



GRUPO II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS (GPT)

EFEITOS DA VARIAÇÃO DA DEMANDA ENERGÉTICA NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO

José Antônio Perrella Balestieri*

Mario Alberto Basulto Ernst

UNESP

RESUMO

Através de um estudo de caso é apresentado o efeito da variação de demanda energética na viabilidade econômica de um sistema de cogeração. Com valores e custos reais obtidos numa indústria química foi possível estabelecer relações entre valores médios de demanda e valores médios acima e abaixo desta demanda média. Assim, pôde ser estimada a energia realmente fornecida pelos equipamentos de cogeração e o efeito sobre a eficiência dos mesmos.

PALAVRAS-CHAVE

Cogeração, demanda energética, energia elétrica, energia térmica

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos estudos preliminares para a implantação de um sistema de cogeração é comum estabelecer-se valores médios de demanda energética, seja elétrica ou térmica, a partir de estimativas ou coleta de dados reais; e com esses valores médios são escolhidos equipamentos e analisados os benefícios econômicos. Essa análise preliminar não considera, por exemplo, que se os equipamentos são especificados para capacidades equivalentes às médias, na situação real de operação haverá períodos de demanda maior ou menor do que a capacidade do equipamento. No primeiro caso deverá ser produzida energia de forma convencional, ou seja, se for térmica em caldeira convencional, se for energia elétrica adquirida da concessionária. No segundo caso, se não houver possibilidade de venda do excedente, o equipamento

operará com eficiências menores do que a nominal, provavelmente a utilizada quando o estudo não considera as variações da demanda.

Na prática, o equipamento trabalhará um tempo ínfimo no ponto de operação considerado, e, como será explicado, somente quando a demanda da fábrica estiver acima da capacidade do equipamento.

Na Figura 1 é mostrada a curva de demanda elétrica de um dia específico, na indústria considerada.

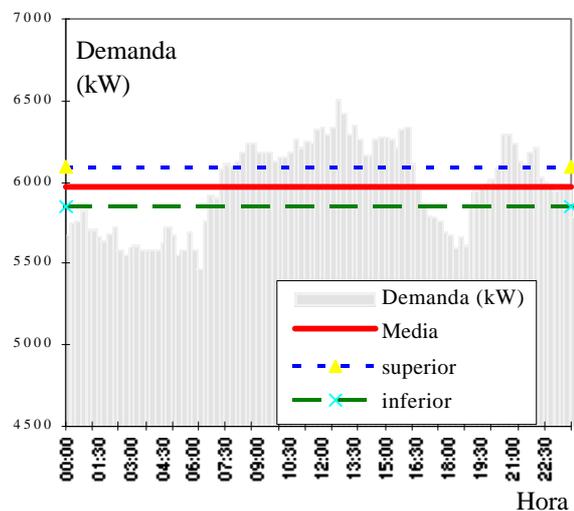


FIGURA 1

A área da curva acima da média representa a energia que deverá ser adquirida da concessionária se o equipamento foi selecionado para uma capacidade igual a essa média. Nesses intervalos, a turbina e a caldeira trabalharão com sua capacidade máxima e,

dependendo do equipamento, poderão operar num ponto de eficiência máxima. A linha tracejada, denominada como superior na Figura 1, junto com a linha de demanda média, forma um retângulo cuja área é também igual à mencionada anteriormente, representando também o déficit de energia.

A área abaixo da linha de demanda média, entre esta e a linha de demanda real, representa a energia produzida mas não aproveitada pela fábrica, ou seja, pode ser um excedente vendido para terceiros ou simplesmente energia descartada. Como esta última possibilidade é antieconômica, o normal é que o equipamento trabalhe com capacidade menor do que a nominal, o que com frequência também significa trabalhar com eficiência menor.

Esta última área também pode ser representada pelo retângulo formado pela linha de demanda média e a indicada como inferior. Resulta claro que as áreas inferiores e superiores devem ser iguais. A linha inferior corresponde a uma demanda média inferior, utilizada para corrigir o valor do rendimento ou eficiência em relação ao nominal. Neste trabalho é utilizado como parâmetro o percentual da área superior ou inferior em relação a área abaixo a linha de demanda média, o que é equivalente ao percentual de déficit ou excedente de energia em relação a energia efetivamente consumida pela indústria. Este percentual também é um indicativo da variabilidade da demanda.

2.0 - MODELAGEM DAS CURVAS DE DEMANDA

2.1 Determinação da energia consumida acima e abaixo da demanda média.

Com os dados coletados na indústria foi possível calcular os valores a seguir, seja para energia elétrica ou térmica. Para calcular a área acima da média é utilizada a fórmula:

$$E_a = \sum_i \left(D_i - \bar{D} \right) \times \Delta \quad [1]$$

em que \bar{D} = demanda média, D_i =demanda instantânea acima da média e Δ é o período utilizado para calcular a demanda instantânea (no caso da energia elétrica $\Delta = 15$ minutos e no caso da energia térmica $\Delta=4$ horas). Esta diferença de períodos dificulta estabelecer-se uma melhor correlação entre esses dois tipos de energia. O cálculo para a energia não consumida abaixo da média, ou seja, eventual

excedente para venda, é calculado com a fórmula que segue:

$$E_b = \sum_i \left(\bar{D} - D_i \right) \times \Delta \quad [2]$$

com D_i =demanda instantânea abaixo da média.

2.2 Determinação das demandas superior e inferior.

O objetivo de calcular estas demandas é permitir estimar o ponto mais provável de operação do equipamento de cogeração. Como mencionado no item 1.0, pode-se considerar que a área acima da média é um retângulo como mostrado na Figura 4

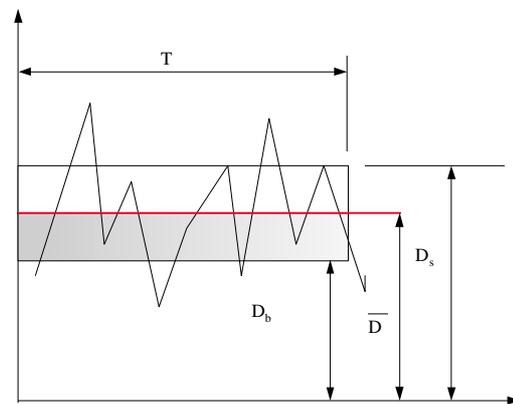


FIGURA 4

Se T for o período de consumo, a energia consumida é

$$E = \bar{D} \times T. \quad [3]$$

A energia consumida acima da demanda é

$$E_a = (D_s - \bar{D}) \times T \quad [4]$$

e a energia não consumida abaixo da média é

$$E_b = (\bar{D} - D_b) \times T \quad [5]$$

Com os dados coletados na fábrica foram encontradas relações entre E, E_a e E_b e também entre $E_a/E = E_b/E$. Denominaremos este quociente por ϵ , e será o parâmetro usado para avaliar o efeito da variação de demanda, considerando que para o caso em estudo será possível encontrar este parâmetro. Com as fórmulas anteriores podemos encontrar que:

$$D_s = (1+\epsilon) \quad [6]$$

e

$$D_b = \bar{D} (1-\epsilon) \quad [7]$$

3.0 - APLICAÇÃO PRÁTICA

3.1 Dados energéticos

Os dados coletados e os cálculos preliminares são indicados nas Tabelas 1, 2 e 3 e são provenientes de registros correspondentes aos meses de janeiro de 1998 a fevereiro de 1999.

Tipo de energia	Média (kW)	Energia anual (kWh)
Elétrica	6.016	52.700.160
Térmica	12.912	113.109.120

Tipo de energia	Déficit (kWh/a)	Excedente (kWh/a)	ϵ
Elétrica	1.317.504	1.317.504	0,025
Térmica	11.310.912	11310.912	0,1

Tipo de energia	Média	Superior	Inferior
Elétrica	6.016	6.166	5.866
Térmica	12.912	14.203	11.621

Na Tabela 2 o termo excedente deve ser entendido como energia não consumida abaixo a demanda média. Eventualmente esta energia pode ser vendida ou descartada, ou modular a operação do equipamento para trabalhar com capacidade menor.

3.2 Custos energéticos

Os dados da Tabela 4 indicam os valores reais para a indústria em estudo, correspondentes ao ano de 1998, considerando um dólar médio de 1,2 \$R/US\$.

Energia elétrica	consumo	0,028
	demanda	0,019
	consumo + demanda	0,047
	venda excedente	0,03
	demanda suplementar	0,009
Vapor	X	0,0108
Gás natural	X	0,011

NOTA: a) Custos de consumo e demanda segundo Portaria nº 466 de 12/11/97; b) Para custo da demanda em US\$/kWh foi considerado um fator de carga de 0,7; c) Os valores de venda excedente e demanda suplementar de reserva são estimados.

3.3 Considerações gerais

- Os custos de manutenção e operação são iguais para o sistema de cogeração e o convencional, ou seja, não são considerados nas avaliações.

- Os equipamentos convencionais existentes não são vendidos, ou seja, não são considerados como abatimento no custo dos novos equipamentos.

- Os custos de energia elétrica e térmica são estudados em conjunto na alternativa de cogeração, o que significa que a economia conseguida é calculada como um todo para a produção das utilidades, sem ratear os dois tipos de energia, uma vez que não é propósito deste trabalho.

3.4 Alternativas analisadas

3.4.1 Turbina a gás com caldeira de recuperação em paridade elétrica..

A Figura 5 mostra a instalação considerada e as características dos equipamentos escolhidos são mostradas na Tabela 5

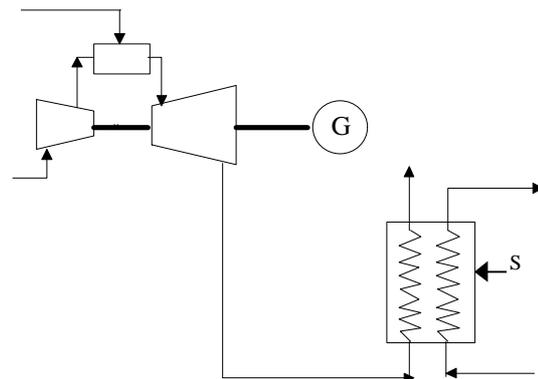


FIGURA 5

Equipamento	Pot.el./tér. (kW)	Eficiênci a	Custo (US\$)
Turbina	5943	0,39	2.500.000
Caldeira	6207	0,96	710.000
Total	X	X	3.210.000
Total c/mont. (x 1,2)	X	X	3.852.000

A capacidade da caldeira foi determinada em função dos gases da turbina escolhida.

A formulação indicada a seguir utiliza a simbologia indicada no item 5.0.

Custo do déficit elétrico (CDF):

$$CDF = [E_r(1 + e) - E_p](8760 - H) P_{Elcons} \quad [8]$$

Custo da produção excedente (CPE):

$$CPE = [E_p - E_r(1 - e)](8760 - H) \cdot \frac{C_{GN}}{h_n} \quad [9]$$

Custo da energia útil (CEU):

$$CEU = E_r \cdot (1 - e) \cdot (8760 - H) \frac{C_{GN}}{0,85 \cdot h_n} \quad [10]$$

O fator 0,85 na equação [10] é uma estimativa da diminuição da eficiência da turbina a gás, por trabalhar num ponto de menor potência que a nominal (1, 4, 6). Esta situação acontecerá quando a produção da turbina seja modulada, não havendo, então, excedente para venda. Caso trabalhe sem modular haverá excedente e o fator 0,85 passa a valer 1.

Custo da energia comprada (CEC):

$$CEC = [8760 E_r - E_r(1 - e) \times (8760 - H)] P_{Elcons} \quad [11]$$

Custo da demanda suplementar de reserva (CDSR):

$$CDSR = 8760 E_r (P_{El} - P_{Elcons}) F \quad [12]$$

O fator F é utilizado para estimar o custo da demanda suplementar em função da tarifa normal.

Valor da venda da energia excedente (VEX):

$$VEX = [E_p - E_r(1 - e)](8760 - H) P_{V_{El}} \quad [13]$$

Custo do vapor cogeração (CVCG) é calculado com a formula:

$$CVCG = [8760 \cdot E_V - E_{VP} \cdot (8760 - H)] \cdot C_{VC} \quad [14]$$

Neste último valor não é considerado o custo de combustível para a caldeira de recuperação, sendo todo o custo alocado na turbina, segundo as considerações do item 3.3.

O custo do suprimento de energia sem cogeração será:

$$CSCG = 8760 \cdot E_r \cdot P_{El} + 8760 \cdot E_V \cdot C_{VC} \quad [15]$$

Economia total por ano é calculada como:

$$ET = CSCG - (CDF + CPE + CEU + CEC + CDSR) + VEX - CVCG \quad [16]$$

Os resultados obtidos a partir da formulação indicada e dos dados originais é resumida nas Figuras 6 a 10.

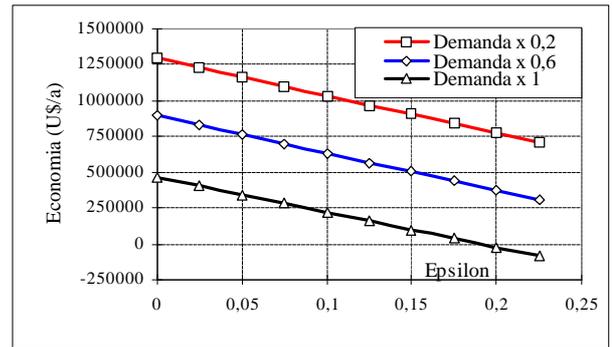


FIGURA 6

Na elaboração da Figura 6, que mostra a economia anual esperada, foi verificado que o fator mais influente, além do parâmetro de variabilidade ϵ , é o custo da demanda suplementar de reserva, motivo pelo qual não foi mostrado o efeito de mais ou menos horas trabalhadas, nem do valor de venda da energia excedente. Foram considerados fatores F de 0,2, 0,6 e 1 em relação ao custo da demanda convencional. Na Figura 7 pode ser confirmada a forte influência da tarifa da demanda suplementar no retorno simples, e na Figura 8 é mostrado detalhe da Figura 7.

Nas Figuras 7 e 8 o significado das legendas é $H/PV_{El}/F$. As Figuras 9 e 10 mostram o tempo de retorno do investimento, considerando taxas de juros anuais de 12 e 18% respectivamente; o significado das legendas destas Figuras é $\epsilon/PV_{El}/F/H$.

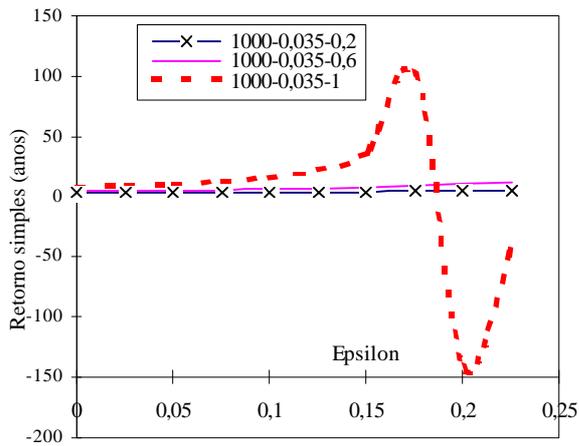


FIGURA 7

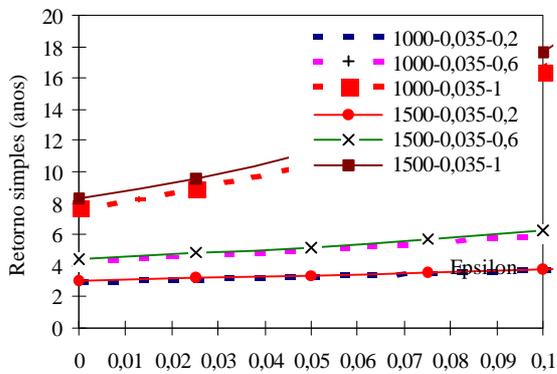


FIGURA 8

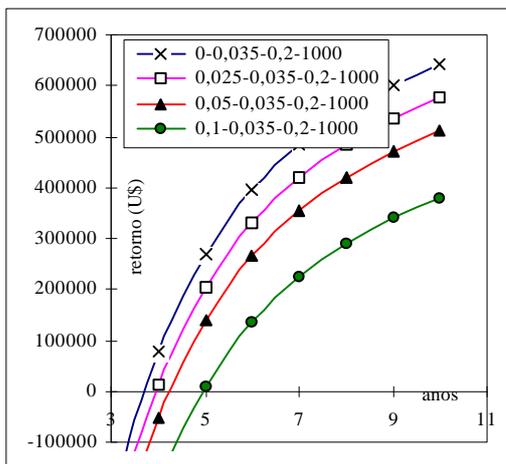


FIGURA 9

Nestas duas últimas figuras aparece destacado o efeito da variação da demanda, porque cada curva

corresponde a um valor diferente de ϵ , com as outras variáveis constantes.

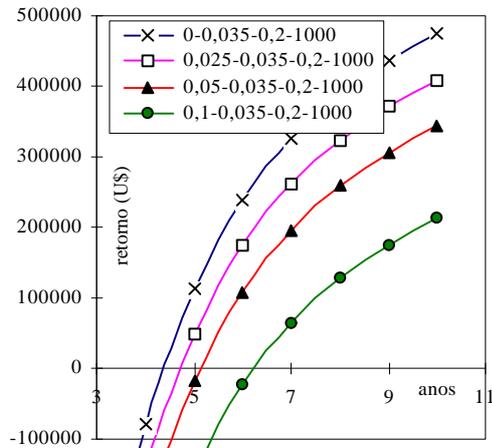


FIGURA 10

3.4.2 Turbina a gás com caldeira de recuperação em paridade térmica.

A instalação corresponde à Figura 5 da alternativa anterior. As características dos novos equipamentos estão indicadas na Tabela 6e nas Figuras 11 e 12 a economia anual e o retorno para uma taxa de juros de 12 % ao ano.

TABELA 6 Características dos equipamentos			
Equipamento	Pot.el./tér. (kW)	Eficiênci a	Custo (US\$)
Turbina	10695	0,39	6.500.000
Caldeira	13004	0,32	800.000
Total	X	X	7.300.000
Total c/mont. (x 1,2)			
	X	X	8.760.000

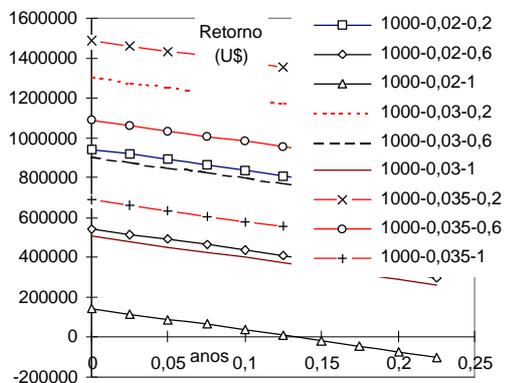


FIGURA 11

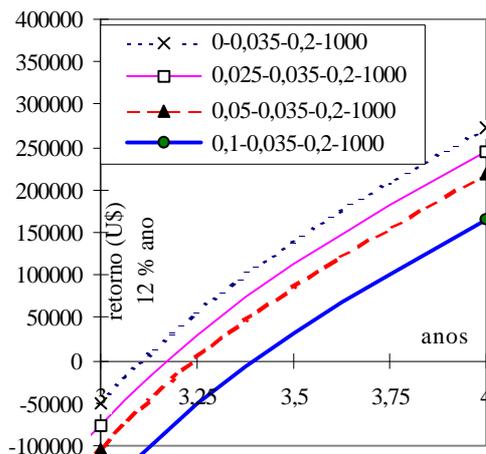


FIGURA 12

4.0 - CONCLUSÕES

-As figuras mostradas indicam que existe uma influência considerável da variação de demanda no retorno esperado dos investimentos. Na Figura 9 pode ser observado que ao se considerar uma variação de demanda igual a zero o investimento começa a ter retorno depois de 3,5 anos, sendo que no caso real em que $\epsilon = 0,025$ o retorno aconteceria após 4,0 anos. Neste caso não seria importante o efeito da variação, porém, para variações da ordem de 10% o retorno aconteceria depois de 5,0 anos.

-No caso da paridade elétrica a influência do custo da demanda suplementar é de grande importância, não sendo relevante a influência das horas trabalhadas nem o valor de venda da energia excedente. No caso da paridade térmica estas duas últimas variáveis também passam a ter importância.

-O efeito da variação de demanda elétrica e térmica também deve ser analisado do ponto de vista de defasagem das curvas de demanda, ou seja, não necessariamente haverá coincidência dos altos e baixos, pelo que os benefícios poderão ser ainda menores.

-Devido a ter sido suposto que haveria venda de energia elétrica excedente, no caso da tarifa ser maior que o custo de produção, o que acontece para 0,035 US\$/kWh, a alternativa de paridade térmica mostra-se interessante, como mostra a Figura 12.

5.0 - SIMBOLOGIA

$E_r = \bar{D}$ = demanda elétrica média da fábrica (kW)

E_p = potência elétrica fornecida pelo sistema de cogeração

H = horas por ano de inatividade da sistema de cogeração

P_{elcons} = tarifa de consumo elétrico (US\$/kWh)

C_{GN} = custo do gás natural (US\$/kWh)

η_n = eficiência nominal do equipamento.

F = fator usado para estimar o custo da demanda suplementar de reserva em função da tarifa de demanda normal

C_{VC} = custo do vapor não produzido pelo sistema de cogeração.

E_v = demanda térmica média da fábrica (kW)

E_{VP} = potência térmica fornecida pelo sistema de cogeração.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

(1) ABB Power Generation Ltd. The GT24/GT26 gas turbines, catálogo.

(2) ATA Combustão. Comunicação pessoal. 1999.

(3) BATHIE, W. WILLIAM. Fundamentals of gas turbines, Wiley (1984), USA.

(4) BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de Centrais de Cogeração: uma abordagem multiobjetiva, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Tese (Doutorado) (1994), Campinas, Brasil.

(5) BJÖRK, C. Industrial load management (1989), Elsevier, Amsterdam, The Netherlands.

(6) COHEN, H.; ROGERS, G. F.C; SARAVANAMU-TTO, H. I. H. Gas Turbine Theory, 4th edition, Addison Wesley (1996), England.

(7) SILVEIRA, J.L.; STOCCO, E.B. Cogeração para indústria química utilizando turbina a vapor: Estudo de casos. Congresso de Engenharia Mecânica - Norte - Nordeste, Anais, pags. 1121 - 1125. (1996).

(8) WITTE, LARRY, C.; SCHMIDT, PHILIP, S.; BROWN, DAVID R. Industrial Energy Management and Utilization, Hemisphere Publishing Corporation (1988), USA.

(9) REZNIKOW, M. I.; LIPOV, YU.M. Steam boilers of thermal power stations, Mir Publishers (1985), Moscow, Russia.