

## AVALIAÇÃO EXERGOECONÔMICA COMPARATIVA DE ACIONADORES PRIMÁRIOS DE PLANTAS DE COGERAÇÃO

**João L. M. Donatelli** – donatelli@ltdc.com.ufrj.br

Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Engenharia Mecânica  
29060-970 – Vitória, ES, Brasil

**Leonardo S. R. Vieira** – lsrv@cepel.br

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Área de Conhecimento de Materiais e Mecânica  
Cx. P. 68007 – 21944-970 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil

**Manuel E. C. Cruz** – manuel@serv.com.ufrj.br

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica  
Cx. P. 68503 – 21945-970 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil

***Resumo.** Neste trabalho, são utilizados os recursos da análise exergoeconômica para uma avaliação comparativa do emprego de motor de combustão interna ou turbina a gás como acionador primário de uma planta de cogeração, considerando-se os efeitos do acoplamento da planta com o processo na utilização da capacidade do acionador. O procedimento de comparação desenvolvido considera, coletivamente, vários aspectos que afetam o desempenho da planta de cogeração, tais como: a estrutura tarifária em base horária, as curvas de demanda de energia elétrica e térmica, a influência das condições ambientais no desempenho dos acionadores primários, modos de operação para atendimento às demandas, rendimentos em cargas parciais, métodos de partição de custos e custos dos equipamentos em função de sua potência. Desta forma, definidas as condições operacionais da planta de cogeração, o procedimento desenvolvido atribui custos a todos os fluxos, o que permite definir as faixas de energia gerada onde cada acionador é economicamente vantajoso. O procedimento é aplicado na análise do suprimento energético de um processo típico de “shopping centers” brasileiros.*

***Palavras-chave:** Cogeração, Sistemas térmicos, Análise exergoeconômica*

### 1. INTRODUÇÃO

A cogeração, embora não seja um conceito novo, apresenta várias questões contemporâneas devido às constantes mudanças dos fatores que influem na sua viabilidade econômica, como a definição do acionador primário mais indicado ao conjunto planta de cogeração/processo (Teixeira, Nogueira & Martins, 1998).

O procedimento computacional desenvolvido neste trabalho permite avaliar comparativamente o emprego de um motor de combustão interna (MCI) ou turbina a gás (TG) como acionador primário de uma planta de cogeração, com base no cálculo do lucro bruto obtido com a instalação da planta de cogeração. O lucro bruto é determinado por uma análise econômica convencional (CEC, 1982) e também pela diferença entre os custos dos produtos da planta de cogeração avaliados através de balanços exergoeconômicos (Kotas, 1985 e Bejan *et al.*, 1996). Alguns aspectos que afetam o desempenho de uma planta de cogeração são considerados coletivamente, tais como: a estrutura tarifária em base horária, as curvas de demanda de energia elétrica e térmica, a influência das condições ambientais no desempenho dos acionadores primários, modos de operação para atendimento às demandas, rendimentos em cargas parciais, métodos de partição de custos e custos dos equipamentos em função de sua potência.

O procedimento é aplicado na análise do suprimento energético de um processo típico de *shopping centers* brasileiros, cujas características são dadas por Andreyevich & Pinto (1996). O funcionamento da planta de cogeração é simulado em três modos de operação (plena carga, seguindo a demanda elétrica e seguindo a demanda térmica). Além do perfil típico de *shopping*, considera-se também o perfil plano, onde as demandas são constantes e iguais às demandas médias, e o caso de aproveitamento total da capacidade do acionador.

## **2. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS ANALISADOS**

Na avaliação dos custos são consideradas duas possibilidades para o fornecimento de energia elétrica e térmica requeridos pelo processo. A primeira, é realizada através de um sistema convencional; a demanda elétrica é garantida pela aquisição de eletricidade junto à concessionária de energia elétrica, destinada ao atendimento das cargas efetivamente elétricas e à produção de frio nos *chillers* de compressão. A demanda de calor é suprida por vapor produzido em caldeira de combustão a partir da queima de óleo combustível. No segundo caso, considera-se um sistema de cogeração, onde a demanda elétrica é parcialmente ou totalmente fornecida pelo acionador primário e a demanda térmica é atendida através do vapor gerado em uma caldeira de recuperação. Para obtenção de água gelada são utilizados *chillers* de absorção, que consomem vapor. Neste trabalho, a planta de cogeração é constituída por um conjunto acionador/gerador, sendo o acionador um MCI ou uma TG, uma caldeira de recuperação, uma caldeira auxiliar e um *chiller* de absorção, conforme mostrado na Fig. 1.

## **3. CARACTERÍSTICAS DO PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL**

O procedimento computacional efetua os balanços de massa, energia e exergoeconômicos, hora a hora, com base nas curvas de demanda elétrica e térmica horárias, no período de uma semana. Em síntese, o procedimento realiza as operações descritas abaixo.

### **3.1 Determinação das curvas de demandas elétricas e térmicas médias horárias**

As curvas de demanda elétrica e térmica momentâneas do processo são semelhantes aos perfis de demandas. Desta forma, dados os consumos de eletricidade total e nos “*chillers*” de compressão e o consumo térmico (vapor e água quente), as curvas de demanda são ajustadas para vários tamanhos do processo.

No Perfil 1 (capacidade do acionador), as demandas do processo tornam-se exatamente iguais à capacidade do acionador. Não há excedentes ou déficits de energia elétrica ou térmica. No Perfil 2 (plano), as demandas de energia elétrica e térmica horárias são iguais às demandas

médias correspondentes aos respectivos consumos. No Perfil 3, conforme Andreyevich & Pinto (1996), analisa-se um perfil típico de *shopping centers* brasileiros.

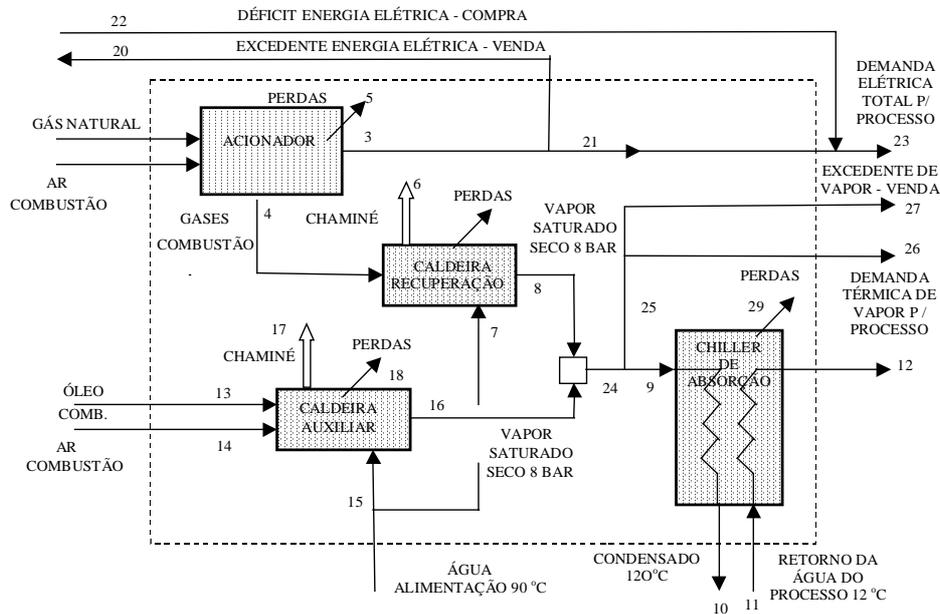


Figura 1– Fluxograma do sistema de cogeração.

### 3.2 Determinação dos balanços de massa, energia e exergia da planta

A potência e o *heat rate* dos acionadores para as condições ISO são corrigidos para as condições climáticas locais e para perdas de carga típicas (Brooks, 1994; Obert, 1971).

O desempenho da planta de cogeração depende do modo de operação adotado. No Modo 1 (plena carga), o acionador desenvolve a máxima potência correspondente às condições climáticas locais. No Modo 2 (seguindo a demanda elétrica), quando a demanda é maior do que a capacidade do acionador, o déficit de energia elétrica é adquirido junto à concessionária. Caso a demanda seja menor do que o limite inferior de operação do acionador, o mesmo é desligado. Entre esses dois casos, o acionador é capaz de atender à demanda elétrica de forma exata. A demanda térmica é atendida com vapor proveniente da caldeira de recuperação e da caldeira auxiliar, quando necessário. No Modo 3, seguindo a demanda térmica (Antunes, Silveira e Balestieri, 1998), quando a demanda torna-se maior do que a capacidade da caldeira de recuperação, o acionador funciona a plena carga e o déficit de vapor é suprido pela caldeira auxiliar. Caso a demanda térmica seja muito baixa, atingindo valores inferiores ao limite operacional do conjunto acionador/caldeira de recuperação, o acionador é desligado, sendo todo o vapor produzido na caldeira auxiliar e a energia elétrica adquirida junto à concessionária. Nos Modos 2 e 3 o *heat rate* é corrigido em função da carga, através de fatores típicos obtidos em catálogos de fabricantes, sempre que o acionador estiver operando a cargas parciais. Nas análises em carga parcial, admitiu-se operação com relação ar/combustível e perdas relativas de energia constantes.

A título de ilustração, o desempenho da planta de cogeração com TG atendendo às curvas de demandas diárias típicas de *shopping* (Perfil 3), para os três modos de operação é apresentado nas Figs. 2, 3 e 4. Na Fig. 2, nota-se que, operando a plena carga, há necessidade de aquisição de parte de energia elétrica da concessionária e excedente de energia térmica. Na Fig. 3, observa-se que a máquina opera a plena carga, produzindo excesso de energia térmica, quando a demanda elétrica supera a potência da mesma e é desligada quando a demanda é

muito baixa. Na Fig. 4, o acionador atende exatamente a demanda térmica durante parte do tempo, ocasionando déficit de eletricidade. No restante do tempo, o conjunto acionador/caldeira de recuperação trabalha produzindo um mínimo de energia térmica até seu limite inferior de operação, quando o mesmo é desligado.

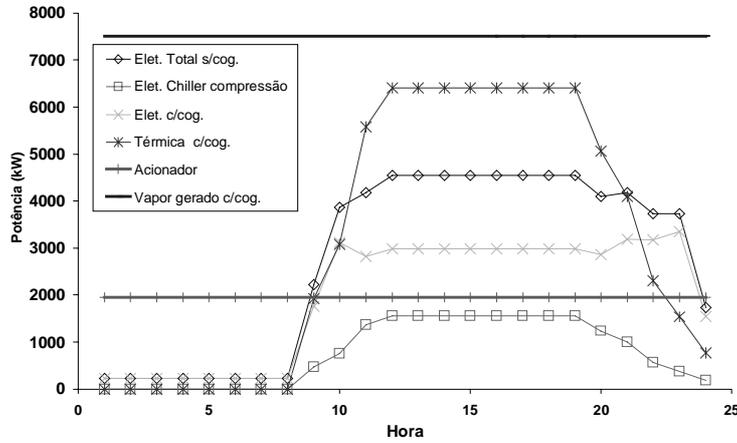


Figura 2 – Operação a carga plena (2000 MWh/mês, Pot. TG=2148 kW)

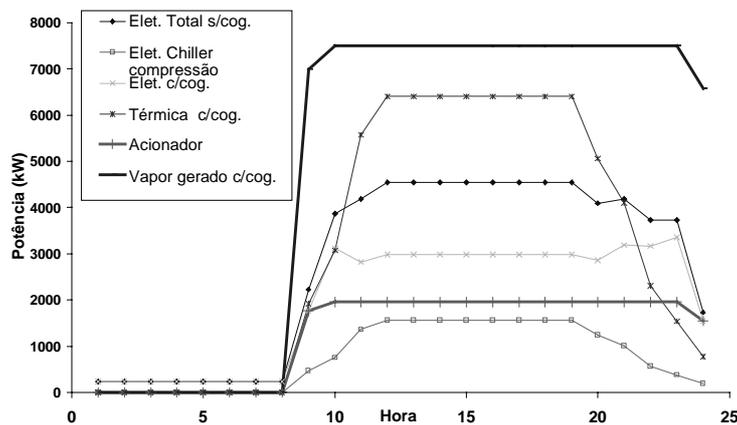


Figura 3 – Operação seguindo a demanda elétrica (2000 MWh/mês, Pot. TG=2148 kW)

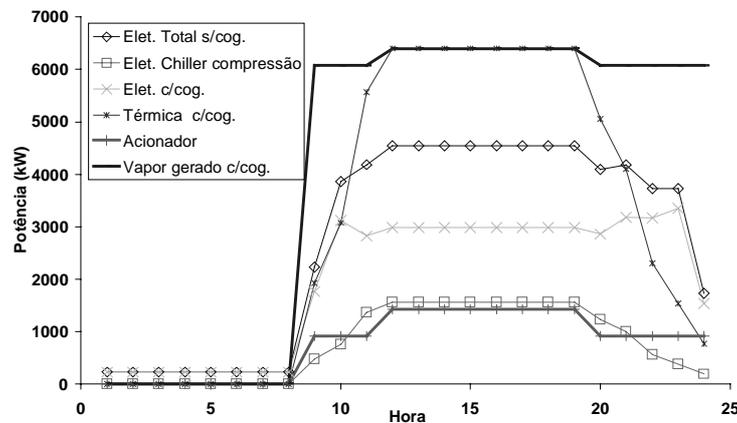


Figura 4 – Operação seguindo a demanda térmica (2000 MWh/mês, Pot. TG=2148 kW)

### 3.3 Avaliação do lucro bruto através da análise econômica convencional

Na análise econômica convencional, como apresentado em CEC (1982), calcula-se a despesa com o suprimento energético do processo através de um sistema convencional e através de uma planta de cogeração, sendo a diferença destas despesas o lucro bruto anual (Lucro 1) obtido. As despesas e receitas operacionais são relativas aos fluxos que entram e saem do volume de controle 1 da Fig. 5, respectivamente. Este caso retrata o lucro obtido considerando o cogerador proprietário também do processo.

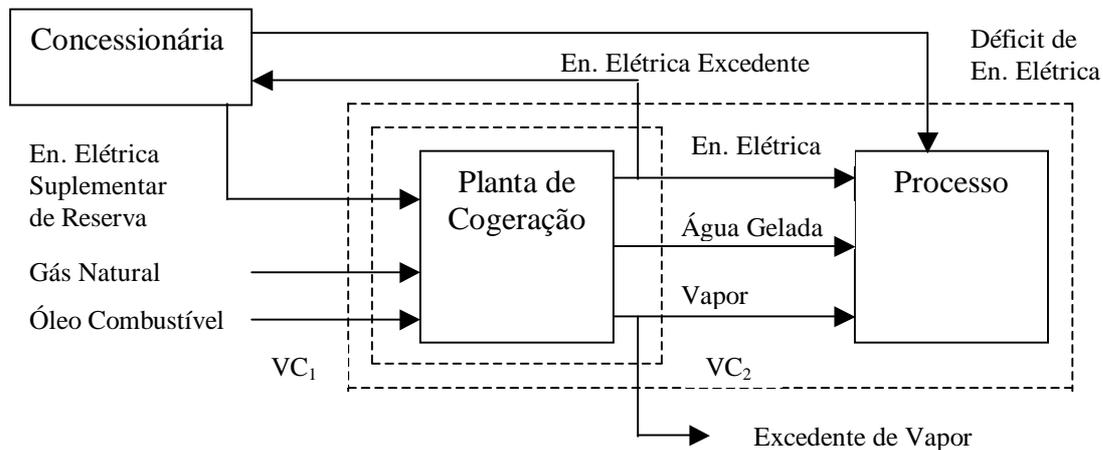


Figura 5 – Esquema dos volumes de controle (VC) para determinação dos lucros 1 e 2

Os custos de investimento adotados foram obtidos através de correlações dependentes do tamanho dos equipamentos ([www.gas-turbines.com](http://www.gas-turbines.com), Bejan *et al*, 1996 e Andreyevich & Pinto, 1996), e os custos com O&M foram considerados como uma porcentagem (9.2%) do investimento em cada equipamento (Tsatsaronis & Pisa, 1994). As despesas com energia elétrica são integradas hora a hora com base na estrutura tarifária escolhida (A4 horo-sazonal azul), sendo a venda de excedente realizada a um valor constante.

### 3.4 Avaliação do lucro bruto através da análise exergoeconômica

Conhecendo-se os fluxos de exergia em todos os pontos da planta, realizando-se os balanços de custos em cada componente, adotando-se critérios de partição de custos adequados para os componentes com mais de um produto, atribuindo-se um custo ao combustível utilizado e conhecendo-se os custos de investimento e O&M dos equipamentos, é possível determinar os custos da eletricidade, vapor e água gelada produzidos na planta de cogeração. Os critérios de partição de custos usados são: igualdade (1), extração (2), eletricidade como sub-produto (3) e vapor como sub-produto (4) (Kotas, 1985).

Na planta da Fig. 1, o acionador é a única unidade com dois produtos (eletricidade e gases de exaustão). Nas caldeiras, o produto é a diferença de exergia entre o vapor e a água de alimentação e nos *chillers* de absorção, o produto é a exergia agregada à água gelada.

Na análise exergoeconômica, o lucro bruto anual (Lucro 2) é avaliado considerando apenas a planta de cogeração, isto é, o volume de controle 2 mostrado na Fig. 5. Neste caso, os custos de produção de energia elétrica, vapor e água gelada, avaliados através dos balanços exergoeconômicos aplicados a todos os componentes da planta de cogeração, são confrontados com os preços pagos pelo processo e concessionária. Os preços pagos pelo processo são admitidos iguais aos custos de produção ou aquisição desses energéticos no sistema convencional e o preço pago pela concessionária pelo excedente de energia elétrica é um parâmetro adotado livremente. O lucro bruto é subdividido em lucro com energia elétrica,

água gelada e vapor abatidos dos custos com parada para manutenção. Os custos com parada para manutenção e contratação de energia suplementar de reserva recaem sobre a planta de cogeração. Durante a manutenção da planta de cogeração, o acionador e a caldeira de recuperação são desativados, permanecendo em operação o *chiller* de absorção que recebe vapor da caldeira auxiliar, enquanto a energia elétrica que era fornecida ao processo pela planta de cogeração passa a ser adquirida da concessionária pelo cogrador com tarifa de energia suplementar de reserva e o restante é adquirido pelo processo com a tarifa padrão. Assim, nota-se que os Lucros 1 e 2 são calculados em bases diferentes; portanto, não devem apresentar os mesmos valores.

#### 4. RESULTADOS

Na avaliação comparativa dos acionadores combina-se várias possibilidades entre consumos médios mensais (2.000 MWh, 1000 MWh e 500 MWh), perfis de demanda, modos de operação e critérios de partição de custo. As características dos acionadores e os parâmetros utilizados na análise encontram-se nas Tabelas 2 e 3, respectivamente.

Tabela 2 – Características dos acionadores na condição ISO

Tipo	Potência (kW)	heat rate (kJ/kWh)	Vazão ar (kg/h)	Temp. gases (°C)
TG	2148	18540	57150	510
TG	1111	18090	28580	515
MCI - ICE	2100	9180	6416	610
MCI - ICE	1125	9500	4538	602
MCI - ICE	654	9941	3611	450

Tabela 3 – Parâmetros utilizados na avaliação comparativa dos acionadores

Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
temperatura ambiente (oC)	25,0	tarifa demanda na ponta (US\$/kW)	13,11
Umidade relativa (%)	60,0	tarifa demanda fora de ponta (US\$/kW)	4,37
altitude (metros)	0.	tarifa consumo na ponta (US\$/MWh)	82,00
Eletric. "chiller" de compres. (% do total)	28	tarifa consumo fora de ponta (US\$/MWh)	38,00
Cons. mensal de energia térmica (kWh)	0	início do horário de ponta (1 a 24 horas)	19
COP do "chiller" de compressão	4,50	preço de venda de eletric. (US\$/MWh)	30,00
COP do "chiller" de absorção	1,10	preço do gás natural (US\$/MWh)	10,00
rendimento da cald. de recuperação (%)	90	preço do combustível auxiliar(US\$/MWh)	9,00
Limite inferior de op. do acionador (%)	25	preço de venda de vapor (US\$/MWh)	0
rendimento da caldeira auxiliar (%)	75	tarifa demanda emergência (US\$/kW)	32,91
vapor na saída da cald. recuper.(bar)	8,0	tarifa consumo emergência (US\$/MWh)	198,15
vapor na saída da cald. recuperação (oC)	170,5	tempo de manutenção (semanas)	1,0
taxa de juros (%)	12,0	Vida útil da planta (anos)	20

Os lucros brutos anuais, obtidos através da análise econômica convencional (Lucro 1) e com auxílio da análise exergoeconômica (Lucro 2) usando-se o critério da igualdade para partição de custos, encontram-se nas Tabelas 4 e 5, para diferentes perfis de demanda. Os lucros brutos anuais na Tabela 4 são todos positivos, indicando, nestes casos, que a cogeração é viável. Nota-se, também, que o custo da eletricidade cogorada é muito inferior ao preço da mesma com o sistema convencional. Observa-se, ainda, que, o lucro torna-se maior para plantas maiores, sendo o aumento deste lucro maior no caso de turbinas a gás, que apresentam investimento específico menor para maiores tamanhos de máquinas, enquanto que os motores apresentam um investimento específico constante.

Tabela 4 - Lucros brutos anuais e custos de eletricidade e vapor em US\$/MWh para Perfil 1

N	Pot. ISO (kW)	Acion	Lucro 1 (US\$/ano)	Lucro 2 (US\$/ano)	Eletricidade sist. Conv	Eletricidade cogeração	Vapor sist. conv.	Vapor cogeração
1	654	MCI	172126	213339	67,5	30,0	40,3	49,8
2	1125	MCI	306409	377304	67,5	28,0	40,0	53,8
3	2100	MCI	552221	684560	67,5	28,9	39,8	58,5
4	1111	TG	288395	355519	67,5	27,1	39,2	42,5
5	2148	TG	618439	748024	67,5	26,1	39,0	40,1

Tabela 5 - Lucros brutos anuais para Perfil 2 (plano) e Perfil 3 (*shopping*)

N	Consumo Mensal (MWh)	Dem. Média (kW)	D. Máx. (kW) perfil 2	D. Máx. (kW) perfil 3	Pot. ISO (kW)	Acio na Dor	Mod. Op.	Lucro 1 US\$/ano perfil 2	Lucro 2 (US\$/ano) perfil 2	Lucro 1 (US\$/ano) perfil 3	Lucro 2 (US\$/ano) perfil 3
6	1000	989	989	1677	1111	TG	1	602	-2102	91266	117575
7	1000	989	989	1677	1111	TG	2	4394	1663	-203429	-15058
8	1000	989	989	3353	1111	TG	3	-160272	-160881	185164	240799
9	2000	1978	1978	3353	1111	TG	1	228607	227766	244370	299725
10	2000	1978	1978	3353	1111	TG	2	228607	227766	-31531	282160
11	2000	1978	1978	838	1111	TG	3	134892	135065	-159248	-146118
12	500	495	495	838	1111	TG	1	-229112	-230134	-99194	-83499
13	500	495	495	838	1111	TG	2	-248970	-250346	-339462	-176857
14	500	495	495	3353	1111	TG	3	-255441	-256744	-31531	282160
15	2000	1978	1978	3353	2148	TG	1	142223	136971	186312	239714
16	2000	1978	1978	3353	2148	TG	2	142223	136971	312929	365854
17	2000	1978	1978	3353	2148	TG	3	-178802	-179603	-264529	111852
18	1000	989	989	1677	2148	TG	1	-342328	-344420	-170431	-144361
19	1000	989	989	1677	2148	TG	2	-370064	-372754	-43607	-12185
20	1000	989	989	1677	2148	TG	3	-401043	-403388	-532064	-209474
21	1000	989	989	1677	654	MCI	1	143370	142405	158529	186087
22	1000	989	989	1677	654	MCI	2	143370	142405	153161	180844
23	1000	989	989	1677	654	MCI	3	143370	142405	102735	180335
24	500	495	495	838	654	MCI	1	94071	92545	106047	119090
25	500	495	495	838	654	MCI	2	80964	79364	100227	113247
26	500	495	495	838	654	MCI	3	94071	92545	43124	112408
27	1000	989	989	1677	1125	MCI	1	242362	239173	259941	286196
28	1000	989	989	1677	1125	MCI	2	233235	230007	246498	272739
29	1000	989	989	1677	1125	MCI	3	242362	239173	162716	271079
30	2000	1978	1978	3353	1125	MCI	1	325420	324182	359763	415054
31	2000	1978	1978	3353	1125	MCI	2	325420	324182	346203	401767
32	2000	1978	1978	3353	1125	MCI	3	325420	324182	264195	401767
33	500	495	495	838	1125	MCI	1	93535	91813	132312	145003
34	500	495	495	838	1125	MCI	2	28962	26823	94914	110285
35	500	495	495	838	1125	MCI	3	93535	91813	-19455	120661
36	2000	1978	1978	3353	2100	MCI	1	540926	534424	552434	605030
37	2000	1978	1978	3353	2100	MCI	2	538552	532038	522719	575376
38	2000	1978	1978	3353	2100	MCI	3	540926	534424	371019	571802
39	1000	989	989	1677	2100	MCI	1	211368	207936	341984	367167
40	1000	989	989	1677	2100	MCI	2	105419	101330	272885	303594
41	1000	989	989	1677	2100	MCI	3	211368	207936	108452	327751

Os resultados da Tabela 5 indicam que, para o Perfil plano, os Lucros 1 e os Lucros 2 são próximos, independentemente do modo de operação. Em alguns casos, para TG, quando a

potência da máquina é superior à demanda elétrica, a cogeração é inviável. No entanto, mesmo quando a potência da TG é próxima à demanda elétrica, o lucro bruto pode se tornar negativo dependendo do modo de operação, como, por exemplo, nos casos 7 e 8 da Tabela 5. O mesmo não ocorre usando-se MCI, casos 28 e 29 da Tabela 5, cuja produção relativa de energia térmica é menor do que na turbina a gás. Portanto, nota-se que o tamanho do acionador e modo de operação influem no desempenho da planta de cogeração.

No Perfil 3, ocorrem diferenças entre os Lucros 1 e os Lucros 2, sendo as maiores diferenças observadas nos casos 7, 10, 13, 14, 17, 20 e 41 da Tabela 5. Nestes casos, há déficit de energia elétrica, o que ocorre quando a planta de cogeração é pequena em relação à demanda do processo, ou quando a planta opera em baixa carga, face à demanda elétrica do processo. Esta diferença decorre do fato da avaliação do Lucro 2 considerar apenas a planta de cogeração diferenciando-se da forma de avaliação do Lucro 1, no qual a planta de cogeração e o processo são analisados conjuntamente em comparação ao sistema convencional de suprimento de energia elétrica e térmica ao processo. Finalmente, observa-se na Tabela 5, que o modo de operação da planta influi significativamente nos lucros brutos em ambas análises.

A Tabela 6 apresenta os lucros brutos obtidos com análise econômica convencional (Lucro 1) e com auxílio da análise exergoeconômica (Lucro 2) para vários critérios de partição de custos. Nota-se que a escolha do critério de partição de custos não influencia os lucros brutos obtidos, conforme garantido pelos balanços de custos e exergia utilizados na análise exergoeconômica (Kotas, 1985). No entanto, os critérios de partição afetam significativamente os custos específicos, por unidade de exergia, dos produtos, conforme pode ser observado na Tabela 7 (Cespedes & Oliveira, 1995).

Tabela 6 – Lucros em função do critério de partição (Perfil 3, Modo de operação 3)

N	Consumo Mensal (MWh)	D. Méd. (kW)	D. Máx. (kW)	Pot. ISO (kW)	Acion.	Critério Partição	Lucro 1 (US\$/ano)	Lucro 2 (US\$/ano)
42	2000	1978	3353	1111	TG	1	-31531	282160
43	2000	1978	3353	1111	TG	2	-31531	285742
44	2000	1978	3353	1111	TG	3	-31531	286513
45	2000	1978	3353	1111	TG	4	-31531	286479

Tabela 7 – Custos específicos por unidade de exergia em função do critério de partição

N	Cons. Mensal (MWh)	Dem. Média (kW)	Dem. Máx. (kW)	Pot. ISO (kW)	Acion. /Partição	Elet. Conv. (US\$/MWh)	Vapor conv. (US\$/MWh)	Água conv. (US\$/MWh)	Elet. exerg. (US\$/MWh)	Vapor exerg. (US\$/MWh)	Água exerg. (US\$/MWh)
78	2000	1978	3353	1111	TG/1	89,0	56,8	430,6	22,2	36,3	293,0
79	2000	1978	3353	1111	TG/2	89,0	56,8	430,6	56,4	13,4	196,1
80	2000	1978	3353	1111	TG/3	89,0	56,8	430,6	17,2	41,3	305,6
81	2000	1978	3353	1111	TG/4	89,0	56,8	430,6	55,6	11,5	196,7
82	500	495	838	654	MCI/1	85,8	56,8	472,4	23,9	43,0	467,3
83	500	495	838	654	MCI/2	85,8	56,8	472,4	30,1	19,1	401,1
84	500	495	838	654	MCI/3	85,8	56,8	472,4	21,7	55,8	469,9
85	500	495	838	654	MCI/4	85,8	56,8	472,4	31,5	11,7	385,9

Na Fig. 6, onde encontra-se apresentado o Lucro 1 considerando-se o Perfil 3 para vários tamanhos de processos e tipo/potência de acionadores, pode-se identificar que na maioria dos casos a utilização dos motores de combustão a gás fornece lucros superiores aos obtidos com

turbinas a gás, na faixa de demanda analisada. Cabe ressaltar que a mesma conclusão seria obtida caso fossem utilizados os Lucros 2 ou o perfil plano.

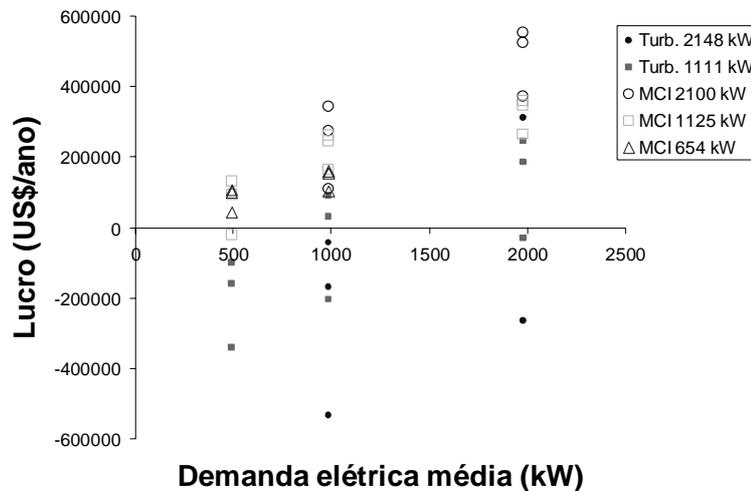


Figura 6 – Lucro 1 para demanda típica de *shoppings* (Perfil 3).

## 5. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram comparados o emprego de motor de combustão interna ou turbina a gás como acionador primário de um sistema de cogeração, considerando os efeitos do acoplamento da planta com o processo na utilização da capacidade do acionador. O procedimento de comparação desenvolvido considera, coletivamente, vários aspectos que afetam o desempenho da planta de cogeração, tais como: a estrutura tarifária em base horária, as curvas de demanda de energia elétrica e térmica, a influência das condições ambientais no desempenho dos acionadores primários, modos de operação para atendimento às demandas, rendimentos em cargas parciais, critérios de partição de custos e custos dos equipamentos em função de sua potência. Os lucros brutos calculados através de uma análise econômica convencional (Lucro 1) e com auxílio da análise exergoeconômica (Lucro 2) indicaram que para uma faixa de consumo médio mensal entre 500 MWh e 2000 MWh, os motores a gás são mais indicados do que as turbinas a gás para os perfis de operação considerados (plano e típico de *shopping*).

As discrepâncias entre os valores encontrados para os Lucros 1 e 2, definidos anteriormente, devem-se à forma como os preços da energia elétrica e da água gelada a serem pagos pelo processo ao cogrador foram avaliados e ao fato do processo continuar comprando direto da concessionária o déficit de energia elétrica. Isso favorece o cogrador em detrimento do processo no cálculo do Lucro 2 em relação ao Lucro 1. Na avaliação dos preços da energia elétrica, não dos custos de produção na planta de cogeração, calculou-se a fatura de energia considerando uma demanda igual a demanda total menos a demanda dos *chillers* de compressão. No caso da água gelada foi calculada uma outra fatura considerando somente a demanda de energia elétrica destinada aos *chillers* de compressão. Entretanto, como existe a intenção de considerar o cogrador e o processo como figuras distintas, esses preços seriam parâmetros a serem avaliados como fatores de motivação para a terceirização da planta de utilidades/cogeração, e ainda mantendo uma margem de lucro adequada para o cogrador. Por essa razão, as idéias fundamentais usadas no cálculo do Lucro 2 têm sua finalidade. Contudo, é possível calcular os preços garantindo-se uma condição de indiferença para o processo entre ser abastecido energeticamente por um sistema convencional ou por um cogrador, e neste

caso os Lucros 1 e 2 seriam iguais. Sabendo-se que os resultados obtidos dependem dos parâmetros adotados, sugere-se uma análise de sensibilidade da influência dos parâmetros no lucro da planta de cogeração.

## REFERÊNCIAS

- Andreyevich, S.T. & Pinto, J.H.F, 1996, Shopping Centers: motores ou turbinas a gás?, Eletricidade Moderna, ano XXIV, n. 269.
- Antunes, J.S., Silveira, J.L & Balestieri, J.P., 1998, Modelagem de sistemas de cogeração utilizando turbinas a gás, VII ENCIT, Rio de Janeiro, Brasil.
- Bejan, A., Tsatsaronis, G. & Moran, M., 1996, Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, New York.
- Brooks, F.J., 1994, GE Gas Turbine Performance Characteristics, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, NY.
- California Energy Commission (CEC), 1982, Cogeneration Handbook, P500-82-054.
- Céspedes, J.F.P. & Oliveira Jr, S. de;1995, Cogeneration in the Brazilian Tertiary Sector: Exergetic and Thermo-economic Analysis; ECOS'95, Istanbul, Turkey.
- Kotas, T. J., 1985, The Exergy Method of Thermal Plant Analysis, Butterworths.
- Obert, E.F., 1971, Motores de Combustão Interna, John Wiley & Sons, New York.
- Teixeira, F. N., Nogueira, L.A.H. & Martins, A.R.S., 1998, Um estudo do impacto do esquema tarifário da concessionária sobre a seleção de acionadores para sistema de cogeração, VII ENCIT, Rio de Janeiro, Brasil.
- Tsatsaronis, G. & Pisa, J., 1994, Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems – application to the CGAM problem, Energy, vol.19, n. 3, pp. 287-321.

**Title.** *Comparative Exergoeconomic Analysis of Prime Movers of Cogeneration Plants*

**Abstract.** *In this paper we apply exergoeconomic principles to perform a comparative analysis of the use of internal combustion engines or gas turbines as prime movers of cogeneration plants. A preliminary comparison of these movers can be obtained by analysing them individually, considering the complete utilization of the generated products rated on a common exergetic basis. However, when these movers are integrated in a cogeneration plant, it is necessary to perform a global system analysis, which will consider the coupling between generation capacity and demand, under the design conditions. The design of a cogeneration plant should, ideally, consider all the aspects that affect its performance. In this paper we take into account several aspects which are not normally collectively considered in similar analyses encountered in the literature. Specifically, the comparative procedure considers the electrical tariff on an hourly basis, the electrical and thermal load profiles, the influence of the environmental conditions on the performance of the prime movers, sizing and operation mode options to meet plant loads, part-load efficiency, different criteria for cost partitioning, and, finally, the effect of size on plant cost. Once the operating conditions of the cogeneration plant are defined, the procedure attributes costs to all the fluxes, allowing for the identification of the ranges of capacity where each mover is economically advantageous. We apply the procedure to the energetic supply analysis of a typical process of Brazilian shopping centers.*

**Keywords.** *Cogeneration, Thermal systems, Exergoeconomic analysis*