

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Felipe Mattos Delgado

**Utilização de análise econômica e de risco
na decisão de investimento de um projeto
de escoamento de gás natural.**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Fabrício Oliveira

Rio de Janeiro
Outubro de 2015



Felipe Mattos Delgado

**Utilização de análise econômica e de risco na
decisão de investimento de um projeto de
escoamento de gás natural.**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre (opção profissional) pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da
PUC-Rio.

Prof. Fabrício Oliveira

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Davi Michel Valladão

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Carlos Patrício Samanez

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. José Eugenio Leal

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 05 de outubro de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Felipe Mattos Delgado

Graduado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal Fluminense em 2002 e MBA em Finanças Corporativa pela Fundação Getúlio Vargas - FGV/EPGE em 2006. De 2002 a 2007 trabalhou nas Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS atuando na área de gestão de dívidas, aplicações financeiras e na gestão financeira das empresas federalizadas do grupo ELETROBRÁS. Em junho de 2007 ingressou na Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS. Na gerência corporativa da diretoria de gás e energia trabalhou na área de desenvolvimento de novos negócios e posteriormente na gerência de integração de projetos de investimento. Atualmente é coordenador da gerência de análise de viabilidade econômica de projetos da diretoria de gás e energia.

Ficha Catalográfica

Delgado, Felipe Mattos

Utilização de análise econômica e de risco na decisão de investimento de um projeto de escoamento de gás natural / Felipe Mattos Delgado ; orientador: Fabrício Oliveira. – 2015.

54 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Gás natural. 3. Análise econômica de projeto. 4. Análise de risco. 5. CVaR. I. Oliveira, Fabrício. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Agradecimentos

A Deus, por permitir concluir com sucesso mais esta etapa da minha vida profissional.

Aos familiares pela atenção, carinho e compreensão em todos os momentos.

Aos professores da PUC e ao orientador Fabrício Oliveira, pelos conhecimentos transmitidos ao longo do mestrado.

À Petrobras, pela oportunidade de desenvolver esta parceria com a PUC-Rio.

E finalmente, agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Resumo

Delgado, Felipe Mattos; Oliveira, Fabrício (Orientador). **Utilização de análise econômica e de risco na decisão de investimento de um projeto de escoamento de gás natural**. Rio de Janeiro, 2015. 54p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na indústria de petróleo e gás os investimentos são vultosos e decisões equivocadas de projeto podem afetar de sobremaneira sua rentabilidade. Uma das características deste setor são as incertezas inerentes aos reservatórios de óleo e gás. Na fase de desenvolvimento da produção, onde ocorrem os maiores investimentos, o grau de incerteza quanto ao nível de produção futura de óleo e gás ainda são altos e decisões críticas como os investimentos necessários para desenvolvimento da produção devem ser tomadas nesta fase de projeto. Neste contexto, o presente trabalho pretende, a partir da análise econômica e de risco de um projeto de escoamento de gás natural no Brasil, apresentar uma metodologia para auxiliar o tomador de decisão na escolha do tamanho ótimo da infraestrutura a ser implantada. A análise baseia-se na metodologia de fluxo de caixa descontado e na utilização do processo de Monte Carlo para gerar possíveis curvas de produção de gás. Com o cálculo do indicador econômico VPL (Valor Presente Líquido) para cada um dos cenários simulados é proposta a aplicação da medida de risco CVaR (Conditional Value at Risk) na avaliação do investimento a ser realizado.

Palavras-chave

Gás natural; análise econômica de projeto; análise de risco; CVaR.

Abstract

Delgado, Felipe Mattos; Oliveira, Fabrício (Advisor). **Using economic and risk analysis to support investment decisions of a natural gas flow project**. Rio de Janeiro, 2015. 54p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In the oil and gas industry, investments are of great magnitude therefore poor decision making can greatly affect project profitability. One of the characteristics of this sector are the intrinsic uncertainties of oil and gas reservoirs. In the production development phase, when major investments occur, the level of uncertainty related to oil and gas future production is still considerably high and critical decisions, such as the one of necessary investment for production development, should be taken into account in this project stage. In this context and based on an economic and risk analysis of a natural gas flow project in Brazil, this dissertation aims at presenting a methodology to assist the decision maker in choosing the optimal infrastructure size to be implemented. The analysis is based on the discounted cash flow method and Monte Carlo process application in order to generate possible gas production curves. By calculating the NPV (Net Present Value) for each simulated scenario, it is proposed the application of the CVaR (Conditional Value at Risk) measurement in the investment evaluation to be made.

Keywords

Natural gas; project economic analysis; risk analysis; CVaR.

Sumário

1	Introdução	8
1.1	Objetivo	9
1.2	Metodologia	9
1.3	Estrutura do trabalho	10
2	Revisão bibliográfica	11
2.1	Indústria de Óleo e Gás	11
2.2	A cadeia produtiva do GN	15
2.3	Gás Natural no Brasil	18
2.4	Análise de Investimento	21
2.5	Simulação de Monte Carlo	25
2.6	Gestão de Risco e Medidas de Risco	27
2.6.1	O modelo média-variância de Markowitz	28
2.6.2	Value at Risk (VaR)	29
2.6.3	Conditional Value at Risk (CVaR)	30
2.6.4	Estudos na Indústria do Petróleo	32
3	Descrição do Problema	34
3.1	O Projeto	34
3.2	Decisões	34
3.3	Metodologia	35
4	Estudo de Caso	41
4.1	Entrada	41
4.2	Resultados Numéricos	42
4.3	Análise e Discussão	46
5	Conclusão	47
6	Referências Bibliográficas	48

1 Introdução

No final dos anos 80, o consumo de energia no mundo ainda estava concentrado no petróleo e no carvão. No entanto, o uso do gás natural já se mostrava como uma tendência robusta e competitiva. O gás, em substituição a esses energéticos, apresentava uma vantagem ambiental significativa: uma grande redução nas emissões de CO₂ (cerca de 20 a 25% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão). Mais ainda, a utilização do gás em equipamentos adaptados e adequados para sua queima também eliminava a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NOx poderiam ser relativamente bem controladas (PNE, 2030).

No Brasil, o mercado de gás natural cresceu inicialmente a reboque da produção de gás associado ao petróleo na região Nordeste e no estado do Rio de Janeiro. Após longo período de estagnação, o consumo de gás natural foi impulsionado pela entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil em 1999. O crescimento do consumo primeiramente apoiou-se no setor industrial, o qual apostou no gás natural como o combustível por excelência para aumentar a qualidade de seus produtos, competir no mercado internacional e reduzir as emissões ambientais (ABEGÁS, 2014).

Nos últimos anos, o gás natural vem aumentando a sua participação na matriz energética brasileira, tendo alcançado, em 2013, o valor de 12,8% da oferta interna de energia, de acordo com o Balanço Energético Nacional (2014). As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior. A entrada de novas áreas produtoras e a necessidade de atender ao aumento das demandas, tanto as não-termelétricas quanto as termelétricas, resultarão em maiores volumes de gás natural produzidos, importados, transportados e comercializados (PDE, 2023).

Visando aumentar a disponibilidade de gás natural ao mercado, além do acesso a reservas domésticas e a possibilidade de importação, é condicionante fundamental o investimento em infraestrutura física para escoamento da oferta até os mercados consumidores.

O plano de negócios 2014-2018 divulgado pela Petrobras retrata esta necessidade de investimentos. Apenas para os projetos de escoamento e tratamento

de gás provenientes das reservas de óleo e gás do polo pré-sal da Bacia de Santos estão previstos investimentos na ordem de US\$ 5 bilhões.

Os altos investimentos e as incertezas quanto aos volumes de produção de novas descobertas de óleo e gás são características do setor. Os impactos destas variáveis nos resultados das empresas de petróleo são relevantes e não pode ser negligenciadas no processo de tomada de decisão dos projetos investimentos a serem realizados.

1.1 Objetivo

O principal objetivo do presente trabalho é a proposição de uma metodologia baseada na análise econômica e de risco para apoiar o processo decisório referente ao dimensionamento de um projeto de escoamento de gás natural de unidades de produção *offshore* no Brasil.

A metodologia apresentada servirá de suporte aos decisores na escolha do melhor projeto ao se considerar um conjunto de alternativas de projeto de escoamento da produção. As alternativas de projeto são mutuamente excludentes e comparáveis por possuírem a mesma escala.

Com os resultados obtidos a partir da metodologia proposta, espera-se que o decisor tenha informação suficiente para tomar a melhor decisão considerando o binômio risco e retorno.

1.2 Metodologia

O estudo realizado para esta dissertação compreendeu primeiramente uma revisão bibliográfica sobre a indústria de óleo e gás e a cadeia do gás natural, destacando as principais características da indústria relacionadas ao tema do trabalho. Abrangeu também estudos sobre análise econômica de projetos, simulação estocástica e gestão de riscos.

A partir da descrição do problema referente ao dimensionamento de um projeto de escoamento de gás natural foi elaborada uma metodologia de apoio à tomada de decisão conjugando conhecimentos apresentados na revisão bibliográfica. Posteriormente, a metodologia proposta foi aplicada na análise de um projeto real. As ferramentas utilizadas nesta dissertação para obtenção dos resultados foram o software Microsoft Excel e @Risk.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho organiza-se da seguinte forma: finda esta introdução, será apresentada, no Capítulo 2, a revisão bibliográfica da literatura conforme descrita na seção anterior. O Capítulo 3 contém a apresentação do problema e descrição da metodologia. O estudo de caso será descrito e analisado no Capítulo 4 e finalmente, no Capítulo 5, o trabalho se encerra com as conclusões do autor e sugestões de trabalhos subsequentes.

2 Revisão bibliográfica

O presente capítulo tem como objetivo fazer um apanhado do que já existe na literatura que venha a corroborar o desenvolvimento das questões propostas. Inicialmente serão analisadas as características da indústria de óleo e gás no qual está inserido o problema apresentado no estudo de caso. Posteriormente, serão apresentados alguns conceitos básicos das áreas de análise de investimento, simulação e gestão de riscos utilizados na metodologia proposta neste trabalho. Em seguida, a revisão finaliza apresentando pesquisas e contribuições realizadas nestas áreas do conhecimento no setor de óleo e gás.

2.1 Indústria de Óleo e Gás

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos (moléculas de carbono e hidrogênio) que tem origem na decomposição de matéria orgânica, principalmente o plâncton (plantas e animais microscópicos em suspensão nas águas), causada pela ação de bactérias em meios com baixo teor de oxigênio. Ao longo de milhões de anos, essa decomposição foi se acumulando no fundo dos oceanos, mares e lagos e, pressionada pelos movimentos da crosta terrestre, transformou-se na substância oleosa denominada petróleo. Essa substância é encontrada em bacias sedimentares específicas, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários.

O gás natural também é uma mistura de hidrocarbonetos originados da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos, no entanto, no estado gasoso. Em seu estado bruto, o gás natural é composto principalmente por metano, com proporções variadas de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também CO₂, N₂, H₂S, água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas.

Embora conhecido desde os primórdios da civilização humana, somente em meados do século XIX tiveram início a exploração de campos e a perfuração de poços de petróleo. A partir de então, a indústria petrolífera teve grande expansão,

principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Apesar da forte concorrência do carvão e de outros combustíveis considerados nobres naquela época, o petróleo passou a ser utilizado em larga escala, especialmente após a invenção dos motores a gasolina e a óleo diesel.

No século XIX, o gás natural era considerado um estorvo ao ser encontrado junto com o petróleo, pois exigia uma série de procedimentos de segurança que encareciam e complicavam as atividades de prospecção. No século XX, a partir dos anos 80, o consumo entrou em franca expansão e o gás natural transformou-se na fonte de energia de origem fóssil a registrar maior crescimento no mundo. Uma posição que detém até hoje e que deverá manter no médio prazo (ANEEL, 2005).

Conforme Gomes e Alves (2007), a indústria petrolífera é, sem dúvida, uma das maiores indústrias de todos os tempos. É uma indústria de bilhões, envolvendo, algumas das maiores companhias do mundo, que cobrem desde a pesquisa até o refino e a distribuição de produtos derivados.

Campos (2007) classifica a cadeia produtiva do setor petrolífero em cinco etapas: exploração, produção, transporte, refino e distribuição. A exploração localiza e caracteriza as ocorrências de petróleo na natureza que apresentam utilidade comercial. Nesta primeira etapa são usados estudos geológicos, geofísicos e sondagens exploráveis. Caso encontre-se petróleo ou gás natural, serão examinadas suas características e sua potencialidade. O próximo passo é a produção, que se instala após a definição das condições de exploração, instalação dos poços, dutos e demais arranjos de desenvolvimento. Tal etapa consiste em extrair do subsolo o petróleo, o gás natural e a água associada a eles, por meio dos poços produtores.

A terceira etapa da cadeia petrolífera é a do transporte de óleo, que é feita por oleodutos, estrada de ferro, e, quando a distância é maior, por navios (petroleiros). O transporte do óleo bruto é feito até a refinaria, onde há operações e procedimentos industriais que transformam o petróleo bruto em grande número de derivados, classificados genericamente como produtos leves, destilados médios e produtos pesados.

A última etapa da cadeia de atividades relacionadas com a indústria do petróleo compreende a distribuição. Ela abrange as operações de estocagem, de transporte, de acondicionamento, de comercialização e de entrega ao consumidor dos múltiplos produtos do refino. Sua estrutura depende da localização das

refinarias (perto ou longe dos centros consumidores) e da natureza e características do mercado dos produtos petrolíferos a serem distribuídos.

De acordo com Junior et al. (2007), cada um dos segmentos da indústria petrolífera tem atividades intensivas em capital e é particularmente significativa na fase de exploração e produção.

O desenvolvimento de um campo requer altos investimentos, especialmente em águas profundas e ultra profundas; apresentando um grande número de incertezas envolvendo fatores políticos, econômicos, tecnológicos, ambientais etc. Se pensarmos em termos de fase exploratória e fase de produção, podemos destacar as incertezas geológicas na fase exploratória e as incertezas nos custos de investimentos (CAPEX), custos operacionais (OPEX), receitas de produção (Curvas de produção de óleo, gás e água) na fase de produção (Jacinto, 2009).

De acordo com Gomes e Alves (2007), no início de qualquer plano de desenvolvimento petrolífero há enormes limitações em termos do conhecimento dos reservatórios. A informação que se possui é proveniente do plano de coleta de dados efetuado nos poços furados inicialmente, tanto os de exploração como os de delimitação dos reservatórios do campo. O número desses poços é limitado, dado que o objetivo é conseguir, com um mínimo de investimento, tomar uma decisão acerca do projeto de desenvolvimento. Existe uma elevada incerteza inicial sobre questões muito importantes, tais como as reservas do campo, o perfil de produção esperado, o número e o tipo de poços necessário, bem como a produtividade e o custo destes.

Na indústria do petróleo existem riscos de uma natureza única e específica, que se adicionam aos riscos normais (custos, mercados, demanda e preços) das outras atividades econômicas. A indústria do petróleo enfrenta, em primeiro lugar, o risco geológico, dado pela imponderabilidade ou incerteza do desconhecido na descoberta de jazidas (petróleo e/ou gás) economicamente rentáveis (Junior et al., 2007).

Outra característica é o longo período de maturação dos investimentos. A exploração, por exemplo, requer de dois a três anos, em terra, e de três a cinco anos, em águas profundas. Caso haja sucesso na exploração, são necessários, aproximadamente, de quatro a seis anos para a instalação da estrutura de transporte e produção. Além das atividades do *upstream*, outros investimentos também

exigem um considerável período de tempo, como a construção de plantas de refino, de redes de oleodutos e de navios-tanques (Guimarães, 1997).

De acordo com Archer e Wall (1986), faz parte do plano de exploração e desenvolvimento, avaliação econômica preliminar baseada em reservas estimadas, expectativas de custos e valor dos produtos. Para este efeito pode considerar-se uma estimativa de produção de pico de 10% das reservas por ano, durante três a quatro anos, seguida por declínio de 10% a 20% ao ano.

Para Gomes e Alves (2007), um aspecto fundamental para avaliação da viabilidade econômica de um projeto são os estudos de reservatório que permitem estabelecer as projeções do perfil de produção esperada e são usados para a definição do plano de desenvolvimento. Um perfil de produção típico envolve um crescimento inicial relativamente rápido e um nível máximo que pode ser estável durante apenas um ou dois anos ou durante períodos bem mais longos, seguindo-se um declínio normalmente lento até ao abandono do campo.

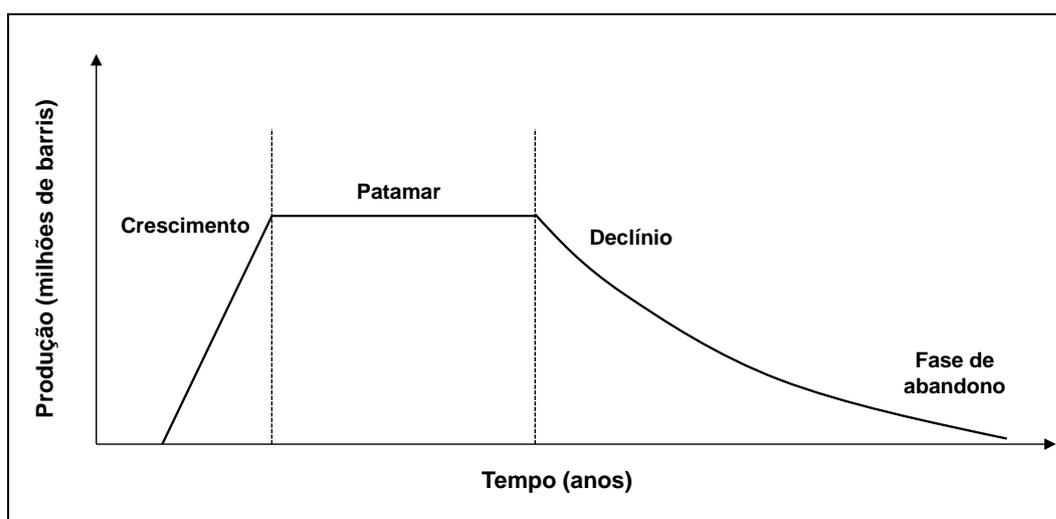


Figura 1 – Perfil de produção típico de um desenvolvimento petrolífero. Fonte: Gomes e Alves, 2007.

Dadas as incertezas envolvidas no estabelecimento de um plano de desenvolvimento petrolífero, é fundamental definir várias estimativas para o perfil de produção que permitirão entender o tipo de incertezas que o projeto poderá envolver ao longo da sua vida útil.

Para Giamatthey (2011), a distribuição temporal da produção do volume da jazida, denominada curva de produção de petróleo, é uma informação importante para a tomada de decisão de investimento. Além disso, o autor destaca que para a

especificação de um projeto de investimento, outras estimativas são fundamentais, como as necessidades de investimento para instalação do ativo fixo de produção de petróleo, o custeio operacional, e outras premissas econômicas como preços de petróleo, custo de capital e tributação.

2.2 A cadeia produtiva do GN

Segundo Almeida (2013), as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de campos de gás natural apresentam basicamente as mesmas características técnicas das atividades de Exploração e Produção (E&P) de campos produtores de petróleo. O principal diferencial entre o custo de produção do gás natural e o custo de produção de petróleo decorre dos investimentos necessários para o escoamento da produção. O gás natural em sua forma gasosa ocupa um volume mil vezes maior do que o petróleo para mesma quantidade de energia. Devido a isso, os custos de transporte por unidade de energia do gás natural são maiores que os custos de transporte do petróleo, independente da forma como o gás seja transportado (gasodutos *onshore*, gasodutos *offshore* ou Gás Natural Liquefeito - GNL).

Conforme Manoel (2006), a cadeia produtiva do gás natural é composta por seis etapas. A primeira delas diz respeito à fase de exploração, que se caracteriza por esforços técnicos de geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo na busca de reservas de gás natural. Trata-se de uma atividade de elevado risco, devido a enormes limitações em termos de conhecimento dos reservatórios, que se encontram normalmente a grandes profundidades e dos quais possuímos apenas alguns dados.

Nesta fase são levantados os diversos fatores que indicam a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos, tais como: presença de rochas geradoras (responsáveis pela produção dos hidrocarbonetos); presença de rochas porosas e permeáveis, que permitam receber os hidrocarbonetos em seus espaços vazios;

presença de trapas¹ que tenham capacidade de armazenar grandes quantidades de hidrocarbonetos; e rochas selantes que não deixam os hidrocarbonetos se perderem na superfície. Identificados todos estes fatores, é feita a perfuração do poço. Descoberto o gás natural, a partir do poço perfurado, inicia-se a fase de desenvolvimento e produção.

A fase de desenvolvimento e produção consiste na construção da infraestrutura necessária para a produção e o escoamento do gás natural para fora da zona de produção, a qual só raramente encontra-se próxima ou inserida nas regiões de consumo. No Brasil, a maior parte do gás produzido encontra-se *offshore* ou em zonas de floresta amazônica, nas quais não há mercado consumidor disponível.

Campos em que predominam hidrocarbonetos mais pesados são caracterizados como campos de petróleo. Esses campos podem ter mais ou menos gás natural associado a esse petróleo. Entretanto, existem outros campos onde predominam hidrocarbonetos mais leves. Tem-se então, um campo de gás dito não associado² ao petróleo, o qual, contudo, quase sempre dispõe de elementos mais pesados que tendem a se condensar após a produção, formando os líquidos de gás natural (LGN) ou condensados.

Nos campos produtores de petróleo, uma parte do gás natural será consumida pelo próprio operador do campo, visando à redução da viscosidade do óleo, será reinjetada nos poços objetivando a recuperação secundária (aumentando a pressão interna do reservatório), ou então será simplesmente queimado para gerar energia elétrica necessária na zona de produção ou mesmo em *flares*, quando não há um fim nobre a ser dado ao gás.

Em unidades de produção *offshore* os dutos submarinos são um dos meios mais eficientes para se transportar petróleo e seus derivados de maneira contínua e confiável entre plataformas produtoras, entre o poço e a plataforma ou entre a plataforma e um local em terra.

¹ Armadilhas ou trapas (do inglês trap) são estruturas geológicas que permitem a acumulação de óleo ou gás.

² Gás natural que existente sozinho no reservatório, sem a presença de petróleo, ou então sem nele estar dissolvido.

Na existência de uma infraestrutura básica de escoamento, o gás natural produzido é encaminhado até a etapa de processamento, que ocorre em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) ou Unidade de Tratamento de Gás (UTG).

A fase de processamento consiste no recebimento do gás natural bruto na UPGN para seu tratamento e fracionamento. Dentro do processo, a UPGN produz o chamado gás seco (composto principalmente por metano), o gás liquefeito de petróleo (GLP), composto basicamente de propano e butano, e a gasolina natural (ou LGN), originado a partir de pentano e elemento com pesos superiores. Pode-se dizer que o GLP e os LGN deixam de pertencer à cadeia produtiva do gás natural, a qual passará a lidar principalmente com o gás seco.

Depois de realizado o processamento do gás natural, é iniciada a fase de transporte que consiste na entrega do gás seco até as distribuidoras de gás natural, e, eventualmente, a grandes consumidores. O transporte pode ser feito por meio de dutos, o qual é o meio mais utilizado; ou, por meio do transporte a granel, utilizando-se dos modais Gás Natural Comprimido (GNC), que consiste na elevação da pressão do gás, com a conseqüente redução do seu volume e envasamento em cilindros, permanecendo, contudo, com a sua forma gasosa; ou então por meio do Gás Natural Liquefeito (GNL), processo por meio do qual o gás natural é liquefeito, a partir de redução de sua temperatura até (-163°C), reduzindo-se, portanto, o seu volume e permitindo seu transporte a granel, por exemplo navios, barcaças e caminhões metaneiros, os quais devem ser construídos com materiais que suportem temperaturas muito baixas ou criogênicas.

A próxima etapa da cadeia produtiva do gás natural diz respeito à distribuição, que consiste na entrega do gás natural aos consumidores finais do gás, também podendo ser realizada por meio de redes canalizadas ou ainda a granel, com utilização do GNL ou GNC.

A última fase da cadeia diz respeito à comercialização do gás natural, que trata da venda propriamente do gás ao consumidor final do produto.

2.3 Gás Natural no Brasil

A produção de gás natural no Brasil tem início em 1954 na Bahia sendo seu consumo extremamente localizado na região do recôncavo baiano. A partir da década de 1980, há uma mudança do eixo de produção do Nordeste para a região Sudeste, mais precisamente para o estado do Rio de Janeiro, associado à expansão da produção na região da bacia de Campos e à política de incremento do aproveitamento de gás natural. A partir da segunda metade da década de 1990, a expansão da indústria de gás natural brasileira transformou-se em um dos principais objetivos da política energética nacional. A construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), mais do que um projeto político, criou condições para expansão do mercado de gás natural no país, principalmente na região Sul (Almeida, 2013).

Pode-se dividir a infraestrutura de transporte de gás natural brasileira em duas malhas. A primeira é responsável pelo escoamento do gás nacional e totaliza 6.579 km. A segunda, por sua vez, é responsável pelo transporte do gás importado e totaliza 2.910,2 km. As duas malhas conjuntamente somam 9.489,2 km de rede (MME, 2012).

Além de insumo básico da indústria gasoquímica, o gás natural tem-se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial como no de transporte e na geração de energia elétrica (ANNEL, 2005).

A Figura 2 ilustra a evolução histórica do consumo final de gás natural no Brasil por classe de consumo.

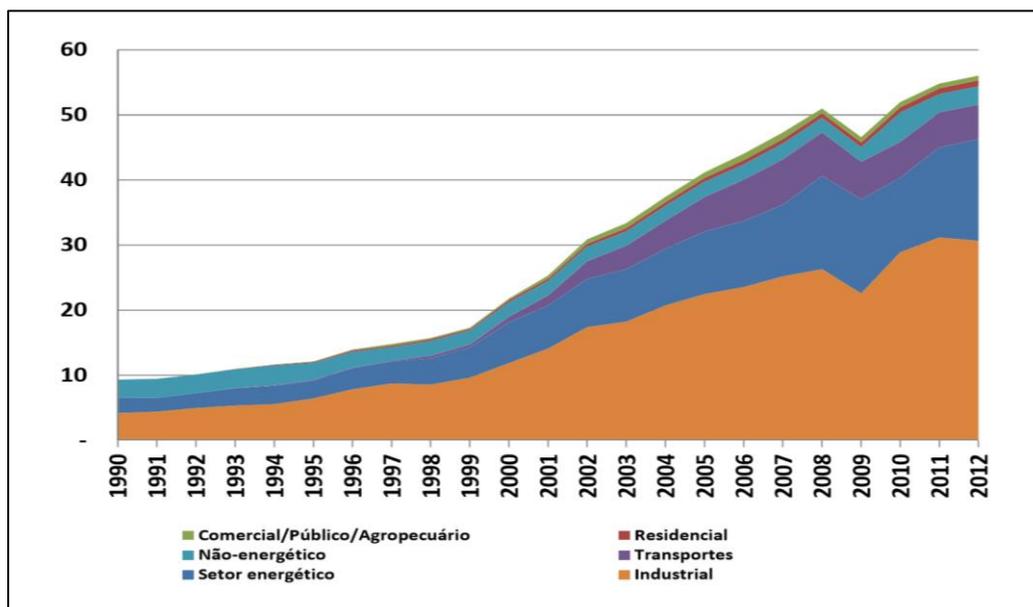


Figura 2 – Evolução histórica do consumo final de gás natural (milhões de m³/dia). Fonte: PNE 2050.

Conforme o Boletim Anual de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (2014), a produção diária de gás natural no País cresceu 66% de 2004 a 2013, sendo que o incremento da produção ocorreu principalmente pela produção *offshore*, com uma elevação de 225% nesse período. Em 2013, a Petrobras foi responsável por 93% da produção nacional de gás natural, totalizando 28,174 bilhões de m³ (média diária de 77,2 milhões de m³).

A Figura 3 apresenta os 20 maiores campos de produção de gás natural no Brasil.

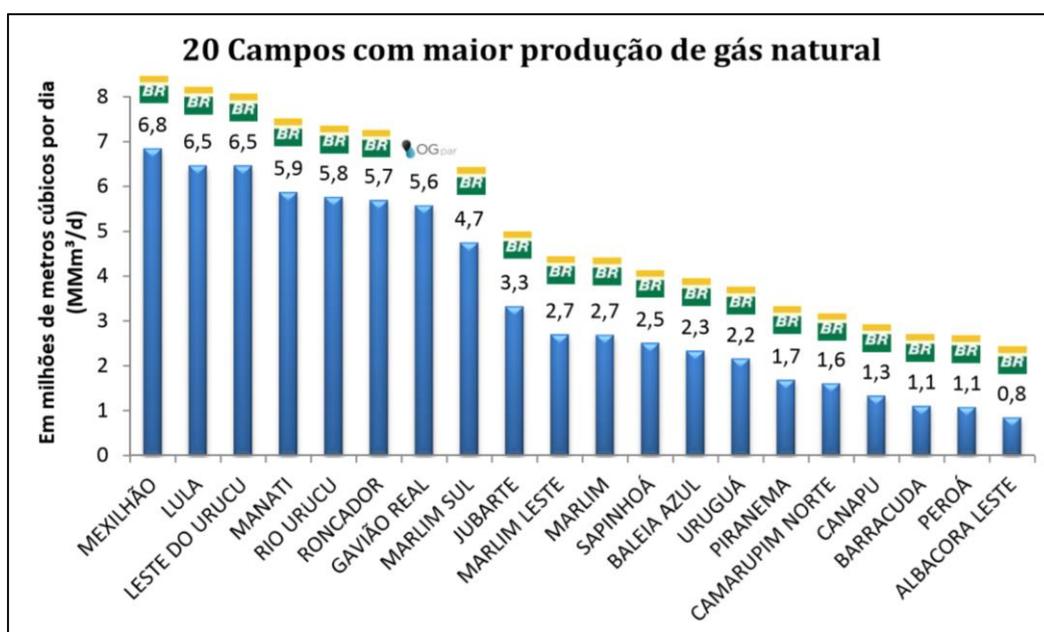


Figura 3 – Os 20 campos com maior produção de gás natural. Fonte: ANP (2014)

A expansão da participação da geração a gás natural na matriz elétrica brasileira já é uma tendência consolidada. Cada vez mais, as térmicas aparecem como forma de dar segurança ao sistema, na medida em que se esgotam as fontes hídricas mais baratas, e com reservatório de grande capacidade.

No setor elétrico, a inclusão do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o seu uso na geração termelétrica (ANNEL, 2005).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia do Ministério de Minas e Energia (MME), a projeção da demanda de gás natural em 2023 será de 127,7 milhões de m³ por dia. Considerando-se o acionamento pleno das usinas termelétricas movidas gás natural, o volume poderá chegar a 197,1 milhões de m³ por dia, o que corresponderia uma demanda máxima 70,6% superior ao ano de 2014.

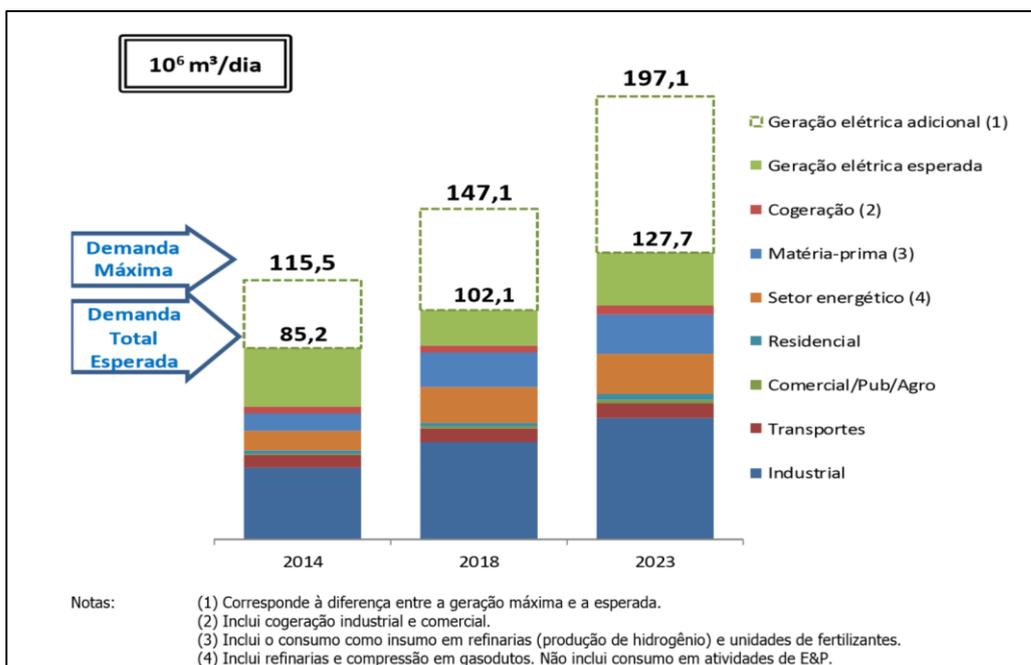


Figura 4 – Consumo de gás natural. Fonte: PDE 2023

Para atender esta projeção de demanda, além da importação de gás natural, se torna imprescindível o aumento da oferta nacional. No horizonte de longo prazo do planejamento energético nacional é considerado o aumento da oferta do produto com a produção do Pré-sal e de gás não convencional (PNE 2050).

2.4 Análise de Investimento

Pode-se definir investimento como sendo o ato de incorrer em gastos imediatos na expectativa de obter futuros benefícios. São esses benefícios que promovem ganhos de capital para empresa, propiciando crescimento, novas alternativas ou, em alguns casos, sua sobrevivência. Diversos são os fatores que justificam um investimento; a pesquisa em uma nova tecnologia, investimentos em manufatura, substituição de equipamentos, troca de fonte energética, a possibilidade de ganho de capital em aplicações financeiras, etc. O capital é um recurso escasso, por isso seleção do investimento correto é questão fundamental para os gestores (Oliveira, 2008).

A decisão de investir envolve um conjunto particularmente complexo de questões e alternativas que devem ser solucionadas pela administração. Durante a análise do investimento deve-se considerar as possíveis vantagens competitivas que a empresa poderá obter, tempo limite de espera do retorno do investimento, perspectivas da empresa dentro do setor que está inserido e demais fatores que interferem na sua decisão de investir (Lima, 2007).

O processo decisório de uma empresa é complexo, sobretudo porque as decisões refletem muitas vezes no planejamento para o longo prazo. As estimativas e cálculos devem refletir informações disponíveis de maneira ampla e concisa, a partir daí deve-se lançar uso de um método para análise do investimento em questão.

De acordo com Giamattey (2011), na atividade de exploração e produção de óleo e gás, a decisão de investimento é central. Por tratar-se de um segmento capital intensivo, a reversibilidade de uma decisão de investimento geralmente possui um custo elevado. Essa decisão de investimentos dá-se em um ambiente de incertezas econômicas e técnicas. Incertezas econômicas, ou de mercado, estão associadas a fatores exógenos à atividade em si, enquanto que incertezas técnicas, ou de projeto, estão associadas a fatores endógenos. Sobre esse tema, Antikarov e Copeland (2001) afirmam que incertezas de natureza econômica resolvem-se com o passar do tempo, enquanto que incertezas de natureza técnica são invariáveis ao tempo,

devendo ser tratadas com investigação que propicie a coleta de informações relevantes.

Os métodos de análise de investimentos são utilizados pelas empresas para a seleção de projetos que visam aumentar a riqueza de seus proprietários ou acionistas. Em tais métodos, indicadores como *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) são utilizados na análise de investimentos, visando, demonstrar a viabilidade de um único investimento ou, através da comparação, demonstrar qual entre dois ou mais investimentos será o de melhor retorno ou de retorno mais rápido.

O *Payback* é um dos métodos mais simples e, talvez por isso, de utilização muito difundida. Consiste, essencialmente, em determinar o número de períodos necessários para recuperar o capital investido. Tal valor é obtido calculando-se o número de anos que serão necessários para que os fluxos de caixa futuros acumulados e descontados a uma determinada taxa de correção do capital igualem o montante do investimento inicial.

Esta alternativa pressupõe inicialmente a definição de um limite de tempo máximo para retorno do investimento. Após a definição deste prazo, é analisado o fluxo de recursos do projeto, comparando o volume necessário de investimento com os resultados a serem alcançados futuramente, verificando o período onde o saldo tornou-se igual a zero. Se este prazo de recuperação for um período aceitável pelos proprietários, então o projeto será efetivado, caso contrário será descartado.

Este método é aplicado de duas formas: *Payback* simples e *Payback* descontado. A principal diferença entre os dois é que o *Payback* descontado considera o valor temporal do dinheiro, ou seja, atualiza os fluxos futuros de caixa a uma taxa de aplicação no mercado financeiro, trazendo os fluxos a valor presente, para depois calcular o período de recuperação.

O Valor Presente Líquido (VPL), também chamado Valor Atual Líquido, pode ser considerado um critério mais rigoroso e isento de falhas técnicas e, de maneira geral, o melhor procedimento para comparação de projetos diferentes, mas com o mesmo horizonte de tempo.

O Valor Presente Líquido é a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas na análise de investimentos (Copeland e Antikarov, 2001) e consiste em

calcular o valor presente dos demais termos do fluxo de caixa para somá-los ao investimento inicial, utilizando para descontar o fluxo uma taxa mínima de atratividade (Casarotto e Kopittke, 2000).

O VPL de um projeto de investimento pode ser definido como a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos.

O cálculo deste indicador é dado por:

$$VPL(i) = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j}$$

onde

i é a taxa de desconto ou a taxa mínima de atratividade (TMA);

j é o período genérico ($j = 0$ a $j = n$), percorrendo todo o fluxo de caixa;

FC_j é um fluxo genérico para $t = [0... n]$ que pode ser positivo (ingressos) ou negativo (desembolsos);

$VPL(i)$ é o valor presente líquido descontado a uma taxa i ; e

n é o número de períodos do fluxo.

A Taxa Mínima de Atratividade é a taxa mínima de retorno que o investidor pretende conseguir como rendimento ao realizar algum investimento.

De acordo com Ravagnani (2008), a avaliação econômica de projetos petrolíferos geralmente é feita por meio do fluxo de caixa descontado, do qual são obtidos os principais indicadores econômicos dos quais se destaca o VPL que é definido como o somatório dos valores das entradas e saídas do fluxo de caixa, descontados a uma taxa mínima de atratividade e a uma determinada data. O VPL representa o patrimônio ganho ou perdido pela empresa devido ao projeto.

A metodologia do fluxo de caixa descontado tem como base o conceito de que o dinheiro tem valor diferente no tempo. Ela diz que o valor de um ativo é o somatório dos valores presentes dos seus fluxos de caixa futuros (esperados). No caso de empresas, que podem ser consideradas como ativos geradores de caixa, pode-se aplicar essa metodologia de forma consistente.

A Figura 5 ilustra um exemplo de fluxo de caixa de um projeto de exploração e produção de petróleo, apresentando a fase de exploração que envolve a descoberta de reservatórios, com a perfuração de poços pioneiros e de avaliação. Em seguida, a fase de desenvolvimento e produção do campo, na qual são instalados os poços de desenvolvimento, infra-estrutura de produção e equipamentos para transporte de óleo e gás.

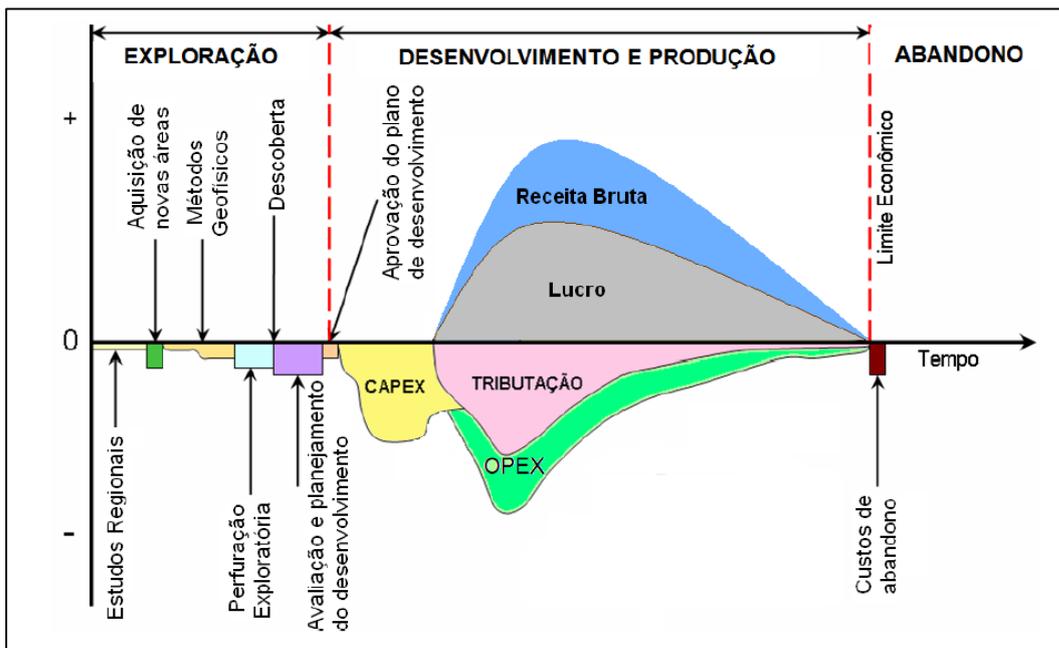


Figura 5 – Fluxo caixa típico de um projeto E&P. Fonte: Ravagnani (2008)

Outro método muito utilizado na análise de investimento é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR estabelece a taxa econômica necessária para igualar o valor de um investimento com seus retornos futuros. Significa a taxa de remuneração que deve ser fornecida pelo projeto de modo que este iguale o seu investimento, após um período. A TIR é calculada utilizando-se a mesma descrita anteriormente, porém igualando-se o VPL a zero e utilizando a TIR como incógnita de taxa de desconto.

Entre duas alternativas econômicas com TIR diferentes, a que apresenta a maior taxa representa o investimento que proporciona o maior retorno. O investimento será economicamente atraente somente se a TIR for maior do que a taxa mínima de atratividade.

De acordo com Dougherty e Sarkar (1993), os métodos da taxa interna de retorno (TIR) e do valor presente líquido (VPL) são os métodos mais utilizados por empresas de E&P na avaliação de seus projetos.

2.5 Simulação de Monte Carlo

A simulação, de acordo com Shamblin (1979), é uma ferramenta muito valiosa por permitir obter uma resposta a um problema particular, principalmente quando se trata de um sistema complexo.

Uma Simulação é a imitação da operação de um sistema ou de um processo do mundo real. O uso da Simulação busca representar de maneira próxima um evento real. A partir daí uma série de prévias considerações podem ser feitas, sem que seja necessário a implementação ou alteração do sistema real.

Andrade (2009) informa que a simulação possibilita a realização de interações internas de um dado sistema de uma companhia, no qual torna viável a tomada de decisão com uma redução considerável de custos, no caso de se observar individualmente cada variável. Ao definir os objetivos da simulação, amplitude e profundidade que se deseja analisar os resultados, pode iniciar a construção, a coleta de dados e o processo de construção do modelo. Esta ideia está consoante com os estudos de Corrar e Theophilo (2004) quando informam que as técnicas de simulação, com sua facilidade de automatização através de planilhas eletrônicas, permitem a análise da distribuição dos resultados de forma mais consistente sobre um comportamento futuro de decisões de determinadas variáveis decisórias.

O Método de Monte Carlo (ou Simulação de Monte Carlo - SMC) foi formalizado em 1949, por meio do artigo intitulado “Monte Carlo Method”, publicado por John Von Neumann e Stanislaw Ulam para a solução de problemas matemáticos cujo tratamento analítico era de difícil abordagem, durante a Segunda Guerra Mundial, através das pesquisas no Laboratório de Los Alamos e que resultaram na construção da primeira bomba atômica. O nome Simulação de Monte Carlo foi dado em referência ao nome de uma cidade no Principado de Mônaco,

famosa pelos seus cassinos que possuem diversos jogos como roletas, dados, máquinas de sorteio, etc., os quais apresentam um comportamento randômico (Jacinto, 2009).

O conceito básico da SMC é simular diversos possíveis cenários a partir de um mecanismo gerador de dados (processo estocástico) para a variável aleatória de interesse (Jorion, 1998) de forma a aproximar sua distribuição de probabilidade a sua distribuição de frequências de observações experimentais. A SMC é freqüentemente usada para estudar as propriedades estatísticas de diversos métodos de estimação de parâmetros de população. É particularmente útil para entender o comportamento dos estimadores em amostras pequenas ou finitas (Gujarat, 1995).

Uma vez definidas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, a partir das suas distribuições empíricas de probabilidades, são sorteados valores para cada uma destas variáveis. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório e novos cenários são sorteados até que se tenham estimativas precisas (Melo et al., 1999).

Ao final do processo, é feito um resumo estatístico das respostas do modelo considerado. O método requer um grande número de simulações do modelo, para verificar a propagação das incertezas nos dados de entrada sobre os resultados finais. Com respeito a um dado problema, o número de simulações deve ser tal que produza resultados satisfatórios, segundo uma tolerância preestabelecida (Jacinto, 2009).

O método de SMC apresenta diversas vantagens tais como, simplicidade conceitual, i.e., reaplicações de análises com o mesmo modelo utilizado nos métodos determinísticos; flexibilidade, i.e., facilidade de incorporação de modelagens complexas; obtenção de distribuições empíricas de probabilidades para os indicadores financeiros (Kleijnen, 1974).

Corrar e Theophilo (2004, p. 268) chamam a atenção para a facilidade de uso e os benefícios das técnicas de simulação:

“As técnicas de simulação podem ser facilmente automatizadas em planilhas eletrônicas, e a análise da distribuição dos resultados obtidos fornece conclusões consistentes sobre o comportamento futuro esperado de uma variável decisória. Constituem-se, por isso, em uma poderosa ferramenta de planejamento de ações à disposição das empresas.”

A necessidade de se considerar a variação dos parâmetros de entrada é fundamental para realização de uma avaliação concisa de um investimento, já que é impossível saber quais os valores exatos que o fluxo de caixa do projeto assumirá no futuro. Assim é necessário buscar métodos que consigam representar a imprevisibilidade futura (Malerba, 2003).

Segundo Flor (2012), no setor de Petróleo e Gás, a SMC aplicada à análise de viabilidade econômico-financeira de projetos permite obter dados realizados mais próximos dos projetados pela utilização da probabilidade no modelo, uma vez que a incerteza tem uma forte presença nas projeções.

A SMC pode ser utilizada em diversas áreas da ciência, como a física, engenharia, finanças, administração, economia e etc.. No entanto, cabe ressaltar que seu uso vem se disseminando cada vez mais, dada a facilidade hoje disponível de computadores com grande capacidade de processamento (Soares, 2006).

2.6 Gestão de Risco e Medidas de Risco

Segundo Jorion (2003), risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse. O aumento da volatilidade nos mercados financeiros globais nas últimas décadas fez surgir a necessidade do gerenciamento de risco e, devido às inovações tecnológicas, foi possível o desenvolvimento cada vez maior de medidas utilizadas para o gerenciamento de risco.

Risco e análise de decisão surgiram em meados do século XX, aproximadamente 50 anos depois de algumas ferramentas estatísticas necessárias ao estudo serem formalizadas (Jacinto, 2009).

Os últimos 20 anos perceberam uma grande evolução qualitativa dos métodos de gestão de riscos, especialmente no que diz respeito a instituições financeiras. E, como em outras áreas de conhecimento, a adaptação de modelos aplicados em instituições financeiras para instituições não financeiras aparece como consequência natural (Giamattey, 2011).

Servaes, Tamayo e Tufano (2009) afirmam que a gestão de riscos em corporações é vista como um conjunto de métodos e procedimentos pelos quais

executivos identificam o nível de exposição ao risco de suas organizações e decidem quais riscos reter e quais transferir para terceiros através de uma variedade de técnicas de gestão de riscos. Nesse sentido, um dos principais benefícios da gestão de riscos é aumentar a qualidade da tomada de decisão. Outro benefício percebido da gestão de riscos está associado à redução de volatilidade dos lucros das organizações e na gestão da sua reputação, ambos conectados com a visão de longo prazo de seu valor e rentabilidade.

Para Silva et al. (2006), a análise de risco de projetos de investimento é uma forma de conhecer melhor os riscos envolvidos, identificando e quantificando o risco das variáveis que mais influenciam o resultado econômico do projeto. Tal conhecimento é muito útil para auxiliar os decisores na seleção dos projetos a serem implantados. Isto é particularmente importante em projetos de grande porte e alto grau de incerteza, como costuma ser o caso dos projetos de desenvolvimento da produção de campos de petróleo. Em seu trabalho, os autores apresentaram uma metodologia de análise de risco e sua aplicação em um estudo de caso de um campo marítimo de petróleo em águas profundas. Os autores destacaram que as principais incertezas em projetos de desenvolvimento da produção de campos marítimos de petróleo dizem respeito à curva de produção, aos investimentos, aos custos operacionais, ao atraso no cronograma de implantação do projeto e aos preços dos insumos (óleo e gás). Os resultados da análise de risco indicaram que a curva de produção e os investimentos foram os itens que causaram maior impacto no VPL do projeto, considerando-se somente as incertezas técnicas.

2.6.1 O modelo média-variância de Markowitz

O modelo média-variância de Markowitz permitiu que investidores, pela primeira vez, utilizassem conceitos de risco e retorno de forma combinada na avaliação de investimentos (Araújo, 2006).

Apesar da disseminação do modelo, este tem sofrido algumas críticas, sendo que a principal está relacionada ao fato de que essa metodologia é apropriada somente nas situações em que os retornos são normalmente distribuídos ou em que os investidores possuem funções de utilidade quadrática.

Devido à variância ser uma medida simétrica, ela penaliza tanto desvios positivos quanto desvios negativos em relação à média. Entretanto, a variabilidade dos retornos, quando positivos não deveria ser penalizada, pois investidores, em sua maior parte, se preocupam com baixos rendimentos da carteira, e não com os altos (Kahneman e Taversky, 1979).

2.6.2 Value at Risk (VaR)

Segundo Jorion (2003), o Value at Risk (VaR) mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança.

O VaR é o quantil da distribuição de valor de um determinado ativo determinado pelo nível de significância desejado para essa métrica. É uma medida única, e de forma intuitiva pode-se afirmar que, em média, espera-se que o VaR seja violado uma vez a cada $1/\alpha$ períodos, sendo α o nível de significância do VaR (Giamattey, 2011).

O VaR no horizonte de tempo t pode ser matematicamente definido através da fórmula:

$$P(\Delta X_t \leq \text{VaR}) = \alpha$$

onde α denota o nível de significância do teste e ΔX_t a variação do valor de um ativo em t .

O VaR calculado de forma analítica baseia-se na suposição de os retornos, em tempo discreto ou contínuo, serem distribuídos normalmente. Para retornos aritméticos a fórmula de cálculo do VaR é

$$\text{VaR} = X_0 z_{1-\alpha} \sigma$$

onde X_0 denota o valor do ativo, $z_{1-\alpha}$ é a constante que determina o número de desvios-padrão que corresponde ao nível de significância do teste, e σ é a volatilidade do retorno.

2.6.3 Conditional Value at Risk (CVaR)

O Conditional Value at Risk (CVaR), é a média dos quantis de pior cenário. Sua medida não foca apenas no valor que “separa” os $\alpha\%$ melhores cenários dos $(1-\alpha)\%$ piores, mas identifica qual a média dos cenários pessimistas (Ribeiro, 2009).

Dada as limitações da variância e do VaR, Rockafellar e Uryasev (1999) introduziram o termo Conditional Value-at-Risk (CVaR), que também é conhecido como *Mean Excess Loss*, *Mean Shortfall* ou *Tail Value at Risk*. O CVaR mede a perda esperada condicionada às perdas que excederem ou forem iguais ao VaR. Ou seja, seria o mesmo que a média das perdas maiores ou iguais ao VaR.

Essa medida de risco foca tanto na frequência quanto no tamanho das perdas dos pontos extremos (*outliers*), e não somente na frequência, como ocorre com o cálculo de VaR. O CVaR verifica o risco potencial da cauda da distribuição de retornos (Araújo, 2006).

Uma das deficiências do VaR é não fornecer a magnitude das possíveis perdas além do limite que o mesmo identifica, ou seja, não possibilita nenhuma informação sobre o quão grande pode ser o prejuízo - uma vez que este é representado pelo extremo da cauda esquerda da distribuição e representa a parcela que é superior ao próprio VaR - e dado que há uma pequena probabilidade (mas não nula) do investidor sofrer uma perda maior que o VaR. Desta maneira, segundo Liang e Park (2007), o CVaR quantifica este montante, uma vez que mensura a quantia esperada condicionada ao fato de que o valor do prejuízo excede o limite estimado pelo VaR, ou seja, o CVaR representa o prejuízo médio maior ou igual ao VaR.

O cálculo do CVaR apresenta da seguinte forma:

$$ES_{\alpha} = E(R | R > VaR_{\alpha})$$

Para uma distribuição contínua, é definido como:

$$ES_{\alpha} = E(R | R > VaR_{\alpha}) = \frac{1}{1 - F_R(VaR_{\alpha})} \int_{VaR_{\alpha}}^U r f_r(R) dR$$

Na figura 6, Ribeiro (2009) explicita bem a diferença entre a utilização do VaR e do CVaR. Ambas as distribuições de retornos (A e B) possuem o mesmo VaR, mas a distribuição de B tem um CVaR pior, ou seja, se a métrica escolhida fosse o VaR, o investidor estaria indiferente entre as duas curvas, mas se a métrica escolhida fosse o CVaR, B seria preterida.

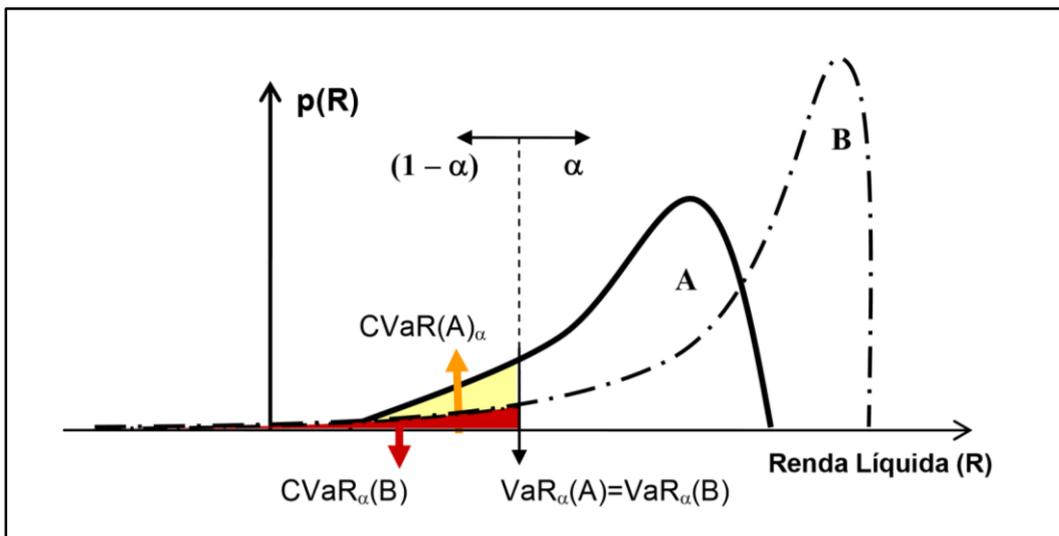


Figura 6 – CVaR – Conditional Value at Risk. Fonte: Ribeiro (2009)

O que ocorre é que a distribuição B, ao contrário da A, apresenta cenários de perda muito grandes, ainda que com baixa probabilidade. O CVaR “captura” esse efeito, e penaliza B quando comparada com a A. De fato, quando se está muito preocupado com os cenários de perda (de baixo resultado), quando o objetivo é evitá-los a qualquer custo, a medida CVaR se apresenta como mais adequada.

Outra razão apresentada por Artzner et al. (1999), Dowd (2005) e Liang e Park (2007) como vantagem do CVaR em relação ao VaR, é que enquanto o segundo apresenta não conformidades com algumas propriedades matemáticas, como a falta de convexidade, monotonicidade e subaditividade, o CVaR respeita estas propriedades.

2.6.4 Estudos na Indústria do Petróleo

Giamatthey (2011) estabeleceu um modelo quantitativo de gestão de riscos de um ativo de produção de petróleo, notadamente o valor em risco do seu fluxo de caixa e de sua rentabilidade. Para tanto, utilizou um modelo de fluxo de caixa onde a receita operacional foi definida como variável estocástica. A receita operacional foi estimada a partir de uma função de perdas que descreve o volume de produção de petróleo, e de uma trajetória de preços definida por um modelo geométrico browniano sem reversão a média e com volatilidade descrita por um processo GARCH.

Os resultados obtidos demonstram que o modelo proposto é capaz de fornecer informações importantes para a gestão de riscos de ativos de produção de petróleo ao passo que permite a quantificação de diferentes fatores de risco que afetam a rentabilidade das operações. Por fim, o modelo aqui proposto pode ser estendido para a avaliação do risco financeiro e operacional de um conjunto de ativos de petróleo, considerando sua estrutura de dependência e a existência de restrições de recursos financeiros, físicos e humanos.

Carneiro (2008) utilizou o CVaR como medida de risco no seu modelo de otimização sob incerteza para avaliar o portfólio de investimentos no longo prazo de uma cadeia integrada de petróleo e derivados. O trabalho propôs uma metodologia para auxiliar a tomada de decisão em relação aos projetos que deveriam ser considerados na carteira de investimentos na área de abastecimento de petróleo.

Moreira (2014) apresentou uma metodologia utilizando as medidas de risco VaR e CVaR com o objetivo de otimizar a alocação do portfólio de commodities de derivados do petróleo tendo em vista que o investidor quer proteger seus ativos de perdas potenciais dada a incerteza presente nos mercados de commodities de derivados de petróleo.

Bruno (2008) estudou o problema de otimizar o retorno esperado de um portfólio de investimentos em ativos reais de uma empresa que atua no setor de Gás e Energia. O retorno foi calculado pelo Valor Presente Líquido (VPL) do lucro líquido da empresa, resultante de sua operação em longo prazo e considerou tanto seu resultado operacional quanto a aquisição dos ativos do portfólio. O risco foi controlado mediante restrições ao risco máximo aceitável, medido com a função

CVaR. A abordagem levou em consideração diferentes cenários de demanda que possuíam probabilidades de ocorrência conhecidas. Segundo o autor a inclusão de uma restrição de CVaR no modelo foi uma abordagem interessante para a gestão de riscos, pelo fato de possuir boas propriedades, tanto do ponto de vista da teoria de finanças quanto do ponto de vista de otimização. Outro uso do modelo de interesse prático para a indústria seria como ferramenta de avaliação (*valuation*) de projetos.

3 Descrição do Problema

Neste capítulo, primeiramente, será descrito as características do projeto objeto deste estudo. As condições de contorno no qual ele está inserido serão delineadas e será levantada a questão chave que se pretende responder ao final deste trabalho. Para isto, uma metodologia foi proposta no subitem 3.3 com este objetivo.

3.1 O Projeto

O projeto em análise neste trabalho consiste em viabilizar a produção de óleo e gás de um campo *offshore* no Brasil por meio da implantação de infraestrutura para escoamento e processamento do gás produzido e não especificado. O projeto é composto por um gasoduto, parte *offshore* e *onshore*, e uma Unidade de Tratamento de Gás (UTG), conforme Figura 7.

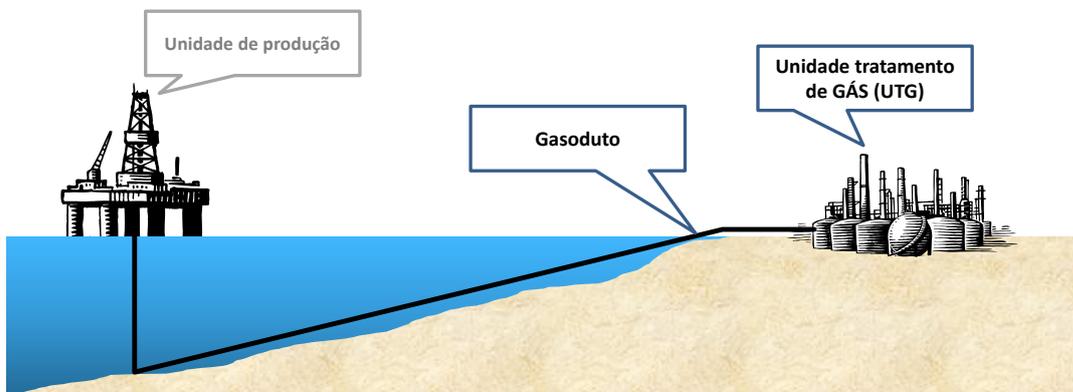


Figura 7 – Esquema de escoamento de gás natural. Fonte: Autor

3.2 Decisões

O projeto encontra-se na fase de desenvolvimento da produção e ainda há incertezas quanto a sua curva de produção. Soma-se a este fato que novas

descobertas vêm sendo feitas em áreas adjacentes e poderão futuramente ser conectadas a esta infraestrutura de escoamento.

A fim de não impactar a entrada em operação do projeto de produção, decisões de investimento como a infraestrutura necessária para escoamento do gás devem ser tomadas nesta fase do projeto. A capacidade do gasoduto de escoamento do gás assim como a capacidade de processamento da UTG deve então ser definida.

Vale ressaltar, que para cenários de volumes de produção de gás maiores do que a capacidade de projeto, a produção fica limitada pela capacidade de escoamento. Nestes casos, inevitavelmente, o volume de gás excedente deve ser reinjetado no reservatório. Quando isto ocorre, a geração de receita é inferior ao que se teria caso a decisão fosse por uma infraestrutura de escoamento de maior dimensão. Por outro lado, em cenários de baixos volumes de gás e com investimento em projeto de grande capacidade, a infraestrutura de escoamento fica a maior parte do tempo ociosa, não gerando receita suficiente para remunerar o alto investimento. Nenhum destes dois cenários extremos é desejável, pois não maximiza o retorno sobre o investimento realizado. Deste modo, a melhor alternativa tenderá ser um projeto intermediário que minimize a perda destes dois cenários.

Assim, neste contexto ainda incerto quanto ao real nível de produção destes campos, o tomador de decisão deve fazer a escolha do tamanho ótimo de projeto dentre as alternativas levantadas pelas equipes envolvidas no projeto.

As alternativas de projeto são combinações entre as opções de diâmetro do gasoduto de escoamento que levará o gás da unidade de produção até o litoral e a capacidade de tratamento deste gás em terra na UTG. Sete possíveis projetos foram elencados para decisão de investimento. Os projetos foram definidos a partir de especificações e tecnologias disponíveis no mercado, e no entendimento da equipe coordenadora do projeto, de que a solução ideal de escoamento estaria entre estes sete projetos pré-selecionados.

3.3 Metodologia

O primeiro passo é a elaboração do fluxo de caixa do projeto. A Tabela 1 apresenta o modelo de fluxo de caixa adotado neste trabalho.

	Períodos				
	1	2	3	...	n
(=) Receita Líquida					
(-) Custos operacionais					
(-) Depreciação					
(=) Lucro Tributável					
(-) IR e CSLL					
(=) Lucro Líquido					
(+) Volta da depreciação					
(-) Investimento					
(=) Fluxo de Caixa Livre					

Tabela 1 – Modelo de fluxo de caixa. Fonte: Autor

A Equação (1) define o fluxo de caixa livre utilizado neste trabalho, em que cada termo da equação será brevemente definido. Os principais componentes do fluxo de caixa são: produção, preços, custos operacionais, investimentos, depreciação e tributos.

$$FCL = (Rec_{liq} - CO - Dep) \times (1 - IR - CSSL) + Dep - Inv \quad (1)$$

sendo:

FCL: Fluxo de caixa livre;

Rec_{liq}: Receita líquida da venda de gás;

CO: custos operacionais;

Dep: Depreciação do investimento

IR: Alíquota de imposto de renda;

CSSL: Alíquota de contribuição social sobre o lucro líquido;

Inv: Investimento.

De acordo com o Giamatthey (2011), o fluxo de caixa advindo da operação de um campo de petróleo é função da sua receita operacional, sua estrutura de custos e do arcabouço tributário a que ele está submetido. A receita operacional advém das variáveis preço e produção, podendo a primeira ser tratada como um risco de mercado, exógeno. Assim sendo, e de forma endógena, o principal risco associado à rentabilidade de campos de petróleo em operação é a realização da sua curva de produção.

A receita líquida do projeto então é obtida a partir da curva de produção de gás e o preço do gás natural. Os investimentos e custos operacionais foram estimados baseados em experiências de projetos similares realizados pela empresa e métricas internacionais utilizadas na indústria.

O método de depreciação do investimento foi o método de depreciação linear. Ele é o método mais simples e mais utilizado e consiste apenas em dividir o total do investimento a depreciar pelo número de anos de vida útil do bem. A depreciação tem o efeito de reduzir a base de cálculo dos tributos, que no modelo são o imposto de renda (IR) e a contribuição social sobre lucro líquido (CSLL).

Com a projeção e cálculo destes itens do fluxo de caixa ao longo da vida econômica do projeto se obtém o fluxo de caixa livre do projeto. Os valores do fluxo de caixa livre são descontados pela taxa mínima de atratividade (TMA), que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento.

Assim, o primeiro passo consiste na resolução determinística do problema. Com o fluxo acima e a inserção dos dados de entrada pode-se calcular o fluxo de caixa livre e a partir dele o valor presente líquido (VPL) determinístico do projeto. Os cálculos foram efetuados por meio de uma planilha eletrônica elaborada no Microsoft® Excel, onde foi estruturada a base de cálculo para a simulação.

Diz-se que um fenômeno é determinístico quando apresenta um só resultado sob as mesmas condições de experimentação, isto é, se a experiência não se altera o seu resultado é sempre o mesmo. Já os fenômenos aleatórios, ainda que repetidos sob as mesmas condições iniciais, apresentam resultados distintos ou incertos, porque estão sujeitos às leis do acaso.

A etapa seguinte após a resolução determinística, é a inserção da componente aleatória no modelo. Variáveis como preço, investimento e custos operacionais poderiam ser tratadas como variáveis aleatórias e a cada uma delas ser atribuídas distribuições de probabilidade, contudo, o presente trabalho se restringiu a analisar a variável curva de produção e seu impacto na tomada de decisão do dimensionamento do projeto de escoamento de gás natural.

Vale ressaltar que os sete projetos do estudo de caso são conceitualmente equivalentes e divergem, basicamente, na capacidade volumétrica de escoamento de gás. As variáveis preço de gás, investimento e custos operacionais impactam o resultado econômico dos projetos de forma similar em suas devidas proporções.

Estas variáveis são importantes e devem ser consideradas em uma análise de risco de projetos de escoamento de gás, no entanto, neste trabalho, como pretendemos fazer a escolha do projeto de melhor escala para atender a produção futura de gás natural, optou-se por analisar a variável curva de produção de forma isolada, atribuindo a ela uma distribuição de probabilidade e tratando todos os demais parâmetros do fluxo de caixa de forma determinística.

De acordo com Silva et al. (2006), na análise econômica de projetos de desenvolvimento da produção de petróleo e gás, a curva de produção deve representar o conjunto das principais incertezas existentes. Para tanto, recomenda-se a obtenção do maior número possível de curvas de produção, considerando-se os parâmetros que mais causam impacto no reservatório. Para cada cenário - combinação de parâmetros sob análise - gera-se uma nova curva de produção, o que altera, conseqüentemente, o resultado econômico do projeto.

Para incluir a incerteza da produção de gás na análise realizada, foi utilizada a distribuição normal de probabilidade. A distribuição normal foi adotada porque não há histórico relativo à produção dos campos de produção em análise que possam ser considerados e a opção por distribuições de probabilidade mais sofisticadas ou assimétricas poderia distorcer o resultado, já que estipular os parâmetros que definem o comportamento matemático destas funções não é uma tarefa simples.

A distribuição normal no modelo foi utilizada para a geração de um fator. Este fator multiplicado pela curva de produção do cenário base gerou as curvas necessária para a análise dos projetos.

A curva de produção do cenário base, expresso em metro cúbico de gás natural, representa os volumes de produção mensais estimados e definidos pela equipe responsável pelo projeto para os estudos iniciais de viabilidade econômica.

O fator multiplicador da curva de produção é representado no software @Risk da seguinte forma: RiskNormalAlt (5%;0,5;95%;1,5;RiskTruncate(0;)). Diferente dos parâmetros média e desvio padrão que são normalmente utilizados para definição da função de distribuição normal, esta fórmula do @Risk define a função a partir do percentil 5 e 95, que são respectivamente, 0,5 e 1,5 com a função truncada em zero à esquerda. A Figura 8 é a representação gráfica da função de distribuição normal do modelo deste estudo.

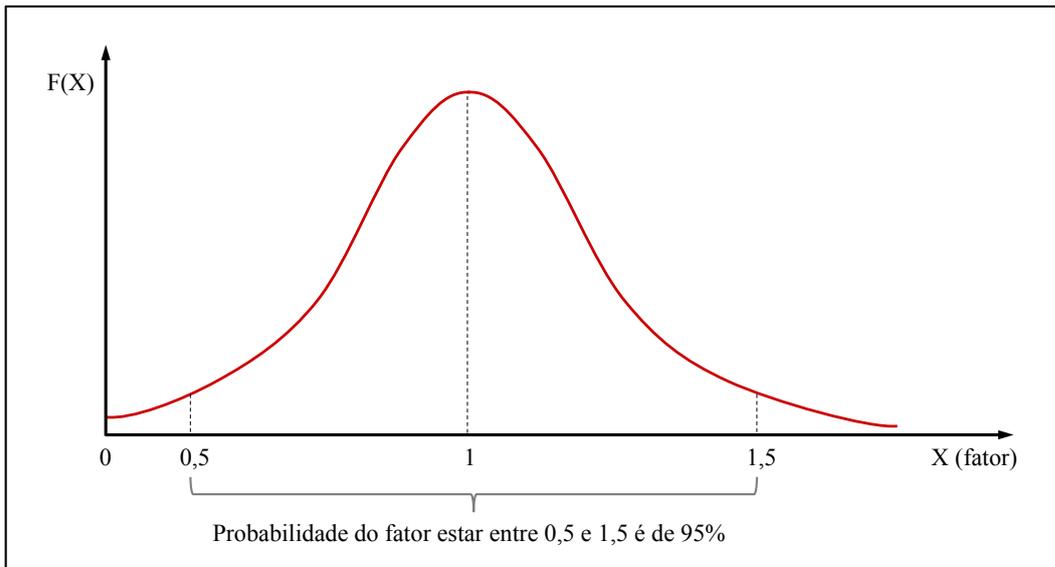


Figura 8 – Função de distribuição normal do fator da curva de produção. Fonte: Autor

A função nos indica que 95% dos valores gerados na simulação estariam entre 0,5 e 1,5. Ao multiplicarmos o fator pela curva de produção do cenário base, podemos interpretar que 95% da curva de produção simuladas estariam entre o intervalo mínimo e máximo de -50% e $+50\%$ do volume da curva de produção do cenário base. Já a função foi definida como truncada em zero à esquerda, pois não faz sentido a geração de curvas de produção com volumes negativos. Na Figura 9 temos a curva de produção do cenário base e mais 30 curvas que foram simuladas pelo modelo.

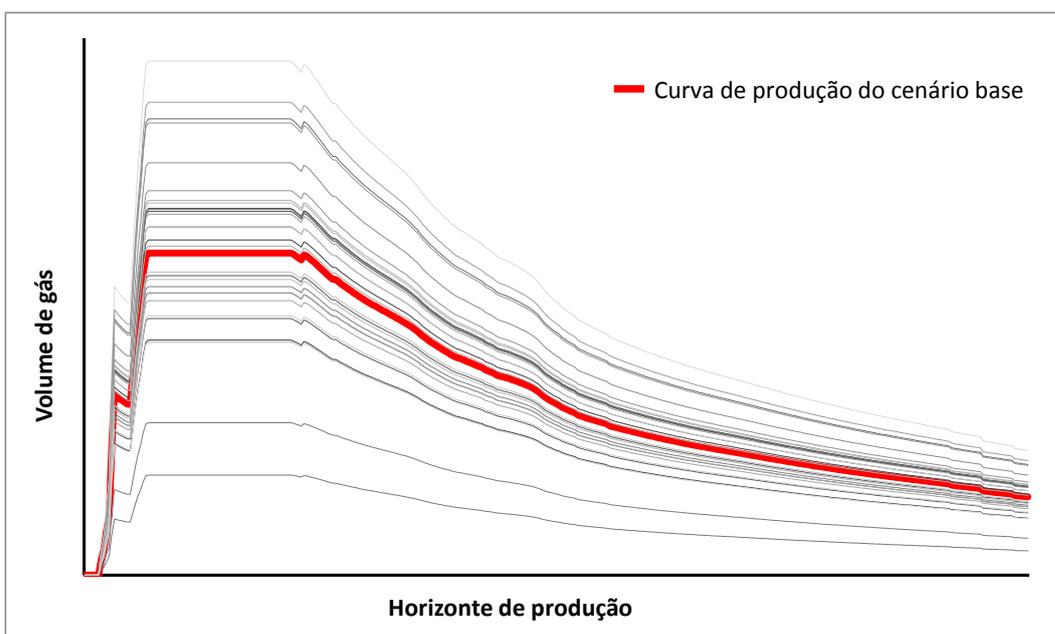


Figura 9 – Curva de produção de gás. Fonte: Autor

Apesar da Figura 9 apresentar apenas 30 curvas, após a definição da distribuição de probabilidade, com auxílio do software @Risk, são realizadas 10.000 simulações. Em cada simulação, é gerada uma curva de produção de gás e calculado os VPL de cada um dos sete projetos de escoamento considerados.

Vale ressaltar, que antes de realizar a simulação com 10.000 iterações, o modelo foi testado de forma a testar sua estabilidade. Para o total de 10.000 simulações as divergências das estatísticas dos resultados foram mínimas. As interpretações dos resultados não são diferentes e apontam para as mesmas conclusões relativas aos projetos. Portanto, um número maior de iterações apenas aumentaria o custo computacional sem um ganho real de informação para tomada de decisão.

Silva et al. (2006), na realização da análise de risco de um projeto de investimento de produção petróleo, utilizou o software @Risk e considerou para o modelo de seu estudo, como um número bastante razoável, a realização de 10.000 iterações.

Após a realização da simulação com a geração dos 10.000 cenários de curva de produção, para cada um dos sete projetos, são calculadas duas medidas fundamentais deste estudo. A primeira é o cálculo da medida de risco CVaR a nível $\beta = 95\%$, que representa a média das 5% maiores perdas. E o segundo é o cálculo do retorno médio dos projetos obtido a partir da média dos 10.000 VPL da simulação.

Com estas medidas calculadas, em um gráfico, no qual cada um dos eixos representa a medida de risco CVaR e o retorno médio, os resultados dos projetos são plotados no gráfico nos proporcionando algumas informações interessantes para a tomada de decisão do melhor projeto a se implementado.

4 Estudo de Caso

4.1 Entrada

A Tabela 2 apresenta a estimativa de investimento e os custos operacionais de cada uma das 7 alternativas de projeto.

Projeto	Diâmetro do Gasoduto (polegadas)	Capacidade (MMm ³ /d)			Investimento Gasoduto + UTG (unidades monetárias)	Custos operacionais (unid. monetárias/ano)
		Gasoduto de escoamento	UTG 1	UTG 2		
1	12,75	7	7		13.404	402
2	12,75	8	8		14.604	438
3	14	10	10		17.495	525
4	16	15	15		21.280	638
5	16	15	8	7	24.280	728
6	20	20	20		25.065	752
7	20	20	10	10	31.065	932

Tabela 2 – Estimativas dos projetos. Fonte: Autor

Conforme pode ser observado na Tabela 2, os projetos 5 e 7 preveem dois módulos de tratamento de gás, sendo que o segundo módulo entra em operação três anos após a entrada em operação do primeiro módulo. A vida econômica do projeto é de 30 anos e a curva de produção de gás do cenário base é projetada em termos mensais em milhões de m³/dia.

Na modelagem adotada, quando a produção de gás excede a capacidade de escoamento e tratamento do projeto considera-se que este gás pode ser reinjetado no reservatório e produzido posteriormente se houver ociosidade de capacidade.

A Figura 10 apresenta duas possíveis curvas de produção de gás simuladas considerando a capacidade de escoamento e processamento de um dado projeto.

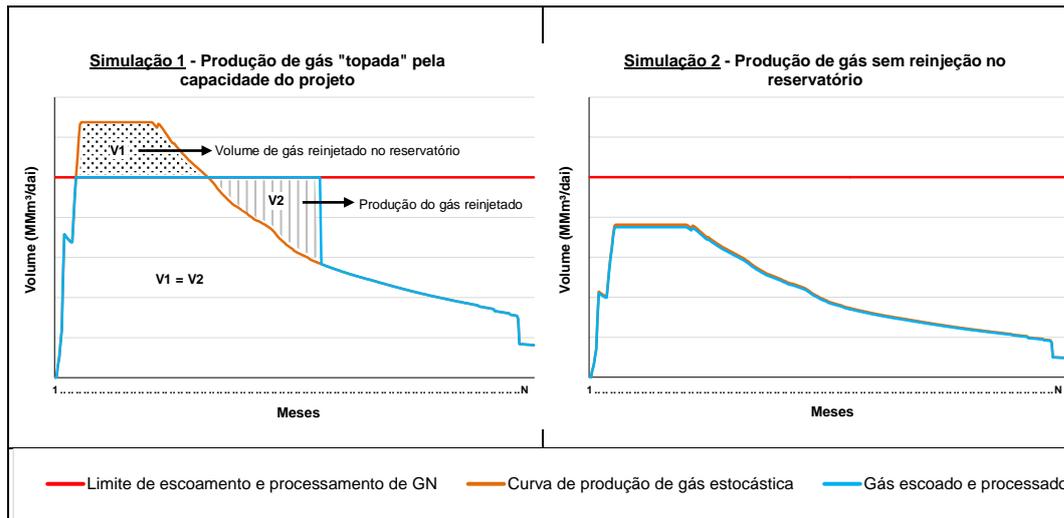


Figura 10 – Simulação da produção de gás. Fonte: Autor

Na simulação 1 da Figura 10, o volume de gás que excede a capacidade do projeto é reinjetado no reservatório e produzido posteriormente. Já na simulação 2, a capacidade do projeto é suficiente para escoar e processar toda a produção de gás ao longo da vida útil do projeto sem a necessidade de reinjeção nos reservatórios de produção. Não foi considerado no modelo possíveis perdas que possam vir a ocorrer com a redução da produção de óleo devido a falta de capacidade de escoamento da produção de gás.

Na projeção do fluxo de caixa dos projetos, a curva de desembolso dos investimentos, a taxa de desconto do fluxo de caixa, o período de depreciação do investimento, a curva de preço do gás natural, as alíquotas tributárias de imposto de renda (IR) e contribuição social sobre lucro líquido (CSSL) são iguais para as sete alternativas.

4.2 Resultados Numéricos

Na simulação foram gerados 10.000 cenários de curva de produção de gás e calculado os resultados para cada um dos 7 projetos. Conforme pode ser observado, o projeto 4 apresentou o maior VPL em 4.434 cenários. Já o projeto 1 teve o menor VPL em 7.042 cenários. A Figura 11, mostra para cada um dos projetos, a posição do seu resultado econômico em relação aos demais.

Projeto	Número de iterações						
	1	2	3	4	5	6	7
Maior VPL	632	698	1.583	4.434	0	2.653	0
2º maior VPL	432	1.416	835	1.949	3.075	790	1.503
3º maior VPL	576	365	1.655	1.977	2.545	2.484	397
4º maior VPL	284	406	1.133	1.640	2.456	1.188	2.893
5º maior VPL	325	872	4.794	0	1.924	636	1.449
6º maior VPL	709	6.243	0	0	0	2.249	799
Menor VPL	7.042	0	0	0	0	0	2.958

Figura 11 – Ranking dos resultados. Fonte: Autor

Na Figura 12 observamos a frequência de resultados por intervalos de VPL. Os histogramas mostram as distribuições destes resultados e explicitam algumas características dos projetos. O projeto 1, por exemplo, é o projeto de menor capacidade de escoamento e processamento de gás. Em cenários em que a curva de produção de gás é alta, este projeto não tem a capacidade suficiente de escoamento e processamento. A produção de gás fica limitada pela capacidade da infraestrutura e o volume que excede sua capacidade é reinjetado no reservatório.

Por ser o projeto de menor capacidade, o projeto 1 também é o de menor investimento e o de menor custo operacional. Em cenários de grandes volumes, estas duas características somadas ao limite de capacidade com conseqüente postergação da monetização do gás a ser produzido por reinjetá-lo no reservatório, faz com que os resultados econômicos do projeto 1 fiquem mais limitados e concentrados como se pode observar na Figura 12.

VLP (unid. monetárias)	Frequência						
	Projeto 1	Projeto 2	Projeto 3	Projeto 4	Projeto 5	Projeto 6	Projeto 7
VLP < -1.212	0	0	3	9	13	18	35
-1.212 < VLP < 92	29	35	47	71	86	105	158
92 < VLP < 1.396	141	157	205	284	327	382	521
1.396 < VLP < 2.700	595	538	632	797	884	984	1215
2.700 < VLP < 4.004	9235	7378	1761	1590	1689	1796	2006
4.004 < VLP < 5.307	0	1892	7352	2244	2331	2321	2343
5.307 < VLP < 6.611	0	0	0	2973	2974	2124	1940
6.611 < VLP < 7.915	0	0	0	1950	1696	1453	1258
VLP > 7.915	0	0	0	82	0	817	524
Histograma							

Figura 12 – Frequência e estatísticas dos resultados. Fonte: Autor

No outro extremo está o projeto 7. Este é o projeto de maior capacidade de escoamento e processamento de gás e também o de maior investimento e custo operacional. Em poucos cenários a produção de gás é limitada por sua capacidade. Para curvas de gás com expectativas de grande volume de gás, os resultados são

extremamente positivos. No entanto, para cenários de volumes menores de gás, a infraestrutura fica ociosa, o investimento realizado não é remunerado e os resultados são afetados negativamente.

A Tabela 3 apresenta algumas estatísticas da simulação. Os projetos de maior capacidade, nos quais a capacidade não é fator limitante para o escoamento da produção, tendem a ter um resultado médio maior, um desvio padrão maior e uma diferença entre os valores mínimos e máximos dos resultados simulados maior que os projetos de menor capacidade.

<i>Estatísticas</i>	<i>Projeto 1</i>	<i>Projeto 2</i>	<i>Projeto 3</i>	<i>Projeto 4</i>	<i>Projeto 5</i>	<i>Projeto 6</i>	<i>Projeto 7</i>
Mínimo	-1.102	-1.208	-1.465	-1.800	-1.959	-2.136	-2.515
Máximo	3.490	4.040	5.097	8.030	7.871	10.523	10.143
Média	3.271	3.685	4.279	5.013	4.854	4.939	4.560
Desvio Padrão	474	642	1.018	1.783	1.783	2.106	2.106
5% Perc	2.375	2.311	2.055	1.719	1.560	1.383	1.004

Tabela 3 – Estatísticas dos resultados. Fonte: Autor

Na Figura 13 é uma síntese das principais consequências observadas nas simulações realizadas no estudo ao se considerar suas características. A depender do tamanho do projeto, os resultados são diversos. As consequências e os impactos da escolha do projeto são relevantes e os decisores devem leva-los em consideração na tomada de decisão do projeto a ser implementado.

		Projeto X	←-----→	Projeto Y
Características	Capacidade de escoamento de gás	Baixa		Alto
	Investimento e custos operacionais	Baixo		Alto
Consequências	Probabilidade de reinjeção de gás	Alto		Baixo
	Fator de utilização da infraestrutura	Alto		Baixo
	Retorno econômico	Baixo		Alto
	Risco econômico	Baixo		Alto

Figura 13 – Características e consequências dos projetos. Fonte: Autor

Apesar dos projetos de maior capacidade apresentar resultados médios mais altos, por outro lado, também são estes projetos que obtêm os resultados mais negativos. Na Figura 14, temos o 5º percentil dos resultados simulados. Enquanto o projeto 1, tem 25 resultados negativos, sendo o pior resultado o valor de **-1.101** unidades monetárias, o projeto 7, tem 174 resultados negativos, sendo o pior resultado **-2.515** unidades monetárias.

VLP (unid. monetárias)	Frequência						
	1	2	3	4	5	6	7
VPL ≤ -2.515	0	0	0	0	0	0	1
-2.515 < VPL < -2.026	0	0	0	0	0	2	7
-2.026 < VPL < -1.538	0	0	0	3	6	7	12
-1.538 < VPL < -1.049	2	3	6	10	12	16	24
-1.049 < VPL < -560	6	7	11	19	22	27	44
-560 < VPL < -71	14	17	23	32	40	49	72
-71 < VPL < 418	27	29	40	59	68	80	116
418 < VPL < 907	46	51	67	94	109	129	179
907 < VPL < 1.396	76	85	109	148	170	190	45
1.396 < VPL < 1.885	123	135	167	135	73	0	0
1.885 < VPL < 2.374	206	173	77	0	0	0	0
Percentil 5%	2.375	2.311	2.055	1.719	1.560	1.383	1.004
Média do 5º percentil	1.530	1.430	1.174	836	679	502	123

Figura 14 – Frequência dos resultados do 5º percentil. Fonte: Autor

Temos também na Figura 14, a média do 5º percentil dos resultados. Esta média expressa a medida de risco CVaR para o 5% piores cenários de cada projeto. O CVAR quantifica "quão" grande é, na média, a perda (risco) a que se está sujeito cada um dos projetos, fornecendo dessa forma informações sobre a distribuição da cauda.

Tendo em vista os altos valores de investimento do setor de óleo e gás deve-se levar em conta o risco envolvido em empreendimentos deste porte. Neste contexto, se torna importante detectar cenários catastróficos de perdas de valor para que os tomadores de decisão considerem de forma equânime tanto os retornos esperados como os riscos dos projetos.

A Figura 15 representa a relação risco e retorno $F(x)$ para um dado nível de aversão ao risco do tomador de decisão, β . Como se observar na Figura 14, o CVaR é a média do 5º percentil, e quanto maior o seu valor, menos arriscado é a alternativa de projeto. Desta forma, na função $F(x)$, a medida CVaR é expressa de forma inversa.

$$F(x) = \beta \cdot (10^6 / CVaR) + (1 - \beta) \cdot \text{Retorno esperado}$$

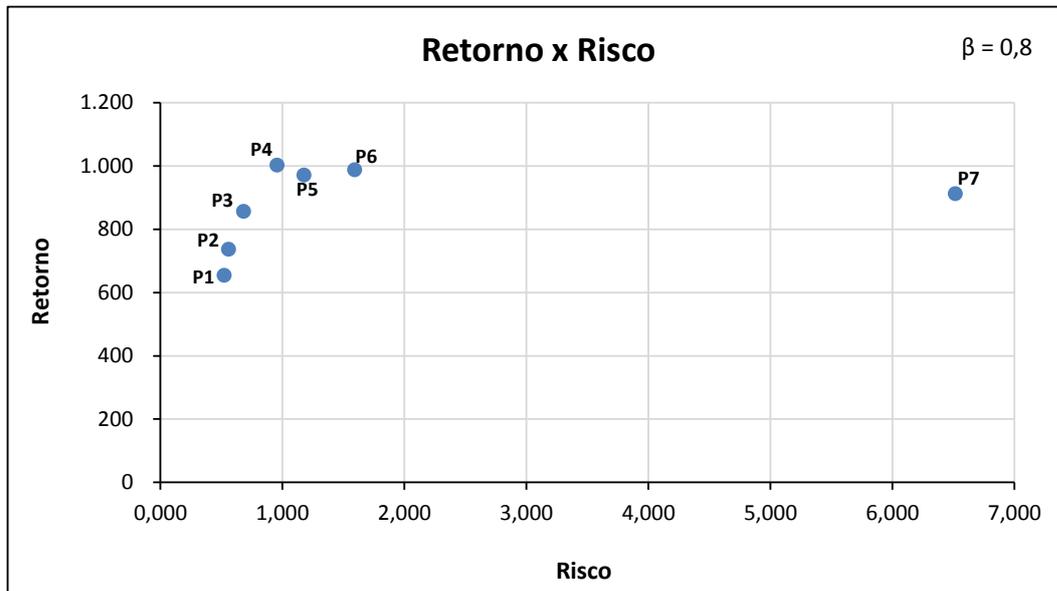


Figura 15 – Relação risco x retorno. Fonte: Autor

O nível de aversão ao risco β pode variar de 0 (zero) a 1 (um), sendo que sua variação não altera de forma relevante a relação risco e retorno e a análise quando comparamos projeto a projeto.

4.3 Análise e Discussão

Considerando a relação risco retorno da Figura 15, o projeto 7 é o que apresenta, de forma mais evidente, a pior relação. Os projetos 4, 5 e 6 estão mais próximos no gráfico, no entanto, o projeto 4 tem um retorno esperado superior quando comparamos com os projetos 5 e 6, e ainda sim, tem um risco inferior a eles.

Os projetos 1, 2, 3 e 4, nesta ordem, têm retornos e riscos crescentes. O projeto 4, a princípio, aparenta ser a melhor opção de investimento. Ele em relação aos demais é que tem maior retorno para um nível não muito maior de risco. No entanto, esta diferença é tênue e deve-se levar em consideração na decisão de investimento, o quanto os gestores exigem de retorno do capital empregado e o quanto estão propensos a tomarem de risco para obter tais retornos.

5 Conclusão

As incertezas estão presentes ao longo de toda a cadeia do setor de óleo e gás. Dúvidas relativas ao tamanho das reservas, perfil de produção, produtividade e custos fazem parte do negócio. Nas fases de avaliação e desenvolvimento de campos de óleo e gás, as incertezas permeiam as análises dos projetos em um elevado grau. Este cenário de incertezas exerce um forte impacto nos resultados econômicos dos projetos e é potencializado por se tratar de uma indústria altamente intensiva em capital. Os investimentos são elevados assim como nos projetos de escoamento e tratamento de gás natural considerados neste estudo.

Deste modo, a fim de auxiliar a tomada de decisão de investimento em projetos desta natureza, o presente trabalho teve como objetivo propor um método de análise que levasse em consideração o binômio risco e retorno. Com este intuito, a metodologia proposta aplicou conceitos de análise econômica, simulação e análise de risco em um caso real da indústria de óleo e gás.

Na análise dos resultados ficou evidenciado que a metodologia por si só não define de forma acertiva o melhor projeto, mas auxilia os gestores envolvidos na tomada de decisão na escolha do projeto mais indicado ao se considerar os retornos e riscos que a companhia esteja disposta a incorrer.

A metodologia se mostrou aderente e útil para problemas deste tipo, podendo ser aplicada em outros setores econômicos nos quais a tomada de decisão de investimento ocorra em ambiente de incertezas.

Por fim, com relação a futuros trabalhos, estes poderiam ter uma abordagem diferente em relação a modelagem da incerteza que foi adotada neste estudo. Outras variáveis poderiam ser consideradas na metodologia, como também outras funções de distribuições de probabilidade.

6 Referências Bibliográficas

ABEGÁS (2014) – **Gás natural no Brasil – Desafios e oportunidades de negócios**. Disponível em www.abegas.org.br/Site/?p=40860. Acesso em Dezembro de 2014

ALMEIDA, Edmar Fagundes (2013) – **A indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos** / Edmar Fagundes de Almeida, Marcelo Colomer. – Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ANDRADE, E.L. **Introdução à Pesquisa Operacional: Métodos e Modelos para Análise de Dados**. Rio de Janeiro: LTC, 2009. 4ª edição.

ANNEL (2005) – **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Segunda edição, Brasília, 2005.

ARAÚJO, Lucas Machado Braga (2009). **Composição de Fundo de Fundos Multimercado - Otimização de Carteira pelo Método de Média – CVaR**. Dissertação de mestrado – Escola de Economia da Fundação Getúlio Vargas (FGV/EESP), São Paulo.

ARCHER, John; WALL, Colin (1986). **Petroleum Engineering – Principles and Practice**, Graham and Trotman Ltd, London, 1986.

BEN 2014 – Balanço Energético Nacional 2014 – Relatório final. Disponível em www.ben.epe.gov.br Acesso em 13/05/2015 às 14:15.

BOLETIM ANUAL DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – 2014. Ministério de Minas e Energia. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>. Acesso em 21/03/2015 às 15:15.

BRUNO, Sergio Vitor de Barros (2008) - **Otimização de Portfólio de Ativos Reais Utilizando uma Medida de Risco Coerente** - Dissertação de mestrado - Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada (IMPA), Matemática, Rio de Janeiro, 2008.

CAMPOS, Adriana Fiorotti – **A indústria do petróleo: reestruturação sul-americana nos anos 90** / Adriana Fiototti Campos. – Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

CARNEIRO, Maria Celina Tavares (2008) - **Otimização sob incerteza de carteiras de investimentos: aplicação à cadeia integrada de petróleo e derivados**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Industrial - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CASAROTTO Filho, Nelson; KOPITTKKE, Bruno H. **Análise de investimentos**. 9ed. São Paulo: Atlas, 2000.

COPELAND, Tom E.; ANTIKAROV, Vladimir. **Opções Reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos**. Tradução de Maria José Cyhlar. – Rio de Janeiro: Campus, 2001.

CORRAR, L. J. & THEÓPHILO, C. R. **Pesquisa Operacional para Decisão em Contabilidade e Administração**. São Paulo, Atlas, 2004.

DOWD, K. **Measuring market risk**. John Wiley & Sons: Sussex-UK, 2ª Ed. 2005. 390 p.

DOUGHERTY, E. L., SARKAR, J., 1993, **Current Investments and Procedures: Results of a Survey of U.S. Oil and Gas Producers and Petroleum Consultants**. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, 1993.

FLOR, A. J. (2012). **Análise de Risco Financeiro em Projetos do Setor de Petróleo e Gás**. IX Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, UFRJ, Rio de Janeiro.

GIAMATTEY, Ricardo Henrique Dionisio (2011) - **Gestão estratégica de riscos de um ativo de produção de petróleo: uma abordagem quantitativa**. Dissertação de mestrado – Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas – EPGE/FGV, Rio de Janeiro.

GOMES, Jorge Salgado; ALVES, Fernando Barata (2007). **O Universo da Indústria Petrolífera: Da Pesquisa à Refinação**. Ed. Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, 2007.

GUIMARÃES, Andréia Bastos da Silva (1997). **As experiências de privatização do setor petrolífero na Argentina e de abertura de participação do capital privado da Venezuela**. Dissertação de mestrado em ciência em planejamento energético – UFRJ, Rio de Janeiro.

GUJARAT, D.N., 1995, **Basic Econometrics**. 3 ed. Singapore, Mc Graw Hill, pp. 692- 718.

JACINTO, CARLOS MAGNO COUTO (2009) - **Acoplamento, simulação e otimização de estratégias de desenvolvimento de campos de petróleo e gás sob incerteza, com aplicações na construção de poços e campos inteligentes**. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

JORION, P., 1998, **Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado**, São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros, pp. 221-230.

JORION, P. (2003). **Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para a Gestão do Risco Financeiro**. Tradução Thierry Barbe. – 2. ed. Ver. E ampl. – São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros

JUNIOR, Helder Queiroz Pinto; ALMEIDA, Edmar Fagundes; IOOTTY, Mariana (2007). **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Ed. Elsevier – Rio de Janeiro, 2007.

KAHNEMAN, D.; TVERSKY, A. (1979). **Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk**. *Econometrica*, Vol. 47, No. 2. (Mar., 1979), pp. 263-292.

KLEIJNEN, J.P.C., 1974, **Statistical Techniques in Simulation**, Manual de Metodologia – Programa ANAFIN Versão 2.0, Relatório Técnico, Rio de Janeiro, Brasil.

LIANG, B.; PARK, H. **Risk measures for hedge funds: a cross-sectional approach**. *European Financial Management*. Wiley: Virginia Beach-VA, v. 13, n. 2, p. 333-370, 2007.

LIMA, M.S.O. (2007). **O gás natural como alternativa energética para a indústria têxtil: vantagem competitiva ou estratégia de sobrevivência?** Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

MALERBA, E.P.M.- **Desenvolvimento e aplicação de uma ferramenta computacional de apoio à decisão em análise de investimentos sob condições de risco – uma automação do método de monte carlo**. Dissertação de mestrado UNIFEI, Itajubá, 2003.

MANOEL, CÁCIO OLIVEIRA (2006) - **Aspectos regulatórios e modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás a granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil**. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.

MELO, A.C.G., GORENSTIN, B.G., OLIVEIRA, A.M., et al., 1999, “**Análise Financeira de Projetos de Investimento sob o Enfoque de Incertezas**”, VII

Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – VII SNPTEE”, Paraná, Brasil.

MOREIRA, Luciana Schmid Blatter (2014) - **Risk Analysis in a Portfolio of Commodities: A Case Study** - Dissertação de mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

OLIVEIRA, M. H. F. (2008). **A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL fuzzy**. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

PDE 2023 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Disponível em <http://www.epe.gov.br/Estudos>. Acesso em 10/02/2015 às 12:15.

PNE 2030 – Plano Nacional de Energia 2030. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pne>. Acesso em 21/01/2015 às 20:30.

PNE 2050 – Plano Nacional de Energia 2050. Demanda de Energia 2050. Nota Técnica DEA 13/14. Disponível em <http://www.epe.gov.br/Estudos>. Acesso em 10/02/2015 às 11:45.

RIBEIRO, Sylvia Telles (2009) - **Precificação Ótima dos Contratos de Gás Natural na Modalidade Interruptível**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ, Rio de Janeiro.

RAVAGNANI, Ana Teresa F. S. Gaspar (2008) - **Avaliação Econômica de Projetos de E&P**. UNISIM - 23ª Edição - Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, 2008.

ROCKAFELLAR, R.; URYASEV, S. (1999). **Optimization of Conditional value-at-risk**

SERVAES, H., TAMAYO, A., TUFANO, P. **The theory and practice of corporate risk management**. Journal of Applied Corporate Finance, Vol 21, No 4, 2009

SHAMBLIN, J.E.; STEVENS G.T. **Pesquisa operacional**. São Paulo: Atlas 1979.

SILVA, B. N., GOMES, L. L., MEDEIROS, R. L. (2006) - **Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso**. Brazilian Business Review, Vol. 3, No. 2 Vitória-ES, Brasil, pp. 229-244

SOARES, JOSÉ ARNALDO RIBEIRO (2006) - **A análise de risco, segundo o método de Monte Carlo, aplicada à modelagem financeira das empresas**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre.