



Gabriela Pinto Ribas

**Modelo de Programação Estocástica para o
Planejamento Estratégico da Cadeia Integrada
de Petróleo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de
Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Alexandre Street de Aguiar

Co-Orientador: Prof. Silvio Hamacher

Rio de Janeiro

Agosto de 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



Gabriela Pinto Ribas

**Modelo de Programação Estocástica para o
Planejamento Estratégico da Cadeia Integrada
de Petróleo**

Dissertação de Mestrado apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Dr. Alexandre Street de Aguiar
Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Silvio Hamacher
Co-Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC/Rio

Dra. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite
COPPE/UFRJ

Dr. Humberto José Bortolossi
UFF

Prof. José Eugenio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de agosto de 2008

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

Gabriela Pinto Ribas

Gabriela Ribas é formada em Engenharia de Produção pela PUC-Rio (2006) e obteve seu título de MSc em Engenharia Elétrica com ênfase em Métodos de Apoio à Decisão também pela PUC-Rio (2008). Participou do grupo de consultores da COPPEAD durante o período de 2004/2006, tendo oportunidade de desenvolver projetos na área de logística, dentre os quais se destacam: previsão de vendas, planejamento de peças de reposição, roteirização e localização de centros de distribuição. Atualmente, cursa doutorado na mesma instituição e segue desenvolvendo pesquisas na área de modelagem matemática e otimização estocástica no Departamento de Engenharia de Produção pelo Núcleo de Excelência em Otimização.

Ficha Catalográfica

Ribas, Gabriela Pinto

Modelo de programação estocástica para o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo / Gabriela Pinto Ribas ; orientador: Alexandre Street de Aguiar; co-orientador: Silvio Hamacher. – 2008.

104 f. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Otimização sob incerteza integrada de petróleo. 4. Programação estocástica. I. Aguiar, Alexandre Street de. II. Hamacher, Silvio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

A meus pais e irmão, Sandra Thayse Pinto Ribas, Plínio Tadeu Pinto Ribas, e Julhano Pinto Ribas, pelo carinho, dedicação e presença em toda minha vida.

Agradecimentos

Ao orientador Silvio Hamacher, pela excelente orientação e pelos ensinamentos e aprimoramentos acadêmicos. Agradeço ainda por todas as oportunidades concedidas durante minha vida acadêmica.

Ao orientador Alexandre Street pela motivação, ensinamentos e tempo dedicado à minha orientação.

Aos colegas Adriana Leiras, Alexandre Tessarollo, Camila Epprecht, Fabrício Oliveira e Paula Nunes pelas discussões e contribuições sobre os mais diversos temas relacionados a esta dissertação.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos e pelo ótimo ambiente de estudo.

Resumo

Ribas, Gabriela Pinto; Aguiar, Alexandre Street de (Orientador). **Modelo de Programação Estocástica para o Planejamento Estratégico da Cadeia Integrada de Petróleo**. Rio de Janeiro, 2008. 104p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A indústria do petróleo é uma das mais importantes e dinâmicas do Brasil. Em uma indústria naturalmente integrada como a petrolífera, é necessário um adequado planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo que contemple todos os seus processos, como a produção de petróleo, refino, distribuição e comercialização de derivados. Além disso, a indústria de petróleo está suscetível a diversas incertezas relacionadas a preço de petróleo e derivados, oferta de óleo bruto e demanda de produtos. Em face destas oportunidades e desafios, foi desenvolvido no âmbito desta dissertação um modelo de programação estocástica para o planejamento estratégico da cadeia de petróleo brasileira. O modelo contempla as refinarias e suas unidades de processos, as propriedades dos petróleos e derivados, a logística nacional e decisões de comercialização de petróleo e derivados, incluindo incertezas associadas a preço de mercado, produção de petróleo nacional e demanda interna de derivados. A partir do modelo estocástico foram formulados um modelo robusto e um modelo MinMax no intuito de comparar o desempenho e a qualidade da solução estocástica. Os modelos propostos foram aplicados a um exemplo real, com 17 refinarias e 3 centrais petroquímicas que processam 50 produtos intermediários, destinados a produção de 10 derivados associados à demanda nacional, 8 campos de exploração de petróleo, 14 produtores gás natural, 1 produtor de óleo vegetal, 13 terminais, 4 bases de distribuição e 278 arcos de transporte. Na análise de resultados foram utilizadas medidas como Valor Esperado da Informação Perfeita (EVPI) e Valor da Solução Estocástica (VSS).

Palavras-chave

Otimização Sob Incerteza, Cadeia Integrada de Petróleo, Programação Estocástica

Abstract

Ribas, Gabriela Pinto; Aguiar, Alexandre Street de (Advisor). **A Stochastic Programming Model for the Strategic Planning of the Oil Supply Chain**. Rio de Janeiro, 2008. 104p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The oil industry is one of the most important and dynamic in Brazil. As the oil industry naturally integrated, we need an appropriate strategic planning to the oil supply chain that consider all its processes, such as oil production, refining, distribution and refined products marketing. Moreover, the oil industry is susceptible to various uncertainties regarding the oil and products price, crude oil supply and products demand. In light of these opportunities and challenges, it was developed in this dissertation a stochastic programming model for the strategic planning of the Brazilian oil supply chain. The model includes refineries and process units, oils and their products properties, logistics and national marketing decisions of oil and products, including uncertainties associated with market price, oil domestic production and refined products domestic demand. Based on the stochastic model a robust model and a MinMax model were formulated in order to compare the performance and quality of the stochastic solution. The proposed models were applied to a real example, with 17 refineries and 3 petrochemical power plants that process 50 intermediate products, intended to production of 10 final products associated to national demand, 8 oil fields, 14 natural gas producers, 1 vegetal oil producer, 13 terminals, 4 delivery points and 278 arches of transport. In the results analysis was used as measures the Expected Value of Perfect Information (EVPI) and the Value of the Stochastic Solution (VSS).

Keywords

Optimization Under Uncertainty, Oil Supply Chain, Stochastic Programming.

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	Objetivos da Pesquisa.....	11
1.2	Estrutura do trabalho	12
2	A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL	14
2.1	Cadeia Integrada de Petróleo.....	17
2.2	Aplicações de Programação Matemática.....	18
3	OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZA.....	22
3.1	Programação Estocástica (SP).....	22
3.1.1	Modelo de Programação Linear Estocástica com Dois Estágios (Two-Stage Stochastic Linear Program with Recourse)	24
3.1.2	Medidas de Comparação entre Modelos Determinísticos e Estocásticos....	26
3.2	Programação Robusta.....	29
3.2.1	Modelo de Programação Robusta – Modelo de Arrependimento	30
3.3	Problemas de Otimização sob Incerteza na Indústria do Petróleo.....	31
4	MODELOS DE PLANEJAMENTO NA CADEIA DE PETRÓLEO	34
4.1	Níveis de Decisão	34
4.2	Áreas de Atuação Industrial	35
4.3	Estrutura da Classificação	36
5	O MODELO DE PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO DA CADEIA INTEGRADA DE PETRÓLEO	40
5.1	Descrição do Problema.....	41
5.2	Descrição do Modelo Matemático.....	43
5.2.1	Rede Logística – Nós.....	43
5.2.2	Rede Logística – Arco de Transporte.....	45
5.2.3	Refinaria – Unidade de Processos	46
5.2.4	Investimento	47
5.2.5	Exportação e Importação	48
6	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	50
6.1	Modelo Estocástico Simplificado.....	50
6.2	Modelo Matemático Determinístico.....	53
6.2.1	Restrições relativas ao processo de refino.....	55
6.2.2	Restrições referentes à logística e à comercialização.....	58
6.2.3	Função Objetivo (FO).....	60
6.3	Modelo Matemático Estocástico	63
6.4	Modelo Matemático Robusto	68
6.5	Modelo Matemático MinMax.....	70
7	RESULTADOS	72
7.1	Descrição do Caso Estudado	72
7.1.1	Levantamento de Dados	74

7.1.2	Parâmetros Associados à Incerteza.....	74
7.1.3	Geração de Cenários.....	76
7.2	Desempenho Computacional.....	78
7.3	Análise de Resultados.....	79
7.3.1	Modelo Determinístico.....	79
7.3.2	Modelo Estocástico.....	81
7.3.3	Modelo Robusto.....	88
7.3.4	Modelo MinMax.....	92
7.4	Resumo dos Resultados.....	95
8	CONCLUSÃO.....	97
8.1	Trabalhos Futuros.....	98
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100

1

Introdução

A indústria do petróleo é uma das mais importantes e dinâmicas do Brasil. Torres Filho (2004) destaca o aumento da participação do setor petróleo no PIB brasileiro, que passou de 2,5 % em 1996 para 9,8 % em 2007. Já os investimentos previstos para o período 2007 a 2010 correspondem a 48% do total que será investido por todas as indústrias no Brasil. Ressalta-se ainda a recente descoberta do mega-campo de Tupi, que deverá colocar o Brasil entre as dez maiores reservas de petróleo do mundo e grande exportador na próxima década.

A cadeia de petróleo brasileira é verticalmente integrada e engloba desde a exploração de petróleo até a distribuição dos derivados, passando por diversos processos de transformação presentes nas refinarias, além de uma extensa rede logística.

A indústria de petróleo está suscetível a diversas incertezas relacionadas à instabilidade econômica e a variabilidade de reservas e produção de petróleo. A consideração de incerteza é especialmente importante no planejamento de longo prazo, onde as decisões a serem tomadas envolvem altos investimentos em projetos sujeitos à viabilidade econômica, que depende de vários parâmetros aleatórios, como o preço de petróleo e derivados, oferta de óleo e demanda de produtos.

Em face destas oportunidades e desafios, é necessário um adequado planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo que contemple todos os seus processos, como a produção de petróleo, refino, distribuição e comercialização de derivados, além de uma considerável atenção as incertezas presentes no setor. Dentre os aspectos que devem ser levados em conta em um planejamento como este, destacam-se fatores como: capacidades produtivas, custos de produção, restrições operacionais, flutuações de preços de petróleos e derivados e variações de produção e demanda.

No entanto, realizar este planejamento é uma atividade extremamente difícil. Aspectos como horizontes de tempo, extensão do elenco de produtos, bem como restrições quanto à qualidade desses produtos, rendimentos específicos e diferentes modos de operação da planta são os principais responsáveis no que tange a sua complexidade. Além disso, existem diversas abordagens para incorporar e tratar incertezas, como programação estocástica e programação robusta, que devem ser analisadas pelo planejador de forma a escolher a técnica mais adequada à solução de seu problema e ao seu perfil de risco.

São destes fatos, portanto, que se vislumbra a possibilidade de utilização de uma ferramenta de apoio à decisão sob incerteza que possa auxiliar o estabelecimento de uma estratégia ótima de produção e distribuição e assim aumentar a competitividade da empresa. Para analisar as questões advindas da cadeia do petróleo brasileiro, foi desenvolvido um modelo estocástico para o planejamento estratégico desta indústria. O foco do modelo é no planejamento energético brasileiro, de forma integrada e consistente com o projeto de desenvolvimento econômico, social e ambiental do país, garantindo o abastecimento nacional de derivados.

1.1

Objetivos da Pesquisa

No intuito de auxiliar o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo, foi desenvolvido no âmbito desta dissertação um modelo de programação estocástica em dois estágios com estrutura de recurso fixo. Este modelo é baseado na abordagem de análise de cenários e trata três fontes de incerteza: oferta de óleo bruto, demanda nacional por derivados e preços de mercado para derivados e petróleo. O uso deste sistema permite a realização de estudos sobre a cadeia integrada de petróleo, avaliando alternativas de projetos para expansão do parque de refino e da infra-estrutura logística.

O modelo de dois estágios desenvolvido visa maximizar o valor esperado do retorno obtido com as operações de produção de petróleo e derivados considerando investimentos em refino e transporte. No modelo de dois estágios,

as variáveis de primeiro estágio estão associadas à decisão de investimentos e devem ser definidas antes da realização das incertezas. As variáveis de segundo estágio, relacionadas à operação de refino e transporte, são utilizadas como medidas de correção contra qualquer inviabilidade que tenha surgido após a realização de incertezas.

Nesta dissertação foram formulados três modelos matemáticos: o modelo estocástico, o modelo robusto e o modelo MinMax. As abordagens robusta e MinMax serão utilizadas no sentido de comparar a performance e a qualidade da solução estocástica. Um estudo considerando dados reais sobre a cadeia de petróleo brasileira serviu como base para avaliar o desempenho dos modelos propostos na otimização de um problema de grande porte.

Sendo assim, o objetivo principal deste trabalho foi desenvolver um modelo de dois estágios utilizando programação estocástica para auxiliar no planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo nacional. Outras abordagens foram propostas para solução do problema estudado e serviram de parâmetro de comparação.

1.2

Estrutura do trabalho

A presente dissertação está organizada em 8 capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 contextualiza o leitor com relação à situação atual da indústria de petróleo no Brasil e passa noções importantes sobre a organização da cadeia integrada de petróleo nacional. Ainda no Capítulo 2 são apresentadas diversas aplicações de programação matemática no setor de petróleo.

O Capítulo 3 tem como principal objetivo apresentar os conceitos de otimização sob incerteza envolvidos com o tema da dissertação, sob forma de uma revisão bibliográfica. Estes conceitos estão organizados em: programação estocástica e programação robusta. O capítulo é finalizado com a descrição de

problemas de otimização sob incerteza encontrados na literatura.

No Capítulo 4 os artigos apresentados nos Capítulos 2 e 3 são classificados segundo sua aplicação, nível de decisão e técnica de solução. Com base nessa bibliografia é apontado o que já foi desenvolvido nesta área de otimização ligado a indústria de petróleo e as oportunidades para elaboração de novos trabalhos.

O Capítulo 5 tem como objetivo apresentar uma descrição conceitual dos modelos matemáticos propostos nesta dissertação. Em seguida, no Capítulo 6, é apresentada a formulação matemática dos modelos desenvolvidos.

O Capítulo 7 é introduzido com uma descrição do estudo de caso utilizando na avaliação dos modelos matemáticos. As seções seguintes do Capítulo 7 apresentam dados sobre o desempenho computacional dos modelos propostos e a análise dos resultados obtidos.

O Capítulo 8 finaliza o trabalho com as conclusões obtidas pela autora e suas sugestões para estudos futuros.

2

A Indústria do Petróleo no Brasil

A Indústria do Petróleo no Brasil passou por grandes mudanças na última década, dentre as quais destacamos a abertura do mercado brasileiro após a criação da Lei do Petróleo de 1997 (Lei nº 9.478). Até então as operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram monopólio conduzido pela Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras (Rubin, 2007). O novo contexto permitiu o aumento de investimentos em exploração, produção e refino de petróleo e da participação do gás natural e dos biocombustíveis na matriz energética.

Dados do Balanço Energético Nacional de 2007 (BEN, 2007), produzidos pela Empresa de Pesquisa Energética, mostram que no período de 1997 a 2006 ocorreu um significativo aumento da produção e da exportação de petróleo (Gráfico 2.1). Ainda segundo dados do BEN, a produção nacional está muito próxima de atender à totalidade da demanda. Contudo, as características do petróleo doméstico, das usinas de refino e da demanda por derivados tornam mais vantajoso, do ponto de vista econômico, o refino interno de apenas parte do petróleo nacional extraído. Assim o país permanece importando volume expressivo do produto, mas, por outro lado, as exportações vêm se elevando rápida e significativamente (BCB, 2006).

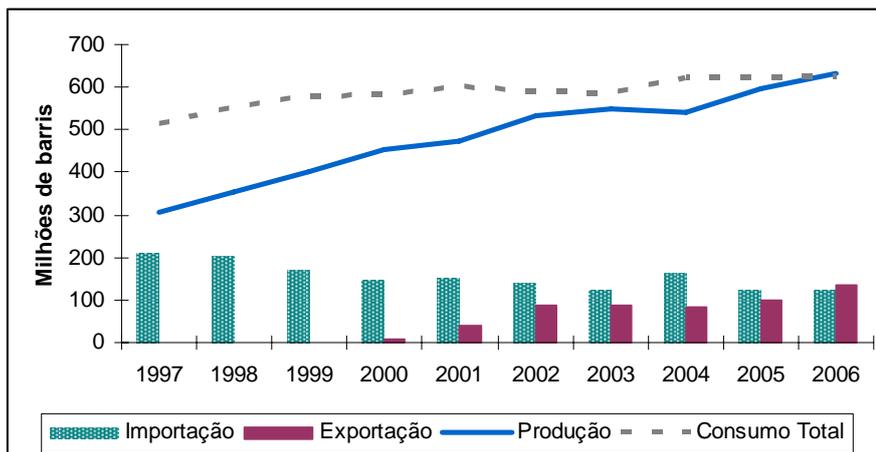


Gráfico 0-1: Mercado brasileiro de petróleo.
Fonte dos dados: EPE – 2007.

As reservas de petróleo nacional apresentam para o mesmo período de 1997 a 2006 um crescimento de mais de 70%, totalizando uma reserva de 13 bilhões de barris em 2006 (Gráfico 2.2). No entanto, as novas descobertas de petróleo no Brasil vêm apontando para petróleos cada vez mais pesados (Gráfico 2.3) e com índices de acidez cada vez mais elevados. Em decorrência dessas descobertas, as refinarias devem investir na adaptação de suas unidades de destilação atmosférica, para receber cargas mais pesadas e com acidez naftênica, além de planejar a construção e ampliação de unidades de conversão e tratamento, a fim de atender às novas exigências de especificações dos combustíveis (Tavares, 2005).

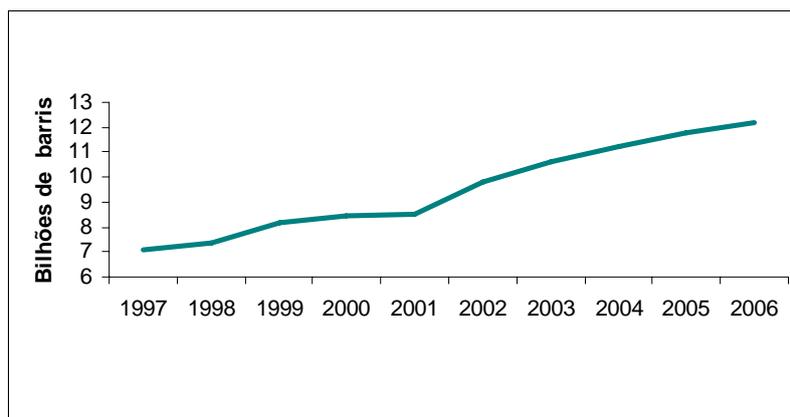


Gráfico 0-2: Reservas de petróleo no Brasil.
Fonte dos dados: EPE – 2007.

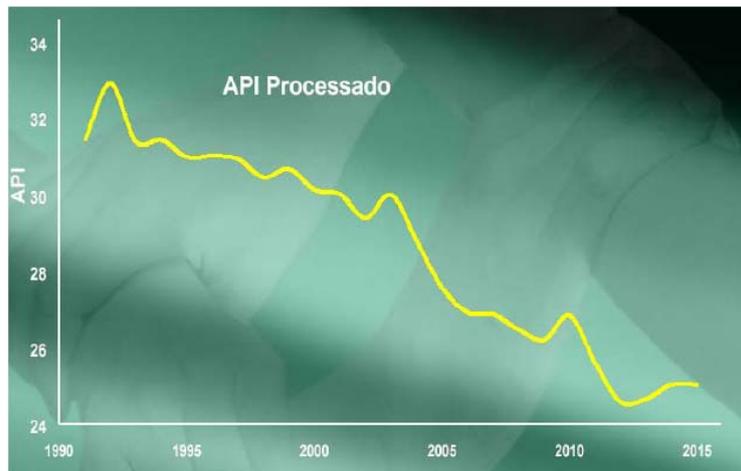


Gráfico 0-3: Evolução do grau API¹ dos petróleos nacionais processados nas refinarias. Fonte: Petrobras, 2004.

As características dos derivados produzidos devem atender às especificações legais definidas pelos órgãos competentes, no caso do Brasil pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). Estas especificações estão sendo modificadas para garantir melhor performance dos equipamentos (menor desgaste e melhor rendimento) e menos emissões de gases nocivos (Tavares, 2005). Nos Estados Unidos e na Europa novas especificações de combustíveis já entraram em vigor, segundo a ANP no Brasil a mudança deve ocorrer até 2009. No entanto, a possibilidade de exportação dos derivados obriga que o Brasil se ajuste as especificações internacionais para não perder mercados importadores em potencial.

Dentro deste novo quadro, as empresas do setor petrolífero no Brasil devem planejar de forma eficiente suas atividades e investimentos. Isto ocorre não só devido ao fim do monopólio, que as obriga a manter competitividade dentro de um mercado global, mas também pela necessidade de adequação da infra-estrutura da indústria de petróleo às novas descobertas e especificações. A opção encontrada por algumas empresas do setor, para garantir a eficiência em seus planejamentos, foi o desenvolvimento de modelos matemáticos para comercialização e alocação de petróleos em suas refinarias, assim como para a

¹A *American Petroleum Institute* classifica o petróleo de acordo com sua densidade segundo uma gradação que vai de leve (menos denso) a pesado (mais denso), conhecida como grau API. Quanto menor a densidade do petróleo, maior o grau API e maior o valor comercial do petróleo.

otimização operacional do refino e do transporte de petróleo e derivados (Omega, 1989; RPMS, 1979 e PIMS, 1993).

As seções a seguir apresentam uma breve discussão sobre a cadeia integrada de petróleo e aplicações de programação matemática no planejamento do setor petrolífero.

2.1

Cadeia Integrada de Petróleo

O aumento da competitividade no mercado global juntamente com o rápido avanço da tecnologia de informação trouxe o planejamento da cadeia de suprimentos para o primeiro plano das práticas empresariais (Gupta e Maranas, 2003). Em uma indústria naturalmente integrada como a petrolífera, a estrutura e o comportamento de cada uma das unidades de negócio envolvidas, como exploração, produção, comercialização e distribuição, pode influenciar o comportamento e os resultados dos demais. Dada a complexidade dos grandes parques de refino e os conflitos de interesse entre as várias unidades de negócio é indispensável a integração dessas áreas de forma a capturar sinergias e identificar *trade-offs*.

Na cadeia integrada de petróleo, a exploração de petróleo representa o topo da cadeia, onde as decisões incluem desenvolvimento e planejamento da infraestrutura nos campos de petróleo. O petróleo também pode ser fornecido de fontes internacionais. Petroleiros transportam o petróleo até os terminais, os quais estão conectados por uma rede de dutos às refinarias. Decisões nesse nível incorporam modais de transporte, planejamento da cadeia de suprimentos e *scheduling*. O petróleo bruto é convertido em derivados nas refinarias, que podem estar ligadas umas às outras, a fim de obter o melhor aproveitamento da configuração existente em cada refinaria. O petróleo e seus derivados são normalmente transportados via dutos para os centros de distribuição, e daí para frente podem ser transportados por diferentes modais (dutivoário, ferroviário, rodoviário e aquaviário) até o consumidor (Neiro e Pinto, 2004).

A complexidade da cadeia integrada de petróleo no Brasil pode ser vista na Figura 2.1 que ilustra a infra-estrutura para movimentação de petróleo, gás natural e bio-diesel. Além das refinarias, unidades produtoras de gás natural, terminais e dutos, a cadeia integrada de petróleo brasileira também é composta de unidades produtoras de óleo vegetal, campos de exploração, bases de distribuição primárias e secundárias, rodovias, ferrovias e vias aquaviárias.

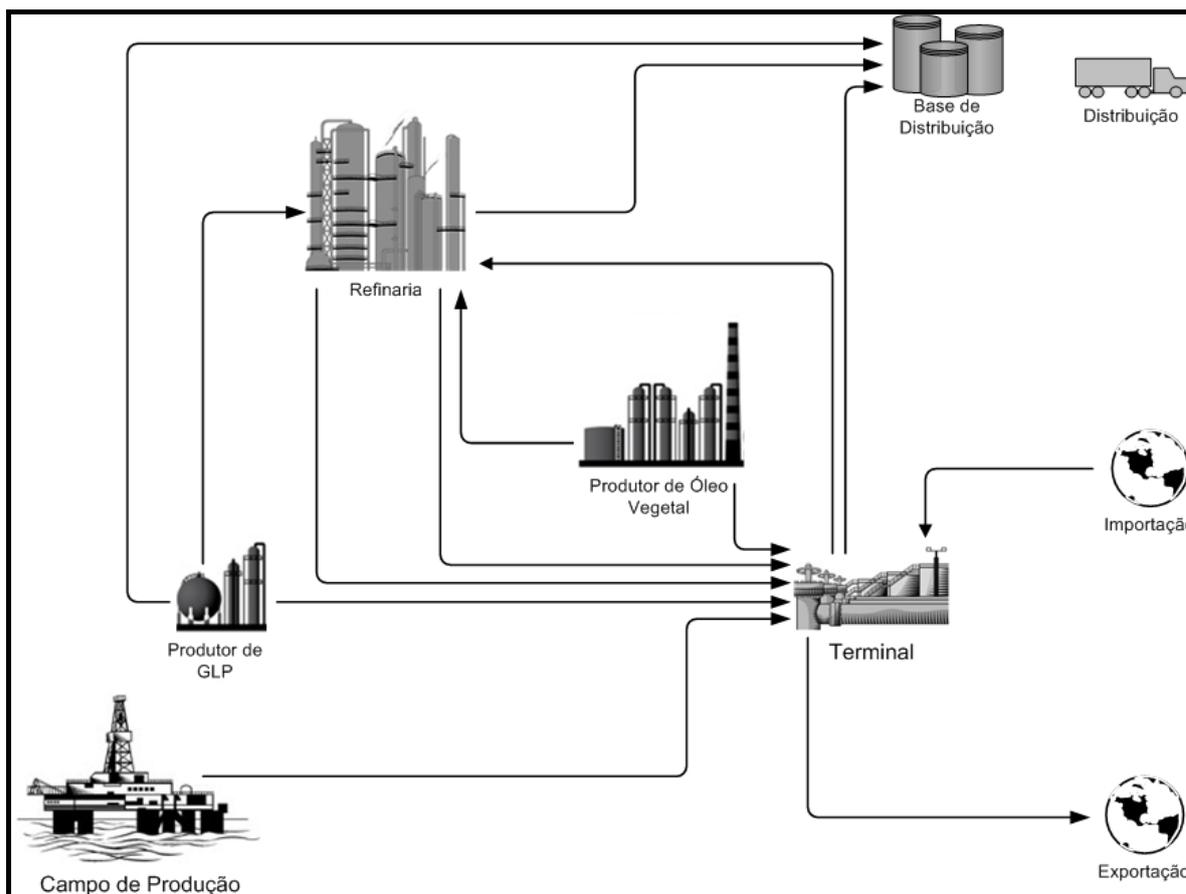


Figura 0.1: Cadeia integrada de petróleo.

2.2

Aplicações de Programação Matemática

A indústria de petróleo tem investido considerável esforço no desenvolvimento de sistemas de apoio a decisão baseados em programação matemática. Existe uma grande ênfase no desenvolvimento de modelos que ajudam no planejamento e programação das operações de uma refinaria, detalhando os processos de refino e trabalhando com a não linearidade presente

nas restrições de especificação de derivados. Há também muitos trabalhos publicados sobre os modelos de transporte, que tratam do suprimento de petróleo e da distribuição de derivados. Um *gap* considerável é observado com relação a modelos que integram as quatro atividades, principalmente com relação a sistemas de planejamento estratégico.

Modelos de exploração e produção de petróleo tratam de decisões como escolha da reserva a ser desenvolvida e do campo a ser explorado, assim como decisões operacionais relacionadas à instalação de plataformas e capacidade de produção. Iyer, et al. (1998) desenvolveram um modelo de programação linear inteira mista (MILP) multi-período para o planejamento e programação de investimentos em infra-estrutura e operação de campos de petróleo *offshore*. Neste modelo a não linearidade foi tratada com uma aproximação por funções lineares por partes. Van den Heever et al. (2000) propuseram um modelo capaz de lidar com complexas regras econômicas como imposto, tarifa e *royalty*, no planejamento da infra-estrutura de campos *offshore*, apresentado melhoras substanciais no valor presente líquido dos projetos avaliados.

Modelos matemáticos associados ao suprimento de petróleo em geral consideram o transporte de petróleo por petroleiros e dutos do campo até um terminal ou refinaria, além do armazenamento em tanques que em muitos casos inclui o problema de mistura (*blending*) de petróleos. Wenkai et al. (2002) formularam um modelo de programação não-linear inteira mista (MINLP) para planejamento de curto prazo da descarga, armazenamento e processamento pela unidade de destilação de diversos petróleos. Para solução do MINLP Wenkai et al. (2002) propuseram um algoritmo que resolve iterativamente dois modelos de programação linear inteira mista (MILP) e um não-linear (NL). Más e Pinto (2003) desenvolveram um MILP para o problema de *scheduling* de petróleo em um complexo de distribuição composto por portos, tanques e dutos. O modelo apresentado por Cheng e Duran (2003) usa simulação e programação dinâmica para o controle de um sistema de transporte e armazenagem de petróleo.

Os modelos de programação matemática focados em refino apóiam decisões de planejamento, programação e *scheduling* da produção, decidem sobre a carga

para a alimentação de cada unidade de processo, composições de *blending* e modo operacional da refinaria. Moro, Zanin e Pinto (1998) formularam um modelo não linear para o planejamento da produção em uma refinaria. O modelo é aplicado ao caso particular da produção de diesel com o objetivo de maximizar o lucro da refinaria, garantindo as especificações do derivado. Pinto, Joly e Moro (2000) apresentam em seu trabalho um conjunto de modelos para o planejamento e *scheduling* das operações de uma refinaria. O modelo apresentado por Gothe-Lundgren et al. (2002) baseado em um modelo de programação linear inteira mista (MILP) decide sobre o modo operacional de cada unidade ao longo do tempo, de forma a atender a demanda ao menor custo levando em conta a capacidade de armazenamento disponível na refinaria. O modelo de programação linear inteira mista (MILP) proposto por Micheletto, Carvalho e Pinto (2007) otimiza a operação de uma planta de refino considerando balanço de energia e massa, operação de cada unidade e demanda ao longo de múltiplos períodos. Outros exemplos podem ser encontrados em Pinto e Moro (2000), Li et al. (2004) e Neiro e Pinto (2005).

Programação matemática aplicada a problemas de distribuição de derivados modela o transporte de produtos finais até os centros de demanda, podendo considerar armazenagem e *blending* de derivados nos tanques. Sear (1993) apresentou um modelo de programação linear (PL) para resolver o problema de transporte de derivados das refinarias até as zonas de consumo, passando por terminais intermediários, e modelando também a alternativa de importação de derivados para suprir a demanda. Rejowski e Pinto (2004) formularam um modelo de programação linear inteira mista (MILP) para resolver um problema mais particular da distribuição de derivados, o *scheduling* do transporte de derivados da refinaria para vários tanques via duto. Jia e Ierapetritou (2003) propuseram um modelo de programação linear mista (MILP) para o *blending* de gasolina e *scheduling* dos pedidos que devem deixar a refinaria. Segundo eles, sua abordagem se difere das demais pela formulação em tempo contínuo que reduz significativamente o número de variáveis e restrições, se comparado com a formulação em tempo discreto.

Existem ainda trabalhos que propõem a integração das diversas atividades relacionadas à indústria de petróleo. A Comunidade Européia ESPRIT através do projeto HChLOUSO (Hydrocarbon and Chemical Logistics under Uncertainty via Stochastic Optimization) desenvolveu modelos de programação linear (LP) como o CORO (Escudero et al., 1999) e o DROPS (Dempster et al., 2000) para o planejamento estratégico e tático das atividades de suprimento, refino e transporte. Neiro e Pinto (2004) apresentam um modelo de programação não-linear inteira mista (MINLP) para o planejamento operacional do estoque, refino e transporte. Um estudo de caso considerando duas redes de dutos, quatro refinarias e cinco terminais demonstra a aplicabilidade do modelo.

Os parágrafos acima mostram, assim como foi constatado por Neiro e Pinto (2004), que apenas partes da cadeia de suprimentos de petróleo foram estudadas com um elevado nível de detalhe. Apesar dos trabalhos publicados modelando suprimento, estoque, refino e distribuição, nenhum deles trata da cadeia integrada, considerando desde os produtores até as bases primárias e secundárias. Além disso, os modelos de nível estratégico não contemplam análise de investimentos em refino e infra-estrutura de transporte. Sendo assim, os modelos encontrados na literatura não permitem um estudo a longo prazo sobre as mudanças necessárias para adaptação do parque de refino ao petróleo nacional, cada vez mais pesado, às novas restrições de especificação e à crescente movimentação de petróleo e derivados pelo território brasileiro, todos estes fatores determinantes para o setor petrolífero.

3

Otimização Sob Incerteza

Os problemas de otimização tentam resolver de forma eficiente situações do mundo real através de modelos matemáticos e comumente estão associados a parâmetros incertos, como produção, demanda, custos e preços. Na literatura encontramos diversas abordagens para incorporar e tratar estas incertezas, podendo destacar a programação estocástica, a programação robusta e a programação *fuzzy*.

A programação *fuzzy* esta baseada nos conceitos de lógica *fuzzy*, assumindo que a incerteza dos parâmetros presentes nos modelos matemáticos são números *fuzzy* e as restrições são conjuntos *fuzzy*. Algumas violações de restrições são permitidas e o grau de satisfação associado a cada restrição é definido por uma função de pertinência (Sahinidis, 2004). A programação *fuzzy* não fará parte do escopo desta dissertação, o foco do trabalho será na aplicação de programação estocástica e robusta para o tratamento de incertezas.

As seções seguintes apresentam as técnicas de otimização estocástica e otimização robusta, finalizando o capítulo 3 com problemas de otimização sob incerteza ligados a área de refino.

3.1

Programação Estocástica (SP)

Muitos modelos de programação estocástica são inicialmente formulados como modelos determinísticos. Se alguns dos parâmetros do modelo determinístico são incertos e este modelo apresenta-se sensível a alterações destes parâmetros, então é apropriado considerar programação estocástica para solução desse problema (Sen e Hagle, 1999). O modelo determinístico permite calcular a solução ótima para cada um dos cenários separadamente, enquanto que o modelo estocástico considera o conjunto de todos os cenários simultaneamente, cada um com uma probabilidade de ocorrência associada. Dado que o cenário futuro não é

conhecido, o modelo estocástico pode apresentar uma solução muito mais adequada do que o modelo determinístico. O valor esperado da informação perfeita e o valor da solução estocástica são medidas de comparação entre modelos determinísticos e estocásticos, com as quais é possível avaliar vantagens e desvantagens do uso da programação estocástica. Estas medidas serão apresentadas com mais detalhe na seção 3.1.2.

A programação estocástica trata de problemas de otimização com parâmetros que assumem uma distribuição de probabilidade discreta ou contínua e pode ser dividida em:

- Modelos de recurso (*recourse models*): esta abordagem foi originalmente proposta por Dantzig (1955) e Beale (1955) para problemas de programação estocástica de dois estágios, podendo ser estendida para múltiplos estágios. Modelos de recurso usam ações corretivas para compensar a violação de restrições que surgiram após a realização de incertezas. Detalhes desta abordagem serão apresentados na seção 3.1.1.
- Modelos probabilísticos (*chance-constrained programming*): apresentados por Charnes e Cooper (1959), permitem que algumas restrições de segundo estágio sejam expressas em termos de declarações probabilísticas sobre as decisões de primeiro estágio. As ações corretivas presentes nos modelos de recurso são evitadas nesta abordagem, já que algumas restrições de segundo estágio podem ser violadas ao incorporarem uma medida de risco. Os modelos probabilísticos são particularmente úteis quando os custos e benefícios associados às decisões de segundo estágio são difíceis de serem avaliados.

O procedimento básico através do qual *chance-constrained programming* lida com incerteza é ilustrado com o modelo linear abaixo:

$$\begin{aligned} \min_x \quad & c^T x \\ \text{s.a.} \quad & Ax \leq b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

onde $x \in \mathfrak{R}^n$, $c \in \mathfrak{R}^n$, $b \in \mathfrak{R}^m$ e $A \in \mathfrak{R}^{m \times n}$. Assume-se que c e A são parâmetros determinísticos e b é um vetor aleatório com função de distribuição acumulada marginal Φ conhecida. Nesta abordagem simplista, define-se o nível de confiança $\alpha \in \mathfrak{R}^n$ para reescrever a restrição $Ax \leq b$ como:

$$\Pr \left\{ \sum_{j=1}^m A_{ij} x_j \leq b_i \right\} \geq \alpha_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.2)$$

onde \Pr é a medida de probabilidade. Aplicando a função de distribuição acumulada de b_i à restrição (3.2), esta pode ser reformulada como:

$$\sum_{j=1}^m A_{ij} x_j \leq \Phi_i^{-1}(1 - \alpha_i) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.3)$$

Em (3.3) α_i e Φ_i^{-1} são conhecidos. Desta forma a restrição (3.2) é reduzida a uma restrição linear comum e o modelo probabilístico se transforma em um modelo de programação linear determinístico.

A proposta desta dissertação é tratar o problema através da programação estocástica utilizando o método de dois estágios, e por isso a próxima seção será dedicada a esta abordagem. Em seguida serão apresentadas formalmente as medidas de comparação entre modelos determinísticos e estocásticos.

3.1.1

Modelo de Programação Linear Estocástica com Dois Estágios (Two-Stage Stochastic Linear Program with Recourse)

O modelo de programação estocástica mais aplicado e estudado é o de programação linear de dois estágios (Shapiro e Philpott). O modelo de dois estágios, como o próprio nome sugere, divide as variáveis de decisão em dois estágios. As variáveis de primeiro estágio devem ser decididas antes da realização de incertezas. As variáveis de segundo estágio são utilizadas como medidas de correção contra qualquer inviabilidade que tenha surgido após a realização de incertezas. O modelo de programação estocástica de dois estágios pode ser formulado como:

$$\underset{x \in X}{\text{Min}} \left\{ z(x) = c^T x + E[Q(x, \xi)] \right\} \text{ sujeito a } Ax \leq b \quad x \geq 0, \quad (3.4)$$

onde $Q(x, \xi)$ é o valor ótimo do problema de segundo estágio:

$$\underset{y}{\text{Min}} q^T y \text{ sujeito a } Wy \leq h - Tx \quad y \geq 0. \quad (3.5)$$

Nesta formulação, $x \in R^n$ é o vetor das variáveis de decisão de primeiro estágio, c , A e b são os dados associados ao problema de primeiro estágio, $y \in R^m$ é o vetor das variáveis de decisão de segundo estágio e $\xi = (q, T, W, h)$ contém os dados para o problema de segundo estágio que podem ser representados por variáveis aleatórias com distribuição de probabilidade conhecidas. Aqui assume-se que o vetor aleatório ξ possui um número finito de realizações $\xi_1 \dots \xi_s$ com as respectivas probabilidades $p_1 \dots p_s$. Assim o valor esperado $E[Q(x, \xi)]$ pode ser escrito em função do somatório:

$$E[Q(x, \xi)] = \sum_{s=1}^S p_s Q_s(x, \xi_s). \quad (3.6)$$

Assumindo o modelo discreto, pode-se reescrevê-lo na forma:

$$\underset{x \in X}{\text{Min}} \left\{ z(x) = c^T x + \sum_{s=1}^S p_s Q_s(x, \xi_s) \right\} \text{ sujeito a } Ax \leq b \quad x \geq 0, \quad (3.7)$$

onde $Q_s(x, \xi_s)$ é o valor ótimo do problema de segundo estágio para cada realização $s = 1, \dots, S$:

$$\underset{y}{\text{Min}} q_s^T y_s \text{ sujeito a } W_s y_s \leq h_s - T_s x \quad y_s \geq 0. \quad (3.8)$$

No primeiro estágio deve ser tomada a decisão do tipo “aqui e agora” (*here-and-now*) do vetor x , antes da realização das incertezas representadas por ξ

conhecido. No segundo estágio, onde as informações ξ já estão disponíveis, é tomada a decisão sobre o valor do vetor y . No primeiro estágio é minimizado o custo de $c^T x$ mais o valor esperado do custo do problema de segundo estágio. A decisão tomada no problema de segundo estágio reflete o comportamento ótimo no momento em que a incerteza é revelada, compensando qualquer decisão inadequada tomada no primeiro estágio.

A decisão de primeiro estágio x , como explicado anteriormente, depende apenas da informação disponível até aquele momento, este princípio é chamado de *nonanticipativity constraint*. No problema de dois estágios isto implica que a decisão x independe das realizações do segundo estágio, sendo assim o vetor x é o mesmo para todos os possíveis eventos que venham a ocorrer no segundo estágio do problema (Birge e Louveaux, 1997).

3.1.2

Medidas de Comparação entre Modelos Determinísticos e Estocásticos

Segundo Birge e Louveaux (1997), o modelo estocástico geralmente é computacionalmente difícil de resolver. É comum optar pela solução de um modelo determinístico, usando a média das variáveis aleatórias ou resolvendo um problema determinístico para cada cenário. No intuito de comparar soluções determinísticas com estocásticas, Birge e Louveaux (1997) apresentam duas medidas: o valor esperado da informação perfeita e o valor da solução estocástica.

3.1.2.1

Valor Esperado da Informação Perfeita

O valor esperado da informação perfeita (*Expected Value of Perfect Information* - EVPI) mede o máximo montante que um tomador de decisão estaria disposto a pagar pela informação perfeita, isto é, o preço a pagar para conhecer as realizações futuras. Supondo que a incerteza seja representada por um número

finito de cenários, sendo ξ a variável aleatória cujas realizações correspondem aos vários cenários, define-se:

$$\begin{aligned} \underset{x \in X}{\text{Min}} z(x, \xi) &= c^T x + \min \{q^T y \mid Wy \leq h - Tx, y \geq 0\} \\ \text{s.a. } Ax &\leq b, x \geq 0, \end{aligned} \quad (3.9)$$

como o problema associada a cada cenário ξ . Assume-se que para todo ξ existe pelo menos uma solução viável $x \in R^n$. Seja $x^*(\xi)$ a solução ótima para o problema (3.9) e o valor da função objetivo $z(x^*(\xi), \xi)$ para cada cenário, é possível calcular a solução conhecida como espere-e-veja (*wait-and-see* - WS). A solução chamada de espere-e-veja corresponde ao valor ótimo do problema quando as realizações futuras de ξ são conhecidas, isto é, o tomador de decisão pode esperar e ver o futuro antes de decidir. O valor esperado da solução espere-e-veja é dado por:

$$WS = E_{\xi} \left[\min_x z(x, \xi) \right] = E_{\xi} \left[z(x^*(\xi), \xi) \right] \quad (3.10)$$

Agora é possível comparar a solução WS com a solução aqui-e-agora (*here-and-now*) correspondente ao problema de recurso (RP) de dois estágios definido na seção anterior como (3.4), onde RP pode ser escrito na forma:

$$RP = \min_x E_{\xi} \left[z(x, \xi) \right], \quad (3.11)$$

com solução ótima x^* . A solução RP é definida como aqui-e-agora, pois a solução de primeiro estágio é decidida sem que se conheça as realizações futuras de ξ , isto é, a decisão é tomada no momento presente sem nenhum conhecimento sobre o futuro.

O valor esperado da informação perfeita é, por definição, a diferença entre as soluções espere-e-veja e aqui-e-agora:

$$EVPI = |WS - RP|. \quad (3.12)$$

O valor esperado da informação perfeita (EVPI) representa a diferença entre a solução obtida pelo agente com poder de predição perfeita (conhece os eventos futuros) e o agente que resolve o problema sob a hipótese de conhecer apenas a distribuição de probabilidade de ξ .

3.1.2.2

Valor da Solução Estocástica

Em alguns casos precificar o valor da informação perfeita não é a medida de comparação mais adequada, já que a solução espere-e-veja (WS) é impossível de ser realizada na prática. Nestes casos, outra opção consiste em utilizar a solução do problema determinístico associada à média das variáveis aleatórias para comparar com a solução estocástica. Assim, defini-se por EV (*expected value*) a solução do problema para o cenário esperado (valor esperado de ξ):

$$EV = \min_x z(x, \bar{\xi}), \quad (3.13)$$

onde $\bar{\xi} = E[\xi]$ e $x^*(\bar{\xi})$ é a solução ótima de EV.

Em seguida será definido o valor esperado do resultado (EEV) usando a solução obtida com EV:

$$EEV = E_{\xi} \left[z(x^*(\bar{\xi}), \xi) \right]. \quad (3.14)$$

O EEV mede a performance da solução $x^*(\bar{\xi})$ para cada realização de ξ , permitindo que a decisão de segundo estágio seja feita de forma ótima em função de $x^*(\bar{\xi})$ e ξ . O valor da solução estocástica (*Value of the Stochastic Solution* - VSS) fica então:

$$VSS = |EEV - RP|.$$

O valor da solução estocástica (VSS) pode ser interpretado como o benefício esperado do agente que considerou a incerteza dada por ξ , ou ainda, como a perda esperada do agente que optou pela modelagem determinística utilizando o valor esperado de ξ ($E[\xi] = \bar{\xi}$).

3.2

Programação Robusta

Segundo Kouvelis e Yu (1997), a programação robusta trata os parâmetros incertos através de cenários discretos, e tem com objetivo encontrar soluções próximas ao ótimo, independentemente de qual cenário se realizar. Além disso, esta abordagem lida com a questão de aversão ao risco por encontrar soluções que sejam menos afetadas pelas mudanças de cenários.

Para Butler, Ammons e Sokol (2003), os modelos de programação robusta podem ser divididos em duas categorias:

- Modelos de arrependimento (*regret models*): os modelos de arrependimento buscam minimizar ou limitar a diferença entre o custo da solução adotada e o custo da solução ótima para este cenário. Esta diferença é definida como a medida de arrependimento e pode ser expressa em termos absolutos ou percentuais.
- Modelos de variabilidade (*variability models*): os modelos de variabilidade controlam a distribuição dos custos através da inclusão do desvio padrão ou da variância na função objetivo, desta forma minimizam os custos esperados (ou maximizam o lucro esperado) e ao mesmo tempo reduzem a variabilidade no universo de possíveis cenários. Segundo Bai, Carpenter e Mulvey (1997), os modelos de variabilidade propõem uma abordagem alternativa para robustez encontrando uma solução próxima da ótima e que não seja muito sensível à realização de nenhum dos possíveis cenários.

Neste trabalho será apresentada uma formulação robusta para solução do problema proposto no intuito de compará-la com a solução obtida no modelo de programação estocástica. A comparação levará em consideração que a abordagem robusta considera o tomador de decisão como avesso ao risco. A seção seguinte apresentará a formulação geral do modelo de arrependimento usado neste trabalho.

3.2.1

Modelo de Programação Robusta – Modelo de Arrependimento

Na literatura encontramos diversas formulações para o modelo de arrependimento (Butler, Ammons e Sokol, 2003; Gutierrez, Kouvelis e Kurawarwala, 1996), a utilizada neste trabalho foi proposta por Kouvelis e Yu (1997) e tem como objetivo minimizar os custos máximos. A formulação proposta é bastante conservadora e busca reduzir os efeitos do cenário mais negativo (pior caso) minimizando o maior desvio observado do ótimo para todos os cenários.

Define-se, como segue, um problema de minimização de custos supondo que a incerteza é representada por um número finito de cenários, sendo ξ a variável aleatória cujas realizações correspondem aos vários cenários, dado por:

$$\begin{aligned} \underset{x \in X}{\text{Min}} z(x, \xi) &= c^T x + \min \{q^T y \mid Wy \leq h - Tx, y \geq 0\} \\ \text{s.a.} \quad Ax &\leq b, x \geq 0, \end{aligned} \tag{3.15}$$

Seja (3.15) o problema associado a cada cenário ξ e $z(x^*(\xi), \xi)$ o valor ótimo da função objetivo para cada cenário, a formulação apresentada por Kouvelis e Yu (1997) fica:

$$\begin{aligned} \underset{\xi \in \Xi}{\text{Min}} \alpha \\ \text{s.a.} \quad z(x, \xi) - z(x^*(\xi), \xi) &\leq \alpha \\ \alpha &\geq 0 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Onde α é a variável que corresponde ao desvio entre a solução robusta e a solução com informação perfeita obtida pelo modelo determinístico para cada cenário ξ . Observa-se que o cenário com maior desvio domina a solução, já que o α é o mesmo para todos os cenários. O modelo robusto apresentado pode ser interpretado também como o MinMax do arrependimento, onde o arrependimento é dado pela expressão $z(x, \xi) - z(x^*(\xi), \xi)$.

3.3

Problemas de Otimização sob Incerteza na Indústria do Petróleo

Uma característica importante dos problemas de planejamento, programação e *scheduling* de uma indústria de processos, como é caso da indústria de petróleo, é alto grau de incerteza associado ao negócio (Lababidi et al., 2004). Inúmeros são os fatores cujos valores são incertos, e ignorá-los pode levar a uma decisão ruim ou simplesmente errada (Ruszczynski, 1997).

O modelo de suprimento, refino e transporte apresentado por Escudero et al. (1999) é formulado como um problema de recurso parcial com dois estágios via análise de cenários. Escudero et al. (1999) apresentam a formulação matemática detalhada do modelo determinístico e de sua versão estocástica, propondo ao final do artigo três métodos de decomposição para solução do problema. Nenhum resultado é apresentado, mas Escudero et al. (1999) enfatizam a necessidade de um método de decomposição para solução do problema estocástico, pois este atinge uma dimensão muito grande, mesmo com pouco cenários.

A formulação clássica do problema de recurso com dois estágios pode ser vista no modelo estocástico apresentados por Lababidi et al. (2004). Em Lababidi et al. (2004) um problema de planejamento da cadeia de suprimentos de uma companhia petroquímica é inicialmente modelado como determinístico, depois a programação estocástica é utilizada para incluir a incerteza de alguns parâmetros-chave. A principal conclusão do estudo é que a incerteza tem um significativo impacto sobre as decisões de planejamento, tal efeito pode ser medido pelo baixo valor esperado da informação perfeita.

Khor et al. (2007) tratam o problema de planejamento a médio prazo das operações em uma refinaria através de programação estocástica e programação robusta. Em Khor et al. (2007) quatro abordagens são consideradas para assegurar a solução e a robustez do modelo: (1) modelo de média-variância de Markowitz (MV) para lidar com a aleatoriedade nos coeficientes da função objetivo (risco econômico); (2) modelo de dois estágios com estrutura de recurso fixa para lidar com a aleatoriedade nos coeficientes das restrições; (3) incorporação da média-variância de Markowitz (MV) no modelo desenvolvido em (2) para minimizar o risco operacional e econômico; e (4) reformulação do modelo (3), adotando o desvio médio absoluto (MAD) como a medida de risco. O gerenciamento do risco econômico e operacional num problema de planejamento de refino também foi tratado no trabalho de Carneiro (2008), que optou pelo *Conditional Value-at-Risk* (CVaR).

Al-Othman et al. (2008) propõem um modelo estocástico multi-período para otimização da cadeia de suprimentos de uma companhia de petróleo instalada em um país produtor de óleo bruto. O impacto das incertezas na demanda e nos preços é avaliado comparando o modelo estocástico com sua versão determinística. A formulação estocástica baseia-se no problema de dois estágios com um número finito de realizações, onde a decisão de primeiro estágio está associada à produção de óleo e as demais decisões operacionais são tomadas no segundo estágio. A principal conclusão deste trabalho é que as incertezas podem ser absorvidas através de um balanço apropriado entre a exportação de petróleo e a capacidade de processamento disponível.

Uma aplicação de programação não-linear associada à incerteza pode ser vista no trabalho de Neiro e Pinto (2005). Neiro e Pinto (2005) formularam um modelo de programação não linear inteira (MINLP) multi-período para otimização sob incerteza do planejamento da produção de refinarias. Os trabalhos de Dempster et al. (2000) e Cheng e Duran (2003). Dempster et al. (2000) utilizam a técnica de programação dinâmica com análise de cenários para resolver o modelo estocástico de planejamento logístico da indústria de petróleo. Cheng e Duran (2003) apresentam um sistema de apoio à decisão baseado na integração de um conjunto de eventos discretos gerados por simulação com um modelo de

programação dinâmica para o controle ótimo do inventário e do transporte de óleo bruto. A abordagem probabilística *chance-constrained programming* é utilizada por Li et al. (2004) para o planejamento de refinarias sob incerteza. Exemplos de programação fuzzy para solução de problemas relacionados ao planejamento na indústria de petróleo podem ser vistos em Liu e Sahinidis (1996) e Hsieh e Chiang (2001).

Esta seção destaca a importância de incluir incerteza nos modelos de planejamento relacionados ao setor de petróleo, onde a variabilidade de diversos parâmetros apresenta significativa influência sobre o processo de decisão. Conforme visto na literatura, a análise via cenários é muito utilizada para descrever a incerteza dos parâmetros estocásticos e tem apresentado resultados confiáveis comprovando sua eficiência para otimização de problemas sob incerteza. Todavia, o uso desta abordagem aumenta rapidamente o porte do problema conforme o número de cenários aumenta, e vários métodos são citados como sendo alternativas para solução destes problemas (Van Slyke & Wets, 1969; Birge, 1985; Gassmann, 1990; Mulvey & Vladimirou, 1991; Rockafellar & Wets, 1991; Mulvey & Ruszczyński, 1992; Dempster & Thompson, 1998; entre outros). No entanto, a maioria dos resultados práticos apresentados trata de poucos cenários, não sendo possível avaliar o real desempenho dos métodos citados na solução de problemas de planejamento da cadeia de petróleo.

No próximo capítulo os artigos apresentados nos Capítulos 2 e 3 serão classificados segundo sua aplicação, nível de decisão e técnica de solução. Com base nessa bibliografia será apontado o que já foi desenvolvido nesta área de otimização ligado a indústria de petróleo e as oportunidades para elaboração de novos trabalhos.

4

Modelos de Planejamento na Cadeia de Petróleo

Este capítulo tem como objetivo apresentar de forma resumida os modelos de planejamento relacionados à cadeia de petróleo presentes na literatura. As seções seguintes apresentarão algumas definições utilizadas para classificação dos modelos finalizando o capítulo com a estrutura completa utilizada para a classificação.

4.1

Níveis de Decisão

Segundo Gupta e Maranas (1999, 2003) e Shobrys e White (2000), modelos de planejamento podem ser classificados em três grupos distintos baseados no nível de decisão: estratégico, tático e operacional.

- **Estratégico:** modelos de planejamento a longo prazo que consideram, por exemplo, expansão de capacidade e decisões sobre investimentos. Seu objetivo é decidir sobre a localização de centros produtores e distribuidores, identificar momentos ótimos de investimentos e necessidade de expansão da cadeia produtiva em um longo horizonte de tempo (Gupta e Maranas, 1999, 2003). A definição de "longo prazo" varia de acordo com o tipo indústria. No caso das companhias de petróleo o planejamento a longo prazo pode variar de 5 a 15 anos ou mesmo mais. Sendo assim, as decisões tomadas podem afetar o acesso às matérias-primas, aos mercados consumidores e, obviamente, a capacidade de produção e distribuição (Shobrys e White, 2000).
- **Tático:** modelos de planejamento de médio prazo que executam a tarefa de definir metas de desempenho operacional, coordenar as atividades de venda e gerenciamento de materiais, produção e distribuição (Shobrys and White, 2000). Os modelos táticos consideram o gerenciamento de inventário ao longo do tempo e a limitação de vários recursos, no caso das refinarias uma

decisão desse tipo seria, por exemplo, a escolha de petróleos e o momento para comprá-los. Os modelos táticos também podem avaliar a presença de um ou múltiplos centros produtores na cadeia de suprimento, no caso dos parques de refino, também é possível definir um planejamento tático para cada refinaria a fim de coordenar as atividades das várias unidades de processo.

- Operacional: estes modelos são caracterizados por decisões de curto prazo. Eles programam a seqüência exata e o volume de cada material envolvido nas diversas operações considerando restrições de recurso, tempo e especificação, como, por exemplo, o limite do teor de enxofre do diesel produzido numa refinaria. No problema de refino as variáveis de decisão envolvem o momento para iniciar a operação, a duração e o volume a ser processado em cada unidade, considerando a demanda, possíveis desejos de manter grandes unidades operando continuamente e questões de contenção (Shobrys and White, 2000).

4.2

Áreas de Atuação Industrial

A indústria do petróleo está dividida em segmentos com características próprias, estruturas particulares e funções específicas, comentadas a seguir:

- Upstream: compreende as atividades de exploração, perfuração, produção e o transporte do óleo extraído para as refinarias, onde o mesmo será processado.
- Midstream: engloba o conjunto de operações através das quais as matérias-primas (diversos tipos de petróleo processado) são transformadas em produtos para comercialização (gasolina, diesel, GLP, querosene, entre outros). Consiste, basicamente, na atividade de refino.

- Downstream: ocupa-se das tarefas logísticas necessárias para transportar os produtos desde a refinaria até os pontos de consumo. Compreende as atividades de transporte, distribuição e comercialização.

4.3

Estrutura da Classificação

A tabela a seguir apresenta os trabalhos encontrados na literatura sobre o setor de petróleo.

Tabela 0.1: Tabela de classificação

	Aplicação			Nível de Decisão			Programação			LP	NLP	MILP	MINLP
	Up	Mid	Down	Estrat.	Tático	Oper.	Deter.	Estoc.	Fuzzy				
Sear (1993)			x		x		x			x			
Liu and Sahinidis (1996)		x			x			x	x			x	
Iyer et al. (1998)	x			x		x	x					x	
Moro et al. (1998)		x			x		x				x		
Escudero et al. (1999)		x	x			x		x		x			
Dempster et al. (2000)		x	x		x		x	x		x			
Pinto et al. (2000)		x				x	x						x
Van den Heever et al. (2000)	x			x			x						x
Hsieh and Chiang (2001)		x	x		x			x	x	x			
Göthe-Lundgren et al. (2002)		x			x		x					x	
Wenkai et al. (2002)	x					x	x				x	x	x
Cheng and Duran (2003)	x							x				x	
Jia and Ierapetritou (2003)		x	x			x	x					x	
Más and Pinto (2003)	x					x	x					x	
Jia and Ierapetritou (2004)		x	x			x	x					x	
Lababidi et al. (2004)		x	x		x		x	x				x	
Moro and Pinto (2004)	x					x	x					x	x
Neiro and Pinto (2004)		x				x	x						x
Rejowski and Pinto (2004)			x			x	x					x	
Li et al. (2004)		x			x			x				x	x
Neiro and Pinto (2005)		x						x					x
Khor et al. (2007)		x			x			x		x			
Micheletto et al. (2007)		x				x	x					x	
Al-Othman et al. (2008)	x	x	x		x			x				x	

Analisando a tabela fica clara a ênfase no desenvolvimento de modelos matemáticos voltados para o *midstream*. Sem dúvida os modelos de refino foram explorados com maior nível de detalhe do que as demais áreas de atuação da indústria de petróleo. Reforça-se aqui a ausência de trabalhos considerando o *upstream*, *midstream* e *downstream* de forma integrada, observa-se que apenas Al-Othman et al. (2008) propõem um modelo matemático para a cadeia integrada de petróleo. No entanto, como veremos nas conclusões desta seção, muitos são os aspectos que diferem o trabalho de Al-Othman et al. (2008) do proposto nesta dissertação.

Com relação ao nível de decisão, a maioria dos modelos matemáticos apresentados foca no nível tático ou operacional. Nenhum dos modelos matemáticos propostos se preocupa com decisões de investimentos em novas plantas de processamento de petróleo ou em adequação do parque de refino existente. Apenas em Iyer et al. (1998) e Van den Heever et al. (2000) são propostos modelos para planejamento de investimentos em exploração de petróleo (*upstream*).

Aplicações de programação estocástica podem ser encontradas em todas as áreas de atuação da indústria de petróleo. Como já foi descrito no capítulo anterior, a programação estocástica permite uma abordagem melhor das incertezas, e sendo o setor de petróleo suscetível a instabilidade de oferta de matéria prima, demanda de produtos finais e preços de mercado, é muito importante o uso da programação estocástica no desenvolvimento de modelos matemáticos para o planejamento na indústria de petróleo.

Conforme observado não existe na literatura nenhum trabalho voltado para o planejamento de investimentos em refino e infra-estrutura logística considerando desde os campos de petróleo até os centros de demanda de derivados. O trabalho de Al-Othman et al. (2008) é o que mais se aproxima desta idéia, mas não inclui em seu modelo a análise de investimentos, e considera uma rede logística simplificada quando comparada à realidade de terminais, bases primárias, bases secundárias e diversos modais de transporte. Além disso, a maioria dos artigos citados aqui trata a

refinaria como sendo formada por um único processo ou um conjunto de poucos processos.

A modelagem simplificada da refinaria não permite uma análise detalhada dos fluxos dentro da mesma e inviabiliza um planejamento de investimentos consistente, uma vez que para o planejamento é necessário diferenciar cada tipo de unidade de processo, pois o investimento em uma única unidade pode mudar significativamente o rendimento e a produção de uma refinaria. É neste contexto, e da necessidade de desenvolver um modelo matemático para o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo (*upstream*, *midstream* e *downstream*), que surgiu o tema desta dissertação.

5

O Modelo de Planejamento Estratégico da Cadeia Integrada de Petróleo

No intuito de auxiliar o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo foi desenvolvido no âmbito desta dissertação um modelo de programação estocástica em dois estágios. Este modelo é baseado na abordagem de análise de cenários e trata três fontes de incerteza: oferta de óleo bruto, demanda nacional por derivados e preços de mercado para derivados e petróleo. O uso deste sistema permite a realização de estudos sobre a cadeia integrada de petróleo, avaliando alternativas de projetos para expansão do parque de refino e da infra-estrutura logística. O impacto de mudanças na legislação ambiental, geração de novas tecnologias e redução da dependência de petróleos e derivados importados também podem ser analisados através do modelo proposto.

O modelo de programação linear (LP) proposto tem como objetivo maximizar o valor esperado do lucro na operação de refino garantindo o pleno atendimento da demanda nacional. Os seguintes fatores que afetam o abastecimento nacional foram tratados neste trabalho:

- A configuração do parque de refino nacional;
- Custos de operação das refinarias;
- Custos de transportes envolvidos na movimentação de petróleos e derivados;
- Produção brasileira de petróleo (estocástico);
- Produção brasileira de gás natural e óleo vegetal;
- Oferta de petróleo e derivados no mercado internacional;
- Consumo nacional de derivados (estocástico);
- Preços de petróleo e derivados no mercado internacional (estocástico);
- Preços de petróleo e derivados no mercado nacional;
- Importação e exportação de petróleos e derivados;

- Especificações para comercialização de derivados definidas por órgãos reguladores do setor de petróleo;
- Ampliações de unidades de processo e outras expansões já previstas;
- Investimentos em refino e transporte de petróleo e derivados.

As decisões do modelo com relação ao refino incluem determinar o *blending* de petróleos para cada refinaria, a produção em cada unidade de processo, o momento para realização de investimentos em novas instalações ou expansão da capacidade de unidades já em operação. Com relação à rede logística, o modelo deve definir os fluxos de menor custo para fornecimento das refinarias e distribuição dos derivados, os instantes para investimento em infra-estrutura logística ou a ampliação de dutos já existentes.

A seguir será apresentada uma descrição detalhada do problema estudado.

5.1

Descrição do Problema

Nesta seção a cadeia integrada de petróleo como apresentada na Figura 5.2 será descrita de forma a introduzir o problema tratado nesta dissertação. Os campos de exploração estão posicionados na origem da cadeia e representam as fontes de petróleo nacional. O petróleo nacional é enviado por modal dutoviário ou marítimo até os terminais de onde saem para atender às refinarias ou para exportação. O petróleo processado nas refinarias também pode ser obtido de fontes internacionais. Os petróleos internacionais são transportados por modal marítimo até os terminais, os quais estão conectados por uma rede de dutos às refinarias. As refinarias recebem, além do petróleo, gás natural e óleo vegetal de produtores nacionais e/ou internacionais. Os produtores de gás natural também podem atender as bases de distribuição que abastecem diretamente o mercado consumidor.

Nas refinarias o óleo bruto é transformado em produtos comercializáveis através de diversos tipos de processos descritos por Tavares (2005) como:

- Processos de separação: têm por objetivo separar o petróleo em suas frações básicas ou processar uma fração previamente produzida no sentido de retirar dela um grupo específico de componentes (destilação em suas várias formas, desasfaltação a propano, desaromatização e desparafinação/desoleificação a solvente, dentre outros);
- Processos de conversão: transformam uma fração em outra ou alteram profundamente a constituição molecular de uma fração, sem, no entanto, transformar a fração em outra (craqueamento catalítico, hidrocrackeamento, alcoilação, reformação e a isomerização, craqueamento térmico, viscorredução, coqueamento retardado ou fluido);
- Processos de tratamento: proporcionam a melhoria de cortes de produtos semi-acabados, eliminando ou reduzindo impurezas presentes em suas constituições; são bastante utilizados em frações leves (gases, GLP e naftas); quando utilizados para especificação de frações médias (querosene, óleo diesel) ou pesadas (gasóleos, lubrificantes, resíduos) são necessários processos que operam em condições mais severas, onde o agente responsável pela remoção de impurezas é o hidrogênio, (hidrocrackeamento catalítico, hidrodessulfurização e hidrotreatamento).
- Processos auxiliares: são aqueles que se destinam a fornecer insumos à operação dos outros processos citados ou tratar rejeitos desses mesmos processos (geração de hidrogênio, recuperação de enxofre, utilidades).

Um exemplo de diagrama de fluxos de uma refinaria típica é mostrado na Figura 5.1. As refinarias podem ainda estar ligadas umas as outras, a fim de obter o melhor aproveitamento da configuração existente em cada refinaria.

- Campo de exploração: são as fontes de petróleo nacional. O petróleo nacional é enviado até os terminais de onde saem para atender as refinarias ou para exportação. Todo produto exportado, seja ele petróleo ou derivado, passa por um terminal antes de ser transportado até o mercado consumidor internacional representado pelo nó internacional.
- Produtor de gás natural: as refinarias também são abastecidas por produtores nacionais e internacionais de gás natural. Os produtores de gás natural podem atender as bases de distribuição que abastecem diretamente o mercado consumidor interno.
- Produtor de óleo vegetal: alimenta diretamente a refinaria e serve de carga para unidade de hidrodessulfurização (HDS) na produção de diesel com baixo teor de enxofre. O óleo vegetal também pode ser exportado passando por um terminal e seguindo para um nó internacional.
- Refinaria: recebe matéria prima dos nós produtores e transforma em produtos comercializáveis para atender o mercado interno e externo. Detalhes sobre os processos que compõe a refinaria estão na seção 5.2.3.
- Nó Internacional: representa o mercado consumidor de petróleo e derivados localizado fora do território nacional. Além disso, o nó internacional também fornece petróleo e derivados importados para atender a demanda interna. Todos os produtos que chegam (exportação) ou saem (importação) de um nó internacional passam por um terminal.
- Terminal: Os terminais têm basicamente a função de receber e expedir petróleos, óleo vegetal, gás natural e derivados; servindo de ponto intermediário para os fluxos.

- Base: podem receber e expedir derivados, gás natural e óleo vegetal caso a rota passando pela base seja a de menor custo de transporte. As bases também estão associadas às demandas dos derivados comercializáveis. Esta representação é uma forma de agrupar as demandas, na prática a transferência dos derivados para as bases tem o objetivo de aproximar os estoques dos centros consumidores.

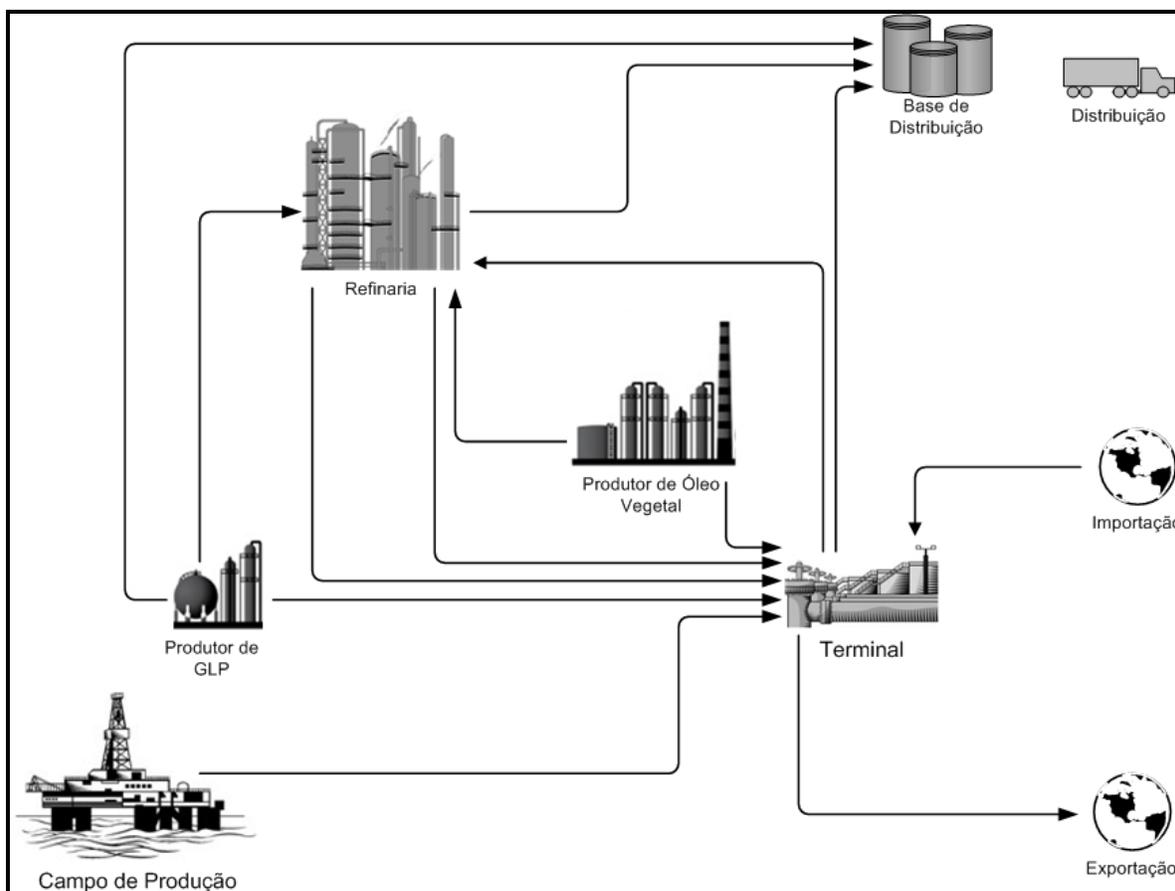


Figura 0.2: Rede logística.

5.2.2

Rede Logística – Arco de Transporte

A rede logística é composta por um conjunto de nós (campo de exploração, produtor de gás natural, produtor de óleo vegetal, nó internacional, refinaria, terminal e base) ligados entre si por arcos de transporte. O arco de transporte armazena informações de nó de origem, nó de destino, modal de transporte e classe de produto.

Os modais considerados neste trabalho foram: dutoviário, rodoviário, ferroviário e aquaviário. A classe de produtos permite que vários produtos com características semelhantes sejam agrupados e compartilhem um mesmo arco de transporte reduzindo assim o porte do modelo matemático.

No exemplo abaixo estão representados três arcos de transporte para movimentar produtos da refinaria para o terminal:

1. Liga a refinaria ao terminal através do modal rodoviário e permite transportar produtos da classe de claros (diesel, gasolina, nafta e querosene);
2. Transporta pelo modal dutoviário produtos da classe de claros;
3. Movimenta pelo modal dutoviário produtos da classe de escuros (óleo combustível, gasóleos e resíduo de vácuo).

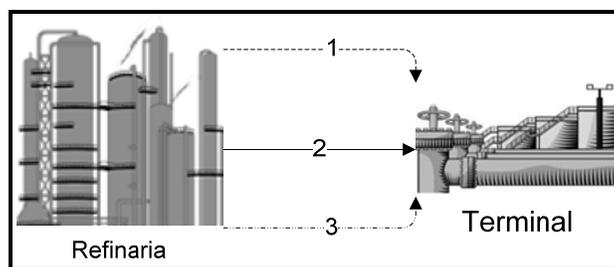


Figura 0.3: Arco de transporte.

Observe que para o mesmo par (refinaria, terminal) existem dois arcos (2 e 3) do mesmo modal transportando produtos de classes diferentes, isto ocorre, pois no caso de dutos existem redes dutoviárias distintas para produtos com características diferentes e precisam ser representados no modelo separadamente. No caso dos arcos 1 e 2 temos modais concorrentes utilizados para a movimentação da mesma classe de produtos.

5.2.3

Refinaria – Unidade de Processos

A refinaria é composta de unidades de processo e de tanques para mistura de produtos. Um exemplo do diagrama de fluxos completo de uma refinaria foi

mostrado anteriormente na figura 5.1. A ilustração abaixo apresenta o fluxo de um único produto, o querosene, ao longo da refinaria de modo a destacar particularidades da operação de refino modelada neste trabalho.

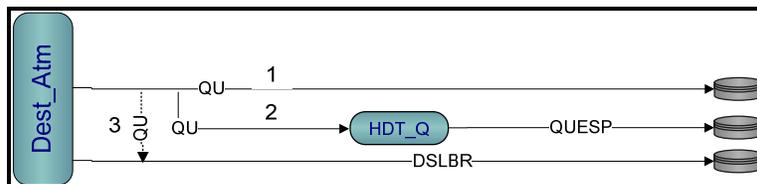


Figura 0.4: Unidade de Processo.

O querosene (QU) é produzido na unidade de destilação atmosférica (Dest_Atm) e pode seguir três fluxos:

1. O querosene (QU) pode seguir direto para o tanque de onde será transportado para atender o mercado consumidor;
2. O querosene (QU) pode ser utilizado como carga da unidade de tratamento (hidrotratamento - HDT_Q) de forma a obter uma qualidade específica (querosene especificado - QUESP);
3. O querosene (QU) pode degradar em diesel (DSLBR), isto é, adicionar a corrente de diesel um certo volume de querosene.

A degradação no modelo matemático proposto tem duas funções, uma delas é simplesmente aumentar o volume de um produto de menor valor ao adicionar um produto de maior valor a sua corrente. A outra função é melhorar a qualidade de um produto degradando produtos de melhor qualidade (menor teor de enxofre ou menor viscosidade) em sua corrente.

5.2.4

Investimento

No modelo matemático proposto são tratados dois tipos de investimento: (1) investimento em refino e (2) investimentos em infra-estrutura logística. Os

investimentos em refino incluem a expansão (aumento da capacidade) de unidades já em operação, a instalação de novas unidades de processamento e até mesmo de refinarias inteiras. Os investimentos em infra-estrutura logística consideram a construção de novas vias para o escoamento de matérias-primas e produtos comercializáveis.

O custo de investimento aparece como uma parcela única no período em que ocorre o investimento. No intuito de evitar que o investimento ocorra antes do momento necessário o custo de investimento é dimensionado em função do horizonte de planejamento e da vida útil do projeto. Considere o caso de um investimento de US\$100 milhões em uma unidade de hidrotratamento no ano 6, onde a vida útil da unidade é de 20 anos e o horizonte de planejamento é de 10 anos.

O valor do investimento fica:

$$\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (NT - n + 1)}{LT_{r,u}} \right) = \frac{\$100 \cdot (10 - 6 + 1)}{20} = \$25 \quad (5.1)$$

onde $KC_{r,u}$ é o custo de investimento na refinaria r e unidade de processo u , NT é o horizonte de planejamento, n é o período em que ocorreu o investimento e $LT_{r,u}$ é a vida útil do projeto para cada refinaria r e unidade de processo u .

O cálculo do custo de investimento em infra-estrutura logística foi feito de forma análoga.

5.2.5

Exportação e Importação

A exportação e a importação de petróleo e derivados representam os possíveis desvios do problema estocástico, sendo que a exportação é premiada (termo positivo na função objetivo) e a importação é penalizada (termo negativo na função objetivo). A inclusão de medidas de desvio em um problema de recurso com dois estágios

permite que toda solução de primeiro estágio seja viável para o problema de segundo estágio. Mais especificamente, em um problema de cadeia de suprimentos onde o objetivo é maximizar o valor esperado do retorno, é possível usar os preços de mercado para exportação e importação como penalização (positiva e negativa respectivamente), evitando o problema de dimensionamento incorreto dos valores usados para penalizar a função objetivo.

6

Formulação Matemática

Nesta dissertação foi desenvolvido um modelo de recurso em dois estágios com estrutura fixa para auxiliar o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo. Este modelo é baseado na abordagem de análise de cenários e trata três fontes de incerteza: oferta de óleo bruto, demanda nacional por derivados e preços de derivados e petróleo no mercado nacional e internacional. A seguir será apresentada uma versão simplificada do modelo estocástico proposto com o objetivo de introduzir os conceitos básicos utilizados na modelagem do problema. Para isso, será usada a formulação do equivalente determinístico bem como uma série de simplificações. O equacionamento completo do modelo determinístico, do modelo estocástico e do modelo robusto pode ser visto nas seções 6.2, 6.3 e 6.4 respectivamente.

6.1

Modelo Estocástico Simplificado

A descrição do equacionamento do modelo estocástico simplificado estrutura-se da seguinte forma: as entidades (conjuntos de elementos) e variáveis de decisão do modelo estão definidas na Tabela 6.1, a Tabela 6.2 descreve os parâmetros do modelo (dados de entrada) e a formulação matemática é apresentada pelas equações 6.1 a 6.15.

Nesta formulação do equivalente determinístico assumi-se que as incertezas sejam representadas de forma discreta através de S cenários, e que a probabilidade de ocorrência do s -ésimo cenário é dada por $p_s \geq 0 \forall s = 1, \dots, S$ (tal que $\sum_{s=1}^S p_s = 1$). O modelo estocástico simplificado pode ser representado por:

Tabela 0.1: Conjuntos e variáveis – Modelo simplificado.

Entidades		Variáveis	
Conjunto de nós $i1, i2$	I	Variáveis de Primeiro Estágio	
Subconjunto de refinarias r	$R \subset I$	Investimentos em unidades da refinaria	K_r
Subconjunto de campos de exploração f	$F \subset I$	Investimentos em transporte	KT_{if}
Subconjunto de nós internacionais in	$IN \subset I$	Variáveis de Segundo Estágio	
Subconjunto de terminais tr	$TR \subset I$	Carga de alimentação da destilação	$DFR_{r,o,s}$
Subconjunto de bases b	$B \subset I$	Produção da refinaria	$PFR_{r,po,s}$
Conjunto de produtos po	P	Fluxo de petróleo transportado	$OT_{o,i1,i2,s}$
Conjunto de petróleos o	O	Fluxo de derivados transportado	$PT_{po,i1,i2,s}$
Conjunto de cenários s	S		

Tabela 0.2: Tabela de parâmetros – Modelo simplificado.

Parâmetros Determinísticos			
Custo de investimento em refino	KC_r	Demanda de petróleo externa máxima	$\overline{ODE}_{in,o}$
Custo operacional do refino	OC_r	Demanda de petróleo externa mínima	$\underline{ODE}_{in,o}$
Custo operacional adicional do refino	$\overline{\overline{OC}}_r$	Demanda de produto externa máxima	$\overline{PDE}_{in,po}$
Capacidade inicial de refino	UC_r	Demanda de produto externa mínima	$\underline{PDE}_{in,po}$
Capacidade adicional de refino	$\overline{\overline{UC}}_r$	Oferta de petróleo externa máxima	$\overline{OSE}_{in,o}$
Rendimento da refinaria	$DY_{o,po}$	Oferta de petróleo externa mínima	$\underline{OSE}_{in,o}$
Custo de investimento em transporte	$KTC_{i1,i2}$	Oferta de produto externa máxima	$\overline{PSE}_{in,po}$
Capacidade inicial de transporte	$CT_{i1,i2}$	Oferta de produto externa mínima	$\underline{PSE}_{in,po}$
Capacidade adicional de transporte	$\overline{\overline{CT}}_{i1,i2}$	Custo de transporte	$TC_{i1,i2}$
Parâmetros Estocásticos			
Produção de petróleo nacional	$FP_{f,o,s}$	Preço do petróleo para exportação	$OPE_{in,o,s}$
Demanda de produto	$PD_{b,po,s}$	Preço do petróleo para importação	$OPI_{in,o,s}$
Preço do petróleo para distribuição	$OPBR_{o,s}$	Preço do produto para exportação	$PPE_{in,po,s}$
Preço do produto para distribuição	$PPBR_{po,s}$	Preço do produto para importação	$PPI_{in,po,s}$
Probabilidade do cenário s	P_s		

$$Max \quad - \sum_{r \in R} KC_r \cdot K_r - \sum_{i1 \in I} \sum_{i2 \in I} KTC_{i1,i2} \cdot KT_{i1,i2}$$

Investimentos (6.1)

$$- \sum_{r \in R} \left(OC_r \cdot UC_r + \overline{\overline{OC}}_r \cdot \overline{\overline{UC}}_r \cdot K_r \right) \quad \text{Custo de operação de}$$

refino (6.2)

$$+ \sum_{s=1}^S p_s \left(\sum_{r \in R} \sum_{o \in O} OPBR_{o,s} \cdot \sum_{i1 \in I} OT_{o,i1,r,s} + \sum_{b \in B} \sum_{po \in P} PPBR_{po,s} \cdot PD_{b,po,s} \right) \quad \text{Venda de petróleo e}$$

derivados (6.3)

$$+ \sum_{i1 \in I} \sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \left(OPE_{in,o,s} \cdot OT_{o,i1,in,s} - OPI_{in,o,s} \cdot OT_{o,in,i1,s} \right) \quad \text{Exportação e}$$

importação (6.4)

$$+ \sum_{i1 \in I} \sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \left(PPE_{in,po,s} \cdot PT_{po,i1,in,s} - PPI_{in,po,s} \cdot PT_{po,in,i1,s} \right) \quad \text{Exportação e}$$

importação (6.5)

$$- \sum_{i1 \in I} \sum_{i2 \in I} \left[\left(\sum_{po \in P} PT_{po,i1,i2,s} + \sum_{o \in O} OT_{o,i1,i2,s} \right) \cdot TC_{i1,i2} \right] \quad \text{Custo de operação de}$$

logística (6.6)

S.a.

$$\sum_{o \in O} DFR_{r,o,s} \cdot DY_{o,po} = PFR_{r,po,s} \quad \forall r \in R, \forall po \in P, \forall s \in S \quad \text{Balanço de}$$

Refino (6.7)

$$\sum_{o \in O} DFR_{r,o,s} \leq UC_r + \overline{UC}_r \cdot K_r \quad \forall r \in R, \forall s \in S \quad \text{Capacidade da}$$

$$\text{refinaria (6.8) } PFR_{i1,po,s} + \sum_{i2 \in I} PT_{po,i2,i1,s} - \sum_{i2 \in I} PT_{po,i1,i2,s} = PD_{i1,po,s} \quad \forall i1 \in I, \forall po \in P, \forall s \in S$$

Balanço de Logística (6.9)

$$DFR_{i1,o,s} + \sum_{i2 \in I} OT_{o,i1,i2,s} - \sum_{i2 \in I} OT_{o,i2,i1,s} = FP_{i1,o,n,s} \quad \forall i1 \in I, \forall o \in O, \forall s \in S \quad \text{Balanço de}$$

Logística (6.10)

$$\sum_{po \in P} PT_{po,i1,i2,s} + \sum_{o \in O} OT_{o,i1,i2,s} \leq CT_{i1,i2} + \overline{CT}_{i1,i2} \cdot KT_{i1,i2} \quad \forall i1 \in I, \forall i2 \in I, \forall s \in S \quad \text{Capacidade}$$

Logística (6.11)

$$\underline{OSE}_{in,o} \leq \sum_{i1 \in I} OT_{o,in,i1,s} \leq \overline{OSE}_{in,o} \quad \forall in \in IN, \forall i \in I, \forall o \in O, \forall s \in S \quad \text{Limite de importação de}$$

petróleo (6.12)

$$\underline{PSE}_{in,po} \leq \sum_{i1 \in I} PT_{po,in,i1,s} \leq \overline{PSE}_{in,po} \quad \forall in \in IN, \forall i \in I, \forall po \in P, \forall s \in S \quad \text{Limite de importação de}$$

derivado (6.13)

$$\underline{OSD}_{in,o} \leq \sum_{i1 \in I} OT_{o,i1,in,s} \leq \overline{OSD}_{in,o} \quad \forall in \in IN, \forall i \in I, \forall o \in O, \forall s \in S \quad \text{Limite de exportação de}$$

petróleo (6.14)

$$\underline{PSD}_{in,po} \leq \sum_{i1 \in I} PT_{po,i1,in,s} \leq \overline{PSD}_{in,po} \quad \forall in \in IN, \forall i \in I, \forall po \in P, \forall s \in S \quad \text{Limite de exportação de}$$

derivado (6.15)

O objetivo é obter uma solução que maximize a soma dos custos de investimentos (Termo 6.1) e de operação da refinaria (Termo 6.2) associados às

decisões de primeiro estágio com o valor esperado das receitas e dos custos de operação dos S problemas de segundo estágio (Termos 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6).

Nesta formulação as variáveis de investimentos em refino e infra-estrutura logística (K_r e $KT_{i,j2}$) são definidas no primeiro estágio antes da realização das incertezas associadas aos parâmetros de produção de petróleo, demanda por derivados e preços. O *blending* de petróleo usado para a alimentação da refinaria, a produção de derivados e os fluxos de petróleo e derivados pela rede logística são as variáveis de segundo estágio associadas ao s -ésimo cenário. Enquanto que as variáveis de investimento são determinísticas, as de operação de refino e transporte são estocásticas.

As variáveis de decisão de ambos os estágios se relacionam através das restrições de capacidade de refino (Equação 6.8) e capacidade logística (Equação 6.11). Os preços dos derivados e do petróleo no mercado nacional e internacional que aparecem na função objetivo associados às variáveis de segundo estágio variam de cenário para cenário (Equações 6.2, 6.3 e 6.4). A produção de petróleo e a demanda nacional de derivado também dependem do índice de cenário e aparecem do lado direito das restrições de balanço logístico (Equações 6.9 e 6.10). Assume-se que o problema é de recurso fixo, logo nas restrições os coeficientes das variáveis de segundo estágio são fixas. Não existe nenhuma condição que relacione as decisões de segundo estágio associadas a cenários diferentes.

6.2

Modelo Matemático Determinístico

A descrição do equacionamento completo do modelo determinístico estrutura-se da seguinte forma: a Tabela 6.3 apresenta as entidades (conjuntos de elementos) e variáveis de decisão do modelo (contínuas e inteiras) enquanto que a Tabela 6.4 descreve os parâmetros do modelo (dados de entrada). As restrições referentes ao

refino são apresentadas na Seção 6.2.1, as restrições de logística e comercialização na Seção 6.2.2 e finalmente a função objetivo na Seção 6.2.3

Tabela 0.3: Conjuntos e variáveis – Modelo determinístico.

Entidades		Variáveis	
Conjunto de nós $i1, i2$	I	Variáveis Inteiras	
Subconjunto de refinarias r	$R \subset I$	Investimentos em unidades da refinaria	$K_{r,u,n}$
Subconjunto de campos de exploração f	$F \subset I$	Investimentos em transporte	$KT_{ut,n}$
Subconjunto de produtores de óleo vegetal vo	$VO \subset I$	Variáveis Contínuas	
Subconjunto de produtores de gás natural ng	$NG \subset I$	Capacidade Atual Máxima	$\overline{WC}_{r,u,n}$
Subconjunto de nós internacionais in	$IN \subset I$	Capacidade Atual Mínima	$\underline{WC}_{r,u,n}$
Subconjunto de terminais tr	$TR \subset I$	Custo Operacional Atual	$OCA_{r,u,n}$
Conjunto de bases b	$B \subset I$	Degradação	$B_{r,pi,po,n}$
Conjunto de períodos $\{n \mid n = 1, \dots, NT\}$	N	Carga de alimentação da destilação	$DFR_{r,u,c,o,n}$
Conjunto de produtos pi, po	P	Caragade alimentação da unidade de processo	$PFR_{r,u,c,pi,n}$
Conjunto de petróleos o	O	Capacidade Atual de Transporte	$WCT_{ut,n}$
Conjunto de classes de produtos cl	CL	Custo atual de transporte	$TCA_{ut,n}$
Conjunto de campanhas c	C	Exportação de petróleo	$OEXP_{in,o,n,h}^+$
Conjunto de tipo de unidades t	T	Importação de petróleo	$OIMP_{in,o,n,h}^-$
Conjunto de unidades de processo $u, u2$	U	Exportação de derivados	$PEXP_{in,po,n,h}^+$
Conjunto de modais de transporte m	M	Importação de derivados	$PIMP_{in,po,n,h}^-$
Conjunto de arcos de transporte ut	UT	Fluxo de entrada transportado	$IR_{r,po,n}$
Conjunto de faixas de preços h	H	Fluxo de petróleo transportado	$OT_{ut,o,n}$
		Fluxo de saída transportado	$OR_{r,po,n}$
		Fluxo de derivados transportado	$PT_{ut,po,n}$

Tabela 0.4: Parâmetros – Modelo determinístico.

Parâmetros			
Custo de investimento em refino	$KC_{r,u}$	Demanda de petróleo externa máxima	$\overline{ODE}_{in,o,n,h}$
Custo operacional do refino	$OC_{r,u}$	Demanda de petróleo externa mínima	$\underline{ODE}_{in,o,n,h}$
Custo operacional adicional do refino	$\overline{OC}_{r,u}$	Demanda de produto externa máxima	$\overline{PDE}_{in,po,n,h}$
Capacidade inicial máxima no refino	$\overline{UC}_{r,u}$	Demanda de produto externa mínima	$\underline{PDE}_{in,po,n,h}$
Capacidade inicial mínima no refino	$\underline{UC}_{r,u}$	Oferta de petróleo externa máxima	$\overline{OSE}_{in,o,n,h}$
Capacidade adicional máxima no refino	$\overline{\overline{UC}}_{r,u}$	Oferta de petróleo externa mínima	$\underline{OSE}_{in,o,n,h}$
Capacidade adicional mínima no refino	$\underline{\underline{UC}}_{r,u}$	Oferta de produto externa máxima	$\overline{PSE}_{in,po,n,h}$
Investimento previsto em refino	$KF_{r,u,n}$	Oferta de produto externa mínima	$\underline{PSE}_{in,po,n,h}$
Vida útil do projeto de refino	$L_{r,u}$	Preço do petróleo para exportação	$OPE_{in,o,n,h}$
Produção de gás natural	$NGP_{ng,po,n}$	Preço do petróleo para importação	$OPI_{in,o,n,h}$
Produção de óleo vegetal	$VOP_{vo,po,n}$	Preço do produto para exportação	$PPE_{in,po,n,h}$
Produção de petróleo nacional	$FP_{f,o,n}$	Preço do produto para importação	$PPI_{in,po,n,h}$
Demanda de produto	$PD_{b,po,n}$	Preço do petróleo para distribuição	$OPBR_{r,o,n,h}$
Proporção	$PERC_{r,u,c,pi,n}$	Preço do produto para distribuição	$PPBR_{b,po,n,h}$
Proporção máxima	$\overline{PERC}_{r,u,c,pi,n}$	Custo de investimento em transporte	KTC_{ut}
Proporção mínima	$\underline{PERC}_{r,u,c,pi,n}$	Custo de transporte	TC_{ut}
Rendimento da destilação	$DY_{r,u,c,o,po}$	Capacidade inicial de transporte	CT_{ut}
Rendimento das unidades de refino	$PUY_{r,u,c,pi,po}$	Capacidade adicional de transporte	\overline{CT}_{ut}
Enxofre do produto de entrada	$SIO_{pi,n}$	Investimento previsto em transporte	$KTF_{ut,n}$
Enxofre máximo	$SPO_{po,n}$	Existe arco de transporte	$UTE_{ut,i1,i2,m,cl}$
Fator de mistura	$BI_{po,n}$	Vida útil do projeto de transporte	LT_{ut}
Viscosidade mínima	$VPO_{po,n}$	Taxa de atualização	AT

6.2.1

Restrições relativas ao processo de refino

Balanco de Refino

$$\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} + \sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n} + \quad (6.16)$$

$$IR_{r,po,n} = \sum_{pi \in P} B_{r,po,pi,n} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,c,po,n} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot CP_{r,u,po} + OR_{r,po,n}$$

$$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N$$

A soma dos fluxos de entrada deve ser igual à soma dos fluxos de saída em cada refinaria (r), unidade de processo (u), campanha² (c), produto (po) e período (n). O fluxo de entrada representa carga na unidade de processo (seja na destilação $DFR_{r,u,c,o,n}$ ou nas demais unidade de processo $PFR_{r,u,c,pi,n}$) multiplicada pela taxa de rendimento da unidade ($DY_{r,u,c,o,po}$ para a destilação e $PUY_{r,u,c,pi,po}$ para as demais unidades) para o produto de saída (po) somada ao volume de produto de entrada (pi) degradado ($B_{r,pi,po,n}$) em po mais a quantidade de po que entra na refinaria ($IR_{r,po,n}$). O fluxo de saída corresponde ao volume de po degradada ($B_{r,po,pi,n}$) em outros produtos somada a quantidade de po usada como carga e como combustível da próprio da unidade ($CP_{r,u,po}$) mais a quantidade de po presente na saída da refinaria ($OR_{r,po,n}$).

Operação da refinaria

$$PFR_{r,u,pi,c,n} = PERC_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n} \quad \forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N \quad (6.17)$$

$$\overline{PERC}_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n} \leq PFR_{r,u,pi,c,n} \leq \overline{PERC}_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n} \quad (6.18)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N$$

As restrições 6.17 e 6.18 limitam a carga de alimentação ($PFR_{r,u,pi,c,n}$) de produto (pi) em uma unidade (u), que deve ser igual a um percentual ($PERC_{r,u,pi,c,n}$)

² Campanhas correspondem aos modos de operação do refino, isto é, o rendimento de uma unidade de processo varia em função da campanha.

ou maior que um percentual mínimo ($\underline{PERC}_{r,u,pi,c,n}$) e/ou menor que um percentual máximo ($\overline{PERC}_{r,u,pi,c,n}$) da carga total da unidade.

$$\overline{WC}_{r,u,n} = \overline{WC}_{r,u,n-1} + \overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (6.19)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

$$\underline{WC}_{r,u,n} = \underline{WC}_{r,u,n-1} + \underline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - \underline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (6.20)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

As Equações 6.19 e 6.20 definem as capacidades máxima e mínima de uma unidade no período n em função da capacidade anterior $WC_{r,u,n-1}$ e dos investimentos multiplicados por uma capacidade adicional ($\overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n})$). No caso da substituição de uma unidade em operação por outra é subtraída uma parcela associada à desativação da unidade u ($\overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}]$).

$$\underline{WC}_{r,u,n} \leq \sum_{o \in O} \sum_{c \in C} DFR_{r,u,o,c,n} + \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n} \leq \overline{WC}_{r,u,n} \quad \forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N \quad (6.21)$$

A carga na unidade é limitada em função das capacidades máxima $\overline{WC}_{r,u,n}$ e mínima $\underline{WC}_{r,u,n}$ tanto para o caso da destilação ($DFR_{r,u,o,c,n}$) quanto para o das demais unidades ($PFR_{r,u,pi,c,n}$).

Restrições de Qualidade de Refino

$$\sum_{u \in U} \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n} \cdot SIO_{pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \leq \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \cdot SPO_{po,n} \quad (6.22)$$

$$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N$$

A restrição 6.22 limita a quantidade de enxofre do produto de saída (po) em função da qualidade dos produtos de entrada (pi), isto é, a soma das cargas de pi multiplicados pelo seu percentual conhecido de enxofre $SIO_{pi,n}$ deve ser menor ou

igual ao volume produzido de po multiplicado pelo seu percentual desejado de enxofre $SPO_{po,n}$. Em um problema de nível estratégico é possível estimar o percentual de enxofre $SIO_{pi,n}$ dos produtos intermediários com precisão suficiente, tornando linear a restrição para o controle do percentual de enxofre presente nos produtos a serem comercializados.

$$\begin{aligned} & \sum_{pi \in P} \left(B_{r,pi,po,n} \cdot BI_{pi,n} \right) + \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) BI_{po,n} \\ & \leq VPO_{po,n} \cdot \left(\sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \end{aligned} \quad (6.23)$$

$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N$

A restrição 6.23 controla a viscosidade ($VPO_{po,n}$) de um determinado produto po em função do fator de mistura ($BI_{pi,n}$). A soma dos produtos de entrada (pi) degradados em po multiplicados pelo seu fator de mistura $BI_{pi,n}$ conhecido mais a quantidade produzida de po multiplicado pelo seu fator de mistura $BI_{po,n}$ conhecido deve ser menor ou igual que a soma de todo volume degrada em po e produzido de po multiplicado pelo seu fator de mistura $VPO_{po,n}$ desejado.

6.2.2

Restrições referentes à logística e à comercialização

Nesta formulação matemática, admite-se que um arco de transporte (ut) armazena informações de nó de origem ($i1$), nó de destino ($i2$), modal de transporte (m) e classe de produto (cl), sempre que essas informações forem necessárias diretamente no equacionamento usamos o parâmetro $UTE_{ut,i1,i2,m,cl}$.

Balanco de Logística

$$\begin{aligned} & \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} \left(PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl} \right) + NGP_{i1,po,n} + VOP_{i1,po,n} + OR_{i1,po,n} = \\ & PD_{i1,po,n} + \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} \left(PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i1,i2,m,cl} \right) + IR_{i1,po,n} \quad \forall i1 \in I, \forall po \in P, \forall n \in N \end{aligned} \quad (6.24)$$

Para cada arco de transporte (ut), nós ($i1, i2$), modal(m) e classe de produto (cl), a soma dos fluxos de produtos entrando é igual à soma dos fluxos saindo de um dado nó. O fluxo de entrada corresponde a quantidade de produto de saída (po) entrando em um nó somada ao total de po produzido na unidade produtora de gás natural $NPG_{ng,po,n}$, a quantidade de po produzida na unidade produtora de óleo vegetal $VOP_{vo,po,n}$ e a quantidade produzida de po na refinaria $OR_{i1,po,n}$; Por sua vez, o fluxo de saída corresponde a demanda de po naquele nó somada à quantidade de produto deixando aquele nó e à quantidade de po consumida pela refinaria $IR_{i1,po,n}$.

$$\begin{aligned} \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + FP_{i1,o,n} &= \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} DFR_{i1,u,o,c,n} \\ + \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i1,i2,m,cl}) &\quad \forall i1 \in I, \forall o \in O, \forall n \in N \end{aligned} \quad (6.25)$$

O mesmo balanço se aplica aos fluxos de petróleo, onde o fluxo de entrada corresponde à quantidade do petróleo (o) entrando no nó ($i1$) somada à quantidade de petróleo produzido no campo de exploração ($FP_{f,o,n}$); e o fluxo de saída corresponde ao consumo de petróleo pela refinaria somada à quantidade de petróleo saindo de $i1$.

Exportação e Importação

As exportações e importações de petróleo operam com deseconomia de escala. A deseconomia de escala representa a saturação do mercado, tanto com relação à oferta de produtos quanto com relação à demanda de produtos no mercado externo, isto é, quando o volume importado ou exportado é muito grande os preços também sobem. A modelagem da deseconomia de escala foi feita através da faixa de preço (h), as faixas definem intervalos para o volume exportado e importado nos quais um determinado preço é válido.

$$\underline{PSE}_{in,po,n,h} \leq PIMP^-_{in,po,n,h} \leq \overline{PSE}_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (6.26)$$

$$\underline{OSE}_{in,o,n,h} \leq OIMP^-_{in,o,n,h} \leq \overline{OSE}_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (6.27)$$

A quantidade de produto (po) e petróleo (o) importada é limitada em função da oferta externa, que define um valor máximo e um mínimo a ser importado para cada faixa de preço (h).

$$\underline{PDE}_{in,po,n,h} \leq PEXP^+_{in,po,n,h} \leq \overline{PDE}_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (6.28)$$

$$\underline{ODE}_{in,o,n,h} \leq OEXP^+_{in,o,n,h} \leq \overline{ODE}_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (6.29)$$

A exportação de produto (po) e petróleo (o) é limitada por uma demanda mínima e máxima do mercado internacional para cada faixa de preço (h).

Restrições de Balanço por Faixa

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} PEXP^+_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N \quad (6.30)$$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} OEXP^+_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N \quad (6.31)$$

A quantidade exportada do produto (po) ou de petróleo (o) para cada nó internacional (in), período (n) e para todas as faixas de preço (h) deve ser igual ao volume de po ou o chegando em in .

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} PIMP^-_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N \quad (6.32)$$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} OIMP^-_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N \quad (6.33)$$

O volume do produto (po) ou de petróleo (o) saindo do nó internacional in é igual à quantidade de po ou o importado para todas as faixas de preço (h).

Restrições de Capacidade Logística

$$WCT_{ut,n} = WCT_{ut,n-1} + \overline{CT}_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \quad \forall ut \in UT, \forall n \in N \quad (6.34)$$

Define a capacidade máxima de um arco de transporte (ut) no período (n) em função da capacidade anterior $WCT_{ut,n-1}$ e dos investimentos $KT_{ut,n}$ e $KTF_{ut,n}$ multiplicados por uma capacidade adicional $\overline{\overline{CT}}_{ut}$.

$$\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n} \leq WCT_{ut,n} \quad \forall ut \in UT, \forall n \in N \quad (6.35)$$

Limita o volume máximo transportado por arco de transporte ut no período n .

6.2.3

Função Objetivo (FO)

O objetivo do modelo é maximizar o lucro total dado pela soma dos custos de operação nas refinarias (Equação 6.36), custos de transporte de petróleo e derivados (Equação 6.37), gastos com investimentos em refino (Equação 6.38) e infra-estrutura logística (Equação 6.39), exportação e importação de petróleo e derivados (Equações 6.40 e 6.41) e renda gerada pela venda interna de petróleo nacional e derivados (Equações 6.42 e 6.43). Cada uma destas parcelas será apresentada a seguir. O modelo é multi-período (anos) e todas as parcelas da FO são trazidas a valor presente a data do início do planejamento. Assim todos os termos da FO são atualizados pelo fator $(1 + AT)^{(n-1)}$, onde n é o período e AT é taxa interna de retorno.

Custo de operação nas refinarias

$$-\sum_{r \in R} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left(\frac{OC_{r,u,n-1} + \overline{\overline{OC}}_{r,u} \cdot \overline{\overline{UC}}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - OC_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}]}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (6.36)$$

O custo de operação para cada unidade de processo em cada refinaria a cada período pode sofrer um incremento de custo devido a investimentos propostos ($K_{r,u,n}$) e investimentos previstos ($KF_{r,u,n}$). Como explicado anteriormente os investimentos são de três tipos: construção de uma nova unidade, ampliação de uma unidade já em

operação e troca de uma unidade por outra. Este último tipo permite que uma unidade já em operação seja substituída por outra com novos valores de rendimento e custo de operação, as unidades que podem ser substituídas são informadas pelo parâmetro $CU_{r,u,u2}$. A parcela negativa que aparece multiplicada por $CU_{r,u,u2}$, representa a desativação da unidade u substituída pelo investimento em $u2$.

Custo de transporte

$$-\sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left(\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n} TC_{ut} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n} TC_{ut} \right) / (1+AT)^{(n-1)} \quad (6.37)$$

O custo de transporte é composto pelo custo de transportar derivados ($PT_{ut,po,n}$ x TC_{ut}) somados ao custo de transporte de petróleo ($OT_{ut,o,n}$ x TC_{ut}) para cada período n e arco de transporte ut .

Investimentos no parque de refino

$$-\sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) (NT - n + 1)}{L_{r,u}} \right) / (1+AT)^{(n-1)} \right] \quad (6.38)$$

Os investimentos em refino são de três tipos: construção de uma nova unidade em uma refinaria, ampliação de uma unidade já em operação e troca de uma unidade já existente por outra. Os custos de investimento ($KC_{r,u}$) são então considerados caso a variável de investimento $K_{r,u,n}$ ou o parâmetro de investimento $KF_{r,u,n}$ seja diferente de zero para uma dada unidade de processo (u) em uma refinaria (r) em um período (n). O custo de investimento entra com uma parcela única no período que ocorre o investimento proporcional a fração $(NT-n+1)/L_{r,u}$. Esta fração considera o momento do investimento n , o horizonte de planejamento NT e a vida útil do projeto $L_{r,u}$, tornando o custo de investimento proporcional a razão entre sua utilização durante o horizonte de planejamento e sua vida útil.

Investimentos em transporte

$$- \sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KTC_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \cdot (NT - n + 1)}{LT_{ut}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (6.39)$$

Esta parcela corresponde aos gastos com investimentos em transporte, de forma análoga a expressão (23), onde KTC_{ut} corresponde ao custo de investimento em transporte associado à variável de investimento $KT_{ut,n}$ e ao parâmetro de investimento previsto $KTF_{ut,n}$.

Importação e exportação de petróleo

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \sum_{h \in H} (OPE_{in,o,n,h} \cdot OEXP^+_{in,o,n,h} - OPI_{in,o,n,h} \cdot OIMP^-_{in,o,n,h}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.40)$$

Despesas com importação de petróleo ($OPI_{in,o,n,h}$ x $OIMP^-_{in,o,n,h}$) para cada frente de importação (in), tipo de petróleo (o), período (n) e faixa de preço (h), subtraídas da renda obtida com a exportação de petróleo nacional ($OPE_{in,o,n,h}$ x $OEXP^+_{in,o,n,h}$).

Importação e exportação de derivados

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \sum_{h \in H} (PPE_{in,po,n,h} \cdot PEXP^+_{in,po,n,h} - PPI_{in,po,n,h} \cdot PIMP^-_{in,po,n,h}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.41)$$

Corresponde aos gastos com a importação de derivados ($PPI_{in,o,n,h}$ x $PIMP^-_{in,o,n,h}$) menos as receitas obtidas com a exportação de derivados ($PPE_{in,o,n,h}$ x $PEXP^+_{in,o,n,h}$). A faixa de preço permite representar deseconomias de escala na importação ou exportação do petróleo, representada por uma função linear por partes (Equações 6.26, 6.27, 6.28 e 6.29).

Venda interna de petróleo nacional

$$+\sum_{r \in R} \sum_{o \in O} \sum_{n \in N} \left(OPBR_{r,o,n} \cdot \sum_{ut \in UT} \sum_{il \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,il,r,m,cl}) \right) / (1+AT)^{(n-1)} \quad (6.42)$$

A renda obtida pela venda de petróleo nacional para as refinarias é dada pelo produto entre o preço do petróleo ($OPBR_{r,o,n}$) e o volume de petróleo distribuído para as refinarias ($\sum_{ut \in UT} \sum_{il \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,il,r,m,cl})$).

Distribuição de derivados produzidos internamente

$$+\sum_{b \in B} \sum_{p \in P} \sum_{n \in N} \left(PPBR_{b,po,n} \cdot PD_{b,po,n} / (1+AT)^{(n-1)} \right) \quad (6.43)$$

A receita gerada pela distribuição de derivados corresponde ao produto entre o preço dos derivados $PPBR_{b,po,n}$ e o volume demandado internamente $PD_{b,po,n}$. Esta expressão é válida pois a restrição de balanço obriga o pleno atendimento da demanda nacional, logo a importação de derivados entra como custo e a venda destes como receita.

6.3

Modelo Matemático Estocástico

Esta seção apresenta o equacionamento completo do modelo estocástico proposto e efetivamente utilizado para solução do problema de planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo. As considerações necessárias sobre estruturação do problema em dois estágios já foram feitas na Seção 6.1 e a descrição de cada equação pode ser vista com grande nível de detalha na Seção 6.2 referente à formulação determinística. Sendo assim, a descrição completa do equacionamento matemático estrutura-se da seguinte forma: a Tabela 6.5 apresenta as entidades (conjuntos de elementos) e variáveis de decisão de primeiro e segundo estágio; a

Tabela 6.6 descreve os parâmetros determinísticos e estocásticos do modelo (dados de entrada). Em seguida é apresentado o equacionamento completo do equivalente determinístico utilizado para resolver o problema estocástico proposto.

Tabela 0.5: Conjuntos e variáveis – Modelo estocástico.

Entidades		Variáveis	
Conjunto de nós $i1, i2$	I	Variáveis de Primeiro Estágio	
Subconjunto de refinarias r	$R \subset I$	Investimentos em unidades da refinaria	$K_{r,u,n}$
Subconjunto de campos de exploração f	$F \subset I$	Investimentos em transporte	$KT_{ut,n}$
Subconjunto de produtores de óleo vegetal vo	$VO \subset I$	Capacidade Atual Máxima	$\overline{WC}_{r,u,n}$
Subconjunto de produtores de gás natural ng	$NG \subset I$	Capacidade Atual Mínima	$\underline{WC}_{r,u,n}$
Subconjunto de nós internacionais in	$IN \subset I$	Custo Operacional Atual	$OCA_{r,u,n}$
Subconjunto de terminais tr	$TR \subset I$	Capacidade Atual de Transporte	$WCT_{ut,n}$
Conjunto de bases b	$B \subset I$	Variáveis de Segundo Estágio	
Conjunto de períodos $\{n n = 1, \dots, NT\}$	N	Degradação	$B_{r,pi,po,n,s}$
Conjunto de produtos pi, po	P	Carga de alimentação da destilação	$DFR_{r,u,c,o,n,s}$
Conjunto de petróleos o	O	Caraga de alimentação da unidade de processo	$PFR_{r,u,c,pi,n,s}$
Conjunto de classes de produtos cl	CL	Custo atual de transporte	$TCA_{ut,n,s}$
Conjunto de campanhas c	C	Exportação de petróleo	$OEXP_{in,o,n,h,s}^+$
Conjunto de tipo de unidades t	T	Importação de petróleo	$OIMP_{in,o,n,h,s}^-$
Conjunto de unidades de processo $u, u2$	U	Exportação de derivados	$PEXP_{in,po,n,h,s}^+$
Conjunto de modais de transporte m	M	Importação de derivados	$PIMP_{in,po,n,h,s}^-$
Conjunto de arcos de transporte ut	UT	Fluxo de entrada transportado	$IR_{r,po,n,s}$
Conjunto de faixas de preços h	H	Fluxo de petróleo transportado	$OT_{ut,o,n,s}$
Conjunto de cenários s	S	Fluxo de saída transportado	$OR_{r,po,n,s}$
		Fluxo de derivados transportado	$PT_{ut,po,n,s}$

Tabela 0.6: Parâmetros – Modelo estocástico.

Parâmetros Determinísticos			
Custo de investimento em refino	$KC_{r,u}$	Fator de mistura	$BI_{po,n}$
Custo operacional do refino	$OC_{r,u}$	Viscosidade mínima	$VPO_{po,n}$
Custo operacional adicional do refino	$\overline{OC}_{r,u}$	Demanda de petróleo externa máxima	$\overline{ODE}_{in,o,n,h}$
Capacidade inicial máxima no refino	$\overline{UC}_{r,u}$	Demanda de petróleo externa mínima	$\underline{ODE}_{in,o,n,h}$
Capacidade inicial mínima no refino	$\underline{UC}_{r,u}$	Demanda de produto externa máxima	$\overline{PDE}_{in,po,n,h}$
Capacidade adicional máxima no refino	$\overline{UC}_{r,u}$	Demanda de produto externa mínima	$\underline{PDE}_{in,po,n,h}$
Capacidade adicional mínima no refino	$\underline{UC}_{r,u}$	Oferta de petróleo externa máxima	$\overline{OSE}_{in,o,n,h}$
Investimento previsto em refino	$KF_{r,u,n}$	Oferta de petróleo externa mínima	$\underline{OSE}_{in,o,n,h}$
Vida útil do projeto de refino	$L_{r,u}$	Oferta de produto externa máxima	$\overline{PSE}_{in,po,n,h}$
Produção de gás natural	$NGP_{ng,po,n}$	Oferta de produto externa mínima	$\underline{PSE}_{in,po,n,h}$
Produção de óleo vegetal	$VOP_{vo,po,n}$	Custo de investimento em transporte	KTC_{ut}
Proporção	$PERC_{r,u,c,pi,n}$	Custo de transporte	TC_{ut}
Proporção máxima	$\overline{PERC}_{r,u,c,pi,n}$	Capacidade inicial de transporte	CT_{ut}
Proporção mínima	$\underline{PERC}_{r,u,c,pi,n}$	Capacidade adicional de transporte	\overline{CT}_{ut}
Rendimento da destilação	$DY_{r,u,c,o,po}$	Investimento previsto em transporte	$KTF_{ut,n}$
Rendimento das unidades de refino	$PUY_{r,u,c,pi,po}$	Existe arco de transporte	$UTE_{ut,i1,i2,m,cl}$
Enxofre do produto de entrada	$SIO_{pi,n}$	Vida útil do projeto de transporte	LT_{ut}
Enxofre máximo	$SPO_{po,n}$	Taxa de atualização	AT
Parâmetros Estocásticos			
Produção de petróleo nacional	$FP_{f,o,n,s}$	Preço do petróleo para exportação	$OPE_{in,o,n,h,s}$
Demanda de produto	$PD_{b,po,n,s}$	Preço do petróleo para importação	$OPI_{in,o,n,h,s}$
Preço do petróleo para distribuição	$OPBR_{r,o,n,h,s}$	Preço do produto para exportação	$PPE_{in,po,n,h,s}$
Preço do produto para distribuição	$PPBR_{b,po,n,h,s}$	Preço do produto para importação	$PPI_{in,po,n,h,s}$
Preço do produto para distribuição	P_s		

Assumindo que as incertezas sejam representadas de forma discreta através de S cenários, e que a probabilidade de ocorrência do s -ésimo cenário seja dada por p_s ($p_s \geq 0, \sum_{s=1}^S p_s = 1$), o modelo estocástico proposto pode ser representado por:

$$Max \quad - \sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) \cdot (NT - n + 1)}{L_{r,u}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (6.44)$$

Investimentos no parque de refino

$$- \sum_{u \in UT} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KTC_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \cdot (NT - n + 1)}{LT_{ut}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (6.45)$$

Investimentos em transporte

$$- \sum_{r \in R} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left(\frac{OC_{r,u,n-1} + \overline{OC}_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - OC_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}]}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (6.46)$$

Custo de operação nas refinarias

$$+ \sum_{s=1}^S p_s \left\{ \sum_{r \in R} \sum_{o \in O} \sum_{n \in N} \left(OPBR_{r,o,n,s} \cdot \sum_{u \in UT} \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \sum_{d \in CL} (OT_{u,o,n,s} \cdot UTE_{u,i,r,m,d}) / (1 + AT)^{(n-1)} \right) \right\} \quad (6.47)$$

Venda interna de petróleo nacional

$$+ \sum_{b \in B} \sum_{p \in P} \sum_{n \in N} \left(PPBR_{b,p,n,s} \cdot PD_{b,p,n,s} / (1 + AT)^{(n-1)} \right) \quad (6.48)$$

Distribuição de derivados produzidos internamente

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \sum_{h \in H} (OPE_{in,o,n,h,s} \cdot OEXP^+_{in,o,n,h,s} - OPI_{in,o,n,h,s} \cdot OIMP^-_{in,o,n,h,s}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.49)$$

Importação e exportação de petróleo

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \sum_{h \in H} (PPE_{in,po,n,h,s} \cdot PEXP^+_{in,po,n,h,s} - PPI_{in,po,n,h,s} \cdot PIMP^-_{in,po,n,h,s}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.50)$$

Importação e exportação de derivados

$$-\sum_{u \in UT} \sum_{n \in N} \left(\sum_{po \in P} PT_{u,po,n,s} \cdot TC_{u,po,n,s} + \sum_{o \in O} OT_{u,o,n,s} \cdot TC_{u,o,n,s} \right) / (1+AT)^{(n-1)} \quad (6.51)$$

Custo de transporte

S.a.

$$\begin{aligned} & \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n,s} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n,s} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} + \sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n,s} + \\ & IR_{r,po,n,s} = \sum_{pi \in P} B_{r,po,pi,n,s} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,c,po,n,s} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n,s} \cdot CP_{r,u,po} + OR_{r,po,n,s} \end{aligned} \quad (6.52)$$

$$\forall r \in R, \forall pi \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Balanco de Refino

$$PFR_{r,u,pi,c,n,s} = PERC_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n,s} \quad (6.53)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N, \forall s \in S$$

$$\overline{PERC}_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n,s} \leq PFR_{r,u,pi,c,n,s} \leq \overline{PERC}_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n,s} \quad (6.54)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Operação da refinaria

$$\overline{WC}_{r,u,n} = \overline{WC}_{r,u,n-1} + \overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (6.55)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

$$\underline{WC}_{r,u,n} = \underline{WC}_{r,u,n-1} + \underline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - \underline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (6.56)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

$$\underline{WC}_{r,u,n} \leq \sum_{o \in O} \sum_{c \in C} DFR_{r,u,o,c,n,s} + \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n,s} \leq \overline{WC}_{r,u,n} \quad \forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N, \forall s \in S \quad (6.57)$$

Capacidade da refinaria

$$\sum_{u \in U} \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n,s} \cdot SIO_{pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \leq \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n,s} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \cdot SPO_{po,n} \quad (6.58)$$

$$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Restrições de Qualidade de Refino – Teor de Enxofre

$$\sum_{pi \in P} (B_{r,pi,po,n,s} \cdot BI_{pi,n}) + \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n,s} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n,s} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) BI_{po,n} \quad (6.59)$$

$$\leq VPO_{po,n} \cdot \left(\sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n,s} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n,s} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n,s} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right)$$

$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$

Restrições de Qualidade de Refino - Viscosidade

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n,s} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + NGP_{i1,po,n} + VOP_{i1,po,n} + OR_{i1,po,n,s} = \quad (6.60)$$

$$PD_{i1,po,n,s} + \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n,s} \cdot UTE_{ut,i1,i2,m,cl}) + IR_{i1,po,n,s} \quad \forall i1 \in I, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Balanco de Logística - Derivado

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + FP_{i1,o,n,s} = \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} DFR_{i1,u,o,c,n,s} \quad (6.61)$$

$$+ \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,i1,i2,m,cl}) \quad \forall i1 \in I, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Balanco de Logística - Petróleo

$$\underline{PSE}_{in,po,n,h} \leq PIMP^-_{in,po,n,h,s} \leq \overline{PSE}_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H, \forall s \in S \quad (6.62)$$

$$\underline{OSE}_{in,o,n,h} \leq OIMP^-_{in,o,n,h,s} \leq \overline{OSE}_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H, \forall s \in S \quad (6.63)$$

Importação

$$\underline{PDE}_{in,po,n,h} \leq PEXP^+_{in,po,n,h,s} \leq \overline{PDE}_{in,po,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H, \forall s \in S \quad (6.64)$$

$$\underline{ODE}_{in,o,n,h} \leq OEXP^+_{in,o,n,h,s} \leq \overline{ODE}_{in,o,n,h} \quad \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H, \forall s \in S \quad (6.65)$$

Exportação

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n,s} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} PEXP^+_{in,po,n,h,s} \quad (6.66)$$

$\forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} OEXP^+_{in,o,n,h,s} \quad (6.67)$$

$\forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall s \in S$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n,s} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} PIMP^-_{in,po,n,h,s} \quad (6.68)$$

$\forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall s \in S$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} OIMP_{in,o,n,h,s}^- \quad (6.69)$$

$$\forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall s \in S$$

Restrições de Balanço por Faixa

$$WCT_{ut,n} = WCT_{ut,n-1} + \overline{CT}_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \quad \forall ut \in UT, \forall n \in N \quad (6.70)$$

$$\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n,s} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n,s} \leq WCT_{ut,n} \quad \forall ut \in UT, \forall n \in N, \forall s \in S \quad (6.71)$$

Restrições de Capacidade Logística

6.4

Modelo Matemático Robusto

A formulação do modelo matemático usando programação robusta é semelhante à apresentada para o modelo estocástico na seção anterior. As diferenças aparecem na função objetivo e na inclusão de uma nova restrição. A nova restrição define que a diferença entre a solução ótima encontrada para cada cenário usando o modelo determinístico (conhecida também como solução espere e veja – *wait and see*) e a solução ótima encontrada pelo modelo robusto deve ser menor ou igual a um desvio. Esse desvio é variável e será minimizado pela função objetivo.

O parâmetro correspondente ao valor do lucro ótimo para cada cenário s obtido a partir da formulação determinística é dado por Z_s^* e a variável α é definida como o desvio absoluto robusto. A seguir são apresentadas a nova função objetivo (Equação 6.72) e a nova restrição (composta pelos Termos 6.73 a 6.80) a ser inserida na formulação estocástica descrita na seção anterior.

$$\text{Min } \alpha \quad (6.72)$$

S.a.

$$Z_s^* - \left[- \sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) \cdot (NT - n + 1)}{L_{r,u}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \right] \quad (6.73)$$

Investimentos no parque de refino

$$- \sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KTC_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \cdot (NT - n + 1)}{LT_{ut}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (6.74)$$

Investimentos em transporte

$$- \sum_{r \in R} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left(\frac{OC_{r,u,n-1} + \overline{OC}_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - OC_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}]}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (6.75)$$

Custo de operação nas refinarias

$$+ \sum_{r \in R} \sum_{o \in O} \sum_{n \in N} \left(OPBR_{r,o,n,s} \cdot \sum_{ut \in UT} \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,i,r,m,d}) / (1 + AT)^{(n-1)} \right) \quad (6.76)$$

Venda interna de petróleo nacional

$$+ \sum_{b \in B} \sum_{po \in P} \sum_{n \in N} \left(PPBR_{b,po,n,s} \cdot PD_{b,po,n,s} / (1 + AT)^{(n-1)} \right) \quad (6.77)$$

Distribuição de derivados produzidos internamente

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \sum_{h \in H} (OPE_{in,o,n,h,s} \cdot OEXP^+_{in,o,n,h,s} - OPI_{in,o,n,h,s} \cdot OIMP^-_{in,o,n,h,s}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.78)$$

Importação e exportação de petróleo

$$+ \sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \sum_{h \in H} (PPE_{in,po,n,h,s} \cdot PEXP^+_{in,po,n,h,s} - PPI_{in,po,n,h,s} \cdot PIMP^-_{in,po,n,h,s}) \right)}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.79)$$

Importação e exportação de derivados

$$- \sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left(\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n,s} \cdot TC_{ut} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n,s} \cdot TC_{ut} / (1 + AT)^{(n-1)} \right) \leq \alpha \quad \forall s \in S \quad (6.80)$$

Custo de transporte

O parâmetro Z_s^* é um limite superior para expressão usada para calcular o retorno em cada cenário s , logo a valor do desvio α será sempre um valor positivo a ser minimizado pela função objetivo (Equação 6.72).

6.5

Modelo Matemático MinMax

A formulação do modelo matemático MinMax é semelhante à apresentada para o modelo estocástico na seção 6.3. As diferenças aparecem na função objetivo e na inclusão de uma nova restrição. A nova restrição define o lucro no pior cenário a ser minimizado pela função objetivo. A variável β é definida como o resultado no pior cenário. A seguir são apresentadas a nova função objetivo (Equação 6.81) e a nova restrição (composta pelos Termos 6.82 a 6.89) a ser inserida na formulação estocástica descrita na seção 6.3.

$$\text{Max } \beta \quad (6.81)$$

s.a.

$$\left\{ - \sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) \cdot (NT - n + 1)}{L_{r,u}} \right) \right] / (1 + AT)^{(n-1)} \right\} \quad (6.82)$$

Investimentos no parque de refino

$$- \sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KTC_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}) \cdot (NT - n + 1)}{LT_{ut}} \right) \right] / (1 + AT)^{(n-1)} \quad (6.83)$$

Investimentos em transporte

$$- \sum_{r \in R} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left(\frac{OC_{r,u,n-1} + \overline{OC}_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - OC_{r,u} \cdot \overline{UC}_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}]}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (6.84)$$

Custo de operação nas refinarias

$$+ \sum_{r \in R} \sum_{o \in O} \sum_{n \in N} \left(\frac{OPBR_{r,o,n,s} \cdot \sum_{ut \in UT} \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n,s} \cdot UTE_{ut,i,r,m,d})}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (6.85)$$

Venda interna de petróleo nacional

$$+\sum_{b \in B} \sum_{po \in P} \sum_{n \in N} \left(PPBR_{b,po,n,s} \cdot PD_{b,po,n,s} / (1+AT)^{(n-1)} \right) \quad (6.86)$$

Distribuição de derivados produzidos internamente

$$+\sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \sum_{h \in H} \left(OPE_{in,o,n,h,s} \cdot OEXP^+_{in,o,n,h,s} - OPI_{in,o,n,h,s} \cdot OIMP^-_{in,o,n,h,s} \right) \right)}{(1+AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.87)$$

Importação e exportação de petróleo

$$+\sum_{n \in N} \left[\frac{\left(\sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \sum_{h \in H} \left(PPE_{in,po,n,h,s} \cdot PEXP^+_{in,po,n,h,s} - PPI_{in,po,n,h,s} \cdot PIMP^-_{in,po,n,h,s} \right) \right)}{(1+AT)^{(n-1)}} \right] \quad (6.88)$$

Importação e exportação de derivados

$$-\sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left(\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n,s} \cdot TC_{ut} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n,s} \cdot TC_{ut} / (1+AT)^{(n-1)} \right) \leq \beta \quad \forall s \in S \quad (6.89)$$

Custo de transporte

7

Resultados

O modelo de programação estocástica e de programação robusta desenvolvidos foram utilizados em um estudo sobre a cadeia integrada de petróleo brasileira. Neste capítulo será apresentada uma breve descrição sobre o caso analisado, informações relevantes sobre os dados utilizados na geração de cenários, o desempenho computacional dos modelos e uma análise de resultados obtidos com os modelos de otimização estocástica e robusta.

7.1

Descrição do Caso Estudado

Um estudo considerando dados reais serviu como base para avaliar o desempenho dos modelos propostos na otimização de um problema de grande porte. O problema estudado considera como fonte de suprimento das refinarias quatorze grupos de petróleos nacionais produzidos em oito campos, dois grupos de petróleos estrangeiros, o gás natural e o óleo vegetal. As refinarias processam cinquenta produtos intermediários, destinados à produção de dez derivados de petróleo associados à demanda nacional. O parque de refino é composto por dezessete refinarias e três centrais de matérias-primas petroquímicas também produtoras de derivados em operação no Brasil. A demanda nacional foi dividida por região (Norte, Nordeste, Centro Oeste-Sudeste, Sul) e distribuída em quatro centros localizados no território brasileiro.

Os nove terminais nacionais considerados têm a função de receber e expedir petróleos e derivados. O terminal internacional localizado na costa dos Estados Unidos representa o ponto de demanda de petróleo nacional, ou seja, é o nó internacional para o qual são enviadas as exportações de petróleo. Os terminais localizados na Arábia Saudita e Nigéria representam pontos de oferta de petróleos

estrangeiros. Foi incluindo ainda na modelagem do problema um terminal internacional genérico que representa a demanda e oferta de derivados a serem exportados e importados pelo Brasil. Atualmente o Brasil comercializa derivados com todos os continentes e não foram obtidos dados suficientes para representar essas demandas e ofertas de forma discriminada. A movimentação desses produtos pela rede logística pode ser feito através de 278 arcos de transportes relativos aos modais rodoviário, aquaviário, dutoviário e ferroviário. O horizonte de tempo analisado é de dez anos.

A ilustração a seguir mostra a localização dos nós que compõe a cadeia integrada de petróleo no Brasil identificados pela legenda.



Figura 0.1: Localização de nós no Brasil.

7.1.1

Levantamento de Dados

Os dados utilizados neste trabalho foram obtidos no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE, 2007) divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e na dissertação de Carneiro (2008).

7.1.2

Parâmetros Associados à Incerteza

Este trabalho considera três fontes de incerteza: oferta de óleo bruto nacional, demanda nacional por derivados e preços de mercado para derivados e petróleo. Não faz parte do escopo deste trabalho desenvolver uma metodologia para geração de cenários. A abordagem utilizada para geração de cenários foi proposta por Carneiro (2008), onde foram definidos três possíveis realizações para cada um dos parâmetros com incertezas associadas. A partir da combinação destes parâmetros estocásticos foram definidos 27 cenários.

Produção de Petróleo Nacional

As três possíveis realizações de produção de petróleo nacional são representadas pelos seguintes cenários: “leve”, “médio” e “pesado”. Os dados associados ao cenário “médio” referente produção anual média de petróleo nacional foi obtida no PDE (2007) e foi utilizado como cenário base. O cenário “leve” considera um aumento de 5% na oferta de petróleos leves e uma queda de 10% na oferta de petróleos pesados. O cenário “pesado” por sua vez considera um aumento de 10% na produção de petróleos pesados e uma queda de 5% na produção de petróleos leves. O Gráfico 7-1 mostra a produção anual em cada um dos cenários propostos.

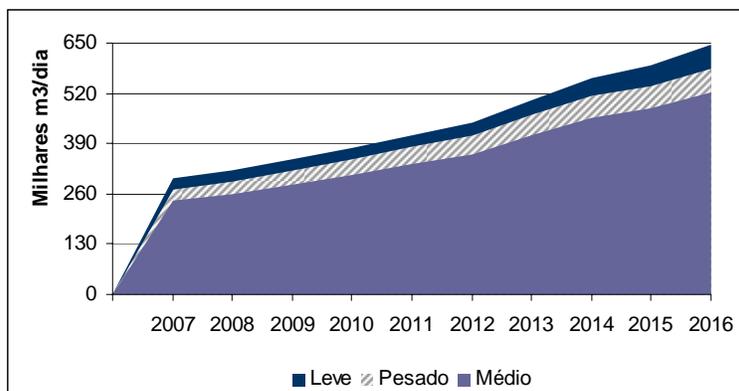


Gráfico 0-1: Produção de Petróleo Nacional.

No Gráfico 7-1 vemos que nos cenários “leve” e “pesado” há um aumento de produção com relação ao cenário “médio”, a diferença está no tipo de petróleo que sofreu a variação.

Demanda Nacional de Derivados

As três possíveis realizações de demanda nacional por derivados são representadas pelos seguintes cenários: “alto”, “médio” e “baixo”. Os dados associados ao cenário “médio”, referentes à demanda anual média de derivados, foram obtidos no PDE (2007) utilizados como cenário base na definição dos demais cenários. O cenário “alto” corresponde a um aumento de 15% na demanda de derivados e o cenário “baixo” corresponde a uma queda de 15% na demanda de derivados. O Gráfico 7-2 ilustra os cenários descritos para o caso da gasolina.

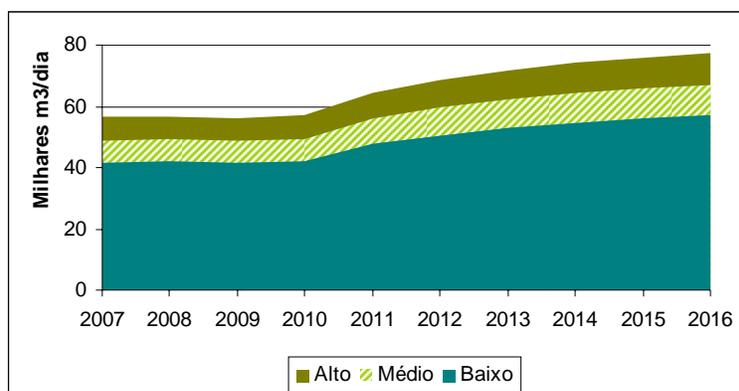


Gráfico 0-2: Demanda Nacional de Gasolina.

Preços de Derivados e Petróleo no Mercado Nacional e Internacional

As três possíveis realizações de preços são representadas pelos seguintes cenários: “otimista”, “conservador” e “pessimista”. Os dados de preço para derivados e petróleo no mercado nacional e internacional foram obtidos segundo metodologia proposta em Carneiro (2008).

7.1.3

Geração de Cenários

Novamente é importante ressaltar que não faz parte do escopo desta dissertação desenvolver uma metodologia para definição de cenários e suas respectivas probabilidades. No entanto é indispensável para a avaliação do modelo matemático proposto a criação de cenários com probabilidades associadas, e para isso, foram arbitradas probabilidades mantendo a coerência com a realidade do problema estudado. Assim, as probabilidades apresentadas nesta seção não possuem nenhum embasamento em processos estocásticos multivariados e servem apenas para testar o modelo matemático.

A Tabela 7.1 mostra a probabilidade de ocorrência de cada possível realização das fontes de incerteza. Este trabalho considerou para cada uma das fontes de incerteza (oferta de óleo bruto nacional, demanda nacional por derivados e preços de

mercado para derivados e petróleo) três possíveis realizações descritas na Seção 7.1.2.

Tabela 0.1: Probabilidade dos parâmetros estocásticos.

Parâmetro Estocástico		Probabilidade
Produção	Leve	25%
	Médio	50%
	Pesado	25%
Demanda	Alta	25%
	Média	50%
	Baixa	25%
Preço	Otimista	25%
	Conservador	50%
	Pessimista	25%

Os cenários analisados neste estudo foram gerados a partir da combinação dos parâmetros estocásticos, totalizando de vinte e sete cenários (3^3). Assumindo que os parâmetros associados à incerteza são variáveis aleatórias independentes, a probabilidade de cada combinação gerada é dada pelo produto entre as probabilidades de ocorrência de cada uma das variáveis aleatórias. Os vinte e sete cenários analisados e suas respectivas probabilidades são mostrados na Figura 7.2.

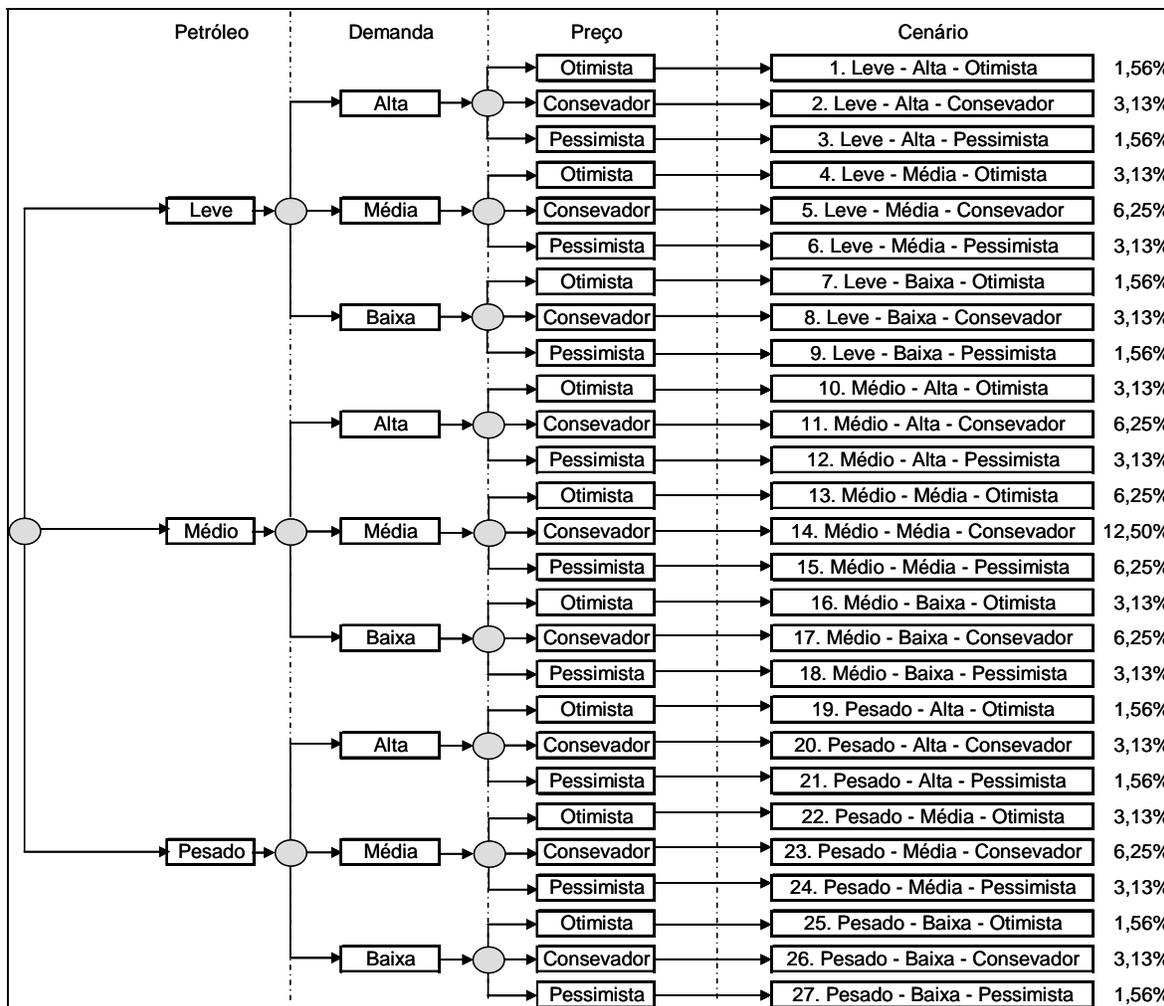


Figura 0.2: Cenários.

7.2

Desempenho Computacional

Os modelos propostos foram implementados no sistema de modelagem AIMMS (*Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software*) e resolvidos com o solver CPLEX 11.0. A performance computacional dos modelos foi medida em um computador com processador Intel Core 2 Quad 3.1GHz com 8Gb de memória RAM.

Os modelos matemáticos apresentados no Capítulo 6 se baseiam na programação linear inteira mista (MILP), onde as variáveis de investimento foram definidas inteiras e as demais variáveis contínuas. No entanto o grande número de

cenários proposto inviabilizou a solução do problema com variáveis inteiras e optou-se por resolver um problema de grande porte usando apenas variáveis contínuas como mostra a tabela a seguir.

Tabela 0.2: Desempenho Computacional.

Modelo	Estocástico	Robusto	MinMax
# cenários	27	27	27
# restrições	5.642.366	5.642.393	5.643.086
# variáveis contínuas	4.179.168	4.179.169	4.179.168
# não zeros	11.638.049	11.638.103	11.638.769
# iterações	225.680	281.178	178.938
Tempo de CPU (s)	104,7 s	587,8 s	74,8 s

Os resultados da Tabela 7.2 para modelos baseados em programação linear (LP) indicam que o tempo de resolução não foi crítico para problemas com 27 cenários, mais de 5 milhões de restrições e mais de 4 milhões de variáveis contínuas. Nos modelos baseados em programação linear inteira mista (MILP) obteve-se solução para até 9 cenários.

7.3

Análise de Resultados

Os resultados desta seção tratam do problema de grande porte descrito na Tabela 7.2 relacionados aos modelos estocásticos, robusto e MinMax baseados em programação linear (LP).

7.3.1

Modelo Determinístico

O modelo determinístico foi utilizado para calcular a solução ótima para cada um dos cenários individualmente. No cálculo desta solução assume-se que o futuro é conhecido, ou seja, a solução obtida é a espere-e-veja (*wait-and-see*) descrita no Capítulo 3. O Gráfico 7.3 mostra o lucro obtido com a solução determinística espere-e-veja para cada um dos vinte sete cenários analisados neste trabalho. As barras com padrão preto representam os cenários com preço conservador, as barras em padrão

listrado representam os cenários com preço otimista e com padrão de losango os cenários com preço pessimista. A numeração dos cenários segue a mesma ordem mostrada na Figura 7.2.

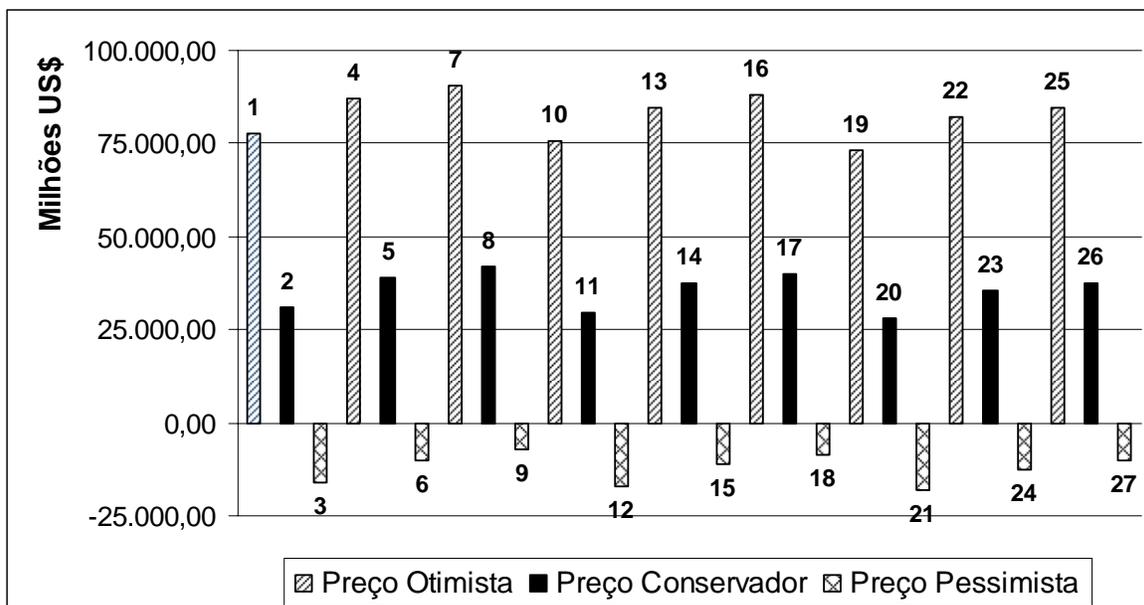


Gráfico 0-3: Lucro da solução espere-e-veja.

O cenário 14 corresponde a solução EV (*expected value*), isto é, a solução do problema que usa como dados de entrada a média dos parâmetros estocásticos (valor esperado de ξ). Usando o cenário 14 como referência, observa-se pelas barras em padrão preto que a função objetivo é menos sensível a variação de produção de petróleo e demanda de derivados. Já a variação dos preços causa significativo impacto sobre a função objetivo, os cenários com preço otimista obtiveram altos retornos e os cenários com preço pessimista tiveram grande prejuízo.

O valor esperado da solução espere-e-veja (WS) definida no Capítulo 3 pela expressão:

$$WS = E_{\xi} \left[z(x^*(\xi), \xi) \right] = \sum_{s=1}^S p_s z(x_s^*, \xi_s), \quad (7.1)$$

é dado pelo produto entre a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.1.3 e solução espere-e-veja obtida para cada cenário vista no Gráfico 7.3. O valor esperado WS para o problema estudado é de US\$35.789,52 Milhões.

7.3.2

Modelo Estocástico

O modelo estocástico foi utilizado para o cálculo da solução ótima do problema de recurso fixo proposto. O Gráfico 7.4 mostra o lucro obtido com a solução estocástica para cada cenário através do modelo estocástico, os resultados correspondem às realizações de segundo estágio avaliadas com a solução de primeiro estágio fixa e definida pelo modelo estocástico. Este resultado, assim como o anterior, destaca a relação entre o lucro e o preço realizado em cada cenário.

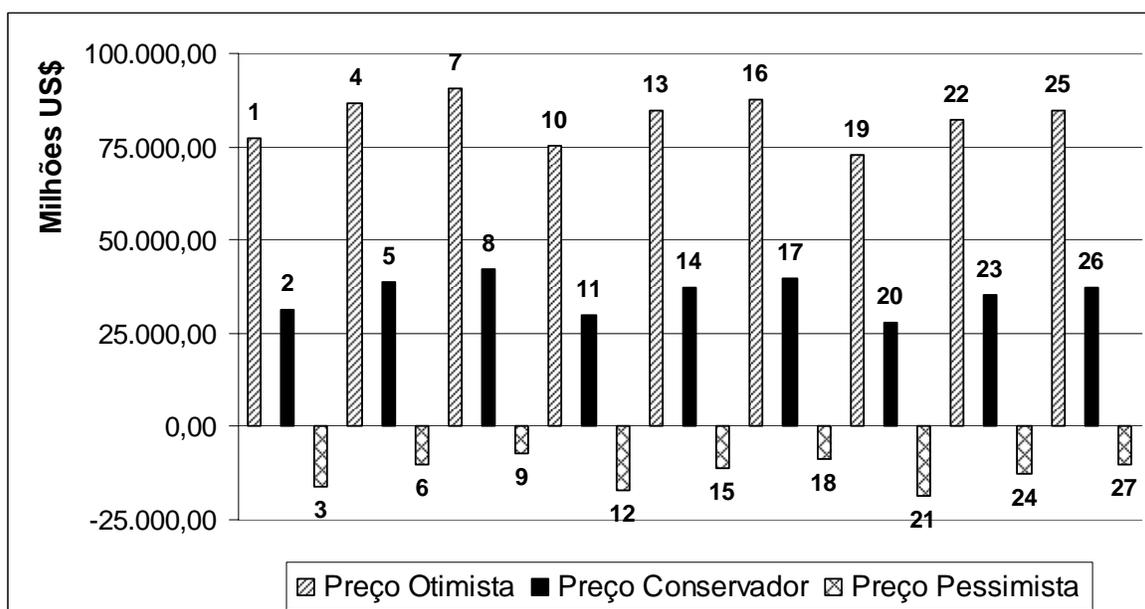


Gráfico 0-4: Lucro da solução estocástica.

A solução estocástica apresenta o mesmo comportamento observado na solução espere-e-veja, isto é, cenários com preço otimista apresentaram altos retornos e cenários com preço pessimista retornos negativos. O valor esperado da solução estocástica (RP) definido no Capítulo 3 pela expressão:

$$RP = E[z(x, \xi)] = \sum_{s=1}^S p_s z(x, \xi_s). \quad (7.2)$$

é dado pelo produto entre a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.1.3 e a solução estocástica obtida para cada cenário vista no Gráfico 7.4. O valor esperado RP para o problema estudado é de US\$35.738,86 Milhões.

Comparando as soluções estocástica e espere-e-veja para cada cenário através da diferença entre elas obtem-se o Gráfico 7.5. No gráfico abaixo, a diferença entre o lucro da solução estocástica e da solução espere-e-veja está relacionada com a demanda realizada em cada cenário.

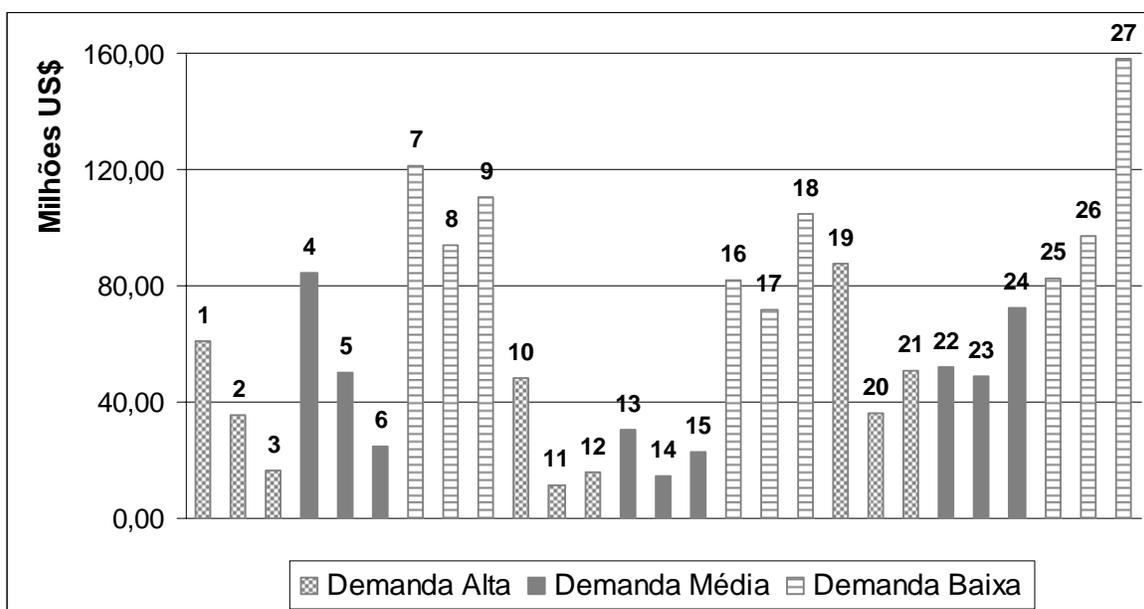


Gráfico 0-5: Diferença entre o lucro da solução espere-e-veja e da solução estocástica.

A solução espere-e-veja é um limite superior para o problema de maximização estocástico, logo as diferenças encontradas para cada cenário são sempre positivas. Observa-se no Gráfico 7.5 que dos dez cenários com diferença superior a US\$80 Milhões, oito são cenários com demanda de derivados baixa. Este resultado mostra que a solução de primeiro estágio definida pelo modelo estocástico se adequou

melhor a realizações de demanda alta e média, mantendo a solução destes cenários mais próxima da obtida pela solução espere-e-veja.

As seções seguintes apresentam análises mais detalhadas sobre os resultados do modelo estocástico. A Seção 7.3.2.1 mostra as medidas de comparação entre o modelo estocástico e determinístico vistas no Capítulo 3. A Seção 7.3.2.2 analisa a decisão de primeiro estágio e Seção 7.3.2.3 avalia o comportamento das exportações e importações para cada cenário.

7.3.2.1

Valor Esperado da Informação Perfeita (EVPI) e Valor da Solução Estocástica (VSS)

O valor esperado da informação perfeita (EVPI) é, por definição, a diferença entre o valor esperado das soluções espere-e-veja e estocástica:

$$EVPI = |WS - RP|. \quad (7.3)$$

O valor da solução estocástica (VSS) é dado por:

$$VSS = |EEV - RP|, \quad (7.4)$$

onde o EEV mede a performance da solução de primeiro estágio obtida usando a média dos parâmetros estocásticos (cenário 14 - solução EV) para cada realização.

O Gráfico 7.6 mostra os valores obtidos para o EVPI e o VSS para o problema estudado.

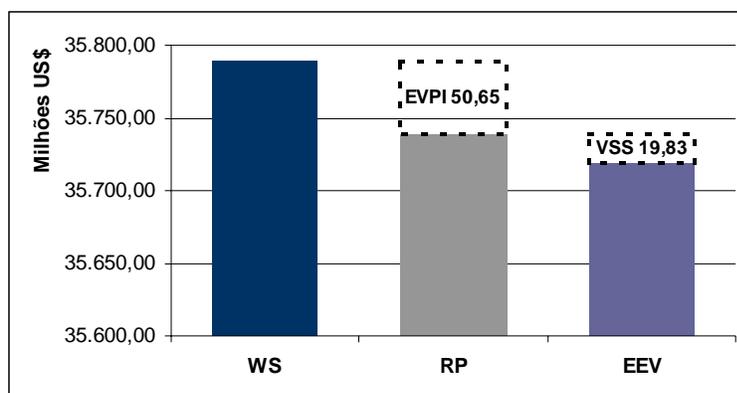


Gráfico 0-6: EVPI e VSS.

Os USUS\$50,65 Milhões referentes ao EVPI representam a diferença entre a solução obtida pelo agente com poder de predição perfeita (WS) e o agente que resolve o problema sob incerteza (RP), ou seja, quanto menor o valor do EVPI melhor o modelo estocástico acomoda as incertezas. O VSS de US\$19,83 Milhões pode ser interpretado como o ganho esperado do agente que considerou a incerteza, ou ainda, como a perda esperada do agente que optou pela modelagem determinística utilizando a média dos parâmetros estocásticos.

Nesta primeira análise o valor do VSS parece justificar uma modelagem estocástica, pois o ganho esperado é de US\$19,83 Milhões (0,06%). No entanto, apesar dos valores obtidos pelo EVPI e o VSS serem significativos, quando comparados com o retorno total das operações ligadas ao planejamento estratégico, estes mesmo valores se tornam relativamente pequenos. Todavia, para o problema de planejamento estratégico é mais indicado avaliar as soluções dadas pelo EVPI e o VSS com relação apenas aos custos de investimento referentes à decisão de primeiro estágio. O Gráfico 7.7 apresenta os valores do EVPI e VSS considerando apenas os custos de investimento em refino³.

³ Neste estudo foram considerados apenas investimentos em refino, pois não foram levantados dados suficientes para tratar investimentos em transporte.

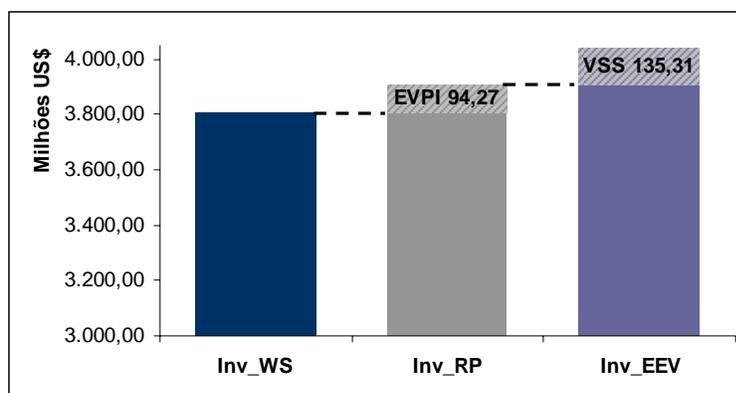


Gráfico 0-7: EVPI e VSS - Custo de Investimento.

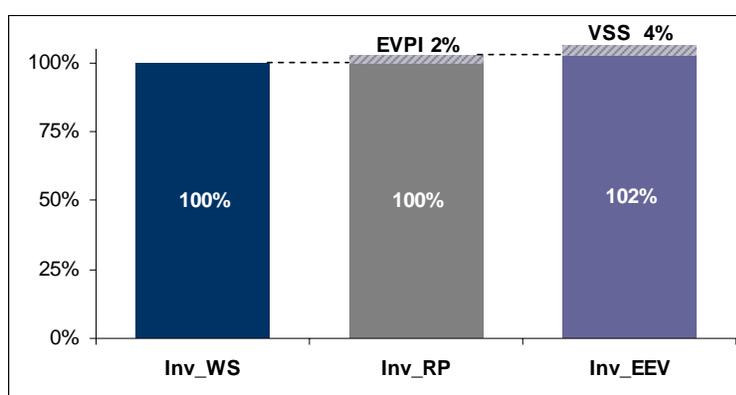


Gráfico 0-8: EVPI e VSS - Custo de Investimentos - Percentual.

Nesta abordagem as soluções WS, RP e EEV estão sendo tratados em função de custos. O custo de investimento da solução espere-e-veja (Inv_WS) é menor do que o da solução estocástica (Inv_RP), que por sua vez é menor do que o da solução usando a média dos parâmetros estocásticos (Inv_EEV). Os custos de investimentos (parcela referente ao problema de primeiro estágio) não necessariamente precisam se comportar desta forma ($Inv_WS < Inv_RP < Inv_EEV$), já que o custo referente ao problema de primeiro estágio pode ser compensado por uma alta receita no problema de segundo estágio. A diferença entre Inv_WS e Inv_RP é equivalente a US\$94,27 Milhões. No entanto, a solução espere-e-veja é impossível de ser realizada na prática, pois implica num perfil de investimento distinto para cada cenário. Observa-se que mesmo o Inv_WS estando associado a uma solução utópica, o custo de investimento proposto pelo modelo estocástico é muito próximo ao custo dado pela solução espere-e-veja (2% de diferença). A diferença entre Inv_RP e Inv_EEV é de US\$135,31

Tabela 0.5: Diferença entre investimentos (RP - EEV).

Tipo de Unidade	Diferença entre RP e EEV - Capacidade Investida em m ³ /dia										Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Destilação a Vácuo		12.760	-3.114	-9.961				-4.410			-4.724
Craqueamento Catalítico											0
Hidrocraqueamento Catalítico							-16	-230			-246
Hidrodessulfurização			-1.693	67	1.969	-1.375		-118	166	89	-895
Hidrotratamento			7	-7	148	-142		-41		18	-17
Coqueamento Retardado			39	-39	1.892	-721	-3	-224		97	1.041
Reforma Catalítica											0
											-4.841

Na Tabela 7.5, observa-se, a partir das diferenças de capacidade investida, que a solução RP investe menos nas unidades do tipo destilação a vácuo (-4.724,48 m³/dia), hidrocraqueamento catalítico (-245,90 m³/dia), hidrodessulfurização (-894,74 m³/dia) e hidrotratamento (-16,92 m³/dia). A decisão de primeiro estágio dado pelo modelo estocástico (RP) investe mais apenas nas unidades do tipo coqueamento retardado (1.040,74m³/dia). Este tipo de unidade converte quimicamente resíduos para obtenção de frações mais leves e permite um melhor aproveitamento do petróleo processado nas refinarias nacionais, pois melhora o rendimento da produção de derivados mais leves e com maior valor comercial. Uma capacidade maior das unidades do tipo coqueamento retardado tem especial utilidade nos cenários com aumento da produção de petróleo nacional, variação que o problema usando a média dos parâmetros estocásticos não considera.

Apesar da solução RP investir menos em alguns tipos de unidades, ela antecipa alguns investimento com relação a solução EEV (células com padrão cinza). A antecipação permite atender melhor as possíveis variações de demanda e de produção. A menor capacidade das unidades de tratamento (hidrocraqueamento catalítico, hidrodessulfurização e hidrotratamento) observada no perfil de investimento em RP está relacionada aos cenários com aumento de produção de petróleo leve, para os quais não são necessários processos tão severos para eliminar impurezas.

A inclusão de incertezas em um modelo de planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo permite reduzir os custos de investimentos em cerca de US\$135 Milhões (ver VSS no Gráfico 7.7) e torna mais preciso o momento do investimento e

a capacidade das unidades de processo que compõem o parque de refino nacional ao longo do horizonte de tempo analisado.

7.3.3

Modelo Robusto

O modelo robusto foi utilizado para o cálculo da solução ótima do problema de planejamento estratégico proposto. O Gráfico 7.9 mostra o lucro obtido com a solução robusta para cada cenário.

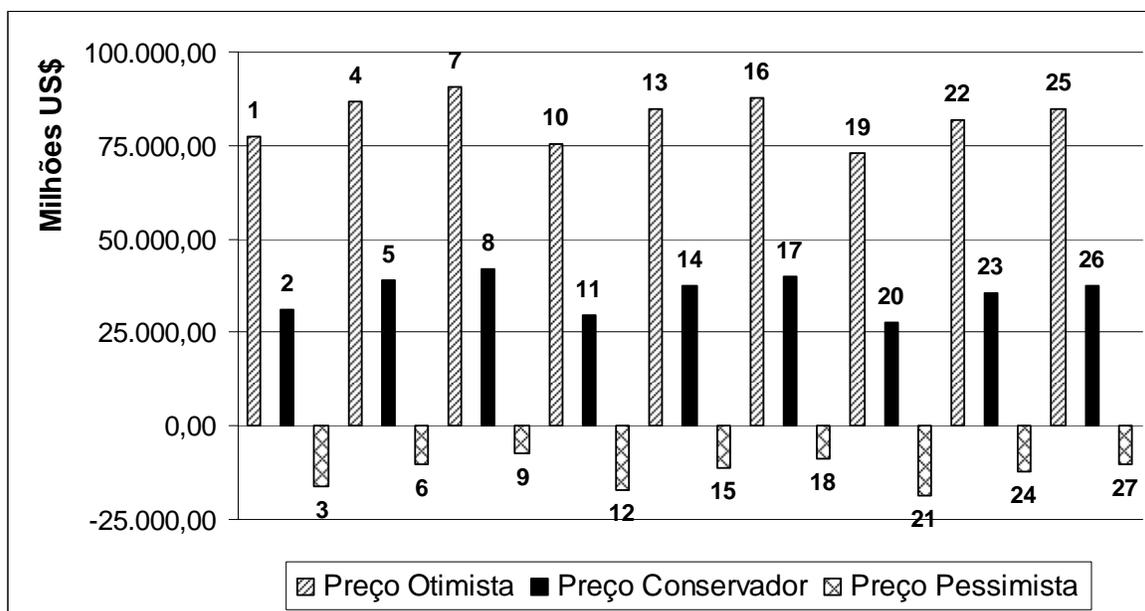


Gráfico 0-9: Lucro da solução robusta.

A solução robusta apresenta o mesmo comportamento observado nas soluções espere-e-veja e estocástica, isto é, cenários com preço otimista apresentaram altos retornos e cenários com preço pessimista retornos negativos. O valor esperado da solução robusta é dado pelo produto entre a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.3.3 e solução robusta obtida para cada cenário vista no Gráfico 7.9:

$$Robusta = \sum_{s=1}^S p_s z(x_{robusta}^*, \xi_s), \quad (7.5)$$

onde p_s é a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.1.3 e $x_{robusta}^*$ a solução de investimento ótima calculada com o modelo robusto. O valor esperado Robusta para o problema estudado é de US\$35.725,05 Milhões.

Comparando as soluções robusta e espere-e-veja para cada cenário através da diferença entre elas obtem-se o Gráfico 7.10 . Novamente a diferença está associada à realização de demanda em cada cenário.

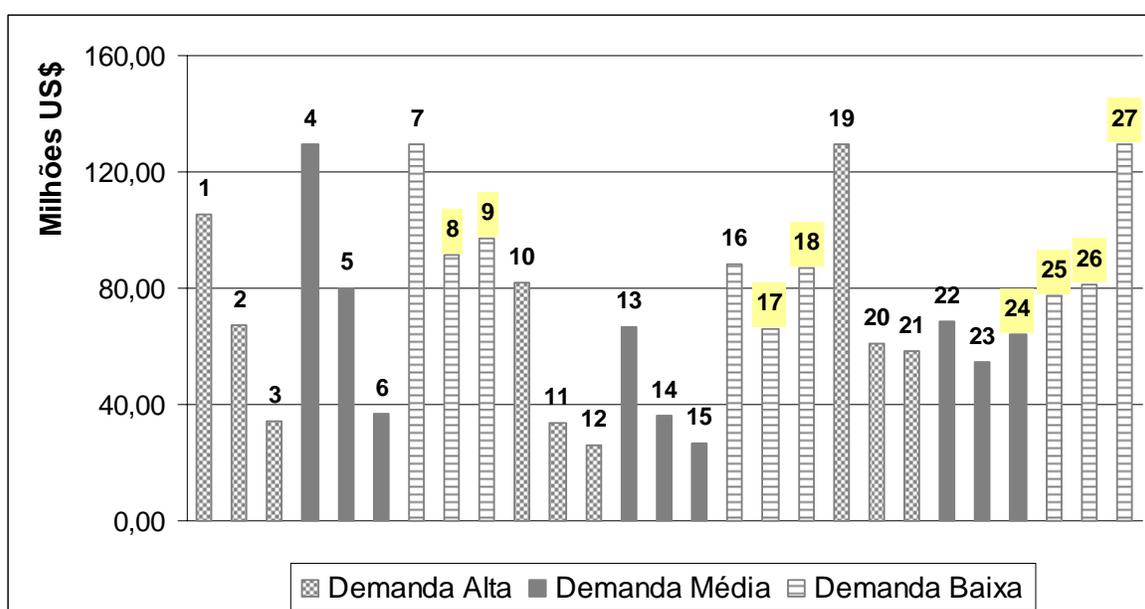


Gráfico 0-10: Diferença entre o lucro da solução espere-e-veja e da solução robusta.

A solução robusta é caracterizada pelo comportamento conservador, minimizando o desvio entre a solução robusta e a espere-e-veja. Nos cenários destacados em amarelo este desvio foi menor do que o obtido com o modelo estocástico, em compensação para os demais cenários foi superior. A vantagem do modelo robusto é a garantia de que todos os cenários estarão abaixo de um certo desvio α minimizado pela função objetivo independente da probabilidade. Neste problema o desvio ficou em torno de US\$130 Milhões, ou seja, nenhum cenário na solução robusta desvia da solução espere-e-veja em mais de US\$130 Milhões.

Voltando ao Gráfico 7.5 vemos que o maior desvio encontrado na solução estocástica é de cerca de US\$160 Milhões (cenário 27).

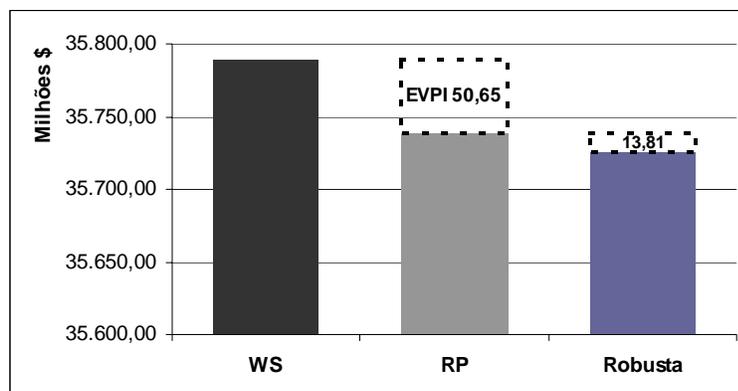


Gráfico 0-11: Valor esperado da solução robusta.

Comparando o valor esperado da solução estocástica com o da solução robusta observa-se uma diferença de US\$13,81 Milhões. Note que este valor não tem a mesma representação do VSS, pois neste caso os modelos possuem objetivos diferentes. O modelo estocástico está minimizando o valor esperado do retorno total e o modelo robusto está minimizando o arrependimento dado pelo desvio entre a solução espere-e-veja e a robusta. Estes US\$13,81 Milhões correspondem à perda esperada do agente que optou pela modelagem robusta, onde essa agente possui comportamento avesso ao risco.

Assim como no caso da modelagem estocástica o modelo robusto será avaliado com relação aos custos de investimento referentes à decisão de primeiro estágio.

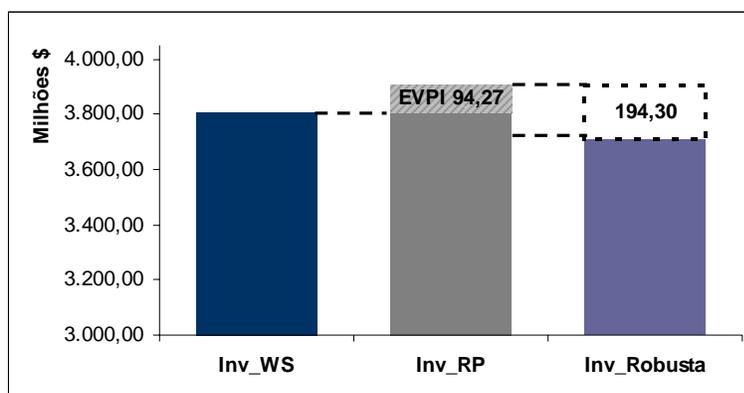


Gráfico 0-12: Modelo robusto - Custo de investimentos.

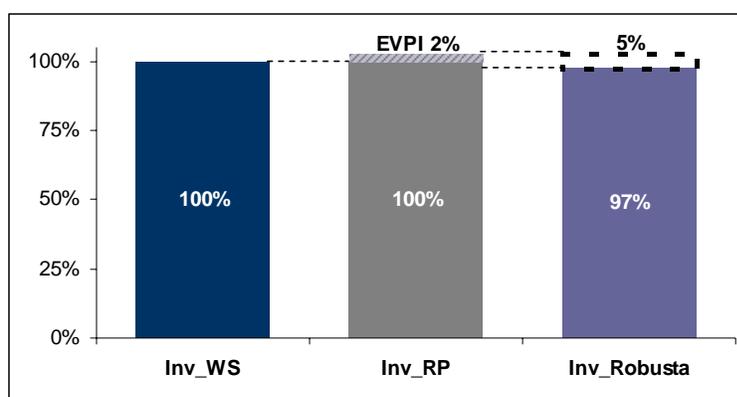


Gráfico 0-13: Modelo robusto - Custo de investimentos - Percentual.

Nesta abordagem o custo de investimento referente à solução robusta é menor que a Inv_WS e a Inv_RP. A solução robusta é mais conservadora, e esta mais preocupada com os cenários que apresentam altos desvios. No problema estudado o cenário com maior desvio é um cenário com prejuízo, demanda interna baixa e preço pessimista (cenário 27). A solução de primeiro estágio que beneficia este tipo de cenário é uma com poucos investimentos, pois com a demanda baixa e preços em queda não há nenhum incentivo para produzir muito e o melhor é não investir na capacidade produtiva das refinarias.

O comportamento mais conservador representado pela decisão de investimento robusta reduz em 5% os custos de investimento, mas significam uma perda de US\$78,59 Milhões no valor esperado do retorno total. Cabe ao tomador de decisão avaliar qual comportamento é mais adequado ao seu perfil de risco.

7.3.4

Modelo MinMax

O modelo MinMax foi utilizado para o cálculo da solução ótima do problema de planejamento estratégico proposto com o objetivo de maximizar o retorno do pior cenário. O Gráfico 7.14 mostra o lucro obtido em cada cenário através do modelo MinMax.

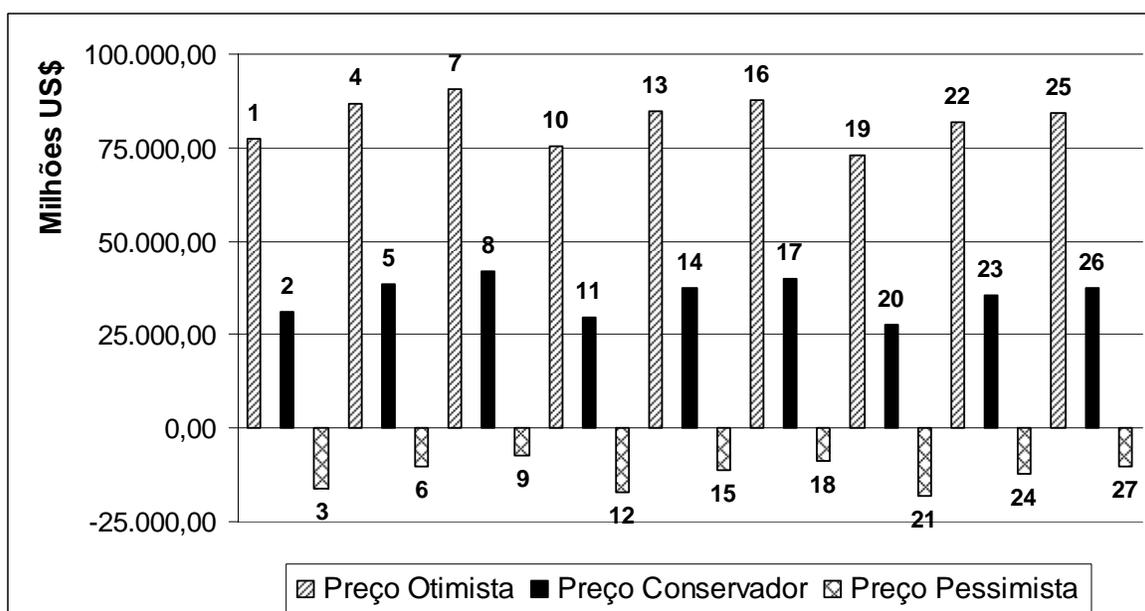


Gráfico 0-14: Lucro da solução MinMax.

A solução MinMax apresenta o mesmo comportamento visto nas soluções nos demais modelos. O valor esperado da solução MinMax é dado pelo produto entre a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.1.3 e solução MinMax obtida para cada cenário vista no Gráfico 7.14:

$$\text{MinMáx} = \sum_{s=1}^S p_s z(x_{\text{MinMáx}}^*, \xi_s), \quad (7.6)$$

onde p_s é a probabilidade de cada cenário definida na Seção 7.3.3 e x_{MinMax}^* a solução de investimento ótima calculada com o modelo MinMax. O valor esperado MinMax para o problema estudado é de US\$35.662,99 Milhões.

Comparando as soluções MinMax e espere-e-veja para cada cenário através da diferença entre elas obtém-se o Gráfico 7.15 .

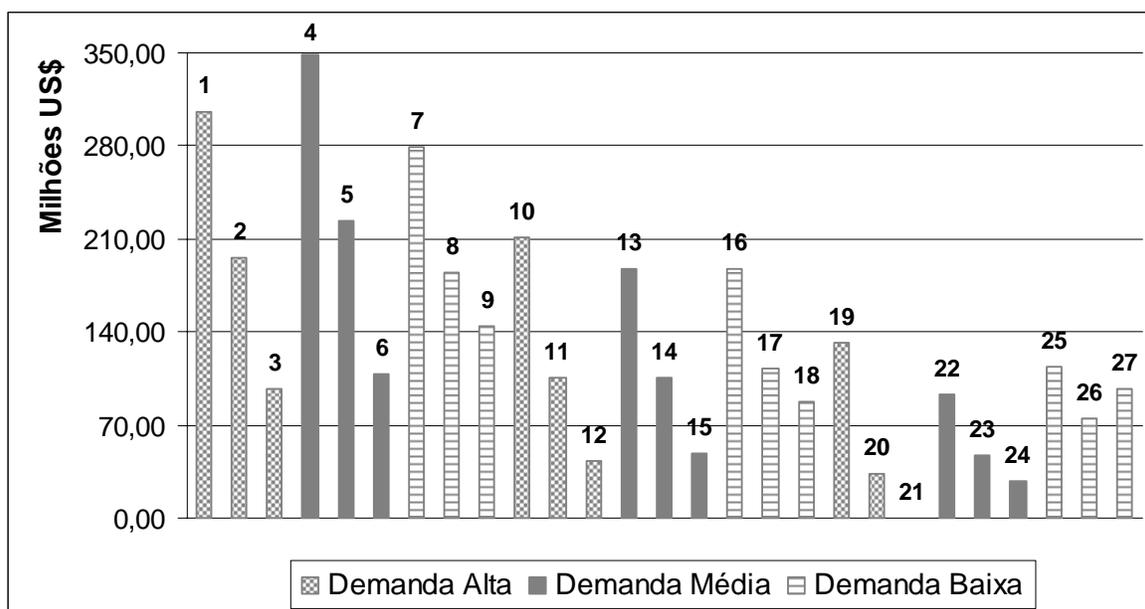


Gráfico 0-15: Diferença entre o lucro da solução espere-e-veja e da solução MinMax.

Assim como a solução robusta, a solução MinMax é caracterizada pelo comportamento conservador. Enquanto a solução robusta minimiza arrependimento mantendo a solução de todos os cenários abaixo de um desvio α , a solução MinMax maximiza o retorno do pior cenário. O cenário com pior retorno foi o 21 (veja Gráfico 7.3 da solução espere-e-veja), que corresponde ao aumento de produção de petróleo pesado, demanda interna alta e preço pessimista. Com o modelo MinMax a diferença para o cenário 21 mostrada do Gráfico 7.15 foi nula.

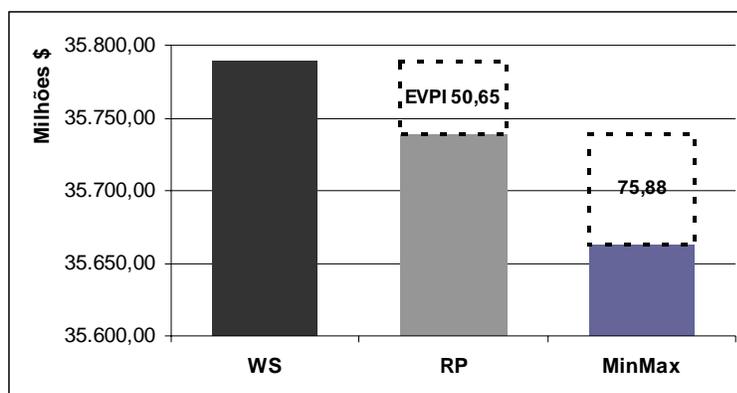


Gráfico 0-16: Valor esperado da solução MinMax.

Comparando o valor esperado da solução estocástica com o da solução MinMax observa-se uma diferença de US\$75,88 Milhões. Note que este valor não tem a mesma representação do VSS, pois neste caso os modelos possuem objetivos diferentes. Estes US\$75,88 Milhões correspondem à perda esperada do agente que optou pela modelagem MinMax, onde essa agente prefere maximizar seu retorno no pior cenário em detrimento dos outros.

Assim como feito nas outras abordagens, o modelo MinMax foi avaliado com relação aos custos de investimento referentes à decisão de primeiro estágio.

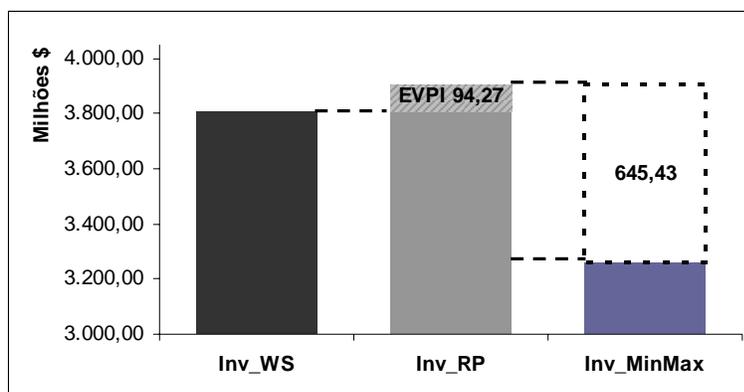


Gráfico 0-17: Modelo MinMax - Custo de investimentos.

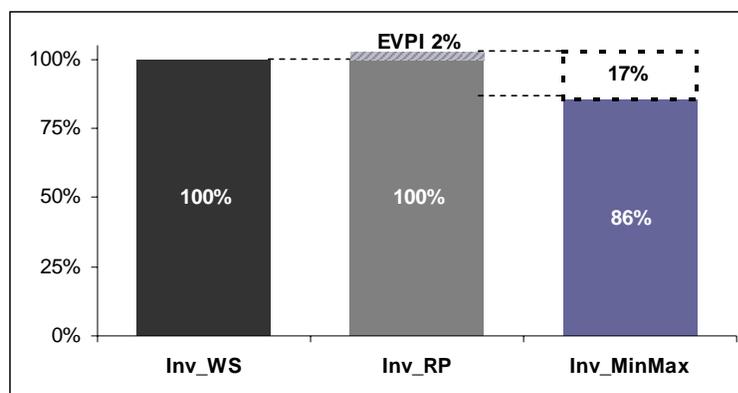


Gráfico 0-18: Modelo MinMax - Custo de investimentos - Percentual.

Nesta abordagem o custo de investimento referente à solução MinMax é menor que o Inv_WS e o Inv_RP. A solução de primeiro estágio MinMax é muito conservadora, e está preocupada apenas com o cenário de pior retorno. A solução de primeiro estágio que beneficia o pior cenário (cenário 21) é uma com poucos investimentos, pois tenta reduzir as despesas de forma a minimizar o prejuízo deste cenário. Uma redução de 17% em custo de investimento minimiza as perdas do pior cenário mas prejudica o valor esperado do retorno total. Novamente cabe ao tomador de decisão avaliar qual comportamento é mais adequado ao seu perfil de risco.

7.4

Resumo dos Resultados

A abordagem estocástica proposta foi comparada com a robusta e a MinMax. Nesta seção as soluções obtidas foram comparadas em termos do (1) valor esperado do lucro – objetivo do modelo estocástico, (2) lucro do cenário com maior desvio – objetivo do modelo robusto e (3) lucro do pior cenário – objetivo do modelo MáxMín.

Tabela 0.6: Resultados – Estocástico, Robusto e MinMax.

Modelo	Estocástico	Robusto	MinMax
Valor esperado do lucro	US\$MM 35.738,87	US\$MM 35.725,05	US\$MM 35.662,99
Lucro do cenário com maior desvio	-US\$MM 7.351,72	-US\$MM 7.338,08	-US\$MM 7.384,88
Lucro do pior cenário	-US\$MM 18.352,37	-US\$MM 18.360,26	-US\$MM 18.301,65

O modelo estocástico maximiza o valor esperado do retorno, apresentando o melhor resultado nesta medida de desempenho. O modelo robusto minimiza o arrependimento dado pelo desvio entre a solução espere-e-veja e a robusta, sendo assim, a solução do modelo robusto para o cenário com maior desvio possui o menor prejuízo. Analisando os resultados do cenário com pior retorno, o modelo MinMax apresenta o menor prejuízo. Dependendo do perfil de risco do agente, cada um dos modelos desenvolvidos se torna mais ou menos adequado ao processo de apoio a decisão.

8

Conclusão

Este último capítulo tem como objetivo tecer algumas conclusões a respeito do trabalho apresentado, com destaque para as contribuições do mesmo. Conforme apresentado na introdução, este trabalho teve como objetivo desenvolver um modelo estocástico para o planejamento da cadeia integrada de petróleo considerando incertezas associadas à produção de petróleo, à demanda de derivados e aos preços no mercado interno e externo. Em seguida foi apresentada uma breve discussão sobre a situação atual da indústria de petróleo no Brasil com intuito de contextualizar o leitor sobre a realidade do problema tratado por esta dissertação.

Como motivação para este trabalho foram apresentadas diversas aplicações de programação matemática para tratamento de problemas ao longo da cadeia de petróleo. Tendo como base a pesquisa realizada foi constatado que até o momento não se encontra na literatura um modelo de otimização sob incerteza que trate a cadeia integrada de petróleo num nível de decisão estratégico. Os autores que se propuseram a modelar a cadeia integrada de petróleo, como Al-Othman et al. (2008), fizeram de forma muito agregada, considerando apenas parte da rede logística e uma modelagem simplificada das refinarias. Tais simplificações inviabilizam uma análise de investimento em infra-estrutura de refino e logística consistente como a desenvolvida nesta dissertação.

Na literatura relacionada à otimização sob incerteza de problemas envolvendo a cadeia de petróleo não foram encontrados muitos resultados práticos. Os artigos mais recentes tratam apenas problemas de pequeno porte considerando poucos cenários. Nesta dissertação foi desenvolvido um modelo de dois estágios com recurso fixo usando programação estocástica para solução de um problema real de grande porte com 27 cenários. Os resultados desta dissertação foram obtidos utilizando o

equivalente determinístico e foram apresentados com um elevado nível de detalhe permitindo uma boa avaliação do desempenho do modelo proposto.

Na Tabela 7.6 apresentada na seção final do Capítulo 7 a solução obtida com a abordagem estocástica foi comparada com a robusta e a MinMax. Os resultados mostram o benefício alcançado com cada uma das abordagens propostas. É importante lembrar que, independente do ganho financeiro obtido em cada um dos modelos matemáticos, o perfil de investimento associado à decisão de primeiro estágio do problema varia significativamente em cada caso, fato que deve ser levado em consideração pelo agente tomador de decisão. É razoável afirmar também que no caso do planejamento estratégico o decisor não possui um perfil de risco claro, e a aversão a risco como definida pelo modelo MinMax não deve ser utilizada por quem planeja, ao menos que seja constatada e comprovada que tal perfil reduz o risco de todos os agentes envolvidos. Dificilmente o planejador irá se preocupar em garantir o ótimo para um único cenário (o pior cenário) em detrimento de grandes perdas nos demais cenários.

Por fim, dado a instabilidade da economia mundial, aliada a inúmeras incertezas que envolvem o setor petrolífero, fica claro a importância de se adotar um modelo de planejamento que permita avaliar o impacto de parâmetros incertos, seja sob uma ótica estocástica ou robusta.

8.1

Trabalhos Futuros

Uma clara extensão deste trabalho é analisar um número maior de cenários e aplicar um método de decomposição, como o desenvolvido por Benders, na solução deste novo problema. É importante incluir na construção de um conjunto maior de cenários um estudo de séries temporais envolvendo as projeções de demanda, produção de óleo bruto, preços internacionais de petróleo e derivados e preços de petróleo e combustíveis no país.

A ferramenta de planejamento desenvolvida nesta dissertação permite inúmeras análises sobre influência de vários fatores na cadeia de petróleo, como:

- Mudanças na legislação ambiental e a necessidade de adaptação do parque de refino, sujeito a restrições ambientais cada vez mais rígidas.
- O impacto de novas tecnologias, uma vez que os processos de refino vêm se tornando cada vez mais inovadores. Segundo Tavares (2005), esta é uma tendência face ao aumento do consumo de petróleo, à preponderância da oferta de crus mais pesados, à imposição de uma legislação mais severa e à concorrência imposta por energéticos substitutos aos derivados de petróleo.
- A inclusão de novas refinarias ou centrais petroquímicas na cadeia de petróleo. O modelo permite além de avaliar a entrada de novas unidades de processo em refinarias já em operação, a inclusão de refinarias ou centrais petroquímicas inteiras.
- Estudos sobre o balanço global de petróleo e derivados, como déficits e superávits comerciais.
- A dependência de petróleos e derivados importados. É possível limitar as ofertas de petróleo e derivados disponíveis no mercado internacional para reduzir as importações. Ou ainda, incluir uma penalidade na função objetivo para importações associadas a uma decisão política ou estratégica de reduzir a dependência de petróleo e derivados importados.
- Identificação de gargalos logísticos. Outro ponto que não foi tratado no estudo de caso são os investimentos em infra-estrutura logística, mas ele é considerado na formulação do modelo matemática.

Referências Bibliográficas

- [1] AL-OTHMAN, W., *et al.* Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices. **European Journal of Operational Research**, v.189, n.3, p.822-840. 2008.
- [2] ANP. **Agência Nacional do Petróleo**. Disponível em <http://www.anp.gov.br> acesso em 20/03/2008.
- [3] BAI, D., CARPENTER, T., MULVEY, J., Making a case for Robust Optimization models, **Management Science**, vol. 43, n. 7 (Jul), pp. 895-907. 1997.
- [4] BCB, 2008. Relatório de Inflação - Setor Externo - Impactos do setor Petrolífero da Economia Brasileira. **Banco Central do Brasil**. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2006/09/ri200609c5p.pdf> acesso em 20/03/2008.
- [5] BEALE, E. On Minizing A Convex Function Subject to Linear Inequalities. **Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)**, v.17, n.2, p.173-184. 1955.
- [6] BECHTEL. PIMS (Process Industry Modeling System) **User's Manual**. Version 6.0, Bechtel Corp., Houston. 1993.
- [7] BEN, 2007. **Balço Energético Nacional, 2007**. Empresa de pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=14131 acesso em 20/03/2008.
- [8] BENDERS, J. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische Mathematik**, v.4, n.1, p.238-252. 1962.
- [9] BIRGE, J. Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs. **Operations Research**, v.33, n.5, p.989-1007. 1985.
- [10] BIRGE, J.; LOUVEAUX, F. **Introduction to Stochastic Programming**: Springer. 1997
- [11] BONNER; MOORE. RPMS: a System description. **Bonner and Moore Management Science**, Houston. 1979.

- [12] BUTLER, R., AMMONS, J., SOKOL, J. A Robust Optimization model for strategic production and distribution planning for a new product, a ser submetido.2003
- [13] CARNEIRO, M. C. T. **Otimização sob incerteza de carteiras de investimentos: aplicação à cadeia integrada de Petróleo e Derivados.** (M.Sc.). Engenharia Industrial, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2008.
- [14] CHARNES, A.; COOPER, W. Chance-constrained programming. **Management Science**, v.6, n.1, p.73-79. 1959.
- [15] CHENG, L.; DURAN, M. World-Wide Crude Transportation Logistics: a Decision Support System Based on Simulation and Optimization. **Proceedings Foundations of Computer-Aided Process Operations 2003**, v.187. 2003.
- [16] DANTZIG, G. Linear Programming Under Uncertainty. **Management Science**, v.50, n.12 Supplement, p.1764-1769. 1955.
- [17] DEMPSTER, M.; HICKS PEDRON, N.; MEDOVA, E.; SCOTT, J.; SEMBOS, A. Planning logistics operations in the oil industry. **Journal of the Operational Research Society**, v.51, n.11, p.1271-1288. 2000.
- [18] DEMPSTER, M.; THOMPSON, R. Parallelization and aggregation of nested Benders decomposition. **Annals of Operations Research**, v.81, p.163-188. 1998.
- [19] DEWITT, C.W.; LASDON, L.S.; WAREN, A.D.; BRENNER, D.A.; MELHEM, S.A. OMEGA: An Improved Gasoline Blending System for Texaco, **Interfaces**, v.19, 85-101. 1989.
- [20] ESCUDERO, L.; QUINTANA, F.; SALMERÓN, J. CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty. **European Journal of Operational Research**, v.114, n.3, p.638-656. 1999.
- [21] GASSMANN, H. Mslip: A computer code for the multistage stochastic linear programming problem. **Mathematical Programming**, v.47, n.1, p.407-423. 1990.
- [22] GÖTHE-LUNDGREN, M.; T. LUNDGREN, J. E A.; PERSSON, J. An optimization model for refinery production scheduling. **International Journal of Production Economics**, v.78, n.3, p.255-270. 2002.
- [23] GUPTA, A.; MARANAS, C. D., A hierarchical Lagrangean relaxation procedure for solving midterm planning problems. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, 38, 1937-1947. 1999.

- [24] GUPTA, A.; MARANAS, C. D., Managing demand uncertainty in supply chain planning. **Computers and Chemical Engineering**, v.24, 2613_/2621. 2003.
- [25] GUTIERREZ, G., KOUVELIS, P., KURAWARWALA, A. A robustness approach to uncapacitated network design problems, **European Journal of Operational Research**, vol. 94, n. 2 (Oct), pp. 362-376. 1996.
- [26] HSIEH, S.; CHIANG, C. Manufacturing-to-Sale Planning Model for Fuel Oil Production. **The International Journal of Advanced Manufacturing Technology**, v.18, n.4, p.303-311. 2001.
- [27] IYER, R.; GROSSMANN, I.; VASANTHARAJAN, S.; CULLICK, A. Optimal planning and scheduling of offshore oil field infrastructure investment and operations. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v.37, p.1380–1397. 1998.
- [28] JIA, Z.; IERAPETRITOU, M. Mixed-Integer Linear Programming Model for Gasoline Blending and Distribution Scheduling. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v.42, n.4, p.825-835. 2003
- [29] KHOR, C., *et al.* Two-stage stochastic programming with fixed recourse via scenario planning with economic and operational risk management for petroleum refinery planning under uncertainty. **Chemical Engineering & Processing: Process Intensification**. 2007.
- [30] KOUVELIS, P., YU, G. **Robust Discrete Optimization and its applications**. Dordrecht ,The Netherlands, Kluwer Academic Publishers. 1997.
- [31] LABABIDI, H., *et al.* Optimizing the supply chain of a petrochemical company under uncertain operating and economic conditions. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v.43, n.1, p.63-73. 2004.
- [32] Lei nº 9.478. Legislação. **Agência Nacional do Petróleo**. Disponível em <http://www.anp.gov.br> acesso em 20/03/2008.
- [33] LI, W.; HUI, C.; LI, P.; LI, A. Refinery planning under uncertainty. **Ind. Eng. Chem. Res**, v.43, n.21, p.6742-6755. 2004.
- [34] LIU, M.; SAHINIDIS, N. Optimization in process planning under uncertainty. **Ind. Eng. Chem. Res**, v.35, p.4154. 1996.
- [35] MÁRS, R.; PINTO, J. A Mixed-Integer Optimization Strategy for Oil Supply in Distribution Complexes. **Optimization and Engineering**, v.4, n.1, p.23-64. 2003.

- [36] MICHELETTO, S.; CARVALHO, M.; PINTO, J. Operational optimization of the utility system of an oil refinery. **Computers and Chemical Engineering**, v.32, n.1-2, p.170-185. 2007.
- [37] MORO, L.; ZANIN, A.; PINTO, J. A planning model for refinery diesel production. **Computers and Chemical Engineering**, v.22, p.1039-1042. 1998.
- [38] MULVEY, J.; RUSZCZYNSKI, A. **A diagonal quadratic approximation method for large scale linear programs**: Elsevier, v.12. 1992. 205-215 p. (Operations research letters). 1992.
- [39] MULVEY, J.; VLADIMIROU, H. Solving multistage stochastic networks: an application of scenario aggregation. **Networks(New York, NY)**, v.21, n.6, p.619-643. 1991.
- [40] NEIRO, S.; PINTO, J. A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. **Computers and Chemical Engineering**, v.28, n.6-7, p.871-896. 2004.
- [41] NEIRO, S.; PINTO, J. Multiperiod Optimization for Production Planning of Petroleum Refineries. **Chemical Engineering Communications**, v.192, n.1, p.62-88. 2005.
- [42] OLIVEIRA, F. ; HAMACHER, S., Desenvolvimento de uma ferramenta gráfica para sistemas de otimização do abastecimento de petróleo e derivados. **XXXIX SBPO - Simpósio da Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional**, 2007, Fortaleza. Anais do XXXIX SBPO, 2007.
- [43] PDE, 2007. Empresa de pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em <http://epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx> acesso em 20/03/2008.
- [44] PETROBRAS, 2004. **Plano Estratégico Petrobras 2015**. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/Apresentacoes/Eventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp.
- [45] PINTO, J.; JOLY, M.; MORO, L. Planning and scheduling models for refinery operations. **Computers and Chemical Engineering**, v.24, n.9-10, p.2259-2276. 2000.
- [46] PINTO, J.; MORO, L. (2000), A planning model for petroleum refineries. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, vol.17 n.4-7 São Paulo. 2000.
- [47] REJOWSKI, R.; PINTO, J. Efficient MILP formulations and valid cuts for multiproduct pipeline scheduling. **Computers and Chemical Engineering**, v.28, n.8, p.1511-1528. 2004.

- [48] ROCKAFELLAR, R.; WETS, R. Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty. **MATH. OPER. RES.**, v.16, n.1, p.119-147. 1991.
- [49] RUBIN; C., A Petrobras e a Governança Corporativa. **Fórum Global sobre Governança - Modernizando o Governo: estratégias e ferramentas para a mudança**. Rio de Janeiro, Brasil. 2007.
- [50] SAHINIDIS, N. Optimization under uncertainty: state-of-the-art and opportunities. **Computers and Chemical Engineering**, v.28, n.6-7, p.971-983. 2004.
- [51] SEAR, T. Logistics planning in the downstream oil industry. **Journal of the Operational Research Society**, v.44, n.1, p.9-17. 1993.
- [52] SEN, S.; HIGLE, J. An Introductory Tutorial on Stochastic Linear Programming Models. **Interfaces**, v.29, n.2, p.33-61. 1999.
- [53] SHAPIRO, A.; A. PHILPOTT, A., A Tutorial on Stochastic Programming. Disponível em <http://stoprog.org/>.
- [54] Shobrys, D.; White; D., Planning, scheduling and control systems: why can they not work together. **Computers and Chemical Engineering**, v.24, p.163-173. 2000.
- [55] TAVARES, M. E. E. **Análise Do Refino No Brasil: Estado E Perspectivas - Uma Análise "Cross-Section"**. (D.Sc.). Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2005.
- [56] TORRES FILHO, E. T. **Perspectivas do Investimento 2007 -2010**. ONIP, 2007.
- [57] VAN DEN HEEVER, S.; GROSSMANN, I.; VASANTHARAJAN, S.; EDWARDS, K. Integrating complex economic objectives with the design and planning of offshore oilfield infrastructures. **Computers and Chemical Engineering**, v.24, n.2-7, p.1049-1055. 2000.
- [58] VAN SLYKE, R.; WETS, R. L-shaped linear programs with applications to optimal control and stochastic linear programming. **SIAM Journal of Applied Mathematics**, v.17, p.638-663. 1969.
- [59] WENKAI, L.; HUI, C.; HUA, B.; TONG, Z. Scheduling crude oil unloading, storage, and processing. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v.41, p.6723-6734. 2002.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)