térmica                   | 0,47                | 0,65                                                        | 0,62        |
| Taxa de calor da rede ( $Btu/kWh$ )                  | 5509                | 6952                                                        | 5703        |
| Eficiência elétrica efetiva (%) HHV                  | 62                  | 49                                                          | 60          |

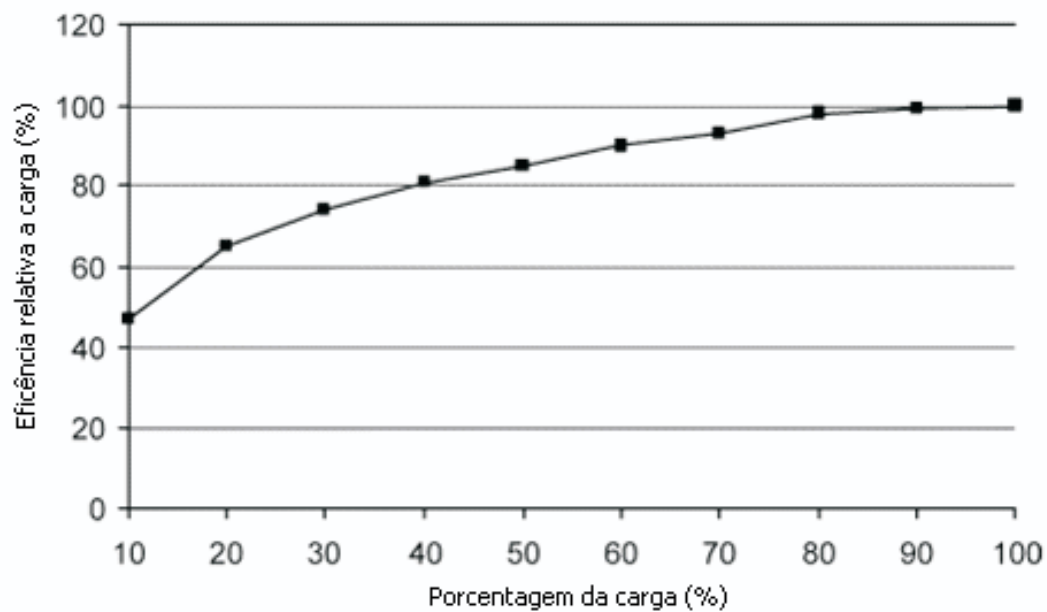


Figura 3: Desempenho de uma microturbina de 30 kW com carga parcial (eixo único e sistema alternador de alta velocidade) (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

O uso do recuperador tem um grande efeito na performance da microturbina, aumentando a eficiência elétrica, mas decrescendo a saída de calor quando comparado ao ciclo sem recuperador de mesma potencia de saída (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006) e (KAIKKO; BACKMAN, 2007).

### Manutenção

Normalmente manutenções programadas são realizadas uma vez ao ano, com o custo de manutenção entre 0,006 a 0,01 \$/kWh. Uma revisão geral é requerida a cada 20.000 - 40.000 h dependendo do produto, do projeto e do serviço. Esta revisão envolve a substituição do eixo principal e se necessário a substituição da câmara de combustão. Adicionalmente, outros componentes são inspecionados para determinar se o desgaste ocorreu e se uma substituição pode ser feita (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006).

### Emissões

Microturbinas têm o potencial de produzir emissões baixas. Os maiores poluentes originários do uso da microturbina são  $NO_x$ ,  $CO$  e hidrocarbonetos não queimados e uma quantidade insignificante de  $SO_2$ . As características das emissões de sistemas de cogeração utilizando microturbinas são expostos na Tabela 10 [Energy Nexus Group apud Onovwiona].

Tabela 10: Características de emissão das microturbinas

|                                              | Modelo Capstone<br>330 | IR Energy Systems<br>70LM (dois eixos) | Turbec T100 |
|----------------------------------------------|------------------------|----------------------------------------|-------------|
| Capacidade elétrica<br>nominal ( <i>kW</i> ) | 30                     | 70                                     | 100         |
| Eficiência elétrica<br>(%) HHV               | 23                     | 25                                     | 27          |
| $NO_x$ ppmv                                  | 0,54                   | 0,50                                   | 0,80        |
| $NO_x$ lb/MWh                                | 40                     | 9                                      | 15          |
| CO ppmv                                      | 1,46                   | 0,30                                   | 0,49        |
| CO lb/MWh                                    | < 0,9                  | < 0,9                                  | < 0,10      |
| THC ppmv                                     | < 0,19                 | < 0,17                                 | < 0,19      |
| THC lb/MWh                                   | 1928                   | 1774                                   | 1706        |
| CO <sub>2</sub> lb/MWh                       | 526                    | 484                                    | 465         |
| Carbono lb/MWh                               | 526                    | 484                                    | 465         |

### 2.3.5 Microturbinas comercializadas e seus custos

Atualmente, vários fabricantes dos EUA têm microturbinas apropriadas para multi-residenciais familiares, comercial e outras aplicações de cogeração.

As especificações de diferentes tipos de microturbinas existentes no mercado são resumidas na Tabela 11.

Os custos de instalação das microturbinas podem variar dependendo do modelo da planta, a área geográfica, as condições de competitividade do mercado, requisitos especiais de posição, requisitos de controle de emissões, taxas de atuação e se o sistema é novo ou tem aplicação de *retrofit*.

Pieroni esclarece sobre os tributos incidentes em centrais autoprodutoras. Segundo ele para a análise deve-se saber que a energia gerada pelos autoprodutores pode ser totalmente consumida ou ser parcialmente comercializada com terceiros. Esta distinção é de fundamental importância, pois no segundo caso, há uma transação comercial caracterizada pela compra e venda de energia, enquanto na primeira, ocorre uma mera transferência de insumos entre duas atividades produtivas de um mesmo proprietário. Há, portanto, diferenças nos impostos incidentes sobre cada uma dessas atividades. Os tributos relativos à comercialização de energia são o PIS/COFINS, a CPMF, o ICMS e Imposto de Renda (IR) (PIERONI, 2005).

Tabela 11: Especificações dos sistemas de cogeração baseados em microturbinas

| Tipo de combustível utilizado | Microturbina Capstone        |                     |        |             |             | Elliot/<br>Bowman                 | Turbec      |
|-------------------------------|------------------------------|---------------------|--------|-------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|                               | Gás natural / propano gasoso | Diesel ou querosene | Biogás | Gás natural | Gás natural | Gás natural propano, LPG e butano | Gás natural |
| Capacidade elétrica ( $kW$ )  | 30                           | 30                  | 30     | 28          | 60          | 80                                | 105         |
| Eficiência elétrica (%) LHV   | 26                           | 25                  | 26     | 25          | 28          | 28                                | 30          |
| Eficiência total (%)          | 91                           | 90                  | 91     | 91          | 89          | 75                                | 78          |
| Velocidade (rpm)              | 96.000                       | 96.000              | 96.000 | 96.000      | 96.000      |                                   | 70.000      |
| Saída térmica $kW$            | 85                           | 85                  | 85     | 85          | 150         | 136                               | 167         |
| Entrada de combustível $kW$   | 126,91                       | 127,49              | 126,91 | 123,09      | 235,64      | 288                               | 350         |

Fonte: (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006)

## 2.4 Gás Natural

Nesta seção, o gás natural é exposto, seus componentes, suas características e seus preços são detalhados de acordo com o ofertado para a classe residencial.

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em reservatórios subterrâneos na forma gasosa, tanto em terra quanto no mar, podendo estar associado a um reservatório de petróleo ou não. Sua formação resulta do acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas soterradas devido ao processo de acomodação da crosta terrestre. O gás natural, como encontrado na natureza, é uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos cujo componente preponderante é o metano. O gás natural não associado apresenta os maiores teores de metano enquanto o associado apresenta proporções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados. Geralmente, o gás natural apresenta baixos teores de contaminantes como o nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural permanece no estado gasoso, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente.

Parâmetros caracterizadores dos gases combustíveis:

### 2.4.1 Família

Os gases combustíveis podem ser classificados em três famílias, de acordo com o valor do índice de Wobbe. O índice de Wobbe é definido pelo coeficiente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da sua densidade. Pode ser obtido com base no poder calorífico superior ou inferior.

1ª Família - gases manufacturados  $22,4 \text{ MJ/m}^3 \leq \text{lw} \leq 24,8 \text{ MJ/m}^3$  (grupo A)

2ª Família - gases naturais  $39,1 \text{ MJ/m}^3 \leq \text{lw} \leq 54,7 \text{ MJ/m}^3$  (grupo H, L e E)

3ª Família - gases de petróleo liquefeitos (GPL)  $72,9 \text{ MJ/m}^3 \leq \text{lw} \leq 87,3 \text{ MJ/m}^3$  (grupo B/P)

O gás natural é um hidrocarboneto natural de 2ª família.

### 2.4.2 Composição química

O gás natural comercializado é basicamente composto por metano e as quantidades de etano e propano presentes são apenas suficientes para elevar o poder calorífico e alcançar o valor desejado, uma vez que o poder calorífico do etano é 1,8 vez maior do que o do metano e o do propano é mais de 2,6 vezes superior ao do metano. O gás natural proveniente da Bolívia é comercializado no estado do Mato Grosso do Sul e possui as

seguintes características conforme Tabela 12:

Tabela 12: Componentes do gás natural

| Metano | Etano | Propano | Butano e<br>+ pesados | Inertes | $N_2$ | $O_2$ |
|--------|-------|---------|-----------------------|---------|-------|-------|
| 88,59% | 6,22% | 2,02%   | 0,98%                 | 2,18%   | 0,76% | 0,01% |

### 2.4.3 Poder calorífico superior e inferior

O poder calorífico superior (PCS) de um gás combustível é o calor obtido da queima de uma determinada quantidade unitária do gás com a correspondente quantidade de ar estequiométrico, ambos a  $15,6^{\circ}C$  ( $60^{\circ}F$ ) antes da queima, calor este liberado até que os produtos da combustão sejam resfriados a  $15,6^{\circ}C$ . Assim, a água gerada pela queima do hidrogênio presente no combustível estará no estado líquido (KRONA, 2005).

O poder calorífico inferior (PCI) de um gás combustível é obtido pelo seguinte cálculo: poder calorífico superior menos o calor latente de vaporização da água formada pela combustão do hidrogênio presente no combustível (KRONA, 2005).

Os valores do PCS e PCI do gás natural da Bacia de Campos, Santos e da Bolívia estão expostos na Tabela 13.

Tabela 13: Poder calorífico do gás natural

| Gás                    | $kcal/Nm^3$ |       | $kcal/kg$ |        |
|------------------------|-------------|-------|-----------|--------|
|                        | PCS         | PCI   | PCS       | PCI    |
| Gás natural de Campos  | 10.060      | 9.090 | 16.206    | 14.642 |
| Gás natural de Santos  | 10.687      | 9.672 | 15.955    | 14.440 |
| Gás natural da Bolívia | 9.958       | 8.993 | 16.494    | 14.896 |

### 2.4.4 Densidade

Densidade absoluta um gás combustível é definido como a relação entre sua massa e volume. Já a densidade relativa é a relação da densidade absoluta e a densidade absoluta

Tabela 14: Densidade do gás natural

| Gás                    | Densidade Absoluta<br>$kg/Nm^3$ | Densidade Relativa<br>Ao ar (adimensional) |
|------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|
| Gás natural de Campos  | 0,79                            | 0,61                                       |
| Gás natural de Santos  | 0,83                            | 0,64                                       |
| Gás natural da Bolívia | 0,78                            | 0,60                                       |

Tabela 15: Índice de Wobbe do gás natural

| Gás                    | Superior<br>$Kcal/Nm^3$ | Inferior<br>$Kcal/Nm^3$ |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Gás natural de Campos  | 12.837                  | 11.597                  |
| Gás natural de Santos  | 13.307                  | 12.043                  |
| Gás natural da Bolívia | 12.834                  | 11.591                  |

de outra substância estabelecida como padrão. No caso dos gases a densidade relativa toma o ar como referência.

A Tabela 14 apresenta uma comparação entre a Bacia de Campos, Santos e da Bolívia, da densidade absoluta e relativa do gás natural.

### 2.4.5 Índice de Wobbe

O índice de Wobbe representa o calor fornecido pela queima de gases combustíveis através de um orifício submetido a pressões constantes, montante e a jusante desse orifício. É definido pela razão do poder calorífico (superior ou inferior) pela raiz quadrada da densidade relativa ao ar. O índice de Wobbe é apresentado na Tabela 15.

Na Tabela 16, o preço da tarifa residencial do gás natural de acordo com a faixa de consumo em  $m^3$  estão expostos para o exercício atual.

Quanto maior o consumo de gás natural, menor é o preço por  $m^3$  consumido. Segundo dados da Petrobrás a taxa de crescimento média anual composta do consumo de gás

Tabela 16: Preço da tarifa residencial do gás natural

| Faixa de Consumo em $m^3$                                               |           |                     |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------|---------------------|
| Inicial                                                                 | Final     | Preço ( $R\$/m^3$ ) |
| 0.0                                                                     | 0.5       | 2.27531             |
| 0.5                                                                     | 15.0      | 2.1748              |
| 15.0                                                                    | 150.0     | 1.94217             |
| 150.0                                                                   | 300.0     | 1.7789              |
| 300.0                                                                   | 1000.0    | 1.44257             |
| 1000.0                                                                  | 7500.0    | 1.17418             |
| 7500.0                                                                  | 15000.0   | 1.13671             |
| 15000.0                                                                 | 50000.0   | 1.09218             |
| 50000.0                                                                 | 150000.0  | 1.06911             |
| 150000.0                                                                | 250000.0  | 1.06245             |
| 250000.0                                                                | 9999999.9 | 1.03801             |
| Obs.: Valores válidos a partir de 01/05/2006, com impostos já inclusos. |           |                     |

Fonte: site - MS gás

Tabela 17: Previsão da taxa de crescimento média anual composta 2003-2010 do consumo de GN por segmento

|                      |       |
|----------------------|-------|
| Industrial           | 6,8%  |
| Geração Termelétrica | 13,9% |
| Veicular             | 18,5% |
| Comercial            | 12,4% |
| Residencial          | 16,1% |

Fonte: Petrobrás, 2004

natural por segmento para o período de 2003-2010 se encontra resumida na Tabela 17.

Com uma taxa de crescimento média anual de 16,1% o setor residencial destaca-se pela amplitude de possibilidades de uso do gás natural.

### 3 *Tecnologias para a utilização da energia térmica*

Este capítulo descreve as características dos sistemas de arrefecimento de ar e aquecimento de água. Estes dois sistemas foram escolhidos pela capacidade de utilização de equipamentos (*chiller* de absorção e trocador de calor/boiler) que permitam que os gases de escape provenientes da microturbina sejam reaproveitados.

Segundo Goldemberg uma das formas de redução do consumo de energia na classe residencial nos países industrializados é readaptar as construções existentes. Nos países em desenvolvimento, o problema é diferente, pois ainda há um déficit de moradias. Grandes economias podem ser obtidas melhorando o projeto e a construção de novos prédios. Ele acrescenta ainda que, essa área é muito promissora, pois a experiência mostra que para construir um prédio mais eficiente custa um pouco a mais do que um prédio convencional (GOLDEMBERG, 2000).

Neste mesmo trabalho (GOLDEMBERG, 2000), acrescenta-se que na Suíça, os prédios comerciais construídos atualmente consomem, por metro quadrado, apenas metade da energia consumida 20 anos atrás, o que foi obtido graças a regras de construção mais rigorosas.

Pesquisa de campo desenvolvida por Mascaró J.L., Mascaro L. (1992) constatou que no Brasil (SANTOS, 2003):

- 20 a 30% da energia consumida seriam suficientes para o funcionamento da edificação;
- 30 a 50% da energia consumida são desperdiçados por falta de controles adequados da instalação, por falta de manutenção e também mau uso;
- 25 a 45% da energia são consumidos indevidamente por má orientação da edificação e por desenho inadequado de suas fachadas, principalmente.

## 3.1 Sistemas de ar condicionado

Diante da escassez dos recursos naturais e dos altos custos de geração e distribuição de energia, torna-se necessário o desenvolvimento de estudos com o intuito de minimizar o consumo de energia elétrica para arrefecimento de ar.

Nos últimos anos, estes equipamentos sofreram várias modificações, visando torná-los mais eficientes. As principais mudanças foram: substituição dos compressores alternativos para rotativos; incorporação de controladores de temperatura (termostatos) mais confiáveis, conseguindo-se melhor conforto e menor desperdício; introdução do "timer" de desligamento automático; mudança dos fluidos refrigerantes e controle de realimentação de ar (JÚNIOR, 2005).

O desligamento automático, através de "Timer", e os termostatos são grandes aliados do combate ao desperdício de energia, principalmente para usuários que mantêm o aparelho ligado durante toda a noite e utilizam cobertas (JÚNIOR, 2005).

O tratamento das cargas térmicas do local a ser condicionado também contribui para que o sistema trabalhe por menor tempo possível. Com este intuito, é aconselhável a instalação de películas, vidros especiais ou brises, que diminuem ou impedem a entrada de calor pela radiação solar. Ao se utilizar qualquer uma destas alternativas, deve ser feito um estudo do sistema de iluminação, pois os mesmos reduzem a contribuição da luz natural.

Em geral, se gasta mais energia no processo de condicionamento de ar do que num sistema de iluminação artificial. Portanto, uma análise de custo-benefício torna-se imperativa. Sempre que possível, é aconselhável o uso de brises, pois além de impedir a entrada do calor pela incidência direta do sol, permite um melhor aproveitamento da luz natural. Atualmente, já existem no mercado os brises inteligentes, que mudam sua inclinação a partir de uma programação de tempo ou através do monitoramento constante da intensidade luminosa (JÚNIOR, 2005).

Outras medidas de utilização dos equipamentos também devem ser observadas como manter portas e janelas fechadas, evitando que o ar já refrigerado (frio) seja perdido, e limpar sempre os filtros de ar, visando garantir uma melhor passagem de ar, reduzindo o tempo para se chegar à temperatura desejada (JÚNIOR, 2005).

Os sistemas de ar condicionado podem ser classificados como:

- **Expansão Direta:** sistema onde o refrigerante contido numa serpentina, ao se evaporar, resfria diretamente o ar em contato com ela. Tipos mais comuns: aparelhos de

janela; "self-contained" com condensação a ar; "split-system" e "self-contained" com condensação a água.

- Expansão Indireta: neste sistema, um refrigerante (primário) resfria um fluido intermediário (refrigerante secundário, geralmente a água) que, passando por uma serpentina, retira o calor do ar proveniente dos ambientes, quando em contato com a mesma.

Na Tabela 18 as características gerais dos diferentes equipamentos de condicionamento de ar são apresentadas em relação com o tipo de expansão do sistema (direta ou indireta).

Analisando cuidadosamente o sistema de expansão indireta, em especial o *chiller* de absorção. Seu funcionamento, exposto na Figura 4, pode ser descrito da seguinte maneira: a compressão do vapor do refrigerante é efetuada pelo absorvedor, pela bomba de solução e pelo gerador em combinação, em vez do compressor mecânico de vapor. O vapor gerado no evaporador é absorvido por um líquido absorvente no absorvedor. O absorvente que retirou o refrigerante, mais diluído por essa ação, é bombeado para o gerador onde o refrigerante é libertado como vapor, o qual será condensado no condensador. O absorvente regenerado ou mais concentrado é então devolvido ao absorvedor para captar de novo vapor de refrigerante. É fornecido calor ao gerador a uma temperatura relativamente elevada, ao passo que o calor de absorção da secção do absorvedor é dissipado, a um nível de temperatura relativamente baixo, por circulação de água do condensador.

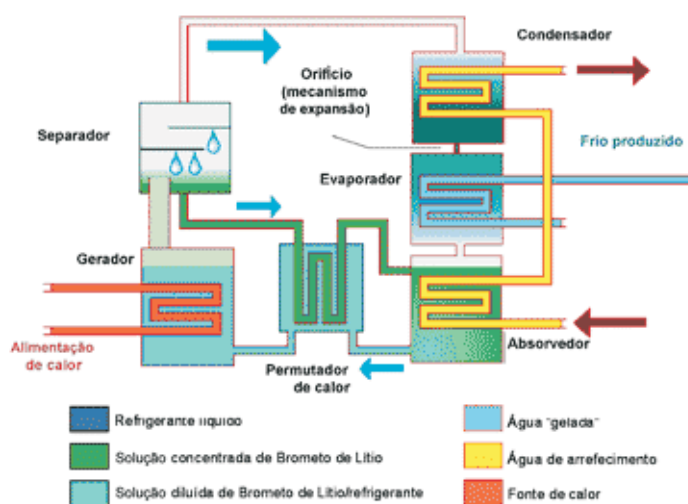


Figura 4: Esquemático do chiller de absorção de estágio simples.

A escolha do *chiller* de absorção se deve a sua capacidade de reaproveitamento dos gases de escape. Neste caso, aproveita os gases de exaustão da microturbina. Com isso, o custo com o combustível é nulo.

Os sistemas de refrigeração por absorção são hoje, apesar de seu custo inicial elevado, uma alternativa para redução da demanda de energia elétrica.

Os *chillers* de absorção que estão disponíveis comercialmente são alimentados por vapor, água quente ou gases de combustão. Eles apresentam um custo inicial entre 550 a 900 US\$/TR, e suas principais vantagens podem ser apontadas (LORA; HADDAD, 2006):

- Simplicidade de projeto com poucas partes moveis,
- Bastante silenciosos,
- Baixo consumo de energia elétrica,
- Atendem uma vasta faixa de capacidades (5 a 1500 TR).

Utilizam refrigerantes com baixo potencial de agressão à camada de ozônio e baixo potencial de aquecimento global. Atualmente, os dois ciclos de absorção mais utilizados são aqueles baseados nos pares água e brometo de lítio ( $H_2O - LiBr$ ) e amônia e água ( $NH_3 - H_2O$ ). No ciclo com brometo de lítio, a água é o refrigerante e o brometo de lítio o absorvente; já no ciclo amônia e água, uma solução de água e amônia age como refrigerante, enquanto a água age como absorvente. A maioria das unidades de grande capacidade utiliza o ciclo com brometo de lítio. O par amônia-água é utilizado em máquinas de pequena capacidade, com queima direta, ou em unidades de grande capacidade, projetadas para atender processos industriais específicos, onde requer frio de baixa temperatura (LORA; HADDAD, 2006).

A eficiência de um sistema de refrigeração é usualmente avaliada pelo Coeficiente de Performance (COP), o qual é dado pela razão entre a energia que efetivamente resfria a carga térmica e a energia consumida pelo aparelho. O coeficiente de performance de um chiller de absorção varia entre 0,6 a 1,2 dependendo do fluido refrigerante/absorvedor e do estágio (simples ou duplo).

## 3.2 Sistemas de aquecimento de água

A escolha do aquecedor depende do tipo de energia a ser utilizado para esquentar a água: elétrica, a gás ou solar. A partir daí, é definido o sistema de alimentação dos equipamentos: por acumulação, em que a água aquecida fica armazenada em *boilers* instalados no forro ou em falsos armários; e por passagem, em que a água é aquecida gradualmente, à medida que passa pelo aparelho.

A Tabela 19 apresenta um resumo dos diversos tipos de aquecedores e suas principais características:

A grande maioria das residências utiliza o chuveiro elétrico para o aquecimento de água, sendo este o principal responsável pelos 26% do total consumida neste setor. Segundo pesquisas recentes, o chuveiro elétrico está presente em cerca de 70% das residências brasileiras. Nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, seu uso atinge, praticamente, a totalidade das residências (JÚNIOR, 2005).

Porém, para o modelo proposto o sistema de aquecimento de água aproveitará os gases de exaustão da microturbina. Estes são totalmente ou parcialmente direcionados para o trocador de calor, que aquece a água que ficará condicionada em um tanque térmico (*boiler*). Com o aproveitamento dos gases de saída da microturbina, o custo com o combustível para aquecimento de água se torna nulo.

Tabela 18: Características gerais dos diferentes equipamentos de condicionamento de ar.

| Sistema           | Equipamento                                  | Características Gerais                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|-------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Expansão direta   | Aparelhos de janela                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Unidades compactas e auto-suficientes.</li> <li>o Capacidade de resfriamento variável: de 0,6 a 3 TR</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|                   |                                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>o São utilizadas em residências e salas individuais</li> <li>o Consumo médio de 1.66 kW/TR e vida útil de 5 anos</li> <li>o Vantagens: Baixo custo inicial; simples instalação; controle de temperatura individual.</li> <li>o Desvantagens: Não apresentam controle de vazão; alto custo operacional; baixa vida útil; necessidade de fixação em paredes externas; fatores estéticos; alto nível de ruído e baixa capacidade de resfriamento por unidade.</li> </ul>                                                                                                                                                                                 |
|                   | Unidades centrais unitárias (self-contained) | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Unidades compactas e auto-suficientes.</li> <li>o Capacidade de 2 resfriamento variável: de 3 a 20 TR</li> <li>o Podem ser de 2 tipos: condensação a ar e condensação a água</li> <li>o Consumo médio de 1,71 kW/TR (condens. Ar) e 1,43kW/TR (condens. Água), e vida útil de 10 anos.</li> <li>o Vantagens: Facilidade de transporte e instalação (montadas em gabinetes); maior capacidade de resfriamento; menor custo de operação e manutenção; manutenção centralizada e melhor estética de ambiente</li> <li>o Desvantagens: Maior custo inicial; alto custo com redes de dutos (quando usada); capacidade de instalação limitada.</li> </ul> |
|                   | Unidades centrais divididas (split-system)   | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Apresenta unidade externa (compressor e condensador) instalada em local remoto e distante da unidade interna (evaporador e ventilador)</li> <li>o Consumo médio de 1,68 kW/TR e vida útil de 7 anos.</li> <li>o Vantagens: Maior versatilidade na composição dos componentes do sistema.</li> <li>o Desvantagens: Limitações (trajeto, retorno de isolamento etc), relacionadas à união das 2 unidades (interna e externa)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                               |
| Expansão indireta | Centrais de água gelada                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>o Trabalha com uma bateria de compressores alternativos ou com um compressor centrífugo de capacidade variável</li> <li>o Consumo médio de 1,31 kW/TR (chiller e baby fan &amp; coil), 1,36 kw/TR (chiller e fan &amp; coil central), 1,17 kW/TR (centrífuga e fan &amp; coil central), e vida útil média de 20 anos.</li> <li>o Vantagens: Controle mais preciso das condições operacionais; menor potência instalada; manutenção centralizada; menor custo operacional e dimensionamento pela carga máxima simultânea</li> <li>o Desvantagens: maior custo inicial e necessidade de pessoal mais qualificado para operação e manutenção</li> </ul>  |

Fonte: NTT (2000) (RIBEIRO, 2002)

Tabela 19: Sistemas de aquecimento de água.

|              | TIPOS                                                                                         |                                                                               |                               |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
|              | Elétrico                                                                                      |                                                                               |                               |
|              | Passagem individual                                                                           | Passagem central                                                              | Acumulação                    |
| Vantagens    | Compacto e fácil de instalar, dispensando tubulação                                           | Compacto                                                                      | Água quente para uso imediato |
| Desvantagens | Custo do $kW$ , baixa pressão e pouca vazão de água                                           | Custo do $kW$ e pouca vazão de água                                           | Custo do $kW$                 |
|              | A gás                                                                                         |                                                                               |                               |
|              | Passagem                                                                                      | Acumulação                                                                    |                               |
| Vantagens    | Pressão de água melhor que nos modelos de passagem elétricos                                  | Água quente para uso imediato; pressão de água melhor que no similar elétrico |                               |
| Desvantagens | Risco de vazamento se não seguir especificações; dificuldade em manter a temperatura baixa    | Risco de vazamento se não seguir especificações                               |                               |
|              | Solar                                                                                         |                                                                               |                               |
|              | Acumulação                                                                                    |                                                                               |                               |
| Vantagens    | Custo de aquecimento zero, em regiões de sol constante                                        |                                                                               |                               |
| Desvantagens | Custo do aparelho; em regiões pouco ensolaradas, o sistema elétrico é acionado constantemente |                                                                               |                               |

## 4 *Curvas de demanda térmica e elétrica de complexos residenciais*

Neste capítulo, a demanda de energia elétrica e térmica para o cliente residencial é analisada. Através de dados é classificado o perfil do consumidor residencial e sua respectiva demanda para o caso brasileiro.

Segundo Guttromson quando mais consumidores de energia elétrica forem adicionados ao sistema alimentador, o pico de carga por consumidor irá cair, sendo um resultado direto do aumento da diversidade (GUTTROMSON; CHASSIN; WIDERGREN, 2000).

Segundo Davis, o aumento da diversidade de cargas é importante porque resulta em:

- Um perfil da carga total mais estável;
- Melhoria a confiabilidade do serviço (DAVIS, 2002b).

Segundo Bian (BIAN, 2005) quando aplica-se BCHP (*Building Combined Heating and Power*), o caso ideal seria que o edifício apresentasse uma taxa uniforme de demanda entre energia elétrica/ aquecimento/ resfriamento ao longo do tempo, conforme mostrado na Figura 5. Neste caso, nenhum ajuste seria necessário e o sistema poderia se manter ao longo do tempo para obter maiores economias.

Porém, na prática não é isso que ocorre. A Figura 6 mostra um caso real cujas demandas variam não uniformemente ao longo do tempo.

No processo de detalhamento do sistema de geração do edifício deve ser levado em conta:

- As demandas de energia elétrica e de energia térmica (aquecimento e refrigeração) ocorrem simultaneamente;
- As demandas elétrica e térmica variam com o tempo;

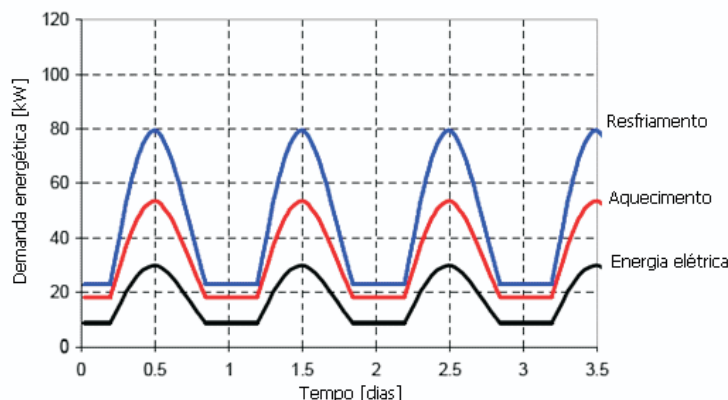


Figura 5: Curva de carga idealizada para aquecimento, resfriamento e energia elétrica de um prédio - fonte (BIAN, 2005)

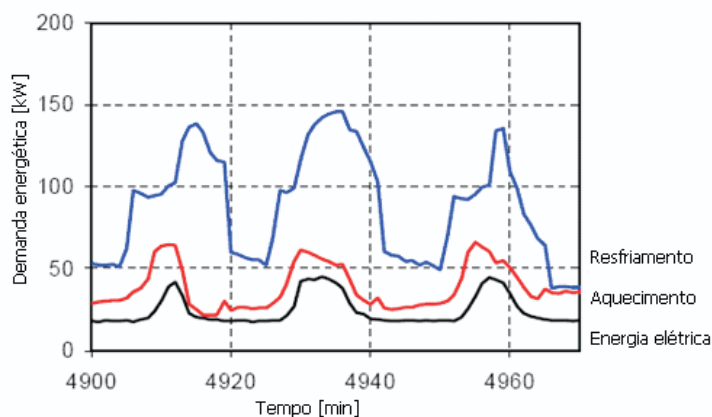


Figura 6: Curva de carga real de um dia quente de um prédio - fonte (BIAN, 2005)

- As condições ambientais variam com o tempo;
- Preços de eletricidade, aquecimento e combustíveis podem variar no tempo (KALINA, 2004).

A maior parte dos prédios não é equipada com sistemas de monitoramento de consumo de energia. Neste caso as variações de carga podem ser analisadas teoricamente. Para estimar teoricamente as variações da demanda de energia em qualquer prédio geralmente o modelo dinâmico deve ser aplicado.

O modelo dinâmico pode ser dividido em modelo determinístico e modelo estocástico. Modelos determinísticos requerem informações detalhadas sobre o sistema físico, isto é, forma do prédio, construção, materiais, configurações das salas, instalações, condições de tempo e muitos outros parâmetros. Entretanto modelos estocásticos requerem dados experimentais, portanto este tipo de análise é limitado a prédios já existentes (KALINA, 2004).

Geralmente todos os componentes da demanda elétrica total do edifício podem ser divididos em dois grupos principais:

- Relacionadas à atividade humana,
- Relacionadas às cargas de aquecimento ou resfriamento.

O primeiro grupo de demanda elétricas é muito difícil de modelar teoricamente, principalmente devido aos componentes aleatórios. As demandas relacionadas com aquecimento ou resfriamento podem ser geralmente calculadas através das características de aquecimento, resfriamento e dispositivos de ar condicionado (KALINA, 2004).

Segundo Guttromson (GUTTROMSON; CHASSIN; WIDERGREN, 2000), os tipos de demanda residencial podem ser modelados utilizando a categorização dos dispositivos. Os dispositivos residenciais podem ser categorizados entre os que são controlados ou não termicamente.

Os consumidores de energia elétrica da classe residencial apresentam características socioeconômicas diferentes (ex: renda, idade, tamanho da família, região e clima) e têm consequentemente diferentes expectativas de funções de consumo e demanda.

A demanda residencial de eletricidade é derivada da demanda pelos serviços, tais como o aquecimento de água, resfriamento, preparação e armazenamento de alimentos e entretenimento, que são realizados pelo uso de aparelhos elétricos. Os determinantes do consumo doméstico de energia elétrica são: o preço da eletricidade, a renda do consumidor, a estrutura residencial, características demográficas e climáticas (GARCEZ; CHIRARDI, 2003).

A demanda de frio em países tropicais é ainda mais interessante para a indústria do gás do que a demanda de calor em países mais frios. Os verões nos países tropicais são mais longos e o uso do gás será mais intenso e melhor distribuído ao longo do ano. Assim, as logísticas de gás operarão com menos ociosidade sazonal e os custos finais serão, evidentemente menores. Nas várias partes do mundo tropical, portanto, o resfriamento do ambiente pode substituir a calefação interna como vetor de consumo de gás residencial e comercial, substituindo a eletricidade (PAULO, 2007).

Com um número restrito de consumidores, o mercado para o desenvolvimento de equipamentos a gás fica extremamente limitado, operando sem escala econômica, e os preços desses equipamentos tornam-se igualmente impeditivos. Pereniza-se o uso de equipamentos elétricos e restringe-se a expansão das infra-estruturas de gás (PAULO, 2007).

O rompimento do ciclo vicioso acima descrito exige criatividade e investimentos na

oferta local de certos tipos de equipamentos, respeitada a exigência de escala. Nestes casos, quase sempre a tecnologia é dominada no exterior, nos países consumidores do GN e o desafio tecnológico consiste nas adaptações e aperfeiçoamentos que costumam ocorrer quando se internaliza a produção de equipamentos e materiais já existentes no mercado exterior (PAULO, 2007).

A estimativa do consumo de energia elétrica de cargas não dependentes do clima pode ser calculada através da multiplicação das horas de uso pela potência instalada dos sistemas, enquanto a estimativa de consumo de energia elétrica de cargas dependentes do clima (componentes do sistema de ar condicionado) envolvem variáveis além da potência instalada do sistema e suas horas de uso. Entre essas variáveis, cita-se: temperatura e umidade relativa do ar externo; radiação solar; velocidade e direção do vento; características do envelope da edificação (geometria, arquitetura e componentes construtivos); ocupação e carga instalada no interior da edificação; e as condições de uso e operação da edificação e seus diferentes sistemas (LAMBERTS; WESTPHAL, 2005).

Devido ao avanço dos produtos eletrônicos para aplicação residencial, as cargas residenciais estão crescendo nas últimas duas décadas. Em uma casa padrão ( $\approx 2200 \text{ ft}^2$ ) nos EUA, a carga conectada é estimada entre 10-20  $kW$ , e o pico de demanda é entre 2-10  $kW$ , quando inclui um grande número de pequenos motores. Atualmente, a média anual de energia elétrica utilizada nos EUA por consumidor varia de 12000 a 18000  $kWh$ . Os valores de consumo anual da energia residencial variam entre 4-10  $kWh/ft^2$  (HIGBEE; BREHM, 2005).

## 4.1 Dados da população brasileira

O setor residencial responde por cerca de 25% do consumo total de energia elétrica no país. Estudos realizados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia em 2001 mostram que as características típicas das cargas de consumidores residenciais são conforme mostrado na Figura 7 (FRANCISQUINI, 2006).

Uma pesquisa nacional de avaliação de eletrodomésticos, conduzida em 1996, encontrou cerca de nove lâmpadas por residência em média, com 29% das residências já usando pelo menos uma lâmpada fluorescente, sendo que esse número vem aumentando graças aos programas implementados pelo PROCEL. O uso de lâmpadas fluorescentes diminui o consumo de energia mantendo uma boa iluminação. A análise estatística dessa pesquisa estimou que a iluminação consome, em média, 390  $kWh$  ao ano por residência. [Ministério das Minas e Tecnologia apud Francisquini]

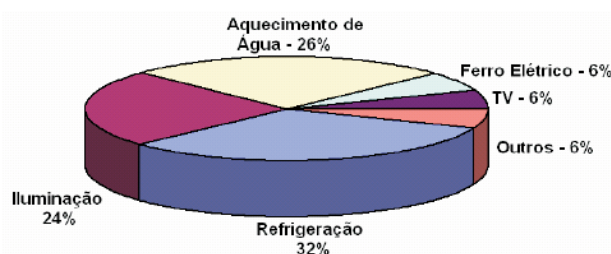


Figura 7: Características das cargas residenciais.

Esta pesquisa revelou que cerca de 80% das residências possuem refrigeradores, utilizados principalmente na conservação de alimentos. De acordo com os fabricantes de eletrodomésticos brasileiros, em 1993 os refrigeradores novos consumiam em média 90 *kWh* a menos por ano do que os refrigeradores novos produzidos em 1985 (redução de cerca de 15%). O PROCEL calcula que essas economias alcançaram, em média, quase 135 *kWh* por ano até 1996. O aumento da eficiência de refrigeradores e congeladores durante 1986-1996 resultou em uma economia de aproximadamente 2.560 GWh por ano, até 1996.

O aquecimento de água em residências é feito pelo uso do chuveiro elétrico, que possui potência nominal entre 2 e 6 *kW* e estão presentes em cerca de 80% das residências. Os chuveiros são muito usados durante o horário de demanda de ponta (entre 18 e 21 horas) e calcula-se que respondam por mais de 50% da demanda de ponta residencial.

Segundo Paro, devido à característica intensiva de consumo do chuveiro elétrico comparado aos demais eletrodomésticos, ele representa em média 59% da potência do lar brasileiro, e mesmo sendo utilizado por um curto período de tempo do dia, representa em média 25% da conta de consumo de energia elétrica. Isto pesa no orçamento familiar e influi na demanda do sistema elétrico (PARO, 2005).

Pesquisas realizadas pela PROCEL demonstram que no período compreendido entre as 18 e 19 horas, cerca de 50% das residências há pelo menos um chuveiro elétrico funcionando.

Segundo Serrão (SERRÃO, 2003) a concessionária do estado de Mato Grosso do Sul não apresenta características de uso de aparelho de aquecimento de ambientes mesmo quando a temperatura está baixa. Sendo assim, a carga e a temperatura tendem a ser positivamente correlacionadas.

Portanto, quanto maior a temperatura maior será o consumo de energia na classe

residencial, em decorrência do uso de aparelhos de ar condicionado.

As condições de moradia da maior parte da população brasileira é muito simples, em termos de edificação e equipamentos. O desenvolvimento do país na ultima década, associado a um déficit de moradias com padrões mínimos de qualidade, sugere um quadro das necessidades energéticas que pode não ser atendido adequadamente (TAVARES; LAMBERTS, 2005).

Conforme explicado anteriormente, um dos determinantes do consumo doméstico de energia elétrica é a renda do consumidor, por isso dados da renda dos consumidores e das condições de moradia se tornam interessantes para visualização dos consumidores de energia elétrica.

Na Figura 8, o consumo por consumidor residencial é tomado ao longo dos anos. É importante notar como os planos econômicos influem diretamente no consumo da população. Nota-se que, a partir do Plano Real, com a melhor distribuição de renda, o consumo residencial de energia cresceu. Somente com o racionamento este consumo diminuiu em decorrência do aumento nos preços das tarifas de energia elétrica.

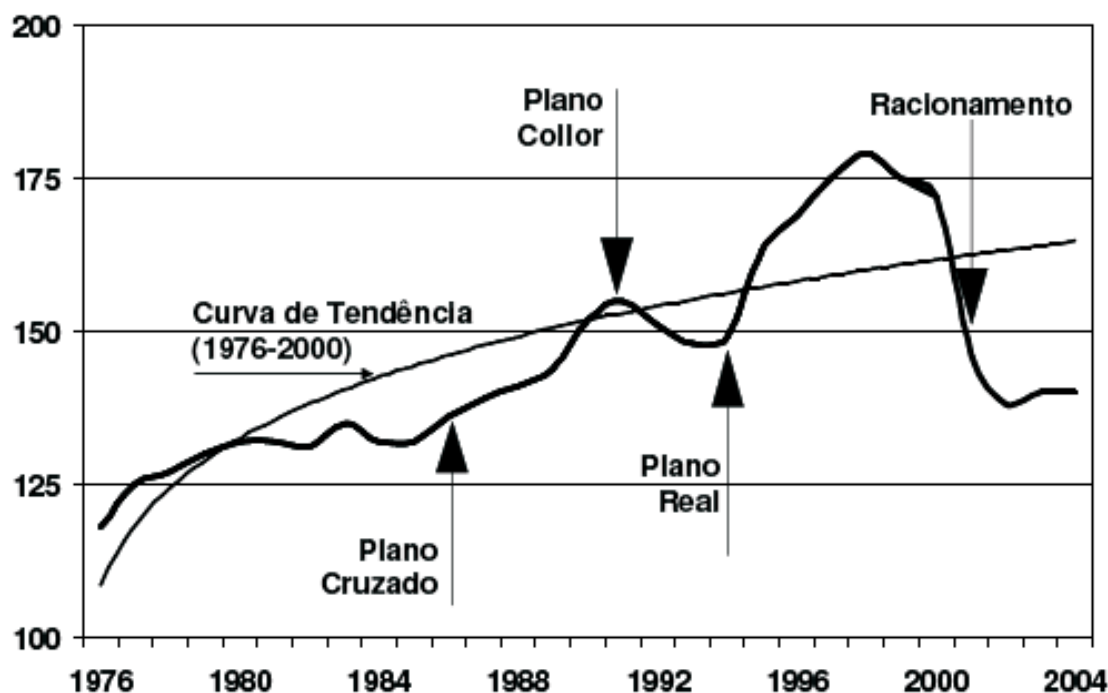


Figura 8: Consumo por consumidor residencial.

Com a utilização de um sistema auto-suficiente (ou menos dependente da concessionária) esta relação entre plano econômico e consumo diminuiria e passaria a acompanhar a curva tendência.

A Figura 9 mostra o gráfico da evolução em percentagem do PIB e do consumo total de energia de acordo com o tempo. Nota-se que as duas curvas se assemelham, tendo uma grande diferença no ano de 2001, justamente na época de racionamento, onde a população foi obrigada a economizar energia podendo ser punida pela desobediência do mesmo.

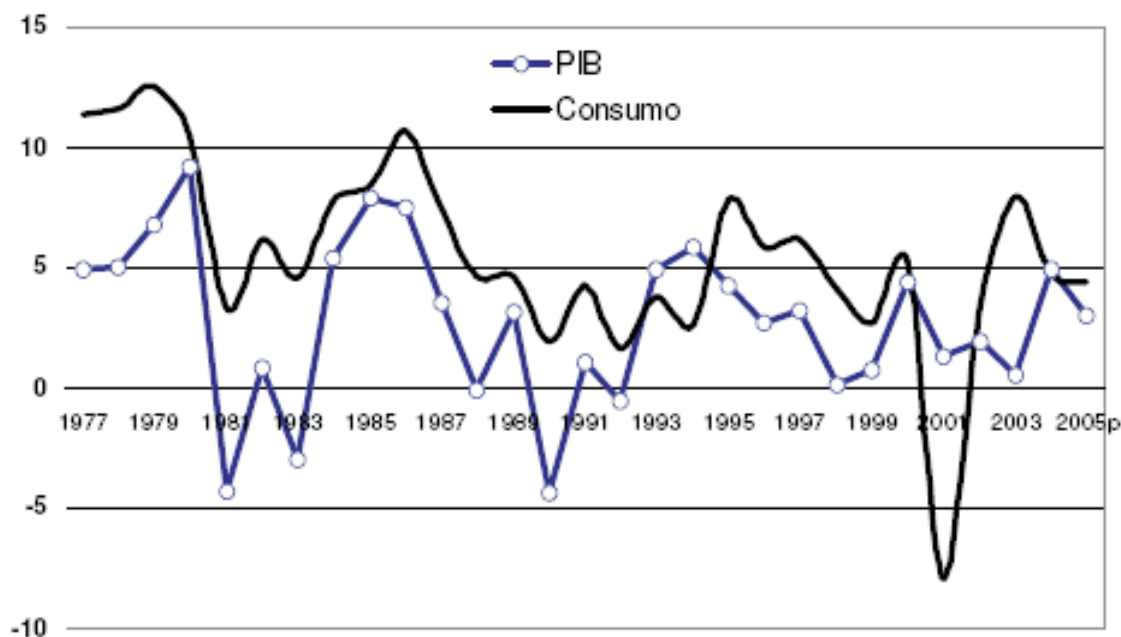


Figura 9: Evolução do PIB e do consumo total de energia (taxas de crescimento em % por ano) (TOLMASQUIM; GUERREIRO, 2005).

A Figura 10 mostra o rendimento médio mensal familiar por situação do domicílio para a média nacional e a média de cada região no período de 2002-2003. O gráfico mostra o distanciamento de renda das regiões norte e nordeste com o resto do país.

A Tabela 20 mostra a despesa monetária e não monetária média mensal familiar de energia elétrica e gás doméstico para as diversas classes de rendimento na região Centro-Oeste, segundo dados da Pesquisa de Orçamento Familiares 2002-2003. Os dados da Pesquisa de Orçamentos Familiares servem para analisar o perfil dos moradores da Região Centro-Oeste e a média das despesas em energia elétrica e gás doméstico.

Conforme a Tabela 20, a média das despesas mensal familiar dos moradores da Região Centro-Oeste é de R\$ 1.830,29, destes R\$ 42,97 são gastos com energia elétrica e R\$ 23,42 em gás doméstico. Quanto maior é o poder aquisitivo da família, consequentemente, maiores são as despesas com energia elétrica e gás doméstico.

A Tabela 21 quantifica a quantidade de moradores por residência dentro da área atendida pela concessionária local.

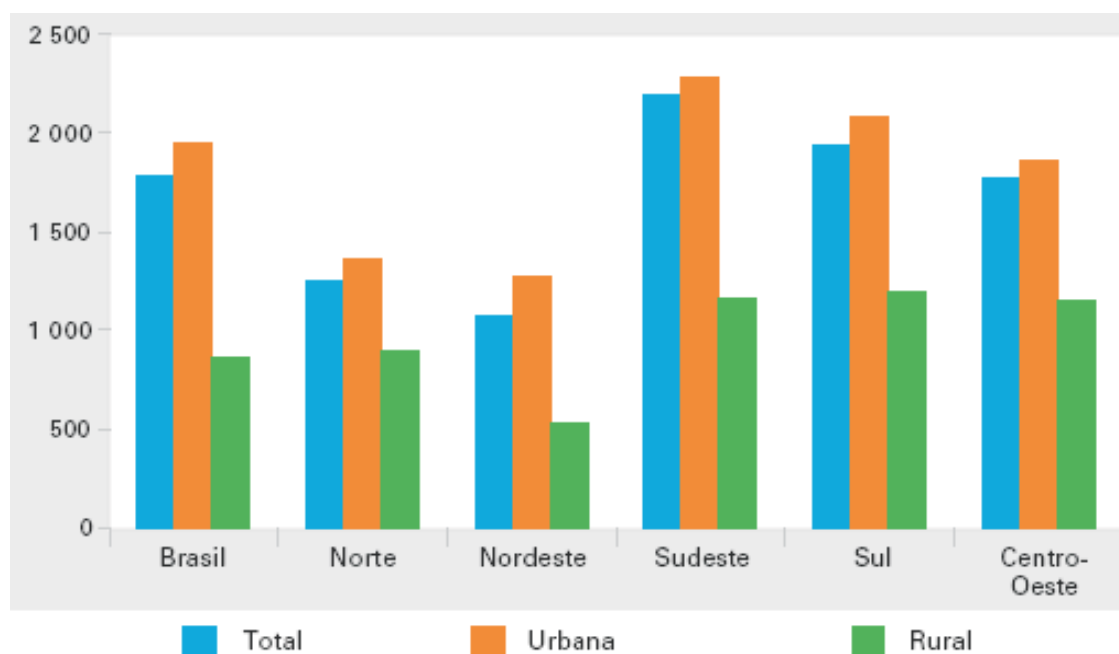


Figura 10: Rendimento médio mensal familiar, por situação do domicílio, segundo as grandes regiões - período 2002-2003. -Fonte: IBGE

Tabela 20: Despesa monetária e não monetária média mensal familiar por classe de rendimento na região Centro-Oeste - Dados: Pesquisa de Orçamentos Familiares - 2002/2003.

| Tipos de despesas e características das famílias | Despesa monetária e não monetária média mensal familiar (R\$)   |             |                   |                    |                     |                     |                     |                     |                     |                     |              |
|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------|-------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------|
|                                                  | Classes de rendimento monetário e não monetário mensal familiar |             |                   |                    |                     |                     |                     |                     |                     |                     |              |
|                                                  | Total                                                           | Até 400 (1) | Mais de 400 a 600 | Mais de 600 a 1000 | Mais de 1000 a 1200 | Mais de 1200 a 1600 | Mais de 1600 a 2000 | Mais de 2000 a 3000 | Mais de 3000 a 4000 | Mais de 4000 a 6000 | Mais de 6000 |
| Despesa total                                    | 1830,29                                                         | 520,10      | 701,04            | 947,02             | 1215,67             | 1555,74             | 1896,35             | 2558,16             | 3286,67             | 4315,72             | 8927,06      |
| Energia Elétrica                                 | 42,97                                                           | 21,49       | 28,26             | 33,61              | 42,14               | 42,46               | 50,83               | 62,21               | 71,33               | 75,21               | 98,45        |
| Gás Doméstico                                    | 23,42                                                           | 19,73       | 22,30             | 23,52              | 24,25               | 24,31               | 24,82               | 24,69               | 26,30               | 26,58               | 27,93        |

Tabela 21: Percentual do número de habitantes em domicílios eletrificados segundo área de concessão.

| Região/<br>Concessionária | Número de pessoas nos domicílios |      |      |      |      |      |     |     |     |     | Média |
|---------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-------|
|                           | 1                                | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7   | 8   | 9   | 10  |       |
| Brasil                    | 1,5                              | 7,7  | 13,8 | 27,7 | 20,9 | 14,0 | 8,1 | 6,4 | 2,8 | 2,1 | 4,9   |
| Centro-Oeste              | 1,5                              | 7,8  | 15,4 | 21,3 | 21,7 | 13,9 | 8,3 | 4,9 | 3,1 | 2,2 | 4,9   |
| Enersul                   | 1,4                              | 10,7 | 14,8 | 22,7 | 25,1 | 10,5 | 8,4 | 4,4 | 2,0 | 0,0 | 4,6   |

Fonte: COPPE/PROCEL/ Concessionárias.

A Tabela 22 classifica o percentual de domicílios por faixa de renda (em relação à quantidade de salários mínimos) da concessionária local de energia. Este dado serve para ter uma idéia da renda média dos habitantes atendidos pela Enersul.

Tabela 22: Renda média e percentual de domicílios de acordo com as classes de renda e área de concessão.

| Região/<br>Concessionária | Percentual de domicílios por faixa de renda |      |      |      |      |      |      |       |       |     | Renda<br>média |
|---------------------------|---------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-----|----------------|
|                           | <1                                          | 1-2  | 2-3  | 3-4  | 4-5  | 5-8  | 8-10 | 10-16 | 16-20 | >20 |                |
| Brasil                    | 15,5                                        | 17,7 | 15,0 | 11,3 | 9,9  | 11,7 | 7,7  | 5,1   | 2,5   | 3,7 | 5,2            |
| Centro-Oeste              | 13,6                                        | 16,1 | 14,6 | 11,6 | 8,8  | 11,9 | 6,0  | 8,0   | 4,7   | 4,7 | 6,1            |
| Enersul                   | 12,1                                        | 21,3 | 21,7 | 13,8 | 10,4 | 7,9  | 1,7  | 6,7   | 4,6   | 0,0 | 4,2            |

Fonte: COPPE / PROCEL / Concessionárias

Os dados expostos para nesta seção servem para caracterizar a renda média, total despendido com a energia elétrica e gás doméstico na Região Centro-Oeste. Os moradores do edifício utilizado como referencial no estudo de caso apresentam uma renda média familiar elevada. Totalizando mais que a média de 4,2 salários mínimos das famílias atendidas pela concessionária local.

## 4.2 Demanda de energia elétrica e térmica

Para determinação da curva típica de demanda de energia elétrica da classe residencial foi utilizado os dados fornecidos por CERCHIARI (2006) expostos em sua dissertação de mestrado (CERCHIARI, 2006).

Em seu trabalho CERCHIARI determinou as curvas típicas de demanda de consumidores de baixa tensão através da utilização de mapas auto organizáveis (SOM - *Self Organized Maps*) e dos conjuntos aproximados (*Rough Sets*). As medições ocorreram em 413 consumidores de energia do estado de Mato Grosso do Sul, representando 43,34% da amostra de clientes residenciais; 30,75% comercial; 21,31% industrial e 4,60% rural.

CERCHIARI realizou simulações para 10, 20 e 40 agrupamentos com a construção de curvas típicas de demanda, a partir da média e do desvio padrão das curvas medidas pertencentes a cada agrupamento, bem como um conjunto de regras de classificação do consumidor ao agrupamento. Face à proximidade da performance dos resultados nas três configurações, recomenda-se a utilização da metodologia com 10 agrupamentos pela redução substancial do número de curvas típicas e regras de classificação.

Na Tabela 23 apresenta a distribuição dos consumidores por agrupamento e classe. Os consumidores da classe residencial estão concentrados nos agrupamentos 01, 09 e 10 com 124 consumidores de um total de 179, representando 77% da classe e 33% da amostra.

Tabela 23: Distribuição de consumidores nos agrupamentos.

| Classe      | Agrupamentos |    |    |    |    |    |    |    |    |    | Total |
|-------------|--------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-------|
|             | 01           | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 |       |
| Comercial   | 9            | 23 | 8  | 8  | 11 | 6  | 17 | 28 | 7  | 10 | 127   |
| Industrial  | 5            | 8  | 11 | 4  | 5  | 3  | 5  | 32 | 6  | 8  | 88    |
| Residencial | 34           | 2  | 0  | 6  | 0  | 0  | 4  | 30 | 56 | 47 | 179   |
| Rural       | 0            | 0  | 1  | 1  | 0  | 2  | 0  | 2  | 9  | 4  | 19    |
| Total       | 48           | 33 | 20 | 20 | 16 | 11 | 26 | 92 | 78 | 69 | 413   |

A Tabela 24 apresenta a distribuição dos consumidores da classe residencial, por faixa de consumo nos agrupamentos. Observam-se dois grandes blocos de concentração de consumidores. O primeiro, formado por 72% dos consumidores das faixas de consumo até 200 *kWh*, cuja concentração se deu nos agrupamentos 08, 09 e 10; o segundo bloco, com uma concentração maior de 84% dos consumidores das faixas acima de 251 *kWh* também nos agrupamentos 08, 09 e 10.

Os agrupamentos que apresentam maior número de consumidores são: 1, 8, 9 e 10. A Figura 11 representa as curvas típicas de demanda dos dias de semana dos respectivos agrupamentos.

### 4.3 Estudo de Caso

O estudo de caso foi realizado com o Edifício Residencial Ipanema Arpoador, localizado na Rua 13 de Junho, 480, na cidade de Campo Grande, MS. Este edifício construído na década de oitenta possui dois blocos, cada um com 24 apartamentos tipo de 268  $m^2$  e 01 apartamento duplex (cobertura) de 400  $m^2$ . Somente dois apartamentos encontram-se desocupados (um em cada bloco). A alimentação da edificação é feita a partir da rede de

Tabela 24: Distribuição de consumidores da classe residencial por faixa de consumo e agrupamentos (k=10).

| Faixa de consumo (kW) | Agrupamentos |    |    |    |    |    |    |    |    |    | Total |
|-----------------------|--------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-------|
|                       | 01           | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 |       |
| 0-50                  | 3            | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 3  | 3  | 2  | 10    |
| 51-100                | 15           | 0  | 0  | 1  | 0  | 0  | 2  | 5  | 23 | 10 | 56    |
| 101-150               | 7            | 0  | 0  | 1  | 0  | 0  | 0  | 8  | 13 | 5  | 34    |
| 151-200               | 2            | 0  | 0  | 2  | 0  | 0  | 0  | 4  | 5  | 5  | 18    |
| 201-250               | 4            | 1  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 3  | 3  | 4  | 15    |
| 251-300               | 1            | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 1  | 2     |
| 301-400               | 0            | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 1  | 2  | 3  | 5  | 11    |
| 401-500               | 0            | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 2  | 3  | 5  | 10    |
| 501-1000              | 2            | 2  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 2  | 2  | 6  | 12    |
| Acima de 1000         | 0            | 0  | 1  | 0  | 2  | 0  | 1  | 1  | 1  | 4  | 10    |
| Total                 | 34           | 2  | 0  | 6  | 0  | 0  | 4  | 30 | 56 | 47 | 179   |

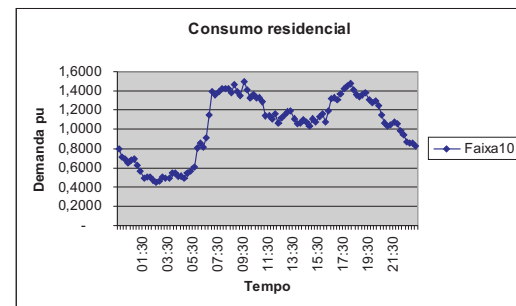
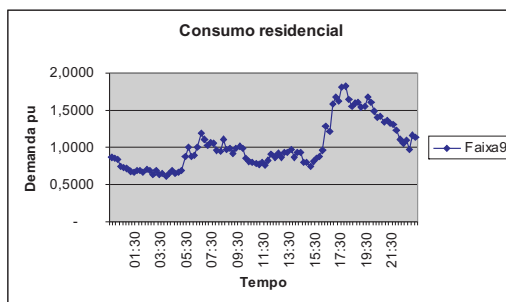
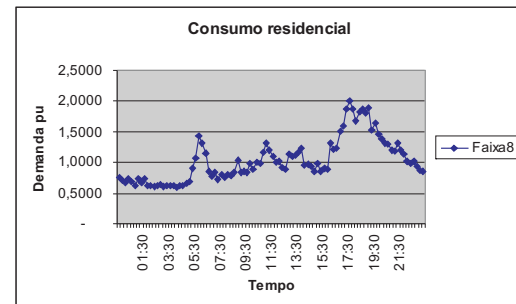
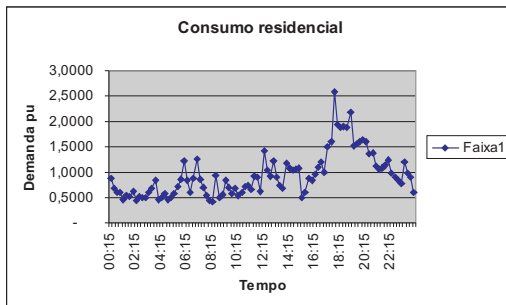


Figura 11: Curvas típicas de demanda de energia elétrica para agrupamentos 01, 08, 09 e 10.

distribuição primária da concessionária local.

Para o cálculo da curva de demanda do edifício residencial, os apartamentos utilizaram as curvas típicas diárias propostas por CERCHIARI. Estas curvas estão no horizonte de um dia. Para o cálculo mensal os trinta dias do mês foram considerados iguais. A parte de uso comum do condomínio foi medida no local.

O consumo de energia elétrica total será o somatório da integral das curvas elétricas típicas de cada agrupamento multiplicada pela porcentagem de consumidores no agrupamento multiplicado pelo número de apartamentos do edifício.

$$\text{Consumo E E} = \sum \left[ \left( \int \text{Demanda} \cdot \text{Tempo} \cdot dt \right) \cdot \text{porcentagem de cada agrupamento} \cdot \text{Números de apts} \right]$$

Considerando o número de apartamentos no edifício de 48 unidades. E as porcentagens de cada agrupamento de 16,66%, 0%, 0%, 0%, 0%, 0%, 0%, 16,66%, 16,68% e 50% respectivamente para os agrupamentos de 1 a 10. Isso significa que, 16,66% dos moradores do condomínio Ipanema Arpoador possuem a curva característica do agrupamento 1 e assim sucessivamente. O consumo elétrico mensal médio para os 48 apartamentos foi de 540 kWh. A curva de demanda total dos 48 apartamentos encontra-se exposta na Figura 12.

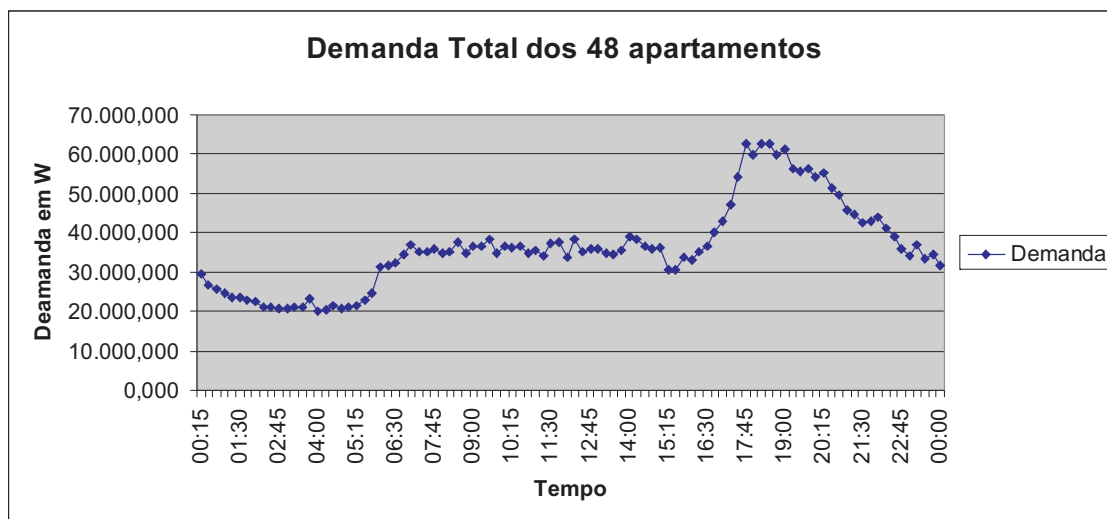


Figura 12: Curva total de demanda dos 48 apartamentos.

Os dados expostos na Figura 13 (SILVA, 2006) representam o total de energia elétrica utilizada pela parte de uso comum do edifício, o qual é representada pelos elevadores, bombas de piscina, iluminação de halls, escadarias e jardins, tomadas de uso geral e etc.

A curva de demanda total de energia elétrica do prédio, Figura 14, será determinada

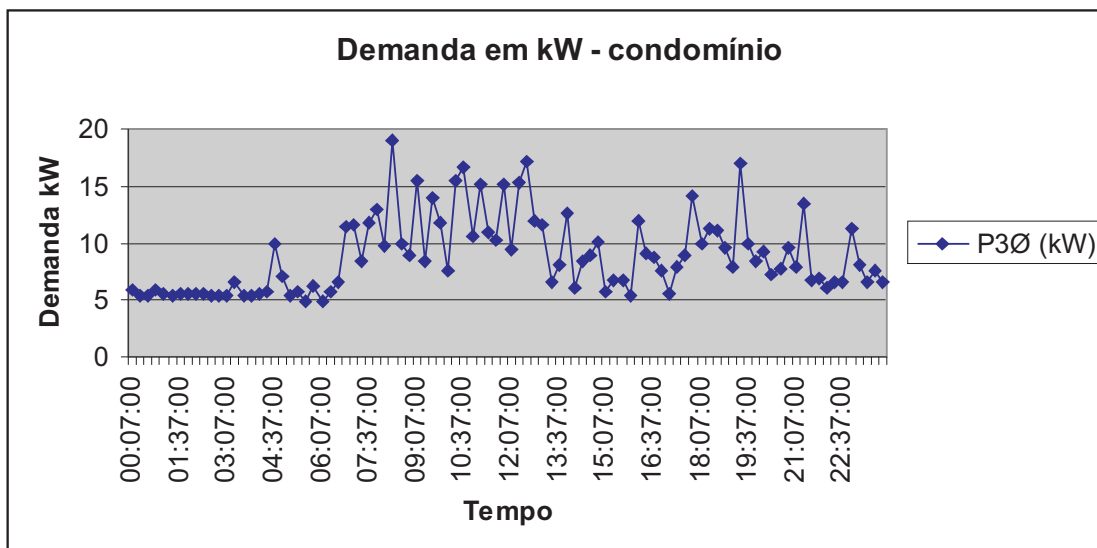


Figura 13: Curva de demanda da área coletiva.

pela soma das demandas dos 48 apartamentos, Figura 12, e da curva de demanda de energia elétrica da área comum do condomínio, apresentada na Figura 13.

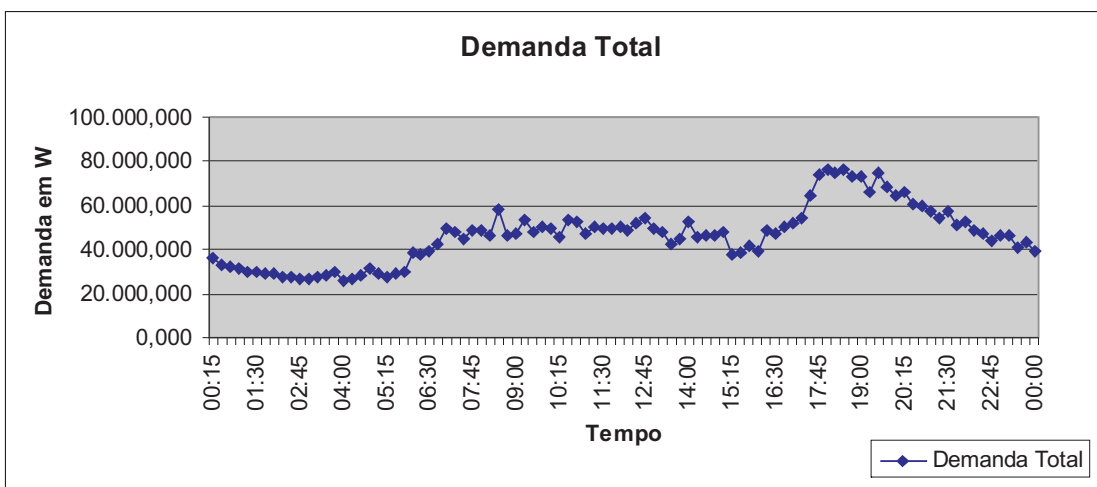
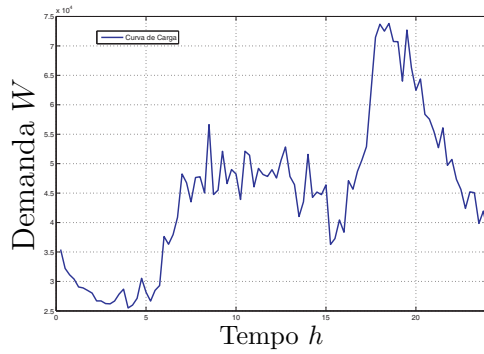


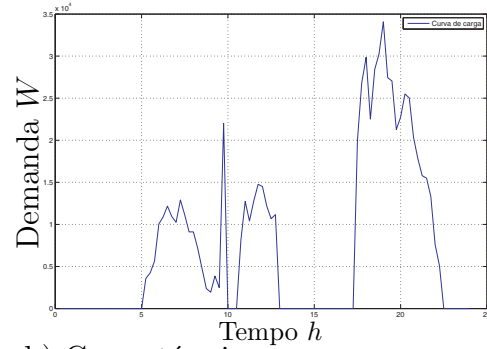
Figura 14: Curva de demanda total do condomínio (apartamentos + área coletiva).

Nestas curvas típicas de demanda, a carga elétrica e térmica estão agrupadas. Portanto será necessário desagregar de cada curva típica, a demanda de energia elétrica responsável pelo aquecimento de água e do ar condicionado. A Figura 15 relata cada uma dessas curvas.

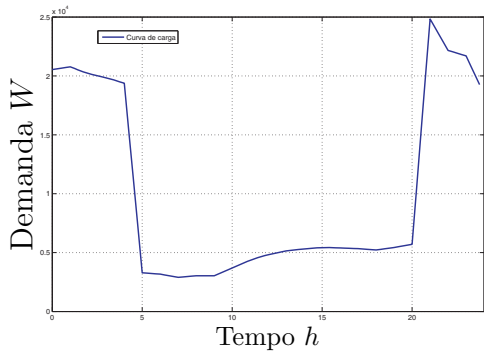
Para estimar a demanda de energia elétrica do sistema de aquecimento de água, foram considerados os seguintes parâmetros: o consumo de energia elétrica para aquecimento de água representa 20% do total consumido; entre as 18 e 19 horas essa porcentagem chega a



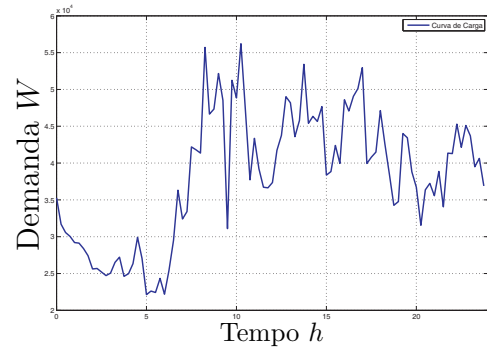
a) Curva de carga total do condomínio (elétrica + térmica)



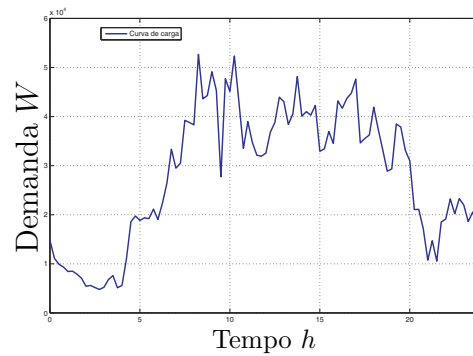
b) Curva térmica (chuveiro elétrico)



c) Curva térmica (ar condicionado)



d) Curva elétrica total do condomínio (a-b)



e) Curva elétrica total do condomínio (a-b-c)

Figura 15: Curvas térmicas e elétricas do condomínio.

46,7% do total. Com base nesses dois parâmetros, a curva de demanda de energia elétrica do sistema de aquecimento de água foi proposta e encontra-se exposta na Figura 15b.

Para estimar a demanda de energia elétrica dos aparelhos de condicionamento de ar, Figura 15c, foram considerados os seguintes parâmetros: o consumo de energia elétrica para arrefecimento de ar em uma casa de alto padrão, em torno de 30% da conta de energia elétrica; somente os quartos foram considerados para o levantamento da carga térmica de refrigeração e os aparelhos de ar-condicionado funcionam normalmente no período da noite.

Com as alterações climáticas o consumo de eletricidade varia, porém para este trabalho foi considerado todos os dias do ano com estações climáticas iguais.

## 5 *Modelagem do Sistema de Cogeração*

Neste capítulo será modelado o sistema de cogeração, os seguintes itens serão detalhadamente modelados: microturbina, sistema de aquecimento de água e arrefecimento do ar.

### 5.1 Modelagem da microturbina

A modelagem apresentada nesta seção é baseada no livro Geração Distribuída - aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais de (LORA; HADDAD, 2006).

Determinar e acompanhar o desempenho de sistemas de cogeração, avaliando os custos fixos de cada equipamento (custo de capital inicial) e os custos operacionais (custos energéticos - como combustível, O & M, demanda suplementar de reserva) é de grande interesse no sentido de melhor utilizar os recursos disponíveis, seja em equipamentos ou na energia dos combustíveis utilizados (LORA; HADDAD, 2006).

Nascimento apud Lora (LORA; HADDAD, 2006) evidencia a necessidade de monitorar o consumo e o desempenho dos equipamentos disponíveis no mercado, pois 70% dos custos totais de geração termelétrica estão associados ao consumo de combustível. Quando se conhece o desempenho do acionador tanto nas condições nominais como em cargas parciais (operação fora das condições nominais - *off design*), as turbinas são projetadas para operar numa condição padrão,  $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P = 1\text{ atm}$ ,  $UR = 60\%$  e  $PCI$  (poder calorífico inferior) padrão do combustível de acordo com a ISO 3046. Na maioria das aplicações estas condições não são satisfeitas, o que leva a uma variação no rendimento do equipamento. Também há de se considerar que em muitas circunstâncias as demandas energéticas não coincidem com a operação no ponto de projeto, sendo também necessária a correção do desempenho para a condição *off design*. Dessa forma, quando se conhece a curva de operação fornecida pelo fabricante, pode-se parametrizar estes dados e corrigi-los sempre que necessário (LORA; HADDAD, 2006).

Quando não se dispõe dos dados com tantos detalhes, pode-se empregar um método menos preciso, já testado, tendo-se comprovada a sua eficácia para estudos de pré-viabilidade. Neste, o desempenho e as disponibilidades de energia elétrica e de calor útil seguem uma parametrização linear (LORA; HADDAD, 2006).

Essa parametrização pode ser ajustada baseando-se em dados de catálogos de fabricantes, cujas variáveis essenciais são (LORA; HADDAD, 2006):

- Potência nominal ( $W_0$ ),
- Consumo específico de calor - heat rate ( $HR$ ),
- Consumo de combustíveis ( $X_0$ ) ou consumo específico nas condições nominais,
- Disponibilidade de calor útil nas condições nominais ( $Q_0$ ),
- Tipo de combustível empregado.

Sendo:

$$HR = \frac{3600}{\eta_0}, \quad (5.1)$$

$$X_0 = \frac{W_0}{\eta_0 PCI}, \quad (5.2)$$

$$Q_0 = M_{gases} C_p \Delta T. \quad (5.3)$$

$HR$ : consumo específico de calor. É definido como a quantidade de calor a ser fornecida para gerar um  $kWh$ ,

$\eta_0$ : eficiência de geração nas condições nominais,

$PCI$ : poder calorífico inferior do combustível utilizado para a geração ( $kJ/kg$ ),

$M_{gases}$ : vazão de gases na exaustão,

$C_p$ : calor específico a pressão constante,

$\Delta T$ : diferença de temperatura entre a exaustão dos gases e a de processo ( $^{\circ}C$ ).

A potência eletromecânica e o calor útil disponíveis de cada sistema são determinados pela seguinte fórmula (LORA; HADDAD, 2006):

$$W = \frac{W_0}{(1-B)} X - \frac{BW_0}{(1-B)}, \quad (5.4)$$

$$Q = \frac{Q_0}{(1-D)} X - \frac{BQ_0}{(1-D)}. \quad (5.5)$$

Sendo:

$W$ : potência gerada ( $MW$ ) para um dado consumo de combustível  $X$ ;

$Q$ : calor útil gerado ( $MW$ ) para um dado consumo de combustível  $X$ ;

$X$ : consumo de combustível ( $t/h$ );

$B$ : consumo a vazio para realização de trabalho;

$D$ : consumo a vazio para produção de calor.

A eficiência do processo ( $\eta$ ) pode ser determinada e ela pode ser variável à medida que  $W$  e  $X$  flutuem de acordo com as demandas:

$$\eta = \frac{W_0 FC}{X_0 PCI [B + (1 - B) FC]} = \frac{\eta_0 FC}{B + (1 - B) FC} \quad (5.6)$$

$FC$ : fator de capacidade da condição de operação, relação entre a potência elétrica média desenvolvida e a potência máxima.

$$FC = \frac{W_{\text{médio}}}{W_{\text{máximo}}} \quad (5.7)$$

Os dados devem ser normalizados para as condições padrão ( $ISO$ ). Onde as condições  $ISO$  são: temperatura  $T_0 = 288 \text{ K}$  ( $15^\circ C$ ), pressão  $P_0 = 1,03 \text{ bar}$  e umidade relativa  $UR = 60\%$ .

$$X_{CORR} = X_0 \frac{PCI_{PROJ}}{PCI} \frac{P}{1,03} \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{228,15}} \quad (5.8)$$

$$W_{CORR} = W_0 FCU \frac{P}{1,03} \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{228}} \quad (5.9)$$

Sendo:

$X_{CORR}$  e  $W_{CORR}$ : consumo de combustível e potência elétrica, respectivamente, corrigido para as condições  $ISO$ ;

$PCI_{PROJ}$ :  $PCI$  do combustível no projeto e o empregado pelo fabricante;

$P$ : pressão atmosférica local;

$T$ : temperatura ambiente local;

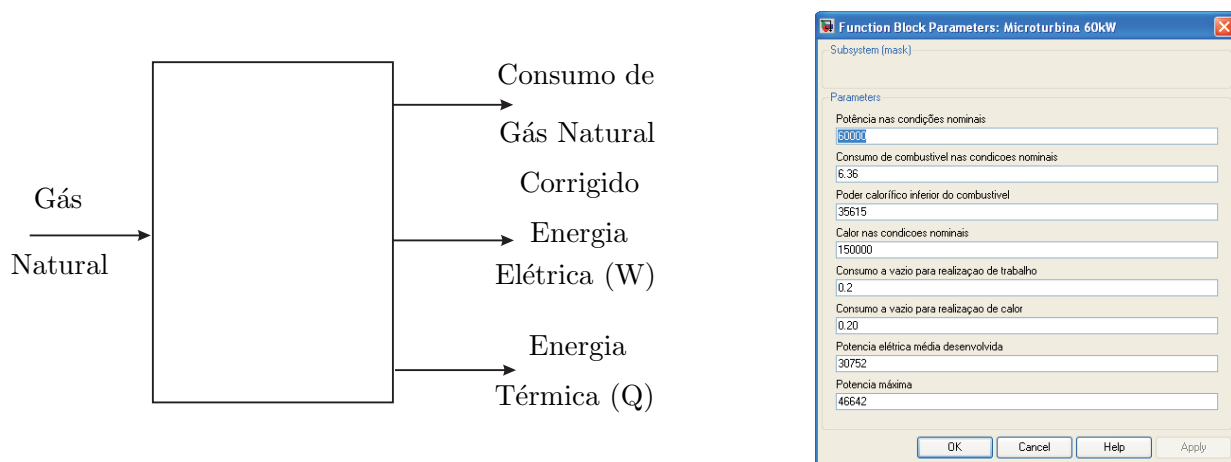
$FCU$ : fator de correção da umidade relativa, dado por:

$$FCU = 1,01715 - 2,85856 \times 10^{-4}(UR). \quad (5.10)$$

Este modelo leva em conta as condições reais que a microturbina opera, neste caso,

a temperatura e umidade relativa do ar ambiente juntamente com a carga de operação influenciam na potência elétrica produzida, rendimento elétrico e consumo de gás natural.

A Figura 16 mostra as entradas e saídas e os parâmetros de inicialização do subsistema (microturbina).



Entradas e saídas da microturbina

Parâmetros de inicialização

Figura 16: Entradas e saídas da microturbina e parâmetros de inicialização do simulador.

Na Figura 17 está representado o esquemático do Matlab/Simulink do modelo da microturbina. As variáveis de entrada desta simulação são  $W_0$ ,  $U$ ,  $P$ ,  $T$ ,  $X_0$ ,  $PCI$ ,  $W_{max}$ ,  $W_{med}$ ,  $D$  e  $B$  e as variáveis de saída são  $X$ ,  $W$  e  $Q$ .

As microturbinas são mais complexas que as turbinas a gás convencionais, a adição do recuperador reduz o consumo de combustível (aumentando substancialmente a eficiência) e introduz perdas de pressão interna adicionais que moderadamente causam menor eficiência e potência. A inclusão de recuperadores de alta eficiência (90%) essencialmente dobra a eficiência da microturbina, de 14% para aproximadamente 29% dependendo dos detalhes dos componentes (ENERGY NEXUS GROUP, 2002).

## 5.2 Sistema de aquecimento/arrefecimento

### 5.2.1 Trocador de calor

O trocador de calor é dimensionado para aquecer a água através dos gases residuais que saem da microturbina,  $Q_1$ . A Figura 18 mostra o balanço energético no trocador de calor, onde:  $Q_2$  é calor perdido para o ambiente pela chaminé,  $Q_3$  é o calor associado à

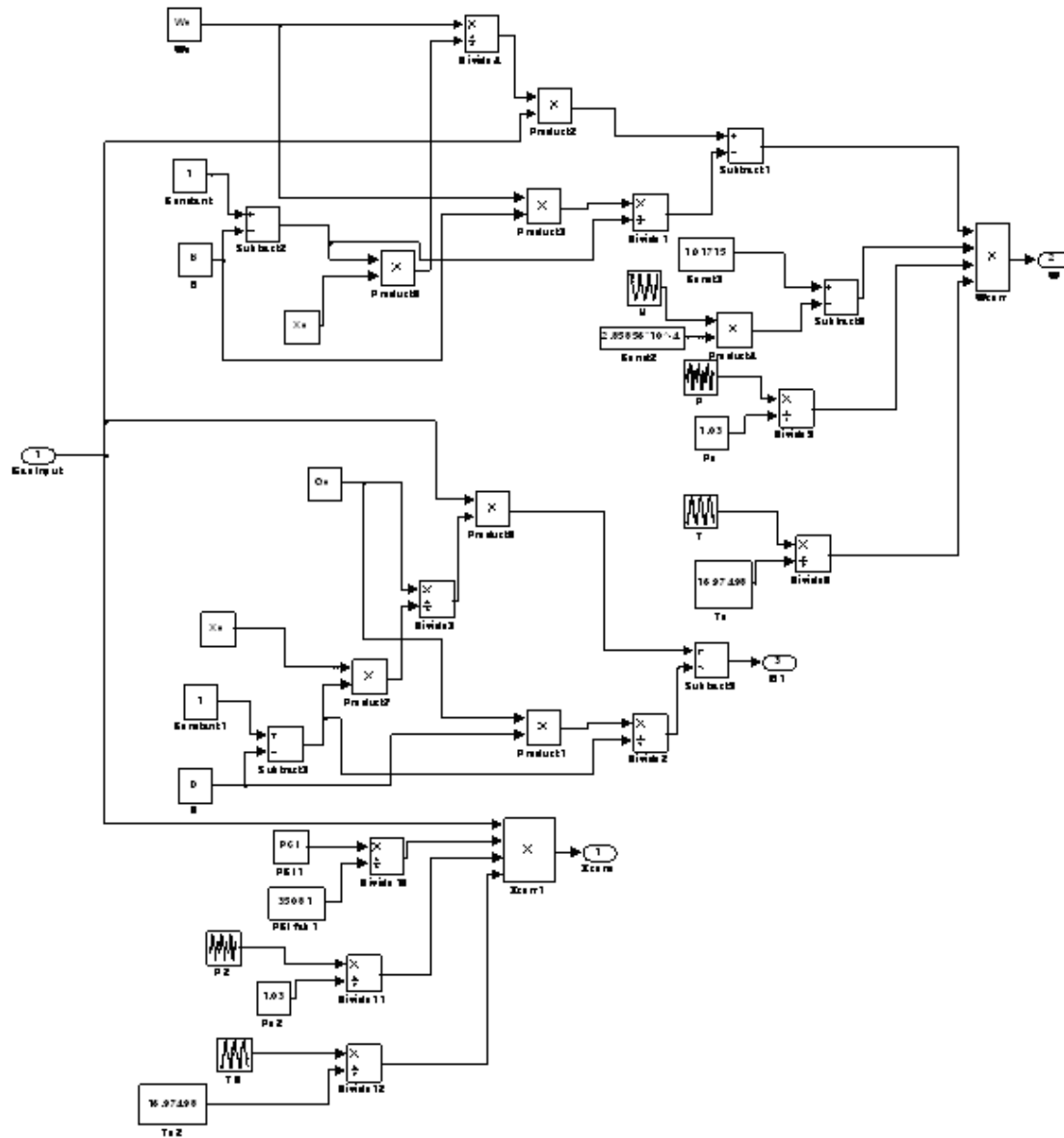


Figura 17: Modelo proposto da microturbina no Simulink.

água aquecida no trocador e direcionado ao boiler e  $\dot{Q}_4$  é a energia associada à água que retorna do boiler (RUCKER; BAZZO, 2003).

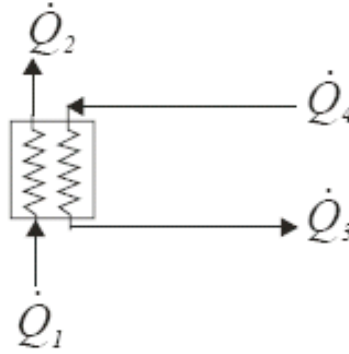


Figura 18: Balanço energético no trocador de calor.

$$\dot{Q}_1 - \dot{Q}_2 = \dot{Q}_3 - \dot{Q}_4 \quad (5.11)$$

Sendo:

$$\dot{Q}_1 - \dot{Q}_2 = \dot{m}_2 c p_{gases} (T_1 - T_2) \quad (5.12)$$

$$\dot{Q}_3 - \dot{Q}_4 = \dot{m}_2 c p_{gases} (T_3 - T_4) \quad (5.13)$$

$$DTML = \frac{T_1 - T_3 - (T_2 - T_4)}{\ln \left( \frac{T_1 - T_3}{T_2 - T_4} \right)} \quad (5.14)$$

$$UA = \frac{(\dot{Q}_3 - \dot{Q}_4)}{DTML} \quad (5.15)$$

Sendo que:  $cp$ ,  $DTML$  e  $UA$  correspondem ao calor específico, diferença de temperatura média logarítmica e coeficiente global de troca de calor, respectivamente.

A Figura 19 esquematiza o modelo proposto de trocador de calor com os blocos do Simulink.

### 5.2.2 Boiler (tanque térmico)

O boiler foi modelado através das leis da termodinâmica.  $T_1$  é a temperatura ambiente da água que entra no boiler,  $T_2$  é a temperatura de saída da água do trocador de calor (entrada do boiler),  $T_0$  é a temperatura de saída do boiler (entrada do trocador de calor) e  $T_3$  é a temperatura da água de consumo.

A dinâmica do boiler pode ser descrito pela seguinte equação diferencial (5.16) (OGATA,



1997):

$$C \frac{dT_3}{dt} = Qc(T_2 - T_0) + Qc(T_2 - T_3) + Qc(T_1 - T_0) + Qc(T_1 - T_3) \quad (5.16)$$

Sendo,  $c$  é o calor específico da água,  $Q$  é o fluxo mássico para o boiler,  $C$  é a capacitância térmica ( $Mc$ ) no boiler e  $M$  é a massa da água dentro do boiler. Na Figura 20 foi considerado que as entradas de água no boiler tem fluxo de saída igual a  $Q$ .

Utilizando a Transformada de Laplace na equação 5.16, com as condições iniciais nulas, temos:

$$CsT_3(s) = 2QcT_2(s) - 2QcT_0(s) + 2QcT_1(s) + 2QcT_3(s) \quad (5.17)$$

Então,

$$T_3(s) = \frac{2Qc}{Cs + 2Qc}T_2 - \frac{2Qc}{Cs + 2Qc}T_0(s) + \frac{2Qc}{Cs + 2Qc}T_1(s) \quad (5.18)$$

Equação (5.18) descreve a relação entre temperatura de saída do líquido em função das temperaturas de entrada no sistema boiler. Neste caso, um sistema de controle pode ser designado para controle da temperatura de saída do líquido do sistema. Neste contexto, um controlador PID pode ser utilizado, um sistema de realimentação, ou outra metodologia de controle da temperatura da água de saída  $T_3$  do boiler.

### 5.2.3 *Chiller* de absorção

A carga térmica de refrigeração é obtida através das características dos consumidores. A Figura 21 mostra o balanço energético para a máquina de absorção, onde  $Q_5$  é o calor contido na água refrigerada no *chiller* e que  $Q_6$  é o calor contido na água que retorna para o *chiller*. As energias contidas na água direcionada para a torre de resfriamento e na água de retorno são representadas, respectivamente, como  $Q_7$  e  $Q_8$ .

$$\dot{Q}_{refr} = COP(\dot{Q}_3 - \dot{Q}_4) = \dot{m}_5 cp_{\text{água}}(T_6 - T_5) \quad (5.19)$$

$$\dot{Q}_{torre} = (\dot{Q}_3 - \dot{Q}_4) + \dot{Q}_{ref} = \dot{m}_7 cp_{\text{água}}(T_7 - T_8) \quad (5.20)$$

Onde  $Q_{refr}$  é a carga térmica de refrigeração do *chiller* e  $Q_{torre}$  é a energia retirada pela torre de resfriamento.

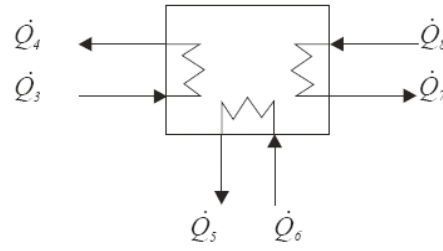


Figura 21: Balanço energético da máquina de absorção.

O coeficiente de performance da máquina de absorção ( $COP_a$ ), por sua vez é estimado com base nas temperaturas ambiente e fria,  $T_{amb}$  e  $T_f$  (LORA; NASCIMENTO, 2004).

$$COP_a = 0,5 \left( \frac{1 - \frac{T_{amb}}{T_q}}{\frac{T_{amb}}{T_f} - 1} \right) \quad (5.21)$$

Para simplificação do sistema de cogeração, o coeficiente de performance da máquina de absorção foi considerado com valor igual a 0,7. Valor referente a média dos  $COP_a$  dos *chillers* de absorção existentes no mercado.

## 6 *Configuração do Sistema para Simulação*

Neste capítulo são apresentadas diferentes configurações para avaliar o modelo proposto no capítulo anterior, além disso, são gerados os dados para realização da análise técnico-econômica proposta nesse trabalho. As configurações geradas foram baseados no método descrito por Grumbach (1997). Composto de três fases: a) conhecimento do problema; b) construção e identificação de variáveis alternativas; c) avaliação e interpretação das variáveis alternativas existentes para a tomada de decisão (EMBRAPA, 2003).

### 6.1 Descrição das configurações

As configurações propostas neste trabalho para atendimento das demandas elétrica e térmica (parciais ou totais) do edifício residencial encontram-se descritas a seguir:

#### 6.1.1 Configuração 1

Nesta configuração, o sistema é dimensionado para atender a demanda térmica. A energia elétrica é um subproduto deste processo, portanto a energia elétrica excedente será entregue a rede e a faltante será comprada. Assim, a malha de controle é feita controlando a potência térmica. Esta configuração por sua vez, pode se desdobrar em outras duas.

o **Configuração 1.1** - Dimensionamento do sistema considerando a demanda térmica de água quente. A demanda térmica de ar condicionado será suprida com energia elétrica através do uso de ares-condicionados. Neste caso será necessário comprar energia elétrica da concessionária.

Para atender a demanda térmica de água quente, a necessidade de energia térmica fornecida ao edifício residencial é baixa. Como a demanda de energia elétrica é consideravelmente alta, uma otimização deste cenário 1.1 foi realizada. O sistema passa a ser controlado pela demanda elétrica, assim a microturbina trabalha quase sempre com a carga máxima,

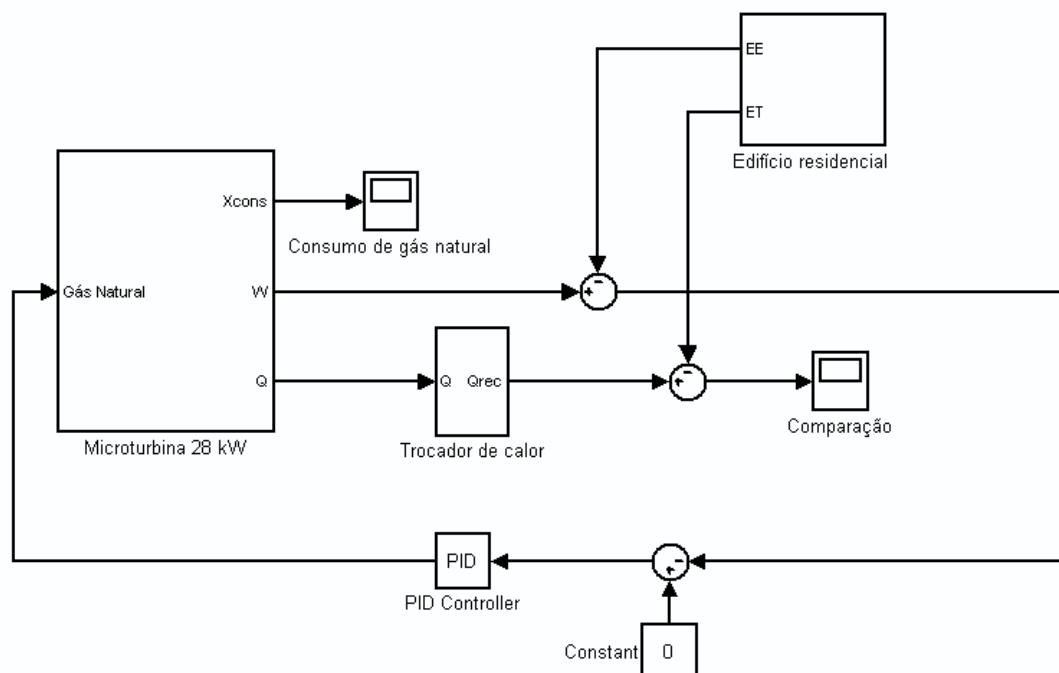


Figura 22: Diagrama de blocos da configuração 1.1.

acompanhando a curva de demanda elétrica produzida pelo edifício residencial. A energia elétrica faltante (não suprida pela microturbina) será fornecida pela concessionária local. A microturbina escolhida para atender a demanda térmica de água quente foi a Capstone modelo 330 de 28 *kW*. A Figura 22 mostra o modelo do Simulink contendo: a microturbina, o edifício residencial, o sistema de cogeração de água quente e o sistema de controle.

**o Configuração 1.2** - Dimensionamento do sistema considerando a demanda térmica de água quente e ar frio. A geração de energia elétrica também nesse processo é um subproduto.

Como a energia térmica desta configuração é representativa (água quente mais ar frio) o controle do sistema de cogeração será feito pela demanda térmica do edifício. Para isso os parâmetros escolhidos para a simulação foram modificados, a microturbina escolhida passa a ser a Capstone de 60 *kW*. A demanda térmica no período da noite/madrugada (das 20 horas às 5 horas) é muito grande. Nesses períodos, a energia elétrica produzida é muito superior ao necessário. Como, não haverá comercialização da energia elétrica excedente, devido a desregulamentação do mercado, esse excedente será desperdiçado. Além disso a energia térmica não é totalmente atendida, isso ocorre por um erro de controle do sistema. Portanto, essa configuração será descartada, pois não atinge os objetivos propostos. Os resultados de simulação presentes na seção posterior esclarecem esta conclusão. A Figura

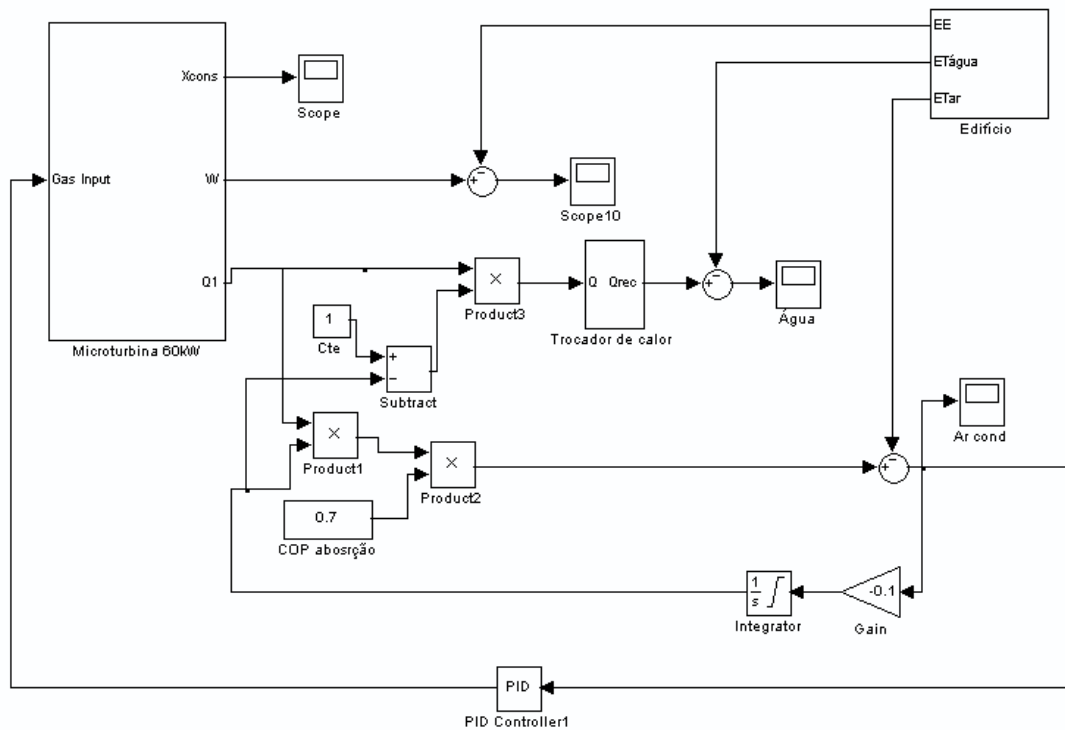


Figura 23: Diagrama de blocos da configuração 1.2.

23 mostra o diagrama de blocos desta configuração, estando presente a microturbina, o edifício residencial, o sistema de cogeração de água quente e ar frio e o sistema de controle da demanda térmica.

### 6.1.2 Configuração 2

Nesta configuração, o sistema é dimensionado para atender a demanda elétrica. A energia térmica é um subproduto, portanto não será necessário adquirir energia elétrica da rede. Desta maneira, a malha de controle é feita controlando a potência elétrica. Esta configuração pode se desdobrar em outras duas.

**o Configuração 2.1** - Dimensionamento do sistema de cogeração considerando a demanda térmica como sendo a demanda térmica de água quente. Neste sistema os gases de exaustão são utilizados para o aquecimento da água da edificação. Figura 24 mostra o modelo no Simulink para essa configuração.

**o Configuração 2.2** - Dimensionamento do sistema de cogeração considerando a demanda térmica como sendo a energia necessária para gerar água quente e ar frio. Neste sistema os gases de exaustão são utilizados para o aquecimento da água e resfriamento do

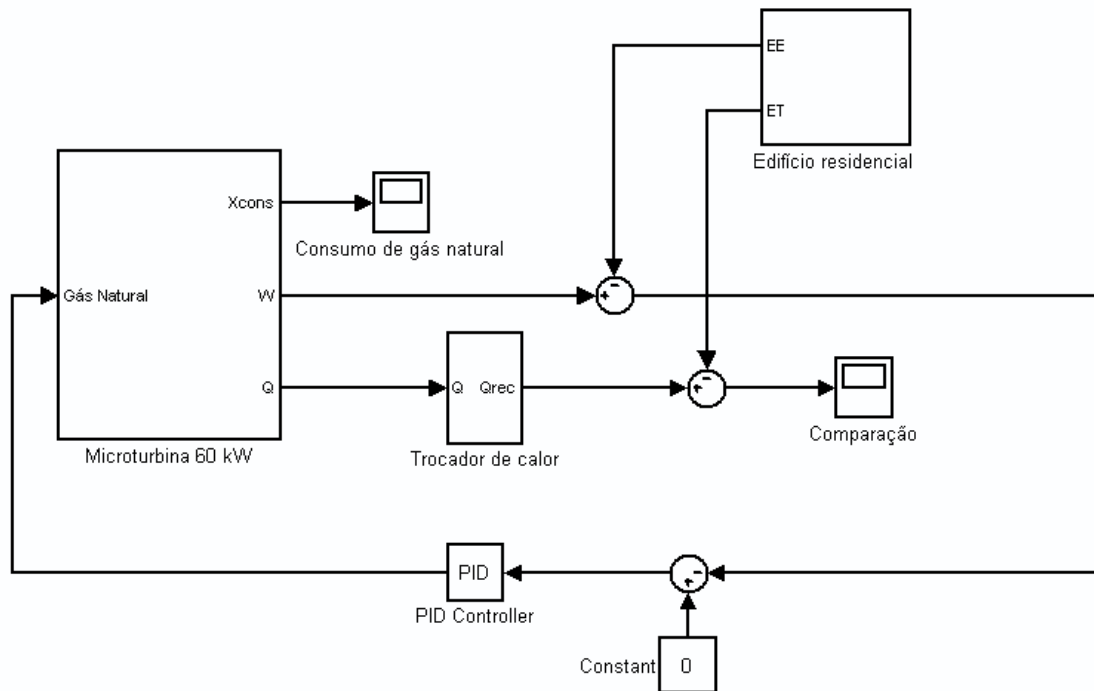


Figura 24: Diagrama de blocos da configuração 2.1.

ar da edificação. O modelo do SIMULINK desta configuração está apresentado na Figura 25.

### 6.1.3 Configuração 3

Nesta configuração o sistema é dimensionado para atender a demanda térmica e a demanda elétrica. Para isso, a malha de controle alterna o controle, conforme as demandas elétricas e térmicas. Esse controle toma como sinal de referência para o chaveamento do controle os momentos que a microturbina não consegue atender a demanda térmica na configuração 2.2. Portanto uma energia elétrica excedente é gerada para suprir os momentos predeterminados. Esta energia elétrica excedente pode ser comercializada ou armazenada em bancos de baterias. A Figura 26 mostra o modelo do SIMULINK contendo o controle alternado (demanda elétrica/térmica) do sistema de cogeração.

## 6.2 Resultados da simulação para os diversos cenários

Analisando pelo lado da geração de energia elétrica, os parâmetros das microturbinas utilizados para a simulação dos cenários propostos foram obtidos no catálogo do fabricante (Capstone); e os parâmetros do trocador de calor encontram-se relatadas no capítulo an-

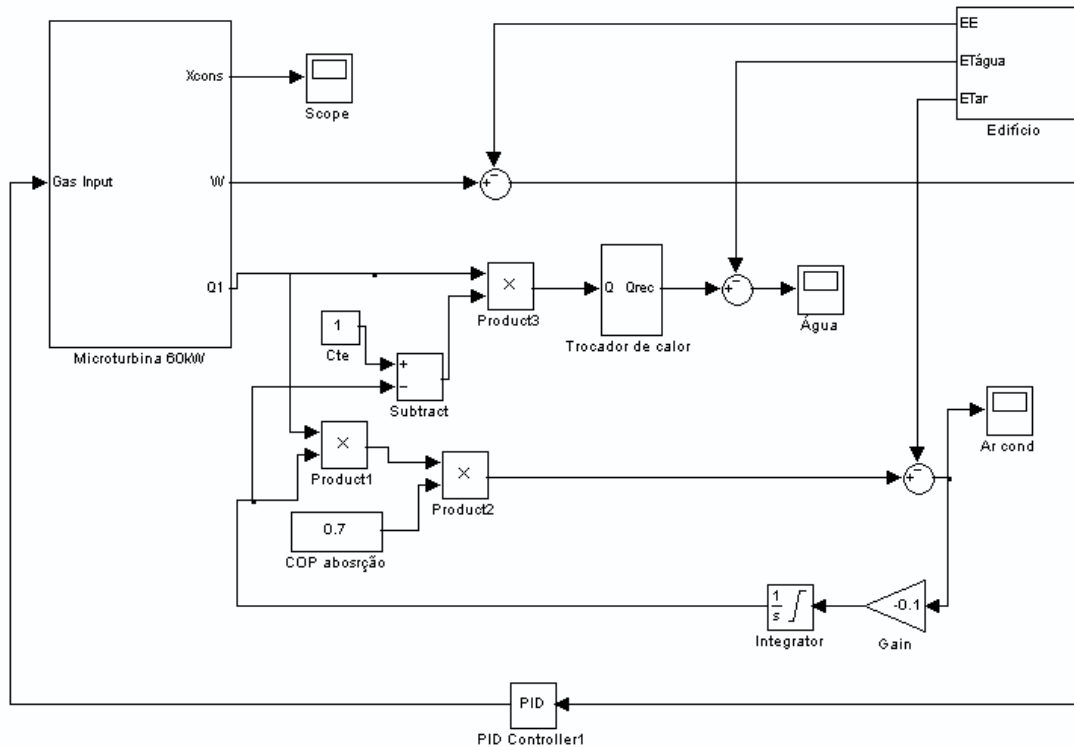


Figura 25: Diagrama de blocos da configuração 2.2.

terior. O modelo proposto utiliza as condições climáticas como variáveis de entrada do sistema. Os dados de temperatura, umidade e pressão foram obtidos no site do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e o dia estudado foi 22 de novembro de 2007, na cidade de Campo Grande, MS. No lado da carga, a curva de demanda (elétrica e térmica) do edifício residencial foi obtida conforme exposto no item 4.2 do capítulo 4 desta dissertação.

### 6.2.1 Resultados da simulação para a configuração 1.1

Conforme dito anteriormente, o objetivo deste cenário é atender a demanda térmica de água quente. Pode-se observar pela Figura 27, a microturbina Capstone de 30 kW não é capaz de suprir por completo a demanda elétrica do edifício, portanto este déficit é suprido pela rede (Figura 27-c). A energia elétrica produzida é mostrada na Figura 27-a. A carga térmica (Figura 27-b) é completamente atendida, tendo até em alguns momentos excedente de produção. A Figura 27-d apresenta o consumo de combustível instantâneo da microturbina para a configuração 1.1.

Analisando a energia elétrica produzida pela microturbina, Figura 27-a, a microturbina trabalha em quase todas as horas do dia com carga total. Apenas em alguns

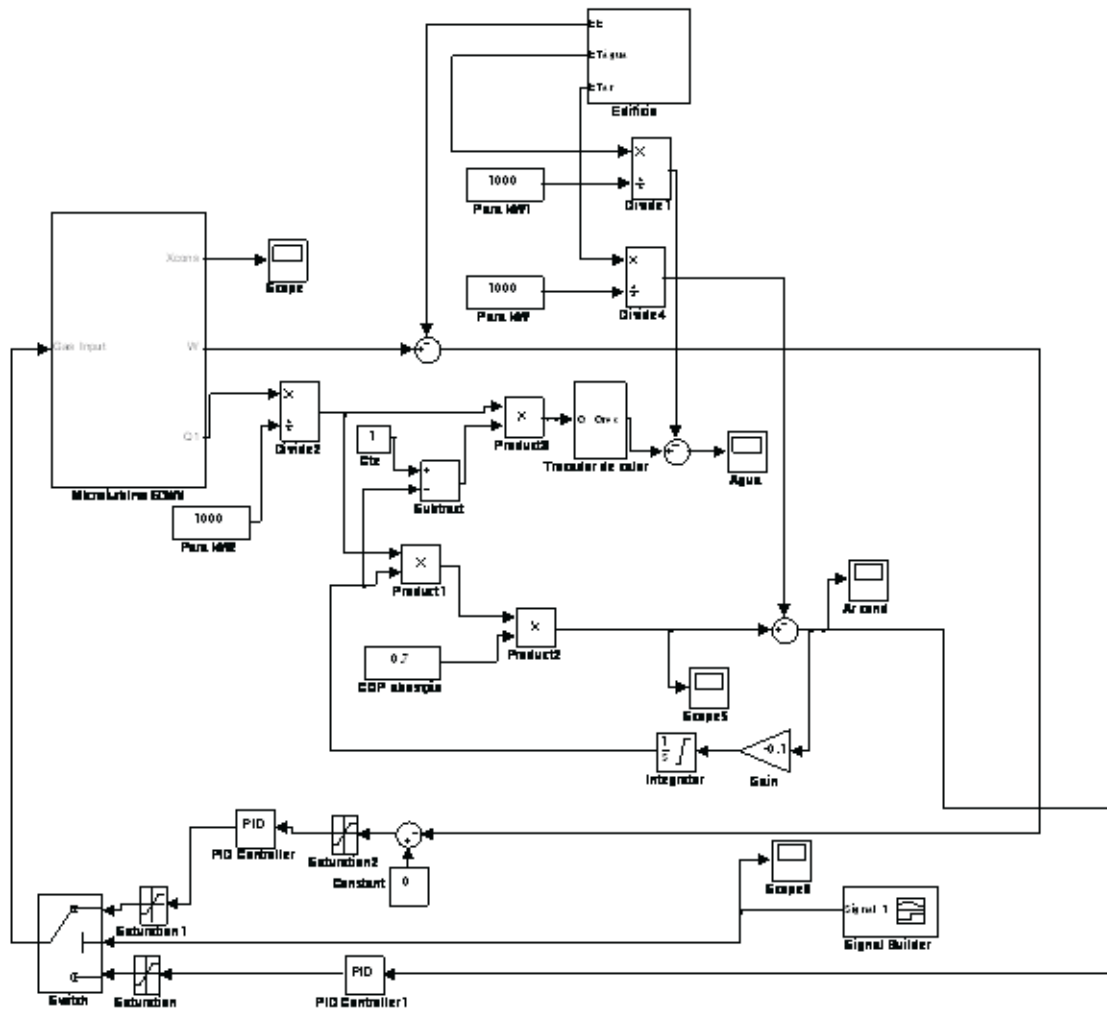
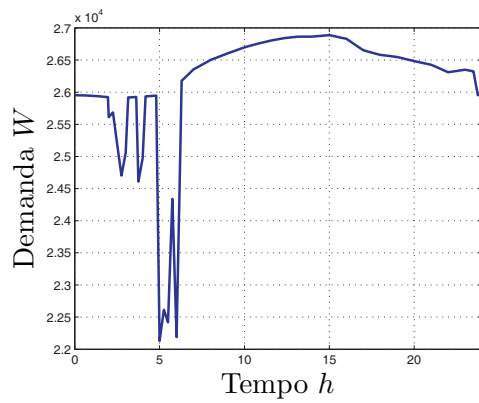
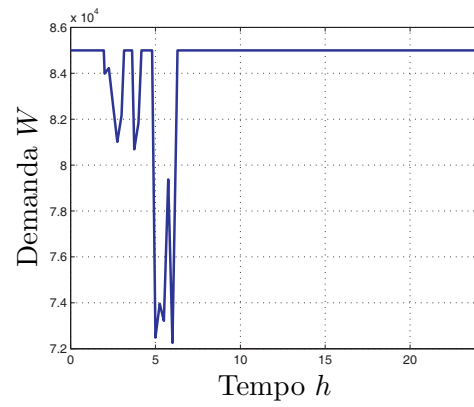


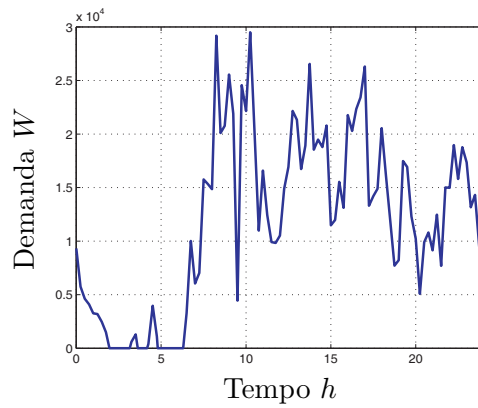
Figura 26: Diagrama de blocos da configuração 3



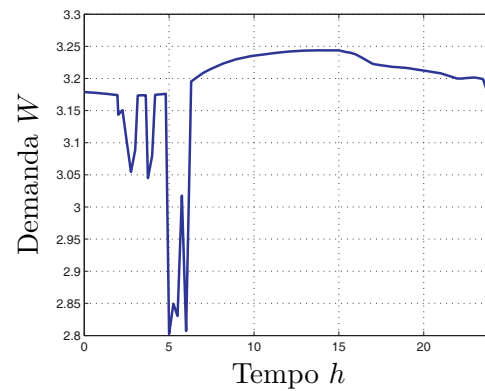
a) Energia elétrica produzida pela microturbina



b) Energia Térmica produzida produzida pela microturbina



c) Energia elétrica fornecida pela rede



d) Consumo de gás

Figura 27: Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 1.1.

momentos do período da 1 às 6 horas da manhã, a microturbina de 28  $kW$  produz o necessário para suprir o edifício residencial em questão. Neste cenário será necessário adquirir energia da rede. A energia térmica produzida pela microturbina e aproveitada pelo trocador de calor é capaz de suprir o edifício residencial.

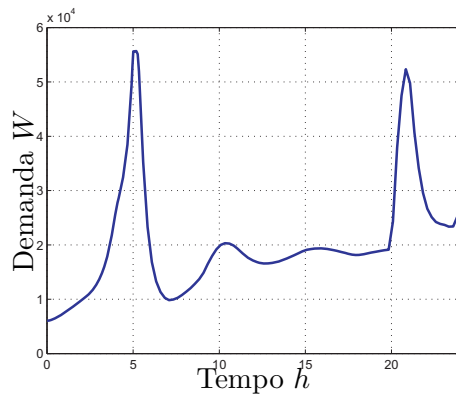
Vale a pena lembrar que, a energia térmica de água quente é facilmente armazenada em um boiler, podendo suprir a demanda de água quente em todos os momentos. Neste cenário, o sistema foi controlado pela demanda elétrica, mas atende a demanda térmica de água quente. Desta maneira, a necessidade de compra de energia elétrica da rede foi reduzida.

### 6.2.2 Resultados da simulação para a configuração 1.2

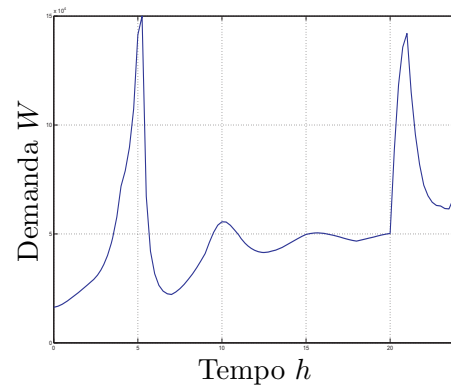
Nesta configuração, o sistema de cogeração foi dimensionado para atender a demanda térmica de água quente e ar frio. A malha de controle foi proposta para seguir a demanda térmica requerida pelo sistema. A energia elétrica é um subproduto, assim a energia elétrica excedente será entregue a rede e a faltante será comprada.

Os resultados desta configuração não foram muito satisfatórios e uma otimização deste cenário foi realizada (cenário 3). As energias elétrica e a térmica produzidas pela microturbina encontram-se, respectivamente, expostas nas Figuras 28-a e 28-b (Figura 29-a). Neste cenário será necessário comprar energia elétrica da rede, conforme mostrado na Figura 28-c. O consumo de gás natural é mostrado na Figura 28-d. Note que, a curva de consumo segue o mesmo formato da demanda térmica de ar frio do edifício.

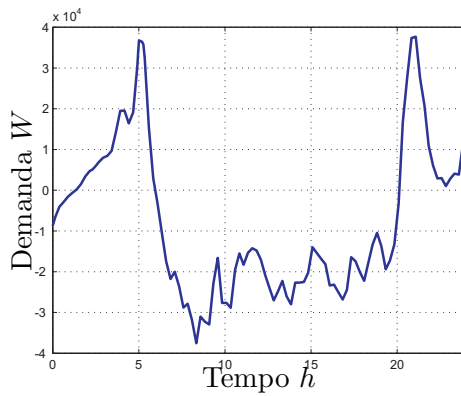
Analisando, a diferença de energia térmica produzida pelo trocador de calor (água quente) e a demandada pelo edifício residencial, Figura 29-b, repara-se que em quase todos os momentos essa diferença é positiva, isto é, o sistema de cogeração fornece mais energia térmica de água quente que o necessário. Somente em um curto período das 17 as 20 horas a energia fornecida não é suficiente. A energia térmica de água quente é facilmente armazenada, sendo assim, a demanda de água quente do edifício residencial é totalmente atendida. Porém, a diferença de energia térmica produzida pelo chiller de absorção (ar frio) e a demandada pelo edifício residencial, Figura 29-c, quando começa a ser simulado é muito grande (na ordem de -9  $kW$ ). O controlador PID eleva a produção de energia elétrica (para gerar energia térmica como consequência) e tenta estabilizar esta diferença em zero das 5 às 20 horas. Novamente, essa diferença se torna negativa e depois é estabilizada. Na maior parte do tempo a demanda térmica de ar frio é suprida pelo sistema de cogeração.



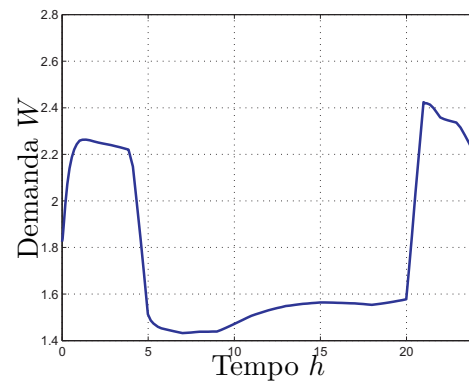
a) Energia elétrica produzida pela microturbina



b) Energia Térmica produzida pela microturbina

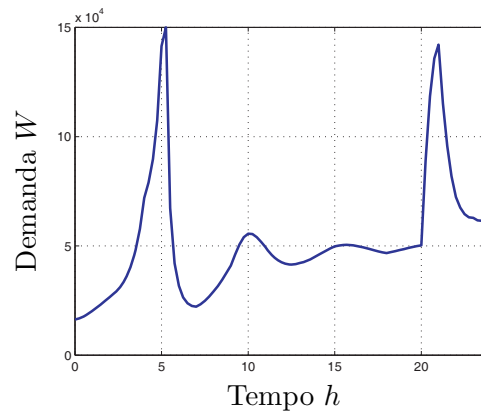


c) Diferença entre a energia elétrica fornecida pela microturbina e a consumida

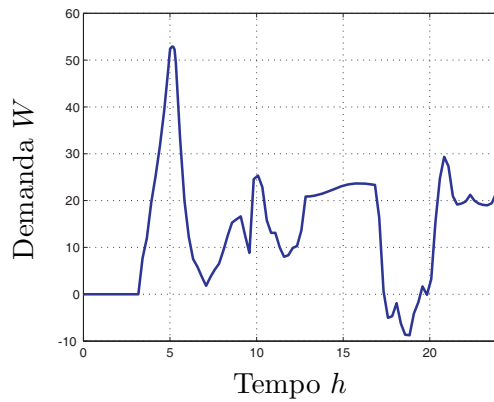


d) Consumo de gás

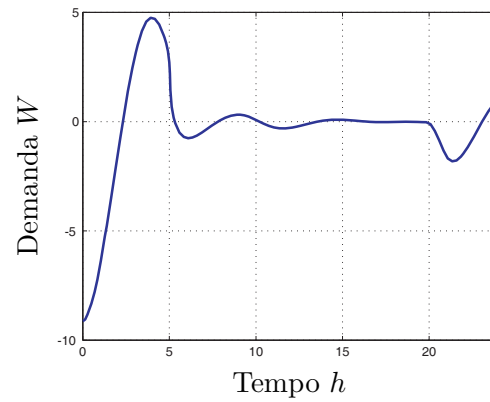
Figura 28: Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 1.2.



a) Energia térmica produzida pela microturbina



b) Diferença entre a energia térmica produzida pelo trocador de calor menos a demandada pelo prédio



c) Diferença entre a energia térmica produzida pelo chiller de absorção menos a demandada pelo prédio

Figura 29: Detalhamento da demanda térmica.

Os resultados desta configuração mostram claramente que nos momentos em que há uma variação grande na demanda térmica (principalmente de ar frio), a malha de controle demora para estabilizar o sistema, portanto esse o controle deve ser melhorado para que apresente resultados satisfatórios.

Conforme dito anteriormente, esta configuração será descartada, pois não atingiu os critérios propostos de dimensionamento. Para a configuração 1.2 não serão realizados o estudo de viabilidade técnica e a análise de sensibilidade.

### 6.2.3 Resultados da simulação para a configuração 2.1

Nesta configuração, o sistema é dimensionado para atender a demanda elétrica do edifício residencial. A demanda de energia térmica do edifício é a de água quente, sendo um subproduto do processo. Neste cenário foram utilizados os parâmetros de uma microturbina Capstone de 60 *kW*.

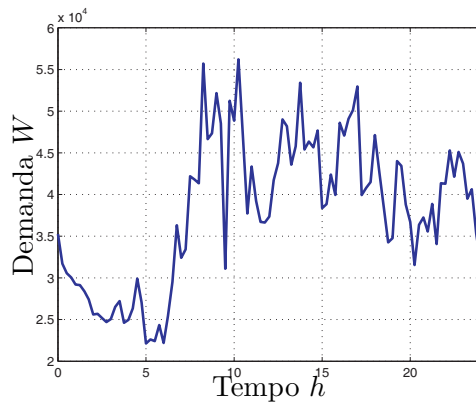
A Figura 30-a mostra a energia elétrica produzida pela microturbina. Comparando-a com a demanda elétrica a ser atendida percebe-se que a demanda elétrica é totalmente atendida em todos os momentos. A Figura 30-b e a 30-c mostram respectivamente, a energia térmica produzida pela microturbina e ao consumo de gás natural. Repara-se que a energia térmica produzida é muito superior a necessária.

A energia elétrica produzida segue com exatidão a energia elétrica demandada pelo edifício residencial. Os resultados expostos são satisfatórios e atingem ao objetivo proposto.

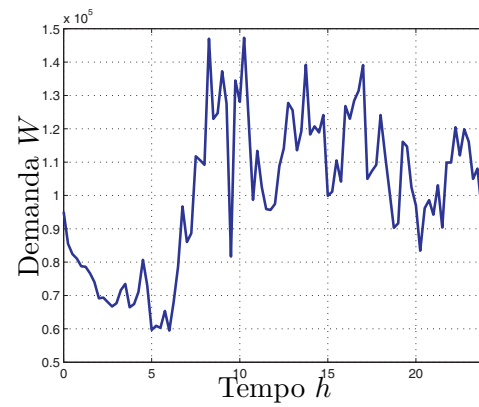
### 6.2.4 Resultados da simulação para a configuração 2.2

Neste cenário o sistema é dimensionado para atender a demanda elétrica do edifício residencial. A demanda de energia térmica do edifício é a de água quente e ar frio, sendo a energia térmica um subproduto do processo. Neste cenário a energia térmica de ar frio não é totalmente atendida pelo sistema de cogeração. Como resposta a essa insuficiência em alguns momentos, foi proposto o cenário 3. Neste cenário foram utilizados os parâmetros de uma microturbina Capstone de 60 *kW*.

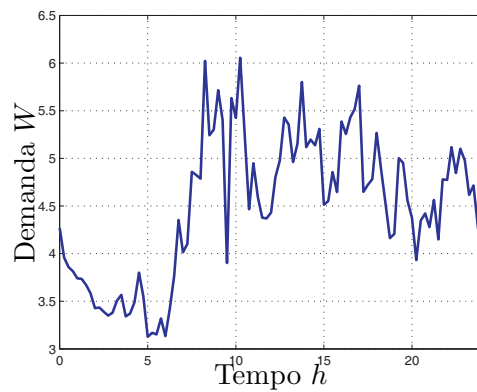
A Figura 31-a mostra a energia elétrica produzida pela microturbina, comparando-a com a carga elétrica a ser atendida percebe-se que a demanda elétrica é totalmente atendida em todos os momentos. A Figura 31-b, mostra a energia térmica produzida pela microturbina. Repara-se que a energia térmica produzida é muito superior ao necessário



a) Energia elétrica produzida  
pela microturbina



b) Energia térmica produzida  
pela microturbina



c) Consumo de gás natural

Figura 30: Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 2.1.

em alguns pontos.

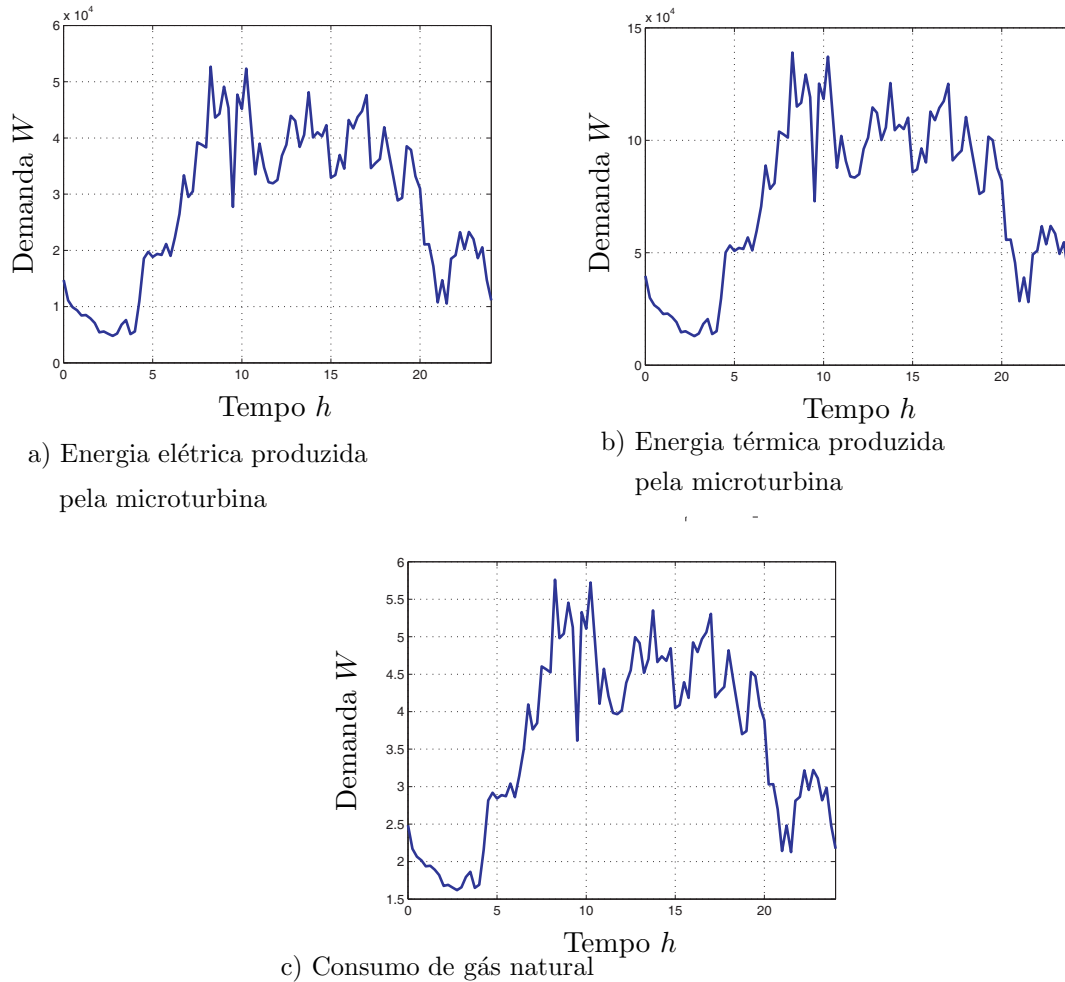
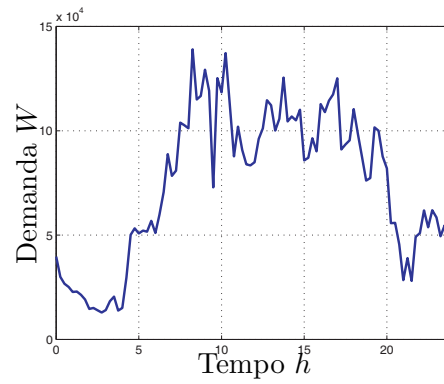


Figura 31: Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 2.2.

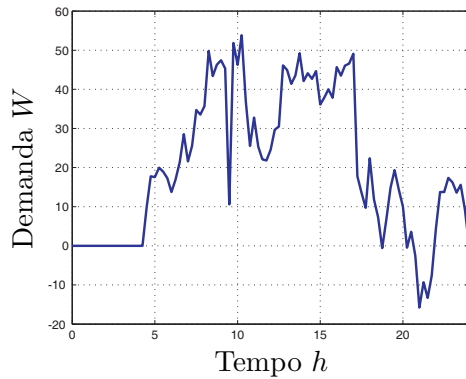
A Figura 32 detalha a seguinte situação, quando a energia elétrica necessária para o arrefecimento de ar e aquecimento de água é retirado do edifício. A energia elétrica consumida no prédio no período da madrugada é pequeno, consequentemente a energia térmica gerada pela microturbina também. Não sendo suficiente para suprir a demanda térmica do edifício.

Os resultados deste cenário não foram muito satisfatórios, a demanda térmica de ar frio não é totalmente atendida, necessitando de uma otimização deste cenário. Portanto, os resultados desta configuração não foram considerados para o estudo de viabilidade e a análise de sensibilidade. Os momentos que a demanda térmica de ar frio não foram completamente atendidos foram identificados, e utilizados na configuração 3.

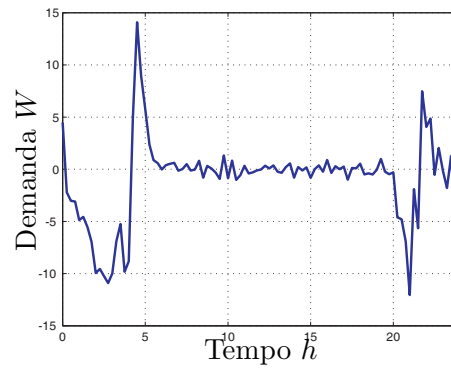
A solução desta configuração é algo a se analisar. Aumentando a energia elétrica gerada pela microturbina, consequentemente aumenta a energia térmica e podemos suprir a



a) Energia térmica produzida pela microturbina



b) Diferença entre a energia térmica produzida pelo trocador de calor menos a demandada pelo prédio



c) Diferença entre a energia térmica produzida pelo chiller de absorção menos a demandada pelo prédio

Figura 32: Detalhamento da demanda térmica.

demanda térmica do edifício. O excedente de energia elétrica produzido pode ser comercializado.

### 6.2.5 Resultados da simulação para a configuração 3

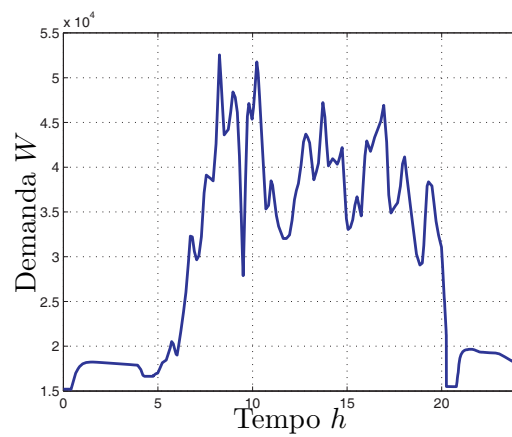
Nesta configuração o sistema é dimensionado para atender a demanda térmica (água quente e ar frio) do edifício e a demanda elétrica. Para isso, a malha de controle alterna o controle, conforme as demandas elétricas e térmicas. Esse controle toma como sinal de referencia para o chaveamento do controle os momentos que a microturbina não consegue atender a demanda térmica na configuração 2.2. Como foi dito anteriormente, um excedente de energia elétrica é gerado. Nesta configuração foram utilizados os dados de uma microturbina Capstone de 60 *kW*.

A energia elétrica produzida pela microturbina é mostrada na Figura 33-a. A energia térmica produzida pela mesma Figura 33-b (Figura 34-a) é atendida, tendo até em alguns momentos excedente de produção. A Figura 33-c apresenta o consumo de combustível instantâneo da microturbina para a configuração 3.

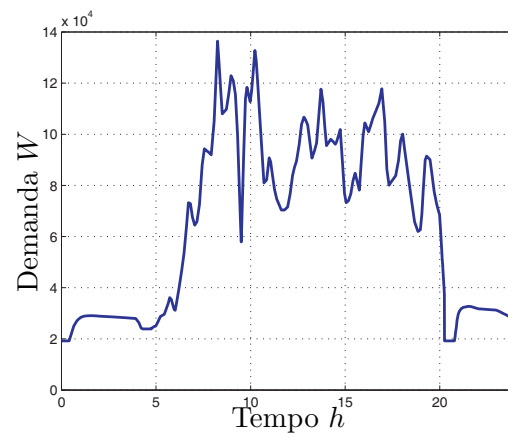
Analisando, a diferença de energia térmica produzida pelo trocador de calor (água quente) e a demandada pelo edifício residencial, Figura 34-b, repara-se que em quase todos os momentos essa diferença é positiva, isto é, o sistema de cogeração fornece mais energia térmica de água quente que o necessário. Somente em um curto período das 20 as 22 horas a energia fornecida não é suficiente. A energia térmica de água quente é facilmente armazenada, sendo assim, a demanda de água quente do edifício residencial é totalmente atendida.

Porém, a diferença de energia térmica produzida pelo chiller de absorção (ar frio) e a demandada pelo edifício residencial, Figura 34-c, quando começa a ser simulado é muito grande (na ordem de -7 *kW*). O controlador PID passa a controlar a demanda térmica e rapidamente estabiliza em *zero* essa diferença. A partir das 04h15 min o sistema de cogeração volta a ser controlado pela demanda elétrica ocorrendo esse tipo positivo de (8 *kW*), novamente o sistema se estabiliza próximo a zero. Novamente a partir das 20 horas, o sistema volta a ser controlado pela demanda térmica, e outro pico de demanda térmica é obtido (-11 *kW*). O sistema se estabiliza depois das 22 horas. Na maior parte do tempo a demanda térmica de ar frio é suprida pelo sistema de cogeração.

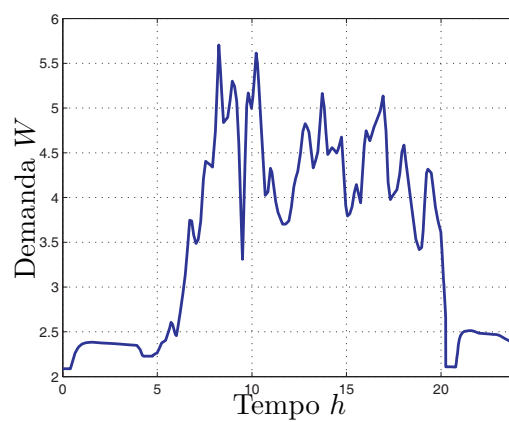
Nesta configuração, não existe restrições técnicas que impossibilitem a produção de energia térmica suficiente. O controle deve ser modificado para que esses picos de demanda negativos (da diferença entre a fornecida e a consumida) ocorram. Esta configuração foi



a) Energia elétrica produzida  
pela microturbina

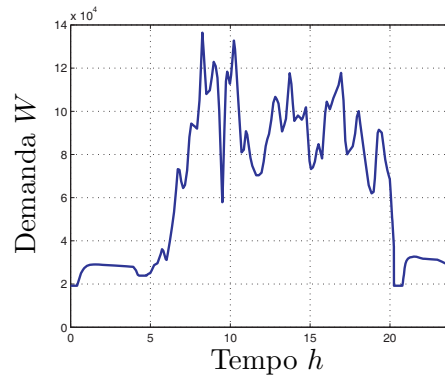


b) Energia térmica produzida  
pela microturbina

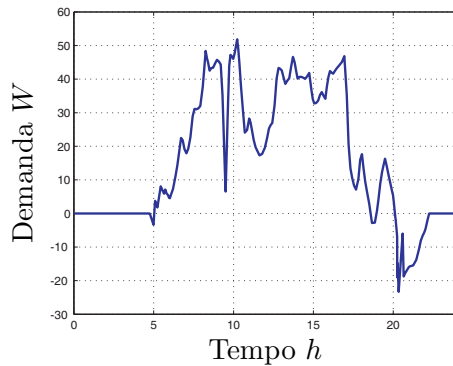


c) Consumo de gás natural

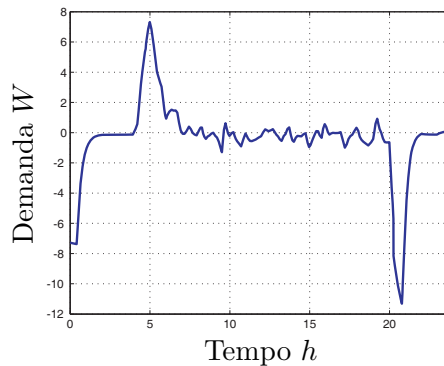
Figura 33: Resultados obtidos na simulação do sistema na configuração 3.



a) Energia térmica produzida pela microturbina



b) Diferença entre a energia térmica produzida pelo trocador de calor menos a demandada pelo prédio



c) Diferença entre a energia térmica produzida pelo chiller de absorção menos a demandada pelo prédio

Figura 34: Detalhamento da demanda térmica.

considerada para o estudo de viabilidade e análise de sensibilidade.

## 7 *Estudo da Viabilidade Econômica*

Neste estudo é feita uma comparação do sistema com cogeração e do sistema convencional, onde a concessionária de energia fornece a energia elétrica para o edifício residencial. A análise econômica é realizada para os cenários 1.1, 2.1 e 3.

Segundo Tolmasquim, resultados obtidos mostram que a viabilização econômica de empreendimentos de cogeração depende de ações diferenciadas e combinadas sobre tarifas de gás, tarifas de eletricidade e acesso a financiamento para investimentos em equipamentos de cogeração (TOLMASQUIM; SOARES; ROGGIA, 2007).

Investir em unidades de cogeração também significa garantia da qualidade de fornecimento de eletricidade para o usuário final.

A Figura 35 refere-se a uma aplicação da cogeração sobre aspectos econômicos dos custos energéticos da operação. Trata-se de um consumidor com demanda elétrica e térmica (calor e frio), ao longo do ano.

Na figura percebe-se que a linha “d” representa o custo da eletricidade comprada da rede para o atendimento das demandas térmicas e elétricas de frio e calor. No caso do auto-suprimento, o custo da eletricidade produzida em ciclo simples é representado pela linha “e”, em princípio seria uma alternativa de alto custo de operação, pois as demandas térmicas são atendidas pela eletricidade produzida. Ao utilizar a cogeração, são descontados do custo representado pela linha “e”, o custo evitado do aquecimento (linha “b”) e da refrigeração (linha “a”), resultando a linha “c” (BARJA, 2006).

Pela magnitude e regularidade de suas demandas de vapor e de energia elétrica, o setor industrial normalmente é visto como o mais promissor à instalação de sistemas de cogeração. Neste trabalho foi utilizado o setor residencial, não apenas de um único consumidor, mas um conjunto de consumidores de um complexo residencial.

Devido à alta flexibilidade dos projetos de cogeração, não existe soluções rígidas para cada tipo de consumidor energético. O ponto de partida para esses projetos é um estudo

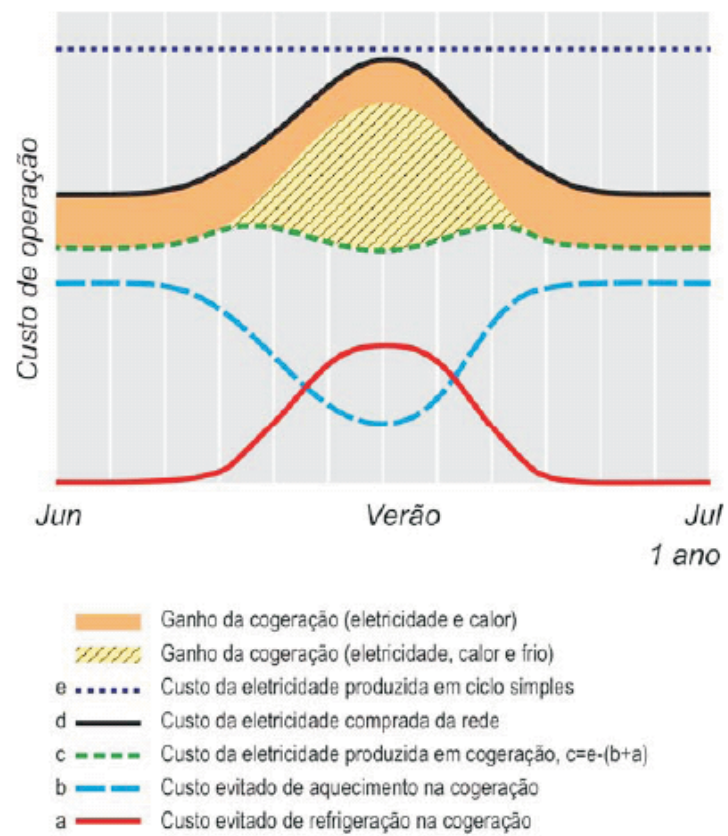


Figura 35: Economia gerada por uma planta de cogeração (BARJA, 2006).

preliminar de viabilidade. O objetivo deste estudo é identificar o sistema mais adequado (na ótica técnica) para as necessidades do consumidor e determinar se é atrativo economicamente ou não.

Segundo Barros, o estudo preliminar deve envolver as seguintes fases (BARROS, 2006):

1. Análise da atual situação energética;
2. Estimativa das necessidades futuras;
3. Avaliação técnica;
4. Avaliação econômica;

A primeira fase deste processo diz respeito à determinação das necessidades energéticas do edifício. Todas as medidas de economia de energia deverão já ter sido aprovadas, antes de se enveredar por um projeto de um sistema de Cogeração. Isto deve incluir a análise de consumos de energia elétrica e energia térmica, e particularmente de energia para arrefecimento, e da sua distribuição, bem como dos custos correspondentes aos sistemas existentes. As necessidades de combustíveis e de água quente ou vapor, bem como de frio, durante um período correspondente aos 2-3 anos anteriores, devem estar cuidadosamente registradas. Perfis de consumo diário, durante dias típicos, fornecem indicação sobre a utilização potencial da instalação. Previsões sobre consumos e utilizações futuras deverão ser feitas. A partir das análises anteriores a razão calor/eletricidade é calculada, que é um dos principais critérios pelo qual a máquina é selecionada (BARROS, 2006).

A análise de viabilidade econômica de unidades de cogeração a gás natural deve considerar especificidades setoriais quanto ao consumo de energia tais como o porte das demandas de energia, forma de gerenciamento da energia, valores de demanda contratada pelo usuário, grupo tarifário no qual o consumidor está enquadrado (TOLMASQUIM; SOARES; ROGGIA, 2007).

No balanço econômico do sistema de cogeração, incluem-se como receitas:

- A eletricidade que deixou de ser adquirida à rede;
- A venda de excedentes de energia elétrica se porventura gerados;
- Os impactos evitados de um possível desabastecimento de energia elétrica, contabilizada caso o empreendedor seja avesso a riscos;
- Incentivos fiscais;

- Receitas porventura geradas no caso de aproveitamento do dióxido de carbono gerado pela combustão (TOLMASQUIM; GUERREIRO, 2005) e (TOLMASQUIM; SOARES; ROGGIA, 2007).

No mesmo sentido, os custos de instalação de sistema de cogeração incluem:

- A aquisição de demanda suplementar de reserva;
- O investimento no sistema turbo/motor-gerador, bem como seus custos de manutenção;
- O investimento em caldeiras de recuperação e acessórios para o sistema de cogeração;
- Os custos de engenharia e instalação das unidades de cogeração;
- O custo dos combustíveis utilizados considerando-se a unidade de cogeração e o processo de produção original;
- Custo de capital necessário nos equipamentos para o tratamento e a purificação dos gases de exaustão para seu uso na carbonatação das bebidas;
- A carga tributária incidente sobre o preço FOB dos equipamentos (TOLMASQUIM; SOARES; ROGGIA, 2007).

Os ganhos devido aos custos de produção de eletricidade, água quente e vapor devem cobrir os custos relativos aos sistemas convencionais de atendimento, de forma a permitir redução no consumo de combustível e os gastos com energia do empreendimento, pois caso contrário a cogeração torna-se inviável.

Em um estudo de viabilidade econômica deve-se pensar: no investimento inicial, no custo de operação e manutenção, no custo do insumo energético (combustível), no valor do subproduto (energia elétrica ou térmica excedente) e na vida útil de instalação. Estes dados são comparados com a utilização de um sistema tradicional, alimentado pela concessionária de energia.

Barja equaciona cada variável do sistema de cogeração, e apresenta a seguinte fórmula que caracteriza a relação custo / benefício do sistema (BARJA, 2006).

$$\frac{C}{B} = \left( CC + CM - CS + li + \frac{(1 - R)i}{(1 + i)^v - 1} \right) \frac{1}{(Pl)(FC)8760} \quad (7.1)$$

Onde:

$C/B$  é a relação custo/benefício em  $[R\$/kWh]$ ;

$CC$  é o custo anual do insumo energético em  $[R\$/ano]$ ;

$CM$  é o custo de manutenção específico em  $[R\$/ano]$ ;

$VS$  é o valor do subproduto específico em  $[R\$/ano]$ ;

$R$  é o valor residual do investimento ao fim da vida útil de instalação em  $[R\$]$ ;

$I$  é o investimento inicial  $[R\$]$ ;

$FC$  é o fator capacidade;

$v$  é a vida útil do sistema em  $[anos]$ ;

$PI$  é a potência instalada em  $[kW]$ ;

$i$  é a taxa de juros  $[aa]$ .

O valor residual é como sendo um percentual do investimento inicial. Não é um numero de fácil estimativa, sendo que na literatura especializada esse valor freqüentemente diverge. O valor residual deve ser considerado quando, ao final da vida útil, partes da planta inicialmente instalada encontram-se em bom estado de conservação.

## 7.1 Custos de instalação

O custo de aquisição da microturbina foi exposto em (PECORA, 2006) e é de R\$ 109.756,10 para a microturbina de 28  $kW$ .

Tabela 25: Preço de aquisição e instalação dos equipamentos do sistema de cogeração.

| Equipamento            | Modelo   | Custo          |
|------------------------|----------|----------------|
| Microturbina 28 $kW$ * | C330     | R\$ 109.756,10 |
| Microturbina 60 $kW$   | C60-ICHP | R\$180.000,00  |
| Trocador de calor      | MicoGen  | R\$20.000,00   |
| Chiller de absorção    | 84 TR    | R\$460.000,00  |
| Boiler                 | 10.000 l | R\$30.000,00   |

(\*) O preço da microturbina foi baseado no Dólar Comercial de Venda do dia 01/04/2002 (1US\$ = 2,2935 R\$) e não incluem IPI - fonte (PECORA, 2006).

## 7.2 Custos de operação e manutenção

Para o levantamento dos custos de operação e manutenção da microturbina, foram considerados os padrões indicados no Manual de Serviços fornecidos pelo fabricante, e seus respectivos indicadores de inspeção, intervalos de manutenção e troca de componentes.

Os custos relacionados na Tabela 26 fornecidos pela ENEDIS, representante das microturbinas na América Latina, consideram os custos individuais dos componentes, impostos com importação, despesas alfandegárias e impostos locais (PECORA, 2006).

Tabela 26: Manutenção preventiva da microturbina.

| Microturbina                                |                                      |                                 |              |                                        |
|---------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------|----------------------------------------|
| Componente                                  | Inspeção e intervalo                 | Manutenção e intervalo          | Custo O&M*   | Custo O&M (vida útil do equipamento)** |
| Filtro de ar da turbina                     | Limpeza a casa 6 meses ou 4000 horas | Troca a cada 8.000 horas        | R\$ 317,88   | R\$ 1.035,51                           |
| Filtro de admissão (sistema interno de gás) | Limpeza a casa 6 meses ou 4000 horas | Inspecionar a cada 20.000 horas | R\$ 3.027,88 | R\$ 3.672,65                           |
| Filtro de admissão de combustível (externo) | Limpeza a casa 6 meses ou 4000 horas | Troca a cada 8.000 horas        | R\$ 3.085,67 | R\$ 10.051,76                          |
| Ignitor (sistema de gás)                    | “.                                   | Troca a cada 20.000 horas       | R\$ 979,32   | R\$ 1.187,86                           |
| Conjunto dos injetores (sistema de gás)     | “.                                   | Troca a cada 20.000 horas       | R\$ 3018,25  | R\$ 3661,00                            |
| TET Termopar (sistema de gás)               | “.                                   | Troca a cada 20.000 horas       | R\$ 738,51   | R\$ 895,77                             |

(\*) Preços baseados na cotação do Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002

(1US\$ = R\$ 2,2935)

(\*\*) O “Custo de O&M (vida útil do equipamento)” é uma projeção do “Custo O&M”, levando em consideração os tempos de intervalo para manutenção de cada componente em função do tempo de vida útil da microturbina, estimado em 40.000 horas de acordo com o fabricante do equipamento, a valor presente

Com base nessas informações, foi calculado o custo total de operação e manutenção da microturbina, no valor de R\$ 20.504,55, para um regime de operação de 40.000 horas (PECORA, 2006).

O custo de manutenção da microturbina C330 anual foi considerado de R\$ 5000,00. O custo de manutenção da microturbina C60-ICHP anual foi considerado de R\$ 8000,00.

Tabela 27: Resumo do custo anual de manutenção dos equipamentos do sistema de cogeração.

| Equipamento               | Modelo   | Custo        |
|---------------------------|----------|--------------|
| Microturbina 30 <i>kW</i> | C330     | R\$ 5.000,00 |
| Microturbina 60 <i>kW</i> | C60-ICHP | R\$8.000,00  |
| Trocador de calor         | MicoGen  | R\$1.000,00  |
| Chiller de absorção       | 84 TR    | R\$4.000,00  |
| Boiler                    | 10.000 l | R\$1.000,00  |

## 7.3 Custos com energia elétrica adquirida da concessionária

### 7.3.1 Configuração convencional

A configuração convencional foi dimensionada da seguinte forma: as cargas térmicas e elétricas do edifício são supridas com a eletricidade da rede. A água quente é obtida pela utilização do chuveiro elétrico e o ar refrigerado pelo uso do ar condicionado.

O consumo de energia elétrica é de 1.081,79 *kWh*/ dia. Considerando que não há distinção no consumo dos dias de semana, sábado e domingo o consumo mensal de energia elétrica será de 32.453,77 *kWh*. A tarifa de energia elétrica para a classe residencial é de 0,43364 R\$/*kWh*, sem impostos. Acrescentando o PIS/PASEP (0,73%), o COFINS (4,87%) e o ICMS (17% de alíquota para a classe residencial), no mês de agosto de 2007, este valor sobe para 0,551715 R\$/*kWh* (Anexo 1). Portanto, o gasto com energia elétrica para a classe residencial será de R\$ 17.905,23 , exposto na Tabela 28.

Tabela 28: Total gasto com energia elétrica para a configuração convencional.

| Consumo de energia elétrica mensal ( <i>kWh</i> ) | Tarifa de energia elétrica para a classe residencial (R\$/ <i>kWh</i> ) | Total gasto com energia elétrica para a configuração convencional (R\$) |
|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 32.453,77                                         | 0,551715                                                                | 17.905,23                                                               |

### 7.3.2 Configuração 1.1

Para a configuração 1.1, apresentada no capítulo 5, a energia elétrica comprada da concessionária é aquela necessária para complementar a energia elétrica fornecida. A Tabela 29 apresenta os custos com energia elétrica da configuração 1.1.

Tabela 29: Total gasto com energia elétrica para a configuração 1.1

| Consumo de energia elétrica mensal ( $kWh$ ) | Tarifa de energia elétrica para a classe residencial ( $R\$/kWh$ ) | Total gasto com energia elétrica para a configuração 1.1 ( $R\%$ ) |
|----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| 8.501,64                                     | 0,551715                                                           | 4.690,48                                                           |

### 7.3.3 Configuração 2.1

Na configuração 2.1, a energia elétrica é completamente atendida pela microturbina, portanto não será comprada energia elétrica da concessionária nesta configuração.

### 7.3.4 Configuração 3

Na configuração 3, a energia elétrica é completamente atendida pela microturbina, portanto não será comprada energia elétrica da concessionária nesta configuração.

## 7.4 Custos com o insumo energético

### 7.4.1 Configuração convencional

A configuração convencional as demandas elétricas e térmicas são supridas pela concessionária de energia local, portanto não existem custos com gás natural para esta configuração.

### 7.4.2 Configuração 1.1

Na configuração 1.1 torna-se necessário a aquisição de gás natural para geração de energia elétrica e térmica (aquecimento de água), conforme exposto na Tabela 30.

### 7.4.3 Configuração 2.1

Na configuração 2.1, as energias elétrica e térmica (de água quente) são atendidas pela microturbina. O custo com o gás natural encontra-se exposto na Tabela 31.

Tabela 30: Total gasto com gás natural para a configuração 1.1

| Consumo de gás natural ( $m^3$ ) | Tarifa de gás natural para a classe residencial (R\$/ $m^3$ ) | Total gasto com o gás natural para a configuração 1.1 (R\$) |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 3.3313,11                        | 1,17418                                                       | 3.890,19                                                    |

Tabela 31: Total gasto com gás natural para a configuração 2.1.

| Consumo de gás natural ( $m^3$ ) | Tarifa de gás natural para a classe residencial (R\$/ $m^3$ ) | Total gasto com o gás natural para a configuração 2.1 (R\$) |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 4665,91                          | 1,17418                                                       | 5478,62                                                     |

#### 7.4.4 Configuração 3

Na configuração 3, as energias elétrica e térmica são atendidas pela microturbina. O gasto total com gás natural encontra-se exposto na Tabela 32.

Tabela 32: Total gasto com gás natural para a configuração 3.

| Consumo de gás natural ( $m^3$ ) | Tarifa de gás natural para a classe residencial (R\$/ $m^3$ ) | Total gasto com o gás natural para a configuração 3 (R\$) |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| 3688,58                          | 1,17418                                                       | 4331,06                                                   |

## 7.5 Relação custo benefício

A análise econômica baseada na relação custo/benefício (R\$/ $kWh$ ) do sistema de cogeração pode ser resumida na Tabela 33. A configuração convencional considera a tarifa de energia elétrica do estado de Mato Grosso do Sul (tarifa + impostos incidentes

na tarifa). Nas demais configurações a relação é calculada através da Equação 7.1 que relaciona o custo anual com o combustível, o investimento inicial, o custo de manutenção, dentre outras variáveis.

Tabela 33: Relação custo / benefício das configurações.

| Configuração | Relação custo / benefício (R\$/kWh) |
|--------------|-------------------------------------|
| Convencional | 0,551715                            |
| 1.1          | 0,419515                            |
| 2.1          | 0,411257                            |
| 3            | 1,190214                            |

As configurações 1.1 e 2.1 mostraram resultados promissores quando comparados com o ambiente tradicional de sustentação energética.

A vida útil de todos os equipamentos foram considerados de 5 anos, sendo igual a vida útil da microturbina. Porém a vida útil dos equipamentos (*chiller* de absorção, trocador de calor e boiler) são maiores. Uma nova análise de viabilidade econômica precisa ser realizada para que esses dados sejam incluídos. Além disso, para a configuração tradicional o custo de aquisição, instalação e manutenção dos aparelhos de ar condicionado para o edifício residencial não foram considerados.

A inclusão desses dados permitirá na obtenção de melhores resultados na comparação entre a configuração convencional e a configuração 3.

Estes valores são importantes para se chegar a conclusão que compensa deixar o ambiente tradicional de sustentação energética por um sistema de cogeração que utiliza microturbina.

## 8 *Análise de Sensibilidade*

A Análise de Sensibilidade consiste num estudo efetuado em análise de viabilidade com o objetivo de determinar o grau de variação dos resultados e dos indicadores de viabilidade de um determinado projeto face a alterações nas variáveis mais relevantes para a determinação da viabilidade, nomeadamente variações nos preços de venda, variações nos preços de custo, variações nas quantidades vendidas e variações nas quantidades dos inputs. A análise de sensibilidade permite, desta forma, traçar diversos cenários na análise da viabilidade do projeto e verificar até que ponto a viabilidade do projeto se mantém face a alterações, com diversos graus de intensidade, nas suas variáveis mais importantes (DICIONÁRIO..., 2005).

Portanto para cada configuração apresentada será realizado a análise de sensibilidade para cada cenário:

- Cenário 1 - Preços atuais de gás e energia elétrica.
- Cenário 2 - Aumento do preço da energia elétrica (5, 10 e 15%).
- Cenário 3 - Aumento no preço do gás natural (5,10 e 15%)

Comparando o total gasto por mensal para configurações propostas, a que apresentou um melhor resultado foi 2.1, seguido dá 1.1. Em ambas as configurações, compensa deixar o modelo tradicional de sustentação energética. Os dados encontram-se expostos na Tabela 34.

O investimento no chiller de absorção não apresentou bons resultados (configuração 3). Uma melhor análise desse cenário deve ser feita, levando em conta se existe mesmo a necessidade de instalação de 84 TR de refrigeração. Além disso, o investimento do chiller deve ser analisado em toda sua vida útil, não em cinco anos.

Os dados da Tabela 35 mostram o custo total por mês das diferentes configurações com variação no custo da eletricidade fornecida pela concessionária.

Tabela 34: Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando preços atuais de comercialização da eletricidade e do gás natural

| Cenário 1    | Custo Total da Eletricidade Fornecida pela Concessionária (R\$) | Custo Total da Eletricidade Fornecida Microturbina (R\$) | Custo Total por Mês (R\$) |
|--------------|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------|
| Convencional | 17.905,23                                                       | 0,00                                                     | 17.905,23                 |
| 1.1          | 4.690,48                                                        | 7.993,04                                                 | 12.683,52                 |
| 2.1          | 0,00                                                            | 11.371,01                                                | 11.371,01                 |
| 3            | 0,00                                                            | 23.597,12                                                | 23.597,12                 |

Os dados expostos na Tabela 35 foram traduzidos para a Figura 36.

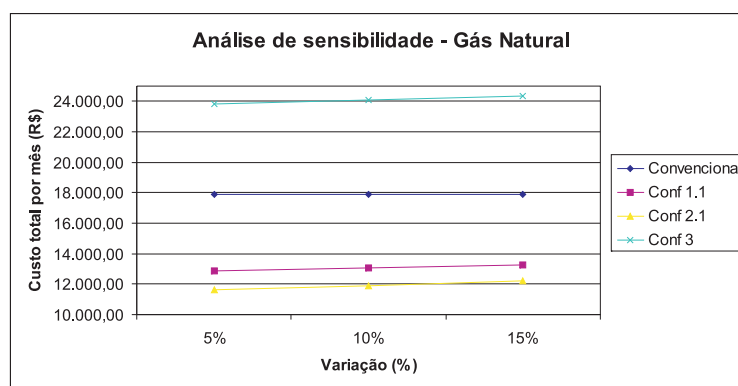


Figura 36: Análise de sensibilidade considerando variação no preço da energia elétrica fornecida pela concessionária

Novamente, com aumento nos preços de energia elétrica. As duas configurações, 2.1 e 1.1, continuam sendo melhores que o ambiente tradicional.

Os dados da Tabela 36 mostram o custo total por mês das diferentes configurações com variação no custo do gás natural.

Os dados expostos na Tabela 36 foram traduzidos para a Figura 37.

Mesmo com aumento no custo do insumo energético, as configurações, 2.1 e 1.1, continuam sendo melhores que o ambiente tradicional. Porém essa diferença passa a ser menor.

Note que quando aumenta o custo da eletricidade fornecida pela concessionária e o preço do gás natural, o custo total gasto por mês para a configuração 1.1 varia. Isso porque, esta produz eletricidade (o aumento do preço do insumo energético altera o preço

Tabela 35: Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando variação no preço da eletricidade fornecida pela concessionária.

| Cenário 2      | Configurações    | Custo Total por mês (R\$) |
|----------------|------------------|---------------------------|
| Aumento de 5%  | Convencional     | 18.800,50                 |
|                | Configuração 1.1 | 12.918,04                 |
|                | Configuração 2.1 | 11.371,01                 |
|                | Configuração 3   | 23.597,12                 |
| Aumento de 10% | Convencional     | 19.695,77                 |
|                | Configuração 1.1 | 13.152,57                 |
|                | Configuração 2.1 | 11.371,01                 |
|                | Configuração 3   | 23.597,12                 |
| Aumento de 15% | Convencional     | 20.591,02                 |
|                | Configuração 1.1 | 13.387,09                 |
|                | Configuração 2.1 | 11.371,01                 |
|                | Configuração 3   | 23.597,12                 |

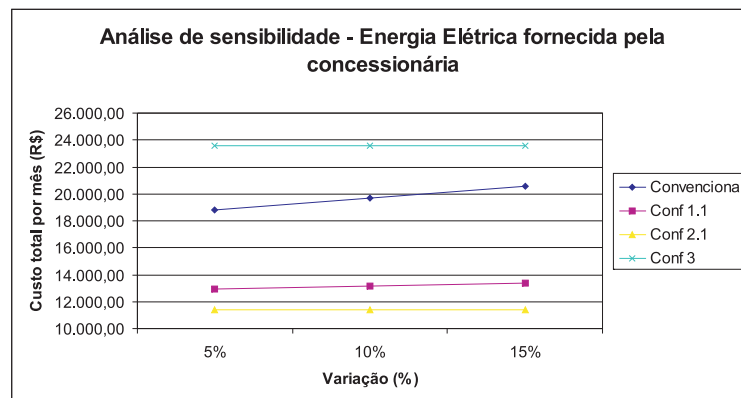


Figura 37: Análise de sensibilidade considerando variação no preço do gás natural

Tabela 36: Análise de sensibilidade para diferentes tipos de configurações considerando variação no preço do gás natural.

| Cenário 3      | Configurações    | Custo Total por mês (R\$) |
|----------------|------------------|---------------------------|
| Aumento de 5%  | Convencional     | 17.905,23                 |
|                | Configuração 1.1 | 12.877,36                 |
|                | Configuração 2.1 | 11.644,00                 |
|                | Configuração 3   | 23.843,98                 |
| Aumento de 10% | Convencional     | 17.905,23                 |
|                | Configuração 1.1 | 13.071,21                 |
|                | Configuração 2.1 | 11.916,99                 |
|                | Configuração 3   | 24.090,85                 |
| Aumento de 15% | Convencional     | 17.905,23                 |
|                | Configuração 1.1 | 13.265,05                 |
|                | Configuração 2.1 | 12.189,99                 |
|                | Configuração 3   | 24.337,71                 |

da energia elétrica fornecida pela microturbina) e compra energia elétrica da concessionária.

## *Considerações Finais*

Os investimentos na geração do setor elétrico Brasileiro não acompanham o crescimento da economia. Pesquisas recentes prevêem que o País está entrando em um novo “apagão” energético. Portanto propostas de sustentação energética são válidas para migrar do mercado tradicional de energia. Estudos de caso e de equipamentos para o setor residencial são importantes devido à representatividade deste setor na economia do país.

Primeiramente pelo lado da carga, as curvas de demanda elétrica e térmica (água quente e ar frio) foram estimadas para a classe residencial. Para a determinação da curva típica foi utilizados dados fornecidos por CERCHIARI.

Nestas curvas típicas de demanda, a carga elétrica e térmica estavam agupadas. As curvas de demanda térmica de água quente e ar condicionado foram estimadas com base nos hábitos de consumo da população sul-matogrossense.

O sistema de cogeração proposto consiste na microturbina a gás natural, o trocador de calor, o chiller de absorção e o boiler. Para esse sistema diferentes configurações foram simuladas. As configurações foram diferenciadas pelo dimensionamento das demandas elétrica e térmica.

Os resultados obtidos pelas configurações 1.1, 2.1 e 3 foram consideradas para o estudo de viabilidade econômica e posteriormente para a análise de sensibilidade. Na primeira configuração, parte da energia elétrica é suprida pela microturbina e parte pela concessionária. Além disso, o sistema de cogeração produz água quente para o edifício. Na segunda, 2.1, a energia elétrica é toda suprida pela microturbina, neste caso o prédio se torna energeticamente auto-suficiente. A energia térmica de água quente é fornecida pelo sistema de cogeração, enquanto a demanda térmica de ar frio é alimentada pela utilização de ar- condicionados. A configuração 3 é a mais completa de todas, pois neste caso o prédio é totalmente alimentado pela microturbina, tanto a demanda de energia elétrica como a demanda de energia térmica de ar frio e água quente.

As configurações 1.2 e 2.2 foram descartadas, isso porque a configuração 1.2 produz energia elétrica muito excessiva (energia não comercializada) em alguns momentos e em outros houve falta de energia elétrica produzida. A configuração 2.2 não conseguiu atender

a demanda térmica, com isso se resta a dúvida de como suprir essa demanda térmica de ar frio faltante. Essas configurações não foram consideradas para análise econômica.

Na análise econômica, relação custo/benefício ( $R\$/kW$ ), é calculada. As configurações 1.1 e 2.1 foram consideradas satisfatórias. Como resultado chega-se a conclusão que compensa deixar o ambiente tradicional de fornecimento de energia por essas configurações, em especial a 2.1 que mostrou melhores resultados. Em relação a configuração 3, a relação custo benefício não foi muito satisfatória. Os parâmetros desta análise devem ser revisados.

Finalmente, na análise de sensibilidade, a variação nos preços da eletricidade fornecida pela concessionária e do insumo energético constatou que as configurações 2.1 e 1.1 foram as melhores opções.

Como sugestão para trabalhos futuros, o edifício residencial deveria ser totalmente atendido pela microturbina, tanto as demandas elétricas quanto as térmicas de ar condicionado, não havendo produção de excedentes de energia. Para isso, aparelhos de ar condicionado poderiam ser adicionados ao sistema elétrico do edifício residencial. Além disso, outros insumos energéticos poderiam ser analisados para alimentação da microturbina, como o biodiesel ou o biogás. Outra sugestão é a simulação do sistema considerando a variação térmica ao longo do ano, com isso as curvas de demanda elétrica e térmica variariam de acordo com a temperatura, umidade e pressão atmosférica dos diferentes dias do período de simulação.

# Referências

- ABRIL. <http://super.abril.com.br/pordentrotecnologia/docs/info20026.pdf>, 2002.
- AGÊNCIA ESTADO. *Consumo de Energia Elétrica Cresce 8,2%*. Disponível em: <http://diariodonordeste.globo.com/noticia.asp?codigo186380&modulo=964>: Diário do Nordeste, Acesso em:16/092007, 2007.
- BARJA, G. J. A. *A cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico*. Brasília: Dissertação de Mestrado, UNB, 2006.
- BARROS, A. F. J. *Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica em Sistemas de Cogeração com a Instalação de Chiller de Absorção em Grupos Motores Geradores para a Produção de Energia Térmica*. São Luís, Maranhão: Monografia apresentada na UEM, 2006.
- BIAN, J. *Performance Investigation of CHP Equipment*. Master of Science: [s.n.], 2005.
- BONA, F. S.; FILHO, E. R. *As microturbinas e a Geração Distribuída*. [S.l.: s.n.], 2004.
- CERCHIARI, S. C. *Determinação de Curvas Típicas de Demanda de Consumidores de Baixa Tensão Utilizando Mapas Auto Organizáveis (SOM) para Agrupamento e Conjuntos Aproximados para Classificação de Consumidores*. Campo Grande, MS: Dissertação de mestrado, UFMS, 2006.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation. *Transaction on IEEE on Energy Conversion*, v. 19, n. 4, p. 764–773, December 2004.
- COGEN - SÃO PAULO. Cogeração a Gás já é Alternativa Viável à Geração Centralizada de Energia. *Revista ELO*, p. 27–31, Maio/Junho 2005.
- DAVIS, M. W. Mini Gas Turbines and High Speed Generators - a Preferred Choice for Serving Large Commercial Customers and Microgrids - Part I - Generating System. In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Chicago, EUA: [s.n.], 2002. v. 2, p. 669–676.
- DAVIS, M. W. Mini Gas Turbines and High Speed Generators a Preferred Choice for Serving Large Commercial Customers and microgrids. II. Microgrids. In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Chicago, EUA: [s.n.], 2002. v. 2, p. 682–687.
- DAVIS, M. W.; GIFFORD, A. H.; KRUPA, T. J. Microturbines - an Economic and Reliability Evaluation for Commercial, Residential, and Remote Load Applications. *Transaction on IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 4, p. 1556–1562, November 1999.

DICIONÁRIO DE GESTÃO. [S.l.]:

[www.notapositiva.com/dicionario\\_gestao/analise\\_sensibilidade.htm](http://www.notapositiva.com/dicionario_gestao/analise_sensibilidade.htm), 2005.

Eletrosul. [http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdiindex.php?pg=cl\\_abre&cd=okoggc28%5BUhh](http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdiindex.php?pg=cl_abre&cd=okoggc28%5BUhh), 2007.

EMBRAPA. Metodologia para Construção de Cenários: Conceitos Básicos.

<http://www.cgee.org.br/arquivos/pro0103.pdf>, 2003.

ENERGY NEXUS GROUP. *Technology Characterization: Microturbines*. [S.l.: s.n.], 2002.

FERNANDES, J. C. *Apostila de Acústica e Ruídos - Capítulo 6*.

<http://www.feb.unesp.br/jcandido/acustica/Apostila/Capitulo%2006.pdf>: UN-ESP, 2005.

FRANCISQUINI, A. A. *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. [S.l.]: Dissertação de mestrado, UNESP, 2006.

FREIRE, F.; PONTES, A. B.; MARICATO, B. R. *Estudo de Viabilidade Econômica da Implementação de uma Microturbina*. Coimbra: Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, 2003.

FREITAS, W. et al. Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generations Applications. *Transaction on IEEE Power System*, v. 21, n. 1, p. 301–311, Feb. 2006.

FRIEDRICH, M.; ARMSTRONG, P. R.; SMITH, D. I. *New technology demonstration of microturbina with heat recovery at Fort Drum, New York*. [S.l.]: Pacific Northwest National Laboratory, 2004.

GAMA, P. H. R. P. et al. *Oportunidades e Barreiras da Geração Distribuída para a Distribuição de Energia Elétrica: Aspectos Tecnológicos, Ambientais, Comerciais e Legais*. [S.l.: s.n.], 2003.

GARCEZ, E. W.; CHIRARDI, A. G. *Elasticidades da demanda residencial de energia elétrica*. Porto Seguro, Bahia: XXXI Encontro Nacional de Economia, 2003.

GOLBARG, M. C.; GOLBARG, E. F.; MEDEIROS, F. D. *Algoritmos Evolucionários na Determinação de Custo Mínimo de Sistemas de Co-geração de Energia com Base no Gás Natural*. [S.l.: s.n.], 2005.

GOLDEMBERG, J. Pesquisa e Desenvolvimento na Área de Energia. *São Paulo em Perspectiva*, v. 14, n. 3, p. 91–97, Julho 2000.

GUIMARÃES, M. A. et al. *Desenvolvimento e Avaliação de Modelos e Sistemas de Cogeração de Energia a Partir do Gás Natural - Estudo de Viabilidade Econômica*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2002.

GUTTROMSON, R. T.; CHASSIN, D. P.; WIDERGREN, S. E. Residential Energy Resource Models for Distribution Feeder Simulation - 2003123456780. *São Paulo em Perspectiva*, 2000.

- HIGBEE, J.; BREHM, J. *Residential Electric Power Systems: Implications for Distributed Generation*. [S.l.]: Colorado Scholl of Mines, 2005.
- HO, J. C.; CHUA, K. L.; CHOU, S. K. Performance Study of a Microturbine System for Cogeneration Application. *Renewable Energy*, v. 29, n. 7, p. 1121–1133, June 2004.
- JÚNIOR, J. P. S. *Combate ao Desperdício de Energia*. Juiz de Fora, Minas Gerais: UFJF, Dissertação de Mestrado, 2005.
- KAIKKO, J.; BACKMAN, J. Technical and Economic Performance Analysis for Microturbine in Combined Heat and Power Generation. *Enegey*, v. 32, n. 4, p. 378–387, April 2007.
- KALINA, J. *Energy for Buildings - Estimations of Demand Variations and Modern System of Energy Supply*. Poland: [s.n.], 2004.
- KRONA. <http://www.krona.svr.br/display05.htm>, 2005.
- LAMBERTS, R.; WESTPHAL, F. S. Simulação Energética de Edificações no Programa Energyplus Utilizando Dados das Normas Climatológicas. In: *Proceedings of the ENCA, ELACAC 2005*. [S.l.: s.n.], 2005.
- LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.
- LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. *Geração Termelétrica - Planejamento, Projeto e Operação, Volume II*. [S.l.: s.n.], 2004.
- MONTEIRO, J. V. F. *A Contribuição da Automação para o Mercado Residencial Brasileiro do Gás Combustível*. São Paulo, SP: USP, Dissertação de Mestrado, 2002.
- OGATA, K. *Modern Control Engineering*. 3th.. ed. New Jersey, USA: Prentice-Hall, 1997.
- ONOVWIONA, H. I.; UGURSAL, V. I. Residential Cogeneration Systems: Review of Current Technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 10, n. 5, p. 389–431, October 2006.
- ORTEGOSA, C. Z. *Metodologia para Estudos da Viabilidade Econômico-financeira no Uso do Gás Natural em Instalações Prediais Residenciais: uma Aabordagem via Dinâmica dos Sistemas*. Campo Grande, MS: UFMS, Dissertação de Mestrado, 2006.
- PARO, A. C. *Estudo da Contribuição do Gás Natural no Setor Elétrico - Uma Análise nos Cenários de sua Expansão nos Setores de Geração Termelétrica, Cogeração e Residencial*. [S.l.]: Dissertação de mestrado, USP, 2005.
- PAULO, S. *Estratégia tecnológica para o gás natural em São Paulo*. <http://www.oti.ipt.br/GN/GN-Resumo-Executivo.pdf>: OTI - Observatório de Tecnologia e Inovação, 2007.
- PECORA, V. *Implementação de uma Unidade Demonstrativa de Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás do Tratamento do Esgoto Residencial da USP - Estudo de Caso*. São Paulo: Dissertação, USP, 2006.

- PIERONI, P. F. *Impacto das Mudanças no marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução*. São Paulo: [s.n.], 2005.
- PIPATTANASOMPORN, M.; WILLINGHAM, M.; PAHMAN, S. *Implications of Site Distributed Generation for Commercial / Industrial Facilities*. [S.l.: s.n.], 2005.
- PRAÇA, E. R. *Distribuição de Gás Natural no Brasil: um Enfoque Crítico e de Minimização de Custos*. Fortaleza: Dissertação de Mestrado, 2003.
- RIBEIRO, A. E. D. *Uma Metodologia Alternativa de Avaliação Preliminar de Consumo de Energia Elétrica Direcionada a Instituições de Ensino Superior*. Rio de Janeiro: UFRJ, Dissertação de Mestrado, 2002.
- RUCKER, C. P. R.; BAZZO, E. Análise Termodinâmica de um Sistema Compacto de Cogeração Utilizando Microturbina a Gás Natural. In: *2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. [S.l.: s.n.], 2003.
- SANTOS, R. F. *A arquitetura e a Eficiência nos Usos Finais da Energia para o Conforto Ambiental*. São Paulo: Dissertação de Mestrado, 2003.
- SERRÃO, F. C. C. *Modelo de Previsão de Carga de Curto Prazo Utilizando Redes Neurais e Lógica Fuzzy*. [S.l.]: Dissertação de mestrado, PUC RJ, 2003.
- SILVA, L. M. *Avaliação do Carregamento de Transformadores em Três Edificações Residenciais na Cidade de Campo Grande /MS*. Campo Grande, MS: Monografia, UFMS, 2006.
- STAUTON, R. H.; OZPINECI, B. *Microturbine Power Conversion Technology Review*. Tennessee, EUA: Oak Ridge National Laboratory, 2003.
- TAVARES, S. F.; LAMBERTS, R. Consumo de Energia para Construção, Operação e Manutenção das Edificações Residenciais no Brasil. In: *Proceedings of the ENCA, ELACAC 2005*. [S.l.: s.n.], 2005.
- TOLMASQUIM, M.; GUERREIRO, A. *Estudos das Premissas Básicas para as Projeções do Mercado de Energia Elétrica 2005-2015 - Capítulo 4 - Indicadores*. <http://www.epe.gov.br/Lists/PremissasMercado/Attachments/1/Cap20420Indicadores.pdf>: EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2005.
- TOLMASQUIM, M. T.; SOARES, J. B.; ROGGIA, R. S. Análise da Substituição da Eletricidade por Gás Natural no Rio de Janeiro em Setores Selecionados. In: *IV CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2007.
- ZARRIGHALAM, A. M.; KAZERANI, M. Comprehensive Analysis of a Dispersed Generation Scheme Based on Microturbine and Induction Generator. In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 2, p. 2206–2211.

## *Anexo 1*

Entendendo o calculo da tributação de ICMS, PIS/PASEP e COFINS na tarifa para a classe residencial. O mês utilizado para o cálculo da tarifa foi agosto do ano de 2007.

**PIS/PASEP** - Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, tem como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais. Para o mês de agosto de 2007 o PIS/PASEP foi de 0,73%.

**COFINS** - Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social, foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social. Para o mês de agosto de 2007 o COFINS foi de 4,87%.

**ICMS** - Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços, surgiu na constituição de 1988, pela fusão do ICM (circulação de mercadorias) com os impostos únicos federais sobre: minerais, combustíveis, energia elétrica, transporte e comunicação

O **ICMS** é calculado como:

$$\text{ICMS} = (\text{Consumo em reais} + \text{PIS/PASEP} + \text{COFINS}) \left[ \left( \frac{1}{1-x} \right) - 1 \right]$$

Sendo  $x$  a alíquota referente à classe do cliente. Para a classe residencial esta tarifa é de 17%.

Tabela 37: Tabela de alíquota mensal do PIS/PASEP e do COFINS

| Mês     | PIS / PASEP | COFINS | Total |
|---------|-------------|--------|-------|
| out/05  | 0,71        | 3,24   | 3,95  |
| nov/05  | 0,86        | 3,74   | 4,57  |
| dez/05  | 1,12        | 5,16   | 6,28  |
| jan/06  | 1,18        | 5,5    | 6,68  |
| fev/06/ | 0,87        | 3,*95  | 4,82  |
| mar/06  | 0,78        | 3,41   | 4,19  |
| abr/06  | 1,26        | 5,82   | 7,08  |
| mai/06  | 1,39        | 657    | 7,96  |
| jun/06  | 0,71        | 3,2    | 3,91  |
| jul/06  | 0,65        | 2,74   | 3,39  |
| ago/06  | 1,34        | 6,2    | 7,54  |
| set/06  | 1,4         | 6,72   | 8,12  |
| out/06  | 0,74        | 3,34   | 4,08  |
| nov/06  | 0,5         | 1,9    | 2,40  |
| dez/06  | 1,37        | 6,34   | 7,71  |
| jan/07  | 1,72        | 8,4    | 10,12 |
| fev/07  | 0,71        | 3,19   | 3,90  |
| mar/07  | 0,35        | 0,95   | 1,30  |
| abr/07  | 1,33        | 6,21   | 7,54  |
| mai/07  | 1,36        | 6,88   | 8,24  |
| jun/07  | 1,53        | 5,54   | 7,07  |
| jul/07  | 1,34        | 4,16   | 5,50  |
| ago/07  | 0,73        | 4,87   | 5,60  |
| set/07  | 0,59        | 4,84   | 5,43  |

## Anexo 2

Dados de entrada do sistema de cogeração

Dados das condições ambientais (dados medidos pelo INMET na estação meteorológica de São Gabriel do Oeste) no dia 3 de julho de 2007. Dia aleatório.

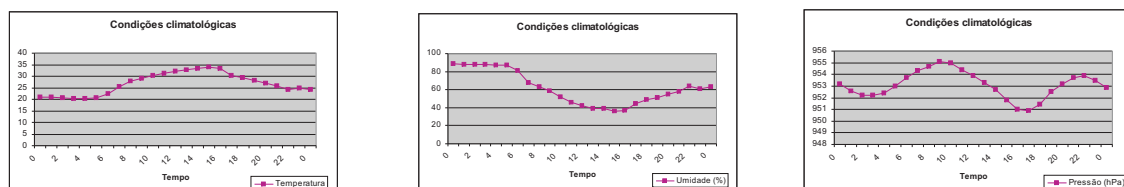


Figura 38: Condições climatológicas.

Tabela 38: Dados das condições ambientais.

| Data       | Hora         | Temperatura | Umidade (%) | Pressão (hPa) |
|------------|--------------|-------------|-------------|---------------|
|            | Campo Grande | Inst.       | Inst.       | Inst.         |
| 21/11/2007 | 0            | 20,8        | 89          | 953,2         |
| 21/11/2007 | 1            | 20,8        | 88          | 952,6         |
| 21/11/2007 | 2            | 20,5        | 88          | 952,2         |
| 21/11/2007 | 3            | 20,4        | 88          | 952,2         |
| 21/11/2007 | 4            | 20,4        | 87          | 952,4         |
| 21/11/2007 | 5            | 20,5        | 87          | 953,0         |
| 21/11/2007 | 6            | 22,5        | 81          | 953,7         |
| 21/11/2007 | 7            | 25,6        | 68          | 954,3         |
| 21/11/2007 | 8            | 27,8        | 63          | 954,7         |
| 21/11/2007 | 9            | 29,2        | 59          | 955,1         |
| 21/11/2007 | 10           | 30,2        | 52          | 955,0         |
| 21/11/2007 | 11           | 31,2        | 46          | 954,0         |
| 21/11/2007 | 12           | 32,1        | 42          | 953,9         |
| 21/11/2007 | 13           | 32,8        | 39          | 953,3         |
| 21/11/2007 | 14           | 33,2        | 39          | 952,7         |
| 21/11/2007 | 15           | 33,8        | 36          | 951,8         |
| 21/11/2007 | 16           | 33,2        | 37          | 951,0         |
| 21/11/2007 | 17           | 30,4        | 44          | 950,9         |
| 21/11/2007 | 18           | 29,3        | 49          | 951,4         |
| 21/11/2007 | 19           | 28,2        | 51          | 952,5         |
| 21/11/2007 | 20           | 27,0        | 55          | 953,2         |
| 21/11/2007 | 21           | 25,9        | 58          | 953,7         |
| 21/11/2007 | 22           | 24,2        | 64          | 953,9         |
| 21/11/2007 | 23           | 24,8        | 61          | 953,5         |
| 22/11/2007 | 0            | 24,3        | 63          | 952,9         |