

# UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

# PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS

# LARISSA BARRETO PAIVA

METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CUSTO DE CICLO DE VIDA
INTEGRADA À ANÁLISE DE CONFIABILIDADE, MANUTENIBILIDADE E
DISPONIBILIDADE APLICADA EM PLANTAS DE PROCESSAMENTO DE
PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DO GÁS ASSOCIADO

# ORIENTADOR:

PROF. FERNANDO LUIZ PELLEGRINI PESSOA, D.S<sub>C</sub>.

Dezembro de 2015

# METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CUSTO DE CICLO DE VIDA INTEGRADA À ANÁLISE DE CONFIABILIDADE, MANUTENIBILIDADE E DISPONIBILIDADE APLICADA EM PLANTAS DE PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DO GÁS ASSOCIADO

# LARISSA BARRETO PAIVA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, para a obtenção do título de Mestre em Ciências (M.Sc.)

.

#### Paiva, Larissa Barreto

Metodologia de Análise de Custo de Ciclo de Vida Integrada à Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade Aplicada em Plantas de Processamento de Petróleo: Avaliação do Gás Associado. / Larissa Barreto Paiva. – Rio de Janeiro, 2015. xvii, 97 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2015.

Orientador: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa

1. Análise RAM. 2. Análise de Custo de Ciclo de Vida. 3. Processamento de Petróleo. 4. Destino do Gás Associado. 5. Método Integrado. - Teses. I. Pessoa, Fernando Luiz Pellegrini (Orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química. III. Título.

# LARISSA BARRETO PAIVA

METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CUSTO DE CICLO DE VIDA INTEGRADA À ANÁLISE DE CONFIABILIDADE, MANUTENIBILIDADE E DISPONIBILIDADE APLICADA EM PLANTAS DE PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DO GÁS ASSOCIADO

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós Graduação de Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção de Grau de Mestre em Ciência e Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Orientada por:	
	C+12-
	Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc., UFRJ
Aprovada por:	a) als J
	Prof. Carlos André Vaz Júnior, D.Sc., UFRJ
	Reinaldo Coelho Mirre, D.Sc., UFRJ
47 4	Mauro MSDLinsty
	Mauro Cresta de Barros Dolinsky; D&c. Petrobras

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL DEZEMBRO DE 2015

Ao meu avô José Geraldo da Silva Barreto, meu incentivo inicial e inspiração eterna.

#### **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, a Deus pela vida e pela força recebida ao longo da minha caminhada profissional e acadêmica. Por colocar as pessoas certas no meu caminho, e me dar sabedoria para aproveitar as oportunidades. Na certeza de que só por Ele foi possível chegar até aqui.

À Nossa Senhora, mãe de Deus, por estar sempre cuidando de mim.

Ao meu orientador, Pellegrini, pela orientação, ajuda, e também por sua paciência e incentivo durante esse período.

Ao Dias, por toda a contribuição no desenvolvimento deste trabalho, principalmente na área de confiabilidade, e pelo incentivo.

À Petrobras, à equipe do PPEP e principalmente aos "processistas", pelo apoio técnico e companheirismo. Em especial ao Osvaldo.

Aos meus pais, Cláudia e Carlos, pelo amor incondicional, e pelo investimento que fizeram e fazem em mim.

À minha avó, Cândida, pelas orações, pelo apoio nos momentos de dificuldade, e por ser sempre tão especial.

À minha irmã, Mariana, por alegrar a minha vida, trazendo um clima mais leve e bemhumorado.

Ao meu namorado, Igor, por entender meus momentos de ausência, me apoiando sempre, e por não me deixar desistir.

Às minhas madrinhas, Lena e Virgínia, por estarem ao meu lado mesmo quando longe, e por me darem o apoio que eu preciso, cada uma ao seu modo. Ao meu padrinho Beto, pela contribuição e incentivo.

E a toda minha família e amigos, por acreditarem em mim e fazerem a minha vida ser especial.

"In God we trust, all others must bring data."

William Edwards Deming

#### **RESUMO**

PAIVA, Larissa Barreto. Metodologia de Análise de Custo de Ciclo de Vida Integrada à Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade Aplicada em Plantas de Processamento de Petróleo: Avaliação do Gás Associado. Orientadores: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa. Rio de Janeiro: EQ/UFRJ, 2015. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos).

Os campos do pré-sal no Brasil têm demandado plantas mais complexas de condicionamento e tratamento do gás associado devido à alta razão gás-óleo (RGO) combinada aos altos teores de CO<sub>2</sub> encontrados. Neste cenário, foi proposta uma metodologia combinada de Análise de Custo de Ciclo de Vida e Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade, esta última realizada no software comercial da DNV simulador MAROS 8.4, para avaliar a monetização desse gás em plantas de processamento de óleo e gás em plataformas de produção de petróleo. Foram comparados dois cenários para tomada de decisão em fase de projeto da unidade: Exportação do Gás via Gasoduto e Reinjeção Total do mesmo. A partir dos custos mais relevantes avaliados (receita, custo capital e custo operacional) e das premissas econômicas consideradas, foi indicado o Cenário de Reinjeção Total de Gás como mais vantajoso economicamente, apresentando um maior Valor Presente Líquido (VPL) frente ao de Exportação do gás. Entretanto, sabe-se que mudanças do cenário econômico, podem alterar os resultados e inverter o ranking de alternativas. Além disso, foram assumidas premissas econômicas para variáveis de grande volatilidade. Contudo, a depender do fluido de reservatório e do cenário econômico em que está inserido o projeto, para definir a melhor opção para destinação do gás, as duas soluções devem ser confrontadas. Por fim, fica a contribuição da metodologia utilizada, para servir como modelo para análises futuras.

#### **ABSTRACT**

PAIVA, Larissa Barreto. Integrated Methodology of Life Cycle Cost Analysis and Reliability, Availability and Maintainability Analysis Applied in Oil Processing Plants: Associated Gas Evaluation. Supervisor: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa. Rio de Janeiro: EQ/UFRJ, 2015. M.Sc. Dissertation (Graduate Program on Technology of Chemical and Biochemical Processes).

Pre-Salt fields in Brazil have been demanding more complex plants to treat the associated gas due to high gas-oil ratio (GOR) combined with a high CO<sub>2</sub> content. Against this background, it was proposed a combined methodology of Life Cycle Cost Analysis and Reliability, Availability and Maintainability Analysis, the latter simulated with DNV commercial software MAROS 8.4, to assess gas monetization in oil and gas process plants of offshore oil production platforms. Two scenarios have been compared: Gas Export and Total Gas Reinjection. Methodology indicated the Total Gas Reinjection Scenario with better economic advantages - bigger Net Present Value (NPV) - than Gas Export Scenario, using the evaluation of cost drivers (revenue, capital cost and operational cost) at some economic assumptions. Nevertheless, changes in economic environment can show different results and reverse the alternatives ranking; moreover, it was considered economic assumptions to variables with high volatility. Finally, this study concludes that depending on the reservoir fluid and the economic outlook of the project, to define the best option for gas destination alternatives, both solutions should be confronted for each new landscape. It is important to bring up that the methodology, which has been used in this study, can be applied for further analysis.

# SUMÁRIO

1-	INTRODUÇÃO	1
2-	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2	2.1- Confiabilidade, Disponibilidade e Manutenibilidade (RAM)	7
	2.1.1- Confiabilidade	11
	2.1.2- Manutenibilidade	12
	2.1.3- Disponibilidade	12
	2.1.4- Análise de Confiabilidade	13
	2.1.5- Análise de Manutenibilidade	17
	2.1.6- Indicadores de Desempenho	17
	2.1.7- Gestão de RAM	19
2	2.2- Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA)	21
2	2.3- Aplicações Anteriores de Metodologias combinando LCCA e RAM	27
3-	METODOLOGIA	31
3	3.1- Definição do Escopo das Análises	31
3	3.2- Definição e Busca dos Dados Necessários para Aplicação da Metodologia	34
3	3.3- Modelagem	35
	3.3.1- Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade	35
	3.3.2- Análise de Custo de Ciclo de Vida	44
	3.3.3- Passo a passo da Metodologia	48
4-	REULTADOS E DISCUSSÃO	50
4	1.1- Análise RAM	50
	4.1.1- Índice de Eficiência Produtiva (IEP)	50
	4.1.2- Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA)	69
	4.1.3- Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA)	72
4	1.2 - Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA)	79
	4.2.1- Receita	79
	4.2.2- Custo Capital (CAPEX) e Custo Operacional (OPEX)	83
	4.2.3- Valor Presente Líquido (VPL)	84

	xi
4.2.4- Análise de sensibilidade da Taxa de Desconto (TMA)	85
4.3- Discussões acerca dos Resultados da Metodologia Integrada	86
5- CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	88
5.1- Sugestões para Trabalhos Futuros	89
REFERÊNCIAS	91
ANEXO I - DADOS PARA ANÁLISE RAM	94

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Metodologia de LCCA.	3
Figura 2: Parâmetros que definem um evento.	8
Figura 3: Perfis de modos de falha constantes.	15
Figura 4: Perfis de modo de falha variável.	15
Figura 5: Caixa preta com as funcionalidades dos componentes	16
Figura 6: Projeto de Ciclo de Vida.	20
Figura 7: Etapas de uma Análise de Custo de Ciclo de Vida	22
Figura 8: Incerteza no ranking de alternativas (A e B)	27
Figura 9: Diagrama esquemático - Cenário de Exportação	32
Figura 10: Diagrama esquemático - Cenário de Reinjeção.	33
Figura 11: Parte do diagrama de blocos construído no software MAROS.	36
Figura 12: Curvas de líquidos típicas de um campo de produção de petróleo para estudos	
side	
Figura 13: Curvas de gás típicas de um campo de produção de petróleo para estudos de to	p-side.
	37
Figura 14: Incerteza no ranking entre alternativas em relação ao IEP.	51
Figura 15: Eficiência média – Exportação.	52
Figura 16: Eficiência média – Reinjeção	52
Figura 17: Desempenho da eficiência produtiva em função de sua probabilidade de ocorre	ência –
Exportação.	
Figura 18: Desempenho da eficiência produtiva em função de sua probabilidade de ocorre	ência –
Reinjeção.	53
Figura 19: Perfil de Produção.	54
Figura 20: Perda Global Relativa para o Sistema de Tratamento de Água Produzida	56
Figura 21: Perda global relativa para o sistema de Geração Principal	57
Figura 22: Perda global relativa para o sistema de Água de Aquecimento	59
Figura 23: Perda global relativa para o sistema de Coleta e Separação do Óleo	60
Figura 24: Perda global relativa para o sistema de Tocha	61
Figura 25: Perda global relativa para o sistema de Recuperação de Vapor	62
Figura 26: Perda global relativa para os Sistemas Complementares	
Figura 27: Eventos Críticos - IEP	
Figura 28: Distribuição média das paradas	67
Figura 29: Volumes queimados por ano	
Figura 30: Curva de gás para o cenário de Exportação de Gás	
Figura 31: Curva de gás para o cenário de Reinjeção de Gás.	
Figura 32: Eficiência da iniecão de água.	

Figura 33: Perdas de Injeção de Água por sistema	74
Figura 34: Perda global relativa para o Sistema de Geração Principal.	75
Figura 35: Perda global relativa para o Sistema de Injeção de Água	75
Figura 36: Perda global relativa para a Unidade de Remoção de Sulfato	76
Figura 37: Perda global relativa para o Sistema de Captação de Água do Mar	77
Figura 38: Equipamentos críticos - IRIA.	77
Figura 39: Duração média versus paradas.	78

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Efeitos da Confiabilidade e Manutenibilidade na Disponibilidade	13
Tabela 2: Comparativo dos Cenários de Exportação e Reinjeção	33
Tabela 3: Resultados Gerais - IEP	50
Tabela 4: Perdas causadas por cada sistema	55
Tabela 5: Resumo das recomendações obtidas da análise RAM	65
Tabela 6: Resultados Gerais - IUGA	69
Tabela 7: Resultados Gerais - IRIA	72
Tabela 8: Perdas de Injeção de Água por sistema.	73
Tabela 9: Contribuição de Eventos para Paradas na Injeção de Água	78
Tabela 10: Dados utilizados para o cálculo da Receita obtida ao longo de todo o ciclo de	vida de
cada um dos cenários estudados.	79
Tabela 11: Receita em óleo ao longo de todo o Ciclo de Vida de cada um dos cenários est	tudados
(Reinjeção e Exportação) comparadas à Receita obtida para o cenário hipotético de IEP is	gual à
100%	80
Tabela 12: Receita em Gás ao longo de todo o Ciclo de Vida do Cenário de Exportação d	e Gás
comparada à Receita obtida para o cenário hipotético de IEP e IUGA iguais à 100%	81
Tabela 13: Diferença entre as receitas obtidas para os cenários avaliados (Exportação –	
Reinjeção)	82
Tabela 14: Diferenças no CAPEX dos cenários avaliados	83
Tabela 15: Diferenças no OPEX dos cenários avaliados.	84
Tabela I.1: Dados de falha para Análise RAM – Parte I	94
Tabela I.2: Dados de falha para Análise RAM – Parte II	95
Tabela I.3: Dados de falha para Análise RAM – Parte III	96
Tabela I.4: Sistemas considerados de forma simplificada para a Análise RAM	97
Tabela I.5: Dados de manutenção dos equipamentos utilizados na Análise RAM	97
Tabela I.6: Dados de equipamentos sobressalentes	97

# LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

ART - Actual Repair Time (tempo de reparo real);

BPN – Bayesian Probabilistic Network;

BSW – Basic Sediment and Water (teor de água e sedimentos);

CAPEX – Custo Capital;

CLF – Capacity Loss at Failure (perda de produção em falha);

CLR - Capacity Loss at Repair (perda de produção durante o reparo);

C&M – Confiabilidade e Manutenibilidade;

DEL – Atraso (iniciais de *delay*);

DNV – Det Norske Veritas:

FPSO - Floating Production Storage and Offloading;

IEP – Índice de Eficiência Produtiva;

IL – Índice de Lucratividade;

IQPE – Índice de Qualidade do Produto Escoado;

IRIA – Índice de Realização de Injeção de Água;

IUGA – Índice de Utilização do Gás Associado;

LCCA – Análise de Custo de Ciclo de Vida;

LQI – *Life Quality Index*;

MAROS - Maintainability, Availability, Reliability and Operability Simulator;

MTTF - Mean Time To Failure (tempo médio de falha);

MTTR – *Mean Time To Repair* (tempo médio de reparo);

OPEX – Custo Operacional;

OREDA – Offshore Reliability Data Handbook (Base de Dados Offshore);

RAM – *Reliability, Availability and Maintainability Analysis* (Análise de Confiabilidade, Mantenabilidade e Disponibilidade);

RBD – *Reliability Block Diagram* (Diagramas de Bloco de Confiabilidade);

RCM – Reliability Centered Maintenance;

RGO – Razão Gás-Óleo;

RL – Série Uniforme Equivalente;

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia;

SMES – Saúde, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Segurança;

TCO – *Total Cost Ownership*;

TG – Turbogerador;

TIR – Taxa Interna de Retorno;

TMA – Taxa de Mínima Atratividade;

TMRF – Tempo Médio de Recuperação da Função;

TO – Tratador Eletrostático;

TOG – Teor de Óleos e Graxos;

TTF – *Time To Failure* (tempo para falhar);

TTR – *Time To Repair* (tempo para reparar);

UEP – Unidade Estacionária de Produção;

URS – Unidade de Remoção de Sulfato;

URV – Unidade de Recuperação de Vapor;

VPL – Valor Presente Líquido;

WHRU – Waste Heater Recovery Unit (Unidade de Recuperação de Calor dos Gases Exaustos).

# 1- INTRODUÇÃO

Os primeiros estudos de confiabilidade surgiram na década de 30 na indústria aeronáutica; na década seguinte, o engenheiro Von Braun iniciou análises nessa área para o desenvolvimento de mísseis na Alemanha; na década de 50, foi o setor militar norte-americano que ingressou nos estudos de confiabilidade, seguido pela indústria nuclear na década de 70. E, foi só na década de 80, que a Indústria de Processos Químicos começou a avaliar e buscar soluções de melhora para a confiabilidade de suas plantas [DNV, 2012].

Hoje, a Engenharia de Confiabilidade é empregada em quase todos os setores, desde o aeronáutico e aeroespacial, passando pelo elétrico, eletrônico, químico e petroquímico, siderúrgico e de telecomunicações, até o setor de produção e processamento de petróleo [DNV, 2012].

Confiabilidade e manutenibilidade são qualidades vitais de sistemas e produtos, que para ter sucesso devem equilibrar essas qualidades ao custo e ao desempenho dos mesmos. [BS ISO 5760-0:2014] No cenário de projetos de plantas de processamento em Unidades Estacionárias de Produção (UEP), que exigem um grande investimento inicial, o custo de modificações é muito alto, e paradas na produção implicam em perdas expressivas de receita, por isso prezar por uma planta confiável, durável, de fácil manutenção e com o menor número de falhas é decisivo para aumentar as margens de lucro [ISO 14224:2006].

A indústria de petróleo e gás natural dá uma grande atenção à segurança, à confiabilidade e à manutenibilidade de equipamentos, isso porque seu custo anual com equipamentos não confiáveis é muito alto. Por essa razão, os dados e mecanismos de falha e manutenção de equipamentos ganharam uma importância fundamental no setor [ISO 14224:2006].

O estudo capaz de contabilizar as falhas e o tempo de reparo, na busca de otimizar a operação da planta de processos é chamado Análise de Confiabilidade, Disponibilidade e Manutenibilidade (*Reliability, Availability and Maintainability Analysis* – Análise RAM). Sendo o resultado da Análise RAM uma avaliação e otimização dos indicadores de desempenho da unidade, por exemplo, Índice de Eficiência Produtiva (IEP), Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA), Índice de Qualidade do Produto Escoado (IQPE) e Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA).

A fim de construir um banco de dados suficientemente confiável para realizar essas análises é preciso integração entre os diversos setores da empresa e também muitos anos de operação com

registro desses dados. Mas, por outro lado, saber os principais pontos de falha é a chave para priorizar e implementar ações corretivas que já resultem em significante melhora em confiabilidade, e consequente aumento das margens de lucro e da segurança [ISO 14224:2006].

As informações relacionadas à engenharia, construção e operação de plantas de processo são criadas, usadas e modificadas por diferentes organizações ao longo de toda a vida da planta, e devem estar disponíveis de forma integrada e consistente para os altos cargos da empresa, operadores e sistemas regulatórios, visando atender às considerações de economia, segurança e meio ambiente [ISO 15926-1:2004].

Para atender a essa demanda deve haver padrões que descrevam a estrutura e o significado dos dados que são compartilhados com os envolvidos em qualquer estágio do ciclo de vida da unidade (outras organizações ou, internamente, entre as disciplinas) [ISO 15926-1:2004].

A necessidade de minimizar os custos das plantas de processos depende da integração eficiente entre os setores, com disponibilização das informações. Para facilitar a integração dos dados necessários às atividades referentes ao ciclo de vida da planta de processos da unidade, o conceito de ciclo de vida deve ser único para as diversas áreas (engenheiros de processos e equipamentos, operadores da unidade, equipe de manutenção e outros especialistas) [ISO 15926-1:2004].

A Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA) é uma técnica já difundida, mostrando-se importante para predizer e avaliar o desempenho financeiro de uma unidade, mas também manter o foco em questões relacionadas à política da empresa, de forma a indicar a melhor opção para investimento [BS ISO 15686-5:2008].

Em 2012, foi realizado um estudo que mostrou os principais fatores que causam atraso e aumentam o custo em projetos de plantas de produção de petróleo *offshore*, apontando as modificações no projeto como um deles. Foram citadas como medida mitigadora o uso de metodologias de análise de custo mais precisas e que suportem as decisões da engenharia, dando como exemplo a Análise de Custo de Ciclo de Vida [Kayrbekova; Markeset; Panesar; 2012].

Essa ferramenta pode ser usada para otimizar o balanço entre o Custo Capital (CAPEX) e o Custo Operacional (OPEX) da unidade, na busca do menor custo efetivo, o que é um desafio da maioria dos projetos. Ela contribui para equilibrar esses custos, considerando todas as variáveis importantes para o projeto, como outros custos (desmobilização da unidade), a receita (potencial e

efetiva) gerada, além de incorporar análises qualitativas, que vão de encontro às políticas da empresa, relacionadas, por exemplo, ao meio ambiente ou a questões sociais [ISO 15663-2:2001].

O foco de uma análise de ciclo de vida deve estar nas seguintes etapas: identificar as diferenças entre as alternativas estudadas e os custos mais relevantes para a tomada de decisão relativa à unidade (*cost drivers*), utilizar de dados de engenharia validados (necessidade de estudo de engenharia), avaliar a sensibilidade dos parâmetros de entrada para os resultados da análise. Sendo fundamental ao sucesso da Análise de Custo de Ciclo de Vida fazê-la o mais simples possível para se obter os dados requeridos [ISO 15663-2:2001].

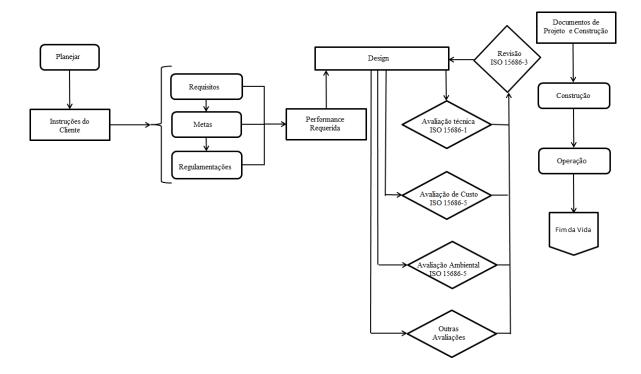


Figura 1: Metodologia de LCCA. [Adaptada de BS ISO 15686-5; 2008]

O método é iterativo, e deve ser repetido até que o resultado alcançado seja satisfatório, considerando as incertezas dos dados e a análise de sensibilidade dos parâmetros mais relevantes. Na etapa de projeto (*design*), mostrada no diagrama esquemático da metodologia de LCCA (Figura 1), podem ser considerados os indicadores de desempenho obtidos da análise RAM para aproximar o desempenho que de fato será atingido pela planta ao requerido da unidade [ISO 15663-2:2001].

Em uma Análise de Custo Ciclo de Vida, as técnicas de Confiabilidade, Disponibilidade e Manutenibilidade (RAM), por usarem dados do histórico de operação de plantas semelhantes, proporcionam uma base para estabelecer a disponibilidade da planta para operação ao longo do período de exploração do campo e os custos com manutenção, além de ajudar a identificar os custos mais relevantes de uma maneira estruturada [ISO 15663-2:2001].

O modelo combinado, LCCA e RAM, leva em conta definições estratégicas de parada de produção e manutenção, direcionamento e dimensionamento de recursos financeiros e de mão-de-obra, identificação de limites e avaliação de alternativas técnicas para melhorar os índices de disponibilidade, eficiência produtiva, índice de utilização de gás, índice de qualidade de produto escoado e índice de injeção de água, além da avaliação do efeito de modificações, ampliações, adaptações e desmobilizações, visando maximizar o valor presente líquido (VPL) da unidade [Kawauchi; Rausand; 1999].

Portanto, sua aplicação para projetos de plantas de condicionamento e tratamento de óleo e gás visa otimizar a produção desses combustíveis fósseis, melhorando sua confiabilidade e aumentando sua disponibilidade para produção de óleo, o que permite maximizar o VPL, considerando toda a vida produtiva do campo. A integração de ambas as análises na mesma metodologia tem apresentado resultados satisfatórios em diversos setores, como será apresentado no próximo capítulo deste trabalho [Kawauchi; Rausand; 1999].

No entanto, nas plantas de processamento de óleo, bem como nas químicas e de geração de energia elétrica, a análise RAM tem maior importância na LCCA que em outras indústrias, pois a produção regular é uma das principais parcelas do fluxo de caixa dessas unidades [Kawauchi; Rausand; 1999].

A alta razão gás-óleo (RGO) associada aos altos teores de CO<sub>2</sub> encontrados nos campos do pré-sal tem demandado plantas mais complexas de condicionamento e tratamento do gás associado, com equipamentos maiores e demanda mais alta de energia que as praticadas no pós-sal. Dessa forma, passa a ser importante fazer uma avaliação econômica da monetização desse gás, visto o alto custo para a construção de gasoduto até regiões *onshore* e a maior complexidade de uma planta que exporta o gás, devido às mais restritivas especificações que devem ser atingidas, frente à reinjeção de todo esse gás no reservatório.

Neste cenário, o estudo realizado tem por objetivo geral propor a utilização da metodologia de Análise de Custo de Ciclo de Vida combinada à Análise RAM para avaliar configurações de plantas de processamento de óleo e gás em plataformas de produção de petróleo *offshore*.

E os objetivos específicos são:

- 1- Comparar em termos de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade (Análise RAM) a planta de processamento de óleo e gás para um Cenário de Exportação de Gás via gasoduto, com outro considerando Reinjeção Total de Gás;
- 2- Estimar a receita anual durante a produção do campo, sendo descontadas as perdas com indisponibilidades obtidas como resultado da Análise RAM, e trazer a valor presente;
- 3- Confrontar os custos capital e operacional dos dois cenários;
- 4- Calcular a variação do valor presente líquido (VPL), obtido ao longo de toda a vida produtiva do campo, de um cenário para o outro, a fim de dar subsídio à tomada de decisão em fase de projeto, ou seja, avaliar as vantagens e desvantagens de monetizar o gás associado produzido.

Este trabalho está dividido em capítulos. No Capítulo 2 é feita uma revisão sobre os conceitos de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade, bem como o conceito de análise de custo de ciclo de vida, e um resumo das variáveis econômicas usadas para avaliação de investimentos em projetos. Ainda nesse capítulo, são apresentadas metodologias usadas para estimar os parâmetros de eficiência operacional e o método de análise de custo de ciclo de vida. Além disso, são relatados estudos realizados com metodologias similares em diversos setores.

O Capítulo 3 deste trabalho descreve a metodologia adotada para a avaliação de Custo de Ciclo de Vida aplicada a uma planta de processamento para a produção de petróleo *offshore*, dando um foco importante na Análise RAM, e explica como foram integrados esses métodos a fim de gerar resultados satisfatórios e importantes para a etapa de projeto dessas unidades. Nesse capítulo também estão explicitadas as premissas aplicadas à análise das plantas avaliadas para o campo de petróleo estudado.

No Capítulo 4, estrão apresentados os resultados obtidos pela utilização da metodologia proposta, para comparação das plantas de processamento de óleo e gás em plataformas de produção de petróleo para os cenários: de exportação de gás via gasoduto e reinjeção total de gás. Ademais, os pontos considerados relevantes a partir dos resultados obtidos da análise integrada são discutidos neste capítulo.

As conclusões deste trabalho estão apresentadas no Capítulo 5, bem como as sugestões para trabalhos futuros. E, no Capítulo 6 estarão as referências bibliográficas utilizadas.

Finalmente, são apresentados no Anexo I os dados de falha e rotinas de manutenção, utilizados para a Análise RAM.

# 2- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os projetos de plantas de processamento de óleo e gás nas Unidades Estacionárias de Produção (UEP) *offshore* demandam um investimento inicial alto, além disso, quanto mais adiantados os projetos, maiores os custos de modificações. A receita prevista para essas unidades é bastante impactada por paradas na produção, sejam elas programadas ou não [DNV, 2012].

Dessa forma, a indústria de petróleo e gás natural precisa garantir que os estudos de confiabilidade, manutenibilidade, segurança e viabilidade financeira sejam iniciados o quanto antes, nas fases mais preliminares dos projetos. Algumas das principais empresas de óleo e gás do mundo, British Petroleum, Chevron, Engie, ENI, Petrobras, Shell e Total, citam em seus relatórios anuais de 2014 a importância da confiabilidade operacional [DNV, 2012].

Obter um modelo que abranja esses parâmetros é importante para operar a planta de forma segura, com mínimo custo e máximo faturamento. Ele deve atuar maximizando os níveis de confiabilidade da planta e sua produção, minimizando os custos com mão de obra, materiais, manutenção, transporte e suporte e o tempo de paradas; e mantendo as exigências com segurança [DNV, 2012].

Neste capítulo é apresentada uma breve revisão das ferramentas e análises que serão usadas na metodologia proposta por este trabalho para avaliação de confiabilidade de uma planta de processamento de petróleo (Análise RAM) e maximização do VPL da unidade (LCCA).

A Análise RAM visa otimizar o projeto da planta de processos, melhorando a sua confiabilidade e manutenibilidade, de forma a aumentar a disponibilidade de produção de óleo, maximizando a receita durante toda a vida produtiva do campo.

E a Análise de Custo de Ciclo de Vida para os sistemas presentes nas plataformas de produção de petróleo é uma ferramenta não só de avaliação financeira, dos custos e receitas da unidade, mas também de adequação do projeto às políticas da empresa.

# 2.1- Confiabilidade, Disponibilidade e Manutenibilidade (RAM)

Um consumidor avalia quatro parâmetros para decidir por um produto: custo, desempenho, frequência de quebra e tempo de reparo; a análise RAM avalia e quantifica os dois últimos, que são chamados, respectivamente, confiabilidade e manutenibilidade [BS ISO 5760-0:2014].

É desejável identificar os parâmetros de confiabilidade e manutenibilidade o mais cedo possível, durante a fase de projeto, para que seja possível avaliar se o produto apresenta uma disponibilidade aceitável, e se é adequado para os padrões esperados na aplicação, sendo ainda mais importantes quando a falha de um item pode comprometer a segurança da unidade [BS ISO 5760-0:2014].

Chamou-se "item" o que precisa ser considerado individualmente, como uma parte, um componente, um dispositivo, um aparelho, uma unidade funcional, um equipamento, um sistema (conjunto de itens relacionados que juntos completam uma função), ou combinação desses, para uma análise de RAM [BS ISO 5760-0:2014].

Devem ser mapeadas as funções que o item deve ser capaz de realizar para ser utilizado em uma determinada aplicação, ou seja, o que vai ser requerido do item avaliado e como ele desempenha nas condições em que será demandado. Além disso, para itens com várias funções, deve ser considerada a importância de cada uma na análise [BS ISO 5760-0:2014].

Para a Análise RAM, um evento é qualquer ocorrência que afete o comportamento do sistema, sendo ela esperada, como manutenção preventiva e preditiva; não esperada, devido à falha em equipamento; ou condicional, iniciada pela ocorrência de outros eventos, este último é implantado no simulador por uma equação lógica [Jardine Technology Limited; 1986].

O simulador usado para RAM neste trabalho considera seis parâmetros importantes para definir completamente um evento, eles estão representados na Figura 2 [Jardine Technology Limited; 1986].

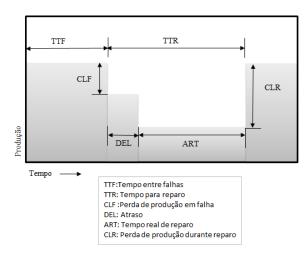


Figura 2: Parâmetros que definem um evento. [Adaptada de Jardine Technology Limited; 1986]

O TTF representa o tempo para que ocorra uma falha, é chamado Tempo Para Falhar (*Time To Failure*). As consequências imediatas de uma falha, refletidas em perdas para o sistema, são chamadas Perda de Produção em Falha (*Capacity Loss at Failure*).

O Tempo Para Reparo (TTR - *Time To Repair*) representa o tempo decorrente, a partir do momento da falha, para recuperação da função. Sendo a Perda de Produção durante o Reparo (CLR – *Capacity Loss at Repair*) relativa à perda de capacidade durante o evento de reparo, que não necessariamente deve ser igual à perda de capacidade quando ocorreu a falha.

O atraso para iniciar o evento de reparo é representado pela sigla DEL (iniciais de *delay*). E, finalmente, o Tempo de Reparo Real (ART - *Actual Repair Time*) representa a duração apenas do estágio de reparo, desconsiderando atrasos para iniciá-lo [Jardine Technology Limited; 1986].

Algumas das técnicas usadas para análise de confiabilidade são os Diagramas de Blocos, a Árvore de Falhas, o Diagrama de Markov, a Simulação de Monte Carlo e a Árvore de Eventos. E elas não têm compromisso em representar a configuração física da planta, mas sim a lógica de operação [DNV, 2012].

Os resultados esperados dessas análises são estimativas de desempenho da unidade (confiabilidade, disponibilidade e eficiência produtiva), criticidade dos itens avaliados, identificação de pontos fracos, impacto e custo-benefício de modificações sobre o desempenho da unidade, definição de políticas de teste de sistemas de segurança e de manutenção da unidade, além da estimativa do número de sobressalentes mobilizados por ano e a utilização média desses. Em caso de alternativas para um mesmo projeto, o resultado deve permitir a escolha entre elas, com base no desempenho da unidade ou no lucro gerado [DNV, 2012].

Para melhor compreensão da análise RAM, deve-se ter em mente a diferença entre redundância e item sobressalente. O primeiro é normalmente instalado no local onde exercerá sua função; pode ser ativo ou passivo; atua para diminuir a frequência de falha do subsistema onde está ou, quando parcial, atua nas consequências da falha, reduzindo o tamanho da perda; e é específico para cada subsistema. Enquanto o segundo é normalmente localizado no almoxarifado, demanda maior tempo de mobilização, atua no tempo de recuperação da função, ou seja, quando já houve a falha, e pode ser usado para diferentes sistemas [DNV, 2012].

Um estudo apenas de confiabilidade de uma unidade fornece a probabilidade de sucesso do sistema de interesse, mas sem levar em conta que os itens podem ser consertados, ou seja, não diferencia sistemas reparáveis de sistemas não reparáveis [ReliaSoft; 2012].

Sistemas reparáveis são aqueles que possuem itens que podem ser reparados ou substituídos de maneira a restaurar o sistema. Quando se trata de um sistema desse tipo, análises complementares devem ser aplicadas: a de Manutenibilidade e a de Disponibilidade [ReliaSoft; 2012].

Para sistemas reparáveis o tempo de operação não é contínuo, seu ciclo de vida é uma sequência de estados disponível e em falha (*up and down*). Ele opera até a falha, é reparado, e retorna ao estágio original de operação. Irá falhar novamente após um novo tempo de operação e será mais uma vez reparado, de forma a repetir o processo de renovação, é uma sequência de variáveis aleatórias não negativas [ReliaSoft; 2012]: tempo de falha, que "representa a propensão à falha de um equipamento ou sistema em função da sua idade ou do seu tempo de operação"; e tempo de reparo, que "representa a média dos tempos gastos com reparo de um equipamento ou sistema", sendo função da característica da falha [DNV, 2012].

O tempo em que se espera que o item irá ser demandado é uma variável importante para as análises, pois itens mais antigos, ou que parem menos para manutenção programada, podem ter uma confiabilidade menor que itens iguais quando mais novos ou com possibilidades de manutenções preventivas mais frequentes [BS ISO 5760-0:2014].

O plano de manutenção também tem grande relevância, abrangendo a manutenção preventiva, feita para mitigar degradação e evitar a ocorrência de uma falha, por isso deve ser programada de forma a minimizar o tempo do item parado, objetivando reduzir as falhas, mas sem comprometer o tempo de operação do mesmo; e a manutenção corretiva, que é feita após uma falha, para restauração [BS ISO 5760-0:2014].

As definições de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade de itens estão apresentadas a seguir neste capítulo, bem como a inter-relação entre esses termos e formas de gestão para otimizá-los.

# 2.1.1- Confiabilidade

Confiabilidade é a capacidade de desempenhar, como e quando demandado, sem falhar durante um intervalo de tempo e para determinadas condições; também pode ser definida como a capacidade de um item de desempenhar a função para a qual foi projetado durante um determinado período de operação, podendo ser quantificada [BS ISO 5760-0:2014].

No entanto, é um parâmetro estocástico, ou seja, seu desempenho não pode ser medido com apenas uma variável tal como comprimento, massa, tempo ou temperatura. Ele depende de eventos imprevisíveis, as falhas. Deste modo, para estimar a confiabilidade de um item há necessidade de uma base de dados com o histórico de funcionamento e falhas de itens iguais ou semelhantes em condições operacionais similares [BS ISO 5760-0:2014].

O desempenho do item mostra sua capacidade nas condições em que será demandado, e sua curva de desempenho em possíveis condições de operação que não as de projeto. As condições (temperatura, pressão) em que ele irá operar ou ser transportado podem influenciar em seu desempenho e em sua confiabilidade [BS ISO 5760-0:2014].

O conceito de falha é relacionado à "perda da capacidade de execução de uma função quando requerida", [DNV, 2012] ela pode ser categorizada pelas consequências geradas – catastrófica, crítica, maior, menor ou insignificante – e pela razão de ocorrência – mau uso ou pontos fracos. A falha, por definição, está ligada a confiabilidade e tem seu foco nos efeitos e consequências gerados, e não nas causas [BS ISO 5760-0:2014]. E o modo de falha é o "efeito pelo qual a falha é percebida no equipamento" [DNV, 2012].

As falhas ocorrem pela existência de inúmeros processos e mecanismos físicos, e pela operação em condições que não podem ser suportadas pelos componentes. Por isso, para um grupo de equipamentos do mesmo tipo, a taxa de falhas é um parâmetro que indica o número de falhas que ocorrem por unidade de tempo de funcionamento. Para equipamentos mecânicos, existe uma maior propensão à falha nos itens mais antigos por idade ou tempo de operação [DNV, 2012].

O crescimento da confiabilidade é um processo iterativo de melhora, tratando os pontos fracos de projeto e construção. Para tal deve-se usar um modelo de confiabilidade, que é um modelo matemático usado para prever e estimar medidas de confiabilidade, para então otimizá-las [BS ISO 5760-0:2014].

# 2.1.2- Manutenibilidade

A probabilidade de realizar uma ação de reparo ou substituição com sucesso em um período é denominada manutenibilidade [ReliaSoft; 2012].

Manutenibilidade é a capacidade de conservação e de restauração de um item nas condições de uso e manutenção disponíveis, ou o quantitativo de quão fácil e rápido é a manutenção de um item para que ele volte a funcionar. Deste modo, depende do ambiente onde é feita a manutenção e dos recursos disponíveis [BS ISO 5760-0:2014].

Para estimá-la devem ser considerados apenas o tempo ativo de reparo; este não leva em conta o tempo de espera para começar a manutenção, e a disponibilidade de recursos para executar a manutenção (tanto de mão-de-obra, quanto de matérias e ferramentas); é o tempo gasto efetivamente reparando o item em falha em condições ideais de logística e equipe de manutenção preparada e disponível no momento que ocorrer a falha [BS ISO 5760-0:2014].

# 2.1.3- Disponibilidade

O termo disponibilidade é definido como a probabilidade do sistema de estar operando apropriadamente quando requisitado para uso. Um sistema disponível é o que está funcionando ou um sistema indisponível está em falha ou inoperante [DNV, 2012].

Ela pode ser classificada como: instantânea ou pontual, que é a probabilidade de um sistema estar operacional em um dado tempo; disponibilidade média, que é a proporção de tempo de uma missão que um sistema está disponível para uso; disponibilidade de estado constante, que representa a disponibilidade do sistema quando o tempo tende a infinito; disponibilidade inerente, que é obtida considerando somente os tempos de reparo corretivos do sistema; disponibilidade alcançada, considerando ações corretivas e preventivas no sistema; e, por fim, a disponibilidade operacional, que inclui todas as origens de parada anteriores e ainda outras (administrativas, atrasos logísticos) [ReliaSoft; 2012].

A disponibilidade para um item ser utilizado quando demandado depende da confiabilidade e da manutenibilidade, como mostrado na Tabela 1. E o balanço entre eles deve ser feito desde o início do projeto para maximizá-la [BS ISO 5760-0:2014].

Tabela 1: Efeitos da Confiabilidade e Manutenibilidade na Disponibilidade.
[Adaptada de ReliaSoft: 2012]

Confiabilidade	Manutenibilidade	Disponibilidade
Constante	Decresce	Decresce
Constante	Aumenta	Aumenta
Aumenta	Constante	Aumenta
Decresce	Constante	Decresce

A disponibilidade está relacionada também ao Tempo Médio de Recuperação da Função (TMRF), mais abrangente que o tempo ativo de reparo considerado para análises de manutenibilidade. Ele leva em conta número e localização de sobressalentes e a logística de manutenção (o número, a composição das equipes, tempo de mobilização, nível de treinamento, tempo de aquisição e transporte de equipamentos) [DNV, 2012].

# 2.1.4- Análise de Confiabilidade

Este tópico mostra uma breve revisão sobre a modelagem por Diagrama de Blocos, que foi a utilizada para a Análise de Confiabilidade deste trabalho, usando como ferramenta o simulador comercial da DNV, MAROS 8.4 [Jardine Technology Limited; 1986], baseado na técnica de modelagem de disponibilidade Monte Carlo, que permite estimar os indicadores de desempenho da unidade [Seo; 2015].

A primeira etapa, e também a mais importante da modelagem para análise RAM, é a geração das redes lógicas e a construção dos Diagramas de Bloco de Confiabilidade (RBD – *Reliability Block Diagram*) dos sistemas investigados. Sendo que, em geral, a rede lógica é mais simples que a operação real, pois alguns detalhes não têm grande influência na confiabilidade do sistema. Ela reflete a funcionalidade do sistema e a interdependência entre os elementos [Jardine Technology Limited; 1986].

No entanto, o diagrama de blocos de confiabilidade de um sistema não precisa ser único, pois não tem obrigatoriedade de parecer similar ao desenho da unidade. Deve-se decidir a função que será monitorada desde o início. E, então, identificar os ramos existentes pela definição das "taxas de desempenho", que são frações da capacidade de produção de cada elemento do sistema [Jardine Technology Limited; 1986].

Os componentes do diagrama de blocos podem estar em série ou em paralelo, e quando em paralelo, podem ser passivos ou ativos. Para sistemas de mais de um componente em série, a confiabilidade do sistema é o produto das confiabilidades individuais dos componentes. Quando dois dos componentes estão atuando em paralelo, a confiabilidade do sistema é a soma das confiabilidades dos componentes individuais subtraída do produto das mesmas. Considerando os componentes como um conjunto, o sistema em paralelo seria a interseção entre os componentes [Jardine Technology Limited; 1986].

Os ramos são ligações ininterruptas, em série e/ou blocos em paralelo, que desempenham uma função ou veem o mesmo fluxo de vazão. Uma rede lógica de confiabilidade não deve conter reciclo [Jardine Technology Limited; 1986].

Os elementos em série do diagrama de blocos podem representar modos de falha de equipamentos diferentes ou modos de falha diferentes de um mesmo equipamento, cada um com diferentes consequências, frequências de ocorrência e tempos de reparo [Jardine Technology Limited; 1986].

O perfil dos eventos de ocorrência de falha pode variar com a natureza da falha ou com os efeitos de reparo. A Figura 3 mostra o comportamento de alguns eventos de falha classificados como de efeito constante em qualquer etapa da vida produtiva do componente e durante o tempo que a falha durar. Existem outros eventos que dependem do tempo de vida do componente, ou que vão sendo agravados pelo aumento na duração da falha (incrustação em trocadores de calor é um exemplo), mostrados na Figura 4 [Jardine Technology Limited; 1986].

Eventos de manutenção programada, testes, inspeções podem ser considerados no simulador MAROS 8.4 como eventos agendados e inseridos nas redes lógicas construídas [Jardine Technology Limited; 1986].

A redundância, como forma de reduzir o efeito de falhas, criando uma capacidade extra para o equipamento, é inserida no diagrama de blocos de confiabilidade em paralelo com o equipamento principal, de forma que ela só entra em ação em caso de falha do mesmo [Jardine Technology Limited; 1986].

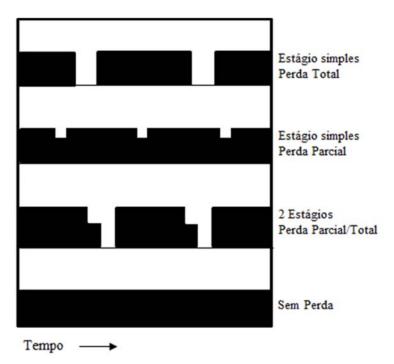


Figura 3: Perfis de modos de falha constantes. [Adaptada de Jardine Technology Limited; 1986]

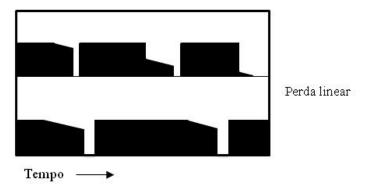


Figura 4: Perfis de modo de falha variável. [Adaptada de Jardine Technology Limited; 1986]

Também existe no simulador o conceito de caixa preta, que representa um equipamento com diversos componentes, cujos efeitos das falhas dependem da funcionalidade da caixa preta. Os componentes não podem ser reparados individualmente, mas o registro de falha só acontece quando a caixa preta perde funcionalidade, e não quando um componente falhar [Jardine Technology Limited; 1986].

Por exemplo, na Figura 5 só é necessário reparo ou troca do equipamento quando a soma da perda de funcionalidade é 100% (falha no componente 1, ou falhas nos componentes 2 e 3, ou falha no componente 2 ou 3 e em dois dos componentes 4, 5 e 6, ou falha nos componentes 4, 5 e 6) [Jardine Technology Limited; 1986].

Outro exemplo é a representação de equipamentos em paralelo que operam com a metade da capacidade nominal, de forma que só precisam ser reparados quando ambos falham, pois na falha do primeiro, o segundo passa a operar com a capacidade nominal, atendendo a demanda [Jardine Technology Limited; 1986].



Figura 5: Caixa preta com as funcionalidades dos componentes. [Adaptada Jardine Technology Limited; 1986]

A funcionalidade de lógica de causa e efeito permite construir sistemas que, por exemplo, demandem falhas simultâneas em um certo número de sistemas específicos para haver parada da planta. Pode-se classificar o evento de parada como condicional e colocar os eventos necessários para que ela ocorra [Jardine Technology Limited; 1986].

O simulador apresenta também a ferramenta de exclusão mútua, que permite inserir a lógica de que dois eventos determinados não podem ocorrer simultaneamente ou de que uma parada programada de um sistema não pode ocorrer quando outro está em falha [Jardine Technology Limited; 1986].

Outra possibilidade oferecida ao projetista pelo simulador é de enviar gás para queima, permitindo determinar um volume limite de queima em um determinado intervalo, chama-se *Flaring*. Esta funcionalidade dá a opção de queimar parte do gás ou todo ele antes de precisar parar a produção de óleo [Jardine Technology Limited; 1986].

# 2.1.5- Análise de Manutenibilidade

O risco dos equipamentos é o fator que mais contribui para reduzir a eficiência operacional, dessa forma, a estratégia de manutenção adotada é o elemento chave para controlar os riscos dos equipamentos, e assim otimizar a eficiência operacional [Tronskar; 2005]. Este tópico mostra o mecanismo de simulação do software MAROS 8.4 para a Análise de Manutenibilidade.

O simulador modela a filosofía de manutenção e reparos, incluindo serviços de monitoramento, equipamentos, mão de obra, reservas e sobressalentes. São formulados cenários de manutenção e reparo para cada sistema em particular, englobando manutenção não-programada, manutenção preventiva e monitoramento preventivo [Jardine Technology Limited; 1986].

Para fazer um cenário de manutenção são necessárias algumas etapas: definir os serviços e utilidades, as zonas de trabalho, quais são as prioridades, cruzar referências (escolher as ferramentas e os membros das equipes prioritários para corrigir determinada falha), fazer estratégia de manutenção por oportunidade e planejar a renovação dos equipamentos [Jardine Technology Limited; 1986].

#### 2.1.6- Indicadores de Desempenho

O modelo de RAM permite efetuar o balanço de óleo e gás, avaliar a utilização de recursos (mão-de-obra, logística e materiais), apresentar formas alternativas de produção para eventos condicionais que ocorram e identificar índices de desempenho operacional passíveis de otimização. Esses índices de desempenho estão brevemente descritos neste item.

Os indicadores de desempenho avaliados comumente na Análise RAM são os mais gerais: confiabilidade e não-confiabilidade, o tempo médio para falhar "Mean Time To Failure" (MTTF) e o tempo médio de reparo "Mean Time To Repair" (MTTR) [DNV, 2012]; e os mais específicos: o Índice de Eficiência Produtiva (IEP), o Índice de Utilização do Gás (IUGA), Índice de Qualidade do Produto Escoado (IQPE), Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA).

A confiabilidade (R(t)), conforme apresentado anteriormente, tem natureza probabilística, variando entre 0 e 1. Para taxa de falha ( $\lambda$ ) constante, é dada pela equação 2.1:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{2.1}$$

A não-confiabilidade (P(t)), que é a probabilidade de que o equipamento não consiga completar a sua missão com sucesso e também tem natureza probabilística, tendo valor complementar a confiabilidade. O indicador de não-confiabilidade para taxa de falha constante é dado pela equação 2.2:

$$P(t) = 1 - e^{-\lambda t} \tag{2.2}$$

Existem outras distribuições para o cálculo dos indicadores de confiabilidade e não-confiabilidade para taxa de falha variável com o tempo, como por exemplo, o normal, retangular, triangular, entre outras [DNV, 2012].

O MTTF, quando a taxa de falha é constante, pode ser obtido pelo seu inverso (1/ $\lambda$ ) [DNV, 2012].

O Índice de Eficiência Produtiva (IEP) indica o percentual de realização da produção, sendo descontadas as perdas registradas. O cálculo é feito pela razão entre a produção realizada e o somatório entre produção realizada e perda realizada, pode ser definido também pela razão entre o volume de óleo exportado e o volume de óleo previsto. Conforme apresentado na equação 2.3:

$$IEP = \frac{Volume\ de\ óleo\ exportado}{Capacidade\ da\ Unidade}$$
 (2.3)

O total de óleo produzido, considerado no numerador dessa razão, pode ou não estar especificado (em termos de teor de água e sedimentos, salinidade e pressão de vapor) para o cálculo do índice.

A fim de melhorar esse índice deve-se conhecer e entender das limitações do projeto, das condições operacionais e dos processos de gestão envolvidos. Deve-se identificar a eficiência produtiva esperada no projeto, em seguida avaliar os gargalos operacionais e fatores que reduzem esse índice, para então avaliar aspectos de manutenibilidade e seus impactos sobre o IEP [DNV, 2012].

O Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA) representa a eficiência na utilização e aproveitamento do gás associado produzido, sendo ele a diferença da produção de gás não gerenciável pela queima total, sobre a produção de gás não gerenciável.

$$IUGA = \frac{Produção de gás não gerenciável-Queima Total}{Produção de gás não gerenciável}$$
(2.4)

O indicador de desempenho que corresponde à qualidade do petróleo enviado às unidades a jusante é medida pelo Índice de Qualidade do Produto Escoado (IQPE), que é calculado pela razão entre o volume de petróleo especificado transferido e o volume total de petróleo transferido.

$$IQPE = \frac{Volume \ de \ petr\'oleo \ especificado \ transferido}{Volume \ de \ petr\'oleo \ transferido}$$
(2.5)

A percentagem de água de injeção realizada em relação à prevista dá origem ao Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA), que representa a eficiência relativa à injeção de água. Tratase da relação entre a quantidade de água real injetada e a quantidade prevista teoricamente, que é sempre superior a primeira devido a falhas dos equipamentos e paradas para manutenção.

$$IRIA = \frac{Quantidade \ de \ água \ de \ injeção \ realizada}{Quantidade \ de \ água \ de \ injeção \ prevista}$$
(2.6)

#### 2.1.7- Gestão de RAM

Para gestão de confiabilidade em uma empresa é fundamental um programa de conscientização da importância do tema, deve-se ter profissionais que deem exemplo de atuação nesta área nos altos cargos da empresa, criar regras para reconhecer colaborações neste sentido, ter um manual de confiabilidade e qualidade para mostrar aos empregados e clientes que está comprometida em melhorar nesses dois aspectos, e os diretores devem estar conscientes de que confiabilidade é um investimento, não uma despesa [BS ISO 5760-0:2014].

Para fazer um projeto visando os padrões de confiabilidade, existem alguns princípios importantes a serem considerados: fazer avaliação de confiabilidade desde o início do projeto, garantir que o ambiente escolhido é adequado, usar componentes já testados sempre que possível e excluir os que são conhecidos por apresentar problemas, fazer um projeto durável, minimizar o número de componentes, reduzir a fadiga nos componentes, permitir margens de seguranças adequadas e projetar para a construção [BS ISO 5760-0:2014].

A busca por uma melhor manutenibilidade em uma planta deve englobar avaliações desde as primeiras fases, para que, uma vez ocorridas falhas, elas sejam rapidamente detectadas e facilmente diagnosticadas; é desejável que o projeto seja modular, ou seja, a unidade poder ser dividida em sistemas menores, passíveis de testes independentes; o acesso a equipamentos ou sistemas em falha não deve depender da remoção de outro equipamento ou sistema funcionando normalmente; a necessidade de ferramentas especiais deve ser minimizada; bem como a necessidade de ajustes e calibrações nas plantas [BS ISO 5760-0:2014].

O plano de ação para atuar no aumento da disponibilidade (considerando tanto a confiabilidade, quanto a manutenibilidade) deve começar na fase mais preliminar do projeto, pois quanto menos adiantado o projeto, menor o custo de mudança. E deve ser mantido até o final da operação, para ser retroalimentado com dados operacionais na busca de melhorias, como mostrado na Figura 6 [BS ISO 5760-0:2014].

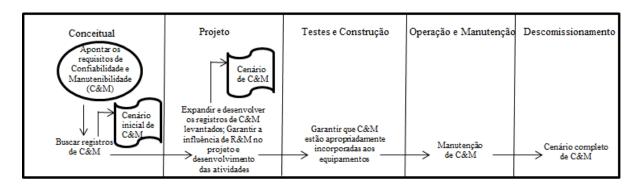


Figura 6: Projeto de Ciclo de Vida. [Adaptada de BS ISO 5760-0; 2014]

Ao avaliar a confiabilidade nas primeiras etapas de projeto consegue-se chegar mais perto de atingir um balanço ótimo entre desempenho, confiabilidade, custo e prazo. A equipe de projeto e construção do item considera preço, prazo, além da funcionalidade de cada item. Já o usuário, operador do equipamento ou sistema, observa como o equipamento opera da primeira vez, como ele opera ao longo do tempo e a facilidade e tempo de manutenção [BS ISO 5760-0:2014].

É importante ressaltar que, na maior parte dos casos, um maior custo capital está ligado a um maior custo de ciclo de vida, considerando toda a vida produtiva da unidade. Também se sabe que para atingir maior confiabilidade e manutenibilidade no projeto, pode ser necessário aumentar o custo capital. No entanto, o maior CAPEX aplicado neste sentido pode ser fundamental para

aumentar a receita acumulada ao longo do ciclo de vida da unidade devido ao aumento na disponibilidade [BS ISO 5760-0:2014].

Desta forma, existe um ponto ótimo que maximiza o VPL da unidade. Nesse ponto de vista, os estudos de confiabilidade devem estar atrelados a uma análise econômica, para avaliar até que ponto vale a pena investir em confiabilidade [BS ISO 5760-0:2014].

## 2.2- Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA)

O Ciclo de Vida de um produto é o tempo entre a sua concepção e a sua disposição final. Fazendo um paralelo, o Ciclo de Vida de uma unidade de processamento de um produto é o tempo entre a sua concepção e o seu descomissionamento [Kawauchi; Rausand; 1999].

O Custo de Ciclo de Vida da unidade é o custo acumulado durante todo o seu ciclo de vida. E o processo de avaliação econômica do custo de ciclo de vida de uma unidade é Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA) [Kawauchi; Rausand; 1999].

A contribuição da análise de custo de ciclo de vida de um projeto é tão importante quanto a do dimensionamento dos equipamentos, pois agrega uma perspectiva financeira de longo prazo ao projeto em base quantitativa, e permite comparar alternativas na mesma base. Essa ferramenta não deve ser usada isoladamente, mas sim interagindo com outras funções do projeto, como por exemplo, a confiabilidade, como apresentado neste trabalho. É uma análise usada para alinhar as decisões técnicas aos objetivos corporativos [ISO 15663-2:2001].

Para uma LCCA um evento é qualquer ocorrência durante o ciclo de vida do sistema que influencie sua eficiência, como por exemplo, falha, reparo, inspeção periódica, falta de suprimento. Eles são gerados por amostragem aleatória, a partir de dados dos elementos do sistema, como dados de falha de equipamentos, dados de reparo, atividades planejadas de inspeção, paradas programadas, perda de alimentação ou mão de obra. E podem ser aleatórios, programados ou condicionais (iniciado pela ocorrência de um evento anterior) [DNV, 2012].

A LCCA pode ser dividida em seis etapas: definição do problema; definição dos elementos de custos; modelagem do sistema; coleta de dados; desenvolvimento do perfil de custos; e avaliação. Podendo ser repetido o ciclo quantas vezes for necessário, de forma a otimizar a unidade para atingir as metas esperadas, conforme mostrado na Figura 7 [Kawauchi; Rausand; 1999].

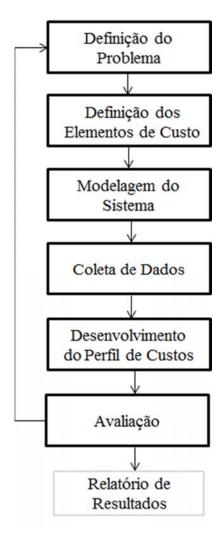


Figura 7: Etapas de uma Análise de Custo de Ciclo de Vida [Adaptada de Kawauchi; Rausand.; 1999]

Deve-se começar a análise definindo o escopo do projeto. Definir o que está sendo buscado no projeto e o porquê desta busca. Determinar as condições de contorno do projeto (técnicas e financeiras). Assumir o tempo (época) em que vai ocorrer, as limitações de CAPEX e OPEX, a data prevista para início da operação (primeiro óleo), o tempo de vida do campo, os impostos que devem ser pagos e a curva de produção. Também é importante avaliar os impactos de melhorar a eficiência operacional em quantidade produzida (capacidade da planta), e custo de energia para operar. Além de avaliar o custo de falhas, com o perfil de produção e os pontos críticos [ISO 15663-2:2001].

Depois de reunidas as ideias para o projeto (etapa de *brainstorming*), elas devem ser examinadas por uma série de critérios, de forma a reduzir o universo de avalição, facilitando a tomada de decisão posterior. Esses critérios podem variar dependendo do projeto e de suas peculiaridades. Alguns desses critérios são típicos, usados para tomada de decisão tais como: ser tecnicamente viável; ser prático; apresentar custos inferiores ao máximo definido pelas condições da empresa no momento; estar enquadrado na política da empresa; atender aos requisitos de Saúde, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Segurança (SMES); os riscos técnicos e financeiros serem aceitáveis; entre outros [ISO 15663-2:2001].

Para avaliação econômica do projeto são usados métodos como o de valor presente líquido (VPL), média periódica equivalente ou série uniforme equivalente (RL), tempo de retorno, índice de lucratividade (IL), taxa interna de retorno (TIR) [ISO 15663-2:2001].

Qualquer desses métodos pode ser usado, de forma que em uma primeira iteração deve-se avaliar o sistema que se deseja estudar como um todo, e nas iterações seguintes deve-se dividir o sistema em unidades menores, ou até equipamentos, buscando minimizar o custo de ciclo de vida de cada um, para então minimizar o do sistema todo. Para as iterações finais pode-se usar métodos como VPL e TIR para avaliar uma opção em relação à outra [ISO 15663-2:2001].

É importante estar atento para os pontos fracos do método escolhido, além de saber que o critério de decisão individual de cada método não deve ser confundido com o critério final de tomada de decisão. Existem outros aspectos também importantes para a tomada de decisão, que devem ser considerados nos estudos de projetos de investimento, são os chamados fatores não quantificáveis. Eles influem na tomada de decisão, porém sua participação é subjetiva [Santos; Filho; 2014].

Um exemplo é a escolha do maior VPL dentre as opções durante a análise econômica, mas posterior avaliação de critérios ambientais e de segurança de processo dentre as opções com VPL positivo, para atender a política de SMES da empresa [ISO 15663-2:2001].

Para alguns casos um método pode ser mais adequado que outro, por exemplo, quando a análise está baseada apenas na diferença entre opções, deve-se usar o valor presente líquido, visto que outros métodos são calculados a partir do custo e fluxo de caixa totais para tomada de decisão [ISO 15663-2:2001].

Em alguns casos, métodos diferentes para avaliação da opção mais vantajosa, podem indicar alternativas diferentes como a melhor. Os métodos de VPL e TIR, por exemplo, podem

apresentar alternativas diferentes como a mais vantajosa. Isso porque no método da TIR não é considerado o volume de investimento, enquanto o VPL traz um valor absoluto. Dessa forma o método da TIR, por exemplo, dá preferência a um retorno de 100% sobre um investimento de cinco dólares em relação a um retorno de 50% sobre um investimento de 20 dólares. Enquanto que pelo método VPL um retorno de dez dólares (retorno de 50% sobre um investimento de 20 dólares) é preferível em relação a um retorno de cinco dólares (retorno de 100% sobre um investimento de cinco dólares). Ou seja, se comparar projetos com investimentos diferentes deve-se usar o método do VPL ou ajustar o método da TIR para indicar a alternativa mais lucrativa, considerando o investimento e não só a percentagem de retorno [Santos; Filho; 2014].

Uma vez definido o escopo da análise, devem-se reunir os dados e estruturar os custos. Os elementos de custo relevantes para a análise, os chamados *cost drivers*, devem ser definidos, bem como a inter-relação entre eles, são exemplos comuns: as matérias-primas necessárias, a demanda energética, as utilidades e os sistemas de suporte requeridos, os impactos na eficiência das indústrias a jusante, as estimativas de necessidade de manutenção. A definição desses elementos é um fator importante para a Análise de Custo de Ciclo de Vida, pois permite manter o foco das análises nos custos mais relevantes [ISO 15663-2:2001].

Para facilitar o processo de definição desses elementos, deve-se agrupar os custos e as receitas em tópicos que eles estejam relacionados, marcando os que têm potencial de ser mais relevantes. Se a avaliação for sobre as diferenças entre alternativas, os elementos de custo iguais para ambas podem ser excluídos [ISO 15663-2:2001].

A disponibilidade dos equipamentos e sistemas é um elemento importante para a avaliação do custo do ciclo de vida da unidade. É preciso contabilizar a contribuição individual de cada equipamento ou sistema para a indisponibilidade de produção, buscando minimizar essas contribuições, com o objetivo de maximizar a produção da planta. Assim, pode-se contabilizar os impactos das perdas de produção na receita esperada [ISO 15663-2:2001].

Uma vez identificados os custos relevantes para a análise deve-se iniciar um procedimento de coleta de dados. Primeiramente definindo os dados necessários e, em seguida, as fontes de consulta ou bases de dados disponíveis e confiáveis. A qualidade dos dados adquiridos pode ser decisiva para o sucesso do método. Em uma empresa podem-se utilizar dados internos: do sistema de contabilidade e finanças, do sistema de compra, da engenharia, de gestão da manutenção, do sistema de gestão de confiabilidade [ISO 15663-2:2001]. Existem também bases de dados

especializadas que reúnem informações de diversas empresas, como no caso da indústria de petróleo *offshore*, o OREDA (*Offshore Reliability Data Handbook*).

Os dados contabilizados no custo capital da unidade são as horas-homem de projeto e administração, a compra de equipamentos e materiais, o custo de fabricação, instalação, comissionamento, custo de peças reservas, ferramentas e equipamentos de teste, custo de transporte, treinamento inicial e custo de reinvestimento (para equipamentos com vida útil menor que a da instalação) [ISO 15663-2:2001].

Já no custo operacional da unidade estão incluídos o consumo de peças reservas, de energia, ferramentas e equipamentos, as horas-homem de operação de cada sistema, as horas-homem de manutenção, transporte de pessoas e materiais, produtos químicos, custo com seguro e suporte em terra [ISO 15663-2:2001].

Para avaliação dos impactos na receita da unidade com paradas de produção, programadas ou não, pode-se usar uma base de dados de falha para obter os dados de operação, taxas de falha; eventos de falha e grau de severidade; dados de manutenção como tipo de manutenção e os recursos requeridos, e o programa de manutenção usado [ISO 15663-2:2001].

Também devem ser considerados os custos de desativação da unidade, como com gerenciamento do projeto, vistoria, esquemas de desenvolvimento e implementação, transporte e custo de estocagem [ISO 15663-2:2001].

E, mesmo dentre os custos relevantes, se a avaliação for sobre as diferenças entre alternativas, os elementos de custo iguais para ambas podem ser excluídos.

Uma vez recolhidos os dados necessários, deve-se ajustá-los para as condições do projeto a ser analisado como, por exemplo, inflação monetária, diferenças nas características do óleo, tempo de operação no campo e diferenças no projeto e capacidade dos sistemas [ISO 15663-2:2001].

A partir dos dados já ajustados pode-se modelar uma Análise de Custo de Ciclo de Vida. Esse modelo deve ser o mais simples possível, sem comprometer a acurácia da distinção entre as opções avaliadas. Em alguns itens da análise são necessários modelos mais complexos, como por exemplo, para determinar parâmetros de desempenho tais como disponibilidade ou risco de falha; ou para avaliação do programa de manutenção envolvendo múltiplos reparos, equipamentos e sistemas [ISO 15663-2:2001].

Ao final de cada iteração deve haver uma análise de sensibilidade. É uma etapa separada dentro do método de LCCA para ressaltar a importância de checar os resultados provenientes da primeira iteração, e avaliar a necessidade de uma maior precisão nos dados de entrada. Uma vez considerados razoáveis os resultados, a análise de sensibilidade tem a função de embasar a redução do número de alternativas [ISO 15663-2:2001].

A análise de sensibilidade deve quantificar as mudanças os custos e receitas que alteram o ranking das alternativas. Os resultados acabam por identificar oportunidades de melhoria e consequentemente ajudam a minimizar esses custos [ISO 15663-2:2001].

O passo seguinte consiste em uma investigação de incertezas na LCCA, sabendo que vai depender também da etapa do projeto ou produção em que a análise foi aplicada, de forma que quanto mais preliminar, maiores as incertezas [Kawauchi; Rausand; 1999].

Essa investigação abrange os dados de entrada, os resultados e o ranking de alternativas. Sendo que incertezas nos dados de entrada geram incertezas nos resultados, que podem ou não ser aceitáveis, a depender do objetivo da Análise do Custo de Ciclo de Vida [ISO 15663-2:2001].

As incertezas no ranking das alternativas estão presentes quando a alternativa "A" apresenta custo de ciclo de vida menor que a alternativa "B", no entanto, se considerar a incerteza no cálculo do custo do ciclo de vida em cada uma das alternativas o ranking pode mudar, de forma que o custo de ciclo de vida da alternativa "A" somado a incerteza deste cálculo é maior que a diferença entre o custo de ciclo de vida da alternativa "B" e a incerteza do cálculo do custo de ciclo de vida da alternativa "B" [ISO 15663-2:2001].

A Figura 8 ilustra a situação de incerteza no ranking das alternativas, na área de interseção entre as curvas (área cinza), a alternativa "B" que a alternativa "A" se torna mais vantajosa por apresentar um menor custo de ciclo de vida, apesar de haver uma maior probabilidade de ocorrer a alternativa "A" como mais vantajosa, pois ela apresenta um menor custo de ciclo de vida em toda a área branca. [ISO 15663-2:2001].

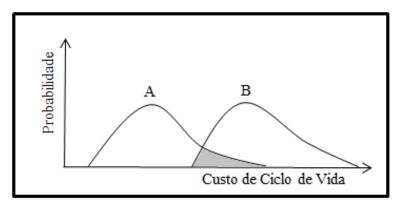


Figura 8: Incerteza no ranking de alternativas (A e B). [Adaptada de ISO 15663-2; 2001]

### 2.3- Aplicações Anteriores de Metodologias combinando LCCA e RAM

O efeito dos programas de confiabilidade no custo de ciclo de vida foi avaliado em 1978, nos Estados Unidos, obtendo como conclusão que a inclusão de parâmetros de confiabilidade no LCCA melhora os resultados desta análise [Bertschy; 1978].

Em 1985, o método *de Reliability Centered Maintenance* (RCM) combinado à LCCA foi estudado aplicado a uma Unidade de Refrigeração, já considerada confiável, presente em embarcações. Desta forma, foi definida uma forma de fazer manutenção preventiva no sistema, visando manter sua confiabilidade intrínseca. No entanto, o número de "itens" avaliados do sistema era reduzido, de forma que o uso de um simulador de RAM não foi necessário [Jambulingam; Jardine; 1985].

Uma das principais vantagens do uso de um simulador para estudos de RAM é o não envolvimento do usuário com os modelos e manipulações matemáticas, tendo apenas que definir a configuração do sistema e a possibilidade de usar taxas de falha e reparo variáveis; no entanto, vale ressaltar a necessidade de uma análise crítica para avaliar os resultados dados pelo simulador. Um dos primeiros simuladores para análise RAM desenvolvido em 1987, em linguagem de simulação SLAM, que veio a ser chamado RAMSIM [Claasen Pring; Kruger; 1987].

Na Austrália, foi utilizada uma metodologia de análise de risco para avaliar a confiabilidade das pontes do país, pois a maioria delas já havia sido construída há mais de 20 anos. A metodologia utilizada permitiu ranquear a manutenção e os reparos das pontes, priorizando as que estavam em condições mais críticas. No mesmo estudo, realizado em 2000, o autor utiliza o custo de ciclo de

vida como ferramenta para quantificar os custos necessários para cada manutenção e reparo das pontes. No entanto, como já havia necessidade de manutenção e reparos, não foi possível combinar as duas metodologias para tomada de decisão, uma vez que o custo se tornou menos relevante frente à confiabilidade das pontes, que já estavam sendo utilizadas. Em uma fase de projeto, seria possível considerar a melhor estratégia de custo combinada à confiabilidade [Stewart; 2000].

Foi proposta, em 2002, uma metodologia de avaliação da importância da confiabilidade de sistemas na otimização de seus custos. Uma das conclusões obtidas pelo estudo desta metodologia está relacionada à fundamental importância de considerar a confiabilidade e o tempo de manutenção (relacionado à manutenibilidade) na otimização dos custos das unidades [Nakanishi; Nakayasu; 2002].

Em 2003 uma LCCA combinada com um modelo probabilístico, que previa custos com reparo e troca de estrutura, foi realizada para justificar o uso de aço inox reforçado, resistente à corrosão (que é de seis a nove vezes mais caro que aço carbono), para proteger estruturas de concreto armado em ambientes marinhos contra corrosão induzida por cloreto, que é a principal causa de deterioração dessas estruturas [Val; Stewart; 2003].

Outro método visando combinar Análise RAM e LCCA foi proposto em 2005. Este com o objetivo de avaliar os custos das unidades em fase de projeto, utilizando a análise RAM para otimizar a configuração de instalações de produção [Hwang; 2005].

Uma metodologia similar foi aplicada para avaliar uma solução de energia renovável para uma unidade *offshore* em 2009, de forma que buscaram o projeto com maior confiabilidade e menor custo de ciclo de vida [Hwang; Lee; Lu; 2009].

O casco e o sistema de ancoragem de uma FPSO foram otimizados utilizando o *Life Quality Index* (LQI) como ferramenta para obter uma confiabilidade aceitável em 2012. A análise dos cenários de falha foi feita utilizando a metodologia Bayesian Probabilistic Network (BPN), que permitiu modelar a influência dos modos de falha e suas consequências. Foi então obtida a confiabilidade ótima do sistema, baseada no menor custo de ciclo de vida da unidade, tendo que atender ao LQI [Heredia-Zavoni; 2012].

Em 2012, uma parceria Petronas Technical Solutions, Universiti Teknologi Petronas e TNB Research Sdn Bhd na Malásia, realizou um estudo para modernização do sistema de geração de energia de uma plataforma de produção de petróleo. Os pontos levantados para tomada de decisão foram: custo, confiabilidade, manutenção, logística e facilidade de operar de cada tecnologia. E o

artigo concluiu que sempre deve ser feita uma análise de confiabilidade quando objetiva-se otimizar o custo de ciclo de vida de uma plataforma *offshore*, pois as perdas de produção ou necessidades logísticas inerentes a uma tecnologia podem aumentar os benefícios marginais de outra, invertendo o ranking de alternativas [Junid,; 2012]. Conclusão esta que veio motivar o estudo realizado nesta dissertação.

No paper "The link between costs and performance for Total cost of Ownership evaluation of physical asset", foi feita uma revisão para identificar o estado da arte do modelo de Total Cost Ownership (TCO). Muitas vezes esse modelo é usado exatamente como a de Análise de Ciclo de Vida, apesar de haver uma conotação mais estratégica para o modelo TCO, tomando-o como uma amplificação do escopo da Análise de Custo de Ciclo de Vida, que engloba informações de decisões de investimento e estratégias operacionais para suportar tomadas de decisão. Ademais, os autores concluíram que a maior parte das metodologias de TCO usadas negligenciam o desempenho da unidade, como as paradas de produção para reparo, perdas de produção, indisponibilidade de equipamentos, mesmo que em muitos casos esses sejam os fatores com maior impacto no custo ou na receita das unidades. São propostas soluções para incorporação da Análise RAM na metodologia de TCO, incluindo a utilização de simuladores de RAM [Roda; Goretti; 2014].

Já em 2015, foi considerado o custo de indisponibilidade para o cálculo do custo de ciclo de vida de quatro opções de processos de liquefação do CO<sub>2</sub> a fim de compará-los. Os autores utilizaram o mesmo simulador para a análise RAM (MAROS) que foi utilizado neste trabalho, bem como a mesma base de dados (OREDA) e obtiveram resultados satisfatórios [Seo; 2015].

Visto os resultados importantes obtidos da combinação da Análise RAM com LCCA em diversas aplicações, somado ao alto investimento necessário para plantas de produção de petróleo em ambiente *offshore* (nas UEPs) e à grande perda de receita com paradas na produção de óleo, a avaliação em termos de confiabilidade, manutenibilidade, disponibilidade e custo de ciclo de vida das plantas de processamento de óleo e gás nas plataformas de produção de petróleo caracterizouse um cenário com grande potencial para ser explorado. Entretanto, não foram encontrados na literatura trabalhos acerca da metodologia combinada Análise RAM e LCCA aplicada a projetos de planta de processamento de óleo e gás em ambiente *offshore*.

Além disso, no cenário atual do Brasil, com os novos campos descobertos no pré-sal, e o grande volume de óleo encontrado nesta região, são necessários estudos relacionados às suas particularidades.

Os reservatórios do pré-sal apresentam altas RGOs associadas a altos teores de CO<sub>2</sub>, demandando tratamentos mais complexos e com maior peso e área ocupada, o que leva a questionar as vantagens de tratar esse gás para exportar para áreas *onshore*.

Desta forma, avaliar as vantagens financeiras de uma planta que permita a monetização do gás associado produzido, frente à outra, com reinjeção total do gás no reservatório, objetivando como resultado o maior VPL, mostrou-se um caso interessante de estudo para aplicação da metodologia, Análise RAM e LCCA.

### 3- METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia integrada LCCA e RAM, aplicada à planta de processamento de óleo e gás de uma plataforma *offshore*, para comparar dois cenários de destinação do gás associado: Exportação via gasoduto e Reinjeção no reservatório de origem.

O modelo integrado foi construído utilizando como ferramenta o Excel para os cálculos mais simples (utilização de ferramentas econômicas e integração da LCCA com a RAM); o simulador MAROS 8.4 (*Maintainability, Availability, Reliability and Operability Simulator*), comercializado pela *Det Norske Veritas* (DNV), foi utilizado para realizar a análise RAM; como fonte para alimentar o simulador de RAM consultou-se a base de dados comercial OREDA; e utilizou-se o software comercial *Aspen Process Economic Analyser* para obtenção do custo dos equipamentos a partir dos dados de processo do projeto, o preço do petróleo e do gás natural para estimativa da receita foram retirados do boletim anual da ANP de 2015 (referente ao ano de 2014). Também foi utilizada a literatura disponível para o custo de equipamentos fora do escopo do software comercial utilizado.

### 3.1- Definição do Escopo das Análises

Inicialmente foi definido o escopo das análises, sendo o objetivo da primeira etapa responder às questões: "O que está sendo buscado no projeto?" e "Por que está sendo buscado?". [ISO 15663-2; 2001] Na metodologia proposta, a busca é por maximizar o VPL da unidade em fase de projeto, considerando CAPEX, OPEX, custo de falha e de desativação da unidade. A razão para este estudo é a questão levantada com os novos campos do pré-sal, de decidir entre a opção de monetização do gás associado ou reinjeção total do mesmo. Isso porque possui duas características diferentes do pós-sal: alta RGO e altos teores de CO<sub>2</sub> no gás; necessitando de uma planta mais complexa, que ocupa maior espaço e apresenta maior peso, para atingir as especificações necessárias à exportação.

A análise da opção mais vantajosa é necessária em todos os projetos, no entanto sabe-se que a resposta é dinâmica, depende de inúmeros fatores que podem variar de acordo com o projeto, com a época em que ele está sendo realizado e com os recursos financeiros disponíveis.

As condições de contorno do projeto foram estabelecidas como segunda etapa da definição de escopo, assumindo um período de exploração do campo de 25 anos; primeiro óleo em 2015; a curva de produção; a capacidade máxima de produção de óleo da planta de 150.000 bopd; a configuração proposta para a planta de processos (diagrama esquemático nas figuras: Figura 9 – Cenário que permite a Exportação/ Monetização do Gás; Figura 10 - Cenário de Reinjeção); a demanda de energia estimada e o custo com essa energia (para o cenário de exportação o "custo" com energia é o valor monetário que se deixa de ganhar para utilizar o gás como combustível para a unidade; já para o cenário de reinjeção é o custo capital com os sistemas de ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO<sub>2</sub>, além do custo dos compressores de CO<sub>2</sub> e custo operacional adicional com água de resfriamento e água de aquecimento), além de os gargalos técnicos e financeiros.

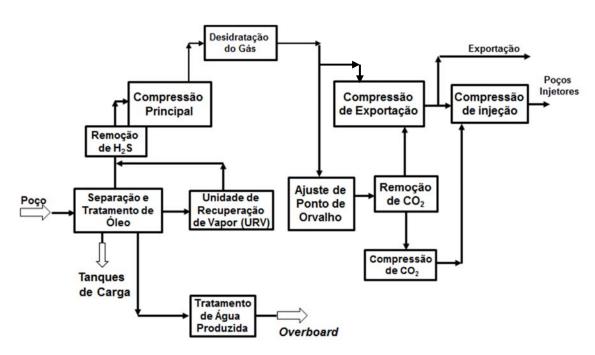


Figura 9: Diagrama esquemático - Cenário de Exportação.

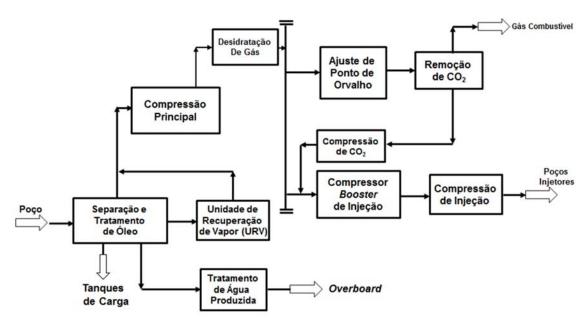


Figura 10: Diagrama esquemático - Cenário de Reinjeção.

A Tabela 2 explicita as diferenças nas configurações das plantas de processamento dos dois cenários avaliados.

Tabela 2: Comparativo dos Cenários de Exportação e Reinjeção.

Cenário	Exportação	Reinjeção		
Compressores	Maiores Capacidades	Menores Capacidades		
Compressor de CO <sub>2</sub>	Quatro estágios (a descarga deste compressor envia o gás para o Compressor de Injeção)	Dois Estágios (o Compressor <i>Booster</i> de Injeção eleva a pressão da corrente na descarga do Compressor de CO2 para a da sucção do Compressor de Injeção)		
Remoção de H <sub>2</sub> S	Tratamento de todo o gás	Não Contempla		
Ajuste de Ponto de Orvalho	Capacidade para todo o gás	Capacidade necessária para gerar gás combustível		
Remoção de CO <sub>2</sub>	Tratamento de todo o gás	Tratamento da vazão necessária à geração de gás combustível		
Gasoduto	Atender à vazão de gás exportado	Não Contempla		
Flexibilidade	Permite operar em modo de Reinjeção Total de Gás	Não Comtempla		

A terceira etapa da definição de escopo consiste nos critérios de tomada de decisão para diminuir o número de alternativas a serem avaliadas. Nesse caso havia apenas duas alternativas (cenários de exportação e reinjeção de gás).

Neste trabalho foi utilizado o método de análise econômica de projetos do valor presente líquido (VPL) como ferramentas para o cálculo da diferença entre os lucros esperados em cada cenário, sendo feito de forma a permitir compará-los na mesma TMA. As opções foram avaliadas apenas em termos de rentabilidade intrínseca, sem considerar financiamentos.

### 3.2- Definição e Busca dos Dados Necessários para Aplicação da Metodologia

Uma vez definido o escopo, foram identificados os custos e as receitas relevantes para a análise. No caso da indústria de petróleo *offshore*, usualmente são considerados o CAPEX (custo capital da unidade); o OPEX (custo operacional da unidade); a receita e como ela é impactada por falhas na planta, que levam a perdas de produção; e os custos com a desativação da unidade. [ISO 15663-2; 2001]

Para este trabalho, os fatores mais relevantes para análise de custo de ciclo de vida foram baseados nas diferenças importantes entre os cenários: a receita obtida com a produção de óleo (e gás para o cenário de exportação de gás); a diferença no capital de investimento inicial (CAPEX) para os sistemas de compressão, injeção de água, remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S de gás, além da construção do gasoduto para exportação de gás no cenário de exportação; e finalmente as diferenças no OPEX em custo com operadores e manutenção. O custo de desinvestimento foi considerado equivalente para ambos os cenários para esta análise.

Na etapa subsequente, de coleta de dados, foram selecionadas as bases de dados que apresentam as informações necessárias para dar sequência à análise. De forma a simplificar a Metodologia de Análise de Custo de Ciclo de Vida apresentada, a base de dados de mais fácil acesso para os executores é a mais indicada, desde que seus dados tenham a qualidade necessária para dar resultados que permitam a tomada de decisão desejada.

Para a metodologia proposta foi usada a base de dados comercial OREDA para a análise de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade; o software *Aspen Process Economic Analyser*, boletim anual da ANP de 2015 (relativo a 2014) e a literatura disponível para a análise de custo de ciclo de vida.

Para estimar a receita da unidade foi considerado o preço do barril de óleo e a capacidade de produção da planta de processo, bem como as paradas de produção programadas ou não.

Uma vez recolhidos os dados necessários, eles foram ajustados para as condições do projeto a ser analisado.

# 3.3- Modelagem

Este item tem por objetivo descrever as premissas utilizadas para a simulação nos softwares utilizados, bem como descrever como elas foram realizadas e como foram integrados os dois métodos em planilha Excel.

# 3.3.1- Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade

No desenvolvimento do modelo RAM e determinação dos parâmetros de desempenho, tais como IEP, IQPE, IUGA e IRIA, foi utilizada neste trabalho uma ferramenta específica, software MAROS versão 8.4.

O diagrama de blocos, que descreve os sistemas, equipamentos, falhas e rotina de manutenção, foi construído no software MAROS. A Figura 11 mostra uma parte do diagrama de blocos.

Os dados requeridos para esse estudo (históricos de falhas, informações de paradas gerais programadas e não-programadas previstas para a unidade, os planos de manutenção preventiva, e os dados de produção) foram retirados de banco de dados especializados, o OREDA. Sendo apresentados no Anexo I.

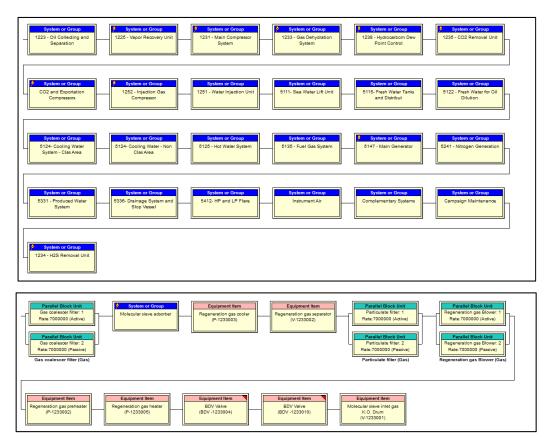


Figura 11: Parte do diagrama de blocos construído no software MAROS.

As vazões de óleo, água e gás esperados para a plataforma, foram implementadas no simulador MAROS 8.4 considerando a operação entre 2015 e 2039, conforme a Figura 12 e a Figura 13. A capacidade máxima de queima da tocha de alta foi considerada 7.000.000 Sm³/d (15,6°C e 101,3kPa) e da tocha de baixa de 4.000.000 Sm³/d (15,6°C e 101,3kPa). Apenas as válvulas de bloqueio, alívio e equalização foram simuladas. O sistema de teste não foi considerado crítico para a análise de confiabilidade. O impacto dos equipamentos do sistema de injeção de água não foi considerado para a simulação do IEP, apenas para a do IRIA, mesmo a injeção de água sendo pré-requisito para manutenção da curva de produção de óleo e gás proposta, pois o impacto seria no reservatório e esta análise foi restrita à planta de processamento de petróleo.

Foram selecionados os sistemas que podem contribuir mais significativamente para perdas de produção por falhas na planta de processo ou utilidades.

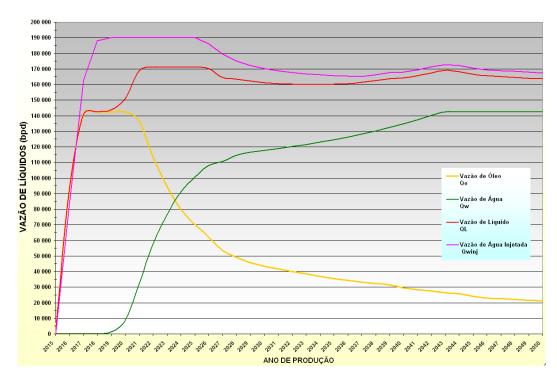


Figura 12: Curvas de líquidos típicas de um campo de produção de petróleo para estudos de top-side.

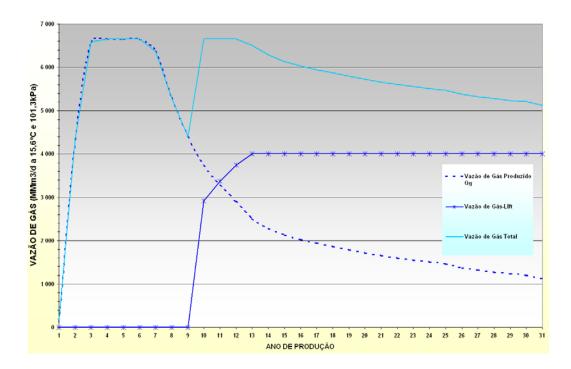


Figura 13: Curvas de gás típicas de um campo de produção de petróleo para estudos de top-side.

Alguns sistemas foram estudados de forma simplificada para a modelagem e estudo da UEP, foram consideradas as frequências de falhas que causam parada de produção de óleo e o tempo de duração das paradas. São eles o *offloading* até as bombas, sistemas navais (controle de lastro, estabilidade e carregamento), painéis de baixa potência e iluminação, distribuição de energia elétrica, sistema de corrente contínua (baterias, fontes ininterruptas), ventilação e ar condicionado, supervisão e operação, detecção de gás, de incêndio, combate a incêndio, injeção química, lançadores de pig e guindastes de movimentação de cargas. Os dados de falha considerados para esses sistemas são apresentados no Anexo I.

A eficiência produtiva é um índice, gerado pelo simulador usado na análise RAM, que leva em conta os arranjos lógicos de funcionamento, as falhas e as manutenções dos equipamentos envolvidos e considera a carga total produzida pela unidade e seu potencial produtivo caso não houvesse nenhuma falha ou operações de parada programada.

Foi utilizada como premissa a manutenção do IQPE em 100%, considerando que o petróleo não especificado não poderia ser comercializado. Esse indicador foi embutido na simulação do IEP, considerando que quaisquer falhas nos sistemas necessários para manter o IQPE máximo causam perda de produção e diminuem o IEP, sendo eles: sistemas de produção e separação do óleo, captação de água do mar, sistema de água doce para diluição do óleo, sistema de água quente e geração principal.

Para estimativa do IEP foram considerados também a unidade de recuperação de vapor (URV), a compressão principal, o sistema de desidratação de gás, a unidade de remoção de CO<sub>2</sub>, e de ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos, compressor de CO<sub>2</sub> e auxiliar de injeção ou compressor de exportação, compressão de injeção de gás, tanques de distribuição de água doce, sistema de água de resfriamento para áreas classificada e não classificada, de gás combustível, geração principal, gerador de nitrogênio, sistema de água produzida, sistema de drenagem e vaso de resíduos, tocha de alta e de baixa, ar de instrumentos, sistemas complementares e campanha de manutenção.

Para a simulação do IEP, os equipamentos do sistema de óleo foram considerados da seguinte forma: o separador de água livre é fundamental para a separação gás-líquido e também óleo-água não emulsionada, por isso qualquer falha nesse equipamento tem impacto de 100% no IEP; os Tratadores Eletrostáticos (TOs) e Vasos Degaseificadores a montante dos TOs são essenciais para remover água emulsionada do óleo (ajustando BSW <= 0,5) e, juntamente com o

sistema de água de diluição, para ajustar a especificação de salinidade no óleo. Visto a premissa de IQPE 100%, falhas nesses equipamentos tem impacto de 100% na produção de óleo (IEP).

Para falhas em alguns sistemas o excedente de gás pode ser enviado para tocha, evitando perda de produção de óleo. Porém, respeitando o limite de queima da unidade, que é de 3% da produção mensal de gás associado do campo. [ANP; 2000]

Portanto, as falhas nos sistemas de compressão não resultam diretamente em perdas. Primeiramente o gás que passa pelo sistema em falha é enviado à tocha até atingir o limite mensal de queima de 3% do gás produzido, só então se reduz a vazão ou para a unidade. O mesmo foi usado para o sistema de Desidratação do Gás.

No cenário de Exportação de Gás, foi considerada, para falhas na unidade de remoção de H<sub>2</sub>S ou CO<sub>2</sub>, mudança no modo de operação para reinjeção total de gás, pois essas unidades são responsáveis por especificar o gás para ser exportado. Durante a mudança do modo de operação queima-se gás por 3h, ou até que o limite de queima mensal seja atingido (se chegar a 3% antes de 3h, perde-se produção).

No cenário de Reinjeção de Gás, não é necessária unidade de remoção de H<sub>2</sub>S e a de remoção de CO<sub>2</sub> opera apenas com a vazão necessária à geração de gás combustível. Desta forma, para falhas nesta última foi considerada mudança do combustível na operação da planta (para diesel), sem perdas na produção.

Para o cenário de Exportação, falhas no Sistema de Ajuste de Ponto de Orvalho geram mudança no modo de operação para reinjeção de todo o gás e operação com diesel. Apesar de a perda da corrente fria de gás, proveniente deste sistema, responsável por abaixar a temperatura do gás na entrada da Unidade de Desidratação e reduzir o teor de água a ser removida, elimina-se a corrente de condensado proveniente do Sistema de Ajuste de Ponto de Orvalho, que é recirculada para a compressão principal, mantendo as peneiras dimensionadas conseguindo reduzir o teor de água no gás para 1ppmv.

No cenário de Reinjeção de gás, a corrente quente do trocador gás/gás passou a ser a de entrada do Ajuste de Ponto de Orvalho, ao invés da entrada da Desidratação. Essa mudança ocorreu uma vez que a vazão de gás enviada ao Sistema de Ajuste de Ponto de Orvalho é apenas para a geração de gás combustível, e não a vazão total da unidade, de forma que o abaixamento de temperatura conseguido para a corrente de gás úmido é muito pequeno, e este frio é mais bem aproveitado para reduzir a temperatura da própria corrente de entrada do Ajuste de Ponto de

Orvalho. Sendo considerada, para falhas nesta unidade, mudança do combustível na operação da planta para diesel, sem perdas na produção.

No entanto, a Unidade de Desidratação de Gás foi dimensionada para remover maior quantidade de água neste cenário, já que não tem a corrente fria para reduzir o teor de água no gás saturado. Porém a vazão de condensado proveniente do Sistema de Ajuste de Ponto de Orvalho de hidrocarbonetos do gás é menor para este cenário, quando comparado ao de exportação, sendo também menor a vazão de gás a ser desidratado, uma vez que este condensado é recirculado para a compressão principal, que fica a montante da desidratação, portanto compensa em termos de dimensionamento o tamanho da unidade de desidratação, mantendo a mesma unidade para ambos os cenários.

Falhas na Unidade de Captação de Água do Mar, no Sistema de Make-up de Água Doce, nos Tanques e na Distribuição de Água Doce, no Sistema de Água de Diluição do Óleo, nos Sistemas de Água de Resfriamento (áreas classificadas e não-classificadas), e no Sistema de Água de Aquecimento impactam diretamente o IEP, pois são usados para enquadrar a salinidade e o BSW do óleo, bem como resfriá-lo para enviar ao tanque de armazenamento.

O Sistema de Tratamento de Água Produzida em falha tem impacto direto na produção, já que é fundamental para enquadrar o teor de óleos e graxas (TOG) da água para descartá-la. A Drenagem e o Vaso de Resíduos têm impacto na produção, pois precisam estar disponíveis para receber a corrente oleosa do sistema de água produzida. A tocha de alta e de baixa (sistema de queima de gás) e o Sistema de Ar de Instrumentos foram considerados fundamentais para o funcionamento da planta para a produção de óleo.

Os seguintes sistemas complementares (sistema de corrente contínua, injeção química, distribuição elétrica, detecção de fogo e de gás, painéis de baixa potência e iluminação, descarregamento do óleo (offloading), lançadores de PIG, e supervisão e operação) foram considerados como fundamentais para a produção de óleo. Não foram considerados dados de falha dos sistemas de diesel, guindastes e movimentação de cargas, sistemas navais, ventilação e ar condicionado e sistema de combate a incêndio.

Quanto ao combustível para acionamento das máquinas, em ambos os cenários a planta opera com gás combustível, no caso de falha do suprimento de gás, considerou-se que é feita a comutação automática para o sistema de óleo diesel. Não foram encontrados dados de falha para o sistema de diesel, no entanto, se falhar a comutação do sistema de gás combustível para o de diesel

ocorre parada da planta e impacto de 100% no IEP, considerou-se que 40% das comutações para diesel falham, definindo uma probabilidade de falha na demanda para o sistema.

Na Geração Principal, falha em uma máquina não impacta a produção de óleo, visto que foi considerada a configuração de 4x33% para a análise. Para falha em duas máquinas 50% da vazão de gás é enviado para a tocha até atingir o limite mensal, em seguida passa-se a perder metade da produção. Com falha em três turbogeradores todo o gás é enviado para a tocha até atingir o limite mensal, uma vez atingido, implica em parada de produção.

Os compressores de Exportação e de CO<sub>2</sub> foram considerados de forma integrada no Cenário de Exportação de Gás, pois um serviço de compressão pode operar com mais carga na falha do outro, mudando apenas o modo de operação, sendo a configuração do primeiro 3x50% e do segundo 2x100%.

Com falha em dois trens da unidade de compressão de exportação e um trem da unidade de compressão de permeado, ao mesmo tempo, 29% da vazão de gás é enviada à tocha, até atingir o limite de queima mensal, em seguida reduz-se a produção de óleo nessa proporção. Da mesma forma que com falha em dois trens do compressor de exportação e nos dois trens do compressor de CO2, 57% da vazão de gás é enviada à tocha, até atingir o limite de queima mensal, quando atingido a produção de óleo é reduzida nessa proporção. Se falharem todos os compressores de exportação, a vazão de gás enviada à tocha e reduzida da produção quando o limite é atingido é de 43%. Quando todos os compressores de CO2 estão em falha, o compressor de exportação absorve toda a vazão de gás, mas é necessário mudar o modo de operação, e a planta de processos do cenário de Exportação de Gás operar reinjetando todo o gás, e usando diesel como combustível. Na falha dos compressores de exportação, e ainda um trem do compressor de permeado, 71% da vazão de gás é enviada à tocha, até atingir o limite de queima mensal, em seguida reduz-se a produção de óleo nessa proporção. Finalmente, uma vez em falha todos os trens do compressor de exportação e todos os trens do compressor de CO2, todo o gás é enviado à tocha até atingir o limite mensal de queima, que se atingido provoca parada total da planta.

O Cenário de Reinjeção já é um caso particular do de Exportação, além da configuração com compressor de CO<sub>2</sub> neste cenário ser de 1x100%. Desta forma, falhas neste compressor provocam mudança no combustível utilizado para operação (a planta passa a operar com diesel). O Compressor Auxiliar de Injeção tem configuração 3x50%, tal como o de exportação do outro cenário, e na falha de dois trens 50% do gás é enviado à tocha até o limite mensal de queima ser

atingido, quando se reduz a produção em 50%. O mesmo acontece com toda a vazão de gás em caso de falha simultânea dos três trens.

Mudanças no modo de operação no Cenário de Exportação de Gás ou de combustível em ambos os cenários levam a envio de gás para tocha por três horas, se ainda houver crédito de queima no limite mensal, caso contrário há parada de produção durante este período.

Já para o IRIA os sistemas considerados foram o de injeção de água, o de captação de água do mar e a geração principal. Apesar de o sistema de injeção de água ajudar a manter a pressão do reservatório, mantendo a vazão de produção de óleo, ele foi considerado nesta análise apenas para a estimativa do IRIA, e não para o IEP, pois o objetivo da análise é avaliar a planta de processos sem entrar no mérito do funcionamento do reservatório que abastece a unidade.

Para estimar o IUGA, foi utilizada a simulação do IEP, uma vez que o gás produzido é associado ao óleo, nela foi imposta uma restrição de queima máxima mensal igual a 3% do gás produzido, de forma que o IUGA mínimo permitido seja 97%. Sendo as unidades que, quando em falha, são responsáveis pelo envio de gás para queima, reduzindo o IUGA, são a unidade de recuperação de vapor, a compressão principal, a desidratação do gás, a unidade de remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, o sistema de ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos, a compressão de CO<sub>2</sub>, o auxiliar de injeção ou compressor de exportação de gás e a geração principal.

Outros sistemas não foram considerados para a análise realizada, pois não representam impacto na produção de óleo e nos índices considerados. Como as instalações submarinas, injeção de diesel, coletor e separador de teste, respiro (*vent*) e tanque de armazenamento, esgoto sanitário, sistemas de drenagem, descarte de alimentos da cozinha, incinerador de lixo, laboratório, potência de emergência, telecomunicações, acomodações, ancoragem, evacuação e resgate, proteção passiva e heliponto.

O tempo de repartida da planta previsto foi de doze horas e as paradas programadas foram previstas a cada três anos.

Quanto às taxas de falha, foram consideradas falhas ocorrendo de forma aleatória no tempo, com tempo até falhar seguindo distribuição exponencial, e taxa de falha constante. Os tempos de reparo foram considerados com distribuição retangular (tempo mínimo e máximo), triangular (tempo mínimo, mais frequente e máximo) ou log-normal, dependendo da fonte de dados. Os dados de falha utilizados estão no Anexo I deste trabalho.

Não foram consideradas as operações de alívio, o diesel estaria sempre disponível no modelo, só o que poderia falhar é a comutação para o sistema de diesel. O Sistema de Água de Resfriamento foi dividido em Sistema de Água de Resfriamento da Área Classificada (perda das compressões de gás e envio de todo o gás para tocha) e Sistema de Água de Resfriamento da Área Não Classificada (perda do resfriamento dos TGs e parada de produção), para fins de análise.

Foi prevista operação com injeção de etanol para inibir a formação de hidratos em caso de falha do sistema de desidratação de gás, no entanto foi considerada limitação da produção.

Não foram considerados para esta análise eventos externos, tais como, abalroamento de navios, eventos que afetem a estabilidade da plataforma, queda de objetos, fatores humanos, descontrole dos poços, incêndios e explosões, ruptura de linhas, vazamento em flanges e válvulas, pois apresentam baixa probabilidade de ocorrência se comparados aos demais equipamentos de maior importância para operação da unidade.

Cabe ressaltar que o conceito de tempo de recuperação da função é definido como o tempo entre a ocorrência da falha e a liberação do equipamento para a operação. Desta forma, o tempo de recuperação da função pode ser definido como a soma entre o tempo de reparo e o tempo de mobilização de recursos. Este último abrangendo a mobilização da equipe de manutenção, a aquisição de partes do equipamento a ser reparado, entre outros.

O tempo de mobilização foi dividido em mobilização local e remota. De forma que quando todos os recursos necessários à manutenção do componente estão na plataforma, (em casos de reparos mais frequentes e de menor consequência) a mobilização é chamada local. E para grandes reparos, com grandes consequências para o equipamento, com necessidade de mobilização de equipe, embarque de técnicos especialistas, ou aquisição de peças para manutenção, ou ainda envio do equipamento para terra, foi chamada mobilização remota.

Para o tempo efetivo de reparo do equipamento com mobilização local, a análise considerou que as equipes, as ferramentas e as peças necessárias estão sempre disponíveis e levou em conta as contribuições de desmontagem, reparo, montagem e partida do equipamento.

Para os principais equipamentos do UEP foram considerados sobressalentes, para facilitar o retorno da operação em caso de falha de alguns deles. Dados importantes para peças de reposição da plataforma estão apresentados no Anexo I, tempo de substituição no caso de falha e tempo necessário para aquisição de outro sobressalente.

Uma vez considerados disponíveis equipamentos sobressalentes, o tempo de retorno será apenas o tempo de reparo, sem consumo de tempo de mobilização. Mas se o reparo tiver de ser realizado por técnicos especializados que não estiverem a bordo, mesmo possuindo o sobressalente, haverá tempo de mobilização.

Também foi considerado o tempo de reposição de estoque, que é o período necessário para reparar o equipamento em falha ou comprar um novo, dependendo da viabilidade técnica/econômico de reparar.

A metodologia proposta prevê 1000 ciclos de simulação para cada caso a fim de garantir um alto nível de confiabilidade nos resultados apresentados.

#### 3.3.2- Análise de Custo de Ciclo de Vida

A partir dos dados já ajustados modelou-se uma Análise de Custo de Ciclo de Vida, em planilha Excel. Como a análise foi baseada apenas na diferença entre opções, conforme escrito no item 2.2, foi utilizado o método econômico do VPL.

Na planilha todos os custos foram normalizados na TMA considerada no projeto (taxa SELIC) para o ano de referência (2014), de forma a permitir comparação na mesma base, já que o capital tem valor variável ao longo do tempo. Esta foi considerada como taxa nominal de juros, ou seja, a inflação foi desconsiderada para o cálculo. Também foram desconsideradas, por simplificação, variações no câmbio do dólar, apesar de a taxa de juros utilizada estar disponível apenas para investimentos em real e o VPL das unidades estar em dólar (considerou-se que o valor do câmbio no ano de referência seria igual ao valor do câmbio ao final da vida útil da planta).

A taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) é a taxa básica de juros da economia brasileira. Define-se como a "taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) para títulos federais" [Banco Central do Brasil; 2015].

Foi utilizada neste trabalho, pois é referência para o cálculo das demais taxas de juros cobradas pelo mercado. Ela reflete "o custo do dinheiro para empréstimos bancários, com base na remuneração dos títulos públicos" [Banco Central do Brasil; 2015].

Foi feita uma estimativa da receita da unidade para cada cenário, considerando o preço do petróleo e do gás em 2014 [Boletim Anual de Preços, ANP, 2015], sendo esses preços considerados

constantes ao longo dos 25 anos de ciclo de vida do campo; e os resultados da Análise RAM apresentada neste trabalho, de forma a considerar não a curva de produção esperada, mas sim a realizada, obtida através do simulador MAROS 8.4. Os valores estimados de receita anual foram atualizados na TMA. As equações (3.1) e (3.2) mostram o cálculo realizado para a receita dos Cenários de Exportação e Reinjeção, respectivamente.

Receita Exportação = 
$$\sum_{n=1}^{25} \left[ \frac{(Volume\ de\ óleo\ produzido)n\ x\ Preço\ do\ óleo}{(1+TMA)^n} \right] + \\ \sum_{n=1}^{25} \left[ \left( \frac{Volume\ de\ gás\ produzido-Volume\ do\ gás\ utilizado\ como\ combustível)n\ x\ Preço\ do\ gás}{(1+TMA)^n} \right] (3.1)$$

Receita Reinjeção = 
$$\sum_{n=1}^{25} \left[ \frac{(Volume\ de\ óleo\ produzido)n\ x\ Preço\ do\ óleo}{(1+TMA)^n} \right]$$
(3.2)

sendo n o período em anos.

A energia utilizada para ambos os cenários seria obtida do próprio gás natural produzido, o diesel foi considerado para partidas e até sete dias de falha no sistema de gás combustível, e seu consumo considerado aproximadamente igual em ambos os cenários avaliados. Desta forma, para o cenário de exportação de gás o volume consumido anualmente de gás combustível foi retirado do volume de gás produzido e especificado para o cálculo da receita da unidade, e para ambos os cenários, o custo com o sistema para obtenção de gás combustível foi incluído no CAPEX.

A estimativa de CAPEX pode ser feita considerando uma estimativa detalhada item a item de todos os contribuintes, utilizando dados do projeto da unidade e consultando os fabricantes dos equipamentos, mas só pode ser feita após a etapa de detalhamento de projeto, tendo uma incerteza de 5%. O CAPEX também pode ser estimado a partir de dados de custo de uma planta similar, se houverem dados de experiências anteriores disponíveis, tendo uma incerteza maior que o anterior de aproximadamente 30%. E, com uma incerteza também de aproximadamente 30%, pode ser estimado a partir de porcentagens do custo com equipamentos. [Peters, 1991]

Para esta análise, considerando uma etapa preliminar do projeto e o objetivo deste estudo, que é auxiliar na definição da configuração da planta, o projeto de detalhamento ainda não está disponível e não foram obtidos dados de custo confiáveis de unidades similares, foi utilizada a metodologia que considera os outros custos previstos como uma porcentagem do custo com equipamentos.

Em relação aos custos da unidade, considerando a metodologia escolhida, o custo de equipamentos é o principal a ser avaliado, pois os outros são calculados com uma porcentagem deste. Foi utilizado para este cálculo o software comercial *Aspen Process Economic Analyser* e os equipamentos que estavam fora do escopo do software foram estimados com base na literatura disponível.

Para o cálculo do CAPEX, como o interesse deste estudo é apenas na diferença entre o VPL obtido para cada um dos dois cenários, foram determinados os sistemas e equipamentos que apresentavam diferenças significativas de um cenário para outro. De forma que apenas os custos desses equipamentos e sistemas foram estimados. Utilizou-se como ferramenta para a estimativa do CAPEX o *Aspen Process Economic Analyser* e a literatura disponível.

Os sistemas considerados relevantes para estimar a diferença de CAPEX entre os cenários foram o ajuste de ponto de orvalho e a remoção de CO<sub>2</sub>, aplicados apenas para o gás combustível na reinjeção e para todo o gás na exportação; o compressor de permeado, que recebe uma vazão maior na exportação, pois se trata todo o gás, e precisa de mais estágios para atingir a pressão de sucção do compressor de injeção (aproximadamente 250bara), enquanto no cenário de reinjeção ele precisa apenas atingir a pressão do compressor auxiliar de injeção (aproximadamente 80bara) (metade do número de estágios); a unidade de remoção de H<sub>2</sub>S e o gasoduto, que só são necessários para o cenário de exportação de gás; o sistema de injeção de água, que pode ser menor para o cenário de reinjeção devido à maior vazão de gás injetado ajudar na manutenção da pressão do reservatório; finalmente, foram também consideradas as diferenças na vazão, e consequentemente na potência das unidades de compressão, principalmente devido ao maior volume de condensado proveniente do ajuste de ponto de orvalho, recirculando na planta para o Cenário de Exportação de Gás (como este cenário pode operar também em modo de reinjeção total e o compressor de injeção foi dimensionado para a demanda neste modo de operação, os custos dessa unidade de compressão foram considerados iguais aos da mesma no Cenário de Reinjeção de Gás).

Alguns dos equipamentos foram estimados a partir de dados de custo, disponíveis para outras capacidades, e atualizados de acordo com a equação (3.3). [Peters, 1991]

Custo do equipamento =

Custo do equipamento disponível 
$$x \left( \frac{Capacidade \ do \ Equipamento}{Capacidade \ do \ equipamento \ com \ custo \ disponível} \right)^{0,6}$$
 (3.3)

Outros itens comumente considerados no cálculo do CAPEX, tanto os diretos; como instrumentação e controle, tubulação, equipamentos elétricos, tais como painéis elétricos, construção e montagem, instalações de serviço e utilidades; quanto os indiretos; por exemplo, supervisão e engenharia, contingência, despesas legais, e taxas de contratação; foram considerados iguais para ambos os casos para esta etapa de análise.

O cálculo do OPEX também considerou alguns itens, comumente avaliados, equivalentes para os Cenários de Exportação e Reinjeção do gás produzido, foram eles: o custo com operadores, utilidades, impostos e despesas gerais da unidade.

Em relação às diferenças no OPEX dos dois cenários, foi considerado o maior número de turbomáquinas no Cenário de Exportação de Gás, bem como a presença da unidade de remoção de H<sub>2</sub>S, resultando em maiores custos com manutenção e reparo, e com suprimentos operacionais.

Os itens considerados no OPEX deveriam ser atualizados ano a ano para o VPL na TMA. No entanto, tratando-se de uma análise para fases preliminares de projeto, foram calculados como porcentagens do CAPEX, de forma que manutenção e reparos (incluindo mão-de-obra, material e supervisão) representaram 7% do CAPEX e suprimentos de operação representaram 15% do custo com manutenção e reparos. [Peters, 1991]. Como o objetivo foi comparar alternativas, os cálculos consideraram apenas as diferenças entre os cenários, a diferença de OPEX entre eles foi calculada também a partir das diferenças no CAPEX para exportação e reinjeção de gás.

A diferença entre os VPLs dos cenários de exportação e de reinjeção de gás foi feita a partir da diferença entre as receitas de cada um, menos a soma entre as diferenças de CAPEX e OPEX dos dois cenários, conforme as equações (3.4), (3.5), (3.6), (3.7) e (3.8). O custo de desmobilização, ou descomissionamento, das unidades não entraram no cálculo VPL, pois foram considerados iguais para ambos os cenários.

$$\Delta VPL = \Delta Receita - \Delta CAPEX - \Delta OPEX \tag{3.4}$$

$$\Delta VPL = VPL Cenário de Exportação - VPL Cenário de Reinjeção (3.5)$$

$$\Delta Receita = Receita Cenário de Exportação - Receita Cenário de Reinjeção (3.6)$$

$$\Delta CAPEX = CAPEX Cenário de Exportação - CAPEX Cenário de Reinjeção (3.7)$$

$$\Delta OPEX = 0.07 * \Delta CAPEX * (1 + 0.15)$$
 (3.8)

Dessa forma, um ΔVPL positivo indica que o cenário de exportação de gás apresenta um VPL maior que o do cenário de reinjeção, portanto considerando todo o ciclo de vida da unidade e que o dinheiro tem valor no tempo, seria uma melhor opção de investimento, sendo a alternativa mais indicada. No entanto, se o ΔVPL for negativo, o VPL do cenário de reinjeção de gás é maior que o de exportação, indicando a alternativa de reinjeção total de gás como mais vantajosa ao final de toda a vida útil do campo.

Além do cenário mais adequado para a TMA considerada, foi estimada a taxa de desconto em que os cenários são igualados em termos de VPL. Para isso buscou-se a TMA que levasse o  $\Delta$ VPL para zero.

Como a TMA não foi considerada para ajustar os valores do CAPEX, pois os valores de custo capital já foram utilizados no ano de referência, e os itens do OPEX foram calculados como um percentual do CAPEX, ou seja, também não sofrem influência da TMA, mudanças na taxa de desconto alteraram apenas a receita da unidade ao longo do ciclo de vida da planta.

Portanto, taxas de desconto maiores favorecem a opção com menor receita e menores custos capitais e operacionais. Por outro lado, taxas de desconto menores favorecem a opção com maior receita e maiores CAPEX e OPEX.

#### 3.3.3- Passo a passo da Metodologia

- 1- Primeiramente foi definido o cenário a ser estudado e os parâmetros relevantes para avaliá-lo;
- 2- Em seguida, realizou-se uma busca dos dados necessários para a análise (dados de falha e reparo, rotina de manutenção, taxa de desconto ou taxa de mínima atratividade, custo de equipamentos e do gasoduto, preço do óleo e do gás);
- 3- Os dados de falha e reparo e a rotina de manutenção, necessários à Análise RAM, foram inseridos no *software* MAROS 8.4 para realizar as simulações dos indicadores de desempenho: IEP e IUGA para cada um dos dois cenários; e o IRIA;

- 4- Utilizaram-se os indicadores de desempenho obtidos na simulação para estimar o volume real de óleo e gás previstos para cada ano da vida produtiva da unidade;
- 5- A partir dos volumes reais calculados, e da taxa de desconto considerada, calculou-se a receita obtida para cada cenário ao longo de todo o ciclo de vida da unidade, através das equações (3.1) e (3.2);
- 6- A diferença no custo capital dos dois cenários foi calculada considerando os sistemas existentes em apenas uma das duas plantas e os sistemas com variações significativas de tamanho e/ou capacidade entre elas;
- 7- Quanto ao custo operacional, calculou-se a diferença entre os cenários de exportação e de reinjeção do gás a partir de uma porcentagem da diferença dos custos com equipamentos das duas plantas, utilizando a equação (3.8);
- 8- Obteve-se o ΔVPL da equação (3.4), pela diferença entre as receitas, subtraída da diferença entre os custos dos dois cenários (Exportação Reinjeção), de forma que um ΔVPL positivo indica o cenário de exportação de gás como melhor opção de investimento, e um ΔVPL negativo indica a opção de reinjeção de gás como mais vantajosa ao final de toda a vida útil do campo;
- 9- Por fim, variou-se a taxa de mínima atratividade a fim de identificar o valor da taxa de desconto que faz o ΔVPL ser nulo, ou seja, que iguala os investimentos (Cenário de Exportação de Gás via gasoduto e o Cenário de Reinjeção de Gás no reservatório de produção) em termos de valor presente líquido.

## 4- REULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos na aplicação da metodologia proposta no projeto de uma unidade estacionária de produção de petróleo *offshore*.

Em paralelo, são discutidos os resultados da Análise RAM e da Análise de Custo de Ciclo de Vida apresentados.

#### 4.1- Análise RAM

Após rodados 1000 ciclos de simulação no software MAROS 8.4 para cada uma das plantas (Exportação e Reinjeção de gás), foram gerados os resultados da Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade.

# 4.1.1- Índice de Eficiência Produtiva (IEP)

O Índice de Eficiência Produtiva (IEP) foi simulado a fim avaliar a disponibilidade da planta para a produção de óleo. Os resultados gerais são mostrados de modo resumido na Tabela 3 e, em seguida, serão detalhados.

Tabela 3: Resultados Gerais - IEP

Resultados Gerais					
	Exportação de Gás	Reinjeção de Gás			
Volume produzido (milhões de bbls)	586,54	585,45			
Eficiência Média (%)	92,498% ± 0,960%	92,327% ± 0,911%			
Número de Paradas/ano	16,745	17,801			
Duração Média das Paradas (h)	27,306	26,112			

Os resultados obtidos nas duas simulações foram semelhantes entre si, sendo que a Exportação de Gás apresentou um valor de eficiência ligeiramente superior à Reinjeção, conforme esperado, uma vez que a primeira é uma planta com possibilidade de exportar o gás, mas que permite a reinjeção em caso de falha nas unidades necessárias à exportação, e a segunda só permite operar no modo de reinjeção de gás.

No entanto, de acordo com os resultados apresentados, o Cenário de Exportação de Gás apresentou, com a incerteza associada, eficiência entre 91,538% e 93,458%; enquanto o Cenário de Reinjeção de Gás apresentou, considerando a incerteza, eficiência entre 91,416% e 93,238%.

Pode-se perceber que existe uma região de incerteza de qual o cenário apresenta maior confiabilidade no ranking entre as alternativas, pois apesar do valor encontrado para o IEP do cenário de exportação (92,498%) ser maior que o do cenário de reinjeção de gás (92,327%), as incertezas na simulação consideram uma região de sobreposição das curvas, por exemplo, quando o IEP da alternativa de exportação de gás é mínimo e o da alternativa de reinjeção é máximo, o ranking de alternativas fica invertendo no que se refere à confiabilidade na planta de óleo.

A Figura 14 ilustra a região de incerteza no ranking entre as alternativas no que se refere à confiabilidade para produção de óleo na planta.



Figura 14: Incerteza no ranking entre alternativas em relação ao IEP.

Considerando o valor do IEP obtido, sem considerar as incertezas, o Cenário de Exportação consegue uma produção de mais de um milhão de barris a mais que o Cenário de Reinjeção ao longo de toda a vida produtiva do campo.

A eficiência produtiva média da unidade em cada caso é mostrada a seguir, na Figura 15 para o caso com Exportação de Gás, e na Figura 16 para o caso com somente Reinjeção de Gás. É importante ressaltar que os valores de eficiência obtidos não se tratam de máximos teóricos a serem atingidos, mas sim de valores médios esperados, podendo variar de acordo com a distribuição normal calculada.

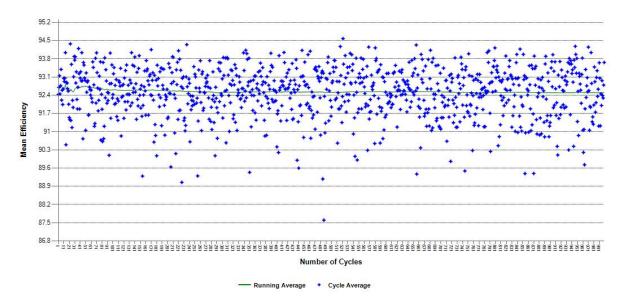


Figura 15: Eficiência média – Exportação.

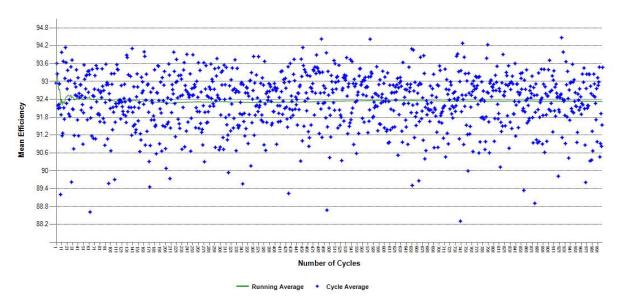


Figura 16: Eficiência média – Reinjeção.

A Figura 17 e a Figura 18 mostram o desempenho da eficiência produtiva em função da probabilidade de ocorrência da mesma, a qual representa a incerteza estatística dos resultados do indicador "eficiência produtiva".

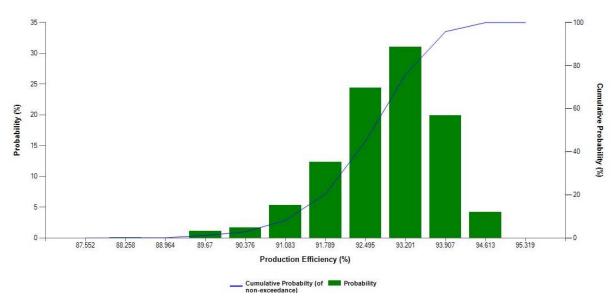


Figura 17: Desempenho da eficiência produtiva em função de sua probabilidade de ocorrência - Exportação.

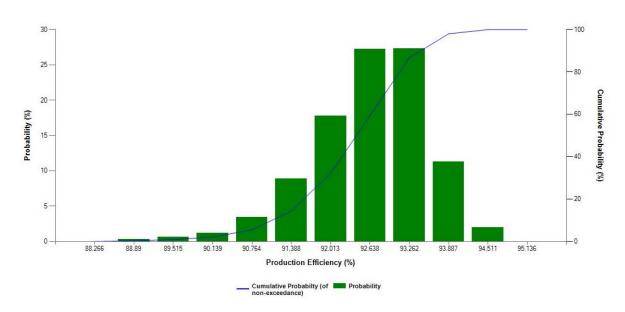


Figura 18: Desempenho da eficiência produtiva em função de sua probabilidade de ocorrência - Reinjeção.

O perfil de produção é mostrado na Figura 19, na qual se pode observar a produção de óleo prevista, a produção de óleo realizada e as perdas de produção durante toda a vida útil da planta para os casos de Exportação e Reinjeção de Gás.

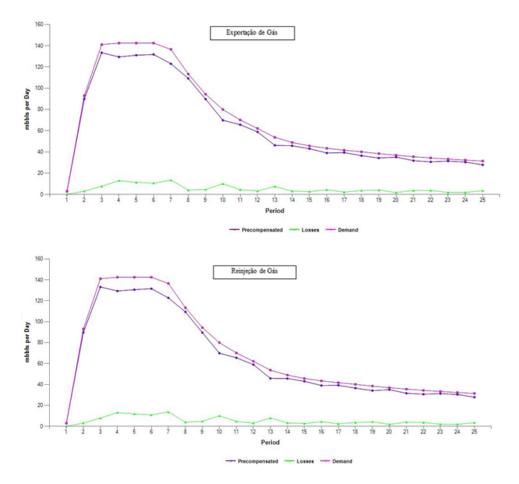


Figura 19: Perfil de Produção.

A Tabela 4 mostra as perdas causadas por cada sistema, permitindo avaliar os mais críticos para a planta, ou seja, que causam maior impacto na produção de óleo.

Além disso, os resultados obtidos no simulador MAROS 8.4 possibilitam verificar para cada sistema quais os equipamentos que mais contribuem para perdas de produção.

A contribuição por equipamento, ou evento, das unidades que geram maior perda de produção é mostrada a seguir (Campanha de Manutenção, Sistema de Tratamento de Água Produzida, Geração Principal, Sistema de Água de Aquecimento, Sistema de Coleta e Separação de Óleo, Tocha de Alta e de Baixa, Unidade de Recuperação de Vapor e Sistemas Complementares). Os sistemas que possuem perdas relativas inferiores a 2,50% não serão considerados nesta análise.

Tabela 4: Perdas causadas por cada sistema.

	Perda absoluta (%)		Perda relativa (%)	
	Exportação de Gás	Reinjeção de Gás	Exportação de Gás	Reinjeção de Gás
Campanha de Manutenção	2,002	2,011	26,692	26,209
Sistema de Tratamento de Água Produzida	0,941	0,976	12,540	12,714
Geração Principal	0,830	0,852	11,059	11,099
Sistema de Água de Aquecimento	0,825	0,820	10,992	10,692
Sistema de Coleta e Separação de Óleo	0,672	0,673	8,958	8,773
Flare de Alta e de Baixa	0,351	0,347	4,673	4,522
Unidade de Recuperação de Vapor	0,291	0,319	3,880	4,158
Sistemas Complementares	0,266	0,265	3,547	3,459
Sistema de Água de Resfriamento - Área Clas.	0,181	0,189	2,410	2,458
Sistema de Drenagem e Vaso Slop	0,159	0,160	2,125	2,087
Desidratação de Gás	0,125	0,118	1,665	1,535
Água Doce para Diluição do Óleo	0,124	0,116	1,647	1,507
Sistema de Água de Resfriamento - Área não Clas.	0,120	0,118	1,604	1,542
Compressor de Injeção de Gás	0,117	0,179	1,553	2,331
Ar de Instrumento	0,088	0,090	1,168	1,170
Sistema de Ajuste de Ponto de Orvalho do Gás	0,077	0,000	1,029	0,000
Compressor Principal	0,061	0,068	0,810	0,890
Captação de Água do Mar	0,047	0,047	0,626	0,617
Sistema de Distribuição e Tanque de Água Doce	0,021	0,024	0,277	0,313
Sistema de Gás Combustível	0,020	0,020	0,266	0,264
Compressor de CO2 e Exportação/Booster de Injeção	0,018	0,071	0,234	0,922
Remoção de H2S	0,001	-	0,010	-
Injeção de Água	0,000	0,000	0,000	0,000
Geração de Nitrogênio	0,000	0,000	0,000	0,000
Remoção de CO2	0,000	0,000	0,000	0,000

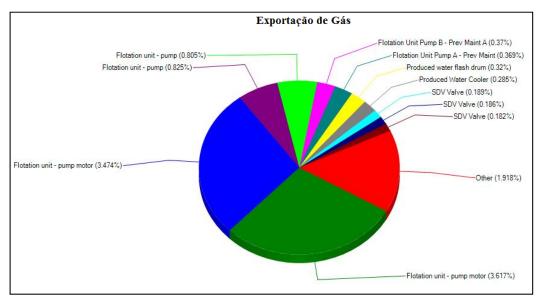
### 4.1.1.1 - Campanha de Manutenção

A campanha de manutenção programada é o evento que causa maior perda de óleo para a planta em ambos os casos. No simulador MAROS 8.4 foi também considerada como um subsistema, apesar de não ser um sistema físico da planta de processamento, apenas para representar a perda de produção programada desde o início da vida útil do campo.

Uma avaliação no espaçamento entre as manutenções programadas e uma otimização do tempo de duração de cada uma delas são possibilidades com potencial para melhorar o IEP, mantendo o IQPE 100%. Esse espaçamento deve ser avaliado de forma a não impactar negativamente na eficiência da planta por aumentar a frequência de falhas.

# 4.1.1.2- Tratamento de Água Produzida

Ambos os cenários apontam para os motores das bombas de água produzida e para o próprio equipamento rotativo como principais causas de perda de produção por falha no Sistema de Tratamento de Água Produzida, como se pode identificar na Figura 20.



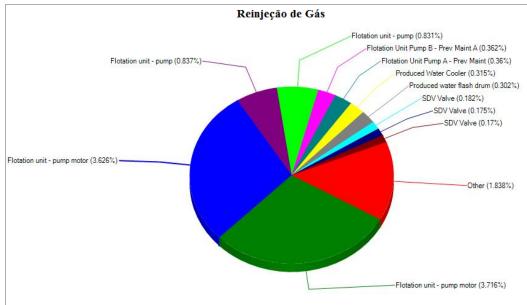


Figura 20: Perda Global Relativa para o Sistema de Tratamento de Água Produzida

A inclusão de reservas para as bombas e os motores das bombas da unidade de flotação do sistema de água produzida tem potencial para aumentar a produção de óleo especificado. De forma a maximizar o VPL da unidade, deve ser avaliado o custo capital com esses equipamentos reservas somado ao custo operacional com a manutenção dos mesmos e comparado à receita obtida com a diferença no volume de óleo produzido (no cenário de exportação de gás deve ser somada também a receita com a diferença no volume de gás produzido).

### 4.1.1.3- Geração Principal

A Figura 21 evidencia que a contribuição da Geração Principal para perda de produção tem uma maior influência da frequência de eventos, do que da intensidade da perda causada nesses eventos (dois turbo-geradores falham ao mesmo tempo muito mais vezes do que três ou quatro turbo-geradores falham ao mesmo tempo, apesar dos últimos implicarem em maior perda a cada evento). Ou seja, falha concomitante em dois turbogeradores é a principal razão para indisponibilidade da planta devido a problemas na Geração Principal.

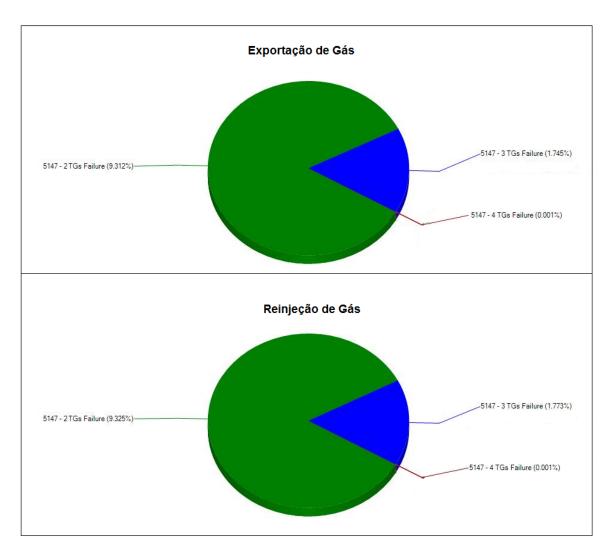


Figura 21: Perda global relativa para o sistema de Geração Principal.

Mesmo considerando que na falha de dois turbo-geradores apenas 50% da vazão de gás é enviada para tocha, até atingir o limite mensal de queima, e em seguida, passa-se a perder a metade da produção, e que falhando três máquinas ao mesmo tempo, todo o gás é enviado à tocha, atingindo mais rapidamente o limite mensal de queima e perdendo totalmente a produção de óleo.

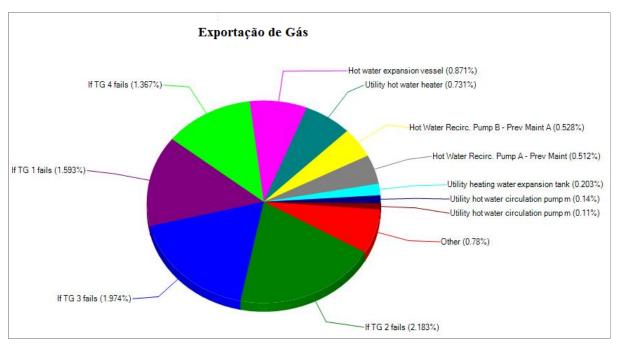
Desta forma, mesmo os turbo-geradores (TGs) da geração principal já operando com um reserva (na configuração 4 x 33%), falhas em dois TGs ao mesmo tempo ainda são responsáveis por uma porcentagem significativa na perda de produção, tendo potencial de melhora a avaliação de mais um TG em reserva. No entanto, o peso e a área ocupados por mais um turbo-gerador, e os custos capital e operacional adicionais devem ser avaliados em relação às vantagens de mais uma máquina reserva em aumento da produção de óleo e gás.

### 4.1.1.4- Sistema de Água de Aquecimento

Um dos maiores consumidores de água de aquecimento é o aquecedor de produção, necessário para ajustar o BSW do óleo por tratamento eletrostático (quebrando a emulsão), e consequentemente para manter a produção, uma vez utilizada a premissa do IQPE igual a 100%.

Os resultados apresentados na Figura 22 apontaram como principal responsável por falhas no Sistema de Água de Aquecimento as falhas na Geração Principal, devido ao funcionamento do Sistema de Recuperação de Calor dos Gases Exaustos (*Waste Heat Recovery Unit* – WHRU) depender do funcionamento dos turbo-geradores.

Falhas nos turbo-geradores fazem parar seus respectivos WHRUs, o que implica em falha no sistema de água de aquecimento. Como mencionado anteriormente, o aquecedor de produção, principal consumidor de água de aquecimento, é fundamental para especificar o óleo em BSW e salinidade. Desta forma, o aumento na confiabilidade do sistema de água de aquecimento, seria mais uma vantagem de colocar mais um TG reserva, utilizando a configuração 5x33%.



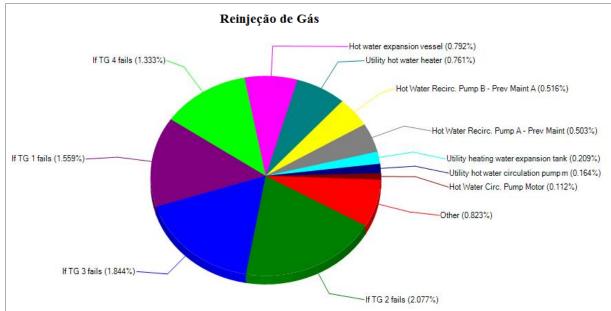
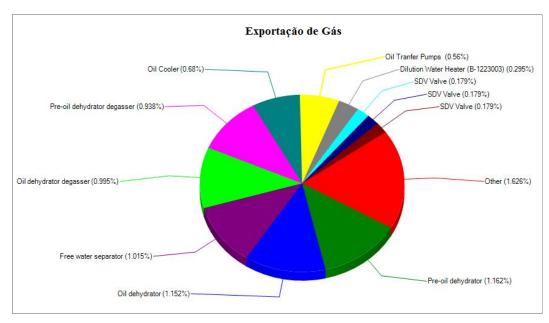


Figura 22: Perda global relativa para o sistema de Água de Aquecimento.

### 4.1.1.5- Sistema de Coleta e Separação do Óleo

Os tratadores eletrostáticos, que fazem o ajuste do BSW e da salinidade do óleo, são os principais responsáveis pelas falhas no sistema de Separação do Óleo, conforme mostrado na Figura 23.



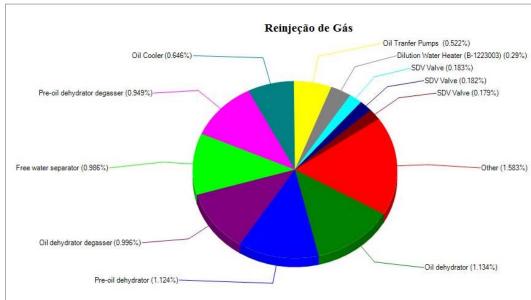


Figura 23: Perda global relativa para o sistema de Coleta e Separação do Óleo.

A utilização de um desidratador e de um pré-desidratador de óleo reservas na configuração 2x100%, ou ainda a utilização de dois trens de desidratadores de óleo na configuração 2x50%, podem ser avaliadas na busca de aumentar o IEP mantendo o IQPE 100%, mas deve-se fazer em paralelo avaliações de área, peso e custo capital, visto que esses equipamentos apresentam grandes dimensões.

### 4.1.1.6- Tocha de Alta e de Baixa

A Figura 24 mostra as perdas, por falhas na tocha de alta e de baixa, muito próximas para ambos os cenários, de forma que as bombas e seus motores são os principais responsáveis por indisponibilidade do sistema.

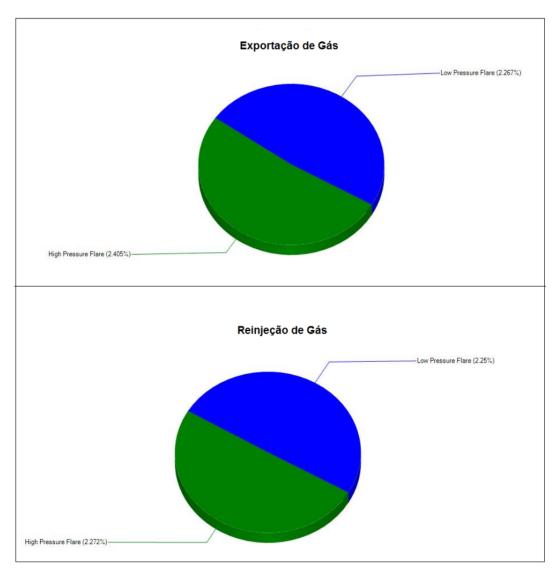


Figura 24: Perda global relativa para o sistema de Tocha

### 4.1.1.7- Unidade de Recuperação de Vapor (URV)

Os equipamentos do primeiro estágio da Unidade de Recuperação de Vapor, além do vaso de separador e do resfriador na entrada da unidade de compressão, foram agrupados para a análise, bem como os do segundo estágio. Isso porque o objetivo foi avaliar perdas na produção de óleo, de forma que os sistemas relacionados ao gás foram avaliados pela quantidade de gás necessária para enviar à tocha em caso de falha, até atingir o limite mensal permitido.

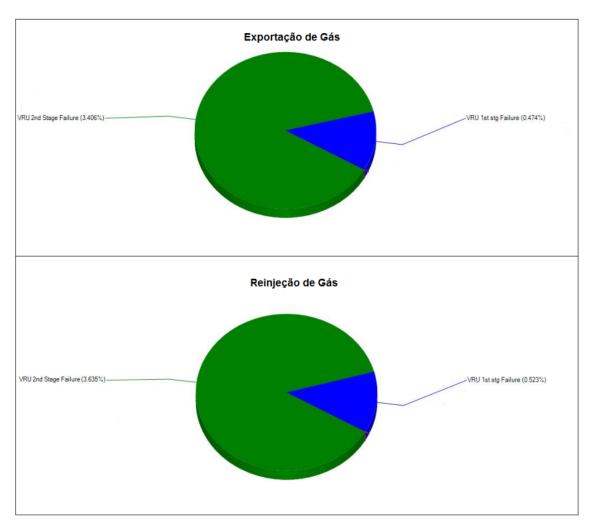


Figura 25: Perda global relativa para o sistema de Recuperação de Vapor.

O tempo de recuperação da função menos o período em que o gás foi enviado à tocha representa o tempo relativo à perda de produção, período no qual ela ficou parada.

Desta forma, com a parada apenas do primeiro estágio da URV, apenas 4,78% do gás produzido é enviado à tocha, enquanto com a parada do segundo estágio da URV, 17,3% do gás produzido é enviado à tocha, atingindo mais rapidamente o limite de queima.

Falhas no segundo estágio da Unidade de Recuperação de Vapor ocasionam parada anterior da unidade em relação a falhas no primeiro estágio e, consequentemente, maior a perda de óleo, conforme mostrado na Figura 25.

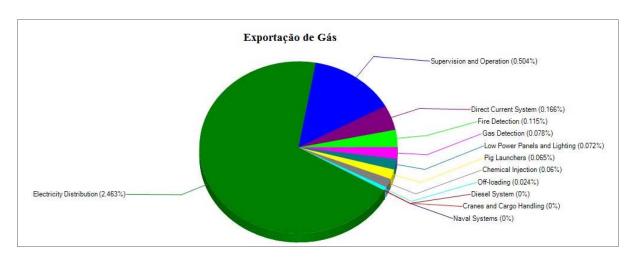
Por isso, o segundo estágio da URV é responsável pela maior parte de perda de produção por falhas neste sistema. Avaliar uma configuração considerando um trem reserva apenas para esse estágio (2x100%), ou configurações com capacidade reserva intermediária entre 2x50% e 2x100% para esse estágio da URV, tem potencial para aumentar a disponibilidade da planta para produção de óleo.

#### 4.1.1.8- Sistemas Complementares

De acordo com a Figura 26, o sistema complementar que mais contribui para perda de produção de óleo é o sistema de distribuição elétrica, seguido pela supervisão e operação para ambos os casos.

Uma tentativa de otimizar o sistema de distribuição de energia elétrica também tem potencial para melhorar a eficiência de produção de óleo, uma vez que ele não só é o principal contribuinte para paradas de produção dentre os sistemas complementares, como é o responsável por mais da metade das perdas desses sistemas.

No entanto, esse foi um dos sistemas estudados de forma simplificada para a modelagem e estudo de RAM desta UEP. Para otimizar esse sistema, de forma a aumentar a confiabilidade da planta, deve haver um detalhamento na modelagem do mesmo, para que fiquem explícitos quais equipamentos são os maiores contribuintes para paradas na produção.



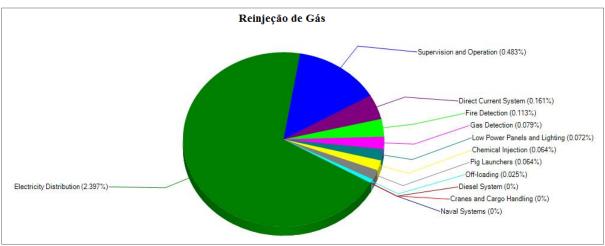


Figura 26: Perda global relativa para os Sistemas Complementares.

### 4.1.1.9- Tabela Resumo das Recomendações obtidas a partir da Análise RAM

A Tabela 5 apresenta as recomendações propostas para aumentar a eficiência na produção de óleo e gás a partir dos resultados obtidos da Análise RAM de forma resumida.

Tabela 5: Resumo das recomendações obtidas da análise RAM.

Recomendações						
Manutenção preventiva	Avaliação no espaçamento entre as manutenções programadas;					
wantenção preventiva	Otimização do seu tempo de duração.					
Sistema de Água Produzida	Inclusão de reservas para as bombas e os motores das					
Sistema de Agua Fioduzida	bombas da unidade de flotação.					
Geração Principal	Avaliar melhor configuração dos Turbogeradores (número de					
Geração i inicipai	equipamentos reservas).					
Sistema de Água de Aquecimento	Avaliar melhor configuração dos WHRUS/ TGs (número de					
Sistema de Agua de Aqueemento	equipamentos reservas).					
Sistema de Coleta e Separação do Óleo	Avaliar melhor configuração dos Tratadores Eletrostáticos.					
Sistema de Tocha	Avaliação da melhor configuração para as bombas desse					
Sistema de Toena	sistema.					
URV	Avaliação da melhor configuração para o segundo estágio de					
OKV	compressão.					
Sistemas complementares	Otimizar o sistema de distribuição de energia elétrica.					

#### 4.1.1.10- Eventos Críticos

De acordo com a Figura 27, para os cenários de exportação e reinjeção de gás, a manutenção programada é o evento que gera maior perda de produção, seguido pela falha concomitante de dois turbo-geradores. Sendo esses dois eventos responsáveis por mais de um terço de toda a perda de óleo da planta, o que reforça as necessidades de avaliação citadas nos itens 4.1.1.1 e 4.1.1.3 deste capítulo.

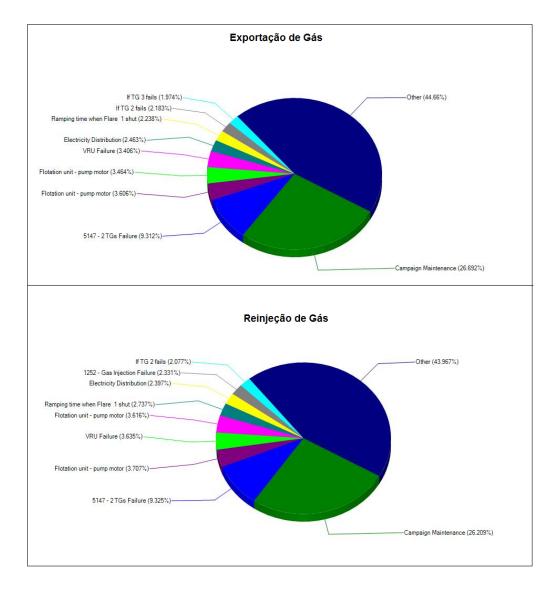


Figura 27: Eventos Críticos - IEP.

### 4.1.1.11- Duração média das paradas

A Figura 28 mostra a distribuição da ocorrência de tempo de paradas para cada um dos cenários avaliados. Nota-se que a maior parte das interrupções dura menos de 10 dias e, que não existem paradas com duração maior que 40 dias para ambos os cenários.

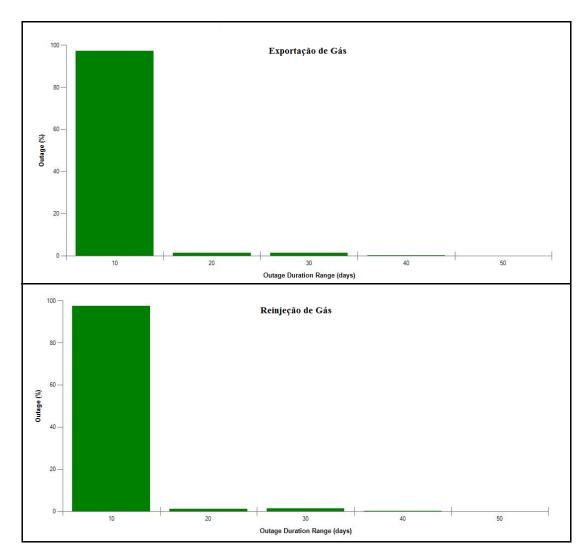


Figura 28: Distribuição média das paradas.

# 4.1.1.12- Utilização da Tocha

Os perfis de queima obtidos através da simulação são mostrados na Figura 29 para cada um dos cenários avaliados.

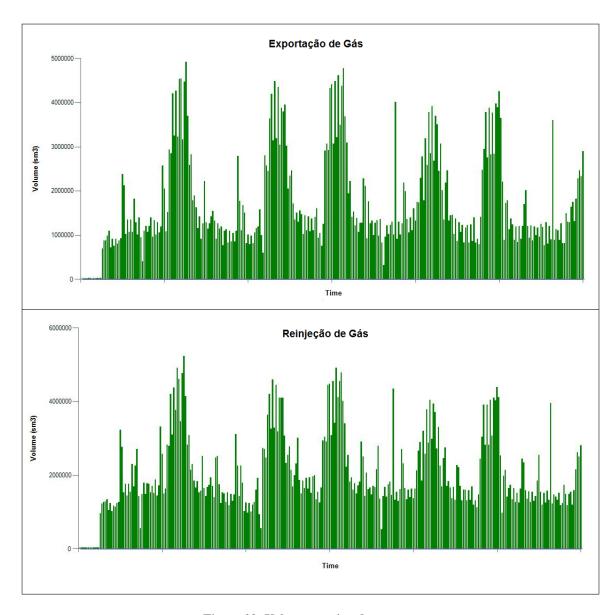


Figura 29: Volumes queimados por ano.

No cenário de Exportação de Gás, uma média de 20,93 milhões de m³ (a 1atm e 15,6°C) de gás foi queimada por ano, representando uma perda de 1,7% da produção de gás. Enquanto no cenário de Reinjeção de Gás, cerca de 24,90 milhões de m³ (a 1atm e 15,6°C) de gás foram queimados, resultando em uma perda de produção de gás de 1,8%.

### 4.1.2- Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA)

Na Tabela 6, estão apresentados os valores resumidos do desempenho obtido para o IUGA em ambos os cenários avaliados. Não foi necessária uma simulação separada da utilizada para obter o IEP, pois o gás produzido é o associado ao óleo, de forma que, com os dados de gás produzido e de gás queimado, obtidos nas simulações para obtenção do IEP, foi possível calcular o IUGA.

Tabela 6: Resultados Gerais - IUGA

Resultados Gerais									
Exportação de Gás Reinjeção de Gás									
Volume manuseado (MMSm3)	48.120	48.017							
Eficiência Média	98,912	98,704							

O Cenário de Exportação de Gás, de acordo com a simulação no MAROS 8.4, produziu ao longo da vida produtiva um volume de 48,12 milhões de m³ (a 1atm e 15,6°C) de gás e o Cenário de Reinjeção de Gás reinjetou um volume de 48,02 milhões de m³ (a 1atm e 15,6°C) de gás no reservatório.

A Figura 30 mostra a curva de gás manuseado esperada e realizada, o gás efetivamente exportado, o gás queimado e as perdas com paradas na planta de processamento.

Apesar de o gás não ser monetizado para o cenário de Reinjeção, o gás reinjetado ajuda a manter a pressão no reservatório de petróleo, demandando uma menor quantidade de água de injeção, o que pode compensar algumas perdas na injeção de água (avaliadas com o IRIA). Por isso, a avaliação do gás produzido menos o enviado à tocha também é relevante neste cenário.

A Figura 31 mostra a curva de gás manuseado esperada e realizada, o gás reinjetado, o gás queimado e as perdas com paradas na planta de processamento.

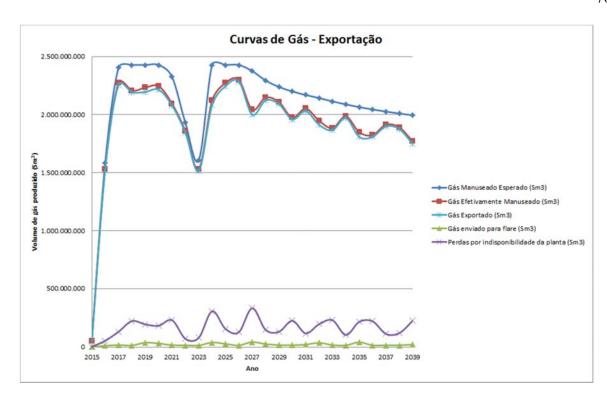


Figura 30: Curva de gás para o cenário de Exportação de Gás.

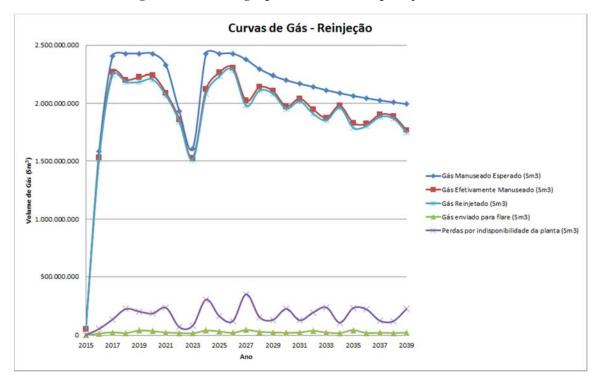


Figura 31: Curva de gás para o cenário de Reinjeção de Gás.

Para ambos os cenários observa-se que nos dois primeiros anos há um crescente aumento da produção. Nos anos que seguem, a produção mantém-se aproximadamente constante até 2021, havendo uma queda acentuada da produção em 2022 e 2023, mas que coincide com a curva de gás manuseado no campo esperada, que apesar da queda na curva de produção, tem previsão de iniciar o uso de elevação do escoamento com gás (*gas lift*) em 2023.

No ano seguinte (2024), já com a elevação da produção com gás funcionando, há uma retomada do patamar anterior, seguida de queda gradual até o fim da vida útil do campo.

Percebe-se também que a partir de 2027 a curva de gás efetivamente manuseado descolase da esperada de três em três anos, o que pode ser explicado pelas paradas programadas para manutenção.

Os eventos e equipamentos críticos que influenciam no IUGA, bem como a duração das paradas, são similares aos do IEP, visto que o gás produzido é associado ao óleo. O único fator que diminui a produção de gás em relação à de óleo é a queima de até 3% de gás produzido por mês.

Os aspectos levantados para otimizar a eficiência produtiva de óleo, refletida no IEP, também valem para otimizar o IUGA, já que o gás produzido é associado ao óleo. Em um período de RGO constante a diferença entre o produto da produção de óleo com a RGO e a vazão de gás produzida ou reinjetada é o volume de gás queimado na tocha. A vazão de gás queimado foi limitada a 3% da produção mensal para atender a Portaria ANP Nº 249 (IUGA mínimo de 97%) [ANP; 2000].

Desta forma, a partir da simulação realizada para obter o IEP de cada cenário foi possível obter o IUGA, bem como as vazões de gás produzido ou reinjetado, queimado e que deixou de ser produzido por paradas na planta (indisponibilidade).

Vale ressaltar que devido à reinjeção de gás (que ocorre mesmo no Cenário de Exportação (reinjeção do permeado das membranas de remoção de CO<sub>2</sub>), e à elevação do escoamento com gás (gas lift), a RGO do fluido de reservatório aumenta ao longo dos anos, conforme a curva de gás apresentada na Figura 13 no Capítulo 3.

### 4.1.3- Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA)

O Índice de Realização de Injeção de Água (IRIA) foi simulado a fim avaliar a disponibilidade do sistema de injeção de água no reservatório, que tem por objetivo manter a pressão no mesmo. Os resultados mais gerais são mostrados de modo resumido na Tabela 7 e em seguida serão detalhados.

 Resultados Gerais

 Volume produzido (milhões de bbls)
 1.331,93

 Eficiência Média (%)
 83,945% ± 2,404%

 Número de Paradas/ano
 13,479

 Duração Média das Paradas (h)
 52,599

Tabela 7: Resultados Gerais - IRIA

A Figura 32 apresenta os valores médios do IRIA, representados pela eficiência de produção, por ano de operação.

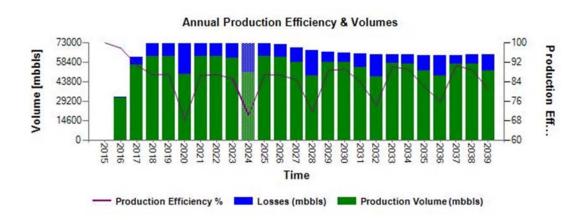


Figura 32: Eficiência da injeção de água.

A planta de injeção de água foi considerada a mesma para os dois cenários estudados, pois em termos de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, uma vez mantidos os

equipamentos na mesma configuração, mudanças relativamente pequenas na vazão de água injetada não alterariam o resultado do IRIA.

No entanto, em uma análise mais detalhada seria necessário avaliar o ganho para manutenção da pressão no reservatório com a maior vazão de gás reinjetado no cenário de reinjeção de gás, de forma a compensar parte da água injetada no Cenário de Exportação, reduzindo a capacidade da planta de água. Para a Análise do Custo do Ciclo de Vida foi considerada a relação de equivalência em volume de água e gás, e no Cenário de Reinjeção de Gás a planta de injeção de água foi dimensionada para 89% da vazão utilizada no Cenário de Exportação de Gás.

A partir da simulação no software MAROS 8.4 o IRIA estimado foi de 83,945% com incerteza de 2,404% (volume de água injetado no reservatório 1.331.930.000 bbl ao longo de toda a vida produtiva).

Uma vez que o objetivo principal da planta é a produção de óleo, é esperado um menor desempenho do IRIA do que do IEP, pois as prioridades convergem para a produção de óleo, por exemplo, no caso de falha de dois TGs ao mesmo tempo, para-se toda a injeção de água, mas só restringe a produção quando o limite de queima de gás é atingido. No entanto, vale ressaltar que o IRIA é pré-requisito para a manutenção da curva de produção.

Os sistemas ou eventos que mais reduzem a disponibilidade da planta de processos para a injeção de água são a geração principal; o sistema de injeção de água, principalmente as bombas auxiliares da URS e as bombas principais de injeção de água.

A Tabela 8 e a Figura 33 apresentam as contribuições de cada sistema para a redução do IRIA.

Perda absoluta (%)Perda relativa (%)Geração Principal8,24751,367Sistema de Injeção de Água7,73548,177Captação de Água do Mar0,0730,456

Tabela 8: Perdas de Injeção de Água por sistema.

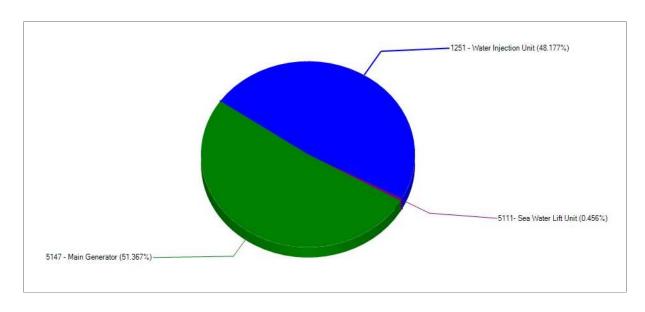


Figura 33: Perdas de Injeção de Água por sistema.

Permitindo concluir que as falhas na Geração Principal são as responsáveis pelas maiores perdas de injeção de água. E que esse sistema é o principal contribuinte para reduzir o IRIA.

A seguir, as perdas relativas de cada sistema são mostradas:

### 4.1.3.1- Geração Principal

Na Figura 34, pode-se observar que dois turbo-geradores, da geração principal, em falha concomitante, é o evento com maior contribuição para redução do IRIA, isso porque ao operar com apenas dois desses equipamentos, um dos sistemas afetados (que deixa de receber energia) é o de injeção de água.

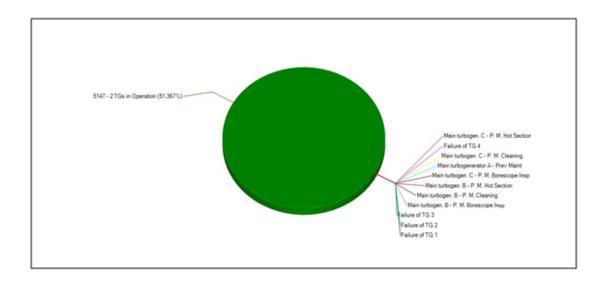


Figura 34: Perda global relativa para o Sistema de Geração Principal.

Na geração principal, a sugestão de avaliar a colocação de mais um turbo-gerador reserva (5 x 33%) também aumentaria o IRIA, portanto, na avaliação desse sistema devem ser incluídos os benefícios para a injeção de água no reservatório.

# 4.1.3.2- Sistema de Injeção de Água

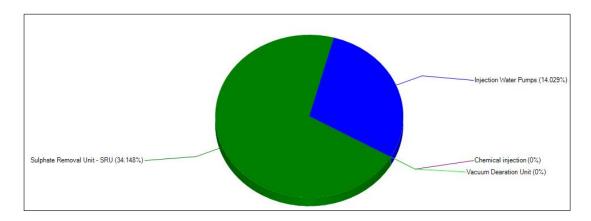


Figura 35: Perda global relativa para o Sistema de Injeção de Água

No sistema de injeção de água, a unidade com maior contribuição na redução do IRIA é a Remoção de Sulfato, seguida pelas bombas de injeção de água, conforme mostrado na Figura 35.

Já que a bomba da Unidade de Remoção de Sulfato é o equipamento com maior contribuição para falhas nesse sistema, conforme Figura 36, pode ser avaliada a colocação de uma bomba reserva, para reduzir a indisponibilidade do Sistema de Injeção de Água.

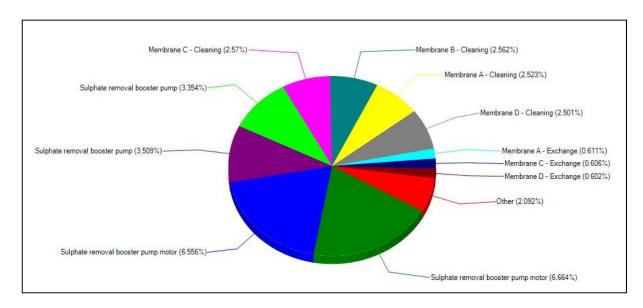


Figura 36: Perda global relativa para a Unidade de Remoção de Sulfato

Em relação às bombas de injeção de água, pode ser avaliada a colocação de uma reserva na configuração 3x50%, ou a utilização de configurações entre a estudada (2x50%) e essa proposta, de forma que a falha de uma bomba cause uma menor perda na injeção, aumentando o IRIA.

### 4.1.3.3- Sistema de Captação de Água do Mar

O Sistema de Captação de Água do Mar, apresentado na Figura 37, tem como principal responsável por falhas que diminuem o IRIA, as bombas de captação.

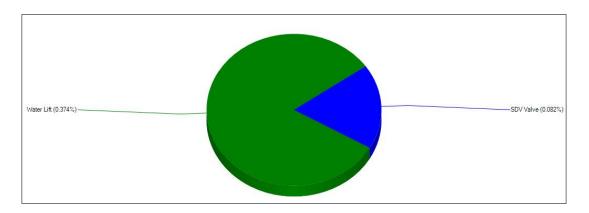


Figura 37: Perda global relativa para o Sistema de Captação de Água do Mar.

### 4.1.3.4- Principais eventos que contribuem para parada

Na Figura 38 e na Tabela 9 são apresentados os eventos que mais contribuem para interrupções na unidade. Permitindo concluir que os turbo-geradores são os que mais contribuem para interrupções na operação.

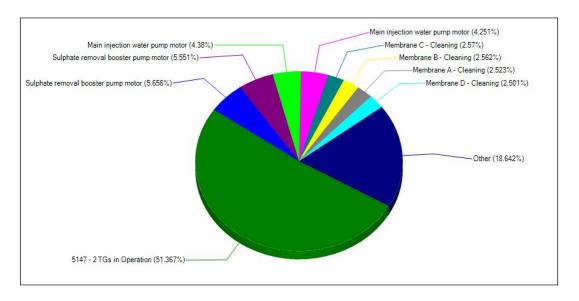


Figura 38: Equipamentos críticos - IRIA.

Tabela 9: Contribuição de Eventos para Paradas na Injeção de Água.

Equipamento/ Evento	Contribuição relativa (%)
Operação com dois Turbo-Geradores	79,760
Bomba Principal de Injeção de Água	6,358
Bomba Auxiliar da URS	6,235
Bomba Auxiliar de Injeção de Água	3,192
Reparos Onshore	2,957
Reparos Menores e Instrumentação	1,008
Reparos em selos e rolamentos dos equipamentos rotativos	1,008
Membranas da URS - Troca ou Limpeza	0,294
Substituições de peças ou equipamentos	0,096

# 4.1.3.5- Distribuição Média das Paradas

A Figura 39 mostra a distribuição das paradas, causadas pelas falhas dos sistemas que contribuem para o IRIA, por duração das mesmas. Observa-se que cerca de 99% das paradas duram até 50 dias.

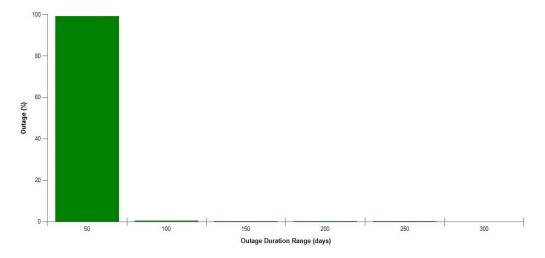


Figura 39: Duração média versus paradas.

### 4.2 - Análise de Custo de Ciclo de Vida (LCCA)

Com base na aplicação das ferramentas econômicas, utilizando como dados de entrada os custos retirados do software *Aspen Process Economic Analyser* e da literatura consultada, e a receita obtida com a produção de óleo (descontando as perdas de produção a partir dos resultados da Análise RAM), foi realizada uma Análise de Custo de Ciclo de Vida para a planta de processos da UEP estudada.

Os resultados obtidos a partir desta análise são apresentados e discutidos neste tópico.

#### 4.2.1- Receita

Os dados da Tabela 10 foram utilizados para a estimativa da receita ao longo dos 25 anos de ciclo de vida do campo avaliado para cada um dos dois cenários.

Tabela 10: Dados utilizados para o cálculo da Receita obtida ao longo de todo o ciclo de vida de cada um dos cenários estudados.

Taxa Mínima de Atratividade (%)1	10,86
Preço do Barril de Petróleo (US\$/bbl) <sup>2</sup>	99,48
Preço do Gás Natural (US\$/MMBTU)3	4,35
Preço do Gás Natural (US\$/Sm³)	0,17

#### Notas:

- Considerada a taxa SELIC acumulada de 2014 [site do Banco Central do Brasil];
- 2- Preço médio do Brent em 2014 [Boletim Anual de Preços ANP; 2015];
- 3- Preço médio do Henry Hub (Estados Unidos) em 2014 [Boletim Anual de Preços - ANP; 2015].

A fim de comparar a receita obtida para um cenário hipotético com disponibilidade de 100% para este campo, com os cenários avaliados neste trabalho de Exportação e Reinjeção total de gás, bem como os cenários avaliados entre si, foram construídas a Tabela 11 e a Tabela 12.

A receita em óleo para disponibilidade de 100%, a partir dos dados considerados na Tabela 10, foi de 27,01 bilhões de dólares, enquanto para o cenário de exportação foi de 25,09 bilhões de dólares e para o cenário de reinjeção de 25,05 bilhões de dólares.

Tabela 11: Receita em óleo ao longo de todo o Ciclo de Vida de cada um dos cenários estudados (Reinjeção e Exportação) comparadas à Receita obtida para o cenário hipotético de IEP igual à 100%.

Período	Óleo								
Periodo	Produção com IEP 100%	Exportação	Reinjeção						
A	Receita em óleo	Receita em óleo	Receita em óleo						
Ano	milhões de US\$/ano	milhões de US\$/ano	milhões de US\$/ano						
1	97,51	94,75	94,83						
2	2.748,27	2.656,58	2.654,28						
3	3.761,04	3.556,88	3.550,16						
4	3.425,59	3.112,98	3.109,55						
5	3.090,01	2.842,84	2.832,56						
6	2.787,31	2.578,49	2.574,13						
7	2.409,06	2.171,10	2.166,13						
8	1.804,71	1.738,47	1.740,69						
9	1.354,91	1.288,49	1.286,08						
10	1.035,38	904,97	905,36						
11	819,80	767,44	765,33						
12	654,59	620,25	621,78						
13	510,77	439,37	435,45						
14	420,00	393,15	391,92						
15	353,68	333,08	332,92						
16	303,21	272,30	272,19						
17	262,25	248,15	246,92						
18	227,81	207,08	207,18						
19	196,88	175,51	174,79						
20	170,57	162,20	161,83						
21	148,21	132,76	131,58						
22	129,17	115,26	115,28						
23	112,91	106,65	106,04						
24	98,85	93,01	92,94						
25	86,72	76,97	76,90						
Total:	27.009,22	25.088,72	25.046,82						

Tabela 12: Receita em Gás ao longo de todo o Ciclo de Vida do Cenário de Exportação de Gás comparada à Receita obtida para o cenário hipotético de IEP e IUGA iguais à 100%.

Daviada	Gá	ás
Período	Produção com IEP 100%	Cenário Exportação
	Receita em gás	Receita em gás
Ano	milhões de US\$/ano	milhões de US\$/ano
1	7,73	5,92
2	217,83	165,48
3	298,11	221,44
4	271,52	194,08
5	244,92	175,35
6	220,93	159,53
7	190,95	135,14
8	143,05	108,20
9	107,39	80,09
10	146,27	99,34
11	131,94	96,60
12	119,01	88,68
13	105,06	70,04
14	91,54	67,02
15	80,57	59,58
16	71,42	50,36
17	63,54	47,10
18	56,62	39,99
19	50,39	35,22
20	44,90	33,55
21	40,05	27,76
22	35,77	25,06
23	31,98	23,72
24	28,61	21,14
25	25,61	16,34
Total:	2.825,70	2.046,71

A receita em gás, caso todo o gás fosse exportado, no cenário hipotético de 100% de disponibilidade seria de 2,83 bilhões de dólares para os dados considerados na Tabela 10, enquanto para o cenário de Exportação de Gás, descontando o gás combustível utilizado para gerar energia para a planta de processamento, o valor da receita foi de 2,05 bilhões de dólares.

O cenário de Reinjeção Total de Gás não prevê receita de gás, só é tratado o volume de gás necessário para utilizar como combustível para a planta de processos, sendo o restante reinjetado no reservatório.

A receita em óleo para o cenário hipotético com disponibilidade de 100%, como se não houvesse os resultados da Análise RAM, foi avaliada para mostrar a importância de considerar essa análise para avaliar o VPL da unidade. Neste caso, os cenários de exportação e reinjeção de gás seriam igualados em relação à receita obtida com óleo e o de exportação ganharia em termos de receita apenas por apresentar a parcela relacionada à venda do gás natural. No entanto, nenhuma das duas plantas conseguiria atingir o valor de receita esperado ao longo do ciclo de vida devido aos períodos de indisponibilidade.

O cálculo da receita para cada um dos dois cenários foi feito a partir das equações (3.1) e (3.2), de forma que, para o Cenário de Exportação de Gás foi de aproximadamente 27,14 bilhões de dólares, e para o Cenário de Reinjeção de aproximadamente 25,05 bilhões de dólares, sendo a diferença entre eles calculada a partir da equação (3.6), com valor de aproximadamente 2,089 bilhões de dólares, conforma mostrado na Tabela 13.

Tabela 13: Diferença entre as receitas obtidas para os cenários avaliados (Exportação - Reinjeção).

Receita (milhões de US\$)						
Receita Cenário Exportação	27.135,43					
Receita Cenário Reinjeção	25.046,82					
Diferença	2.088,61					

Com relação à parte positiva do cálculo do VPL, a receita, trazendo os valores de venda do óleo e do gás para valor presente, encontrou-se uma maior receita, conforme esperado, para o Cenário de Exportação de Gás, que além de ter apresentado uma maior disponibilidade na Análise RAM, apresenta uma parcela a mais que o caso que considera reinjeção total de gás, relacionada à venda do gás natural tratado e especificado.

Portanto, levando em conta apenas a receita das unidades, a opção com maior vantagem econômica seria a que possibilita a exportação de gás.

### 4.2.2- Custo Capital (CAPEX) e Custo Operacional (OPEX)

O CAPEX foi calculado a partir dos sistemas que apresentavam diferenças significativas entre os dois cenários, conforme descrito no item 3.3.2- Análise de Custo de Ciclo de Vida deste trabalho, sendo utilizada a equação (3.7) para o cálculo.

A Tabela 14 mostra os valores utilizados por sistema ou equipamento para o cálculo do CAPEX, bem como as referências de onde foram retirados.

O valor obtido para a diferença entre o CAPEX do Cenário de Exportação de Gás para o Cenário de Reinjeção Total de Gás foi de aproximadamente 2,40 bilhões de dólares.

CAPEX (milhões de US\$) Exportação de Gás Reinjeção de Gás Diferença Gasoduto1 569,44 569,44 Tratamentos do Gás Natural<sup>2</sup> 2.190,85 373,22 1.817,63 Sistema de Injeção de Água3 3,60 3,30 0,29 Sistemas de Compressão (exceto Injeção de Gás)3 31,39 15.59 15,80 TOTAL 2.402,95

Tabela 14: Diferenças no CAPEX dos cenários avaliados.

#### Notas:

- 1- Custo médio de gasodutos no Brasil por quilômetro de extensão vezes diâmetro US\$80/m.pol [Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); 2014];
- 2- Dados de custo do software comercial Aspen Process Economic Analyser; e da literatura disponivel custo de skids comerciais de membranas US\$750/m2 [Merkel; 2009];
- 3- Software comercial Aspen Process Economic Analyser;
- 4-Todos os valores considerados no momento presente (Ano de Referência: 2014).

O OPEX foi calculado como descrito no item 3.3.2 deste trabalho, apenas foram consideradas as contribuições para o OPEX com diferenças significativas entre os dois cenários avaliados. O cálculo foi realizado com base em uma porcentagem do CAPEX de cada um dos cenários, considerando apenas as parcelas do custo capital com diferenças significativas entre os cenários, e foi utilizada a equação (3.8), como porcentagem da diferença entre os valores de CAPEX para os dois cenários.

A Tabela 15 apresenta a diferença no OPEX do Cenário de Exportação de Gás para o Cenário com Reinjeção Total de Gás. O valor encontrado foi de aproximadamente 193,4 milhões de dólares.

Tabela 15: Diferenças no OPEX dos cenários avaliados.

OPEX (milhões de US\$)						
Diferença entre cenários						
Manutenção e reparo	168,21					
Suprimentos operacionais	25,23					
TOTAL	193,44					

Com relação à parte negativa do cálculo do VPL, a soma do CAPEX com o OPEX previstos para cada uma das configurações avaliadas, foi encontrado um maior valor para o Cenário de Exportação de Gás, uma vez que ele prevê unidades de tratamento do gás não contempladas no Cenário de Reinjeção, além do gasoduto para exportação do gás e maiores gastos com a compressão do mesmo e com a operação e a manutenção desses sistemas adicionais.

Logo, isolando apenas a parte negativa do VPL, a opção de Reinjeção Total do Gás seria a mais vantajosa economicamente.

#### 4.2.3- Valor Presente Líquido (VPL)

A partir dos principais custos e receitas (*cost drivers*) avaliados na Análise de Custo de Ciclo de Vida: Receita, CAPEX e OPEX; foi possível confrontar as alternativas, considerando as premissas utilizadas e a ferramenta econômica escolhida, o Valor Presente Líquido (VPL).

Contudo, o objetivo foi obter a opção com maior Valor Presente Líquido, ou seja, a diferença entre a receita e a soma CAPEX e OPEX. Uma vez que se buscava apenas diferenciar as opções, e que os custos e receitas foram calculados de forma simplificada, considerando somente os itens com diferença significativa entre os dois cenários, foi calculado apenas o ΔVPL (VPL<sub>exportação</sub> – VPL<sub>reinjeção</sub>). Com isso foi possível identificar a opção mais vantajosa a partir do sinal obtido no resultado.

A diferença entre o Valor Presente Líquido do Cenário de Exportação de Gás para o do Cenário de Reinjeção Total de Gás foi calculada a partir das equações (3.4) e (3.5), conforme descrito no item 3.3.2.

O valor do Δ*VPL* calculado foi negativo (-507,79 milhões de dólares), indicando a alternativa de Reinjeção Total de Gás como um investimento mais vantajoso no aspecto financeiro, uma vez considerada a taxa de desconto igual a 10,86% (taxa SELIC acumulada de 2014).

### 4.2.4- Análise de sensibilidade da Taxa de Desconto (TMA)

As variáveis econômicas adotadas têm importância fundamental para os resultados. Conforme descrito no item 3.3.2 do Capítulo 3, como premissa simplificadora, não foi considerada a inflação, bem como não foram consideradas variações de câmbio do dólar e do preço do petróleo e do gás natural durante toda a vida produtiva do campo. Essas variáveis não consideradas têm potencial para inverter o ranking de alternativas, uma vez que influenciam na taxa de mínima atratividade (TMA), ou taxa de desconto, considerada nos cálculos.

Quanto maior a taxa de desconto, maior a variação do montante com tempo, ou seja, maior a redução da receita quando trazida a valor presente, favorecendo a alternativa de reinjeção, que prevê menor gasto inicial, mesmo com menor retorno futuro. Por outro lado, quanto mais baixa for essa taxa, menor será a variação do montante com o tempo, ou a parcela da receita (que entra no fluxo de caixa no tempo futuro) será maior quando trazida a valor presente, de forma que a opção que envolve maior retorno no tempo futuro, mesmo com maior gasto inicial passa a ser mais vantajosa.

Por essa razão, e também por a taxa mínima de atratividade ser um valor de referência, escolhido pelo investidor de acordo com seu retorno esperado, foi realizada uma análise de sensibilidade com a taxa de desconto.

A avaliação foi para obter a taxa de mínima atratividade que faria o VPL do Cenário de Exportação via Gasoduto igual ao VPL do Cenário de Reinjeção Total de Gás, mantendo todos os outros parâmetros inalterados. Buscou-se a taxa de mínima atratividade que igualaria as opções, ou seja, que faria o ΔVPL igual à zero, mantendo todas as outras variáveis constantes.

A partir desta análise, o valor da TMA encontrado foi 8,3%, indicando que, com essa taxa de desconto, as alternativas estudadas são igualmente interessantes.

Desta forma, um valor maior para a TMA indicaria um maior VPL para o Cenário de Reinjeção (ΔVPL < 0), de forma que seria esta a alternativa mais vantajosa. E um valor menor de taxa de desconto que 8,3%, inverteria o ranking das alternativas, com um maior VPL para o Cenário de Exportação (ΔVPL > 0), tornando-o a opção mais vantajosa.

#### 4.3- Discussões acerca dos Resultados da Metodologia Integrada

Sabe-se que ambos os métodos de análise de projeto utilizados (RAM e LCCA) podem ser aplicados individualmente. No entanto, os resultados obtidos no presente trabalho mostraram os ganhos de utilizá-las de forma integrada.

A importância da utilização dos resultados da Análise de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade para a Análise Custo de Ciclo de Vida ficou evidenciada no cálculo da Receita para o cenário hipotético com IEP de 100%. Esse caso apresentou uma receita maior que o Cenário de Exportação de Gás em aproximadamente 2,7 bilhões de dólares (considerando a exportação de gás para os dois casos). E uma receita maior que o cenário de reinjeção em aproximadamente 2,0 bilhões de dólares (desconsiderando a exportação de gás para ambos os cenários). De forma, que considerar disponibilidade total da planta pode esconder uma inviabilidade econômica do projeto, ou, no caso de comparação entre alternativas, inverter o ranking das alternativas.

Por outro lado, pôde-se perceber que restringindo a análise apenas à RAM, haveria um indicativo do cenário de exportação como mais vantajoso, devido ao maior IEP obtido, ou maior disponibilidade. Contudo, esta análise não considera o custo necessário para obter-se maior disponibilidade, permitindo apenas uma visão parcial dos cenários a serem confrontados.

No entanto, as variáveis econômicas adotadas para os cálculos (como taxa de desconto), ou desconsideradas neles (como inflação, variação do câmbio do dólar ou no preço do petróleo), são de grande relevância para os resultados, tendo potencial para inverter o ranking de alternativas. Para exemplificar foi realizada uma análise de sensibilidade da taxa de desconto escolhida, que mostrou que variando a taxa de desconto pode-se obter um indicativo diferente da melhor opção de investimento.

Além das variáveis econômicas, sabe-se que algumas questões técnicas podem ser reavaliadas visando diminuir o CAPEX ou o OPEX de uma opção, ou mesmo de ambas. Outras tecnologias podem influenciar de forma significativa nos custos considerados neste trabalho e

inverter o ranking de alternativas. Entretanto, foram consideradas para as análises tecnologias convencionais, já consolidadas, e praticadas nos campos do pré-sal, uma vez que o objetivo deste estudo não foi identificar a tecnologia mais adequada para o processamento do óleo e do gás, mas sim propor uma metodologia que permita comparar a Reinjeção Total e a Exportação como alternativas para a destinação do gás associado em campos com alta RGO associada a altos teores de CO<sub>2</sub>.

#### 5- CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho, além de serem sugeridas potenciais linhas de pesquisa com base no tema desenvolvido.

Foi feita uma revisão bibliográfica, inicialmente dos métodos disponíveis na literatura para análises de confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, e análises de custo de ciclo de vida, que permitiu definir uma metodologia para este estudo. Posteriormente realizou-se uma revisão na literatura dos trabalhos anteriores que integravam análises similares para outras indústrias ou objetivos, mostrando a importância de utilizá-las de forma integrada pelos bons resultados obtidos quando aplicadas. Juntamente com a descrição do cenário escolhido, essa revisão permitiu mostrar o espaço na literatura que inspirou este trabalho.

A partir do objetivo principal deste trabalho, aplicou-se a metodologia integrando Análise RAM e Análise de Custo de Ciclo de Vida para fazer uma comparação econômica entre duas plantas de processamento de óleo e gás *offshoore*. Foram confrontados os Cenários de Exportação e Reinjeção Total de Gás para auxiliar no processo decisório de escolha da configuração mais adequada para o destino do gás em campos com as características dos do Pré-Sal (alta RGO e alto teor de CO<sub>2</sub>) e foram obtidos valores da diferença entre os cenários em relação à Receita, ao CAPEX e ao OPEX, que permitiram o cálculo da diferença entre os Valores Presentes Líquidos (VPL<sub>Exportação</sub> – VPL<sub>Reinjeção</sub>).

Mostrou-se que a aplicação da Análise RAM permitiu uma estimativa mais próxima da realidade da receita das UEPs avaliadas, uma vez que não é viável uma planta com disponibilidade 100%. Também foi possível concluir que a Análise RAM não deve ser utilizada separadamente para tomada final de decisão, pois, apesar de indicar o cenário com maior disponibilidade, não apresenta os aspectos contrários necessários para tal, ou seja, ela desconsidera o maior custo capital e operacional envolvido em melhorar os indicadores de desempenho da planta.

Para as premissas técnicas e econômicas consideradas, o cenário de reinjeção total de gás apresentou um maior VPL que o de exportação de gás, de forma a ser economicamente mais vantajoso nessas condições. Ou seja, apesar de o cenário de reinjeção de gás apresentar menor receita ao longo do ciclo de vida da unidade, o seu custo capital e operacional são menores que os praticados no cenário de exportação, superando-o em relação ao valor presente líquido.

Vale ressaltar que as incertezas da Análise RAM podem inverter o ranking entre as alternativas no que se refere à disponibilidade da planta em relação à receita com a produção de óleo. Além disso, é necessário salientar que para este estudo não foram consideradas variações cambiais do dólar, variações nos preços do petróleo e do gás natural, bem como não foi considerada a inflação. E que a taxa de desconto escolhida foi apenas uma referência, por ser a taxa básica da econômica brasileira (Taxa SELIC), mas seu valor para avaliação de projetos depende unicamente do investidor. Ou seja, além das premissas técnicas consideradas, utilizou-se variáveis econômicas de grande volatilidade, de forma que mudanças no cenário econômico, alteram significativamente o resultado. No entanto, a metodologia utilizada pode servir como modelo para análises futuras, inclusive em outros tipos de plantas.

A metodologia proposta neste trabalho para comparar configurações de plantas de processamento de óleo e gás no mar permitiu concluir que, para os cenários avaliados, apesar de usualmente ser utilizado como caso base a exportação do gás associado, dependendo das condições do fluido de reservatório e do cenário econômico no momento, pode ser mais interessante reinjetar o gás no reservatório de produção, de forma a evitar tratar uma vazão muito alta de gás para atender as especificações de venda, bem como investir um valor muito alto na unidade antes de começar a produção.

#### 5.1- Sugestões para Trabalhos Futuros

Este trabalho propõe uma metodologia que pode ser utilizada para comparação de alternativas para definição da configuração de plantas de produção de petróleo e gás natural em ambiente *offshore* na fase de projeto. Além de abrir caminho para o desenvolvimento de estudos mais completos para embasar decisões relacionadas ao destino do gás produzido em campos com características dos do Pré-Sal, com alta RGO associada aos altos teores de gás carbônico, conforme os cenários comparados neste estudo.

Outros aspectos podem ser considerados para tornar o método mais robusto. Para o cenário avaliado, por exemplo, os aspectos sociais, relacionados à importância da exportação do gás produzido em plataformas de óleo (gás associado) para suprir a demanda de gás do país, também devem ser considerados para uma análise completa das vantagens e desvantagens da melhor

configuração de planta. Este fator pode ser estudado em outro trabalho para dar subsídio a uma decisão final.

Outras avaliações técnicas podem ser importantes para diferenciar as alternativas comparadas utilizando a metodologia proposta. Na comparação realizada neste trabalho, as questões relacionadas ao reservatório de petróleo não foram consideradas, no entanto, impactos da planta de produção no reservatório podem influenciar na recuperação de óleo. Buscar maximizar a recuperação de óleo para os Cenários de Exportação e Reinjeção de Gás e considerar o impacto principalmente na receita de unidade, pode permitir aumento do VPL para ambos os casos e, diferenças na recuperação entre os cenários podem influenciar na escolha do mais adequado.

As plantas de processos avaliadas, tanto para o cenário de exportação, quanto para o de reinjeção de gás, podem ser otimizadas em termos de confiabilidade implementando nas simulações do MAROS 8.4 as sugestões apresentadas no item 4.1 deste trabalho, e a partir dos novos resultados gerados, pode-se reavaliar a necessidade de novas alterações na simulação até atingir a confiabilidade esperada. Os turbogeradores, por exemplo, são equipamentos críticos para a eficiência na produção de óleo e gás, bem como para a eficiência na injeção de água, dessa forma, avaliar o número ótimo de equipamentos reservas, considerando aumento da receita, referente ao aumento de produção, e o aumento do CAPEX e do OPEX com o aumento no número de máquinas, podendo ou não resultar em aumento do VPL da unidade.

### REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP; **Boletim Anual de Preços** – **Preços do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional**; 2015.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP; Portaria ANP Nº 249, DE 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000; Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural; 2000.

Relia Software; Confiabilidade de Sistemas – System Reliability Analysis (SRA); Revisão 10.0.0.; 2012

**Banco Central do Brasil**, disponível em: <a href="http://www.bcb.gov.br">http://www.bcb.gov.br</a>. Acessado em: 28 de outubro de 2015

Bertschy, **Effect of Reliability Programs on Life Cycle Cost – A Case History**; R.G; Estados Unidos; 1978.

British Standard Institution; **BS ISO 15686-5 – Building and constructed assets – Service-life planning – Part 5: Life cycle costing**; 2008.

British Standard Institution; **BS ISO 5760-0 – Reliability of systems, equipment and components – Part 0: Guide to Reliability and Maintainability**; 2014.

Claasen Pring, S.J.; Kruger P.S.; **Reliability Analysis Using Simulation Modeling**; Department of Industrial and Systems Engineering, University of Pretoria, Pretoria, South Africa; 1987.

DNV; Notas de aula Curso de MAROS e TARO, Capítulo 1 – Fundamentos de Engenharia e Confiabilidade; 2012.

Heredia-Zavoni, E. et al.; Risk Assessment for Structural Design Criteria of FPSO Systems. Part II: Consequence Models and Applications to Determination of Target Reliabilities; Instituto Mexicano del Petróleo – México, Institute of Structural Engineering – Suíça, Engineering Risk Analysis Group – Alemanha; 2012.

Hwang, H.S.; Costing RAM design and test analysis model for production facility; Taiwan, 2005.

Hwang, H.S; Lee, M.Q.; Lu, C.N.; Reliability and Cost Analysis of electricity collection system of a marine current farm: A Taiwanese case study; Taiwan, 2009.

International Organization for Standardization; **ISO 15663-2 - Petroleum and natural gas industries - Life-cycle costing Part 2: Guidance on application of methodology and calculation methods**; 2001.

International Organization for Standardization; ISO 15926-1 – Industrial automation systems and integration - Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities; 2004.

International Organization for Standardization; **ISO 14224 - Petroleum and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment**; 2006.

Jambulingam, N.; Jardine, A.K.S.; Life Cycle Costing considerations in Reliability Centered Maintenance: An Application to Maritime Equipment; Department of Engineering Management, Royal Military College of Canada; 1985

Jardine Technology Limited; **MAROS System Performance Simulator**; Manual do software; 1986.

Junid, A. et al.; Generation and Load Life-Cycle Cost Optimisation Study at an Offshore Hub Platform; Petronas Technical Solutions, Universiti Teknologi Petronas, TNB Research Sdn Bhd; Malásia, 2012.

Kawauchi, Y.; Rausand, M.; Life Cycle Cost (LCC) Analysis in Oil and Chemical Process Industries; 1999.

Kayrbekova, D; Markeset, T; Panesar, S.S.; **Identification of Factores Causing Time and Cost in Offshore Petroleum Modification Projects**; 2012.

Merkel, T.C. et al.; **Power Plant Post-Combustion Carbon Dioxide Capture: An Opportunity for Membranes;** Membrane Technology and Research, United States; 2009.

Nakanishi, S.; Nakayasu, H; **Reliability Design of Structural System with Cost Effectiveness during Life Cycle**; Japão; 2002.

SINTEF Industrial Management; **OREDA - Offshore Reliability Data Handbook**; 5°edição; Volume 1 – Topside Equipment; 2009.

Peters, M.S.; **Plant Design and Economic for Chemical Engineers**; McGraw-Hill New York; 1991.

Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022**; 2014.

Roda, I.; Goretti, M.; The link between costs and performance for Total cost of Ownership evaluation of physical asset; Itália, 2014.

Santos, José Alves; Filho, Clodoveu Verotti; **Análise de Investimentos – Análise de Risco**; Apostila do Curso de Eficiência Energética da Universidade Petrobras; 2014.

Seo, Y. et al.; Evaluation of CO<sub>2</sub> liquefaction processes for ship-based carbon capture and storage (CCS) in terms of life cycle cost (LCC) considering availability; República da Coreia; 2015.

Stewart, M.G.; Reliability-based assessment of ageing bridges using risk ranking and life cycle cost decision analyses; Department of Civil, Surveying and Environmental Engineering, The University of Newcastle, Austrália; 2000.

Tronskar, J.P. et al.; Application of Integrated Risk and Reliability Methods for Developing Equipment Maiintenance Strategies; Thirtieth Annual Convention & Exhibition, 2005.

Val, D.V.; Stewart, M.G.; Life-Cycle Cost Analysis of Reinforced Concrete Structures in Marine Environments; 2003.

# ANEXO I - DADOS PARA ANÁLISE RAM

Tabela I.1: Dados de falha para Análise RAM – Parte I. [Dados do OREDA]

Equipmento	Consiss	Serviço MTTF (anos)	Taxa de falha		Repair Time (	h)	Mobilização o	Mobilização de Recursos (h) - Offshore		Mobilização de Recursos (h) - Onshore	
Equipmento	Serviço	mi ir (anos)	(x10 <sup>-6</sup> h)	min	Mais Frequente	max	min	max	min	max	
				8	11	12	4	8			
Bomba Centrifuga	Geral	2,9	39,6	4	12	168	4	8			
				480	1200	1440			24	72	
Bomba Centrifuga	Injeção de água	0,8	136,19	24 4 480	36 12 2160	48 168 6480	4 4	8 8	48	240	
Bomba - cavidade progressiva	Geral	16,5	6,9	6 6 720	7 7 1680	8 8 2160	4	8	24	72	
Bomba - Liquid Ring	Geral	16,5	6,9	6 6 720	7 7 1680	8 8 2160	4 4	8 8	24	72	
Bomba - Vertical Submersa	Geral	16,5	6,9	6 6 720	7 7 1680	8 8 2160	4	8	24	72	
				1	2	3	4	8			
	Filtro	2,0	57,9	120	160	360			72	168	
				4	5	6	4	8			
	Separador	4,0	28,8	72	96	120			72	72	
				4	5	6	4	8			
	Scrubber	5,0	22,98	72	96	120			72	72	
		18,6	6,15	4	5	6	4	8			
	Hidrociclone			72	96	120			72	72	
V 0-1	Flash	9,0	12,69	72	5 96	6 120	4	8	72	72	
Vasos e Colunas				4	5	6	4	8	1	72	
	Tratador Eletrostático	3,9	29,361	72	96	120			72	72	
				72	96	120			72	72	
				4	5	6	4	8			
	vaso genérico	4,7	24,47	72	96	120			72	72	
	Tanque 20.2		20.2 5,65	4	5	6	4	8			
		20,2		72	96	120			72	72	

Tabela I.2: Dados de falha para Análise RAM – Parte II. [Dados do OREDA]

Faulantanta	Sandar	Serviço MTTF (anos)	Taxa de falha	1	Repair Time (I	1)	Mobilização o	Mobilização de Recursos (h) - Offshore		Mobilização de Recursos (h) - Onshore	
Equipmento	Serviço		(x10 <sup>-6</sup> h)	min	Mais Frequente	max	min	max	min	max	
Trocador de calor -	5000 50			4	5	6	4	8			
Casco e tubo	Geral	13,3	8,58	72	96	120			72	72	
				4	5	6	4	8			
Trocador de calor - circuito impresso	Geral	5,5	20,89	96	120	144			72	72	
Trocador de calor -				4	5	6	4	8			
placa	Geral	5,5	20,89	72	96	120			72	72	
Amuses des alátrico	Geral	20.4	5,6	4	4	6	4	8			
Aquecedor elétrico	Gerai	20,4	5,0	72	72	720			72	72	
				12	14	24	4	8			
Motor elétrico - Bombas	Geral	Geral 9,1	12,5	1200	1680	2160			24	72	
Motor elétrico -	laisada da dava	0,3	442	1	1,2	4	4	8			
Bomba de injeção	Injeção de água	0,3	442	480	12 2160	168 6480	4	8	48	240	
Motor Elétrico -				1	1,2	4	4	8			
Compressor	Geral	0,2	553	480	12 2160	168 6480	4	8	72	240	
				1	1,2	4	4	8	72	240	
Compressor Centrifugo	Geral	Geral 0,1985	575,0	1	4	18					
				4	12	168	4	8			
				168	240	360			120	240	
Blower Motor	Geral	93,5699	1,2	24	48	72	4	8			
Blower	Geral	34,5925	3,3	120	148	168	4	8			
				1	12	168 4	4	8			
Compressor parafuso	Compressão de gás		116,04	480	2160	6480			72	240	
Turbina a gás -	0.00	0,20	575	1	4	8	4	8			
compressor de CO2	Geral			24	120	360	4	8			
		6,00	19,0	120	168 4	240	4	8	48	120	
		0.2	592,0								

Tabela I.3: Dados de falha para Análise RAM – Parte III. [Dados do OREDA]

	Serviço	MTTF (anos)	Taxa de falha	Ter	npo de Repar	o (h)	Mobilização de Recursos (h) - Offshore		Mobilização de Recursos (h) - Onshore	
Equipmento		MITT (anos)	(x10 <sup>-6</sup> h)	min	Mais Frequente	max	min	max	min	max
Turbina a gás -	Geral	0,20	575	1	4	8	4	8		
gerador	Gerai			12	24	240	4	8	5283	32131
		6,00	19,0	120	168	240			48	120
Unidade de remoção de Sulfato	Geral	1	114,2	24	24	24				
Unidade de Remoção de CO2	Geral									
Peneira molecular	Geral	27,44116614	4,16	1	690	264	100		-	-83
				2	3	4	8	12		
				8	8	12	8	12		
Váhula SDV	Geral	20,8	5,48	8	8	12	8	12	96	168
				2	3	4	8	12		
				8	8	12	8	12		
xv	Geral	31,8	3,59	8	8	12	8	12	96	168
				2	3	4	8	12		
Válvula BDV	Váhula BDV Geral	40,5	2,82	8	8	12	8	12		
				8	8	12	8	12	96	168
				2	3	4	8	12		
Válvulas de Controle	Geral	43,2	2,64	8	8	12	8	12		
				8	8	12	8	12	96	168

Tabela I.4: Sistemas considerados de forma simplificada para a Análise RAM. [Dados do OREDA]

Sistemas cujas falhas foram considerados de	Categoria de	Tempo médio entre	Duração	das Falha	s (horas)
forma simplificada para a análise	Reparo	falhas (anos)	Mínimo	Média	Máximo
Off-loading até as bombas	Falhas criticas	57	-	4,22	-
Sistemas Navais (Controle de Lastro, Estabilidade e	Falhas criticas				
Carregamento, Bilge, etc);	Famas Criticas	-	-	-	-
Painéis de Baixa Potência e Iluminação;	Falhas criticas	19	2,7	-	5,57
Distribuição de energia elétrica;	Falhas criticas	1	2,74	-	16,89
Sistema de Corrente Continua (Baterias, Fontes	Falhas criticas				
ininterruptas (UPSs), etc);	ramas criticas	14	5,41	-	15,08
Ventilação e Ar Condicionado;	Falhas criticas	-	-	-	-
Supervisão e Operação (ECOS, PLC,	Falhas criticas				
microcomputadores, rede Ethernet, etc);	rainas criucas	8	3,73	-	40,05
Detecção de Gás;	Falhas criticas	19	2,09	-	7,45
Detecção de Incêndio;	Falhas criticas	14	3,22	-	7,45
Combate a Incêndio;	Falhas criticas	-	-	-	-
Injeção Quimica;	Falhas criticas	28	5,05	-	7,83
Lançadores de Pig;	Falhas criticas	57	-	19,73	-
Guindastes e Movimentação de Cargas;	Falhas criticas	-	-	-	-
Sistema de Óleo Diesel.	Falhas criticas	-	-	-	-

Tabela I.5: Dados de manutenção dos equipamentos utilizados na Análise RAM. [Dados do OREDA]

Equipamento	Tipo de Manutenção	Ciclo	Duração (horas)	
Bomba (incluindo o motor)		1 ano	4	
Bomoa (inclumdo o motor)		2 anos	6	
Compressor		2 anos	15-20 dias	
		1 ano	12	
Gerador		2 anos	6	
		3 anos	6	
		5 anos	24	
Turbina	Lavagem	1000h	12	
	Inspeção boroscópica	8000h	24	
	Manutenção seção quente	25000h	45 a 60 dias (mais 2 a 4 meses de mobilização)	
	Overhaul	50000h	45 a 60 dias (mais 2 a 4 meses de mobilização)	
Membrana da URS	Limpeza	75 dias	2 dias	
	Substituição	4 anos	8 dias	
Peneiras	troca	3 anos	7 dias	
Membranas de CO <sub>2</sub>	troca	3 anos	24 horas por trem	
	Parada Geral do FPSO	3 anos	15 a 30 dias	

Tabela I.6: Dados de equipamentos sobressalentes utilizados. [Dados do OREDA]

Sobressalentes	Número de equipamentos sobressalentes	Tempo de substituição (dias)		Tempo de compra (dias)	
		Min	Max	Min	Max
Turbinas	1 reserva	5	10	180	365
Compressor principal e de exportação	1 bundle	5	15	180	365
Aquecedor elétrico de regeneração das peneiras	1 sistema de resistência	0,5	1	15	30