



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

ADALMANO OFIR DE SOUZA MAGNO DUARTE

UMA AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO DESEMPENHO DE
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO DO LITORAL BRASILEIRO

VITÓRIA
2021

ADALMANO OFIR DE SOUZA MAGNO DUARTE

**UMA AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO DESEMPENHO DE
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO DO LITORAL BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável (modalidade Profissional) da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em engenharia e desenvolvimento sustentável.

Orientadora: Prof. Dra. Carla César Martins Cunha

Coorientador: Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos

VITÓRIA

2021

Ficha Catalográfica (Biblioteca Central da UFES)

ADALMANO OFIR DE SOUZA MAGNO DUARTE

**UMA AVALIAÇÃO COMPARATIVA DE DESEMPENHO DE PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO DO LITORAL BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável (modalidade Profissional) da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em engenharia e desenvolvimento sustentável.

Aprovada em 31 de março de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dra. Carla César Martins Cunha
Orientadora – PPGES / CT / UFES

Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares
Santos
Coorientador – PPGEM / CT / UFES

Prof. D.Sc. Ednilson Silva Felipe
Examinador Interno – PPGEM / CT / UFES

Prof. Dr. Julio Augusto Mendes da Silva
Examinador Externo – PEI / EP / UFBA

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, e em seguida a minha esposa e família pelo apoio desprendido, fornecendo as bases sólidas para que fosse possível construir os alicerces necessários para suportar essa etapa.

Agradeço aos meus orientadores Carla César Martins Cunha e José Joaquim Conceição Soares Santos pelos ensinamentos transmitidos durante essa jornada, bem como pelo apoio dado durante a elaboração dessa dissertação.

Agradeço também à Petrobras, pela oportunidade dada para que fosse possível desenvolver as minhas competências nesta área de conhecimento, que será fundamental para levar a sociedade para um modelo de vida com viés mais sustentável.

RESUMO

A importante pauta do aquecimento global tem levado o mundo a buscar um estilo de vida com menos carbono, e em função dessa diretriz, muitos países têm investido em alternativas para tornar a sua matriz energética e parques industriais mais sustentáveis, por meio da redução na emissão de gases de efeito estufa. Caminhando nessa direção, a presente dissertação buscou abordar o tema de eficiência energética de processos industriais já em operação, como uma solução mais ágil e financeiramente menos custosa a ser implementada para alcançar a redução nas emissões almejadas. Para a realização do estudo, foram coletados dados da planta de processo e utilidades de treze plataformas marítimas de produção de petróleo que operam no litoral brasileiro. Com uma metodologia baseada em análise exérgica, foi possível a determinação de indicadores de eficiência, exergia destruída específica e índice de utilização do gás natural. Os resultados de eficiência obtidos nas plataformas variaram de um intervalo de 80,0% a 99,3%, para a pior e melhor condição, respectivamente. Em seguida, foi realizada uma análise comparativa dessas unidades, e foi verificado que os indicadores tradicionais não atendem às complexidades existentes nesse ramo da indústria, e a aplicação de indicadores baseados em exergia mostra-se como a melhor alternativa para mensurar o desempenho energético. Por fim, o estudo resultou no desenvolvimento de uma ferramenta com *interface on-line*, através de um painel para acompanhar o desempenho atualizado da operação, com o objetivo de subsidiar a rápida tomada de decisão dos gestores com relação aos gastos energéticos de uma plataforma de petróleo, tornando-se um meio para atingimento dos objetivos e um diferencial competitivo para a organização.

Palavras-chaves: Eficiência. Exergia. Plataforma de petróleo. Indicador de desempenho.

ABSTRACT

The important agenda of global warming has led the world to seek a lifestyle with less carbon, and due to this guideline many countries have invested in alternatives to make their energy matrix and industrial parks more sustainable by reducing the emission of greenhouse gases. greenhouse effect. Going in this direction, the dissertation sought to address the issue of energy efficiency of industrial processes already in operation, as a more agile and financially less expensive solution to be implemented to achieve the reduction in the desired emissions. To carry out the study, data were collected from the process plant and utilities from thirteen offshore oil production platforms operating on the Brazilian coast. With a methodology based on exergetic analysis, it was possible to determine efficiency indicators, specific destroyed exergy and natural gas utilization index. The efficiency results obtained on the platforms ranged from 80.0% to 99.3%, for the worst and best conditions, respectively. Then, a comparative analysis was carried out in these units, and it was verified that the traditional indicators do not meet the complexities existing in this branch of the industry, and the application of indicators based on exergy, is shown as the best alternative to measure energy performance. Finally, the study resulted in the development of a tool with an online interface, through a panel to monitor the updated performance of the operation, in order to support the managers' quick decision-making regarding the energy expenditures of a platform. petroleum, becoming a means to achieve the objectives and a competitive differential for the organization.

Keywords: Efficiency. Exergy. Oil offshore platform. Performance indicator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gráfico de emissão de carbono na atmosfera	20
Figura 2 – Empresas participantes da OGCI	24
Figura 3 – Projeção da intensidade das emissões de CO ₂ pela área de E&P da Petrobras	26
Figura 4 – Triângulo interdisciplinar coberto pelo campo da exergia	27
Figura 5 – Relação entre eficiência exergética dos processos e Impactos ambientais	36
Figura 6 – Relação entre eficiência exergética e sustentabilidade	36
Figura 7 – Visão geral dos sistemas do processamento primário de petróleo.	38
Figura 8 – Detalhamento da taxa de exergia destruída por sistema	41
Figura 9 – Representação das fases da curva de produção de um campo petrolífero.....	42
Figura 10 – Esquemático de fluxos de exergia das plantas de processo e utilidade.....	43
Figura 11 – Etapas do estudo	50
Figura 12 – Correntes de entrada e saída do volume de controle da UEP	52
Figura 13 – Tela do ambiente SINPRO EXPLORER	57
Figura 14 – Cenários A1, A2 e A3 de operação da UEP A	71
Figura 15 – Cenários B1, B2 e B3 de operação da UEP A	74
Figura 16 – Projeto do campo de Papa-Terra	80
Figura 17 – Geração centralizada offshore	88
Figura 18 – Painel de Acompanhamento do Desempenho Energético da UEP A	89
Figura 19 – Portal de monitoramento dos principais equipamentos	90
Figura 20 – Portal de registro de eventos ocorridos	91

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Indicadores da OGCI.....	25
Quadro 2 – Resumo da revisão de literatura relacionada à aplicação de exergia em plataformas	40
Quadro 3 – Tipos de plataformas de petróleo	67
Quadro 4 – Dados das UEP	68
Quadro A1 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A1	103
Quadro A2 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A2	104
Quadro A3 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A3	105
Quadro A4 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B1	106
Quadro A5 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B2	107
Quadro A6 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B3	108
Quadro A7 – Conjunto de dados da UEP B	109
Quadro A8 – Conjunto de dados da UEP C	110
Quadro A9 – Conjunto de dados da UEP D	111
Quadro A10 – Conjunto de dados da UEP E	112
Quadro A11 – Conjunto de dados da UEP F	113
Quadro A12 – Conjunto de dados da UEP G	114
Quadro A13 – Conjunto de dados da UEP H	115
Quadro A14 – Conjunto de dados da UEP I	116
Quadro A15 – Conjunto de dados da UEP J	117
Quadro A16 – Conjunto de dados da UEP K	118
Quadro A17 – Conjunto de dados da UEP L	119
Quadro A18 – Conjunto de dados da UEP M	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exergia química padrão.....	31
Tabela 2 – Dados das correntes de entrada e saída de uma UEP hipotética	55
Tabela 3 – Propriedades do calor específico das correntes.....	58
Tabela 4 – Componentes do gás produzido de uma UEP analisada	60
Tabela 5 – Cálculo das exergias de entrada e saída da UEP A.....	65
Tabela 6 – Dados das correntes de entrada e saída da UEP A para os 3 cenários A1, A2 e A3	71
Tabela 7 – Resultados da Exergia para os 3 cenários A1, A2 e A3	72
Tabela 8 – Resultados dos indicadores para os 3 cenários A1, A2 e A3	72
Tabela 9 – Resultados da Exergia para os 3 cenários B1, B2 e B3	74
Tabela 10 – Resultados dos indicadores para os 3 cenários B1, B2 e B3	75
Tabela 11 – Resultados dos indicadores para as UEP	76

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APEC	<i>Asia-Pacific Economic Cooperation</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BAT	<i>Best Available Techniques</i>
bbbl	Barril de petróleo
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
BCSS	Bombeio Centrífugo Submerso Submarino
bpd	Barril de petróleo por dia
boe	Barril de óleo equivalente
boed	Barril de óleo equivalente por dia
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CO ₂ e	Gás carbônico emitido
E&P	Setor de Exploração e Produção de petróleo e gás
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
GEE	Gases de efeito estufa
Gton	Giga tonelada
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IDE	Indicador de Desempenho Energético
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IUGA	Índice de Utilização de Gás Associado

IOGP	<i>International Association of Oil and Gas Producers</i>
LBE	Linha de Base Energética
MCI	Motor de combustão Interna
Mtep	Milhão de tonelada equivalente de petróleo
RGO	Razão gás-óleo
SGE	Sistema de Gestão de Energia
SS	Semissubmersível
OGCI	<i>Oil and Gas Climate Initiative</i>
PCI	Poder calorífico inferior
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
TA	Turbo-alternador
TG	Turbogerador
TLWP	<i>Tensio Leg Wellhead Platform</i>
TOG	Teor de óleo e graxa
UEP	Unidade Estacionária de Produção
WHRU	<i>Waste Heat Recovery Unit</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

E	Exergia
E^f	Exergia física
E^{qui}	Exergia química
E^{pot}	Exergia potencial
E^{cin}	Exergia cinética
E^M	Exergia mecânica
E^T	Exergia térmica
ε	Eficiência exergética
E_d	Exergia destruída
\dot{E}_e	Fluxo de exergia da entrada
\dot{E}_s	Fluxo de exergia da saída
\dot{E}_d	Fluxo de exergia destruída
\dot{I}	Fluxo de exergia associado as irreversibilidades dos processos
\dot{E}_p	Fluxo de exergia do produto
\dot{E}_f	Fluxo de exergia do combustível ou recurso
\dot{E}_l	Fluxo de exergia perdida
e_d	Exergia destruída específica
e^{qui}	Exergia química específica
\bar{e}_i^{qui}	Exergia química específica padrão
e_e	Exergia específica entrando em um volume de controle
e_s	Exergia específica saindo de um volume de controle
\dot{Q}_k	Taxa de transferência de energia por calor
\dot{m}	Vazão mássica
\dot{m}_{ar}	Vazão mássica do ar

\dot{m}_{comb}	Vazão mássica do combustível
\dot{m}_{ge}	Vazão mássica dos gases exaustos
M_j	Massa molar do componente j
G	Energia livre de Gibbs
H	Entalpia
S	Entropia
P	Pressão
T	Temperatura
c_p	Calor específico
cp_m	Calor específico médio
cp_{agua}	Calor específico da água
$cp_{processo}$	Calor específico na condição de pressão e temperatura no processo
$cp_{referência}$	Calor específico na condição de pressão e temperatura de referência
v_m	Volume específico
ρ_{agua}	Massa específica da água
ρ_{oleo}	Massa específica do óleo
ρ_{diesel}	Massa específica do diesel
y_i	Fração molar
R	Constante universal dos gases
\dot{W}	Taxa de transferência de energia por trabalho
SEC_i	Consumo específico de energia para a atividade industrial i
$Ener_i$	Consumo de energia necessário para a atividade industrial i
$Prod_i$	Medida de produção física gerada pela atividade industrial i
$N_{solvente}$	Número de mols do solvente por quilograma de solução

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	19
2.2	EXERGIA	27
2.3	ANÁLISE EXERGÉTICA EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	37
2.4	ÍNDICES DE DESEMPENHO ENERGÉTICOS TRADICIONAIS E ÍNDICES BASEADOS EM EXERGIA.....	46
3	CÁLCULO DA EXERGIA	50
3.1	METODOLOGIA DE CÁLCULO DA EXERGIA.....	52
3.1.1	DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES DAS CORRENTES.....	54
3.1.2	CÁLCULO DAS EXERGIAS FÍSICA E QUÍMICA PARA AS CORRENTES GASOSAS.....	60
3.1.3	CÁLCULO DAS EXERGIAS FÍSICA E QUÍMICA PARA AS CORRENTES LÍQUIDAS	62
3.1.4	ANÁLISE EXERGÉTICA	64
3.2	CARACTERÍSTICAS DAS UEP	66
3.3	CÁLCULO DA EXERGIA PARA AS UEP	70
4	COMPARAÇÃO DOS INDICADORES DAS UEP	83
4.1	COMPARAÇÃO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO ENERGÉTICOS	83
4.2	COMPARAÇÃO DAS EFICIÊNCIAS EXERGÉTICAS DAS UEP.....	84
4.3	COMENTÁRIOS SOBRE TECNOLOGIAS PARA MELHORAR O DESEMPENHO ENERGÉTICO DE UEP	86
4.4	PAINEL DE ACOMPANHAMENTO DO DESEMPENHO ENERGÉTICO	89
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	92
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	APÊNDICE A – DADOS DAS UEP	102

1. INTRODUÇÃO

Conforme Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*), o consumo de energia primária no mundo vem crescendo continuamente ano após ano, tendo um incremento médio de 2,9% ao ano de 1973 até 2018, atingindo o patamar de 14.282 Mtep, sendo que 54,4% desse total são gerados a partir do consumo de combustíveis oriundos da indústria petrolífera (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

O cenário nacional é semelhante ao mundial, onde a maior fonte da oferta interna de energia são os derivados do petróleo e o gás natural, respondendo por 46,6% do total de energia ofertada (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

Conforme apontado pelo Balanço Energético Nacional – BEN 2018 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), o setor industrial, atualmente com alto nível de ociosidade, reduzirá a sua participação no consumo final de energia, enquanto que o setor energético é o que mais ganha importância devido ao incremento da produção de petróleo e gás no país. A indústria extrativa brasileira goza de excelente competitividade, e a exploração de petróleo será o principal motor do crescimento da indústria nacional, com projeção de crescimento da ordem de 4,6% ao ano até 2027.

Essa alavancagem do setor industrial no Brasil, assim como nos outros países, resultará em um maior consumo de energia, que invariavelmente irá levar a um aumento nas emissões de gases de efeito estufa. A concentração desses gases tem consequências desastrosas para o clima da Terra, com influência direta na temperatura, podendo vir a acarretar caos econômico (FENERICH; COSTA; LIMA, 2017).

Em decorrência da condição atual, onde a matriz energética mundial é majoritariamente dependente de combustíveis fósseis, ações necessitam ser implementadas para buscar um consumo mais racional dos recursos do planeta. Essa procura por um desenvolvimento mais sustentável, garantindo o direito ao acesso dessas fontes às gerações futuras e o crescimento econômico e social dos países

devem ocorrer sem levar em consideração impactos com relação ao aquecimento global.

Uma solução para esse cenário preocupante é a eficiência energética, que possui um enorme potencial e pode contribuir significativamente para a preservação do meio ambiente. Nesse sentido, a eficiência energética está no topo tanto da agenda política como das metas das grandes empresas mundiais. No entanto, a falta de dados para o desenvolvimento de indicadores adequados para medir o desempenho dos gastos energéticos de seus processos muitas vezes impede que as organizações avancem nessa direção. Sem dados e indicadores confiáveis, é difícil monitorar e controlar esse progresso (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Agências e organizações internacionais recomendam um conjunto de indicadores de desempenho energético para subsidiar a implementação de programas de gestão de energia. No entanto, muitos setores da indústria enfrentam dificuldade para determinar esses indicadores, como a indústria petrolífera, em virtude das características específicas de cada campo de petróleo somadas a variações dos *inputs* e *outputs* ao longo da vida produtiva de cada unidade, o que cria desafios para manter um processo eficiente do ponto de vista energético. Dessa forma, a análise desses sistemas é complexa e os indicadores de *performance* devem ser escolhidos de forma cuidadosa (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018; VOLDSUND et al., 2014a).

Uma solução apresentada na literatura é a aplicação da análise exérgica para quantificar as ineficiências dos fluxos dos processos e, assim, determinar indicadores confiáveis que mostrem verdadeiramente a eficiência dos sistemas produtivos (OLIVEIRA JUNIOR, 2013; NGUYEN et al., 2014a; ORREGO et al., 2018).

Desta forma, o tema do trabalho desenvolvida relaciona-se à gestão energética aplicada a plataformas marítimas de produção de petróleo, por meio da análise comparativa de indicadores da performance energética para subsidiar a implementação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE) no âmbito da norma ABNT NBR ISO 50001. Mais especificamente, o problema da pesquisa pode ser definido em: como comparar a *performance* do consumo energético das unidades marítimas de produção de petróleo, tendo em vista que os indicadores de

desempenho energético tradicionais baseados em energia apresentam limitações e não são recomendados para essa aplicação?

Nesse contexto, a dissertação se justifica devido ao fato de que as plataformas de produção de petróleo que operam no litoral brasileiro não possuem indicadores para mensurar o desempenho energético das suas operações. Por outro lado, conforme apontado nos planos de negócios das maiores empresas desse setor, há necessidade de medir e controlar a emissão de gases de efeito estufa em suas operações (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 “apesar das incertezas relacionadas [...] à pandemia, acredita-se que a maior parte dos projetos que sustentam a previsão de petróleo e gás natural [...] já estão contratados” (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

Os investimentos em novas unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO, do inglês *floating production storage and offloading*), sustentarão uma curva de produção que alcançará o patamar de 5,26 milhões de barris de petróleo por dia no horizonte até 2030 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

Essa perspectiva de aumento se apresenta como um potencial enorme para redução da emissão de gases de efeito estufa, a partir da implementação de Sistemas de Gestão da Energia fundamentados em ações que visem à eficiência energética. Nesse sentido, a obtenção de indicadores de desempenho energético, que retratem de forma confiável a real condição operacional dessas unidades, é um dos passos iniciais para o êxito dessas ações.

Tendo isto como motivação, o trabalho terá como objetivo geral o desenvolvimento de um painel de acompanhamento on-line do desempenho energético para a gestão energética de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) para a Petrobras.

A fim de alcançar o objetivo geral, foram definidos alguns objetivos específicos, a saber:

- Desenvolvimento de um modelo para o cálculo da eficiência exergética aplicado a Unidades Estacionárias de Produção;
- Determinação da influência das características específicas dos projetos das Unidades Estacionárias de Produção e da etapa de maturidade do campo no desempenho energético;
- Concepção de um painel dinâmico que permita a apresentação de índices de desempenho para Unidades Estacionárias de Produção e a comparação entre elas, para embasar a implementação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE).

A dissertação está estruturada em seções onde, além dessa seção introdutória com a contextualização e as motivações do tema escolhido, tem-se mais quatro seções. Na seção 2 foi construído um referencial teórico dos principais tópicos abordados no trabalho. A metodologia de cálculo da exergia é apresentada na seção 3. Na seção 4 é mostrada a implementação de uma avaliação comparativa dos indicadores das plataformas de petróleo, bem como o painel de acompanhamento do desempenho das unidades de produção de petróleo desenvolvido. Por fim, as conclusões e as sugestões de trabalhos futuros são expostas na seção 5.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico apresentado a seguir fundamenta-se no campo do conhecimento da eficiência energética, do conceito da exergia e da formulação de indicadores de desempenho energético aplicados a unidades marítimas de produção de petróleo.

2.1 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Segundo o PDE 2030 “O primeiro semestre de 2020 foi marcado (...) por revisões contínuas nas projeções econômicas, sem perspectiva clara de qual será a profundidade e a duração das crises de saúde, social e econômica instaladas”. Entretanto, o estudo aponta para uma recuperação da economia global com um crescimento médio de 3,6% a.a. entre 2021 e 2030. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

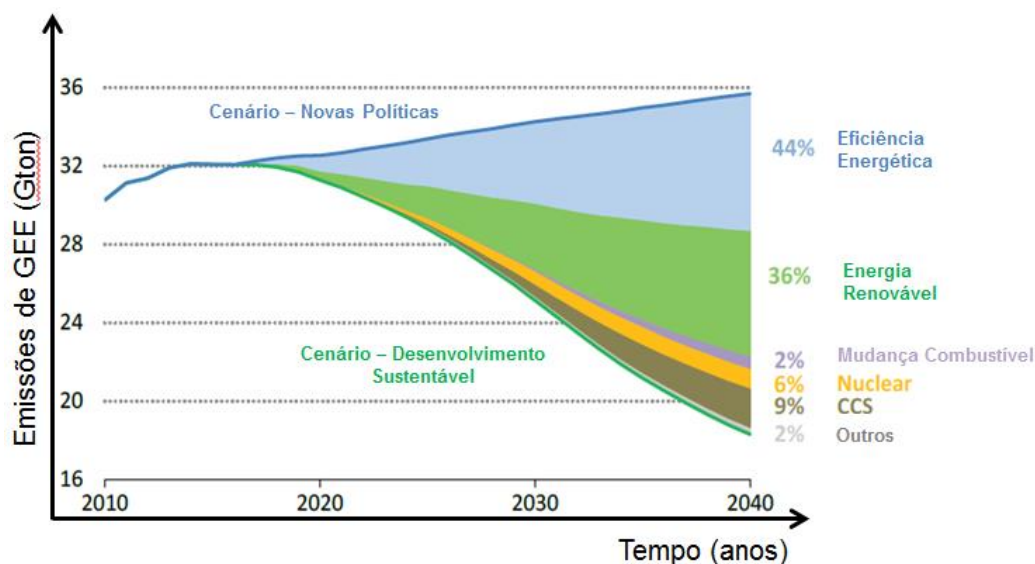
As projeções de crescimento do setor industrial no mundo, assim como no Brasil, apresentam um maior consumo de energia, que invariavelmente irá levar a uma maior emissão de gases de efeito estufa. O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*) informou que as emissões continuadas levarão a um aumento de temperatura média global entre 1,4°C e 5,8°C no período de 1990 a 2100 (FENERICH; COSTA; LIMA, 2017).

Uma saída para esse cenário preocupante é a eficiência energética, conforme relatório da Agência Internacional de Energia, que simulou uma projeção futura com um “Cenário Mundial Eficiente” para buscar respostas em relação aos ganhos caso os países alcançassem todo o potencial de eficiência energética disponível de baixo custo entre 2018 e 2040 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018). Esse cenário mostra que existe um potencial significativo para ampliar os esforços globais em eficiência energética. O tamanho da economia global poderia dobrar até 2040 com apenas um aumento marginal no consumo de energia. Nessa projeção foi verificado que, somente com ações de eficiência energética, é possível que as emissões de gases de efeito estufa permaneçam nos mesmos níveis de antes de 2020, um dos principais alvos do Acordo de Paris sobre as mudanças climáticas (INTERNATIONAL

ENERGY AGENCY, 2018). Entendimento semelhante têm Bunse e outros (2011), que indicam que uma utilização mais eficiente da energia pode contribuir de forma mais eficaz e econômica para a resolução dos problemas do aquecimento global a curto prazo.

Como pode ser avaliado por meio da Figura 1, o “Cenário Mundial Eficiente” mostra que a eficiência energética, em conjunto com outras medidas, pode produzir grandes cortes nas emissões de gases de efeito estufa e, dessa forma, estabilizar as emissões em um nível consistente com a limitação do aumento médio da temperatura global a 2°C, conforme previsto nas metas globais de mitigação das mudanças climáticas assinadas no Acordo de Paris (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Figura 1 – Gráfico de emissão de carbono na atmosfera



Fonte: *International Energy Agency* (2018).

Nota: Adaptado pelo autor.

Objetivando atingir um consumo de energia de forma mais racional, vários governos ao redor do mundo implementaram políticas de conservação de energia. Alinhado com as políticas internacionais, no Brasil foi elaborado um conjunto de programas e leis que buscam atingir esses objetivos. Neste contexto, é possível citar o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), criado em dezembro de 1985, e a Lei de Eficiência Energética, promulgada em 17 de outubro de 2001, como exemplos bem sucedidos.

O relatório síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2020 calculou uma oferta interna de energia de 294,0 Mtep para o ano de 2019, um aumento de 1,4% em

relação ao ano anterior. Nesse mesmo ano, o estudo avaliou que o total de emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira atingiu 419,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente emitido (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

Dentro desse cenário, ações de eficiência energética aplicadas ao setor industrial podem contribuir significativamente para a conservação de energia e preservação do meio ambiente. Apurou-se a existência de um potencial de redução da ordem de 5,0 Mtep nos segmentos industriais energointensivos, tomando como base os anos de 2017 e 2018 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

O potencial de ganho na indústria representa 70% da economia de energia prevista, que deverão ser impulsionados por medidas como padronização de equipamentos e incentivos para aumentar a adoção de sistemas de gerenciamento de energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Para Fenerich, Costa e Lima (2017), existem três fatores que direcionam os estudos em melhoria do desempenho energético nas indústrias: o aumento do preço de energia, novas regulamentações ambientais associadas às emissões de CO₂ e a mudança do perfil do consumidor.

O relatório do PDE 2029 mostra que:

Como novas medidas, planeja-se investir em projetos e programas relacionados a incentivar a adoção de Sistemas de Gestão de Energia (SGE) pelo setor industrial, observados os princípios da Norma ISO 50001 – Sistema de Gestão de Energia. A implementação de tais sistemas é considerada uma das ações-chave para a eficiência energética na indústria. Muitas das medidas identificadas nas revisões energéticas apresentam baixo ou nenhum investimento e resultam na redução dos custos operacionais da empresa, do consumo de energia e das emissões de GEE e em ganhos de produtividade (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

Para gerenciar efetivamente o desempenho energético de suas instalações, sistemas, processos e equipamentos, as organizações precisam saber como a energia é utilizada e quanto é consumida ao longo do tempo. Para medir e quantificar efetivamente esse desempenho energético, a organização estabelece indicadores de desempenho energético e linhas de base energética. Os resultados do desempenho energético podem ser expressos em unidades de consumo, consumo específico de

energia, potência na hora de pico, alteração percentual em eficiência ou proporções adimensionais (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2016).

Conforme analisado por Abdelaziz e outros (2011), o papel do gerenciamento de energia é vital e tem expandido enormemente nas indústrias ao redor do mundo, principalmente nos países mais desenvolvidos.

Medir e controlar a eficiência energética nos processos de produção é o primeiro passo para avaliar e implementar medidas de melhoria. Ao estabelecer sistemas de informação de produção para a eficiência energética, os tomadores de decisão receberão insumos relevantes sobre os impactos no desempenho energético resultantes do planejamento da produção e dos negócios. Nas entrevistas e nos *workshops* com representantes da indústria, tornou-se evidente que há uma necessidade de indicadores chaves de eficiência energética para rastrear as mudanças e melhorias no processo das plantas industriais (BUNSE et al., 2011).

Conforme a *International Association of Oil and Gas Producers* (IOGP), o primeiro passo para a implementação de um SGE é a revisão energética, que inclui um inventário do consumo de energia no passado e no presente, uma lista das variáveis chaves, uma definição do que constitui um “uso significativo de energia” e uma análise desses fatores para que, em seguida, seja realizada a seleção de indicadores de desempenho energético (INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS, 2013).

A definição de um Indicador de Desempenho Energético (IDE) pela ABNT (2018) é uma “medida ou unidade de desempenho energético [...], conforme estabelecido pela organização”. A mesma norma informa em nota que os “IDE podem ser expressos como uma métrica simples, razão ou um modelo, dependendo das naturezas das atividades sendo medidas” (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2018).

De acordo com Shim e Lee (2018), existem quatro tipos de indicadores: um consumo absoluto de energia, uma relação simples entre consumo de energia e produção (kWh por tonelada, por exemplo), um modelo estatístico (utilizando regressão linear e não linear) e um modelo de simulação para mensurar a melhoria da eficiência energética e do desempenho energético que podem ser aplicados em determinada organização.

Nas colocações de Fenerich, Costa e Lima (2017), a eficiência energética pode ser calculada pela relação de *outputs* e a energia de entrada do processo. Os indicadores de eficiência energética podem ainda ser divididos em quatro grupos: termodinâmico, físico-termodinâmico, econômico-termodinâmico e econômico.

Para a comparação considerando especificadamente os processos das plantas industriais, os IDE parecem satisfazer os requisitos das empresas. No entanto, estes indicadores não estão disponíveis para muitos setores e existem poucos estudos sobre sua adequação (BUNSE et al., 2011).

Opinião semelhante possuem Shim e Lee (2018), que afirmam que ter os Indicadores de Desempenho Energético corretos é essencial para alcançar uma gestão de energia eficaz.

Como a indústria de petróleo e gás possui uma complexidade grande nos seus processos, o consumo de energia é o resultado de uma combinação de um grande número de fatores. Conforme apontado por Voldsund e outros (2014a), a seleção de indicadores de desempenho energético para tais sistemas é complexa, e deve ser escolhido com muita cautela para que esse indicador seja mensurável, confiável e útil para embasar o acompanhamento e controle da unidade avaliada.

Conforme Sánchez e Oliveira Junior (2015), a indústria de óleo e gás reconheceu a importância dos problemas ambientais e, por isso, investe em gerenciamento e melhores práticas em todo o mundo. Nesse sentido, a comparação do desempenho ambiental das empresas é um objetivo da IOGP. A eficiência energética e a economia de energia têm crescido em prioridade e importância, e as plataformas *offshore* começaram a ser usadas para a implementação de diretrizes de sustentabilidade como um requisito para suas operações (INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS, 2013).

Inserida nesse contexto, as maiores companhias de petróleo do mundo estão fechando acordos de energia limpa à medida que a pressão para diversificar seus negócios aumenta e o crescimento se acelera em tecnologias de baixo carbono. A *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI) é uma iniciativa das maiores empresas de petróleo e gás do mundo que visa impulsionar a resposta do setor às mudanças climáticas. Iniciado em 2014, os membros participam de ações para acelerar a redução das

emissões de gases de efeito estufa. O investimento compartilhado previsto é de US\$ 1 bilhão ao longo de 10 anos, objetivando alcançar uma redução de GEE da ordem de 20%, tendo como base os valores de 2005. O foco do investimento do grupo são tecnologias nas áreas de captura, estocagem e uso do carbono, gás natural e eficiência energética na indústria e no setor de transportes (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Na Figura 2 estão ilustrados os 13 membros participantes da OGCI, que respondem por 32% da produção global de petróleo e gás nos dias atuais.

Figura 2 – Empresas participantes da OGCI



Fonte: *Oil and Gas Climate Initiative* (2019).

A OGCI criou uma meta de intensidade de emissão de carbono que leva em consideração as emissões de dióxido de carbono e metano de todas as operações de produção de petróleo e gás dos membros do grupo. Esse indicador possui como linha de base o valor de 2017 de 24 kg CO₂e/boe (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Tal organização afirma ainda que, para alcançar a redução da intensidade de carbono, haverá necessidade de melhorar a eficiência energética, minimizar a queima de gás, modernizar instalações, implementar sistemas de cogeração de eletricidade e calor útil, e implantar sistemas de captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês *carbon capture and storage*) nas unidades (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Como pode ser observado no Quadro 1, tais empresas já têm adotado medidas eficazes para a redução da intensidade de carbono da área de exploração e produção de petróleo e gás (E&P), sendo atingido, em 2018, 22,7 kg CO₂e/boe de emissões (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Quadro 1 – Indicadores da OGCI

Indicadores	Unidade	2018
Produção total de óleo e gás dos membros	M boe/dia	48,7
Intensidade de Carbono da área de E&P	kg CO ₂ e/boe	22,7
Gás queimado da área de E&P	mil m ³	23.517

Fonte: *Oil and Gas Climate Initiative* (2019).

Nota: Adaptado pelo autor.

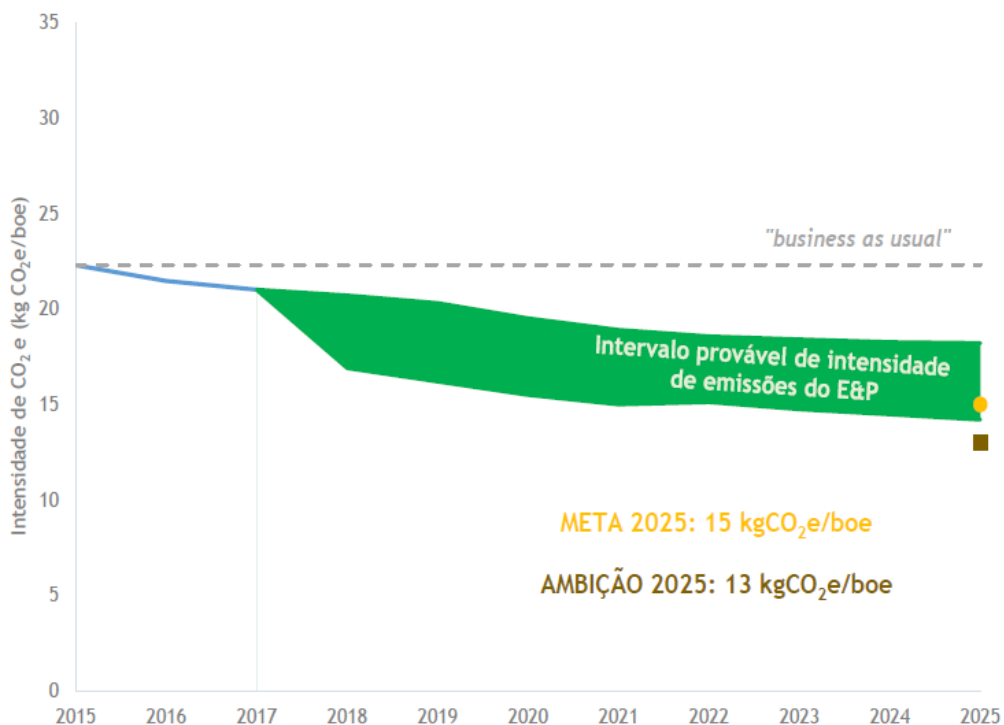
Uma das empresas do grupo, a Equinor, concentrou-se em eficiência energética e reduções de queima por décadas, impulsionada por um imposto norueguês sobre a emissão de carbono introduzido no ano de 1991. A empresa segue rigorosamente uma série de medidas, como o foco contínuo na medição, monitoramento e otimização do gerenciamento de energia. A força de trabalho se envolve como uma de suas prioridades, e as instalações são comparadas para compartilhar boas práticas. Dessa forma, foi possível eliminar cerca de 1,8 milhão de toneladas de dióxido de carbono por ano desde 2008 (OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE, 2019).

Para a realidade brasileira, a Petrobras (2019) projetou, no seu Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 e Planejamento Estratégico 2040, a continuidade na melhoria da eficiência em carbono de suas atividades, e prevê uma redução da intensidade de emissões de carbono em mais de 32% no horizonte de 2015 a 2025. Entre os principais vetores apontados estão a eficiência energética, a redução de queima do gás no *flare*, emissões fugitivas e perdas.

Na Figura 3 está apresentada a projeção para os próximos anos das operações de Exploração e Produção da Petrobras, onde se destaca uma curva em declínio da intensidade de emissões de carbono.

A Petrobras implementou, em 2020, o Índice de Gases do Efeito Estufa (IGEE), sendo este indicador adicionado às métricas de topo da organização. “Esse indicador relaciona as emissões atmosféricas de GEE com a produção de óleo e gás, calculando o quanto é emitido por cada barril de óleo produzido” (PETROBRAS, 2020b).

Figura 3 – Projeção da intensidade das emissões de CO₂ pela área de E&P da Petrobras



Fonte: Petrobras (2019).

Convergindo no sentido de maior sustentabilidade, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) emitiu a resolução Nº 806 para regulamentar os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. Nesta, a agência reguladora definiu novos limites para o Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), que mensura o quanto do gás produzido é queimado ou perdido sem ser exportado ou usado como combustível para geração de energia (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020).

Conforme a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020), “a nova resolução traz dispositivos [...] visando otimizar o aproveitamento do recurso energético, mediante a redução dos percentuais de queima”. Para as novas unidades de produção de petróleo, o limite do indicador IUGA passará de 97% da produção mensal de gás natural associado, para 98%, ficando a cargo da agência reguladora a autorização para qualquer queima de gás produzido de forma extraordinária, ou seja, não planejada previamente.

Rosen e Dincer (2001) afirmam que as políticas energéticas desempenham cada vez mais um papel importante na abordagem de questões relacionados com a sustentabilidade, e as ligações entre exergia, energia, desenvolvimento sustentável e impacto ambiental tornou-se indissolúvel, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Triângulo interdisciplinar coberto pelo campo da exergia



Fonte: Rosen e Dincer (2001).
Nota: Adaptado pelo autor.

Observa-se ainda que, nos últimos anos, houve um crescente interesse na aplicação da análise exérgica em plataformas *offshore* de petróleo e gás, o que é evidenciado pelo incremento na quantidade de estudos e trabalhos publicados acerca de exergia desenvolvidos para avaliar o desempenho energético nas mais diversas áreas, como apresentado na seção 2.3.

2.2 EXERGIA

O uso sustentável da energia está intrinsecamente ligado à eficiência dos sistemas que convertem matérias-primas em bens materiais. A tecnologia desses conversores de energia tem influência direta na qualidade e quantidade de seu consumo de energia, dos produtos e também dos resíduos lançados no meio ambiente (OLIVEIRA JUNIOR, 2013). Neste sentido, a utilização de fontes de energia, independentemente de serem fósseis ou renováveis, deve ser realizada por meio de equipamentos eficientes, não apenas durante seu uso final, mas em toda a cadeia de processos de conversão de energia, desde a produção e a transformação de fontes de energia, até a desativação e a eliminação de resíduos (WALL; GONG, 2001a).

Neste cenário de uso consciente dos recursos naturais, o conceito de exergia, que é um padrão termodinâmico da qualidade da energia, é útil para identificar e quantificar as ineficiências dos processos de conversão de energia que causam a redução no valor da energia e o aumento dos resíduos lançados para o meio ambiente. Isso é possível porque a determinação da exergia implica o uso combinado das Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica, e é por meio do conceito de geração de entropia ou destruição exergética que se podem quantificar as ineficiências de um dado processo de conversão de energia e a redução do valor da energia utilizada neste processo (OLIVEIRA JUNIOR, 2013; ROSEN, 2013).

Conceitualmente,

[...] a exergia representa o trabalho máximo que pode ser obtido quando uma quantidade de matéria é levada ao estado de equilíbrio termodinâmico (mecânico, térmico e químico) com o meio ambiente, envolvendo interações apenas com os componentes do meio ambiente através de processos reversíveis (SZARGUT; MORRIS; STEWARD, 1988).

O conceito de exergia começou a ser introduzido há dois séculos, quando Sadi Carnot (1824) desenvolveu o primeiro trabalho que estabeleceu as bases da Segunda Lei da Termodinâmica, por meio da ideia de quantificar o trabalho máximo que podia ser obtido nas máquinas a vapor. Os primeiros enunciados da Segunda Lei da Termodinâmica foram propostos por Clausius (1850), Kelvin e Planck (1897) e, mais formalmente, por Carathéodory (1909). Entretanto, Gibbs e Maxwell, na segunda metade do século XIX, continuando o trabalho de Carnot, deram forma ao conceito de energia disponível, que definiram como a propriedade pela qual se mede a capacidade de causar mudanças devido ao desequilíbrio com o meio ambiente da respectiva substância analisada (ORTIZ; ORREGO, 2013).

Excluindo os efeitos de ordem nuclear, magnética, elétrica e de tensão de superfície, a exergia de um fluxo E pode ser dividida em exergia física (E^f) e exergia química (E^{qui}), sendo expressa pela equação (01) (KOTAS, 1980a; CENGEL; BOLES, 1989).

$$E = E^f + E^{qui} \quad (01)$$

A exergia física consiste em componentes de exergia de ordem cinética (E^{cin}), potencial (E^{pot}), mecânica (E^M) e térmica (E^T). As exergias cinética e potencial equivalem, respectivamente, à energia cinética e potencial, pois podem, teoricamente,

ser totalmente convertidas em trabalho. A exergia física equivale à máxima quantidade de trabalho possível de se obter quando uma substância passa de um estado inicial ao estado de referência restrito (P_0 e T_0), caracterizado pela existência de equilíbrio térmico e mecânico com o meio ambiente, sem mudar sua composição. Já a exergia química é o máximo trabalho possível de se obter quando uma substância é levada do estado de referência ou estado morto, assinalado pela existência de equilíbrio térmico, mecânico e químico, interagindo de forma reversível com componentes do ambiente (SZARGUT; MORRIS; STEWARD, 1988).

Para Tsatsaronis (2007), a exergia física pode ser definida em função das exergias mecânica e térmica, como expressa a equação (02).

$$E^f = E^M + E^T \quad (02)$$

A exergia física de um fluxo de matéria do seu estado atual até o estado de referência do ambiente pode ser calculada conforme equação (03) (TSATSARONIS, 2007).

$$E^f = (H - H_0) - T_0(S - S_0) \quad (03)$$

Onde H é a entalpia e S , a entropia. Os termos E^{cin} e E^{pot} da equação (01) são detalhados nas equações (04) e (05), onde os termos m , v e z são, respectivamente, a massa, a velocidade e a cota de altura do fluxo de matéria (TSATSARONIS, 2007).

$$E^{cin} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (04)$$

$$E^{pot} = mgz \quad (05)$$

Para um gás perfeito com a constante de calor específico (c_p), a expressão da exergia física pode ser calculada pela equação (06) (OLIVEIRA JUNIIOR, 2013).

$$E^f = \dot{m}c_p \left[(T - T_0) - T_0 \ln \left(\frac{T}{T_0} \right) \right] + \dot{m}RT_0 \ln \left(\frac{P}{P_0} \right) \quad (06)$$

Para um sólido ou líquido assumido com comportamento incompressível e constante, com calor específico (c_p) e volume específico (v_m) entre P e P_0 , pode-se calcular a exergia física pela equação (07) (OLIVEIRA JUNIIOR, 2013).

$$E^f = \dot{m}c_p \left[(T - T_0) - T_0 \ln \left(\frac{T}{T_0} \right) \right] + \dot{m}v_m(P - P_0) \quad (07)$$

A exergia química leva em conta os desvios da composição química com relação às substâncias presentes no ambiente, e a sua determinação requer um modelo do ambiente padrão, de acordo com as seguintes condições de referência: temperatura e pressão do ambiente em T_0 igual a 298,15 K e P_0 igual a 101,325 kPa, e determinada concentração de componentes gasosos da atmosfera (O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O , gases nobres e etc.) (OLIVEIRA JUNIOR, 2013).

Segundo Kotas (1980a) e Oliveira Junior (2013), a exergia química específica (e^{qui}) dos gases de referência que compõem a atmosfera padrão é determinada pelo trabalho de expansão isotérmica que pode ser realizado em uma turbina que troca calor com o ambiente em T_0 e leva o gás de P_0 até sua pressão parcial na atmosfera padrão (P_{00}), apresentado na equação (08).

$$e^{qui} = RT_0 \ln \left(\frac{P_0}{P_{00}} \right) \quad (08)$$

Para uma substância pura que não existe no ambiente de referência, a exergia química específica é determinada considerando dois processos reversíveis. O primeiro é uma reação química de referência que ocorre em P_0 e T_0 , onde a substância reage com substâncias trazidas do meio ambiente (reagentes) gerando substâncias que existem no ambiente de referência (produtos). O segundo processo é uma alteração nas concentrações dos reagentes e dos produtos (OLIVEIRA JUNIOR, 2013). Assim, a exergia química pode ser calculada conforme as equações (09) e (10).

$$e^{qui} = -\Delta G_0 - \left[\sum_i x_i e_i^{qui} \right]_{reagentes} + \left[\sum_j x_j e_j^{qui} \right]_{produtos} \quad (09)$$

Onde,

$$\Delta G_0 = \left[\sum_j v_j g_j \right] - \left[\sum_k v_k g_k \right] \quad (10)$$

Nas equações (09) e (10), v_k , v_j , g_k e g_j são, respectivamente, os coeficientes estequiométricos e a energia livre de Gibbs em base molar. O índice j representa os produtos e o índice k , os reagentes da reação.

Conforme Moran e outros (2013), para uma mistura, a exergia química pode ser calculada como apresentada na equação (11), onde y_i é a fração molar do componente i , \bar{e}_i^{qui} a exergia química padrão de cada elemento i , R é a constante universal dos gases e T_0 é a temperatura de referência.

$$e^{qui} = \sum_i^j y_i \bar{e}_i^{qui} + RT_0 \sum_i^j y_i \ln(y_i) \quad (11)$$

Na Tabela 1 são apresentados valores de exergia química padrão dos principais elementos presentes na composição do petróleo proveniente das jazidas petrolíferas.

Tabela 1 – Exergia química padrão

Elementos	\bar{e}_i^{qui} (kJ/mol)
Metano	881
Etano	1550
Propano	2210
Butano	2860
Pentano	3520
Hexano	4180
Heptano	4790
Octano	5450
Nonano	6100
Decano	6750
Nitrogênio	0,720
Dióxido de Carbono	20,140
Oxigênio	3,970
Água (gasosa)	9,500
Água (líquida)	0,900

Fonte: Paiva (2017) e Moran e outros (2013).

Nota: Adaptado pelo autor.

A exergia química dos combustíveis líquidos pode ser avaliada em função do Poder Calorífico Inferior (PCI), por meio da equação (12), onde ϕ é determinado usando correlações baseadas na composição do combustível, e normalmente equivale a valores próximos a 1,04 para o gás natural e 1,08 para o petróleo (OLIVEIRA JUNIOR, 2013).

$$e^{qui} = \phi PCI \quad (12)$$

O parâmetro ϕ é correlacionado à composição elementar mássica (x) ou molar (y) e é dado por diversos autores:

- i. Determinação do parâmetro ϕ conforme Kotas (1985), apresentado em (13).

$$\phi = 1,0401 + 0,1728 \frac{x_H}{x_C} + 0,0432 \frac{x_O}{x_C} + 0,2169 \frac{x_S}{x_C} \left(1 - 2,0628 \frac{x_H}{x_C}\right) \quad (13)$$

- ii. Determinação do parâmetro ϕ para hidrocarbonetos líquidos segundo Szargut, Morris e Steward (1988), mostrado na equação (14).

$$\phi = 1,0406 + 0,0144 \frac{y_H}{y_C} \quad (14)$$

- iii. Determinação do parâmetro ϕ para hidrocarbonetos líquidos, levando em conta a fração de nitrogênio no combustível, além do oxigênio e do enxofre, de acordo com Rivero, Rendón e Monroy (1999), exposto na equação (15).

$$\phi = 1,0401 + 0,1728 \frac{x_H}{x_C} + 0,0432 \frac{x_O}{x_C} + 0,2169 \frac{x_S}{x_C} \left(1 - 2,0628 \frac{x_H}{x_C}\right) + 0,0428 \frac{x_N}{x_C} \quad (15)$$

A exergia também é capaz de apontar onde grandes emissões podem ser evitadas ou transformadas em resíduos úteis. Para o desenvolvimento sustentável, a destruição dos recursos naturais deve ser minimizada a um nível em que não haja danos ao meio ambiente e os sistemas de suporte à vida para as gerações futuras estejam protegidos. Dessa forma, o cálculo da destruição da exergia é usada como um critério para avaliar o esgotamento dos recursos naturais (GONG; WALL, 2001b)

Para Valero e outros (2010), em qualquer processo produtivo existem fluxos de produção indesejados de matéria ou energia, chamados de resíduos. As atuais limitações técnicas tornam esses componentes uma necessidade, pois não se consegue recuperar toda a exergia e tais componentes tornam-se resíduos. O processo de combustão é um exemplo, pois possui baixa eficiência de conversão, produzindo gases exaustos residuais com baixa exergia térmica que não podem ser recuperados e devem ser descartados no meio ambiente.

De acordo com Tsatsaronis e Czesla (1999), a análise de exergia identifica a localização, a magnitude e as causas das ineficiências termodinâmicas e aprimora a compreensão dos processos de conversão de energia em sistemas complexos, permitindo diferenciar as perdas para o ambiente das irreversibilidades internas.

Diferentemente da eficiência energética que é baseada em princípios da primeira lei da termodinâmica, a eficiência exergética usa os conceitos da segunda lei para avaliar quantitativa e qualitativamente a conversão de exergia em um processo (ORTIZ; ORREGO, 2013; LARA et al., 2017).

Segundo Kotas (1980b), não existem termos de transferência de energia no balanço exergético que não possam ser incluídos na exergia dos fluxos de entrada e saída. Dessa forma, a somatória de todas as transferências de exergia que compõem o insumo (\dot{E}_e) é igual à somatória de todas as transferências de exergia que compõem a saída (\dot{E}_s), adicionadas as irreversibilidades dos processos, como mostra a equação (16).

$$\sum \dot{E}_e = \sum \dot{E}_s + \dot{I} \quad (16)$$

Pela Segunda Lei da Termodinâmica, $\dot{I} > 0$. Então, tem-se a equação (17).

$$\frac{\sum \dot{E}_s}{\sum \dot{E}_e} \leq 1 \quad (17)$$

Kotas (1980b) indica que a razão entre a exergia da saída pela exergia da entrada estabelece o grau de perfeição termodinâmica de um processo, sendo que, no limite, sob condições de reversibilidade total, é igual a um.

Por outro lado, as irreversibilidades, ou destruição de exergia, fazem parte de todos os processos reais na forma de atritos, mistura de fluidos, turbulência, troca de calor e reações químicas, entre outros (TSATSARONIS, 1993). O valor da exergia destruída é obtido pela diferença dos somatórios dos fluxos de exergia de entrada e de saída, dado pela equação (18).

$$\dot{E}_d = \sum \dot{E}_e - \sum \dot{E}_s \quad (18)$$

Para Moran e outros (2013) e Cengel e Boles (2016), em um volume de controle em regime permanente, com fluxos de entrada e saída, o balanço exerético pode ser expresso por (19).

$$\dot{E}_d = \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_k}\right) \dot{Q}_k - \dot{W} + \sum \dot{m}_e e_e - \sum \dot{m}_s e_s \quad (19)$$

Onde \dot{E}_d é a exergia destruída dentro do volume de controle, \dot{E}_e é toda exergia entrando no volume de controle e \dot{E}_s é toda exergia saindo dele. O símbolo \dot{m} denota a taxa de fluxo de massa, \dot{Q}_k e \dot{W} são as taxas de transferência de energia por calor e trabalho, respectivamente, e e corresponde à exergia específica de um fluxo de matéria. Os símbolos T_0 e T_k indicam a temperatura de referência do meio e a temperatura do processo, nesta ordem, onde ocorre a transferência de calor.

Outra forma de descrever o balanço exerético de um processo é apresentada na equação (20).

$$\dot{E}_p = \dot{E}_f - \dot{E}_l - \dot{E}_d \quad (20)$$

Onde a exergia do produto (\dot{E}_p) representa o resultado desejado (expresso em termos de exergia) gerado pelo sistema que está sendo considerado. A exergia do recurso (\dot{E}_f) representa os insumos (expressos em termos de exergia) gastos para fornecer a exergia do produto. As ineficiências termodinâmicas de um sistema consistem na destruição de exergia (\dot{E}_d), associada às irreversibilidades (geração de entropia) dentro dos limites do sistema, e nas perdas de exergia (\dot{E}_l), relacionadas à transferência de exergia (através de fluxos de material e energia) para o ambiente (TSATSARONIS, 2017).

Existem diferentes expressões propostas na literatura para quantificar o desempenho exerético dos processos de conversão de energia. No presente trabalho, serão usadas as equações propostas por Tsatsaronis (1993), que pontuou que a eficiência exerética (ε_1) de qualquer sistema energético pode ser definida como a razão entre a exergia do produto e a exergia do recurso, conforme a equação (21).

$$\varepsilon_1 = \frac{\sum \dot{E}_p}{\sum \dot{E}_f} = 1 - \frac{\dot{E}_d - \dot{E}_l}{\dot{E}_f} \quad (21)$$

Essa abordagem pode ser aplicada com sucesso apenas quando o sistema de energia que está sendo avaliado consiste em um grande número de equipamentos. Para cada processo do sistema, é necessário identificar os fluxos de produtos, de recursos e das perdas. Como a exergia de recursos é sempre maior que a dos produtos, a eficiência é sempre positiva e menor do que 1 (VALERO et al., 2010).

Uma outra forma de determinar a eficiência exergética (ε_2) é a partir da equação (22), que mostra a relação entre a saída da exergia desejada e a exergia usada, chamada de eficiência racional (KOTAS, 1980b).

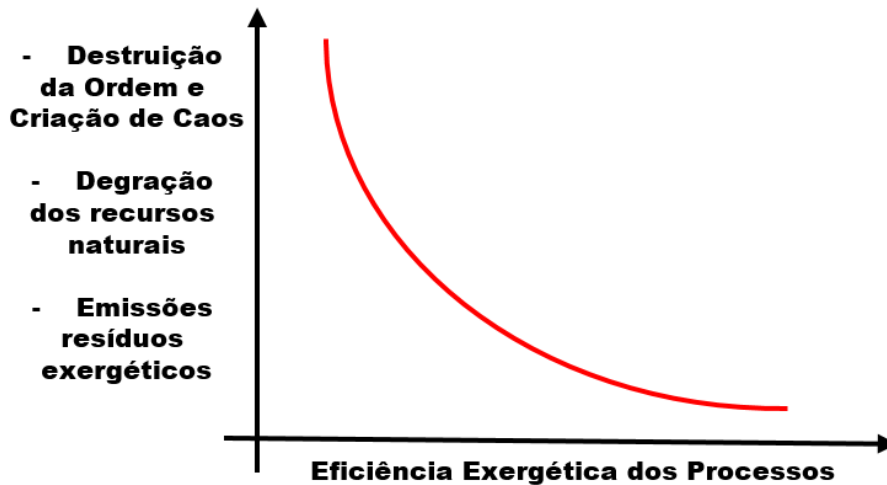
$$\varepsilon_2 = \frac{\text{Efeito exergético desejado}}{\text{Exergia utilizada}} \quad (22)$$

Para Frangopoulos e Keramioti (2010), existem inúmeros indicadores que podem ser usados para avaliar o desempenho de um sistema de conversão de energia, e cada um revela certo aspecto do desempenho do sistema. No entanto, pode ser difícil tomar decisões sobre qual das opções disponíveis é preferível do ponto de vista da sustentabilidade, mas todos os esforços possíveis devem ser feitos para definir indicadores quantitativos. Sugere ainda uma avaliação baseada em múltiplos critérios para complementar a análise energética, exergética, econômica ou termoeconômica usual.

Aghbashlo e Rosen (2018a) apresentam a indicação de várias combinações de conceitos de exergia com considerações econômicas e ambientais propostas nas últimas décadas. Uma dessas propostas é o chamado Método Baseado em Exergia, que inclui análises e avaliações convencionais e avançadas, tais como exergéticas, exergoeconômicas e exergoambientais, que busca otimização dos processos usando variáveis ambientais (MOROSUK; TSATSARONIS; KORONEOS, 2016; AGHBASHLO; ROSEN, 2018b). De semelhante modo, Silow e Mokrya (2010) endossam esse entendimento, apontando a aplicação de exergia em ecologia, nos campos da modelagem ecológica e do monitoramento de ecossistemas naturais, podendo ser também usada no gerenciamento de riscos (CASSETTI; ROCCO; COLOMBO, 2014).

Na Figura 5 é ilustrado o efeito da diminuição do impacto ambiental de um processo à medida que a sua eficiência exergética aumenta, com consequente redução da geração de entropia, do uso de combustíveis e da emissão de resíduos para o meio ambiente.

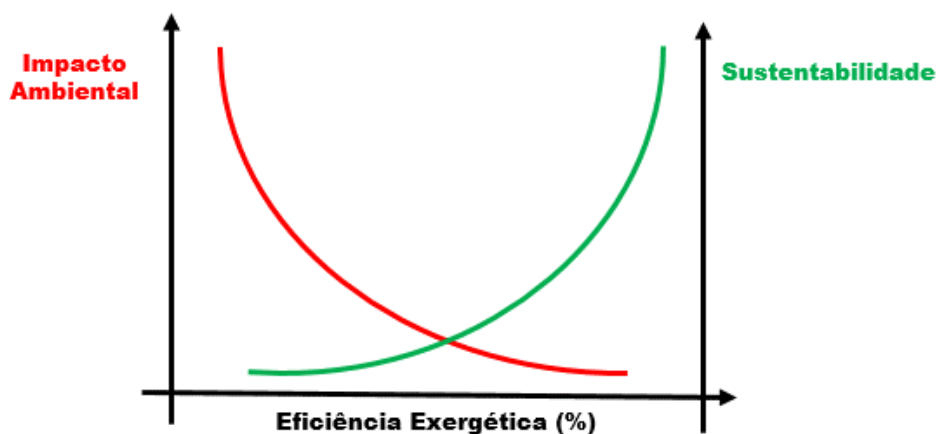
Figura 5 – Relação entre eficiência exergética dos processos e impactos ambientais



Fonte: Rosen e Dincer (2001).
Nota: Adaptado pelo autor.

Do ponto de vista da sustentabilidade, quanto mais eficiente é um sistema, mais sustentável ele será, tendo em vista que este utiliza de forma mais racional os recursos naturais que são os insumos para os processos produtivos (ROSEN; DINCER; KANOGLU, 2008). Essa relação está representada na Figura 6.

Figura 6 – Relação entre eficiência exergética e sustentabilidade



Fonte: Rosen e Dincer (2001).
Nota: Adaptado pelo autor.

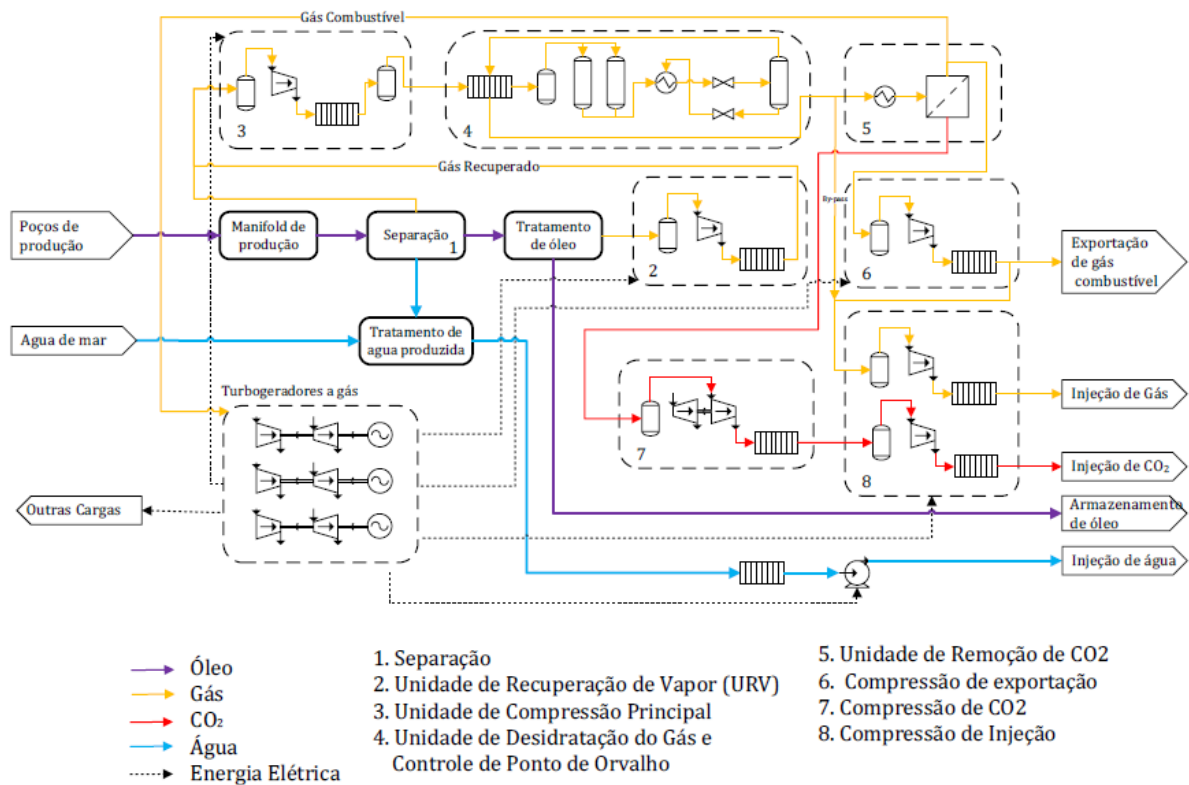
Além dos aspectos mencionados anteriormente, a análise exergética pode ser aplicada em outras atividades, como, por exemplo, na pesquisa de Cassetti e Colombo (2013), que formularam um modelo combinando riscos de segurança de processo com análise exergética.

2.3 ANÁLISE EXERGÉTICA EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Plataformas *offshore* de produção de petróleo são sistemas intensivos em energia, chegando a consumir centenas de MW de calor e energia elétrica. Uma unidade típica consiste em dois sistemas principais, o processamento primário de petróleo, chamado de planta de processo, e a geração de energia e calor, denominado de planta de utilidades. Neste último, uma parcela do gás proveniente dos poços é consumida em turbogeradores para produzir energia elétrica e o calor demandado no processamento (NGUYEN et al., 2016b).

O petróleo é extraído do reservatório por poços produtores, coletado por sistemas submarinos e, em seguida, elevado por dutos até a UEP. No *topside*, o petróleo é despressurizado no *manifold* de produção e separado em óleo, gás e água nos vasos separadores gravitacionais. A depender da UEP, o óleo processado é armazenado nos tanques de carga do navio ou bombeado para outra unidade, enquanto o gás é comprimido, tratado e exportado por gasoduto ou injetado no reservatório. A água produzida passa por processos para reduzir o teor de óleo e graxa (TOG) para ser injetada ou descartada no mar. O calor dos gases exaustos dos turbogeradores é recuperado em um ciclo de cogeração para aquecimento do petróleo e do gás. A água do mar é usada para resfriamento e injeção para recuperação da pressão do reservatório. As operações básicas são físicas, dos tipos compressão, bombeamento, expansão, separação, aquecimento e resfriamento. As únicas reações químicas que ocorrem estão presentes na combustão de combustível nas turbinas a gás (ORREGO et al., 2018). Os objetivos das UEP impactam no projeto da planta. De qualquer forma, excetuando-se algumas diferenças, a maioria dos sistemas estão presentes em todas as plataformas (NGUYEN; OLIVEIRA JUNIOR, 2018), como pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 – Visão geral dos sistemas do processamento primário de petróleo



Fonte: Cuchivague (2015).

As características do reservatório, o método de elevação e as especificações do produto final fornecido diferem de uma plataforma para outra, e essas características resultam em distintas configurações dos sistemas, estratégias e condições de operação (BOTHAMLEY; CAMPBELL, 2004; NGUYEN et al., 2016b).

Para Voldsund e outros (2014a), os projetos das instalações de produção de petróleo *offshore* são similares. Entretanto, cada campo de petróleo em cada bacia petrolífera possui características naturais específicas, tais como propriedades do petróleo, densidade, razão gás-óleo (RGO), permeabilidade da rocha reservatório, pressão e temperatura, entre outras. Dessa forma, cada plataforma é projetada com uma determinada configuração (por exemplo, número de trens de compressão, maior complexidade de tratamento do gás, necessidade de dessalgadora, capacidade de armazenagem e outras), métodos de elevação (como surgência, *gas lift* contínuo, bombeio centrífugo submarino) e estratégias de exploração do petróleo (como injeção de gás ou de água) diferentes. Adicionalmente, a vazão dos fluidos nos sistemas varia consideravelmente ao longo da vida produtiva do campo, o que cria desafios para manter a eficiência do processamento.

Os processos nessas instalações sofrem perdas de desempenho significativas durante a vida útil da UEP, como consequência de variações substanciais na pressão do reservatório e da composição e da vazão do petróleo produzido. Essa condição de operação fora dos *set-points* definidos no projeto da unidade leva ao uso de estratégias de controle que demandam maior consumo de energia. Além disso, à medida que a produção de petróleo diminui com o tempo, técnicas intensivas em energia, como injeção de gás e água, são empregadas cada vez mais para aumentar a recuperação do petróleo do reservatório. Portanto, é desafiador manter um alto desempenho da unidade ao longo do tempo (VOLDSUND et al., 2014a).

Ao longo dos últimos anos diversas pesquisas foram realizadas para analisar a eficiência das plataformas de petróleo, sendo as mais importantes descritas no Quadro 2.

Uma das referências de metodologia bastante empregada foi a usada por Oliveira Junior e Hombeeck (1997), que realizaram uma análise exérgica considerando apenas a planta de processo de uma plataforma *offshore* brasileira e verificaram que o aquecimento do petróleo e a compressão de gás foram os sistemas com maior destruição de exergia. Complementando o estudo realizado pelos pesquisadores citados, um modelo genérico da planta de processo e da planta de geração de energia de uma plataforma foi descrito por Nguyen e outros (2013), onde os resultados das simulações mostraram que a maior destruição exérgica, por volta de 65%, ocorreu na geração de energia e recuperação de calor, e o restante, cerca de 35%, na planta de processamento. Por outro lado, na pesquisa de Kumar (2017), foi observado nas plantas térmicas a gás que a câmara de combustão é o principal destruidor de exergia.

Na análise de eficiência exérgica realizado por Voldsund e outros (2014b) em 4 plataformas de petróleo usando a equação (21), foram obtidos resultados de 99,5%, 99,8%, 99,8% e 98,0%, respectivamente, para as unidades A, B, C e D. Ressalta-se a necessidade de esclarecimento da enorme diferença dos resultados de eficiência de plantas térmicas, da ordem de 75%, para plataformas de petróleo, acima de 98%, devido aos valores elevados de exergia química dos hidrocarbonetos coletados que entram e saem da planta de processo desse tipo de unidade.

Quadro 2 – Resumo da revisão de literatura relacionada à aplicação de análise exérgica em plataformas de petróleo

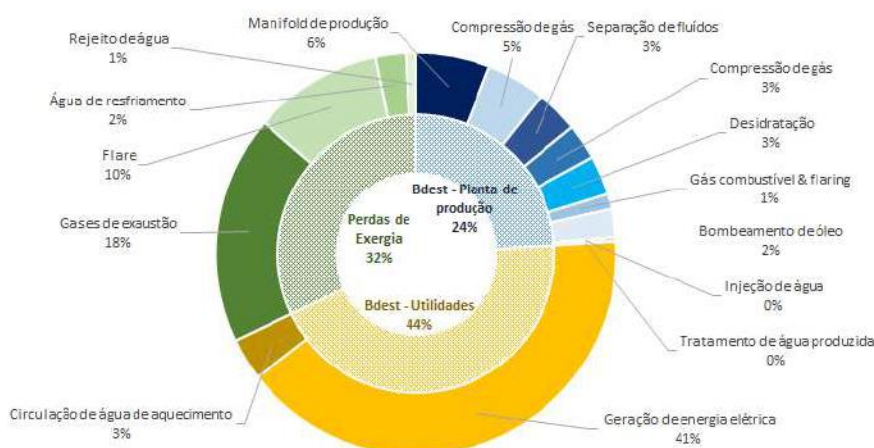
Autor (Ano)	Descrição
Oliveira Junior e Hombeeck (1997)	Planta <i>offshore</i> analisada: sistemas de separação, compressão e bombeamento
Voldsund e outros (2013)	Planta <i>offshore</i> analisada: separação, compressão, injeção, bombeamento de exportação, sistema de gás combustível e <i>manifold</i> de produção
Nguyen e outros (2013)	Planta <i>offshore</i> analisada: <i>manifold</i> de produção, separação, bombeamento e exportação de petróleo, compressão e tratamento de gás, compressão e exportação de gás, tratamento de água produzida, injeção de água, geração de energia e recuperação de calor, HVAC e utilidades diversas
Voldsund e outros (2014a)	Sistemas <i>offshore</i> analisados: <i>manifold</i> de produção, separação, tratamento de óleo e condensado, trem de compressão, tratamento de gás, tratamento de condensado, sistema de gás combustível, tratamento de água produzida e injeção de água do mar
Voldsund e outros (2014b)	Os mesmos sistemas e plataformas do Mar do Norte analisados em Voldsund e outros (2013b)
Nguyen e outros (2014b)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: plataforma do Mar do Norte nos estágios inicial, <i>plateau</i> e final da vida
Nguyen e outros (2014a)	Os mesmos sistemas e plataformas do Mar do Norte analisados em Voldsund e outros (2013b)
Sánchez e Oliveira Junior (2014)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: sistemas de separação, compressão, bombeamento e turbina a gás. Caso 1: com CCS e Caso 2: sem CCS
Sánchez e Oliveira Junior (2015)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: FPSO em três modos operacionais. Sistemas: separação, unidade de recuperação de vapor, compressores principais, compressores de injeção de gás / CO ₂ , compressores de exportação de gás e turbina a gás
Barrera, Bazzo e Kami (2015)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: separação, compressor <i>booster</i> de gás, injeção de gás, turbinas a gás e água do mar
Silva e Oliveira Junior (2018)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: sistemas de compressão de CO ₂ e turbinas a gás
Nguyen e Oliveira Junior (2018)	Plataforma <i>offshore</i> analisada: separação, unidade de recuperação de vapor, compressores principais, compressores de injeção de gás / CO ₂ , compressores de exportação de gás e turbina a gás, considerando variação da composição do petróleo

Fonte: Sánchez (2017)

Nota: Adaptado pelo autor.

Na Figura 8 são apresentados os valores de exergia destruída média distribuída por sistema.

Figura 8 – Detalhamento da taxa de exergia destruída por sistema



Fonte: Nguyen e outros (2013 apud D'ALOIA, 2017).

Em uma análise exérgica em um dia típico de produção de uma planta de processamento de petróleo e gás localizada no Mar do Norte, Voldsund e outros (2013) obtiveram como resultado que grande parte da destruição exérgica ocorreu no sistema de compressão e injeção de gás. Conclusão semelhante teve Nguyen e outros (2013), que realizaram um estudo de caso com análise comparativa em seis UEP que, embora apresentassem condições similares de operação, havia diferenças na vazão e na composição do petróleo. Os autores concluíram que a parcela mais significativa da destruição exérgica incidiu no sistema de utilidades das unidades. Destas, a maioria das irreversibilidades apontadas estava ocorrendo na câmara de combustão dos turbogeradores. Na planta de processo, as maiores irreversibilidades calculadas foram nos *manifolds* de produção e no sistema de compressão de gás.

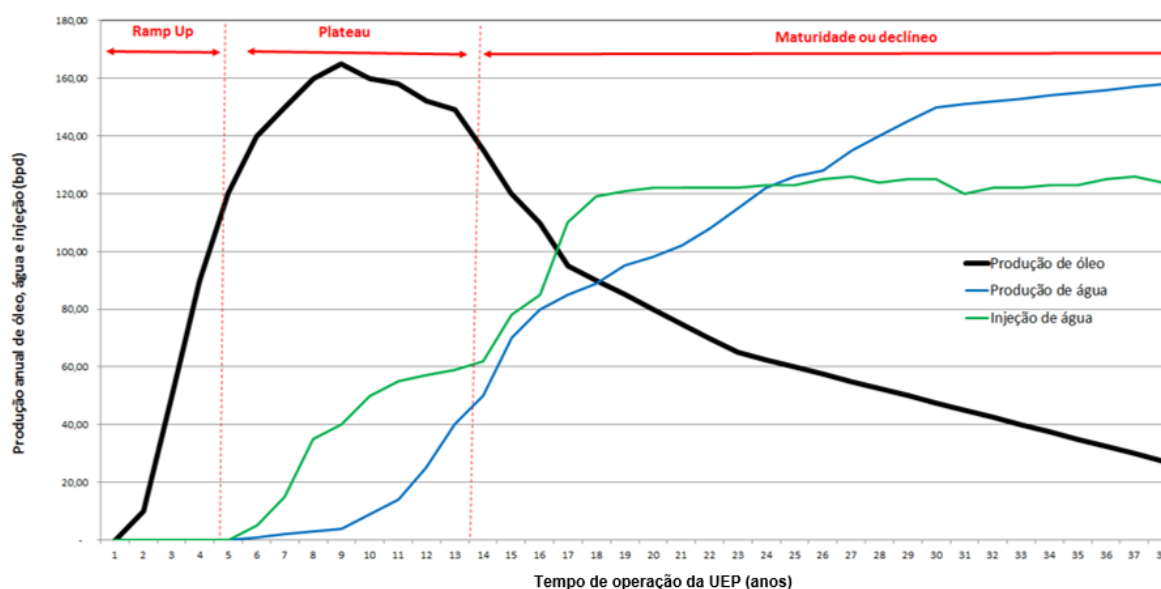
Contribuição relevante foi dada pela pesquisa de Voldsund e outros (2014b), que objetivava a identificação das fontes de destruição exérgica e perdas para plataformas com diferentes condições de operação. Os resultados demonstraram que a destruição exérgica varia de acordo com o método de elevação, a configuração da planta de processo, a distância do litoral e as características do petróleo produzido.

Com o objetivo de avaliar a relação da *performance* energética ao longo do tempo, Nguyen e outros (2014c) realizaram uma análise exérgica para avaliar a eficiência de uma plataforma, levando em consideração três estágios diferentes da curva de produção do projeto. Na parte inicial da curva, na fase de *ramp up*, a vazão de petróleo aumenta. Na parte intermediária, tem-se a fase de *plateau*, onde a produção atinge o pico máximo e se estabiliza. Já na parte final, o campo se torna maduro e inicia-se

uma fase de declínio na produção de petróleo. Pesquisa semelhante foi realizada por Allahyarzadeh-Bidgoli e outros (2019b), que efetuaram uma alteração dos parâmetros de entrada da planta de processo ao longo do tempo para analisar o consumo de energia de uma FPSO. Os resultados mostraram que a exergia destruída na plataforma foi de 65, 64 e 58 MW nos casos de *ramp up*, *plateau* e declínio, respectivamente, representando, em valores percentuais, 1,3% a 3,2%, da exergia do fluxo de entrada na planta de processo.

A Figura 9 ilustra curvas de produção típicas de uma UEP, onde pode ser observado o seu comportamento ao longo do tempo.

Figura 9 – Representação das fases das curvas de produção de um campo petrolífero



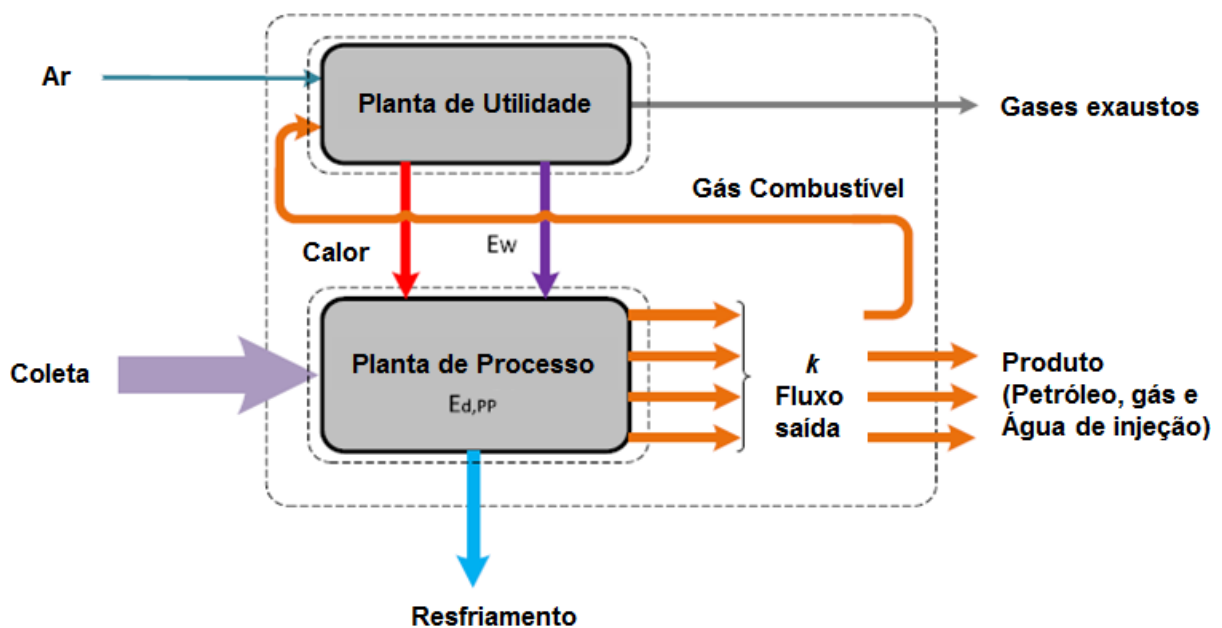
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2019).

Nota: Adaptado pelo autor.

Buscando uniformizar as metodologias de cálculo adotadas na literatura para determinar a eficiência exérgica de plataformas de petróleo, Nguyen e outros (2014a) buscaram mostrar a linha do tempo de evolução das pesquisas, pontuaram as várias metodologias de cálculo existentes, criticaram alguns métodos indicando a baixa sensibilidade de uns e a obtenção de resultados inconsistentes em outros. Por fim, de forma a eliminar as lacunas encontradas, apresentaram um método, chamado de eficiência exérgica *component-by-component*, que se baseia na decomposição dos fluxos exérgicos ao nível dos compostos químicos, em cada equipamento de cada etapa do processo.

Diversas abordagens para o cálculo da eficiência exergética de sistemas de processamento de petróleo, além da eficiência exergética total, podem ser encontradas na literatura (NGUYEN et al., 2014b). A Figura 10 apresenta esquematicamente, de forma simplificada, os fluxos das correntes de exergia que entram e saem de uma plataforma marítima de produção de óleo e gás de uma planta de processamento de petróleo e uma planta de utilidades para geração de energia elétrica e calor.

Figura 10 – Esquemático de fluxos de exergia das plantas de processo e utilidade



Fonte: Nguyen e outros (2014b).
Nota: Adaptado pelo autor.

A equação para o balanço exergético, apresentada em (20), pode ser aplicada para uma planta de processamento, considerando \dot{E}_p como a exergia relacionada com o fluxo de óleo tratado e gás exportado na saída da planta de processo, \dot{E}_c o fluxo de exergia do combustível, normalmente gás natural e \dot{E}_l o fluxo de exergia perdida para o ambiente sem aproveitamento, tal como o conteúdo exergético dos gases exaustos de uma turbina a gás e a exergia transferida para a água de resfriamento que é descartada no mar. Convencionalmente, a literatura científica tem considerado apenas a parcela da exergia termomecânica da exergia física, e as parcelas das exergias potenciais e cinética das correntes são costumeiramente desprezadas.

Importante pesquisa foi também realizada por Sánchez e Oliveira Junior (2015), que avaliaram o desempenho exergético de uma FPSO considerando três modos de operação. Obtiveram como resultado que as variações na composição de óleo e gás têm influência significativa na eficiência exergética. Em outro trabalho, os mesmos autores compararam a eficiência exergética de uma plataforma *offshore* levando em conta duas diferentes configurações: com sistema de captura de CO₂ e sem este sistema (SÁNCHEZ et al., 2015). Concluíram que o sistema de captura de CO₂ aumentou a destruição exergética em 37%, enquanto obteve uma diminuição de 77% nas emissões do mesmo gás.

D'Aloia (2017), em sua análise de rendimentos exergéticos, obteve como resultado da variação dos modos de operação, um melhor desempenho exergético quando o gás é reinjetado sem passar pelo sistema de tratamento de gás. Concluiu que o alinhamento da corrente de gás para as membranas de remoção de CO₂ incorre em alta taxa de destruição de exergia.

Em sua pesquisa acerca da *performance* de cogeração em plataformas de petróleo, Barbosa e outros (2018) alcançaram resultados que mostraram que as turbinas a gás eram a principal fonte de destruição de exergia, e que a eficiência exergética de compressores variou significativamente quando foi alterada a composição do petróleo extraído.

Visando um melhor desempenho, sobretudo do fluxo de exergia dos gases exaustos dos turbogeradores das plataformas de petróleo, pesquisadores buscaram otimizar o aproveitamento energético com a implementação de ciclos combinados (CUCHIVAGUE, 2015) e de ciclo Rankine orgânico (BARRERA; BAZO; KAMI, 2015), corroborado pelos resultados de Reis (2018).

Em sua análise, Allahyarzadeh-Bidgoli e outros (2019a) verificaram os parâmetros operacionais que afetam o desempenho de uma planta de processo de petróleo e, a partir da implementação de técnicas de otimização baseadas em algoritmos genéticos, buscaram minimizar o consumo de combustível e maximizar a produção de uma FPSO operando sob diferentes condições.

Alinhadas com os desafios globais de reduzir as emissões de gases de efeito estufa para minimizar os efeitos do aquecimento global, várias pesquisas usaram a análise

exérgica para avaliar cenários de captura das emissões de CO₂ para a atmosfera advindas dos processos da plataforma (NGUYEN et al., 2016a; SILVA; OLIVEIRA JUNIOR, 2018; SÁNCHEZ et al., 2015).

Na análise exérgica realizada por Paiva (2017), foi apresentado que, para aumentos significativos da vazão devido ao alto teor de água produzida (BSW, do inglês *basic sediment and water*) na vida madura do campo, os efeitos das irreversibilidades são observados de forma crescente. O autor aponta que uma forma de minimizar estes efeitos é a separação dos fluidos em diferentes trens de produção sucessivos. Além de reduzir os efeitos de irreversibilidades, garante uma melhor qualidade tanto do óleo (menos resíduo de água) quanto para a água separada (menos resíduos de óleo).

Em outro campo de pesquisa, os autores se concentraram em buscar soluções tecnológicas existentes na indústria para projetar processos e equipamentos mais eficientes (ALLAHYARZADEH-BIDGOLI et al., 2018; CRUZ; ARAÚJO; MEDEIROS, 2018; NGUYEN et al., 2016b). Considerando essa mesma perspectiva, Nguyen e Oliveira Junior (2018) elaboraram uma análise termodinâmica de uma plataforma e definiram as perdas mínimas de energia e exérgia, assumindo um cenário ideal em que todos os processos são executados em seus pontos de máxima eficiência. Assim, propuseram uma técnica para buscar soluções mais promissoras para minimizar o uso de energia ao longo de todo o período de vida do campo, considerando todas as variações existentes na vazão da produção e na composição do petróleo.

É ainda possível observar na literatura, desde as primeiras pesquisas realizadas por Oliveira Junior e Hombeeck (1997) até as mais recentes, um permanente avanço ao longo do tempo, no sentido de consolidar uma metodologia única para a análise exérgica, e que os rendimentos calculados possam ser generalizados para todas as unidades e aplicados para embasar a implementação de um Sistema de Gestão de Energia.

Finalmente, D'Aloia (2017) propõe, como sugestão para trabalhos futuros, que “estudos visando acompanhamento dos parâmetros exérgicos de forma *on-line* em uma unidade de produção apresenta-se como trabalho factível e interessante [...] tal iniciativa vai ao encontro do atendimento à ISO 50001”.

2.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO TRADICIONAIS E BASEADOS EM EXERGIA

Para a *Asia-Pacific Energy Research Centre* (2000), “os indicadores de eficiência energética medem o quão boa a energia é usada na produção de determinado produto”. E a IEA (2014) complementa, argumentando que esses indicadores são geralmente apresentados como uma razão entre o consumo de energia (medido em unidades de energia) e os dados de atividade (medidos em unidades físicas).

Os indicadores físicos calculam o consumo de energia específico em relação a uma medição física da produção, como toneladas de produto. A equação (23) apresenta o cálculo do desempenho energético tradicionalmente usado no setor industrial (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014).

$$SEC_i = \frac{Ener_i}{Prod_i} \quad (23)$$

Onde SEC_i é o consumo específico de energia para a atividade industrial i ; $Ener_i$ é o consumo de energia necessário para a atividade industrial i , e $Prod_i$ é uma medida da produção física gerada pela atividade industrial i .

A *Asia-Pacific Energy Research Centre* (2000) aponta os seguintes problemas associados aos indicadores físicos:

- a) dificuldades à agregação de dados. Como o denominador é definido como uma unidade física, não é possível comparar indicadores físicos definidos em unidades diferentes sem que sejam feitas conversões;
- b) limitações na comparabilidade de indicadores;
- c) os dados necessários à construção dos indicadores são geralmente mais trabalhosos e não encontram fácil interpretação.

Atualmente, o desempenho de uma plataforma *offshore* é medido por indicadores relacionados à demanda de energia e ao impacto ambiental, sendo os mais usados:

- a) a eficiência energética da plataforma, definida como a relação entre a energia exportada para a costa e a energia que entra na planta de processo;

- b) a intensidade energética, calculada como a relação entre a energia utilizada no local e a energia exportada;
- c) o consumo específico de energia; e
- d) as emissões específicas de CO₂.

Nguyen e outros (2014a) criticam as limitações desses indicadores. Voldsund e outros (2014a) argumentam que os índices baseados em energia fornecem informações restritas, não abordam as diferentes qualidades das energias mecânicas e térmicas, e não permitem uma comparação correta de instalações diferentes porque não consideram as particularidades existentes, como as condições do reservatório e dos equipamentos usados no projeto da plataforma para elevar, processar e transferir o petróleo produzido.

Quando a avaliação do desempenho energético é realizada em casos onde as variáveis forem numerosas, processos transitórios e/ou sistemas envolvendo malhas de retroalimentação dinâmica, e sistemas com variáveis relevantes interdependentes, a ABNT (2016) propõe que sejam usados modelos de engenharia para definir o IDE.

Uma outra limitação diz respeito à dificuldade de elaborar uma Linha de Base Energética (LBE), indicada pela ABNT (2016), em função da característica associada à indústria de petróleo, onde a curva de produção de petróleo e gás do campo, conforme apresentado na Figura 10, possui um comportamento de crescimento seguido de decréscimo. Dessa forma, o histórico de dados que será coletado pode não refletir a condição operacional atual da unidade.

A IOGP (2013), por sua vez, orienta o uso de indicadores de desempenho baseados em exergia. Em comparação com a análise de energia, a análise exérgica permite identificar oportunidades para melhorar o desempenho da plataforma *offshore* porque fornece informações sobre como os sistemas usam a exergia consumida e até que ponto os sistemas estão afastados de suas condições ideais de operação (SÁNCHEZ; OLIVEIRA JUNIOR, 2015; INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS, 2013).

Conforme Barbosa e outros (2018), os desempenhos energéticos das unidades estacionárias de produção são geralmente avaliados por métricas como consumo específico de energia e quantidade de CO₂ emitido por unidade de óleo equivalente

produzido. No entanto, esses índices são limitados à quantidade de energia necessária, independentemente de sua qualidade. Já indicadores baseados na exergia parecem ser mais adequados, pois levam em conta tanto a qualidade quanto a quantidade de energia necessária.

Opinião semelhante é formada por Nguyen e outros (2014b), que argumentam que os indicadores de eficiência baseados na exergia são medidas da perfeição termodinâmica dos sistemas e processos, e uma formulação significativa destes critérios de desempenho para os sistemas petrolíferos é difícil devido à alta exergia química dos hidrocarbonetos constituintes do petróleo, à grande variedade de componentes químicos e às diferenças nas condições operacionais entre as plataformas de petróleo.

Uma análise dos índices de *performance* termodinâmica das plataformas foi realizada por Voldsund e outros (2014a), onde foram avaliados os indicadores baseados em energia, a saber:

- a) a energia usada por unidade de óleo ou gás exportado;
- b) a eficiência BAT (do inglês *best available techniques*), que considera a energia requerida na planta e o estado-da-arte dos equipamentos.

Na mesma pesquisa de Voldsund e outros (2014a), também foram elencados os indicadores baseados em exergia, tais como:

- c) exergia específica útil;
- d) exergia destruída específica;
- e) eficiência exergética total;
- f) eficiência exergética racional.

A comparação dos índices foi realizada aplicando-se as técnicas em 4 plataformas e demonstrado que nenhum indicador sozinho consegue atender a todos os critérios de aceitação definidos na pesquisa. Entretanto, foi recomendado a aplicação de uma combinação de métricas para avaliar uma plataforma, qual seja, a eficiência exergética racional, a exergia destruída específica e a eficiência BAT usada em uma base exergética.

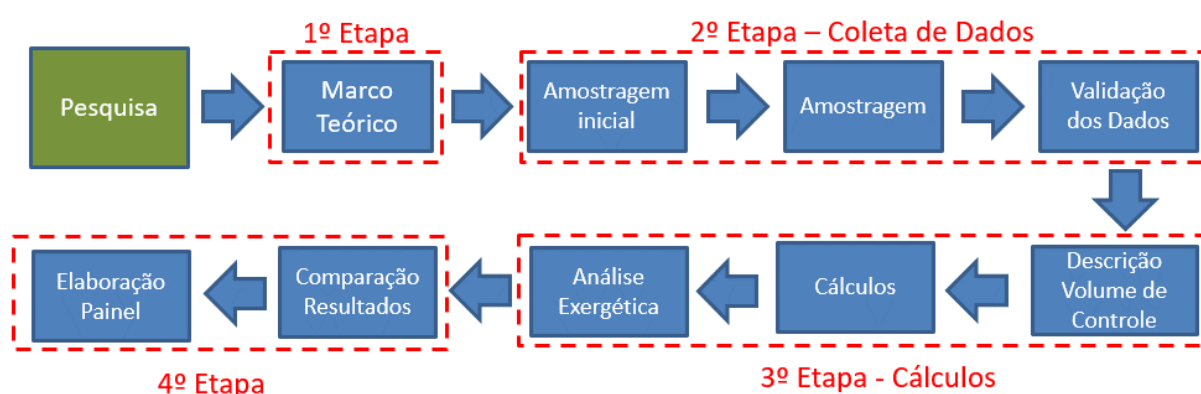
Como explanado anteriormente, os índices baseados em valores energéticos não se mostram úteis porque o consumo de energia de cada unidade é extremamente dependente de particularidades do projeto de cada unidade marítima, bem como o quantitativo da produção podem variar enormemente ao longo do tempo.

Enquanto isso, os índices baseados em exergia não levam em consideração os aspectos relacionados com as particularidades e especificidades e produção de petróleo e gás de cada UEP, mas focam unicamente no quanto da exergia foi destruída, em outras palavras, o quantitativo da exergia que não foi usada devido a irreversibilidades ou descartada sem nenhum uso.

3. CÁLCULO DA EXERGIA

O trabalho foi subdividido em etapas, sendo que na 1º foi realizada a revisão bibliográfica e na 2º, a coleta e a análise dos dados. Já a 3º etapa consistiu na descrição dos volumes de controle das UEP e no cálculo das eficiências exergeticas. Finalmente, na 4º etapa, foram analisados os resultados obtidos e construído o painel de acompanhamento. A Figura 11 ilustra o detalhamento das etapas realizadas.

Figura 11 – Etapas do estudo



Fonte: Produção do próprio autor.

Na coleta de dados, primeiramente foi realizada uma amostragem inicial em uma única UEP para avaliar a eficácia do método de coleta. A amostragem do conjunto de dados tem como foco buscar informações relativas às características do reservatório, como composição do petróleo, densidade (Grau API), razão gás-óleo (RGO), poder calorífico do gás, presença de contaminantes, método de elevação, recuperação suplementar, número de poços e configuração da planta de processamento, além de dados da produção da UEP, como as curvas de produção de óleo, gás, água produzida, água injetada, exportação de gás, consumo de gás e outras variáveis do processo.

Na etapa seguinte foi implementada a busca de informações para amostragem de 13 unidades marítimas de produção de petróleo que operam nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Para uma das FPSO coletadas, foram adquiridos os dados em 2 conjuntos, cada qual em 3 condições diferentes de operação da unidade, a saber, nas fases de *ramp up*, *plateau* e declínio, conforme apresentado na Figura 10,

e nos regimes operacionais estável, em parada do sistema de compressão e em parada do sistema de injeção de água.

A amostragem adotada foi não probabilística, e foi escolhida por oportunidade em função da disponibilidade de acesso aos dados. O escopo da pesquisa se restringiu em unidades dos tipos semissubmersível (SS), unidade flutuante de produção, estocagem e transferência (FPSO) e plataforma de pernas atirantadas (TLWP, do inglês *Tension Leg Wellhead Platform*), em operação por, no máximo, 15 anos, com composições e grau API do petróleo produzidos distintos, com substanciais diferenças nas suas configurações dos equipamentos das plantas de processo, método de elevação e em variados estágios de operação. As informações foram coletadas no Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019), e também nos dados apresentados nas pesquisas de Abreu (2013), Cuchivague (2015), Paiva (2017) e Sánchez (2017). Os dados coletados estão disponíveis de forma detalhada no APÊNDICE A.

Na terceira etapa do projeto foi adotado o método do observador externo para determinar os volumes de controle com os fluxos de entrada e saída para cada UEP, onde todos os processos das plantas de geração e de processamento de petróleo foram agrupados em um único volume de controle (NEVES, 2008). Todo modelamento matemático foi implementado em planilha Excel e os resultados tabulados.

Como o escopo do projeto da pesquisa se situa mais no campo da gestão da eficiência energética, optou-se por utilizar o método do observador externo que possui uma simplificação maior nos cálculos termodinâmicos. Neves (2008) e Abreu (2013) destacam que essa abordagem não distorce a comparação qualitativa dos resultados alcançados, sendo sua aplicação empregada quando o rigor quantitativo não for o objeto da pesquisa.

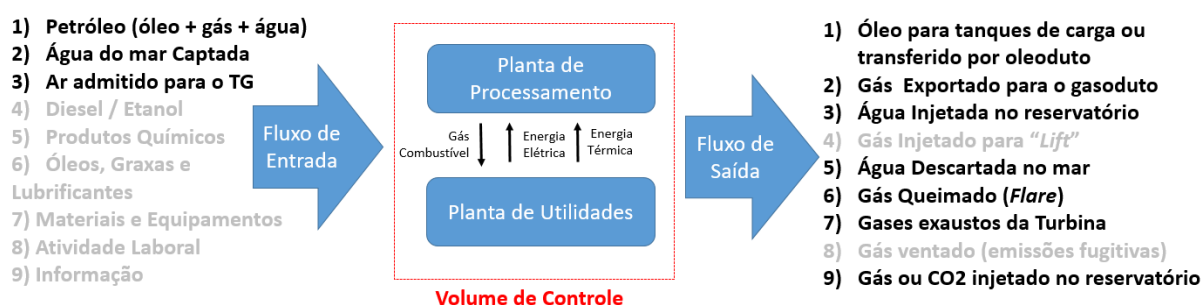
Na última etapa foi realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos por meio do uso de tabelas e diagramas para identificar as particularidades do projeto de cada UEP, explicitando-se as condições que impactam de forma expressiva o resultado do desempenho energético. Ao final, é apresentado o Painel de Monitoramento *On-line*

do Desempenho Energético implementado em *software PI System (Plant Information OS/soft)* em uma das UEP, com o objetivo de mostrar de forma gráfica para os gestores operacionais a performance das unidades, com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão em questões que envolvam o consumo energético.

3.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA EXERGIA

A metodologia de cálculo aplicada para realizar a análise exérgica das UEP considerou a planta de processamento e a planta de facilidades inseridas dentro de um único volume de controle, operando em regime permanente. Na Figura 12 são descritas as correntes de entrada e de saída em uma plataforma de petróleo.

Figura 12 – Correntes de entrada e saída do volume de controle da UEP



Fonte: Produção do próprio autor.

Para a análise em questão foram considerados como fluxos de corrente de entrada, em destaque na Figura 13, o petróleo coletado pelos poços produtores, sendo essa corrente separada em óleo, gás e água produzidos, a água captada do mar e o ar admitido para a geração de energia nos turbogeradores, motogeradores ou turbocompressores. Nos casos em que o óleo diesel foi usado como combustível, essa corrente foi apontada.

Outros insumos não foram adotados como fluxos de entrada, como injeção de produtos químicos, óleos lubrificantes e graxas, em função de não serem relevantes para o estudo, tendo em vista que estes contribuem de forma insignificante para o gasto energético.

Como fluxos da corrente de saída, foram considerados o óleo tratado que é enviado para os tanques de carga, no caso das FPSO, ou transferido a partir de bombas por

oleodutos, no caso das unidades SS, do gás exportado para o gasoduto, do gás queimado no *flare*, da água injetada no reservatório para recuperação suplementar, da água descartada no mar e dos gases exaustos das turbinas.

Para a análise da corrente da entrada de petróleo, contendo óleo, gás e água produzida, foram consideradas as condições de vazão, temperatura e pressão tomada de forma individual para cada um dos poços interligados a respectiva UEP, a partir de informações dos instrumentos de medição na linha de chegada dos poços a montante da válvula *choke* de controle de vazão. Para os casos onde esses dados individuais não estavam disponíveis, os mesmos foram adquiridos de forma agregada nas condições do *manifold* de produção das unidades.

Não foi inserida na abordagem a corrente de saída o gás injetado para *lift* dos poços devido a essa vazão de gás permanecer em balanço de massa na entrada e saída do volume de controle quando as plantas estão operando em regime permanente. Em outras palavras, todo o gás injetado pelas linhas de serviço dos poços até a Árvore de Natal Molhada (ANM), passa pelo anular do poço, entra na coluna de produção pelo mandril de *gas lift* e retorna pela linha de produção até o *manifold* das unidades.

Os fluxos de saída referentes ao gás oriundo de emissões fugitivas, ocasionados de ventes e purgas, e devido a perdas de contenção com vazamentos em juntas flangeadas, selos e gaxetas de válvulas e equipamentos não foram considerados.

Em função da ausência de medição de variáveis como vazão e temperatura na entrada e na saída dos dutos dos gases exaustos das UEP, e de forma a simplificar o equacionamento, foram considerados os valores de temperatura na saída dos turbogeradores, turbocompressores ou motogeradores informados nas folhas de dados dos fabricantes, mesmo havendo equipamentos que aproveitam o calor residual dos gases exaustos (WHRU, do inglês *waste heat recovery unit*).

Nos cálculos da exergia física realizados no estudo, conforme equações (2), (3), (4) e (5), foi considerada apenas a parcela da exergia termomecânica, pois as parcelas das exergias potenciais e cinética das correntes foram desprezadas devido à baixa relevância destes para esse tipo de aplicação.

Na planta de processamento da UEP, os processos para separação do petróleo em óleo cru, gás e água produzida nas unidades podem ser considerados como puramente físicos, ou seja, não há processos químicos relevantes que alterem a composição química destes.

Na pesquisa, assumiu-se ainda que todas as correntes líquidas foram tidas idealmente como líquidos incompressíveis, e as correntes gasosas se comportando como gases ideais.

Para a determinação da exergia dos fluxos, há necessidade de definição das condições do ambiente de referência. Assim, foram apontadas a pressão de referência (P_0) em 1,01325 bar (absoluto), a temperatura de referência (T_0) em 25°C, e a composição do ar de referência como a mistura de gases que compõem a atmosfera da Terra.

Para o cálculo da exergia química das águas do mar e produzida em conjunto com o petróleo, foi assumido como condição de referência a água pura (FITZSIMONS et al., 2015).

3.1.1 Determinação das Propriedades das Correntes

Para calcular as exergias físicas e químicas, o primeiro passo é determinar as propriedades das correntes de entrada e saída do volume de controle. Na Tabela 2 são apresentadas as informações da vazão mássica, da massa específica, da pressão e da temperatura das correntes de uma UEP hipotética, a título de exemplo.

Tabela 2 – Dados das correntes de entrada e saída de uma UEP hipotética

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Massa Específica (kg/m ³)	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (kPa)	Temperatura (K)
Petróleo - Óleo Cru	355,16	19,10	72,60	949,30	93,65	1910,00	345,75
Petróleo - Gás Produzido	16692,40	19,10	72,60	0,77	3,58	1910,00	345,75
Petróleo - Água produzida	1698,68	19,10	72,60	1091,20	514,89	1910,00	345,75
Água Captada do mar	4398,00	1,01	22,00	1024,77	1251,93	101,33	295,15
Ar admitido para a Turbina		1,01	25,00			101,33	298,15
Óleo Tratado	355,16	3,00	45,00	949,30	93,65	300,00	318,15
Água Injetada (mar)	1182,75	160,00	58,00	1024,77	336,68	16000,00	331,15
Água Injetada (produzida)	1574,47	160,00	58,00	1091,20	477,24	16000,00	331,15
Água Descartada (mar)	3215,25	1,01	40,00	1024,77	915,25	101,33	313,15
Água Descartada (produzida)	66,01	1,01	40,00	1091,20	20,01	101,33	313,15
Gás Exportado	2195,17	200,00	37,50	0,77	0,47	20000,00	310,65
Gás Queimado	357,71	1,01	60,00	0,77	0,08	101,33	333,15
Gases Exaustos da Turbina		1,01	518,00		226,17	101,33	791,15

Fonte: Produção do próprio autor.

Para calcular a massa específica das correntes de água produzida e do mar, foi usada a correlação da equação (24), válida para faixas de valores de temperatura entre 10 e 180°C e salinidade entre 0 e 160.000 ppm (mg/L), não sendo considerado o efeito da pressão (EL-DESSOUKY; ETTOUNEY, 2002).

$$\rho_{agua} = 10^3(A_1F_1 + A_2F_2 + A_3F_3 + A_4F_4) \quad (24)$$

Onde os coeficientes da equação (24) são calculados pelo conjunto de equações (25) a (37), e ρ_{agua} é a massa específica da água com salinidade Sal e temperatura $Temp$, em kg/m³, mg/L e °C, respectivamente (EL-DESSOUKY; ETTOUNEY, 2002).

$$B = \left(\frac{2Sal - 150}{150} \right) \quad (25)$$

$$G_1 = 0,5 \quad (26)$$

$$G_2 = B \quad (27)$$

$$G_3 = 2B^2 - 1 \quad (28)$$

$$A_1 = 4,032219G_1 + 0,115313G_2 + 3,26 \cdot 10^{-4}G_3 \quad (29)$$

$$A_2 = -0,108199G_1 + 1,571 \cdot 10^{-3}G_2 - 4,23 \cdot 10^{-4} \quad (30)$$

$$A_3 = -0,012247G_1 + 1,74 \cdot 10^{-3}G_2 - 9 \cdot 10^{-6}G_3 \quad (31)$$

$$A_4 = 6,92 \cdot 10^{-4}G_1 - 8,7 \cdot 10^{-5}G_2 - 5,3 \cdot 10^{-5}G_3 \quad (32)$$

$$C = \left(\frac{2Temp - 200}{160} \right) \quad (33)$$

$$F_1 = 0,5 \quad (34)$$

$$F_2 = C \quad (35)$$

$$F_3 = 2C^2 - 1 \quad (36)$$

$$F_4 = 4C^3 - 3C \quad (37)$$

Para calcular o calor específico das correntes de água, produzida e do mar, foi usada a correlação da equação (38), válida para faixas de valores de temperatura entre 20 e 180°C e salinidade entre 20.000 e 160.000 ppm (mg/L) (EL-DESSOUKY; ETTOUNEY, 2002).

$$cp_{agua} = 10^3(A + BTemp + CTemp^2 + DTemp^3) \quad (38)$$

Onde os coeficientes da equação (38) são calculados pelo conjunto de equações (39) a (42), e cp_{agua} é o calor específico da água, em kJ/kg °C, Sal é a salinidade e $Temp$, a temperatura, em mg/L e °C, respectivamente (EL-DESSOUKY; ETTOUNEY, 2002).

$$A = 4206,8 - 6,6197Sal + 1,2288 \cdot 10^{-2}Sal^2 \quad (39)$$

$$B = -1,1226 \cdot 10^{-2} - 5,4178 \cdot 10^{-2}Sal - 2,2719 \cdot 10^{-4}Sal^2 \quad (40)$$

$$C = 1,2026 \cdot 10^{-2} - 5,3566 \cdot 10^{-4}Sal + 1,8906 \cdot 10^{-6}Sal^2 \quad (41)$$

$$D = 6,8777 \cdot 10^{-7} + 1,517 \cdot 10^{-6}Sal - 4,4268 \cdot 10^{-9}Sal^2 \quad (42)$$

A salinidade da água do mar foi considerada igual a 35.170 mg/L. Já para a água de formação, que possui uma salinidade maior do que 160.000 mg/L, sobretudo nos reservatórios do pré-sal, assumiu-se o valor da salinidade como sendo de 160.000 mg/L, o que possibilita a aplicação das equações (24) e (38).

Para calcular o calor específico a pressão constante e a massa específica das correntes de gás produzido, gás exportado e gás queimado, foi usado o SINPRO EXPLORER, que é um ambiente integrado dos aplicativos de cálculo dos Sistemas de Instalações de Produção de Petróleo destinados ao projeto e à verificação de

unidades de exploração e produção de petróleo. Nesse ambiente, existe a aplicação PROPGAS, baseada em procedimento específico de manual de projeto (PETROBRAS, 2013). Para efetuar o cálculo da capacidade calorífica ideal a pressão constante, o *software* se utiliza da equação (43), sendo inseridos como dados de entrada a composição do gás, em percentual molar, e as suas condições de pressão e temperatura.

A equação (43) determina a variação do calor específico a pressão constante em função da variação da temperatura dos gases (MORAN et al., 2013), e os índices α , β , γ , δ e ε são fatores de correlação da equação específica para cada componente.

$$\frac{c_p}{R} = \alpha + \beta T + \gamma T^2 + \delta T^3 + \varepsilon T^4 \quad (43)$$

Na Figura 13 é ilustrada a tela da aplicação PROPGAS do ambiente SINPRO EXPLORER, usado para determinar os valores do calor específico e da massa específica das correntes gasosas.

Figura 13 - Tela do ambiente SINPRO EXPLORER



Fonte: Petrobras (2020).

Nota: Adaptado pelo autor.

Para a corrente proveniente do óleo cru do petróleo, foi assumido como constante o valor do calor específico.

Já para as correntes provenientes das águas produzida, captada, injetada e descartada, e para os gases produzido, exportado e exaustos da turbina, foram considerados que o calor específico a pressão constante varia com a temperatura. Todavia, de forma a simplificar o equacionamento, foi considerado nos cálculos um valor de calor específico médio (cp_m) assumido como constante. O cp_m foi obtido a partir da média aritmética dos cp , conforme apresentado na equação (44).

$$c_{p_m} = \frac{c_{p_{processo}} + c_{p_{referência}}}{2} \quad (44)$$

Onde c_{p_m} , $c_{p_{processo}}$ e $c_{p_{referência}}$ são os calores específicos médios a pressão constante, na condição de pressão e temperatura no processo e na condição de referência, respectivamente.

Para cada uma das correntes foram determinados a massa específica e o calor específico. Na Tabela 3 são mostrados valores de calor específico obtidos para as correntes nas condições de processo e de referência.

Tabela 3 – Propriedades do calor específico das correntes

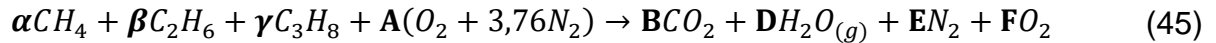
Corrente	Calor Especifico [Cp] (kJ/kg . K)		
	condição processo	condição Referência	Calor Especifico Médio
Petróleo - Óleo Cru	1,88		
Petróleo - Gás Produzido			
Petróleo - Água produzida	1,07	0,69	0,88
Água Captada do mar	4,20	4,22	4,21
Óleo Tratado	1,88		
Água Injetada (mar)	4,53	4,22	4,38
Água Injetada (produzida)	0,98	0,69	0,83
Água Descartada (mar)	4,35	4,22	4,29
Água Descartada (produzida)	0,80	0,69	0,74
Gás Exportado	2,10	2,07	2,09
Gás Queimado	2,17	2,07	2,12
Gases Exaustos da Turbina	1,10	1,01	1,06

Fonte: Produção do próprio autor.

Para a determinação da vazão mássica e composição da corrente dos gases exaustos da turbina foram considerados o modelo termodinâmico com as premissas de combustão completa do gás combustível contendo somente os componentes metano, etano e propano, com excesso de ar, o ar seco e a composição do ar admitido de 79% de N₂ e 21% de O₂.

Complementando essas informações, foram adquiridos, das folhas de dados dos fabricantes dos turbogeradores, os valores das vazões mássicas de combustível, dos gases exaustos e o valor da razão ar-combustível (RAC) para a máquina operando em regime permanente nas condições de projeto.

As equações (45) e (46) permitem o cálculo do balanço da combustão (MORAN et al., 2013).

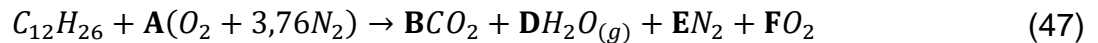


$$\dot{m}_{ar} + \dot{m}_{comb} = \dot{m}_{ge} \quad (46)$$

Onde os índices A, B, D, E e F da equação (44) são para equilibrar o balanço da reação química de combustão, e os índices α , β e γ são as frações molares do gás combustível. Na equação (46), \dot{m}_{ar} é a vazão mássica de ar sendo admitido pela turbina, \dot{m}_{comb} é a vazão mássica do gás combustível, que é, normalmente, o gás produzido na UEP, e \dot{m}_{ge} , a vazão mássica dos gases exaustos na saída da turbina.

Como foi considerado que o gás combustível consumido nos turbogeradores contém somente os componentes metano, etano e propano, por questões de simplificação dos cálculos, às frações molares mais pesadas do gás foram adicionadas a fração molar do propano (γ).

Nas condições onde os turbogeradores operam consumindo diesel, ao invés do gás produzido, foi adotada para o cálculo do balanço da combustão a equação (47).



Tendo em vista que o efeito dos contaminantes presentes no combustível tem pouca relevância para a análise exérgica, e o diesel passa por vários ciclos de centrifugação antes de ser usado, será assumido que este é isento de enxofre e de água. Conforme Costa (2007), mesmo o diesel sendo formado por uma mistura de vários hidrocarbonetos, para análises de combustão, é conveniente exprimir a composição como composto somente pelo elemento dodecano ($C_{12}H_{26}$). Adicionalmente, o diesel tem poder calorífico inferior de, aproximadamente, 46.054,8 kJ/kg e massa específica entre 820 a 880 kg/m³ (COSTA, 2007). Neste trabalho, foi assumido o valor da massa específica (ρ_{diesel}) como sendo igual a 820 kg/m³.

Determinadas as propriedades das correntes, o segundo passo é o cálculo das exérgias físicas e químicas, onde foram adotadas metodologias diferentes para correntes nas fases gasosas e líquidas.

3.1.2 Cálculo das Exergias Física e Química para as Correntes Gasosas

As exergias física e química da corrente referente ao ar atmosférico admitido pelas turbinas foram consideradas nulas porque sua composição, temperatura e pressão são as mesmas da condição de referência.

A partir dos resultados das análises de cromatografia do gás produzido na UEP, ou seja, do gás natural, é determinado, a partir da equação (48), o poder calorífico inferior (*PCI*) em base mássica (kJ/kg), onde y_j é a fração molar, em (%), e M_j representa a massa molar, em g/mol, do componente j (MORAN et al., 2013).

$$PCI = \frac{\sum_{j=1}^n y_j M_j PCI_j}{\sum_{j=1}^n y_j M_j} \quad (48)$$

Na Tabela 4 são apresentados os dados da composição de uma corrente qualquer de gás produzido e exergia química padrão de uma UEP. Os valores do *PCI* dos compostos químicos do gás e da exergia química padrão em base molar foram obtidos da ABNT (2008) e de Paiva (2017), respectivamente.

Tabela 4 – Componentes de um gás hipotético produzido de uma UEP

Componente	Massa Molar (kg/kmol)	Exergia Química Padrão (kJ/kmol)
C1 - Metano	16,04	881000
C2 - Etano	30,07	1550000
C3 - Propano	44,09	2210000
C4 - Butano	58,12	2860000
C5 - Pentano	72,15	3520000
C6 - Hexano	86,17	4180000
C7 - Heptano	100,20	4790000
C8 - Octano	114,22	5450000
C9 - Nonano	128,25	6100000
C10 - Decano	142,28	6750000
N2 - Nitrogênio	2,02	720
CO2 - Dióxido de Carbono	44,01	20140
O2 - Oxigênio	32,00	3970

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas (2008) e Paiva (2017).
Nota: Adaptado pelo autor.

Em seguida, para o cálculo da exergia química da mistura de gases (\dot{E}_g^{qui}) referente às correntes do gás produzido, gás exportado ou gás queimado, foi utilizada a equação (49) (MORAN et al., 2013).

$$\dot{E}_g^{qui} = \frac{\dot{m}_g}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \sum_{i=1}^n y_i [\bar{e}_i^{qui} + RT_0 \ln(y_i)] \quad (49)$$

Onde \dot{m}_g é a vazão mássica de gás, M_i representa a massa molar, \bar{e}_i^{qui} é a exergia química padrão e y_i a fração molar, todos referentes ao componente i .

O cálculo da exergia química da corrente proveniente dos gases exaustos das turbinas (\dot{E}_{ge}^{qui}), foi realizado por meio da equação (50), usando os valores de exergia química padrão da Tabela 2, a fração molar dos componentes obtida a partir do balanço da combustão das equações (45) ou (47) e a vazão mássica dos gases exaustos \dot{m}_{ge} (MORAN et al., 2013).

$$\dot{E}_{ge}^{qui} = \frac{\dot{m}_{ge}}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \sum_{i=1}^n y_i [\bar{e}_i^{qui} + RT_0 \ln(y_i)] \quad (50)$$

As exergias físicas provenientes das correntes de entrada e de saída dos gases produzido, exportado e queimado (\dot{E}_g^f) foram calculadas conforme a equação (51) (NEVES, 2008).

$$\dot{E}_g^f = \dot{m}_g \left[cp_m (T_i - T_0) - cp_m T_0 \ln\left(\frac{T_i}{T_0}\right) + RT_0 \ln\left(\frac{P_i}{P_0}\right) \right] \quad (51)$$

Onde \dot{m}_g é a vazão mássica do gás produzido, gás exportado ou gás queimado, cp_m é o calor específico médio à pressão constante obtido por meio da equação (44), R representa a constante universal dos gases, e as pressões e temperaturas do gás nas condições de entrada ou saída da UEP e no estado de referência.

A exergia física da corrente proveniente da saída dos gases exaustos (\dot{E}_{ge}^f) foi calculada conforme equação (52) (NEVES, 2008).

$$\dot{E}_{ge}^f = \dot{m}_{ge} \left[cp_m(T_i - T_0) - cp_m T_0 \ln\left(\frac{T_i}{T_0}\right) + RT_0 \ln\left(\frac{P_i}{P_0}\right) \right] \quad (52)$$

Onde \dot{m}_{ge} é a vazão mássica dos gases exaustos, cp_m é calor específico médio à pressão constante obtido por meio da equação (44), R a constante universal dos gases, e as pressões e temperaturas do gás nas condições de saída da turbina e no estado de referência.

3.1.3 Cálculo das Exergias Física e Química para as Correntes Líquidas

Com relação ao óleo cru produzido pelas unidades, este se caracteriza por ser composto por uma mistura de diferentes componentes químicos dos quais, geralmente, não se conhece a composição exata. Dessa forma, na falta de informações detalhadas dessa composição, serão consideradas as informações do trabalho de Silva (2013), assumindo-se os valores de PCI de 41.977,93 kJ/kg e de exergia química de 45.620 kJ/kg.

Assim, a exergia química para a corrente do óleo cru (\dot{E}_{oleo}^{qui}), proveniente do petróleo na entrada e após a planta de tratamento da UEP, foi calculada conforme a equação (53), onde \dot{m}_o é a vazão mássica do óleo cru.

$$\dot{E}_{oleo}^{qui} = \dot{m}_{oleo} \cdot 45.620 \quad (53)$$

A exergia física obtida das correntes de entrada e saída da parcela líquida do petróleo e do óleo tratado (\dot{E}_{oleo}^f) foi calculada conforme equação (54), onde Neves (2008) realizou um estudo de caso de análise exergética em uma plataforma de petróleo considerando as mesmas premissas adotadas nesta pesquisa.

$$\dot{E}_{oleo}^f = \dot{m}_{oleo} \left[cp(T_i - T_0) + \frac{1}{\rho_{oleo}} (P_i - P_0) - T_0 cp \ln\left(\frac{T_i}{T_0}\right) \right] \quad (54)$$

Onde \dot{m}_{oleo} é a vazão mássica, ρ_{oleo} é a massa específica, cp é calor específico à pressão constante, e as pressões e temperaturas da corrente de óleo estão nas condições de entrada ou saída da UEP e no estado de referência.

Para o cálculo da exergia química da corrente de água ($\dot{E}_{\text{água}}^{\text{qui}}$), proveniente das correntes líquidas de entrada e de saída da água produzida contida no petróleo, da água captada do mar, da água de injeção e da água descartada, foi utilizada a equação (55), obtida do último termo da exergia total proposta por Fitzsimons e outros (2015).

$$\dot{E}_{\text{água}}^{\text{qui}} = \dot{m}_{\text{água}}[-N_{\text{solvente}}RT_0 \ln(y_{\text{solvente}})] \quad (55)$$

Onde $\dot{m}_{\text{água}}$ é a vazão mássica das águas produzida, captada, injetada ou descartada, N_{solvente} é o número de mols do solvente por quilograma de solução e y_{solvente} é a fração molar do solvente. Os valores de N_{solvente} e y_{solvente} são calculados por meio das equações (56) e (57).

$$N_{\text{solvente}} = \frac{\left(1000 - \sum \frac{C_i}{\rho_{\text{água}}}\right)}{M_{\text{água}}} \quad (56)$$

$$y_{\text{solvente}} = \frac{N_{\text{solvente}}}{N_{\text{solvente}} + \sum \left(\frac{\beta_i C_i}{\rho_{\text{água}} M_i}\right)} \quad (57)$$

Onde $\rho_{\text{água}}$ é a massa específica da água, $M_{\text{água}}$ é a massa molar da água, M_i é a massa molar do soluto i , C_i é a concentração do soluto i , em unidade de massa por litro, e β_i é o número de partículas geradas na dissociação do soluto i .

De forma a simplificar o equacionamento, foi considerado que os solutos das águas produzida e do mar são formados unicamente por cloreto de sódio (NaCl) e que a solução se comporta como uma mistura ideal.

As exergias físicas decorrente das correntes de entrada e de saída da água captada, da água de injeção e da água descartada ($\dot{E}_{\text{água}}^f$) foram calculadas de acordo com a equação (58) (NEVES, 2008).

$$\dot{E}_{\text{água}}^f = \dot{m}_{\text{água}} \left[cp_m(T_i - T_0) + \frac{1}{\rho_{\text{água}}} (P_i - P_0) - cp_m T_0 \ln\left(\frac{T_i}{T_0}\right) \right] \quad (58)$$

Onde $\dot{m}_{\text{água}}$ é a vazão mássica das águas produzida, captada, injetada ou descartada, $\rho_{\text{água}}$ é a massa específica da água, cp_m é o calor específico médio à pressão constante das respectivas correntes calculadas por meio das equações (38) e (44) e temperaturas nas condições de entrada ou saída da UEP e no estado de referência.

Para a análise da corrente de entrada formada pelo diesel, foi assumido que este está armazenando em tanques nas UEP, à pressão atmosférica e em temperatura ambiente, ou seja, nas condições de referência. Dessa forma, a exergia física desta corrente foi tida como nula.

Conforme Costa (2007), foi assumido para o diesel o valor da exergia química padrão do duodecano ($\bar{e}_{\text{diesel}}^{\text{qui}}$), sendo equivalente a 8.059.340 kJ/kmol (KOTAS, 1985). Para o cálculo da exergia química da corrente de diesel ($\dot{E}_{\text{diesel}}^{\text{qui}}$) foi usada a equação (59), onde \dot{m}_d é a vazão mássica do combustível e M_{diesel} , a massa molar do dodecano.

$$\dot{E}_{\text{diesel}}^{\text{qui}} = \dot{m}_d \frac{\bar{e}_{\text{diesel}}^{\text{qui}}}{M_{\text{diesel}}} \quad (59)$$

3.1.4 Análise Exergética

A etapa seguinte, após a coleta dos dados e definição das propriedades, é o cálculo para determinar as exergias químicas e físicas para todas as correntes de entrada e saída do volume de controle considerado, conforme equacionamento apresentado na seção anterior. De forma a ilustrar o exposto, na Tabela 5 são apresentados os resultados dos cálculos das exergias para uma plataforma de petróleo.

Tabela 5 – Cálculo das exergias de entrada e saída de uma UEP

Corrente	Exergia Física (kJ/s)	Exergia Química (kJ/s)	Exergia Total (kJ/s)
Petróleo - Óleo Cru	621,18	4272452,58	4273073,76
Petróleo - Gás Produzido	1309,26	188340,34	189649,60
Petróleo - Água produzida	2108,47	5691,25	7799,72
Água Captada do mar	80,11	3605,61	3685,72
Ar admitido para a Turbina	0,00	0,00	0,00
Óleo Tratado	132,68	4272452,58	4272585,26
Água Injetada (mar)	7732,24	969,65	8701,89
Água Injetada (produzida)	7630,78	5275,10	12905,88
Água Descartada (mar)	1433,14	2635,96	4069,09
Água Descartada (produzida)	5,42	221,15	226,57
Gás Exportado	303,32	24735,29	25038,61
Gás Queimado	0,31	4030,68	4030,99
Gases Exaustos da Turbina	48297,64	32376,70	80674,34

Fonte: Produção do próprio autor.

Uma vez conhecidas as exergias físicas e químicas das correntes, foi possível realizar uma análise exergética do processo compreendido pelo volume de controle avaliado. Para a determinação da eficiência exergética foi usada a equação (21).

Complementando a eficiência exergética, um dos indicadores propostos é a exergia destruída específica (e_d), caracterizada pela relação entre a exergia destruída total pela produção de óleo e gás da unidade, conforme equação (60) (VOLDSUND et al., 2014a).

$$e_d = \frac{\sum E_{entrada} - \sum E_{saída}}{Boe \text{ por dia}} \quad (60)$$

Adicionalmente à análise exergética, foi calculado o indicador *IUGA* (%), caracterizado pela relação entre os gases consumido e exportado pelo produzido na unidade. Está apresentado na equação (61) a forma de determinação do *IUGA* (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020).

$$IUGA = \frac{Gas \text{ Consumido} + Gas \text{ Exportado}}{Gas \text{ Produzido}} = 1 - \frac{Gas \text{ Queimado}}{Gas \text{ Produzido}} \quad (61)$$

3.2 CARACTERÍSTICAS DAS UEP

Dentre os vários tipos possíveis para unidades marítimas de produção de petróleo e gás, três são os mais comumente utilizados no Brasil, a saber, as unidades fixas, as semissubmersíveis e as FPSO.

Como a tendência da produção de petróleo no Brasil é a de estabelecer-se em campos com lâminas de água cada vez mais profundas, a escolha pelo uso de plataformas do tipo FPSO nos projetos tem-se consolidado como a melhor alternativa.

As FPSO são unidades que consistem basicamente de um navio cargueiro de petróleo convertido em unidade de produção. Diferentemente das unidades semissubmersíveis, as FPSO têm a vantagem de armazenar uma quantidade significativa de petróleo em seus grandes tanques, para posterior transferência para outros navios tanques realizarem o transporte do petróleo para terminais em terra.

Conforme apresentado pela Petrobras (2019), no litoral brasileiro operam 155 unidades de produção *offshore*, sendo 54 do tipo FPSO, 15 semissubmersíveis e 86 fixas. Levando em consideração que, devido à implementação do plano de resiliência da Petrobras decorrente da pandemia do COVID-19, 62 plataformas fixas em campos de águas rasas das bacias de Campos, Sergipe, Potiguar e Ceará foram hibernadas por não possuírem condições econômicas para operar com os baixos preços do petróleo (PETROBRAS, 2020a). Dessa forma, atualmente, continuam em operação 93 unidades *offshore*.

No Quadro 3 é apresentado um comparativo entre os diferentes tipos de plataformas de petróleo.

Quadro 3 – Tipos de plataformas de petróleo

	Fixa	Autoelevável (ou autoelevatória ou jack-up)	Semissubmersível	FPSO	FPSO Monocoluna	TLWP (plataforma de pernas atirantadas)
Lâmina d'água (profundidade no local da instalação)	Até 300 metros.	Até 150 metros.	Mais de 2.000 metros (pode ser instalada em grandes profundidades graças aos sistemas de ancoragem modernos).	Mais de 2.000 metros (pode ser instalada em grandes profundidades graças aos sistemas de ancoragem modernos).	Mais de 2.000 metros.	Até 1.500 metros.
Como é	Funciona como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas.	Tem pernas que se autoelevam. Ao chegar à locação, um mecanismo faz as pernas descerem e serem assentadas no solo marinho.	Plataforma flutuante, estabilizada por colunas. Pode ser ancorada no solo marinho ou dotada de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática.	Plataforma flutuante, convertida a partir de navios petroleiros, na maioria dos casos. Assim como a semissubmersível, é ancorada no solo marinho.	Tem as mesmas características da FPSO, mas seu casco tem formato cilíndrico.	Plataforma flutuante, de casco semelhante a uma semissubmersível. É ancorada no fundo do mar por cabos ou tendões de aço tracionados.
Atividade de perfuração	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Sim
Atividade de produção	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Onde é feito o controle dos poços	Superfície.	Superfície.	Fundo do mar.	Fundo do mar.	Fundo do mar.	Superfície.
Capacidade de armazenamento	Não.	Não.	Não.	Sim.	Sim.	Não.
Escoamento da produção	Oleodutos.	Não.	Oleodutos ou armazenamento em navios e posterior descarregamento nos terminais.	O óleo é exportado para navios petroleiros, que o descarregam nos terminais.	O óleo é exportado para navios petroleiros, que o descarregam nos terminais.	Oleodutos ou armazenamento em navios e posterior descarregamento nos terminais.
Vantagem	A instalação é mais simples e permite que o controle dos poços seja feito na superfície.	A facilidade para mudar de locação e o comportamento de estrutura fixa, que permite que o controle dos poços seja feito na superfície.	Especialmente projetada para ter pouco movimento.	A capacidade de armazenamento permite que opere a grandes distâncias da costa, onde a construção de oleodutos é inviável.	Movimentos menores do que os FPSOs tipo Navio.	Possui sistema de ancoragem rígido e movimentos reduzidos, o que permite que o controle dos poços seja feito na superfície.
Exemplos	Mexilhão, Pampo, Garoupa, Pargo 1A e 1B (geminadas).	P-3, P-4, P-5, P-6, P-59.	P-51 (prod.),	P-34, P-50, P-54, P-62, Cidade de Angra dos Reis, Cidade de São Vicente, Cidade de Paraty, Cidade de Itajaí.	Plataforma de Piranema.	P-61.

Fonte: Petrobras (2014b).

A escolha das UEP para compor o presente trabalho levou em consideração as unidades que operam nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo em águas profundas e ultra profundas, com no máximo 15 anos do seu início de produção. Essas premissas foram adotadas para elencar plataformas de grande porte, com sistemas de geração de energia e plantas de processamento modernas, responsáveis por 90% da produção de petróleo nacional (PETROBRAS, 2019), e projetadas para atender aos elevados requisitos normativos dos órgãos regulamentadores.

O Quadro 4 detalha as principais características das UEP pesquisadas, que representam uma amostra de 14% do total de unidades em operação no litoral brasileiro.

Quadro 4 – Dados das UEP

(continua)

UEP A		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 2 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 360 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Jubarte	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
17°	✓ WHRU	
UEP B		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 9 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 360 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Jubarte	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
23,2°C	✓ WHRU	
UEP C		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 110 M bpd
	Ancoragem	✓ 3,2 MM m ³ cCompressão de gás por dia
	<i>Turret</i>	✓ 150 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Jubarte	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 3 TG de 15 MW;	
22,1°C	✓ 2 TAs de 12 MW	
UEP D		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 100 M bpd
	Ancoragem	✓ 3,5 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Turret</i>	✓ 125 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Jubarte	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 3 TG de 15 MW	
23,2°		
UEP E		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 100 M bpd
	Ancoragem	✓ 3,5 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 138 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Golfinho	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 3 TG de 15 MW	
28,8°		
UEP F		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	SS	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 7,5 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 300 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Roncador	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
28°	✓ WHRU	


Quadro 4 – Dados das UEP

(continuação)

UEP G		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 6 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 140 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Roncador	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 23 MW	
22,8°	✓ WHRU	
UEP H		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	SS	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 4 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 300 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Roncador	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
22,8°	✓ WHRU	
UEP I		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 180 M bpd
	Ancoragem	✓ 6 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 260 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Roncador	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
22,8°	✓ WHRU	
UEP J		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	TLWP	Sem planta de processo
	Ancoragem	
	<i>Spread Mooring</i>	
	Campo	
	Papa Terra	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	Sem geração própria	
15,7°		
UEP K		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 140 M bpd
	Ancoragem	✓ 1 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 340 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Papa Terra	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 6 MCI de 16,940 MW	
15,7°		
30,6		
UEP L		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 150 M bpd
	Ancoragem	✓ 6 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	
	Campo	
	Lula	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
30,6	✓ WHRU	

Quadro 4 – Dados das UEP

(conclusão)

UEP M		
	Tipo de UEP	Capacidade da Planta de Processamento
	FPSO	✓ 150 M bpd
	Ancoragem	✓ 6 MM m ³ compressão de gás por dia
	<i>Spread Mooring</i>	✓ 180 M bbl de injeção de água por dia
	Campo	
	Berbigão e Sururu	Geração Elétrica e Sistema de Aquecimento
Grau API	✓ 4 TG de 25 MW	
29,5	✓ WHRU	

Fonte: Petrobras (2014a, 2014b).

Nota: Adaptado pelo autor.

3.3 CÁLCULO DA EXERGIA PARA AS UEP

Objetivando avaliar o método proposto nesta pesquisa, foram realizadas análises de eficiência exergética levando-se em conta dois conjuntos de cenários, onde a FPSO escolhida estava operando em condições substancialmente diferentes. Esses cenários foram denominados A (A1, A2 e A3) e B (B1, B2 e B3). Os dados usados para calcular esses cenários estão disponíveis de forma detalhada no APÊNDICE A, Quadros A1 a A6.

No primeiro conjunto, foram considerados os dados de produção diária da UEP A operando sem intervenções para manutenção, e adquiridas as informações em três condições diferentes de operação da unidade, a saber, nas fases de *ramp up*, *plateau* e declínio/maturidade do campo.

Na Figura 14 são apresentados os três cenários A1, A2 e A3 avaliados para a UEP A, destacando-se as principais diferenças existentes em cada um deles.

Figura 14 – Cenários A1, A2 e A3 de operação da UEP A

CENÁRIO A1 <i>Ramp Up</i>	CENÁRIO A2 <i>Plateau</i>	CENÁRIO A3 <i>Declínio / Maturidade do Campo</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Incremento na produção da unidade a partir da interligação de poços novos; • Poços com baixo BSW, acarretando uma menor necessidade de tratamento de água produzida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Normalmente, todos ou a maioria dos poços estão interligados na UEP; • É atingido o máximo de produção de óleo e gás; • Algumas unidades operam sem equipamentos em <i>stand-by</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • Existe uma grande produção de água devido ao crescimento do BSW dos poços; • Em função de baixa economicidade, alguns poços são fechados; • A unidade opera limitada pela capacidade de tratamento de líquidos.

Fonte: Produção do próprio autor.

Foram coletados os dados das correntes de entrada e de saída do volume de controle proposto para os cenários A1, A2 e A3. Assim, na Tabela 6 são apresentados os resultados dos cálculos das exergias para as correntes da UEP A, levando em consideração a metodologia de cálculo apresentada nas seções anteriores.

Tabela 6 – Exergia das correntes de entrada e de saída da UEP A para os cenários A1, A2 e A3

Corrente	Exergia (kJ/s)		
	Cenário A1	Cenário A2	Cenário A3
Petróleo	4.725.668	13.054.878	4.341.766
Água Captada do mar	3.362	3.671	3.671
Ar admitido para a Turbina	-	-	-
Óleo Tratado	4.493.643	12.499.091	4.087.141
Gás Exportado	81.431	340.389	20.960
Água Injetada	-	7.142	15.434
Gás Queimado	8.374	10.592	3.523
Água Descartada no Mar	5.389	5.078	11.954
Gases Exaustos da Turbina	53.783	80.674	80.674

Fonte: Produção do próprio autor.

Na Tabela 7 são apresentados os resultados dos cálculos de exergia para a UEP A implementados conforme metodologia de cálculo anteriormente apresentado, para os cenários A1, A2 e A3 propostos.

Tabela 7 – Resultados da exergia para os cenários A1, A2 e A3 da UEP A

CENÁRIOS	Exergia Recurso (MW)	Exergia Produto (MW)	Exergia Perdas (MW)
A1	4729,03	4575,07	67,55
A2	13058,55	12846,62	96,35
A3	4345,44	4123,54	96,15

Fonte: Produção do próprio autor.

Na Tabela 8 são apresentados os resultados dos indicadores tradicionais e em base exergética para a UEP A para os cenários A1, A2 e A3.

Tabela 8 – Resultados dos indicadores para os cenários A1, A2 e A3 da UEP A

CENÁRIOS	Eficiência Exergética	IUGA	Exergia Destruída Específica (MW/M boed)	IDE Tradicional (MW/M boed)
A1	95,3%	95,7%	2,61	0,42
A2	97,6%	97,9%	1,30	0,23
A3	92,7%	98,2%	4,11	0,88

Fonte: Produção do próprio autor.

No cenário A1 há um número pequeno de poços interligados à UEP A. Entretanto, a produção de óleo desses poços é alta, devido ao baixo BSW. Esse patamar diminuto da produção de água dos poços ocasiona uma menor vazão de água descartada. Em função da fase inicial da produção, alguns sistemas e equipamentos ainda não são necessários, ou operam com baixa demanda e, dessa forma, somente 2 turbogeradores atendem à demanda de energia elétrica da unidade.

Passando para o cenário A2, verifica-se que é atingido o pico de produção da UEP A e, nessa fase, os sistemas de tratamento de óleo e compressão e tratamento de gás estão operando nos limites de projeto. Como podem ser verificados nas Tabelas 6 e 7, são contabilizados os maiores valores de exergia de recurso e de produto, devido à maior produção de petróleo. Em função de premissas de projeto, algumas unidades operam sem sistemas ou equipamentos em *stand-by*, ou seja, como reserva, acarretando em considerável redução na produção durante as manutenções preventivas e corretivas.

Já para o cenário A3, a UEP A está com a produção de petróleo limitada pela capacidade de tratamento de líquidos devido ao aumento do BSW dos poços, e existe

um aumento na injeção de água para manter o reservatório pressurizado, em outras palavras, manter o balanço de massa entre o que é coletado e o que é injetado. Devido à grande produção de água pelos poços, o sistema de tratamento de água produzida opera próximo da sua capacidade de projeto. Nesse sentido, observa-se na Tabela 8 valores mais altos de exergia da corrente de água injetada e descartada.

Com base nos resultados apresentados na Tabela 8, é possível constatar que a eficiência energética, para os três cenários, possui medidas elevadas, acima de 90%. Esse patamar é devido ao alto valor da exergia química das correntes que possuem hidrocarbonetos na entrada e na saída da UEP A, conforme destacado por Voldsund e outros (2014a) e Nguyen e outros (2014a).

Constata-se que o indicador IDE, tradicionalmente usado para mensurar o desempenho energético em plantas industriais, apresentou uma grande variação em relação aos cenários avaliados. A discrepância entre os cenários A2 e A3 é de quase 3 vezes, e a diferença existente é devido à produção de petróleo ser consideravelmente maior no cenário A2, totalizando 163,5 mil boed, enquanto a produção foi de 54 mil boed no cenário A3. Essa grande dissemelhança nesse indicador, conforme explicitado ao longo do estudo, traz a falsa impressão que ocorreram melhorias na performance da UEP A.

Verifica-se também um relevante contraste no indicador da exergia destruída específica entre os citados cenários, sendo justificada devido à enorme diferença entre a produção de petróleo entre os cenários A2 e A3, como pode ser constatado na pequena distinção entre a exergia das perdas mostradas na Tabela 9. Com relação à diferença entre os cenários A1 e A3, tal fato pode ser explicado pelos valores inferiores de exergia das perdas contabilizadas no cenário A1.

No segundo conjunto de cenários propostos para analisar a UEP A, considerou-se a unidade na fase de declínio da produção do campo, e foram coletados e assumidos dados desta operando em três condições diferentes, a saber, na situação estável com todos os equipamentos e processos em operação, na condição de manutenção do sistema de compressão principal de gás, e na terceira, em manutenção do sistema de injeção de água.

Para a determinação desses cenários foram consideradas condições operacionais hipotéticas, de forma a facilitar a comparação destes, e assim avaliar se a metodologia de cálculo proposta permite apurar as ineficiências de desempenho energético para cada um dos casos.

Na Figura 15 são apresentados os três cenários B1, B2 e B3 avaliados para a UEP A, destacando-se as principais diferenças existentes entre os mesmos.

Figura 15 – Cenários B1, B2 e B3 de operação da UEP A

CENÁRIO B1 Estável	CENÁRIO B2 Parada do Sistema de Compressão de Gás	CENÁRIO B3 Parada do Sistema de Injeção de Água
<ul style="list-style-type: none"> • Unidade operando com todos os equipamentos e processos dentro dos parâmetros de projeto; • Poços produzindo petróleo conforme potencial; • Alto índice de utilização do gás produzido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Unidade operando consumindo diesel nos turbogeradores; • Não há exportação de gás para o gasoduto, sendo o gás produzido queimado na tocha; • Baixo índice de utilização do gás produzido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução na vazão de captação de água do mar; • Não há reaproveitamento da água produzida para injeção no reservatório, sendo necessário o descarte no mar; • Sem impacto no índice de utilização do gás produzido.

Fonte: Produção do próprio autor.

Na Tabela 9 são apresentados os resultados dos cálculos de exergia para a UEP A considerando-se os cenários B1, B2 e B3 propostos.

Tabela 9 – Resultados da exergia para os cenários B1, B2 e B3 da UEP A

CENÁRIOS	Exergia Recurso (MW)	Exergia Produto (MW)	Exergia Perdas (MW)
B1	4474,21	4319,23	89,00
B2	4608,93	4294,19	295,93
B3	4473,83	4297,62	95,53

Fonte: Produção do próprio autor.

Na Tabela 10 foram obtidos os valores referentes aos indicadores tradicionais e em base exérgica para a UEP A para os 3 cenários B1, B2 e B3 propostos.

Tabela 10 – Resultados dos indicadores para os cenários B1, B2 e B3 da UEP A

CENÁRIOS	Eficiência Exergética (%)	IUGA (%)	Exergia Destruída Específica (MW/M boed)	IDE Tradicional (MW/M boed)
B1	94,5%	98,0%	2,75	0,87
B2	86,8%	7,8%	5,59	0,78
B3	93,9%	98,0%	3,13	0,84

Fonte: Produção do próprio autor.

O cenário B1 possui características semelhantes às condições operacionais do cenário A3, onde a UEP encontra-se na fase de declínio da curva e possui elevada produção de água pelos poços. Do ponto de vista de gestão energética, os resultados obtidos no cenário B1 podem ser considerados como *benchmark* operacional e, assim, ser usados como meta de desempenho energético para essa UEP.

Para o cenário B2, a UEP A foi assumida em uma condição operacional onde os turbogeradores estavam usando diesel como combustível, em decorrência de uma eventual necessidade de manutenção no sistema de compressão principal. Nos resultados foi verificado um aumento na exergia do recurso devido à adição da exergia química do diesel.

Esse cenário é possível de ocorrer algumas vezes ao longo da operação da unidade. Entretanto, ressalta-se que o órgão regulador estabelece um limite de queima de gás produzido para todas os campos, e qualquer queima adicional deve ser previamente autorizada.

O cenário B3 é caracterizado pela parada da injeção de água no reservatório. Dessa forma, foi verificado uma redução na exergia do produto e um incremento na exergia das perdas devido à necessidade de descarte no mar de toda a água produzida.

Com base nos resultados das Tabelas 9 e 10 é possível constatar que, de forma semelhante ao apurado dos cenários A1, A2 e A3, o elevado valor da exergia dos hidrocarbonetos nas correntes de entrada e de saída puxam pra cima os valores de eficiência exergética. Todavia, as mudanças nas condições operacionais, tanto positivas como negativas, são observadas nos cálculos de eficiência.

Observa-se que a queima de grande parte do gás produzido pela unidade, que pode ser verificada pelo baixo valor de IUGA no cenário B2, representou uma redução de

7,8% na eficiência exergética e o dobro do valor da exergia destruída específica quando comparado com o cenário B1.

A parada da injeção de água acarretou a necessidade de descarte de toda a água produzida da unidade, o que influenciou negativamente no indicador de eficiência em somente 0,6%, em função dos valores de exergia física e química da água serem baixos em comparação com o petróleo. Quando é analisado o IDE, verifica-se uma redução no consumo energético da unidade, em torno de 4%, devido à redução da demanda de energia ocasionada pela indisponibilidade das bombas de injeção.

Conforme defendido por Voldsund e outros (2014a), a aplicação da eficiência exergética de forma isolada como um indicador não é a melhor estratégia para o acompanhamento do desempenho energético de uma UEP, sendo necessário o uso dos outros índices, como a exergia destruída específica, que possui uma sensibilidade maior para a implementação de ações tanto positivas como negativas.

Com base nos dados coletados e seguindo a mesma metodologia de cálculo apresentada na seção 3.4, foram determinadas as eficiências exergéticas e demais índices de desempenho energético para as treze UEP em estudo, cujos resultados estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultados dos indicadores para as UEP

UEP	Eficiência Exergética (%)	IUGA (%)	Exergia Destruída Específica (MW/M boed)	IDE Tradicional (MW/M boed)
A	94,5%	98,0%	2,75	0,87
B	97,6%	98,8%	0,86	0,50
C	93,9%	99,3%	2,97	0,77
D	93,4%	96,4%	1,89	
E	80,0%	96,8%	8,89	
F	93,5%	98,2%	3,31	
G	90,2%	92,9%	4,94	
H	91,9%	97,0%	3,92	
I	88,7%	98,6%	6,71	
J	99,3%	100,0%	0,56	
K	84,8%	93,7%	8,42	
L	96,7%	99,0%	1,70	
M	89,5%	64,8%	4,54	

Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando a UEP A, é possível constatar um valor de eficiência exergética de 94,5%, decorrente do quantitativo elevado de uso do gás produzido (98,0%), e da grande produção de líquidos, óleo somado à água coletada, totalizando 300 mil bpd. Essa unidade foi projetada para reinjetar no reservatório a maior parte da água produzida, reduzindo as perdas dessa corrente de fluxo de saída e, assim, pode atingir grandes vazões de injeção, da ordem de 415 mil bpd. Grande parte da demanda energética da unidade é devido ao método de elevação do petróleo principal, realizado por meio de bombas centrífugas submarinas submersas (BCSS) instaladas no leito marinho, do motor compressor principal e das bombas de injeção. Essa UEP foi também concebida com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores, que aquecem uma corrente de água que é usada na planta de processo. Essa necessidade é devido às características do óleo ser pesado, com grau API de 17º, o sistema de tratamento de óleo necessita aquecer o petróleo para valores de até 120°C, demandando grande quantidade de transferência de calor.

Para a UEP B foi obtido um valor de eficiência exergética de 97,6%, decorrente do índice elevado de uso do gás produzido (98,8%), e do baixo resultado calculado para a exergia destruída específica, somente 0,86 MW/boed, um dos menores níveis entre todas as UEP analisadas. Esse valor é devido a unidade ainda estar na fase de *plateau*, com uma produção diária de óleo e gás elevada, da ordem de 123,4 mil boed. A unidade possui uma das maiores vazões de gás exportado, da ordem de 3.000.000 Nm³ por dia, oriundo da produção do reservatório do pré-sal, que é caracterizado por elevado RGO. Assim como na UEP A, nessa unidade também grande parte da demanda energética da unidade se dá na compressão e no tratamento do gás. Uma característica adicional, é que essa unidade foi projetada com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores, possuindo assim, um potencial de ganho energético nessa corrente.

Com relação à UEP C, contabilizou-se uma eficiência exergética de 93,9%, decorrente do índice elevado de IUGA, da ordem de 99,3%, um dos maiores resultados de aproveitamento do gás produzido entre todas as UEP analisadas. Para a geração de energia elétrica, essa unidade possui máquinas térmicas que utilizam ciclo Brayton, com turbinas a gás do fabricante Solar, e ciclo Rankine, com turbinas a vapor do fabricante Peter Brotherhood. A UEP C está na fase de declínio da produção, possui um menor número de poços interligados ao seu *manifold* de produção em comparação

com outras unidades e o método de elevação é surgente e *gas lift* contínuo. Analogamente às UEP anteriores, grande parte da demanda energética da unidade se dá na compressão e no tratamento do gás produzido.

Em se tratando da UEP D, foi apurado uma eficiência exergética de 93,4%, decorrente do índice de aproveitamento do gás produzido, por volta de 96,4%. Em função da produção de reservatório do pré-sal, há grande produção de gás, demandando uma necessidade de compressão de gás elevada para exportação no gasoduto. O projeto da unidade foi concebido com turbocompressores para atender essa demanda, o que resulta em um menor consumo de geração elétrica pelos turbogeradores. A UEP D entrou há pouco tempo na fase de declínio, possui um número menor de poços interligados ao seu *manifold* de produção em comparação com outras unidades e todos os poços produzem com método de elevação do tipo surgente, que é aquele com menor gasto energético.

Para a UEP E, obteve-se um valor de eficiência exergética de 80,0%, um dos menores quantitativos em comparação com as outras UEP analisadas. Esse resultado se justifica devido à baixa produção da unidade, por volta de 13,9 mil boepd, e ao apurado da exergia destruída específica, da ordem de 8,89 MW/M boed. Essa unidade já está na fase de campo maduro, onde o BSW dos poços está elevado, com uma média de 86%, requerendo um considerável gasto energético para o tratamento da água para descarte. A UEP E foi projetada com sistema de injeção de água, entretanto, devido ao reservatório possuir um aquífero atuante que mantém a pressão estática em patamares elevados, não há necessidade de injeção de água nesse campo. Em função da baixa produção de gás, utiliza-se a importação de gás do gasoduto para suprir a geração de energia elétrica.

Em sequência, na valoração da eficiência exergética da UEP F, chegou-se a um valor de 93,5% decorrente do quantitativo elevado de uso do gás produzido (98,2%), e do resultado calculado para a exergia destruída específica, de 3,31 MW/boed. Essa UEP iniciou sua produção no dia 28 de novembro de 2007, após a interligação dos 18 poços produtores e 11 injetores de água, permaneceu durante vários meses como a unidade de maior produção de petróleo do Brasil, quando atingiu seu pico de produção de 180 mil bopd, momento em que estava na fase de *plateau*. Hoje em dia, a unidade está na fase de maturidade do campo, com uma produção da ordem de 64,7 mil boed. A maior

demanda energética da unidade é a compressão de gás, em função do método de elevação dos poços serem de *gas lift* contínuo e, devido a unidade ser uma semissubmersível, há necessidade de transferência do óleo produzido para outra unidade para estocagem e transferência. Uma característica adicional, é que a unidade está equipada com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores, possuindo, assim, um potencial de ganho energético nessa corrente.

Analisando a UEP G, foi contabilizado um valor de eficiência exergética de 90,2%, decorrente do baixo uso do gás produzido, de apenas 92,9%, e do resultado calculado para a exergia destruída específica, de 4,94 MW/boed. A unidade está na fase de declínio do campo, com um BSW médio dos poços em 65%. A maior demanda energética da unidade é a compressão de gás, em função do método de elevação dos poços serem de *gas lift* contínuo. Essa unidade foi concebida para importar óleo e gás advindo das unidades do tipo semissubmersíveis que operam nas suas proximidades.

No caso da UEP H, o resultado de eficiência exergética foi de 91,9%, decorrente do quantitativo de aproveitamento de uso do gás produzido de 97,0% e do resultado calculado para a exergia destruída específica, de 3,92 MW/boed. A unidade está na fase de maturidade do campo, com uma produção na ordem de 42,6 mil boed e BSW médio dos poços de 36%. A maior demanda energética da unidade é a compressão de gás, em função do método de elevação dos poços serem de *gas lift* contínuo e, devido a unidade ser uma semissubmersível, da necessidade de transferência do óleo produzido para outra unidade para estocagem e transferência. Por fim, destaca-se que a unidade foi constituída com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores.

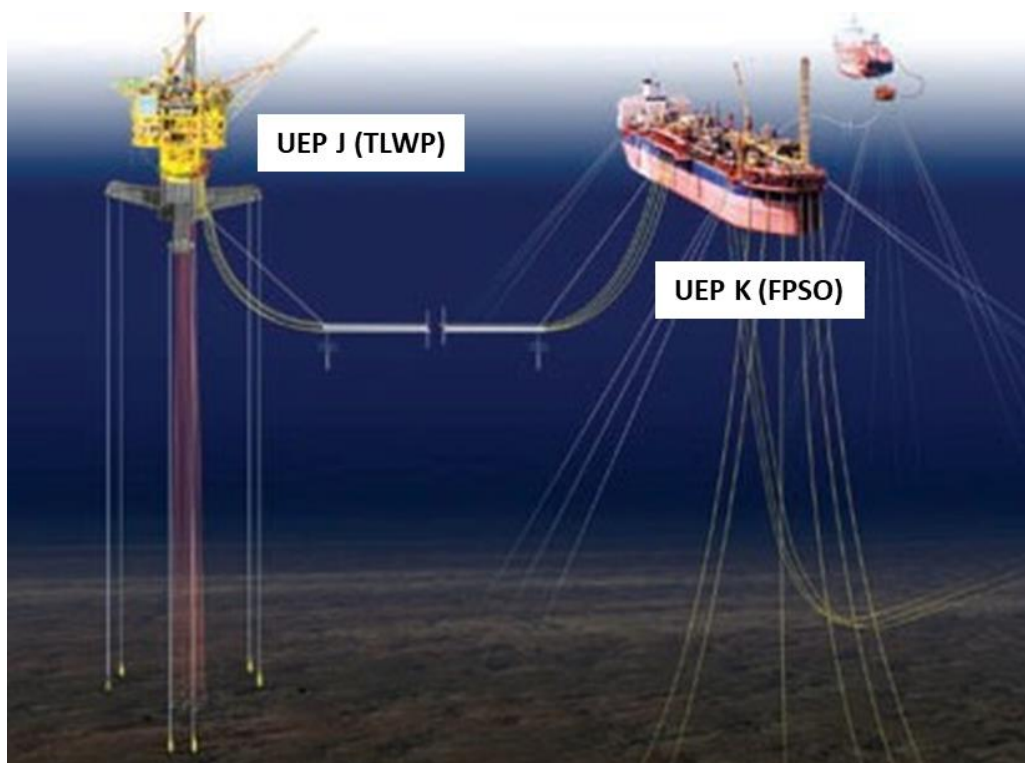
Para a UEP I, foi obtido um valor de eficiência exergética baixo, de somente 88,7%, decorrente do quantitativo calculado para a exergia destruída específica de 6,71 MW/boed, tendo em vista que o índice de aproveitamento de uso do gás produzido calculado foi alto, de 98,6%. A unidade está na fase de maturidade do campo, com uma produção da ordem de 44,1 mil boed e BSW médio dos poços de cerca de 47,8%. A RGO do campo é elevada, demandando uma necessidade de compressão de gás igualmente alta, totalizando 4.000.000 Nm³/d, sendo a operação dos módulos de compressão o maior gasto energético da unidade. Essa UEP foi também projetada

com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores.

A análise da eficiência exergética da UEP J mostrou-se não aplicável, com índices de eficiência exergética e IUGA de 99,3% e 100,0%, respectivamente. Esses valores foram obtidos devido à condição de projeto dessa unidade, que não possui planta de processamento e facilidades elétricas. Dessa forma, tanto o processamento do óleo, do gás e da água produzidos, como a geração da energia elétrica consumida na unidade são realizados pela UEP K. A aplicação dessa unidade é específica para a condição do projeto do campo de Papa-Terra, que possui óleo extremamente pesado, com grau API de 15,7º e alta viscosidade, demandando o uso do método de elevação por meio de BCSS, completação seca dos poços e sistema de aquecimento das linhas submarinas. Dessa forma, a análise da UEP J deveria ser realizada de forma integrada com a UEP K, que é do tipo FPSO.

Na Figura 16 é ilustrada o esquemático de operação das UEP J e K no campo de Papa-Terra.

Figura 16 – Projeto do campo de Papa-Terra



Fonte: Petrobras (2014b).
Nota: Adaptado pelo autor.

Para a UEP K, os cálculos resultaram em uma eficiência exergética de somente 84,8%, decorrente do resultado calculado para a exergia destruída específica de 8,42 MW/boed, um dos maiores quantitativos obtidos. O aproveitamento de uso do gás produzido contabilizado foi de 98,6%, mas a produção de gás da unidade é pequena, quando comparada às outras unidades analisadas, devido ao baixo RGO do campo. Dessa forma, o gás produzido, que não é consumido na geração, é injetado em um poço injetor de gás, pois não é economicamente viável a construção de um gasoduto para escoar essa produção para uma planta de processamento de gás natural no continente. A unidade deveria estar na fase de *plateau* do campo, mas, devido a falhas nos equipamentos submarinos, a produção da unidade encontra-se em um patamar bem aquém do projetado, da ordem de 20,5 mil boed, considerando-se a soma das produções das UEP J e K. A UEP K foi projetada com sistema de geração de energia elétrica composto de três módulos, onde cada um é constituído por dois motores bicomustíveis Wärtsilä 50DF (18 cilindros), podendo operar com gás produzido ou óleo cru tratado.

Em se tratando da UEP L, obteve-se um valor de eficiência exergética de 96,7%, decorrente do índice elevado de IUGA, da ordem de 99,0%, um dos maiores valores de aproveitamento do gás produzido entre todas as UEP analisadas. A unidade encontra-se na fase de *plateau*, tendo atingido o seu pico de produção com 156,5 boed. O BSW dos poços é extremamente baixo, média de somente 0,11%. Dessa forma, não há gasto energético no tratamento de água produzida na unidade. Em função da alta produtividade dos poços do pré-sal, somente estão interligados à UEP L 5 poços, todos com método de elevação surgente. Nessa fase não há injeção de água no reservatório, e a UEP ainda não foi interligada ao gasoduto desse projeto. Nesse sentido, o gás produzido não consumido é reinjetado no reservatório. Mesmo a UEP possuindo uma planta de processamento complexa, com vários sistemas, nessa fase ainda há sistemas e equipamentos não comissionados, o que reduz o consumo energético. Em função da grande quantidade de gás produzido associado ao óleo, e da presença de contaminantes como H₂S e CO₂, a maior demanda de energia é no sistema de compressão de gás, sendo a unidade projetada com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores.

Por fim, a UEP M totalizou um patamar de eficiência exergética de 89,5%, decorrente do baixo índice de aproveitamento do uso do gás, de somente 64,8%. Esse

quantitativo baixo de IUGA é normal para a fase de *ramp up* que a UEP se encontra, ou seja, iniciando sua operação. Deve-se lembrar que o órgão regulador autoriza, de forma temporária, uma queima de gás na tocha maior que o regulamentado, o que justifica o resultado calculado elevado da exergia destruída específica de 4,54 MW/boed. A UEP está com somente 2 poços interligados, sendo um produzindo com método de elevação surgente e o outro, *gas lift* contínuo. Não há produção de água da unidade devido ao BSW dos poços ser, aproximadamente, zero. Nessa fase ainda não há injeção de água ou gás no reservatório. Mesmo a UEP possuindo uma planta de processamento complexa com vários sistemas, ainda há processos e equipamentos não comissionados, o que reduz o consumo energético. Deve-se ainda ressaltar que a unidade foi projetada com sistema de aproveitamento do calor residual dos gases exaustos dos turbogeradores.

4 COMPARAÇÃO DOS INDICADORES DAS UEP

Na presente seção serão comparados os indicadores calculados na seção anterior, realizados comentários acerca das tecnologias para melhorar o desempenho energético de plataformas de petróleo e apresentado o painel de acompanhamento do desempenho energético elaborado para a UEP A.

4.1 COMPARAÇÃO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO

Na comparação dos índices de desempenho energéticos tradicionais com os baseados em exergia, destacam-se as diferenças indicadas a seguir.

Observando-se os resultados do conjunto de cenários A (Tabela 8), verifica-se que a UEP A obteve, nas fases de *ramp up*, *plateau* e maturidade do campo, os valores de eficiência exergética de 95,3%, 97,6% e 92,7%, respectivamente, enquanto que os resultados apurados usando o IDE foram de 0,42, 0,23 e 0,88 MW por boed para os cenários A1, A2 e A3. Enquanto que, para os resultados de eficiência exergética foi obtido uma variação máxima de 5,0% entre os cenários A2 e A3, essa dissemelhança foi de 278% quando comparados os IDE para esses mesmos cenários. Essa disparidade é devida à enorme diferença na produção, sendo equivalente a 163,49 mil boed no cenário A2, enquanto que, no cenário A3, foi de 54,02 mil boed. Quando é analisado a demanda energética, observa-se como resultado da geração elétrica, os valores de 38,22 MW para o cenário A2 e 47,77 MW para o cenário A3.

Como mencionado anteriormente, a variação da produção de óleo e gás da unidade possui uma relação direta com o indicador tradicional de desempenho energético, em outras palavras, quanto maior a produção mais eficiente a unidade se apresentará devido ao quociente da equação (23) possuir essa variável como denominador. Dessa forma, a produção de cada UEP impacta diretamente esse índice de desempenho energético tradicional, de forma que essa métrica não é uma boa metodologia para avaliar a eficiência do ponto de vista energético (NGUYEN et al., 2014a; VOLDSUND et al., 2014b).

A análise dos resultados da Tabela 10, referentes ao conjunto de cenários B e obtidos para a UEP A, indica os valores de eficiência exergética de 94,5%, 86,8% e 93,9%, enquanto que os resultados apurados usando o IDE foram de 0,87, 0,78 e 0,84 MW por boed, para os cenários B1, B2 e B3, respectivamente.

Para esse conjunto de cenários foram levantadas considerações de grande impacto no desempenho energético da plataforma, constatando-se uma diferença de 7,8% na eficiência exergética, quando comparados os cenários B1 e B2. Por outro lado, a variação obtida utilizando-se o IDE foi de 0,09 MW/boed, ou 10,2%. Com relação ao indicador relacionado com a exergia destruída específica, fica clara a grande diferença apresentada nesses cenários, onde os resultados encontrados foram de 2,75 e 5,59, para os cenários B1 e B2, respectivamente, com uma disparidade de 103%. Essa variação mostrada nos resultados é devida, principalmente, à corrente de fluxo de gás que foi queimada na tocha no cenário B2.

Com base nos resultados apresentados na Tabela 10, é possível constatar o defendido por Voldsund e outros (2014a), que argumentaram que se faz necessário a aplicação do indicador de eficiência exergética em conjunto com o de exergia destruída específica, para que seja possível ao gestor operacional ter uma melhor sensibilidade das variações da UEP em relação ao desempenho energético.

4.2 COMPARAÇÃO DAS EFICIÊNCIAS EXERGÉTICAS DAS UEP

Interpretando os resultados obtidos nas análises das treze UEP apresentadas na Tabela 11, é possível verificar que as eficiências exergéticas são valores normalmente altos, variando de 80,0%, pior resultado, até 97,6%, melhor resultado, excluindo-se o contabilizado da UEP J, por razões já comentadas na seção anterior.

Esses valores elevados dos resultados das eficiências exergéticas obtidos para todas as UEP, conforme apontado por Voldsund e outros (2014b), é devido a alta relevância das exergias químicas das correntes de entrada do petróleo e de saída do óleo tratado e do gás exportado, chegando a compreender 98% de toda a exergia calculada.

Foi constatado que os maiores valores de eficiência exergética foram obtidos nas UEP B e L, com resultados calculados de 97,6% e 96,7%, que são as unidades que possuem as maiores produções, 123,4 e 156,5 mil boed, respectivamente.

Em contrapartida, os menores valores de eficiência exergética foram obtidos nas UEP E e K, com valores calculados de 80,0% e 84,8%, que são as unidades que possuem as menores produções, a saber, 13,9 e 20,5 mil boed, respectivamente.

Pode-se concluir que a comparação entre as UEP deve levar em consideração o quantitativo da produção de cada uma, onde altas produções de óleo e gás tendem a elevar o indicador de eficiência exergética, enquanto que, unidades em fase final de produção, inclinam-se a ter uma eficiência menor.

Para o indicador IUGA, foi observada uma variação maior, com a UEP M obtendo 64,8% de aproveitamento do gás, enquanto a UEP L alcançou valores de 99,0%. Este indicador apresenta uma excelente visão da condição operacional da unidade e possui uma relação direta com a exergia perdida. Entretanto, a limitação óbvia existente é que o indicador mostra apenas o uso do gás produzido, não tendo quaisquer relações com o uso das outras correntes de fluxo.

Com relação à exergia destruída específica, de forma análoga ao indicador IUGA, foi observada uma grande variação entre os resultados obtidos pelas UEP. A UEP B alcançou o menor valor e a UEP E, o maior, sendo estes resultados de 0,86 e 8,89 MW/boed, respectivamente. Como pôde ser observado nas análises dos dados das UEP na seção 3.5, esse resultado é influenciado diretamente pela produção da unidade. Assim, as unidades com os menores valores foram as que tinham a maior produção, e vice-versa.

Levantado em consideração a condição de produção de cada uma das UEP, é possível verificar que uma cada uma possui uma condição de eficiência exergética ótima, a qual é possível que seja definida como meta, ou *benchmark*, para sua condição de produção atual. Assim, as análises devem ser realizadas comparando-se o resultado medido com a meta estipulada, de forma a possibilitar a identificação de lacunas ou desvios nos seus processos.

4.3 COMENTÁRIOS SOBRE TECNOLOGIAS PARA MELHORAR O DESEMPENHO ENERGÉTICO DE UEP

Para implementar tecnologias objetivando melhorar o desempenho energético das UEP, é necessário ter a premissa apontada por Barbosa e outros (2018), a saber, que a grande parcela da destruição de exergia, por volta de 65%, em uma plataforma *offshore* ocorre nas plantas de utilidades (sistemas de geração de energia elétrica e de recuperação de calor residual) e a destruição restante de exergia, em torno de 35%, situa-se nas plantas de processo. Dessa parcela de 65% da exergia destruída na planta de utilidades, Sanchez (2017) indica que 89% é inevitável, devido ao processo de combustão que ocorre nos turbogeradores, considerado uma reação química altamente irreversível.

Conforme Nguyen e outros (2016b), existem várias tecnologias apontadas na literatura que melhoraram o desempenho de plataformas de petróleo a partir do aproveitamento energético das correntes, destacando-se as seguintes:

- a) instalação de múltiplos níveis de pressão nos coletores de produção;
- b) implementação de expansores multifásicos;
- c) promoção da integração de energia e processo;
- d) limitação da recirculação de gás nos compressores;
- e) exploração de calor de baixa temperatura proveniente das etapas de resfriamento de gás;
- f) redução do tamanho ou substituição das turbinas a gás existentes;
- g) uso de permutadores para aproveitar o calor residual dos gases exaustos da planta de utilidades.

Em suas plantas de processo, os equipamentos das UEP, como compressores e bombas, são projetados considerando como premissas as condições de máximo óleo, máximo gás ou mesmo máxima água produzida, ou seja, para o cenário de maior demanda do equipamento, que normalmente ocorre no pico de produção na fase de *plateau*.

Após passar por esta fase de produção, muitos equipamentos operam de forma subutilizada, em uma região da sua curva de desempenho de menor rendimento. De

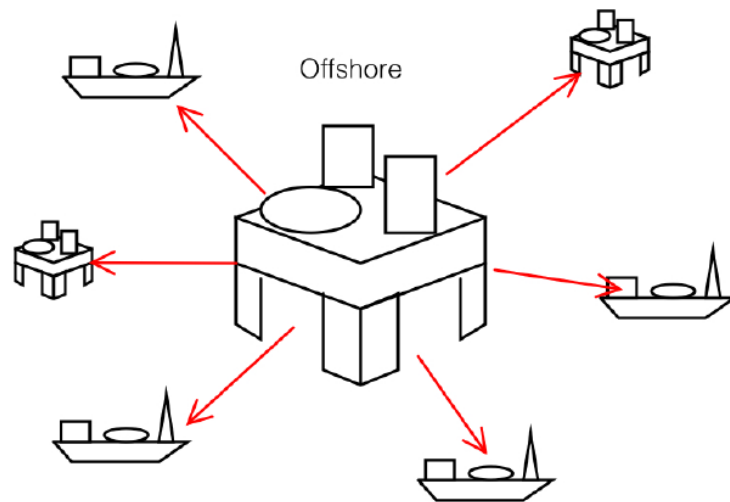
forma a evitar falhas de manutenção como cavitação em bombas devido a baixa vazão na sucção, ou ocorrência de fenômeno de *surge* em compressores, esses sistemas normalmente são projetados com válvulas de controle para recirculação, interligando a descarga à sucção. Nesse sentido, na fase de maturidade do campo, o gasto energético das grandes máquinas é próximo do consumo da fase de *plateau*, devido a essa recirculação. Uma alternativa ao uso de válvulas de recirculação é a aplicação de inversores de frequência para controlar a velocidade dos motores elétricos, reduzindo seu consumo de energia.

Conforme apontado por Abreu (2013) com relação à exergia dos gases de exaustão dos turbogeradores, “grande parte da exergia que entra nos recuperadores de calor WHRU é descartada nos gases rejeitados para a atmosfera, (...)”, sendo esse não uso em sua totalidade devido a não haver demanda térmica suficiente na planta de processo. Segundo o mesmo autor, uma estratégia para aproveitar essa exergia de forma mais otimizada seria por meio de um ciclo combinado de geração, onde o WHRU geraria vapor para acionamento de turbinas a vapor, e conclui afirmando que “essa geração extra de energia elétrica poderia ser utilizada na planta e reduziria o consumo de gás combustível”.

Outra estratégia defendida por Abreu (2013) é a centralização da geração termelétrica em uma única UEP, sendo em seguida realizada a transmissão da energia elétrica às unidades adjacentes. Dessa forma, essa central termelétrica poderia ser projetada em ciclo combinado, englobando geração de energia em turbinas a gás e turbinas a vapor, de forma a operar o sistema sempre próximo à melhor eficiência das máquinas.

A Figura 17 ilustra essa configuração em *hub* de potência, onde uma UEP fornece energia elétrica para outras UEP.

Figura 17 – Geração centralizada *offshore*



Fonte: Abreu (2013).

Conforme Petrobras (2020b), um grupo de trabalho composto por vários profissionais identificou nove iniciativas que apresentam um melhor potencial para a redução de emissões nas operações de produção de óleo e gás das plataformas já em operação nas Bacias de Campos e Espírito Santo. As oportunidades apontadas foram:

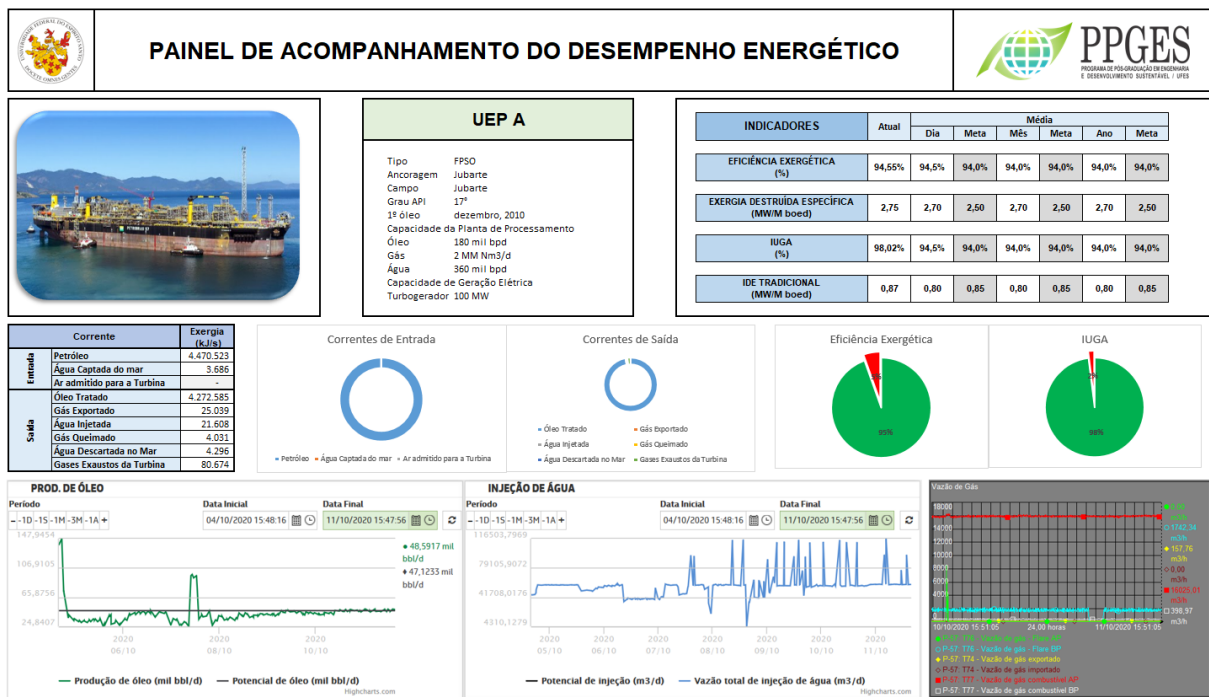
- a) aprimoramento da quantificação de gás ventilado;
- b) aproveitamento de correntes de gás enviada para *flare*;
- c) atualização do protocolo de emissão em *flare*;
- d) aumento da eficiência na operação de turbinas a gás
- e) operacionalização de sistemas de *flare gas recovery unit* ou *flare* fechado.
- f) detecção e reparo de vazamentos;
- g) levantamento de estanqueidade de válvulas;
- h) otimização de malhas de controle;
- i) otimização energética.

Potencial relevante foi observado pela iniciativa referente ao aumento da eficiência na operação de turbinas a gás. Constatou-se que existem unidades operando com a potência gerada na ordem de 60% da capacidade nominal das máquinas e, caso fosse ajustado para um ponto mais otimizado, os turbogeradores passariam a trabalhar em 90% dessa capacidade. Nesse sentido, com carga mais elevada, terão menor consumo de combustível por MWh gerado (PETROBRAS, 2020b).

4.4 PAINEL DE ACOMPANHAMENTO DO DESEMPENHO ENERGÉTICO

De forma a possibilitar o acompanhamento e o controle do desempenho energético de uma UEP, foi elaborado um painel dinâmico (do inglês *dashboard*), onde os dados são obtidos de forma *on-line* por meio do *software* PI, que faz a aquisição dos valores das variáveis diretamente da planta de processamento da unidade. Após a aquisição dos dados, por meio da extensão *PI Datalink*, estes são inseridos como entrada para os cálculos de exergia, implementados em planilha Excel, e os resultados disponibilizados aos interessados na análise. Na Figura 18 é possível observar a interface gráfica do painel de acompanhamento elaborado para a UEP A.

Figura 18 – Painel de Acompanhamento do Desempenho Energético da UEP A



Fonte: Produção do próprio autor.

O painel de acompanhamento foi concebido com quadros e gráficos informativos, onde são apresentados os indicadores de eficiência exergética, exergia destruída específica, IUGA e o IDE tradicional, em seus valores calculados na última hora, e nas médias diária, mensal e anual, com as respectivas metas. Também estão apresentados em formato gráfico os históricos da produção de óleo, da injeção de água e da vazão de gás da unidade, de forma a disponibilizar, no mesmo ambiente, o comparamento das variáveis que mais pesam nos resultados de desempenho energético da UEP, devido aos valores de exergia calculados para essas correntes

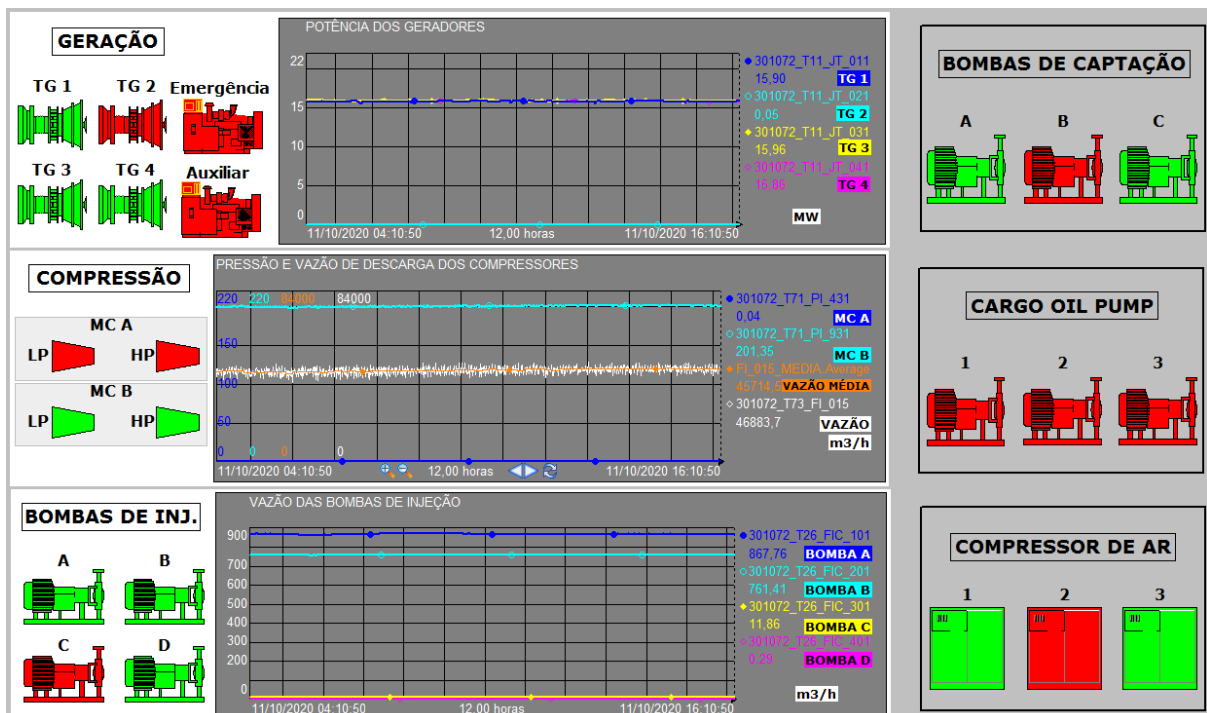
serem, normalmente mais elevados do que em comparação com as outras correntes avaliadas, que possuem um valor de exergia menor.

Observou-se que o uso do painel de acompanhamento em conjunto com outras ferramentas já disponíveis pela organização, como o Portal de Monitoramento de Equipamentos Críticos e o Portal de Registro de Eventos, mostraram-se com uma sinergia positiva, onde um painel complementou os dados do outro, trazendo informações mais detalhadas das ocorrências da unidade acompanhada.

Com base nas informações do painel é possível acompanhar o desempenho energético da unidade, verificar se as ações implementadas estão sendo eficazes e medir de forma quantitativa esses ganhos de eficiência.

Nas Figuras 19 e 20 estão destacados, como exemplos, as interfaces já existentes e em uso pela equipe de operação da UEP A, o Portal de Monitoramento de Equipamentos Críticos e o Portal de Registro de Eventos, nesta ordem, onde são identificados os principais equipamentos e a sua condição operacional, a saber, disponível (verde), disponível com restrição (verde) e indisponível (vermelho).

Figura 19 – Portal de monitoramento dos principais equipamentos



Fonte: Petrobras (2020c).

Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 20 – Portal de registro de eventos ocorridos



Fonte: Petrobras (2020c)
Nota: Adaptado pelo autor.

Foi verificado na UEP A, que várias válvulas de controle aliviam a pressão dos vasos enviando o excesso de gás para o queimador. Assim, realizou-se uma avaliação inicial do comportamento da resposta da malha de controle de algumas válvulas e constatou-se que uma redução na queima de gás poderia ser alcançada se fossem tomadas ações no sentido de ajustar a sintonia dos ganhos dos controladores dessas válvulas no sistema supervisório.

Outro ponto observado na UEP A, a partir do painel foram as perdas de contenção com pequenos vazamentos de gás, perdas de estanqueidades em válvulas de segurança e emissões fugitivas. Normalmente, somente os eventos com impacto relevante são identificados devido ao distúrbio gerado na planta de processo. Entretanto, vazões pequenas passam despercebidos pelos operadores.

A ferramenta mostrou-se eficiente no sentido de detectar esses pequenos eventos porque traz o histórico operacional da condição de *benchmark*, onde tornou-se visível a existência de uma pequena alteração de comportamento na planta.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho teve como objetivo apresentar uma metodologia para determinar indicadores de desempenho energético de unidades estacionárias de produção de petróleo e gás por meio da técnica da análise exérgica. O método é baseado na forma de identificação do problema por meio da figura do observador externo, a qual permite uma rápida avaliação da instalação inserido em um único volume de controle, sem a necessidade de estudos intermediários em subsistemas internos, e considerando-se apenas os fluxos exérgicos que cruzam as fronteiras da unidade.

A análise exérgica comporta, além de uma avaliação quantitativa do uso da energia, uma apuração qualitativa da degradação dos potenciais energéticos dos processos, possibilitando identificar onde há os maiores desperdícios de energia.

Verificou-se que é possível superar os problemas existentes na elaboração de IDE para plataformas de petróleo usando indicadores baseados em exergia. Esses indicadores permitiram a comparação entre diversas unidades com características diferentes e em distantes fases de operação, evidenciando aonde as especificidades de cada projeto são mais eficientes do ponto de vista energético.

Os resultados obtidos de eficiência exérgica das UEP analisadas variaram de um intervalo de 80,0% a 99,3% para as piores e melhores condições, respectivamente. Vale ressaltar que esses resultados estão aderentes com aqueles obtidos por Voldsund e outros (2014b) e Neves (2008). Para os outros indicadores de exergia destruída específica e índice de utilização do gás natural, foram apurados resultados concordantes com o de eficiência para as unidades avaliadas.

O trabalho serviu para demonstrar que é possível realizar análises comparativas entre UEP, e também foi possível verificar que a fase de operação, bem como as características do reservatório, são fatores preponderantes na determinação da eficiência destas.

A técnica proposta para quantificação da eficiência exérgica provou sua eficácia, praticidade e simplicidade para a determinação dos indicadores de desempenho energético de unidades marítimas de produção de petróleo.

O Painel de Acompanhamento do Desempenho Energético aplicado a uma UEP mostrou-se ser uma importante ferramenta, pois permitiu lançar uma luz nos principais causadores de desperdícios do ponto de vista energético, bem como realizar um acompanhamento ao longo do tempo, possibilitando uma gestão do consumo energético por parte do gestor operacional da unidade de produção.

Finalmente, como sugestão para trabalhos futuros foram elencados os seguintes itens:

- a) Aplicação da metodologia de cálculo da exergia adotada considerando a desagregação do volume de controle entre a planta de utilidades e a planta de processamento;
- b) De forma a reduzir o desperdício de uma parcela relevante de exergia perdida, poderia ser analisado a substituição dos processos e equipamentos que utilizam a energia elétrica por processos térmicos, como a dessalinização da água do mar e resfriadores;
- c) Aplicar a metodologia de cálculo da exergia para analisar as tecnologias existentes para o atingimento da meta de queima zero nas plataformas de petróleo;
- d) Aplicação da análise exérgica em plataformas de petróleo que possuem sistemas de captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês *Carbon Capture and Storage*) para minimizar o impacto ambiental da atividade de produção de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELAZIZ, E. A.; SAIDUR, R.; MEKHILEF, S. A. review on energy saving strategies in industrial sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 150-168, 2011.

ABREU, A. S. **Análise Exergética Avançada Aplicada a uma Unidade Marítima de Produção de Petróleo**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 806, de 17 de janeiro de 2020. Regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ed. 13, p. 77, 20 jan. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural. *In*: AGÊNCIA [...]. **Painel** [...]. Rio de Janeiro, 23 out. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 15 fev. 2020.

AGHBASHLO, M.; ROSEN, M. A. Consolidating exergoeconomic and exergoenvironmental analyses using the emergy concept for better understanding energy conversion systems. **Journal of Cleaner Production**, v. 172, p. 696-708, 2018a.

AGHBASHLO, M.; ROSEN, M. A. Exergoeconomic and exergoenvironmental analysis as a new concept for developing thermodynamically, economically, and environmentally sound energy conversion systems. **Journal of Cleaner Production**, v. 187, p. 190-204, 2018b.

ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A.; SALVIANO, L. O.; DEZAN, D. J.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; YANAGIHARA, J. I. Energy optimization of an FPSO operating in the Brazilian Pre-salt region. **Energy**, v. 164, p. 390-399, 2018.

ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A.; SALVIANO, L. O.; DEZAN, D. J.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; YANAGIHARA, J. I. FPSO fuel consumption and hydrocarbon liquids recovery optimization over the lifetime of a deep-water oil field. **Energy**, v. 181, p. 927-942, 2019a.

ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A.; SALVIANO, L. O.; DEZAN, D. J.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; YANAGIHARA, J. I. Lifetime sensitivity analysis of FPSO operating parameters on energy consumption and overall oil production in a pre-salt oil field. **Chemical Engineering Communications**, p. 1-25, 2019b. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/335484260_Lifetime_sensitivity_analysis_of_FPSO_operating_parameters_on_energy_consumption_and_overall_oil_production_in_a_pre-salt_oil_field. Acesso em: 05 dez. 2019.

ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE. **Energy Efficiency Indicators: a study of energy efficiency indicators for industry in APEC economies.** Tóquio: APEC, 2000. Disponível em: <https://apec.org/Publications/2000/03/Energy-Efficiency-Indicators-A-Study-of-Energy-Efficiency-Indicators-for-Industry-in-APEC-Economies>. Acesso em: 05 maio 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO 50001:** sistemas de gestão da energia: requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO 50002:** sistemas de gestão da energia: diagnósticos energéticos: requisitos com orientação para uso. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO 50006:** sistemas de gestão de energia: medição do desempenho energético utilizando linhas de base energética (LBE) e indicadores de desempenho energético (IDE): princípios gerais e orientações. Rio de Janeiro: ABNT, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 15213:** gás natural e outros combustíveis gasosos: cálculo do poder calorífico, densidade absoluta, densidade relativa e índice de Wobbe a partir da composição. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

BARBOSA, Y. M.; SILVA, J. A. M.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; TORRES, E. A. Performance assessment of primary petroleum production cogeneration plants. **Energy**, v. 160, p. 233-244, 2018.

BARRERA, J. E; BAZZO, E; KAMI, E. Exergy analysis and energy improvement of a Brazilian floating oil platform using Organic Rankine Cycles. **Energy**, v. 88, p. 67-79, 2015.

BOTHAMLEY, M.; CAMPBELL, J. M. Offshore Processing Options for Oil Platforms. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, SPE 90325.*, 2004, Houston. **Proceedings** [...]. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineering, 2004. p. 1-17. Disponível em: <http://www.markbothamleyconsulting.com/wp-content/uploads/2016/05/SPE-90325-Offshore-Processing-Options-for-Oil-Platforms-M-Bothamley-Aug-05.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2019.

BUNSE, K. VODICKA, M.; SCHÖNSLEBEN, P.; BRÜLHART, M.; ERNST, F. O. Integrating energy efficiency performance in production management e gap analysis between industrial needs and scientific literature. **Journal of Cleaner Production**, v. 19, p. 667-679, 2011.

CASSETTI G.; COLOMBO E.; Minimization of local impact of energy systems through exergy analysis. **Energy Conversion and Management**, v. 76, p. 874-882, 2013.

CASSETTI G.; ROCCO M. V.; COLOMBO E.; Exergy based methods for economic and risk design optimization of energy systems: Application to a gas turbine. **Energy**, v. 74, p. 269-279, 2014.

CENGEL, Y., BOLES, M. **Thermodynamics: an engineering approach**. 5. ed. Nova York: McGraw-Hill, 2006.

COSTA, Y. J. R. **Análises Energética e Exergética de um Motor de Combustão Interna Operando com Mistura de Diesel e Gás Natural**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.

CRUZ, M. A.; ARAÚJO, O. Q. F.; MEDEIROS, J. L. Deep seawater intake for primary cooling in tropical offshore processing of natural gas with high carbon dioxide content: Energy, emissions and economic assessments. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 56, p. 193-211, 2018.

CUCHIVAGUE, H. Y. O. **Análise exergética de um sistema de compressão e injeção de CO₂ para uma plataforma FPSO**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.

D'ALOIA, F. A. **Análise exergética de sistemas de compressão de gás em plataformas offshore de produção de petróleo**. 2017. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

EL-DESSOUKY, H. T.; ETTOUNEY, H. T. **Fundamentals of Salt Water Desalination**. 1. ed. Nova York: Elsevier Science, 2002. *E-book*.

FENERICH, F. C.; COSTA, S. E. G.; LIMA, E. P. Energy Efficiency in Industrial Environments: overview and research agenda. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 3, p. 415-422, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7867170>. Acesso em: 26 nov. 2018.

FITZSIMONS, L.; CORCORANA, B.; YOUNG, P.; FOLEY, G. Exergy analysis of water purification and desalination: a study of exergy model approaches. **Desalination**, v. 359, p. 212-224, 2015.

FRANGOPOULOS, C. A.; KERAMIOTI, D. E. Multi-Criteria Evaluation of Energy Systems with Sustainability Considerations. **Entropy**, v. 12, p. 1006-1020, 2010.

FRANGOPOULOS, C. A. Recent developments and trends in optimization of energy systems. **Energy**, v. 164, p. 1011-1020, 2018.

GONG, M.; WALL, G. On exergy and sustainable development - Part 1: conditions and concepts. **Exergy an International Journal**, v. 1, n. 3, p. 128-145, 2001a.

GONG, M.; WALL, G. On exergy and sustainable development - Part 2: indicators and methods. **Exergy an International Journal**, v. 1, n. 4, p. 217-233, 2001b.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS. **Guides for implementing ISO 50001 energy management systems in the oil and gas industry**. Londres: IOGP, 2013. Disponível em: <http://www.ogp.org.uk/pubs/482.pdf>. Acesso em: 09 abr. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Efficiency Indicators: fundamentals on statistics**. Paris: IEA, 2014. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-indicators-fundamentals-on-statistics>. Acesso em: 11 maio 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Efficiency 2018: analysis and outlooks to 2040**. Paris: IEA, 2018. Disponível em: <http://www.oecd.org/publications/energy-efficiency-2018-9789264024304-en.htm>. Acesso em: 15 maio 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics: Statistics report**. Paris: IEA, 2020. Disponível em: www.iea.org/statistics. Acesso em: 29 set. 2020.

KOTAS, T. J. Exergy Criteria of Performance for Thermal Plant: First of two papers on exergy techniques in thermal plant analysis. **International Journal of Heat and Fluid Flow**, v. 2, n. 3, p. 105-114, 1980a.

KOTAS, T. J. Exergy Criteria of Performance for Thermal Plant: Second of two papers on exergy techniques in thermal plant analysis. **International Journal of Heat and Fluid Flow**, v. 2, n. 4, p. 147-163, 1980b.

KOTAS, T. J. **The Exergy Method of Thermal Plants Analysis**. 1. ed. Londres: Butterworths-Heinemann, 1985.

KUMAR, R. A critical review on energy, exergy, exergoeconomic and economic (4-E) analysis of thermal power plants. **Engineering Science and Technology**, an International Journal, v. 20, p. 283–292, 2017.

LARA, Y.; PETRAKOPOULOU, F.; MOROSUK, T.; BOYANO, A.; TSATSARONIS, G. An exergy-based study on the relationship between costs and environmental impacts in power plants. **Energy**, v. 138, p. 920-928, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2018**: ano base 2017. Rio de Janeiro: MME; EPE, 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília, DF: MME; EPE, 2020a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Previsão de Produção de Petróleo e Gás Natural**: Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília, DF: MME; EPE, 2020b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2020**: Relatório Síntese / Ano Base 2019. Rio de Janeiro: MME; EPE, 2020c.

MORAN, M. L. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. **Fundamental of Engineering Thermodynamics**. 7. ed. Estados Unidos: John Wiley & Sons Inc., 2013. *E-book*.

MOROSUK, T.; TSATSARONIS, G.; KORONEOS, C. Environmental impact reduction using exergy-based methods. **Journal of Cleaner Production**, v. 118, p. 118-123, 2016.

NEVES, M. V. S. **Eficiência Exergética de Unidades Estacionárias de Produção de Petróleo**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

NGUYEN, T-V.; PIEROBON, L.; ELMEGAARD, B.; HAGLIND, F.; BREUHAUS, P.; VOLDSUND, M. Exergetic assessment of energy systems on North Sea oil and gas platforms. **Energy**, v. 62, p. 23-36, 2013.

NGUYEN, T-V.; VOLDSUND, M.; ELMEGAARD, B.; ERTESVAG, I. S.; KJELSTRUP, S. On the definition of exergy efficiencies for petroleum systems: application to offshore oil and gas processing. **Energy**, v. 73, p. 264-281, 2014a.

NGUYEN, T-V.; FÜLCOP, T. G.; BREUHAUS, P.; ELMEGAARD, B. Life performance of oil and gas platforms: Site integration and thermodynamic evaluation. **Energy**, v. 73, p. 283-301, 2014b.

NGUYEN, T-V.; JACYNO, T.; BREUHAUS, P.; VOLDSUND, M.; ELMEGAARD, B. Thermodynamic analysis of an upstream petroleum plant operated on a mature field. **Energy**, v. 68, p. 454-469, 2014c.

NGUYEN, T-V.; TOCK, L.; BREUHAUS, P.; MARÉCHAL, F.; ELMEGAARD, B. CO₂-mitigation options for the offshore oil and gas sector. **Applied Energy**, v. 161, p. 673-694, 2016a.

NGUYEN, T-V.; VOLDSUND, M.; BREUHAUS, P.; ELMEGAARD, B. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. **Energy**, v. 117 p. 325-340, 2016b.

NGUYEN, T-V.; OLIVEIRA JUNIOR, S. Life performance of oil and gas platforms for various production profiles and feed compositions. **Energy**, v. 161, p. 583-594, 2018.

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE. **2019 Annual Report: scaling up action**. Nova York: OGCI, 2019. Disponível em: <https://oilandgasclimateinitiative.com>. Acesso em: 23 mar. 2020.

OLIVEIRA JUNIOR, S.; HOMBEECK, M. V.; Exergy analysis of petroleum separation processes in offshore platforms. **Energy Conversion Management**, v. 38, n. 15-17, p. 1577-1584, 1997.

OLIVEIRA JUNIOR, S. **Exergy: production, cost and renewability**. São Paulo: Springer, 2013. *E-book*.

ORREGO, D. F.; HENRIQUES, I. B.; NGUYEN, T-V.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; SILVA, J. A. M.; MADY, C. E. K.; PELLEGRINI, L. F.; GANDOLFI, R.; VELASQUEZ, H. I.; BURBANO, J. C.; LATTOUF, R. The contributions of Prof. Jan Szargut to the exergy

and environmental assessment of complex energy systems. **Energy**, v. 161, p. 482-492, 2018.

ORTIZ, P. A. S.; ORREGO, D. A. F. **Exergia**: conceituação e aplicação. São Paulo: Departamento de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013. (Apostila).

PAIVA, T. A. **Método de Análise Exergética no Processamento Primário de Petróleo**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

PETROBRAS. **MPP-1231-020-1002**: manual de cálculo de propriedades de gás natural. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2013.

PETROBRAS. **Caderno de Mudança do Clima**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima>. Acesso em: 20 mar. 2020.

PETROBRAS. Nove plataformas que vão ampliar a produção de petróleo no Brasil. *In*: PETROBRAS. **Blog Fatos e Dados**. Rio de Janeiro, 23 abr. 2014a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/nove-plataformas-que-vaio-ampliar-a-producao-de-petroleo-no-brasil.htm>. Acesso em: 27 mar. 2020.

PETROBRAS. Tipos de Plataformas: conheça as tecnologias das nossas operações no mar. *In*: PETROBRAS. **Blog Fatos e Dados**. Rio de Janeiro, 2014b. Disponível em <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 mar. 2020.

PETROBRAS. Somos a empresa que opera o maior número de plataformas flutuantes de produção no mundo. *In*: PETROBRAS. **Blog Fatos e Dados**. Rio de Janeiro, 15 jan. 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-empresa-que-opera-o-maior-numero-de-plataformas-flutuantes-de-producao-no-mundo.htm>. Acesso em: 07 set. 2020.

PETROBRAS. Iniciamos hibernação de 62 plataformas em campos de águas rasas. *In*: PETROBRAS. **Notícias**. Rio de Janeiro, 16 abr. 2020a. Disponível em: http://portalpetrobras.petrobras.com.br/PetrobrasPortal/appmanager/portalp/desktop?_nfpb=true&_pageLabel=dctm_noticia_a_petrobras&idConteudo=petro_noticia_006255&portalpath=portalp. Acesso em: 07 set. 2020.

PETROBRAS. Novas iniciativas para redução das emissões de gases de efeito estufa nas operações da AGP: Grupo de trabalho integrado por profissionais da UN-ES e da UN-BC indicou a implementação de nove iniciativas. *In*: PETROBRAS. **Notícias**. Rio de Janeiro, 08 out. 2020b. Disponível em: http://portalpetrobras.petrobras.com.br/PetrobrasPortal/appmanager/portalp/desktop?_nfpb=true&_pageLabel=dctm_noticia_uoes&idConteudo=noticia_070025&areaAtual=a_petrobras&portalpath=portal. Acesso em: 09 out. 2020.

PETROBRAS. **Portal de Integridade**. 2020c. 2 fotografias.

REIS, M. M. L. **Recuperação de energia e redução de emissões de CO₂ usando o ciclo Rankine orgânico (ORC) em plataformas FPSO**. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.

RIVERO, R.; RENDÓN, C.; MONROY, L. The Exergy of Crude Oil Mixtures and Petroleum Fractions: Calculation and Application. **International Journal of Applied Thermodynamics**, v. 2, n. 3, p. 115-123, 1999.

ROSEN, M. A.; DINCER, I. Exergy as the confluence of energy, environment and sustainable development. **Exergy an International Journal**, v. 1, n. 1, p. 3-13, 2001.

ROSEN, M. A.; DINCER, I.; KANOGLU, M. Role of exergy in increasing efficiency and sustainability and reducing environmental impact. **Energy Policy**, v. 36, p. 128-137, 2008.

ROSEN, M. A. Using Exergy to Correlate Energy Research Investments and Efficiencies: concept and case studies. **Entropy**, v. 15, p. 262-286, 2013.

SÁNCHEZ, Y. A. C.; OLIVEIRA JUNIOR, S. Exergy analysis of offshore primary petroleum processing plant with CO₂ capture. **Energy**, v. 88, p. 46-56, 2015.

SÁNCHEZ, Y. A. C.; NGUYEN, T-V.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; SILVA, J. A. M. Energy and exergy performance of three FPSO operational modes. *In*: INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING - COBEM, 23., 2015, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: ABCM, 2015. p. 1-8.

SÁNCHEZ, Y. A. C. **Exergy and environmental assessment of FPSO offshore platforms with CO₂ capture and storage**. 2017. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

SANTOS, J. J. C. S. **Aplicação da Neguentropia na Modelagem Termoeconômica de Sistemas**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.

SHIM, H. S.; LEE, S. J. A Study of Determination of Energy Performance Indicator for Applying Energy Management System in Industrial Sector. *In*: PORTLAND INTERNATIONAL CONFERENCE ON MANAGEMENT OF ENGINEERING AND TECHNOLOGY - PICMET, 2018, Honolulu. **Proceedings** [...]. Washington: IEEE, 2018. p. 1-6.

SILOW, E. A.; MOKRY, A. V. Exergy as a Tool for Ecosystem Health Assessment. **Entropy**, v. 12, p. 902-925, 2010.

SILVA, J. A. M.; OLIVEIRA JUNIOR, S. Unit exergy cost and CO₂ emissions of offshore petroleum production. **Energy**, v. 147, p. 757-766, 2018.

SILVA, J. A. M. **Desempenho Exergo-Ambiental do Processamento de Petróleo e seus Derivados**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

SZARGUT, J.; MORRIS, D. R.; STEWARD, F. R. **Exergy analysis of thermal, chemical and metalurgical processes**. 1. ed. Nova York: Hemisphere, 1988.

TSATSARONIS, G. Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 19, p. 227-257, 1993.

TSATSARONIS, G.; CZIESLA, F. Strengths and Limitations of Exergy Analysis. *In*: TSATSARONIS, G.; CZIESLA, F. **Exergy, Energy System Analysis and Optimization - Vol. I**. Paris: EOLSS Publishers Co., 1999. *E-book*.

TSATSARONIS, G. Definitions and nomenclature in exergy analysis and exergoeconomics. **Energy**, v. 32, p. 249-253, 2007.

VALERO, A.; USÓN, S.; TORRES, C.; VALERO, A. Application of Thermoeconomics to Industrial Ecology. **Entropy**, v. 12, p. 591-612, 2010.

VOLDSUND, M.; ERTESVAG, I. S.; HE, W.; KJELSTRUP, S. Exergy analysis of the oil and gas processing on a North Sea oil platform a real production day. **Energy**, v. 55, p. 716-727, 2013.

VOLDSUND, M.; ERTESVAG, I. S.; KJELSTRUP, S.; NGUYEN, T-V.; ELMEGAARD, B. Thermodynamic Performance Indicators for Offshore Oil and Gas Processing: Application to four North Sea Facilities. **Oil and Gas Facilities**, v. 3, n. 6, p. 51-63, 2014a.

VOLDSUND, M.; ERTESVAG, I. S.; KJELSTRUP, S.; NGUYEN, T-V.; ELMEGAARD, B.; ROSJORDE, A.; JOSSANG K. Exergy destruction and losses on four North Sea offshore platforms: A comparative study of the oil and gas processing plants. **Energy**, v. 74, p. 45-68, 2014b.

APÊNDICE A – DADOS DAS UEP

Os Quadros A1 ao A18 apresentados a seguir constituem a base de dados usada nos cálculos para determinação dos indicadores de eficiência exergética, IUGA, exergia destruída específica e IDE das UEP abordadas na pesquisa.

Os referidos quadros contêm os dados de produção, os valores de vazão, pressão, temperatura e calor específico de todas as correntes de entrada e saída do volume controle, a massa específica do petróleo do reservatório (óleo, gás e água produzida), salinidade e a cromatografia do gás dos poços, bem como informações adicionais usadas nos cálculos.

Para a UEP A constam os dados coletados para os cenários A1, A2, A3, B1, B2 e B3, sendo estes relativos aos Quadros A1 ao A6, respectivamente, sendo que o resultado indicado na Tabela A6 é o mesmo resultado do cenário B1.

Em seguida, estão expostos, de forma sequencial, os dados das outras 12 unidades, a saber UEP B, UEP C, UEP D, UEP E, UEP F, UEP G, UEP H, UEP I, UEP J, UEP K, UEP L e UEP M, apresentados nos Quadros A7 ao A18.

Quadro A1 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A1

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4012,0	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	0,0			
Óleo Tratado	373,5	300	45,0	0,00
Água Injetada (mar)				
Água Injetada (produzida)				
Água Descartada (mar)	4012,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	90,8	101	40,0	0,74
Gás Exportado	7139,1	20000	37,5	2,09
Gás Queimado	743,1	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	150,78*	101	518,0	1,06

* valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	0,0	0,0	0,0			
17	0,0	0,0	0,0			
16	0,0	0,0	0,0			
15	0,0	0,0	0,0			
14	71,9	40,4	3377,0	8,9	67,0	2,19
13	56,4	0,0	2650,1	23,6	32,3	2,09
12	116,1	13,6	5455,8	27,4	58,7	2,17
11	129,2	3,9	6073,2	54,5	60,4	2,17
10	0,0	0,0	0,0			
9	0,0	0,0	0,0			
8	0,0	0,0	0,0			
7	0,0	0,0	0,0			
6	0,0	0,0	0,0			
5	0,0	0,0	0,0			
4	0,0	0,0	0,0			
3	0,0	0,0	0,0			
2	0,0	0,0	0,0			
1	0,0	0,0	0,0			

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1091,20
Água do mar	1024,77

Dados Produção	
Produção Óleo	8965 m3/d
Produção Gás	415433 m3/d
Produção total	59,0 boed
Gás Queimado	17835 m3/d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	63 °C

Componente	Fração Molar do Gás																			Exportado	Exausto
	Poços																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913	0,880	0,000	
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045	0,047	0,000	
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012	0,015	0,000	
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009	0,015	0,000	
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004	0,009	0,000	
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002	0,007	0,000	
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002	0,008	0,000	
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001	0,006	0,000	
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001	0,002	0,000	
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,740	
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,068	
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126	

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A2 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A2

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4380,1	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	0,0			
Óleo Tratado	1039,0	300	45,0	1,88
Água Injetada (mar)	970,7	16000	58,0	4,38
Água Injetada (produzida)	0,0	16000	58,0	0,83
Água Descartada (mar)	3409,3	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	222,2	101	40,0	0,74
Gás Exportado	29842,3	20000	37,5	2,09
Gás Queimado	940,0	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,06

* Valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	0,0	0,0	0,0			
17	0,0	0,0	0,0			
16	0,0	0,0	0,0			
15	0,0	0,0	0,0			
14	0,0	0,0	0,0			
13	46,9	6,4	2206,3	15,8	27,0	2,07
12	90,1	38,6	4233,9	14,2	62,9	2,18
11	81,8	36,7	3842,3	14,2	65,0	2,19
10	118,6	4,9	5573,4	33,7	61,1	2,18
9	49,5	51,5	2324,5	12,6	64,1	2,19
8	130,0	3,3	6110,0	34,4	54,0	2,16
7	132,6	1,3	6231,4	13,9	41,8	2,12
6	145,8	4,5	6852,2	13,9	45,4	2,13
5	117,9	0,1	5542,1	16,7	36,4	2,10
4	125,9	1,3	5916,1	31,6	53,7	2,15
3	0,0	0,0	0,0			
2	0,0	0,0	0,0			
1	0,0	0,0	0,0			

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1093,45
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	24936	m ³ /d
Produção Gás	1057935	m ³ /d
Produção total	163,5	boed
Gás Queimado	22559	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	61 °C

Componente	Fração Molar do Gás																			Exportado	Exausto
	Poços																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913	0,880	0,000	
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045	0,047	0,000	
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012	0,015	0,000	
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009	0,015	0,000	
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004	0,009	0,000	
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002	0,007	0,000	
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002	0,008	0,000	
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001	0,006	0,000	
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001	0,002	0,000	
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,740	
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,068	
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126	

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A3 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário A3

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4398,0	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	0,0			
Óleo Tratado	339,7	300	45,0	1,88
Água Injetada (mar)	1401,9	16000	58,0	4,38
Água Injetada (produzida)	623,9	16000	58,0	0,83
Água Descartada (mar)	252,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	3381,1	101	40,0	0,74
Gás Exportado	1837,6	20000	37,5	2,09
Gás Queimado	312,6	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,06

* Valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	30,4	141,3	1427,8	19,4	72,6	2,21
17	14,2	15,6	667,2	19,9	27,0	2,07
16	27,4	81,0	1289,2	39,8	66,0	2,19
15	11,0	12,0	515,6	10,3	16,5	2,04
14	14,3	113,0	669,9	11,8	30,3	2,08
13	0,0	0,0	0,0			
12	32,0	148,9	1505,0	16,5	65,8	2,19
11	19,5	164,3	915,3	37,1	70,1	2,20
10	32,1	102,9	1510,9	16,5	69,6	2,20
9	0,0	0,0	0,0			
8	16,5	110,1	773,2	13,4	57,2	2,17
7	14,2	101,3	668,0	19,1	59,3	2,17
6	29,0	159,3	1363,0	36,5	72,2	2,21
5	26,9	160,0	1264,9	19,1	70,6	2,21
4	0,0	0,0	0,0			
3	25,9	138,2	1219,3	18,4	66,5	2,19
2	20,3	101,9	953,7	12,3	59,0	2,17
1	31,2	129,0	1468,4	17,1	63,3	2,18

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1092,33
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	8154	m ³ /d
Produção Gás	434943	m ³ /d
Produção total	54,0	boed
Gás Queimado	7678	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	63 °C

Componente	Fração Molar do Gás																			Exportado	Exausto
	Poços																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913	0,880	0,000	
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045	0,047	0,000	
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012	0,015	0,000	
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009	0,015	0,000	
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004	0,009	0,000	
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002	0,007	0,000	
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002	0,008	0,000	
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001	0,006	0,000	
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001	0,002	0,000	
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,740	
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,068	
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126	

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A4 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B1

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4398,0	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	0,0			
Óleo Tratado	355,2	300	45,0	1,88
Água Injetada (mar)	1182,7	16000	58,0	4,38
Água Injetada (produzida)	1574,5	16000	58,0	0,83
Água Descartada (mar)	3215,3	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	66,0	101	40,0	0,74
Gás Exportado	2195,2	20000	37,5	2,09
Gás Queimado	357,7	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,06

* Valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	32,0	146,7	1503,0	1873,1	72,6	2,21
17	18,8	18,4	883,5	2098,6	28,0	2,08
16	31,7	92,1	1490,0	3824,6	66,0	2,19
15	11,0	13,6	516,5	1353,3	18,9	2,05
14	0,0	0,0	0,0			
13	11,0	84,3	514,7	2196,7	50,7	2,15
12	32,1	153,6	1510,4	1657,3	65,6	2,19
11	12,9	118,8	606,8	3324,5	72,1	2,21
10	39,5	124,3	1855,6	1618,1	69,4	2,20
9	0,0	0,0	0,0			
8	18,1	115,2	852,6	1431,8	57,3	2,17
7	18,9	103,2	889,5	1980,9	57,5	2,17
6	29,7	165,5	1394,3	3873,6	72,2	2,21
5	23,7	166,2	1115,8	1794,6	70,5	2,21
4	0,0	0,0	0,0			
3	24,9	154,0	1168,5	1667,1	66,6	2,19
2	21,8	105,7	1024,7	1206,2	58,2	2,17
1	29,1	137,1	1366,6	1353,3	63,4	2,18

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1091,20
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	8524	m ³ /d
Produção Gás	434362	m ³ /d
Produção total	56,3	boed
Gás Queimado	8585	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	65 °C

Componente	Fração Molar do Gás																			
	Poços																		Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913	0,880	0,000
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045	0,047	0,000
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012	0,015	0,000
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009	0,015	0,000
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004	0,009	0,000
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002	0,007	0,000
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002	0,008	0,000
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001	0,006	0,000
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001	0,002	0,000
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,740
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,068
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A5 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B2

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4398,0	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	12,5			
Óleo Tratado	355,2	300	45,0	1,88
Água Injetada (mar)	1182,7	16000	58,0	4,38
Água Injetada (produzida)	1574,5	16000	58,0	0,83
Água Descartada (mar)	3215,3	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	66,0	101	40,0	0,74
Gás Exportado	0,0	0	0,0	0,00
Gás Queimado	16692,4	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	252,0*	101	543,9	1,19

* Valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	32,0	146,7	1503,0	19,1	72,6	2,21
17	18,8	18,4	883,5	21,4	28,0	2,08
16	31,7	92,1	1490,0	39,0	66,0	2,19
15	11,0	13,6	516,5	13,8	18,9	2,05
14	0,0	0,0	0,0			
13	11,0	84,3	514,7	22,4	50,7	2,15
12	32,1	153,6	1510,4	16,9	65,6	2,19
11	12,9	118,8	606,8	33,9	72,1	2,21
10	39,5	124,3	1855,6	16,5	69,4	2,20
9	0,0	0,0	0,0			
8	18,1	115,2	852,6	14,6	57,3	2,17
7	18,9	103,2	889,5	20,2	57,5	2,17
6	29,7	165,5	1394,3	39,5	72,2	2,21
5	23,7	166,2	1115,8	18,3	70,5	2,21
4	0,0	0,0	0,0			
3	24,9	154,0	1168,5	17,0	66,6	2,19
2	21,8	105,7	1024,7	12,3	58,2	2,17
1	29,1	137,1	1366,6	13,8	63,4	2,18

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1091,20
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	8524	m ³ /d
Produção Gás	434362	m ³ /d
Produção total	56,3	boed
Gás Queimado	400618	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	65 °C

Componente	Fração Molar do Gás																		Exportado	Exausto
	Poços																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913		0,000
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045		0,000
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012		0,000
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009		0,000
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004		0,000
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002		0,000
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002		0,000
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001		0,000
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001		0,000
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000		0,000
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007		0,753
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004		0,087
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,067
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,094

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A6 – Conjunto de dados da UEP A para o cenário B3

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3948,0	101	22,0	0,88
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	4,21
Diesel	0,0			
Óleo Tratado	355,2	300	45,0	1,88
Água Injetada (mar)	0,0			
Água Injetada (produzida)	0,0			
Água Descartada (mar)	3948,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	1698,7	101	40,0	0,74
Gás Exportado	2195,2	20000	37,5	2,09
Gás Queimado	357,7	101	60,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,06

* Valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
18	32,0	146,7	1503,0	19,1	72,6	2,21
17	18,8	18,4	883,5	21,4	28,0	2,08
16	31,7	92,1	1490,0	39,0	66,0	2,19
15	11,0	13,6	516,5	13,8	18,9	2,05
14	0,0	0,0	0,0			
13	11,0	84,3	514,7	22,4	50,7	2,15
12	32,1	153,6	1510,4	16,9	65,6	2,19
11	12,9	118,8	606,8	33,9	72,1	2,21
10	39,5	124,3	1855,6	16,5	69,4	2,20
9	0,0	0,0	0,0			
8	18,1	115,2	852,6	14,6	57,3	2,17
7	18,9	103,2	889,5	20,2	57,5	2,17
6	29,7	165,5	1394,3	39,5	72,2	2,21
5	23,7	166,2	1115,8	18,3	70,5	2,21
4	0,0	0,0	0,0			
3	24,9	154,0	1168,5	17,0	66,6	2,19
2	21,8	105,7	1024,7	12,3	58,2	2,17
1	29,1	137,1	1366,6	13,8	63,4	2,18

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	949,30
Gás	0,772
Água produzida	1091,20
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	8524	m3/d
Produção Gás	434362	m3/d
Produção total	56,3	boed
Gás Queimado	8585	m3/d

Água produzida	
Salinidade	149 Mil mg/L
Temperatura	65 °C

Componente	Fração Molar do Gás																			Exportado	Exausto
	Poços																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
Metano	0,844	0,894	0,864	0,901	0,888	0,895	0,846	0,872	0,877	0,892	0,890	0,896	0,871	0,900	0,894	0,872	0,881	0,913	0,880	0,000	
Etano	0,046	0,048	0,044	0,042	0,044	0,046	0,046	0,047	0,045	0,048	0,045	0,046	0,050	0,048	0,048	0,048	0,048	0,045	0,047	0,000	
Propano	0,017	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,016	0,015	0,015	0,014	0,015	0,017	0,014	0,015	0,016	0,015	0,012	0,015	0,000	
Butano	0,022	0,012	0,017	0,012	0,013	0,013	0,016	0,017	0,013	0,014	0,012	0,013	0,017	0,012	0,012	0,015	0,014	0,009	0,015	0,000	
Pentano	0,019	0,005	0,013	0,006	0,008	0,007	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,006	0,011	0,005	0,005	0,008	0,008	0,004	0,009	0,000	
Hexano	0,016	0,003	0,011	0,003	0,007	0,004	0,012	0,009	0,006	0,005	0,005	0,004	0,008	0,003	0,003	0,007	0,006	0,002	0,007	0,000	
Heptano	0,016	0,004	0,012	0,003	0,009	0,005	0,018	0,009	0,007	0,005	0,006	0,003	0,007	0,004	0,005	0,014	0,008	0,002	0,008	0,000	
Octano	0,009	0,004	0,008	0,003	0,003	0,003	0,017	0,006	0,009	0,003	0,004	0,001	0,004	0,002	0,005	0,009	0,007	0,001	0,006	0,000	
Nonano	0,002	0,003	0,004	0,001	0,000	0,001	0,008	0,002	0,007	0,001	0,004	0,001	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0,001	0,002	0,000	
Decano	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	
Nitrogênio	0,006	0,007	0,006	0,008	0,006	0,007	0,006	0,006	0,008	0,006	0,008	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,007	0,006	0,740	
Dióxido de Carbono	0,005	0,004	0,006	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,007	0,004	0,006	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,068	
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,126	

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A7 – Conjunto de dados da UEP B

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4166,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	668,7	300	45,0	1,88
Água Injetada	1811,8	24000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	2354,2	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	405,9	101	40,0	0,39
Gás Exportado	128606,8	20000	37,5	2,06
Gás Queimado	1718,0	101	60,0	2,09
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,20

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	37,9	26,5	7769,5	8904,4	90,3	2,24
2	105,1	5,9	23305,0	1206,2	84,6	2,23
3	0,0	0,0	0,0			
4	72,7	6,7	21583,7	15082,6	84,8	2,23
5	0,0	0,0	0,0			
6	33,5	125,3	2441,1	1098,3	44,1	2,10
7	48,1	19,4	12705,5	2265,3	48,1	2,11
8	31,5	23,8	6145,6	2265,3	47,3	2,11
9	153,6	17,8	32189,7	10316,6	103,6	2,29
10	23,8	12,6	5452,1	7158,9	81,1	2,21
11	83,3	140,1	20256,2	9017,2	105,8	2,29
12	79,3	28,9	17064,6	7717,8	108,0	2,30
13	0,0	0,0	0,0			

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	878,88
Gás	0,892
Água produzida	1093,03
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	16049	m3/d
Produção Gás	3573910	m3/d
Produção total	123,4	boed
Gás Queimado	41232	m3/d

Água produzida	
Salinidade	160 Mil mg/L
Temperatura	76 °C

Componente	Fração Molar do Gás														
	Poços													Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Metano	0,755	0,628		0,669		0,726	0,735	0,688	0,744	0,760	0,659	0,753		0,813	0,000
Etano	0,093	0,093		0,087		0,087	0,091	0,090	0,094	0,092	0,086	0,092		0,083	0,000
Propano	0,053	0,079		0,068		0,063	0,056	0,062	0,054	0,052	0,059	0,054		0,045	0,000
Butano	0,026	0,066		0,055		0,050	0,035	0,044	0,029	0,027	0,042	0,029		0,026	0,000
Pentano	0,011	0,041		0,033		0,028	0,020	0,030	0,012	0,010	0,032	0,012		0,014	0,000
Hexano	0,005	0,021		0,017		0,011	0,009	0,019	0,007	0,005	0,025	0,005		0,006	0,000
Heptano	0,004	0,015		0,013		0,007	0,004	0,001	0,006	0,002	0,025	0,003		0,003	0,000
Octano	0,003	0,008		0,009		0,007	0,005	0,014	0,004	0,001	0,018	0,003		0,001	0,000
Nonano	0,001	0,005		0,005		0,007	0,003	0,005	0,001	0,001	0,008	0,002		0,001	0,000
Decano	0,000	0,004		0,003		0,004	0,001	0,002	0,000	0,001	0,005	0,001		0,001	0,000
Nitrogênio	0,008	0,005		0,006		0,005	0,007	0,007	0,011	0,008	0,006	0,008		0,008	0,741
Dióxido de Carbono	0,041	0,035		0,034		0,006	0,032	0,039	0,040	0,041	0,036	0,040		0,001	0,070
Oxigênio	0,000	0,000		0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000		0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,124

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A8 – Conjunto de dados da UEP C

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3780,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	227,9	300	35,0	1,88
Água Injetada	678,5	20000	40,0	4,38
Água Descartada (mar)	3101,5	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	353,5	101	40,0	2,45
Gás Exportado	18199,3	20000	35,0	2,08
Gás Queimado	211,6	300	35,0	2,12
Gases Exaustos da Turbina	94,68*	101	762,0	1,30

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	42,9	122,2	2574,9	1245,4	39,7	2,11
2	56,3	101,0	3873,1	1098,3	38,2	2,11
3	31,3	112,3	2052,5	1422,0	40,0	2,11
4	97,3	18,0	21117,1	1176,8	69,2	2,20

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	906,79
Gás	0,843
Água produzida	1062,88
Água do mar	1024,77

Dados Produção	
Produção Óleo	5470 m ³ /d
Produção Gás	710821 m ³ /d
Produção total	38,9 boed
Gás Queimado	5079 m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	95 Mil
Temperatura	25 °C

Componente	Fração Molar do Gás					
	Poços				Exportado	Exausto
	1	2	3	4		
Metano	0,860	0,859	0,843	0,748	0,828	0,000
Etano	0,072	0,071	0,076	0,092	0,089	0,000
Propano	0,026	0,025	0,030	0,067	0,044	0,000
Butano	0,012	0,011	0,014	0,029	0,022	0,000
Pentano	0,003	0,003	0,004	0,012	0,007	0,000
Hexano	0,001	0,001	0,001	0,004	0,002	0,000
Heptano	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001	0,000
Octano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nonano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Decano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nitrogênio	0,005	0,006	0,006	0,007	0,006	0,741
Dióxido de Carbono	0,019	0,022	0,023	0,039	0,001	0,069
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,124

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A9 – Conjunto de dados da UEP D

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3704,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	238,6	300	35,0	1,88
Água Injetada	547,3	20000	40,0	4,38
Água Descartada (mar)	3156,7	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	154,5	101	40,0	0,39
Gás Exportado	43207,7	20000	35,0	2,06
Gás Queimado	1917,4	300	35,0	2,10
Gases Exaustos da Turbina	170,07*	101	762,0	1,30

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	25,7	22,0	5503,6	1372,9	56,2	2,15
2	0,0	0,0	0,0			
3	19,6	9,8	4248,5	2971,4	28,5	2,06
4	44,0	44,6	8602,2	3697,1	61,7	2,16
5	0,0	0,0	0,0			
6	76,0	37,3	21728,8	10424,5	73,7	2,20
7	0,0	0,0	0,0			
8	18,7	0,8	4129,4	2451,7	23,0	2,04
9	54,6	7,9	9741,7	1245,4	48,1	2,12

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	879,98
Gás	0,867
Água produzida	1101,73
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	5726	m ³ /d
Produção Gás	1294900	m ³ /d
Produção total	44,2	boed
Gás Queimado	46018	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	160 Mil mg/L
Temperatura	61 °C

Componente	Fração Molar do Gás										
	Poços									Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Metano	0,767	0,000	0,800	0,769	0,000	0,766	0,000	0,809	0,770	0,803	0,000
Etano	0,094	0,000	0,088	0,094	0,000	0,091	0,000	0,087	0,099	0,098	0,000
Propano	0,052	0,000	0,044	0,050	0,000	0,051	0,000	0,040	0,051	0,055	0,000
Butano	0,026	0,000	0,019	0,026	0,000	0,028	0,000	0,017	0,023	0,026	0,000
Pentano	0,009	0,000	0,006	0,009	0,000	0,011	0,000	0,005	0,007	0,008	0,000
Hexano	0,003	0,000	0,002	0,003	0,000	0,004	0,000	0,002	0,002	0,002	0,000
Heptano	0,002	0,000	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000	0,001	0,001	0,001	0,000
Octano	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nonano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Decano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nitrogênio	0,007	0,000	0,006	0,007	0,000	0,008	0,000	0,006	0,007	0,007	0,741
Dióxido de Carbono	0,040	0,000	0,034	0,040	0,000	0,038	0,000	0,033	0,040	0,000	0,070
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,123

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A10 – Conjunto de dados da UEP E

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3500,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	79,2	300	35,0	1,88
Água Injetada	0,0	0	0,0	4,38
Água Descartada (mar)	3500,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	403,6	101	39,4	1,16
Gás Exportado	3505,4	20000	35,0	2,04
Gás Queimado	397,8	300	35,0	2,08
Gases Exaustos da Turbina	122,73*	101	762,0	1,30

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	10,4	32,6	528,9	1814,0	45,0	2,09
2	17,2	139,5	880,7	1162,0	64,0	2,15
3	0,0	0,0	0,0			
4	0,0	0,0	0,0			
5	18,8	110,7	959,0	1145,0	73,0	2,18
6	19,2	60,8	980,8	1254,0	35,0	2,06
7	0,0	0,0	8680,8	19161,0	35,0	2,06
8	13,6	38,8	695,9	1066,0	44,0	2,09

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	878,10
Gás	0,867
Água produzida	1085,31
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	1900	m ³ /d
Produção Gás	305429	m ³ /d
Produção total	13,9	boed
Gás Queimado	9764	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	136 Mil mg/L
Temperatura	58 °C

Componente	Fração Molar do Gás									
	Poços								Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8		
Metano	0,819	0,825			0,822	0,819	0,803	0,836	0,813	0,000
Etano	0,066	0,066			0,066	0,069	0,098	0,072	0,076	0,000
Propano	0,040	0,038			0,039	0,042	0,055	0,035	0,048	0,000
Butano	0,025	0,024			0,024	0,026	0,026	0,015	0,029	0,000
Pentano	0,012	0,010			0,011	0,011	0,008	0,008	0,010	0,000
Hexano	0,008	0,006			0,007	0,006	0,002	0,005	0,004	0,000
Heptano	0,008	0,006			0,007	0,005	0,001	0,005	0,002	0,000
Octano	0,004	0,004			0,004	0,003	0,000	0,003	0,001	0,000
Nonano	0,002	0,002			0,002	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000
Decano	0,001	0,001			0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nitrogênio	0,011	0,011			0,011	0,011	0,007	0,009	0,012	0,741
Dióxido de Carbono	0,006	0,006			0,006	0,006	0,000	0,010	0,006	0,070
Oxigênio	0,000	0,000			0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000			0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,123

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A11 – Conjunto de dados da UEP F

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3500,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	382,6	300	45,0	1,88
Água Injetada	813,6	24000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	2686,4	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	201,3	101	40,0	1,85
Gás Exportado	30970,3	20000	35,0	1,96
Gás Queimado	837,0	101	45,0	1,98
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	492,0	1,19

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	31,3	37,4	3789,9	1082,2	31,4	1,96
2	67,6	12,7	8178,1	1203,0	15,9	1,91
3	45,6	0,3	5510,5	1031,1	4,7	1,88
4	10,3	13,1	1242,0	2714,7	17,9	1,92
5	0,6	1,1	76,1	16381,0	26,2	1,95
6	21,1	5,8	2556,8	1309,8	11,9	1,90
7	41,0	0,1	4955,1	1066,7	10,2	1,89
8	11,6	1,7	1405,5	1011,9	7,5	1,89
9	30,4	52,6	3670,7	1601,4	23,2	1,94
10	51,3	50,7	6199,5	1178,6	37,1	1,98
11	50,5	26,1	6112,8	1969,8	27,8	1,95
12	21,2	1,0	2566,2	1235,0	7,5	1,89

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	917,04
Gás	1,062
Água produzida	1086,92
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	9181	m ³ /d
Produção Gás	1110316	m ³ /d
Produção total	64,7	boed
Gás Queimado	20088	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	114 Mil mg/L
Temperatura	18 °C

Componente	Fração Molar do Gás													
	Poços												Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Metano	0,719	0,717	0,731	0,735	0,741	0,664	0,532	0,733	0,649	0,717	0,703	0,548	0,705	0,000
Etano	0,116	0,113	0,107	0,112	0,101	0,108	0,114	0,112	0,097	0,091	0,109	0,100	0,109	0,000
Propano	0,088	0,087	0,080	0,080	0,074	0,091	0,133	0,085	0,084	0,049	0,080	0,122	0,085	0,000
Butano	0,042	0,044	0,040	0,037	0,039	0,054	0,101	0,039	0,059	0,022	0,046	0,106	0,045	0,000
Pentano	0,015	0,016	0,015	0,013	0,017	0,027	0,052	0,012	0,038	0,009	0,024	0,059	0,021	0,000
Hexano	0,005	0,006	0,007	0,005	0,007	0,014	0,024	0,004	0,025	0,006	0,006	0,025	0,010	0,000
Heptano	0,003	0,004	0,006	0,004	0,005	0,011	0,020	0,003	0,024	0,006	0,007	0,019	0,007	0,000
Octano	0,002	0,001	0,003	0,002	0,002	0,010	0,009	0,001	0,011	0,003	0,007	0,009	0,003	0,000
Nonano	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000	0,007	0,004	0,000	0,002	0,001	0,005	0,003	0,002	0,000
Decano	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,002	0,001	0,004	0,000
Nitrogênio	0,009	0,009	0,009	0,010	0,010	0,009	0,007	0,009	0,008	0,009	0,010	0,007	0,009	0,741
Dióxido de Carbono	0,002	0,003	0,002	0,003	0,003	0,002	0,002	0,003	0,003	0,087	0,002	0,002	0,002	0,070
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,124

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A12 – Conjunto de dados da UEP G

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3500,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Gás Importado	13090,6	10000	35,0	2,02
Óleo Tratado	205,1	300	45,0	1,88
Água Injetada	940,8	20000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	2559,2	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	310,5	101	40,0	1,85
Gás Exportado	17800,4	20000	35,0	2,06
Gás Queimado	1234,4	101	45,0	2,08
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,20

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
2	47,7	18,5	4051,1	1323,9	37,1	2,08
3	4,4	14,1	377,6	1529,8	23,0	2,04
4	29,1	7,5	2469,3	1284,7	17,8	2,03
5	12,5	18,7	1061,6	1225,8	20,6	2,03
6	10,4	13,8	882,9	4658,2	7,6	2,00
7	26,9	15,1	2286,9	1255,3	23,1	2,04
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
9	18,3	39,0	1554,7	3118,5	34,3	2,07
10	12,6	34,0	1067,4	2530,1	36,0	2,08
11	23,3	66,4	1982,9	2049,6	27,8	2,06
12	19,8	104,2	1685,8	3295,0	37,3	2,08

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	917,04
Gás	0,873
Água produzida	1081,74
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	4921	m3/d
Produção Gás	418085	m3/d
Produção total	33,6	boed
Gás Queimado	29626	m3/d

Água produzida	
Salinidade	114 Mil mg/L
Temperatura	40 °C

Componente	Fração Molar do Gás														
	Poços												Exportado	Exausto	Importado
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Metano		0,908	0,862	0,883	0,888	0,883	0,913		0,867	0,904	0,837	0,864	0,881	0,000	0,819
Etano		0,042	0,041	0,041	0,042	0,038	0,042		0,041	0,043	0,051	0,044	0,043	0,000	0,068
Propano		0,010	0,014	0,013	0,014	0,014	0,013		0,013	0,014	0,022	0,016	0,014	0,000	0,041
Butano		0,006	0,013	0,011	0,012	0,012	0,009		0,011	0,010	0,025	0,016	0,012	0,000	0,025
Pentano		0,002	0,008	0,007	0,007	0,008	0,003		0,007	0,004	0,014	0,008	0,007	0,000	0,011
Hexano		0,001	0,007	0,006	0,005	0,007	0,002		0,006	0,003	0,008	0,005	0,005	0,000	0,006
Heptano		0,003	0,014	0,011	0,007	0,008	0,002		0,014	0,004	0,011	0,010	0,008	0,000	0,006
Octano		0,004	0,014	0,008	0,004	0,006	0,001		0,013	0,002	0,010	0,008	0,007	0,000	0,003
Nonano		0,004	0,009	0,004	0,003	0,003	0,001		0,009	0,001	0,006	0,005	0,004	0,000	0,002
Decano		0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001		0,006	0,000	0,001	0,001	0,002	0,000	0,003
Nitrogênio		0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003		0,003	0,003	0,002	0,003	0,003	0,741	0,003
Dióxido de Carbono		0,017	0,014	0,012	0,014	0,018	0,011		0,011	0,014	0,015	0,021	0,015	0,070	0,014
Oxigênio		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	0,000
Água (g)		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,124	0,000

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A13 – Conjunto de dados da UEP H

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3500,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	255,2	300	45,0	1,88
Água Injetada	468,5	20000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	3031,5	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	119,5	101	40,0	1,85
Gás Exportado	13647,5	20000	35,0	2,02
Gás Queimado	812,8	101	45,0	2,04
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,20

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	28,0	1,0	2956,4	1078,7	7,8	1,98
2	9,4	8,7	991,2	1784,8	5,7	1,97
3	4,8	4,8	504,3	3550,0	10,3	1,99
4	21,7	25,4	2285,9	3814,8	18,9	2,02
5	49,9	33,3	5268,0	2814,5	39,1	2,08
6	14,2	8,0	1497,2	2745,9	7,7	1,98
7	6,8	9,3	714,6	2343,8	6,6	1,98
8	17,9	14,1	1893,9	2902,8	25,6	2,04
9	11,7	16,9	1238,9	3324,5	18,8	2,02
10	18,2	0,0	1918,8	1784,8	4,2	1,97
11	48,1	0,1	5077,7	5727,1	9,3	1,98
12	24,5	0,0	2586,1	3746,1	14,0	2,00

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	917,04
Gás	0,919
Água produzida	1085,40
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	6124	m3/d
Produção Gás	646394	m3/d
Produção total	42,6	boed
Gás Queimado	19508	m3/d

Água produzida	
Salinidade	114 Mil mg/L
Temperatura	22 °C

Componente	Fração Molar do Gás													
	Poços												Exportado	Exausto
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Metano	0,865	0,849	0,845	0,798	0,815	0,844	0,837	0,829	0,852	0,838	0,860	0,859	0,819	0,000
Etano	0,062	0,063	0,068	0,066	0,061	0,064	0,066	0,066	0,065	0,073	0,062	0,064	0,068	0,000
Propano	0,028	0,033	0,036	0,042	0,031	0,034	0,036	0,036	0,033	0,039	0,028	0,031	0,041	0,000
Butano	0,012	0,017	0,018	0,026	0,017	0,017	0,020	0,021	0,016	0,017	0,011	0,014	0,025	0,000
Pentano	0,003	0,006	0,006	0,012	0,007	0,006	0,008	0,008	0,005	0,006	0,003	0,004	0,011	0,000
Hexano	0,001	0,003	0,002	0,005	0,003	0,003	0,004	0,003	0,002	0,004	0,001	0,002	0,006	0,000
Heptano	0,001	0,005	0,003	0,005	0,003	0,003	0,004	0,004	0,002	0,004	0,002	0,002	0,006	0,000
Octano	0,001	0,004	0,001	0,005	0,002	0,002	0,003	0,002	0,002	0,003	0,002	0,001	0,003	0,000
Nonano	0,001	0,002	0,001	0,006	0,001	0,002	0,002	0,003	0,002	0,002	0,002	0,001	0,002	0,000
Decano	0,000	0,001	0,001	0,004	0,000	0,003	0,001	0,004	0,001	0,001	0,001	0,000	0,003	0,000
Nitrogênio	0,003	0,003	0,003	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,005	0,003	0,004	0,003	0,741
Dióxido de Carbono	0,023	0,014	0,016	0,029	0,057	0,020	0,016	0,022	0,018	0,011	0,027	0,019	0,014	0,070
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,124

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A14 – Conjunto de dados da UEP I

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3500,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	197,4	300	45,0	1,88
Água Injetada	457,4	20000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	3042,6	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	152,9	101	40,0	1,85
Gás Exportado	75384,5	20000	35,0	1,92
Gás Queimado	1296,0	101	45,0	1,93
Gases Exaustos da Turbina	226,17*	101	518,0	1,06

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	13,6	9,1	6506,4	95634,5	8,7	1,98
2	11,6	11,6	5525,8	103156,2	12,6	2,00
3	20,3	2,8	9701,0	95330,4	-0,1	1,95
4	6,0	0,2	2849,7	94055,6	-4,9	1,94
5	23,7	0,0	11328,6	102852,1	-8,3	1,93
6	22,4	38,1	10704,9	100292,6	39,7	2,08
7	25,1	0,0	11993,8	1514588,1	-21,0	1,89
8	19,6	0,1	9381,4	95712,9	-1,7	1,95
9	18,2	27,4	8726,4	231270,2	34,9	2,07
10	19,3	0,6	9227,4	95712,9	4,3	1,97
11	7,1	7,1	3379,9	97811,5	8,9	1,98
12	10,7	55,9	5095,2	104803,7	38,2	2,08

Massa Específica (kg/ m ³)	
Óleo	917,04
Gás	0,865
Água produzida	1081,32
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	4738	m ³ /d
Produção Gás	2266087	m ³ /d
Produção total	44,1	boed
Gás Queimado	31105	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	114 Mil mg/L
Temperatura	25 °C

Componente	Fração Molar do Gás													Exportado	Exausto
	Poços														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Metano	0,882	0,908	0,866	0,872	0,870	0,908	0,903	0,899	0,910	0,786	0,890	0,891	0,779	0,000	
Etano	0,036	0,035	0,036	0,035	0,032	0,034	0,033	0,038	0,034	0,065	0,035	0,035	0,042	0,000	
Propano	0,015	0,014	0,017	0,017	0,016	0,011	0,014	0,016	0,014	0,042	0,014	0,015	0,020	0,000	
Butano	0,010	0,008	0,014	0,014	0,013	0,006	0,008	0,010	0,009	0,024	0,010	0,011	0,012	0,000	
Pentano	0,005	0,003	0,008	0,008	0,011	0,002	0,003	0,004	0,003	0,014	0,005	0,005	0,005	0,000	
Hexano	0,004	0,002	0,005	0,004	0,009	0,001	0,002	0,003	0,002	0,009	0,003	0,003	0,003	0,000	
Heptano	0,006	0,002	0,007	0,006	0,012	0,003	0,002	0,004	0,001	0,009	0,004	0,004	0,003	0,000	
Octano	0,005	0,001	0,007	0,006	0,008	0,003	0,001	0,002	0,001	0,005	0,003	0,004	0,003	0,000	
Nonano	0,005	0,000	0,005	0,007	0,003	0,001	0,001	0,001	0,000	0,003	0,003	0,004	0,002	0,000	
Decano	0,004	0,000	0,004	0,005	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,004	0,004	0,001	0,000	
Nitrogênio	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,010	0,004	0,004	0,009	0,004	0,004	0,099	0,741	
Dióxido de Carbono	0,024	0,023	0,028	0,024	0,022	0,028	0,021	0,021	0,022	0,031	0,027	0,021	0,032	0,070	
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066	
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,124	

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A15 – Conjunto de dados da UEP J

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Óleo Exportado	104,6	1200	62,0	1,88
Gás Exportado	2925,2	1200	62,0	2,19

Recebimento de Energia	9,00 kW
------------------------	---------

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	0,0	0,0	0,0			
2	0,0	0,0	0,0			
3	51,9	0,0	1449,7	2334,0	66,1	2,25
4	52,8	0,0	1475,5	3618,7	58,5	2,23

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	957,90
Gás	0,767

Dados Produção		
Produção Óleo	2511	m3/d
Produção Gás	70206	m3/d
Produção total	16,2	boed

Componente	Fração Molar do Gás				
	Poços				Exportado
	1	2	3	4	
Metano			0,908	0,918	0,918
Etano			0,052	0,042	0,042
Propano			0,010	0,011	0,011
Butano			0,006	0,007	0,007
Pentano			0,002	0,002	0,003
Hexano			0,001	0,001	0,001
Heptano			0,003	0,003	0,002
Octano			0,004	0,003	0,002
Nonano			0,004	0,003	0,002
Decano			0,002	0,002	0,001
Nitrogênio			0,002	0,003	0,003
Dióxido de Carbono			0,007	0,007	0,006
Oxigênio			0,000	0,000	0,000
Água (g)			0,000	0,000	0,000

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A16 – Conjunto de dados da UEP K

Corrente	Vazão (m3/h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	4000,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Gás Importado	33,2	1200	62,0	2,19
Óleo Importado	33,2	1200	62,0	1,88
Óleo Tratado	59,6	300	35,0	1,88
Água Injetada	133,0	20000	25,0	4,22
Água Descartada (mar)	3867,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	92,2	101	40,0	0,39
Gás Exportado	0,0	0	0,0	0,00
Gás Queimado	133,0	101	35,0	2,15
Gases Exaustos da Turbina	57*	101	445,0	1,17
Fornecimento de Energia	9,00 kW			

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m3/h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	18,3	73,1	34945,1	1843,7	73,6	2,27
2	0,0	0,0	0,0			
3	0,0	0,0	0,0			
4	8,1	0,5	15572,7	1372,9	36,8	2,17

Massa Específica (kg/m3)	
Óleo	957,90
Gás	0,767
Água produzida	1094,82
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	634	m3/d
Produção Gás	50518	m3/d
Produção total	20,5	boed
Gás Queimado	3191	m3/d

Água produzida	
Salinidade	160 Mil mg/L
Temperatura	73 °C

Componente	Fração Molar do Gás						
	Poços				Exportado	Exausto	Importado
	1	2	3	4			
Metano	0,918			0,918	0,918	0,000	0,918
Etano	0,042			0,042	0,042	0,000	0,042
Propano	0,013			0,010	0,011	0,000	0,011
Butano	0,009			0,006	0,007	0,000	0,007
Pentano	0,003			0,002	0,003	0,000	0,003
Hexano	0,002			0,001	0,001	0,000	0,001
Heptano	0,002			0,003	0,002	0,000	0,002
Octano	0,001			0,004	0,002	0,000	0,002
Nonano	0,001			0,004	0,002	0,000	0,002
Decano	0,001			0,002	0,001	0,000	0,001
Nitrogênio	0,003			0,002	0,003	0,741	0,003
Dióxido de Carbono	0,005			0,007	0,006	0,070	0,006
Oxigênio	0,000			0,000	0,000	0,066	0,000
Água (g)	0,000			0,000	0,000	0,124	0,000

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A17 – Conjunto de dados da UEP L

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3000,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	847,2	300	35,0	1,88
Água Injetada	0,0	20000	40,0	4,38
Água Descartada (mar)	3000,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	0,0	101	40,0	0,00
Gás Exportado	0,0	20000	35,0	0,00
Gás Queimado	1935,8	300	35,0	1,74
Gases Exaustos da Turbina	258,33*	101	491,0	1,19

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	173,4	0,3	38713,0	3170,0	27,7	1,73
2	154,0	0,3	34400,9	2647,8	28,6	1,73
3	172,3	0,1	38478,4	3118,5	32,7	1,74
4	165,4	0,1	36931,8	2913,6	33,8	1,75
5	182,2	0,2	40681,2	2964,0	32,9	1,74

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	872,92
Gás	1,026
Água produzida	1117,58
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	20334	m ³ /d
Produção Gás	4540945	m ³ /d
Produção total	156,5	boed
Gás Queimado	46458	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	160 Mil mg/L
Temperatura	30 °C

Componente	Fração Molar do Gás						
	Poços					Injetado	Exausto
	1	2	3	4	5		
Metano	0,735	0,681	0,716	0,674	0,650	0,681	0,000
Etano	0,092	0,091	0,093	0,091	0,091	0,091	0,000
Propano	0,047	0,047	0,048	0,049	0,051	0,048	0,000
Butano	0,020	0,019	0,019	0,021	0,025	0,020	0,000
Pentano	0,006	0,006	0,006	0,007	0,013	0,006	0,000
Hexano	0,002	0,003	0,002	0,004	0,008	0,003	0,000
Heptano	0,002	0,002	0,002	0,003	0,007	0,002	0,000
Octano	0,001	0,002	0,001	0,003	0,004	0,002	0,000
Nonano	0,000	0,001	0,000	0,002	0,002	0,001	0,000
Decano	0,000	0,001	0,000	0,001	0,001	0,001	0,000
Nitrogênio	0,007	0,009	0,007	0,007	0,007	0,007	0,743
Dióxido de Carbono	0,088	0,138	0,107	0,140	0,142	0,139	0,072
Oxigênio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,119

Fonte: Produção do próprio autor

Quadro A18 – Conjunto de dados da UEP M

Corrente	Vazão (m ³ /h)	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
Água Captada do mar	3000,0	101	22,0	4,21
Ar admitido para a Turbina		101	25,0	
Óleo Tratado	389,2	300	35,0	1,88
Água Injetada	0,0			
Água Descartada (mar)	3000,0	101	40,0	4,29
Água Descartada (produzida)	0,0			
Gás Exportado	0,0			
Gás Queimado	10530,2	300	35,0	1,76
Gases Exaustos da Turbina	172,22*	101	491,0	1,19

*valor em kg/s

Poço	Vazão (m ³ /h)			Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Calor Específico (kJ/kg . K)
	Óleo	Água	Gás			
1	185,3	0,0	14262,3	2226,1	50,3	1,82
2	203,8	0,0	15685,2	2638,0	46,0	1,81
3	0,0	0,0	0,0			
4	0,0	0,0	0,0			
5	0,0	0,0	0,0			

Massa Específica (kg/m ³)	
Óleo	878,88
Gás	1,014
Água produzida	1108,73
Água do mar	1024,77

Dados Produção		
Produção Óleo	9340	m ³ /d
Produção Gás	718747	m ³ /d
Produção total	63,3	boed
Gás Queimado	252725	m ³ /d

Água produzida	
Salinidade	160 Mil mg/L
Temperatura	48 °C

Componente	Fração Molar do Gás						
	Poços					Queimado	Exausto
	1	2	3	4	5		
Metano	0,683	0,727				0,705	0,000
Etano	0,114	0,131				0,123	0,000
Propano	0,071	0,071				0,071	0,000
Butano	0,032	0,024				0,028	0,000
Pentano	0,017	0,006				0,011	0,000
Hexano	0,012	0,002				0,007	0,000
Heptano	0,010	0,001				0,006	0,000
Octano	0,008	0,001				0,005	0,000
Nonano	0,005	0,000				0,003	0,000
Decano	0,002	0,000				0,001	0,000
Nitrogênio	0,008	0,009				0,008	0,742
Dióxido de Carbono	0,038	0,028				0,033	0,072
Oxigênio	0,000	0,000				0,000	0,066
Água (g)	0,000	0,000				0,000	0,120

Fonte: Produção do próprio autor.