



Análise de Confiabilidade de um Terminal
de Regaseificação de Gás Natural
Liquefeito

Bruno de Oliveira Ribeiro Pires

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D. Sc.

Ana Mehl, D. Sc.

Carlos Tadeu Padilha Vieira, Eng.

Abril de 2012

Análise de Confiabilidade de um Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Bruno de Oliveira Ribeiro Pires

Projeto Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Luiz Fernando Lopes R. Silva, D.Sc.

Eduardo Frizzera Carvalho, M.Sc.

Pedro Pister Rodrigues D. Silva, Eng.

Orientado por:

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

Ana Mehl, D.Sc.

Carlos Tadeu Padilha Vieira, Eng.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Abril de 2012

Pires, Bruno de Oliveira Ribeiro

Análise de Confiabilidade de um Terminal de Regaseificação de Gás Natural / Bruno de Oliveira Ribeiro Pires Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2012.

xiv,63 p.; il.

(Projeto Final) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2012.

Orientadores: Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, Ana Mehl e Carlos Tadeu Padilha Vieira.

1. Gás natural liquefeito (GNL). 2. Gás Natural. 3. Confiabilidade. 4. Projeto Final (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, Ana Mehl. e Carlos Tadeu Padilha Vieira I. Análise de Confiabilidade de um Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente meus pais pelo amor, carinho e apoio incondicional durante esses longos anos, sem vocês nada seria possível.

A todos os meus familiares que fizeram parte dessa longa caminhada e que torceram por minha vitória.

A minha namorada por todo carinho e compreensão durante a realização deste trabalho.

Aos grandes amigos que fiz e me acompanharam nesses anos, pois sem eles nada disso seria possível.

Aos professores da Escola de Química, pela formação que me foi dada.

A DNV pela oportunidade, ensinamentos, confiança e liberação do uso do software.

Aos orientadores, Fernando Luiz Pellegrini, Ana Mehl e Carlos Tadeu Vieira, pela dedicação, confiança e apoio durante a realização do presente trabalho.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção de grau em Engenharia Química.

Análise de Confiabilidade de um Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Bruno de Oliveira Ribeiro Pires

Abril, 2012

Orientadores: Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D. Sc.

Prof. Ana Mehl, D. Sc.

Carlos Tadeu Padilha Vieira, Eng.

O gás natural tem tido aumentos exponenciais em sua demanda mundial, uma vez que este se enquadra em um perfil energético de alto rendimento e pouco poluente. De forma a suprir essa demanda de flexibilidade energética de baixo impacto ambiental, o número de terminais de estocagem e regaseificação de GNL pelo mundo tende a aumentar significativamente nos próximos anos.

O objetivo do presente trabalho foi fazer a análise de confiabilidade de um terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito, identificando os equipamentos críticos à sua operabilidade. Em seguida, foram propostas alternativas de configuração e arranjo dos equipamentos críticos do terminal, com a principal função de diminuir as perdas produtivas referentes às falhas dos equipamentos e elevar ao máximo a eficiência produtiva do terminal.

O programa MAROS (*Maintainability Availability Reliability Operability Simulator*) foi utilizado na simulação do Caso Base e dos Estudos de Caso elaborados para elevar a confiabilidade do terminal, mostrando como a introdução de equipamentos redundantes em pontos críticos do terminal podem levar a altos ganhos em eficiência produtiva, segurança e financeiros.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| ÍNDICE DE TABELAS | viii |
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1. Contextualização | 1 |
| 1.1.1. Contexto Mundial | 4 |
| 1.1.2. Contexto Nacional | 7 |
| 1.2. Objetivos | 9 |
| 1.3. Estrutura do Trabalho | 9 |
| 2. ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE | 10 |
| 2.1 Introdução | 10 |
| 2.2 Conceitos Básicos da Engenharia de Confiabilidade | 12 |
| 3. DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO | 18 |
| 3.1 Software MAROS | 18 |
| 3.2 Descritivo do Processo | 21 |
| 3.3 Premissas Gerais da Análise | 30 |
| 4. RESULTADOS | 32 |
| 4.1. Resultados do Caso Base | 32 |
| 4.1.1. Eficiência Produtiva | 32 |
| 4.1.2. Criticidade de Sistemas | 36 |
| 4.1.2.1 Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 37 |
| 4.1.2.2 Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário | 38 |
| 4.1.2.3 Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural | 39 |
| 4.1.3 Criticidade de Equipamentos | 40 |
| 4.2. Estudos de Caso | 42 |
| 4.2.1. Caso 01 | 43 |
| 4.2.2. Caso 02 | 46 |
| 4.2.3. Caso 03 | 49 |
| 4.2.4. Caso 04 | 52 |
| 4.2.4.1 Eficiência Produtiva | 52 |
| 4.2.4.2 Criticidade de Sistemas | 55 |
| 4.2.4.3 Criticidade de Equipamentos | 56 |
| 4.3. Comparativo de Resultados | 58 |
| 5. CONCLUSÃO | 60 |
| 6. REFERÊNCIAS | 61 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Navio Tanque de GNL | 3 |
| Figura 2 – Cadeia de valor do GNL..... | 4 |
| Figura 3 – Evolução histórica do comércio global de GNL | 5 |
| Figura 4 – Participação do gás natural na oferta primária de energia no mundo | 7 |
| Figura 5 – Curva da Banheira | 13 |
| Figura 6 – Relação entre a Confiabilidade e a Taxa de Falha..... | 15 |
| Figura 7 – Representação gráfica do MTBF, MTTF e MTTR | 16 |
| Figura 8 – Relação entre quantidade real produzida e a quantidade programada de produção. | 17 |
| Figura 9 – Esquemático de Entradas e Saídas do MAROS | 19 |
| Figura 10 – Diagrama de Blocos do MAROS | 19 |
| Figura 11 – Diagrama de Blocos do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário | 20 |
| Figura 12 – Fluxograma de Processo do Terminal de Regaseificação de GNL..... | 22 |
| Figura 13 – Sistema de Descarregamento Naval de GNL..... | 23 |
| Figura 14 – Sistema de Descarregamento Naval de GNL..... | 25 |
| Figura 15 – Sistema de Gás combustível e Boil Off Gas..... | 26 |
| Figura 16 – Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 27 |
| Figura 17 – Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural | 28 |
| Figura 13 – Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal..... | 33 |
| Figura 14 – Gráfico de Performance | 34 |
| Figura 15 – Disponibilidade em função do tempo de operação..... | 35 |
| Figura 16 – Relação entre frequência de paradas totais e suas durações | 35 |
| Figura 17 – Perda absoluta e relativa por sistema..... | 36 |
| Figura 18 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 38 |
| Figura 19 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário 39 | |
| Figura 20 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural | 40 |
| Figura 21 – Perda absoluta e relativa por equipamento | 41 |
| Figura 22 – Caso 01 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal | 44 |
| Figura 23 – Caso 01 - Gráfico de Performance | 45 |
| Figura 24 – Caso 01 - Perda absoluta e relativa por sistema..... | 45 |
| Figura 25 – Caso 02 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal | 47 |
| Figura 26 – Caso 02 - Gráfico de Performance | 47 |
| Figura 27 – Caso 02 - Perda absoluta e relativa por sistema..... | 48 |
| Figura 28 – Caso 03 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal | 50 |
| Figura 29 – Caso 03 - Gráfico de Performance | 50 |
| Figura 30 – Caso 03 - Perda absoluta e relativa por sistema..... | 51 |
| Figura 31 – Caso 04 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal | 53 |
| Figura 32 – Caso 04 - Gráfico de Performance | 53 |
| Figura 33 – Caso 04 - Disponibilidade em função do tempo de operação..... | 54 |
| Figura 34 – Caso 04 - Relação entre frequência de paradas totais e suas durações..... | 55 |
| Figura 35 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por sistema..... | 56 |
| Figura 36 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por equipamento | 57 |
| Figura 37 – Comparativo de Eficiência entre os casos simulados | 58 |
| Figura 38 – Comparativo Financeiro entre os casos simulados | 59 |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Fração molar do gás natural de acordo com sua forma de obtenção | 2 |
| Tabela 2 – Alocação e Status dos terminais de regaseificação de GNL pelo mundo | 6 |
| Tabela 3 – Primeiras importações de GNL em terminais brasileiros | 8 |
| Tabela 4 – Lista de Sistemas Considerados | 23 |
| Tabela 5 – Lista de equipamentos do Sistema de Descarregamento Naval | 24 |
| Tabela 6 – Lista de equipamentos do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário..... | 25 |
| Tabela 7 – Lista de equipamentos do Sistema de Gás combustível e <i>Boil Off Gas</i> | 27 |
| Tabela 8 – Lista de equipamentos do Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 28 |
| Tabela 9 – Lista de equipamentos do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural . | 29 |
| Tabela 10 – Dados de Falha e de Reparo | 31 |
| Tabela 11 – Sumário de Performance do Caso Base | 33 |
| Tabela 12 – Perda absoluta e relativa por sistema | 36 |
| Tabela 13 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 37 |
| Tabela 14 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário | 38 |
| Tabela 15 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural | 39 |
| Tabela 16 – Perda absoluta e relativa por equipamento | 40 |
| Tabela 17 – Equipamentos críticos | 42 |
| Tabela 18 – Sumário de Performance dos Estudos de Caso | 43 |
| Tabela 19 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 43 |
| Tabela 20 – Caso 01 - Perda absoluta e relativa das Bombas <i>Booster</i> | 46 |
| Tabela 21 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Bombeio de Alta Pressão | 46 |
| Tabela 22 – Caso 02 - Perda absoluta e relativa das Bombas Submersas | 48 |
| Tabela 23 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural | 49 |
| Tabela 24 – Caso 03 - Perda absoluta e relativa das Bombas Submersas | 51 |
| Tabela 25 – Lista de novos equipamentos do terminal de regaseificação de GNL otimizado .. | 52 |
| Tabela 26 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por sistema | 55 |
| Tabela 27 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por equipamento..... | 56 |

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização

O gás natural é um dos tipos de combustíveis comerciais mais limpos para consumo e, quando queimado, produz basicamente dióxido de carbono, água vaporizada e uma pequena quantia de óxido de nitrogênio e monóxido de carbono. Se comparado a outros combustíveis de origem fóssil, é o mais limpo devido ao baixo percentual de carbono e enxofre liberado em sua combustão. (PETROBRAS, 2012)

Além disso, o gás natural possui a interessante característica de favorecer uma maior durabilidade aos equipamentos que o utilizam, reduzindo ainda mais os impactos ambientais decorrentes de sua utilização.

Devido a sua versatilidade, o gás natural pode ser utilizado em aplicações domésticas, industriais e automotivas, substituindo a gasolina, o etanol, o óleo diesel e como fonte de geração de energia elétrica, através da geração de vapor. (PETROBRAS, 2012)

A tendência mundial de utilização de combustíveis mais limpos tem aumentado consideravelmente os investimentos na expansão da rede de distribuição e em novas tecnologias que estimulem a oferta e o consumo de gás natural pelo mundo. (PETROBRAS, 2012)

O gás natural pode ser obtido de duas formas: associada e não associada. O gás é obtido de forma associada quando o mesmo encontra-se misturado ao óleo cru e sua produção é dependente da extração de óleo do reservatório. Quando o gás do reservatório encontra-se livre ou com quantidades muito pequenas de óleo, este é extraído de forma não associada, ou seja, sua produção independe da produção de óleo. A Tabela 1 mostra a variação típica nas frações molares do gás natural, de acordo com a forma de extração do mesmo. (ANP, 2010)

Tabela 1 – Fração molar do gás natural de acordo com sua forma de obtenção

| Elementos | Obtenção Associada – Fração (%) | Obtenção Não Associada – Fração (%) |
|----------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| Metano | 65,18 | 85,48 |
| Etano | 11,11 | 8,26 |
| Propano | 4,82 | 3,06 |
| I-Butano | 0,57 | 0,47 |
| N-Butano | 1,16 | 0,85 |
| I-Pentano | 0,16 | 0,20 |
| N-Pentano | 0,20 | 0,24 |
| Hexano | 0,06 | 0,21 |
| Heptano e superiores | 0,09 | 0,06 |
| Nitrogênio | 16,52 | 0,53 |
| Dióxido de carbono | 0,13 | 0,64 |
| Total | 100 | 100 |

Fonte: FILHO, 2005

O transporte do gás natural pode ser feito de várias maneiras, porém para transporte *offshore* de longas distâncias, a mais atrativa envolve sua liquefação, tornando possível o transporte de uma quantidade maior de gás, em volumes reduzidos.

O transporte do Gás Natural Liquefeito (GNL) pode ocorrer por meio de navios tanque ou de caminhões-tanque. Os navios tanque (Figura 1) são normalmente utilizados no comércio internacional, em que geralmente se percorrem grandes distâncias, possibilitando, assim, economias de escala. Os caminhões-tanque são utilizados para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos de transporte, dando origem ao conceito de “gasoduto virtual”, que é utilizado para atender um mercado consumidor mais afastado dos grandes terminais de regaseificação. Os navios e caminhões são equipados com tanques com isolamento térmico, que permitem a manutenção do gás natural em estado líquido. (ANP, 2010)

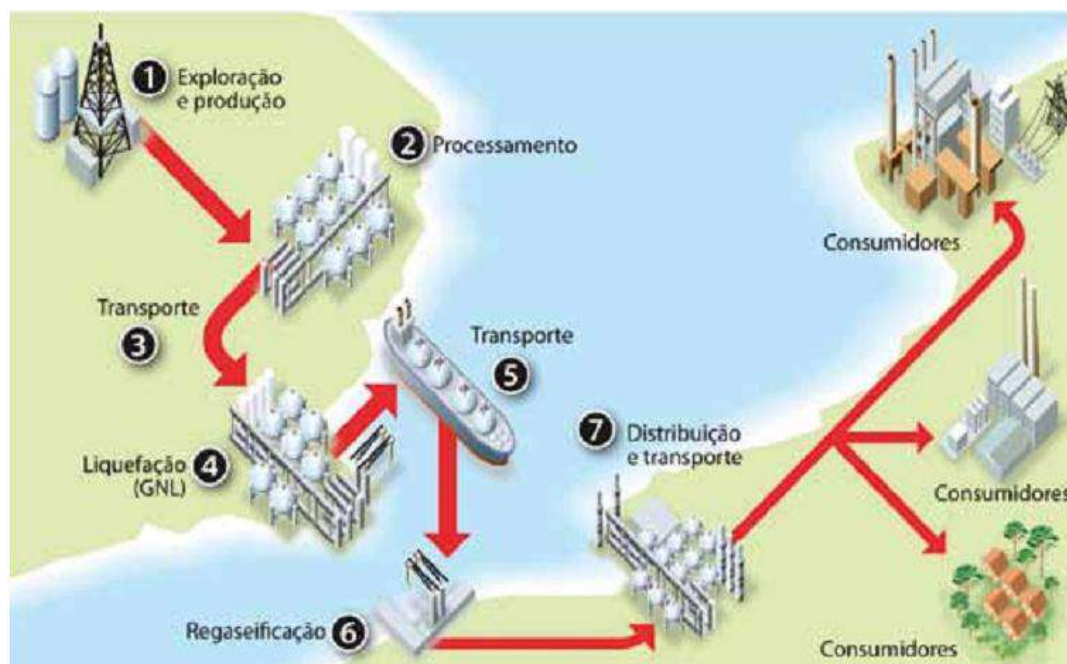


Fonte: <http://portalnaval.com.br/noticia/29511/transpetro-adia-entrega-de-propostas-para-navios-gaseiros>

Figura 1 – Navio Tanque de GNL

Para ter aplicabilidade, independentemente de como é transportado, o GNL precisa ser submetido a um processo de regaseificação, que pode ser realizado em planta própria ou unidade móvel, ao atingir o seu destino.

Em caso de transporte marítimo, a cadeia de valor do GNL compreende as atividades representadas na Figura 2. O gás natural é extraído dos reservatórios e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Em seguida, é enviado aos terminais de liquefação e carregado em navios tanque, que transportam o GNL até os terminais de regaseificação. Uma vez regaseificado, o gás natural é alimentado à malha de dutos de distribuição e logisticamente dividido entre os consumidores.



Fonte: ANP, 2010

Figura 2 – Cadeia de valor do GNL

1.1.1. Contexto Mundial

A história da liquefação do gás natural foi iniciada com sua primeira demonstração pelo britânico Michael Faraday em 1845, mas o primeiro experimento prático de uma máquina compressora de refrigeração foi com o engenheiro alemão Karl Von Linde em 1873. (SHIVELY, 2010)

Em 1959, o primeiro navio tanque de GNL foi um cargueiro da segunda grande guerra mundial, que foi batizado pelo nome “The Methane Pioneer” (O Pioneiro do Metano) que carregava uma carga de GNL de Lake Charles, Louisiana para Canvey Island, no Reino Unido, e depois de 14 meses, outros sete cargueiros foram customizados. (SHIVELY, 2010)

Essas primeiras viagens puderam prover a viabilidade do transporte para o GNL. Logo no final dos anos 60 e princípio dos anos 70, pequenos terminais já estavam em funcionamento na Espanha, Itália e França. (SHIVELY, 2010)

Em pouco tempo diversos países começaram a se interessar pelo GNL devido à Crise do Óleo. O Japão expandiu sua capacidade de armazenagem com novos terminais e passou a trazer carregamentos de vários países europeus, Austrália, Brunei, Malásia, Indonésia, Qatar e dos Emirados Árabes.

A Coreia se tornou o segundo maior importador asiático, na década de 80, seguido por Taiwan, na década de 90, que liderava o mercado de consumo de GNL. (SHIVELY, 2010)

Logo no início do século XXI o interesse pelo GNL começou a crescer novamente, guiado pelo crescimento da demanda com um aumento entre 2000 e 2008 de 64%. Este crescimento foi devido à adesão de países como Argentina, Brasil, China, Índia e México ao grupo de importadores/exportadores de GNL. (SHIVELY, 2010)

Uma das principais mudanças observadas nos últimos anos na indústria de gás natural no mundo foi o aumento da penetração do gás na matriz energética de diferentes países e a opção cada vez mais utilizada de comercialização do produto por meio do GNL, como mostra a Figura 3. (SHIVELY, 2010)

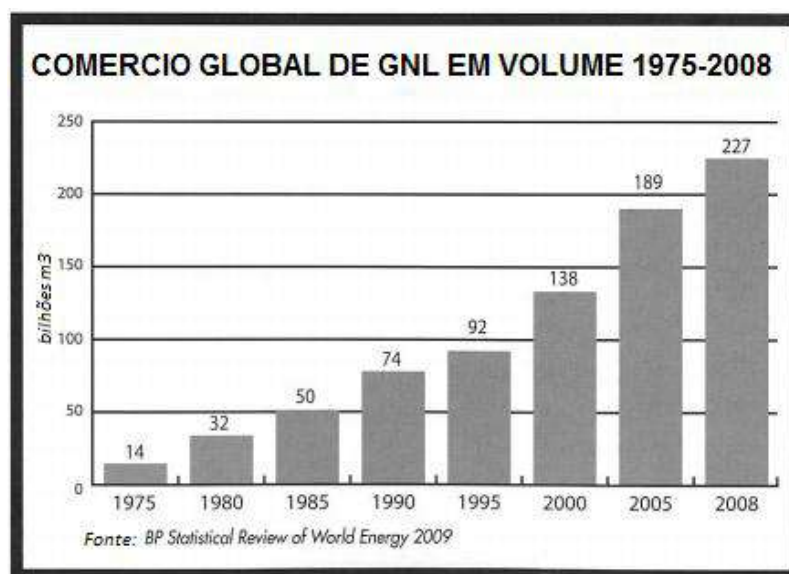


Figura 3 – Evolução histórica do comércio global de GNL

A Tabela 2 apresenta a situação dos terminais de regaseificação pelo mundo, classificados em: operacionais, em construção e em estágio de aprovação. De acordo com os dados apresentados, verifica-se que estão em operação 69 terminais de regaseificação em 22 países. Japão, Estados Unidos, Espanha e Coreia do Sul detêm aproximadamente 67% das instalações. Considerando as instalações em operação e em construção no mundo, pode-se chegar a 84 terminais de regaseificação de GNL em um horizonte próximo.

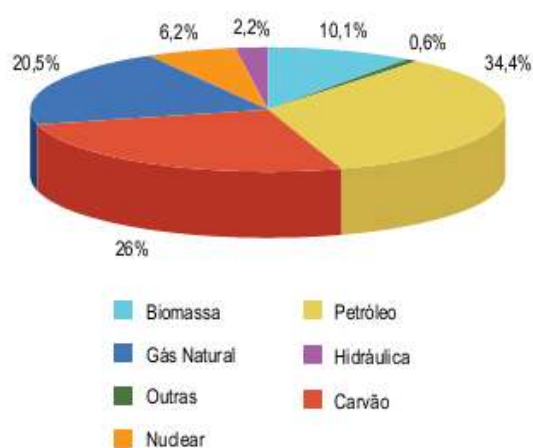
Tabela 2 – Alocação e Status dos terminais de regaseificação de GNL pelo mundo

| País | Status das plantas de regaseificação | | | Total | País | Status das plantas de regaseificação | | | Total |
|----------------|--------------------------------------|---------------|-----------|-------|----------------------|--------------------------------------|---------------|-----------|-------|
| | Operacional | Em construção | Planejada | | | Operacional | Em construção | Planejada | |
| Japão | 26 | 3 | 2 | 31 | Portugal | 1 | | | 1 |
| Estados Unidos | 8 | 2 | 35 | 45 | República Dominicana | 1 | | | 1 |
| Espanha | 5 | 2 | 1 | 8 | Tailândia | | 1 | | 1 |
| Coreia do Sul | 4 | | | 4 | Filipinas | | | 3 | 3 |
| Reino Unido | 3 | 1 | 4 | 8 | Holanda | | | 3 | 3 |
| Itália | 2 | | 11 | 13 | Indonésia | | | 2 | 2 |
| Índia | 2 | 1 | 7 | 10 | Paquistão | | | 2 | 2 |
| França | 2 | 1 | 2 | 5 | Suécia | | | 2 | 2 |
| México | 2 | | 6 | 8 | Alemanha | | | 1 | 1 |
| BRASIL | 2 | | 1 | 3 | África do Sul | | | 1 | 1 |
| Turquia | 2 | | | 2 | Bahamas | | | 1 | 1 |
| China | 1 | 2 | 15 | 18 | Chipre | | | 1 | 1 |
| Formosa | 1 | 1 | | 2 | Croácia | | | 1 | 1 |
| Chile | 1 | 1 | | 2 | El Salvador | | | 1 | 1 |
| Canadá | 1 | | 6 | 7 | Emirados Árabes | | | 1 | 1 |
| Argentina | 1 | | | 1 | Irlanda | | | 1 | 1 |
| Bélgica | 1 | | | 1 | Jamaica | | | 1 | 1 |
| Grécia | 1 | | | 1 | Nova Zelândia | | | 1 | 1 |
| Coveite | 1 | | | 1 | Polónia | | | 1 | 1 |
| Porto Rico | 1 | | | 1 | Singapura | | | 1 | 1 |

Fonte: ANP, 2010

Cabe destacar, a quantidade de projetos de terminais em construção e/ou aprovados na China e nos Estados Unidos, independentemente de suas capacidades nominais, o que revela a intenção de ambos os países de diversificar suas fontes energéticas, principalmente por questões de segurança do abastecimento e estreitamento das regulações ambientais. É importante notar que a Índia também está em processo de ampliação imediata de sua capacidade de importação, aumentando ainda mais a participação da região da Ásia-Pacífico no mercado consumidor de GNL.(ANP, 2010)

A Figura 4 mostra como o gás natural se tornou indispensável à matriz energética mundial.



Fonte: IEA, 2008

Figura 4 – Participação do gás natural na oferta primária de energia no mundo

1.1.2. Contexto Nacional

A utilização de gás natural no Brasil vem numa taxa crescente extremamente significativa. Em um cenário de economia financeira alta, empresas em todo país têm utilizado as formas mais baratas de combustíveis e as formas mais confiáveis de armazenamento e análises de custos e confiabilidade. (FILHO, 2005)

O gás natural quando era encontrado junto ao petróleo era tomado como um estorvo, pois naturalmente exigia uma série de procedimentos de segurança para sua extração, o que impreterivelmente encarecia e complicava o processo e atividade de prospecção, mas no início dos anos 80 essa fonte de energia teve um dos maiores índices de crescimento mundial. No Brasil os números podem ser até maiores, pois as fontes de gás natural tem se mostrado cada vez maiores, assim como os investimentos de empresas nacionais e multinacionais têm trazido ao campo de gás natural projeções cada vez mais expressivas. (FILHO, 2005)

No contexto de restrições à oferta de gás natural no mercado brasileiro e da política de aumento da produção nacional, foram construídos dois terminais de regaseificação para viabilizar a importação de GNL – o que se tornou uma importante opção para aumentar o suprimento de gás natural no Brasil.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução nº 4, de 24/11/2006, estabeleceu diretrizes para a implementação de projetos de importação de GNL, de modo a “garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural”. (ANP. 2010)

Com base neste ato administrativo e em seu Plano de Negócios 2007-2011, a Petrobras apresentou dois projetos de terminais de importação de GNL, um em Pecém (CE) e outro na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade para regaseificar, respectivamente, 7 milhões de m³/dia e 14 milhões de m³/dia. A Petrobras iniciou a importação de GNL no mês de novembro de 2008, com a chegada do primeiro navio tanque no Terminal de Pecém (CE). As primeiras importações de GNL vindas de Trinidad e Tobago e regaseificadas em

terminais brasileiros estão apresentadas na Tabela 3, com seus respectivos volumes de GNL importado e gás natural produzido. (ANP. 2010)

Tabela 3 – Primeiras importações de GNL em terminais brasileiros

| | País de origem | Destino | Volume medido (m³ GNL) | Volume equivalente (m³ Gás) | Energia disponível (milhões BTU) | boil-off consumido (milhões BTU) |
|--------|-----------------------|------------------------|--|---|---|---|
| nov/08 | Trinidad e Tobago | Pecém (CE) | 57.872,10 | 34.723.262,40 | 1.278.717,00 | 395.558,00 |
| dez/08 | - | - | - | - | - | - |
| jan/09 | - | - | - | - | - | - |
| fev/09 | - | - | - | - | - | - |
| mar/09 | Trinidad e Tobago | Baía de Guanabara (RJ) | 52.000,00 | 31.200.000,00 | 1.172.315,00 | - |
| abr/09 | Trinidad e Tobago | Pecém (CE) | 50.538,46 | 30.323.078,40 | 1.140.155,00 | 279.611,00* |
| mai/09 | - | - | - | - | - | - |

Fonte: ANP, 2010

O crescimento abrupto na busca do gás natural pode se relacionar diretamente à busca de maiores fontes de energia vindas do petróleo. O Brasil é um dos países que mais cresceu nos últimos anos no aumento na exploração e prospecção de petróleo.

O aumento da procura e utilização do gás natural no Brasil também é relacionado à importação do material da Bolívia, que detém um dos maiores depósitos naturais da América latina.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo fazer a análise de confiabilidade de um terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito, identificar seus equipamentos críticos e prover alternativas de configuração e arranjo dos equipamentos do terminal através de estudos de caso adicionais. Esses estudos de caso têm como principal função diminuir as perdas produtivas referentes às falhas dos equipamentos e elevar ao máximo a eficiência produtiva do terminal.

1.3. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado da seguinte forma:

O Capítulo 2 descreve um breve histórico da engenharia de confiabilidade e demonstra os conceitos básicos da mesma.

O Capítulo 3 define a metodologia aplicada, as condições base do processo, as premissas e os dados de falha e reparo considerados para a simulação do terminal. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos para a simulação do caso base e todos os estudos de caso propostos.

O Capítulo 5 consiste nas conclusões sobre o trabalho realizado e sugestões para futuros projetos. Enquanto no capítulo 6, encontram-se as referências utilizadas para a elaboração do trabalho.

2. ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE

2.1 Introdução

Atualmente as indústrias, caracterizadas por grandes volumes de produção e alta complexidade, são equipadas com sistemas de automação altamente sofisticados, tornando-se fundamentalmente necessário conhecer e controlar as possibilidades de falhas, parciais ou globais, que possam comprometer a produtividade e a segurança. As perdas operacionais traduzem-se aqui por elevados prejuízos econômicos para a empresa e as falhas relacionadas aos sistemas de segurança podem levar a prejuízos que vão além dos financeiros.

Elevadas exigências de produtividade e segurança levaram à criação e desenvolvimento de uma nova ciência: ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE. Esta disciplina tem por escopo os métodos, critérios e estratégias que devem ser aplicados nas fases de concepção, projeto, operação e manutenção de modo a garantir o máximo em termos de eficiência, segurança, economia e continuidade operacional.

A engenharia de Confiabilidade usa como ferramentas principais:

- O conhecimento das causas de falhas e dos parâmetros que as caracterizam;
- As regras e estratégias para melhorar o desempenho dos sistemas, dentre elas a implementação de redundância e planejamento de manutenção, por exemplo.

Uma das finalidades da análise de confiabilidade é a elaboração de conceitos que permitam a concepção de sistemas muito complexos (plantas químicas, usinas nucleares, redes elétricas, aviões, sistema de controle e proteção, entre outros) capazes de funcionar satisfatoriamente mesmo com a ocorrência de falhas em alguns dos seus componentes mais críticos. Para isso são implementados componentes redundantes que são acionados em caso de falha dos componentes principais e elaborados programas de manutenção altamente rigorosos.

Uma das primeiras áreas onde foram empregadas noções de confiabilidade ocorreu no desenvolvimento dos mísseis de Von Braun na Alemanha durante a década de 40. A partir desta data inúmeros setores da indústria foram aderindo à Engenharia de Confiabilidade e contribuindo para sua maturação, dentre eles: a indústria aeronáutica (década de 50); a indústria bélica americana (a partir da década de 60); a indústria nuclear (a partir da década de 70); a indústria de processos químicos (a partir da década de 80), entre outros.

Atualmente a Engenharia de Confiabilidade é amplamente empregada em quase todos os setores industriais, tendo atuação mais representativa nos seguintes setores:

- Aeronáutica e Aeroespacial
- Nuclear
- Elétrico
- Eletrônica e Computadores
- Química e Petroquímica
- Siderúrgico
- Petróleo (offshore, refinarias, transporte)
- Celulose
- Telecomunicações
- Espacial

2.2 Conceitos Básicos da Engenharia de Confiabilidade

Os conceitos apresentados nesse capítulo são baseados nas teorias de Moss (2005) e Ansell, Phillips (2007).

TAXA DE FALHA: Entende-se por falha a perda parcial ou total de um determinado critério de desempenho, de um componente ou sistema. A ocorrência da mesma impossibilita o funcionamento do sistema de forma perfeita, levando à redução da eficiência designada para um sistema. As falhas são inerentes ao funcionamento de qualquer sistema ou componente, porém podem ser agravadas por envelhecimento, desgaste ou por algum erro de projeto.

As falhas podem ser classificadas de acordo com o nível de degradação da capacidade operacional, como:

- Falha Crítica ou Total: falha que leva à cessão completa da função do sistema ou equipamento, sendo necessário interromper a utilização do mesmo. Exemplo: ruptura total de uma tubulação.

- Falha Degradada ou Parcial: falha que leva à perda parcial da função do sistema ou equipamento, sendo possível continuar a utilização do mesmo, porém tendo em mente que o sistema operará com eficiência reduzida. Exemplo: vazamento pelos flanges de uma tubulação.

- Falha Insipiente: falha que não acarreta em perda da função ou sistema, sendo possível continuar a utilização do mesmo operando com eficiência máxima. Exemplo: vibração não excessiva ou ruído.

A Taxa de Falha, representada pelo parâmetro λ , remete a propensão à falha de um equipamento ou sistema em função da sua idade ou do seu tempo de operação (número de falhas/tempo de funcionamento). A taxa de falha pode ser expressa pela equação 1:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} t^{(\beta-1)} \quad (1)$$

onde β = fator de forma e η = vida característica do sistema ou equipamento em análise. Vale ressaltar que muitos valores utilizados para taxas de falha são obtidos empiricamente ou em bancos de dados internacionais.

A curva mais característica para taxa de falha da maioria dos componentes e sistemas, em relação ao tempo de vida do mesmo, é designada por Curva em Banheira ou Curva da Bacia, representada na Figura 5, na qual se distinguem três estágios:

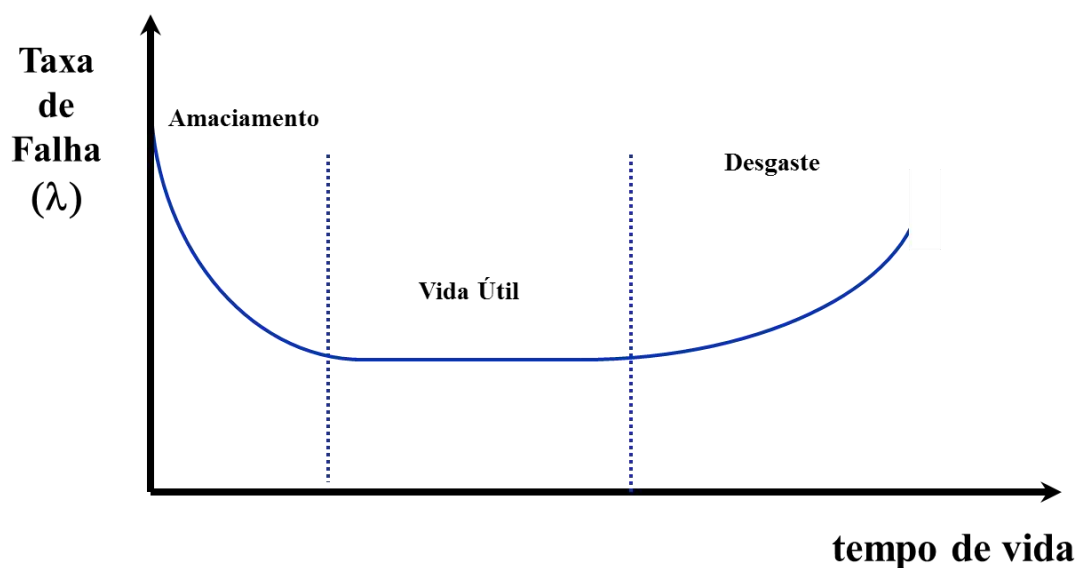


Figura 5 – Curva da Banheira

- Estágio de Amaciamento: Corresponde ao período de partida do componente ou sistema e é caracterizado por uma taxa de falha elevada, porém decrescente com o tempo tendendo para um valor constante. Durante o estágio de amaciamento ocorrem muitas falhas precoces, inerentes à implementação e comissionamento de um novo componente ou sistema.

- Estágio da Vida Útil: Trata-se de um período de taxa de falhas constante. Este período normalmente engloba a maior parte da vida útil do componente ou sistema, onde as falhas são caracterizadas por sua aleatoriedade, uma vez que dependem das condições em que o componente ou sistema se insere, por exemplo, pressão, temperatura e características do meio em geral.

- Estágio de Desgaste: Engloba o período em que a taxa de falhas sobe rapidamente, devido à deterioração (mecânica, química, corrosiva, entre outras) prolongada sofrida pelo componente ou sistema durante sua vida útil. Este estágio tende a ser retardado através de boas práticas de manutenção preventiva e a escolha dos materiais mais adequados à condição em que o equipamento estará inserido.

CONFIABILIDADE – Define-se como a probabilidade de que um sistema (componente, equipamento, cadeia de máquinas) opere com sucesso por um período de tempo especificado e sob condições de operação também especificadas.

Utilizando como base um sistema com diversos componentes, sua confiabilidade constitui a probabilidade de funcionamento do sistema sem falhas durante um tempo t , cuja função designativa é descrita pela equação 2:

$$R(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad (2)$$

onde $R(t)$ representa a confiabilidade do componente, λ sua taxa de falha e t o tempo.

Assumindo a premissa de que os diversos componentes do sistema em análise possuem uma taxa de falha constante, a confiabilidade individual de cada componente para uma missão de duração t , é descrita pela seguinte equação 3:

$$R(t) = e^{-\lambda.t} \quad (3)$$

onde λ representa a taxa de falha do componente e $R(t)$ sua confiabilidade. Mantendo-se as atuais premissas e considerando que durante o início da operação este componente funciona perfeitamente, a confiabilidade no instante inicial é um, representada pela equação 4:

$$R(t=0) = 1 \quad (4)$$

Analisando a Figura 6, pode-se observar que o aumento da taxa de falha de um equipamento ou sistema, acarreta em diminuição da confiabilidade do mesmo para atingir o tempo objetivado.

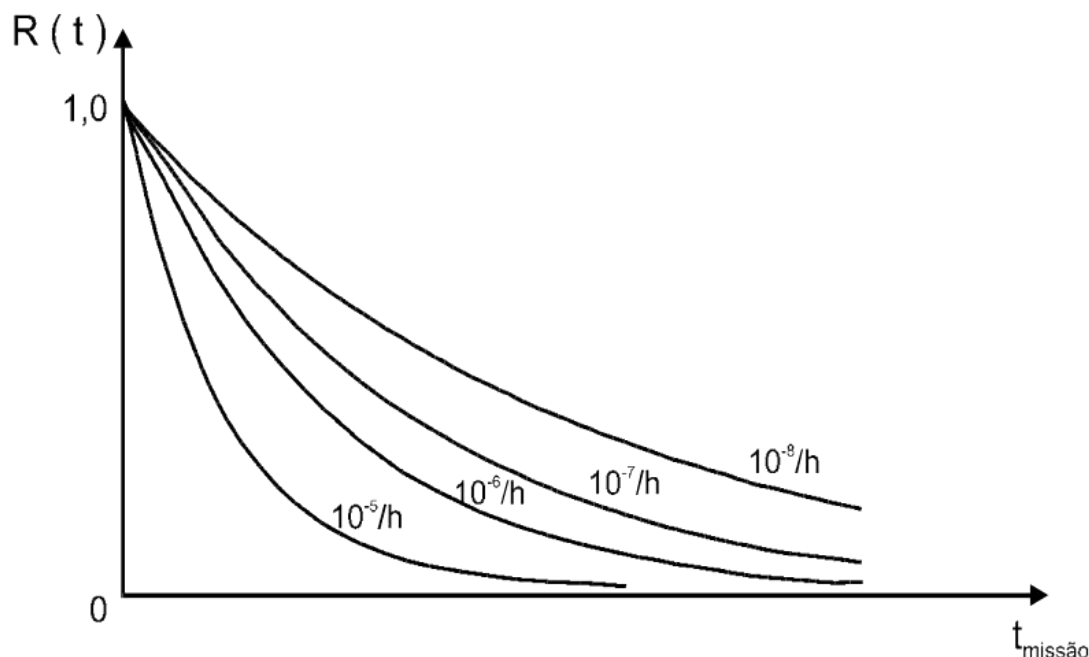


Figura 6 – Relação entre a Confiabilidade e a Taxa de Falha

TEMPO MÉDIO PARA FALHAR (MTTF, do inglês *Mean Time To Failure*) –

Consiste no valor médio dos tempos de funcionamento do componente ou sistema, desde o início de sua operação até o momento da falha.

TEMPO MÉDIO PARA REPARO (MTTR, do inglês *Mean Time To Repair*) –

Representa a média dos tempos gastos com reparo de um componente ou sistema. Sua variabilidade está atrelada ao tipo de falha ocorrida, onde falhas críticas levam a reparos longos e falhas pequenas levam a reparos mais rápidos.

TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS (MTBF, do inglês *Mean Time Between Failures*) –

Representado pelo tempo médio existente entre a ocorrência de duas falhas consecutivas. Através desse valor é possível estimar quando uma falha irá ocorrer, sendo que quanto maior a grandeza do MTBF maior a confiabilidade do componente ou sistema em questão.

O MTBF pode ser representado pela equação 5:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (5)$$

A relação entre MTBF, MTTF e MTTR está melhor representado na Figura 7.

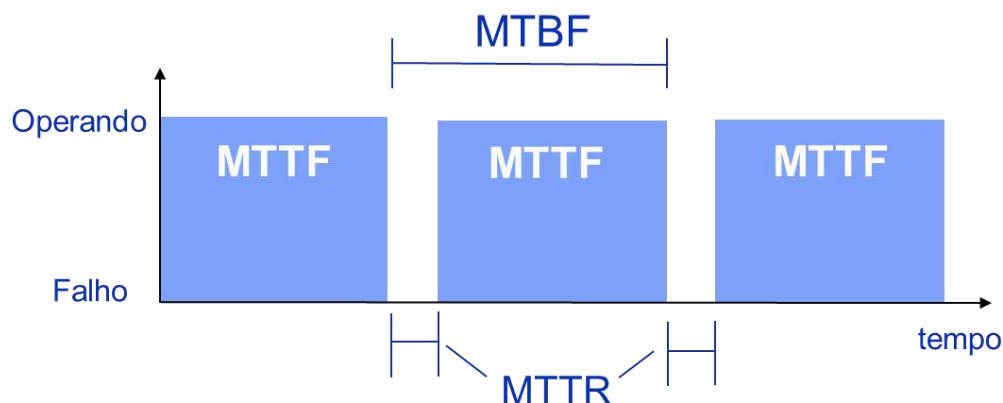


Figura 7 – Representação gráfica do MTBF, MTTF e MTTR

CONFIABILIDADE ESTIMADA – Trata-se da confiabilidade de um certo componente ou sistema obtida por ensaios empíricos, normalmente realizados pelo fabricante.

CONFIABILIDADE CALCULADA – Refere-se a confiabilidade obtida durante a implementação real dos componentes e dos sistemas em análise. É este valor da confiabilidade média de grande número de casos que permite a aferição das confiabilidades medida e prevista.

ARRANJO – Refere-se ao número de componentes colocados paralelamente em um sistema, fazendo com que esse possua redundância em caso de perda de um dos seus componentes. Por exemplo, ter um arranjo de bombas do tipo 2x100%, significa que cada uma das bombas tem condição de escoar 100% da produção e em caso de falha de uma delas a eficiência produtiva não será afetada.

EFICIÊNCIA – É um dos principais indicadores de desempenho e confiabilidade a ser analisado, sendo definida como a relação entre a quantidade de produto efetivamente produzida pelo sistema e aquela que poderia ser produzida se o processo funcionasse de forma perfeita, isto é, se

funcionasse sem falhas de qualquer tipo ou paradas preventivas. Assim, a eficiência produtiva é representada pela equação 6:

$$\text{Eficiência Produtiva} = \frac{\text{Quantidade Real Produzida (simulada)}}{\text{Quantidade Informada ou Programada de Produção}} \quad (6)$$

A Figura 8 demonstra a real produtividade de um sistema hipotético sendo igual a 100% menos o percentual referente aos intervalos onde houve parada ou perda parcial de produção.

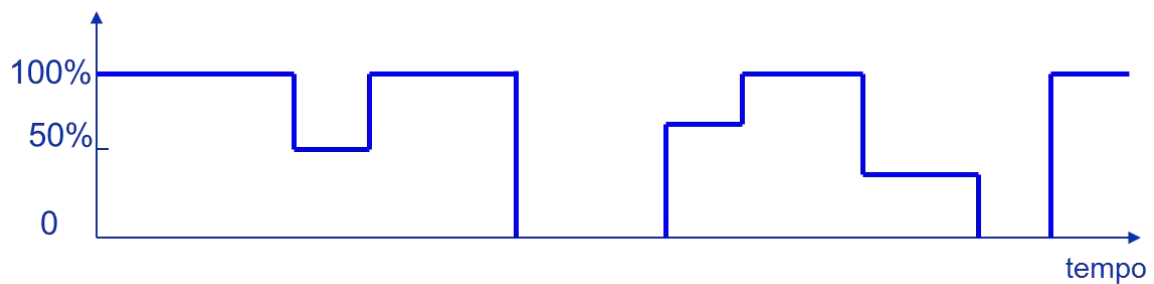


Figura 8 – Relação entre quantidade real produzida e a quantidade programada de produção.

3. DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

3.1 Software MAROS

O programa MAROS (*Maintainability Availability Reliability Operability Simulator*) será utilizado para a modelagem de cada uma das etapas do estudo, sendo estas a simulação do caso base e dos estudos de caso. Este *software* foi desenvolvido para a avaliação de confiabilidade de sistemas complexos utilizando o método de simulação por eventos discretos. As vantagens desse programa e desta abordagem são várias, sendo as principais:

- A possibilidade de considerar o balanço de massa através do sistema;
- A consideração da evolução temporal dos equipamentos ao longo da vida útil do sistema;
- A incorporação da curva de produção (variável ao longo do tempo) da unidade;
- A possibilidade de considerar os efeitos da logística (tempo de mobilização, sobressalentes, disponibilidade das equipes de manutenção, etc.);
- A possibilidade de utilização de vários tipos de distribuições de probabilidade de falhas e tempos de reparos.

O programa MAROS simula cenários típicos do ciclo de vida de cada unidade de acordo com o perfil de produção através da técnica de simulação por eventos discretos. O modelo de cada instalação move-se de um estado para outro governado pela ocorrência da sequência de eventos. O progresso da simulação é por passos, da ocorrência de um evento para a próxima até que o tempo de simulação exceda o tempo de vida útil especificado para a instalação em análise.

A Figura 9 apresenta um esquemático dos tipos de dados de entrada aceitos pelo software, em letras azuis, e que tipo de informação pode ser obtido através da inserção de tais dados, representados pelos blocos azuis com letras amarelas.



Figura 9 – Esquemático de Entradas e Saídas do MAROS

Um cenário do ciclo de vida é uma sequência cronológica de eventos discretos, os quais simulam o comportamento real da unidade ao longo da sua vida útil. Para criar um cenário do ciclo de vida da unidade, o programa MAROS utiliza um modelo lógico da instalação, o qual é representado através de diagrama de blocos, como mostrado na Figura 10.



Figura 10 – Diagrama de Blocos do MAROS

Dentro de cada sistema são inseridos seus respectivos equipamentos, como mostra o exemplo na Figura 11. Cada equipamento é detalhado em um bloco específico, contendo seu arranjo, seus modos de falha e de reparo, seu impacto para o sistema e sua contribuição produtiva.

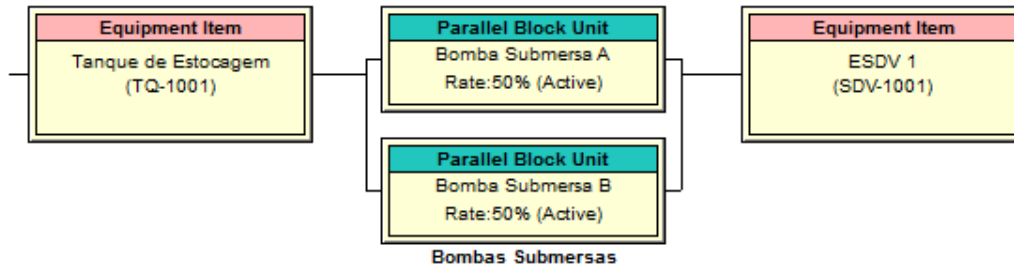


Figura 11 – Diagrama de Blocos do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário

Cabe destacar que os resultados obtidos com a utilização do MAROS são referentes a valores médios obtidos para 250 simulações do ciclo de vida da unidade, garantindo assim um alto nível de confiabilidade e consistência nos resultados apresentados.

3.2 Descritivo do Processo

O processo de um terminal de regaseificação de GNL consiste basicamente em retornar o gás natural a sua forma gasosa original, para então alimentar a malha de distribuição de gás, a fim de atender a demanda dos consumidores.

O terminal desenvolvido para a análise de confiabilidade foi baseado no esquemático de processo apresentado por Jung (2003), porém sofreu alterações no arranjo dos equipamentos, a fim de remover todos os equipamentos redundantes, tornando a falha de cada um deles crítica para o processo.

O GNL chega em navios tanque que após passarem pelo processo de atracamento são conectados ao terminal através dos braços de descarga. O navio então bombeia o GNL para o tanque de armazenamento. A partir do tanque, o GNL é bombeado ao sistema de vaporização e depois de vaporizado é finalmente enviado para os dutos de distribuição.

Para este estudo foi considerado um terminal com capacidade de produção de 10 MMm³/dia de gás natural. O mesmo foi projetado para ser autossuficiente em termos de utilidades como ar de instrumento, energia elétrica, entre outros.

A Figura 12 traz um ilustrativo do processo.

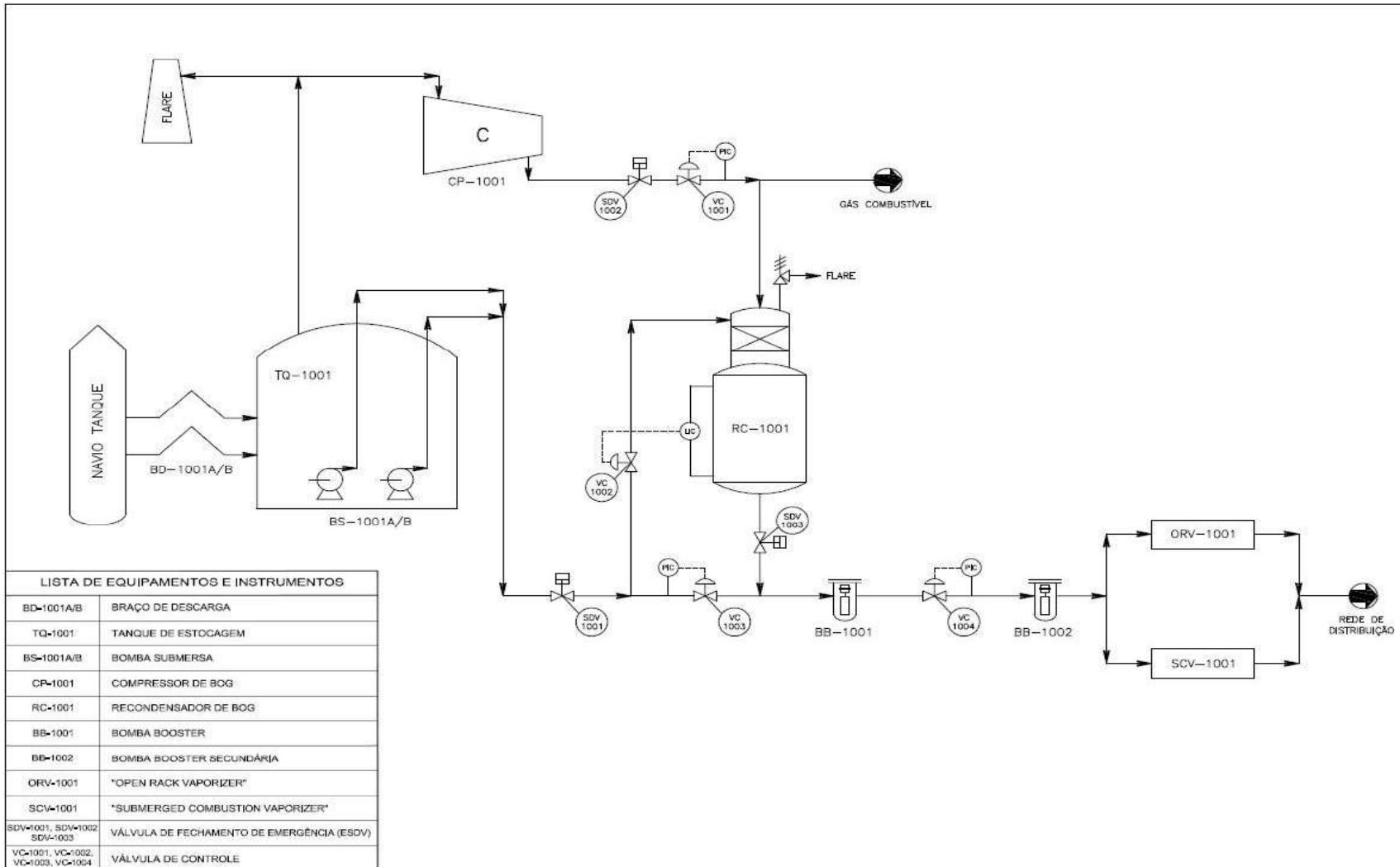


Figura 12 – Fluxograma de Processo do Terminal de Regaseificação de GNL

A Tabela 4 apresenta um sumário dos sistemas considerados na análise.

Tabela 4 – Lista de Sistemas Considerados

| | Nº | Sistema |
|----------|----|---|
| Processo | 1 | Descarregamento Naval de GNL |
| | 2 | Estocagem de GNL e Bombeio Primário |
| | 3 | Gás Combustível e <i>Boil off Gas</i> |
| | 4 | Bombeio de Alta Pressão |
| | 5 | Vaporização e Exportação de Gás Natural |

Os itens 3.2.1. a 3.2.5. apresentam o detalhamento de cada sistema, demonstrando os equipamentos críticos da análise e seu arranjo no projeto do terminal.

3.2.1. Sistema 01 – Descarregamento Naval de GNL

Serão considerados dois braços de descarga para conexão com o navio tanque, cada um com capacidade de descarregamento de 2500m³/h de GNL, fazendo com que a operação de transferência de todo o inventário do tanque de estocagem, com capacidade armazenamento de 100000 m³ de GNL, dure 20 horas. A Figura 13 destaca este sistema no fluxograma de processos do terminal.

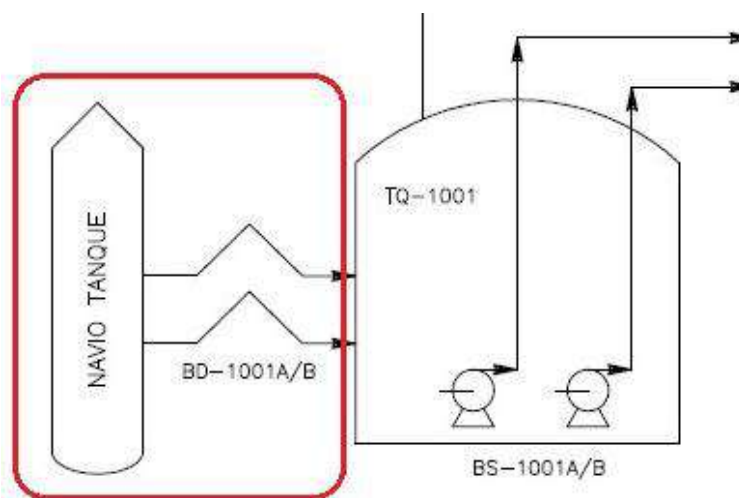


Figura 13 – Sistema de Descarregamento Naval de GNL

Os braços de descarga não estão em operação contínua, em condições normais, será considerado um dia de operação por semana para reenchimento do tanque de estocagem. Esse tipo de operação descontínua permite ainda que a maioria das atividades de manutenção nos braços de descarga ocorra periodicamente quando não está ocorrendo descarregamento do navio.

Falhas no sistema de descarregamento naval podem levar a atrasos e fazer o navio ficar mais tempo atracado, porém não tem impacto na produção de gás natural regaseificado, assumindo que haja volume suficiente no tanque de estocagem, fazendo com que as falhas deste sistema sejam consideradas não críticas em termos de eficiência produtiva.

Os equipamentos do Sistema de Descarregamento Naval incluídos na modelagem estão listados na Tabela 5.

Tabela 5 – Lista de equipamentos do Sistema de Descarregamento Naval

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto na eficiência produtiva |
|-------------------|------------|---------|---------------------------------|
| Braço de Descarga | BD-1001A/B | 2x50% | Sem Impacto |

3.2.2. Sistema 02 – Estocagem de GNL e Bombeio Primário

O Sistema conta com um tanque de estocagem com capacidade para 100000 m³ de GNL e duas bombas submersas, ambas necessárias para assegurar o envio de GNL necessário para os vaporizadores. A Figura 14 destaca este sistema no fluxograma de processos do terminal.

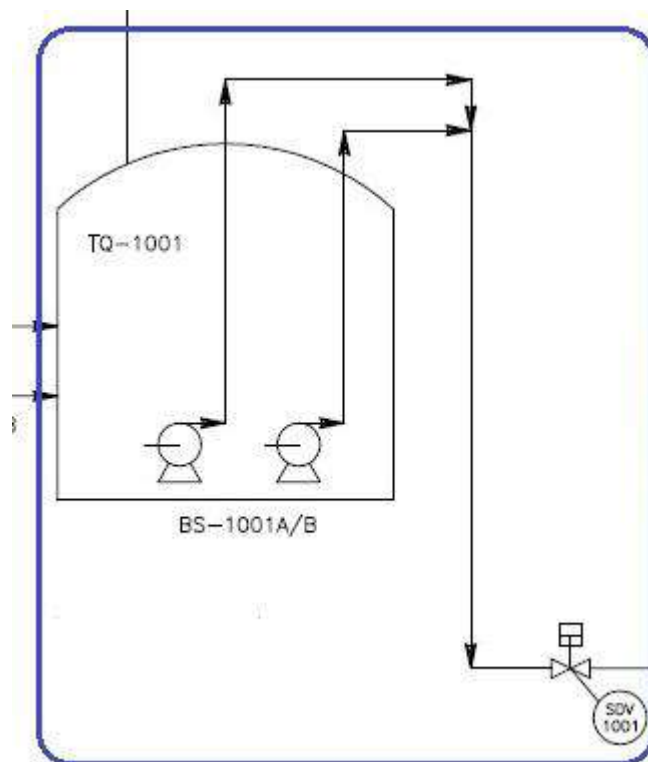


Figura 14 – Sistema de Descarregamento Naval de GNL

Os equipamentos do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário, incluídos na modelagem e seus respectivos impactos na eficiência produtiva, estão listados na Tabela 6.

Tabela 6 – Lista de equipamentos do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto na eficiência produtiva |
|--|------------|---------|---------------------------------|
| Tanque de Estocagem | TQ-1001 | 1x100% | 100% |
| Bomba Submersa | BS-1001A/B | 2x50% | 100% |
| Válvula de Fechamento de Emergência (ESDV) | SDV-1001 | 1x100% | 100% |

3.2.3. Sistema 03 – Gás combustível e *Boil Off Gas*

A expressão *Boil Off Gas* (BOG) é utilizada para descrever o gás natural que evapora, durante operação normal do terminal, e fica em equilíbrio com o GNL dentro do tanque de estocagem. A maior fração do BOG é composta de metano (99%) e sua formação ocorre devido às trocas de calor através das paredes do tanque de estocagem, equipamentos e dutos do terminal.

O BOG é coletado no topo do tanque de estocagem e comprimido para então ser enviado para o recondensador e utilizado como gás combustível no próprio terminal. No recondensador o BOG é misturado ao GNL subresfriado, é condensado e enviado ao Sistema de Bombeio de Alta Pressão. A Figura 15 destaca este sistema no fluxograma de processos do terminal.

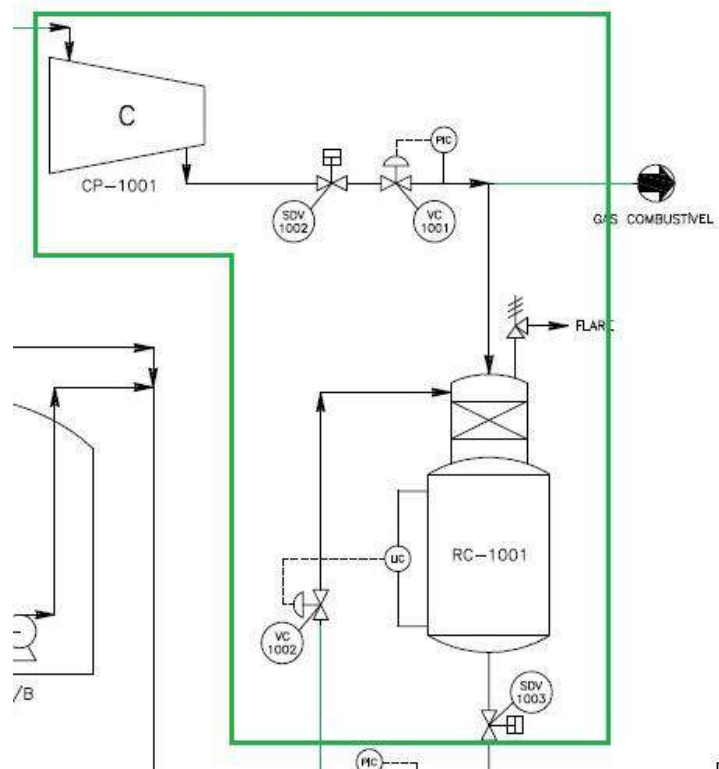


Figura 15 – Sistema de Gás combustível e Boil Off Gas

Em caso de falha de algum equipamento do sistema de BOG, este poderia ser enviado para queima no *flare* e o terminal continuar operando. Porém, seguindo a tendência de baixa emissão de poluentes e leis ambientais cada vez mais restritas, o *flare* será considerado um sistema para segurança

do terminal, sendo assim, a falha do sistema de BOG vai impactar na eficiência produtiva da unidade.

Os equipamentos do Sistema de Gás Combustível e *Boil Off Gas* incluídos na modelagem e seus respectivos impactos na eficiência produtiva, estão listados na Tabela 7.

Tabela 7 – Lista de equipamentos do Sistema de Gás combustível e *Boil Off Gas*

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto na eficiência produtiva |
|--|----------------------|------------------|---------------------------------|
| Compressor de BOG | CP-1001 | 1x100% | 100% |
| Recondensador de BOG | RC-1001 | 1x100% | 100% |
| Válvula de Controle | VC-1001 VC-1002 | 1x100% (cada) | 100% |
| Válvula de Fechamento de Emergência (ESDV) | SDV-1002 SDV-1003 | 1x100% (cada) | 100% |

3.2.4. Sistema 04 – Bombeio de Alta Pressão

O GNL proveniente do recondensador de BOG se junta à linha de saída do tanque de estocagem e vão para as bombas *booster*. O sistema consiste de um bombeamento em dois estágios com duas bombas em série, onde a pressão do GNL escoado é aumentada, para que o mesmo seja enviado ao Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural. A Figura 16 destaca este sistema no fluxograma de processos do terminal.

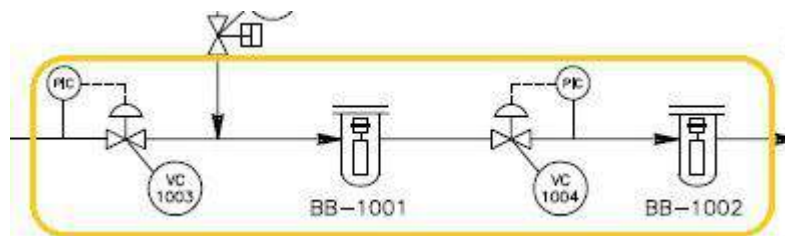


Figura 16 – Sistema de Bombeio de Alta Pressão

Os equipamentos do Sistema de Gás Combustível e *Boil Off Gas* incluídos na modelagem e seus respectivos impactos na eficiência produtiva, estão listados na Tabela 8.

Tabela 8 – Lista de equipamentos do Sistema de Bombeio de Alta Pressão

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto na eficiência produtiva |
|---------------------------------|--------------------|------------------|---------------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> | BB-1001 | 1x100% | 100% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária | BB-1002 | 1x100% | 100% |
| Válvula de Controle | VC-1003 VC-1004 | 1x100% (cada) | 100% |

3.2.5. Sistema 05 – Vaporização e Exportação de Gás Natural

O terminal opera com dois vaporizadores, um tipo ORV (do inglês *Open Rack Vaporizer*) e um SCV (do inglês *Submerged Combustion Vaporizer*), que são responsáveis por 100% da produção do gás natural que vai para a malha de distribuição. A Figura 17 destaca este sistema no fluxograma de processos do terminal.

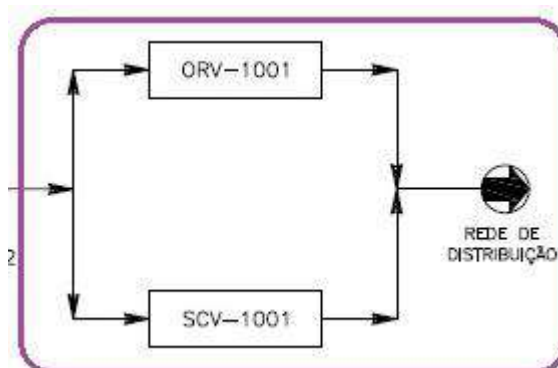


Figura 17 – Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

O ORV utiliza água do mar como fluido de troca térmica para vaporizar o GNL. A água do mar é captada por um sistema periférico de utilidades, tratada e então bombeada ao ORV. Em caso de parada dessa bomba o ORV não pode operar, logo sua falha é considerada crítica para o sistema, portanto esta estará incluída na modelagem.

O SCV utiliza tubos imersos em fluido aquecido para fazer a vaporização, por isso seu funcionamento independe do sistema de água do

Análise de Confiabilidade de um Terminal de Regaseificação de GNL

mar. O fluido de troca térmica, normalmente água, é aquecido utilizando o gás combustível captado no sistema de BOG.

Os equipamentos do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural incluídos na modelagem e seus respectivos impactos na eficiência produtiva, estão listados na Tabela 9.

Tabela 9 – Lista de equipamentos do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto na eficiência produtiva |
|---|------------|----------------|--|
| <i>Open Rack Vaporizers (ORV)</i> | ORV-1001 | 1x50% | 100% |
| <i>Submerged Combustion Vaporizer (SCV)</i> | SCV-1001 | 1x50% | 100% |
| Bomba de Água | BA-1001 | 1x100% | 100% |

3.3 Premissas Gerais da Análise

As premissas analíticas gerais utilizadas para modelagem do terminal de regaseificação de GNL estão apresentadas a seguir:

1. Este estudo não leva em consideração perdas de produção devido a atrasos de Navio, fato devido a capacidade do tanque de estocagem;
2. O sistema de descarregamento naval de GNL não tem impacto na produção de gás natural regaseificado, fato devido à baixa frequência de utilização do sistema e a capacidade do tanque de estocagem;
3. O terminal opera durante 365 dias por ano;
4. A vida útil do terminal será de 25 anos, com início da operação em 2012;
5. O terminal tem capacidade de produção de 10 MMm³/dia de gás natural;
6. O terminal terá uma parada programada para manutenção, com duração de 15 dias, a cada cinco anos, a partir do sexto ano de operação;
7. O modelo se baseia fielmente ao descritivo de processo, item 3.2, e a Figura 12 – Fluxograma de Processo do Terminal de Regaseificação de GNL;
8. As falhas ocorrem de forma aleatória no tempo, com taxa de falha constante e tempo até falhar (MTTF) de acordo com a Tabela 10. Serão considerados tempos de reparo constante para todos os equipamentos, como mostra a Tabela 10;

Tabela 10 – Dados de Falha e de Reparo

| Equipamento | MTTF(anos) | MTTR (horas) | Fonte |
|---|------------|--------------|-------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> | 0,488 | 435 | JUNG, et al 2003 |
| Bomba de Água | 2,88 | 36 | OREDA 2009, página 146 |
| Bomba Submersa | 0,368 | 400 | JUNG, et al 2003 |
| Braço de Descarga | 0,438 | 55 | JUNG, et al 2003 |
| Compressor de BOG | 0,583 | 70 | JUNG, et al 2003 |
| <i>Open Rack Vaporizers</i> (ORV) | 0,375 | 60 | JUNG, et al 2003 |
| Recondensador de BOG | 4,665 | 18 | OREDA 2009, página 325 |
| <i>Submerged Combustion Vaporizer</i> (SCV) | 0,039 | 48 | JUNG, et al 2003 |
| Tanque de Estocagem | 7,675 | 120 | NPRD 1995, página 2-212 |
| Válvula de Controle | 43,24 | 3,4 | OREDA 2009, página 574 |
| Válvula de Fechamento de Emergência (ESDV) | 20,81 | 27 | OREDA 2009, página 526 |

Destacam-se na Tabela 10 a bomba *booster* e a bomba submersa pelo elevado tempo de reparo, que tornam o equipamento altamente indisponível em caso de falha. O SCV também chama atenção pelo baixo MTTF, que faz deste o equipamento que falha com maior frequência.

9. Todas as falhas serão consideradas críticas, ou seja, falhas que apresentam consequência imediata, comprometendo totalmente a operação do equipamento, tanto durante a falha quanto durante o reparo de todos os equipamentos analisados.

10. O modelo não permite a queima de gás, em caso de falha do sistema de gás combustível e *Boil Off Gas*, para dar continuidade a produção. A queima de gás pelo *flare* é considerada um sistema de segurança.

11. A produção diária do terminal equivale a R\$ 4.805.000,00, adotando o preço comercial de 480,5 R\$/Mm³ para o gás natural. (ANP, 2011)

12. Não foram considerados os custos de manutenção, operação e implementação de novos equipamentos no cálculo do ganho financeiro do terminal.

4. RESULTADOS

Neste capítulo estão apresentados os resultados encontrados na análise de confiabilidade, baseada na equação 3, do Terminal de Regaseificação de GNL.

Para este trabalho foi feita uma análise da configuração intitulada “Caso Base”, na qual foi considerada a unidade conforme a configuração operacional descrita no item 3.2 deste trabalho. A partir da análise dos resultados do Caso Base, que encontram-se apresentados no item 4.1 deste trabalho, foram propostos estudos de caso, a fim de avaliar os efeitos de alterações na configuração do modelo de simulação do Terminal de GNL, que incluem adições de equipamentos críticos para aumentar a redundância a falhas e consequentemente aumentar a eficiência produtiva do terminal. Os resultados dos estudos de caso estão apresentados no item 4.2 adiante deste trabalho.

4.1. Resultados do Caso Base

No caso base, o terminal foi modelado como descrito no item 3.2 e com os dados de falha e de reparo apresentados na Tabela 10.

Para melhor entendimento dos resultados e melhor análise dos índices de performance envolvidos, os resultados serão divididos e apresentados de forma independente para cada um dos índices analisados.

4.1.1. Eficiência Produtiva

A eficiência produtiva gerada pela simulação no MAROS leva em conta os arranjos lógicos de funcionamento, as falhas e as manutenções dos equipamentos envolvidos. Esta leva em consideração a carga real produzida pela unidade e o potencial dessa unidade caso não houvesse nenhuma falha ou operações pré-programadas de paradas da unidade ou de equipamentos.

Na Tabela 11 estão apresentados os valores resumidos do desempenho obtido para a simulação do Caso Base. Desta tabela podem-se verificar a capacidade e a eficiência produtiva obtida para o terminal, sua disponibilidade

produzindo em capacidade máxima, o número médio de parada por ano e a duração média das mesmas.

Tabela 11 – Sumário de Performance do Caso Base

| Resultados Gerais | |
|--|--------|
| Capacidade de Produção (MMm ³ /d) | 10 |
| Eficiência Média | 66,91% |
| Disponibilidade em Capacidade Máxima | 54,65% |
| Número de Paradas Totais/ano | 6,28 |
| Duração Média das Paradas (hrs) | 290,52 |

A Figura 18 apresenta os valores de eficiência para o terminal durante sua vida útil, onde, inclusive, é possível verificar o impacto da parada programada a cada cinco anos, a partir do 6º ano de operação. Esses resultados mostram níveis de eficiência muito baixos para uma provedora do setor energético, visto que qualquer parada do terminal terá impacto no envio de gás aos consumidores e a quebra de contratos estabelecidos com outras empresas.

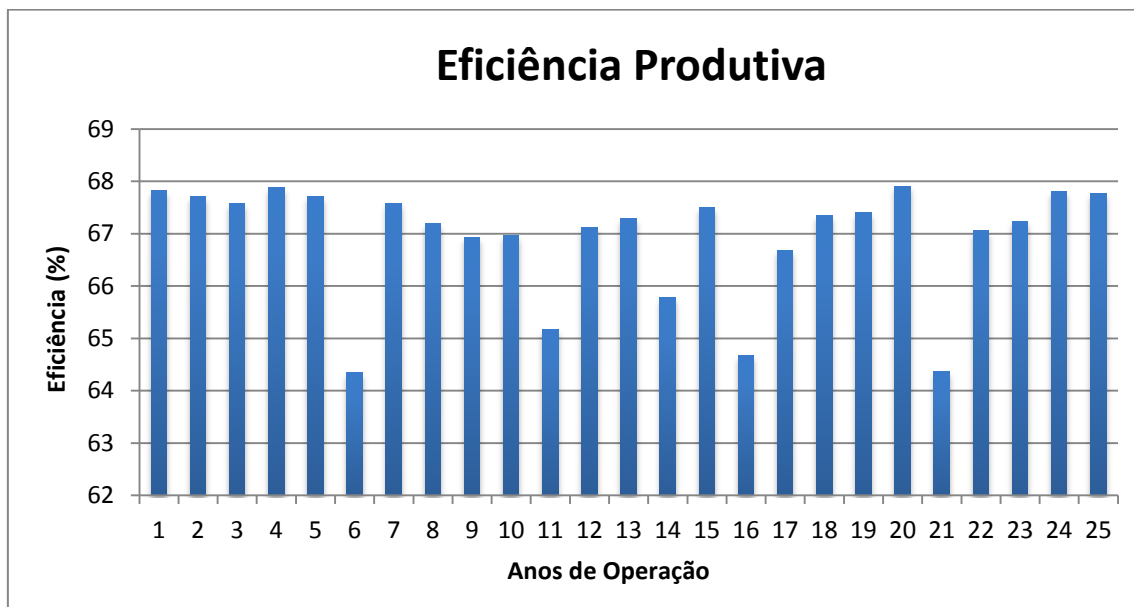


Figura 18 – Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal

A partir do gráfico de performance, Figura 19, é possível verificar que com 250 simulações foram verificados que os valores de eficiência produtiva estão compreendidos entre 63,7% e 72,0%. É possível ainda verificar que a probabilidade da unidade operar com eficiência entre 66,4% e 69,2% é de aproximadamente 77%.

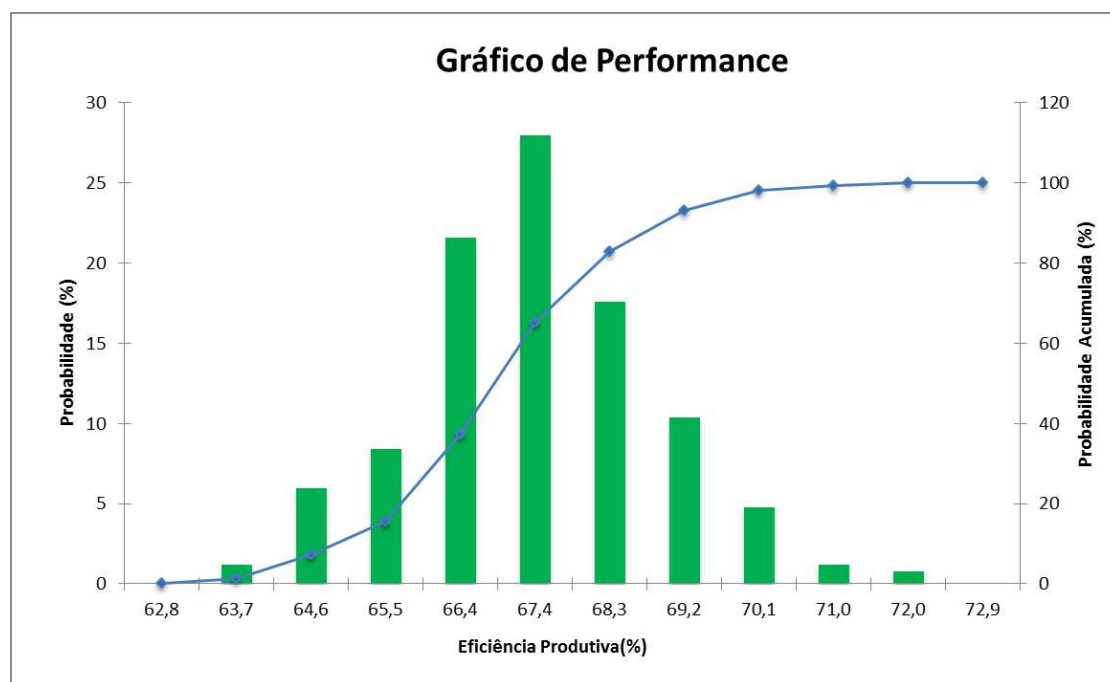


Figura 19 – Gráfico de Performance

A disponibilidade média do terminal operando em capacidade máxima é de 54,65%, como mostrado na Tabela 11. Analisando a Figura 20, observa-se que o terminal opera apenas a 0%, 50% ou 100% de capacidade, fato devido a nenhuma falha/evento ser capaz de levar o sistema a níveis intermediários diferentes de 50%.

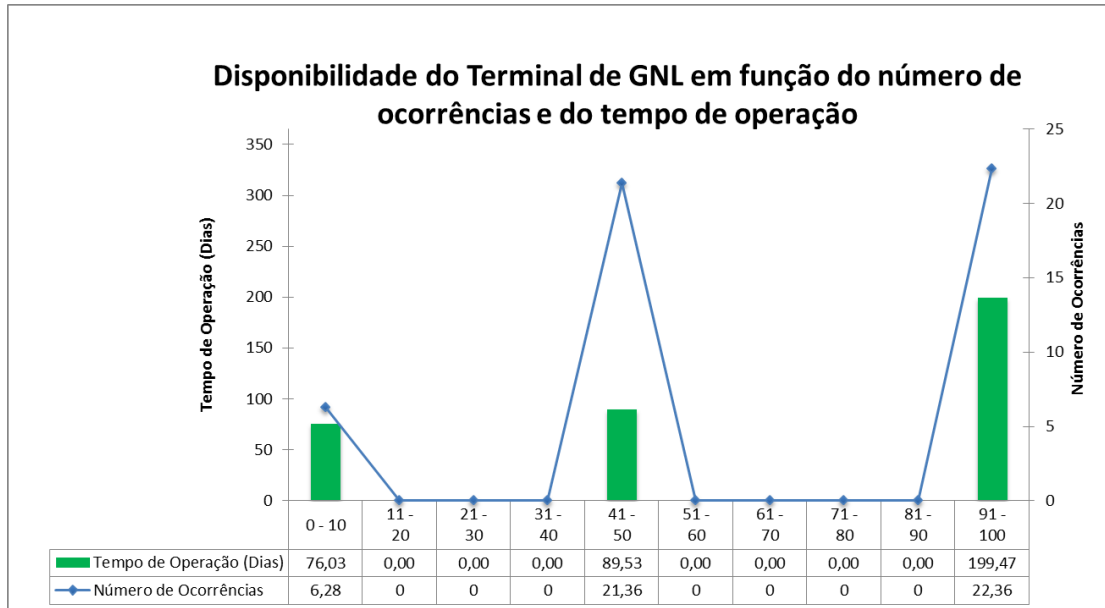


Figura 20 – Disponibilidade em função do tempo de operação

É esperado que o terminal opere com 100% de capacidade durante aproximadamente 199 dias/ano, 50% de capacidade durante 89 dias/ano e esteja totalmente indisponível por 76 dias/ano.

Aproximadamente seis falhas críticas levam à parada total do terminal por ano. Na Figura 21 é possível observar que aproximadamente 47% dessas falhas levam entre dezesseis e dezenove dias para serem reparadas e o terminal voltar a operar.

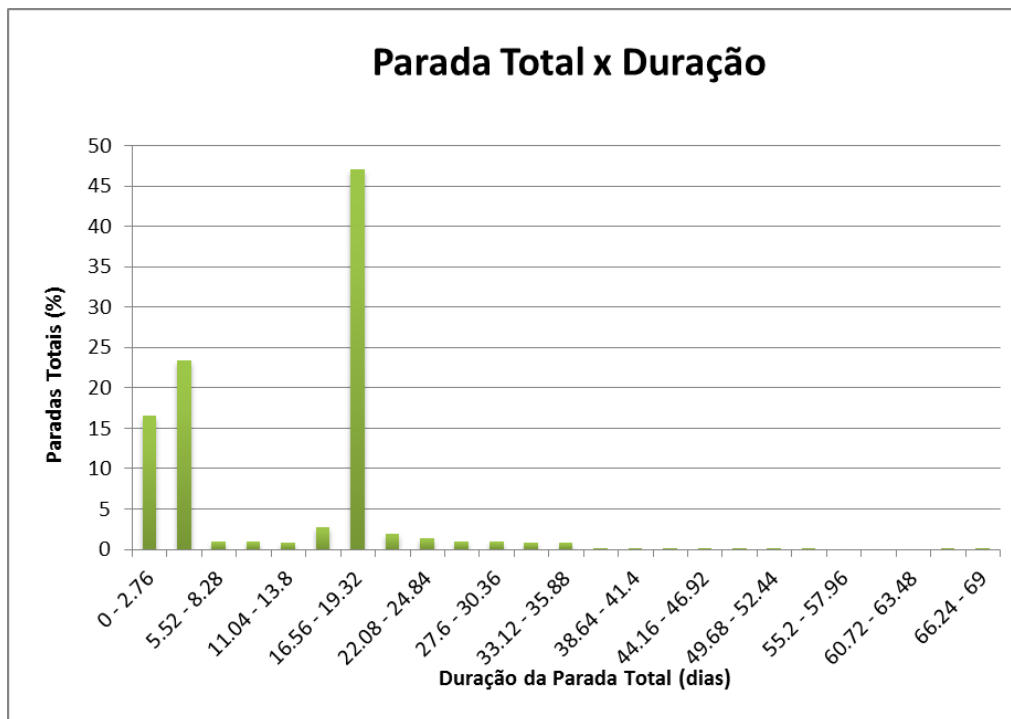


Figura 21 – Relação entre frequência de paradas totais e suas durações

4.1.2.Criticidade de Sistemas

Esta seção visa apresentar os sistemas que mais contribuem para a perda de eficiência produtiva do Terminal de Regaseificação. A Tabela 12 e a Figura 22 apresentam as contribuições de cada sistema para as perdas de eficiência do terminal.

Tabela 12 – Perda absoluta e relativa por sistema

| Sistema | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---|------------------------|------------------------|
| Bombeio de Alta Pressão | 17,64% | 53,30% |
| Estocagem de GNL e Bombeio Primário | 9,04% | 27,31% |
| Vaporização e Exportação de Gás Natural | 4,67% | 14,10% |
| Gás Combustível e <i>Boil off Gas</i> | 1,16% | 3,51% |
| Parada Programada | 0,59% | 1,78% |
| Descarregamento Naval de GNL | 0,00% | 0,00% |
| Total | 33,09% | 100,00% |

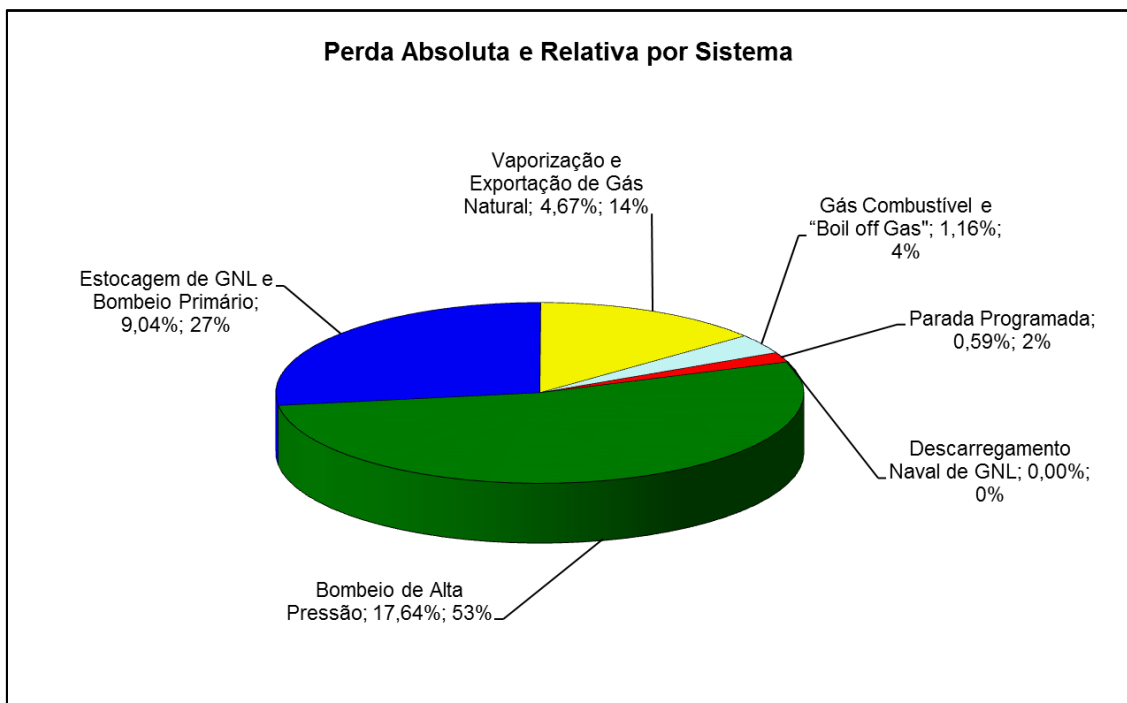


Figura 22 – Perda absoluta e relativa por sistema

A análise desses resultados chama atenção para os três sistemas que mais impactam a produção do terminal, que são: Sistema de Bombeio de Alta

Pressão, contribuindo com 53% da perda relativa e 17,64% da perda absoluta; Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário, contribuindo com 27% da perda relativa e 9,04% da perda absoluta; Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural, contribuindo com 53% da perda relativa e 17,64% da perda absoluta.

Os resultados para esses sistemas serão apresentados com maiores detalhes nas próximas seções para que se possa avaliar quais os equipamentos com maiores contribuições para sua indisponibilidade e com isso propor as melhores implementações de redundância.

4.1.2.1 Sistema de Bombeio de Alta Pressão

A Tabela 13 e a Figura 23 mostram que nesse sistema os equipamentos que mais impactam são as Bombas *Booster*, sendo ambas responsáveis por 100% das paradas do sistema e 17,64% das perdas do terminal.

Tabela 13 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Bombeio de Alta Pressão

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> | 8,83% | 50,07% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária | 8,80% | 49,92% |
| Válvula de Controle 3 | 0,00% | 0,00% |
| Válvula de Controle 4 | 0,00% | 0,00% |
| Total | 17,64% | 100,00% |

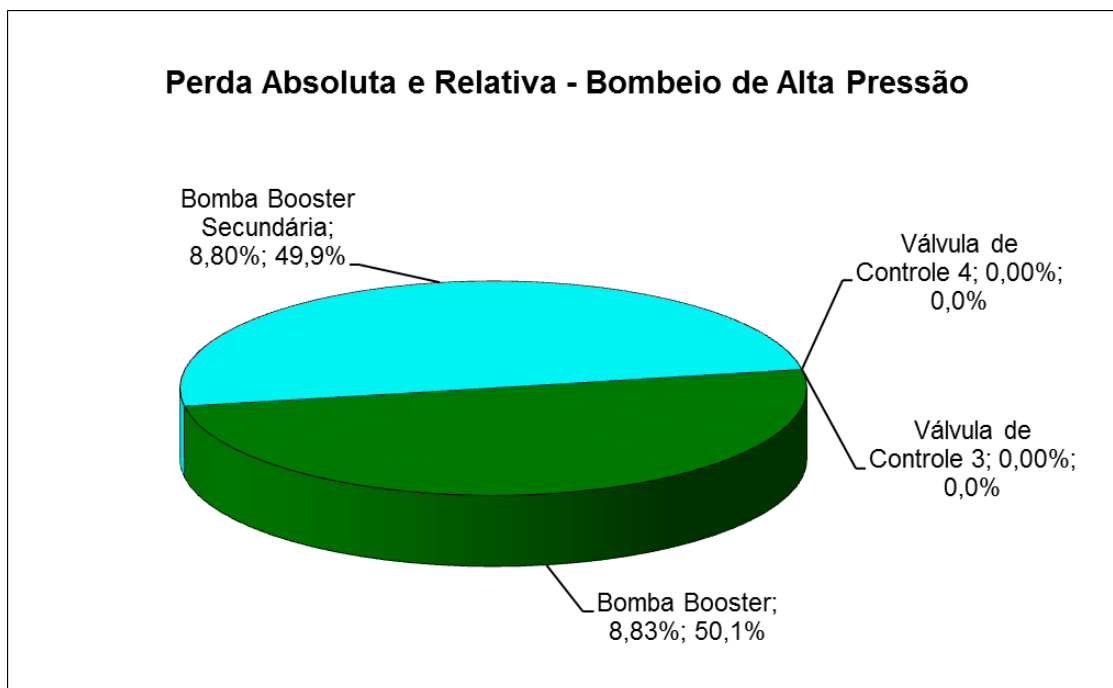


Figura 23 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Bombeio de Alta Pressão

4.1.2.2 Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário

A Tabela 14 e a Figura 24 mostram que nesse sistema os maiores impactantes são as Bombas Submersas, sendo ambas responsáveis por 98,2% das paradas do sistema e 8,88% das perdas produtivas do terminal.

Tabela 14 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------------|------------------------|------------------------|
| Bomba Submersa B | 4,48% | 49,6% |
| Bomba Submersa A | 4,40% | 48,7% |
| Tanque de Estocagem | 0,15% | 1,6% |
| ESDV 1 | 0,01% | 0,1% |
| Total | 9,04% | 100,00% |

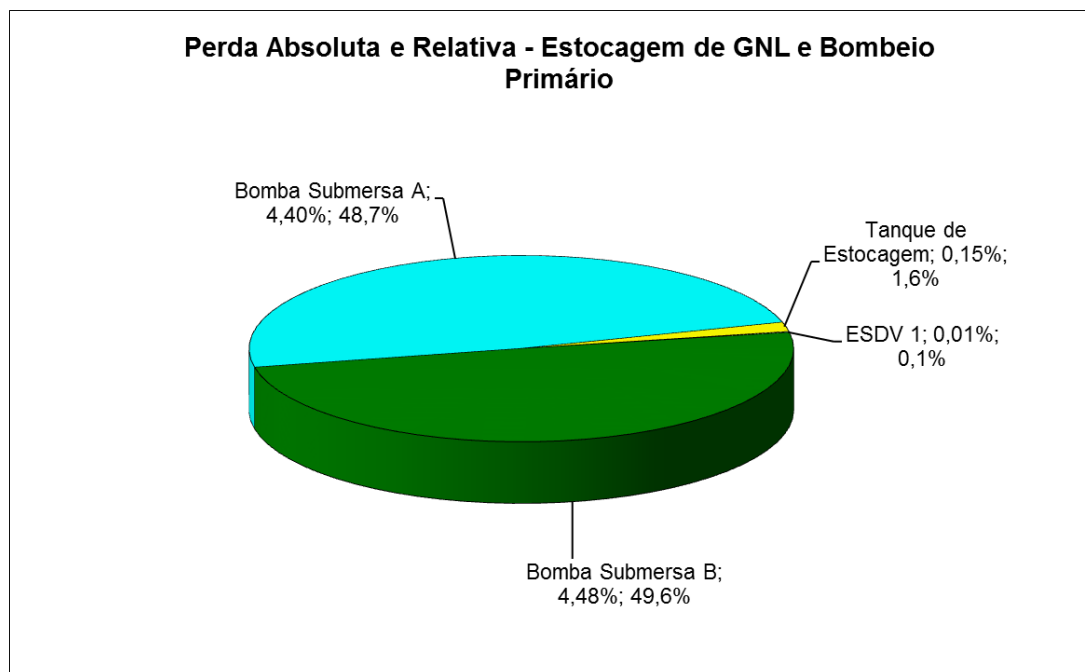


Figura 24 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário

4.1.2.3 Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

A Tabela 15 e a Figura 25 mostram que nesse sistema o maior impactante é o SCV (*Submerged Combustion Vaporizer*), sendo responsável por 86,05% das paradas do sistema e 4,02% das perdas produtivas do terminal.

Tabela 15 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------|------------------------|------------------------|
| SCV | 4,02% | 86,05% |
| ORV | 0,61% | 12,99% |
| Bomba de Água | 0,04% | 0,96% |
| Total | 4,67% | 100,00% |

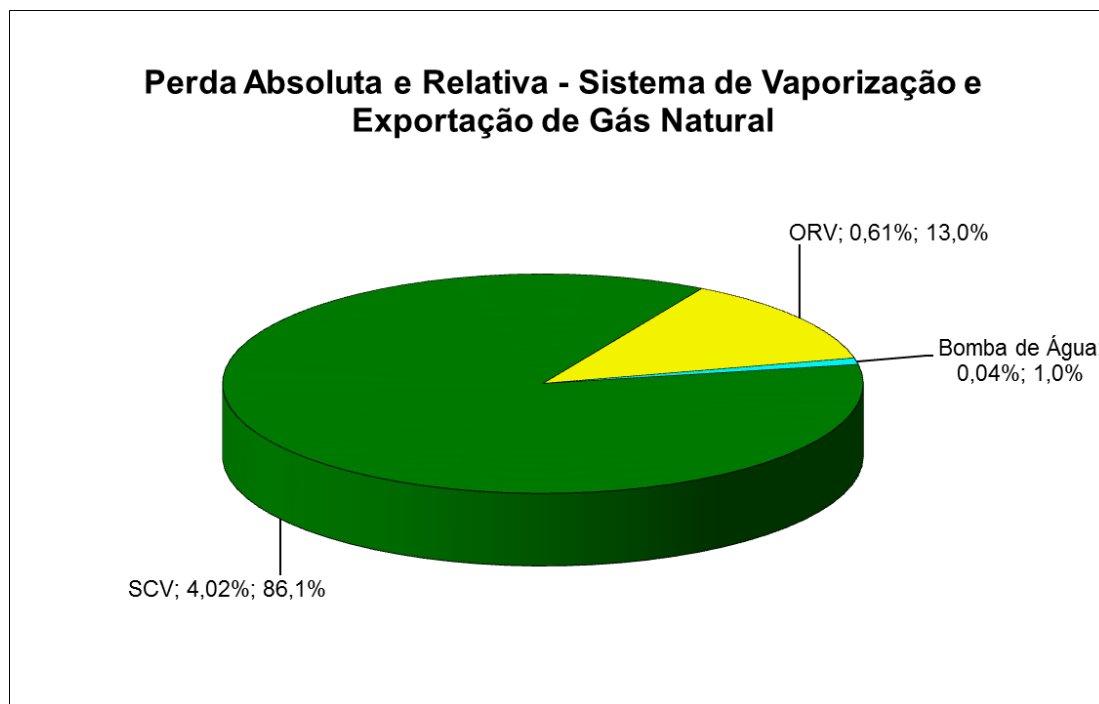


Figura 25 – Perda absoluta e relativa do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

4.1.3 Criticidade de Equipamentos

Os impactos dos equipamentos mais críticos para a eficiência produtiva do terminal estão relacionados abaixo na Tabela 16 e Figura 26.

Tabela 16 – Perda absoluta e relativa por equipamento

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------------------------|------------------------|------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> | 8,83% | 26,6% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária | 8,80% | 26,5% |
| Bomba Submersa B | 4,48% | 13,5% |
| Bomba Submersa A | 4,40% | 13,2% |
| SCV | 4,02% | 12,1% |
| Compressor de BOG | 1,10% | 3,3% |
| ORV | 0,61% | 1,8% |
| Parada Programada | 0,59% | 1,8% |
| Tanque de Estocagem | 0,15% | 0,4% |
| Outros | 0,12% | 0,4% |
| Total | 33,09% | 100,00% |

Destacam-se nessa análise as Bombas *Booster*, as Bombas Submersas e o SCV, porém seu elevado impacto na eficiência produtiva pode ser justificado. As bombas do terminal não são os equipamentos com maior número de paradas, porém seus reparos são os mais longos, 435 horas para as bombas *booster* e 400 horas para as submersas, tornando a indisponibilidade desses equipamentos um fator crítico à operabilidade do terminal. O SCV encontra-se em situação contrária às bombas, pois suas falhas são reparadas rapidamente (48 horas), porém o número de falhas é muito elevado, aproximadamente uma falha a cada 15 dias, fazendo deste o terceiro maior contribuinte para as perdas do terminal.

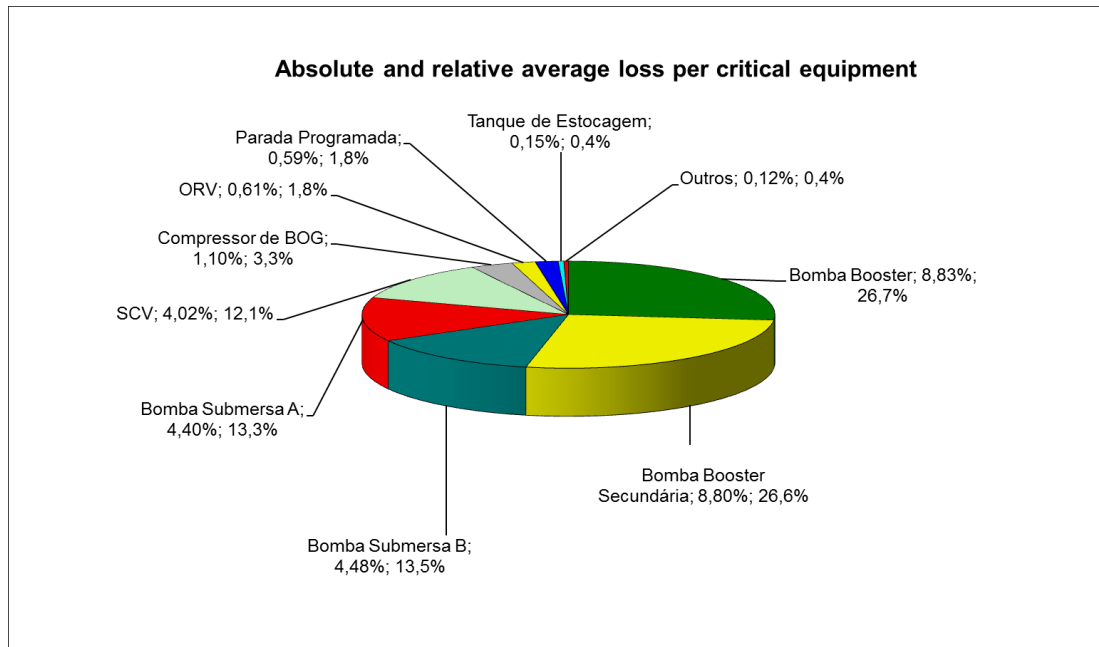


Figura 26 – Perda absoluta e relativa por equipamento

4.2. Estudos de Caso

Para aprimoramento e continuidade da modelagem do Terminal de Regaseificação de GNL foram definidos alguns estudos de caso em relação ao caso base. Esses casos são baseados nos resultados iniciais do caso base e tem como objetivo minimizar o impacto dos equipamentos mais críticos à continuidade operacional do terminal. Os equipamentos com maior impacto à eficiência produtiva do terminal encontram-se na Tabela 17.

Tabela 17 – Equipamentos críticos

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------------------------|------------------------|------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> | 8,83% | 26,6% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária | 8,80% | 26,5% |
| Bomba Submersa B | 4,48% | 13,5% |
| Bomba Submersa A | 4,40% | 13,2% |
| SCV | 4,02% | 12,1% |

A criticidade dos equipamentos é baseada em sua contribuição para as perdas do terminal de regaseificação. Para diminuir esse impacto, foram propostos os seguintes estudos de caso:

- Caso 01: Adição de novas bombas *booster* para dar redundância ao Sistema de Bombeio de Alta Pressão.
- Caso 02: Adição de novas bombas submersas para dar redundância ao Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário.
- Caso 03: Adição de um novo ORV para dar redundância ao Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural
- Caso 04: Adição de todas as melhorias sugeridas nos Casos 01, 02 e 03, simultaneamente.

Na Tabela 18 estão apresentados os valores resumidos do desempenho obtido para a simulação de todos os Estudos de Caso e para o Caso Base. Nesta tabela podem-se verificar a capacidade e a eficiência produtiva obtida para o terminal, sua disponibilidade produzindo em capacidade máxima, o número médio de parada por ano e a duração média das mesmas.

Tabela 18 – Sumário de Performance dos Estudos de Caso

| Resultados Gerais | Caso Base | Caso 01 | Caso 02 | Caso 03 | Caso 04 |
|--|-----------|---------|---------|---------|---------|
| Capacidade de Produção (MMm ³ /d) | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Eficiência Média | 66,91% | 80,66% | 73,83% | 71,54% | 95,37% |
| Disponibilidade em Capacidade Máxima | 54,65% | 65,87% | 67,48% | 63,55% | 94,04% |
| Número de Paradas Totais/ano | 6,28 | 3,95 | 5,98 | 5,67 | 2,82 |
| Duração Média das Paradas (hrs) | 290,52 | 100,86 | 290,00 | 316,20 | 102,29 |

Os resultados apresentados na Tabela 18 serão discutidos individualmente nos itens 4.2.1 a 4.2.4, exaltando as melhorias e os ganhos de eficiência do terminal a partir da implementação dos novos equipamentos.

4.2.1. Caso 01

Para esse caso foram adicionadas bombas *booster* em paralelo as bombas já existentes no Sistema de Bombeio de Alta Pressão. Com esse novo arranjo em caso de falha de uma das bombas em operação, a bomba redundante entra em operação imediatamente, mantendo a produção de gás natural constante. O novo arranjo do Sistema está apresentado na Tabela 19 abaixo.

Tabela 19 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Bombeio de Alta Pressão

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto em caso de perda de um equipamento |
|----------------------------------|--------------------|---------------|--|
| Bombas <i>Booster</i> | BB-1001A/B | 2x100% | 0% |
| Bombas <i>Booster</i> Secundária | BB-1002A/B | 2x100% | 0% |
| Válvula de Controle | VC-1003 VC-1004 | 1x100% (cada) | 100% |

Analisando os resultados mostrados na Tabela 18, pode-se concluir que a inserção de redundância nas bombas *booster* aumentou a eficiência do terminal em 13,75% e reduziu o número de paradas em aproximadamente 37,1%. Esse aumento na eficiência produtiva do terminal representa um ganho de aproximadamente R\$ 660.687,50 por dia.

A Figura 27 apresenta os valores de eficiência para o terminal durante sua vida útil, após a inserção das novas bombas.

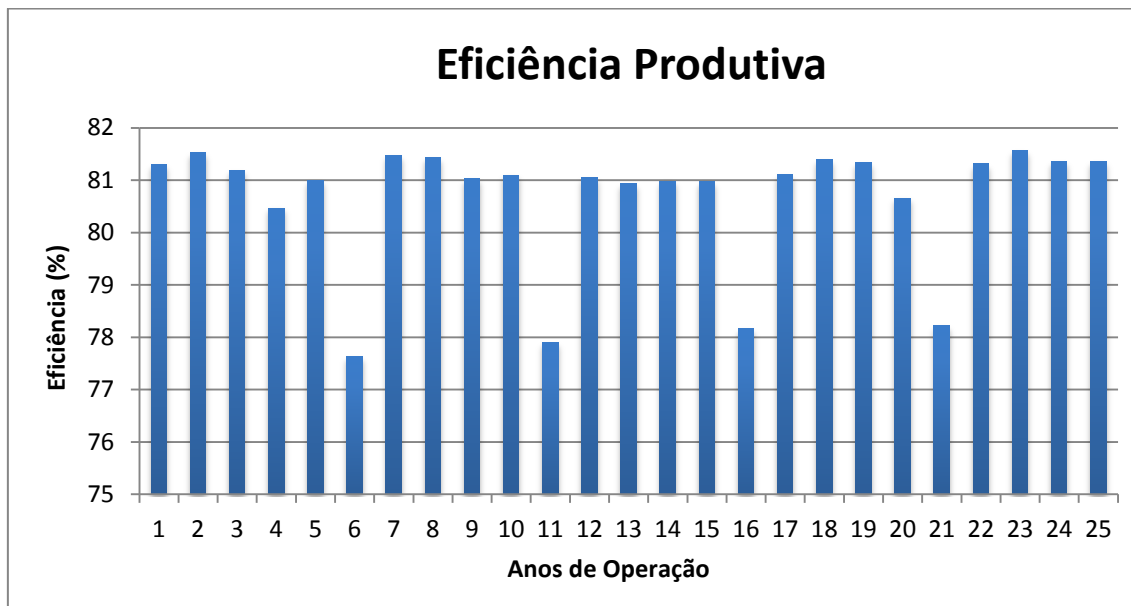


Figura 27 – Caso 01 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal

A partir do novo gráfico de performance, Figura 28, é possível verificar que os valores de eficiência produtiva obtidos estão compreendidos entre 78,2% e 83,0%. Além disso, verifica-se que a probabilidade da unidade operar com eficiência entre 80,3% e 81,9% é de aproximadamente 76%.

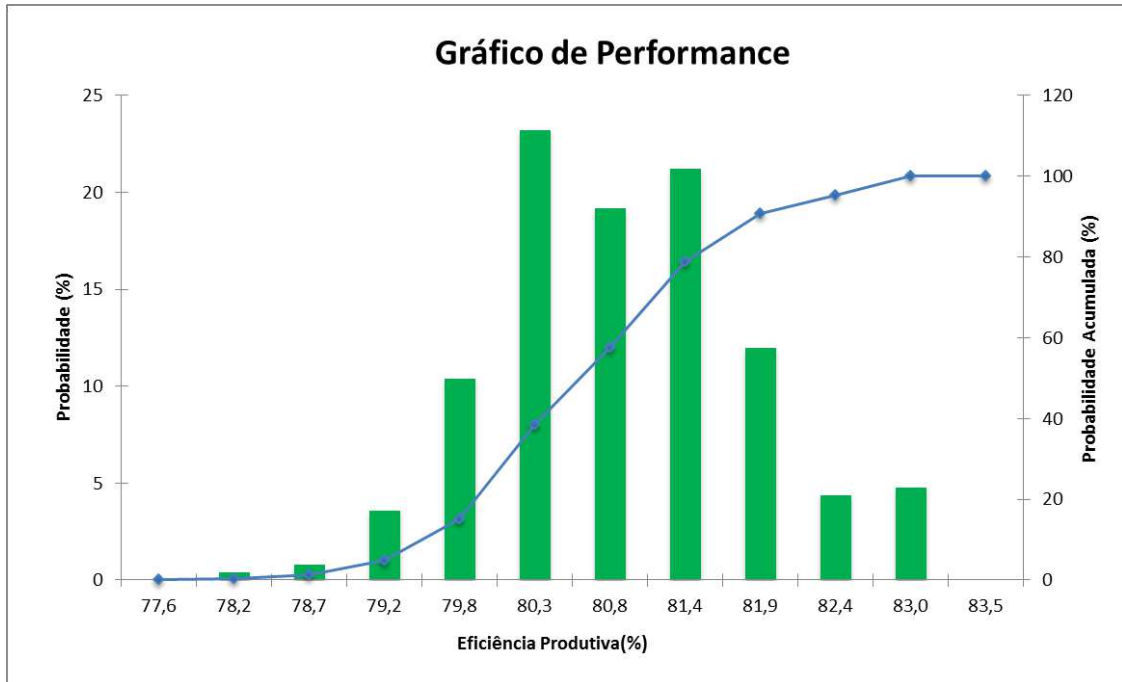


Figura 28 – Caso 01 - Gráfico de Performance

Analisando a Figura 29, observa-se que após a inserção das novas bombas *booster*, o Sistema de Bombeio de Alta Pressão, antes o sistema que mais impactava nas perdas produtivas, passou a ser apenas o quarto maior impactante, tendo seu impacto para perda absoluta do terminal diminuído em 16,71%.

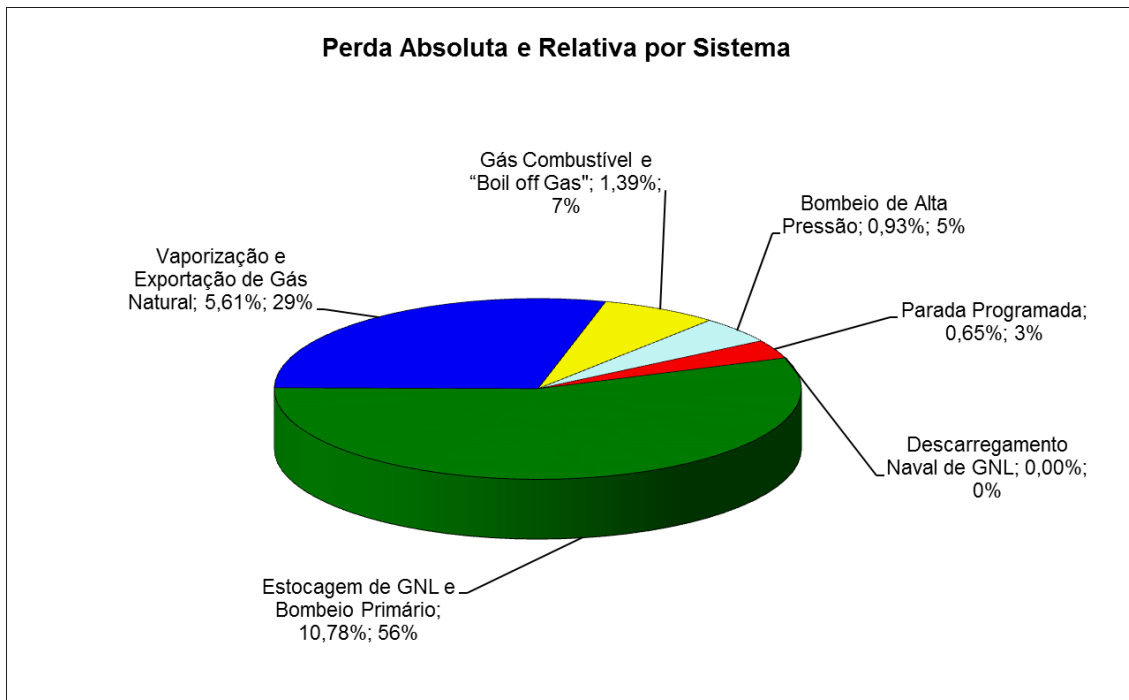


Figura 29 – Caso 01 - Perda absoluta e relativa por sistema

Na Tabela 20 encontram-se listadas as perdas referentes aos novos equipamentos do sistema, cujo impacto foi reduzido consideravelmente, graças a adição das bombas redundantes.

Tabela 20 – Caso 01 - Perda absoluta e relativa das Bombas *Booster*

| Equipamento | Perda Absoluta Média % |
|-----------------------------------|------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> B | 0,24% |
| Bomba <i>Booster</i> A | 0,24% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária A | 0,23% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária B | 0,23% |
| Total | 0,93% |

4.2.2. Caso 02

Para esse caso foi adicionada uma bomba submersa em paralelo as bombas já existentes, a fim de deixar o Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário protegido contra a parada de uma das bombas. Com esse novo arranjo em caso de falha de uma das bombas em operação, a bomba redundante entra em operação imediatamente, mantendo a produção de gás natural constante. O novo arranjo do sistema está apresentado na Tabela 21 abaixo.

Tabela 21 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Bombeio de Alta Pressão

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto em caso de perda de um equipamento |
|--|--------------|---------|--|
| Tanque de Estocagem | TQ-1001 | 1x100% | 100% |
| Bombas Submersas | BS-1001A/B/C | 3x50% | 0% |
| Válvula de Fechamento de Emergência (ESDV) | SDV-1001 | 1x100% | 100% |

Analisando os resultados mostrados na Tabela 18 pode-se concluir que a inserção de redundância nas bombas submersas aumentou a eficiência do terminal em 6,92% e reduziu o número de paradas em aproximadamente 4,7%.

Esse aumento na eficiência produtiva do terminal representa um ganho de aproximadamente R\$ 332.506,00 por dia.

A Figura 30 apresenta os valores de eficiência para o terminal durante sua vida útil, após a inserção das novas bombas

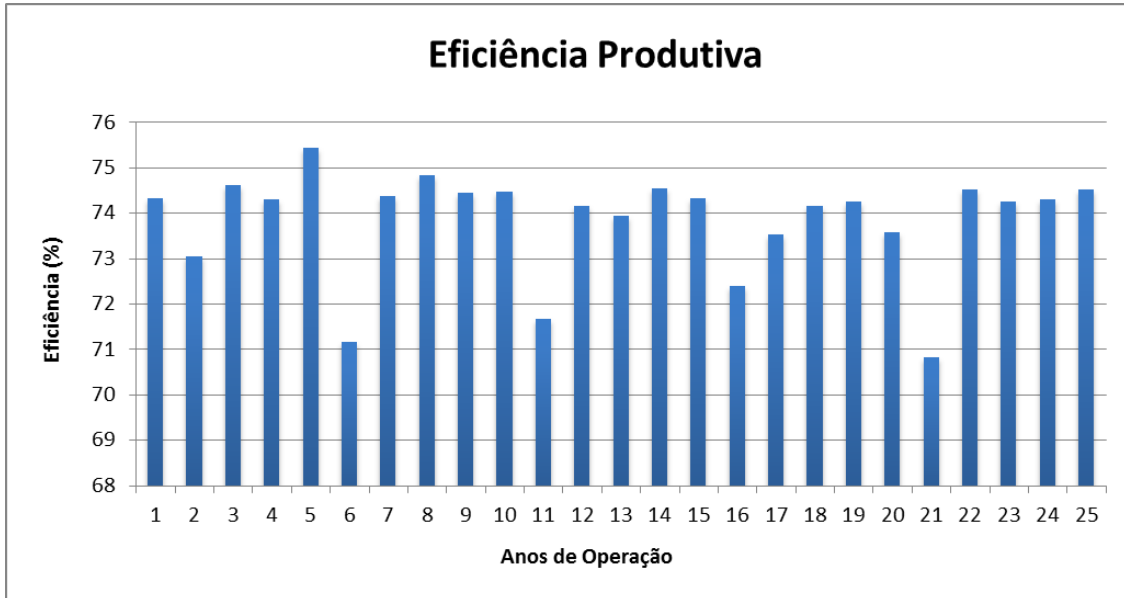


Figura 30 – Caso 02 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal

A partir do novo gráfico de performance, Figura 31, é possível verificar que os valores de eficiência produtiva obtidos estão compreendidos entre 70,4% e 78,4%. Além disso, verifica-se que a probabilidade da unidade operar com eficiência entre 73,1% e 75,7% é de aproximadamente 74%.

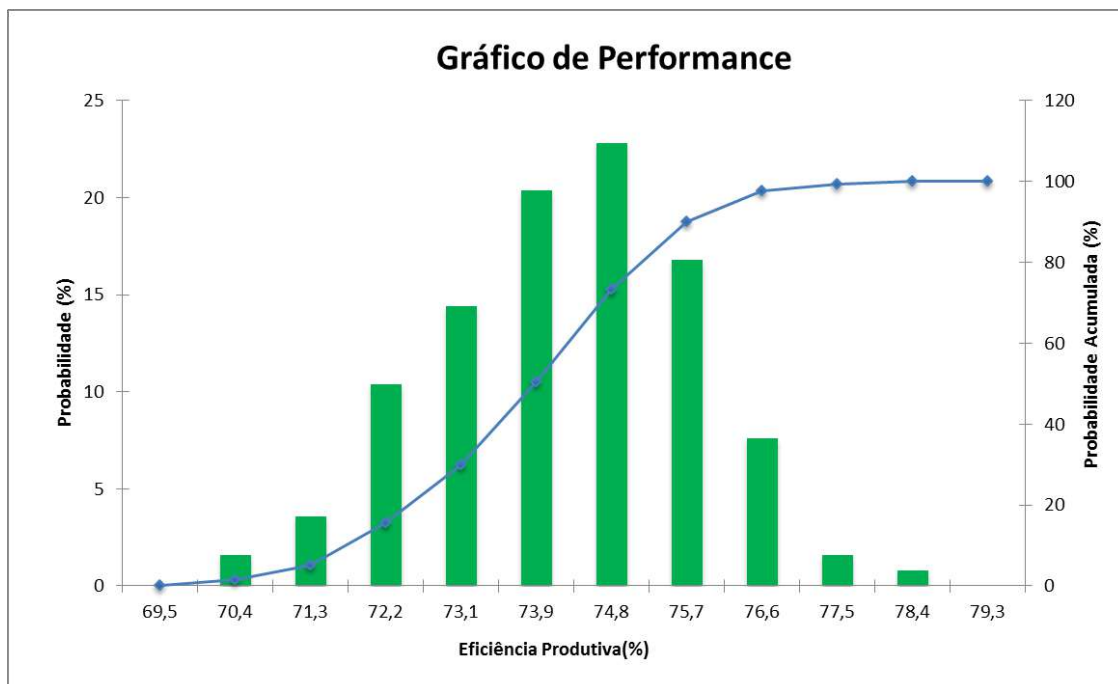


Figura 31 – Caso 02 - Gráfico de Performance

Analisando a Figura 32, observa-se que após a inserção da nova bomba submersa, o Sistema de Estocagem de GNL e Bombeio Primário, cujo impacto nas perdas produtivas era de 9,04%, teve seu impacto nas perdas absolutas do terminal diminuído para 1,23% apenas.

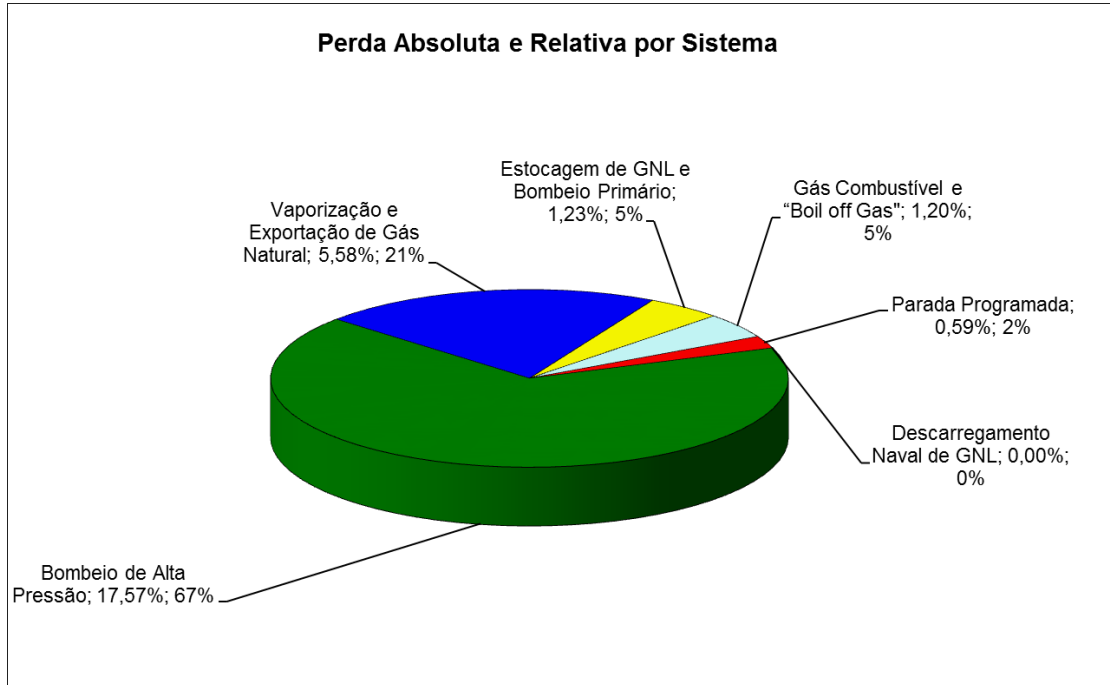


Figura 32 – Caso 02 - Perda absoluta e relativa por sistema

Na Tabela 22 encontram-se listadas as perdas referentes aos novos equipamentos do sistema, cujo impacto foi reduzido consideravelmente, graças a adição da bomba redundante.

Tabela 22 – Caso 02 - Perda absoluta e relativa das Bombas Submersas

| Equipamento | Perda Absoluta Média % |
|------------------|------------------------|
| Bomba Submersa B | 0,39% |
| Bomba Submersa A | 0,39% |
| Bomba Submersa C | 0,29% |
| Total | 1,07% |

4.2.3. Caso 03

Para esse caso foi adicionado um ORV, com sua respectiva bomba de água, em paralelo ao ORV e SCV já existentes no Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural. Com esse novo arranjo os dois ORVs funcionam como vaporizadores principais, pois falham menos, e em caso de falha de um dos ORVs em operação, o SCV redundante entra em operação imediatamente, mantendo a produção de gás natural constante. O novo arranjo do sistema está apresentado na Tabela 23 abaixo.

Tabela 23 – Lista de equipamentos do novo arranjo do Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto em caso de perda de um equipamento |
|---|-------------|---------|--|
| <i>Open Rack Vaporizers</i> (ORV) | ORV-1001A/B | 2x50% | 0% |
| <i>Submerged Combustion Vaporizer</i> (SCV) | SCV-1001 | 1x50% | 50% |
| Bomba de Água | BA-1001A/B | 2x100% | 0% |

A análise dos resultados mostrados na Tabela 18 conclui que a inserção de redundância nos vaporizadores aumentou a eficiência do terminal em 4,63% e reduziu o número de paradas em aproximadamente 9,7%. Esse aumento na eficiência produtiva do terminal representa um ganho de aproximadamente R\$ 222.471,50 por dia.

A Figura 33 apresenta os valores de eficiência para o terminal durante sua vida útil, após a inserção das novas bombas.

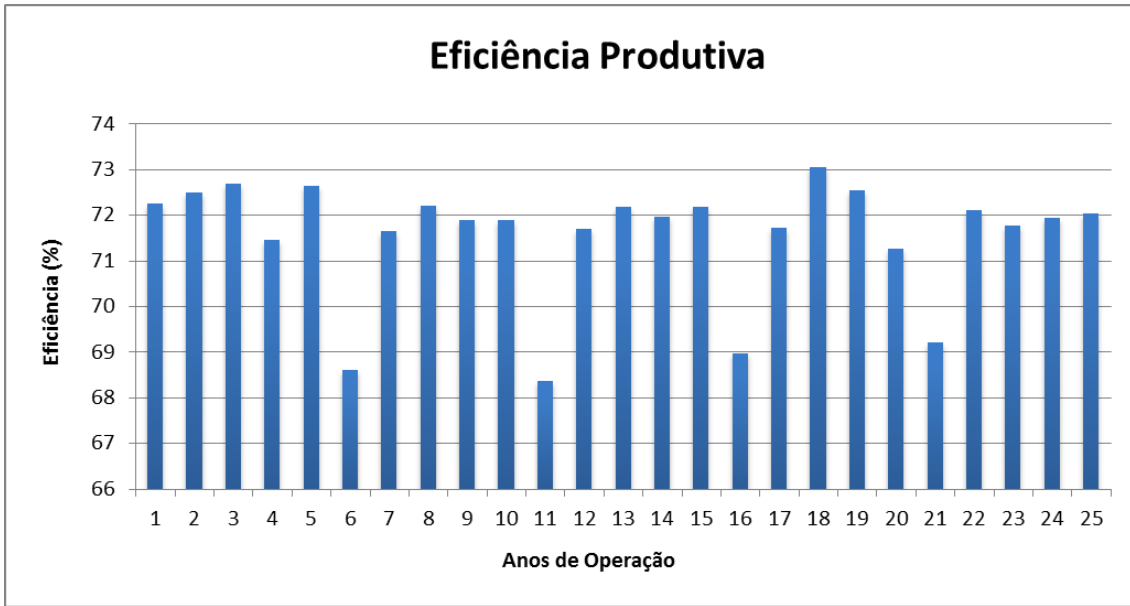


Figura 33 – Caso 03 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal

A partir do novo gráfico de performance, Figura 34, é possível verificar que os valores de eficiência produtiva obtidos estão compreendidos entre 67,5% e 76,4%. Além disso, verifica-se que a probabilidade da unidade operar com eficiência entre 70,5% e 73,4% é de aproximadamente 79%.

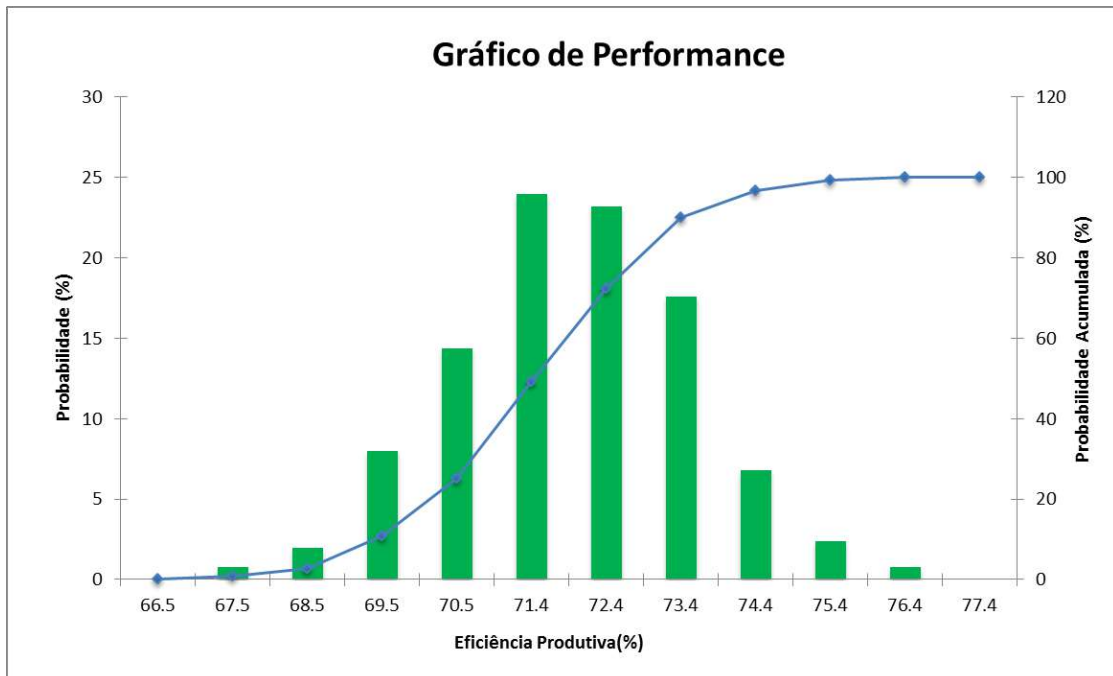


Figura 34 – Caso 03 - Gráfico de Performance

Analisando a Figura 35, observa-se que após a inserção do novo ORV, o Sistema de Vaporização e Exportação de Gás Natural, cujo impacto nas perdas produtivas era de 4,67%, teve seu impacto nas perdas absolutas do terminal diminuído para 0,11% apenas.

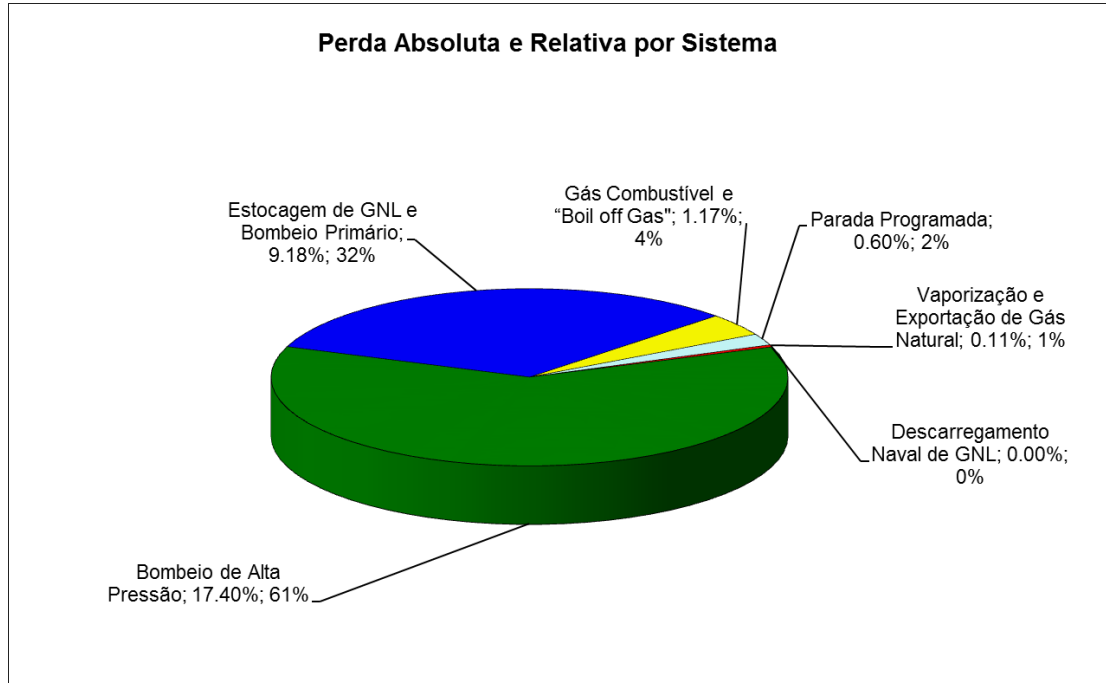


Figura 35 – Caso 03 - Perda absoluta e relativa por sistema

Na Tabela 24 encontram-se listadas as perdas referentes aos novos equipamentos do sistema, cujo impacto foi reduzido consideravelmente, graças a adição do ORV redundante.

Tabela 24 – Caso 03 - Perda absoluta e relativa das Bombas Submersas

| Equipamento | Perda Absoluta Média % |
|--------------|------------------------|
| SCV | 0,05% |
| ORV A | 0,03% |
| ORV B | 0,03% |
| Total | 0,11% |

4.2.4. Caso 04

O Caso 04 tem como objetivo otimizar ao máximo o terminal de regaseificação de GNL, para isso o arranjo dos equipamentos mais críticos foi modificado, sendo baseado nas melhorias propostas nos Casos 01, 02 e 03. Nesse novo arranjo, em caso de falha de um dos equipamentos críticos em operação, seu respectivo redundante passa a operar imediatamente, mantendo a produção de gás natural. Os novos equipamentos do terminal e seus arranjos operacionais estão apresentados na Tabela 25 abaixo.

Tabela 25 – Lista de novos equipamentos do terminal de regaseificação de GNL otimizado

| Equipamento | Tag | Arranjo | Impacto em caso de perda de um equipamento |
|---|--------------|---------|--|
| Bombas <i>Booster</i> | BB-1001A/B | 2x100% | 0% |
| Bombas <i>Booster</i> Secundária | BB-1002A/B | 2x100% | 0% |
| Bombas Submersas | BS-1001A/B/C | 3x50% | 0% |
| <i>Open Rack Vaporizers</i> (ORV) | ORV-1001A/B | 2x50% | 0% |
| <i>Submerged Combustion Vaporizer</i> (SCV) | SCV-1001 | 1x50% | 50% |
| Bomba de Água | BA-1001A/B | 2x100% | 0% |

Para melhor entendimento dos resultados e melhor comparação entre os índices de performance obtidos para o Caso 04 e o Caso Base, os resultados serão divididos e apresentados de forma independente

4.2.4.1 Eficiência Produtiva

A análise da Tabela 18 mostra que a otimização do terminal levou a um aumento de 28,46% em sua eficiência, com redução de aproximadamente 55,1% no número de paradas anuais. Isso representa um grande aumento na disponibilidade do terminal e um ganho na eficiência produtiva que representa aproximadamente R\$ 1.367.503,50 por dia.

A Figura 36 apresenta os valores de eficiência para o terminal durante sua vida útil, após a inserção das novas bombas.

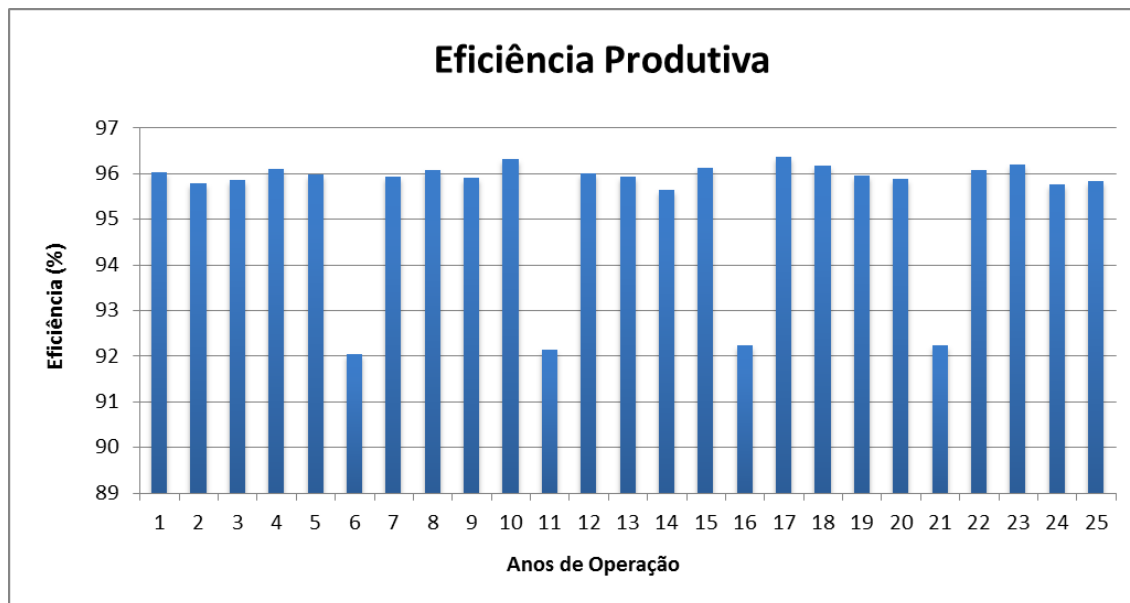


Figura 36 – Caso 04 - Eficiência produtiva durante o ciclo de vida do terminal

A partir do novo gráfico de performance, Figura 37, é possível verificar que os valores de eficiência produtiva obtidos estão compreendidos entre 93,7% e 96,6%. Além disso, verifica-se que a probabilidade da unidade operar com eficiência entre 95,0% e 96,0% é de aproximadamente 76%.

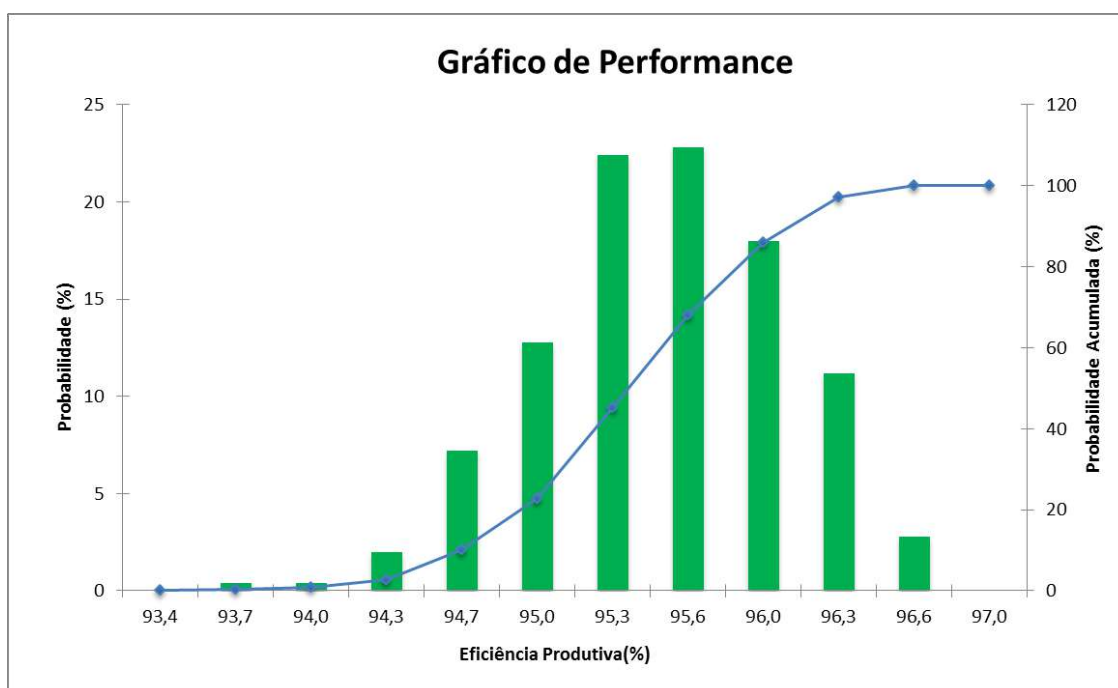


Figura 37 – Caso 04 - Gráfico de Performance

A disponibilidade média do terminal operando em capacidade máxima é de 94,04%, como mostrado na Tabela 18. É esperado, segundo a Figura 38, que o terminal opere com 100% de capacidade durante aproximadamente 343 dias/ano, 144 dias a mais que no Caso Base, 10 dias/ano com 50% de capacidade durante e esteja totalmente indisponível por apenas 12 dias/ano.

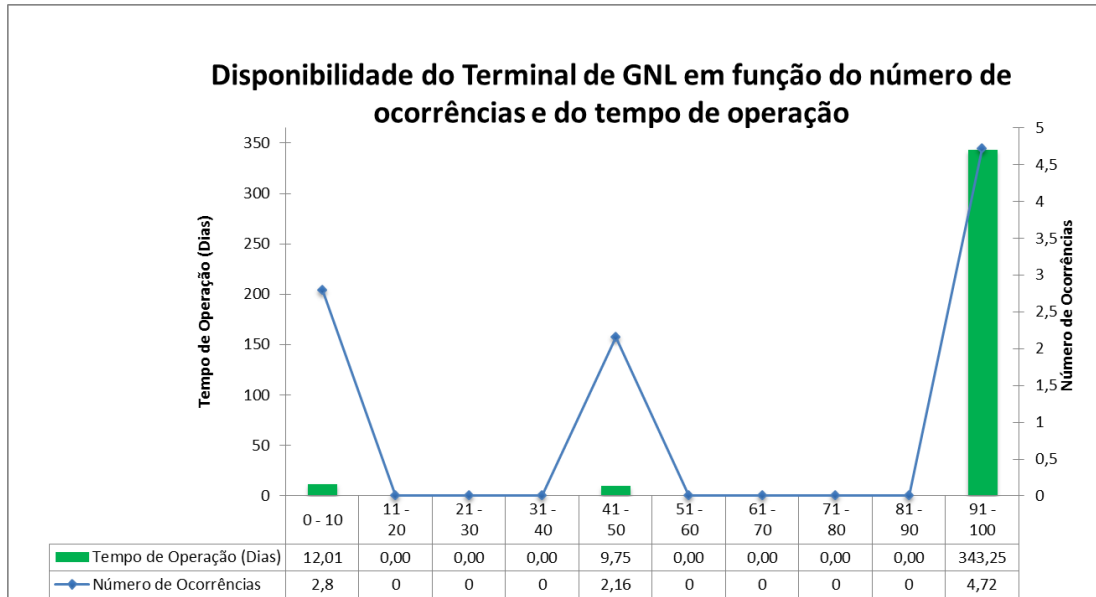


Figura 38 – Caso 04 - Disponibilidade em função do tempo de operação

Aproximadamente três falhas levam a parada total do terminal por ano. Na Figura 39 é possível observar que aproximadamente 60% dessas falhas levam entre dois e três dias para serem reparadas, um ótimo resultado comparado as dezenove dias que o reparo levava no Caso Base.

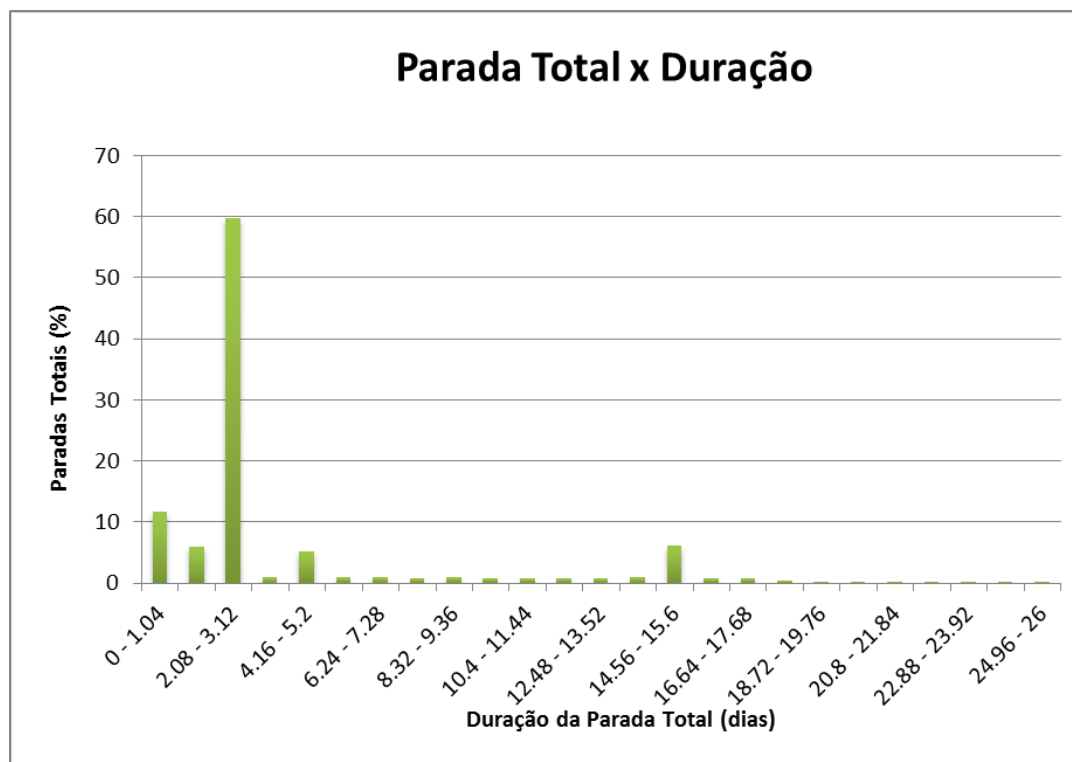


Figura 39 – Caso 04 - Relação entre frequência de paradas totais e suas durações

4.2.4.2 Criticidade de Sistemas

Esta seção visa apresentar os sistemas que mais contribuem para a perda de eficiência produtiva do Terminal de Regaseificação. A Tabela 26 e a Figura 40 apresentam as contribuições de cada sistema para as perdas de eficiência do terminal.

Tabela 26 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por sistema

| Sistema | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|---------------------------------------|------------------------|------------------------|
| Estocagem de GNL e Bombeio Primário | 1,47% | 31,83% |
| Gás Combustível e <i>Boil off Gas</i> | 1,40% | 30,37% |
| | | |

Após análise desses resultados, pode-se concluir que a otimização do terminal foi extremamente bem sucedida, uma vez que o impacto absoluto de nenhum dos sistemas supera 1,5%, valor muito inferior aos resultados do caso base.

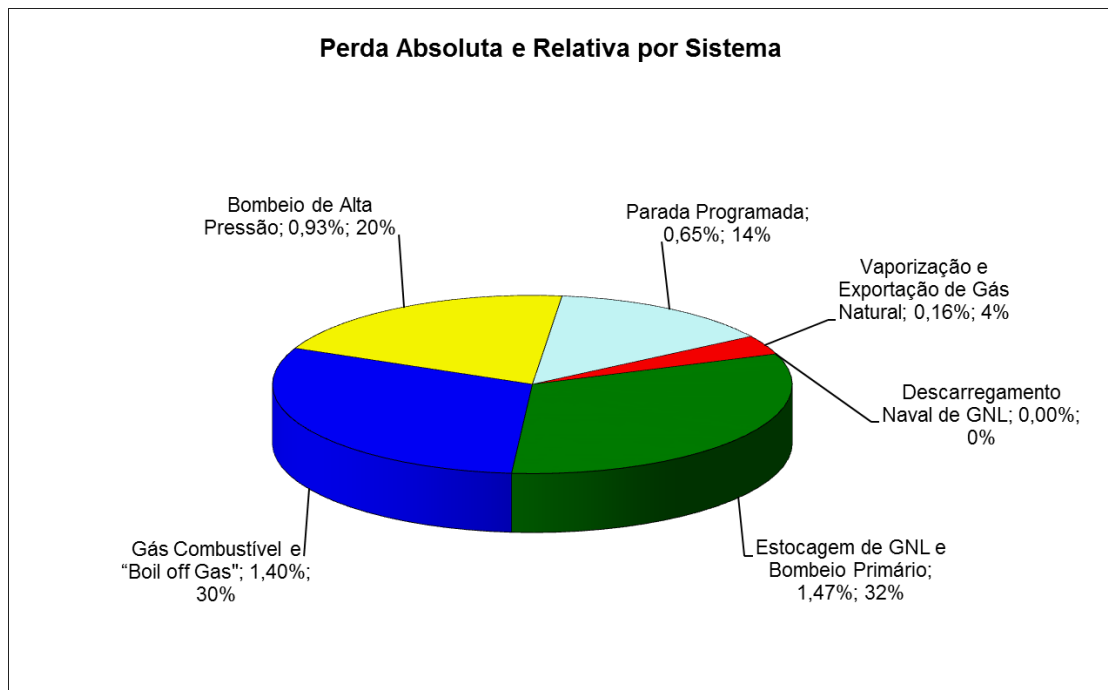


Figura 40 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por sistema

4.2.4.3 Criticidade de Equipamentos

Os equipamentos mais críticos e seus respectivos impactos na eficiência produtiva do terminal estão relacionados abaixo na Tabela 27 e na Figura 41.

Tabela 27 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por equipamento

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|------------------------|------------------------|------------------------|
| Compressor de BOG | 1,34% | 28,9% |
| Parada Programada | 0,65% | 14,1% |
| Bomba Submersa A | 0,47% | 10,2% |
| Bomba Submersa B | 0,47% | 10,1% |
| Bomba Submersa C | 0,35% | 7,5% |
| Bomba <i>Booster</i> B | 0,24% | 5,3% |

| Equipamento | Perda Absoluta Média % | Perda Relativa Média % |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|
| Bomba <i>Booster</i> A | 0,24% | 5,3% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária B | 0,22% | 4,8% |
| Bomba <i>Booster</i> Secundária A | 0,22% | 4,8% |
| Tanque de Estocagem | 0,17% | 3,7% |
| Outros | 0,25% | 5,4% |
| Total | 4,63% | 100,00% |

Os maiores contribuintes para diminuição da eficiência do terminal após sua otimização, são o Compressor de BOG e a Parada Programada de manutenção do mesmo. Isso mostra como o impacto dos equipamentos críticos diminuiu após a inserção de redundâncias no terminal.

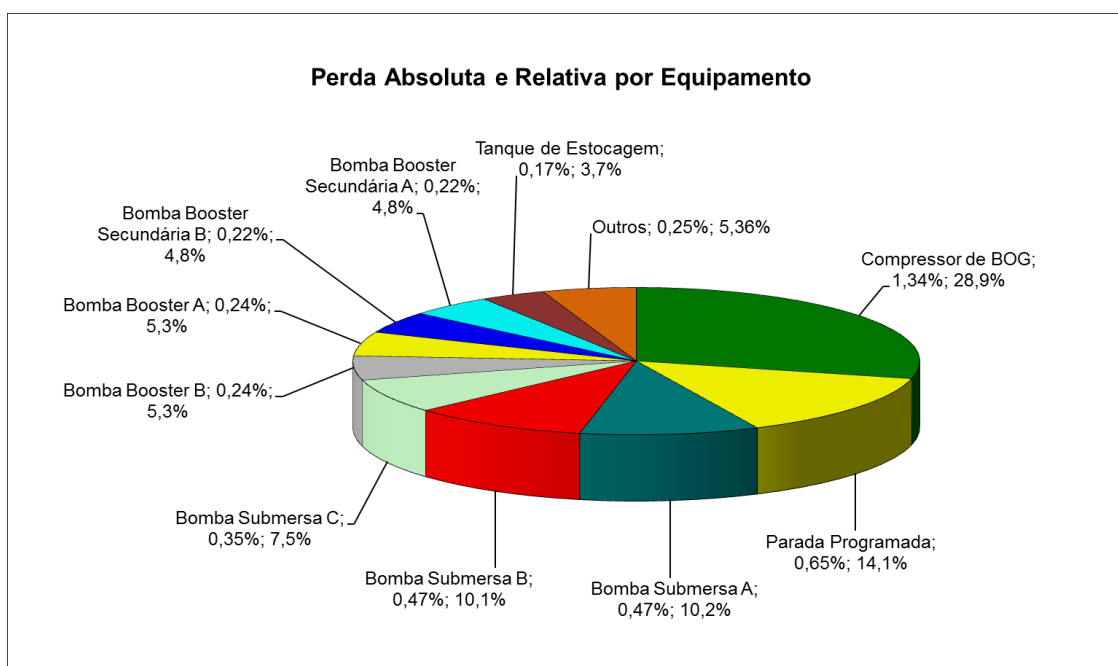


Figura 41 – Caso 04 - Perda absoluta e relativa por equipamento

4.3. Comparativo de Resultados

A Figura 42 mostra um comparativo entre o Caso Base e todos os Estudos de Caso, mostrando como a análise de confiabilidade do Terminal de Regaseificação de GNL foi fundamental para atingir parâmetros de eficiência tão elevados, chegando a 95,37% após otimização completa do Terminal.

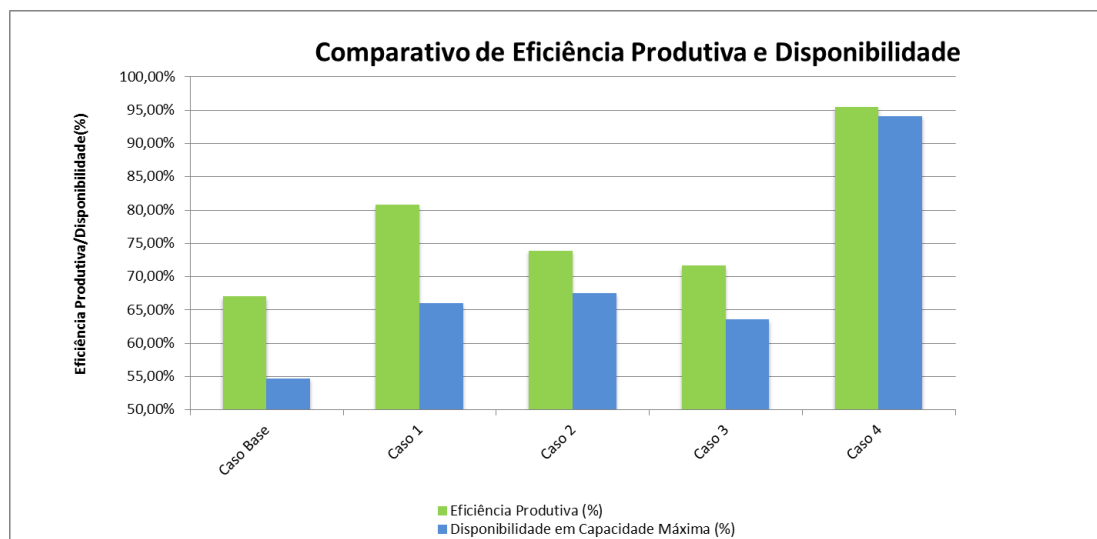


Figura 42 – Comparativo de Eficiência entre os casos simulados

A Figura 43 apresenta um comparativo do retorno financeiro esperado para o terminal de regaseificação de GNL baseado na eficiência produtiva de cada um dos casos simulados. A análise da figura mostra como a adição dos cinco equipamentos redundantes, duas bombas *booster*, uma bomba submersa, um ORV e uma bomba de água, levaram a um aumento de R\$ 1.367.503,50 por dia na lucratividade do terminal.

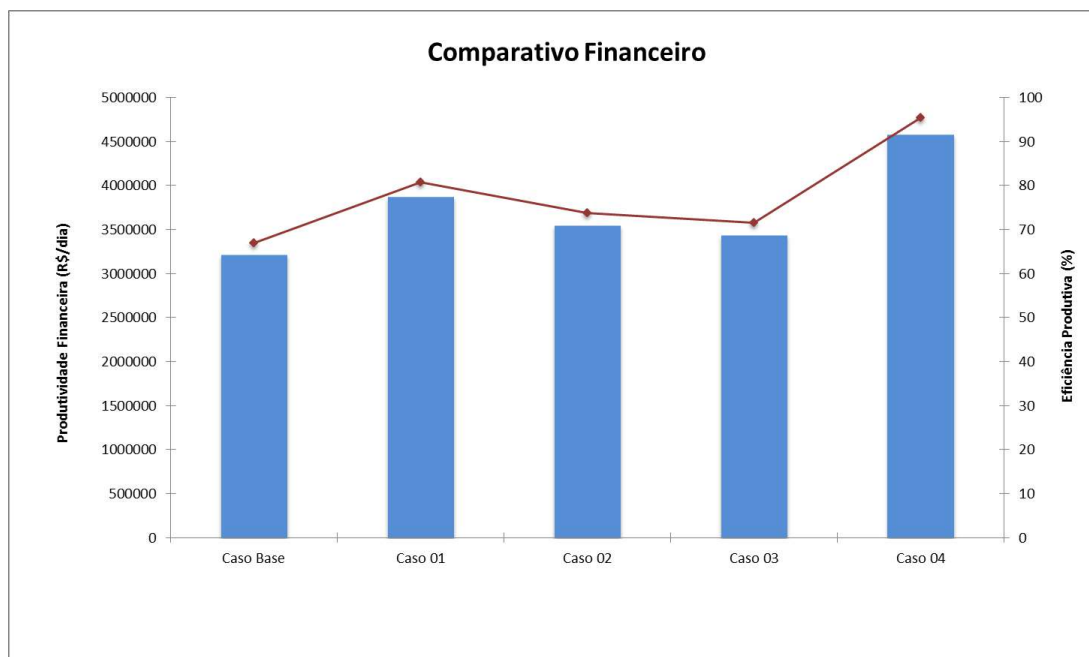


Figura 43 – Comparativo Financeiro entre os casos simulados

5. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos no decorrer deste trabalho mostraram como a análise de confiabilidade e o levantamento dos equipamentos críticos foram capazes de aumentar a eficiência produtiva do terminal de regaseificação de GNL em 28,46%. Esse ganho foi obtido com a inserção de cinco equipamentos redundantes em pontos críticos do sistema.

O aumento na eficiência produtiva leva a um ganho de R\$ 1.367.503,50 por dia na lucratividade do terminal, justificando os custos adicionais referentes a instalação de novos equipamentos.

Além dos ganhos financeiros obtidos com o aumento da confiabilidade do terminal, deve-se levar em conta os ganhos relacionados à segurança do processo, devido a redução dos distúrbios operacionais causados por paradas indesejadas.

Outro fator importante e de difícil quantificação está relacionado aos benefícios que o aumento de confiabilidade deste tipo de unidade pode agregar a todo o setor energético de uma determinada região, uma vez que esse gás normalmente é utilizado para fins energéticos, por exemplo em unidades de geração termelétricas.

As seguintes propostas para futuros trabalhos poderiam complementar o material apresentado.

- Utilizar diferentes dados de falha e reparo para avaliar o impacto da utilização de equipamentos mais robustos e confiáveis;
- Analisar o aumento da eficiência produtiva em caso de liberação de queima no *flare*;
- Introduzir redundâncias e otimizar o modelo até obter altos níveis de eficiência produtiva (99%);
- Utilizar dados de falha que representem o amaciamento e envelhecimento dos equipamentos.
- Detalhar os ganhos financeiros através de comparações com os custos de operação e manutenção do terminal e custos de implementação dos novos equipamentos.

6. REFERÊNCIAS

JUNG, M.; CHO, J. H.; RYU, W. LNG terminal design feedback from operator's practical improvements. 22nd World Gas Conference. Tokyo, 2003.

MOSS, T. R. The Reliability Data Handbook. 1st Edition. Great Britain: Professional Engineering Publishing, 2005.

ANSELL, J. I.; PHILLIPS, M. J. Practical Methods for Reliability Data Analysis. United States: Oxford Science Publications, 2007.

FILHO, D. H. M. Introdução ao Processamento e Tratamento do Gás Natural. Petrobras, 2005

IEA – International Energy Agency. Natural Gas Information, 2010. Disponível em: <<http://www.iea.org/Textbase/nptoc/Gas2010TOC.pdf>> Acesso em 05 de fevereiro de 2012.

PETROBRAS –Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>> Acesso em: 10 de fevereiro de 2012.

SHIVELY, B.; FERRARE, J.; PETTY, B. Understanding Today's Global LNG Business. 2nd Edition. Enerdynamics, 2010.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL. Rio de Janeiro, 2010.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. pag. 96, tabela. 2.22. Brasil, 2011.

HUITRIC, R. LNG Pricing: impact of globalization of high prices on long term contract negotiations. International Conference & Exhibition On Liquefied Natural Gas, 2007.

OREDA - Offshore Reliability Data Handbook, 5^a Edição, OREDA Participants, SINTEF Industrial Management, Norway, 2009.

NPRD-95 - Nonelectronic Parts Reliability Data – 1995. New York: Reliability Analysis Center, 1995

IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic, Sensing Component, and Mechanical Equipment Reliability Data for Nuclear-Power Generating Stations, Std 500-1984, New York, 1983