



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

MICRO-COGERAÇÃO: Tecnologia, Desafios e Oportunidades

Arlindo Antonio de Souza¹,
José Fernando Romero²,
Prof. Dr. ILDO LUIS SAUER³,
Prof. Dr. EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS⁴

- ¹. PIPGE/IEE USP, Universidade de São Paulo, e-mail: arlindoas@uol.com.br
Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 – CEP 05508-900 São Paulo, SP
- ². PIPGE/IEE USP, Universidade de São Paulo, e-mail: jfromero@ig.com.br
Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 – CEP 05508-900 São Paulo, SP
- ³. PIPGE/IEE USP, Universidade de São Paulo, e-mail: illsauer@iee.usp.br
Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 – CEP 05508-900 São Paulo, SP
- ⁴. PIPGE/IEE USP, Universidade de São Paulo, e-mail: edsantos@iee.usp.br
Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 – CEP 05508-900 São Paulo, SP

Resumo: Os acelerados avanços na micro-cogeração têm reduzido custos e ampliado o potencial técnico-econômico desta modalidade de conversão de energia. Em geral, essa tecnologia envolve um menor impacto ambiental e produz melhor eficiência naqueles usos finais que empreguem calor e eletricidade.

Este artigo tem como objetivos despertar o interesse pela micro-cogeração no Brasil e apresentar algumas das opções tecnológicas disponíveis no mercado. Destaca-se um estudo de caso de uso de micro-turbina a gás natural, operando em cogeração em um campo de petróleo pesado *onshore*, situado no nordeste brasileiro. Visa-se a geração de energia elétrica a ser fornecida para a rede ou consumida no local, e a produção de vapor para injeção nos poços, como método de recuperação secundária. O assunto nos parece oportuno, especialmente no novo contexto energético de desregulamentação, privatização, maior preocupação ambiental e restrições da oferta de energia obtida pelos meios convencionais.

Palavras-chave: energia, cogeração, micro-cogeração, autoprodução.

Abstract - The fast advances in micro co-generation have been reducing the costs and enlarging the technical and economic potential in this modality of energy conversion. In general, this technology involves smaller environmental impacts and produces better efficiency in those final uses that require heat and electricity.

This article aims to wake up Brazil's interest in micro co-generation and present some technological options available in the market. A case study is developed focusing on the use of gas micro-turbines, operating in co-generation in a (heavy) oil field in the Brazilian Northeast onshore. Electric power generation (to supply the grid or for local consumption) is jointly produced with steam for well's injection as a secondary recovery mechanism. This subject seems to be opportune in the new energy context of deregulation, privatization, larger environmental concerns and restrictions in conventional options for energy supply.

Keywords: energy, co-generation, micro co-generation

1. Introdução

O adequado equacionamento da questão da energia deve passar por uma abordagem integrada do serviço energético junto ao seu uso final. Para tanto, deve-se considerar as opções de oferta e as características da demanda, requerendo soluções eficientes, com custos competitivos e níveis compatíveis de confiança e qualidade dos serviços.

A micro-cogeração representa, em muitos casos, uma oportunidade de atendimento das necessidades energéticas locais ou de consumidores específicos, com eficiência e minimização dos impactos ambientais.

No Brasil, a penetração da cogeração é ainda bastante reduzida e a micro-cogeração é praticamente inexistente. Isto ocorre em razão de fatores que vão desde o simples desconhecimento das tecnologias disponíveis, passando pela difícil competição com a eletricidade disponibilizada pela rede, de origem predominantemente hídrica, e incluindo fatores como políticas equivocadas de preço do gás natural, ausência de garantias para a venda do excedente de eletricidade, baixo percentual de utilização do calor gerado no equipamento de cogeração e, ainda, ausência de linhas de financiamento capazes de incentivar de forma efetiva e eficaz a difusão da tecnologia.

2. A Tecnologia

Cogeração é a produção simultânea e seqüencial de duas formas de energia, elétrica e térmica (calor / frio), a partir de um único insumo energético, como o gás natural, óleos combustíveis, GLP, diesel, gasolina ou biomassa. Em síntese, é um processo de conversão de energia, no qual se disponibiliza calor e trabalho mecânico, convertido em eletricidade por meio do uso de um gerador, a partir da combustão (energia química). Na Figura 1, temos um esquema típico gerando eletricidade e vapor.

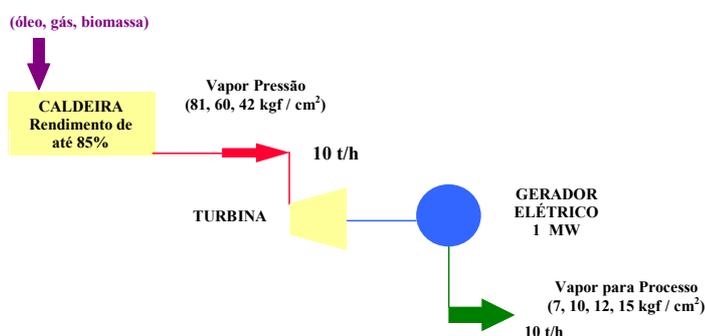


Figura 1. Sistema Típico de Cogeração

Micro-Cogeração é a produção combinada e descentralizada de eletricidade e calor, utilizando-se micro-turbinas, células de combustível, motores de combustão interna, motores Stirling ou, ainda, sistemas híbridos.

As vantagens da micro-cogeração estão associadas à maior eficiência (até 85%), às dimensões reduzidas, podendo-se adequar ao uso direto de vários consumidores finais, e às baixas emissões com menores impactos ambientais. Por consequência, o uso dessa tecnologia permite uma melhor adequação entre oferta e demanda energética, estando, assim, de acordo com o conceito de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIRE). O PIRE tem como princípio a avaliação, em bases coerentes e consistentes, das ações sobre a demanda e alternativas de oferta, para o atendimento dos serviços energéticos ao menor custo e com a minimização dos impactos ambientais. A análise sempre é feita considerando aspectos da oferta e da demanda, ou seja, as perspectivas dos consumidores, das concessionárias e produtores, das empresas privadas e da sociedade. A metodologia, numa primeira etapa e a partir de projeções de demanda, procura identificar, de forma holística, as opções de atendimento, os programas de conservação e a otimização dos recursos energéticos. A seguir, vem a etapa de planejamento, com a definição e hierarquização dos planos de investimentos e, por fim, quando for o caso, o estabelecimento de tarifas, regulamentações e incentivos.

As tecnologias disponíveis de micro-cogeração permitem-nos produzir energia, com qualidade e eficiência elevadas, no próprio local de consumo, eliminando as perdas por transporte e os custos inerentes às redes de transmissão e distribuição.

Quanto aos custos dos equipamentos, estes têm declinado rapidamente, tornando a técnica competitiva em alguns nichos de mercado e em muitos projetos específicos.

A predominância do uso do gás de GLP como combustível resulta na diminuição de emissão de CO₂ e outros poluentes. Evidentemente, a possibilidade de aproveitamento simultâneo do calor liberado e da eletricidade gerada contribui para a maior eficiência do uso dos recursos energéticos primários.

2.1 Micro-Turbinas

O termo “micro-turbina” refere-se a um sistema de dimensões reduzidas, composto por câmara de combustão, compressor, turbina e gerador elétrico de potência inferior a 250 KW. Para potências situadas entre 250 e 1000 KW, a denominação usual é de mini-turbina.

Em geral, as micro-turbinas disponíveis no mercado estão preparadas para funcionar em sistemas de micro-cogeração, e incluem um “kit” com recuperador/trocador de calor para aproveitar a energia térmica contida nos gases de exaustão e, assim, aumentar o seu rendimento (Figura 2).

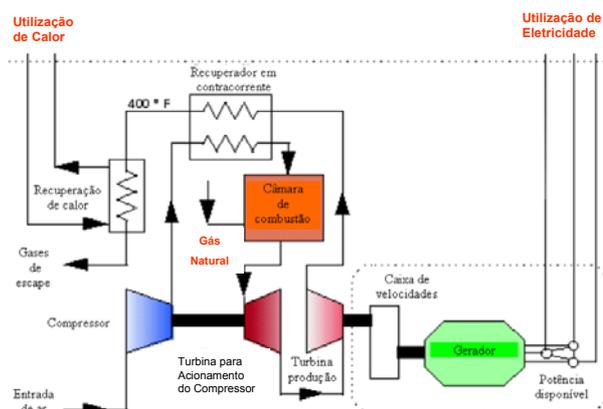


Figura 2. Sistema de Cogeração com Micro-Turbina a Gás

A maioria das micro-turbinas funciona a gás natural, mas pode-se utilizar, também, gasolina, gasóleo, álcool, querosene e propano.

O ar admitido na entrada do compressor tem sua pressão elevada até cerca de 70psi. Para aumentar o rendimento, é usual a colocação de um recuperador de calor, que possibilita aproveitar parte do calor disponível nos gases de escape, visando aquecer o ar antes de entrar na câmara de combustão. O calor liberado na combustão eleva a temperatura da mistura ar-combustível e provoca um aumento de pressão. Ao passar na turbina, a mistura expande-se, transmitindo energia mecânica ao eixo, que por sua vez aciona o compressor e o gerador.

A velocidade típica do eixo, com o uso de um recuperador, varia entre 70 e 90 mil rpm, produzindo eletricidade em corrente alternada e 1800Hz. Esta corrente é, então, retificada, sendo, em seguida, convertida para 60 ou 50Hz. O rendimento é da ordem de 30% com o uso um recuperador de calor, mas em sistemas de cogeração pode-se chegar até 85% de rendimento global.

Na Tabela 1, temos uma síntese das pesquisas em andamento. Os recentes avanços tecnológicos apontam para o uso de materiais cerâmicos, que permitem atingir temperaturas mais elevadas e maiores rendimentos. Como tornar os recuperadores de calor mais eficientes e capazes de suportar as altas temperaturas, é outro dos pontos pesquisados.

A dificuldade de maior relevância é o custo elevado do equipamento. No entanto, os fabricantes acreditam que, havendo um aumento significativo da quantidade produzida e amortizando os investimentos, seria possível ocorrer uma redução dos custos. Na Tabela 2, apresentamos uma síntese das principais micro-turbinas disponíveis no mercado.

Tabela 1 – Tecnologias em Desenvolvimento para Micro-Turbinas

MICRO-TURBINAS TECNOLOGIAS EM DESENVOLVIMENTO	Detalhes
Materiais p/ aplicações em temperaturas mais elevadas	- Materiais cerâmicos para turbinas, recuperadores e câmaras de combustão - Fabricação em escala para redução dos custos
Recuperadores de calor mais robustos e eficientes	- Melhor aproveitamento do calor
Compressores de gás natural de baixo custo	- Gás natural mais indicado: baixo nível de poluição e distribuição em baixa pressão
Sistemas de Controle mais eficientes e de menor custo	- Maior rendimento com a redução das perdas parasitas - Redução do custo global do sistema

Fonte: Opportunities for Micropower and Fuel Cell / Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications, Arthur D. Little Inc.

Tabela 2 - Micro-Turbinas Disponíveis no Mercado Internacional

Fabricante	Modelo	Potência Elétrica ¹	Rendimento Elétrico ²	Potência Térmica ³	Rendimento c/ Cogeração	Voltagem
***	***	KW	%	KW	%	Volts
BOWMAN POWER (England)	Turbogen TG35	35 --- 45	21,0 --- 12,5	73 --- 251	63 --- 81	380 / 480
	Turbogen TG50	50 --- 60	24,0 --- 13,5	100 --- 312	71 --- 82	380 / 480
	Turbogen TG80	80 --- ?	26,0 --- 14,0	150 --- 420	76 --- 89	380 / 480
CAPSTONE (USA)	Model 30 kw	30	27	aprox. 55	62 --- 88	400 / 480
	Model 60 kw	60	28	aprox. 110	62 --- 88	400 / 480
ELLIOT / GE (Canada)	TA 45	45	30	> 105	> 70	120 / 208 / 240
	TA 80	80	30	> 187	> 70	120 / 208 / 240 / 480
	TA 200	200	30	> 467	> 70	120 / 208 / 240 / 480
HONEYWELL (USA)	Parallon 75	75	30	90	66	120 / 208 / 240 / 480
INGERSOLL-RAND (USA)	Powerworks 70	70 --- 250	28 --- 33	> 110	80 --- 85	120 / 208 / 240 / 480
TURBEC (Sweden)	T100 CHP System	100	30	167	80	400

¹ Condições ISO ² Com base no PCI do gás natural ³ Disponível para aquecimento de água

3. Estudo de Caso

Uma aplicação bastante interessante e que tem sido objeto de nossas pesquisas é a utilização de micro-turbinas a gás em campos onshore (terrestres) maduros e de óleo pesado, onde se possa empregar a injeção de vapor como método de recuperação secundária, a exemplo dos existentes no nordeste brasileiro.

Na verdade, a idéia de utilizar o calor para melhorar a produtividade dos poços e aumentar o fator de recuperação do reservatório é quase tão antiga quanto a indústria do petróleo. Consta que existem patentes datadas de 1865. Esta técnica tem como objetivos aquecer o reservatório (reduzindo a viscosidade do óleo), limpar e remover possíveis depósitos de parafinas e asfaltenos e facilitar o escoamento. Os primeiros geradores de vapor em campos de petróleo foram introduzidos na região de Kern River, Califórnia, EUA, em 1964. Atualmente, o método de injeção de vapor é mais indicado para campos de óleos pesados que possuam as seguintes características: baixo grau $^{\circ}$ API (inferior a 20), viscosidade alta (superior a 500 cp), reservatórios poucos profundos (menor que 1300m) e *net pay* da ordem 5 → 50m.

Para o uso da micro-cogeração é desejável, ainda, que o campo produza gás e disponha de rede elétrica nas proximidades.

Com o objetivo de ilustrar o potencial econômico do uso desta nova estratégia tecnológica em campos maduros, apresentamos uma explanação preliminar de um campo que estamos avaliando e ao qual vamos dar o nome fictício de ONILDO I.

3.1 Campo ONILDO I

O campo ONILDO I é um campo maduro de óleo pesado, situado no nordeste brasileiro, e com características similares às de um número significativo dos que foram ofertados em 2001, pela PETROBRAS com o aval da ANP, para pequenas e médias empresas, na primeira rodada de campos maduros, e também apresenta similaridade com alguns dos ofertados agora, em 2003, na segunda rodada (a viabilidade comercial da extração de petróleo no campo pequeno está muito associada a sua localização e infra-estrutura. Nos EUA, existem poços viáveis produzindo dois barris por dia, e apenas no Texas 7.000 pequenos produtores produzem 700 mil barris por dia. No Brasil, alguns especialistas afirmam que um número de cinco barris por dia já se constitui um negócio razoável para um pequeno. Já para a PETROBRAS, por uma questão de escala é de se esperar que um volume desse não se justifique, dado que a estatal possui poço na Bacia de Campos com produção de cerca de 25 mil barris por dia).

A produção de óleo é de 280 bbl/dia; a de gás é de 13800 m³/dia. A área do campo é de 6,6 km². Existem oito poços produzindo e, ainda, 11 poços fechados. Os volumes descobertos totalizam 47 milhões de barris de óleo e 466 milhões de metros cúbicos de gás. O grau $^{\circ}$ API do óleo é de 20^o e o tempo de produção do campo é igual a 17 anos. Atualmente, a produção de água é da ordem de 20 barris por dia e o fator de recuperação está próximo aos 7%.

Vamos assumir que nas proximidades do ONILDO I existam potenciais consumidores da energia elétrica excedente produzida, assim como que os custos operacionais e das instalações atualmente existentes estão sendo suportados pela produção atual do campo (280 bbl/dia).

Com o objetivo de elevar a produção de 280 barris por dia e aumentar o fator de recuperação do campo, após um estudo de viabilidade técnica e econômica, optamos por implementar um projeto de injeção de vapor, utilizando um sistema de micro-cogeração com uma caldeira e quatro micro-turbinas a gás, conforme esquematizado na Figura 3.

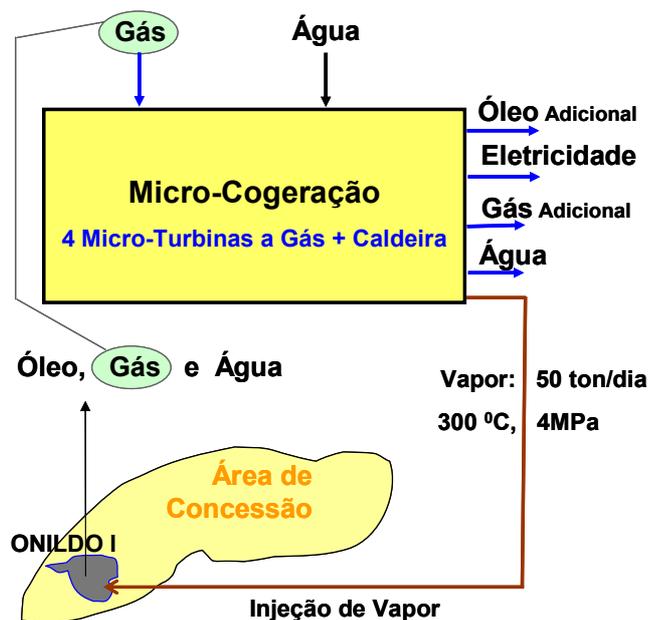


Figura 3 - Esquema na Injeção de Vapor para o Campo ONILDO I

O custo da caldeira é de 320.000 dólares e cada uma das micro-turbinas a gás, com potência de 200KW de eletricidade e 500 KW térmicos, custa 250.000 dólares, incluindo os acessórios. Sua vida útil é de 40.000 horas e a eficiência é de 80%.

3.2 Investimentos e Receitas

Os investimentos e receitas são explicitados na Figura 4, em que o LCC é o chamado custo do ciclo de vida do projeto (10 anos) e o ALCC é o seu custo anual.

Foram adotadas as seguintes premissas: a) que se consiga um aumento da ordem de 10% na quantidade de óleo produzida; b) que a injeção de vapor seja do tipo contínua (24 horas por dia); c) que sejam utilizados alguns dos poços fechados para injeção do vapor; d) que sejam utilizadas quatro micro-turbinas a gás natural Elliot do tipo TA 200; e) que o custo do gás seja praticamente zero, considerando que é atualmente queimado no “flare”.

Na Figura 5, temos o fluxo de caixa para o projeto:

- **Investimentos**
 - $LCC = I_0 + \text{Custo anual OpMan}/FRC + \text{Man}(meia\ vida) / (1+i)^5 + \text{Custo Gás}$
 - $I_0 = \text{us\$ } 1.320 \text{ mil}$; $OpMan = \text{us\$ } 66 \text{ mil (5\%)}$; $Man = \text{us\$ } 224,4 \text{ mil (17\%)}$; $Gás=0$
 - $i = 12\% \text{ a.a.}$; $N = 10 \text{ anos}$; $FRC = 0,176984$
 - $LCC = \text{us\$ } 1.820.244$; $ALCC = \text{us\$ } 322,2 \text{ mil}$
- **Receita Adicional**
 - **Eletricidade**
 - $4*180*24*365 = 6307 \text{ MWh/ano}$
 - **Preço da Energia Vendida = 0,02 us\$/Kwh (25% do Kwh residencial)**
 - $\text{us\$ } 126,14 \text{ mil/ano}$
 - **Óleo Adicional**
 - $28*365*20 = \text{us\$ } 204,4 \text{ mil/ano}$
 - **TOTAL ANUAL**
 - $126,14 + 204,4 = \text{us\$ } 330,5 \text{ mil}$

Figura 4 - Campo ONILDO I: Investimentos e Receitas

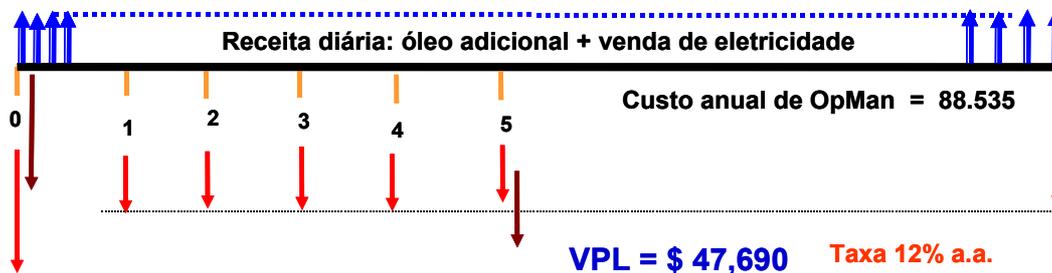


Figura 5 - Campo ONILDO I: Fluxo de Caixa do Projeto para Injeção de Vapor

No projeto, são de grande incerteza e determinantes no cálculo do VPL (valor presente líquido), as variáveis: preço médio de venda do óleo produzido, preço conseguido na venda da eletricidade produzida, custos de operação e manutenção e quantidade adicional de óleo produzida. Para uma taxa de 12% a.a. e assumindo os valores considerando os mais prováveis (Tabela 3), o VPL do projeto é de quarenta e sete mil dólares. Os valores para os cenários considerados otimista e pessimista, bem como o correspondente VPL, também são apresentados na Tabela 3. Ali, constata-se a grande incerteza quanto aos resultados econômicos do projeto, que podem gerar desde um lucro da ordem de 5,5 milhões de dólares até um prejuízo de 1,5 milhões. Esta incerteza é bastante característica na área de produção e exploração de petróleo (E&P), em que os custos diários operacionais são altos e, em geral, sujeitos a imprevistos de grande impacto, gerando atrasos significativos, e a receita (quantidade de óleo produzida*preço), não raro, é uma incógnita.

Cabe ressaltar que o sistema de micro-cogeração projetado tem a vantagem de ser bastante flexível. Conforme os preços do petróleo e da eletricidade, pode ser, rapidamente, acionado parcial ou totalmente. Sistemas deste tipo podem, ainda, perfeitamente, ser dimensionados para atuar como contingenciais para geração de eletricidade.

Para obter mais informações sobre o projeto, que possam subsidiar uma tomada de decisão, recorremos à Simulação de Monte Carlo, assumindo: que os cenários da Tabela 3 correspondem à realidade possível; que as quatro variáveis consideradas são as mais relevantes e independentes entre si (a única dependente é o VPL); e que possam ser representadas por uma distribuição triangular. Utilizamos um dos vários programas disponíveis no mercado, cujo resultado é apresentado na Figura 6.

Tabela 3 - ONILDO I: Cenário x VPL do Projeto para Injeção de Vapor com Micro-Cogeração

		Otimista	Provável	Pessimista
Preço Médio do Óleo	US\$/bbl	30	20	12
Preço da Eletricidade	US\$/KWh	0,06	0,02	0,01
Operação e Manutenção	US\$/ano	88535	88535	132780
VPL do Projeto	US\$	5515060	47690	-1,505,983
Adicional de Óleo Produzido	bbl/dia	84,0	28,0	8,4

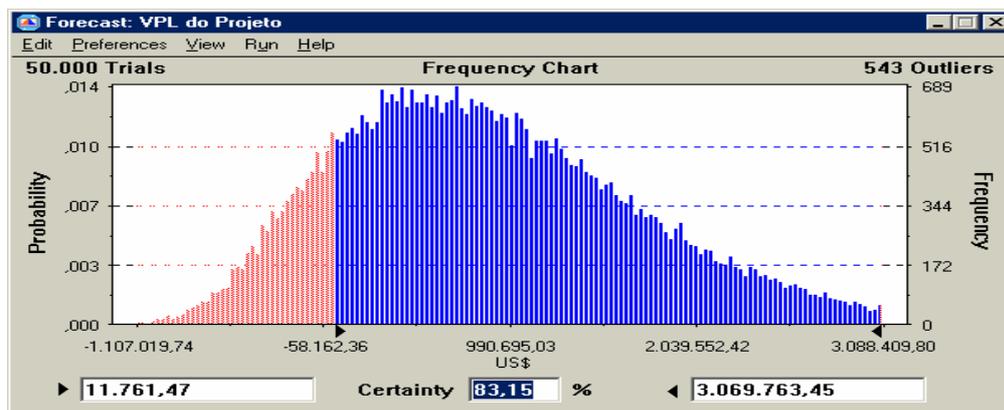


Figura 6 - Campo ONILDO I: Resultado da Simulação de Monte Carlo

4. Considerações Finais

A simulação de Monte Carlo, para o campo de petróleo objeto do estudo, indica que, apesar das incertezas quanto ao resultado econômico do projeto, a probabilidade de se ter um VPL positivo é da ordem de 83%. Evidente que este resultado não é conclusivo, nem definitivo, mas indica um potencial e mostra a validade de um aprofundamento do estudo. No momento, estamos conduzindo pesquisa sobre o assunto e a idéia é a de despertar interesse e conseguir apoio que permita a continuidade dos estudos.

O incentivo e viabilização de projetos de recuperação secundária em campos marginais, utilizando micro-cogeração a partir de micro-turbinas a gás natural no nordeste, é uma nova estratégia que possibilita o aumento da produção e o incremento do fator de recuperação do campo de óleo pesado. O uso da micro-cogeração nestes campos pode ser, ainda, uma alternativa auxiliar inteligente para a geração de eletricidade emergencial. As externalidades positivas do projeto são amplas e vão desde a possibilidade de disponibilizar energia elétrica, a custo bastante reduzido, para regiões pobres e carentes, passando pela geração de empregos e pela disponibilização, para o agreste, da água excedente, oriunda dos poços artesianos necessários para a alimentação do sistema. Outro ponto relevante é o diferencial tecnológico que poderia ser alcançado, a exemplo do que ocorreu com a produção de petróleo em águas profundas (área em que o Brasil é reconhecido mundialmente). Este diferencial seria um valioso elemento competitivo num mercado globalizado, onde são poucas as oportunidades tecnológicas para os países em desenvolvimento. “Evite andar por caminhos já traçados, pois eles conduzem até onde os outros já foram”.

5. Referências

- L. SAUER e outros; “Estudo de Planejamento Integrado de Recursos para o Sistema Elétrico de Boa Vista – RR”, São Paulo, 1999.
- SOUZA, A. A.; “GERENCIAMENTO DO RISCO EM PROJETOS INOVATIVOS: Um Estudo dos Procedimentos no Segmento Exploração de Petróleo”, dissertação de mestrado, USP – FEA, 2000.
- OLIVEIRA, N. C.; “Cogeração – Uma Realidade no Brasil”, EnergyWorks, São Paulo, 2001.
- CEEETA; Relatório Técnico do Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente, Lisboa, 2001.