



IBP1940_06

**MERCADO NORDESTINO DE GÁS NATURAL:
SUPRIMENTO PELA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL
LIQUEFEITO (GNL)**

Maculan, Berenice D.¹ e Silva Jr., Ary²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

O mercado nordestino de gás natural apresenta, atualmente, problemas de suprimento, fato que se não solucionado poderá retardar o desenvolvimento da região. O abastecimento deste mercado através do gás natural liquefeito - GNL não é a única alternativa existente, ela foi eleita por já estar presente na indústria desde 1960 e por ter evoluído tecnologicamente, reduzindo seu custo de implantação e operação. Será avaliado, neste artigo, o cenário atual do mercado consumidor assim como as projeções feitas para o mesmo pelos agentes que o integram. Não serão contestadas nem analisadas tais projeções. Mostrar-se-á, igualmente, o grau de integração da rede da região com o restante do país e suas fontes, ou seja, se buscará montar de forma clara um balanço de oferta e demanda para os próximos 10 anos. Com base neste balanço será ilustrada a necessidade de importação do energético para o abastecimento da região. Por fim, com a apresentação de custos genéricos para terminais de regaseificação e de valores para contratos de GNL, serão ilustrados os possíveis tempos de retornos do investimento assim como o cálculo da provável TIR, para o projeto eleito.

Abstract

The Brazilian northeastern market presents, actually, problems of supply orders. And if this fact isn't solved the region will not be able to have a positive development. The alternative to supply the region through LNG it's not the only one, there are another ways to do that. But the major technological advances in recent years have considerably cut the costs of developing LNG projects, further improving its overall economics compared to pipeline gas. This paper has the objective to translate the today market scenario, as well as, the sell projection made by the agents from this market. There will be not contest or analyses about this numbers. It will be show too, the integration level between the transport pipelines and the production zones. And a balance of supply/demand will be structure for the next 10 years. Using the balance will show the necessity to import the natural gas for supply this zone. And through that balance will be illustrated the necessity of the energy importation to supply the area. And finally, with the presentation of generic costs and price values of LNG contracts, will show some values of pay back time and IRR from the elect project.

1. Introdução

Apesar do crescimento vivenciado pelo mercado nacional de gás natural nesta última década, o nordeste continua sendo uma das regiões mais carentes do país sob a ótica do acesso a fontes de energia a um custo competitivo. Situação agravada pelo fato de se encontrar distante das grandes reservas provadas de gás, tais como: Bacia de Campos, Bacia de Santos, Bacia do Solimões (Urucu). Em que pese este mercado ser considerado por muitos ainda infante, tanto pelo desenvolvimento lento da indústria como pelo pouco investimento realizado nas redes de transporte e de distribuição, alguns segmentos, principalmente o setor de geração de energia elétrica, vêm sofrendo com a falta de suprimento do energético. Mesmo com a entrada de empresas autorizadas a comercializar e/ou distribuir gás natural comprimido (GNC) - transporte caracterizado pela amplitude do suprimento do energético - não se observou um

¹ Engenheira Química, Analista Técnica – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

² Economista, Analista Técnico – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

aumento expressivo na taxa de crescimento da indústria de gás da região. Entretanto, cabe observar que eventual crescimento da demanda por gás natural no nordeste, concomitante com a escassa capacidade na infra-estrutura de suprimento (gasodutos de transporte e rede de distribuição urbana) gera preocupações. Algumas alternativas já foram ilustradas e propostas por agentes do setor como tentativa para aprimorar e intensificar o desenvolvimento do mercado nordestino. O objetivo deste artigo não é indicar a melhor alternativa, mas sim avaliar uma delas, procedendo-se a uma análise técnica e econômica de um hipotético projeto de abastecimento através da importação de gás natural liquefeito (GNL).

2. Contextualização

Em 2005, o consumo de gás natural no país atingiu a média de 40 MM m³/dia, um aumento de 19% a.a. desde de 2000. As previsões para 2006, realizadas pelos agentes desta indústria, atribuem um consumo médio acima dos 48 MM m³/dia, entretanto devido à nacionalização dos recursos naturais bolivianos e a provável renegociação do preço do gás importado, visões mais pessimistas tem assolado o mercado.

Do total consumido em 2005, mais de 60% foi direcionado para as regiões Sul e Sudeste, sendo que as áreas de concessão da CEG, CEGRIO e da COMGAS (estados do Rio de Janeiro e de São Paulo) comercializaram 54% do volume total de gás natural. Por outro lado, as distribuidoras do Nordeste foram responsáveis por apenas 20% deste volume, dos quais a BAHIAGAS e a COPERGAS comercializaram respectivamente 42% e 33%, que em valores absolutos representam, em média 3,5 MMm³/dia e 2,7 MMm³/dia.

Ilustrando o contexto histórico de consumo deste combustível no Nordeste, temos que em 1954 a região iniciou sua produção, sendo assim a pioneira no Brasil. Com a entrada em operação do Pólo Petroquímico de Camaçari (1978), o Nordeste, e especificamente a Bahia, foi o primeiro a iniciar o consumo do gás natural como energético. Mesmo com este início tão glamouroso e apesar do crescimento e desenvolvimento vivenciado nesta última década a região continua sendo uma das regiões mais carentes do país, e ainda com enormes dificuldades em acessar fontes de energia com um custo mais competitivo. Desta forma,, atualmente, apenas 18% das reservas provadas brasileiras estão localizadas nesta região.

Observando o comportamento das reservas provadas da Região Nordeste no período de 1995 a 2004, verifica-se que, com exceção das reservas correspondentes aos Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, que tiveram um aumento de 3,5% e 3,6%, respectivamente, as reservas nos demais estados apresentaram sim um declínio ou a não renovação de seus volumes, constatando-se, em média, uma diminuição de 4,6% a.a.. Este cenário é ilustrado na Figura 1.

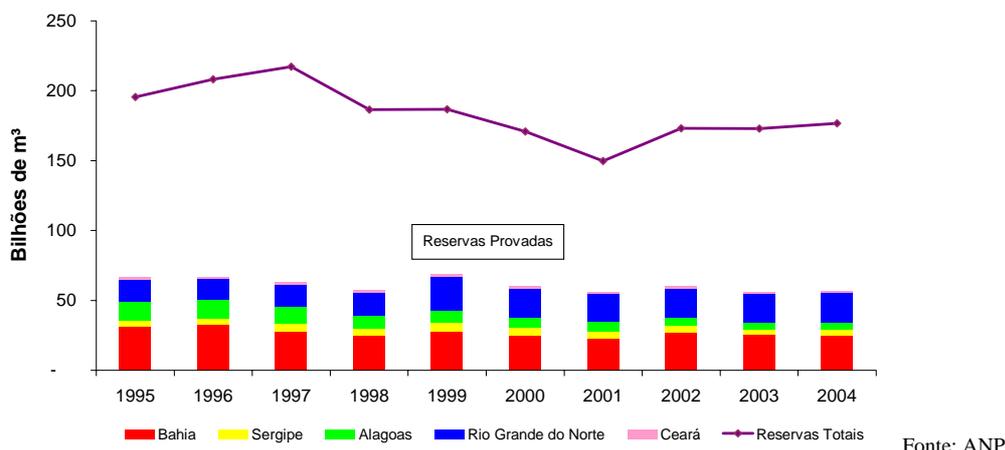


Figura 1 – Dados Históricos das Reservas de Gás Natural no Nordeste

2. Abastecimento

2.1 Produção e Demanda

A produção nordestina de gás natural se destina, exclusivamente, a abastecer as distribuidoras locais., As companhias CEGAS, POTIGAS, PBGAS, COPERGAS E ALGAS recebem gás proveniente dos campos do Ceará, Rio Grande do Norte e Alagoas, e as companhias BAHIAGAS e SERGAS consomem o energético proveniente dos campos baianos e sergipanos, respectivamente. Destas áreas, os campos cearenses apresentam menor produção, o que resulta no suprimento apenas parcial da demanda da CEGAS, sendo o restante da demanda suprida pela produção oriunda dos campos do Rio Grande do Norte. Os campos cearenses tem previsão de vida curta, com uma produção média de 220 mil m³/dia para os próximos 5 anos, saindo de um planejamento de oferta de 243¹ mil m³/dia, em 2006, para 177 mil m³/dia, em 2010. O gás produzido no estado do RN abastece, além da POTIGAS, as companhias PBGAS e COPERGAS. A produção do estado de Alagoas supre a demanda da ALGAS. Estas áreas de concessão apresentam, com certeza, o cenário mais crítico de suprimento. Nos quadros 1 e 2 são apresentadas estimativas de diferentes fontes, dos prováveis valores de volume de gás disponível² que deverá atender ao mercado consumidor nordestino nos próximos anos. Certamente que estes volumes podem ser alterados, já que dependem diretamente dos volumes de queima e de injeção, assim como da quantidade de energético consumido nas instalações de E&P. Mais que isso, não se trata de projeções oficiais mas sim apenas resultados de um exercício de projeções.

Quadro 1 – Gás Natural Disponível (Provável) – MMm³/dia

	2006	2007	2008	2009	2010
ALAGOAS	2,1	1,8	0,5	0,4	0,3
BAHIA	5,7	8,1	9,0	8,9	7,6
CEARA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
RIO GRANDE DO NORTE	2,6	2,5	2,5	3,1	3,3
SERGIPE	1,1	2,0	2,0	2,0	1,9

Fonte: PAP 2006

Quadro 2 – Gás Natural Disponível (Provável) – MMm³/dia – Cont.

	2011	2012	2013	2014	2015
ALAGOAS	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4
BAHIA	5,3	5,0	4,9	4,5	3,8
CEARA	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
RIO GRANDE DO NORTE	3,8	3,4	2,9	2,3	1,9
SERGIPE	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3

Fonte: Apresentações Petrobrás e Elaboração Própria

Obs: Os valores de 2013 a 2015 para os Estados de Alagoas e Sergipe foram calculados pela aplicação da taxa de declínio informada entre 2007 a 2012, -20% a.a. e -18% a.a., respectivamente.

A Região Nordeste tem apresentado um consumo de gás natural expressivo com destaque para o uso industrial, e especialmente nos pólos petroquímicos de Camaçari-BA e do Cabo-PE, e também para o uso no segmento automotivo (GNV), com uma demanda da ordem de 1,0 MMm³/dia, que chegaram a representar cerca de 12% do volume comercializado em 2005. Em termos agregados, o consumo total de gás na região registrou elevadas taxas de crescimento, 12,5% a.a., passando de um consumo médio de 4,6 MMm³/dia, em 2000, para 8,3 MMm³/dia, em 2005. Entre os principais fatores que contribuíram para este aumento merece destaque a entrada em operação das térmicas da região. Em 2005, a Termopernambuco consumiu em média, 1,9 MMm³/dia, enquanto que a média do consumo do segmento de geração na Bahia, foi de 900 mil m³/dia. Desta forma as térmicas da BA e PE foram responsáveis por 33,7% do consumo da região em 2005. Outro fator que merece destaque é o consumo do segmento industrial baiano, tendo o município de Camaçari consumido, em média, 2,0 MMm³/dia, 24% do consumo nordestino no ano de 2005.

A demanda pode ser segmentada em dois grupos, o primeiro chamado Demanda Térmica que corresponde ao volume de combustível utilizado na geração de energia elétrica, e o segundo grupo de Demanda não térmica, que seria todo o restante direcionado ao mercado consumidor. Em 2005, aproximadamente 8,3 MMm³/dia de gás natural foram comercializados na Região Nordeste, sendo grande parte destinada ao atendimento da demanda das distribuidoras BAHIGAS, responsável pelo suprimento do Município de Camaçari, e da COPERGAS, que vem abastecendo a

¹ PAP 2006 (ANP) – Programa Anual de Produção

² gás disponível = gás produzido – queima – consumo em E&P – gás injetado

Termopernambuco., Nos últimos meses o consumo médio da térmica foi da ordem de 2,0 MMm³/dia, enquanto que no segmento industrial baiano, localizado em Camaçari, atingiu 3 MMm³/dia.

As projeções de demanda térmica e não térmica elaboradas pelas distribuidoras são apresentadas nos quadros 3, 4 e 5. Pelos valores projetados as distribuidoras acreditam num crescimento da ordem de 11,8% a.a. do mercado nordestino até 2010, e nos 5 anos subsequentes, um crescimento mais modesto de 3,6% a.a.. Deve-se destacar que a demanda térmica apresenta dois perfis: consumo mínimo e máximo. Para elaboração do balanço de gás apresentado a seguir foram utilizados estes dois perfis, entretanto nas análises optou-se por utilizar o perfil de consumo mínimo das térmicas, pois melhor representam o atual cenário nordestino.

Quadro 3 – Demanda Não Térmica das Distribuidoras do Nordeste (MMm³/dia)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CEGAS	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
POTIGAS	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
PBGAS	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
COPERGAS	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5
ALGAS	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
EMSERGAS	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
BAHIAGAS	4,3	4,6	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,7	6,0	6,2
Total	7,1	7,7	8,3	8,7	9,2	9,6	10,0	10,0	10,5	11,0

Fonte: Companhias Distribuidoras

Quadro 4 – Demanda Térmica Nordeste (MMm³/dia)

	2006		2007		2008		2009		2010	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Camaçari	-	-	-	1,6	-	1,7	-	1,7	-	1,7
TermoBahia	-	1,0	-	1,0	-	1,0	-	1,0	-	1,0
FAFEN	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8
TermoPernambuco	1,2	2,2	1,3	2,2	1,3	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9
Termoaçú	-	-	-	-	-	1,6	-	1,6	-	1,6
TermoFortaleza	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6
TermoCeara - MPX	-	-	-	1,2	0,9	1,2	0,9	1,2	0,9	1,2
Total	1,3	5,0	1,4	7,9	2,3	10,8	2,3	10,8	2,3	10,8

Fonte: ANEEL e Elaboração Própria

Quadro 5 – Demanda Térmica Nordeste – Cont.

	2011		2012		2013		2014		2015	
	Min	Max								
Camaçari	-	1,7	-	1,7	-	1,7	-	1,7	-	1,7
TermoBahia	-	1,0	-	1,0	-	1,0	-	1,0	-	1,0
FAFEN	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8
TermoPernambuco	1,3	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9
Termoaçú	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6
TermoFortaleza	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6	-	1,6
TermoCeara - MPX	0,9	1,2	0,9	1,2	0,9	1,2	0,9	1,2	0,9	1,2
Total	2,3	10,8								

Fonte: Elaboração Própria

2.2 Infra-estrutura de Transporte

A Região Nordeste é abastecida, exclusivamente, pela produção de gás natural oriunda dos campos da Bahia, Ceará, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte. Este fluxo de gás é movimentado através de um conjunto de gasodutos interligados, o GASFOR I conectado ao NORDESTAO que por sua vez é conectado ao GASALP, ligando portanto Pecém (CE) até Pilar (AL). No segundo trecho tem-se o GASEB, conectado ao Gasoduto Santiago-Camaçari, ligando então, Atalaia (SE) a Santiago (BA) e Camaçari (BA). O primeiro trecho é abastecido pela produção dos campos do Ceará, pequena produção que atende uma parte da demanda da CEGAS, dos campos do Rio Grande do Norte, que cobrem o restante da demanda da CEGAS e atendem as demandas da POTIGAS, da PBGAS, da COPERGAS e uma parte da ALGAS, e por fim dos campos de Alagoas que atendem o restante da demanda da ALGAS. O segundo trecho, que se inicia em Atalaia (SE), é alimentado pela produção de Sergipe que atende a demanda da SERGAS e pela produção da Bahia que atenderá a demanda da BAHIGAS, suprindo principalmente o setor industrial do Município de Camaçari (Pólo Petroquímico de Camaçari). Como se observa na figura 2, a malha do nordeste não está interligada com a parte do sistema que abastece o sul e sudeste do país.



Fonte: Transpetro

Figura 2. Sistema de Gasodutos do Nordeste

A capacidade de movimentação do GASFOR I é de 1,9 MMm³/dia. Com a entrada em operação do GASFOR II, que tem uma capacidade projetada de 3,0 MMm³/dia, a capacidade de suprimento da região da CEGAS se elevará em 158%. A capacidade de suprimento para as concessionárias POTIGAS, PBGAS, COPERGAS e ALGAS deverá apresentar um aumento de 10 MMm³/dia com entrada em operação do NORDESTÃO II, aumentando assim em mais de 400% a capacidade de transporte da área uma vez que o NORDESTÃO possui atualmente uma capacidade de 2,1 MMm³/dia. Por fim, a entrada em operação do gasoduto Catu – Carmópolis – Pilar, que conectará a região da Bahia (área de atuação da BAHIAGAS) com a região de Alagoas, permitirá elevar capacidade em cerca de 10,0 MMm³/dia. Com estes projetos a demanda futura de gás na região poderá ser suprida através de uma malha de transporte interconectada capaz de atender as companhias de distribuição de gás canalizado. Entretanto, a questão que ao mesmo tempo se coloca, é de onde viria a produção do energético para o suprimento desta demanda futura.

A expansão da infraestrutura de abastecimento é necessária, sem ela não há sentido analisar o potencial de implantação de um terminal de regaseificação de gás natural para atender a demanda projetada.

3. Balanço Oferta e Demanda de Gás Natural

Estruturar o balanço de oferta e demanda de gás natural para a região ilustra os potenciais déficits do mercado, e através destes valores poder-se-á então avaliar a necessidade de implantação de uma planta de regaseificação no Nordeste. Lembra-se, mais uma vez, que estes valores dependem da quantidade de gás disponível (oferta) e que alterações na produção resultam em modificações no balanço. Os valores do balanço estão no quadro 6, salta aos olhos a importância do segmento térmico, mesmo quando este consome o volume mínimo necessário.

Quadro 6 – Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural (MMm³/dia)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SEM TERMICA										
CE - RN - PB - PE - AL	2,1	1,5	(0,0)	0,3	0,2	0,9	0,2	(0,5)	(1,4)	(2,1)
SE - BA	2,4	5,2	5,9	5,4	3,9	0,2	(0,5)	(0,7)	(1,4)	(2,4)
COM TERMICA MIN										
CE - RN - PB - PE - AL	0,9	0,2	(2,2)	(1,9)	(2,0)	(1,3)	(2,0)	(2,7)	(3,6)	(4,3)
SE - BA	2,3	5,1	5,8	5,2	3,8	0,1	(0,6)	(0,8)	(1,5)	(2,5)
COM TERMICA MAX										
CE - RN - PB - PE - AL	(1,7)	(3,5)	(7,3)	(7,0)	(2,0)	(6,4)	(7,1)	(7,8)	(8,7)	(9,4)
SE - BA	1,2	2,3	2,4	1,9	0,4	(3,3)	(4,0)	(4,2)	(4,9)	(5,9)

Fonte: Elaboração Própria

Portanto, se as projeções das distribuidoras se concretizarem, já a partir de 2008 haverá falta de combustível para atender ao mercado nordestino em desenvolvimento, principalmente na área dos estados do CE, RN, PB, PE e AL. Lembrando, que na avaliação está sendo considerado apenas o cenário com perfil de consumo mínimo para térmicas e que não se prevê a entrada de nenhum outro empreendimento termelétrico. Considera-se, ainda, que com o início da operação de transporte no gasoduto Catu – Carmópolis – Pilar, os estados citados, poderão ser abastecidos pela

produção baiana e sergipana. Entretanto, mesmo assim, a partir de 2011 haveria déficit de suprimento. Por fim, deve-se destacar que se for considerado o perfil térmico com consumo máximo a situação de abastecimento da região torna-se alarmante. Desta forma, projetados possíveis cenários de desabastecimento dos estados passa-se à análise da possibilidade de suprimento através da importação de gás natural líquido - GNL.

4. Projetos e Custos prováveis aplicados à cadeia do GNL – Caso Nordeste

A liquefação, transporte e regaseificação da cadeia do GNL são operações que exigem elevados investimentos, além de apresentarem perdas de 10 a 15% no volume do gás durante o processamento (unidade de liquefação e regaseificação) e de 1 a 2% de volume, durante o transporte. Assim a alternativa de implantação de uma planta de GNL fica restrita, nas análises técnico-econômicas, aos casos em que gasodutos não são tecnicamente viáveis (como na travessia de mares profundos, caso da Argélia), ou onde as distâncias entre a produção e o mercado consumidor torne os gasodutos anti-econômicos. No contexto atual, utilizando a tecnologia disponível, considera-se que para distâncias acima de 4 mil quilômetros os custos de um sistema de GNL se tornam compatíveis com os de transportes via gasodutos.

Algumas empresas, como mencionado na introdução, já realizaram estudos para a instalação de unidades de regaseificação no Nordeste. A Shell constituiu em parceria com a Petrobrás (50%-50%) a empresa GNL Nordeste LTDA, encarregada de cuidar da importação de GNL, estocagem e regaseificação do produto no Complexo Industrial e Portuário de Suape, na região metropolitana do Recife. Com um investimento médio de US\$ 200 milhões, o início das operações estava previsto para o ano de 2005. A demanda inicial de GNL para região foi estimada em 2 milhões de m³/dia, podendo chegar a 4 milhões de m³/dia. A nova empresa, no entanto, realizaria importações bem mais expressivas – pelo menos um volume superior a 30 milhões m³ de cada vez – estocando o produto para depois regaseificá-lo à medida que fosse necessário.

O segundo projeto, baseado nos estudos e interesses da British Petroleum – BP, foca o suprimento da demanda futura dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e dos novos mercados do Maranhão e Piauí, com a construção de uma planta de regaseificação em Pecém. Pouca informação se tem sobre o projeto em si, estipula-se que a planta deverá ter uma capacidade máxima de 3,0 milhões de m³/d, mas não se sabe o montante do investimento nem se a BP irá bancar esse projeto sozinha. Estes dois estudos são similares, pois focam a demanda futura das termelétricas da região nordeste. Assinale-se que, até hoje, nenhum destes projetos se concretizou.

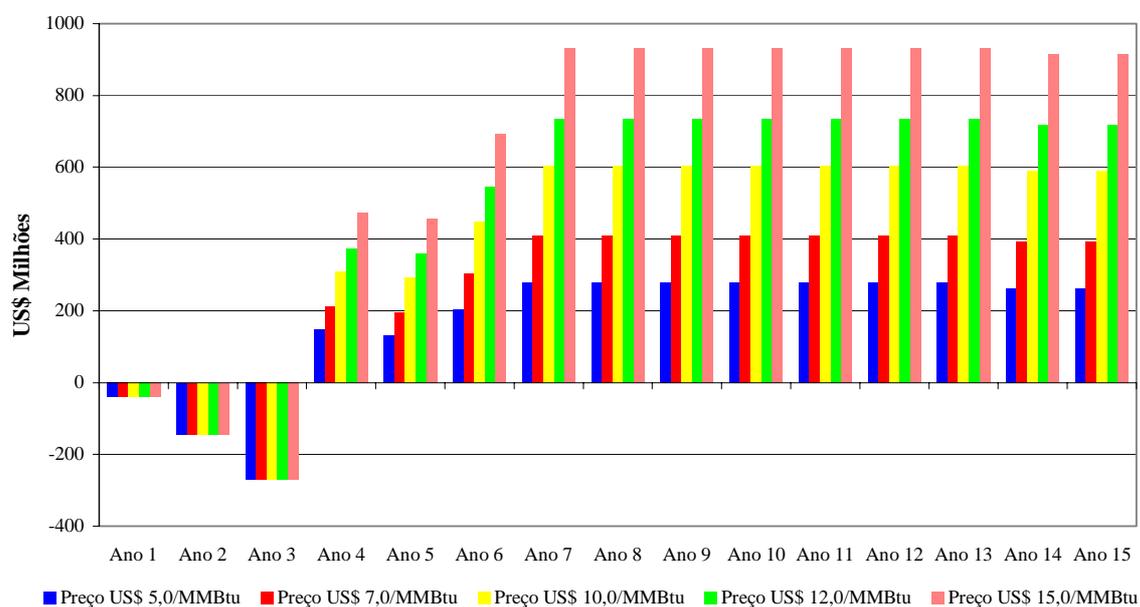
Para o exercício que aqui se pretende considera-se a implantação de uma unidade de regaseificação, assim como uma unidade de estocagem e 2 navios metaneiros para realização do transporte, isto tudo de modo a suprir a demanda prevista. Ressalte-se que, hoje, cerca de 95% da capacidade mundial de transporte de GNL está contratada. Com o mercado “spot” extremamente limitado, foi necessário incluir na análise investimentos destinados à construção de navios.

A análise econômica do projeto baseou-se na avaliação do fluxo de caixa descontado considerando uma variação no preço de contrato de compra de GNL de US\$ 5,0 a US\$ 15,0 /MMBtu. A unidade de regaseificação escolhida, tem a capacidade de 2 Mtpa, o equivalente a 2,8 Bilhões de m³ no ano ou aproximadamente 7,5 MMm³/dia, para abastecer o mercado nordestino. Desta forma, a unidade de estocagem deverá ter, em média, uma capacidade de 200 mil m³ GNL, ou seja, 120 MMm³/dia, considerando, então, um período médio de estocagem de 10 dias. Foram ainda contabilizados, os investimentos em 2 navios – com capacidade de transporte de 150 mil m³ de GNL, já que foi considerado um tempo médio de viagem de 10 dias, aproximadamente 3.000 milhas náuticas (5.500 km) – num total de US\$ 340 milhões [GTI, 2002]. O custo anual do transporte, por metaneiro, foi estimado em US\$ 23 Milhões e US\$ 90 mil por diária nos portos (US\$ 3,24 milhões por ano – 36 entregas³) [GTI, 2002]. Durante o transporte, 5% do volume carregado é consumido para manter o energético liquefeito durante o trajeto, 2,5% do volume é utilizado para sua regaseificação e ainda há 3 % de perdas associadas ao processo.

Considerando que a construção do terminal de regaseificação leva em média 3 anos e que o prazo de entrega de cada navio é de 2,5 anos, o desembolso do investimento se dará ao longo de 3 anos. O custo inicial total da unidade é de US\$ 200 milhões, o equivalente a US\$100/tpa [Feizlmayr, 2004], de forma que no primeiro ano será investido 20% deste valor, no segundo ano, será pago a primeira parcela (50%) do primeiro metaneiro e mais 30% do valor da unidade, e por fim no terceiro ano os restantes 50% da unidade e a complementação do valor do primeiro metaneiro e 50% do segundo. No quarto ano, com a entrada em operação da unidade, haverá o pagamento dos 50% restantes do segundo navio. A planta começará a operar com metade da capacidade e só chegará à capacidade total no sexto ano. Com base neste cenário se avaliará o tempo de retorno do investimento, assim como o cálculo da taxa de retorno (TIR), considerando uma taxa de atratividade de 13% e a depreciação em 10 anos. A evolução dos cenários para diferentes estimativas de preço para o energético está ilustrada na Figura 3 onde se apresenta o fluxo de caixa nominal do projeto. Os valores negativos nos 3 primeiros anos, idênticos para todos os cenários, se referem às parcelas de investimentos

³ Um metaneiro descarrega na faixa de 10 mil a 12 mil m³ GNL por hora.

realizados. Somente após o 4º ano, com o início da operação e com geração de receita que se observam alterações (valores positivos de entrada).



Fonte: Elaboração Própria

Figura 3 – Fluxo de Caixa Nominal

Os principais indicadores obtidos no estudo são apresentados no Quadro 7, a seguir. São os valores calculados para a TIR e para o Tempo de Retorno de acordo com as variações no preço do energético entre US\$ 5,00 e US\$ 15/MMBTU. Interessante observar que as taxas de retorno obtidas foram relativamente altas, assim como o Tempo de Retorno não foi superior a 10 anos. Os valores apresentam maior sensibilidade a alterações do preço, ao se variar o período de depreciação e a taxa de atratividade apenas o tempo de retorno demonstrou maiores alterações, a TIR variou numa faixa de 3%. Portanto, a variável chave na análise do investimento é o preço de contrato de GNL. Apenas para que tenha um parâmetro comparativo, é interessante lembrar que hoje o preço do gás importado boliviano (commodity + transporte) está na faixa dos US\$ 4,80/MMBTU, o gás nacional está na faixa dos US\$ 4,50/MMBTU e o gás destinado as térmicas do PPT está a US\$ 3,25/MMBTU. Certamente que a entrada do GNL no mercado nordestino irá alterar estes valores.

Quadro 7 – Tempo de Retorno e TIR

Preço GNL (US\$/MMBtu)	Tempo de Retorno (anos)	TIR (%)
5,00	10	36,9
7,00	8	48,8
10,00	7	63,9
12,00	6	72,7
15,00	6	84,7

Fonte: Elaboração Própria

5. Considerações Finais:

Conforme apresentado, as reservas de gás natural no Nordeste não são suficientes para atender à demanda futura da região, colocando-se então a questão de como agilizar o suprimento a esta área, num prazo relativamente curto. A importação de GNL se coloca como uma das possíveis soluções. Talvez não a mais econômica, porém a de mais rápida implantação, já que a construção do terminal de GNL de gaseificação leva aproximadamente 3 anos, assim como a construção de navios (metaneiros). Cabe observar, por outro lado, que esta solução só se torna coerente, na medida em que as necessárias expansões da rede de transporte no Nordeste sejam realizadas, pois não há lógica em aumentar a oferta de gás se não houver forma de transporta-la até os centros consumidores.

Outro fator, que também deve ser levado em conta, é a questão de como o preço do gás da região será afetado, ou seja, qual será sua sensibilidade à entrada do gás importado na região. Será que eventuais alterações para cima no preço irá influenciar de forma negativa a demanda atualmente prevista? Será que o preço do gás destinado as térmicas(grandes consumidores) pelo fato de ser regulado altera essa sensibilidade?. Estas questões devem ser consideradas e avaliadas em análises futuras, já que escapam do objetivo central deste breve trabalho que se propôs a apresentar uma possível solução para a questão do suprimento.

6. Referências:

6.1 Publicações

Feizlmayr, A., e Kaufmann, K.D., “*Analysis pegs pipeline head of LNG for Caspian area gas to China*”, ILF Consulting Engineers, 2004

Roe, D., “*LNG trade: a review of Markets, projects and issues in the changing world of LNG*”, Global Energy Reports, SMI Publishing Ltd., London, 2001

Flower, A., “*The ABCs of LNG – The Re-Emergence of the Atlantic Basin*”, Gas Technology Institute, Trinidad e Tobago, Julho 2002

6.2 Sites acessados

www.petrobras.com.br acessado em 29 de junho 2006

www.gasnet.com.br acessado em junho 2006

www.internationallng.com acessado em maio e junho 2006

www.anp.gov.br acessado em maio e junho 2006