



Alvarez & Marsal Consultoria Em Engenharia Ltda.
Rua Surubim, 577 – 20º andar – cj 202 – Brooklyn Novo
04571-050 – São Paulo – SP, Brazil
Phone: + 55 11 5506-4059
Fax: +55 11 3478-0540



Paper

Eólicas Offshore e Hidrogênio Verde



Data de Emissão do Relatório: 26 de Julho de 2022

Revisão: 01

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO, PREMISSAS E RESSALVAS.....	7
2.	EÓLICA OFFSHORE: CARACTERIZAÇÃO DA ESTRUTURA DE INVESTIMENTO EM EÓLICA OFFSHORE.....	9
2.1.	CAPEX.....	9
2.1.1.	COMPOSIÇÃO DA ESTRUTURA TÍPICA DE CUSTEIO DO INVESTIMENTO NO PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	9
2.1.2.	CUSTEIO UNITÁRIO E BENCHMARKS DE CAPEX	14
2.1.3.	CENÁRIOS FUTUROS DE CAPEX	18
2.2.	OPEX	20
2.2.1.	COMPOSIÇÃO DA ESTRUTURA TÍPICA DE CUSTEIO OPERACIONAL.....	20
2.2.2.	CUSTEIO UNITÁRIO E BENCHMARKS	21
2.2.3.	CENÁRIOS FUTUROS	24
2.3.	SISTEMA DE TRANSMISSÃO	26
2.3.1.	CAPEX: COMPOSIÇÃO DA ESTRUTURA TÍPICA DE CUSTEIO DO INVESTIMENTO PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	27
2.3.2.	CAPEX: CUSTEIO UNITÁRIO E BENCHMARKS DE CAPEX	30
2.4.	CENÁRIOS FUTUROS DE CAPEX	31
2.5.	CUSTOS OPERACIONAIS	33
2.6.	ESTUDO DE VIABILIDADE	33
2.6.1.	PREMISSAS	33
2.6.2.	RESULTADOS	34
3.	HIDROGÊNIO VERDE	37
3.1.	CONCEITO.....	37
3.1.1.	OUTRAS FORMAS DE OBTENÇÃO DE HIDROGÊNIO	37
3.2.	UTILIZAÇÃO E FINALIDADES	38
3.3.	COMPLEMENTARIDADE TECNOLÓGICA: EÓLICA OFFSHORE E HIDROGÊNIO	40
3.4.	PROCESSO E TECNOLOGIA	40
3.5.	MATERIAIS	42
3.6.	PROJETOS.....	44
3.6.1.	BRASIL.....	44
3.6.1.1.	PROJETOS EM ANDAMENTO.....	44

3.6.1.2. PLANOS NACIONAIS.....	45
3.6.1.3. REGULAÇÃO	47
3.6.1.4. CONTEXTO ATUAL PARA NOVOS PROJETOS	47
3.6.1.5. VANTAGENS COMPETITIVAS	48
3.7. MUNDO.....	48
3.8. EXPORTAÇÃO E LOGÍSTICA.....	48
3.9. INVESTIMENTOS E VALORES	50
3.10. ANÁLISE DE VIABILIDADE DE HIDROGÊNIO	52
3.11. ESTUDO DE VIABILIDADE	53
3.11.1. PREMISSAS	53
3.11.2. RESULTADOS	54
4. PRÓXIMOS PASSOS.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo entre principais tecnologias de transmissão.....	29
Tabela 2: Custos considerados para tecnologias de transmissão offshore	30
Tabela 3: Premissas para a análise de Eólicas Offshore	33
Tabela 4: Premissas de Custo do Capital Próprio (Ke)	34
Tabela 5: Preço a sensibilidades de Ke e OpEx.....	34
Tabela 6: Preço a sensibilidades de Ke e CapEx	34
Tabela 7: Preço a sensibilidades de CapEx e OpEx	35
Tabela 8: Tabela comparativa entre as reações de Eletrólise da água.....	42
Tabela 9: Premissas gerais para análise de hidrogênio verde.....	53
Tabela 10: Preço a sensibilidades de Ke e OpEx (H2V)	54
Tabela 11: Preço a sensibilidades de Ke e CapEx (H2V).....	54
Tabela 12: Preço a sensibilidades de CapEx (H2V) e OpEx (H2V).....	54
Tabela 11: Preço a sensibilidades de Ke e CapEx (H2V e Eólicas Offshore)	55
Tabela 12: Preço a sensibilidades de CapEx (H2V e Eólicas Offshore) e OpEx (H2V)	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Breakdown de CapEx para projetos Eólicos Offshore	9
Figura 2: Ranges no CapEx Breakdown	11
Figura 3: Breakdown de custos totais de instalação em 2013, 2016, 2017 e 2019	11
Figura 4: <i>Material Breakdown</i> de usinas eólicas onshore vs offshore	12
Figura 5: Participação de outros metais na cadeia de valor de usinas eólicas offshore.	13
Figura 6: Cadeia de valor de materiais nas usinas eólicas Fonte: GWEC (2022).....	13
Figura 7: Comparação de breakdown e custos de CapEx de usinas eólicas Onshore e Offshore.....	14
Figura 8: Evolução do custo médio de instalação de usinas de geração renovável entre 2010 e 2021	15
Figura 9: Comparação entre CapEx e Capacidade em Projetos Offshore.....	16
Figura 10: Variação histórica de custos em projetos na Europa e Asia.	17
Figura 11: Comparação histórica de custos, com respectivo breakdown	18
Figura 12: Variação de custos históricos entre 2010 e 2020 entre países	18
Figura 13: Histórico e projeções de preço.....	19
Figura 14: Histórico e projeções de preço.....	19
Figura 15: Benchmark nacional e internacional de usinas eólicas onshore.	20
Figura 16: Breakdown de OpEx para Usinas Eólicas Offshore	21
Figura 17: OpEx médio para plantas eólicas Offshore	22
Figura 18: Evolução dos custos operacionais de acordo com idade operacional dos ativos de geração eólica offshore	23
Figura 19: OpEx por capacidade instalada	23
Figura 20: Projeções de custos de OpEx para projetos futuros	24
Figura 21: Sinergias de mão de obra entre necessidade de Eólicas Offshore e O&G Offshore	26
Figura 22: Tecnologias preferenciais de transmissão de acordo com distância e capacidade instalada.....	27
Figura 23: Estrutura dos métodos de transmissão de energia para parques offshore	28
Figura 24: Custos Totais - Usina com 300MW instalados Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)	30
Figura 25: Custos Totais - Usina com 600MW instalados Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)	31
Figura 26: Custos Totais - Usina com 900MW instalados Custos Totais - Usina com 600MW instalados	31
Figura 27: Diferenças entre a projeção do modelo atual (à esquerda) versus modelo integrado (à direita). Fonte: National Grid ESO(2020)	32
Figura 28 - Consumo de Hidrogênio, classificado por tipo de uso	39
Figura 29: Esquema representativo da eletrólise da água.....	41
Figura 30: Processos Químicos de Eletrólise da água.....	41
Figura 31: Ilustração das partes do Eletrolisador (nível da célula).....	42
Figura 32: Países detentores das reservas de materiais utilizados no Eletrolisador	43
Figura 33 - Preferência de tipo de Hidrogênio por região da Europa	44
Figura 34: Pilares do Programa Trienal do PNH2	46

Figura 35: Eixos temáticos do PNH2	47
Figura 36: Possível cenário de rotas de fornecimento de hidrogênio verde em 2050.....	49
Figura 37 - Distribuição da Demanda Global de Hidrogênio.....	50
Figura 38 - Estimativa de avanços do preço de Hidrogênio.....	50
Figura 39: Relação do Custo de Energia com o Preço do Hidrogênio Verde	51
Figura 40: Fatores de Redução do Preço do Hidrogênio Verde	52
Figura 41: Comparação de eficiência de conversão de energia por método de obtenção de hidrogênio	52
Figura 43: Comparação do custo de Operação e Manutenção em relação ao CapEx por método de obtenção de hidrogênio	53

1. 4INTRODUÇÃO, PREMISSAS E RESSALVAS

Ao ter acesso a este material, você expressamente concorda com os termos de uso e condições sobre limitações de responsabilidade descritos abaixo.

Este relatório foi elaborado pela Alvarez & Marsal Consultoria em Engenharia Ltda. (“A&M”) no âmbito da parceria firmada entre A&M e ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias datado de 26 de julho de 2023, sendo certo que todo o seu conteúdo, alcance e limitações estão sujeitos aos termos e condições estabelecidos no Contrato. Todos os elementos deste relatório são confidenciais e não poderão, sem a prévia autorização da A&M ou ABEEólica, serem distribuídos para quaisquer terceiros (seja entidades públicas ou privadas, pessoas físicas ou jurídicas) sendo certo que a divulgação deste material poderá ensejar as cominações legais por quebra de confidencialidade além de aspectos indenizatórios em favor da A&M ou ABEEólica por qualquer reclamação que esta venha a sofrer pela não observância desta confidencialidade.

Ademais, cumpre mencionar que este relatório contém análises preparadas segundo a expertise da A&M valendo-se de informações públicas ou de propriedade da A&M, o que implica dizer que não há qualquer garantia por parte da A&M que as projeções aqui contidas representem qualquer garantia ou declaração da A&M quanto à possibilidade de sua materialização no futuro e, também, não representam, em qualquer hipótese uma recomendação de investimentos ou desinvestimentos. Toda e qualquer decisão tomada por aqueles que tiveram ou venham a ter acesso a este relatório dar-se-ão por sua própria percepção do risco e por suas investigações próprias quanto aos dados relevantes de mercado, sendo este relatório meramente informativo.

O projeto: “*Eólicas Offshore e Hidrogênio Verde*” tem como finalidade única a avaliação de estimativas para viabilização técnica e econômica das tecnologias de offshore e hidrogênio verde no Brasil. Neste sentido, há de se considerar o recorte metodológico e de informações ao longo do tempo, sendo certo que a A&M não se responsabiliza por quaisquer estimativas apresentadas, seja neste, ou em outros materiais gerados ao longo do desenvolvimento deste estudo. Este relatório possui somente bases informacionais, qualquer dado específico ou objetivo de entidades e participantes da indústria em específico.

Apenas e tão somente a ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica) e seus respectivos sócios dos quais tais entidades tenham ingerência poderão ter acesso a este relatório. Nenhum outro terceiro, sob qualquer argumento ou hipótese, poderá distribuir este material (ainda que em bases confidenciais) sem a prévia autorização da A&M ou da ABEEólica. A violação desta disposição sujeitará às perdas e danos previstas em lei, além da obrigação de manter a A&M e ABEEólica indene de quaisquer reclamações.

É importante também destacar que o objetivo e os resultados desse estudo diferem quanto à proposição de cálculos de LCOE, portanto é natural que resultados oriundos dessas metodologias sejam diferentes, conforme é o caso dos resultados desenvolvidos pela consultoria Essenz Soluções e divulgado em março de 2023. Enquanto o estudo de viabilidade pretende estimar o preço por MWh que poderia ser praticado para atender uma taxa de retorno adequada aos riscos do investimento, considerando premissas de caráter técnico, fiscais e de financiamento, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) é uma

métrica que busca representar o custo necessário para a produção de determinado volume de energia através de determinada tecnologia, sendo difundido e utilizado no setor.

Deste modo, o presente estudo trata-se de uma análise de viabilidade. Esta análise de viabilidade utilizou um modelo de fluxo de caixa descontado, em termos nominais, observando o fluxo de caixa livre para o acionista (FCFE).

2. EÓLICA OFFSHORE: CARACTERIZAÇÃO DA ESTRUTURA DE INVESTIMENTO EM EÓLICA OFFSHORE

2.1. CapEx

2.1.1. Composição da estrutura típica de custeio do investimento no parque eólico offshore

A composição típica de projetos eólicos Onshore apresenta aerogeradores representando a maior parte do CapEx em relação ao custo total instalado do projeto. Apesar das particularidades dos projetos eólicos offshore, os aerogeradores continuam sendo a maior parte dos investimentos necessários do projeto, conforme observado no gráfico abaixo:

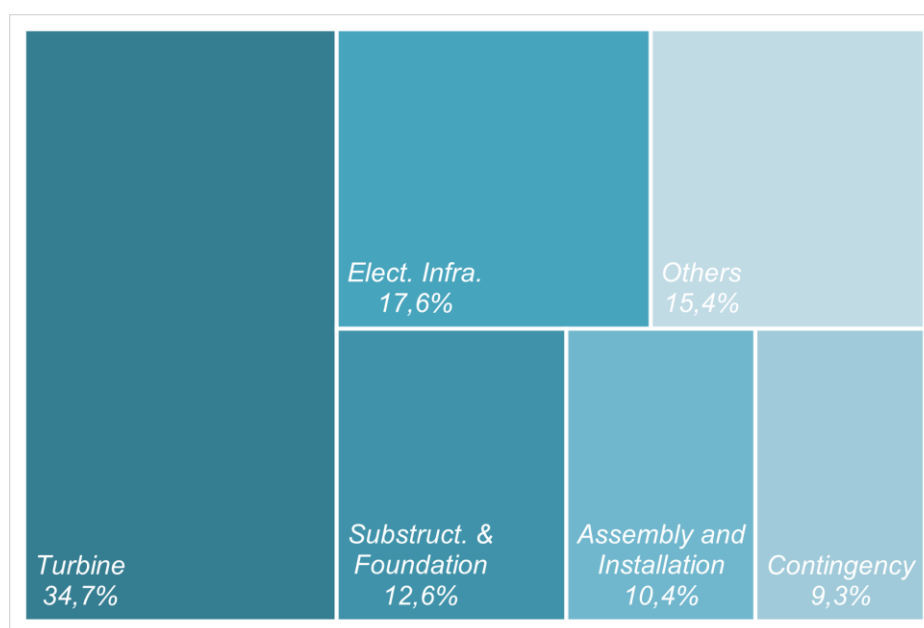


Figura 1: Breakdown de CapEx para projetos Eólicos Offshore
Fonte: GWEC (2022)

O gráfico acima se refere à estrutura típica de CapEx de um projeto Eólico Offshore de bases fixas, de 600MW com 75 turbinas de 8,0MW, em 2020. Mesmo sendo um parâmetro adequado para se entender como se distribuem os custos de instalação dos projetos eólicos, é observada uma grande variação entre *benchmarks* de diferentes partes do mundo, por diferenças técnicas, regionais e regulatórias.

Escassez de fontes de dados com alto detalhamento de CapEx tornam difíceis as comparações de investimentos, com projetos em diferentes profundidades (utilizando diversas tecnologias de fundação e ancoragem) e em ambientes regulatórios e mercadológicos distintos (com diferentes custos de commodities e mão de obra, além de diferentes tratativas em relação à responsabilidade de construção das redes de transmissão até o grid). A seguir, alguns *ranges* observados em benchmarks internacionais e algumas justificativas para tais variações:

- **Turbinas e Torres – de 33% a 44%** dos custos totais de instalação: Custos com aerogeradores, incluindo torres, são principal componente de custo de projetos eólicos, inclusive os de natureza offshore. Apesar de variação percentual no CapEx total do empreendimento, não são esperadas variações unitárias relevantes (em R\$/kW) entre projetos.
- **Instalação e Montagem – de 8% a 19%** dos custos totais de instalação: Variação expressiva nos custos de Instalação e montagem principalmente devido à impactos de escala de projetos, características técnicas (como profundidade e distância da costa) e know-how e disponibilidade de mão de obra local.
- **Infraestrutura Elétrica – de 8% a 24%** dos custos totais de instalação: Um dos principais itens de variação em projetos eólicos offshore. Regulação e características regionais que definem a responsabilidade sobre a construção de linhas de transmissão geram grandes variações entre benchmarks de projetos.
- **Fundações – de 14% a 22%** dos custos totais de instalação: Variação na representatividade do CapEx de fundações está muito ligada à tecnologia utilizada em cada um dos projetos, de acordo com a profundidade de instalação. A volatilidade de commodities no mundo, principalmente do aço, impõe outro fator relevante de variação nos custos atrelados.
- **Contingências – de 8% a 19%** dos custos totais de instalação: Recursos destinados à contingência dependem diretamente da expertise e apetite ao risco do *player*, além da maturidade do tipo de projeto na região em que está sendo desenvolvido.
- **Desenvolvimento, Planejamento e Gerenciamento – de 2% a 7%** dos custos totais de instalação: Rubrica com menor representatividade nos custos totais de instalação, desenvolvimento, planejamento e gerenciamento do projeto não apresentam variações consideráveis em custos unitários (R\$/kW), apesar de variação percentual relevante.



Figura 2: Ranges no CapEx Breakdown
Fonte: IRENA (2020)

Observa-se esta alta variação da composição (*breakdown*) de CapEx ao se analisar diferentes fontes de informação. Em todos eles, custos com aerogeradores são principais custos envolvidos em projetos eólicos offshore. Custos com infraestrutura elétrica e com fundações são as rubricas com principais variações observadas no benchmark, conforme esperado:

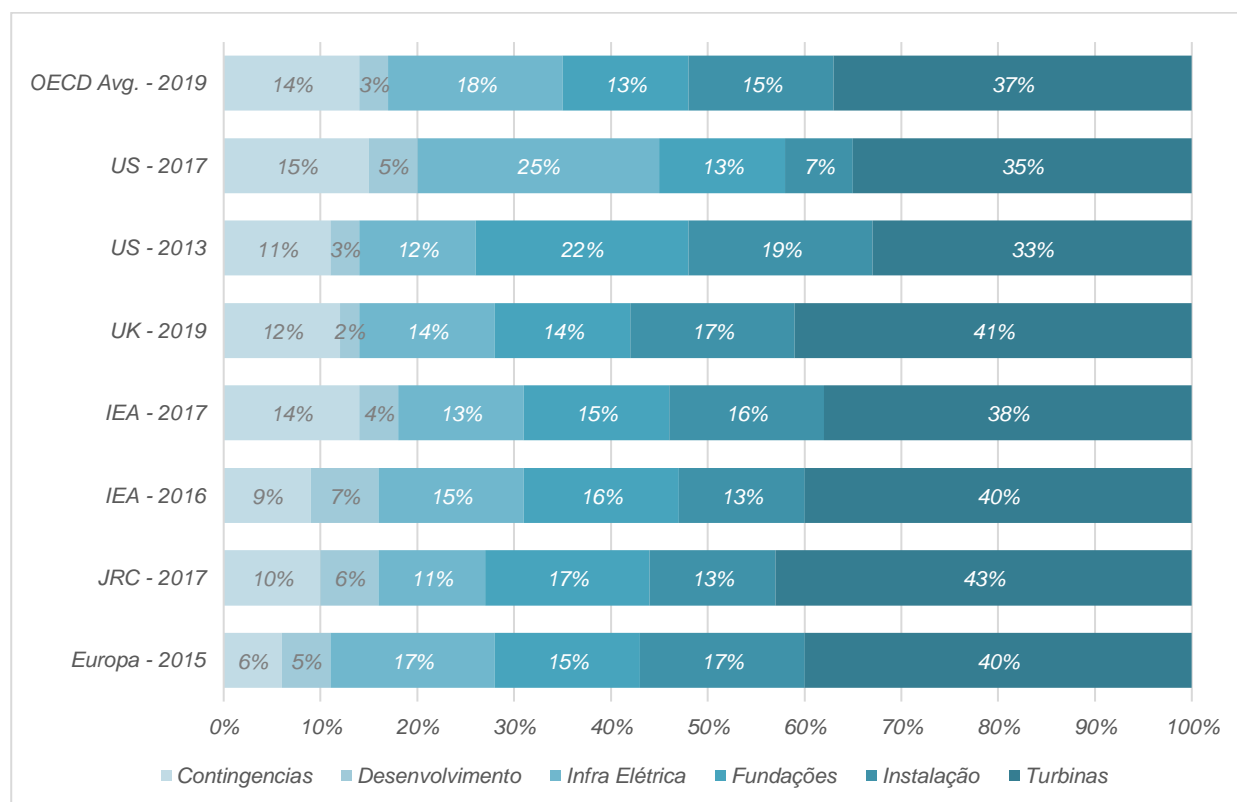


Figura 3: Breakdown de custos totais de instalação em 2013, 2016, 2017 e 2019
Fonte: IRENA (2023)

Ao se comparar a necessidade de materiais necessários para a construção de usinas eólicas onshore e offshore, diferenças técnicas construtivas entre ambas as opções são observadas, principalmente ao que tange sua fundação.

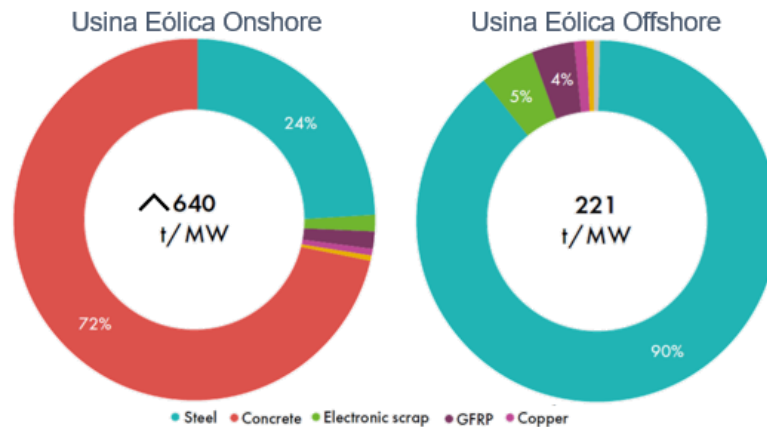


Figura 4: *Material Breakdown* de usinas eólicas onshore vs offshore
 Fonte: GWEC (2022)

Estruturas onshore apresentam maior necessidade agregada de materiais (640 t/MW). Apesar disso, grande parte se refere à necessidade de concreto para suas fundações, comumente projetadas como sapatas com grandes dimensões para suportar o peso e os esforços horizontais do vento nas turbinas.

Mesmo com menor necessidade agregada de insumos, estruturas offshore contam com necessidade em torno de 30% maior de aço, quando comparado com usinas onshore. Isso se dá principalmente pelas características de suas fundações, que normalmente são projetadas como estacas fixadas no fundo do oceano (projetos em águas rasas), com consumo muito superior de aço. Isso resulta em custos muito superiores de matéria prima, uma vez que o aço pode custar cerca de 50 a 100 vezes mais caro que o concreto (em termos mássicos), a depender do aço considerado.

Analisando outros materiais demandados para a expansão da matriz eólica mundial puxada por projetos offshore, alguns pontos de atenção ligados a alguns metais são levantados. A mineração e o processamento de metais críticos para a produção de turbinas eólicas (como cobre, zinco e alguns metais raros) se concentra em algumas geografias específicas, trazendo à tona riscos de suprimentos e logística para sua produção.

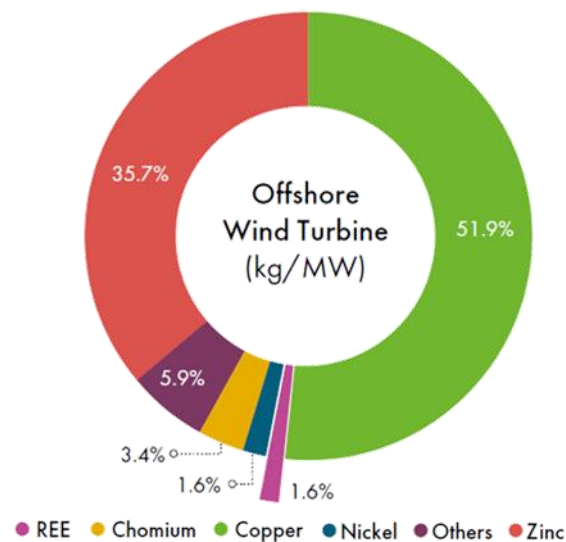


Figura 5: Participação de outros metais na cadeia de valor de usinas eólicas offshore.

Fonte: GWEC 2022

Elementos raros, como o neodímio e o disprósio tem sua cadeia de suprimentos concentrada na China, Estados Unidos e Myanmar; já o níquel, concentrado nos mercados da Indonésia, Filipinas e China. Por sua vez, o cobre tem como principais fornecedores a China, o Chile e o Peru. Dessa forma, questões geopolíticas, aumento de exposição à volatilidade de preços e exposição a mudanças regulatórias de países específicos se tornam grandes pontos de atenção para a expansão da matriz eólica offshore. Abaixo, pode-se observar a importância de cada um destes metais na cadeia de valor de usinas eólicas.

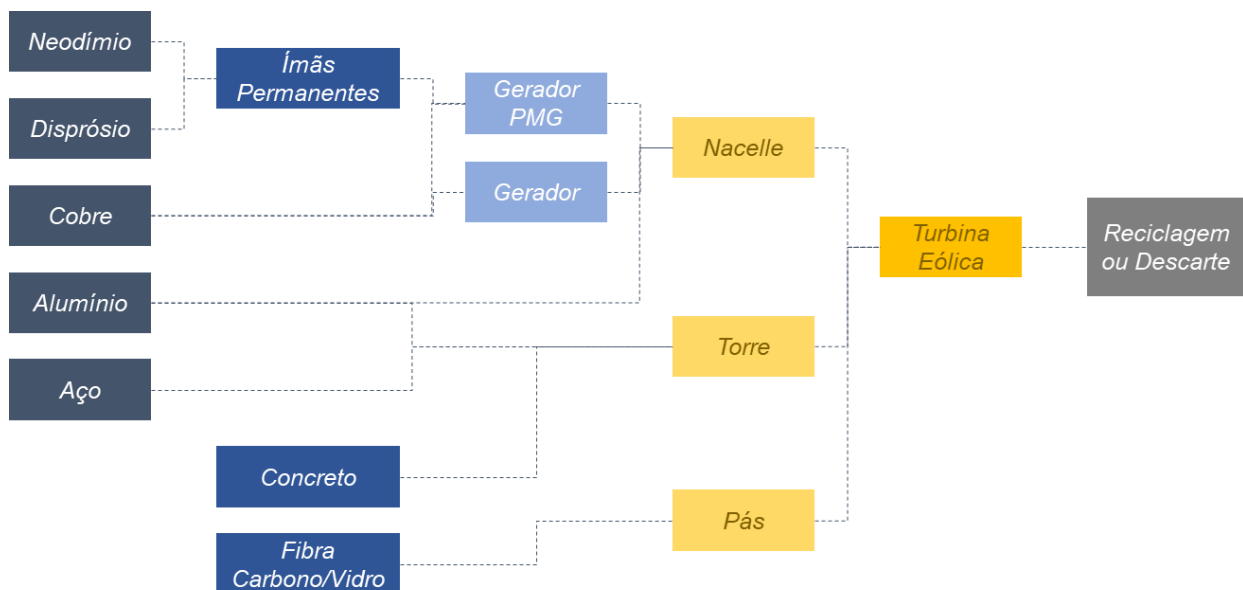


Figura 6: Cadeia de valor de materiais nas usinas eólicas

Fonte: GWEC (2022)

2.1.2. Custeio unitário e benchmarks de CapEx

Os custos atuais de investimento estimados de projetos de usinas eólicas offshore são aproximadamente duas vezes maiores que dos projetos onshore, podendo variar entre USD 2.415/kW e USD 4.699/kW (IRENA, 2020, 2021), devido principalmente aos custos de fundações, de instalação e de transporte das estruturas. Além disso, existe um custo adicional na fabricação dos equipamentos, pois precisam ser projetados e protegidos, tanto contra o efeito da corrosão quanto contra a ação das ondas e marés.

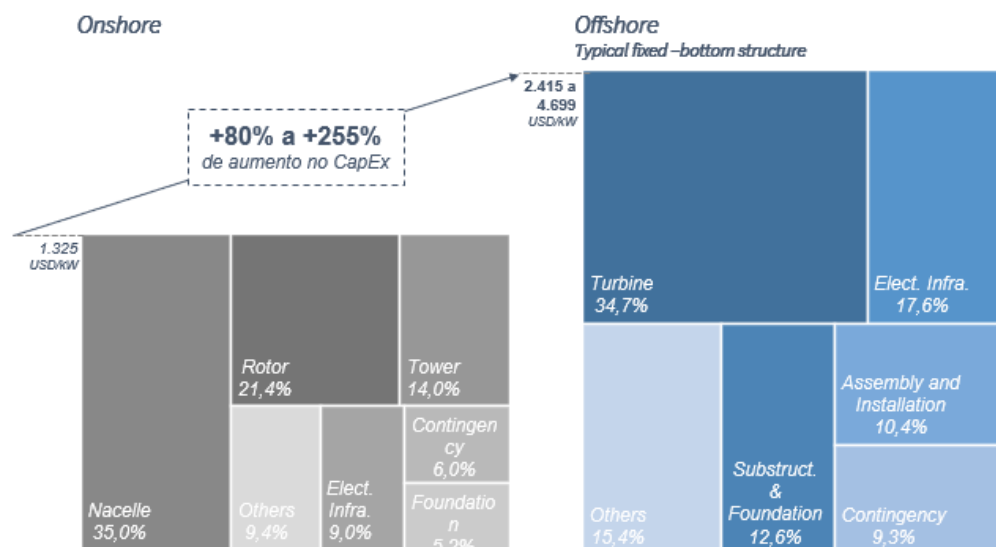


Figura 7: Comparação de breakdown e custos de CapEx de usinas eólicas Onshore e Offshore

Fonte: Bases internas; IRENA (2021); IRENA (2022)

Nos últimos anos, tem-se verificado em âmbito nacional e internacional custos cada vez mais competitivos de geração de energia elétrica a partir de fontes de energias renováveis. No que se refere à energia eólica offshore, as perspectivas são favoráveis, especialmente diante do aumento de maturidade e demanda nos países em que projetos já vem sendo implementados. Entretanto, ainda há disparidade considerável entre custos de projetos onshore vs projetos offshore, que podem ser compensados, considerando maior fator de capacidade de projetos marítimos.

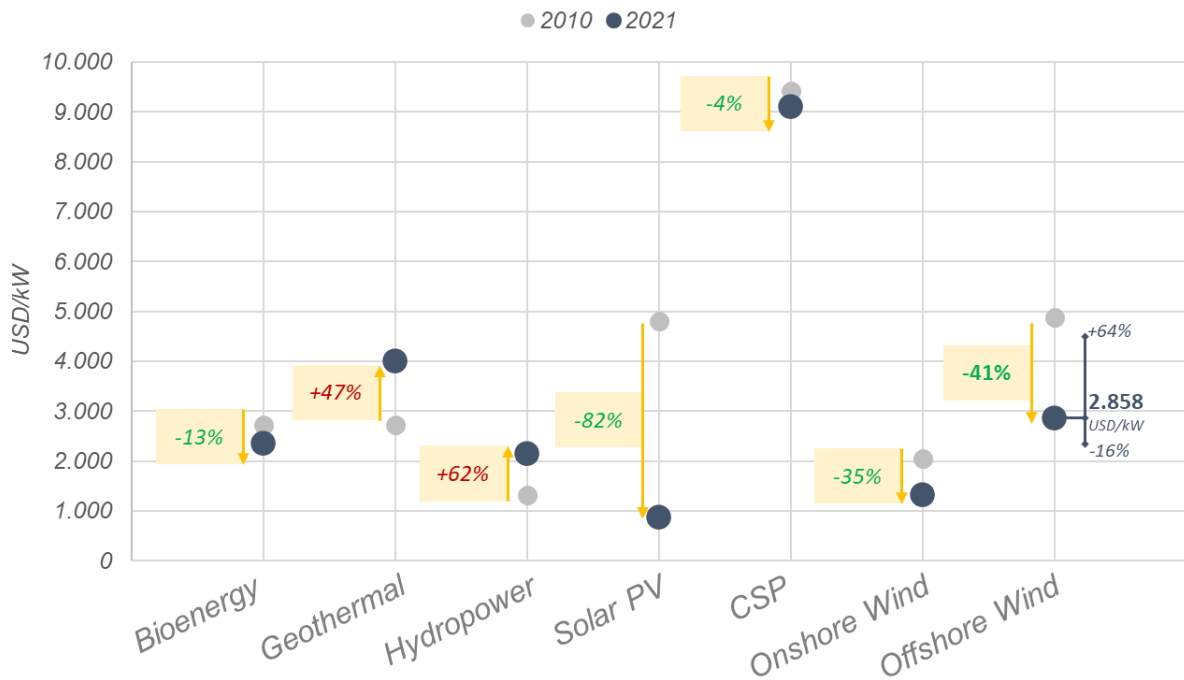


Figura 8: Evolução do custo médio de instalação de usinas de geração renovável entre 2010 e 2021
 Fonte: IRENA (2021); IRENA (2022)

Questões técnicas e regulatórias, conforme citado anteriormente, se refletem em alta variação de CapEx previsto para eólicas offshore, com -16% para o 5° percentil e +64% para o 95° percentil. Além de questões como a distância da costa do empreendimento e questões regulatórias que exigem ou não o investidor de construir as linhas de transmissão que fazem a ligação com o grid de energia, ganhos de escala são importantes a serem analisados na comparação de custos de projetos.

A partir de comparação de base de projetos no Reino Unido, Alemanha, Países Baixos, Dinamarca e Taiwan, pode-se observar, conforme o esperado, um ganho de escala em relação ao CapEx.

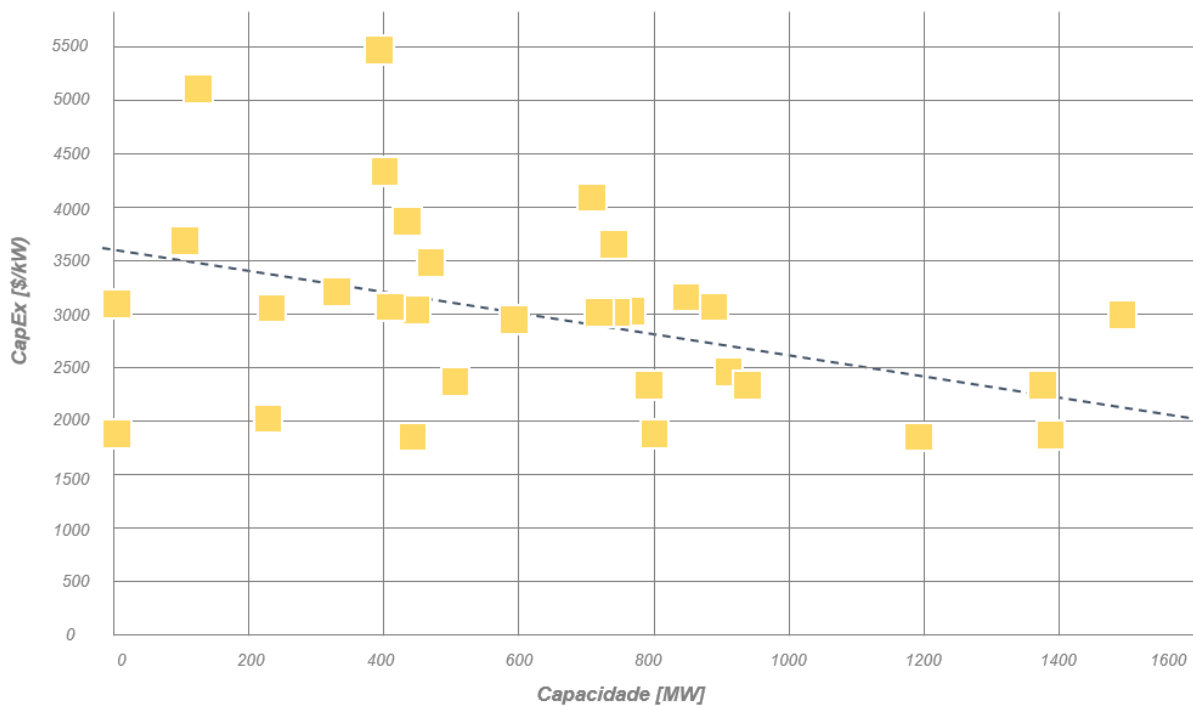


Figura 9: Comparação entre CapEx e Capacidade em Projetos Offshore
 Fonte: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2021)

Apesar disso, não há forte correlação entre os dois fatores ($R^2 = 0,18$), indicando a relevância de outros *drivers* nos custos de usinas offshore, como distância da costa e profundidade. Algumas bibliografias relatam que, entre as duas variáveis, a profundidade é o real driver de custo de implantação de projetos, principalmente pela fundação a ser instalada.

Ao se analisar histórico de custos de instalação dos projetos offshore, também é observada alta volatilidade e dispersão de custos entre anos (IRENA 2020). Diferentes tendências de custos foram observadas entre 2000 e 2020, de acordo com a base histórica verificada na Figura 10.



Figura 10: Variação histórica de custos em projetos na Europa e Ásia.

Fonte: IRENA (2022)

A partir de 2006, é observada a elevação de custos devido à transição para projetos em águas profundas e aumento de demanda em indústria ainda imatura, com cadeia de suprimentos e serviços sem otimização. Entre 2008 e 2015, observou-se um patamar volátil de custos, principalmente pela diferença de natureza entre projetos, com diferentes escalas e em mercados com maturidades distintas de cadeia de suprimentos e serviços.

A partir de 2015, observou-se a diminuição na média global de custos, com forte influência chinesa, que conta com projetos usufruindo de mão de obra e commodities mais baratas, além de maior proximidade à costa, com menor profundidade, em relação aos projetos europeus. A média global dos custos totais de instalação de projetos eólicos offshore caiu 40% entre 2010 e 2020, de 4.876 USD/kW para 2.858 USD/kW

Considerando o histórico entre 2010 e 2018 de projetos eólicos offshore de base fixa na Figura 11, podemos perceber menor variabilidade do que apresentado em histórico anterior. Os custos totais para instalação de usinas offshore diminuíram 19% no período (de USD 4.707/kW para USD 3.799/kW), tendo como principais *drivers* as reduções nos custos de aerogeradores (-27%) e subestruturas e fundações (-34%), principalmente pelo amadurecimento da cadeia de suprimentos, projeto e planejamento para usinas eólicas offshore.

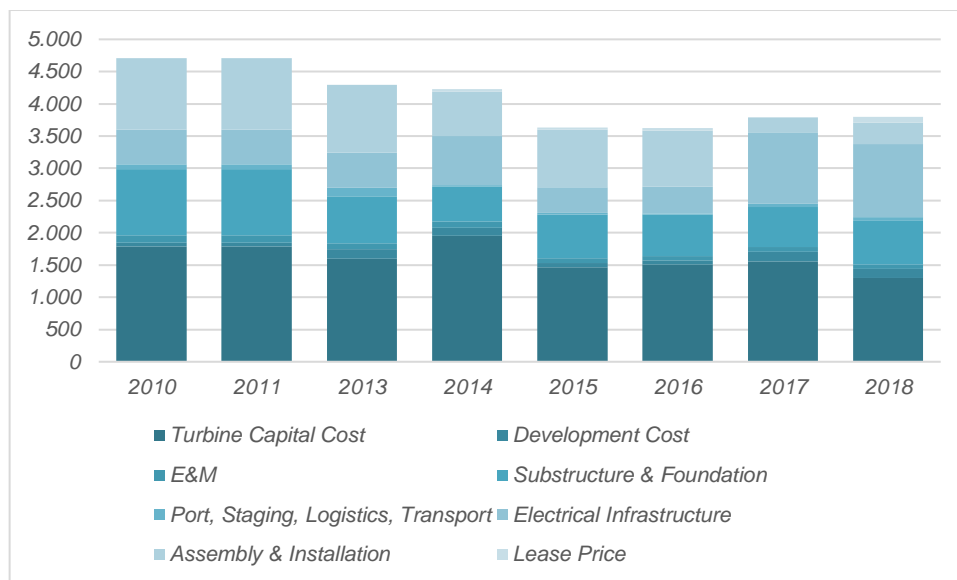


Figura 11: Comparação histórica de custos, com respectivo breakdown
 Fonte: NREL (2017)

Analisando dados entre países, observa-se diminuição dos custos históricos em sua grande maioria, com diminuição de até 44%, observada na Bélgica. China, Dinamarca e Países Baixos, com custos de instalação consideravelmente mais baixos que as demais regiões, são países onde a ligação das usinas ao grid de energia é de responsabilidade de órgãos públicos, não impactando os custos de implantação dos projetos.

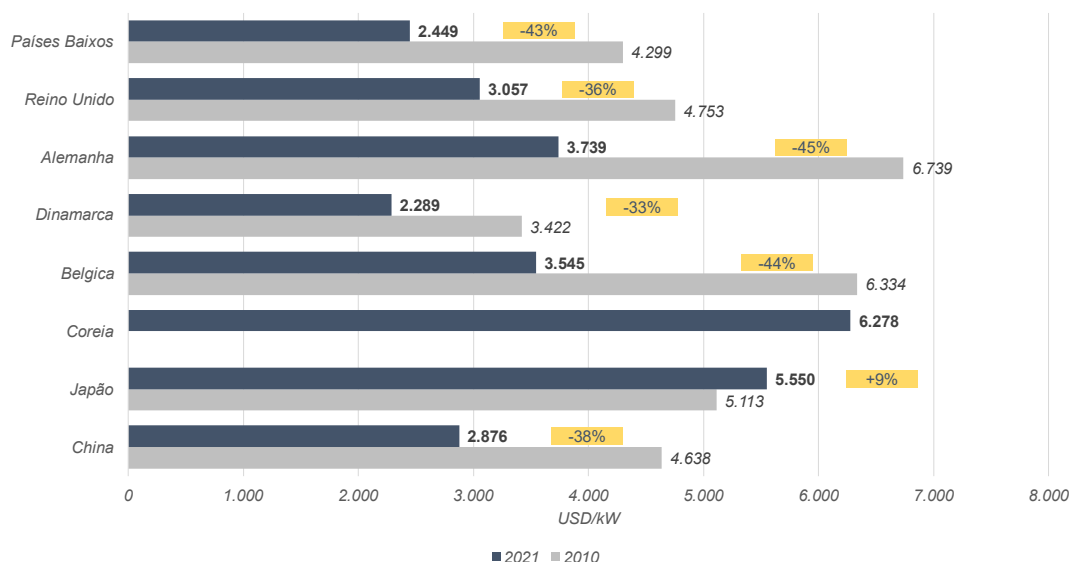


Figura 12: Variação de custos históricos entre 2010 e 2020 entre países
 Fonte: IRENA (2022)

2.1.3. Cenários Futuros de CapEx

O histórico de CapEx de Usinas Eólicas Offshore evidenciou relevante queda de preço nos últimos anos pré-pandemia, mostrando o significativo avanço tecnológico em um

cenário sem efeitos externos relevantes. Dessa forma, as projeções preveem queda contínua de custos em cenários otimistas, moderados e conservadores para a NREL:

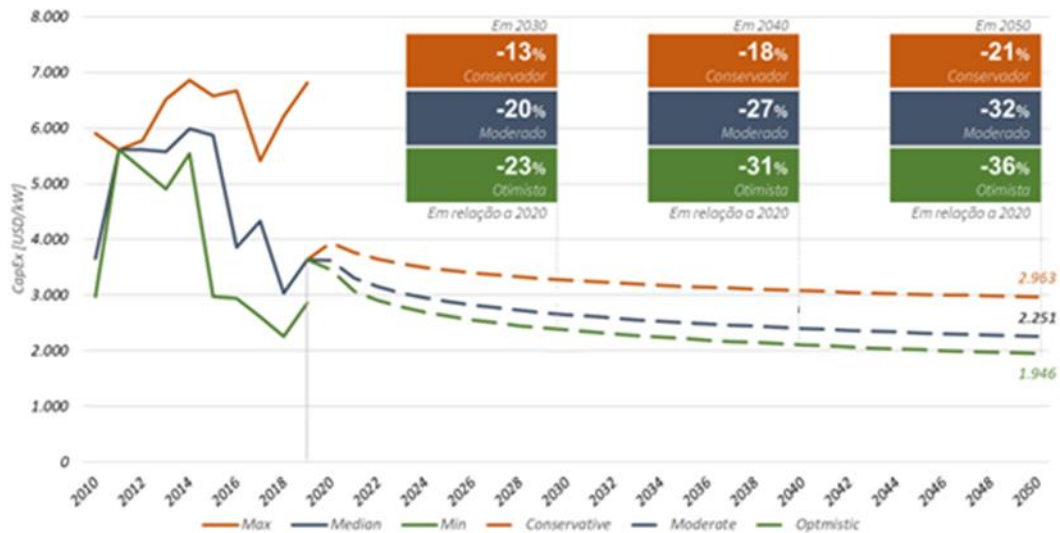


Figura 13: Histórico e projeções de preço NREL (2023)

As projeções de melhoria no CapEx são impulsionadas pela expectativa de aumento na eficiência das turbinas, maior maturidade no aproveitamento de sinergias e eficiências da cadeia logística e de suprimentos, além de inovações tecnológicas que se aplicam para qualquer escala de capacidade instalada.

IRENA e NREL convergem em suas projeções conservadoras, com custo estimado em torno de 3.200 USD/kW em 2030 e 2.800 a 2.900 USD/kW em 2050. IRENA apresenta projeções otimistas mais agressivas, com custos em 1.700 USD/kW em 2030 e 1.400 USD/kW em 2050.

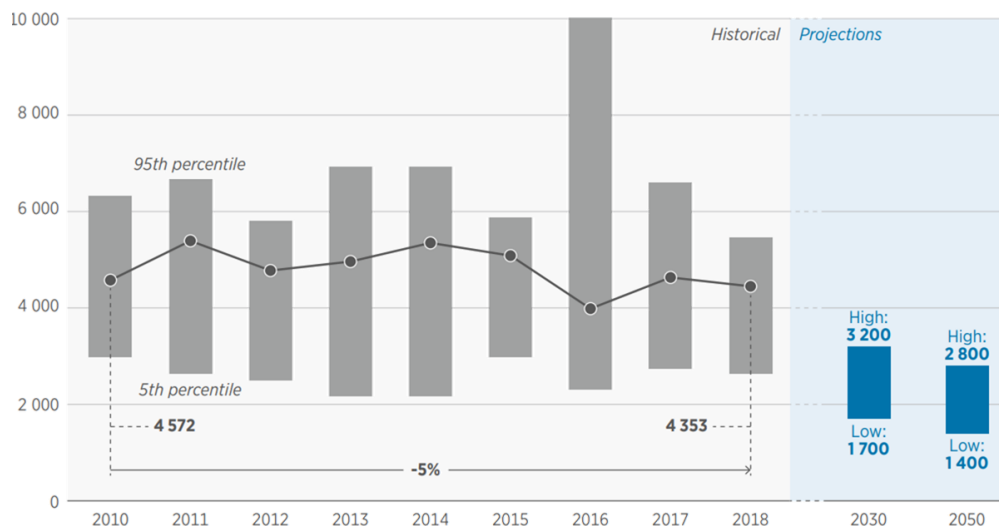


Figura 14: Histórico e projeções de preço IRENA(2019)

Para validar a relação entre os *benchmarks* internacionais de CapEx com a realidade nacional, informações de usinas eólicas onshore foram coletadas e comparadas. Analisando-se o histórico de CapEx de parques eólicos onshore do Brasil (EPE) e benchmarks internacionais (IRENA), há tendência de convergência entre a evolução do custo médio de instalação por MW:

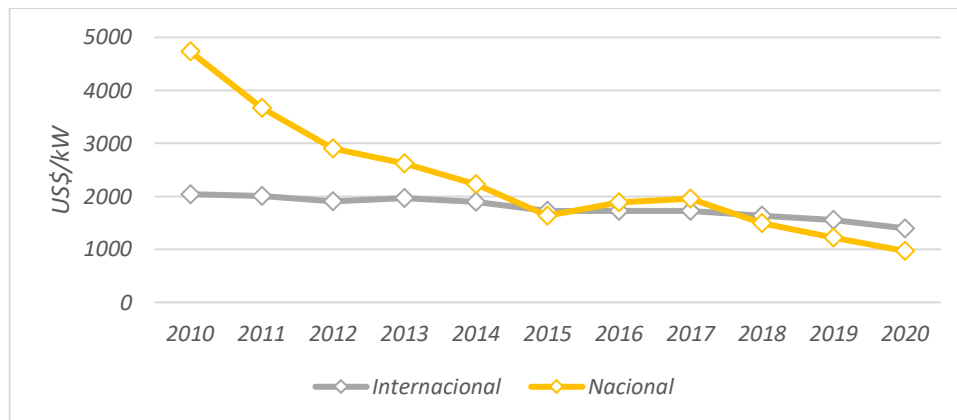


Figura 15: Benchmark nacional e internacional de usinas eólicas onshore.
Fonte: EPE (2020); IRENA (2021)

O ganho de maturidade para instalação desses projetos se torna claro através da comparação das curvas nacionais e internacionais, que se mostravam descoladas em 2010 e, a partir de então, mostraram forte tendência de convergência, principalmente a partir de 2015. Tal realidade pode ser esperada para os projetos offshore no Brasil. Os primeiros projetos, pela imaturidade da indústria e mão de obra para projetos deste tipo, tendem a refletir em maiores custos quando comparados com benchmarks internacionais.

2.2. OpEx

2.2.1. Composição da Estrutura Típica de Custeio Operacional

Em parques eólicos, o OpEx se divide basicamente em custos de manutenção, tanto das turbinas quanto de *BoP* (*Balance of Plant*), e custos operacionais. Os custos operacionais incluem custos com site de monitoramento remoto, monitoramento ambiental, logística marítima, operações portuárias e custos administrativos.

A composição (*breakdown*) do OpEx de usinas eólicas offshore mostram a relevância dos custos de manutenção nos custos totais incorridos durante a vida útil dos aerogeradores, representando mais de 40% do custo total. O *breakdown* do OpEx de usinas eólicas offshore pode ser ilustrado a partir da Figura 16:

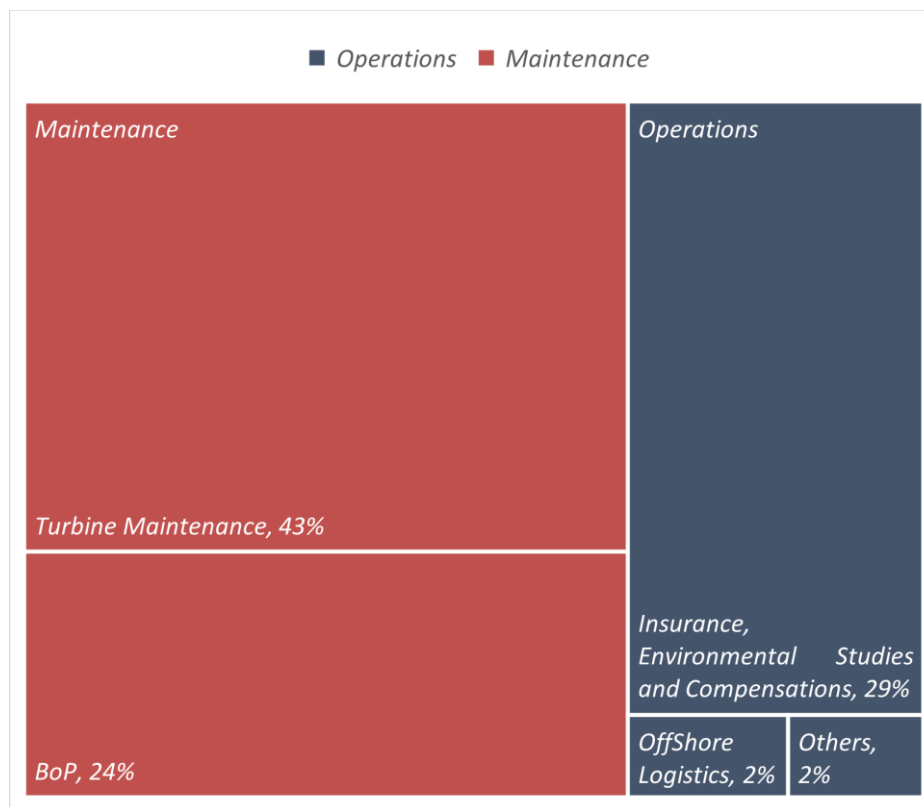


Figura 16: Breakdown de OpEx para Usinas Eólicas Offshore

Fonte: BVG Associates, 2019

As operações de usinas offshore se baseiam em um centro de controle onshore, com acesso a um Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA*). Este sistema fornece dados históricos e atuais em tempo real das turbinas, subestações, equipe offshore e embarcações. Além disso, para operações offshore, o monitoramento das condições meteorológicas se torna ainda mais importante para o planejamento e execução de manutenções e inspeções. Bases offshore podem ser instaladas no caso de grandes usinas distantes da costa, se tornando viável pelos menores custos logísticos.

Turbinas modernas em plantas onshore vem apresentando disponibilidade próxima de 98% do tempo operacional. Com a otimização do design e planejamento operacional de usinas offshore, atualmente os patamares de disponibilidade em usinas no Reino Unido são similares às usinas onshore. Algumas exceções se aplicam a usinas em localidades com condições mais severas de acesso, podendo chegar a 95% de disponibilidade. Manutenções são necessárias para o manutenção dos níveis de disponibilidade dos equipamentos.

Manutenções, sendo elas programadas ou não-programadas, demandam a transferência de pessoal de instalações onshore (ou de bases offshore, em raros casos) para as turbinas eólicas. O acesso seguro às turbinas é um dos pontos críticos da manutenção offshore, uma vez que depende fortemente das condições meteorológicas locais para ser feito.

2.2.2. Custeio Unitário e Benchmarks

Estudo com benchmarks em 60 usinas na Dinamarca, Reino Unido, Bélgica, Alemanha e Países Baixos mostram dados referentes a custos de OpEx em plantas com diferentes capacidades e tempo operacional. Dentro do espaço amostral, observou-se grande variação de custos de OpEx, quando comparados aos custos unitários em EUR/MW/ano:

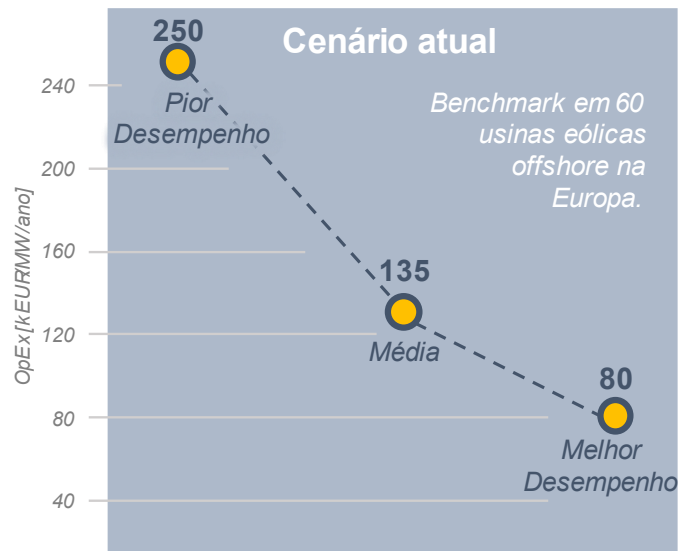


Figura 17: OpEx médio para plantas eólicas Offshore
Fonte: Peak Wind (2022)

Comparando-se com *benchmarks* de CapEx Usinas Eólicas Offshore, a média anual de OpEx representaria cerca de 4,1%. O estudo ainda analisa a evolução dos custos operacionais de ativos de geração eólica offshore a partir de sua vida operacional. A análise amostral mostrou diminuição média anual de 3,7% com o avanço da idade do projeto em sua vida útil.

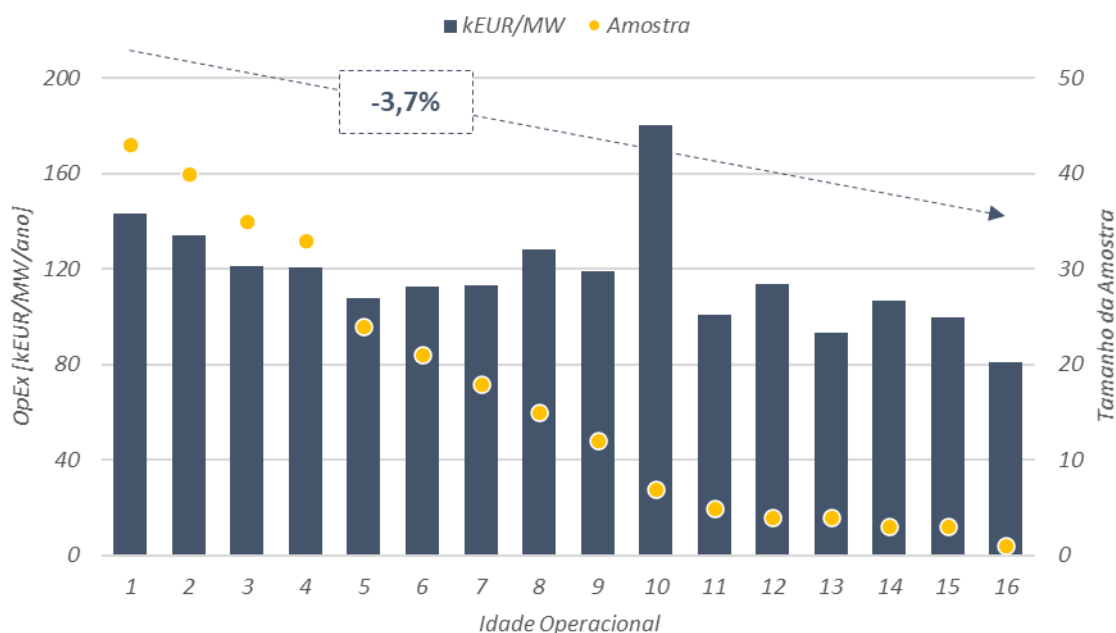


Figura 18: Evolução dos custos operacionais de acordo com idade operacional dos ativos de geração eólica offshore
 Fonte: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2021)

O decréscimo poderia ser explicado por maiores dificuldades de “start up” no começo da vida útil do projeto, com refino e amadurecimento de estratégias operacionais e de manutenção ao longo do tempo. O pico no ano 10 pode significar estratégia de manutenção preventiva em usinas. Apesar dos dados, algumas bibliografias sugerem o eventual aumento de OpEx devido ao aumento da taxa de falhas com o aumento da idade operacional dos ativos.

Quando analisado o OpEx de acordo com a capacidade instalada de cada projeto, não se pode chegar a uma conclusão de ganhos de escala nos custos operacionais (Figura 19)

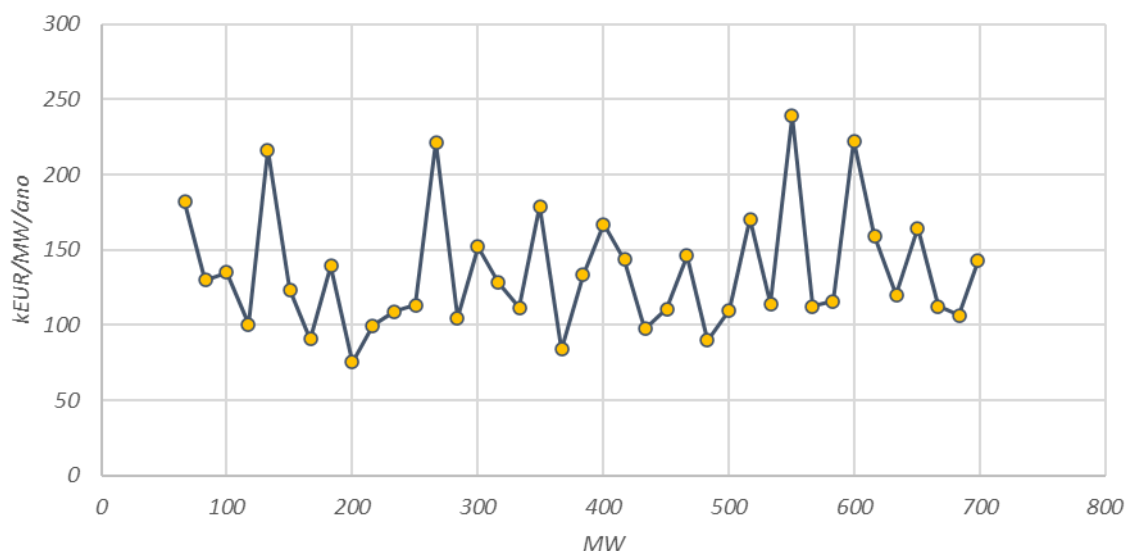


Figura 19: OpEx por capacidade instalada

Fonte: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2021)

Apesar disso, a falta de uma tendência clara de ganhos de escala pode ser reflexo da evolução das tecnologias atuais. As maiores usinas eólicas offshore são recentes, o que pode significar diversas oportunidades de melhoria em suas estratégias de operação e manutenção, com conseqüente diminuição de custos. Além disso, projetos utilizando menos turbinas com capacidades cada vez maiores tendem a ter uma diminuição considerável em OpEx.

De acordo com IRENA (2020), os custos de O&M representam cerca de 16% a 25% do LCOE (*Levelized Cost of Energy* ou custo nivelado de energia¹) para parques eólicos offshore, tendo como base projetos nos países integrantes do G20. Apesar disso, é ressaltada a falta de dados homogêneos para que uma comparação e uma estimativa precisam dos custos de O&M sejam realizados.

2.2.3. Cenários Futuros

A partir de projeções de aumento de capacidade de turbinas, atrelado ao aumento de maturidade de planejamento de manutenções, tecnologias de monitoramento, há o consenso da diminuição dos patamares atuais de OpEx em eólicas offshore.

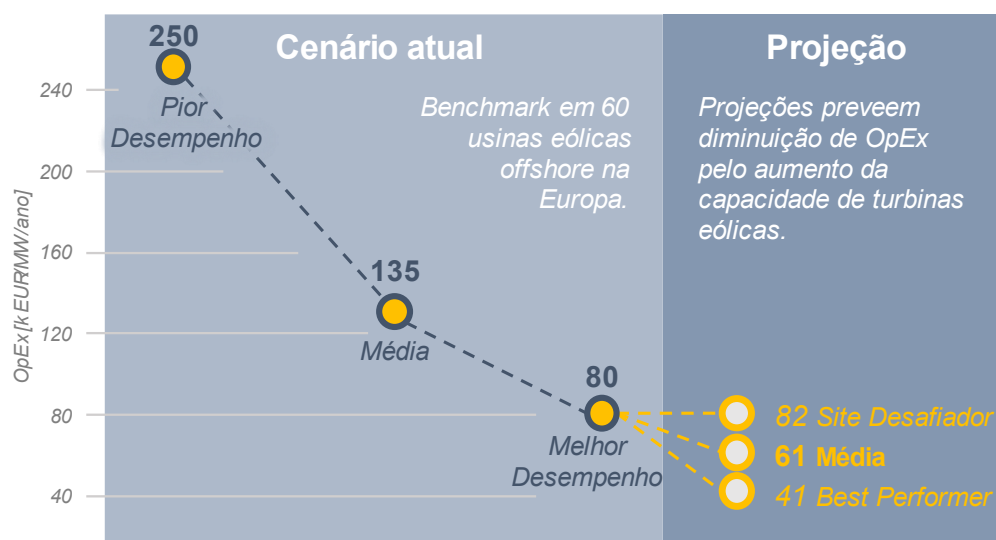


Figura 20: Projeções de custos de OpEx para projetos futuros
Fonte: Peak Wind (2022)

Avanços em tecnologias de monitoramento e operacionais seriam os maiores responsáveis pela redução de custos de operação e manutenção em plantas eólicas offshore:

¹ Métrica que busca representar o custo necessário para a produção de determinado volume de energia através de determinada tecnologia, sendo bastante difundido e utilizado no setor.

- **Manutenções baseadas nas condições das turbinas** - Tecnologias mais avançadas de monitoramento e predição de falhas, com aumento de especialização às condições de eólicas offshore. Avanço teria impactos diretos na diminuição de custos com manutenção de turbinas, parcela mais relevante dos custos operacionais, além de otimizações de estratégias de manutenção, com diminuição de custos de alocação de pessoal e de logística offshore.

- **Melhoria no acesso de pessoal às turbinas** - Embarcações habituais apresentam limitações referentes às condições do mar (com ondas <1,4m) para que seja possível o acesso de operadores/mantenedores às estruturas offshore, diminuindo em até 40% na disponibilidade de técnicos.

- **Estratégias otimizadas de controle operacional** - Desenvolvimento de estratégias de controle mais holísticas, envolvendo sistemas capazes de compreender principais geradores de valor (como identificação de melhores janelas de preço no mercado). Além da diminuição do OpEx previsto e não previsto, pela utilização ótima dos geradores, é previsto o aumento da produção de energia com maximização de margem operacional.

- **Aumento da confiabilidade e granularidade de previsões meteorológicas** - Aumento da acurácia das previsões, além de melhora na granularidade geográfica das informações fornecidas. Permitirá o melhor planejamento de inspeções e manutenções offshore, com otimização da utilização de embarcações e recursos humanos.

A implementação de projetos de geração eólica offshore terá desafios relacionados à mão de obra, principalmente durante a instalação dos primeiros projetos, com maior demanda de pessoal, em número e em grau de capacitação. Transição da matriz energética mundial poderá ter impactos diretos na sociedade. Porém, sinergias entre especialidades de setores como O&G offshore podem amenizar os impactos e fornecer sinergias para eólicas offshore.



Figura 21: Sinergias de mão de obra entre necessidade de Eólicas Offshore e O&G Offshore

Fonte: Global Wind Report (2022)

2.3. Sistema de Transmissão

A expansão da geração intermitente por usinas eólicas e solares precisará de um cuidado especial no planejamento e execução de linhas de transmissão. Os últimos anos vem se mostrando particularmente desafiadores com a expansão de fontes intermitentes na matriz energética de diversas localidades, com apagões em diversos países, incluindo os EUA, em momentos de alta demanda energética, não suportada pelo grid de transmissão/distribuição (GWEC, 2022).

No caso brasileiro, esta realidade não é menos preocupante. De acordo com o “*Roadmap de Eólicas Offshore Brasil*” da EPE, a conexão de empreendimentos eólicos offshore é um tema que necessita aprofundamento técnico. Além da necessidade de construção de linhas de transmissão potencialmente extensas, com altos custos associados, dificuldades de escoamento referente aos pontos de conexão ao grid podem existir. Isso porque os parques eólicos offshore tendem a apresentar elevada potência instalada, podendo superar a capacidade de escoamento da rede nos pontos de conexão (DEMAREST, 2022).

Soluções em transmissão em projetos offshore, com potenciais sinergias com a geração de hidrogênio verde, precisam de um cuidado especial com o planejamento holístico em âmbito regional, gerenciamento dos stakeholders e boa comunicação com a sociedade, principalmente a diretamente afetada. Dessa forma, obstáculos técnicos, econômicos e sociais para a captura do potencial de geração offshore podem ser superados.

2.3.1. CapEx: Composição da estrutura típica de custeio do investimento para o sistema de transmissão

Diferentes tecnologias de transmissão são utilizadas para a ligação de parques eólicos offshore com o grid de energia. As mais populares são as alternativas HVAC (*High Voltage Alternating Current*) e HVDC (*High Voltage Direct Current*). A segunda alternativa se torna mais atrativa para projetos com maior capacidade instalada ou maior distância em relação à costa, devido à sua menor perda energética. Abaixo, pode-se observar que os fatores chave para a definição da tecnologia de transmissão a ser utilizada são a capacidade instalada e a distância a qual o projeto se encontra da costa.

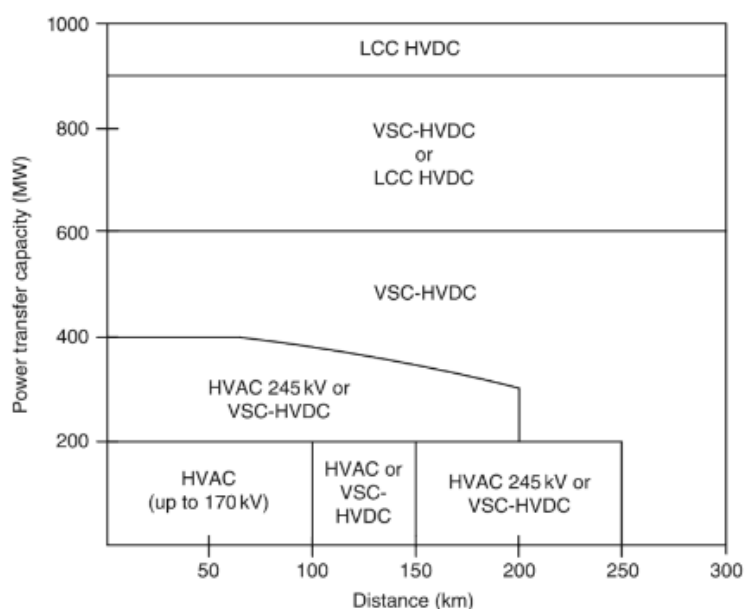


Figura 22²: Tecnologias preferenciais de transmissão de acordo com distância e capacidade instalada
Fonte: Offshore Wind Energy Technology (2018)

As tecnologias abordadas acima podem ser ilustradas de acordo com o esquema abaixo, que inclui também a opção de transmissão GIL (*Gas-Insulated Line*³):

² Legenda:

- HVAC: High Voltage Alternating Current (Corrente Alternada em alta tensão)
- VSC-HVDC: Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current (fonte conversora de voltagem para Corrente Contínua em alta tensão)
- LCC HVDC: Line Commutated Converter with High Voltage Direct Current (conversor de linha para corrente contínua em alta tensão)

³ Gas-Insulated Line: Linha isolada a gás ou linha de transmissão isolada a gás

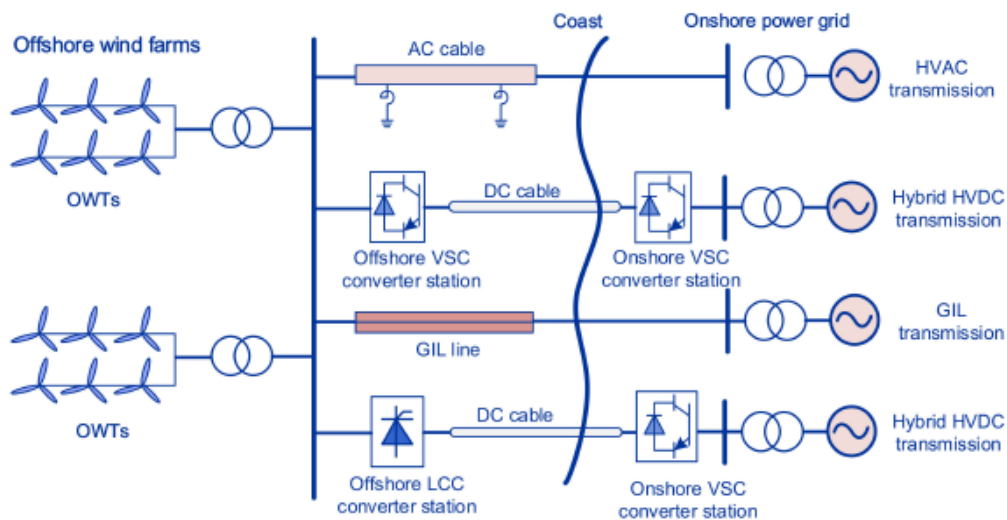


Figura 23: Estrutura dos métodos de transmissão de energia para parques offshore
 Fonte: Jiang et al. (2022)

Transmissões de corrente alternada (HVAC) são comumente utilizadas em projetos próximos à costa, devido ao seu menor custo de instalação e menor complexidade de manutenção. Porém, à medida que os projetos vão se distanciando da costa e aumentando sua capacidade instalada, cabos cada vez mais espessos e perdas cada vez maiores são observadas, diminuindo a capacidade de transmissão. Além disso, é necessária a instalação de compensadores dinâmicos de carga que garantam melhor estabilidade e disponibilidade da transmissão elétrica.

Cabos de corrente contínua (HVDC) são mais eficientes na transmissão de energia. Porém, estações offshore e onshore de transformação de corrente e tensão precisam ser instaladas para a ligação com o grid de energia, aumentando o CapEx das linhas de transmissão.

Sobre a tecnologia GIL, ela apresenta vantagens técnicas em relação às tecnologias HVAC e HVDC para transmissão em longas distâncias, com alta capacidade (capacidade de transporte de corrente) e maior confiabilidade operacional. Porém, altos custos de implantação envolvendo projetos mais complexos, com longos períodos de instalação, tornam a tecnologia menos atrativa nos parâmetros atuais.

Tecnologia	Vantagens	Restrições	Potencial
HVAC	Layout simples, alta confiabilidade, tecnologia com alta maturidade	Alta capacitância distribuída (linhas), necessidade de diversas linhas para alta capacidade, propagação de falhas síncronas na rede	Projetos próximos à costa
VSC-HVDC	Melhor estabilidade, baixo custo de linha, restrição de propagação de falhas, facilidade de expansão de capacidade	Necessidade de plataforma offshore, além de maior plataforma onshore	Transmissão de projetos com alta capacidade e a grandes distâncias da costa
GIL	Alta confiabilidade, com alta capacidade de transmissão, atrelado a baixas perdas	Alto custo de implantação, alta complexidade de projetos, com cronograma longo de instalação	Potencial economicamente limitado
Hybrid HVDC	Melhor performance quando comparado com o VSC-HVDC, com menores custos	Baixa maturidade, difícil reversão de fluxo de energia	Nova tendência tecnológica, com oportunidades de desenvolvimento

Tabela 1: Comparativo entre principais tecnologias de transmissão

Fonte: Jiang et al. (2022)

Cada uma das tecnologias apresenta estimativas de custos e *breakdown* próprios, de acordo com as características técnicas de suas instalações. No geral, os custos para a avaliação da tecnologia a ser utilizada se dividem em custos de capital, custos operacionais e custos de perda. Para o melhor entendimento, cada uma dessas variáveis será aprofundada para os projetos de HVAC, tecnologia mais popular atualmente.

Para os projetos HVAC, os principais custos de capital são divididos em custos relativos à subestação, aos cabos de transmissão subaquáticos e aos compensadores de carga.

Os custos de subestação se referem a todos os custos de capital necessários para a instalação das respectivas subestações do sistema de transmissão, incluindo transformadores, comutadores e todos os demais equipamentos elétricos necessários. Os custos de subestação são dependentes exclusivamente de sua capacidade.

Já os custos referentes aos cabos de transmissão englobam os custos de aquisição e de instalação deles entre a subestação offshore e onshore. Os custos são diretamente ligados à extensão dos cabos. A capacidade instalada dos projetos influencia os custos de aquisição dos cabos.

No sistema HVAC, a capacitância distribuída do cabo prejudica a capacidade de transmissão da linha. Para evitar esse efeito, custos com dispositivos de compensação de carga, que são instalados ao lado dos cabos, devem ser considerados. Seus custos são função da frequência do sistema, a capacitância do cabo por km e a voltagem AC do mesmo.

Para a avaliação do sistema como um todo, custos operacionais, relacionados à operação e manutenção das linhas de transmissão, e custos com perdas elétricas das linhas foram contabilizados, a fim de se obter uma comparação completa que não envolva apenas os custos de capital. Os custos de perdas elétricas foram divididos em perdas nas subestações e perdas nos cabos (JIANG ET AL. (2022)).

2.3.2. CapEx: Custeio unitário e benchmarks de CapEx

Abaixo, pode-se comparar parâmetros considerados em estimativas de cada uma das tecnologias de transmissão, com base em projetos chineses, na província de Guandong e Macau, além de informações de fabricantes locais.

Costs	Class	Unit	HVAC	VSC-HVDC	GIL	Hybrid HVDC
CapEx	Foundation Substations	kUSD/MVA	63,0	154,0	63,0	134,7
	Cable Expenses	kUSD/km	522,5	150,8	2.800,0	150,8
	Installation Cost	kUSD/km	42,7	42,0	42,0	42,0
Opex	Annual %	%	1,2%	0,5%	0,5%	0,5%
Loss Costs	Substation Loss	%	0,4%	1,8%	0,4%	1,3%
	Cable Loss	kUSD/km	86,0	12,3	10,8	12,3

Tabela 2: Custos considerados para tecnologias de transmissão offshore

Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)

A partir das estimativas acima, comparações entre as tecnologias de transmissão foram feitas, variando-se a distância da costa e a capacidade instalada dos projetos. Os gráficos abaixo ilustram como se dá a relação de custos de cada tecnologia com tais variações:

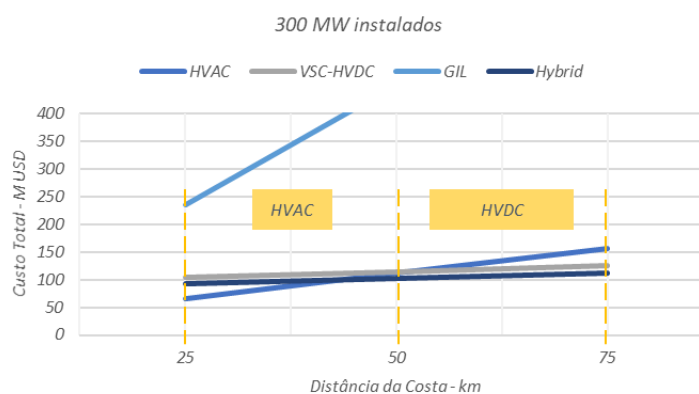


Figura 24: Custos Totais - Usina com 300MW instalados

Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)

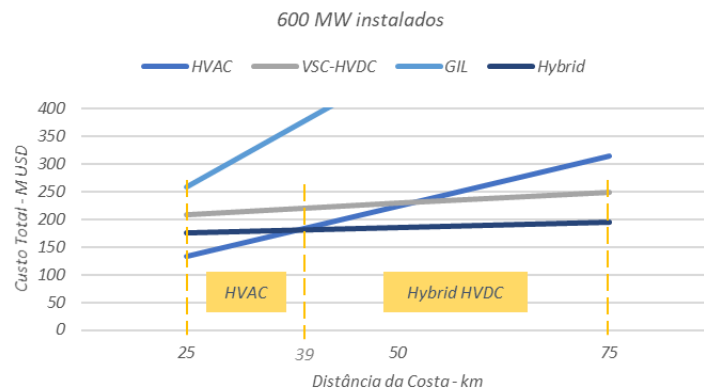


Figura 25: Custos Totais - Usina com 600MW instalados
 Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)

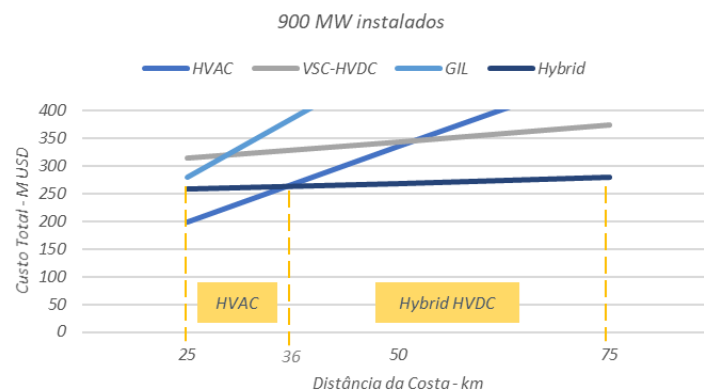


Figura 26: Custos Totais - Usina com 900MW instalados
 Fonte: Adaptado de Jiang et al. (2022)

A partir dos gráficos, observa-se a desvantagem competitiva da transmissão GIL frente às demais opções, com custos mais elevados em praticamente todas as faixas de potência instalada e distância da costa. Muito relacionado a isto está a falta de citações desta tecnologia em grande parte das bibliografias consultadas.

A tecnologia de corrente alternada (HVAC), mais popular dentre os projetos atuais, se mostra competitiva em linhas com extensão de, no máximo, 50 km para projetos com baixa capacidade instalada. À medida que projetos com maior escala são implementados, as linhas HVAC são interessantes para projetos mais próximos à costa, diminuindo os efeitos de perda de carga nos cabos.

Por sua vez, a tecnologia Híbrida HVDC, que envolve subestações LCC offshore e VSC onshore, se mostra acessível à medida que projetos maiores e mais distantes da costa são implementados. Como citado anteriormente, esta tecnologia, ainda com oportunidades de desenvolvimento e amadurecimento, permite menores perdas de carga nos cabos de transmissão quando comparada à HVAC.

2.4. Cenários Futuros de CapEx

Ao contrário das usinas offshore, onde se encontram diversas projeções da evolução do CapEx nos próximos anos, não é disponibilizada muita informação sobre a projeção dos investimentos em linhas de transmissão para os próximos anos. Projeções envolvem questões qualitativas, sem uma expectativa de decréscimo percentual do investimento em linhas de transmissão nos próximos anos.

A principal expectativa é que, com projetos cada vez mais distantes da costa, principalmente na Europa, haja um desenvolvimento da cadeia de fornecimento e instalação das tecnologias HVDC. Atualmente, linhas HVDC são utilizadas para a conexão de dois pontos, mas não podem ser utilizadas para a criação de uma rede multi-nodal. Com o desenvolvimento de tais “nós” de corrente contínua, é esperado que seja possível o desenvolvimento de “super-grids” offshore, que permitam maior integração com o grid onshore (IRENA 2019).

Aumento da maturidade na implantação de linhas HVDC atrelado a novas tecnologias que permitiriam utilizá-la em conexões multinodais levantam outra discussão sobre o futuro das linhas de transmissão: o planejamento integrado do sistema de transmissão. Um estudo do *U.K.’s Office of Gas and Electricity Markets* (2020), órgão regulador do mercado inglês de energia, concluiu que o planejamento integrado do sistema de transmissão resultaria na redução significativa de custos de transmissão.

Atualmente, projetos offshore do Reino Unido precisam buscar pontos de conexão cada vez mais ao interior do país, aumentando os custos de implantação e transmissão de novos empreendimentos. O estudo propõe a implantação da rede de transmissão para projetos offshore a partir de seu planejamento integrado, considerando grandes blocos de geração e a evolução de tecnologias de transmissão offshore, com o objetivo de trazer mais benefícios integrados, maior capacidade de transmissão do sistema e diminuir a necessidade de pontos de interligação onshore. Abaixo, está a representação de transmissão integrada versus a projeção do modelo atual, de forma radial.

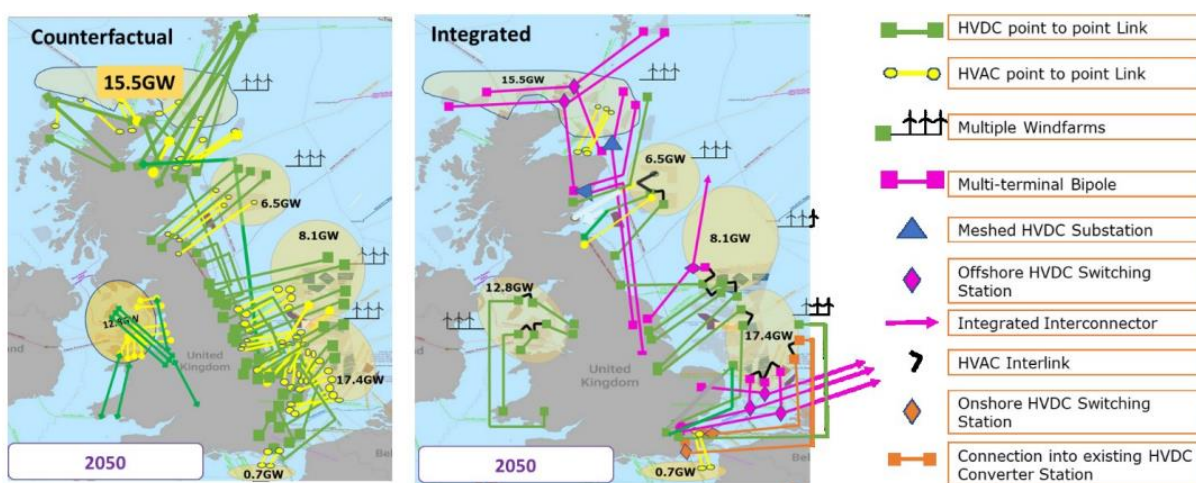


Figura 27: Diferenças entre a projeção do modelo atual (à esquerda) versus modelo integrado (à direita).
 Fonte: National Grid ESO(2020)

O estudo estima que, havendo a mudança do modelo atual “radial” para o modelo integrado, com infraestrutura de transmissão compartilhada, haveria redução de 18% em CapEx e OpEx até 2050, economia de cerca de USD 8 Bilhões. Os impactos seriam referentes à menor necessidade de instalação de cabos de transmissão onshore e

offshore, além da redução de necessidade de subestações onshore para conexão ao grid. Por fim, o modelo integrado resultaria em menores impactos ambientais e sociais, principalmente para as comunidades litorâneas.

2.5. Custos Operacionais

A bibliografia sobre os custos de operação de linhas de transmissão de projetos offshore são escassas. Estimativas normalmente são baseadas em um percentual do CapEx de instalação, como mostrado na Tabela 2, sem a abertura dos custos envolvidos na operação e manutenção das linhas de transmissão.

Além disso, custos envolvidos diretamente na operação e manutenção de linhas de transmissão estão inclusos em muitos benchmarks de OpEx de Usinas Eólicas Offshore. Considerar custos de transmissão além dos custos baseados nos benchmarks de usinas eólicas poderiam superestimar os custos de O&M de projetos desta natureza.

2.6. Estudo de Viabilidade

Utilizando as informações levantadas nesta parte do trabalho sobre o CapEx e o OpEx necessários para a implantação e operação de plantas eólicas offshore, apresentaremos nessa sessão um estudo de viabilidade econômica de empreendimentos dessa natureza no território brasileiro.

É importante destacar que o objetivo e os resultados dessa análise são diferentes do que é proposto em cálculos de LCOE. O estudo de viabilidade pretende estimar o preço por MWh que poderia ser praticado para atender uma taxa de retorno adequada aos riscos do investimento, considerando premissas de caráter técnico, fiscais e de financiamento. Por outro lado, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) é uma métrica que busca representar o custo necessário para a produção de determinado volume de energia através de determinada tecnologia, sendo difundido e utilizado no setor.

Para a análise de viabilidade, foi utilizado um modelo de fluxo de caixa descontado, em termos nominais, observando o fluxo de caixa livre para o acionista (FCFE).

2.6.1. Premissas

Tabela 3: Premissas para a análise de Eólicas Offshore

Premissas Gerais	
Macroeconômicas	– Relatório Focus (BCB)
Capex	– 2.858.000 USD/MW
	– Período de construção: 4 anos
Operacionais	– Potência instalada: 100 MW
	– Fator de capacidade: 60%
	– Vida útil: 25 anos
	– OpEx anual: 4% do CapEx

Encargos Regulatórios	- TFSEE / TUST / ONS / CCEE
Tributárias	- Regime tributário: Lucro Presumido
	- Impostos s/ Receita: PIS/COFINS = 3,65%
	- Alíquotas de presunção: IRPJ = 8% CSLL = 12%
	- Impostos s/ o lucro: IRPJ = 25% CSLL = 9%
Financiamento	- Alavancagem (% CapEx): 70%
	- Custo: IPCA + 7,5%
	- Prazo: 20 anos

Fonte: Dados Alvarez & Marsal (2023)

Tabela 4: Premissas de Custo do Capital Próprio (Ke)

Custo do Capital Próprio (Ke) CAPM	
Taxa de Juros Livre de Risco (USD)	3,96%
Beta Alavancado	1,41
Equity Risk Premium (USD)	6,00%
CDS Brasil (USD)	3,20%
Prêmio Greenfield + Nova Tecnologia	1,00%
(=) Ke Nominal (USD)	16,61%
Inflação (USD)	2,25%
(=) Ke Real	14,00%

2.6.2. Resultados

Considerando as premissas acima e destacadas neste estudo, para que o projeto ofereça um retorno para o acionista de 14% em termos reais, o preço a ser praticado por MWh de energia vendida deverá ser de R\$ 559,69 (US\$ 107,27). Apresentamos abaixo a sensibilidade deste valor a alterações na taxa de retorno exigida pelo empreendedor (Ke), no OpEx e no CapEx.

Tabela 5: Preço a sensibilidades de Ke e OpEx

		Ke				
		12,00%	13,00%	14,00%	15,00%	16,00%
Opex (% Capex)	1,00%	435,11	451,66	468,44	485,45	502,72
	2,00%	465,53	482,08	498,85	515,87	533,14
	3,00%	495,95	512,50	529,27	546,29	563,56
	4,00%	526,36	542,91	559,69	576,71	593,98
	5,00%	556,78	573,33	590,11	607,13	624,40
	6,00%	587,20	603,75	620,53	637,55	654,81
	7,00%	617,62	634,17	650,95	667,97	685,23

Tabela 6: Preço a sensibilidades de Ke e CapEx

		Ke				
		12,00%	13,00%	14,00%	15,00%	16,00%
Capex (Δ Base)	-30,00%	375,35	386,93	398,67	410,58	422,67
	-20,00%	425,69	438,92	452,35	465,96	479,77
	-10,00%	476,02	490,92	506,02	521,33	536,87
	0,00%	526,36	542,91	559,69	576,71	593,98
	10,00%	576,70	594,91	613,37	632,09	651,08
	20,00%	627,04	646,90	667,04	687,46	708,18
	30,00%	677,38	698,90	720,71	742,84	765,28

Tabela 7: Preço a sensibilidades de CapEx e OpEx

		OpEx (% Capex)						
		2,00%	3,00%	4,00%	5,00%	6,00%	7,00%	8,00%
Capex (Δ Base)	-30,00%	356,09	377,38	398,67	419,97	441,26	462,55	483,85
	-20,00%	403,68	428,01	452,35	476,68	501,02	525,35	549,69
	-10,00%	451,27	478,64	506,02	533,40	560,77	588,15	615,53
	0,00%	498,85	529,27	559,69	590,11	620,53	650,95	681,37
	10,00%	546,44	579,91	613,37	646,83	680,29	713,75	747,21
	20,00%	594,03	630,54	667,04	703,54	740,05	776,55	813,05
	30,00%	641,62	681,17	720,71	760,26	799,80	839,35	878,89

Mantendo o Custo de Capital Próprio Constante em 14,00%

Naturalmente os valores são significativamente superiores aos preços praticados hoje com as tecnologias existentes, todavia é relevante destacar que as tecnologias existentes iniciaram seu desenvolvimento com políticas públicas de incentivos e subsídios, com redução posterior de seus custos em até 10 vezes comparativamente aos números iniciais. É importante ressaltar também estimativas do Cornwall Insight (2019) que, no Reino Unido, demonstravam que o LCOE da energia eólica offshore teria potencial para se igualar com a energia eólica onshore apenas em 2028. Todavia, com o crescimento acelerado da tecnologia das eólicas offshore, foi possível observar nos leilões de 2023 um valor de £37/MWh, em contrapartida ao valor de £ 42/MWh comercializado para a tecnologia onshore, assim como a Bloomberg News, que destaca “que a França também comercializou a tecnologia eólicas offshore no valor de €45/MWh em um dos seus últimos leilões governamentais do primeiro semestre de 2023”.

A sensibilidade apresentada nas tabelas com reduções de CapEx, OpEx e Ke tem o objetivo de evidenciar justamente a relevância da escalabilidade e consequente eficiência nas implantações, operações e riscos, em que uma redução de 30% no CapEx, mantendo-se todas as outras variáveis constantes, reduz o preço de viabilidade do MWh da energia gerada pela eólica offshore para R\$ 398,67 (US\$ 76,41) (aproximadamente 29% de redução).

3. HIDROGÊNIO VERDE

3.1. Conceito

O Hidrogênio é o elemento mais leve e comum do universo, sendo o quarto maior em quantidade no planeta Terra. Entretanto, raramente é encontrado de maneira pura (H_2) na natureza. Nesse estado, o hidrogênio apresenta alto poder de combustão, sendo bastante inflamável, tendo baixo peso e não gerando poluentes na queima. Assim, há um enorme interesse sobre sua utilização, principalmente como fonte/armazenagem de energia, que tende a crescer exponencialmente nos próximos anos a partir do interesse nas conversões das matrizes energéticas para fontes menos poluentes e de menor impacto.

A obtenção do hidrogênio (H_2) pode ocorrer de diferentes formas e fontes. A partir do método de obtenção, o hidrogênio (H_2) pode ser classificado por cores⁴. O processo e fonte utilizados para obtenção alteram substancialmente o impacto ambiental do processo devido aos poluentes liberados para atmosfera no processo.

A classificação de verde se dá para o hidrogênio gerado a partir da eletrólise da água com utilização de energia elétrica obtida de fontes renováveis⁵. A partir desse processo, são obtidos apenas esses dois elementos, não havendo emissão de gases poluentes no processo. Por ser o de menor impacto ambiental, o hidrogênio verde é o que possui maior destaque nas pesquisas e é alvo de maior interesse pelas empresas e em projetos de desenvolvimento da tecnologia.

Esse capítulo tem como objetivo explorar todo o contexto sobre a utilização do hidrogênio verde, seus custos, mercados e demais fatores relevantes no estudo deste mercado.

3.1.1. Outras formas de obtenção de Hidrogênio

O hidrogênio verde, ou seja, a obtenção de hidrogênio a partir da eletrólise da água é apenas um dos métodos possíveis existentes. O hidrogênio pode ser obtido de diversas outras maneiras, entre elas a partir do processo de gaseificação da biomassa e do biocombustível. Esse processo também não libera carbono e o hidrogênio obtido é classificado como hidrogênio musgo.

Mais usuais e historicamente mais utilizados, há o processo de obtenção por meio da separação de hidrocarbonetos. Devido à disponibilidade do recurso, o gás natural é o principal combustível do processo, o que implica na liberação de gás carbônico. Quando há o sequestro e a captura do gás carbônico gerado, o hidrogênio obtido é classificado como azul. Atualmente, não existe tecnologia que realize a captura efetiva de 100% do gás carbônico gerado, de maneira que o processo libera na atmosfera cerca de 2 kg de gás carbônico para cada 1 kg de hidrogênio produzido.

⁴ Apesar da existência das cores, esse conceito vem gradativamente sendo abandonado pelo setor.

⁵ Sabe-se da existência de discussões mais profundas sobre requisitos para a renovabilidade, que não é objeto desse estudo

Quando não é realizada a captura de gás carbônico no processo a partir do gás natural, o hidrogênio produzido é classificado como cinza, sendo gerado, em média, 10 kg de gás carbônico para cada quilo de hidrogênio.

Existem ainda outras classificações de cores menos usuais utilizadas.

3.2. Utilização e finalidades

O mercado de hidrogênio verde para as próximas décadas pode ser separado de duas formas. Primeiramente, existe o atual mercado de comércio de hidrogênio, oriundo de fontes fósseis, a ser substituído por hidrogênio verde devido à interesses ecológicos e ambientais. Complementarmente, existe o mercado de energia, onde o hidrogênio verde tem o potencial para competir com outros combustíveis existentes e com fontes renováveis na transição energética.

Neste primeiro mercado, o hidrogênio verde pode ser utilizado com diferentes propósitos, entre eles:

- Fertilizantes
- Produtos Químicos
- Refino

Nesses casos, o hidrogênio é um insumo do processo e é utilizado nas reações para obtenção dos produtos finais. Para estas situações, não há necessidade de adaptações drásticas dos mercados consumidores, apenas a alteração dos processos de obtenção do hidrogênio fornecido.

Este mercado representa globalmente 75 milhões de toneladas por ano.

Paralelamente, o hidrogênio verde representa uma alternativa de impacto ambiental muito inferior em relação a todos os combustíveis. Dessa forma, o hidrogênio verde pode ser utilizado em diversas aplicações, entre elas:

- Combustíveis de aviação
- Combustíveis de barcos e navios
- Combustível automotivo
- Fonte de energia industrial
- Fontes de energia residencial
- Aquecimento de ambientes

Devido à alta volatilidade e ao poder calorífico, o hidrogênio representa atrativos técnicos, além dos ambientais, nos casos de utilização como combustível.

Atualmente, a imensa maioria do consumo de hidrogênio é feita pelo hidrogênio como reagente e não como combustível, como pode ser visto na imagem a seguir.

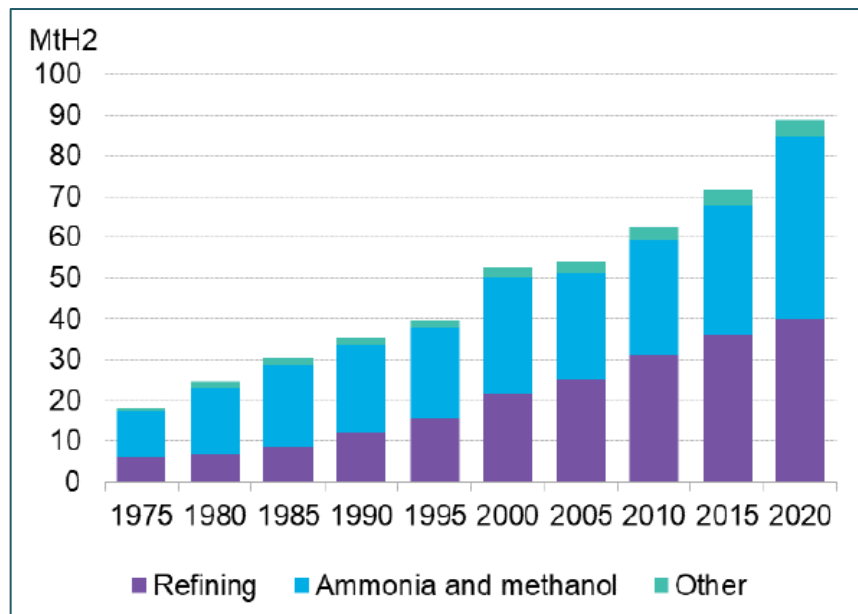


Figura 28 - Consumo de Hidrogênio, classificado por tipo de uso
 Fonte: IEA, Liebreich Associates (2021)

Dessa forma, percebe-se o tamanho da oportunidade e do mercado a ser utilizado para produção de hidrogênio verde. Em contrapartida, existem alguns fatores que restringem a aplicação do hidrogênio verde atualmente e que precisarão ser consideradas e contornadas na implementação da tecnologia, conforme detalhado a seguir.

Devido ao recente interesse pelo produto e ao baixo nível de maturidade do setor, há ainda um nível muito alto de incerteza sobre as informações existentes. Os valores de referência para a implantação de uma nova planta de eletrólise ainda são bastante incertos, o que limita o interesse dos investidores.

Pelo mesmo motivo, há restrições no número de fornecedores e profissionais e empresas capacitados a prestarem serviço para esse mercado, o que tende a elevar o preço e reduzir a atratividade do investimento.

Esses fatores devem ser reduzidos ao longo dos anos, conforme o crescimento do número de projetos e o avanço natural da curva de aprendizado, assim como o desenvolvimento do setor.

Soma-se a isso as incertezas regulatórias, uma vez que o número de leis e políticas públicas voltadas para o assunto ainda são mínimas e devem crescer a partir do aumento da capacidade instalada e, conseqüentemente, da fabricação. E, por fim, as questões logísticas de transporte do hidrogênio verde produzido, seja por terra ou água.

Apesar de todas as questões apresentadas, o hidrogênio verde possui papel fundamental na transição energética a médio e longo prazo ao se considerar as alternativas existentes atualmente.

Com base no apresentado sobre questões logísticas e considerando a relevância do custo da energia e na necessidade de acesso à água, muitos países tem avaliado a combinação da fabricação do hidrogênio verde com o desenvolvimento dos parques eólicos offshore.

3.3. Complementaridade Tecnológica: Eólica Offshore e Hidrogênio

Conforme apresentado no capítulo anterior, parte significativa do investimento sobre uma nova planta de eólica offshore é devido à linha de transmissão necessária para o transporte da energia gerada. A distância entre a planta e o sistema torna a opção offshore menos atrativa em relação a investimentos onshore. Considerando este fator, entende-se que a instalação de plantas de hidrogênio verde próximas aos parques eólicos offshore, reduz a extensão da linha de transmissão e aumenta o retorno sobre o investimento sendo um dos possíveis modelos de negócio a ser implementado na junção destas duas tecnologias.

Além disso, a combinação da fonte eólica offshore com a planta de hidrogênio verde é uma maneira de tornar ambos os projetos viáveis economicamente, sendo que caso fossem implantados de maneira independentes haveria mais riscos e custos associados.

A instalação das plantas de hidrogênio verde próximas a parques eólicos offshore implica necessariamente a plantas posicionadas próximas aos mares e oceanos. Sendo um dos principais atrativos técnicos do hidrogênio a capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, transporte de energia, o posicionamento próximo a portos pode reduzir significativamente os custos de transporte, o que representa uma redução do custo total.

Especialmente no caso do Brasil, a implantação na costa do país, além de representar uma redução da extensão da transmissão, representa uma facilidade logística para a exportação para a Europa, que deve ser o inicial e principal mercado do produto pelos próximos anos. Dessa maneira, o Brasil poderia obter vantagens competitivas em relação a concorrentes de maneira a obter a liderança do mercado latino-americano.

3.4. Processo e Tecnologia

A eletrólise da água ocorre a partir da reação de quebra da molécula da água em hidrogênio e oxigênio, conforme pode ser apresentada de maneira simplificada a seguir.

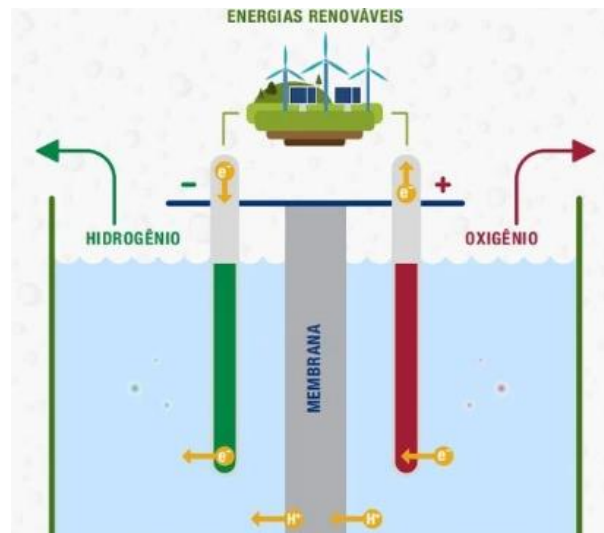


Figura 29: Esquema representativo da eletrólise da água
Fonte: Iberdrola (2021)

Ainda que simples frente a outros processos industriais, a eletrólise da água apresenta diferentes maneiras de processo, sendo relevante uma vez que a tecnologia adotada e os materiais utilizados representam riscos e custos diferentes ao investimento.

Resumidamente, o processo de eletrólise da água pode ocorrer a partir de quatro diferentes reações químicas (Alcalina, Próton, Ânodo e Sólido) que são apresentadas a seguir.

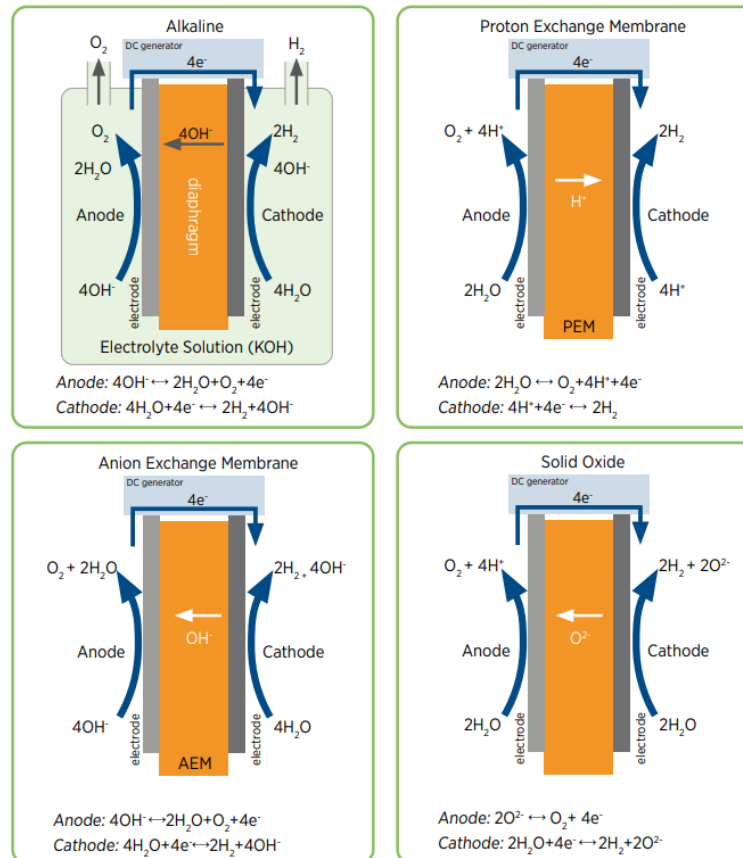


Figura 30: Processos Químicos de Eletrólise da água
Fonte: IRENA (2021)

Cada um dos tipos de processo apresenta vantagens e desvantagens que são expressas na tabela abaixo.

	Alcalina	Próton	Anodo	Sólido
Temperatura de operação	70 – 90°C	50 – 80°C	40 – 60°C	700 – 850°C
Pressão de operação	1 – 30 bar	< 70 bar	< 35 bar	1 bar
Eletrólito <i>(principal elemento)</i>	Potássio	Membrana PFSA	Potássio ou Sódio	Zircônia
Separador	Zircônia	Membrana PFSA	Potássio ou Sódio	Zircônia
Eletrodo <i>(parte oxigênio)</i>	Níquel	Iridium	Níquel	
Eletrodo <i>(parte hidrogênio)</i>	Níquel	Platina	Níquel	Cálcio e Titânio

Tabela 8: Tabela comparativa entre as reações de Eletrólise da água
Fonte: IRENA; Adaptado (2022)

Para determinação da tecnologia ideal do ponto de vista de custos, é necessária a análise a partir da capacidade instalada do sistema. Para módulos de grande tamanho, os modelos de Próton e Alcalino tendem a apresentar menor custo de investimento, de maneira a serem mais rentáveis, enquanto em módulos pequenos o modelo de Próton é considerado o mais caro entre as quatro alternativas.

Com base em pesquisas de mercado divulgadas pela IRENA, tem-se que a opção Alcalina representa quase metade dos projetos existentes e, em conjunto com a opção de Próton, as duas tecnologias somam mais de 75% das escolhas projetadas.

Ao se aumentar o grau de ampliação das imagens do eletrolisador, é obtido o esquema apresentado abaixo, onde entende-se o funcionamento das reações químicas dentro da célula de eletrólise, a partir da quebra da molécula da água e as reações com os anodos e cátodos presentes.

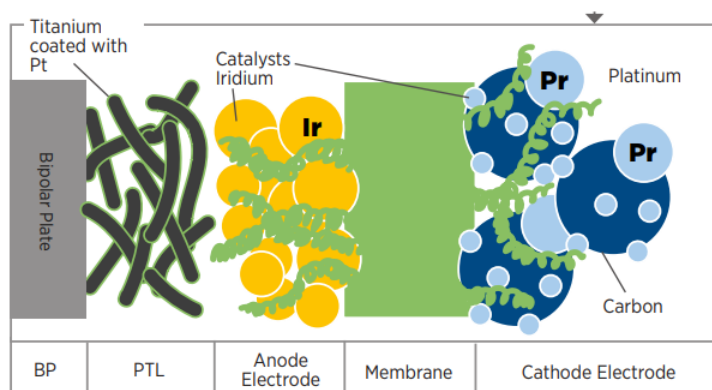


Figura 31: Ilustração das partes do Eletrolisador (nível da célula)
Fonte: IRENA (2022)

3.5. Materiais

Um dos principais fatores em desenvolvimento sobre o assunto de eletrólise da água e obtenção de hidrogênio verde são os materiais a serem utilizados no eletrolisador devido às vantagens técnicas e aos custos de produção e manutenção.

Atualmente, existem diversos institutos, universidades e centros de pesquisas espalhados pelo mundo realizando projetos de pesquisa e desenvolvimento voltados à otimização de seleção e aplicação dos materiais do eletrolisador.

As reservas globais dos principais materiais utilizados podem representar vantagens significativas no mercado de hidrogênio verde e/ou no mercado de fabricação de eletrolisadores, a partir da redução de custo. Além disso, países com reservas desses materiais podem se beneficiar da venda dos materiais não utilizados. A seguir, são apresentados os principais países detentores de reservas por material.

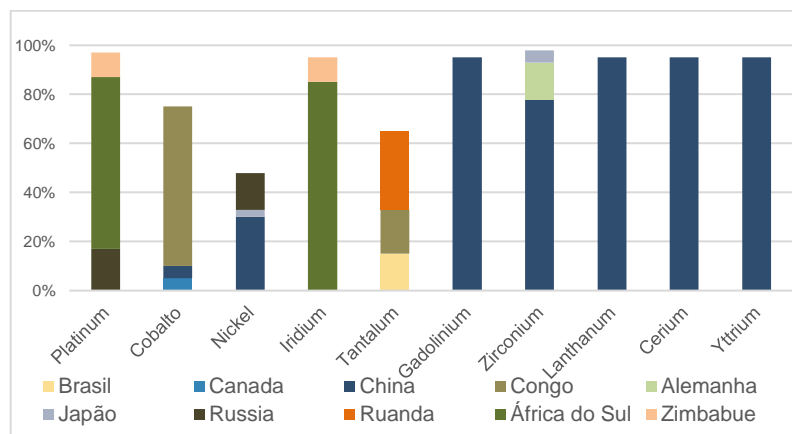


Figura 32: Países detentores das reservas de materiais utilizados no Eletrolisador
Fonte: IRENA (2022)

Por esse motivo, o país de produção pode afetar significativamente a tecnologia utilizada e o tipo de hidrogênio produzido. A exemplo, é apresentado o mapa de interesse europeu para produção.

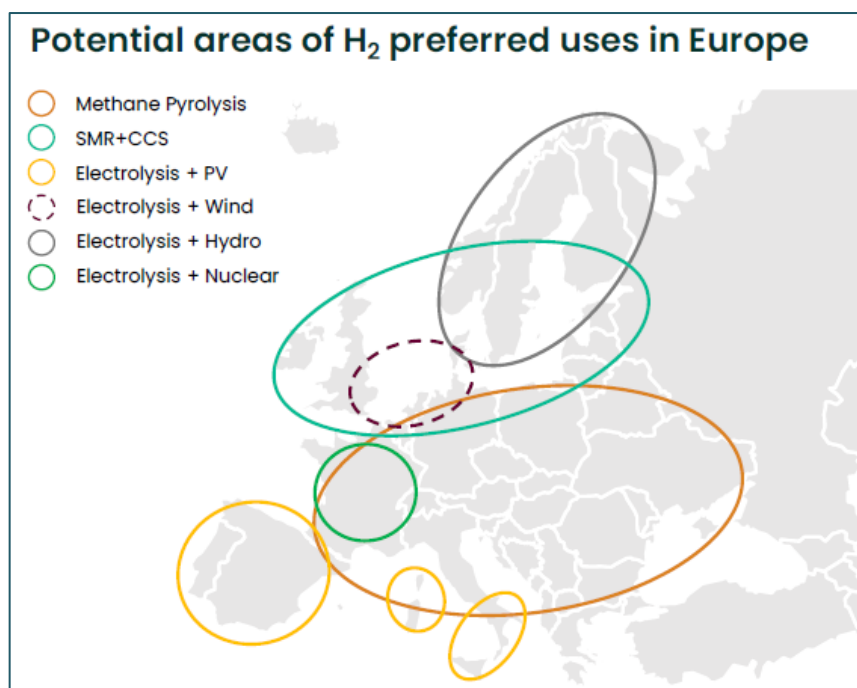


Figura 33 - Preferência de tipo de Hidrogênio por região da Europa
 Fonte: Baker Hughes (2022)

3.6. Projetos

Nesta seção, são apresentados os principais projetos e seus contextos no Brasil e pelo mundo, assim como projeções dos próximos anos.

3.6.1. Brasil

3.6.1.1. Projetos em andamento

Atualmente, o Brasil possui diversas iniciativas e estudos sobre produção de hidrogênio verde em território nacional através de empresas privadas geradoras de energia.

O projeto em estado mais avançado é da empresa portuguesa EDP na Unidade Termelétrica Pecém, onde foi produzida a primeira molécula de hidrogênio verde no Brasil em dezembro de 2022. O projeto teve seu início oficial de produção em janeiro de 2023.

Além disso, diferentes empresas firmaram memorando de entendimento com governos estaduais para nivelamento de interpretações regulatórias que possam permitir o mínimo de segurança regulamentar para estudo dos projetos, como foi o caso da Neoenergia, Enel e White Martins com os governos do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Ceará, Paraíba, Paraná e Rio de Janeiro.

Soma-se a esses projetos o ponto de estudo inaugurado por Furnas em Itumbiara (MG) para Pesquisa & Desenvolvimento, o anúncio da Unigel, produtora de fertilizantes, sobre a construção de uma planta de hidrogênio verde na Bahia com início de operação antes

do fim de 2023 e outros diversos estudos em andamento divulgados por empresas nacionais e estrangeiras do setor elétrico.

3.6.1.2. Planos Nacionais

No que tange a objetivos e planos governamentais nacionais, o Brasil se encontra atrás de outros países que possuem metas e planejamentos específicos sobre o setor há alguns anos.

Em agosto de 2021, o Ministério de Minas e Energia, através do Conselho Nacional de Política Energética, divulgou as diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Em 2022, após reuniões entre agosto e dezembro, foi divulgado o plano trienal do PNH2.

O plano define para o triênio os seguintes objetivos:

- I - O interesse em desenvolver e consolidar o mercado de hidrogênio no Brasil e a inserção internacional do País em bases economicamente competitivas;
- II - A inclusão do hidrogênio como um dos temas prioritários para investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação, conforme Resolução CNPE nº 2, de 10 de fevereiro de 2021, aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética;
- III - A importância do hidrogênio como vetor energético que, combinado a outras soluções, tem potencial para contribuir globalmente para uma matriz energética de baixo carbono;
- IV - O interesse na cooperação internacional para o desenvolvimento tecnológico e de mercado para produção e uso energético do hidrogênio;
- V - A diversidade de fontes energéticas disponíveis no País para a produção de hidrogênio;
- VI - As tecnologias associadas a esse vetor energético já desenvolvidas e em desenvolvimento no País;
- VII - A diversidade de aplicações do hidrogênio na economia;
- VIII - O potencial de demanda interna e para exportação de hidrogênio no contexto de transição energética; e
- IX - A liderança do Brasil no tema "Transição Energética" no Diálogo de Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia.

Da mesma forma, ficaram definidos os seguintes princípios para o PNH2:

- Valorizar o potencial nacional de recursos energéticos: reconhecendo as diversas fontes para obtenção do hidrogênio, sendo elas renováveis ou não, bem como a ampla gama de aplicações em múltiplos setores da economia (transportes, energia, siderurgia e mineração, por exemplo);

- Ser abrangente: reconhecendo a diversidade de fontes energéticas e alternativas tecnológicas disponíveis ou potenciais, inclusive as possíveis sinergias, para produção, logística, armazenamento e uso do hidrogênio;
- Alinhar-se às ambições de descarbonização da economia: considerando trajetórias que viabilizem que o hidrogênio contribua para a neutralidade líquida de carbono até 2050;
- Valorizar e incentivar o desenvolvimento tecnológico nacional: tendo em vista os investimentos e experiências já existentes no País e a necessidade da continuidade do esforço em pesquisa, desenvolvimento e inovação, com vistas à capacitação e autonomia tecnológica e desenvolvimento do sistema produtivo nacional;
- Almejar o desenvolvimento de um mercado competitivo: considerando o potencial de demanda interna e para exportação de hidrogênio, bem como a evolução dos custos e riscos nos horizontes de curto, médio e longo prazos;
- Buscar sinergias e articulação com outros Países: reconhecendo que esse mercado deve ter abrangência global e seu desenvolvimento pode ser acelerado por meio de cooperação e coordenação internacional;
- Reconhecer a contribuição da indústria nacional: o País tem base industrial robusta para a produção de bens de capital, produtos e serviços aptos para contribuir com a economia do hidrogênio.

Sumarizado através dos pilares, as câmaras temáticas definiram os três pontos de sustentação do planejamento ilustrados na Figura 34:

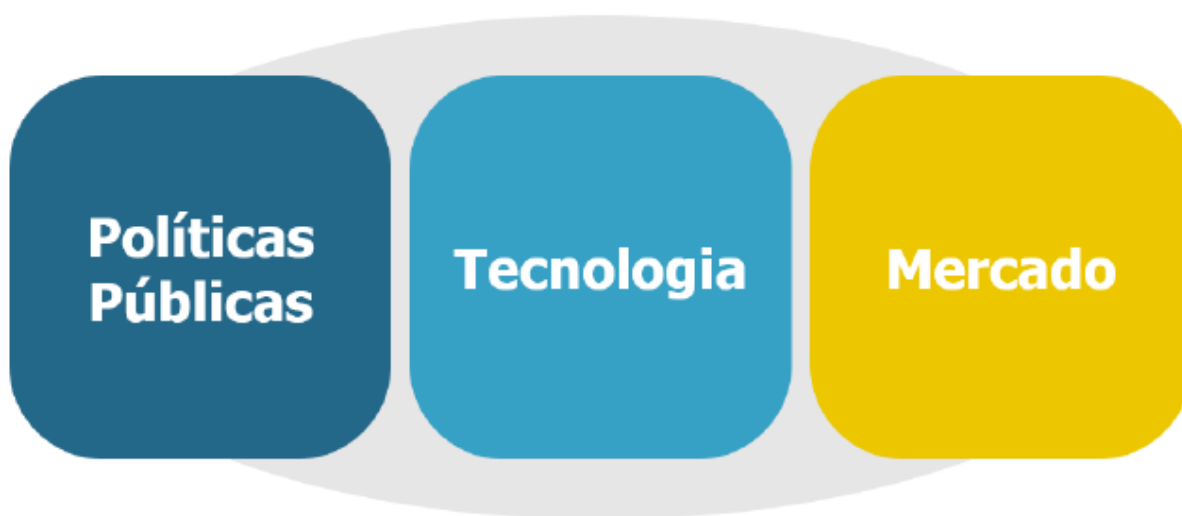


Figura 34: Pilares do Programa Trienal do PNH2
Fonte: Programa Trienal do PNH2 (2021)

O plano trata de uma estruturação para o desenvolvimento do setor nos próximos anos através das ações a serem exercidas pelos órgãos governamentais, o que fica evidente pelos eixos temáticos definidos para compor o PNH2.



Figura 35: Eixos temáticos do PNH2
 Fonte: Programa Trienal do PNH2 (2021)

3.6.1.3. Regulação

As leis e normas existentes no Brasil atualmente foram estabelecidas a partir de um contexto muito diferente e menor do que será visto nos próximos anos. Assim, uma das ações mais observadas e relevantes do governo sobre o tema nos próximos anos será a definição e revisão das leis sobre o setor.

A incerteza regulatória acaba limitando a viabilidade de novas iniciativas e aumentando valores de investimento devido ao incremento das contingências.

3.6.1.4. Contexto Atual para Novos Projetos

Um exemplo relevante das questões regulatórias é o processo de contratação e leilão das unidades de Geração e Transmissão do mercado brasileiro. Os leilões e o planejamento do Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizado visando o escoamento de plantas geradoras existentes e o atendimento aos consumidores. Dessa forma, no modelo atual, é necessário observar a possibilidade de projetos de transmissão não serem planejados visando planta eólicas *offshore*.

Analogamente, no modelo atual, entende-se que plantas de hidrogênio verde voltadas para a exportação do produto para outros países possam ser prejudicadas ou relevadas do planejamento.

Por fim, ressalta-se que os custos iniciais maiores de implantação de planta de eletrólise até o aumento da escala dos projetos e redução dos preços pode inviabilizar que projetos utilizando essas tecnologias vençam leilões de geração nos moldes atuais, o

que remete ao início dos projetos de geração solar e outras tecnologias e às ações de incentivo do Governo como mecanismos de leilões e redução de impostos sobre esses projetos.

Para desenvolvimento do setor nos mesmo níveis e ritmos de outros países, esses e demais fatores devem ser considerados e contornados nas ações dos órgãos responsáveis nos próximos anos.

3.6.1.5. Vantagens Competitivas

Por fim, sobre o cenário brasileiro, destacam-se as vantagens competitivas que o país possui sobre concorrentes para se despontar como um dos maiores mercados de produção e exportação mundial de hidrogênio verde.

A enorme costa litorânea do Brasil, somado ao imenso potencial energético ainda não explorado, pode representar o acesso à energia limpa em preços pequenos e uma capacidade de fabricação capaz de atender a diversos mercados.

Da mesma forma, o posicionamento geográfico do Brasil representa uma vantagem no atendimento ao mercado europeu, que deve ser o principal importador de hidrogênio verde nas próximas décadas, em relação aos outros possíveis fornecedores.

3.7. Mundo

Assim como no Brasil, o conhecimento sobre a possibilidade de obtenção de energia através da eletrólise da água e utilização do hidrogênio existe há décadas. O interesse sobre essa tecnologia tem crescido devido ao aumento da relevância das questões ambientais e ao aumento da velocidade da conversão energética por questões políticas.

Nesse contexto, destacam-se os seguintes mercados por divulgação e planejamento de projetos de plantas de Eletrólise:

- **Austrália:** 27 GW em planejamento
- **Espanha:** Maior planta em operação do mundo com capacidade de 200.000 toneladas por ano
- **Estados Unidos:** 16 GW até 2030
- **China:** 5 GW em construção
- **Alemanha:** 10 GW até 2035
- **Holanda:** 4 GW proveniente de offshores até 2027

3.8. Exportação e Logística

A utilização do hidrogênio como forma de energia torna imenso o mercado de exportação de energia, até então muito reduzido por limitações técnicas. Essa mudança

tem proporções para alterar toda a cadeia de fornecimento de energia elétrica de inúmeros países.

Como consequência, incremento de rotas existentes e novas rotas logísticas devem ser criadas. De acordo com a IRENA, estima-se que em 2050, mais de 30% do total de hidrogênio consumido será via importação, sendo que a União Europeia conseguiria produzir apenas 20% do que será consumido no bloco.

Assim, as rotas e os custos logísticos passam a ter relevância significativa. Nesse contexto, é apresentada a ilustração abaixo.

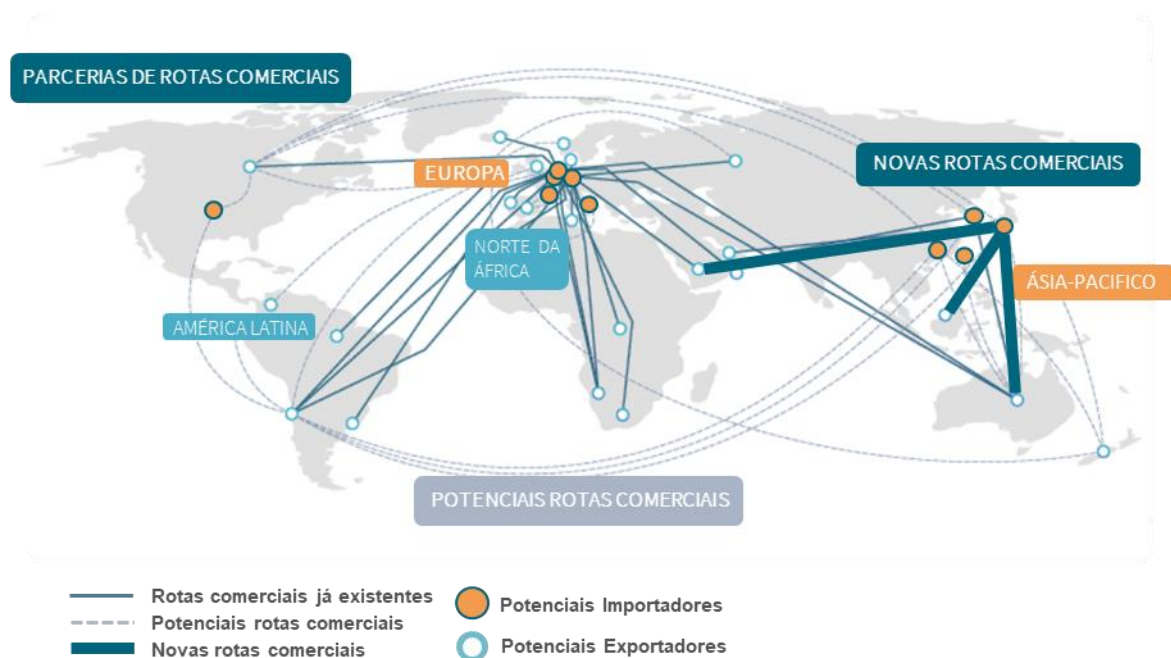


Figura 36: Possível cenário de rotas de fornecimento de hidrogênio verde em 2050
Fonte: IRENA (2021); Adaptado

A partir de estudos e pesquisas realizadas pela IRENA, tem-se que mais de 90% dos gasodutos europeus são fabricados com materiais e projetos capazes de serem convertidos para transporte de hidrogênio verde.

A produção de hidrogênio verde que se espera ser atingida deve mudar totalmente o controle e dinâmica do mercado de hidrogênio, com um aumento significativo da demanda europeia devido à questões energéticas e políticas.

Atualmente, a demanda europeia de hidrogênio é de apenas 9% do total comercializado no mundo, conforme apresentado a seguir.

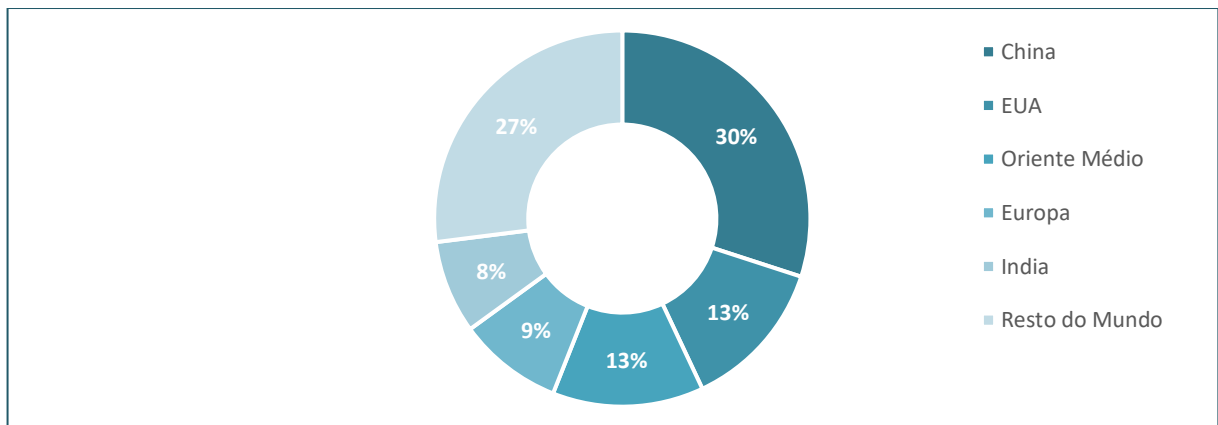


Figura 37 - Distribuição da Demanda Global de Hidrogênio
 Fonte: IEA (2022), Liebreich Associates

3.9. Investimentos e Valores

Como todo mercado em desenvolvimento e com baixo grau de maturidade, existe uma incerteza muito grande sobre os custos e as dificuldades técnicas em uma construção e operação de planta de hidrogênio verde.

Atualmente, os valores de hidrogênio azul e cinza estão entre USD 2,5 – 3,8/kg e USD 1,8 – 3,2/kg respectivamente. Estima-se que o valor do hidrogênio verde em uma planta de larga escala hoje não seria menos que USD 5,0/kg.

Segundo estudo da McKinsey, em 2030, o hidrogênio verde pode chegar a cerca de USD 1,0/kg, enquanto países como Brasil, Austrália, Espanha e Estados Unidos serão capazes de produzir a menos de USD 1,5/kg e Alemanha e China abaixo de USD 2,0/kg.

A estimativa de avanço dos preços pode ser apresentada na imagem a seguir.

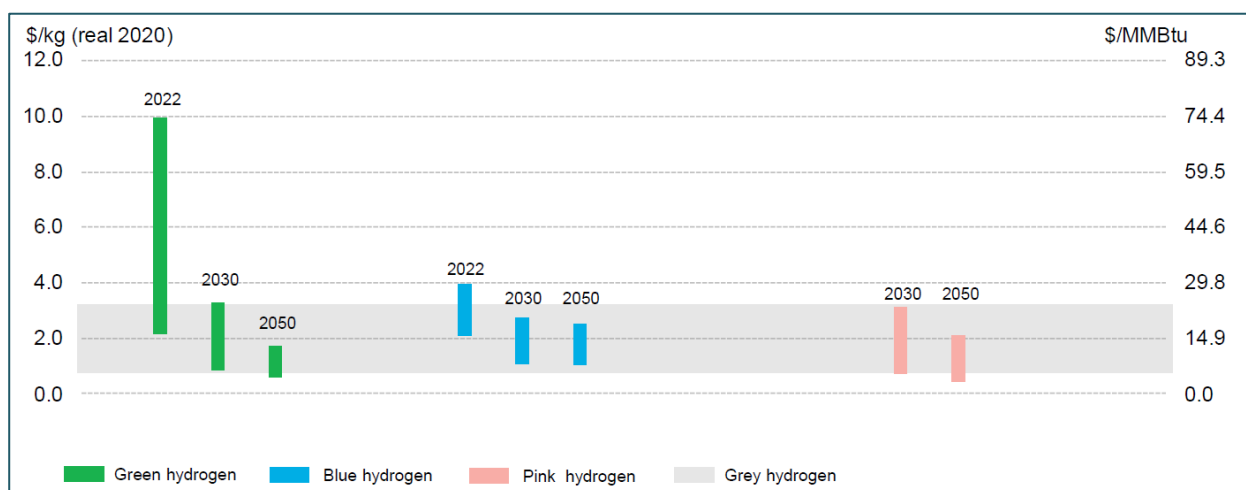


Figura 38 - Estimativa de avanços do preço de Hidrogênio
 Fonte: BloombergNEF, Lucid Catalyst, Hydrogen Council, IRENA, IEA, ETC, Liebreich Associates (2022)

O principal fator para redução do custo do hidrogênio verde é a redução do custo da energia utilizada, uma vez que essa componente representa mais da metade do valor do produto. Para o atendimento dos níveis de preços competitivos na próxima década, é necessária a redução do custo da energia, conforme ilustrado na Figura 39 a seguir.

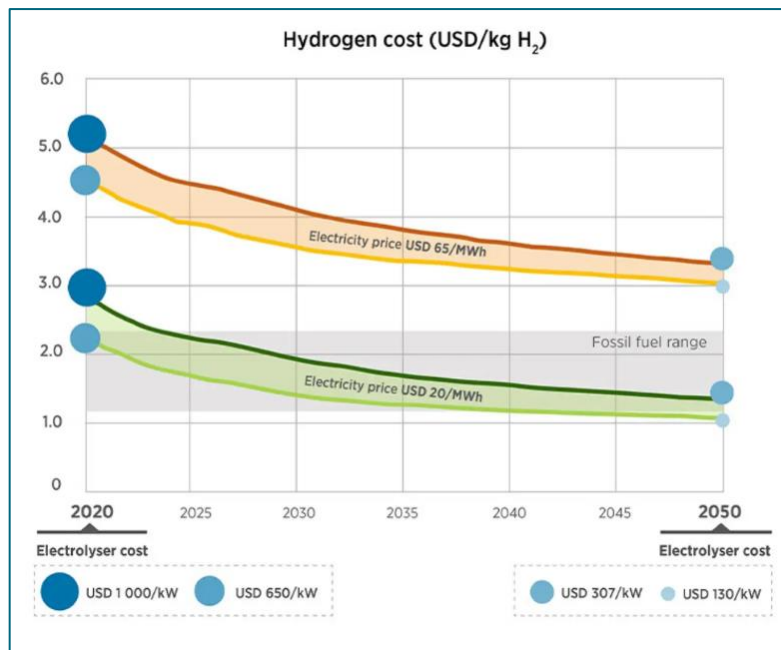


Figura 39: Relação do Custo de Energia com o Preço do Hidrogênio Verde
Fonte: IRENA (2022)

O segundo fator de maior relevância na composição do valor do hidrogênio verde são os custos com o eletrolisador. De acordo com os dados da IRENA, é necessária a redução dos custos em eletrolisador em 50% para tornar possível a fabricação de hidrogênio a níveis menores que USD 3,00/kg. Em resumo, a redução do custo atual para níveis competitivos passa pela redução dos seguintes fatores nas proporções esperadas.

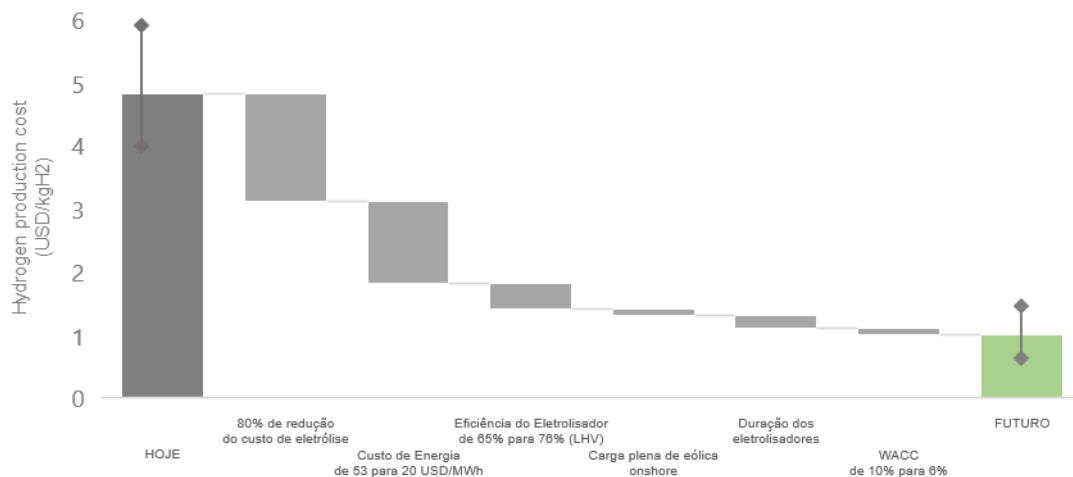


Figura 40: Fatores de Redução do Preço do Hidrogênio Verde
 Fonte: IRENA; adaptado (2022)

Para ocorrer o esperado aumento de escala e, conseqüentemente, redução de preço é preciso que o mercado de produção de eletrolisadores e toda a cadeia de fornecimentos cresçam em mesma proporção ao mercado de hidrogênio verde. Caso contrário, haveria um gargalo na fabricação dos equipamentos para as plantas, inviabilizando ou atrasando a construção de novos parques.

3.10. Análise de Viabilidade de Hidrogênio

Para entendimento da viabilidade técnica e financeira do hidrogênio verde frente a outros métodos de obtenção, foram realizadas comparações, primeiramente, quanto à eficiência de conversão em energia, conforme figura abaixo.

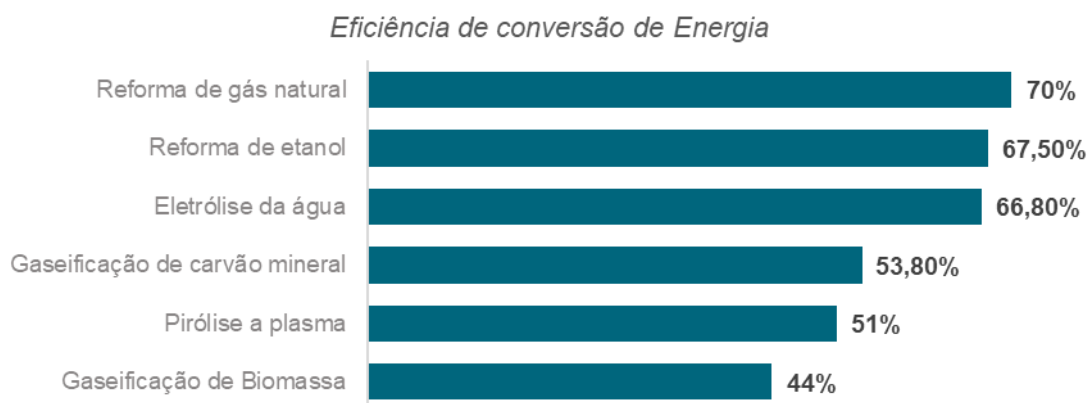


Figura 41: Comparação de eficiência de conversão de energia por método de obtenção de hidrogênio
 Fonte: IRENA; adaptado (2022)

Além disso, foram considerados os custos esperados de OpEx para a planta de hidrogênio.

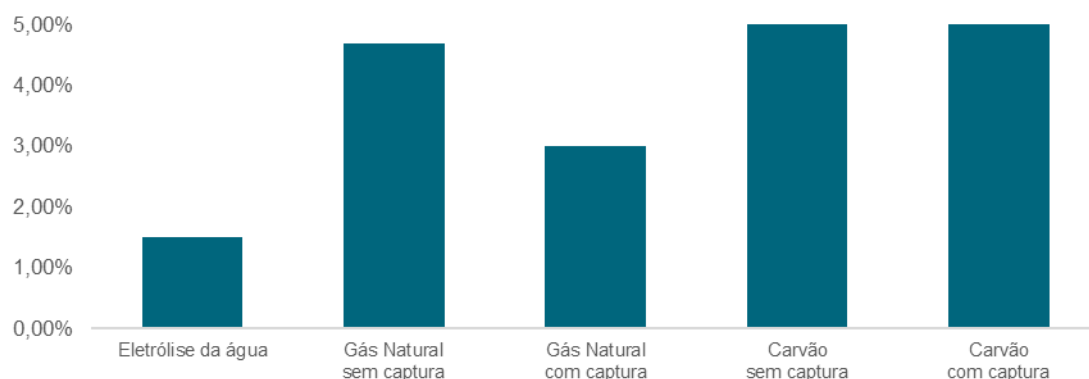


Figura 42: Comparação do custo de Operação e Manutenção em relação ao CapEx por método de obtenção de hidrogênio
Fonte: IRENA; adaptado (2022)

3.11. Estudo de Viabilidade

Assim como realizado na primeira parte do trabalho, apresentaremos nessa sessão um estudo de viabilidade econômica de um projeto integrado que contempla a instalação e operação de uma planta de geração eólica offshore cuja energia produzida é destinada à produção de hidrogênio verde.

O estudo utiliza as premissas adotadas para a análise de viabilidade de eólicas offshore apresentada anteriormente em conjunto com informações levantadas nesta parte do trabalho sobre hidrogênio verde.

Para a análise, foi utilizado um modelo de fluxo de caixa descontado, em termos nominais, observando o fluxo de caixa livre para o acionista (FCFE). Mantivemos o custo do capital próprio (K_e) de 14,00% real para esta análise.

3.11.1. Premissas

Tabela 9: Premissas gerais para análise de hidrogênio verde

Premissas Gerais (H2V)	
Macroeconômicas	- Relatório Focus (BCB)
	- Potência do eletrolisador: 63,2 MW
Capex	- 1.000.000 USD/MW
	- Período de construção: 2 anos
Operacionais	- Load Factor: 95%
	- Coeficiente de Produção (H2V Ton/MWh): 0,021
	- Vida útil: 25 anos
	- OpEx anual: 1,5% do CapEx

Tributárias	<ul style="list-style-type: none"> - Regime tributário: Lucro Real - Impostos s/ Receita: PIS/COFINS = 9,25% - Impostos s/ o lucro: IRPJ = 25% CSLL = 9%
Financiamento	<ul style="list-style-type: none"> - Alavancagem (% CapEx): 70% - Custo: IPCA + 7,5% - Prazo: 20 anos

Fonte: Dados Alvarez & Marsal (2023)

3.11.2. Resultados

Considerando as premissas destacadas acima, para que o projeto atenda o retorno mínimo de 14,00% em termos reais, o preço a ser praticado por kg de hidrogênio verde vendido deverá ser de R\$ 34,16 (US\$ 6,55). Apresentamos abaixo a sensibilidade deste valor a alterações na taxa de retorno exigida pelo empreendedor (K_e), no OpEx e no CapEx.

Tabela 10: Preço a sensibilidades de K_e e OpEx (H2V)

		K_e				
		12,00%	13,00%	14,00%	15,00%	16,00%
Opex (% Capex)	0,38%	31,37	32,57	33,80	35,04	36,32
	0,75%	31,49	32,70	33,92	35,17	36,44
	1,13%	31,62	32,82	34,04	35,29	36,56
	1,50%	31,74	32,94	34,16	35,41	36,69
	1,88%	31,86	33,06	34,29	35,54	36,81
	2,25%	31,99	33,19	34,41	35,66	36,93
	2,63%	32,11	33,31	34,53	35,78	37,05

Tabela 11: Preço a sensibilidades de K_e e CapEx (H2V)

		K_e				
		12,00%	13,00%	14,00%	15,00%	16,00%
Capex (Δ Base)	-30,00%	30,36	31,50	32,67	33,87	35,09
	-20,00%	30,82	31,98	33,17	34,39	35,62
	-10,00%	31,28	32,46	33,67	34,90	36,15
	0,00%	31,74	32,94	34,16	35,41	36,69
	10,00%	32,20	33,42	34,66	35,93	37,22
	20,00%	32,66	33,90	35,16	36,44	37,75
	30,00%	33,12	34,38	35,65	36,95	38,28

Tabela 12: Preço a sensibilidades de CapEx (H2V) e OpEx (H2V)

		Opex (% Capex)						
		0,38%	0,75%	1,13%	1,50%	1,88%	2,25%	2,63%
Capex (Δ Base)	-30,00%	32,42	32,50	32,59	32,67	32,76	32,85	32,93
	-20,00%	32,88	32,97	33,07	33,17	33,27	33,37	33,47
	-10,00%	33,34	33,45	33,56	33,67	33,78	33,89	34,00
	0,00%	33,80	33,92	34,04	34,16	34,29	34,41	34,53
	10,00%	34,26	34,39	34,53	34,66	34,80	34,93	35,07
	20,00%	34,72	34,86	35,01	35,16	35,31	35,45	35,60
	30,00%	35,18	35,33	35,49	35,65	35,81	35,97	36,13

Mantendo o Custo de Capital Próprio Constante em 14,00%

Tabela 13: Preço a sensibilidades de Ke e CapEx (H2V e Eólicas Offshore)

		Ke				
		12,00%	13,00%	14,00%	15,00%	16,00%
Capex (Δ Base)	-30,00%	24,00	24,84	25,70	26,57	27,46
	-20,00%	26,58	27,54	28,52	29,52	30,54
	-10,00%	29,16	30,24	31,34	32,47	33,61
	0,00%	31,74	32,94	34,16	35,41	36,69
	10,00%	34,32	35,64	36,99	38,36	39,76
	20,00%	36,90	38,34	39,81	41,31	42,84
	30,00%	39,48	41,04	42,63	44,26	45,91

Tabela 14: Preço a sensibilidades de CapEx (H2V e Eólicas Offshore) e OpEx (H2V)

		Opex (% Capex)						
		0,38%	0,75%	1,13%	1,50%	1,88%	2,25%	2,63%
Capex (Δ Base)	-30,00%	25,44	25,52	25,61	25,70	25,78	25,87	25,95
	-20,00%	28,22	28,32	28,42	28,52	28,62	28,72	28,81
	-10,00%	31,01	31,12	31,23	31,34	31,45	31,56	31,67
	0,00%	33,80	33,92	34,04	34,16	34,29	34,41	34,53
	10,00%	36,58	36,72	36,85	36,99	37,12	37,26	37,39
	20,00%	39,37	39,52	39,66	39,81	39,96	40,11	40,25
	30,00%	42,15	42,31	42,47	42,63	42,79	42,95	43,11

Mantendo o Custo de Capital Próprio Constante em 14,00%

Ao converter para dólar o preço que viabiliza o desenvolvimento da tecnologia e produção por kg de hidrogênio verde, chega-se a aproximadamente US\$ 6,55⁶.

⁶ Considerou-se a cotação de 5,21 BRL/USD, último dia de 2022.

Dado que as estimativas de mercado, conforme apresentado anteriormente, para os preços atuais de hidrogênio verde podem chegar a US\$ 10,00 por quilograma, os valores requerem artifícios de redução, como políticas públicas específicas. Estudos⁷ anteriores apontaram um Custo Nivelado do Hidrogênio (ou *Levelized Cost of Hydrogen* – LCOH) a partir da eletrólise por fonte de eólica offshore entre US\$ 5,00 e US\$ 15,00 na costa brasileira, identificando que as estimativas apresentadas nesse estudo por meio da análise de viabilidade podem alcançar patamares análogos próximos às investigações de LCOH na literatura existente. Há também estudo europeu⁸ em que o LCOH – importante enfatizar a diferença da metodologia do LCOH e da análise viabilidade desse estudo, explicado no capítulo 2.6 – a partir de eólica offshore é de EUR 4,50. Considerando que se trata de um continente que já possui parques eólicos offshore operacionais, ressalta o potencial de competitividade da produção em terras brasileiras.

Sabendo do potencial de redução, tanto nos custos de implantação de eólica offshore quanto de eletrolisadores no médio e longo prazo, comparativamente a outras tecnologias, pode-se esperar reduções de preços de pelo menos 25% para o hidrogênio verde a ser vendido, considerando eficiência de escala com redução de 30% nos investimentos de offshore e de produção de hidrogênio verde.

É importante destacar, como mais um sinal do valioso potencial brasileiro, que subsídios advindos do programa *Inflation Reduction Act* nos Estados Unidos geram créditos de US\$ 3,00 por quilo de hidrogênio. Estímulo similar nos valores do presente estudo trariam o preço do hidrogênio verde muito próximo da competitividade frente ao hidrogênio azul ou cinza.

4. Próximos Passos

Conforme apresentado, entende-se que o interesse sobre o assunto tem crescido imensamente por questões políticas e ecológicas, sendo a principal tecnologia existente para a conversão energética das próximas décadas. O estado embrionário de grandes projetos acarreta a baixa maturidade das informações e grande incerteza sobre os desafios e valores da construção em larga escala.

Considerando que outras fontes de energia apresentaram valores iniciais seis vezes acima de outras fontes já consolidadas, como é o caso da primeira contratação de eólica no Brasil comparativamente à energia hidrelétrica, é natural chegar a um valor para a

⁷ Avaliação Técnica E Econômica Georreferenciada Do Potencial De Produção De Hidrogênio Verde Com Eólica Offshore No Brasil; João Henrique Paulino De Azevedo; Florian Pradelle; Sergio Leal Braga; Pontifícia Universidade Católica Do Rio De Janeiro

⁸ A Techno-Economic Feasibility Study Of Offshore Wind-Hydrogen Production In Southern Sweden; Carol Hansson; Uppsala University Department of Earth Sciences, Campus Gotland

energia eólica offshore acima das demais fontes e, de forma positiva, os resultados desse estudo mostram uma diferença inferior ao que já foi encontrado no passado.

Para o Brasil, existem diversas condições favoráveis devido a características geográficas e energéticas do território nacional que, para serem exploradas, necessitam de ações de incentivo e estruturação do setor no país.

O aprimoramento de políticas públicas e definições regulatórias são imprescindíveis para o país não ficar em defasagem quando comparado com países vizinhos ou similares com relação a recursos de produção e para não desincentivar os investimentos que são esperados através de players nacionais e estrangeiros, como é notável pela quantidade de memorandos e acordos de desenvolvimento já elaborados.