

令和３年度質の高いエネルギーインフラの海外展開
に向けた事業実施可能性調査事業（スコットランドに
おける洋上風力電力による洋上浮体式水素製造プラ
ントの技術検証と事業化初期調査） 報告書

令和４年２月

J-DeEP 技術研究組合

目 次

まえがき	1
第1章 洋上風力電力を基本とした再生可能電力及びグリーン水素の将来見通しを含む	
市場調査	9
1.1 世界の風力発電の現状と見通し	9
1.2 洋上風力発電の規模と見通し	9
1.2.1 洋上風力発電の現状	9
1.2.2 洋上風力発電の拡大予測	10
1.2.3 洋上風力発電の事業の大規模化を支える技術の進歩	11
1.2.4 地域別の洋上風力発電の導入見通し	12
1.3 洋上風力電力コスト（価格）について	14
1.3.1 各国の電力料金	14
1.3.2 洋上風力発電の電力価格	15
1.3.3 洋上風力発電の電力価格の設定	19
1.4 水素需要の現状と見通し	20
1.4.1 水素需要の現状	20
1.4.2 水素需要の見通し	20
1.4.3 水素需要と今後の拡大	20
1.4.4 水素生産計画	21
1.5 水素の価格	23
1.5.1 水素価格の現状	23
1.5.2 水素価格の見通し	24
1.5.3 各国の生産コスト	24
1.5.4 産業セクターにおける期待価格（2032年）	25
1.6 事業性評価用のグリーン水素単価の設定	26
1.6.1 水素単価の予想	26
1.6.2 事業性調査に使用する水素単価（目標価格）	27

第2章	スコットランドの洋上風力発電に関する情報の入手及び水素製造プラントへの 電力供給条件の設定・・・・・・・・・・・・・・・・	29
2.1	本章の目的・・・・・・・・・・・・・・・・	29
2.2	要因整理・・・・・・・・・・・・・・・・	29
2.2.1	要因抽出・・・・・・・・・・・・・・・・	29
2.2.2	要因の関係・・・・・・・・・・・・・・・・	30
2.2.3	浮体式風力発電による水素生産には、技術的大きな課題が4つある。	31
2.2.4	風力発電の発電特性が水素製造プラントに影響する技術的要因・・	32
2.2.5	風力発電 PJ 状況と今後の PJ 規模・・・・・・・・	33
2.2.6	将来の風力事業プロジェクトの規模・・・・・・・・	39
2.2.7	FS モデルの風力発電事業の規模の設定・・・・・・・・	42
2.2.8	稼働率・・・・・・・・・・・・・・・・	42
2.2.9	風力発電からの電力の供給・・・・・・・・	48
2.2.10	風力事業関係者との関係・・・・・・・・	54
2.3	水素製造に関わる基本情報の整理・・・・・・・・	61
2.3.1	水素の基本物性・・・・・・・・・・・・・・・・	61
2.3.2	水電解に必要な電力・・・・・・・・・・・・・・・・	61
2.3.3	水素の生産方法・・・・・・・・・・・・・・・・	62
2.3.4	グリーン水素の生産に用いられる電気分解法・・・・・・・・	63
2.3.5	浮体式プラントに搭載する水電解装置の要件・・・・・・・・	65
2.4	水素の輸送方法・・・・・・・・・・・・・・・・	65
2.4.1	洋上での水素生産の最大の問題は電力確保と輸送である。・・・・	65
2.4.2	既存の海底天然ガスパイプラインへの混入・・・・	66
2.4.3	天然ガス PL 混入輸送の後、水素の利用・・・・・・・・	73
2.4.4	水素を PL やタンクで輸送する場合の水素特有の課題・・・・・・・・	73
2.5	纏め・・・・・・・・・・・・・・・・	74

第3章	風力電力供給条件をもとにした水素製造装置の条件設定及びユーティリティ	
	設備の基本計画・運転計画を含む基本的な運用計画に係る課題整理・	75
3.1	水素製造プラントの規模条件・	75
3.2	主要設備の仕様・	75
3.2.1	水電解装置の仕様・	75
3.2.2	プラント設備の概略構成・	76
3.2.3	プラント全体の消費電力について・	77
3.3	水素プラント検討状況の概要・	78
3.3.1	水素プラントの全体構成・	78
3.3.2	水素プラントの電力系統・	78
3.3.3	水素プラントの出荷系統の構成・	80
3.3.4	水素プラント詳細検討の例・	81
3.4	浮体上の配置検討・	82
3.4.1	安全性・	82
3.4.2	操業安定性・	82
3.4.3	ゾーン分け・	82
3.5	電力の質が水素電解装置に及ぼす影響・	84
3.5.1	電力の周期的な変動について・	81
3.5.2	電解装置の運転範囲・	81
3.5.3	プラントの稼働率の課題・	85
3.5.4	電力の急激な変動について・	85
3.5.5	直流受電について・	85
3.6	水素プラントの運用と技術課題・	88
3.6.1	安全 (Safety) の観点から・	88
3.6.2	環境 (Environment) の観点から・	89
3.6.3	品質 (Quality) の観点から・	90
3.6.4	納期 (Delivery) の観点から・	90
3.6.5	コスト (Cost) の観点から・	90
3.6.6	オペレーション／メンテナンス (O&M) の観点から・	91

第4章	電解装置の調査による、洋上環境や風力電力との親和性・経済性・大型化など についての評価、洋上水素製造装置としての実現性の評価及び技術課題の整 理・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	93
4.1	電解装置型式およびメーカー調査・・・・・・・・・・・・・・・・	93
4.1.1	電解装置の型式・・・・・・・・・・・・・・・・	93
4.1.2	主要電解装置メーカー・・・・・・・・・・・・・・・・	95
4.2	電解装置の大型化、低コスト化の見通し・・・・・・・・	98
4.2.1	電解装置大型化の動向・・・・・・・・	98
4.2.2	電解装置低コスト化の見通し・・・・・・・・	99
4.3	洋上水素製造プロジェクトの調査・・・・・・・・	100
4.3.1	洋上水素製造プロジェクトリスト・・・・・・・・	100
4.3.2	主な洋上水素製造プロジェクトの概要・・・・・・・・	100
4.4	電解装置に求められる条件および課題抽出・・・・・・・・	107
4.4.1	浮体の揺動への適用・・・・・・・・	107
4.4.2	モジュール工法および塩害環境への適用・・・・・・・・	108
4.4.3	省スペース・・・・・・・・	110
4.4.4	風力電力の季節変動，昼夜の繰り返し変動への追従性・・・・・・・・	110
4.4.5	運転容易性，メンテナンス容易性・・・・・・・・	110
4.5	浮体式水素製造設備のための水電解装置に求められる条件，課題・・	111
第5章	プラントを設置する海域と海象及び水素プラントの想定を基にした、浮体形状 係留方式の調査・検討の実施及び基本計画の策定・・・・・・・・	113
5.1	浮体の設計条件調査・・・・・・・・	113
5.1.1	想定海域の情報・・・・・・・・	113
5.2	海洋構造物の形式・・・・・・・・	117
5.3	浮体の検討・・・・・・・・	120
5.3.1	区画配置・・・・・・・・	120
5.4	浮体の概要・・・・・・・・	122
5.4.1	主要目・・・・・・・・	122
5.4.2	イメージ図・・・・・・・・	123

第6章	係留装置についての、電力の受け取り・水素ガスの送ガス・緊急時の対応などの想定される検討項目を含めた装置の調査及び技術課題の整理・・・	125
6.1	係留方式の調査・・・	125
6.1.1	係留方式種類・・・	125
6.1.2	Spread Mooring 適用の可能性・・・	128
6.1.3	課題点・・・	130
6.2	供給電力の受け入れ方式と、水素のオフローディング方式・・・	130
6.2.1	調査・・・	130
6.2.2	swivel について調査・・・	130
6.3	課題点と提案・・・	132
 第7章	 浮体水素設備備船方式の事業モデルの初期検討・・・	 133
7.1	本章の目的・・・	133
7.1.1	洋上水素プラントの事業性を考察するうえで最も重要な要素は2つある	133
7.1.2	洋上水素製造設備を備船する事業形態の考察・・・	133
7.2	本プロジェクトを水素事業としてみるか、または備船事業とみるか・	134
7.2.1	ビジネスモデル分析初期検討結果・・・	134
7.2.2	シナリオ別検証・・・	136
7.3	ストラクチャーの基本モデルパターン・・・	151
 第8章	 洋上水素製造プラントの経済性の検討・・・	 155
8.1	本章の目的・・・	155
8.2	初期検討の方法・・・	155
8.3	経済性試算・・・	158
8.3.1	感度分析を 下記の3ケースに設定した。・・・	158
8.3.2	Base Case の設定・・・	159
8.3.3	事業性試算（目標 IRR を定めて水素価格算出）・・・	159
8.3.4	事業性試算（目標水素価格を定めて IRR を算出）・・・	160
8.4	今後に向けての経済性改善策・・・	167
8.4.1	プラント設備代金・・・	167
8.4.2	製品水素の取り扱い・・・	167
8.4.3	Carbon Pricing・・・	168
8.4.4	メタンベース水素製造とのプラント建設費比較・・・	168

8.4.5	購入電気価格と供給電力量	168
8.4.6	事業投資に対する政府補助金制度	169
第9章	エネルギー起源 CO2 削減効果の試算	171
9.1	本章の調査目的及び方法	171
9.2	水素の種類	171
9.3	洋上風力で生産される水素	172
9.4	CO2 削減量、本事業による効果	173
9.4.1	ブルー水素との比較	173
9.4.2	本プラント導入による CO2 の削減量 (1 プラント/基)	174
総括	各章概要	175
	結論と今後の具体策	177
参考		179
1)	調査の成果イメージ	
2)	AiP 認証 (基本承認) を取得	

まえがき

● 本事業の背景

1) 欧州の天然ガス代替として水素燃料の多様化

欧州は風力発電を推進しても、寒冷地であり地域暖房、工業需要で、依然として天然ガスを必要とすると予測している。2050年にエネルギーのリソースの30-50%を天然ガス、水素ガス、グリーンガスに依存するという予測がある。(出典：スコットランド国際開発庁(SDI))

こうした予測の中、北海ガス田が枯渇していくため相対的に水素ガスが必要となる。それでも、重工業界に対し二酸化炭素削減、再生エネルギーへの転換を強く要求している。その政策の一環として、将来的には二酸化炭素排出にペナルティ(炭素税)を掛ける方向である。

2) 風力発電は市場競合における試練の時代に入る

洋上風力発電は同じ時期に多くの事業が立ち上がる事から、将来は供給可能設備能力が需要を上回ることが予想される。更に現在すでに電力販売価格(入札)が低下し始めている。そして発電事業者は将来25年以上の発電市場リスクを負担することになる。投資決定時点では将来の電力価格を正確に予測できないことが発電事業者の大きなリスクとなっている。そこで、風力発電事業の付加価値を上げることができればリスク軽減に繋がり、収益構造を改善できると考えられている。

● 解決策

1) 風力発電の余剰電力をグリーン水素製造に利用する事業構図が成立すれば事業全体の収益性が向上する。

2) 洋上風力発電と洋上グリーン水素の事業の一体化

また発電事業者は収入源を電力マーケットのみに依存することなくプロジェクトのリスクを軽減でき、結果として投資決定がし易くなる。グリーン水素は貯蔵が可能で、市場の要求に合わせて出荷できる。既存の天然ガスパイプライン網が水素輸送用として再利用が可能である。この場合陸上への水素輸送新規投資は不要となる。

3) 浮体式水素製造プラントの技術開発を急ぐ必要性

欧州の洋上風力発電のポテンシャルは大きい、日本も風力エネルギー資源国である。
自然エネルギー財団によると日本の洋上風力のポテンシャル(30km以内)は715GW、内浮体式風車は473GWと3分の2を占めている。更にIEAによると日本の20-300kmの海域のポテンシャルは3,000GW超えるとのこと。欧州に続いて開発が見込まれる。

グリーン水素生産は大量の電力が必要な為、風力発電事業が電力需要を賄い、余裕が出来たところに遅れて発展すると予想される。

世界の2050年のカーボンニュートラルの目標達成には、大きなポテンシャルを持ったエネルギーが太陽光発電と原子力発電である現状では、洋上風力発電の開発の必然がある。

今後の洋上風力発電はより沖合へ、水深がより深い海域へと開発が進む。着床式風車から浮体式風車へ、個々の風車の大型化へ、且つ発電事業自体が大規模化へと向かう。そのころに発電設備が電力需要を超えてくると、余剰電力によるカーボンフリーの水素生産が計画されると SDI は予想している。

2030 年以降には浮体式風車の大規模事業が計画されてくると、大量の電力を必要とする水素生産設備は洋上風力発電の近くに設置し余剰電力による水素生産を事業とする予想される。その時には水深が深くても水素生産可能な浮体式水素製造プラント技術が確立されていなければならない。開発された技術は日本の洋上風力発電が発達したときに活用をすることができる。

● スコットランドにおける風力発電からグリーン水素製造プラントの事業化調査を実施するに至る経緯

欧州に於いては、風力発電は発電事業として、産業として定着している。その中心地は英国、スコットランド沖の北海である。北海は欧州でも風力発電のポテンシャルが高い海域である。この度、海洋資源プラットフォーム（海洋 PF）傘下の海洋産業タスクフォース（海洋 TF）に関与している SDI より、スコットランド沖の北海は風力発電のポテンシャルが非常に大きい、将来の洋上風力発電能力は電力需要を超える量になるため、余剰電力を洋上で水素にすることについて J-DeEP 技術研究組合（J-DeEP）に協力の申し入れがあった。

J-DeEP は、将来に於ける日本の近海やアジア地域への技術展開を目指した技術開発のため、SDI に支援いただけることを前提に、技術検討と事業化検討を行うことにした。

スコットランドでは、陸に近い着床式洋上風力発電の電力を利用したグリーン水素の生産を想定しているが、将来は沖合展開のシナリオを描いている。

● スコットランドと浮体式水素製造プラントを協働して調査検討する意義

日本は風力発電産業の欧州の先進技術を利用することで風力発電事業に応用できる。水素製造プラントでも各国は研究に着手している。基本の電解装置は日本も優れた技術があるので、それを活用して水素を大量生産するプラントで、世界をリードする。既に、先行して実験段階のものはあるが大型の浮体式水素製造プラントについて検討はされていないことが分かった。

前述したように、2030 年以降に北海を中心に洋上浮体式風力発電が建設される見込みであり、その時にはウィンドファーム近くの洋上に浮体式水素製造プラントを設置することが想定される。そこで、この方式によるグリーン水素生産に事業性が有るかを検証しておく必要がある。

尚、日本では洋上風力発電は海岸近くの小規模ウィンドファームが中心であるが、洋上風力発電のポテンシャルが高いため、段階的に沖に展開されてくる。しかし、海底地形が

急峻であるため、浮体式風力発電に移行していくが 2040 年以降のことと予想される。

そこで、技術開発をスコットランドと協働して行い技術の蓄積を行ったことで、日本のウィンドファームも大規模化し、浮体式水素製造プラントを受け入れる状況になったら投入できるように準備しておくことが肝要である。これにより国産グリーン水素の大量生産に貢献することができる。

インド太平洋の各国も風力発電を国家産業として取り入れていくので、調査研究開発した技術でエネルギーインフラを支援していくことが期待できる。海外諸国に広く国際貢献できるため、友好関係を構築することになり、安全保障にもつながる。

以上の理由から、両国の再生可能エネルギーの活用として、洋上でのグリーン水素の生産プラントの事業性について調査検討することにした。

- 調査研究の体制

J-DeEP が中心となり、水素プラントの初期検討を I H I プラント株式会社が、搭載する浮体をジャパンマリンユナイテッド株式会社が担当し、海外協力者、国内協力者からの情報収集を行う体制で取り組んだ。

調査（FS）の中期スケジュール

事業実施可能性調査は 3 カ年計画で実施

- 初年度（2021 年）

コンセプト固める。そのための調査、条件などから課題を抽出する。

- 2 年度（2022 年）（初年目の結果を見て再調整）

前年度の調査、条件などを更に深く調査して課題解決や構想を深化（試設計）させる。

- 3 年度（2023 年）（2 年目の結果を見て再調整）

前年度に諸条件が煮詰まることで、標準設計の機器の仕様を詰めて設計を行う。

- 4 年度以降（2024 年～）（事業実施可能性調査の結果を見て再調整）

2, 3 年でプロトタイプの装置で実証試験を行う。

第 1 章 洋上風力電力を基本とした再生可能電力及びグリーン水素の将来見通しを含む市場調査

本章では、浮体式水素製造プラントの事業性を検討する上で、必要な風力発電の現状と電力、及び製品である水素の現状と価格、更に風力発電の仕組み、水素の生産と出荷（輸送）について調査した。

1.1 世界の風力発電の現状と見通し

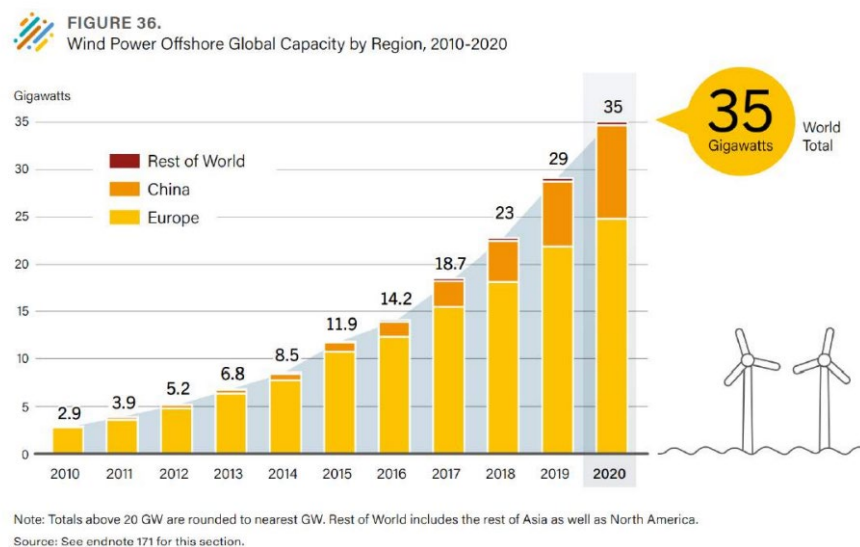
1.2 洋上風力発電の規模と見通し

1.2.1 洋上風力発電の現状

自然エネルギー財団によると先進国を中心に各国が風力発電の普及に注力した結果、2020 年に 13,3GW の設備が稼働している。先行した欧州が最も実績が大きい。近年は中国が急激に追いついており、2020 年の国別の新設設備では中国が最大となった。他の地域では北アメリカが今後増加の見込み。

図 1.2.1.1 洋上風力発電の世界の導入量（2010 年～2020 年）

図1 洋上風力発電の世界の導入量及び地域別の内訳の推移(REN21)



出典) REN21 “Renewables 2021 Global Status Report” Figure 36 (2021年6月)

出典: 自然エネルギー財団 世界風力得エネルギー会議(GWEC)

URL: [洋上風力発電に関する世界の動向（第2版）\(renewable-ei.org\)](https://renewable-ei.org)

1.2.2 洋上風力発電の拡大予測

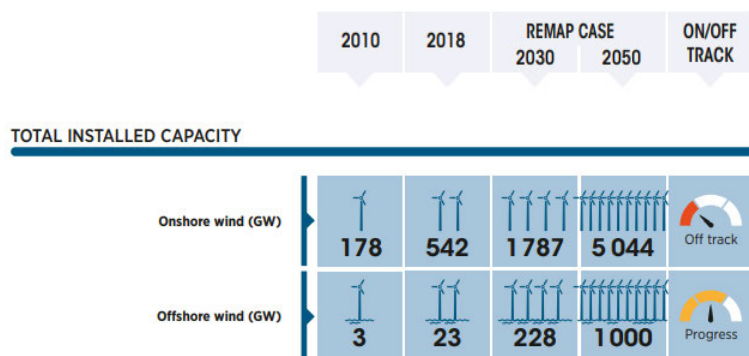
風力発電は風況条件の良いところに大型風車を設置することが発電量を大きくし、発電設備費（円/kw）を抑えることができるため電力価格が下げられることが知られている。更に、風車が林立することは相互の風況に影響するので一定の距離をとる必要がある。風車数が多いと必要面積も大きくなる。最近はブレードからの低周波振動が人体に悪影響を及ぼす恐れがあると指摘もされている。

そこで、洋上を設置場所として選択されるようになった。洋上に設置するメリットは障害物が無いため風況が良いこと。広大な面積を確保できること。更に、陸上では風車部材の輸送や組立に使用する運搬車、クレーンなどに制限があったが、洋上では船舶（バージ）輸送と大型組立用作業船（SEP 船）や数千トン吊のフローティングクレーンなどが使用できるため、風車サイズが格段に大きく出来ることから発電能力単位当たりの建設費を大幅に下げることができた。

大水深の海上にも浮体式基礎の風車が開発されて益々風車の大型化を可能にしている。しかし、洋上では送電のインフラが無いいため海底ケーブルを敷設したり、陸から遠い場合は洋上に電力を集約し纏めて送電するための洋上変電所が必要となる。これらは発電事業者自らが整備する必要がある。今では、実績が増えたことで技術的に確立し、低コストになってきたため、そのコストを負担してもメリットがある。よって用地等の問題が少ない洋上に風力発電設備を建設することが今後の方向である。

今後の洋上風力発電の見通しは IRENA によると 2030 年 228GW、2050 年 1,000GW と予測されている。（図 1.2.2.1）

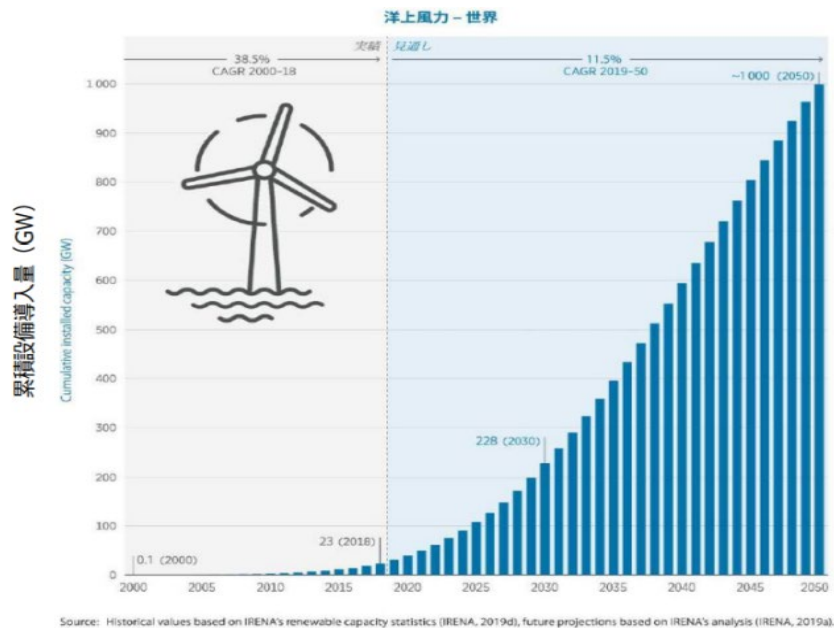
図 1.2.2.1 洋上風力の導入予想



出典：International Renewable Energy Agency (IRENA)

URL: [Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects \(uwea.com.ua\)](https://www.irena.org/our-work/energy-storage/future-of-wind)

図 1. 2. 2. 2 洋上風力発電設備予測



出典：IRENA FUTURE OF WIND

URL：[Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects \(uwea.com.ua\)](https://www.uwea.com.ua/future-of-wind-deployment-investment-technology-grid-integration-and-socio-economic-aspects)

1. 2. 3 洋上風力発電の事業の大規模化を支える技術の進歩

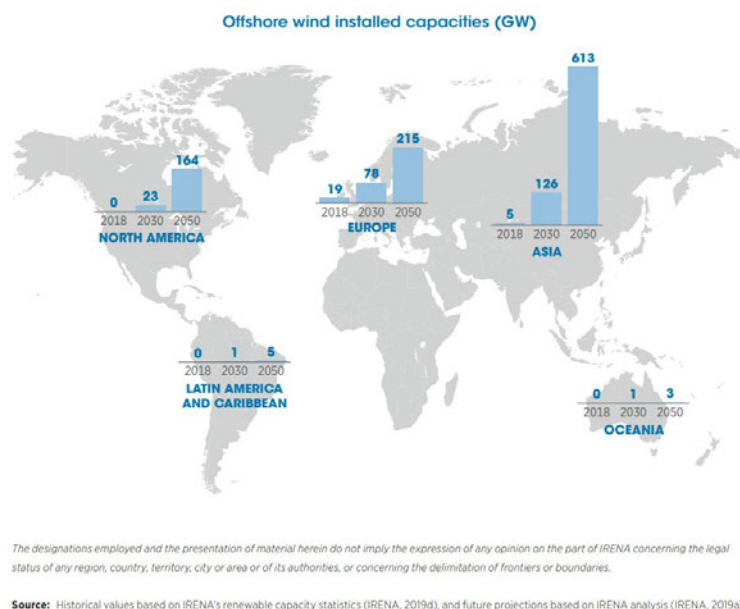
世界で洋上風力発電設備の研究が行われているが、問題は風車の大型化と支える基礎である。開発が先行する欧州の北海は遠浅でほとんどが着床式基礎を採用できる。

着床式は目安として水深 50mより浅い海に設置されることが多い。着床式は基礎を直接海底に構築することで安価にできるが、基礎工事を行う作業船特にSEP船の脚の届く水深までになっている。浮体式は水深 50mより 200m程度の深い海に設置するために開発された。浮体式の設置水深の限界は風車を係留するアンカーの技術的限界、及びコストの限界がある為である。更に陸からの距離が遠い場合が多くなり、ケーブル敷設と洋上変電所の費用が増大こと、及び領海又はEEZの境界の問題、大型船の航路、漁業への影響なども制約となる。

1.2.4 地域別の洋上風力発電の導入見通し

1.2.4.1 IRENA の予測によると、2030 年、2050 年に向けてはアジアが大きく伸びる。

図 1.2.4.1 世界の洋上風力設置容量（GW）

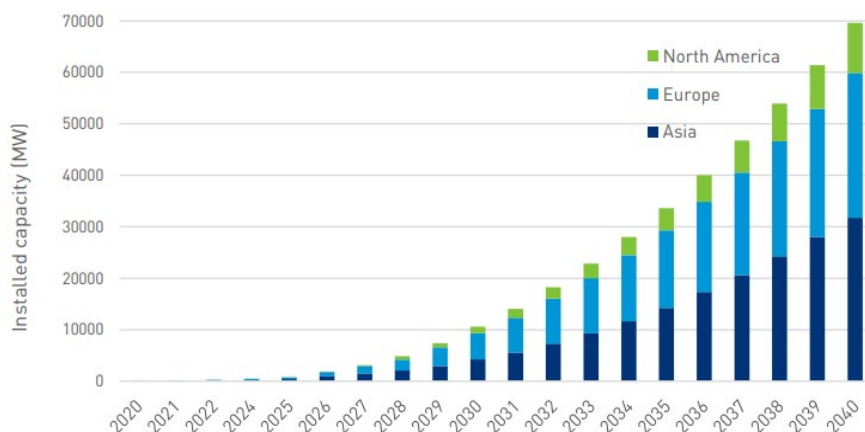


出典：International Renewable Energy Agency（IRENA） FUTURE OF WIND

URL: http://uwea.com.ua/uploads/docs/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf

図 1.2.4.2 洋上浮力発電のうち、浮体式風力発電設置容量（MW）

Figure 2: Global floating wind deployment

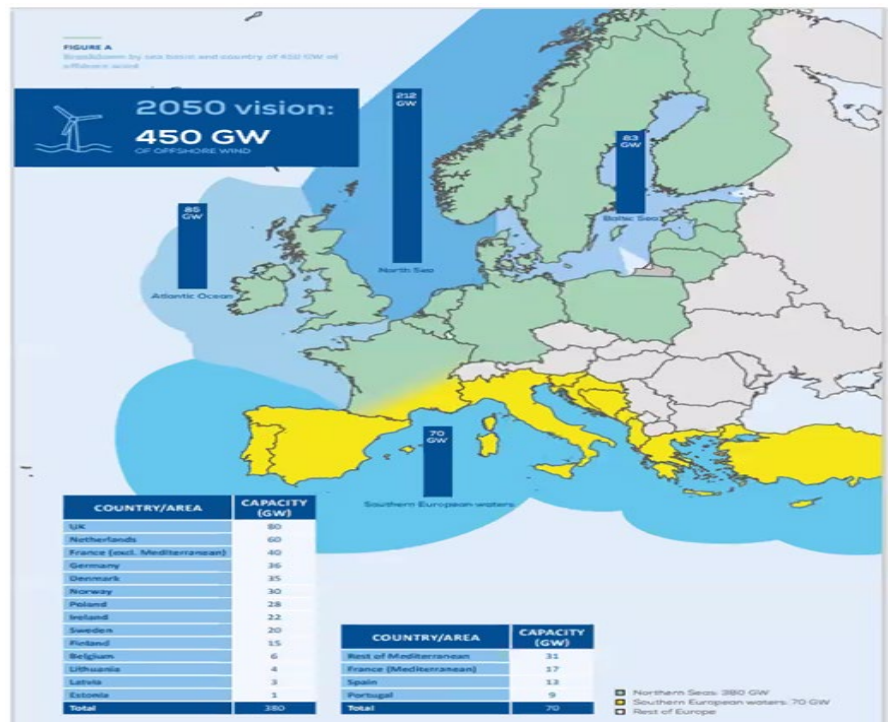


出典：CarbonTrust Floating Wind JIP Phase II

1. 2. 4. 2 欧州の見通し

2050 年カーボンゼロを達成するために洋上風力発電 450GW を開発する。

図 1. 2. 4. 3 欧州風力発電 450GW 2050 年 カーボンゼロ達成



出典：SDI 欧州風力発電 450GW 2050 年 カーボンゼロ達成

1. 2. 4. 3 日本の洋上風力発電

日本の政策「グリーン成長戦略（2020 年）」におけるエネルギー分野の位置付けは今までより重要視されている。2021 年度より政府は NEDO がグリーンイノベーション基金（GI 基金）を創設し、研究開発等新技術への投資が本格稼働を始めた。

日本の導入目標

図 1. 2. 4. 4 日本の洋上風力発電導入予想（GW）

	単位	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年	出典
陸上風力	GW				4 0	経産省、JWPA
洋上風力	GW		1 0	3 0 ～ 4 5	9 0	経産省、JWPA
合 計	GW				1 3 0	

出典；J-DeEP 技術研究組合が経済産業省、日本風力発電協会（JWPA）資料から作成

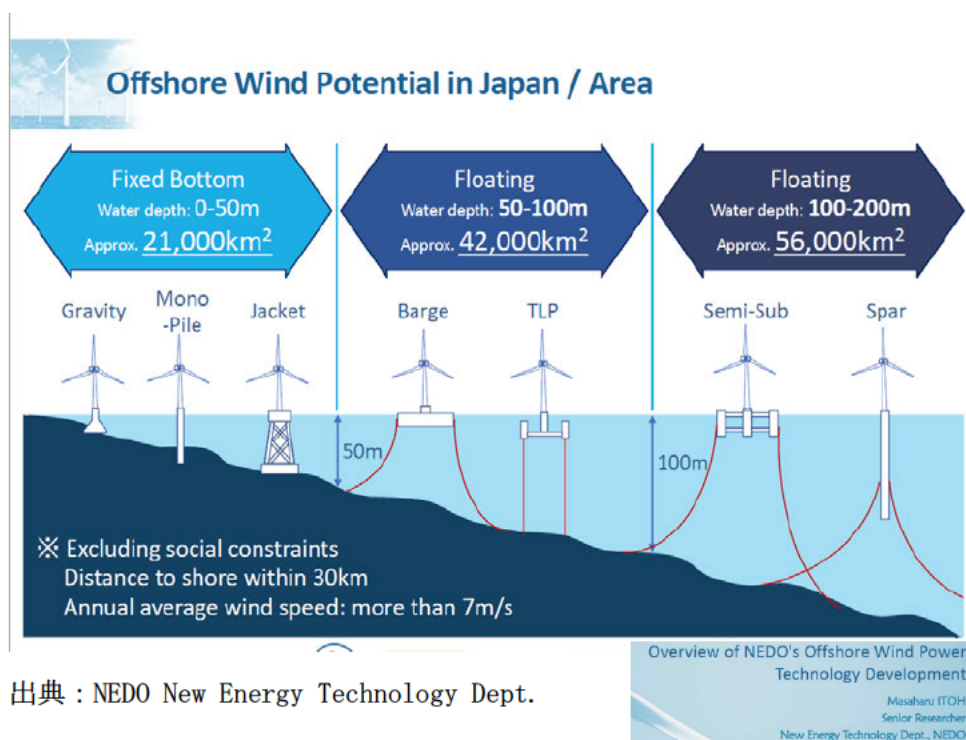
日本の洋上風力発電のポテンシャル

日本の洋上風力発電のポテンシャルは日本風力発電協会（JWPA）によると着床式 337GW、浮体式 783GW あるとされている。

開発されるときには遠浅の海が少なく陸地よりすぐに深くなるので、将来は浮体式が多なるのは必然と言える。

URL: [6.2 洋上風力のポテンシャル | TriEN+ \(trienplus.com\)](#)

図 1.2.4.5 日本の洋上風力のポテンシャル



出典：NEDO New Energy Technology Dept.

1.3 洋上風力電力コスト（価格）について

水素生産には供給電力の価格が事業性を左右する大きな要因の一つである。水素の電気分解では電力は原料でありその価格は最大の変動コストである。ゆえに電力価格は事業化検討では最重要な要因であるため、事業収益の計算に用いる価格を設定する。

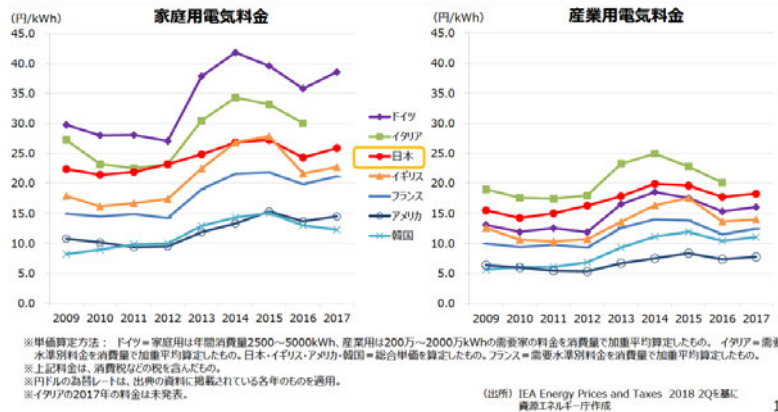
1.3.1 各国の電力料金

電力価格は多様な発電方式により異なるのは当然であるが、国別の傾向は下図のようになっている。

図 1.3.1.1 電気料金の国際比較 (日本経済産業省)

電気料金の国際比較

- IEA発表の各国料金推移を、毎年の為替レートを考慮して円換算すると、下図のとおりとなる。 ※IEAの統計では各国で算定方法にばらつきがあるほか、電気料金は同国内でも地域によって様々あるため、下記グラフはあくまで傾向を示すものであることに留意。



14

[014_08_00.pdf \(meti.go.jp\)](#)

日本の家庭用電気料金はイギリス、イタリアと同程度であるが、韓国の2倍程度となっており、産業用電気料金では高いグループに入っている。

1.3.2 洋上風力発電の電力価格

1.3.2.1 欧州の洋上風力発電の電力価格

1) 欧州では2016年の洋上風力発電の入札価格は、既に最も安値で落札した事業は日本円で6円/kwhを切っている。

今後、設備の大型化及び低価格化、事業の大規模化、さらに低下していくと推察される。

2) 最近の風力発電の入札価格

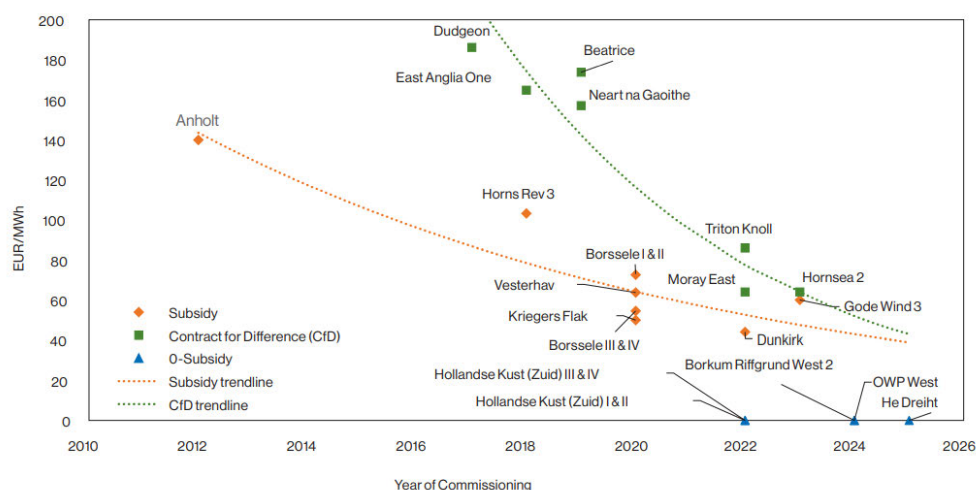
最近の入札では補助金付きで1MWh当たり60EUR (7.8円/kwh@130円/EUR)、将来は補助金なしでの入札でも低価格化が進むと見られている(SDI)。

図 1.3.2.1 風力発電入札価格（2010 年～2026 年）

Tender System Specifications

Overview of latest developments

Figure: Offshore wind tender prices



Source: Guidehouse analysis

Dutch Offshore Wind Market Update 2019

URL: <https://guidehouse.com/-/media/www/site/downloads/energy/2019/navigant-dutch-offshore-wind-market-update-2019.pdf>

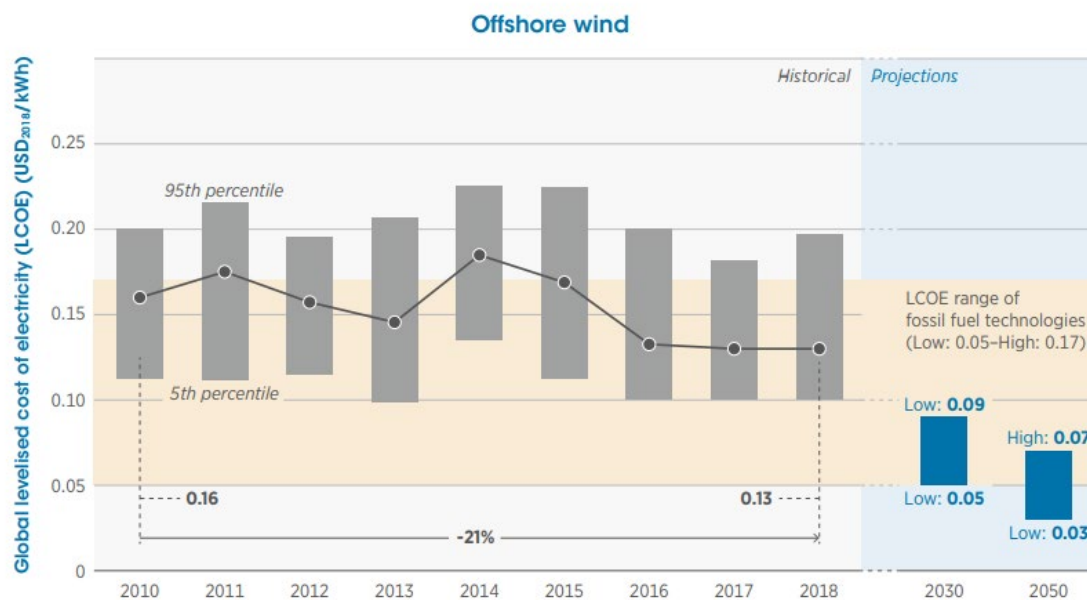
3) 洋上風力発電単価の長期見通し

洋上水素製造プラントが事業化される場合の電力価格の見通し予想は国際再生可能エネルギー機関（International Renewable Energy Agency）から発表されている。

風力発電電力コストは 2030 年 0.05USD/kwh～0.09USD/kwh、2050 年 0.03USD/kwh～0.07USD/kwh と推測されている。

図 1.3.2.2 2050 年洋上風力発電の電力コスト

Figure 24: By 2050, the Levelised cost of offshore wind would be competitive, reaching lower fossil fuel ranges.



Source: Historical data based on IRENA (2019c), and future projections based on IRENA's forthcoming report Solar and wind cost reduction potential to 2030 in the G20 countries (IRENA, n.d.)

出典：国際再生可能エネルギー機関（International Renewable Energy Agency（IRENA））

URL: [Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects \(uwea.com.ua\)](https://www.uwea.com.ua/Future_of_wind_Deployment_investment_technology_grid_integration_and_socio-economic_aspects)

1.3.2.2 日本の風力発電電力価格の現状

- 1) 日本では再生可能エネルギー（電力）はほぼ全てが従来の発電方法（火力、原子力）に比べて高コストである。よって、国は再生可能エネルギー（電力）の普及促進政策として固定価格買い取り制度（FIT）により、強制的に大口電力会社買い取らせている。電力会社のコストとの差額は消費者に賦課金として転嫁される制度で、その賦課金の額は年間 3.8 兆円（2021 年度）ほどであるが増加傾向にある。
- 2) 将来的には再生可能エネルギー由来の電力をベース電源とし、従来の火力発電等は調整電源とする方向にあるため、再生可能エネルギー由来の電力も商業的に賦課金無しでも他の発電方式と同等か低い価格で事業が成立することが期待されている。
- 3) グリーン成長戦略（2020 年 12 月発表）によると 2030 年～2035 年 8～9 円/kwh の目標が示されている。日本の風力発電は FIT 制度の 2021 年度単価は下記となっている為、更にコスト低減が必要である。

図 1.3.2.3 日本の FIT 単価 (2021 年)

(2) 風力発電

① 陸上風力発電 (250kW未満)

電源	規模	(参考) 2020年度	2021年度
陸上風力発電	250kW未満	18円+税	17円+税

② 陸上風力発電 (250kW以上)

2021年度の買取価格は、入札により決定します。2021年度の入札回数は1回です。上限価格は、17.00円です。

③ 陸上風力発電 (リブレース)

電源	規模	(参考) 2020年度	2021年度
陸上風力発電 (リブレース)	全規模	16円+税	15円+税

④ 着床式洋上風力発電

電源	規模	(参考) 2020年度	2021年度
着床式洋上風力発電	全規模	入札	32円+税

⑤ 浮体式洋上風力発電

電源	規模	(参考) 2020年度	2021年度
浮体式洋上風力発電	全規模	36円+税	36円+税

URL: [FIT 制度における 2021 年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました \(METI/経済産業省\)](#)

1.3.3 洋上風力発電の電力価格の設定

欧州の洋上風力発電の価格は 2030 年 0.05~0.09USD/kwh、2050 年 0.03USD/kwh~0.07USD/kwh と推測されている。

事業性の経済試算で使用する設定価格を下記とする。

表 1.3.3.1 事業性の経済試算で使用する設定価格

	単位	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年	出典
事業性検討単価	USD/kwh	0.10~ 0.06	0.05~ 0.03	0.04~ 0.02	0.03~ 0.01	J-DeEP 設定

1.4 水素需要の現状と見通し

1.4.1 水素需要の現状

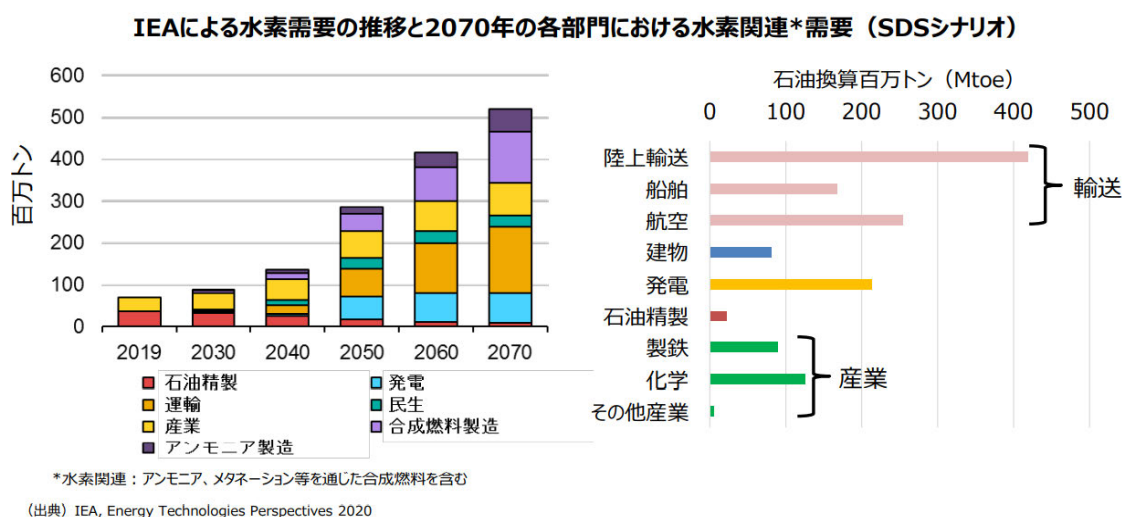
2020 年の水素需要は世界で 7000 万トン程度である。その内国際取引されている水素は 2000 万トンである。

1.4.2 水素需要の見通し

水素需要の見通しは機関により多少異なるが概ね 2030 年に 1 億トン、2070 年には 5 億トンを超える数値を出している。

今後は急激に増加する需要を賄う水素生産が重大問題である。それに伴って国際間の貿易量も急増すると推察する。

図 1.4.2.1 世界の水素需要見通し



出典：経済産業省 今後の水素政策の課題と対応の方向性 中間整理（案）2021/3/22

1.4.3 水素需要と今後の拡大

1.4.3.1 用途としては、輸送交通燃料、暖房需要、発電燃料、産業用燃料原材料である。

現在は天然ガスの改質で得られる通称「ブルー水素」であるが、今後は再エネ電力で水を電気分解した真にカーボンフリーの「グリーン水素」に転換する方針である。

他には、原子力発電の電力で水電気分解して得られた「グレー水素」がある。

ブルー水素は生産過程で CO₂ が出るのでその処分方法として CCS が考えられている全ての CO₂ を処理できるのかが問題である。

1.4.3.2 水素需要が拡大する分野

ヨーロッパと英国の水素需要は水素の生産量の増加に応じて、利用分野の拡大を図る政策によるところが大きい。SDI によると、始めは自動車、バス、小規模熱利用に供給し水素の需要喚起を行う。水素生産が伸びてきたら、鉄道用電源、航空機燃料など低・中規模の利用分野に拡大。最終的に大量消費する産業、発電分野に広げて 2035 年・2050 年にはゼロカーボン水素の水素社会に転換していく予定である。

図 1.4.3.1 スコットランドの水素需要分野の拡大方針

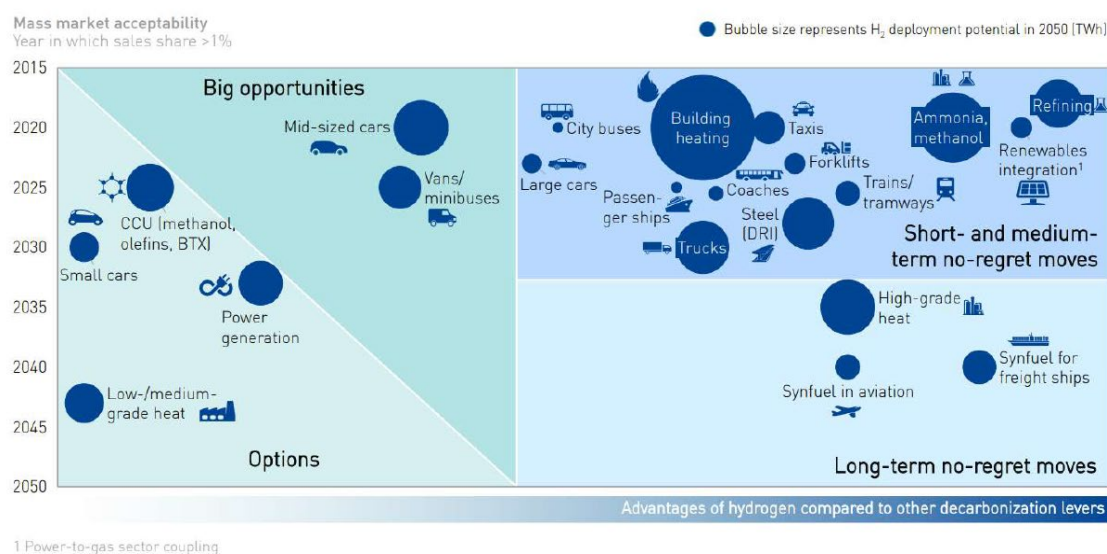


Figure 2.5. Energy sectors that can benefit from a wide deployment of hydrogen technology (FCH JU, 2019)

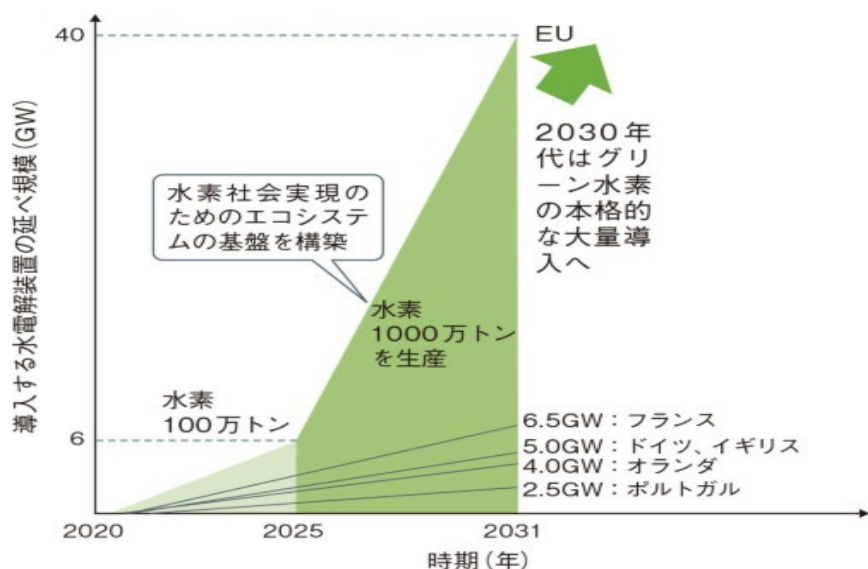
出典：スコットランド国際開発庁（SDI）

1.4.4 水素生産計画

1.4.4.1 世界が 2050 年実質温暖化ガス排出量ゼロを目指すには水素需要をグリーン水素で賄うことが必要である。

- 1) 欧州各国は 2030 年までに数 GW 規模でグリーン水素を製造することを決めている（図 1.4.4.1）。さらには 2020 年 7 月、欧州 EU は 2025 年までに 6GW の水電解装置で累計 100 万トン、2030 年末までに 40GW の装置で同 1000 万トンのグリーン水素を製造することを発表した（図 1.4.4.1）。
- 2) 水素生産は世界ではグリーン水素の製造計画が多数あり 100M～800MW という規模の計画もある（表 3.3.2）。

図 1.4.4.1 欧州はいきなり 100 万トン単位のグリーン水素を生産へ



出典：日経クロステック（EU と各国の水素戦略の資料を基に作成）

表 1.4.4.1 日本と欧米の最近から数年先までのグリーン水素の製造プロジェクト

製造元	製造開始時期	生産規模	目的、水素の用途	場所	再エネの種類と規模	水電解装置メーカー	タイプ
ドイツ Stadtwerke Mainz	2015年7月	3.75MW	天然ガスへの混入実験	ドイツ・マインツ	風力発電	ドイツ Siemens	PEM形
オーストリア VERBUND など	2017年1月	6MW、水素 108kg/時 (1200Nm ³ /時)	鉄鋼の精錬 (還元用 CO の代替) 実験など	オーストリア・リンツ	非公開	Siemens	PEM形
オーストリア VERBUND など	2019年	水素 3.6kg/時 (40Nm ³ /時)	天然ガスタービンでの燃焼実験	オーストリア・メラヒ	太陽光発電または風力発電	ドイツ Sunfire	SOEC ^{*1}
NEDO など ^{*2}	2020年7月	10MW、水素 108kg/時	グリーン水素の製造と流通の実証実験	福島県浪江町	太陽光発電 20MW ^{*3}	旭化成	アルカリ
山梨県、東京電力ホールディングス など	2020年度	1.5MW	Power to Gas (P2G) の実証	山梨県甲府市 米倉山	太陽光発電 5MW	日立造船	PEM形
ドイツ Salzgitter Flachstahl ^{**}	2020年12月	720kW、水素約 18kg/時 (200Nm ³ /時)	鉄鋼の精錬	ドイツ・ドレスデン	風力発電 30MW	Sunfire	SOEC
ENEOS、北九州/パワース、北九州市、福岡県、IHI、福岡県産業	2020年度 (2022年度まで)	水素約 0.9kg/時 (10Nm ³ /時)	余剰エネルギーのマネジメントシステムの実証	北九州市	太陽光発電、風力発電、ごみ発電のうちの余剰電力	非公開	非公開
仏 Lhyfe	2021年初頭	水素 300kg/日 (2021年頃に 1000kg/日に拡大予定)	燃料電池バスなどへの提供	フランス・ナント郊外	風力発電	ノルウェー Nel	アルカリ
欧州の企業	2021年春	2.5MW	非公開	欧州	非公開	Nel	PEM形
スペイン Iberdrola	2021年	20MW (2023年までに 200MW に拡大予定)	水素のサプライチェーンの構築	スペイン	風力発電	Nel など	PEM形
スペイン Fertiberia と Iberdrola	2021年	20MW (2027年までに 800MW に拡大予定)	グリーン水素によるグリーンアンモニアとグリーン肥料の製造	スペイン・プエルトリャーノ	太陽光発電 100MW ^{*5}	Nel など	PEM形
米国の企業	2021年	1.5MW	非公開	米国	非公開	Nel	PEM形
仏 H2V Industry	2021年	100MW (2025年までに 500MW に拡大予定)	天然ガスパイプライン網でのグリーン水素への移行促進	ドイツ・ダンケルク	洋上風力	ノルウェー HydrogenPro	高圧アルカリ
米 NREL ^{*5}	2021年	1.25MW	次世代エネルギーシステムの研究	米国コロラド州 ボルダー	非公開	Nel	PEM形
仏 CEA、フィンランド Neste など	2022年	2.6MW、60kg/時	Neste が製造するバイオ燃料の精製	オランダ・ロッテダム	非公開	Sunfire	SOEC
ノルウェー Statkraft	2023年	40M~50MW	鉄鋼の精錬	ノルウェー	非公開	Nel	アルカリ
米 Nikola	2023年	85MW、8000kg/日	Nikola が運用する水素ステーションへの供給	米国	非公開	Nel	アルカリ

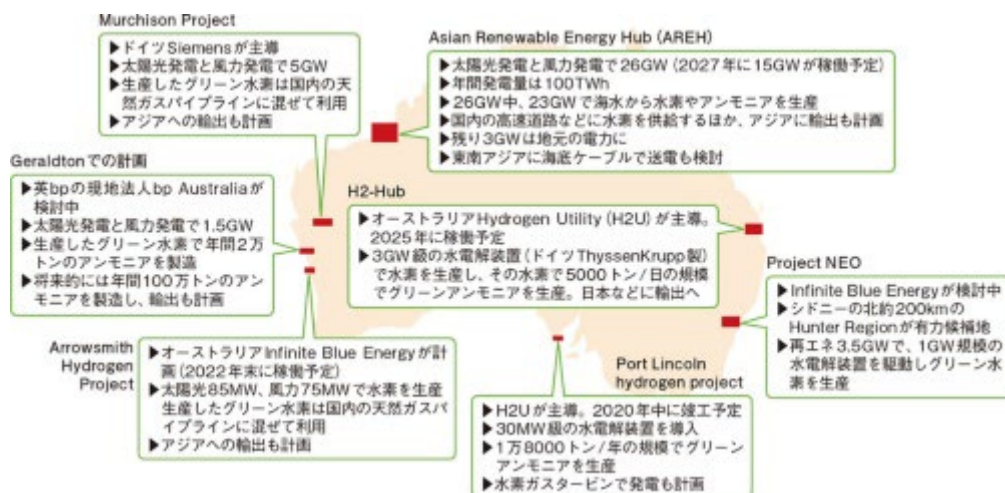
CEA : Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (原子力・代替エネルギー庁) NEDO : 新エネルギー・産業技術総合開発機構
NREL : National Renewable Energy Laboratory (米国再生可能エネルギー研究所) PEM : Polymer Electrolyte Membrane
SOEC : Solid Oxide Electrolysis Cell
*1 燃料電池 (SOFC) の充電モード *2 東芝エネルギーシステムズ、岩谷産業、東北電力を含む *3 系統電力も利用 *4 EU の「Green Industrial Hydrogen (Grin-Hy2.0)」プロジェクト *5 20MWh の蓄電池も併用

出典：日経クロステック

3) オーストラリアは“油田”地帯に計画

2019 年 11 月に政府としての水素戦略を発表し、2030 年までに 5GW 規模のグリーン水素を製造することを政府目標としている。また、民間では 26GW 規模のグリーン水素の事業計画がある。

図 3.3.3 オーストラリアのグリーン水素及びグリーンアンモニア事業計画



出典：日経クロステック

1.4.4.2 水素需要の纏め

図 1.4.4.2 年別 水素需要予測量 (Mt)

	単位	2020 年	2030 年	2040 年 (推定)	2050 年	出典
世界の水素需要	Mt/y	70	90	150	380	I E A, IRENA

出典：J-DeEP 技術研究組合の調査により本事業性評価用にて作成

1.5 水素の価格

1.5.1 水素価格の現状

経済産業省の発表では現在の水素価格は 100 円/Nm³ とされ、重量価格では 1,100 円/kg となる。既存の石油ガスの燃料に代わることは出来ない。

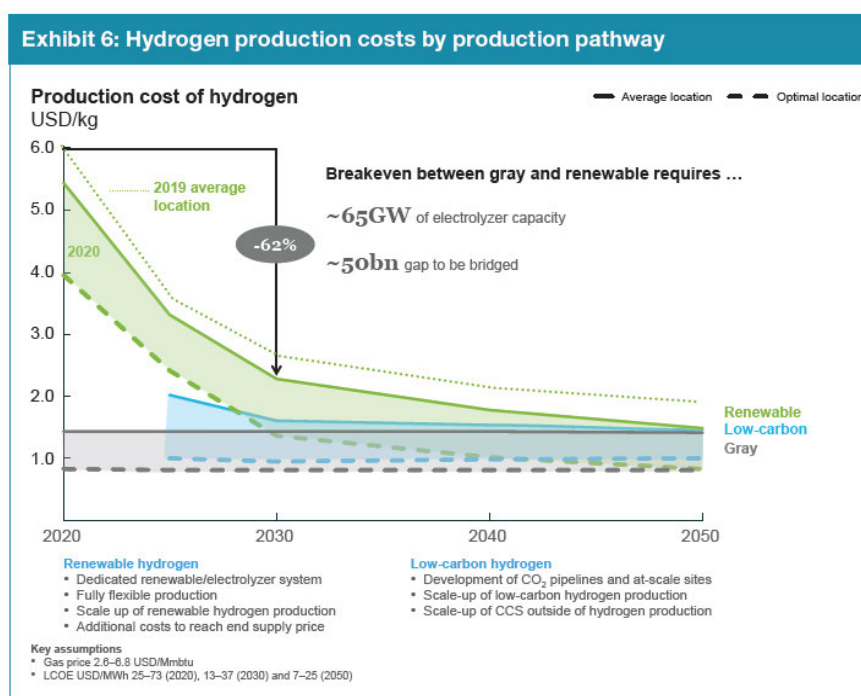
又、図 1.5.2.1 によると 2020 年は 6.0USD/kg (690 円/kg@115JPY/USD) である。

1.5.2 水素価格の見通し

水素価格は2年ほど前からグリーン水素の製造コストが急速に下がり始めた（図13）。

要因は太陽光パネルの低価格化、風力発電の大型化による電力価格の低下が水素価格に反映されていると考える。例えば、グリーン水素価格は2018年 8USD/kg（920 円/kg@115JPY/USD） 2020年 5USD/kg（575 円/kg@115 JPY/USD）、であったが、2030年 2.5USD/kg（288 円/kg@115JPY/USD）2050年 1.5USD/kg（173 円/kg@115 JPY/USD）と予測（図1.5.2.1）されている。

図 1.5.2.1 水素製造コストの予想



出典：Hydriken Insights Report 2021（Hydrogen Council、McKinsey & Company）

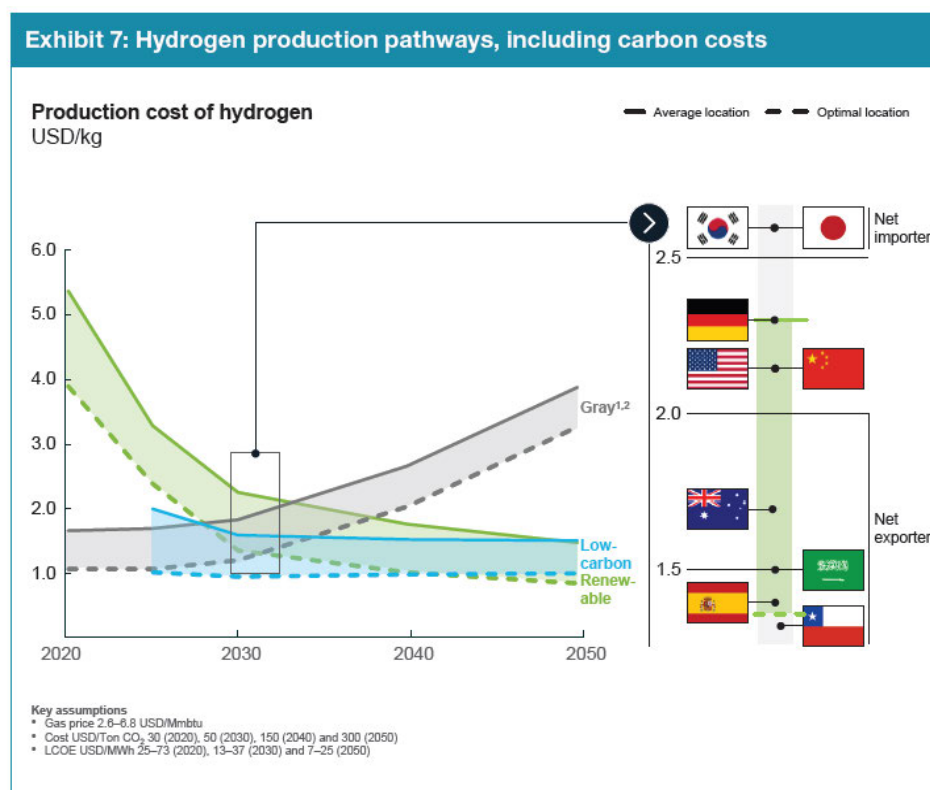
1.5.3 各国の生産コスト

1) 国別の水素生産コスト

各国の水素生産コストの予測では、低コストを実現した国は輸出国になり、低価格化に失敗した国は輸入国になる（図1.5.2.2）。

輸入国はエネルギー安全保障の課題と貿易上の問題を持ち続けることになる。

図 1.5.2.2 各国の水素生産コスト



出典：Hydriken Insights Report 2021 (Hydrogen Council、McKinsey &Company)

2) 日本の水素価格

日本は2030年に30円/Nm³ (330円/kg)、2050年に20円/Nm³ (220円/kg)を目指しているが、海外では2050年には1USD前後/kg (10円/Nm³)になる見通しで、天然ガスの最安値に並ぶ。更に、COP26で米国大統領は2030年に1USD/kg (114円/kg@114円/USD)を目指すと言。世界的にグリーン水素の価格競争が激しくなってきた。

1.5.4 産業セクターにおける期待価格 (2032年)

需要側と供給側の価格とコストの関係は図になる。プラント出荷時の製造コスト (2.3£/kg ⇔ 345円/kg@150JPY/£) が税抜き価格 (本体価格) を下回っており、燃料税、VATを適切にすれば各セクターは受け入れられるとみられるレベルになる。

図 1.5.4.1 水素の推定コストに対するセクター毎の価格

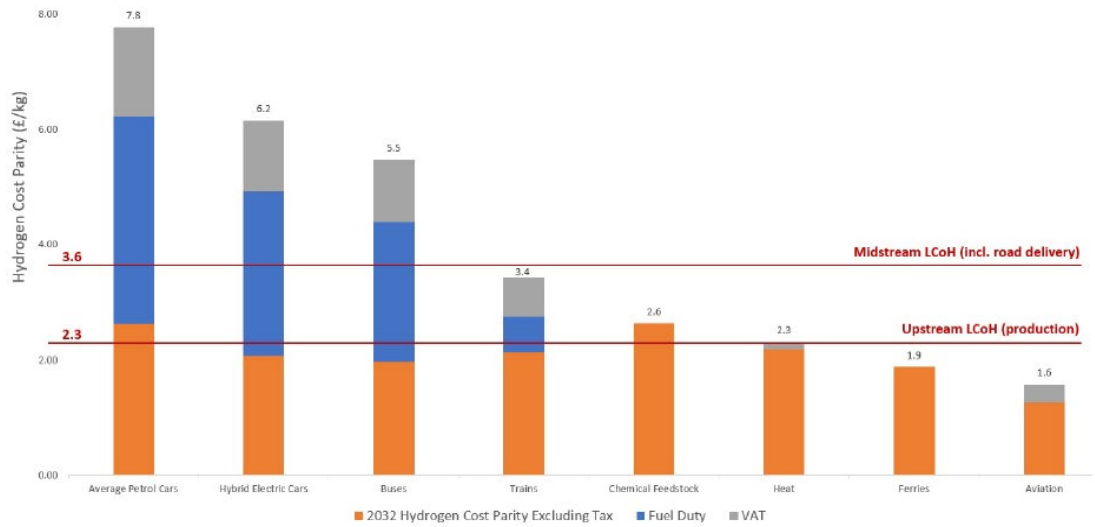


Figure 4.10. Estimated cost of hydrogen supply vs cost parity across various sectors in 2032

出典：IEA Energy_Technology_Perspectives_2020

1.6 事業性評価用のグリーン水素単価の設定

1.6.1 水素単価の予想

表 1.6.1.1 地域、年別グリーン水素単価（推定）

	単位	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年	レート
日本	円/Nm3	100	30		20	1Nm3-H2 =0.0899 k g
	円/kg	1110	330		220	11.1Nm3/kg
スコットランド	£/kg		2.3			スコットランド政府
	円/kg		345			為替 150 円/£

出典；J-DeEP 技術研究組合調べて事業性評価用に作成

1.6.2 事業性調査に使用する水素単価（目標価格）

下記とする。

表 1.6.1.2 設定水素単価

設定水素単価	単位	2020 年	2030 年	2050 年	レート
国際価格	USD/Nm ³	0.87	0.26	0.17	1Nm ³ -H ₂ = 0.0899 kg
	USD/kg		2.90		11.11 Nm ³ /kg
日本価格	円/kg	1,110	330	220	為替 115 円/USD

第2章 スコットランドの洋上風力発電電力の水素製造プラントへの電力供給条件の設定

2.1 本章の目的

本章では、事業性評価を行う上で、経済性の計算を行うための基礎条件を定めることとする。まず影響する要因の抽出を行い、想定する各要因の値を設定する。

本事業は浮体式水素製造プラント（FH2P）の事業化の可能性について検証することが目的ではあるが、実際の具体的なプロジェクト（実プロ）を対象としたものではない。

ゆえに、一般的プロジェクト（平均的規模のモデルケース）を想定した事業規模等に対して各要因の値を設定して検証を進めることとする。

本章では最終的に事業委の経済性を検証する為に必要な要因を整理する。

その後、その要因と関連する上流事業（風力発電）と中流事業（水素生産）、下流事業（水素の出荷、輸送方法）の3部分に分けて技術的な影響要因を検証する。

2.2 要因整理

2.2.1 要因抽出

まず、製造業の事業で一般に言われる要因を使用して同様に水素製造事業の要因を整理する。

事業性の経済評価は、損益計算とキャッシュフローがあるが、ここでは損益計算に係わる要素を抽出する（表 2.2.1.1）。

表 2.2.1.1 経済性の構成要素（原価と売上）

分類	要因大項目	小項目	価格形状	備考
固定費	浮体式プラント 建造費（EPC）	プラント製造費購入品費	一式	工場製作 （解体費 は除く）
		浮体建造費（材工費）	一式	
		プラント組立費	一式	
		工場部分試運転（陸上電力）	一式	
	据付工事費 （EPC）	曳航費	一式	現地 （撤去費 は除く）
		土木費（アンカー含）、現地据付	一式	
		電力ケーブル、PL 敷設接続費	一式	
	維持費（O&M）	現地総合試運転費（風力電力）	一式	
		オペレーション（陸上支援含）	期間一式 期間一式	安定操業 時
		メンテナンス（交換部品等含）		
		アンカー、係留装置点検含む		

分類	要因大項目	小項目	価格形状	備考
変動費	電力コスト	風力発電からの仕入れコスト (電解装置変換率により必要電力量が異なる)	電力量×電力単価	変化率： kwh/Nm3
	維持費 (O&M)	生産量に比例するコスト	売上×率 (%)	消耗品
	輸送費	PL 輸送委託費 (使用料)	委託量×委託単価	製品輸送
売上	水素販売収入	PL 注入 (m3) (輸送委託費加算)	送ガス量×水素価格	収入源

(注) 上記以外に、F H 2 P のドックイン、一式更新、機器改修費用、或いは事業終了時の撤去費用等が考えられるので評価し、上記表の適切な項目に引当金を含めておくことを勧める。

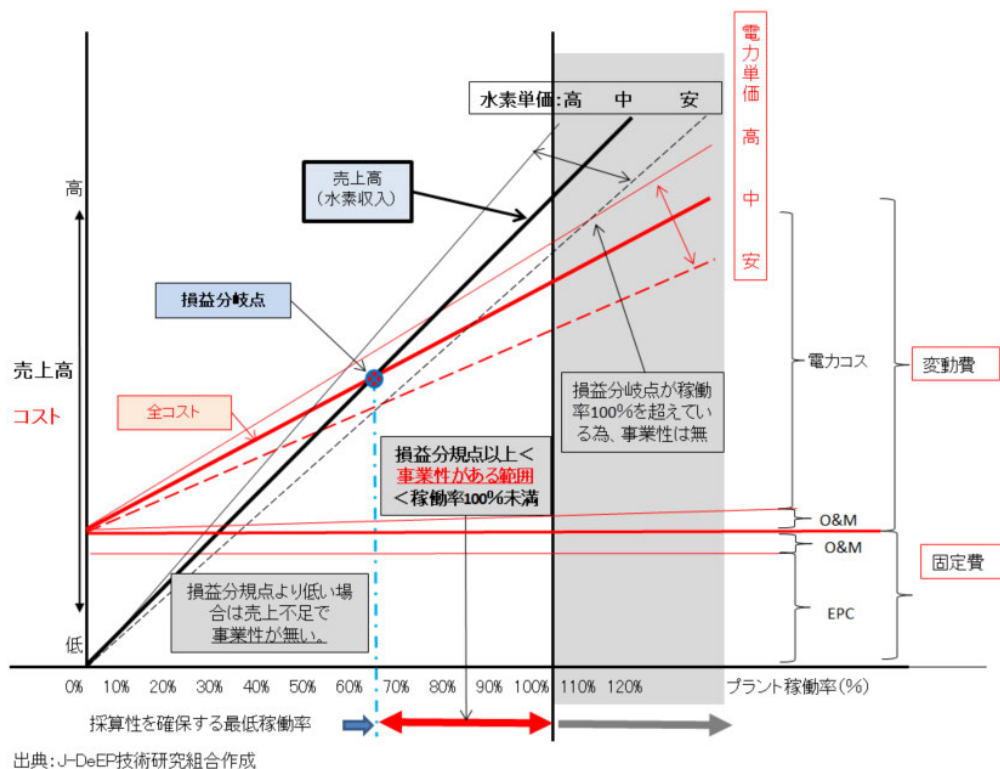
2.2.2 要因の関係

各種コスト (原価) と収入 (売上) の関係を模式図にすると図 2.2.2.1 になる。

横軸 (X 軸) を水電解装置の稼働率 (%) とし、縦軸 (Y 軸) をコスト (原価) と収入 (売上) とし、コスト要因、収入要因の関係である。

コスト要因には固定費と変動費がある。それぞれ下記を想定している。

図 2.2.2.1 コスト (原価) と収入 (売上) の関係模式図 (参考)



事業経済性を高くするには、コストに占める大きい要因から改善することで出来る。
特に、固定費の中の EPCI(プラントの建造据え付け費)では工場製作費、据付費のコスト低減が重要である。一方の変動費の中では電力コストが最大の仕入コストであるが、電力量は水電解装置の変換率 (kwh/Nm³-H₂) によって変化する。電解装置の性能が重要となる。
売上高は水素の出荷量と販売単価で決まるが、長期的に市場価格に影響されやすい。水素製造事業は装置産業であり、一旦建設すると固定費の削減は不可能である。経営を安定させるのは、上流の風力発電事業者と下流の水素需要者（仲介業含む）と中長期契約をすることである。

2.2.3 浮体式風力発電による水素生産には、技術的大きな課題が4つある。

- 1) 風力発電の不安定：季節、昼夜等自然条件による供給電力の変動が装置にどのような影響を与えるか。（変動幅、変動速度）
- 2) 浮体の動揺が水電解装置にどのような影響を与えるか：大型実証例は未だ存在しない。
- 3) 生産した水素の運搬方法、輸送船の場合の課題：抽出してプラント設備条件に反映すること
- 4) 水電解システムのコスト低減、浮体の適正規模とコスト低減：水素製造原価。

中でも、大きな影響が考えられるのは再生可能エネルギーに共通する「不安定なエネルギー出力」による技術的な要因、及び経済的な要因である。これは風力発電の宿命であるが発電量の変動に由来し、水素の最大生産量を求めることと、最大稼働率を求める事が一致しないからである。

例えば、水素製造プラントの稼働率だけを考えると電力の変動が無い最低の発電量に合わせた規模の生産能力にすることにより、いつでも稼働率 100%に近い運転ができ、水素製造事業は最小投資で利益率を最大にできる。しかし、受け入れできなかった風力電力（水素に転換しなかった電力）は無駄になるため、風力発電事業としては過剰設備を持つことになる。

一方で、風力発電の最大能力（定格発電量）に合わせた水素製造プラント規模にすると、定格発電量を下回った時には、水素製造プラントへの電力供給量が減少し水素プラントの稼働率が低下する。特に変動幅が大きい場合は水素製造プラントが過剰設備といえる。その中で、前述の両者の中間も考えられる。余剰電力で水素を生産する場合である。風力

発電事業は電力需要を優先し、水素製造プラントには電力需要以上の電力が生じた時に送電する。水素プラントは操業が不安定となり、場合によっては水素生産できない事態も生じる。但し、余剰電力は不安定であるため「質の悪い電力」と言える為、電力単価を安くできる可能性がある。

以上の3ケースで示すように、電力需要を優先するか、水素製造を優先するかは両事業の事業者間で電力需要と水素需要を総合的に判断することになる。実際のプロジェクトにおいては、浮体式水素製造プラントのみならず洋上風力由来の大型水素製造事業のFSであることから、両事業にとって最適な電力供給のケースで検証を行う必要がある。

今後はカーボンフリーな電力と水素は社会インフラであり、経済にも大きく影響するため、安定供給と低価格の両方が求められる。事業は社会的、政治的な要素も加味して立案されるものとする。

2.2.4 風力発電の発電特性が水素製造プラントに影響する技術的要因

本事業（中流として）は上流にも下流にも中流である水素製造事業に影響する要因がある。列举すると下記になる。これらの要因の影響を小さくして事業性を高める必要がある。尚、本FSでは影響の大きな事柄について検討するにとどめる。

1) 上流：風力発電に起因する要因

- 風力発電事業の将来規模（WFの大規模化、設備の大型化等）
- 風力発電WFの稼働率
- 電力変動幅（最大電力、最小電力）
- 供給可能電力量（WF規模設定）
- 電力品質（AC/DC、V、A、Hz）、
- 電力量（合計Mwh/年保証の有無）

2) 中流：浮体式水素製造プラント自身に起因する要因

- 電力供給条件（安定部分電力型。余剰電力型、或いはその他）
- 水素製造装置の種類（方式、温度、圧力）
- 水電解装置の生産能力（消費電力効率）
- 水素電解装置の重量、体積当り生産量（浮体のサイズ、コストに影響）
- 水素の品質（水素濃度と混入ガス）

- 周辺機器（海水淡水化、純水装置、ユーティリティ機器、）
- 浮体条件（
- 係留方法（1点係留、多点係留）と電力ケーブル、出荷設備の関係

3) 下流：生産した水素の出荷と方法に起因する要因

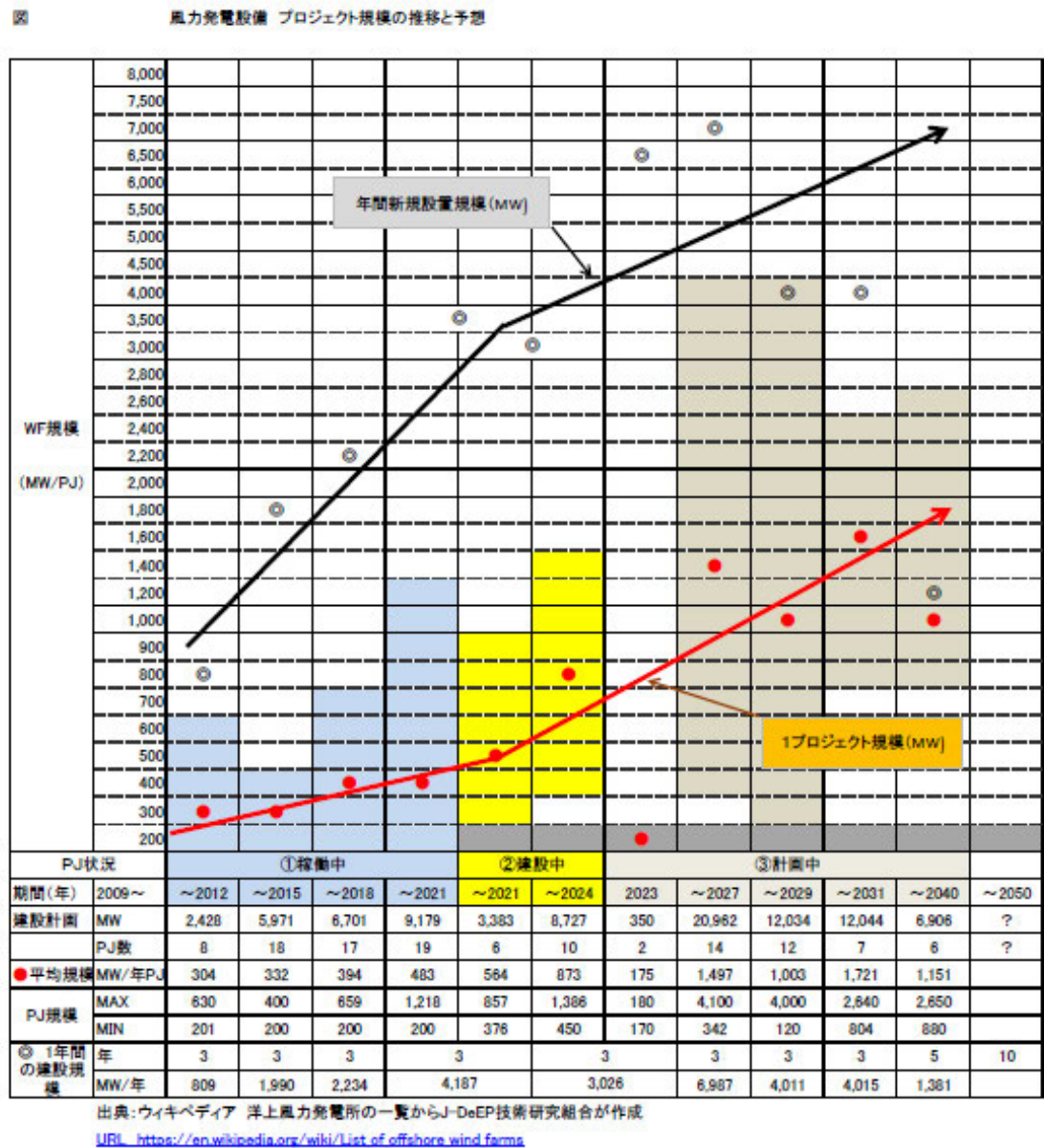
- 出荷物性と状態
- 出荷方式（水素物性条件、水素キャリア）
- 出荷条件（連続、定期出荷、非定期出荷）
- 輸送方法（パイプライン、船舶輸送）
- 出荷装置（圧送装置、貯槽有無、キャリアへの変換）

2.2.5 風力発電PJ状況と今後のPJ規模

1) 主要国における洋上風力発電プロジェクトの導入状況

旺盛な再生可能電力の需要を受けて風力発電の総量（MW）は伸びていくが、それに伴って、開発者の新規参入とこの分野に投資資本が流入する。資金力のある開発者は規模の大型化を志向しPJの数も増えていくであろう。その傾向は稼働中、建設中、認可待ち調査企画段階を纏めた図（図2.2.5.1）にも表れている。

図 2.2.5.1 主要国における洋上風力発電プロジェクトの導入状況



出典：J-DeEP 技術研究組合が作成

(注) 稼働中は 2020 年までに設置完了(試運転終了、発電開始) PJ は 200MW 以上、2021 年現在建設工事中、同審査承認待ち、調査企画中の PJ は 300MW 以上である。

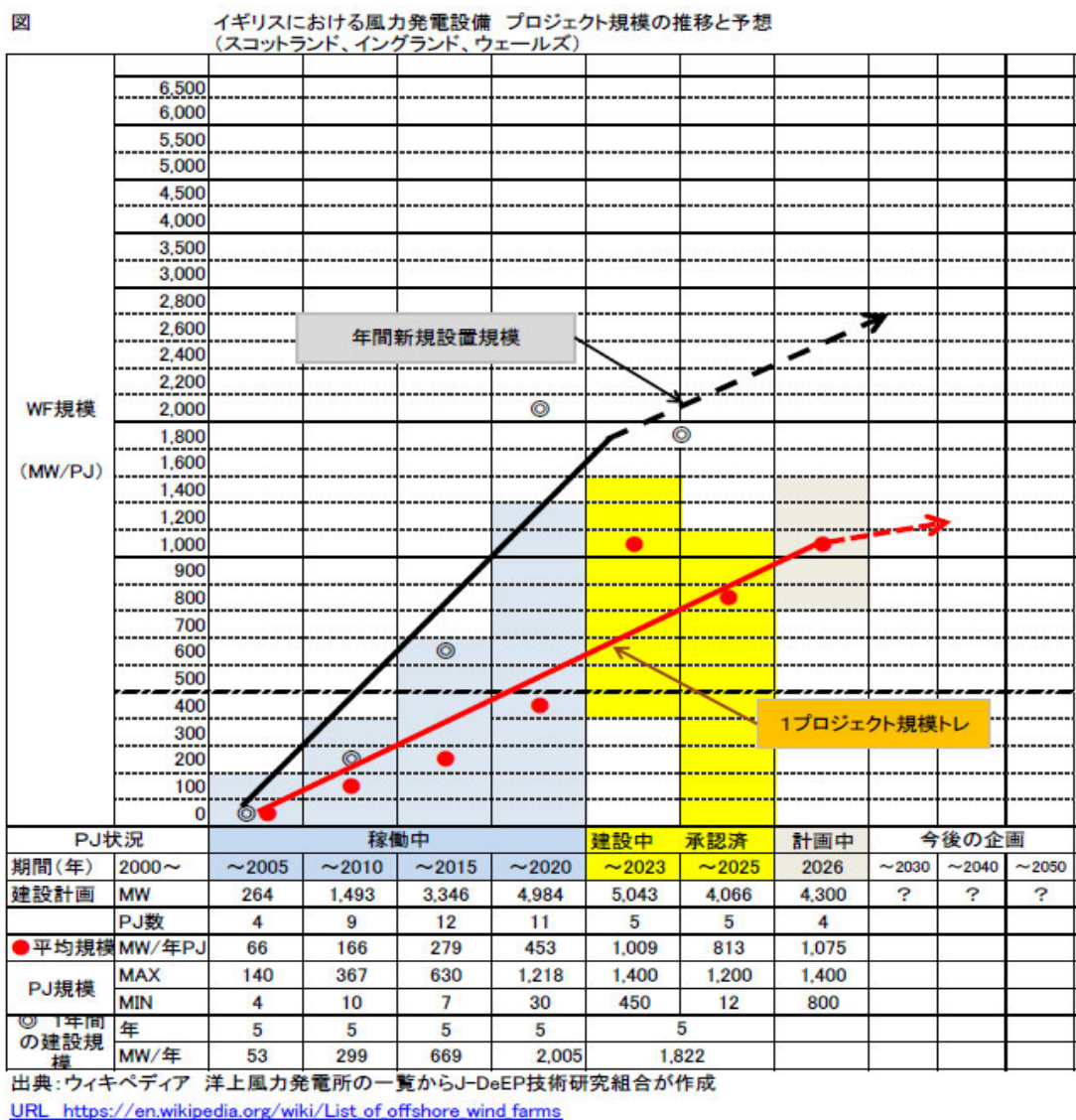
但し、韓国、オーストラリア、台湾などは情報不足で含まれていないが、PJ 規模の傾向を見るには十分である。

主要国の見通しについて、既に 1000MW（1GW）以上の大規模PJが稼働、建設中のプロジェクトが数件ある。更に計画中のプロジェクトの平均でも 1GW を超える傾向にあり、今後 1GW 超えは「普通」になりつつあると推測できる。

2) イギリスにおける洋上風力の状況

北海を囲む国々は風力発電の先進国である。既設では 1GW 程度のウィンドファームの数は少ないが、建設中、計画中に 1GW を超えるプロジェクトが複数有る。

図 2.2.5.2 イギリスにおける洋上風力発電プロジェクトの導入状況



出典：J-DeEP 技術研究組合が作成

(注) 稼働中は 2020 年までに設置完了 (試運転終了、発電開始) PJ は 200MW 以上、2021 年現在建設工事中、同審査承認待ち、調査企画中の PJ は 300MW 以上である。

イギリスの見通しについて、イギリスは風力先進国であり、稼働中、建設中プロジェクトは 1GW 超えているものがある。

3) 本事業対象のスコットランドのプロジェクトについては下表となる。

スコットランドの風力プロジェクトが特に進んで大規模化している。

尚、下表の PJ のうち現状 (200MW 以上) と見通し (300MW 以上) は前項のイギリスの PJ とにも含まれている。

表 2.2.5.1 スコットランド風力発電の現状

規模 Capacity MW 超	稼働中 Current Operation al CWF	工事中 Under Construction	Pre- Construction	Consent Authorised	企画 Concept/Early Planning
3,000					
2,000					2,800/①
1,000			1075/①	1,000/①	,850/①
500	588/①	950/①		950/①	
300		448/①		360/①	
100	174/①				
50	93.2/①			29.9/①	53/①
	39/③		48/①	10/①	
合計/件数	894.2/⑥	1,398/②	1,123/②		
平均規模	149	699	561.5		

出典：J-DeEP 技術研究組合が作成 (注) データは Current OWF s Included in Supply Scenarios より作成 (詳細データは章末に添付)

4) 今年の入札結果 (2022/1/17 発表)

- スコットランドにおける最新の入札結果がされ、結果は下記の通り。

表 2.2.5.2 2022 年（最新）の入札結果

Awards: Lead Applicants, Project Partners, Area, Capacity and Foundations

Plan Option: E1				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
BP Alternative Energy Investments	EnBW Energie Baden-Wurttemberg AG BP Exploration Operating Company BP Wind Energy North America Inc.	859km ²	2,907	Fixed
SSE Renewables	SSE plc Marubeni Corporation Copenhagen Infrastructure IV K/S Copenhagen Infrastructure Partners P/S Copenhagen Offshore Partners A/S	859km ²	2,610	Floating
Falck Renewables Wind	Falck Renewables S.p.A BlueFloat Energy UK Holdings Quantum Energy Partners Eneus Energy TTI Marine Renewables DNV Services UK HaskoningDNV UK Offshore Wind Consultants UK Energy4All Vector Renewables Espana S.L.U.	280km ²	1,200	Floating
Plan Option: E2				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Shell	Scottish Power Renewables Iberdrola Renovables Eolfi SAS	860km ²	2,000	Floating
Vattenfall	Fred Olsen Renewables	200km ²	798	Floating
Plan Option: E3				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
DEME Concessions Wind NV	DEME NV Aspiravi International NV Aspiravi Holding NV	187km ²	1,008	Fixed
	Qair Marine SAS Qair International SAS DEME Offshore Holding NV Otary RS NV RPS Energy Consultants			
Plan Option: NE2				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
DEME Concessions Wind NV	DEME NV Aspiravi International NV Aspiravi Holding NV Qair Marine SAS Qair International SAS DEME Offshore Holding NV Otary RS NV RPS Energy Consultants	200km ²	1,008	Floating
Plan Option: NE3				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Falck Renewables Wind	Falck Renewables S.p.A Falck Renewables Offshore HoldCo 2 BlueFloat Energy UK Holdings BlueFloat Scotland Renewables HoldCo 2 Quantum Energy Partners VII LP Orsted Scotland Renewables HoldCo 2 Orsted Power (UK) Orsted Wind Power AS Orsted AS Eneus Energy TTI Marine Renewables Energy4All Vector Renewables Espana S.L.U.	256km ²	1,000	Floating
Plan Option: NE4				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations

Moray Offshore Renewable Power	Ocean Winds UK OW Offshore SL EDP Renovavies SA EDP-Energias de Portugal SA Engie SA	429km ²	1,000	Fixed
Plan Option: NE6				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Falck Renewables Wind	Falck Renewables S.p.A BlueFloat Energy UK Holdings Quantum Energy Partners Eneus Energy TTI Marine Renewables DNV Services UK HaskoningDNV UK Offshore Wind Consultants UK Energy4All Vector Renewables Espana S.L.U.	134km ²	500	Floating
Plan Option: NE7				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Scottish Power Renewables	Iberdrola Renovables Internacional SAU Shell New Energies Holding Ltd The Shell Petroleum Company Shell Overseas Investments BV Shell Research Eolfi SAS	684km ²	3,000	Floating
Plan Option: NE8				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
BayWa r.e. UK	Elicio NV Ideol SA	330km ²	960	Floating
Plan Option: N1				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Offshore Wind Power	Macquarie Corporate Holdings Pty TotalEnergies Holdings UK	657km ²	2,000	Fixed
	Renewable Infrastructure Development Group Heerema Marine Contractors Nederland SE Offshore Wind Consultants Shepherd and Wedderburn LLP Siemens Energy Xodus Group			
Plan Option: N2				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Northland Power	Arcus Consultancy Services Worley Europe	390km ²	1,500	Floating
Plan Option: N3				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Magnora ASA	Technip UK DNV AS Stornoway Port Authority Kishorn Port	103km ²	495	Mixed
Plan Option: N4				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Northland Power	Arcus Consultancy Services Worley Europe	161km ²	840	Fixed
Plan Option: W1				
Lead Applicant	Project Partners	Area	Capacity (MW)	Foundations
Scottish Power Renewables	Iberdrola Renovables Internacional SAU	754km ²	2,000	Fixed
		7,343km ²	24,826	
		Total Option Fees: £699,200,000		

出典：SDI

● 集計

表 2.2.5.3 プロジェクトの分類

Foundation	PJ 数 No	PJ 数比率 %	Capacity MW	Capacity 比 率 %	Capacity の平均 MW
Floating	10	59	14,570	60	1,457
Mixed	1	6	495	2	495
Fixed	6	35	9,215	38	1,535
Total	17	100	24,286	100	1,428

出典：J-DeEP が集計作成

事業化について、個々の事業についてのスケジュールの情報は入手できていないが、今後、許認可申請、電力契約条件の入札などを経て、最終投資決定は大体 2027 から 2028 年、商業運転開始は 2031 年頃の予定です。次の Scotwind 2, 3 の入札は 2027 年頃に予定されている。

● 分析

最新の入札では浮体式風車が 60%採用されている。

ウィンドファームの事業規模が平均 1,457MW (1.5GW) となり、本 FS が予測した風力発電事業が 1GW 超を超える大規模化に向かっていることを裏付けている。

以下にその要因を説明する。

2.2.6 将来の風力事業プロジェクトの規模（事業の大規模化の可能性、設備の大型化等）

世界的に各国政府がカーボンニュートラル政策に転換したことが最大の理由であるが、今後計画される洋上風力は旺盛なカーボンフリー電力需要、事業効率を向上する為、プロジェクトの大規模化が進んでいる。

1) 風力発電事業の大型化を可能にする条件の整備

- 事業を効率的におこなうためには必然的に纏った広い海域で発電することになる。制約が少ない沖合に展開することになり、水深が深い海域での事業と成る。
- 再エネへの投資に理解が得られるようになり資金調達も容易になってきた。
- 技術進歩に因り風車の大型化で能力当たりの設備費が低下する。基礎は着床式から浮

体式へと進化する。

- 風車と送電ケーブルの設置費用も作業船が開発され大型風車の設置コストが低下する。
- 送電技術は設備の大容量化と長距離送電技術が進歩する。

これらのコストダウンの効果により今後益々プロジェクトは規模が大きくなるとみられる。

2) 大規模化を阻む想定される要因

- 大規模WFに必要な海域が地理的に無い。(順次調査して拡大を期待する)
- 水深が深すぎてコストが増大し、事業性が良くない。(将来の候補地として残す。)
- 風車の大型化で部材等の大型化に技術限界が来る。(更なるイノベーションを期待する)
部材等の生産、サプライチェーンが追い付かない。
- 大型化に見合う組立技術、作業船の開発が風車開発より遅れる。
作業船(SEP船、フローティングクレーン船、ケーブル敷設船等)の大型化が風車の大型化についていけるか、特に風車組立用作業船の大型化と必要隻数の確保が障害になる恐れがある。
- 建設ブームに対して後方支援の港湾が不足する。(仮ヤード、洋上基地など一時的対策を必要とする)
- 建設資金が莫大となり調達が困難となる。(フェーズ分割して資金回収しつつ、建設を進めるプロジェクトが増えると予想。)

3) WFの大規模化への技術進歩(イノベーション)

図 2.2.6.1 タービンブレードの大型化による風力発電装置の大型化が可能になってきた。風車はブレードの材質がカーボンファイバーなどの採用により軽量化されたため大型化が進み、単機出力が大幅に伸びている。(図・・・)。陸上と洋上を比較すると洋上は陸上より2倍超の能力の設備が開発されている。このイノベーションの速度は驚くべきものである。2030年には洋上で12MW級、2050年には15~20MW級風車になると予想されている。設備費は増加するが発電能力当たりではコスト低減されていく。おかげで電力コストが低減し化石燃料由来の電力と同等の価格になると予想されている。

図 2.2.6.1 洋上風力の風車大型化の推移と発電能力の大型化の予想

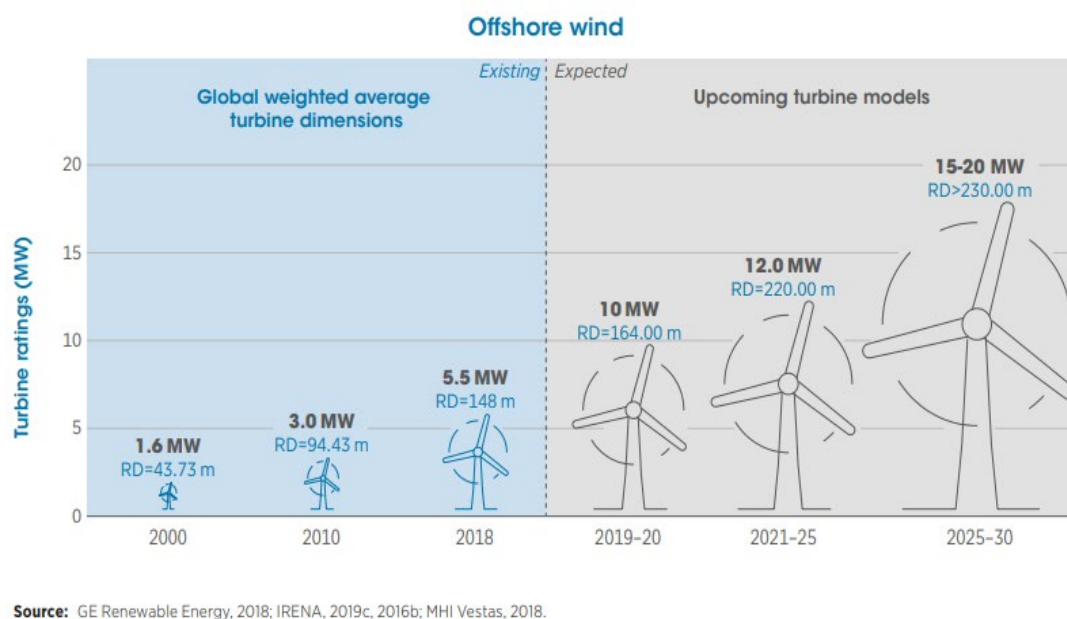
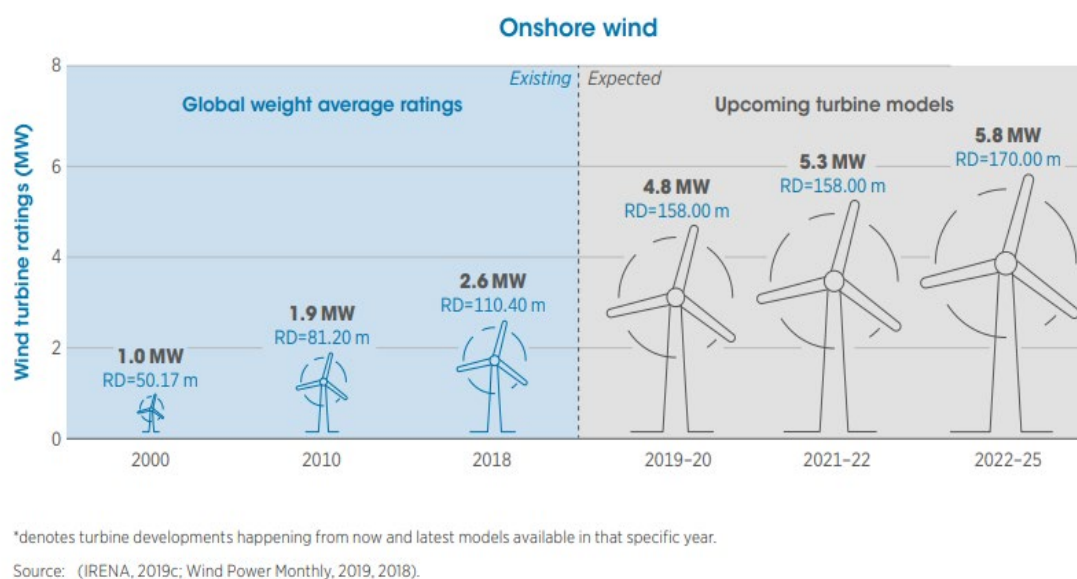


図 2.2.6.2 陸上風力の風車大型化の推移と発電能力の大型化の予想



出典：International Renewable Energy Agency (IRENA) FUTURE OF WIND

URL: http://uwea.com.ua/uploads/docs/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf

Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (uwea.com.ua)

2.2.7 FSモデルの風力発電事業の規模の設定

主要国やイギリス、スコットランド国におけるWFの事業規模を調査したところ、既に建設中のWFでも1GWを超えるプロジェクトが現れている。更に、調査段階、計画段階のPJでは1GW超えが多数見受けられる。従って、本事業（FS）ではモデルWFの規模を1GWと設定することが適切と考えられる。（図2.2.5.1、図2.2.5.2、図2.2.5.3）

この規模で一般に報告されている稼働率40～50%とすると、総発電量は年間4380TW（@50%）であり、全ての電力を使うと水素生産量は約78.900t-H₂/年（55.5kwh/kg-H₂）となる。この水素量は事業として成り立つ水素プラントの規模が期待できる。

ゆえに、事業調査の対処PJの規模は1GW（1000MW）に設定する。

2.2.8. 稼働率

2.2.8.1 風力発電では風速は事業性にとって最重要要素である「稼働率」に直接影響される。

1) 風力発電の稼働率（%、設備利用率とも言う）

風力発電は年間を通じて定格発電できれば設計上の最高の出力となるが、現実には定格発電以下の出力もあるので、実際は季節や年間の稼働率が低下する。

2) 稼働率の算出式の基本形は下記となっている。

図2.2.8.1 稼働率（設備利用率）の計算式

風力発電の稼働率（%）

下記の式で期間毎に算出される。

$$\text{稼働率（\%）} = \frac{\text{対象期間の総発電量（kwh）}}{\text{設備定格発電量（kw）} \times \text{対象期間（T）}} \times 100$$

（注）設備定格発電量は発電機の定格値である。

対象期間（T）：年間（y）、或いは月間（m）、詳細には日（d）

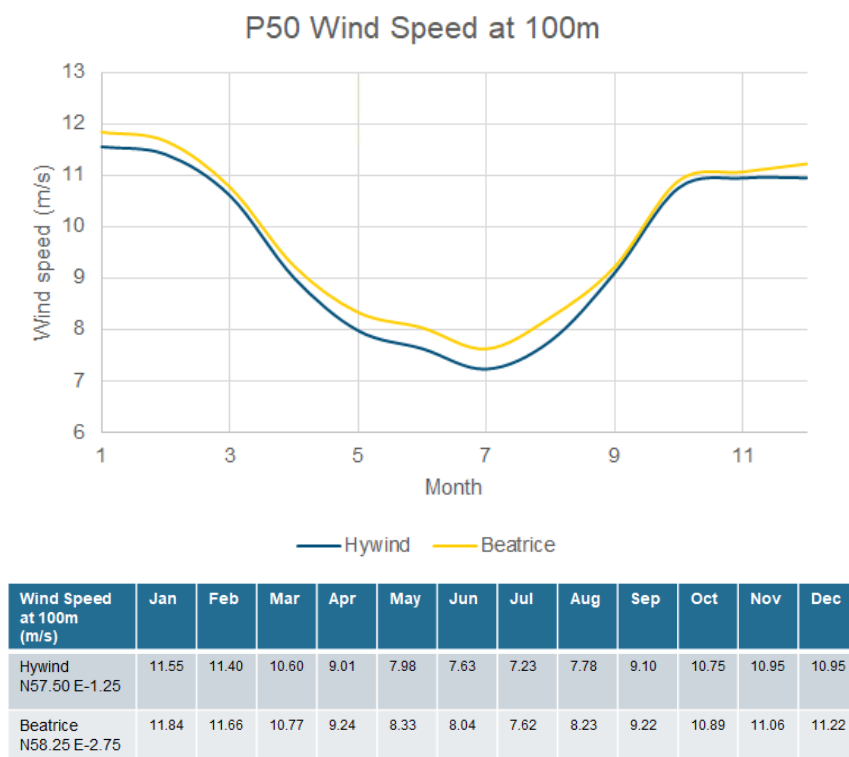
3) 稼働率に影響する風況の最大の要因は風速の変動

風速変化の原因は下記がある

- A) 季節変動：年間をサイクルとして風況が変化する。原因は地球規模の四季による風況変化（季節風）。例えば、冬の北風、夏の南風。
- B) 日変動：一日のサイクルで太陽の影響による風況変化、例えば陸風、海風。
原因は昼の気温上昇、夜の冷却で発生する風。陸地と海水の温度の関係で生じる。
- C) 気象変動：数時間から数日の風況変化。例えば、高気圧と低気圧、台風などの大型低気圧、積乱雲などによる局所的で短時間の変化。

風速変化の原因の中でも A：季節変動が大きく影響する。下図は欧州の 2 か所の風速データである。

図 2.2.8.2 季節変動の風況例（Hywind、Beatrice 沖の海上 100m の風速 m/s d）



出典：レスター情報

風速の変動幅は上記データ（図 2.2.8.2）によると、例えば風車の定格風速を 13m/s とすると、平均風速 12m/s は 92%、7m/s は 54%である。変動範囲は 92%～54%である。

定格風速の 40%も変化することになるので、発電量への影響は避けられない。

4) 風速と発電量の関係

風力発電の理論式（参考）は下記のようにになっている。

図 2.2.8.3 風力発電の理論式

（参考：日本電気技術者協会）

$$P = \frac{1}{2} m V^2 = \frac{1}{2} (\rho A V) V^2 = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

P:風力エネルギー(W) **ρ**:空気密度(kg/m³)
A:受風面積(m²) **V**:風速(m/s)

A（受風面積）風車の機械的寸法であり、p（空気密度）は空気の温度で多少変化するが一定と考えてよい。V（風速）はP（風力エネルギー/発電量）に対し3乗の影響がある。式から分かるように、風力発電は風速が早く、且つ変化の少ない場所が適している。

5) 風速の変動が発電量にどれだけ影響するか例をします。

先の図・・・で風速の変動範囲は12m（92％）～7m（54％）であった。発電量の式で風速（V）は3乗で影響するので、13m、12m、7mの3乗を比較すると下記になる。

表 2.2.8.1 風速と発電量の比較例

風速 (m/s)	13 (定格)	12	7
風速の3乗（発電量の比）	2,197	1728	343
発電量の比（％）	100	79	16
設定モデル（％）	100	80	20

出典：J-DeEP が作成 （注）風速以外は定数として比較。

表 2.2.8.1 のように風速の変化は発電量に非常に大きな影響を与える。風車設置場所は設置面積が広く、風況が強く、且つ安定していることが好条件である。風力発電事業を行う理想に近い場所は洋上風力である。洋上では風車建設に大きな吊り上げ能力を持った大型作業船をつかえるので、今後も風車の大型化しても設置が可能である点も有利である。

尚、今後の検討は想定する発電量の変動幅を80％～20％とする。

6) 風速以外の稼働率に影響する機械構造上の限界

A) 風速が小さい場合の発電限界

風が弱い場合は、回転力の弱くなるため、発電量が少なくなる。最低の風速を定めて、それ以下の風速（カットイン風速）では風車を停止し発電量はゼロとなる。

B) カットイン風速から定格風速（設計風速）間では、風力発電の発電量は前述の理論式に沿って発電される。

この間の発電量は風速変化が直接発電量に影響するため不安定であることに注意する必要がある。例えば、電力供給が不安定、且つ変化速度が急である場合の水電解装置とプラント各装置の追従性（親和性）等を検討しておく。

C) 定格風速（発電機の定格発電に相当する風速）を超える場合の発電

定格風速を超える風速では、タービンは勢いよく回転する力を受けるが、ハブ、減速機、発電機等の保護のためタービンの回転力を制御（ブレード角度の変更）して回転力を軽減する必要がある。この場合の発電量は発電機の定格値で制御される。風力発電の能力を発揮（稼働率 100%）している状態である。

D) 風速が早すぎる場合の発電停止

更に風速が増した場合には、風車ブレード自体の安全の為ブレードの回転を停止する。この限界の風速（カットアウト風速）以上では発電しない。

E) 風車・発電機等は機械設備であり、メンテナンス、故障時の修理などの時間は発電が出来ない場合がある。具体的には、年間の計画で止める「定期メンテナンス・点検修理」、機械破損など突発的原因による発電停止も発生する。対策として、定期修理は風速の遅い季節（発電量が下がる）に計画すると、メンテナンスのための発電量低下は避けられる。

F) 外部要因による稼働率低下

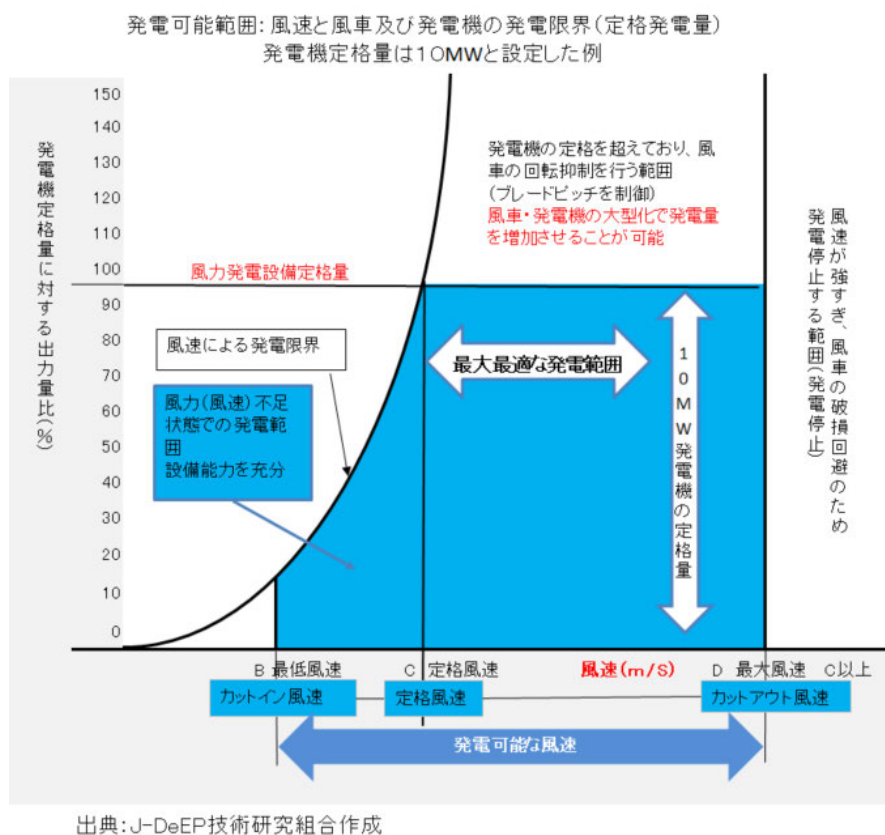
洋上変電所又は送電線に問題が生じた場合。陸上のグリッド（送電網）の受入限度を超えて発電抑制が掛かった場合なども考えられる。この場合の対策とし電力を多方面に送電できる電力ケーブル網を構築しておく必要がある。

上記の A～F の要因と風速と発電の関係は図 2.2.8.3 となる。

風力発電には風車タービンと発電機の機械的制限から最低風速（カットイン風速）と最大風速（カットアウト風速）、発電機の定格発電に相当する風速（これ以上の風速でも発電量は定格発電を上限とする。）が設定されている。

発電可能な範囲は制約条件で囲われている範囲（青の部分が発電量）

図 2.2.8.4 風速と発電可能範囲の関係。



出典: J-DeEP が作成

7) 稼働率の推移(実績、予測)

実際の稼働率について過去～見通しについて調査した。

過去については、次表(表 2.2.8.2) 2011～2015 年は 20%～30%が多くみられるが、イギリスとオランダは 40%近い稼働率を出している。風況が良いのではと推察する。

陸上と洋上のデータがある国では、陸上より洋上が 10～15%高い傾向にある。陸上では風が地形の抵抗を受けて風速が安定せず低下するため、発電量が出ない為と推察できる。

次に、稼働率の 2010 年の結果は表 2.2.8.5 によると表・・・と同様であるが、2030 年、2050 年では陸上と洋上ともに改善されて 30%～60%となっている。

更に、International Renewable Energy Agency の予測によると洋上風力は 2030 年に最大 58%、2050 年には 60%と推測されている。2030 年の平均的な稼働率は 50%が実態のなっていると考えている。

表 2.2.8.2 稼働率の現状（2011 年～2015 年）

表 5 平均設備利用率(%)^aの報告値 2011-2015 [8]

国	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
オーストリア	---	30	24	24	---
ベルギー	陸上:21.0 洋上:41.2	陸上:21.9 洋上:25.6	陸上:21.6 洋上:24.8	陸上:22.4 洋上:35.8	陸上:21.5 洋上:41.9
カナダ	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0
中国	---	22.4	23.7	21.6	19.7
デンマーク	28.4	22.6	27.1	30.8	32.6
フィンランド	28.0	24.0	26.0	27.0	32.0
フランス	21.7	24.0	23.2	22.6	24.3
ドイツ	19.0	---	18.5	18.7	陸上: 22.7 洋上: 45.7
ギリシャ	---	---	27.5	27.5	---
アイルランド	31.6	28.4	30.5	28.7	32.3
イタリア	18.0	---	21.0	20.0	19.2
日本	19.0	19.9	17.0	22.0	21.0
韓国	---	---	---	23.7	---
メキシコ	30.0	30.0	30.0	30.0	---
オランダ	---	陸上: 20.0 洋上: 39.5	陸上:22.3 洋上: 38.6	陸上:22.0 洋上:37.5	陸上:25.6 洋上:40.0
ノルウェー	31.3	31.2	29.2	31.0	35.0
ポルトガル	26.0	28.0	29.0	28.0	27.0
スペイン	---	24.1	26.9	25.4	23.9
スウェーデン	---	26.0	28.3	26.7	33.0
スイス	20.0	<20.0	20.0	20.0	<20.0
イギリス	陸上:27.4 洋上:36.7	陸上:27.4 洋上:36.7	---	陸上: 26.4 洋上: 37.0	34.0
米国	33.0	33.0	32.1	32.3	32.0

太字斜体は、推定値を示す、--- = データ無し、

^a 設備利用率 発電量÷(定格出力×時間)

図 2.2.8.5 陸上と洋上の稼働率の向上（2010 年～2018 年実績、2050 年予測）

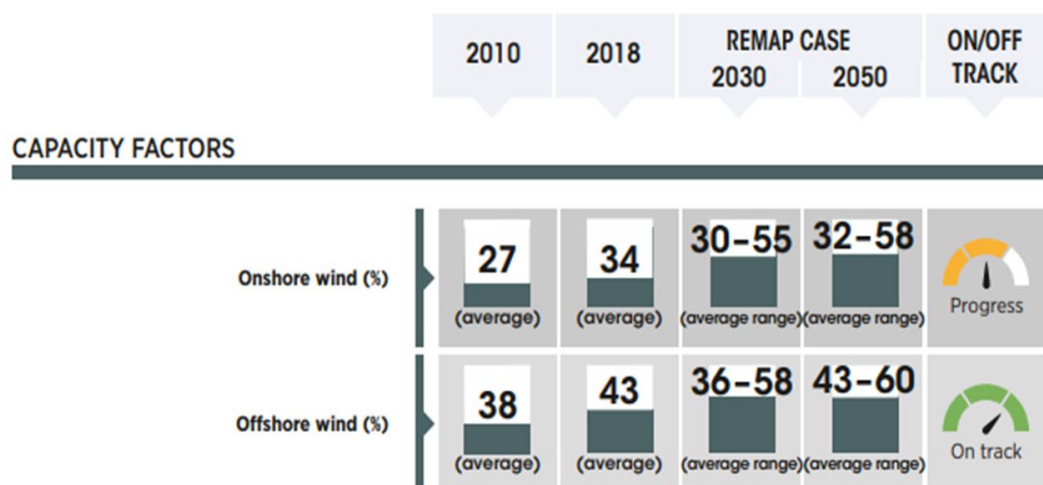
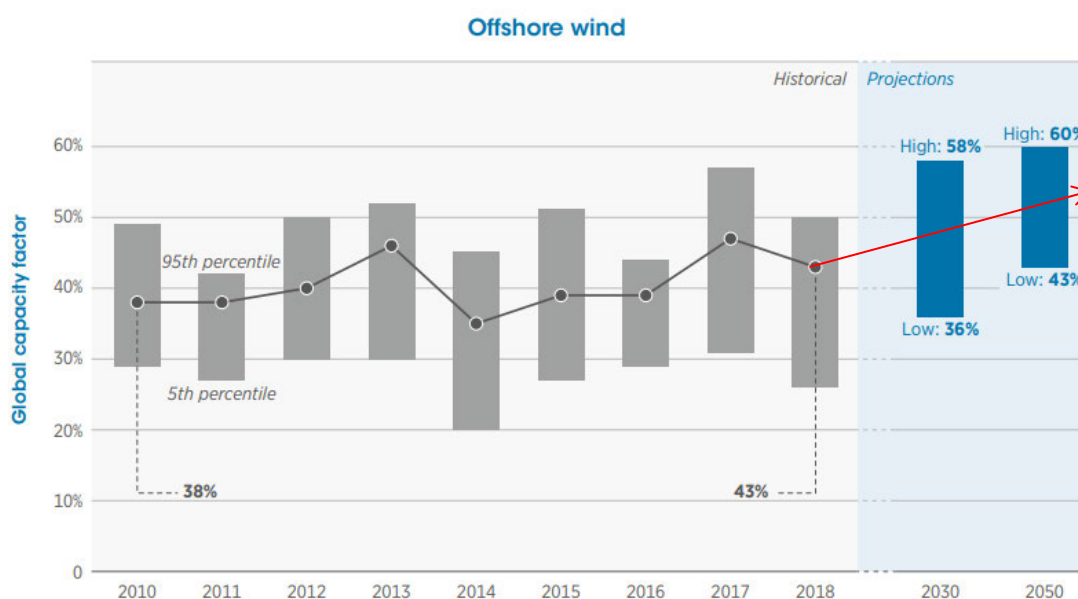


図 2.2.8.6 洋上風力発電の 2030～2050 年の見通し。

Figure 23: The global weighted average capacity factor for offshore wind has increased 8 percentage points since 2010, to 43%, and upcoming projects would have capacity factors up to 58% in 2030 and 60% in 2050.



Source: Historical data based on IRENA (2019c), and future projections based on IRENA's forthcoming report Solar and wind cost reduction potential to 2030 in the G20 countries (IRENA, n.d.).

以上図表の出典：International Renewable Energy Agency

（ FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects）

（注）矢印は J-DeEP が加筆

URL: [Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects \(uwea.com.ua\)](https://www.irena.org/publications/2019/Future-of-wind-Deployment-investment-technology-grid-integration-and-socio-economic-aspects)

8) 稼働率の設定

本調査（F S）では、中間的な 2030 年は 50%とする。しかし、2050 年頃には 60%も可能と予測されている。将来の実際の PJ によっては事業性経済計算では 50～60%を採用することも可能考えられるので事業条件を基に設定するものとする。

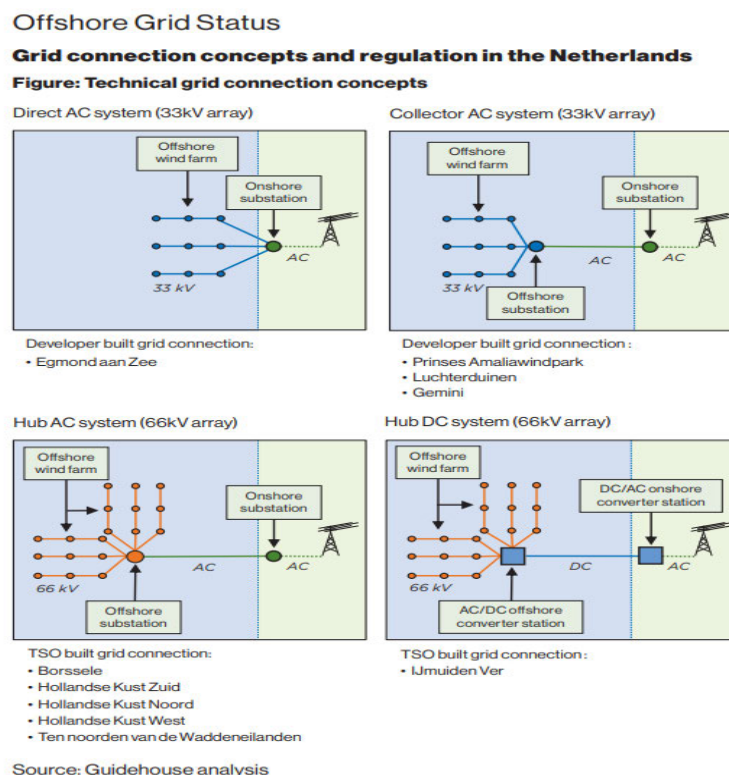
2.2.9 風力発電からの電力の供給

2.2.9.1 風力発電の基本的構成（送電システム、電力仕様）

水素製造プラントに電力供給を担う風力発電からの送電設備、電力仕様を理解するために、基本構造を確認する。

1) 複数の風力発電設備（風車：ブレード、ナセル、タワー、基礎の総称とする）からの集電と陸上送電網（グリッド）への送電システムの標準的な送電システムは下図のようになっている。

図 2.2.9.1 洋上風力発電の送電網と電力仕様



出典：Dutch Offshore Wind Market Update 2019

URL:<https://guidehouse.com/-/media/www/site/downloads/energy/2019/navigant-dutch-offshore-wind-market-update-2019.pdf>

2) 洋上浮体式風力発電の送電システムの構成

A) 浮体式風力発電の全体システムは下図のようになる。

着底式と異なるところは、風車と洋上変電所（SS）が浮体であるため、風圧による移動、潮位変動、波浪による動揺があり、浮体に接続されている送電ケーブルはそれらの変位に追従しなければならない。その為、着床式のように固定できない。

浮体式プラントも同様であり、電力ケーブルは同じ構成と考えられる。即ち、浮体の繰り返しの変位から、ケーブルが破損（疲労、摩耗等）しないように中間ブイを設けて極端な曲げやねじれ、摩耗が生じないように養生している。

海底ケーブルは埋設して直接何かが衝突したり錨等に引っ掛けられないように設置される。

図 2.2.9.2 洋上風力（浮体式基礎）の送電等のシステムイメージ図

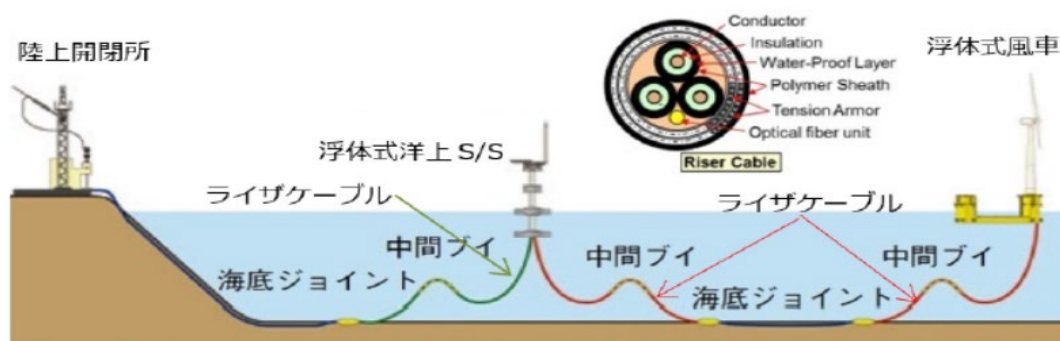


図1 浮体式洋上発電のケーブル布設形態（福島洋上風力コンソーシアム）

出典：一般社団法人 電気学会 （用語解説）

B) 送電順序と送電仕様

表 2.2.9.1 洋上風力発電の送電仕様

項目	風車 (発電機)	洋上変電所	陸上接続点	陸上系統 (グリッド)	需要先
電力仕様	交流 3 相 66～33 k V	交流 3 相	交流 3 相	交流 3 相 日本では高圧 は 6600V	交流 3 相 日本の事業用 は 6600V
備考		送電距離 50km 超える と直流送電 が多い。	直流から交 流に変換。グ リッド接続	電力会社の送 電網は交流 3 相 超高圧 (66 k V)	交流単相 日本の一般家 庭向 100～200V

3) 洋上変電所から陸上への送電

A) 電力の規格/仕様

複数の風車からはそれぞれのケーブルで洋上変電所（SS）に送られて、集電所で合流し、長距離送電の規格にして送電されることになる。

風車から変電所までは交流電流（AC33～66KV）である。集電して陸へ送電される時に陸迄の距離により交流（AC）或いは直流（DC）で送電するかは交流の場合の送電ロスと交流送電ケーブル費用の評価に対して、直流の場合の送電ロスと設備（AC/DC 変換機+直流送電ケーブル+DC/AC 変換機）費用の評価の比較をして総合的に判断により選択される。交流・直流のどちらで陸へ送電するかは、距離に負うところが大きい、理由は下記

表 2.2.9.2 長距離送電の交流、直流の比較

電気種類	近距離 (40～50KM 以内)	遠距離 (20km 以上)	評価
交流 (AC)	送電ロスが小さい 電圧制御が容易 消費者は交流が多い	電圧制御が容易 消費者は交流が多い 送電ロスが大きい (数%発生)	近距離向き
直流 (DC)	送電ロスが小さい 電圧制御が交流より 面倒 交流直流変換必要で 設備費が大きくなる	送電ロスが小さい 遠距離送電で変換ロ スよりメリットあり 交流直流変換必要で 設備費が大きくなる 電圧制御が交流より 面倒	遠距離向き

出典；J-DeEP 技術研究組合が作成

B)長距離送電の交流（AC）と直流（DC）の実績は下図になるとのことである。

風車（20MW 以下）で発電された電力は交流（AC）であるが、ウィンドファームとして500 MW を超えて且つ送電距離が20～30 km程度以上では直流（DC）が採用されている。

図 2.2.9.3 海底送電線の交流、直流送電の実績

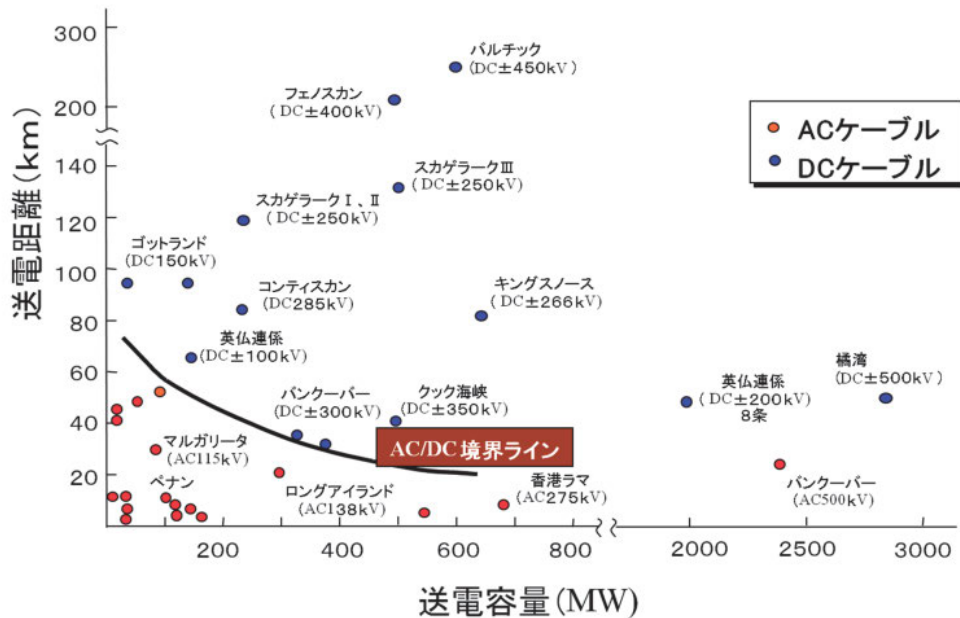


図 1.4.2-1 交流・直流送電の境界線

出典：一般法人 日本風力発電協会

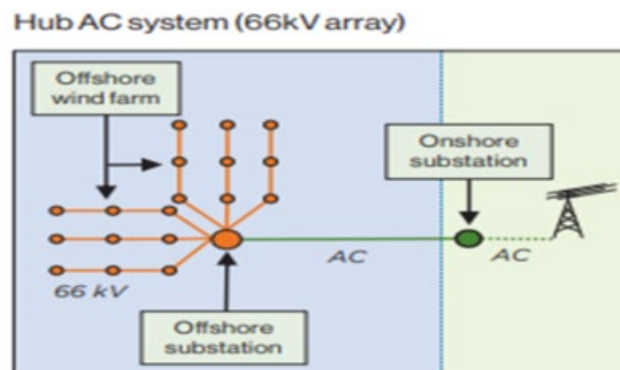
4) プラントの受電条件

A) 本事業の受電条件の検討

- 洋上水素プラントはウィンドファームの近傍（数 km 以内を想定）に設置することとしているため交流のまま受電しても送電ロスは小さい。
- 交流であれば、洋上変電所でプラント向け電力の扱いが容易である。
- プラントで大きな電力消費する水電解槽へは低圧の直流であること、その他多くの機械装置は交流である事を考慮すると電圧調整などが容易な交流（AC）で受電する方がメリットがる。
- 最適な給電接続点について、洋上風力発電から洋上水素製造プラントに電力を供給する時の接続点は事業を実施するうえでプラントの設置位置を制約する要素である。但し、プラントの設置位置は受電条件だけでは決められない。
- 水素の出荷先は天然ガスパイプライン（ステーション PLS）としているため、水素製造プラント（FP）の設置位置は技術的に工事が可能で経済的に優位な場所、他の関係者、法規等の条件関係も検討して選定することになる。

B) プラントとの接続点として、上記の洋上水素製造プラント側の条件を満たすには洋上発電送電網（図 2.2.9.1）の内、図 2.2.9.4 の洋上交流システム（Hub AC system の洋上変電所 offshore substation）から分岐して受電するが最適である。

図 2.2.9.4 洋上変電所（接続点）



出典：Dutch Offshore Wind Market Update 2019

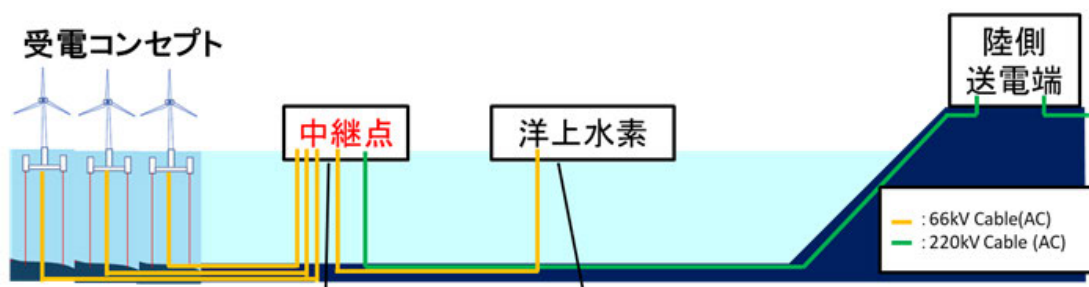
C) 洋上変電所とプラントの距離

浮体式洋上変電所（SS）と浮体式水素製造プラントの間にライザケーブルを設置するには一定の距離が必要であり、実際の設置場所の条件により適切な距離をとる必要がある。尚、洋上浮体式プラントへの送電では比較的短い距離で多くの構成品を含むため、距離単位に当たりのコストは大きいことを考慮すること設置の費用を削減する一つの方法として、風車と洋上変電所の設置に伴って送電ケーブルを敷設する時に、同時にプラントまでのケーブル敷設を施工することを推奨する。

D) 受電条件

洋上風力は風車の発電は 66 kV ～33 kV であった。本調査では交流（AC）66 kV で受電するものとして検討する。

図 2.2.9.5 風車から洋上変電所への送電電力仕様



出典：IHI プラント作成

E) 受電する電力の仕様

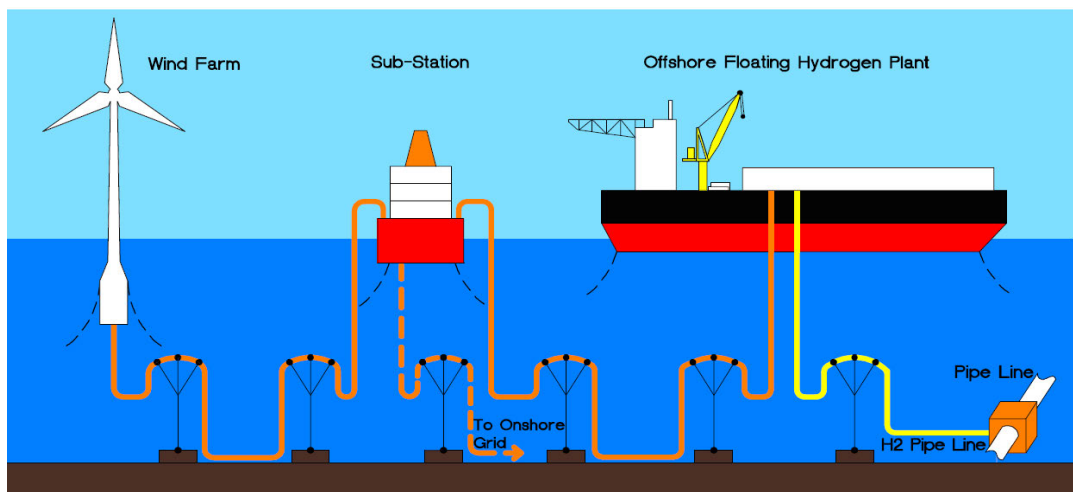
調査の結果、風力発電事業との関係から下記のように設定する。

- 受電の接続点は洋上変電所、接続工事については本調査では問題ないことを前提とする。
- 受電する電力仕様は交流（AC）3相 66kv
- 電力量は水素プラントの規模が 300MW であり、その他必要電力を加えて決定する。

5) 風車からプラント・パイプラインまでの構成

今までの検討結果より洋上水素プラントの構成は図 2.2.9.6 となる。

図 2.2.9.6 洋上水素プラントの設置のイメージ図



出典：J-DeEP 技術研究組合が作成

2.2.10 風力事業関係者との関係

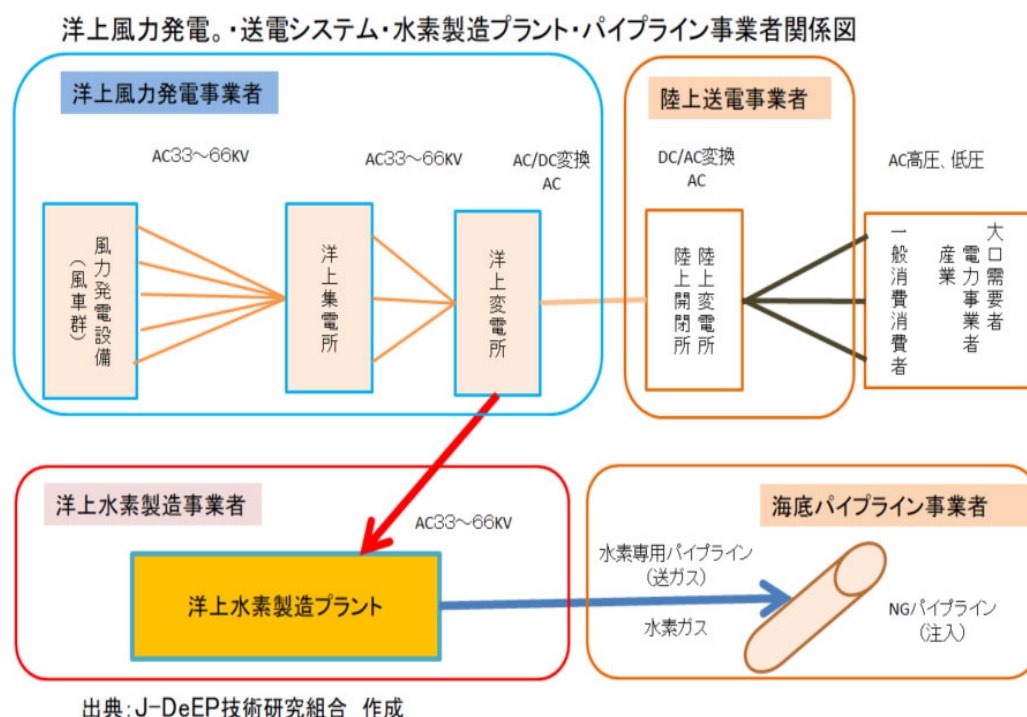
洋上水素製造事業と事業者の関係をモデル化したものが図…である。上流の風力発電事業者、下流の海底パイプライン（天然ガス）事業者の間で水素製造を行ううえでも洋上変電所からの受電が最適であることが分かる。

2.2.10.1 洋上水素プラントは洋上変電所から、受電するのが最も良い方法である理由。

- 風力発電事業者が洋上の広い海域に林立する風車からのケーブルを集電所に接続し電力を一つに纏めており、直ぐに長距離送電の電力仕様に変えて陸へ送電している。

- その点、風車から直接プラントに引き入れることは、多数のケーブルを引き、集電装置、変電装置をプラント内に設置しなくてはならない。設備が大きくなるがメリットが無い。
- 消費電力の使用料を風力発電事業者と確認でき電力料金の支払いが容易である。且つ、電力の責任分界点が1か所であることはプラント側の管理も容易になる。

図 2. 2. 10. 1 洋上風力発電・送電システム・水素製造プラント・パイプライン事業者関係図



2. 2. 10. 2 風力発電から水素プラントへの電力供給条件

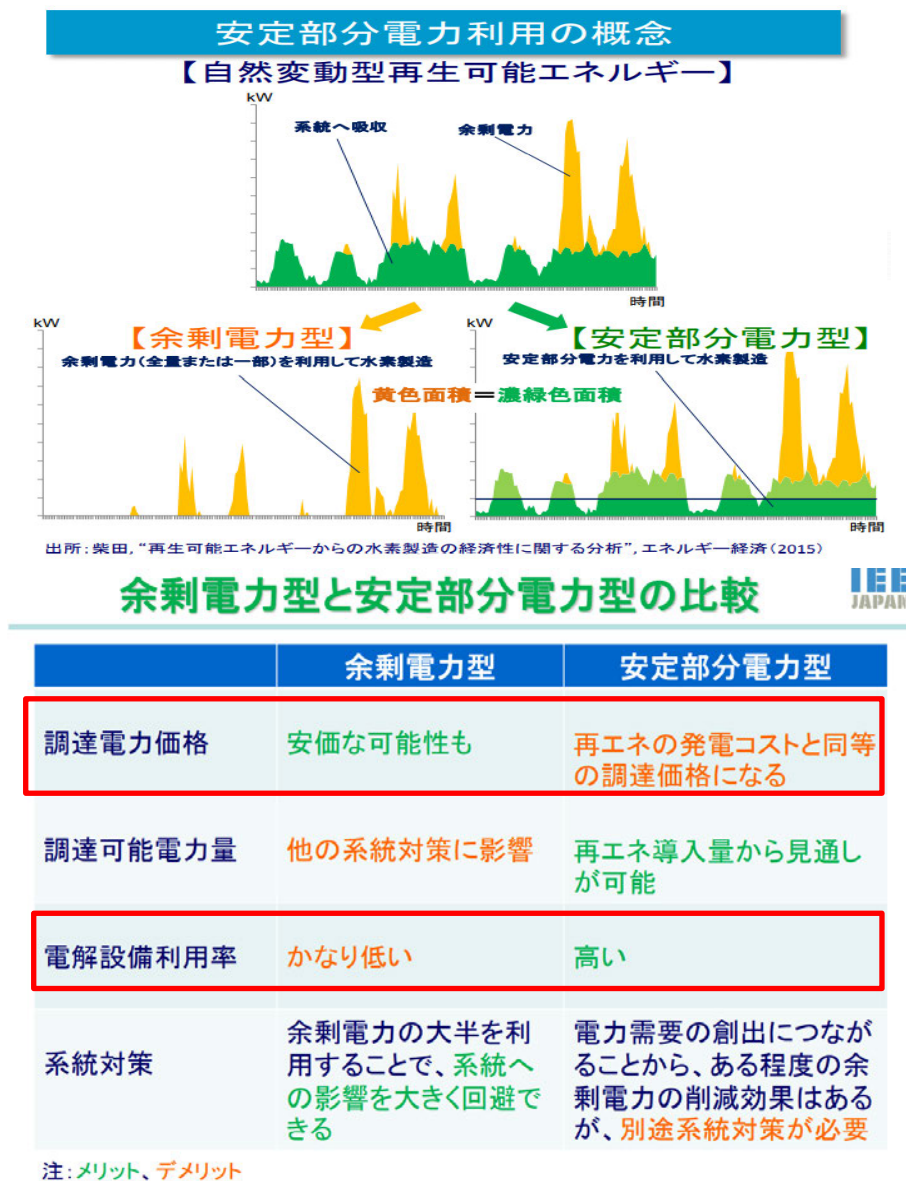
電力供給量の変動はプラントの稼働率、即ち水素の生産量に直接影響する。結果として採算性（事業性）に影響する為、電力事業者との長期契約で電力供給を安定させる必要がある。契約条件によっては事業が困難なケースがあるので十分検討する必要がある。

1) 電力供給方式の検討

水素事業を主に考えるならば、安定した十分な電力供給されることが重要である。上流の風力発電の発電量は風速の変化に大きく影響されることが知られている。水素製造プラントがそのまま電力を全て受け入れるのは事業性が悪くなる。

2) 電力供給方式には安定部分電力型と余剰電力型、或いはその中間などがある。

図 2.2.10.2 電力供給方式及び電力供給型の比較



出典：IEE

3) プラントに対して供給電力型の課題

プラントは最高の事業性を発揮するために能力最大の水素生産量を目指す。即ち電解設備稼働率を最大にしたいと考える。その為、安定部分電力型が最も理想である。

課題

- 供給電力量がプラントの要求量に対し十分安定的に供給されるか
風力事業者が電力優先か水素優先の事業とするかで、或いは比例（半々）で供給して

くれるかで供給電力は大きく変わる。それは、稼働率が大きく違うため事業性を判断する上で重要事項である。

- 電力供給の変動幅が小さいか。及び周期は短いか長いかが事業に影響する。

特に季節性の長周期の変動幅が大きいとプラントの稼働率に影響する。大電力を長時間蓄え続けることは蓄電量が膨大で設備コストも膨大となる。そもそも水素に変換することも、後に水素から電力を生産するのであれば蓄電していることと同じである。

一方の日変化のように短周期の影響もあるが、蓄電池は短時間に充放電を繰り返すため、蓄電池容量は長周期の場合と比べれば小さい。これを用いて稼働率を改善できる可能性がある。(短時間に充放電するタイプの蓄電池を使用)

4) ウィンドファーム (WF) 発電特性のどこに設定するかにより水素製造プラントの規模と水素生産量、及び稼働率が変わる。

水素生産事業では電力供給方式は安定部分電力型が好ましいことは当然である。しかし、風力発電事業者は電力単価が高い電力事業者に販売したいのも当然であるため、水素事業には余剰電力型の供給を考える。余剰電力の発電状況をよく検討しなくてはならないが、悪い場合は電力単価を「安価」ないし「無料」としても、水素製造事業は採算割れの事態も在りうる。即ち水素事業は生産量がある程度保証されないと成り立たない可能性がある。その場合に水素事業を諦めるか、風力発電事業者が自ら小規模の水素製造装置を持ち余剰電力（内部価格）を水素に変え蓄え、風力発電量が不足したときに水素から電力に戻して電力供給を行うことなどで事業収益の改善になる可能性がある。

5) 本事業への電力供給方式の設定

本 FS では水素製造プラントでは水電解装置の能力に近い電力を安定して供給されることを前提に検証するので、水素製造事業側として有利な「安定部分電力型」を希望する。但し、売電と同等の電力単価（円/kwh）で事業性評価を行うことにする。

2.2.10.3 水素プラントの規模の設定

1) 水素製造プラント設定モデルの条件

下図はWFの発電量の年間変動をモデル化して、水素製造で最も影響がある水電解装置の規模を探る。設定値の判断基準はプラントへの電力供給量とプラントの想定稼働率等から判断する。

2) 想定モデルの条件

A) 前提情報と設定値

- 対象風力発電の規模は調査結果から、今後 1 GW以上も多数計画されている。
⇒WF設備規模は 1 GW
- 風力発電の稼働率は40%から改善し現状でも50%程度のWFが出現している。将来は60%も可能性がある。
⇒ 50%（2030年）とするが、将来の60%も検証する。
- 風力発電の特に季節変動は、想定海域で月平均の稼働率変動幅は最大80%から、最低20%の間と予想された。
⇒ 最大80%から、最低20%の間とする。
- 供給電力は「安定部分電力型」又は「余剰電力型」、もしくは中間や特殊な契約も在りうる。
⇒ 水素製造に最適な「安定部分電力型」を基本にし、可能性がある「余剰電力型」については比較に留める。
- プラントの事業性について、「安定部分電力型」で電力が保証されれば電解装置の稼働率は100%であるが、保守作業等避けられない時間があるので、最大95%にする。
⇒ 水素製造の事業性からは電解装置の規模が大きい方が良いので、理想的には稼働率90%以上とするが、80%、70%の稼働率で電解装置の規模を求める。

3) 検証

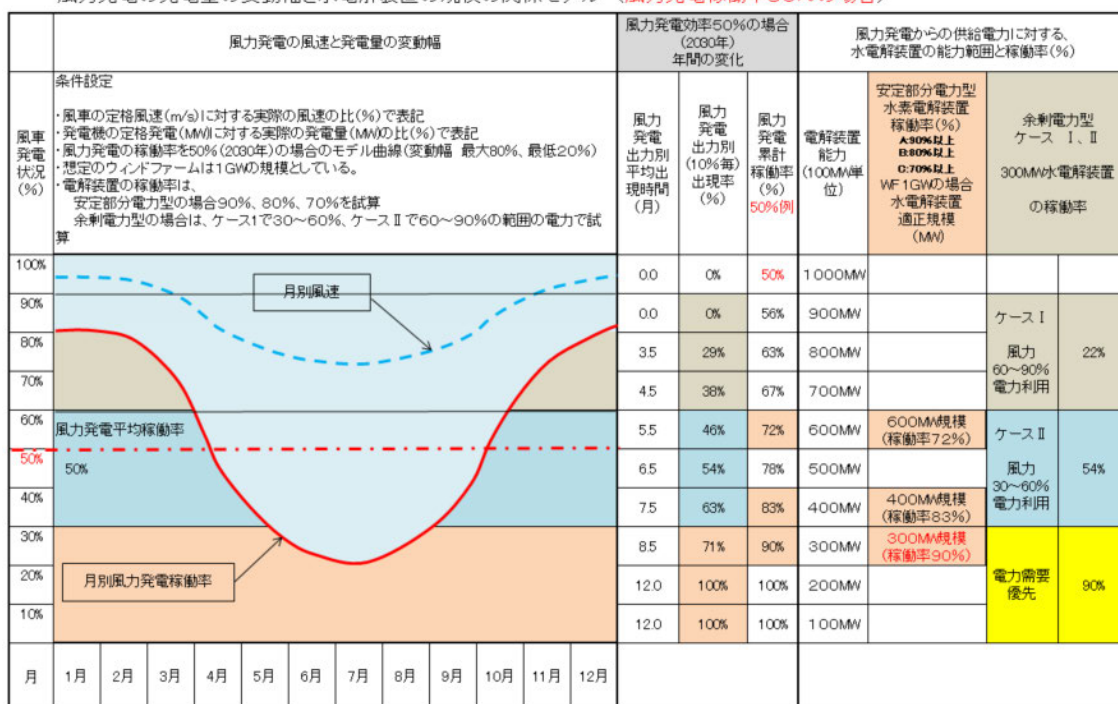
風力発電の電力供給モデルを図にすると稼働率50%のケースは図2.2.10.3.1、稼働率60%のケースは図2.2.10.3.2になる。それぞれのケースの水電解装置の規模を示す。

A) 風力発電稼働率50%のケース（図2.2.10.3.1ケース50%）

図2.2.10.3.1 風力発電の発電量の変動幅と水電解装置の規模の関係モデル

ケース50%（風力発電稼働率50%の場合）

風力発電の発電量の変動幅と水電解装置の規模の関係モデル（風力発電稼働率50%の場合）



出典：J-DeP技術研究組合が作成

結果

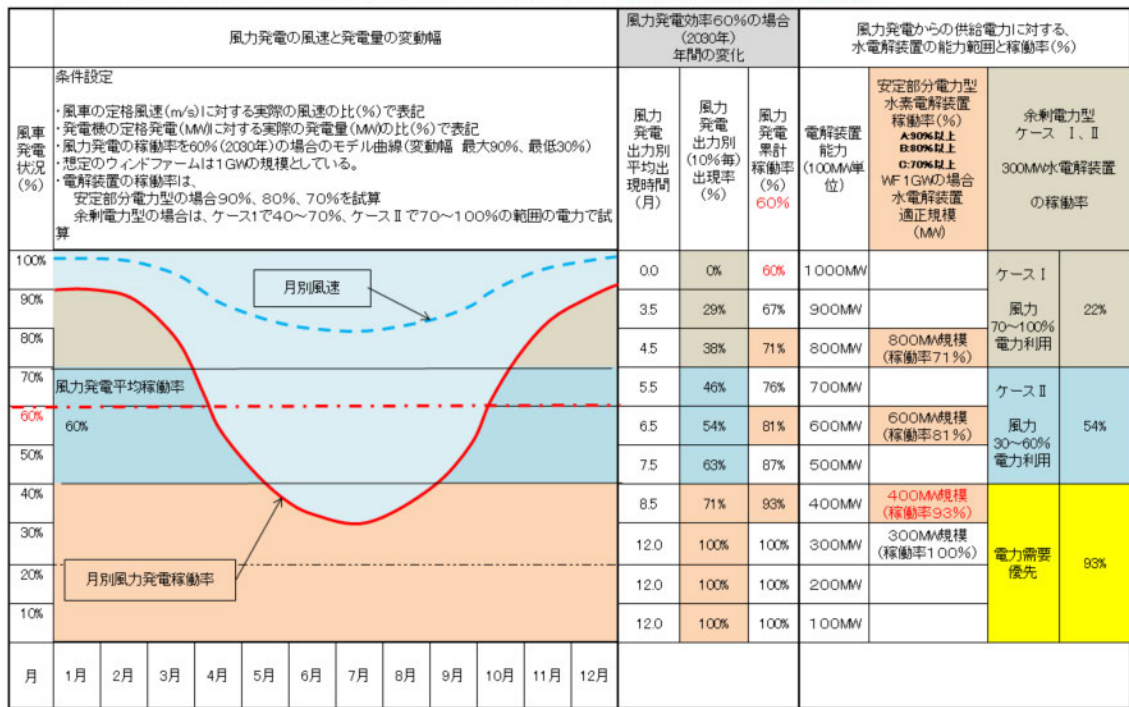
- 「安定部分電力型」で稼働率90%以上が見込める電解装置規模は300MWである。稼働率80%以上で400MW、稼働率70%以上で600MWも電力価格が安価であれば可能性が出てくる。
- 「余剰電力型」では、風力発電の30~60%の部分を受電した場合、同じく300MWの装置の稼働率は54%となり、採算性は電力価格により判断される。更に風力発電の60%以上の部分の電力では、稼働率22%と低くため採算性は電力価格が無償でも、装置価格の回収も難しいと考える（装置コストが固定費の為）。

B) 風力発電稼働率60%のケース (図2.2.10.3.2ケース60%)

図2.2.10.3.2 風力発電の発電量の変動幅と水電解装置の規模の関係モデル

ケース60% (風力発電稼働率60%の場合)

風力発電の発電量の変動幅と水電解装置の規模の関係モデル (風力発電稼働率60%の場合)



出典: J-DeEP技術研究組合が作成

結果

- 「安定部分電力型」で稼働率90%以上が見込める電解装置規模は400MWである。稼働率80%以上で600MW, 稼働率70%以上で800MWも電力価格が安価であれば可能性が出てくる。
- 「余剰電力型」では、風力発電の40~70%の部分を受電した場合の300MWの装置の稼働率は54%となり、採算性は電力価格により判断される。更に風力発電の70%以上の部分の電力では、稼働率22%と低く採算性は電力価格が無償でも、装置価格の回収も難しいと考える(装置コストが固定費の為)。
- ケース60%は水電解装置の規模を大きくできるが、風力発電のプロジェクトの稼働率が60%で計画され実現性が高い場合に適応できることに留意する。

4) モデル設定

本事業（FS）では、通常見込める現実的なケース 50%で行うことにし、水電解装置規模は 300MW で稼働率 90%として、事業採算性と技術検討を行う。

設定値

- 風力発電規模 1 GW, 稼働率 50%
- 水素製造プラント 300MW（電解装置） 稼働率 90%以上

2.3 水素製造に関わる基本情報の整理

2.3.1 水素の基本物性

本調査に必要と考えられる水素の基本的物性値は下記であった。

表 2.3.1.1 水素ガスの物性

水素ガスの物性

水素分子： H_2

分子量： 2.0159

密度（気体）：89.88 g/Nm³（0℃， 1 atm（101.325 kPa）

融点： -259.35℃

沸点： -252.88℃（at 1 atm）

水素 1Kg の発熱量（酸素と反応して水となった場合）

高発熱量：141900 kJ = 33900 kCal = 39.4 kWh

低発熱量：120000 kJ = 28680 kCal = 32.9 kWh

発火温度：500・5710C

燃焼限界：4・76%(空気中 vol%)

出典：J-DeEP 技術研究組合が文献情報収集して編集

文献：水素エネルギーシステム Vol.27, No.1（2002）

[HESS 用依頼論文等](#)

2.3.2 水電解に必要な電力

水素の生産には多くの電力が消費され事業性の大きなコストとなっている。

電力は原料であり原料費を削減することが事業性を向上させることに繋がるため、削減余地を知るために理論電力を知る必要がある。

1) 理論電力

水素エネルギーシステムに掲載された論文（出典 Vol. 33, No. 1 (2008)）によると、「水素の電解に必要な最小の電気エネルギーは 2.94 kWh / Nm³」とされている。これは、1 kg (11.11Nm³-H₂) に換算すると 32.66kwh/kg-H₂ となる。この値は前述の水素ガスの物性値表（表 2.2.1.1）にある低発熱量に近い値である。よって、これを理論電力として使用する。

2) 水の電気分解に必要な電力量

工業的に水を電気分解して水素 1 Nm³ を生産するのに 5kwh 必要と言われている。

その中に水分子を水素と酸素分子に分解するために用いられた必要最小限の電力（以後「理論電力」と言う）と電気分解プラントの装置等駆動に消費される電力（以後「運転用電力」と言う）が含まれている。従って、プラント運転用電力を削減することで事業性を改善させられることが予想される。

2.3.3 水素の生産方法

本事業を進めるうえで、生産方法について理解する必要がある。

水素の生産方法には図 2.2.3.1. のように既に工業的に確立した方法と、開発中の将来技術がある。本調査では洋上風力の電力を基に製造することを前提にしており、「電気分解法」以外の方法は前提条件に適しないため、現状では選択の余地がない。

図 2.3.3.1 水素の生産方法

	水素製造法	原料	エネルギー	特徴
既存技術	水蒸気改質法	水 メタン	熱	安価(世界の90%を生産), 炭酸ガス排出
	電気分解法	水	電気	電力が安価な地域で商用
	副生水素 ・製鉄 ・ソーダ工業	石炭 海水	熱 電気	2020-2030年頃まで燃料電池自動車に供給可能な水素量
将来技術	石炭ガス化法 + 炭酸ガス処理	水 石炭	熱 (化石燃料)	高密度で水素生産, 低質炭素廃棄物
	・熱化学法 ・高温水蒸気 電気分解法	水	熱, 電気 (原子力)	高密度で水素生産, 放射性廃棄物
	放射線分解法	水	放射線 (原子力)	放射性廃棄物の有効利用, 大量生産に難
	・熱化学法, バイオマス, 光(電気)分解, 等	水	熱, 電気, 光 (再生エネルギー)	自然環境の活用, 低密度

出典：国立研究開発法人 日本原子力研究開発機構

2.3.4 グリーン水素の生産に用いられる電気分解法

本事業では既存技術の中で再生エネルギーのうち風力由来の電力で海水からえた淡水を電気分解する方法を採用することになっている。但し、電気分解法にもいくつか技術があるので紹介する。実際にどの方式を対象に事業化評価を行うかは第3章、第4章の評価にゆだねる。

図 2.3.4.1 電気分解法の種類

方法名	方式	利点	欠点
アルカリ水電解 単極タンク型電 解槽	電解液に 30 % 程度の水酸化カリウム又は水酸化ナトリウムの水溶液を用いた水電解方式である。	①構造が簡単で安価である ②個々の電解槽を系列から切り離してメンテナンスできるので、システムを停止する必要がある ③停止時にあまり電力を消費しない ④耐用年数が長い ⑤運転の発停が容易	①電流密度を大きく出来ないためスペースが多く必要 ②電解の効率が良くない
アルカリ水電解 複極型電解槽	同上	①電流密度が高いので設置スペースが小さい ガスが裏側に抜ける造の網状や多孔質の電極を隔膜に押しつけて設置する「ゼロギャップ」構造が採用できるのでオーム損が少なく、効率が良い	①構造が複雑で建設コストが高い ②漏れ電流による電流効率の低下や腐食が起きやすい ③定格を大幅に下回る運転はガス純度が悪くなり困難で 現在では大規模な水電解槽は複極式が主流となっている。

方法名	方式	利点	欠点
高圧水電解槽	水電解を加圧下で行うと電解電圧が多少増加するが、高圧水素を利用する目的で水電解を行うときはコンプレッサーを使わずに済むため、高圧の水電解槽が開発されている。し		
高温水電解槽	電解槽の効率を上げるため、電極における反応速度に起因する損失である過電圧を下げ、電解液の電気抵抗を下げるために電解温度を高くする試みがなされた。	材料面での困難さから高温によるメリットと比較してアルカリ水電解槽の高温操業はあまり有利でないと判断された	
固体高分子（PEM）水電解 PEM (Polymer Electrolyte Membrane)	アルカリ水溶液の代わり高分子イオン交換膜を電解質として水電解を行なう電解法である。	① 高温で電解しやすい。 ② 電解効率が良い 隔膜に電極が圧着されているので電気抵抗が少ない。エネルギー効率が良く、 ③ 装置がコンパクトに出来る。装置のサイズが小さくてよく、大規模の装置建設にとっては有利である。④ 生成した水素ガスの純度が高い。	② 装置のコストが高い。隔膜のイオン交換膜が高価であり、強酸性なので電極触媒の材料が限られ、電解槽のコストが高い。② 工業的な実績がない。PEM 電解は技術的にかなり完成度が高い。1MW を越えるような大型装置については実績が無く、

出典：水素エネルギーシステム Vol.27, No.1 (2002)

[HESS 用依頼論文](#) を J-DeEP 技術研究組合が編集

2.3.5 浮体式プラントに搭載する水電解装置の要件

1) 水電解方式（装置）の要素課題

実プロではそれぞれのプロジェクトの条件もあるので総合的に評価して決定することが重要である。

浮体式プラント搭載の水電解方式（装置）の要素課題

- 浮体の動揺による電解効率の変化（性能低下）等の有無
- 消費電力費は大きなコストであるため、水素変換効率（kwh/kg-H₂）が良いこと。
- コンパクトで水素生産性能（体積や重量当たりの生産性）がよい。
- 装置の数が多いので量産化し易い、装置単価が安い。
- 浮体の寿命は 20 年～25 年であり、途中で電解槽の交換は困難である。浮体と共に寿命を迎えることが事業性にも望ましい。その為に電解装置は長寿命であること。或いは寿命が 10 年程度であれば、浮体内で交換作業ができるようにしておくこと。

2) 水電解装置の価格見通し

今後は世界的に水素生産が伸びるので、性能改善、装置の量産化、小型化等により性能当りの価格が急激に低下すると予測されている。

2.4 水素の輸送方法

2.4.1 洋上での水素生産の最大の問題は電力確保と輸送である。

水素の輸送は水素の物性により方法が異なってくる。

基本は気体水素（H₂）で輸送することであるが、体積が非常に大きくなるので、体積を小さくする方法がとられる。それが比較的低压の状態で連続輸送できるパイプライン輸送、圧縮水素（C-H₂）、液化水素（LH₂）は船舶輸送、水素を一旦別の物質に変換（水素キャリアー）して船舶輸送し利用地で水素を分離するなどが考えられている。どれもメリット、デメリットがあり、実際のプロジェクトでは水素の利用方法や輸送距離などを総合的に判断される。

2.4.2 既存の海底天然ガスパイプラインへの混入

本事業は、洋上であり特段の加工が不要なガスのまま既存の海底天然ガスパイプラインへの混入する方法で事業性を検討することになっている。他の方法については別途検討事業で行われることを期待している。

図 2.4.2.1 洋上水素製造プラントが生産した水素の輸送方法は下記が考えられる。

手段	水素輸送状態	メリット	デメリット	プラントの追加設備	備考
パイプライン (PL)	水素ガス (専用 PL) 純水素として利用可能	ガス成分調整以外の加工が不要、定量出荷で収入が安定 バッファータンクが小さい。	PL 建設コスト大 変動が大きい 再エネに依存しながら契約量出荷の義務発生	圧縮機 安定化のための水素タンク (短期平準化対応)	出荷調整の高圧ガスホルダー必要、容量がかなり大きい場合も想定される。
	水素ガス (天然ガス PL) NG として利用	ガス製造後の加工が不要	市場の NG 成分規格に合わせる 混入量に制限がある	圧縮機 安定化のための水素タンク	利用地で NG として利用するか、水素を分離し利用するか
船舶輸送	圧縮水素ガス (C-H ₂)	ガス製造後の加工が不良。高圧にして体積圧縮。近距離で水素利用する場合に適する。	短期間浮体内貯蔵 & 運行管理。輸送距離短い。洋上積替えの安全性。	高圧圧縮機、高圧タンク、出荷設備 (ローダー)	CH ₂ 輸送船舶、ローダーは別途開発、基本貨物船で可能
	液化水素 (LH ₂)	輸送体積の圧縮 (1/800)、長距離輸送可能。輸出には適する	短期間浮体内貯蔵。運行管理と洋上積替えの安全性。電力消費量が増加 低温	液化装置、貯蔵タンクが多きい。出荷設備。浮体が大きくなる。	LH ₂ 輸送船舶は別途開発。LNG 関連技術の流用可能性有

手段	水素輸送状態	メリット	デメリット	プラントの追加設備	備考
船舶輸送	アンモニア (水素キャリア)	体積の圧縮 (水素密度が高い)、長距離輸送可能。輸出には適する流通システムがある。	短期間浮体内貯蔵&運行管理。洋上積替えの安全性。電力消費量が増加 毒性有り、臭気強い	水素タンク、アンモニア合成プラント、アンモニアタンク、ローダー	NH ₃ 製造、輸送船舶は既 に開発済、少量生産プラントの検討必要
	有機ハイドライド(メチルシクロヘキサン(MCH)) (水素キャリア)	体積の圧縮 (1/600)、長距離輸送可能。	短期間浮体内貯蔵&運行管理。洋上積替えの安全性。電力消費量が増加	水素タンク、MCHプラント、MCHタンク、MCHローダー	MCH輸送船と陸送手段、需要地での水素分離は別途開発

出典：J-DeEP 技術研究組合が作成

2.4.2.2 船舶輸送について開発状況

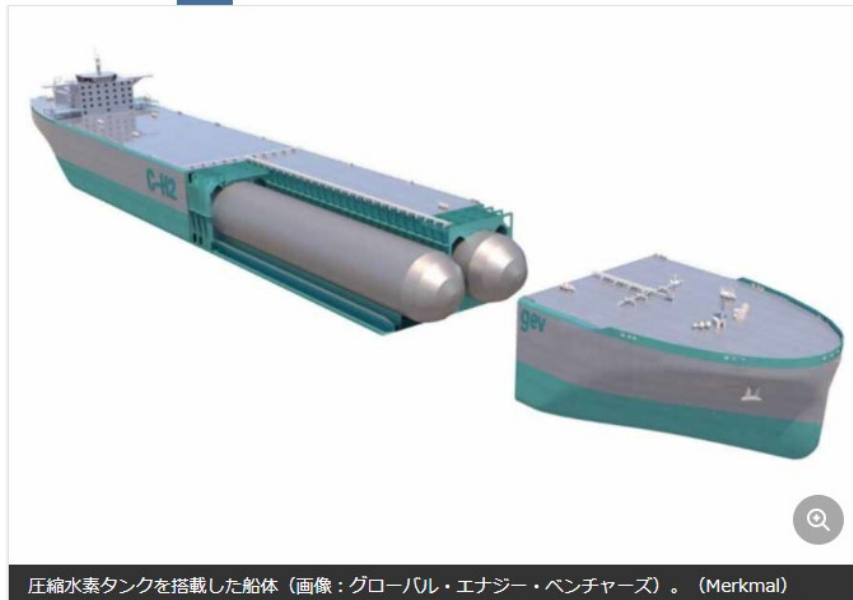
水素社会に向けて水素の大量輸送事業が見込めるため、世界で入港競争が起こっている。まずは、ガスのままパイプラインで消費地に移送することが最も簡単である。しかし、消費地が遠い場合は船舶輸送が有利になる。その時の水素物性が問題となる。

気体であれば体積を小さくするため、圧縮水素、液化水素にしてから船舶で運ばれる。

以下は、現在の船舶輸送のための運搬船の開発例。

1) 圧縮水素運搬船 (C-H2 Ship)

図 2.4.2.1 オーストラリアのグローバル・エナジー・ベンチャーズ社 (GEV)



出典：[豪州企業が「圧縮水素船」を開発へ 日豪で進む液化水素の輸送計画にない圧縮の利点とは | Merkmal \(merkmal-biz.jp\)](#)

2) 液体水素運搬船 (LH2 SHIP)

図 2.4.2.2 大型液化水素運搬船のイメージ（画像：川崎重工業）



出典：[世界最大容積の船舶用 syutten :水素タンク開発 大型運搬船に搭載し大量輸送実現へ 川重 | Merkmal \(merkmal-biz.jp\)](#)

2.4.2.3 天然ガスパイプラインへの混入可否

スコットランドの北海には石油ガス田が多くあるため採掘した石油ガスはパイプラインで陸へ送られる。この PL 網は北海での天然ガス生産のピークを過ぎて、輸送能力に余裕がある。

本プラントから輸送余力のある海底天然ガス PL に配管して PL 接続点から水素ガス全量を圧入することで検討する。

1) 北海に設置されている天然ガスパイプライン (PL) のガスの輸送能力を調査し、水素プラントで生産した水素を全量混入することができるかを確認した。

(1) 既存の北海の PL のリスト (表 2.2.4.1)

パイプライン仕様

- 直 径 概ね 30~40 in (φ 762~1016mm)
- 距 離 100~1400 k m であるが、概ね 500~800 k m
- 輸送量 年間 100~200 億 m³/年
- 圧 力 8~10 気圧

表 2.4.2.2 北海の天然ガスパイプライン リスト

北海の天然ガスパイプラインリスト

Commissioned 運用開始	Passes through 通過域	PL名前 Name	Partners 所有者	Operator 運営者	From 起点	To 終点	Type	Maximum 輸送量 億m ³ /y	Length 距離 (km)	Diameter 管径 (in/mm)	P/F水深 (m)
1993	Central North Sea	Central Area Transmission System	Antin Infrastructure Partners, Eni, Chrysaor	Kellas Midstream Limited	North Sea	UK	natural gas	1.7 billion standard cubic feet per	404		
1995	North Sea	Europipe I	Gassled	Gassco	Norway	Germany	natural gas	180	660	40 1016	70
1999	North Sea	Europipe II	Gassled	Gassco	Kårstø	Germany	natural gas	240	658	42 1067	
1982	North Sea	FLAGS		Royal Dutch Shell	UK	UK	natural gas		450	36 914	
1998	North Sea	Franpipe	Gassled	Gassco	Norway	France	natural gas	196	840	42 1067	
1986	North Sea	Fulmar Gas Line	Royal Dutch Shell ExxonMobil	Royal Dutch Shell	UK	UK	natural gas	44	290		83
1977	North Sea	Frigg UK System		TotalEnergies SE	Norway	UK	natural gas		362	24/18 810/460	
1986	North Sea	The Fulmar Gas Line	Royal Dutch Shell ExxonMobil	Royal Dutch Shell	UK	UK	natural gas	44	290	20 510	83
1992	North Sea	NOGAT Pipeline Syst	NOGAT B.V. (GDF Suez, Total S.A., Energie Beheer Nederland, Venture Production	Engie SA	North Sea	Netherlar	natural gas				
1977	North Sea	Norpipe37/4A Norpipe 36/22A	Equinor, Petoro, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Norsea Gas, Royal Dutch Shell, Total, DONG Energy	Gassco	Ekofisk oil field	Emden	natural gas	160	440	36 914	85 81
1985	North Sea	Statpipe	Gassled	Gassco	Norway	Norway	natural gas	189	890	30 762	70
2004	North Sea	Tyra West - F3 pipel	Maersk Oil Royal Dutch Shell Chevron Corporation Energinet	Maersk Oil	Denmark	Netherlar	natural gas	55	100	26 660	
1978	North Sea	Vesterled	Gassled	Gassco	Norway	UK	natural gas	120	360	32 813	
1993		Zeepipe I Zeepipe II A Zeepipe II B	Gassled	Gassco			natural gas	150 263 259	1416	40 1016	

出典 J-DeEP技術研究組合 作成編集 (From Wikipedia, the free encyclopedia)

出典: North Sea PL List URL [List of natural gas pipelines - Wikipedia](#)
を基に J-DeEP が編集した。

2) 混入量は時間水素生産量が最大の時にも P L に送ガスが可能かを検証する。

(a) FH2P の年間最大生産量は 50000t/y である。(水素生産のピーク時の最大送ガス量は稼働率 100%の状態である。)生産量に変動があるが、短期間でも時間単位の生産量 (Nm³/h) を PL に押し込める必要がある。

(b) FH2P の時間当たりの最大水素量は下記となる。

プラントの最大年間生産量を時間生産量に換算

$$50000\text{t-H}_2 / (24\text{h} \times 365\text{d}) = 5.71\text{ t/h} \cdots \Rightarrow \text{ガス量では } 63,419\text{Nm}^3/\text{h}$$

海底 PL の時間当たりの送ガス能力の最大 20%まで混入できるとする。20%とはスコットランドにおける家庭用、地域暖房用燃料に許されている最大混入率 (%) である。

$$63,419\text{Nm}^3/\text{h} \times 100/20\% = 317,098\text{m}^3/\text{h} \text{ の能力を有する P L が必要である。}$$

(c) 混入に必要な PL の年間最大送ガス能力は

$$317,098\text{m}^3/\text{h} \text{ に年間時間 } (24\text{h} \times 365\text{d} = 8,760\text{h}) \text{ を乗じた量となる。}$$

$$317,098\text{m}^3/\text{h} \times 8,760 = 2,777,778,480\text{Nm}^3/\text{y} \approx 27.78 \text{ 億 m}^3$$

3) 結果

(a) 上の表の輸送量を見ると、最低の PL でも 40 億 m³/y あるので水素ガスを受け入れられるだけの輸送能力を有している。

(b) 大きな輸送能力を有する PL には、複数の FHI2P からの送ガスが可能である。たとえば、200 億 m³/y の PL には最大 7 基の FH2P を接続できる計算である。

4) 問題

(a) 混入率を 20%としたが、数%との情報もある。個別の PL で許容量を確認する必要がある。

(b) 余裕がある PL でも、実際には能力一杯のガスを輸送していないと推察される。

NG の送ガス量が少ない場合に、水素を実際のガス量の 20%までしか混入出来ない。

なぜなら、実際のガスに対して許容率を超えてしまうからである。

ゆえに、NG の送ガスの量を把握して、混入する水素量をコントロールする必要がある。

(c) その際に、超えてしまった水素はバッファータンクに貯めるか、大気放出することになる。或いは水素の生産量を抑えることも選択肢である。(電気を他に回す)

(d) FH2P の貯槽設備にも関わるので、事前に十分検討しておく必要がある。

3) 北海の天然ガス PL の位置

A) 調査対象のスコットランド沖北海と周辺の現在のパイプラインは下図である。

図 2.4.2.3 北海の天然ガスパイプライン網

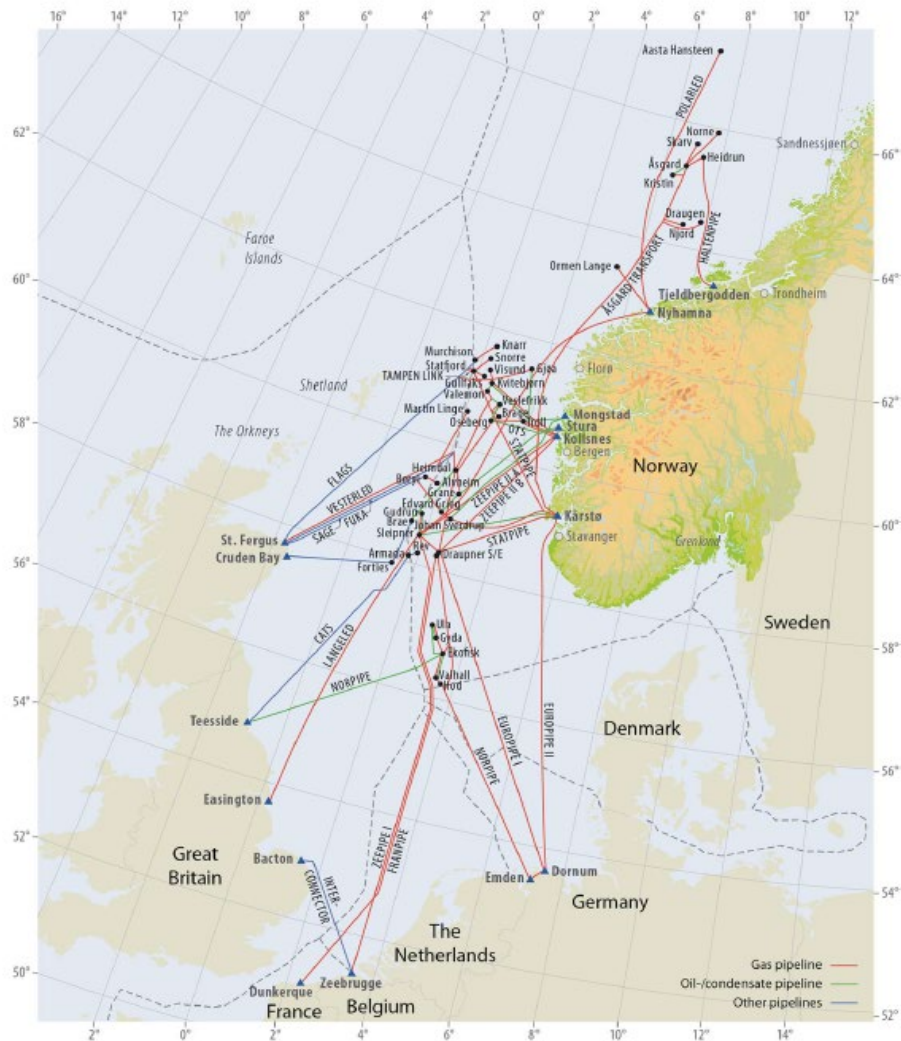


Figure 3.5: Trans-Europe Pipeline Network

出典：SDI 資料

B) 欧州の天然ガスパイプライン

欧州には天然ガス PL 網が構築されており、北海で生産した水素について、欧州への供給（輸出）も容易である。供給元は主にロシアであり、エネルギー安全保障の面で過剰依存が問題視されている。欧州海域で洋上水素生産を行うことは、安全保障に貢献することにある。

図 2. 4. 2. 4 欧州の陸上パイプライン網

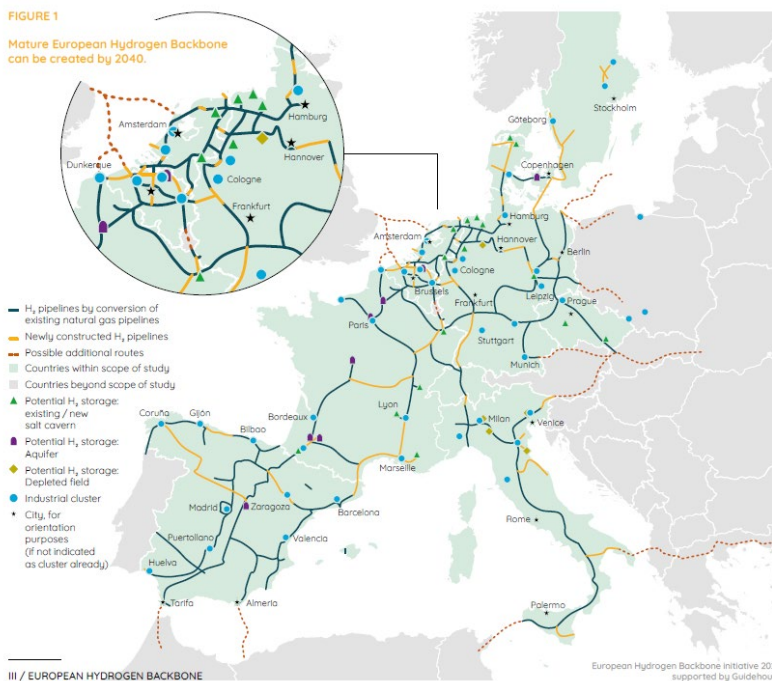


【出所】欧州委員会: INOGATE計画, Europe - Natural Gas Pipelines http://www.inogate.org/en/images/maps/gas_map_big.gif

C) 水素専用パイプライン計画

洋上水素の生産量の増加と共に水素専用パイプラインを設ける計画がある。

図 2. 4. 2. 5 欧州の陸上の水素専用パイプライン計画（2040 年）



出典 : European Hydrogen Backbone initiative 2020, supported by Guidehouse
2020 European-Hydrogen-Backbone Report.pdf (gasforclimate2050.eu)

2.4.3 天然ガス PL 混入輸送の後、水素の利用

パイプラインに水素を混入することは可能であるが課題がある。

- 燃料利用の場合でも混合ガスの熱量 (Cal/m³) を一定にするため、混入量を一定量で安定する必要がある。

需要側で天然ガスと同様に利用される場合は問題ないが、水素ガスとして利用したい場合には、改めて混合ガスから水素を分離する必要がある。分離には水素分離設備が必要であり、ネットワークされた PL では、天然ガスに混入した水素ガスは拡散して濃度が薄くなり、陸上で水素を分離回収することが困難な可能性がある。

2.4.4 水素を PL やタンクで輸送する場合の水素特有の課題

- 水素は分子が小さく、パイプラインやタンクの金属に侵入し鋼材中の炭素と結合し強度の低下を引き起こすことが知られている。
- 天然ガスと同様に扱えないことに注意が必要。
- 特に高圧、高温になるほど留意する。

2.5 纏め

本章で検討した結果、事業化検討の条件を下記とする。

項目		2020 年	2030 年	2050 年	単位	備考
風力	事業設備規模	500	1,000	1,500	MW	1 ウィンドファームの規模が大きくなってきている。
	発電量季節変動幅	20～80	20～80	20～80	%	季節の風況に因る為、同様とする。
	風車設備稼働率	40	50	60	%	設備稼働率は風車年間発電量（kWh）を風車の設備理論発電量（kWh）で割った率（%） 欧州では技術進歩により向上している。 更に沖で大型風車が採用される為将来は 60%と予想されている。
	発電変動幅を考慮した年間発電量	200	500	750	MW	効率を加味した年平均発電量
	電力単価（欧州英国）	6	3～4	2	円/kWh	単価は低下すると予想されている 2020 年 入札価格 2030 年 政策価格
	電力単価（日本国）	35～40		8～9	円/kWh	2020 年 F I T 価格 2050 年 政策目標
プラント	供給電力仕様	AC66kV 3 相	AC66kV 3 相	AC66kV 3 相		風車出力 33～66kV の内最も高圧とした。
	モジュール設備規模	100	100× 3		MW	100MW モジュール
	水電解消費電力 Nm ³ 生産するのに必要な電力	5.5	5.0	4.5	kWh /Nm ³ -H ₂	電解出力 A+B A:理論電力 294kWh/Nm ³ B: プラント全体の運用電力 (kWh/Nm ³)
水素	パイプライン ガス圧力	80～ 100	80～ 100	80～ 100	kPa	プラントより高い場合はコンプレッサーが必要

以上の条件で、次章以降の検討を行う。

第3章 風力電力供給条件をもとにした水素製造装置の条件設定及びユーティリティ設備の基本計画・運転計画を含む基本的な運用計画に係る課題整理

本章では、前章（第2章）で設定された洋上風力発電設備の電力供給条件をもとに、3.1～3.4 項で水素製造プラントの構成と必要ユーティリティ設備を含め検討し、具体化した。また、検討結果をもとに、補機を含めた設備全体の消費電力も算出した。

3.1 水素製造プラントの規模条件

1) 洋上風力発電の供給条件

洋上風力発電の供給条件は、2章での設定に従い、下記とした。

- ・対象とする洋上風力発電設備規模：1GW

2) 水素製造設備の規模

水素製造設備の規模については、2章での設定に従い、下記とした。

- ・水素製造設備：300MW

3.2 主要設備の仕様

3.2.1 水電解装置の仕様

水電解装置の容量は全体で 300MW である。浮体式プラントであるためモジュール工法の計画であり（4－4 項参照）、100MW を 1 モジュールとし、合計 3 モジュールの計画とした。

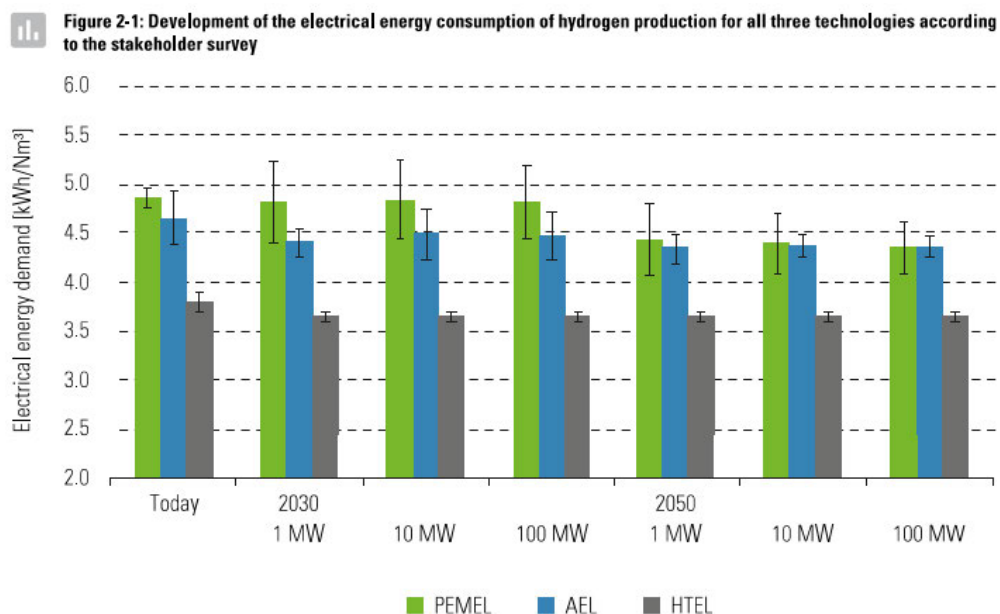
- ・水電解装置構成：100MW×3 系統

合計 300MW の水電解装置から生産される水素の量は、電解装置の効率と稼働率により決まる。電解装置の将来的な効率の予測の一例を図 3-2-1 に示す。現在の効率はアルカリ形と PEM 形を比較するとアルカリ形が有利であり将来的にはほぼ同等になると予測されている。本 FS では、PEM 形電解装置を想定し、4.74kWh/Nm³-H₂ とした（PEM 形電解装置の評価については4－4 項参照）。また、装置稼働率は2章の検討において 90%を基本とすることとした。

また、電解装置から発生する水素の圧力は、3.0MPaG 程度とした。生産した水素はパイプラインにより陸上に送ガスする計画であり、そのためには水素の圧力が高いほうが望ましい。アルカリ形、PEM 形とも、加圧状態の水素を生産することは可能であり、メーカーによるが最大で 3.0MPaG 程度の水素を発生する装置は実用化されている。

- ・電解装置消費電力（効率）：4.74kWh/Nm³-H₂

- ・ 水素生産量 : 5.7ton-H₂/hr
: 4.5 万 ton-H₂/年 (稼働率 90%)
- ・ 水素圧力 : 3.0MPaG



出典 : Study IndWEDe_NOW GmbH 2018

図 3-2-1 電解装置の電力消費量の予測

3.2.2 プラント設備の概略構成

水電解装置 100MW×3 系統に対し、必要な出荷設備・原料供給設備・ユーティリティ設備・受電関連設備を検討し、プラントの構成を決定した。

主要機器として、用途ごとに以下の設備を設けることとした。

- ・ 水素ガスの出荷用 : 水素ガス圧縮機 (及び緊急時の放散用ベントスタック)
- ・ 水電解装置への原料供給用 : 海水淡水化装置及び脱塩水製造装置
- ・ 各機器の冷却用 : 循環冷却水設備 (海水冷却による間接冷却閉ループ冷却水)
- ・ 電力 (電解装置及び補機動力) : 風力発電設備からの一括受電
- ・ 非常用発電設備 : ディーゼル発電機

主要機器構成及び主仕様は表 3.2.2.1 に記載。

表 3.2.2.1 水素製造プラント主要機器構成及び主仕様
(出典: IHI プラントにて作成)

設備名称	主仕様	備考
水電解装置	100MW x 3系列 合計 300MW	
水素圧縮機	32,500Nm ³ /hr x 3台 (1台予備) 圧力 吸込 2.5/吐出 5.0MPaG	
水素ベントスタック	65,000Nm ³ /hr	
海水淡水化装置	淡水製造能力 120m ³ /hr	
脱塩水製造装置	脱塩水製造能力 60m ³ /hr	
循環冷却水設備	循環冷却水量 25,000m ³ /hr	
ディーゼル発電機	1000kW x 2台	停電時用
特高変圧器設備	150MVA x 3台	

(注) 詳細機器リストは 3.3 項にて記す。

3.2.3 プラント全体の消費電力について

表 3.2.2.1 の主要設備 (詳細は 3.2.2 項) の計画によりプラント全体の消費電力を算出した。

- ・ 電解装置 : 300MW
- ・ その他の機器, 設備 (補機動力) : 13MW (全体の 4.2%)
- ・ 水素製造の消費電力 : 4.95 kWh/Nm³-H₂ (補機動力を加えた電力)

水素製造の消費電力改善には電解装置の効率改善と補機動力削減の 2 つのアプローチがある。電解装置の効率改善については図 3-2-1 に示すような予測が示されている。水素製造の消費電力の大部分を占めているため、ほぼここに期待することとなる。

補機動力の削減については、全体の消費電力削減への効果は限定的ではあるが、補機動力の多くを占めているのは冷却水システムの動力であり、以下のような改善案が考えられる。

- ・ 冷却水システムの設計最適化

冷却水流量を削減することによりポンプ動力が削減でき、設計最適化の余地はある。

- ・海水による直接冷却

海水により循環冷却水を冷却する間接冷却システムを採用したが、海水による直接冷却とすることにより大幅な動力削減が可能となる。

今後電解装置の仕様や運用条件を具体化する際に考慮すべき内容となる。

3.3 水素プラント検討状況の概要

本項では、3.2 項で決定した主要機器構成をもとに、設備の具体化を実施した。

3.3.1 項で全体構成、3.3.2、3.3.3 項では主要な外部との取合い点である受電関連と水素ガス出荷関連のコンセプトを決定した。

3.3.4 項では災害想定の一例として、緊急時の水素ガス放散による危険範囲の想定を示す。本検討のみで収束するものではなく、詳細設備検討時には、包括的な災害想定及びプラント設備への設計反映（影響が大きければ浮体設備へも）が必要となる。

3.3.1 水素プラントの全体構成

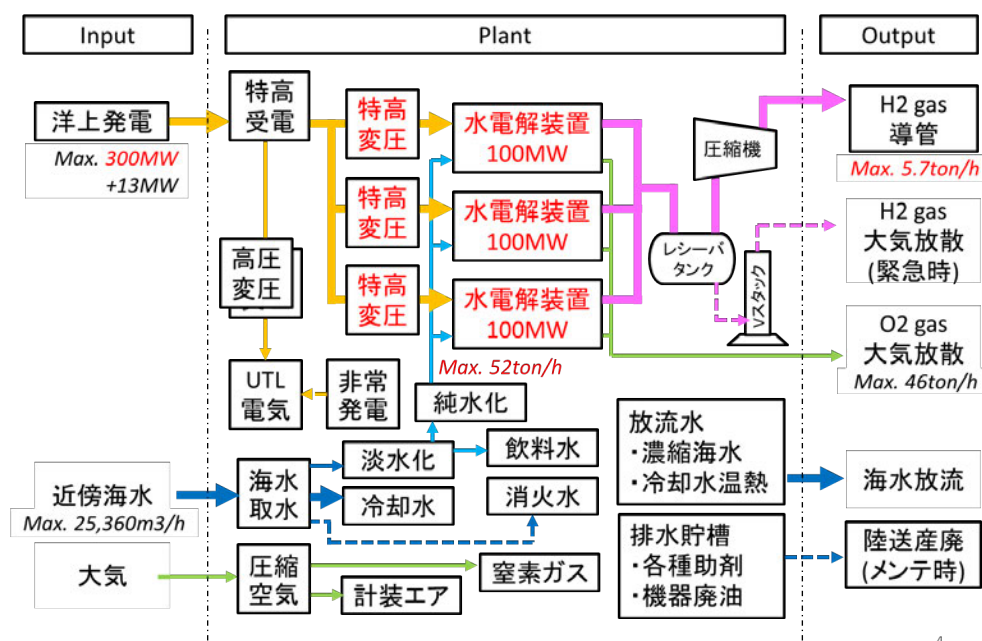
3.2 項で決定した主要機器リストをもとに水素プラントの全体構成を決定した（図 3.3.1.1）。

基本的には洋上風力発電より受電した電気でプラント上の全ての駆動源を賄い、電力の大半（約 96%）を水電解装置に供給することで、水素ガスを生産する。

他の原料としては、近傍の海水から電解するための純水を作成、大気からプラント用計装エア・窒素ガスを作成するため、本プラントの原料（Input）は、電気・海水・大気の 3 つと言える。

生産物（Output）としては、製品としての水素ガスを送出、副産物としての酸素ガスを放散、またわずかに濃縮し温まった海水を放流することとなる。

また、放流することができない要処理排水（洗浄排水など）や機器廃油等は、設備内に貯留しておき、定期的に陸送して処分する必要がある。



(出典: IHI プラントにて作成)

図 3.3.1.1 水素プラントの構成概要

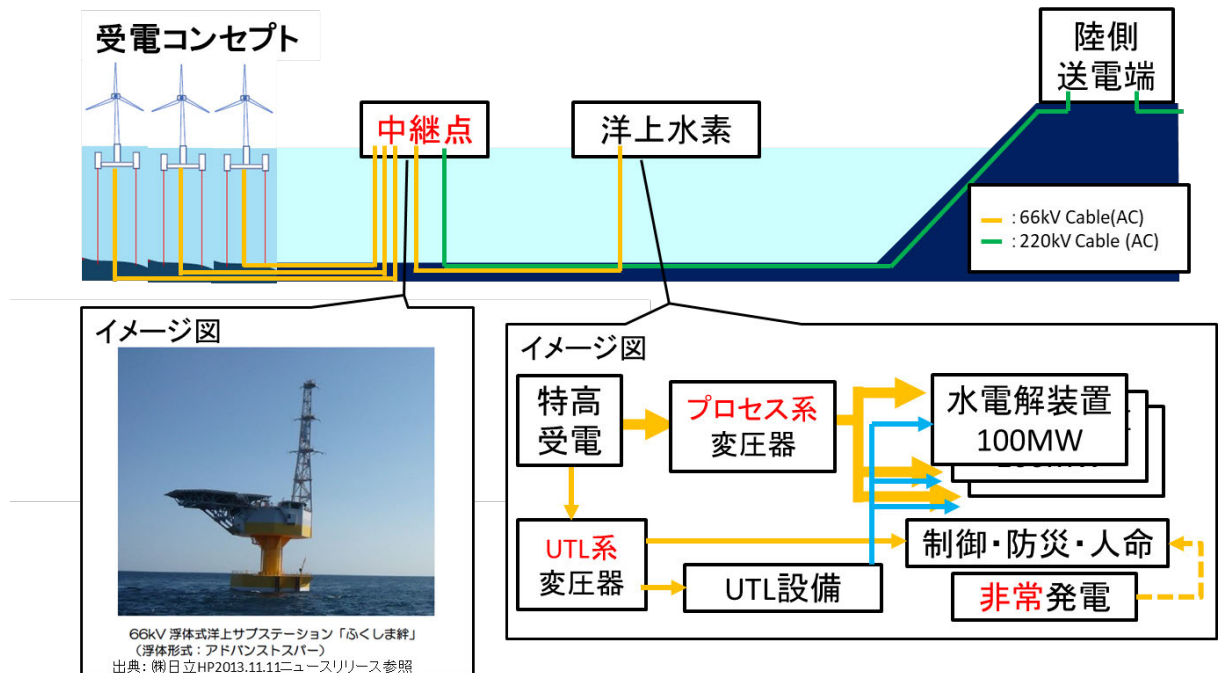
3.3.2 水素プラントの電力系統（プラント外含む）

洋上風力発電設備が陸から距離が遠い場合、電圧を昇圧して陸へ送電するための変電中継点が必要である。従い、洋上中継点より分岐して洋上水素製造設備に電力供給を行う。

水電解装置中の交流/直流変換器（整流器）に由来する高調波の影響を防ぐため、ユーティリティ電気系統は変圧器レベルで切り離す計画とする。

外部からの電力供給が停止した際、水素製造は停止しプラントの安全にかかわる系統（制御・防災・人命）はディーゼル発電機で賄う。

なお、変電中継点から陸側への送電については、将来的に開発が進めば、直流（DC）送電の可能性も存在する。ただし、水素プラントに直流で給電することは変圧設備の複雑化・遮断器の大型化などのデメリットが大きく、現段階では難しいと思われる。（3.5.5 項参照）



(出典：IHI プラントにて作成。ただし、洋上中継点写真は(株)日立製作所殿 HP 参照)

図 3.3.2.1 水素プラントの受電コンセプト及び電力網の全体イメージ図

3.3.3 水素プラントの出荷系統の構成

本 FS では、生産した水素はパイプラインにより陸側に送ガスする計画とした。水素の生産量は風力電力の供給量次第であり、風力電力の変動があれば水素生産量も変動する。パイプラインへの送ガスにおいて、変動許容値の要求があれば、変動を吸収するための蓄圧設備が必要になる可能性があり、今後の検討課題となる。

水電解装置で発生する水素ガスは 3.0 MPaG とした。水素ガスの脱水や圧力調整などに若干の圧力損失を必要とするため、水素圧縮機の吸い込み圧力を約 2.5MPaG とし、パイプライン側の圧力を約 5MPaG と想定した。従い、水素ガスの圧縮機は 2.5MPaG から 5.0MPaG ままで昇圧する (図 3.3.3.1)。

水素ガス圧縮機の型式は幅広いプラント稼働率への対応が容易なレシプロ式とした。洋上風力発電設備からの供給電力の変動に応じて水素ガス量変動するため、各号機とも 2～4 段階程度の容量調節機能を付ける。(想定は 50-100vol%や 25-50-75-100vol%の容量調整機能。今後、稼働率の変動幅に応じて機器への要求を決定する)

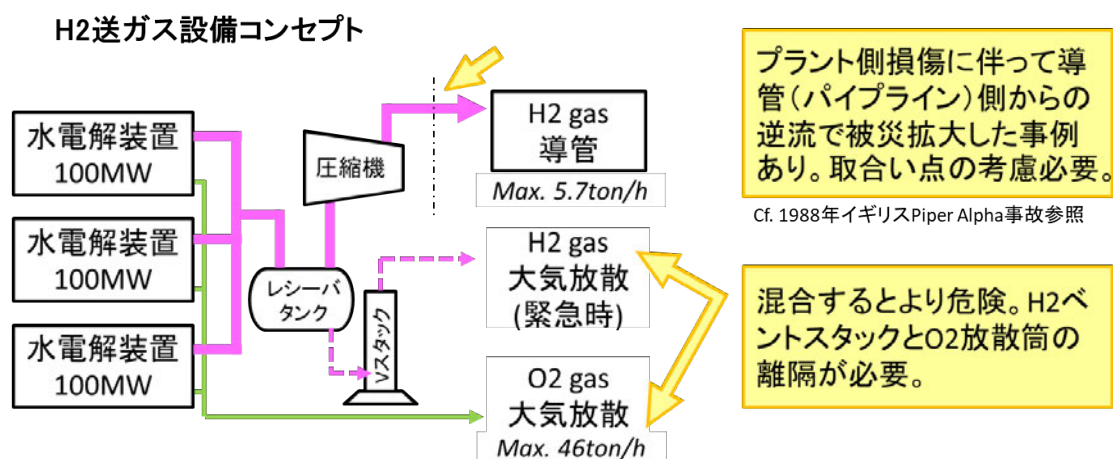
圧縮機台数は予備機を考慮して 50%(2.9ton/h)×3 基とし、プラント負荷に応じて 1~2 基の台数

及び容量調整の制御運転を行うものとした。

圧縮機の前段には、圧縮機吸入圧力を安定させるための水素ガスレシーバタンクを設置する。
緊急時の水素ガス安全放散を考慮し、生産水素量 100%×1 基のベントスタックを設ける。

また、現段階では以下 2 点の懸念が有るため、詳細設計時に検討する必要がある。

- ・プラントの所掌内外の配管・バルブ構成は、パイプライン側と調整が必要。プラント側の損傷に伴ってパイプライン側から可燃性流体が逆流し、被害が拡大した事例が有るため。(1988 年イギリスの海上設備 Piper Alpha で発生した事故参照)
- ・水素ガスベントスタックと酸素放散筒は離隔が必要。(水素ガスと高濃度酸素ガスが混合すると危険)



(出典: IHI プラントにて作成)

図 3.3.3.1 水素ガスの送ガス設備のイメージ図

3.3.4 水素プラント詳細検討の例 (緊急時の水素放散による危険範囲の推算)

詳細検討時に実施すべき災害検討の一例として、緊急時にベントスタックから水素ガスが放散された時の燃焼範囲の試算を行った。

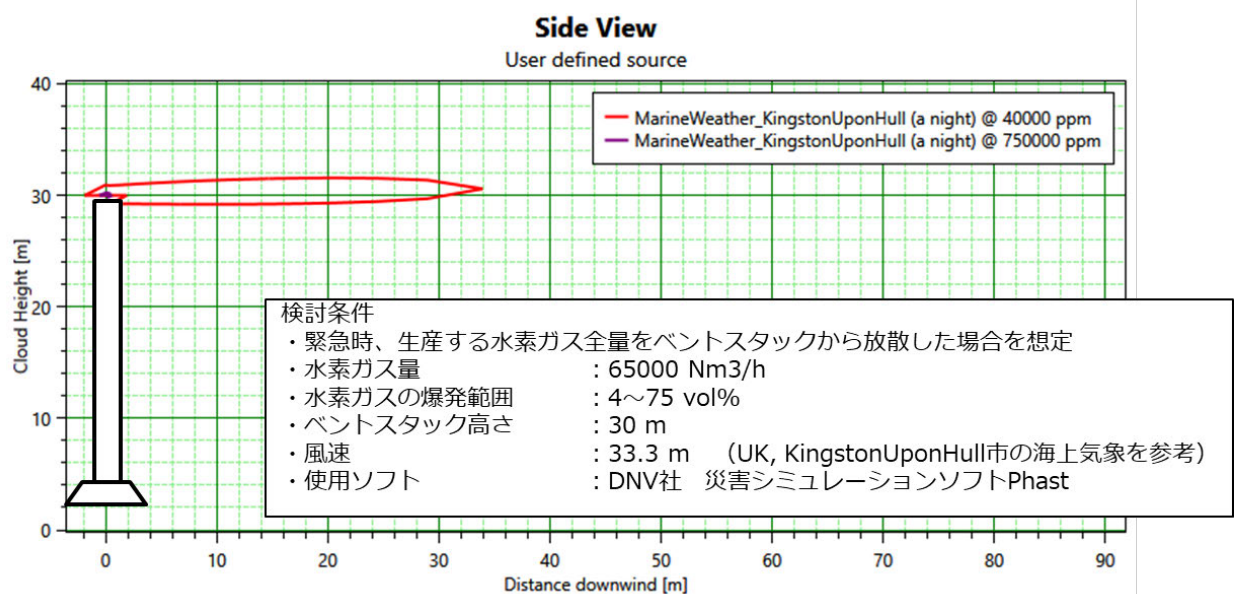
災害想定に広く使用されているシミュレーションソフト「Phast」(ノルウェー DNV 社製)を用いて、ベントスタック頂部から水素ガスが放散された場合の可燃ガスの分布範囲を算出した(図 3.3.4.1)。

検討条件としては、水素ガス量は圧縮機容量の 100%、風速の条件は、仮にイギリス国 KingstonUponHull 市の海象条件(冬のある日の最大風速)を参考に条件設定を行った。

検討結果としては、 $\Phi 3\text{m} \times$ 風下方向 34m 程度の円柱範囲が水素ガスの燃焼範囲になると算出された。

図中の赤枠内に水素の発火点以上の高温の着火源が有る場合、水素ガスに着火する。従い、緊急時の水素ガス放散により水素ガスの燃焼範囲になる可能性がある範囲について着火源を配置しない設備設計が必要となる。

また、落雷等による着火も想定し、燃焼時の輻射熱の影響範囲なども考慮した計画が必要となる。



(出典: IHI プラントにて作成)

図 3.3.4.1 緊急時の水素ガス放散によるベントスタックまわりの危険範囲

3.4 浮体上の配置検討

浮体上にプラント設備を配置することから、主に安全性及び操業安定性の 2 つの観点から検討を行った。

3.4.1 安全性

安全性については、運転員の安全確保を考慮し以下の計画とした。

- ・水素製造エリアとユーティリティ・居住エリアの分離 (明確なゾーニング)
- ・運転員の 2 方向避難経路の確保

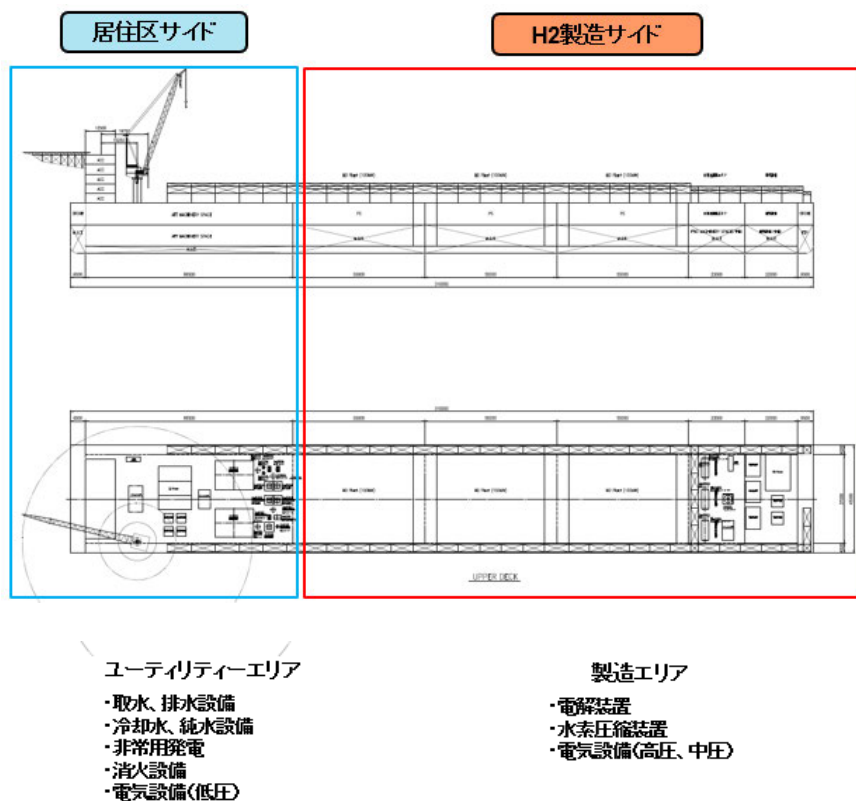
3.4.2 作業安定性

作業安定性については、操作容易性、メンテナンス容易性、施工容易性、船上設備の特性を考慮し以下を考慮したレイアウト計画とした。

- ・ユニット（モジュール）単位の空間の確保
- ・メンテナンススペースの確保
- ・浮体上の荷重バランス、回転機器の設置高さや軸方向の考慮

3.4.3 ゾーン分け

それぞれの検討より、ユーティリティ・居住区サイドと水素ガス製造サイドに大きくゾーン分けをし、1点係留の可能性も考慮し受電設備及び水素払出し設備を含む水素ガス製造サイドを船首側に配置し、ユーティリティ・居住区サイドを船尾側に配置した。水電解装置向けの配電設備も船首側とし、非常用のディーゼル発電設備を含む低圧の配電系統は船尾側とした（図 3.4.3.1）。



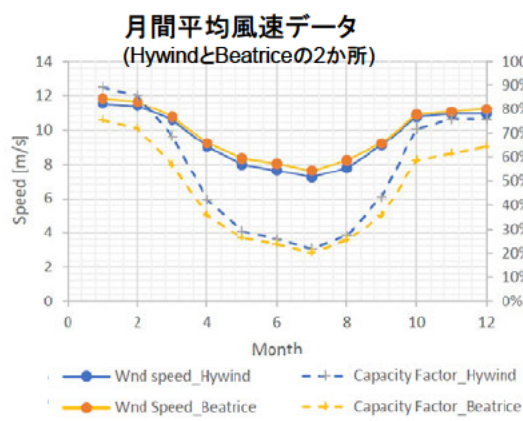
（出典：IHI プラント・JMU にて作成）

図 3.4.3.1 浮体上の配置検討図

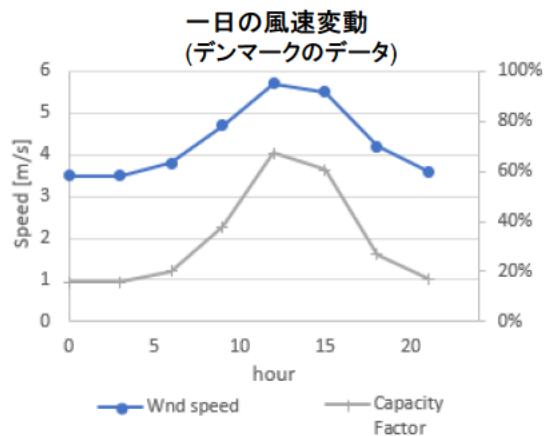
3.5 電力の質が水素電解装置に及ぼす影響

3.5.1 電力の周期的な変動について

スコットランドを想定した洋上風力発電においては、典型的な季節変動としては冬季に風が強く夏季は弱いという特徴があり、また、典型的な日々の変動については、日中に風が強く夜間は弱いという特徴がある。一例として図 3.5.1.1 に季節変動を示す月間平均風速と平均設備利用率、図 3.5.1.2 に昼夜の繰り返し変動のデータを示す。このような電力の変動が電解装置に与える影響を以下に記載する。



(出典:レスター情報をもとに作成)



(出典:レスター情報をもとに作成)

図 3.5.1.1 月間平均風速及び平均設備利用率 図 3.5.1.2 時間平均風速及び設備利用率

3.5.2 電解装置の運転範囲

アルカリ形および PEM 形の水電解装置は幅広い運転範囲を持ち、風力電力のような変動が大きい再生可能電力向けの水電解装置として採用されている。ただし、その運転範囲には下限があり、その下限値の確認が必要である。

供給電力の変動パターンを確認し、電力パターンの下限付近が電解装置の運転範囲でカバー可能か確認する必要がある。不可の場合には停止する電解装置ユニットを組み合わせた台数制御を行う必要がある。電解装置の運用においては起動停止の回数を最小化することが望ましく、そのような台数制御を検討する必要がある。

なお、電解装置の運転範囲内であれば、水素の品質（純度）には特に影響ない。

3.5.3 プラントの稼働率の課題

特に電力の季節変動については、プラントの稼働率の課題と考える必要があり、2.2 項にてプラント稼働率の考え方として、「安定部分電力型」、「余剰電力型」の考え方を示し、「安定部分電力型」を基本とすることを記載した。

「安定部分電力型」においては、電解装置は平均稼働率 90%程度の安定した高稼働を期待でき、電解装置のタイプによらず理想的な安定運転が可能となる。「余剰電力型」では平均稼働率 50%程度と想定され、電解装置は幅広い運転範囲が要求される。この場合、(1) 項で示した電解装置の運転範囲や台数制御を含めた運用方法の検討が重要となる。

なお、「安定部分電力型」、「余剰電力型」の選択は、水素生産量つまりプラントの経済性に直結するため、電力市場の需給、電力コスト、水素コスト等に踏み込んだ検討が必要になる。

3.5.4 電力の急激な変動について

前述の季節変動や昼夜の繰り返し変動以外に、荒天などの気象条件等により瞬間的な風速変動や局所的な変動がある。

本 FS で想定する大規模なウィンドファームや 1 基 10MW あるいはそれ以上の大型風車においては、瞬間的な風速変動や局所的な変動はウィンドファーム側である程度吸収され、電解装置の変動追従性に対しては大きな問題にはならないと考えられるが、これらの短期変動の解析や予測などにより電解装置の追従性を確認する必要がある。

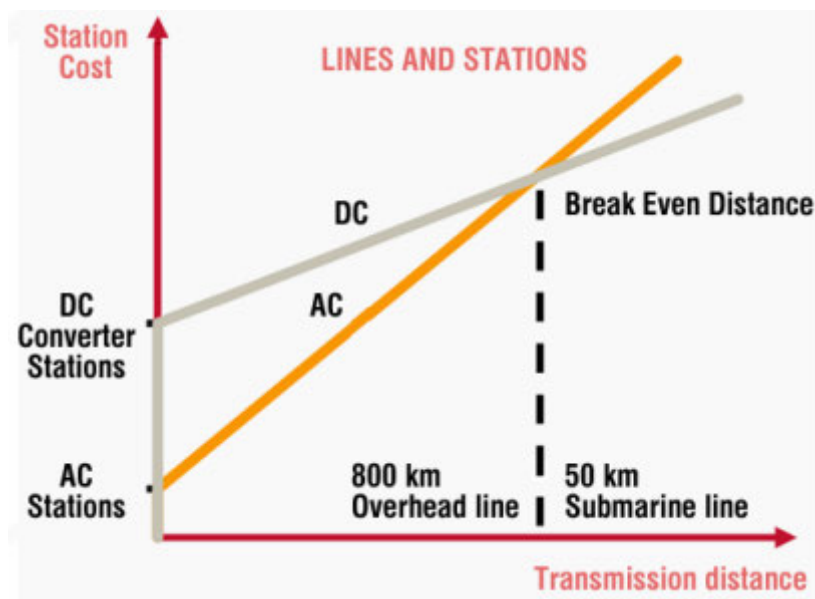
3.5.5 直流受電について

洋上風力では沖合の洋上風力発電設備から陸側へ直流で送電する計画もある。この場合、沖合に設置する浮体式水素製造プラントにも、直流で受電することが考えられる。

(1) 直流電源の開発状況

近年では、世界各国で HVDC (High Voltage Direct Current : 高圧直流) 送電の導入が進みつつある。

近年は電力消費地から比較的遠い立地に設置される再生エネルギー発電所が多いことから、各国で HVDC プロジェクトが動いている。交流送電に比べたコスト比較は、送電距離が大きいと直流が有利であると言われている (図 3.5.5.1)。



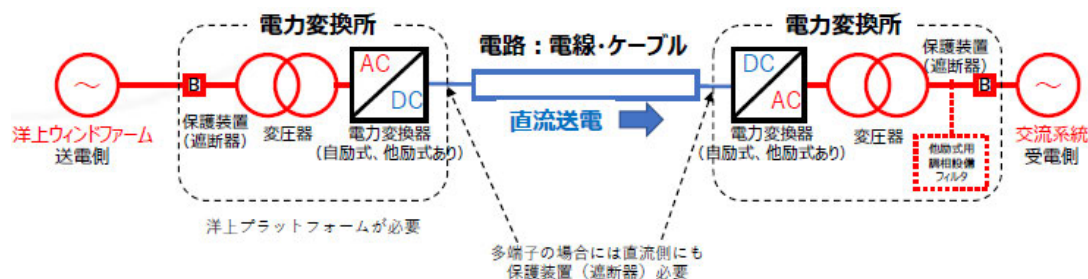
出典：Analysing the costs of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission (August, 6th 2014)、NEDO 報告書「直流送電技術における NEDO の取り組み(2019)」より転載

図 3.5.5.1 直流／交流電源の送電距離による比較

(2) 洋上水素製造プラントへの適用

上記の動向を考慮すると、洋上風力発電設備から陸上までの送電方法に直流送電を選ぶケースが出てくる可能性がある。その場合、洋上風力発電設備からは交流の電力が供給され、また陸側の送電網も交流であるため、直流送電の前後に交流/直流変換設備（及び遮断器）が設けられると想定される（図 3.5.5.3）。

洋上水素製造プラントは、洋上風力発電設備からほど近い場所に設置されると想定されるため、洋上の電力変換所（図 3.5.5.3 の左側の電力変換所）より分電された電源を受電すると想定される。



（出典：NEDO 資料「直流送電の基本的事項」より抜粋）

図 3.5.5.3 直流送電の概要図（洋上風力発電設備～陸間の幹線）

本報告書の設備としては、洋上水素製造設備への送電は、洋上の電力変換所（中継点）で適切な電圧の交流電源に調整してから送電するものとしている。

一方、洋上水素製造設備への直流送電を考えた場合、以下のことがコストアップにつながると思われる。

- ・受電側として、洋上水素製造設備内にも遮断設備が必要となるが、直流で受電した場合は交流で受電した場合よりも設備が大型化する可能性が高い。
- ・電圧を変更する場合、一般に直流から直流へ直接変換することはせず、直流/交流変換器→交流変圧器→交流/直流変換器の構成となるため、設備構成が複雑化し機器点数が増加する。

上記より、洋上中継点～洋上水素製造設備間の接続においても、陸側需要地への接続と同様、送電ケーブルの導体数削減によるコスト低減と、送電・受電端の設備の巨大化によるコスト増加のトレードオフとなる。従って、ある程度以上送電距離が長くなればコストメリットが出ないと考えられる。

洋上水素製造設備の設置場所に特段の制約が無ければ、洋上中継点～水素製造設備の距離は短いと想定されるため、水素製造プラントへの直流送電はメリットが薄いと考えられる。

参考に直流送電と交流送電の特徴比較の資料を以下に示す（表 3.5.5.1）。

項 目	直流送電	交流送電	備 考
導体数 (電線・ケーブル)	○ 2本(本・帰線)	× 3本(三相)	直流が低コスト (資材費)
長距離送電	○ 適	× 不適 (フェランチ等、系統安定度難)	C成分が大きくなる 長距離送電ケーブル の場合は、直流が適
送電容量	○ 熱制約のみ	× 熱制約あり(導体抵抗ロス) L C制約あり(無効電力ロス)	同 上
絶縁設計	○ 低	× 高(最大値ルート2倍)	
送電効率	○ 良	×	
電圧変換	×	○	
	複雑	容易(変圧器)	
交直変換設備	×	○	
	要	不要	主系統が交流の場合
遮断	×	○	
	難(アーク対策要)	容易(ゼロ点あり)	

表 3.5.5.1 直流送電と交流送電の特徴の比較表

出典：NEDO 2021 年資料「直流送電の基本的事項」より抜粋

3.6 水素プラントの運用と技術課題

本プラントの水素製造は洋上風力発電設備から供給される電力次第で、90%程度の高稼働率あるいは50%程度の中間稼働率になるが、供給電力分の水素を連続的に生産することが求められる。この際、電力供給量の多寡以外に起こりうる状況変化（すなわちオペレータの判断が必要なケース）はごく限られた場合のみであると想定される。従い、主に経済的な観点から可能な限り省人化を進めることが望ましいと考えられる。一般的なプラント機器においては年に1度程度の総合メンテナンスが必須となるが、この時は陸側からの資材補給を兼ね、人員・機材の応援にて対応することが良いと考えられる。

上記の前提に基づき、建設の施工管理で一般に使われるQCDSの用語に運用（オペレーション／メンテナンス）を加えた、以下6区分の観点から技術課題を抽出した。

- ・安全 (Safety)
- ・環境 (Environment)
- ・品質 (Quality)
- ・納期 (Delivery)
- ・コスト (Cost)
- ・オペレーション／メンテナンス (Operation / Maintenance)

3.6.1 安全 (Safety) の観点から

安全 (Safety) の観点からは、以下のコンセプトを守る必要が有ると考える。

- ・人命、設備の保全
- ・危険物の安全管理

上記のコンセプトから、今後取り組むべき技術課題としては以下が想定される。

(1) 洋上水素設備所掌内に起因するもの

- ✓ 浮体式水素製造設備において、設備内で最も危険な状況が発生させる可能性が高いのは可燃性ガスである水素の存在である。また、副産物として発生する酸素は助燃性ガスであり、水素との混合を避ける必要がある。従い、今後のプラント具体化における各ステージにおいて、公的機関やプラント専門コンサルティング会社・船級協会によるリスクアセスメントにより安全性の検証が必要となる。
- ✓ 水素に係る事象以外についても、包括的な災害想定が必要と考えられる。
(特に高電圧の電気設備関連が想定される)
- ✓ 災害想定に基づき、HAZID、HAZOP等のプラント設計手法を用いた網羅的なシステム安全の検討が必要となる。

- ✓ 特に悪天候時にはプラント側も不具合が発生する可能性もあり、平常時と同様なオペレーションが困難となる可能性も有る。上記の検討においては、悪天候時の具体的なシナリオも盛り込む必要が有ると想定される。

(2) 洋上水素設備外に起因するもの

- ✓ 洋上水素製造設備は電力を受け取り、パイプラインにより水素を払い出す、電力供給側及びパイプライン側の災害想定、アイソレーション思想などの検討が重要となる。
- ✓ 洋上に係留されている水素製造設備のため、他の船舶の衝突の可能性が考えられる。また、一般論としてテロ等に対しては無防備になりやすいと考えられる。これらに対しても影響を検討する必要がある。

3.6.2 環境（Environment）の観点から

環境（Environment）の観点からは、以下のコンセプトを守る必要があると考える。

- ・ 周辺への悪影響の回避
- ・ 環境汚染物質の拡散防止

上記のコンセプトから、今後取り組むべき技術課題としては以下が想定される。

(1) 周辺への悪影響の回避

- ✓ 水素製造設備としては、海水を取水し水電解用の純水製造と各設備の冷却に用い、結果的にわずかに濃縮した海水と温海水を放流する。これらの海洋への影響の検討、環境規制の調査などが必要となる。
- ✓ 設備破損に伴う各種物質、機器の流出、漂流、沈没による近海、潮流の下流域への影響について評価が必要と考えられる。

(2) 環境汚染物質の拡散防止

第一に、薬品、重金属や化学油・鉱物油の使用最小化が望ましいと考えられる。

第二に、拡散防止措置として、オペレーションミスや災害時等の拡散シナリオを検討し、予防方法の検討が必要となる。

- ✓ 設備に使用される物質のリストアップ、SDS 入手し確認が必要。

- ✓ 高リスク物質が有る場合、機器選定の見直しなどの代替案の検討が必要。
- ✓ 浮体設備内の漏洩を想定し、海洋への拡散を防止するための回収設備などの検討が必要。

3.6.3 品質（Quality）の観点から

製品（水素）の品質の視点では、3.5.1 および 3.5.2 項と同様の検討内容と考える。

3.6.4 納期（Delivery）の観点から

納期（Delivery）の観点からは、以下のコンセプトを守る必要があると考える。

- ・リードタイムを考慮した運用

（設備建設時に考慮されるリードタイムは本項では対象外とし、運用継続中での補修機材や交換部品に焦点を当てる）

上記のコンセプトから、今後取り組むべき技術課題としては以下が想定される。

- ✓ 損耗した場合にプラント操業に大きな影響を及ぼす物品のリストアップ。
- ✓ 長納期品等のバックアップ計画を立てる必要がある。（最寄り港からの輸送手段・期間、海象による曳航・据付困難な期間を考慮したメンテナンス時期の検討含む）

3.6.5 コスト（Cost）の観点から

製品（水素）原価の視点では、電力コストとプラント稼働率、および設備コストが大部分を占め、運用面では稼働率が課題となる。稼働率は主に 2 章に記載の供給電力による稼働率の影響が大きい。

「安定部分電力型」の平均稼働率 90%程度の場合、プラント設備の信頼性や荒天による影響がプラント全体の稼働率に与える影響が相対的に大きくなる。プラント設備の RAM 解析や気象とプラント稼働率の解析等を実施し、プラント全体の稼働率の評価を行う必要がある。

3.6.6 オペレーション／メンテナンス（O&M）の観点から

オペレーション／メンテナンス（Operation / Maintenance : O&M）の観点からは、以下のコンセプトを守る必要があると考える。

- ・省人化（可能であれば無人化）
- ・省メンテ化

上記のコンセプトから、今後取り組むべき技術課題としては以下が想定される。

- ✓ 計画の具体化の過程の中で、省人化（無人化）を可能とするための実証試験、及び実機運転の中で段階的な省人化・無人化運用に移行することが望ましい。
- ✓ 長期にわたる運転中に監視項目が増えていくことが予想されるため、監視システムは将来予備を陸上プラントよりも多く見積もっておくことが望ましい（浮体への影響を考慮すると、後からの設備増設スペースは計画しにくい）。想定される対象は、監視用設備（計器、監視カメラ、ドローン）、陸側監視設備への出力項目（制御装置や外部出力信号等の予備スロット）が挙げられる。
- ✓ 年次点検項目と消耗品、予備品の交換計画の策定が必要。

第 4 章 電解装置の調査による、洋上環境や風力電力との親和性・経済性・大型化などについての評価、洋上水素製造装置としての実現性の評価及び技術課題の整理

4.1 電解装置型式およびメーカー調査

4.1.1 電解装置の型式

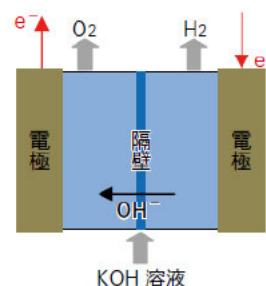
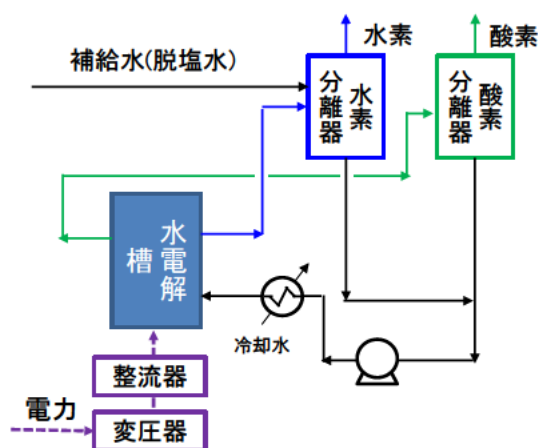
大規模な洋上風力電力により水素製造を行うための水電解装置としては、大型化が進んでいるアルカリ型、PEM 型の電解装置が候補となると考えられる。また、今後本格的な商用化が期待されている高温型(SOEC)を加え、3 タイプの電解装置の特徴を以下に整理する。

(1) アルカリ形水電解

アルカリ形水電解の典型的なフローを図 4.1.1.1 に、電解槽の仕組みを図 4.1.1.2 に示す。

図 4.1.1.1 アルカリ形水電解のフロー

図 4.1.1.2 アルカリ形水電解のしくみ



(出典：NEDO 資料)

アルカリ形水電解は、電解液として水酸化カリウムか水酸化ナトリウムの水溶液が用いられ、水電解槽の陰極より水素、陽極より酸素が発生し、それぞれ水素分離器、酸素分離器にて電解液と分離される。電解槽内の陰極と陽極は、多孔質の隔膜により隔てられ、隔膜に電解液が浸透することにより高い導電性（低い電気抵抗）を得る。電解液中の水は水電解により消費されるため、補給水として脱塩水（純水）を供給する。

アルカリ形水電解の主な優位性は、工業的に長い歴史を有しており大型化、低コスト化が進んでいる点であるとされている。

(2) PEM 形(固体高分子形)水電解

PEM 形水電解の典型的なフローを図 4.1.1.3 に、電解槽の仕組みを図 4.1.1.4 に示す。

図 4.1.1.3 PEM 形水電解のフロー

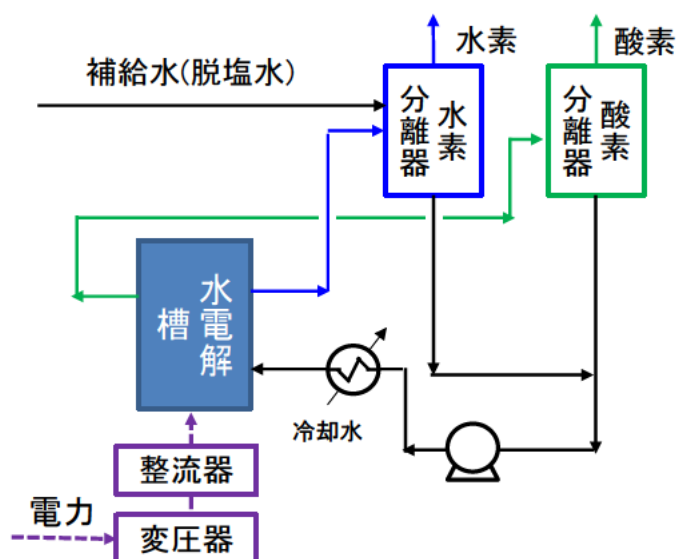
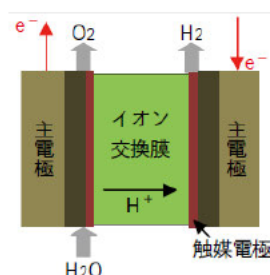


図 4.1.1.4 PEM 形水電解のしくみ



(出典：NEDO 資料)

PEM 形水電解は、固体高分子のイオン交換膜を電解質として水電解を行う方法である。イオン交換膜にはフッ素系スルホン酸イオン交換膜が用いられ、電解質膜-電極接合体 (Membrane electrode assembly: MEA) が使用される。水をそのまま電気分解することが可能であり、陽極側に供給された脱塩水 (純水) が電気分解され、電解質中を水素イオンが移動し、陰極より水素、陽極より酸素が発生する。

PEM 形水電解の主な優位性は、系内を循環するのは純水でありメンテナンスなどが優れる、MEA の電気抵抗が小さく電流密度が大きいため装置のサイズを小さく出来る、運転範囲が広い、などとされている。

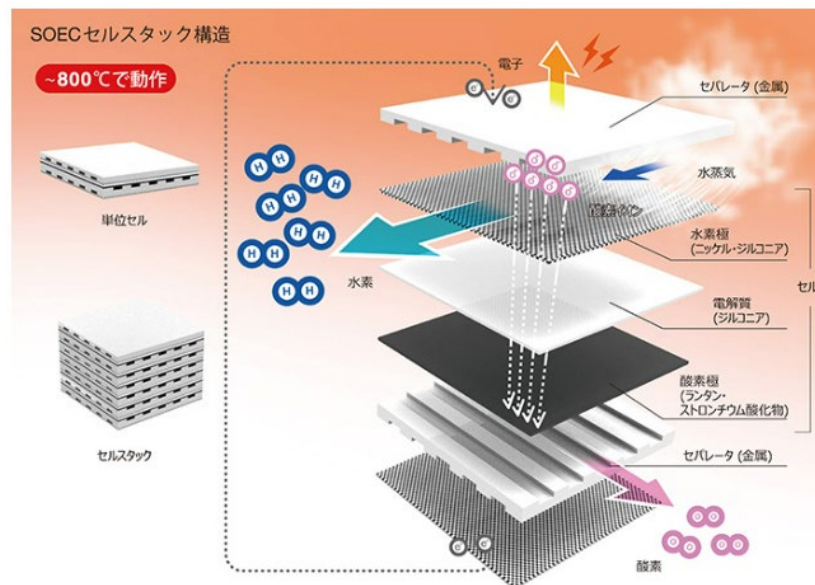
(3) 高温形水電解

高温水蒸気電解または固体酸化物形水電解 (Solid Oxide Electrolysis Cell: SOEC) と呼ばれ、800～1000℃程度の水蒸気を電気分解して水素を製造する方法である。電解質には酸化物イオン電導性の酸化ジルコニウムを主体としたセラミックスが使用される。陰極側に供給された水蒸気が電気分解され水素が発生し、電解質中を酸素イオンが移動し、陽極より酸素が発生する。

高温水蒸気の電気分解のため原理的にアルカリ形水電解や PEM 形水電解よりも電解に必要な電力が小さくなる。一方、800～1000℃程度の高温水蒸気が必要であり高温の熱源が必要、負荷変動への対応が難しいなどの特徴がある。

また、現状では技術開発のステージであり本格的な商用化はこれからという状況である。

図 4.1.1.5 SOEC 形水電解のしくみ（出典：東芝 HP より）



4.1.2 主要電解装置メーカー

電解装置の大型化や製造設備への大規模投資は欧米等の海外メーカーが先行している。

表 4.1.2.1 に主要海外メーカーについてまとめた。

また，国内メーカーの動向を表 4.1.2.2 にまとめた。

表 4.1.2.1 主要電解装置メーカー（海外）

メーカー名	国籍	タイプ	主な実績等
Hydrogenics	カナダ	PEM アルカリ	20MW PEM 型電解装置を Air Liquid に納入、運転開始。
NEL ASA	ノルウェー	PEM アルカリ	・ 20MW アルカリ型電解装置を製鉄会社より受注。(2021) ・ 電解装置の生産能力を 360MW/年に拡張する。
ITM Power	イギリス	PEM	・ REFHYNE プロジェクト 10MW PEM 型電解装置運転開始。(2021) ・ 1GW/年のギガファクトリー操業開始。
McPhy Energy	フランス	アルカリ	・ 20MW 電解装置による欧州最大のグリーン水素 PJ 開始(2020) ・ 新規に 1GW/年のギガファクトリー建設を発表。2024 年操業開始目標。
Thyssenkrupp	ドイツ	アルカリ	・ 20MW グリーン水素プラントを米国で受注。(2021) ・ 600MW/年の生産設備を保有。
Siemens Energy	ドイツ	PEM	ドイツ最大のグリーン水素プラント(8.75MW)2022 年運転開始。
Green Hydrogen Systems	デンマーク	アルカリ	6MW テストモジュールの開発を CINEA より採択。100MW の大型化を目指す。
Hydrogen Pro	ノルウェー	アルカリ	1,100Nm ³ /hr の電解装置を三菱パワーより受注。
Halder Topsoe	デンマーク	SOEC	年間生産量 500MW の電解装置製造工場の建設を発表。2023 年稼働目標。

表 4.1.2.2 主要電解装置メーカー（国内）

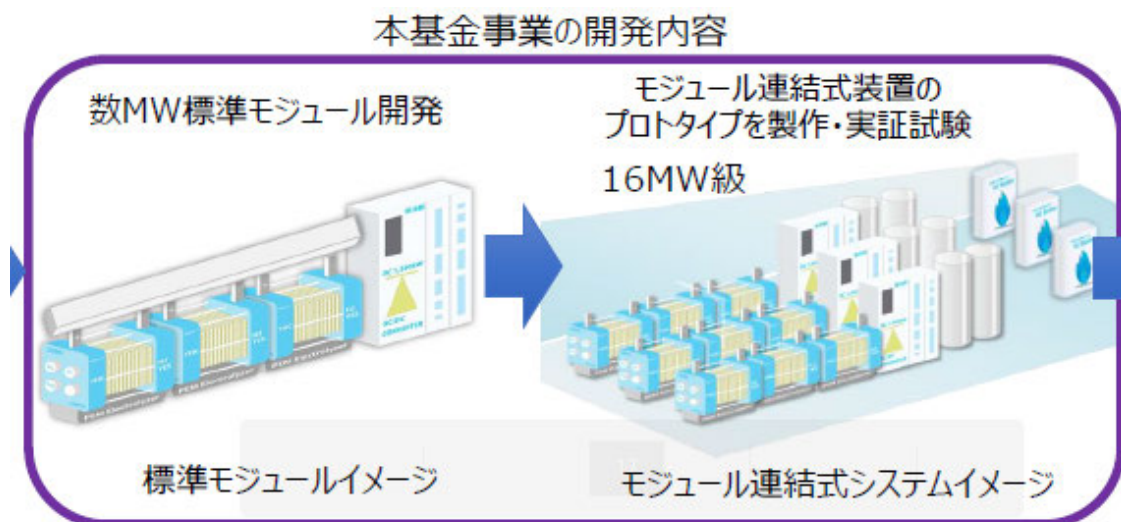
メーカー名	タイプ	主な実績等
旭化成	アルカリ	NEDO FH2R プロジェクトにて 10MW 電解装置稼働(2020)。
日立造船	PEM	GI 基金による大型 PEM 型電解装置の実証 PJ 開始(2021)。
神鋼環境ソリューション	PEM	～100Nm ³ /hr の水素製造装置を販売。洋上での水素製造を目指した開発プロジェクト(シエラプロジェクト)に参加。
東芝	SOEC	高効率な SOEC タイプの電解装置を開発中。

図 4-1-2-1 FH2R プロジェクト（旭化成の電解装置）



出典：NEDO HP

図 4-1-2-2 大規模 PEM 形電解装置の開発（日立造船の電解装置）



出典：NEDO HP

4.2 電解装置の大型化、低コスト化の見通し

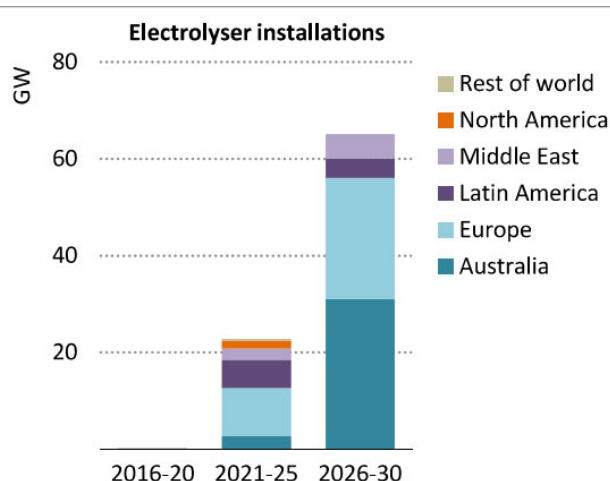
4.2.1 電解装置大型化の動向

各国の水電解水素製造に関する政策動向を以下に示す。

- ✓ EU はグリーン水素製造のため、2020~2024 年の第 1 段階で 6GW、2030 年の第 2 段階終了までに 40GW の電解装置の導入を目指す。
- ✓ ドイツはグリーン水素製造の目標値を設定。2030 年 5GW、2040 年 10GW。
- ✓ フランスは、2030 年までに電解装置 6.5GW の設置を目標として設定。

また、IEA の報告によると、公表済みの計画が実行されると 2030 年までに世界の電解装置は 90GW 程度に達すると予測する。

図 4.2.1.1 2030 年までの公表済みの電解装置設置計画



出典：IEA World Energy Outlook

上記の政策動向に伴い、一例として以下に示すような大規模水素製造プロジェクトの計画が公表されている。

- ✓ オランダ CrossWind プロジェクト：2023 年に洋上風力電力より 200MW の電解装置で水素製造を開始する計画。
- ✓ ドイツ Aqua Ventus プロジェクト：2025 年までに 10GW の洋上風力発電より 100 万トン/年の水素を製造する計画。
- ✓ オーストラリア H2TAS プロジェクト：初期フェーズで 300MW、最終的に 1.7GW の電解装置容量を目指す。主に輸出向けのアンモニアと国内向けの水素を製造する。
- ✓ サウジアラビア NEOM P2G プロジェクト：スマートシティ NEOM のサイトにて 4GW クラスの電解装置による水素製造を行う。最終製品はアンモニア。

主要電解装置メーカー各社は、上記のような水素製造プラントの大型化に伴い、電解装置の大型化、電解装置製造設備の大規模化、およびそれらによる電解装置の低コスト化に取り組んでいる。

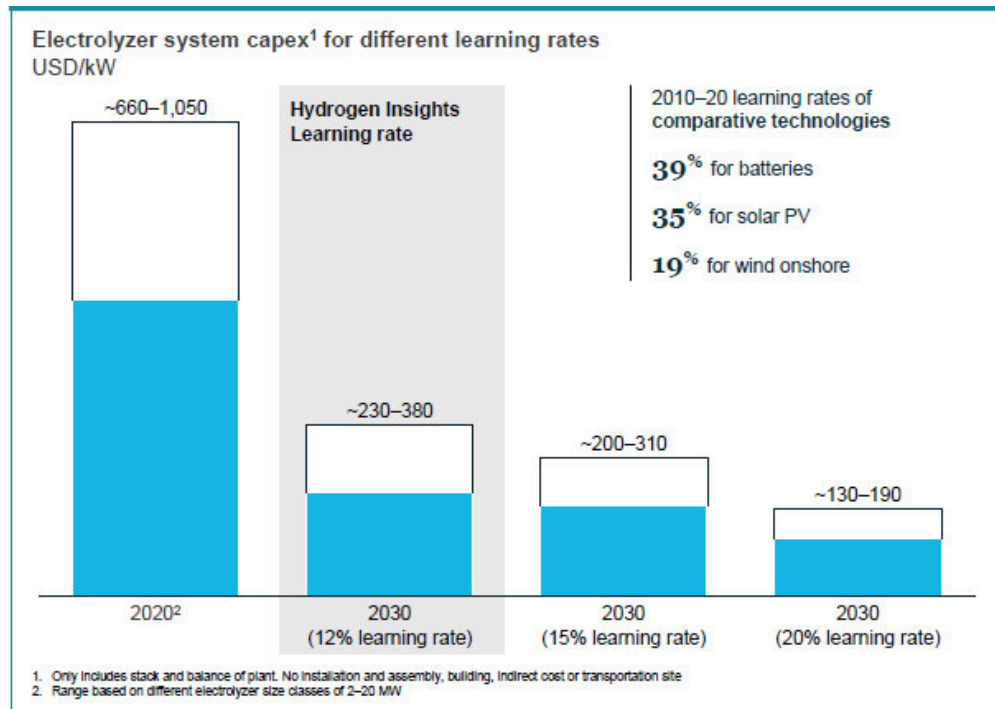
本事業で想定する 300MW クラスの水電解装置の供給は、複数社の電解装置メーカー（表 4.1.2.1 表 4.1.2.2 のアルカリ形・PEM 形のメーカーなど）において問題なく供給できるものと考えられる。

4.2.2 電解装置低コスト化の見通し

ITM Power(イギリス)は、すでに年間生産量 1GW の電解装置製造設備を稼働させたことを公表しており、他の電解装置メーカーも電解装置製造設備の大規模化を公表している。電解装置 CAPEX の低減には、電解装置の大型化によるスケールメリットの効果、大量生産によるコスト削減の影響が大きく、コストダウンのスピードは従来の予測を超えているとの報告がある。

「Hydrogen Insights Report 2021」では、図 4.2.2.1 に示すように、2030 年時点において 230～380USD/kW のコストレベルを予測するとともに、蓄電池、太陽光発電、風力発電の過去 10 年のコストダウンを参考に、さらなるコストダウンの可能性を示唆している。

図 4.2.2.1 電解装置 CAPEX の見通し



出典：Hydrogen Insights Report 2021, McKinsey & Company

4.3 洋上水素製造プロジェクトの調査

4.3.1 洋上水素製造プロジェクトリスト

本 FS のほかにも、洋上風力による電力を利用したグリーン水素製造プロジェクトが複数存在する。現在進行中および今後の実施が計画されている主なプロジェクトを表 4.3.1.1 に示す。

特にヨーロッパでは、洋上風力による洋上水素製造が大規模なグリーン水素供給手段として位置付けられていることがわかる。

また、計画されている洋上水素製造設備はいくつかのタイプに分類可能であり、固定式風車一体型、浮体式風車一体型、既存のジャケット設備への追加設置がある。本 FS のように水素製造設備専用の浮体式プラントとして計画されているものは、調査した限りでは他には無く、ユニークなコンセプトと考えられる。

表 4.3.1.1 洋上水素製造プロジェクトリスト

No.	PJ 名	参画企業	水素製造量	浮体形式	対象地	電解装置
1	シエラ (Sea Era)	MOLTech, NSY, 大陽日酸, 神鋼環境ソリューション	? t/year (3MW)	浮体式	日本国内 CNP	PEM 形
2	AquaVentus	RWE, Reuther, Vattenfall, Shell, Gasunie, Siemens, Parkwind, MHI Vestas 発電所規模: 10GW	100 万 t/yeaer (10GW) 2035 目標	風車一体型 (固定式か浮体 式かは不明)	ドイツ ヘルゴラント- ドッガーバーグ間	不明
3	H2MARE	Siemens Energy, 他 33 社 発電所規模 14MW	不明	風車一体型 (固定式か浮体 式かは不明)	ドイツ 北海	PEM 形
4	PosHYdon	ネプチューンエネルギー, ネクスト ステップ, TNO, Nel ASA, DEME Offshore など	500kg/day (1.25MW)	ジャケット式	オランダ 北海	PEM 形
5	Agnes	Saipem 社, Agnes 社, QINT'X 発電所規模: 450MW, 今後 620MW 増設予定 (内風力発電 520MW)	4t/day (? MW)	ジャケット式	アドリア海	不明
6	Dolphyn	ERM 社, 他	900t/year (10MW) 2027 年目標	浮体式風車 一体型	イギリス アバディーン沖	不明

4.3.2 主な洋上水素製造プロジェクトの概要

表 4.3.1.1 に示したプロジェクトについて、概要を示す。主にヨーロッパを中心に洋上風力発電の電力を利用したグリーン水素製造の開発が多く、国からの支援を受けて開発を進めているプロジェクトも多い。

(1) シェラプロジェクト

日本国内でのカーボンニュートラルポート形成との連携を念頭に、主に水素燃料船などへの水素供給を見据えた取り組みであり、洋上水素製造・水素燃料船などへの水素供給を兼ねた船舶の導入・その拠点を形成することを含んだプロジェクトとなる。水素燃料の供給先となる船舶は、特に航行距離が比較的短い内航船を対象としている。その他、製造されたグリーン水素は海洋施設の建設、自然災害時などの自治体の BCP 対策としての利用も検討されている。

(2) AquaVentus プロジェクト

ヨーロッパ北海での水素製造から、陸上の需要家への輸送に至るバリューチェーンに沿った一連のプロジェクト群を Aqua Ventus プロジェクトと呼ぶ（表 4-3-2）。2035 年までに 10GW の洋上風力発電より年間 100 万 ton の水素を製造する計画となる。ヘルゴラント島を水素ハブにし、ヘルゴラント島からドイツ本土までパイプラインを使ってグリーン水素の輸送を計画している。

Aqua-Primus は AquaVentus のうちの最初の実証プロジェクトであり、洋上発電用風車の基礎部分に電解装置を組み込む形で水素製造装置を開発する。14MW の洋上風車を 2025 年までにヘルゴラント沖に 2 基設置を予定している。

AquaSector も一連のプロジェクトに含まれており、AquaVentus プロジェクトの概念実証としての位置づけを持ち約 300MW で年間最大 2 万 ton のグリーン水素を製造予定となる。2028 年には AquaDuctus パイプラインを介してヘルゴラントにグリーン水素を輸送する予定である。

表 4.3.2.1 AquaVentus を構成するサブプロジェクト

サブプロジェクト	内容
Aqua-Primus	水素製造機能が統合された洋上風力タービンの開発
Aqua Sector	大規模な洋上水素パーク
Aqua Ductus	供給用パイプライン整備
Aqua Portus	港湾インフラストラクチャー
Aqua Campus	研究プラットフォーム
Aqua Navis	海上水素基地の開発

図 4.3.2.1 AquaVentus のイメージ図



出典：RWE HP

<https://jp.rwe.com/hydrogen/aquaventus>

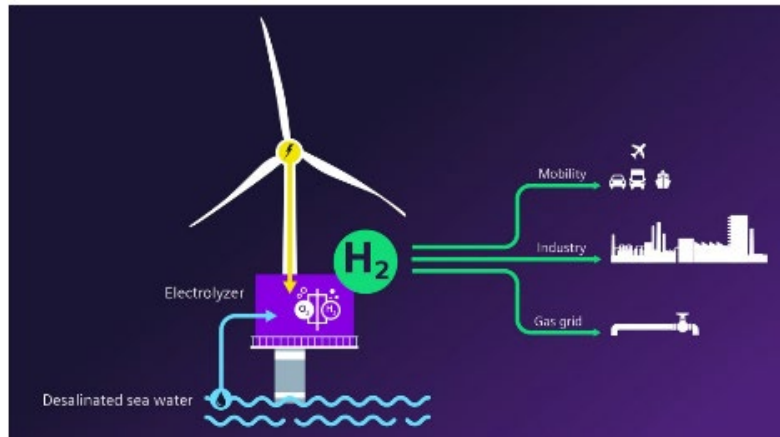
(3) H2MARE プロジェクト

H2MARE は表 4-3-2-2 に示す 4 つのプロジェクトから構成されており、新しい洋上風力タービンを確立することを目的としている。ドイツ連邦教育研究省が水素経済への参入を支援するために実施している 3 つのプロジェクトに含まれている。

表 4.3.2.2 H2MARE を構成する 4 つのプロジェクト

プロジェクト	概要
H2Wind	洋上環境に最適化され、かつ洋上風力発電用タービンと調整された PEM 型電解装置の開発に重点を置く。タービンの耐久性と海水処理の課題に加えて、発電量に対するグリーン水素の収率を最大化することが目的となる。
Offgrid Wind	洋上風力タービンから直接電気分解を実現。
PtX Wind	洋上風力発電から製造されたグリーン水素の、メタンやアンモニアなど輸送しやすい合成エネルギーキャリア燃料への転換へ取り組む。これらの合成エネルギーキャリアは空気や海水から高温電気分解もしくは CO2 抽出によって得られる。海水からの直接電解もこのプロジェクト内で検討されている。
Transfer Wind	上記 3 つのプロジェクトを総合的に組み合わせて安全性・環境問題・インフラストラクチャーの最適化などを検討する。

図 4.3.2.2 H2MARE の模式図



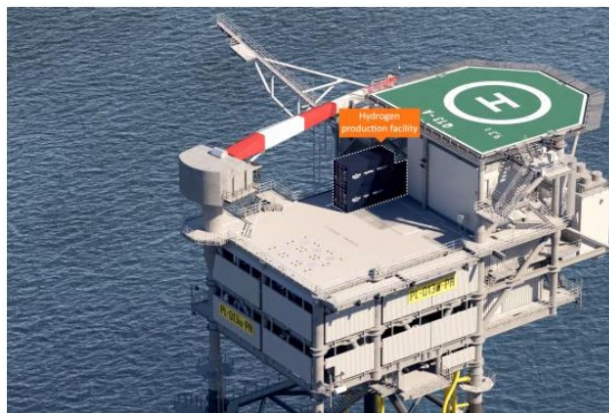
出典：Siemens Energy HP

<https://press.siemens-energy.com/global/en/feature/global-energy-transition-will-be-based-hydrogen-economy>

(4) PosHYdon プロジェクト

オランダ北海に位置するネプチューンエナジーの Q13a-A プラットフォームで、3つのエネルギーシステム（洋上風力、洋上ガス、洋上水素）を統合させるプロジェクトである。オランダの北海で初めて完全に電動化されたプラットフォームである。パイロットプロジェクトとして位置づけられており、海上で作動するエネルギーシステムの統合、洋上環境での水素製造について実用面での調査を行い、洋上環境が電解装置にどのような影響を及ぼすかの確認を目的としている。製造されたグリーン水素はガスと混合され、既存のガスパイプラインを経由して陸上に輸送される。

図 4.3.2.3 洋上プラットフォーム①



出典：NEPTUNE ENERGY HP

<https://www.neptuneenergy.com/esg/new-energy/poshydon-hydrogen-pilot>

図 4.3.2.4 洋上プラットフォーム②

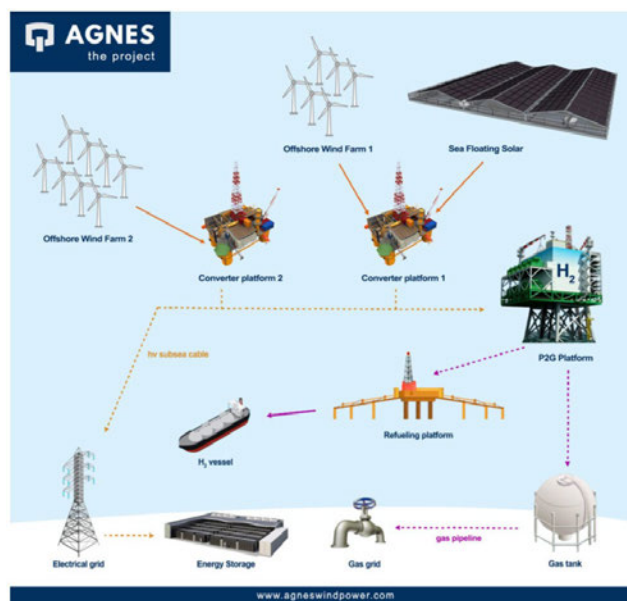


出典：POSHYDON HP

(5) Agnes プロジェクト

浮体式洋上風力、浮体式太陽光、海洋エネルギーなどの再生可能エネルギー源を一つのシステムに統合しグリーン水素を製造する技術である『SUIISO』を初めて適用したプロジェクトである。電解装置は使われなくなった既存の石油およびガスの洋上プラットフォームを再利用し設置することで、既存設備のセカンドライフを提供することが期待されている。電解装置で製造された水素だけでなく、酸素も水産養殖や海藻生産などの分野で利用される。

図 4.3.2.5 Agnes プロジェクト全体像



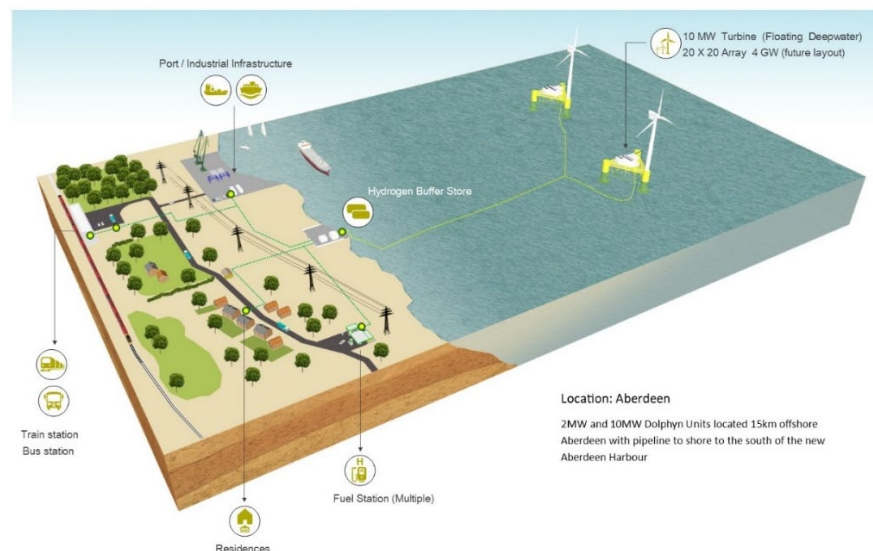
出典：Agnes HP

(<https://www.agnespower.com/en/idrogeno-adriatico/>)

(6) Dolphyn プロジェクト

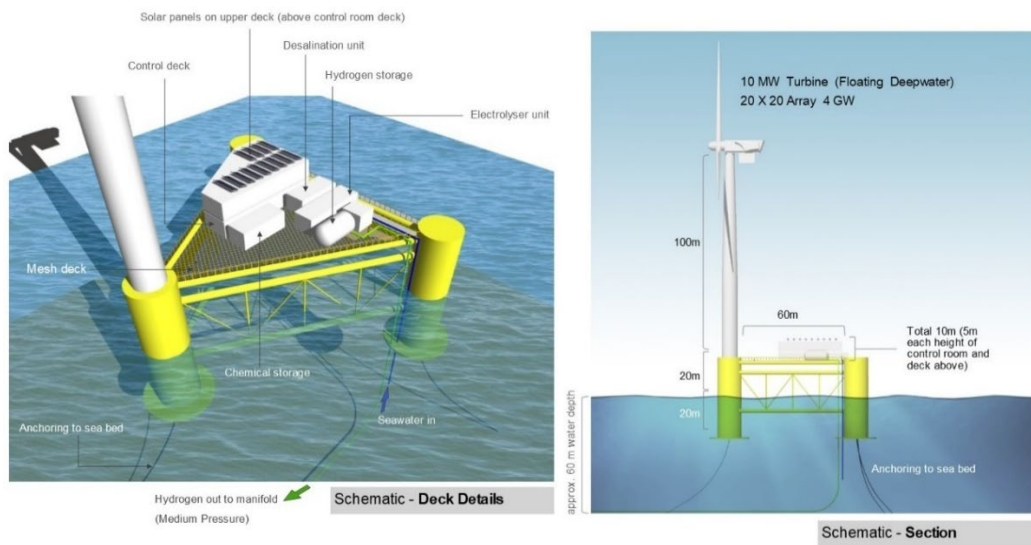
主にイギリス国内の輸送燃料の代替エネルギーとして使用されることを目的にグリーン水素を製造する。ERM 社の Dolphyn は沖合の浮体式洋上風力発電から大規模なグリーン水素を製造するためのコンセプトデザインを指す。このコンセプトはモジュール式の設計が採用され、係留された浮体式風車下部構造に電解装置、海水淡水化装置等を統合し、風力発電による電力を使って海水からグリーン水素を製造するものである。将来的に石油・ガスエネルギーがすべてグリーン水素エネルギーへと転換した場合でも、アバディーンとその周辺のすべての石油・ガス事業従事者を雇用するにあたって十分な規模の洋上水素製造システムをアバディーンに建設することが可能としている。2024 年にプロトタイプとして 2MW 分、2027 年には 10MW の洋上風力電力を使用してグリーン水素を製造する。以後も徐々に生産規模の拡大を計画している。2024 年での製造規模はアバディーンでの水素需要の約 3 分の 1 を供給できるとしている。2027 年では水素をガスパイプラインに混合させることでグリーン水素の用途を広げることを計画している。ERM 社は 2065 年までにイギリス内のガス需要の 50%をグリーン水素で置き換えることができる規模の洋上風力電力水素製造所を建設予定。

図 4.3.2.6 Dolphyn プロジェクト概要図



(出典：ERM Dolphyn HP)

図 4.3.2.7 浮体構造の概略図



出典：ENERGY VOICE “Exclusive: ‘World first’ floating green hydrogen project coming to Aberdeen (2020/9/28)”

<https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/267583/world-first-floating-green-hydrogen-project-aberdeen/>

4.4 電解装置に求められる条件および課題抽出

洋上風力電力による浮体式水素製造設備のための水電解装置は、以下の条件が求められると考えられる。

- ✓ 浮体の揺動への適用
- ✓ 洋上の塩害環境への適用
- ✓ モジュール工法
- ✓ 省スペース（出力当たり体積）
- ✓ 軽量（出力当たり重量）
- ✓ 風力電力の季節変動，昼夜の繰り返し変動への追従性
- ✓ 運転容易性，メンテナンス容易性

各条件への対応方法，課題等を以下に整理する。なお，電解装置のタイプとしては，大型プラントで主流となっているアルカリ形と PEM 形を想定する。

4.4.1 浮体の揺動への適用

浮体の揺動は3方向（前後，左右，上下）への往復運動と回転運動として整理され，浮体の構造，係留方法，海象条件等により算出される。プロジェクト具体化の際に各条件を確認し算出する必要がある。

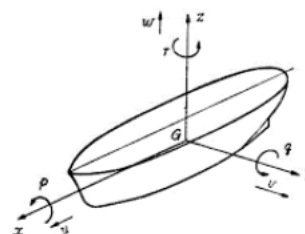


図 4.4.1.1 浮体の運動

（1）揺れに対する強度

電解槽は浮体の揺れによる加速度に対する強度を持つ必要がある。通常、陸上の地震の加速度に対して強度を持つよう設計・製作されるため、浮体の揺れによる加速度に対して強度を持つことは可能と考えられるが、上述のように各種条件により浮体の運動加速度は変わるため確認が必要となる。

また、揺れに伴う傾きにより、装置の自重に対する重力の向きが変わる点も、強度上の考慮が必要となる。

また、常時揺れによる応力を受ける点は、疲労強度や締め付け部のゆるみ等の考慮が必要となる。

（2）液面の揺れ

水電解システムには水素分離器・酸素分離器など正確な液面測定が必要な個所があり，補給水量の制御や故障等を防止するためのインターロックなどに不可欠である。浮体の揺れにより正確な液面測定が難しくなるが，この点は、既に実用化されている FPSO 等の設計を反映し対応可能と考えられる。

(3) 生産性への影響

水電解システムの耐揺動性能としては、浮体の揺動解析等により想定される最も厳しい条件に対しても耐える（壊れない）必要があるが、ある一定値以上の揺れに対して水素の生産を停止するという運用方法はリーズナブルな選択肢と考えられる。

この場合、海象条件が水素の生産性に影響する。設置海域の海象データをもとに浮体の運動解析を行い、荒天の頻度、水電解システムに備える対揺動性の技術的ハードルや経済的ハードルをもとに、経済的に最適な対揺動性能を備えるというアプローチが必要である。

なお、浮体上に電解装置を設置する実例として、潜水艦に設置する酸素発生装置があり、NEL 社の PEM 型水電解装置採用の報告がある。また、4.3 項には PEM 形水電化装置メーカーである神鋼環境ソリューションが参加するシェアプロジェクトなど、浮体式の水素製造プロジェクトがいくつか検討されている。

浮体上に設置する電解装置としては、上述のような技術的課題があり、実証試験等の必要性も考えられるが、成立する見込みは十分にあると考えられる。

4.4.2 モジュール工法および塩害環境への適用

(1) モジュール工法

FPSO 等の大型浮体式プラントでは、以下のような理由によりモジュール工法が採用されることが一般的である。

- ✓ 浮体上の限られたスペースや造船所の限られた設備での作業に比べて高い作業性、安全性が得られる。
- ✓ 複数のモジュール製作工場による並行作業も可能。
- ✓ 高生産性・低コスト地域でのモジュール製作が可能

本検討の電解装置は合計 300MW であり、造船所内の据え付け作業を最小化するためには、小さく細分化したモジュールよりも大型モジュールとするほうが望ましいため、1 モジュール 100MW の電解装置モジュールとし、合計 3 モジュールとして計画した。

モジュール工法の際の課題は、基本的には既存の FPSO 等のモジュール工法と同様と考えられる。浮体上のプラントのモジュールは浮体の運動に耐える強度を持つ必要がある、浮体のひずみを考慮する必要がある、モジュールの製作コストや物流コスト等を考慮したコスト面の最適化が必要、などがあげられる。

図 4.4.2 FPSO へのモジュール搭載



出典：日揮 HP より

(2) 塩害環境への適用

一般的に電気設備は塩害に対して弱く、変圧器、整流器、制御システムなど多くの電気設備を有する電解装置システムは、塩害に対する保護を十分に考慮する必要がある。一例として風力発電の風車にはナセルと呼ばせる発電機などを収めた格納部があるが、陸上風車に対して洋上風車は対塩害用フィルター等により塩害対策が強化されている。

洋上水素製造プラントの電解装置についても、塩害環境から保護するため屋内設置とし塩害を考慮した換気設備等を設けた屋内型モジュールとして計画する必要がある。

比較的大型の屋内型モジュールの例として、図 4-4-3 にモジュール型電気室の例を示す。

図 4.4.3 モジュール型電気室



出典：Siemens HP より

4.4.3 省スペース

浮体上のプラントは、浮体をコンパクトにすることがコスト面で非常に重要であり、省スペースな電解装置モジュールとする必要がある。省スペースな電解装置モジュールの設計のためには以下のようなアプローチが考えられる。

- ✓ コンパクトな電解装置タイプの選定

電解槽の電流密度が大きいと電解槽を小さく出来るという特徴より、4－1－1項に記載したように、PEM形電解装置はこの点で有利であるといえる。

- ✓ コンパクトなモジュール設計

100MWの電解装置モジュールは、例えば20MW程度の標準電解装置ユニット5系列のような装置構成になると考えられる。また、それぞれの標準電解装置ユニットは、電解槽以外に熱交換器、ポンプ、気液分離器などの機器、および変圧器、整流器などの電気設備などにより構成される。100MWの電解装置モジュールをできるだけ省スペースに設計するためには、標準電解装置ユニットを2層、3層に配置することも必要であり、そのための最適化設計が必要になる。このような標準電解装置ユニットの最適化設計や100MW電解装置モジュールの最適化設計のためには電解装置メーカーとの協業が必要であり、今後の課題となる。

4.4.4 風力電力の季節変動、昼夜の繰り返し変動への追従性

電力の変動に対する電解装置への影響については、3－4項に記載した。

「安定部分電力型」においては、電解装置は平均稼働率90%程度の安定した高稼働を期待でき、電解装置のタイプによらず理想的な安定運転が可能となる。「余剰電力型」では平均稼働率50%程度と想定され、電解装置は幅広い運転範囲が要求される。この場合、アルカリ形よりもPEM形の方が運転範囲において有利であり、PEM形が推奨される。

4.4.5 運転容易性、メンテナンス容易性

洋上に隔離されている洋上プラントでは、陸上と比較し運転員にかかるコストが高い、運転員確保のハードルが高いなどが考えられ、省人運転、あるいは無人運転が望ましい。また、一般論として安全上も搭乗する人数は少ないほうが望ましい。

水電解による水素製造は原理的に非常にシンプルであり、省人運転や無人運転に向いているプラントといえるが、異常時や緊急時の対応とともに検討する必要がある。

電解装置のタイプによる運転容易性、メンテナンス容易性については、アルカリ形、PEM形ともシンプルな機器構成である点は同じである。両者の違いは以下が挙げられ、運転容易性、メンテナンス容易性について比較するとPEM形が有利であると考えられる。

- ✓ PEM形は純水を循環させ、アルカリ形はアルカリ溶液を循環させるため、機器のメンテナンスを行う際の容易さはPEM形が有利といえる。
- ✓ アルカリ形は陽極と陰極を隔てる隔膜が多孔質性の膜であるため、一般的に電解装

置を停止した際には酸素と水素の混合を防ぐために窒素によるパージが必要とされており、PEM 形に対して不利といえる。

4.5 浮体式水素製造設備のための水電解装置に求められる条件，課題

浮体式水素製造設備のための水電解装置に求められる条件，課題について以下にまとめる。

- (1) 浮体式水素製造設備においては浮体の揺動に耐える必要があり，陸上の耐震設計や既存の FPSO 等の技術の流用により，浮体式の水電解装置が成立する見込みは十分にあると考えられる。課題としては，浮体の傾きに耐える強度，常時揺れによる疲労強度や締め付け部のゆるみなどが考えられ，実証試験の必要性も含めて検討する必要がある。
- (2) 大型浮体式プラントでは，コスト・工期の点よりモジュール工法が一般的であり，100MW の電解装置モジュールとして計画した。また，塩害環境から保護するため屋内モジュールとした。モジュールの設計・製作は，既存の FPSO 等のモジュール工法の技術や，モジュール型電気室の技術の流用により可能と考えられる。
- (3) 浮体式プラントのモジュールは省スペースとする必要があり，そのための電解装置ユニットの最適化設計や電解装置モジュール全体の最適化設計が必要である。これらの検討のためには電解装置メーカーとの協業により効率的に実施するのが望ましい。
- (4) 風力電力の変動に対しては，主にプラントの稼働率の問題ととらえることができる。「安定部分電力型」は電解装置にとっては安定した高稼働が期待でき，理想的である。「余剰電力型」では平均稼働率 50%程度と想定され，電解装置に対して幅広い運転範囲が求められる。
- (5) 運転容易性やメンテナンス容易性については，電解装置システムは原理的にシンプルであり，運転容易性，メンテナンス容易性は高いと考えられる。
- (6) PEM 形とアルカリ形の比較については，どちらも洋上水素プラントの電解装置として採用可能であると考えられるが，より省スペースな配置の可能性，運転範囲の広さ，運転・メンテナンス容易性の視点で，PEM 形が有利と考えられる。

第 5 章 プラントを設置する海域と海象及び水素プラントの想定を基にした、浮体形状係留方式の調査・検討の実施及び基本計画の策定

5.1 浮体の設計条件調査

5.1.1 想定海域の情報

(1) 想定設置海域の選定

想定する設置海域周辺の地図、水深を図 5.1.1.1 および図 5.1.1.2 に示す。

ウィンドファームから電力の供給を受け、海底パイプラインへ製造した水素を出荷するため、いずれからも近い位置に設置することが条件となる。スコットランド沖には計画している多くのウインドファーム（図 5.1.1.1 の水色枠）と、北海のオイル&ガスのために張り巡らされたパイプライン（図 5.1.1.1 の黄色線）があり、Aberdeen 北東沖（図 5.1.1.1 の赤丸）付近を想定する。

北海の水深は一部のノルウェー西部を除き 200m 以下となっており、設置海域の水深は 200m 以下とする。

図 5.1.1.1：設置海域

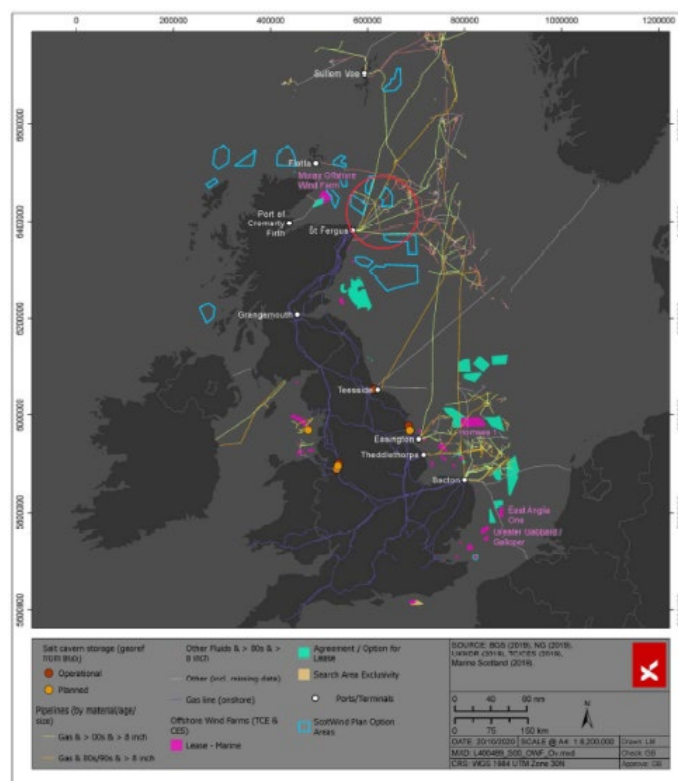


Figure 3.4: Scottish pipeline connections to England and Europe.

出典：ISO 19901-1 Petroleum and natural gas industries -
Specific requirements for offshore structures

図 5.1.1.2：設置海域水深

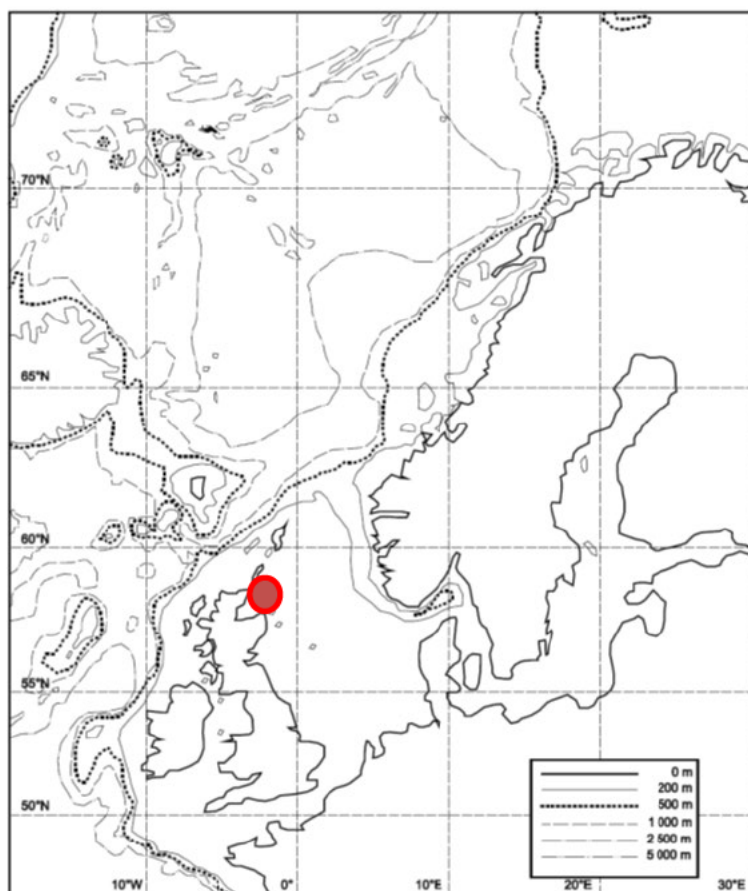


Figure B.2 — Water depths — Northwest Europe region

出典：ISO 19901-1 Petroleum and natural gas industries -
Specific requirements for offshore structures)

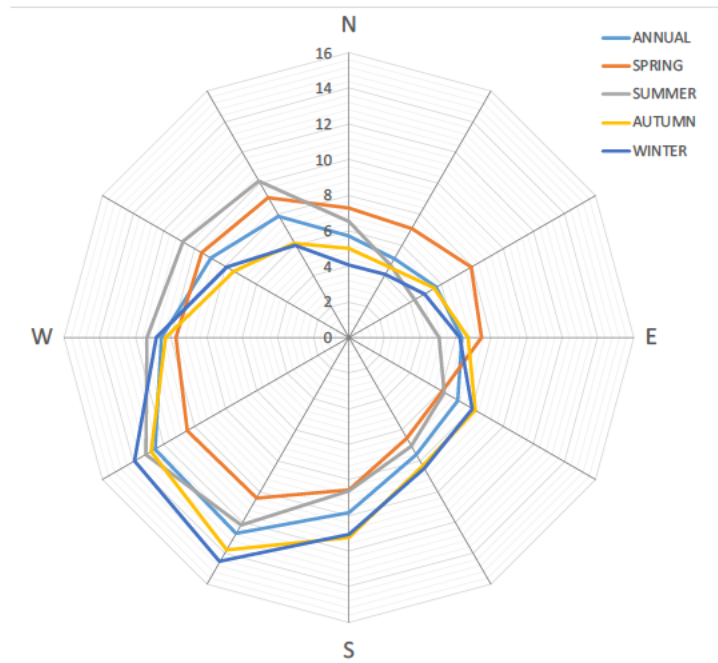
(2) 環境条件

(a) 風況

設置海域の風況及び波高を確認するため、国立研究開発法人 海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所の提供する GLOBUS より該当海域の波浪頻度表を参照した。

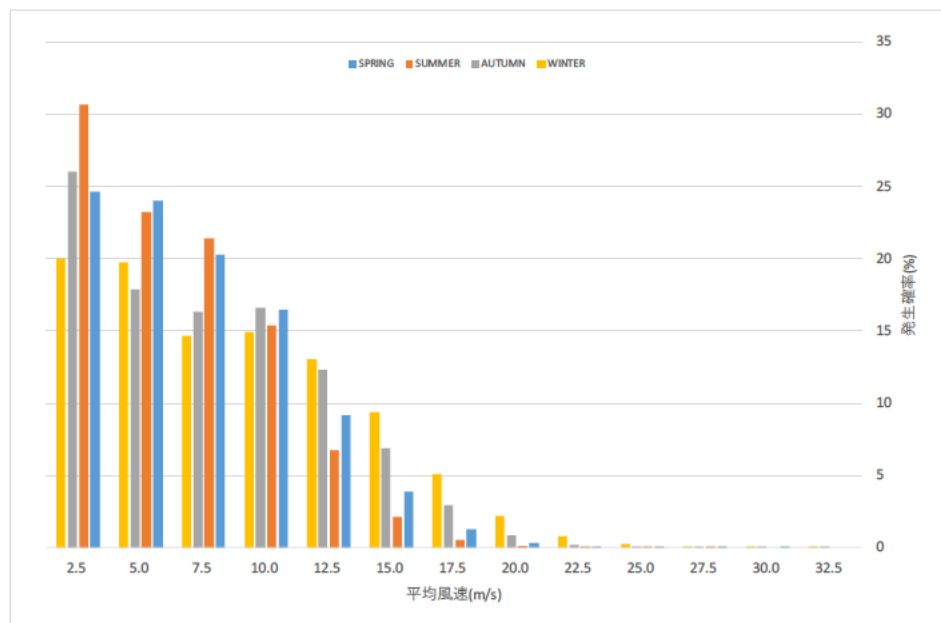
風向別の発生確率と風速別の発生確率を下に示す。1 年を通して、平均風速 25.0m/s 以下がほとんどで、風向は南西方向が多いことが分かる。

図 5.1.1.3：風向別発生確率



出典：国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所 GLOBUS

図 5.1.1.4：風速別発生確率

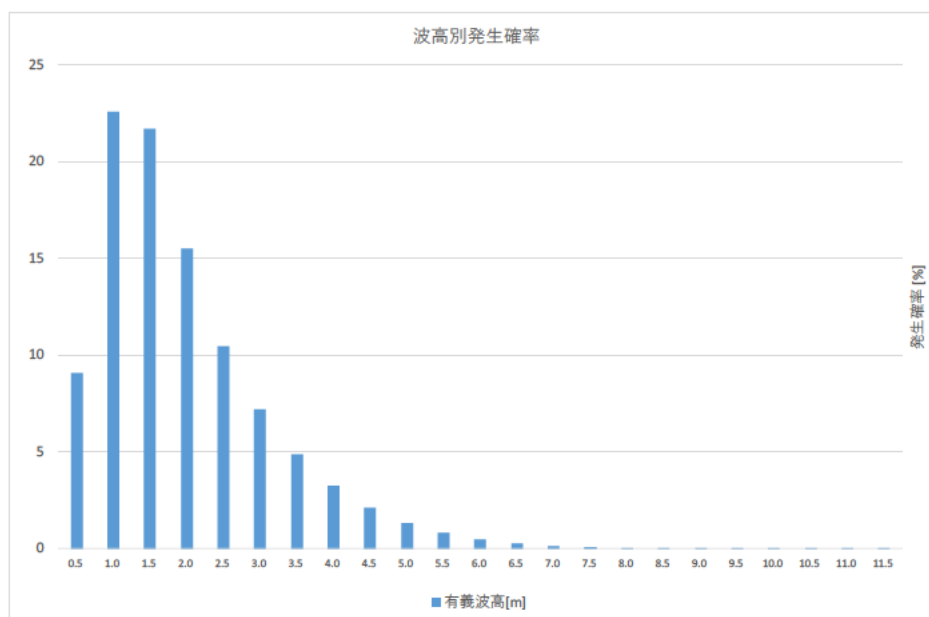


出典：国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所 GLOBUS

(b) 波浪

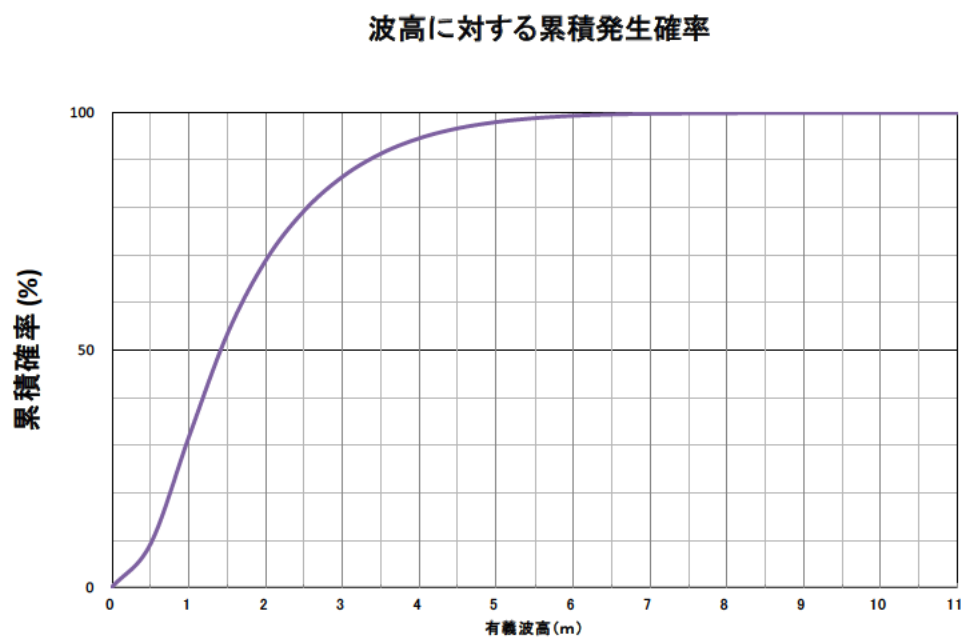
波高別発生確率、及びその累積確率を下に示す。

図 5.1.1.5：波高別発生確率



出典：国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所 GLOBUS

図 5.1.1.6：波高に対する累積発生確率



出典：国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所 GLOBUS

(c) 有義波高

有義波高の波高別発生確率より、想定する設置海域は通常は比較的穏やかな海象であるが、まれに荒天時に大波高が襲来することが分かる。

上記の累積確率にワイブル分布を当てはめ、再現期間ごとの有義波高を算定すると、表 5.1.1.1 となる。

表 5.1.1.1 有義波高

再現期間	有義波高
[年]	[m]
10	10.8
20	11.3
25	11.5
50	12.0

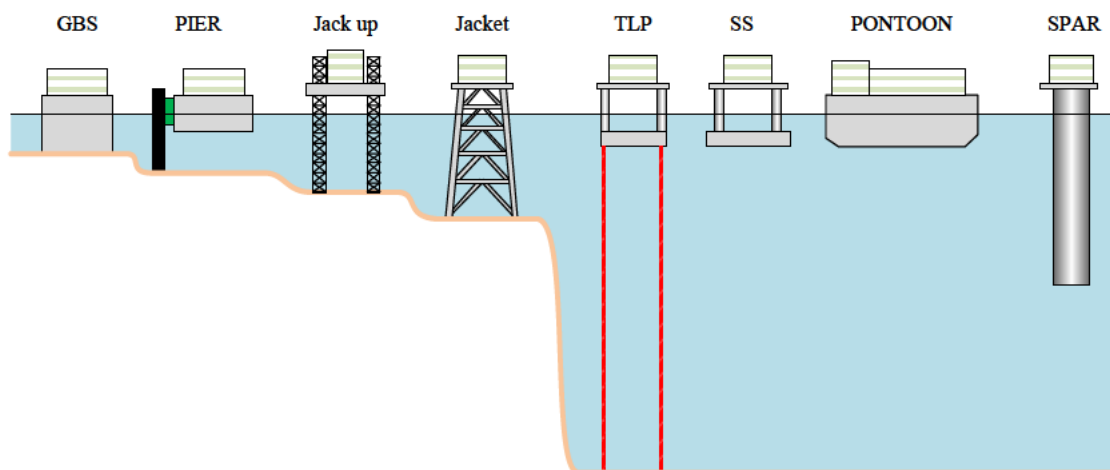
一般的に海洋構造物では、20 年ないし 25 年の使用期間に対して、50 年再現期間の値を設計値とする。

よって、本件浮体に対する設計有義波高は、12.0m となる。

5.2 海洋構造物の形式

一般的な海洋構造物の形式を下図に示す。

図 5.2.1.1：海洋構造物の形式



これらの形式の選定上のポイントとなる特徴を下表に示す。

表 5.2.1.1：海洋構造物の形式ごとの特徴

形式	適用可能 水深	波浪中動揺への対応	荒天海域への 適応性	搭載可能 プラントサイズ
GBS	40m 以下	－	適用可能	大
PIER	40m 以下	(浮体サイズに依存)	適用不可能	大
Jack Up	30m ～ 200m	無視できる	困難	小
Jacket	450m 以下	無視できる	困難	小
TLP	300m ～ 1500m	固有周期を波周期から外 す浮体形状を選択	適用性大	中
SS	70m ～ 1000m	固有周期を波周期から外 す浮体形状を選択	適用性大	中
PONTOON	2000m 以下	(浮体サイズに依存)	適用可能	大
SPAR	300m ～ 2000m	固有周期を波周期から外 す浮体形状を選択	適用性大	中

形式	特徴
GBS	海底地盤に着底させた海洋構造物 (Gravity Base Structure)
PIER	防波堤などに係留させた浮体式海洋構造物
Jack Up	海底に脚を降ろし、Hull を水面上に昇降させて使用する海洋構造物
Jacket	海底に着底させたジャケット式海洋構造物
TLP	緊張係留方式を用いた浮体式海洋構造物 (Tension Leg Platform)
SS	Heave 固有周期を長くするよう水線面積を小さくした浮体式海洋構造物 (Semisub structure)
PONTOON	船型ないし箱型の Hull を用いた浮体式海洋構造物
SPAR	Heave 固有周期を長くするよう排水量に比して水線面積を小さくした浮体式海洋構造物

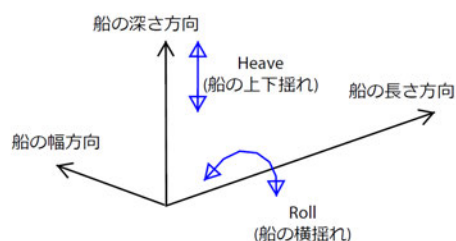
上表に示したように、水深が浅く、かつ波浪の低い海域であれば、GBS や Jacket などの方式が適用可能であるが、その様な海域は限定的である。特に本件のように、プラントシステムに必要な搭載エリアの容積とフットプリントが大きい場合においては、PONTTOON 形式の FPSO が適当であると言える。

PONTTOON 形式の場合の動揺

その上下揺れ(Heave)及び横揺れ(Roll)の固有周期は、浮体寸法、排水量、重心高さなどに依存する。この固有周期が設置海域に來襲する波の周期から外れるよう、初期設計時に浮体寸法などを選定することが肝要である。

なお、係留方法については次章で取り上げる。

図 5. 2. 1. 2 : 船の運動



5.3 浮体の検討

5.3.1 区画配置

5.2 項で PONTON 形式を選定したので、本件で検討した浮体の全体配置図と中央断面図を下に示す。

図 5.3.1.1：全体配置図

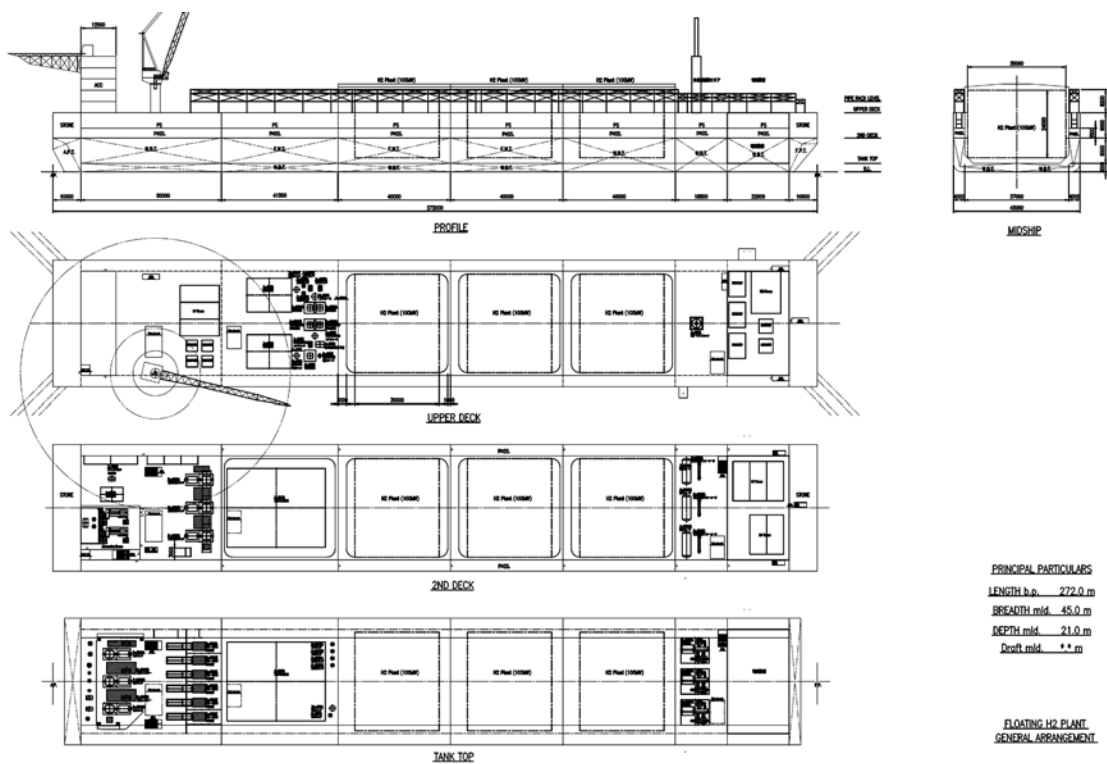
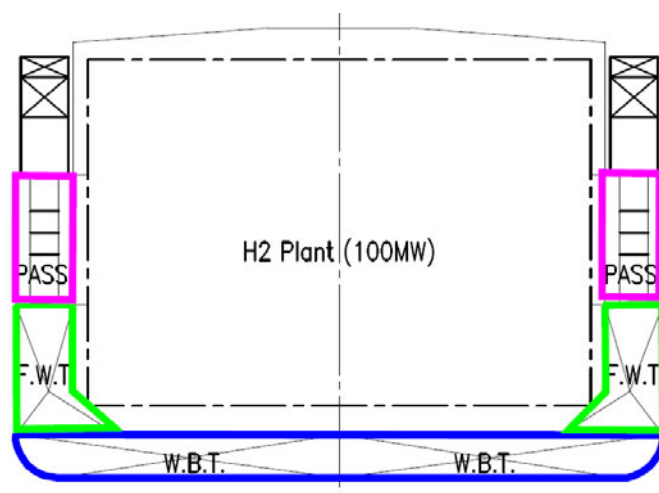


図 5.3.1.2：中央断面図



出典：JMU 作図

- (a) 浮体は PONTON 形式の通常の船型とし、水素プラントを搭載することが可能な船倉 (HOLD) 容積を持つものとした。
- (b) 船体構造は、中央断面図に示すように、二重船殻とし内側の HOLD 部を囲んだ。これは、以下の目的を果たすためである。
- 水素製造の電解槽を保護する
 - 仮に外部からの損傷で浸水しても、転倒、沈没しない
- (c) HOLD 以外の各区画は、以下の要件を考慮して、寸法及び配置を決めた。

- Water Ballast Tank (WBT)

海水を取排水することで船体の傾きを調整し、重心を下げて船の安定性を確保する。

- FWT (Fresh Water Tank)

船上のプラントで海水を淡水化、脱塩化した清水を貯蔵する。この清水を電気分解に使用する。

- Passage (Pass)

船体の前後方向に通じ、管やダクトなどの区画と、人が移動できる区画を確保する。これにより、波の打ち込みから管やダクトを保護するとともに、悪天候でも乗組員が船の前後に安全に移動することができる。

- 居住区

プラント運転、点検、メンテナンスのための作業員の居住施設、定員 25 名を想定する。乗下船のためのヘリコプターデッキを設置。

下図に側面から見たデッキ以下の区画配置を示す。船尾から順に以下の区画を配置し、各区画間は水密隔壁で隔てるものとする。赤線で囲われた区画が水素に関わる区画である。

- Aft Peak Tank (APT)
- Aft Machinery Space
- 淡水化装置 区画
- 電解槽 Hold x3
- 水素圧縮装置 区画
- 電気設備 区画
- Fore Peak Tank (FPT)

図 5.3.3: 区画配置



大型クレーンを、居住区関連の糧食などの消耗品、及びプラントのメンテナンス機器のハンドリングをするため、居住区前に設ける。クレーンのブームは、舷側に係船したサプライボートなどと積荷をやり取りするのに十分な長さを持ったものとする。

5.4 浮体の概要

5.4.1 主要目

全長	272.0 m
全幅	45.0 m
深さ	21.0 m
喫水	10.0 m

5.4.2 イメージ図

係留方式については第 6 章で検討されているが、多点係留と 1 点係留とではイメージが大きく違うので、浮体のイメージとして両方の形式について作成した。

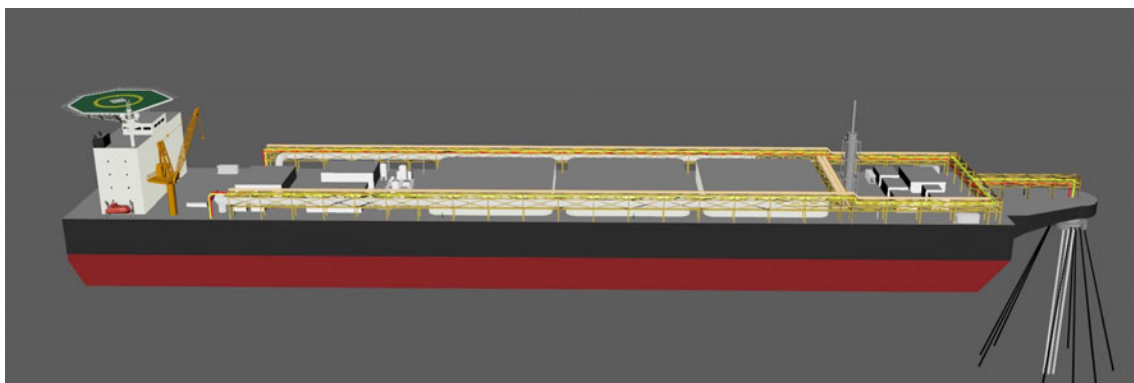
(1) 多点係留の場合

図 5.4.2.1 多点係留浮体イメージ図



(2) 1点係留の場合

図 5.4.2.2 1点係留浮体イメージ図（参考）



注記) 1 点係留装置については、技術開発要素が多くあり形状等未定である為、全体のイメージに留める。

第 6 章 係留装置についての、電力の受け取り・水素ガスの送ガス・緊急時の対応などの
想定される検討項目を含めた装置の調査及び技術課題の整理

6.1 係留方式の調査

6.1.1 係留方式種類

FPSO に適用される一般的な係留方式を以下に示す。

図 6.1.1.1 : Spread Mooring



出典：MODEC

FPSO の船首部と船尾部から多方向にカテナリー係留ラインを張った係留方式。比較的穏やかな海象の海域に適している。Weathervane する（外力の合計方向に従って回答する）ことはほとんど出来ない。

図 6.1.1.2 : Yoke Tower 方式



出典：SOFEC

着底した Tower と船体が Yoke によって結合し、Tower の Swivel によって 360 度回転することができる。Tower を着底できる浅瀬で穏やかな海域で採用される。係留力は Yoke 部にかかる重量または浮力の水平方向分力による。

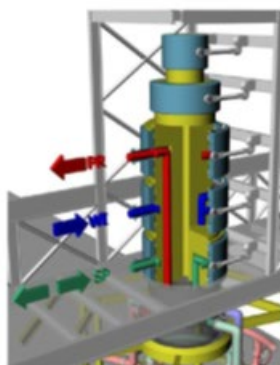
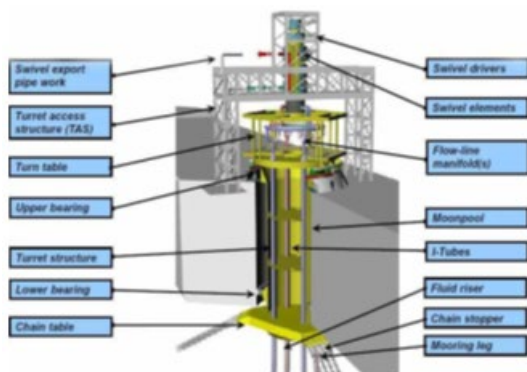
図 6. 1. 1. 3 : Buoy Type 方式



出典 : NOV

海底から係留された Bouy と船体が係船索によって係船し、Bouy の Swivel によって 360 度回転することができる。Bouy が固定されているので、1 点係留の設備を有する船舶は使用することができるので、船舶の湾内の荷役に使用されることが多い。

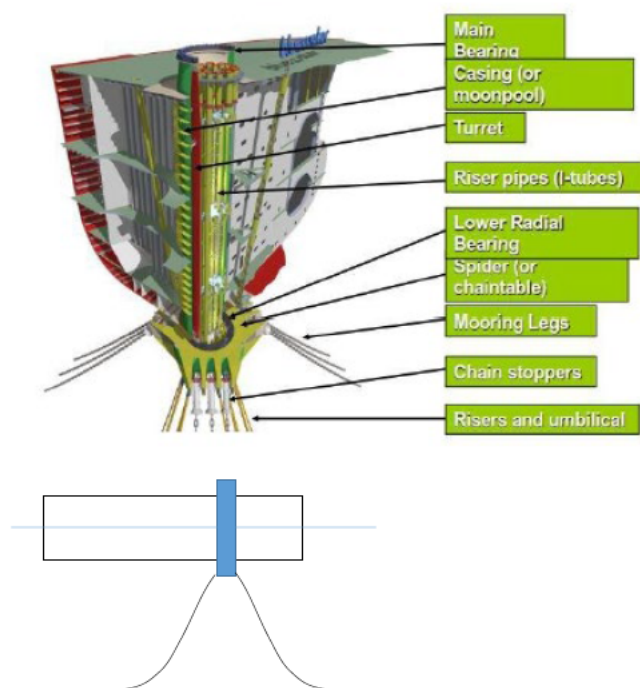
図 6. 1. 1. 4: External turret 方式



船首部に Turret が設置され、Turret は Upper Bearing と Lower Bearing で船体と結合し、Turret の下方の係留索で海底から係留される。Turret の Swivel によって 360 度回転することができる。係留力次第で深水域でも採用可能である。油田用の FPSO のように喫水が深く乾舷が小さい場合には、Turret 部の張り出しを鎌首を持ち上げた様な形状とし、Swivel 部を水面より離す。

出典 : Yinson

図 6. 1. 1. 5 : Internal Turret 方式



出典 : Blue Water

Turret が船体内に配置され、Turret を船体構造で支えることができるので厳しい海象域で使用でき、大きくできるので多数の Riser (Inport/Export) を接続することができる。

図 6. 1. 1. 6 : Disconnectable Turret 方式



出典 : BW Offshore

Turret のベアリングを固定せず取り外し可能。最悪の海象(台風、氷流、など)に緊急避難できる。設置時において、係留を先行してできるので、工期短縮できるメリットがある。

6.1.2 Spread Mooring 適用の可能性

本浮体式構造物において Turret を用いた係留方式を適用しなければならない場合、受電のために大電流に対応したスィベルを必要とし、実現性やコストに影響が大きいことから、Turret を用いない Spread Mooring の適用の可能性について、調査した。

Spread Mooring が適用可能か否かの判定ポイントは以下である。

- A) 高波浪が襲来する方向が限定されているか
- B) 風波とうねり波のように複数の方向から大きな波高の波が襲来するか
- C) Weathervane して波入射角を小さくする必要があるか
- D) LNG 液化プラントの気液分離器のように動揺及び準静的傾斜が影響する機器があり、横揺れ動揺の影響がシビアであるか
- E) FPSO のプロダクトを輸送するシャトルタンカーなどの船を荷役時に FPSO に係留する必要があり、それが可能となる穏やかな海象の発生確率、発生間隔が問題となるか

これらの条件のうち、D) については水素製造プラントには該当する機器は無いと考えられる。また、E) については生成した水素ガスをパイプ経由で払い出すゆえ、輸送船を FPSO に係留する必要がなく、該当しない。よって、本 FPSO においては、A)～C) の設置海域の海象条件に依存する事項がポイントとなる。

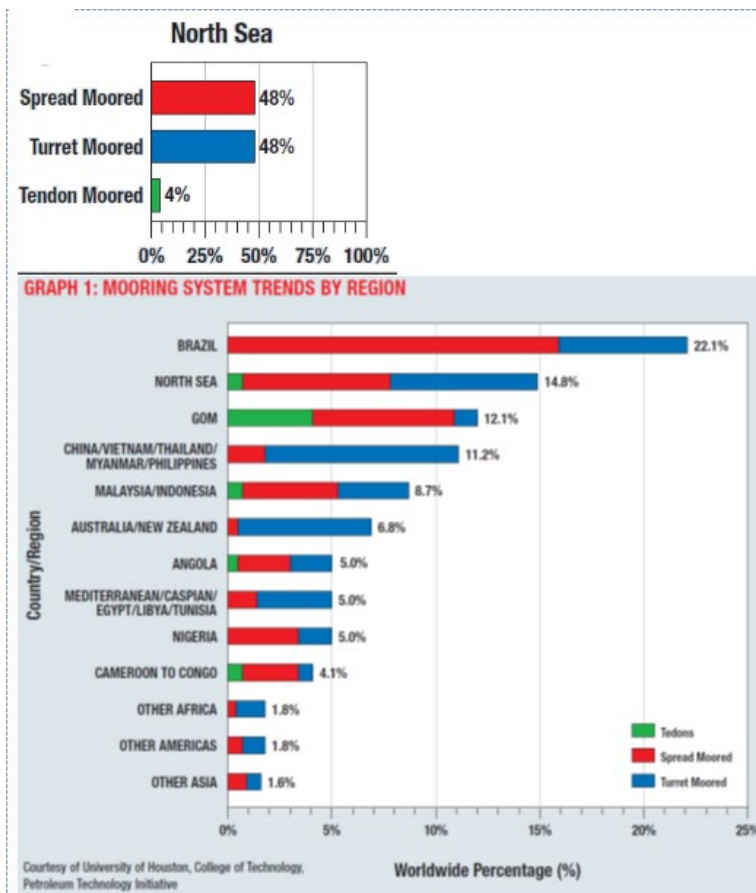
図 6.1.2.1 に北海とその他の地域における FPSO についての 2013 年時点での係留方式の割合を示す。東南アジアの台風の襲来する地域では、Spread Mooring の適用率が低い、北海では 50% 近い FPSO で用いられており、適用が可能なサイトが北海に多いことが分かる。

図 6.1.8 に 1981 年から 2010 年の間のスコットランドにおける平均波高と平均波向きを調査された結果を示す。これを見ると例示された 4 つのサイトのうち、右下のサイトの夏季の期間を除き、波向きの範囲が限定されていることが分かる。右下のサイトの夏季の期間は波高が低いことから、少なくともこの例示の 4 サイトにおいては、夏冬の波高の高い時期に、波向きが限定されていると言える。

荒天時の波高が極端には厳しくなく、かつ波向きが限定されているサイトにおいては、ウェザーベーンする必要性が低く、Turret Mooring ではなく、Spread Mooring が適用可能であると考えられる。

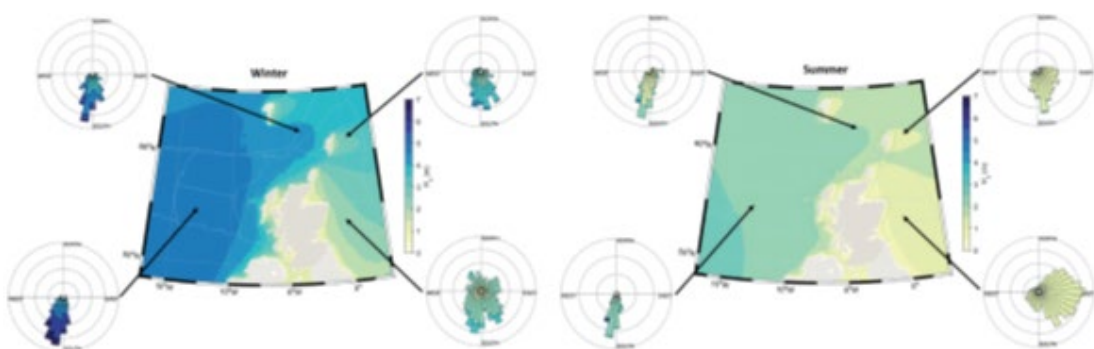
実際の係留方式の選定においては、設置サイトの決定と、そのサイトにおける海象データの確認が必要であるが、現段階では Spread Mooring を前提とするのが適当と思われる。

図 6.1.2.1 北海における FPSO の係留方式



出典 : Petroleum Technology Initiative

図 6.1.2.2 Wave Height in Scotland



出典 : Marine Scotland

6.1.3 課題点

- (1) 係留方式の選定においては、設置海域の海象条件、及び高波浪の入射方向の分布について、情報の入手・設定が重要である。設置海域における海象計測が実施されていない場合には、過去の気象情報から hindcast により波浪推定を行う必要がある。
- (2) また、設置場所の水深も係留方式の選定、係留システムの要目の検討に重要である。特に、水深がある程度以上浅い場合、カテナリー係留を用いることが困難となるゆえ、Spread Mooring などが適用できないゆえ、海底にジャケットなどを立てることを考えなければならない。

いずれにしろ、更なる詳細検討のためには、設置海域・設置場所の選定が必要である。

6.2 供給電力の受け入れ方式と、水素のオフローディング方式

6.2.1 調査

(1) 多点係留方式

洋上水素浮体の向く方向が限定され、浮体の水平面内の回転の影響が小さい場合には、浮体と海底を繋ぐ電力ケーブル及びガスパイプは、舷側より垂らす方式とする。

(2) 1点係留方式

浮体が weathervane する必要があるなどにより、この (1) 方式が適用不可能である場合、turret 経由で接続することとなる。ガスパイプについては、LNG の FPSO など実績があるゆえ問題無いが、電力ケーブルについては、本件で想定しているほどの大電力に対する適用実績が無い。

6.2.2 swivel について調査

前項 6.2.1 (2) 課題が有るので、大電力を turret 経由で送電するために用いる swivel について調査した。

以下に 2010 年に SBM Offshore 社が発表した資料からの抜粋を示す。

大電流を送電する場合、電流抵抗とそれによる発熱が問題となるゆえ、より高電圧 (HV: High Voltage) を用いることが必須となる。図 6.2.2.1 に高電圧用 swivel を用いた実績例を示す。turret に組み込んだ場合、液体、ガス、電力、信号など用の swivel を上下に並べた swivel stack の中に、図 6.2.2.2 に示すような HV 用 swivel を配置することとなる。

1 つの swivel で全容量に対応できない場合は、複数の swivel を上下に並べる。

図 6.2.2.3 に 2010 年における SBM Offshore 社の HVswivel の開発計画とその適用可能範囲を示す。

図 6.2.2.1 : FPSOs with HV swivel

FPSOs with HV swivels:

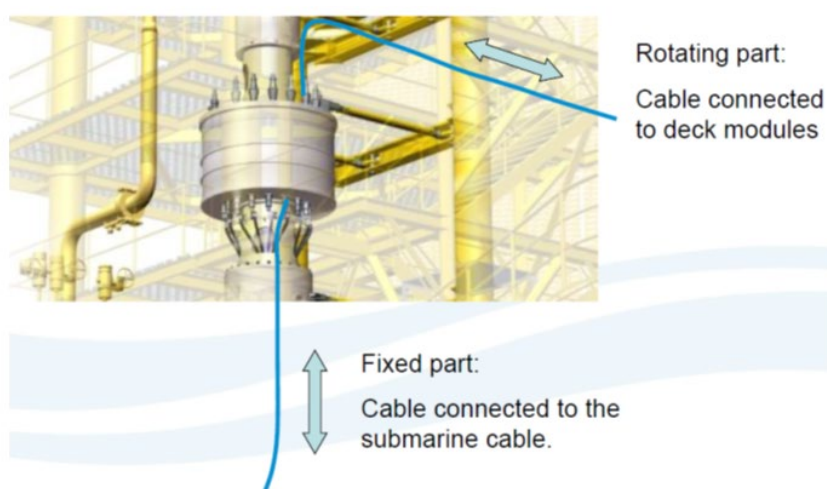
- 1) Santa Ynez - California, USA *
- 2) Norne and Skarv - Norway

- Power from FPSO to Platform via underwater electric cable;
- FPSO operated between 1981 and 1992;
- In line Electric Swivel
 - Swivel oil filled
 - Class: ABS
 - 33kV, three phase, 600 A, 20 MW.



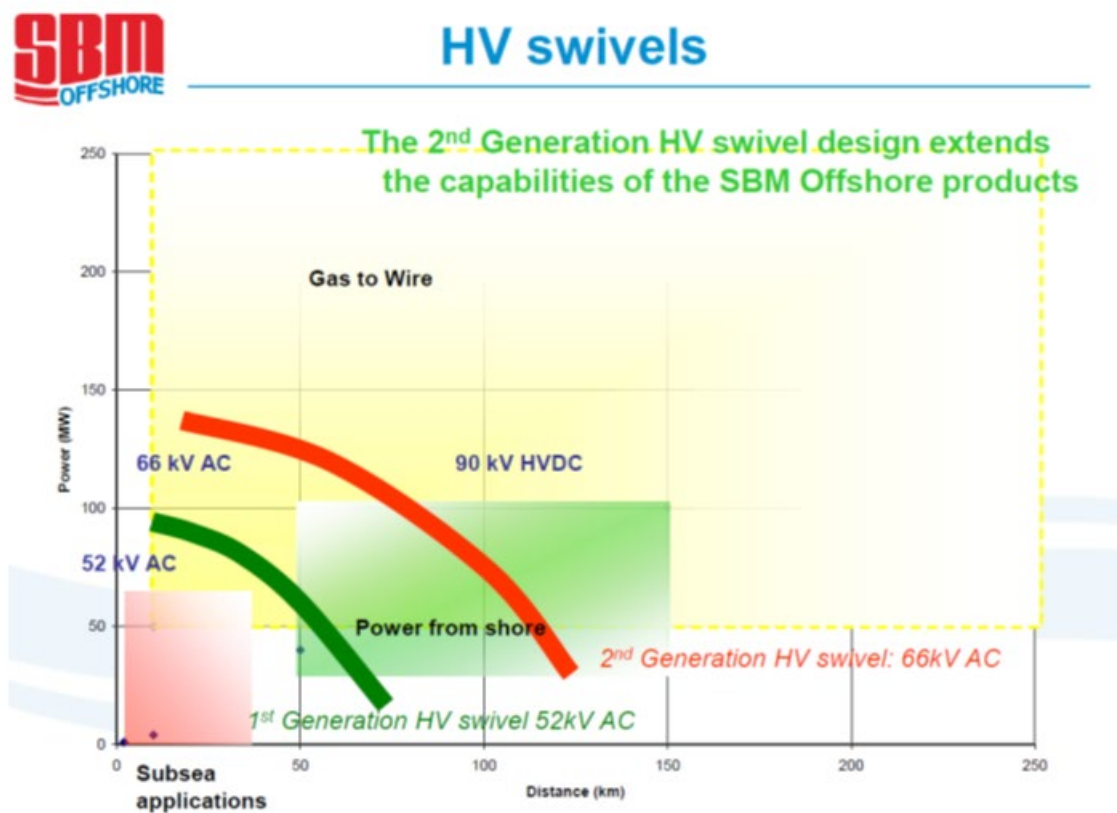
出典 : SBM Offshore

図 6.2.2.2 : HV swivel



出典 : SBM Offshore

図 6.2.2.3 : HV swivels



出典 : SBM Offshore

6.3 課題点と提案

- (1) 2010 年ころには、洋上基地における電力需要を陸上から給電することで温暖化ガスの排出を少なくするというコンセプトと、Gas to Wire（ガス田のガスで発電して陸上に給電する）というコンセプトが注目されており、上述の SBM Offshore 社の開発もそれらをターゲットとしたものである。しかし、その実施例は少なく、大容量の HV swivel の開発及び適用実績も余り進んでいない。
- (2) しかしながら、ここ数年の浮体式風力発電装置や、Green Hydrogen, Green Amonia などのコンセプトへの機運を受けて、HV swivel の開発は再燃し、より大容量なものの開発が進むと期待される。今後とも SBM Offshore 社に限らず、HV swivel を製作する会社の動向に注目する必要があると考える。

第7章 浮体水素設備備船方式の事業モデルの初期検討

7.1 本章の目的

本章ではスコットランドにおける洋上水素プロジェクトの事業モデルの初期検討を行った。

7.1.1 洋上水素プラントの事業性を考察するうえで最も重要な要素は2つある。

7.1.1.1 第一は、電解方式水素製造過程で必要となる水と電力の確保である。水は海水を淡水化することで確保する為問題なく調達できるが、電力は近隣の洋上風力発電からの電力供給に頼るものである。電力が安定的に供給されなければ水素プラントは安定的に稼働できない。

従って、電力事業者から如何に安定的に電力の供給を受けるか契約上の規定が重要になる。風力発電は年間の風力変動乃至昼夜の電力変動により発電量が変位することが想定される。又発電事業者は電力需要家との間で売電契約を締結して事業を成立させることが通常基本にある。そうした環境の中で、いかに電力を水素事業に安定的に供給させるかが水素事業を成立させるうえで重要である。

7.1.1.2 第二は製品たる水素の水素需要家への長期安定販売の確実性である。製品が販売できなければ事業は立ち至らなくなることは自明である。従って長期販売契約を締結するなど安定的製品販売を担保する必要がある。このように洋上風力発電、水素製造、水素販売は一連のサプライチェーンとなりこれらが一体化し不可分な仕組みを作ることが水素事業の成立の重要要件となる。

即ち水素を単一事業として成立させることは難易性が高く、水素事業への参画企業を募るうえでの重要な解決要件となる。

7.1.2 洋上水素製造設備を備船する事業形態の考察

そこでもう一つの事業形態として洋上水素製造設備を備船する事業形態が考察できる。

即ち本プロジェクトを水素事業としてではなく備船事業としてみるものである。

備船事業者は洋上水素製造設備を設計、建造、保有し水素製造し販売を志向する水素事業者に対し備船する。備船事業者は設備の完工と事業期間における適正な保守運転による設備の稼働に対し責任を負う。即ち設備が稼働状態にある限り、備船事業者は水素事業者か

ら確定傭船料の支払いを受ける。これは先に記述した、電力が供給されないリスク、水素の販売が成立しないリスクを水素事業者が負担する形態である。

但し傭船事業者の責めにより設備運転ができない場合、傭船料は支払われない。

こうして傭船事業者と水素事業者の間で長期傭船契約を締結し水素事業者は傭船事業者から浮体式水素製造設備を傭船し、且つ電力供給リスクと水素販売リスクを負いながら水素事業を推進する。傭船事業者の収益源は水素事業者から支払われる傭船料である。従って傭船事業の場合は電力供給リスクや水素販売リスクには依拠せず事業を成立することになる。

7.2 この様に本プロジェクトを水素事業としてみるか、または傭船事業とみるか二つのパターンで専門弁護士事務所と共同でリスクの分析を取り纏め、以下に King & Spalding 法律事務所 (King & Spalding Tokyo office) と共同で行った事業パターンとシナリオの分析結果について詳細内容を記す。

7.2.1 ビジネスモデル分析初期検討結果

7.2.1.1 事業モデル及びストラクチャーに関する検討・分析

本件水素プロジェクト（以下で定義される）の近くに建設される洋上風力発電プロジェクトによってつくられる電気エネルギーを電源とする電解プロセスを活用することを企図して実施されるスコットランドにおけるグリーン水素製造設備プロジェクト（以下、「本件水素プロジェクト」又は「本件プロジェクト」という。）への参画に関して、本件プロジェクトの事業モデル及びストラクチャーに関する検討・分析を行った。

本件水素プロジェクトは、スコットランド国際開発庁（スコットランドの貿易及び海外からの直接投資を所管する行政機関）が協力を行っている。

特に、日本企業にとっては、EPCI（設計・調達・建設・据付）及び O&M（運転管理・保守点検）作業（EPCI 及び O&M を総称して、以下、「本件作業」という。）に参画する機会が与えられる可能性がある。

本件水素プロジェクトの推進が決定された場合、日本企業は、以下の通り各役割を担うことが想定される。

- 1) 日本の造船メーカーは浮体式洋上プラットフォームに関する役割の一部を担う及びプラントメーカーは洋上電解装置及び浮体式洋上プラットフォームの建設を担う、可能性がある。
- 2) 日本の造船会社と海運会社は、本件水素プロジェクトを実現する上で必要な独自の保守運転等専門性を活かした役割を担いながら、別途設立されるプロジェクト会社の本件プラットフォームに関する保守運転の一部に関与する可能性がある。
- 3) J-DeEP は、プロジェクト会社に投資参画する企業を模索する。これらには水素事業に関心を持つ、総合商社、電力会社、石油会社及びスコットランドの事業会社などが想定される。

7.2.1.2 構成可能なストラクチャーの検討

今後の評価及び設計次第ではあるが、本件作業の内容として、基本的にプロジェクト会社が浮体式水素製造プラント（「水素プラント」）を建造設置する。建設後は当該水素プラントにおいて水素を製造し海底パイプラインを通じて陸地へ輸送する。

プロジェクト会社は顧客に対して販売契約に基づき水素売却代金を受け取る。

或いは、プロジェクト会社がその顧客に水素プロジェクトの設備を利用（リース）させてその顧客自らが水素を製造してから市場へ売却すること、又はその顧客が自分たちの目的のために利用できるようにするためのトーリング契約の提案を行うことが想定される。

本調査は、本件水素プロジェクトに関して水素プラントの設置場所及び水素輸送の方法の2つのシナリオについて調査を行っており、その一環として、本件水素プロジェクトにおいて構成可能なストラクチャーを以下の通り検討している。

- ① 自ら本件プラットフォームを保有、水素販売を行う販売契約オプション
- ② （洋上オプションの場合のみ）傭船契約に基づきプロジェクト会社に対し製造設備を提供するチャーターオプション
- ③ 顧客に対し水素製造機能を提供するトーリングオプション

上記のいずれのオプションも本項において解説している。

7.2.2. シナリオ別検証

シナリオ1：水素プラントの設置場所による3つのケース

ケース1：浮体式洋上水素プラント

1) 契約ストラクチャー

プロジェクト会社：

(a) 本件水素プロジェクトに関する所有、開発、ファイナンス及びオペレーションを行う。

この場合、プロジェクト会社がEPCI業者から浮体式プラットフォーム及び電解装置を購入し、O&Mサービスの提供に関するO&M契約を通してO&M業者を確保する。

- 造船会社及びプラントメーカーは、EPCI業者の役割（浮体式プラットフォームの建設、水素製造の為に電解装置等プラットフォーム上の上物施設の建設）に関し関心を持つ。且つ、両方又はそのいずれか一方が、保守点検業者としての役割を担う可能性がある。
- 日本の造船会社は共同で、浮体式プラットフォームの建設及び保守点検業務の役割の一部を担う可能性がある。
- 日本の海運会社は本件プラットフォームの保守運転業務の役割の一部を担う可能性がある。

(b) O&M業者と共同して、EPCI業者から本件水素プロジェクトの浮体式プラットフォーム及び電解装置をチャーターする。

上記(a)及び(b)の場合、プロジェクト会社は、その顧客との間で、浮体式プラットフォームおよび電解装置を利用して電気をを用いて水を水素に変換するためのトーリング契約を締結する。

プロジェクト会社が設立される法域は、連合王国となる可能性が高い（ただし、税務アドバイスの内容次第で最も税務効果のある場所での設立が求められる）。

(c) 日本の総合商社等と協力して、本件水素プロジェクトを実施するプロジェクト会社へ出資する企業を模索する。

事業参画者は、デューデリジェンス（Due Diligence）による本件プロジェクトの実現可能性及び社内承認を条件とする。

備考：隣接する洋上風力発電のプロジェクト会社又はスポンサーが洋上水素プロジェクトへの出資に興味を示すかどうか。その場合、水素プロジェクトのスポンサーとの関係で利益相反が生じる可能性がある。もし水素プロジェクトが洋上風力発電プロジェクトから電力を確保する場合、洋上風力発電プロジェクトのスポンサーは、かかる取引において買主と売主の両方の立場に立つことになる。洋上風力発電プロジェクトのスポンサーの立場からすれば、水素プロジェクトに対する電力の販売価格をより高く設定するインセンティブが働く（洋上風力発電プロジェクトにおける電力の販売対価から収益を得るため）し、洋上風力発電プロジェクトに対して権利を執行することについて消極的になる可能性がある（洋上風力発電プロジェクトにおける電力の販売対価から収益を得るため）。この場合、かかる利益相反に対処するための手続を準備しておく必要がある。また、長期電力売買契約（PPA）の中で、電力不足時における水素プロジェクトに対する電力の最低割当量を含む条件等を検討することが重要となる。]

- EPCI 業者：

造船会社（浮体式プラットフォーム）及びプラントメーカー（電解装置）は、浮体式プラットフォーム及び電解装置についてプロジェクト会社に対し EPCI 業務を提供する可能性がある。造船会社は一部浮体式プラットフォームに EPCI 業務を提供する可能性がある。

- O&M 業者：

造船会社（浮体式プラットフォーム）及びプラントメーカー（電解装置）は、本件プロジェクトの保守点検の一部乃至全部について業務を提供する可能性がある。

- 海運会社は、本件プラットフォームの運転業務の一部役割を担う可能性がある。

- (d) プロジェクト会社が、O&M の経験を有するスポンサー企業から技術指導契約（TSA）に基づく支援を受けながら独自に O&M を行うか、(b) プロジェクト会社が第三者である O&M 業者（上記参照）を独自に選定するかについては今後検討を要する。

当該選択は、以下の要因により異なる可能性がある。

- O&M 契約又は技術指導契約（TSA）を通じて十分な支援を提供するために必要な経験を有しているか否か、また、O&M 契約又は TSA の条件。
- プロジェクト会社が自ら O&M を行うことを貸付金融機関に受け入れられるか否か。貸付金融機関としては、プロジェクト会社がコストを最小化し、必要な O&M 手順及び支出を削減できるのか懸念を示す可能性がある。この問題については、毎年 O&M プログラム及び予算を承認する金融機関側の技術アドバイザーを通じて対処することが考えられる。

2) 本件水素プロジェクトのためのファイナンス（借主：プロジェクト会社）

市場における先例がないため、まずコーポレートファイナンス（プロジェクト会社スポンサーによる保証付き）に基づき本件プラットフォームの建設への融資を行い、本件プロジェクトの運転が開始され、金融機関の定める完成検査を通過した後に、長期のプロジェクトファイナンスを組成することが考えられる。また、水素販売契約に基づく水素購入者（又は、トーリングモデル（以下(2)で定義される）の場合はプロジェクト会社の顧客）の信用力も影響を及ぼし得る。

水素プラントに関しては、以下の2つのストラクチャーが考えられる。

(1) EPCI 売却+O&M オプション：

このオプションでは、J-DeEP の会員会社（上記参照）及び IPC はプロジェクト会社に対し設備（浮体式ユニット及びその上物の電解装置）の建造契約を行い建設、O&M 業務を提供するために雇われることとなる。この場合、プロジェクト会社は、(a)水素の販売代金（販売モデル（以下(2)で定義される）の場合）又は(b)電気を水素に変換することに対するサービス料（トーリングモデルの場合）のいずれかによるキャッシュフローを使って設備の購入に対しファイナンスする必要がある。これは、プロジェクト会社が借主となる場合として上記で言及されているケースである。

(2) チャーター+O&M オプション：

このオプションでは、別途設立される本件プラットフォームを所有する特別目的会社（保有特別目的会社）が所有権を保有し、プロジェクト会社に対して設備を

チャーターし、プロジェクト会社に本件プラットフォームをチャーターアウトする。O&M 業務は保有特別目的会社が提供するかプロジェクト会社が個別にO&M会社と締結する形態となる。この場合、保有特別目的会社自身で、設備の建設及び運営に対してファイナンスする必要がある、それらはチャーター費用により返済に充てられる。その後、プロジェクト会社は、(a)水素の販売代金（販売モデルの場合）又は(b)電気を水素に変換することに対するサービス料（トーリングモデルの場合）のいずれかによりキャッシュフローを確保する。

備考：チャーター費用とは、チャーターオプションにおいて、本件水素プロジェクト設備のチャーターに関してプロジェクト会社と保有特別目的会社（本件水素プロジェクト設備所有者）との間で締結される傭船契約に基づきプロジェクト会社から保有特別目的会社に対して支払われるべき対価として合意される費用をさす。

3) 電力の購入手段

本件水素プロジェクトで用いる電力は、以下のいずれかの方法により確保することが考えられる。

(1) プロジェクト会社によって、洋上風力発電又は陸上グリーン発電により得られた電力を確保する。プロジェクト会社は、長期の電力購入契約（PPA）を通して、洋上風力発電プロジェクトから電力を購入し、電力ケーブル（当該ケーブルの費用は、その全部または一部をプロジェクト会社が負担することになる可能性が高い）を使って水素プラントに供給することが考えらる。その後、電力は、プロジェクト会社が電解装置を使って水を水素と酸素に分解するための設備運転に使用される。プロジェクト会社は製造された水素を所有し、その顧客との間で水素販売契約を締結する（プロジェクト会社は、水素の販売代金を収入源とする。以下、「販売モデル」という。）。この場合、プロジェクト会社は、PPA 上の義務を負い、電力を水素に変換し、水素をその顧客に販売するというリスクを取る事となる。

(2) プロジェクト会社は、トーリングをベースとした水素プロジェクトサービス（グリーン電力を水素に転換するための設備の提供）を提供する。この場合、顧客は、電力を（洋上風力発電プロジェクト又はその他の電力供給者から）確保し、水を水素

と酸素に分解するための電解装置の機能を購入し、製造された水素を自己の目的のために利用するか、又は自己の顧客に販売する。プロジェクト会社は、トーリング・フィーを収入源とする。これにより、プロジェクト会社は、顧客に水素を販売するために使用する電力を購入するために PPA 上の義務に拘束されるリスクを負わずに済むため、プロジェクト会社のリスクは低減する。プロジェクト会社のリスクは、電力を水素に転換するために顧客に対し約束した機能の基準を満たすだけの電解装置の機能を提供しなければならないことにある（以下、「トーリングモデル」といい、プロジェクト会社は、顧客に対して本件水素プロジェクト設備において当該機能を提供する対価として、トーリング・フィーを受領する。）。

4) 水素の販売方法

LNG の販売に関する動向を踏まえると、以下の 2 通りのモデルが考えられる。

- (1) 販売モデル
- (2) トーリングモデル

各モデルに関する詳細な検討は、以下の通りである。

- (1) 販売モデル：プロジェクト会社は、電気を購入し、水を水素と酸素に分解した上で、自己が PPA 上のテイク・オア・ペイ条項から免責されるための安定したキャッシュフローを確保し、また、(a) 本件水素プロジェクト設備を確保するために貸付金融機関に対して支払いを行うか、又は (b) 本件水素プロジェクト設備のチャーターの対価である傭船料を保有特別目的会社（上記参照）に対して支払うための十分なキャッシュフローを確保するために、テイク・オア・ペイ条項付き売買契約に基づき製造された当該水素を販売する。

末端消費者への水素の輸送は、物流の状況次第で、(a) パイプライン又は (b) 船舶での輸送（あるいはその両者の組み合わせ）が考えられる。

キャッシュフローは、水素の販売によって生み出される。コストには、電力のコスト、O&M コストだけでなく、本件水素プロジェクト設備を確保するために必要なファイナンス又はチャーターのためのコストが含まれる。

(2) トーリングモデル：プロジェクト会社は、(a)電気と水を独自で調達し、(b)水を水素と酸素に分解し、(c)水素を販売する顧客に対して、水素プラント機能を提供する。

トーリング・フィーは、当該設備が所定の機能を備えている限りにおいて、顧客が設備を利用するか否かに関わらず、固定とする。これにより、貸付金融機関の要求を充足し、又は特別目的会社に対する備船料の支払いをするためのキャッシュフローの安定性を確保することができる。トーリング・フィーを支払う顧客の信用力（又はバックアップ信用保証）は、本件水素プロジェクトに対する金融機関による融資可能性に影響を及ぼす。また、プロジェクト会社は、固定及び変動する O&M 費用を支出する。これらのコストは、トーリング契約を通してプロジェクト会社の顧客に転嫁する必要がある。

キャッシュフローは、トーリング・フィーによって生み出される。

注：トーリング・フィーとは、トーリングモデルにおいて、本件水素プロジェクト設備の機能の提供に関してプロジェクト会社とその顧客（例：水素製造事業者）との間で締結されるトーリング契約に基づき顧客からプロジェクト会社に対して支払われるべき対価として合意される費用をさす。

(3) 船舶による水素の輸送は、パイプラインを使って一顧客に対し水素を輸送する場合と比較して、潜在的に顧客ベースを増やすことができる。

5) プロジェクトリスクの分析

水素の販売はまだ成熟した市場ではないものの、グリーン経済の発展のため期待される需要の波に乗って間もなく成熟することが予想される。現時点では水素に関する世界規模での存続可能なスポット市場は存在しないものの、水素の需要及び製造が増加すれば状況は変わる可能性がある。水素の売買に関する潜在的なスポット市場とは別に、本件水素プロジェクトは、以下の2つのいずれかのストラクチャーによる。

(1) 販売ストラクチャーによる販売収益

(2) トーリングストラクチャーによるトーリング・フィー

本件水素プロジェクトには、以下の項目を含む典型的なプロジェクトリスクが内在す

る。

- (1) 顧客のクレジットリスク：売買契約又はトーリング契約に基づく支払義務の不履行。顧客が債務不履行に陥った場合、新たな顧客が見つかるまでの間、すぐに活用できるスポット市場がない。

緩和策

- クレジットサポートの要求
- 顧客ベースの多様化
- キャッシュフローを安定化させるためのテイク・オア・ペイ条項

- (2) 発電プロジェクト供給者のパフォーマンスリスク（販売モデルでは水素プロジェクトにおけるプロジェクト会社のリスク（トーリングモデルにおいては顧客のリスク））：

緩和策

- クレジットサポートの要求
- 電力供給リスクをトーリングの顧客に転嫁するためのトーリングモデルの導入
- 電力のオフテイカーとしてのプロジェクト会社のために PPA に履行保証及び損害賠償の予定条項の挿入

- (3) プロジェクトごとのリスク：本件水素プロジェクトには、完工遅延、稼働不良等の風力発電プロジェクトにおけるパフォーマンスリスクが内在する。

緩和策

- 発電プロジェクトの遅延に関する損害賠償の予定条項の挿入
- 入手可能な第二の電源の確保

- (4) 技術リスク：電解設備が予定されたレベルで稼働するか否か

緩和策

- 電解設備がパフォーマンス基準を満たしていることを確保すべく、EPCI 業者のためのパフォーマンス基準及び完工テストを定める
- 良好な実績を有する EPCI 業者の選定

- 建設中は企業保証ベースの融資を調達し、完工時に長期のプロジェクトファイナンスを組成する。建中融資から長期のプロジェクトファイナンス融資への切り替え又は建中融資返済のための長期のプロジェクトファイナンス融資の実行のためのファイナンス関連書類に完工テストを盛り込む。EPC 契約上残された重大な問題点がないか、パフォーマンステストを満たしているか並びにトーリング契約、売買契約及び PPA が効力を有するかという点を含む前提条件の充足を貸付金融機関の技術専門者が確認する

(5) ファイナンスリスク：金融機関がスポンサー保証又はプロジェクトファイナンスに基づく融資を行うか否か

緩和策

- 長期のプロジェクトファイナンスを行う貸付金融機関の懸念を払拭すべく上記の緩和策を導入する

(6) 海洋環境リスク：海洋環境により、本件水素プロジェクトの円滑なオペレーションが妨げられることはないか。海象データ（波作用量及び嵐）の慎重な分析、電解設備のオペレーションに関する技術的側面からの情報の調査及び確認が必要。

海洋環境に応じたオペレーションを行うために発生する可能性のある追加 O&M コスト。

海底ケーブルによる電力の損失、陸上送電ケーブルよりコストの増加。

また、グリーン水素が船舶での輸送により販売される場合、本件水素プロジェクトのプラントは、水素が既存のパイプラインを通して輸送されるケースに比べてより幅広い潜在的な顧客層へのアクセスが可能になることにより、グリーン水素グローバル市場におけるグリーン水素価格の増額分から収益を得る。

本件水素プロジェクト及び同プロジェクトへの出資は、近くの単一電力源にのみ依存する場合、リスクに晒されることになるため、別の電力源からの電力の確保の選択肢を持つことは、必須ではないものの、有利なものとなる。短期の電力供給の停止があった場合で、浮体式プラットフォームにおけるバックアップ電源を用いた場合、それに伴う追加コストを PPA に基づく供給不履行に伴う損害賠償の予定条項に

より補填することによって、当該停止による損失を回復することができるか？

本件水素プロジェクト及び同プロジェクトへの出資は、単一水素オフテイカーにのみ依存する場合、リスク（本件水素プロジェクトのプラントの存続期間中に水素オフテイカー業者が廃業するリスク）に晒されることになる。従って、船舶により水素を輸送する能力を備えることで、より幅広い潜在的な顧客層に対し輸送が可能となり、ひいては当該リスクを軽減し得る。

ケース 2：着床式洋上水素プラント

1) 契約ストラクチャー

ケース 1 と同様。

2) 電力の購入手段

ケース 1 と同様。

3) 水素の販売方法

ケース 1 と同様。

4) プロジェクトリスクの分析

(1) ケース 1 と同様。

(2) 追加事項として

洋上風力発電所の存続期間が、水素プロジェクトプラントの最適条件下における存続期間をカバーできるか否か。また、本件水素プロジェクトプラントは、その位置が固定された場合、その移動には不経済なコストが発生するため、他の洋上風力発電所への移設はできなくなる。

ケース 3：陸上水素プラント

1) 契約ストラクチャー

(1) ケース 1 と同様。

(2) この陸上の選択肢は、洋上プラントの（陸上プラントとの比較における）経済的かつ実務的な実現可能性を評価するために、洋上水素プロジェクトとの比較的な見地から検討されるものである。

2) 電力の購入手段

(1) ケース 1 と同様—トーリングモデル又は販売モデル。

- (2) 現地に根付いた末端消費者にとっては、陸上設備がその近くに設置され、製造された水素はパイプラインを通して輸送されるため、陸上プラントの選択肢は、より安定的なしたものとなる。これの欠点としては、単一の顧客への取引に固定されることによるリスクの増加が挙げられる。ただし、洋上設備が港湾近くに設置された場合、水素（又はアンモニア）は船舶を通してより幅広い顧客層への輸送が可能となる。

3) 水素の販売方法

- (1) ケース 1 と同様。
- (2) グリーン水素を現地の陸上の業者等に（パイプライン経由で）売却
- (3) 又は 港湾設備が利用でき、かつ、船舶で水素を輸送する経済合理性が認められる場合、船舶で水素プラントから水素を輸送し、グローバル市場で売却

4) プロジェクトリスクの分析

- (1) ケース 1 と同様だが、海洋環境リスクは存在しない。
- (2) 陸上設備が港湾から遠い場合、パイプラインでの輸送が唯一の輸送手段となるため、パイプライン及び船舶での輸送のオプションと比較すると、潜在的な顧客層による市場規模は限定される。一方陸上設備については事業用地確保、地域住民との建設合意形成、河川水、地下水等陸上の水資源に依拠することからくる環境問題、これらが複合的に関わり工期が長期化する問題等がある。

シナリオ 2：水素輸送の方法による 3 つのケース

ケース 1：既存天然ガスパイプラインへの注入

1) 契約ストラクチャー

- (1) 洋上水素プロジェクト設備を天然ガスパイプラインに連結させることは、既に互いが近い距離に設置されている場合でない限り、実現可能性が認められないおそれがある。
- (2) 陸上水素プロジェクトの場合、規模の大きい業者の近くに設置できるという柔軟性があるため、輸送に関するリスクを最小限に抑えることができる。
- (3) いずれの場合でも、水素と天然ガスの混合の割合が、パイプラインの鋼製ケーシングに水素が吸収されることにより天然ガスパイプラインが脆弱化しないレベルに保たれるようモニタリングする必要がある。水素と天然ガスの混合については、天然ガス供給事業者と合意する必要がある。

- (4) 既存の天然ガスパイプラインの現所有者との間で、パイプラインの容積容量につき合意された数量を定めた長期リース契約を締結するか、又は、当該資産を取得し、洋上水素プロジェクトプラントの一部に構成することが考えられる。
- (5) 所有者は一社のみ又は複数の可能性があり、洋上風力発電所、水素プロジェクトプラント及び既存パイプラインのすべて又はそのいずれかを所有する。

2) 電力の購入手段

ケース 1 と同様。

3) 水素の販売方法

- (1) ケース 1 と同様。
- (2) 洋上水素プロジェクトのケースにおいて洋上天然ガスパイプラインへの連結が制限される場合、代替りのオプションとして、水素輸送用にカスタマイズされたパイプライン又は船舶への直接の積み出しが要求される。
- (3) 水素販売のためのスポット市場が成熟することにより、水素価格の上昇によって利益を享受できる可能性が広がる。もっとも、長期のキャッシュフローの確実性を確保するために、長期売買契約において売却される水素の最低取引数量に関する条件が貸付金融機関によって課されることにより、こういった柔軟性は制限されることが見込まれる。

4) プロジェクトリスクの分析

- (1) 既存天然ガスパイプラインと将来のグリーン水素製造・保管との技術的互換性の有無、すなわち、既存天然ガスパイプラインの技術を、グリーン水素製造・保管のために適用することができるか否かがポイントとなる。例えば、水素を通すことにより鉄製パイプがもろくなったり、金属部分に水素が染み込むこと等に伴う問題点が報告されている。
- (2) 水素プロジェクトは、輸送オプションにつき柔軟性が確保されなければならない。仮に、洋上又は港湾付近に設置された場合、パイプラインでの輸送の他に、船舶での輸送の選択肢もあり得る。

ケース 2：水素用パイプラインの新設

1) 契約ストラクチャー

ケース 1 と同様。

2) 電力の購入手段

ケース 1 と同様。

3) 水素の販売方法

- (1) 専用のパイプラインを通した販売は、顧客層の多様性を制限することになる。かかる選択肢を取る場合、顧客又は当該パイプラインにアクセスする顧客は、投資家への所定のエクイティ・リターンを確保し、貸付金融機関によるデューディリジェンスに耐えられるだけの十分な数が必要となる。
- (2) もし、パイプラインを陸上に通す場合、その土地の権利並びにパイプライン建設及び O&M のための許認可につき検討する必要がある。
- (3) 水素の販売は、製造過程においてグリーン水素を必要とする水素消費者である現地の業者に対して行うことが見込まれる（グリーン水素が既に陸地に持ち込まれている場合、水素プロジェクト設備の場所次第では、船舶への積み出しやパイプラインを経由させる意味がない）。

4) プロジェクトリスクの分析

- (1) 水素パイプラインは、洋上風力発電+水素プラントが他の場所に移動される場合、利用価値が未定となる一般的な資産となる。
- (2) グリーン水素が陸地の現地業者に独占的に売却される場合、グリーン水素のグローバル市場における水素価格の上昇による利益を享受できない。仮に、港湾付近に設置された場合、船舶での輸送を選択する場合、より幅広い潜在的な顧客層との取引の可能性が広がり得る。
- (3) 本件水素プロジェクト及び同プロジェクトへの出資は、近くの一のグリーン電力源にのみ依存する場合、リスクに晒されることになる。
- (4) 本件水素プロジェクト及び同プロジェクトへの出資は、単一の現地オフテイカーにのみ依存する場合、リスク（本件水素プロジェクトのプラントの存続期間中に現地業者が廃業するリスク）に晒されることになる。
- (5) その他のプロジェクトリスクは、ケース 1 で記載されている通り。

ケース 3：市場まで（液体で）運ぶための商船への洋上での積み出し

1) 契約ストラクチャー

ケース 1 と同様。

2) 電力の購入手段

ケース 1 と同様。

3) 水素の販売方法

ケース 1 と同様。

4) プロジェクトリスクの分析

(1) ケース 1 と同様。

(2) アンモニアへの転換及びより幅広い顧客層への液体での船舶輸送の実施可能性については今後要検討。

7.2.3 結論

1) 浮体式洋上水素プラントの事業モデル

最も柔軟性があり、かつ、魅力的な組合せは、以下の通りである。

(1) 以下のいずれかの方法で水素を販売する洋上水素プラットフォーム

- 水素を市場まで運ぶ商用船舶への積み出し
- 水素プロジェクト設備から経済的距離の範囲内にあり利用可能な既存の天然ガスパイプラインを経由した積み出し

(2) グリーン水素を製造するために使われる（上記プラットフォーム近隣に建設される）洋上風力発電所とのインテグレーション

チャーター又はトーリングモデルによれば、水素売買に伴う輸送リスクを末端消費者である顧客に転嫁できるため、浮体式設備の所有に係るリスクを低減することができる。

洋上風力発電所及び水素プラットフォームが世界の異なる場所に移設される場合においては、浮体式水素プロジェクトに優位性が認められる。さらに、浮体式設備は遠浅以外の海域へ移動することが可能であるため、浅瀬にしか設置できない着床式プラットフォームを使った水素プラントに比べ、より幅広い市場の開拓が期待できる。

浮体式水素プロジェクト及び浮体式風力発電所に関して、いずれの資産も積極的な市場開拓による利益を享受するために、他の場所に移設することが考えられる。具体的には、グリーン水素を製造するためのより収益性の高い水素市場に近い場所に移すことにより、水素を最終目的地まで運ぶ船舶の輸送コストを下げるができる。

両資産の移設のオプションにも重要なリスク低減効果が認められる。すなわち、不安定な政治体制の影響を受ける市場又はグリーン水素が（もはや）適正に評価されない市場から両資産を遠ざけることができる。

本件プロジェクトは、その法域を変更することにより、政府補助金及びより有利な税制優遇措置を受けられる可能性が広がり得る。

かかる柔軟性により得られる直接的かつ有益な効果としては、貸付金融機関により長期の売買契約又はトーリング契約が要求されることが見込まれるプロジェクトファイナンスによる制約による問題はさておき、水素の販売契約はそこまで長期のものである必要がないという利点にある。30 年以上の水素販売契約を確保した上で水素プロジェクトの資産の所有者が反対当事者であるオフテイカーのリスクを取らなければならないケースとは異なり、オフテイカーが債務不履行に陥り水素販売契約が失効した場合でも、当該所有者は、その水素プラントを別の場所にいる新たな顧客の元に移設することができる。これにより、当該所有者は、伝統的にカントリーリスクとされながらも潜在的にリターンのより高い水素販売が可能な国々に進出することが可能となる。

上記のオプションは、プロジェクトファイナンスが模索される場合、慎重な検討を要する。伝統的に、プロジェクトファイナンスにおける貸付金融機関は、長期に渡り安定したキャッシュフローを確保するために、長期の売買契約を要求する。また、貸付金融機関は、異なるリスク特性があつてプロジェクトが進むにつれてオペレーションの停止等があり得る新たな法域にプロジェクトが移設されることに難色を示すことが考えられる。貸付金融機関としては、とりわけ自己の担保パッケージが移設によって悪影響を受けることのないよう、新たな法域の法体系や法制度だけでなく、新たなオフテイカーの信用力を評価しなければならない。

2) プロジェクトファイナンスストラクチャーの可能性

グリーン水素のグローバル市場は、この先数十年で巨大な市場に成長することが見込まれる。グリーン水素のグローバル市場は、LNG のグローバル市場のように大きく成長

する可能性があり、将来的にはその規模を超える可能性すら秘めている。

グリーン水素プラントはその規模において非常に大きなものとなり、プロジェクトコストの借入れを行う際に利用できる魅力的な資産となる。昨今のグリーン化社会及び目前に迫る世界規模でのエネルギー転換により、グリーン水素プラントは、その存続期間（30 年、40 年あるいは 50 年）中において、重要な地位を占めることになるものとするのが合理的である。従って、（浮体式）水素プラントがその存続期間中に不良資産となる可能性は極めて低いものと考えられる。

浮体式洋上風力発電所及び浮体式水素プラントの併設は、事業における柔軟性及びリスク軽減の観点から効果的と考えられる。

もっとも、現時点においては、その市場はまだ成熟しておらず、水素に関して取引可能なグローバル市場は存在しない。

3) 次回の事業モデル検討において解決すべき論点

- (1) プロジェクトファイナンスを行う銀行は、以下の事項に関して、リスクの評価及び解決策の検討の段階から関与すべきである。
- (2) 併設された浮体式洋上風力発電所及び浮体式水素プラントは、その存続期間中に他の国（沖から遠く離れて移設される場合には、関連国の管轄外の水域）に移設される可能性がある。
- (3) それに伴い、プロジェクトの所有者は、グリーン水素の販売に関して 5 年程度の短期契約を締結するか、又はその全部又は一部をグローバルのスポット市場において売却する可能性がある。
- (4) プロジェクトが新たな場所に移設された場合、貸付金融機関又はプロジェクト会社に対するスポンサー・サポートが必要になる。
- (5) トーリング又はチャーターベースのストラクチャーに対する市場の需要。
- (6) FSRU プロジェクトとの類似点及び相違点を検討するに、FSRU プロジェクトは、チャーター又はトーリングスキームに基づく契約終了時支払金がプロジェクトコストの 25%前後であることからプロジェクトの移設を行うのにちょうど足りるため、移設が可能であり、一般的にプロジェクトファイナンスは組成されない。FSRU プロジェク

トにおいて、貸付金融機関は、一般的にプロジェクトファイナンスによるリスクを取らず、企業保証ベースでの貸し付けが行われる。

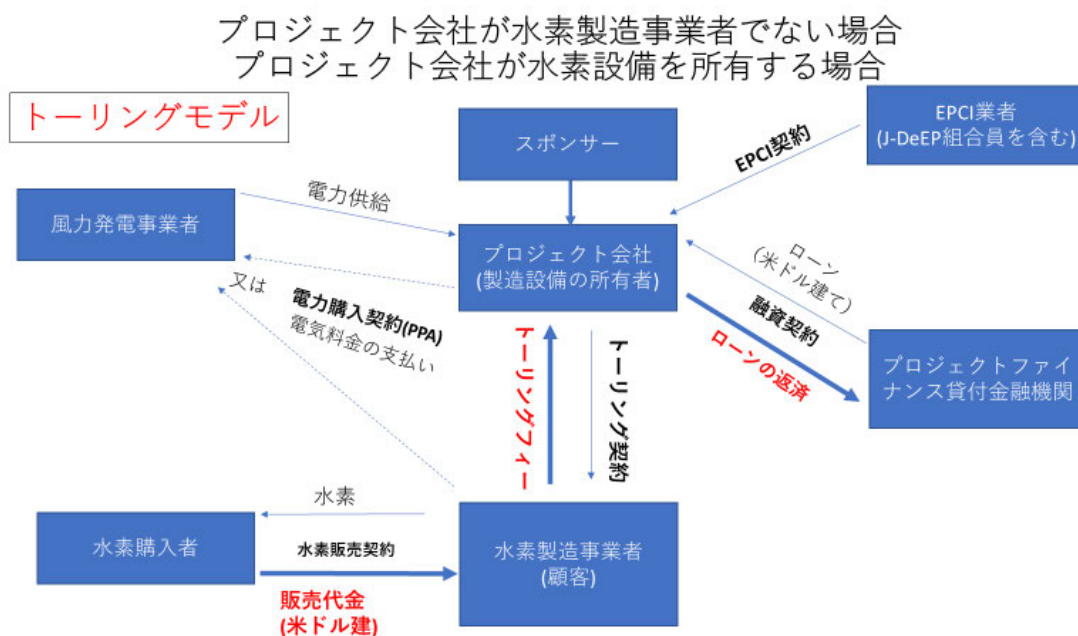
技術的な観点からは、液化した水素を船舶で輸送することが最大の課題であり、現時点ではまだ事業において確立された技術とはなっていない。次回の事業モデル検討においてこの点につき考察できれば望ましい。これは、多くの事業者が理解し、予測したいと考えるグローバル規模の課題である。

もともと、J-DeEP の会員会社による浮体式水素製造設備に関する構想は、海外市場に於いて事業性の自由度を高めるためには安価な水素運搬船やアンモニア運搬船の建造方法について検討をしておく必要がある。

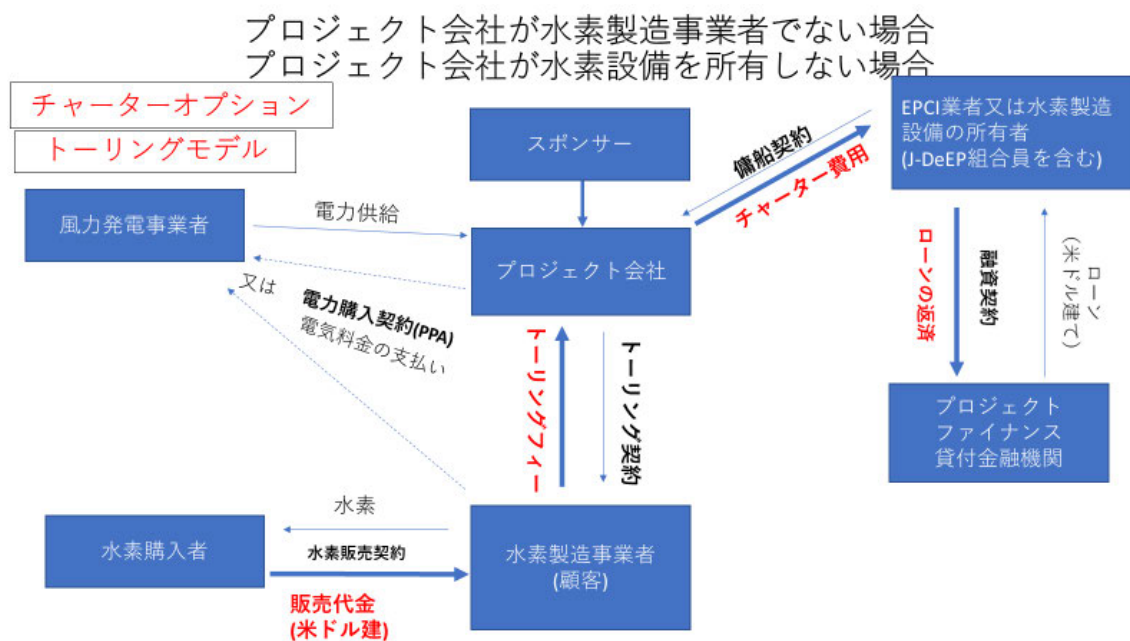
より簡易な輸送方法を模索する上では、水素プロジェクトプラントの経済的実現可能性を強化させるアンモニア設備の併設によるメリットも検討に値するであろう。

7.3 ストラクチャーの基本モデルパターン

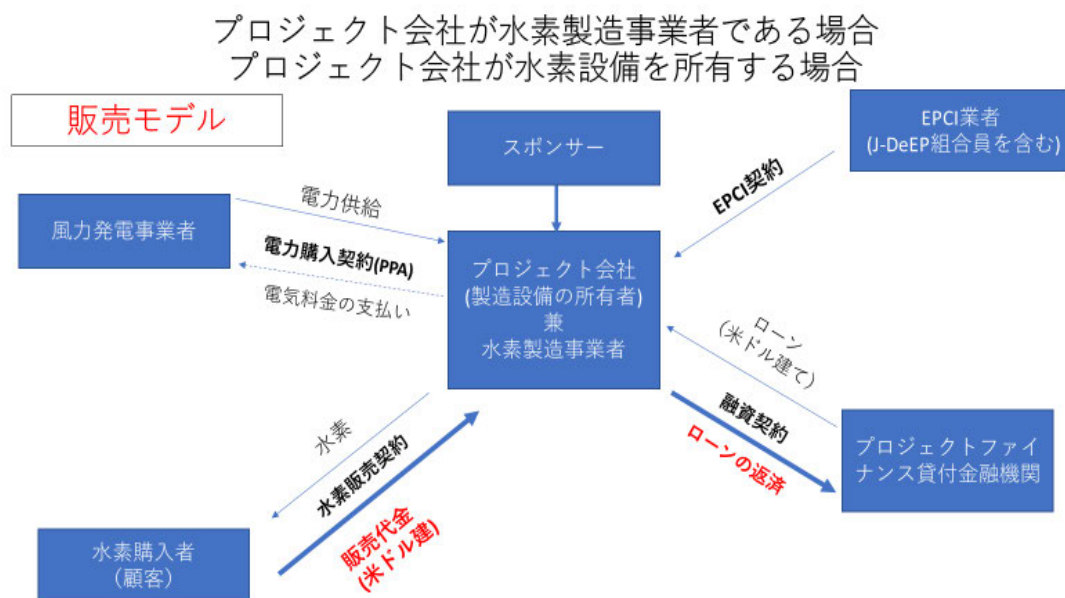
モデル1：



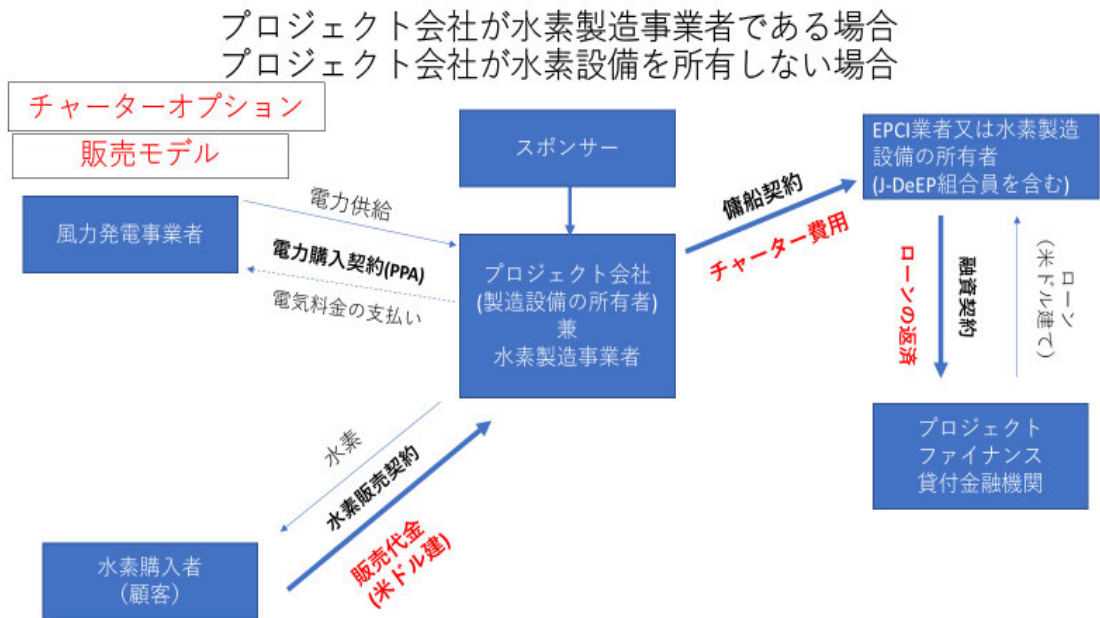
モデル 2 :



モデル 3 :



モデル4 :



空白ページ

第8章 洋上水素製造プラントの経済性の検討

8.1 本章の目的

本章では洋上水素プラント事業の経済計算と事業性初期調査を行った。

- 1) 経済計算を行う上で前提条件を想定することが出発点になる。そのうえで Cash Flow モデルを作成し経済性を評価する。
- 2) 最重要前提条件は設備建設費、電力調達代金、水素販売代金の3要素である。これに加え融資対出資比率、融資長期調達金利、保守運転費用、事業期間が加わる。
- 3) 更には設備建設費償却方法、法人所得税率、事業所得税免税適用の可否とその期間が構成要因に加わる。
- 4) その結果としてプロジェクト事業会社の配当利回り (Equity IRR、IRR＝内部収益率) を導き出す。

8.2 初期検討の方法

- 1) ここでは一定の設定条件を固定し、設備建設費を関数として3通りの感度分析を設定
- 2) 各々に対し事業期間20年と35年のケーススタディーを行った
- 3) 結果として、水素販売代金がどのように推移するかを導き出した。
- 4) Equity IRR は15%を最低ラインと設定した。
- 5) 尚以下が設定前提条件である。
 - ・ 事業採算の判断基準
 - ・ 設備建設費
 - ・ 電力代金
 - ・ 設備稼働率
 - ・ 保守運転費、
 - ・ 保守運転費年間インフレ率
 - ・ Non Dry dock 条件
 - ・ 事業期間
 - ・ 出資融資比率
 - ・ 融資長期借入金利
 - ・ 償却方法
 - ・ 法人税率
 - ・ 免税措置

各々の固定設定条件既定の根拠を以下する。

- 事業採算の判断基準

相手国がスコットランドで有り、大英帝国に属す自治国であることで、比較的カントリーリスクが限定されていること、この種インフラ案件は政府のサポートが得られるものを想定し、従って電力供給者、水素購入者の信用リスクはスコットランド政府の何らかの保全策が講じられるものを前提にし、加え本邦日本貿易保険の投資乃至融資保険付保を講じる等によりかかるリスクを低減するものとする。ことから、この種類似プロジェクトでの一般的配当利回り 15% (Equity IRR) と設定した

- 設備建設費

固定要因として現段階で積み上げた浮体式電解方式水素プラント設備費の不確定要因として実際の建造時の実態や顧客から求められ要件などにより大きく差異を生じると考えられる。従って Base Case に対し±20%の感度分析を行った。(別途ケース分け条件については(*)に後述する)

- 電力代金

スコットランド国際開発庁が指標としている 2030 年 kWh 当たり 3 セントをベースに、本邦に於いても一般的指標とされている 2030 年 kWh 当たり 3 円というレベルから kWh 当たり 3 セントを使用した。

- 設備稼働率

生産設備は 365 日一切停止せずに稼働できれば 100%稼働率を達成できる。しかし不測の事態による一時停止、修理のための停止が想定され、100%稼働率は現実的ではない。特に回転機器類又は係留設備関連で一時的な停止が想定される。

設備停止は数分のもから数時間、場合によっては数日の場合も想定できる、又一旦停止するとフル稼働に持って行くために相応の時間を要する。今回稼働率を 90%と想定した。これは年間 36.5 日全くプラントが停止した状態である。時間になると 876 時間となり、先にも述べたように通常の停止は数時間で復旧できることもあることから 90%稼働率はかなり保守的に見た値と言ってよい。

尚プラント設計能力年間 50000 トンに見合う電力が常時供給されることを前提とした。

- 保守運転費、

現時点で積み上げによる詳細な設備費を見積る段階ではなく、あくまで概算であること、保守運転には電解槽、浮体の洋上での維持、係留装置の維持、回転機器の保守を想定したうえで設備代金の 5%を初年度年間維持運転費とした。

- 保守運転費年間インフレ率

事業期間 20 年/35 年という期間での物価上昇が有りうることから初年度の保守点

検費に対し年率1%のインフレ率を保守運転費に適用した。

- Non Dry dock 条件

船体の Non Dry Dock は25年を想定している。

- 事業期間

事業期間は20年と35年の2ケースを想定する。

洋上生産設備では海象条件にさらされることから一定の期間が経過すると造船所に曳航して大幅な改造改善が必要になることが通例である。これを Dry Dock と称する。しかしながら商業生産中にプラントを止め Dry Dock を行えば生産が止まり大きな経済損失になるばかりではなく、川上側、川下側設備に対しても支障が生じ関連事業者に対しても影響を与える。従い Dry Dock をせずに長期安定運転ができるように建造段階で設備に対する特別な仕様を施すことが求められる、これにより長期安定運転が達成される。これを Non Dry Dock 期間と称する。大型石油ガス洋上生産設備では20-25年を Non Dry Dock 期間の目安としていることから本件では2案のうち一つは20年の事業期間を採用した。

一方で通常電力事業のようなインフラ事業は30年—40年の事業期間を想定することがあり得る訳でさらに電気分解用電力は洋上風力発電により供給されることから、基本的に無限に供給できる資源であり、化石燃料のより枯渇すると言うケースは考えにくい。このため、より長い事業期間で経済性を高めることが検討しうる。前述のように設備の Dry Dock を25年目に行う必要があるがそれを行ってでも経済性を持たせる方策が検討されうる。

- 出資融資比率

主にプロジェクトファイナンスで事業を推進する場合、融資者が事業を評価する基準の一つとして事業者が事業に対し如何ほどコミットしているかを判断する。その最大の指標は事業者が出資金をどの程度拠出するかにより判断できる。通常の指標としては事業費に対し30%の出資金を拠出することが一般的とされる。但しインフラ関連案件では政府のサポートが期待されることに鑑み30%まで求めないケースもあることから本件では事業者出資金を25%と設定した。

- 融資長期借入金利

融資期間は民間銀行が一般的に供与できる最長期間のレベル14年と想定した。

プロジェクトの採算を固定するためには借入金利を長期間固定する必要がある。

融資銀行は LIBOR ベースの長期変動金利を指標金利として公表しているがこれは変動金利である。本プロジェクトでは契約時期は2027年度としているがあくまで想定段階であることから固定金利を割り出すためにも現行 LIBOR 金利から積み上げていく必要がある。

従って現行14年LIBOR金利1.7%+契約時期の金利上昇に対するコンティンジェンシー+変動金利から固定金利に切り替える金利スワップ率+案件に対するプロジ

ェクトファイナンス銀行リスクプレミアムを加え年率 7.7%とした。

金利スワップは将来の固定収入に対し支出を固定し従って採算を確定することを目的とする。

- 償却方法

定額償却 20 年を便宜的に設定した

- 法人税率

現行スコットランド法人税率は 19%のところ 2023 年から 25%に引き上げられることが決まっているため事業会社への法人税率を 25%と設定した

- 免税措置

再生可能エネルギー関連事業促進の為政府の法人面字措置を事業開始後 5 年間適用されることを想定した。

以上に対し固定要因として現段階で積み上げた浮体式洋上水素プラント設備 611 億円である。

現時点で設備費の不確定要因として実際の建造時の実態や顧客から求められる要件などにより以下のような点でコストに大きく差異を生じると考えられる。

設備費のケース分け条件

- 現時点の資機材価格と稼働する時期の 2030 年頃の資機材価格の差異
- 技術革新による水素電解装置の今後予想されるコストダウン要因
- スコットランド含めプラント・モジュール化建設場所
- 船体建造場所(造船所)
- 現地海象条件における海上工事費用の不確定要因
- 予備品の必要量
- プラントの契約方法 (Lumpsum 方式乃至 Cost Plus 方式)

従って Base Case を 661 億円に対し±20%の感度分析を行っている

8.3 経済性試算

8.3.1 感度分析を下記の3ケースに設定した。

表 8.2.1 設備建設費と感度 (換算レート JPY115/USD)

感度レベル	建設費 (億円、JPY)	建設費 (MMUSD)
+20%	733	637
Base Case 0%	611	531
-20%	489	425

出典：J-DeEP 作成

8.3.2 Base Case の設定

まずは、技術検討で導き出された設備建設費 6 1 1 億円（531MMUSD@115 円/USD 換算）で評価した結果をベースケースとする。

尚、設備建設費には、水素プラント設備及び浮体設備/係留設備に対する基本設計費、詳細設計費、機器調達費、設備組立、建造費、設備輸送費、据付費（**）、試運転費、予備品、更に建造コントラクターの一般管理費、適正利益を含むものとする。

尚電源は設備側にて受入、製品水素は設備側で引渡すこととし、従って電力送電ライン及び水素パイプラインの費用は設備費に含めていない。

（**）現地海域での洋上水素プラント据付けは、係留装置の海底アンカリングが主作業となり船体費用の 5 %（全体設備費の 2,3%）を便宜的に想定する。但し海底地質条件、作業船調達条件、作業海域の海象条件が未定なため現在の設備費には含まれていない。

8.3.3 事業性試算（目標 IRR を定めて水素価格算出）

1）夫々の設備費ケース分けに於いて、更にそれぞれ事業期間 20 年と 35 年で初期経済性評価を行い、それに応じて水素販売代金がどのようになるかを導き出した。

2）計算手法は上記諸条件を Excel による Cash Flow sheet を作成し Goal Seek 手法により水素販売価格（表 8.2.2、表 8.2.3）を導き出したものである。

条件として、一般的配当利回り（Equity IRR）を 15%程度確保する前提である。

表 8.3.3.1 事業 期間 20 年のケースの水素販売価格（換算レート JPY115/USD）

事業 期間 20 年 プラント建設費 (MMUSD)	感度レベル	一般的配当 利回り Equity IRR	電力購入価格 (USD/ k W h)	水素販売価格 (USD/ k g-H2)	水素販売価格 (JPY/ k g-H2)
6 3 7	+20%	1 5 %	3 ¢	4.67	537
5 3 1	0%	1 5 %	3 ¢	4.20	483
4 2 5	-20%	1 5 %	3 ¢	3.74	430

表 8.3.3.2 事業 期間 35 年のケースの水素販売価格（換算レート JPY115/USD）

事業 期間 35 年 プラント建設費 (MMUSD)	感度レベル	一般的配当 利回り Equity IRR	電力購入価格 (USD/ k W h)	水素販売価格 (USD/ k g-H2)	水素販売価格 (JPY/ k g-H2)
6 3 7	+20%	1 5.2%	3 ¢	4.51	519
5 3 1	0%	1 5.1%	3 ¢	4.06	467
4 2 5	-20%	1 5.0%	3 ¢	3.62	416

3) 水素販売価格の評価

・日本の経済産業省が 2030 年に期待する水素販売価格は 330 円/Kg (30 円/Nm³)、が目標価格となっているため、試算結果を考察してみる。

ケース A (表 8.3.3.1)

531MMUSD で償却 20 年、電力購入価格 3 ¢、水素販売価格が 483 円/kg となった。
前述目標価格よりも +159 円 となり水素販売代金の原価は改善が必要である。

ケース B (表 8.3.3.2)

531MMUSD で償却 35 年、電力購入価格 3 ¢、水素販売価格が 467 円/kg となった。
前述目標価格よりも +137 円 となり水素販売代金の原価は改善が必要である。

上記の通りプラントの事業期間が 20 年と 35 年では水素販売価格に 16 円/kg しか違いが無い。設備費の償却年数より電力購入価格の影響が大きいことを示している。

8.3.4 事業性試算 (目標水素価格を定めて IRR を算出)

- 1) 水素価格を 2 ケース (430 円、330 円) に於いて、更にそれぞれ事業期間 20 年で初期経済性評価を行い、それに応じて IRR がどのようなになるかを導き出した。
- 2) 計算手法は上記諸条件を Excel による Cash Flow sheet を作成し Goal Seek 手法により、IRR を算出した。条件として、電力単価を 1 ¢/kWh ~ 5 ¢/kWh とし、1 ¢ 間隔で試算、プラント建設費は 531MMUSD に対し感度レベル 0%、+20%、-20%、-25%とした。

結果を表 8.3.4.1 と表 8.3.4.1 に示す。又、グラフにすると図 8.3.4.1 と図 8.3.4.2 となる。

尚、本章で試算した詳細は、添付資料を参照して下さい。

表 8.3.4.1 水素販売単価を 430 円/kg とした場合、(8.3.3 項表 8.3.3. で最も良い価格)
設備費と電力単価の一般配当利回り IRR への影響

水素販売価格		事業期間 20 年 プラント 建設費 (MMUSD)	感度 レベル	電力購入 価格 (USD/kWh)	Equity IRR (%)
USD (USD/kg-H ₂)	JPY (JPY/kg-H ₂)				
3.74	430	6 3 7	+20%	5 ¢	-15.94
				4 ¢	-4.95
				3 ¢	4.21
				2 ¢	13.46
				1 ¢	23.32
3.74	430	5 3 1	0%	5 ¢	-14.27
				4 ¢	-1.98
				3 ¢	8.83
				2 ¢	20.24
				1 ¢	32.38
3.74	430	4 2 5	-20%	5 ¢	-12.00
				4 ¢	2.27
				3 ¢	15.85
				2 ¢	30.55
				1 ¢	45.79
3.74	430	3 9 8	-25%	5 ¢	-11.27
				4 ¢	3.68
				3 ¢	18.26
				2 ¢	34.04
				1 ¢	50.25

出典：J-DeEP 作成

条件：水素販売価格 330 円/kg、感度レベル 20%～-25%、電力単価 5 ¢～1 ¢/kWh

表 8.3.4.2 水素販売単価を 330 円/kg とした場合、(2020 年日本の目標価格)
設備費と電力単価の一般配当利回り IRR への影響

水素販売価格		事業期間 20 年 プラント 建設費 (MMUSD)	感度 レベル	電力購入 価格 (USD/kWh)	Equity IRR (%)
USD (USD/kg-H ₂)	JPY (JPY/kg-H ₂)				
2.87	330	6 3 7	+20%	5 ¢	—
				4 ¢	—
				3 ¢	-10.60
				2 ¢	-0.84
				1 ¢	8.23
2.87	330	5 3 1	0%	5 ¢	—
				4 ¢	—
				3 ¢	-8.37
				2 ¢	2.78
				1 ¢	13.73
2.87	330	4 2 5	-20%	5 ¢	—
				4 ¢	—
				3 ¢	-5.29
				2 ¢	8.10
				1 ¢	22.16
2.87	330	3 9 8	-25%	5 ¢	—
				4 ¢	—
				3 ¢	-4.30
				2 ¢	9.91
				1 ¢	25.05

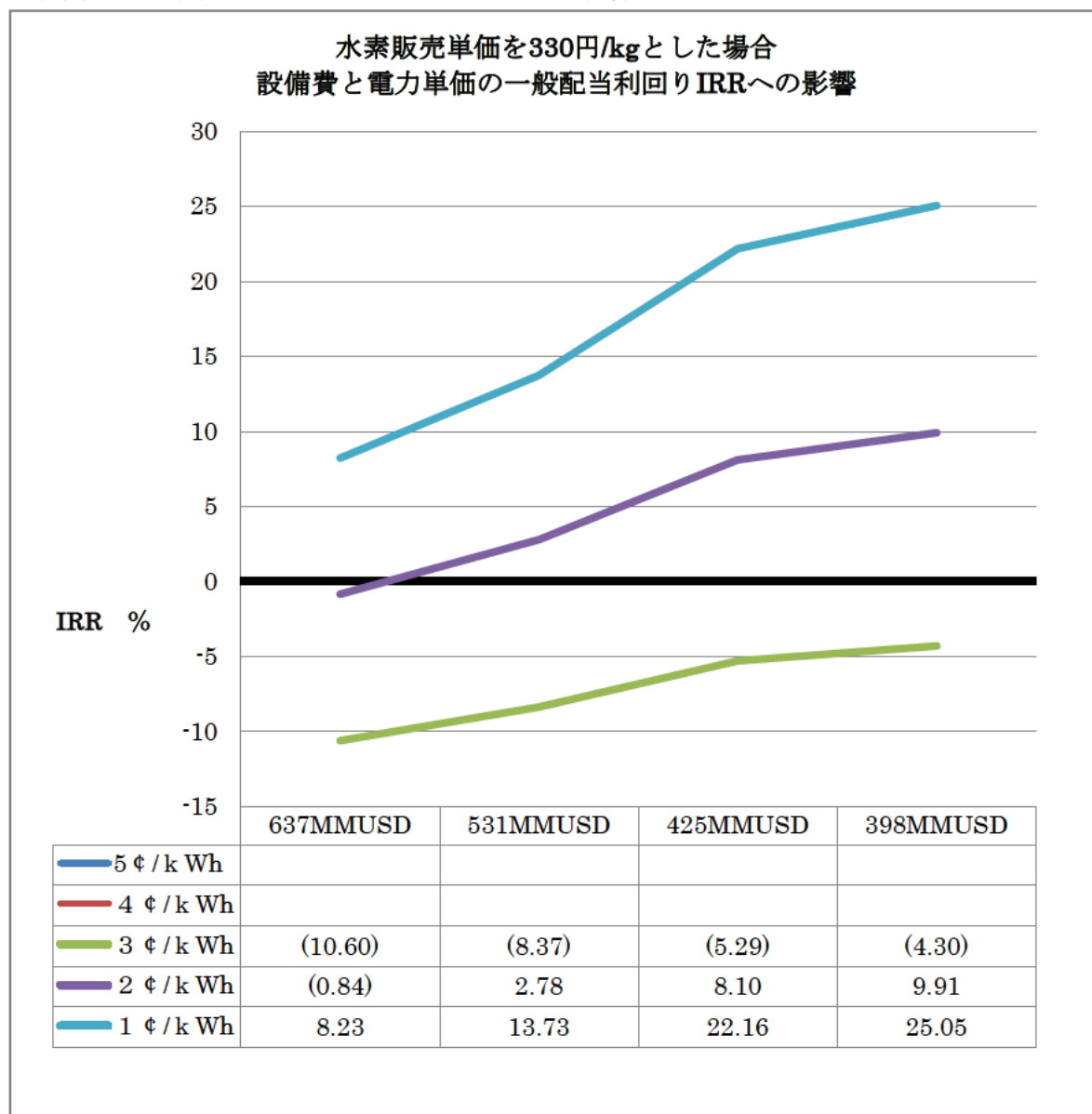
出典：J-DeEP 作成

条件：水素販売価格 430 円/kg、感度レベル 20%～-25%、電力単価 5 ¢ ～1 ¢ /kWh

図 8.3.4.1 水素販売単価を 430 円/kg とした場合、
設備費と電力単価の一般配当利回り（IRR）への影響

出典：J-DeEP 作成（データ表 8.3.4.1）

図 8.3.4.2 水素販売単価を 330 円/kg とした場合、(2020 年日本政府目標)
設備費と電力単価の一般配当利回り (IRR) への影響



出典：J-DeEP 作成（データ表 8.3.4.2）

3）水素販売単価を設定した場合の IRR の評価

（1）事業性の初期評価

- 試算結果は水素販売価格 430 円/kg は政府目標 330 円/kg より高めとなったが、IRR が 10% 程度確保できる可能性を示している。

- 電力価格は 3¢ /kWh 以下で契約する。(水素 1 Nm³ の生産に電力を 5kWh 必要である。) 水素販売価格 30 円/Nm³ の内電気コストを半分とすれば、15 円/5kWh = 3 円/kWh となる。これ以上は事業性を著しく悪化させる。
- 特にここで純粋に商業的試算を行ったが、2050 年のカーボンニュートラルに向かった各国政府の政策、環境意識の高まりなど社会的評価の向上などは含まれていない。
- 技術的な進歩も予想の範囲で計算されている。
- 実際の P J では、ここで条件とした以外に関係要素が多数あると推察される。一概に厳しい試算とは言えない。

(2) 改善策

この試算で当初示した、設定前提条件が有る。各項目について関係者が改善策を考えてみる。

(a) 水素事業者の改善策

- 事業採算の判断基準
IRR を判断基準にすると 10%±5% にあれば良しとする。
副収入の確保にもなる他の事業との総合判断も在りうる。例えば、数力発電との連携事業、酸素の販売、漁業との協業など
- 設備建設費
浮体とプラント、及び据付までのコストダウンを図る。
浮体は設置海域に近い造船所で建造する。中古船の改造の可能性を探る。
プラントはモジュール化を推進し、規格化による生産性の向上でコスト段を図る。
需要が多い地区ではモジュール専用工場で出来るだけ連続生産にする。
専用部品の規格化も進める。
- 設備稼働率
- 本モデルでは稼働率を 90% としている。現状ではこれ以上の向上は望めない。前項のように余剰電力を使う場合の稼働率を向上する方策を考えた方がモデルの稼働率向上にもなる。
- 電解装置の電解効率の向上
- 電解に必要な理論電力は 3 kW/Nm³ -H₂ であったが、工業的に必要な電力は 5 kW/Nm³ -H₂ としている。その差分はプラントを運用するために必要な電力であり、削減の余地がある。例えば、4.5 kWh/Nm³ -H₂ に効率が向上すると事業性に大きく貢献する。
- 保守運転費
プラントの遠隔、自動制御システムを構築する。

各装置、部品は長寿命の物を採用する。

アンカー等は疲労、摩耗を考慮して材料等選定する。（建造時の安さで選ばない）

- 保守運転費年間インフレ率

人件費の向上はやむを得ない。

インフレ率に影響する消耗品価格の上昇は抑える。その為には

- Non Dry dock 条件

ドックインが不要な浮体を建造することが重要である。

ドックインすると水素生産がとまる、アンカー等の取りはずし、電力ケーブル、水素 PL の取り外し作業が生じるため、コストが発生する。

海洋生物の付着対策を講じておく。生物が付かない。付いた生物は海上で除去する。

- 事業期間

IRR は期間が 20 年より 35 年の方が良い。

設備の長寿命かと保守作業による延命管理する。

風力発電の事業期間も考慮してプラントの事業期間を考える。

- 償却方法

定額償却 20 年以外の方法を調査、変動（定立）償却の検討

創業時の水素単価が高いうちに設備償却を進めておく。

(b) 風力発電事業者と水素事業者の双方が協力してできる改善策

- 電力代金

風力発電事業者との長期契約による単価の低減

余剰電力の活用促進、その為には電力の安定受電のシステムの構築が必要

例えば、周辺（北海）の複数のウィンドファームからの受電することで、変動幅を小さくする。その為には多国間の電力需給状況を共有して最適化を図りつつ、余剰電力を集める制御システムを構築する。

- 共同事業体

電力の需給関係では利益相反になるため、両者の共通の利益の為、事業体を一体運営する。

(c) 政府、金融機関が出来る改善策

- 法人税率

法人税率の低減、又は一定期間の免除。例えば、現行スコットランド法人税率は 19%のところ 2023 年から 25%に引き上げられるが、グリーン事業などは据え置きとする。（地方税は無いのか？）

- 免税措置

設置海域が領海外であれば、法人税、消費税（再輸出扱）などすべて免税にする。
こうすると、陸から遠い領海外の開発が促進される。

- カーボンプライシス（炭素税、温対税）の適用拡大、増税
競合する化石燃料、それを原料とする水素について CO₂ の排出の規制強化と炭素税の適用拡大とカーボンプライシス制度の適用。
- グリーン水素価格への支援として FIP の適用
再生可能エネルギーの普及に貢献した FIT や次の FIP の適用。FIP のプレミアムの財源はカーボンプライシスの収入を充てる。
- 出資融資比率
出資しやすい制度の構築、グリーン投資には配当への免税制度をつくる。
例えば、NISA のような制度でグリーン投資は全て対象にする。所得税の源泉徴収をせず、配当を全額株主に還元する。（株主の法人税、所得税も免除する）
- 融資長期借入金金利
政府系銀行などがカーボンニュートラル特別融資制度を設立して、低金利の基金から借りられる制度を構築する。
- 水素インフラの公共事業による建設
将来の水素社会に必要な海底水素専用パイプラインを陸上の道路と同じように政府が建設し、多数の水素事業者が水素の送ガスに利用できるようにする。費用はガスの量に課金することで建設費を回収しつつメンテナンスも行う。陸上に有料自動車道路と同じ考えである。

8.4 今後に向けての経済性改善策

令和 3 年度の FS により判明したことを抽出して、それらを中心に FS を深化させることで経済性向上、事業化の道筋を確立する。令和 4 年度はこれらを見極めその上で令和 5 年度から実証実験への道筋を立てることが現実的であると現状評価している。

8.4.1 プラント設備代金

トップサイド水素プラントのモジュール化を採用して一層コンパクトにすることで浮体の面積、容積削減を図り抜本的コストダウンを図る。このため、トップサイドに関する FS は大型 FPSO の建造実績を持ちモジュール工法や保守運転に関与した実経験を持つプラントエンジニアリングコンストラクターに引き続き検討を加速させる。
又、海外の電解槽メーカーも含めコスト評価により設備価格低減を目指す。

8.4.2 製品水素の取り扱い

スコットランドコンサルよりは既に同国では既存天然ガスパイプラインに 20% まで水

素を混入することの技術検証がなされており、又水素混入天然ガスを家庭用調理、暖房器具乃至地域暖房用発電燃料としてそのまま利用できる市場性も検証されているという。従って、天然ガスパイプラインへの混入により陸揚げした水素は分離する事無くそのまま燃料用として利用するビジネスモデルの具合化道筋を構築する。

8.4.3 Carbon Pricing

既存法で水素を製造するにはメタンを分解して水素を取り出す方法が採用されるが副産物として二酸化炭素を発生する。



アイルランドが 2010 年に導入し Carbon Pricing は 20EUR/ t -CO₂ (2600JPY/ t -CO₂@ 130JPY/EUR) であった。今後は温暖化対策として増額されると見られている。

本邦では「地球温暖化対策のための税（温対税）」と言われ現在の税率は、289 円/ t -CO₂ と極めて低いのが現状であり、今後の増税が議論されている状態である。

本件では洋上風力発電電力から水素を製造する完全なグリーン水素であるため、メタン原料の水素に課せられるであろう Carbon Pricing（価格コスト）を割り引いて経済評価することが検討できるはずである。従ってスコットランドにおける Carbon Pricing 制度を精査し経済評価に織り込むことで事業者にとり魅力ある事業に仕上げることを目指す。

8.4.4 メタンベース水素製造とのプラント建設費比較

グリーン水素製造のプラントコストと メタンベースの水素プラントに二酸化炭素回収、貯蔵、処理設備を加味したプラントコストを比較することで同等の経済比較が可能になるのでこの点も評価に織り込む。

8.4.5 購入電気価格と供給電力量

経済性に最も大きな影響を与えるのが購入する電力価格であることが今回の F S で検証されている。

電力事業者が余剰電力を水素事業者に供給するか、あるいは一定の量を確実に水素事業者に供給するかにより電力価格が異なることが予想される。

又前者は供給電力が変動しプラント稼働率も変貌することからプラント側に支障が生ずる可能性が高いが後者は水素プラントの安定操業が確保できる。

一方水素プラントの安定稼働と水素需要家（今回の場合はパイプラインガスとの混合ガスを前提）への安定供給が事業性を左右する。

こうした問題を整理するためには実際に発電事業者と交渉することで現実的解決策を模索する必要がある。今後の F S で良く検討していく必要がある。

8.4.6 事業投資に対する政府補助金制度

EUでは再生可能エネルギー事業では未だに技術的課題がありながら経済性を高め事業を促進する為政府により投資補助金制度を行っている。スコットランドでも同様の適用が出来ないか調査を行いそれにより投資家をより多く呼び込み早期に事業判断を目指したい。

以上のように多くの課題が存在しているが、それぞれの改善策も考えられるので、次の調査研究で実際の事業を念頭にした経済性試算を含めた整備すべき事業環境の検証を行いたい。

第9章 エネルギー起源 CO2 削減効果の試算

9.1 本章の調査目的及び方法

CO2 削減の比較対象はブルー水素とする。

削減量は本プラント（300MW）で生産されるグリーン水素量と同量のブルー水素をメタンから生産される時に排出される CO2 量を比較する。

9.2 水素の種類

水素には生産方法、及び発生した CO2 の処理により、グレイ水素、ブルー水素、グリーン水素と呼ばれるものがある。シーメンス社の資料を参考に添付する。(図 9.2.1 図 9.2.2)

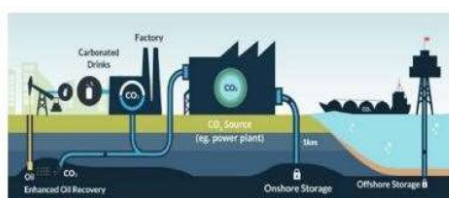
図 9.2.1 水素の生産方法による分類



Source: Air Products

Grey Hydrogen

- Hydrogen produced via Steam Methane Reforming (SMR) and emissions vented to atmosphere.
- Currently the most common way to generate hydrogen.



Source: Global CCS Institute

Blue Hydrogen

- SMR combined with Carbon Capture and Storage (CCS) to prevent CO₂ from entering the atmosphere.



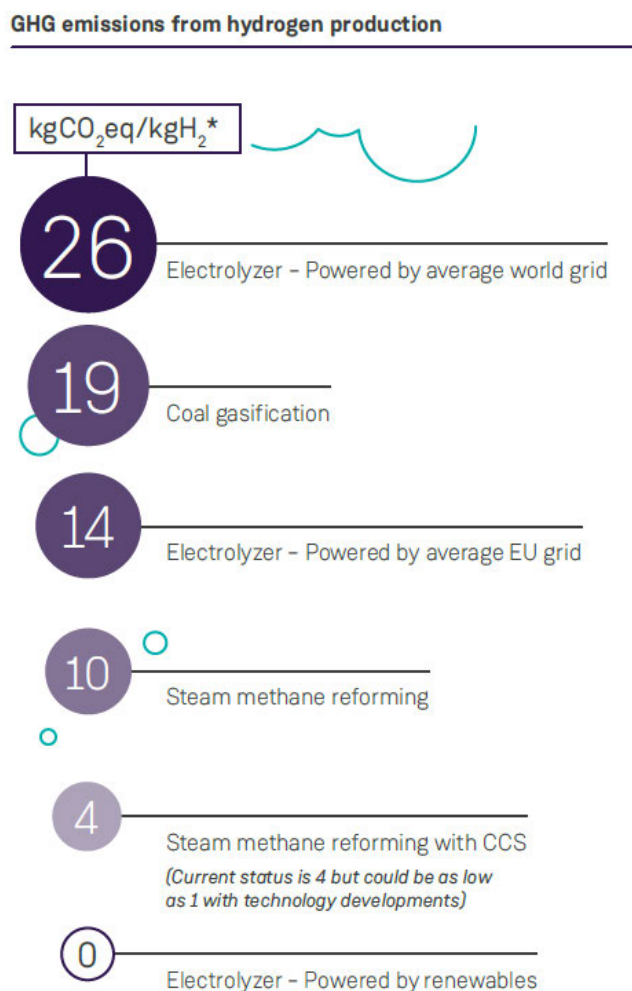
Source: Energy Live News

Green Hydrogen

- Hydrogen produced via electrolysis using renewable energy where oxygen is the only by-product.
- In this process, no CO₂ is produced.

出典：シーメンスガメサ

図 9.2.2 水素生産における CO2 排出量



出典：シーメンスガメサ

9.3 洋上風力で生産される水素

本調査では洋上風力発電の電力を用いているため、グリーン水素に分類される。グリーン水素は生産過程で CO₂ を排出しない、最も良い方法である。しかし、大量の再生可能な電力が必要である。しかも、現状では水を電気分解する水電解装置の規模がまだ小さい為、水素の大量生産は行われていない。

将来可能となった場合（2030 年頃推察）に洋上で水素生産が技術的、経済的に可能であるかを検証し、解決すべき課題を抽出している。

本章では、商業ベースのプラントが建造され、操業を行った場合の効果を示すことにする。

下記の計算のように非常に大きな GHG 削減効果が期待できるため、課題を解決して実現すべき技術システムと評価している。

9.4 CO₂ 削減量、本事業による効果

9.4.1 ブルー水素との比較

メタンを改質したブルー水素と本システムのグリーン水素の生産過程で排出する CO₂ を水素原単位（1 t）当たりで比較する。

9.4.1.1 グリーン水素の生産に伴う CO₂ 排出量

風力発電からの水素生産システムでは化石燃料を全く使わないことができるため。

本システムで生産された水素 1 t 当たりの CO₂ は 0 t

理由（商用運転時）

- 電気分解の電力、プラント運転の電力共に可動中の風力発電を利用する。
- 輸送船の燃料も、将来的には水素燃料とするエンジン又は燃料電池船とすることが可能。
- 非常用発電機も生産した水素で燃料電池を可動させることが可能。

9.4.1.2 ブルー水素の生産に伴う CO₂ 排出量

- 天然ガス（ほぼメタン）を原料とする場合、分子を分解し水素を取り出す。伴って CO₂ が発生する。CCS や CO₂ を原料として利用する産業もあるため、実際の排出量は処理や活用上場によりかなり幅が有る。

メタンを改質した水素 1 t 当たりの CO₂ が 11 t 発生する。

更に、NG の生産、輸送、改質のプロセスでも CO₂ が発生するので、過程も含めて CO₂ の発生を抑えることが重要である。

理由

- メタン（CH₄）の改質では、水素 2 分子（H₄⇒2 H₂）であるが、同時に CO₂ が 1 分子できる。

分子量比で 2H₂ : CO₂=4 : 44=1 : 11（原子周期表、原子量より）

更に改質プロセスの為のエネルギー消費分も加算される。

- しかし、一部でも CCS（地下埋設）する場合は大気への排出量は削減される。一方で CO₂ の加工（液化等）、船舶輸送、圧入に要するエネルギー消費の CO₂ 分が加算される。

ブルー水素はグリーン水素の生産が需要を満たすまでの過渡的な活用を前提にすべき

ものである。

9.4.2 本プラント導入による CO2 の削減量

浮体式水素製造プラント) 1 基に付き CO2 を 55 万トン/年削減することになる。

表 9.4.2.1 洋上風力電力によるグリーン水素生産で見込める CO2 削減量

(電解装置 300MW 搭載のプラント 1 基/年)

範囲	対象	水素生産	CO2 削減量	備考
水素プラント	単基	5 万 t /年	55 万トン/年	300MW 電解装置/基

総 括

スコットランドにおける洋上風力電力による洋上浮体式水素製造プラントの技術検証と事業化初期調査の目的に向かって各章で調査し決定した結果について、改めて纏めてみることにする。

第 1 章、洋上風力発電の国の政策目標等を調査し拡大について確認した。スコットランドを含む欧州のキャパシティが 450GW に上ることから、洋上で直接電力を受けて水素を生産するだけの電力量は十分にあると確信した。電力価格は洋上風力の事業規模と風車的大型化等で単価が下がり、2030 年には日本円で 3~4 円/kwh と予想されている。又、水素の市場について、世界の政府が 2050 年カーボンニュートラルに向けて水素需要は急拡大し、欧州だけで 1000 万トンが見込まれている。よって、北海上で水素を生産しても十分に需要が有ることも分かった。水素単価は 2030 年の価格はスコットランドで 2.3£/kg(345 円/kg)、或いは世界的には 2.5USD/ kg (288 円/ kg)、日本の目標は 330 円/ kg のレベルになることも分かった。この価格帯をターゲットに事業の経済性を考える事になる。

第 2 章、プラントの諸条件を設定する作業を行った。まずは事業性に関する要因の分析を行い、それぞれについて条件設定を行った。事業の対象とするウィンドファーム (WF) の規模は WF の実績、認可済から将来計画までの案件情報から傾向を導き出した。その結果、最新の入札結果も 1GW 超の浮体式発電が落札しており、本調査の WF の発電設備規模は 1GW とした。プラントの稼働率が 90%見込める電解装置の規模は 300MW とし、電力受電条件は風車と同じ AC66kV とした。安定操業できる「安定部分電力型」を想定することにした。又、生産した水素は北海の天然ガス (NG) の海底パイプライン (PL) に混入することにし、混入率は 20%で送ガスできるかを確認した。

第 3 章、プラントメーカーに初期の技術的検討、プロセス設計などを依頼した。当初より将来を見据えて規格とコストダウンしやすいモジュール化を考えており、前章で設定した条件の水電解装置 300MW を、100MW のモジュールに分け、3 系統とすることにした。今後大型プラントを計画する場合にも、100MW モジュールを基準にしてもらえれば初期計画が容易になるであろう。

尚、300MWのプラント稼働率 90%を想定しており、水素生産量は年間で約 50,000 t -H₂/

y である。

プラントのブロックフロー図、プロセスフロー図、機器リストを作成した。浮体に搭載する時の配置を図にして、モジュールの寸法を決定した。

第 4 章、電解装置の洋上環境での評価を行い、技術課題を整理した。まず、電解方式の種類及び国内外のメーカーと、浮体に搭載する場合の課題を抽出し、PEM 方式を選定した。調査の過程で、ワーキンググループのメンバーは、既に太陽光発電の電力で水素の生産の実証実験を行っている 2 か所「そうま IHI グリーンエネルギーセンター」及び「福島水素エネルギー研究フィールド」を視察し参考にした。

第 5 章、浮体の検討を行うに当たり、先ず現地海域の条件を調査し、スコットランド沖の北海に想定海域を設定した。この海域は風力発電の計画地域で、且つ天然ガスの海底パイプラインが多数設置されているため、当調査として最適とした。この海域の海象と風況を調査しての波浪の影響を把握したうえで浮体の基本仕様（サイズは全長 273m×幅 45m）を決定した。

第 6 章、係留方式については、想定海域に適した方式として多点係留方式とし、海象条件が更に厳しい場合の 1 点係留方式について各種事例など調査した。今後、1 点係留方式が使われる場合の多くの課題が考えられるので技術開発の必要性を指摘した。

第 7 章、事業モデルとして 4 通りのストラクチャーを検討した。

モデル 1：トーリングモデル。モデル 2：チャーターオプションとトーリングモデル。

モデル 3：販売モデル。モデル 4：チャーターオプションと販売モデル。

事業モデルには柔軟性が有り、実際の事業で関係者の利害を調整して決定が可能である。

第 8 章、経済性の検討をした。水素コストの大きな要因は、プラントの建設費（設備費）と電力価格でほぼ決まる。プラントについては固定費であり、当初の建造費を低減する技術的開発が必要であり、モジュール化を始め建造場所や機器の調達等の工夫も必要である。電力価格については、経済的に 1 kWh 3 円程度に押されることが必要である。更に、政府による税制優遇、カーボンプライシング政策、投融資の優遇策などの経営環境整備を行うことが良い。

第9章、石油由来のブルー水素（CCS なし）と本研究のプラント（300MW 電解装置）1 基で生産できるグリーン水素との製造過程で排出される CO₂ の削減量を検討した。結果は 550,000t-CO₂/基となった。

結論と今後の具体策

上記の総合的結果を踏まえ、令和4年度においては以下の各項を念頭にして事業化の道筋を立てながら事業化調査を深化させていくこととする。

1. Scotwind 洋上風力発電開札結果と、落札事業者候補へのアプローチ

スコットランドでは令和4年1月に洋上風力発電権益事業者入札に対する落札企業の開発結果が公表された。結果から判断して全17Block 中10Block が浮体式風車登用の大水深Block であること、各発電事業発電量が1GW から2GW レベルと超大型で有る事から発電コスト低減が期待される。これら事業者は一部グリーン水素転換の選択肢を持つと見込まれ浮体式グリーン水素プラント実需が期待できる。

2. 既存天然ガスパイプラインへの製品水素混入による事業性の検証

スコットランドでは将来の水素社会基盤を想定して、家庭用ガス器具類への供給天然ガスに体積比23%まで水素を含めて使用できる体制を整えていることが判かっている。それに呼応して既存の天然ガスパイプラインの仕様についても、23%以上水素を混入しても技術的問題がないことが検証されている。

従って本浮体式グリーン水素プラントから既存パイプラインに送る水素の吐出圧力、繋ぎ込み水素パイプライン、具体的既存パイプラインを想定しての事業性検討を行う。

3. 総合商社との協業

水素事業者として日本の総合商社と連携して本浮体式グリーン水素プラントの最も経済性が発揮できるビジネス形態を導き出す。その過程として着底式プラットフォームでの水素製造乃至現在放棄されている北海プラットフォームでの水素製造との比較検討も行う。

4. プラントエンジニアリング会社の起用

洋上浮体設備のトップサイドプラント建設実績を持つ専門エンジニアリング会社と連携してトップサイド浮体の最適化を模索する。

5. スコットランド国際開発庁との連携

スコットランド並びに英国サイドには再生可能エネルギー推進のためのクラスターORE Catapult ,英国 OGA(Oil & Gas Authority)等政府系組織や地場のコンサルタント会社が有りこれら組織のサポートを得ながら、現地事業者、造船会社、組立工場等との関係を構築しプロジェクトの具現化を進める。

6. 欧州での類似洋上水素プラントの計画

欧州では類似洋上水素プラントの計画がいくつか進んでいるが、これら構想の情報収集に努め、本浮体式水素プラント具現化に適用できるような仕組み、政府補助金適用等の条件を把握して織り込む方策を模索する。

7. 水素マーケット需要多様化

Scotwind 計画の総発電量とスコットランド国内（英国も含め）市場とは必ずしも、マッチするかは計画の具体化次第という側面があり、余剰電力を水素に変えて南欧、東欧、北アフリカなど近隣諸国に船舶輸送するポテンシャルが存在する。本件は現状天然ガスパイプラインに混入することを本案としているが水素マーケット多様化を図るため水素の船舶輸送での対案を検討する。

以上

参 考

1) 調査の成果のイメージ図

図1 洋上水素製造プラント事業のイメージ図 (洋上立体システム図)

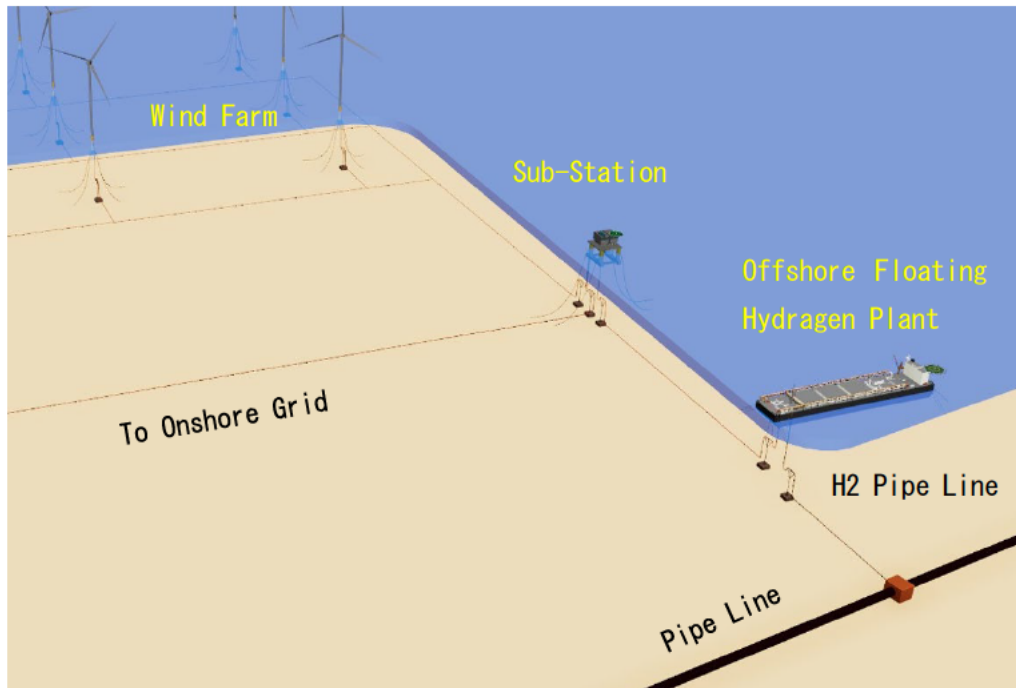
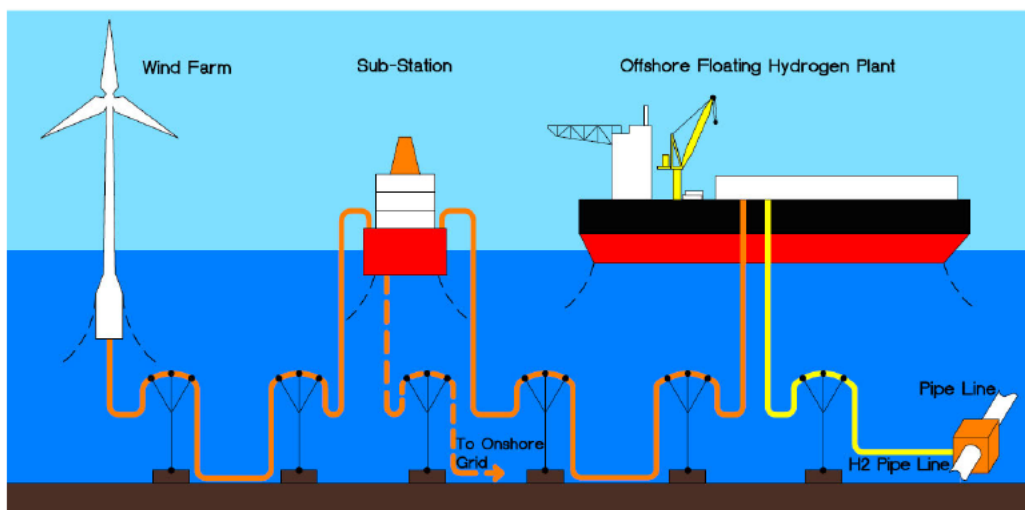


図2 洋上水素生産システム概要図



2) 洋上水素製造プラント（多点係留） 全体イメージ図

図3 浮体式水素製造プラントのイメージ図（1）



船首

船尾

図4 浮体式水素製造プラントのイメージ図（2）



船尾

船首

2) AiP 認証（基本承認）を取得

本「浮体式水素製造プラント」の設計について、一般財団法人日本海事協会より Approved In Principle（基本承認）を取得。

洋上での水素製造プラントのコンセプトが海洋構造物として成り立つことについて、第3者認証機関の観点からの評価を得たことになる。

Page 1 of 4

ClassNK
NIPPON KAIJI KYOKAI

Document No. 22HE01079
Date: 31 January 2022

APPROVAL IN PRINCIPLE

Floating Hydrogen Production Facility
developed by J-DeEP, Japan Offshore Design & Engineering Platform
Technology & Engineering Research Association

THIS IS TO CERTIFY THAT Approval in Principle is granted to J-DeEP.

The AIP is for the design concept of the Floating Hydrogen Production Facility, and it is based on "Part P: MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS AND SPECIAL PURPOSE BARGES".

The documents/drawings specified in the annex to this letter have been reviewed and it is examined that the conceptual design of the system is feasible for the intended application.

Conditions on this approval are set out in the Annex to letter 22HE01079.
For final approval of the system, a complete set of documentation is to be approved by the Society in accordance with relevant class rule.


(Masanori Akagi
General Manager of Hull Department
NIPPON KAIJI KYOKAI



Form CES (21-01)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名

令和3年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業（スコットランドにおける洋上風力電力による洋上浮体式水素製造プラントの技術検証と事業化初期調査）報告書

委託事業名

令和3年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業（スコットランドにおける洋上風力電力による洋上浮体式水素製造プラントの技術検証と事業化初期調査）

受注事業者名

J-DeEP技術研究組合

頁	図表番号	タイトル
4	図1.2.1.1	洋上風力発電の世界の導入量（2010年～2020年）
5	図1.2.2.1	洋上風力の導入予想
6	図1.2.2.2	洋上風力発電設備予測
7	図1.2.4.1	世界の洋上風力設置容量（GW）
7	図1.2.4.2	洋上浮力発電のうち、浮体式風力発電設置容量（MW）
8	図1.2.4.3	欧州風力発電 450GW 2050年 カーボンゼロ達成
9	図1.2.4.5	日本の洋上風力のポテンシャル
10	図1.3.1.1	電気料金の国際比較（日本経済産業省）
11	図1.3.2.1	風力発電入札価格（2010年～2026年）
12	図1.3.2.2	2050年洋上風力発電の電力コスト
13	図1.3.2.3	日本のFIT単価（2021年）
14	図1.4.2.1	世界の水素需要見通し
15	図1.4.3.1	スコットランドの水素需要分野の拡大方針
16	図1.4.4.1	欧州はいきなり100万トン単位の水素を生産へ
16	表1.4.4.1	日本と欧米の最近から数年先までのグリーン水素の製造プロジェクト
17	図3.3.3	オーストラリアのグリーン水素及びグリーンアンモニア事業計画
18	図1.5.2.1	水素製造コストの予想
19	図1.5.2.2	各国の水素生産コスト
20	図1.5.4.1	水素の推定コストに対するセクター毎の価格
30	表2.2.5.2	2022年（最新）の入札結果
34	図2.2.6.1	洋上風力の風車大型化の推移と発電能力の大型化の予想
34	図2.2.6.2	陸上風力の風車大型化の推移と発電能力の大型化の予想

36	図2.2.8.2	季節変動の風況例（HYwind、Beatrice沖の海上100mの風速m/s d）
37	図2.2.8.3	風力発電の理論式
40	表2.2.8.2	稼働率の現状（2011年～2015年）
41	図2.2.8.5	陸上と洋上の稼働率の向上（2010年～2018年実績、2050年予測）
41	図2.2.8.6	洋上風力発電の2030～2050年の見通し
42	図2.2.9.1	洋上風力発電の送電網と電力仕様
43	図2.2.9.2	洋上風力（浮体式基礎）の送電等のシステムイメージ図
45	図2.2.9.3	海底送電線の交流、直流送電の実績
46	図2.2.9.4	洋上変電所（接続点）
46	図2.2.9.5	風車から洋上変電所への送電電力仕様
49	図2.2.10.2	電力供給方式及び電力供給型の比較
55	図2.3.3.1	水素の生産方法
56	図2.3.4.1	電気分解法の種類
61	図2.4.2.1	オーストラリアのグローバル・エナジー・ベンチャーズ社（GEV）
61	図2.4.2.2	大型液化水素運搬船のイメージ（画像：川崎重工業）
62	表2.4.2.2	北海の天然ガスパイプライン リスト
64	図2.4.2.3	北海の天然ガスパイプライン網
65	図2.4.2.4	欧州の陸上パイプライン網
65	図2.4.2.5	欧州の陸上の水素専用パイプライン計画（2040年）
69	図3.2.1	電解装置の電力消費量の予測
73	図3.3.2.1	水素プラントの受電コンセプト及び電力網の全体イメージ図
77	図3.5.1.1	月間平均風速及び平均設備利用率
77	図3.5.1.2	時間平均風速及び設備利用率
79	図3.5.5.1	直流／交流電源の送電距離による比較
79	図3.5.5.3	直流送電の概要図（洋上風力発電設備～陸間の幹線）
80	表3.5.5.1	直流送電と交流送電の特徴の比較表
85	図4.1.1.1	アルカリ形水電解のフロー
85	図4.1.1.2	アルカリ形水電解のしくみ
86	図4.1.1.3	PEM形水電解のフロー
86	図4.1.1.4	PEM形水電解のしくみ
87	図4.1.1.5	SOEC形水電解のしくみ（出典：東芝HPより）
89	図4.1.2.1	FH2Rプロジェクト（旭化成の電解装置）
89	図4.1.2.2	大規模PEM形電解装置の開発（日立造船の電解装置）
90	図4.2.1.1	2030年までの公表済みの電解装置設置計画
91	図4.2.2.1	電解装置CAPEXの見通し
94	図4.3.2.1	AquaVentusのイメージ図
95	図4.3.2.2	H2MAREの模式図
95	図4.3.2.3	洋上プラットフォーム①
96	図4.3.2.4	洋上プラットフォーム②

96	図4.3.2.5	Agnesプロジェクト全体像
97	図4.3.2.6	Dolphynプロジェクト概要図
98	図4.3.2.7	浮体構造の概略図
101	図4.4.2	FPSOへのモジュール搭載
101	図4.4.3	モジュール型電気室
104	図5.1.1.1	設置海域
105	図5.1.1.2	設置海域水深
106	図5.1.1.3	風向別発生確率
106	図5.1.1.4	風速別発生確率
107	図5.1.1.5	波高別発生確率
107	図5.1.1.6	波高に対する累積発生確率
108	図5.2.1.1	海洋構造物の形式
115	図6.1.1.1	Spread Mooring
115	図6.1.1.2	Yoke Tower方式
116	図6.1.1.3	Buoy Type方式
116	図6.1.1.4	External turret方式
117	図6.1.1.5	Internal Turret方式
117	図6.1.1.6	Disconnectable Turret方式
119	図6.1.2.1	北海におけるFPSOの係留方式
119	図6.1.2.2	Wave Height in Scotland
121	図6.2.2.1	FPSOs with HV swivel
121	図6.2.2.2	HV swivel
122	図6.2.2.3	HV swivels
160	図9.2.1	水素の生産方法による分類
161	図9.2.2	水素生産におけるCO2 排出量