

**AVALIAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENA
CAPACIDADE****Flávio Neves Teixeira**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
flavio@iem.efei.br

Oswaldo José Venturini

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
osvaldo@iem.efei.br

Felipe Raul Ponce Arieta

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
aponce@iem.efei.br

Electo Eduardo Silva Lora

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
electo@iem.efei.br

Marco Antonio Rosa do Nascimento

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
marco@iem.efei.br

Resumo. No Brasil, o quadro sócio-econômico dos últimos anos, por diversos motivos, tem caracterizado por um contínuo crescimento da demanda de energia elétrica, exigindo uma expansão da potência elétrica instalada a curto e médio prazo. As soluções tradicionais para o aumento na capacidade de geração, transmissão e distribuição, local ou regional, podem, muitas vezes, serem custosas e geralmente requerem um planejamento de médio a longo prazo. Neste ambiente, soluções inovadoras podem oferecer bons negócios para o setor, traduzindo em benefícios públicos. Em meio a este mercado, avanços tecnológicos tem posicionado a geração distribuída (GD) como uma saída de grande potencial. Novas tecnologias de geração termelétrica em pequena escala, que consideram motores alternativos, microturbinas a gás e motores Stirling, têm proporcionado credibilidade para as centrais de GD, como premissa de geração no ponto de consumo final ou próximo deste. Considerando o ambiente acima explanado, objetiva-se neste trabalho descrever e comparar, levando em consideração aspectos técnicos e econômicos, as tecnologias de geração mencionadas acima no cenário brasileiro, e utilizando diferentes combustíveis como por exemplo, diesel, álcool, gás natural e biomassa. As variantes consideradas nesta análise são: geração separada de calor e potência (SHP) e cogeração, sendo que a análise é feita do ponto de vista de um consumidor que está por optar entre estas alternativas. Os resultados permitem comparar os custos de geração de cada tecnologia analisada, tendo sido verificado um grande potencial para os sistemas de cogeração que utilizam biomassa, principalmente quando o acionador primário é uma microturbina a gás.

Palavras chave: geração distribuída, cogeração, microturbinas, motores Stirling, motores alternativos

1. Introdução

A demanda mundial de energia vem crescendo continuamente. Em parte, isso acontece porque as populações e suas necessidades estão crescendo, e mais indústrias, mais serviços e empregos são gerados. No Brasil, o quadro sócio-econômico dos últimos anos, por diversos motivos, também tem apresentado um contínuo crescimento da demanda de energia elétrica, exigindo uma expansão da potência elétrica instalada a curto e médio prazo. Porém, soluções tradicionais para o aumento na capacidade de geração, transmissão e distribuição, local ou regional, podem, muitas vezes, serem custosas e geralmente requerem um planejamento de médio a longo prazo. Neste ambiente, soluções inovadoras podem oferecer bons negócios para o setor, resultando em benefícios públicos (Kaarsberg, 1998)

Em meio a este mercado, avanços tecnológicos tem posicionado a geração distribuída (GD) como uma saída de grande potencial. Novas tecnologias para a geração termelétrica em pequena escala, como as microturbinas a gás, os motores Stirling e os motores alternativo, têm proporcionado credibilidade para as centrais de GD, como premissa de geração elétrica no ponto de consumo final ou próximo deste. Assim a GD poderia ser um modelo complementar ou alternativo de centrais de potência para as novas necessidades. Deste ponto de vista, três tendências independentes estão formando a base para uma possível introdução difundida da GD: a reestruturação do setor energético, a necessidade do aumento da capacidade instalada do sistema elétrico e os avanços tecnológicos dos acionadores primários.

Considerando o ambiente acima explanado, objetiva-se neste estudo descrever e comparar, levando em consideração aspectos técnicos e econômicos, diferentes tecnologias para sistemas de geração distribuída de eletricidade em pequena escala. Também é feita uma avaliação do emprego de diferentes combustíveis para cada uma destas tecnologias. Para os motores Stirling considerou-se a utilização da queima direta da biomassa. Já nos motores de combustão interna as opções analisadas foram o emprego de óleo Diesel, para os motores operando sob o ciclo Diesel, e gás natural, para os motores operando sob o ciclo Otto. Nas microturbinas a gás avalia-se a utilização de gás natural, gás de biomassa e álcool. As variantes consideradas são: geração de eletricidade para sistemas isolados e eletricidade e calor (para utilização abaixo ou acima da temperatura ambiente).

2. Geração Distribuída

A GD pode ser definida como a geração de potência elétrica através de pequenas unidades (tipicamente menores do que 25 MW), estrategicamente localizadas perto dos consumidores e centros de carga, que fornecem benefícios para os consumidores e suporte para a operação econômica da rede de distribuição de eletricidade existente (GRI, 1999). Para o propósito deste trabalho define-se a geração distribuída (GD) como a utilização integrada, ou independente, da geração de eletricidade através de fontes pequenas e modulares (de 45 a 200 kW) para pequenos consumidores em geral e, consumidores específicos de uso final. Nesta definição incluem-se a geração apenas de eletricidade, em lugares remotos, onde o custo das linhas de distribuição não se mostra viável, e a geração de eletricidade e calor ou frio (cogeração), para fins de condicionamento ambiental, através de geradores de pequena escala e usuários de baixa demanda.

A GD é fundamentalmente distinta dos modelos tradicionais para a geração e transmissão de potência, pois pode entregar energia elétrica diretamente à rede de distribuição de potência ou para um consumidor final, ao invés do sistema de transmissão. Também, as centrais de GD são menores que as tradicionais, podem ser operadas remotamente e apóiam-se em uma grande faixa de aplicações e tecnologias. Por exemplo, os motores de combustão interna e as pequenas turbinas a gás já são tecnologias comerciais, e utilizadas como geradores de emergência, em cogeração, etc. Tecnologias emergentes, tais como as microturbinas a gás, motores Stirling, além das turbinas eólicas e das células fotovoltaicas, são tecnologias que proporcionarão opções adicionais para a GD. A Tab. (1) fornece uma comparação econômica de algumas destas tecnologias.

Tabela 1. Comparação econômica de tecnologias de geração distribuída (GRI, 1999)

Tecnologia comparação	Motor Diesel	Motor Otto	Turbina a gás	Microturbina	Motor Stirling
Estágio	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial	Desenvolvimento
Potência (kW)	20 - 10.000 +	50 - 5.000 +	1.000 +	30 - 300	0,5 - 1000
Eficiência (PCS)	36 - 43 %	28 - 42 %	21 - 40 %	25 - 30 %	30 - 40 % (PCI)
Custo 'turnkey' (US\$/kW)	350 - 500	600 - 1.000	650 - 900	600 - 1.100	2000 - 5000
Custo adicional do recuperador de calor (US\$/kW)	n.a.	75 - 150	100 - 200	75 - 350	n.a.
Custo de O&M (US\$/MWh)	0,005 - 0,010	0,007 - 0,015	0,003 - 0,008	0,005 - 0,010	0,005 - 0,010

3. Metodologia

Este estudo não faz uma abordagem de um caso particular, mas sim, uma abordagem geral considerando que o acionador opera na carga de projeto. Por este motivo não se trabalha com demandas térmicas ou elétricas especificadas. O estudo se enfoca na comparação das diferentes tecnologias de geração distribuída operando segundo diferentes esquemas. Estes são:

- Geração somente de eletricidade;
- Cogeração de eletricidade e calor;
- Cogeração de eletricidade e frio.

Não foi avaliado o caso da interconexão do sistema com a rede, tanto no caso de energia de back-up como também de uma eventual geração de excedentes que poderiam ser vendidos à rede.

A abordagem é feita do ponto de vista de um consumidor que está por escolher entre a geração própria de energia elétrica e calor ou frio, ou a compra de eletricidade da rede e a geração de calor (caldeira convencional queimando gás natural) ou frio (sistema de compressão de vapor com compra de energia elétrica).

3.1. Análise econômica

O objetivo da análise econômica é realizar uma comparação entre as diferentes tecnologias de geração distribuída. Nesta análise são comparadas três tecnologias:

- 1 - Microturbinas (MT) utilizando como combustível:
 - Gás de biomassa gaseificada (MT-Biomassa);
 - Álcool (MT-Álcool);
 - Gás natural (MT-Gás natural)
- 2 - Motor Stirling (MS) com queima de biomassa (MS-Biomassa)
- 3 - Motor de combustão interna (MCI) empregando como combustível:
 - Gás natural (MCI-Gás natural);
 - Óleo diesel (MCI-Diesel)

Desta forma são estudadas seis variantes tecnológicas de geração distribuída de energia.

3.1.1 Dados para os balanços de massa e energia e para a análise econômica

Os dados relacionados aos diferentes combustíveis são apresentados na Tab. (2). Para o uso de biomassa numa instalação com turbina a gás precisa-se da transformação da biomassa sólida num combustível gasoso. Esta transformação é feita através do gaseificador da biomassa. O PCI do gás proveniente da gaseificação apresentado foi retirado de Consoni e Larson (1994).

Já para os dados dos distintos acionadores foram usados como referência àqueles apresentados na Tab. (3). As faixas de valores que constam nesta tabela abrangem os valores publicados por vários autores nas diferentes tecnologias. Para a avaliação econômica utilizam-se os dados apresentados na Tab. (4).

Tabela 2. Dados dos combustíveis (Abreu e Martinez, 1999, COMGAS, 2000, Consoni e Larson, 1994).

Combustível	PCI kJ/kg	Preço R\$/GJ
Biomassa	13.000	4,86
Álcool	27.842	31,10
Gás natural	47.964	Ver nota
Óleo diesel	43.150	14,5
Gás de biomassa gaseificada	5.600	-

Nota: A tarifa do gás natural é referente aos preços praticados pela COMGAS (COMGAS, 2000), segmento comercial - classe 6 de gás canalizado, para uma faixa de demanda de 5.001 a 50.000 m³. Os respectivos preços para demanda e consumo são: 1594,09 R\$/m³ e 0,479 R\$/m³. Estes valores têm vigência a partir de 31/05/2000.

Tabela 3. Dados dos acionadores.

Código	η , %	Custo específico de investimento ^(e) , US\$/kW	Valor Adotado US\$/kW
MT-Biomassa	30 ^(a)	600 – 1.100	800
MT-Álcool	30 ^(a)	600 – 1.100	800
MT-Gás natural	30 ^(a)	600 – 1.100	800
MS-Biomassa	30 ^(b)	1.000 – 3.000	1500
MCI-Gás natural	32 ^(c)	600 – 1.000	800
MCI-Diesel	40 ^(d)	350 – 500	400

- a) A eficiência das microturbinas é válida apenas para as máquinas com recuperador de calor incluído;
- b) Fonte: Jakobsen et al (1998);
- c) Fonte: Sakouji e Shoji (1996);
- d) Fonte: Lizarraga (1994);
- e) Valores tomados de Liss (1999) com a exceção da tecnologia com Motor Stirling que foram tomados de Jakobsen et al (1998).

Os dados apresentados nas Tab. (3) e (4) foram fixados para concentrar a avaliação nos resultados da variação do custo específico de investimento do acionador e no preço do combustível. Devido a larga faixa do custo específico de investimento do acionador, este parâmetro é uma incógnita fundamental a ser estudada.

Tabela 4. Dados econômicos gerais fixados para os cálculos.

Dado	Valor
Taxa de câmbio do dólar, R\$/US\$	1,8
Vida útil, anos	7
Taxa de juros, %	15
Fator de disponibilidade	0,85
Fator de capitalização, 1/ano	0,24
Horas de operação anual, h/ano	7446

3.1.2. Custos fixos e custos variáveis.

Para o cálculo do custo da energia gerada, no caso em que se tratou da geração apenas de energia elétrica, são considerados os custos de instalação, com combustível e de operação e manutenção (O&M), que são descritos na seqüência.

Custos de instalação: Está composto pelos custos dos equipamentos mais o custo de instalação, engenharia, contingências, etc.

Para o caso particular da alternativa MT-Biomassa, além do custo com o acionador é necessário adicionar os custos do gaseificador, do sistema de limpeza de gases, do compressor de gases e do reservatório de combustível. O custo do gaseificador ($CI_{\text{gaseificador}}$), em US\$, é calculado pela Eq. (1), onde \dot{m}_{comb} , é a vazão de combustível em kg/h (Bridgwater, 1991). Os custos do sistema de limpeza dos gases, do compressor e do reservatório de combustível foram obtidos do trabalho de Ulrich (1984). Para os casos MT-Álcool, MS-Biomassa e MCI-Diesel, considerou-se além do custo do acionador, o custo do reservatório de combustível. Finalmente, para os casos com queima de gás natural, MT-Gás Natural e MCI-Gás Natural, considerou-se apenas o custo com o acionador, uma vez que o fornecimento de gás é canalizado.

$$CI_{\text{gaseificador}} = 97,8 \dot{m}_{\text{comb}} + 12200 \quad (1)$$

Na Tabela (5) são apresentados os custos de investimentos dos diferentes sistemas sem cogeração, para uma potencia elétrica gerada de 45 kW. Os custos de instalação, engenharia, contingências, etc., foram tomados como 50 % do custo total dos equipamentos.

Custo combustível: É definido tanto pelo preço do combustível como pela quantidade consumida. O consumo de combustível é determinado pelos balanços de massa e energia.

Custo de (O&M) variáveis: Os custos de operação e manutenção variáveis (O&M)_{variáveis} estão relacionados com os insumos não combustíveis da geração de energia. Considerou-se valores de 6 R\$/MWh para as tecnologias com microturbina e motor Stirling e 14 R\$/MWh para a tecnologia com motor de combustão interna. Estes valores foram sugeridos por Carvalho (2000).

Tabela 5. Custos de investimentos dos diferentes sistemas sem cogeração, para uma potencia elétrica gerada de 45 kW.

Tecnologia	MT ¹⁾			MS		MCI
	Biomassa	Álcool	GN	Biomassa	GN	Diesel
Combustível						
Custo Gaseificador, R\$	29343	-	-	-	-	-
Custo Sistema de limpeza, R\$	10000	-	-	-	-	-
Custo Compressor, R\$	9060	-	-	-	-	-
Custo reservatório de combustível, R\$	1000	1000	-	1000	-	1000
Custo do acionador, R\$	64800	64800	64800	121500	64800	32400
Custo dos equipamentos do sistema, R\$	114203	65800	64800	122500	64800	33400
Custo Inst., Eng. E Outros, R\$	57102	32900	32400	61250	32400	16700
Custo Total Investimento, R\$	171305	98700	97200	183750	97200	50100
Custo específico de investimento, R\$/kW instalado	3807	2193	2160	4083	2160	1113

Para o cálculo do custo da energia gerada, no caso em que se tratou da cogeração, (Tab. (6)), também são considerados os custos de instalação, com combustível e de operação e manutenção (O&M), conforme descrito anteriormente, e incluindo nos custos de instalação os preços da caldeira de recuperação e dos chillers de absorção (este último para os casos de cogeração com frio). Nesta tabela também apresentam-se os valores de eficiência elétrica e o percentual de recuperação de calor dos acionadores, além do coeficiente de performance (COP) dos chillers.

Tabela 6. Considerações para o cálculo da geração de energia com cogeração.

	MT	M-Stirling	MCI-GN	MCI-Diesel
Eficiência elétrica ^(a)	0,30	0,30	0,32	0,40
Porcentual de cogeração ^(a)	0,50	0,60	0,58	0,50
Relação kWe/kWt	1,67	2,00	1,81	1,25
Caldeira de recuperação ^(b) , US\$/kW	200	200	115	115
Cogeração de calor				
Caldeira convencional ^(c) , US\$/kW	95	95	95	95
Eficiência da caldeira convencional	0,75	0,75	0,75	0,75
Cogeração de frio				
Chiller de compressão ^(a) , US\$/TR	350	350	350	350
Chiller de absorção ^(a) , US\$/TR	900	900	900	900
COP	1,10	0,75	0,75	0,75

(a) Fonte: Kaarsberg et al (1998), (b) Fonte: Liss (1999) e (c) Fonte: Lizarraga, (1994).

Na Tabela (6) os valores apresentados para o COP (Coeficiente de Performance), correspondem a um chiller de absorção de 2 e 1 estágios, respectivamente. Sendo que para a utilização do chiller com a microturbina foi considerado um COP de 1,10, pois esta tem uma temperatura dos gases de exaustão mais alta que os restantes dos acionadores, o que permite o uso de um chiller de absorção de 2 estágios.

3.1.3. Custos evitados

Com a instalação de sistemas de GD, do ponto de vista do consumidor, que é o tratado nesta análise, são evitados os custos de compra de energia elétrica, bem como os custos associados para a geração de calor e/ou frio, no caso em que seja utilizada a cogeração.

Custo evitado com a compra de energia elétrica: Os consumidores que não optarem pela geração própria, terão de comprar a energia elétrica da rede. Na formação do preço de compra da energia elétrica estão embutidos, tanto um valor de demanda contratada, como um de consumo, variando conforme a sazonalidade (período seco e úmido) e os horários do dia (fora de ponta e ponta). Para um consumidor que deseja instalar um sistema de GD, o custo próprio de geração deve ser menor do que o custo evitado com a compra de energia elétrica da rede.

Custo evitado pelo uso da cogeração: O emprego da cogeração permite obter calor e/ou frio junto à geração de energia elétrica. Os consumidores que não possuem cogeração de energia elétrica e calor, compram a energia elétrica da rede (conforme descrito no item anterior) e geram o calor em uma caldeira convencional. Para um consumidor que deseja instalar um sistema de GD, o custo total de cogeração (custos fixos e variáveis) deve ser menor do que o custo evitado com a compra de energia elétrica da rede e o custo com o combustível comprado para gerar calor, mais o de instalação e O&M da caldeira.

Já, os consumidores que não possuem cogeração de energia elétrica e frio, compram a energia elétrica da rede (conforme já descrito) tanto para o consumo como para a geração de frio em sistemas de compressão de vapor. Para um consumidor que deseja instalar um sistema de GD, o custo total de cogeração (custos fixos e variáveis) deve ser menor do que o custo total evitado na compra de energia elétrica para consumo e geração de frio, mais os custos de instalação e O&M do sistema de produção de frio.

3.1.4. Cálculo do custo da eletricidade comprada

O custo equivalente da eletricidade comprada à eletricidade gerada é calculado pela Eq. (2).

$$C_{EE} = [FO \cdot (C_{PSFP} + C_{PUFP}) + C_{FP}] + [FO \cdot (C_{PSPO} + C_{PUPO}) + C_{PO}] \quad (2)$$

Com:

$$C_{PSFP} = NH_{PSFP} \cdot T_{PSFP} \quad (3)$$

$$C_{PUFP} = NH_{PUFP} \cdot T_{PUFP} \quad (4)$$

$$C_{FP} = T_{DFP} \cdot 12 \quad (5)$$

$$C_{PSPO} = NH_{PSPO} \cdot T_{PSPO} \quad (6)$$

$$C_{PUPO} = NH_{PUFO} \cdot T_{PUPO} \tag{7}$$

$$C_{PO} = T_{DPO} \cdot 12 \tag{8}$$

sendo:

- C_{EE} Custo específico da compra de energia elétrica, R\$/MW/ano;
- FO Fator de disponibilidade (Tabela 5.3), o qual representa o número de horas de operação;
- C_{PSFP} Custo específico do consumo de energia elétrica no Período de Seca no horário Fora de Ponta, R\$/MW/ano;
- C_{PUFP} Custo específico do consumo de energia elétrica no Período Úmido no horário Fora de Ponta, R\$/MW/ano;
- C_{FP} Custo específico do contrato da demanda no horário Fora de Ponta, R\$/MW/ano;
- C_{PSPO} Custo específico do consumo de energia elétrica no Período de Seca no horário de Ponta, R\$/MW/ano;
- C_{PUPO} Custo específico do consumo de energia elétrica no Período Úmido no horário de Ponta, R\$/MW/ano;
- C_{PO} Custo específico do contrato da demanda no horário de Ponta, R\$/MW/ano;
- NH_{PSFP} Número de horas no Período de Seca no horário Fora de Ponta, h/ano;
- NH_{PUFP} Número de horas no Período Úmido no horário Fora de Ponta, h/ano;
- NH_{PSPO} Número de horas no Período de Seca no horário de Ponta, h/ano;
- NH_{PUPO} Número de horas no Período Úmido no horário de Ponta, h/ano;
- $TPSFP$ Tarifa de compra para o Período de Seca no horário Fora de Ponta, R\$/MWh;
- $TPUFP$ Tarifa de compra para o Período Úmido no horário Fora de Ponta, R\$/MWh;
- $TPSPO$ Tarifa de compra para o Período de Seca no horário de Ponta, R\$/MWh;
- $TPUPO$ Tarifa de compra para o Período Úmido no horário de Ponta, R\$/MWh;
- $TDFP$ Tarifa para o contrato de demanda no horário Fora de Ponta, R\$/MW/mês;
- $TDPO$ Tarifa para o contrato de demanda no horário de Ponta, R\$/MW/mês.

Na Tabela (7) são apresentados os valores das tarifas de consumo e o número de horas que se corresponde com os horários de ponta e fora de ponta para os períodos de seca e úmido.

Tabela 7. Tarifas de consumo e número de horas para diferentes horários e períodos do ano.

	Ponta		Fora de Ponta	
	Seca	Úmida	Seca	Úmida
Tarifas de consumo, R\$/MWh	74,74	69,18	35,55	31,42
Números de horas, h/ano	437	319	4627	3377
Tarifa de demanda, R\$/MWmês	11.390,00		3.810,00	

3.1.5. Cálculo do custo de geração

De acordo com o objetivo deste trabalho, para o custo da energia elétrica gerada pelos sistemas GD, duas diferentes análises devem ser realizadas: uma considerando apenas geração de energia elétrica, dada pela Eq. (9) e outra considerando a geração de energia elétrica e calor ou frio, dada pela Eq. (10).

$$CEG = \frac{CI_{GE} \cdot \beta}{W \cdot \tau} + \frac{P_{combustível}}{\eta} + (O \& M)_{variável} \tag{9}$$

$$CEG = \frac{(CI_{GE} + CI_{COG}) \cdot \beta}{(W + Q) \cdot \tau} + \frac{P_{combustível}}{\eta} + (O \& M)_{variável} \tag{10}$$

Com:

$$\eta = \frac{3600 \cdot W}{m_{combustível} \cdot PCI} \tag{11}$$

Nestas equações, tem-se:

- CEG Custo da energia gerada, R\$/MWh
- CI_{GE} Custo total de investimento para a geração de eletricidade, R\$
- CI_{COG} Custo adicional de investimento para a cogeração de calor ou frio, R\$

β	Fator de capitalização, 1/ano
W	Potência elétrica gerada, em MW nas Eq. (9) e (10), e kW na Eq. (11)
Q	Potência térmica cogenerada, seja frio ou calor, MW
τ	Tempo de operação anual do sistema, h/ano
$P_{\text{combustível}}$	Preço do combustível, R\$/MWh
η	Eficiência térmica do sistema
\dot{m}	Consumo de combustível, kg/h
PCI	Poder Calorífico Inferior do combustível, kJ/kg

Assim, o cálculo do custo da energia gerada, permite comparar as distintas alternativas de GD, operando com e sem cogeração.

4. Resultados

Como resultados deste estudo, são apresentados os custos da energia gerada para as distintas alternativas de GD, operando com e sem cogeração. A análise de resultados está dividida em duas partes:

- 1 - Custo de geração;
- 2 - Análise de sensibilidade: está dividida nos casos de:
 - Geração somente de eletricidade;
 - Cogeração de eletricidade e calor;
 - Cogeração de eletricidade e frio.

4.1. Custo de geração

Neste item mostra-se a energia gerada, para as diferentes alternativas de GD, nas condições atuais do mercado brasileiro. Primeiro, na Fig. (1), apresenta-se o custo da energia gerada (CEG) por componentes (investimento, combustível e O&M), quando gerando somente eletricidade. Depois, na Fig. (2), é apresentado o custo total da energia gerada operando com e sem cogeração, onde CEG-CG calor, refere-se ao custo da energia gerada com cogeração de eletricidade e calor, CEG ao custo da energia gerada, geração somente de eletricidade e CEG-CG frio, ao custo da energia gerada com cogeração de eletricidade e frio.

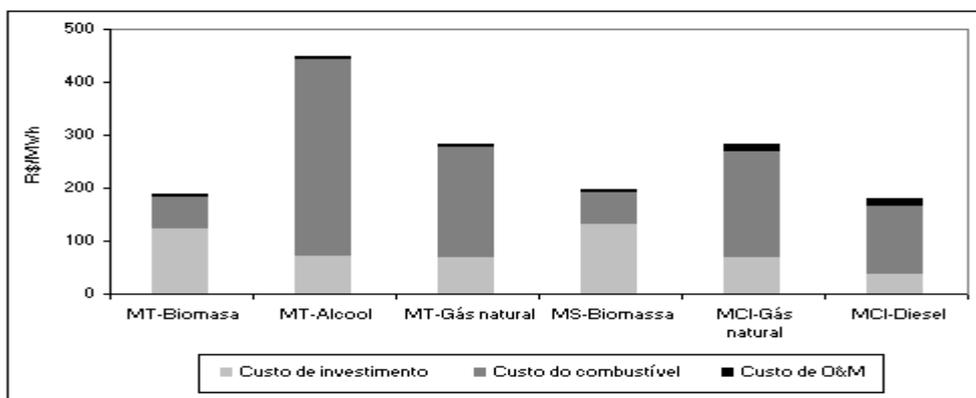


Figura 1. Custo da energia gerada por componentes, geração somente de eletricidade.

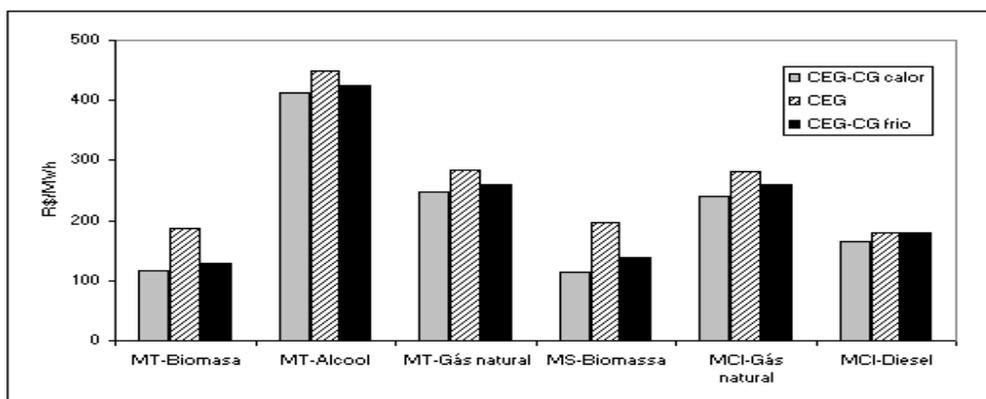


Figura 2. Custo total de geração.

4.2. Análise de sensibilidade

É analisada a influência da variação do custo específico de investimento do acionador e preço do combustível utilizado, para cada tecnologia, no custo total de geração.

4.2.1. Geração somente de eletricidade

A seguir realiza-se uma comparação entre o custo da energia gerada com o custo da energia comprada (somente eletricidade), como mostrado na Fig. (3), onde: CEG refere-se ao custo da energia gerada, para a situação onde somente se tem geração de eletricidade, CEG(1) refere-se à situação atual de mercado, tanto do custo específico de investimento dos acionadores, como do preço dos combustíveis, CEG(2) refere-se o custo específico de investimento dos acionadores, considerando o valor mínimo da faixa avaliada e preço atual dos combustíveis, CEG (3) refere-se à diminuição de 25 % do preço dos combustíveis e custo específico de investimento dos acionadores atuais de mercado, CEG(4) refere-se ao custo específico de investimento dos acionadores com o valor mínimo da faixa avaliada e diminuição de 25 % do preço dos combustíveis e, finalmente, CEC refere-se ao custo da energia comprada (somente eletricidade).

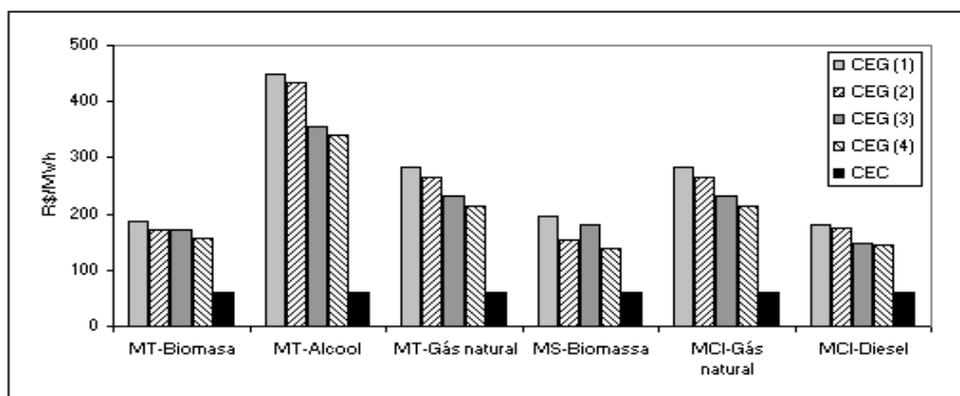


Figura 3. Custo total de geração para somente eletricidade.

4.2.2. Cogeração de eletricidade e calor

Neste item realiza-se uma comparação entre o custo da energia gerada com cogeração (eletricidade e calor), com o custo da energia comprada (eletricidade e calor, separados). Na Fig. (4) CEG-CG Calor (1) representa a situação atual de mercado, tanto do custo específico de investimento dos acionadores, como do preço dos combustíveis, CEG-CG Calor (2) representa o custo específico de investimento dos acionadores, com o valor mínimo da faixa avaliada e preço atual dos combustíveis e CEC representa o custo da energia comprada, considerando eletricidade e calor gerados pelo consumidor.

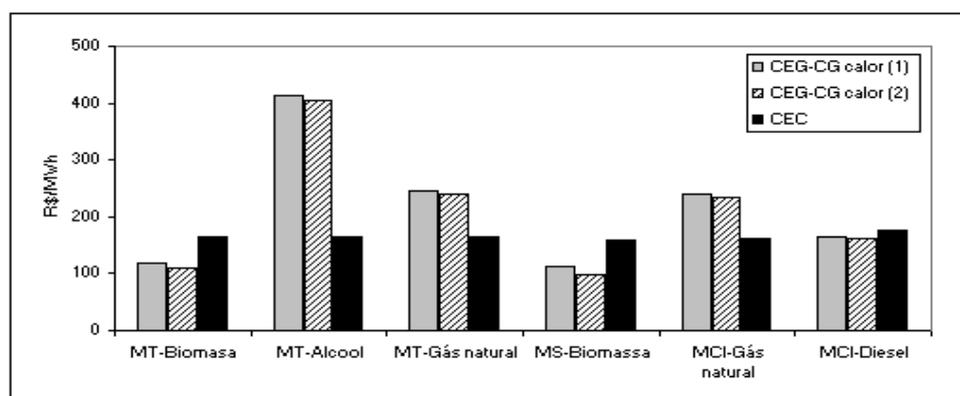


Figura 4. Custo total de geração – eletricidade e calor.

Na Figura (5) foram considerados os mesmos custos que na Fig. (4), exceto para custo específico de investimento dos acionadores (CEG-CG Calor (2)), onde se utilizou o valor mínimo da faixa avaliada com uma diminuição de 25 % do preço dos combustíveis.

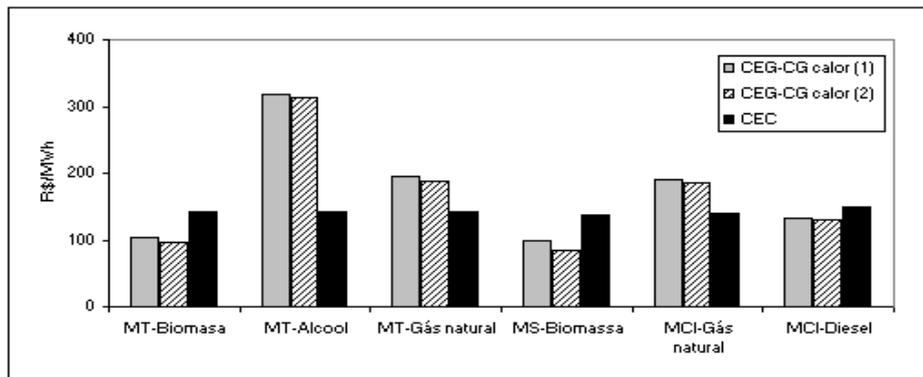


Figura 5. Custo total de geração – eletricidade e calor.

4.2.3. Cogeração de eletricidade e frio

A seguir é mostrada, na Fig. (6), uma comparação entre o custo da energia gerada com cogeração, para o caso onde se considera eletricidade e frio, com o custo da energia comprada (eletricidade para consumo e produção de frio). Nesta figura CEG-CG frio (1) representa a situação atual de mercado, tanto do custo específico de investimento dos acionadores, como do preço dos combustíveis, CEG-CG frio (2) representa o custo específico de investimento dos acionadores com o valor mínimo da faixa avaliada e preço atual dos combustíveis, CEG-CG frio (3) representa uma diminuição de 25 % do preço dos combustíveis e custo específico de investimento dos acionadores atuais de mercado, CEG-CG frio (4) refere-se ao custo específico de investimento dos acionadores com o valor mínimo da faixa avaliada e diminuição de 25 % do preço dos combustíveis e, por último, CEC, representa o custo da energia comprada (eletricidade para consumo e produção de frio).

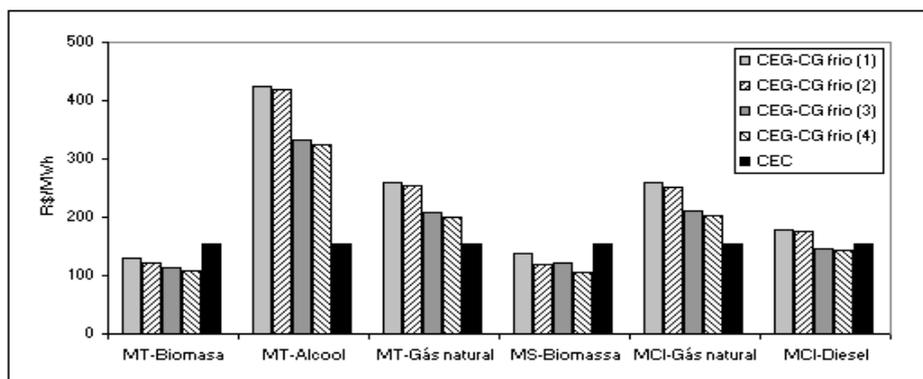


Figura 6. Custo total de geração - eletricidade e frio.

5. Análise dos resultados. Conclusões

Observa-se que para os sistemas de GD avaliados, quando gera-se somente energia elétrica, as variantes empregando gás natural, álcool e diesel, apresentam como maior componente da formação do custo de geração de energia aquele referente ao combustível. Nos casos em que se emprega biomassa, o custo de investimento representa a maior componente no custo de geração.

Para esta mesma condição, observou-se que o maior valor do custo de geração foi para a variante MT-Álcool. Quando se emprega o gás natural o custo total de geração com microturbina é da mesma ordem que quando se analisou o MCI. Empregando-se biomassa, seja com microturbina ou motor Stirling, este custo total é da mesma ordem que quando se analisou o MCI empregando diesel, os quais se mostraram mais competitivos.

Em todos os casos, observa-se que o custo total de geração com cogeração é mais atrativo do que quando se analisou apenas a geração de energia elétrica.

Também se observou que, quando somente eletricidade é gerada, tanto para as condições atuais de mercado, como também quando se consideram os custos específicos de investimentos dos acionadores com o valor mínimo da faixa de preço avaliada, e uma redução no preço do combustível de 25 %, o custo de geração de eletricidade é maior do que o custo com energia comprada.

Quando se emprega a cogeração para a utilização de calor, apenas para as variantes empregando biomassa e diesel, o custo total de geração foi menor do que a compra de energia elétrica e a geração de calor pelo consumidor numa caldeira convencional. Isto vale tanto para as condições atuais de mercado como também nas análises que foram feitas no estudo de sensibilidade.

Quando se emprega a cogeração para a utilização de frio, apenas para as variantes empregando biomassa e diesel, o custo total de geração foi menor do que a compra de energia elétrica mais a parcela consumida no chiller de compressão de vapor para produzir frio. Isto vale tanto para as condições atuais de mercado como também nas análises que foram feitas no estudo de sensibilidade. No caso do MCI utilizando diesel, somente o custo de geração é menor quando o preço do combustível foi reduzido em 25 %.

6. Referências

- Abreu, P. L., Martinez, J.A., “Gás natural: o combustível do novo milênio”, Plural Comunicação, Porto Alegre.
- Bridgwater, A. V., 1991, “Review of Thermochemical Biomass Conversion”, Aston University, Crawn Copyright England.
- Carvalho, A. M., 2000, “Comunicação pessoal”, CEMIG
- COMGAS, 2000, “Distribuidora de gás do estado de São Paulo”, (<http://www.comgas.com.br>).
- Consoni, S. e Larson, E.D, 1994, “Biomass – Gasifier/Aeroderivative Gas Turbine Combined Cycles. Part A: Technologies and Performance Modeling”, Cogen Turbo Power 94. The American Society of Mechanical Engineering 8th Congress and Exposition on Gas Turbines in Cogeneration and Utility, Industrial and Independent Power Generation, Portland, Oregon.
- GRI, 1999, “The role of Distributed Generation in competitive energy markets”, Distributed Generation Forum, Gas Research Institute (GRI), março de 1999.
- Jakobsen, N.H, Houmoller, S., Pedersen, L. T., 1998, “Technologies for small scale wood-fuelled combined Heat and Power”, DK-TEKNIK, Energy & Environment, Denmark.
- Kaarsberg, T., Fiskum, R., Romm, J. Rosenfeld, A., Koomey J., Teagan, W. P., 1998, “Combined Heat and Power (CHP or Cogeneration) for Saving Energy and Carbon in Commercial Buildings”, Proceedings of the ACEEE , vol. 9, Washington.
- Lizarraga, J. M. S., 1994, “Cogeneración – Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos”, Ed. Universidad del País Vasco, Bilbao.
- Liss, E. W., 1999, “Natural Gas Power Systems For The Distributed Generation Market”, Power-Gen International 99 Conference, New Orleans, Louisiana.
- Sakoji, T., Shoji, F., 1996, “Study of Improvement of Natural Gas Fueled Spark Ignition Engine Performace, Experience Study on Effect of EGR Utilization”, Annual technical Report Difest, Vol. 6. (<http://www.gas.co.jp>).
- Ulrich, G. D., 1984, “A Guide to Chemical Engineering Process Design and Economics”, Wiley, New York.

SMALL POWER DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS EVALUATION

Flávio Neves Teixeira

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
Flavio@iem.efei.br

Oswaldo José Venturini

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
osvaldo@iem.efei.br

Felipe Raul Ponce Arieta

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
aponce@iem.efei.br

Electo Eduardo Silva Lora

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
electo@iem.efei.br

Marco Antonio Rosa do Nascimento

Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI Av. BPS, 1303 Itajubá – MG Brasil 37500-903
marco@iem.efei.br

Abstract. *In Brazil, the socioeconomic scenario of the last years, for several reasons, has presented a continuous growth of the electric energy demand, so an expansion of the installed electric capacities in the short and medium term is needed. The traditional solutions for the increase in the generation capacity, transmission and distribution, local or regional, can be expensive and generally they request a planning of medium to long term. In this way, innovative solutions can offer good business for the sector, resulting in public benefits. In this market, technological progresses have been positioned the distributed generation (DG) as a great potential solution. New developments in technologies of electric power generation in small scale, considering reciprocating engines, Stirling engines and mainly gas microturbines, have been providing credibility for the DG as premise of power generation either onsite or close to final consumer. Considering the scenario above, it is the aim of this work to describe and to compare, taking in consideration technical and economic aspects, the technologies mentioned previously, adapted to the Brazilian conditions. It is also made an evaluation of the employment of different fuels for each one of these technologies, for example diesel, alcohol, natural gas*

and biomass. The considered variants are: conventional separated heat and power (SHP) and combined heat and power (CHP), and the analysis is made of the a consumer's point of view that is for opting among these alternatives. The results allow comparing the generation costs of each one of the technologies, having been verified a great potential for CHP using biomass, mainly when the prime mover is the microturbine.

Keywords: *distributed generation, cogeneration, microturbine, Stirling engine, reciprocating engine*