

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
CENTRO TECNOLÓGICO
MESTRADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

MARIO HENRIQUE HAMDAN DE MIRANDA SÁ

AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE ESTIMATIVA E CONTROLE DE CUSTOS DE
INVESTIMENTO (CAPEX) EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO
DE PETRÓLEO

Niterói

2009

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

MARIO HENRIQUE HAMDAN DE MIRANDA SÁ

AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE ESTIMATIVA E CONTROLE DE CUSTOS DE
INVESTIMENTO (CAPEX) EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO
DE PETRÓLEO

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de concentração: Sistemas, Apoio à Decisão e Logística.

Orientador: Prof. Dr. EDUARDO SIQUEIRA BRICK

Niterói
2009

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

S111 Sá, Mario Henrique Hamdan de Miranda.

Avaliação do processo de estimativa e controle de custos de investimento (Capex) em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo / Mario Henrique Hamdan de Miranda Sá. – Niterói, RJ : [s.n.], 2009.

225 f.

Orientador: Eduardo Siqueira Brick.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal Fluminense, 2009.

1. Estimativa de custo. 2. Indústria do petróleo. 3. Bens de capital. I. Título.

CDD 658.154

MARIO HENRIQUE HAMDAN DE MIRANDA SÁ

AValiação DO PROCESSO DE ESTIMATIVA E CONTROLE DE CUSTOS DE
INVESTIMENTO (CAPEX) EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO
DE PETRÓLEO

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em
Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense,
como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área
de concentração: Sistemas, Apoio à Decisão e Logística.

Aprovada em junho de 2009.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. EDUARDO SIQUEIRA BRICK - Orientador

UFF

Prof. Dr. JOSÉ RODRIGUES DE FARIAS FILHO

UFF

Prof. Dr. RICARDO DE MELO E SILVA ACCIOLY

UERJ

Niterói

2009

Dedico esta dissertação a meus pais, que mesmo sentindo o peso das dificuldades sempre me colocaram nos ombros e hoje posso ver mais longe.

AGRADECIMENTOS

A Deus por me guiar mesmo quando acho que sei o caminho.

A Deus por colocar luz no meu caminho com sua Estrela.

À minha família que sempre me apoiou.

Ao meu amigo Fábio Neves sem cuja ajuda esse trabalho não se realizaria.

Ao meu orientador Professor Doutor Eduardo Brick que sempre acreditou no trabalho.

À Petrobras que me permite crescer a cada dia.

À Rivaldo Bernardes, Elias Moises Simão e Antonio Carlos Vasconcellos por me permitirem conciliar este trabalho e apoiar meu desenvolvimento profissional.

O apoio dos amigos Rinaldo, Marcos Machado, João Rosa, Luciana Vilanova e Leonardo Chor do SPP.

Ao Professor Doutor Ricardo Accioly pela atenção dada à dissertação.

"Se vi mais longe foi por estar de pé sobre ombros de gigantes."

Isaac Newton - Carta para Robert Hooke - 15 de Fevereiro de 1676

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho foi analisar o atual processo de estimativa e controle de custos de investimento (CAPEX) usado pela Petrobras em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo (DP), mais especificamente em suas Unidades Estacionárias de Produção (UEP). Com isso, se pretendeu construir um caminho de análise e propostas de melhoria do processo de estimativa e controle, de forma a torná-lo mais aderentes à realidade, diminuindo algumas lacunas existentes no atual processo. A pesquisa avança nesse objetivo através do estudo da relação do processo de estimativa com o seu risco associado. Todo processo de estimativa possui um componente de risco intrínseco, o qual deve ser considerado. Além disso, toda estimativa sofre um processo inflacionário no decorrer do tempo entre a sua elaboração e o momento de análise. Portanto, este trabalho busca um modelo simplificado de consideração de riscos e influencia inflacionária no processo de estimativa e controle de investimento. Como hipótese, sustentada pelo modelo proposto nesta dissertação, foi investigada a relevância desses fatores, no sentido de que a utilização dos dois em um cenário real melhorará o processo de estimativa e do controle dos resultados dos projetos. Essa hipótese foi corroborada porque os resultados da utilização dos dois conceitos resultaram em interpretações mais acuradas da realidade comparada aos dados de projetos reais.

Palavras-chave: Estimativas de custos. CAPEX. Projeto DP. Indústria do petróleo.

ABSTRACT

The main objective of this work is to analyze the current methodology to estimate and control investments (CAPEX) used by Petrobras in oil production development projects, more specifically their platforms. As such, a new analysis approach was tested leading to a proposal for the definition of control goals more adherent to the reality, reducing some existent gaps in the current estimate process and control of investment of development projects of the production. The research moves forward that objective through the study of the relationship between the estimate process and its associated risk. Every estimate process possesses a component of intrinsic risk which should be taken into consideration. Besides, all estimates suffer an inflationary process along the time between its elaboration and the moment of analysis. Therefore, this work proposes a simplified model to consider risks and inflationary influences in the estimate process and investment control. The hypothesis, investigated in this dissertation, is that the use those two main concepts in real scenery will improve the estimate process and the control of the results of the projects. That hypothesis was corroborated by the results which have shown that the use of the two concepts result in improved interpretations of the reality compared to the present situation..

Keywords: Cost estimated. CAPEX. Development projects of the production. Petroleum industry.

SUMÁRIO

RESUMO	8
ABSTRACT	1
LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABELAS	7
LISTA DE GRÁFICOS	8
DEFINIÇÃO DE TERMOS E SÍMBOLOS.....	11
INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Contextualização	13
1.2 O Problema	17
1.3 Objetivo.....	19
1.3.1 Objetivo Geral	19
1.3.2 Objetivos Específicos	19
1.4 Questões	20
1.5 Metodologia Empregada	20
1.6 Justificativa	23
1.7 Delimitação do Trabalho.....	24
1.8 Estrutura do Estudo	25
REFEENCIAL TEÓRICO.....	26
2.1 Introdução	26
2.2 Engenharia de Petróleo	27
2.3 Gerenciamento de Projetos	32
2.3.1 Projeto.....	32
2.3.2 Gerenciamento de Projetos	34
2.3.3 Ciclo de Vida	39
2.3.4 Processos do Gerenciamento de Projetos	46
2.3.5 Áreas de Conhecimento do Gerenciamento do Projeto	56
2.3.6 Processos de Gerenciamento de Custos do Projeto segundo o PMI	57
2.3.7 Gerenciamento de Riscos do Projeto	73
2.4 Análise Econômica	79
2.4.1 Indicadores econômicos.....	79
2.4.2 Fluxo de Caixa.....	80
2.4.3 Valor Presente Líquido (VPL).....	84
2.5 Detalhamento do Conhecimento.....	87
2.5.1 Processo de Estimativa de Investimento.....	87
2.5.2 Estimativa de Custos.....	95

2.5.3 Processos de determinação de risco associado a estimativas de investimento:	101
2.6 Processo Atualização Monetária	107
2.7 Processos de Gerenciamento de Projeto	111
A PETROBRAS	114
3.1 Aspectos legais e históricos do setor de petróleo e gás no Brasil	114
3.2 Composição Acionária	116
3.3 Petrobras em Números	117
3.4 Estrutura Organizacional.....	118
3.5 Sistemas de Controle.....	123
3.5.1 Aspectos Gerais de Governança	123
3.5.2 Lei Sarbanes-Oxley	130
3.6 Área de Negócio de Exploração & Produção - E&P	133
3.7 Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P – PRODEP	139
3.8 Projeto de Desenvolvimento da Produção com Unidade Estacionária de Produção	145
METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	151
4.1 Descrição do sistema.....	151
4.2 Identificação e escolha de alternativas.....	152
4.2.1 Alternativas para associação de risco ao processo de estimativa de CAPEX:.....	152
4.2.2 Alternativas para atualização monetária no processo de controle de CAPEX:.....	153
4.3 Obtenção de dados	153
4.4 Detalhamento da Análise:	156
4.4.1 Data da Aprovação EVTE	157
4.4.2 Índices CPI e PCU-211 na Data da Aprovação do EVTE	158
4.4.3 Perfil de Desembolso do Investimento na Data do EVTE;.....	159
4.4.4 Data do Pós-EVTE	160
4.4.5 Índices CPI e PCU-211 na Data do Pós-EVTE	161
4.4.6 Perfil de Desembolso do Investimento na Data do Pós-EVTE;.....	162
4.4.7 Projeto P-XT:.....	168
ESTUDO DE CASO.....	171
5.1 Introdução	171
5.1.1 Projeto P-X2:	172
5.1.2 Projeto PX-3:	175
5.1.3 Projeto PX-4:	178
5.1.4 Projeto da PX-5:	181
5.1.5 Projeto da P-X6:	184
5.1.6 Projeto da PX-7:	187
5.1.7 Projeto da P-X8:	190

5.2 Análise dos resultados.....	193
5.2.1 Cenário 1: Prática vigente - Estimativa Determinística e Inflação Americana:	193
5.2.2 Cenário 2: Proposta 1 - Estimativa Determinística e Inflação da Indústria:	197
5.2.3 Cenário 3: Proposta 2 - Estimativa Probabilística e Inflação Americana:	200
5.2.4 Cenário 4: Proposta 3 - Estimativa Probabilística e Inflação da Indústria:	203
5.3 Análise da Variação de Tempo:	206
5.4 Conclusões acerca do Estudo de Caso:	208
CONCLUSÕES	214
OBRAS CONSULTADAS.....	219

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ciclo de Vida de um Projeto DP na Petrobras.....	17
Figura 2– Contribuição do Trabalho.	22
Figura 3 – Fluxograma da Pesquisa.....	22
Figura 4– Grandes Projetos DP e Curva de Óleo Associada.....	23
Figura 5 – Ciclo de Vida completo de campo de petróleo (produto)	31
Figura 6 – Esquema básico do tripé organizador de um projeto.	36
Figura 7 – Esquema de funcionamento da gerência de projetos.	37
Figura 8– Processos de Gerenciamento de Custo do Projeto	57
Figura 9– Processos de Gerenciamento de Custo do Projeto	58
Figura 10– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Estimativa de custos.....	59
Figura 11– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Orçamentação.....	64
Figura 12– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Controle de Custos	67
Figura 13- Relação da avaliação do risco e VPL do projeto	74
Figura 14- Integração das incertezas na Análise de Risco	75
Figura 15– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Análise Quantitativa.....	76
Figura 16– Exemplos de distribuições de probabilidades comumente usadas.....	77
Figura 17 – Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo	80
Figura 18 – Representação do fluxo de caixa.....	81
Figura 19- Fluxo de caixa e o valor do dinheiro no tempo.	82
Figura 20- Representação do cálculo do VPL.....	85
Figura 21– Exemplo de Árvore de Decisão para um Sistema de Produção.....	102
Figura 22- Distribuição de demanda.	104
Figura 23 - Distribuição acumulada de demanda.	105
Figura 24 – Intervalos de classes.....	105
Figura 25- Inflação na Extração de Óleo e Gás.....	110
Figura 26 – Exemplo de Estratificação de Fatores através do Pós-EVTE	112
Figura 27– Posicionamento de Mercado	117
Figura 28- Organograma da PETROBRAS.....	119
Figura 29 - Plano de Investimentos por Segmento de Negócio.	123
Figura 30 - Arranjo da estrutura organizacional e governança da Petrobras.....	127
Figura 31 - Organograma da Diretoria de E&P da PETROBRAS.....	133

Figura 32 - Perfil de Produção da Petrobras.....	134
Figura 33 - Perfil de Investimento da Petrobras.....	135
Figura 34 – Perfil de Produção da Petrobras.....	135
Figura 35 – Perfil de Produção da Petrobras.....	136
Figura 36 – Perfil de Produção da Petrobras.....	137
Figura 37– Pré-Sal – Detalhe Bacia de Santos.....	138
Figura 38 – Objetivos do PRODEP.....	140
Figura 39 - A Sistemática do PRODEP.....	141
Figura 40 – Objetivos das fases.....	142
Figura 41 – Atividades das fases.....	144
Figura 42 – Representação Simplificada de um Típico Projeto de DP.....	147
Figura 43 – P-51: Plataforma do Tipo Submersível.....	148
Figura 44 - Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Alívio (FPSO).....	148
Figura 45 – Ciclo de Vida PRODEP.....	157
Figura 46 – Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo.....	159
Figura 47 - Estratificação do desvio do VPL em um Pós-EVTE genérico.....	160
Figura 48 - Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo.....	218

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz de Classificação de Estimativa de Custos para Processos Industriais.	101
Tabela 2 – Números aleatórios - Exemplo de Dados	106
Tabela 3 – Números esperados por vários níveis de demanda em 10.000 tentativas.....	106
Tabela 4 – Acionistas da Petrobras S.A.	116
Tabela 5 – Dados Gerais da Plataforma Semi-submersível P-52.....	150
Tabela 6 – Índice CPI.....	158
Tabela 7– Índice PCU-211–	158
Tabela 8– CAPEX-ANUAL-EST(i) (MMU\$).....	159
Tabela 9– Índice CPI.....	161
Tabela 10 – Índice PCU-211	161
Tabela 11 – Resultado da análise da P-XT.....	169
Tabela 12 – Dados da análise da P-X2	173
Tabela 13 – Dados da análise da P-X3	176
Tabela 14 – Dados da análise da P-X4.....	179
Tabela 15 – Dados da análise da P-X5	182
Tabela 16 – Dados da análise da P-X6.....	185
Tabela 17 – Dados da análise da P-X7	188
Tabela 18 – Dados da análise da P-X8.....	191
Tabela 19 – Relação entre CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI	193
Tabela 20 – Relação entre CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL- PCU	197
Tabela 21 – Variação do CAPEX considerando CPI e Classe III da AACE	200
Tabela 22 – Variação do CAPEX considerando PCU e Classe III da AACE.....	203
Tabela 23 – Dados de Saída de Tempo – Variação do Tempo de Execução	206

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1– Preço do Barril de Petróleo (Brent: 1988 a 2009).....	14
Gráfico 2 – Preço do Barril de Petróleo (Brent: jan/09 à dez/09)	15
Gráfico 3 – Evolução dos Custos de E&P x Preço do Barril de Petróleo (Brent).....	16
Gráfico 4 - Curva S típico de um Relatório de Desempenho	68
Gráfico 5 – Exemplos de resultado de uma simulação de risco dos custos	78
Gráfico 6 – Número de mudanças X expectativa de término.....	94
Gráfico 7 – Índice de Preços do Brent e IPC EUA.	109
Gráfico 8 – CAPEX-ANUAL-EST-CPI(i) e CAPEX-ANUAL-REAL HISTÓRICO(i) da P- XT.....	162
Gráfico 9 – Contribuição das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-CPI.....	163
Gráfico 10- Contribuição percentual das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-CPI	164
Gráfico 11- Contribuição acumulada das parcelas anuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT	164
Gráfico 12 - Contribuição das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-PCU	165
Gráfico 13 - Contribuição percentual das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-PCU.....	166
Gráfico 14 - Contribuição acumulada das parcelas anuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT.....	166
Gráfico 15 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT (Classe III – AACE).....	167
Gráfico 16 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT (Classe III – AACE).....	167
Gráfico 17 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-XT.....	168
Gráfico 18 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT (Classe III – AACE).....	169
Gráfico 19 Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT (Classe III – AACE).....	170
Gráfico 20 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X2	172

Gráfico 21 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X2 (Classe III-AACE).....	173
Gráfico 22 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X2 (Classe III-AACE).....	174
Gráfico 23 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X3	175
Gráfico 24 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X3 (Classe III-AACE).....	176
Gráfico 25 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X3 (Classe III-AACE).....	177
Gráfico 26 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X4	178
Gráfico 27 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X4 (Classe III-AACE).....	179
Gráfico 28 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X4 (Classe III-AACE).....	180
Gráfico 29 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X5	181
Gráfico 30 - Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X5 (Classe III-AACE).....	182
Gráfico 31– Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X5 (Classe III-AACE).....	183
Gráfico 32 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X6	184
Gráfico 33 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X6 (Classe III-AACE).....	185
Gráfico 34 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X6 (Classe III-AACE).....	186
Gráfico 35 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X7	187
Gráfico 36 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X7 (Classe III-AACE).....	188
Gráfico 37 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X7 (Classe III-AACE).....	189
Gráfico 38 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X8	190
Gráfico 39 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X8 (Classe III-AACE).....	191
Gráfico 40 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X8 (Classe III-AACE).....	192

Gráfico 41 –CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI	194
Gráfico 42 – Relação % entre o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI.....	194
Gráfico 43 – Variação % do Índice CPI.....	195
Gráfico 44 – Variação do CPI e do PCU-211	196
Gráfico 45 –CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU	198
Gráfico 46 - Relação % entre a variação do CAPEX usando o CPI e o PCU-211.....	198
Gráfico 47 – Variação do índice PCU-211 da Data do EVTE até a Data do Pós-EVTE.....	199
Gráfico 48 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI.....	201
Gráfico 49 –% entre o Intervalos da estimativa e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI Fonte: Próprio Autor, 2009	201
Gráfico 50 - Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU	204
Gráfico 51 –% entre Intervalos da estimativa e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU	205
Gráfico 52 - Variação da Duração Prevista x Realizada	206
Gráfico 53 - Variação da Duração Prevista x Realizada	207
Gráfico 54 – Relação entre variação de CAPEX e de Tempo – Cenário 1	209
Gráfico 55 – Resultados do Modelo Teórico comparado aos valores reais – Cenário 3.....	210
Gráfico 56 – Resultados do Modelo Teórico comparado aos valores reais – Cenário 4.....	212
Gráfico 57 – Comparação com o estudo de FLYVBJERG et al sobre projetos de Infraestrutura	216

DEFINIÇÃO DE TERMOS E SÍMBOLOS

1º Óleo – Data de Entrada de Produção do Projeto

AACE - *Association for the Advancement of Cost Engineering*

ABC – Atividade Baseada em Custo

ADS – *American Depositary Shares*

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ANSI - *American National Standards Institute*

Boe – Barril de Óleo Equivalente

CAPEX – *Capital Expenditure* – Investimento

CENPES - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello

CII – *Construction Industry Institute*

COSO - *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*

CPI – Índice de Preços ao Consumidor Norte-Americano

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

DP – Desenvolvimento da Produção

EAC – Estimativa na conclusão

EAP – Estrutura Analítica do Projeto

EVTE – Estudo de Viabilidade Técnico-Econômico

E&P – Exploração e Produção

FDE – Função de Distribuição Acumulada

FEL - *Front End Loading*

FPSO - *Floating Production Storage and Offloading system*

FSO - *Floating Storage and Offloading system*

FV – Valor Futuro

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

GR – Grupo de Revisão

GSD – Grupo de Suporte à Decisão

IGP-DI - Índice Geral de Preços Disponibilidade

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

INPC - Índice Nacional de Preço ao Consumidor

IPA - *Independent Project Analysis*

IPC-Fipe - Índice de Preços ao Consumidor

NASA - National Aeronautics and Space Administration
ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo
Payback – Termo financeiro que remete ao tempo de retorno de um investimento.
PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board
PDCA - Plan-Do-Check-Act (planejar, executar, verificar, atuar)
PMI - Project Management Institute
PMBOK - Project Management Book of Knowledge
Pós-EVTE – Controle Anual de Estudos de Viabilidade Técnico-Economicos
PRISMA - Programa Integrado de Sistemas e Métodos de Avaliação de Controles Internos
PRODEP - Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P
PSD – Pacote de Suporte a Decisão
PPI - Índice de Preço do Produtor Norte Americano
PV – Valor Presente
PVC - Pacote de Verificação e Controle
SA – Sociedade Anônima
SEC - U.S. Securities and Exchange Commission
SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SS – Semi-submersível
TIR – Taxa Interna de Retorno
TLD – Teste de Longa Duração
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
UEP – Unidade Estacionária de Produção
UN – Unidade de Exploração e Produção
VME – Valor Monetário Esperado
VPL – Valor Presente Líquido
WBS - Work Breakdown Structure
WPI - Índice de Preço de Atacado Norte-Americano

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Em virtude de importantes descobertas de petróleo na plataforma continental brasileira, que remontam às descobertas na Bacia de Campos e, mais recentemente, à Bacia de Santos, cresceu substancialmente o volume de nossas reservas e conseqüentemente o número de projetos de desenvolvimento da produção (DP). O projeto DP se caracteriza pelo desenvolvimento da oportunidade exploratória até sua fase de operação. Além do aumento das reservas, conseqüente das novas descobertas, outro fator é ainda responsável pelo aumento do número de projetos DP nos últimos anos: a escalada do preço do barril do petróleo.

Devido ao aumento do preço do barril de petróleo no mercado internacional, o ambiente em que esses projetos estão inseridos se modificou. Esse novo cenário de preços permitiu um aumento exponencial no número de projetos com viabilidade econômica em todo o mundo. Com isso, a indústria do petróleo, como um todo, elevou sua capacidade produtiva para atender a essa nova demanda. O número de projetos DP viáveis, nesse novo patamar de preços, não tinha na capacidade instalada da indústria, contrapartida de recursos. Sendo assim, os fornecedores se viram em uma posição de vantagem estratégica e pode-se observar a ocorrência de uma escalada nos preços dos serviços e materiais.

Por conseguinte, a indústria do petróleo observou um aumento de oportunidades, acompanhada pelo aumento de complexidade do cenário de investimento. Nesse novo cenário, as estimativas de investimento se demonstraram incapazes de refletir a incertezas associadas e observou-se um aumento dos desvios das previsões.

Observa-se no Gráfico 1 que a escalada de preços do petróleo se deu a partir de 2004 e, em pouco mais de 4 anos, superou os U\$100/BBL. Esse intervalo de tempo proporcionou uma oportunidade de desenvolvimento de campos com Brent de Equilíbrio¹ relativamente altos, o desenvolvimento de novas áreas e, conseqüentemente, o aumento substancial do número do número de projetos DP. Este é, basicamente, o período que se encontram os projetos estudados nesta pesquisa.

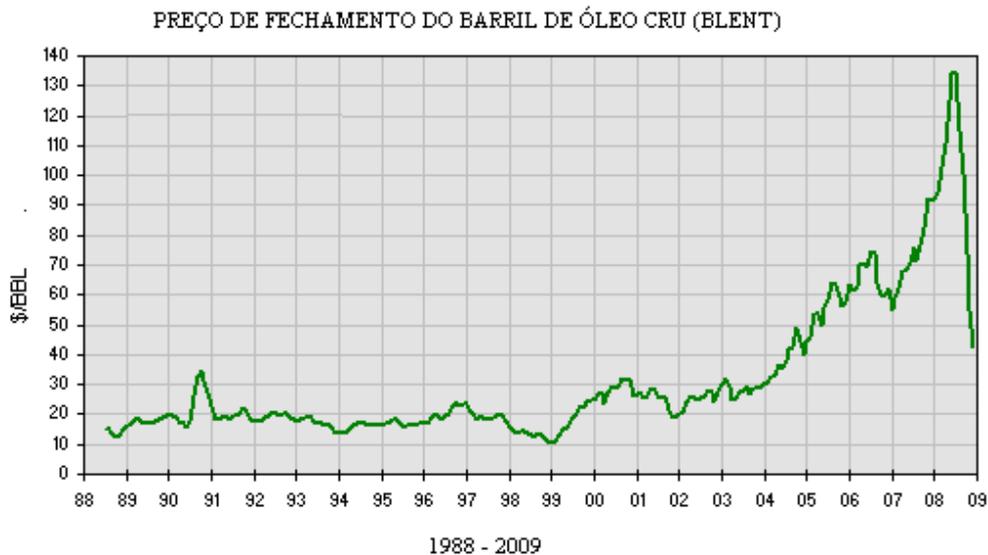


Gráfico 1– Preço do Barril de Petróleo (Brent: 1988 a 2009)

Fonte: OileEnergy.com, 2008

É importante ressaltar que durante esta pesquisa o cenário de preços apresentou mudanças significativas. Como pode ser observado no Gráfico 2. No ano de 2008 (período desta pesquisa) o valor do barril chegou perto de U\$150. Após este pico histórico de preços, o preço do barril de petróleo despencou e chegou a atingir pouco menos de U\$40 em dezembro. Este fato se deve principalmente à crise mundial de crédito, que colocou a economia mundial em um cenário recessivo que diminui a demanda por petróleo e, conseqüentemente, teve reflexo direto no preço.

¹ Blent de Equilíbrio é o valor do barril que em uma análise econômica do projeto o VPL (Valor Presente Líquido) resultante seja zero.

Nesse cenário complexo, alimentado pela escalada de preços iniciada em 2004 e que culminou em julho de 2008, o número de projetos DP aumentou de forma expressiva e que a fase de operação (produção) desses projetos (considerando o longo ciclo de vida dos projetos DP) ocorrerá em um cenário de preços diferente, colocando em teste a sua robustez.



Gráfico 2 – Preço do Barril de Petróleo (Brent: jan/09 à dez/09)

Fonte: OileEnergy.com, 2008

Considerando o nível de investimento empregado na indústria, a disciplina de capital será um fator ainda mais importante nesse novo cenário. A escalada de preços não mais sustentará os desvios de investimentos e os atrasos de entrada de produção, como ocorreu no passado recente.

Fato importante a ser observado é que, devido ao montante de investimento e à complexidade dos projetos em carteira, existe um grande peso na tomada de decisão de investimento, já que estes, uma vez iniciados, têm um alto custo de postergação ou mesmo cancelamento.

O cenário atual da indústria confronta os preços vigentes de contratos, assinados em um patamar de preços de U\$150 o barril, contra um preço de U\$50 que remunera o investimento. No decorrer da escalada de preços do petróleo os valores dos contratos de serviços na

indústria acompanhou essa subida e, com a capacidade produtiva da indústria sendo testada, as prestadoras de serviço em geral (contratadas) tiveram em posição de vantagem nas negociações de preço, como se pode observar no Gráfico 3.

No novo cenário de preços, onde o barril passou em menos de 6 meses de U\$145 para U\$40, os valores vigentes na maioria dos contratos ainda não refletem essa nova realidade, o que desequilibra a balança de forças para o lado das contratantes, mas exige destes incorrer em um período de incompatibilidade entre o investimento e a receita futura nos projetos em curso. Por conseguinte, a inércia dos preços da indústria, reflexo de uma demanda inelástica, tenderá a manter os níveis de preços altos por algum tempo, o que penalizará o retorno esperado dos projetos vigentes e influenciará na diminuição de investimento em novos projetos.

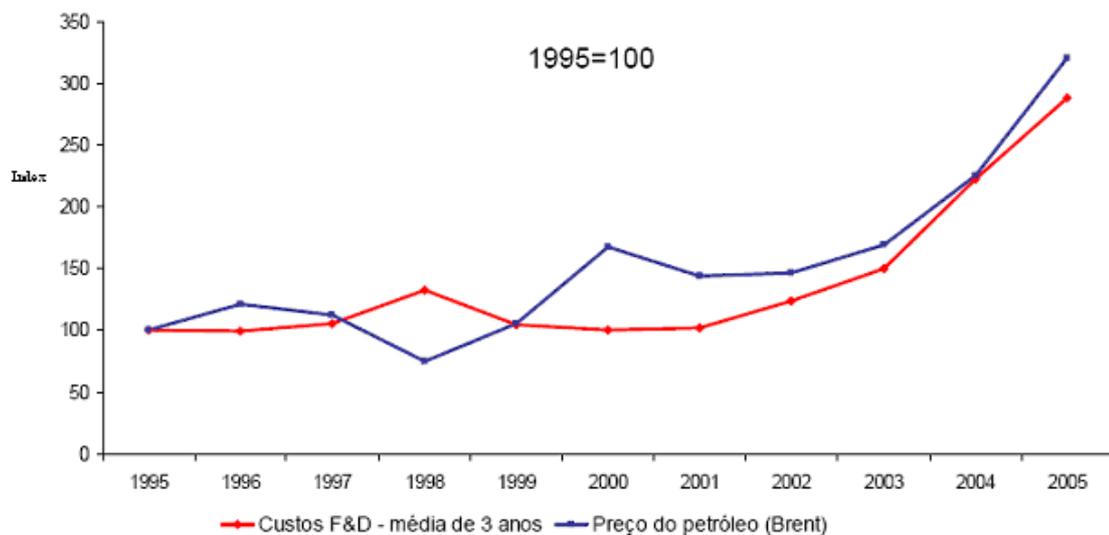


Gráfico 3 – Evolução dos Custos de E&P x Preço do Barril de Petróleo (Brent)

Fonte: PFC Energy, 2008

De forma a atender a esse novo cenário, surgiu à necessidade da melhoria do processo de estimativa de investimento, com atenção à variação das estimativas, consequência do grau de definição do projeto na data da aprovação, da metodologia de estimativa aplicada, da análise dos riscos e da indexação inflacionária da indústria.

1.2 O Problema

O desenvolvimento da oportunidade exploratória é feito através do projeto DP. No seu decorrer as características da oportunidade são estudadas, de forma a se projetar a expectativa econômica da produção da reserva em questão, através das soluções técnicas desenvolvidas nesse processo. Até entrar em produção, a oportunidade passa por várias etapas de desenvolvimento que visam verificar a viabilidade técnica e econômica do projeto. Para isso, o projeto DP é dividido em fases. A indústria como um todo, adota uma formatação de fases caracterizada por portões de decisão, conforme Figura 1 a seguir.

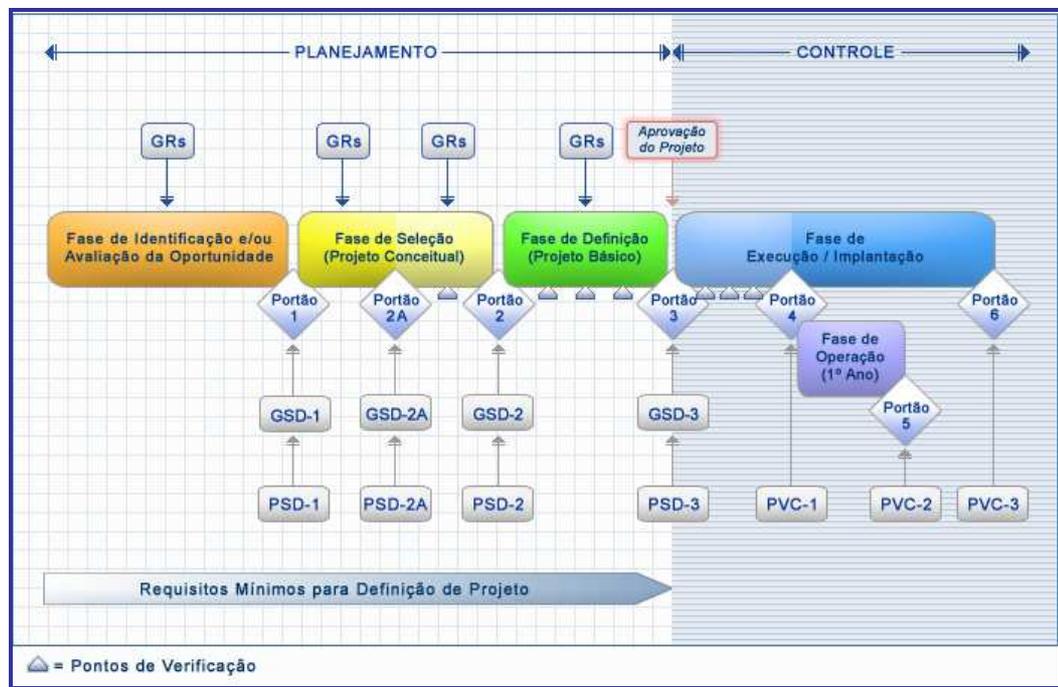


Figura 1 - Ciclo de Vida de um Projeto DP na Petrobras

Fonte: PRODEP, PETROBRAS, 2007

O grau de definição do projeto vai aumentando no decorrer das fases, à medida que os estudos vão se desenvolvendo, diminuindo a incerteza associada às atividades do projeto. O projeto evolui de um grau de definição baixo até um grau que permita maior precisão das estimativas que darão suporte à decisão de investimento.

No momento da tomada de decisão do investimento, é esperado que esta seja fundamentada por estimativas com um grau de incerteza associado e que considerem o grau

de definição do projeto até aquele momento. A decisão de iniciar o investimento torna esse momento particularmente importante, devido à característica do ciclo de vida do projeto DP.

Nesse momento (Portão 3 da Figura 1), assume-se um compromisso com os acionistas e o mercado, tornando a previsibilidade e atendimento ao proposto ainda mais necessário. Portanto, o processo de estimativa, e posteriormente de controle, é desafiado a ser capaz de suportar esse processo de decisão e posteriormente seu controle.

O montante de investimento de um projeto DP é muito grande, chegando à ordem de bilhões de dólares e o seu tempo de maturação é elevado. Juntando essas duas características e a urgência de produção imposta pelo mercado, caracteriza-se um cenário de difícil previsibilidade, com as decisões sendo tomadas com intervalos de tempo muito grandes (cerca de 4 a 5 anos) entre a autorização e o término da execução.

Com a recente volatilidade de preços, essa decisão fica ainda mais afetada pelas incertezas de mercado, mas os projetos DP continuam tendo seu ciclo e conseqüentemente o processo de estimativa tem que ser capaz de suprir essa necessidade de previsibilidade e controle, mesmo no atual cenário da indústria.

Para isso, deve-se observar de que forma estão sendo elaboradas e controladas as estimativas e compará-las a um modelo teórico, observando os desvios encontrados e suas fontes. Dessa forma, as decisões serão pautadas em estimativas que expressem o grau de incerteza associado, influenciado pelo grau de definição e riscos do projeto. Uma vez elaboradas, de forma a expor essa incerteza, a metodologia deve possibilitar que o gerenciamento do projeto se atenha aos itens gerenciáveis, possibilitando uma diminuição dos desvios, através de alvos factíveis e acurados.

1.3 Objetivo

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo analisar o processo de estimativa e controle de CAPEX (da sigla em inglês *Capital Expenditure*, ou seja, investimento) de projetos DP, nas fases de autorização de investimento e execução.

1.3.2 Objetivos Específicos

Devido à complexidade de um projeto DP e da necessidade de comparação entre projetos de escopo mais semelhantes, foi escolhida a análise de dados das UEP² que são parte integrante e essencial dos projetos DP analisados, mas que não representam todo o escopo do projeto.

A análise do processo de estimativa e controle de CAPEX será realizada através da comparação entre o processo atual e um modelo de estimativa e controle teórico desenvolvido na pesquisa. Esse modelo deverá responder por uma melhor previsibilidade de custos no atual cenário da indústria contemplando as incertezas associadas a tais estimativas.

As estimativas dos Projetos DP são provenientes, entre outros, do grau de definição do projeto; da metodologia de estimativa aplicada; da volatilidade da demanda, dos preços do petróleo, dos insumos e dos recursos utilizados nos projetos DP; variação do escopo; variações no tempo de execução; variações da inflação da indústria, além de variações exógenas como impostos, greves, desastres climáticos, etc. Devido à impossibilidade de abordar todos esses fatores em um trabalho de dissertação de mestrado, dada a abrangência e complexidade do problema, a pesquisa, se limitou a considerar o risco associado à estimativa

² UEP: Unidade Estacionária de Produção. É a designação técnica das plataformas submarinas que integram um projeto DP.

e à inflação do período. Entendendo que esses dois principais aspectos são mais representativos na condução da pesquisa. e nos resultados de projetos atuais.

Portanto, a pesquisa teve como objetivo pragmático testar o modelo de estimativa e controle proposto, através de dados reais, comparando-os aos resultados do processo atual.

1.4 Questões

São questões a serem respondidas pela pesquisa:

- Qual é o atual processo de estimativa e controle de CAPEX nos projetos DP da Petrobrás?
- Qual a precisão do processo atual de estimativa e controle dos projetos DP, em termos de custo e prazo?
- O processo existente considera os riscos inerentes às estimativas?
- Quais melhorias podem ser incorporadas ao processo atual?
- Quais as vantagens das medidas sugeridas em relação ao processo atual?

1.5 Metodologia Empregada

A elaboração deste trabalho teve como marcos o estudo de modelos de riscos associados a estimativas e atualização monetária, o desenvolvimento de um modelo teórico com sua devida aplicação e a proposta de um modelo simplificado de proposição e controle de investimento.

A metodologia adotada foi desenvolvida de forma que a investigação fosse suportada por um período exploratório anterior. O intuito foi proporcionar, através da imersão no contexto, uma visão geral do problema considerado, contribuindo para a focalização e identificação das fontes de informação (Alves-Mazzotti & Gewandsznajder, 1998).

Por conseguinte, foi realizado um estudo sistematizado de material publicado sob forma de artigos, dissertações, ensaios, teses em periódicos e redes disponíveis nas universidades e na internet. Outras importantes fontes de informação pesquisadas são as normas e publicações de organismos internacionais que tratam do tema.

O trabalho foi conduzido, posteriormente, através de pesquisa exploratória na literatura, objetivando a identificação e absorção dos conhecimentos e conceitos necessários ao desenvolvimento do processo de análise do risco associado ao processo de estimativa de investimento e atualização inflacionária, caracterizando o referencial teórico em que se fundamenta o trabalho.

A fase seguinte foi de investigação focalizada, a partir de critérios previamente estabelecidos. A análise das informações obtidas foi acompanhada de procedimentos que visam à confiabilidade da pesquisa e que demonstrem a sua credibilidade e consistência. A metodologia utilizada, portanto, envolveu as seguintes atividades:

- Pesquisa bibliográfica;
- Análise de ferramentas de consideração de riscos em estimativas de investimento;
- Análise de ferramentas de atualização inflacionárias em estimativas de investimento;
- Desenvolvimento do modelo;
- Estudo de caso.

Sendo assim, a pesquisa buscou um detalhamento do conhecimento, que permitisse definir um modelo de estimativa que contemple: a incerteza associada à metodologia de estimativa utilizada e a sua atualização por índice representativo do aumento dos custos da indústria, através da identificação das melhores práticas e teoria associada. Pode-se observar na Figura 2 a estruturação do conhecimento aqui apresentado e na Figura 3 o fluxograma da pesquisa para esse trabalho.



Figura 2– Contribuição do Trabalho.

Fonte: Costa Filho, 2006

Tendo como base o modelo teórico, foi realizada uma avaliação, através de cenários, entre os resultados obtidos com os dados de projetos reais e os resultados do modelo teórico. Através dessa análise, puderam ser identificados os desvios entre o modelo teórico e a evolução real. Procurou-se, também, identificar as razões dos desvios e, quando aplicável, possíveis soluções.

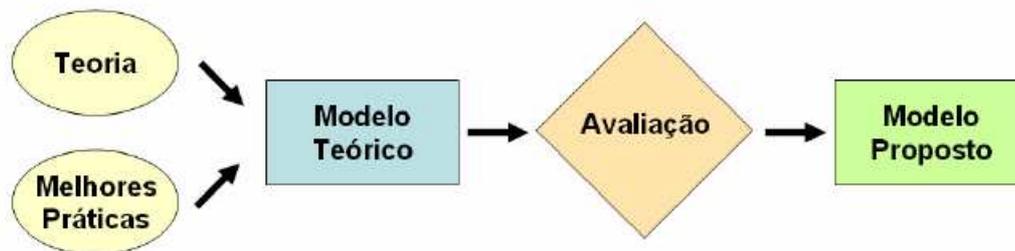


Figura 3 – Fluxograma da Pesquisa

Fonte: Costa Filho, 2006

Para validação do modelo e ajustes dos processos envolvidos, as ferramentas estudadas foram aplicadas em projetos considerados padrões para o tipo de projeto estudado na pesquisa.

Os casos estudados foram acompanhados durante os anos de 2005, 2006, 2007 e 2008 quando do início da pesquisa de estimativa e controle de CAPEX por parte do escritório de projetos de uma das Unidades de Exploração e Produção (UN) do E&P da Petrobras.

1.6 Justificativa

O processo de estimativa de investimento é parte fundamental da análise econômica de projetos DP. Com ordem de investimento de bilhões de dólares por projeto, a melhoria do processo de estimativa e controle permite a diminuição dos desvios apresentados no ambiente atual da indústria, além do fato da melhoria da previsibilidade trazer ganhos para a credibilidade da empresa com o mercado e seus acionistas, considerando os compromissos assumidos através destas estimativas. Ganhos marginais já representariam milhões de dólares em economia.

Na Figura 4, abaixo, pode-se observar o grande número de projetos DP previstos no Plano Estratégico da Petrobras (2007-2015) e o quanto a disciplina de capital e a melhoria da previsibilidade de investimento podem contribuir para a melhoria do desempenho da empresa e da própria indústria.

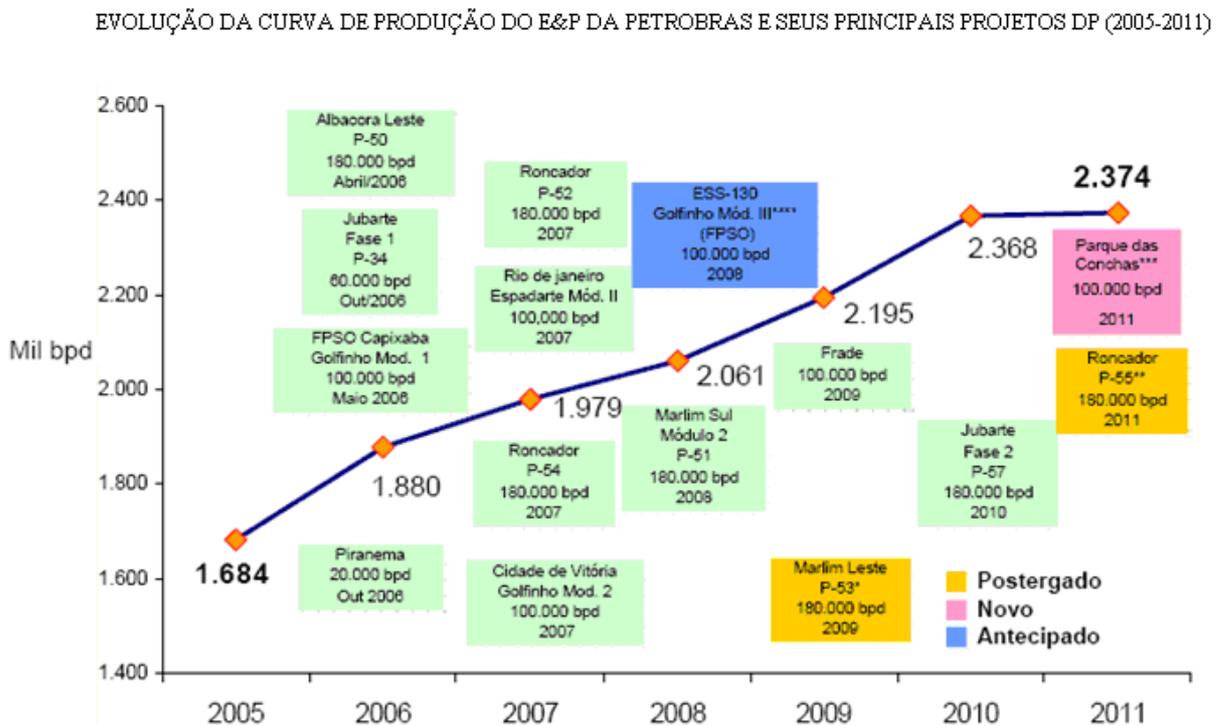


Figura 4– Grandes Projetos DP e Curva de Óleo Associada

Fonte: Petrobras, 2008

O estudo é relevante para a área de engenharia de produção por se tratar de um tema atual de engenharia brasileira, atrelada à necessidade de aumento da produtividade da indústria nacional de óleo e gás, considerando, também, o eminente crescimento das reservas nacionais com as novas descobertas que certamente acarretará um aumento expressivo no volume de investimento em projetos DP no Brasil.

1.7 Delimitação do Trabalho

Este trabalho se limita a desenvolver uma análise no âmbito da indústria do petróleo, mais especificamente da indústria do petróleo brasileira, representada pela sua maior empresa: a Petrobras, no que tange a área de E&P (Exploração e Produção) e seus projetos DP, com ênfase nas instalações de superfície denominadas UEP, especificamente nos processos de estimativa e controle de CAPEX (investimento) nas fases de autorização de investimento e execução, através da comparação entre os resultados dos processos atuais e um modelo de estimativa e controle teórico que incorpore o risco do processo de estimativa e a inflação da indústria.

Dessa forma, o estudo demonstra uma série de limitações que são inerentes ao trabalho de pesquisa, dos quais pode-se destacar:

Análise apenas do CAPEX, deixando de analisar mais profundamente as variações de escopo, de tempo, OPEX (custo operacional), receita, preço do óleo, etc.

Uso de índice geral da indústria e não específico dos projetos DP em questão. O ideal seria a utilização de um índice específico, proporcional a cesta de materiais e serviços inerente a estes projetos DP.

Desconhecimento do índice de reajuste dos contratos de EPC das UEP. Desta forma, a análise desconsidera que os valores desembolsados anualmente embutem um reajuste contratual.

O grupo de projetos escolhidos é similar, mas cada um tem particularidades técnicas que não são aprofundadas na pesquisa. Dados técnicos não foram considerados, como capacidade de tratamento, capacidade de injeção, volume de produção, número de *risers*, etc.

1.8 Estrutura do Estudo

O trabalho é estruturado segundo os capítulos abaixo:

O Capítulo 1 é uma introdução à pesquisa. Nele são descritos a contextualização do trabalho, a situação problema, os objetivos gerais e específicos, as questões a serem respondidas pela pesquisa, a metodologia empregada, a justificativa da pesquisa, a delimitação do trabalho e como foi estruturado.

O Capítulo 2 trata do referencial teórico da pesquisa. Nele são tratados os conceitos descritos na literatura para os temas abordados na pesquisa, com destaque para aqueles relacionados à Engenharia de Petróleo, Análise Econômica e Gerenciamento de Projetos. Também são tratados os processos de quantificação de riscos de estimativas e atualização monetária de estimativas de CAPEX, aspectos esses utilizados para desenvolver o modelo teórico aplicado no Estudo de Caso.

O Capítulo 3 é uma análise da Petrobras em seus principais aspectos, principalmente no que concerne aos processos mais relevantes à pesquisa, entre eles a governança corporativa, os aspectos de controle, a estrutura organizacional, a área de E&P (Exploração e Produção) e os projetos DP na Petrobras.

O Capítulo 4 descreve a metodologia de análise que será empregada no estudo e descreve um caso base hipotético para melhor compreensão da metodologia.

O Capítulo 5 desenvolve o Estudo de Caso, no qual se procurou por meio dos processos e ferramentas identificados, testar um modelo proposto através dos dados da pesquisa.

O Capítulo 6 descreve os resultados obtidos e analisados acerca dos aspectos propostos na pesquisa e suas conclusões.

No Capítulo 7 estão identificadas as obras analisadas para elaboração desta pesquisa e suas referências.

Capítulo 2

REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Introdução

Para efetuar a análise do processo de estimativa e seu controle durante a fase de execução de um projeto foi necessário buscar um referencial teórico que norteasse a busca pela associação dos processos de estimativa com seus respectivos fatores de riscos. Conhecimentos estes de base estatísticas, relativos a pesquisas anteriores, e que podem ser encontrados em procedimentos padronizados por organismos e instituições internacionais tais como a *Construction Industry Institute (CII)*, *Assocoation for the Advancement of Cost Engineering (ACE)*, *American National Standards Institute (ANSI)*, *National Aeronautics and Space Administration (NASA)*, *Independent Project Analysis (IPA)* e *Project Management Institute (PMI)*.

A atualização de valores monetários, a título de atualização inflacionária de estimativa de investimento ao longo do ciclo de vida de um projeto, deve ser feita levando-se em consideração a variação sofrida pelo segmento da indústria e em ultimo caso pela própria empresa no decorrer do tempo entre a estimativa e o tempo observado. Dessa forma, para determinação do valor atualizado considerando a inflação do período, são essenciais conhecimentos de econômica e de administração financeira.

Tratando-se de projetos de desenvolvimento da produção é importante o conhecimento da indústria e do processo de aprovação e controle de projetos. Esse conhecimento será desenvolvido através de dados de conhecimento público disponíveis nos meios de comunicação que caracterizam estes processos na Petrobras. Quando da utilização de outros dados que não sejam de conhecimento público, estes serão tratados de forma percentual e não nominal, com o intuito de preservar a segurança da informação.

O estudo do modelo de estimativa e controle de investimento, especificamente voltado para a indústria de petróleo, aborda métodos de avaliação econômica, a análise de risco e

incerteza e técnicas de atualização monetária. Na área da engenharia de petróleo, mais especificamente na coordenação de projetos de DP na fase de execução de projetos, é necessária a investigação do impacto do aumento do preço do petróleo na indústria e sua componente de *escalation*³ nas estimativas realizadas.

2.2 Engenharia de Petróleo

A Engenharia de Petróleo envolve o desenvolvimento das acumulações de óleo e gás descobertas durante a fase de exploração de um campo petrolífero, sendo associada, principalmente, à área de exploração⁴.

O petróleo e o gás natural são misturas de hidrocarbonetos resultantes de processos físico-químicos sofridos pela matéria orgânica que se depositou juntamente com fragmentos de rochas durante a formação de rochas sedimentares, milhões de anos atrás. Devido a efeitos mecânicos, ocorre a migração do petróleo no subsolo, acumulando-se em rochas porosas e permeáveis denominadas rochas reservatório.

Segundo a Lei N°9478, seção II, artigo 6º, a Indústria do Petróleo pode ser definida como o conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

Segundo Milani (2005), A Indústria do Petróleo pode ser descrita por um grande processo, composto de seis atividades, que vão “do poço ao posto”: exploração, desenvolvimento, produção, refino, transporte e distribuição. Em uma abordagem mais ampla, podem ser acrescentados o processamento, o condicionamento, o transporte e a distribuição

³ *Escalation* – termo que na indústria de petróleo refere-se a escalada de preços que acompanha o aumento do preço do barril no mercado internacional.

⁴ Exploração -Fase exploratória do campo petrolífero engloba as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de hidrocarbonetos de um campo petrolífero, Tomas (2004).

do gás natural e seus derivados, a geração de energia termelétrica a partir do gás natural ou de derivados do óleo, a petroquímica, a gasquímica, os serviços de sondagem e o apoio logístico, tornando atividades “do poço ao poste”, levando em consideração o setor energético.

Este grande processo pode ser segmentado de diversas formas. Segundo Tomas (2004), a localização, produção, transporte, processamento e distribuição dos hidrocarbonetos existentes nos poros e canais de uma rocha reservatório, que pertence a um determinado campo petrolífero, estabelecem os cinco segmentos básicos da indústria do petróleo:

Exploração

A reconstrução da história geológica de uma área, através da observação de rochas e formações rochosas, determina a probabilidade da ocorrência de rochas reservatório. A utilização de medições gravimétricas (magnéticas e sísmicas) permite o mapeamento das estruturas rochosas e composições do subsolo. A definição do local com maior probabilidade de um acúmulo de óleo e gás é baseada na sinergia entre a Geologia, a Geofísica e a Geoquímica, destacando-se a área de Geo-Engenharia de Reservatórios.

Exploração

A fase exploratória do campo petrolífero engloba as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de hidrocarbonetos de um campo petrolífero.

Transporte

Pelo fato dos campos petrolíferos não serem localizados, necessariamente, próximos dos terminais e refinarias de óleo e gás, é necessário o transporte da produção através de embarcações, caminhões, vagões, ou tubulações (oleodutos e gasodutos).

Refino

Apesar da separação da água, óleo, gás e sólidos produzidos, ocorrer em estações ou na própria unidade de produção, é necessário o processamento e refino da mistura de hidrocarbonetos proveniente da rocha reservatório, para a obtenção dos componentes que serão utilizados nas mais diversas aplicações (combustíveis, lubrificantes, plásticos etc.).

Distribuição

Os produtos finais das estações e refinarias (gás natural, gás residual, GLP, gasolina, nafta, querosene, lubrificantes, resíduos pesados e outros destilados) são comercializados com as distribuidoras, que se incumbirão de oferecê-los, na sua forma original ou aditivada, ao consumidor final.

Apesar de sua característica marcante, a multidisciplinaridade, a Engenharia de Petróleo pode ser dividida em quatro áreas básicas:

Reservatórios

Engloba as seguintes atividades: determinação das propriedades petrofísicas das rochas reservatório e das propriedades dos fluidos da formação produtora de óleo e gás; estimativa da reserva; acompanhamento, planejamento e desenvolvimento de campos; interpretação de resultados de testes de pressão; simulação e previsão de comportamento de reservatórios de óleo e gás; métodos de recuperação.

Perfuração

Contempla as atividades relacionadas ao projeto e perfuração, propriamente dita, do poço que faz a comunicação do reservatório com a superfície. O projeto do poço determina as várias fases de perfuração, envolvendo a seleção da técnica apropriada (para a perfuração, cimentação e revestimento do poço), do tipo de sonda, da unidade de perfuração, dos vários equipamentos (brocas, colunas de perfuração e revestimento, ferramentas de monitoração e controle de trajetória do poço, ferramentas de perfilagem etc.) e dos fluidos de perfuração. No

projeto e execução do poço são considerados os fatores econômicos e, principalmente, os aspectos de segurança inerentes à operação.

Completação

Trata da preparação do poço para produção, envolvendo técnicas de isolamento das zonas produtoras e testes de vazão e pressão do poço. Dependendo-se do potencial produtor do reservatório, vinculado às propriedades petrofísicas da rocha e das propriedades dos fluidos do reservatório, há necessidade da utilização de técnicas de estimulação química (acidificação), mecânica (fraturamento hidráulico) ou químico-mecânica, para se aumentar a produtividade do poço.

Produção

Envolve o projeto, monitoração e garantia do fluxo de óleo/gás, do reservatório até a superfície, na planta de superfície, e o envio para os sistemas externos de transporte, ou armazenagem. Na linha de produção, são estudadas as propriedades de fluidos e comportamento de fases, fluxo de óleo e/ou gás no reservatório, escoamento multifásico no poço e nos dutos de produção, instalações de produção terrestres e marítimas, separação de óleo, gás e água, métodos de elevação artificial (bombeio de petróleo no caso de poços sem surgência natural), automação e controle de processos, sistemática de projeto de desenvolvimento de campo e gestão de produção.

A pesquisa enfatizou a fase de desenvolvimento da produção, mais especificamente a fase de autorização (Portão 3 da 0) de investimento e execução. Por conseguinte, trata-se de parte do segmento de exploração, com o desenvolvimento das soluções técnicas de todas as áreas (reservatório, poços, produção) de forma a tornar real a concepção do projeto.

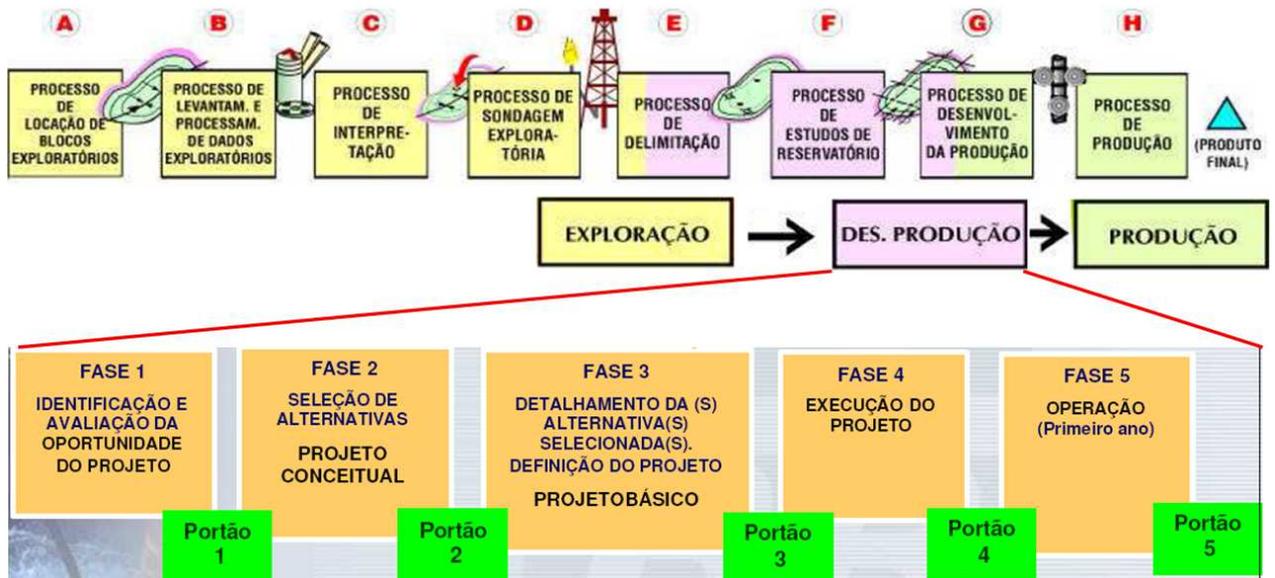


Figura 5 – Ciclo de Vida completo de campo de petróleo (produto)

Fonte: ONIP, 2002

Mais precisamente, trabalhando a fase de Desenvolvimento da Produção (DP), item G da 0, destacada em seu ciclo de vida específico que será mais bem descrito adiante.

Pode-se observar que a Figura 4 descreve o ciclo de vida de uma campo de petróleo, do item A ao H, e a fase de DP tem seu próprio ciclo de vida de projeto, descrito pelas fases 1 a 5 e seus portões de decisão, os quais serão descritos mais adiante.

2.3 Gerenciamento de Projetos

2.3.1 Projeto

Projeto vem do latim: *projectu*, que significa: 'lançado para diante' (CORDEIRO, 2005). Sua definição segundo o Dicionário Aurélio, também é descrita como:

- Idéia que se forma de executar ou realizar algo, no futuro; plano, intento, desígnio.
- Empreendimento a ser realizado dentro de determinado esquema:
- Redação ou esboço preparatório ou provisório de um texto: Esboço ou risco de obra a se realizar; plano:

Os gregos não possuíam uma palavra ou substantivo equivalente a projeto; mas faziam uma correlação entre a escolha moral (práxis) e a escolha ligada a um objetivo determinado (BOUTINET, 2002).

Segundo o mesmo autor, os romanos relacionavam o substantivo projeto à atividade de projetar, pois quando queriam se referir a uma idéia, um objetivo ou um propósito, indagavam: *quid cogitant* (o que eles pensam), *quid mente agitavi* (o que me preocupa) ou *mihi est porpositum* (meu propósito é). A resposta a essas indagações fez com que o moderno idioma italiano diferenciasse o significado do substantivo *progetto*, que é a atividade intelectual de elaboração ao reunir os substantivos *propósito* (propósito, intenção), *disegno* (esquema) e *piano* (plano), de *progettazione* que é a atividade de realizar de um projeto, de projetar.

Essa diferença também pode ser observada nos idiomas inglês e alemão. Em inglês, os substantivos *purpose* (propósito), *project* (empreendimento) e *design* têm significados diferentes; da mesma maneira, os termos *entwurf* (propósito) e *projekt* (empreendimento) em alemão. Infelizmente, na língua portuguesa projeto tem os dois significados. O estudo focalizará a fase em que o projeto (*purpose/design*) se concretizará em projeto (empreendimento).

Independente da época ou do idioma, o substantivo projeto reflete o relacionamento do homem com a ciência e a tecnologia que, ao sistematizar a relação tempo x custos, valorizou seu bem-estar (BOUTINET, 2002). A seguir, algumas definições de projeto:

- Um empreendimento não repetitivo, caracterizado por uma seqüência clara e lógica de eventos com início, meio e fim, que se destina a atingir um objetivo claro e definido, sendo conduzido por pessoas dentro de parâmetros predefinidos de tempo, custo, recursos e qualidade (MEREDITH, 1995).
- Uma seqüência de inéditas, complexas e conectadas atividades para atingir um objetivo que deve ser completo em um tempo determinado, dentro do orçamento e de acordo com uma especificação (WYSOCKI, 1995).
- Um empreendimento pode ser classificado como projeto desde que possua as seguintes características: seja finito (temporário, programado); possua objetivos claramente definidos em função de um problema, oportunidade ou interesse; envolva uma relação cliente-fornecedor ou fornecedor usuário; seja singular; resultado esperado incerto e necessite de gerenciamento específico (MAXIMIANO, 1997).
- Um empreendimento com objetivo específico, caracterizado por um ciclo de vida definido, considerações de custos, fatores de cronograma e capacidade de desempenho técnico. Consiste, ainda, em uma combinação de recursos organizacionais reunidos para criar algo que previamente não exista e que fornecerá uma determinada capacidade de ação no design e na execução de estratégias organizacionais. Projetos têm um ciclo de vida distinto, começando com uma idéia e progredindo para as fases de design, engenharia e manufatura (ou construção) sob a responsabilidade de um gestor. (CLELAND, 2001).
- Um empreendimento temporário - com início e término bem definidos - cujo objetivo é criar um produto ou oferecer um serviço único, distinto de todos os produtos ou serviços produzidos anteriormente (PMI, 2004).

Os conceitos apresentados caracterizam o projeto como sendo uma idéia original e inovadora, de autoria reconhecida, com determinado grau de complexidade, ao integrar sua elaboração à execução com restrições de tempo, capital e recursos tecnológicos e humanos ao montar uma equipe multidisciplinar de profissionais que explorarão suas oportunidades em um espaço aberto (VARGAS, 2000 e BOUTINET, 2002).

A repetitividade e continuidade não são características de projetos. A sua singularidade e temporalidade é que os distinguem das demais atividades exercidas em uma organização. Para Valeriano (2001) a aplicação de conhecimentos, habilidades e recursos, nas atividades de um projeto, com o objetivo de atingir e até exceder as necessidades e as expectativas das partes interessadas é fator crítico para o sucesso de uma organização.

2.3.2 Gerenciamento de Projetos

Alguns grandes empreendimentos da humanidade, tais como as pirâmides do Egito, o canal do Panamá, o túnel sob o canal da Mancha e a Grande Muralha da China que, entre outros, são exemplos de projetos de outros tempos, que foram da mesma forma: únicos, temporários e produziram resultados.

Apesar de ser empregado há milhares de anos, o Gerenciamento de Projetos, como campo de estudo, é recente, com tempo de vida de aproximadamente 50 anos. Inicialmente utilizado no campo da construção civil, necessitava de um mecanismo de controle que pudesse, ao mesmo tempo, reunir administrativamente tempo, custo e tecnologia e uni-los à produção industrial existente (CLELAND, 2001).

Na década de 60, apenas os setores aeroespaciais, de defesa e da construção civil, nos Estados Unidos, possuíam um gerenciamento de projetos formal. O sucesso das atividades desses setores, cujos estudos foram aprofundados, para que se preparassem para disputar outros mercados, despertou a atenção dos outros setores. Data dessa época, o estabelecimento pela IBM, do cargo de gerente de sistemas com responsabilidade geral pelo desenvolvimento de novos modelos de computadores e o artigo do Professor John Mee que descrevia a natureza da organização matricial como nova organização gerencial (CLELAND, 2001).

Nas décadas de 70 e 80, o gerenciamento já era utilizado em sua plenitude, dentro e fora dos Estados Unidos, mas eram observados problemas estruturais de comunicação e comando em sua composição, devido ao alcance que a ciência tomava na organização sócio-industrial (CLELAND, 2001).

Na década de 90, os problemas foram se resolvendo e o ano 2000 trouxe a implantação efetiva do gerenciamento como ferramenta de qualidade e controle de produção de qualquer empresa, independente do setor onde se enquadre (KERZNER, 2001).

A era da informação acelerou a necessidade de imediata resposta das organizações às oportunidades e também, igualmente, às ameaças, de forma cada vez mais presente. Conseqüentemente, a utilização das técnicas de gerenciamento de, e por, projetos, são encontrados freqüentemente nos problemas de gestão empresarial. O gerenciamento de projetos é uma das áreas mais importantes e menos compreendidas da administração (STERMAN, 1992).

Segundo Kerzner (2001) o ambiente atual do mercado traz consigo a agilidade de comunicação necessária para que a exigência de gerenciamento no desenvolvimento de um novo produto ou serviço se torne uma ferramenta de uso comum e não especializado. As exigências de mercado, atualmente, exigem mudanças rápidas e as empresas de bens e/ou serviços têm que se adaptar.

Com o advento da globalização, as empresas de produtos e/ou serviços se viram obrigadas a utilizar um mecanismo de controle administrativo de sua produção, que pudesse torná-las competitivas, denominado Gerenciamento de Projetos, que pode ser descrito no diagrama da Figura 6, a seguir (WYSOCKI, 1995):

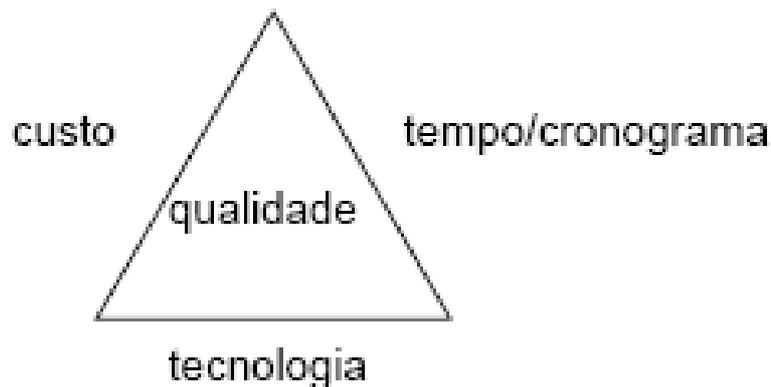


Figura 6 – Esquema básico do tripé organizador de um projeto.

Fonte: Wysocki, 1995.

Segundo Cleland (2001) o gerenciamento de projetos, devido à sua pouca idade, só agora pôde formar os elementos de sua filosofia, que são a autonomia no campo da Administração como principal meio de lidar com mudança de produtos, de serviços e de processos nas organizações contemporâneas. Afirma, também, que o corte de posições de gerência de nível médio, estas estão sendo substituídas por uma nova classe de administradores que são os gerentes de projeto.

Para Maximiano (1997), o Gerenciamento de Projetos pode ser entendido como estratégia, doutrina, disciplina e habilidade. O gerenciamento de projetos é a estratégia com maior probabilidade de êxito para lidar especificamente com planejamento, organização, execução e controle de empreendimento que possam ser classificados como projetos de modo a operacionalizar objetivos e transformá-los em soluções práticas. É também uma doutrina à medida que representa uma forma de raciocinar sobre a utilização de recursos e a realização de objetivos uma vez que encerra princípios para tal propósito.

Quanto à finalidade, a aplicação do gerenciamento de projetos tem propósito se suportar esforços de modo a possibilitar a efetivação dos objetivos do projeto. Vários autores apontam o gerenciamento de projetos como a forma de concretizar as tarefas necessárias ao andamento do projeto (PMBOK 2004, KERZNER 2003, MAXIMIANO 1997).

Por serem consideradas atividades em sua maioria geralmente não repetitivas, complexas e dinâmicas, as características de gerenciamento de projetos diferem muito da administração tradicional de atividades de rotina. Em função dessas características, e ainda segundo o PMBOK (2004), o gerenciamento de projetos exige a utilização de técnicas e ferramentas específicas para que seus objetivos sejam alcançados. Sem tal abordagem diferenciada para o gerenciamento de projetos, muitos problemas podem ocorrer como, por exemplo, baixo desempenho, resultados desvinculados do propósito inicial, atrasos, custos excessivos e falta de rumo para tomada de decisões, entre outros.

A 0 demonstra como essas funções se relacionam e, a partir de seu conjunto, formam os Processos da Gerência (ou Gerenciamento) de Projetos, que é, por definição, um protocolo para lidar com atividades na fase de *design*, desenvolvimento e produção ou construção de algo (CLELAND, 2002).



Figura 7 – Esquema de funcionamento da gerência de projetos.

Fonte: CLELAND, 2002.

Do conjunto dessas funções, observa-se que, na falha de uma delas, um projeto pode ser bem ou mal gerenciado.

Segundo Kerzner (2001), são características de um projeto bem gerenciado:

- Planejamento efetivo no início;
- Planejamento eficaz de contingências;
- Objetivos realistas quanto à custo e programação;
- Acompanhamento adequado;
- Sistema eficiente de monitoração, avaliação e controle de uso de recursos;
- Desenho organizacional apropriado, com autoridade e responsabilidades delegadas;
- Compromisso e vigilância adequada e contínua do cliente no projeto;
- Compromisso do gerente de projeto em relação a desempenho, orçamentos e cronograma sob os novos conceitos gerenciais e;
- Sistema adequado de informações gerenciais que demandam a utilização de uma metodologia

Ainda segundo Kerzner (2001), o gerenciamento de projetos tem que atender às diferentes necessidades e expectativas das partes envolvidas e, portanto, deve ser capaz não só de equilibrar escopo, prazo e custo, como também se integrar a outros processos – gerenciamento de mudanças, de risco, de qualidade total e de engenharia simultânea. As metodologias devem ser aperfeiçoadas com a utilização de indicadores de desempenho, acompanhamento das novas tecnologias do mercado e *benchmarking*.

Por conseguinte, pode-se perceber que as considerações feitas na pesquisa a cerca da importância da associação de risco a estimativa e a consideração do processo inflacionário do setor, corroboram com as descrições dos autores aos ganhos da utilização de uma metodologia de gerenciamento de projetos nas organizações. Desta forma, pode se estender à pesquisa esse caráter questionador, tendo em vista os atuais processos de gerenciamento de projetos estudados.

2.3.3 Ciclo de Vida

Do ponto de vista da organização, percebe-se que as empresas possuem atividades operacionais, normais, recorrentes e projetos específicos. Em geral, estas segmentam seus projetos em fases. Deste modo é possível controlá-los e gerenciá-los de forma mais eficiente, procurando adaptá-los mais facilmente às suas atividades (KERZNER 2001).

O ciclo de vida de um projeto é o conjunto das fases sequenciais do mesmo, cujos nomes são determinados pela organização envolvida. Geralmente, inclui os passos principais englobados pela conceituação, planejamento, desenho/projeto, desenvolvimento/implementação e operação dos subprodutos relacionados ao desempenho técnico do projeto. (PINTO, 2002)

Segundo o PMI (PMBOK, 2004), o ciclo de vida do projeto serve para:

- Definir o início e o fim de um projeto;
- Prover melhor controle da administração do projeto;
- Determinar se o estudo de viabilidade é tratado como uma primeira fase de projeto;
- Definir que trabalho deverá ser realizado em cada fase e quem deveria estar envolvido;
- Quem está envolvido em cada fase;
- Como controlar e aprovar cada fase.

Devido à sua importância, cada autor possui sua própria descrição do ciclo de vida de um projeto, semelhantes em alguns pontos como as fases; diferentes em outros pelos aspectos a serem observados em cada uma delas. A literatura contém uma série de descrições e visões de ciclo de vidas de projetos. A variação de cada uma depende muito das pesquisas realizadas pelos seus autores, mas demonstram muitos aspectos comuns. A seguir serão vistas algumas delas.

a) Stuckenbruck (1981), embora possa haver alguma variação, o ciclo de vida do projeto é composto das seguintes fases:

- Conceituação ou iniciação (estabelecimento de metas, estimativa de recursos e busca de apoio na organização-mãe);
- Crescimento ou Organização (definição da abordagem organizacional, de objetivos, tarefas e recursos, formulação de planos e programas operacionais e montagem da equipe de projeto);
- Produção ou Operacional (design, desenvolvimento, construção, fabricação, testes, implementação etc.) e;
- Encerramento (transferências de recursos para outras organizações de projeto).

b) Davis (*apud KING et al. 1988:*), o ciclo de vida de projeto é composto pelas seguintes fases:

- Definição (definição dos requisitos para a obtenção de um produto exequível e economicamente viável),
- Design Físico (conversão dos requisitos em um sistema físico);
- Implementação (teste e operação do produto).

c) Kruglianskas (1993), as fases do ciclo de vida do projeto seriam:

- Concepção e Estruturação,
- Execução e
- Encerramento.

d) Meredith (1995) descreve um modelo de ciclo de vida formado por 3 fases:

- Início: onde o projeto é selecionado, organizado e planejado.
- Implantação: onde são considerados o orçamento e a estimativa de custo do projeto, seu cronograma de atividades e tempo, alocação de recursos, monitoramento e redes de informação, realizando-se o controle do projeto.
- Conclusão: onde o projeto é encerrado.

e) Morris (*apud* PMBOK, 1996) descreve o ciclo de vida de um projeto de construção em termos de quatro fases:

- Viabilidade,
- Planejamento & Design,
- Produção
- Adaptação & Lançamento

f) Kloppenberg *et al.* (1999) adotam um modelo-padrão genérico, ainda que reconhecendo a existência de diferentes modelos de ciclo de vida de projeto. Nesse modelo, as fases do ciclo de vida do projeto são as seguintes:

- Planejamento Conceitual (identificação das necessidades e dos desejos dos usuários e definição dos entregáveis do projeto),
- Implementação e Controle do Projeto (Fornecimento de recursos, execução das atividades identificadas no planejamento, monitoramento dos progressos do projeto e re-planejamento)
- Avaliação do Projeto e Melhoria do Sistema (criação do histórico do projeto, avaliação de resultados e *feed-back* de desempenhos).

g) Kerzner (2000), preconiza que o ciclo de vida é composto por 5 fases:

- Conceitual: onde são feitas as avaliações preliminares da idéia: uma primeira análise do risco embutido no projeto e seu impacto no cronograma, custo e requerimentos de funcionamento, além do próprio impacto do projeto no cliente, incluindo o que os americanos consideram *first cut*, ou primeiro corte, ou seja, o que não é necessário ao projeto.
- Planejamento: onde são refinadas as idéias geradas na fase conceitual. Esta fase requer uma firme identificação dos recursos a serem solicitados, baseados no estabelecimento real do cronograma, do custo e dos parâmetros de execução. Inclui a preparação inicial de toda a documentação necessária de apoio ao projeto. Se o projeto estiver apoiado em um valor competitivo, é nesta fase que a decisão é tomada avaliando as conseqüências no tempo, custo e desempenho, considerando a relação custo x benefício.
- Testagem: onde, basicamente, testa-se a exequibilidade do projeto; toda a documentação deve estar preparada.
- Implantação: onde integra o projeto com o cliente. No caso de um produto, considera-se ainda, o ciclo de vida próprio dele, formado pela introdução no mercado, crescimento, maturidade e declínio.
- Conclusão: onde o projeto, já estando implantado e em funcionamento, permite finalizá-lo. Toda a documentação é enviada, copiada, ao cliente, uma vez que o projeto pode ser revalidado.

h) Cleland (2001), Seu modelo de ciclo de vida de 05 fases:

- Conceituação: onde o meio ambiente é examinado, preparam-se as previsões, avaliam-se os objetivos e as alternativas e faz-se o exame inicial de desempenho técnico, de custos e de aspectos do cronograma de desenvolvimento da idéia;
- Definição: onde se determina o custo, a programação, as expectativas de desempenho técnico, os recursos necessários e os ajustes operacionais e estratégicos dos resultados prováveis do projeto;

- Produção ou Construção: onde aparecem os resultados e são apresentados como produto, serviço ou processo organizacional eficiente, econômico e sustentável. Os planos e estratégias concebidos, definidos durante a fase seguinte, são atualizados para apoiar as iniciativas da produção (construção);
- Operacionalidade: onde os resultados do projeto vão ser comprovados econômica e praticamente factíveis, implementados pelo cliente para apoiar suas iniciativas operacionais estratégicas.
- Desinvestimento ou Conclusão: onde aparecem os resultados do projeto.

i) Menezes (2001) o descreve em 4 fases:

- Conceitual: onde o projeto é iniciado e onde são realizadas as seguintes atividades:
- Planejamento: onde há a preocupação com a estruturação e a viabilização operacional do projeto. É a fase seguinte à aprovação do projeto, onde é feito um detalhamento por meio de um plano organizacional. São atividades dessa fase:
- Execução: onde se executa o trabalho propriamente dito. Nessa fase são feitos os ajustes necessários, procurando sempre se referir ao plano inicial (prazos e orçamento) e corrigir periodicamente os planos intermediários. São atividades dessa fase:
- Conclusão: onde se conclui o projeto. É marcada pela dificuldade na manutenção das atividades dentro do que foi planejado e pelo desligamento gradual de empresas e de técnicos do processo. São atividades comuns a essa etapa.

Do exposto, pode-se concluir que não há um modelo de ciclo de vida que atenda às necessidades de todo e qualquer projeto. No entanto, os vários modelos apresentados trazem importantes contribuições no sentido de fornecer bases conceituais para a identificação de resultados ou produtos “entregáveis”, como resultados principais e, conseqüentemente, para a definição das fases do ciclo de vida do projeto, o que, além de permitir aos gestores o controle sobre recursos e sobre os trabalhos a serem levados a efeito, possibilita também a análise de aspectos estratégicos e táticos relevantes.

Estudando o ciclo de vida de um projeto, pode-se observar a necessidade de controlar o desenvolvimento de suas etapas. Esse controle é executado através de processos de cunho gerencial e de uma metodologia empregada pela organização (KERZNER, 2001).

O controle gerencial de cada fase baseia-se no conjunto de subprodutos característicos e específicos de cada fase. A maioria dos subprodutos de uma fase está intimamente relacionada ao principal subproduto da mesma. Assim sendo, as fases do projeto são geralmente denominadas conforme o subproduto principal gerado. Para tanto, cada fase do projeto deve ser marcada pela obtenção de um ou mais *deviverables* (resultados principais ou entregáveis) (PMBOK, 2004).

Cada produto de fase é composto por subprodutos de fase: resultados tangíveis e verificáveis de trabalhos específicos idealizados para possibilitar a materialização dos propósitos já citados. Portanto, as fases de vida de um projeto devem ser estabelecidas com base na identificação de seus *deviverables* (resultados principais ou entregáveis) e conseqüentemente dos subprodutos da fase, suficientemente adequados para suportar uma solução eficaz para o problema que o projeto se propõe a resolver (WIDEMAN, 2004). Procedendo dessa forma, será criado um conjunto de fases com seqüência lógica capaz de assegurar uma apropriada definição do produto do projeto. E mais: a conclusão de cada fase será marcada pela revisão e avaliação dos subprodutos da fase que fornecerão subsídios a decisões referentes à correção de erros e à definição de continuidade ou não do projeto.

A representação do ciclo de vida do projeto em fases indica que cada fase deve ser estabelecida com os propósitos de conseguir um melhor controle gerencial sobre recursos, proporcionar o acompanhamento do desenrolar dos acontecimentos favorecendo ajustes nos

planos e propiciar uma ligação mais adequada de cada projeto aos seus processos operacionais contínuos (PMBOK, 2004).

Como diferentes tipos de projetos apresentam demandas distintas, isso se refletirá em termos de ciclo de vida. Realmente, há grande variação quanto ao número de fases no ciclo de vida do projeto (PMBOK, 2004; KERZNER, 1992; ADAMS *et.al.*, 1988; MAXIMIANO, 1997; SHTUB *et al.*, 1994).

Vale citar que existe uma importante diferença entre o ciclo de vida do projeto e o ciclo de vida do produto. O ciclo de vida do produto geralmente é mais abrangente que o ciclo de vida do projeto, por exemplo, um projeto para lançar no mercado um novo produto constitui apenas uma das fases do ciclo de vida deste produto (PMBOK, 2004).

O ciclo de vida do produto tem como uma de suas fases o ciclo de vida completo do projeto para o seu lançamento. Outras fases do ciclo de vida de um produto poderiam ser, por exemplo, a maturação do produto no mercado, o *breakeven point*⁵ e a retirada do produto do mercado por substituição de tecnologia.

⁵ Breakeven point – Termo que identifica momento ótimo, na visão econômica, para a retirada do produto já que dali em diante não se apresenta ganho incremental.

2.3.4 Processos do Gerenciamento de Projetos

Falar em gerenciamento de projetos é também falar de gerenciamento de processos. Uma organização inova através de projetos, e gera valor ao cliente através de seus processos operacionais. Ela internaliza e pereniza os ganhos obtidos com a implementação de seus projetos através da melhoria de seus processos de geração de valor. Portanto, projetos e processos estão intimamente associados.

Não é incomum ocorrerem situações onde organizações que não têm uma boa cultura de gerenciamento de processos buscam aperfeiçoar seu desempenho através da capacitação de suas equipes em gerenciamento de projetos. Falconi (1996) afirma que as organizações não deveriam avançar no Gerenciamento pelas Diretrizes, enquanto não tiverem domínio do gerenciamento da rotina.

De acordo com Valeriano (2001), os trabalhos das organizações modernas caracterizam-se por formar um conjunto de processos ou operações correntes e uma constelação de projetos, em várias fases de execução, todos consistentes e coerentes entre si e alinhados com a estratégia e com os objetivos da organização. O que parecia tratar-se de dois universos diferentes, com suas culturas próprias aparentemente antagônicas, como a administração de processos operacionais e administrativos e a administração de projetos, passa a constituir um único ambiente de ampla cooperação mútua, com objetivos comuns e íntima ligação entre todos os participantes.

Segundo Falconi (1996), um desdobramento só estará completo quando todas as diretrizes resultarem em Planos de Ação que são, de fato, as peças mais importantes de um planejamento. Os planos de ação colocam o gerenciamento em movimento. Os planos de ação viabilizam a ação concreta no gerenciamento. Ao perceber que seu plano de ação não vai proporcionar o resultado desejado, o gerente sabe que vai ter que reforçar o plano ou fazer outro. Isto significa que foi feito um plano de ação (P), este plano foi executado (D), o resultado foi verificado (C) e não tendo sido atingido o resultado esperado, será necessário dar outro 'giro' no PDCA (A).

Por consequência, percebe-se que necessariamente os projetos são compostos de processos. Segundo o PMBOK (2004) um processo é “uma série de ações que geram um resultado”.

No gerenciamento da rotina o conceito do ciclo PDCA é bastante aplicável e utilizado. O ciclo PDCA é conhecido como o método de controle de processos com a finalidade de realizar um controle gerencial de tomada de decisão para garantir o alcance de metas necessárias à sobrevivência da organização. Neste ciclo os processos são ligados pelos resultados que produzem, e o resultado de um torna-se entrada (input) para a realização do outro.

Em gerenciamento de projetos está-se lidando com interligações mais complexas que o ciclo básico do PDCA, onde esse conceito poderá ser aplicado nas inter-relações entre os grupos de processos do gerenciamento de projetos. Deve-se considerar, devido à característica de temporalidade dos projetos, também o gerenciamento dos processos de iniciação e encerramento.

Dessa forma, os processos de gerenciamento de projetos, principalmente os aplicados aos projetos de DP, objetivo desta pesquisa, demonstram ser mais complexos do que os processos descritos por Falconi, os quais focam o gerenciamento da rotina. Por conseguinte, a simples aplicação do ciclo PDCA através dos planos de ação não sustentam uma metodologia capaz de conduzir uma carteira de projetos complexa. Essa metodologia vem ganhando espaço nas ações de desenvolvimento de projetos complexos, como os da indústria aeroespacial (NASA), indústria bélica (DOD Norte Americanos) e em última análise da própria indústria do petróleo. Devido ao grande vulto de investimento, aos longos ciclos de vida de projeto e ao grande retorno associado aos projetos desses ramos da indústria.

Como afirmado anteriormente, um processo é um conjunto de ações que gera um resultado. Também como característica tem-se que os processos são realizados por pessoas, e normalmente se enquadram em uma das duas categorias: processos orientados ao gerenciamento de projetos, que se relacionam com a descrição e a organização do trabalho do projeto e processos orientados ao produto, que se relacionam com a especificação e a criação do produto do projeto, os quais são definidos pelo ciclo de vida do projeto e variam de acordo com sua área de aplicação.

Normalmente, os projetos podem ser divididos em grupos de processos de desenvolvimento definidos, definidos por uma metodologia corporativa única. Cabe ao time de cada projeto desenvolver o projeto através desta metodologia para que o projeto atinja seus objetivos.

O Ciclo de Vida dos projetos, portanto, pode ser entendido como o conjunto destas fases, descritas na metodologia de gerenciamento de projetos da corporação. Entender o ciclo de vida dos projetos é compreender que diversos projetos podem apresentar as mesmas características, estando nas mesmas fases de desenvolvimento, passando pelos mesmos processos e ao mesmo tempo serem únicos e não rotineiros.

Assim, o ciclo de vida dos projetos pode ser dividido em grupos de processos, mas cada tipo de projeto pode apresentar uma representação diferente deste ciclo. Porém, independente de como o ciclo de vida esteja representado, cada grupo de processo caracteriza-se pela entrega de um determinado trabalho. Em cada grupo de processo pode-se definir qual o trabalho deve ser realizado e quais recursos estão envolvidos. Os processos do gerenciamento de projetos podem ser agrupados em cinco grupos, cada um dele contendo um ou mais processos, que são ligados entre si pelos resultados que produzem (saídas), os quais podem iniciar outros processos (entradas). São eles:

- Iniciação;
- Planejamento;
- Execução;
- Controle;
- Encerramento.

Grupo de Processos de Iniciação

É a fase inicial do projeto, do macro planejamento do projeto quando as necessidades são identificadas e transformadas em um problema estruturado para ser avaliado. Dentre outras coisas, nesta fase que a missão e o objetivo do projeto são definidos e que os estudos de viabilidade (NPV, TIR, SWOT, ROI, Risco, *Payback*⁶) acontecem.

Como elementos constituintes desta fase têm: Identificação das necessidades, equação e definição do problema, determinação dos objetivos, metas e escopo básico, análise de ambiente, análise das potencialidades e recursos disponível, estimativa dos recursos necessários, elaboração da proposta e a famosa decisão: Fazer o projeto ou não? (*Go / No Go*).

Para Xavier (2004), é justamente nesse grupo de processos que o responsável por selecionar projetos vai autorizá-lo, ou não. Também é parte desse grupo autorizar, ou não, o prosseguimento do projeto em uma passagem de fase. Na maioria das organizações, um projeto não é formalmente iniciado até que tenha a avaliação de sua real necessidade, de estudo de viabilidade ou de planejamento preliminar. Essa fase inicial de concepção pode e deve ser considerada um projeto específico, cujo objetivo é demonstrar para a organização se o projeto é, ou não, necessário e viável.

Grupo de Processos de Planejamento

Pode-se definir Planejamento como sendo definição das necessidades e a conseqüente elaboração de planos, programações e estratégias, com metas bem definidas, sustentadas por conhecimentos técnicos solidamente fundamentados. O seu principal objetivo é a otimização do sistema produtivo, tanto no enfoque técnico como no econômico, onde são gerados dados, por um sistema de informação compatível com o nível desejado de controle, para auxiliar a execução e gerência do empreendimento.

⁶ Payback – Termo financeiro que remete ao tempo de retorno de um investimento.

Conforme Megginson *et al* (1998), o planejamento tem sido praticado desde que as pessoas começaram a pensar nas implicações futuras das escolhas de hoje. Quando as sociedades se tornaram altamente organizadas, planejamento passou a ser considerado uma parte integrante de liderança e administração. Depois da Revolução Industrial, especialmente depois desta incorporar linhas de montagem e os princípios da administração científica de Taylor, era inevitável que o planejamento tivesse se tornado um aspecto decisivo da administração. Essa tendência emergiu por causa da crescente demanda de recursos e maior preocupação com os tempos exigidos por uma tecnologia moderna. Assim, à medida que as instituições se tornaram maiores, inter-relacionadas, interdependentes e, à proporção que começaram a se descentralizar e decompor em numerosos setores, o planejamento tornou-se cada vez mais necessário para a existência da organização.

Ainda para o mesmo autor, o planejamento pode ser definido como o processo de estabelecer objetivos ou metas, determinando a melhor maneira de atingi-las. O planejamento estabelece o alicerce para as subseqüentes funções de organizar, liderar e controlar, e por isso é considerado fundamental.

Limmer (1997) define planejamento como sendo, o processo por meio do qual se estabelecem objetivos, discutem-se expectativas de ocorrências de situações previstas, veiculam-se informações e comunicam-se resultados pretendidos entre pessoas, entre unidades de trabalho, entre departamentos de uma empresa e, mesmo, entre empresas.

Slack *et al* (1997) caracteriza meta ou plano como uma formalização do que se pretende de que aconteça em determinado momento do futuro. Um plano não garante que um evento vá realmente acontecer; é uma declaração de intenção de que aconteça.

É importante lembrar que o nível de detalhamento do planejamento está diretamente relacionado com o nível de controle pretendido, ou seja, deverá ter um detalhamento equivalente ao nível de informação que se deseja obter. Sendo assim, os projetos estudados nesta pesquisa demonstram a necessidade de um alto nível de detalhamento e controle, visto seu porte e complexidade.

Quanto mais se souber a respeito de suas tarefas e serviços, recursos, prazos e demais insumos, maior será a precisão com que tais serviços serão planejados e menores serão os

erros decorrentes de informações incorretas e insuficientes. Esse fato fortalece o aspecto de diminuição da incerteza das estimativas com o maior grau de detalhamento do projeto, o que será visto mais adiante na pesquisa.

Por isso, de nada vale discriminar em detalhes determinadas atividades que serão desenvolvidas se, para esta determinada atividade, o sistema de controle não tiver condições de acompanhar e controlar tais detalhes.

Para Limmer (1997) o Planejamento permite:

- Definir a organização para executar a obra;
- Tomar decisões;
- Alocar recursos;
- Integrar e coordenar esforços de todos os envolvidos;
- Assegurar boa comunicação entre os participantes da obra;
- Suscitar a conscientização dos envolvidos para prazos, qualidade e custos;
- Caracterizar a autoridade do gerente;
- Estabelecer um referencial para controle;
- Definir uma diretriz para o empreendimento;

Segundo Hippert (1998), as informações oriundas deste planejamento definem uma programação de atitudes e atividades. Considerando-se, em conjunto, o planejamento de um empreendimento e a sua programação (e execução), obtêm-se os dados necessários para a realização de seu controle, pois estes permitem a avaliação comparativa entre o que foi planejado e o que foi executado.

Para Chiavenato (1993), o planejamento figura como a principal função administrativa, por ser exatamente aquela que serve de base para as demais funções. O planejamento é a função administrativa que determina, antecipadamente, quais são os objetivos que devem ser atingidos e como se deve fazer para alcançá-los. Trata-se, pois, de um modelo teórico para ação futura. Começa com a determinação dos objetivos e detalha os

planos necessários para atingi-los da melhor maneira possível. Planejar é definir os objetivos e escolher antecipadamente o melhor curso de ação para alcançá-los. O planejamento define onde se pretende chegar, o que deve ser feito, como e quem em sequência.

Os processos de planejamento são responsáveis por identificar, definir e refinar as estratégias de abordagem do projeto. Nesta fase é detalhado o trabalho que será realizado, com a listagem de suas atividades, suas interdependências, cronogramas são elaborados, recursos são identificados, custos são atribuídos, responsabilidades são delegadas, dentre outros. O detalhamento do escopo do projeto é a fundação que garante a execução do projeto com menos dificuldades com a diminuição do aparecimento de imprevistos. É nesta fase que os planos auxiliares de comunicação, gerenciamento de escopo, qualidade, risco, suprimentos e recursos humanos são desenvolvidos. Nesta fase também são determinados os pontos de controle (*milestones*⁷) e a elaboração do plano de projeto (PMBOK – 2004).

Grupo de Processos de Execução

É a fase que coloca em prática tudo que foi planejado e formalmente escrito no plano de projeto. Nesta fase que ocorre a execução das etapas previstas, onde os recursos são utilizados dentro do programado, onde o plano de projeto é considerado como uma trilha a ser seguida.

É nesta fase que a comunicação entre os membros da equipe torna-se mais necessária para o sucesso dos projetos. É principalmente nesta fase que os recursos do projeto são consumidos. É, também, durante a fase de execução os objetivos do projeto (ou fase) serão efetivamente desenvolvidos, os recursos aplicados e os custos realizados.

⁷ *Milestones* – Termo utilizado par adesignar marcos importantes do projeto, normalmente uma entrega específica.

Grupo de Processos de Controle

Esta fase ocorre juntamente com a fase de execução do projeto de modo a propor ações corretivas e preventivas no menor espaço de tempo possível, após a detecção da anormalidade. O objetivo do controle é comparar o status atual do projeto com o status previsto pelo planejamento, tomando medidas corretivas em caso de desvio.

Para Megginson (1998), o Controle pode ser definido como um processo de se assegurar que os objetivos organizacionais e administrativos sejam alcançados. Preocupa-se com a maneira com que as coisas aconteçam como planejadas. O controle de um projeto deve seguir algumas premissas, tais como:

- Manter relacionamento com as demais funções do projeto;
- Ser econômico;
- Medir o desempenho e compará-los com os padrões preestabelecidos;
- Antecipar e permitir que a gerência seja informada em prazo oportuno sobre desvios;
- Ser acessível e do conhecimento de todos envolvidos no processo;
- Possuir um sistema de informação confiável.

Outro aspecto fundamental para o sucesso de um sistema de controle é a relação custo/benefício, ou seja, a escolha do sistema de controle mais apropriado deve consistir na utilização do método que possa gerar informações as mais precisas possíveis às questões formuladas. No entanto seu custo de implantação e manutenção não deve ser maior que o benefício por ele proporcionado.

De acordo com Slack *et. al.* (1997), o controle inclui o monitoramento do que aconteceu na realidade, a comparação com o que fora planejado e as ações para providenciar as mudanças necessárias de realinhamento do plano.

O controle deve ser feito simultaneamente com a implementação do projeto permitindo assim, a correção de eventuais falhas em tempo hábil. Essa característica, por muitas vezes, resulta na alteração do planejamento da parte ainda não executada do empreendimento e modificando as atividades que estão em andamento.

Para exercer um sistema de controle é necessário estabelecer padrões de referência que possibilitem analisar o andamento do projeto. Esses padrões podem ser balizados por critérios tais como a experiência de empreendimentos passados, a previsão de condições futuras e a definição de padrões em função de metodologias e processos. Para tanto, alguns passos devem ser seguidos, ajudando na uniformização de informações e processos, são eles:

- Definir o melhor método para a execução do projeto;
- Definir padrões de referência (produtividade, rendimentos...);
- Treinar a mão-de-obra;
- Controlar a execução, apurando e comparando os resultados.

Segundo Limmer (1997), um projeto é geralmente composto de múltiplas atividades, cada uma podendo demandar vários insumos, como mão-de-obra, materiais e equipamentos. Existe, como resultado, um elenco muito grande de itens que, à primeira vista, devem ser controlados.

Segundo Slack *et al* (1997), existe muitas e diferentes variáveis, qualquer uma das quais pode contribuir para que um plano torne-se não executável. Controle é o processo de lidar com essas variáveis.

Para Chiavenato (1993), a finalidade do controle é assegurar que os resultados daquilo que foi planejado, organizado e dirigido, se ajustem tanto quanto possível aos objetivos previamente estabelecidos.

Megginson (1998) considera que o controle se relaciona com todas as outras funções da administração, especialmente com o planejamento e é afetado e influenciado por elas.

Oliveira (1998) define controle como sendo uma função do processo administrativo que, mediante a comparação com padrões previamente estabelecidos, procura medir e avaliar o desempenho e o resultado das ações, com a finalidade de realimentar os tomadores de decisão, de forma que possam corrigir ou reforçar esse desempenho ou interferir em funções do processo administrativo, para assegurar que os resultados satisfaçam às metas, aos desafios e aos objetivos estabelecidos.

O controle exerce um papel importante dentro do ciclo de vida do projeto. Cabe a ele gerar as informações que garantirão o sucesso do plano inicialmente traçado, detectando os desvios ocorridos. Essas informações dão ao gerente de projeto a possibilidade de comparação entre o planejado e o realizado, gerando subsídios para avaliação de tendências, quer sejam positivas ou negativas, e sua imediata correção ou re-planejamento.

No objetivo da pesquisa, o controle exerce papel fundamental, já que, melhorar os processos de controle, é um dos objetivos principais do estudo. Nos projetos DP os processos de controle sofrem um processo de distorção devido ao grande período de duração das fases e conseqüentemente do intervalo entre estimativa e realização. Esse fator é o principal responsável pela necessidade de associar uma abordagem inflacionária que diminua esse processo de distorção. Além do fato, que a promessa determinística não expõe o risco associado à estimativa.

Grupo de Processos de Encerramento

É a fase onde a execução do trabalho é avaliada, os documentos formais do projeto são encerrados, os problemas ocorridos no projeto são avaliados e o este histórico é guardado para que erros similares não ocorram em novos projetos, onde as lições aprendidas (*lessons learned*) são registradas. Como elementos constituintes desta fase têm-se a re-alocação dos recursos para outras atividades, transferência dos resultados finais e o registro final do acompanhamento.

2.3.5 Áreas de Conhecimento do Gerenciamento do Projeto

Segundo o PMBOK (2004) o gerenciamento de projetos pode ser organizado em áreas de conhecimento e, por sua vez, cada área de conhecimento é descrita através de processos. Cada área de conhecimento se refere a um aspecto a ser considerado dentro da gerência de projetos. A sua não execução irá afetar negativamente o projeto, pois projeto é um esforço integrado. As áreas de conhecimento segundo o PMI (2004) é descrita a seguir:

- Gerenciamento da Integração do Projeto;
- Gerenciamento do Escopo do Projeto;
- Gerenciamento do Tempo do Projeto;
- Gerenciamento do Custo do Projeto;
- Gerenciamento da Qualidade do Projeto;
- Gerenciamento dos Recursos Humanos do Projeto;
- Gerenciamento das Comunicações do Projeto;
- Gerenciamento dos Riscos do Projeto;
- Gerenciamento das Aquisições do Projeto.

Na pesquisa, devido aos objetivos de associação de risco às estimativas e consideração inflacionária, foi dada ênfase à área de Gerenciamento de Custos e ao processo de Análise Quantitativa de Riscos, parte integrante da área de conhecimento de Gerenciamento de Riscos.

2.3.6 Processos de Gerenciamento de Custos do Projeto segundo o PMI

O custo do projeto consiste, fundamentalmente, nos custos dos recursos necessários à implementação das atividades do projeto. Entretanto, o gerenciamento do custo do projeto deve, também, considerar os efeitos das decisões do projeto no custo de utilização do produto do projeto. Sendo assim, deve-se considerar o custo direto, indireto, recorrente, não-recorrente, e qualquer custo incorrido ou estimado a incorrer no projeto (design), desenvolvimento, produção, operação, manutenção, suporte e encerramento (NASA, 1995). Esta visão mais ampla do gerenciamento do custo do projeto é, freqüentemente, chamada de custo do ciclo de vida (*life-cycle costing*) ou em outra abordagem como Total Cost Management (TCM). O PMI (2004) descreve três processos básicos, os quais são demonstrados na Figura 8, abaixo:



Figura 8– Processos de Gerenciamento de Custo do Projeto

Fonte: PMBOK 2004

O gerenciamento do custo do projeto deve considerar as necessidades de informações das partes envolvidas do projeto. Quando os custos do projeto são usados como métrica de desempenho, os custos controláveis e não controláveis devem ser estimados e orçados separadamente, para assegurar que a métrica reflita o desempenho real. Segundo o PMBOK 2004, o gerenciamento de custos pode ser entendido, de forma simplificada, através do fluxograma da Figura 9, que faz correlação a outros processos do gerenciamento de projetos.

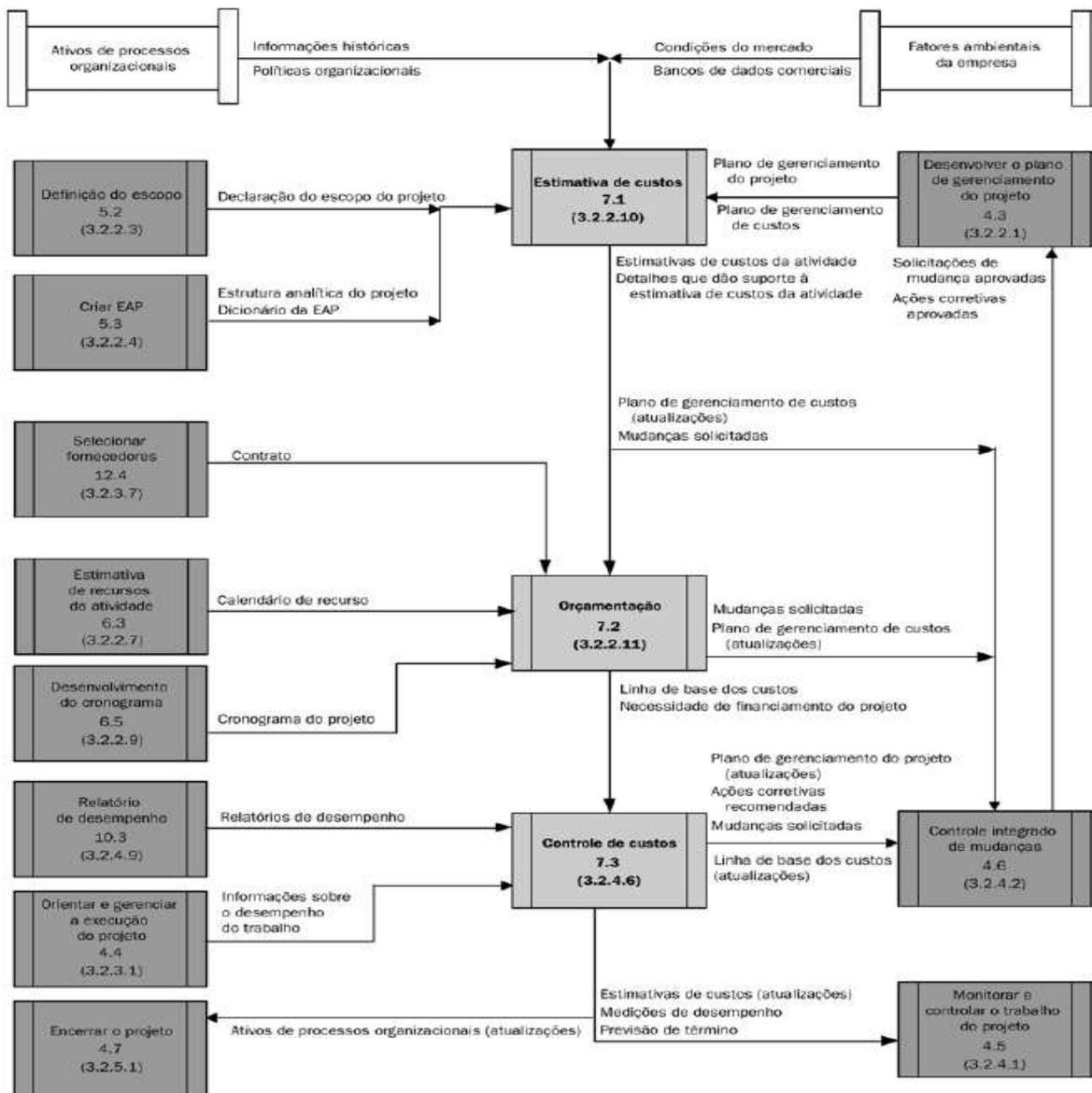


Figura 9– Processos de Gerenciamento de Custo do Projeto

Fonte: PMBOK 2004

Estimativa dos Custos

A estimativa dos custos envolve desenvolver uma estimativa dos custos através do desdobramento do escopo do projeto, suas premissas e restrições, o que envolve aspectos de tempo e recursos necessários a implementação das atividades do projeto, além da própria interação do projeto com as partes interessadas e seus desdobramentos.

Uma vez que, a estimativa de custos de um projeto evolui com o próprio processo de melhora da caracterização do escopo e de suas premissas e restrições. Por esse motivo, pode-se ver, que as estimativas iniciais têm uma dispersão grande de probabilidade de sua assertividade em relação ao preço final. No decorrer do projeto se poderá constatar a possibilidade de melhoria das estimativas com a diminuição do risco no decorrer das fases do projeto. As próprias técnicas de estimativa utilizadas dependerão da maturidade do escopo e da necessidade específica de decisão.

A estimativa dos custos inclui identificar e considerar várias alternativas de custo. Por exemplo: na maioria das áreas de aplicação, considera-se amplamente que o trabalho adicional durante a fase de projeto (design) tem o potencial de redução do custo na fase de produção. O processo de estimativa dos custos deve considerar se o custo do trabalho adicional na fase de projeto irá compensar a economia esperada. A seguir, as entradas, ferramentas e saídas para o processo de Estimativa dos Custos.

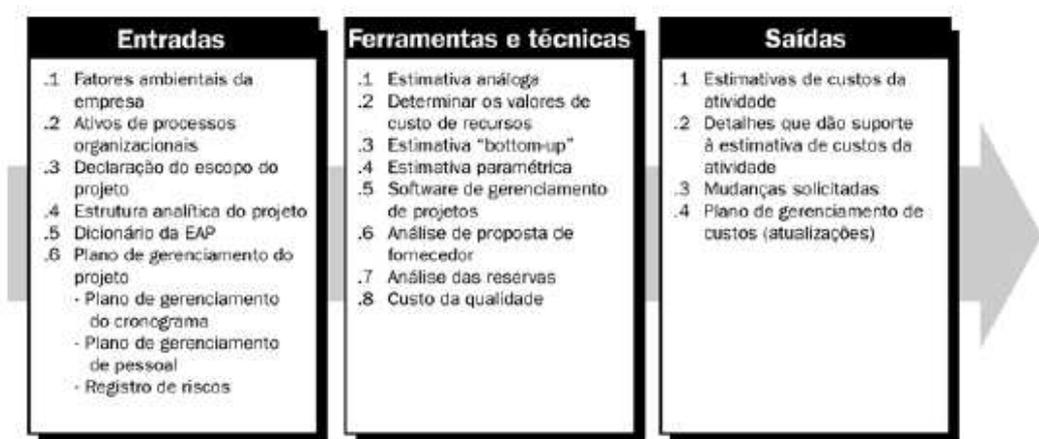


Figura 10– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Estimativa de custos

Fonte: PMBOK, 2004.

Ferramentas

a. Estimativas análogas ou por analogia

Nas estimativas por analogia, também chamadas de estimativas *top-down*, usam-se os custos reais de projetos anteriores similares como base para a estimativa do custo do projeto corrente. É freqüentemente usada na estimativa dos custos totais do projeto quando existe uma quantidade limitada de informações detalhadas sobre o projeto (por exemplo, nas fases iniciais). As estimativas análogas podem ser consideradas como uma forma de avaliação especializada.

As estimativas análogas são geralmente menos dispendiosas que outras técnicas, mas, também, freqüentemente menos precisas, ou seja, tem um risco maior associado e conseqüentemente uma distribuição de incerteza maior. Têm seu risco diminuído quando os projetos anteriores são muito semelhantes e quando os responsáveis pelas estimativas possuem a experiência ou perícia necessária, o que diminui o risco associado à estimativa.

Pode-se citar como vantagens da estimativa por analogia a sua rapidez, facilidade, pode ser aplicada sem uma definição muito clara do escopo, o que permite obter uma projeção numérica em fases iniciais de decisão.

E ainda como desvantagens da estimativa por analogia sua pouca precisão, sua pouca abrangência do escopo, a necessidade de dados históricos e experiência profissional, o que torna extremamente difícil para projetos com grandes incertezas, novas tecnologia, longos ciclos de vida, ou seja, onde o risco é maior.

O processo de estimativa tornasse fundamental não só pela saída numérica, mas também pela caracterização do risco associado a esta estimativa. Estimativas análogas são caracterizadas pela AACE como de classe V, o que reflete uma incerteza que pode chegar a -50% à +100%, ou seja, caracteriza-se por um processo de estimativa de fases iniciais e uma baixa aplicação de recursos.

b. Determinar os valores de custo de recursos

O indivíduo ou grupo que elabora a estimativa deve ter o conhecimento das taxas unitárias (por exemplo, custo horário de pessoal, custo do volume de material por jarda cúbica) de cada recurso com a finalidade de calcular o custo do projeto. Se as taxas não forem conhecidas, as mesmas podem ser estimadas ou identificadas através de propostas comerciais de materiais ou serviços de terceiros (coleta de preços no mercado). Para isso, o escopo deve estar mais bem detalhado, o que normalmente ocorre em fases mais adiantadas do projeto e são parte integrantes das estimativas *Bottom-up* descritas a seguir.

c. Estimativas de baixo para cima (*Bottom-up*)

Esta técnica envolve estimar o custo individual dos itens de trabalho, depois sumariá-los ou agregá-los para obter a estimativa total do projeto. O que necessita um alto grau de detalhamento do escopo e conhecimento das premissas e restrições do projeto.

Tem como vantagens uma maior precisão, um grau de confiança maior (devido ao risco associado menor), além de permitir uma base para monitoramento e controle (*base line* de custos).

Tem como desvantagens o tempo e recurso empregado em sua execução, além da necessidade do projeto estar bem definido e entendido

O custo e a precisão das estimativas de baixo para cima são direcionados pelo tamanho dos itens individuais de trabalho: itens mais detalhados de trabalho aumentam tanto o custo quanto a precisão. A equipe do gerenciamento do projeto deve pesar o aumento da precisão contra o custo adicional.

Estimativas *Bottom-up* são caracterizadas pela AACE como de classe II, o que reflete uma incerteza que pode chegar a -15% à +20%, ou seja, caracteriza-se por um processo de estimativa de fases de controle e contratação e uma alta aplicação de recursos.

d. Software de gerenciamento de projetos

As ferramentas computadorizadas tais como os softwares do gerenciamento de projeto e planilhas (*spreadsheets*), são amplamente utilizadas no apoio à estimativa dos custos. Tais

produtos podem simplificar o uso das ferramentas descritas acima e, portanto, agilizar as considerações de muitas alternativas de custo desde que escolhidos e utilizados criteriosamente.

Sua aplicabilidade e risco associado dependem do método de estimativa em que se baseiam. Acompanhando assim sua classe AACE e conseqüentemente suas dispersões.

e. Análise das Reservas

A análise das reservas serve para direcionar o gerente de projetos na análise das contingências de custo, prazo e recursos. Essa análise resulta em uma melhor visão e provendo uma antecipação de eventos que podem impactar no orçamento e no cronograma do projeto.

O estudo de contingência é um capítulo a parte do processo de gerenciamento de custos. A contingência depende do nível de compromisso (interno x externo), do risco associado à estimativa, do grau de detalhamento do projeto, critérios organizacionais e das partes envolvidas.

f. Custo da Qualidade

O custo qualidade inclui todo o trabalho para assegurar a conformidade com as exigências, bem como todo o trabalho resultante da não-conformidade com as exigências, devendo a equipe de projeto estar atenta para os impactos dos custos operacionais da qualidade em decorrência de devolução de produtos, reclamações de garantia, assistência técnica e campanhas de “recall”. O que mais uma vez incorpora o conceito de gerenciamento do custo de forma completa, reflexo de linhas de gerenciamento de TCM.

Saídas

a. Estimativas de custo e detalhes que dão suporte à estimativa de custos da atividade

As estimativas de custo são avaliações quantitativas dos prováveis custos dos recursos requeridos para a implementação das atividades. Podem ser apresentadas detalhadamente ou sumarizadas.

Os custos devem ser estimados para todos os recursos que estarão empenhados no projeto. Isto inclui, mas não está limitado a mão-de-obra, materiais, suprimentos e categorias especiais tais como inflação ou reserva de custo.

As estimativas de custos são geralmente expressas em unidades monetárias (dólar, euros, yen etc.) com a finalidade de facilitar comparações tanto dentro ou fora dos projetos. Outras unidades tais como horas de pessoal ou dias de pessoal podem ser utilizadas, desde que o seu uso não adultere os custos do projeto (por exemplo, falhar na diferenciação entre recursos com custos muito diferentes).

Em alguns casos, as estimativas terão que ser fornecidas usando várias unidades de medida com a finalidade de facilitar o apropriado controle da gerência.

As estimativas de custo podem ser beneficiadas por refinamentos ocorridos durante o curso do projeto como reflexo dos detalhes adicionais disponíveis. Em algumas áreas de aplicação, existem orientações (*guidelines*) de quando tais refinamentos devem ser feitos e qual o grau de precisão esperado.

Os detalhes que dão suporte à estimativa de custos da atividade devem ser registrados para futura conferência e ajustes. Essa memória de cálculo deve conter uma descrição do escopo do trabalho estimado, o método em que foi desenvolvida, premissas adotadas e uma indicação do intervalo de variação dos resultados esperados, ou seja, o risco associado à estimativa.

Orçamento dos Custos

O Orçamento dos custos envolve alocar as estimativas dos custos globais aos itens individuais de trabalho com a finalidade de estabelecer uma base de referência de custo para medir o desempenho do projeto.

Esse processo terá como saída uma das principais ferramentas do gerenciamento de projetos: a linha de base dos custos onde todos os custos do projeto, lançados no tempo, serão mapeados e controlados durante toda a execução do empreendimento.

O processo de orçamentação conta com o cronograma do projeto para sua execução. O cronograma do projeto inclui as datas planejadas de início e as datas esperadas de término para os elementos do projeto cujos custos serão alocados. Esta informação é necessária para que se aloquem os custos para o período de tempo em que ele for realmente ocorrer.

Abaixo, apresentam-se as entradas, ferramentas e saídas para o processo de Orçamento dos Custos.

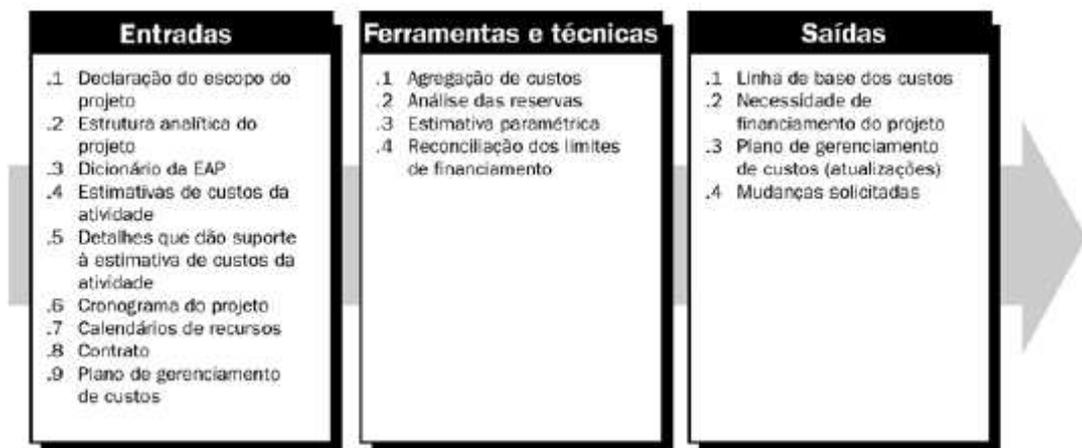


Figura 11– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Orçamentação

Fonte: PMBOK, 2004.

Ferramentas

a. Agregação de custos

É a técnica de agregar os custos, em concordância com a EAP, dos pacotes de trabalho. As estimativas dos custos dos pacotes de trabalho são progressivamente agregadas formando assim, em seu último estágio, o custo do projeto como um todo.

b. Análise das reservas: Já descrita anteriormente.

c. Modelo paramétrico

No modelo paramétrico utilizam-se características do projeto (parâmetros) em modelos matemáticos para prever os custos do projeto. Os modelos podem ser simples (as construções residenciais tem um custo fixo por unidade de área construída) ou complexos (um modelo de custos de desenvolvimento de software usa fatores de ajuste com 5 a 7 pontos a serem analisados em cada deles).

Tanto o custo quanto a precisão do modelo paramétrico variam amplamente. Serão provavelmente mais realistas quando as informações históricas utilizadas no desenvolvimento forem precisas, os parâmetros usados no modelo forem prontamente quantificáveis, e o modelo for escalonável.

Estimativas paramétricas são caracterizadas pela AACE como de classe V ou IV, o que reflete uma incerteza que pode chegar a -50% à +100% e -30% à +50%, respectivamente. Por conseguinte, caracteriza-se por um processo de estimativa de fases concepção e estudo de viabilidade e uma baixa aplicação de recursos.

d. Racionalização dos limites de financiamento

Variações nos fundos e taxas de financiamento durante o projeto devem ser analisadas e ajustadas mediante o controle e reprogramação das atividades do projeto. O acompanhamento e gerenciamento desse item podem, ao longo do ciclo de vida do projeto, proporcionar ganhos e benefícios diretos para a organização.

Saídas

a. Linha de Base do Custo

A base de referencia do custo é o orçamento referencial que será utilizado para medir e monitorar o desempenho do custo do projeto. É desenvolvido através da totalização das estimativas de custo por período e, usualmente, é apresentada na forma de Curva-S.

Muitos projetos, especialmente os maiores, podem ter várias bases de referencia de custo para medir diferentes aspectos do desempenho de custo. Por exemplo, um plano de gastos ou uma previsão de fluxo de caixa são bases de referência para medir desembolso.

b. Necessidade de financiamento do projeto

As necessidades de financiamento (total ou parcial) são derivadas da Linha de Base do Custo. As parcelas de financiamento geralmente são recebidas em períodos determinados e devem ser gerenciadas para que tanto a instituição de fomento de recursos quanto à organização executora do projeto cumpram suas obrigações. O valor total do financiamento deve contemplar a linha de base do custo e as reservas de contingência necessárias para garantir o sucesso do projeto.

c. Plano do gerenciamento do custo (atualizações)

O plano do gerenciamento do custo descreve como as variações no custo serão gerenciadas (por exemplo, respostas diferentes para problemas menores ou maiores). O plano de gerenciamento de custo pode ser formal ou informal, muito detalhado ou bastante amplo baseado nas necessidades das partes envolvidas do projeto. É elemento componente do plano do projeto.

Controle dos Custos

O Controle de Custo tem igual importância para qualquer tipo de empresa, independentemente do seu porte. Pequenas empresas geralmente fazem um controle de custo mais rigoroso pois uma falha em um dos projetos pode colocá-la em risco, no entanto possuem técnicas menos sofisticadas de controle. Ao contrário das pequenas, as grandes empresas podem distribuir as perdas no projeto em vários projetos. (KERZNER 2003)

O controle dos custos está associado a influenciar os fatores que criam as mudanças na meta de custo de forma a garantir que estas mudanças sejam benéficas, além de ser capaz de determinar quando a meta de custo foi alterada e gerenciar as mudanças reais quando e da forma que elas surgirem.

O controle dos custos inclui monitorar o desempenho do custo para detectar as variações do plano e suas razões, tanto positivas quanto negativas, além de assegurar que todas as mudanças adequadas estão registradas corretamente na base de referência de custo. Coibindo assim que mudanças incorretas, não apropriadas ou não autorizadas sejam incluídas na base de referência de custo. Devendo, portanto, estar fortemente integrado com os outros processos de controle. Deve, também, ser capaz de informar adequadamente as partes envolvidas das mudanças autorizadas. A seguir, as entradas, ferramentas e saídas para o processo de Controle dos Custos.

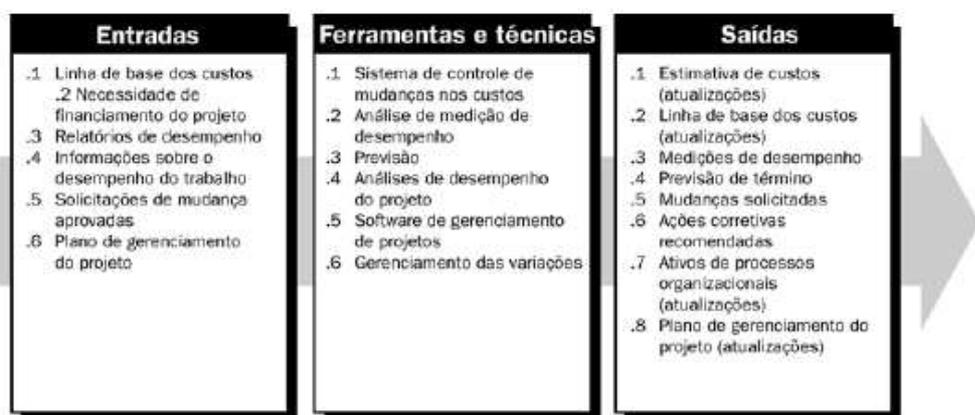


Figura 12– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Controle de Custos

Fonte: PMBOK, 2004.

Entradas

a. Relatórios de desempenho

Os relatórios de desempenho fornecem informações sobre o desempenho do custo tais como quais orçamentos estão sendo alcançados e quais não estão. Os relatórios de desempenho podem, também, alertar a equipe do projeto para questões que podem causar problemas no futuro.

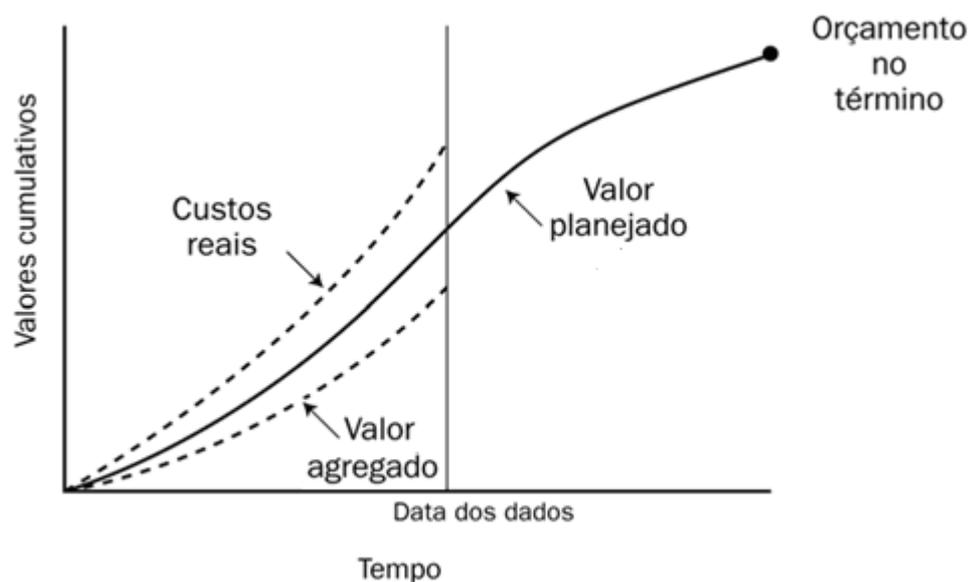


Gráfico 4 - Curva S típico de um Relatório de Desempenho

Fonte: PMBOK (2004)

b. Solicitação de Mudanças Aprovadas

As requisições de mudança podem ocorrer de muitas formas - oral ou escrita, direta ou indiretamente, iniciada externa ou internamente, e legalmente imposta ou opcional. As mudanças podem requerer um aumento no orçamento ou permitir que ele seja reduzido.

c. Linha de Base de Custo e Necessidade de financiamento do projeto:

Já descritos anteriormente

Ferramentas

a.Sistema de controle de mudanças nos custos.

O sistema de controle de mudança do custo define os procedimentos pelos quais a base de referencia do custo pode ser alterada. Inclui manuais, sistemas de acompanhamento e os níveis de aprovação necessários para autorizar mudanças. O sistema de controle de mudanças do custo deve estar integrado com o sistema do controle geral de mudanças.

b.Medição de desempenho

As técnicas de medida de desempenho auxiliam na avaliação da magnitude de qualquer variação que ocorra. A análise do valor do trabalho realizado (*earned value*) é especialmente útil para o controle do custo. Uma parte importante do controle de custo é determinar o que está causando variação e decidir se a variação requer uma ação corretiva.

Todos os planos de contas de controle, isto é todo o trabalho definido, planejado, orçado e agendado, devem medir continuamente o desempenho do projeto relacionando três variáveis distintas:

- 1 – Valor Planejado – trabalho físico programado a ser realizado
- 2 – Valor do Trabalho Realizado – trabalho físico realmente realizado no período
- 3 – Custos Reais – custos incorridos para se obter o Trabalho Realizado.

A relação entre essas três variáveis darão a exata posição instantânea do desempenho do projeto. A diferença entre o segundo e o primeiro dá o desvio do cronograma (SV) do projeto; a diferença entre o segundo e o terceiro dá o desvio dos custos (CV) do projeto.

c.Revisões do desempenho do projeto

As revisões do desempenho do projeto devem ser feitas comparando as atividades planejadas às atividades realizadas, analisando os custos e prazos praticados com os reais. Cumprimento das metas, alcance dos marcos definidos e análise do desempenho definida etc. As revisões e análises do desempenho do projeto podem ser realizadas utilizando uma das seguintes técnicas:

- **Análise das Variações:** análise da variação envolve a comparação do desempenho real do projeto com o desempenho planejado ou esperado. As variações de custos e de prazos são as analisadas com mais frequência, mas as variações em relação ao plano nas áreas de escopo do projeto, recurso, qualidade e risco são muitas vezes de igual ou maior importância.
- **Análise das Tendências:** a análise das tendências envolve o exame do desempenho do projeto ao longo do tempo para determinar se o desempenho está melhorando ou piorando.
- **Análise do Trabalho Realizado:** a técnica do valor agregado compara o desempenho planejado ao desempenho real.

d. Software de gerenciamento de projetos

As ferramentas computadorizadas, tais como softwares de gerenciamento de projeto e planilhas, são frequentemente utilizadas para acompanhar o custo planejado versus o custo real, e para prever os efeitos das mudanças do custo.

e. Gerenciamento das Variações

Quando do início da fase de execução, e, portanto, quando do início da fase de controle do cronograma e orçamentos estabelecidos, inicia-se o processo de gerenciamento das diferenças entre o planejado e o realizado. As ações que deverão ser tomadas para a correção, conforme o plano, seguirão as diretrizes estabelecidas no Plano de Gerenciamento do Projeto.

Saídas

a. Plano de gerenciamento do projeto (atualizações)

Poucos projetos se desenvolvem exatamente conforme o planejado. Mudanças em perspectiva podem exigir uma estimativa de custo revisado, atualizações no orçamento ou, ainda, exigir análise de abordagens alternativas.

As estimativas de custo revisadas são modificações nas informações de custo utilizadas para gerenciar o projeto. As partes envolvidas apropriadas devem ser notificadas, se necessário. O custo estimado revisado pode ou não requerer ajustes em outros aspectos do plano geral do projeto.

As atualizações do orçamento são uma categoria especial das estimativas de custo revisadas. As atualizações do orçamento são mudanças na base de referência (*base line*) aprovadas. Esses números são geralmente revisados apenas em resposta a mudanças no escopo. Em alguns casos, as variações de custo podem ser tão severas que um re-planejamento (*re-baselining*) seja necessário com a finalidade de fornecer uma avaliação realística do desempenho.

b. Ações corretivas

Uma ação corretiva é qualquer ação tomada no sentido de ajustar o desempenho futuro esperado com o plano do projeto.

c. Estimativa na conclusão (*Estimate at Completion*)

A estimativa na conclusão (EAC) é uma previsão do custo total do projeto baseada no desempenho do projeto. As técnicas mais comuns de previsão são algumas variações a seguir:

- EAC baseada em variações típicas = custo real até a data, mais o orçamento restante do projeto modificado por um fator de desempenho, freqüentemente o índice de desempenho de custo. Essa abordagem é usada com mais freqüência quando as variações correntes são vistas como típicas para variações futuras.

- EAC baseada em nova estimativa = custo real até a data, mais uma nova estimativa para todo o trabalho restante. Essa abordagem é usada com mais frequência quando o desempenho passado mostra que as premissas da estimativa original estavam bastante imperfeitas, ou que não são mais tão relevantes, devido a mudanças nas condições.

- EAC baseada em variações atípicas = custo real até a data, mais o orçamento restante. Essa abordagem é usada com mais frequência quando as variações correntes são vistas como atípicas e a expectativa da equipe do gerenciamento do projeto é que variações semelhantes não se repetirão no futuro. Cada uma das abordagens acima pode ser a correta para um item de trabalho dado qualquer.

d. Ativos de processos organizacionais (atualizações)

As causas das variações, as razões por trás das ações corretivas tomadas e outros tipos de lições aprendidas durante o controle do custo, devem ser documentados de forma a tornarem-se parte da base de dados históricos a ser utilizada tanto no projeto corrente como em outros projetos da organização.

2.3.7 Gerenciamento de Riscos do Projeto

Conceitos Gerais

Os conceitos de incerteza e risco são muitas vezes aplicados no processo de análise de decisão de projetos. Embora na prática eles sejam usados como sinônimos ou erroneamente confundidos, têm significados distintos.

Segundo Stermole e Stermole (1974), o termo incerteza é usado para se referir à possível variação nos parâmetros que afetam a avaliação de investimento. Risco refere-se à avaliação de um investimento usando um mecanismo conhecido que incorpore as probabilidades de ocorrência de sucesso ou falha e diferentes valores de parâmetros de investimento. Ambos, incerteza e risco, influenciam quase todos os tipos de decisões de investimento, especialmente investimentos envolvendo pesquisa e desenvolvimento para qualquer indústria e para a exploração de minérios, óleo e gás.

Rose (2001) denomina o risco como a ameaça de perda. Decisões de risco ponderam o nível de investimento levando-se em conta quatro fatores: o valor financeiro líquido, a chance de sucesso ou fracasso, o potencial de ganho e o potencial de perda. As últimas três considerações são baseadas em estimativas, feitas sob incerteza.

Groebner e Shannon (1993) definem incerteza como a impossibilidade de prever resultados. Podem-se especificar os possíveis resultados para cada alternativa de decisão, mas não se pode conhecer o exato resultado de um caminho qualquer a ser tomado.

Já para projetos de exploração, segundo Gentry e O'Neil (1984), o risco é uma medida de desvio nos valores esperados para o fluxo de caixa. Vários fatores fornecem a incerteza, como custos de operação, quantidade de reservas, preço do produto etc.

Embora seja muito variado e discutido, o conceito de incerteza utilizado nesta pesquisa corresponde a uma grandeza associada à falta de conhecimento de atributos, sejam estes geológicos, tecnológicos ou econômicos, cujos valores não podem ser obtidos de maneira precisa. A incerteza dos atributos causa incerteza também na previsão de investimento.

Demirmen (2001) define três tipos de risco 0 no desenvolvimento de um campo de petróleo, que devem ser considerados no processo de decisão: a perda de oportunidade, que ocorre quando um prospecto é abandonado porque foi considerado inviável economicamente e, no entanto, é viável; o desenvolvimento inviável economicamente, que ocorre quando é considerado viável economicamente e, no entanto, é inviável; e o desenvolvimento não otimizado, que ocorre quando o desenvolvimento do campo foi subestimado ou superestimado em sua capacidade de produção e infra-estrutura. Este trabalho concentra-se no terceiro tipo de risco, com foco na estimativa de CAPEX dos projetos DP analisados



Figura 13- Relação da avaliação do risco e VPL do projeto

Fonte: Demirmen, 2001.

O risco é uma função de incertezas, principalmente geológicas, econômicas e tecnológicas, que podem ser integradas, como mostra a 0 14. Entretanto, a avaliação do risco não é só afetada por estas incertezas. A estimativa do risco é também afetada pelo modelo da estratégia de produção e pelo gerenciamento do processo de decisão, especialmente para análise de reservatórios complexos que exigem um nível de detalhamento na estimativa da produção somente obtida pela simulação numérica ou técnicas similares.

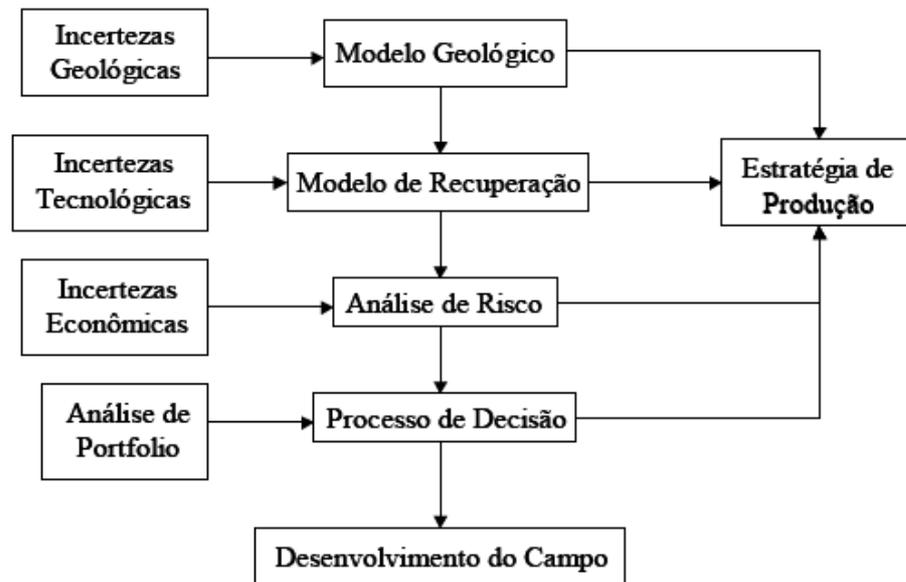


Figura 14- Integração das incertezas na Análise de Risco

Fonte: Schiozer et al., 2004.

O Gerenciamento de Riscos segundo o PMI

Gerenciamento dos Riscos do Projeto descreve os processos que dizem respeito à identificação, análise e resposta a riscos do projeto. Também procura maximizar a probabilidade e as conseqüências de eventos positivos e minimizar a probabilidade e as conseqüências que eventos adversos possam trazer aos objetivos do projeto.

Os processos componentes da área de conhecimento do Gerenciamento dos Riscos são (PMBOK, 2004): Planejamento do gerenciamento de riscos; identificação de riscos; análise qualitativa de riscos; análise quantitativa de riscos; planejamento de respostas a riscos e monitoramento e controle de riscos.

Nesse trabalho, foram priorizadas as incertezas econômicas e suas respectivas análises de risco, procurando a melhor forma de incorporar os aspectos de risco e incerteza nas estimativas. A pesquisa se limitou, basicamente ao processo de Análise Quantitativa de Riscos, o qual será descrito a seguir.

Processo de Análise Quantitativa de Riscos

Segundo o *Project Management Institute* (PMI, 2004), o processo Análise Quantitativa de Riscos analisa o efeito de eventos de risco e atribui uma classificação numérica a esses riscos. Ela também apresenta uma abordagem quantitativa para a tomada de decisões na presença da incerteza. Este processo usa técnicas como a simulação de Monte Carlo e a análise da árvore de decisão para:

- Quantificar os possíveis resultados do projeto e suas probabilidades
- Avaliar a probabilidade de atingir objetivos específicos do projeto
- Identificar os riscos que exigem mais atenção quantificando sua contribuição relativa para o risco total do projeto.
- Identificar metas realistas e alcançáveis de custo, cronograma ou escopo, quando fornecidos os riscos do projeto
- Determinar a melhor decisão de gerenciamento de projetos quando algumas condições ou resultados forem incertos.



Figura 15– Entradas, Ferramentas e Saídas do Processo de Análise Quantitativa

Fonte: PMBOK, 2004

Ferramentas

Dentre as ferramentas do processo de Análise Quantitativa de Riscos, algumas são importantes para a elaboração de um modelo teórico de estimativa que contemple os aspectos da incerteza inerente ao processo de estimativa.

Dentre as técnicas de representação e coleta de dados, as distribuições de probabilidades são particularmente importantes. As distribuições contínuas de probabilidades representam a incerteza nos valores, como durações de atividades do cronograma e custos dos componentes do projeto. As distribuições discretas podem ser usadas para representar eventos incertos, como o resultado de um teste ou um cenário possível em uma árvore de decisão.

Dois exemplos de distribuições contínuas amplamente usadas são mostrados na Figura 16. Essas distribuições assimétricas representam formas compatíveis com determinado perfil de dados, associado a atividades específicas do projeto. Especialmente nas estimativas do processo de autorização para execução (Portão 3), a utilização de distribuições uniformes e valores determinísticos não respondem a necessidade de identificação do risco associado à estimativa.

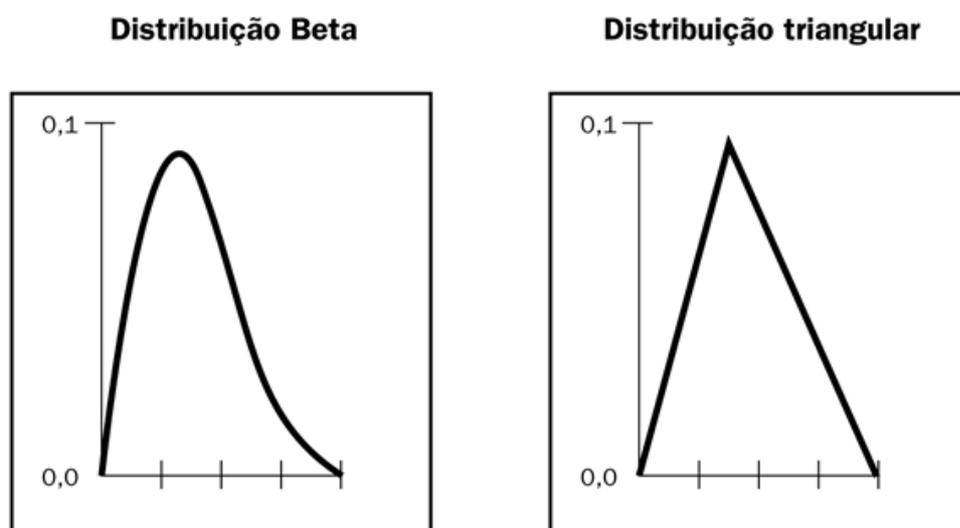


Figura 16– Exemplos de distribuições de probabilidades comumente usadas

Fonte: PMBOK, 2004.

Importante, também, são as técnicas de modelagem e simulação. Uma simulação do projeto utiliza um modelo que traduz as incertezas especificadas em um nível detalhado do projeto para seu impacto potencial nos objetivos do projeto. As simulações são normalmente realizadas usando a técnica de Monte Carlo. Em uma simulação, o modelo do projeto é calculado muitas vezes (iterado), sendo os valores das entradas randomizados a partir de uma função de distribuição de probabilidades (por exemplo, custo dos elementos do projeto ou duração das atividades do cronograma) escolhida para cada iteração a partir das distribuições de probabilidades de cada variável. Uma distribuição de probabilidades (por exemplo, custo total ou data de término) é calculada (PMBOK, 2004).

A Gráfico 5, abaixo, demonstra uma saída típica da utilização de técnicas de modelagem e simulação. Pode-se observar que ao contrário de uma estimativa determinística, a saída da aplicação da técnica nos permite associar um valor estimado de custos a uma probabilidade de ocorrência, o que responde pela necessidade de incorporação de risco a estimativa.

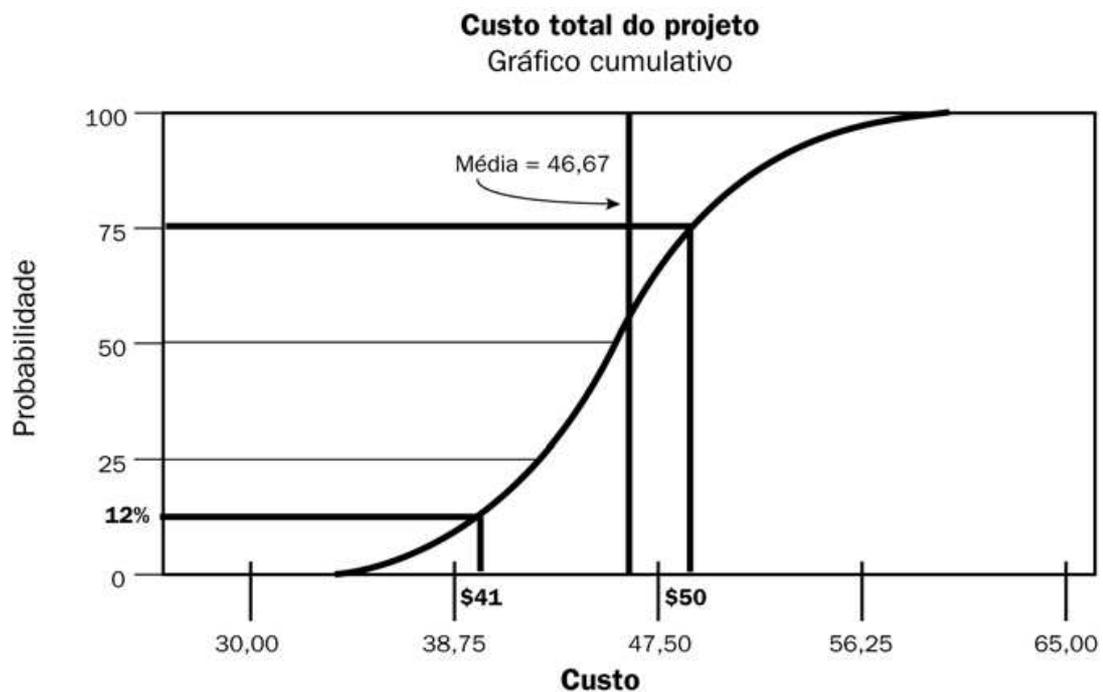


Gráfico 5 – Exemplos de resultado de uma simulação de risco dos custos

Fonte: PMBOK, 2004.

2.4 Análise Econômica

Segundo o Dicionário de Economia: Análise Econômica é a aplicação à realidade econômica do método científico de decomposição em elementos mais facilmente compreensíveis que o todo, visando a inseri-los em um esquema explicativo

2.4.1 Indicadores econômicos

A seguir são apresentados os conceitos dos indicadores econômicos e seu emprego na análise econômica, constando também as vantagens e desvantagens individuais de cada um. Esses indicadores servem para comparar, analisar e classificar o comportamento de campos, estratégias de produção ou grupos de poços nas alternativas de investimentos (NEVES, 2005).

Kuhnen (1996) afirma que o estudo da melhor alternativa financeira para um projeto é um conjunto de técnicas que permite a comparação com os resultados de tomada de decisões referentes a alternativas diferentes de forma metodologicamente científica.

Segundo Hirschfeld (1998), a priorização de investimento pode ser entendida quando se investe em um bem, em uma aplicação financeira ou em um empreendimento, e é feita, geralmente, quando se é movido pelo desejo de receber, em devolução, uma quantia de dinheiro que, em relação à investida, corresponda, à taxa mínima de atratividade, também chamada de expectativa ou equivalência.

A taxa de mínima atratividade (TMA) deve representar o custo de oportunidade do capital para a empresa (Clemente, 1998). Dessa forma, pode-se dizer que ela é a taxa de juros que deixa de ser obtida na melhor aplicação alternativa quando há emprego de capital próprio, ou é a menor taxa de juros obtida quando recursos de terceiros são aplicados.

2.4.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa representa entradas e saídas de valores ao longo do tempo. Ele é utilizado como uma representação da realidade financeira de uma empresa ao longo do tempo e envolve todas as etapas do campo de petróleo (exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono). Sua simbologia realiza-se através de setas, sendo que o seu comprimento representa o volume de unidades monetárias a pagar ou receber por parte da empresa (NEVES, 2005).

Segundo Assaf (2000), toda operação financeira é representada em termos de fluxos de caixa, ou seja, em fluxos futuros esperados de recebimentos e pagamentos de caixa. A avaliação desses fluxos consiste, em essência, na comparação dos valores presentes, das saídas e entradas de caixa, calculados segundo o regime de juros compostos a partir de uma dada taxa de juros.

Abaixo é uma representação simplificada do fluxo de caixa na exploração e produção de um campo de petróleo.

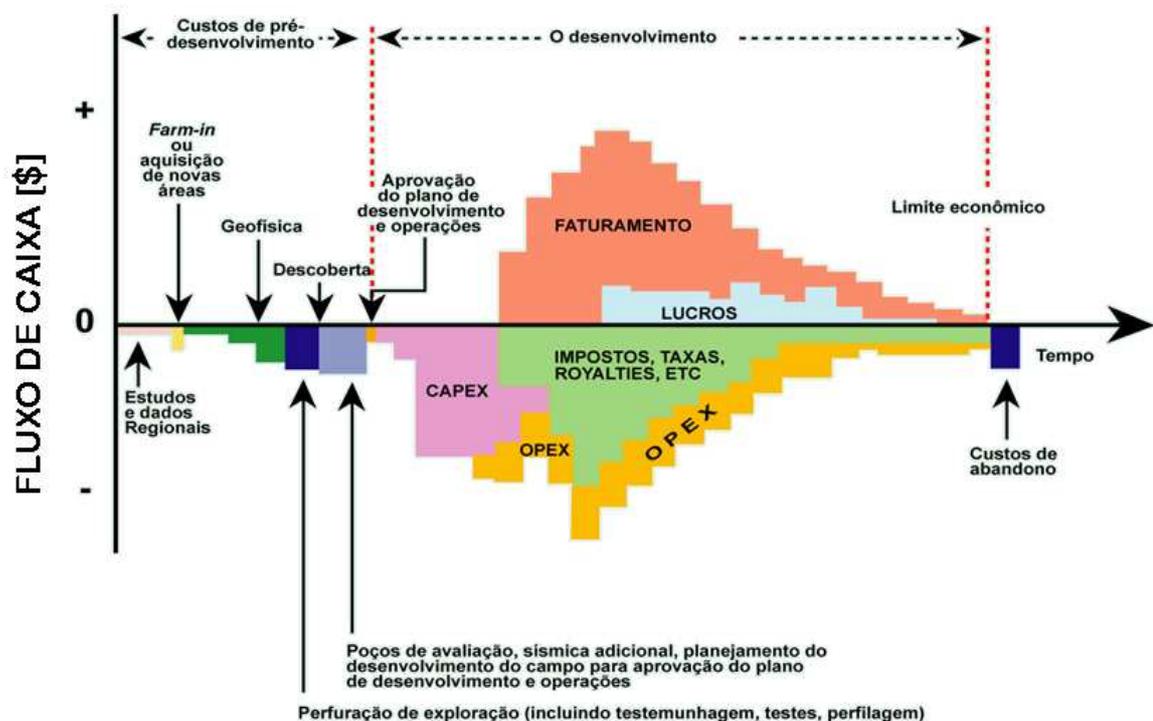


Figura 17 – Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo

Fonte: Suslick, 2001.

A entrada de recursos monetários, geralmente, é representada na parte superior do fluxo, enquanto suas saídas se representam na parte inferior. A resultante de entrada e saída no fluxo é a parte líquida, podendo haver déficit ou superávit. No início da atividade de exploração, avaliação e desenvolvimento do campo, o resultado é deficitário na etapa de produção é superavitária e, no final, quando há o abandono do campo, ela novamente se torna deficitária, por conta do declínio da produção e das despesas de desativação do campo.

É apresentado abaixo um esquema do fluxo de caixa, na qual o tempo é representado pela linha horizontal e, por esse motivo, o fluxo também é chamado diagrama de capital no tempo. Os períodos de tempo (n) podem ser divididos conforme a extensão total da operação. Usualmente a divisão é considerada em anos, nos projetos de E&P, entretanto esses intervalos podem variar conforme as características do projeto.

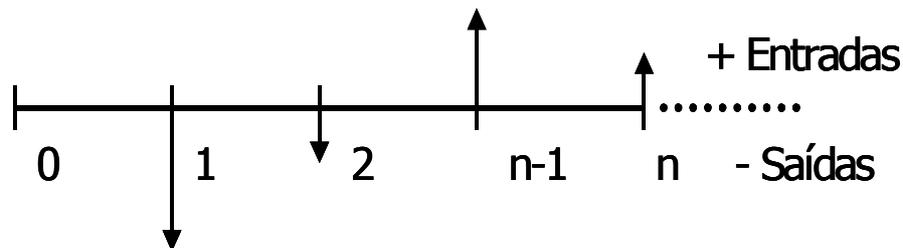


Figura 18 – Representação do fluxo de caixa

Fonte: Neves, 2005.

Dado que o fluxo de caixa considera o valor do dinheiro ao longo do tempo, a representação serve para demonstrar a influência de algumas variáveis nesse processo. As principais variáveis são o tempo, taxas de juros ou de atratividade que são empregadas pelo tomador de decisão no momento de aceitar ou não o projeto.

É apresentado abaixo de forma visual os conceitos relacionados ao fluxo de caixa. Quando se parte do início para o final do projeto na escala de tempo, há a capitalização; o procedimento inverso é denominado de desconto. Com isto quanto mais distante da origem estiver a receita, menor será o seu valor presente, dado o efeito do tempo e da taxa de desconto aplicada no cálculo. Com o capital ou investimento empregado na realização de um projeto somado aos juros tem-se o valor futuro.

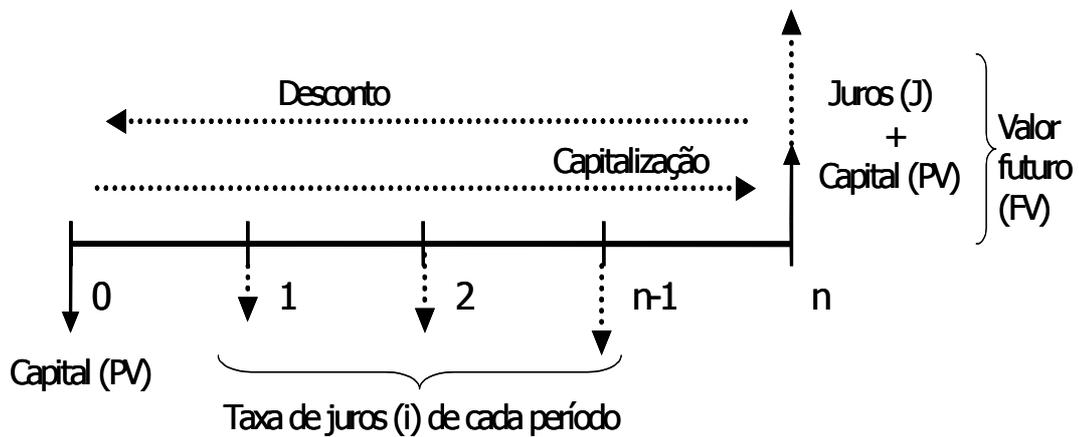


Figura 19- Fluxo de caixa e o valor do dinheiro no tempo.

Fonte: Neves, 2005.

As fórmulas de cálculo para o valor do dinheiro no tempo são:

$$FV = PV \cdot (1 + i)^n$$

Equação 2.1

$$J = PV \cdot [(1 + i)^n - 1]$$

Equação 2.2

Onde:

FV = Valor futuro

PV = Valor presente

i = Taxa de juros expressa em período de tempo, geralmente ao ano (a.a.)

n = Número de períodos de tempo

J = Juros do período que podem ser entendido como a remuneração do capital.

Segundo Neves (2005) as vantagens do uso do fluxo de caixa:

Representa de forma clara o investimento realizado, o tempo de operação integral, o efeito do tempo nas despesas e receitas, ou seja, o período em que a empresa deverá arcar com os deveres e usufruir os direitos advindos do empreendimento;

Analisa de forma simples o comportamento da empresa ao longo do tempo quanto ao desempenho econômico, ou seja, indica por quanto tempo haverá déficit ou superávit.

Segundo o mesmo autor, as desvantagens do uso do fluxo de caixa:

Quando o valor monetário está distante da origem e em processo de atualização, o valor presente será baixo. Este valor será dependente da taxa de desconto que influenciará o resultado final, se isso não for considerado, poderá causar confusão.

2.4.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é um indicador muito utilizado pelo setor de petróleo na análise, classificação e seleção de projetos de campos de petróleo. No critério para aplicação do VPL, deve-se ressaltar, primeiramente, o tempo que terá de ser escolhido para comparação, ou seja, uma data focal. É importante ressaltar que a receita líquida presente obtida deve superar o investimento realizado. Na comparação de vários projetos com o mesmo valor de investimento, a opção será voltada para o maior resultado e, evidentemente, o investidor estabelece o mínimo de ganho que deseja obter no empreendimento expresso pela TMA.

Esse indicador em questão representa a somatória das entradas e saídas líquidas atualizadas de um fluxo de caixa em uma referida data, geralmente aquela em que foram realizados os investimentos iniciais. A taxa de desconto mede o custo de capital que pode ser avaliado por diversas técnicas (Weston, 2000). É importante destacar que diversos autores, como Stermole (1984), utilizam a denominação para o VPL como método, enquanto outros autores preferem o uso de medidas de rentabilidade. Porém, neste trabalho, optou-se pela utilização do termo indicador.

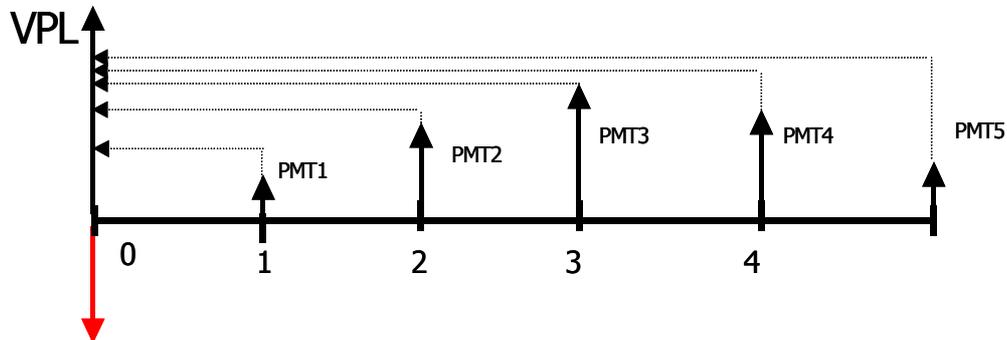
Conforme Vieira Sobrinho (2000), o VPL é uma técnica de análise de fluxos de caixa que consiste em calcular o valor presente de uma série de pagamentos (ou recebimentos) iguais ou diferentes a uma taxa conhecida, e deduzir deste o valor do fluxo inicial (valor do empréstimo, do financiamento ou do investimento).

O cálculo desse indicador é um processo de desconto. A taxa de atratividade, ou taxa mínima usada pelo decisor na aceitação do projeto, é utilizada no processo de obtenção do VPL, já que, inicialmente, ela é aquela que remunera a operação produtiva, logo deve ser considerada no cálculo.

Puccini (2000) expõe que o valor presente de um fluxo de caixa é o valor monetário (PV) do ponto zero da escala de tempo, que é equivalente à soma de suas parcelas futuras, descontadas para o ponto zero com uma determinada taxa de juros.

O investidor está sujeito a riscos e incertezas envolvidos na atividade de exploração de um campo de petróleo e ele desejará o retorno de seu recurso monetário, remunerado pela

taxa de atratividade que, quanto maior for, mais elevado será o rigor da pessoa encarregada de decidir a aceitação de um projeto. Na opção de uma menor taxa, menor é o rigor na aceitação de investimentos. A representação do conceito e do cálculo desse indicador:



Investimento

Taxa de atratividade = x% a.a.

Figura 20- Representação do cálculo do VPL

Fonte: Neves, 2005.

A fórmula de cálculo do Valor Presente Líquido é:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{PMT_j}{(1+i)^j} - PMT_0$$

Equação 2.3

onde:

VPL = Valor Presente Líquido

PMT_j = Valores dos fluxos de caixa de ordem 1, 2, 3, ..., j

PMT₀ = Valor inicial do fluxo de caixa, podendo ser o investimento

i = Taxa de juros do período

n = Número total de períodos de tempo

j = sendo 1, 2, 3 ... n, que pode ser total ou parcial

Segundo Neves (2005) as vantagens do uso do VPL:

- Cálculo simples de ser feito;
- Valor expresso em unidades monetárias, podendo assim ser facilmente comparado com o investimento realizado;
- O valor obtido como resposta serve para hierarquizar projetos.

Segundo o mesmo autor, as desvantagens do uso do VPL:

- Não demonstra o quanto do capital empregado é exposto ao risco envolvido na atividade, pois o que poderia dar certo indício de maior ou menor risco seria a taxa de atratividade exigida pelo investidor;
- Ao comparar projetos diferentes com períodos de produção distintos, a opção com menor tempo de produção leva vantagem, pois o tempo influencia muito na realização do cálculo.

Devido à limitação do estudo, esta pesquisa tratará apenas o CAPEX, sua variação de estimativa e controle. Mais adiante será mostrada a razão desta escolhas, mas pode-se adiantar que a variação do CAPEX é uma das duas mais importantes fontes de desvios no VPL da carteira de projetos DP.

2.5 Detalhamento do Conhecimento

2.5.1 Processo de Estimativa de Investimento

Incerteza e Risco

A demanda contínua, e crescente, de energia de baixo custo e a disponibilidade de recursos de hidrocarbonetos coloca ainda o petróleo como uma importante fonte não-renovável da matriz energética mundial para as próximas décadas do século XXI (Suslick, 2001).

As empresas do setor petrolífero enfrentam na atualidade um clima de competição acirrada em decorrência da volatilidade dos preços do óleo, das margens estreitas de rentabilidade e das restrições ambientais. Nesse cenário as firmas devem dispor de ferramentas adequadas para balancear as relações entre custo e benefício dos fatores econômicos, ambientais tecnológicos, que são elementos chaves no processo decisório de investimentos (Furtado & Suslick, 2002).

As recentes mudanças no setor petrolífero implicam um novo ambiente de exploração de intensa competição no Brasil. As tendências de internacionalização da exploração obrigam as empresas a adotarem técnicas padronizadas de avaliação e comparação de prospectos visando à redução do risco (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Com a quebra do monopólio do petróleo, entrou em vigor um novo programa de qualificação do orçamento de Exploração e Produção (E&P) que, certamente, é bem diferente da distribuição histórica dos investimentos de exploração nas diversas bacias do Brasil (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Por causa da intensidade de capital e a complexidade das etapas para a execução de um projeto de desenvolvimento e produção no setor petrolífero, as decisões e as escolhas em um projeto estão deixando de ser intuitivas (Furtado & Suslick, 2002).

De uma maneira geral no processo decisório, o investidor se defronta com dois objetivos: maximizar o retorno esperado e minimizar o risco. A intuição do analista é

importante, mas insuficiente, pois não possibilita uma revisão e uma análise da qualidade das decisões passadas quando os objetivos acima mencionados estão envolvidos, nem sempre, de forma harmônica (Furtado & Suslick, 2002).

A análise das incertezas constitui um dos elementos-chave das atividades de exploração e produção de petróleo. No passado, em decorrência do estágio evolutivo e da disponibilidade de prospectos de óleo e gás mais facilmente identificáveis, a maioria dos processos decisórios para análise de riscos ainda podia ser realizada de forma simples e intuitiva. Além disso, os desafios na indústria do petróleo não se apresentavam de forma tão diversa e contraditória como se mostram na atualidade (Suslick, 2001).

Frank (1999) descreve incerteza como aleatória ou epistêmica. Incerteza aleatória é a incerteza que não pode ser prevista com antecedência (do Latim *alea*, que significa morte). Incerteza epistêmica é descrita como derivada das lacunas de conhecimento (pode ser diminuída pela aprendizagem). (*caput* Olsson, 2004)

Pender (1987) argumenta que a incerteza se aplica quando não existe um conhecimento anterior ou replicável a ocorrências futuras (i.e. incerteza aleatória). Hillson (2004) une risco e incerteza através da distinção de aleatório e epistêmico, da seguinte forma:

Risco é a incerteza mensurável;

Incerteza é o Risco imensurável.

Entretanto, Hillson (2004) considera o risco como tendo conseqüências positivas e negativas em objetivos do projeto. O que vai ao encontro do entendimento de Lefley (1997), que entende que embora o risco resulte da incerteza, risco e a incerteza não são teoricamente sinônimos. O risco envolve as situações onde a probabilidade dos resultados é sabida, quando a incerteza o oposto, isto é, quando a probabilidade dos resultados não for sabida. (*caput* Olsson, 2004)

Na alocação de recursos financeiros em projetos de E&P de petróleo, utiliza-se todo o instrumental da avaliação econômica de projetos que visa a determinar seu fluxo de caixa, sua taxa mínima de atratividade e seu valor presente líquido. Quando se dispõe da probabilidade

de sucesso, calcula-se também o valor monetário esperado do projeto (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Os métodos tradicionais de alocação de capital, tais como a análise do valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o valor monetário esperado (VME), freqüentemente conduzem a escolhas não apropriadas de investimentos que apresentam diferentes riscos. Esses métodos também fornecem pouca ou nenhuma visão sobre o valor e as alternativas para compartilhar riscos e diversificar os investimentos (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Segundo Nepomuceno & Suslick (2002), os projetos de E&P de petróleo envolvem geralmente três tipos de riscos: geológicos, econômicos e financeiros.

A probabilidade de sucesso na perfuração de poços de petróleo está associada aos riscos geológicos (existência de um sistema petrolífero), às estimativas de volumes de óleo a serem descobertos e aos tamanhos individuais dos campos de óleo e gás e depende das ferramentas e tecnologias exploratórias utilizadas. Ultimamente, o aumento de informações e o avanço tecnológico, sobretudo em sísmica, modelos geológicos, programas de modelagem e simulação numérica, têm reduzido esses riscos (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Os riscos econômicos estão associados às expectativas futuras do preço do petróleo, aos custos operacionais e dos investimentos, à avaliação acurada dos volumes de óleo a serem produzidos e à realização de seu fluxo de caixa previsto (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Os riscos financeiros estão associados à capacidade de investimentos da firma, ao número de prospectos disponíveis, às ações políticas, sociais e ambientais que podem embargar o processo exploratório, ao risco de a probabilidade estimada de sucesso estar errada e demais fatores associados. (Nepomuceno & Suslick, 2002).

Na atualidade, as empresas do setor de exploração e produção de petróleo almejam mais que dois objetivos, como por exemplo: elevado retorno financeiro, baixo impacto ambiental, alto ganho tecnológico e segurança nas suas operações (Furtado & Suslick, 2002).

Se o projeto não tem risco e o tomador de decisão sabe com antecedência tudo o que vai acontecer no futuro, basta fazer uma análise econômica convencional e está tudo resolvido. No entanto, se o projeto envolve riscos, o gerente precisa de uma tecnologia que reduza seus riscos e maximize seus ganhos; nesse caso, a teoria da preferência é importante. (Nepomuceno & Suslick, 2002).

O Dicionário Oxford define risco como: perigo, possibilidade de más conseqüências, perda, exposição à possibilidade de ferimento ou perda. Tais definições ilustram o problema de ambigüidade da definição de risco como sinônimo da probabilidade de um evento ou um resultado, sua natureza ou causa. Reconhecendo isso, os guias do PMI e da APM têm adotado uma visão mais ampla de risco (*caput* Ward, 2003):

- Evento ou condição incerta que, se ocorrer, tem um efeito positivo ou negativo em um objetivo do projeto. (PMI, 2000)
- Evento incerto ou conjunto de circunstancia que, se ocorrer, terá efeitos no atingimento dos objetivos do projeto (APM, 2000)

A incerteza, no sentido direto, está relacionada em parte a falta de certeza acerca da variabilidade das medidas de desempenho como o custo, tempo e qualidade. É também relacionada à ambigüidade inerente a falta de clareza do interesse das partes interessadas do projeto, da falta de dados, da falta de detalhamento, da falta de processos de controle de mudanças, fontes determinadas e indeterminadas de viés na estimativa e desconhecimento acerca do esforço requerido para esclarecer a situação. No contexto de projetos estes aspectos da incerteza podem estar presentes durante todo o Ciclo de Vida do Projeto, mas são particularmente evidentes nas fases de concepção, projeto (design), planejamento e alocação de recursos (Chapman, 1997).

Aqui estes aspectos da incerteza contribuem à incerteza em cinco áreas: a variabilidade associada às estimativas de parâmetros do projeto, a base das estimativas de parâmetros do projeto, projeto (design) e logística, objetivos e prioridades, e relacionamentos entre partes do projeto. (*caput* Ward, 2003).

Tipos de incerteza (*caput* Ward, 2003):

1. Variabilidade associada às estimativas
2. Incerteza sobre a base das estimativas
3. Incerteza sobre o projeto e a logística
4. Incerteza sobre os objetivos e as prioridades
5. Incerteza sobre relacionamentos fundamentais entre partidos do projeto

Variabilidade associada às Estimativas

Uma área óbvia de incerteza é o valor dos parâmetros do projeto, tais como o seu custo, tempo e qualidade. Por exemplo, não se pode saber quanto tempo e esforço serão requeridos em uma determinada atividade.

Segundo Ward (2003), as causas dessa incerteza podem incluir um ou mais dos seguintes itens:

- Falta de uma clara especificação do que é requerido;
- Falta de experiência em determinada atividade;
- Complexidade devido ao grande número de fatores que influenciam o projeto e sua interdependência;
- Análise limitada dos processos envolvidos na atividade;
- Ocorrência possível de eventos ou circunstâncias particulares que poderiam ter algum efeito (incerto) na atividade.

Apenas o ultimo item é relativo a eventos ou condições referentes às primeiras definições de Risco. As outras fontes de incerteza sinalizam lacunas no entendimento do que e quanto está envolvido no projeto, e são descritas como ameaças e oportunidades (*caput* Ward, 2003).

Incerteza acerca da base da Estimativa

Uma importante fonte de incerteza é a base das estimativas produzidas pelas partes do projeto (PMI, 2004). Por exemplo, normalmente é necessário relacionar estimativas subjetivas a probabilidades através de um conjunto suficiente de dados estatísticos para determinar probabilidades objetivas. A base para este julgamento pode não ser clara, mas articulando-as no mínimo faz com que estas estimativas possam ser avaliadas através da comparação com

outras estimativas. A incerteza acerca da base de estimativa pode depender de quem as produz, de que forma foram produzidas, porque foram produzidas, quando foram produzidas, de onde vieram os recursos e experiência para produzi-las, além da extensão do viés inerente a essas estimativas. (*caput* Ward, 2003).

Identificar e ajustar as estimativas em relação ao seu viés de elaboração é particularmente difícil. O viés pode ser consciente ou inconsciente, pessimista ou otimista, pode estar disponível ou não. Um viés deliberadamente pessimista para “proteger” as estimativas pode ser induzido, pela gerencia, sistematicamente através de um corte prévio e arbitrário em todas estimativas provenientes da equipe do projeto. Isso é uma admissão implícita que a gerencia está incerta acerca do status das estimativas. Se esse processo de estimativa acontece sem verificação e indiscriminadamente, a incerteza contida nas estimativas subsequentes é amplificada e podem ser considerável. Esta incerteza é desconhecida se as atividades relativas não são bem definidas, relativamente novas, ou complexas, ou existem oportunidades limitadas de desenvolvimento de uma alta quantidade da estimativa. Uma fonte particular e importante de incerteza é a natureza das premissas por trás das estimativas. A necessidade de anotar as premissas acerca da escolha de recursos e dos métodos de trabalho é bem entendida, mas nem sempre totalmente operacionalizada. (PMI, 2004).

Além disso, estimativas podem, também, serem condicionadas as premissas de não ocorrência de eventos de “força maior” e de possíveis mudanças no escopo e contexto do projeto. Os efeitos destes eventos e a possibilidade de mudanças podem dificultar a quantificação, mesmo quando identificados. Isso trás a necessidade de uma melhor caracterização destes eventos e a identificação de possíveis mudanças, tentando no mínimo caracterizá-los de modo qualitativo, quando isso for possível. (*caput* Ward, 2003).

Incerteza acerca dos objetivos e prioridades

Um alvo para a melhora do desempenho do projeto pressupõe a clareza acerca dos objetivos do projeto e as prioridades relativas entre objetivos e escolhas (*trade-offs*) aceitáveis. Quando esta clareza está ausente é como tentar construir uma torre na areia molhada. As implicações da incerteza relacionaram-se à natureza dos objetivos e as prioridades relativas, necessitando ser controladas tanto quanto a incerteza sobre o que é atingível (*caput* Ward, 2003).

Por conseguinte, torna extremamente difícil prever o custo e risco de um mega projeto durante sua evolução de fases. Sendo assim, muitos autores concordam que 70-80% do custo do projeto é comprometido durante a fase conceitual (Estwart e Ali, 1995) (Mileham e Ali, 1993). Fazer uma escolha errada neste estágio é extremamente caro para o desenvolvimento do projeto. (*caput* Rush e Roy, 2001)

É preciso assumir premissas acerca do custo futuro contando com novas tecnologias, novos processos, novos materiais, aperfeiçoamentos no projeto (design), além de mudanças de projeto. Para atingir isso, é preciso fazer comparações e referencias ao histórico de projetos. Para isso, deve haver uma interação com toda a equipe do projeto para que as estimativas sejam mais realistas. (*caput* Rush e Roy, 2001). No Gráfico 6, abaixo, pode-se observar esses efeitos.



Gráfico 6 – Número de mudanças X expectativa de término

Fonte: Chapman e Ward, 2004.

A análise quantitativa do risco não elimina ou reduz o risco do projeto. É uma ferramenta para avaliar, quantificar e entender cada projeto e seu risco associado, de forma que o gerente possa tomar melhores decisões estratégicas e financeiras (Nepomuceno & Suslick, 2002).

2.5.2 Estimativa de Custos

Normalmente, a função inicial da estimativa de custos é o provisionamento de recursos que podem ser usados para captação de recursos e decisões do controle do projeto. No mínimo, a estimativa de custos serve para importante fonte de informação que será usada no desenvolvimento do projeto através da sua negociação, documentação e controle de custos (Curran e Ali, 2005).

Um aspecto óbvio da incerteza em todo projeto, no que se refere à suas estimativas, é a sua variação potencial em relação às medidas de desempenho como o custo, tempo e qualidade relacionadas às atividades planejadas. Por exemplo, não se pode saber quanto tempo e esforço será requerido para terminar uma atividade particular (Atkinson, 1999)

Existem alguns métodos alternativos os quais podem ser usados no processo de estimativa que se considera a seguir (Gauthier e Ali, 2000) e (Rush e Roy,2000) (*caput*, Curran e Ali, 2005).

Estimativas paramétricas são tipicamente modos de unir parâmetros de produtos ao custo do mesmo, através de relações estatísticas que permitem estabelecer modelos de estimativa de custo através destas relações (Arrow e Arrow,1950) e (Leverson e Barro, 1966) (*caput* Curran e Ali, 2005).

Finalmente, técnicas de contabilidade financeira, conhecidas como atividades baseadas em custo (ABC), representam outro grupo de processos de estimativa de custos. Normalmente, a modelagem de custos é usada nas fases iniciais do desenvolvimento do projeto, quando existe pouca informação disponível. (Souza e Ali, 2008).

Nijkamp and Ubbels (1998) descrevem a necessidade de um maior aprofundamento no processo de estimativa de custos. Isso se justifica pela importância da estimativa de custos no processo de decisório de investimento. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Os métodos *Bottom-up* ou de estimativas detalhadas é o modo mais óbvio de abordagem da estimativa de custos. Nele se divide o projeto em partes menores, mensuráveis individualmente, e somam-se os valores das partes para se ter o valor do projeto. Existe a desvantagem de ser necessário um intenso trabalho de estimativa e o consumo de horas trabalhadas é muito grande devido ao método requerer um alto nível de detalhamento da informação. Além disso, qualquer mudança de escopo não é comportada pela estimativa que deve ser refeita a cada menor mudança. O detalhamento normalmente é feito através da EAP do projeto. Podem-se usar os dados históricos para refinar ou ajustar a estimativa para atender a complexidade, diferenças técnicas e outros fatores particulares ao projeto. Isso permite uma abordagem muito prática, mas muito sensível a mudanças de projeto, material, processos e especificações (Gauthier e Ali, 2000) e (Rush e Roy,2000) (*caput*, Curran e Ali, 2005).

Atrasos de cronograma e aumento de custos são típicos da maioria dos projetos (Hamdi e Thomson, 2001). Morris e Hough (1991) sugerem que o estouro de orçamento em mega projetos é da ordem de 40% a 200%. De acordo com Bounds (1998), apenas 26% dos projetos nos EUA são completados no tempo e no custo planejado. O estudo feito por Flyvbjerg et al. (2002) mostra que 9 em cada 10 projetos são vítimas da escalada de custos. Indica, ainda, que na época do estudo os custos estavam 28% maiores que as estimativas de custos, observando este fato como um fenômeno mundial a longo prazo. Segundo Norris (1971) e Murmann (1994), estudos referentes a desvio de custo vão de 97% a 151%. Em outro estudo, Kolltveit and Groänhaug (2002) incluíram um exemplo de mega projetos na Noruega, onde mostram que houve uma variação entre -6% a 160% da estimativa de custos. (*caput* Ole e Ali, 2004)

As causas da tendência observada aparecem conectadas a fatores não só difíceis de prever, mas também difíceis para administrar. Morris e Hough (1991) identificam que os estouros das estimativas são causados por circunstâncias não só intrínsecas ao projeto, mas também, externas. De acordo com suas observações, muitos projetos ultrapassam suas estimativas de custos por causa da escalada de preços, por ações governamentais, greves e

outros eventos externos como estes. Cresce, segundo eles, a necessidade de ser preditivo em relação a esses fatores e seus potenciais impactos. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Flyvbjerg *et al.* (2002) identificaram que o aumento de preços é fortemente dependente do tamanho da fase de implementação. Interrupções e longas fases de implementação determinam aumento do risco de um aumento substancial de custos. Eles, também, observaram que esses projetos são mais expostos a atrasos e assim a maiores percentuais de desvio nas estimativas de custos. Os dados da pesquisa feita por eles não suportam a afirmação de que maiores projetos têm um risco maior de aumento de custo que projetos menores, mas eles enfatizam que um desvio substancial em mega projetos causará muito mais problemas em termos operacionais, fiscais, administrativos e políticos. Por conseguinte, eles concluem que esse aumento do tamanho dos projetos necessita de uma contrapartida na melhoria do processo de planejamento. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Nijkamp e Ubbels (1998) identificaram na base de seu estudo que a influência da inflação era claramente grande nos projetos estudados. Observou-se, também, que os tempos de planejamento e de execução influenciaram o aumento de preços. Outra causa de desvio, identificada no estudo, é a de alguns aspectos das estimativas serem incompletos, o que na prática caracterizava que alguns elementos dos custos eram omitidos ou não incluídos, devido às lacunas do próprio processo de estimativa ou do grau de definição do projeto. Observam, também, que as mudanças de projeto são também uma causa importante da “subestimação”. Tudo isso, levou aos pesquisadores a caracterizar as estimativas como de baixa confiabilidade (Magnussen e Olsson, 2005). (*caput* Ole e Ali, 2004)

Flyvbjerg e outros (2004) observaram em seus estudos de custo real e custo estimado de projetos de infra-estrutura de transporte (de 1910 a 1998) que as estimativas de custo usadas para se decidir se tais projetos deveriam ser construídos ou não, sistematicamente não refletiam os custos reais. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Esta estimativa otimista poderia, de acordo com Flyvbjerg *et al.* (2004), ser causada por critérios políticos de desempenho, alvos, e restrições operacionais, como por exemplo: orçamentos demasiadamente otimistas para que sejam alocados os recursos necessários e com eles uma vez alocados aumente a chance de término do projeto, mesmo estourando a iniciativa inicial e atingindo um nível de funcionalidade inferior ao previsto.

Olsson e Ali (2004) sugerem que fazer um “orçamento estratégico” é uma técnica geralmente usada em projetos públicos, ou de viés político. Esta forma segue a estratégia de aprovar um orçamento que identifique um custo total apenas para se iniciar o projeto, e então explora a lógica fundamental que um projeto é menos provável ser interrompido depois que é iniciado. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Nijkamp e Ubbels (1998) discutem uma explanação similar ao investigar a confiabilidade de estimativas de custos em projetos de infraestrutura. Eles observam, em seus estudos, que no momento da decisão do início da execução, poder-se supor, com segurança, que os custos de um projeto nesse estágio são tão baixos quanto possível para assegurar que o projeto será executado (ou ao menos iniciado). Isto sugere que o custo pode estar um tanto quanto subestimado no começo de um projeto. (*caput* Ole e Ali, 2004)

Uma fonte comum da dificuldade nos projetos está na falha em completar a concepção técnica do projeto e incluí-la no plano das fases. Assim, um projeto segue para a fase de execução sem um grau de definição suficiente para uma boa execução. Durante a execução isto causa mudanças que, por sua vez, necessitam de desenvolvimento de projetos e de planejamentos adicionais. Contribuindo, assim, com efeitos adversos no desempenho de custo, tempo e da qualidade. Este problema de “definição prematura” pode ser o mais importante a ser enfrentado pelo projeto, principalmente em projetos que envolvem uma tecnologia nova, particularmente quando as partes interessadas impõem datas de conclusão ou alvos não realistas de custo (Chapman e Ward , 2003).

Conseqüentemente, pesquisas acerca dos desvios identificam que o planejamento pobre e insuficiente e sua relação direta com o grau de definição do projeto são uma das maiores causas dos desvios (Thamhain e Wilemon,1986) e (Phan e ali, 1988). A capacidade de previsibilidade das técnicas tradicionais de estimativa de esforço de projeto e sua duração, também são apontadas como limitantes a elaboração de estimativas mais realísticas (Murmann, 1994), especialmente em mega projetos (Leech,1972) e (Putnam,1978), Segundo Norris (1971) e Murmann (1994), estudos referentes a desvios de prazo apresentam desvio de cronograma que vão de 48% a 258%, o que tem impacto importante nas estimativas de tempo.

Uma fonte comum de incerteza no estágio da execução é a introdução de mudanças no projeto. Tais mudanças no projeto podem conduzir ao rompimento das programações e

alocação de recursos, e afetam as métricas de custo, de tempo e da qualidade, numa extensão que é difícil de prever. Um aspecto importante é que as mudanças normalmente são feitas sem uma análise criteriosa de seus impactos e consequências. Além das consequências diretas, as mudanças carregam incertezas novas que, por sua vez, tem consequências indiretas, muitas vezes não contempladas. As mudanças podem ter implicações técnicas maiores do que se pensava, conduzindo a disputas subsequentes entre o cliente e o contratado acerca das responsabilidades de custos e atrasos (Williams e ali., 1995).

Nijkamp e Ubbels (1998) afirmam, também, que entendendo que as mudanças são grandes causas do aumento de custo, é necessário aumentar a importância das primeiras fases do planejamento. Em outros estudos recentes mais autores parecem concordar com a importância de um melhor processo de concepção do projeto a fim criar projetos mais bem sucedidos. (Miller e Lessard , 2000) (Kolltveit e Gronhaug, 2004) (*caput* Ole e Ali, 2004)

Segundo Atkinson et Ali (2006), as causas da incerteza, no que diz respeito a estimativas, incluem uma ou mais dos itens a seguir:

- Falta de uma clara especificação do que é requerido;
- Inexperiência nas atividades a serem executadas;
- Complexidade na quantidade de fatores e interdependências associadas;
- Análise limitada dos processos envolvidos na atividade;
- Possível ocorrência de eventos ou circunstâncias particulares que possam afetar a atividade;
- Novos fatores desconhecidos no início do projeto;
- Apresentação de viés pelos estimadores, normalmente um viés otimista.

Conforme Chapman e Ward (2003), a incerteza resulta das lacunas do planejamento, da ambigüidade e das contradições associadas à falta de clareza no detalhamento dos dados, do incompleto e o impreciso detalhamento das atividades, da falta da estrutura para considerar mudanças, das fontes diretas e indiretas de viés no processo de estimativa, controle limitado das partes interessadas relevantes ao projeto, e do não conhecimento do esforço necessário para esclarecer a situação.

Muitas fontes significativas da incerteza que necessitam ser controladas nos projetos são associadas com os processos genéricos fundamentais da gerência que compõem o ciclo de vida do projeto. Em particular, há a necessidade em reconhecer que a maior parte dos grandes projetos se caracteriza por um elevado, e dificilmente quantificável, níveis de incerteza, onde a flexibilidade da gerência e a tolerância a lacunas no planejamento são necessárias. Seguindo esta linha de raciocínio, as impressões dos especialistas convergem para a necessidade de se compreender e desenvolver uma forma de gerenciamento menos tangível, com processos mais genéricos, em uma organização que aprende e constrói uma cultura organizacional apropriada para operar com níveis elevados de incerteza (Atkinson et Ali, 2006).

2.5.3 Processos de determinação de risco associado a estimativas de investimento:

Processo de determinação de classe de estimativa conforme a AACE:

Esse método preconiza que o processo de estimativa caracteriza uma determinada dispersão de valores conforme o método escolhido para a execução da estimativa.

Define para cada Classe de Estimativa (Classes de 1 a 5), processos correlatos e assim através de base de dados propõe perfis de risco específicos para cada classe. Como pode ser observado na Tabela 1, abaixo:

CLASSE DE ESTIMATIVA	Característica Primária	Característica Secundária			
	NIVEL DE DEFINIÇÃO DO PROJETO Expresso como % da completa definição	UTILIDADE FIM Propósito típico da estimativa	METODOLOGIA Método típico da estimativa	RANGE ESPERADO DE ACURACIA Variação típica entre o menor e maior range	ESFORÇO DE PREPARAÇÃO Grau típico de esforço relativo
Classe 5	0% à 2%	Ínicio do Conceitual	Fator de Capacidade, Modelos Paramétricos, Julgamento ou Analogia	L: -20% à -50% H: +30% à +100%	1
Classe 4	1% à 15%	Estudo de Viabilidade	Fator de Equipamento ou Modelos Paramétricos	L: -15% à -30% H: +20% à +50%	2 à 4
Classe 3	10% à 40%	Orçamento, Autorização ou Controle	Unidade Semi-Detalhada de Custos com nível de itens de montagem	L: -10% à -20% H: +10% à +30%	3 à 10
Classe 2	30% à 70%	Controle ou Bid/Tender	Unidade Detalhada de Custos com detalhamento forçado de entrega	L: -5% à -15% H: +5% à +20%	4 à 20
Classe 1	50% à 100%	Checar Estimativa ou Bid/Tender	Unidade Detalhada de Custos com detalhamento de entrega	L: -3% à -10% H: +3% à +15%	5 à 100

Tabela 1 – Matriz de Classificação de Estimativa de Custos para Processos Industriais.

Fonte: AACE, 2004

Métodos de Análise Quantitativa de Riscos Usados na Indústria do Petróleo:

Outra forma de prover uma distribuição de valores que contemple o risco associado a uma estimativa seria usar uma Análise Quantitativa de Riscos de Custos.

Galli *et al.* (1999) compara três métodos usados para avaliar projetos na indústria do petróleo: opções reais, árvore de decisão e simulação Monte Carlo.

O método das opções reais é proveniente do mercado financeiro, e incorpora o modelo “Black and Scholes” para a variável preço e expressa o valor do projeto como uma equação diferencial estocástica.

As árvores de decisão se originam de pesquisas operacionais e da teoria dos jogos, negligenciando as variações do preço no tempo, concentrado na estimativa das probabilidades dos possíveis valores do projeto, utilizando às vezes a Teoria de Bayes.

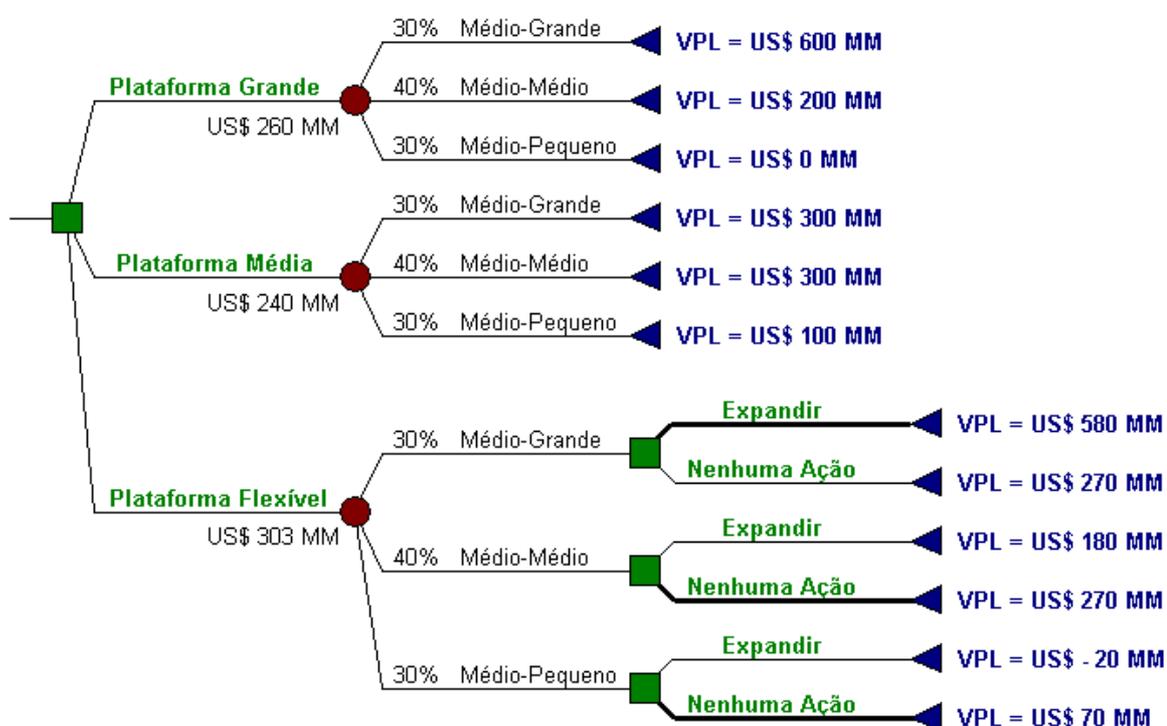


Figura 21– Exemplo de Árvore de Decisão para um Sistema de Produção.

Fonte: Xavier, 2004.

Já a simulação Monte Carlo requer a especificação das distribuições de probabilidades de todos os parâmetros pertencentes à equação do VPL. Distribuições estatísticas padrões, como as distribuições: normal, lognormal, triangular e uniforme, são escolhidas para representar a variabilidade de cada parâmetro. Em muitos casos, as variáveis são assumidas mutuamente independentes, para simplificar os cálculos. Alguns valores são selecionados de cada parâmetro de forma randômica para cada unidade de tempo e substituídos na equação para obter um possível valor de VPL. Esta operação é repetida centenas ou milhares de vezes, resultando em um histograma de possíveis valores para o projeto.

Galli *et al.* (1999) compara a simulação Monte Carlo e a árvore de decisão, do ponto de vista matemático, afirmando que a árvore de decisão é um método que avalia o maior VPL esperado dentre diversos nós de decisão, em oposição à simulação Monte Carlo, que calcula o VPL esperado para um cenário específico. No entanto, ao contrário da simulação Monte Carlo, a árvore de decisão não gera o histograma dos possíveis VPL. Esse parece ser o preço por incorporar a opção de decisão. Ambos os métodos usam a tradicional taxa de desconto para levar em consideração o valor do dinheiro no tempo, e ambos também possuem problemas em lidar com as variáveis correlatas. O terceiro método, das opções reais, abandona a taxa de desconto e a substitui pela taxa livre de risco, um conceito oriundo do mercado financeiro.

Segundo o autor, existem três principais fontes de divergência entre os três métodos: (1) o modo como eles lidam com o valor do dinheiro no tempo, (2) como a incerteza está disposta em cada parâmetro, e (3) se eles incorporam a flexibilidade gerencial.

A simulação Monte Carlo padrão foca a modelagem da incerteza nos valores dos parâmetros analisados e, em geral, ignora a flexibilidade gerencial. Em contraste a isso, a árvore de decisão analisa diferentes estratégias, escolhendo a que maximiza o VPL esperado. Por último, a teoria das opções engloba a variação do dinheiro no tempo, mas não incorpora informações técnicas, ou seja, não considera variações na estratégia de produção, que também são importantes na análise.

Processo de Análise de Risco Quantitativo através de simulação Monte Carlo

Conforme Pamplona e Silva (2005), a técnica de Monte Carlo pode ser apresentada através dos seguintes passos:

a) Estabelecimento da distribuição de probabilidade.

A distribuição de probabilidade para uma dada variável pode ser obtida através da consulta de dados históricos ou estimativas. Quando se utilizam dados históricos, vale o pressuposto de que estes dados poderão descrever adequadamente o futuro. Porém, se isto não for correto, o recomendável é que se trabalhe com estimativas. Como exemplo tem-se a demanda diária de determinado bem que pode ser expressa pela distribuição da 0 e que se pretenda gerar um padrão de demanda de 10 dias.

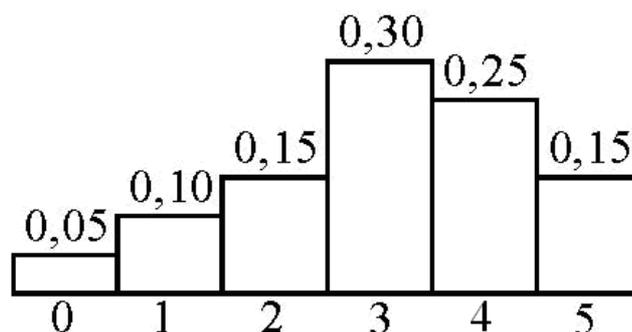


Figura 22- Distribuição de demanda.

Fonte: Shamblin, 1979.

(b) Construção da função de distribuição acumulada (FDA) para cada variável. A distribuição de probabilidade acumulada para cada nível de demanda é a soma do número de probabilidade de cada demanda adicionada da probabilidade acumulada anterior. A função de distribuição acumulada é mostrada na 0, abaixo:

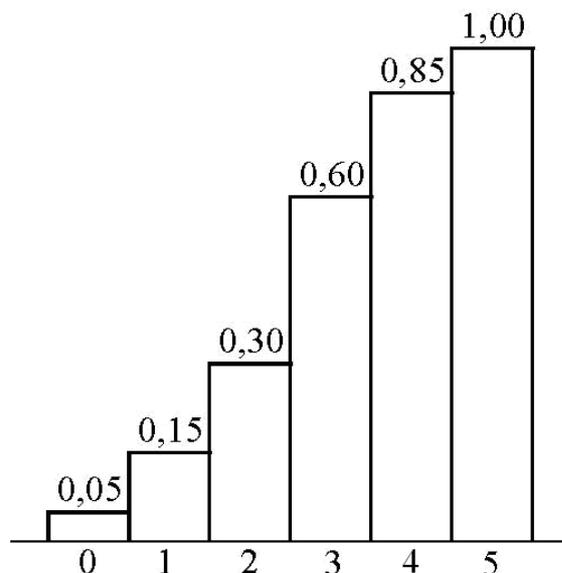


Figura 23 - Distribuição acumulada de demanda.

Fonte: Shamblin, 1979

(c) Estabelecimento dos números de etiqueta ou dos intervalos de classe. Os números de etiqueta são atribuídos de tal forma que reflitam a probabilidade dos vários valores da variável e a seqüência dos mesmos deve ser fechada. O número de dígitos (por exemplo, dois dígitos de 01, 02, ..., 98, 99, 00) deve ser o mesmo que o número de casas decimais usados nas probabilidades dos valores da variável. A 0, abaixo, mostra o intervalo de classes do exemplo.

Demanda / dia	Intervalo de Classes
0	00 – 04
1	05 – 14
2	15 – 29
3	30 – 59
4	60 – 84
5	85 - 99

Figura 24 – Intervalos de classes.

Fonte: Shamblin, 1979.

(d) Geração de números aleatórios. Os números aleatórios podem ser obtidos através de tabelas ou gerados pelo computador. Da mesma forma, o número de dígitos usados nos números aleatórios deve ser o mesmo que o número de dígitos usado nos números de etiqueta. A Tabela 2 mostra os números aleatórios obtidos de uma tabela:

14	74	24	87	7	45	26	66	26	94
----	----	----	----	---	----	----	----	----	----

Tabela 2 – Números aleatórios - Exemplo de Dados

Fonte: Shamblin, 1979.

(e) Simulação do experimento. Com os números aleatórios coletados da respectiva tabela, elabora-se o padrão de demanda de acordo com o interesse, neste caso para o período de 10 dias. Para cada número aleatório, por exemplo para o número 14, observa-se que ele se situa no intervalo de classe compreendido entre 05 e 14 que corresponde a uma demanda de 1 unidade por dia. Já o número aleatório de 74 corresponde à demanda de 4 um /dia e, o último número aleatório 94 corresponde a uma demanda de 5 unidades para o décimo dia pesquisado. A 0, abaixo, mostra a demanda para 10 dias

Dia	Demanda
1	1
2	4
3	2
4	5
5	1
6	3
7	2
8	4
9	2
10	5

Tabela 3 – Números esperados por vários níveis de demanda em 10.000 tentativas.

Fonte: Shamblin (1979)

2.6 Processo Atualização Monetária

Tão importante quanto entender o risco associado à promessa (EVTE) é o entendimento do valor do dinheiro no tempo e o efeito dos índices inflacionários em projetos de ciclo de vida longo, tais quais os projetos DP. Para isso, pode-se definir inúmeros índices, dos quais pode-se valer para atualizar os valores das promessas.

Alguns dos índices no Brasil (VILLELA, 2006):

- IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado é calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e é composto pela média ponderada do IPA (60%), IPC (30%) e INCC (10%), e apurado entre os dias 21 do mês anterior ao de referência e 20 do mês de referência.

- IGP-DI: Índice Geral de Preços Disponibilidade Interna segue a mesma metodologia adotada para o IGP-M, mas é apurado entre o primeiro e o último dia de cada mês.

- INPC: Índice Nacional de Preço ao Consumidor é calculado pelo IBGE e mede as variações de preços ao consumidor ocorridas nas regiões metropolitanas de Belém, Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo, Curitiba, Porto Alegre, Brasília e Goiânia. Reflete a variação dos preços das cestas de consumo das famílias com recebimento mensal de um a oito salários mínimos, qualquer que seja a fonte, com coleta entre o primeiro e o último dia de cada mês.

- IPC-Fipe: Índice de Preços ao Consumidor é calculado pela USP/Fipe e tem por finalidade medir a variação de preços ao consumidor na cidade de São Paulo, remunerado na faixa de dois a seis salários mínimos. Os grupos de despesas são compostos de acordo com as Pesquisas de Orçamentos Familiares (POF) em constante atualização.

- SELIC: Sistema Especial de Liquidação e de Custódia, do Banco Central do Brasil, é o índice que remunera as operações do Tesouro Nacional e do Banco Central do Brasil.

Alguns índices dos EUA:

- CPI : O CPI é definido como um índice de quantidade fixa, isto é, uma medida da mudança de preço em uma cesta fixa de bens e serviços de consumo, de qualidade e quantidade constantes, adquiridos na média por consumidores urbanos, ou por todos os consumidores urbanos (CPI-U) ou por assalariados urbanos e empregados de escritório (CPI-W). É a razão dos custos de compra de um conjunto de itens de qualidade constante e quantidade constante em dois períodos de tempo diferentes. O Índice de Preço ao Consumidor (CPI) é uma maneira de seguir o custo de vida. Ele é calculado com base nos preços de uma “cesta de mercado” de necessidades que incluem moradia, comida e bebida, transporte, vestuário, lazer, serviços médicos e outros bens e serviços. O CPI é atualizado mensalmente baseado em levantamentos do Departamento de Trabalho Norte Americano.

- Índice de Preço de Atacado /WPI : O Índice de Preço de Atacado (WPI) era o nome original do programa Índice de Preço do Produtor (PPI) desde sua criação em 1902 até 1978 quando mudou de nome (PPI). Ao mesmo tempo, a ênfase foi deslocada de um índice que engloba toda a economia para três índices principais que cobrem os estágios de produção da economia. Ao mudar a ênfase, foi eliminado o fenômeno da dupla contagem inerente aos índices agregados baseados em mercadorias.

- Índice de Preço do Produtor/PPI : O Índice de Preço do Produtor (PPI) é uma família de índices que medem a mudança média no tempo nos preços de venda recebido por produtores domésticos de bens e serviços. PPIs medem mudança de preço da perspectiva do vendedor. Isto contrasta com outras medidas, tais como o Índice de Preço ao Consumidor (CPI), que mede mudanças no preço do ponto de vista do comprador. Preços de vendedores e de compradores podem diferir devido a subsídios do governo, taxas sobre venda e custos de distribuição. É comum no Brasil se referir a esses índices (WPI e PPI) como Índice de Preço no Atacado (IPA).

Além destes, pode-se citar inúmeros outros índices de referencia. Para análise econômica de projetos DP, normalmente o índice inflacionário considerado é o norte-americano. Entretanto, ao considerar a inflação americana a atualização da estimativa é penalizada, pois a escalada de preços da indústria do petróleo não reflete de forma equiparada nos preços da economia norte-americana como nos preços dos materiais e serviços estimados para determinado projeto DP. Isso implica em um descolamento entre o valor estimado na data da aprovação e o valor ao término do projeto atualizado pelo índice geral e o da indústria.

Como resultado, no cenário em que os projetos em análise foram aprovados, a escalada de preços e conseqüente fator inflacionário não encontram contrapartida no índice de preços geral, o que se pode observar comparando os gráficos abaixo. Enquanto o Preço do petróleo (Brent) variou cerca de 300% em 10 anos o índice de inflação geral variou pouco mais de 20% no mesmo período.

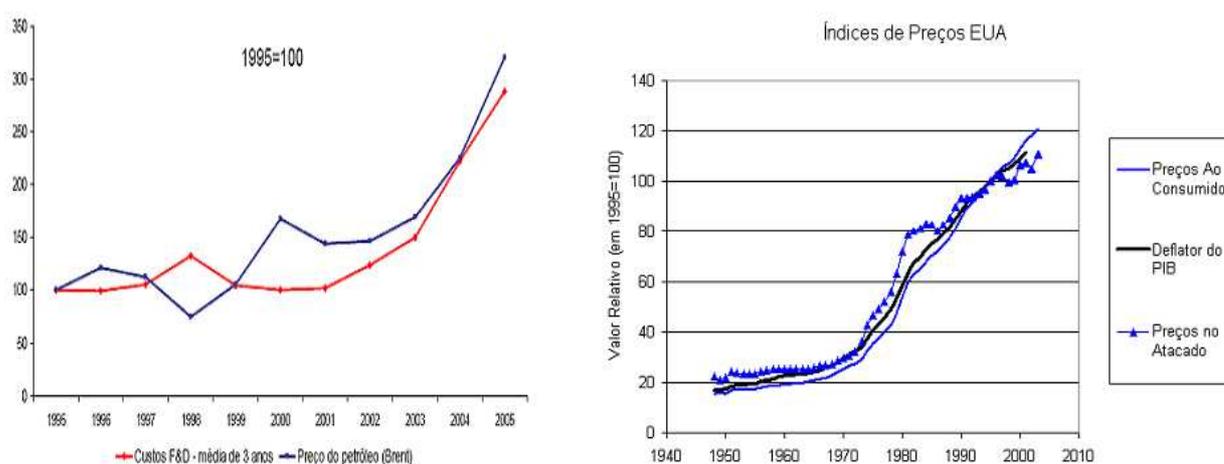
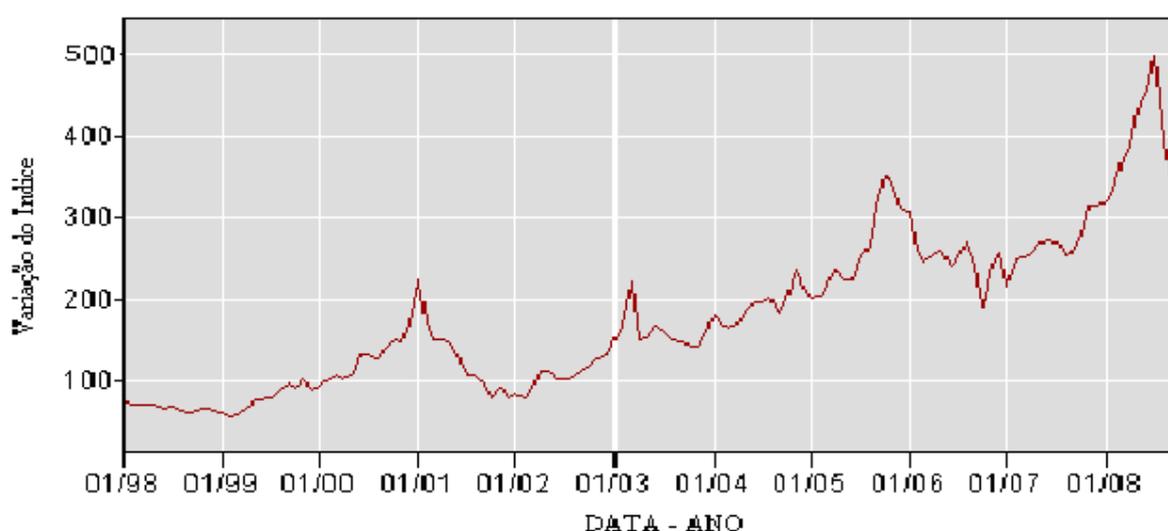


Gráfico 7 – Índice de Preços do Brent e IPC EUA.

Fonte: Bureau of Labor Statistics (U.S. Depart. of Labor)

Para análise econômica do negócio o critério de atualização inflacionária através do índice de preços geral norte-americano permite confrontar a robustez dos projetos da carteira com outras carteiras de projeto de natureza diversa. Para a área financeira essa abordagem é satisfatória, entretanto para medir a capacidade de execução e previsibilidade das estimativas essa abordagem penaliza os projetos já que não incorpora a inflação da indústria do petróleo.

Nesse trabalho, em virtude da limitação de pesquisa, é usado o Índice de Mercado do Bureau of Labor Statistics (U.S. Department of Labor), descrito na 0, com o intuito de melhor refletir a variação de preços da Indústria do Petróleo no período considerado. Entretanto, a utilização deste índice também caracteriza uma limitação do estudo, já que o mesmo não representa de forma acurada as reais variações de preços dos projetos em questão. O ideal seria a utilização de um índice de preços específico para a cesta de insumos dos projetos, ou no mínimo da Petrobras. Como não existe um índice de referência com essas características a escolha pelo Índice de Oil & Gas Extration do Bureau of Labor Statistics se deve a melhor representação da variação da indústria do petróleo e da facilidade de acesso aos dados (dados públicos).



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Annual
1998	76.2	72.0	70.2	72.3	72.6	66.6	70.1	64.6	61.8	64.6	65.9	62.9	68.3
1999	60.3	57.3	58.6	65.7	76.3	76.2	79.6	87.6	96.9	91.2	101.6	90.4	78.5
2000	94.2	102.6	107.0	102.7	109.1	133.1	132.8	127.4	141.9	151.5	147.7	171.2	126.8
2001	224.3	174.7	150.4	151.7	145.6	125.1	106.4	107.0	95.9	79.1	92.0	78.3	127.5
2002	84.0	77.9	92.7	111.9	112.7	101.7	102.0	106.0	112.8	119.5	128.8	133.9	107.0
2003	152.5	170.2	220.0	150.2	152.7	169.3	160.7	151.1	149.4	146.1	143.7	155.1	160.1
2004	181.1	172.5	165.4	171.7	188.1	198.0	196.6	202.7	184.0	203.0	234.8	214.7	192.7
2005	202.5	205.8	221.3	236.4	224.0	222.2	248.4	265.5	316.9	352.8	336.6	312.2	262.0
2006	308.9	259.2	247.1	257.1	259.3	241.7	252.6	270.1	242.1	191.7	244.5	256.2	252.5
2007	217.7	248.3	252.4	257.1	268.2	270.9	269.6	254.1	256.2	279.6	314.8	315.9	267.1
2008	321.9	335.0	371.6	390.8	436.2	456.0	499.4(p)	395.4(p)	345.1(p)	250.3(p)			

Figura 25- Índice PCU-211 - Inflação na Extração de Óleo e Gás.

Fonte: Bureau of Labor Statistics (U.S. Depart. of Labor).

2.7 Processos de Gerenciamento de Projeto

Atualmente a Petrobras, conforme visto na pesquisa desenvolve a atividade de E&P através de projetos DP subordinados a metodologia PRODEP. Também como visto, o numero de projetos e altos valores de investimentos, requerem um alto grau de controle, exercido, hoje, pelo sistema de controle atual. Pode-se destacar nesse sistema o processo de EVTE e Pós-EVTE.

EVTE

Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica, o EVTE é mais que um documento, ele é um processo de avaliação dos projetos em bases econômicas comuns a corporação que permitem analisar economicamente a proposição técnica de implantação de projetos em todo sistema Petrobras.

No EVTE estão descritas as alternativas adotadas, as premissas e restrições, as estimativas encontradas para produção, investimento (CAPEX), OPEX, datas de produção, recursos etc.

O EVTE, uma vez aprovado, cria o compromisso entre a Unidade de Exploração e Produção (UN) e a Corporação. Ele é a linha de base aprovada e qualquer alteração só pode ser incorporada através de uma re-submissão ao nível hierárquico adequado.

Pós-EVTE

São análises empresariais dos projetos considerando toda a sua vida econômica, incluindo o que já foi realizado e as novas projeções.

A análise econômica Pós-EVTE de cada projeto é comparada com a análise econômica do EVTE Original (*baseline* - linha de base), estando ambas no mesmo nível de preços e os respectivos fluxos de caixa atualizados para a mesma data base.

Para o cálculo dos impactos dos fatores que contribuem para a variação do Valor Presente Líquido (VPL) são realizadas análises econômicas específicas, sendo os seguintes os principais fatores analisados: atrasos; preços dos produtos; tributação; produção; investimentos e custos operacionais. Sendo possível obter uma visão consolidada de todos os projetos do portfólio ou de uma Unidade de Negócio de forma automática.

Estas análises podem ser feitas a qualquer instante a partir da aprovação do EVTE do Projeto Básico, que é o sinalizador de que o projeto obteve autorização para ser implantado, com a finalidade de acompanhamento e controle pela Coordenação do Projeto. Em nível corporativo a frequência de realização das análises é anual, para projetos cujos investimentos são superiores a US\$ 25 milhões e, obedecem a Sistemática de Aprovação, Acompanhamento e Reavaliação de projetos de Investimento, aprovada pela Diretoria Executiva (DE) em 28/03/2001 e revisada em Abril de 2004.

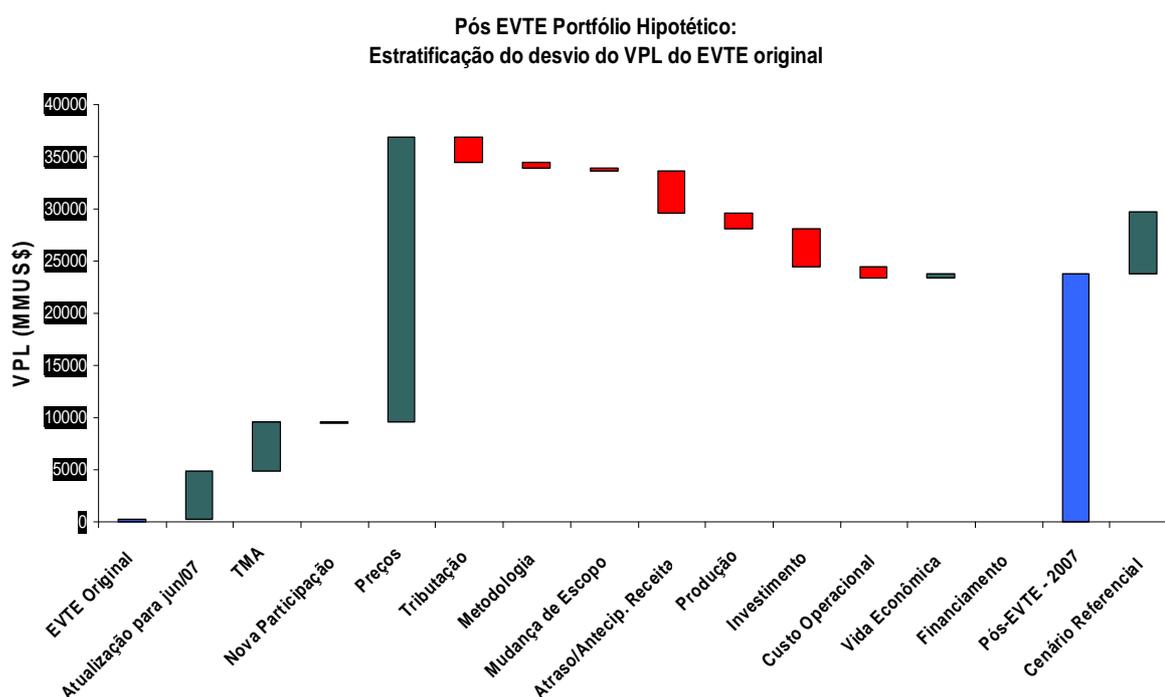


Figura 26 – Exemplo de Estratificação de Fatores através do Pós-EVTE

Fonte: Petrobras, 2007.

Historicamente o atraso no início da produção é um dos fatores que mais contribui para a queda do VPL do portfólio de projetos de desenvolvimento da produção em fase de implantação, mantido o cenário de preços existente quando da aprovação do EVTE do Projeto Básico. O outro fator notável é o aumento de investimento (CAPEX). Esta pesquisa se concentrou na variação do CAPEX.

Nos projetos DP estudados nesta pesquisa, a grande variação de preços do barril no mercado internacional contribuiu para uma grande variação positiva do VPL destes projetos. Entretanto, no cenário de preços atual, essa variação pode ser até negativa, já que o preço do barril de petróleo caiu de U\$150 para cerca de U\$40. Esse fator, exógeno ao gerenciamento destes projetos, aumenta a necessidade do melhor gerenciamento dos fatores endógenos dos mesmos. Como é o caso dos atrasos, aumentos de custo de investimento, mudanças de escopo e demais fatores de responsabilidade da equipe do projeto.

Fica clara a dificuldade de determinar, mesmo nos fatores endógenos ao gerenciamento, uma responsabilidade ao desvio desassociada das mudanças no cenário de preços. Para isso, devem-se desenvolver métricas que sejam capazes de identificar o que é gerenciável e o que não é gerenciável pela equipe do projeto e através desta análise procurar metais atingíveis e associação direta de responsabilidade.

A identificação do risco inerente a estimativa de custos e a associação da inflação da indústria no momento da promessa de investimento são propostas que corroboram com a identificação dos fatores gerenciáveis e não-gerenciáveis dos projetos DP e são à base desta pesquisa.

Capítulo 3

A PETROBRAS

3.1 Aspectos legais e históricos do setor de petróleo e gás no Brasil

De acordo com as leis brasileiras, o governo brasileiro detém todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil. Além disso, o Artigo 1 da Lei Nº 2.004 de 1953 concedeu ao governo brasileiro um monopólio sobre a pesquisa, exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados de petróleo no Brasil e sua plataforma continental, sujeito somente ao direito de as empresas dedicadas ao refino de petróleo e à distribuição de derivados de petróleo naquele momento continuarem com essas atividades.

De acordo com o Artigo 2 da Lei no 2.004, o governo brasileiro tornou a Petrobras seu representante exclusivo para fins de exploração do monopólio do governo brasileiro. A partir desse momento, a Petrobras detinha um monopólio concedido pelo governo para todas as atividades de produção e refino de petróleo e gás natural no Brasil.

Em 1988, quando foi promulgada a atual Constituição brasileira, o Congresso brasileiro incorporou o Artigo 1 da Lei no 2.004 à Constituição e incluiu dentro do escopo do monopólio do governo brasileiro a importação e exportação de petróleo e derivados de petróleo.

Com início em 1995, o governo brasileiro assumiu uma reforma abrangente do sistema regulamentar de petróleo e gás do país. Em 9 de novembro de 1995, o Congresso brasileiro alterou a Constituição brasileira para autorizar o governo brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para conduzir as atividades relacionadas aos segmentos de exploração e produção e de distribuição e refino do setor de petróleo e gás brasileiro.

Conseqüentemente, essa alteração tornou possível o encerramento do monopólio concedido pelo governo. A alteração foi implementada pela promulgação da Lei do Petróleo no 9.478, que revogou a Lei no 2.004. A Lei do Petróleo previu o estabelecimento de uma

nova estrutura regulamentar, encerrando a representação exclusiva e possibilitando a concorrência em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil (CANELAS, 2007).

Como resultado dessa alteração à constituição e à subsequente e contínua implementação das alterações de acordo com a Lei do Petróleo, suas alterações e regulamentos relacionados, o ambiente atual é de desregulamentação gradual e concorrência crescente.

A Lei do Petróleo também criou uma agência reguladora independente, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A ANP é uma autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Implantada em 14 de janeiro de 1998 pelo Decreto nº 2.455, a ANP é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Sendo assim, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei Nº. 9.478/1997). Entre suas principais responsabilidades está o controle dos termos de concessões para desenvolvimento de exploração e produção e fazer novas concessões de exploração.

Por conseguinte, a Petrobras iniciou suas operações no Brasil em 1954 como uma empresa 100% do governo federal e responsável por todas as atividades relacionadas a hidrocarboneto no Brasil. Sendo uma sociedade de economia mista constituída de acordo com a Lei Nº. 2.004 (que entrou em vigor em 3 de outubro de 1953) e, portanto, uma sociedade brasileira criada por lei especial, cuja maioria do capital com direito a voto deve ser detida pelo governo federal brasileiro, por um estado ou município. Hoje, a Petrobras é controlada pelo governo federal brasileiro, mas as ações ordinárias e ações preferenciais também são cotadas em bolsa de valores.

3.2 Composição Acionária

O capital social da Petrobras é composto de ações ordinárias (com direito a voto) e ações preferenciais (sem direito a voto), todas sem valor nominal. No dia 31 de maio de 2006, havia 2.536.673.672 ações ordinárias em circulação e 1.849.478.028 ações preferenciais em circulação.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas, e alterações posteriores, o número de ações sem direito a voto da empresa não pode exceder dois terços do número total de ações. O governo brasileiro é obrigado por lei a deter no mínimo a maioria das ações com direito a voto, sendo que em agosto de 2000, o governo brasileiro vendeu 180.609.768 das ações ordinárias, reduzindo seu percentual de participação em ações ordinárias de 84% para os atuais 55,7% das ações ordinárias, únicas ações com direito a voto. O governo brasileiro não possui nenhum direito a voto especial, exceto o direito de sempre indicar a maioria do Conselho de Administração, e não obstante o direito estabelecido pelo estatuto dos acionistas minoritários elegerem conselheiros.

A Tabela 4 estabelece as informações referentes à titularidade das ações ordinárias e preferenciais em 31 de maio de 2006 pelo governo brasileiro, por certas instituições do setor público e pelos diretores e conselheiros, como um grupo. Não há conhecimento de qualquer outro acionista que detenha 5% ou mais das ações ordinárias.

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
		%		%		%
Governo brasileiro	1.413.258.228	55,7	—	—	1.413.258.228	32,2
BNDES Participações S.A.- BNDESPAR	47.246.164	1,9	287.023.667	15,5	334.269.831	7,6
Outras empresas do setor público brasileiro.....	1.812.625	0,1	778.908	0,1	2.591.533	0,1
Todos os conselheiros e diretores executivos como um Grupo (15 pessoas)	9.907	—	26.928	—	36.835	—
Outros.....	1.074.346.748	42,3	1.561.648.525	84,4	2.635.995.273	60,1
Total.....	2.536.673.672	100%	1.849.478.028	100%	4.386.151.700	100%

Tabela 4 – Acionistas da Petrobras S.A.

Fonte: Relatório Anual Petrobras – Formulário 20-F, 2006.

Em 31 de maio de 2006, aproximadamente 37,1% das ações preferenciais e aproximadamente 27,2% das ações ordinárias eram detidas nos Estados Unidos, diretamente ou na forma de American Depositary Shares (ADS).

3.3 Petrobras em Números

Com base nas receitas consolidadas de 2008, a Petrobras é a maior empresa do Brasil e a sexta, em valor de mercado, dentre as empresas de petróleo e gás de capital aberto no mundo. Com uma receita líquida de cerca de R\$215 bilhões, lucro líquido de aproximadamente R\$33 bilhões, com uma reserva estimada (critério SEC) em cerca de 11 bilhões de barris de óleo e gás equivalente, operando mais de 13.000 (treze mil) poços produtores, 112 (cento e doze) plataformas, 109 (cento e nove) sondas de perfuração, produzindo cerca de 2,4 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), com 16 (dezesseis) refinarias capazes de refinar 2.164.000 boe/d, mais de 25.000 km (vinte e cinco mil) de dutos, utilizando uma frota de 189 (cento e oitenta e nove) navios (54 próprios), presente em todo território nacional com cerca de 6.000 (seis mil portos) de distribuição, 3 (três) fábricas de fertilizantes, participação em mais de 100 (cem) empresas do setor de energia (PETROBRAS, 2008). Tudo isso torna a Petrobras um agente econômico de peso na economia brasileira. Pode-se observar na Figura 27, abaixo, o posicionamento da Petrobras em relação às empresas do setor com capital aberto:

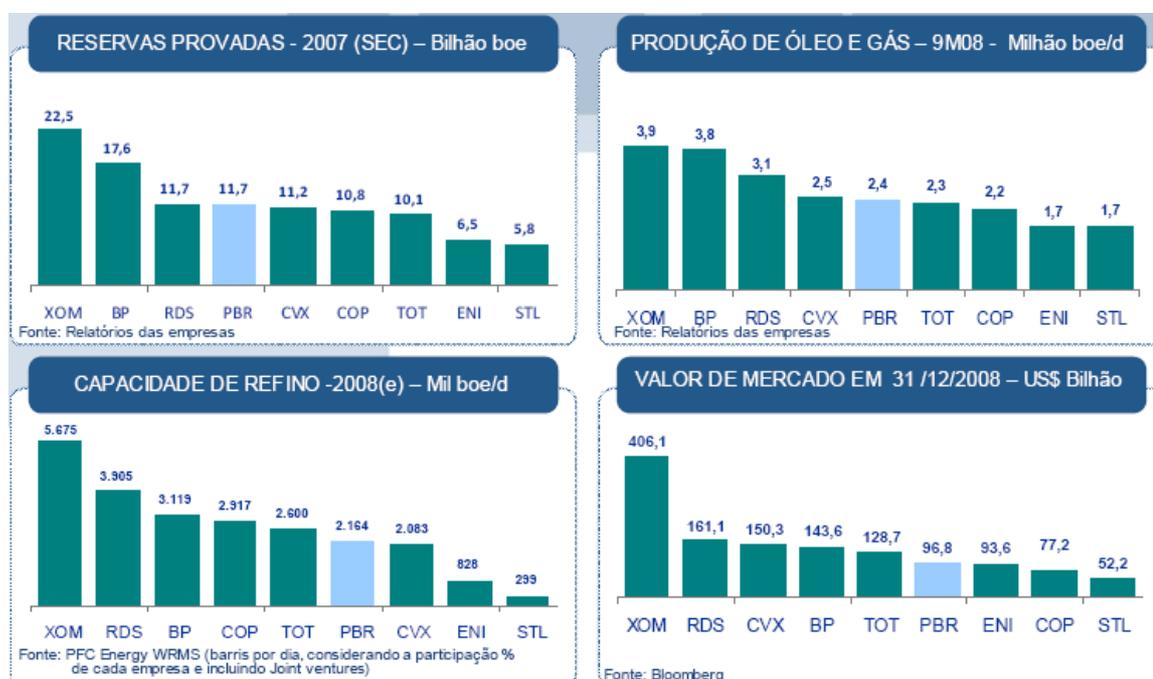


Figura 27– Posicionamento de Mercado

Fonte: Plano de Negócios 2009-2013, (2008)

3.4 Estrutura Organizacional

Segundo Chandler (1977), o nascimento de uma empresa com múltiplas unidades permite uma coordenação administrativa com maior produtividade, menor custo, lucros maiores do que a coordenação oferecida pelos mecanismos de mercado. Nesses casos, o custo adicional com o crescimento organizacional e as transações internas são inferiores ao ganho de escala conseguido pelo crescimento. Por conseguinte, essas novas empresas surgem quando o volume de atividades econômicas alcançou tal nível que fez com que coordenar a atividade empresarial ficasse mais rentável do que a coordenar as ações com o mercado.

Segundo Hart (1995), a firma⁸ surge quando é menos vantajoso exercer uma atividade através de contrato, por não ser possível elaborar contratos perfeitos e existir a necessidade da manutenção do poder da operação.

Hart (1995) também fala das fronteiras das firmas. Levantando a questão da diferença entre empresas que se relacionam por contrato e empresas que são do mesmo grupo. De novo a questão da impossibilidade de se elaborar um contrato perfeito torna a escolha diferente. Num mundo ideal seria indiferente. Qualquer escolha levaria aos mesmos valores. Entretanto, o que se observa é que isso não ocorre.

Para Hart (1995) o problema é solucionado de forma que os limites são escolhidos para que o poder seja mais bem alocado nas várias partes de uma transação. Descreve como exemplo o caso de duas empresas. No caso de serem independentes, não é recomendável que se fundam. Já que, nesse caso, o poder em um só dono não traz nenhuma vantagem estratégica, causando somente a perda do poder de um dos lados. Se, ao contrário, essas

⁸ A Teoria da Firma foi um conceito criado pelo economista britânico Ronald Coase, em seu artigo *The Nature of Firm*, de 1937, Segundo o qual, as firmas trabalham com o lado da oferta de mercado. Nesse caso, o autor usa o sentido de contraposição de “firma” ao processo contratação externa.

empresas são complementares é melhor que ocorra uma fusão entre as firmas para que um único dono possa deter o poder.

O autor mostra que nessa forma de captação a dispersão do poder é uma característica importante. Mostra a necessidade de mecanismos de preservação dos interesses dos acionistas, pois o poder pode estar dividido por um número muito grande de acionistas. Uma forma encontrada é o estabelecimento da política de ações com direito a voto. Pela qual, os diretores irão valorizar aos acionistas e cuidar de seus interesses, numa tentativa de alinhamento dos interesses.

A Petrobras se dedica a uma série de atividades no setor energético, sendo estruturada segundo a Figura 28, abaixo:

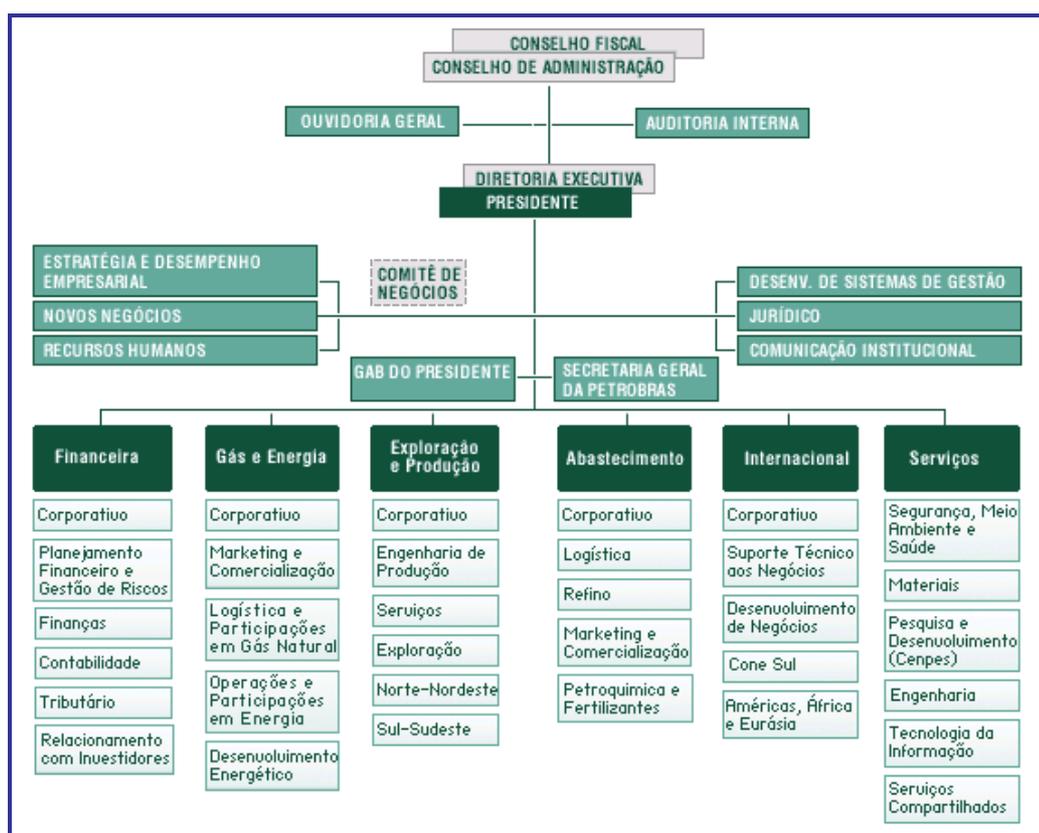


Figura 28- Organograma da PETROBRAS.

Fonte: PETROBRAS, 2007a.

Como pode-se observar, até o momento da pesquisa, a Petrobras tem em sua estrutura seis Diretorias, cujos principais segmentos de atuação são:

- Exploração e Produção – O segmento de exploração e produção abrange, entre outras, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil.

- Abastecimento - Refino, Transporte e Comercialização – O segmento de refino, transporte e comercialização abrange, entre outras, as atividades de refino, logística, transporte e a compra de petróleo, bem como a compra e venda de derivados de petróleo e álcool combustível. Além disso, este segmento inclui a divisão de petroquímico e de fertilizantes, que inclui as empresas petroquímicas domésticas e mais duas usinas de fertilizantes domésticas.

- Distribuição – O segmento de distribuição abrange, entre outras, as atividades de distribuição de derivados de petróleo e álcool combustível conduzidas por uma subsidiária integral, a Petrobras Distribuidora S.A.- BR no Brasil.

- Gás Natural e Energia – O segmento de gás natural e energia abrangem, entre outras, a atividade de compra, venda e transporte de gás natural produzido no Brasil ou importado para o Brasil. Além disso, este segmento inclui as atividades de comercialização de energia elétrica doméstica e investimentos em empresas de transporte de gás natural domésticas, distribuidoras estatais de gás natural e usinas termoeletricas.

- Internacional – O segmento internacional abrange, entre outras, as atividades internacionais conduzidas em mais de 27 (vinte e sete) países, entre eles: Argentina, Angola, Bolívia, Colômbia, Equador, Guiné Equatorial, Irã, Líbia, México, Nigéria, Paraguai, Peru, Estados Unidos, Tanzânia, Turquia, Uruguai e Venezuela, que incluem Exploração e Produção, Abastecimento, Refino, Petroquímicos, Fertilizantes, Distribuição e Gás e Energia.

- Serviços – O segmento de serviços abrange, entre outras, as atividades de pesquisa (CENPES), engenharia, materiais, tecnologia da informação e serviços de apoio.

- Financeira – O segmento de finanças abrange, entre outras, as atividades de finanças, contabilidade, tributária e relacionamento com o investidor.

- Suporte Corporativo – O segmento de suporte corporativo inclui as atividades não atribuídas a outros segmentos, incluindo, entre outras, a estratégia, recursos humanos, jurídico e comunicação empresarial.

Atividade petrolífera envolve vultosos recursos financeiros, alta tecnologia e integração de atividades e objetivos. Para competir internacionalmente e garantir o abastecimento do Brasil, a Petrobras tem que ser uma empresa de grandes dimensões, como suas congêneres em todo o mundo. Assim como a *British Petroleum*, da Inglaterra, a *Royal Dutch Shell*, da Holanda, a *Elf*, da França, a *ExxonMobil*, dos Estados Unidos, e outras multinacionais do petróleo, a Petrobras também atua através de companhias subsidiárias, controladas e coligadas, formando um sistema de quase cem empresas.

A indústria de petróleo é um ambiente ideal para se observar a idéia de Hart (1995) de que a firma surge quando é menos vantajoso exercer uma atividade através de contrato, por não ser possível elaborar contratos perfeitos e existir a necessidade da manutenção do poder da operação. O volume de investimento e a participação nos lucros da cadeia produtiva fizeram com que a maioria das empresas de petróleo tivesse uma estrutura que permeia toda a cadeia produtiva, do poço ao posto⁹ e mais recentemente do poço ao poste¹⁰.

Essa estruturação foi feita através de desenvolvimento de áreas próprias, mas ultimamente se consolidada pelas aquisições e fusões. Fato esse, também, mencionado por Bittlingmayer (1999) no seu estudo de aquisições e fusões. Esse aspecto na Petrobras pode ser bem observado na divisão de suas áreas e na Figura 28 que demonstram o tamanho desse movimento.

⁹ Poço ao posto: referência da integração da empresa de petróleo da exploração à distribuição.

¹⁰ Poço ao poste: referência da integração da empresa de petróleo da exploração à geração de energia.

No caso da Petrobras algumas particularidades aumentaram a necessidade de ações internas e não de mercado. Nascida sem nenhum campo significativo e desacreditada quanto à exploração e produção, a Petrobras iniciou suas atividades com foco na garantia de abastecimento. As áreas de abastecimento e distribuição tiveram, dessa forma, um papel fundamental no início das operações da empresa.

Posteriormente, com os choques de preço do petróleo (década de 70), a necessidade da diminuição da exposição ao mercado externo e de potencializar o crescimento econômico tornou necessário o desenvolvimento de novas fronteiras tecnológicas de exploração e produção.

No final dos anos 70 a produção média brasileira ainda era de 200 mil barris por dia, enquanto o consumo atingia 1 milhão 115 mil barris/dia. Para atender essa necessidade a Petrobras desenvolveu através de seu centro de pesquisas (CENPES) uma tecnologia pioneira para águas profundas, já que os campos de terra no Brasil não eram suficientes para atender a demanda interna e só apresentavam perspectivas de ganho incremental. Com essa tecnologia, as descobertas na Bacia de Campos e a escalada de preços do petróleo a Petrobras viveu um cenário de crescimento significativo de reservas e produção.

Segundo Fama & Jensen (1983) todo setor tem uma forma vencedora de estruturação organizacional. Eles observam que num ambiente de alta tecnologia, alto risco, grande escala e investimento, as SA têm maior chance de sucesso. O que se observa na indústria de petróleo é que essa análise é coerente.

A seguir, será visto como é o desdobramento da estrutura organizacional da Petrobras em seus processos de controle internos, através da análise dos aspectos de governança da empresa.

Depois, será visto o quanto esses controles implicam em uma maior disciplina de aprovação de investimento e seus respectivos compromissos, fator esse essencial para se entender a necessidade de melhoria no processo de estimativa e controle dos projetos DP.

3.5 Sistemas de Controle

3.5.1 Aspectos Gerais de Governança

Em uma organização do tamanho da Petrobras o conceito de “mão visível”¹¹ de Chandler (1977) pode ser observado com facilidade. Com o crescimento da empresa os administradores tomam para si ações de alocação de recursos. Essa coordenação do fluxo de bens e serviços dentro da empresa permite o crescimento da influência e poder dos administradores. Esse fato é bem destacado quando se observa o volume de investimentos previsto pela empresa. A Figura 29, abaixo, mostra de forma resumida o volume de investimento previsto pela Petrobras, discriminado por área de negócio. Pode-se observar que esse volume muitas vezes ultrapassa a maior parte do orçamento de ministérios, mercados, cidades e a maioria dos agentes econômicos.

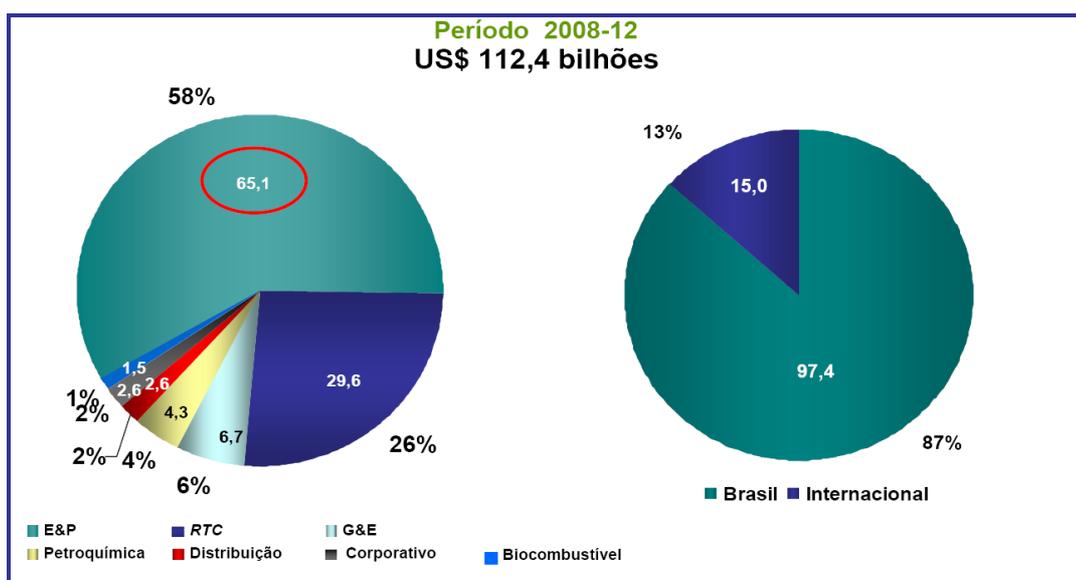


Figura 29 - Plano de Investimentos por Segmento de Negócio.

Fonte: PETROBRAS, 2007^a.

¹¹ Contraposição ao conceito liberal de *Mão Invisível* criado por Adam Smith em seu livro *A Riqueza das Nações*.

O Plano de investimento da PETROBRAS para o período 2008-2012 prevê o investimento de cerca de cento e doze bilhões de dólares, com destaque para o segmento E&P, que representa cinquenta e oito por cento de todo o investimento previsto para este período (U\$65 bilhões). A Figura 29, acima, também apresenta a distribuição dos investimentos da PETROBRAS por área de negócio para o período 2008-2012 (PETROBRAS,2007a).

Fama & Jensen (1983) identificam duas formas básicas de relação nas corporações. Uma com a combinação de gerenciamento e controle da decisão em poucos agentes que leva a direitos residuais restritos a estes agentes. A segunda (típica das SA¹²), onde existe a separação do risco residual, que leva a separação do gerenciamento e do controle das decisões.

Por causa de sua estruturação de SA a Petrobras, como qualquer outra SA, enfrenta problemas inerentes a essa forma de estrutura organizacional. Fama & Jensen (1983) mostraram que nesse tipo de estruturação existe uma necessidade de um processo decisório bem elaborado, a fim de lidar com os problemas de agenciamento criados pela necessidade de delegação de poderes que essa estrutura necessita. A preservação dos direitos residuais é descrita na forma dos controles e garantias, o que demonstra como esse tema tem uma importância fundamental nos dias atuais.

Segundo Fama & Jensen (1983), quando alguém negocia um direito aos fluxos de caixa de uma organização, ele assume um risco residual. Esse risco é assumindo em bases definidas, essas bases por sua vez formam os direitos residuais. Por outro lado, o sistema decisório é o fluxo seguido por uma organização para gerenciar uma decisão e posterior controle do que foi decidido pelas devidas instancias.

¹² SA – Sociedade Anônima é uma forma de constituição de empresas na qual o capital social não se encontra atribuído a um nome em específico, mas está dividido em ações que podem ser transacionadas livremente, sem necessidade de escritura pública ou outro ato notarial. Por ser uma sociedade de capital, prevê a obtenção de lucros a serem distribuídos aos acionistas (Wikipédia, 2009)

Nesse cenário o que se procura é que os custos da difusão dos direitos residuais e da separação das funções de decisão sejam menores que o custo de agência resultantes dessas iniciativas. Os autores ainda destacam a necessidade de alinhamento através de um sistema de concessão de benefícios para os gerentes e tomadores de decisão, para que o conhecimento específico desses seja direcionado aos interesses dos detentores dos direitos residuais.

Com o crescimento das organizações um problema crescente é o fato dos gerentes tomarem decisões que impactam diretamente os direitos residuais, entretanto não sendo eles os detentores desses direitos existe a possibilidade clara de que essas decisões não sejam as melhores para os donos e sim para os gerentes. Dessa forma, nasce a necessidade de procedimentos de controle que monitorem as ações dos gerentes em função das diretrizes dos donos.

Esses problemas de agência são tão mais importantes quanto maior for a distância entre os gerentes e os detentores dos direitos residuais. Sem um processo de controle efetivo, tais gerentes podem tomar decisões que vão contra os interesses dos detentores de direitos residuais.

Nas grandes organizações os direitos residuais, normalmente, encontram-se difundidos em vários agentes. O que a primeira vista representa uma vantagem, resultando numa maior distribuição dos fluxos de caixa, pode ser difícil envolver todos os agentes nas decisões de controle. Nesses casos, o que foi observado é que geralmente esse controle é delegado a um grupo específico. Esta iniciativa se torna interessante, pois permite uma utilização do conhecimento específico, desse grupo, nas decisões.

Foram verificadas formas recorrentes de mecanismos de difusão e separação de propriedade e controle nas organizações. Normalmente isso é feito através de sistemas hierárquicos de decisão em que os níveis superiores monitoram as decisões dos níveis inferiores, ratificando (ou não) as decisões iniciadas por estes. A implantação de um conselho de administração também é recorrente. Este cuida da contratação dos executivos, tal como a política de remuneração e demissões. O objetivo é dificultar o conflito de interesses entre os donos e gerentes.

Verifica-se, através da análise da estrutura empresarial, que tanto na Petrobras quanto em suas subsidiárias são suportadas por um conselho de administração. Sonnenfeld (2002) observou a importância de um conselho de administração eficaz. Essa visão é reforçada por Jensen (2000), na qual salienta a importância do fortalecimento dos controles internos.

Também Pode-se observar as ações dos controladores de SA na tentativa de manter a posição de domínio, mas se resguardando dos direitos dos minoritários em situações específicas determinadas pela lei. Tanto a Lei das SA, quanto a Sarbanes-Oxley, tentam resguardar direitos dos minoritários através de transparência, controle e maior participação.

Sonnenfeld (2002) analisou como as decisões dos administradores dessas empresas influenciaram o futuro das mesmas. Era de se esperar, numa visão realista, que se o excesso de capacidade perdurasse as organizações deveriam reduzir seu tamanho ou, até mesmo, saírem do mercado. Entretanto, não foi isso que se observou. Como esses administradores, muita das vezes, viveram o período de expansão, recusaram-se a implementar um processo de redução ou de retirada. Trata-se nesse caso de um desalinhamento dos interesses dos donos do capital e dos administradores. Enquanto os fluxos de caixa permitem, esses administradores continuaram a investir, retardando a saída, custo esse pago pelos donos da organização.

O autor então destaca dentre os controles existentes o que deveria ser mudado. Destacou, então, que o controle que mais falhou nesse processo foi o sistema de controle interno das organizações. Alia-se a isso a aversão por partes das organizações a sistemas de controle e as medidas brandas. No decorrer da análise, o autor observa que tais problemas poderiam ser evitados se as corporações tivessem um conselho de diretores eficiente. Como o conselho tem o papel principal nas atribuições de controle, a sua ineficiência causa um problema estrutural que só pode ser vencido pela mudança de cultura. Mudanças efetivas no sistema de controle devem ser implementadas para que as organizações tenham um alinhamento de interesses e para que o fluxo de informações seja garantido para as partes de interesse.

A estrutura de governança da Petrobras é composta pelo Conselho de Administração e seus Comitês, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Auditoria Interna, Comitê de Negócios e Comitês de Gestão. Na 0, abaixo, pode-se observar esse arranjo da estrutura organizacional:

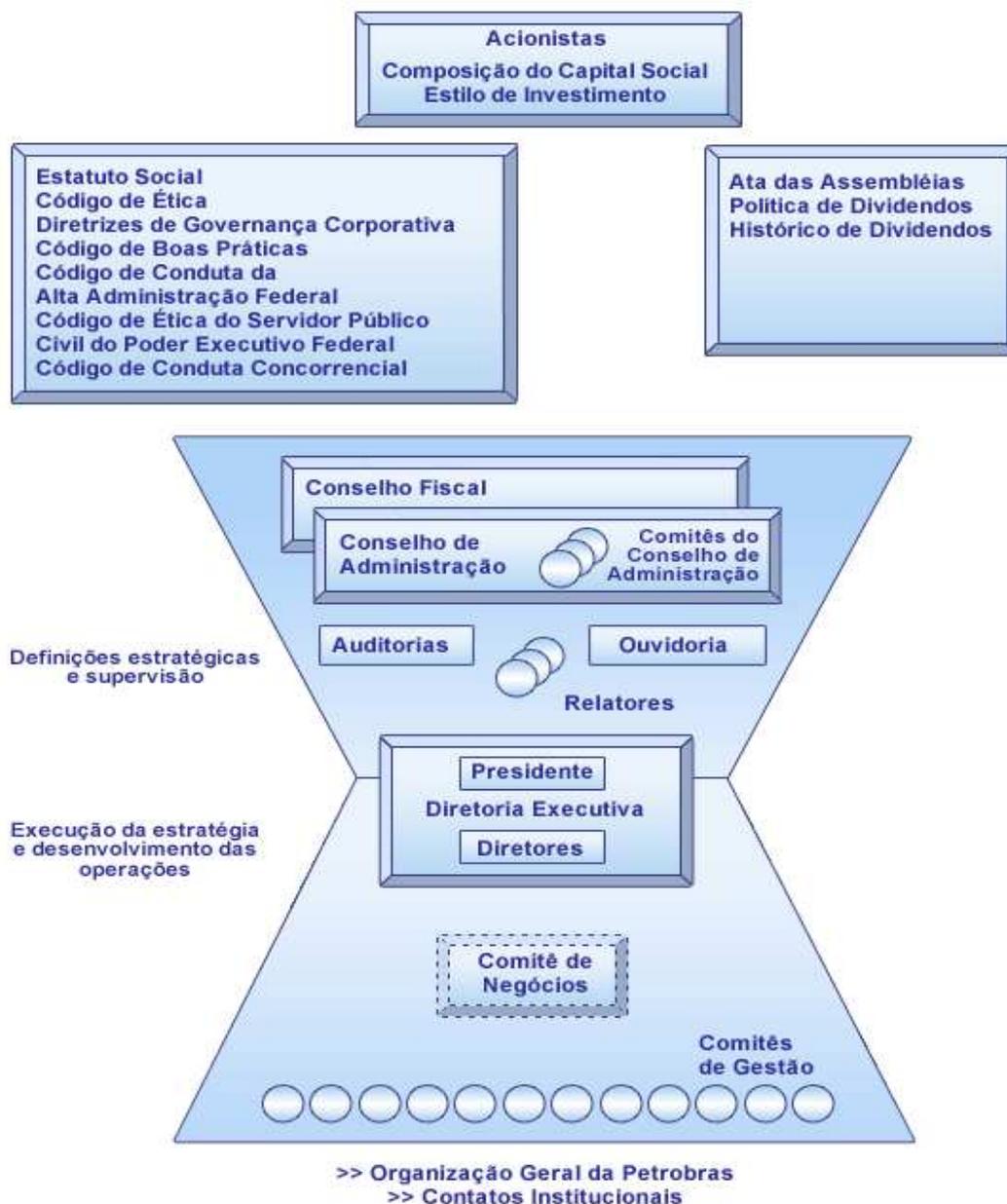


Figura 30 - Arranjo da estrutura organizacional e governança da Petrobras.

Fonte: Relatório Anual Petrobras – Formulário 20-F, 2006.

Os comitês, de uma forma geral, têm papel fundamental no amadurecimento e aprofundamento de temas a serem apresentados ao Conselho de Administração e/ou à Diretoria Executiva. O fato de constituírem fóruns de discussão possibilita, além da troca de diferentes visões entre os membros participantes, um maior amadurecimento e alinhamento das proposições antes de seu encaminhamento para instâncias superiores, contribuindo para a consistência dos processos decisórios e qualidade das decisões.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão de natureza colegiada e autônomo dentro de suas prerrogativas e responsabilidades, na forma da lei e do Estatuto Social. É composto por nove membros, eleitos em Assembléia Geral Ordinária para um mandato de um ano, permitida reeleição, sendo sete representantes do acionista controlador, um representante dos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias e um representante dos acionistas titulares de ações preferenciais.

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva exerce a gestão dos negócios da Companhia, de acordo com a missão, os objetivos, as estratégias e diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração. É composta por um presidente e seis diretores eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de três anos, permitida a reeleição, podendo ser destituídos a qualquer tempo. Entre os membros da Diretoria Executiva, apenas o presidente é membro do Conselho de Administração sem, no entanto, presidir o órgão.

Conselho Fiscal

Constituído de forma permanente, é independente da administração e dos auditores externos, conforme exigido pela Lei das Sociedades Anônimas. É composto por cinco membros, com mandato de um ano, permitida reeleição, sendo um representante dos acionistas minoritários, um representante dos acionistas titulares de ações preferenciais e três representantes da União, sendo um indicado pelo ministro de Estado da Fazenda, como representante do Tesouro Nacional.

Auditoria

A Auditoria Interna tem por atribuição planejar, executar e avaliar as atividades de auditoria interna e atender as solicitações da Alta Administração e de órgãos externos de controle. A Petrobras conta também com auditoria externa, escolhida pelo Conselho de Administração, com restrição de prestação de serviços de consultoria. É obrigatório a cada cinco anos o rodízio entre empresas de auditoria.

Comitês do Conselho de Administração

A Companhia possui três comitês do Conselho de Administração: Auditoria; Meio Ambiente; e Remuneração e Sucessão. São compostos por membros do Conselho e têm por objetivo assessorar o órgão no cumprimento das suas responsabilidades de orientação e direção superior da Companhia, com atribuições específicas relacionadas ao escopo de atuação.

O Comitê de Auditoria é constituído por três membros independentes do Conselho de Administração e atende aos requerimentos e exigências da lei Sarbanes-Oxley.

Comitê de Negócios e Comitês de Gestão

O Comitê de Negócios funciona como um fórum de integração dos assuntos relevantes e estratégicos, que visa promover o alinhamento entre o desenvolvimento dos negócios, a gestão da Companhia e as diretrizes do Plano Estratégico. Atua como mecanismo de suporte ao processo decisório da Alta Administração.

Os Comitês de Gestão são fóruns para amadurecimento e aprofundamento de temas a serem apresentados ao Comitê de Negócios. Cada Comitê atua de forma articulada, integrada e complementar ao Comitê de Negócios, aos demais Comitês de Gestão, bem como aos Comitês do Conselho de Administração. A Companhia conta atualmente com os seguintes Comitês de Gestão: Exploração e Produção; Abastecimento; Gás e Energia; Recursos Humanos; Segurança, Meio Ambiente e Saúde; Análise de Organização e Gestão; Tecnologia da Informação; Controles Internos; Riscos; Tecnologia Petrobras; Responsabilidade Social e Ambiental; e Marketing e Marcas, sendo este último constituído em 2005.

3.5.2 Lei Sarbanes-Oxley

A Lei Sarbanes-Oxley, editada em 30.06.2002, promoveu uma ampla reforma nos relatórios financeiros e de governança corporativa das companhias americanas e também dos emissores estrangeiros. Nela foram exigidos controles e procedimentos que intensificam e aumentam a responsabilidade dos executivos das empresas listadas no mercado de capitais americano, regulamentado pela Securities and Exchange Commission - SEC, instituição equivalente à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, do Brasil. A Lei é dividida em Seções (equivalente a "artigos" no Brasil).

A Lei Sarbanes-Oxley foi criada pelo Congresso americano para aumentar o controle sobre as empresas que operam em seu mercado de capitais e reduzir a possibilidade de ocorrência de escândalos bilionários, como os da Enron e WorldCom. Seu objetivo é o de proteger os investidores por meio do aprimoramento da precisão e da confiabilidade das informações divulgadas pelas companhias, obrigando as empresas a adotarem padrões mais rigorosos em seus controles internos e alterando atribuições e responsabilidades dos administradores.

Pela Seção 404 da Lei, o principal executivo e o Diretor Financeiro devem declarar formalmente que estabeleceram, avaliaram e monitoraram a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros e divulgações. E que esses documentos foram elaborados conforme as regras emanadas da Lei Sarbanes-Oxley e complementadas pela SEC e pelo Public Company Accounting Oversight Board - PCAOB, conselho constituído pela Lei para estabelecer normas e fiscalizar as auditorias independentes das empresas do mercado de capitais americano, responsáveis, a partir do exercício findo em 31.12.2005, pela certificação dos controles internos informados das Companhias brasileiras listadas na SEC aplicável a todas as empresas brasileiras (cerca de 40) e subsidiárias de empresas estrangeiras listadas na SEC.

As empresas listadas na SEC estão documentando os seus controles internos fundamentadas na estrutura recomendada pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission - COSO, Comitê composto por reconhecidas entidades das áreas de Contabilidade e Auditoria nos Estados Unidos. Embora existam outras estruturas de controle

interno, espera-se que a do COSO torne-se o modelo prevalecente para o atendimento da Seção 404, por ter sido adotado pela grande maioria daquelas empresas.

A estrutura do COSO desmembra os controles internos em cinco componentes inter-relacionados: o Ambiente de Controle, que representa os valores éticos e a competência dos funcionários da companhia; a Avaliação de Riscos, que é a identificação e a análise de riscos que podem impedir o alcance dos objetivos do negócio; as Atividades de Controle ou tarefas específicas para atenuar cada um dos riscos identificados; a Informação e Comunicação como suporte aos controles internos, transmitindo diretrizes do nível da administração para os empregados; e o Monitoramento ou a avaliação e a apreciação dos controles internos.

A Petrobras está ampliando as ações de governança corporativa em atendimento à Lei Sarbanes-Oxley através do Programa Integrado de Sistemas e Métodos de Avaliação de Controles Internos - PRISMA. O PRISMA alcança a Petrobras, suas Subsidiárias e Controladas e é gerenciado por Comitê de Gestão de Controles Internos composto por Gerentes Executivos de áreas de Negócio e Serviços da Companhia e coordenado pela Auditoria Interna, unidade vinculada ao Conselho de Administração da Petrobras.

A Petrobras implantou um Comitê de Procedimentos de Divulgação de Informações, para atender às exigências da Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley, implantada no exercício de 2002. E vem trabalhando de forma integrada, com vistas ao cumprimento das demais exigências, em especial de sua Seção 404, cuja primeira certificação relativa às Demonstrações Financeiras findas em 31.12.2006 deve ser arquivada na SEC até 30.06.2007, juntamente com o Form 20-F.

Desenvolvimentos recentes relacionados à conformidade com a Lei Sarbanes-Oxley. De acordo com o Artigo 404 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, iniciando com o Relatório Anual no Formulário 20-F do exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2006, a Petrobras é obrigada a fornecer um relatório feito por sua administração sobre o controle interno e a emissão de relatórios financeiros. Esse relatório contém, entre outras questões, uma avaliação da eficácia dos controles internos sobre a emissão de relatórios financeiros no final do exercício fiscal, incluindo uma declaração sobre se os controles internos sobre a emissão de relatórios financeiros são ou não efetivos. Essa avaliação deve incluir uma divulgação de

quaisquer pontos fracos relevantes em controle interno sobre a emissão de relatórios financeiros identificados pela administração.

Todo esse processo de adequação dos controles internos da Petrobras, aliada a expansão dos valores de investimento, tornou necessária a formalização de práticas corporativas de condução e aprovação de investimento. Como o investimento, na maioria das vezes, é aplicado através de projetos, a disciplina nos processos de gerenciamento e aprovação de projetos tem aumentado para atender essas necessidades.

Posteriormente, será visto como a área de E&P da Petrobras está estruturada para enfrentar esse aumento do nível de controle, num cenário de alto grau de investimento a que se propõe.

3.6 Área de Negócio de Exploração & Produção - E&P

A área de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras é responsável pela pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural dentro do território nacional.

O E&P está estruturado na forma de Unidades de Negócios (UN). Cada UN é responsável pela gestão de um conjunto de concessões exploratórias e de produção, instalações operacionais e administrativas, com apropriação de receitas e custos e responsabilização por resultados. A organização das UN respaldou-se em critérios como localização geográfica, semelhança geológica e estágio de desenvolvimento das concessões, além de infra-estrutura disponível e porte.

A Figura 31 apresenta o fluxograma da Área de E&P, nela pode-se observar a divisão das UN em Sul/Sudeste e Norte/Nordeste, além das áreas de exploração, corporativa, Pré-Sal, serviços e suporte técnico.

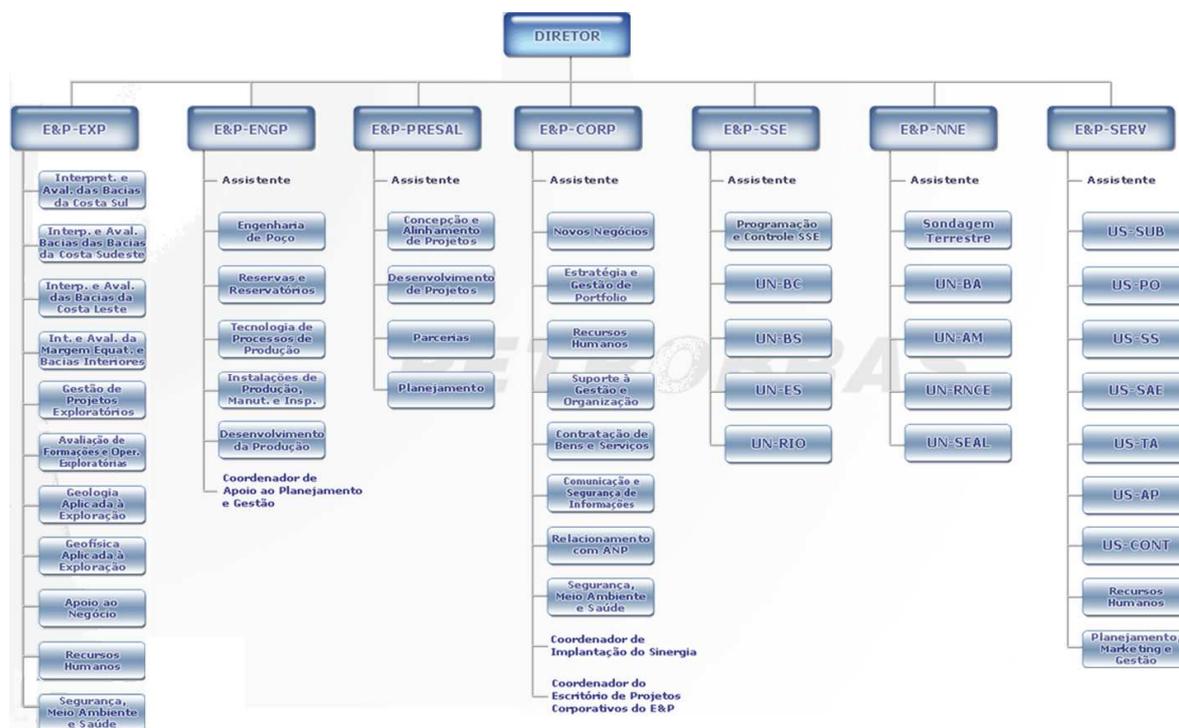


Figura 31 - Organograma da Diretoria de E&P da PETROBRAS.

Fonte: PETROBRAS, 2009.

No final de outubro de 2006, contabilizaram-se 335 concessões exploratórias, 50 delas tendo sido adquiridas nos leilões da ANP de 1999 a 2002 (rodadas 0 a 4), e 285 (células) nos leilões de 2003 a 2005 (rodadas 5 a 7), sendo estes posteriormente agrupados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) em 74 blocos, que somados aos anteriores totalizam 124 blocos. Do total de 335 concessões exploratórias, 199 delas são operadas com exclusividade pela Petrobras e 136 em parceria. Das concessões em parceria, a Companhia é operadora em 86 e não operadora nas outras 50. As concessões estão distribuídas por terra (135), águas rasas (83) e águas profundas e ultraprofundas (117), resultando numa área exploratória total de cerca de 150 mil quilômetros quadrados.

Do total de 292 concessões em produção, 273 delas são operadas com exclusividade pela Petrobras e 19 em parceria. Das concessões em parceria, a Companhia é operadora em 10 e não operadora nas outras 9. Hoje, as reservas da Companhia atingiram 14,09 bilhões de barris de óleo e gás equivalente (boe) com uma produção diária de 2,4 milhões boe/d. Na Figura 32, abaixo, pode-se observar o aumento da produção nos últimos 8 (oito) anos a uma taxa média de 5,4% a.a. (ao ano). O Plano de Negócios de 2009 prevê um crescimento de 8,8% a.a. nos próximos 5 anos e 7,5% a.a. até 2020, chegando a 5,729 milhões boe/d, mais que dobrando o nível atual.

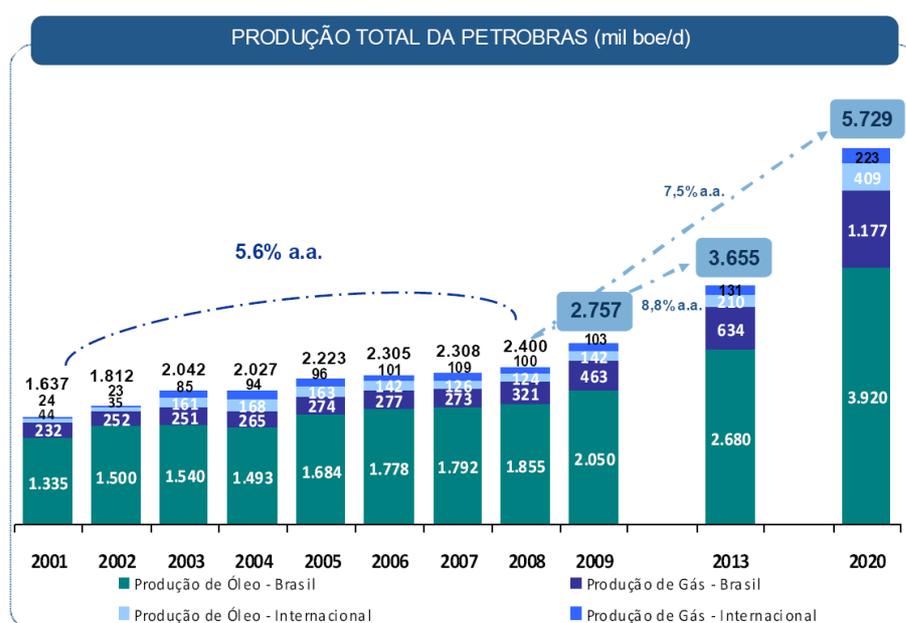


Figura 32 - Perfil de Produção da Petrobras.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS, 2009.

Para atingir esse objetivo agressivo de crescimento a expectativa de investimento da Petrobras é de US\$ 174,4 bilhões, sendo US\$104,6 bilhões (59% do total) em E&P, conforme pode-se observar na Figura 33, abaixo:

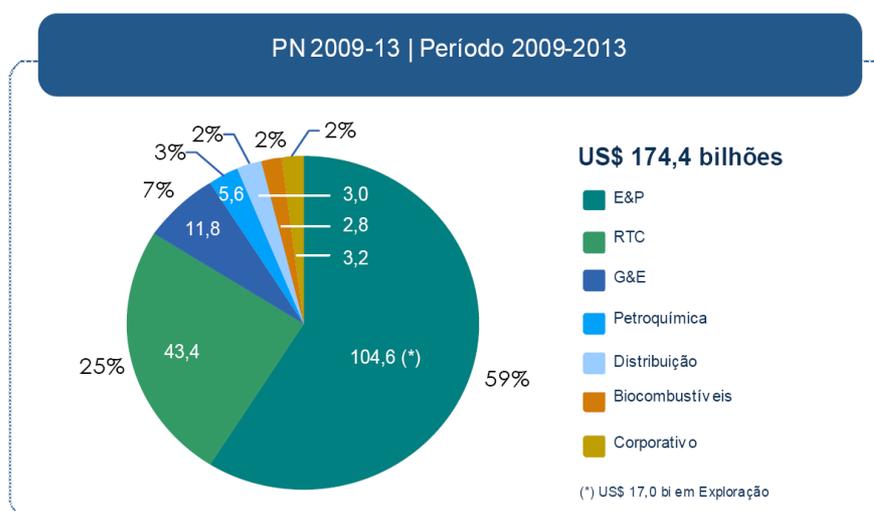


Figura 33 - Perfil de Investimento da Petrobras.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS, 2009.

Desses US\$104,6 bilhões, 58% serão aplicados diretamente em projetos DP, como pode ser observado na Figura 34 abaixo. São mais de US\$60 bilhões de em 5 anos. Além disso, excluindo o investimento em exploração, grande parte dos 42% do investimento restante será empregada em projeto DP no pré-sal e na área internacional da empresa.

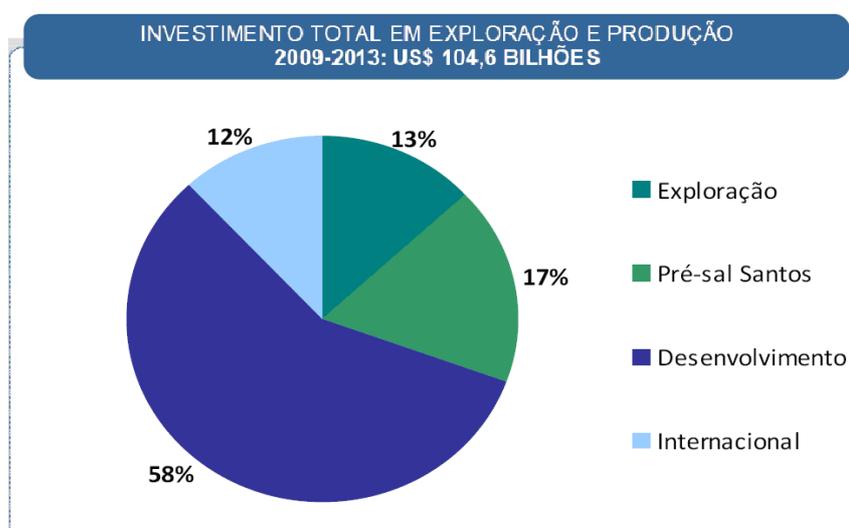


Figura 34 – Perfil de Produção da Petrobras.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS (2009)

Com esse o objetivo agressivo de investimento e crescimento da produção de petróleo e gás, a área E&P da Petrobras terá que conduzir uma grande carteira de projeto DP. Pode-se observar na Figura 35, abaixo, que a expectativa nos próximos anos é de mais de 20 (vinte) projetos DP de grande porte. Também é esperado um aumento significativo dos projetos DP com a entrada dos projetos do Pré-Sal¹³. Segundo o Plano de Negócios da Petrobras (2009), são previstos três sistemas de produção até 2014: Tupi, Iara e Guará..

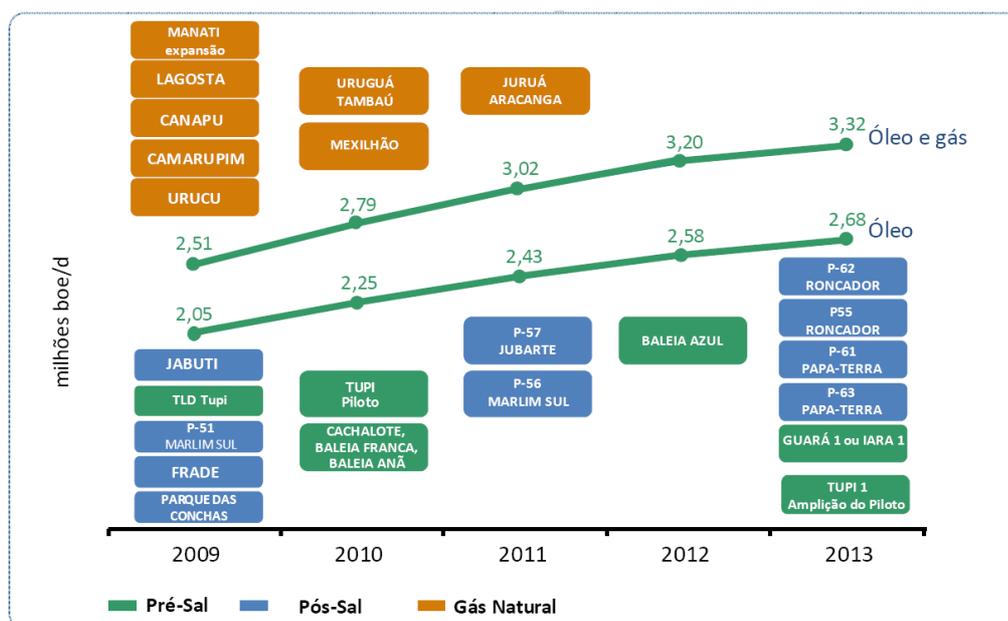


Figura 35 – Perfil de Produção da Petrobras.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS, 2009.

O que pode-se afirmar é que a para executar um plano de investimento desta ordem de grandeza a área de E&P será desafiada a atingir altos índices de desempenho e mais do que nunca a capacidade de gerenciamento de projetos DP será desafiada. O que vem ao encontro da melhoria do processo de estimativa e controle dos projetos.

¹³ Pré-Sal: descoberta exploratória, entre o Espírito Santo e Santa Catarina, com altos volumes de hidrocarbonetos.

Para se entender melhor esse desafio, pode-se observar a Figura 36, abaixo, onde estão destacadas 4 (quatro) curvas. A Primeira, em vermelho, demonstra o histórico de produção desde 1954 (data de início das operações da Petrobras), onde pode-se observar que demorou 45 (quarenta e cinco) anos para se atingir um patamar de produção de 1 milhão de barris de petróleo por dia (bpd) e 54 anos para se atingir o patamar de 2 milhões de bpd. A segunda, em verde, demonstra o histórico de produção da Bacia de Campos com início através da descoberta de Garoupa em 1974, onde pode-se observar que demorou 27 (vinte e sete) anos para atingir o patamar de 1 milhão de bpd. A terceira, em amarelo, demonstra o histórico de produção dos Campos Gigantes da Bacia de Campos com início através da descoberta de Albacora em 1984, onde pode-se observar que demorou 22 (vinte e dois) anos para atingir o patamar de 1 milhão de bpd. A quarta, em azul, demonstra a expectativa relacionada à área do Pré-Sal com início através da descoberta de Parati em 2006, onde pode-se observar a expectativa de atingir o patamar de 1 milhão de bpd em 12 (doze) anos e de 2 milhões em 16 (dezesesseis) anos.

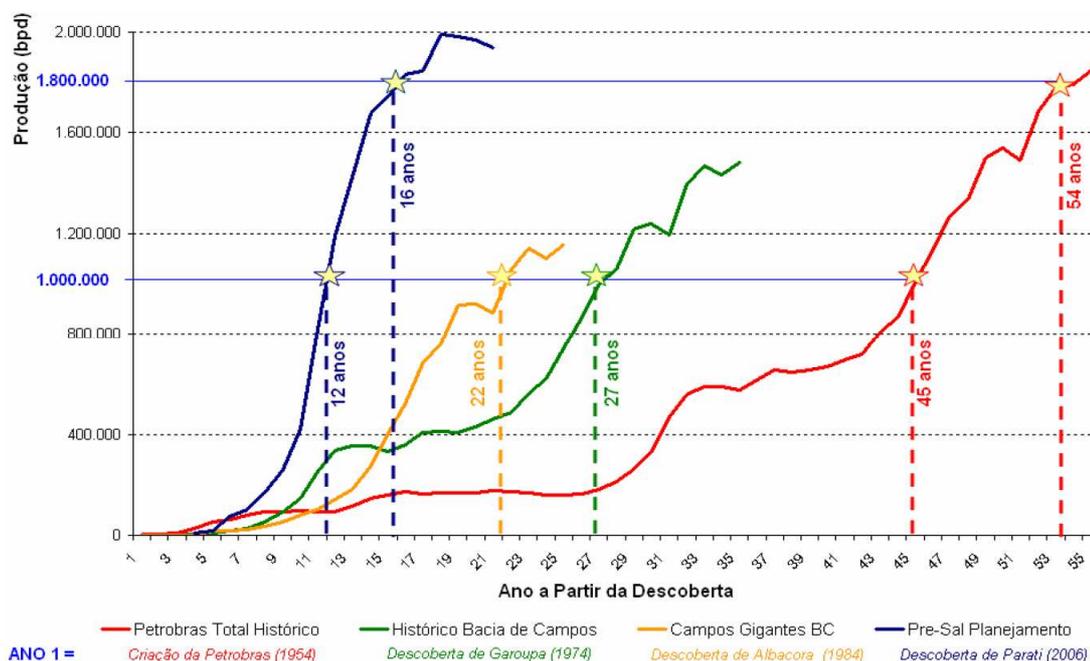


Figura 36 – Perfil de Produção da Petrobras.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS, 2009

Pré-Sal:

Área da província do Pré-Sal, descoberta em 2006 (Campo de Parati), é cerca de 112.000 km², sendo que 38% desta estão sob concessões atuais (cerca de 41.000 km²). Deste total, a Petrobras participa de cerca de 35.000 km² (31%). Os novos campos descobertos até agora são: Tupi, Iara, Carioca, Guará, Júpiter, Parati, Bem-te-vi e Caramba (destaque Figura 37). Eles têm elevado potencial de volumes de óleo de boa qualidade (médio-leve). Com estimativas de volumes recuperáveis de 5 a 8 bilhões de boe em Tupi e 3 a 4 em Iara, por exemplo.

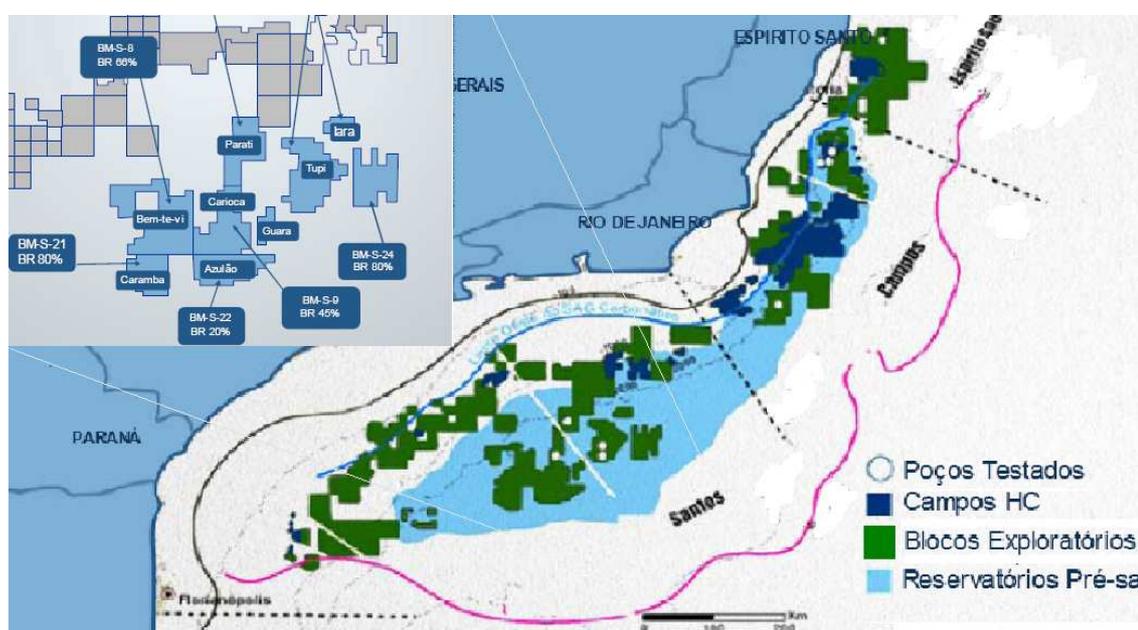


Figura 37– Pré-Sal – Detalhe Bacia de Santos.

Fonte: Plano de Negócios, PETROBRAS, 2009.

São previstos, pela Petrobras, US\$ 28 bilhões em investimentos até 2013. Sendo que a produção inicial de óleo será através de FPSO e a produção inicial de gás natural será transportada por gasodutos até a costa, Sendo que 6 unidades de produção iniciando até 2014 em Santos e Espírito Santo, sem considerar os testes de longa duração (TLD). A estimativa de produção de óleo, em 2013, é de 219.000 bpd e cerca de 7 MMm³/d de gás natural. A perspectiva é de aumento da produção, em 2015, para 582.000 bpd e 1,8 milhões de bpd e 40 MMm³/d de gás em 2020. Por conseguinte, o Pré-Sal contribuirá para dobrar a produção diária brasileira.

A seguir, será visto como a área de E&P disciplina o processo de gerenciamento e aprovação de projetos DP e serão detalhados alguns aspectos das UEP, importantes para se entender a magnitude de investimento e complexidade de um projeto deste tipo.

3.7 Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P – PRODEP

O Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P – PRODEP foi desenvolvido na Petrobras com o objetivo de atingir a excelência no gerenciamento de projetos de E&P, através da disseminação das melhores práticas, procedimentos e ferramentas (PETROBRAS, 2007d). Objetiva, também, a disciplina do processo de aprovação de projetos no E&P, definindo alguns dos controles internos associados a Sarbanes-Oxley.

O PRODEP foi concebido tendo como base a Sistemática de Aprovação, Acompanhamento e Reavaliação de Projetos de Investimento no Sistema Petrobras, o Modelo de Gerenciamento de Projetos apresentado pelo *Project Management Book of Knowledge* (PMBOK) do *Project Management Institute* (PMI), a Organização e Atribuições da Petrobras, e as Diretrizes Corporativas de SMS (PETROBRAS, 2007d).

O PRODEP visa garantir uma melhor definição do projeto, melhoria do processo de planejamento do projeto, proporcionando uma melhoria na tomada de decisão no processo de aprovação dos projetos. O foco do PRODEP são os projetos DP, e este é aplicado de acordo com o porte de investimento e valor estratégico do projeto para a companhia.

A metodologia do PRODEP segue as recomendações das melhores práticas do *Project Management Book of Knowledge* (PMBOK), onde dentre as nove áreas do conhecimento, é apresentada uma visão integrada e focada em quatro pilares: Escopo, Tempo, Custos e Qualidade, a serem adotadas em cada fase do projeto preconizada pela Sistemática do PRODEP.

O PRODEP tem a missão de estabelecer, de forma clara, organizada e seqüencial, os procedimentos e atividades a serem desenvolvidos no processo de planejamento e implantação dos projetos de Desenvolvimento da Produção. Os quatro pilares são considerados como focais pela alta administração do E&P e são apresentados, abaixo, na 0 com os objetivos associados a cada um deles. Vale observar os objetivos quanto à variação de custos que faz referencia a dispersão de classe V para FEL2 (Conceitual) e Classe II para FEL3 (Básico).

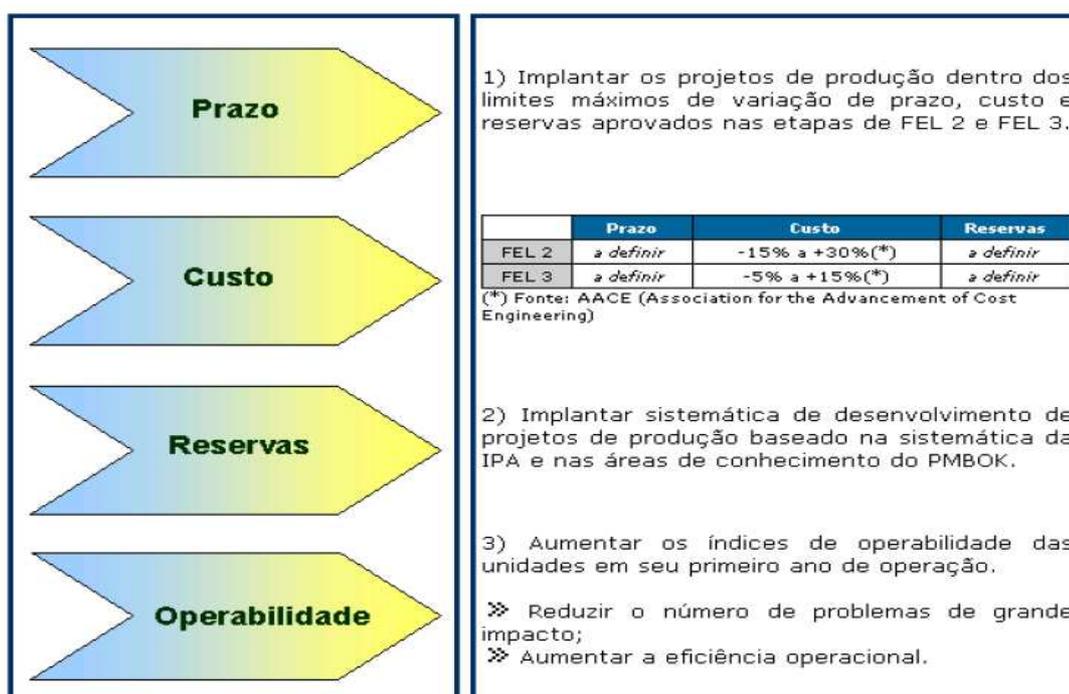


Figura 38 – Objetivos do PRODEP.

Fonte: PRODEP, PETROBRAS, 2007d.

Por conseguinte, o PRODEP é um processo cíclico vinculado à cadeia de valor para projetos, sendo composta por diversas fases conectadas por portões de decisão. São nestes portões que os decisores avaliam as oportunidades e os projetos de acordo com a fase que estes se encontram. A 0, abaixo, apresenta as diversas fases da sistemática do PRODEP, seus portões de avaliação e aprovação e as práticas utilizadas (PETROBRAS, 2007d).

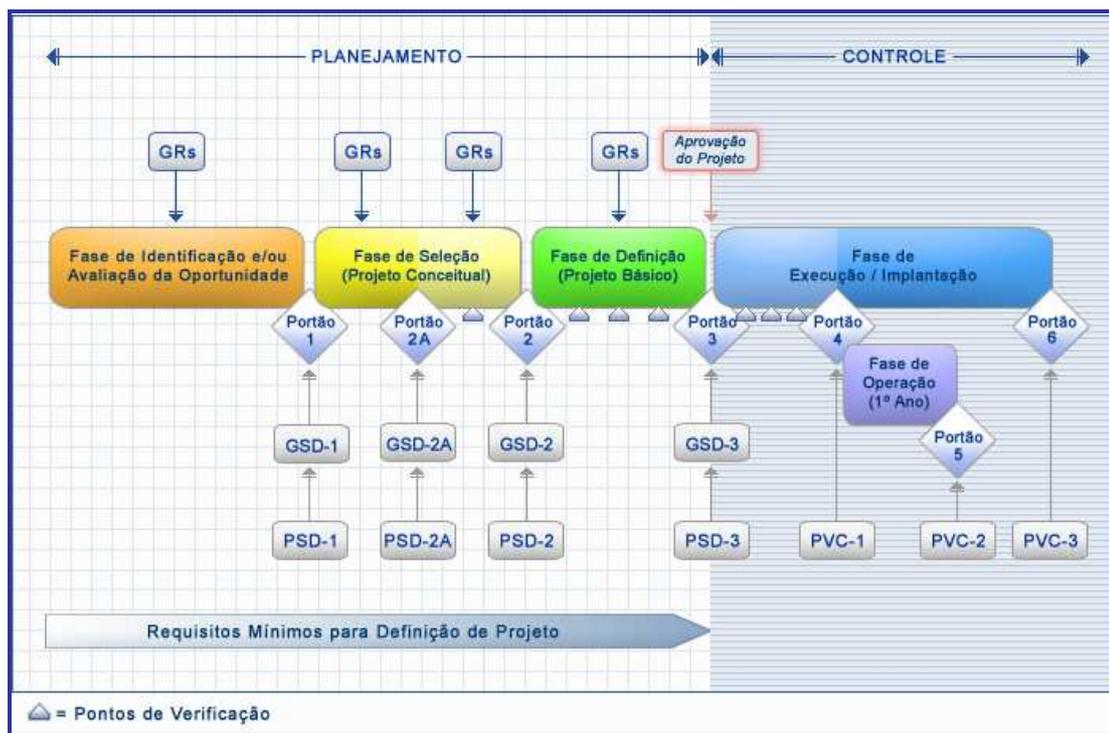


Figura 39 - A Sistemática do PRODEP.

Fonte: Oliveira et al, 2006.

Elementos do PRODEP

Fase de Identificação e/ou Avaliação da Oportunidade – verifica-se se uma oportunidade pode e deve ser transformada em um projeto. Os aspectos relevantes que devem ser observados nesta fase são: se o nível de informações sobre a oportunidade é suficiente para se iniciar formalmente um projeto, e se os objetivos e resultados previstos nesta oportunidade estão aderentes aos objetivos e iniciativas estratégicos do E&P e PETROBRAS (PETROBRAS, 2004);

Fase de Seleção – é a fase de levantamento, avaliação e seleção de alternativas para a implantação do projeto. Esta é a fase de "pensar" o projeto. É onde se determina entre as alternativas possíveis a de maior valor agregado para a organização;

Fase de Definição – é a fase de desenvolvimento e detalhamento da alternativa selecionada. É nesta fase que é finalizado o Plano de Execução do Projeto, e ocorre a elaboração de cronogramas, orçamentação, contratações etc.

Fase de Execução e Implantação - fase em que é implementado o projeto aprovado, segundo o Plano de Execução do Projeto. São também coletadas, analisadas e compartilhadas as métricas e lições aprendidas da implantação do projeto. Ao final desta fase, o projeto é encerrado e todo investimento previsto foi realizado.

Fase de Operação (1º ano) - Fase que compreende o primeiro ano de operação do projeto, em que no seu final é feita a avaliação formal das condições de operabilidade. Na fase de operação, monitora-se continuamente o desempenho do reservatório, dos poços, do nível de operabilidade do sistema de produção e de SMS, além de se identificar novas oportunidades e coletar, analisar e incorporar lições aprendidas.

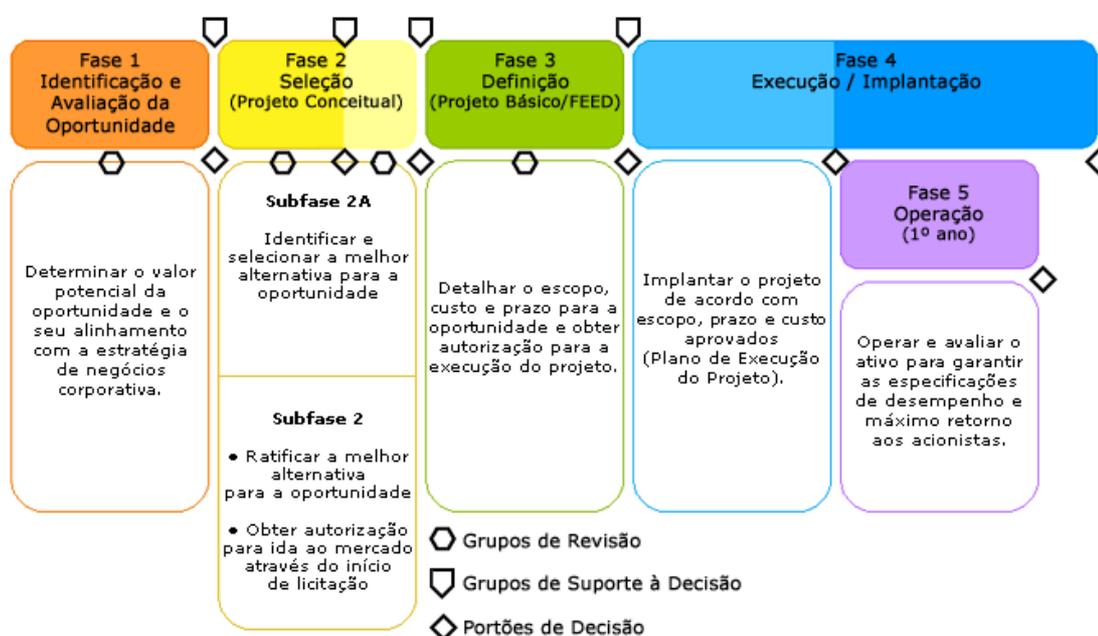


Figura 40 – Objetivos das fases.

Fonte: PRODEP 2007.

Portões de decisão do PRODEP - Ao final de cada uma das fases do PRODEP, os projetos devem passar por portões onde são tomadas decisões sobre suas alternativas de continuidade. Nas fases da Etapa de Planejamento, Avaliação e Identificação da Oportunidade, Seleção e Definição, os portões são denominados Portões de Decisão, onde os Decisores devem optar por uma das quatro alternativas possíveis: continuar, cancelar, adiar ou reciclar para a continuidade do projeto. Os projetos podem ser cancelados caso estes não sejam mais atrativos economicamente, ou caso estes não estejam mais alinhados com a estratégia e objetivos corporativos. A reciclagem dos projetos ocorrerá caso o grau de

definição dos documentos gerados acarrete em uma incerteza muito grande, inviabilizando a tomada de decisão. Esta opção permite que alguns estudos sejam refeitos antes da aprovação do projeto.

Portões de verificação e controle do PRODEP - Os portões das fases da Etapa de Controle do PRODEP, execução, implantação e de operação (1º ano) possuem características um pouco diferentes daquelas dos portões das fases da Etapa de Planejamento. Nestes portões, não são tomadas decisões sobre a aprovação do projeto, apenas sobre o momento de início da produção (Portão 4) ou término (Portões 5 e 6) de uma fase. Por este motivo, estes portões são denominados Portões de Verificação e Controle.

Pacotes de Suporte à Decisão – PSD - As decisões a serem tomadas em cada portão da etapa de planejamento são subsidiadas por Pacotes de Suporte à Decisão, que são conjuntos de produtos, definidos em padrões específicos, a serem apresentados e avaliados pelos Decisores de cada portão.

Pacotes de Verificação e Controle – PVC - Na etapa de controle, as decisões nos portões são subsidiadas por Pacotes de Verificação e Controle, que são conjuntos de itens de acompanhamento, verificação e controle a serem atendidos pelo projeto, e visam monitorar e corrigir o desempenho da implantação e operacionalidade do projeto.

Grupos de Revisão – GR - Formados por um grupo de profissionais altamente capacitados nas diversas disciplinas do projeto, têm por objetivo dar suporte aos processos decisórios de aprovação dos projetos de desenvolvimento da produção do E&P, validando os resultados ou propondo revisões técnicas dos projetos através do compartilhamento de conhecimentos, das experiências dos membros do grupo, de lições aprendidas e do uso das melhores práticas em cada função analisada. Também visa garantir que o projeto esteja bem definido nas disciplinas que o compõem, entre as disciplinas de: Reservatórios; Poços; Elevação, Escoamento e Engenharia Submarina; Instalações de Superfície; Engenharia Naval; Análise Econômica; Práticas de Gerenciamento de Projetos. A composição dos grupos de revisão definida por padrão específico (PETROBRAS, 2005a).

Grupos de Suporte à Decisão - GSD - Os grupos de suporte à decisão são formados por gerentes executivos e/ou seniores. , a depender do valor do projeto, sendo a composição dos GSD definida por padrão específico. Visam analisar, com visão integrada, a proposta final do projeto em cada fase. Verificam o cumprimento das recomendações feitas pelos Grupos de Revisão e emitem parecer aos Decisores, que é incorporado ao Pacote de Suporte à Decisão. (PETROBRAS, 2005b).

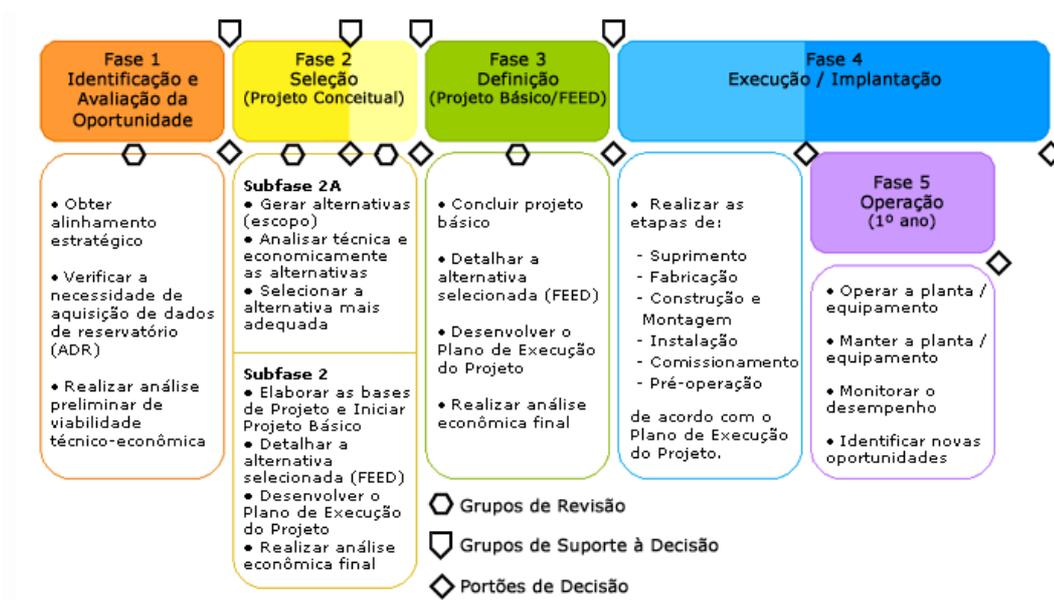


Figura 41 – Atividades das fases.

Fonte: PRODEP 2007

3.8 Projeto de Desenvolvimento da Produção com Unidade Estacionária de Produção

Os projetos DP têm por finalidade desenvolver o potencial dos campos de petróleo, através da produção, armazenagem e transferência de petróleo e gás natural (CARDIM *al.*,2006).

Projetos de desenvolvimento da produção *offshore* são aqueles referentes ao desenvolvimento dos campos cujos reservatórios, poços e instalações estão situados no mar. Basicamente, consistem do envio do fluxo de óleo/gás, do reservatório até uma planta situada em plataforma fixa ou flutuante, e o envio da produção para sistemas externos de transporte ou armazenagem.

Projetos de desenvolvimento da produção *onshore* são aqueles referentes ao desenvolvimento dos campos cujos reservatórios, poços e instalações estão situados em terra. Basicamente, consistem do envio do fluxo de óleo/gás, do reservatório até uma planta de tratamento (em terra) e o envio da produção para sistemas externos de transporte ou armazenagem.

De acordo com a referência Petrobras (2001), define-se plataforma como sendo a estrutura oceânica usada para operações de exploração, produção e armazenamento de petróleo. Os principais tipos de plataformas marítimas utilizadas nas atividades petrolíferas são os seguintes: plataforma fixa, plataforma semi-submersível (SS), além dos sistemas flutuantes de produção armazenamento e alívio (*Floating Production Storage and Offloading system – FPSO*) e sistemas flutuantes de armazenamento e alívio (*Floating Storage and Offloading system – FSO*).

Unidade Estacionária de Produção (UEP) é um conjunto de sistemas situados em uma plataforma semi-submersível ou num navio, capazes de processar, transferir e/ou armazenar a produção dos campos marítimos de petróleo.

Os projetos de desenvolvimento da produção em águas profundas e ultraprofundas são aqueles situados em lâmina d'água na faixa entre 400 e 1000m, e a partir de 1000m, respectivamente, requerendo a instalação de Unidades Estacionárias de Produção Flutuantes para processar a produção.

Os projetos DP que serviram de base para esta pesquisa caracterizam-se por projetos *offshore* de águas ultraprofundas com a utilização de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) de dois tipos: FPSO e SS.

As principais características dos projetos de desenvolvimento da produção em águas profundas e ultraprofundas são as seguintes (CARDIM *et al.*, 2006):

- Requerem elevados investimentos, normalmente superiores a 1 US\$ bilhão;
- Tempo de início de produção de cerca de 5 anos (a partir do projeto conceitual);
- Situam-se em lâmina de água na faixa de 400 a 1800m;
- Dependem de pelo menos uma UEP;
- Tempo para o projeto, construção e montagem de uma nova UEP, em torno de 4 anos;
- Tempo de produção em torno de 20 anos;
- Complexidade tecnológica;
- Carga tributária elevada;
- Difícil coordenação;
- Frequentemente apresentam desvios de prazo e custo;
- Indicadores econômicos impactados por fatores endógenos e exógenos.

A 0, apresenta de forma simplificada um típico projeto de desenvolvimento da produção em águas profundas e ultraprofundas destacando a interdependência das disciplinas Reservatório, Poço, Instalações Submarinas e Facilidades.

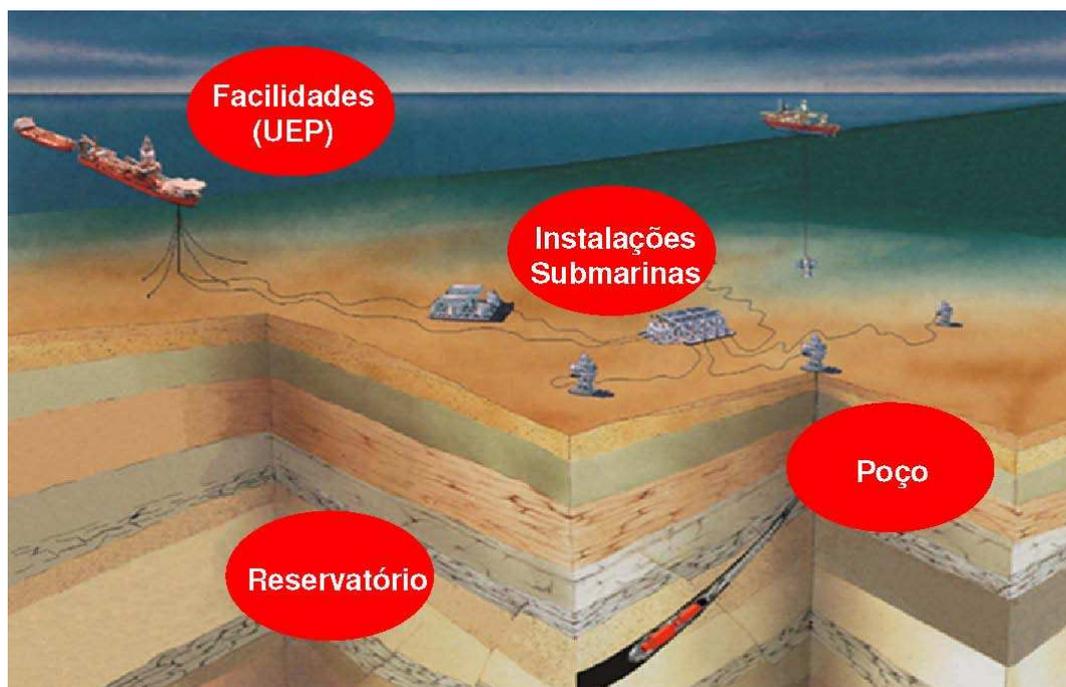


Figura 42 – Representação Simplificada de um Típico Projeto de DP.

Fonte: Cardim et.al, 2006.

Para a produção de campos marítimos de petróleo, os principais tipos de UEP existentes e cujas definições são oriundas da Referência Petrobras (2001) são os seguintes:

- Plataforma semi-submersível (SS): Embarcação composta por conveses sustentados por colunas verticais que se sustentam em grandes tanques de flutuação submarinos (*pontoons*).

- *Floating Production Storage and Offloading system* (FPSO) – Sistema flutuante de produção, armazenamento e alívio. Embarcação do tipo navio (*sheepshaped*) com capacidade para processamento e armazenamento de petróleo, e posterior descarregamento para um navio aliviador (*shuttle tanker*).

- *Floating Storage and Offloading system* (FSO) – Sistema flutuante de armazenamento e alívio. Embarcação do tipo navio (*sheepshaped*) com capacidade para armazenamento de petróleo, e posterior descarregamento para um navio aliviador (*shuttle tanker*).



Figura 43 – P-51: Plataforma do Tipo Submersível.

Fonte: Petrobras, 2009.

A 0, abaixo, mostra um exemplo de FPSO, onde se podem observar fisicamente as diferenças com relação a uma plataforma submersível que foi mostrada na 0.



Figura 44 - Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Alívio (FPSO).

Fonte: Petrobras, 2008.

A estrutura analítica de Projeto (EAP) ou *Work Breakdown Structure* (WBS) de um típico projeto de desenvolvimento da produção *offshore* para águas profundas ou ultraprofundas, elaborada de acordo com a Referência Petrobras (2005b) e adaptada de CARDIM et Ali (2006) é mostrado a seguir:

- 1– Fase de Implantação
 - 1.1 - Reservatório
 - 1.2. – Segurança, Meio-Ambiente e Saúde (SMS)
 - 1.3. – Gerenciamento do Projeto
 - 1.4 – Telecomunicações
 - 1.5 – UEP
 - 1.5.1 – Coordenação
 - 1.5.2 – Construção e Montagem da UEP
 - 1.5.2.1 – Fabricação/Conversão do Casco
 - 1.5.2.2 – Módulo de Compressão de Gás
 - 1.5.2.3 -Módulo de Geração de Energia
 - 1.5.2.4 -Módulo de Separação e Tratamento de Óleo e Gás
 - 1.5.2.5 -Módulo de Utilidades Elétricas e não Elétricas
 - 1.5.2.6 – Interligação dos Módulos
 - 1.5.2.7 – Transporte até a Locação
 - 1.5.2.8 – Ancoragem
- 1.6 – Poços
 - 1.6.1 -Perfuração
 - 1.6.2 -Completação
- 1.7 – Sistema de Coleta
 - 1.7.1 – Interligação de Poços
 - 1.7.2 – Interligação de Manifolds
- 1.8 – Sistema de Escoamento
 - 1.8.1 -Oleoduto
 - 1.8.2 -Gasoduto
- 1.9 – Pré-Operação
 - 1.9.1 – Pré-Operação da UEP
 - 1.9.2 – Pré-Operação do Sistema de Coleta
 - 1.9.3 – Pré-Operação do Sistema de Escoamento

Pela análise das EAP de um projeto típico de desenvolvimento da produção de um campo marítimo de petróleo, constata-se que a UEP é um subprojeto de fundamental importância, podendo mesmo ser encarada como um projeto específico, dada a magnitude dos recursos envolvidos.

Dados de uma UEP do tipo semi-submersível, obtidos da referência Petrobras (2005d) são mostrados na Tabela 5, onde pela magnitude dos números apresentados pode-se ter uma idéia da complexidade que é o projeto, a construção e montagem de uma dessas unidades.

Dados Gerais da P-52	
Vida Útil	25 anos
Capacidade de Produção de Óleo	180.000 bopd
Capacidade de Compressão Instalada	9.300.000 Nm ³ /d
Capacidade de Tratamento e Desidratação de Gás	7.500.000 Nm ³ /d
Capacidade de Injeção de Água	48.000 m ³ /d
Número de Risers	68 (7 são reservas)
Número de Linhas de Ancoragens	16
Acomodações	200 pessoas
Lâmina d'Água	1.800 m
Capacidade de deslocamento	80.000 t
Calado	27,5 m
Comprimento Máximo	125 m
Largura Máxima	110 m
Altura	101 m
Comprimento do Casco com flutuadores	92 m
Largura do Casco	85 m
Seções das Colunas	17,5 x 17,5 m

Tabela 5 – Dados Gerais da Plataforma Semi-submersível P-52

Fonte: Cardim et.al, 2006

Considerando que a UEP é responsável pelo processamento da produção oriunda dos poços e sem a qual é impossível a produção, pode-se entender porque ela, normalmente, está no caminho crítico do projeto DP e caso ocorra atraso no prazo de sua construção e montagem acarreta um adiamento no início da produção.

Capítulo 4

METODOLOGIA DE ANÁLISE

O caso estudado é o de estimativa e controle de projetos de desenvolvimento da produção em uma das Unidades de Exploração e Produção da Petrobras, tendo sido desenvolvida uma análise do processo atual de estimativa e controle. Posteriormente, foram identificadas alternativas descritas na literatura que pudessem ter melhor adequação ao sistema estudado. Essas alternativas foram comparadas com o processo atual, utilizando dados históricos reais.

4.1 Descrição do sistema

O sistema atual é o processo de aprovação através do EVTE e de controle através do Pós-EVTE. A aprovação acontece no Portão 3 da sistemática PRODEP e é acompanhada anualmente nos ciclos de Pós-EVTE.

O sistema atual preconiza uma estimativa de investimento detalhada no conjunto do escopo do projeto que, nos projetos estudados, inclui a área de poços, facilidades e instalações submarinas. O estudo de caso em questão ateu-se à área de facilidades, mais precisamente a UEP. Foram caracterizados os valores previstos de investimento e suas variações, buscando identificar os valores na data da promessa (EVTE) e os valores na data do controle (Pós-EVTE). O estudo se restringiu ao investimento (CAPEX) e não considerou outros fatores, como VPL, TIR (Taxa Interna de Retorno) e demais indicadores econômicos (conforme limitações da pesquisa).

Procurou-se identificar os desvios encontrados, analisando-os, basicamente, através de dois aspectos:

- Escolha de um modo de associação de risco ao processo de estimativa utilizado na aprovação da execução do projeto (EVTE), de modo a sair da promessa puramente determinística para uma visão probabilística.
- Escolha de um modo de atualização monetária da estimativa utilizada na aprovação da execução do projeto (EVTE), que reflita de forma mais aproximada possível (conforme limitação da pesquisa) o nível de preços adequado no período de controle considerado.

4.2 Identificação e escolha de alternativas

4.2.1 Alternativas para associação de risco ao processo de estimativa de CAPEX:

Escolha da ferramenta de adequação ao risco da estimativa:

Para se criar um modelo teórico que considere o risco inerente ao processo de estimativa no momento da decisão de investimento, poder-se-ia classificar cada projeto quanto a sua classe de estimativa e, conseqüentemente, sua expectativa de dispersão. Outra alternativa seria gerar, para cada projeto, uma análise quantitativa de riscos, por exemplo, através de uma simulação Monte Carlo, que daria a dispersão de valores associados às estimativas. Claramente a segunda forma é mais completa, mas, também, mais complexa de ser realizada e dependente de um grande volume de dados (não disponível) que inviabilizaria a proposta desta pesquisa. Por conseguinte, foi utilizada nesta pesquisa a abordagem da AACE para elaboração do perfil de risco da estimativa. Para isso, foi considerado, numa visão pragmática, que os projetos atingiram uma Classe III de estimativa no momento da aprovação. Isto representa uma simplificação já que não necessariamente foi atingida esta classe. Por conseguinte, o valor esperado do projeto se enquadra entre -15% e +30% do EVTE aprovado, o que será verificado no estudo a seguir.

4.2.2 Alternativas para atualização monetária no processo de controle de CAPEX:

Como foi visto anteriormente na pesquisa, existem inúmeros índices inflacionários e de referência. Para este estudo de caso, foi utilizado o índice da inflação norte-americana ao consumidor, denominado CPI, pelo seu caráter abrangente e de grande disseminação internacional. Utilizou-se, também, como índice relativo à indústria do petróleo, o PCU-211, índice da indústria de óleo e gás do *Bureau of Labor Statistics (U.S. Department of Labor)*, por ser um índice de acesso público e por sua abrangência na indústria.

Importante salientar que a escolha destes índices, por si só, representam uma limitação da pesquisa, já que eles não refletem, de forma ótima, a real variação dos projetos em questão. Entretanto permitem que sejam formados cenários de análise e que as saídas demonstrem aspectos importantes da evolução dos projetos.

Uma forma de melhorar a assertividade do estudo seria a utilização de um índice que refletisse diretamente a variação da indústria brasileira, quem sabe até interno a Petrobras, o qual refletisse a real variação da cesta de produtos e serviços utilizados. Este aspecto pode ser trabalhado em futuros projetos de pesquisa.

4.3 Obtenção de dados

Foram usados dados reais de projetos da carteira de DP de uma das Unidades de Exploração e Produção da Petrobras. Os valores reais foram transformados em percentuais, para garantir o sigilo da informação, mas isso não prejudicou a análise dos dados e desvios proveniente dos modelos. As datas também tiveram tratamento semelhante, para que não seja possível identificar os projetos.

Foram analisados 7 (sete) projetos, sendo 3 (três) da fase anterior a implantação do PRODEP e 4(quatro) da fase posterior. Devido à limitação do estudo, não foi feita diferenciação técnica entre os projetos, tais como: capacidade ao líquido, geração, numero de *risers*, etc.

Os seguintes dados do EVTE foram considerados:

- Nome da UEP (modificado);
- Data do EVTE: Data da Autorização de Execução (Portão 3 PRODEP);
- CPI na Data do EVTE: Índice da Inflação Americana na Data do EVTE;
- PCU-211 na Data do EVTE - Índice da Inflação da Indústria na Data do EVTE;
- CAPEX-EVTE-EST: Investimento total estimado na Data do EVTE (sem correção);
- LS-CAPEX-EVTE-EST: Limite superior de investimento estimado na Data do EVTE, baseado na classe de incerteza escolhida da AACE;
- LI-CAPEX-EVTE-EST: Limite inferior de investimento estimado na Data do EVTE, baseado na classe de incerteza escolhida da AACE;
- TEE: Tempo de Execução Estimada, ou seja, duração da Fase de Execução prevista na Data do EVTE;

Os seguintes dados foram colhidos de dados históricos:

- CAPEX-ANUAL-EST-CPI(i): Investimento anual estimado, atualizado pelo CPI, sendo “i” o ano do desembolso previsto;
- LS-CAPEX-ANUAL-EST-CPI(i): Limite superior anual de investimento estimado, atualizado pelo CPI, sendo “i” o ano do desembolso previsto;
- LI-CAPEX-ANUAL-EST-CPI(i): Limite inferior anual de investimento estimado, atualizado pelo CPI, sendo “i” o ano do desembolso previsto;
- CAPEX-ANUAL-EST-PCU(i): Investimento anual estimado, atualizado pelo PCU-211, sendo “i” o ano do desembolso previsto;
- LS-CAPEX-ANUAL-EST-PCU(i): Limite superior anual de investimento estimado, atualizado pelo CPI, sendo “i” o ano do desembolso previsto;

- LI-CAPEX-ANUAL-EST-PCU(i): Limite inferior anual de investimento estimado, atualizado pelo PCU-211, sendo “i” o ano do desembolso previsto;
- CAPEX-ANUAL-REAL-HISTÓRICO(i): Investimento anual realmente empregado, corrigido pelo índice de reajuste de cada contrato, sendo “i” o ano da realização do desembolso;

Foram usados os dados de controle da revisão do Pós-EVTE de 2008 para comparação com o valor estimado no EVTE. Foram usados os seguintes dados do Pós-EVTE:

- Data do Pós-EVTE: Data do processo de controle denominado Pós-EVTE;
- CPI na Data do Pós-EVTE: Índice da Inflação Americana na Data do Pós- EVTE;
- PCU-211 na Data do Pós-EVTE: Índice da Inflação da Indústria na Data do Pós-EVTE;
- CAPEX-PósEVTE-EST-CPI: Investimento total estimado, atualizado pelo CPI para a Data do Pós-EVTE;
- LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI: Limite superior de investimento estimado, atualizado pelo CPI para a Data do Pós-EVTE;
- LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI: Limite inferior de investimento estimado, atualizado pelo CPI para a Data do Pós-EVTE;
- CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU: Investimento total estimado, atualizado pelo PCU-211 para a Data do Pós-EVTE;
- LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU: Limite superior de investimento estimado, atualizado pelo PCU-211 para a Data do Pós-EVTE;
- LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU: Limite inferior de investimento estimado, atualizado pelo PCU-211 para a Data do Pós-EVTE;
- CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI: Investimento total realmente empregado, atualizado pelo CPI para a Data do Pós-EVTE;

- CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU: Investimento total realmente empregado, atualizado pelo PCU-211 para a Data do Pós-EVTE;
- TER: Tempo de Execução Real,ou seja, duração real da Fase de Execução observada na Data do Pós-EVTE;

Com a utilização dos dados desses momentos dos projetos, foi feita uma análise dos desvios através das seguintes cenários:

- Cenário 1: Prática vigente: Estimativa Determinística e Inflação Americana;
- Cenário 2: Estimativa Determinística e Inflação da Indústria do Petróleo (Proposta 1);
- Cenário 3: Estimativa Probabilística e Inflação Americana (Proposta 2);
- Cenário 4: Estimativa Probabilística e Inflação da Indústria do Petróleo (Proposta 3).

Dessa forma tem-se, para cada cenário, uma análise do desvio da estimativa do investimento, comparando a estimativa inicial, atualizada para a Data do Pós-EVTE através do índice considerado, ao investimento realmente empregado no projeto, também atualizado para a Data do Pós-EVE usando o mesmo índice de inflação. No caso probabilístico esta análise foi estendida para os intervalos identificados pelas classes da estimativa.

4.4 Detalhamento da Análise:

Para um melhor entendimento do estudo, foi utilizado um Projeto hipotético, denominado P-XT, para explicar cada passo da análise efetuada.

4.4.1 Data da Aprovação EVTE

Conforme descrito na pesquisa, um projeto DP tem seu ciclo de vida específico. No caso dos projetos DP da Petrobras, o ciclo de vida é descrito abaixo na Figura X. O estudo se limita a parte do ciclo de vida entre o Portão 3 e Portão 5, caracterizando a Fase de Execução e pré- operação, iniciada pela autorização para execução que é feita através da aprovação do EVTE do projeto no Portão 3.

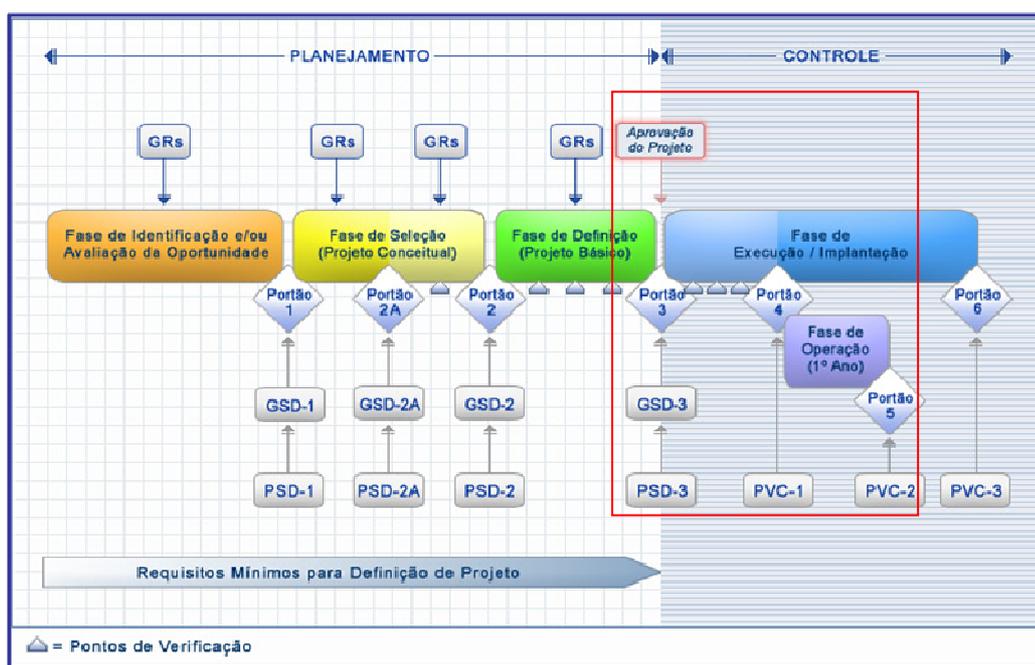


Figura 45 – Ciclo de Vida PRODEP

Fonte: PRODEP, 2008

Portanto, o primeiro dado importante para o estudo é a data de aprovação do EVTE do projeto (Portão 3 do PRODEP), ou seja, a data da autorização para execução do projeto. Esta data foi denominada Data do EVTE.

A Data do EVTE é importante porque ancora as estimativas de CAPEX do projeto. É através desta data que se pode indexar a expectativa de investimento a algum índice inflacionário. Neste exemplo, a Data do EVTE da P-XT será março de 2004.

4.4.2 Índices CPI e PCU-211 na Data da Aprovação do EVTE

Outro dado importante para o estudo é o valor do índice de inflação na Data do EVTE. Como proposto pela pesquisa, são utilizados 2 (dois) índices de inflação específicos. O primeiro, apresentado na Tabela 5, é o índice CPI, que representa a variação da inflação americana. No caso da P-XT seu valor na Data do EVTE é de 187,4.

Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Avg.	Dec	Avg
1996	154.4	154.9	155.7	156.3	156.6	156.7	157.0	157.3	157.8	158.3	158.6	158.6	156.9	3.3	3.0
1997	159.1	159.6	160.0	160.2	160.1	160.3	160.5	160.8	161.2	161.6	161.5	161.3	160.5	1.7	2.3
1998	161.6	161.9	162.2	162.5	162.8	163.0	163.2	163.4	163.6	164.0	164.0	163.9	163.0	1.6	1.6
1999	164.3	164.5	165.0	166.2	166.2	166.2	166.7	167.1	167.9	168.2	168.3	168.3	166.6	2.7	2.2
2000	168.8	169.8	171.2	171.3	171.5	172.4	172.8	172.8	173.7	174.0	174.1	174.0	172.2	3.4	3.4
2001	175.1	175.8	176.2	176.9	177.7	178.0	177.5	177.5	178.3	177.7	177.4	176.7	177.1	1.6	2.8
2002	177.1	177.8	178.8	179.8	179.8	179.9	180.1	180.7	181.0	181.3	181.3	180.9	179.9	2.4	1.6
2003	181.7	183.1	184.2	183.8	183.5	183.7	183.9	184.6	185.2	185.0	184.5	184.3	184.0	1.9	2.3
2004	185.2	186.2	187.4	188.0	189.1	189.7	189.4	189.5	189.9	190.9	191.0	190.3	188.9	3.3	2.7
2005	190.7	191.8	193.3	194.6	194.4	194.5	195.4	196.4	198.8	199.2	197.6	196.8	195.3	3.4	3.4
2006	198.3	198.7	199.8	201.5	202.5	202.9	203.5	203.9	202.9	201.8	201.5	201.8	201.6	2.5	3.2
2007	202.4	203.5	205.4	206.7	207.9	208.4	208.3	207.9	208.5	208.9	210.2	210.0	207.3	4.1	2.8
2008	211.1	211.7	213.5	214.8	216.6	218.8	220.0	219.1	218.8	216.6	212.4	210.2	215.3	0.1	3.8

Tabela 6 – Índice CPI

Fonte: U.S. Department of Labor (2008)

O segundo, apresentado na Tabela 6, é o índice PCU-211, que representa a variação da inflação da indústria do petróleo no período. No caso da P-XT seu valor na Data do EVTE é de 165,4. Cada projeto apresenta uma Data de EVTE e, portanto, apresentará um respectivo índice.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
1995	68.7	66.9	65.7	68.3	69.2	69.1	65.7	61.8	63.5	63.7	66.0	71.0	66.6
1996	78.0	82.6	79.2	86.2	81.8	75.9	80.7	82.7	81.3	83.7	93.4	112.1	84.8
1997	121.1	99.6	77.3	75.5	80.2	78.9	78.8	79.7	83.5	93.4	98.0	84.5	87.5
1998	76.2	72.0	70.2	72.3	72.6	66.6	70.1	64.6	61.8	64.6	65.9	62.9	68.3
1999	60.3	57.3	58.6	65.7	76.3	76.2	79.6	87.6	96.9	91.2	101.6	90.4	78.5
2000	94.2	102.6	107.0	102.7	109.1	133.1	132.8	127.4	141.9	151.5	147.7	171.2	126.8
2001	224.3	174.7	150.4	151.7	145.6	125.1	106.4	107.0	95.9	79.1	92.0	78.3	127.5
2002	84.0	77.9	92.7	111.9	112.7	101.7	102.0	106.0	112.8	119.5	128.8	133.9	107.0
2003	152.5	170.2	220.0	150.2	152.7	169.3	160.7	151.1	149.4	146.1	143.7	155.1	160.1
2004	181.1	172.5	165.4	171.7	188.1	198.0	196.6	202.7	184.0	203.0	234.8	214.7	192.7
2005	202.5	205.8	221.3	236.4	224.0	222.2	248.4	265.5	316.9	352.8	336.6	312.2	262.0
2006	308.9	259.2	247.1	257.1	259.3	241.7	252.6	270.1	242.1	191.7	244.5	256.2	252.5
2007	217.7	248.3	252.4	257.1	268.2	270.9	269.6	254.1	256.2	279.6	314.8	315.9	267.1
2008	321.9	335.0	371.6	390.8	436.2	456.0	490.4	383.6	341.2	259.4	199.5	184.1	347.5

Tabela 7– Índice PCU-211–

Fonte: U.S. Department of Labor (2008)

4.4.3 Perfil de Desembolso do Investimento na Data do EVTE;

Na data da autorização de execução do projeto (Data do EVTE), aprova-se um fluxo de caixa estimado que representa os desembolsos e receitas do projeto, posicionados no tempo e estimados em seu módulo, conforme ilustrado na Figura 46, abaixo. Portanto, existe um perfil de desembolso aprovado e a equipe do projeto terá que responder por qualquer desvio, criando assim a chamada Linha Base do projeto.

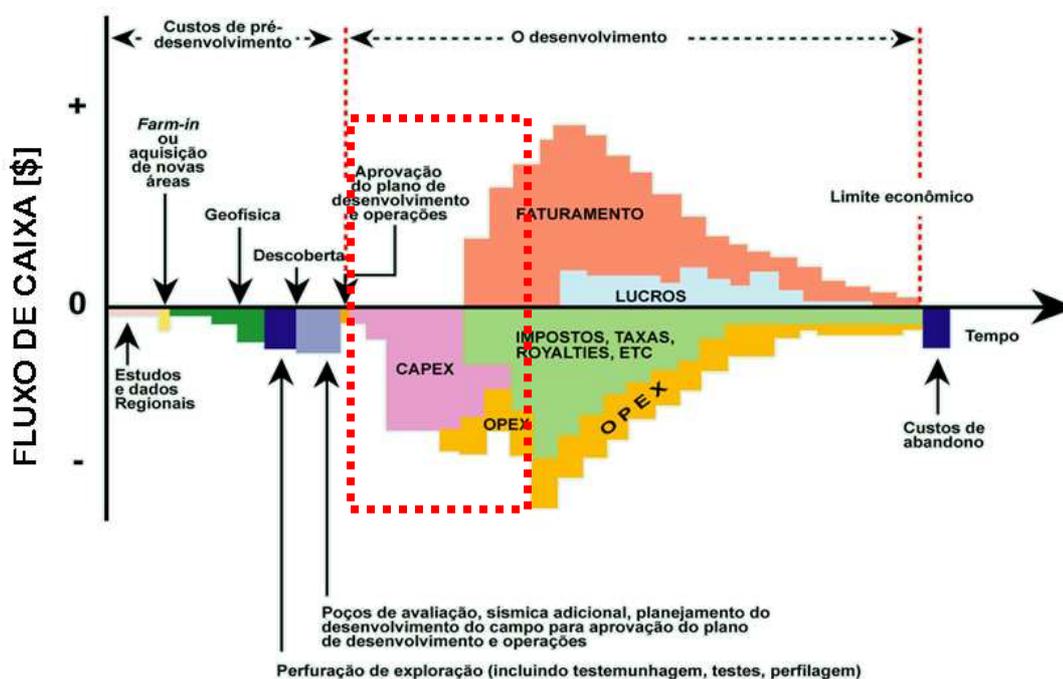


Figura 46 – Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo

Fonte: Suslick (2001)

Na P-XT, o perfil de desembolso é mostrado na Tabela 8, abaixo, totalizando um CAPEX-EVTE-EST de 500 MMUS\$, a valores de março de 2004, e um TEE (Tempo Estimado de Execução) de 40 meses, por exemplo. O LS-CAPEX-EVTE-EST é, portanto, de 650 MMUS\$ e o LI-CAPEX-EVTE-EST é de 425 MMUS\$, para a Classe III de estimativa da AACE.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
CAPEX-ANUAL-EST(i)	50	150	250	50	0	0	500

Tabela 8– CAPEX-ANUAL-EST(i) (MMUS\$)

Fonte: Próprio Autor (2009)

4.4.4 Data do Pós-EVTE

Conforme descrito na pesquisa, um projeto DP após sua aprovação passa a ser controlado corporativamente por ciclos de análise de resultados chamados Pós-EVTE. Nesses ciclos os valores dos EVTE são confrontados com os valores reais e os desvios identificados. O maior foco do Pós-EVTE é o VPL gerado pelo projeto. Entretanto a pesquisa se limita aos desvios no perfil de desembolso do CAPEX (investimento), um dos principais fatores de desvio do VPL.

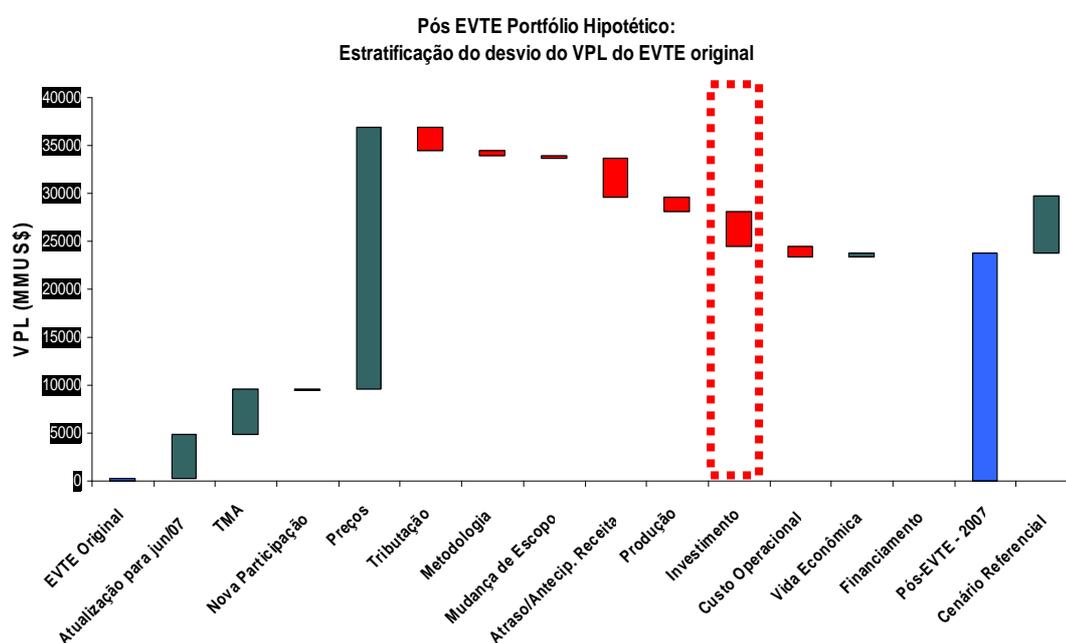


Figura 47 - Estratificação do desvio do VPL em um Pós-EVTE genérico

Fonte: Próprio Autor, 2009

A Data do Pós-EVTE é importante porque ancora o controle das estimativas de CAPEX do projeto em um ciclo de análise. É através desta data que se pode levar os valores estimados, e os realmente empregados, à mesma base de controle, para que possam ser comparados utilizando um dos dois índices inflacionários escolhidos (CPI e PCU-211). Neste exemplo foi definido o mês de junho de 2008 como a Data do Pós-EVTE da P-XT.

4.4.5 Índices CPI e PCU-211 na Data do Pós-EVTE

Outro dado importante para o estudo é o valor dos índices de inflação na data do Pós-EVTE. Como proposto pela pesquisa, foram utilizados dois índices de inflação específicos. O primeiro, apresentado na Tabela 8, o índice CPI que representa a variação da inflação americana. No caso da P-XT seu valor na Data do Pós- EVTE é de 218,8.

Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Avg.	Dec	Avg
1996	154.4	154.9	155.7	156.3	156.6	156.7	157.0	157.3	157.8	158.3	158.6	158.6	156.9	3.3	3.0
1997	159.1	159.6	160.0	160.2	160.1	160.3	160.5	160.8	161.2	161.6	161.5	161.3	160.5	1.7	2.3
1998	161.6	161.9	162.2	162.5	162.8	163.0	163.2	163.4	163.6	164.0	164.0	163.9	163.0	1.6	1.6
1999	164.3	164.5	165.0	166.2	166.2	166.2	166.7	167.1	167.9	168.2	168.3	168.3	166.6	2.7	2.2
2000	168.8	169.8	171.2	171.3	171.5	172.4	172.8	172.8	173.7	174.0	174.1	174.0	172.2	3.4	3.4
2001	175.1	175.8	176.2	176.9	177.7	178.0	177.5	177.5	178.3	177.7	177.4	176.7	177.1	1.6	2.8
2002	177.1	177.8	178.8	179.8	179.8	179.9	180.1	180.7	181.0	181.3	181.3	180.9	179.9	2.4	1.6
2003	181.7	183.1	184.2	183.8	183.5	183.7	183.9	184.6	185.2	185.0	184.5	184.3	184.0	1.9	2.3
2004	185.2	186.2	187.4	188.0	189.1	189.7	189.4	189.5	189.9	190.9	191.0	190.3	188.9	3.3	2.7
2005	190.7	191.8	193.3	194.6	194.4	194.5	195.4	196.4	198.8	199.2	197.6	196.8	195.3	3.4	3.4
2006	198.3	198.7	199.8	201.5	202.5	202.9	203.5	203.9	202.9	201.8	201.5	201.8	201.6	2.5	3.2
2007	202.4	203.5	205.4	206.7	207.9	208.4	208.3	207.9	208.5	208.9	210.2	210.0	207.3	4.1	2.8
2008	211.1	211.7	213.5	214.8	216.6	218.8	220.0	219.1	218.8	216.6	212.4	210.2	215.3	0.1	3.8

Tabela 9– Índice CPI

Fonte: U.S. Department of Labor (2008)

O segundo, apresentado na Tabela 9, o índice PCU-211 que representa a variação da inflação da indústria do petróleo no período. No caso da P-XT seu valor na Data do Pós-EVTE é de 456,0. Todos os projetos apresentam uma mesma Data de Pós-EVTE (junho de 2008) e, portanto, apresentarão o mesmo valor para o índice.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
1995	68.7	66.9	65.7	68.3	69.2	69.1	65.7	61.8	63.5	63.7	66.0	71.0	66.6
1996	78.0	82.6	79.2	86.2	81.8	75.9	80.7	82.7	81.3	83.7	93.4	112.1	84.8
1997	121.1	99.6	77.3	75.5	80.2	78.9	78.8	79.7	83.5	93.4	98.0	84.5	87.5
1998	76.2	72.0	70.2	72.3	72.6	66.6	70.1	64.6	61.8	64.6	65.9	62.9	68.3
1999	60.3	57.3	58.6	65.7	76.3	76.2	79.6	87.6	96.9	91.2	101.6	90.4	78.5
2000	94.2	102.6	107.0	102.7	109.1	133.1	132.8	127.4	141.9	151.5	147.7	171.2	126.8
2001	224.3	174.7	150.4	151.7	145.6	125.1	106.4	107.0	95.9	79.1	92.0	78.3	127.5
2002	84.0	77.9	92.7	111.9	112.7	101.7	102.0	106.0	112.8	119.5	128.8	133.9	107.0
2003	152.5	170.2	220.0	150.2	152.7	169.3	160.7	151.1	149.4	146.1	143.7	155.1	160.1
2004	181.1	172.5	165.4	171.7	188.1	198.0	196.6	202.7	184.0	203.0	234.8	214.7	192.7
2005	202.5	205.8	221.3	236.4	224.0	222.2	248.4	265.5	316.9	352.8	336.6	312.2	262.0
2006	308.9	259.2	247.1	257.1	259.3	241.7	252.6	270.1	242.1	191.7	244.5	256.2	252.5
2007	217.7	248.3	252.4	257.1	268.2	270.9	269.6	254.1	256.2	279.6	314.8	315.9	267.1
2008	321.9	335.0	371.6	390.8	436.2	456.0	490.4	383.6	341.2	259.4	199.5	184.1	347.5

Tabela 10 – Índice PCU-211

Fonte: U.S. Department of Labor (2008)

4.4.6 Perfil de Desembolso do Investimento na Data do Pós-EVTE;

Na data do Pós-EVTE, que no exemplo é junho de 2008, compara-se os investimentos previstos no EVTE, corrigidos pelo índice CPI para as datas previstas para desembolso, com os investimentos realmente aplicados no projeto. Para isso, deve-se, primeiro, identificar os valores históricos de investimento realmente empregados, ano a ano, como os demonstrados, abaixo, no Gráfico 8. É importante ressaltar que os valores realmente empregados normalmente já contém uma correção inflacionária, medida por um índice específica de cada contrato.

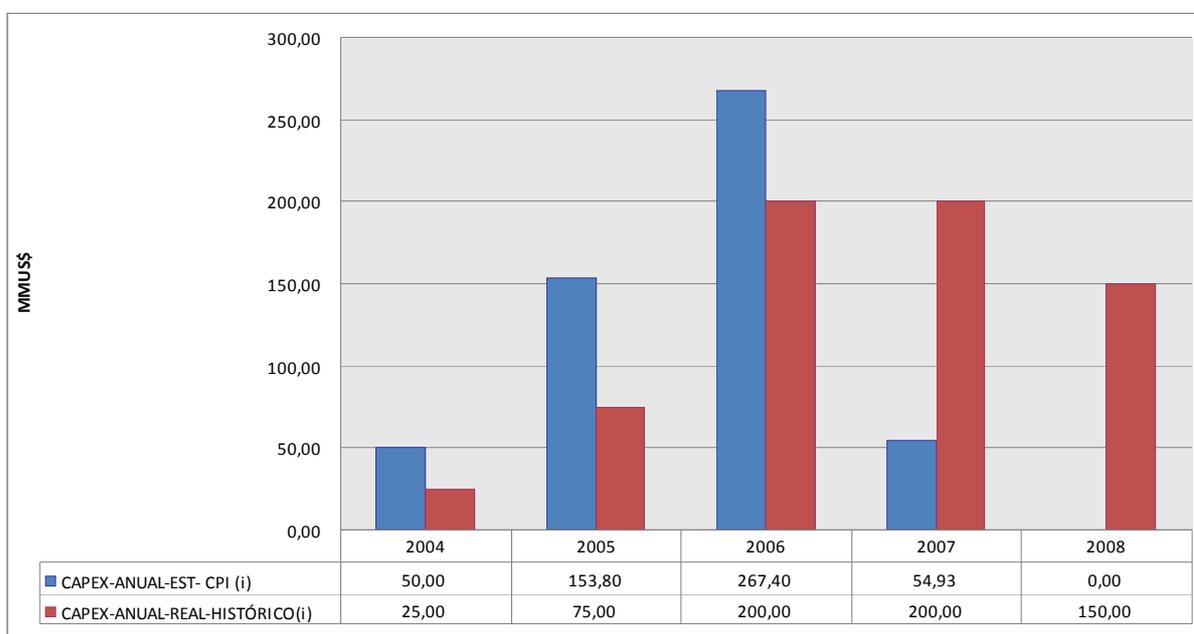


Gráfico 8 – CAPEX-ANUAL-EST-CPI(i) e CAPEX-ANUAL-REAL HISTÓRICO(i) da P-XT

Fonte: Próprio Autor (2009)

Após o levantamento dos dados históricos, atualizam-se estes valores para Data do Pós-EVTE. Isso é feito através do índice de atualização escolhido (CPI ou PCU-211), multiplicando o valor histórico pelo índice de junho de 2008 e dividindo o resultado pelo índice da data do desembolso real (histórico). Na pesquisa convencionou-se que os índices de cada ano seriam representados pelos índices dos meses de junho, por ser a data dos Pós-EVTE.

Sendo assim, ao atualizar o valor de 200 MMUS\$, que é o CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO(2006), por exemplo, desembolsado em 2006, utilizando o CPI, multiplica-se esse valor por 218,8 e divide-se por 202,9, resultando em 215,67 MMUS\$, que é a parcela de 2006 que compõe o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI. As parcelas anuais totalizam 688,86 MMUS\$ (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI) que será comparado ao CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e seus limites (LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e LI-Pós-EVTE-EST-CPI), que no caso da P-XT, são respectivamente 576,70 MMUS\$, 749,71 MMUS\$ e 490,20 MMUS\$. A contribuição de cada parcela anual do CAPEX estimado e do CAPEX real, para o CAPEX-Pós-EVTE, corrigido pelo índice escolhido, é mostrado no Gráfico 9.

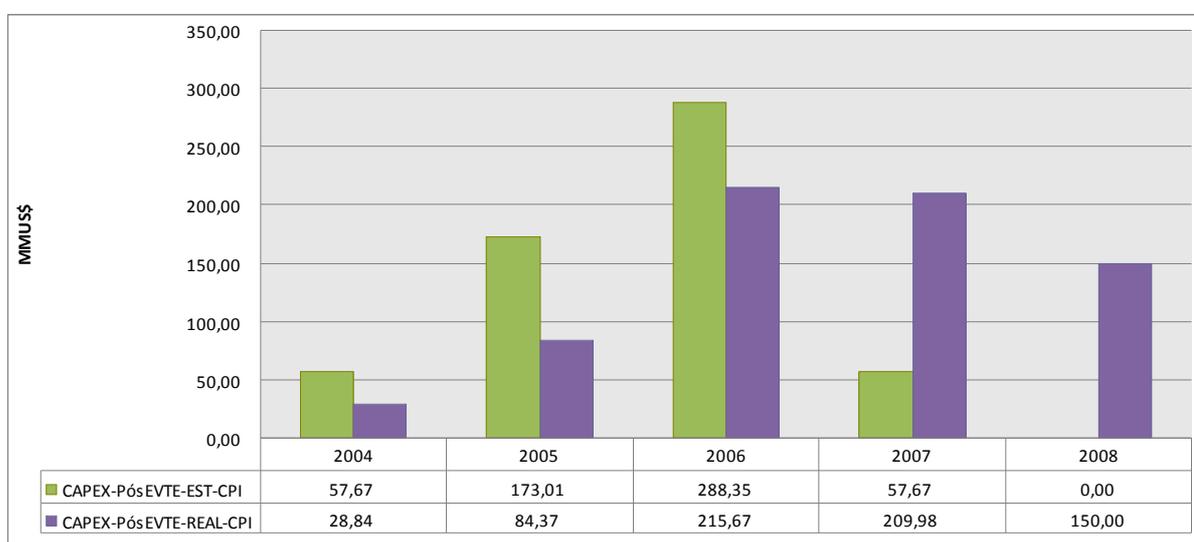


Gráfico 9 – Contribuição das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-CPI

Fonte: Próprio Autor (2009)

Por motivo da confidencialidade da informação, os valores foram trabalhados em percentuais e não em valores monetários. Para isso, os valores monetários foram transformados em percentuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST. Por conseguinte, nesse exemplo da P-XT, como percentuais de US\$ 576,70 MM (CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI). No Gráfico 10, nota-se que esta solução não altera o perfil de desembolso e, conseqüentemente, não prejudica a análise comparativa.

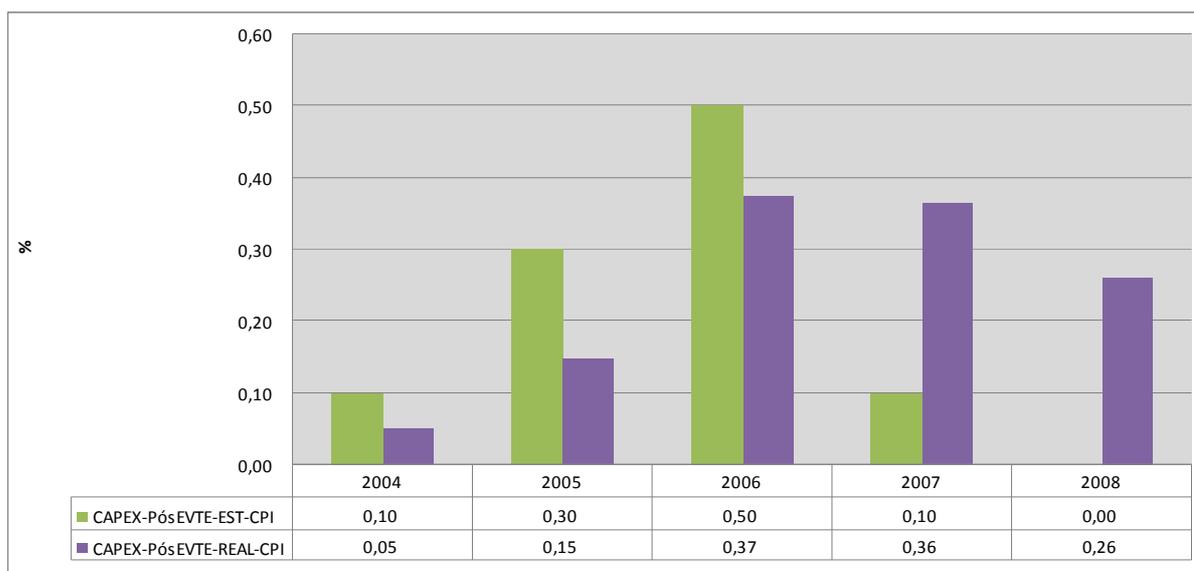


Gráfico 10- Contribuição percentual das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-CPI

Fonte: Próprio Autor (2009)

A análise conta, também, com a verificação da contribuição percentual das parcelas anuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e do CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI para uma melhor identificação dos desvios, como pode ser observado no Gráfico 11, abaixo:

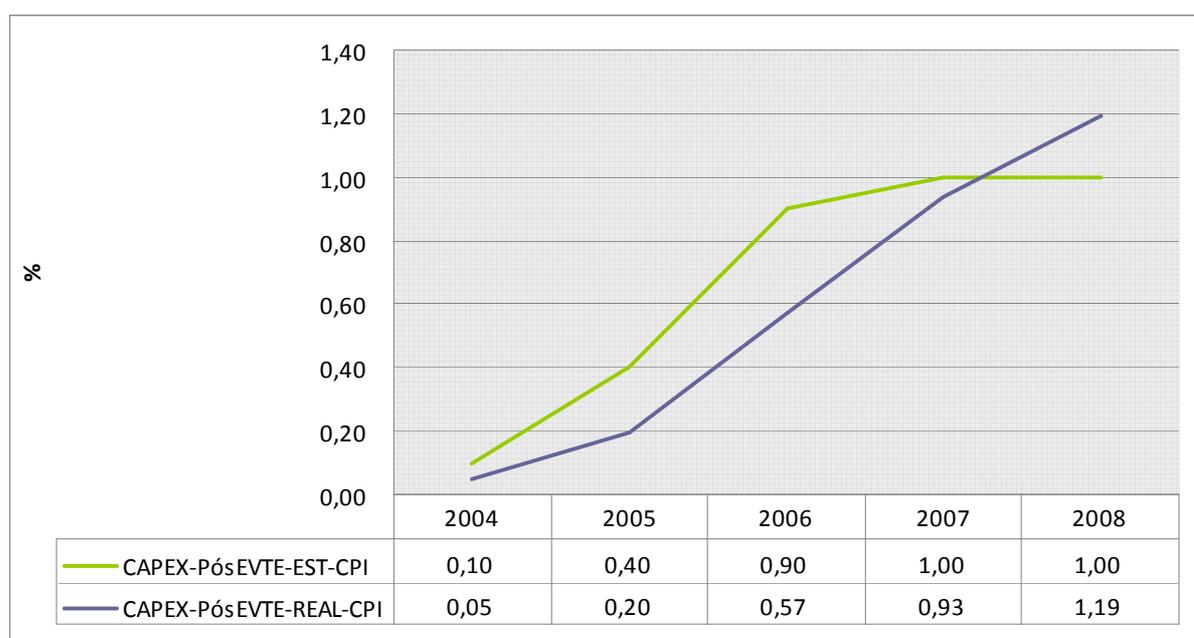


Gráfico 11- Contribuição acumulada das parcelas anuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT

Fonte: Próprio Autor (2009)

Da mesma forma como o processo de atualização foi feito através do CPI, pode-se atualizar os dados históricos através de outros índices. Na pesquisa, também é utilizada a atualização através do PCU-211 que foi o índice escolhido para representar a variação da indústria do petróleo. Da mesma forma realizada com o CPI, para desenvolver a análise com o PCU-211 deve-se atualizar as parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO, ano a ano, por exemplo, os 200MMUS\$ desembolsados em 2006, utilizando o PCU-211, multiplica-se esse valor por 456,0 e divide-se por 241,7, resultando em 377,33 MMUS\$, que é a parcela de 2006 que compõe o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU. As parcelas anuais totalizam 1075,49 MMUS\$ (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU) que será comparado ao CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e seus limites LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e LI-Pós-EVTE-EST-PCU, que no caso da P-XT são respectivamente 1378,48 MMUS\$, 1792,02 MMUS\$ e 1171,70 MMUS\$. A seguir, pode-se observar essa atualização no Gráfico 12, abaixo:

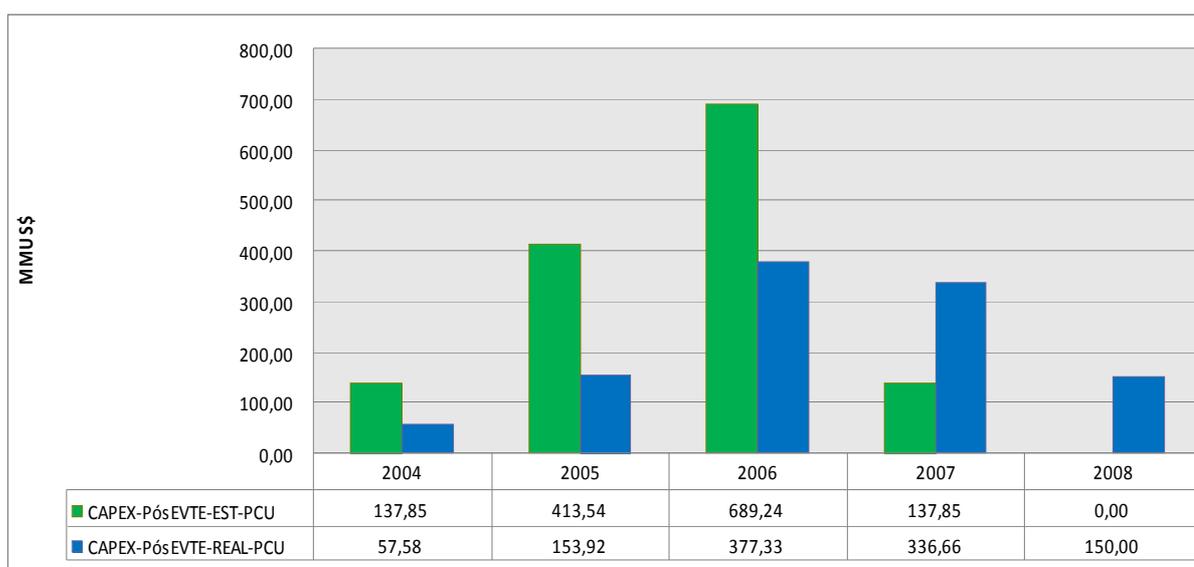


Gráfico 12 - Contribuição das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-PCU

Fonte: Próprio Autor (2009)

Da mesma forma realizada com o CPI, também, por motivo da confidencialidade da informação, os valores foram trabalhados em percentuais e não em valores monetários. Para isso, os valores monetários foram transformados em percentuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST. Por conseguinte, nesse exemplo da P-XT, como percentuais de US\$ 1378,48 MM (CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU). No Gráfico 13, nota-se que esta solução não altera o perfil de desembolso e, conseqüentemente, não prejudica a análise comparativa.

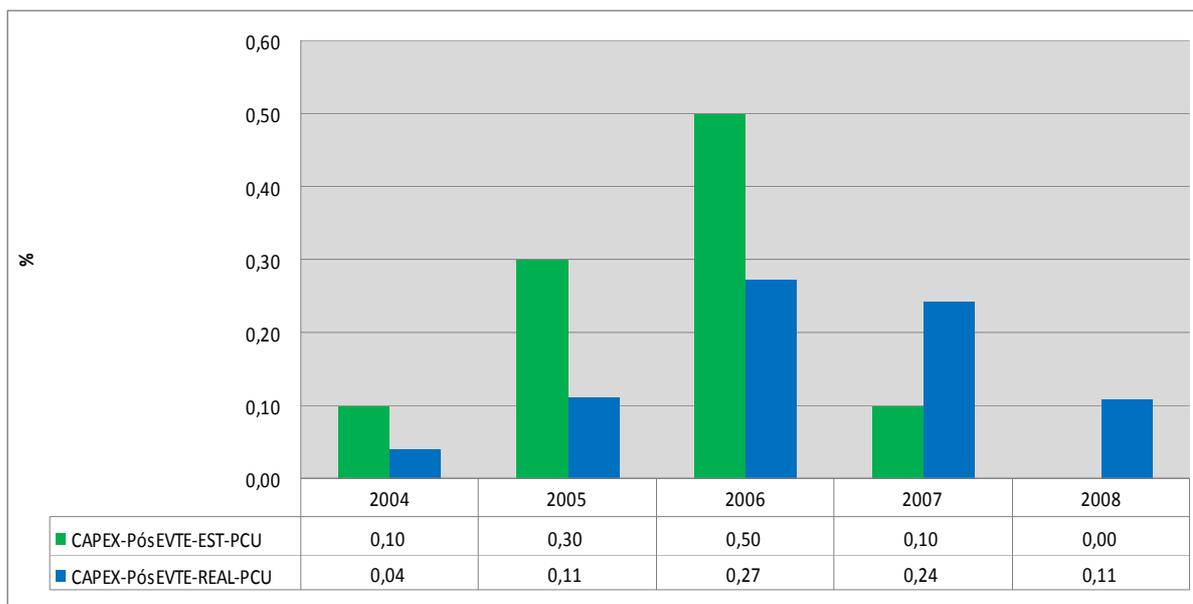


Gráfico 13 - Contribuição percentual das parcelas anuais do CAPEX estimado e CAPEX real da P-XT para o CAPEX-Pós-EVTE-PCU

Fonte: Próprio Autor (2009)

A verificação do desembolso acumulado também é realizada para uma melhor identificação dos desvios, como pode ser observado no Gráfico 14, abaixo:

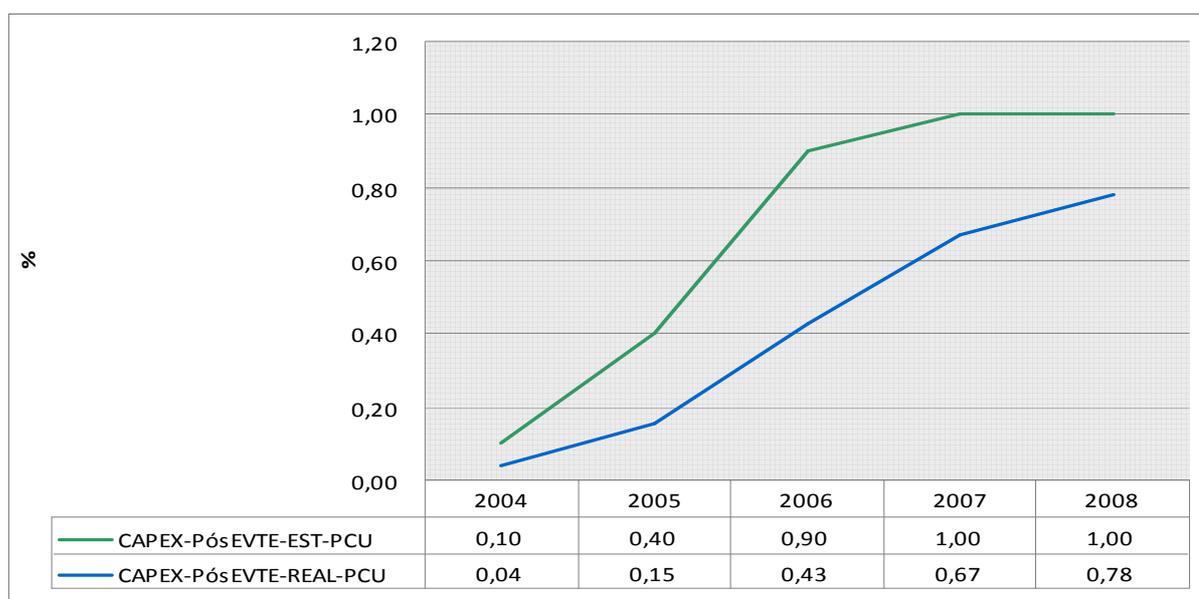


Gráfico 14 - Contribuição acumulada das parcelas anuais do CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT

Fonte: Próprio Autor (2009)

A análise dos dados foi estruturada de forma a, também, verificar os intervalos de variação previstos numa estimativa de Classe III definida pela AACE.

Através dos dados coletados, foram simulados esses intervalos para que fosse possível verificar se os dados reais têm correspondência na expectativa de variação. Esta, neste caso, foi considerada como sendo de +30% e -15%, como se pode observar no Gráfico 15 para atualização feita pelo CPI e, no Gráfico 16, para atualização feita pelo PCU-211. Abaixo, podem-se observar os resultados para o caso hipotético da P-XT.

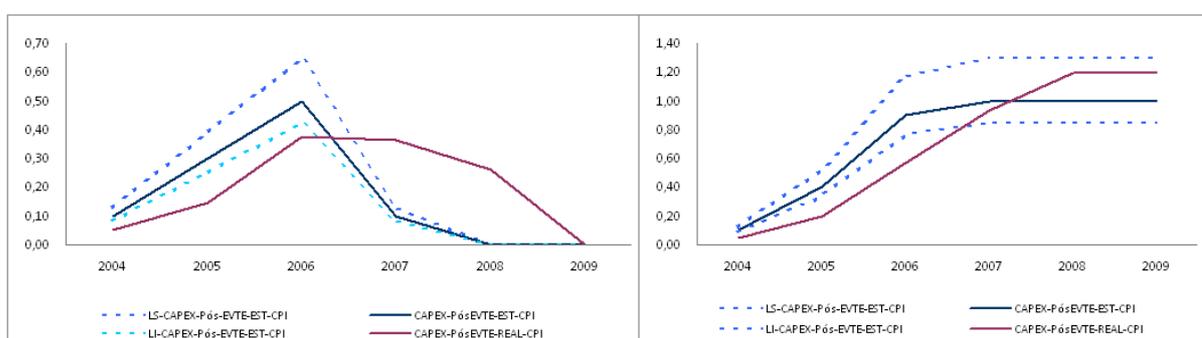


Gráfico 15 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT (Classe III – AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

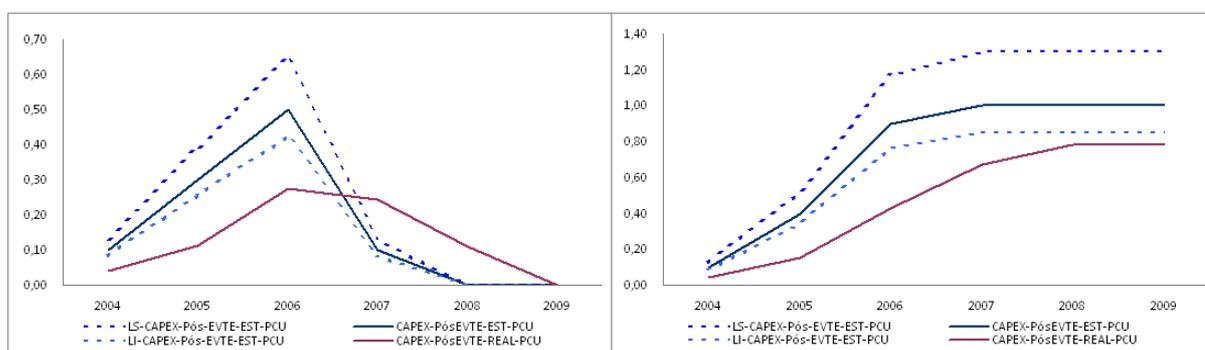


Gráfico 16 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT (Classe III – AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Pós-EVTE, também, analisa-se o TER (Tempo Real de Execução) comparando-o ao TEE (Tempo Estimado de Execução). No exemplo da P-XT, o TER foi de 52 meses, contra um TEE de 42 meses. Um desvio percentual de 30% do tempo previsto.

4.4.7 Projeto P-XT:

A P-XT teve sua aprovação de execução realizada em março de 2004 (Data do EVTE). Previa, em suas estimativas, um investimento (CAPEX-EVTE-EST) de 500 milhões de dólares e um TEE de 40 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a Data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório da parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO empregado foi, em termos nominais, de 650 milhões de dólares e o TRE foi de 52 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 17, abaixo.

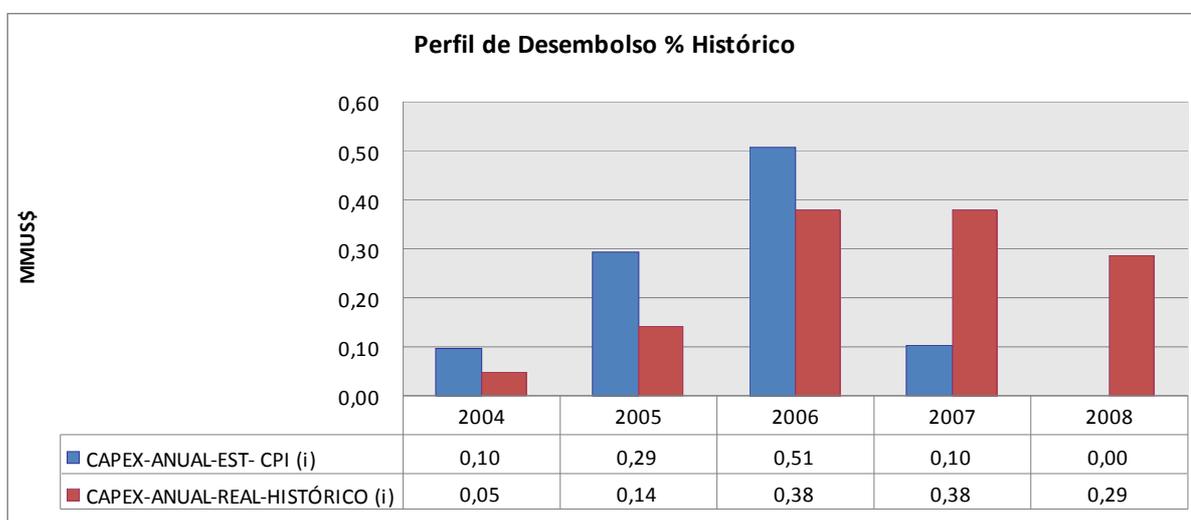


Gráfico 17 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-XT

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Os primeiros 3 (três) anos a realização orçamentária foi bem abaixo do esperado. Isso sugere que a capacidade de realização foi superestimada (otimista). Por conseguinte, as estimativas de custo e tempo foram penalizadas, implicando numa necessidade, não prevista, de postergação dos investimentos para os anos seguintes (2007 e 2008).

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 11, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 19,45%, considerando o índice CPI que variou 15,34% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE.

Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de -21,98%, com o índice PCU-211 variando em 175,70% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,50		-8,12%	3,58		-39,99%			
CAPEX	1,15	1,38	19,45%	2,76	2,15	-21,98%	40	52	30,00%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	0,98		40,53%	2,34		-8,21%			

Tabela 11 – Resultado da análise da P-XT

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 11 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 18, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI (1,38) é cerca de 20% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI (1,15). Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI (1,50), faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi 8,12% menor, ou seja, estava dentro do intervalo esperado.

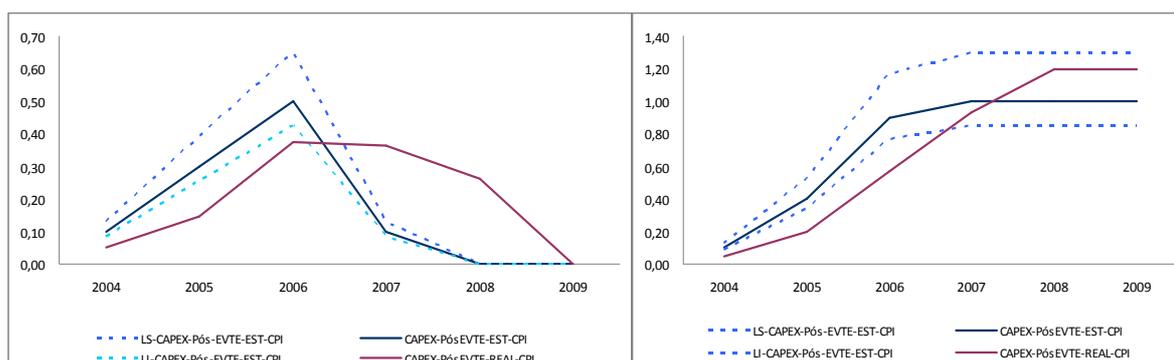


Gráfico 18 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-XT (Classe III – AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 19, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU (2,15) é 21,98% menor que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU (2,76). Chegando a ser menor até que o LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU (2,34), faixa de erro a menor da Classe III da AACE, ou seja, estava abaixo do intervalo esperado, como pode ser notado no Gráfico 19, abaixo:

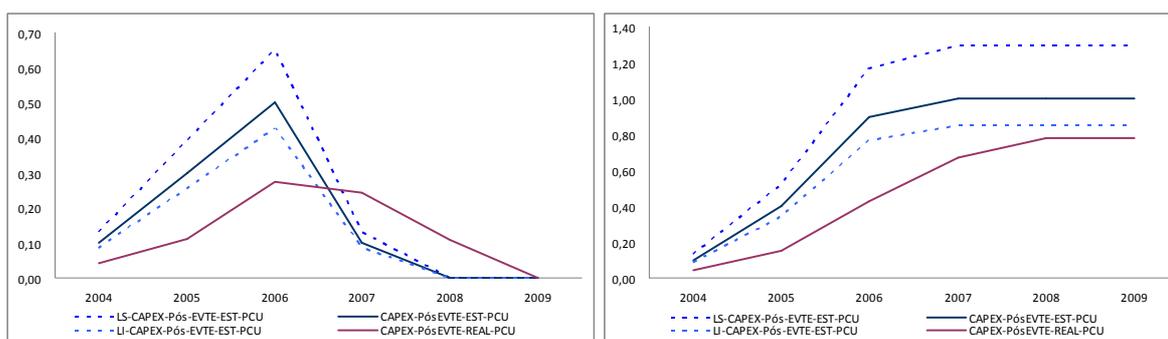


Gráfico 19 Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-XT (Classe III – AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Pode-se inferir que a estimativa de investimento do projeto sofreu pressões inerentes ao cenário de aumento de preços da indústria do petróleo, como por exemplo o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 12 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que, em termos estratégicos, se mostrou vantajoso.

Capítulo 5

ESTUDO DE CASO

5.1 Introdução

Foram estudados 7 (sete) projetos DP aprovados entre 2000 e 2005, tendo suas fases de execução ocorrido entre 2000 e 2008. Os dados de controle são relativos ao Pós-EVTE de junho de 2008 e as estimativas provenientes dos EVTE de cada projeto em questão.

No estudo de caso em questão é aplicada a metodologia descrita no Capítulo 4, a qual foi aplicada ao exemplo fictício da P-XT. Esta metodologia é aplicada a cada um dos 7(sete) projetos do estudo e o seus resultados são descritos a seguir. Os projetos apresentam nomes fictícios devido a segurança da informação. São eles:

- P-X2: Aprovado em meados de 2000;
- P-X3: Aprovado em meados de 2000;
- P-X4: Aprovado em meados de 2001;
- P-X5 Aprovado em meados de 2004;
- P-X6 Aprovado no final de 2003;
- P-X7 Aprovado no início de 2005;
- P-X8 Aprovado em meados de 2004.

5.1.1 Projeto P-X2:

A P-X2 teve sua aprovação de execução realizada em meados do ano 2000 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de meio bilhão de dólares e o um TEE de 31 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório da parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO empregado foi 20% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 55 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 20, abaixo.

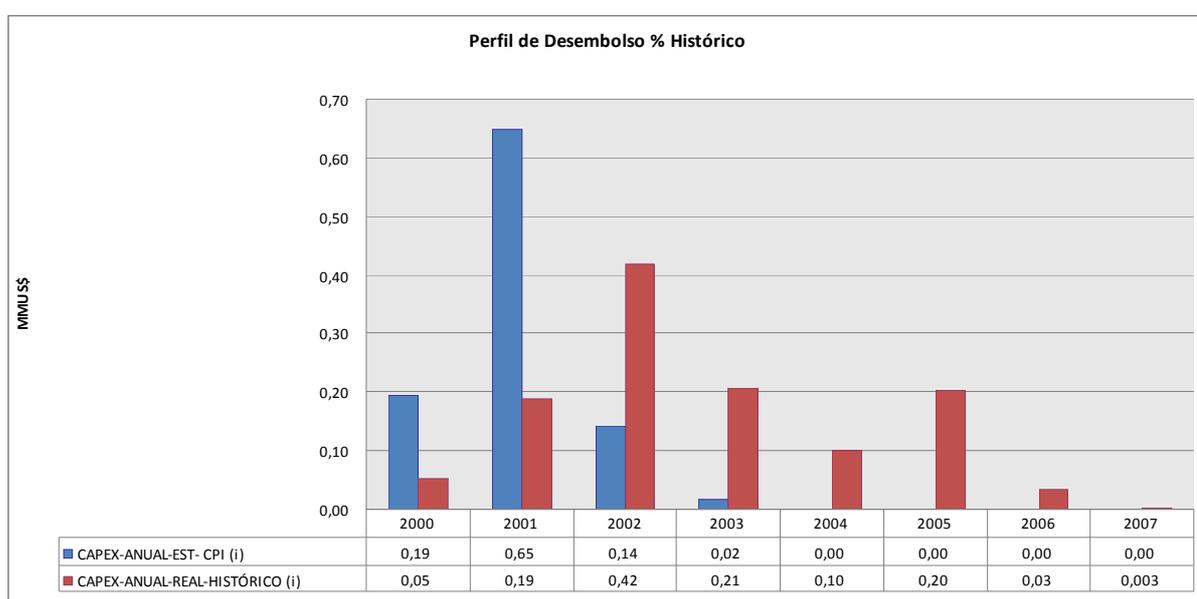


Gráfico 20 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X2

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Nos primeiros 2 (dois) anos a realização orçamentária foi bem abaixo do esperado. Isso sugere que a capacidade de realização e mobilização foi superestimada (otimista), por conseguinte, as estimativas de custo e tempo foram penalizadas, implicando numa necessidade, não prevista, de postergação dos investimentos para os anos seguintes (2002 à 2006).

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 12, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 19,45%, considerando que o índice CPI variou 15,34% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de 20,17%, com o índice PCU-211 variando em 242,60% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,65		-10,54%	4,45		-7,56%			
CAPEX	1,27	1,48	16,29%	3,43	4,12	20,17%	31	55	77,42%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,08		36,82%	2,91		41,38%			

Tabela 12 – Dados da análise da P-X2

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 12 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 21, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 15% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi cerca de 10% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

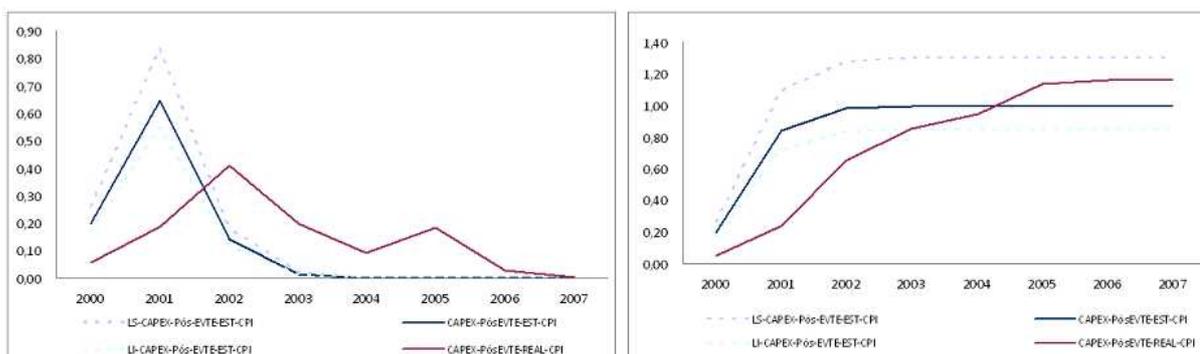


Gráfico 21 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X2 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 22, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 20% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi cerca de 8% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

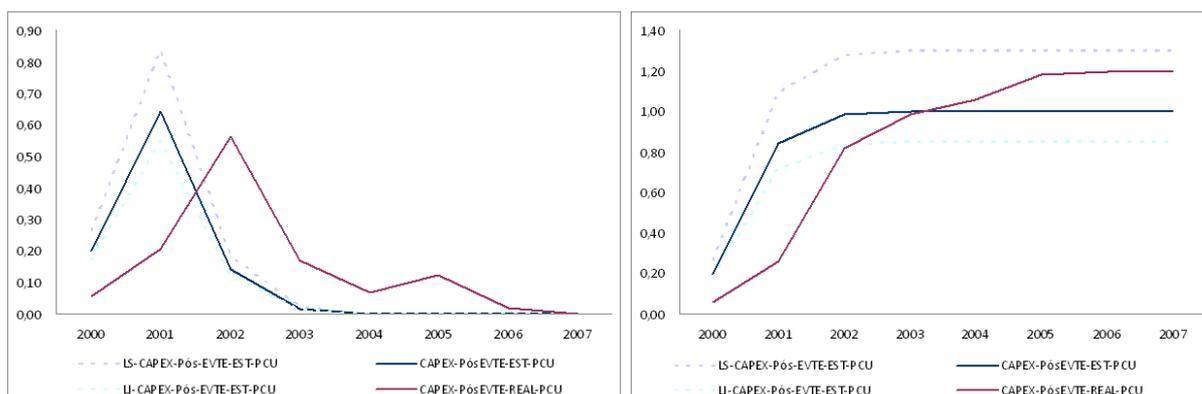


Gráfico 22 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X2 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 24 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.1.2 Projeto PX-3:

A P-X3 teve sua aprovação de execução realizada em meados do ano 2000 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de meio bilhão de dólares e o um TEE de 38 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório da parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO empregado foi 20% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 58 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 23, abaixo.

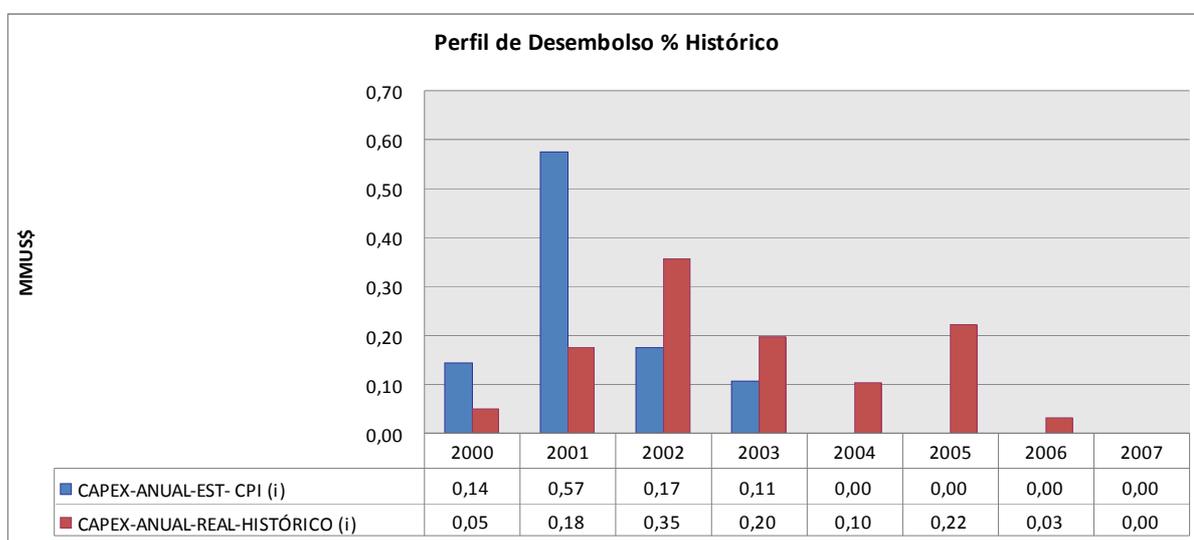


Gráfico 23 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X3

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Nos primeiros 2 (dois) anos a realização orçamentária foi bem abaixo do esperado. Isso sugere que a capacidade de realização e mobilização foi superestimada (otimista), por conseguinte, as estimativas de custo e tempo foram penalizadas, implicando numa necessidade, não prevista, de postergação dos investimentos para os anos seguintes (2002 à 2006).

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 13, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 10,27%, considerando o índice CPI que variou em 26,91% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE.

Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de 11,39% com o índice PCU-211 variando em 242,60% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,65		-15,18%	4,45		-14,32%			
CAPEX	1,27	1,40	10,27%	3,43	3,82	11,39%	38	58	52,63%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,08		29,72%	2,91		31,05%			

Tabela 13 – Dados da análise da P-X3

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 13 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 24, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 10% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi cerca de 15% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

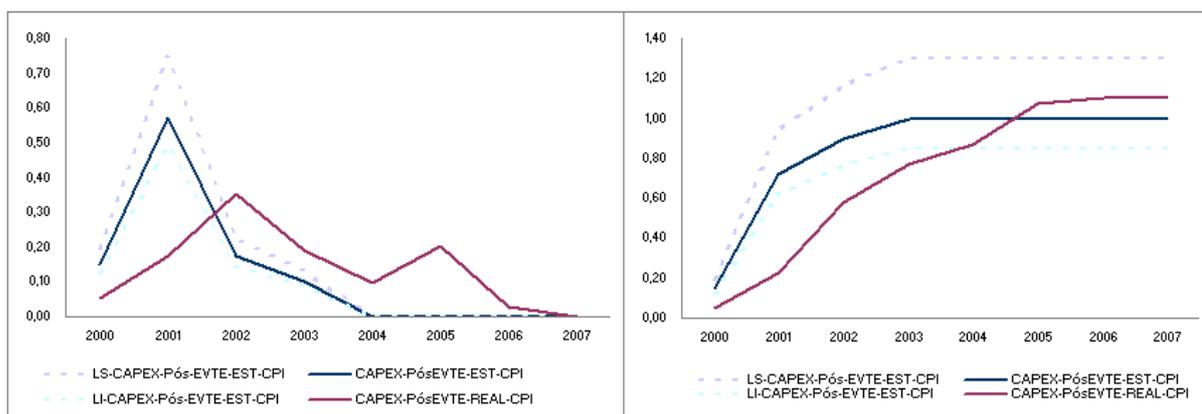


Gráfico 24 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X3 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 25, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 20% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi cerca de 15% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

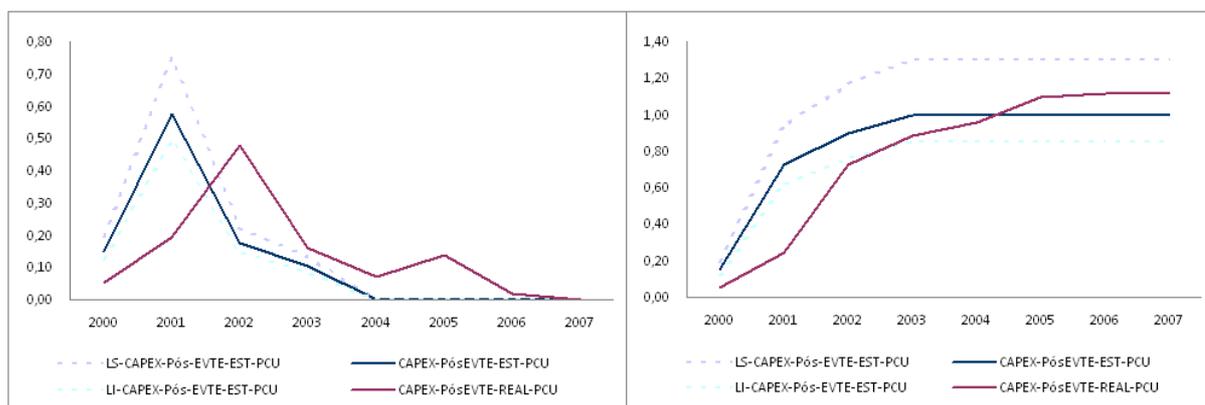


Gráfico 25 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X3 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 20 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.1.3 Projeto PX-4:

A P-X4 teve sua aprovação de execução realizada em meados do ano de 2001 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de meio bilhão de dólares e o um TEE de 26 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório da parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO empregado foi 110% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 59 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 26, abaixo.

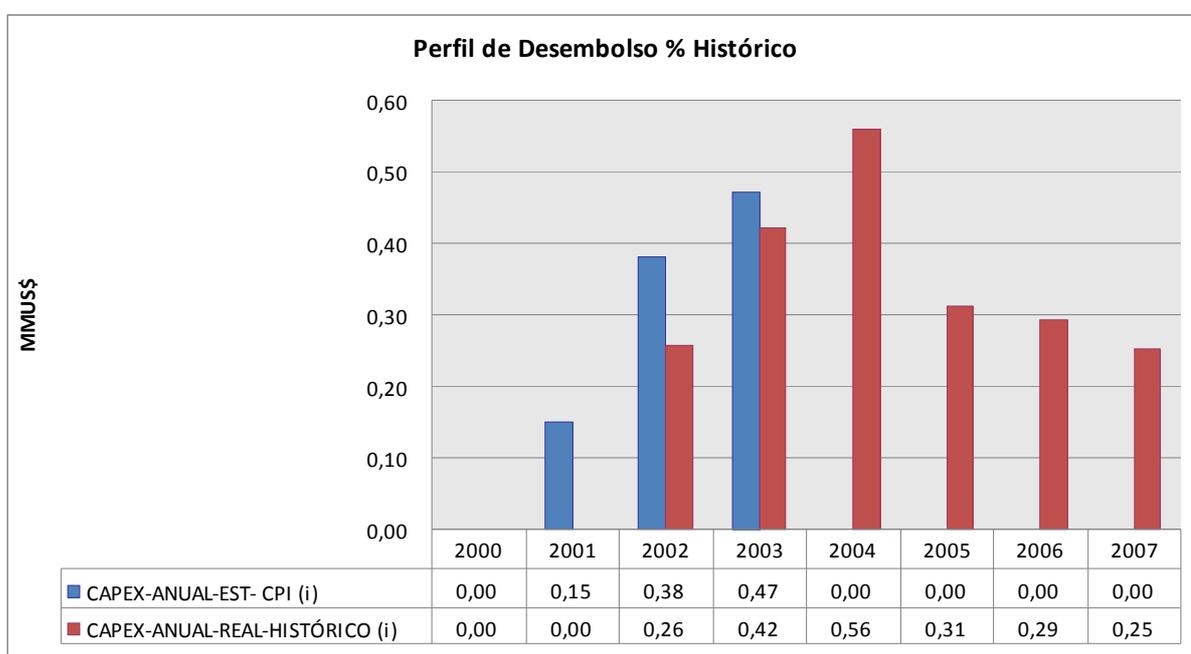


Gráfico 26 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X4

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Pode-se destacar a estimativa extremamente agressiva e otimista de realização do projeto em 26 meses. O período de execução realizado foi de 59 meses, chegando a cerca de 127% a mais que o previsto. Pode-se inferir que a capacidade de realização foi superestimada (otimista) e, por conseguinte, as estimativas de custo e tempo foram penalizadas. A não realização em 2001 e a baixa realização em 2002 demonstram dificuldades de mobilização no início do projeto, fato este explicado em parte pela aprovação do EVTE sem a finalização o processo de contratação do EPC (Engineering, Procurement and Construction Contracts).

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 14, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 98,03%, considerando o índice CPI que variou em 22,92% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de 44,98% com o índice PCU-211 variando em 264,51% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,60		52,33%	4,74		11,52%			
Pós-EVTE	1,23	2,43	98,03%	3,65	5,28	44,98%	26	59	126,92%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,04		132,98%	3,10		70,56%			

Tabela 14 – Dados da análise da P-X4

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 14 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 27, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 100% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Mesmo considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi, ainda, cerca de 50% maior, ou seja, fora do intervalo esperado.

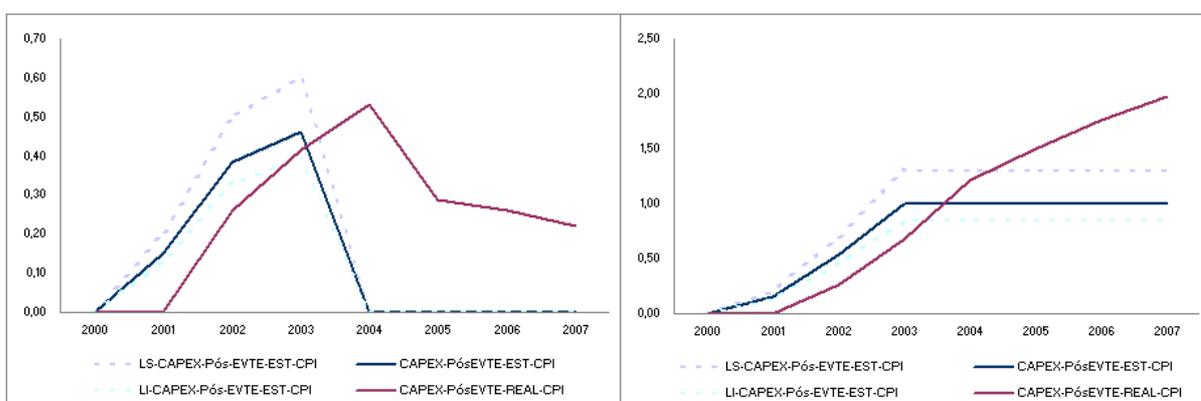


Gráfico 27 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X4 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 28, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 45% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Mesmo considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi, ainda, cerca de 10% maior, ou seja, fora do intervalo esperado.

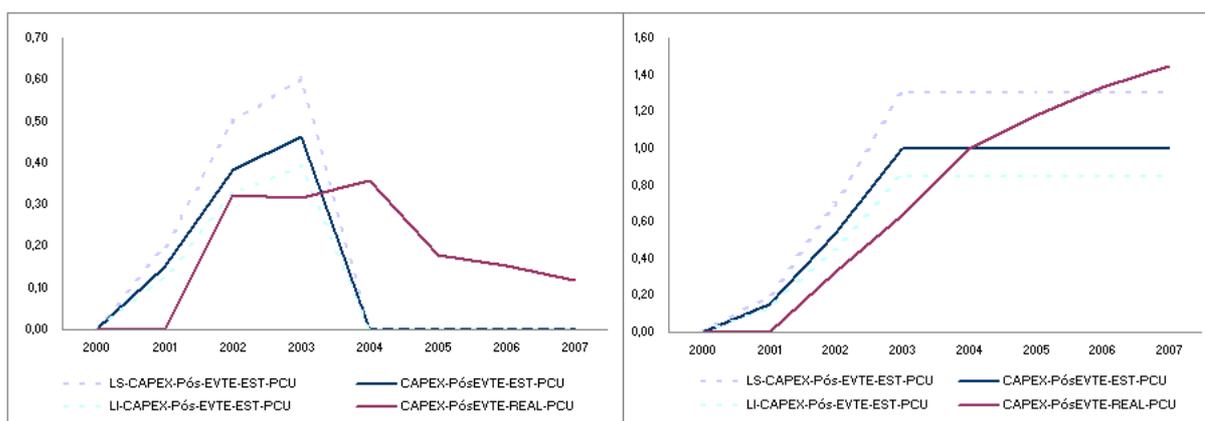


Gráfico 28 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X4 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 33 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que, em termos estratégicos, se mostrou vantajoso.

5.1.4 Projeto da PX-5:

A P-X5 teve sua aprovação de execução realizada em meados do ano de 2004 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de 1 (um) bilhão de dólares e o um TEE de 45 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório das parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTÓRICO empregado foi cerca de 25% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 55 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 29, abaixo.

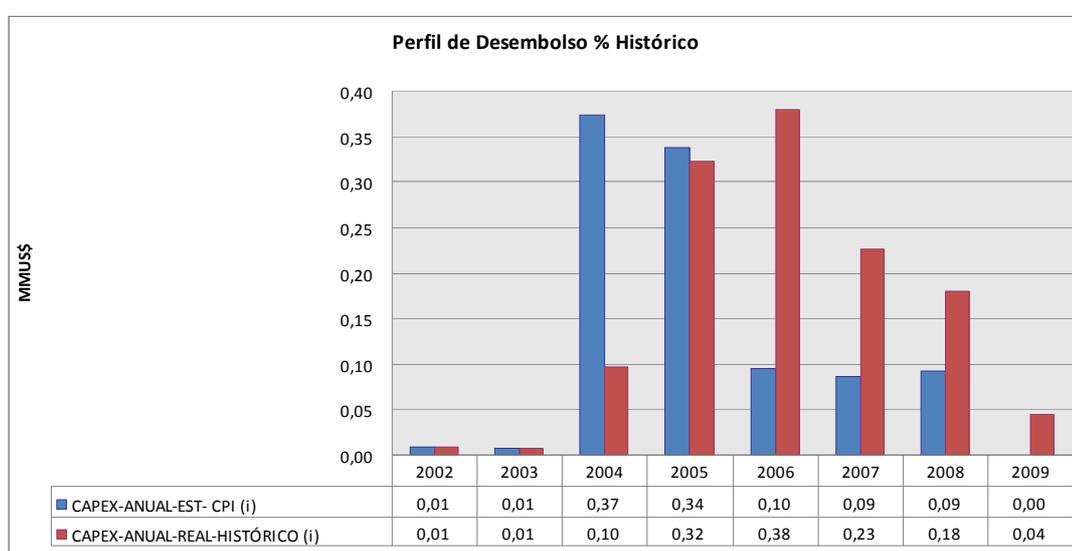


Gráfico 29 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X5

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se perceber pelos dados que a capacidade de realização (e/ou mobilização) em 2004 foi superestimada (otimista), por conseguinte, as estimativas de custo e tempo foram penalizadas, implicando numa necessidade da postergação dos investimentos, não prevista, nos anos seguintes. Mesmo assim, o projeto apresenta melhoras, principalmente na previsão de duração da fase de execução, isso se comparado ao grupo de projetos anterior, quando não havia o PRODEP. Isso faz inferir que ocorreu uma melhoria no processo de estimativa de tempo, que pelo que pode-se observar adotou um período mais realista de execução (ainda assim agressiva) do que as anteriores: 31, 38, 38 e 26 meses, respectivamente; em comparação aos 45 meses estimados para a P-X5. Corroborou com esse resultado a melhoria da velocidade de execução, mesmo que em menor escala.

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 15, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI) de 22,48%, considerando o índice CPI que variou em 15,34% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU) foi de 1,81%, com o índice PCU-211 variando em 130,30% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,50		-5,78%	2,99		-21,68%			
CAPEX	1,15	1,41	22,48%	2,30	2,34	1,81%	45	55	22,22%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	0,98		44,10%	1,96		19,78%			

Tabela 15 – Dados da análise da P-X5

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 15 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 30, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 20% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi cerca de 5% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

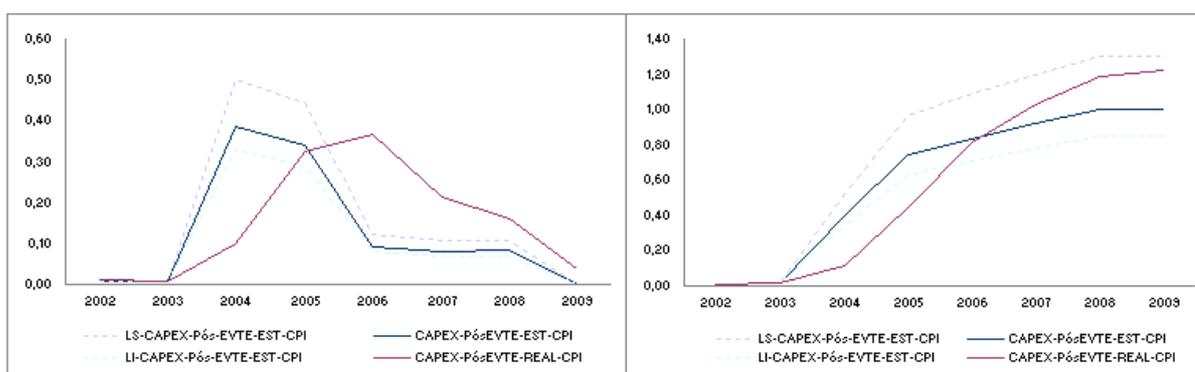


Gráfico 30 - Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X5 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 31, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é ,a penas, pouco mais de 1% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi cerca de 20% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

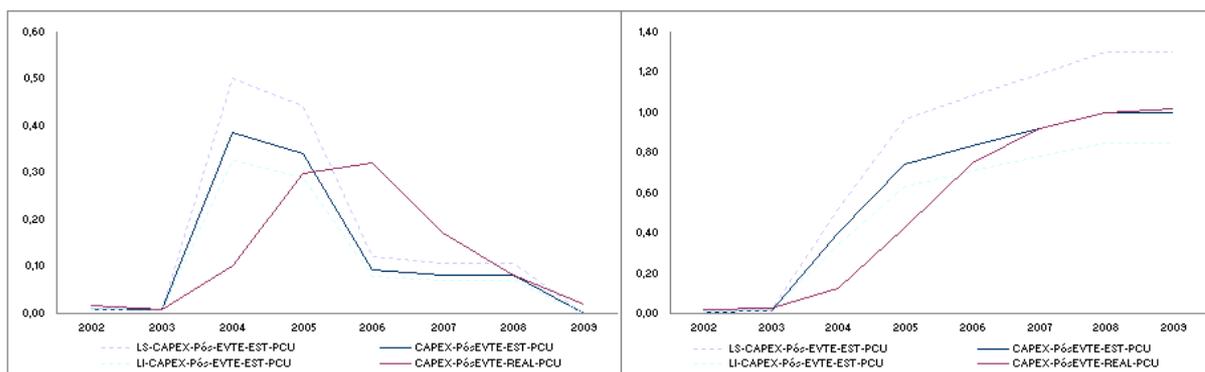


Gráfico 31– Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X5 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 20 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixos, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.1.5 Projeto da P-X6:

A P-X6 teve sua aprovação de execução realizada no final do ano de 2003 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de 1 (um) bilhão de dólares e o um TEE de 39 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório das parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTORICO empregado foi cerca de 60% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 48 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 32, abaixo.

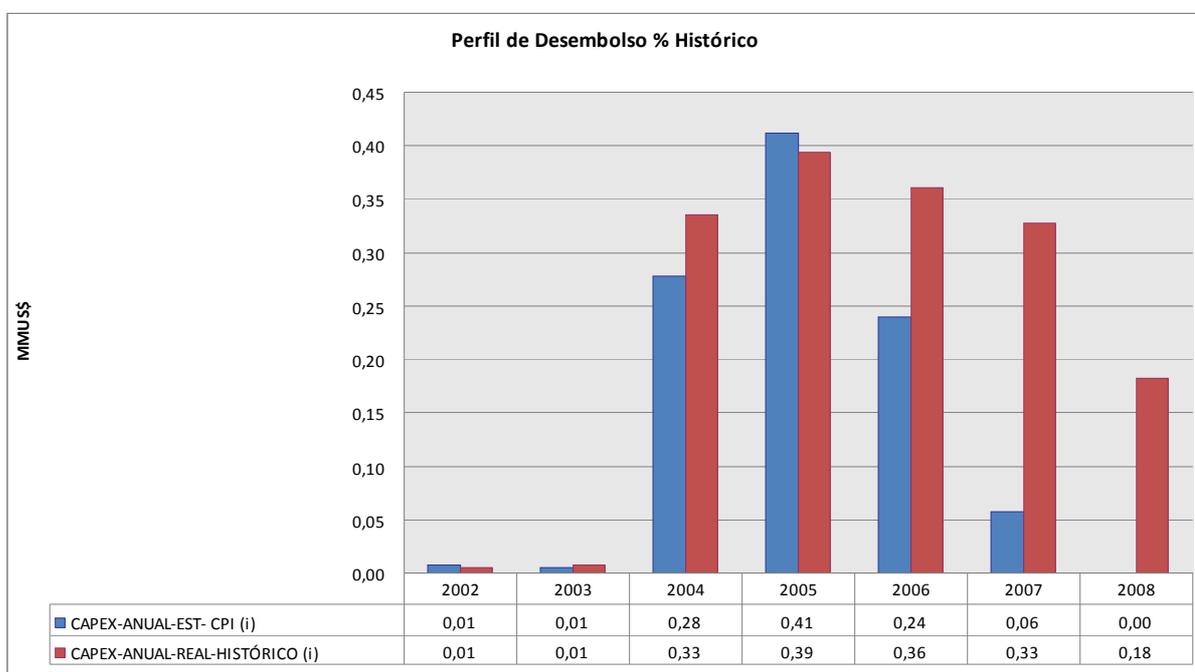


Gráfico 32 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X6

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Percebe-se que a estimativa de desembolso estoura fortemente em 2006 e 2007. A previsão de duração da fase de execução ainda se apresentou otimista (agressiva) e pode-se inferir que contribuiu para esse aumento de investimento, mesmo apresentando nítida melhora na velocidade de execução se comparados aos projetos anteriores ao PRODEP (PX-1, P-X2, P-X3 e P-X4). Corroborou com esse resultado a melhoria da velocidade de execução.

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 16, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) 57,43%, considerando o índice CPI que variou em 18,72% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de 13,27%, com o índice PCU-211 variando em 184,82% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,54		21,10%	3,70		-12,87%			
CAPEX	1,19	1,87	57,43%	2,85	3,23	13,27%	39	48	23,08%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,01		85,22%	2,42		33,26%			

Tabela 16 – Dados da análise da P-X6

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 16 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 33, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 60% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Mesmo considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi, ainda, cerca de 20% maior, ou seja, fora do intervalo esperado.

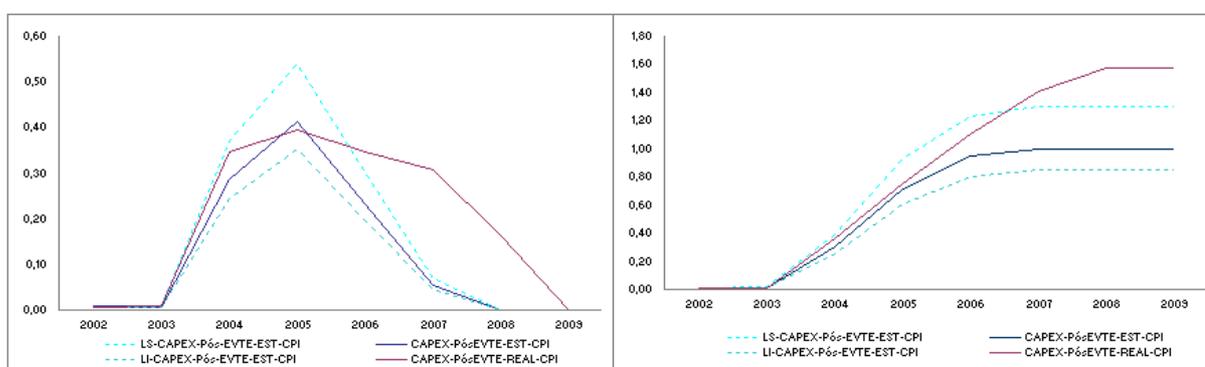


Gráfico 33 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X6 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 34, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 15% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi cerca de 13% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

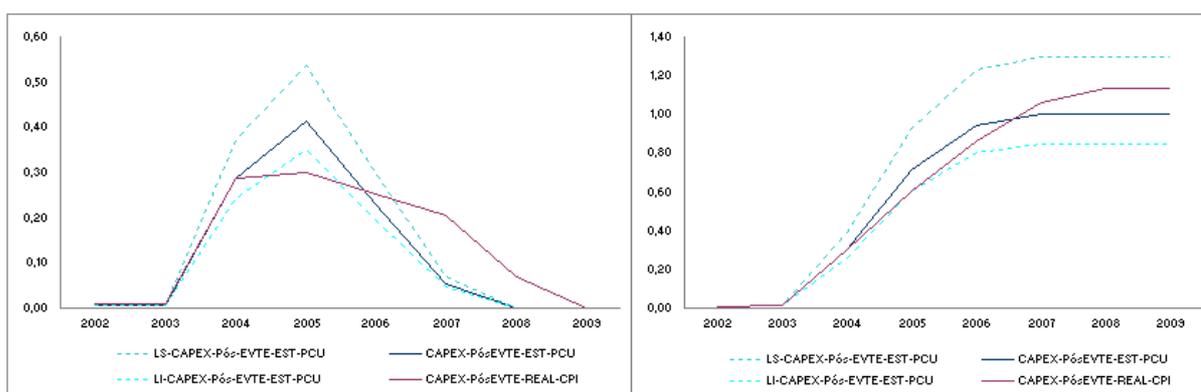


Gráfico 34 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X6 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 9 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixos, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.1.6 Projeto da PX-7:

A P-X7 teve sua aprovação de execução realizada no início do ano de 2001 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de 1 (um) bilhão de dólares e o um TEE de 37 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório das parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTÓRICO empregado foi cerca de 85% maior, em termos nominais, e o TEE foi de 45 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 35, abaixo.

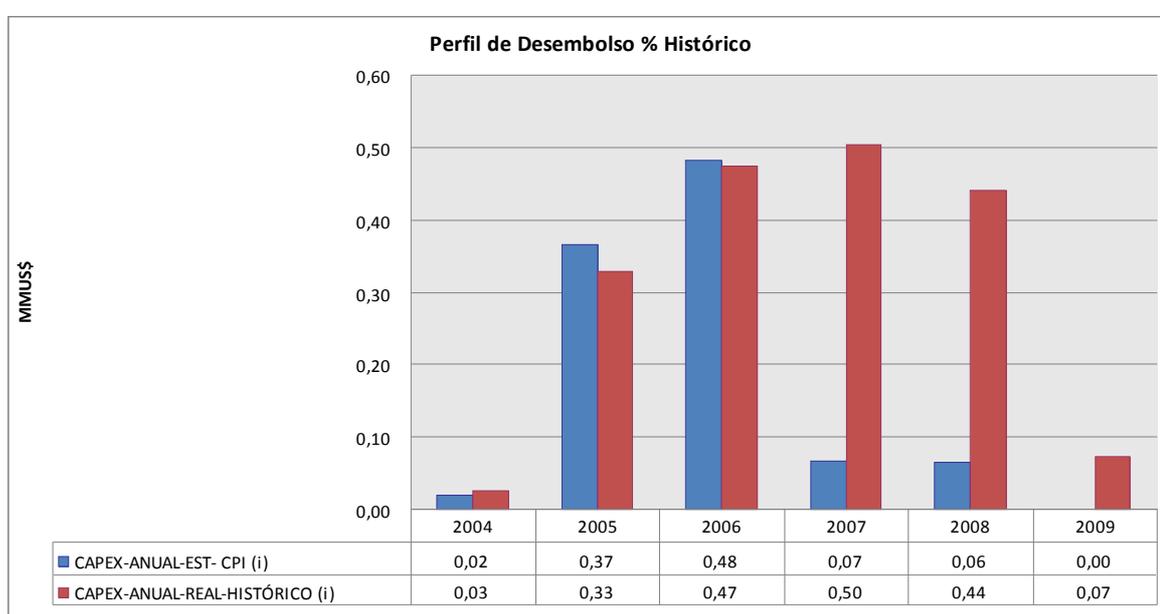


Gráfico 35 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X7

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Percebe-se que a estimativa de desembolso estourou fortemente em 2007 e 2008. Um fato importante na P-X7 é que ela tem um componente de risco tecnológico diferente das demais. Este risco tecnológico nos leva a considerar que as reais atividades para execução deste componente não foram devidamente detalhadas e orçadas. Os problemas enfrentados na execução deste componente da UEP levaram, portanto, a P-X7 a um desvio significativo. A previsão do TEE ainda se apresentou otimista (agressiva) e pode-se inferir que contribuiu para esse aumento de investimento, mesmo apresentando nítida melhora na velocidade de execução se comparados aos projetos anteriores ao PRODEP (PX-1, P-X2, P-X3 e P-X4).

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 17, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 79,33%, considerando o índice CPI que variou em 13,19% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 a variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de 50,80%, com o índice PCU-211 variando em 106,6% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,47		37,95%	2,68		16,00%			
CAPEX	1,13	2,03	79,33%	2,06	3,11	50,80%	37	45	21,62%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	0,96		110,98%	1,75		77,41%			

Tabela 17 – Dados da análise da P-X7

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 17 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 36, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 80% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Mesmo considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi, ainda, cerca de 40% maior, ou seja, ficando fora do intervalo esperado.

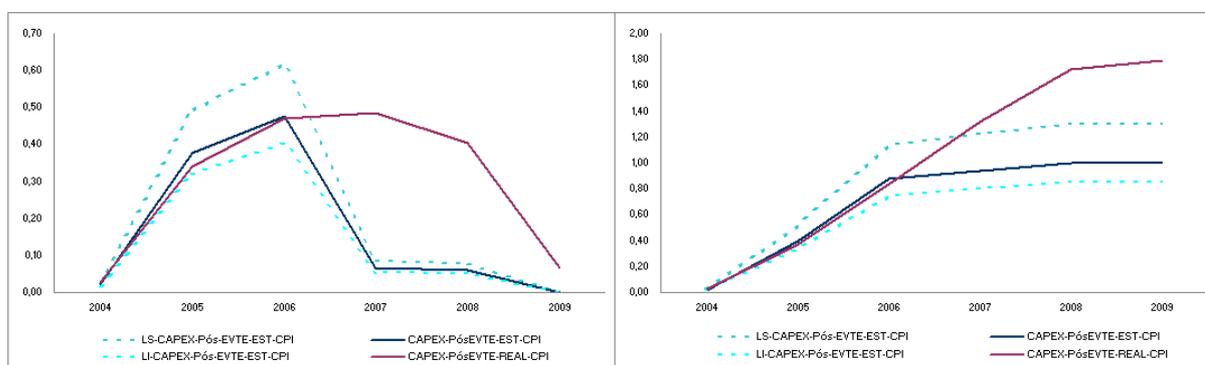


Gráfico 36 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X7 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 37, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 50% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Mesmo considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi, ainda, cerca de 15% maior, ou seja, fora do intervalo esperado.

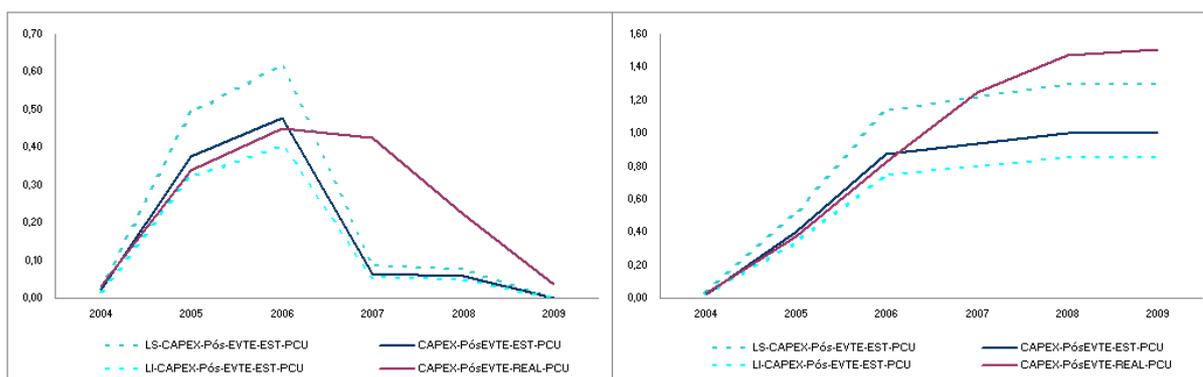


Gráfico 37 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X7 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 8 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.1.7 Projeto da P-X8:

A P-X8 teve sua aprovação de execução realizada em meados de 2004 (Data do EVTE). Previa em suas estimativas um investimento (CAPEX-EVTE-EST) da ordem de 1 (um) bilhão de dólares e o um TEE de 37 meses. Comparando estas estimativas ao ocorrido até a data do Pós-EVTE (junho de 2008), verifica-se que o somatório das parcelas do CAPEX-ANUAL-REAL-HISTÓRICO empregado foi cerca de 6% maior, em termos nominais, e o TRE foi de 43 meses. As diferenças entre o perfil de desembolso estimado e o real podem ser vistas no Gráfico 35, abaixo.

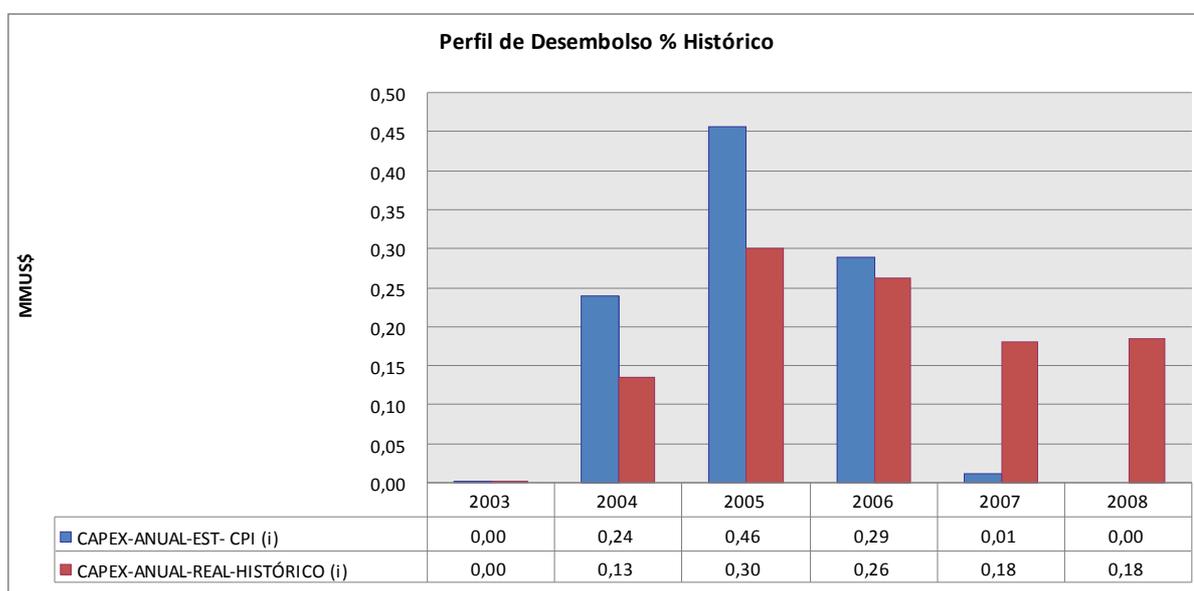


Gráfico 38 – Perfil % de Desembolso Estimado e Histórico da P-X8

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar que as estimativas foram otimistas em alguns aspectos. Pode-se perceber pelos números que a capacidade de realização inicial (2004) foi superestimada tal qual a capacidade de realização em 2005. A previsão de duração da fase de execução ainda se apresentou otimista (agressiva). Essa menor realização adicionada a agressividade, ainda presente, na estimativa de prazo penalizou os anos seguintes, principalmente 2007 e 2008, mesmo apresentando nítida melhora na velocidade de execução se comparados aos projetos anteriores ao PRODEP (PX-1, P-X2, P-X3 e P-X4) e mesmo apresentando o menor tempo de execução entre os projetos estudados, tanto nominal quanto percentualmente falando.

Os dados do projeto, demonstrados em percentuais do CAPEX-EVTE-EST na Tabela 18, indicam uma variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI/CAPEX-PósEVTE-EST-CPI) de 2,86%, considerando o índice CPI que variou em 13,19% entre a Data do EVTE e a Data do Pós-EVTE. Se for considerado o índice PCU-211 essa variação do CAPEX (CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU/CAPEX-PósEVTE-EST-PCU) foi de -15%, com o índice PCU-211 variando em 130,30% no mesmo período.

	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-CPI	(2) / (1) (%)	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST-PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL-PCU	(4) / (3) %	TEE	TER	TER/TEE (%)
LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST	1,50		-20,88%	2,99		-34,14%			
CAPEX	1,15	1,19	2,86%	2,30	1,97	-14,38%	37	43	16,22%
LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST	0,98		21,01%	1,96		0,72%			

Tabela 18 – Dados da análise da P-X8

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

A Tabela 18 também demonstra os intervalos de variação das estimativas para uma Classe III da AACE, tanto para uma atualização através do CPI quanto do PCU-211. No Gráfico 39, podem-se observar estes intervalos de forma mais clara para os dados atualizados através do CPI. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é cerca de 3% maior que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI. Entretanto, considerando-se o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, faixa de erro a maior da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi cerca de 20% menor, ou seja, dentro do intervalo esperado.

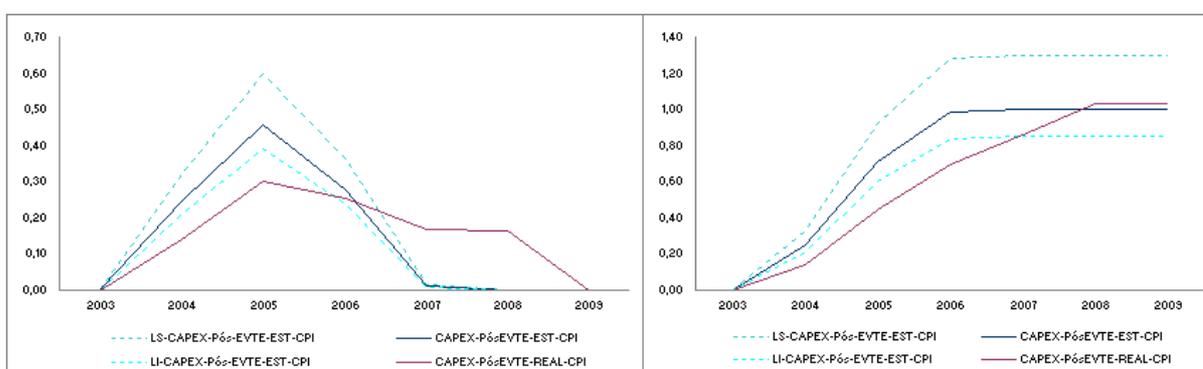


Gráfico 39 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI da P-X8 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

No Gráfico 40, podem-se observar estes intervalos para os dados atualizados através do PCU-211. Por conseguinte, pode-se observar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é cerca de 15% menor que o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Considerando-se o LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, faixa de erro a menor da Classe III da AACE, pode-se notar que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi menos de 1% maior, ou seja, pode-se considerá-lo dentro do intervalo esperado.

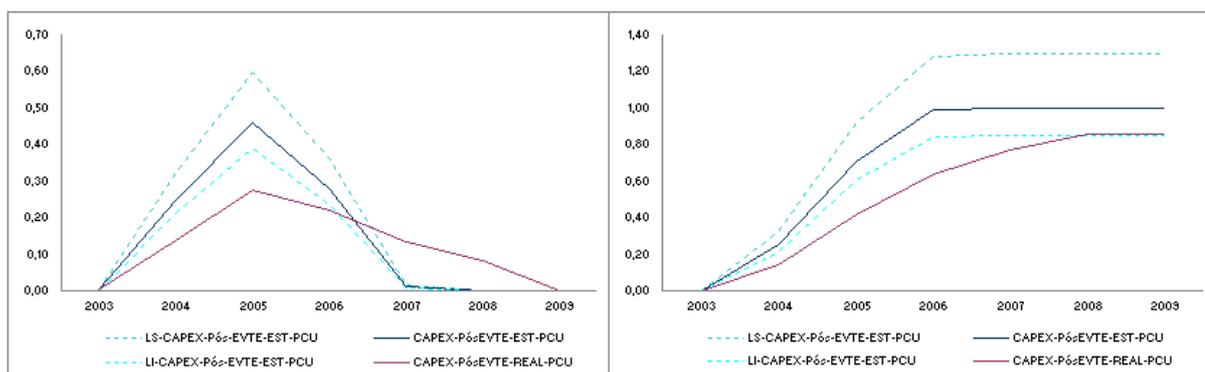


Gráfico 40 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X8 (Classe III-AACE)

Fonte: Próprio Autor, 2009

Isso demonstra que a estimativa de CAPEX do projeto sofreu pressões tais quais o aumento do índice de reajustes dos contratos. Além disso, as mudanças foram implementadas e remuneradas em outro cenário de custos e os custos fixos nos 6 meses a mais de execução influenciaram pleitos por parte da contratada. Mesmo assim, se visto da data do Pós-EVTE 2008 a realização do projeto foi feita em um cenário de preços mais baixo, o que em termos estratégicos se mostrou vantajoso.

5.2 Análise dos resultados

5.2.1 Cenário 1: Prática vigente - Estimativa Determinística e Inflação Americana:

Para prática vigente, atualizando as estimativas através do CPI, índice escolhido para representar a inflação americana e observando os desvios das estimativas determinísticas em relação ao investimento real, ou seja, dividindo o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI pelo CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI, chega-se às saídas descritas na Tabela 19, abaixo. Por questão da confidencialidade dos dados os valores são apresentados como percentuais do CAPEX-EVTE-EST de cada projeto em questão.

	% Var. Índice CPI	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST- CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL- CPI	(2) / (1) (%)	TEE	TRE	TRE/TEE (%)
P-X2	26,91%	1,27	1,48	16,29%	31	55	77,42%
P-X3	26,91%	1,27	1,40	10,27%	38	58	52,63%
P-X4	22,92%	1,23	2,43	98,03%	26	59	126,92%
P-X5	15,34%	1,15	1,41	22,48%	45	55	22,22%
P-X6	18,72%	1,19	1,87	57,43%	39	48	23,08%
P-X7	13,19%	1,13	2,03	79,33%	37	45	21,62%
P-X8	15,34%	1,15	1,19	2,86%	37	43	16,22%

Tabela 19 – Relação entre CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Através dos dados da Tabela 19 e do Gráfico 42, fica difícil inferir tendências. Entretanto, pode-se afirmar que nenhuma estimativa atingiu ou foi inferior ao valor realmente desembolsado unicamente com a aplicação da atualização pelo CPI. Observam-se variações bastante heterogêneas, o que pode ser atestado por variações de 2,86% (P-X8) até variações de 98,03% (P-X4). Em média, nesta análise, os projetos variaram aproximadamente 41% contra uma variação média do CPI de aproximadamente 20%. Através dos dados analisados, pode-se caracterizar dois grupos distintos.

O primeiro grupo, representado pelos 3 (três) primeiros projetos, realizados antes da vigência da Sistemática do PRODEP, num ambiente de preços do barril de petróleo mais

baixo e que, apesar das grandes diferenças entre estimativas de tempo de execução e sua duração efetiva, representaram variações de estimativas de custos na ordem de 10% à 15%. A exceção foi a P-X4 que apresentou desvio de quase 100% no CAPEX e 127% na duração da fase de execução.

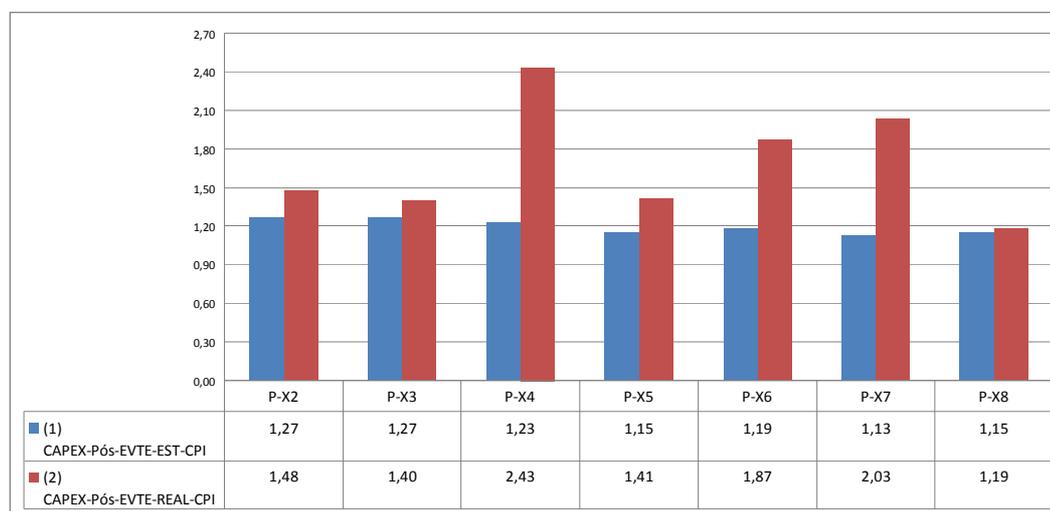


Gráfico 41 –CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI

Fonte: Próprio Autor

O segundo, representado pelos 4 últimos projetos, aprovados após a implantação do PRODEP e que viveram um ambiente de preços altos da indústria, demonstram variações de estimativa de custos variando de 2,86% à 79,33% e variações de 16% à 23% nas estimativas de tempo.

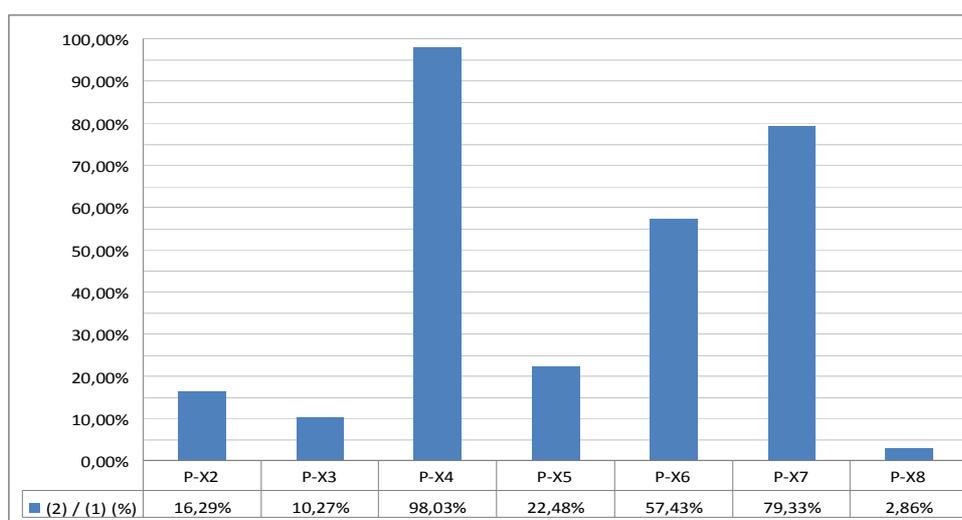


Gráfico 42 – Relação % entre o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI

Fonte: Próprio Autor

A pesquisa demonstrou que um item diferenciado da P-X4 pode explicar tamanha diferença aos demais projetos. A P-X4 foi a única das 7 (sete) plataformas a não ter seu contrato de EPC assinado antes da autorização, sendo o EVTE aprovado com uma estimativa de valores de classe conceitual, conseqüentemente, com maiores riscos de variação. Dentro dos itens atuais para atendimento ao PRODEP está a obrigatoriedade da realização da concorrência antes da autorização do Portão 3, o que visa diminuir tais riscos. Outro fato importante ocorrido em todos os projetos, mas em maior magnitude na P-X4, foi a agressividade nas estimativas de tempo de execução. A P-X4 apresentou uma discrepância da ordem de 130% em relação ao estimado, o que certamente influenciou no aumento de investimento.

Todos os projetos apresentaram diferenças, mas pode-se inferir pelos dados que os projetos aprovados após a implantação do PRODEP apresentaram diferenças significativamente menores em relação às estimativas de tempo. Isso se deve principalmente a uma menor agressividade das estimativas e a uma melhoria na capacidade e velocidade de execução. Porém, pode-se considerar que tais estimativas ainda são agressivas (otimistas), se comparadas à média das realizações.

Pode-se notar no Gráfico 43, abaixo, que o índice CPI variou 13% à 29%. Sendo, naturalmente, os maiores valores relativos aos projetos mais antigos, que também apresentam maior duração.

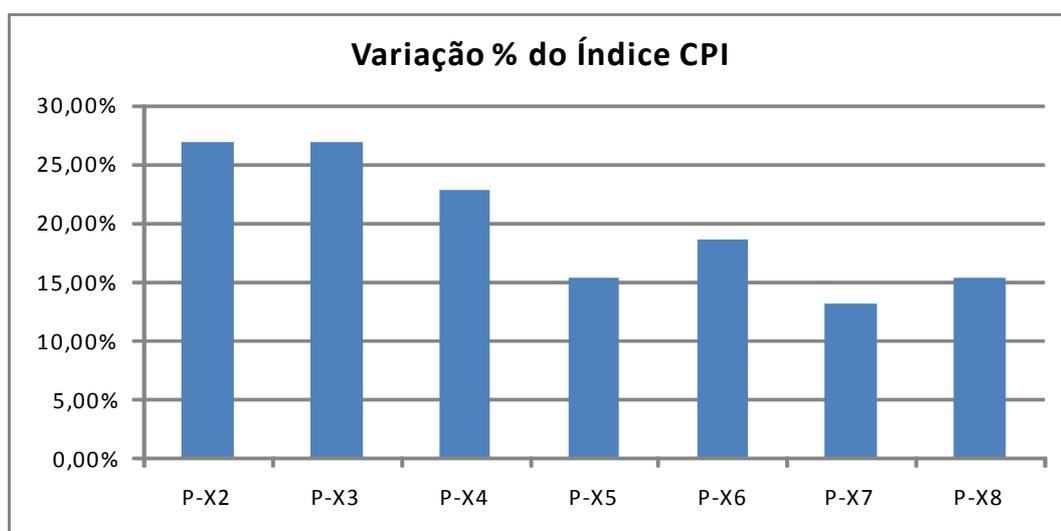


Gráfico 43 – Variação % do Índice CPI

Fonte: Bureau of Labor Statistics, 2008

Dessa forma, o Cenário 1, que representa a prática vigente, permite comparar os projetos de DP a outros projetos de investimento de qualquer indústria. Entretanto, não incorpora nem uma visão de incerteza e risco associada às estimativas e nem a pressão de preços da indústria do petróleo no período. Nesse mesmo período, o índice de inflação da indústria variou em uma ordem de grandeza maior, o que pode ser observado na Gráfico 44, abaixo.

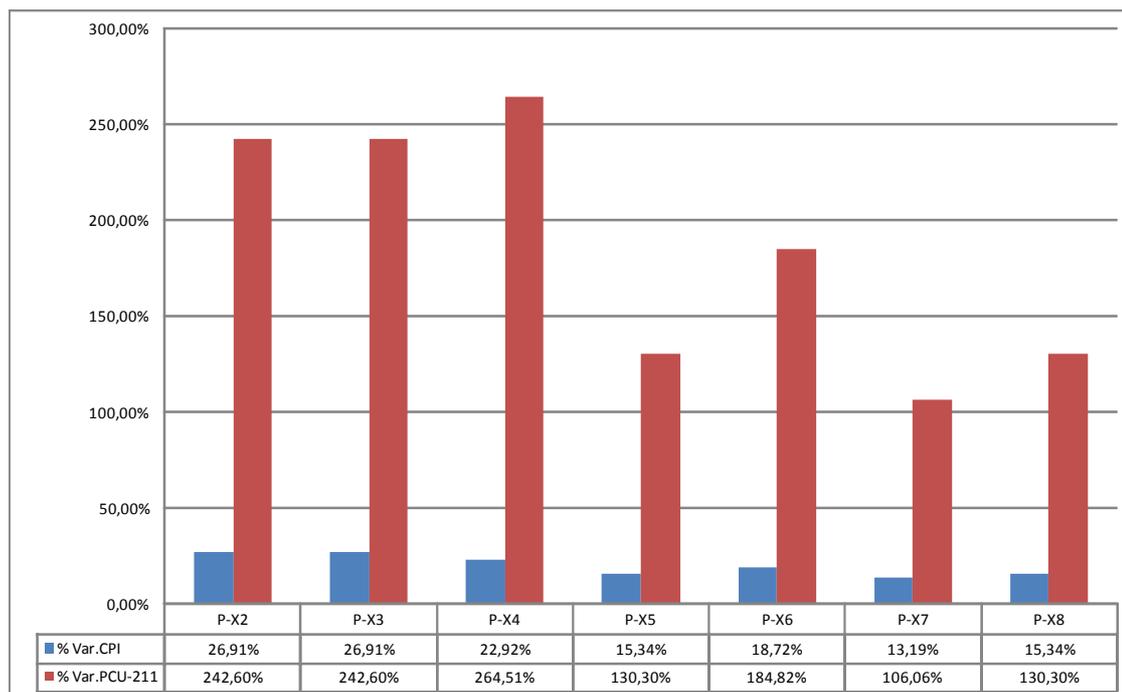


Gráfico 44 – Variação do CPI e do PCU-211

Fonte: Bureau of Labor Statistics, 2008

A análise foi repetida para o Cenário 2, onde se utilizou a inflação da indústria do petróleo, através da atualização pelo índice PCU-211.

5.2.2 Cenário 2: Proposta 1 - Estimativa Determinística e Inflação da Indústria:

Para o Cenário 2, atualizando, agora, as estimativas através do PCU-211, índice escolhido para representar a inflação da indústria do petróleo, e observando os desvios das estimativas determinísticas em relação ao investimento real, ou seja, dividindo o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU pelo CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU, chega-se às saídas descritas na Tabela 20, abaixo. Por questão da confidencialidade dos dados os valores são apresentados como percentuais do CAPEX-EVTE-EST de cada projeto em questão.

	% Var. Índice PCU-211	(3) CAPEX-Pós- EVTE-EST- PCU	(4) CAPEX-Pós- EVTE-REAL- PCU	(4) / (3) %	TEE	TRE	TRE/TEE (%)
P-X2	20,17%	3,43	4,12	242,60%	31	55	77,42%
P-X3	11,39%	3,43	3,82	242,60%	38	58	52,63%
P-X4	44,98%	3,65	5,28	264,51%	26	59	126,92%
P-X5	1,81%	2,30	2,34	130,30%	45	55	22,22%
P-X6	13,27%	2,85	3,23	184,82%	39	48	23,08%
P-X7	50,80%	2,06	3,11	106,06%	37	45	21,62%
P-X8	-14,38%	2,30	1,97	130,30%	37	43	16,22%

Tabela 20 – Relação entre CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Os dados da Tabela 20, acima, e do Gráfico 45, abaixo, mostram os resultados da variação do CAPEX, à luz do cenário de preços da indústria do petróleo no mesmo período de tempo.

Pode-se observar no Gráfico 45 e no Gráfico 46, que a utilização do PCU-211 diminuiu a variação entre o CAPEX-Pós-EVTE-REAL e o CAPEX-Pós-EVTE-EST em relação a utilização do CPI.

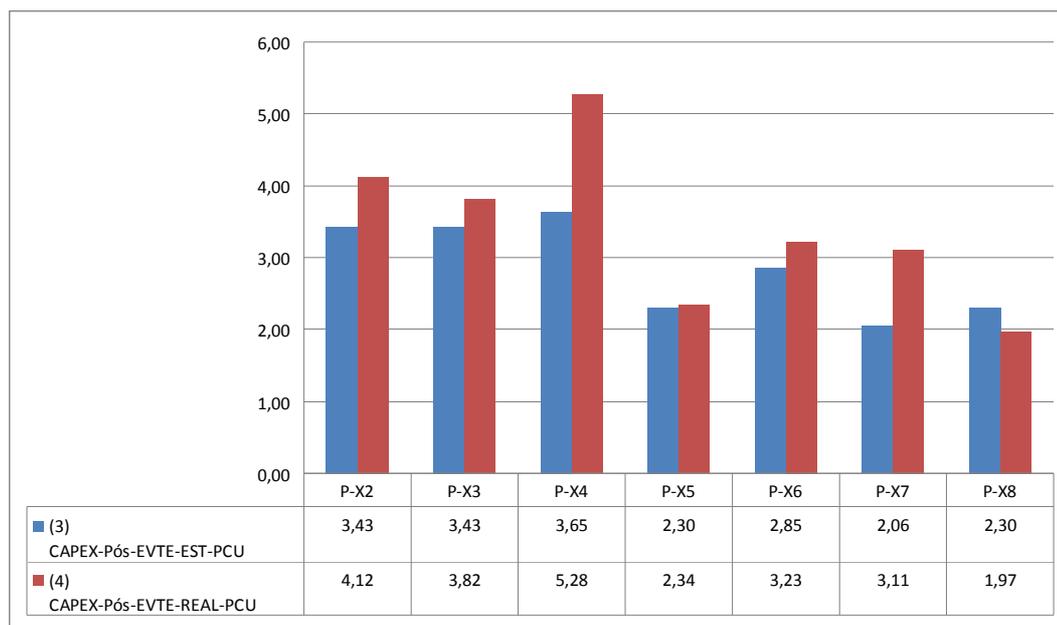


Gráfico 45 –CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU e o CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU

Fonte: Próprio Autor

Em média, nesta análise, utilizando o PCU-211, os projetos variaram aproximadamente 18%, contra uma variação média, utilizando o CPI, de aproximadamente 40%. Mesmo em uma escala menor, continua-se observando uma heterogeneidade nas variações obtidas, o que pode ser corroborado pelas variações de -14,38, da P-X8, e 50,80%, da P-X7.

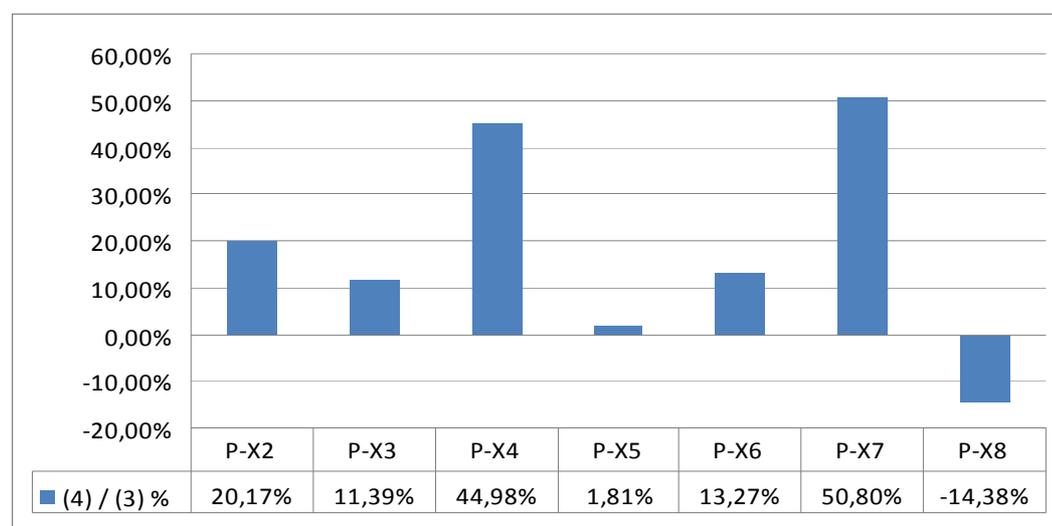


Gráfico 46 - Relação % entre a variação do CAPEX usando o CPI e o PCU-211

Fonte: Próprio Autor

Analisando os dados do PCU-211, Gráfico 47, podem-se identificar dois patamares de valores. O primeiro, relativo aos 3 (três) primeiros projetos, onde a variação do índice de inflação da indústria escolhido é da ordem de 250% até o Pós-EVTE. O segundo, dos 4 (quatro) últimos projetos onde os índices da inflação da indústria é da ordem de 100% à 150% até o pós EVTE .

Ambos os patamares são expressivos e corroboram o entendimento de que a pressão nos custos foi alta durante a execução dos projetos, mas os ganhos indiretos são mais significantes no primeiro grupo, onde se valeram de um cenário de preços baixos na assinatura dos contratos, fato este corroborado pelo valor nominal do investimento dos projetos, quase metade dos empregados no segundo grupo.

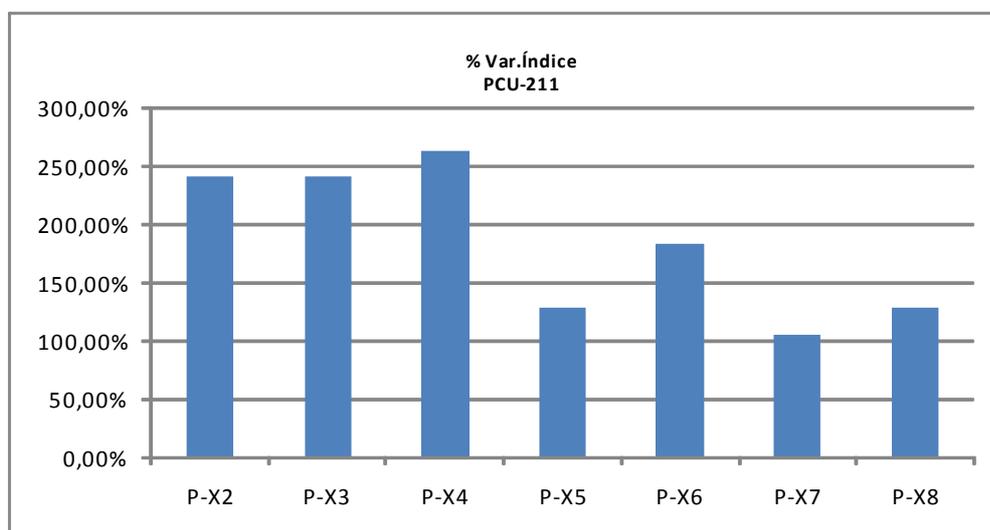


Gráfico 47 – Variação do índice PCU-211 da Data do EVTE até a Data do Pós-EVTE

Fonte: Bureau of Labor Statistics, 2008

Outro aspecto importante a ser observado é que o desempenho da execução desses projetos, dadas as variações do índices sempre maiores que 100%, indicam um ambiente de pressão nos custos de execução. São exemplos de fatores que contribuiriam para isso: aumento dos índices de reajustes contratuais, pressões de renovações contratuais, valores de mudanças tardias (*change orders*), aumento de custos fixos acompanhados do aumento do tempo de execução previsto para o projeto, entre outros. Por conseguinte, esses fatores tornaram a condução da execução dos projetos mais complexa, ainda mais considerando o longo período da execução.

5.2.3 Cenário 3: Proposta 2 - Estimativa Probabilística e Inflação Americana:

Para o Cenário 3, observam-se os desvios de uma estimativa probabilística, que utiliza como critério de previsão os intervalos de confiança descritos pela AACE e suas classes de estimativa. Além disso, neste Cenário 3, utiliza-se a atualização dos valores através do CPI. Por conseguinte, o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI é comparado ao intervalo composto pelo LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e pelo LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e não apenas ao CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI que caracteriza o processo determinístico do Cenário 1. Por questão da confidencialidade dos dados os valores são apresentados na Tabela 21 como percentuais do CAPEX-EVTE-EST de cada projeto em questão.

	% Var. Índice CPI	(1b) LI-CAPEX-Pós- EVTE-EST- CPI	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST- CPI	(1c) LS-CAPEX- Pós-EVTE- EST-CPI	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL- CPI	(2) / (1b) > Dif %	(2) / (1) (%)	(2) / (1c) < Dif %
P-X2	26,91%	1,08	1,27	1,65	1,48	36,82%	16,29%	-10,54%
P-X3	26,91%	1,08	1,27	1,65	1,40	29,72%	10,27%	-15,18%
P-X4	22,92%	1,04	1,23	1,60	2,43	132,98%	98,03%	52,33%
P-X5	15,34%	0,98	1,15	1,50	1,41	44,10%	22,48%	-5,78%
P-X6	18,72%	1,01	1,19	1,54	1,87	85,22%	57,43%	21,10%
P-X7	13,19%	0,96	1,13	1,47	2,03	110,98%	79,33%	37,95%
P-X8	15,34%	0,98	1,15	1,50	1,19	21,01%	2,86%	-20,88%

Tabela 21 – Variação do CAPEX considerando CPI e Classe III da AACE

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar na Tabela 21, acima, além do Gráfico 48 e Gráfico 49, abaixo, que 4 (quatro) dos 7 (sete) projetos apresentaram variações compatíveis com a Classe III de estimativa proposta, ou seja, o valor do CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI está dentro do intervalo composto pelo LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI e pelo LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI.

É importante salientar que a P-X4 não se caracteriza por uma Classe III de estimativa e sim por uma Classe IV, seria possível comparar suas estimativas a uma projeção de -10% à +50% (dispersão prevista pela AACE para Classes IV de estimativa). Mesmo assim, o projeto apresentaria estimativas fora da faixa de dispersão esperada, já que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI, para este caso, foi cerca de 30% maior que o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI utilizando a Classe IV, ainda muito distante do previsto.

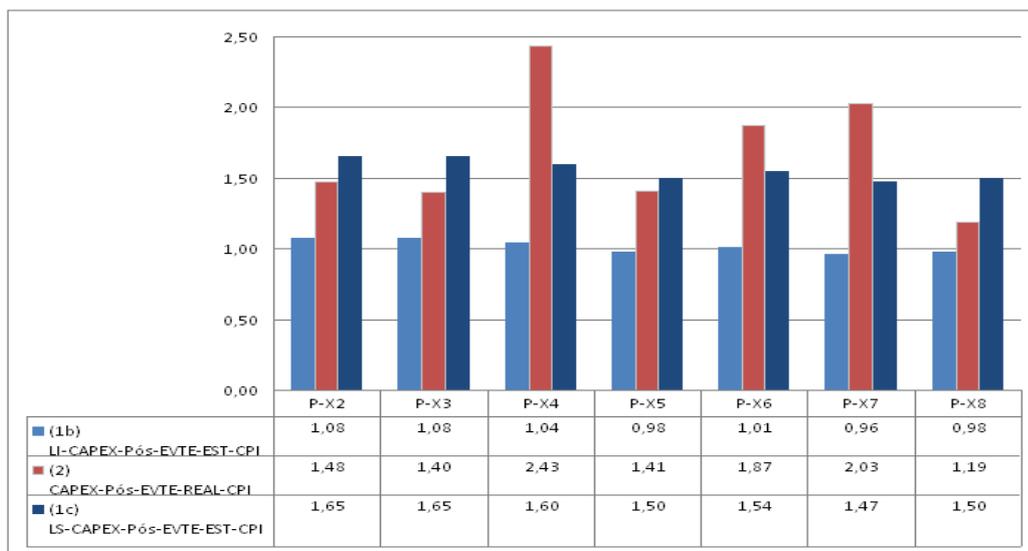


Gráfico 48 – Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI

Fonte: Próprio Autor, 2009

No caso da P-X7, que apresentou problemas de definição devido à tecnologia empregada. Mesmo considerando a estimativa do projeto de Classe IV ela também apresentaria estimativas fora da faixa de dispersão esperada, já que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI foi cerca de 20% maior que o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-CPI utilizando a Classe IV, ainda fora do intervalo previsto. Tal fato nos faz inferir que a estimativa que gerou o CAPEX-EVTE-EST foi muito agressiva (otimista) em custo e prazo, além do grau de definição baixo e inadequado para a fase de execução.

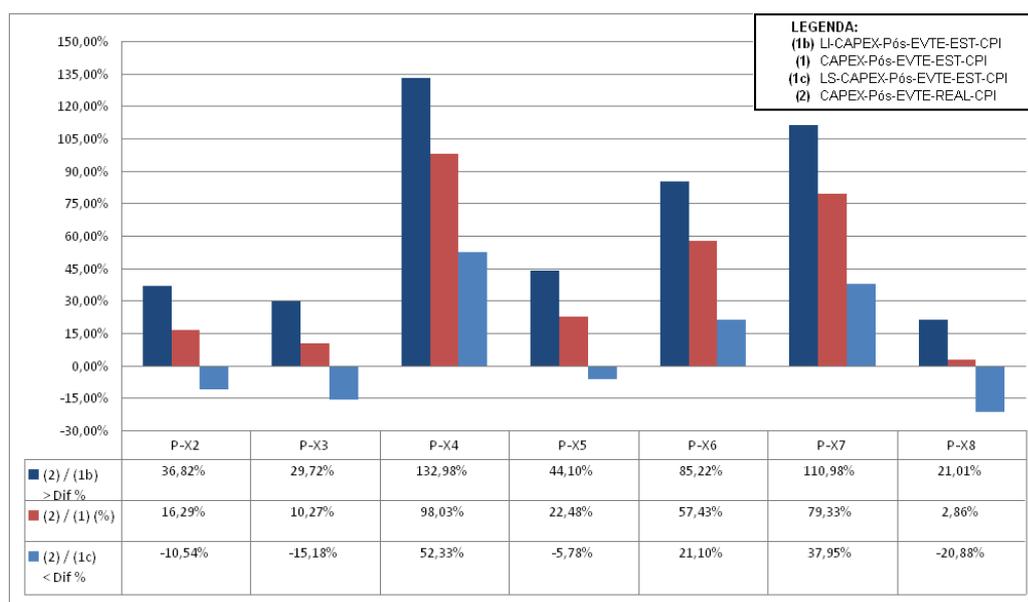


Gráfico 49 – % entre o Intervalos da estimativa e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-CPI

Fonte: Próprio Autor, 2009

Pode-se considerar bastante positiva esta proposta, já que ela demonstra, mesmo de forma simplista, um aspecto claro da incerteza e risco associado às estimativas de CAPEX, não considerada na forma atual de análise. Por conseguinte, fortalece a proposta de incorporação do risco inerente a estimativa no processo de promessa de investimento, o qual é a primeira das duas principais proposições propostas pela pesquisa. A segunda é a incorporação de um índice de preços que reflita a variação dos preços da indústria. Neste sentido, o Cenário 2 já corroborou com este intuito e o Cenário 4, a seguir, irá unir em um mesmo modelo de análise as duas proposições: promessa probabilística e índice de preços da indústria do petróleo.

5.2.4 Cenário 4: Proposta 3 - Estimativa Probabilística e Inflação da Indústria:

O Cenário 4, tal qual o Cenário 3, incorpora no modelo de análise a visão de uma estimativa probabilística. Para isso, utiliza-se como critério de previsão os intervalos de confiança descritos pela AACE e suas classes de estimativa. Além disso, neste Cenário 4 utiliza-se a atualização dos valores através do PCU-211. Por conseguinte, o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU é comparado ao intervalo composto pelo LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e pelo LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e não apenas ao CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU que caracteriza o processo determinístico do Cenário 2. Por questão da confidencialidade dos dados os valores são apresentados na Tabela 22 como percentuais do CAPEX-EVTE-EST de cada projeto em questão.

	% Var. Índice PCU-211	(1b) LI-CAPEX- Pós-EVTE- EST-PCU	(1) CAPEX-Pós- EVTE-EST- PCU	(1c) LS-CAPEX- Pós-EVTE- EST-PCU	(2) CAPEX-Pós- EVTE-REAL- PCU	(2) / (1b) > Dif %	(2) / (1) (%)	(2) / (1c) < Dif %
P-X2	242,60%	2,91	3,43	4,45	4,12	41,38%	20,17%	-7,56%
P-X3	242,60%	2,91	3,43	4,45	3,82	31,05%	11,39%	-14,32%
P-X4	264,51%	3,10	3,65	4,74	5,28	70,56%	44,98%	11,52%
P-X5	130,30%	1,96	2,30	2,99	2,34	19,78%	1,81%	-21,68%
P-X6	184,82%	2,42	2,85	3,70	3,23	33,26%	13,27%	-12,87%
P-X7	106,06%	1,75	2,06	2,68	3,11	77,41%	50,80%	16,00%
P-X8	130,30%	1,96	2,30	2,99	1,97	0,72%	-14,38%	-34,14%

Tabela 22 – Variação do CAPEX considerando PCU e Classe III da AACE

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Pode-se observar na Tabela 22, acima, além do Gráfico 50 e Gráfico 51, abaixo, que 5 (cinco) dos 7 (sete) projetos apresentaram variações compatíveis com a Classe III de estimativa da AACE, ou seja, o valor do CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU está dentro do intervalo composto pelo LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e pelo LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Conforme também se pode observar, apenas os CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X4 e da P-X7 não estão dentro do intervalo esperado.

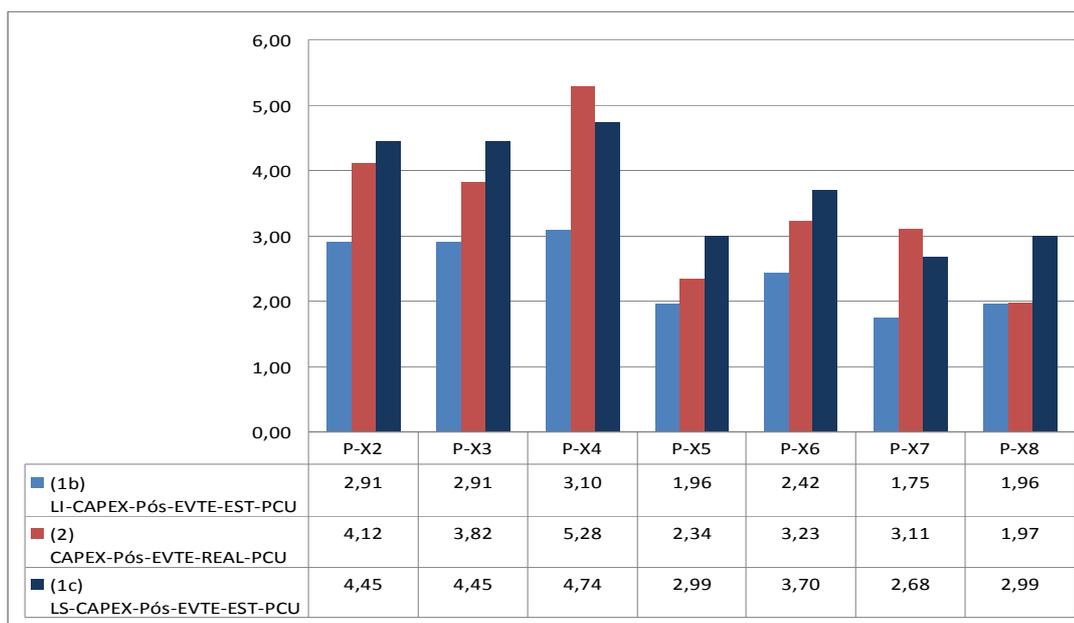


Gráfico 50 - Intervalos da estimativa X CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU

Fonte: Próprio Autor, 2009

É importante salientar que a P-X4 não se caracteriza por uma Classe III de estimativa e sim por uma Classe IV, seria possível comparar suas estimativas a uma projeção de -10% à +50% (dispersão prevista pela AACE para Classes IV de estimativa), assim o projeto apresentaria estimativas dentro da faixa de dispersão esperada, já que o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU foi cerca de 3,35% menor que o LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU utilizando a Classe IV. No caso da P-X7, que apresenta problemas de definição devido à tecnologia empregada, considerando-a de Classe IV ela apresentaria o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU no limiar do intervalo, já que ele foi 0,52% maior que o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU utilizando a Classe IV.

Esses resultados nos mostram um aspecto interessante. Se no momento de aprovar o EVTE desses projetos fosse prometido um montante de CAPEX indexado a inflação da indústria e associada uma variação possível de valor entre -15% e +30% desses valores, 5 (cinco) dos 7 (sete) projetos estariam dentro da faixa prometida. Além disso, se forem consideradas a P-X4 e P-X7 de Classe IV, ou seja, com variação possível de valor entre -10% e +50%, todos os projetos da pesquisa estariam dentro da faixa estimada.

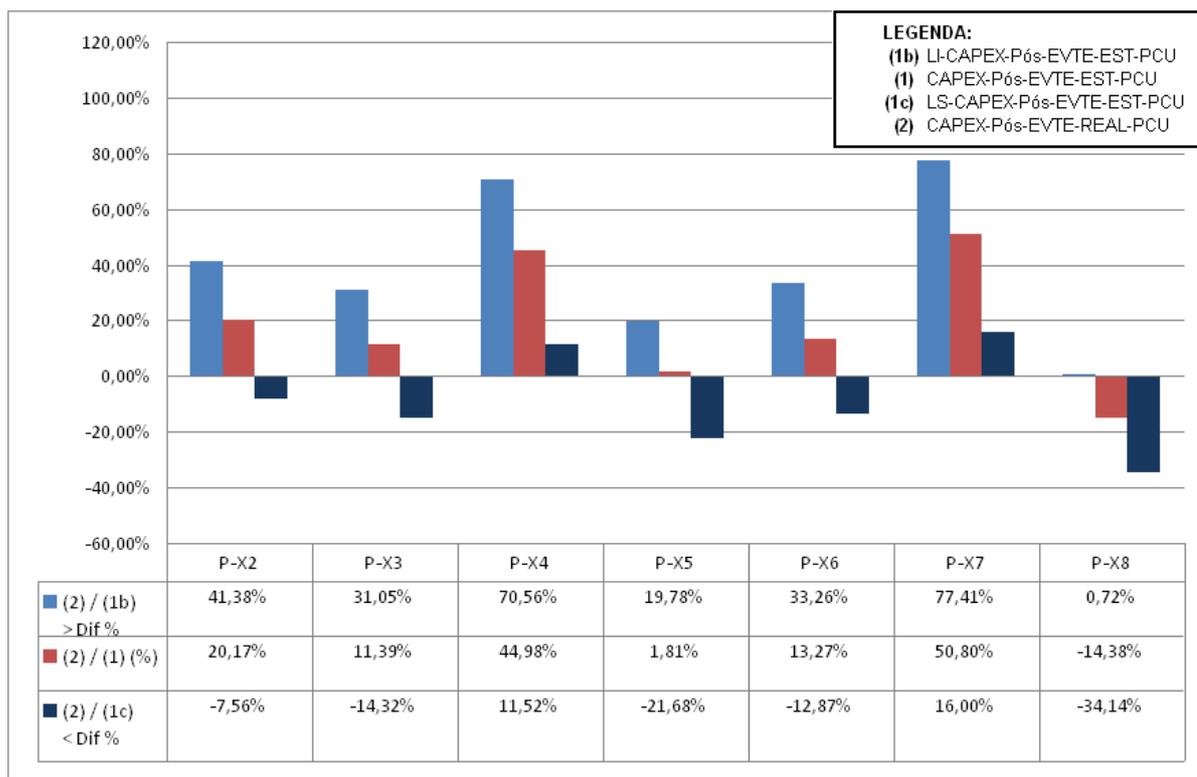


Gráfico 51 – % entre Intervalos da estimativa e o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU

Fonte: Próprio Autor, 2009

Por conseguinte, o Cenário 4 fortalece a proposta de incorporação do risco inerente a estimativa no processo de promessa de investimento, o qual é a primeira das duas principais proposições propostas pela pesquisa. Além da incorporação de um índice de preços que reflita a variação dos preços da indústria. Neste sentido, o Cenário 4 uni em um mesmo modelo de análise as duas proposições: promessa probabilística e índice de preços da indústria do petróleo. Pode-se considerar que, desta forma, o Cenário 4 corroborou com a expectativa de melhora de previsão das estimativas, já que respondeu melhor que todos os outros cenários. Isso não quer dizer que a melhor forma de se estimar valores de investimento seja esta. Se for considerado, por exemplo, a teoria das restrições (TOC), nos alerta para o efeito que grandes folgas causam grandes desvios, mas pode-se entender que esta proposta permite testar os projetos através de uma perspectiva mais abrangente e pode ser usado em cenários de análise de mudanças de preços da indústria como no cenário atual.

5.3 Análise da Variação de Tempo:

É notório nos dados que a previsão de realização do projeto sofreu um aumento do período de desembolso, acompanhada de um aumento no montante de CAPEX. Pode-se notar essa mudança no perfil de investimento de forma mais clara através da Tabela 23, abaixo:

DADOS DE SAÍDA – TEMPO EM MESES				
UEP	TEE	TRE	Diferença	% Dif
P-X2	31	55	24	77,02%
P-X3	38	58	20	54,04%
P-X4	26	59	33	128,81%
P-X5	45	55	10	22,82%
P-X6	39	48	10	24,61%
P-X7	37	45	8	21,80%
P-X8	37	43	6	16,23%

Tabela 23 – Dados de Saída de Tempo – Variação do Tempo de Execução

Fonte: Pós-EVTE Petrobras, 2008

Por conseguinte, pode-se notar no Gráfico 52 e no Gráfico 53, abaixo, tanto em módulo quanto percentualmente, que o desvio na estimativa de tempo de execução é comum para todos projetos analisados.

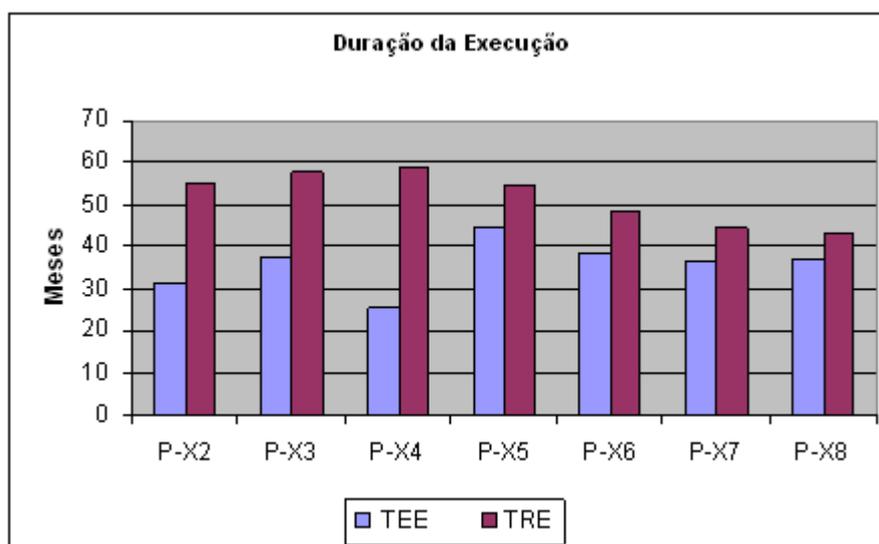


Gráfico 52 - Variação da Duração Prevista x Realizada

Fonte: Próprio Autor, 2008

Também pode-se notar uma clara melhora no desempenho em tempo entre os dois grupos de projeto, Pré-PRODEP e Pós-PRODEP. Os projetos Pós-PRODEP tiveram um média da ordem de 23% de desvio na previsão de duração da fase de execução, contra cerca de 85% dos projetos Pré-PRODEP. Como pode ser observado no Gráfico 53, abaixo:

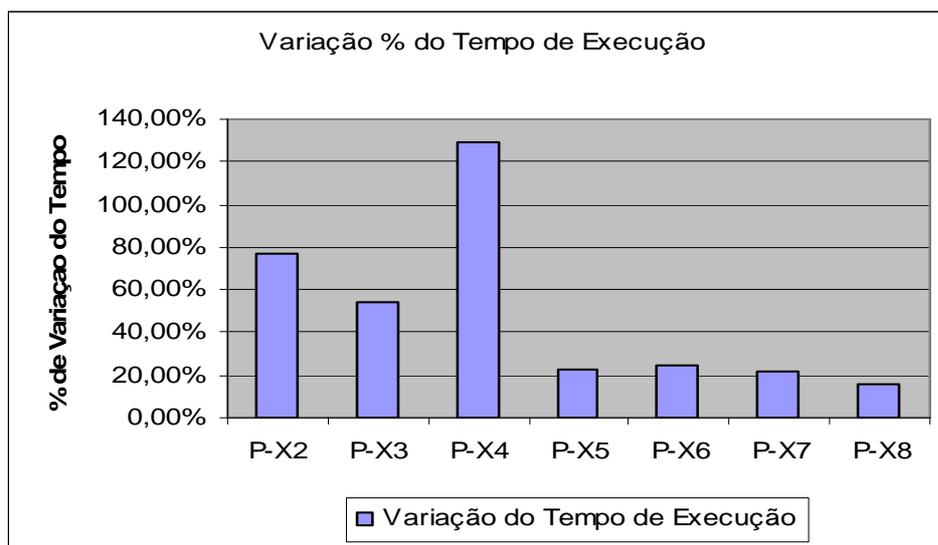


Gráfico 53 - Variação da Duração Prevista x Realizada

Fonte: Próprio Autor, 2009

Pode-se inferir que isso se deva a dois fatores principais. O primeiro fator é que o grupo de projetos pós-PRODEP assumiu valores menos otimistas (agressivos) em suas estimativas de duração. Em média, previram a execução em 40 meses contra 33 meses do grupo pré-PRODEP. Mesmo assim, as estimativas se mostraram otimistas (agressivas), já que em média o grupo dos projetos pós-PRODEP realizou os projetos em 48 meses (20% a mais que o previsto em média), contra 64 meses dos projetos pré-PRODEP (60% a mais que o previsto em média). O segundo fator é que houve uma melhora no desempenho da execução, permitindo maior velocidade de execução, o que é corroborado com o fato das médias de execução do segundo grupo serem 25% menores.

5.4 Conclusões acerca do Estudo de Caso:

O Estudo de Caso se propôs a avaliar o processo de estimativa e controle de projetos de desenvolvimento da produção em uma das Unidades de Exploração e Produção da Petrobras, tendo sido desenvolvidos 4 (quatro) Cenários de análise. O Cenário 1 corresponde à prática atualmente empregada. Os demais cenários propõe mudanças na forma de estimativa e controle, seja pela utilização de um índice inflacionário relativo à indústria do petróleo (Cenário 2), seja pela consideração do risco inerente ao processo de estimativa (Cenário 3), ou pela utilização de ambos fatores (Cenário 4).

Desta forma, escolheu-se o uso do índice PCU-211 - Índice de da Indústria de Óleo & Gás do *Bureau of Labor Statistics (U.S. Department of Labor)* para atualização monetária da estimativa utilizada na aprovação da execução do projeto (EVTE), com o intuito de refletir de forma mais aproximada possível (conforme limitação da pesquisa) o nível de preços adequado no período de controle considerado. Além disso, também foi escolhida a utilização das classes de estimativa da AACE para a associação de risco ao processo de estimativa utilizado na aprovação da execução do projeto (EVTE), de modo a sair da promessa puramente determinística para uma visão probabilística.

A pesquisa abrangeu 7 (sete) grandes projetos de DP, mais precisamente suas UEP. Dentre elas dois grupos se destacaram com características distintas. O primeiro grupo, representado pelos 3 (três) primeiros projetos, cobre o período anterior à vigência da sistemática de aprovação introduzida pelo PRODEP, num ambiente de preços do barril de óleo mais baixo e que apesar das grandes diferenças entre estimativas de tempo de execução e sua duração efetiva, representaram variações de estimativas de custos na ordem de 10% à 15%, com exceção da P-X4 que apresentou desvio da ordem de 100% no CAPEX e 130% na duração da fase de execução. O segundo, representado pelos 4 últimos projetos, aprovados após a implantação do PRODEP e que viveram um ambiente de preços altos da indústria., demonstram variações de estimativa de custos variando de 2,86% à 79,33% e variações de 16% à 23% nas estimativas de tempo, segundo o Cenário 1.

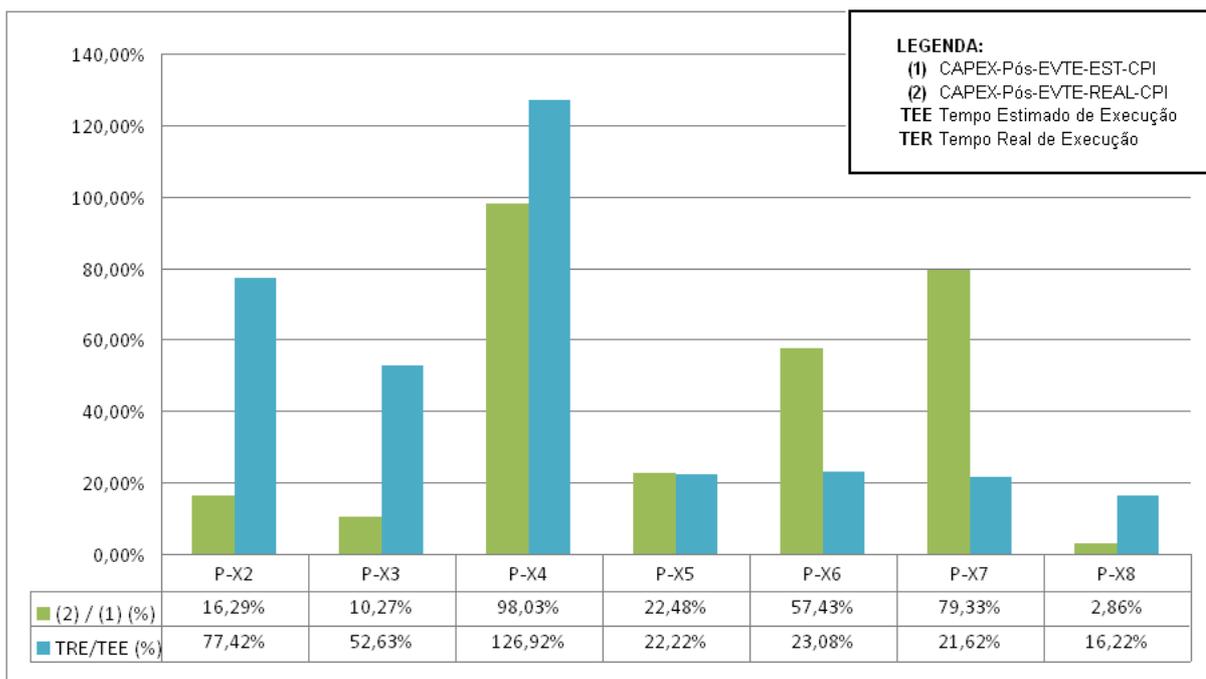


Gráfico 54 – Relação entre variação de CAPEX e de Tempo – Cenário 1

Fonte: Próprio Autor

Não se pôde inferir que exista uma relação direta entre o percentual de atraso dos projetos e o percentual de desvio do CAPEX dada a heterogeneidade dos dados, como mostra o Gráfico 54. Entretanto, pode-se afirmar que houve melhora no desempenho em tempo entre os dois grupos de projeto, Pré-PRODEP e Pós-PRODEP. Os projetos Pós-PRODEP tiveram uma média da ordem de 23% de desvio na previsão de duração da fase de execução, contra cerca de 85% dos projetos Pré-PRODEP.

Pode-se inferir que isso se deva a dois fatores principais. O primeiro fator é que o grupo de projetos Pós-PRODEP assumiu valores menos otimistas (agressivos) em suas estimativas de duração. Em média, previram a execução em 40 meses contra 33 meses do grupo pré-PRODEP. Mesmo assim, as estimativas se mostraram otimistas (agressivas), já que em média o grupo dos projetos pós-PRODEP realizou os projetos em 48 meses (20% a mais que o previsto em média), contra 64 meses dos projetos pré-PRODEP (60% a mais que o previsto em média). O segundo fator é que houve uma melhora de desempenho da execução, permitindo maior velocidade de execução, o que é corroborado com o fato das médias de variação do tempo de execução do segundo grupo serem 25% menores.

Dessa forma, o Cenário 1, que representa a prática vigente, permite comparar os projetos de DP a outros projetos de investimento de qualquer indústria, entretanto, não incorpora nem uma visão de incerteza e risco associada às estimativas e nem a pressão de preços da indústria do petróleo no período. Observam-se variações bastante heterogêneas, o que pode ser atestado por variações de 2,86% (P-X8) até variações de 98,03% (P-X4).

No Cenário 2, com a atualização feita através do PCU-211 e mantendo a promessa determinística, observa-se uma diminuição na variação entre o CAPEX-Pós-EVTE-REAL e o CAPEX-Pós-EVTE-EST em relação a utilização do CPI no Cenário 1. Em média, nesta análise, utilizando o PCU-211, os projetos variaram aproximadamente 18% contra uma variação média utilizando o CPI de aproximadamente 40%. Mesmo que em uma escala menor, continua-se observando uma heterogeneidade nas variações obtidas, o que pode ser corroborado pelas variações de -14,38, da P-X8, e 50,80%, da P-X7.

A pesquisa, também, demonstrou que, com a utilização do modelo teórico de inclusão de incerteza através da classe de estimativa da AACE e atualizando os valores através do CPI, 4 dos 7 projetos apresentaram variações compatíveis com a Classe III de estimativa proposta (Cenário 3), o que se pode observar no Gráfico 55, abaixo:

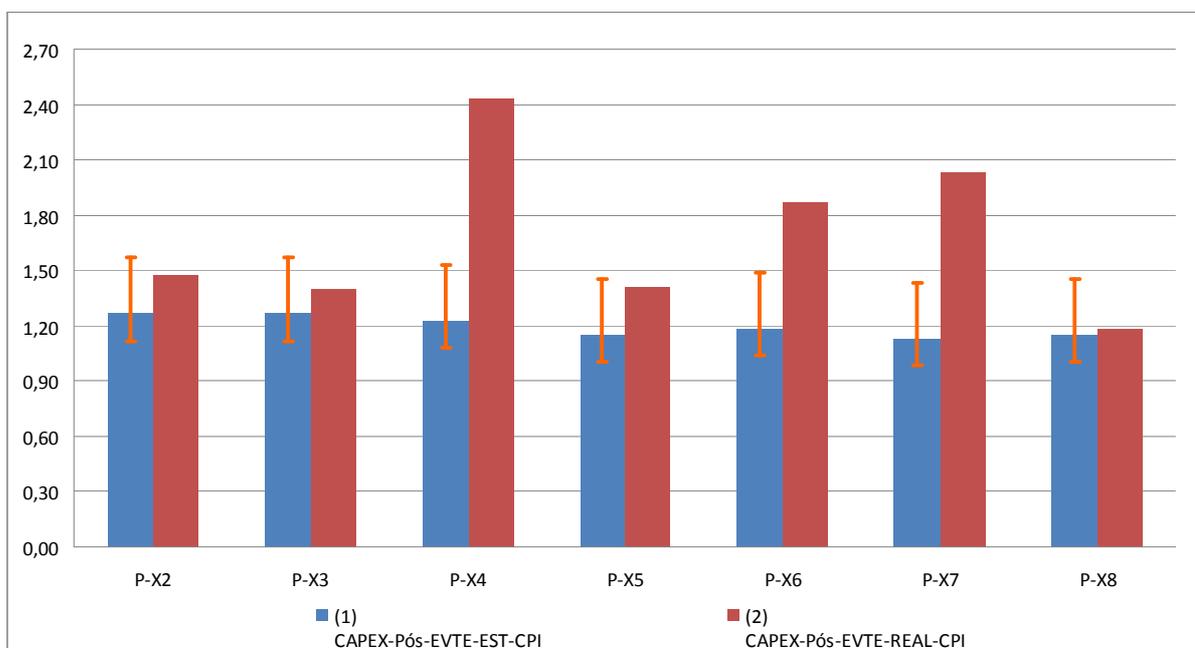


Gráfico 55 – Resultados do Modelo Teórico comparado aos valores reais – Cenário 3

Fonte: Próprio Autor, 2009

Pode-se considerar bastante positiva esta proposta, já que ela demonstra, mesmo de forma simplista, um aspecto claro da incerteza e risco associado às estimativas de CAPEX e que, nos dois primeiros cenários, não foi considerada.

No Cenário 4, além de utilizar o conceito de faixa de variação da estimativa, usou-se, também, o índice PCU-211 para atualizar os dados do modelo. Com isso, podem-se observar os resultados no Gráfico 56, abaixo, em que 5 (cinco) dos 7 (sete) projetos apresentaram variações compatíveis com a Classe III de estimativa proposta, ou seja, o valor do CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU está dentro do intervalo composto pelo LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU e pelo LI-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU. Conforme também se pode observar, apenas os CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU da P-X4 e da P-X7 não estão dentro do intervalo considerado.

Entretanto, observou-se que a P-X4 e a P-X7 não se caracterizariam por uma Classe III de estimativa e sim por uma Classe IV. No caso da P-X4, houve uma decisão de aprovar o projeto antes de um detalhamento mais acurado. Já a P-X7 envolve a construção de um sistema inédito, o que aumentou, naturalmente, o seu risco. Dessa forma, comparou-se suas estimativas a uma projeção de -10% à +50% (dispersão prevista pela AACE para Classes IV de estimativa). Os resultados obtidos corroboraram a proposição do modelo e apresentaram o CAPEX-Pós-EVTE-REAL-PCU 3,35% menor que o LS-CAPEX-Pós-EVTE-EST-PCU na P-X7 e apenas 0,52% maior na P-X4.

Esses resultados corroboram a proposta da pesquisa, já que o modelo que contempla tanto a atualização pelo índice da indústria quanto a utilização do risco associado a estimativa é o que obteve os melhores resultados de previsão. Sendo assim, se no momento de aprovar o EVTE desses projetos fosse prometido um montante de CAPEX indexado à inflação da indústria e associada a uma variação possível de valor correspondente a sua classe de estimativa, todos estariam dentro da faixa prometida. Isso não quer dizer que a melhor forma de se estimar e controlar valores de investimento seja esta. Se for considerado, por exemplo, a teoria das restrições (TOC), ela alertaria para o efeito que grandes folgas causam grandes desvios. De qualquer forma, pode-se entender que esta proposta permite testar os projetos através de uma perspectiva mais abrangente e pode ser usado em cenários de análise de mudanças de preços da indústria como no cenário atual

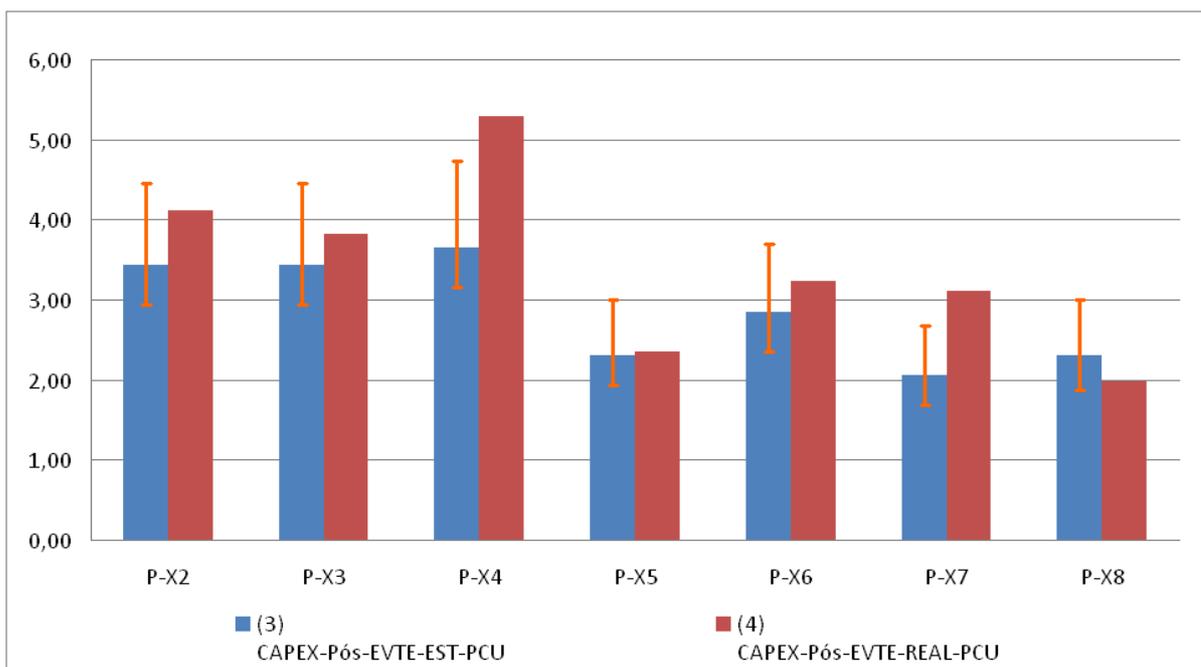


Gráfico 56 – Resultados do Modelo Teórico comparado aos valores reais – Cenário 4
 Fonte: Próprio Autor, 2009

Outro aspecto importante a ser observado é que, em termos de valores da indústria, os projetos do primeiro grupo, Pré-PRODEP, apresentaram ganhos em relação à decisão de investimento, por terem sido autorizados em cenários de preços menores do que os encontrados em seu término. Conseqüentemente, tais projetos se mostram relativamente mais “baratos” do que os passíveis de realização na data de controle (Data do Pós-EVTE). Entretanto, esse ganho não é de responsabilidade direta da condução do projeto, mais sim da evolução do cenário de preços da indústria. Este aspecto, também, é corroborado com o aumento do patamar de custos da UEP que quase duplicou do primeiro grupo para o segundo.

Outro aspecto importante a ser observado é que o desempenho da execução desses projetos sofreu uma pressão de custos devido ao novo cenário de preços da indústria. São exemplos de fatores que contribuíram para isso: aumento dos índices de reajustes contratuais, pressões de renovações contratuais, aumento nos valores de mudanças tardias (*change orders*), aumento de custos fixos acompanhados do aumento do tempo de execução previsto para o projeto, entre outros. Por conseguinte, esses fatores tornaram a condução da execução dos projetos mais complexa, ainda mais considerando o longo período da execução.

O trabalho contribuiu para identificar melhorias inerentes à implantação da sistemática de aprovação de projetos do PRODEP, principalmente no aspecto de uma diminuição dos desvios das estimativas de tempo. Entretanto, a pesquisa demonstrou que as estimativas de tempo ainda estão muito agressivas e penalizam o atendimento aos objetivos dos projetos.

Foi observado que os projetos analisados apresentam um viés otimista nas estimativas de tempo e custos. Um fato que corrobora esta observação é que em poucos projetos se conseguiu atingir a previsão de desembolso nos primeiros anos. Por conseguinte, o início da fase de execução se mostrou um importante item de melhoria já que todos os projetos postergaram seu perfil de desembolso absorvendo atrasos na execução.

Os atrasos na fase de execução são um dos fatores que pressionam as estimativas de custos, já que o custo fixo do estaleiro entra como pleito da contratada. Caso fosse de inteira responsabilidade da contratada, o atraso na execução não se realizaria com aumento de custos, mas devido ao restrito número de estaleiros, aliado ao grande número de mudanças tardias (*change orders*), implica em uma necessidade de negociação de preços e recursos. Esta negociação acaba beneficiando, no atual cenário da indústria, a contratada e penalizando as estimativas de custos e por conseguintes os compromissos do projeto.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

O objetivo principal deste estudo foi analisar o processo de estimativa e controle de investimento (CAPEX) em projetos DP, nas fases de autorização de investimento e execução. Devido à complexidade de um projeto DP e da necessidade de comparação entre projetos de escopo mais semelhantes, foi escolhida a análise de dados das UEP que são parte integrante e essencial dos projetos DP analisados, não representando, entretanto, todo o escopo do projeto.

O estudo iniciou com uma revisão bibliográfica das melhores práticas e teoria relacionadas ao tema. A pesquisa avançou nesse sentido através do estudo da relação do processo de estimativa com o seu risco associado e do processo inflacionário no decorrer do tempo entre a sua elaboração e o momento de análise. Passou pela caracterização da Petrobras e dos projetos DP em seus aspectos de estruturação, governança, metodologia de aprovação de projetos, entre outros, os quais subsidiaram a estruturação do Estudo de Caso (Capítulo 5).

Sendo assim, este trabalho propôs um modelo teórico simplificado de consideração de riscos e influencia inflacionária no processo de estimativa e controle de investimento, visando uma melhoria no processo de decisão e controle de projetos DP no atual cenário da indústria de óleo e gás. A análise do processo de estimativa e controle de CAPEX foi realizada através da comparação entre o processo atual e um modelo de estimativa e controle teórico desenvolvido na pesquisa. Portanto, a pesquisa teve como objetivo pragmático testar o modelo de estimativa e controle proposto, através de dados reais, comparando-os aos resultados do processo atual.

Como hipótese, sustentada pelo modelo teórico proposto nesta dissertação, foi investigada a relevância da consideração de risco e inflação, no sentido de que a utilização dos dois, em um cenário real, melhora o processo de estimativa e do controle dos resultados dos projetos.

Para isso, a pesquisa analisou o atual processo de estimativa, que obedece a sistemática do PRODEP, e o atual processo de controle, que segue os ciclos anuais de Pós-EVTE. Observou-se que a forma com que atualmente a estimativa é apresentada é determinística e os valores são atualizados para a data de controle (Pós-EVTE), utilizando a inflação americana que, nesta pesquisa, foi caracterizada pelo o índice CPI.

A assertividade do processo atual de estimativa foi baixa, já que os 7 (sete) projetos analisados apresentaram valores reais superiores as estimativas oriundas do processo atual (Cenário 1). Através da análise dos cenários da pesquisa observou-se que este fato é explicado pela não consideração dos riscos associados à estimativa, no atual processo.

Outro aspecto que pode ser verificado na pesquisa é o aumento de custos observado nos projetos estudados comparados a estudos anteriores. Segundo Morris e Hough (1991) o estouro de orçamento em mega projetos é da ordem de 40% a 200%. O estudo feito por Flyvbjerg et al. (2002) mostra que os custos variaram em média 28% em relação as estimativas. Em outro estudo, Kolltveit and Groänhaug (2002) incluíram um exemplo de mega projetos na Noruega, onde mostram que houve uma variação entre -6% a 160% da estimativa de custos. (*caput* Ole e Ali, 2004). Considerando-se o Cenário 1 como referência, observa-se que o desvio nos projetos estudados foi de 2,86% (P-X8) até 98,03% (P-X4).

No Cenário 1, que representa a forma atual de estimativa e controle, em média os projetos variaram aproximadamente 41%, ou seja, encontram-se dentro da faixa dos estudos pesquisados.

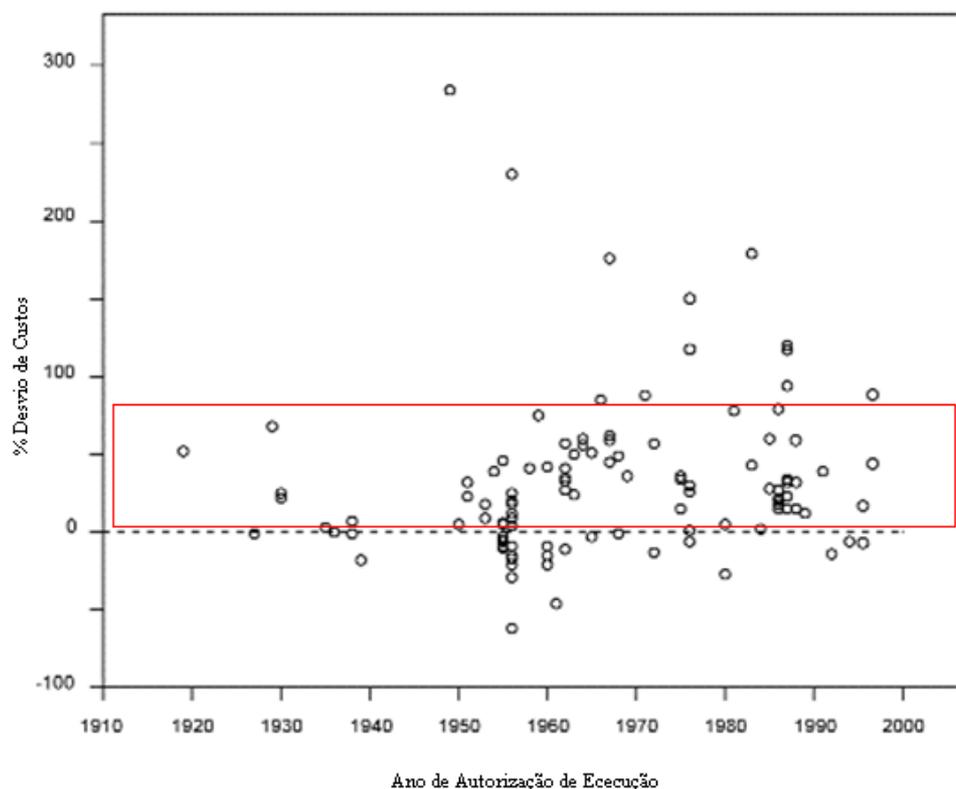


Gráfico 57 – Comparação com o estudo de FLYVBJERG et al sobre projetos de Infraestrutura

Fonte: FLYVBJERG et al, 2002

As estimativas dos Projetos DP são provenientes, entre outros, do grau de definição do projeto; da metodologia de estimativa aplicada; da volatilidade da demanda, dos preços do petróleo, dos insumos e dos recursos utilizados nos projetos DP; variação do escopo; variações no tempo de execução; variações da inflação da indústria, além de variações exógenas como impostos, greves, desastres climáticos, etc. Devido à impossibilidade de abordar todos esses fatores em um trabalho de dissertação de mestrado, dada a abrangência e complexidade do problema, a pesquisa, se limitou a considerar o risco associado à incerteza na estimativa e à inflação do período. Entretanto, para uma melhor caracterização dos processos estudados deve-se aprofundar as análises também nestes outros aspectos não trabalhados nesta pesquisa.

O estudo identificou formas de melhoria do processo de estimativa e controle. Entre essas cabe destacar a consideração do risco inerente ao processo de estimativa, a consideração da inflação da cesta de preços inerentes aos projetos, a descrição formal do preço básico dos

projetos, o controle de mudanças tardias, a melhoria no processo de estimativa de tempo, entre outros.

Devido às limitações da pesquisa, a análise considerou apenas os aspectos inerentes ao risco associado ao processo de estimativa e a atualização monetária, com uso de índice da indústria do petróleo.

A simples atualização por um índice da indústria (Cenário 2), no caso o PCU-211, mostrou diminuição da dispersão dos valores relativos aos desvios entre os desembolsos reais e suas respectivas estimativas. Este fato corroborou, em parte, a hipótese de que o uso de um índice da indústria melhoraria a previsibilidade de custos.

A simples incorporação do risco inerente ao processo de estimativa através das classes de estimativa da AACE e suas respectivas faixas de desvio (Cenário 3), responderam melhor a expectativa de investimento, o que corroborou a hipótese de melhora pela utilização de uma promessa probabilística.

Entretanto, os melhores resultados foram obtidos através da utilização de ambas as proposições: risco inerente ao processo de estimativa e utilização de índice da indústria do petróleo (Cenário 4). Considerando todos os projetos estudados como Classe III da AACE, 5 (cinco) dos 7 (sete) projetos apresentaram resultados dentro do intervalo de estimativa esperado. Com a devida consideração do grau de definição específico para os 2 (dois) projetos que apresentam uma maior dispersão maior, observou-se que os mesmos deveriam ser classificados como Classe IV. Isto feito, observou-se que todos os 7 (sete) projetos se enquadraram nos intervalos previstos. Por conseguinte, o resultado do estudo corroborou a expectativa de melhoria na previsão com a utilização das proposições de risco e inflação.

A pesquisa também foi capaz de observar que existe um viés otimista nas estimativas de prazo de execução dos projetos, o que contribui para os desvios na expectativa de investimento. A pesquisa não observou uma relação direta entre o atraso e os desvios. Entretanto, é importante observar, neste caso, que o projeto que apresentou o maior desvio de custo foi o que também apresentou o maior desvio em tempo. Além disso, o projeto que apresentou o menor desvio de custo foi o que apresentou menor desvio de tempo. O que mostra que existe alguma relação, mesmo não sendo direta, mas que o estudo não foi capaz de

estabelecer devido as suas limitações. Isto indica que esta relação merece ser estudada com mais profundidade.

Um aspecto importante do estudo que, posteriormente, deve ser mais bem trabalhado é a melhoria na determinação da variação do índice de preços. Isso seria possível através da identificação de uma cesta de produtos específica para estes projetos e através de uma estratificação dos custos e seus índices específicos.

Por conseguinte, mesmo não encontrando um modelo ótimo de estimativa, a pesquisa foi importante para demonstrar a necessidade de se aprofundar o estudo das componentes de incerteza e risco associadas às estimativas de investimento (CAPEX). Além disso, demonstrou a importância de se abranger todos as demais estimativas que compõe a análise econômica de um projeto DP, das quais se podem destacar a estimativa de tempo, o custo operacional (OPEX), a estimativa de produção (receita) que por sua vez tem relação direta com a variação do preço do barril, câmbio, impostos e outros fatores. Outro aspecto importante é associar a esta abrangência o estudo da incerteza das estimativas de tempo, as quais influenciam diretamente nas demais e o fluxo de caixa desses projetos (Figura 48).

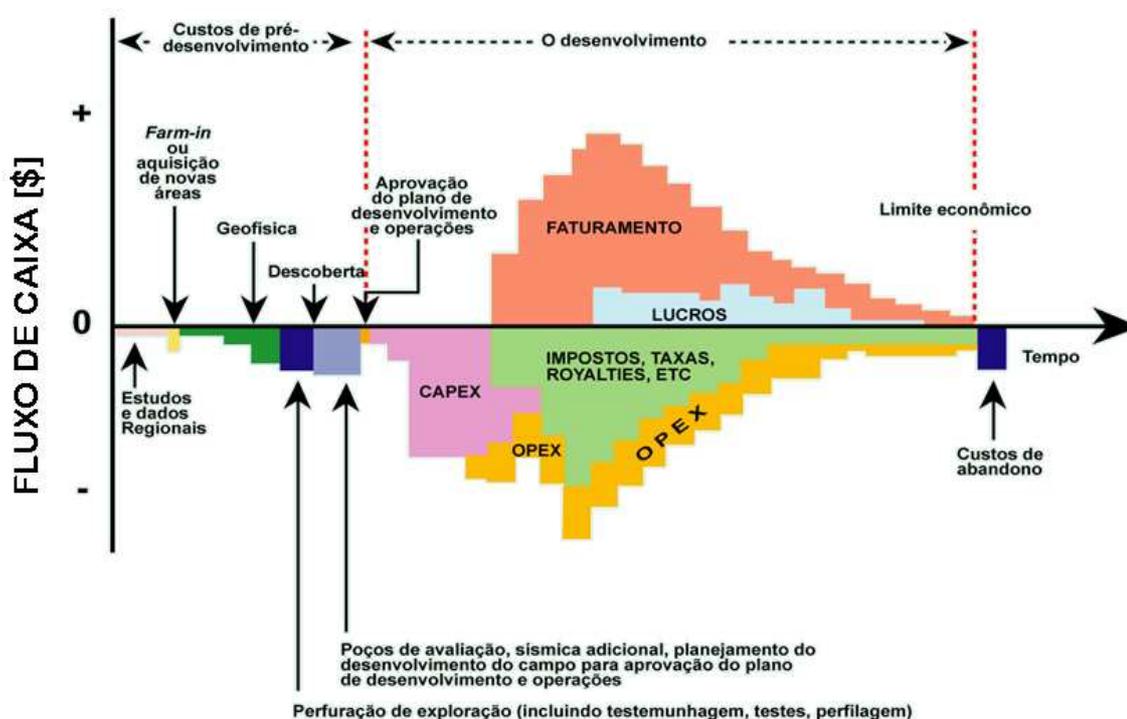


Figura 48 - Representação típica do fluxo de caixa de um campo de petróleo

Fonte: Suslick (2001)

Capítulo 7

OBRAS CONSULTADAS

AACE - Association for the Advancement of Cost Engineering - International Recommended Practice No. 18R-97 - Cost Estimate System As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries - 2003

ABREU FILHO, J. C. F de *et.al.* – Finanças Corporativas – FGV Editora, Rio de Janeiro, 2003;

ANÁLISE FINANCEIRA E DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS – PETROBRAS - Rio de Janeiro, Brasil, PETROBRAS S.A., 2007

ASSAF, Alexandre Neto. Matemática Financeira e suas Aplicações. São Paulo: Atlas, 2000.

ASRILHANT, Boris; DYSON, Robert G. ; MEADOWS, Maureen. Projetos estratégicos no setor de exploração e produção de petróleo. RAE, São Paulo, Janeiro/Março. 2004. Gestão de Operações e Logística, volume 44 – número 1, p.82.

ATKINSON, R. - Project Management: Cost, time and quality, two best guesses: guesses and a phenomenon, its time to accept other success criteria - International Journal of Project Management Vol. 17, No. 6, pp. 337±342, 1999.

ATKINSON, R., CRAWFORD, L., WARD, S. - Fundamental uncertainties in projects and the scope of project management - International Journal of Project Management 24 , 2006.

BITTLINGMAYER, G., “*The Market for Corporate Control (Including Takeovers)*”, University of California, Davis e Law and Economics Encyclopedia, 1999.

CANELAS, A. L. Evolução da Importância Econômica da Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil: Contribuição a Variáveis Macroeconômicas- Dissertação – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro- RJ, 2007.

CARDIM, A. S. *et. al.* - Contribuições para Identificar as Principais Causas de Atrasos em Projetos de Unidades Estacionárias de Produção de Petróleo. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – FIA/USP, São Paulo, 2006.

CHANDLER, A. Jr. - The Visible Hand, The Managerial Revolution in American Business – The Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, (1st. Edition 1977) 14ª. ed.,1997

CHAPMAN, C. - Key points of contention in framing assumptions for risk and uncertainty management - International Journal of Project Management 24, 2006.

CHAPMAN, C. ; WARD. S. - Why risk efficiency is a key aspect of best practice projects - International Journal of Project Management 22, 2004.

CHAPMAN, C. ; WARD. S. - Transforming project risk management into project uncertainty management - International Journal of Project Management 21, 2003.

CHIAVENATO, I – Introdução a Teoria Geral da Administração – McGraw-Hill, São

CHIAVENATO, I., SAPIRO, A. – Planejamento Estratégico, Fundamentos e Aplicações

CLELAND, David I. e IRELAND, Lewis R. - Gerência de Projetos, Reichmann & Affonso Editores, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002

CLEMENTE, Ademir (organizador). Projetos empresarias e públicos. São Paulo: Editora Atlas, 1998.

CORDEIRO, A. C. - Gestão de Projetos de Arquitetura aplicada a Edifícios Multipavimentares Residenciais – Práticas e Tendências na cidade do Rio de Janeiro. Tese – COPPE/UFRJ, Engenharia de Produção, 2005.

COSTA FILHO, L. S. - Sistemas de apoio ao planejamento, gerenciamento e controle de projetos de empreendimentos civis - Tese – UFRJ/COPPE/Engenharia de Produção - Rio de Janeiro, 2005

COSTA, A. P. A., Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo. Campinas, 2003. 240pp. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2003.

DoD – Department of Defense - Risk Management Guide for DoD Acquisition – Defense Systems Management College Press – Fort Belvoir, Virginia – EUA, 1998.

FAMA, E. F. e JENSEN, M.C. – Agency Problems and Residual Claims – Journal of Law and Economics, June, 1983 (disponível em www.ssrn.com)

FAMA, E. F. e JENSEN, M.C. – Separation of Ownership and Control – Journal of Law and Economics, June, 1983 (disponível em www.ssrn.com)

FALCONI, V. - Gerenciamento Pelas Diretrizes - Editora QFCO, São Paulo, 1996

FLEURY, A. & FLEURY M.T.L. Estratégias empresariais e Formação de Competências, Um Quebra-cabeça Caleidoscópico da Indústria Brasileira, Ed. Atlas, São Paulo.

FLYVBJERG, B.; HOLM, M.; BUHL, S.- Underestimating Costs in Public Works Projects. Error or Lie? - Journal of the American Planning Association, Vol. 68, No. 3, American Planning Association, Chicago, EUA, 2002

FURTADO, M. M. (1999) - Principais problemas dos queijos: causas e prevenção. Fonte de Comunicações. São Paulo.

GENTRY, D. W., O'NEIL, T. J, Mine investment analysis. New York: SME, 1984, 502pp.

GROEBNER, D. F., SHANNON, P. W., Business statistics: a decision-making approach. New York: MacMillan, 1993, 1119pp.

HART, O. - Firms, Contracts, and Financial Structure – Cambridge: Harvard University Press, 1995.

HIRSCHFELD, H. – A Construção Civil e a Qualidade – ATLAS, Rio de Janeiro, 1996;

HIRSCHFELD, Henrique. Engenharia Econômica e Análise de Custos: Aplicações Práticas para Economistas, Engenheiros, Analistas de Investimentos e Administradores, 6ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 1998.

HOBBS, Brian; PETTERSEN, Normand; GUÉRETTE, Hélène. Building, Validating and Implementing a PM Competency Model: The Experience of One Aerospace Company. Project Management Institute Annual Seminars & Symposium, 2001.

JENSEN, M. – The Modern Industrial Revolution, Exit and the Failure of Internal Control Systems , A Theory of the Firm, Governance, Residual Claims and Organizational Forms, Harvard University Press, 2000 (disponível em www.ssrn.com).

JOSHI, N. – Benchmarking and best practices for effective turnarounds - Independent Project Analysis, Inc. (IPA), 2003.

KERZNER, Harold – Gestão de projetos: as melhores práticas – Porto Alegre, Bookman, 2002, reimpressão 2005.

KERZNER, Harold -Project Management – A Systems Approach to Planning, Scheduling and Controlling, Baldwin-Wallace College, John Wiley & Sons, New York, USA, 2000

KUHNEN, Osmar Leonardo. Matemática Financeira Aplicada e Análise de Investimentos. 2ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 1996.

LAKATOS, E., MARCONI, M. A. – Metodologia Científica – 3ª edição, ATLAS, São

LAPPONI, J. C. – Avaliação de Projetos de Investimento – Laponi Treinamentos e

LIMMER, C. V. - Estruturas Analíticas para o Planejamento e Controle de Projetos -

LIMMER, Carl V. – Planejamento, Orçamentação e Controle de Projetos e Obras, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1997.

LOPES, L. – Avaliação da maturidade em gerenciamento de projetos da unidade de exploração e produção de petróleo e gás da Bahia. Dissertação (Mestrado Profissional) – UFBA/EA, Salvador, 2008.

LOSCHIAVO, R., Estimativas de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios. Campinas, 1999. 86pp. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 1999.

MAXIMIANO, Antonio César Amaru, Introdução à Administração. São Paulo, Editora Atlas, 2004.

MEIRA, G. - Análise da prestação de serviços de caldeiraria nas paradas programadas de manutenção de plantas industriais da Refinaria Landulpho Alves: RLAM. Dissertação (Mestrado Profissional) – UFBA/EA, Salvador, 2006.

MENEZES, L.C. - Gestão de Projetos. São Paulo: ATLAS,, 2001;

MENEZES, Luís César de Moura - Gestão de Projetos, Editora Atlas, São Paulo, SP, Brasil, 2001.

MEREDITH, Jack R. e MANTEL JR, Samuel J. - Project Management – A Managerial

Morris, P. W. G., & Hough, G. H.. *The anatomy of major projects: A study of the reality of project management.* - John Wiley and Sons - Nova Iorque – EUA, 1987

NASA – National Aeronautics and Space Administration – NASA Systems Engineering Handbook- SP-610S, junho de 1995.

NEVES, F. R. – Análise da Influência de Indicadores Econômicos na Escolha da Estratégia de Dissertação - Orientador: Denis J. Schiozer - UNICAMP/FEC-IG – 2005.

Nijkamp, P., & Ubbels, B.. *How reliable are estimates of infrastructure costs? A comparative analysis. International - Journal of Transport Economics*, 26(1), 23–53, 1999.

OLIVEIRA, C. *et. al* – Perfil do coordenador de projetos de engenharia básica no segmento de petróleo o– São Paulo: Fundação Instituto e Administração, 2006.

OLIVEIRA, Beatriz Santos de. “A Construção de um Método para a Arquitetura: Procedimentos e Princípios em Vitruvius, Alberti e Durand”. In: Trabalhos programados de Curso de Doutorado em Arquitetura, FAU/USP, São Paulo, SP, Brasil. 1997.

OLIVEIRA, D. P. R. de - Planejamento Estratégico: Conceitos, Metodologia e Práticas

OLIVEIRA, M. *et al.* - Sistemas de Indicadores de Qualidade e Produtividade para a

OLIVEIRA, Rogério de Castro, 2003 – “Crítica e Teoria do Projeto”, Revista ArqTexto,

OLIVEIRA, William Chrispim, 1998 – Sistema de Administração da Produção na Construção Civil, Tese de Mestrado em Engenharia Civil UFF, Niterói, RJ, Brasil.

OLSSON, N.; MAGNUSSEN, O. M. - Comparative analysis of cost estimates of major public investment projects - *International Journal of Project Management* 24, 2006.

OLSSON, N. - In search of opportunity management: Is the risk management process enough? - *International Journal of Project Management* 25, 2007.

PAMPLONA, E. O. ; SILVA, W. F. - Contribuição da Simulação de Monte Carlo na Projeção de Cenários para Gestão de Custos na Área de Laticínios. In: IX Congresso Internacional de Custos - Florianópolis, SC, Brasil – 2005.

PATAH, Leandro Alves e CARVALHO, Marly Monteiro de, 2002 – “O Processo de Escolha de Estruturas de Gerenciamento de Projetos em Empresas”. In: Anais do IX

PETROBRAS- PRODEP – Manual da Sistemática de Gerenciamento de Projetos do PRODEP. Rio de Janeiro, Brasil, PETROBRAS S.A., 2008

PETROBRAS - PLANO ESTRATÉGICO PETROBRAS 2015 – Plano de Negócios 2007-2015. Rio de Janeiro, Brasil, PETROBRAS S.A., 2006

PETROBRAS - PLANO ESTRATÉGICO PETROBRAS– Plano de Negócios 2009-2013. Rio de Janeiro, Brasil, PETROBRAS S.A., 2009

PETROBRAS – Relatório de Pós-EVTE 2008. Rio de Janeiro, Brasil, PETROBRAS S.A., 2008

PETROBRAS - RELATÓRIO ANUAL PETROBRAS - FORMULÁRIO 20-F – Washington, D.C – EUA, Comissão de Valores Mobiliários, 2006

PMI – PMBOK – Project Management Body of Knowledge, USA, 1996;

PMI – Project Management Institute, www.pmi.org, 7/6/2005.

PMI Standard, Project Management Body of Knowledge – PMBOK 3rd edition, 2004. Management Institute, Pennsylvania-USA

PMI Standard, Project Management Body of Knowledge – PMBOK 3rd edition, 2004.

PMI RIO – Estudo Benchmarking Gerenciamento de Projetos. 2004 – Brasil, Rio de

PUCCINI, Abelardo de Lima. Matemática Financeira Objetiva e Aplicada. 6ª Ed. São Paulo: Saraiva 2000.

ROTHWELL, G. - Cost Contingency as the Standard Deviation of the Cost Estimate for Cost Engineering - SIEPR Discussion Paper No. 04-05 By Stanford University, 2004.

SANTOS, Eduardo Toledo e NASCIMENTO, Luiz Antônio do, – “A Contribuição da Tecnologia da Informação ao Processo de Projeto na Construção Civil”. In: Anais do I Workshop Nacional de Gestão do Processo de Projeto na Construção de Edifícios, Escola Politécnica USP, São Paulo, SP, Brasil, Novembro, 2001

SANTOS, J. A. M., Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco de Projetos de E&P. Campinas, 2002. 140pp. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2002.

SANTOS, J. A. M., SCHIOZER, D. J., Quantifying Production Strategy Impact in Risk Analysis of an E&P Project Using Reservoir Simulation, 17th Reservoir Simulation Symposium, SPE 79679, Feb, Houston, USA, 2003.

SANTOS, J. A., Curso de Engenharia Econômica – Análise de Risco – Fase 2, Rio de Janeiro, SEREC Petrobrás, 1988.

SANTOS, Myrian Tizuko Sasaki e MOCCELLIN, João Vitor, 1999 – “O Projeto da Produção e a Programação integrados a um Sistema de Administração da Produção voltado

para a Construção Civil”. In: Anais do VI SIMPEP – Simpósio de Engenharia de Produção, FEB/UNESP, Bauru, SP, Brasil, Novembro.

SCHIOZER, D. J., Ligerio, E. L., Suslick, S. B., Costa, A. P. A. e Santos, J. A. M.: "Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition", Journal of Petroleum Science and Engineering, pág. 131-141, número. 1-2, vol. Outubro, 2004.

SCHIOZER, D. J., LIGERO, E. L., SUSLICK, S. B., Costa, A. P. A. e Santos, J. A. M., Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition, JPSE. Journal of Petroleum Science and Engineering, pp131-141, Nº 1-2, vol. 44, October, 2004.

SONNENFELD, R.N. – What Makes Great Boards Great– Harvard Business Review, September, 2002.

SOUZA, A. A.; AVELAR, E.A.; BOINA, T. M. Gestão de Custos e Formação de Preços... Empresas por Encomenda.. RIC - Revista de Informação Contábil - Vol. 2, no 1, p. 56-81, 2008.

STERMAN, J.D. - System Dynamics Modeling for Project Management - Relatório

STERMOLE, F. J., STERMOLE, J. M., Economic Evaluations and Investment Decision Methods. Golden: Investment Evaluation, 1974, 353pp.

TERMOLE, F.J. & STERMOLE, J.M. Economic Evaluation and Investment Decision. 6ª ed. Golden, Colorado: Investment Evaluation Corporation, 1984.

STEVENSON, W. J, Estatística Aplicada à Administração. São Paulo, SP: Editora Harbra, 1986, 495pp.

SUSLICK, S. B. Métodos de Avaliação Econômica de Jazidas Minerais. THOMAS, José Eduardo (Org.). Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2001.

VALERIANO, D. L. – Gerência em Projetos – Pesquisa, Desenvolvimento e

VARGAS, Ricardo Viana. Gerenciamento de Projetos: Estabelecendo Diferenciais Competitivos. Rio de Janeiro: Brasport, 2000.

VARGAS, Ricardo Viana. Gerenciamento de Projetos, Brasport Livros e Multimídia Ltda., Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002

VIEIRA SOBRINHO, José Dutra. Matemática financeira. 7ª Ed. – São Paulo: Atlas, 2000.

VIEIRA, Sonia – Como escrever uma tese, Editora Pioneira, São Paulo, SP, Brasil, 1991.

VILLELA, R. - Precificação e Negociação de Títulos públicos Indexados a IGP-M - Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Instituto COPPEAD de Administração, 2006.

WESTON, J. Fred; Brigham, Eugene F. Fundamentos da Administração Financeira. São Paulo: Editora Makron Books, 2000.

WIDEMAN, M. - The Role of the Project Life Cycle (Life Span) in Project Management - A literature review - Vancouver, BC, 2004.

WHELION, Michael and BALLARD, Glenn, "Project Definition and Wicked Problems". In: Annals of 10th Annual Conference on Lean Construction, Gramado, RS, Brazil, August, 2002

XAVIER, A. M. – Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo - Orientador: Denis J. Schiozer - UNICAMP/FEC-IG – 2004.

Sites consultados:

American National Standards Institute (ANSI) em www.ansi.org/

Bureau of Labor Statistics (U.S. Depart. of Labor) em <http://www.dol.gov/>

Oil Energy em www.oilenergy.com/

ONIP - Organizacao Nacional da Industria do Petroleo em www.onip.org.br/

PETROBRAS – Petroleo Brasileiro S.A. em www.petrobras.com.br/

PFC Energy - Strategic Advisors in Global *Energy* em www.pfcenergy.com/

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](#)