UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

ROBERTO CALLARI

**PRODUÇÃO DE ÓLEO DIESEL LIMPO A PARTIR DO GÁS NATURAL: ESTUDO
DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE UMA
PLANTA GTL (GAS-TO-LIQUIDS) NO BRASIL**

São Paulo

2007

ROBERTO CALLARI

PRODUÇÃO DE ÓLEO DIESEL LIMPO A PARTIR DO GÁS NATURAL: ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE UMA PLANTA GTL (GAS-TO-LIQUIDS) NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientadora: Profª. Dra. Patrícia Helena Lara dos Santos Matai

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Callari, Roberto.

Produção de óleo diesel limpo a partir do gás natural: estudo de viabilidade técnico-econômica para a instalação de uma planta GTL (Gas-To-Liquids) no Brasil / Roberto Callari; orientadora Patrícia Helena Lara dos Santos Matai. – São Paulo, 2006.

84 p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Gás Natural
2. Gas-To-Liquids
3. Avaliação Econômica
4. Diesel limpo
5. Fischer-Tropsch

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

ROBERTO CALLARI

“Produção de óleo diesel limpo a partir de gás natural: estudo de viabilidade técnico-econômica para instalação de uma planta GTL (Gás-To-Liquids) no Brasil”

Dissertação de Mestrado defendida e aprovada em 26/02/2007 pela Comissão Julgadora:

Prof.ª Dr.ª Patrícia Helena Lara dos Santos Matai – PIPGE
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos - PIPGE

Prof. Dr. Eduardo Falabella Sousa-Aguiar - CENPES/Petrobras

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os colaboradores do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP que, de uma forma ou de outra, me receberam e tornaram possível a realização de um sonho e, de modo especial, às secretárias Rosa, Adriana e Vilma, e às bibliotecárias do instituto.

Agradeço à PETROBRAS, pela liberação do tempo necessário para a concretização deste trabalho, e pelos recursos que viabilizaram a sua conclusão, e em especial à Nestor Cuñat Cerveró pelo apoio desde o início do curso, e à Luis Carbone pelo apoio e compreensão pelo tempo dispendido na fase final de elaboração da dissertação.

Agradeço aos professores do PIPGE, pela dedicação e paciência ao longo do período de mestrado, especialmente ao Professor Edmilson Moutinho dos Santos, que bem me recebeu desde os primeiros contatos com o instituto.

Agradeço aos integrantes da minha banca de qualificação, Prof.^a Patrícia Helena Lara dos Santos Matai, Prof. Edmilson Moutinho dos Santos, e Prof. Célio Bermann, que me brindaram com o brilhantismo de suas sugestões.

Agradeço, em especial, à minha orientadora, Prof.^a Patrícia Helena Lara dos Santos Matai, por toda confiança em mim depositada, e pela paciência e incansável dedicação no atendimento das minhas necessidades acadêmicas.

Agradeço, também, aos amigos Marilin Mariano, Sidney Rosim e Hirdan de Medeiros Costa, pelas sugestões e colaborações desde a qualificação, e de forma muito especial a minha grande amiga Tatiana Magalhães Gerosa, que tanto colaborou com sua ajuda na procura de material e na cessão de textos e arquivos eletrônicos, bem como nas sugestões e no forte incentivo nas horas mais difíceis dos estudos e elaboração deste trabalho.

Agradeço a Solange de Moraes Callari, pela colaboração e incentivo na fase da minha candidatura, e durante boa parte do curso.

Agradeço a meu pai, Armando Vicente Callari, pela grandeza de me ensinar os valores que hoje posso cultivar, e a minha mãe, Yolanda Moreira Cezar Callari, pelo carinho, pelo amor e pela sabedoria tão natural e evidente, e a quem devo tudo de bom que tenho sido ao longo da vida.

Finalmente, agradeço ao Criador, por me dar saúde e força para trabalhar e conhecer essas pessoas, e permitir que todos esses agradecimentos pudessem ser realizados.

RESUMO

CALLARI. R. Produção de óleo diesel limpo a partir do gás natural: estudo de viabilidade técnico-econômica para a instalação de uma planta gtl (gas-to-liquids) no Brasil. 2007. 84 p. Tese de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A tecnologia de produção de combustíveis sintéticos iniciou seu desenvolvimento a partir de 1919, na Alemanha, tendo o carvão mineral como insumo para a gaseificação. Este processo conhecido como Gas-To-Liquids (GTL) é uma transformação química que gera produtos líquidos e estáveis à temperatura e pressão ambientes. Essa transformação pode ser realizada no próprio local de produção do gás, evitando investimentos e problemas ambientais na construção de gasodutos. No Brasil, o gás natural apresenta crescente incremento da sua produção, e forte aumento das suas reservas, tanto associado quanto não-associado ao petróleo. Dessa forma, como as estruturas de plataformas normalmente se localizam em áreas remotas, torna-se custoso o aproveitamento desse gás que é liberado pela produção do óleo, sendo o mesmo queimado ou ventado. Devido às restrições estabelecidas pela legislação ambiental, a queima do gás natural nas plataformas de produção passa a ser problemática e crítica. Este trabalho visa avaliar a economicidade da implantação de uma planta para a produção de GTL no Brasil, de modo a permitir a manutenção da produção de petróleo dentro das limitações das leis ambientais, e também gerar um melhor aproveitamento do gás natural, produzindo materiais com maior valor agregado. Assim, para desonerar a produção dos líquidos, a instalação de plantas de transformação de gás natural em GTL, centralizada em áreas de grande produção de gás associado, poderia ser a solução para a queima do gás liberado na produção do óleo. Da mesma forma, as plantas de transformação em GTL poderiam permitir a monetização do gás remoto, através da facilidade de transporte do GTL produzido.

Palavras-Chave: gás natural, gas-to-liquids, avaliação econômica, diesel limpo, Fischer-Tropsch

ABSTRACT

CALLARI, R. **Production of liquid hydrocarbons employing Natural Gas: a study of the technical and economical feasibility of a GTL plant in Brazil**, 2007. 84 f. Work. Program of Post-Graduation in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

The development of the technology for the production of synthetic fuels from the gasification of coal started in 1919 in Germany. For a period of time the liquid hydrocarbons production increased and within the years, it was almost discontinued. The technology known as Gas-To-Liquids (GTL) refers to a chemical transformation that generates liquid products that are stable at room temperature and pressure. The transformation can be accomplished close to the natural gas production sites. In Brazil, the production and use natural gas has been growing because of the increase of the reserves of both, associated and non-associated gas. Natural gas is produced from oil exploitation. The production of the liquid fractions requires processing steps. Since the offshore installations are located in distant areas, the use of the gas produced is expensive and in many cases, the gas is burned or exhausted. Due to environmental restraints the gas burning turns to be a critical issue. In order to cheapen the production of liquid products, the installation of plants to transform natural gas through the GTL technology, in associated oil and gas production installations could be the solution for the gas burning or exhaustion. The GTL plants could allow the monetization of the remote gas through the transportation of the GTL fuels produced. This work presents an evaluation of the economic costs for the implantation of a GTL plant in Brazil, in a way that allows the oil production to be kept within the environmental requirements and to generate a better use of natural gas.

Keywords: natural gas, gas-to-liquids, economical assessment, clean diesel, Fischer-Tropsch

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	Panorama	9
1.2	Monetização das Reservas de Gás Natural	12
1.3	A Importância da Utilização do GTL	13
1.4	A Influência das Questões Geopolíticas e Ambientais	14
1.5	As outras Rotas GTL e a Opção pelo Diesel	16
1.5.1	O Diesel como Principal Produto: Alta Qualidade.....	17
1.6	O Incremento da Produção de Gás Natural no Brasil e a Inserção do Metanol	18
1.7	Aproveitamento do Gás natural Queimado no Flare.....	20
2	A TECNOLOGIA GTL	22
2.1	O Gás Natural	22
2.2	A Evolução Histórica do GTL	24
2.3	O Gás de Síntese	27
2.3.1	Reforma a Vapor do Metano (<i>Steam Methane Reforming</i> – SMR)	28
2.3.2	Oxidação Parcial (<i>Partial Oxidation</i> – POX).....	29
2.3.3	Reforma Autotérmica (<i>Autothermal Reforming</i> – ATR).....	30
2.3.4	Aplicações do Gás de Síntese.....	31
2.4	O Processo Fischer-Tropsch	33
2.5	Estado da Arte da Tecnologia GTL	34
2.5.1	Processo Gas-to-Liquids – Davy Process Technology.....	34
2.5.2	Processo Gas-to-Liquids da Syntroleum	35

2.6	Plantas de GTL no Mundo e suas Respectivas Situações	35
2.7	A Questão Energética nos Projetos GTL	39
3	AVALIAÇÃO DE PROJETOS GTL	42
3.1	O Mercado de Gás Natural no Brasil	42
3.2	Suprimento	44
3.3	Cálculo do Volume de Gás Natural	45
3.4	Mercado	47
3.5	Investimento	47
3.6	Fator de Capacidade e Fator de Carga da Planta	49
3.7	Impostos e Taxas	51
3.8	Origem Monetária do Investimento	52
4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	54
4.1	Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	54
4.2	Análise do VPL em Função da Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa (TDFC)	58
4.3	Análise da Variação do Preço do Gás Natural com a Taxa Interna de Retorno (TIR)	64
4.4	Análise do VPL em Função do Preço de Venda do GTL Livre de Impostos	69
5	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	77
6	REFERÊNCIAS	80

1 INTRODUÇÃO

A transformação química de gás natural, basicamente o metano, em combustíveis líquidos como óleo diesel, gasolina e querosene de aviação, e o não-energético nafta, esteve circunscrita aos continentes Africano e Asiático. Tal se deve às concentrações de reservas remotas de gás natural que ocorrem em países desses continentes, as quais podem ser indicadas como fonte dos mais variados tipos de produtos cuja origem seja o petróleo, como mostra a figura 1.

Figura 1.1 Campos de gás natural isolados no mundo

Fonte: (CONOCOPHILLIPS, 2004)

O objetivo deste trabalho é avaliar, técnica e economicamente, a viabilidade da construção de uma planta de transformação de gás natural em hidrocarbonetos líquidos combustíveis, a partir do gás natural, no Brasil. Vários tipos de transformação de insumos fósseis em combustíveis vêm

sendo experimentados desde o início do século passado, principalmente a partir da Segunda Guerra Mundial.

O estudo apresenta a evolução da tecnologia Gas-To-Liquids (GTL) até o presente momento, através da análise dos dois processos industrialmente mais utilizados na produção de líquidos a partir do gás natural. O estudo também compreende os processos de obtenção do gás de síntese (*syngas*), insumo para a síntese Fischer-Tropsch (FT). O conhecimento dessas informações é uma importante ferramenta para as avaliações técnico-econômicas aqui desenvolvidas.

O processo de obtenção produção de produtos GTL apresenta uma perda total de 40%, quando se compara a energia contida no insumo gás natural com o conteúdo energético dos produtos GTL. A origem e avaliação dessas perdas é discutida no desenvolvimento do tema, como um objetivo secundário.

O diesel produzido com a tecnologia GTL, quando comparado ao diesel de refinaria, apresenta características físicas e químicas que o tornam ambientalmente desejável. A baixíssima emissão de enxofre e de compostos aromáticos, bem como a reduzida emissão de monóxido de carbono pela combustão quase completa, fazem dele um combustível limpo e altamente desejado no mercado da Europa, sedento por controles anti-poliuição, e até em localidades dos Estados Unidos.

1.1 Panorama

Acontecimentos de ordem econômica e aspectos institucionais de amplitude mundial, principalmente ocorridos nas últimas duas décadas, levaram ao ressurgimento do interesse pelos processos de obtenção de combustíveis sintéticos, conduzindo a indústria do petróleo e do gás natural para uma nova trajetória tecnológica.

Dentre os fatores que mais contribuíram para o renascimento desta tecnologia destaca-se o grande choque do petróleo, ocorrido em 1990 com a Guerra do Golfo, quando o preço do barril passou de US\$ 13 para US\$ 36, em um aumento de 277%. Durante o período compreendido entre 1990 e 2000 o mercado de petróleo comportou-se de forma estável, com preço médio de US\$ 20/barril, o suficiente para gerar um clima mundial de estabilidade de disponibilidade e preço da

commodity, levando os consumidores à idéia de garantia de suprimento fóssil energético ou não-energético.

O fato relevante mais recente, também incentivador do desenvolvimento da tecnologia GTL, teve início em 2004 quando foi precipitada forte alta mundial no preço do petróleo, com o preço da commodity atingindo valores em torno de US\$ 70/barril. A figura 1.2 mostra as cotações do preço do petróleo no período de 1861-2005.

Figura 1.2. Curva de preço do petróleo

Fonte: (BRITISH PETROLEUM, 2006)

Atualmente, no segundo lustro do terceiro milênio, o petróleo se encontra em novo momento de estabilidade de mercado, embora todo o contexto dos conflitos políticos e geográficos do Oriente Médio, e do repentino crescimento de consumo da China e da Índia, possam ser colocados como fortes agentes de instabilidade no mercado mundial.

A figura 1.3 apresenta os preços do gás natural para os mercados dos Estados Unidos, União Européia e Canadá (região de Alberta).

Figura 1.3 Preços do gás natural de 1990-2005

Fonte: (BRITISH PETROLEUM, adaptação própria)

A figura 1.3 mostra uma estreita correlação entre os mercados norteamericano e canadense, desde 1990, com um deslocamento constante, para cima, no preço americano. Já o mercado da Europa, na análise dos últimos 15 anos, se mostra com o preço descolado até 2002, e uma tendência de acompanhamento dos mercados da América a partir desse ano. Essa tendência de custo crescente do gás para uso local, desde o início da atual década, pode ser mais um ponto de alavancagem para o ressurgimento da tecnologia GTL, caso seja mantida por um período mínimo de uma década. Isso permitiria que as mais recentes tecnologias GTL para preparação de novos catalisadores e dimensionamento de reatores Fischer-Tropsch ganhassem tempo de maturação para seus projetos.

A disponibilidade de reservas de gás natural em ambientes geográfica ou economicamente remotos, a demanda por flexibilidade no transporte e utilização deste gás, o descontrole no preço da *commodity* petróleo, e o recrudescimento da legislação ambiental, em caráter globalizado, foram os principais fatores de desencadeamento deste processo.

No âmbito nacional, também são vários os fatores de atração à tecnologia de transformação de hidrocarbonetos gasosos em líquidos. Existem reservas de gás natural no Brasil que ainda não se apresentam com uma forma econômica estabelecida para monetizá-las. As reservas *offshore* de gás da Bacia de Campos e da Bacia de Santos, bem como as reservas de gás do Espírito Santo ainda estão entre esses casos. Agreguem-se a esses volumes as reservas *onshore* de gás na Bacia Sedimentar do Rio Amazonas, ao norte do país, e também as reservas

offshore, espalhadas pelo litoral do nordeste. Para qualquer dessas situações, a implantação de projetos voltados para produtos GTL seria um impulsionador da tecnologia no país, abrindo caminho para a geração de produtos ambientalmente limpos e para a monetização de campos de gás natural *offshore*.

O gás natural, que é normalmente produzido com os líquidos de petróleo, tem alto percentual de queima direta nos *flares* das áreas de produção, por volta de 20% da produção nacional líquida. Esta queima ocorre devido a inviabilidade econômica de construção de uma infra-estrutura para o escoamento do gás produzido. Como as restrições ambientais à queima desse gás associado têm aumentado de forma significativa, pela geração de gases de efeito estufa, faz-se necessária a implantação de uma nova forma de aproveitamento deste gás. A tecnologia GTL pode ser uma grande aliada nesta empreitada ambiental. Além disso, esta tecnologia gera produtos não-tóxicos, que não causam efeito estufa e nem afetam a camada de ozônio (Petroleum Economist, 2003).

Outro fator que deve ser considerado para a reativação da tecnologia GTL está no fato de que a redução do teor de enxofre na gasolina e no óleo diesel elevam sensivelmente o custo de processamento destes combustíveis em refinaria. Isto permite a entrada desta tecnologia, cujos produtos têm baixíssimo teor de emissão de particulados e enxofre.

1.2 Monetização das Reservas de Gás Natural

Segundo a British Petroleum, estudos sobre a estimativa das reservas mundiais de gás indicam que existem a descobrir, dentro do que se pode ser encontrado com as tecnologias exploratórias conhecidas, mais de 70% de volume de gás natural sobre todas as reservas existentes, ou seja, mais 4.670 TCF de gás natural a serem descobertos.

Desse volume, cerca de 47% é composto de reservas remotas de gás natural, também conhecidas como *stranded gas*. O conceito de reserva remota refere-se ao gás descoberto, que se localiza a uma distância dos mercados que torna economicamente inviável a construção de gasodutos para sua exploração. Este conceito pode ser ampliado para as reservas das regiões onde a demanda de gás está saturada, e o custo de exportação é excessivamente alto.

O processo de transformação química do gás natural em líquidos combustíveis ou outros produtos da linha de parafinas e lubrificantes, pode ser muito bem admitido para assegurar que este gás remoto possa ser explotado a curto ou médio prazo. O processo conhecido como GTL é uma excelente alternativa para encurtar o prazo de monetização das reservas de gás consideradas remotas.

Neste processo, as frações líquidas (C5+) e as frações gasosas ricas (C3 e C4), conhecidas como GLP, são extraídas do gás natural, restando um gás seco e mais pobre, que contém, fundamentalmente, metano (CH₄), além de baixíssimos percentuais de outros componentes mais ricos. Este gás metano, por ser pouco reativo, é submetido a uma série de processos químicos que modifica sua reatividade, forçando reações com o oxigênio e com vapor d'água, até ser atingida a produção de hidrocarbonetos líquidos.

Este novo produto, oriundo do gás, é líquido ou pastoso, e estável nas temperaturas usuais de trabalho. Como exemplo, pode-se mostrar as frações dos combustíveis gerados por uma planta de GTL, como a de Oryx da Sasol, que se localiza no Catar, que produz 24.000 barris por dia de óleo diesel, 9.000 barris por dia de nafta, e 1.000 barris por dia de GLP, no total de 34.000 barris por dia de produtos GTL.

Este diesel de origem GTL, quando utilizado em motores a combustão, exhibe qualidades ambientais bem mais adequadas à redução do aquecimento global devido a baixa emissão de gases de efeito estufa.

Uma grande vantagem da transformação do gás natural em GTL é a facilidade de transporte, que pode ser feita através dos mesmos modais já estabelecidos na indústria do petróleo. Isso permitiria a comercialização do GTL como uma commodity, dispensando os contratos de longo prazo e as questões ambientais inerentes à construção de gasodutos.

1.3 A Importância da Utilização do GTL

A disponibilidade de reservas de gás natural em ambientes geográfica ou economicamente remotos, a demanda por flexibilidade no transporte e utilização deste gás, o descontrole no preço

da *commodity* petróleo, e o recrudescimento da legislação ambiental, em caráter globalizado, foram os principais fatores de desencadeamento deste processo.

O gás natural, que é normalmente produzido com os líquidos de petróleo, tem alto percentual de queima direta nas áreas de produção. Esta queima ocorre devido a inviabilidade econômica de construção de uma infra-estrutura para o escoamento do gás produzido. Como as restrições ambientais à queima desse gás associado têm aumentado de forma significativa, faz-se necessária a implantação de uma nova forma de aproveitamento deste gás. A tecnologia GTL pode ser uma grande aliada nesta empreitada ambiental. Além disso, esta tecnologia gera produtos não-tóxicos, que não causam efeito estufa e nem afetam a camada de ozônio (Petroleum Economist, 2003).

Outro fator que deve ser considerado para a reativação da tecnologia GTL está no fato de que a redução do teor de enxofre na gasolina e no óleo diesel eleva sensivelmente o custo de processamento destes combustíveis em refinaria. O investimento de capital para uma refinaria tradicional é da ordem de US\$ 12.000/bl, e para refinarias dentro do novo modelo, que inclui maior flexibilidade de produtos como produção de óleos básicos e lubrificantes, é da ordem de US\$ 18.000/bl. Isto permite a entrada desta tecnologia, cujos produtos têm baixíssimo teor de emissão de particulados e enxofre.

No âmbito nacional, também são vários os fatores de atração à tecnologia de transformação de hidrocarbonetos gasosos em líquidos. Existem reservas de gás natural no Brasil que ainda não se apresentam com uma forma econômica estabelecida para monetizá-las. As reservas *offshore* de gás da Bacia de Campos e da Bacia de Santos, bem como as reservas de gás do Espírito Santo estão entre esses casos. Agreguem-se a esses volumes as reservas *onshore* de gás na Bacia Sedimentar do Rio Amazonas, ao norte do país, e também as reservas *offshore*, espalhadas pelo litoral do nordeste.

1.4 A Influência das Questões Geopolíticas e Ambientais

As sucessivas crises políticas que envolvem países membros da OPEP, gerando instabilidades geopolíticas e de mercado, criando volatilidade de alta nos preços do petróleo, também são fatores que ajudam a fomentar investimentos para a produção de GTL.

Essas características políticas, técnicas e ambientais impulsionam para a descoberta de novas tecnologias de transformação de gás em produtos GTL, e favorecem a melhoria nos processos conhecidos, através de ganho na eficiência, gerando, além de combustíveis, produtos especiais e lubrificantes de alta qualidade.

Um importante fato, que deve ser levado em consideração, é a necessidade da redução do gás queimado ou ventado no mundo. Sabe-se que 3,8 TCF de gás são queimados (entram na atmosfera por combustão) ou ventados (entram na atmosfera por simples liberação *in natura*) a cada ano, o que corresponde a cerca de 4,1% da produção mundial no período (Cedigaz, 2000).

A necessidade de combustíveis mais limpos, já definida por muitos atos, cartas e acordos entre países, como o *Clean Air Act* dos Estados Unidos, o *European Clean Fuel Charter* da Europa, ou o *Protocolo de Kyoto* do Japão, também vêm para impulsionar os estudos na produção de GTL, visando melhorar a qualidade da atmosfera do planeta e a redução dos efeitos indesejáveis causados pelo descontrole nas emissões de gases e particulados.

Tanto o gás queimado, quanto o ventado, são extremamente prejudiciais para o planeta, quando se fala do aquecimento global através do efeito estufa gerado pela atmosfera carregada de metano e dióxido de carbono, também resultado desta queima e liberação destes gases.

No Brasil, há a previsão de vertiginoso aumento nas reservas e na produção de petróleo e gás natural para os próximos 6 anos (Petrobras, 2006). As restrições das leis ambientais podem dificultar o aproveitamento dessas reservas, uma vez que são queimados ou perdidos cerca de 6,8 milhões de m³ de gás natural por dia, nas plataformas e sondas nacionais.

A transformação de parte desse gás em produtos GTL asseguraria a produção de grande parte do óleo e gás explorados, tornando desnecessária qualquer interferência dos órgãos ambientais na produção destes hidrocarbonetos. Como cerca de 78% do gás natural brasileiro é de origem associada ao petróleo, portanto de produção compulsória, qualquer restrição ambiental quanto à queima desse gás poderia colocar em risco parte significativa da produção nacional de óleo.

A construção de plantas para GTL nas instalações de produção de petróleo, tanto em terra como embarcadas, garantiria que a produção do óleo não sofresse nenhuma limitação pela proibição da queima do gás natural nos *flares*. O gás associado aos líquidos, que não tem destino

econômico e é queimado no campo de produção, poderia ser assim transformado em diesel limpo ou outros produtos ambientalmente importantes.

Além das possíveis restrições nas áreas de produção, também devem ser levadas em consideração as restrições efetivas de poluição nos grandes centros urbanos do país. O uso de diesel limpo nestes ambientes, mesmo que em parte da frota, contribuiria para um melhor controle das emissões nesses centros.

1.5 As outras Rotas GTL e a Opção pelo Diesel

Apesar de não ser enfoque deste trabalho, é importante salientar que o processo GTL de transformação não deve ser visto apenas como uma forma de produção de materiais combustíveis líquidos, como o diesel e a gasolina sintéticos, mas também deve ser observado como uma valiosa rota para a fabricação de lubrificantes de alta qualidade e óleos especiais. A escolha do trabalho recaiu sobre a produção de diesel, principalmente pelas necessidades e exigências ambientais e de mercado. A figura 1.4 apresenta um diagrama do processo como um todo e alguns dos produtos que podem ser obtidos.

Figura 1.4 Diagrama do processo GTL

Fonte: (elaboração própria)

Segundo informações do BEN (2005), o Brasil produz 222 mil bl/d de diesel, e importa outros 24 mil bl/d. Desse total de 246 mil bl/d, mais de 75% é voltado para as variadas formas de transporte. A utilização deste combustível leva, embora já com especificações de qualidade ambiental mais rígidas, a emissões atmosféricas de enxofre, monóxido de carbono e aromáticos, pela combustão incompleta, além de particulados.

Embora a produção de lubrificantes seja menor que 5 mil bl/d (ANP, 2005), o valor agregado que esses produtos trazem ao projeto é bem maior, quando comparado com os projetos para combustíveis GTL, como o diesel, por exemplo. Dessa forma, investimentos semelhantes gerariam projetos mais rentáveis para lubrificantes, que os projetos voltados para a produção de diesel GTL.

Ocorre que, a atenção com as necessidades ambientais, levando-se em conta o volume consumido de diesel e as emissões inerentes aos processos de combustão, bem como a necessidade local deste combustível nas regiões mais distantes dos centros produtores no Brasil, como a Amazônia, foram importantes fatores para que a seleção das análises econômicas recaísse sobre a produção do óleo diesel GTL.

Cabe salientar que este trabalho está voltado para o aproveitamento energético do gás natural que, por si só, recairia na transformação química do gás natural em diesel GTL.

1.5.1 O Diesel como Principal Produto: Alta Qualidade

A qualidade dos produtos GTL, desde o tipo de insumo utilizado até os processos de síntese e FT, é diferenciada em relação ao diesel de refinaria. O produto GTL apresenta, principalmente o diesel, objetivo maior desta análise, características altamente desejáveis, tanto em termos energéticos quanto ambientais, conforme mostram os resultados de análises a seguir, comprovadas pelo US Depart. Of Energy:

Índice de Cetano elevado (acima de 70 - diesel convencional entre 48 e 50)

Baixíssima emissão de enxofre (< 1 ppm)

Baixíssima emissão de aromáticos (< 1% em volume)

Baixo ponto de névoa (-10°C)

Baixas emissões (comparadas com o diesel médio americano, baseado em estudo do Southwest Research Institute, conforme a figura 1.5):

8% menos NO_x

30% menos particulados

38% menos HC

46% menos CO

Emissões ainda menores são possíveis com motores otimizados para Fischer-Tropsch.

Figura 1.5 Gráfico comparativo das emissões do diesel convencional e do diesel GTL

Fonte: (SOUTHWEST RESEARCH INSTITUTE, 2003)

1.6 O Incremento da Produção de Gás Natural no Brasil e a Inserção do Metanol

Até final de 2008 serão disponibilizados mais 16,7 milhões de m³ por dia de gás natural na Bacia do Espírito Santo. Este volume se somará ao 1,3 milhão de m³/d atual, para oferecer 18 milhões de m³/d de gás natural. Atualmente ocorre a queima de cerca de 8,6% do gás produzido naquele estado, conforme dados da ANP, 2006. Caso as condições de exploração dos campos sejam permissivas, um volume de gás equivalente a 1,55 milhão de m³/d seria queimado, o que equivale ao fator de queima atual de 8,6% do volume total de 18 milhões de m³/d de gás. A figura 1.6 apresenta a nova geografia de produção do gás natural.

A literatura (REDDY E BASU, 2005) indica que para a produção de 1 m³ de metanol são necessários 1.000 m³ de gás natural. No caso da instalação de uma indústria gás-química voltada para o aproveitamento de gás para a produção de metanol, poderiam ser produzidos 1.550 m³/d de metanol, considerando o fator de produção da literatura, e levando em conta, também, apenas

a utilização *in loco* de todo o gás que seria queimado. Considerando a densidade do metanol em 780 kg/m^3 , aquele volume corresponderia a 1.209 toneladas por dia. Com o preço *fob* de 430 euros/t de metanol, resultaria em uma receita bruta de US\$ 0,68 milhões/dia, ou US\$ 247 milhões/ano.

Existe grande dificuldade na obtenção dos custos de investimento para a construção de uma planta de metanol tendo o gás natural como insumo. Tomando-se como base os custos para a implantação de uma nova refinaria de petróleo, da ordem de US\$ 18 mil/bl/d, e do GTL, da ordem de US\$ 30 mil/bl/d, pode-se inferir um custo médio de construção e montagem de US\$ 20 mil/bl/d para o metanol, pela similaridade técnica entre os três projetos, embora com meios de produção e produtos bem distintos.

O volume de metanol apurado corresponderia a 9.750 bl/d, levando a um investimento aproximado de US\$ 195 milhões na construção da planta. Nota-se que um projeto que criaria uma receita bruta de US\$ 247 milhões/ano, para um investimento de US\$ 195 milhões. Ocorre que, como os preços de mercado do metanol apresentam grande volatilidade, o risco envolvido pela incerteza das receitas previstas acaba prejudicando fortemente a robustez da rentabilidade dos projetos desse produto.

Com isso, alguns dos projetos mundiais voltados para a produção de metanol acabam sendo redirecionados para outros produtos com rentabilidade mais robusta e de maior valor agregado, como ocorreu com a planta de metanol no Chile, que está sendo transformada em uma planta voltada para a produção de dimetiléter (DME).

Mesmo que apenas uma parte do gás, que seria queimado, pudesse ser utilizado na produção de metanol, ainda assim seria de interesse para o estado a instalação de uma planta com essas características. Além da arrecadação do estado com ICMS sobre o produto e as atividades correlatas, a presença de uma planta com gás natural como insumo poderia alavancar o início de um processo para a criação de um novo pólo petroquímico na região.

Caso uma parte extra, não queimada, desses 18 milhões de m^3/d de gás natural do Espírito Santo pudesse ser utilizada no ramo petroquímico, ou na produção de GTL, ainda maior seriam os benefícios auferidos pelo estado, por conta do grande valor agregado que seria gerado na fabricação e comercialização desses produtos.

Figura 1.6 A origem do novo gás brasileiro

Fonte: (ISTOÉ, 2006)

Este mesmo raciocínio pode ser aplicado para as Bacias de Campos e Santos, onde os volumes incrementais para entrada nos próximos 2 anos não seriam tão vultosos, 1,5 milhão m³/d para Santos e 6 milhões m³/d para Campos, mas, ainda assim passíveis desta forma de aproveitamento.

1.7 Aproveitamento do Gás natural Queimado no Flare

O volume de gás natural queimado mundialmente é de 1,076 trilhões de m³/ano, equivalente a cerca de 295 milhões de m³/dia, isto significa dizer que diariamente queima-se, através dos flares, o equivalente a 10 GASBOL¹ operando em sua capacidade máxima.

¹ GASBOL: gasoduto Bolívia-Brasil cuja capacidade nominal de transporte é 30,08 milhões de m³/dia

Atualmente, a produção de GTL, base gás natural, é de 84.000 bl/dia, e para tal consome-se o equivalente a 7,8% do volume de gás natural que é queimado, através dos *flares*, diariamente no planeta. Se fosse possível utilizar 100% do volume total queimado para a produção de GTL, cerca de 1,072 milhão de bl/dia de produtos Fischer-Tropsch seriam produzidos. Este resultado já leva em consideração a energia dispendida no processo de transformação química do gás natural para GTL, bem como considera as emissões de carbono dos processo inerentes à transformação.

Figura 1.7 Aproveitamento do gás natural queimado em flares em processos GTL

Fonte: (elaboração própria)

2 A TECNOLOGIA GTL

2.1 O Gás Natural

O gás natural é um hidrocarboneto que se apresenta no estado físico gasoso na temperatura e pressão ambientes, sendo constituído, em volume, principalmente por metano (CH_4) – entre 70 e 98%, e etano (C_2H_6) – entre 1 e 10%, podendo apresentar menores percentuais de propano (C_3H_8), butano e isobutano (C_4H_{10}), nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfídrico (H_2S), hélio (He), enxofre (S), água, além de componentes de cadeias maiores que 4 carbonos e traços de metais pesados (THOMAS; 2002). Estas composições são consequência do material orgânico original de sua gênese, das rochas encaixantes e reservatórios nas quais foi formado e permaneceu armazenado no tempo geológico, e do ambiente de sedimentação e de formação a que esteve submetido durante os processos de catagênese. (LEVORSEN; 2001). A figura 4 mostra o gás armazenado em diferentes formações geológicas e armadilhas estruturais.

Figura 2.1 Variações de locais de armazenamento de petróleo e gás natural.

Fonte: (THOMAS; 2002)

O gás natural contido nas rochas reservatório, a depender da sua participação percentual nos hidrocarbonetos totais, é classificado como associado ao petróleo ou não-associado. Um reservatório que contém uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado gasoso, nas condições do reservatório, é chamado de reservatório de gás. Podem ser classificados em reservatórios de gás seco, gás úmido, ou gás retrógrado, a depender da *razão gás/líquido de produção* (RGL), que significa o quociente da divisão entre a vazão instantânea de gás pela vazão instantânea de óleo, nas condições padrão (1 atm e 20°C). Quando a RGL está entre 900 e 18.000 m³/m³, o reservatório é de gás úmido. Caso a RGL seja maior que 18.000 m³/m³, o reservatório é de gás seco. O reservatório de gás retrógrado pode ocorrer em distintas RGL, dependendo apenas da combinação específica de temperatura e pressão do reservatório (ROSA, CARVALHO, XAVIER; 2006).

Outra forma de classificação de reservatórios relaciona-se a seu conteúdo energético. Quando mais de 50% da energia contida no reservatório provém do gás natural, considera-se o gás como não-associado. Algumas das propriedades físicas e químicas, do gás natural associado e do gás natural não-associado, são distintas entre si, uma vez que as proporções dos hidrocarbonetos mais pesados são diferentes para um e outro. Com isso, também as características físico-químicas de cada produto, como massa específica e poder calorífico, ficam diferenciadas para o gás natural associado e não-associado.(ABREU, MARTINEZ; 2003).

A tecnologia GTL aqui discutida, objetiva ter no gás metano seu único insumo, e necessita que este gás esteja convenientemente separado dos outros hidrocarbonetos mais pesados, e livre dos gases não-comerciais e dos metais contaminantes.

Para se obter o gás metano, devidamente desagregado dos outros hidrocarbonetos e sem contaminantes, o gás que é produzido na boca do poço deve passar por um processo inicial de separação na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Após correr por essa unidade de tratamento, o gás natural fica praticamente isento dos metais pesados e dos elementos indesejáveis ao processo, e das frações de hidrocarbonetos que contenham acima de dois carbonos na cadeia. Com isso, o gás recolhido após a passagem pela UPGN é uma mistura de metano e etano, cujas cadeias contém apenas 1 ou 2 carbonos (THOMAS; 2002).

Concluído esse processo, ocorre a separação final entre o etano e o metano, este finalmente liberado para utilização energética direta, ainda como CH₄ gasoso, ou para

transformação química através da tecnologia GTL, a qual necessita desse insumo para a geração de gás de síntese. (SZKLO; 2005).

Como o objetivo da tecnologia GTL é produzir hidrocarbonetos líquidos de cadeias de tamanho variável (C5 em diante), o metano, que é uma molécula bastante estável, deve ser transformado em uma molécula reativa de monóxido de carbono (CO), que é insumo para o processo de Fischer-Tropsch (FLEISCH, SILLS, BRISCOE; 2002).

2.2 A Evolução Histórica do GTL

Em 1920, no Kaiser Wilhelm Institut für Kohlenforschung, Alemanha, teve início o desenvolvimento da técnica originada no trabalho pioneiro de Franz Fischer e Hans Tropsch, através do uso de catalisadores de ferro precipitado para a produção de hidrocarbonetos a partir do gás de síntese proveniente do carvão.

A reação de Sabatier-Sanderens, precursora da síntese de Fischer-Tropsch, produz metano a partir do gás de água (mistura de CO e H₂), obtido originariamente pelo tratamento do coque (carbono) com vapor d'água a temperaturas elevadas, (CAMPOS; 1977).

No ano de 1923, Fischer e Tropsch chegaram a produzir uma mistura de oxigênio e componentes orgânicos ainda descaracterizados como hidrocarbonetos. Já em 1926 eles encontraram um processo onde obtiveram hidrocarbonetos quase isentos de oxigênio, com cadeias de carbono desde o etano até as parafinas sólidas. Em 1928, utilizando catalisadores de ferro-cobre a uma temperatura de 190°C à pressão atmosférica, aqueles cientistas conseguiram obter uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, como etano, propano e butano, e líquidos, como octano, nonano e isononano.

Em 1934, surgiu a primeira planta piloto de maior escala (7.240 barris/ano) construída na localidade de Oberhausen-Holten pela empresa Ruhrchemie AG, que explorava carvão. Essa planta foi o principal marco para o desenvolvimento e o sucesso tecnológico da síntese FT, que levou à construção de mais quatro plantas no ano seguinte, já com a utilização de catalisadores de cobalto, de maior durabilidade. O funcionamento das mesmas, cuja capacidade anual de produção era de aproximadamente 800.000 barris de gasolina, diesel, lubrificantes e derivados, abastecia mais de 70% do mercado automotivo alemão de combustíveis.

Já em 1944, com a expansão das plantas existentes e a construção de plantas adicionais, foi atingido o pico de produção de 4,1 milhões de barris por ano, de combustíveis e derivados, com o uso do processo FT. O final da Segunda Guerra Mundial e a derrota imposta aos alemães, associado ao fato de que grandes reservas de petróleo estavam sendo encontradas nos Estados Unidos, levou quase ao abandono desta tecnologia, que se tornou pouco atrativa devido aos elevados custos e pela disponibilidade de petróleo no mundo.

Os norte-americanos, por sua vez, aproveitando o final da guerra, carregaram para seu país uma leva de cientistas alemães especialistas em vários ramos, inclusive no da síntese FT, os quais desenvolveram estudos até a construção, entre os anos de 1947 e 1949, de duas plantas-piloto com insumo de carvão no Sul dos Estados Unidos, visando aprofundar os estudos na síntese FT. Já no final dos anos 40, os Estados Unidos passaram a ser dependentes da importação de petróleo, uma vez que as reservas descobertas na década anterior eram exploradas na sua capacidade máxima, e a demanda do produto não era acompanhada por novas descobertas.

O programa americano de combustíveis sintéticos foi aos poucos desmantelado por interesses políticos e econômicos, uma vez que o custo de produção do diesel e da gasolina originados pelo processo FT não tinha condições de competir com os custos dos combustíveis das refinarias tradicionais. O referido programa foi atacado por todas as suas vertentes, quer técnicas, comerciais ou estratégicas, e foi encerrado em meados da década de 50, levando a um atraso tecnológico de 20 anos.

Durante a década de 70, após o recrudescimento dos conflitos políticos e religiosos no oriente médio ocorridos em 1973 e 1979, o mundo industrializado ocidental, que estava a mercê de um petróleo farto e barato, viu-se tolhido das suas facilidades energéticas. Esses fatos foram os principais impulsionadores para que, a partir dos anos 80, houvesse a retomada aos estudos dos processos de conversão química de compostos de carbono e hidrogênio em líquidos combustíveis e lubrificantes. Com eles vieram, também, a chegada de investimentos que levaram à criação de novos ramos de atividade em grandes petroleiras, ou a criação de empresas, exclusivamente direcionadas para a revitalização daqueles antigos processos de produção de hidrocarbonetos líquidos sintéticos.

O processo GTL trouxe de volta o interesse de várias *holdings*, sendo que quatro dentre elas, Shell, Sasol, ExxonMobil e ConocoPhillips, têm realizado investimentos efetivos voltados para plantas de produção.

Cada processo para produção do gás de síntese, e da síntese de Fischer-Tropsch, é registrado pelo detentor do desenvolvimento da tecnologia. O número de patentes registradas tem crescido de forma vertiginosa desde 1973, a partir do conflito do Oriente Médio que gerou a primeira crise mundial do petróleo. Até então, não havia registro de patentes para o desenvolvimento daquelas tecnologias.

Entre 1975 e 2006, foram registradas nos Estados Unidos 1783 patentes para a produção do gás de síntese, e 3982 patentes para a síntese de Fischer-Tropsch, com grande *boom* a partir da década de 90. Nos últimos dez anos registrou-se o acréscimo de 57,6% de patentes, tanto para o gás de síntese quanto para a síntese FT conforme apresentado na Tabela 2.1

Tabela 2.1 – Patentes mundiais para gás de síntese e para síntese FT

Período	Gás de síntese	Processo Fischer-Tropsch
1976-1980	51	334
1981-1985	190	394
1986-1990	265	443
1991-1995	250	514
1996-2002	433	1008
2003-2006	604	1289
Total	1793	3982

Fonte: (ALMEIDA et. al.; 2002, UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE, 2006; elaboração própria)

As empresas líderes neste segmento desenvolveram e patentearam suas tecnologias para permitir sua comercialização e utilização na indústria petroquímica e de combustíveis e lubrificantes.

2.3 O Gás de Síntese

O gás de síntese é a matéria-prima para o processo Fischer-Tropsch sendo esta etapa, considerada uma das mais importantes da conversão do gás natural em hidrocarbonetos líquidos. Em termos de investimentos, esta representa cerca de 27% do investimento total de uma planta de GTL, e destes 9% são destinados a unidade de separação do ar (*Air Separation Unit – ASU*).

Atribui-se o nome de gás de síntese a uma mistura de hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO). A razão H_2/CO varia conforme o tipo de insumo, que pode ser qualquer material que contenha carbono e hidrogênio, e também com o método de produção da mistura.

Durante a Segunda Guerra Mundial o carvão era o insumo mais abundante e a mistura gasosa obtida pela sua gaseificação era utilizada para gerar o gás de síntese, o qual era submetido ao processo FT visando a produção de hidrocarbonetos na faixa da gasolina. A gaseificação do carvão é até hoje utilizada e a tecnologia de produção de combustíveis sintéticos a partir deste é denominada Coal-To-Liquids (CTL).

Devido às crescentes necessidades internas de energia, e também por conta dos padrões mundiais para o controle das emissões geradoras de gases de efeito estufa, e do consequente aquecimento global, a China é hoje um dos países dedicados na produção de combustíveis CTL. A China é detentora de grandes jazidas de carvão, que queimado como energético da forma tradicional geraria tais emissões, e por conta da sua grande população e do forte crescimento da economia, aumenta cada vez mais as necessidades energéticas. A rota CTL encontra assim, naquele país, um ambiente propício para o seu crescimento.

Os processos utilizados para a obtenção do gás de síntese são a reforma a vapor (SMR), oxidação parcial (POX) e reforma autotérmica (ATR), que utilizam hidrocarbonetos como matéria-prima. A figura 2.1 apresenta as possíveis rotas de produção do gás de síntese.

Figura 2.2 Rotas de produção de gás de síntese

Fonte: (elaboração própria)

A reforma catalítica do gás metano, a oxidação parcial e a reforma autotérmica são os processos mais utilizados industrialmente, sendo este último o mais aplicado quando se trata de tecnologia GTL.

2.3.1 Reforma a Vapor do Metano (*Steam Methane Reforming – SMR*)

O SMR é uma reação endotérmica, em reator tubular, na presença de catalisador a base de níquel (Ni) ou cobalto (Co), colocado em um forno com queimadores laterais ou de topo.

Opera com excesso de vapor, em relações estequiométricas de $H_2O_v:CH_4$ variando de 2:1 a 4:1, com temperatura na faixa de 750 a 900°C, e pressão no intervalo de 20-50 atm. A tabela 2.2 apresenta a composição de saída para o gás de síntese obtido através do SMR com pressão de 24 atm, temperatura igual a 890°C e estequiometria de entrada, $H_2O:CH_4$ igual a 3:1. O processo ocorre conforme mostrado na reação 2.1.

Aplicando a esta reação o gás metano como reagente, teremos:

Tabela 2.2 – Composição do gás de síntese na saída do SMR

Composto	H2	CO	CO2	CH4	H2Ov	H2:CO
%Volume	51	10,4	5	2	31,6	3

Fonte: (SONG E GUO, 2005)

Este processo exige que a matéria-prima de entrada, no caso o gás metano, seja isento de compostos sulfurosos pois os mesmos são considerados como veneno para o catalisador base níquel reduzindo sua vida útil (SUPP; BREJC; MIRON, 2002)

2.3.2 Oxidação Parcial (*Partial Oxidation* – POX)

Processo não catalítico onde ocorre a reação do gás natural com oxigênio (O₂) em alta temperatura e pressão objetivando a produção do gás de síntese. O reator onde o processo ocorre é uma peça refratária e pressurizada dotada de queimadores. A entrada do gás ocorre através dos queimadores, localizados no topo do reator, e o produto sai pelo fundo do reator.

Por não possuir catalisador, a temperatura do processo pode ser mais elevada, normalmente operando na faixa de 1200-1500°C, para que ocorra a conversão quase que completa do metano.

A quantidade de oxigênio a ser injetada no processo deve ser a ideal para que ocorra a combustão insuficiente do metano, ou seja, uma parcela do metano deverá reagir para ser possível a formação do *syngas*. O processo ocorre de acordo com a reação 2.3.

Aplicando esta reação ao gás metano, teremos:

Conforme Song (2005), normalmente o POX trabalha com excesso de oxigênio na ordem e 40-50%. Ainda de acordo com o autor o POX apresenta, como estequiometria de saída, a razão $H_2:CO$ em torno de 1,75. A maior vantagem do POX é sua versatilidade no quesito matéria-prima, pois é capaz de processar, inclusive, hidrocarbonetos pesados.

2.3.3 Reforma Autotérmica (*Autothermal Reforming* – ATR)

O processo ATR pode ser definido como a combinação da reforma a vapor e da oxidação parcial utilizando para tal o mesmo reator.

O reator é um cilindro reto pressurizado com redução de diâmetro da base para o topo, de modo a criar uma zona de combustão onde se localizam os queimadores. O catalisador encontra-se no ponto de maior diâmetro do cilindro. O gás natural e o O_2 seguem para o reator em duas correntes separadas. O gás entra no topo e flui para a base pelo anular, entre os tubos interno e externo do queimador de O_2 . A figura 2.2 apresenta um reator autotérmico.

Figura 2.3 Reator autotérmico

Fonte: (SONG E GUO; 2006)

O₂ e uma pequena quantidade de vapor fluem pelo tubo interno e saem, como produto pelo fundo do reator. A corrente de vapor é adicionada de modo a auxiliar no controle e na estequiometria da reação de obtenção do *syngas*. Na câmara de combustão, as duas correntes são misturadas e queimadas e em uma chama sub-estequeométrica². Os gases aquecidos fluem pelo leito catalítico onde o *syngas* está em equilíbrio. A temperatura de saída da zona de combustão é de 1200-1250°C, sendo necessário um catalisador de alta estabilidade térmica, como o catalisador de níquel suportado sobre magnésio e alumina. A temperatura de saída do leito catalítico é de 870-955°C.

No reator de saída, a composição do gás é determinada pelo equilíbrio termodinâmico das reações de SMR e WGS (*water gas shift*). A pressão e temperatura de saída são determinadas pelo balanço de calor adiabático baseado na composição e fluxo de alimentação, vapor e oxigênio no reator.

Pelos cálculos termodinâmicos as condições de operação tradicionais resultam na razão H₂:CO entre 3,3 – 4,0. Uma razão 2 para H₂:CO é obtida pela baixa razão S/C (*steam-carbon ratio*) e alta temperatura (SONG; GUO, 2005).

Na prática, a razão H₂/CO é sempre inferior ao que mostra o balanceamento estequiométrico da reação química do processo. Como a reação trabalha com excesso de reagentes, e também há a geração compulsória dos produtos dióxido de carbono e água na oxidação do metano, uma simplificação poderia ser expressa pela reação 2.5:

2.3.4 Aplicações do Gás de Síntese

A reação de formação de gás de síntese é uma importante reação intermediária cujos produtos são insumos na indústria química e petroquímica. O gás de síntese, além de outros produtos originados pela transformação química do metano, é a maior fonte de hidrogênio,

² Chama sub-estequeométrica: chama com oxigênio em quantidade inferior à estequeométrica

composto muito utilização na geração de uma série de produtos e outros insumos para a indústria de fertilizantes, alimentícia, entre outros. (MATTAR; HATCH, 2002)

Na produção de hidrocarbonetos líquidos, visando tanto a indústria petroquímica como a produção de combustíveis mais limpos a partir da síntese de Fischer-Tropsch, o gás de síntese tem uma aplicação ainda acanhada em relação aos volumes originados pelo refino tradicional, apesar do recente ressurgimento mundial do uso da tecnologia GTL.

A figura 2.4 mostra, de forma condensada, as principais rotas petroquímicas para uso do insumo gás metano, e dos produtos a partir do gás de síntese.

Figura 2.4 Principais rotas petroquímicas para uso do insumo gás metano, e dos produtos a partir do gás de síntese.

Fonte (MATAR; HATCH, 2000)

Observação: ¹MTBE = metil térciobutil éter; Gasolina ²MTG = gasolina produzida pelo processo *metanol-to-gasoline*, cuja planta localizada na Nova Zelândia foi recentemente fechada..

2.4 O Processo Fischer-Tropsch

O principal processo químico que transforma gás natural em líquido (gas-to-liquids: GTL) é o processo de síntese de Fischer-Tropsch (FT), que pode ser resumidamente dividido em uma primeira etapa de geração do gás de síntese, uma segunda de conversão do gás de síntese em cadeias de hidrocarbonetos, e uma terceira para hidroprocessamento e acabamento do produto, conforme mostra a figura 2.5. Essas três etapas são industrialmente bem estabelecidas, de forma individual, já que seu uso combinado não é muito aplicado, favorecendo as metodologias que combinem essas etapas para a redução de custos (PETROLEUM ECONOMIST, 2003).

Figura 2.5 Processo GTL Fischer-Tropsch da British Petroleum.

Fonte: (BP, 2004; adaptação própria)

O processo FT produz uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos e olefínicos de cadeia longa, cujas fases ocorrem em um reator catalítico, a temperaturas entre 200 e 300°C e pressões entre 10 a 40 bar.

A tecnologia GTL teve forte desenvolvimento durante a década de 90, através do estudo de novos processos FT. Isto foi possibilitado pela substituição dos catalisadores de ferro, usados até então, por catalisadores de cobalto, que permitem maior eficiência aos processos de conversão.

O catalisador de cobalto necessita que o gás de síntese tenha baixo teor de enxofre e elevada proporção monóxido de carbono/hidrogênio. Como a conversão é uma reação exotérmica, busca-se o aprimoramento na purificação e tratamento dos gases, visando maior eficiência no aproveitamento energético. Neste sentido, a empresa que mais dispense esforços de pesquisa e desenvolvimento nos processos FT, tem sido a Sasol (WILHELM, 2001).

2.5 Estado da Arte da Tecnologia GTL

Neste tópico do trabalho são apresentadas duas tecnologias de produção de produtos GTL onde a matéria-prima utilizada é o gás natural.

2.5.1 Processo Gas-to-Liquids – Davy Process Technology

Licenciado pela Davy Process Technology, aplicada na produção de um produto isento de enxofre, a partir de gás associado ou não-associado. O processo é adequado para uso em instalações *offshore* nas quais existem restrições de peso e de espaço. O gás natural é pré-aquecido para remoção do enxofre; faz-se posterior adição de vapor e gases de reciclo. Na reforma, os hidrocarbonetos mais pesados são convertidos a metano, com adição de vapor seguida por aquecimento. O gás que deixa a unidade de reforma é resfriado gerando vapor suficiente para satisfazer as necessidades de aquecimento, com remoção do excesso de condensado. O gás de síntese seco obtido é comprimido e passa por separação em membranas nas quais, o excedente de hidrogênio é recuperado e reutilizado como combustível. O gás de síntese não convertido é reciclado e enviado como carga para a unidade compacta de reforma. Os produtos parafínicos oriundos da seção de conversão podem passar por hidrocrackeamento de modo a gerar uma corrente fluida (FLEISCH; SILLS; BRISCOE, 2002).

2.5.2 Processo Gas-to-Liquids da Syntroleum

Licenciado pela Syntroleum Corporation, aplica-se na produção de combustíveis sintéticos ultra-limpos como querosene, GLP e nafta, a partir do gás natural. Os combustíveis são quase isentos de enxofre, aromáticos e metais pesados. O processo pode ser instalado em unidades *onshore* e *offshore*. Utiliza ar com vapor e gás natural, que misturados, reagem em uma unidade de reforma autotérmica, na presença de catalisador a base de cobalto. A utilização direta do ar, dispensando a necessidade de uma unidade separadora (ASU), é um fator competitivo para a Syntroleum, que permitiria a construção de instalações embarcadas de menor porte, economizando espaço nas embarcações, já que a ASU ocuparia área significativa das instalações *offshore*. O gás de síntese produzido tem uma relação de hidrogênio/monóxido de carbono de 2:1. O monóxido de carbono é hidrogenado a hidrocarbonetos sintéticos e o gás de síntese remanescente é utilizado como combustível para turbinas, aquecedores e outros equipamentos. As correntes dos produtos gerados são refinadas de modo a se obter os combustíveis ultra-limpos. Em comparação aos processos convencionais de refino de petróleo, este processo é menos severo, consome menos hidrogênio, as temperaturas e pressões são menores, e o catalisador tem a sua vida útil aumentada, pela ausência de enxofre, metais pesados e aromáticos, sendo, assim, mais econômico (FLEISCH; SILLS; BRISCOE, 2002).

2.6 Plantas de GTL no Mundo e suas Respectivas Situações

As companhias Sasol, PetroSA e Shell são líderes no desenvolvimento de tecnologias GTL com insumo gás natural, e já detentoras de produção em escala comercial. Outras grandes companhias, como a ExxonMobil, a BP e a ConocoPhillips, ou pequenas como a Syntroleum e a Rentech, associadas ou não a terceiros, têm unidades experimentais para produção de GTL em escala de teste. Cada companhia estudou os processos pré-existent e realizou as modificações e inovações técnicas necessárias para o melhor aproveitamento dos seus insumos e alinhamento com a geração dos produtos desejados, levando, como consequência, a criação de novas patentes. A tabela 2.3 mostra, para cada empresa detentora do projeto, a sua localização geográfica, o tipo de carga, a capacidade da planta, o processo utilizado, e o tipo de produto gerado.

O mercado de GTL está hoje estruturado entre aquelas empresas detentoras de todos os processos de produção, a aquelas que vêm desenvolvendo esta tecnologia, como a Statoil, a ExxonMobil, o IFP, a ENI, a BP e a ConocoPhillips, com produções de até 1.000 barris por dia de GTL.

No rol das empresas que pesquisam a tecnologia de produção de GTL a partir do gás natural, encontram-se a Syntroleum, a Rentech, a CompactGTL, a Velocys e a Total, vislumbrando produções de até 10 barris por dia.

Há empresas como a Davy Process Technology, apenas desenvolvedora da tecnologia de produção dos produtos GTL, não sendo considerada, propriamente, como uma empresa de energia.

No âmbito das empresas que estão adentrando no ramo da pesquisa de produção de GTL a partir do gás natural, estão a Repsol, a PDVSA e a brasileira Petrobras.

As informações constantes da figura 2.6 (IFP, 2001) mostram os indicadores de custo de capital, para a produção de GTL, coletados entre 1999 e 2000. Esta tabela mostra a fragilidade deste tipo de informação para a época. Pela própria característica deste tipo de indústria, onde o desenvolvimento de tecnologia é caro e demorado, as empresas que atingem um nível satisfatório não divulgam os seus dados com facilidade, e quando o fazem, omitem todas as origens dos seus custos. Hoje, passados 6 anos, tanto a quantidade quanto a qualidade dos dados coletados sobre os indicadores das empresas que atuam na produção, no desenvolvimento de tecnologias ou na pesquisa, são bem mais confiáveis. As empresas que detêm a tecnologia querem mostrar sua capacidade de abrir parcerias e absorver o mercado de combustíveis mais limpos.

Operador	Capacidade Mbbbl/d	Investimento	
		MM\$	\$/bbbl/d
Sasol	10	300	30.000
	20	500	25.000
Shell	12,5	850	68.000
Exxon	50 (projeto em Qatar)	1.200	24.000
Syntroleum	2,5	75	30.000
	5	135	27.000
	22	500	22.700
	5,6	97	17.300
	25	300	12.000
Energy Int	50	945	18.900
Texaco/ Syntroleum	19,6	548	28.000

Figura 2.6 Indicadores de custo de investimentos em GTL

Fonte: (IFP, 2001)

A figura 2.7 compila as únicas plantas industriais de GTL sendo a Sasol a grande desenvolvedora na atualidade, dominando os dois principais insumos, carvão e gás natural. No presente momento a produção de GTL a partir de gás natural soma 69.000 bl/d.

Companhias	Local	Produto	Capacidade (bpd)	Carga	Processo	Previsão de partida
Sasol	Sasolburg e Secunda, África do Sul	Combustíveis e Produtos Especiais	150.000	Carvão (Gaseificação)	Sasol (Arge, SPD e Synthol)	Em operação
PetroSA (Mossgas)	Mossel Bay, África do Sul	Combustíveis e Produtos Especiais	22.500	Gás Natural (SMR+POX)	Sasol (Synthol)	Em operação
Shell	Bintulu, Malásia	Combustíveis e Produtos Especiais	12.500	Gás Natural (POX)	Shell (SMDS)	Em operação
Sasol e Qatar Petroleum (Oryx)	Ras Laffan, Catar	Combustíveis	34.000	Gás Natural (ATR)	Sasol (SPDP)	Em operação

Figura 2.7 Projetos industriais em operação

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

A figura 2.8 apresenta os projetos de GTL das empresas Chevron-NNPC e Shell-Qatar Petroleum (a *Joint Venture* Pearl), ambos tendo o gás natural como insumo e, caso entrem em operação, aumentariam a capacidade nominal produtiva de GTL, base gás natural, para 258.000 bl/dia.

Companhias	Local	Produto	Capacidade (bpd)	Carga	Processo	Previsão de partida
Chevron e NNPC	Escravos, Nigéria	Combustíveis	34.000	Gás Natural (ATR)	Sasol (SPD)	2007
Shell e Qatar Petroleum (Pearl)	Ras Laffan, Catar	Combustíveis e Produtos Especiais	140.000	Gás Natural (POX)	Shell (SMDs)	Fase I: 2009 Fase II: 2011

Figura 2.8 Projetos de GTL em andamento

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

A figura 2.9 lista os projetos de GTL, base gás natural, que atualmente encontram-se em fase de estudo. Novamente é possível notar a grande participação das empresas Sasol e Exxon, as principais do setor. Interessante observar que todos os projetos apresentam como o Catar como local de instalação das plantas, isto deve-se ao fato de o mesmo apresentar um dos preços mais baixos do insumo na região do Oriente Médio.

Companhias	Local	Capacidade (bpd)	Carga	Processo
Sasol e Qatar Petroleum (Oryx II)	Catar	66.000	Gás Natural (ATR)	Sasol
Sasol e Qatar Petroleum	Catar	8.500	Gás Natural (ATR)	Sasol
Sasol-Chevron	Catar	130.000	Gás Natural (ATR)	Sasol
ExxonMobil e Qatar Petroleum	Catar	154.000	Gás Natural (ATR)	ExxonMobil
ConocoPhillips e Qatar Petroleum	Catar	160.000	Gás Natural (CPO)	Conoco
Marathon e Qatar Petroleum	Catar	120.000	Gás Natural (ATR)	Syntroleum

Figura 2.9 Projetos de GTL em estudo

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

A figura 2.10 apresenta os projetos de GTL em escala de protótipo. Destaque para as empresas Velocys e GTL Microsystems AG que trabalham com uma nova tecnologia denominada microcanais.

Companhias	Local	Capacidade (bpd)	Carga	Processo ¹	Obs.:
BP	Nikiski, Alasca, EUA	300	Gás Natural	Leito fixo	Em operação
ExxonMobil	Baton Rouge, Louisiana, EUA	200	Gás Natural	Leito de Lama	Em operação
Conoco Phillips	Ponca City, Oklahoma, EUA	400	Gás Natural	Leito de Lama	Em operação
Rentech	Pueblo, Colorado, EUA	250 (?)	Gás Natural	Leito de Lama	Em operação (?)
Syntroleum, Marathon	Port of Catoosa, Oklahoma, EUA	2 e 70	Gás Natural	Leito Fixo Leito de Lama	Em operação
Statoil, PetroSA	Mossel Bay, África do Sul	1.000	Gás Natural	Leito de Lama	Em operação
Eni, IFP	Sannazzaro, Itália	20	Gás Natural	Leito de Lama	Em operação
Velocys	Plain City, Ohio, EUA	-	Gás Natural	Microcanais	Em escala de bancada
GTL Microsystems AG (Accentus e FMC)	Oxfordshire, Reino Unido	-	Gás Natural	Milicanais	Em escala de bancada

Figura 2.10 Projetos de GTL em escala de protótipo

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

2.7 A Questão Energética nos Projetos GTL

As empresas que trabalham na transformação do gás natural em GTL indicam sempre valores não maiores que 40% para as perdas inerentes ao processo. Essas perdas incluem a energia gasta para a produção de vapor na formação do gás de síntese em todas as suas etapas, a compressão do vapor dentro da caldeira, e as perdas para o meio através das paredes e das chaminés das caldeiras e tubulações de circulação dos fluidos.

Os cálculos do dispêndio de energia a seguir estão baseados no exemplo da figura 2.11. Como na produção do gás de síntese pelo processo SMR são necessárias três moléculas de vapor d'água para cada molécula de metano, o volume de vapor d'água seria de 3 vezes o consumo de 2.750.000 m³/d de gás, ou seja 8.250.000 m³/d de vapor. Para este volume a energia necessária

para a formação de vapor seria de 41,3 Tcal, que corresponde a 7,6% do consumo de energia do processo.

Figura 2.11 Balanços no processo de produção do GTL.

Fonte: (CONOCOPHILLIPS, 2005, adaptação própria)

Conforme estudos realizados por Fleisch et al. (2002), o sistema para transformação de GN em produtos GTL consome entre 35 e 40% da energia total contida no insumo. Para este estudo, será utilizado o valor mais conservador de 40% de consumo, restando 60% da energia total de entrada como conteúdo energético para os produtos GTL. Dessa forma, os autores indicam que 16,9% da energia são consumidos ou perdidos nos processos de aquecimento da câmara de combustão para a síntese Fischer-Tropsch, e 23,1% da energia são consumidos na produção de vapor e separação de ar, incluindo suas perdas.

Conforme estudos da Arthur D. Little Inc. (2001), a participação da etapa de síntese FT nos custos de manufatura do produto se relacionam diretamente com o consumo de energia, e constitui 66,7% dos gastos de energia com a produção de vapor e de separação de ar, correspondendo a 12,4% do total consumido.

É considerada uma perda total de 5% de energia, envolvendo tanto o SMR quanto o FT, para os processos que utilizam fornos e caldeiras, principalmente através das paredes e das chaminés, conforme informações verbais (2007) obtidas através de profissionais e professores da área termo-mecânica. A figura 2.11 apresenta o balanço energético na transformação do gás natural em produtos GTL. A figura 2.12 apresenta o balanço energético do processo GTL, com valores máximos.

Figura 2.12 Balanço energético do processo GTL, valores máximos

Fonte: (elaboração própria)

3 AVALIAÇÃO DE PROJETOS GTL

A avaliação econômica de um projeto de produção de GTL passa pela análise de todos os parâmetros que podem influenciar no seu resultado. A depender do caminho utilizado e dos fatores escolhidos para a análise financeira do projeto, das condições de mercado para aceitação dos produtos, das restrições ambientais para a produção e refino do petróleo, e do cenário fiscal e tributário a que se submeteria o projeto, este pode ser aceito ou rejeitado ainda na sua etapa preliminar.

Dessa forma, um aparente bom investimento em novos projetos para GTL poderia ter vedada a sua indicação devido, por exemplo, a fortes condições impositivas sazonais ou à liberalidade das autoridades ambientais, favorecendo a execução de projetos tradicionais de refino.

Os custos relacionados aos projetos de GTL são invariavelmente maiores que aqueles custos que estão envolvidos nos projetos de construção das refinarias tradicionais. Para os projetos de refinaria os indicadores de custo de capital oscilam entre US\$ 12 mil e US\$ 15 mil para cada barril produzido. Já, para os projetos GTL, os indicadores de custo de capital podem variar desde US\$ 20 mil até US\$ 50 mil por barril, a depender dos insumos, dos fatores tecnológicos, e dos cenários econômicos de médio prazo.

3.1 O Mercado de Gás Natural no Brasil

O aproveitamento do gás natural como insumo para uma planta de GTL no Brasil será certamente objeto de comparação com as outras formas energéticas visando os usos finais deste gás. A principal delas, a utilização termelétrica, seria o maior competidor para o uso deste insumo. Para o ano de 2012, conforme parecer da Casa Civil da Presidência da República em 2007, existe a projeção de disponibilidade de 121 milhões de m³/d de gás natural, sendo 71 milhões de m³/d de origem nacional, com uma expectativa de demanda para projetos de geração termelétrica de 48 milhões de m³/d (Figura 3.1: PETROBRAS, 2006 – apresentação na Rio Oil & Gas 2006).

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam o quadro nacional de produção do gás natural no cenário brasileiro, incluindo produção interna e importação bem como o direcionamento ao mercado (comercialização), o volume utilizado em processos de reinjeção e as perdas geradas pela queima. Na tabela 3.1 tem-se o cenário histórico do ano de 2006, e a tabela 3.2 contém a projeção, destes mesmos fatores, para o ano de 2012.

Tabela 3.1 – Cenário histórico do gás natural para o ano de 2006

Gás Natural no Brasil	
Milhões de m³ em 2006	
(1) Produção Nacional Bruta	25,0
(2) Reinjeção	3,6
(3) Produção Nacional Líquida (1)-(2)	21,4
(4) Importação Bolívia	24,0
(5) Consumo (3)+(4)	45,4
(6) Queima	4,4
(7) Comercialização (5)-(6)	41,0

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

Tabela 3.2 – Projeções para o cenário brasileiro do gás natural para o ano de 2012

Gás Natural no Brasil	
Milhões de m³ em 2012	
(1) Produção Nacional Bruta	71,0
(2) Reinjeção	10,1
(3) Produção Nacional Líquida (1)-(2)	60,9
(4) Importação Bolívia	30,0
(5) Importação GNL	20,0
(6) Consumo (3)+(4)+(5)	110,9
(7) Queima	4,4
(8) Comercialização (6)-(7)	106,5

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

A figura 3.1 apresenta a evolução dos cenários, para os anos de 2006 e 2012, mostrados nas tabelas 3.1 e 3.2.

Figura 3.1 Consumo, demanda e oferta do gás natural no Brasil

Fonte: (PETROBRAS, 2006)

3.2 Suprimento

Todas as análises, discussões e cenários deste trabalho admitem o gás natural como sendo o único insumo nos processos de produção de GTL. Os fatores que apresentam maior importância na análise do suprimento são o custo do insumo e o volume a ser consumido, visando a garantia do abastecimento da planta durante o cenário de trinta anos, utilizado como período de vida útil do projeto.

A modulação do volume de insumo necessário para o funcionamento da planta considera, tanto a parte do gás natural a ser consumida pelos processos de geração de energia para produção de vapor d'água na geração do gás de síntese, como também o consumo do gás necessário para alimentação dos queimadores do reator autotérmico.

3.3 Cálculo do Volume de Gás Natural

Para o cálculo dos volumes de gás natural necessários para a efetiva transformação em GTL faz-se misturar a modulação do volume de GTL a ser produzido pela planta. Para a produção de cada barril de GTL em uma planta dedicada, são necessários 275 m³ de gás natural pobre (com reduzidas frações de C2+) e seco (com reduzidas frações de líquidos). A tabela 3.3 mostra duas composições de gás natural, uma obtida pela produção de um campo de gás associado, e outra de um campo de gás natural não-associado. Ambas as composições caracterizam gás na boca do poço, antes da passagem pela UPGN, ainda contendo todas as frações mais úmidas e mais ricas.

Tabela 3.3 – Composição do gás natural Bacia de Campo e Bacia de Santos

Composição do Gás Brasileiro		
Componente	Bacia de Campos	Bacia de Santos
	Marlim associado	Merluza não-associado
	% em volume	
Metano	78,7%	87,12%
Etano	5,7%	6,35%
Propano	4,0%	2,91%
I Butano	1,4%	0,52%
N Butano	3,1%	0,87%
I Pentano	1,1%	0,25%
N Pentano	1,8%	0,23%
Hexano	1,8%	0,18%
Heptano e Sup	1,7%	0,20%
Nitrogênio	0,3%	1,13%
Dióxido Carbono	0,4%	0,24%
Total	100,0%	100,00%

Fonte: (CONPET, 2005)

O modo de produção do GTL, a depender da tecnologia utilizada e dos fatores econômicos envolvidos, modifica a forma de conversão do gás para líquido, variando assim o fator desta transformação. Conforme pesquisa realizada junto às empresas detentoras destas tecnologias, esses fatores de transformação variam entre valores da ordem de 350 m³ de gás para

produzir um barril de GTL (Texaco em 1999, com uso da tecnologia Syntroleum), para valores por volta de 240 m³ de gás. Isto significa que a produção de 1 litro de GTL necessita entre 1,5 e 2,2 m³ de gás natural.

O mais atual e melhor exemplo de desenvolvimento e aplicação desta tecnologia está com a Sasol-Chevron, que inaugurou em 2006 uma planta de produção de GTL no Catar (Oryx GTL). A planta foi construída e é operada por uma joint-venture (JV) entre a Qatar Petroleum (51%) e a Sasol-Chevron (49%), e sua capacidade inicial é para a produção de 24.000 bl/d de diesel, 9.000 bl/d de nafta e 1.000 bl/d de GLP, no total de 34.000 bl/d de produtos GTL (Sasol, 2006).

Figura 3.2 Vista noturna da planta Oryx GTL da Sasol-Chevron (49%) e Qatar Petroleum (51%)

Fonte: (SASOL, 2006)

A JV informou que para o atingimento desta produção faz-se necessário o consumo global de 9,34 milhões de m³/d de gás natural. Assim, para a produção de cada barril de GTL o fator químico de transformação exige o volume de 274,84 m³ de gás, ou 1,73 m³ de gás para cada litro de GTL produzido. Dessa forma, estes indicadores da planta de Oryx, pela sua singularidade e atualidade, são usados como referencial para todas as comparações realizadas neste trabalho.

Com base nestas informações pode ser inferido o volume de gás necessário para o projeto durante o período do contrato de operação da planta. Supondo-se que o comissionamento anual e o fator de carga da planta sejam máximos (100%), e que o prazo de operação da mesma seja de 30 anos, o volume de gás para operação no período seria de 3,25 TCF, ou 92,1 Gm³.

O estudo realizado neste trabalho considera o volume dos produtos GTL produzidos pela planta como a informação de entrada para o cálculo do suprimento do gás natural. A partir deste volume, utilizando-se o fator químico do processo de conversão, é calculado o volume diário de gás, que inclui todos os consumos de energia para geração de vapor, combustão, e transformação química. Este volume de gás calculado é projetado para todo tempo do contrato, e transformado em reserva líquida explorada de gás natural, que pode ser de origem associada ou não-associada à produção das frações líquidas do petróleo.

3.4 Mercado

Os produtos GTL, combustíveis como o óleo diesel, têm aceitação garantida nos mercados europeu e asiático, devido às restrições ambientais impingidas pelos recentes acordos e protocolos internacionais, que visam a drástica redução de emissão de poluentes e gases de efeito estufa. Nesse ponto o processo GTL permite grande participação favorável, já que seqüestra carbono quando da sua produção, e produz um diesel limpo que entra em combustão completa, gerando apenas CO₂ e H₂O.

3.5 Investimento

Em termos de investimento nos projetos de GTL, devido às dificuldades na obtenção dos valores de investimento em cada unidade de processo e produção da planta, por conta da confidencialidade desses projetos, foi selecionada para a determinação das despesas de capital o indicador de custo de produção por barril do produto. Tendo-se como referência a planta de Oryx, o valor base usado foi de US\$ 28.000/bl de GTL.

Como alguns dos investimentos são fixos, e outros não podem ser modulados, independentemente da capacidade da planta, o indicador de produção (custo de capital para a produção de um barril de GTL) varia de forma sensível. Assim, foi criada uma tabela escalonada

que aplica um fator redutor de custo para projetos maiores que 34.000 bl/d, e um fator de crescimento de custo para os projetos de planta com capacidades inferiores a 34.000 bl/d. A escolha de cada fator foi feita com base na análise de valores empíricos aplicados a projetos exploratórios e de refino de petróleo, conforme a experiência de profissionais da área.

Para determinar o valor do investimento global no projeto, o indicador de custo de capital por barril é projetado para a planta, de acordo com a capacidade nominal de produção (C_{NP}) escolhida. Conforme informações da Conoco-Phillips, da Sasol e da Shell (através da PEP e SRI), pode-se distribuir as participações nos investimentos de uma planta GTL de acordo com os percentuais da tabela 3.4.

Tabela – 3.4 Fator de escala por capacidade

Fator de Escala por Capacidade		
Capacidade da Planta (bl/d)	Fator	
1.000	5.000	1,40
5.001	10.000	1,20
10.001	20.000	1,10
20.001	30.000	1,05
30.001	40.000	1,00
40.001	50.000	0,95
50.001	75.000	0,85
75.001	100.000	0,75

Fonte: (elaboração própria)

Com base nestes percentuais, foram desenvolvidos os custos para cada atividade. Considerando o investimento total como 100%, a aplicação de cada percentual sobre este permite determinar os investimentos parciais para a atividade ou serviço correspondente.

Tabela 3.5 Participação percentual no investimento em uma planta GTL.

Participação no investimento da planta GTL (%)	
Transporte do gás e do GTL	5%
Processamento de gás	8%
Separação de ar	9%
Gás de síntese	18%
Fischer-Tropsch	20%
Acabamento do produto	6%
Utilidades (água, vapor e energia)	14%
Offsites (queima, controle e edificações)	12%
Outros	8%
TOTAL	100%

Fonte: (CONOCOPHILLIPS, 2005)

3.6 Fator de Capacidade e Fator de Carga da Planta

Qualquer planta de produção tem, atrelada a sua estrutura de geração de produtos, uma modulação quanto à expectativa de produção efetiva da planta. A operação a 100% da capacidade nominal, ao longo da vida útil da planta, é tecnicamente difícil de ser sustentada. São normais as paradas para manutenção preventiva e operações de padronização nas unidades das plantas, as quais podem acarretar reduções ou até pequenas paradas na produção. Nas análises em tela foi utilizado um fator de operação de 96%, que corresponde a 15 dias de paradas técnicas durante um ano de operação da planta.

Por outro lado, a capacidade efetiva de uma planta pode ser ligeiramente ampliada, em condições especiais, como com a entrada de um insumo que permita aumentar a eficiência de seus processos, sem modificação nas instalações e equipamentos da planta. No caso da produção de GTL este mecanismo pode ser aplicado, por ser uma tecnologia que ainda permite grande quantidade de melhorias (insumo, eficiência energética na geração de calor para vapor e combustão, entre outros).

Outra consideração que deve ser feita diz respeito à carga efetiva na planta, que relaciona o volume máximo de gás natural na entrada dos processos, com a máxima produção de GTL.

Esta carga pode ser reduzida conforme haja alguma falha no recebimento ou alimentação do insumo, ou ainda algum problema na contratação, comercialização e entrega dos produtos.

Qualquer das duas situações pode acarretar sensível redução nos volumes produzidos, gerando a conseqüente redução da carga da planta. A tabela 3.6 mostra uma projeção para os investimentos realizados na planta Oryx GTL da Sasol, onde foram informados apenas o investimento global e o volume de saída dos produtos da planta. Com base na tabela de participações percentuais de cada modalidade de investimento para projetos GTL, pode-se inferir os indicadores parciais para cada atividade ou serviço naquela planta, bem como os valores monetários alocados em cada rubrica.

Os valores projetados levam em conta um fator de carga de 90% da disponibilidade.

Tabela 3.6 – Investimentos na planta Oryx GTL

Projeção do investimento na planta Oryx GTL		
Atividade	US\$/bl	Valor (US\$)
Transporte do gás e do GTL	1.471	50.000.400
Processamento de gás	2.353	80.000.640
Separação de ar	2.647	90.000.720
Gás de síntese	5.294	180.001.440
Fischer-Tropsch	5.882	200.001.600
Acabamento do produto	1.765	60.000.450
Utilidades (água, vapor e energia)	4.118	140.001.120
Offsites (queima, controle e edificações)	3.529	120.000.960
Outros	2.353	80.000.640
TOTAL	29.412	1.000.008.000

Fonte: (elaboração própria)

A figura 3.3 apresenta a divisão percentual dos custos de cada etapa do processo GTL. É possível notar que a produção de gás de síntese é a mais dispendiosa, o segundo maior custo é o operacional. Os dados apresentados referem-se a planta Oryx GTL.

Figura 3.3 Composição de custos para um projeto GTL

Fonte: (ARTHUR D. LITTLE, 2003)

3.7 Impostos e Taxas

A atividade de produção de combustíveis de origem fóssil no Brasil está sujeita à mesma legislação fiscal e tributária aplicada para os produtos industrializados. A tabela 3.7 exibe cada tipo de imposto e a suas alíquotas de aplicação.

Tabela 3.7 – Impostos e suas respectivas alíquotas

Tipo de tributo aplicável à produção de GTL	Alíquota
II - Imposto de Importação	15,00%
IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados	8,00%
ICMS - Imposto sobre Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação	19,00%
IRPJ - Imposto sobre Renda e Proventos de Qualquer Natureza/Pessoa Jurídica	25,00%
CSSL - Contribuição Social sobre Lucro (Tributável)	9,00%
ARFMM (Adicional de Renovação da Frota da Marinha Mercante)	25,00%
ISS - Imposto sobre Serviço	5,00%
CPMF - Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira	0,38%
JSCP Retido	15,00%
PIS - Programa de Integração Social	1,65%
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	7,60%
CIDE (Contribuição sobre Intervenção no Domínio Econômico)	10,00%
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	15,00%

Fonte: (CÓDIGO TRIBUTÁRIO BRASILEIRO, 2005.)

A aplicação de cada tributo ocorre de forma diferenciada, já que há impostos controlados pela União, pelos Estados, e pelos Municípios. Os impostos de aplicação federal (II, IPI, IRPJ, CSSL, ARFMM, CPMF, PIS, COFINS, CIDE, JCP e IRRF) mantêm as mesmas alíquotas para todos os estados, pelo seu caráter nacional.

Já os impostos de responsabilidade administrativa estadual e municipal, como o ICMS e o ISS, têm sua alíquota variável, a depender dos estados nos quais as atividades sejam realizadas. O modelo econômico desenvolvido neste trabalho foi preparado para aceitar as diferentes alíquotas desses impostos, já que o estudo não fecha questão quando indica as possíveis localizações para a planta.

3.8 Origem Monetária do Investimento

O investimento necessário para a construção de uma planta para a produção de GTL pode variar, conforme este estudo, de um fator de escala pouco maior que 10, indo de US\$ 242 milhões, para uma planta com capacidade para produzir 5.000 bl/d, até US\$ 2.600 milhões, para uma planta com capacidade de 100.000 bl/d. Nestas condições, devido à ampla faixa para o volume de investimento envolvido, a viabilidade econômica dos projetos também passa a depender da disponibilidade de recursos. Na indústria de petróleo, são comuns os projetos com investimentos entre US\$ 100 milhões e US\$ 500 milhões, tanto no *upstream* como no *downstream*.

Nestas faixas de valores, mesmo as empresas de menor porte ficam dispostas a participar de consórcios ou *joint-ventures*, visando tanto o setor de exploração quanto o de abastecimento. Já, para setores mais de vanguarda, como a produção de combustíveis sintéticos, o nível de investimentos torna-se vultoso. Um investimento de US\$ 1 bilhão, como o da planta Oryx GTL, é invariavelmente distribuído entre capital próprio e financiamento.

Com isso, parte do valor investido é capital da própria empresa, dispendido pelos seus acionistas, e outra parte provém de uma instituição financeira. Os acionistas da empresa se dispõem a emprestar o capital para um novo projeto, desde que a uma remuneração maior que aquela obtida pela melhor aplicação do mercado, que seja isenta de risco.

A outra parte do capital é tomada junto aos bancos internacionais fomentadores de desenvolvimento social, ou mesmo junto a bancos de investimento. Normalmente, a taxa de juros sobre o capital emprestado é mais baixa que a remuneração solicitada pelos acionistas da empresa, uma vez que esses bancos de investimento, pelo seu cunho social, trabalham propositalmente com taxas menores que o mercado.

A taxa de remuneração sobre o valor do financiamento é determinada através da média ponderada das taxas com os respectivos percentuais de capital próprio e financiado. Como os juros sobre o financiamento é menor que a remuneração aos acionistas.

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para realizar a avaliação econômica de projetos GTL no Brasil, foi elaborado um modelo econômico que utiliza o aplicativo EXCEL da MICROSOFT, que permite, através de planilhas eletrônicas, a implantação de todas as equações necessárias para os cálculos financeiros, contábeis, fiscais e de projeto.

Para os estudos econômicos foram preparadas várias planilhas, e selecionados os fatores mais relevantes para a análise do projeto. A avaliação prevê a escolha de premissas que levem em consideração todas as consequências para o resultado do projeto, influenciando de forma decisiva na sua rejeição ou aceitação como investimento.

Dessa forma, a planilha calcula as entradas de caixa, através das receitas anuais pela comercialização do produto e do recebimento de financiamento, e calcula todas as saídas de caixa, como o custo do insumo, investimentos, custos operacionais, impostos, aplicação de juros e remuneração de capital, entre outros.

4.1 Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

Para a realização das análises econômicas dos projetos de GTL, foi utilizado o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), onde foram amplamente utilizados os conceitos de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa de Rentabilidade Interna (TIR) de um projeto. O VPL é o somatório de todos os valores anuais do fluxo de caixa, atualizados pela aplicação capitalizada da taxa de desconto, durante o período no qual se espera pouca ou nenhuma variação da situação econômica e política atuais, chamada condições *ceteres paribus*.

Já a TIR corresponde à taxa de desconto do fluxo de caixa que torna nulo o VPL. O Valor Futuro (VF) de cada linha representa o fluxo de caixa daquele ano. O Valor Presente (VP) é atualizado pela utilização da equação 4.1, com a aplicação da taxa de desconto capitalizada conforme o prazo exigido.

$$VF = VP \times (1 + i)^n \quad \text{(Equação 4.1)}$$

VP é o valor presente,

i é a taxa de desconto do fluxo de caixa,

n é o intervalo de tempo decorrido entre os valores presente e futuro.

Todos os projetos estudados referem-se a um prazo de 30 anos de contrato, com início de construção previsto para 2009, e início da operação previsto para 2012. O exemplo da planilha que está na figura 4.1 mostra um cálculo de VPL e TIR para um determinado projeto cujas parciais de cada ano de projeto do FC estão descritas como segue:

Preço GTL: corresponde ao preço de venda do produto sem aplicação de nenhuma tributação ou tarifa;

Receita GTL: é o valor obtido pela multiplicação do preço GTL pela produção comercializada;

Capex s/ imp: investimento de capital (*capital expenditures*) sem a aplicação de tributos;

Capex c/ imp: investimento de capital com a aplicação de tributos;

Opex s/ imp: custos operacionais (*operational expenditures*) sem a aplicação de tributos;

Opex c/ imp: custos operacionais com a aplicação de tributos;

Custo do gás: valor gasto com a aquisição do insumo GN (preço GN x volume de gás utilizado na transformação);

Lucro operacional: Receita GTL – Opex c/ imp;

Imposto GTL: aplicação das alíquotas, por dentro, do ICMS e do PIS/COFINS;

Preço GTL final: aplicação do percentual de tributos calculado no item Imposto GTL;

LAJIRDA: lucro antes da retirada dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização;

LAJIR: lucro antes da retirada dos juros e imposto de renda;

Repag: repagamento que corresponde à devolução do capital numérico financiado;

Juros: soma das aplicações da taxa de juros ponderada (custo de capital) sobre o capital financiado e o capital próprio;

LAIR: lucro antes da retirada do imposto de renda

IR: aplicação da alíquota do imposto de renda sobre o LAIR

FC: soma algébrica de todas as receitas e despesas

A planilha utilizada como origem para todos os cálculos numéricos que geraram os resultados deste trabalho calcula o VPL e a TIR, considerando como variam todos os outros parâmetros mostrados nas tabelas deste capítulo 4. Isso permite que seja feita uma análise criteriosa da viabilidade econômica de cada um dos projetos, conforme as suas características.

Avaliação econômica de projetos para a produção de diesel GTL no Brasil (valores em US\$)																	
Ano	Preço GTL	Receita GTL	Capex s/ imp	Capex c/ imp	Opex s/ imp	Opex c/ imp	Custo do gás	Lucro Operacional	Imposto GTL	Preço GTL final	LAJIRDA	LAJIR	Repag	Juros	LAIR	IR	FC
2009	85,00	-	79.998.857	91.332.695	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(27.399.809)
2010	85,85	-	60.599.134	69.184.517	-	-	-	-	-	-	-	-	6.393.289	840.261	-	-	(27.988.904)
2011	86,71	-	61.205.126	69.876.362	-	-	-	-	-	-	-	-	11.236.205	3.094.772	-	-	(35.293.885)
2012	87,58	159.825.443	-	-	1.758.331	1.865.760	43.077.937	157.959.683	16.290.748	96,50	98.590.998	75.551.641	16.127.550	6.732.649	68.818.993	23.398.457	52.332.342
2013	88,45	161.423.697	-	-	1.775.915	1.884.417	43.508.716	159.539.280	16.453.655	97,47	99.576.908	76.537.551	16.127.550	9.417.180	67.120.371	22.820.926	51.211.252
2014	89,34	163.037.934	-	-	1.793.674	1.903.262	43.943.803	161.134.672	16.618.192	98,44	100.572.678	77.533.320	16.127.550	12.358.844	65.174.476	22.159.322	49.926.962
2015	90,23	164.668.313	-	-	1.811.611	1.922.294	44.383.241	162.746.019	16.784.374	99,43	101.578.404	78.539.047	16.127.550	15.583.295	62.955.752	21.404.956	48.462.603
2016	91,13	166.314.996	-	-	1.829.727	1.941.517	44.827.074	164.373.479	16.952.217	100,42	102.594.188	79.554.831	16.127.550	19.118.851	60.435.980	20.548.233	46.799.554
2017	92,04	167.978.146	-	-	1.848.024	1.960.932	45.275.344	166.017.214	17.121.739	101,42	103.620.130	80.580.773	16.127.550	22.996.778	57.583.995	19.578.558	44.917.244
2018	92,96	169.657.928	-	-	1.866.504	1.980.542	45.728.098	167.677.386	17.292.957	102,44	104.656.332	81.616.974	16.127.550	27.251.609	54.365.365	18.484.224	42.792.948
2019	93,89	171.354.507	-	-	1.885.169	2.000.347	46.185.379	169.354.160	17.465.886	103,46	105.702.895	82.663.537	16.127.550	31.921.497	50.742.041	17.252.294	40.401.554
2020	94,83	173.068.052	-	-	1.904.021	2.020.351	46.647.233	171.047.702	17.640.545	104,50	106.759.924	83.720.566	9.734.261	21.743.874	61.976.693	21.072.075	54.209.713
2021	95,78	174.798.733	-	-	1.923.061	2.040.554	47.113.705	172.758.179	17.816.951	105,54	107.827.523	91.706.617	4.891.345	11.675.460	80.031.157	27.210.594	64.050.124
2022	96,74	176.546.720	-	-	1.942.292	2.060.960	47.584.842	174.485.760	17.995.120	106,60	108.905.798	108.905.798	-	-	108.905.798	37.027.971	71.877.827
2023	97,71	178.312.187	-	-	1.961.715	2.081.569	48.060.690	176.230.618	18.175.071	107,66	109.994.856	109.994.856	-	-	109.994.856	37.398.251	72.596.605
2024	98,68	180.095.309	-	-	1.981.332	2.102.385	48.541.297	177.992.924	18.356.822	108,74	111.094.805	111.094.805	-	-	111.094.805	37.772.234	73.322.571
2025	99,67	181.896.262	-	-	2.001.145	2.123.409	49.026.710	179.772.854	18.540.390	109,83	112.205.753	112.205.753	-	-	112.205.753	38.149.956	74.055.797
2026	100,67	183.715.225	-	-	2.021.157	2.144.643	49.516.977	181.570.582	18.725.794	110,93	113.327.810	113.327.810	-	-	113.327.810	38.531.456	74.796.355
2027	101,67	185.552.377	-	-	2.041.368	2.166.089	50.012.147	183.386.288	18.913.052	112,04	114.461.089	114.461.089	-	-	114.461.089	38.916.770	75.544.318
2028	102,69	187.407.901	-	-	2.061.782	2.187.750	50.512.269	185.220.151	19.102.183	113,16	115.605.699	115.605.699	-	-	115.605.699	39.305.938	76.299.762
2029	103,72	189.281.980	-	-	2.082.400	2.209.628	51.017.391	187.072.352	19.293.205	114,29	116.761.756	116.761.756	-	-	116.761.756	39.698.997	77.062.759
2030	104,75	191.174.800	-	-	2.103.224	2.231.724	51.527.565	188.943.076	19.486.137	115,43	117.929.374	117.929.374	-	-	117.929.374	40.095.987	77.833.387
2031	105,80	193.086.548	-	-	2.124.256	2.254.041	52.042.841	190.832.507	19.680.998	116,58	119.108.668	119.108.668	-	-	119.108.668	40.496.947	78.611.721
2032	106,86	195.017.413	-	-	2.145.498	2.276.582	52.563.269	192.740.832	19.877.808	117,75	120.299.754	120.299.754	-	-	120.299.754	40.901.916	79.397.838
2033	107,93	196.967.587	-	-	2.166.953	2.299.347	53.088.902	194.668.240	20.076.586	118,93	121.502.752	121.502.752	-	-	121.502.752	41.310.936	80.191.816
2034	109,01	198.937.263	-	-	2.188.623	2.322.341	53.619.791	196.614.922	20.277.352	120,12	122.717.779	122.717.779	-	-	122.717.779	41.724.045	80.993.734
2035	110,10	200.926.636	-	-	2.210.509	2.345.564	54.155.989	198.581.072	20.480.125	121,32	123.944.957	123.944.957	-	-	123.944.957	42.141.285	81.803.672
2036	111,20	202.935.902	-	-	2.232.614	2.369.020	54.697.549	200.566.882	20.684.927	122,53	125.184.407	125.184.407	-	-	125.184.407	42.562.698	82.621.708
2037	112,31	204.965.261	-	-	2.254.940	2.392.710	55.244.524	202.572.551	20.891.776	123,76	126.436.251	126.436.251	-	-	126.436.251	42.988.325	83.447.926
2038	113,43	207.014.914	-	-	2.277.490	2.416.637	55.796.970	204.598.277	21.100.694	124,99	127.700.613	127.700.613	-	-	127.700.613	43.418.209	84.282.405
																TIR (%)	39,72%
																VPL (US\$)	205.375.791

Figura 4.1 Exemplo de avaliação econômica de um projeto GTL para produção de diesel

Fonte: (elaboração própria)

4.2 Análise do VPL em Função da Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa (TDFC)

Para esta análise foram fixados os preços do insumo (gás natural) em patamares que variam entre US\$ 0,5/MBtu e US\$ 2,5/MBtu, em saltos de US\$ 0,5/MBtu. Com isso, foi gerado um gráfico com 5 curvas, uma para cada nível de preço do gás, para cada capacidade nominal de planta. Também foi fixada a capacidade da planta, em valores de 50.000 bl/d, 34.000 bl/d, 20.000 bl/d e 5.000 bl/d, produzindo um total de 4 gráficos, um para cada capacidade de planta figura 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5

Figura 4.2 Variação do VPL com a TDFC, para a C_{NP} de 50.000 bl/d, conforme o preço do gás natural.

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.2 mostra como varia o VPL do projeto de uma planta de GTL com capacidade nominal de 50.000 bl/d, conforme varia a taxa de desconto do fluxo de caixa, considerando os parâmetros estabelecidos na tabela 4.1. Pelo gráfico da figura 4.2, o valor presente do projeto cai em cerca de US\$ 700 milhões conforme o preço do gás aumenta US\$ 0,5/MBtu, saindo de um

VPL de US\$ 3.580 milhões com o preço do gás a US\$ 0,5/MBtu, para um VPL de US\$ 213 milhões com o preço do gás a US\$ 2,5/MBtu, quando a TDFC for de 10%.

Para valores de TDFC de 14%, mais utilizados pelas empresas em projetos desta envergadura, a variação do VPL passa a ser menos drástica. Nesta situação, o VPL varia de US\$ 1.876 milhões com o preço do gás a US\$ 0,5/MBtu, para um VPL de US\$ 437 milhões com o preço do gás a US\$ 2,0/MBtu, já que o preço de US\$ 2,5/MBtu passou a inviabilizar o projeto nessas condições.

Tabela 4.1 – Parâmetros-base para a determinação da variação do VPL versus TDFC com $C_{NP} = 50.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	50.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.3 Variação do VPL com a TDFC, para a C_{NP} de 34.000 bl/d, conforme o preço do gás natural.

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.3 mostra a variação do VPL do projeto para uma planta com capacidade nominal de 34.000 bl/d, conforme varia a taxa de desconto do fluxo de caixa, considerando os parâmetros estabelecidos na tabela 4.3. Pelo gráfico da figura 4.3, o valor presente do projeto cai em cerca de US\$ 514 milhões para cada salto de preço do gás em US\$/0,5 MBtu, saindo de um VPL de US\$ 2.050 milhões com o preço do gás a US\$ 0,5/MBtu, para um VPL de US\$ 90 milhões com o preço do gás a US\$ 2,5/MBtu, quando a TDFC estiver em 10%.

Para valores de TDFC de 18%, que penaliza demais o projeto, a variação do VPL passa a ser de US\$ 780 milhões com o preço do gás a US\$ 0,5/MBtu, para um VPL de US\$ 67 milhões com o preço do gás a US\$ 2,0/MBtu, já que o preço do gás em US\$ 2,5/MBtu passou a inviabilizar de plano o projeto.

Tabela 4.2 – Parâmetros-base para a determinação da variação do VPL versus TDFC com $C_{NP} = 34.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	34.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.4 Variação do VPL com a TDFC, para a C_{NP} de 20.000 bl/d, conforme o preço do gás natural.

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.4 mostra a variação do VPL do projeto para uma planta com capacidade nominal de 20.000 bl/d, de acordo com a variação da taxa de desconto do fluxo de caixa, considerando os parâmetros estabelecidos na tabela 4.4. Para este projeto, nenhuma planta seria

viabilizada com o preço do gás em US\$ 2,5/MBtu. Também com o gás a US\$ 2,0/MBtu, os projetos com TDFC acima de 18% seriam inviáveis.

Tabela 4.3 – Parâmetros-base para a determinação da variação do VPL versus TDFC com $C_{NP} = 20.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	20.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.5 Variação do VPL com a TDFC, para a C_{NP} de 5.000 bl/d, conforme o preço do gás natural.

Fonte: (elaboração própria)

Para plantas pequenas, como a de 5.000 bl/d, estudada na figura 4.5, uma visão macro mostra que apenas o gás abaixo de US\$ 1,5/MBtu viabiliza a sua instalação nas várias taxas de desconto do fluxo de caixa do projeto.

Tabela 4.4 Parâmetros-base para a determinação da variação do VPL versus TDFC com $C_{NP} = 5.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	5.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

4.3 Análise da Variação do Preço do Gás Natural com a Taxa Interna de Retorno (TIR)

Figura 4.6 Variação do preço do gás com a TIR, para a C_{NP} de 100.000 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.6 mostra a variação do preço do gás conforme a TIR vai se modificando. Para um projeto desta envergadura, preços de gás abaixo de US\$ 2,5/MBtu trazem excelentes retornos financeiros, sempre maiores que 17%. A tabela 4.5 mostra os parâmetros que foram fixados para essa análise.

Tabela 4.5 – Parâmetros-base para a determinação da variação do Preço de gás versus TIR com C_{NP} = 100.000 bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	100.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.7 Variação do preço do gás com a TIR, para a C_{NP} de 50.000 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

A condição de preço do gás acima de US\$ 2,3/MBtu reduz a menos de 15% o retorno dos projetos de 50.000 bl/d. O preço do gás dentro de patamares, considerados normais pelo mercado, entre US\$ 1,0/MBtu e US\$ 2,3/MBtu gera projetos com alta rentabilidade, com a TIR variando até o máximo de 38%.

Tabela 4.6 Parâmetros-base para a determinação da variação do Preço de gás versus TIR com C_{NP} = 50.000 bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	50.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.8 Variação do preço do gás com a TIR, para a C_{NP} de 34.000 bl/d

Fonte (elaboração própria)

Para uma planta como a Oryx da Sasol, que se localiza no Catar, com C_{NP} de 34.000 bl/d, e com gás ao custo de US\$ 0,5/MBtu (preço local para aquele projeto), a rentabilidade interna daquele projeto, caso fosse desenvolvido no Brasil, ficaria próxima aos 45%. Para projetos localizados no Brasil, onde não há a mesma disponibilidade de volume e preço para o gás, as rentabilidades não seriam tão elevadas.

Com o custo do gás próximo a US\$ 1,5/MBtu, a rentabilidade dos projetos GTL no Brasil podem aproximar-se de 28%, conforme mostra o gráfico da figura 4.8, segundo os parâmetros fixados na tabela 4.7.

Tabela 4.7 Parâmetros-base para a determinação da variação do Preço de gás versus TIR com C_{NP} = 34.000 bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	34.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.9 Variação do preço do gás com a TIR, para a C_{NP} de 20.000 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.9 mostra um projeto de médio porte para produção de GTL, com uma capacidade nominal para 20.000 bl/d. Nota-se que somente com o preço do gás abaixo de US\$ 2,25/MBtu que ocorre a viabilidade de projetos com essas características, atingindo uma rentabilidade mínima de 12,5%. Uma leve redução no preço do gás, para US\$ 2,0/MBtu já permite melhorar sensivelmente o retorno do projeto para valores de TIR acima de 17,5%.

Como a expressão que representa o traçado da relação Preço do gás versus TIR é muito próxima a um segmento linear, pode-se inferir que para cada US\$ 0,1/MBtu de queda no preço do gás ocorre um incremento de 1,6% na TIR do projeto (do gráfico: US\$ 0,5/MBtu corresponde à redução de 8% na TIR).

Tabela 4.8 Parâmetros-base para a determinação da variação do Preço de gás versus TIR com $C_{NP} = 20.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	20.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.10 Variação do preço do gás com a TIR, para a C_{NP} de 5.000 bl/d

Fonte (elaboração própria)

A figura 4.10, apoiada na tabela 4.9 onde foram estabelecidos os parâmetros para a avaliação deste caso, exhibe as modificações ocorridas com a TIR, quando varia o preço de gás

natural. Para alcançar uma rentabilidade mínima aceitável de 15% aa no projeto de produção de 5.000 bl/d de GTL, o custo do gás natural não pode ser superior a US\$ 1,75/MBtu.

Este estudo mostra que, mesmo as plantas consideradas pequenas para uma escala industrial, podem apresentar bons retornos sobre o investimento. Um projeto para 5.000 bl/d e custo do gás a US\$ 1,5/MBtu oferece uma rentabilidade de 18% e, caso haja uma redução no preço do gás para US\$ 1,0/MBtu, a rentabilidade do projeto poderia se elevar a valores da ordem de 25%.

Tabela 4.9 Parâmetros-base para a determinação da variação do Preço de gás versus TIR com $C_{NP} = 5.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	5.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m ³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	85,00
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20%

Fonte: (elaboração própria)

4.4 Análise do VPL em Função do Preço de Venda do GTL Livre de Impostos

Esta análise tem por objetivo verificar o comportamento do Valor Presente Líquido de projetos de GTL, conforme variam os preços de venda do produto. Estes preços foram considerados sem a aplicação das taxas e impostos inerentes à atividade, para gerar uma análise

isenta dos efeitos fiscais, que não produzem renda para o investidor. Também foi considerado o estudo da influência do preço do gás natural no VPL do projeto, sob a luz das diferentes capacidades nominais de produção para as plantas.

A figura 4.11 mostra que o VPL do projeto varia linearmente, conforme variam os preços de venda dos produtos GTL. Para uma planta de grande porte como a que está em análise, projetada para a produção de 100.000 bl/d, o perfil de variação do preço de gás se modifica sistematicamente em saltos equidistantes, mantendo o paralelismo entre as retas que relacionam o VPL com o preço GTL.

O preço do gás a US\$ 0,5/MBtu viabiliza projetos para o GTL, mesmo com preços ligeiramente abaixo de US\$ 40,00 por barril. Com o gás a US\$ 1,0/MBtu, somente o diesel a US\$ 45,00 viabilizaria o projeto. De fato, para cada US\$ 0,5/MBtu que é aumentado no preço do gás, é necessário um acréscimo de US\$ 12,00 por barril no preço do produto, de modo a contrabalançar o aumento do custo do gás natural, e reequilibrar as contas do projeto.

Figura 4.11 VPL versus preço de venda do GTL livre de impostos, para a C_{NP} de 100.000bl/d

Fonte: (elaboração própria)

Tabela 4.10 Parâmetros-base para a determinação do VPL com o preço de venda do GTL livre de impostos, $C_{NP} = 100.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	100.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	2,00
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m ³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14,0%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

Figura 4.12 VPL versus preço de venda do GTL livre de impostos, para a C_{NP} de 50.00 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

Tabela 4.11 Parâmetros-base para a determinação do VPL com o preço de venda do GTL livre de impostos, $C_{NP} = 50.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	50.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	2,00
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m^3 gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14,0%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

Para uma planta projetada para a produção de 50.000 bl/d de GTL, o perfil de variação do preço do gás se desloca de forma equidistante, mantendo o paralelismo entre as retas que relacionam o VPL com o preço GTL. O preço do gás a US\$ 0,5/MBtu viabiliza projetos para o GTL, desde os preços estejam na faixa dos US\$ 40,00 por barril. Com o gás a US\$ 1,0/MBtu, somente o diesel a US\$ 52,00 viabilizaria o projeto. Para o preço do gás a US\$ 1,5/MBtu, somente preços de US\$ 64,00/bl para o diesel tornam os projetos viáveis. O gás a US\$ 2,0/MBtu exige que o GTL seja vendido a US\$ 75,00/bl, e a US\$ 2,5/MBtu o diesel deveria ser comercializado a quase US\$ 90,00 por barril.

Figura 4.13 VPL versus preço de venda do GTL livre de impostos, para a C_{NP} de 34.00 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

Tabela 4.12 Parâmetros-base para a determinação do VPL com o preço de venda do GTL livre de impostos, $C_{NP} = 34.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	34.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	2,00
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m^3 gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14,0%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.13 mostra que o VPL do projeto varia linearmente com os preços de venda do diesel GTL, e que para uma planta de médio porte (34.000 bl/d), o perfil de variação do preço de gás se modifica paralelamente quando relacionam o VPL com o preço GTL.

O preço do gás a US\$ 0,5/MBtu viabiliza projetos para o GTL com preços pouco acima de US\$ 40,00 por barril. Com o gás a US\$ 1,0/MBtu, somente o diesel a US\$ 54,00 viabilizaria o projeto. Para o preço do gás a US\$ 1,5/MBtu, somente preços de US\$ 65,00/bl para o diesel tornam os projetos viáveis. O gás a US\$ 2,0/MBtu exige que o GTL seja vendido quase a US\$ 80,00/bl, e a US\$ 2,5/MBtu o diesel deveria ser comercializado acima de US\$ 90,00 por barril.

Figura 4.14 VPL versus preço de venda do GTL livre de impostos, para a C_{NP} de 20.000 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

Tabela 4.13 Parâmetros-base para a determinação do VPL com o preço de venda do GTL livre de impostos, $C_{NP} = 20.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	20.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	2,00
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m ³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14,0%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

A figura 4.14 mostra que o VPL do projeto varia linearmente com os preços de venda do diesel GTL, e que para uma planta de médio porte (20.000 bl/d), o perfil de variação do preço de gás se modifica paralelamente quando relacionam o VPL com o preço GTL.

O preço do gás a US\$ 0,5/MBtu viabiliza projetos para o GTL com preços acima de US\$ 45,00 por barril. Com o gás a US\$ 1,0/MBtu, somente o diesel a US\$ 56,00 viabilizaria o projeto. Para o preço do gás a US\$ 1,5/MBtu, somente preços de US\$ 68,00/bl para o diesel tornam os projetos viáveis. O gás a US\$ 2,0/MBtu exige que o GTL seja vendido a US\$ 80,00/bl, e a US\$ 2,5/MBtu o diesel deveria ser comercializado acima de US\$ 93,00 por barril.

A figura 4.15 exibe a variação do VPL do projeto, que caminha linearmente aos preços de venda do diesel GTL. Para uma planta de pequeno porte (5.000 bl/d), o perfil de variação do preço de gás se modifica paralelamente, quando relaciona o VPL com o preço de venda do diesel GTL.

Nessas condições de planta, o preço do gás a US\$ 0,5/MBtu viabiliza projetos para o GTL com preços acima de US\$ 52,00 por barril. Com o gás a US\$ 1,0/MBtu, somente o diesel a US\$ 64,00 viabilizaria o projeto. Para o preço do gás a US\$ 1,5/MBtu, somente preços de US\$

68,00/bl para o diesel tornam os projetos viáveis. O gás a US\$ 2,0/MBtu exige que o GTL seja vendido a quase US\$ 90,00/bl, e o preço do gás a US\$ 2,5/MBtu inviabiliza um projeto de GTL com essas características.

Figura 4.15 VPL versus preço de venda do GTL livre de impostos, para a C_{NP} de 50.00 bl/d

Fonte: (elaboração própria)

Tabela 4.14 Parâmetros-base para a determinação do VPL com o preço de venda do GTL livre de impostos, $C_{NP} = 5.000$ bl/d

Capacidade da planta (bl/d)	5.000
fator de carga por capacidade (%)	90%
% de operação/ano (100%=365d)	96%
custo do gás (US\$/MBtu)	2,00
qualidade do gás (Btu/cf)	1.058
fator tecnológico de conversão (m³ gás/L GTL)	1,75
Escalador anual no CAPEX (%)	1,0%
Escalador anual do preço do gás (%)	1,0%
Escalador anual no preço do diesel GTL (%)	1,0%
preço do GTL sem impostos (US\$/bl)	
ano de início de operação	2012
TDFC (%aa)	14,0%
OPEX sobre o custo de produção (%)	20,0%

Fonte: (elaboração própria)

5 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Um dos temas desenvolvidos neste trabalho teve como objetivo identificar as tecnologias atuais, utilizadas nas rotas para GTL e, a partir das delimitações, propor solução para a questão ambiental que restringe a queima dos gases não aproveitados, originários da produção dos líquidos de petróleo.

Nesse sentido, pode-se concluir que é economicamente viável a instalação de plantas GTL embarcadas, de pequeno porte, utilizando como insumo o gás natural que seria queimado nos *flares*. Dessa forma, pode ser assegurada a produção dos líquidos com gás associado, que além de não ser mais queimado, agregaria valor à produção do campo.

Essa atividade torna-se necessária para manter a sustentabilidade da produção de líquidos de petróleo, tanto nas regiões remotas quanto nas que apresentam dificuldades técnicas ou econômicas para o escoamento da produção do gás natural, associado ou não.

Além disso, também teve o objetivo de trazer discussões para a melhor forma de aproveitamento para o gás natural não associado, que está em um crescente de descobertas e com sensível aumento na produção.

Cabe salientar que a influência dos tributos, que são as taxas, os impostos e as contribuições, podem ser decisivas na viabilidade de um projeto GTL. Ao se comparar um projeto brasileiro com aquele da planta de Oryx, no Qatar, cuja capacidade de produção é de 34.000 bl/d, e com o gás sendo fornecido a US\$ 0,50/MBtu, a TIR ficaria próxima aos 44%, equivalendo a um VPL de US\$ 1,238 bilhão.

No Brasil, existiria uma situação em que o gás natural poderia ser fornecido a preço de custo, viabilizando os projetos de pequena capacidade, que seria a utilização compulsória do GN de modo a garantir a produção dos líquidos de petróleo, nos campos onde o gás vem associado a esses líquidos.

Em condições normais de produção do GN em campos de gás não-associado, o custo do gás eleva-se a patamares próximos a US\$ 3,00, já que passa a competir com outras formas de uso, principalmente o energético. Nessa condição de preço, um projeto como a planta de Oryx seria inviabilizado, resultando em um VPL negativo de mais de US\$ 500 milhões. Nessa mesma

situação, supondo-se uma isenção do ICMS, impondo alíquota zero, o VPL do mesmo projeto ficaria acima de US\$ 1,171 bilhão.

Por estes resultados, nota-se que as reduções nas alíquotas dos tributos a que estão sujeitos os combustíveis vem a ser um fator fundamental na exeqüibilidade de um projeto. Aplicando-se a planilha verifica-se que uma redução de 19,00% para 14,95% no ICMS já seria suficiente para zerar o VPL, gerando uma TIR de 14%.

Considerando-se uma planta de capacidade nominal para 5.000 bl/d de GTL, a isenção de ICMS permitiria a viabilidade do projeto, mesmo quando o insumo de gás natural ficar próximo a US\$ 5,00/MBtu. A tabela 5.1 mostra como varia a TIR, em projetos com capacidade nominal para 5.000 bl/d, no caso de total isenção de ICMS, conforme vão variando os preços do gás natural.

Tabela 5.1 Variação da TIR pela variação do preço do GN, para a alíquota zero de ICMS, em planta com $C_{NP} = 5.000$ bl/d.

$C_{NP} = 5.000$ bl/d	
ICMS alíquota = 0%	
Preço GN	TIR
1,00	47,8%
2,00	39,7%
3,00	30,9%
4,00	21,2%
5,00	10,2%

Fonte: (elaboração própria)

Os procedimentos de valoração de projetos são ferramentas importantes para a avaliação econômica que visa comparar os projetos entre si, perseguindo o objetivo da realização da escolha mais rentável. As avaliações utilizaram o método do Fluxo de Caixa Descontado, com a aplicação de conceitos de Valor Presente Líquido e Taxa de Rentabilidade Interna do projeto, e foram de fundamental importância para a determinação da exeqüidade de investimentos em áreas onde os campos de gás ainda inexploradas.

O desenvolvimento deste trabalho permite concluir pela viabilidade de uma ou mais plantas de GTL no Brasil, dependendo das condições de contorno em cada situação. O resultado encontrado pode ser encarado como sugestivo e indicativo para que empresas nacionais ou internacionais possam investir em plantas de GTL no Brasil, desde que os preços e volumes de matéria-prima sejam controlados e conhecidos.

Como nenhuma empresa no Brasil tem desenvolvida uma escala industrial em tecnologia GTL, a construção de uma planta apenas poderia ocorrer, a curto e médio prazos, através de consórcios ou *joint-ventures* entre empresas nacionais e estrangeiras, já que o tempo de desenvolvimento de tecnologia e maturação dos projetos seria muito longo, quando comparado às condições de aquisição de tecnologia.

As plantas de menor capacidade, que apresentam maior custo de capital por barril produzido, seriam as mais indicadas, não como melhor retorno, mas mais pela possibilidade de modulação e aplicabilidade offshore, ajudando na solução de problemas ambientais e de segurança.

Nesse sentido, plantas com capacidade de produção menores que 10.000 bl/d poderiam ser construídas em regiões offshore para reduzir ou acabar com a queima de gás em plataformas. Nestes casos, onde a avaliação indica necessidade de gás a preços menores que US\$ 1,7/MBtu, a condição estaria satisfeita, pela própria condição do gás que estaria para ser queimado.

Para os projetos onshore de maior porte, utilizando gás não-associado para a produção de GTL, a garantia de suprimento passa a ser fundamental para o desenvolvimento de qualquer projeto. Nestes projetos de maior porte, também deve haver garantia para o preço de venda do GTL. Os estudos indicam que, na ocorrência de uma baixa geral nos preços do petróleo e seus derivados, para valores na faixa de US\$ 40,00, mesmo os projetos de maior porte podem se tornar economicamente inviáveis.

Estudos mostram que investimentos de médio porte em um cenário com preço de gás acima de US\$ 2,0/MBtu oferecem taxas de retorno para o projeto de no máximo 17%. Considerando-se que o cenário não comportasse garantia de preço mínimo para os produtos, esta rentabilidade estaria bastante prejudicada e o projeto poderia ser inviabilizado. Os estudos aqui desenvolvidos mostram que a construção de plantas GTL no Brasil é viável, mas depende da garantia de suprimento e de cenários com preços estáveis.

6 REFERÊNCIAS

- ABREU, P. L.; MARTINEZ, J. A. **Gás natural**: o combustível do novo milênio. 2ª ed. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003. 82 p.
- ALMEIDA, E. **Increase in Environmental Restrictions as a Leverage to GTL Projects**. Rio de Janeiro: Energy Economics Group Institute of Economics Federal University of Rio de Janeiro, 2004. 10p.
- ALMEIDA, E. L. F. Creating Opportunities for Gas-to-Liquids Projects Through Market Organization... In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2., 2003. Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos** ... Rio de Janeiro: UFRJ, 2003. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/2pdpetro/>>. Acessado em: 19 jul. 2006.
- ALMEIDA, E. L. F. et al. **The renewal of the gas-to-liquids technology: perspectives and impacts**. Rio de Janeiro: Instituto de Economia – UFRJ, 2003.
- ALMEIDA, E. L. F. **O Renascimento de uma tecnologia madura**: o processo Fischer-Tropsch de conversão de gás em combustíveis líquidos. Rio de Janeiro: Instituto de Economia – UFRJ, 2003b. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/energia/pdf>>. Acessado em 2 jul.2006.
- AMARAL, L. **Estudos de química** vol. 3. São Paulo: Moderna, 1977. 272 p.
- BIGGER, J. M.; TOMLINSON, H. L. Consider barge-mounted plant to produce ultra-clean diesel. **Hydrocarbon Processing**, pp. 39-41, july 2004. (LNG and GTI Developments – Special report).
- BRASIL. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional (BEN), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, 2004.
- BIRCH, C. The market for GTL diesel. **Petroleum Economist**, pp. 27-29, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)
- BRADFORD, S.; KOH, G. Marketing challenges of Fischer-Tropsch GTL products. **Petroleum Economist**, pp. 30-32, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

CAMPOS, M. M. et al. **Fundamentos de química orgânica**: São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1980. 606 p.

Centro de Tecnologia do Gás Natural – CTGAS, www.ctgas.com.br, acessado em abril de 2005;

Chemlink www.chemlink.com.au, acessado em março de 2005,

CLEWS, R. Financing GTL projects. **Petroleum Economist**, pp. 50-51, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

CROUCH, A. GTL: a new era. **Petroleum Economist**, pp. 42-44, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos**: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. 5ª imp. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2003. 648 p.

DOWDELL, D. LCA of a GTL plant. **Petroleum Economist**, pp. 22-23, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

DYBKJÆR, I. Synthesis gas technology. **Petroleum Economist**, pp. 16-19, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

FERREIRA, R. L. P.; BOMTEMPO, J. V.; ALMEIDA, E. L. F. Estudo das inovações tecnológicas em GTL com base em patentes: o caso Shell. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2., 2003. Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos ...** Rio de Janeiro: UFRJ, 2003. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/2pdpetro/>>. Acessado em: 19 jul. 2006.

FLEISCH, T. H.; SILLS, R. A.; BRISCOE, M. D. 2002 – Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: a review of global GTL developments. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 11, pp. 1-14, 2002.

FLEISCH, T. H.; SILLS, R. A.; BRISCOE, M. D. GTL-FT in the emerging gas economy. **Petroleum Economist**, pp. 39-41, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

GHAEMMAGHAMI, B. GTL: Progress and Prospects - Study yields generic, coastal-based GTL plant. **Oil&Gas Journal**, v. 99, n. 11, Mar 12, 2001.

GOSWAMI, R.; SISLEY, H. The case for GTL rationale, economics and the future. **Petroleum Economist**, pp. 14-15, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

HAYWARD, P. Fundamentals of Gas to Liquids: the next generation. **Petroleum Economist**, pp. 45-47, 2005. (Technology 4.2 GTL)

HIRSCH, R. L.; BEZDEK, R.; WENDLING R.; **Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management**; disponível em www.oilcrash.com, acessado em abril de 2005;

KLEIN, S. R.; DIXSON-DECLEVE, S. GTL policy and the path forward. **Petroleum Economist**, pp. 33-34, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

KRICH, K. et al. **Biomethane from Dairy Waste**: a sourcebook for the production and use of renewable natural gas in California. United States: USDA Rural Development, july, 2005.

LEVORSEN, A. I. **Geology of petroleum**, 2^a ed., 2^a imp. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 2001. 724 p.

MARIANO, J. B. **Impactos ambientais do refino de petróleo** Rio de Janeiro: Interciência, 2005. 228 p.

MARSCHNER, F.; RENNER, H. **Gas Production – Steam Reforming of Natural Gas and Others Hydrocarbons**, parte integrante da **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**, 2002.

WADDACOR, M. GTL era is dawning, after 80 years of R&D. **Petroleum Economist**, pp. 4-7, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

MATHIAS, W. F.; GOMES, J. M. **Matemática financeira**. 2^a ed. São Paulo: Atlas, 1996. 455p.

MATTAR, S.; HATCH, L. F. **Chemistry of Petrochemical Processes**. 2nd Edition. Houston, Texas-USA: Gulf Publishing Company, 2000.

MIRANDA, R. V. **Manual de decisões financeiras e análises de negócios**. Rio de Janeiro: Record, 1999. 250p.

OGAWA, Y. GTL in Asia. **Petroleum Economist**, pp. 54-56, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)

PIROG, R. **The Gas to Liquids Industry and Natural Gas Markets**. USA: The Library of Congress/Energy Economics and Policy Resources, Science, and Industry Division, 2004. 12 p. (Congress Research Service - CRS Report for Congress Order Code RL32666)

RAHMIM, I. I. GTL Prospects. Reprint with revisions. Penn Well Corporation. **Oil Gas Journal**, Mar 14, 2005.

REDDY, K.T.; BASU, S.; **Gas-to-liquid technologies**: India's perspective, 15/12/2006 (Aceito para publicação na Fuel Processing Technology, edição a definir)

SONG X., GUO Z.; Technologies for direct production of flexible H₂/CO synthesis gas; Energy Conversion Management, Ed. 47-2007

SUPP, E.; BREJC, M.; LIEBNER, W. **Gas Production – Noncatalytic Partial Oxidation and Special Gasification Processes for Higher-Boiling Hydrocarbons**, parte integrante da **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**, 2002

Sasol Chevron Inc. www.sasolchevron.com/gtlchallenges, acessado em janeiro de 2005;

Sasol Inc. www.sasol.com, acessado em janeiro de 2005.

SZKLO, A. S. **Fundamentos do refino de petróleo** Rio de Janeiro: Interciência, 2005. 207 p.

THOMAS, J. E.; **Fundamentos de engenharia do petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. 2002.

YOST, D.; OWENS, E. GTL Fuels improve air quality. **Petroleum Economist**, pp. 35-37, Jan, 2003. (Fundamentals of Gas to Liquids – Especial edition)