



## **ASPECTOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS DA APLICAÇÃO DE MICROTURBINAS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Eli Eber Batista Gomes**

E-mail: eligomes@iem.efei.br

**Vladimir Rafael Melian Cobas**

E-mail: vladimir@iem.efei.br

**Marco Antônio Rosa do Nascimento**

E-mail: marco@iem.efei.br

**Electo Eduardo Silva Lora**

E-mail: electo@iem.efei.br

**Lourival Jorge Mendes Neto**

E-mail: lourival@iem.efei.br

EFEI – Escola Federal de Engenharia de Itajubá / IEM – Instituto de Engenharia Mecânica

NEST – Núcleo de Estudos em Sistemas Térmicos

Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brasil

***Resumo.** O desenvolvimento tecnológico tem permitido a difusão da geração eficiente de eletricidade em pequena escala. Além disso, a desregulamentação do setor energético, o incentivo à produção independente de energia elétrica, a criação do mercado atacadista de energia elétrica e a crise energética tem aumentado a procura por unidades de geração de eletricidade eficientes, de rápida instalação e ambientalmente amigáveis. É neste cenário que a geração distribuída de eletricidade aparece como uma das vertentes a ser seguida. Acredita-se que as microturbinas terão uma ampla aplicação nos países em desenvolvimento, a fim de se obter um sistema operacionalmente confiável, numa escala de potência compatível com as necessidades das comunidades isoladas. O objetivo deste artigo é avaliar o custo de geração e a viabilidade da aplicação de microturbinas a gás natural para geração de energia elétrica em horários de ponta e com cogeração, com potência nominal de 30 kW, além de apresentar seus níveis de emissões. Os resultados obtidos mostram que no cenário atual as microturbinas já apresentam viabilidade atendendo cargas de ponta e operando com cogeração, sendo que a perspectiva com sua produção em grande escala sua viabilidade será melhor ainda. Além disso, as microturbinas são uma boa opção com relação ao aspecto ambiental. Outra tendência tecnológica que implica o uso das microturbinas é a operação em sistemas híbridos com células combustíveis, formando-se um ciclo combinado. Esta nova tecnologia se mostra como uma das opções tecnológicas mais eficientes e limpas na geração de eletricidade. O Núcleo de Estudos em Sistemas Térmicos (NEST) da Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em parceria com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) está desenvolvendo o projeto “Avaliação experimental de um sistema de microturbinas a gás para a geração de eletricidade utilizando diferentes combustíveis”, o qual tem*

*o objetivo de estudar o desempenho de microturbinas com potência elétrica nominal de 30 kW operando com vários combustíveis.*

*Palavras-chave: microturbinas, geração distribuída, cogeração, turbinas a gás, gás natural.*

## **1. INTRODUÇÃO**

Microturbinas são geradores de energia de 15 a 300 kW, as quais operam baseadas no mesmo princípio de operação das turbinas a gás industriais de ciclo aberto, porém com várias características típicas. As microturbinas surgiram no mercado automobilístico entre 1950 e 1970. A primeira geração foi baseada em turbinas originalmente designadas para aplicações em: geradores de estações de lançamento de mísseis, geradores de avião, ônibus e outros meios de transporte comercial. O interesse no mercado de energia estacionária se espalhou em meados de 1980 e se acelerou nos anos 90, ocasião em que a microturbina foi utilizada no mercado automobilístico nos veículos híbridos e aumentou a procura de muitos fabricantes por tecnologias de geração distribuída (Liss, 1999). Atualmente sua aplicação tem sido principalmente em casos de geração distribuída e cogeração. Algumas empresas introduziram recentemente no mercado algumas unidades comerciais, com opções de trabalhar com combustíveis gasosos, líquidos e biogás, além de poderem operar em paralelo com a rede elétrica local ou isoladas e ainda em aplicações de base, de pico ou com cogeração.

## **2. ASPECTOS AMBIENTAIS DA APLICAÇÃO DAS MICROTURBINAS A GÁS**

Os principais poluentes presentes nos gases de exaustão das turbinas a gás são: óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), monóxido de carbono (CO) e os hidrocarbonetos não queimados (UHC), além de particulados e compostos orgânicos voláteis (VOC). Porém com a utilização de gás natural como combustível os particulados se tornam insignificantes. O óxido nítrico (NO) é o elemento que deve receber maior atenção entre as emissões, pois resulta de altas temperaturas do processo de combustão. O óxido nítrico posteriormente oxida na atmosfera para formar dióxido de nitrogênio ( $\text{NO}_2$ ). O monóxido de carbono é formado quando o carbono do combustível não é totalmente queimado, enquanto que a emissão dos hidrocarbonetos não queimados é menor conforme a temperatura aumenta. Além disso, os hidrocarbonetos não queimados não são considerados poluentes sérios. Conforme podemos ver nas Tab. (1) e (2), as emissões das microturbinas a gás são muito menores do que as emissões dos motores alternativos de combustão interna devido à sua combustão contínua, o que permite uma queima mais completa.

## **3. ESTUDO DE CASOS UTILIZANDO GÁS NATURAL NAS CONDIÇÕES BRASILEIRAS**

Com o incentivo governamental para o desenvolvimento da indústria do gás natural, muitas aplicações deste energético tem sido questionadas com relação a sua viabilidade econômica. O estudo a seguir analisa a possibilidade de utilização de gás natural em dois casos: geração de energia elétrica em horários de ponta e geração de energia elétrica e calor atendendo a carga base. Ambos os casos foram estudados para consumidores com tensão de fornecimento de energia elétrica de 13,8 kV e potência total instalada de 120 kW. Neste estudo foram utilizadas as tarifas de energia elétrica e gás natural vigentes em outubro de 2001, as quais são praticadas por várias concessionárias de energia elétrica e distribuidoras de gás natural no Brasil.

**Tabela 1 - Emissões de microturbinas a gás  
(Capstone Turbine Corporation, 2001 e Volvo, 2001)**

<b>Modelo da Microturbina</b>	<b>Potência Nominal (ISO)</b>	<b>Emissão de NO<sub>x</sub> (15% O<sub>2</sub>)</b>
Capstone 60 (combustível gasoso)	60 kW	< 9 ppm
Capstone Modelo 330 (combustível líquido)	29 kW	< 35 ppm
Capstone Modelo 330 (biogás)	30 kW	< 9 ppm
T100 Volvo Aero (gás natural)	100 kW	15 ppm

**Tabela 2 - Comparação de emissões (Capstone Turbine Corporation, 2001)**

<b>Tecnologia</b>	<b>Potência (ISO) [kW]</b>	<b>Níveis de Emissão (valores em ppm @ 15% O<sub>2</sub>)</b>		
		<b>UHC</b>	<b>CO</b>	<b>NO<sub>x</sub></b>
Microturbina Capstone <sup>1</sup>	30	9	40	9
Outras Microturbinas <sup>2</sup>	45 – 75	25	25 – 240	9 – 25
Turbinas a Gás Industriais	800 – 11.000	6 – 559	1 – 462	6 – 140
MACI	170 – 1.500	2.747	325 – 833	30 – 3.214
MACI	35	31 – 454	244 – 378	Não Divulgado

MACI: Motor Alternativo de Combustão Interna

1 Valor relatado no teste da Capstone, Modelo 330, combustível: Gás Natural;

2 Valores documentados por fabricantes. Combustível: Gás Natural.

A seguir temos as condições gerais utilizadas no estudo dos dois casos.

**Tabela 3 – Condições gerais para análise**

Taxa de cambio do dólar	2,5	R\$/US\$
Taxa de juros	10	% aa
<b>Especificação da Microturbina CAPSTONE 330 (Capstone Microturbine, 2.001)</b>		
Combustível	Gás natural	
<b>Condições ON SITE (20 °C e 1 atm) (carga base)</b>		
Potência nominal	27	kW
Eficiência (PCI)	26	%
Consumo de gás natural (PCS)	9,7	m <sup>3</sup> /h
Custo específico da microturbina	1.000	US\$/kW
<b>Características do Gás Natural Fornecido pelas Distribuidoras (20 °C e 1 atm)</b>		
Densidade relativa	0,602	
Poder calorífico superior	39.304	kJ/m <sup>3</sup>
<b>Condições da Energia Elétrica Fornecida pelas Concessionárias</b>		
Subgrupo tarifário A4		
<b>Tarifa Média de Fornecimento de Energia Elétrica (com ICMS, sem Autoprodução/Cogeração)</b>		
Tarifa horo-sazonal verde	57 - 69	US\$/MWh
<b>Tarifa Média de Fornecimento de Energia Elétrica na Ponta (com ICMS, sem Autop./Cogeração)</b>		
Tarifa horo-sazonal verde	282 - 340	US\$/MWh

### 3.1. Aplicação em Horários de Ponta

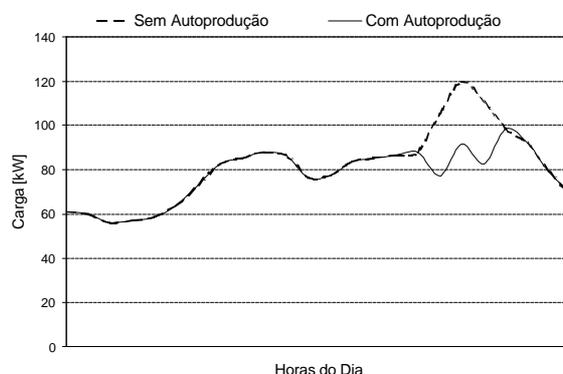
Muitos consumidores de energia elétrica procuram diminuir seu consumo no horário de pico devido às altas tarifas de energia elétrica praticadas neste horário. Alternativamente, para aqueles consumidores que estão impossibilitados de mudar seu consumo no horário de ponta, pode-se utilizar a autoprodução para diminuir o consumo de energia elétrica da concessionária sem alterar o consumo total de energia elétrica do consumidor.

A seguir apresentamos as condições de estudo utilizadas neste caso e a curva de fornecimento de energia elétrica pela concessionária local com e sem autoprodução em horários de ponta.

**Tabela 4 - Condições para estudo da aplicação em horários de ponta**

Modelo da microturbina	Capstone 330	
Números de microturbinas	1	
Vida útil da microturbina	18	anos
Potência líquida gerada (pico)	28	kW
Custo específico da microturbina instalada	1.200	US\$/kW <sub>INSTALADO</sub>
Consumo de gás natural (PCS)	30	m <sup>3</sup> /dia
Preço médio do gás natural (com ICMS)	0,247 - 1,109	R\$/m <sup>3</sup>

Como as microturbinas comercialmente disponíveis atualmente no mercado são importadas, sua viabilidade depende significativamente da taxa de câmbio do dólar. Isto influencia o custo da eletricidade gerada de tal forma que o investimento pode chegar a 76 % do custo da eletricidade gerada com a atual taxa do dólar (Tab. (3)), enquanto que o combustível não passa de 41 %, conforme pode ser visto na Tab. (5).



**Figura 1 – Carga atendida pela concessionária local com e sem autoprodução em horários de ponta**

O custo específico atual de uma microturbina varia de 800 a 1.000 US\$/kW. A Capstone Turbine Corporation, um dos maiores fabricantes de microturbinas atualmente, calcula atingir uma venda total de 100.000 unidades por ano até 2.005. Segundo esta empresa com este volume de vendas as microturbinas de 30 kW custariam US\$ 400 por kW e as microturbinas de 100 kW custariam apenas um pouco mais de US\$ 200 por kW – menos da metade do custo das usinas elétricas mais econômicas construídas nos últimos anos. Está previsto que o mercado de microturbinas cresça de praticamente zero em 1.998 para US\$ 8,5 bilhões em 2.003, nos Estados Unidos (Dunn e Flavin, 2.000). A tecnologia que compete com as microturbinas é o motor alternativo de combustão interna e na Tab. (6) temos uma comparação entre estas duas tecnologias e uma estimativa para o cenário de produção em grande escala.

**Tabela 5 - Custo da eletricidade gerada**

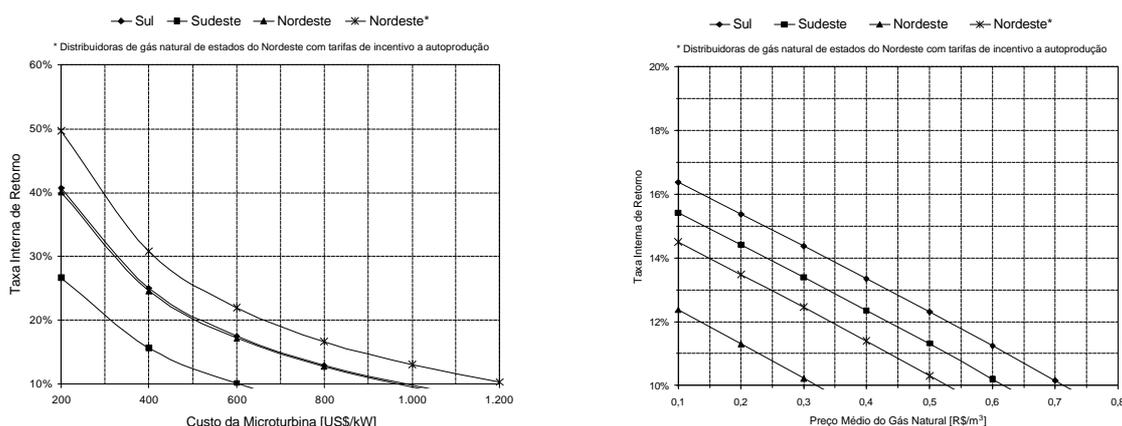
Componente do Custo Total	[US\$/MWh]
Investimento	198
Combustível	35 - 156
O&M (Fixo)	27
<b>Custo Total da Eletricidade Gerada</b>	<b>260 - 381</b>

**Tabela 6 – Comparação dos Parâmetros Técnico-Econômicos dos Motores Alternativos de Combustão Interna e das Microturbinas**

		<b>Motor Alternativo de Combustão Interna</b>	<b>Microturbina a Gás</b>
Faixa de Potência	[kW]	5 – 10.000	15 – 300
Eficiência	[%]	20 – 45	28 – 38
Custo do Equipamento Instalado	[US\$/kW]	600 – 1.200	800 – 1.300
Estimativa do Custo do Equipamento Instalado com Produção em Grande Escala	[US\$/kW]	500	200 – 400

No caso estudado, o custo específico da microturbina tem uma influência significativa, conforme mostra a Fig. (2). O estudo foi feito para três regiões do Brasil e para os estados do Rio Grande do Norte e Ceará, cujas distribuidoras de gás natural tem praticado tarifas de incentivo a autoprodução e cogeração. Com as perspectivas apresentadas pelos fabricantes seria possível atingir valores de taxa interna de retorno acima de 30%, o que viabiliza este investimento de forma satisfatória.

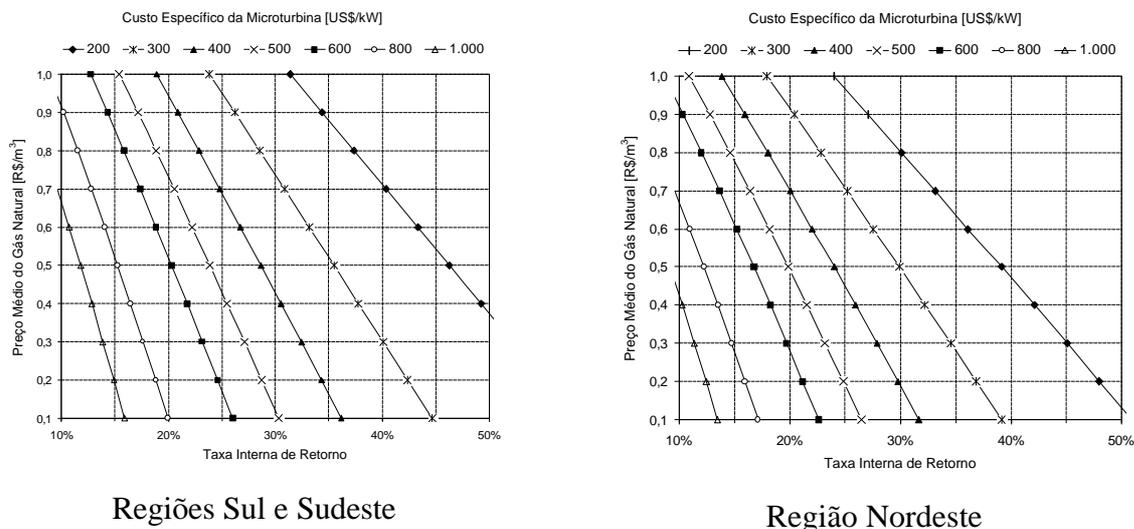
Conforme apresentado na Tab. (5), o combustível pode representar até 41 % do custo total da energia gerada, para o caso de aplicação em horários de pico. Isto é suficiente para influenciar sensivelmente a viabilidade do investimento, conforme mostra a figura a seguir.



**Figura 2 –Influência do custo da microturbina e do preço do gás natural na viabilidade do investimento**

Uma vez que o custo específico da microturbina e o preço médio do gás natural podem influenciar significativamente na viabilidade do investimento, apresentamos a seguir a influência combinada destes dois parâmetros, para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Nota-se na Fig. (3) que para uma mesma variação no preço médio do gás natural, maior será a variação na taxa interna de

retorno, conforme se diminui o custo específico da microturbina, ou seja, quanto menor o custo específico da microturbina, mais sensível será a viabilidade do projeto com relação ao preço médio do gás natural.



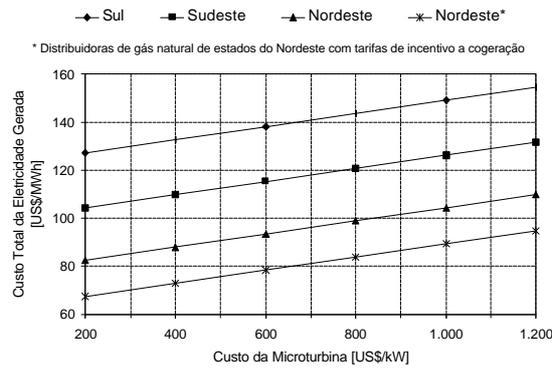
**Figura 3 - Influência combinada do preço do gás natural e do custo da microturbina**

### 3.2. Aplicação com Cogeração

Uma planta de cogeração pode resultar numa economia substancial na energia elétrica comprada. No entanto, estes sistema geralmente necessitam de maiores investimentos do que sistemas sem cogeração. Este diferencial de investimento pode ser compensado pelos resultados obtidos com a redução nos custos anuais, o que pode implicar numa taxa de retorno do investimento e custo da eletricidade gerada significativamente diferentes, quando comparado com uma planta sem cogeração. Em seguida apresentamos na Tab. (7) as condições de estudo utilizadas neste caso e na Fig. (4) o comportamento do custo da energia gerada em função do custo específico da microturbina.

**Tabela 7 - Condições para estudo com cogeração**

Modelo do sistema de cogeração	Micogen MG2-C1	
Números de microturbinas	2	
Números de sistemas de recuperação de calor	1	
Vida útil da microturbina (Kreider & Curtiss)	8	anos
Potência total máxima gerada	54	kW
Sistema de recuperação de calor (geração de água quente)		
Pressão máxima da água	10	bar
Vazão de água quente	2,2	t/h
Temperatura de entrada da água	25	°C
Temperatura de saída da água	67	°C
Temperatura de saída dos gases de escape	93	°C
Potência elétrica líquida	53	kW
Custo específico do sistema de cogeração instalado	1.394	US\$/kW <sub>INSTALADO</sub>
Consumo de gás natural (PCS)	435	m <sup>3</sup> /dia
Preço médio do gás natural (com ICMS)	0,247 - 0,665	R\$/m <sup>3</sup>



**Figura 4 - Influência do Custo da Microturbina no Custo da Energia Gerada**

Para realizarmos o estudo proposto devemos definir o alternativa de fornecimento de energia elétrica e térmica que envolve o mínimo de investimento, ou seja, o caso convencional. O caso convencional consiste de uma caldeira de baixa pressão suprindo calor e toda a energia elétrica comprada da concessionária local. Apesar do caso convencional ter o menor custo de investimento, tem custos anuais de operação mais altos que os custos apresentados com cogeração. Nas Tab. (8) e (9) temos as configurações e o custo de geração de calor no caso convencional.

Neste estudo o sistema não é dimensionado para capacidade máxima de energia elétrica requerida, mas para operar em carga base, ou seja, tendo sempre o máximo de carregamento elétrico e térmico, operando como sistema básico, com carga estável durante todo o dia. A energia restante, necessária para atender o complemento da carga, deverá ser comprada da concessionária local.

**Tabela 8 – Configurações da caldeira do caso convencional**

Pressão máxima da água	10	bar
Vazão máxima de água quente	2,5	t/h
Temperatura de saída da água	70	°C
Potência elétrica consumida	1,7	kW
Consumo de gás natural (PCS)	342	m <sup>3</sup> /dia

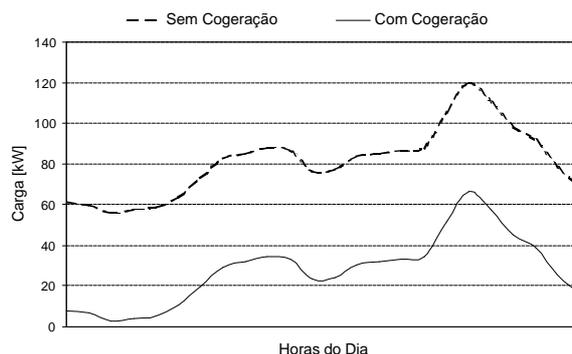
**Tabela 9 - Custo do calor (água quente) gerado no caso convencional**

Componente do Custo Total	[US\$/MWh]
Investimento	3
Combustível	14 - 37
Energia elétrica (auxiliares)	1
O&M (Fixo)	6
<b>Custo Total do Calor Gerado</b>	<b>24 - 47</b>

Para isso, a produção de energia do sistema de cogeração deve estar em paralelo com a energia elétrica da rede permitindo que a complementação seja realizada automaticamente. Para esse tipo de ligação são necessários esquemas elétricos específicos, para proteção tanto dos geradores quanto da rede da concessionária.

Uma vantagem desse tipo de ligação é a transferência automática de carga elétrica para a rede da concessionária em caso de pane no gerador. A confiabilidade deste tipo de sistema permite que o consumidor seja atendido com a energia gerada pelas microturbinas e tenha a energia da rede como

complemento e *backup* da carga. A seguir temos a curva de fornecimento de energia elétrica pela concessionária local com e sem cogeração.



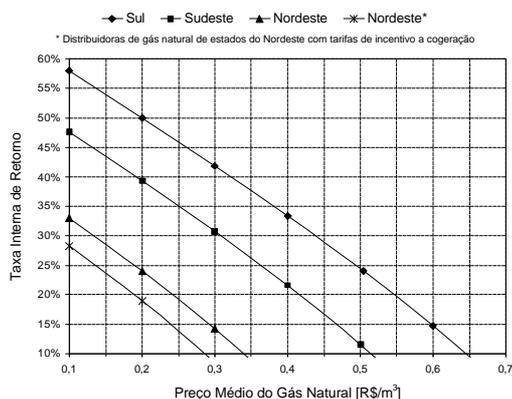
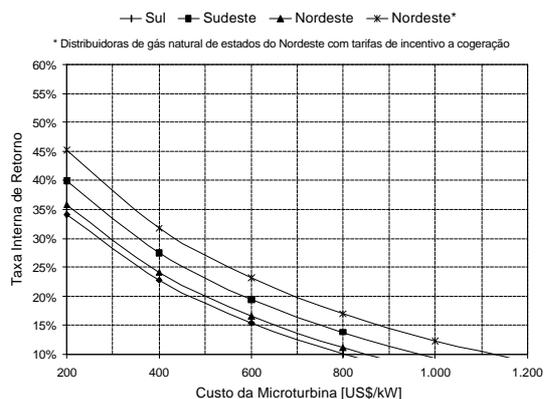
**Figura 5 – Carga atendida pela concessionária local com e sem cogeração**

Na Fig. (6) nota-se que a partir de um custo específico de 500 US\$/kW pode-se obter uma taxa interna de retorno bastante satisfatória para todas regiões estudadas, sendo que para as perspectivas apresentadas pelos fabricantes é possível atingir valores de taxa interna de retorno acima de 30%. Com cogeração a influência do custo com combustível é maior, quando comparado com aplicação em horários de ponta, uma vez que neste caso o custo com combustível pode chegar a 66% conforme pode ser visto na Tab (10). Destacamos aqui a importância do incentivo a autoprodução e a cogeração por parte das distribuidoras de gás natural, uma vez que o preço do gás natural praticado pelas distribuidoras que tem lançado mão deste tipo de incentivo está em torno de 0,23 R\$/m<sup>3</sup> na região Nordeste e 0,47 R\$/m<sup>3</sup> na região Sudeste (para faixa de consumo deste caso), o que implica em uma taxa interna de retorno em torno de 18 e 26% respectivamente, conforme a Fig. (6).

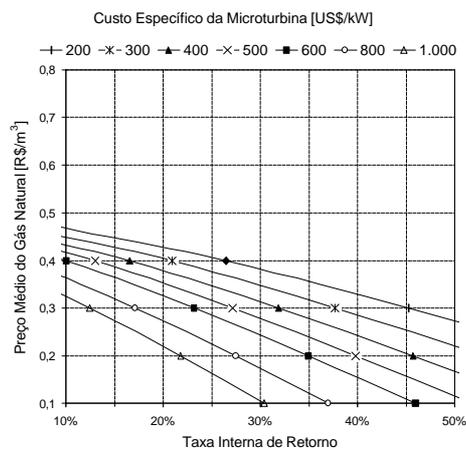
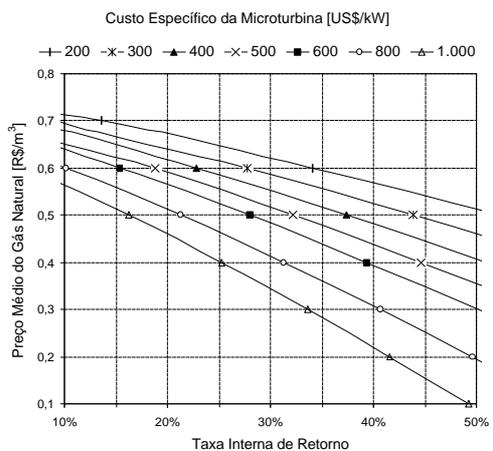
**Tabela 10 - Custo da eletricidade gerada**

Componente do Custo Total	[US\$/MWh]
Investimento	34
Combustível	35 - 95
O&M (Fixo)	16
<b>Custo Total da Eletricidade Gerada</b>	<b>85 - 145</b>

Na Fig. (7) abaixo podemos observar a influência combinada do preço do gás natural e do custo da microturbina na viabilidade do projeto para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim como no caso de aplicação em horários de pico, com cogeração há uma maior sensibilidade na viabilidade do projeto com a diminuição do custo específico da microturbina. Com as percepções dos fabricantes de microturbinas e com o incentivo nas tarifas de gás natural praticadas por algumas distribuidoras, seria possível atingir valores superiores a 40% de taxa interna de retorno, conforme a Fig. (7).



**Figura 6 - Influência do custo da microturbina e do preço do gás natural na viabilidade do investimento**

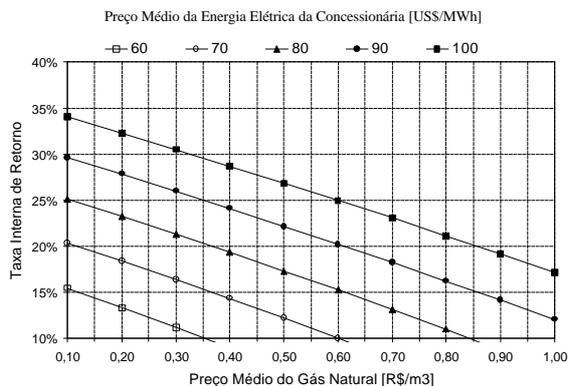


**Regiões Sul e Sudeste**

**Região Nordeste**

**Figura 7 - Influência combinada do preço do gás natural e do custo da microturbina na viabilidade do investimento**

As tarifas médias de gás natural e de energia elétrica no Brasil variam entre as várias distribuidoras conforme sua respectiva região de concessão. Na figura abaixo podemos analisar a viabilidade do projeto com cogeração em função da combinação destas duas variáveis.



**Figura 8 - Influência combinada do preço médio do gás natural e da energia elétrica da concessionária na viabilidade do projeto**

#### 4. CONCLUSÕES

As microturbinas a gás apresentam boas perspectivas para a geração distribuída de eletricidade em pequena escala e acredita-se que esta tecnologia terá uma ampla aplicação na geração distribuída de energia elétrica nos países em desenvolvimento, a fim de se obter um sistema operacionalmente confiável, numa escala de potência compatível com as necessidades das comunidades isoladas. Conforme mostram os resultados alcançados, no cenário atual as microturbinas já apresentam viabilidade atendendo cargas de ponta e com cogeração, sendo que com a atual perspectiva para produção em alta escala é que sua viabilidade será melhor ainda. Pois além de se esperar uma queda no custo desta tecnologia, espera-se também um crescente aumento no preço da energia elétrica das concessionárias no Brasil. Além disso, as microturbinas são uma boa opção com relação ao aspecto ambiental, uma vez que seus índices de emissões são muito menores que os de outras tecnologias, como os motores alternativos de combustão interna e as usinas convencionais a vapor.

O Núcleo de Estudos em Sistemas Térmicos (NEST) da Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em parceria com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) está desenvolvendo o projeto “Avaliação experimental de um sistema de microturbinas a gás para a geração de eletricidade utilizando diferentes combustíveis”, o qual tem o objetivo de estudar o desempenho de microturbinas com potência elétrica nominal de 30 kW operando com vários combustíveis. Pretende-se na sequência deste trabalho avaliar a viabilidade da microturbinas com outros combustíveis em aplicações em horários de ponta e com cogeração.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro dado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) através do Convênio ANP/EFEI do Programa de Recursos Humanos PRH/ANP, assim como o apoio da CEMIG, da FINEP e do Centro Tecnológico da COPERSUCAR.

#### 6. REFERÊNCIAS

- ALI, S.A.; MORITZ, R. R., 1997 “Pressurized Fuel Cells”. In: Proceeding the Power Delivery International - POWER-GEN’97. CD-ROM. Dallas, Texas, Estados Unidos.
- CAMPANARI, S., 2000 “Full Load part Performance Prediction for integrated SOFC and Microturbine Systems”. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. ASME, Abril.
- CAPSTONE MICROTURBINE., 2001 “Capstone Model 330 Microturbine System”, <http://www.microturbine.com>, Capstone Turbine Corporation, USA.
- CAPSTONE TURBINE CORPORATION., out/2001 “Capstone Low Emissions Microturbine Technology”, White Paper, July 19, 2000, CA, USA, [www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com).
- DUNN, S. & FLAVIN, C., 2000 “Dimensionando a Microenergia”. In: Estado do Mundo 2000. Salvador, UMA Ed., cap. 8, p. 147-168
- KREIDER, J. F. & CURTISS, P. S. Distributed Electrical Generation Technologies and Methods for Their Economic Assessment, Ashrae Transactions 2000, V. 106, USA, 2000.
- LAYNE A. & HOLCOMBE. N., 2000 “FuelCell/Gas Turbine Hybrid Power Systems for Distributed Generation”. Asme International. Volume 40.
- LISS, W.E., 1999 “Natural Gas Power Systems for the Distributed Generation Market”. Power-Gen International ‘99 Conference. CD-Rom. New Orleans, Louisiana.
- MASSARDO, A. F.; MCDONALD, C. F.; KORAKIANITIS, T., 2000 “Microturbine /Fuel Cell Coupling For High-Efficiency Electrical-Power Generation”. Proceedings of ASME TURBOEXPO 2000, Munich Germany.
- VOLVO., 2001 “Volvo Environmental Report 2000”, SE-405 08 Göteborg, Sweden.

# ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE MICROTURBINE'S APPLICATION IN THE DISTRIBUTED GENERATION

## **Eli Eber Batista Gomes**

EFEI - Federal School of Engineering of Itajubá / IEM – Mechanical Engineering Institute  
NEST – Thermal Systems Study Group  
Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brazil  
E-mail: eligomes@iem.efei.br

## **Vladimir Rafael Melian Cobas**

EFEI - Federal School of Engineering of Itajubá / IEM – Mechanical Engineering Institute  
NEST – Thermal Systems Study Group  
Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brazil  
E-mail: vladimir@iem.efei.br

## **Marco Antônio Rosa do Nascimento**

EFEI - Federal School of Engineering of Itajubá / IEM – Mechanical Engineering Institute  
NEST – Thermal Systems Study Group  
Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brazil  
E-mail: marco@iem.efei.br

## **Electo Eduardo Silva Lora**

EFEI - Federal School of Engineering of Itajubá / IEM – Mechanical Engineering Institute  
NEST – Thermal Systems Study Group  
Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brazil  
E-mail: electo@iem.efei.br

## **Lourival Jorge Mendes Neto**

EFEI - Federal School of Engineering of Itajubá / IEM – Mechanical Engineering Institute  
NEST – Thermal Systems Study Group  
Caixa Postal 236 CEP: 37500-970 ITAJUBÁ, MG – Brazil  
E-mail: lourival@iem.efei.br

***Abstract.** Microturbine generators have showed good perspectives for the distributed generation in small range. In Brazil, The Thermal Systems Study Group of Federal School of Engineering of Itajubá sponsored by The Energy Company of Minas Gerais, are developing a project of experimental valuation of the system with a microturbine. The objective of this paper is to valuate the cost of the generation and show the emissions range of the microturbines working with natural gas. Will be considered the actual cost of the microturbine generators and the projection for the future, as well as the actual cost of the electricity energy and natural gas in Brazil.*

**Keywords:** microturbines, distributed generation, cogeneration, gas turbines, natural gas.