

Modelo de Aproveitamento do Gás Natural Associado em Hidrogênio nas Explorações *Offshore* do Pré-Sal

Antonio Carlos Dutra de Sousa

"Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética da Escola Superior de Tecnologia e Gestão, no âmbito do programa de dupla diplomação com o Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca."

Trabalho realizado sob a orientação do
Prof. Dr. Luís Frólén Ribeiro
Prof. Dr. Thiago Americano do Brasil

Julho de 2024

Bragança

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Modelo de Aproveitamento do Gás Natural Associado em Hidrogênio nas Explorações *Offshore* do Pré-Sal

"Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética da Escola Superior de Tecnologia e Gestão, no âmbito do programa de dupla diplomação com o Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca."

Antonio Carlos Dutra de Sousa

Julho de 2024

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Dedicatória

Dedico aos engenheiros que, no cumprimento do dever, empregaram a ciência com dinamismo e respeito, dedicando-se por inteiro, independentemente da magnitude do desafio. Dedico aos engenheiros que não se deixaram cegar pelo excesso, nem pela falta. Dedico aos engenheiros que, na obrigação do seu dever, mantiveram a visão da ética, da moral e da justiça presentes no exercício da função.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a *Deus* por permitir tamanha conquista. Agradeço a toda a equipe do *Laboratório de Mecânica Não-Linear* da *Universidade Federal do Rio de Janeiro* pelo incentivo ao universo da engenharia. Agradeço à *Secretaria de Relações Internacionais* do *Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca* por proporcionar a oportunidade dessa experiência na formação acadêmica, a qual conduzi com bastante empenho e dedicação. Agradeço ao orientador professor dr. *Luís Frólén Ribeiro*, por lapidar este conceito, transformando-o mais aderente à estratégia energética. Agradeço ao professor dr. *Thiago Americano do Brasil* por todo o apoio e compreensão. Agradeço à minha mãe, arquiteta que muito me orgulha e agradeço e dedico ao meu pai (*in memoriam*). Agradeço à toda minha família, em especial à esposa e ao filho, pela compreensão e tolerância durante esse longo período de “isolamento”. Também agradeço a todos os amigos, colegas e professores com quem compartilhei e transmiti conhecimentos.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Resumo

Esta dissertação apresenta o estudo de um inovador conceito sobre a produção de H₂, baseado na tecnologia *Steam Methane Reformer* (SMR), a partir do Gás Natural Associado (GASA) explorado no horizonte geológico sob a camada de sal (Pré-Sal) brasileiro. Destaca-se o potencial do aproveitamento deste gás, aliado a dispositivos de *Carbon, Capture, Utilization and Storage* (CCUS), utilizando-o na exploração de óleo bruto, controlando assim as emissões fugitivas. Baseado na evolução da série histórica da queima e perda de Gás Natural (GN) nas unidades de produção marítima, conclui-se que, a partir destes modelos estatísticos, consegue-se prever as queimas e perdas de GN abaixo dos 3,0% da produção de GN e projeta para 2050 índices acima de 1,5%, alcançando as cercanias 1,0% da produção no final deste século. Até 2050, para um cenário de implantação e implementação de múltiplos sistemas de processamento de H₂ nas unidades de produção marítima, estima-se reduzir aproximadamente 45,87% das queimas ordinárias e produzir aproximadamente 47,8 MMm³ de H₂. As dúvidas e as incertezas persistem em alcançar a neutralidade carbônica até 2050 e alcançar zero queima de rotina nas unidades de produção marítima até 2030, no tocante ao que aspiram as metas das agendas políticas.

Palavras-chave: Gás Natural Associado; Gases do Efeito Estufa; gás hidrogênio; *Floating Production Storage Offloading*.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Abstract

This thesis presents the study of a new concept for H₂ production, based on SMR technology from associated natural gas in offshore production in Brazilian Pre-Salt region. It highlights the potential of using this gas, combined with CCUS devices, to explore crude oil and control fugitive emissions. Based on the evolution of historical series data of flaring and losses of natural gas in offshore production units, it is concluded, through the statistical regression method, that flaring and losses of natural gas are predicted to be below 3.0% of natural gas production with rates estimated above 1.5% in 2050 and reaching around 1.0% of production by the end of this century. By 2050, for a scenario involving the implementation and deployment of multiple H₂ processing systems in offshore production units, it is estimated that approximately 45.87% of ordinary flaring will be reduced, and approximately 47.8 MMm³ of H₂ will be produced. Doubts and uncertainties persist about achieving carbon neutrality by 2050 and zero routine flaring in offshore production by 2030, in terms of meeting the targets set in public policy agendas.

Keywords: *Associated Natural Gas; Greenhouse Gas; hydrogen gas; Floating Production Storage Offloading.*

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Objetivo	1
1.1.1	Enquadramento	1
1.1.2	Marco Regulatório	4
1.2	História do Pré-Sal	5
1.3	Organização da Tese	8
2	Fundamentação Teórica e Estado da Arte	9
2.1	Gás Hidrogênio	10
2.2	<i>Steam Methane Reforming</i>	11
2.3	Gás Carbônico	13
2.4	Sistema CCUS	13
2.5	Estatística Aplicada à Engenharia	16
2.5.1	Regressão Não-Linear	18
3	Materiais e Métodos	21
3.1	Conceito	22
3.1.1	Limitações do Sistema	23
3.1.2	Estrutura Modular	24
3.1.3	Fluxo do Processo	26

3.2	Logística de Transferência do H ₂	27
3.3	Análise de Custos	30
4	Testes e Avaliações	33
4.1	Comparação Produção GASA <i>offshore</i> com Injeção GASA <i>offshore</i>	36
4.2	Queima e perda GASA <i>offshore</i> e Produção GASA <i>offshore</i>	38
4.3	Limites Ultrapassados	42
4.4	Síntese dos Resultados	43
4.5	Síntese dos Resultados do Modelo	47
5	Conclusão e Trabalhos Futuros	50
5.1	Trabalhos Futuros	51
	Bibliografia	52

Lista de Figuras

1.1	Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal (Adaptado de [1])	2
1.2	Queima de GN em unidade de produção marítima [2]	3
1.3	Corte vertical das camadas adjacentes ao Pré-Sal (Fonte: <i>Wikigeo</i>)	7
2.1	Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal com o conceito proposto (Adaptado de [1])	12
2.2	Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal do conceito equipado com o sistema CCUS (Adaptado de [1])	15
3.1	Módulo de processamento de H ₂ Hy.GEN 300 (fonte: <i>Hygear</i>)	25
3.2	Fluxo de produção de H ₂ através do SMR com CCUS (adaptado [1])	27
4.1	Série histórica da queima e perda de GASA <i>offshore</i>	34
4.2	Evolução das Curvas Produção e Injeção de GASA <i>offshore</i>	37
4.3	Relação entre a queima e perda de GASA <i>offshore</i> pela produção GASA <i>offshore</i> , equação 4.3, com o limitador de 3% da Resolução n.º 806	41
4.4	Encontro das Funções exponenciais da Produção de GASA <i>offshore</i> , equação 4.1 e da Injeção de GASA <i>offshore</i> , equação 4.4	43
4.5	Comparação de 3% da produção de GASA <i>offshore</i> com o consumo estimado de múltiplos processadores de H ₂ Hy.GEN 300	46

4.6 As três curvas: Curva da série histórica da queima e perda de GASA *offshore*, Figura 4.1, de 2000 a 2023; curva superior contínua do modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore*, se nada for feito; e a curva inferior tracejada do modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore* simulando a utilização do GASA *offshore* para alimentação de catorze sistemas de processamento Hy.GEN 300 . 49

Lista de Tabelas

1.1	Composição média do GN [3]	4
2.1	Poder calorífico a 25 °C e 1 atm. de alguns compostos	11
2.2	CO ₂ / H ₂ (kg)	13
3.1	Fornecedores e modelos para processamento de H ₂	23
3.2	Consumo nominal nas condições <i>standard</i>	24
3.3	Infraestrutura exigida para a saída	26
3.4	Custo do capital [16]	31
4.1	Resumo estatístico da série histórica analisada com 288 meses	34
4.2	Resumo estatístico de 2009 em diante com 175 meses	34
4.3	Resumo estatístico de 2020 em diante com 48 meses	35
4.4	Resumo estatístico de 2023 com 12 meses	35
4.5	Relação da queima e perda/produção	38
4.6	Relação consumo de CH ₄ /produção de GASA da <i>Floating Production Storage Offloading</i> (FPSO) Cidade de Itaguaí	44
4.7	Síntese dos resultados da queima e perda de GASA <i>offshore</i>	48
4.8	Síntese dos resultados da produção de H ₂	48

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Acrônimos e Siglas

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. xxi, 3, 4, 7, 21

CapEx *Capital Expenditure*. xxi, 14, 31

CCUS *Carbon, Capture, Utilization and Storage*. ix, xi, xxi, 13–15, 26, 42, 47, 48, 50

CNPE Conselho Nacional de Política Energética. xxi, 1, 4

CTTV *Chevron Texaco Technology Venture*. xxi, 22

EPE Empresa de Pesquisa Energética. xxi, 9

FPSO *Floating Production Storage Offloading*. xviii, xxi, 3, 9, 11, 14, 15, 21–24, 27, 37, 43, 44, 46, 47, 50

GASA Gás Natural Associado. ix, xv–xviii, xxi, 1, 3–6, 8, 21, 22, 30, 33, 36–38, 40–51

GEE Gases com o Efeito Estufa. xxi, 9, 12, 22, 30, 42

GN Gás Natural. ix, xvi, xxi, 3–6, 8, 28, 29, 33, 37, 46

PCI Poder Calorífico Inferior. xxi, 10

PCS Poder Calorífico Superior. xxi, 10

PDE Plano Decenal de Expansão Energética. xxi, 28

Pré-Sal horizonte geológico sob a camada de sal. ix, xiv, xvi, xxi, 2, 4–7, 9, 10, 12, 14, 15, 21, 27, 28, 30, 33, 38

PSA *Pressure Swing Adsorption*. xxi, 12, 24, 26, 27

RGO Razão Gás/Óleo. xxi, 9

SDP Superintendência de Desenvolvimento e Produção. xxi, 21

SMR *Steam Methane Reformer*. ix, xi, xxi, 10–12, 23, 24, 26, 27, 31, 50

STP *Standard Test Pressure*. xxi, 47

UPGN Unidades de Processamento de Gás Natural. xxi, 1, 28

WGS *Water-Gas Shift*. xxi, 11, 24, 26, 27

Capítulo 1

Introdução

1.1 Objetivo

O objetivo desta dissertação é modelar a redução da queima e perda de GASA *offshore* nas unidades marítimas de Exploração e Produção de petróleo - E&P. Objetivo este que está em consonância com as políticas públicas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), apresentando mais uma vertente para a utilização do GASA *offshore* excedente.

Nesta tese, propõe-se avaliar o GASA *offshore* excedente como fonte de energia e de matéria-prima para alimentar uma planta modular *offshore* acoplada a um *Floating Production Storage Offloading* (FPSO) para produzir H₂.

Este sistema proporcionará mais uma vertente para a E&P do GASA *offshore* excedente para além das que já estão sendo estudadas [1]. Ou seja, aspirar a redução da queima e perda deste valioso recurso produzindo H₂. Uma síntese desta proposta encontra-se na Figura 1.1.

1.1.1 Enquadramento

O escoamento do GASA *offshore* para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), através de gasodutos, interligados aos terminais de armazenamento e distribuição, e em navios tanque, não é suficiente para o pleno aproveitamento do GASA *offshore* produzido. Existem, na prática, usos alternativos, tal como a

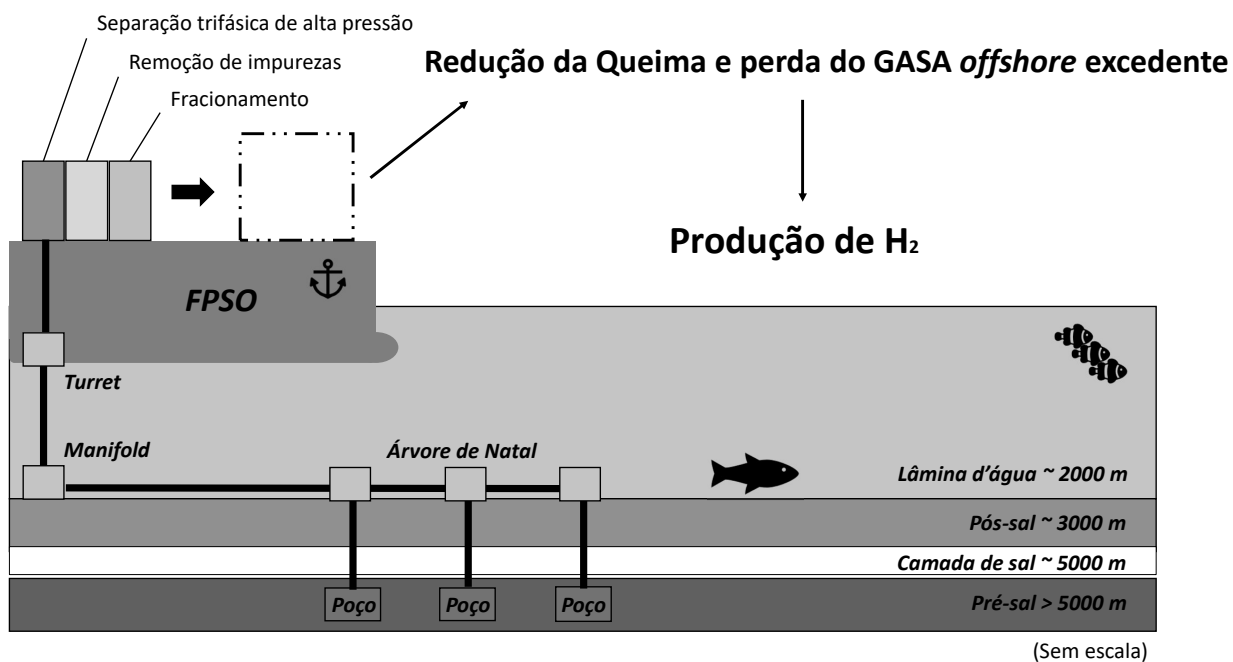


Figura 1.1: Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal (Adaptado de [1])



Figura 1.2: Queima de GN em unidade de produção marítima [2]

injeção, a elevação artificial e o consumo próprio do GASA para fornecimento de calor e eletricidade para a FPSO.

Na E&P, o GASA *offshore* deve ser controladamente queimado, em inglês, *flaring*, Figura 1.2. Além da queima inerente à indústria de petróleo, o GASA *offshore* também é utilizado para testes operacionais.

A queima do GASA faz parte do sistema de controle e segurança de processos em uma plataforma de E&P *offshore*.

Na abordagem sobre a queima de gases inflamáveis, cabe destacar que o impacto dos GEE poderia ser bem maior, quando comparado com o lançamento livre de metano (CH_4), etano (C_2H_6) e propano (C_3H_8). Por conta disso, entre outras razões, a queima de GASA na E&P é permitida, conforme determinam as agências reguladoras. No Brasil, a agência que regulamenta as indústrias de petróleo é a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na Região Sudeste brasileira encontra-se o polígono do horizonte geológico sob

Tabela 1.1: Composição média do GN [3]

CH_4	CO_2	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	Outros gases (< 1%)
66,09%	12,10%	10,35%	6,57%	1,82%	3,06%

camada de sal (Pré-Sal) brasileiro, formado pelas Bacia de Campos, Bacia de Santos e Bacia do Espírito Santo, cujos reservatórios geológicos são formados predominantemente por petróleo e GASA *offshore*.

Nesses reservatórios, o GASA é composto fundamentalmente por CH_4 , com teores que variam entre 44,40% e 81,02%, sendo o restante por C_2H_6 , C_3H_8 , butano (C_4H_{10}) e CO_2 , e outros gases com proporções inferiores à 1%, Tabela 1.1.

Ainda nesses reservatórios, a média da fração de destilados encontra-se na ordem de 33,34% para leves, 25,47% para médios e 41,19% para pesados.

1.1.2 Marco Regulatório

O marco regulatório sobre a política energética brasileira para o aproveitamento racional das fontes de energia ocorreu em 1997, sob a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que instituiu o CNPE e a ANP, agência vinculada à Presidência da República com a atribuição de propor políticas e medidas específicas destinadas a estabelecer diretrizes para o uso de GN. Estes usos podem ser como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados, além de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados às energias renováveis [4]. Em 2000, frente a um cenário de bastante atenção, regulamentou-se a Portaria n.º 249 sobre os procedimentos da queima e perda de petróleo e GN.

Recentemente, esta Portaria foi atualizada através da Resolução n.º 806, de 17 de janeiro de 2020, estabelecendo mais rigor nos procedimentos para a redução da queima e perda do GN.

Para produção marítima, a Resolução n.º 806 estabelece que as queimas ordinárias do GASA devem corresponder a um volume igual ou inferior a:

3% da produção mensal de GASA de modo não cumulativo a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima que já esteja em produção ou cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação da Resolução n.º 806;

a 2% da movimentação mensal de GASA de modo não cumulativo a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em, no mínimo, cinco anos após a publicação da Resolução n.º 806;

a 1,5% da movimentação mensal de GN, de modo não cumulativo a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima que circule gás para elevação de petróleo ou receba gás de outras unidades em volumes iguais ou maiores a 50% do volume de gás movimentado.

1.2 História do Pré-Sal

Na E&P, o GN é um produto primário explorado junto com o óleo bruto devido ao seu excelente potencial energético, formado basicamente por hidrocarbonetos que, nas condições atmosféricas normais, permanece no estado gasoso. O GN é essencialmente composto por CH_4 , com teores que podem ultrapassar de 90%, C_2H_6 , em menores proporções, e o C_3H_8 , usualmente com teores abaixo de 2%.

Nas condições primitivas, o GN pode ser classificado como: associado e não associado. O GASA é aquele que se encontra no reservatório geológico dissolvido no óleo bruto, ou em contato com o petróleo saturado. Em condições normais, inicialmente o GASA é mantido no reservatório, enquanto se privilegia a exploração do óleo bruto. No entanto, a depender da estratégia operacional, parte do GASA pode ser extraída.

Já o Gás Natural Não Associado é aquele produzido de jazida de gás seco, livre do óleo bruto e da água, ou de jazida de gás e condensado, tendo sua concentração predominante na camada rochosa, permitindo assim a produção quase que exclusiva de GN.

Os reservatórios localizados no Pré-Sal possuem usualmente razão de solubilidade entre 200 e 450 (m^3_{std}) / (m^3_{std}). Isto é, para cada metro cúbico de óleo bruto produzido são libertados entre 200 e 450 m^3 de GN nas condições atmosféricas padrão [1].

No Brasil, o GN produzido dos reservatórios em alto mar é predominantemente de origem associada. Além da exportação, é comum o aproveitamento do GASA *offshore* para consumo próprio e para geração de energia elétrica nas plataformas de E&P. A depender das condições operacionais e da geologia do reservatório, o GN pode ser utilizado para elevação artificial, ou ser injetado nos reservatórios. Este método de recuperação secundária é largamente utilizado na E&P, fazendo parte da estratégia para aumentar o fator de recuperação avançada dos campos produtivos.

Para evitar a formação de incrustações salinas e a acidulação biogênica, admite-se injetar nos reservatórios água do mar tratada, com reduzido teor de sólidos, sem bactérias e, a depender da caracterização da água e da rocha do reservatório, sem sulfato.

Além da manutenção da pressão, tanto a água quanto o GASA injetados contribuem para o incremento da eficiência do deslocamento do fluido, aumentando a recuperação avançada de petróleo. Outras técnicas também podem auxiliar no deslocamento, como a injeção alternada de água tratada e GASA, ou até mesmo a injeção de gases miscíveis, como o CO_2 .

A injeção do GASA mostra-se bastante relevante nos campos do Pré-Sal em função da existência do alto teor de CO_2 . Uma particularidade importante é que, devido à alta pressão, o GASA injetado é miscível com o óleo, o que favorece o deslocamento e a recuperação do óleo bruto. Entre as vantagens técnicas da injeção para o aumento da recuperação avançada, estão os seguintes mecanismos [1]:

- **manutenção da pressão** no reservatório;
- **solubilização e dilatação** do óleo;
- **redução da viscosidade** do óleo;
- **redução das tensões interfaciais** favorecendo o deslocamento;

- **redução da saturação** do óleo residual. A passagem da água num meio poroso deixa uma saturação de óleo residual que, no deslocamento miscível do óleo pelo gás, se torna nula.

Desde janeiro de 2020, está em vigor a Resolução n.º 806 da ANP, que regula-menta os procedimentos para controle de queimas e perdas de petróleo e de GN para exportação, para injeção em reservatórios, para elevação artificial, para o consumo próprios nas unidades de E&P e para geração de energia elétrica.

Quando da sua descoberta, em meados de 2006, o Pré-Sal foi definido como horizonte geológico sob a camada de sal, Figura 1.3. “Fruto de anos de pesquisa, resultado de décadas de estudos e avanços ... que resultaram no primeiro óleo do pré-sal, produzido pela plataforma P-34 ... no dia 2 de setembro de 2008.” [5], possibilitando o desenvolvimento de uma nova fronteira petrolífera em águas ultra profundas sob altas pressões e condições sem paralelo na indústria da E&P.

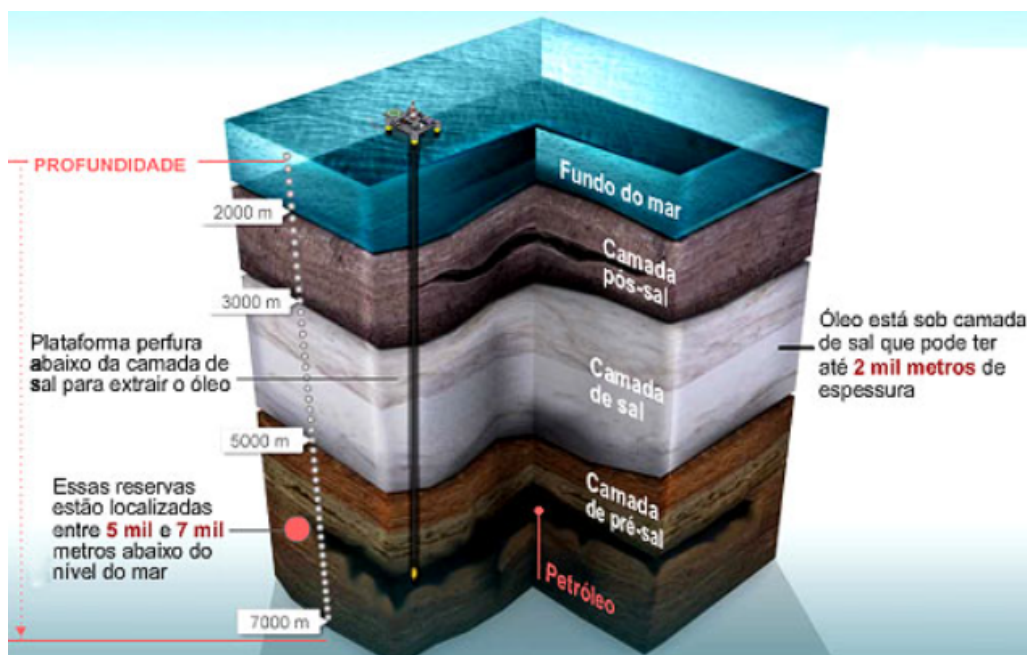


Figura 1.3: Corte vertical das camadas adjacentes ao Pré-Sal (Fonte: *Wikigeo*)

A partir de então, o Brasil passou a ser protagonista no cenário mundial da E&P, elevando a sua posição entre os dez maiores produtores de petróleo.

1.3 Organização da Tese

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta o objetivo da tese, o seu enquadramento com o marco regulatório, além de uma breve história do Pré-Sal brasileiro. O segundo capítulo descreve a fundamentação teórica, onde apresenta-se o Estado da Arte e o processamento de H_2 a partir do GN. O terceiro capítulo descreve o conceito da estrutura modular de produção de H_2 e o seu fluxo do processamento, bem como uma sugerida logística para o H_2 produzido e uma breve análise de custos. O quarto capítulo explora o modelo estatístico desenvolvido, seus resultados e as respectivas conclusões com a série histórica de dados da queima e perda de GASA *offshore*, da produção de GASA *offshore*, projetando-as para médio prazo e comparando-as com sugerido cenário a utilizar o GASA para alimentar múltiplos sistemas de processamento de H_2 . O capítulo cinco apresenta as conclusões deste estudo e trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica e Estado da Arte

“Estima-se que as produções de petróleo e gás natural dos próximos anos serão fortemente influenciadas pelos reservatórios do Pré-Sal, principalmente da Bacia de Santos. O óleo destes reservatórios possui uma Razão Gás/Óleo (RGO) mais elevada do que a tradicionalmente encontrada em reservatórios de petróleo de outros *players* exploratórios brasileiros. Com isso, considerando uma rica reserva de gás associado, aliada à alta produtividade dos reservatórios, o gás do Pré-Sal se tornou a principal opção, em termos de produção doméstica, para suprimento do mercado de gás nos próximos anos” [1].

Realça-se que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) brasileira prevê um crescimento contínuo da produção de GN para esta década, impulsionado pela entrada em operação de FPSO de companhias do setor.

Além do mais, tal impulso é devido a produção sustentada pelas áreas promissoras do Pré-Sal, atualmente em exploração, as já arrematadas nos leilões de concessão e de partilha da produção, e por recursos ainda não descobertos em áreas sob cessão ou do Estado.

Por outro lado, o H_2 aparece nesse cenário como protagonista de uma solução em potencial para a transição energética livre dos lançamentos dos Gases com o Efeito Estufa (GEE), ou, ao menos, a mitigá-los.

A seguir, serão expostos artigos, relatórios e reportes técnicos relevantes ao tema, descrevendo acerca do atual estado do conhecimento aderente ao processamento de H_2 pelo CH_4 através de SMR, cujo cenário está adaptado para a E&P no Pré-Sal brasileiro.

2.1 Gás Hidrogênio

O H_2 é um vetor energético com grande potencial de aplicabilidade na economia. Pelo menos é o que está pactuado nas agendas políticas [6], especialmente nas que estão impulsionadas pelos investimentos em geração de energia obtido de fontes renováveis, além daqueles cujos esforços tecnológicos encontram-se voltados para as indústrias de elevado desenvolvimento energético.

O H_2 é uma solução promissora que pode desempenhar um papel relevante na principal matriz energética mundial, devido à sua elevada energia por unidade de peso. Em comparação com os hidrocarbonetos, o H_2 tem potencial energético bem mais elevado, uma vez que é um elemento mais leve, além de ter excelente capacidade para neutralização do carbono.

Quando reage com o oxigênio, todo combustível pode libertar uma porção fixa de energia, que é designada por Poder Calorífico Superior (PCS) e Poder Calorífico Inferior (PCI). A diferença entre estes é o ponto que representa o calor de vaporização da água resultante da combustão, indicada pela quantidade de energia necessária para transformar o estado do combustível, de líquido para gasoso. Conceito este amplamente utilizado para calcular a eficiência energética dos combustíveis [7].

A Tabela 2.1 indica uma comparação do poder calorífico entre o H_2 e o CH_4 , entre outros da cadeia de hidrocarbonetos.

Como já bastante difundido, devido ao seu elevado potencial de neutralização do carbono, novamente o H_2 aparece como favorável indicador de solução para assumir o protagonismo na matriz energética mundial.

As tecnologias associadas ao H_2 são potencialmente aderentes aos conceitos propostos para uma transição energética. Além disso, o elemento hidrogênio está disponível em abundância na natureza.

Tabela 2.1: Poder calorífico a 25 °C e 1 atm. de alguns compostos

Gás Combustível	PCS (kJ/g)	PCI (kJ/g)
H ₂	141,86	119,93
CH ₄	55,53	50,02
Octano (C ₈ H ₁₈)	47,50	44,50
Decano (C ₁₀ H ₂₀)	44,80	42,50
Metanol (CH ₃ OH)	19,96	18,05
Etano (C ₂ H ₆)	19,60	17,91

2.2 *Steam Methane Reforming*

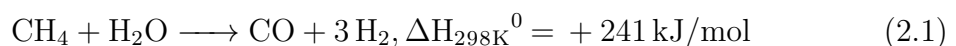
A produção de H₂ através da eletrólise da água tem grande contribuição na parcela da produção mundial de H₂. Contudo, a produção de H₂ através do SMR é o método mais utilizado na indústria, responsável por cerca de 75% de todo o fornecimento de H₂ mundial [8].

Em comparação com a eletrólise, a tecnologia SMR consome muito menos água, permite ser montado numa unidade de produção modular, resultando numa maior versatilidade de aproveitamento no concorrido espaço no convés de uma FPSO.

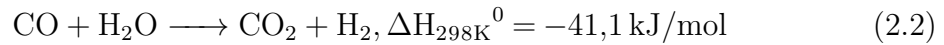
Quando adotada em larga escala, a produção de H₂ superior a 1.500 kg por dia pode ser considerar centralizada. Caso contrário, define-se como descentralizada.

Na produção descentralizada, a eficiência de processamento de H₂ utilizando o método SMR é cerca de 72%, com estimativa para alcançar 74,2% no final desta década, desempenhando um rendimento quase 8% melhor do que pela eletrólise [9].

Inicialmente no reformador primário, o processamento de H₂ através da tecnologia SMR ocorre através da reação química que transforma o CH₄ em H₂, conforme a equação de equilíbrio 2.1 [8]:



Num segundo estágio, agora submetido a uma reação exotérmica, que não depende da pressão de operação, o CO reage no catalisador do *Water-Gas Shift* (WGS) a converter o CO em CO₂, além de produzir um pouco mais de H₂. A reação química desta transformação é indicada na equação de equilíbrio 2.2 [8]:



Na fase final do processamento, os gases são transferidos para o *Pressure Swing Adsorption* (PSA), onde o H_2 e o gás carbônico, valendo-se das propriedades de adsorção, sob elevada pressão e oscilação, separam-se.

Após produzido, com grau de pureza superior à 99,9%, o H_2 é encaminhado para armazenamento provisório em reservatório dedicado que equipa a estrutura modular, onde deverá aguardar a logística de transferência para os polos distribuidores.

Neste conceito, propondo mais uma vertente para além das que estão em estudo, Figura 2.1, a produção de H_2 pelo sistema de processamento através do SMR tem forte apelo ambiental por propor mitigar as emissões do GEE, conforme discutido a seguir.

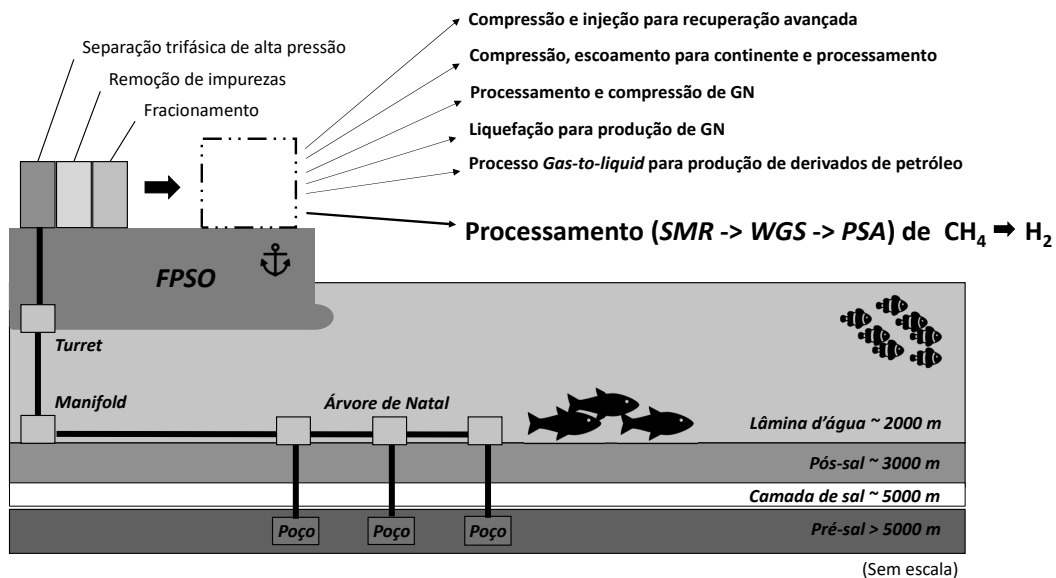


Figura 2.1: Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal com o conceito proposto (Adaptado de [1])

2.3 Gás Carbônico

Para quantificar as emissões líquidas gases perdidos para a atmosfera durante a produção e distribuição de H_2 , realizou-se uma avaliação do ciclo da produção de H_2 via SMR [10] e, em termos de emissões atmosféricas totais, registou-se que o CO_2 é o gás emitido em maior quantidade. O CH_4 aparece como o segundo gás responsável pela maior quantidade de emissões.

Baseado nas referências indicadas na Tabela 2.2, para cada kg de H_2 produzido através do método SMR, em média, são gerados aproximadamente 9,01 kg de CO_2 .

Tabela 2.2: CO_2 / H_2 (kg)

Fonte de consulta	CO_2/H_2 (kg)
[11]	7,00
[12]	8,00
[13]	9,00
[14]	9,30
[15]	10,13
[10]	10,62

Consoante a [16] e a [15], tais emissões decaem para abaixo de 3,00 kg de CO_2 por kg de H_2 quando acoplados a sistemas de captura, utilização e armazenamento de carbono, CCUS.

Por isto, este o conceito propõe equipar o sistema de processamento de H_2 com dispositivos dotados da tecnologia CCUS, caracterizando-se como uma iniciativa para produção de H_2 de baixo carbono, agregando valor ao produto.

2.4 Sistema CCUS

A primeira grande crise do petróleo aconteceu nos anos 1970, quando o GN ainda era um produto com baixo interesse do mercado. Tal devia-se pela limitada tecnologia na época, assim como as infraestruturas insuficientes, os custos elevados da sua E&P e a falta de regulamentação, além da forte concorrência de mercado com o petróleo. Por conta disso, poucos são os registos históricos dessas emissões fugitivas. Além disso, naquela época não havia o forte apelo ambiental dos dias de hoje.

Somente próximo da década de 1990 que começaram as primeiras designações, que apresentaram elevadas taxas de queima e perda do GASA. Em meados da mesma década, quando iniciaram as primeiras implantações e implementações em parques industriais com sistemas SMR dotados da tecnologia acoplada ao sistema CCUS, os custos financeiros ainda eram bastantes elevados, inviabilizando economicamente estes tipos de projeto.

Depois dos anos 1990, outras crises energéticas emergiram e, com o advento de novas tecnologias, para suprir as necessidades do mercado, aumentou-se a produção de óleo bruto, assim como suas emissões fugitivas, apresentando consequências preocupantes para o meio ambiente.

Apesar das diversas medidas legais para a contenção e o controle destas emissões, a E&P de petróleo e GN ainda persevera com dificuldades para controlar a queima e perda de GASA *offshore*.

Apesar da implantação do CCUS ainda ser considerado de alto custo, um risco adicional para o *Capital Expenditure* (CapEx), ao longo dos anos tais custos têm sido reduzidos [15] de maneira gradual. Além disso, o apelo ambiental faz com que esses investimentos apresentem vantagens à luz da viabilidade econômica.

A possibilidade de utilizar CO₂ capturado e sequestrado como gás miscível na injeção em reservatórios de campos produtivos apresenta uma vantagem operacional na E&P, pois auxilia no deslocamento do fluido.

Nesse sentido, cabe ainda destacar que, em dezembro de 2023, foi anunciada a entrada em operação da FPSO Sepetiba equipada com o respectivo sistema CCUS, capaz de aproveitar o CO₂ capturado e sequestrado, utilizando-o para injeção nos reservatórios [17].

A FPSO Sepetiba tem operação programada para o campo de Mero, localizado no Pré-Sal brasileiro, na Bacia de Santos, com capacidade diária de produção de até 180 mil barris de petróleo e 12 Mm³ de GN. Portanto, não restam dúvidas acerca da tendência da adoção desta tecnologia.

Destaca-se ainda que o conceito aqui proposto, Figura 2.2, está isento de infraestrutura de logística e destinação para o CO₂. Uma vez capturado, o CO₂ sequestrado

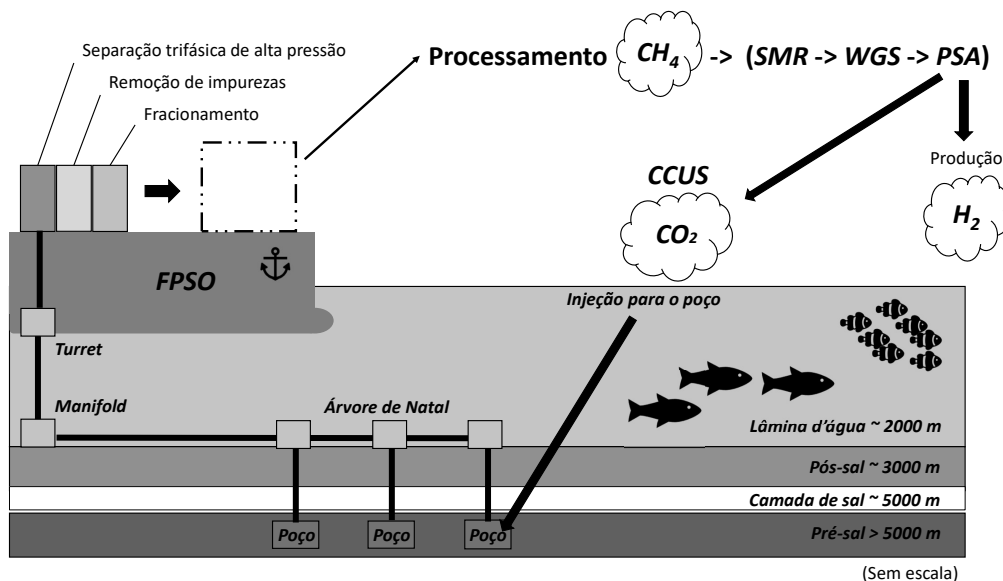


Figura 2.2: Diagrama sintético da E&P no Pré-Sal do conceito equipado com o sistema CCUS (Adaptado de [1])

deverá ser injetado, como gás miscível, retornando ao reservatório primitivo, assim como na FPSO Sepetiba.

A injeção em reservatórios é uma estratégia apoiada por vários estudos e projetos em campos produtivos. A experiência acerca desse método apresenta desempenho vantajoso, cujo entendimento é maduro e bastante difundido.

A integração da tecnologia CCUS acoplada à produção de H_2 através do SMR é uma abordagem promissora para reduzir as emissões do GEE e estabelecer uma cadeia de produção de energia com baixo carbono.

Portanto, uma vez que na E&P as emissões dos GEE são inevitáveis, ao menos atenuar tais impactos pondo a produzir H_2 através de um sistema equipado com a tecnologia CCUS é, não somente uma solução mitigadora, mas uma alternativa possível.

2.5 Estatística Aplicada à Engenharia

A estatística é a ciência do conjunto de técnicas que permite organizar, descrever, analisar e interpretar dados observados. Uma das áreas desta ciência é a Estatística Descritiva, que pode ser definida como um conjunto de técnicas destinadas a descrever e resumir os dados de modo a permitir interpretar comportamentos frente às características de interesse através de medidas numéricas [18]. Neste trabalho analisa-se os dados pelo que se considera necessário apresentar as equações mais relevantes.

Para os dados observados, iniciou-se pela obtenção dos resultados estatísticos através das equações da literatura clássica [19], concentrando-se na mais utilizada das estatísticas de localização, a média amostral, centro das amostras em relação às medidas de tendência central.

Para obtenção dos resultados estatísticos, utilizou-se as equações que se encontram a seguir relacionadas.

A média é indicada pela equação 2.3:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.3)$$

A mediana, para n ímpar, é indicada pela equação 2.4:

$$m = x_{\frac{(n+1)}{2}} \quad (2.4)$$

Para n par, a mediana é indicada pela equação 2.5:

$$m = \frac{x_{\frac{n}{2}} + x_{(\frac{n}{2}+1)}}{2} \quad (2.5)$$

Para avaliar o grau de dispersão dos valores de um conjunto de dados, utilizou-se medidas de dispersão absoluta, que permitem obter um conhecimento mais completo e detalhado do fenômeno [20].

Visto isto, considerou-se os conceitos importantes da estatística clássica, a variância, equação 2.6 e o desvio padrão, equação 2.7, indicadores de dispersão de um

conjunto de dados que auxilia na verificação de quanto os valores encontrados estão dispersos ou afastados em relação à média amostral ou à mediana [20], além de ter franca relevância para interpretar os dados de maneira segura e mais próximo da realidade. O desvio padrão é uma medida de variabilidade que facilita o entendimento da distribuição dos dados. Desvio padrão pequeno indica concentração de valores próximos da média, sugerindo amostras mais homogêneas.

Desvio padrão pequeno indica concentração de valores próximos da média, sugerindo amostras mais homogêneas.

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \quad (2.6)$$

$$s = \sqrt{s^2} \quad (2.7)$$

Baseado na relação do desvio padrão com a média, obtêm-se o coeficiente de variação, 2.8, indicador relevante na análise de dados em relação à média.

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \cdot 100 \quad (2.8)$$

Explorou-se também outra medida de dispersão, a assimetria de *Pearson*, equação 2.9, que é o desequilíbrio que se desvia em relação à distribuição normal. Formato que afeta diretamente os resultados dos testes estatísticos, além da escolha de qual teste e qual modelo deve ser definido para a melhor compreensão e entendimento do comportamento das variáveis de interesse.

$$A_s = \frac{3(\bar{x} - \text{mediana})}{s} \quad (2.9)$$

Analisou-se também indicador curtose, equação 2.10, grau de achatamento, ou afilamento, no tocante ao deslocamento vertical relacionado à curva de distribuição normal. O indicador curtose é uma distribuição probabilística que destaca a densidade nas caudas em relação à distribuição normal e é uma ferramenta eficaz para comparar o comportamento das caudas. Uma métrica útil na detecção de valores

atípicos.

$$C = \frac{(Q_3 - Q_1)}{2(P_{90} - P_{10})} = \frac{AIQ}{2(P_{90} - P_{10})} \quad (2.10)$$

Onde AIQ é a amplitude interquartil que tem a proposta de superar a dependência de valores extremos.

2.5.1 Regressão Não-Linear

A técnica de regressão linear simples pode ser utilizada em modelos não-lineares com uma só variável independente, desde que tais modelos sejam convertíveis em modelos lineares por aplicação de transformações às variáveis dependente ou independente [19].

Este método de regressão é o conjunto de técnicas destinadas a descrever e resumir, a partir de uma base de dados, para obter informações e conclusões sobre das características de interesse, fornecendo métodos que, através de modelos matemáticos, permitem quantificar a incerteza.

Ao longo deste trabalho irá adotar o método de regressão não-linear para o auxílio na avaliação do ajuste dos dados da estatística descritiva, no tocante à verificação da qualidade do modelo gerado, a explicar a realidade.

Entre outros indicadores, o coeficiente de determinação, equação 2.11, auxilia na relação da proporção da variação total da variável da função Y , produção e injeção de GASA *offshore*, explicada pela variável X , domínio do tempo. Quanto mais próximo da unidade, a função ajustada em relação à variação de Y é explicada, sugerindo obter maior confiança e 'qualidade' no ajuste de regressão [21]. Caso contrário, a função ajustada apresentará um paralelismo nas proximidades do eixo X .

$$R^2 = B^2 \frac{\sum_n (X_n - \bar{X})^2}{\sum_n (Y_n - \bar{Y})^2} \quad (2.11)$$

Donde o numerador representa a variação de Y explicada pela regressão e o denominador representa a variação total de Y .

O coeficiente de determinação auxilia na análise da interligação entre regressão e correlação. No contexto de uma análise de regressão em que X seja claramente assumida como variável predeterminada, escolhida de modo não aleatório de maneira a calcular o coeficiente de correlação amostral. Neste caso, o interesse está no cálculo do seu quadrado, que é útil na interpretação de resultados de regressão, representando a proporção da variação de Y que é explicada pela regressão [19].

Nesse contexto, também se aplicou a técnica da inferência estatística, que é o estudo de técnicas que possibilitam a extrapolação a um conjunto de dados. Ou seja, dar informações e conclusões obtidas de valores a partir de subconjuntos de dimensões menores, a estimar valores nos intervalos além dos dados observados, baseando-se nas tendências identificadas nos intervalos de dados conhecidos [21].

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Capítulo 3

Materiais e Métodos

Obteve-se a curva de atenuação da queima e perda do GASA *offshore* pelo levantamento de dados da série histórica da produção, da injeção e da queima do GASA nas E&P dos reservatórios do Pré-Sal brasileiro. Estes dados são divulgados mensalmente pela ANP/Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) [3].

Após a análise dos indicadores dos momentos estatísticos, equações 2.3 a 2.7, com os dados observados, gerou-se as curvas da produção, da injeção e da queima e perda do GASA *offshore*, identificando-as aos modelos estatísticos que mais se aproximam os intervalos que formam uma banda de previsão.

Do mesmo modo, gerou-se equações com os respectivos coeficientes de determinação, equação 2.11. Método este amplamente utilizado para análise de dados e estimativas para verificação de hipóteses estatísticas. Estas equações descrevem as relações das variáveis envolvidas.

No contexto da curva de crescimento, adotou-se o método de regressão não-linear por ser um modelo não empírico e elementar, cujos parâmetros são facilmente interpretáveis. Este modelo pode estabelecer uma relação funcional entre a produção, a injeção e a queima e perda do GASA *offshore*, no domínio do tempo, cujas previsões puderam ser estendidas para além dos dados observados.

Com base no consumo de CH₄ necessário para processar o H₂ de uma instalação modular cuidadosamente dimensionada e acoplada em uma FPSO, estimou-se a

curva de atenuação da queima e perda do GASA *offshore*.

Para o sistema de processamento modular, consultaram-se artigos, especificações técnicas, revistas técnicas, folha de especificações e portfólios de fabricantes de instalações para processamento de H₂, além de teses publicadas, Estado da Arte, nos sítios *Scopus* e *Web of Science*, entre outros mencionados ao longo desta dissertação e discriminados nas referências bibliográficas, cujo fluxograma conceitual para a construção e montagem de um sistema modular de processamento de H₂ encontra-se no próximo capítulo.

Além disso, adiante encontra-se uma sugerida logística para transferência do H₂ produzido nas FPSO até os polos de distribuição, implementando nova cadeia de utilização do GASA *offshore*, agregando valor à produção e, por conseguinte, reduzindo indiretamente as emissões de GEE, uma vez que pretende-se produzir H₂ utilizando GASA *offshore* atualmente queimado.

3.1 Conceito

Em abril de 2003, um dos pioneiros na fabricação de um sistema de processamento de H₂, a *Chevron Texaco Technology Venture* (CTTV) apresentou, na feira de *Hannover* o *HaliaTM*, um protótipo de processador de H₂ a partir do CH₄.

Na época, tal equipamento apresentava uma capacidade de produção de 7,2 m³/h de H₂, exigindo uma potência máxima de 7,5 kW e rendimento de aproximadamente 75%.

Ao longo dessas duas décadas, o conceito de sistemas de processamento e armazenamento de H₂ evoluiu bastante e atualmente já há dezenas de fabricantes que apostam nesse segmento, entre eles os de estruturas modulares semiconstruídas, que contam com a vantagem dos testes operacionais ainda na linha de montagem, devido ao aproveitamento da produtividade da mão-de-obra fabril, que notadamente demonstram superior controle de qualidade, além das vantagens técnicas e econômicas.

Sistemas modulares simplificam a logística e, acima de tudo, permitem que as inspeções técnicas para os testes de aprovação de fábrica possam ser realizadas antecipadamente, melhorando assim o tempo de recepção do equipamento.

Outro aspecto vantajoso frente à versatilidade da modularidade, é o sugerido o aumento da vida útil do equipamento, melhorando os indicadores da viabilidade técnico-econômico, além de permitir a possibilidade de ampliações, com vistas às futuras expansões.

3.1.1 Limitações do Sistema

Na indústria de montagem de sistemas para processamento de H₂ através do SMR há fornecedores que oferecem em seus portfólios opções variadas e que se adaptam às necessidades dos clientes.

Em janeiro de 2024, alguns destes fornecedores foram consultados. Estes oferecem diversas opções, cujas características técnicas se encontram indicadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Fornecedores e modelos para processamento de H₂

Fornecedor	Modelo	Mínimo (Nm³/h)	Máximo (Nm³/h)
allygas.com	SMR	50	50.000
burnerterc.com	Skid-mounted Structure	100	10.000
hydro-chem.com	HYDROPRIME	165	1.000
hygear.com	HY.GEN 300	300	300
mahler-ags.com	AGS hydrogen plant	200	10.000
siemens.com	HYCO plant	não informado	não informado

Dos sistemas indicados na Tabela 3.1, o modelo Hy.GEN 300 é o que mais se adapta ao conceito deste estudo pela sua modularidade, permitindo maior versatilidade. O sistema Hy.GEC 300 pesa aproximadamente 20 t.

Há quase dez anos em operação, a FPSO Cidade de Itaguaí é uma unidade estacionária com amarras de fundo e topo, cuja capacidade de produção de energia elétrica é de 113 MW, equivalente para abastecer uma cidade de 360.000 habitantes. Tal FPSO contempla conexão em 17 poços, sendo oito poços produtores satélites e mais nove injetores de água, destes, quatro preparados para injeção alternada água e gás.

Aplicando-se o mesmo conceito que fora concebido na construção da FPSO Cidade de Itaguaí, construída sobre a base de um petroleiro e montada com sistemas

do tipo modular, em inglês, *pipe rack modules*, este conceito propõe-se acoplar sobre o *pipe rack* central de um FPSO um ou múltiplos sistemas do modulares de processamento de H₂.

3.1.2 Estrutura Modular

Disponível no portfólio da *Hygear* e utilizando-se das tecnologias SMR, WGS e PSA, o processador de H₂ modular Hy.GEN 300 é capaz de produzir até 300 Nm³/h com pureza de 99,99%.

Seu elevado nível de integração e a utilização total do gás do escape permite uma elevada eficiência. Por apresentar uma única fase de pressurização, dispensa a necessidade de compressão adicional entre o SMR e PSA, resultando em reduzido custo de investimento e elevada eficiência global.

Além da alimentação do CH₄ à montante do reformador primário, para operacionalizar o sistema Hy.GEN 300 é necessário alimentação de H₂O, de energia elétrica e de ar comprimido.

O Hy.GEN 300 é um sistema operacional autônomo, de fácil instalação, pois é concebido numa estrutura modular marítima, conforme ilustrado na Figura 3.1, cujas dimensões padronizadas são: 12,032 m de comprimento e 2,352 m largura.

Nas condições *standard*, o consumo nominal do sistema Hy.GEN 300 encontra-se nas especificações técnicas indicadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Consumo nominal nas condições *standard*

Entrada	Capacidade mínima	Pressão (bar)
GN (Nm ³ /h)	150	conf. taxa de fluxo e valor calorífico
Ni NI/min	1	
Ar (Nm ³ /h)	9	
H ₂ O (l/h)	600	
Energia elétrica (kWe)	59	ventilação ligada



- | | |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 1. Ventilador | 9. Trocador de calor de reformador |
| 2. Dessulfurizador | 10. Gabinete eletrônico |
| 3. PSA | 11. Gerador de vapor |
| 4. Armazenamento <i>off-gas</i> | 12. Reformador |
| 5. Armazenamento de H ₂ | 13. Trocador de calor |
| 6. Separador H ₂ O por bomba vácuo | 14. Vaso de expansão do refrigerante |
| 7. Trocador de calor | 15. Ventilação do queimador |
| 8. Aquecedor líquido refrigerante | 16. Sistema de purificação de H ₂ O |

Figura 3.1: Módulo de processamento de H₂ Hy.GEN 300 (fonte: *Hygear*)

As capacidades máximas de operação dos sistemas de saída do processador Hy.GEN 300 encontram-se indicadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Infraestrutura exigida para a saída

Saída	Mínima Capacidade instalada	Pressão (bar)	Temperatura (°C)
Exaustão	2400 kg/h	atm	200 - 250
Dreno	1000 l/h	atm	20 - 50
H ₂	540 Nm ³ /h	10 - 30,5	20 - 50
Central de ventilação	3300 Nm ³ /h	atm	20 - 60
Ventilação do vapor	1800 kg/h	atm	200 - 250

3.1.3 Fluxo do Processo

Considerada uma tecnologia madura, a produção de H₂ através do SMR exige procedimentos para manter o sistema em pleno funcionamento. Inicialmente, para proteger o reformador primário, deve-se dessulfurizar o CH₄ para remover quaisquer pequenas quantidades de enxofre e impurezas que possam contaminar o catalisador, preservando-o.

Já no reformador primário, a uma pressão de aproximadamente 35 bar e temperatura entre 697 °C e 827 °C, numa reação endotérmica, o CH₄ reage com o vapor d'água e com as respectivas propriedades catalíticas produz H₂, como indicado na equação 2.1.

Ao todo, o processamento de H₂ através do SMR realiza-se em dois estágios. Ao passar pelo WGS, implicando na necessidade de fornecimento de mais calor, sob alta temperatura e baixa pressão, adicionado ao vapor d'água produzido a partir do calor residual. Os gases produzidos através de uma reação exotérmica são encaminhados para a unidade de purificação, onde derivam-se para o PSA e o CCUS.

Cabe destacar que parte do gás carbônico resultante da equação 2.2 é utilizada para o fornecimento de calor para o reformador.

No PSA, pelo processo de adsorção, o H₂ produzido é segregado e armazenado num reservatório dedicado no módulo Hy.GEN 300.

A Figura 3.2 mostra o diagrama de fluxo deste processo, desde a alimentação

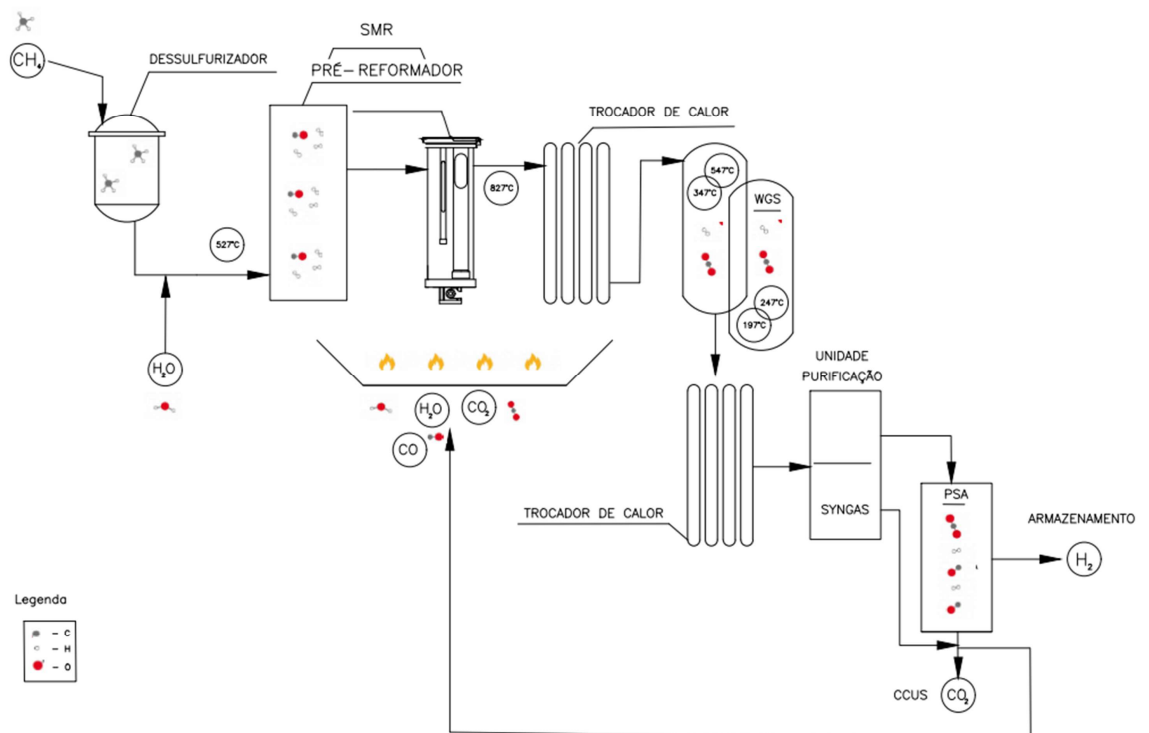


Figura 3.2: Fluxo de produção de H_2 através do SMR com CCUS (adaptado [1])

com o CH_4 , passando pelo sistema para dessulfurizar, pelo SMR, pelo WGS, pela unidade de purificação e, por fim, pela unidade PSA.

3.2 Logística de Transferência do H_2

Quando não se tem uma demanda imediata, o gás hidrogênio apresenta vantagens a serem consideradas como substituto dos combustíveis fósseis, pois admite-se infraestrutura para armazenamento, além do amplo conhecimento da logística de transporte, sugerindo que a solução para a neutralização do carbono pode estar nesse rumo.

Nas condições conceituais aqui propostas, pelo modelo de produção descentralizado do H_2 , múltiplos sistemas Hy.GEN 300 poderão ser reproduzidos às demais FPSO que operam [5] no Pré-Sal brasileiro. Com isso, a produção de H_2 poderá

ganharesc ala, cujos custos de poderão ser diluídos a bordo, por exemplo, da boa logística de transporte.

Para escoamento do GN das bacias do polígono do Pré-Sal brasileiro, há em operação os três principais gasodutos de escoamento. São eles: Rota 1, Rota 2 e Rota 3, que trasfegam grande parte da produção de GN até as UPGN no continente.

Alguns cenários indicam que a plena utilização desta capacidade instalada ocorrerá em 2026 considerando o Plano Decenal de Expansão Energética (PDE) 2029 [1]. Ou seja, em curto prazo, haverá necessidade de construção de novos gasodutos para escoamento da produção adicional esperada, indicando a necessidade de uma ampliação continuada.

Com isso, na busca pelo pleno escoamento através de gasodutos de toda a produção do GN oriundos do Pré-Sal, há estudos em curso que buscam viabilizar tal expansão, cuja estimativa de custo em longo prazo exige projetos bilionários.

Devido aos elevados investimentos, sugere-se trabalhar com a visão de plano diretor, com o agrupamento dos projetos de desenvolvimento em áreas adjacentes, aproveitando ao máximo o recurso das infraestruturas existentes. São investimentos necessários para o incremento da oferta e para a ampliação do consumo pelos diversos mercados com procura em potencial. Os projetos de gasodutos *offshore* são complexos, exigem vasto período de implantação e apresentam extensa maturação econômica, exigindo um cenário de longo prazo. Ou seja, há evidente necessidade de fomento e estruturação, para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento [1].

Tendo em vista que a logística de transporte do H₂ é semelhante à utilizada para GN, o processamento descentralizado de H₂ que permite a circulação do H₂ sob a forma gasosa, poderá ser operado por companhias especializadas nesse segmento, tal como a *Air Liquide Group*, *Air Products and Chemicals Inc* e *Praxair Inc*.

A infraestrutura logística para a movimentação e transferência de H₂ inclui a produção, o armazenamento, as estruturas e os métodos que predominantemente exigem equipamentos e dispositivos dedicados.

Nesse sentido, cabe observar que há necessidade de estudos para que gasodutos que transportam GN compartilhem com H₂ [9]. Os materiais ainda precisam de

características construtivas compatíveis, uma vez que as moléculas do H₂ são demasiadamente pequenas, podendo provocar fugas, ainda que estanque para GN. Além disso, o H₂ em contato com o revestimento, ou até mesmo com as paredes internas do gasoduto, pode causar degradação do material.

Outro modo de transporte comumente utilizada para o H₂ é através de depósitos, ou até mesmo em navios tanques dedicados, que, sob mudança de estado, geralmente refrigerados e com pressão controlada, permitem percorrer grandes distâncias. Quando superiores a 1000 milhas, normalmente o H₂ é transportado sob o estado líquido, revertendo-o ao estado primitivo nas unidades de distribuição.

Com temperatura de ebulição a -252,75 °C e podendo ter sua densidade aumentada em mais de 800%, com seu volume reduzido a aproximadamente 10%, o processo de criogenia do H₂ é uma opção factível, obtendo assim mais eficiência no transporte.

Ainda em desenvolvimento, a empresa *C-Job Naval Architects*, em parceria com a *LH2 Europe*, concebeu uma nova classe de navio-tanque totalmente revolucionário para transporte de H₂ líquido:

“Hydrogen will be essential to the future of energy. It is up to us how quickly we can make that happen”, “This tanker design is a key step in providing the infrastructure to make that clean energy future a reality. Current vessels in operation are not able to deliver hydrogen at the scale we expect will be required to meet the needs of the market”,

afirma o *Dr. Peter Wells*, diretor executivo da *LH2 Europe*. *Job Volwater*, CCO da *C-Job*, afirma:

“Liquid hydrogen provides unique challenges in ship design and engineering. As a comparison, Liquid Natural Gas (LNG) tankers use ballast water to compensate the loss of weight following delivery to ensure enough draft. As liquid hydrogen is high in volume but 20 times lighter than LNG, this required a unique solution. We have created a trapezium-shaped hull design which creates enough deck space to fit the tanks without the need for ballast.”

Quando concluído, o navio-tanque de H₂ líquido terá 141 m de comprimento e uma capacidade de armazenamento de 37.500 m³. Além disso, será alimentado por células de H₂ e equipado com três tanques para armazenamento com ponto de ebulição muito mais baixo do que os atualmente utilizados na indústria naval. [22].

Portanto, com o estudo de implantação dessa nova cadeia de utilização do GASA *offshore* excedente e a exequível logística de transferência do H₂, seja por gasoduto ou por navios-tanque, completa-se aqui o ciclo do agregado deste conceito na E&P.

3.3 Análise de Custos

Em Portugal, encontra-se em curso uma transição para a descarbonização profunda do sistema energético nacional, através do contributo de todos os setores de atividade. Trata-se de um processo gradual de transformação que permitirá a neutralidade carbônica em 2050 [6].

A pactuada agenda político ambiental defende a abolição do GEE até 2050 [23], vindo a despertar a atenção mundial na expectativa comercial do incremento do mercado de H₂.

A necessidade de H₂ tende a crescer para as próximas décadas, com a previsão de incremento no atendimento aos segmentos de transporte, geração de energia e produção de combustíveis sintéticos.

Nestas condições, o custo do transporte é afetado pela distância entre a E&P e os pontos de entrega, cujas distâncias inferiores a 3.000 km, o transporte por gasoduto ou navio com H₂ comprimido indicam ser os métodos mais rentáveis, com custo estimado de aproximadamente até 1,00 EUR por kg de H₂, considerando um cenário de um Mt H₂ por ano, a um baixo custo de energia elétrica [8].

Ao passo que, na distância entre 3.000 e 16.000 km, o transporte de H₂ liquefeito apresenta ter os custos mais competitivos. Considerando uma situação hipotética, como a distância de referência entre as unidades de E&P do Pré-Sal brasileiro e Portugal, de 8.108 km, esse valor relativo elevar-se-ia aproximadamente 100% [8].

Tabela 3.4: Custo do capital [16]

CapEx	Fator
	Conforme o
Custo total aquisição do equipamento (TPEC)	tamanho do empreendimento
Custo total de instalação (TIC)	302% de TPEC
Custos indiretos (IC)	89% de TPEC
Total dos custos indiretos (TDIC)	TIC + IC
Contingência	20% de TDIC
Investimento em capital fixo (FCI)	TDIC + contingência
Fator de locação (LF)	10% de FCI
Total do capital investido	FCI + LF

Além do transporte, outra variável a ser considerada é o custo de produção do H₂ utilizando a tecnologia SMR. Para um prazo estimado até 2030 e com base nos artigos [24], [25], [23] e [16] estabeleceu-se que o valor estimado entre 1,38 Euro e 2,35 Euros por kg de H₂. O custo referente ao CapEx encontra-se indicado na Tabela 3.4.

Em 12/3/2024, numa consulta preliminar com o gerente de área da *Hygear*, o processador de H₂ Hy.GEN 300 tem uma expectativa de custo de 2,5 milhões de EUR, com o custo do transporte para o local de entrega já incluso.

Outros estudos científicos da mesma natureza convergem para as estimativas aqui mencionadas. Todavia, sendo este um estudo preliminar de oportunidade, que permite identificar alternativas de investimentos e soluções inovadoras, a incerteza da estimativa de custos deverá considerar uma variação entre -30% e +50%.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Capítulo 4

Testes e Avaliações

De 2020 até 2023, a partir dos dados gerados da série histórica da queima e perda GASA *offshore* [3], observou-se o comportamento da curva da Figura 4.1, que se destaca pelo pico da série histórica que ocorreu em meados de 2009, acompanhando a evolução do início da E&P no Pré-Sal brasileiro, quando as autoridades aumentaram o rigor dos instrumentos regulatórios atuando na fiscalização do controle da queima e perda do GN.

Visto isso, segregou-se a série em dois períodos distintos. O primeiro desde o início da série histórica até meados de 2009 e o segundo período a partir de então até 2023.

O primeiro período com comportamento heterogêneo destacado por valores dispersos, de difícil explicação. O segundo período é determinado por predominante comportamento cíclico de altos e baixos, com frequência bimestral, ou quase trimestral, com amplitudes semelhantes, homogêneo e com características explicáveis.

A partir da série histórica, a análise de dados da estatística descritiva gerou-se os resultados descritos nas Tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4, com especial atenção aos intervalos temporais, inicialmente para toda a série histórica e, assim por diante, reduzindo os intervalos até a série de somente 2023, Tabela 4.4.

As análises dos indicadores estatísticos das Tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 demonstram que:

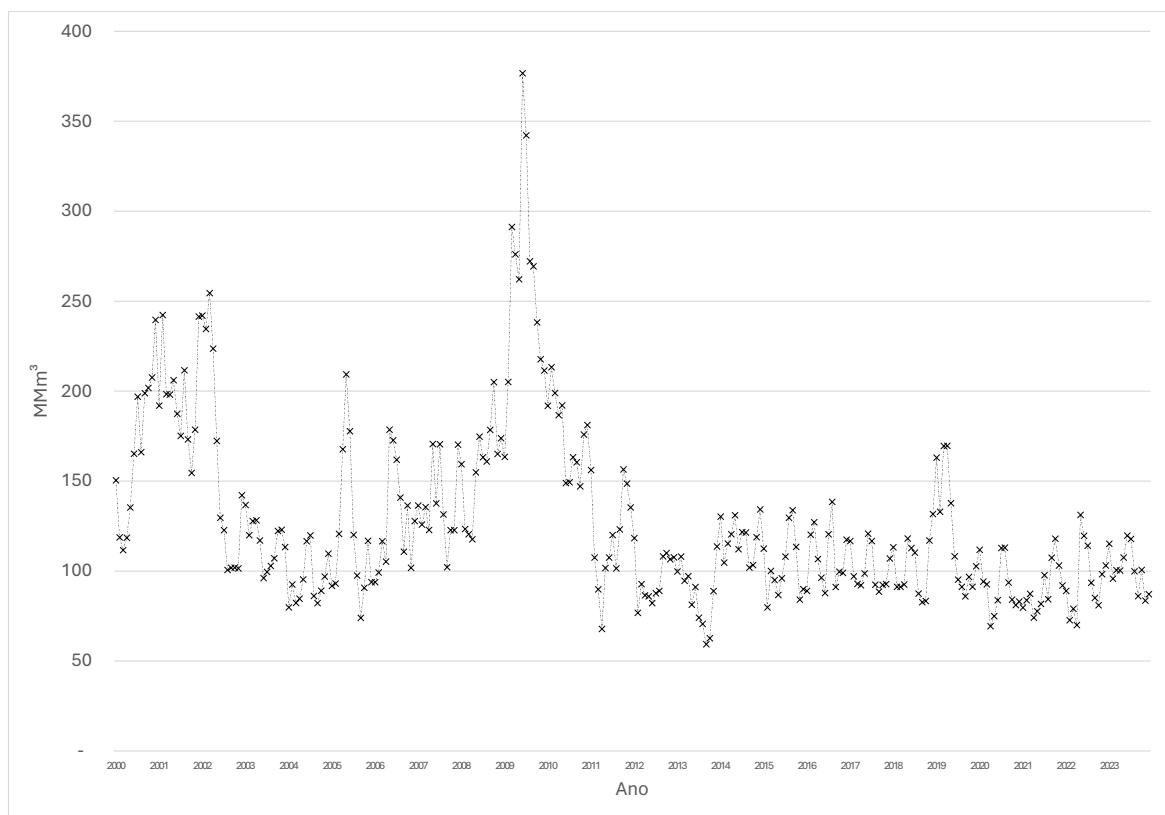


Figura 4.1: Série histórica da queima e perda de GASA *offshore*

Tabela 4.1: Resumo estatístico da série histórica analisada com 288 meses

	Média (Mm ³)	Mediana (Mm ³)	Desvio Padrão (Mm ³)	Curtose	Assimetria	Coefficiente de variação
Produção	1.850.971	1.548.864	1.026.529	-0,9959	0,5566	0,5546
Injeção	494.014	89.105	658.735	0,6158	1,3785	1,3334
Queima e perda	126.954	113.093	48.631	3,8862	1,7383	0,3831

Tabela 4.2: Resumo estatístico de 2009 em diante com 175 meses

	Média (Mm ³)	Mediana (Mm ³)	Desvio Padrão (Mm ³)	Curtose	Assimetria	Coefficiente de variação
Produção	2.483.729	2.529.209	828.946	-1,1925	0,1874	0,3338
Injeção	786.773	615.185	704.161	-0,8133	0,7112	0,8950
Queima e perda	114.262	101.928	44.395	11,4735	2,9070	0,3885

Tabela 4.3: Resumo estatístico de 2020 em diante com 48 meses

	Média (Mm ³)	Mediana (Mm ³)	Desvio Padrão (Mm ³)	Curtose	Assimetria	Coefficiente de variação
Produção	3.531.540	3.505.743	298.824	-0,3812	0,5151	0,0846
Injeção	1.796.414	1.805.336	297.622	-0,5433	0,4429	0,1657
Queima e perda	94.398	93.063	15.246	-0,6713	0,4067	0,1615

Tabela 4.4: Resumo estatístico de 2023 com 12 meses

	Média (Mm ³)	Mediana (Mm ³)	Desvio Padrão (Mm ³)	Curtose	Assimetria	Coefficiente de variação
Produção	3.907.435	3.912.759	214.449	-1,3954	-0,3456	0,0549
Injeção	2.186.997	2.138.377	171.360	-1,5761	0,1827	0,0784
Queima e perda	101.151	100.382	12.175	-0,9771	0,1359	0,1204

Predominantemente as assimetrias são moderadas, destacando-se nas Tabelas 4.3 e 4.4, que sugerem uma distribuição equilibrada;

No tocante aos parâmetros de tendência central, observa-se que a distribuição de dados sugere predominância simétrica, uma vez que a mediana e a média são bem próximas, indicando que não há valores atípicos de grande influência;

Em sua maioria, curtoses baixas, inferiores a 0,263, que sugerem baixas incidências de valores atípicos. Além disso, registou-se índices distantes a 0,263 na queima e perda das Tabelas 4.1 e 4.2, demonstrando-se ampla probabilidade de valores extremos;

Apesar da curtose não ser uma ferramenta conclusiva, ela auxilia na avaliação da normalidade da distribuição, quando combinado com outras métricas estatísticas, como a assimetria, ela auxilia na compreensão do conjunto de dados, fundamentando em análises mais precisas [18].

Nos casos da assimetria e a curtose bem próximas da distribuição simétrica, a média e a mediana são equivalentes, como pode ser constatado nas Tabelas 4.3 e 4.4;

Das Tabelas 4.3 e 4.4 pode-se conferir que os coeficientes de variação apresentaram baixas dispersões, indicador de uma distribuição bastante homogênea.

Com os dados de proporcionalidade das Tabelas 4.3 e 4.4, verificou-se o comportamento da relação entre a queima e perda de GASA *offshore* e a produção de GASA *offshore*, a revelar uma dispersão de dados mais homogênea a partir de 2020, na busca para o abrigo do atendimento legal da Resolução n.º 806. Para efeito deste estudo, foram considerados os formatos das variáveis analisadas.

Com isso, as análises de dados das medidas de tendência central indicam que a comparação percentual entre queima e perda de GASA *offshore* e a produção de GASA *offshore* apresentam comportamentos estáveis e monótonos a partir de 2020, favorecendo a predição pela estabilidade.

Satisfeitas as análises, explicadas pelos dados estatísticos e à tendência de uma distribuição normal mais homogênea a partir de 2020, este estudo avança com segurança para a etapa da modelagem das funções de tendências através do método estatístico de regressão.

4.1 Comparação Produção GASA *offshore* com Injeção GASA *offshore*

Para resumir a observação do conjunto de dados, geraram-se as medidas de tendência central, junto às de dispersão, para explicar o quanto os dados da série histórica estão desviados da linha central.

Após sucessivas modelações, encontrou-se a função de tendência que mais se ajusta aos dados estatísticos da produção de GASA *offshore*, equação 4.1, com coeficiente de determinação R^2 igual a 0,9816, e função de tendência da injeção de GASA *offshore*, equação 4.2, com coeficiente de determinação R^2 igual a 0,9675, conforme os gráficos da Figura 4.2.

$$f(x) = 580833e^{0,0069x} \quad (4.1)$$

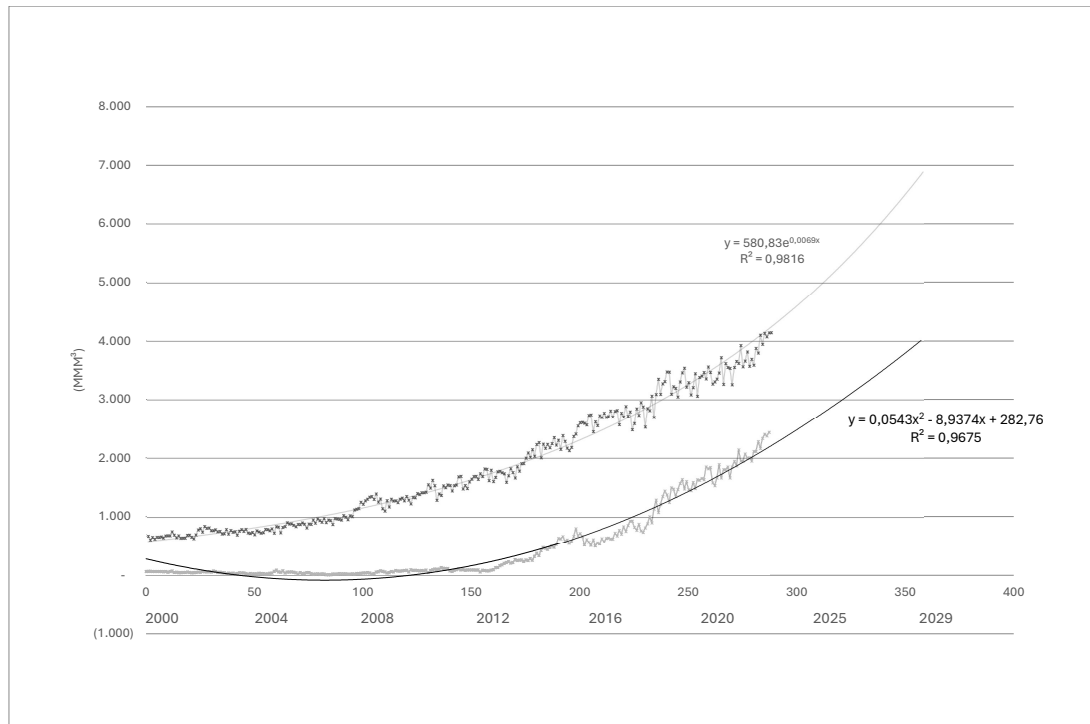


Figura 4.2: Evolução das Curvas Produção e Injeção de GASA *offshore*

$$f(x) = 54,31x^2 - 8937,4x + 282765 \quad (4.2)$$

O modelo que se ajusta à produção do GASA *offshore* é dado pela equação 4.1 e à injeção do GASA *offshore* é dada pela equação 4.2.

Uma vez que a curva da equação 4.2 acompanha a evolução da curva da produção do GASA *offshore* de toda a série histórica em estudo, além da previsão do crescimento contínuo da produção de GN, impulsionado pela entrada em operação de novas FPSO, validaram-se ambas as curvas de crescimento.

Diante disso, a validade dos dados permite ascender para a queima e perdas do GASA *offshore*, explicando-se a confiabilidade dos dados estimados.

4.2 Queima e perda GASA *offshore* e Produção GASA *offshore*

Para efeito deste estudo, considerando-se remota a possibilidade de nova descoberta da magnitude como a do Pré-Sal, que provocou a elevada dispersão em meados de 2009, Figura 4.1, para a tendência da queima e perda de GASA *offshore*, validaram-se os dados da série histórica a partir de meados de 2009.

Com a análise de dados da relação entre a queima e perda de GASA *offshore* e a produção de GASA *offshore*, gerou-se a equação 4.3 e a respectiva curva da Figura 4.3.

Do mesmo modo, gerou-se a curva de tendência para além dos dados observados, cuja equação 4.3 e o coeficiente de determinação R_2 , igual a 0,9012, demonstram graficamente um comportamento decrescente e monótono. Predição pela busca da estabilidade de um regime permanente.

$$f(x) = 44092x^{-0,542} \quad (4.3)$$

Encontra-se destacado na Figura 4.3 o limitador de 3% da produção de GASA *offshore*, ilustrando a predição para o atendimento ao abrigo da Resolução n.º 806.

Considerando apenas os dados a partir de 2020, quando a distribuição da medida central se demonstrou mais homogênea, e estendendo para o cenário de um universo de macroprodução do Pré-Sal, obtêm-se a síntese da relação entre queima e perda de GASA *offshore* e a produção de GASA *offshore*, Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Relação da queima e perda/produção

Ano	Mês	Produção (Mm ³)	Queima e perda (Mm ³)	Queima e perda /produção (%)
2020	Janeiro	3.473.411	111.865	3,22
2020	Fevereiro	3.097.429	94.119	3,04
2020	Março	3.223.064	92.585	2,87

Ano	Mês	Produção (Mm ³)	Queima e perda (Mm ³)	Queima e perda /produção (%)
2020	Abril	3.198.002	69.311	2,17
2020	Mai	3.048.821	74.930	2,46
2020	Junho	3.305.259	83.778	2,53
2020	Julho	3.460.073	112.744	3,26
2020	Agosto	3.540.831	112.956	3,19
2020	Setembro	3.219.207	93.615	2,91
2020	Outubro	3.294.116	84.126	2,55
2020	Novembro	3.084.756	81.119	2,63
2020	Dezembro	3.208.165	82.985	2,59
2021	Janeiro	3.446.276	79.708	2,31
2021	Fevereiro	3.060.514	83.767	2,74
2021	Março	3.380.818	87.367	2,58
2021	Abril	3.405.524	74.087	2,18
2021	Mai	3.468.144	77.608	2,24
2021	Junho	3.358.352	81.694	2,43
2021	Julho	3.560.212	97.670	2,74
2021	Agosto	3.467.545	84.285	2,43
2021	Setembro	3.269.419	107.451	3,29
2021	Outubro	3.306.885	117.969	3,57
2021	Novembro	3.354.188	103.093	3,07
2021	Dezembro	3.458.828	92.026	2,66
2022	Janeiro	3.719.396	88.961	2,39
2022	Fevereiro	3.264.446	72.632	2,22
2022	Março	3.620.153	79.082	2,18
2022	Abril	3.550.605	69.943	1,97
2022	Mai	3.538.075	131.187	3,71
2022	Junho	3.257.906	119.569	3,67
2022	Julho	3.553.561	114.135	3,21
2022	Agosto	3.655.964	93.542	2,56
2022	Setembro	3.622.558	85.060	2,35

Ano	Mês	Produção (Mm ³)	Queima e perda (Mm ³)	Queima e perda /produção (%)
2022	Outubro	3.925.466	81.020	2,06
2022	Novembro	3.565.749	98.197	2,75
2022	Dezembro	3.660.970	103.097	2,82
2023	Janeiro	3.816.201	115.144	3,02
2023	Fevereiro	3.574.218	95.725	2,68
2023	Março	3.691.252	100.480	2,72
2023	Abril	3.592.369	100.284	2,79
2023	Mai	3.877.679	107.470	2,77
2023	Junho	3.798.097	119.734	3,15
2023	Julho	4.100.491	117.896	2,88
2023	Agosto	3.947.840	99.807	2,53
2023	Setembro	4.132.199	86.007	2,08
2023	Outubro	4.073.640	100.600	2,47
2023	Nov	4.141.905	83.547	2,02
2023	Dez	4.143.335	87.112	2,10
			Média	2,68

Embora tenham ocorrido quatro eventos em 2020, três em 2021, três em 2022 e dois em 2023, que ultrapassaram os limites dos 3% da produção de GASA *offshore*, as análises projetam uma suave redução continuada, a alcançar os 2,00% da produção de GASA *offshore* em 2035 e 1,54% em 2050. A média total destes quatro últimos anos permaneceu em 2,68%.

Nesse contexto, a considerar as metas para médio e longo prazos, cabe destacar que [26]:

“A indústria de óleo e gás tem um importante papel em minimizar suas emissões operacionais e entregar produtos menos intensivos em carbono, uma vez que cenários de transição energética ainda apontam papel relevante para derivados de petróleo nas próximas décadas.”

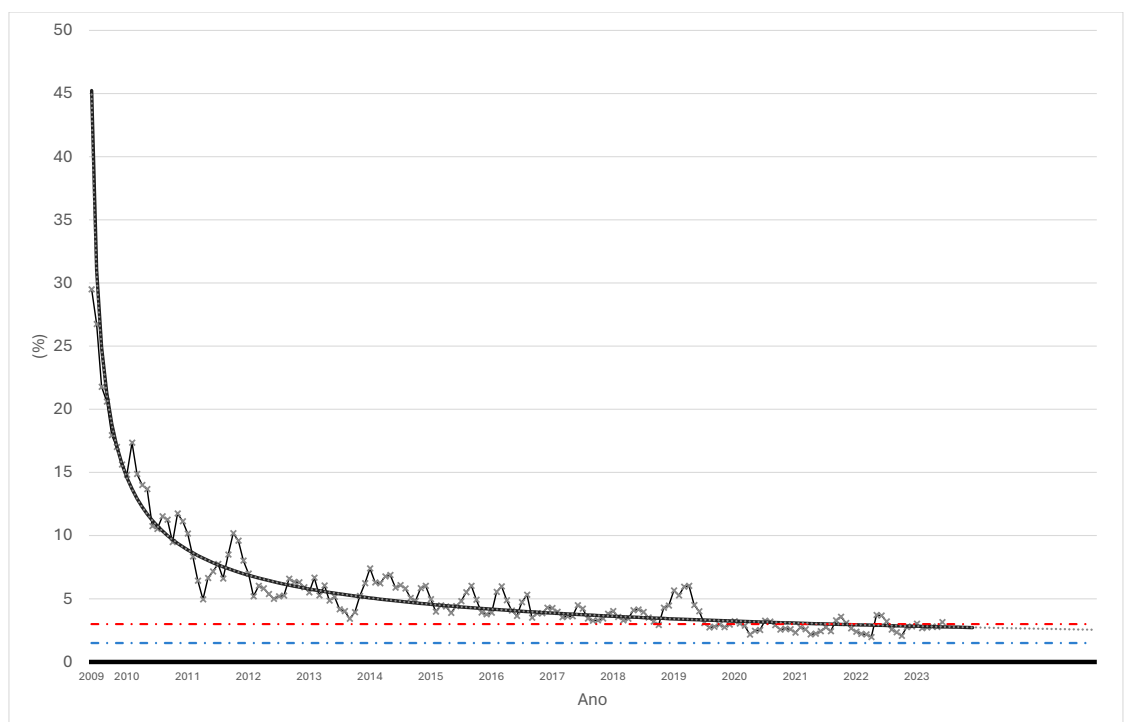


Figura 4.3: Relação entre a queima e perda de GASA *offshore* pela produção GASA *offshore*, equação 4.3, com o limitador de 3% da Resolução n.º 806

Ciente de que a transição para uma economia de baixo carbono pode afetar a demanda por combustíveis fósseis, foram definidas, através do Plano Estratégico da Petrobras, ações para a gestão dos compromissos de redução de emissões do GEE, além de atividades para inovação tecnológica.

Neste Plano Estratégico [26], reviu-se o conjunto de compromissos de sustentabilidade publicados para o horizonte 2025 e 2030, sendo seis relacionados às emissões de GEE. Entre eles:

Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30% até 2030;

Zero queima de rotina em *flare* até 2030;

Injeção de 80 MMT CO₂ até 2025 em projetos de CCUS;

Atingir intensidade de 15 kg CO_{2e} / boe até 2025;

Redução de 55% na intensidade de emissões de CH₄ no segmento de *upstream* até 2025.

4.3 Limites Ultrapassados

Embora ocultos, mas fundamentais para validar os resultados deste estudo, realizou-se exaustivas tentativas de modelação para obter as equações aderentes aos modelos de previsões, contudo dezenas destes modelos ultrapassaram os limites dos parâmetros da estatística descritiva.

A equação 4.4 exemplifica um desses limites ultrapassados, apesar do coeficiente de determinação R^2 próximo da unidade, 0,9744. Tal exemplo encontra-se ilustrado na Figura 4.4, revelando a impossível superação da função exponencial 4.4 da injeção de GASA *offshore* com a função exponencial 4.1 da produção de GASA *offshore*.

$$f(x) = 14085e^{0,0177x} \quad (4.4)$$

A presença de dados atípicos, em inglês *outliers*, causado por falhas ou fenômenos desconhecidos, pode ocasionar discrepância nos resultados, uma vez que a estatística

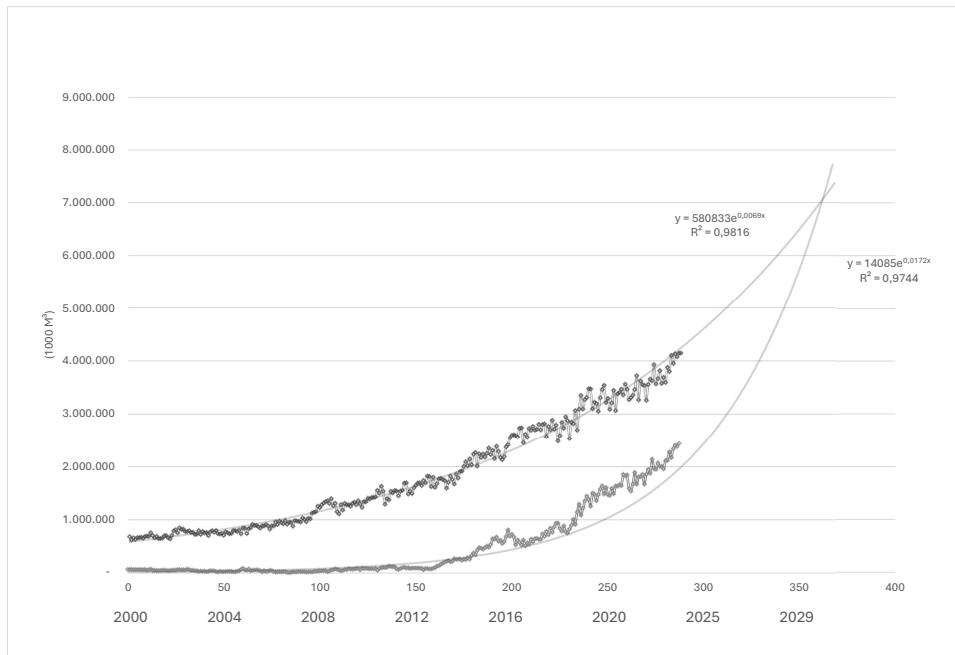


Figura 4.4: Encontro das Funções exponenciais da Produção de GASA *offshore*, equação 4.1 e da Injeção de GASA *offshore*, equação 4.4

descritiva é sensível a isto.

Fenômenos como, em inglês, *overfitting* e *underfitting* e a presença de ruídos aleatórios também podem provocar uma variabilidade não explicada por este modelo, impossibilitando encontrar uma relação entre as variáveis.

4.4 Síntese dos Resultados

Uma vez validado o ajuste do modelo com os dados da série histórica, adotou-se a FPSO Cidade de Itaguaí, que encontra-se em plena atividade desde meados de 2015, como uma unidade de produção marítima de referência, para simular a produção de GASA *offshore* com o potencial consumo de CH₄ para alimentar o sistema Hy.GEN 300, Figura 3.1, consumindo 150 Nm³/h.

A partir de 2020, selecionou-se os dados da produção do GASA *offshore* dos oito poços satélites da FPSO Cidade de Itaguaí, considerando-se o máximo tempo mensal de produção, cuja relação consumo estimado pela movimentação encontra-se

na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Relação consumo de CH₄/produção de GASA da FPSO Cidade de Itaguaí

Ano	Mês	Produção GN (Mm³/h)	Relação consumo /produção	Tempo de produção mensal (h)
2020	Janeiro	314,74	0,0445	744
2020	Fevereiro	315,28	0,0444	696
2020	Março	253,62	0,0552	744
2020	Abril	314,83	0,0445	720
2020	Mai	320,58	0,0437	744
2020	Junho	315,19	0,0444	720
2020	Julho	308,89	0,0453	744
2020	Agosto	305,71	0,0458	744
2020	Setembro	305,90	0,0458	720
2020	Outubro	125,64	0,1114	360
2020	Novembro	266,53	0,0525	715
2020	Dezembro	275,12	0,0509	751
2021	Janeiro	278,67	0,0502	744
2021	Fevereiro	273,18	0,0512	664
2021	Março	260,31	0,0538	744
2021	Abril	207,41	0,0675	714
2021	Mai	263,35	0,0532	744
2021	Junho	274,35	0,0510	720
2021	Julho	274,79	0,0509	744
2021	Agosto	267,85	0,0523	744
2021	Setembro	278,25	0,0503	720
2021	Outubro	299,88	0,0467	744
2021	Novembro	299,88	0,0467	718
2021	Dezembro	315,09	0,0444	744
2022	Janeiro	322,04	0,0435	744

Ano	Mês	Produção GN (Mm³/h)	Relação consumo /produção	Tempo de produção mensal (h)
2022	Fevereiro	328,91	0,0426	672
2022	Março	324,75	0,0431	744
2022	Abril	308,95	0,0453	720
2022	Maiο	198,75	0,0704	479
2022	Junho	211,75	0,0661	744
2022	Julho	289,63	0,0483	744
2022	Agosto	237,70	0,0589	720
2022	Setembro	294,07	0,0476	720
2022	Outubro	274,10	0,0511	744
2022	Novembro	253,11	0,0553	720
2022	Dezembro	270,49	0,0518	744
2023	Janeiro	269,31	0,0520	744
2023	Fevereiro	268,37	0,0522	672
2023	Março	305,83	0,0458	744
2023	Abril	299,73	0,0467	720
2023	Maiο	299,74	0,0467	743
2023	Junho	287,41	0,0487	720
2023	Julho	524,43	0,0267	620
2023	Agosto	89,71	0,1561	312
2023	Setembro	293,53	0,0477	720
2023	Outubro	217,35	0,0644	744
2023	Novembro	299,69	0,0467	720
2023	Dezembro	304,68	0,0459	744
	Média	281,02	0,0531	705

Da Tabela 4.6, destaca-se que o consumo de 150 Nm³/h de GASA para o processamento de H₂ permaneceria entre 0,0267% e 0,1561% da produção de GASA *offshore*.

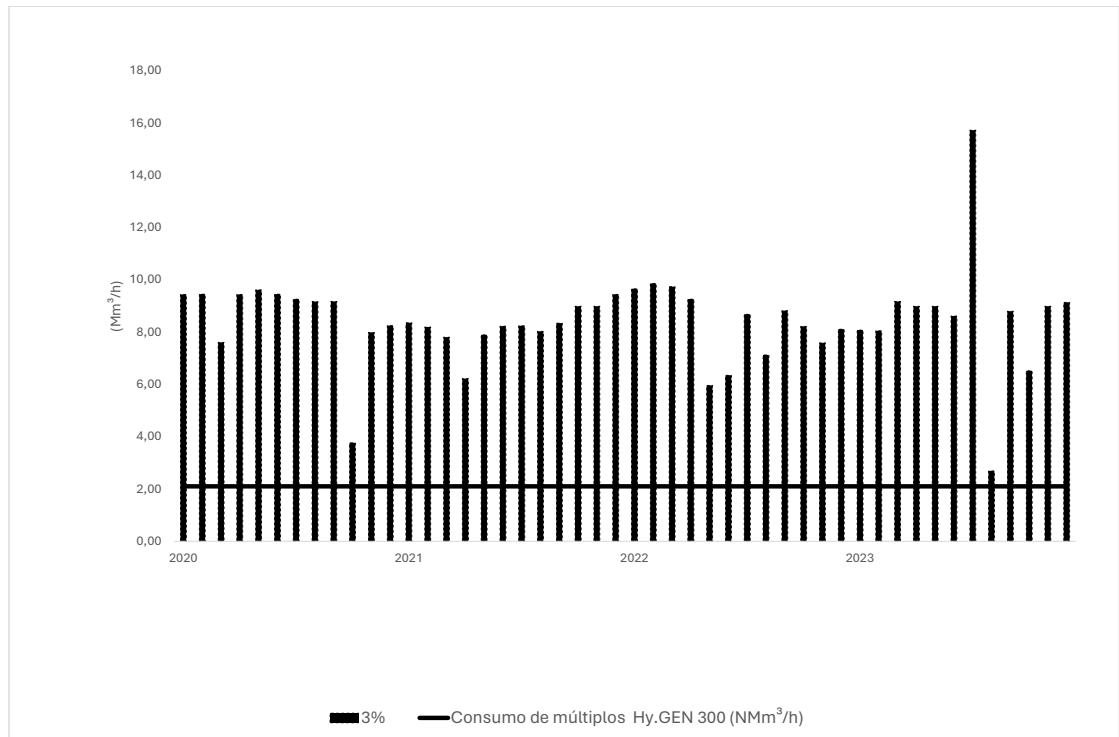


Figura 4.5: Comparação de 3% da produção de GASA *offshore* com o consumo estimado de múltiplos processadores de H₂ Hy.GEN 300

A Figura 4.5 ilustra uma simulação do consumo de GN de catorze processadores de H₂ Hy.GEN 300 frente aos 3% da produção de GASA da FPSO Cidade de Itaguaí. Tal quantidade de processadores Hy.GEN 300 foi limitada por corresponder aproximadamente a 80% da menor produção mensal da série.

Portanto, considerando o enquadramento em 3% das queimas ordinárias de GASA *offshore*, através da leitura do gráfico 4.5, pode-se inferir com segurança que o volume máximo permitido para queima e perda de GASA *offshore* na FPSO Cidade de Itaguaí teria capacidade para alimentar múltiplos processadores de H₂ Hy.GEN 300. Neste caso, a média observada dos 3% da produção de GASA foi de 4,22 Mm³/h, sendo que estima-se o consumo para processar H₂ pelo Hy.GEN 300 de 0,15 NMm³/h.

4.5 Síntese dos Resultados do Modelo

A esperar um crescimento econômico constante do setor de E&P, pode-se inferir que a queima e perda de GASA *offshore* também crescerá.

Encontram-se na Figura 4.6 três séries. São elas:

Série histórica, Figura 4.1, da queima e perda de GASA *offshore*, de 2000 até 2023;

Modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore* se nada for feito, de 2024 em diante;

Modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore*, uma vez que parte do GASA *offshore* seria usado na produção de H₂, de 2024 em diante.

O modelo de previsão de crescimento da queima e perda de GASA *offshore* que descreve uma trajetória exponencial encontra-se representado pela curva superior contínua da Figura 4.6. Este crescimento esperado deverá ser impulsionado pela entrada em operação de FPSO de companhias do setor.

Ainda na Figura 4.6, para um melhor cenário a simular a implantação e implementação de catorze sistemas Hy.GEN 300 em cada unidade marítima de E&P brasileira, estima-se que a queima e perda de GASA *offshore* deverá ser atenuada conforme ilustrado pela curva inferior trecejada do modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore*.

Os resultados com redução aproximada da queima e perda de GASA *offshore* representada graficamente pela área entre ambas as curvas dos modelos de previsão e respectivos indicadores encontram-se na Tabela 4.7.

Para o cenário aqui apresentado, até 2050 seria estimada uma produção média de H₂ de aproximadamente de 36.792 Mm³/ano, totalizando 956.592 Mm³ ao longo desses 26 anos analisados.

Considerando o volume molar de um gás ideal na condição *Standard Test Pressure* (STP) de aproximadamente 22,414 l/mol e a massa molar do H₂ igual a 2,016 g/mol, as emissões em kg de CO₂ seriam atenuadas com o uso da tecnologia CCUS conforme indicado na Tabela 4.8.

Tabela 4.7: Síntese dos resultados da queima e perda de GASA *offshore*

	Queima e perda se nada feito (MMm ³)	Queima e perda com prod. H_2 (MMm ³)	Δ (MMm ³)	Redução (%)
2024 a 2035	22.923	15.185	7.738	33,7
2024 a 2040	38.571	24.531	14.040	36,4
2024 a 2050	90.797	52.799	37.997	41,8

Tabela 4.8: Síntese dos resultados da produção de H_2

	Produção de H_2 (Mm ³)	Emissões CO_2 sem CCUS (Mt)	Emissões CO_2 com CCUS (Mt)
2024 a 2035	3.456	932	310
2024 a 2040	4.896	1.321	440
2024 a 2050	7.776	2.094	698

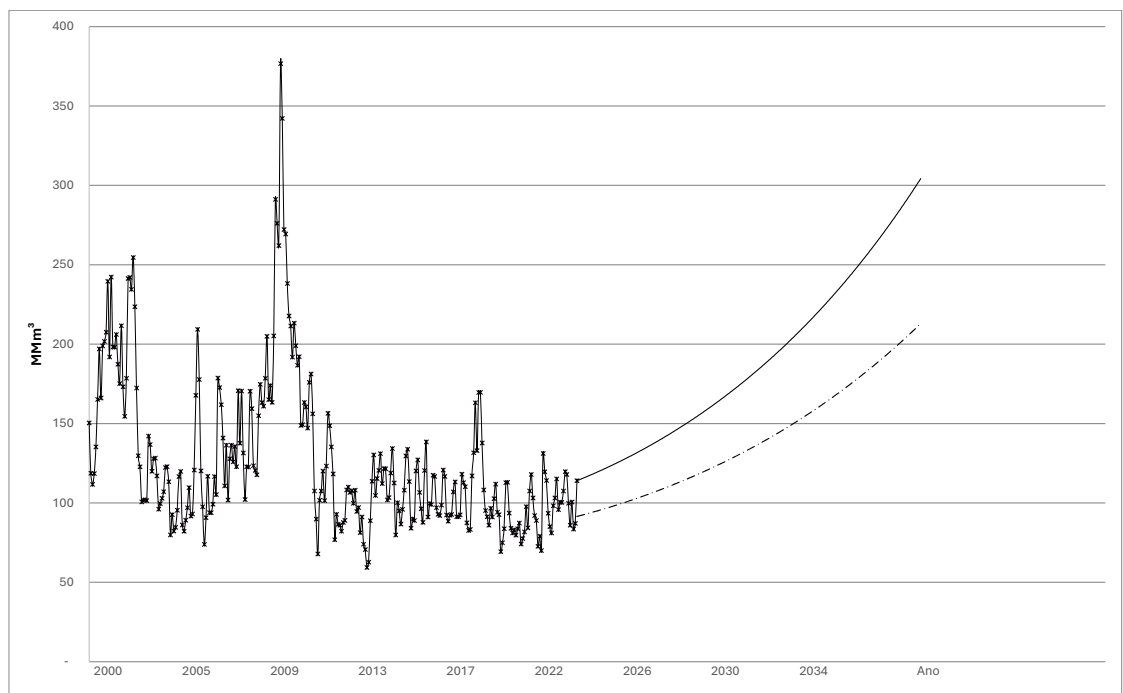


Figura 4.6: As três curvas: Curva da série histórica da queima e perda de GASA *offshore*, Figura 4.1, de 2000 a 2023; curva superior contínua do modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore*, se nada for feito; e a curva inferior tracejada do modelo de previsão da queima e perda de GASA *offshore* simulando a utilização do GASA *offshore* para alimentação de catorze sistemas de processamento Hy.GEN 300

Capítulo 5

Conclusão e Trabalhos Futuros

Produzir H_2 através do SMR depende da disponibilidade de matéria-prima, abundante no cenário da E&P *offshore*.

O presente conceito apresenta um modelo de aproveitamento da parcela estéril das queimas ordinárias do GASA, para incrementar a sua utilização, levando à produção de H_2 .

A seleção dos equipamentos, Figura 3.1, demonstra uma possível solução técnica diante da inevitável queima ordinária do GASA. Essa solução passa pela implantação e implementação de sistemas descentralizados de processamento de H_2 nas FPSO, sendo uma alternativa resiliente e fiável para aumentar o índice de utilização do GASA *offshore*.

A síntese dos resultados demonstra que o GASA atualmente queimado na FPSO Cidade de Itaguaí seria suficiente para alimentar até catorze sistemas de processamento de H_2 sem interferir na rotina de produção desta.

Este conceito, se equipado com a tecnologia complementar CCUS, possibilita uma solução permanente a promover o caminho para a neutralidade carbônica, resultando numa proposta de emissões de baixo carbono. Com captura local do carbono elimina-se a logística e destino final resíduo. Esta solução também contribui tecnicamente para o deslocamento do fluido na elevação artificial do óleo bruto.

Nos últimos quatro anos, a média da queima e perda de GASA foi de 2,68%. Baseado nos dados, o modelo de previsão estima-se alcançar 2% da produção de

GASA em 2035, 1,54% em 2050 e alcançar as cercanias de 1% no final deste século.

A análise de dados também identificou que o modelo da equação 4.3 indica uma tendência redução gradual ao encontro do abrigo da Resolução n.º 806. Contudo, persistem dúvidas e incertezas quanto ao alcance da neutralidade carbônica até 2050 e à eliminação total da queima de rotina nas unidades de produção marítima até 2030.

Esta abordagem oferece uma alternativa de solução técnica segura e fiável, frente ao abastecimento convencional, adaptado ao cenário *offshore*, pondo em prática mais uma maneira de utilização do GASA, aliado ao compromisso de promover a neutralidade carbônica.

5.1 Trabalhos Futuros

Sendo a transição energética uma necessidade pela preservação ambiental, a busca por uma matriz energética concorrente à dos combustíveis fósseis encontra-se cada vez evidente.

Nesse sentido, como uma possível solução a médio e longo prazo e como oportunidade para trabalhos futuros, encontra-se a necessidade de avançar nos estudos técnicos no que refere-se ao dimensionamento do sistema para fornecimento de água potável para o processamento de H₂. Isso porque a água potável das unidades de produção marítima provém dos sistemas internos de dessalinização da água do mar, motivo pelo qual, o que poderá implicar restrições para o seu uso, a depender de cada projeto.

Além disso, ainda como parte da etapa de estudo de oportunidade, sugere-se como trabalho futuro o aprimoramento deste conceito inovador através de estudos de análise de investimentos, visando encontrar alternativas econômico-financeiras para alcançar as metas de neutralidade carbônica propostas pelas agendas políticas.

Bibliografia

- [1] *Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal*, <http://www.epe.gov.br>, 2020. URL: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-sobre-o-aproveitamento-do-gas-natural-do-pre-sal->. Acedido: jul/2024.
- [2] BBC, *Nigeria oil spill'could hit fisheries'*, 2011. URL: <https://www.bbc.co.uk/news/world-africa-16320764>. Acedido: mai/2024.
- [3] ANP, *centrais-de-conteudo/dados-estatisticos*, 2024. URL: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acedido: fev/2024.
- [4] Brasil, “Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Políticas Energéticas e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.” *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, 1997. URL: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm. Acedido: jul/2024.
- [5] Petrobras, *Pré-Sal: 15 anos de uma conquista que fez história*, 2024. URL: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/nossas-atividades/pre-sal-15-anos-de-uma-conquista-que-fez-historia>. Acedido: fev/2024.
- [6] DGEG, *Integração do H2 nas cadeias de valor*, 2019. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/hidrogenio/publicacoes-dgeg-na-area-do-hidrogenio/>. Acedido: mai/2024.

- [7] F. M. Santos e F. A. Santos, “Combustível ‘hidrogénio’,” *Millenium*, pp. 252–270, 2005.
- [8] O. Massarweh, M. Al-khuzaei, M. Al-Shafi, Y. Bicer e A. S. d. a. d. a. Abushaikha, “Blue hydrogen production from natural gas reservoirs: A review of application and feasibility,” *Journal of CO2 Utilization*, 2023. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102438>. Acedido: jul/2024.
- [9] DGEG, “Roteiro e Plano de ação para o Hidrogénio em Portugal,” *Direção Geral de Energia e Geologia*, 2019. URL: <https://www.ap2h2.pt/documentos.php?id=5>. Acedido: jul/2024.
- [10] P. L. Spath e M. K. Mann, “Life cycle assessment of a natural gas combined cycle power generation system,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), rel. téc., 2000. URL: <https://www.osti.gov/biblio/776930>. Acedido: jul/2024.
- [11] R. Soltani, M. Rosen e I. Dincer, “Assessment of CO2 capture options from various points in steam methane reforming for hydrogen production,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 39, n.º 35, pp. 20 266–20 275, 2014. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.09.161>. Acedido: jul/2024.
- [12] G. Franchi, M. Capocelli, M. De Falco, V. Piemonte e D. Barba, “Hydrogen production via steam reforming: A critical analysis of MR and RMM technologies,” *Membranes*, 2020. URL: <https://doi.org/10.3390/membranes10010010>, Acedido: jul/2024.
- [13] P. Sun e A. Elgowainy, “Updates of Hydrogen Production from SMR Process in GREET,” Technical report, rel. téc., 2019. URL: https://greet.anl.gov/files/sme_h2_2019. Acedido: jul/2024.
- [14] R. Rapier, *Estimating The Carbon Footprint of Hydrogen Production*, 2020. URL: <https://www.forbes.com/sites/rrapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/>. Acedido: jul/2024.
- [15] A. Aliyu, *New IEAGHG Technical Report: 2022-07 Low Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap*, 2022. URL: <https://www.ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2022-07-low-carbon-hydrogen-from-natural-gas-global-roadmap>. Acedido: jul/2024.

- [16] A. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo e A. Kumar, “Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions,” *Energy Conversion and Management*, 2022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>. Acedido: jul/2024.
- [17] Petrobras, *Petrobras coloca o FPSO Sepetiba em produção no Pré-Sal*, 2023. URL: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-coloca-o-navio-plataforma-sepetiba-em-producao-no-pre-sal>. Acedido: dez/2023.
- [18] A. Alves, *Estatística Aplicada: Análise de Dados*. Brasil: Aprender Estatística Fácil, 2024.
- [19] R. C. Guimarães e J. Sarsfield Cabral, *Estatística, 2ª Edição*. 2010.
- [20] N. P. Castanheira, *Estatística aplicada a todos os níveis*. Editora Intersaberes, 2023.
- [21] M. A. T. Pereira e P. J. Pereira, *Estatística Aplicada à Engenharia*. 2018. URL: <https://docplayer.com.br/87574246-Estatistica-aplicaenhariamonica-aparecida-tome-pereira-paulo-jose-pereira.html>. Acedido: jul/2024.
- [22] P. Wells, *New Class of Hydrogen Ship Design from C-Job*, 2022. URL: <https://www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/new-class-of-hydrogen-ship-design-from-20220503>. Acedido: mai/2024.
- [23] I. IEA, “The future of hydrogen,” rel. téc., 2019. URL: [The%20future%20of%20hydrogen%20-%20Seizing%20today's%20opportunities](https://www.iea.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction). Acedido: jul/2024.
- [24] E. Taibi, R. Miranda, M. Carmo e H. Blanco, “Green hydrogen cost reduction,” 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>. Acedido: jul/2024.
- [25] O. J. Guerra Fernandez e D. Rough, “Hydrogen Considerations Tree: Executive Deck,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), rel. téc., 2023. URL: <https://www.osti.gov/biblio/2204708>. Acedido: jul/2024.

[26] Petrobras, *Relatório de Sustentabilidade*, Dez de 2022. URL: <https://sustentabilidade.petrobras.com.br/>. Acedido: mai/2024.