

CUSTOS E BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DE TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Juliana Souza Baioco¹ (UFRJ), Clarissa Andrade Santarem² (UFRJ), Rosemarie Bröker Bone³ (UFRJ), Virgílio José Martins Ferreira Filho⁴ (UFRJ)

Curso de Engenharia de Petróleo/ UFRJ,
Cidade Universitária - Ilha do Fundão/RJ,
Cep.: 21945-970 - Rio de Janeiro

Caixa-Postal: 68548

¹jsbaioco@petroleo.ufrj.br

²santarem@petroleo.ufrj.br

³rosebone@terra.com.br

⁴virgilio@petroleo.ufrj.br

O aumento da demanda do gás natural no Brasil e Mundo está sendo acelerado devido, principalmente, à preocupação ambiental, já que, em relação a outros combustíveis fósseis, é considerada uma energia limpa. Os principais destinos do gás natural são: transporte, re-injeção e queima. A re-injeção de gás é utilizada para aumentar a produção e manter a pressão do reservatório de óleo. A queima de gás é permitida somente em situações de emergência devido à preocupação ambiental, uma vez que causa o efeito estufa. Quanto ao transporte, deve-se observar as várias tecnologias disponíveis atualmente e os custos e benefícios correspondentes.

As tecnologias disponíveis para transporte de gás natural são extremamente limitadas e caras, sendo os métodos mais utilizados o GNL (Gás Natural Liquefeito) e o Gasoduto. Contudo, estas tecnologias necessitam de enormes reservas provadas de gás e de alto investimento inicial em infra-estrutura, não viabilizando economicamente o desenvolvimento de muitos campos de exploração de gás (associados ou não associados) que não alcançam o tamanho mínimo exigido. Outras alternativas tecnológicas de transporte de gás estão aparecendo no mercado, com modificação física e química do mesmo, como: GNC (Gás Natural Comprimido), HGN (Hidrato de Gás Natural), GTL (*Gas to Liquid*) e GTW (*Gas to Wire*).

No artigo foram comparadas estas seis tecnologias de transporte em relação à sua viabilidade econômica, usando a metodologia de *payback* empregada por CHANG (2001). O método de *payback*, de fácil compreensão por pessoal técnico e executivo, e amplamente usado, identifica aquela tecnologia de menor tempo de recuperação do investimento inicial. Concluiu-se, para o contexto brasileiro, que a tecnologia de Gás Natural Comprimido apresentou menor período de *payback*, não confirmando o resultado de CHANG para o Mediterrâneo, Caribe, Sacalinas e Ásia.

Período de Payback, Custos de Transporte, Tecnologias de Transporte de Gás Natural, Demanda e Oferta de Gás Natural, Brasil.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda do gás natural no Brasil e Mundo está sendo acelerado devido, principalmente, à preocupação ambiental, já que, em relação a outros combustíveis fósseis, é considerada uma energia limpa. Por exemplo, a Petrobras pretende investir mais de US\$ 20 bilhões na cadeia do gás natural (Petrobras, 2007a) até 2011. Para satisfazer tal demanda, campos marginais vêm sendo desenvolvidos, fazendo-se necessário o desenvolvimento de tecnologias de produção e transporte deste gás, de forma segura e econômica.

Os principais destinos do gás natural são: transporte, re-injeção e queima. A re-injeção de gás é utilizada para aumentar a produção e manter a pressão do reservatório de óleo. A queima de gás é permitida somente em situações de emergência devido à preocupação ambiental, uma vez que causa o efeito estufa. Quanto ao transporte, deve-se observar as várias tecnologias disponíveis atualmente e os custos e benefícios correspondentes.

As tecnologias disponíveis para transporte de gás natural são extremamente limitadas e caras, sendo os métodos mais utilizados o GNL (Gás Natural Liquefeito) e o Gasoduto. Contudo, estas tecnologias necessitam de enormes reservas provadas de gás e de alto investimento inicial em infra-estrutura, não viabilizando economicamente o desenvolvimento de muitos campos de exploração de gás (associados ou não associados). Outras alternativas tecnológicas de transporte de gás, que estão aparecendo no mercado, com modificação física e química do mesmo, são: GNC (Gás Natural Comprimido), HGN (Hidrato de Gás Natural), GTL (*Gas to Liquid*) e GTW (*Gas to Wire*).

O presente trabalho tem como objetivo comparar as tecnologias de transporte de gás natural (GNL, Gasoduto, GNC, HGN, GTL, GTW), a fim de determinar a mais viável economicamente no cenário proposto. Aplicar-se-á o método de análise de investimentos *payback period* usado por CHANG (2001), para o período de 1995 a 2005. Visando enriquecer a análise do custo/benefício das tecnologias de transporte de gás natural serão apresentadas descrições das referidas tecnologias, dados de reservas provadas, produção e consumo do gás natural para o Brasil e Mundo, no mesmo período. Para cumprir o objetivo, o trabalho foi dividido em quatro seções além da introdução e conclusão: revisão bibliográfica, estudo das tecnologias de transporte de gás natural, metodologia do *payback period* e resultados.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Segundo o Relatório “A Indústria de Gás Natural no Brasil” da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), durante a década de 90, foram realizadas mudanças no setor energético nacional, com o objetivo de atingir metas de política energética destinadas a gerar benefícios sustentáveis para a sociedade no longo prazo.

Dentro das mudanças do setor podemos salientar a abertura ao capital privado para o gás natural. O início se deu com a Emenda Constitucional nº 09 de 1995, que impôs a flexibilização do monopólio da Petrobras e a Lei do Petróleo nº 9478 de 1997, que reforçaram a ampliação da participação privada nesta indústria. Com isso, as empresas entrantes puderam atuar em todas as atividades da cadeia produtiva, com o objetivo de promover o desenvolvimento do setor energético. Contudo, o setor visivelmente carente de investimentos em infra-estrutura de redes e de mercado consumidor.

Segundo a Petrobras Magazine (2007a), *A era do gás*, “(...) O gás natural, que tem um custo enorme para ser levado ao mercado em razão da distância, deixa uma cadeia de valor significativa dentro do País. (...) significa investimentos na exploração e produção do gás e na instalação de toda uma infra-estrutura de transporte do produto.”

Para a empresa, a demanda de gás natural vai crescer a taxa de 10 a 12% a.a., dado um crescimento do PIB de 3,5% a 4%a.a., impulsionada principalmente pelo gás natural veicular (GNV) e consumo industrial.

Com relação a matriz energética brasileira, o gás já corresponde à cerca de 8,9%, com uma demanda crescente. A empresa acredita num crescimento de 11% na participação do gás da matriz até 2011, devido às novas descobertas de grandes campos na Bacia de Santos, que devem iniciar a produção em 2009.

Ainda segundo a Petrobras, uma das prioridades do planejamento energético da empresa é aproximar a produção ao consumidor final de gás, expandindo a infra-estrutura logística de transporte, com projetos de construção de gasodutos, co-geração de energia, pesquisa tecnológica e ampliação da frota de transporte. A empresa acredita realizar investimentos relacionados à cadeia do gás natural no mercado brasileiro na ordem de US\$ 22,1 bilhões no período 2007-2011, o que significará um aumento de 71% em relação ao Plano de Negócios de 2006-2010 (PETROBRAS, 2007a).

Como pode ser observado, existe uma grande preocupação com o transporte de gás natural. Atualmente, existem quatro opções tecnológicas disseminadas no mercado: (a) reunião e transmissão de gás por gasodutos; (b) gás em estado transitório por redução de volume como GNL, GNC e HGN; (c) conversão em outros produtos (GTL); e (D) conversão para outra forma de energia como energia elétrica e transmissão por cabo submarino para a costa terrestre (GTW).

Os métodos mais utilizados são as tecnologias GNL (Gás Natural Liquefeito) e Gasoduto. Porém, essas tecnologias necessitam de enormes reservas de gás provadas e de elevado capital inicial. Assim, em muitas situações, devem-se utilizar tecnologias alternativas para transportar o gás, com o objetivo de aumentar a oferta de gás natural para o mercado.

CHANG (2001), considerou em sua análise as tecnologias GNC, HGN, GTL, e GTW comparando-as com as mais utilizadas para estabelecer, em determinada região, a opção mais econômica. Em seu estudo ele analisou as seguintes áreas: Mediterrâneo, Caribe, Península Arábica, Ilhas Sacalinas e Ásia Nordeste (Coreia, China e Japão), no período de 1996 a 1999. O período de *payback period* escolhido pelo autor foi de 1 ano, o qual concluiu que a tecnologia que mais rápido recuperou o investimento inicial foi a GNC em todas as áreas, com exceção do Japão, que apresentou a tecnologia GTW como a mais viável economicamente.

Além de CHANG (2001), existem outros trabalhos relacionados à comparação de técnicas de transporte de Gás Natural como SUBERO *et al.*(2004) e VERGHESE (2003). Os primeiros autores com o objetivo de comparar economicamente o mercado atual de Gás Natural e o desenvolvimento do transporte em função da produção do gás utilizaram a metodologia de Valor Presente Líquido (VPL) para um período de 30 anos. Os autores SUBERO *et al.*(2004) compararam economicamente os três transporte de Gás Natural mais utilizados (LNG, Gasodutos e GNC), apesar de citar todas as técnicas apresentadas por CHANG (2001). Já a proposta de VERGHESE (2003) teve a finalidade de analisar o potencial tecnológico das alternativas de transporte disponíveis e emergentes de Gás Natural para fornecer uma solução tecnológica à exploração do gás. Dado a sua proposta ser puramente tecnológica, não foi adotada devido ao foco apenas tecnológico da pesquisa. Dessa

forma, o motivo pelo qual se escolheu adotar o modelo proposto por CHANG (2001) sem adaptações foi por ser considerado mais amplo.

Tendo definido o modelo a ser seguido, o próximo passo será descrever as tecnologias de transporte do gás natural que serão avaliadas e, também, a metodologia de cálculo adotada.

3. ESTUDO DE TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Muitas pesquisas são realizadas visando descobrir formas menos dispendiosas de transportar o gás natural. Algumas já se tornaram viáveis, mas outras carecem de maior avanço tecnológico para a viabilização. Segue a descrição das tecnologias de transporte estudadas:

3.1 Gás Natural Liquefeito (GNL)

O Gás Natural Liquefeito é um gás natural resfriado a temperaturas inferiores a menos 160°C, visando transferência e estocagem como líquido. Sua composição é predominantemente metano e pode conter também quantidades variáveis de etano, propano e nitrogênio (ANP, 2007). Este processo permite a redução do volume do fluido em cerca de 600 vezes, tornando o seu transporte mais fácil. Tal tecnologia de transporte existe a cerca de 40 anos e, atualmente, domina 25% do comércio mundial de gás.

O processo do GNL compreende: a) produção; b) liquefação; c) transporte marítimo; d) re-gaseificação; e) distribuição por dutos; f) consumo (termelétricas, indústria, comércio, residências).

Uma das vantagens da implementação do GNL é a redução dos custos de produção, elevação da demanda, previsão de preços elevados para o GN, o que garante, neste caso, o retorno do investimento.

Por outro lado, uma das desvantagens da tecnologia do GNL está o alto investimento, pois cerca da metade do capital total é direcionado para a construção da planta de liquefação (compressores, sistema de refrigeração a base de trocadores de calor e gases refrigerantes) e tratamento prévio para a retirada de impurezas do GN para possibilitar a liquefação (CORDEIRO 2005).

No Brasil, o desenvolvimento dessa tecnologia visa facilitar o transporte do GN (a) para pequenos centros consumidores, onde a construção de gasodutos torna-se inviável pela baixa demanda; e (b) para exportação de GNL.

3.2 Gasodutos

O gás natural é transportado para o mercado por gasodutos, sendo apto a deslocar grandes volumes de fluido. A operação via *pipeline* é simples e segura, envolvendo um pequeno número de conexões, o que reduz o risco de acidentes. Além disso, esse sistema é utilizado em muitos países com excelentes resultados. Todavia, esta opção necessita de alto custo de capital e de grandes reservas comprovadas e exploradas. Pode ocorrer na área *offshore*, muitos problemas operacionais em gasodutos (e oleodutos), tais como: gás condensado e formação de hidratos, estes últimos podem levar a obstrução do duto e bloqueio do fluxo de gás.

Para contornar estes problemas causados pelos hidratos na operação de gasodutos, muitas vezes é utilizado um inibidor de hidrato, que além de ser excessivamente caro e exigir uma grande capacidade de armazenamento, apresenta um grande problema que é a contínua injeção de inibidores, que podem causar contaminação do produto (PETROBRAS, 2007).

A malha dos principais gasodutos em operação está listada na tabela 1.

Gasoduto	Região	Extensão	Capacidade
Cabiúnas – REDUC	Malha RJ – MG – SP	183 Km	4 milhões m ³ /dia
REDUC - REGAP (GASBEL BH)	Malha RJ – MG – SP	357 Km	2 milhões m ³ /dia
REDUC – ESVOL (GASVOL)	Malha RJ – MG – SP	95,2 Km	4 milhões m ³ /dia
ESVOL – São Paulo	Malha RJ – MG – SP	325,7 Km	4 milhões m ³ /dia
Lagoa Parda-Vitória	Malha Espírito Santo	100 Km	1 milhão m ³ /dia
Aratu - Camaçari	Malha SE – BA (Nordeste Meridional)	20 Km	700 mil m ³ /dia
Candeias - Camaçari	Malha SE – BA (Nordeste Meridional)	37 Km	600 mil m ³ /dia
Santiago - Camaçari 18	Malha SE – BA (Nordeste Meridional)	32 Km	1,8 milhão m ³ /dia
Santiago - Camaçari 14	Malha SE – BA (Nordeste Meridional)	32 Km	1 milhão m ³ /dia
Atalaia - Catu (GASEB)	Malha SE – BA (Nordeste Meridional)	203 Km	1,1 milhão m ³ /dia
Alagoas - Pernambuco (GASALP)	Malha CE – RN – PB – PE – AL (Nordeste Setentrional)	204 Km	2 milhões m ³ /dia
Guamaré - Cabo (NORDESTÃO I)	Malha CE – RN – PB – PE – AL (Nordeste Setentrional)	424 Km	850 mil m ³ /dia
Guamaré – Pecém (GASFOR)	Malha CE – RN – PB – PE – AL	383 Km	800 mil m ³ /dia

	(Nordeste Setentrional)		
Urucu – Coari	Malha Amazônia	280 Km	4 milhões m ³ /dia
Bolívia - Brasil	Malha América do Sul	Brasil: 2593 Km	30 milhões m ³ /dia

Tabela 1. Gasodutos em Operação no Brasil

Fonte: GasNet, 2007

Como se pode observar na tabela 1, o Brasil possui 5268,9 Km de extensão de gasodutos, que transportam por dia 57.850 m³.

3.3 Gás Natural Comprimido (GNC)

O GNC é o gás natural processado e condicionado para o transporte em ampolas ou cilindros, à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade, cerca de 220 bar (ANP, 2007). O GNC pode ser denominado de gás em estado transitório, devido à redução de volume e armazenamento em vasos de pressão. O transporte de GNC não é atual, mas se mostra pouco disseminado pela inviabilidade econômica do processo em algumas áreas, principalmente *offshore*. Ou seja, devido ao alto custo da tecnologia do navio capaz de transportá-lo.

A atividade de distribuição de GNC a granel consiste na aquisição, recebimento, compressão, armazenamento, distribuição, comercialização e controle de qualidade (COSTA, 2004). Essa opção permite o atendimento da demanda em regiões onde não há infra-estrutura de redes de distribuição de gás canalizado. Visa, também, estimular o desenvolvimento de novos mercados de gás natural no Brasil, uma vez que possui alta flexibilidade.

O aspecto negativo refere-se a operação de transporte, que é complexa e com altos riscos de acidente. Também, por que o sistema ainda está em fase de desenvolvimento, com significativos riscos de interrupção de fornecimento.

3.4 Hidrato de Gás Natural Comprimido (HGN)

Os hidratos de gás natural são substâncias sólidas, semelhantes ao gelo; tanto no aspecto visual como em algumas propriedades. São formados pela combinação física de água e moléculas de gás. O transporte do HGN é feito a temperaturas de 15°C e em condições atmosféricas (MORAES, 2004).

Para a formação do hidrato é preciso que coexistam: a) água a baixas temperaturas; b) gás livre ou petróleo com gás dissolvido a baixas temperaturas; c) temperatura do sistema inferior a 25 °C; d) pressão hidrostática maior que 5 Kgf/cm².

Teoricamente, cerca de 180m³ de gás metano podem ficar concentrados em 1m³ de água. A redução drástica do volume de gás utilizado nessa tecnologia, leva à otimização do transporte desse fluido.

O aspecto negativo reside na presença de hidrato. Sendo assim, diversas pesquisas estão voltadas para evitar a formação destes. Vide problemas apontados no item gasodutos.

3.5 Gas To Liquid (GTL)

O processo de *Gas to Liquid* é caracterizado pela redução do volume do gás natural, devido à conversão desse gás em outros produtos (hidrocarbonetos líquidos estáveis), a partir de processos químicos.

A conversão é dividida basicamente em duas etapas:

a) Reforma de Gás Natural: conversão de gás natural em um gás de síntese (*Syngas*), ou seja, uma mistura de CO e H₂ e;

b) Conversão do *Syngas*: utiliza reações catalíticas para converter o gás de síntese, em hidrocarbonetos líquidos pelo processo de síntese de *Fischer-Tropsch* (FT) e hidroisomerização (CALLARI, 2006).

Os combustíveis sintéticos resultantes desses processos são livres de enxofre e particulados, o que contribui para a redução da emissão de poluentes. Além disso, o gás de síntese resultante da reforma do gás natural também viabiliza a produção de insumos petroquímicos, com maior valor agregado.

Vale ressaltar, também, que esses processos viabilizam a valorização das reservas de gás natural associadas, uma vez que evitam a queima do gás e convertem o insumo em combustíveis líquidos.

O lado negativo reside no programa requerer grandes alocações e facilidades, por isso, quando aplicado em uma plataforma oceânica, necessita de uma redução considerável de área livre e significativo aumento das medidas de segurança. É preciso um maior número de equipamentos para a aplicação dessa tecnologia.

3.6 Gas To Wire (GTW)

O processo de *Gas to Wire* é caracterizado pela conversão da energia do gás em energia elétrica. Posteriormente, ocorre a transmissão da eletricidade gerada para os mercados usando cabos de alta voltagem submersos. É uma tecnologia de transporte do gás, que o utiliza na zona de produção para gerar eletricidade na boca do poço.

Esta forma de transporte requer, basicamente, a instalação de uma planta de geração de energia elétrica na unidade de produção *offshore*. Isto implica numa ligação da plataforma *offshore* à rede nacional de energia elétrica ou o fornecimento direto aos consumidores industriais com alta demanda de energia. O ponto negativo deve-se a presença de um mercado de baixa demanda frente aos investimentos.

4. CONTEXTUALIZAÇÃO DE OFERTA E DEMANDA E MÉTODO DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS PAYBACK PERIOD

A presente seção tem por objetivo apresentar o modelo de avaliação econômica *payback* utilizado por CHANG (2001) e aplicado aqui. Considera que todas as tecnologias foram avaliadas pelo incremento no preço de capital, devido ao transporte e ao armazenamento de gás. Diversas variáveis são usadas para a análise, sendo explicados sucintamente a seguir.

4.1 Análise da Oferta e Demanda e Reservas Provadas: Diferenças e Semelhanças entre Brasil e Resto do Mundo

A primeira variável a ser analisada é a reserva provada de gás natural. O conceito de reserva provada refere-se as reservas de petróleo e gás natural tendo como base dados geológicos e de engenharia. A estimativa da reserva mostra o poder de recuperar comercialmente os reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, conforme a conjuntura econômica do setor, os métodos operacionais vigentes e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras (ANP, 2007).

A tabela 2, que, apesar de não ser utilizada diretamente na metodologia de avaliação, é necessária para mostrar o potencial produtor e distribuidor do país. Pode-se observar nesta tabela que a região com maior potencial é o Oriente Médio, já que possui as maiores reservas provadas mundiais e, também, que o Brasil está incluído na região com menor potencial mundial que é a América do Sul e Central.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brasil	0,15	0,16	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,25	0,25	0,33	0,31
América do Norte	8,47	8,41	8,29	7,19	7,27	7,49	7,63	7,32	7,32	7,47	7,46
América do Sul e Central	5,96	6,06	6,28	6,43	6,89	6,98	7,12	7,08	6,98	7,07	7,02
Europa e Eurasia	63,16	62,52	62,93	62,46	61,92	61,74	61,96	62,95	64,14	63,73	64,01
Oriente Médio	45,37	49,31	49,53	53,17	52,05	59,81	71,39	71,76	72,77	72,09	72,13
África	9,93	10,17	10,62	10,77	11,43	12,47	13,24	13,89	13,94	14,30	14,39
Ásia Pacífica	10,54	10,40	10,73	11,39	12,07	12,28	13,05	13,18	14,06	14,35	14,84
Mundo	143,42	146,86	148,38	151,40	151,62	160,76	174,39	176,18	179,21	179,01	179,83

Tabela 2. Reservas provadas de Gás Natural em trilhões de m³

Fonte: BP, 2007.

A produção de gás, que tem a sua evolução mostrada na tabela 3, é um importante fator, que, comparada ao consumo (figura 1), caracteriza o país como exportador ou importador e mostra se a oferta e demanda estão sendo otimizadas. Logo, percebe-se que a demanda de gás natural (tabela 4) também é relevante na análise, sendo no caso do Brasil, no ano de 2005, maior que a oferta nacional, resultando em um déficit de cerca de 8,8 bilhões de m³. Este déficit está sendo suprido pelas importações da Argentina e da Bolívia (tabela 5).

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brasil	4,8	5,5	6	6,3	6,7	7,2	7,6	9,2	10	11	11,4
América do Norte	719,6	733,3	740,6	754,8	756,2	769,6	787,9	767,4	770,5	760,4	750,6
América do Sul e Central	73,2	81,4	82,5	88,4	90	97,9	102,6	104,4	115,7	129,7	135,6
Europa e Eurásia	904,3	945,4	899,1	915,5	934,9	959,5	967,7	989,4	1024,4	1055,9	1061,1
Oriente Médio	148,9	158	175,4	184	193,8	206,8	224,8	224,7	259,9	280,4	292,5
Ásia Pacífica	213,1	228,6	242,2	242,7	260,1	272	282,2	297	313,1	333	360,1
África	83,3	88,9	99,4	104,8	116,9	126,5	126,8	129,6	139,7	144,3	163
Mundo	2142,4	2235,6	2239,2	2290,2	2351,9	2432,3	2492	2512,5	2623,3	2703,7	2762,9

Tabela 3. Produção de Gás Natural em bilhões de m³
Fonte: BP, 2007.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brasil	4,8	5,5	6	6,3	7,1	9,3	11,7	14,4	15,9	19	20,2
América do Norte	746,3	763,4	769,3	762,6	764,8	791,2	763,2	789,9	781,1	786,3	774,5
América do Sul e Central	73,1	81,4	82,9	89,1	88,5	94	98,9	100,7	105,3	117,7	124,1
Europa e Eurásia	929,4	977,5	936,1	959,9	981,3	1013	1025,4	1045,2	1070,6	1101,2	1121,9
Oriente Médio	141,8	150,7	164,9	173,7	180,3	185,4	198,4	215,1	226,1	242,3	251
Ásia Pacífica	217,6	237,3	250,4	254,3	270,9	296,7	315,7	329	353,8	378,5	406,9
África	44,8	47,2	46,1	47,7	50,9	55,2	59,1	60,1	65,2	68,6	71,2
Mundo	2153	2257,5	2249,7	2287,3	2336,7	2435,5	2460,7	2540	2602,1	2694,6	2749,6

Tabela 4. Consumo de Gás Natural em bilhões m³
Fonte: BP, 2007.

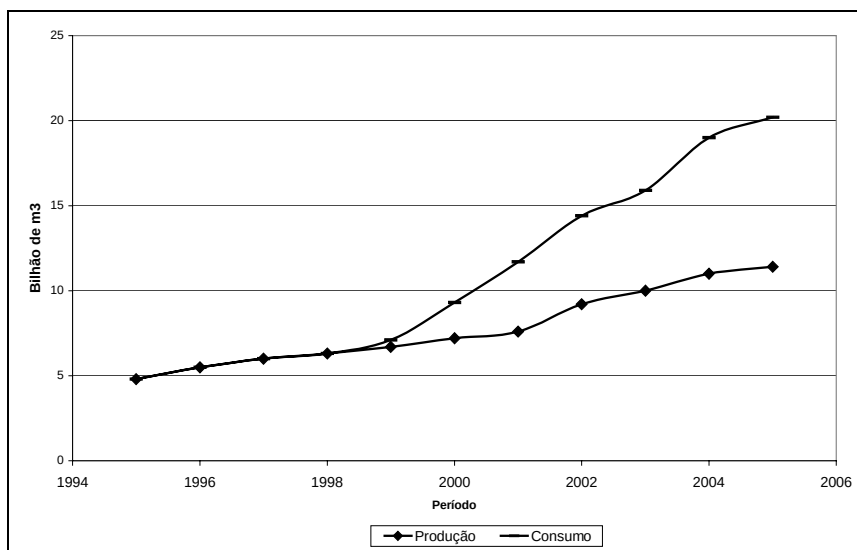


Figura 1. Produção e Consumo Brasileiro de Gás Natural, Bilhões de metros cúbicos
Fonte: BP, 2007.

	2005		
	Argentina	Bolívia	Total Importações
Brasil	0,2	8,63	8,83

Tabela 5. Importações por Gasoduto em bilhão de m³
Fonte: BP, 2007.

4.2 Análise dos Custos Envolvidos no Transporte de Gás Natural

Considerando que a tecnologia é padronizada internacionalmente, não há viés na análise ao considerar os parâmetros de custos apresentados em CHANG (2001).

Conforme pode ser visto na tabela 6, o custo de capital ou custo inicial de investimento está relacionado principalmente com a despesa em infra-estrutura necessária para a aplicação da tecnologia. O custo de operação está relacionado à manutenção do processo. O custo de embarcação, quando houver, já que para os casos de transporte por gasoduto ou GTW este custo não é considerado, está associado à distância de transporte. Em anexo segue uma tabela com a descrição das unidades utilizadas nos custos abaixo apresentados.

Neste artigo foi fixado em 5000 km, que é a meta aproximada do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) de expansão de gasodutos até 2009, quando da interligação da malha Sudeste/Nordeste (BRAZILIAN BUSINESS, 2006, p. 14).

	Custo de Capital	Custo de Operação	Custo de Embarcação
GNL	\$600/TPA	\$0,50/MMBTU	\$0,20/MMBTU
Gasoduto	\$500000/Km	\$0,90/MMBTU	Zero
GNC	\$60 MM	\$0,07/SCFD ano	\$21 MM/yr
HGN	50% do GTL	\$0,37/MMBTU	\$0,15/MMBTU
GTL	\$40000/BPD	\$10,0/BBL	\$1,35/BBL
GTW	\$1,0/W	5% do Custo de Capital	Zero

Tabela 6 – Custos de Capital, Operação e Embarcação

Fonte: CHANG, 2001

Nota: TPA: Toneladas por ano; Km: Quilômetros; MM:Milhões; BPD:Barril por dia; W:Watt (Unidade de Potência); MMBTU:Milhões de BTU (Unidade de Energia); SCFD:Pés cúbicos padrão por dia; BBL: Barril; MM/ano:Milhões por ano.

Além disso, o preço do gás natural, utilizado para os cálculos, foi de US\$ 8/MMBTU, referente a média do último trimestre de 2006 (RIGZONE, 2007).

Os dados apresentados serão usados na aplicação do método de análise de *payback period*, disposto na próxima seção.

4.3 Método de Análise de Investimentos *Payback Period*

As avaliações econômicas devem ser conduzidas com o objetivo de classificar as opções tecnológicas de transporte de Gás Natural, para tanto, é necessário apresentar as variáveis econômicas que serão utilizadas no cálculo de *payback*.

A metodologia de *payback period* necessita de dados de Custo de Capital que é o valor de investimento inicial para a implantação do transporte analisado; dados de Receita que é calculada pelo produto da demanda do mercado (gás natural vendido no Brasil) pelo preço da *commodity*; dados de Custo de Operação que é o valor relativo à operação, manutenção e utilização do transporte analisado; dados de Custo de Embarcação que é o valor necessário para o transporte do gás da unidade de produção até o continente. No caso dos gasodutos e de GTW o custo de embarcação não é considerado.

O custo de capital, a receita anual bruta e o período recuperação de investimento (*payback period*) são os insumos dessa avaliação e, a partir deles, pode-se comparar economicamente as tecnologias em estudo.

A recuperação de investimento (*payback*) é definida como o período de tempo necessário para que a receita líquida de custos (receita menos custos de operação e embarcação) iguale ao investimento inicial (custos de capital). Supondo receitas líquidas estáveis calcula-se o período de recuperação de investimento pela razão entre o custo de capital e a receita anual menos custos operacionais e de embarcação, como mostrada na equação (1). Dessa forma, como se utiliza a receita anual, tem-se por base do *payback period* na ordem de anos, ou seja, se uma tecnologia apresentar *payback* igual a 1 (um) significa que a recuperação do investimento inicial será totalmente realizada após um ano de implantação do transporte. Da mesma forma, se o resultado for igual a 0,5 o período de retorno será de meio ano (6 meses).

$$Payback = \frac{CustodeCapital}{(Receita - CustodeOperação - CustodeEmbarcação)} \quad (1)$$

5. ANÁLISE DE DADOS

Usando o método de análise de investimento *payback* foi obtido para os vários tipos de tecnologia de transporte de gás, os resultados apresentados na tabela 7.

	GNL	Gasoduto	GNC	HGN	GTL	GTW
Custo de Capital (MM\$)	4968,68	2500,00	60,00	3928663,74	7857327,47	5657,85
Receita (MM\$)	2007,55	3188,97	3205,08	578937,60	7169811,32	19825,11
Custo de Operação (MM\$)	125,47	358,76	76,83	26775,86	716981,13	282,89
Custo de Navegação (MM\$/1000 km)	250,94	N/A	105,00	54275,40	483962,26	N/A
Payback (ano)	3,05	0,88	0,02	7,89	1,32	0,29
Ranking de Classificação	5	3	1	6	4	2

Tabela 7. Resultados da aplicação do método *Payback* para o Brasil

Fonte: Elaboração dos autores.

Comparando o período de retorno do investimento, observa-se que a tecnologia de transporte de gás natural comprimido (GNC) é a mais vantajosa economicamente, pois apresentou um período de *payback* de 0,02 ano, ou seja, aproximadamente 7 dias. Este foi o menor tempo para o retorno do capital investido inicialmente. Cabe salientar que os custos utilizados na análise deste trabalho foram os mesmos empregados por CHANG (2001). É interessante ressaltar que as tecnologias GTW (*Gas to Wire*) e Gasoduto também são viáveis economicamente, quando comparadas ao período de *payback* proposto de 1 ano. O hidrato de gás natural (HGN), por outro lado, se mostrou menos viável economicamente, já que possuiu um período de retorno acima de 7 anos.

Acredita-se que, apesar da tecnologia de GTW ter apresentado um bom resultado econômico, não é muito utilizada, uma vez que é uma tecnologia ainda em fase de desenvolvimento em nível mundial. No caso do HGN, que também é uma tecnologia em desenvolvimento, observa-se que os custos de pesquisa e desenvolvimento estão refletidos negativamente no de tempo de retorno. No caso brasileiro, apresentou o maior valor quando comparado às outras tecnologias.

Vale salientar que o modelo de avaliação econômica utilizado (*payback*) não considera o custo de oportunidade. Contudo, é muito utilizado no processo de escolha de projetos de investimento devido a sua extrema simplicidade, apesar de apresentar uma lista de problemas (ver ROSS et al., 1995). Para uma análise de projetos de investimento completa devem ser observados os aspectos econômicos, tecnológicos e operacionais. As análises sobre reservas, produção e consumo de gás natural no Brasil (seção 4.1) procuraram minimizar este problema.

Na análise de CHANG (2001), a melhor opção tecnológica, na maioria das regiões estudadas, também foi GNC, enquanto a menos viável foi o transporte por gasodutos, como pode ser observado na comparação dos períodos de retorno apresentados na tabela 8, bem como no ranking de opções tecnológicas mostrado na tabela 9. Este resultado para o gasoduto diferiu do brasileiro, que o apontou como a terceira melhor alternativa, como mostrado na tabela 9.

Regiões	GNL	Gasoduto	GNC	HGN	GTL	GTW
Caribe	13,7	16,7	1,2	3,0	9,0	3,3
Arábia	12,8	15,6	1,3	3,3	8,7	1,5
Mediterrâneo	12,7	15,3	1,3	3,3	8,7	2,2
<u>Sacalinas</u> <u>(Rússia)</u>						
Coréia	11,2	12,0	1,3	3,4	8,5	1,7
China	12,6	18,4	2,4	3,6	9,4	4,3
Japão	10,5	8,0	1,0	3,2	8,0	0,7

Tabela 8: *Payback period* em anos

Fonte: Elaboração dos autores com base em CHANG 2001, p. 6.

Regiões	GNL	Gasoduto	GNC	HGN	GTL	GTW
Caribe	5	6	1	2	4	3
Arábia	5	6	1	3	4	2
Mediterrâneo	5	6	1	3	4	2
<u>Sacalinas</u> <u>(Rússia)</u>						
Coréia	5	6	1	3	4	2

China	5	6	1	2	4	3
Japão	6	4	2	3	4	1

Tabela 9: Ranking de opções tecnológicas

Fonte: Elaboração dos autores com base em CHANG 2001, p. 6.

6. CONCLUSÃO

O gás natural vem tendo cada vez mais importância no cenário mundial de energia. Por ser uma energia limpa, frente a grande preocupação com o aquecimento global e poluição, muitas pesquisas estão sendo realizadas para tornar o transporte de gás mais viável economicamente. Diante disso, o presente trabalho teve como proposta encontrar a tecnologia de transporte de gás natural mais viável economicamente usando o método de análise de investimento (*payback period*), proposto por CHANG (2001) para pesquisa similar.

Assim como no caso brasileiro, na maioria das áreas estudadas por CHANG (2001), a tecnologia de Gás Natural Comprimido foi a mais viável economicamente, dado o período de *payback* de 1 ano. Salienta-se que para este período, mais duas tecnologias apresentam-se viáveis: GTW e Gasoduto. No caso nacional a tecnologia de Hidratos de Gás Natural foi a opção menos econômica, ao contrário de CHANG (2001), que indicou a tecnologia de Gasodutos.

Como os resultados, apesar de coerentes, mostram-se diferentes para cada região estudada, deve-se considerar nesta análise, além de aspectos econômicos, os aspectos tecnológicos e operacionais, para que os resultados obtidos sejam satisfatórios. Por isso, visando enriquecer a pesquisa e minimizar algumas deficiências do método *payback*, se fez o acompanhamento das reservas, produção e consumo do Brasil comparativamente ao Mundo, com o intuito de encontrar similaridades e diferenças regionais. Como se pode verificar, o Brasil apresenta forte crescimento da demanda comparativamente à produção de gás natural, o que leva a importação de gás natural da Argentina e Bolívia. Nossa análise indica que o atual uso de gasoduto para estas importações é uma escolha razoável economicamente. Para a distribuição deste gás fora do trajeto do gasoduto, nossos resultados indicam o uso do Gás Natural Comprimido e GTW.

Acredita-se que uma tecnologia de transporte menos onerosa irá proporcionar um maior crescimento da demanda. Contudo, para corresponder a este incremento, serão necessárias descobertas de novos campos de gás natural, como os da Bacia de Santos.

7. REFERÊNCIAS

- ANP, 2004, “A Indústria de Gás Natural no Brasil”, **Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural, Contrato N°. 7039/03 – ANP – 008.766**, Rio de Janeiro – RJ, 16 de janeiro de 2004.
- ANP, 2005. “Modelo para a Determinação do Mercado Potencial de Gás Natural no Brasil”, **Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural, Contrato N°. 7039/03 – ANP – 008.766**, Rio de Janeiro – RJ, 25 de fevereiro de 2005.
- ANP, 2007. “**Glossário ANP**”. Disponível em <http://www.anp.gov.br/glossario/index.asp?strAlpha=G>
- BP, 2006, “Quantifying energy”, **BP Statistical Review of World Energy**, Junho de 2006.
- BRAZILIAN BUSINESS, “A participação do gás natural na matriz energética brasileira” por Silas Rondeau, Ano XXI n° 228, Setembro de 2006, pág. 14-15. Disponível em: <http://www.amchamrio.com.br/>
- CHANG, Seungyong, 2001. “Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas”, **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition** held in Jakarta, Indonesia, 17–19 April 2001.
- CORDEIRO, Guilherme de Biasi, 2005. “Mapeamento Tecnológico da Cadeia do Gás Natural Liquefeito (GNL): Uma Análise Baseada em Estatísticas de Patentes (1978-2002)”, Monografia de Bacharelado, **Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro**, Agosto 2005.
http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf/2005_mapa_tec_cadeia_gas.pdf
- COSTA, Heloise Helena Lopes Maia, 2004. “Nova Regulamentação da Atividade de Distribuição de Gás Natural Comprimido a Granel”, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, **Rio Oil & Gás**, 04 de outubro de 2004.
<http://www.anp.gov.br/doc/palestras/Heloise04-10-14h.pdf>
- CALLARI, Roberto, 2006. “Produção de Hidrocarbonetos Líquidos a partir de Gás Natural: Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica.”, **Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia**, USP, São Paulo –SP, 02 de junho de 2006.
<http://www.energia.usp.br/documentos/Callari%202006.ppt>
- GASNET - O Site do Gás Natural, “**Artigos: Gasodutos no Brasil**”. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos_view2.asp?cod=669

- GASNET - O Site do Gás Natural, “**Gasodutos Mapa: Gasodutos em Operação**”. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/gasoduto/OPERACAO.asp
- MORAES, Caetano, 2004, “Hidratos de Metano: Armazenamento e Transporte”, **Instituto Nacional de Tecnologia**, INT, Outubro de 2004. Disponível em: http://www.int.gov.br/3tecnologia/Anteriores/outubro_04/Hidratos.pdf
- PETROBRAS, 2004, “**Gás Natural: Uma nova energia**”, Outubro 2004.
- PETROBRAS, 2007a. “A era do gás”, **Petrobras Magazine**. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/atuacaointernacional/petrobrasmagazine/frmset_gas_3_port.html
- PETROBRAS, 2007. “**Petrobras investe em novas tecnologias offshore**” Disponível em <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE13/artigo3.htm>
- RIGZONE, 2007. “**Finance & Investing Home: Commodities**”. Disponível em: <http://www.rigzone.com/news/finance.asp?cid=7&tp=1Y>
- ROSS [et al.], 1995. Algumas Regras Alternativas de Investimento. *Administração Financeira: Corporate Finance*. São Paulo: Atlas.
- SUBERO, g. [et al] 2004. A comparative study of sea-going natural gas transport. **SPE Annual Technical Conference Exhibition** in Houston Texas.
- UOL, “**UOL Economia: Cotação de commodity**”. Disponível em: <http://noticias.uol.com.br/economia/cotacoes/>
- VERGUESE, J. T. 2003. Options for exploitation stranger gas and overview of opportunities and solutions. **SPE Annual Technical Conference Exhibition** in Denver Colorado.
- VIGLIANO, Ricardo. 2005, “Óleo e Gás”. **Brasil Energia**, nº295, p.90, Junho 2005.

NATURAL GAS TRANSPORTATION ECONOMIC COSTS AND BENEFITS IN BRAZIL

Natural Gas (NG) demand in Brazil and the World is picking up due to environmental concerns as it is considered a clean energy source compared to other fossil fuels.

Extracted natural gas can be transported, re-injected or burnt. NG is used in oil reservoir pressure management and to increase oil production. Gas burn is an emergency solution when alternatives are not feasible, because of its hothouse effects. Transportation needs to be evaluated as a solution, based on the costs and benefits of available technologies.

NG transportation technologies are limited and quite expensive. Most used methods are Liquefied Natural Gas (LNG) and gas pipelines. Yet, these technologies require extensive proved gas reserves to face the significant initial infrastructure investment. This rules out their use in many gas fields (associated or not) that do not meet the minimum efficient size. Other NG transportation technology alternatives are appearing in the market, using chemical or physical modifications, such as Compressed NG (CNG), NG Hidrates (NGH), Gas-to-Liquid (NTL) and Gas-to-Wire (GTW).

In this paper the economic feasibility of the above six NG transportation technologies are compared using the payback method, as in CHANG (2001). The payback method identifies the technology that recoups the initial investment in the shortest time span. Although limited to some extent, it is widely used, as is easily understood by management and production personnel. The results suggest that, in the Brazilian framework, Compressed Natural Gas (CNG) has the shortest payback period, contrary to CHANG results for the Mediterranean, Caribbean, Sakhalin and Asia.

payback period -1, transportation costs -2, natural gas transport technology -3, natural gas supply and demand-4, Brazil-5.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.