

着床式洋上風力発電導入ガイドブック

(第一版)

平成 27 年 9 月

国立研究開発法人
新エネルギー・産業技術総合開発機構

はじめに

世界の平均地上気温は、人類のエネルギー消費の増加とともに上昇し、1880年から2012年の間に0.85℃の昇温が認められている。気候変動枠組み条約締約国会議（COP:Conference of Parties）の2010年のCOP16において、気温上昇を産業革命前に比べて2℃未満に抑えることが採択（カンクン合意）され、低炭素エネルギーの活用が欠かせないことが謳われた。低炭素エネルギーの一つである再生可能エネルギーの活用は、二酸化炭素の排出量削減に効果的であるのみならず、エネルギーの安定供給等にとっても重要な役割を担う。その中でもポテンシャルの多い風力発電、取り分け洋上風力発電は、その導入促進が期待されているところである。

本調査は、洋上風力発電実証研究の一環として、洋上風力発電の導入促進を図るため、発電事業者等にとって参考となる「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」を取りまとめた。当ガイドブックでは、着床式洋上風力発電に係る概要として、定義と種類、ポテンシャル、国内外の現状と動向等の基礎情報とともに、洋上風力発電計画を策定する上で参考資料となる導入手引きとして導入計画の進め方に沿って、NEDO 洋上風力発電実証研究の一部の成果を含め国内外の知見を整理した。

上記の「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」の作成・検討にあたり、洋上風力発電等技術研究会開発委員会のうち、各種専門分野の委員から構成されるワーキングを設立し（下表、参照）、指導・助言を得て取りまとめた。ワーキング長はじめ、各委員の方々には深謝申し上げます。

着床式洋上風力発電導入ガイドブックワーキング委員

委員	所属/肩書
荒川 忠一 (WG長)	東京大学大学院工学研究科機械工学専攻 教授
赤松 友成	水産総合研究センター水産工学研究所 水産業システム研究センター エネルギー・生物機能利用技術グループ グループ長
関田 欣治	一般財団法人 沿岸技術研究センター 顧問（前理事長）
長井 浩*	日本大学生産工学部環境安全工学科 准教授
松宮 輝	(株)HIKARUWIND.LAB.代表取締役社長 (産業技術総合研究所エネルギー技術研究部 客員研究員)
石原 孟 (プロジェクトリーダー)	東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻 教授

(50音順、敬称略)

*長井委員は、第2回ワーキングまで委員を務めていただきましたが、平成26年10月16日に逝去されました。

目 次

	頁
1. 再生可能エネルギーにおける風力発電の位置づけ	1
1.1 再生可能エネルギーの導入意義	1
1.2 風力発電の優位性	5
1.3 参考文献	9
2. 着床式洋上風力発電の基本的事項	10
2.1 着床式洋上風力発電の定義と種類	11
2.1.1 洋上風力発電の定義	11
2.1.2 支持構造物の種類	12
2.2 洋上風力発電のポテンシャル	14
2.2.1 海外のポテンシャル	15
(1) ヨーロッパ	15
(2) アメリカ	18
2.2.2 日本のポテンシャル	20
2.3 洋上風力発電の現状と動向	23
2.3.1 海外の洋上風力発電	23
(1) 導入量の現状	23
(2) 今後の展開	31
2.3.2 日本の洋上風力発電	42
(1) 導入量の現状	42
(2) 今後の展開	47
2.3.3 洋上風力発電の導入に係る課題	51
(1) コストの低減	51
(2) 環境影響評価の確立	58
2.4 参考文献	62
3. 着床式洋上風力発電の導入手引き	66
3.1 洋上風力発電導入計画の進め方	69
3.2 立地海域調査	74
3.2.1 自然条件	74
(1) 気象	74
(2) 海象	79
(3) 海洋生物	90
3.2.2 社会条件	92
(1) 関連法規	92
(2) 系統連系	99

3.2.3	候補海域の選定例	102
3.3	気象・海象調査	104
3.3.1	風況	104
	(1) 海上風の観測調査	104
	(2) 海上風の予測方法	128
3.3.2	波浪・海潮流	134
	(1) 波浪調査	134
	(2) 海潮流調査	139
3.4	基本設計	143
3.4.1	風車設置点の決定	143
3.4.2	風力発電施設規模の設定	143
3.4.3	風車の機種選定	144
3.4.4	海底地形・土質調査	148
	(1) 海底地形	148
	(2) 土質調査	149
3.4.5	支持構造物の選定	151
3.4.6	経済性の検討	157
	(1) 建設コストと運転保守費	157
	(2) 発電原価と経済性	157
3.5	環境影響評価	161
3.5.1	環境アセスメントの手続	161
3.5.2	洋上風力発電の主な環境影響要因	164
	(1) 水中騒音	164
	(2) バードストライク（衝突死）	176
	(3) 景観	186
	(4) 蛸集効果	188
3.6	実施設計	190
3.6.1	設備設計	190
	(1) 洋上風力発電システム設計	190
	(2) 電気設備設計	191
	(3) 電気事業法	191
	(4) 省令で定める技術基準	192
3.6.2	工事設計	195
	(1) 電気工事設計	195
	(2) 土木・建築工事設計	195
3.6.3	工事計画	196
	(1) 一般論	196
	(2) NEDO 洋上風力発電実証研究事例	200
3.7	建設工事	203

3.7.1	契約	203
3.7.2	施工	204
(1)	基礎工事	205
(2)	風車の設置工事	244
(3)	自己昇降式作業台船 (SEP 船)	262
(4)	海底ケーブルの敷設	269
(5)	電気工事	288
3.7.3	試運転・検査	289
3.8	運転・保守	290
3.8.1	運転監視、保守、補修契約	290
3.8.2	損害保険、賠償責任保険	292
3.8.3	運転・保守の概要	292
(1)	運転・保守の方法	292
(2)	運転・保守の実状	301
(3)	運転・保守費用	314
(4)	アクセスの方法	315
3.9	撤去	326
3.10	事業性評価	328
3.10.1	キャッシュフローによる事業性評価	328
(1)	評価の方法	328
(2)	事業性の検討	328
3.10.2	事業リスク要因とコスト低減	334
(1)	事業リスク要因	335
(2)	コスト低減策	348
3.11	運転開始までの手続き	350
3.11.1	設備認定	350
3.11.2	接続検討	352
(1)	系統連系技術要件ガイドライン	352
(2)	系統連系の手続き手順	353
3.12	電気事業法による法的手続き	360
3.12.1	手続きの概観	360
3.12.2	保安規定の作成	361
3.12.3	電気主任技術者の選任・委託	362
3.12.4	工事計画	363
3.12.5	使用前安全管理検査	363
3.13	参考文献	364
	参考となる資料	376

付属資料

- I. 世界の洋上風力発電導入実績と計画
- II. 風車の大型化
- III. ユニークな日本製風車
- IV. SEP 船のリスト
- V. 我が国の港湾における波浪特性（稼働率）
- VI. アクセス船のリスト
- VII. 洋上風力発電事業開発に係る許認可権者
- VIII. 洋上風力発電関係機関等連絡先
- IX. 風力発電用語集

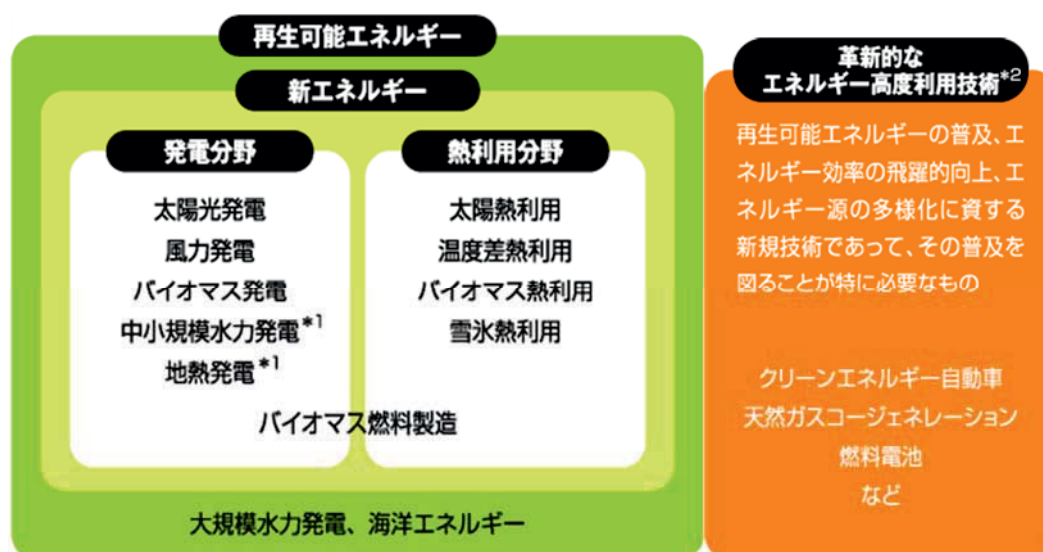
豆知識の一覧

【1章】	頁
1.1-1 エネルギー基本計画における再生可能エネルギーに関する記述	3
1.1-2 日本における風力発電関連機器産業の現状	4
1.1-3 IEA 加盟国における電力需要量に対する風力発電電力量の割合（2013年）	8
風力電力を供給力に参入（毎日新聞：2013年10月9日）	8
世界における再生可能エネルギーの累積設備容量のベスト5（2013年末）	8
【2章】	
2.1-1 浮体式洋上風力発電の定義	11
2.2.1-1 ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャル	17
2.2.1-2 中国の浮体式洋上風力発電のポテンシャル	19
韓国の浮体式洋上風力発電のポテンシャル	19
2.3.1-1 ドイツのFIT制度による洋上風力発電の買取価格	36
2.3.1-2 中国のFIT制度による洋上風力発電の買取価格	39
2.3.1-3 アメリカ初の洋上風力開発領域リース販売オークション	41
2.3.2-1 港湾における洋上風力発電に係る国土交通省港湾局の動向	43
2.3.2-2 日本の企業による海外の洋上風力発電への取組み	50
2.3.3-1 日本における洋上風力発電のコスト増の要因	57
日本の洋上風力発電の調達価格	57
2.3.3-2 イギリスにおける洋上風力開発と漁業対策	60
フランスの漁業者に対する取組み	61
【3章】	
3.2-1 生物保護へ重要海域選定	91
3.2.2-1 関係機関との協議先	98
3.2.2-2 電力系統の広域的運営の推進と電力システム改革	101
風力発電のための送電網整備実証事業	101
3.3.1-1 NEDOによる浮体式風況観測システムの研究	127
3.4.4-1 ボーリングデータの例	150
3.5.2-1 スナメリとネズミイルカ	175
3.7.2-1 モノパイルの技術開発	213
3.7.2-2 穿孔モノパイル（Drilled Monopile）の概要	214
3.7.2-3 トリパイル式	217
3.7.2-4 洋上風車建設の黎明期	268
3.7.2-5 銚子沖洋上風力発電実証研究施設の不具合の原因と対策	281
3.7.2-6 北九州市沖洋上風力発電実証研究施設の不具合の原因と対策	283
3.7.2-7 海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス（Jチューブ/Iチューブ）	284
3.7.2-8 石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令	285
3.8.3-1 海外の洋上ウィンドファームの点検に係る関連情報	304
3.8.3-2 Thoronton Offshore Wind Farm（ベルギー）のアクセスシステム	317
3.8.3-3 日本初の洋上風力発電専用アクセス船-JCAT ONE	320
3.9-1 撤去が簡便な支持構造物の形式	327

1. 再生可能エネルギーにおける風力発電の位置づけ

1.1 再生可能エネルギーの導入意義

再生可能エネルギーは、自然環境の中で繰り返し起こる現象から取り出すエネルギーの総称である。再生可能エネルギーとは、図 1.1-1 に示すように分類され、風力発電は新エネルギーの発電分野に属する。なお、新エネルギーに分類されていないが、革新的なエネルギー高度利用技術として、その普及を図ることが特に必要であるとされているクリーンエネルギー自動車、天然ガスコージェネレーション、燃料電池等があげられる。



*1：中小規模水力発電は未利用水力を利用する 1,000kW 以下、地熱発電はバイナリー式⁺に限定

*2：新エネルギーとされていないが、再生可能エネルギーの普及、エネルギー効率の飛躍的向上、エネルギー源の多様化に資する新規技術であって、その普及を図ることが特に必要なもの

(資源エネルギー庁,2006)

図 1.1-1 再生可能エネルギー及び革新的なエネルギー高度利用技術の構成

REN21(2013)は、再生可能エネルギーの普及見込みに関して様々な機関や団体が発表した 50 余りのシナリオを取りまとめ、世界のエネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を以下の 3 つに分類している。

- 高位のシナリオ：50～95%（国際環境 NGO グリーンピースや地球環境行動会議が 2012 年に発表したシナリオで 2050 年までの目標）
- 中位のシナリオ：30～45%（国際エネルギー機関による ETP2012 の予測で、これは IPCC（気候変動に関する政府間パネル）がまとめた気候変動を緩和するためのシナリオで 2050 年までの目標）
- 低位のシナリオ：15～20%（国際エネルギー機関やエクソンモービル社のシナリオで 2035 年～2040 年までの目標）

+ バイナリー式：地下から取り出した蒸気・熱水で、水より沸点の低い液体（ペンタン等）を加熱・蒸発させ、その蒸気でタービンを回す方式である。加熱源系統と媒体系統の 2 つ (binary) の熱サイクルを利用して発電する。

高い普及率のシナリオを実現する鍵は、家庭・産業・交通の全ての部門で、エネルギーの無駄をなくし、エネルギー需要の増加をどのくらいに抑えるかにある（水谷編,2014）。

我が国のエネルギー需給構造は、エネルギー消費が伸びている中であって、エネルギー資源の大部分を海外からの化石燃料に依存しており、安定したエネルギー供給にはほど遠い状況にある。また地球温暖化問題に対する世界的な対応が求められる中、温室効果ガスの大半をエネルギー起源の二酸化炭素が占める我が国にあっては、低炭素社会の実現に向けて一層の抑制・低減が求められている。

そのような状況下において、再生可能エネルギーの導入は以下に掲げる主に4つの意義があり、その普及はエネルギー安全保障、地球環境への貢献のみならず、裾野の広い産業への発展の可能性を孕んでいる。なお、2014（平成26）年4月11日に閣議決定されたエネルギー基本計画では再生可能エネルギーについて具体的な数値目標は盛り込まれなかったが（豆知識 1.1-1、参照）、再生可能エネルギーの積極的な導入促進が謳われている。

i エネルギーの安定供給

国産のエネルギーである再生可能エネルギーの導入によって、エネルギーの安定供給が図られる。また、海外から輸入するエネルギーの依存度が低くなるため、エネルギーセキュリティも向上する。

ii 二酸化炭素（CO₂）の排出量削減

二酸化炭素に代表される温室効果ガス（GHG）の実効性の高い削減策として「再生可能エネルギー」、「原子力エネルギー」及び「CCS*を伴う火力発電」の3つの柱が掲げられ（*：火力発電所から排出される燃焼ガス中の二酸化炭素(C)を捕獲(C)し、地中深く貯留(S)する技術）、これらの低炭素エネルギーの比率を2050年までに今の3-4倍に高めることにより今世紀末の気温上昇を産業革命前に比べて2℃未満に抑えられる可能性が高いとされている。なお、2℃未満の上昇であれば悪影響の度合いが受容可能な範囲に収まるため、国際的な合意を得た目標となっている。

iii 産業振興・雇用促進

再生可能エネルギーに関わる技術は、電気製品、素材、住宅等の幅広い産業が関係する技術であり、新技術や商品の開発過程において新規市場や雇用の創出に繋がる（資源エネルギー庁,2007）。大型風車は、約1-2万点の部品による量産組立製品で労働力と多様な部品産業が必要であることから（図 1.1-2）、風力発電は再生可能エネルギーの中でも、その導入拡大によって相当の経済効果が見込まれる（豆知識 1.1-2、参照）。

参考までに、IRENA(2013)は、2013年に世界の風力発電産業で83.4万人の雇用が創出されたことを発表している（再生可能エネルギー全体では650万人）。

iv その他

再生可能エネルギーは、送電時のエネルギー損失の低減、災害等の緊急時に自立型電源として活用できる等、分散型エネルギーシステムとして利点がある他、電力の負荷平準化（ピークカット効果）も期待できる（資源エネルギー庁,2007）。2011（平成23）年3月11日に発生した東日本大震災を踏まえて、地域自立型のエネルギーである再生可能エネルギーへの期待は高まっている。

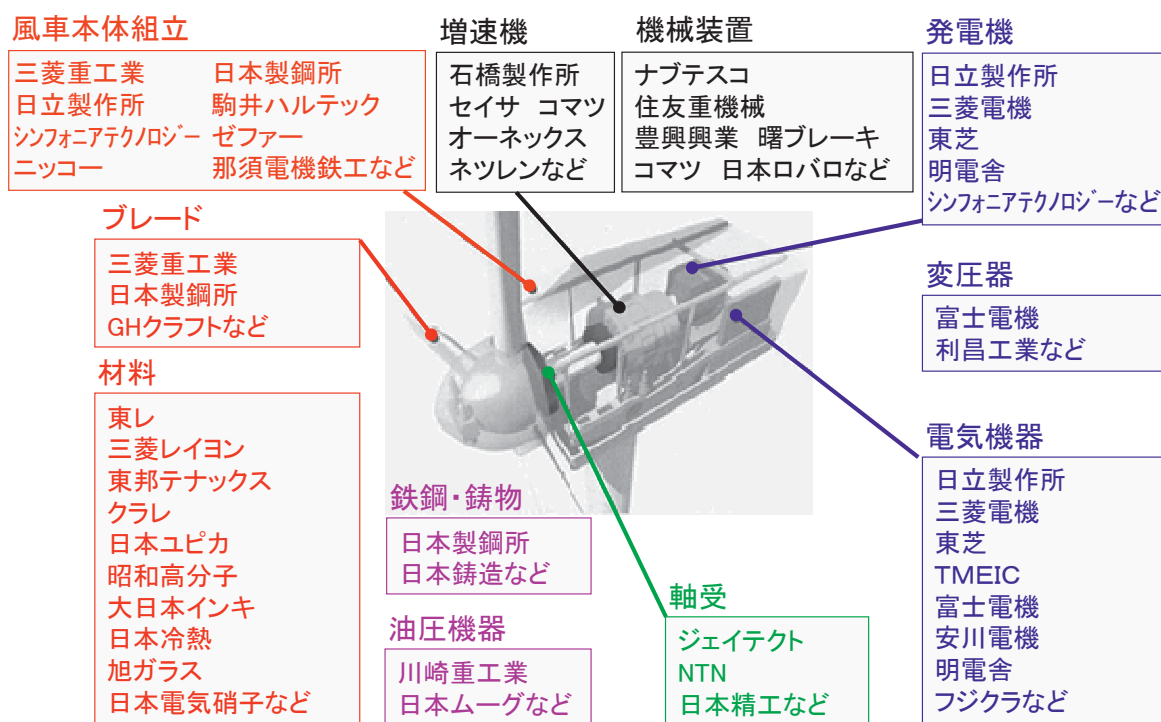


図 1.1-2 風車の主要なコンポーネントメーカー (前田, 2013)

【豆知識 1.1-1】

●エネルギー基本計画における再生可能エネルギーに関する記述

- 再生可能エネルギーは重要な低炭素の国産エネルギーである。
- 再生可能エネルギーは 2013 年度から 3 年程度、導入を最大限加速し、その後も積極的に推進する。これまでの基本計画を踏まえて示された水準(発電電力量のうち再生可能エネルギー等の割合：2020 年に 13.5%、2030 年に約 20%)をさらに上回る導入を目指す。
- 再生可能エネルギーの関係閣僚会議を創設し、政府の司令塔機能を強化する。
- 再生可能エネルギー・省エネルギー技術、原子力などのインフラの国際展開を推進する。

【豆知識 1.1-2】

「日本における風力発電関連機器産業の現状」

●売上高等

過去4年間、減少傾向にある。その理由は「2008年のリーマン・ショックによる世界的な不況」、「固定価格買取制度の施行(2012年7月)に伴う建設補助金制度の廃止」、「環境影響評価法(一部改正2012年10月;完全施行2013年4月)による環境審査の厳格化」等により風車の導入が進まなかったことに起因する。

●2012年度における産業統計の特徴

- ・国内の風車産業の売上高・国内生産量は1040億円と、2010年度のそれよりも約6割減。
- ・国内の生産・売上高の約70%が風車本体、残りの約30%が風車部品。
- ・海外の生産高は風車部品のみで、その生産量も年々減少。
- ・大形風車では国内の生産・売上高の88%が海外に輸出(部品では軸受が主体)。
- ・大形風車では国内生産量に対する国内からの部品調達額の割合は約半分(49%)。
→この割合が大きい程、二次波及効果が大きくなる。
- ・売上が安定：ブレードの素材、軸受等
- ・不安定：ロータハブ、増速機、歯車等(国内の売上依存度が大きい機器)

対象年度		2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	備 考
参加企業数(社)		75	72	57	68	・風車：マイクロ風車、小形風車、中形風車、大形風車を全て含む集計値 ・風車部品等：ブレード、ロータハブ、制御盤、軸受、発電機、タワー等の集計値
国内工場数(箇所)		92	89	67	76	
風力関係従業員数(人)		3,097	2,460	2,279	3,313	
売上高・国内生産量(億円)	風力発電機本体	1,563	810	762	719	
	風車部品等	951	730	356	321	
	合計	2,514	1,540	1,118	1,040	
海外生産量分(億円)	風力発電機本体	—	1	0	0	
	風車部品等	—	542	172	126	
	合計	—	543	172	126	
総合計(億円)		—	2,083	1,290	1,166	

「大形風車の資金の流れ」

対象年度	2009年度		2010年度		2011年度		2012年度	
風車工場数(箇所)	7		7		4		4	
風車従業員数(人)	903		650		500		460	
風車売上高(億円)	1,563		799		757		716	
海外出荷額(億円)	1,266	81%	597	76%	660	87%	634	88%
購入部品額(億円)	987	63%	543	68%	513	68%	485	68%
国内調達額(億円)	542	55%	247	45%	251	49%	236	49%

注) 海外出荷額と購入部品額の百分率は風車売上高に対する割合を示す。

国内調達額の百分率は購入部品額に対する割合を示す。

「データの出典」

- ・財団法人機械振興協会経済研究所(2011)：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会(2012)：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会(2013)：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会(2014)：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書

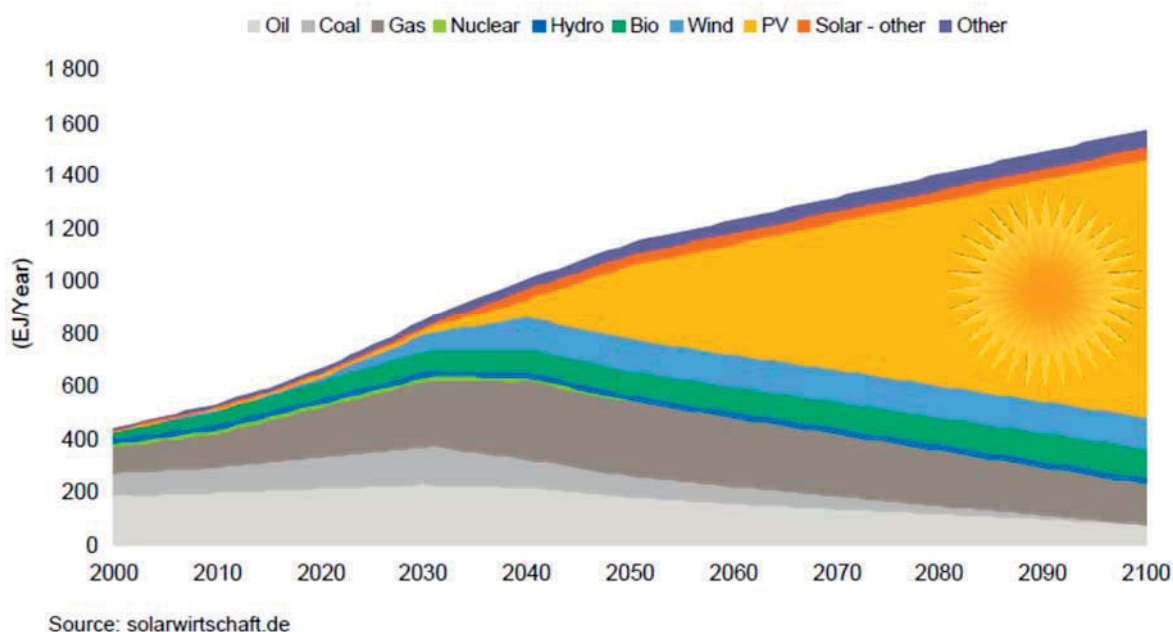
1.2 風力発電の優位性

我が国の 2013 年度の発電電力量の内、再生可能エネルギーの占める割合は 10.7%（水力を除く再生可能エネルギーは 2.2%）となっている。水力を除く再生可能エネルギーの割合が、15%以上を占めるスペイン、ドイツと比較して低い水準にある。

我が国は、前項で示したように、エネルギー供給、地球環境等、エネルギーを取り巻く情勢は逼迫しており、新エネルギーの導入促進に大きな期待が寄せられている。このようなエネルギーを取り巻く状況下にあつて、政府は 2012 年 7 月に固定価格買い取り制度を設けて、太陽光・風力・水力・地熱・バイオマスについて電気事業者が国が定めた調達価格・調達期間での再生可能エネルギー電気の調達を義務付けることとした。

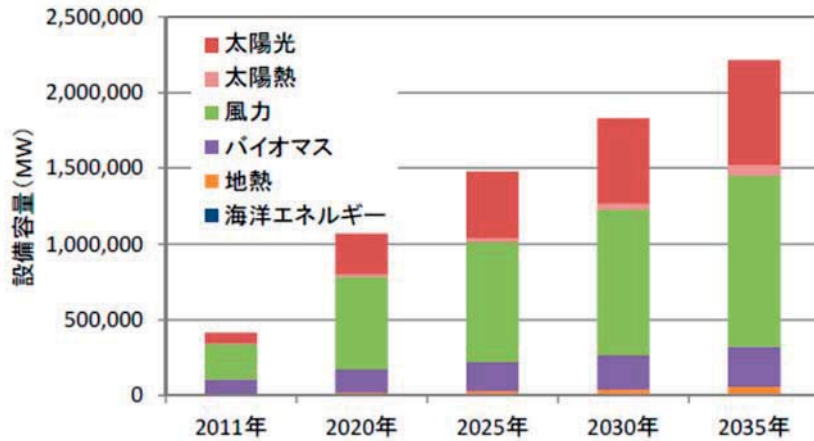
それにより固定価格買い取り制度の導入前（2012（平成 23）年 6 月末まで）までの再生可能エネルギー累積設備導入量は約 2,060 万 kW であったが、導入後の 2012（平成 23）年 7 月から 2014（平成 26）年 6 月末までに新たに運転が開始された設備導入量は約 1,109.3 万 kW で、制度開始前と比較して約 5 割増加となっている。中でも、太陽光発電（非住宅）の導入量が顕著で、制度開始後の導入量は太陽光が 9 割以上を占めている。

世界における一次エネルギー需要の長期予想によれば、2040 年位までは風力発電が大きなウエイトを占めると予想されている（図 1.2-1）。また、IEA は世界の再生可能エネルギーによる発電量に関する導入予測を公表している（図 1.2-2; 図 1.2-3）。それによれば、2035 年には、総設備容量が 20 億 kW（2,000GW）超、発電電力量が 60 億 kWh（6 百万 GWh）に近づき、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は 2035 年には 30%を超える予測となっている。ここで注目されるのは、再生可能エネルギーの中でも風力発電が大きな割合を占めていることである（豆知識 1.1-3、参照）。



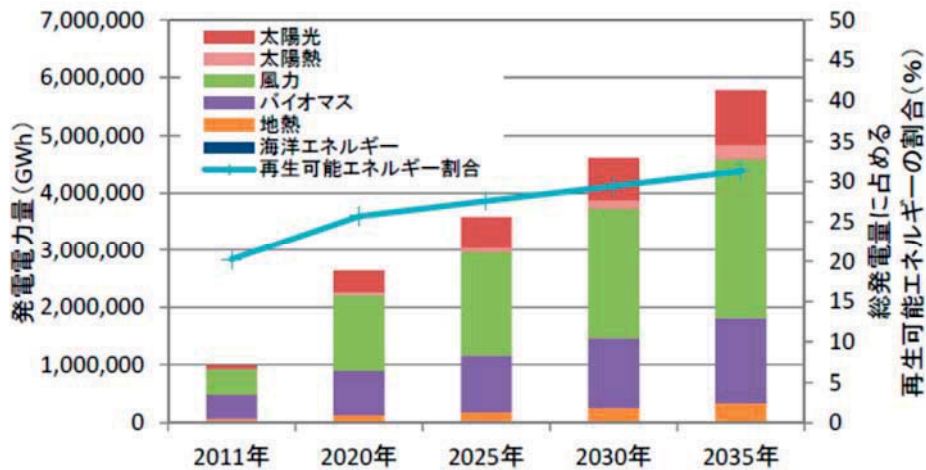
（出典：Solarwirtschaft.de、REC 資料）

図 1.2-1 世界の一次エネルギー需要の長期予想



(出典：環境省,2014 データ IEA2013 資料)

図 1.2-2 世界の再生可能エネルギーによる設備容量の予測



(出典：環境省,2014 データ IEA2013 資料)

図 1.2-3 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量の予測

風力発電は、新エネルギーの中でも次に示すように、経済性、効率性及び環境性に優れていることから注目されるエネルギー源である（表 1.2-1）。

- 比較的発電原価が安価である。
- 設備利用率が大きい。
- 単位面積当たりの出力が大きい。
- 設備・運用における CO2 排出量が少ない。
- エネルギーペイバックタイム（特定のエネルギー設備に対して直接あるいは間接的に投入したのと同量のエネルギーの消費を、その設備からのエネルギーの生産によって回収できるまでの運転期間を言う）が短い。

表 1.2-1 新エネルギー間の経済性・効率性・環境性に係る指標の比較

項目	風力発電	太陽光発電	バイオマス発電
発電コスト(円/kWh) *1	10(大規模)-14(中規模)	30.1-45.8	—
設備利用率(%) *2	16.8-20.3	3.2-5.3	18.8-20.0
単位面積当たりの出力(kW/m ²)	0.45 *3a 0.28 *3b	0.10 *3b	—
設備・運用におけるCO ₂ 排出量の原単位(g-CO ₂ /kWh)	25 *4	38 *4	—
エネルギーペイバックタイム	3.6年 *5	12.1年 *5	0.1年 *5
	(3-11ヶ月 *6)	(11-48ヶ月 *6)	

*1: コスト等検証委員会資料より引用

*2: 設備利用率はRPS法の施行状況の設備認定と電気供給量の実績値から推定

*3a: MHIホームページより2,000kW風車の受風面積を算出して推定

*3b: NEDO太陽光発電ガイドブック、NEDO風力発電導入ガイドブックから設置面積/占有面積(地組面積より推定)

*4: 今村・長野(2010)電力中央研究所報告「日本の発電技術のライフサイクルCO₂排出量評価」より引用

*5: 牛山泉ら「風と太陽と海-さわやかな自然エネルギー--(コロナ社刊)」(2001.9)より引用

*6: Milborrow, D. Wind plant earn back emissions in less than a year. (2007.spring)より引用

世界の風力発電の年間導入量は、2023年には75,000MW(7,500万kW)を超えると予想されており(図1.2-4)、累積導入量は900,000MW(9億kW)に達する。洋上風力発電の導入量も、図1.2-4に示されているように、毎年、着実に導入が進むものと思われ、次章以降では、着床式洋上風力発電について取りまとめる。

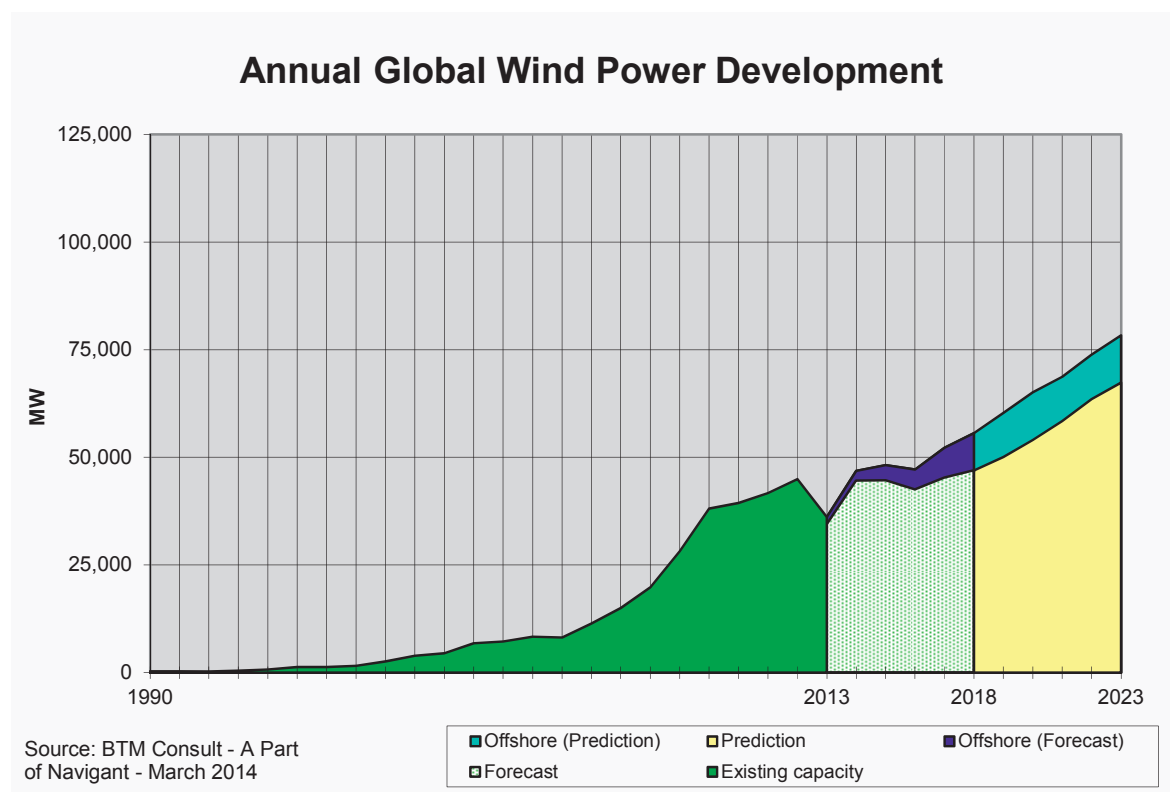


図 1.2-4 世界の風力発電市場の過去から未来 (BTM, 2014)

【豆知識 1. 1-3】

●IEA 加盟国における電力需要量に対する風力発電電力量の割合(2013 年末)

- ・日本は第 19 位

順位	1	2	3	4	5	6	7
国名	デンマーク	ポルトガル	スペイン	アイルランド	ドイツ	スウェーデン	イギリス
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	32.7	23.5	20.9	16.3	8.9	7.0	6.0
順位	8	8	10	10	12	12	14
国名	ギリシャ	オーストリア	オランダ	イタリア	アメリカ	オーストラリア	カナダ
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	5.8	5.8	4.7	4.7	4.1	4.1	3.1
順位	15	16	16	18	19	20	20
国名	中国	メキシコ	ノルウェー	フィンランド	日本	韓国	スイス
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	2.6	1.5	1.5	0.9	0.5	0.2	0.2

データ：IEA Wind(2014)：2013 Annual Report

●風力電力を供給力に算入(毎日新聞：2013 年 10 月 9 日)

- ・経済産業省は、2013 年の冬から風力発電の電力需給を堅守する際の供給力に導入することを決めた。これまで風の状況次第で発電量が安定しないとの理由で、従来は供給力に含めない参考値として「補欠」扱いだったが、政府の再生可能エネルギーの推進方針を受けて電力供給を担う「正選手」に格上げした。

最大電力需給に対して電力会社の供給力にどの程度の余裕があるかを示す「供給予備率」への影響は 9 電力全体でわずかだが、冬の厳しい北海道の予備率は従来の 6.9%から 7.2%程度に改善する。

●世界における再生可能エネルギーの累積設備容量のベスト 5 (2013 年末)

- ・日本は「太陽光」及び「地中熱」で第 4 位。

再生可能エネルギー	太陽光	太陽熱	風力	地熱	地中熱	
順位	1	ドイツ	中国	中国	アメリカ	中国
	2	中国	アメリカ	アメリカ	フィリッピン	トルコ
	3	イタリア	ドイツ	ドイツ	インドネシア	アイスランド
	4	日本	トルコ	スペイン	メキシコ	日本
	5	アメリカ	ブラジル	インド	イタリア	イタリア

出典：Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) (2014)：Renewables 2014, Global Status Report.

1.3 参考文献

- BTM Consult(2014):World Marcket Update 2013, International Wind Energy Development Forecast 2014-2018. A BTM WIND REPORT. 227pp.
- IEA(2013):World Energy Outlook 2013. 675pp.
- IRENA(International Renewable Energy Agency)(2014):REthinking Energy (エネルギーの再考). www.irens.org, pp. 8,
http://www.irena.org/rethinking/REthinking_Summary_JP.pdf,アクセス 2015 年 3 月 7 日.
- 環境省 (2014):平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書. 331pp.
- 環境エネルギー政策研究所 (2013):世界自然エネルギー未来白書 2013. REN21
- 前田太佳夫 (2013):風力発電関連機器産業調査の概要. 第 73 回新エネルギー講演会/第 1 回風力発電関連産業セミナー合同開催,「風力発電関連産業の動向」. 一般社団法人日本電機工業会・一般社団法人日本産業機械工業会・一般社団法人日本風力発電協会, 11-2. 2.
- 毎日新聞 2013. 10. 9 朝刊:風力電力を供給力に算入.
- 水谷 仁編 (2014):2050 年、世界で必要になる電気の 65%が再生可能エネルギーによってまかなわれるかもしれない. クリーンで無尽蔵 今こそ新エネルギー 風力, 太陽光, 水力-. その真の実力に迫る! Newoton, 2014. 8, 44-45.
- REC(Renewable Energy Corpolation)(2006):Corpolate presentation. pp. 29.
<http://hugin.info/136555/R/1058245/176848.pdf>, アクセス 2014 年 12 月 18 日.
- REN21(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)(2013):Renewables Global Futures Report 2013 (世界自然エネルギー未来白書 2013). 日本語版 環境「エネルギー政策研究所 (ISEP), 77pp.
<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalFuturesReport.aspx> .
(日本語版:<http://www.isep.or.jp/images/library/GFR2013jp.pdf>),アクセス 2015 年 3 月 7 日.
- 資源エネルギー庁 (2006):新エネルギーとは.
<http://www.enecho.meti.go.jp/energy/newenergy/new/p1.html>,アクセス 2014 年 12 月 18 日.
- 資源エネルギー庁 (2007):新エネルギー導入ガイド 企業のための風力発電導入 A to Z. 19pp.
http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/new_energy/pdf/huryoku_donyu.pdf, アクセス 2015 年 3 月 7 日.

2. 着床式洋上風力発電の基本的事項

洋上風力発電の導入促進に期待が寄せられている理由の一つに、陸上と洋上の風の特徴に違いのあることがあげられる。本章に入る前に、これら洋上における風の特徴について紹介する。

✓風が強勢である。

風速の頻度分布の表記法であるワイブル分布関数の定数に尺度係数 (C) と形状係数 (k) があるが、陸上の k は 1.75、洋上のそれは 2.2 とされ (Kühn,2001)、強風域寄りに発生頻度が高い。洋上では温度の日周変化が陸上よりも小さいことから、k の大きい分布 (裾野が狭い形状) となる (Twidell and Gaudiosi,2009)。風速が強勢であることにより、発電電力量の増加が見込まれる。

✓乱れ強度が小さい。

海面の粗度 (表面の粗さ) が小さいことから、風の乱れ強度が小さい。風速 15m/s における乱れ強度 (I_{15}) は洋上で 0.08、陸上で 0.15 とされ (Frandsen and Christensen,1994)、それ故、洋上では風車やブレードに与える機械的な疲労が小さくなり、結果的には風力発電施設の寿命が延びることとなる (Kühn,2001)。

但し、沿岸域において、陸風 (陸から海に向かって吹く風) の場合には乱れ強度、鉛直シアも比較的大きく、風速の時間変化もあることに留意する必要がある。

✓風速の鉛直シアが小さい。

海面の粗度長 (表面の粗さを表す指標) が小さいことから (一般的な海況で 0.001、時化の荒れた海況で 0.04 ; DS472 (1992))、陸上に比較して海上では高度による風速の変化が少ない。これは洋上風力発電では陸上風力発電のようにタワーを高くして高風速を得る必要がないことを示唆するもので、経済的に有利となる。但し、陸地に近い沿岸域において、陸風 (陸から海に向かって吹く風) の場合には、洋上といえども乱れ強度は比較的大きい。

✓風速が安定している。

洋上では風速の時間変化が少なく、洋上風力発電の設備利用率をあげる要因となる (Krohn,1998)。

上記のように、洋上では基本的には風力発電に適した強い風が安定的に吹くため、陸上風力発電よりも高い設備利用率が見込まれることに加え、後述するようにポテンシャルも大きいことから、洋上風力発電は再生可能エネルギーの大規模導入を可能にする有望な電源となり得る。

2.1 着床式洋上風力発電の定義と種類

2.1.1 着床式洋上風力発電の定義

着床式洋上風力発電の定義として、以下の2例をあげることができる。

- 支持構造物が流体力荷重にさらされる風車。

「風車－第3部 洋上風車の設計要件 (JIS C1400-3)」(図 2.1.1-1)

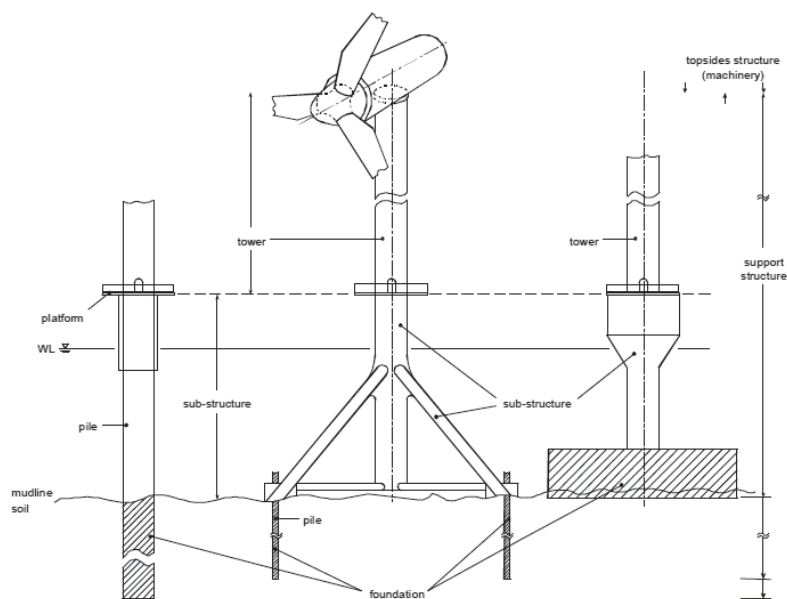


図 2.1.1-1 着床式洋上風力発電施設の概念図 (IEC 61400-3 Ed. 1.0)

- 海上、湖沼、河川等の水面を利用して、直接、風力発電装置、制御・監視装置を設置し発電するシステムであり、港湾域の防波堤上に建てられている風力発電設備 (semi-offshore) は洋上風力発電には属さない。

(新エネルギー・産業技術総合開発機構と千代田デイムス・アンド・ムーア,1999)

【豆知識 2.1.1-1】

● 浮体式洋上風力発電の定義

- ✓ 流体力荷重、構造物の浮力による垂直保持力及び波・流れ・風等に誘発される水平力を受け、位置保持設備で支持された浮体構造物を有する風車。

Wind turbine with a floating sub-structure which is subject to hydrodynamic loading, vertically supported by the buoyancy of the structure itself and the horizontal forces induced by wave, current, wind, etc. are supported by the station-keeping facilities. [Wind Turbines-Part3 Design requirements for floating offshore wind turbines(TS61400-3-2 IEC2009)]

2.1.2 支持構造物の種類

洋上風力発電は、着床式、浮体式及びセーリング式の3種類に分類される。着床式は、コストの面から一般的に水深 50～60m より浅い海域に適用されるもので、風力発電機を海底に設置した支持構造物（基礎）に固定して発電する形式である。

代表的な支持構造形式の例を図 2.1.2-1 に示す。この内、モノパイル(左図)、ジャケット(中央図)及び重力(右図)は3つの基本形と呼ばれるものであり、その他、本図には載っていない基本形式の発展形であるトリパイル、PC 重力、小型ジャケット、Twisted Jacket (Inward Battered Guide Structure) 等があげられる(表 2.1.2-1)。

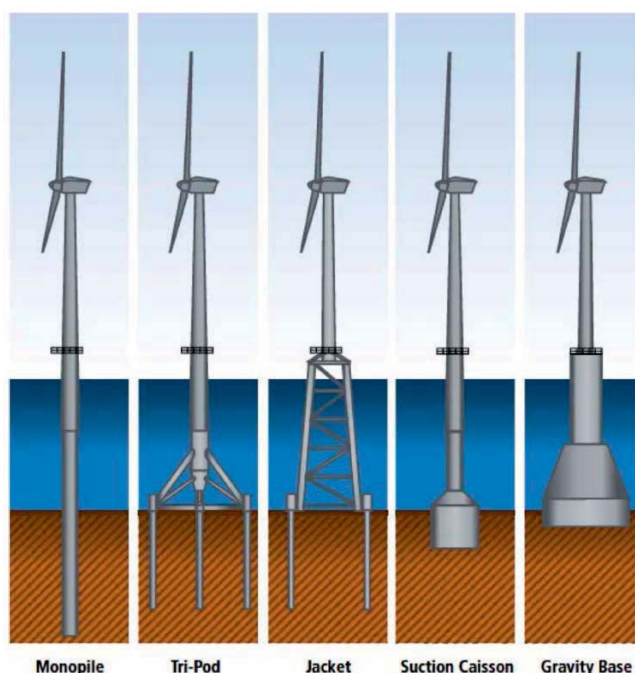


図 2.1.2-1 支持構造形式の代表例 (Navigant, 2013)

表 2.1.2-1 着床式洋上風力発電設備支持構造物の分類 (石原, 2010 を一部改変)

基本形	モノパイル	重力	ジャケット
発展形	トリパイル	PC重力	小型ジャケット
	ドルフィン		Twisted Jacket
ハイブリッド形	トリポッド(モノパイル-ジャケット)		
	ハイブリッド重力1 (重力-ジャケット)		
	ハイブリッド重力2 (重力-モノパイル)		
	ハイブリッドサクシオン (重力-モノパイル-サクシオン)		

着床式は、コストの面から水深 50～60m より浅い海域に適用されることは、前述の通りであるが、図 2.1.2-2 はこのことを端的に表している。着床式、浮体式ともに水深が深くなればコストは高くなるが、水深 60m 超えると着床式のコストが浮体式のそれよりも高くなる。なお、

石原（2011）と鈴木（2011）は水深 100m～200m 位までの浮体式コストは、水深に依存しないことを指摘している（図 2.1.2-2 の朱書きの線）。本図からモノパイル及び重力は水深 30m 以下、ジャケット、トリポッド及びトリパイルは水深 30m～60m の海域への適用が妥当と言える。なお、着床式洋上風力発電の建設費は、陸上風力発電と比較して支持構造物の割合が多いことから、海底地盤、水深、自然環境等の諸条件に適した支持構造物が開発され、洋上風力発電のコスト低減に寄与している（石原,2010;石原,2013）。

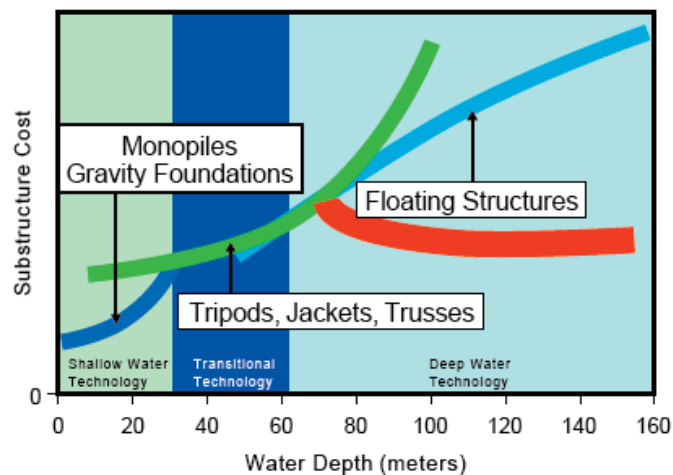


図 2.1.2-2 構造物コストの水深による変化（Dolan, 2004 を一部改変；石原, 2011）

参考として、図 2.1.2-3 に 1990 年から 2014 年までの世界の洋上風力発電導入実績資料（付属資料 I、参照）を基に、洋上風力発電設備の支持構造物形式の設置割合を求めた。支持構造物の選定は、単にコストや水深のみならず、海底地盤、海底傾斜等の諸条件に依存するものの、既往施設の支持構造物の多くはモノパイル（71.6%）で、次いで重力（9.7%）、ジャケット（4.4%）、トリパイル（2.7%）、トリポッド（2.6%）ドルフィン（0.5%）等の順となっている。

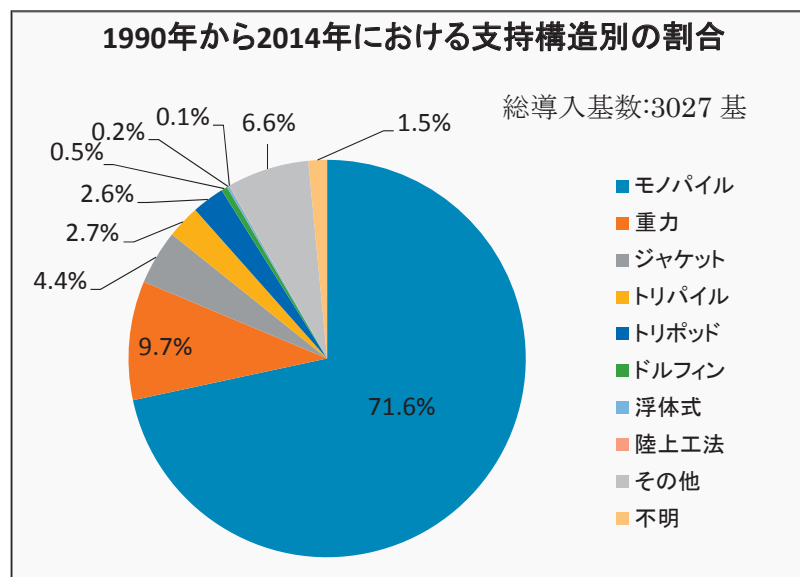


図 2.1.2-3 洋上風力発電設備の支持構造物形式の設置割合（1990 年～2014 年）

2.2 洋上風力発電のポテンシャル

世界の海上風（エネルギー密度）の分布図からエネルギー密度が高い海域は、北半球の冬期では太平洋と大西洋の北部及び南氷洋、南半球の冬期ではインド洋の中部と北部、南氷洋があげられ、南氷洋は巨視的みれば周年を通じて風況の強勢な海域として位置づけられる(図 2.2-1)。

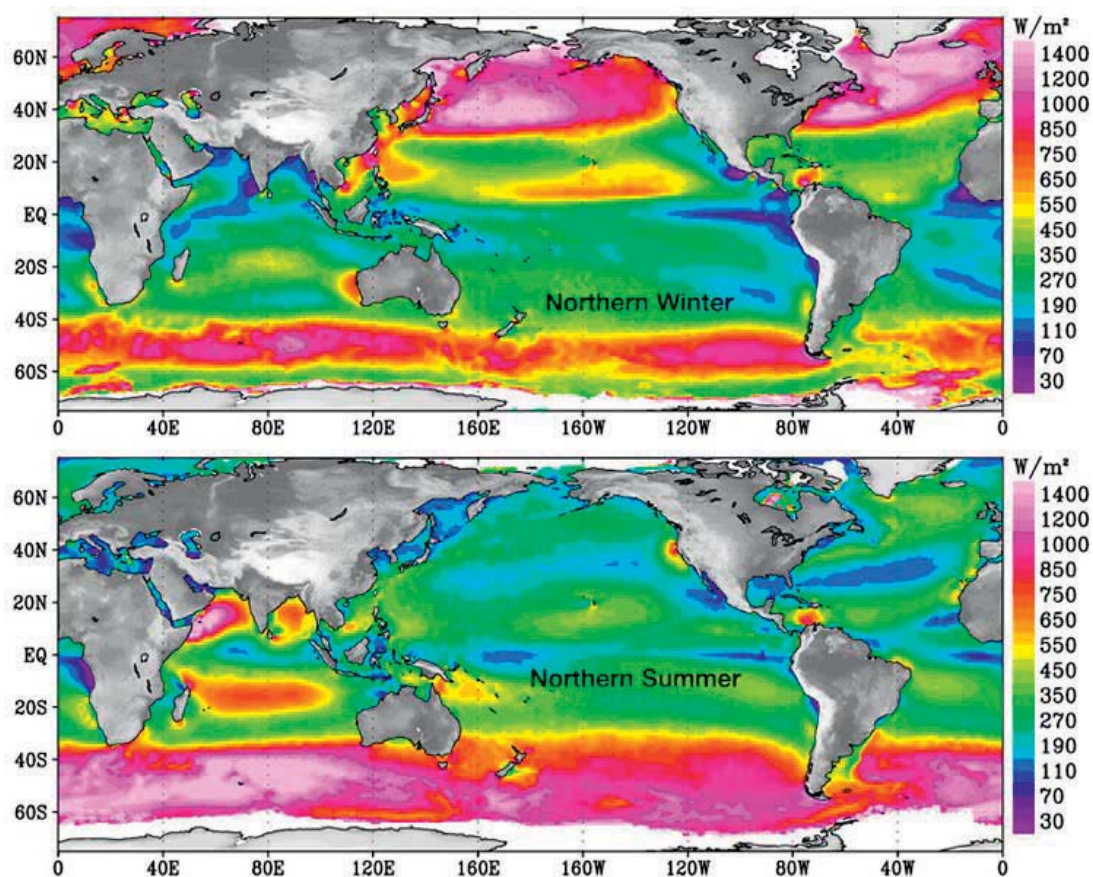


図 2.2-1 世界の海上風（海面上 10m）の平均風力エネルギー密度の分布図
上図：北半球（冬期）、下図：北半球（夏期）(NASA HP)

風の資源量を表現する語句として、「賦存量（潜在量）」、「ポテンシャル（期待可採量）」及び「導入可能量」が使用される。

- ◆賦存量（潜在量）：年平均風速（例えば、海面上 80m での年平均風速が 7.0m/s 以上）の海域において理論的に算出される風の資源量で、離岸距離等の制約条件は考慮していない。
- ◆ポテンシャル（期待可採量）：年平均風速、水深、離岸距離、公園指定海域等の一定条件を付与して求めた風の資源量である。
- ◆導入可能量：ポテンシャルの算出結果から経済面等の設定条件を満たす海域を対象として求めた事業化の可能性のある風の資源量である。

2.2.1 海外のポテンシャル

ヨーロッパとアメリカを中心に着床式洋上風力発電のポテンシャルについて取りまとめる。

(1) ヨーロッパ

Petersen (1992) によりヨーロッパ周辺海域における年平均風速と風力エネルギー密度のマップが作成されている (図 2.2.1-1)。風速あるいは風力エネルギー密度の強勢な海域はイギリス中北部からアイルランド周辺、地中海の南仏沖、大西洋のビスケー湾から北海・バルチック海、地中海のエーゲ海東部・南部等に認められる。

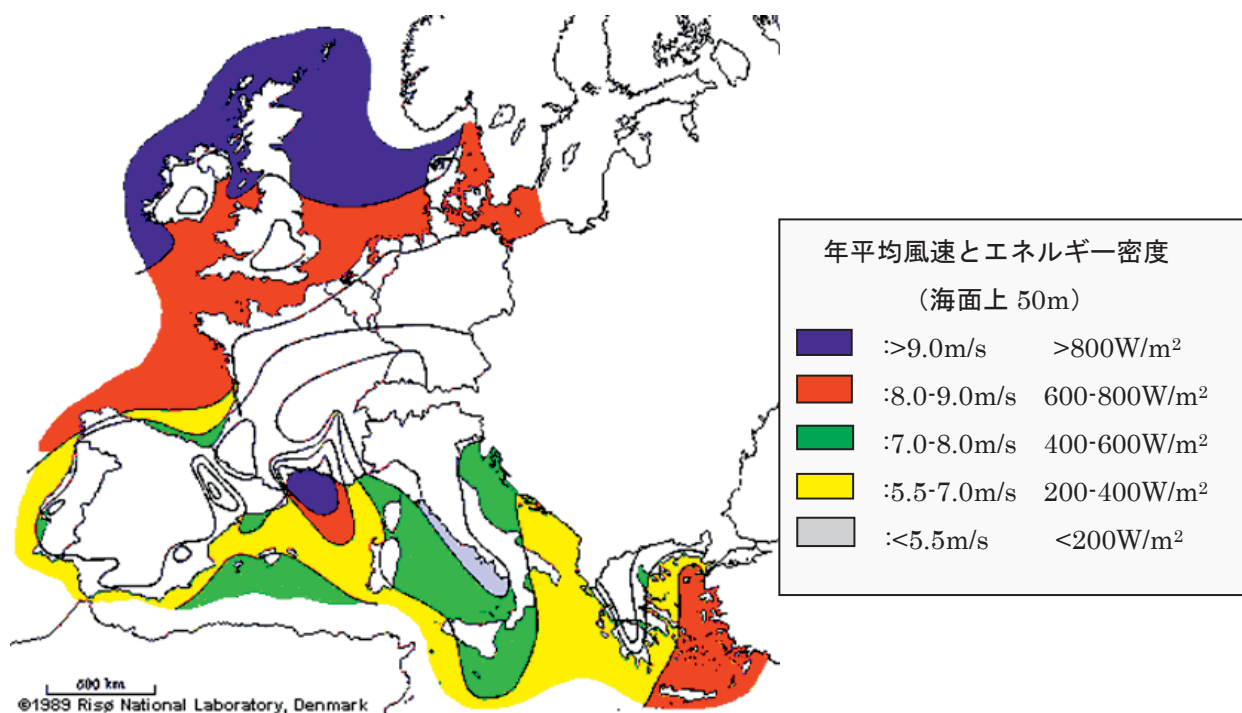


図 2.2.1-1 ヨーロッパ周辺海域の年平均風速と風力エネルギー密度のマップ (Petersen, 1992)

Matthies *et al.* (1995) は、ヨーロッパにおける当時の EC (ヨーロッパ共同体) 諸国の洋上風力発電賦存量から発電施設の設計に至るまでの総合的な調査を行っている。ここでは、彼らの資料を基に EC 諸国のポテンシャルに関して、対象とする海域を海面上 60m 高の年平均風速 7.0m/s 以上、水深 0-30m、離岸距離 0-30km と設定するとともに、6MW 機の風車を 1 平方 km 当たり 1 基設置するものとして求めた。表 2.2.1-1 に洋上風力発電に係る国別ポテンシャルを示す。ポテンシャルの多い国は、大西洋に面した北海、バルト海、ビスケー湾等の偏西風の影響域に位置することや領海面積が相対的に大きい国であるイギリス、デンマーク、フランス、ドイツ、アイルランド、オランダ等があげられる。

表 2.2.1-1 EC 諸国の洋上風力発電ポテンシャル (Matthies *et al.*, 1995 より作成)

国名	ポテンシャル (億kW)	国名	ポテンシャル (億kW)
イギリス	3.23	スペイン	0.20
デンマーク	2.06	ギリシャ	0.16
フランス	1.55	ベルギー	0.10
ドイツ	0.89	ポルトガル	0.08
アイルランド	0.64	イタリア	0.00
オランダ	0.52	合計	9.44

*年平均風速： $\geq 7.0\text{m/s}$ (海面上60m)

*対象海域：水深 $\leq 30\text{m}$ 、離岸距離 $\leq 30\text{km}$

*風車設置密度：1平方km当たり6MW

表 2.2.1-2 に EC 諸国の洋上風力発電の離岸距離別設置可能面積とともに、参考までに新エネルギー・産業技術総合開発機構ら (2009) 及び長井ら (2010) から日本のそれについても併せて示す。ここで EC 諸国の設置可能面積は自然公園、航路帯等の社会的条件を勘案し、それらに該当する海域を除いた算定結果となっているが、我が国における設置可能面積は社会的条件を考慮していない。同表に示すように、日本では離岸距離 30km までの設置可能面積は約 7,200km² で、社会的条件の設定に関する相違を無視すれば、その面積はオランダに次いで 7 位にランクされる。EC 諸国の設置可能面積の大きい国はイギリス、デンマーク、フランス、ドイツ、アイルランド、オランダ等で、これらの国は自明であるが前述のようにポテンシャルの大きい国である (参考までに、ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャルを豆知識 2.2.1-1 に示す)。

ここで、興味深いことは日本における設置可能面積の内、約 80%は離岸距離 10km 未満の海域で (離岸距離が 20-30km 圏の海域面積は全体の約 3%)、離岸距離が 20-30km 圏の海域にお

表 2.2.1-2 日本と EC 諸国の洋上風力発電設置可能面積の比較
(年平均風速：7m/s 以上 (海面上 60m 高)、水深帯：0-30m)

国名	離岸距離			
	0-10km	10-20km	20-30km	0-30km
イギリス	38,068	11,327	4,441	53,838
デンマーク	18,822	9,862	5,654	34,335
フランス	16,232	7,262	2,348	25,868
ドイツ	6,782	5,464	2,709	14,955
アイルランド	9,588	1,005	113	10,705
オランダ	4,934	2,308	807	8,715
スペイン	2,558	697	65	3,319
ギリシャ	2,508	111	10	2,628
ベルギー	573	565	498	1,635
ポルトガル	1,278	5	0	1,283
イタリア	56	0	0	56
日本	5,636	1,349	186	7,171

注) 欧州の出典：Matthies *et al.* (1995)

日本の出典：NEDOら (2009) 及び長井ら (2010)

いても 8-30%の設置可能な海域面積を有するベルギー、ドイツ、デンマーク、オランダ、イギリス等とは異なることである。ヨーロッパのこれらの国々は海底地形の傾斜が緩やかで遠浅となっていることから、着床式洋上風力発電に適した海域が多いことを示すものである。

なお、日本と同様に海底地形が急深となっている国はポルトガル、イタリア、ギリシャ、アイルランド、スペインがあげられる

【豆知識 2.2.1-1】

●ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャル

浮体式洋上風力発電のポテンシャルの多い国はノルウェーとイギリスで、両国合わせて 270GW(2.7 億 kW)となっている。その他、スペインの 80GW(0.8 億 kW)、大西洋と地中海のポテンシャルを合わせたフランスの 50GW(0.5 億 kW)、また地中海のイタリアとギリシャの 2 か国のポテンシャルの合計(100GW:1 億 kW)があげられる。

現在、ヨーロッパにおいて浮体式洋上風力発電の実証研究を行っている国は、ノルウェーとポルトガルであるが、両国ともに海底地形の勾配が急で、浮体式洋上風力発電に適した海域となっている。

国名	ポテンシャル (GW)	主な浮体方式	ポテンシャルの設定条件
イギリス	130	TLP	・離岸距離40km以内, 航路・自然環境・低風速域・観光名所等を考慮 (利用可能割合: 25%) ・浮体構造形式 TLP: 適用水深50-300m、Spar: 適用水深150-500m
アイルランド	40	TLP	
ノルウェー	140	TLP/Spar	
スウェーデン	45	TLP	
フィンランド・デンマーク	7	TLP	
フランス(大西洋/地中海)	50	TLP/Spar	
スペイン	80	TLP/Spar	
ポルトガル	20	TLP/Spar	
イタリア・ギリシャ	100	TLP/Spar	

出典) Henderson, *et al.* (2009)

(2) アメリカ

Schwartz *et al.* (2010) は、アメリカ合衆国（アラスカ、フロリダ、アラバマ、ミシシッピの4州を除く）の海上風マップ（図 2.2.1-2:海面上 90m）を基に年平均風速 7m/s 超、水深帯 0-30m,30-60m,60m 超の3層、離岸距離 50 海里（約 92.6km）未満及び風車設置密度 5MW/km² の設定条件を設けて、洋上風力発電のポテンシャルを試算している（図 2.2.1-3；図中の表の色付けはマップの3つの水深帯の彩色に合わせている）。本図から着床式洋上風力発電に適する水深 60m 以浅の海域は大西洋に比較して太平洋では非常に少ないことが明らかで、大西洋側のニューイングランドから南部までの水深 60m 以浅のポテンシャル（896.5GW、約 9 億 kW）に対して太平洋側（北西太平洋とカリフォルニア）のそれは 51.3GW（約 0.5 億 kW）で 17 分の 1 程度となっている。なお、ここで取り上げた海域のポテンシャルは水深帯 0-30m が同 30-60m よりも 1.7 倍多く、また浮体式の適用海域である水深 60m 超の海域のポテンシャルは約 2450GW（24.5 億 kW）と、水深帯 0-30m と 30-60m の両海域を合わせたそれよりも約 1.4 倍多い結果となっている。

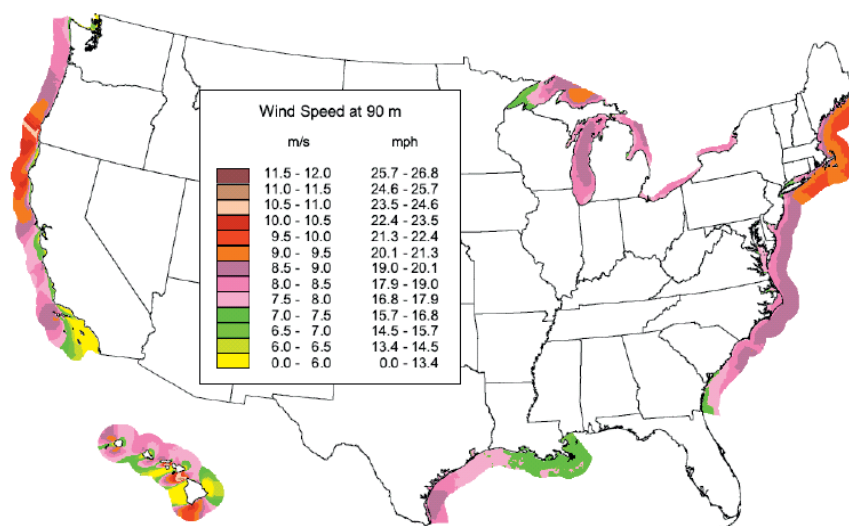


図 2.2.1-2 アメリカ合衆国の海上風マップ（海面上 90m）（Schwartz *et al.*, 2010）

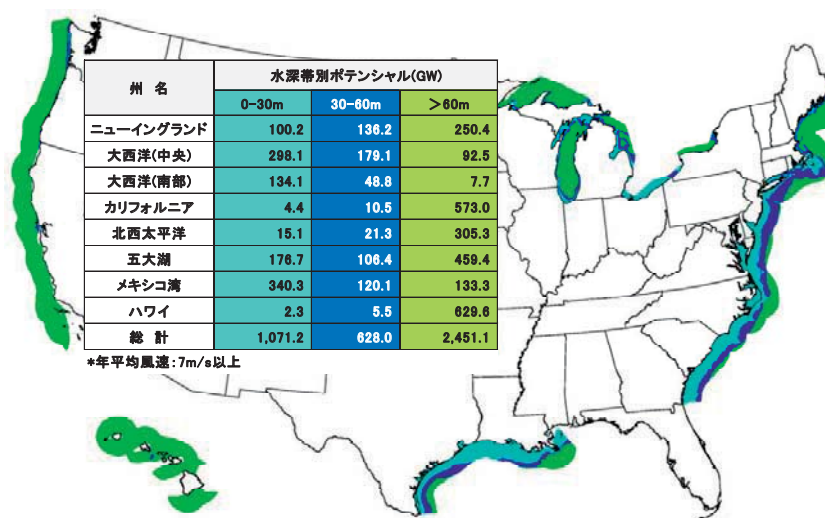
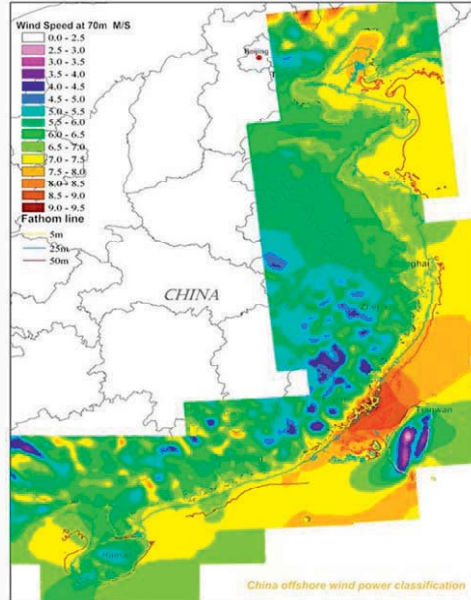


図 2.2.1-3 アメリカ合衆国の洋上風力発電ポテンシャル（Schwartz *et al.*, 2010 より作成）

【豆知識 2.2.1-2】

●中国の洋上風力発電のポテンシャル

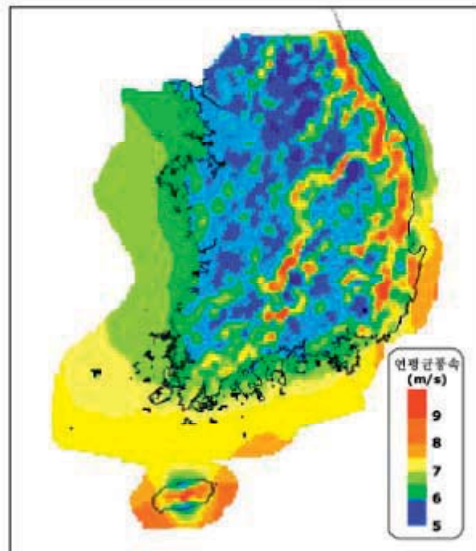
- ・着床式：750GW(7.5 億 kW) Chan(2007)、
- ・浮体式：45GW(0.45 億 kW) Henderson, *et al.*(2009)



年平均風速マップ(70m 高)
出典:BTM Consult(2010)

●韓国の洋上風力発電のポテンシャル

- ・着床式：7.9GW(790 万 kW) Kim(2009)
- ・浮体式：25GW(0.25 億 kW) Henderson, *et al.*(2009)



平均風速マップ(80m 高)
出典：Kim(2009)

2.2.2 日本のポテンシャル

我が国は、風の資源量が少なく、風力発電に向いていないと考えられていたが、新エネルギー・産業技術総合開発機構が1993年度（平成5年度）に発表した「全国風況マップ」の結果から、我が国においても風力発電の適地が存在し、導入量が期待できることが示された。当時は陸上風力発電が対象とされ、洋上風力発電については検討されていなかったが、我が国は排他的経済水域の面積、海岸線延長ともに世界第6位に位置する海洋国家である。

洋上風力資源に関して、これまで新エネルギー・産業技術総合開発機構と千代田ディムス・アンド・ムーア（1999）、千代田ディムス・アンド・ムーア（2000a;2000b）、新エネルギー・産業技術総合開発機構（2003）、長井ら（2010）、環境省地球環境局地球温暖化対策課（2010）、伊藤忠テクノソリューションズ（2011）、エックス都市研究所ら（2011）、日本風力発電協会（2013）等の機関により海上風マップの作成（図2.2.2-1）や、洋上風力発電のポテンシャルの算定が行われている。

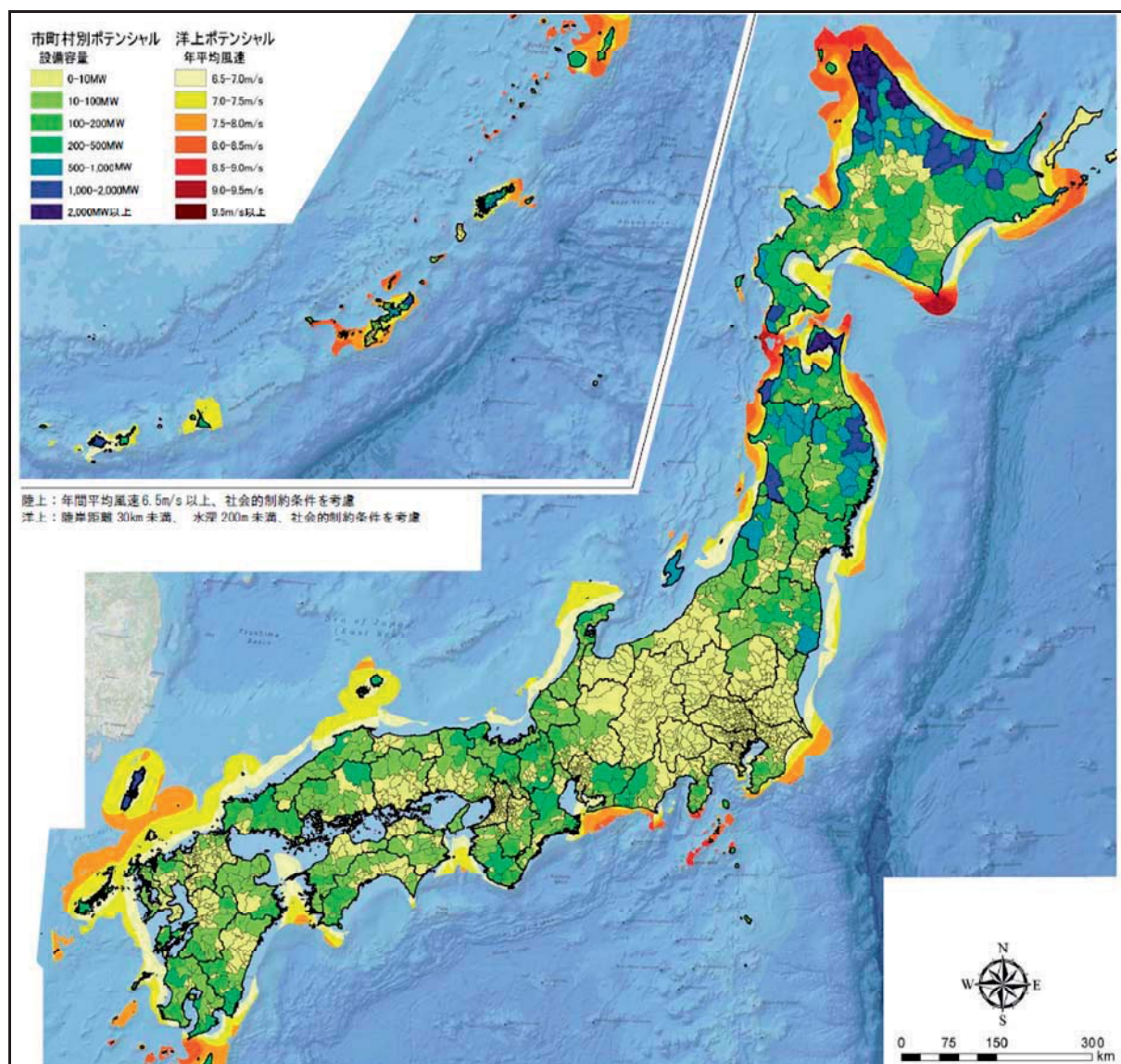


図2.2.2-1 風況マップ（地上高/海面上80m）（日本風力発電協会資料, 2013）

図 2.2.2-1 の風況マップから洋上風力発電に好適な風況（年平均風速（海面上 80m）：7.0～7.5m/s 以上）を有する海域は、巨視的にみれば北海道、東北及び九州に偏在しているが、その他に房総半島、遠州灘、南西諸島にも好適な海域が点在していることが分かる。また、洋上風力発電のポテンシャルに関して、主な既往調査資料から我が国における洋上風力発電に関する風の資源量（賦存量、ポテンシャル及び導入可能量）を整理して、表 2.2.2-1 に示す。同表に示すように、洋上風力発電の風資源量は資料によって大きな相違（着床式のケース：4 千万 kW～2 億 1 千万 kW）がみられるが、これは算出条件が異なることが大きな理由である。

表 2.2.2-1 既往調査資料による我が国における洋上風力発電に関する風資源量の一覧

番号	賦存量 (万kW)	ポテンシャル (万kW)	導入可能量 (万kW)	算出条件			出典
				賦存量	ポテンシャル	導入可能量	
1	—	4,039 (着床式)	—	・年平均風速：≥7.0m/s (海面上：60m) ・設備容量：1650kW(ロータ 直径(D)=66m) ・風車の設置間隔：5D×10D	・水深：0-30m ・自然公園区域は開発不可 ・港湾域・河口域は水深10mま での面積の内、利用可能面積は その85%	—	千代田タイムス・アンド・ムーア (2000b)：新エネルギー等導入促進基 礎調査（我が国の諸条件を考慮した 風力エネルギー利用可能性に関する 調査）報告書
2	—	120,085 着床式：21,313 浮体式：98,772	—	・年平均風速：≥7.0m/s (海面上：80m) ・設備容量：1万kW/km2	・水深：0-50m(着床式), 50- 200m(浮体式) ・離岸距離：0-30km ・自然公園区域は開発不可	—	NEDOら(2009)：洋上風力発電実証研 究F/S評価報告書 長井 浩ら(2010)：わが国沿岸海域 における洋上風力発電の期待可採量
3	571,571	61,332 着床式：9,383 浮体式：51,949	—	・年平均風速：≥7.5m/s (海面上：80m) ・設備容量：1万kW/km2	同上	—	環境省地球環境局地球温暖化対策課 (2010)：平成21年度 再生可能エネ ルギー導入ポテンシャル調査
4	100,921	80,860 着床式：12,309 浮体式：68,551	6,598 着床式：4,461 浮体式：2,137	同上	同上	・売電価格20円/kWh ・期間：20年 ・税引前PIRR：≥8% ・発電原価15.8円/kWh	伊藤忠テクノソリューションズ (2011)：新エネルギー等導入基礎調 査事業(風力エネルギーの導入可能量 に関する調査) 調査報告書
5	—	60,784 着床式：8,974 浮体式：51,811	300	同上	同上	・売電価格20円/kWh ・期間：20年 ・税引前PIRR：≥8% ・年平均風速：≥8.0m/s ・建設コスト/維持管理 費等の設定	エックス都市研究所ら(2011)：平成 22年度再生可能エネルギー導入ポテ ンシャル調査
6	—	37,882 着床式：7,837 浮体式：30,046	263	同上	同上 (但し、本土+沖繩のみ対象)	同上	環境省地球環境局地球温暖化対策課 (2012)：平成23年度再生可能エネ ルギーに関するゾーニング基礎情報整 備調査

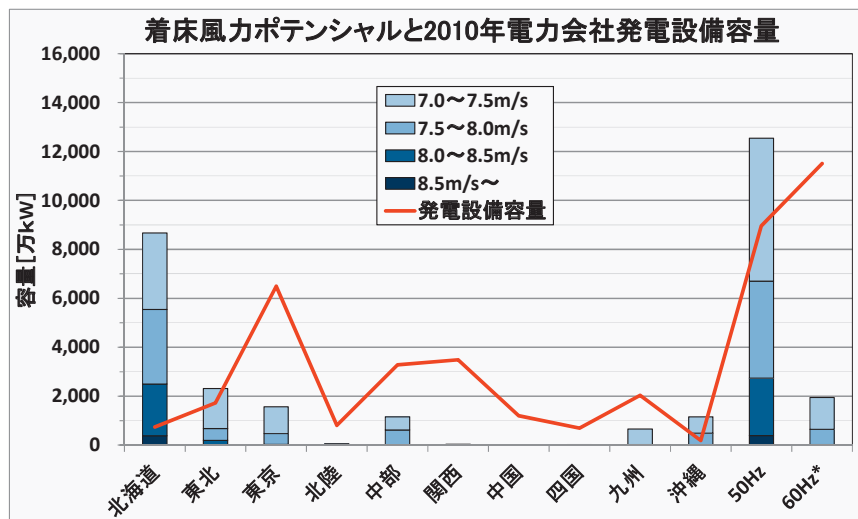
上表の内、2 番目の既往調査資料は水深帯別にポテンシャルが取りまとめられている。その推計結果の一部を表 2.2.2-2 に示す。水深 200m（陸棚縁辺近傍の水深）、離岸距離 30km までのポテンシャルは約 120 万 MW（約 12 億 kW）となって、その内、水深 0-50m に適用される着床式洋上風力発電のそれは約 2.1 万 MW（約 2.1 億 kW）で全体の約 18%に過ぎない{水深 50-200m の浮体式では約 99 万 MW（約 9.9 億 kW）で全体の 82%程度}。このことから我が国の周辺海域では浮体式の方が着床式よりも約 4.6 倍のポテンシャルを有していることが明らかとなった。なお、水深 50m 以浅のポテンシャルは我が国の急深な海底地形の特徴から推察されるように、離岸距離 10km～30km の海域面積は全体の約 20%を占めているに過ぎない。

表 2.2.2-2 水深帯別・離岸距離別洋上風力発電のポテンシャル (NEDO ら, 2009; 長井ら, 2010)

水深帯 (m)	離岸距離												全体に対する割合 (%)
	0-10km			10-20km			20-30km			0-30km			
	面積 (km ²)	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km ²)	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km ²)	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km ²)	設置基数	設備容量 (MW)	
0-20	6,114	12,228	61,140	713	1,426	7,130	82	164	820	6,909	13,818	69,090	5.8
20-30	3,214	6,428	32,140	807	1,614	8,070	104	208	1,040	4,126	8,252	41,260	3.4
30-50	7,420	14,840	74,200	2,236	4,472	22,360	622	1,244	6,220	10,278	20,556	102,780	8.6
0-50	16,748	33,496	167,480	3,756	7,512	37,560	808	1,616	8,080	21,313	42,626	213,130	17.7
50-100	17,714	35,428	177,140	18,247	36,494	182,470	6,306	12,612	63,060	42,267	84,534	422,670	35.2
100-200	12,878	25,756	128,780	21,076	42,152	210,760	22,552	45,104	225,520	56,505	113,010	565,050	47.1
50-200	30,592	61,184	305,920	39,323	78,646	393,230	28,858	57,716	288,580	98,772	197,544	987,720	82.3
0-200	47,340	94,680	473,400	43,079	86,158	430,790	29,666	59,332	296,660	120,085	240,170	1,200,850	100.0

注) ・年平均風速: 7.0m/s (海面上80m)、風車: 5MW(2基/km²)を基に推計
 ・水深0-50m: 着床式の適用範囲、水深50-200m: 浮体式の適用範囲とそれぞれ設定

また、5 番の既往調査資料は、電力会社管内別に着床式と浮体式の洋上風力発電の導入ポテンシャルが集計されている。図 2.2.2-2 に各電力会社管内における洋上風力発電ポテンシャルと電力会社の設備容量を併記して示す。本図からポテンシャルは風況の良い北海道、東北及び沖縄で電力会社の設備容量を上回り、ポテンシャルと設備容量の間にミスマッチが認められ、系統の容量不足が大きな課題である。



(年平均風速:7.0m/s 以上 (海面上 80m) ,水深 50m 未満,離岸距離:30km)

(日本風力発電協会資料,2014)

図 2.2.2-2 着床式洋上風力発電のポテンシャルと電力会社発電設備容量

2.3 洋上風力発電の現状と動向

2.3.1 海外の洋上風力発電

(1) 導入量の現状

世界初の洋上風力発電は、1990年にスウェーデンのNogersund洋上風力発電所で、220kWの風車1基を水深5m、離岸距離1000mの地点に設置して実証試験が行われた（現在、撤去されている）。その後、デンマークでは1991年にVindeby（450kW×11基）、1994年にTunø Konob（500kW×10基）、オランダでは1994年にIjssel湖にLely（500kW×4基）等、各国で導入が始まったが、これらは実証試験が主目的であった。2000年頃からデンマークを中心として事業化を目指した洋上ウィンドファームの建設が始まり、2000年半ば頃からはイギリス、ベルギー、ドイツ等の参入がみられた。設置海域は、初期には波浪の静穏な閉鎖性海域（バルチック海、デンマーク国内の諸島間の内海、アイリッシュ海）であったが、2002年以降は比較的波浪の厳しい半閉鎖性海域（北海）へと、設置海域が拡大している（図2.3.1-1）。それに伴い、近年、洋上風力発電施設は水深の深く、離岸距離の遠い海域に設置される傾向が図からも認められる（図2.3.1-2;図2.3.1-3）。このような傾向は(2)の「今後の展開」で述べているが、イギリスのRound3やドイツの排他的経済水域（EEZ）における洋上風力開発が進めば、より明確となる。

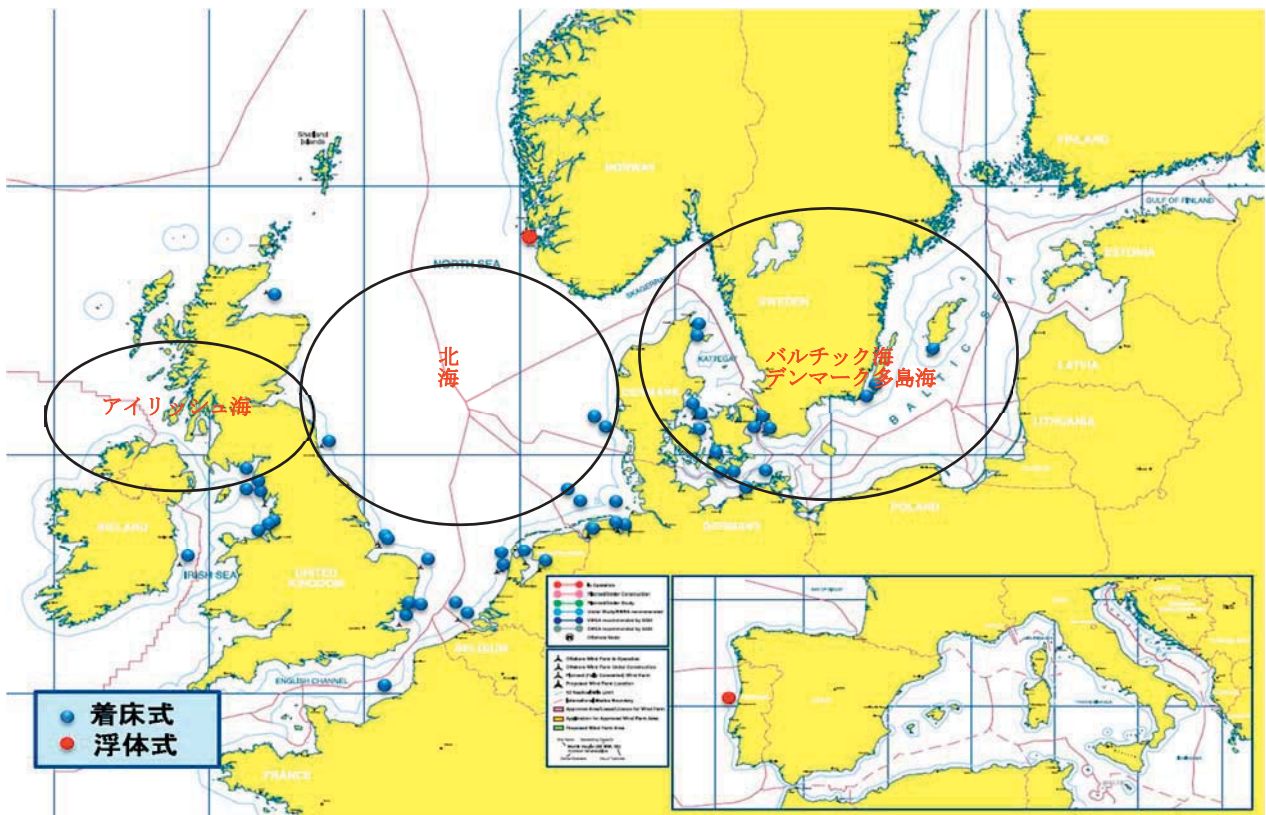


図 2.3.1-1 ヨーロッパにおける洋上風力発電所の配置図（EWEA, 2009 を改変）

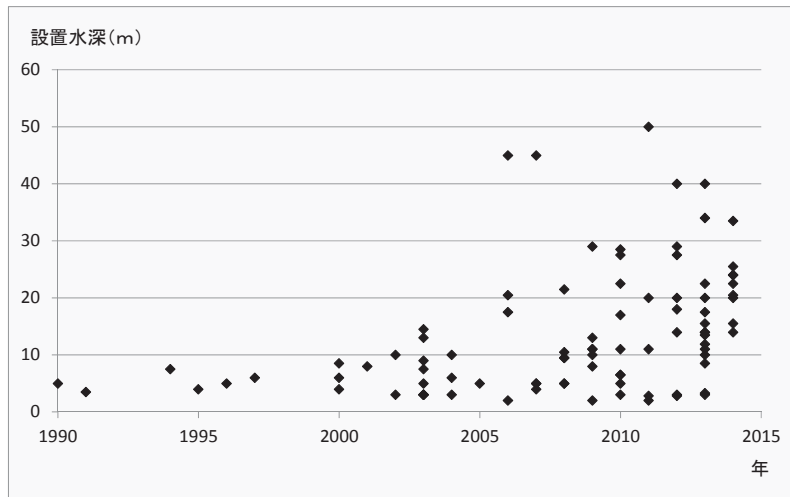


図 2.3.1-2 洋上風力発電施設の設置水深の推移

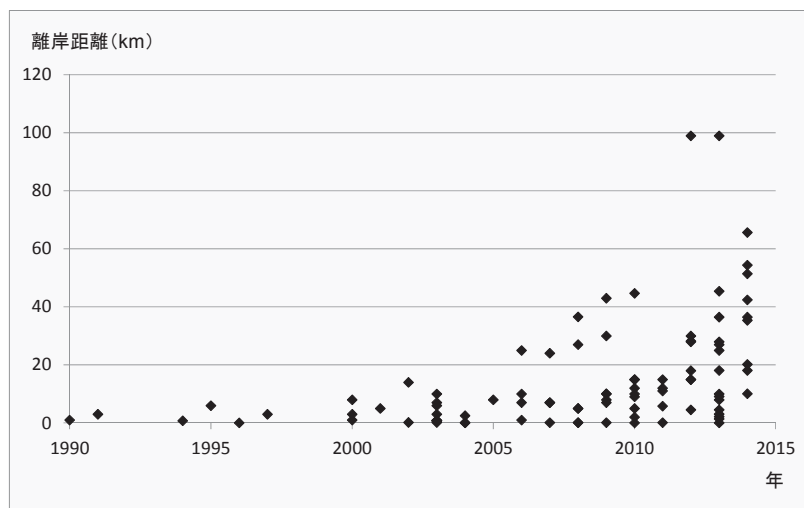


図 2.3.1-3 洋上風力発電施設の離岸距離の推移

また、洋上風力発電の導入は、ヨーロッパだけではなく東アジアの諸国に拡がり、日本や中国等も参入し、2014 年末の世界の洋上風力発電累積導入量は約 1,052 万 kW (10,520 MW ; 3027 基) に達した (図 2.3.1-4 : 洋上風力発電の導入リストは付属資料 I を参照)。これは、風力発電全体 (2014 年末 : 約 3 億 7 千万 kW) の約 3% に過ぎないが、直近の 3 年間の平均伸び率は 44% 程度となっている。洋上風力発電の導入量が多い上位 5 位の国は、イギリス (全体の 49.0%)、ドイツ (19.3%)、デンマーク (13.0%)、ベルギー (8.0%)、中国 (4.1%) となって、ヨーロッパの諸国が大半を占めている。アジアでは、上記のように中国が上位の 5 位にランクされ、日本は 5.2 万 kW (0.5 %) で 8 位となっている (韓国は 0.5 万 kW (0.1%) で 12 位)。

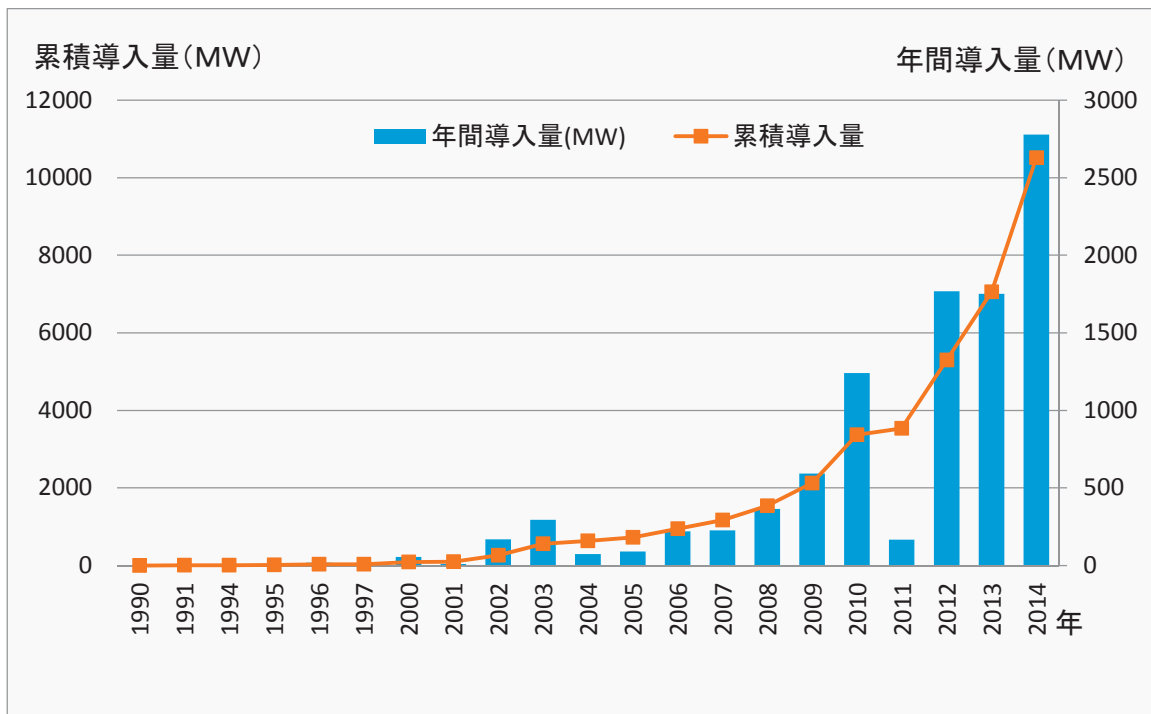


図 2.3.1-4 世界の洋上風力発電導入量の推移

このような導入量の増加は、風力発電機の大型化と施設の大規模化に依っている。風力発電機の定格出力の推移は、図 2.3.1-5 に年別の 1 基当たりの平均出力（設置基数で加重平均）と最大出力を示しているように、1990 年代は平均出力、最大出力ともに 500kW 程度の 2 桁の出力であったが、2000 年から 2005 年頃までは平均出力で概ね 2000kW 程度（最大で 4500kW）と、急速に大型化が進んでいる。その後、2005 年から 2010 年頃までは平均出力で 3000kW 程度（最大で 5000kW）、そして、それ以降 2014 年までは平均出力で約 4000kW（最大で 7000kW）と、20 数年で最大出力は約 14 倍となっている（風車の大型化については、付属資料Ⅱを参照）。

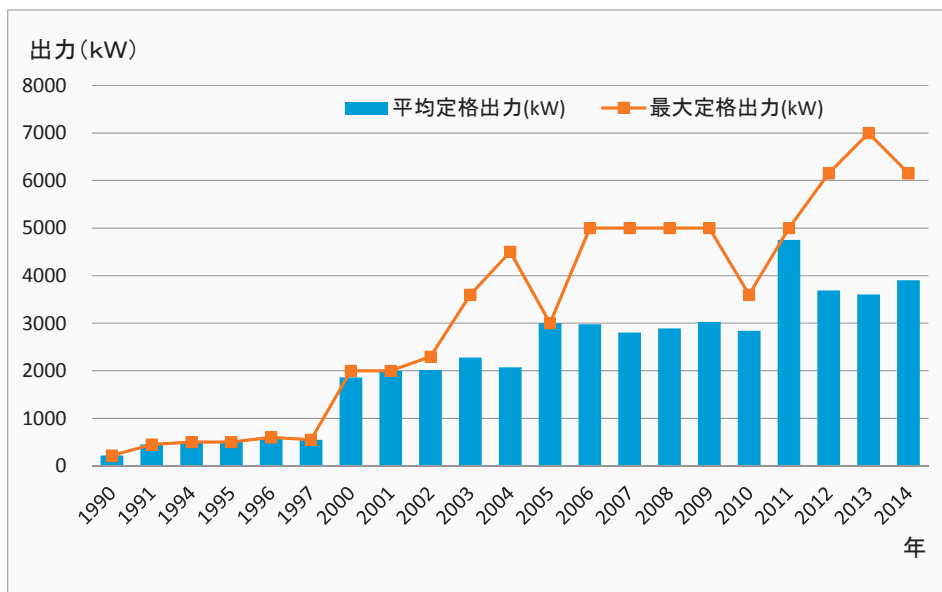


図 2.3.1-5 洋上風力発電機の年別定格出力（1 基当たりの平均と最大）の推移

ちなみに、洋上風力発電所に設置されている風車メーカーの導入割合（基数に対する割合）は、1990年から2014年末までの導入実績から Siemens が 55.1%、Vestas が 22.1%、Senvion が 2.8%、Bard が 2.7%、REpower が 1.7%、Sinovel が 1.1%、Bonus が 1.0%、Nordtank が 0.9%、その他が 12.6%となっている。このことから洋上風力発電機は、Siemens 社の風車の導入が過半数を超えており、次いで Vestas 社が全体の 1/4 程度を占めていることが分かる。

Siemens は 2004 年にデンマークの Bonus を買収、REpower は 2007 年にインドの Suzlon に買収されたものの、旧社名の REpower で風車を販売していたが、2014 年に社名を REpower 改め Senvion に変更している。よって、Siemens の導入シェアは、Bonus のそれを加算して 56.1%、Senvion は REpower のシェアを加えて 4.5%と見た方が良いかもしれないが、洋上風力発電機の統計資料は旧社名で記載されているため、ここでは、それに従って取りまとめている(図 2.3.1-6)。

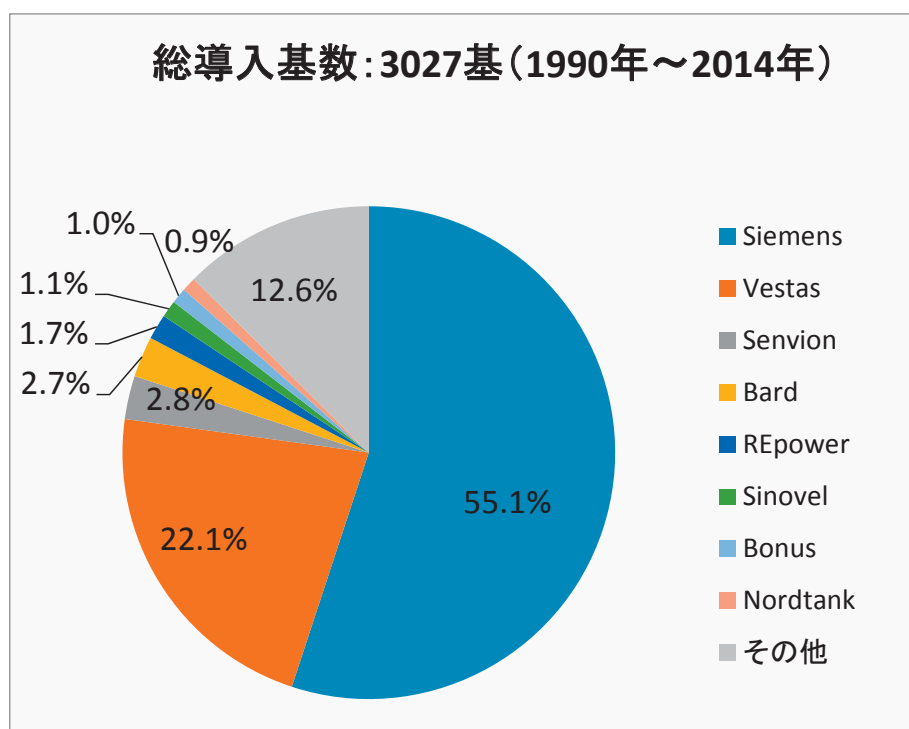


図 2.3.1-6 風車メーカー別の導入割合（1990年～2014年）

また、風力発電施設の規模について、1施設当たりの平均設備容量と最大設備容量の推移を図 2.3.1-7 に示す。平均設備容量の推移は、年により増減があるものの、1990年代は平均設備容量、最大設備容量ともに1桁の5MW未満であったが、2000年から2009年頃までは平均設備容量100MW以下(最大で209MW)、2010年以降は平均設備容量300MW超の年もみられ、最大設備容量は630MWとなっている。このように、最大設備容量は20数年で300倍以上となっている。

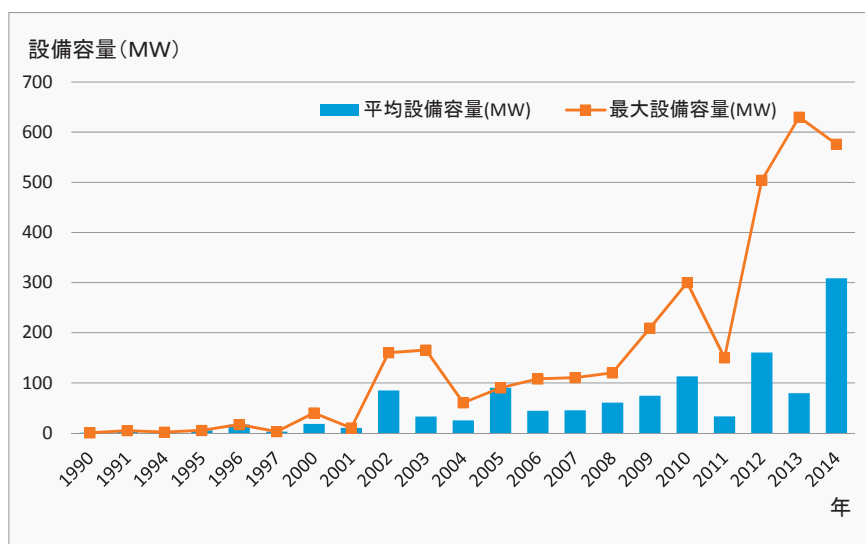


図 2.3.1-7 洋上風力発電機の年別設備容量 (1 施設当たりの平均と最大) の推移

世界の大規模洋上風力発電所として、上位 10 位までの施設を表 2.3.1-1 に示す。表示しているように、ベスト 10 に入る洋上風力発電施設は大半が 2013 年以降に稼働したものである。現時点において、最大の施設は London Array Phase I の 630MW で、本発電施設は Phase II を含めると、原子力発電所並みの 1,000MW(1GW) の計画となっている。

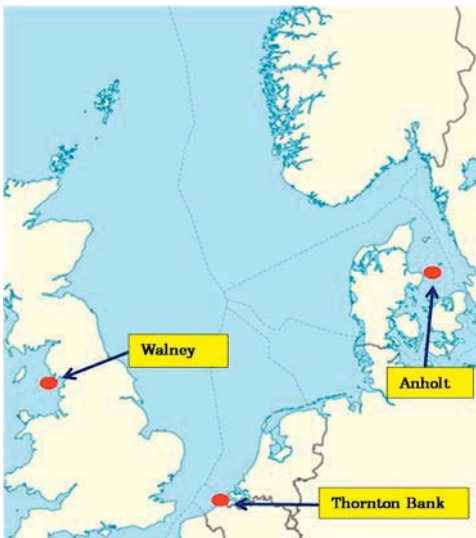
参考までに、本項の末尾にデンマーク (Anholt)、イギリス (Walney) 及びベルギー (Thornton Bank) の主要な着床式洋上風力発電施設の導入事例を示す。

表 2.3.1-1 上位 10 位までの大規模洋上風力発電施設 (2013 年末現在)

順位	国名	洋上風力発電所名	総出力(MW)	風車定格出力×設置基数	稼働年	備考
1	イギリス	London Array Phase I	644.4	3.6×179	2012/2013	phase II を含めて 1000MW の計画
2	イギリス	Gwynt y Môr (2)	576.0	3.6×160	2014	
3	イギリス	Greater Gabbard	540.0	3.6×150	2012	
4	ドイツ	BARD Offshore 1	400.0	5.0×80	2012/2013	phase I ~IV
4	ドイツ	Borkum	400.0	5.0×80	2014	phase I
6	デンマーク	Anholt	399.6	3.6×111	2013	
7	イギリス	West of Duddon Sands	388.8	3.6×108	2014	
8	イギリス	Walney	367.2	3.6×102	2010/2012	phase I , phase II
9	ベルギー	Thornton Bank	325.2	5.0×6, 6.0×30, 6.15×18	2008/2012/2013	phase I , phase II , phase III
10	イギリス	Sheringham Shoal	316.8	3.6×88	2013	

【デンマーク : Anholt】

国名	デンマーク
施設名	Anholt
施設設備容量(MW)	399.6
風車単機容量(MW)	SWT-3.6-120(Siemens) 3.6
風車設置基数	111
ハブ高(m)	81.6
ロータ直径(m)	120
水深(m)	14-19
離岸距離(km)	15
支持構造	モノパイル



<http://www.anholt-windfarm.com/en/environment>

<http://www.anholt-windfarm.com/en/the-project>

【イギリス：Walney】

国名	イギリス		
	Walney phase1	Walney phase2	Walney phase1,2
施設設備容量(MW)	183.6	183.6	325.2
風車単機容量(MW)	SWT-3.6-107(Siemens) 3.6	SWT-3.6-120(Siemens) 3.6	—
風車設置基数	51	51	102
ハブ高(m)	83.5	90.15	—
ロータ直径(m)	107	120	—
水深(m)	19-28	14-19	—
離岸距離(km)	14	15	—
支持構造	モノパイル	モノパイル	—



<http://www.walneyoffshorewind.co.uk/en/about-walney/about-the-project>

<http://www.walneyoffshorewind.co.uk/en>

【ベルギー：Thornton Bank】

国名	ベルギー			
	Thornton Bank phase I	Thornton Bank phase II	Thornton Bank phase III	Thornton Bank phase I, II, III
施設設備容量(MW)	30	184.5	110.7	325.2
風車単機容量(MW)	5M (REpower) 5.075	6M (REpower) 6.15	6M (REpower) 6.15	—
風車設置基数	6	30	18	54
ハブ高(m)	94	95	95	—
ロータ直径(m)	126	126	126	—
水深(m)	12-28	6-28	11-28	—
離岸距離(km)	27	27	26	—
支持構造	重力	ジャケット	ジャケット	—



<http://www.c-power.be/presentation>

<http://www.c-power.be/>

(2) 今後の展開

BTM Consult(2012)は、世界の洋上風力発電の 2021 年までの累積導入予測を約 78,000MW(78GW)とし、その過半数はヨーロッパが占めるものの、1/3 はアジア、そしてアメリカは数%と推定している (図 2.3.1-8)。

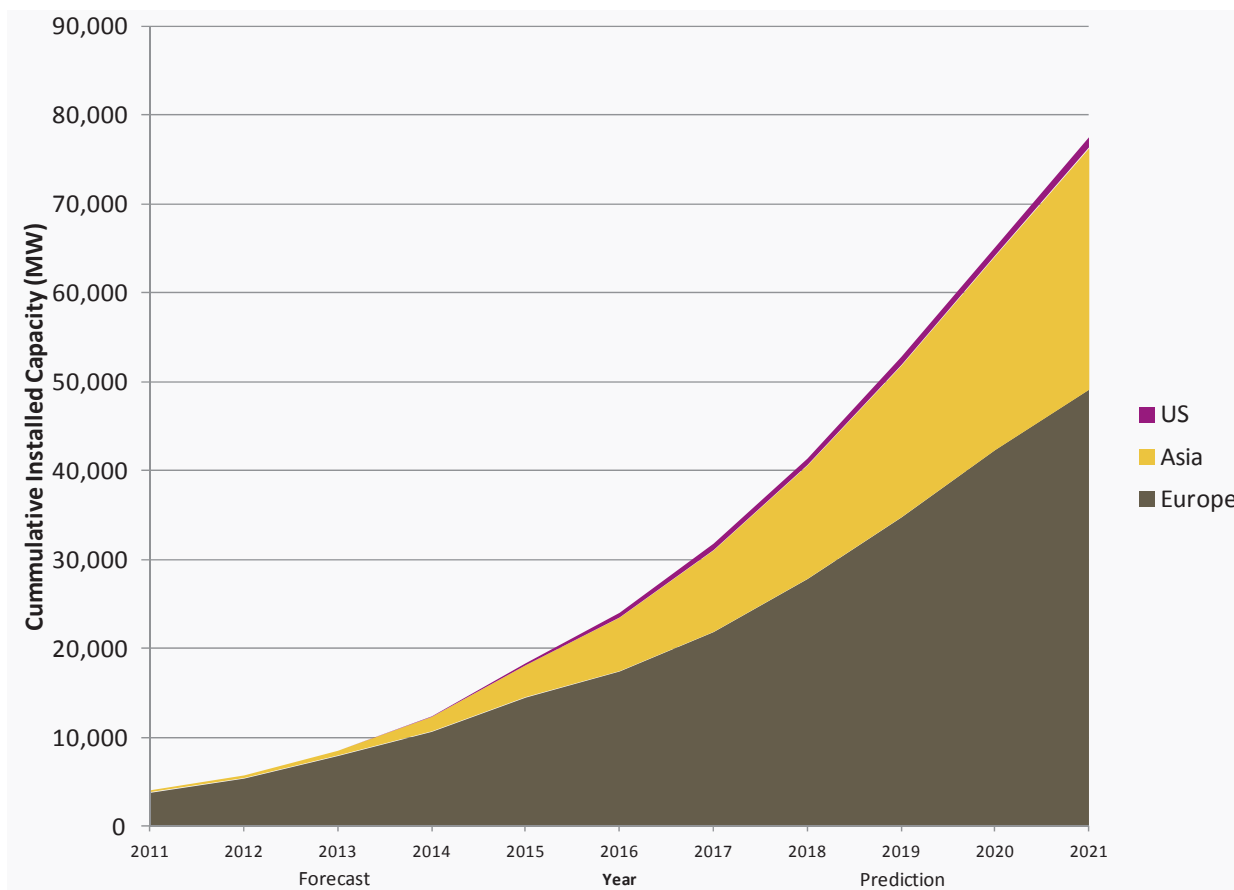


図 2.3.1-8 世界の洋上風力発電導入量の予測 (BTM Consult. 2012)

ヨーロッパの中では、国策として導入目標を掲げているイギリス、ドイツ及びフランスが洋上風力発電の牽引役を担うことになるものと思われる。ここでは運開・建設中や既に認可が与えられている事例の多いイギリスとドイツについて、最近の動向を取りまとめた。

1) イギリス

イギリスは、10年前以降、洋上風力発電の開発が大きく進展し、現在、導入量は世界一の地位にある{同国の最初の洋上風力発電施設は2000年に建設された Blyth (4MW:2MW×2) である}。これは、洋上開発に直接利害を有するクラウン・エステート (The Crown Estate:政府系の王室の不動産財産の管理機関) が推進役となってこともあるが、イギリス政府がエネルギー・気候問題等の上位の政策目標と整合する形で許認可手続きや利害調整を円滑に進めるための枠組みが構築されたことに依っている(伊藤,2013)。前述の Blyth プロジェクトの完工と併せて、クラウン・エステートにより開発海域 (ゾーニング) が特定化され、洋上風力発電事業者を公募入札する制度が構築された (表 2.3.1-2)。図 2.3.1-9 に Round1、Round2 及び Round3 の公

募海域を示すとともに、以下にそれぞれの海域の概要を記す。

- ・ Round1 : 開発海域は領海内、水深 4-21m、離岸距離 2-13km
- ・ Round2 : 開発海域は領海内、水深 6.5-29m、離岸距離 7-30km
- ・ Round3 : 開発海域は排他的経済水域 (EEZ)、水深 35-53m、離岸距離 20-160km

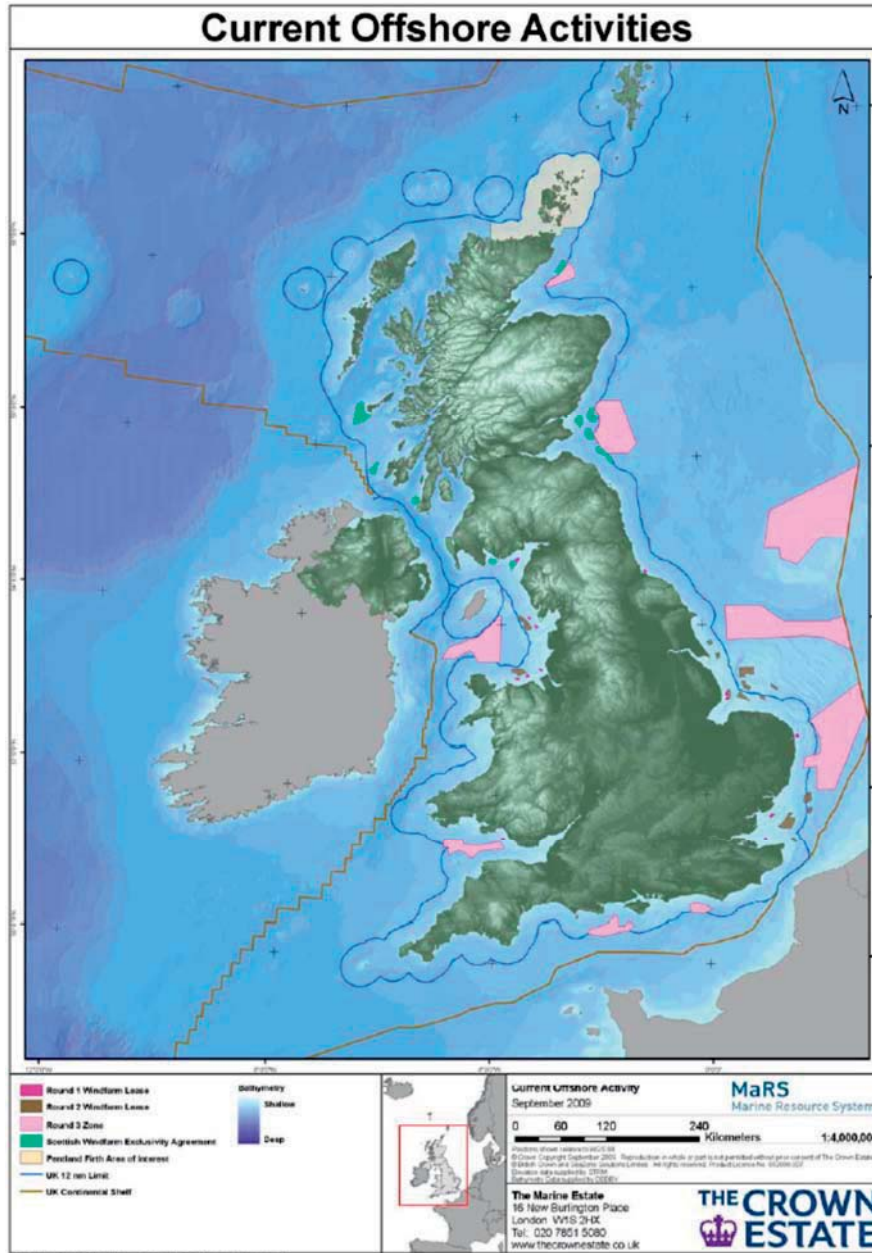


図 2.3.1-9 洋上風力発電の公募海域 (Langston, 2010)

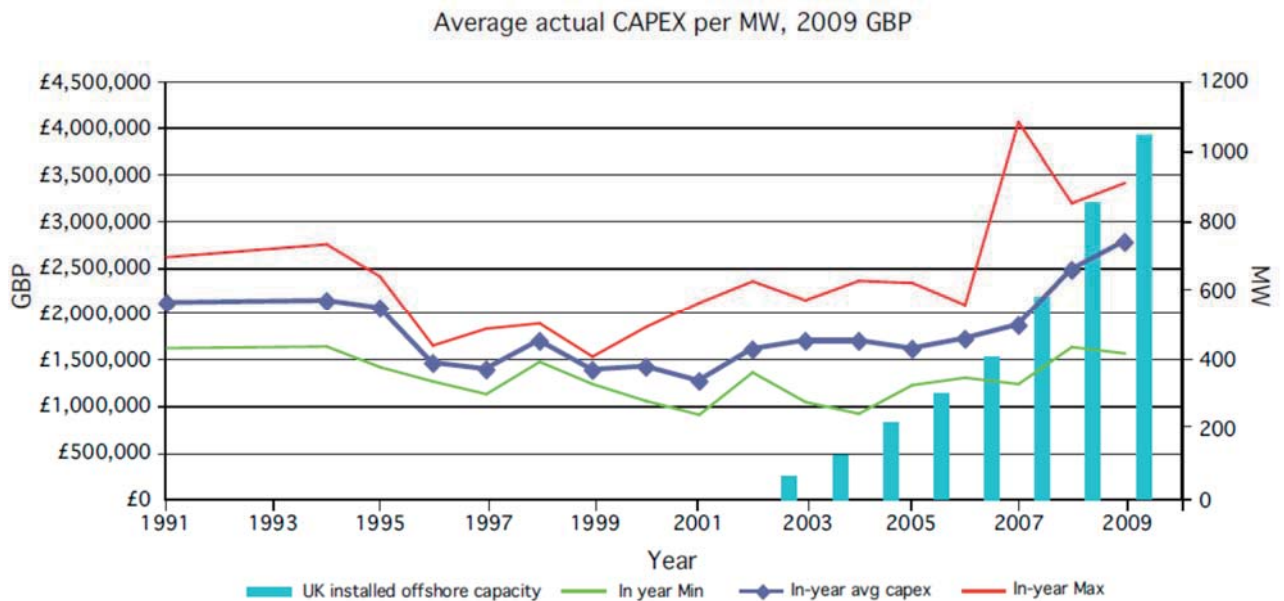
Round1 (平均施設規模 : 100MW) の入札は、2000 年に公表され、現在では大半のプロジェクトの設置が完了している。Round 2 (平均施設規模 : 400MW) は、2008 年～2014 年頃までに建設予定のもので、現在、運開しているプロジェクトは僅かで建設中または建設準備段階である。また、Round 3 (平均施設規模 : 1000MW) は、2014 年以降に建設が始まる予定のもので、現在、申請前段階にある。

表 2.3.1-2 イギリスの洋上風力発電の入札別導入状況

入札	公表年	設備容量 (The Crown Estate公表値)	運開・建設中 (GW)	認可済 (GW)	審査中・計画 (GW)	合計 (GW)
ラウンド1	2000	1.5GW	1.112	0.09	—	1.202
ラウンド2	2003	7.2GW	1.552	2.52	3.42	7.492
ラウンド3	2008	32.2GW	—	—	32.2	32.2
スコットランド 領海域	2008	6.4GW	—	—	6.438	6.438
ラウンド1とラウ ンド2の拡張海域	2009	1.7GW	—	—	1.686	1.686
その他	—	—	0.014	—	—	0.014
合計	—	49GW	2.678	2.61	43.744	49.032

出典：KPMG(2010):Offshore Wind in Europe 2010 Market Report他(導入量等は2010年次の数値)

洋上風力発電の建設コストは、図 2.3.1-10 に示すように、2005 年辺りから増加傾向にある。これは、設置海域が水深の深い沖合に展開していることが主たる原因であるが、その他、風力発電機の供給不足、鋼材価格の上昇、為替変動、作業船・海底ケーブルの敷設・港湾施設等のサプライチェーンのボトルネック等に依っている。Round3 の海域は、さらに水深の深い沖合海域に設定されているので、コストの上昇が見込まれるため、イギリス政府は「再生可能エネルギーロードマップ(2011年)」で、2010年時点の洋上風力発電の発電原価(LCOE:Levelized Cost of Energy) £149-191/MWh(25.3-32.5円/kWh;170円/£)を2020年までに£100/MWh(17円/kWh)に下げる必要があるとしている。



(UK Energy Research Center,2010)

図 2.3.1-10 イギリスにおける洋上風力発電の MW 当たりの建設コストの推移

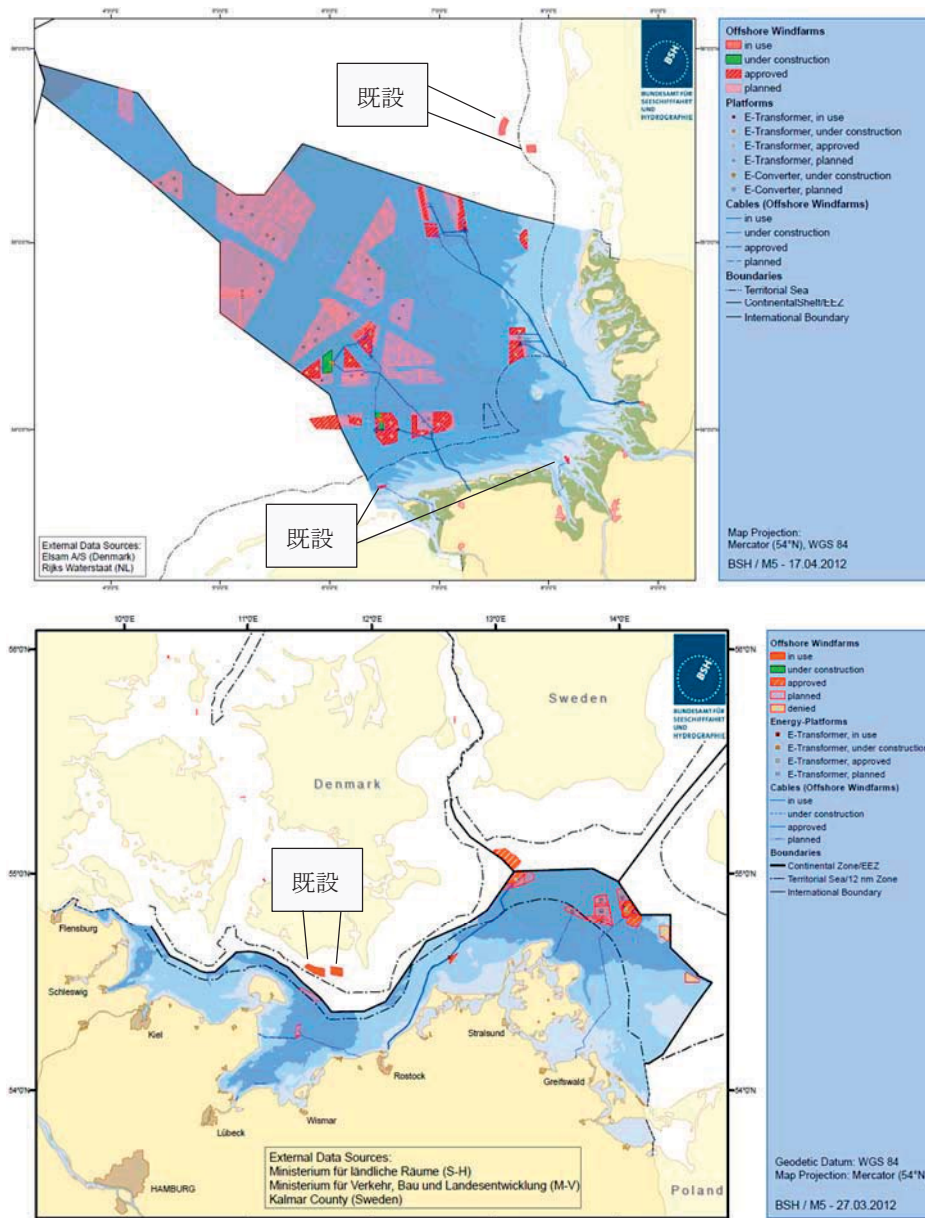
これによりエネルギー・気候変動省は、£ 100/MWh (17 円/kWh) の目標を達成するために、「技術革新の加速」と「サプライチェーンを構築し、供給のボトルネックを解消するとともに競争の推進」を掲げて取り組んでいる。

イギリスにおける風力発電による電力の買取り制度は、これまで ROCS (Renewable Obligation Certificate System:再生可能エネルギー使用義務認証システム;日本の RPS と同様のシステム) が採用され、洋上風力発電のクレジット価値は陸上風力発電を含む他の再生可能エネルギー発電の 1ROC/MWh よりも 5 割多い 1.5ROC/MWh (2009-2012 年度) と設定された。これは、洋上風力発電は国の重要な支援技術として、その導入普及に力が入れられてきたからに他ならない (2013-2014 年度は 2ROC/MWh,2015 年度は 1.9ROC/MWh、2016 年度は 1.8ROC/MWh の計画)。2011 年に ROCS 制度の廃止が発表され、ROCS 制度に代わり FiT-CfD (差額支払契約付固定価格買取制度) に移行することが盛り込まれ、新たな FiT-CfD は 2013 年末に施行された。FiT-CfD は、「再生可能エネルギーだけではなく、原子力や二酸化炭素を回収・貯留する CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) 火力発電等の低炭素技術も対象としているため、洋上風力発電に効果的、且つ経済的なインセンティブが与えるか不明瞭なこと」や、「洋上風力発電の固定価格は £ 150/MWh (25.5 円/kWh) に設定されたけれども、前述のように国の方針として発電コストを £ 100/MWh (17 円/kWh) まで削減する目標が決められていること」等から、開発事業者はプロジェクトの洋上風力発電の開発規模を縮小 (Triton Knoll : 12000MW, Round2) あるいは延期 (Argyll Array:18000MW, Round3) の動きもある。一方、FiT-CfD は売電価格が 15 年間保証されていることから、計画の見直しの事例はあるものの、今後とも大規模開発は進むとの意見もあり、今後の動向が注目される。

2) ドイツ

ドイツにおける洋上風力発電は、2004 年から 2008 年にかけて風車メーカー (Enercon, Nordex, Bard) による実証試験が行われていたが、本格的な洋上ウィンドファームは 2009 年に北海の排他的経済水域 (水深 29m、離岸距離 43km) に設置された Alpha Ventus (60MW:5MW×12 基; 風車メーカー Senvion (旧 REpower) /AREVA (旧 Multibrid) で各 6 基) である。ここでも風車 6 基の内、それぞれ各社 1 基は実証試験に供されているが、ドイツ初の洋上風力発電事業と言える。

ドイツの開発海域は、北海とバルチック海に分けられ、図 2.3.1-11 に示すように、洋上風力発電は沿岸から 12 海里までの領海内 (図中の 1 点鎖線の陸地側) よりも排他的経済水域 (EEZ) の方が数多くの開発海域がある。これは、領海には自然保護海域が存在することや船舶の輻輳する重要な航路があること等に依っているが、EEZ は沖合の水深の深い海域であるため建設コストの増加に繋がるものである。



<http://www.offshore-windenergie.net/en/wind-farms>

(上図：北海、下図：バルチック海)

図 2.3.1-11 ドイツにおける洋上風力発電プロジェクトの配置図

ドイツ政府は、2010年に「エネルギー構想 (Energiekonzept)」を策定し、電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を2020年までに35%、2030年までに50%、2050年までに80%にまで拡大することが示されている。ここでは、同時に原子力発電所の運転期間も延長されることが決まったが、日本で2011年に起きた東日本大震災を受けて2022年までに全ての原子力発電所を閉鎖することが決定された。ただ、原子力発電所の閉鎖に伴う再生可能エネルギーの導入目標は再考されておらず、先に示した再生可能エネルギーの割合に応じて、洋上風力発電は2020年までに10GW、2030年までに25GW、2050年までに39.3GWのままになっていた。しかし、豆知識 2.4.1-1 に記しているように、ドイツは買取制度 (FIT) が設けられているが、近年、賦課金が上昇し、家庭の負担が大きくなっていることから再生可能エネルギーの導入目

標が見直され（再生可能エネルギー法（EEG）、ドイツ連邦経済エネルギー省（2014））、洋上風力発電は2020年までに6.5GW、2030年までに15GWと下方修正されている

原子力発電の代替電源として、再生可能エネルギーが従来の火力発電とともに重要となっているが、政府は供給力確保のために風力、特に洋上風力発電の導入を明確に支援することとし、以下の2つの施策を講じている。

- ・洋上風力発電所建設のための復興金融公庫（KfW）による融資プログラムの開始（2011年9月以降）。
- ・FITによる洋上風力発電による初期買取価格を陸上風力発電よりも高い15c€/kWh（20.3円/kWh）もしくは19c€/kWh（25.7円/kWh）で運転開始後から12年間買い取る（陸上風力発電は運転開始後5年間の初期価格8.77c€/kWh（11.8円/kWh））。<買取価格は、運転開始年が2013年のケースで135円/€>

【豆知識 2.3.1-1】

●ドイツのFIT制度による洋上風力発電の買取価格

- ・買取価格は最初の12年間（初期タリフ）と残りの8年間（基本タリフ）で異なる。
- ・施設の設置水深、離岸距離により初期タリフが異なる。初期買取期間は、水深が20m以上であると1.7ヶ月/m、離岸距離が22km以上（EEZ）であると0.5ヶ月/海里（約1.9km）、それぞれ延伸される（基本タリフの期間は短縮）。
- ・買取価格は通常モデル（初期:1-12年間,基本:13-20年間）と早期回収モデル（初期:1-8年間,基本:9-20年間）があり選択できる（両モデルとも基本タリフは同一）。
- ・2018年以降の買取価格は最低でも7%/年の低減を図る。

改正再生可能エネルギー法（EEG:Erneuerbare-Energien-Gesetz,2012）

《運転開始が2012-2017年のケース》

初期タリフ:通常モデル 15c€/kWh（20.3円/kWh）

早期回収モデル 19c€/kWh（25.7円/kWh）

基本タリフ:3.5c€/kWh（4.7円/kWh）

ドイツにおける領海内と排他的経済水域（EEZ）における洋上風力発電の導入実績と計画をみると（表 2.3.1-3）、2010 年末の時点で稼働・建設中の施設容量は 520MW（2013 年末までに約 520MW の設置済）、認可されたプロジェクトは 1,871 基（5,343-8,905MW）、また計画中的のものは 5,342 基（26,382-31,888MW）となっている。

表 2.3.1-3 ドイツにおける 2010 年末の領海内と排他的経済水域（EEZ）における洋上風力発電の導入状況と計画

海域	運開・建設中 (MW)	認可済		計画	
		(基数)	(MW)	(基数)	(MW)
EEZ	460	1,758	5,274-8,790	5,178	25,890-31,068
領海(12海里内)	60	23	69-115	164	492-820
合計	520	1,781	5,343-8,905	5,342	26,382-31,888

注：設備容量のレンジは3MW風車または5MW風車が承認されたケース

出典：KPMG(2010):Offshore Wind in Europe 2010 Market Report他(導入量等は2010年次の数値)

ドイツにおいても、洋上風力エネルギー基金に所属する関連会社により 10 年後の洋上風力発電原価（均等化発電原価,LCOE:Levelised Cost of energy）の低減策が検討されている。彼らは現行（2013 年）の 13-15€cent/kWh（18-20 円/kWh）を支持構造物等の技術革新によるもの以外に、建設に伴う不測事態の軽減により 2023 年までに最大約 3%、また、今後、建設が増え経験を積むことにより融資調達コストは最大約 10%、総じて 32-39%の低減（6-8 円/kWh）が可能と報告している（Hobohm,et al.,2013）。

ドイツでは、洋上風力発電所の計画が認可されて建設が開催されるまでの期限として、2.5 年が定められている。しかし、長江（2013）によれば、近年、送電系統運用者による海底ケーブル敷設工事の遅延により洋上風力発電の導入が円滑に進まないことから、投資家による投資の手控えが懸念され、実際、損害賠償請求の訴訟も起こっていると言う。ドイツでは、送電系統運用者が洋上変電所の建設とそこから陸上変電所までの送電線建設の義務（エネルギー事業法:EnWG）を負っているが、その費用が高額なことも前述の遅延問題の要因となっている。政府は洋上風力変電事業への投資が滞ることを防ぐためにもエネルギー事業法を改正し、送電系統運用者の洋上連系線建設遅延に対する損害賠償制度を設けた。この連系線建設に係る根本的な問題、また洋上風力発電に対するドイツ・トロール漁業組合による漁業補償の提起（Knight,2011）等の諸課題を解決しない限り、初期の導入目標の達成は難しいと言える。

3) 中国

中国の風力発電累積導入量（陸上+洋上）は 2010 年から世界一の座にあり、2013 年末には 91,412MW に達し、世界全体の導入量（318,105MW）の約 29%を占めている（GWEC 2013 資料）。また、洋上風力発電は、2007 年に渤海で Goldwind 製の 1500kW 機 1 基が設置され、実証試験が行われて以降、2013 年末までの累積導入量は約 400MW となっているものの、現時点では風力発電全体の 0.4%に過ぎないが、洋上風力発電は 2020 年までに 30GW（30,000MW;3,000 万 kW）と、遠大な導入目標を掲げている。この目標値は、2007 年 9 月発

表された「再生可能エネルギー中長期発展計画」であるが、2011年発表の国家エネルギー局による「新興エネルギー産業発展計画」においても変更されていない。また、「再生可能エネルギー第十二次5ヶ年計画」では洋上風力発電導入目標として、2015年に5GWの数値目標が発表されている。なお、中国では系統連系されていない風力発電施設が全体の約30%存在するため、風力発電の開発条件として個別案件ごとに国家能源局に申請・許可を得る必要があるとし、これまで地方の省政府が行っていた許認可を中央政府が行うよう一元管理されることとなった。

表 2.3.1-4 は、2009 年末に認可あるいは審査待ちの洋上風力発電の導入計画である。審査待ちの山東省の導入計画を含めると、2020 年までに 23.78GW (23,780MW; 2,378 万 kW) の導入量となるが、これは 2020 年の導入目標 (30GW) を下回っている。導入計画海域は、黄海北部の渤海に面する河北省及び山東省、また、東シナ海に面する江蘇省において導入が計画されており、2.2.1 項に示した中国における年平均風速マップに認められるように、これら地域の前面海域の風速は比較的良好である。当該海域は背後に電力需要の大きい大都市が立地していることから洋上風力発電の導入海域としては理に適っていると言える。ただ、熱帯低気圧や台風の影響を受ける地域とも近接するため (図 2.3.1-12)、導入計画に当たっては信頼性の高い風車の採用等、考慮すべき課題がある。

表 2.3.1-4 2009 年末において認可もしくは審査待ちの洋上風力発電の計画

開発地域	計画出力 (MW)		備考
	2015年	2020年	
河北	450	700	
山東	2,880	5,700	審査待ち
江蘇	4,600	9,450	
合計	7,930	15,850	

出典) 渡辺・萬木(2011)を改変

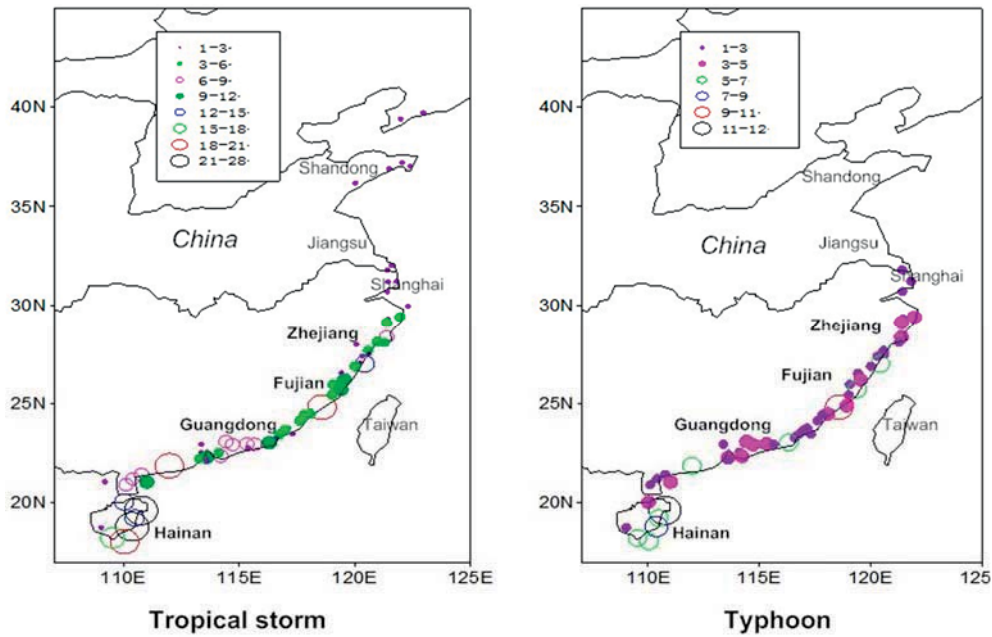


図 2.3.1-12 中国における熱帯低気圧と台風の通過頻度 (1961-2008) (BTM Consult, 2012)

【豆知識 2.3.1-2】

●中国の FIT 制度による洋上風力発電の買取価格 (データ: BTM Consult, 2010/2012)

- ・買取価格は、設置海域が潮間帯ゾーンと最低低潮位より沖合ゾーンで異なる。
- ・潮間帯ゾーンの買取価格は約 0.6 元/kWh～約 0.8 元/kWh (約 9.8 円/kWh～約 13.1 円/kWh:16.35 円/元)

Rudong Intertidal Trial Project (30MW):0.8 元/kWh (2010 年)

Rudong Intertidal Project (150MW):0.788 元/kWh (2011/2012 年)

Dafeng (200MW):0.6396 元/kWh (2010 年)

Dongtai (200MW):0.62.36 元/kWh (2010 年)

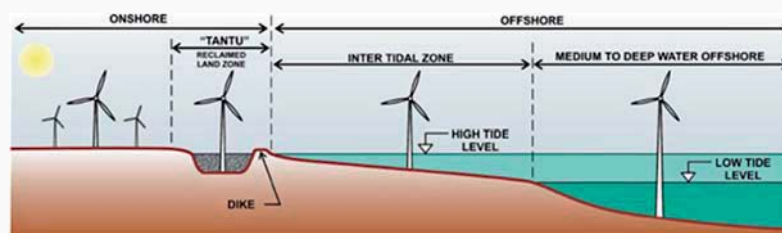
- ・沖合ゾーンの買取価格は約 0.7 元/kWh～約 1.0 元/kWh (約 11.4 円/kWh～約 16.4 円/kWh)

Shanghai Donghai Phase1 (102MW):0.978 元/kWh (2009 年)

Binhai (300MW):0.737 元/kWh (2010 年)

Sheyang (300MW):0.705 元/kWh (2010 年)

- ・買取期間は不明。
- ・陸上風力発電の買取価格は約 0.51 元/kWh～約 0.61 元/kWh (約 8.3 円/kWh～約 10.0 円/kWh)



出典:BTM Consult (2012)

4) アメリカ

アメリカの風力発電累積導入量（陸上＋洋上）は2010年から世界一の座を中国に譲り、2013年末には61,091MW、世界全体の導入量（318,105MW）の約20%のシェアとなっている（GWEC2013資料）。

エネルギー省（DOE）・内務省（DOI）は、国家洋上戦略（2011年2月）において、雇用対策、技術競争力の確立等、産業の育成と洋上風力発電の開発促進を目指した戦略を立て、2020年に10GW及び2030年に54GWの導入目標をそれぞれ目指しているものの（表2.3.1-2、参照）、2013年に始まった浮体式洋上風力発電の実証試験（750kWの風車）を除いて、現時点で洋上風力発電の導入は皆無である（2.3.1項、参照）。ただ、図2.3.1-13に示すように、アメリカ東部沿岸海域を中心に数多くの開発計画が存在するが、Cape Wind、Block Island、Mid-Atlantic Wind Park及びWolf Island Shoals（オンタリオ湖に建設予定）の4つのプロジェクトが電力会社との電力売買契約（PPA）が終わっているに過ぎない（Cape Windは環境アセスも終了して許認可も取得）。なお、一方でDOIは、洋上風力の技術開発として、2014年5月に以下の3プロジェクトにそれぞれ47百万ドル（約47億円）の補助を決定している。

- ・ New Jersey 州沖:Fishermen's Energy,XEMCギアレス5MW×5基,ジャケット式
- ・ Virginia 州沖: Dominion Virginia Power,Alstomギアレス6MW×2基,ジャケット式
- ・ Oregon 州沖:Principle Power,Siemensギアレス6MW×5基,浮体式（セミサブ型）

アメリカでは、Broehl（2010）や城田（2013）が指摘しているように、資金不足であること（融資が集まらない）、環境アセスメントに時間を要すること（環境保護団体や地元住民からの訴訟リスク）、海域の賃貸システムが競争を煽る面があること、許認可手続きの長期化、役所の対応の窓口の多さ、売電価格が化石燃料コストに連動するため固定価格での取引ではないこと、また洋上風力発電の建設に要するSEPのような特殊作業船が少ないこと、法律で外国籍の船舶は領海内での作業が禁じられていること等、洋上風力発電の導入促進にとって難しい課題がある。

洋上風力発電に関しては、前述のような課題の他、アメリカではリスクのある洋上風力発電よりもまだ陸上風力発電の未開発のサイトが沢山あることや、最近の原油価格の低下等に係る情勢変化に伴う洋上風力発電に係る政策動向を注視する必要がある。

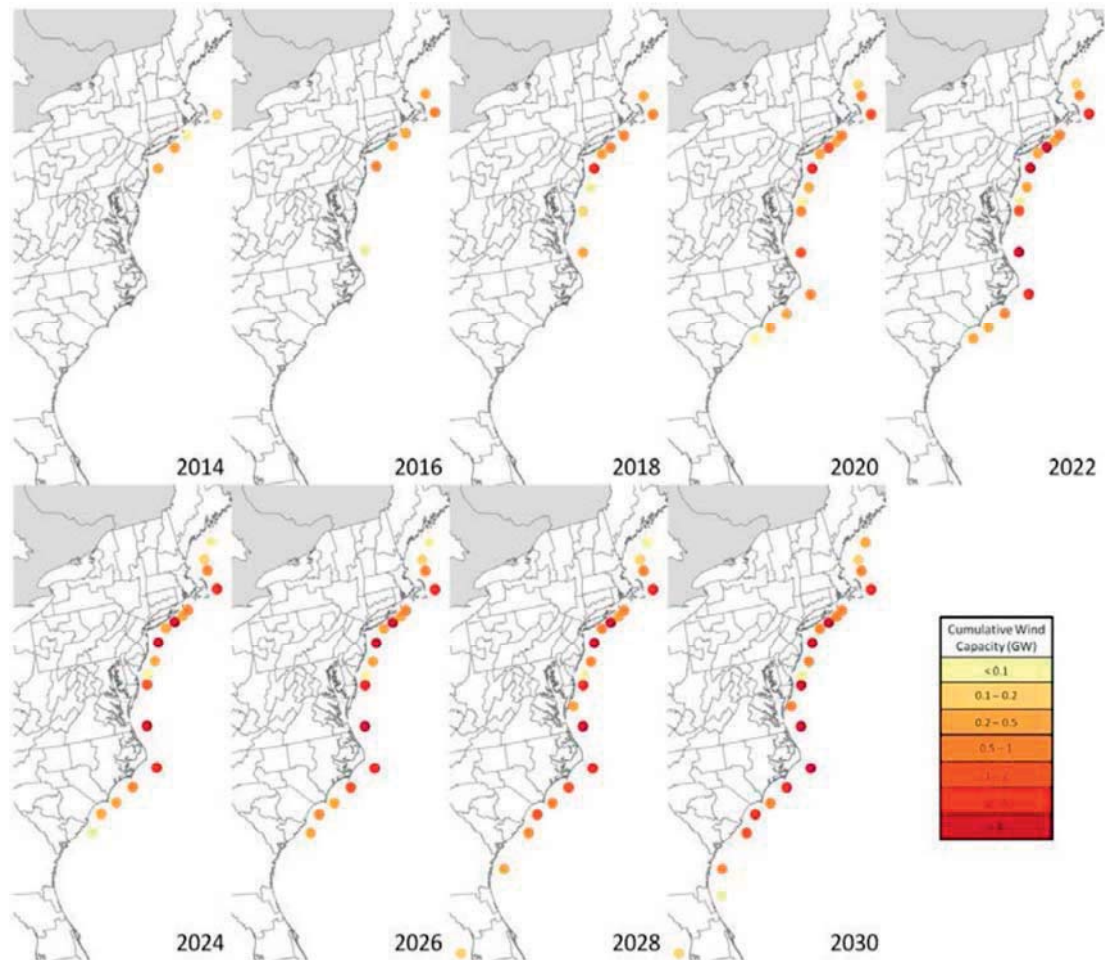


図 2.3.1-13 アメリカ東海岸における洋上風力発電の開発計画 (Burger, 2014)

【豆知識 2.3.1-3】

●アメリカ初の洋上風力開発領域リース販売オークション (城田 (2013) より作成)

- ・本オークションは、迅速な商業規模の洋上風力開発を促進するために、エネルギー省 (DOE) と内務省 (DOI) が共同で取り組む戦略の一環である。
- ・内務省海洋エネルギー管理局 (BOEM) は 2013 年 7 月 31 日に、ロードアイランド州とマサチューセッツ州の沖合の約 667km² の洋上風力開発領域に関して競争入札によるリース販売を行った。
- ・ディーブウオータ・ウインド (DW) 社が約 384 万ドル (3.84 億円) で落札した。
- ・事業規模は最大 200 基 (100 万 kW) で、高圧直流送電 (送電容量 60 万 kW) により連系する計画であるが、電力売買契約は未決定である。
- ・落札後の手続：連邦取引委員会 (FTC) によりオークションが反トラスト法に抵触していないか審査 (30 日間) → BOEM よりリース契約書の送付 (10 日以内に返送) → 金額の支払い → 敷地調査計画作成 (6 ヶ月間) → 敷地調査計画承認 → 建設・運転計画 (COP) 作成 (最大 4.5 年間) → COP 承認後に運転許可授与 (25 年間)
- ・DW 社は今後運開するまで約 50 万\$/年 (5 千万円/年) の賃借料の支払いと、運開後は風力発電電力量に基づいた使用料を毎年連邦政府に支払う。
- ・2013 年から 2014 年まで同様のオークションの開催が発表される予定。

2.3.2 日本の洋上風力発電

(1) 導入量の現状

我が国における中型機(50kW以上：NEDO,2008)以上の風車を製作しているメーカーは、5社あり(表2.3.2-1)、この内、洋上風車は三菱重工業、日立製作所及び日本製鋼所で、いずれも2MWクラスの風車が設置されている。また、5MW以上の超大型洋上風力発電機はいずれも実証試験中で、三菱重工業と日立製作所の2社である(付属資料Ⅲ、参照)。

表 2.3.2-1 我が国の風車メーカーと生産機種(中型機以上)

メーカー	三菱重工業			日本製鋼所				日立製作所		東芝 (ユニオン)	勝井ハルテック				
	型式	V164-8.0MW*1	MWT92/2.4	MWT-1000A (生産中止)	J100-3.0	J70-2.0	J82-2.0	HWT6.0-126	HWT2.0-80						
定格出力(MW)	8	2.4	1	3	2	2	5	2	2	0.3					
発電方式	同期(永久磁石)	誘導(二次巻線型)	誘導(かご型)	同期(永久磁石)	同期(永久磁石)	同期(永久磁石)	ギアボックス+同期(永久磁石)	誘導(二次巻線型)	同期(永久磁石)	誘導(かご型)					
制動方式	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ					
ロータ直径(m)	164.0	92.0	61.4	103.4	70.7	83.3	126.0	80.0	93.0	33.0					
ブレード全長(m)	80.0	44.7	29.5	50.0	40.0	40.0	62.0	39.0	45.0	15.9					
ハブ高さ(m)	138*2	70	76	68	80	70	80	66	70	80	90	60	80	88	41.5

注) 黄色の彩色：現在、実証試験中
茶色の彩色：洋上風力発電実証研究で使用されている風車
*1：NHI-VESTAS OFFSHORE WIND社 *2：Osterild実証機の例

2013年末の風力発電導入量(風車の定格出力：10kW以上)は、着床式と浮体式を合わせて約266.1万kWであったが、この内、洋上風力発電の導入量は約5万kWで、これは風力発電全体(約264.2万kW)の1.9%程度である。我が国における既設の洋上風力発電施設の一覧を表2.3.2-2に示す(同表には浮体式の導入事例も併記している)。着床式洋上風力発電の導入は、一般海域に設置された千葉県銚子沖を除いて、北海道瀬棚港、山形県酒田港、茨城県鹿島港及び福岡県北九州港(NEDO 実証研究)、いずれも港湾区域における導入である。風車の最大定格出力は銚子沖の2,400kWであるが、2000kW風車の設置数が多い。また、施設の最大規模は2013年に設置されたウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所の16MW(1.6万kW：2000kW×8基)で、同じ鹿島港内には同じ系列会社の洋上風力発電施設も含めて、計30MW(3万kW：2000kW×15基)の導入容量となっている。図2.3.2-1～図2.3.2-4に港湾域に設置された洋上風力発電施設を示す。

表 2.3.2-2 我が国における既設の洋上風力発電施設(2015年3月現在)

形式	設置海域	施設の名称	設置年度	施設規模(MW)	風力発電機メーカー	定格出力(kW)×基数	ロータ径(m)	ハブ高(m)	水深(m)	離岸距離(km)	支持物構造 浮体構造(係留方式)
着床式	北海道瀬棚港	風海鳥	2004	1.2	Vestas	600×2	47	40	13	0.7	ドルフィン
	山形県酒田港	サミットウィンドパワー酒田発電所	2004	10.0	Vestas	2000×5	80	60	4-5	0.02	ドルフィン
	茨城県鹿島港	ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所	2010	14.0	富士重工業	2000×7	80	60	3-5	0.04	モノパイル
	茨城県鹿島港	ウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所	2013	16.0	日立製作所	2000×8	80	60	3-4	0.04-0.06	モノパイル
	千葉県銚子沖	銚子沖洋上風力発電実証研究施設 観測塔(海面上：約95m)	2012	2.4	三菱重工業	2400×1	92	80	12	3.1	重力
			2012	-	-	-	-	(95)			
	福岡県北九州市沖合	北九州市沖合風力発電実証研究施設 観測塔(海面上：約85m)	2012	2.0	日本製鋼所	2000×1	83	80	14	1.4	重力・ジャケット (ハイブリッド)
2012			-	-	-	-	(85)				
浮体式	長崎県五島龍島沖*	浮体式洋上風力発電実証事業施設(仮称)	2013	2.0	日立製作所	2000×1	80	56	100	1	ハイブリッドスパー (カタナリー)
	福岡県沖合	洋上変電所(25MVA/66kV)	2013	-	-	-	-	-	120	20	アドバンストスパー (カタナリー)
		浮体式洋上ウィンドファーム実証研究施設(仮称)	2013	2.0	日立製作所 富士重工業	2000×1	80	65	120	20	サブフロート3基型セミサブ (カタナリー)

注) *長崎県五島龍島沖に2012年に設置された小規模試験機(100kW)は2013年に撤去され、2000kW風車に置き換えられた。

港湾域において洋上風力発電の導入が先行しているのは、漁業協同組合等の関係者間の協議と合意が前提となるものの、以下に示す港湾域の立地優位性による。

- 海域の利用調整や管理の仕組みが「港湾法」により担保されていること。
 - ・ 港湾施設の機能や安全な船舶航行への影響が現状及び将来に亘って保証されるのであれば、原則的には港湾管理者が風力発電の導入を認可できる。
- 船舶利用のアクセス性が良いこと。
 - ・ 他の地域と比べて建設のための輸送インフラが整備されている。
- スペースが広く、且つ産業集積による送電網が確保されていること。

【豆知識 2.3.2-1a】

●港湾における洋上風力発電に係る国土交通省港湾局の動向

1. 港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル ver.1(国土交通省港湾局・環境省地球環境局,平成 24 年 6 月)

【目的】

- ・ 港湾の管理運営と整合性のとれた風力発電の導入の円滑化を図り、もって温室効果ガスの排出削減に資すること。そのため港湾の管理運営と共生を図る導入プロセス等を整理し、全国の港湾を対象とした標準的な手続きとして提示。

【マニュアルの対象】

- ・ 利用者は、港湾管理者及び風力発電事業者
- ・ 港湾区域(水域)における着床式洋上風力発電が主体であるが、但し区域内の陸上風力発電にも活用可能。
- ・ 対象事業規模は、複数の風力発電施設による総出力 1 万 kW 以上が目安。

【主な内容】

- ・ 風力発電の導入手順
- ・ 導入検討協議会の役割(適地設定に関する検討支援,公募要件・審査基準の検討支援,選定の際の支援,許認可手続きの円滑化,事業化支援・フォローアップ)
- ・ 風力発電の適地選定(留意事項:港湾施設の機能/安全な船舶航行に関する配慮事項,背後地域の経済活動/生活環境/自然環境/景観等への配慮事項,地元水産業との調整事項)
- ・ 適地の港湾計画等への位置付け(再生可能エネルギー源を利活用する区域:簡易な変更/一部変更/改訂)
- ・ 風力発電事業の企画提案の公募と選定(総出力 1 万 kW 以上の事業規模で長期間占有するケース,選定は港湾の管理運営に必要な条件と地域活性化への貢献提案等により評価)

【豆知識 2.3.2-1b】

2.港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン【案】(国土交通省港湾局,平成27年3月)国土交通省ホームページ(<http://www.mlit.go.jp/common/001084179.pdf>)

【目的】

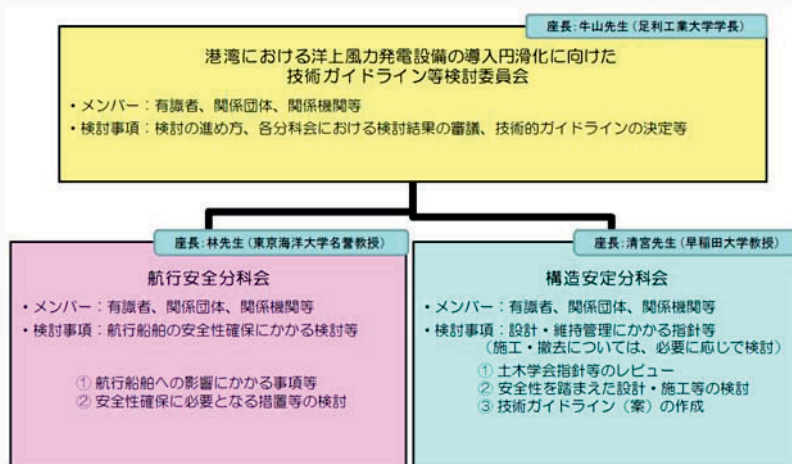
- ✓技術ガイドラインは、港湾管理者が「導入適地の設定」、「港湾計画への位置付け」及び「占有許可等の手続き」の各段階において、洋上風力発電施設等の導入が港湾の開発・利用・保全に支障を与えないように検討・審査を行う際の技術的な判断基準(構造安定性や航行船舶の安全確保等)となる資料である(平成27年度策定予定)。

【検討体制】

- ✓港湾における洋上風力発電設備の導入円滑化に向けた技術ガイドライン等検討委員会(下部分科会)
 - ・構造安定分科会：安全性を踏まえた設計・施工等の検討として、外力の設定、海底地盤の変動、維持管理等の課題の検討。
 - ・航行安全分科会：航行船舶への影響に対する考慮すべき項目の抽出と、安全性確保に必要な措置と対策の検討。

【主な内容】

- ✓総則
 - ガイドラインの目的、適用範囲、用語の定義
- ✓港湾計画への位置付け*及び占有許可申請の審査事項
 - ・港湾計画への位置づけ
 - ・占有許可申請の審査事項
- ✓洋上風力発電施設等の計画及び設計(事業者向け・港湾管理者確認事項)
 - ・一般:計画及び設計に係る基本的な考え方
 - ・調査:計画及び設計に係る調査項目
 - ・計画:洋上風力発電施設の配置(離隔距離等)、船舶交通への配慮(洋上風力発電施設の捕捉・識別性等)
 - ・設計:設計手法、船舶交通に配慮した設計にかかわる事項、構造安定に配慮した設計にかかわる事項、海底送電線・通信ケーブル敷設時の留意事項
- ✓維持管理計画
 - ・維持管理計画の策定:計画書の作成、結果報告
 - ・維持管理計画の概要:体制、維持管理項目
- ✓緊急時対応計画
 - ・緊急時対応計画の策定:計画書の作成、結果報告
 - ・緊急時対応計画の概要：連絡体制、対応手段、対応訓練



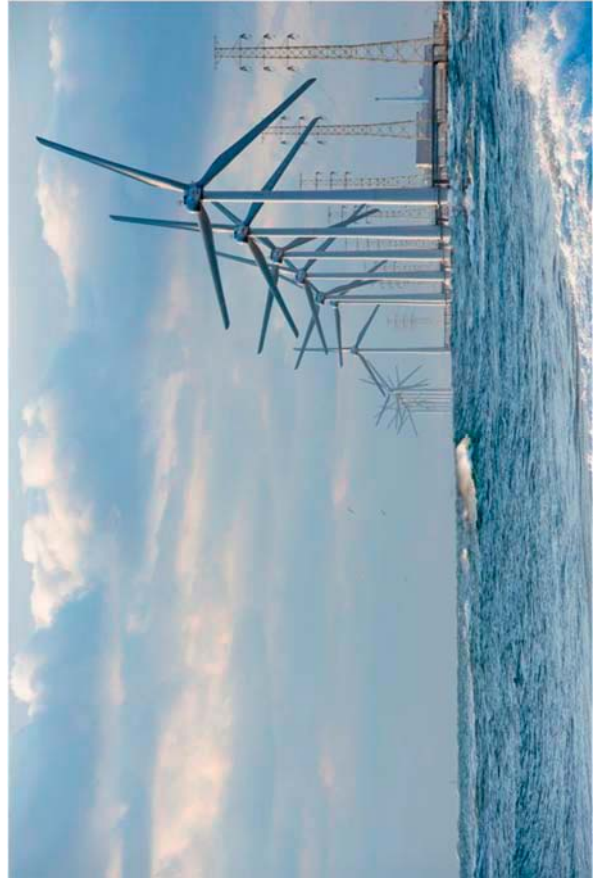


図 2.3.2-1 風海鳥(上左図)

北海道瀬棚港 (1.2MW;600kW×2 基) (瀬棚町 HP)

図 2.3.2-2 サミットウインドパワー酒田発電所(上中図)

山形県酒田港 (10MW;2000kW×5 基) (酒田港 HP)

図 2.3.2-3 ウィンド・パワーかみす第1 洋上風力発電所(上右図)

茨城県鹿島港 (14MW;2000kW×7 基)

図 2.3.2-4 ウィンド・パワーかみす第2 洋上風力発電所(下図)

茨城県鹿島港 (16MW;2000kW×8 基)

本格的な沖合海域における着床式洋上風力発電は、NEDO が 2009 年度から開始した「洋上風況観測システム実証研究」と 2010 年度開始の「洋上風力発電システム実証研究」で千葉県銚子沖と福岡県北九州市沖に設置した実証研究施設をあげることができる。本実証研究は、洋上風力発電に係る技術開発(設計、施工、維持・管理)、気象・海象特性の解明、環境影響評価手法の確立等を目的として取り組まれており、銚子沖では 2012 年 8 月に観測塔(海面上 95m;重力式)、同年 10 月に洋上風力発電施設(2,300kW 機 ; 重力式)、北九州市沖では 2012 年 6 月に観測塔(海面上 85m;ハイブリッド重力式)、2013 年 3 月に洋上風力発電施設(2000kW 機 ; ハイブリッド重力式)がそれぞれ設置された(表 2.3.2-3,図 2.3.2-5;表 2.3.2-4,図 2.3.2-6)。

表 2.3.2-3 NEDO 洋上風力発電実証研究の基本情報(銚子沖)

項目	銚子沖	
	洋上風況観測タワー	洋上風車
気象・海象特性	台風・うねり	
体制	東京電力	東京電力
	東京大学	
水深	12m	12m
離岸距離	3.1km	3.1km
高さ	100m (タワートップ)	80m (ハブ高さ)
支持物構造物	重力式	重力式
各種性能	三杯風速計：22基	定格出力：2.4MW
	矢羽根風向計：23基	ローター直径：92m
	超音波風向風速計：3基	ギア式風車
	ドップラーライダー：1基 (最大200m上空まで観測可能)	(三菱重工業製) 塩害対策や遠隔監視システム等、 洋上風車仕様
設置年月	2012.8	2012.10
観測・発電開始年月	2013.1	2013.1

注) センサの基数は設置基数を表す。



図 2.3.2-5 着床式洋上風力発電実証研究施設(銚子沖)

表 2.3.2-4 NEDO 洋上風力発電実証研究の基本情報(北九州市沖)

項目	北九州市沖	
	洋上風況観測タワー	洋上風車
気象・海象特性	冬期の低気圧(季節変動大)	
体制	電源開発 伊藤忠テクノソリューションズ 港湾空港技術研究所	電源開発
水深	14m	14m
離岸距離	1.4km	1.4km
高さ	85m(タワートップ)	80m(ハブ高さ)
支持物構造物	重力・ジャケットハイブリット式	重力・ジャケットハイブリット式
各種性能	三杯風速計:12基	定格出力:2.0MW
	矢羽根風向計:9基	ローター直径:83m
	超音波風向風速計:4基	同期発電機式風車
	ドップラーライダー:1基 (最大200m上空まで観測可能)	(日本製鋼所製) 塩害対策や遠隔監視システム等、洋上風車仕様
設置年月	2012.6	2013.3
観測・発電開始年月	2012.10	2013.6

注) センサの基数は設置基数を表す。



図 2.3.2-6 着床式洋上風力発電実証研究施設(北九州市沖)

(2) 今後の展開

着床式洋上風力発電に関しては、民間事業者による港湾域を中心とした数多くの導入計画がみられるが(表 2.3.2-5; 浮体式の導入計画も併記)、残念ながら多くの計画は環境影響に係る問題等で進捗が遅れている状況にある。中でもウインド・パワー・エナジーと丸紅が共同で鹿島港内における大規模洋上風力発電施設(250MW:5MW 機×50 基)を建設する計画は最も実現性の高いプロジェクトであったが、最近になって両社はそれぞれ独自に行うこととなり、ウインド・パワー・エナジーは 2016 年にも 20 基を建設する計画を公表している。参考までに、日本における主要な既設及び計画段階の洋上風力発電施設の配置を図 2.3.2-7 に示す。

このように、我が国では着床式洋上風力発電の建設は緒についたばかりで海外に大きく遅れをとっているが、導入促進のためには次項に掲げた導入課題以外に、系統連系、法的根拠・所轄官庁の許認可等に係る規制緩和に取り組む必要がある。なお、日本の民間企業による海外の洋上風力発電への取組みとして、「洋上風力発電事業」、「洋上風力発電の建設事業」、「洋上風力発電施設の運搬・設置事業」及び「海底送電事業」の事例を豆知識 2.3.2-2 に示す。

表 2.3.2-5 我が国における主要な洋上風力発電施設計画の一覧

形式	計画海域	施設の名称	施設規模 (MW)	定格出力 (kW) × 基数	ロータ径 (m)	ハブ高 (m)	水深 (m)	離岸距離 (km)	支持物構造物 浮体構造物(係留方式)
着床式	北海道稚内港	稚内港洋上風力発電所(仮称)	5~30	-	-	-	-	-	-
	北海道石狩湾新港	石狩湾新港洋上風力発電所(仮称)	100.0	2500×40	-	-	-	-	モノパイル
	青森県六ヶ所村 むつ小川原港	むつ小川原港洋上風力発電所(仮称)	80.0	2500×32	80	80	5-20	1-2	-
	青森県つがる市	つがる洋上風力発電所(仮称)	7.5	2500×3	-	-	-	1	-
	秋田県能代港	能代港洋上風力発電所(仮称)	1案:56.0 2案:70.0	1案:2000×28 2案:5000×14	1案:80 2案:125	1案:80 2案:130	-	-	モノパイル
	秋田県秋田港	秋田港洋上風力発電所(仮称)	1案:44.0 2案:75.0	1案:2000×22 2案:5000×15	1案:80 2案:125	1案:80 2案:130	-	-	モノパイル
	新潟県村上市	岩船沖洋上風力発電所(仮称)	220.0	5000×44	-	-	10-35	2	-
	茨城県鹿島港	鹿島港洋上風力発電所(仮称)	250 (125)	5000×50 (5000×25)	126	90	6-18	0.6-1.6	モノパイル
	静岡県御前崎港	御前崎港洋上風力発電所(仮称)	82.5	1000×6 2000×13 4500×9	60 80 114	60 80 124	7-15	0.8-1.6	-
	山口県安岡漁港 沖合	安岡漁港沖合洋上ウインドファーム(仮称)	1案:60.0 2案:57.6 3案:60.0	1案:3000×20 2案:3600×16 3案:4000×15	1案:112 2案:120 3案:130	1案:81 2案:90 3案:100	10-20	-	-
浮体式	福島沖合	洋上風力発電実証事業施設(仮称)	7.0	7000×1	167	105	120	20	V字型セミサブ (カテナリー)
			7.0	7000×1	167	105	120	20	アドバンストスパー (カテナリー)

注) 1. 情報は、発電事業者、自治体等のホームページに公開されている施設計画を抽出した。
2. 静岡県御前崎港における計画は、航空自衛隊の警戒監視レーダに影響するとの見解が出されたため、断念された。

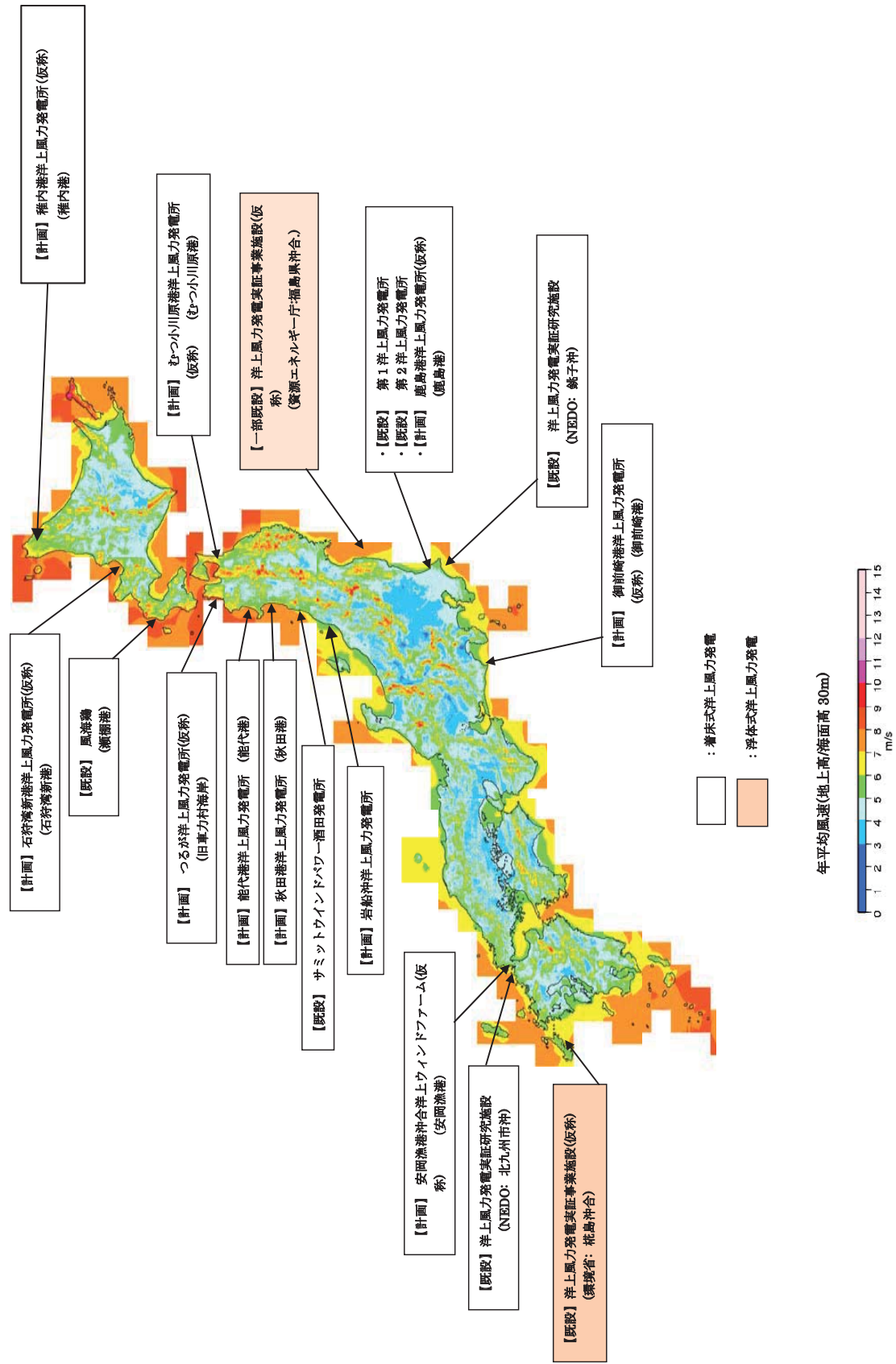


図 2.3.2-7 着床式と浮体式洋上風力発電施設の配置図(既設と計画)

【豆知識 2.3.2-2】

●日本の企業による海外の洋上風力発電への取組み

①洋上風力発電事業

- ✓丸紅は、2011年に Dong Energy 社(デンマーク)が 100%出資する Gunfleet Sands 洋上風力発電(英国)の権益 49.9%を取得し、日本企業として初めて洋上風力発電事業に参入した。
- ✓住友商事は、2013年に Parkwind 社(ベルギー)とベルギー沖洋上風力発電事業に参画することで合意し、2014年9月30日付で Belwind と Northwind の洋上風力発電事業の株式を取得した。

②洋上風力発電の建設事業

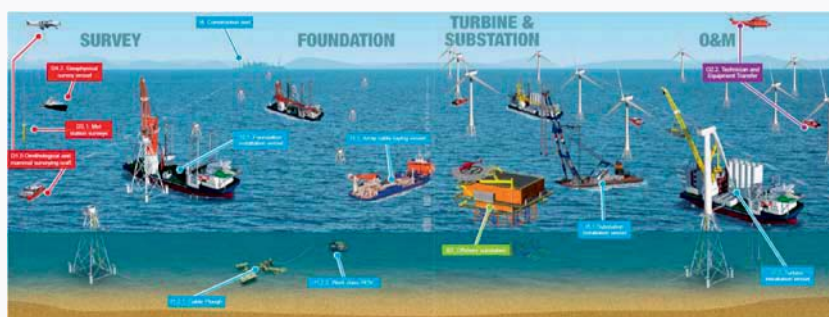
- ✓丸紅は、洋上風力発電所の設計・建設に関して 2014年にプラント大手の Technip 社(フランス)と提携し、洋上風力発電所の建設事業に参入する(アイルランドの風力発電開発会社がイギリス北部沖の洋上風力発電所の設計・建設の独占交渉権を取得)。

③洋上風力発電施設の運搬・設置事業

- ✓丸紅は、2012年3月に産業革新機構と共同で、イギリスの運搬・設置事業者である Seajacks International 社を買収し、洋上風力発電の特殊船による据付事業に日本企業として本格的に参入した。また 2013年には日本法人「シージャックス・ジャパン」を設立し、アジア市場のマーケティングを開始した。

④海底送電事業

- ✓三菱商事は、2011年11月に豪州系投資銀行 Macquarie Capital 社の英国現地法人の保有する洋上風力発電のイギリスウオルニー1海底送電資産の事業権を取得したの皮切りに、2013年までにイギリスとドイツの計8か所の資産を得た。今後、北アメリカ、アジアの海底送電事業も視野に送電系統安定化のための事業展開を図ることとしている。
 - ・英国のインフラ投資会社である Barclays Infrastructure Funds Management 社と共同で、海底送電資産 London Array の事業権を取得した。
 - ・オランダの国営送電事業者(TenneT Holding 社)が保有するドイツ海底送電資産の事業権の内、49%を取得することを、TenneT と基本合意した。
 - ・Dong Energy 社(デンマーク)よりイギリスの洋上風力発電所の海底送電事業を購入した。
 - ・欧州地域における送電資産の更なる効率的な運営を目指し、英国に当社 100%子会社である Diamond Transmission Corporation 社を設立し、同社を欧州送電事業の統括会社と位置付け、欧州地域送電資産を集約することとしている。



The Crown Estate(2010):A Guide to an Offshore Wind Farm

<http://www.thecrownestate.co.uk/media/5408/ei-a-guide-to-an-offshore-wind-farm.pdf>

2.3.3 洋上風力発電の導入に係る課題

我が国において洋上風力発電の導入拡大を図るための主要な 5 つの課題を抽出して以下に掲げる。

- a. 設置海域：国による洋上風力発電占有海域(ゾーニング)の確保が困難なこと。
- b. コスト：発電原価(建設費/運転保守費)が高額、助成制度(補助金/債務保証等)が未整備なこと。
- c. 社会基盤：港湾/建設専用船/系統連系等のインフラが未整備なこと。
- d. 環境影響評価：環境影響評価手法が未確立なこと。
- e. 社会受容性：ステークホルダー（利害関係者）との調整が困難なこと。

上記の a は、イギリス、デンマーク等のように、国(イギリスでは The Crown Estate)が洋上風力発電所の設置海域を指定し、民間事業者を公募により募集して決定する施策が講じられているが、日本でも同じような仕組みが設けられないと、一民間事業者だけでは海域の確保は困難である。

b は、再生可能エネルギー全般に共通する課題である。再生可能エネルギーの中でも陸上風力発電の発電原価は比較的安価であるものの、洋上風力発電のそれは陸上風力発電と比較して高額であることから一層にコストの低減が求められている。なお、再生可能エネルギーの普及のためには市場原理を補う強力な仕組みが必要との考えから、固定価格買取制度(2012.7)が設けられたことは周知のことである。しかし、我が国において洋上風力発電の導入を促進させるには、買取制度と併せて助成制度や船舶・港湾等の社会的資産利用に係る緩和が必要である。

c は、b にも関連することであるが、日本ではヨーロッパの国と異なり、大型クレーン船、自己昇降作業台船(SEP)、洋上風力発電所建設のための港湾(埠頭)等、海上作業に係る付帯設備の整備は十分ではないことから価格の高騰を招く一因となっている。また、風況の良好な電力会社管内では空き容量が少ない等により、当面、会社間連系線の活用や基幹送電線の新增設が必要である。

d は、洋上風力発電の導入に伴い、水中騒音、動植物・生態系、景観等への影響が懸念されることから、事前に環境への影響を予測評価し、環境保全対策を検討する必要がある。2012年10月に環境影響評価法の一部を改正する法律(2013年4月1日に完全施行)が成立し、その対象事業として風力発電事業が位置づけられた。しかし、定量的な調査手法や予測評価手法が確立されておらず、今後の課題となっている。

e は、d にも関連する事項で、洋上風力発電に関連の深い漁業従事者、海運事業者、沿岸住民等のステークホルダーの意見を吸い上げ、調整機能を有する窓口が必要である。

ここでは、上述した課題からコスト低減と環境保全に係る課題を取り上げて、その概要を取りまとめる。

(1) コストの低減

洋上風力発電に係る事業費は、建設費(CAPEX:Capital Expenditure)、運転保守費(OPEX:Operating Expense)及び撤去・解体費(CAPEX に含むケースがある)に大別され、それ

どれいくつかの構成要素から成っている(表 2.3.3-1)。

- ・ 事業費：建設＋運転保守＋撤去・解体の総費用
- ・ 建設費：計画＋設備＋設置工事＋その他の総費用
- ・ 運転保守費：維持管理＋保険等

表 2.3.3-1 事業の構成要素

大分類		構成要素
建設費	計画	調査計画(海底地盤等) / 許認可
		設計
		環境影響調査
	設備	風力発電機
		支持構造(基礎)
		電気設備
		洋上変電所
	設置工事	運搬・設置
		電気工事
	その他	保険等
運転保守費		維持管理
		保険等
撤去・解体費		

1) 建設費の検討

Energy Research Group, LLC(2010)は、ヨーロッパにおける 2000 年～2010 年までに設置された 34 箇所の洋上風力発電所の建設費について整理している。それによれば、平均建設費及びその幅は 3.6 百万 \$/MW(36 万円/kW;レート 100 円/\$)及び 1.9～9.2 百万 \$/MW(19～92 万円/kW)となっている。なお、日本では陸上風力発電(20kW 以上)の建設費が 30 万円/kW(調達価格等算定委員会,2013)～31.4 万円/kW(経済産業省 省エネルギー・新エネルギー部,2014)とされているので、平均値からみればヨーロッパの洋上風力発電と日本の陸上風力発電の建設費に大差は認められない。このようにヨーロッパにおける洋上風力発電の建設費が比較的安価な理由は、導入初期の導入海域が閉鎖性海域で静穏な海域が多いこと、水深が比較的浅く広大な面積を有していること、海洋油田開発等で培われた技術力を有し建設のためにインフラ設備が整っていること等があげられる。また日本の陸上風力発電の建設費が高いのは、導入地域が山岳部のケースが多いことによっているものと考えられる。

一方、日本における洋上風力発電の建設費は、洋上風力発電の調達価格の検討資料に使用された 2012 年度の NEDO 洋上ウィンドファーム FS(フィージビリティ・スタディ)で行った 4 海域での検討結果及び風力発電事業者へのヒアリングの結果から表 2.3.3-2 のように整理されている。同表には O&M 費も併記しているが、建設費は風車の定格出力、設置基数、水深や離岸距離、支持構造等によって変動するが、ここで扱われた建設費は 45 万円/kW～79 万円/kW と、陸上風力発電(30 万円/kW)の 1.5～2.6 倍のコスト、海外の洋上風力発電の平均建設コストの 1.3～2.2 倍となっている。

表 2.3.3-2 洋上風力発電に係る事業費の一覧

ケース	事業費		備考
	建設費 (万円/kW)	O&M費 (万円/kW/年)	
1	45	2.1	事業検討段階にある一部事業者の報告 風車：5MW 平均水深：15m 離岸距離：1-2km 支持構造：モノパイル式
2	54-59	1.5-3.0	比較的条件の良い海域 (NEDO OWF_FS) 風車：2MW 平均水深：13-26m 離岸距離：2-5.5km 支持構造：モノパイル式
3	75、79	2.1、2.3	沖合海域を想定した事業者の報告 風車：3-7MW 平均水深：～20m 離岸距離：～10km 支持構造：重力式、ジャケット式

注) 経済産業省 省エネルギー・新エネルギー部 (2014) より作成

海外における洋上風力発電の建設費の構成比に係るデータ(Musial and Ram,2010)を平均して図 2.3.3-1 に示す。図示しているように、建設費を構成する主たる要素は「風力発電機」、「電気設備(海底ケーブル)」、「支持構造」、「運搬・設置」の各費用があげられる。

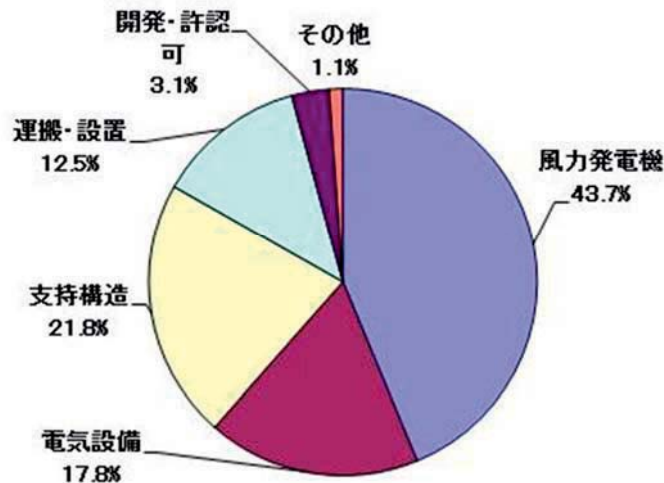


図 2.3.3-1 着床式洋上風力発電施設の建設費の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

次に、同様に発電原価(LPC:Levelized Production Cost、LCC : Life Cycle Cost、LCOE : Levelized Cost of Energy)の構成割合に係るデータ(Musial and Ram,2010)を平均して図 2.3.3-2 に示す。図示しているように、発電原価を構成する主たる要素は「風力発電機」、「電気設備(海底ケーブル)」、「支持構造」、「運搬・設置」及び「O&M(運転保守)」の各費用があげられ、こ

これらの要素について重点的にコストの低減を図る必要がある。これは、Duwind(2001)が陸上風力発電と洋上風力発電の発電原価の構成比を比較した結果からも同様なことが指摘されている。

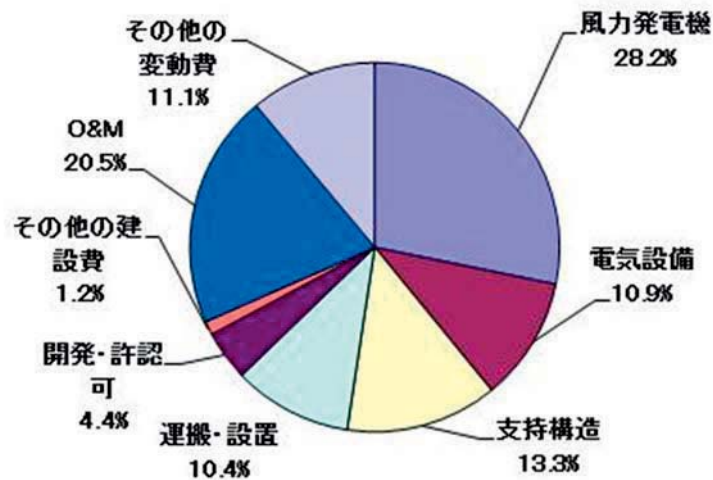


図 2.3.3-2 着床式洋上風力発電施設の発電原価の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

発電原価に関係する主要な構成要素に関して、そのコスト低減が重要であることは前述の通りである。その内、例えば「運搬・設置」と「O&M」について、日本では、ヨーロッパに比較して洋上風力発電設備のストックヤード、積み出し等を行う港湾の整備が遅れていることや、大型 SEP、アクセス船等の専用船が不十分である等、インフラ整備が完備されていないことから、高コストになることは否めない。社会基盤の整備が待たれるところである。

図 2.3.3-3 は、ヨーロッパの洋上風力発電の建設コスト(初期費用)と離岸距離あるいは水深の関係を表したものである。建設コストは、風力開発サイトが沿岸から離れ水深の深い海域になると、コスト高の傾向がみられるが、一方で岸から離れることにより好風況が期待できることから発電原価の低減に繋がる可能性もある。

イギリスの Round3 の海域、またドイツの主たる洋上風力開発サイトである排他的経済水域 (EEZ) は、水深の深い沖合海域に設定されているので、コストの上昇が見込まれる。そのため、2.3.1 項の「世界の洋上風力発電」の「今後の展開」で記しているように、イギリス政府は「再生可能エネルギーロードマップ(2011 年)」で、洋上風力発電の発電原価を 2020 年までに £ 100/MWh(17 円/kWh)に下げる必要があるとし、その対策として、「技術革新の加速」と「サプライチェーンを構築し、供給のボトルネックを解消するとともに競争の推進」が掲げている。

日本における海底地形の特徴として、海底地形の勾配が急であることから、洋上風力発電施設の導入は水深の深い海域に計画されるケースも多いと考えられ、その場合、建設コストが高くなることも十分に推察されることである。

また、菊地・石原(2014)は、エンジニアリングモデルを用いて着床式洋上ウィンドファームの事業性の評価結果から港湾や建造船の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、維持管理費の低減等のコスト削減が必要であることを指摘している。

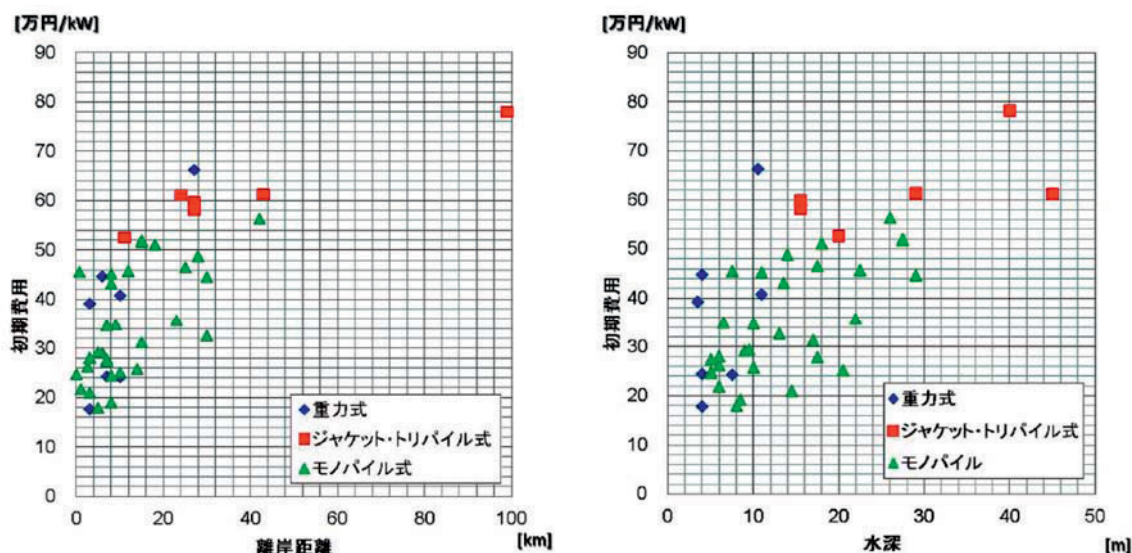


図 2.3.3-3 ヨーロッパにおける洋上風力の初期費用と離岸距離及び水深の関係 (NEDO 編, 2014)

2) 運転保守費の検討

運転保守費(O&M 費)について、Rademakers *et al.*(2009)は風車の故障発生確率に基づくモンテカルロ法により推定している。これらシミュレーションによる推計や実績から着床式洋上風力発電の O&M 費は、LPC、LCC、LCOE 等の 20%-30%に達すると言われ(Perkins and Everett,2011)、図 2.3.3-2 に示した O&M 費の割合はその下限値の相当する割合になっている。海外における O&M 費に関する実績データは Faulstich *et al.* (2011)により取りまとめられている(表 2.3.3-3)。表示しているように、O&M 費は施設の規模、水深、離岸距離と明確な関連性は認められない。ここで記載されている全データの平均値(76.5€/kW/年)と幅(34.2~147.4€/kW/年)を直近(2014 年 5 月中旬)の為替レート(139 円/€)で日本円に換算すると約 10,630 円/kW/年(約 4,750~20,500 円/kW/年)となる。

表 2.3.3-3 主要な着床式洋上風力発電のコストの一覧(Faulstich, *et al.*, 2011 より作成)

国名	ウィンドファーム名	設置年	総出力(MW)	水深(m)	離岸距離(km)	投資金額		O&M費(€/kW・年)
						(百万€)	(€/kW)	
イギリス	North Hoyle	2003	60	5-12	3-10	120	1,992	64.7
	Scoroby Sand	2004	60	2-10	2.5	107	1,783	34.2
	Kentish Flats	2005	90	5	8.5	156	1,733	36.4
	Barrow	2006	90	21-23	7	181	2,011	63.5
デンマーク	Middelgrunden	2001	40	2-6	2	49.2	1,230	38.6
	Rødsand II	2010	207	6-12	23	390	1,883	91.2
	Generic	—	—	—	—	—	2,850	77.5
オランダ	Prinses Amalia	2008	120	19-24	23	398	3,315	147.4
	Generic	—	—	—	—	—	3,000	90.1
ドイツ	Alpha Ventus	2010	60	30	43	194	3,230	122.1
平均			90.9	12.6	13.6	199.4	2,303	76.5

一方、日本では前述の表 2.4.3-2 に示しているように、22,000 円/kW/年(15,000～30,000 円/kW/年)と推定されており、海外の O&M 費と比べて割高になっている。実際、我が国では洋上風力発電の O&M に関する実績がほとんどないことに加えて、オランダで開発されたアンペルマンのような特殊な O&M 用の作業員搬送システムも保有していないこと等からも O&M が高くなることは理解される。

3) まとめ

以上、日本では、着床式洋上風力発電の建設費は陸上風力発電と比較して 1.5～2.6 倍となっていることから分かるように、洋上風力発電の導入普及を推進するためには、特に「風力発電機」、「電気設備(海底ケーブル)」、「支持構造」、「運搬・設置」及び「O&M」のコストの低減が重要で、それには建設専用船・港湾等のインフラ整備も含めて具体的な対策を検討する必要がある。

【豆知識 2.3.3-1】

●日本における洋上風力発電のコスト増の要因

(資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書)

- ・ 事前調査段階：洋上の占有に係る利害関係者(漁業や航行関係者等)との調整、各種手続き(環境アセスメント等)
- ・ 設計段階から設置段階：大型洋上風車や基礎の製作・施工における港湾インフラや船舶、重機の利用限界
- ・ 設置段階：完工保証、遅延リスク
- ・ 設置段階から運転保守段階：保険、金融
- ・ 運転保守段階：ウエイク影響、保守点検(メンテナンス船の確保等)
- ・ 建替えや撤去段階：撤去費用

●日本の洋上風力発電の調達価格 (FIT)

平成 26 年 3 月 7 日に行われた調達価格等算定委員会で、平成 26 年度の洋上風力発電の調達価格及び調達期間は下表に示すように、36 円/kWh(税抜)及び 20 年と決められた(建設費と O&M 費は表 2.3.3-1 のケース 2 の平均値を採用)。これは陸上風力発電の調達価格(22 円/kWh)の約 1.6 倍に相当する。

【FIT 適用条件】建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等のアクセスを必要とするケースが適用条件となる(風車と陸地が繋がっており、作業員が建設及び運転保守の主たる作業を陸側から行うことができるケースは対象外)。

項目	平成 26 年度	
	洋上風力発電*	(参考) 陸上風力発電(≥20kW)
調達価格(税抜)	36円/kWh	22円/kWh
資本費	56.5万円/kW	30.0万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	0.6万円/kW/年
設備利用率	30%	20%
IRR(税引前)	10%	8%
調達期間	20年	20年

注)*:建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの。

(2) 環境影響評価の確立

2012年10月に改正環境影響評価法(以下、法アセスと称する)が施行され(2013年4月1日に完全施行)、風力発電事業が法アセスの対象事業として位置づけられた。本法アセスの下、環境と調和した健全な洋上風力発電の導入促進を図る上で、環境影響評価手法の確立が望まれるが、そのための基礎資料づくりはNEDOにおいて2009年度から「洋上風況観測システム実証研究」の研究テーマの一環として行われている。

発電所アセス省令の別表五で取り上げられている参考項目を表2.3.3-4に示す。環境影響評価において、ここで提示されている参考項目の内、除外項目がある場合には、方法書の段階で合理的な理由を記述する必要がある。環境省総合政策局(2011)の指摘のように、環境影響評価書は個々の事業の海域(地域)特性を踏まえ、必要な項目についての十分な評価となるよう参考項目の適切な絞り込みや重点化を図って設定することが重要であると考えられる。

表 2.3.3-4 環境影響評価に係る参考項目の一覧

環境要素の区分			影響要因の区分		環境影響評価法(風力発電)				
					工事の実施			土地又は工作物の存在及び供用	
					工事用資材等の運搬出入	建設機械の稼働	造成等施工等による一時的な影響	地形改変及び施設の存在	施設の稼働
と環境の自然構成要素の良好な状態を保持すべき環境目標	大気環境	大気質	窒素酸化物	*	*				
			粉じん等	*	*				
		騒音・超低周波音	騒音(20Hz~100Hz)	*	*				*
			超低周波音(20Hz以下)	*	*				*
	水環境	振動	振動	*	*				
		水質	水の濁り		*	*			
		底質	有害物質		*				
	その他の環境	その他	流向・流速						
		地形及び地質	重要な地形及び地質					*	
	生態系	動物	重要な種及び注目すべき生息地(海域に生息するものを除く。)				*		*
海域に生息する動物						*	*		
植物		重要な種及び重要な群集(海域に生育するものを除く。)				*	*		
		海域に生息する植物				*	*		
生態系	地域を特徴づける生態系(陸域)				*		*		
景観	景観	主要な眺望点及び観光資源並びに主要な眺望景観					*		
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	*				*		
産業廃棄物等	産業廃棄物等	産業廃棄物				*			
		残土				*			

注) *: 発電所アセス省令の別表五で取り上げられている参考項目と影響要因の区分付け

洋上風力発電に関する環境影響評価は、海外で数多くの事例がある。ここで国別に環境影響に係る参考項目を比較してみると、表 2.3.3-5 に示すように、特に海洋生物について各国共通の主要な参考項目は「底生生物」、「魚介類」、「海棲哺乳類」、「鳥類」、「海草・海藻」であり、社会環境としては「景観」があげられる。尤もこれらの項目の重要度は、地域により変わり得るものである。また、海外の洋上風力発電の計画時においても見られる、所謂、NIMBY(Not-In-My-Backyard)問題があるが、より直接的な問題として漁業者、海運業者等のステークホルダー(利害関係者)と呼ばれる人達への対応である。

風力発電事業者は、これら自然環境、社会環境への環境影響を予測・評価するとともに、地域とのコミュニケーションを図り、積極的に社会貢献を果たすことが求められている。

表 2.3.3-5 洋上風力発電の環境影響評価に係る国別参考項目の比較表

国名		ドイツ	フランス	イギリス	デンマーク	オランダ	アメリカ	カナダ	中国		
自然環境	物理・化学	大気質	○	○	—	○		○	○	○	
		騒音(陸域)	—	○	○	—		○	—	○	
		海潮流	○	○	○	○	○	○	○	○	
		波浪	—	—	—	—	○	—	○	—	
		水質	○	○	△	○	○	○	○	○	
		海底地形・地質	○	○	○	○		○	○	○	
	生物	動物	電磁波	—	—	○	○		○	○	—
			動物プランクトン	—	○*	—*	—	—	—*	—*	—
			底生生物	○	○	○	○	○	○	○	○
			魚介類	○	○	○	○	○	○	○	○
			海棲哺乳類	○	○	△	○	○	△	○	○
		鳥類	○	○	○	○	○	○	○	○	
		植物	植物プランクトン	—	○*	—*	—	—	—*	—*	—
			海草・海藻	—	○	○	○	○	○	○	○
生態系	○		—	○	—		—	○	○		
社会環境	漁業	—	○	○	○		○	○	○		
	景観	○	○	○	○	○	○	○	○		
	観光・レクリエーション資源	○	○	○	○		○	○	—		
	社会受容	—	○	○	○		○	○	—		
	海上交通	—	○	○	○		○	○	○		
	電波障害	—	—	○	—		○	○	○		
廃棄物	—	—	○	—		—	—	○			

凡例 ○：調査項目(参考項目)、△：洋上風力発電の個々の環境影響評価(プロジェクト)によって実施・未実施のある調査項目、—：未実施項目、○*：プランクトン調査は特に重要と思われる理由があれば実施する(フランス)、—*：プランクトン調査は文献(データ)による(イギリス、アメリカ、カナダ)、無印：不明

出典 【洋上風力発電の参考項目】

ドイツ：Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie(2008) Offshore Windenergy in tjr German EEZ-the authority's perspective、BHS(2007)Standard Investigation of the impacts of offshore wind turbines on the marine environment(STUK3)

フランス：Ministere de l'Ecologie, de l'Ecologie, du Developpement durable et de la Mer(2010) Guide de l'etude d'impact sur l'environnement des parcs eoliens

イギリス：Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science(CEFAS) on behalf of the Marine Consents and Environment Unit(MCEU)(2004) Offshore Wind Farms/Guidance Note for Environmental Impact Assessment in Respect of FEPA and CPA Requirements、London Array Limited(2005) Environmental Statement Vol.2 Onshore/Works Non-Technical Summary、Centrica energy(2009) Race Bank Offshore Wind Farm Environmental Statement Non-Technical Summary

デンマーク：Dong Energy(2006) Horns Rev2 Offshore Wind Farm Environmental Impact Assessment summary of the EIA-Report、Marine Management Organisation(2012) Evidence summary Installation and operation of Dudgeon Offshore Wind Farm 34480/090612

オランダ：NoordzeeWind(2008) Offshore Windfarm Egmond aan Zee General report OWEZ_R_141_20080215、NoordzeeWind(2006) Baselines data on harbour seals, Phocavitulina, in relation to the intended wind farm site OWEZ, in the Netherlands、Bureau Waardenburg bv(2009) Development of underwater flora- and fauna communities on hard substrates of the offshore wind farm Egmond aan Zee(OWEZ)

アメリカ：Minerals Management Service(2009) Cape Wind Energy Project. Final Environmental Impact Statements. Herndon, VA
カナダ：NaiKun Wind Development Inc(2010) NaiKun Offshore Wind Energy Project Environmental Assessment Certificate #E09-04
中国：HK Offshore Wind Limited(2006) Hong Kong Offshore Wind Farm in Southeastern Waters Project Profile

【豆知識 2.3.3-2a】

●イギリスにおける洋上風力開発と漁業対策(奈良(2012)より作成)

洋上風力開発に係る漁業補償のあり方に関するガイドライン(案)が策定された。

✓イギリスの漁業の実態

- ・漁業従事者 12,729 人、漁船数 6,763 隻、漁獲量 60 万トン、水揚高 6.5 億 £ (1,105 億円)で、ヨーロッパではノルウェー(漁獲量 2.33 万トン)、アイスランド(同 131 万トン)、スペイン(同 92 万トン)、デンマーク(同 69 万トン)に次いで漁業の盛んな国である(2007 年の統計値)。
- ・主な漁獲魚種はサバ類(16 万トン)、タラ類(7 万トン)、ニシン(6.7 万トン)、ホタテガイ(4.5 万トン)、エビ類(3.9 万トン)、カニ類(2.9 万トン)、イワシ類(2.3 万トン)、アジ類(1.7 万トン)等である。
- ・大型船(船長 10m 以上の主にトロール漁船)の操業海域は 6 海里以遠、条件によっては 12 海里以遠に定められ、操業域に関する小型漁船(漁船の 8 割の数)の制限はない。

✓洋上風力が漁業に与える影響

- ・立ち入り禁止：法令により施設の周囲 50m 内への立ち入りが禁止されているが(風車間の距離は初期のウィンドファームで 350m~400m、最近では大型化を反映して 500m~800m)、潮の流れや風の影響、特に強風時には風車ブレードの回転速度上昇に伴う危険域の拡大、漁船の風下側への漂流等により、実際には漁ができない状況が発生する。
- ・迂回：遠洋漁業に出航する大型船舶の場合風車タワー周囲の立ち入り規制により迂回をする必要がある。
- ・底曳網の利用制限：海底ケーブル、ジョイントケーブルの敷設により底曳網の曳網が制限される。
- ・海底掘削や海底ケーブル敷設で魚類の移動や魚種の交代が起こる可能性がある。
- ・海底掘削等の地形変化により漁業者の知識(知的所有権)が侵害される可能性がある。
- ・風力サイト内での操業規制により漁獲可能海域に漁船が集中し、これまで利用していた漁業者の漁獲量が減少する可能性がある。また、サイト内での操業規制により小型船の漁業者にとって沿岸の定置網の漁獲が増大する等のプラス面のケースの報告がある。

✓漁業対策費用

- ・イギリスにおいて貝類の養殖域は、国の認可する排他的漁業権が存在するが(但し、5-10 年で消滅する時限的な権利)、一般には船の規模や網の種類によって規制はあるものの、基本的には場所を問わず漁業が可能である。そのため、これまで漁業補償や漁業対策は大きな問題とならなく、当事者間の話し合いで決められていた。
- ・漁業補償は、金銭補償と影響緩和措置があるが、ガイドラインでは補償のあり方は影響緩和措置(特定の措置を講じて影響を最小化・相殺する措置を言う)を推奨している。

✓漁業対策(影響緩和措置)

- ・26 種類の対策が取り上げられ、「洋上風力開発の設計段階での措置」、「魚類の繁殖サポート」、「漁業活動のサポート」及び「新たな事業の構築」に分類される。
- ・ガイドライン(案)では対策の実効可能性について、研究機関や関係者との協議等を通してさらに評価することが必要としている。

影響緩和措置の具体例

- ・海洋生物保護区域の風力開発サイトとしての利用
- ・風車配置の最適化
- ・魚礁機能を持たせた支持構造物の検討
- ・魚介類の増養殖
- ・海洋調査の実施と漁業者への情報提供
- ・迂回が必要な船舶への燃料代補助
- ・魚類廃棄物の再資源化(バイオ燃料工場の建設)
- ・市場開拓等の情報提供 等

【豆知識 2.3.3-2b】

●フランスの漁業者に対する取組み

- ・洋上風力発電事業者に対する税金(12,879Euro/MW/年;約 174 万円/MW/年)を配分。
 - 35% : 影響を被った漁業者への支払い (4,507 Euro/MW/年;約 61 万円/MW/年)
 - 50% : 市町村(海岸から洋上風力発電施設が視認できる地域)への支払い
(6,440 Euro/MW/年;約 87 万円/MW/年)
 - 15% : 地方自治体への支払い (1,932 Euro/MW/年;約 26 万円/MW/年)

2.4 参考文献

- Broehl,J.(2010):Wave of offshore hope fights against the odds. Wind Power Monthly,Dec.,2010,58-60.
- BSH(Federal Maritime and Hydrographic Agency)HP
http://www.bsh.de/en/Marine_uses/Industry/Wind_farms/,アクセス 2015 年 1 月 1 日.
- BTM Consult(2010):International Wind Energy Development, Offshore Report 2010.104pp.
- BTM Consult(2012):International Wind Energy Development, Offshore Report 2013.259pp.
- Burger,A.(2014):DOE 54-GWs Of Untapped Offshore Wind Power.TriplePundit.
<http://www.triplepundit.com/2014/10/doe-54-gws-offshore-wind-power-waiting-tap ped/>,アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- 千代田デイムス・アンド・ムーア(2000a):平成 11 年度 ニューサンシャイン計画 離島用風力発電システム等技術開発(離島地域等における洋上風力発電新技術開発に係る予備的検討調査)報告書.NEDO 委託調査,55pp.
- 千代田デイムス・アンド・ムーア(2000b):平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査 (我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査)報告書.資源エネルギー庁委託調査,149pp.
- 調達価格等算定委員会(2012):平成 23 年度調達価格及び調達期間に関する意見.平成 23 年 4 月 27 日,23pp.
- 調達価格等算定委員会(2014):平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見.平成 26 年 3 月 7 日,37pp.
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_003_01_00.pdf,
アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- Dolan,D.(2004):MMI Eng. At Deepwater Wind Energy Workshop, Washington D.C.,PPT.
- DS472 Danish Standard(1992):DS472-Loads and Safty of Wind Turbine Construction, 1st edition May 1992, English translated by NEL.
- Duwind(2001):Offshore Wind Energy Ready to Power a Suitable Europe Final report.NNE5-1999-562,289pp.
- Energy Research Group, LLC(2010): Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf. BOEMRE(The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement).
- EWEA(2014):Wind energy scenarios foe 2020.7pp.
<http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>、アクセス 2014 年 12 月 21 日.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf, アクセス 2014 年 12 月 21 日.
- Faulstich,S.,P. Kuhn, P. Lyding and S. Pfaffel(2011):Offshore Wind Energy Deployment. It's the cost that counts.PO47, EWEA Offshore 2011.
- Frandsen,S. and C.J.Christensen(1994):Vindeby offshore wind farm-fatigue loads. Contributions from the Department of Meteorology and Wind Energy to the EWEC94

- Conference in Thessaoniki, Greece. Larsen Gunner C.(ed.),Risoe National Laboratory,Roskilde,Denmark,107-111.
- Henderson A.R.,D. Witcher and C.A.Morgan (2009) : Floating Support Structures Enabling New Markets for Offshore Wind Energy. European Wind Energy Conference 2009,Marseille, France.1-12.
 - Hoboham,J.,L.Krampe,F.Peter,A.Gerken, P.Heinrich and M.Richer(2013):Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power. FICHTNER/PROGNOS,27pp.
 - IEC 61400-3 Ed.1.0, Wind Turbines – Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines, to be published in 2009-02.
 - IEC 88/379/NP : Standard for Floating Offshore Wind turbines, to be published in 2009-02.
 - 伊藤葉子(2013):洋上風力発電の促進に向けた政策基盤整備 : 英国の取組と今後の課題.IEEJ,2013.5,1-39. eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf,アクセス 2015 年 1 月 1 日.
 - 石原 孟(2010):洋上風力発電の現状とその技術開発. 洋上風力発電技術の現状と将来展望.土木学会 平成 22 年度全国大会,研究討論会 研-08 資料,3-10.
 - 石原 孟(2011):浮体式洋上風力発電の歴史、現状と将来展望.洋上風力発電ワークショップ 2,一般財団法人日本海事協会.2-2.3.
 - 石原 孟(2013):洋上風力発電の新しい展開.OHM(2013.1), 21-25.
 - 伊藤忠テクノソリューションズ(2011):平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査(風力エネルギーの導入可能量に関する調査)報告書.資源エネルギー庁委託調査,80pp.
 - 環境省地球環境局地球温暖化対策課(2010):平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書.211pp.
 - 環境省地球環境局地球温暖化対策課(2012):平成 23 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備調査報告書.193pp.
 - 環境省総合環境政策局(2011):風力発電施設に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書. 付属資料,18pp.
 - 経済産業省 省エネルギー・新エネルギー部(2014):最近の再生可能エネルギー市場の動向について.平成 26 年 1 月 10 日,PDF 資料,
http://www.meti.go.jp/committee/shotatsu_kakaku/pdf/012_02_00.pdf,アクセス 2015 年 1 月 1 日.
 - 菊地由佳、石原 孟(2014):エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファーム建設費の評価と実データによる検証。日本風力エネルギー学会論文集,38(2),36-43.
 - Kim,HG.(2009):Onshore/Offshore Wind Resource Potential of South Korea. Proceedings. ewea.org/ewec2009/allfiles2.30_EWEC2009,7pp.
 - KPMG(2010):Offshore Wind in Europe 2010 Market Report.90pp.
 - Krohn,S.(1998):Offshore wind energy. Full speed ahead. Danish Wind Turbine Manufactures Association web page.
 - Kühn,M.(2001):Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems.ISBN 90-76468-07-9,DUWIND Delft University Wind Energy Research Institute, Report 2001.002,281pp.

- Langston,L.H.W.(2010):Offshore wind farms and birds:Round3 zones,etensions to Round1 & Round2 sites& Scottish Territorial Waters.RSPB Research Report No.39,40pp.
http://www.rspb.org.uk/Images/langston_2010_tcm9-203501.pdf, ,アクセス 2015 年 1 月 1 日.
- Matthies,H.G., C.Nath, T.E.Schellin,A.D.Garrad, M.A.Wastling, D.C.Quarton, J.Wei,M.Scherweit and T.Siebers(1995):Study of Offshore Wind Energy in the EC. JOULE I (JOUR 0072) Verlag Natürliche Energie,Brekendorf,272pp.
- Musial,W. and B.Ram(2010):Large-Scale Offshore Wind Power in the United States. Assessment of Opportunities and Barriers. NREL/TP-500-40745,221pp.
- 長江 翼(2013):ドイツ北海沖、洋上風力発電所建設促進のための賠償制度導入とその課題.海外電力,2013.6,10-17.
- 長井 浩、池ヶ谷辰哉、伊藤正治、中尾 徹(2010):わが国沿岸海域における洋上風力発電の期待可採量.風力エネルギー,34(1),通巻 93,103-112.
- 奈良長寿(2012):洋上風力開発と漁業対策(英国). 海外電力,2012.7.32.39.
- Navigant(2013):Offshore Wind Market and Economic Analysis.Annual Market Assessment Document Number DE-EE0005360, Preparede for:U.S.Department of Energy Report,191pp.
- Navigant(2014):World Market Update 2013. A BTM Report,22.3pp.
- 日本風力発電協会(2013):資料(エックス都市研究所ら(2011)による平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査を基に作成).
- Perkins and Everett(Eds.)(2011):Offshore wind power. Challenges, Economics and Benefits.Mova Science Publishers,Inc.New York,236pp.
- Petersen,E.L.(1992):Wind resources of Europe(the offshore and coastal resurces). In Proceedings of Conference”The Potential of Windfarms”,Herning,8-10.
- Rademakers L.W.M.M., Braam H., Obdam T.S., Frohbose P., Kruse N.(2009): Operation and Maintenance Costs Estimator(OMCE). Final Report, ECN-E-09-037,50pp.
- Schwartz,M.D. Heimiller, S.Haymes and W.Musial (2010):Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States. *Technical Report* NREL/TP-500-45889 June 2010,104pp.
- 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部(2014)洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書.7pp.
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_03_00.pdf,アクセス 2014 年 12 月 31 日.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO), 千代田デイムス・アンド・ムーア(1999):日本における洋上風力発電の導入可能性調査.77pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) (2003):局所的風況マップ. NEDO HP
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) (2008): 風力発電導入ガイドブック(改訂第 9 版).201pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO),イー・アンド・イー ソリューションズ,風力エネ

- ルギー研究所,ネクストエナジー(2008):平成19年度 洋上風力発電実証研究 F/Sに係る先行調査報告書.56pp.
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO),イー・アンド・イー ソリューションズ,風力エネルギー研究所,ネクストエナジー(2009):平成20年度 洋上風力発電実証研究 F/S 評価 成果報告書.53pp.
 - ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2014):NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版. 第3章風力発電,4-82.
 - ・城田佳宏(2013):米国初となる洋上風力開発領域リース販売オークションが実施される.海外電力,2013.10,52-53.
 - ・鈴木英之(2011):浮体構造の最適化と浮体式洋上風力発電施設の安全性.洋上風力発電ワークショップ 2,一般財団法人日本海事協会.26-50.
 - ・Twidell,J. and G.Gaudiosi (ed.) (2009):Offshore Wind Power.ISBN 978-0906522-639, Multi-Science Publishing Co.Ltd,357pp.
Twidell,J. and G.Gaudiosi (編著) /一般社団法人日本風力エネルギー学会(監訳)(2011):洋上風力発電.鹿島出版会,375pp.
 - ・U.S.Energy Information Administration(2013) : International Energy Outlook 2013.
<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>,アクセス2014年12月1日.
 - ・UK Energy Research Center(UKERC)(2010):Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters-understanding the past and projecting the future. Sept.,2010,135pp.
 - ・渡辺 遥・萬木勝敏(2011):中国の電力・エネルギーの最新動向.海外力,2011.3,4-28.
 - ・エックス都市研究所ら(2011):平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書.287pp.

3. 着床式洋上風力発電の導入手引き

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)における洋上風力の本格的な取組みは、2008年度の「洋上風力発電実証研究 FS 調査」から始まった。ここでは6海域のFS(Feasibility Study)が実施されたが、この内、洋上実証研究サイトとして銚子沖と北九州市沖が選定された(図3-1; 表3-1)。

これら洋上風力発電実証研究サイトの自然条件に係る特徴として、千葉県銚子沖では日本でも有数の波の“うねり”が厳しい海域であること、福岡県北九州市沖は台風の影響を受ける海域であることがあげられる。このようにヨーロッパと異なり、太平洋側と日本海側で自然条件が違って、その海上風の特徴が明らかにされていないこと、また、沖合における洋上風車の建設コストの低減化等、洋上風力発電の実用化に際しての課題が多いことから、NEDOでは洋上風況観測タワーと洋上風車を実際に銚子沖及び北九州市沖に設置し、我が国に適した洋上風力発電に係る技術を確立する目的で、洋上風力発電実証研究が開始された。

主な実証研究目的は以下の通りである。

- ✓気象・海象特性の把握
- ✓日本に適用可能な洋上風力発電設備の設計方法の確立
- ✓洋上風車の最適な運転保守方法の確立

洋上風力発電実証研究は、2009年度から「洋上風況観測システム実証研究」、2010年度から「洋上風力発電システム実証研究」がそれぞれ並行して行われ、洋上風況観測タワーは銚子沖で2012年8月18日、北九州市沖で2012年6月30日に設置された。また、洋上風車は銚子沖で2012年10月6日に設置、2013年1月29日に運転開始、北九州市沖で2013年3月23日に設置、2013年6月24日に運転開始となっている(図3-2)。

本手引きは、風力発電事業者等が一般海域において洋上風力発電の導入を検討する際の手引きとして、海外における知見とともに、上記の「洋上風況観測システム実証研究」及び「洋上風力発電システム実証研究」の成果も取り入れてまとめた。なお、ここではNEDOから発行されている陸上版の風力発電導入ガイドブック(第9版)の内容と重複している部分は割愛しているので、同書と併せて読まれることをお勧めしたい。



35° 40'54"N、140° 49'13"E(洋上風車)

35° 40'54"N、140° 49'24"E(洋上風況観測タワー)



33° 57'30"N、130° 45'45"E(洋上風車)

33° 57'27"N、130° 45'36"E(洋上風況観測タワー)

図 3-1 銚子沖及び北九州市沖における風車と観測タワーの位置(伊藤, 2014)

表 3-1 銚子沖及び北九州市沖における実証研究施設概要等

項目	銚子沖	北九州市沖
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> 離岸距離 約3.1km、水深 約11.9m 風車と観測タワー間距離 約285m 海底ケーブル22kV、陸上ケーブル6.6kV 	<ul style="list-style-type: none"> 離岸距離 約1.3km、水深 約14m 風車と観測タワー間距離 約250m 海底ケーブル6.6kV、陸上ケーブル6.6kV
洋上風車	<ul style="list-style-type: none"> 定格出力 2.4MW、ナセル重量 約119t ローター直径 約92m ブレード重量 約10t×3、ハブ高さ 約80m 重力式基礎 約5,400t 	<ul style="list-style-type: none"> 定格出力2.0MW、ナセル重量 約94t ローター直径 約83m ブレード重量 約6.5t×3、ハブ高さ約80m ハイブリッド重力式基礎(重力・ジャケット) 約4,160t
洋上風況観測タワー	<ul style="list-style-type: none"> タワートップ 約100m 三杯風速計 22箇所、矢羽風向計 23箇所 超音波風速計 3箇所、ライダー1基 重力式基礎 約3,500t 	<ul style="list-style-type: none"> タワートップ 約85m 三杯風速計 12箇所、矢羽風向計 9箇所 超音波風速計 4箇所、ライダー1基 ハイブリッド重力式基礎(重力・ジャケット) 約2,750t

<銚子沖>

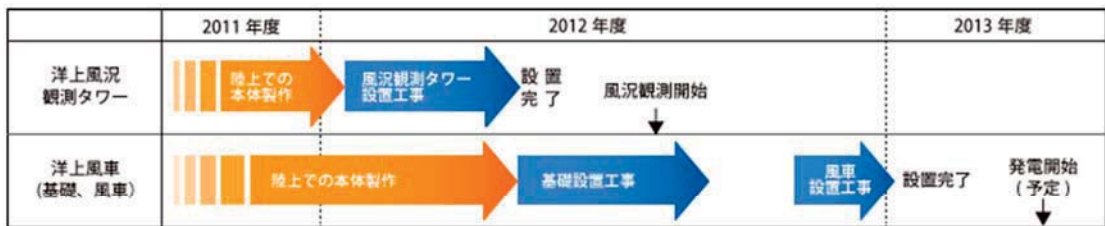


2012年8月18日
設置完了



2012年10月6日
設置完了
2013年1月29日
運転開始

<北九州市沖>



2012年6月30日
設置完了



2013年3月23日
設置完了
2013年6月24日
運転開始

図 3-2 洋上風力発電実証研究に係るスケジュール(伊藤, 2014)

3.1 洋上風力発電導入計画の進め方

洋上風力発電事業を計画するにあたっては、その技術的及び法的な検討が必要であり、工事の開始にあたっては、必要な許認可申請手続き等があるため注意を要する。導入を進めるに必要な手順に関して、全体的な流れを図 3.1-1 に示す。技術的な検討として、一般的には立地環境調査、気象・海象調査、基本設計、実施設計、建設工事を経て事業開始、そして撤去・解体に至る流れとなる。それと並行して関係法規の検討、許認可手続き等を行う必要があり、その関係

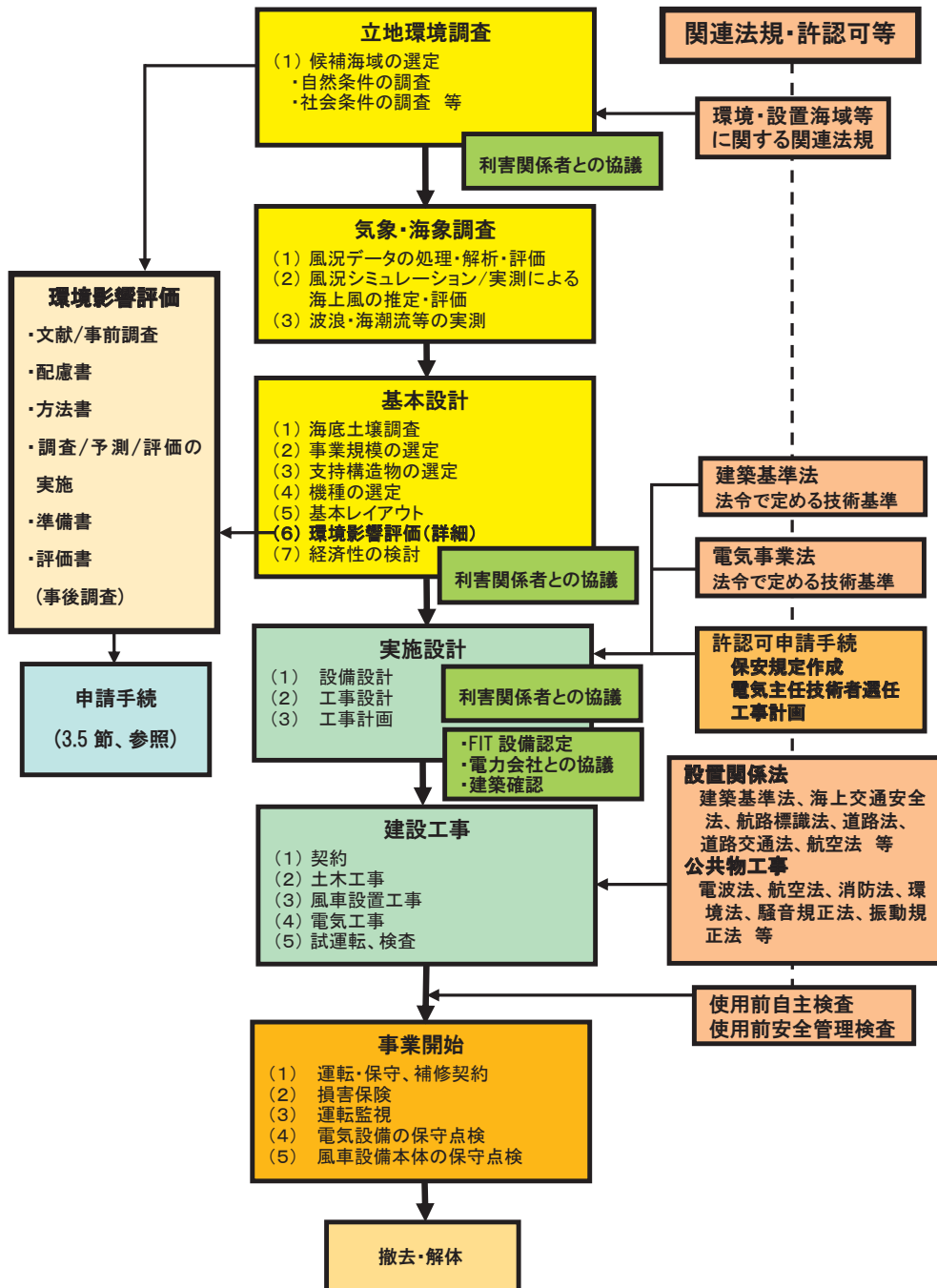


図 3.1-1 洋上風力発電に係る導入の流れ

を示す。また、海域を利用している漁業、海運等に係る利害関係者とは最初の段階から計画書等を作成して説明し、理解を得る努力をすることが重要である。特に、港湾域における洋上風力発電の導入のケースでは、港湾計画等の遂行への影響、港湾の開発・利用又は保全への影響、船舶の航行安全確保への対応等、種々の諸条件を満たす必要があり、船舶航行安全に関する協議会等が設けられて許可を得ることとなる。なお、一般的に電力会社との事前協議は実施設計の段階で行われる。

表 3.1-1 に洋上風力発電の計画から撤去・解体に至るまでのタイムテーブルを掲げる(計画から稼働まで 11 年間)。主要なステージについて想定される実施期間を以下に取りまとめて示す(括弧内は本文の該当する節を表す)。参考までに、海外では洋上風力発電の計画から稼働まで 8～9 年程度を要している。

立地海域調査(3.2 節) : 1 年間

風況条件等の自然条件及び国立公園指定地域、主要航路等の社会条件に係る法令・規制の調査を行い、候補海域を選定する。

気象・海象調査(3.3 節) : 11 年 6 ヶ月間(事業開始後 1 年間、継続実施の計画例)

候補海域において風況観測及び波浪・海潮流観測を行い、そのデータは基本設計及び実施設計に役立てるとともに、事業開始後の運転・保守(維持管理)に有用な情報となり得る。

基本設計(3.4 節) : 1 年 9 ヶ月間

事業化可能性調査の詳細検討も併せて行うもので、海底土壌調査(深淺測量,ボーリング調査等)、事業規模の選定、支持構造物の選定、機種を選定、施設の基本レイアウト、経済性の検討を実施する。

環境影響評価(3.5 節) : 4 年 1 ヶ月間

基本設計と並行して実施するもので、法アセスに準じて文献調査・事前調査を踏まえ、配慮書、方法書、準備書及び評価書について、それぞれ審査を経て取りまとめる(NEDO 環境アセスメント調査早期実施実証事業により短縮化の可能性について検討が行われている)。

実施設計(3.6 節) : 2 年間

主として施設建設のための、設備設計、工事設計及び工事計画を作成する。

建設工事(3.7 節) : 2 年 3 ヶ月間(洋上風力発電施設を 20-30 基建設のケース)

工事等の契約手続、土木工事、風車設置工事、電気工事及び試運転・検査を行う。

事業開始(3.8 節) : 20 年間

運転・保守・補修・損害保険等の契約手続を初め、稼働後には運転監視、電気設備及び風車設備本体の保守点検を行う。

撤去(3.9 節) : 1 年間

20 年間の稼働後に、施設を撤去・解体する。

表 3.1-1 洋上風力発電の計画から撤去・解体に至るまでのタイムテーブル

項目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	31	32
年次														
立地海域調査	濃													
候補海域の選定	濃													
気象・海象調査	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
基本設計	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
海床土壌調査	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
事業規模の選定	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
支持構造物の選定	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
機種の選定	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
基本レイアウト	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
経済性の検討	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
環境影響評価調査	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
文獻調査・事前調査	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
配慮書	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
方法書	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
調査・予測・評価の実施	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
準備書	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
評価書	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
実施設計	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
設備設計	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
工事設計	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
工事計画	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
FIT設備設定	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
運系協議	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
特定契約	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
許認可	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
海域開発許可	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
建築確認	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
工事計画届	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
建設準備・工事	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
事業開始	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
撤去・解体	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃
利害関係者との協議	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃	濃

(注) ・濃い青色：主要な各ステージ全体の実施期間(気象海象調査は事業開始1日目まで継続実施の計画とした) ・薄い青色：細項目ごとの実施期間

・利害関係者との協議：要所、要所で任意に行うものとする。

・環境影響評価に係る審査：配慮書90日、方法書180日、準備書270日、評価書30日＋縦覧30日を含む。

本節の冒頭には洋上風力発電の導入計画について概要を示し、計画から稼働まで大凡 10 年掛かる工程表を掲げている。このような工程を確保するために、洋上風力発電事業者は、2.3.3 項において示した洋上風力発電の導入に係る 5 つの課題(設置海域、コスト、社会基盤、環境影響評価及び社会受容性)とともに、事業計画を立てる上で事業リスクについて十分な精査が必要で(事業リスクに関連する要因は 3.10.2 項を参照)、その結果を踏まえて導入の意思決定を行うこととなる。ただ、リスク評価に係る要素、例えば波浪予測のように技術的な課題も存在することから、計画時において波浪が原因の既往故障・事故事例から対応策を検討しておくことも重要である。

以上、洋上風力発電事業者が導入意思を固める上で、精査する必要のある課題・リスクにふれたけれども、我が国では、特に海域利用の面で利害関係者との調整が難しいと考えられる。しかし、港湾域では洋上風力発電の導入に向けた国土交通省の取組みにみられるように(2.3.2 項、豆知識 2.3.2-1 を参照)、ここでは円滑な導入が期待される。

国土交通省港湾局・環境省地球環境局(2012)は、「港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル－ver.1」において港湾における風力発電(着床式洋上と陸上)の導入手順を提示している(図 3.1-2)。これによれば、港湾管理者が船舶の航行の安全等港湾の管理運営と風力発電との共生を図る観点での検討を行った上で、風力発電の適地の選定、そして適地の港湾計画等への位置づけを行われ、港湾管理者の公募により風力発電事業者が決定される。採択された風力発電事業者は風況観測、環境影響評価、設計といった一連の流れに沿って調査を進めることとなる(図 3.1-3)。風力発電事業者にとって港湾域における風力発電の導入が魅力的な理由として、図 3.1-2 に掲げられているように、国・地方の関係機関、電力会社、水産業関係者、地域の自治会等から成る再生可能エネルギー導入検討協議会(仮称)が設けられ、許認可手続きの円滑化や事業化支援・フォローアップ等の支援が期待できるからである。このようなことから、当面、洋上風力発電の導入は、風力発電にとって比較的風況条件の良い港湾を中心に進むものと考えられる。

なお、国土交通省港湾局では風力発電の円滑な導入を進めるため、船舶航行の安全性、施設の安全性、維持管理計画、緊急時対応計画等に関する「港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン(案)」を公表している(2.3.2 項、豆知識 2.3.2-1 を参照)。

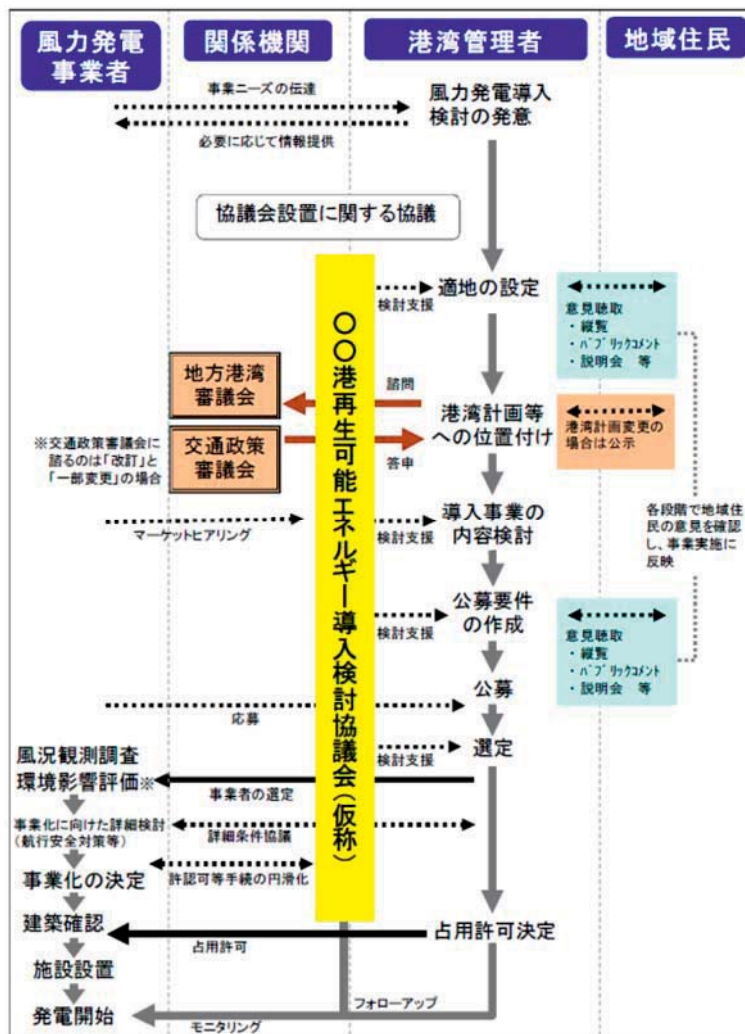
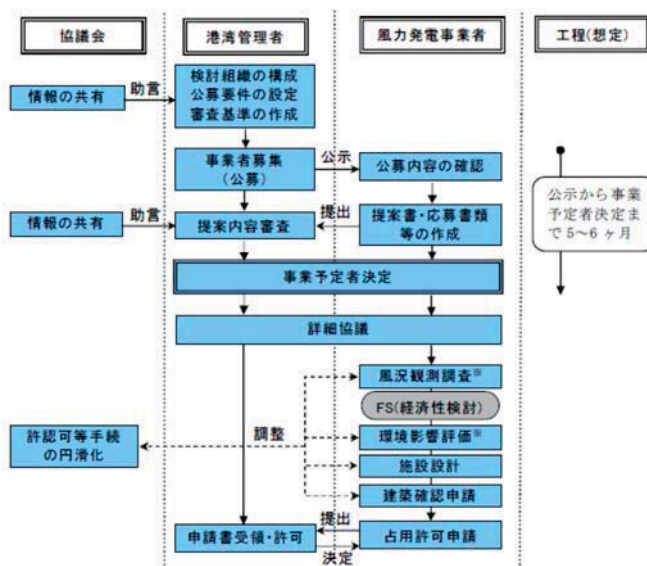


図 3.1-2 港湾における風力発電の導入手順(国土交通省港湾局・環境省地球環境局, 2012)



(国土交通省港湾局・環境省地球環境局, 2012)

図 3.1-3 港湾における風力発電の公募と選定の流れ

3.2 立地海域調査

洋上風力発電導入の検討に当たっては、重要な外部条件として良好な風況が期待される有望海域について、風況条件等の自然条件に係る実態及び国立公園指定地域、主要航路等の社会条件に係る法令・規制等の調査を踏まえて、候補海域を選定する。

3.2.1 自然条件

風力発電事業にとって最も重要な基本的条件は、風況があげられるが、その他、風車の運転に支障を及ぼす可能性のある特徴的な落雷等の気象条件、また風車の建設、維持管理等に関係する海象条件、及び海生生物に関する調査が必要である。

(1) 気象

気象に係る項目として、風況、台風及び冬季雷を取り上げた。

1) 風況

有望地域の抽出には、図 2.2.2-1 に例示したような風況マップを活用する。同マップは海面上 80m における年平均風速を示しているが、洋上風力発電においては年平均風速が 7m/s 以上の海域を対象として、その占有面積が大きな海域、あるいは風速階級の高い海域が連なっている海を抽出することが望ましい。

選定した有望海域について、海上風の観測を行っている既往調査資料の収集に努めることになるが、陸上と異なり洋上での実測データはほとんどないと言っても過言ではない。沿岸海域において、海上にプラットフォームを設けて気象・海象観測を行っているサイトはこれまで 6 箇所あったが、現在も継続して観測している施設は、港湾空港技術研究所の「波崎海洋研究施設」、東京大学海洋アライアンス機構の「波浪等観測塔」、京都大学防災研究所の「白浜海象観測所」及び佐賀大学の「有明海観測タワー」の 4 箇所である(表 3.2.1-1)。

表 3.2.1-1 海洋観測塔による海上風観測機関の一覧

機関	プラットフォームの名称	設置海域	設置水深	観測期間
港湾空港技術研究所	波崎海洋研究施設	茨城県神栖市 須田浜地先427m	約7m	1986年～
東京大学 海洋アライアンス機構	波浪等観測塔	神奈川県平塚 虹ヶ浜沖1km	水深20m	1965年～ (2009年7月1日、防災科学技術研究所から東京大学に移管)
国土交通省中部地方建設局 静岡河川工事事務所	駿河海洋観測所	静岡県大井川河口 沖合250m	水深6m	1986-2003年 (現在は撤去)
運輸省大阪航空局 第三港湾建設局	MT局	大阪湾泉南沖合6km	約15m	1978-1982年 (現在は撤去)
京都大学防災研究所	白浜海象観測所	和歌山県白浜湾湾口	水深24m	1960-1995年(撤去) 1993年～(高潮観測塔新設)
佐賀大学	有明海観測タワー	有明海 沖合7000m	水深8m	1979-2003年 (撤去：国土交通省九州地方建設局) 2006年3月に新設

その他、海上風が実測されている施設は、表 3.2.1-2 に示すように、地方自治体の漁海況予報や浮魚礁等の水産関連施設があるが、静岡県水産技術研究所を除いて、他の機関では現在もデータが取得されている。但し、青森県水産総合研究センターと愛知県水産試験場の施設は水深 49m 以浅に設置されているが、他の施設は水深 120m～750m の海域での設置となっている。

表 3.2.1-2 水産関連機関による海上風観測施設の一覧

機 関	施設名称	設置海域			設置水深 (m)	観測期間
		海域	緯度 (N)	経度 (E)		
青森県水産総合研究センター	陸奥湾海況自動観測システム	東湾ブイ	41° 06' 15"	140° 57' 46"	49	1974年～
神奈川県水産技術センター	城ヶ島沖浮魚礁観測ブイ	城ヶ島南西沖 約8km	35° 05' 25"	139° 32' 24"	650	1994.3～ (2006.7建替え, 2008.12事故 破損, 2010.10修理済稼働中)
静岡県水産技術研究所	マリンロボ1号	御前崎沖	34° 23' 47"	138° 19' 06"	120	1998.10-2010.8(撤去)
	マリンロボ2号	遠州灘沖	34° 28' 36"	137° 47' 08"	690	2000.3-2009.4(撤去)
	マリンロボ3号	波勝崎沖	34° 42' 27"	138° 40' 01"	470	2001.3-2012.5(撤去)
	マリンロボ4号	稲取沖	34° 41' 03"	139° 02' 16"	245	2002.4-2012.5(撤去)
愛知県水産試験場	海況自動観測1号ブイ	三河湾(蒲郡)	34° 44' 36"	137° 13' 13"	10	1991年～
	海況自動観測2号ブイ	三河湾(吉良)	34° 44' 42"	137° 04' 19"	10	1991年～
	海況自動観測3号ブイ	三河湾(湊美)	34° 40' 30"	137° 05' 49"	13	1991年～
高知県水産試験場	黒潮牧場ブイ 10号	室戸沖	33° 01' 17"	134° 07' 20"	750	2001年～
	黒潮牧場ブイ 12号	高知沖	33° 07' 11"	133° 37' 11"	560	2001年～
	黒潮牧場ブイ 13号	足摺沖	32° 22' 51"	132° 51' 52"	710	2001年～

国土交通省の港湾空港技術研究所を初め、港湾局関係機関により構築・運用されている全国港湾海洋波浪情報網(NOWPHAS: Nationwide Ocean Wave information network for Port and HarbourS)には、1998年当時、87箇所では風の観測が行われていた(菅原ら, 1999)。観測機器は、主に港湾事務所棟の屋上に設置されているケースが多く、そのデータの利用に際しては障害物の有無等、周辺環境を調査する必要があるが、永井(2002a)はこれらの港湾施設における風観測データを用いて我が国沿岸域の洋上風の特徴を取りまとめている。よって、信頼できるデータは永井が抽出した 35 箇所(港湾以外の MT 局を含む)と、港湾局で観測地点が設けられている GPS 津波計による海上風観測サイト及び東京港東京灯標サイトも併せた観測地点と考えられる(表 3.2.1-3)。なお、表中の備考欄に「海上」と記載しているのは海上で観測されたものであるが、現在では埋立てられたサイトも存在するものと思われる。

さらに、国土交通省河川局は、1956年から海象に関する調査の中で、56箇所のサイトにおいて風況観測を実施しているので、収集データの一つに挙げることを薦めたい。その統計値は「海象年表 25 年統計」として加藤(2005)が取りまとめている。

表 3.2.1-3 永井(2002a)が沿岸域の洋上風の特性解析に利用した NOWPHAS サイト及び GPS 波浪計のサイト等の一覧

機関	地点名	設置海域		観測高 (地上高:m)	観測期間	備考	機関	地点名	設置海域		観測高 (地上高:m)	観測期間	備考
		緯度(N)	経度(E)						緯度(N)	経度(E)			
国土交通省港湾局 関係機関	宿萌	43° 56' 17"	141° 37' 48"	13.35	1996.1~	陸上	国土交通省港湾局 関係機関	新潟沖	38° 00' 18"	139° 06' 55"	17.60	1996.1~	海上
	瀬棚	42° 27' 06"	139° 51' 02"	15.00	1996.1~	陸上		玄界灘	33° 54' 38"	130° 27' 30"	24.60	1998.1~	海上
	秋田	39° 45' 00"	140° 02' 59"	10.00	1996.1~	陸上		第二海峯	35° 18' 43"	139° 44' 28"	7.00	1996.1~	海上
	伏木富山	36° 46' 27"	137° 06' 39"	10.00	1999.9~	陸上		アシカ島	35° 12' 44"	139° 44' 10"	13.50	1998.5~	海上
	輪島	39° 24' 19"	136° 53' 53"	10.00	1996.1~	陸上		神戸	34° 38' 51"	135° 16' 36"	14.00	1997.1~	海上
	壺島	33° 59' 55"	130° 48' 38"	24.60	1996.1~	陸上		小松島	34° 02' 24"	134° 38' 37"	15.40	1997.1~	海上
	伊王島	32° 42'	129° 51'	8.00	1996.1~	陸上		荊田	33° 48' 02"	131° 04' 37"	9.00	1997.1~	海上
	名瀬	28° 22' 54"	129° 29' 44"	13.17	1996.1~	陸上		宮崎 *0	31° 49' 13"	131° 34' 55"	35.50	1997.1~	海上
	那覇	26° 14' 32"	127° 41' 15"	14.50	1996.1~	陸上		MT局 *1	34° 25' 54"	135° 11' 52"	18.00	1878-1982	海上
	紋別	44° 21' 09"	143° 21' 46"	15.00	1996.1~	陸上		青森西海岸沖	40° 46' 54"	139° 56' 15"	125 *2	2010.7~	GPS波浪計
	十勝	42° 18' 06"	143° 19' 10"	10.50	1997.1~	陸上		秋田県沖	40° 12' 38"	139° 39' 40"	104 *2	2010.8~	GPS波浪計
	むつ小川原	40° 55' 33"	141° 23' 13"	12.00	1996.1~	陸上		山形県沖	38° 58' 29"	139° 36' 02"	104 *2	2010.7~	GPS波浪計
	八戸	40° 33' 31"	141° 24' 07"	12.00	1996.1~	陸上		青森東岸沖	40° 38' 00"	141° 45' 00"	87 *2	2008.3~	GPS波浪計
	久慈	40° 13'	141° 50'	15.00	1999.3~	陸上		岩手北部沖	40° 07' 00"	142° 04' 00"	125 *2	2009.2~	GPS波浪計
	釜石	39° 16' 07"	141° 53' 05"	20.00	1996.3~	陸上		岩手中部沖	39° 37' 38"	142° 11' 12"	200 *2	2008.3~	GPS波浪計
	石巻	38° 24' 40"	141° 15' 48"	11.00	1996.1~	陸上		岩手南部沖	39° 15' 31"	142° 05' 49"	204 *2	2007.4~	GPS波浪計
	仙台新港	38° 16' 00"	141° 01' 31"	12.00	1996.1~	陸上		宮城北部沖	38° 51' 28"	141° 53' 40"	160 *2	2008.3~	GPS波浪計
	常陸那珂	36° 23' 29"	140° 36' 47"	29.50	1996.1~	陸上		宮城中部沖	38° 13' 57"	141° 41' 01"	144 *2	2007.3~	GPS波浪計
	鹿島	35° 55' 59"	140° 41' 23"	10.00	1996.5~	陸上		福島県沖	36° 58' 17"	141° 11' 08"	137 *2	2009.3~	GPS波浪計
	塩津	33° 18' 10"	134° 08' 47"	16.90	1999.8~	陸上		静岡御前崎沖	34° 24' 12"	138° 16' 30"	120 *2	2009.2~	GPS波浪計
高知	33° 31' 12"	133° 35' 46"	10.00	1999.9~	陸上	三重尾鷲沖	33° 54' 08"	136° 15' 34"	210 *2	2008.2~	GPS波浪計		
上川口	33° 02' 22"	133° 03' 26"	10.00	1999.9~	陸上	和歌山南西沖	33° 38' 32"	135° 09' 24"	201 *2	2007.12~	GPS波浪計		
中城	26° 20'	127° 50'	10.70	1996.1~	陸上	徳島海陽沖	33° 27' 38"	134° 29' 48"	430 *2	2010.1~	GPS波浪計		
平良	24° 48' 29"	124° 16' 39"	14.00	1996.3~	陸上	高知西部沖	32° 37' 52"	133° 09' 21"	309 *2	2007.11~	GPS波浪計		
石垣	24° 20'	124° 09'	16.00	1996.3~	陸上	東京都港湾局	東京港東京灯標	35° 33' 46"	139° 49' 53"	14 *2	1969.4~		
酒田	39° 00' 31"	139° 46' 43"	19.20	1996.1~	海上								

*0:宮崎は現在、NOWPHASの地点から撤去されている。
 *1:MT局はNOWPHASのデータではなく、関西空港建設のための観測塔で現在は撤去されている(表3.2.1-1に掲載)。
 *2:GPS波浪計/東京灯標の観測高欄の数値は設置水深を表す。風向風速計は海面上の約6.5m(GPS)、10m(灯標)。

収集すべき風況データは、風向・風速の1時間値で、少なくとも月別の平均風速と年間の風向出現率を把握できるものとする。収集するデータの期間は、最低でも1年間は必要であるが、気象学的なトレンドを考慮するためには、過去10年間以上の月平均風速や年平均風速のデータを収集することが望ましい。

収集データのほとんどが陸上で観測されたものであることから、有望海域における海上風はそのデータを基に風況シミュレーションにより推定し(詳細は3.3.1項を参照)、年平均風速、風力エネルギー取得量、卓越風向等を解析・評価する。有望海域の風況の目安として、年平均風速が7.0m/s以上(海面上80m高)あれば、良好と判断する(設備利用率で30%以上)。

なお、風況データの利用には以下に示す情報を併せて入手すべきである。

- ・観測地点周辺の立地条件(土地利用、地形条件、障害物)
- ・データの取得地点と有望海域の位置関係(距離や地形条件)
- ・観測に係る履歴(観測地点の移設の有無、観測機器の変更等)
- ・観測方法(使用機器、サンプリング時間等)
- ・観測高度
- ・観測期間
- ・データの記録方法(平均化時間、記録器の種類等)
- ・データの取得状況(欠測データの有無等)

2) 台風

台風は、前線を伴わない最大風速 17.2m/s(34knots)以上の熱帯低気圧を言い、風力発電システムのカットアウト風速以上の風速を伴う場合が多い。風力発電システムは国産、海外製品ともに規格(IEC 61400-1, JIS C 1400-1)に則って設計されているが、台風やハリケーン等による強風に対する仕様は IEC TC88MT01 において、日本から T クラス(V_{ref} :57.5m/s)として提案中である。

台風が直接通過・上陸する沖縄地方や九州・四国地方で風車を導入する場合はあらかじめ周辺地域を含めた過去の最大風速(10 分間平均値)または最大瞬間風速(3 秒間の平均値:0.25 秒間隔の計測値 12 個の平均値)の 50 年再現期待値等を考慮するのが望ましい。

3) 冬季雷

一般的な雷の発生メカニズムは、雷雲中であられや氷の粒が激しくぶつかり合い、大きなあられにはマイナスの電荷が帯電して重力により下方に移動し、小さな氷の粒にはプラスの電荷が帯電して上昇気流の作用で上方に運ばれて雷雲が形成される。電荷の蓄積量が一定の値を超えると、雷雲中あるいは雷雲間で雷放電が起こり、雷雲中の電荷と地表に誘導される反極性の電荷との間で起こると落雷となる(図 3.2.1-1)。

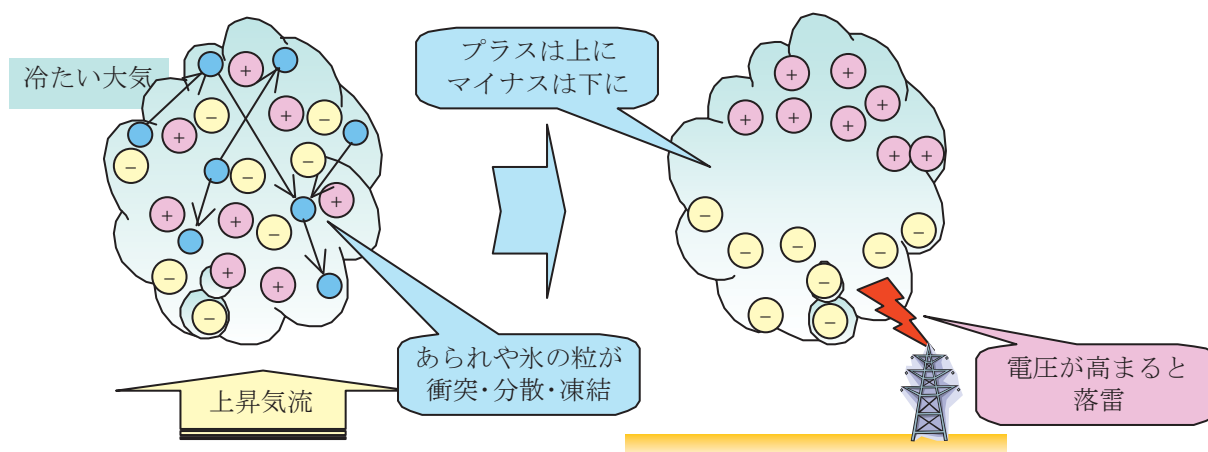


図 3.2.1-1 積乱雲の生成と落雷 (NEDO, 2008)

一方、冬季雷はシベリア寒気団の強風が日本海上を吹き抜けることにより、地上 100～数 100m の所で電荷分離が行われる。大地放電は雲底が低いため途中で遮断されることが無く、一回で雲の全電荷が放電されてしまうことが多く、エネルギーが非常に大きくなる(図 3.2.1-2)。

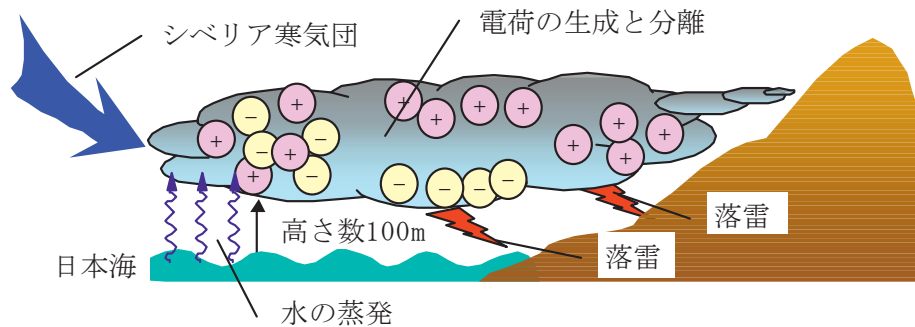


図 3.2.1-2 冬季雷の発生メカニズム (NEDO, 2008)

風力発電設備の大型化(ブレードの最先端までの高さ: 120-130m(2MW 機))に伴い、落雷被害が増加している。風車の故障事故発生要因として自然現象の中で約 80%が落雷によるもので(NEDO,2010)、風力発電事業に大きな影響を与えている。

NEDO は、2005(平成 17)年度～2012(平成 24)年度に落雷保護対策技術の確立を目的として、長期の雷観測及び落雷対策の検討を行った。観測から 681 件の電流波形データが観測され、その内、国際規格の電荷量(保護レベル I :300C)を超える 27 件の落雷を計測している。エネルギーの大きい雷(一般的には正極雷もしくは上向き雷)が必ずしも大被害をもたらすとは一概には言えないが、冬季、日本海側の地域において落雷被害が多い事実がある(落雷リスクマップ: 図 3.2.1-3)。これを踏まえ、落雷の特徴(落雷頻度,電荷量等)と地形の特徴(標高,海岸からの距離等)の高精度落雷リスクマップが検討されている。

直撃雷は、ブレードの損傷を招く恐れがあるとともに、風力発電システムの絶縁強度をはるかに超えるため、レセプタやダウンコンダクター(内部の導線)を改良し、電気・制御部品等の保護は十分検討する必要がある。また、誘導雷による異常電圧が線路の基準衝撃絶縁強度を超えて、配電用変圧器をはじめ開閉器類の絶縁破壊、インバータの損傷、ヒューズ溶断等の雷害を招くことがある。

海域における落雷の実態は不明なことが多いので、事業者は計画時に有望海域近傍の地域における年間雷雨日数(IKL マップ)等を参考にして落雷リスクについて検討を要する。

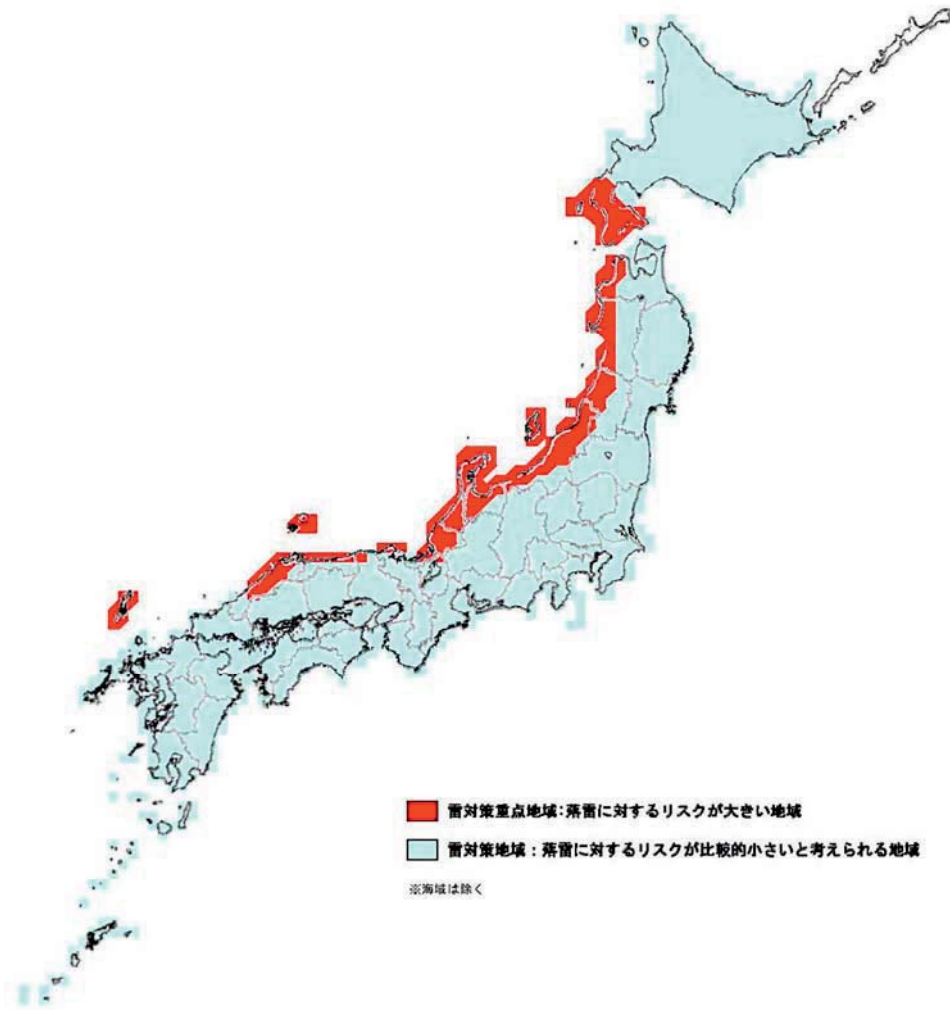


図 3.2.1-3 落雷リスクマップ (NEDO, 2012)

(2) 海象

海象に係る項目として、海底地形・水深、底質、海潮流、波浪及び海水を取り上げた。風力発電事業者にとって、これらは支持構造物の選定、設置・運搬あるいは維持管理に要する船舶の稼働率等に関する検討項目である。

1) 海底地形・水深

洋上風力発電の導入海域は、陸棚縁辺(大陸棚外縁)である水深 200m位*までがコスト面から適用海域と考えられる(着床式：0~50/60m、浮体式：50/60m~200m)。沿岸の低潮線から深海に向かって傾斜が最大となる縁辺までの海域を大陸棚と総称されているが(佐藤,1970)、我が国において大陸棚の発達した海域とそうでない海域がある。これは、地殻運動による隆起と沈降、また波浪や海潮流による浸食・堆積作用等の結果として、海岸地形とともに現在の大陸棚が形成されている。

表 3.2.1-4 は、水深帯別海域面積と平均離岸距離を示す(図 3.2.1-4、参照)。水深 20m 以浅の海域面積は、日本の国土面積の約 1 割(30,880km²)、平均離岸距離は、約 900m となる。同様

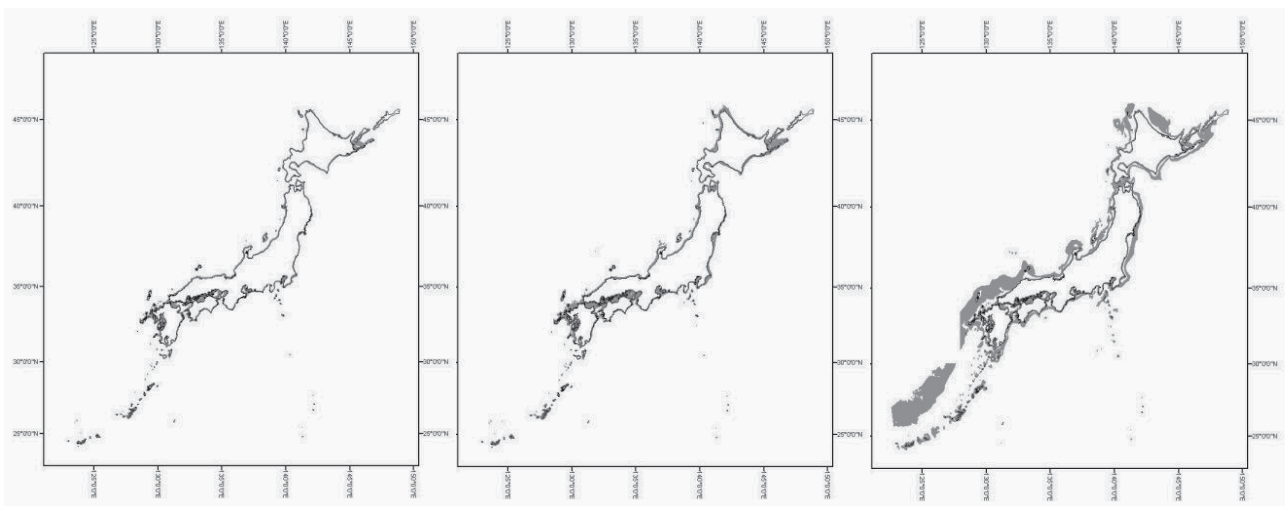
* 水深 200m を大陸棚外縁とするのは、あくまで便宜的なもので海域によって外縁の水深は異なる。

に、水深 20-50m の海域面積は 49,850km²、平均離岸距離は約 2,300m、水深 50-100m の海域面積は 79,740km²、平均離岸距離は約 6,600m である。以上から、水深 50m 以浅の海域面積は約 8 万 km² で、離岸距離は平均して 2km 程度であるが、風速条件を勘案した着床式洋上風力発電の適用海域の面積は、これよりも狭い(表 3.2.1-7,参照)。これは、2.2.2 項で述べているように、我が国の海底地形の特徴として急峻であることの証左である。

表 3.2.1-4 日本の水深帯別の海域面積と平均離岸距離

海 域		面積 (km ²)	平均離岸距離 (km)
水深帯 (m)	0-20	30,880	0.89
	20-50	49,850	2.32
	50-100	79,740	6.61

注) 国土面積 : 377,720km²



(a)0m~30m

(b)0m~50m

(c)0m~30m&100m~200m

図 3.2.1-4 日本周辺海域における水深図(J-EGG500ver. 99-06, 日本海洋データセンター)

電力会社の関西電力、中部電力及び東京電力管内の沿岸(瀬戸内海、伊勢湾、東京湾は除く)の等深線 20m と 50m の最大離岸距離(地図と海図による凡その読み値)を表 3.2.1-5 に示す。等深線 20m の最大離岸距離は、最大でも千葉県旭市南沖の約 10km であり、多くの沿岸では 5km 以内であることがわかる。等深線 50m の最大離岸距離では、旭市近傍の九十九里浜沖で 26km が最長の他、10km 以上の海岸は和歌山県海南市沖、静岡県御前崎市南東沖、茨城県銚田市沖、石川県羽咋市沖に認められるが、10km 未満の海域が多い。一般的に日本は、海底勾配の急な海岸が多いと言われているように、海底勾配が 2%を超える海域が多いものの、約 1%の緩勾配の海域も前述の海域の他、北海道北部海岸、仙台湾周辺海岸、新潟西海岸、秋田県本庄海岸、山口県海岸等に存在する。

表 3.2.1-5 関西電力、中部電力及び東京電力管内における海底地形性状

海区	都道府県	等深線20m/50mまでの最大離岸距離(km)			
		20m	場所	50m	場所
太平洋側	和歌山県	4	海南市	12	海南市
	三重県	7	志摩市南沖	8	志摩市南沖
	静岡県	4	御前崎市東沖	10	御前崎市東沖
	神奈川県	3	鎌倉市沖	5	鎌倉市沖
	千葉県	10	旭市沖	26	九十九里浜沖
	茨城県	5	鉾田市沖	18	鉾田市沖
日本海側	兵庫県	2	香美町沖	4	香美町沖
	京都府	2	京丹後市沖or 由良川河口沖	7	由良川河口沖
	福井県	3	小浜湾内	7	高浜町沖
	石川県	4	羽咋市沖	10	羽咋市沖
	富山県	3	新湊市沖	3	新湊市沖
	新潟県	3	柏崎市沖or 新潟市沖	8	村上市沖

注) 離岸距離は「東京湾至犬吠埼海図, 海上保安庁」、「犬吠埼至塩屋崎海図, 海上保安庁」、「日本地図帳, 昭文社」の大凡の読み取り値

事業計画の検討に際しては海底地形の勾配にも留意し、洋上風力発電機の設置場所や支持構造物の選定を行う必要がある。海上保安庁水路部から発行されている我が国沿岸海域の「海の基本図(海底地形図)」等は容易に入手可能である。

2) 底質

底質とは、水底を構成する岩および堆積物の総称である。図 3.2.1-5 は日本周辺海域の底質分布図である。沿岸域は、概して砂質の海域が多いけれども、瀬戸内海では粘性土(泥質)の海域が比較的多く見受けられるのは同海が閉鎖性海域のため海水交換が劣っていることや、海峡や瀬戸を除き流動が緩慢なことによると考えられる。表 3.2.1-6 に水深 200m までの日本周辺海域における水深帯別・底質別海域面積とその割合を掲げる。同表から日本周辺海域における底質は砂質が最も多く、次いで泥質、岩質の順となることが認められ、これは水深帯が異なっても同様な傾向にあることが分かった。イー・アンド・イーソリューションズ(2013)は、年平均風速 7m/s 以上、海底の最大傾斜角 3° 以下の海域を取り上げ、底質別・水深大別の面積を算出している(表 3.2.1-7)。同表に示されるように、ここでも砂質の面積が最も大きい結果となっている。

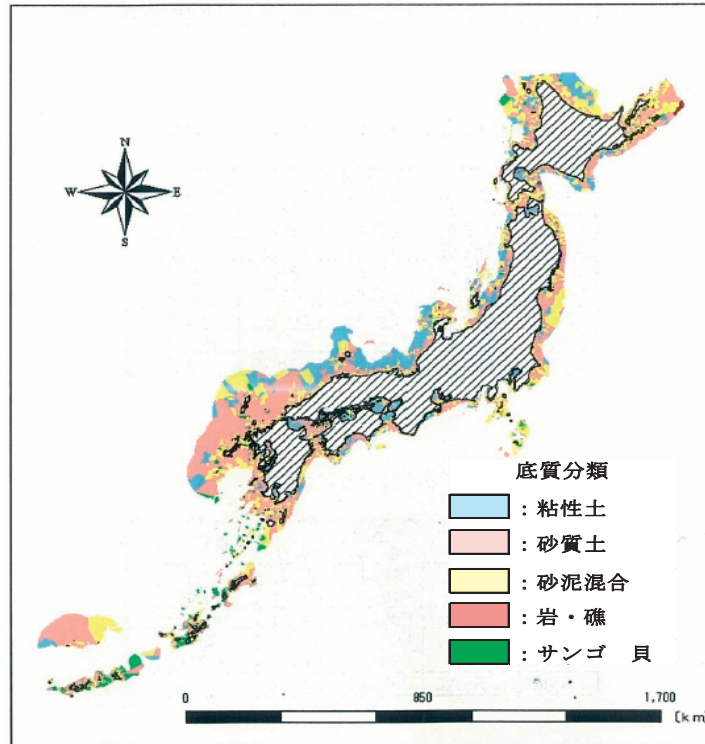


図 3. 2. 1-5 日本周辺海域の底質分布図

表 3. 2. 1-6 日本周辺海域の底質別・水深帯別海域面積(水深 0-200m)

項目	水深0-20m		水深20-50m		水深50-100m		水深100-200m	
	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)	面積(km ²)	割合(%)
砂質	17,010	53.0	27,222	57.1	84,216	70.9	171,646	76.6
泥質	9,011	28.1	10,755	22.6	21,285	17.9	40,978	18.3
岩質	6,081	18.9	9,676	20.3	13,305	11.2	11,372	5.1
合計	32,102	100.0	47,653	100.0	118,806	100.0	223,996	100.0

データの出典：日本近海底質図(全国漁業協同組合連合会, 1977)

表 3. 2. 1-7 日本周辺海域の年平均風速 7m/s 以上の海域における底質別・水深帯別面積
(イー・アンド・イーツリユーションズ, 2013)

底質	水深帯別海域面積(km ²)		合計
	30m以浅	31-60m	
岩質	2,177	2,939	5,117
砂質	6,963	11,223	18,186
泥質	348	1,372	1,720
合計	9,488	15,535	25,023

注) 離岸距離30km以内、最大傾斜角3°以下の海域

底質は、海上保安庁水路部発行の我が国沿岸海域の「海の基本図(地質構造図)」、(独)産業技術総合研究所 地質調査総合センター発行の「海洋地質図」等入手して検討するものの、これらの底質データは表層の地質性状であったり、有望海域のポイントデータがない場合もある。支持構造物の選定等には、基本設計の段階においてボーリング調査が必要である。

3) 波浪

波浪数値モデル(WAM:WAVE Model)を用いて、日本周辺海域における波浪(波高と周期)を推算した結果を示す。なお、波浪推算に係る条件は下記の通りである。

1. 使用モデル：WAM モデル(後述の概要を参照)
2. 計算領域：北緯 60° ~10°、東経 110° ~160°
3. 格子間隔：0.5°
4. タイムインターバル：1 時間
5. 計算要素：平均有義波高/平均有義波周期(1999 年の 1 年間)、格子点別最大有義波高/最大有義波高出現時の有義波周期(1990-1999 年の 10 年間)

平均有義波高と平均有義波周期の分布図(1 年間の波浪推算結果の平均値)を図 3.2.1-6 に掲げる。平均有義波高と平均有義波周期は、日本海側よりも太平洋側で波高が高く、且つ周期が長い傾向が認められる。同様に、図示していないが、格子点別最大有義波高及び最大有義波高出現時の有義波周期も同じ傾向を呈し、太平洋側の高い波高や長い周期の海域は台風の経路と関連があるようである。

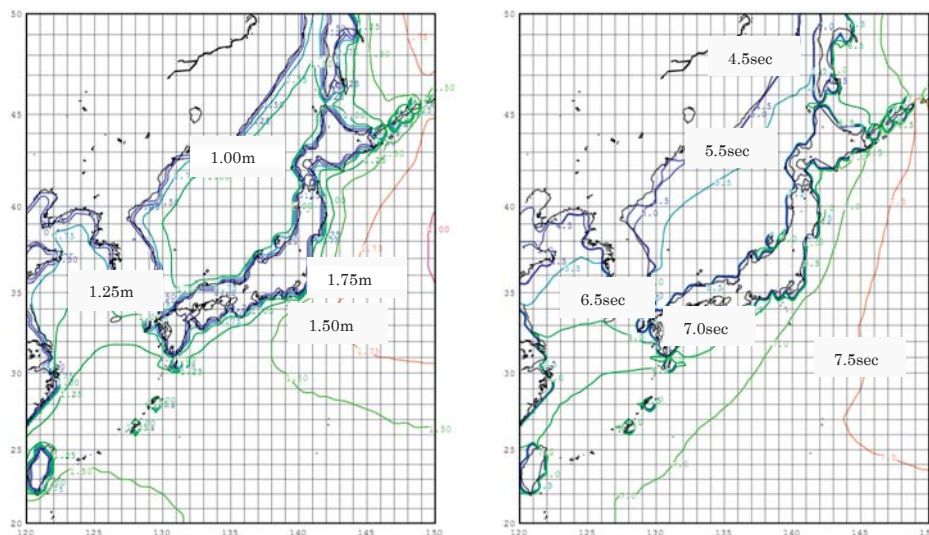


図 3.2.1-6 平均有義波高(左図)及び平均有義波周期(右図)の分布図(NEDO ら, 2008)

日本周辺海域の波浪観測所における平均有義波高と平均有義波周期を図 3.2.1-7、また既往最大有義波高と既往最大有義波周期を図 3.2.1-8 にそれぞれ示す。両図から、一般的に有義波高と有義波周期は日本海側よりも太平洋側で大きな傾向を呈している。

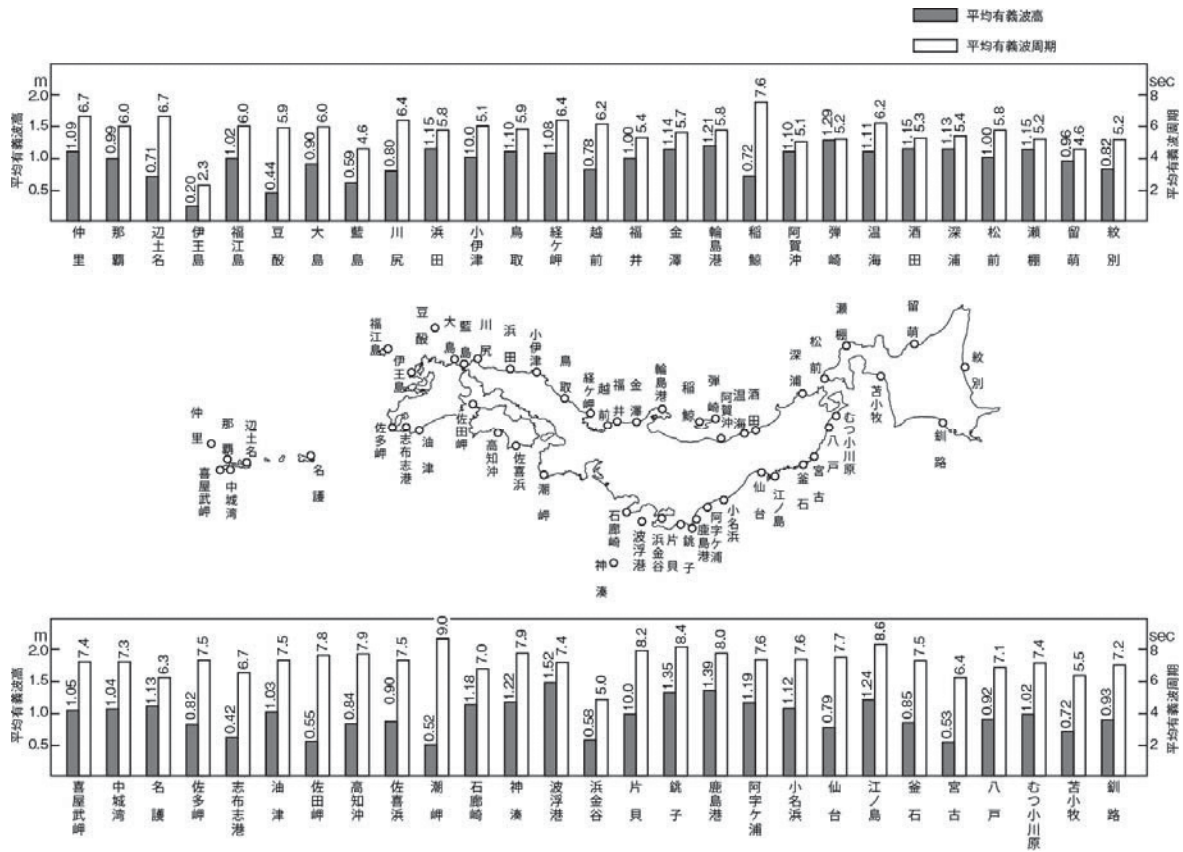


図 3.2.1-7 日本沿岸各地の累年平均の有義波高と有義波周期(磯崎, 1990)

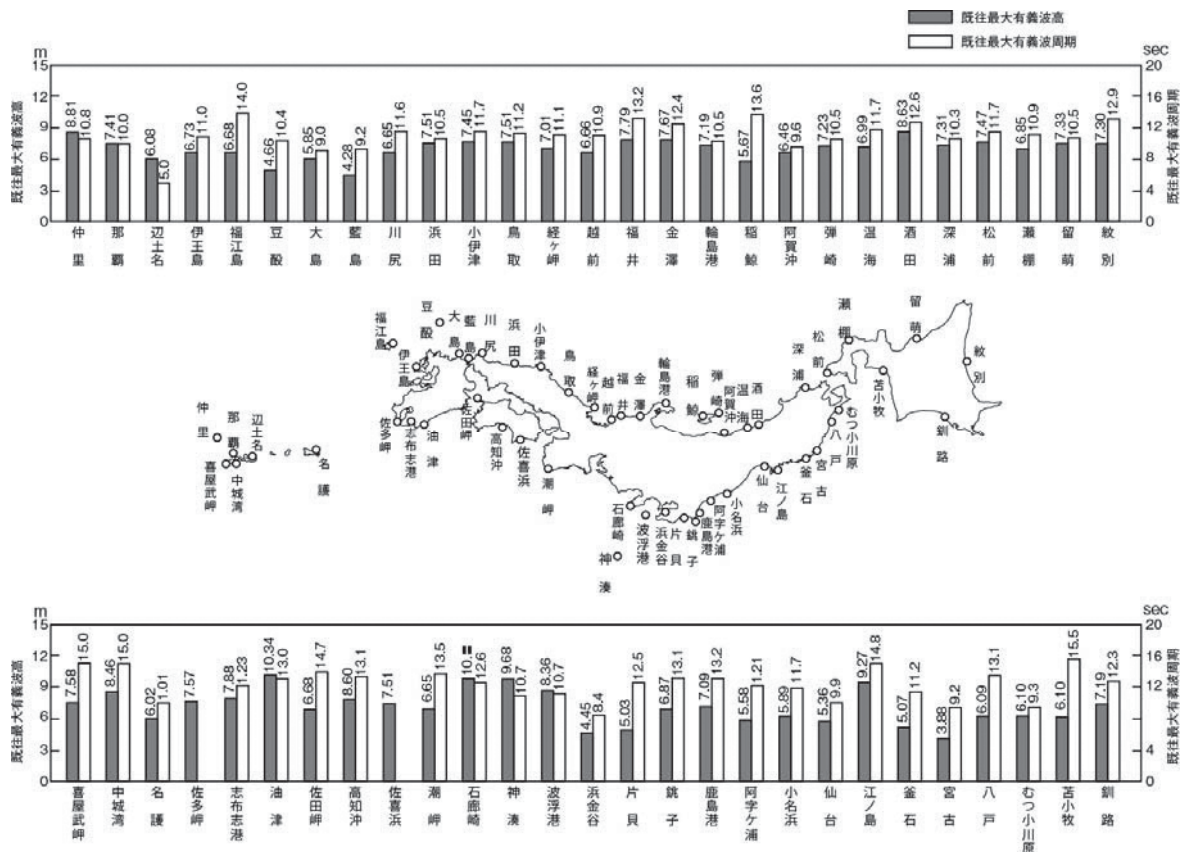


図 3.2.1-8 日本沿岸各地の既往最大の有義波高と有義波周期(磯崎, 1990)

図 3.2.1-7 に示すように、太平洋側の平均有義波高と平均有義波周期は関東地方の沿岸で波高が高く、周期の長いことが認められる。また、日本海側では新潟県佐渡島弾崎や能登半島の輪島港で局所的に波高が高く、これより南北の沿岸では波高が小さくなる傾向がみられる。太平洋側と日本海側の波高の相違は有効フェッチ(吹走距離)の長短に関連するものと考えられ、波浪特性から日本海では「風浪」が卓越し、太平洋側では“うねり”が発達することが指摘されている(杉本・近澤,1980)。

既往最大の有義波高と有義波周期についても、概して日本海側よりも太平洋側で大きい傾向を呈している(図 3.2.1-8)。太平洋側では、宮崎県油津の 10.34m(13.0sec)、静岡県石廊崎の 10.15m(12.6sec)、御蔵島神湊の 9.68m(10.7sec)の事例が 10m 前後の波高となっており、いずれも台風通過時に発生している。日本海側では島根県浜田以北の観測所の多くの波高が 7m 台で、中でも山形県酒田港の 8.63m(12.6sec)が最大となっており、これらは冬の季節風時の観測値である。また、山陰から九州西岸にかけての既往最大有義波高は 5-6m と小さい。これは冬季の北西風の吹送距離が短いこと、水深が浅いことから波浪が十分に発達しないことに依っている。

前述の(1)気象の 1)風況で紹介しているが、波浪に関する実測データは、日本周辺海域で数多く実施されている。全国港湾海洋波浪情報網(NOWPHAS)は、沖合に設置されている GPS 波浪計を含めて、2012 年 12 月現在、全国 75 地点(主として港湾域)で波浪観測が行われている(図 3.2.1-9)。また、国土交通省河川局において全国 47 箇所(主として港湾域)で波浪観測が実施されており、気象庁においても、現在、6 箇所(主として港湾域)で波浪観測(全地点ともにレーダ式波浪計)が行われている(表 3.2.1-8)。

表 3.2.1-8 気象庁における波浪観測地点

観測地点	所在地	緯度(N)	経度(E)	観測期間	備考
上ノ国	北海道檜山郡	41° 48' 09"	140° 04' 16"	2012.5.10～	
唐桑	宮城県気仙沼市	38° 51' 30"	141° 40' 25"	2012.12.19～	
生月島	長崎県平戸市	33° 26' 23"	129° 25' 49"	2012.3.30～	
屋久島	鹿児島県熊毛郡	30° 13' 57"	130° 33' 22"	2012.3.30～	
石廊崎	静岡県賀茂郡	34° 35' 36"	138° 51' 03"	2012.7.7～	1976.4.1～2012.7.7の期間は超音波式沿岸波浪計による観測
経ヶ岬	京都府京丹後市	35° 47' 09"	135° 13' 26"	2010.7.8～	1976.5.1～2010.7.8の期間は超音波式沿岸波浪計による観測
尻羽岬	北海道釧路郡	42° 54' 09"	144° 45' 35"	1985.4.1～2007.3.31	撤去
松前	北海道松前郡	41° 24' 38"	140° 05' 50"	1979.1.1～2012.5.10	撤去
温海	山形県鶴岡市	38° 40' 59"	139° 35' 38"	1981.3.1～2007.3.31	撤去
江ノ島	宮城県牡鹿郡	38° 23' 51"	141° 36' 24"	1978.4.1～2012.12.19	撤去
鹿島	島根県松江市	35° 33' 03"	132° 58' 26"	1984.4.1～2007.3.31	撤去
福江島	長崎県五島市	32° 45' 25"	128° 37' 38"	1980.4.1～2012.3.30	撤去
佐多岬	鹿児島県肝属郡	31° 02' 48"	130° 44' 45"	1982.3.1～2012.3.30	撤去
佐喜浜	高知県室戸市	33° 24' 24"	134° 14' 26"	1977.7.1～2007.3.31	撤去
喜屋武岬	沖縄県糸満市	26° 04' 42"	127° 42' 43"	1984.2.1～2007.3.31	撤去

注) 6地点ともに観測はレーダ式沿岸波浪計による。

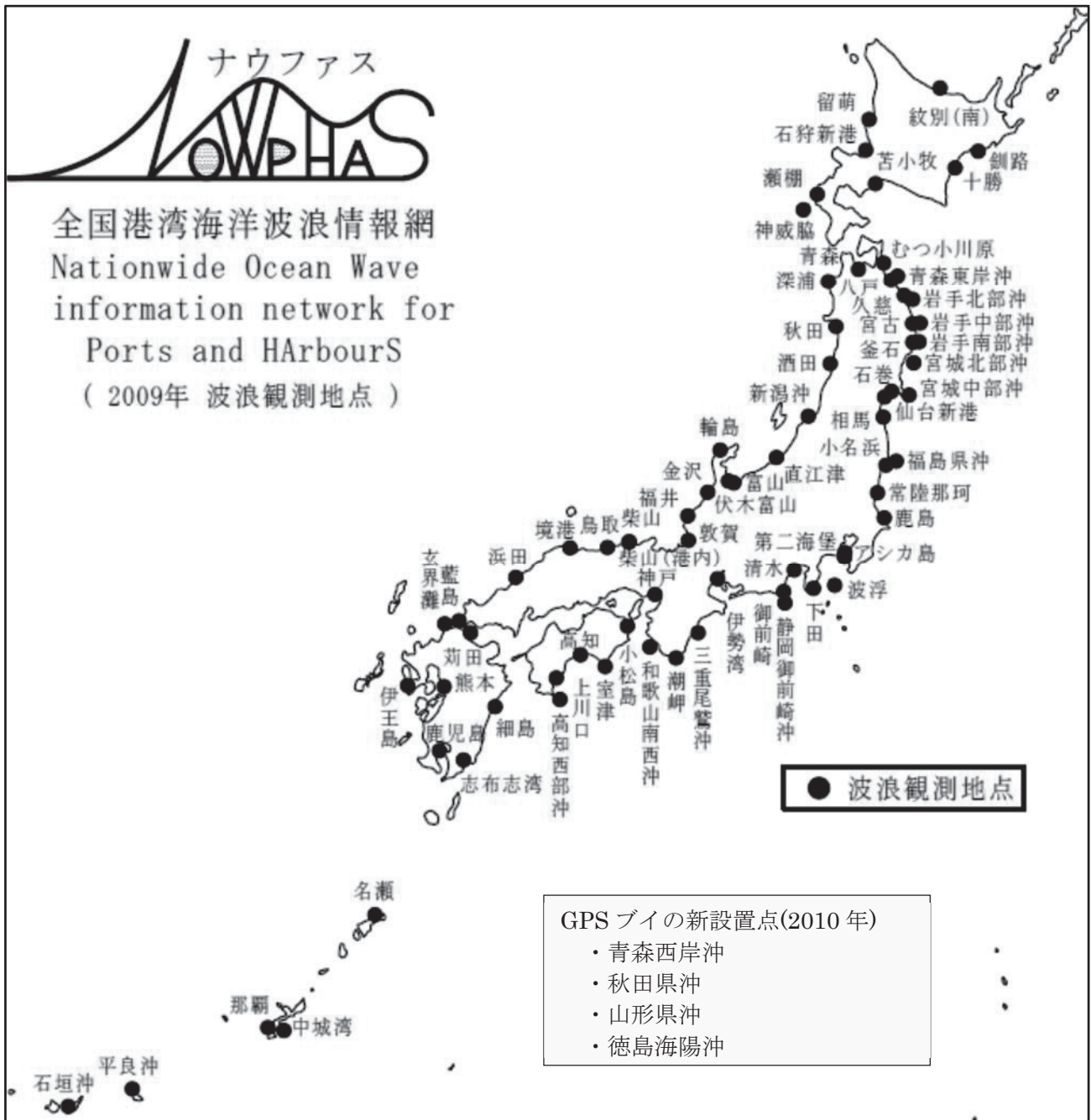


図 3. 2. 1-9 NOEPHAS 観測地点図 (港湾空港技術研究所資料を改変)

これらの観測結果は年報として毎年刊行されているが、長年のデータを統計処理して取りまとめられた報告書として、永井(2002b)や、前述の加藤(2005)をあげることができる。洋上風力発電の導入計画を立てる上で、波浪データは工事計画や維持管理の船舶の運航の稼働率を検討する重要な情報であるが、測定機関によって測定方法が異なっている場合があるので注意を要する。

4) 海潮流

日本周辺海域の海流は、暖流系の黒潮、対馬暖流、津軽暖流、宗谷暖流、また寒流系の親潮が様々なスケールの渦を形成しながら流れており(図 3.2.1-10)、流軸の流速は日本南岸の黒潮で 160cm/s、対馬暖流で 40cm/s 程度と言われている(川合編,1991)。黒潮は、西岸境界流として沖合を流れているが、時に黒潮の分枝流が急潮として沿岸に流入することがあるが、沿岸海域では沿境界流の対馬暖流、津軽暖流及び宗谷暖流が岸に沿って流れている。

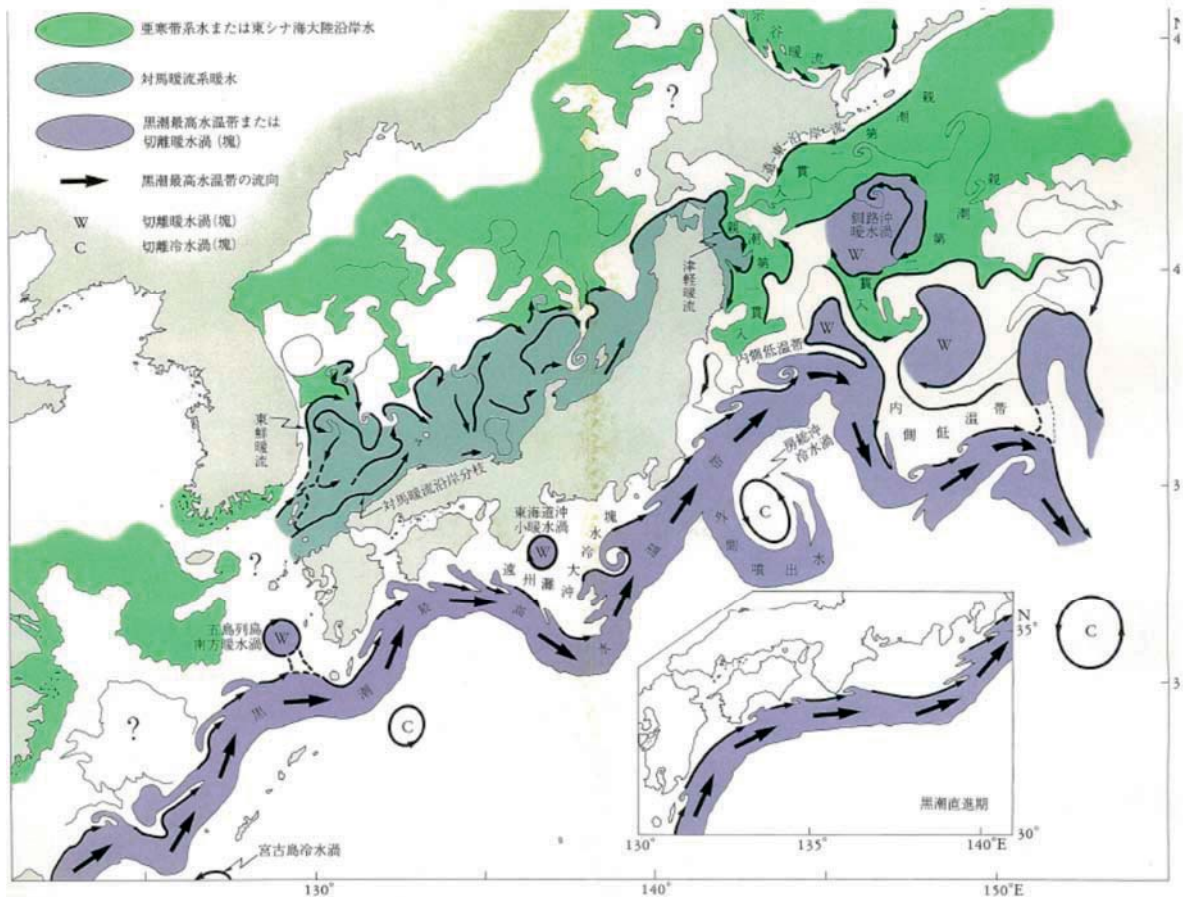


図 3.2.1-10 日本近海の海流と水塊配置の模式図(川合編, 1991)

また、沿岸海域では月と太陽の起潮力により潮流が発達し、通常、半日周潮流(約 6 時間毎に転流)が卓越している。潮流は、概して潮汐差の大きい満月や新月の頃の大潮期に最大流速を示すことが多く、流速値は、一般的には地形の影響により海峡や瀬戸等で大きい(一例、大潮期の鳴門海峡では 10knots 超(約 500cm/s 超))。

なお、海上保安庁水路部発行の水路特殊図として「海流図」や「潮流図」があるが、有望海域において水路部や大学等の研究機関による潮流観測結果の調和定数が公表されていた場合(例、表 3.2.1-9)、半日周潮流の卓越海域では長軸方向の M_2 (主大陰半日周期)と S_2 (主太陽半日周期)の流速値を足した流速(表の例では 34cm/s)が大潮期の平均流速と表されるので、平均的な最大流速の目安が得られる。

表 3.2.1-9 潮流楕円要素の例

主要 4 分潮		M2	S2	K1	O1	恒流
		主大陰半日周期	主太陽半日周期	日月合成日周期	主大陰日周期	
長軸	流速 (cm/s)	20	14	8	6	3
	流向 (°)					
	遅角 (°)					
短軸	流速 (cm/s)					
	流向 (°)					
	遅角 (°)					

海潮流データは、施設の設計には必要な情報であるが、導入計画を立てる際にも、例えば、底質が泥質の場合には工事中の水の濁りの拡散範囲を検討することや、支持構造物周りの洗掘問題を検討する上で有益な情報となる。

5) 津波

津波の原因は、海底火山の爆発や海底の地すべりによるもの以外に、大部分は地震に伴う急激な海底の地変によっている。海底下で大きな地震が発生すると、断層運動により海底が隆起もしくは沈降し、これに伴って海面が変動して起こった流体の波動(波長：数キロ～数百キロ)が伝播する。津波が陸棚に達すると、境界の存在による反射、屈折、回折、セイシュ(固有振動)、陸棚波等の作用によりエネルギーが集中し、波高の非常に高い津波が陸地を遡上することもある。洋上風力発電の導入を計画する際には、過去の津波の発生記録を収集し、検討することが大切である。

国土交通省 港湾局(2015)による「港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン【案】」において、洋上風力発電施設導入の区域の選定にあたり津波も自然条件の一つとして考慮し、発電施設とその基礎工の設計検討のためのデータを得ることとされている。また、同ガイドラインでは構造安定に配慮した設計として、津波による基礎地盤の変化量(洗掘等)をあらかじめ考慮するとあるが、要は国や関連学会の基準に従って設計することである。

なお、表 2.3.2-2 及び図 2.3.2-3 に示したウィンドパワーかみす第 1 洋上風力発電所は、先の東日本大震災(2011 年 3 月 11 日)の津波により茨城県下全域が停電したため、系統連系が遮断し、発電が停止したけれども、風力発電施設の被害はなく、同 14 日には再稼働したとの報告がある(http://www.japanfs.org/ja/news/archives/news_id031054.html)。

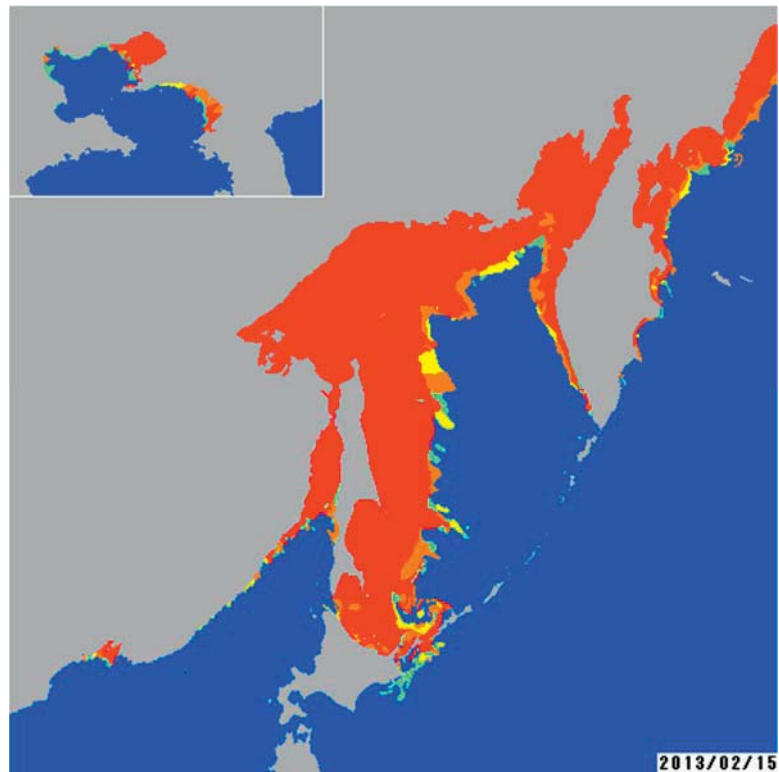
6) 海氷

我が国における海氷は、北海道北部、オホーツク海側及び北海道東部の沿岸で認められる特異な現象である。海氷(Sea Ice)とは「海水が凍結してできた海でみられる全ての氷」と定義され、海岸に接して定着しているものを定着氷(Fast Ice)、定着氷以外の海氷を全て流氷(Drift Ice)と呼ばれているが、一般には定着氷を含めて流氷と呼ばれることが多い(赤川,1990)。

日本のオホーツク海沿岸に接岸する海氷は、ロシアのアムール川由来の低塩分水による浅い密度躍層の形成により海表面が冷やされ海水が凍り、流れと風の影響を受けて漂着するものである。海氷は、オホーツク海沿岸で 1 月中旬から下旬頃に出現し、その後 1 月下旬から 2 月上

旬頃にかけて接岸する(図 3.2.1-11)。風向きによっては南下を続け、太平洋側に位置する釧路沿岸に接岸することもある。春が近づき、沿岸から見渡せる海域に占める流氷の割合が 5 割以下となり、かつ船舶の航行が可能になると「海明け」が宣言される。

流氷は、オホーツク海を中心に出現・接岸するため、このような海域においては、特に浮体式洋上風力発電は海面付近の係留策・送電ケーブル等を浮体内部に収納すること等ができない限り、導入が困難と考えられる。



http://www.data.jma.go.jp/gmd/kaiyou/db/seaice/archive/c_1/okhotsk_monthly/2013/02/okhotsk_monthly.html

図 3.2.1-11 2013 年 2 月 15 日における流氷分布図

(3) 海洋生物

風力発電は、温室効果ガス排出量の削減のための効果的な手段の一つであるが、一方で動植物等への環境影響が懸念されている。そのため、法アセスでは、配慮書手続と報告書手続等が導入された。配慮書手続は、事業実施段階前の手続として、重大な環境影響の回避・低減のために適切に配慮すべき事項について検討を行うものであり、報告書手続は、事業実施段階の手続として、環境影響予測・評価とともに環境保全措置等の検討結果と併せて取りまとめるものである。

洋上風力発電事業の計画段階では、有望海域が藻場、干潟、サンゴ礁等の高自然度環境にあるのか、あるいは絶滅危惧種、希少種等の海洋生物が生息しているのか等に関して調査し予測・評価して、事業実施の是非を見極める必要がある。一例として、北海道北部沿岸海域の藻場の分布図及び魚類のレッドリストを、それぞれ図 3.2.1-13 と表 3.2.1-10 に示す。藻場は、魚介類の産卵場や稚仔魚の生育場として利用されているので、その分布海域における開発行為は慎重に検討する必要があるし、レッドリストに絶滅危惧種、希少種としてあがっている生物についても、有望海域における生息状況を精査する必要がある。

海洋を生息の場としている魚介類、海棲哺乳類、鳥類等への洋上風力発電による生物影響は、導入が進んでいる海外でも重大な影響を及ぼした報告例はみられないが、導入を円滑に進めるためにも、関係機関とも協議・調整を重ねて環境影響予測・評価を行うことが重要である。

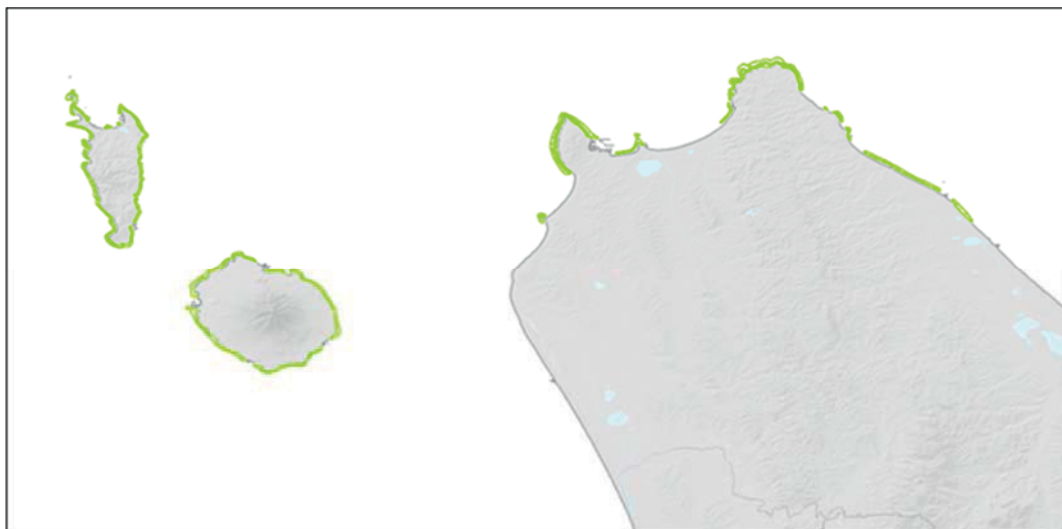


図 3.2.1-13 北海道北部稚内沿岸域の藻場の分布(海洋政策支援情報ツール)

表 3.2.1-10 北海道の魚類のレッドリスト(北海道環境生活部, 平成 13 年 5 月 10 日改訂)

分類	和名	学名	目名	科名	具体的要件	環境庁 (1999)	環境庁 (1991a)
絶滅種 (Ex)	チョウザメ	<i>Acipenser medirostris</i>	チョウザメ	チョウザメ	②		
絶滅危惧種 (Cr)	ミツバヤツメ	<i>Entosphenus tridentatus</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①	DD	R
	イトウ	<i>Hucho perryi</i>	サケ	サケ	①③	EN	V
	ベニザケ (ヒメマス)	<i>Oncorhynchus nerka</i>	サケ	サケ	①④		
絶滅危惧種 (En)	エゾホトケドジョウ	<i>Lefua nikkonis</i>	コイ	ドジョウ	②	VU	
絶滅危急種 (Vu)	スミウキゴリ	<i>Chaenogobius sp.2</i>	スズキ	ハゼ	①②		
	シロウオ	<i>Leucoparion petersii</i>	スズキ	ハゼ	①②	NT	
	カジカ (中卵型)	<i>Cottus pollux</i>	カサゴ	カジカ	①②		
希少種 (R)	シベリアヤツメ	<i>Lethenteron kessleri</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①ab	NT	R
	ウナギ	<i>Anguilla japonica</i>	ウナギ	ウナギ	①a		
	ミヤベイワナ	<i>Salvelinus malma miyabei</i>	サケ	サケ	①bc	NT	R
	オシロコマ	<i>Salvelinus malma malma</i>	サケ	サケ	②ab	NT	R
	アユ	<i>Plecoglossus altivelis altivelis</i>	サケ	アユ	①b		
	イシカリワカサギ	<i>Hypomesus olidus</i>	サケ	キュウリウオ	①ab	DD	
	シラウオ	<i>Salangichthys microdon</i>	サケ	シラウオ	①abd		
	イバラトミヨ (汽水型)	<i>Pungitius sp.2</i>	トゲウオ	トゲウオ	①bcd		
	エゾトミヨ	<i>Pungitius tymensis</i>	トゲウオ	トゲウオ	①ac②b	NT	R
	アカオビシマハゼ	<i>Tridentiger trigonocephalus</i>	スズキ	ハゼ	①bc		
	シモフリシマハゼ	<i>Tridentiger bifasciatus</i>	スズキ	ハゼ	①b		
	ルリヨシノボリ	<i>Rhinogobius sp. CO</i>	スズキ	ハゼ	①ad		
	マハゼ	<i>Acanthogobius flavimanus</i>	スズキ	ハゼ	①ab②b		
ミミズハゼ	<i>Luciogobius guttatus</i>	スズキ	ハゼ	①abd			
地域個体群 (Lp)	道南のスナヤツメ個体群	<i>Lethenteron reissneri</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①	VU	
	道南のカワヤツメ個体群	<i>Lethenteron japonicum</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	②		
	香探湖のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	智恵文沼のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	天塩川水系旧河川のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	網走湖のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	香探湖のイトヨ (太平洋型) 個体群	<i>Gasterosteus aculeatus</i> (太平洋型)	トゲウオ	トゲウオ	①		
留意種 (N)	日高以西のシシャモ個体群	<i>Spirinchus lanceolatus</i>	サケ	キュウリウオ	①		
	サクラマス (ヤマメ)	<i>Oncorhynchus masou</i>	サケ	サケ	①②		
	マルタウグイ	<i>Tribolodon brandti</i>	コイ	コイ	①		
	エゾウグイ	<i>Tribolodon szoae</i>	コイ	コイ	①		
	イトヨ (日本海型)	<i>Gasterosteus aculeatus</i> (日本海型)	トゲウオ	トゲウオ	①		
	ハナカジカ	<i>Cottus nozawae</i>	カサゴ	カジカ	①		
	エゾハナカジカ	<i>Cottus amblytomopsis</i>	カサゴ	カジカ	①		
	シシャモ	<i>Spirinchus lanceolatus</i>	サケ	キュウリウオ	①		

【豆知識 3.2.1-1】

● 生物保護へ重要海域選定(中国新聞・夕刊,2014.5.9)

環境省の有識者会議は、日本の領海及び排他的経済水域(EEZ)で生物学や生態学の観点から重要な場所を「重要海域」として選定(全体の面積の 8.3%に相当)している。

ここで、領海の水深 200m より浅い場所を「沿岸域」、その他を「沖合表層」と「沖合海底」に分類している。「固有種が分布」、「絶滅危惧種が生息」、「日本を代表する生態系が存在」等の 8 項目を選定基準から海域を抽出した。沿岸域の重要海域は 280 箇所、沖合は表層・海底を合わせて 50 箇所を抽出。

風況の良好な沿岸域として、北海道宗谷岬周辺、山形県飛島、千葉県安房小湊沿岸、静岡県御前崎・遠州灘沿岸、島根県隠岐海峡南部、徳島県由岐沿岸、鹿児島県吹上浜、沖縄県沖縄島等があげられている。今後、海域の具体的な区域や特徴等の説明文を付けて公開。

3.2.2 社会条件

風力発電事業にとって最も重要な基本的条件は、風況であるが、好風況海域であっても有望海域の利用に制限が課せられている場合もあることから、社会条件に関する調査が必要である。ここでは、社会条件として関連法規と系統連系を取り上げた。

(1) 関連法規

有望海域を対象として、洋上風力発電の導入に係る法的な規制あるいは他の社会的制約について関係機関へのヒアリングと併せて検討するとともに、海域利用の許認可の可能性を確認しておくことが重要である。

海域は、領海(約 43 万 km²;内水面を含む離岸距離 12 海里(約 22.2km)までの水域)及び排他的経済水域(約 405 万 km²;接続海域を含む海域で、離岸距離 12 海里から 200 海里(約 370km)まで囲まれた水域)に分類される*。

領海においては、海域により管理する官庁が以下のように異なっている。

- ・国土交通省：都市計画に含まれる海域、一般海岸に連なる海域、港湾区域
- ・農林水産省：漁港区域

一方、排他的経済水域では、「排他的経済水域及び大陸棚に関する法律」は、排他的経済水域等を設定し、そこにおいても我が国の法律を適用するとされているが、その水域における開発行為の一元管理体制あるいは手続き等は明らかになっていない。

洋上風力発電の導入計画を立てるに際して、候補海域が法的にも社会的規則からも条件を満たすか否か、検討する必要がある。言わば、立地調査に係る法律等で、表 3.2.2-1 に示すものである。社会的規則に関しては表の欄外に記載しているように、候補海域における「漁業権」、「自衛隊訓練」、「海底ケーブル敷設」、「航路」等についても精査する必要がある。なお、航路については、3.1 節の冒頭にも記載しているように、船舶航行安全に関する協議会等の設置が必要で、同委員会でも多くの時間を掛けて審議が行われ、航路の調整がなされる

また、風力発電の建設工事に係る法律を表 3.2.2-2 に示すとともに、洋上風力発電に直接関係する法律及び規制について表 3.2.2-3 に掲げている。なお、立地調査と建設工事に重複して関係する法律もある。

* 沿岸から沖合に向かって、領海(0-12 海里)、排他的経済水域(接続水域(12-24 海里)+狭義の排他的経済水域(24-200 海里))に分割される。

表 3.2.2-1 洋上風力発電の立地調査に係る法律と許認可に関する一覧

立地調査に関する関係法		許認可申請/届出	許認可権者	備考
自然公園法	国立公園、国定公園及び都道府県立自然公園の3種類の自然公園に対して、段階に応じた適正な保護と利用の増進を目的に施行され、公園地域を風景価値による保護の必要性に応じて特別地域、特別保護地域、海中公園地区、普通地域に分類しており、工作物の新築・増設や木竹の伐採等、様々な規制を定めている。自然公園に風車を建設する場合は、対象地域に応じた規制に従い許認可を受けなければならない。	○	○ (国立公園:環境大臣) (国定公園:都道府県知事)	
自然環境保全法	原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、環境緑地保全地域開発規制地域内において風力発電所建設のため開発を行う場合には、都道府県知事に対して許認可の申請を行う必要がある。但し、立入り制限地区に関しては何人も進入することはできない。	○	○ (環境大臣)	
絶滅のおそれのある野生動物の種の保存に関する法律	絶滅のおそれのある野生動物の種の保存を図ることにより、生物の多様性を確保するとともに、良好な自然環境を保全し、もって現在及び将来の国民の健康で文化的な生活の確保に寄与することを目的として定められた法律で、生息地保護区域内の管理地区もしくは監視地区における開発行為は環境大臣の許可を受ける必要がある。	○	○ (環境大臣)	
鳥獣保護及び狩猟に関する法律	日本国内における鳥獣の保護と狩猟の適正化を図る目的の法律で、鳥獣保護区内の特別保護地区での開発行為は環境大臣または都道府県知事の許可を受ける必要がある。	○	○ (環境大臣又は都道府県知事)	
環境影響評価法	改正環境影響評価法が2012年10月(完全施行:2013年4月1日)に施行され、風力発電も環境アセスメントを行うことが義務付けられた。その規模要件は、出力1万kW以上の風力発電施設は第1種、7,500kW以上1万kW未満は第2種事業に分類され、アセス実施の可否は以下の通りである。 出力1万kW以上の風力発電施設は環境影響評価が必要。 7,500kW以上1万kW未満は個別に判断。	○	○ (経済産業大臣)	
文化財保護法	風力発電所建設時に遺跡と認められるものを発見した場合、現状を変更することなく、遅滞なく書面をもって文化庁長官に届出なければならない。また、遺跡が重要で調査する必要がある場合、文化庁長官は6ヶ月以内の期間で現状変更の禁止を命ずることができる。	○	○ (文化庁長官)	海中遺跡、 海中考古物
景観法	我が国の都市、農山漁村等における良好な景観の形成を促進するため、景観計画の策定その他の施策を総合的に講ずることにより、美しく風格のある国土の形成、潤いのある豊かな生活環境の創造及び個性的で活力ある地域社会の実現を図り、もって国民生活の向上並びに国民経済及び地域社会の健全な発展に寄与することを目的として制定されている。市町村は、景観地区内に工作物の設置等、開発行為について、政令で定める基準に従い、条例で、良好な景観を形成するため必要な規制をすることができる。	○	○ (市町村長)	景観条例 (市町村)
海岸法	波、高潮、波浪その他海水又は地盤の変動による被害から海岸を防護するとともに、海岸環境の整備と保全及び公衆の海岸の適正な利用を図り、もって国土の保全に資することを目的としたもので、海岸保全区域内での工作物の設置占有及び行為に係る許可並びに海岸施設工事には承認が必要となる。	○	○ (海岸管理者(都道府県知事))	
港湾法	交通の発達及び国土の適正な利用と均衡ある発展に資するため環境の保全に配慮しつつ、港湾の秩序ある整備と適正な運営を図るとともに、航路を開発し、及び保全することを目的とするもので、港湾区域内での開発行為には許可が必要である。	○	○ (港湾管理者(都道府県知事))	
国土利用計画法	風力発電所建設地が規制区域内の土地で所有権、地上権、賃借権の移転又は設置(予約を含む)の契約をする場合、許可の内容を変更して契約する場合は許認可が必要となる。又、建設地が市街化区域内で2,000m ² 以上、都市計画区域内で5,000m ² 以上、その他の区域で10,000m ² 以上の土地に関する所有権、地上権、賃借権の取得を目的とする権利の移転又は設定をする場合には届出をすることが必要となる。許認可申請は、当該市町村を通して都道府県知事に届け出る。	○	○ (環境大臣又は都道府県知事)	
電波法	風力発電所建設地が電波障害防止区域(重要無線通信を確保する必要があるときは、その必要範囲内において総務大臣が定める。)に指定されており、風車の最高部が31mを超える場合には総務大臣へ届出を行う必要がある。	○	○ (総務大臣)	
国有財産法	国は、行政財産を用途又は目的を妨げない限度において、貸し付け、又は私権を設定することができる。	○	○ (主務庁(主務大臣))	

注) 法律で決められたものではないが、候補海域の選定には「漁業権漁業海域」、「自衛隊訓練海域」、「海底ケーブル敷設海域」、「航路」等についても調査が必要である。

表 3.2.2-2 風力発電の建設工事に係る法律と許認可に関する一覧

建設工事に関する関係法		許認可申請/届出	許認可権者	備考
設置関係	建築基準法 (電力事業法/発電用風力設備に関する技術基準に定める省令)	○	○ (経済産業大臣/ 国土交通大臣)	当該市町村長に申請/届出 ・着床式は、現在、電気事業法(発電用風力設備に関する技術基準に定める省令)へ一元化
	道路法	○	○ (市町村道:市町村長、指定区間を除く一般国道:所管土木事務所長、一般国道:国土交通省工事事務所)	陸上で工事車両を通行させる場合に限る(建設場所付近の港湾又は沿岸まで)
	道路交通法	○	○ (風車の運搬及び建設時:車両の出発地警察署長、設置工事、作業時:所轄警察署長)	陸上で風車等の運搬を車両により行う場合に限る(建設場所付近の港湾又は沿岸まで)
公共物工事関係	電波法	○	○ (総務大臣)	
	航空法	○	○ (国土交通大臣)	
	消防法	○	○ (消防本部等所在市町村の区域:当該市町村長、区域外:当該都道府県知事)	浮体式は、船舶安全法が適用(消防法との多重規制を調整するための関係省庁連携あり)
環境関係	騒音規制法	○	○ (都道府県知事)	港湾等の近傍における騒音規制地域内に風車を設置する場合に限る
	振動規制法	○	○ (都道府県知事)	港湾等の近傍海域における振動規制地域内に風車を設置する場合等に限る

表 3. 2. 2-3a 洋上風力発電の建設工事に係る法律と許認可に関する一覧

洋上における建設工事に係る法律		許認可申請/届出	許認可権者	備考
必要な行政手続き I 立地建設工事関係 I	自然公園法 第20条、第21条、第22条	<ul style="list-style-type: none"> ■自然公園法に基づく事前の許可 ○特別地域等内において、工作物の新築等をしようとする者は、国立公園にあっては環境大臣の、国定公園にあっては都道府県知事の許可を受けなければ、してはならない。（工作物の新築については、特別保護地区、第1種特別地域、海城公園地区では原則として許可されない。詳細は自然公園法施行規則第11条参照。） 	○ (国立公園:環境大臣) (国定公園:都道府県知事)	
	自然公園法 第33条	<ul style="list-style-type: none"> ■自然公園法に基づく事前の届出 ○普通地域内において、その規模が環境省令で定める基準を超える工作物の新築等をしようとする者は、国立公園にあっては環境大臣に対し、国定公園にあっては都道府県知事に対し、届け出なければならない。 		
	自然公園法 第72条、第73条各都道府県で制定している自然公園条例	<ul style="list-style-type: none"> ■都道府県立自然公園条例に基づく事前の許可 ○特別地域内において、工作物の新築等をしようとする者は、都道府県知事の許可を受けなければ、してはならない。 	○ (都道府県知事)	
	自然公園法 第72条、第73条各都道府県で制定している自然公園条例	<ul style="list-style-type: none"> ■都道府県立自然公園条例に基づく事前の届出 ○普通地域内において、その規模が条例で定める基準を超える工作物の新築等をしようとする者は、都道府県知事に対し、届け出なければならない。 		
	自然環境保全法 第17条(原生)、第25条(特別)、第27条(海城特別)、第27条(普通)	<ul style="list-style-type: none"> ■自然環境保全法に基づく事前の許可/届出 ○原生自然環境保全地域内、あるいは自然環境保全地域特別地区内/海城特別地区内における工作物の設置には、環境大臣の許可が必要。・自然環境保全地域普通地区における工作物の設置には、事前の届出が必要。 	○ (環境大臣)	
	自然環境保全法 第45条、第46条各都道府県で制定している自然環境保全条例	<ul style="list-style-type: none"> ■各都道府県の自然環境保全条例に基づく事前の許可/届出 ○(都道府県が条例により、自然環境保全法の規定による規制の範囲内において必要な規制を定めることとしているため、都道府県により異なる場合はあるが、概ね下記のとおり)・自然環境保全地域特別地区内における工作物の設置には、都道府県知事の許可が必要。・自然環境保全地域普通地区における工作物の設置には、事前の届出が必要。 	○ (環境大臣)	
	鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律 第29条第7項	<ul style="list-style-type: none"> ■鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律に基づく許可 ○鳥獣保護区特別保護地区内において、建築物その他工作物の新築及び増設、水面の埋め立て又は干拓等を行う場合は、国指定鳥獣保護区にあっては環境大臣の、都道府県鳥獣保護区にあっては都道府県知事の許可を受けなければならない。 	○ (環境大臣又は都道府県知事)	
	水産資源保護法 第14条、第15条、第18条等	<ul style="list-style-type: none"> ■保護水面区域内における工事に係る許可 ○保護水面の区域内において、埋立て若しくは浚渫の工事等をしようとする者は、当該保護水面を管理する都道府県知事又は農林水産大臣の許可を受けなければならない。 	○ (都道府県知事又は農林水産大臣)	
	海洋水産資源開発促進法 第5条、第7条、第9条等	<ul style="list-style-type: none"> ■沿岸水産資源開発区域における海底の形質の変更等の行為に係る届出 ○都道府県は、一定の沿岸海域を沿岸水産資源開発区域として指定することができる。その開発区域において海底の形質の変更等の行為をしようとする者は、都道府県知事にその旨を届け出なければならない。また、都道府県知事は必要な勧告をすることができる。 	○ (都道府県知事)	
	海洋水産資源開発促進法 第12条	<ul style="list-style-type: none"> ■指定海域における海底の掘削、工作物の設置その他の行為に係る届出 ○政令で指定される「指定海域」において海底の掘削、工作物の設置その他の行為で政令で定めるものをしようとする者は、都道府県知事にその旨を届け出なければならない。また、都道府県知事は必要な勧告をすることができる。 	○ (漁港管理者(都道府県知事/市町村長))	
	漁港漁場整備法 第39条第1項	<ul style="list-style-type: none"> ■漁港区域内における工作物の建設等に係る許可 ○漁港の区域内の水域又は公共空地において、工作物の建設等をしようとする者は、漁港管理者の許可を受けなければならない。 	○ (漁港管理者(都道府県知事/市町村長))	
	漁港漁場整備法 第39条第5項	<ul style="list-style-type: none"> ■漁港区域内の漁港管理者が指定した区域内の行為制限 ○漁港区域内の漁港管理者が指定した区域内において、何人も漁港施設の損傷、漁港管理者が指定した物件の放置等をしてはならない。 	○ (国土交通大臣)	
	排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律 第5条	<ul style="list-style-type: none"> ■低潮線保全区域内の改定の掘削等の許可 ○低潮線保全区域内において、海底の掘削又は切土、土砂の採取、施設又は工作物の新設又は改築等を行う場合、国土交通大臣の許可を受けなければならない。 	○ (国土交通大臣)	
	海岸法 第7条	<ul style="list-style-type: none"> ■海岸保全区域の占用に係る許可 ○海岸管理者以外の者が海岸保全区域（公共海岸の土地に限る。）内において、海岸保全施設以外の施設又は工作物を設けて海岸保全区域を占用しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならない。 ■海岸法に基づく占用許可 ○海岸保全区域内において施設又は工作物を設けて当該区域を占用しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならない。 	○ (海岸管理者(都道府県知事))	
	海岸法 第8条	<ul style="list-style-type: none"> ■海岸保全区域における行為の制限に係る許可（1） ○海岸保全区域内において、土石の採取、水面又は公共海岸の土地以外の土地において他の施設等を新設し、又は改築、並びに土地の掘削、盛土、切土等をしようとする場合、海岸管理者の許可を受けなければならない。 ■海岸保全区域における行為の制限に係る許可（2） ○何人も海岸保全区域内において、海岸管理者が管理する海岸保全施設その他の施設又は工作物を損傷し、又は汚損してはならない。また、公共海岸の内、海岸管理者が指定した区域において、油等により海岸を汚損すること並びに自動車、船舶等を入れ又は放置すること等をしてはならない。 	○ (海岸管理者(都道府県知事))	
海岸法 第37条の4	<ul style="list-style-type: none"> ■一般公共海岸区域の占用にかかる許可 ○海岸管理者以外の者が一般公共海岸区域（水面を除く。）内において、施設又は工作物を設けて一般公共海岸区域を占用しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならない。 			
海岸法 第37条の5	<ul style="list-style-type: none"> ■一般公共海岸区域における行為の制限にかかる許可（1） ○一般公共海岸区域内において、土石の採取、水面において施設又は工作物を新設し、又は改築、並びに土地の掘削、盛土、切土等をしようとする場合、海岸管理者の許可を受けなければならない。 			
海岸法 第37条の6	<ul style="list-style-type: none"> ■一般公共海岸区域における行為の制限にかかる許可（2） ○何人も一般公共海岸区域内において、海岸管理者が管理する施設又は工作物を損傷し、又は汚損してはならない。また、公共海岸の内、海岸管理者が指定した区域において、油等により海岸を汚損すること並びに自動車、船舶等を入れ又は放置すること等をしてはならない。 			

表 3.2.2-3b 洋上風力発電の建設工事に係る法律と許認可に関する一覧

洋上における建設工事に係る法律		許認可申請/届出	許認可権者	備考
必要な行政手続き I 立地建設工事関係 I	港湾法 第37条	■港湾法に基づく占用許可 ○港湾区域内の水域又は公共空地の占用をしようとする者は、港湾管理者の許可を受けなければならない。	○ (港湾管理者(都道府県知事))	
	各港湾管理者が定める条例 (港湾法第54条、国有財産法第18条)	■各港湾管理者が定める条例に基づく行政財産の使用許可 ○防波堤等の行政財産に送電ケーブル等を敷設する際には施設管理者である港湾管理者の許可を受けなければならない。		
	海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律 第18条の3	■海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律に基づく海洋施設の設置の届出 ○海洋施設を設置しようとする者は、事前に、海上保安庁長官に届出を行う必要がある。	○ (海上保安庁長官)	
	海上交通安全法 第30条第1項	■海上交通安全法に基づく航路及びその周辺の海域における工事等の許可 ○航路及びその周辺の海域において工事等をしようとする者は、海上保安庁長官の許可を受けなければならない。	○ (海上保安庁長官)	
	海上交通安全法 第31条第1項	■海上交通安全法に基づく航路及びその周辺の海域以外の海域における工事等の届出 ○航路及びその周辺の海域以外の海域において工事等をしようとする者は、あらかじめ海上保安庁長官に届け出なければならない。		
	港則法 第31条、第37条の5	■港則法に基づく工事・作業許可 ○港則法を適用する海域又はその境界付近において、工事又は作業をしようとする者は、港長の許可を受けなければならない。	○ (港長)	
	航路標識法 第2条ただし書	■航路標識法に基づく航路標識の設置・管理許可 ○関連施設を標示するため、航路標識を設置し、又は管理しようとするときは、海上保安庁長官の許可を受けなければならない。	○ (海上保安庁長官)	
	水路業務法 第6条	■海上保安庁以外の者が実施する水路測量の許可 ○海上保安庁以外の者が、その費用の全部又は一部を国又は地方公共団体が負担し、又は補助する水路測量を実施する場合には、海上保安庁の許可を受けなければならない。	○ (海上保安庁長官)	
	水路業務法 第19条第1項	■港湾工事等を実施する場合の届出 ○港湾の修築、その他海岸線に重大な変化を生ずる工事をする者は、その旨を海上保安庁長官に通報しなければならない。		
港則法 第31条	特定港内又は特定港の境界付近で工事又は作業をしようとする者は、港長の許可を受けなければならない。	○ (港長)		
船舶安全法	浮体式洋上風力発電施設の構造や設備の技術基準を定める。	○	○ (国土交通大臣)	浮体式洋上風力発電のケース
その他規制	漁業法 第10条、第52条、第65条、第66条等	■海面利用の事前調整 ○漁業は、漁業権漁業のほか許可漁業、自由漁業等に分類される。(漁業権漁業以外であっても社会通念上権利と認められる程度にまで成熟した慣習上の利益は漁業に関する権利として扱われる。) 風力発電施設の導入にあたっては、地域の漁業者、漁協と発電事業者の間で良好な関係を確立するため、風力発電施設の設置候補海域が想定される早い段階で、海域を利用する漁業者や漁協等と発電事業者が意見交換を始め、漁業者等の理解を得る必要がある。		
	港則法 第36条	■港則法に基づく灯火の制限 ○港則法を適用する海域又はその境界付近において、船舶交通の妨げとなるおそれのある強力な灯火をみだりに使用してはならない。		
	航路標識法 第8条第1項	■航路標識法に基づく灯火等の制限 ○みだりに航路標識と誤認される虞がある灯火を使用し、又は音響を発してはならない。		
	航路標識法第9条第1項	■航路標識法に基づく工事等の制限 ○関連施設を設置する場合、施設設置者は、既設航路標識の視認性に影響が生じないように考慮する必要がある。		

表 3.2.2-4 は、銚子沖と北九州市沖の FS 調査において検討された法律(条例)について併記しているが、自然公園指定海域等、海域により該当する場がないこともあって両サイトで扱った法令が異なっている。なお、環境影響評価法は FS 調査時には施行されていなかったもので、本法令は両サイトも選定されていないが、2012 年 10 月以降、出力 1 万 kW 以上の風力発電事業(第 1 種事業)は環境アセスメントを行うことが義務付けられている。なお、出力 0.75 万 kW 以上 1 万 kW 未満の事業は第 2 種事業で、環境アセスメントの必要性については個別に判断される(スクリーニング)。

表 3.2.2-4 洋上風力発電の導入に関係する対象法令及び実証研究サイトでの検討例

分類	関連法規(適用条件/該当条件)	銚子沖		北九州市沖	
		●	○	●	○
一般法規	・電気事業法(500kW以上の風力発電所)	●	—	●	
	・建築基準法 (15m以上の木柱, 鉄柱, 鉄筋コンクリート製の柱, その他のこれに類する工作物)	●	—	●	
	・国有財産法(海域の占有)	●	国土交通省所管 公共用財産管理 規則, 使用料及び 手数料	—	
	・電波法(電波障害防止区域)	●	—	—	
	・国土利用計画法及び国土形成計画法(海域の利用・保全)	—	—	○	
	・民法(物件, 債権等の条件)	—	—	○	
航行安全	・航路標識法(航路標識の機能障害となりうる建築物)	●	—	●	
	・海上交通安全法(東京湾/伊勢湾/瀬戸内海の3海域)	○	—	—	
	・航空法(地表面または水面から60mの高さの物件)	●	—	●	
港湾・海岸	・港湾法(港湾隣接地域を含む)	●	千葉県港湾管理 条例, 港湾区域 内及び港湾隣接 地域内における 工事等の規制に 関する規則	●	
	・港則法(政令で定められた特定港)	○	千葉港, 木更津港	●	
	・海岸法(海岸保全区域, 一般公共海岸区域)	●	千葉県海岸管理 規則	—	
	・海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律(海洋施設の設置)	●	—	—	
水産関連	・漁業法(漁業権, 許可漁業)	—	—	●	
	・漁港漁場整備法(漁港区域)	●	千葉県漁港管理 条例	—	
	・水産資源保護法(保護水面の区域, 港湾区域を除く)	○	千葉県海面漁業 調整規則	—	
	・公共用地の取得に伴う損失補償基準要綱(漁業権)	○	—	—	
自然保護・ 景観	・自然公園法(国立公園/国定公園/都道府県立公園)	●	千葉県立自然公 園条例	○	
	・自然環境保全法(原生自然環境保全区域, 自然環境保全区域)	○	千葉県自然環境 保全条例	—	
	・環境影響評価法(風力発電)	○	千葉県環境影響 評価条例	○	環境影響評価条 例
	・景観法(景観計画区域)	○	—	○	景観条例等
	・絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律(生息地等保護区)	○	—	—	
	・鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律(鳥獣保護区)	○	—	—	
	・文化財保護法(保存)	—	—	○	

凡例：●当該海域に洋上風力発電施設を設置に関連する法令、○該当しない法令、—FS調査で検討されていない法令

参考：銚子沖及び北九州市沖の枠内に地方自治体の関連条例、規則等を示す。/洋上風力発電実証研究FS調査時の時点では環境影響表は未施行。

参考までに、銚子沖洋上風力発電の工事等に関わる主な法律について、以下に示す。

1. 風車と観測タワーの設置

- ・建築基準法(平成 26 年 4 月 1 日付けで着床式は電気事業法(発電用風力設備に関する技術基準に定める省令)へ一元化された)

2. 風車、観測タワー及び海底ケーブルの設置

- ・国有財産法、(千葉県：国土交通省所管公共用財産管理規則, 使用料及び手数料)

3. 海底ケーブルの設置

- ・港湾法、(千葉県：千葉県港湾管理条例、港湾区域内及び港湾隣接地域内における工事等の規制に関する規則)
- ・海岸法、海岸法施行令、(千葉県：千葉県海岸管理規則)
- ・漁港漁場整備法、(千葉県：千葉県漁港管理条例)
- ・水産資源保護法、(千葉県：千葉県海面漁業調整規則)

4. 船舶の航行安全
 - ・ 航路標識法
5. 航空障害灯の設置
 - ・ 航空法
6. 電波への影響
 - ・ 電波法
7. 陸上送電ケーブル、陸上変電所の設置
 - ・ 港湾法、(千葉県：千葉県港湾管理条例、千葉県港湾管理条例施工規則)
 - ・ 自然公園法
 - ・ 漁港漁場整備法、(千葉県：千葉県漁港管理条例)

【豆知識 3.2.2-1】

● 関係機関との協議先

① 銚子沖

- ・ 全般：千葉県(商工労働部, 総合企画部, 総務部, 環境生活部, 農林水産部, 県土整備部)、銚子市役所、旭市、匝瑳市、銚子市商工会議所、銚子市観光協会
- ・ 航行安全：国土交通省東京航空局, 海上保安庁銚子海上保安部、海上保安庁鹿島海上保安署、銚子マリーナ、銚子マリクラブ
- ・ 漁業：海匠漁業協同組合、銚子市漁業協同組合、九十九里漁業協同組合、はさき漁業協同組合、千葉県漁業協同組合連合会
- ・ 電力会社：東京電力

② 北九州市沖

- ・ 全般：北九州市(港湾空港局, 環境局, 産業経済局(水産課))
- ・ 航行安全：海上保安庁若松海上保安部
- ・ 漁業：北九州市漁業協同組合脇之浦地区、ひびき灘漁業協同組合

(2) 系統連系

我が国の電力会社別の需要規模と地域間連系線の送電容量を図 3.2.2-1 に示す。図示しているように、電力の需要規模(発電設備容量)は東京電力、関西電力、中部電力等、大都市を要する電力管内では大きく、2.2.2 項で指摘したように風力発電にとって風況の良好な地域での設備容量は小さい。また、電力会社間の連系線の送電容量は小さく、しかも日本ではフォッサマグナ(糸魚川-静岡構造線)の東西で周波数が異なり複雑な電力系統網となっている。

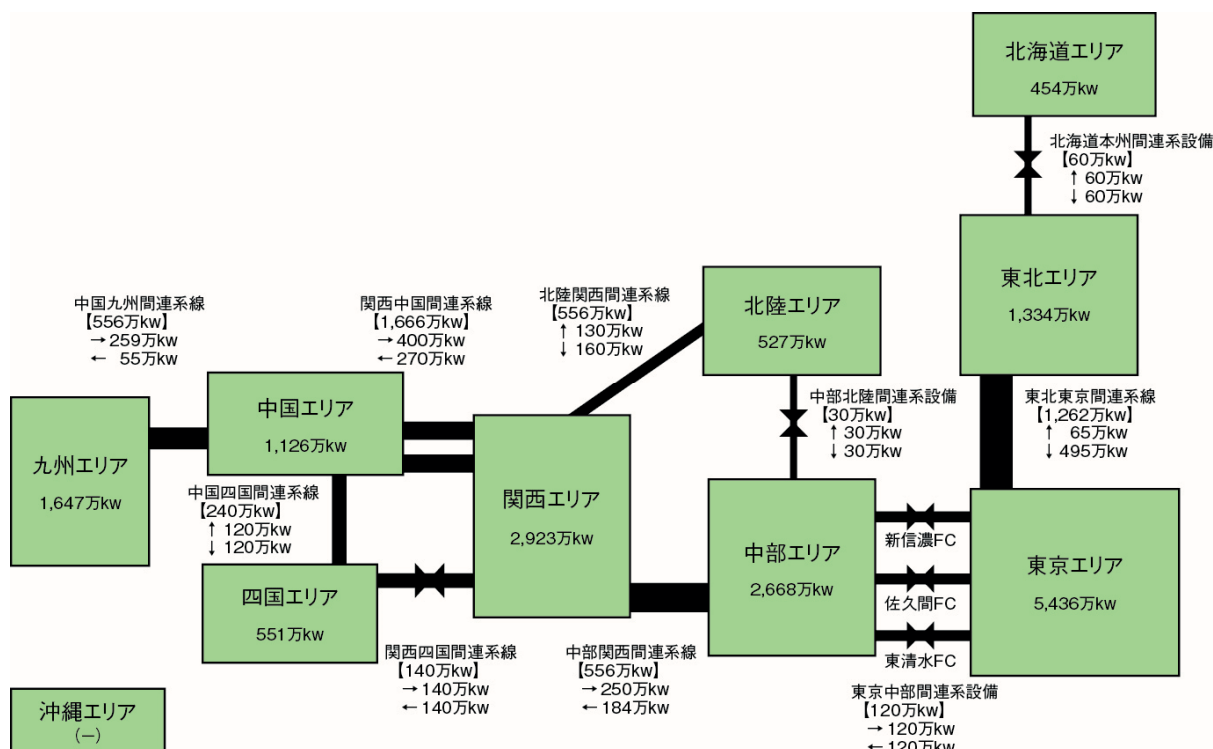


図 3.2.2-1 各地域間連系設備の運用容量算定結果(電力系統利用協議会, 2014)

発電設備容量の小さい電力会社管内に風力発電を始めとする再生可能エネルギー電源が大量に導入されると、その出力変動のために需要と供給のバランスが崩れて周波数が変化するため、図 3.2.2-2 に示すような調整が必要である。主な電力会社における発生する調整力不足とは次のようなものである(出典: 電力系統利用協議会 HP

http://www.escj.or.jp/energy/wg/pdf/report_windpower_wg.pdf)。

- ・北海道電力/北陸電力: 20分~6時間程度の長周期ランプ変動に対する調整力不足(長周期調整力)。
- ・東北電力/中国電力/四国電力/九州電力: 軽負荷時に供給力を絞る際の調整力不足(下げ代)。
- ・沖縄電力: 数分~20分程度の短周期変動に対する調整力不足(短周期調整力)

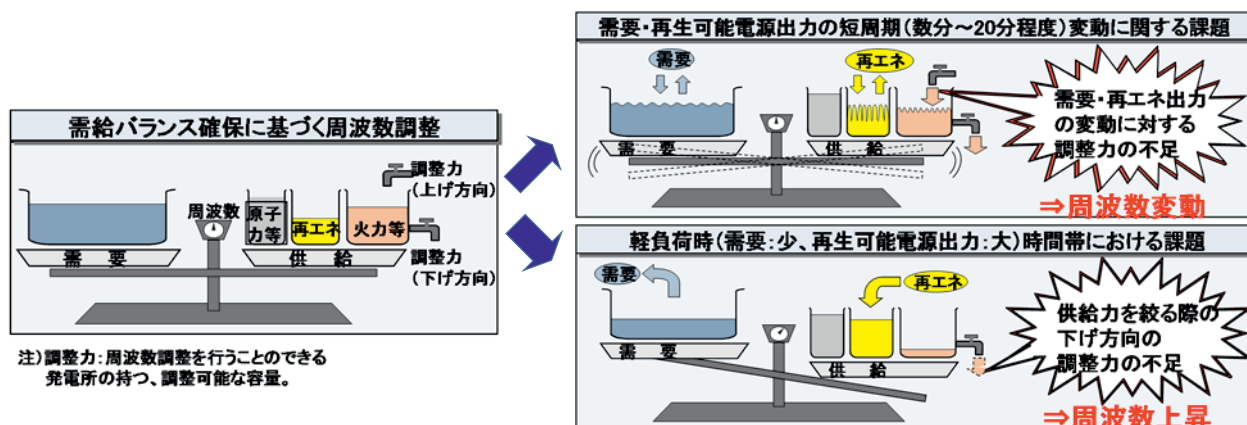


図 3.2.2-2 需給バランス確保に基づく周波数調整(日本風力発電協会, 2013b)

表 3.2.2-3 に電力会社別電力最大需要量と風力ポテンシャルの関係を示すように、風況の良好な電力会社管内では送電空容量が少ないことや、あるいは存在しないことから風力発電の導入拡大のためには、既存の会社間連系線の活用、地域内基幹送電線の新增設等が必要で、将来的には系統側蓄電池・新たな調整電源の設置、地域間(会社間)連系線、電力貯蔵設備の新增設及び気象予測システムを活用した広域電力系統運用の実施が不可欠である。

表 3.2.2-3 電力会社別電力最大需要量と風力ポテンシャルの関係

電力会社	2013年度 最大電力需要量 (GW=100万kW)	風力発電ポテンシャル (GW=100万kW)				備考
		洋上 (着床式)	洋上 (浮体式)	陸上	合計	
北海道	5.4	86.7	151.9	100.9	339.5	50Hz
東北	14.0	23.1	72.7	55.4	151.2	
東京	50.9	15.7	23.6	3.1	42.4	
小計	70.3	125.5	248.2	159.4	533.1	
北陸	5.3	0.6	0	3.1	3.7	60Hz
中部	26.2	11.6	14.7	5.9	32.2	
関西	28.2	0.4	0.7	9.4	10.5	
中国	11.1	0	0	6.5	6.5	
四国	5.5	0.3	3.6	3.4	7.3	
九州	16.3	6.6	15.6	16.5	38.7	
沖縄	1.5	11.6	17.6	5.7	34.9	
小計	94.1	31.1	52.2	50.5	133.8	
合計	164.4	156.6	300.4	209.9	666.9	50Hz+60Hz

注)最大電力需要量:電気事業連合会資料 (<http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/index.html>)

風力発電ポテンシャル:風力発電協会(風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4.3)

着床式洋上:年平均風速7.0m/s以上、浮体式洋上:同7.5m/s以上、陸上:同6.0m/s以上(80m高)

洋上風力発電は、コストパフォーマンスを上げるために大規模な施設の導入が望ましいが、風況の良好な電力会社管内では系統連系の制約もあって厳しい状況にある。そのため、経済産業省では 2013 年度から前述の地域内基幹送電線の新增設に関する事業(風力発電のための送電網整備実証事業)が立ち上げられた(豆知識、参照)。これにより、将来、洋上風力発電を含めて風力発電の導入環境が整備され、大容量の風力発電設備の導入が期待される。

洋上風力発電の導入計画を立てる際には、候補海域に属する電力会社の送電網や変電所の容量、位置等の情報が必要であるが、大凡の事業計画書を基に、早めに電力会社と打合せを行うことが重要である。

【豆知識 3.2.2-2】

●電力系統の広域的運営の推進と電力システム改革

- ✓電力系統の広域的運営は、電力システム改革の目的の一つであり、「電力システムに関する改革方針(平成 25 年 4 月 2 日閣議決定)」に基づき、必要な整備を進めていく。
- ✓電力システムに関する改革方針(平成 25 年 4 月 2 日閣議決定)(抜粋)
 - ・電力需給の逼迫や出力変動のある再生可能エネルギーの導入拡大に対応するため、(中略)「電力広域的運営推進機関」を設立し、平常時、緊張時を問わず、安定供給体制を抜本的に強化し、併せて電力コスト低減を図るため、従来の区域(エリア)の概念を越えた全国大での需給整備機能を強化する。
 - ・電力広域的運用推進機関が中心となって、必要に応じて周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増給に取り組む。

●風力発電のための送電網整備実証事業(経済産業省：平成 25 年度～)

✓事業概要

風力発電の立地には適しているが、送電網が脆弱な地域においては、地域内送電網を強化することが喫緊の課題である。そのため、風力発電の適地を重点整備地区と定め、送電網整備を行う民間事業者を支援し、技術課題等の実証を行う。

✓実施予定地域

- ・平成 25 年度～
北海道 3 地区(西名寄地区、留萌地区、オホーツク地区)
- ・平成 26 年度～
津軽半島地域、下北地域、秋田沿岸・酒田・庄内地域+上記 3 地区

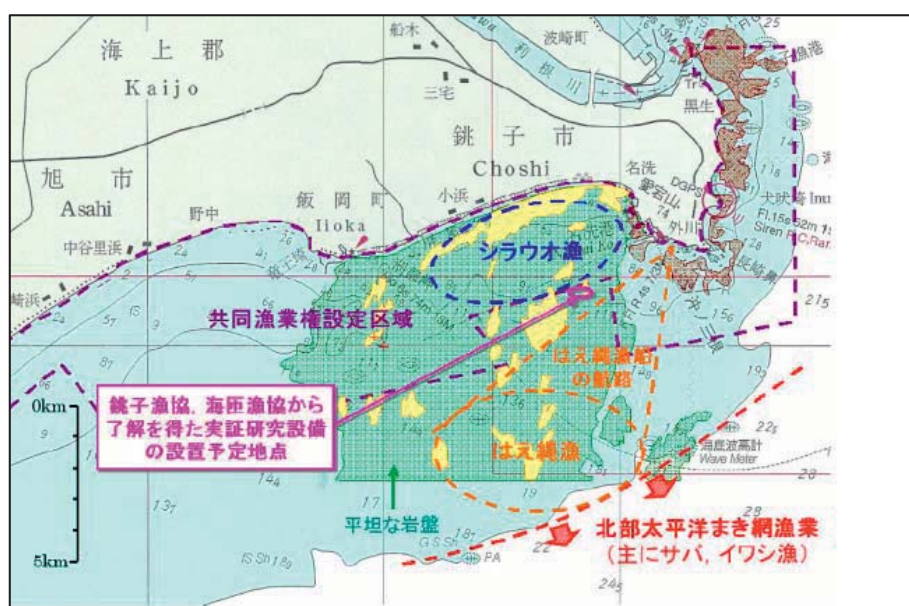
3.2.3 候補海域の選定例

3.2 節の立地海域調査の結果を踏まえ、候補海域を選定する。参考までに、実証研究の銚子沖と北九州市沖における候補海域の選定結果の例を以下に示す。

<銚子沖サイト>

本実証研究の候補海域内を管轄する銚子市漁協・海匠漁協、千葉県、銚子市、銚子海上保安部等関係部局との事前協議を実施し、下記の協議結果から実証研究予定地点が選定された(図 3.2.3-1)。

- 銚子市漁協・海匠漁協との事前協議（銚子市漁協：平成 20 年 5 月 27 日～21 年 3 月末、海匠漁協：平成 20 年 9 月 2 日～21 年 3 月 5 日）の結果、屏風ヶ浦沖の水深 20m 以深は北部太平洋まき網漁業が操業し、事前協議先が多数の漁協になる可能性が高く、当該実証研究期間に了解を得ることが困難であるため、候補外とした。
- 千葉県・海上保安部等との事前協議から法令上、研究予定海域へ研究設備の設置することが禁止されていないことが確認できた。



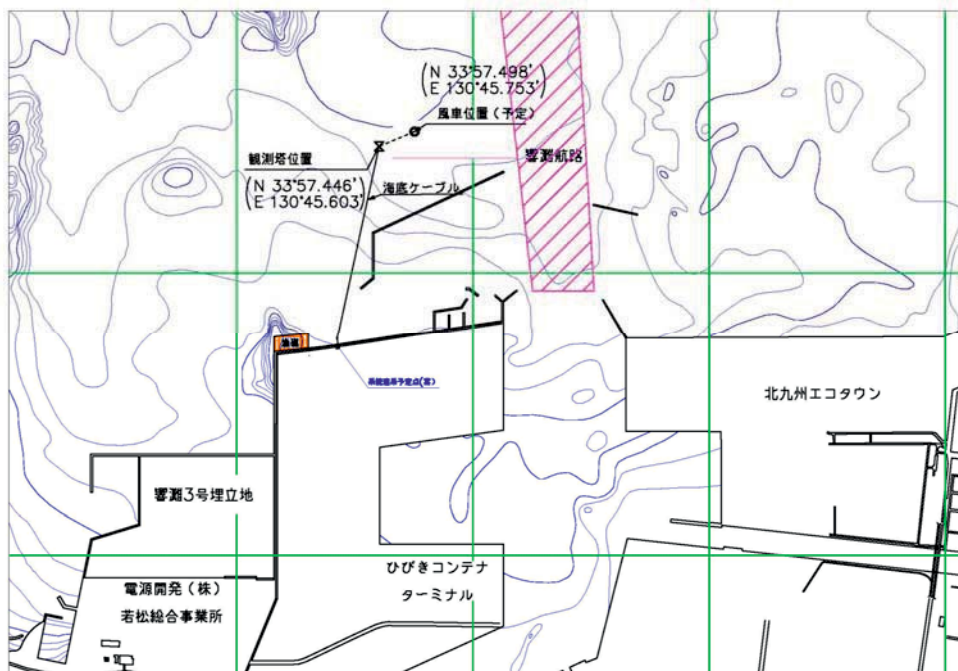
実証研究予定地点の確定		千葉県銚子市屏風ヶ浦沖合(外川漁港から3.1km沖合)
予定地点	位置(国際緯度経度系)	35° 41' N — 140° 49' 6" — 16" E
	水深	10-15m
	離岸距離	3.1km
	海底土質	砂岩及び泥岩(部分的に堆砂あり)
	海底地形	海底の勾配が小さく、不陸(平坦でないこと)も小さい。

図 3.2.3-1 銚子沖における候補海域の選定結果(東京電力資料)

<北九州市沖サイト>

本実証研究の候補海域内を管轄する北九州市漁業協同組合脇之浦地区、ひびき灘漁業協同組合、北九州市（港湾空港局・環境局、産業経済局(水産課)）、海上保安庁若松海上保安部、九州電力等関係部局との事前協議を実施し、下記の協議結果から実証研究予定地点が選定された(図 3.2.3-2)。

- a. 実証海域は当初予定位置の南側(陸地から 1~2 km)の地点で、500×100mの範囲となった。
- b. 実証海域は北九州港港湾区域内であり、開発に当たっては港湾管理者(北九州市)の許可が必要となる。また、当該海域は船舶航行に支障はないと考えられるものの、設置工事の際は船舶航行に支障をきたさない対策(障害灯等)が必要となる。



実証研究予定地点の確定		福岡県北九州港 響灘3号埋立地沖合1.4km
予定地点	位置(国際緯度経度系)	33° 57' 27" -29" N — 130° 36' -45" E
	水深	約14m
	離岸距離	1.4km
	海底土質	砂、砂礫(堆積層:12m層厚)、岩盤
	海底地形	海底勾配が小さい(響灘3号埋立地から沖合に向かって10m程度の堆積層の海域が延びている、)

図 3.2.3-2 北九州市沖における候補海域の選定結果(電源開発資料)

3.3 気象・海象調査

洋上風力発電所設置海域の決定、事業化の検討、設計条件等の基本データを得るために、海上風や波浪等の実測調査が望まれる。候補海域の風況、波浪、海潮流等の観測データは、洋上風力発電のプロジェクト・リスクを低減し、引いては事業の利益率を上げることに繋がることから重要である(3.10 節、事業性の評価を参照)。また、施設運開後もオンサイトの観測データを長期に亘って取得することを推奨したい。

ここでは、気象(風況)・海象(波浪、海潮流)に関する調査手法について取りまとめる。

3.3.1 風況

洋上風力発電の事業計画を検討するためには、海上風の風速、卓越風向等の風況特性を把握し、事業の可否を検討するデータを取得することが重要である。ここでは、そのための海上風の観測調査と予測方法を示す。なお、「風力発電導入ガイドブック改訂第9版(2008)」も併せて参照されたい。

(1) 海上風の観測調査

ヨーロッパでは、プロジェクトの融資には現場の風況観測データが必要である。そのためには多大なコストを掛けることになるが、実測データは、上述のように計画から設計、建設、維持管理等に至るまで、多大な便益を及ぼすことも事実である。海上風の測定設備は「着床式」及び「浮体式」、また測定方法は三杯式風速計と矢羽根式風向計に代表される「直接測定」及びドップラーライダ等による「間接測定(リモートセンシング)」に区分される。一方、海上風の測定要件として次の2つをあげることができる(NEDO ら.2007)。

◎測定の正確さが実証されたものであること。

◎測定の不確かさが定量化できるものであること。

本要件からみれば、海底に設備を固定する「着床式」と「直接測定」による観測方法が最もデータの信頼性が高いと考えられる。なお、浮体式については後述するように、浮体式洋上風力発電を想定した水深の深い海域における海上風観測手法として、特に海外で浮体式海上風観測システムの検討が進んでいる。また、浮体式海上風観測の測定機器は、ドップラーライダ等が使用されるが、観測タワー(着床式)においても、実証試験等では研究面から上空の風況特性を調査するために、タワーにドップラーライダ等を搭載している数多くの事例がある。

1) 洋上風況観測タワーによる海上風観測方法

着床式の洋上風況観測タワー*1による海上風の観測方法について、概要を示す。

①洋上風況観測高度

今後、洋上風車は大型化し、5MW以上の風車が主流になると考えられるため、後述する海外の商用洋上ウィンドファームにおける観測タワーの例*2(表 3.3.1-10、参照)を参考にして、観測タワー高度及び観測高度を以下のように設定した。

*1 洋上風況観測タワーは高額であることから、最近、ドップラーライダによる浮体式洋上風況観測システムが開発されているが(p.129 参照)、現時点ではファイナンスレベルのデータの精度は検証されていない。

✓観測タワー高度：100m*2

✓観測高度：3層

- ・ハブ高(約 100m)
- ・ブレード最下端(約 35m)
- ・両高度の中間(約 70m)

中間高度の観測は、風速の鉛直プロファイルやベキ指数を検討するためのデータに利用する。

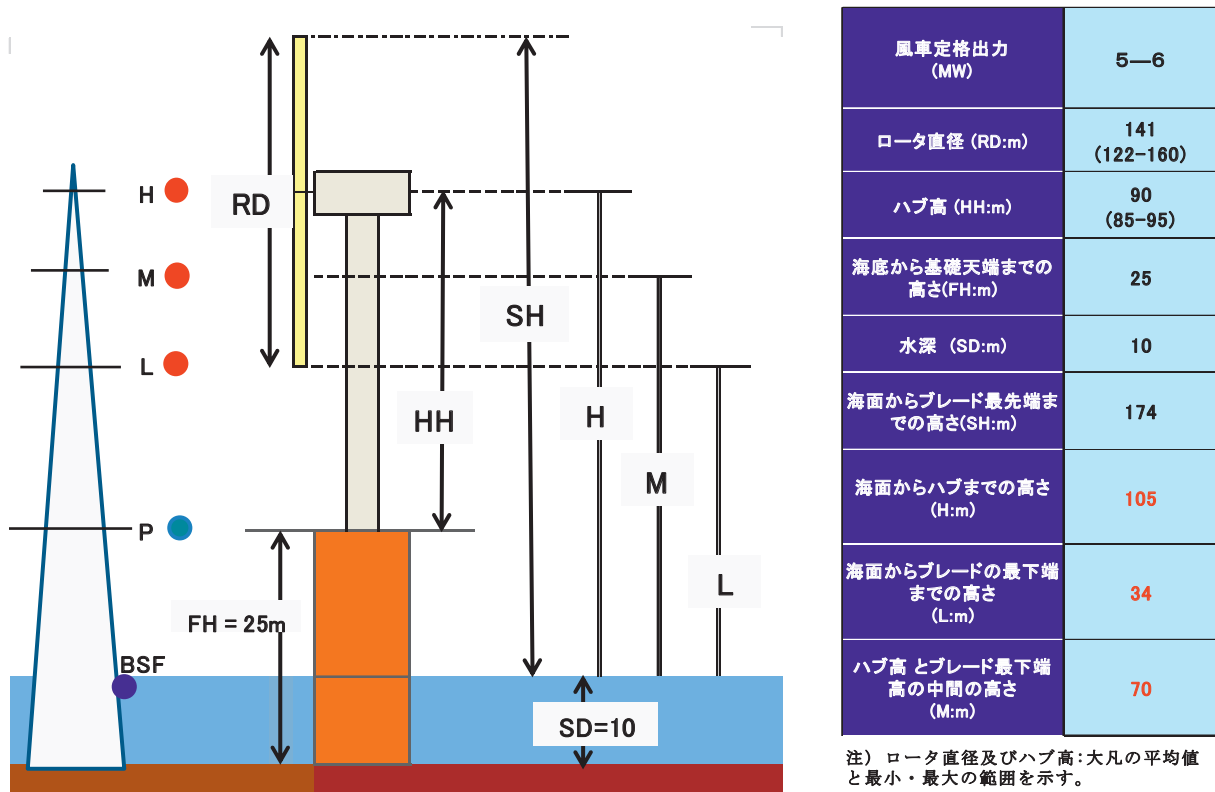


図 3.3.1-1 洋上風況観測タワーの高さに係る検討例

②観測項目

観測項目は、以下に示す通りで、観測データのサンプリング周期は 1～3 秒とし、平均化時間は原則 10 分間とする。

- ・平均風速
- ・平均風向
- ・最大瞬間風速
- ・風速の標準偏差
- ・気温
- ・湿度
- ・気圧
- ・水温

③観測方法

風況センサ等、観測タワーに取り付ける装置の種類と観測高度を表 3.3.1-1 に示す。三杯型風速計と矢羽根式風向計は同じ観測高度に複数個のセンサを取る付けることとしているのは、

*2 観測タワー高度は、ハブ高さよりも低い事例が多く、観測層は 3 層から 7 層までみられ、3 層の事例が半数を占めている。英国では、風況観測の最高高度は最低でもハブ高の 2/3 の高度で観測することが推奨されている(SeaRoc,2014)。

風向きによりセンサがタワーの風下側に位置する場合には、タワーによるウエイクの影響により信頼性の高いデータが得られないことによるもので、解析にはウエイクの影響のないセンサのデータを用いる。表中の超音波風向風速計及びドップラーライダの設置は、事業者による研究要素の少ない観測タワーであることを勘案し、任意としている。なお、気温、湿度、水温を測るセンサは大気安定度の影響を捉えるために設置するものとした。

表 3.3.1-1 観測方法の例

センサ	観測高度(m)					備考
	BSF	P	L	M	H	
風速計(三杯式)			35	70	100	各観測層にセンサを2-3個設置
風向計(矢羽根式)			35	70	100	
超音波風向風速計			35		100	設置は必須ではない。
ドップラーライダ		15				設置は必須ではない。
温湿度計		15	35		100	
温度差計		15			100	
気圧計		15				
水温計	-1					海水面下1m

注) 観測高度の記号は図3.3.1-1に対応する。

前述のように風下側のセンサはタワーに影響を受け、風上側のセンサもある範囲内で風速の減衰がみられる。センサ取り付けブームの長さを設定するために IEC61400-12-1 ではスラスト係数と許容計測誤差の関係からブーム長を観測タワー幅の何倍離す必要があるか、また、ブームとセンサ間の距離についてブームの直径から何倍離せばよいのか等についても検討例が記載されている(いずれもブーム長/ブーム径の15倍以上離すことが推奨値)。

④観測期間

海上風の観測は、そのデータが維持管理計画等を立てる上で有用な資料となるため、洋上ウィンドファームの稼働年(20年間)は継続して測定することが望ましい。

⑤観測点

観測点は、洋上ウィンドファームにおける卓越風向の風上側に設けることとし、観測点数は、理想的には予定している風車の設置台数、候補海域の範囲、海底地形条件等を考慮して複数点で測定することが望ましい。なお、デンマークの洋上ウィンドファームの Horns Rev(風車設置基数：70基)では3箇所、同じ Nysted(風車設置基数：70基)では4箇所に風況観測タワーが設置されている。

2) 観測データの処理・解析

風況観測データの処理方法及びデータの解析方法について示す。

①データの処理

観測データは、前述したように観測タワーの影響を受けていない風速計、風向計のデータを解析に用いることとし、異常値の確認・処理等の処理を行う。

a. データの取得率

観測データの取得率は、90%以上確保し、連続欠測期間は1週間以内であることが望ましい。条件を満足できない場合はbの方法で補完を行う。

b. 欠測データの補完

高度別観測データの一つがバックアップデータとして利用が可能な場合、相関法、あるいは風向別の指数則や風速比を用いて欠測データを補完する。

②データの解析

風力発電の導入可能性評価並びに風車設置地点の選定を行うための、データの解析内容としては、風況と風力エネルギーに関するものがある。表 3.3.1-2 に一般的な解析内容を示す。解析に用いる風向風速のデータは、10分平均値に基づく1時間平均値（風速は算術平均、風向はベクトル平均によって算出）を基本データとする。

表 3.3.1-2 解析内容

分類	項目	期間	目的	算出方法
風況	平均風速	年 月	風速の概要を評価する。	平均風速 = $\frac{\text{対象期間の全1時間平均値の合計}}{\text{データ数}}$
	風速出現率	年間	風速の出現率（頻度分布）から風速の出現特性を評価する。	風速階級を1 m/s間隔に設定し、各階級の出現率を算出する。
	風向出現率	年間	風向の卓越状況を明らかにする。	全風向を16方位に分割し、平均風向を累積する。
	風向別平均風速	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに1時間平均風速に基づく算術平均を行う。
	風向別風速出現率	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに各風速階級（1 m/s幅）の出現率を算出する。
	風速の時間的変動	日間 年間	風車の運転計画を検討するために、風速の時間的変動特性を評価する。	時間別に各月の平均風速を算出し、その推移を図表によって明らかにする。
	乱れ強度	年間	風速の瞬時の変動特性および風速変動の大きな風向を明らかにする。	全風速および方位別風速に対して算出。 $\text{乱れ強度} = \frac{\text{風速の標準偏差}}{\text{平均風速}}$
風速の鉛直分布	年間	実測データある高度の風速を予測するためのべき指数を算出し、実測データと比較する。	べき指数は、下式に各観測高度とその風速値を代入し、最小二乗法により算出する。 $V / V_1 = (z / z_1)^{1/n}$	
風力エネルギー	発電電力量	年間 月別	風車によって取得できる風力エネルギー量を評価する。	風車の出力曲線と風速出現率に基づき、風速ごとの発電電力量（エネルギー取得量）を累積する。
	設備利用率 (Capacity Factor)	年間 月別	風力発電導入の可能性を評価する。	設備利用率 = $\frac{\text{対象期間の発電電力量}}{\text{定格出力} \times \text{対象期間の時間数}}$
	利用可能率 (Availability)	年間 月別	風力発電導入の可能性を評価する。	利用可能率 = $\frac{\text{対象期間の時間数} - \text{同期間の保守及び故障による停止時間数}}{\text{対象期間の時間数}}$

3) 評価方法

風況観測データの解析結果に基づき、候補地点での風力発電の導入可能性に係る評価を行う。その際の評価の目安として主なものを以下に示す。

①風況に関する評価

洋上風力発電に適した風況は、風車のエネルギー取得量の観点から、平均風速が高く、風向が安定しており、乱れ強度が小さいことである。

a. 年平均風速

事業を検討する目安は、海面上 70 m 高での年平均風速が 7 m/s 以上であることが望ましい。

b. 風向出現率

風軸上の年間風向出現率が 60%以上であれば、風向は安定していると評価できる(図 3.3.1-2)。なお、風軸とは 16 方位の風向を対象に、主風向とその隣にある 2 風向及びこれらの風向と対称となる風向の合計 6 方位を呼ぶ。

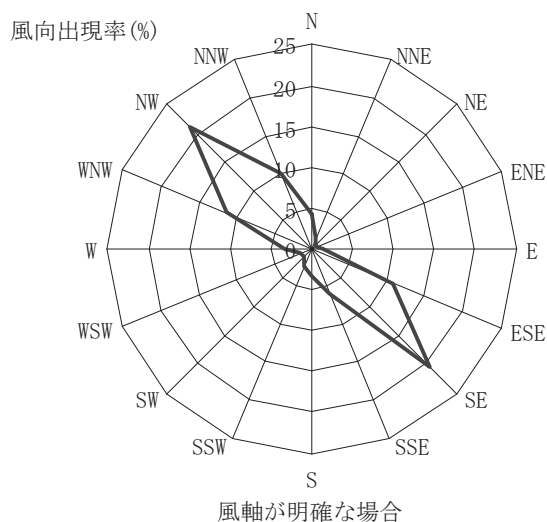


図 3.3.1-2 風配図の例

c. 乱れ強度

乱れ強度は、風速の標準偏差の平均風速に対する比で、指定の時間内に採取した同一の風速データセットから求める。10 分間平均風速が 15m/s の時の乱流強度は I_{15} で示される。

乱れ強度は、陸上では地形条件の影響を大きく受けることから一概に基準化することは難しいが、一般的に洋上では概ね 0.12 (IEC の I_{ref} カテゴリ C) を示すことが多い(洋上であっても沿岸海域で陸風が吹く時期には乱れ強度は大きくなる)。乱れ強度が IEC 基準と比較して大きい場合には、導入海域の再検討を行うか、または機種選定に際して風車メーカーに設計条件を確認することが重要である。

②風力エネルギーに関する評価

a. 風力エネルギー密度

年間の風力エネルギー密度(EP)は、海面上高 70m で $400\text{W}/\text{m}^2$ 以上(Matthies *et al.*,1995 から推定)あることが望ましい。

$$EP = \frac{1}{2} \frac{\rho \sum V^3}{T_0}$$

EP : 風力エネルギー密度[W/m²]

ρ : 空気密度[kg/m³]

V : 1 時間平均風速[m/s]

T₀ : 対象期間の時間数[-]

b. 風車の設備利用率 (Capacity Factor)

年間設備利用率が 30%以上であることが望ましい。ただし、正味年間発電量の算出に当たっては、利用可能率は故障時の修理体制等から 90~95%程度、出力補正係数は 90%を考慮することが望ましい。

$$\text{年間設備利用率(\%)} = \frac{\text{正味の年間発電量(kWh)}}{\text{定格出力(kW)} \times 8760\text{時間}} \times 100$$

* 正味年間発電量 (kWh) = 年間発電量×利用可能率×出力補正係数

出力補正係数 : 95%(洋上)、95%(陸上平坦地形)、90%(陸上複雑地形)

c. 風車の利用可能率 (Availability)

利用可能率は、前述のように洋上の場合 90~95%程度が望ましい(陸上風力発電:95-98%)。参考までに欧州の洋上風力発電のケースでは 80-95%(Becki,2011)、90%(Tavner,2014)とされている。

$$\text{利用可能率(\%)} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

4) 国内外の洋上風況観測タワー

NEDO は、洋上風況観測システム実証研究において、銚子沖と北九州市沖に洋上風況観測タワーを設置している。ここでは研究概要と取得された風況データの解析結果の一部を紹介する。

① 銚子沖

銚子沖における洋上風況観測タワーは、表 2.4.2-3 に示した通り、水深 12m、離岸距離 3.1km の地点に 2012 年 8 月に設置された(観測開始は 2013 年 1 月)。観測タワーは、海面からの高さ 100m、三角断面鋼管トラス構造、支持構造物は重力式である(図 3.3.1-3)。表 3.3.1-3 には観測計画を示しているが、気象関係の観測機器は 15m から 95m までの 10 層に設置され、三杯型風速計と矢羽根式風向計はタワーによるウエイクの影響を考慮して同じ観測高度に複数個の観測機器が取り付けられている(図 3.3.1-3;表 3.3.1-4)。

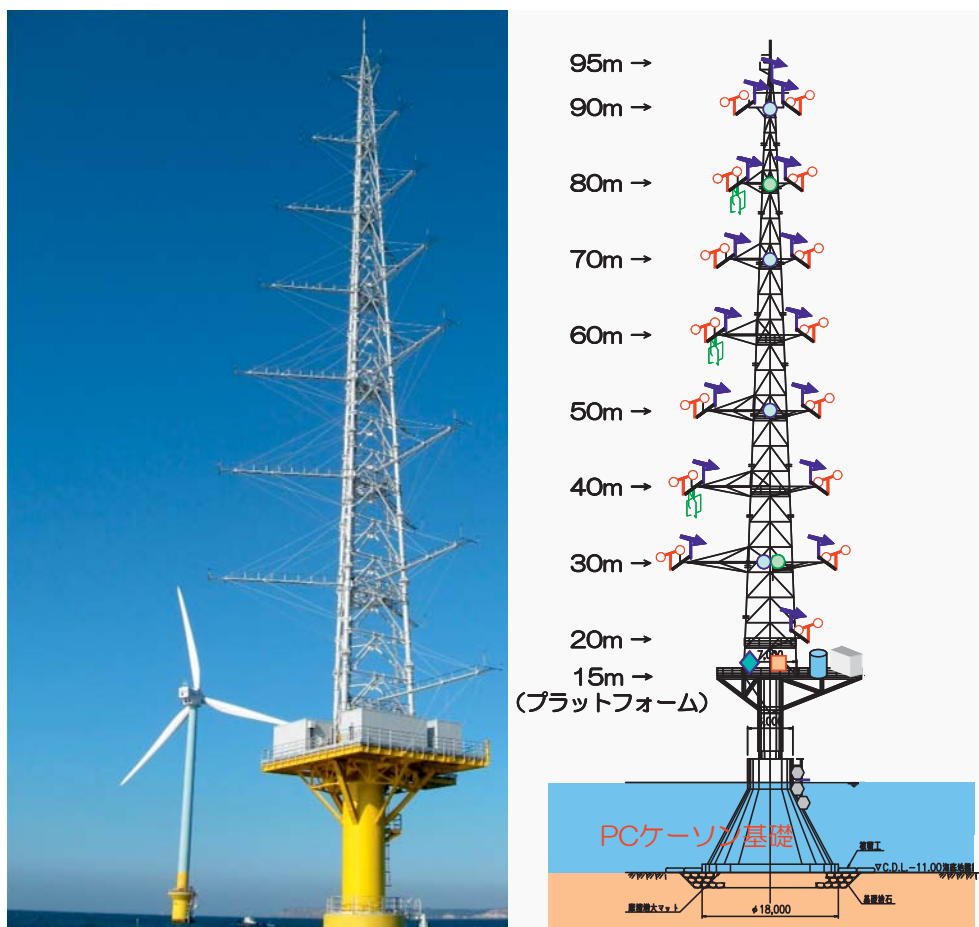


図 3.3.1-3 銚子沖の洋上風況観測施設(左図)と観測機器の設置状況(右図)
(東京電力資料)

表 3.3.1-3 気象関係の観測計画(東京電力資料)

計測項目	計測機器	計測目的
風向・風速	三杯型風速計 矢羽根式風向計	基本風況特性の把握 (平均風速, 最大風速, 乱れ強さ, 風向出現率等)
	超音波式風向風速計	
	ドップラーライダー	ハブ高さ以上の高高度における風況特性の解明
気圧・温湿度・水温	気圧計 湿度計 温度差計 水温計	大気安定度の評価
天候	雨量計 視程計	ドップラーライダーの利用可能な環境条件の解明

表 3.3.1-4 観測高度別観測機器の設置状況

海面からの 観測高度(m)	三杯型 風速計		矢羽根式 風向計		超音波式 風向風速計		ドップラー ライダー	気圧計	温湿度計	温度差計	雨量計	視程計	水温計	
-2~0													○	3
15							○	○			○	○		
20	○	1	○	1										
30	○	3	○	3					○	○				
40	○	3	○	3	○	1								
50	○	3	○	3						○				
60	○	3	○	3	○	1								
70	○	3	○	3						○				
80	○	3	○	3	○	1			○					
90	○	3	○	3					○					
95			○	1										

注) 数字はセンサーの設置基数。数字のない計器は1基の設置。

これまで得られた風況データから、当該海域の風況特性は以下のようにまとめられる。なお、風況観測データは海面上 90m 高の 2013 年 2 月から 12 月までの 11 ヶ月の観測結果である(9 月と 10 月は欠測が多い)。

- ✓海面上 90m における期間平均風速は 7.5m/s であった(図 3.3.1-4)。なお、月平均風速の最大月は、2013 年 4 月の 10m/s(海面上 90m)であった(図 3.3.1-4)。
- ✓海面上 90m における最大風速は 31.7m/s(瞬間最大風速:39.1m/s)で、台風 1326 号によるものであった。
- ✓寒候期(12 月~2 月)には陸風(北西の季節風)、暖候期(6 月~8 月)には海側風向(海風)の発生頻度が高い傾向が認められる(図 3.3.1-5)。
- ✓風向の日変化は、暖候期には深夜から早朝(2 時から 9 時)以外は海風、寒候期には終日、陸風の発生頻度が高い(図 3.3.1-6)。
- ✓期間中の卓越風向は海風である南南西(SSW)からの風が卓越している(風軸は SSW—NNE) (図 3.3.1-7)。

- ✓ 一般に海風よりも陸風(2月,11月,12月)の方が乱れ強度は大きい(図 3.3.1-8)。
- ✓ 西よりの風では風上側に位置する風車の影響(ウエイク)により平均風速が弱まり、乱れ強度が大きい(図 3.3.1-9)。
- ✓ 風速階級別乱れの強さからも海風よりも陸風の方が乱れ強度は大きいことが認められる。いずれの場合も平均風速が 20m/s を超えると乱れ強度が増加する傾向がみられるが、IEC カテゴリ C を超える乱れの強さは全て陸風の時に発生しており、海風の場合には平均風速 25m/s 以上のデータで IEC カテゴリ C を超えることはなかった(図 3.3.1-10; 図 3.3.1-11)。

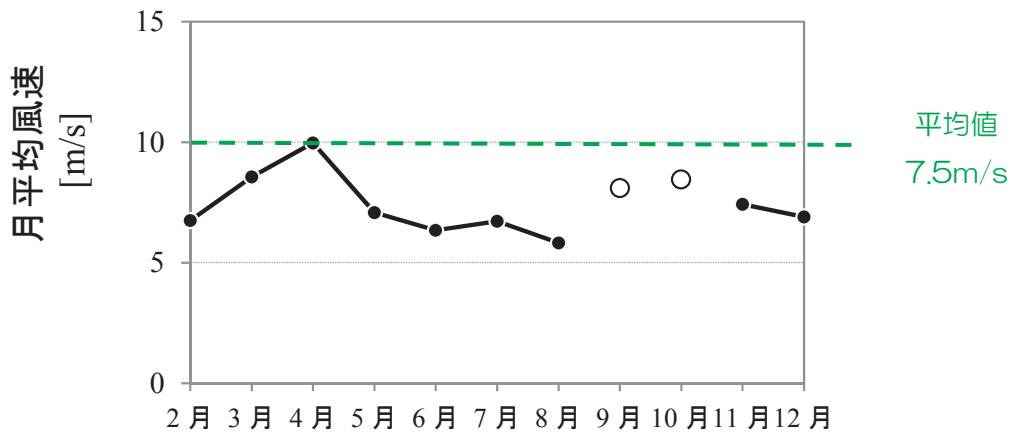


図 3.3.1-4 月別平均風速の時系列図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)
(東京電力・東京大学資料)

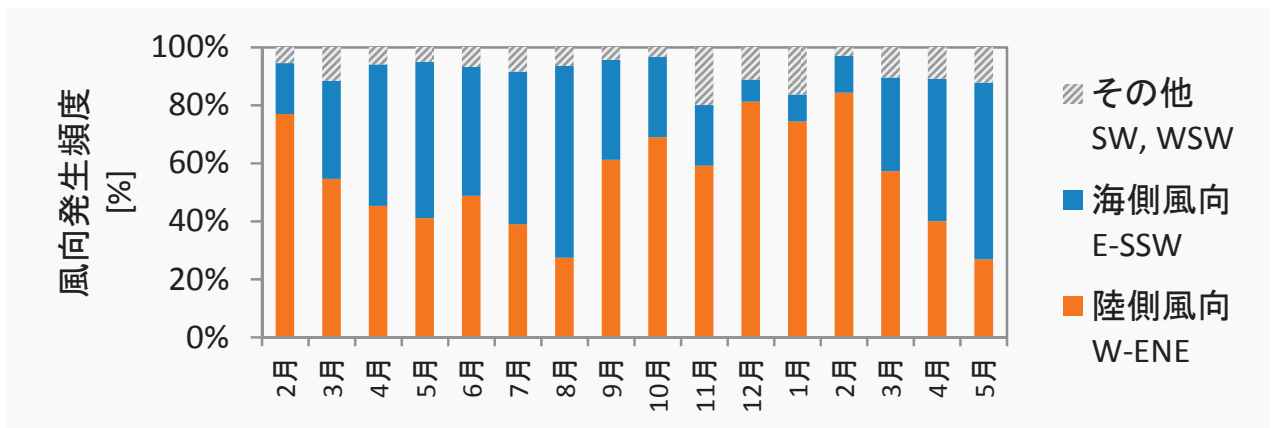
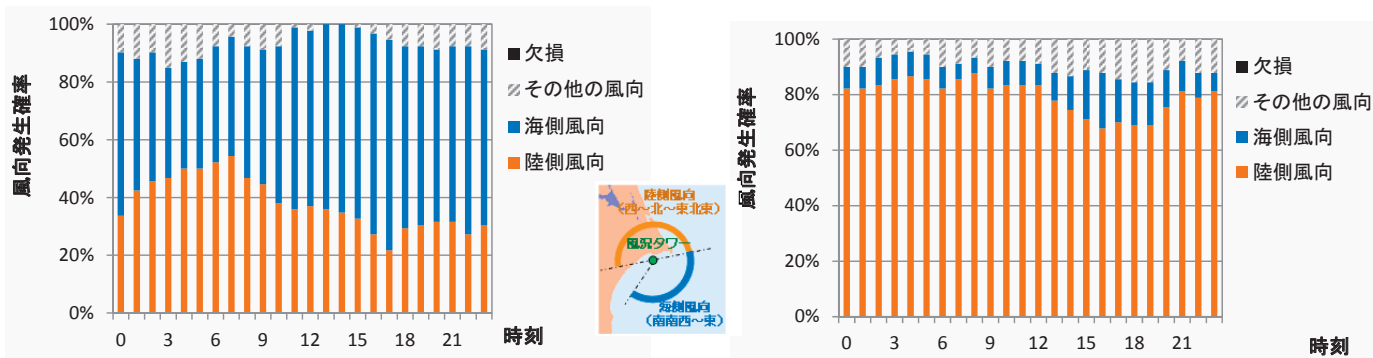


図 3.3.1-5 月別風向発生頻度の時系列図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)
(東京電力・東京大学資料)



暖候期：6月～8月

寒候期：12月～2月

図 3.3.1-6 時別風向発生頻度の日変化図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)

(東京電力・東京大学資料)

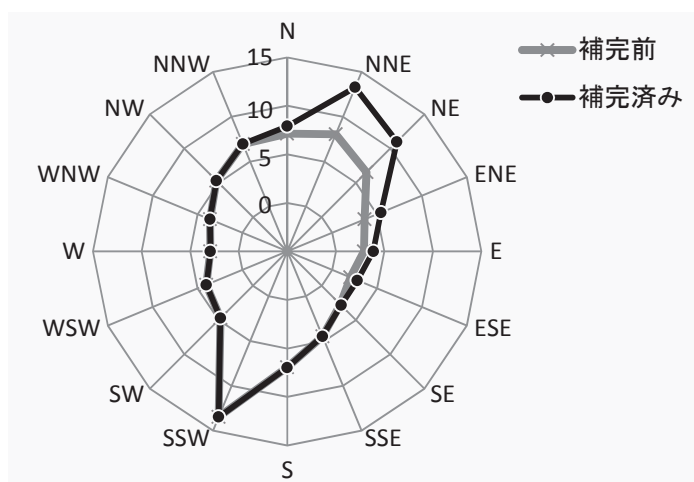


図 3.3.1-7 風配図(ウインドローズ)(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)

(東京電力・東京大学資料)

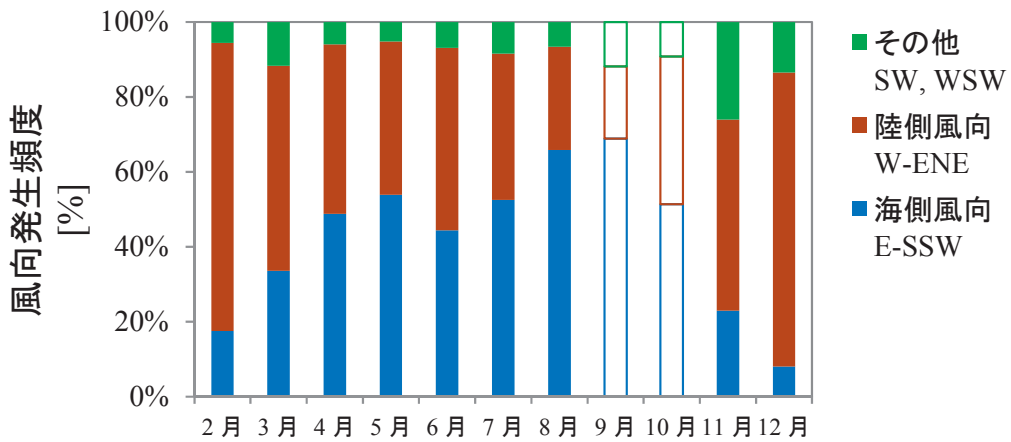
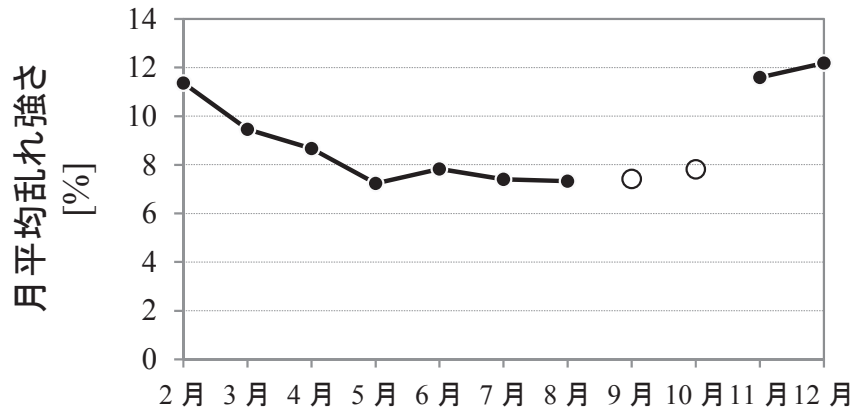


図 3.3.1-8 月別平均乱れ強度の時系列図と月別風向発生頻度 (海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月) (東京電力・東京大学資料)

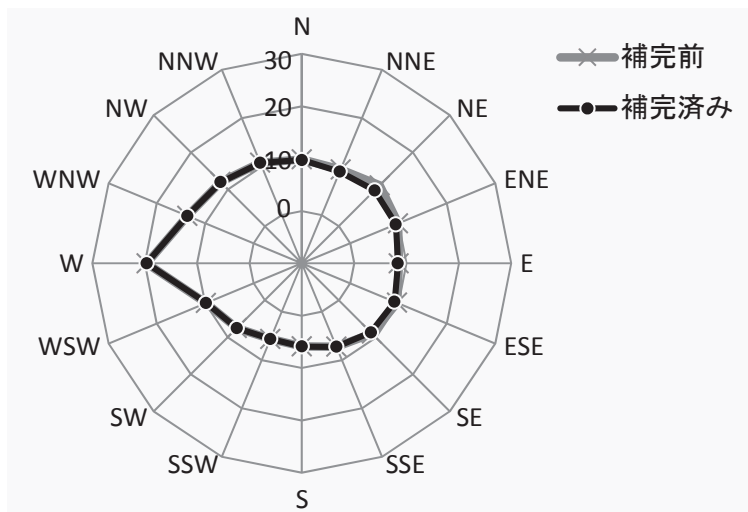


図 3.3.1-9 風向別乱れ強度 (海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月) (東京電力・東京大学資料)

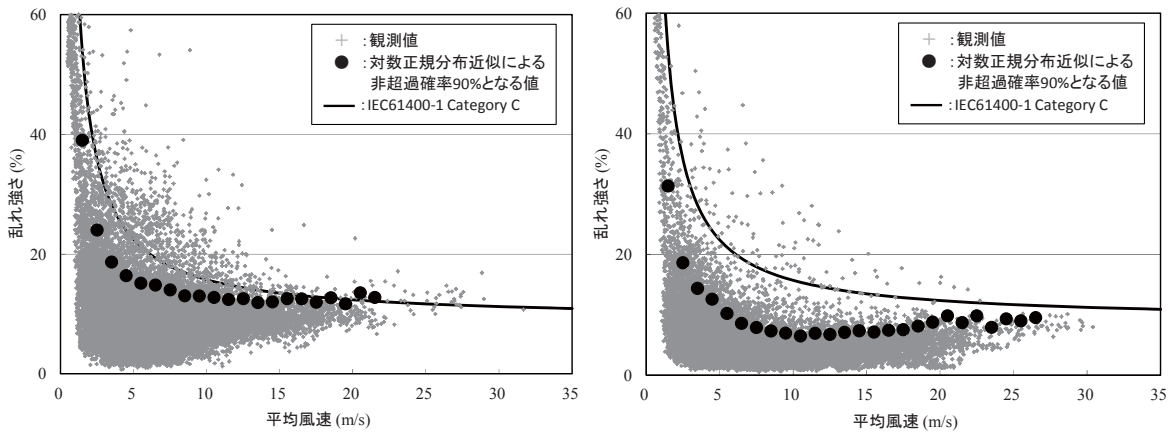


図 3.3.1-10 風向別風速階級別乱れ強度 (左図:陸風, 右図:海風)
 (海面上 90m : 2013 年 2 月~12 月) (東京電力・東京大学資料)

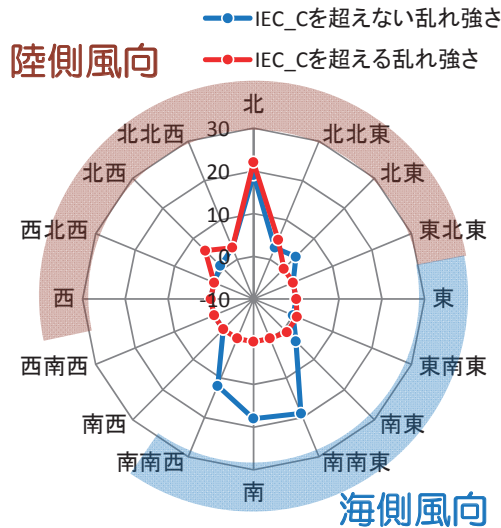


図 3.3.1-11 風向別乱れ強度発生頻度 (海面上 90m : 2013 年 2 月~12 月)
 (東京電力・東京大学資料)

②北九州市沖

北九州市沖における洋上風況観測タワーは、表 2.4.2-4 に示した通り、水深 14m、離岸距離 1.4km の地点に 2012 年 6 月に設置された(観測開始は 2012 年 10 月)。観測タワーは、海面からの高さ 85m、方形断面鋼管トラス構造、支持構造物は重力・ジャケットハイブリッド式である(図 3.3.1-12)。表 3.3.1-5 には観測計画を示しているが、気象関係の観測機器は 15m から 81.6m までの 8 層に設置され、三杯型風速計と矢羽根式風向計はタワーによるウエイクの影響を考慮して同じ観測高度に複数個の観測機器が取り付けられている(図 3.3.1-12;表 3.3.1-6)。

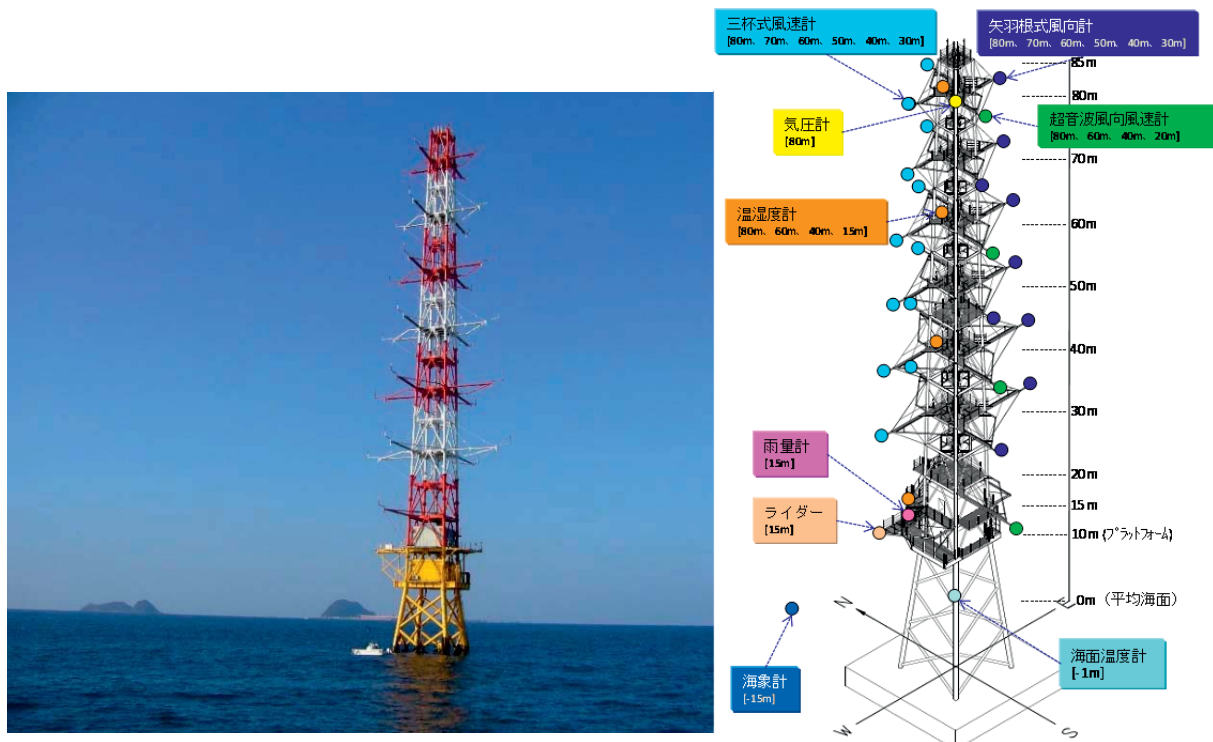


図 3.3.1-12 北九州市沖の洋上風況観測施設(左図)と観測機器の設置状況(右図)
(電源開発資料)

表 3.3.1-5 気象関係の観測計画(電源開発資料より作成)

計測項目	計測機器	計測目的
風向・風速	三杯型風速計 矢羽根式風向計	基本風況特性の把握 (平均風速, 最大風速, 乱れ強さ, 風向出現率等)
	超音波式風向風速計	
	ドップラーライダー	風車性能評価の可能性検討 代替観測手法としての適用性評価
気圧・温湿度・水温	気圧計 湿度計 温度計 水温計	大気安定度の評価

表 3.3.1-6 観測高度別観測機器の設置状況

海面からの 観測高度(m)	三杯型 風速計		矢羽根式 風向計		超音波式 風向風速計		ドップラー ライダー	気圧計	温度計	湿度計	雨量計	水温計
-1												○
15							○		○	○	○	
20					○	1						
31.6	○	2	○	2								
41.6	○	2	○	1	○	1			○	○		
51.6	○	2	○	2								
61.6	○	2	○	1	○	1			○	○		
71.6	○	2	○	2								
81.6	○	2	○	1	○	1		○	○	○		

注) 数字はセンサーの設置基数。数字のない計器は1基の設置。

これまで得られた風況データから、当該海域の風況特性は以下のようにまとめられる。なお、風況観測データは海面上 61.6m 高における 2012 年 10 月から 2014 年 6 月までの 21 ヶ月の観測結果である(1 年目の 2012 年 10 月～2013 年 9 月では高度 81.6m

2 年目の 2013 年 10 月～2014 年 6 月では高度 71.6m でデータ取得率が低い結果となった)。

✓海面上 61.6m における年平均風速は 6.7m/s(2012 年 10 月～2013 年 9 月)で、2 年目は 10-12 月で 1 年目よりも風速が大きい傾向(10 月には例年以上に台風の接近が多かった)にある(図 3.3.1-13)。

✓月平均風速の最大月は、1 年目では季節風の強まる 2012 年 12 月の 8.5m/s(海面上 61.6m)で、次いで顕著低気圧による 2013 年 4 月の 8.1m/s(海面上 61.6m)であり、2 年目では 2013 年 12 月の 8.7m/s(海面上 61.6m)であった(図 3.3.1-13)。

✓2012 年 10 月から 2013 年 9 月までの 1 年間で、海面上 61.6m における最大風速は 24.5m/s(瞬間最大風速:28.2m/s)で、これは 2012 年 12 月 5 日に日本海を低気圧の通過に伴うものであった。

✓IEC61400-1 の突風率(最大瞬間風速/平均風速=1.4)を上回る突風率は 2012 年 10 月～2013 年 9 月までの 1 年間で 4 回発生しており、その最大は 1.63 であった。

✓卓越風向は、季節により変動し、冬季の北西風(WNW)と春季から初夏の東南東風(ESE)である。また年による違いもみられ、10 月、11 月、2 月、3 月、4 月には前年と比較して大きな相違があった(図 3.3.1-14)。

✓海風のウインドシアと乱れ強度には季節変化の傾向が認められ、冬季には大気安定度が不安定(水温>気温)になるため対流が起きて、ウインドシアが小さく、乱れ強度が大きい傾向を呈する。一方、春季から初夏は大気安定度が安定(水温<気温)するため対流が抑制されて、ウインドシアが大きく、乱れ強度が小さい傾向を示す。なお、陸風のウインドシアと乱れ強度には総じて顕著な季節変化は認められない(図 3.3.1-15;図 3.3.1-16)。

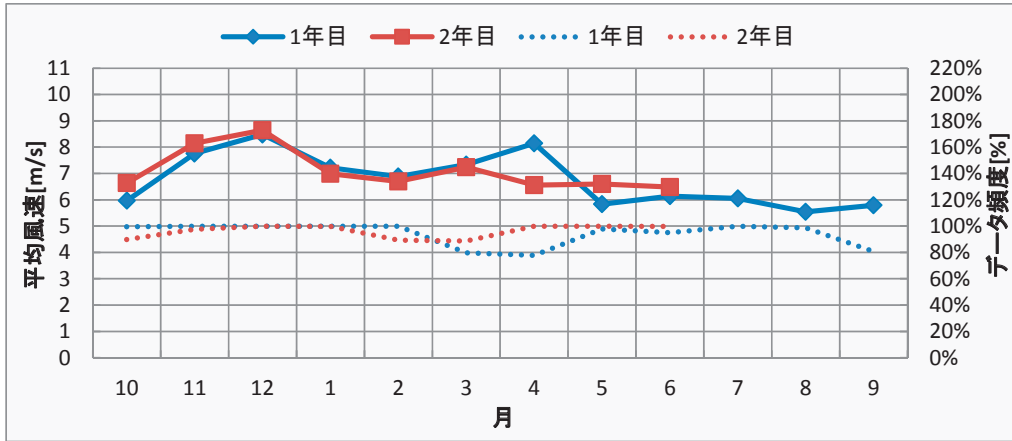
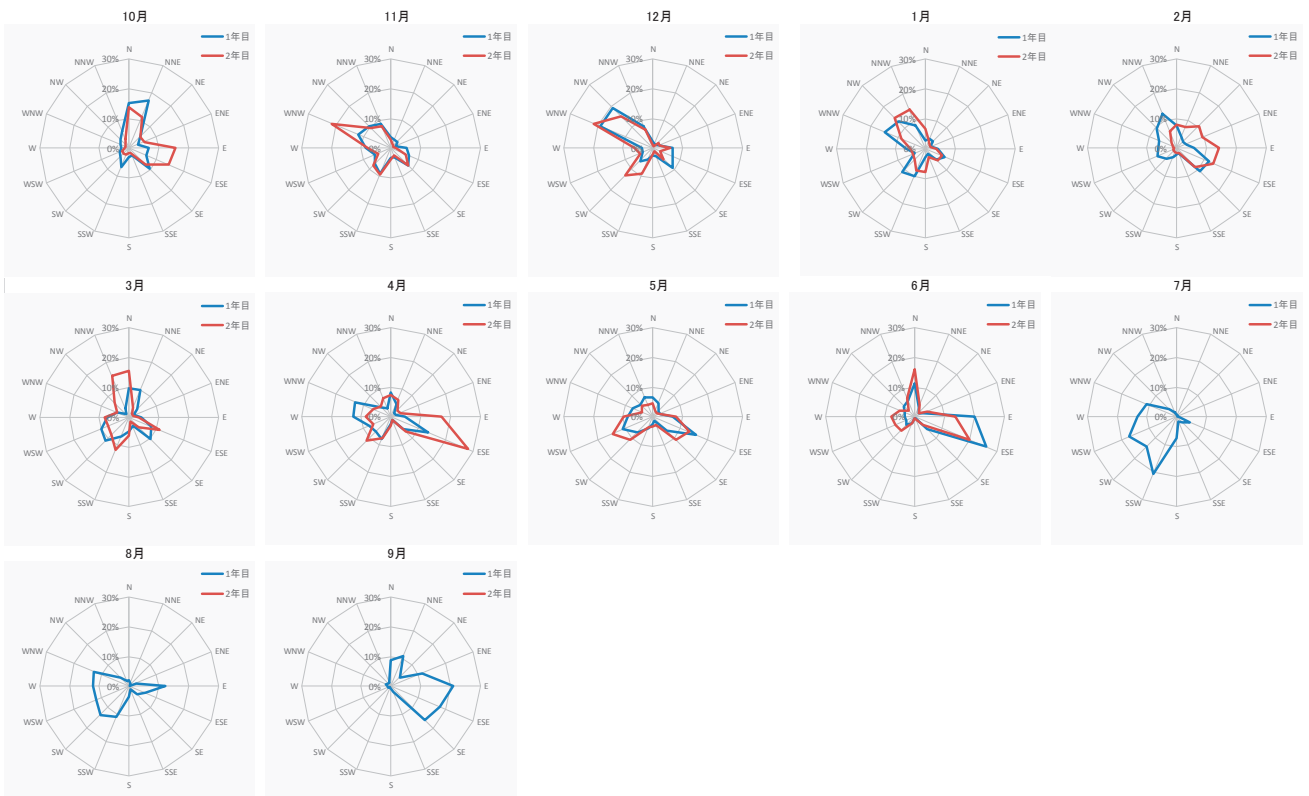
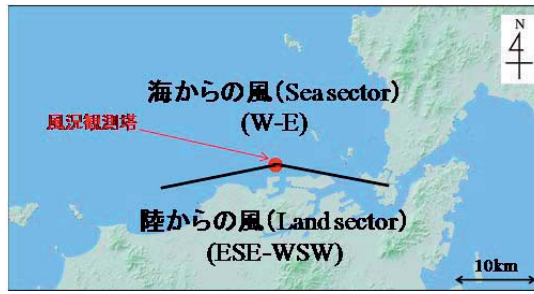


図 3. 3. 1-13 月別平均風速の時系列図(海面上 61. 6m : 2012 年 10 月~2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

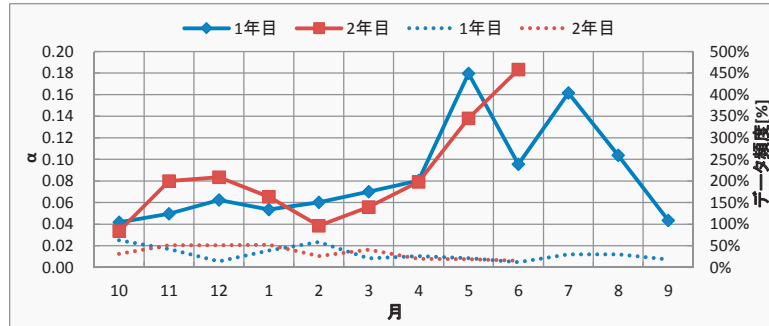


データ取得率	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
1st year	99.4%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	79.6%	77.8%	97.8%	95.0%	99.9%	98.7%	80.6%
2nd year	89.9%	97.6%	99.9%	99.8%	89.5%	88.6%	99.8%	100.0%	99.6%			

図 3. 3. 1-14 月別風配図の年別比較(海面上 61. 6m : 2012 年 10 月~2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)



海からの風



陸からの風

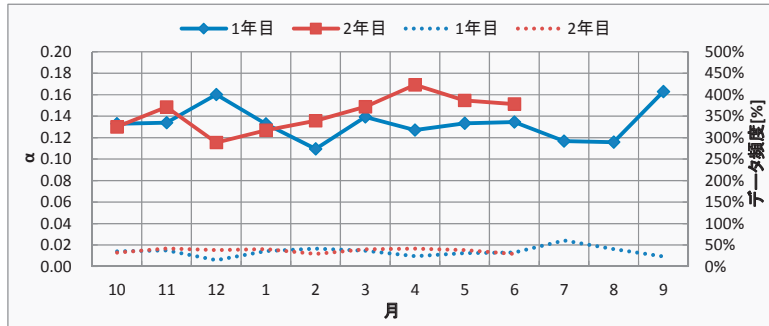
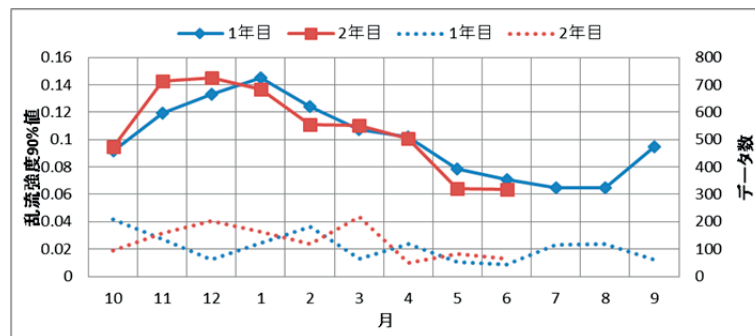


図 3. 3. 1-15 月別ウインドシェアの年変化 (2012 年 10 月～2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

海からの風



陸からの風

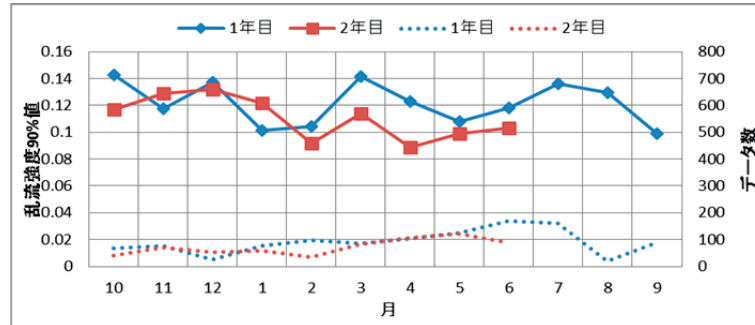


図 3. 3. 1-16 月別乱れ強度の年変化 (2012 年 10 月～2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

③海外の事例

海外の洋上風況観測タワーについて、特に資料が揃っているドイツを中心に紹介する。ドイツでは、洋上風力開発におけるリスクを減らし、計画的な洋上風力発電の開発を加速させるためには、大水深で洋上風力発電施設を建設するために利用できる実測データが不足しているとして、2003年以降、いくつかの洋上に気象・海象施設の設置が始まった。

a. ドイツの洋上風況観測タワー

ドイツには北海に3基、バルチック海に3基の計6基の気象・海象観測施設があり(表3.3.1-7;図3.3.1-17)、この内、FINO1、FINO2及びFINO3は国家研究プロジェクトにより設置されたものである(後の観測施設は民間デベロッパーが設置)。

表 3.3.1-7 ドイツにおける気象・海象観測施設の一覧

海域	洋上風況観測タワー	所有者	設置年月	設置水深(m)	離岸距離(km)	海面上のタワー高度(m)	支持物構造
北海	FINO1	GL Wind(Germanischer Lloyd Wind Energy) (風力発電機の認証機関)	2003.9	28	45	101	ジャケット
	Amrumbank West	Essent Wind/Amrumbank West (風力発電事業者/E.ON Energyの関連会社)	2005.4	23	35	90	モノパイル
	FINO3	FH Kiel GmbH (Kiel大学が株主の民間会社)	2008.10	23	80	120	モノパイル
バルチック海	Sky2000	GEO mbH (メンテナンス会社)	2003	21	13	22	モノパイル
	FINO2	Schiffahrtsinstitut Warnemünde (Wismar大学の研究所)	2007.6	20	40	101	モノパイル
	Arkona-Becken	AWE (Australian Worldwide Explorations Ltd.) (石油・ガスの開発会社)	2007.3	24	35	95	モノパイル

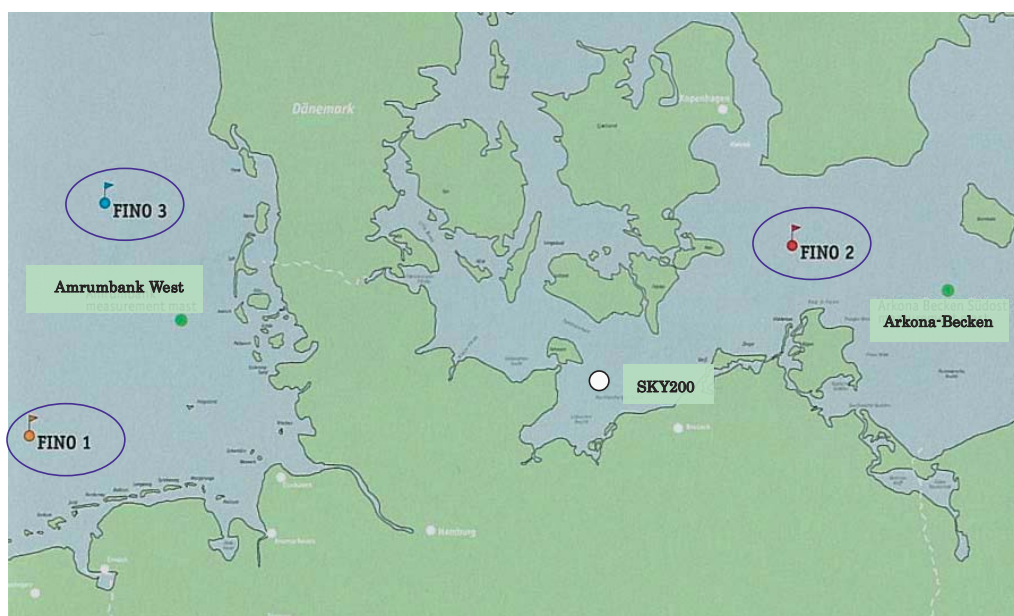


図 3.3.1-17 ドイツにおける気象・海象観測施設の位置図

b. FINO1、FINO2 及び FINO3

FINO1、FINO2 及び FINO3 の洋上風況観測タワーの概要を表 3.3.1-8 に示すとともに、各施設の外観図を図 3.3.1-18 に掲げる。

表 3.3.1-8 FINO1, FINO2 及び FINO3 の概要

項目	FINO1	FINO2	FINO3
海域	北海	バルト海	北海
位置	54° 0.86' N, 06° 35.26' E	55° 0.42' N, 06° 9.25' E	55° 11.7' N, 07° 9.5' E
水深(m)	30	20	23
離岸距離(km)	約45	約39	約80
稼働年月	2003.9	2007.6	2008.10
支持構造物	ジャケット	モノパイル	モノパイル
高度(m)	103	101	105
質量(ton)	650	434	600
タワー形状	方形断面鋼管トラス	方形断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス
付帯施設	ヘリポート, 居住設備, 5tクレーン	小型クレーン	ヘリポート
建設費 (m euro/億円)	8.5/11.1	4.8/6.2	7.9/10.3
研究プログラム	気象学 水理学 生態学 (特に鳥類の渡り (移動))	気象学 生態学 (特に騒音対策) 海上交通	気象学 水理学 生態学 (特に鳥類の渡り (移動) 及び騒音対策)
年平均風速	10m/s (100m高) (2004-2008)	9.7m/s (100m高) (2007.6-2007.12)	10m/s (100m高) (2004-2008)
注) 1€=130円として換算			



左右 : Kellner (2008) 中 : <http://fino2.de/fino2.php>

図 3.3.1-18 FINO1(左), FINO2(中) 及び FINO3(右) の外観図

FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーは、北海のドイツの EEZ 海域(水深:23m,30m)に設置されており、両施設で異なる構造として支持構造物(FINO1:ジャケット式、FINO3:モノパイル式)、観測タワーの形状(FINO1:方形断面、FINO3:三角断面)等をあげることができる(図 3.3.1-19;図 3.3.1-20)。なお、タワーの形状が三角錐であることの特徴として、①同一観測層の風向計・風速計などのセンサが 3 個で良いこと(3 方向の観測ブーム)、②スリムなタワーで軽量化と低コスト化が図られること等である。

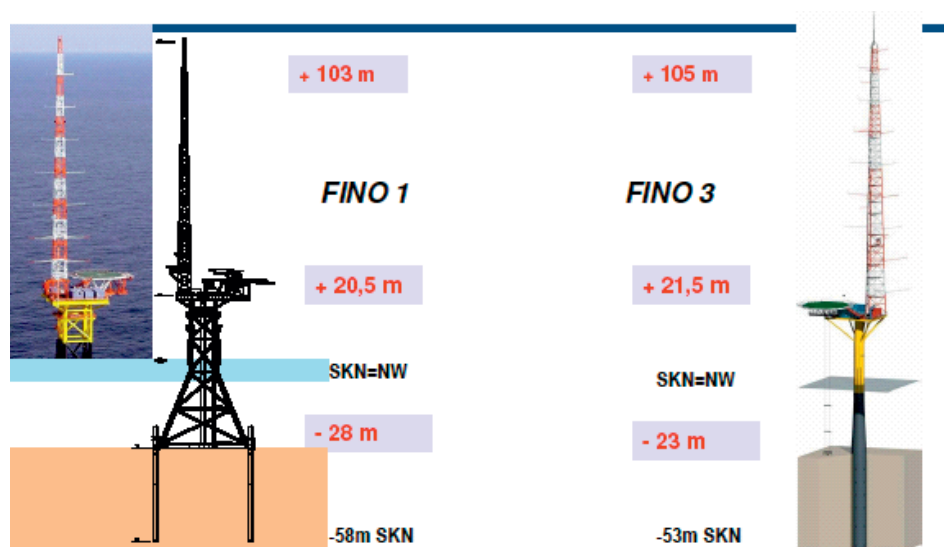


図 3.3.1-19 FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーの比較 (Kellner, 2008)

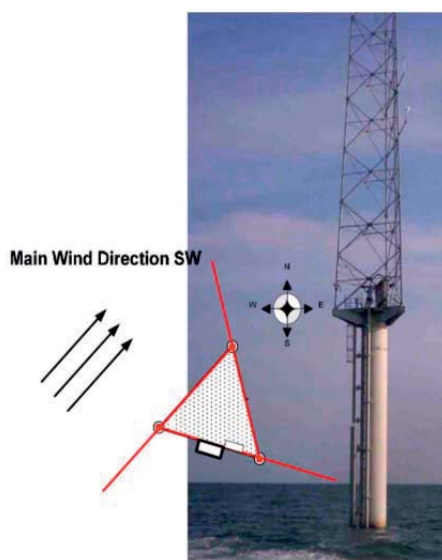


図 3.3.1-20 FINO3 タワーの形状及び観測ブームと卓越風向の関係 (Kellner, 2008)

FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーにおける気象及び支持構造物の状態監視(HMS)に係る観測項目と観測高度(観測水深)を表 3.3.1-9 に示す。なお、FINO2 についてはこれらの詳細情報が不足しているため、表には載せていない。

表 3.3.1-9 FIN01/FIN03 の気象及び支持構造物の状態監視に係る観測項目と観測高度(水深)

サイト	分類	センサ	センサ設置高度(m)/水深(m)								
FIN01	気象	風速計(三杯式)	33	40	50	60	70	80	90	100	
		風向計(矢羽根式)	33		50		70		90		
		超音波風向風速計(10Hz)	33	40	50		70			100	
		温度計		40		60		80		100	
		湿度計	33		50					100	
		気圧計	33								
		放射計	33								
	紫外線強度計	33									
	HMS	加速度計(タワー)			50					100	
		加速度計(ジャケット)	-15.5	-4	7						
歪計(ジャケット)		-25	-17	-5							
FIN03	気象	風速計(三杯式)	30	40	50	60	70	80	90	100	106
		風向計(矢羽根式)	28			60		80		100	
		超音波風向風速計(10Hz)	30			60				100	
		温度計	30			55				95	
		湿度計	30			55				95	
		気圧計	23			55				100	
		雨量計?	28			55					
		放射計	28								
	温度差計	28			55						
	HMS	加速度計(タワー)								100	
		加速度計(ジャケット)									
		傾斜計(タワー)								100	
		歪計(ジャケット)									

*HMS : Health Monitoring Systems

その他の諸外国における洋上風況観測タワーの概要を表 3.3.1-10 に示す。ドイツの FINO 施設の観測高度と比較して、商用洋上ウィンドファームに併設されている 1990 年代後半以降に建設された洋上風況観測タワーでは観測高度も 3~5 層と少ない。

表 3.3.1-10 その他の諸外国における洋上風況観測タワーの概要

国名	デンマーク				スウェーデン	オランダ	
	洋上風力発電施設名	Vindeby	Middelgrunden	Nysted	Horns Rev	Lillgrund	Egmond aanZee
位置	54° 57.98' N 11° 7.65' E	55° 42.1' N 12° 39.45' E	54° 32.45' N 11° 44.76' E	55° 28.77' N 7° 41.39' E	55° 30.01' N 12° 45.6' E	52° 16.43' N 4° 17.77' E	
水深(m)	2~5	4	8	5	3	16~22	
離岸距離(km)	1.3	2.1	12	18.6	12	10	
観測開始年月	1993.5	1997.1~2000.12 (2001.1船舶が衝突して破壊、撤去)	1999.5	1999.6	2003.8	2004	
支持構造物	モノパイル	?	?	モノパイル	モノパイル	モノパイル	
高度(m)	48	51	51	62	65	116	
タワー形状	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	方形断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	
センサ設置高度(m)	風速計(三杯式)	48/43/38/29/20/15/7	50/30/10	50/30/10 (30は2基)	62/58/45/30/15	65/62.5/40/25 (40/25は2基)	116/70/21 (各3基)
	風向計(矢羽根式)	43/20	30	47/28	60/58/43/28	61/23.5	116/70/21 (各3基)
	超音波風向風速計	45/18/6	—	—	40	—	116/70/21
	温度計	10	49/10	50/10	—	8	116/70/21
	温度差計	24-10	49-10	50-10	—	61-8	—
	湿度計	—	—	—	—	—	116/70/21
	気圧計	—	—	—	—	5	20
	雨量計	—	—	—	—	—	70(2基)
風車	風車メーカー	Bonus B35/450	Bonus B76/2000	Bonus B82/2300 Siemens SWT-2.3-82	Vestas V80-2.0	Siemens SWT-2.3-93	Vestas V90-3.0
	定格出力(kW)	450	2000	2300	2000	2300	3000
	ロータ直径(m)	35	76	82	80	93	90
	ブレード最先端高(m)	52.5	102	110	110	114.5	115
	ハブ高(m)	35	64	69	70	68	70
	ブレード最下端高(m)	17.5	26	28	30	21.5	25

5) 浮体式洋上風況観測システム

洋上風力開発として対象とした洋上風況観測タワーの建設は、水深が深い海域では建設コストも非常に高額で、設備の建設は非現実的であると言える。そのため国内外で比較的安価で観測可能な浮体式洋上風況観測システムの技術開発が進んでおり、今後、観測精度の高いシステムの構築が期待される。

以下、浮体式洋上風況観測システムの課題として、以下の3つをあげることができる。

- ◎ドップラーライダの精度・信頼性
- ◎動揺補正機能を有するドップラーライダの開発
- ◎低動揺性・耐環境性の浮体構造の開発

最初に掲げた「ドップラーライダの精度・信頼性」は、EUのNORSEWInDプロジェクトで提案された許容誤差に対して、三杯型風速計(IEC/JISの標準風速計)を基準としたライダによる測定精度の評価が行われている。また、NEDOの「次世代風力発電技術研究開発(基礎・応用技術研究開発)」において、平坦地形と複雑地形のライダ計測値の比較が行われ、平坦地形条件下ではライダによる計測の有効性、複雑地形条件下では測定誤差の大きいこと等が示されるとともに、複雑地形下における測定値の補正方法について言及されている。

洋上においては新たに動揺補正を施して測定誤差を低減させる必要があり、これは今後の研究課題である。一方、海外でも動揺補正機能を有するシステムは確立されていないが、以下に示すように、一部の業者による浮体式洋上風況観測システムが販売されている。

①SeaZephIR

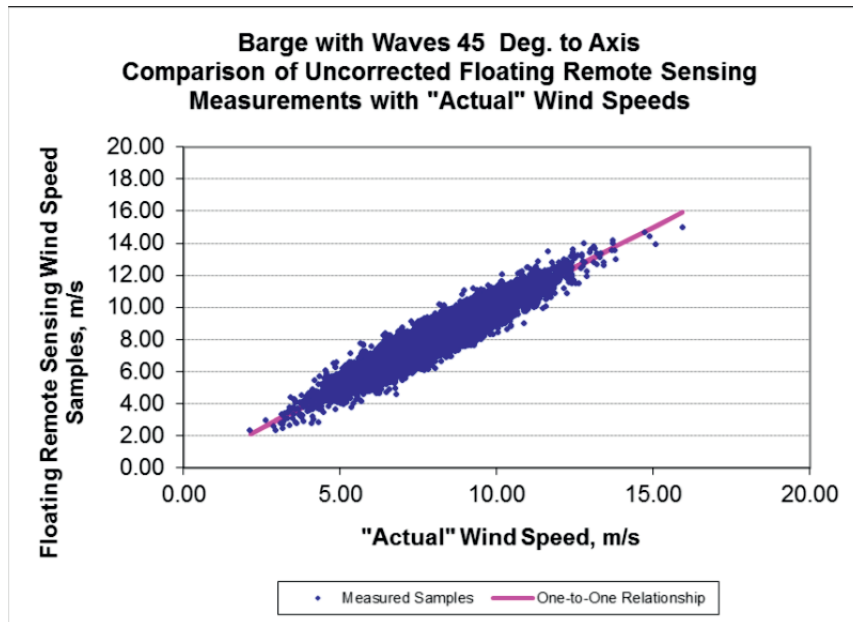
- a.開発者：DNV/ ZephIR
- b.風況観測機器：ZephIR
- c.浮体方式：スパー型、ディスク型、バージ型、TLP型(最近、開発された方式)
- d.平均測定誤差(波高5mのケース)
スパー型:-1.0%、ディスク型:-2.0%、バージ型:-0.2%

【特長】

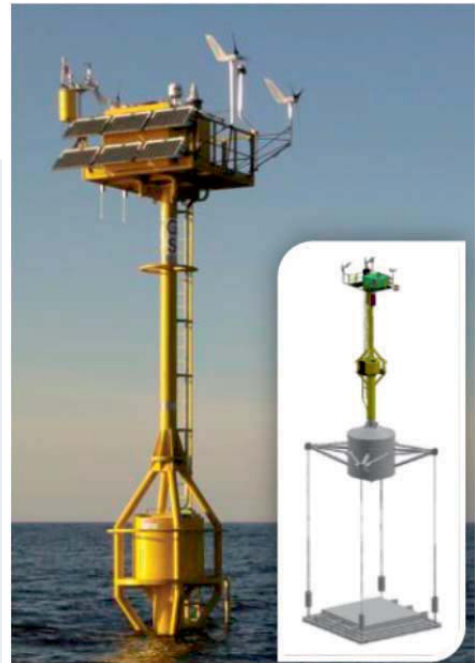
- ・長期設置型

【開発状況】

2009年6月より実証試験開始。最初の商用機がニュージャージー州のDeep Water Wind計画に採用され、2011年4月に設置したが、数日で転倒。現在、TLP型の浮体構造物が開発されている。



スパー型(Rogers *et al.*,2011)



TLP 型(Pears,2014)

②FLIDAR(floating LIDAR)

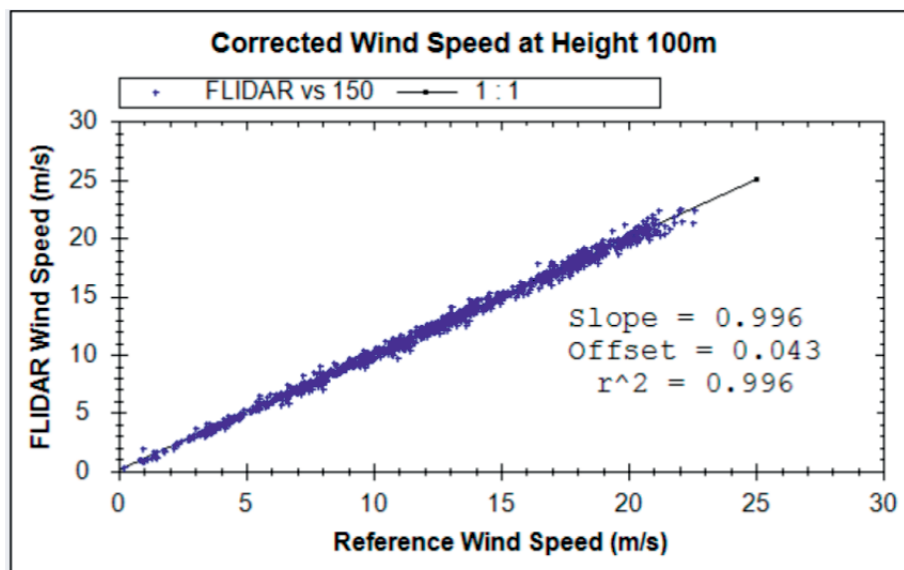
- a. 開発者： 3E/OWA
- b. 風況観測機器： WINDCUBE(測定高 40-200m)
- c. 浮体方式： ブイ型

【特長】

- ・ 1 日で移設可能

【開発状況】

ベルギー海域で実証試験が行われている。



ブイ型(Coppye *et al.*,2011)

③WindSentinel

- 開発者：Grand Valley State University(MAREC:Michigan Alternative and Renewable Energy Center) and University of Michigan(Phoenix Energy Institute)
- 風況観測機器：Vindicator(測定高 30-150m まで 6 層,特別仕様の場合は 250m まで可能)
- 浮体方式：船型
- 係留方式：WindSentinel 法(NOMAD ブイ・プラットフォーム;アンカー質量 5t)
- コスト：1.5million\$(1.5 億円; 100 円/\$)
- その他：50t の船舶を使用して曳航可能

【特長】

- ・簡易、低コスト

【開発状況】

2009年にカナダで実証試験を実施。本方式に搭載されたライダによる計測値は、陸上のライダの計測値と比較して2%以下の精度が確認されている(データ取得率:85%)。最大風速22m/s以上、波高8mで、破損しなかった。



船型(Boezaart *et al.*,2011)

【豆知識 3.3.1-1】

●NEDOによる浮体式風況観測システムの研究

①洋上風況観測技術開発

ドップラーライダを搭載した浮体構造物や防波堤上の風況観測タワー等を活用して高精度・低コストで簡易に風況を観測できるシステムを開発する。

・2013年度より実施：大林組,大森建設

②新エネルギーベンチャー技術革新事業

中小企業等(ベンチャーを含む)が保有している風力発電等の潜在的技術シーズを基にした技術開発を実施する。

・着床式洋上風力発電事業のための高所風況観測用低動揺ブイ式プラットフォームの開発(2013年度より実施：ゼニライトブイ,大阪府立大学)

*METI/MOEでは、浮体式洋上風力発電実証事業において浮体式の構造物に風況センサを搭載し、洋上風況観測を行っている。

(2) 海上風の予測方法

海上風の平均風速と極値風速を取り上げ、その予測手法を紹介する。

1) 平均風速の予測

平均風速の予測方法として、「風況観測データに基づく方法」と「気象シミュレーションに基づく方法」の2つの方法を紹介する。参考までに、風況予測手法の分類を表3.3.1-11に掲げる。

表 3.3.1-11 風況予測手法の分類 (NEDO ら, 2007 を一部改変)

分類	細分類	入力データ	シミュレーションモデル
非線形	気象モデル (メソスケール)	GPVデータ	LWEPs (1-3次)
			ANEMOS
			MM5, RAMS等
	工学モデル (マイクロスケール)	風況観測データ、シミュレーション結果	LOCALS
			MASCOT
			RIAM-COMPACT
線形		風況観測データ	LWEPs (4-5次)
			LES
			WAsP, AVENU等

注) GPV:Grid Point Valueの略号で、客観解析値または数値予報値が用いられ、データは気象庁から配信されている。

①風況観測データに基づく方法

風況観測データを基に候補海域の海上風を予測するため、風況予測モデルが用いられる。そのモデルとしては、流れの運動方程式中の非線形項を線形化して解く方法(線形モデル: WAsP, AVENU 等)や非線形項をそのまま解く方法(非線形モデル: LAWEPs, MASCOT, LOCALS, RIAM-COMPACT 等)がある。

本モデルの入力データは、陸上で測定された風況データ(最低1年間のデータ)を用いて候補海域における海上風を予測するケースが多いと思われるが、風況データは最寄りの気象官署のデータと比較・検討して平年補正をする等、代表性の検討を踏まえた入力データを用いる。また、予測結果は、近傍の気象官署等のデータを用いて比較・検証する。

風況の予測精度が以下に示す平均風速の比、変動風速の比、相関係数の比等の統計量の範囲を満たせば、予測値は妥当と判断する(NEDO, 2003)。

$$\text{平均風速の比} \quad 0.85 < U_y / U_x < 1.15$$

$$\text{変動係数の比} \quad 0.85 < (\sigma_y / U_y) / (\sigma_x / U_x) < 1.15$$

$$\text{相関係数の比} \quad \rho = \sum u_{xi} u_{yi} / \sigma_x \cdot \sigma_y > 0.8$$

ここに、 U_x と U_y は当該地点の風況観測及びシミュレーションによる評価期間内の平均風速(m/s)、 σ_x と σ_y は風況観測及びシミュレーションの観測期間内標準偏差(m/s)、 u_{xi} と u_{yi} は風況観測及びシミュレーションによる10分あるいは1時間平均風速をそれぞれ表す。

②気象シミュレーションに基づく方法

風況観測データを用いる場合には、最低でも1年間のデータが必要であるが、そのデータがないと観測をしなければならない。気象シミュレーションに基づく方法は、風況観測データによらない予測手法で、時間の短縮化につながる。メソスケール気象モデルとマイクロスケール工学モデルを用いて海上風を予測する(図 3.3.1-21)。図示しているように、その方法は、最初に全球モデルの客観解析値を初期・境界条件として、メソスケール気象モデルを用いて1年間の気象シミュレーションを行う。その結果から水平距離 1km 程度の解像度を有する1年分 10分毎の平均風速の時系列データを得る。このデータを基に統計処理を行って、海上風の風速の風向別出現頻度、風速階級別出現頻度を求める。次いで、マイクロスケール工学モデルにより水平解像度 1km 以下の微細地形等の影響を取り入れて、候補海域における地域海上風を実際の風況に合致した局所海上風に変換・予測する。

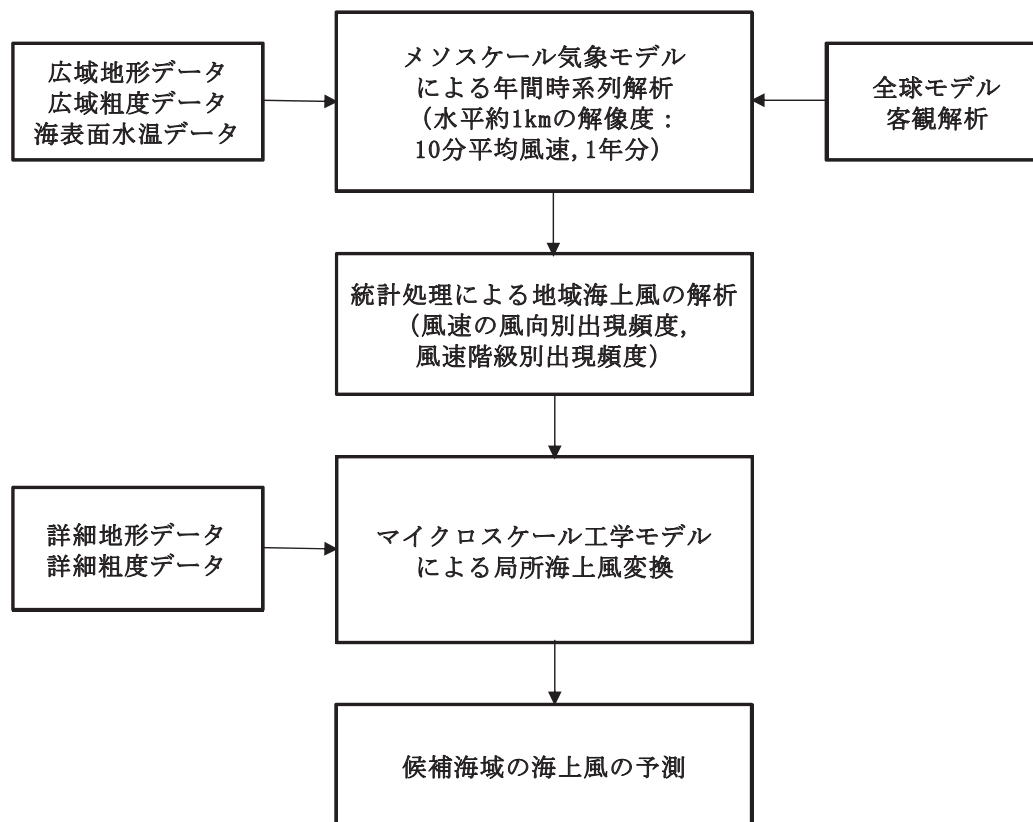


図 3.3.1-21 気象シミュレーションに基づく風況予測の流れ(石原ら, 2005 を一部改変)

予測結果は、近傍の気象官署等のデータと比較・検証することとし、前述の通り NEDO(2003)の判断基準に基づいて風況予測の精度を検証する。

気象シミュレーションによる風況予測の例として石原(2005)の結果を示す。石原は、銚子沖を中心とする房総海域を対象海域として取り上げ、洋上風況を気象モデル RAMS により試算し、水面高 60m における年平均風速を求めている(図 3.3.1-22)。

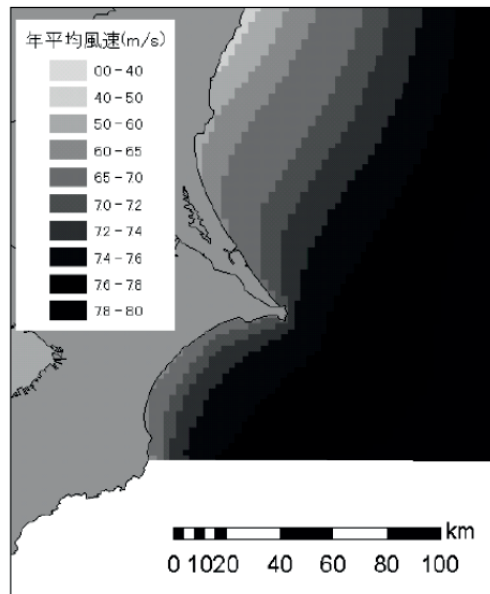


図 3.3.1-22 関東沿岸における年平均風速の分布(石原, 2005)

2) 極値風速の予測

極値荷重の算出基礎となる最大風速の 50 年再現期待値(極値風速)の予測方法は、Gumbel(ガンベル)と台風シミュレーション(モンテカルロシミュレーション)による 2 つの方法がある。石原ら(2011)は、日本のように温帯低気圧と熱帯手気圧による強風が存在する場合にはそれぞれの成因別の確率分布を評価し、確率分布を合成することで、精度良く極値風を予測できるとした。ここではその手法の概要を紹介する。

①Gumbel による方法

温帯低気圧(非台風時)による最大風速の非超過確率がガンベル分布に従うとし、積率法により最大風速を基準化変数に対応させて、年最大風速の確率分布を求める手法である。

図 3.3.1-23 に長年の観測データのある気象官署における非台風時の年最大風速から候補海域における非台風時の 50 年再現風速を求めるフローを掲げる。

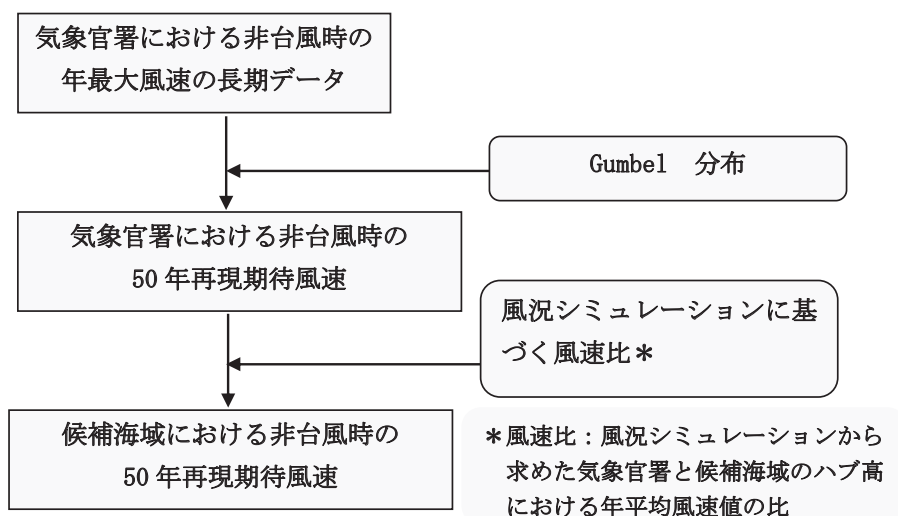


図 3.3.1-23 Gumbel による候補海域における 50 年再現風速(非台風時)の算出フロー

Gumbel 分布では非超過確率 F 、極値変量 z および再現期間 T は以下の関係にある。

$$F(z) = \exp(-\exp^{-z})$$

$$z = -\ln(-\ln(1 - 1/T))$$

図 3.3.1-24 に非台風時における年最大風速の確率分布を示す。本手法は、非台風時(温帯低気圧等による最大風速の出現時)のケースでは良好な評価がされると言われている。

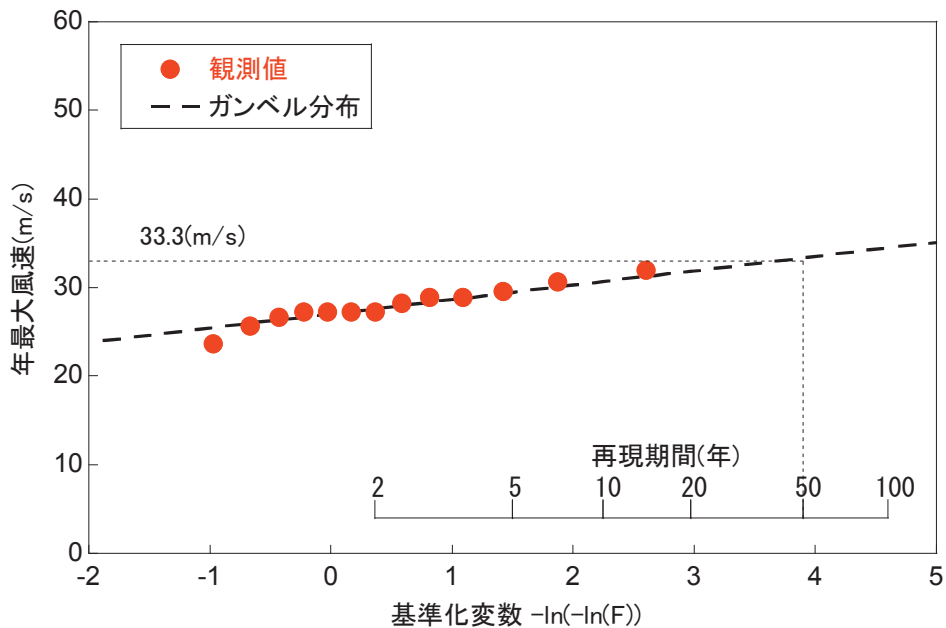


図 3.3.1-24 非台風時における年最大風速の確率分布の例(石原ら, 2011)

②台風シミュレーションによる方法

熱帯低気圧(台風時)による年最大風速の算定フローを図 3.3.1-25 に示す。解析手順は以下の通りである。

- 1 候補海域に対して過去の台風データ(候補海域を中心に半径 500km を通過した台風)から気圧場を表す変数(中心気圧低下量、最大地衡風速半径、進行速度、進行方向、最接近距離)及び年発生頻度の確率分布をモデル化する。
- 2 作成した確率分布に従って、モンテカルロシミュレーション手法により 100 年分の台風(985hPa 以下)を 100 回、通算 10,000 年分の台風を発生させ上空風を求め、べき法則より平坦地形の地上風速を求める。
- 3 これを基に局所風況予測モデルを用いて実地形風速、平坦地形風速を求め、これらの風速比から割増係数を算出する。地形による平均風速の割増係数 E_{TV} は、台風シミュレーションの結果に基づき次の式により求める。

$$E_{tv}(\theta_d) = \max\left(\frac{U(x, y, H_h)}{U^P(x, y, H_h)}, 1.0\right)$$

ここに、 $U(x, y, H_h)$ は実地形上の風車建設地点のハブ高さ H_h での年最大風速であり、 $U^P(x, y, H_h)$ は地表面粗度区分 P の平坦地形上のハブ高さにおける年最大風速である。また、照査対象風向 θ_d は $U(x, y, H_h)$ に対応する風向である。

4 候補海域における年最大風速を昇順に並べて確率分布を求める。

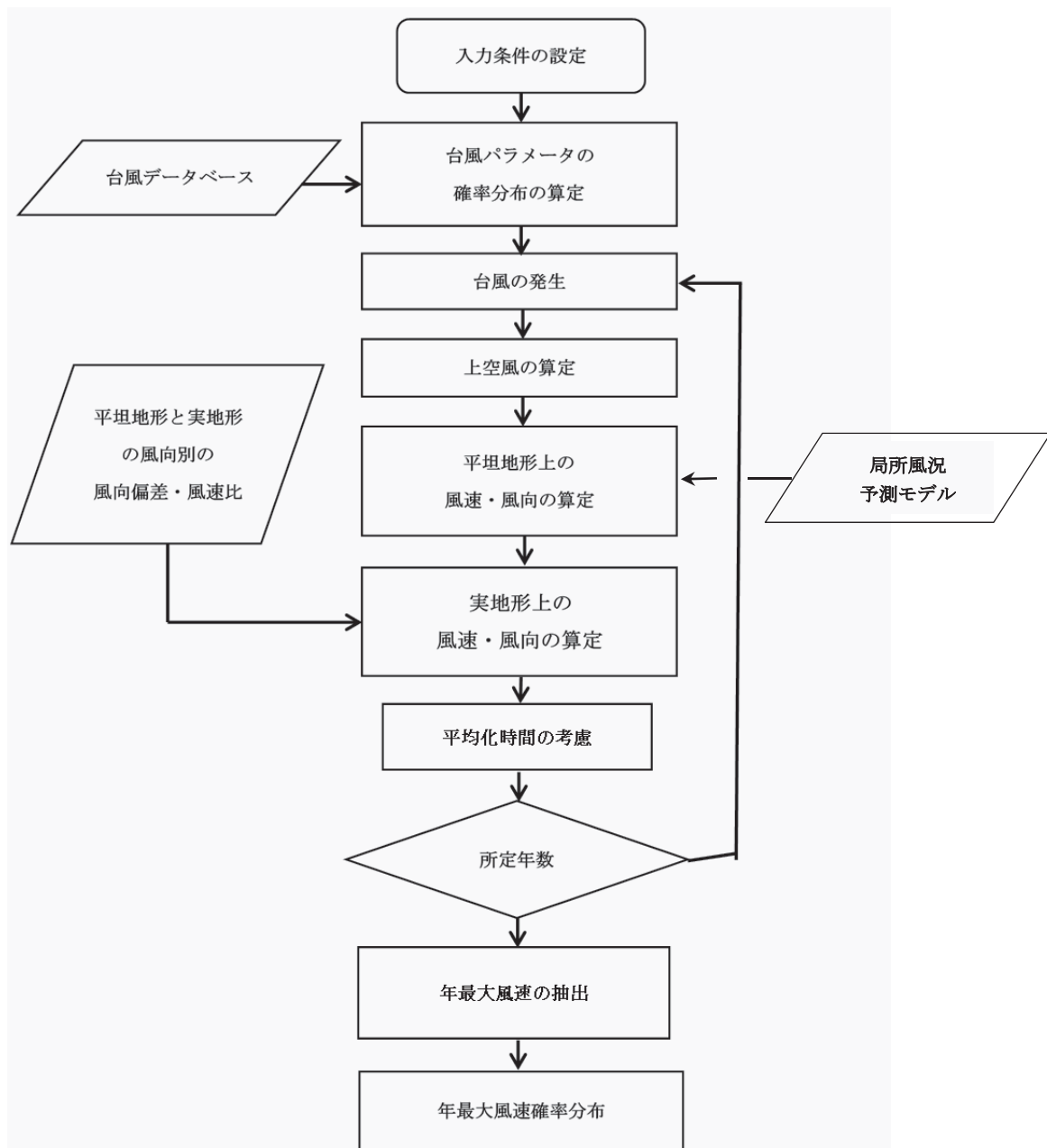


図 3. 3. 1-25 熱帯低気圧(台風時)による年最大風速の算定フロー

図 3.3.1-26 に台風時における年最大風速の確率分布を示す。本手法は、台風時のケースでは良好な評価がされると言われている。

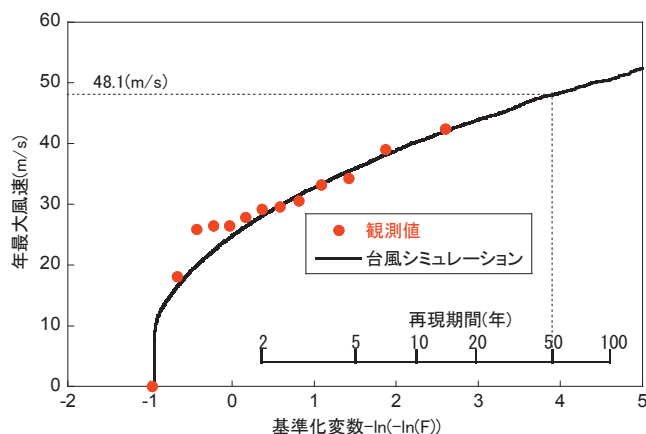


図 3.3.1-26 台風時における年最大風速の確率分布の例(石原ら, 2011)

③混合気候における方法

混合気候における方法とは、温帯低気圧と熱帯低気圧による強風が存在する地域では、これまでに概要を紹介した成因別(Gumbel による方法と台風シミュレーションによる方法)の確率分布を合成して予測する方法である。

温帯低気圧に起因する年最大風速 U_E と熱帯低気圧に起因する年最大風速 U_F が独立して起こる事象であると仮定すると、温帯低気圧による年最大風速の非超過確率 $F_E(u_E)$ と熱帯低気圧による年最大風速の非超過確率 $F_T(u_T)$ を合成した混合気候における合成確率分布 F_C は次式で表される。

$$F_C = F_E(u_E) \times F_T(u_T)$$

図 3.3.1-27 は合成確率分布を示す。本図から広い範囲の再現期間において観測値と良く合致していることが認められ、本手法の有効性が評価されている。

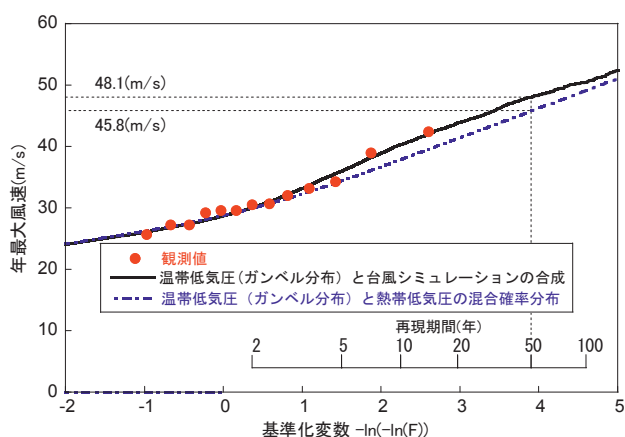


図 3.3.1-27 合成確率分布の例(石原ら, 2011)

3.3.2 波浪・海潮流

波浪及び海潮流に関する現地観測調査の概要を取りまとめる。

(1) 波浪調査

波浪調査は調査対象海域における波浪の実況を測定して、波浪の性質、作用等の実態を把握し、工事や維持管理の工程計画の立案に有益な情報を得ることができる。

沿岸波浪の観測は、通常、周期 1～30 秒程度の波浪を対象としている。測定点を進行する不規則な海面の変動を、海面水位の時間変化あるいは波浪によって生じる水圧変化や水粒子運動として、直接あるいは間接的に測定する。取得したデータを処理して波浪の諸元（波向、波高、周期）やスペクトル等を求めるものである。

波浪調査の手法を分類すると、目視観測、計測機器（水圧式波高計、超音波式波高計、ブイ式波浪計、レーダー波高計等）に分けられる。調査では、自記式（メモリー式）の水圧式波高計、超音波式波高計及びこれらに電磁流速波向計を組み合わせた多機能型海象観測装置等が適用される。

【観測期間】

- ・ 1 年以上（代表的な季節変化を把握できる期間）であるが、維持管理時の波浪情報を得るためには継続して観測することが望ましい。

【サンプリング方法】

- ・ 1 時間あるいは 2 時間ごとに 1 回、長さ 20 分間（通常は正時を挟む±10 分間）、サンプリング間隔 0.5 秒（内湾など周期が短い地点では、長さ 10 分間、サンプリング間隔 0.25 秒）

【測点数と配置】

- ・ 候補海域において代表的な測点で実施する。

【測器の特徴】

- ・ 水圧式波高計

水深約 10m 程度の海底に設置し、圧力センサにより、波浪によって生ずる水中圧力の時間変化を測定する(図 3.3.2-1)。

- ・ 超音波式波高計(海底設置型)

海底 9～50m 深に設置し、表面波形(水位変動)を直接測定する(図 3.3.2-2)。

- ・ 多機能型海象観測装置

水深 12～50m の海底に設置し、表面波形(水位変動)、水圧波、3 成分水粒子を計測し、その結果から波高、周期、波向、流況、潮位を同時に解析するものである(図 3.3.2-3)。



図 3.3.2-1 水圧式波高計 (INFINITY-WH JFE アドバンテック)

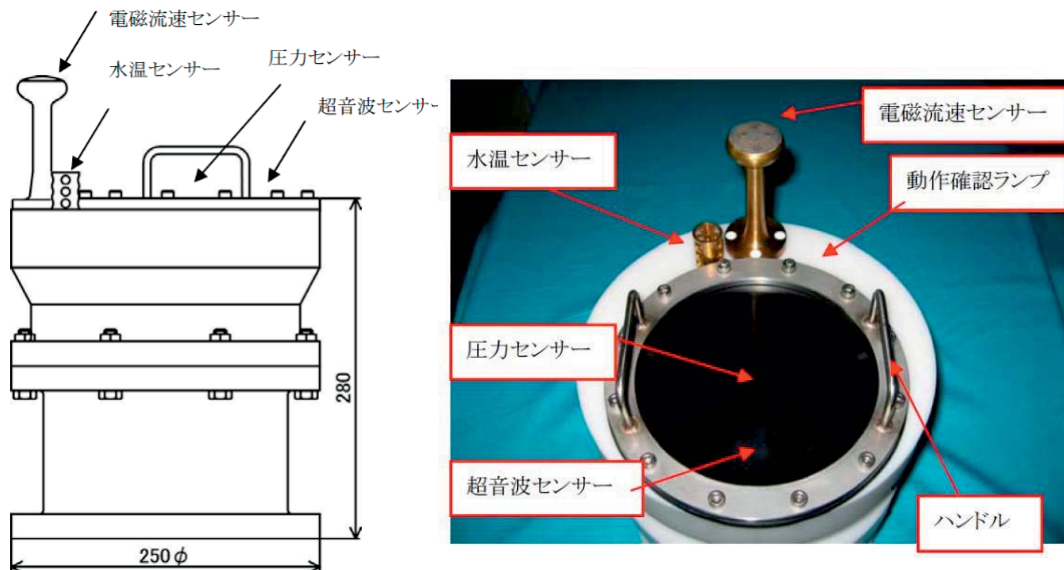


図 3.3.2-2 超音波式波高計 (WAVE HUNTER08 アイオーテック)

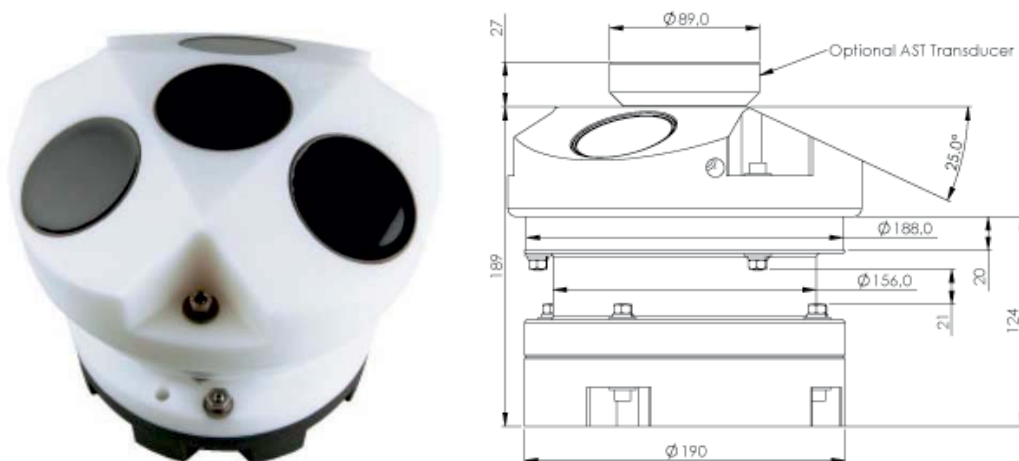


図 3.3.2-3 超音波ドップラー波高波向流速プロファイラ (AWAC JFE アドバンテック)

1) 銚子沖

銚子沖の洋上風力発電実証研究における波浪観測(2010年1月～2014年8月)より得られた月別平均有義波高と月別平均有義波周期を図3.3.2-4と図3.3.2-5にそれぞれ示す。全期間の平均有義波高は1.2mで、月別にみると春季と台風シーズンの波高が大きい傾向にある。また、全期間の平均有義波周期は7.9秒で、年間を通じて7秒以上となっており、特に冬季の平均有義波周期が長い。なお、2010年1月から2014年10月までの観測期間中に測定された最高波高は台風1326号により2013年10月16日13時に発生した9.52mであった。

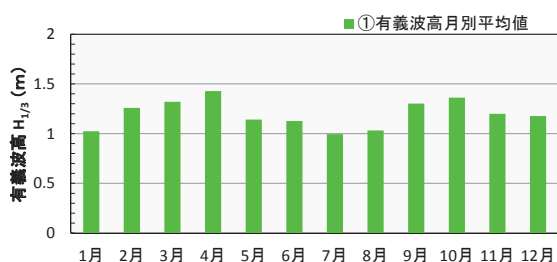


図 3.3.2-4 平均有義波高の月別変化
(東京電力・東京大学資料)

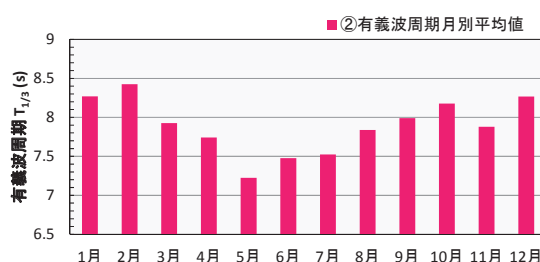


図 3.3.2-5 平均有義波周期の月別変化
(東京電力・東京大学資料)

低有義波高の四季別・階級別平均継続時間を表3.3.2-1に示す。低有義波高の平均継続時間は夏季が最も長いけれども、有義波高が1.0m以下となる継続時間は四季ともに10時間未満である。なお、1.0m以下の状態が10時間以上継続するのは春季で11%、夏季で15%程度となっている。

表 3.3.2-1 低有義波高の四季別・階級別平均継続時間(東京電力資料)

有義波高	春季	夏季	秋季	冬季
$H_{1/3} \leq 0.5\text{m}$	0.9hrs.	0.9hrs.	1.1hrs.	1.3hrs.
$H_{1/3} \leq 1.0\text{m}$	5.0hrs.	9.8hrs.	7.4hrs.	8.3hrs.
$H_{1/3} \leq 1.5\text{m}$	13.8hrs.	20.9hrs.	12.9hrs.	20.1hrs.
$H_{1/3} \leq 2.0\text{m}$	26.7hrs.	40.0hrs.	26.0hrs.	32.1hrs.

2) 北九州市沖

北九州市沖における洋上風力発電実証研究で得られた有義波高の時系列図(図 3.3.2-6)と波浪シミュレーションより求めた計算値及び実測値との BIAS(平均誤差)等の解析結果について図 3.3.2-7 に示す。シミュレーション結果は以下の通りである。

- ・ 年間の BIAS は 0.06m
- ・ 偏りは冬季に大きい傾向(最大 0.16m)
- ・ 年間の相関係数は 0.936
- ・ 高波高の頻度は過大評価の傾向

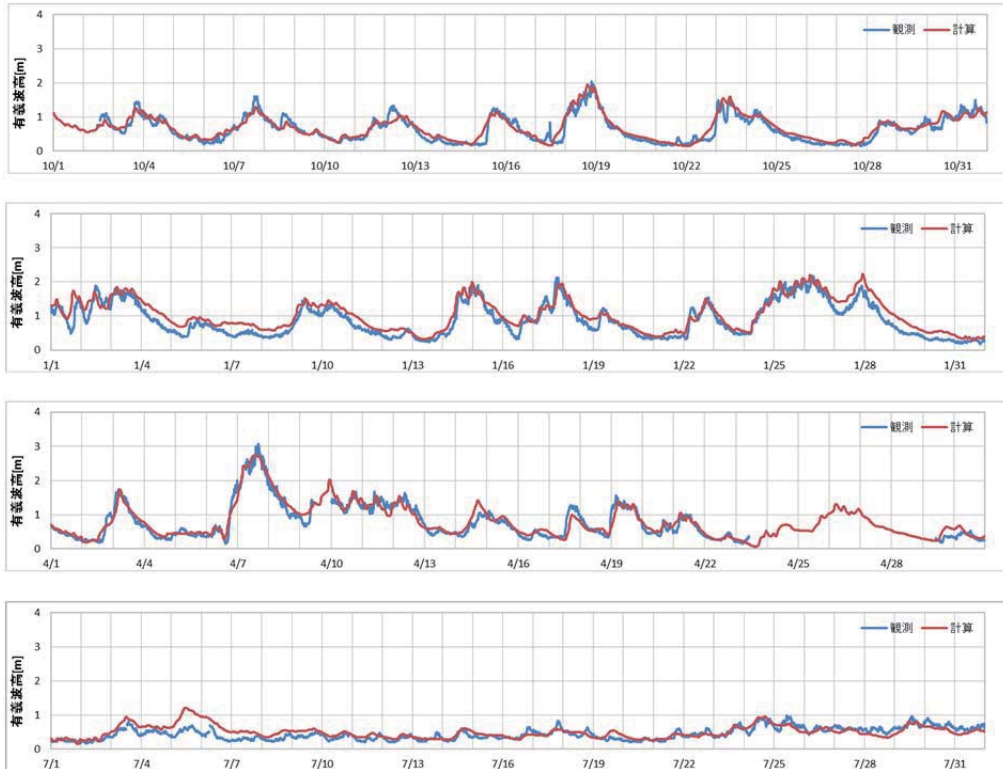


図 3.3.2-6 有義波高の時系列図(2012年10月～2013年9月)(電源開発ら資料)

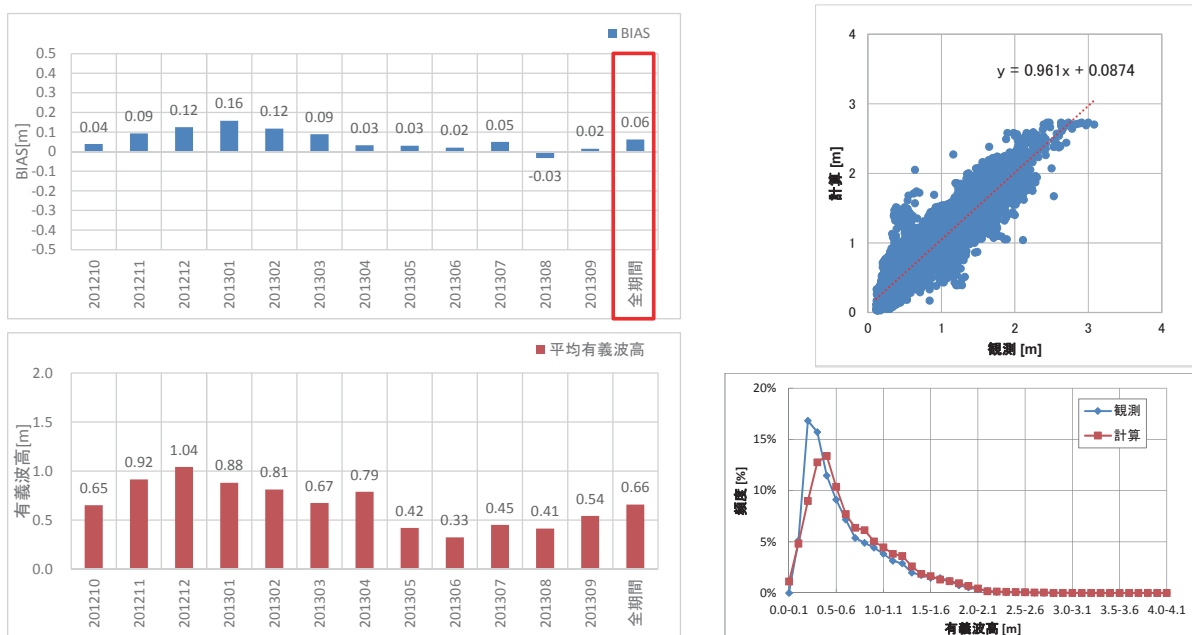


図 3.3.2-7 有義波高の計算結果と実測値との関係(電源開発ら資料)

同様に、北九州市沖の波浪観測結果から有義波周期の時系列図(図 3.3.2-8)と波浪シミュレーションより求めた計算値及び実測値との BIAS(平均誤差)等の解析結果について図 3.3.2-9 に示す。シミュレーション結果は以下の通りである。

- 年間の BIAS は-0.2 秒
- 年間の相関係数は 0.867
- 高周期の頻度は過小評価の傾向

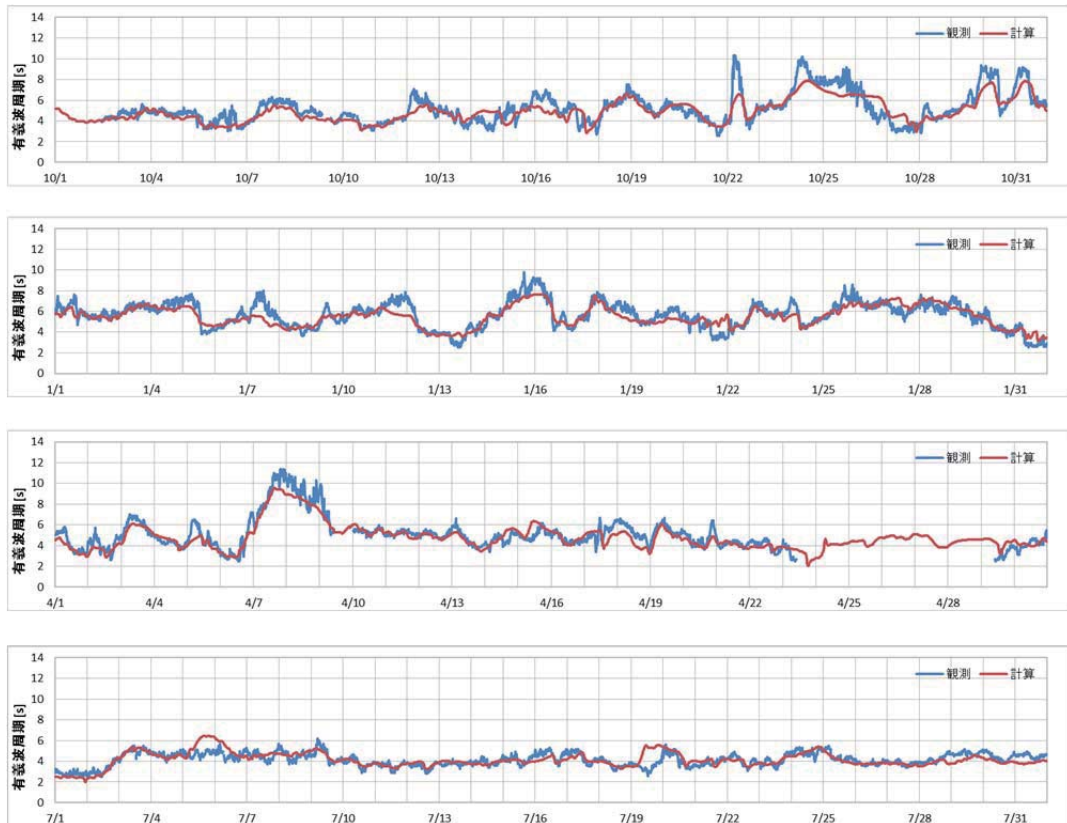


図 3.3.2-8 有義波周期の時系列図(2012年10月~2013年9月)(電源開発ら資料)

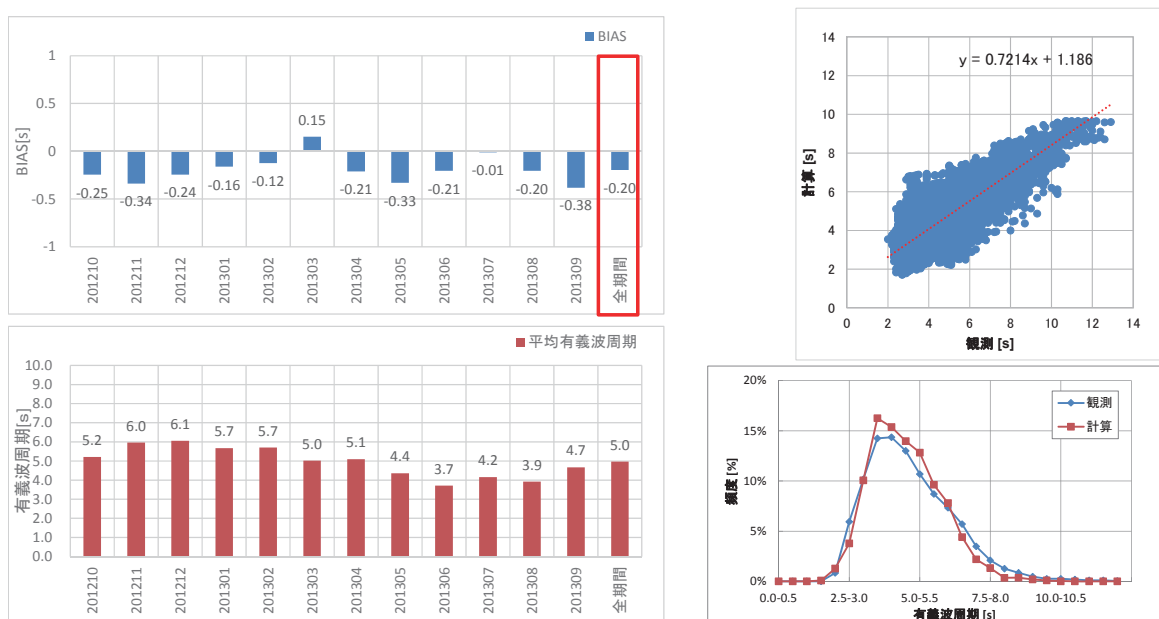


図 3.3.2-9 有義波周期の計算結果と実測値との関係(電源開発ら資料)

(2) 海潮流調査

海潮流調査は、調査対象海域の流速、流向を把握するために行われるもので、継続実施して洋上風力発電施設の設置に伴う流れ場の変化を観測することが重要である。

調査手法は、流速計(ドップラーライダ/ドップラーソーダ等のリモートセンシング機器も含む)を用いた手法、浮標追跡による手法、衛星リモートセンシング手法に大別されるが、このうち、本調査には流速計を用いた手法が一般的である。

流速計には、ペラ・ローター型流速計、電磁流速計、超音波流速計、ドップラー流速計等の種類がある。

【観測期間】

- ・一般に 15 日(代表的な潮流状況を把握できる期間)であるが、支持構造物の海底上の洗掘の情報を得るためには継続して観測することが望ましい。

【定点観測】

- ・観測には、候補海域全体をカバーする面的観測があるが、ここでは定点観測とし、時間的な流動変化を把握するために実施する。

【測点数と配置】

- ・候補海域において代表的な測点で実施する。

【観測層】

- ・観測層は、最低でも表層(風波の影響が小さい海面下 2m~3m)と海底上 1~2m の計測とする(後述する ADCP は、最大 128 層まで計測できる)。

【サンプリング方法】

- ・定点観測の場合 データのサンプリング間隔 10 分、15 昼夜の計測で約 2000 個のデータが取得でき、調和分解(10 分潮)の解析に供することができる。

【測器の特徴】

- ・ペラ・ローター型流速計(図 3.3.2-10 の(a),(b))

従来から最も普及しているタイプである。ペラまたはローターの回転数を記録し流速を定める。流向は、ベーンと呼ばれる羽根により、本体を流に対して常に直角に向かせ、内蔵の磁気コンパスの位置を記録し求める。

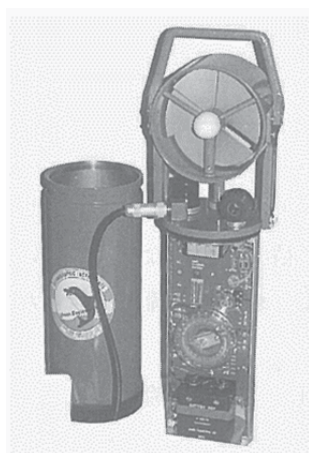
- ・電磁流速計(図 3.3.2-10(c))

電磁誘導の原理を利用し、直角な 2 成分の流速を計測し、流速と流向を求めるものである。直角に交わった 2 対の電極の周りに磁場を形成させ、磁界に対し、まわりの海水(導体)が運動すると誘起電圧が発生するというファラデーの法則を利用している。また、電極をさらに鉛直方向に 1 対追加し、3 次元の流速を測定できるものも開発されている。

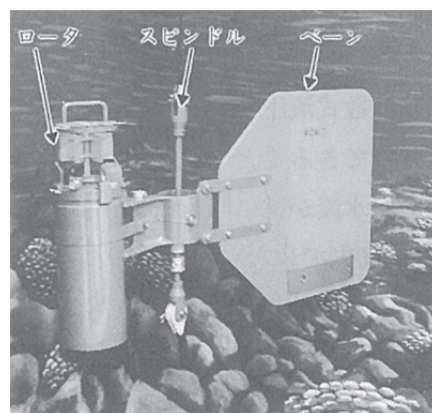
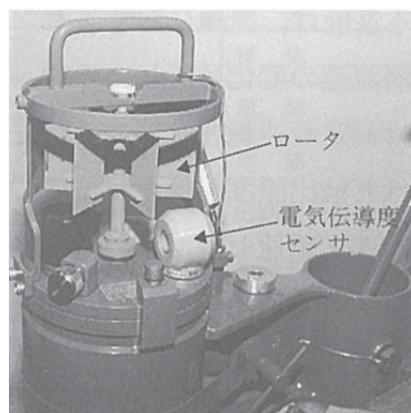
- ・超音波流速計/ドップラー流速計 (ADCP : Acoustic Doppler Current Profiler) (図 3.3.2-10(d))

3 個または 4 個の送受信機から超音波パルスを発信させ海中の微小な浮遊物に反射して戻ってくる音波の周波数の変位(ドップラー効果)をそれぞれの送受信機で測定し、その位

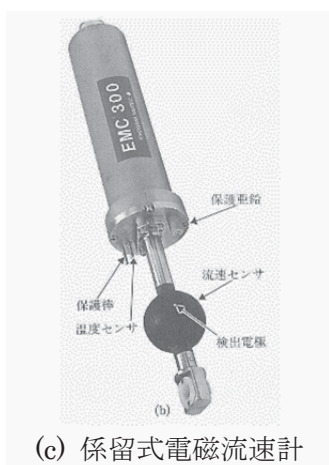
相から流向・流速を求める。この流速計の特色は、鉛直的に最大 128 層の 3 次元データを同時に観測できることである。



(a) ペラ型流速計



(b) ローター型流速計



(c) 係留式電磁流速計



(d) 海底型 ADCP

図 3.3.2-10 流向・流速計の種類(田口・田畑, 200)

1) 銚子沖

銚子沖洋上風力発電実証研究サイトでは、実証研究地点(調査点 A2;洋上風車と洋上風況観測タワーの間)、その比較対象として研究地点と等深帯で卓越流の上流側の地点(調査点 A1)及び岸側の浅海域の地点(調査点 A3)の計 3 地点で海潮流調査(夏季と冬季にそれぞれ事前・稼働中の 2 回(30 日))が行われている(図 3.3.2-11)。

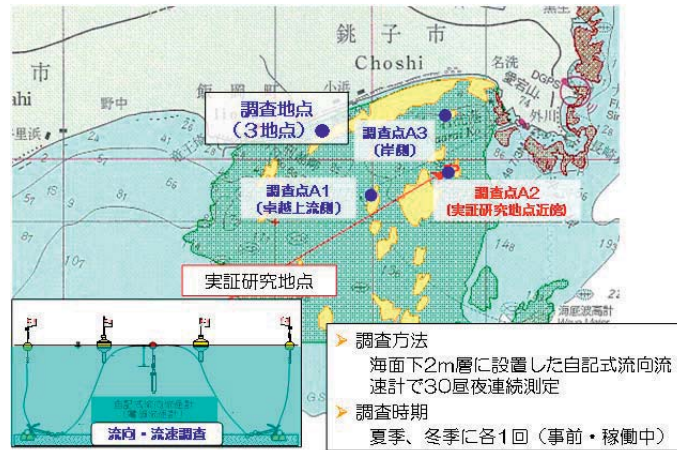
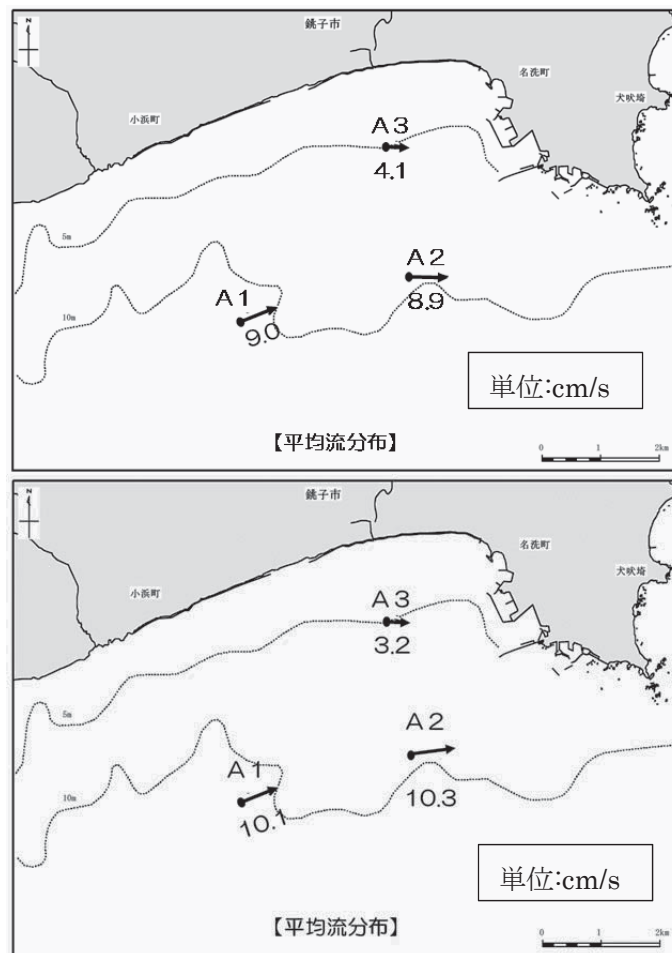


図 3.3.2-11 銚子沖洋上風力発電実証研究サイトの海潮流調査(東京電力・東京大学資料)

【恒流(平均流)】

流速は、冬季調査よりも夏季調査で事前と稼働中ともに沖合で速く、流向は、いずれの地点も東流が顕著である。また、事前と稼働中の流向・流速に明瞭な変化は認められない。一例として、図 3.3.2-12 に夏季調査における事前と稼働中の恒流(平均流)の分布図を示す。



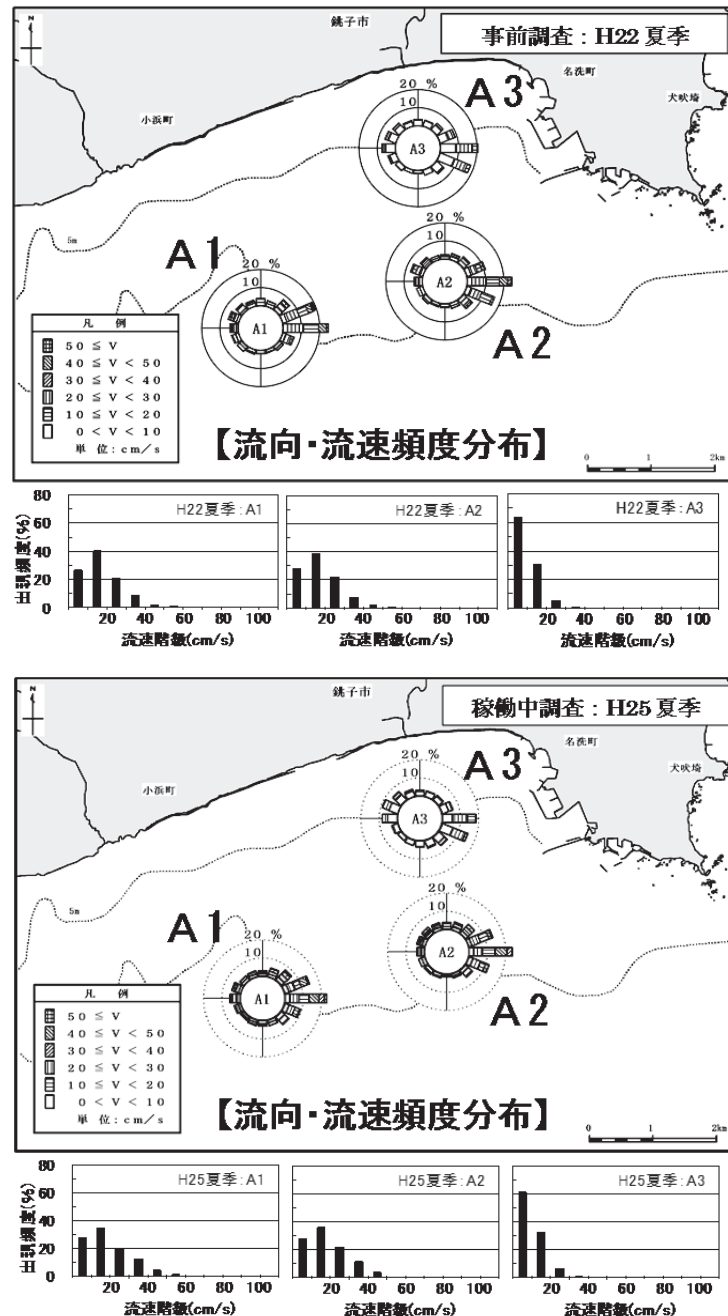
上図:事前調査(2010.8.7-9.6)、下図:稼働中調査(2013.8.6-9.5)

図 3.3.2-12 夏季における恒流(平均流)の事前調査・稼働中調査結果の比較 (宮原ら, 2014)

【海潮流】

夏季調査：流向は、流向・流速頻度分布及び流速頻度分布から3調査地点ともに汀線に沿った東流が卓越し、流速は沖合の調査地点(A1,A2)で速い傾向を呈することがうかがえる。また、事前と稼働中の流向・流速に明瞭な変化は認められない。図 3.3.2-13 に事前と稼働中の調査結果を対比して示す。

冬季調査：流向は3調査地点ともに汀線に沿った東流と西流が卓越しているものの、地点による流速、事前と稼働中の流向・流速の傾向は夏季調査と変わらない。



上図：事前調査(2010.8.7-9.6) 下図：稼働中調査(2013.8.6-9.5)

図 3.3.2-13 夏季における海潮流調査結果の事前調査・稼働中調査結果の比較

(宮原ら, 2014)

3.4 基本設計

風況調査、経済性検討、地域住民との調整等により、候補海域において風車の導入を計画した場合、事前調査として風車設置点や施設規模等を設定するための基本設計を行う。

基本設計の手順は、以下の通りであるが、環境影響評価については別途 3.5 節に独立させて取りまとめた。

- ① 風車設置点の決定
- ② 風力発電施設規模の設定
- ③ 風車の機種選定
- ④ 環境影響評価
- ⑤ 海底地形・土質調査
- ⑥ 支持構造物の選定
- ⑦ 経済性の検討

なお、系統連系については、導入の可否及び経済性に大きく影響する可能性があるため、設置点、機種、施設規模等がある程度固まった段階で、電力会社へ系統連系について事前協議の依頼及び相談を行っておく必要がある。

3.4.1 風車設置点の決定

風車設置点については、風況調査による結果、海底地形・土壌条件、海底ケーブルの経路・距離、系統連系する陸上変電所の位置・距離、海生生物の生息状況、漁業従事者の意見等を考慮して、経済性も含めて最適な位置を決定する。

3.4.2 風力発電施設規模の設定

以下の手順により、最適な風車を設定して風車配置計画を立てる。

a. 風車設置基数の想定

候補海域における設置可能面積、風車の定格出力に基づき風車の設置基数の想定を行う。

b. 総出力規模(容量)の想定

調達可能予算、系統連系容量等を基に風車の総出力規模を想定する。

c. 概略の経済性評価

b.の想定及び輸送・設置費、系統連系、環境影響調査等の諸費用に基づき概略コストを算出するとともに、発電量を推定し、これより発電原価を算出して概略の経済性評価を行う。

d. 最適施設規模の設定及び風車配置

概略の経済性評価が満足できる結果となるよう a.～c.を繰り返すことにより、最適な風力発電施設規模を設定し、風車配置計画を立てる。

3.4.3 風車の機種選定

風車の機種選定は、想定している定格出力の発電機を販売しているメーカー数社に風力発電システムの仕様を提示して引き合いを行う。見積仕様書には実測(予測)した1年間の風況データを提出して年間発電電力量の提示を受けるようにするのが望ましい。数社から受領した見積書、風力発電システムの仕様及び年間発電電力量等から機種を選定する。

機種の選定にあたって比較表を作成して数値評価する方法もあるので、その項目と留意点の一例を下記に示す。

- a. 見積金額：資金調達と返済方法を考慮して、経済性の評価。
- b. 風車の仕様と諸元：定格出力、発電機形式、出力制御方式、ハブ高さ、ブレード直径等の仕様と諸元。
- c. 風車の出力特性：提示した風況データに基づく発電電力量と調達価格から経済性の評価、発電電力量は h. に示す利用可能率、出力補正係数等の性能保証項目を考慮。
- d. 自然条件への対策：洋上風車においては、パワートレインの塩害・湿度対策、ブレードの過回転・着氷対策、制御機器・電装品の落雷対策、停電時対策、強風対策等の仕様。
参考までに、NEDO 洋上風力発電実証研究で使用されている風車の塩害等の対策についてその概要を示す。

「銚子沖：三菱重工製 MWT92/2.4, 2.4MW」

- ・除塩対策：ナセルの密閉化及び除塩フィルターの設置
- ・漏油対策：LO 熱交換器及び水冷クーラー
- ・翼の劣化対策：翼材エロージョン材(No.1,フッ素系塗料;No.2,ポリウレタン系塗料 A;No.3,ポリウレタン系テープ+ポリウレタン系塗料 B)

「北九州市沖：日本製鋼所製 j82-2.0, 2.0MW」

- ・除塩対策：給気口の装備(防塵・塩害フィルター)、タワーマンドアの気密性向上、開閉可能型発電機冷却排気口、ナセル内/タワーベースへの除湿器設置
 - ・温度対策：冷却ファン容量アップ、ラジエーター熱交換効率の向上、排気口カバー形状の変更
 - ・錆対策：重耐塩塗装
 - ・湿度対策：発電機の耐吸湿レベルの向上
 - ・漏油対策：生分解性グリスの採用
- e. 系統連系：系統連系に伴う電力会社の工事金額は機種によらず同額と仮定するが、系統の容量、発電機型式によっては電圧調整用の機器等が必要になることもあり、その場合は経済性の項で考慮。
 - f. 記録・計測監視設備：運転監視(CMS:Condition Monitoring Systems/SHM Structural Health Monitoring)に必要な記録・計測設備の他にメーカーまたはメンテナンス会社で遠隔監視が可能な装置を販売しているので考慮(利用可能率の向上等)。
 - g. メンテナンス：年間の交換部品を含む定期修理費用の他に故障時の対応体制の他に、例えば大凡10年目のブレードの簡易補修、塗装費用等の大掛りなメンテナンス費用。

h. 機械保証・性能保証：機械保証の期間及び性能に係る検証の方法と性能保証内容(検証は利用可能率と出力補正係数を考慮して発電電力量を算定)。

正味年間発電電力量(kWh) = 年間発電電力量 × 利用可能率 × 出力補正係数

$$\text{利用可能率 (\%)} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

出力補正係数：洋上 95%、陸上平坦地形 95%、陸上複雑地形 90%

i. 販売実績：同一機種 of 国内外実績(特に洋上風力発電)。実績が多いほどメンテナンスに習熟し、予備品等の在庫が充実。

j. 故障・事故事例：同一機種 of 国内外における故障・事故及び対策に係る事例を参考(洋上風力発電に関する主要な故障・事故例を表 3.4.3-1 に示す)。風車メーカーによる既往の故障・事故内容等に関する情報の開示が必要である。

表 3.4.3-1 洋上風力発電に関する主要な故障・事故例

洋上風力発電施設 (国名)	風車/定格出力	発生/修繕 年	故障事故内容
Middelgrunden (DK)	BONUS/2,000kW	2001	変圧器の絶縁不良
		2002	増速機にクラック発生
Yttre Stengrund (SW)	NEG-Micon/2,000kW	2002	ナセル焼損 (配線ミス (変圧器⇄発電機))
Tjareborg (DK)	VESTAS/2,000kW (試験機)	2002	ブレードの崩壊 (配線ミス)
Blyth (UK)	VESTAS/2,000kW	2003	ブレードの折損
Nysted (DK)	BONUS/2,300kW	2004	高速及び中間速シャフトベアリングの交換 (72機全てのタービン)
Horns Rev (DK)	VESTAS/2,000kW	2004	発電機の故障/変圧器の絶縁不良
Middelgrunden (DK)	BONUS/2,000kW	2004	増速機にクラック発生 (20基中の14基)
Scroby Sands (UK)	VESTAS/2,000kW	2005	増速機 (ベアリング ; 30基全ての風車)、発電機 (4基) の不具合
Kentish Flats (UK)	VESTAS/3,000kW	2006	増速機の不具合 (30基中12基の風車)
Egmond Aan Zee (NL)	VESTAS/3,000kW	2009	増速機の不具合 (36基中36基の風車)
Egmond Aan Zee (NL)	VESTAS/3,000kW	2009	グラウト接合(トラジッションピースと支持構造物の接続部)の不具合 (36基中36基の風車)
Burob Bank (UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回輪軸受ボルト穴の腐食 (全25基の軸受交換 : 予防保全)
Inner Dowsing (UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回輪軸受ボルト穴の腐食 (全27基の軸受交換 : 予防保全)
Lynn (UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回輪軸受ボルト穴の腐食 (全27基の軸受交換 : 予防保全)
Gunfleet Sands (UK)	Siemens/3,600kW	2011	翼旋回輪軸受ボルト穴の腐食 (全48基の軸受交換 : 予防保全)
Rhyl Flats (UK)	Siemens/3,600kW	2011	翼旋回輪軸受ボルト穴の腐食 (全25基の軸受交換 : 予防保全)
Alpha Ventus (DE)	AREVA/5,000kW	2011	滑り軸受の温度上昇(全6基の風車)
Teesside (UK)	Siemens/2,300kW	2013	タワーの振動(全27基)
Bard1 (DE)	BARD/5,000kW	2014	送変電トラブル(全80基, 長期停止)

注) DK:デンマーク、SW:スウェーデン、UK:イギリス、NL:オランダ、DE:ドイツ

- ・洋上風力発電に係る故障事故の発生部位：海底ケーブル関係の事故が 54%を占め、その中でも建設時のアレイケーブル*事故(32%)が最も多く、それ以外の部位ではブレードの故障事故とグラウチング*の接続欠陥が同じ 8%、その他 15%とある(図 3.4.3-1:Sharma,2011)。

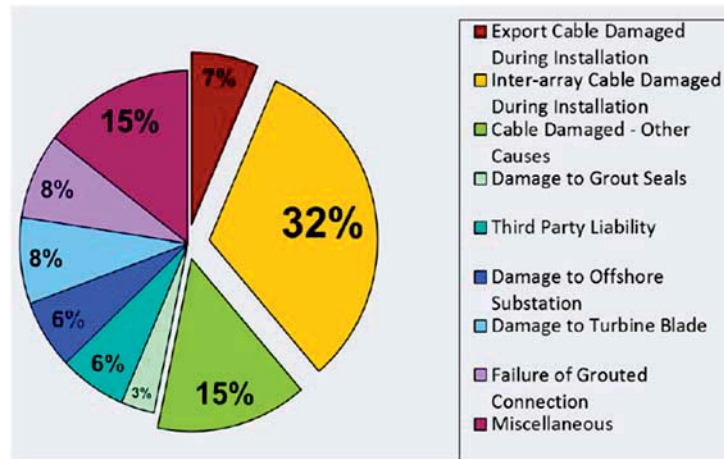


図 3. 4. 3-1 洋上風力発電に係る故障事故の部位別発生割合 (Sharama, 2011)

- ・パワートレイン関連の故障事故：オランダの洋上風力発電機の故障事故に関する停止時間の集計では、ブレード(34%)、発電機(32%)、増速機(21%)が主なもので、この 3 種類の部位で停止時間は全体の 87%に達する(図 3.4.3-2:Dewan,2014)。

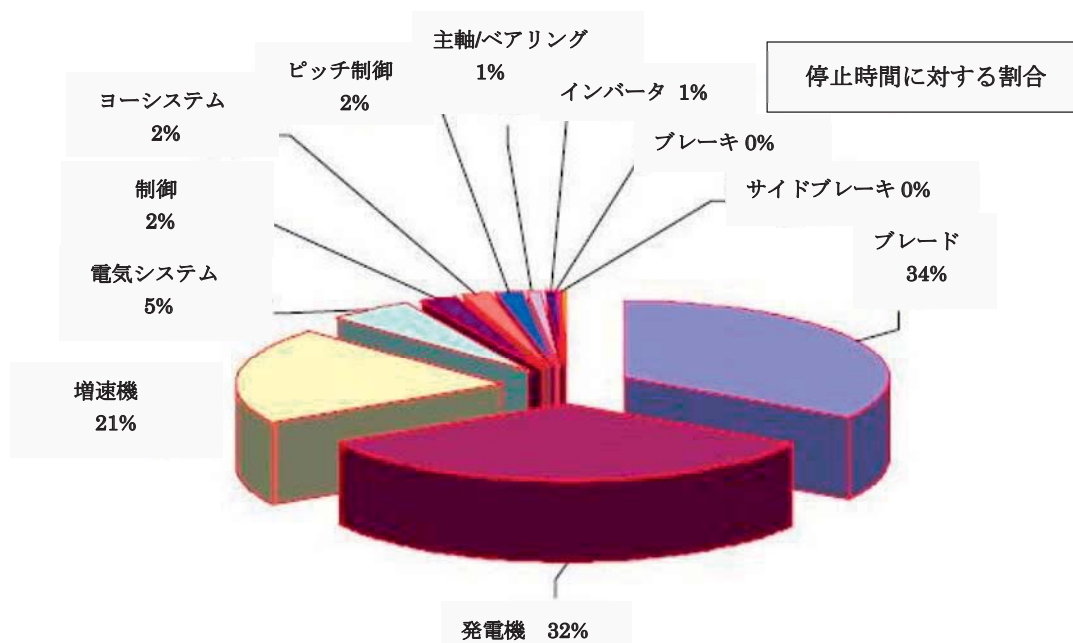


図 3. 4. 3-2 オランダの洋上風力発電機の故障事故の部位別発生割合 (Dewan, 2014)

* アレイケーブル:風力発電機間あるいは風力発電機と洋上変電所を結ぶ海底ケーブル。
 * グ라우チング:トランジションピースとパイルの隙間に充填剤を注入・充填すること。

- k. 納品時期：風車、風車タワー、ナセル、ブレード、ボルト、吊事具等の納品時期。
- l. 経済性：見積金額に対する借入金の返済方法、年間発電電力量と調達価格、メンテナンス費用の他に電気主任技術者の委託費用、損害保険費用、各種税金、撤去費用等を考慮して事業期間を通じた収益等で比較。

なお、自治体等が機種選定を行う際に、機種選定委員会を開催し、評価項目に重みを付け(例えば、経済性は40点、メンテナンスは20点等)、評価項目ごとに機種別に採点(優=5、良=4、可=3、不可=1等)を行い、重み付けと採点を乗じて機種毎に合計する方法があり、定量的な評価例である。採点方法は、機種選定委員会全体として項目ごとに委員の意見を聴取して一つにまとめる方法と委員各位が採点して、合計する方法等が考えられる。また、採点と内容の確認を行うために、総得点の高い上位数社に対し選定委員会を開催してヒアリングを行い、さらに最終評価上位の2社に対して詳細ヒアリング等を実施し、不明な点や更なる提案を受け、最終的に機種を選定する方法もある。

3.4.4 海底地形・土質調査

(1) 海底地形

海底地形調査は、候補海域における海図、海の基本図等の既往調査資料を参照することは無論であるが、現地測量等を行って海底地形の形状を把握することは必要である。調査範囲は、地形形状と風力発電システムの規模に応じて検討し、実施する。

以下、観測機器、測定手法等については海洋調査協会(2003)及び海洋調査技術学会(2004)を参照して取りまとめた。

測深は、一般には音波を用いて行う音響測深法が主流で、音響測深法は、送受波器(以下、素子とする)から発射した音波が海底に反射して、再び戻ってくるまでの時間を測定して正確な水深を得る方法である。測深の方法は、送受波器の数によって単素子音響測深(シングルビーム音響測深：線的な測深、図 3.4.4-1)、マルチビーム音響測深(面的な測深、図 3.4.4-1)に分けることができる。その他、海底地形の画像を写真のように得ることができるサイドスキャンソナーを用いる方法があるが、測深はできない。

水深は、観測時の潮位データにより補正して海底地形図を作成し、洋上風力発電施設の平面計画策定の資料とする。



図 3.4.4-1 音響測深機の一例(海洋調査協会, 2003; 海洋調査技術学会, 2004)

【測定方法】

- ✓音響測深法では、素子を測量船の舷側に装備して調査を行うが、サイドスキャンソナーでは、船尾から曳航体を曳航する。
- ✓音響測深、サイドスキャンソナーともに測線間隔は水深によって決定される。水深が浅いと音波が海底に達する幅が狭いため測線間隔は狭くなり、多くの測線が必要となる。しかし、水深が深いと音波が海底に達する幅が広いため測線間隔が広くなり、少ない測線で済

むようになる。シングルビームはビーム幅が 6° であり、水深 10m の海底で測深可能な範囲は半径 0.52m の円内となる(水深 20m の海底では半径 1.04m、水深 30m の海底では半径 1.56m)。

【観測水深】

✓音響測深機で用いられる音波の発振周波数は、音波の減衰率の関係から可測深度に応じた周波数とする。

- ・単素子音響測深機(PDR-1300):測深は水深 250m まで可能で、使用周波数 200KHz
- ・マルチビーム音響測深機:高性能な計測が可能な水深と周波数の関係は、水深 100m までは 450kHz、300m までは 200kHz、3,000m までは 50kHz、11,000m までは 12kHz となっている。
- ・サイドスキャンソナー:浅海用、深海曳航用、広域探査型がある。着床式風力を対象とした浅海用(KLEIN 5400)では、探査深度 150m までは周波数 455kHz を使用する。

(2) 土質調査

土質調査の目的は、設置予定海域における海底土質、地質構造、土質柱状図(ボーリングデータ)等の既存調査資料の収集及び地質・土質調査を行い、地盤の性状及び構造等を把握することである。

前述のサイドスキャンソナーにより海底表層の底質の判別は可能であるが、支持構造物の検討には海底下の本格的な土質調査が必要である。調査地点、調査間隔及び地盤調査の深度は、設置予定点の推定される地盤状況及び風車規模、支持構造物の種類に応じて決定する。地質柱状図の既往調査資料がない場合には、ボーリング調査(図 3.4.4-2 ; SEP 船からコアサンプラーを垂下して行う)を実施する。試験内容は地盤の状況に応じて原位置試験(標準貫入試験,透水試験等)、室内試験(土粒子の密度試験,圧縮試験等)、貫入試験を行い、支持力・沈下特性ならびに基礎工事の施工に必要な地盤の性質を求める。また、改正建築基準法の施行に伴い、孔内水平載荷試験、PS 検層等時刻歴応答解析を行うための調査も行う。

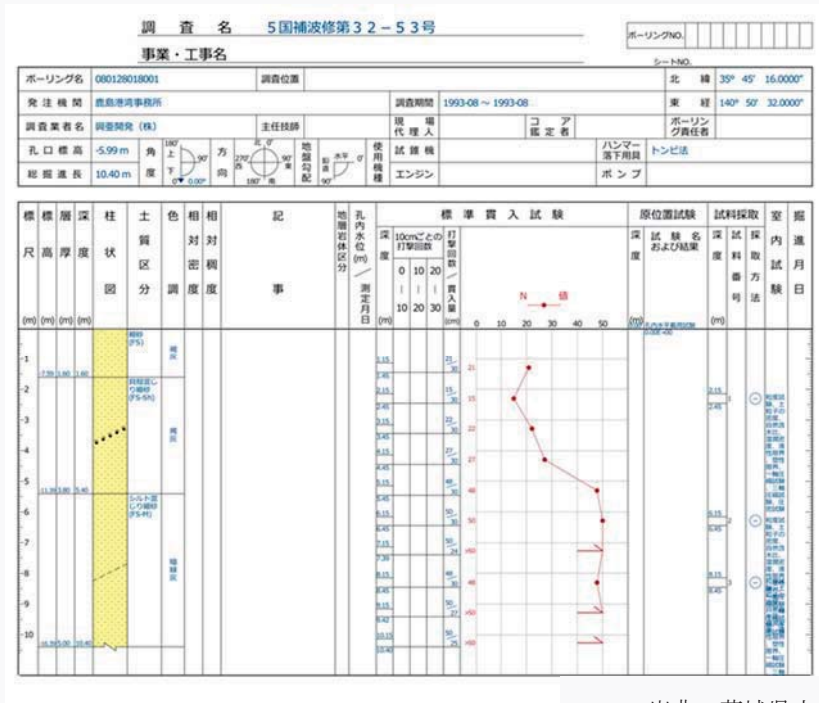


図 3.4.4-2 ボーリング調査の例(大和探査技術 HP)

【豆知識 3.4.4-1】

● ボーリングデータの例

支持基盤を N=30 以上とした場合、海底面下 5.15m 以深で支持基盤または支持基盤に近い層がみられる。



出典：茨城県土木部

3.4.5 支持構造物の選定

海底地形・土質調査結果を踏まえて、候補海域における水深、海底地形、底質・土質等から着床式洋上風力発電の支持構造物を選定する。コストの観点から着床式の限界水深は 50-60m と言われていることから(Dolan,2004 ; 図 2.1.2-2 参照)、ここでは限界水深を 60mとして、水深(30m 以浅/30m-60m)、海底地盤(軟弱地盤:泥,砂泥/硬質地盤:固い砂,礫,岩)、海底地形(傾斜/平坦)の 3つの要素から支持構造物を選定するフローを図 3.4.5-1 に示す。図中の番号は、支持構造物を表しており下記に選定結果の概要を示すとともに、それぞれの特徴を表 3.4.5-1 に掲げる。

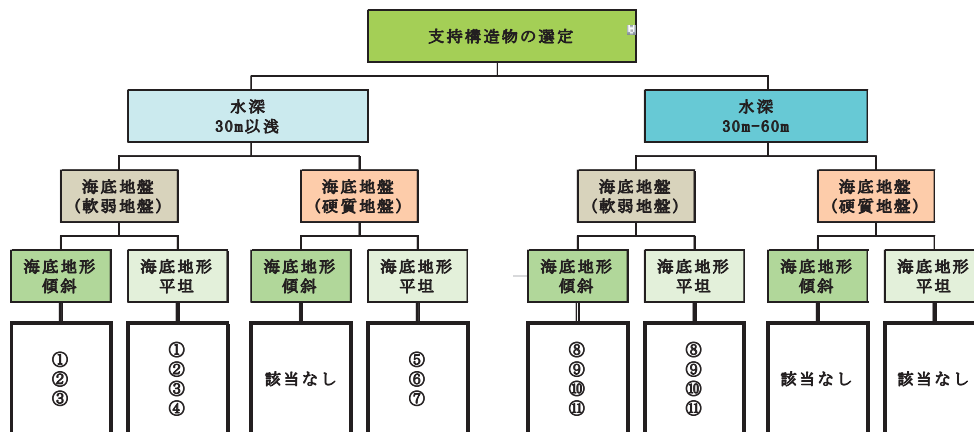


図 3.4.5-1 支持構造物を選定するフロー

【水深：30m 以浅】

1. 海底地盤(軟弱地盤)/海底地形(傾斜)
 - ①モノパイル、②ドルフィン、③小型ジャケット
2. 海底地盤(軟弱地盤)/海底地形(平坦)
 - ①モノパイル、②ドルフィン、③小型ジャケット、④サクシオン
3. 海底地盤(硬質地盤)/海底地形(傾斜)

該当なし(掘削し平坦化や均しが考えられるが、コスト増)
4. 海底地盤(硬質地盤)/海底地形(平坦)
 - ⑤重力、⑥PC 重力、⑦ハイブリッド(重力+ジャケット/モノパイル)

【水深：30m～60m】

1. 海底地盤(軟弱地盤)/海底地形(傾斜)
 - ⑧ジャケット、⑨トリポッド、⑩トリパイル、⑪Twisted Jacket
2. 海底地盤(軟弱地盤)/海底地形(平坦)
 - ⑧ジャケット、⑨トリポッド、⑩トリパイル、⑪Twisted Jacket
3. 海底地盤(硬質地盤)/海底地形(傾斜)

該当なし
4. 海底地盤(硬質地盤)/海底地形(平坦)

該当なし

表 3.4.5-1 支持構造物の特徴

支持物構造物	特 徴		備 考
	プラス面	マイナス面	
① モノパイル (1本の杭を支持層に設置して外力に抵抗する形式)	<ul style="list-style-type: none"> 原則的に建設時に海底の整備が不要である。 構造的にシンプルでコスト(製作、建設)も安価である。 支持物に使用される鋼材量が少なく、重量が小さい。 海上での施工期間が短い。 	<ul style="list-style-type: none"> 大径パイルの打込みに大口径の油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 油圧ハンマによるパイル打込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する。 グラウト接合あり。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 支持構造物の固有振動数は、発電時のロータ回転との共振を避けるため、種々の外部条件を踏まえ、ある範囲に収める必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 60mを超える水深に設置可能なモノパイルが開発中である。 長さ:>80m、直径:>9m、重量:>1050tons (BBW Special Pipe Construction GmbH)
② ドルフィン (複数の直杭または斜杭を支持層に設置し、杭上部の天端(コンクリート)で一体化した形式)	<ul style="list-style-type: none"> 原則的に建設時に海底の整備が不要である。 日本では瀬田港/酒田港で実績あり、構造的にシンプルでコスト(製作、建設)も安価である。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造的に上部のコンクリートのプレキャスト化はタワーの設置精度上、困難である。 突出性の高い杭基礎の場合には、直杭のみでは水平変位量が大きく、斜杭を採用するケースもある。その場合、全方向の作用力に対応するため杭の数が増える(海上での施工期間が長くなりコスト増)。 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 油圧ハンマによるパイル打込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する(打込みパイル数 4本または8本)。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 	
③ 小型ジャケット (ジャケットと基本的には同じ形式であるが、より小型化された形式)	<ul style="list-style-type: none"> モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。 風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。 軽量化が可能である。 主要な鋼構造部は陸上で製作できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 テンプレートを要する先行杭方式等を考慮すると施工期間は比較的長い。 	
④ サクシオン (底版のない鋼製またはRCの内筒状のケーソン内の海水を強制排出することにより発生する基礎内外の水圧差を利用して、海底地盤中に挿入する形式)	<ul style="list-style-type: none"> 基本的には建設時の海底整備が不要である。 騒音問題は少ない。 基本的には保守点検作業が少ない。 モノパイルに比較して鋼材量が25%減となる。 捨石マウンド、床掘・置換が不要なため構造断面が小さく工期が短縮化される。 挿入により基礎底面の地盤の摩擦力と基礎面下の土圧が抵抗力となっており、浮動に対する抵抗力が十分に確保可能である。 グラウト接合なし。 設置作業はリフト1基あるいは台船により可能である。 撤去は比較的容易である。 打込み用パイルは不要である。 洗掘の問題はほとんどない。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底地盤の制約を受ける(岩質は不向き)。 洋上風力発電の建設工法としては実績が少ない。 	<ul style="list-style-type: none"> FRED OLSEN & C o (ノルウェー)
⑤ 重力 (構造物を支持層へ沈没させることにより、上部の構造物に作用する外力を地盤に伝える形式)	<ul style="list-style-type: none"> 支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。 保守点検作業が少ない。 材料の利用可能範囲が広い。 撤去は可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 波漂、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 深海用(水深50m)の重力式(バラストチャンパー付)が開発されている。(Machis, 2006/2007)
⑥ PC重力 (重力式と基本的には同じ形式であるが、コンクリートが引張力の大いPC構造である形式)	<ul style="list-style-type: none"> 支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。 保守点検作業が少ない。 材料の利用可能範囲が広い。 PC重力はRC重力に比し、引張力が大い。 撤去は可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 波漂、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。 	
⑦ ハイブリッド重力 (重力式のマウンド構造物上にジャケットを固定した組合せ形式)	<ul style="list-style-type: none"> 剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。 重力式に比較して軽量化が可能である。 重力とジャケット一体支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。 陸上でプレキャスト化による海上作業の短縮化が可能な重力式と波荷重の低減が期待できる。 撤去は比較的容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 波漂、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 重力とジャケットのハイブリッド
⑧ ジャケット (鋼管トラスを鋼管杭で海底に固定する形式)	<ul style="list-style-type: none"> モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。 風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。 主要な鋼構造部は陸上で製作できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 製造コストは比較的高い。 テンプレートを要する先行杭方式等を考慮すると施工期間は比較的長い。 	
⑨ トリポッド モノパイルとジャケットのハイブリッド形式)	<ul style="list-style-type: none"> 海底の整備が必要である。 モノパイルと比べて、部材の直径が小さく済む。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の整備が必要である。 構造が複雑である。 製造コストが比較的高い。 施工期間が長い。 	
⑩ トリパイル (モノパイルの発展形で、3本の杭を支持層に設置する形式)	<ul style="list-style-type: none"> 原則的に建設時に原則、海底の整備が不要である。 	<ul style="list-style-type: none"> 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 支持物に使用される鋼材量が多く、重量が大きい。 油圧ハンマによるパイル打込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する(打込みパイル数 3本)。 グラウト接合あり。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 	
⑪ Twisted Jacket (ジャケットの発展形で、3本の斜杭を支持層に設置する形式)	<ul style="list-style-type: none"> モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。 風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。 軽量化が可能である。 コストとリスクの低減化が図られる。 施工期間が短い(作業員少ない、テンプレート不要)。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> Keystone Engineering Inc. (アメリカ)

我が国における着床式洋上風力発電施設は、2014年6月現在、6箇所存在するが、支持構造は4種類である。つまり、北海道瀬棚港(風海鳥)と山形県酒田港(サミットウィンドパワー酒田発電所)の「ドルフィン式」、茨城県鹿島港(ウィンド・パワーかみす第1洋上発電所/ウィンド・パワーかみす第1洋上発電所)の「モノパイル式」、NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖の「重力式」及び北九州市の「ハイブリッド重力式」である。ここでは、これら支持構造の概要を示す。

「ドルフィン式」

ドルフィン式は、北海道瀬棚港(風海鳥)と山形県酒田港(サミットウィンドパワー酒田発電所)に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である。ここで設置されたドルフィン式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図 3.4.5-2 に示す。

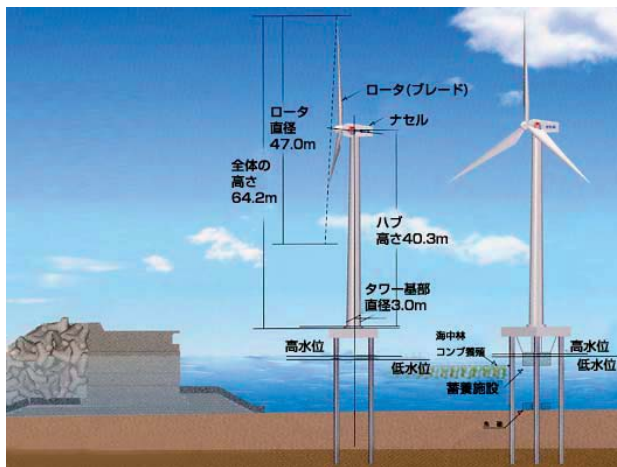
「支持構造物の特徴」

✓瀬棚港

- ・直杭は4本(長さ27m、直径1.1m、肉厚14mm)
- ・上部コンクリート(幅または径10m、厚さ2m)

✓酒田港

- ・直杭は8本(長さ27m、直径1.0m、肉厚14mm)
- ・上部コンクリート(幅または径12m(八角形)、厚さ2.5m)



<http://www.town.setana.lg.jp/modules/tinycontents/index.php?id=6>



<http://www.jg2dfe.com/sakata.htm>

図 3.4.5-2 ドルフィン式支持構物(上図:瀬棚港/せたな町 HP, 下図:酒田港/windpower HP)

「モノパイル式」

モノパイル式は、茨城県鹿島港(ウインド・パワーかみす第1洋上発電所/ウインド・パワーかみす第2洋上発電所)に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である。ここで設置されたモノパイル式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図3.4.5-3に示す。

「支持構造物の特徴」

- ・モノパイルの仕様は直径3.5m、肉厚44mm、長さ24.5m(重量:約100t)。
- ・ジョイントスリーブ(トランジションピース)の長さは8mで、タワー(直径4.2m)と60Nのグラウド接合。
- ・ジョイントスリーブ上部の応力の最小位置に電源ケーブル用の開孔。
- ・ジョイントスリーブ下部はモルタル流出防止のためのゴムリングを設置。

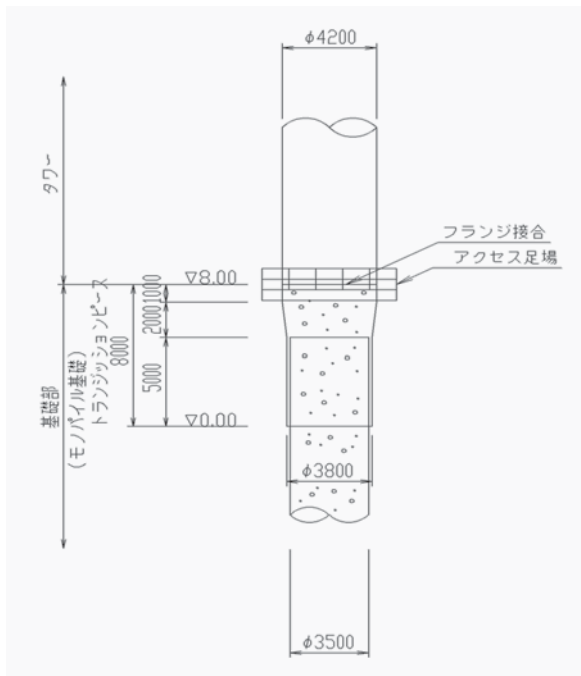


図3.4.5-3 モノパイル式の概念図(青木, 2009)と写真(小松崎都市開発, 提供)

「重力式」

重力式は、NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である(本方式の採用理由は 3.7.2 節(1)基礎工事 2)重力式を参照)。ここで設置された重力式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図 3.4.5-4 と図 3.4.5-5 に示す。

「支持構造物の特徴」

- ・三角フラスコ形状による波力の低減
- ・プレストレスト鉄筋コンクリート壁によるひび割れ防止と耐久性向上
- ・躯体の軽量化による起重機船を用いた急速施工

「使用材料の特徴」

- ・高比重中詰材(銅水砕スラグ:23kN/m³)
- ・摩擦増大マット(アスファルトマット $\mu=0.75$)



図 3.4.5-4 銚子沖サイトにおける重力式支持構造物(東京電力・東京大学資料)

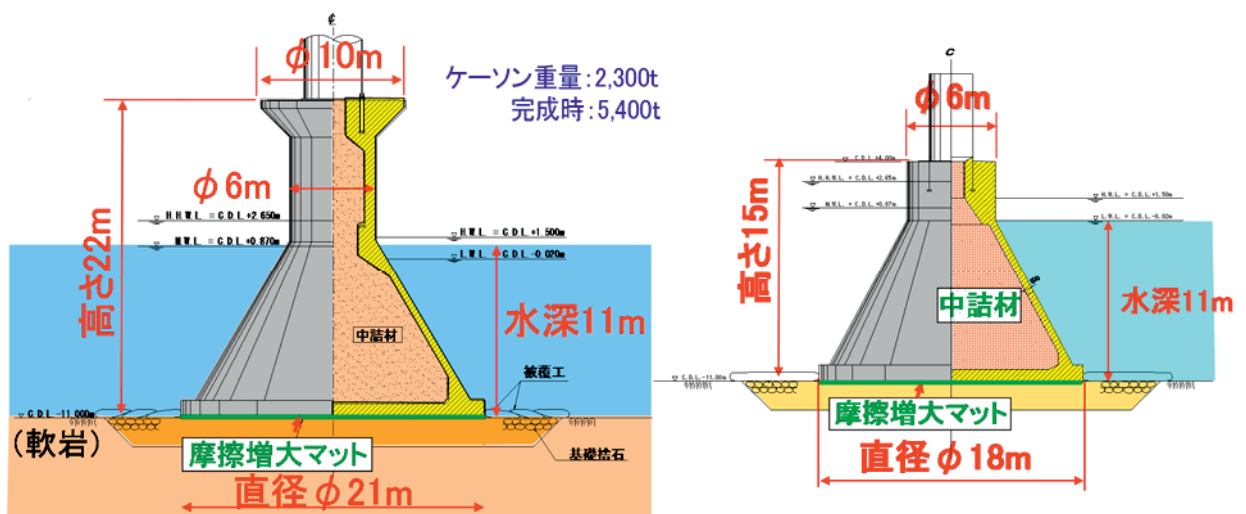


図 3.4.5-5 銚子沖サイトの風車(左図)及び観測タワー(右図)の重力式支持構造物(東京電力・東京大学資料)

「ハイブリッド重力式」

ハイブリッド重力式は、重力式とジャケット式を組み合わせたもので、NEDO 洋上風力発電実証研究の北九州市沖に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である(本方式の採用理由は 3.7.2 節(1)基礎工事 2)重力式を参照)。ここで設置されたハイブリッド重力式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図 3.4.5-6 と図 3.4.5-7 に示す。なお、風車用と観測タワー用の支持構造物の仕様は同一である。

「支持構造物の特徴」

- ・波荷重の低減、設置にあたっての海上作業の縮小化及び構造の靱性の確保
(陸上でのプレキャスト化による海上作業の短縮化が可能な重力式と波荷重の低減、構造の靱性の向上が可能なレグ材を CFT 構造(コンクリート充填鋼管構造)としたジャケット構造の採用)
- ・施工方法は、重力式と変わらない。



図 3.4.5-6 北九州市沖サイトにおけるハイブリッド重力式支持構造物
左図は底板コンクリートの打設状況(電源開発資料)

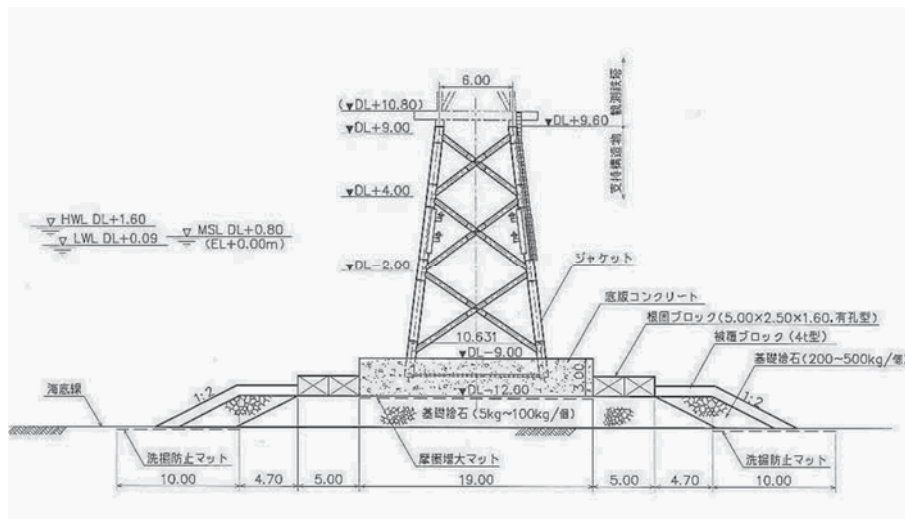


図 3.4.5-7 北九州市沖サイトにおけるハイブリッド重力式支持構造物設置断面図
(電源開発資料)

3.4.6 経済性の検討

(1) 建設コストと運転保守費

1) 建設コスト

洋上風力発電システムの建設に必要なコストは、風車本体、電気設備、土木工事（海底地盤の造成、支持構造物等）、風車据付工事、電気工事の費用等から構成される。また、連系する系統の状況によっては、別途、電力会社への工事費負担金が必要となる。

ヨーロッパでは、洋上風力発電の建設コストは陸上のそれと平均して大凡 2 倍であるが (Duwind,2001)、近年、施設の大規模化、遠距離化により建設コストは上昇傾向にある。建設コストには一般的にかなりの幅があるが、その原因としては、下記項目等があげられる。

- ・導入規模の違い
- ・設置海域の立地条件(水深,離岸距離)の違い
- ・支持構造物の違い
- ・インフラ設備(特殊作業船,港湾等)の違い

今後、市場の拡大、設計ツールの整備、情報の普及等により競争原理が働く環境が整い、導入規模が拡大すれば、建設費のコストダウンは可能と考えられる。

2) 運転保守費

運転保守に掛かる費用としては、風車本体の点検費用、電気設備関係の点検費用、損害保険料、税金等がある。風車本体の点検費用はメーカー(設置業者)あるいはメンテナンス会社等との保守契約の費用で、設置台数、立地条件によっても大きく異なる。我が国では沖合での洋上ウィンドファームの実績もないことから運転保守費を示すことは難しいが、一つの参考例として、平成 26 年 3 月 7 日に行われた調達価格等算定委員会で示された運転管理費(運転維持費)は 2.25 万円/kW/年となっている。

(2) 発電原価と経済性

1) 発電原価の算出法

風力発電の経済性は、キャッシュフローにより詳細に検討する必要があるが、基本設計の段階では発電原価により概略の評価を行う(キャッシュフローによる評価は 3.10.1 項を参照)。

一般的に、発電原価は年間経常費を年間発電量で割ったもので算出される。年間経常費は、固定費と運転保守費等の変動費とから成り、固定費の算出方法には、資本回収法によるものと、減価償却費及び平均金利等の和として求める方法とがある。以下では資本回収法による算出方法について述べる。

資本回収法では、固定費は建設コストと年経費率の積で表され、発電原価は次式で計算される(税金は考慮していない)。

$$\text{発電原価(円/kWh)} = \frac{\text{建設コスト} \times \text{年経費率} + \text{運転保守費}}{\text{正味の年間発電電力量}}$$

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad r: \text{金利}, \quad n: \text{耐用年数}$$

上式の「正味の年間発電電力量」は、3.4.3項に示しているように、年間発電電力量、利用可能率(Availability)及び出力補正係数(発電電力量のロス割合)から導かれる。年間発電電力量は、1年間の特別風速データと風車のパワーカーブ(性能曲線)から算出されるもので、所謂、理論発電電力量である。利用可能率と出力補正係数も3.4.3項の通りであるが、利用可能率は風車メーカーから提示があるもので、洋上風力発電の場合の実績値は80-95%の間にあると言われている(Becki,2011;Tavner,2014)。また、出力補正係数は、以下のa.からi.まで掲げた発電量の損失項目を勘案した係数で、洋上の出力補正係数が陸上の平坦地形のそれと同じとみなせば、0.95となる(NEDO,2008)。

なお、洋上風力発電事業者においては、風車の故障・事故による停止時間に対して、当該海域の波浪、風速等の条件を踏まえた作業船や大型起重機船等の稼働率について十分に検討・精査し、適正な利用可能率を設定することが重要である。

a. ウェイクの影響

複数の風車を設置する場合は、風車間の干渉により風下側の風車の発電量が低減するので、シミュレーションを行って考慮する必要がある。

b. 風速の推定誤差

候補海域において、洋上風況観測タワーを設置し、海上風速の実測値を基に発電電力量を推定することが望ましいけれども、それには大きなコストが掛かる。そのため、浮体式の観測施設や風況シミュレーションにより海上風速を求められた場合には、推定誤差を検討する必要がある。

c. 風速の経年変動

風速は経年変化するため、1年間だけの風況観測データに基づいて推定される年間発電電力量は、近傍気象官署等の10年以上の長期データから推定される年平均風速からの発電量とは異なる。そこで、近傍の気象官署等の風況観測を行った年の風況と長期データとを比較して、風況観測データを、事業期間を通じた準平年風速に換算して、年間発電電力量を推定するのが望ましい。さらに、予測誤差や近傍の気象官署等との相関が低い場合等は気象官署等の年平均風速の標準偏差から超過確率(超過確率50%の風速とは、その地点で将来50%の確率でその値以上になる風速で、準平年風速がその風速となる。例えば、超過確率75%の年平均風速とは将来4年に3回(確率75%)は上回るが1回は下回る風速で、準平年風速と標準偏差から求めることができ、準平年風速より低い風速となる)を設定して事業性を評価することもある。

d. ハブ高の風速への換算誤差

ハブ高よりも低い高度で計測された風況データは、ハブ高への換算のために複層観測に基づくn値で換算する方法やシミュレーションを行って考慮する必要があるが、誤差が含まれるので注意を要する。

e. 発電ロス・所内ロス・送電ロス

風力発電システムのヨー制御やピッチ制御機器の運転や系統連系の電気設備、送・配電線のロスにより発電量は低減する。制御設備のモータの容量や変圧器の仕様、送・配電線のケーブル太さや距離等の設備仕様によりロスを推定する必要がある。

f. 風向変動に伴うヨー制御

風向変動はヨー制御を行う時間間隔より短周期で起こることもあるので、ブレードが風向に対して最適な方向に向いていない時、発電量は低下する。①項と同様に出力補正係数で考慮する必要がある。

g. ブレードの劣化やキズ・汚れ

塩分等の付着によるブレードの経年劣化やキズ・汚れに伴いブレード表面に風の乱れを生じるために発電量が低減するので考慮する必要がある。

h. 強風の発生

カットアウト風速以上の強風の出現に伴い風車の運転は停止するので発電量が低減する。出力曲線でカットアウト風速として考慮されるが、風車によってはカットアウトの条件が短期間の突風等による場合や停止頻度を抑えるために復帰風速の設定もあるので、カットアウト風速より低い 10 分平均風速でも停止していることもある。

i. 電力会社からの解並列依頼

電力会社の送・配電線および変電所等の工事に伴う電力会社からの系統連系の解・並列依頼や系統の事故により発電できない期間が発生するので、電力会社に工事実績や今後の工事計画等を確認して、年間の停止時間として考慮するのが望ましい。

なお、本損失項目は、風車メーカーから提示される利用可能率に織り込まれている場合がある。

2) 経済性

経済性試算の検討条件の一例を表 3.4.6-1 に、また、本条件で計算した年平均風速と発電原価の関係を図 3.4.6-1 と図 3.4.6-2 に示す。この仮定の場合、調達価格(売電単価)を 36 円/kWh とすれば、洋上風力発電の損益分岐点としては、建設コスト 50 万円/kW で年平均風速 約 6.7m/s、70 万円/kW で約 7.7m/s だが一つの目安といえるが、風車の出力特性、風速出現率分布、金利等の条件で採算性は変わるため、個別に詳細な検討が必要となる。

上述のように、洋上風力発電の導入の目安として、年平均風速が概ね 7m/s の海域では建設コストが 50 万円/kW と試算されたが、そのためには欧州のように洋上風力発電のコスト低減に向けた様々な方策を参考に、我が国でも洋上風力発電の経済性が成り立つよう官民をあげて取り組む必要がある*。

* : 2.3.1 項(2)で記したように、イギリスの 2010 年の時点における洋上風力発電の発電原価は、149~191 £ /kWh(25.3~32.5 円/kWh;170 円/£)で、我が国の洋上風力発電の調達価格を下回っているものの、イギリスでは、今後、洋上風力発電の導入海域はさらに沖合に展開する計画となっているため、発電原価の低減が大きな課題となっている。

その対策として、「技術革新の加速」及び「サプライチェーンの構築」が掲げられているが、我が国では、菊地・石原(2014)によれば、コスト低減に寄与する大きな要因として、建設船及び港湾の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、運転維持管理費の低減が必要であるとされているものの、最も基本的条件は風況の良好な導入サイトの選定である。

表 3.4.6-1 経済性の試算条件

項目	試算条件
風車(定格出力)	2500kW
年平均風速	4m/s~10m/s (1m/s間隔)
建設コスト	30万円/kW、50万円/kW、70万円/kW
運転保守費 (撤去・解体費を含む)	6,250万円/年
金利	4%
耐用年数	17年
利用可能率	90%
出力補正係数	90%

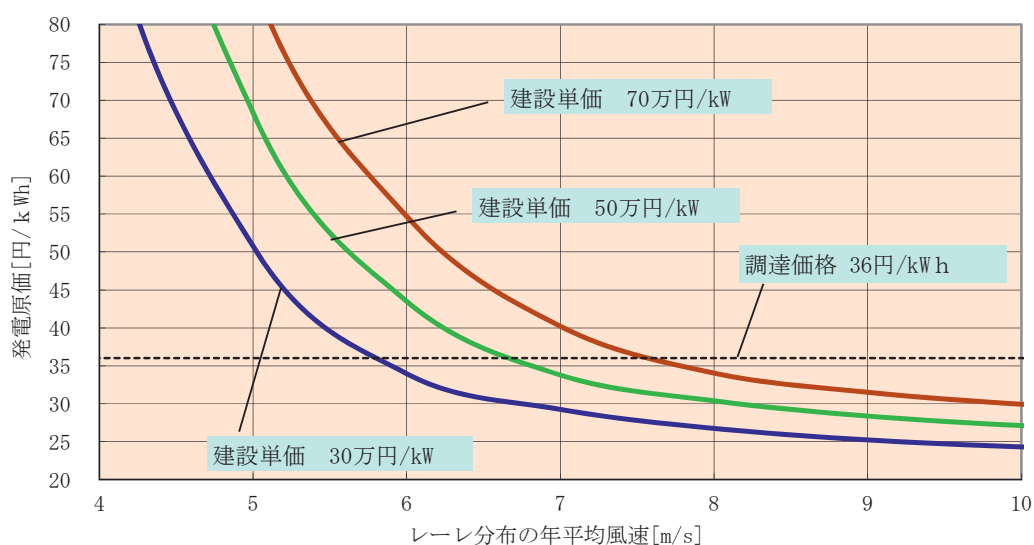


図 3.4.6-1 年平均風速と発電原価の関係 (例)

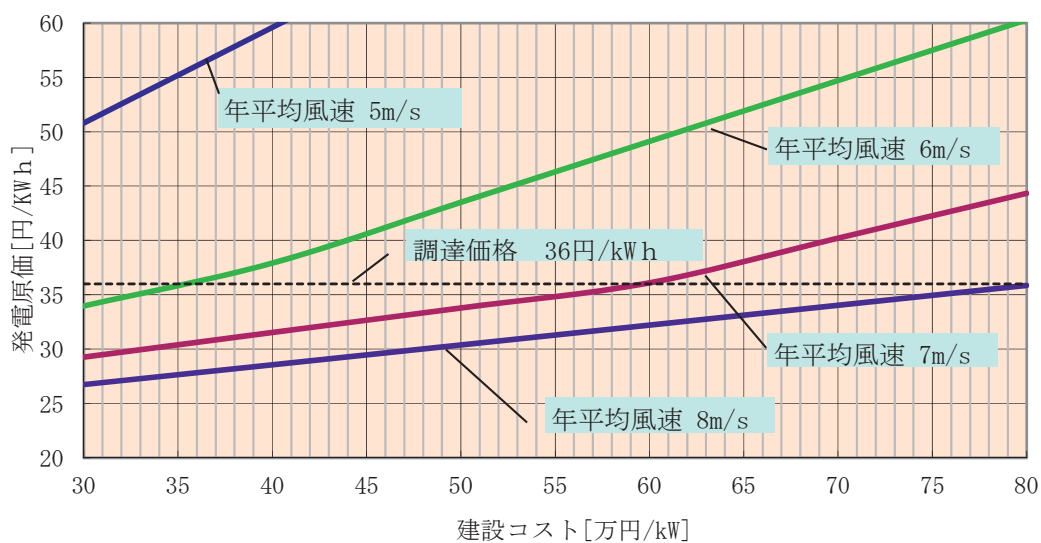


図 3.4.6-2 建設コストと発電原価の関係 (例)

3.5 環境影響評価

2.4.3 項の「洋上風力発電の導入に係る課題」で環境影響評価について概説したように、2012年10月に改正環境影響評価法(以下、法アセスと称する)が施行され(2013年4月1日に完全施行)、風力発電事業が法アセスの対象事業として位置づけられた。

以下、環境アセスメントの手続の概要とともに、洋上風力発電の環境影響評価に関して、特に重要な影響要因を取り上げて取りまとめた。

3.5.1 環境アセスメントの手続

法アセスにおいて、風力発電の規模要件は第1種事業(必ず環境アセスメントを行う事業)で出力1万kW以上、第2種事業(環境アセスメントが必要かどうか個別に判断する事業)で出力0.75万kW以上1万kW未満と定められた。なお、第2種事業を法アセスの対象とするか否かの判定はスクリーニングと称される。法制度の概要は図3.5.1-1に示すように、事業実施段階前の手続と事業実施段階の手続の2つに大別される。

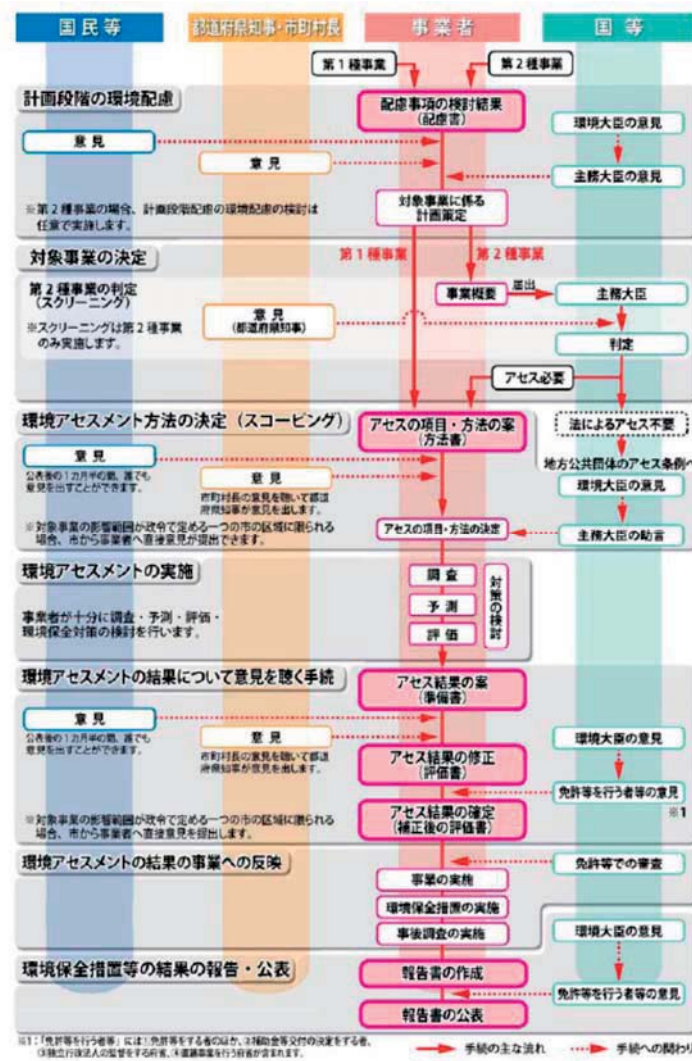


図 3.5.1-1 環境影響評価法の法制度の概要(環境省総合環境政策局環境影響評価課, 2013)

【事業実施段階前の手続】

事業実施段階前における配慮書は、原則として対象計画に係る工事の完了後を対象とし、事業実施想定海域及びその周囲を提示して、既往調査資料等により複数案の計画について重大な環境影響を受けるおそれのある環境要素を予測・評価するものである(環境大臣・主務大臣・住民/知事等の意見を聴取)。なお、第2種事業では配慮書の実施は任意とされている。

① 事業実施想定海域の選定

事業実施想定海域の選定は、発電所アセス省令第3条の規定により第一種事業に係る風力発電設備等の「構造」、「配置」、「位置」、「規模」に関し、複数案を設定して検討するが、地形・地質条件の制約、風況条件の制約、経済面、技術面等から複数案の設定が現実的ではないケースも考えられる。その場合には複数案を設定しない理由を明らかにする必要がある。事業実施想定海域の検討には地形・地質条件、風況条件等の自然条件以外に、法的な規制あるいは、他の社会的な制約があるか否か、精査する必要がある。つまり事業実施想定海域を包括する広めの海域において、洋上風力発電の立地調査に関連する法律と許認可との関係について検討することとなるが(表3.2.2-1を参照)、同海域に貴重な動植物や絶滅危惧種等の生息が確認されている海域、自然公園等の指定海域等については、その海域を事業実施想定海域から除外するような配慮が重要であると考えられる。参考までに、以下に自然条件及び社会条件に関するデータベース化された資料名を列記する。

●国土交通省

- ✓海洋情報クリアリングハウス(愛称：マリンページ)
- ✓海洋台帳(海洋政策支援情報ツール)

●環境省

- ✓環境アセスメント環境基礎情報データベースシステム

- ・情報モデル地区環境情報

地域の既存資料調査結果、地元有識者のヒアリング調査結果、動植物・生態系等の現地調査結果(GIS データ)の提供。

- ・地域既存環境情報

環境影響評価の際の基礎情報となる国や地方公共団体等による自然情報、社会情報の閲覧。

- ・参考文献検索

鳥類への影響に関する文献資料情報及び騒音・超低周波音に関する文献資料情報等の閲覧。

- ・環境影響評価事例検索

都道府県、政令指定都市等の条例に基づく風力発電事業の環境影響評価書の検索・閲覧。

② 計画段階配慮事項の選定

計画段階配慮事項の選定は、発電所アセス省令第5条に基づき、配慮書事業特性及び配慮書地域特性を踏まえ、事業に伴い環境影響を及ぼすおそれがある要因により、重大な影響を受けるおそれがある環境要素について影響の重大性を客観的・科学的に検討するものである。洋上風力発電の事業特性から重大な環境要素とは水中騒音、バードストライク、景観等があげられ、これらについて配慮書段階では原則として比較的簡易な手法により予測を行うことになるが、可能な限り定量的に把握すること、困難な場合には定性的に行うことが求められている。

【事業実施段階の手続】

事業実施段階では、所謂、環境影響評価書の作成に係る「方法書」、「準備書」及び「評価書」があげられる他、環境の保全のための措置(回復することが困難であるためその保全が特に必要であると認められる環境に係るものであって、その効果が確実でないものとして環境省令で定められたものに限る)、あるいは環境の状況把握のための措置等について報告する手続(「報告書手続」)がある。各段階ともに必要に応じて環境大臣、主務大臣(風力発電の場合は経済産業大臣)、都道府県知事、住民の意見を踏まえて、環境影響評価書等を取りまとめる手順を踏む。

①方法書

本手続は、スコーピング(アセスの項目・手法の選定)と言い、対象事業実施海域及びその周囲に与える影響について、環境要素、調査・予測及び評価手法を選定し取りまとめる。なお、調査は可能な限り定量的なデータを取得する方法で実施する。

方法書において、発電所アセス省令の別表五で取り上げられている参考項目(表 2.4.3-4 を参照)に照らして実施することが求められると推察されるが、環境省総合政策局(2011)の指摘のように、環境影響評価書は個々の事業の地域特性を踏まえ、必要な項目についての十分な評価となるよう参考項目の適切な絞り込みや重点化を図って設定することが重要であると考えられる。なお、洋上風力発電に係る環境影響評価の場合には参考項目には取り上げられていないが、水中騒音が重要な環境要素となろう。

②準備書

方法書に基づいて可能な限り定量的な予測・評価を実施し、その結果を環境保全措置の検討結果と併せて取りまとめる。なお、予測時期は建設工事による影響が最大となる時期、及び供用後の対象生物の生息環境が安定した時期、並びに、その他の予測に適切且つ効果的であると認められる時期、期間または時間帯とする。

③評価書

環境影響評価結果を修正し、評価書として確定する。

④報告書

環境保全のための措置あるいは環境の状況把握のための措置等について報告書を作成する。

なお、環境影響評価に要する期間は配慮書から評価書に至るまで、3～4年程度掛かると考えられるが(3.1節、参照)、現在、環境影響評価手続きの迅速化が求められており、環境アセスメントの手続期間を半減することを目指し、NEDOにおいても2014年度より環境影響調査の前倒し実施に関する課題の特定・解決を図るための実証事業(環境アセスメント調査早期実施実証事業)が開始されたところである。

3.5.2 洋上風力発電の主な環境影響要因

風力発電の導入に伴う主要な環境影響について、着床式洋上風力発電と陸上風力発電を比較して図 3.5.2-1 に示す。本図から両者の大きな違いは、影響を受ける対象(環境要素)である。陸上風力発電は、騒音及び景観について直接的に人間への影響が懸念されるケースもあるが、着床式洋上風力発電では沖合の海上に建設されることもあって、特に騒音に関しては人間へ直接影響することは陸上風力発電と比較して小さいと考えられる。

発電所アセス省令の別表五の参考項目(表 2.4.3-4,参照)の中で、着床式洋上風力発電による影響要因は、動物{水中騒音による海生生物(魚類、海棲哺乳類等)、バードストライク(鳥類等)}、植物(海草・海藻類)、水の濁り、海底地形の改変、景観等が考えられるが、前述のように、環境省総合政策局(2011)は、環境影響評価書に関して地域特性を考慮し参考項目(影響要因)の適切な絞り込みや重点化を図って設定することが重要であると指摘している。海外における環境影響評価の事例からもうかがわれるように、主たる影響要因は水中騒音及びバードストライクであり、また陸上ほどではないけれども景観問題であると考えられる。なお、これは配慮書における重大な環境要素として掲げられている項目と同一である。

よって、ここでは「水中騒音」、「バードストライク」、「景観」を選定するとともに、その他の影響として「蝟集効果」を取り上げてまとめた。

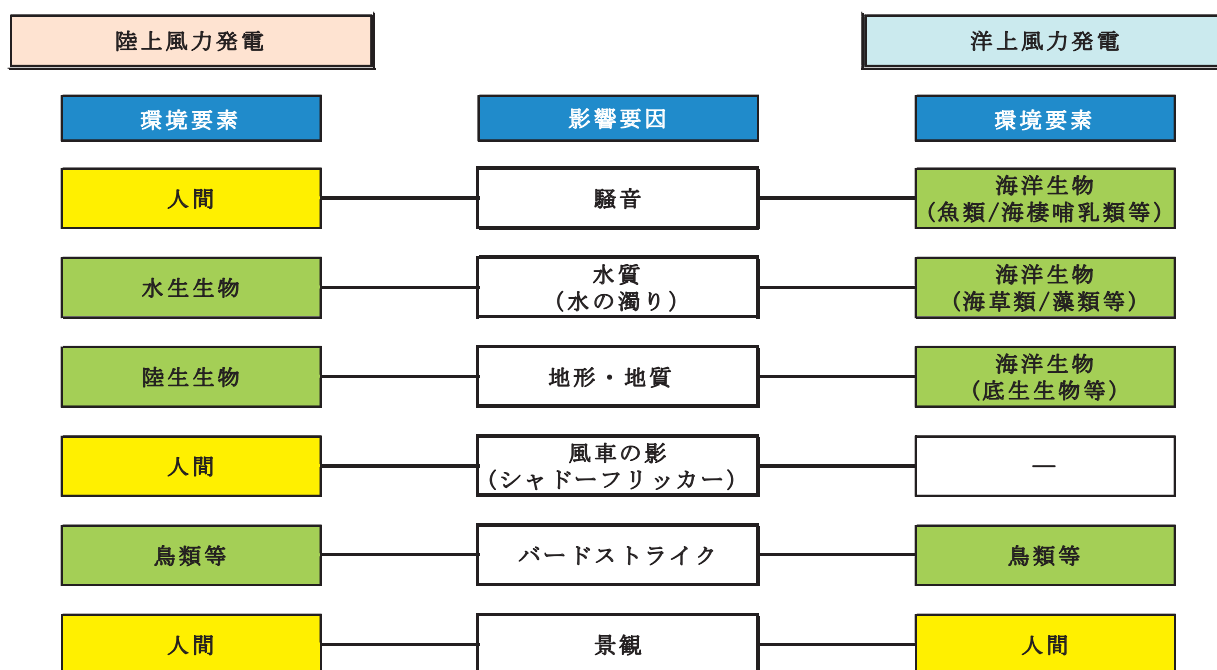


図 3.5.2-1 環境影響に係る着床式洋上風力発電と陸上風力発電の比較

(1) 水中騒音

1) 水中騒音の伝播経路とその音圧レベル

工事中の洋上風力発電設備による水中騒音の経路は、一例として支持構造のモノパイルの打設時の伝播経路を図 3.5.2-2 に示すように、空中伝播、水中伝播及び地中伝播に区分される。空中伝播の場合、水面への入射角が 13° より小さい音圧エネルギーが水中に伝播するため

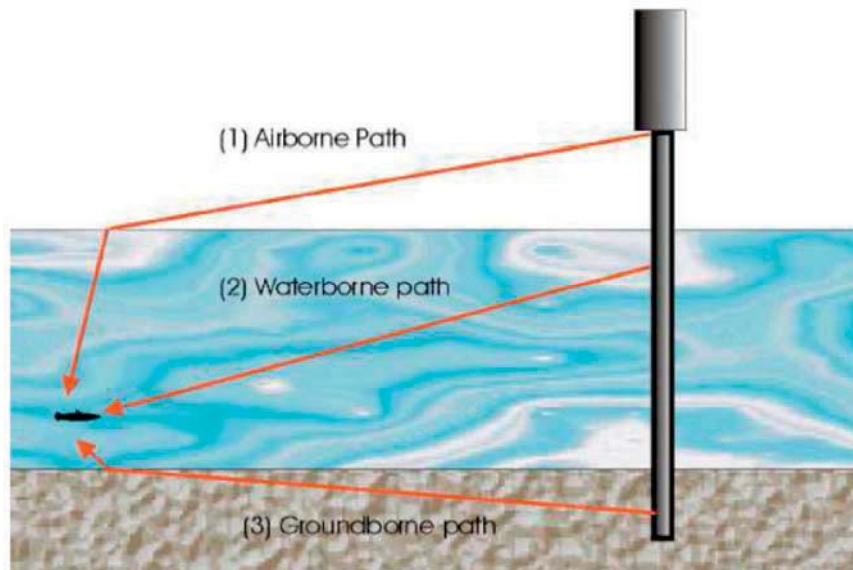
(Gerjuoy,1947)、空中伝播の大部分は工事近傍海域に限定されるとされている。また、水中伝播と地中伝播はそれぞれモノパイルや海底地盤を介して水中騒音が発生するもので、地中伝播は地盤の条件によって異なると考えられ、水中騒音の主体はモノパイルの振動等による水中伝播が支配的であると思われる。なお、ジャケットの底面杭打ちでは、伝播経路は水中伝播と地中伝播の2経路となる。

一方、洋上風力発電設備の稼働に伴う水中騒音の経路は、工事中と同様に、空中伝播、水中伝播及び地中伝播から成り(図 3.5.2-2)、その音圧レベル(SPL: Sound Pressure Level)は風速、風車出力等に依存する。ブレードの風切り音は水面で反射して水中にはほとんど影響しないとの報告があるように(Dong Energy *et al.*,2006)、水中騒音の多くは水中伝播によるもので、発電機、ギアボックス、変圧器の冷却装置等の機械装置由来のもので、タワーの振動を通して水中に伝播すると指摘されている(Nedwell and Howell,2004)。

<参考>

- ・水中音圧レベル： $20\log_{10}(P/Pref.)$ (dB re 1 μ Pa)
P:対象音圧(Pa)、Pref:基準音圧(re)=1 μ Pa(水中)、20 μ Pa(大気中)
*大気中と水中では基準音圧が違う。水中での音圧レベルは空気中より 26dB 大きい。
*音圧 2 倍は 6dB の増加： $20\log_{10}(2P/Pref.) = 20\log_{10}2 + 20\log_{10}(P/Pref.) = 6dB + 20\log_{10}(P/Pref.)$
- ・音源音圧レベル：音源から 1m の距離の測定値に換算した音圧レベル(単位:dB re 1 μ Pa@1m)で、所謂、(受信)音圧レベル(単位:dB re 1 μ Pa)とは異なる。
- ・ピーク音圧レベル：最大音圧レベルを表す(単位:dB re 1 μ Pa peak to peak/ dB re 1 μ Pa@1mpeak to peak)。

『モノパイルの打設時の騒音経路』



『風車稼働時の騒音経路』

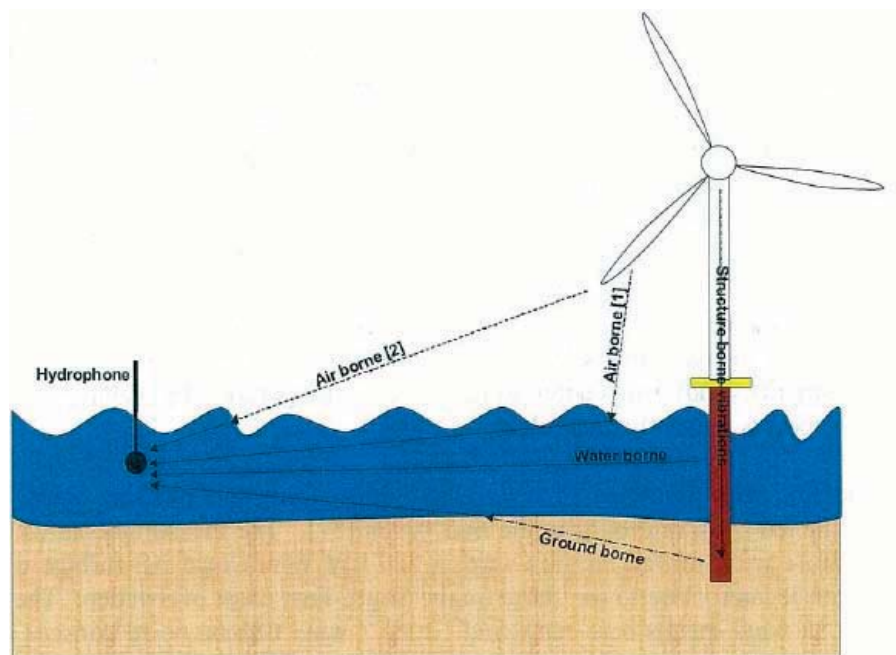


図 3.5.2-2 洋上風力発電の水中騒音の伝播経路 (Nedwell and Howell, 2004)

洋上風力発電の各種支持構造の工法による水中騒音の音源音圧レベルを表 3.5.2-1 に示す。同表に示すように、工事に伴う水中騒音の音圧レベルは支持構造の形式によって異なり、大型打込みモノパイル式が最も音圧レベルが高く 252dB re 1 μ Pa、最も音圧レベルが低い工法は 162 dB re 1 μ Pa の穿孔モノパイル式であった。このように、洋上風力発電所に係る水中騒音で、モノパイルの打設工事による音圧レベルが高く、そのレベルはモノパイルの直径に比例する。この理由は、大きなパイルの打設にはより多くの力を必要とすること、そして表面積の増加により伝播効率が上がるためと考えられ、本来、受信音圧レベルに関係する水深や地質の伝播に対する影響は相対的に低くなる (Nedwell *et al*, 2009)。表 3.5.2-2 は、モノパイル打設工事

で実測された音源音圧レベルを示したもので、モノパイルの直径 1m と 5m の音圧レベルを比較して、後者は前者の約 1.25 倍のレベルとなっている。

表 3.5.2-1 洋上風力発電の各種支持構造の工法に係る騒音特性

工法	大型打込みモノパイル式	穿孔モノパイル式	改良型大型打込みモノパイル式	ジャケット式(小径パイルの打込み)	重力式
水中音の特徴	高	低-中	中-高	中	低-中
水中騒音の音圧レベル (dB re 1 μ Pa@1m)	252 (直径4.7mのモノパイル) (SMRU Ltd., 2007)	162 (Nedwell and Brooker, 2008)	20程度の減 (Nehls, <i>et al.</i> , 2007)	225 (直径1.8mのパイル) (Talisman, 2005)	168-186 (ドレッジ時の測定) (Cefas, 2009)

出典) Prior and Shrimpton(2009)より作成

表 3.5.2-2 モノパイルの直径の違いによる音源音圧レベルの相違 (Nedwell *et al.*, 2009)

モノパイル直径 [m]	L_{p-p} [dB re 1 μ Pa @ 1m]
4.7	252
4.7	250
4.0	249
4.3	243
4.2	257
2.4	242
1.8	234
0.9	201

なお、表 3.5.2-1 にある穿孔モノパイル式(Drilled Monopile)は、3.7.2 項の「施工」のモノパイルの説明で記載しているように、コンクリート製のモノパイル内に掘削機が挿入され、所定の海底深度まで掘削するもので、鋼鉄のモノパイルの打設よりも騒音の低減が図られる工法である。その他、騒音低減対策として振動打設(Vibrohammer: 3.7.2 項、参照)やエアバブルカーテンによる方法(周波数により異なるが、5-25dB の音圧低減が測定されている)、またはそれらを組み合わせた対策が提唱されている(Elmer *et al.*, 2006)他、豆知識 3.9-1 に示しているように支持構造のサクション形式も騒音低減の期待できる工法である。

稼働風車からの水中音の音圧レベルは、工事中のそれよりも小さいことは明瞭であるが、風力発電施設の規模、測定時の気象海象条件が異なるので単純な比較は難しい。既往調査資料では 95~156dB re 1 μ Pa の結果が得られ、風車の大型化とともに大きくなる傾向がみられる(表 3.5.2-3)。

表 3.5.2-3 既往調査資料による稼働風車からの水中音の音圧レベル

国	洋上風力発電施設	風車の定格出力 (kW)	風車基数	水中音 (dB re 1 μPa) (dB re 1 μPa@1m)	暗騒音 (dB re 1 μPa)	測定場所	出典
デンマーク	Vindeby	450	11	119	86 (25Hz)	風車の支持構造物から25m離れた地点	Degn(2000)
	Gotland	550	5	95	70(160Hz)		
スウェーデン	Utgrunden	1425	7	156.3	—	音源音圧レベル (風速:8m/s)	Lidell(2003)
イギリス	North Hoyle	2000	30	128	—	音源音圧レベル	Nedwell et al. (2007)
	Scroby Sands	2000	30	130	—		
	Kentish Flats	3000	30	114	—		
	Barrow	3000	30	124	—		

2) 水中騒音の周波数特性

モノパイルの打設時における水中騒音の周波数特性の例を図 3.5.2-3 に示す。本図は、音圧レベルの RMS(Root Mean Square:二乗平方根)値であり、ピーク値ではないことから広範囲の周波数に亘って高い音圧レベルを示していることが分かる。

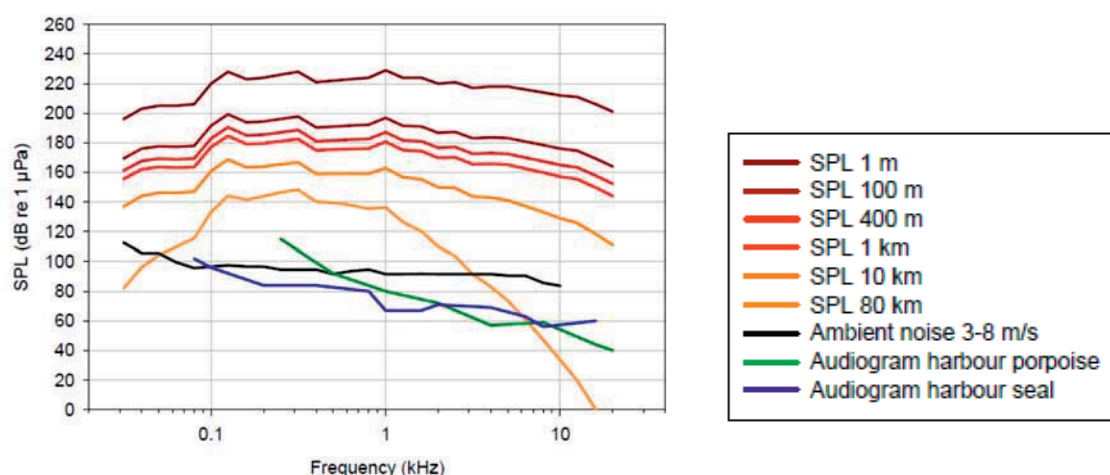


図 3.5.2-3 モノパイルの打設時における水中騒音の周波数特性の例 (Thomsen *et al.*, 2006)

洋上風車の稼働中の水中騒音測定は、Westerburug(1999)の報告書にみることができる。スウェーデンの Nogersund(世界初の洋上風力発電実証研究施設)の 220kW 風車(ハブ高: 35m)から 100m 離れた場所の水中騒音のピークは 8Hz と 16Hz(風速: 12m/s)の 2 つの周波数、風速 6m/s では 16Hz の周波数にピークがみられている。Degn(2000)は、洋上風力発電施設の Vindeby(デンマーク)と Gotland(スウェーデン)を対象として支持構造物から 20m離れた測点で騒音測定を行っている。1/3 オクターブバンド周波数分析から両サイトともブレードの回転に伴う卓越成分(1~2Hz)は認められないが、音圧レベルのピークには前者の Vindeby で 119dB re 1 μPa (25Hz;暗騒音 86dB re 1 μPa)、後者の Gotland で 95dB re 1 μPa(160Hz;暗騒音 70dB re 1 μPa)と報告している(図 3.5.2-4)。また、Utgrunden(スウェーデン)と Horns Rev(デンマーク)で測定された結果によると 30Hz から 800Hz までの低周波帯に 2、3 のピークが観測されている(Dong Energy *et al.*,2006)。

このように風車による水中騒音は、モノパイルの打設時にみられる広域周波数帯における高い音圧レベルとは特性が異なり、比較的低い周波数帯に音圧レベルのピークが現れる特徴を有する。

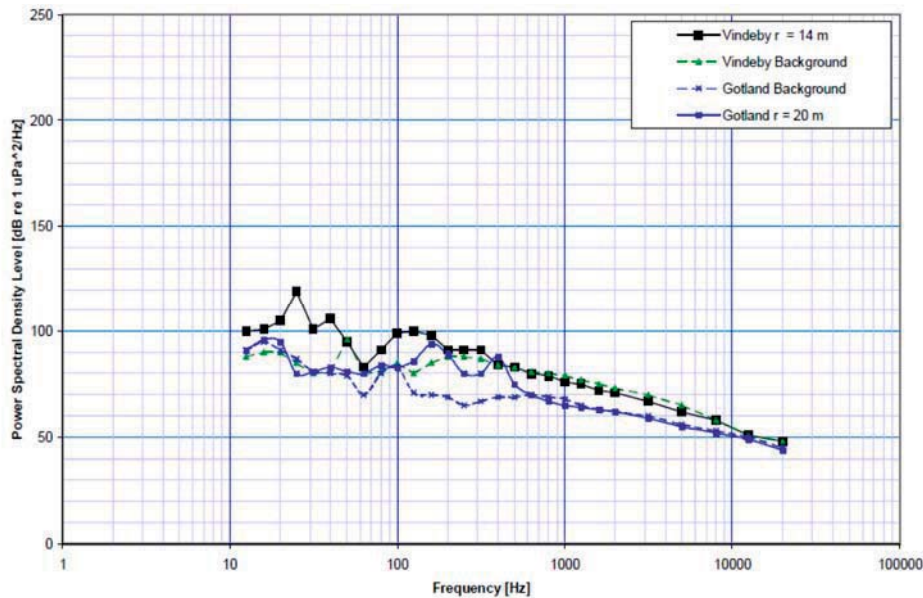


図 3.5.2-4 2つの洋上windファームにおける水中騒音の測定結果 (Nedwell and Howell, 2004)

3) 水中騒音の海洋生物への影響

水中騒音による影響が懸念される海洋生物は、魚類と海棲哺乳類をあげることができる。

一般に、図 3.5.2-5 に示すように、水中音に関して魚類は 1kHz 以下の比較的低い周波数に敏感であるが、海棲哺乳類はそれとは反対に 1kHz 以上の高い周波数に非常に敏感であると言われている (Nedwell *et al.*, 2007b)。

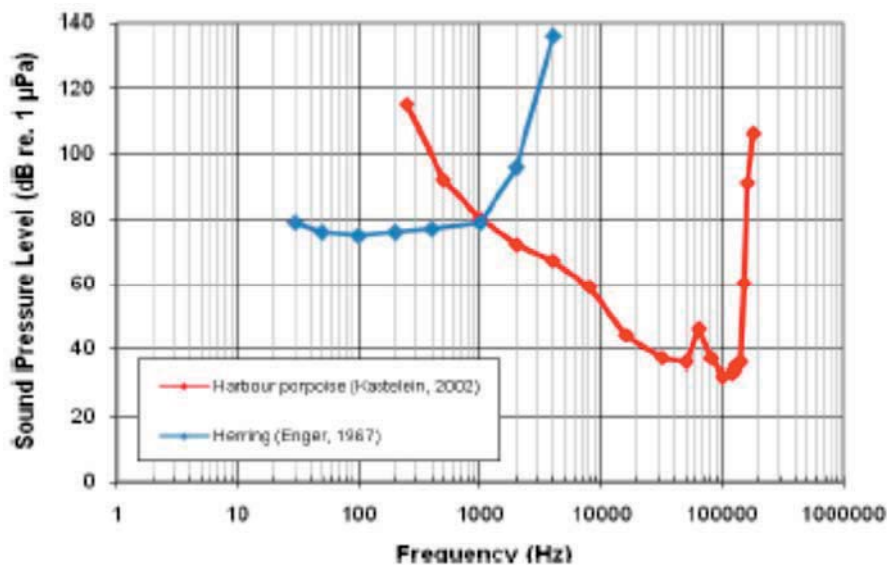


図 3.5.2-5 聴力図の例 (赤：ネズミイルカ, 青：ニシン) (Nedwell *et al.* 2009)

ここでは、これら 2 種類の海洋生物に係る水中騒音の影響の予測・評価と事後調査の結果について、その概要を示す。

一般に、水中騒音による海洋生物への影響に係る予測・評価の手順は、次に示す順序に従って行われることが多い。

① 既往調査資料による知見あるいは水中騒音シュミレーションモデルによる音圧レベルの予測(工事と稼働時)

✓ 水中騒音シュミレーションモデル

- ・ 球面拡散モデル
- ・ 円筒拡散モデル
- ・ 数学モデル

図 3.5.2-6 の左図は、球面拡散モデル(spherical)と円筒拡散モデル(cylindrical)及び中間モデル(combined)に係る伝搬損失の例を示すとともに、右図は、数学モデルとして、水中騒音に係る影響評価基準別に音圧伝播分布が示されている INSPIRE(Impulse Noise Sound Propagation and Impact Range Estimator)の例を示す。

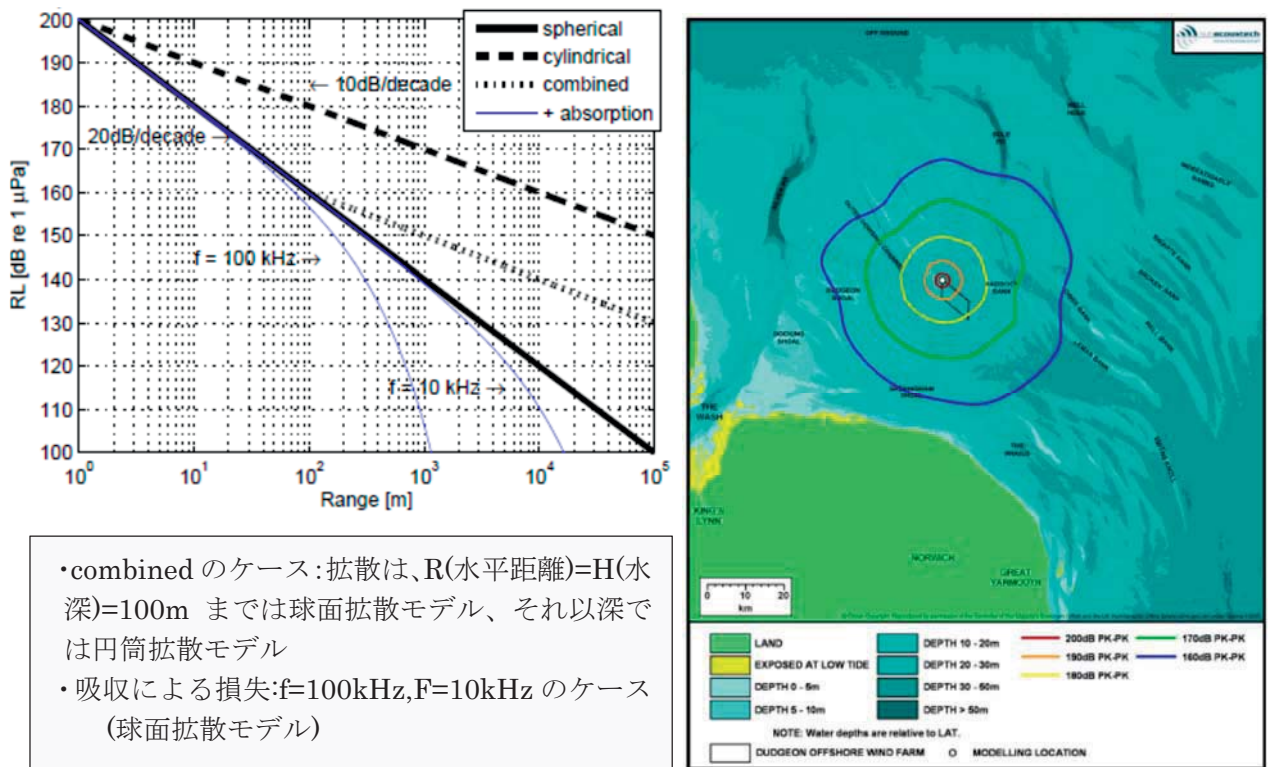


図 3.5.2-6 左図：モデルの違いによる伝搬損失 (Erbe, 2011)

右図：INSPIRE の音源レベル伝播分布 (Nedwell *et al.*, 2009)

② 水中音圧レベルと生物の反応に関する既往知見

✓魚類

- ・ 損傷レベル(> 210dB)、威嚇レベル(140-160dB)、誘致レベル(110-130dB)非骨鰾類の聴覚閾値(90-110dB)、骨鰾類の聴覚閾値(60-80dB) (畠山ら,1997)
- ・ 聴覚障害(206dB peak to peak) (Fisheries Hydroacoustic Working Group,2008)

✓海棲哺乳類

- ・ 反応閾値:120dB(ハクジラ亜目/鰭脚亜目/ヒゲクジラ亜目;Wartzok *et al.*,2012)
- ・ 反応生起:165dB(ハクジラ亜目/鰭脚亜目/ヒゲクジラ亜目の供試個体の半数が反応したレベル;Wartzok *et al.*,2012)
- ・ PTS 聴覚障害*:230dB peak to peak(クジラ目;Southall *et al.*,2007)、218dB peak(鰭脚亜目;Southall *et al.*,2007)
- ・ TTS 聴覚障害*:160dB (ハクジラ亜目マイルカ科ハンドウイルカ;Nachtigall *et al.*,2004)、195dB (ハクジラ亜目マイルカ科ハンドウイルカ;Finneran *et al.*,2005) (音圧レベルの相違は暴露時間の差による)、212dB peak to peak(鰭脚亜目;Southall *et al.*,2007)

注) *PTS : Permanent Threshold Shift(永久的な聴覚障害で死亡や聴覚消失を表す)

*TTS : Temporary Threshold Shift(一時的な聴覚障害で時間とともに回復する)

③ 上記の①の算出結果と②の生物影響評価基準(音圧レベル)を比較し、予測・評価を行う。Nedwell *et al.*(2007a)は、海洋生物(魚類,海棲哺乳類)への影響度の軽重によって評価指標を変えている。

✓致死・障害レベル

- ・ 致死 : 240dB(peak to peak)または (100P_{a,s};Impulse)
- ・ 障害 : 220dB(peak to peak)または (35P_{a,s};Impulse)
- ・ 障害(体重 0.01g 未満の小魚) : 210dB(Peak to Peak)または (187dBPa_{2,s};Impulse)

✓回避レベル

- ・ 強い回避行動(全個体) : 90dBht(Species)
- ・ 騒音の許容限界 : 110 dBht(Species)
- ・ 外傷性聴覚障害の可能性 : 130 dBht(Species)
- * dBht(Species):Nedwelland Howell(2004)に提唱したもので、生物種ごとの周波数感度特性を考慮した騒音の感受レベルである。物理的に同じ音圧レベルで暴露されても受信者の聴覚特性によって騒音影響が異なると考えられることから、このような評価方法が提案された。また、Southall *et al.*(2007)は海棲哺乳類用として、M-weighted dBを提案している)。

海棲哺乳類(ネズミイルカ、ゼニダカアザラシ)は、洋上風車の稼働時に発生する低周波音(周波数 80Hz と 160Hz に 128dB re1 Pa² Hz⁻¹ at 1m のピークレベル)を感知できることが示されているが(Koschinski *et al.*,2003)、一般的には上記 2 種以外にハンドウイルカを含めた海

棲哺乳類は稼働時よりも建設時の水中騒音に影響を受けるとの指摘がある(Madsen *et al.*,2006; Nedwell *et al.*,2007b)。

④ 必要に応じ環境保全措置により発生源の音圧レベルを減少させて予測・評価する。

モノパイルの打設工事(パイリング工事)の保全対策には次にあげる方法が提案されている。これらの環境保全措置を講ずることにより音源の音圧レベルが低下したケースでは①から再予測・再評価を行う。

- a. ソフト・スタート(最初は軽めに打設し、水中騒音に馴らせる)
- b. パイル構造の改造
- c. バブル・カーテン(図 3.5.2-7)
- d. パイル・スリーブ(図 3.5.2-7)
- e. 監視員、ソナーによる生物検知
- f. 影響が少ない時間帯での工事

(出典:a.SMRU,2007, b.~d.Nehls *et al.*,2007)

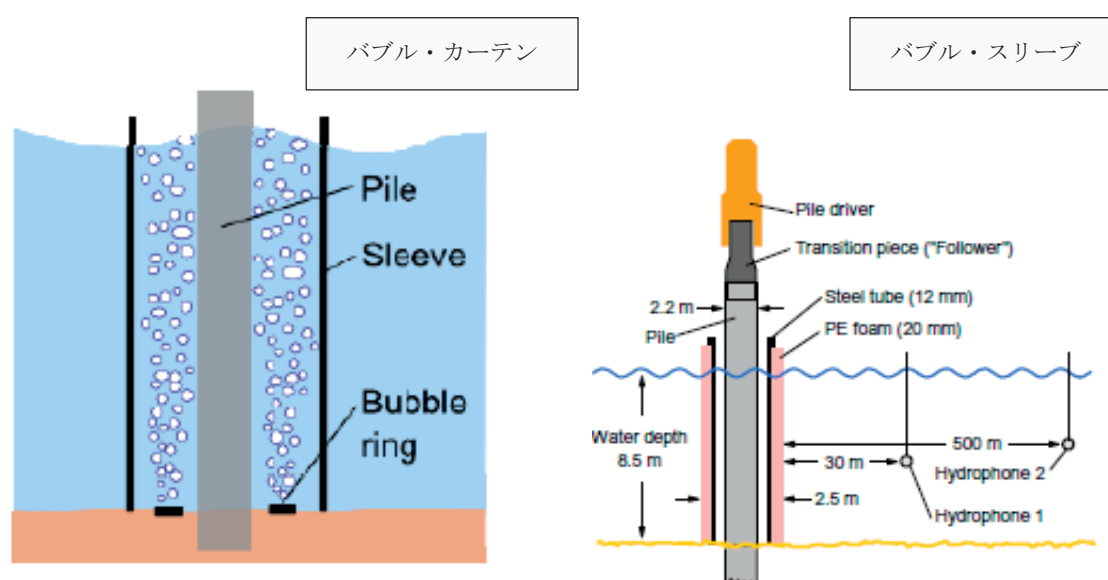


図 3.5.2-7 パイリング騒音に係る環境保全策の例 (Nehls *et al.*, 2007)

工事中の影響に関して、Elmer *et al.*(2006)によれば、直径 3.5m のモノパイルの打設工事 (Impulse hammer)の時に 1km 離れたところで 180dB re 1 μ Pa 以上の音圧測定が得られており、この音圧レベルは工事の近傍海域では魚類の損傷レベルに近いものである。また、海棲哺乳類は、モノパイル施工時の水中音について 80km 離れていてもその音を聞き分けることが可能で、20km 位の範囲では拒否反応が行動に現れ、1.8km の近くになると聴力異常を来すとの報告もある(Prior and Shrimpton,2009)。

また、北九州市沖の洋上風力発電実証研究サイトにおけるマウンドの捨石工事及び重錘均し作業時の水中騒音は施工箇所から 50m 離れた測点で、オールパス値はそれぞれ 149.5dB1 μ Pa と 157.7dB1 μ Pa であったことから魚類や海棲哺乳類が威嚇あるいは反応する音圧レベルであったと考えられる。

なお、ドイツの Alpha Ventus 洋上風力発電施設における海棲哺乳類を対象とした生態学研究において、パイルの打込み時の水中騒音暴露レベルは風車から 750m離れた地点において 160dB rel μPa^2s 、また peak level で 190dB rel μPa Peak を、それぞれ超えないことが求められている (Federal Maritime and Hydrographic agency/Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Eds., 2014)。

以下、洋上風力発電所による海洋生物影響に関して海外の調査結果(Dong Energy *et al.*,2006)を紹介する(同報告書の概要は中尾(2007)を参照されたい)。図 3.5.2-8 は、デンマークの Horns Rev 洋上ウィンドファームにおいて、船舶により建設海域と 3 箇所の対照海域における建設前後のネズミイルカの生息密度を調査した結果である。図示されているように、生息密度は工事中や半稼働時(Semi-Operation:建設直後の集中的なメンテナンスと電気工事等の付帯工事)には減少しているが、稼働時のそれは元のレベルかそれを上廻っている。Horns Rev では、同様な傾向が生物音探知機(T-POD:パッシブソナー)を使用した調査からも認められるが、Nysted で建設後の鳴音数の回復が遅れているようである(図 3.5.2-9 : 図中の Operation 1 と Operation 2 は 2 年間に亘る調査を意味する)。Dong Energy *et al.*(2006)は、その相違の理由について次の 3 つの事項をあげているが、明確な結論は得られていない。

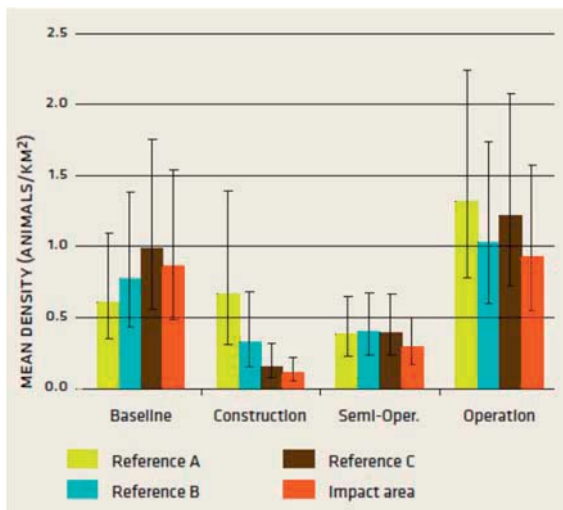


図 3.5.2-8 Horns Rev 洋上ウィンドファームのネズミイルカの生息密度の変化に関する船舶調査結果 (Dong Energy *et al.*, 2006)

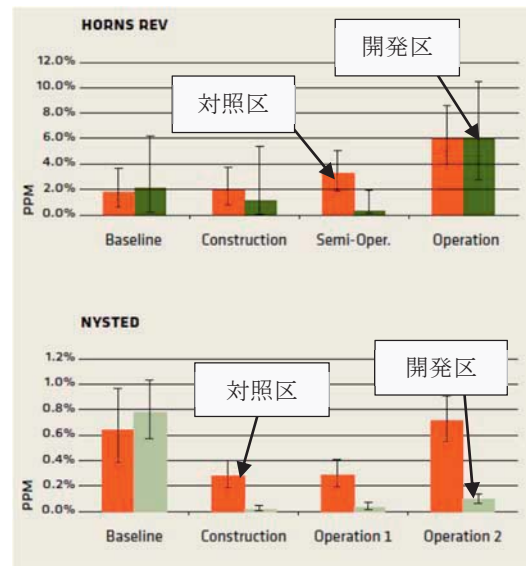


図 3.5.2-9 Horns Rev 及び Nysted 洋上ウィンドファームのネズミイルカの鳴音数の変化に関する生物音探知機調査結果 (Dong Energy *et al.*, 2006)

- i) 支持構造物の違い(Horns Rev : モノパイル式、Nysted : 重力式)による。ii) Nysted は、Horns Rev と比べて元々生息量が少ないように生息環境が適していないこともあるのか工事の影響でその場を離れるとなかなか元に戻らない傾向があること。
- iii) Nysted は Horns Rev よりもその海域が相対的に閉鎖海域であるため風車の稼働時の騒音影響を受けやすいこと。

我が国の銚子沖と北九州市沖の洋上風力発電実証研究海域において、受動的音響探知機(A-tag)を使用し、風車建設前後のスナメリの鳴音数(受信音声数)の調査が行われている。本調査手法は、船舶調査では目視観測が困難な夜間のスナメリの生息状況も捉えられ、その鳴音連続観測から日周行動等を把握することができるものである。一例として、図 3.5.2-10 に銚子沖における調査結果を示す。本図から海外の事例と同様に、工事による水中騒音の影響は、一時的なものであることが明らかになった。

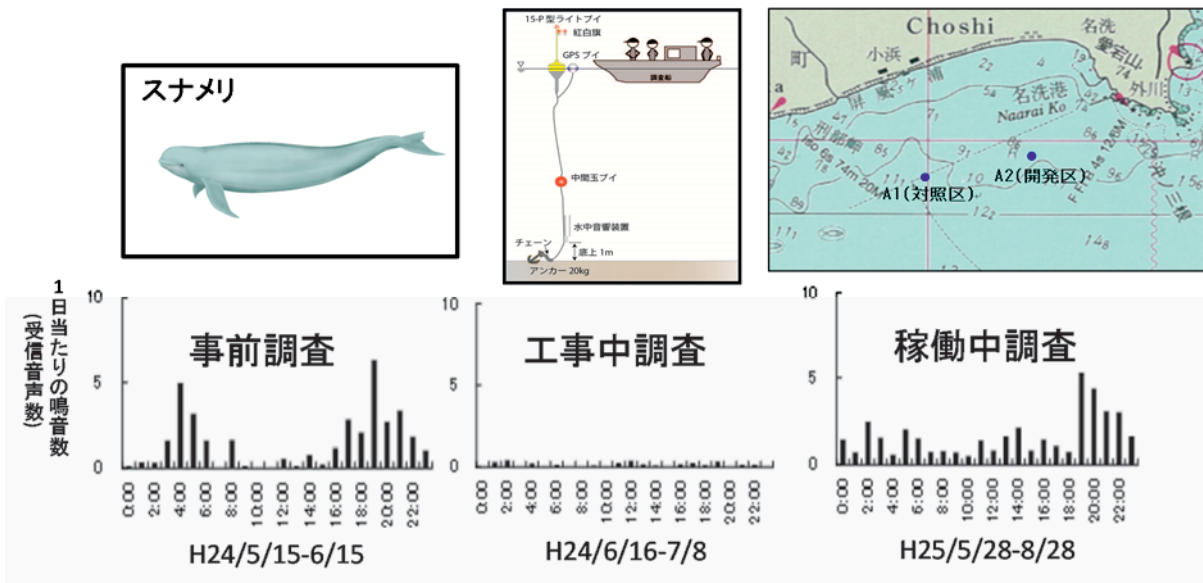


図 3.5.2-10 銚子沖洋上風力発電施設におけるスナメリの鳴音数調査結果 (E&ES, 2014)

洋上風力発電に係る海洋生物への影響は、海外における事例も含めて建設海域において工事中には一時的な影響を受けるとされるものの、稼働時には概ね大きな影響を与えるものではないことが示唆されたが、工事中においては、前述のように、振動ハンマや油圧ハンマの使用、エアバブルカーテンによる方法あるいはそれらの組み合わせによるハード面の水中騒音低減対策の他、工事を魚類や海棲哺乳類の産卵期、生育期、回遊期等を避けた時期に設定する等のソフト面での対策も検討することが望ましい。

【豆知識 3.5.2-1】

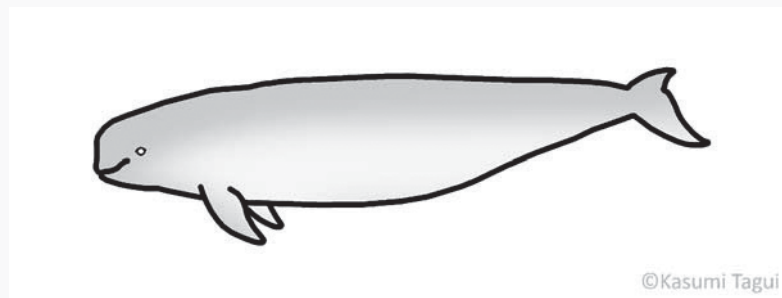
●スナメリとネズミイルカ

「スナメリ」

スナメリは、クジラ目ハクジラ亜目ネズミイルカ科に属する海棲哺乳類で、最近になって特に頭蓋骨の形態学的な特徴から台湾以南に生息する亜種とは区分され、日本近海に生息する種類は *Neophocaena asiaeorientalis*(英名 Narrow-ridged Finless Porpoise)とされ、水産資源保護法に基づく捕獲禁止対象種となっている(吉田,2011)。

我が国の太平洋側では、宮城県以南の海域や伊勢湾・三河湾、瀬戸内海その他、九州西岸、日本海側では山口県以南の海域に多く分布し(吉田,2011)、ストランディング(陸地に乗り上げた状態)の記録からも同様な分布傾向が認められている(山田・天野監訳 ; Geraci and Lounsbury.1996)。スナメリの分布域である浅い沿岸域は、洋上風力発電の建設適地と重なっていることが多い。

出産期は、伊勢湾・三河湾や瀬戸内海では春～夏(4月ピーク)であるが、九州の有明海、橘湾では秋～春となっている(吉田,2011)。また、性成熟は太平洋側及び瀬戸内海で雄が3-9歳(体長145-155cm)、雌が4歳以下(体長<140cm)、有明海、橘湾では雄が4-6歳(体長135-140cm)、雌が5-9歳(体長135-145cm)となっている(吉田,2011)。

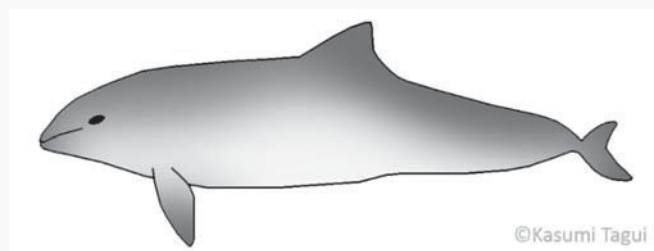


「ネズミイルカ」

ネズミイルカ(学名 *Phocoena phocoena*;英名 Harbor Porpoise)は、スナメリと同じクジラ目ハクジラ亜目ネズミイルカ科に属する海棲哺乳類で、スナメリよりも外洋域に生息するが、川を遡上することもある。

我が国では、上述のストランディングの記録からも東北以北の北海道を中心とする緯度の高い海域に多く分布している(山田・天野監訳 ; Geraci and Lounsbury.1996)。

成体の体長は、1.4m～1.7m(出生時:0.7-0.9m)、体重 60m-90kg である。



(2) バードストライク(衝突死)

洋上風力発電所の建設に伴う鳥類への影響に関して海外の調査結果(主に、Dong Energy *et al.*,2006)を紹介する(同報告書の概要は中尾(2007)を参照されたい)。

洋上風力発電施設が鳥類に与える影響は、i)視覚的な刺激に対する回避行動、ii)施設の建設に伴う物理的な生息環境の喪失・変更(基礎・洗掘防止の捨石による新たな生息場の創出も含む)及びiii)施設への衝突死(バードストライク:コウモリ類の衝突死(Bats Strike)も問題視されている)リスク等である(図 3.5.2-11)。これらの要因が鳥類の生理・生態に影響を及ぼす結果、エネルギー消費・摂取率が変化することにより生物生産力が変化するとともに、バードストライクによる生残率の低下と相俟って鳥類個体群に影響することとなる。これらの影響を定量的に予測・評価するためには、洋上風力発電所の障壁影響によるエネルギー消費の増加に伴う影響(繁殖や再生産の変化等)を例にとってみても給餌率、繁殖率、生残率等の多くデータが必要である。

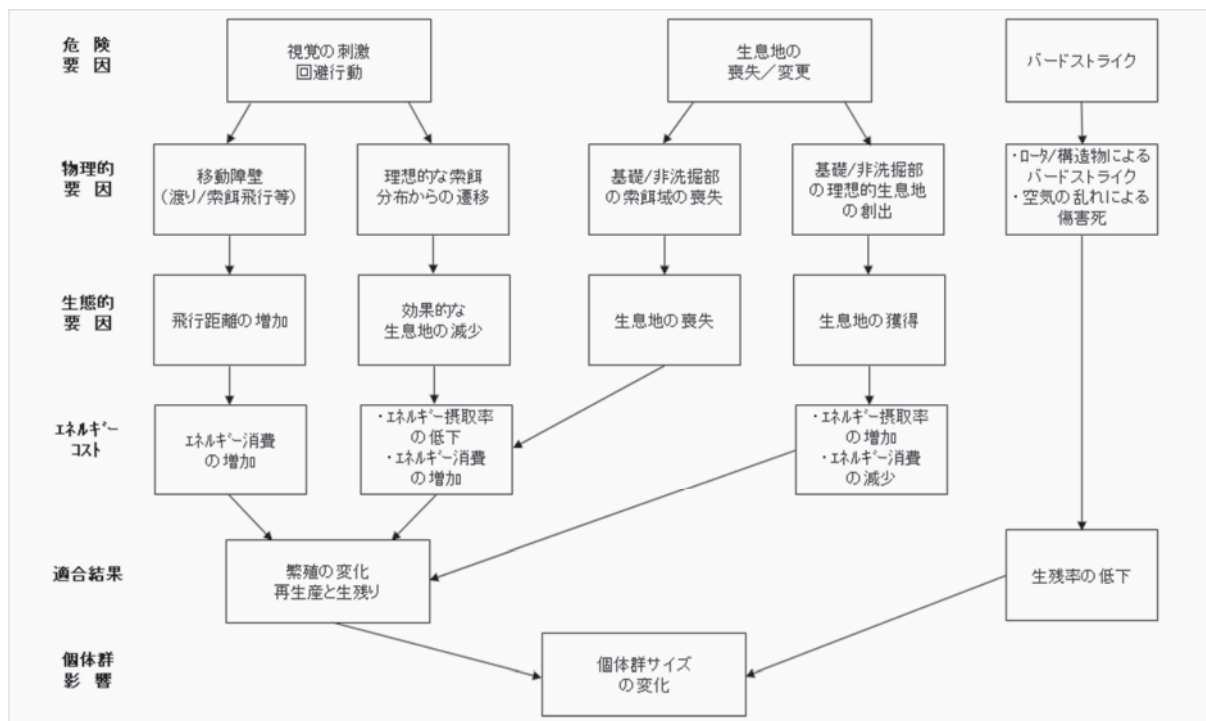


図 3.5.2-11 洋上風力発電施設による鳥類の個体群レベルへの影響プロセス

(中尾, 2007; Dong Energy *et al.*, 2006 を基に作成)

鳥類調査は、船舶、飛行機による写真・ビデオ・目視観察の他、レーダ観測等により行われ、取得されたデータ(種類、個体数、飛翔高度、飛翔ルート等)は環境影響評価に活用されている。また、風車稼働後の鳥類調査としてバードストライクの実態を把握するため、赤外線探知機(TADS:Thermal Animal Detection System、図 3.5.2-12)やバードストライク監視装置(WT-Bird、図 3.5.2-13)が使用されている。これには、高感度カメラ、赤外線ビデオ、加速度計(衝突の振動測定)等から成る監視システムが構築され、モニタリング調査に使用されている(同様な装置は NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖でも設置されている)。



図 3.5.2-12 赤外線探知機の設置状況 (Desholm and Kahlert, 2005)

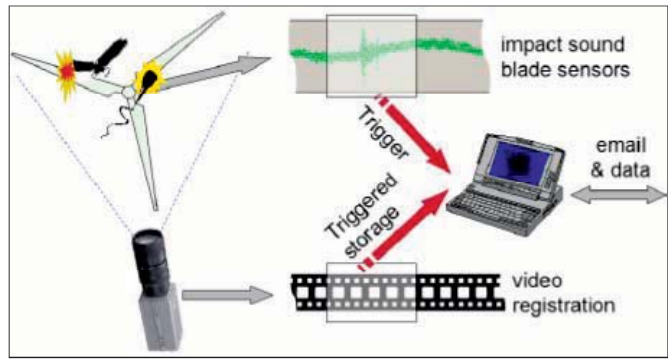


図 3.5.2-13 WT-Bird バードストライク監視装置 (Wiggelinhuizen *et al.*, 2006)

1) 鳥類の飛翔特性

Dong Energy *et al.*(2006)によれば、鳥類は風力発電施設を避けて飛翔することが認められている。Hors Rev では、71-86%の鳥類がウィンドファームの 1.5-2km 手前に近づくと左右に分かれウィンドファームから 5km 位離れて周囲を飛翔する行動が確認されている(図 3.5.2-14)。これは、Nysted においても同様で、鳥類は 1.5-5km に達すると飛行ルートを変えて風車の間を飛翔するよりもウィンドファームの周囲を優先的に飛翔するパターンが確認され(図 3.5.2-15)、建設前後でウィンドファーム内の空間利用が 78%減少したことが報告されている。また、鳥類は周辺海域で昼間よりも夜間の方が高高度(1,500m 以下)を飛翔しているが、ウィンドファーム近傍で飛行方角を変える位置は両洋上風力発電サイトとも夜間(0.5km)の方が昼間(1.5km)よりもウィンドファームに近づいてから方向を変える傾向があるとされている。なお、TADS 観測によれば、ウィンドファーム内の夜間の飛行高度は 120m 以下になることはなく、夜行性の渡り鳥(カモメ類やカワウ)が風車の灯火に誘引されることもなかったと報告されている。また、Nysted のウィンドファーム内で夜間や悪天候下の鳥類の飛行は認められず、同様な現象はスウェーデンの洋上風力発電施設でも観測されている(Petterson,2005)。

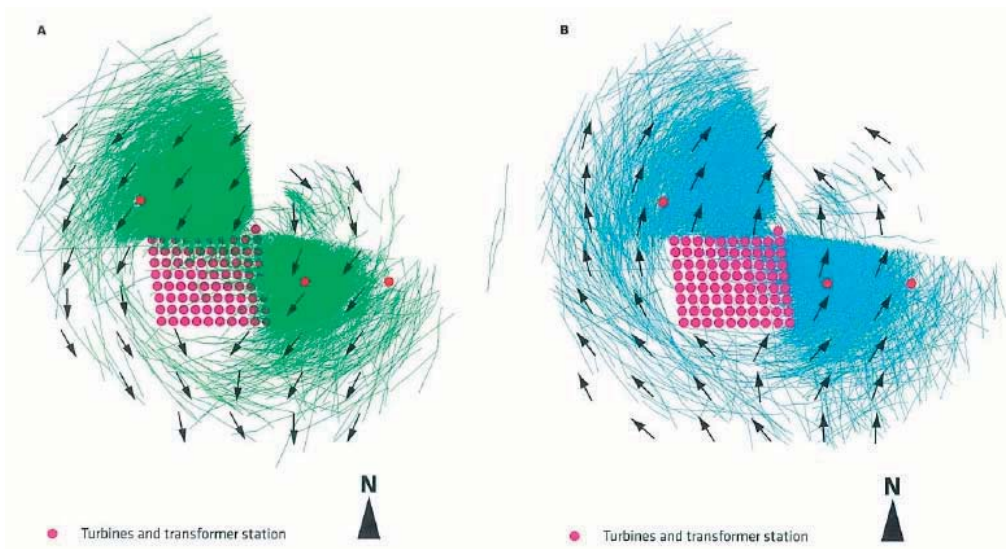


図 3.5.2-14 Horns Rev におけるレーダによる鳥類の飛行軌跡 (Dong Energy *et al.*, 2006)

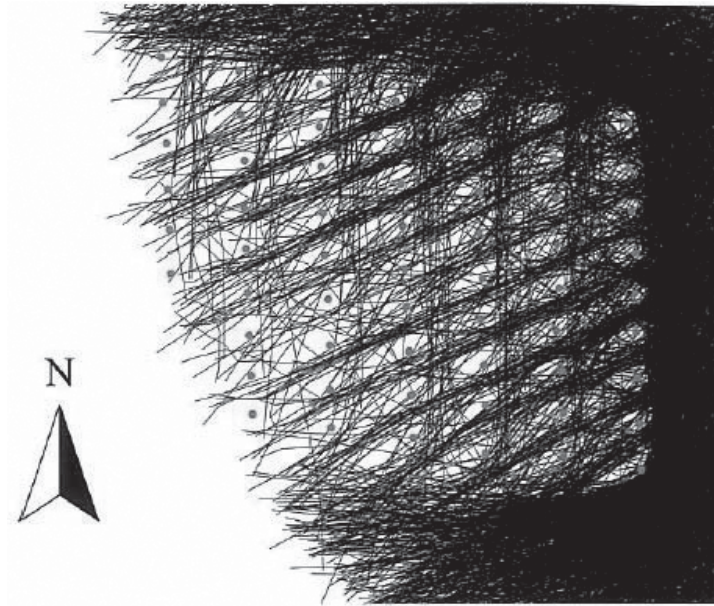


図 3.5.2-15 Nysted におけるレーダによる鳥類の飛行軌跡 (Desholm and Kahlert, 2005)

鳥類は、風力発電施設を避けて飛翔することは前述の通りであるが、種類別にみると、その傾向が最も顕著なのはアビ(Horns Rev)とコオリガモ(Nysted)で、ウィンドファームの周辺 2km 以内の海域で生息密度は著しく減少している。これは餌場が変わった結果とされているが、将来、鳥類の飛行ルートに沿って別のウィンドファームが整備された場合、個々のウィンドファームの影響が蓄積され(累積的影響)、ある時点で影響が顕在化することも考えられ、留意すべき問題点である。

銚子沖と北九州市沖の洋上風力発電実証研究海域において、施設の建設前後に亘って鳥類調査(船舶トランセクト調査、定点調査及びレーダ調査)が行われ、鳥類の飛翔特性に関する知見が得られている。

① 銚子沖

銚子沖におけるレーダの水平照射調査の結果から、海外の事例と同様に、鳥類が洋上風車を回避して飛翔しているパターンが確認されている(図 3.5.2-16)。ただ、バードストライクによる衝突数を推定するには鳥類の飛翔高度を把握しなければならない。

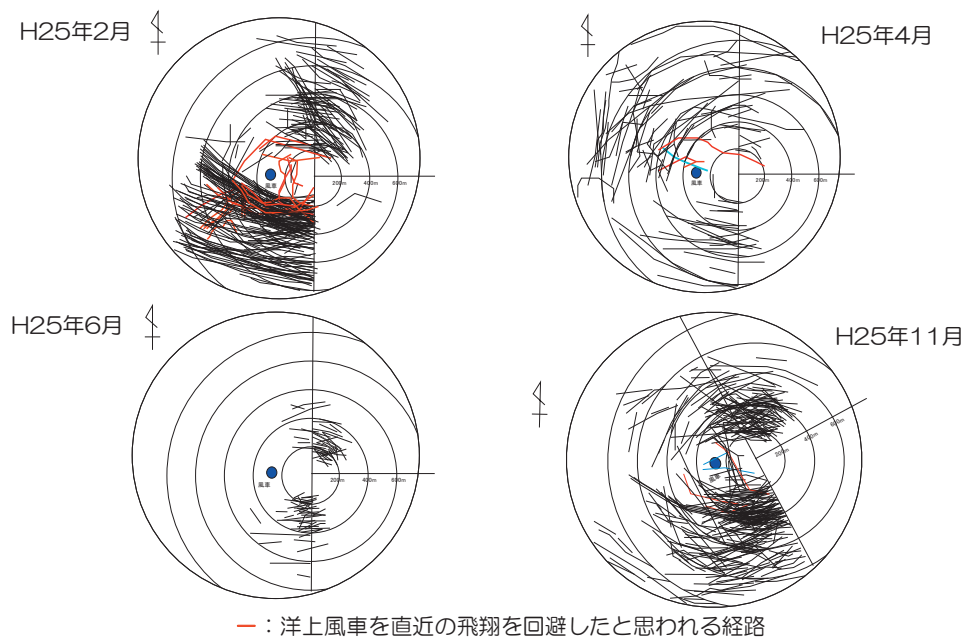


図 3.5.2-16 銚子沖におけるレーダの水平照射調査結果(東京電力・東京大学資料)

洋上風力発電施設の建設前の定点調査における鳥類の飛翔高度を表 3.5.2-4 に示す。朱書きで表示されているように、洋上風車のロータ面の M 高度(36-126m)を飛翔する鳥類は、アジサシ、ウミネコ、カモメ族の一種、コアジサシ、セグロカモメ及びユリカモメがあげられ、なかでもウミネコが最も多い結果となっている。本海域に多数生息しているオオミズナギドリはロータ面の高度以下の L 高度(0-36m)の飛翔数が圧倒的に多く、約 2,200 羽となっている。

表 3.5.2-4 銚子沖における鳥類の飛翔高度に係る建設前定点調査結果(東京電力・東京大学資料)

種名	高度 S	高度 L	高度 M	高度 H
●アジサシ			23	
アジサシ属の一種		4		
ウトウ		3		
ウミウ		12		
ウミガラス		2		
ウミスズメ		8		
●ウミネコ	3	276	188	3
オオミズナギドリ	101	2,194		
カモメ科の一種		84		
●カモメ属の一種		3	53	
カワウ		1		
カンムリカイツブリ		3		
クロガモ	4	25		
●コアジサシ		2	7	
シギ科の一種		1		
シロエリオオハム		21		
●セグロカモメ		3	1	
ハシジロアビ		1		
ハシボソミズナギドリ		7		
●ユリカモメ		5	8	

単位：羽数/半径 300m,10.5 時間

また、レーダの垂直照射調査からは概して四季別・昼夜別ともに飛翔高度はブレードの最先端高度(高度 H: >126m)を超えて飛ぶ鳥類の多いことが認められているが、8月の昼間にはロータ面の M 高度を飛翔する鳥類(目視観測からウミネコと推定されている)が比較的多い結果となっている(図 3.5.2-17)。なお、図示していないが、洋上風車が停止している状態にあっても、飛翔高度の傾向は稼働時と変わらないこと、時間帯別調査結果(2月)によれば、日没前の鳥類出現数が圧倒的に多く、それ以外の出現ピークは日出前後にみられること、また、飛翔高度は日出前後にはロータ面高度の出現が 70-80%であるのに対して、他の時間帯はブレードの最先端高度を超える出現が 80%以上となっていること等が、鳥類の飛翔に関する特徴としてあげられる。

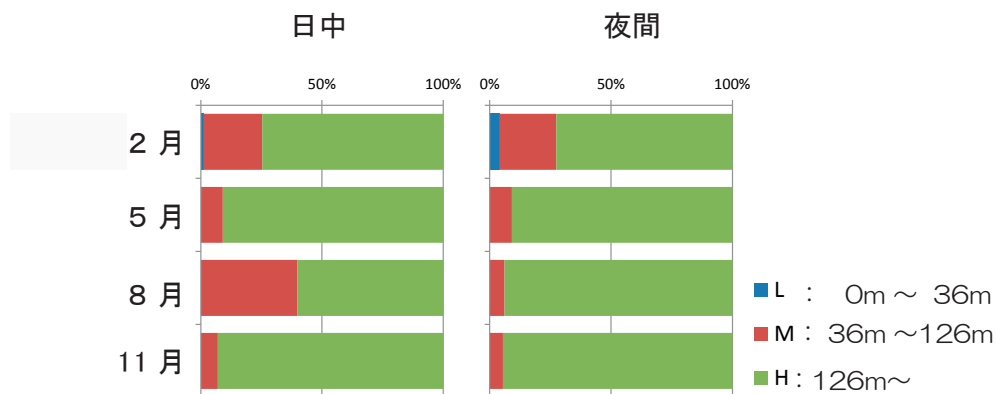


図 3.5.2-17 銚子沖におけるレーダの垂直照射調査結果(東京電力・東京大学資料)

② 北九州市沖

北九州市沖におけるレーダ水平照射調査からオオミズナギドリが白島(オオミズナギドリのコロニーの存在が確認されている島嶼)の北西から西北西方向に行き来していることが認められている(図 3.5.2-18)。また、オオミズナギドリの飛翔高度について、2013年10月の船舶調査と目視観測から陸上では 60m が多かったが、海岸から 500m も離れた沖合では 10m 以下の低い高度を飛んでいることが確認されている(図 3.5.2-19)。2014年1月に行われたトランセクト調査では、オオミズナギドリは確認されていないが、同年5月の調査では洋上風車のロータ面以下の L 高度(0-30m)を飛翔する個体が 74 羽認められた他、ロータ面の M 高度(30-130m)にも 4 羽の飛翔が確認されている(表 3.5.2-5)。また、同年5月に行われた海域における定点調査では、ミズナギドリ目として高度 L で 6 羽が確認されているが、陸上の定点調査からはミズナギドリ目の出現は認められていない(表 3.5.2-6)。なお、海域においてロータ面の M 高度を飛翔する鳥類は、5月調査ではオオミズナギドリの他、ウミネコ、ミサゴ、トビ、タカ目及びハヤブサ目があげられ(表 3.5.2-5 ; 表 3.5.2-6)、1月調査では前述のようにオオミズナギドリの出現はみられなかったが、ウミネコ、セグロカモメ、オオセグロカモメ、カモメ科の一種、ミサゴ、トビ、チドリ目等が M 高度を飛翔する鳥類として確認されている。

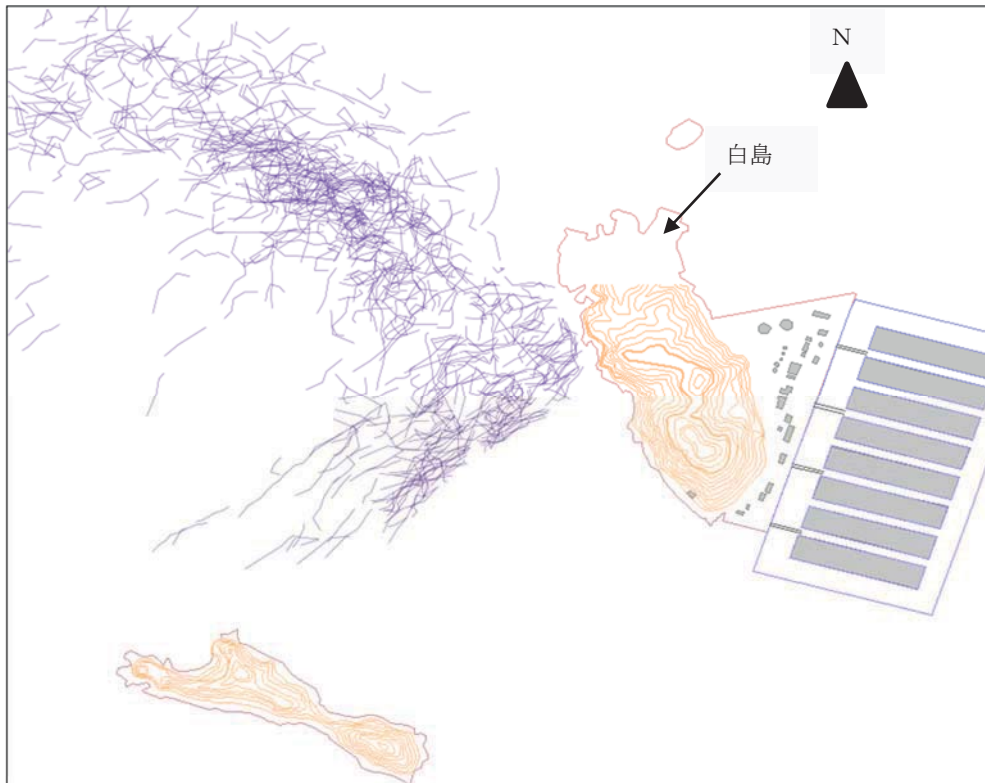


図 3.5.2-18 オオミズナギドリ の飛翔経路 (2012 年 7 月 30 日夕方)
(電源開発資料)

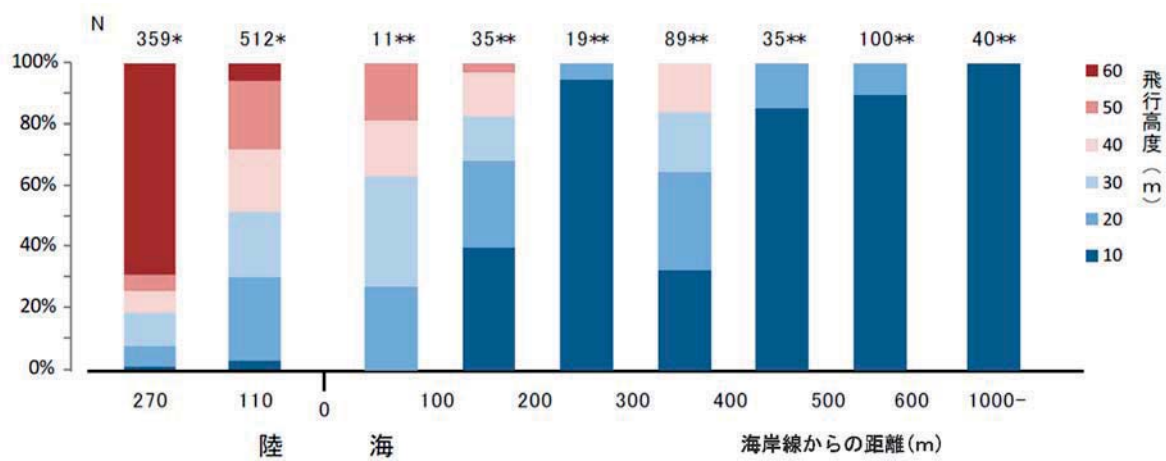


図 3.5.2-19 オオミズナギドリ の飛翔高度と海岸線からの距離 (2013 年 10 月)
(電源開発資料)

表 3.5.2-5 北九州市沖における船舶トランセクト調査による
鳥類の飛翔高度調査結果(2014年5月27,28日)
(電源開発資料)

種名	高度S	高度L	高度M	高度H	合計
オオミズナギドリ		74	4		78
ウミウ		1			1
アオサギ		2			2
ダイサギ		5			5
ウミネコ	1	7	3		11
コアジサシ		5			5
カンムリウミスズメ	4				4
ミサゴ		2	2		4
トビ		2	10		12
スズメ目の一種		1			1
合計	5	99	19	0	123

表 3.5.2-6 北九州市沖における定点調査による鳥類の
飛翔高度調査結果(2014年5月8-10日)
(電源開発資料)

位置	目名	5月期				合計	
		高度S	高度L	高度M	高度H		
海域	ミズナギドリ目		6			6	
	カツオドリ目		7			7	
	ペリカン目		6			6	
	アマツバメ目				12	12	
	チドリ目		443			443	
	タカ目		30	47	8	85	
	ハヤブサ目			1	3	4	
	スズメ目		8		16	24	
	合計		0	500	48	39	587
	陸域	カモ目		18			18
ハト目			35	2		37	
カツオドリ目			2			2	
ペリカン目			12	1	2	15	
ツル目			1			1	
チドリ目		5	72	8		85	
タカ目			42	34	4	80	
キツツキ目			2			2	
スズメ目			366	6		372	
合計			5	550	51	6	612

2) 衝突個体数・衝突確率の推計

バードストライクは、鳥類が風力発電施設へ衝突し、死に至ることであるが、ブレードの回転等に伴う気流の乱れにより障害を受けることも含まれる(Langston,2010)。衝突確率は、鳥の飛翔高度とブレードの回転高度が一致すれば高くなるが、バードストライクは風力発電固有の問題ではなく、ビル、自動車、飛行機、鉄道、送電鉄塔等の人工物に相当数の鳥類が衝突死していることは既に良く知られている。衝突死の原因の一つとして「モーション・スミア(モーショ

ン・トランスペアレント)』と呼ばれる現象があり、これは風車のブレードのように時速 300km 程度の速度になると鳥の目には回転翼が透けて見え衝突することである(Hodos,2007)。

我が国における鳥類の陸上風力発電施設への衝突事例は、北海道、岩手県、愛媛県、長崎県、沖縄県等の風力発電施設にみられるが(古南,2008)、斃死数は発見率に依存するのでバードストライクの実態を把握することは、特に洋上風力発電の場合においては難しい。Hüppop *et al.*(2006)は、ドイツの北海に設置されている洋上風況観測タワー(FINO1)において、2003年10月～2004年12月の間に発生したバードストライク(442羽;21種)について報告している。明らかに飢餓状態と思われた個体を除いて、見た目には物理的に正常な個体が多かったが、その内、245羽は嘴の出血(41.3%)、頭蓋の損傷(18.0%)と脚の骨折(16.8%)の損傷がみられた。バードストライクの半数以上は、2003年10月1日夜間(86羽)と2004年10月29日夜間(196羽)に発生し、当夜は、霧が立ち込め霧雨で視界が非常に悪く、多くの鳥はタワーのプラットホームの照明に誘引されてタワーを周回し、明らかに方向感覚に異常を来したものと考えられている。

北九州市沖において、2014年11月10日10時頃にミサゴ(環境省:準絶滅危惧種、福岡県:未指定)の死体が漂流しているのが発見され、赤外線探知機(TADS)の記録からバードストライクと確認された(図 3.5.2-20)。



図 3.5.2-20 北九州市沖洋上風力発電施設におけるバードストライク(電源開発資料)

バードストライクによる衝突個体数の予測モデルは、風車諸元と鳥類諸元(大きさや飛翔速度等)から数学的に衝突確率を算定するモデル(Tucker,1996;Band *et al.*2007)と、鳥類がウィンドファーム領域に侵入し風車間を通過する確率等から衝突確率を算定する確率論的モデル

(Delson and Kahlert,2006)の2種類が主なモデルとなっている。以下に各モデルの入力条件を示す。

①数学的モデル(Band *et al.*モデルの例)

- ・衝突危険範囲(Risk window)
- ・鳥類の衝突危険範囲の飛翔数
- ・ウィンドファーム全体のロータ面積と全体面積に対する割合
- ・ロータを通過する鳥類の個体数
- ・リスク空間(Vw)= ウィンドファームの面積×風車高
- ・ウィンドファーム全体のロータ回転容量(Vr)
- ・危険領域における鳥類の占有率
- ・鳥類の飛行速度
- ・鳥類のロータ範囲通過時間と通過個体数
- ・風車の諸元(ブレード数、回転速度、ピッチ角、ロータ半径)
- ・鳥類の諸元(体長、翼長、アスオエクト比、ロータ通過速度、ロータの通過位置等)

②確率論的モデル(Kahlert *et al.*モデルの例)

- ・渡りの数
- ・鳥類のウィンドファーム内へ進入する割合
- ・鳥類の水平危険範囲へ進入する割合
- ・鳥類が特定高度以上を飛翔する割合
- ・鳥類が回避行動をとらずにロータ範囲を通過する割合
- ・鳥類が偶然ロータを通過できる可能性
- ・対象とする風車列の数

Desholm and Kahlert(2005)は、前述した Hors Rev と Nysted で鳥類調査を行っており、ウィンドファーム内に一旦入った鳥類はロータの高さよりも低高度で風車の間を等距離に保って飛行し衝突を回避していることを確認し、鳥類の風車への衝突リスクは 1%以下と報告している。また、Dong Energy *et al.*(2006)により Nysted 洋上風力発電施設を対象として確率論的な衝突予測モデルを用いて回転翼によるケワタガモ(当該海域で卓越種)の衝突確率が求められている。それによればケワタガモは一秋(1年)に 235,000羽の内、95%の信頼限界で 0.018-0.020%(41-48羽)が衝突死する推定結果となっており、これはデンマークで年間の狩猟による捕獲数(70,000羽)の 0.05%以下に相当し非常に少ないと指摘されている。

銚子沖洋上風力発電実証研究において、油井・島田(2013)の球体モデルを用いて鳥類の衝突数が推定されている(図 3.5.2-21)。その推定結果は、ウミネコが約 20羽/年で大きいものの、他の鳥類は 1.4羽/年となっている。

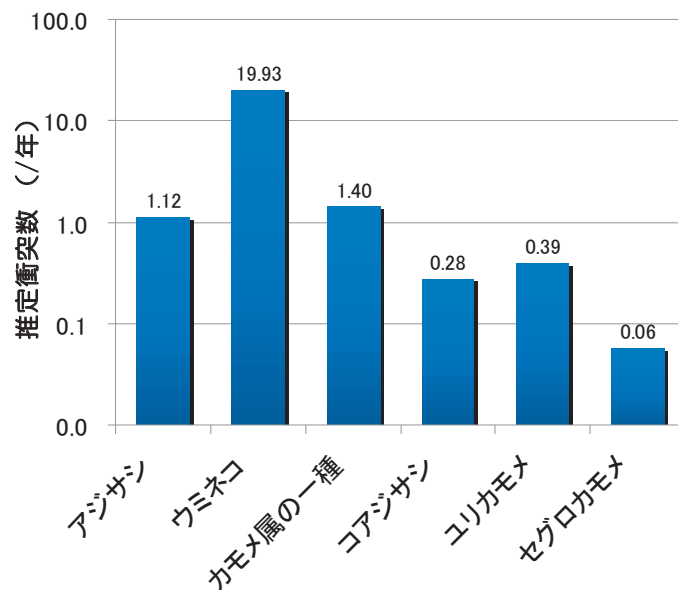


図 3.5.2-21 銚子沖における油井・島田の球体モデルによる鳥類衝突数の推定結果(東京電力・東京大学資料)

任意の洋上ウィンドファームにおいて、衝突確率を算定するための確実性のある入力データやパラメータの設定が難しく、これらの設定のための調査データの蓄積が待たれる。上記の由井・島田(2013)の球体モデルを使った鳥類衝突数の推定では、回避率は海外の文献値から引用されて算出されていることから、モデルの精度をあげるためには汎用的なパラメータの整備が必要である。さらに予測結果の評価に関して、単に衝突数の多寡によるのではなく、海外では既に実績のある鳥類の資源解析に基づく評価が必要で、今後、その基本となる鳥類の個体群の大きさを把握する努力が重要である。

バードストライク対策は、基本的には風力発電施設の計画海域が鳥類の渡りのルート、営巣域、索餌域等に該当する場合には候補海域として除外することであるが、その他の対策として、風車の大型化、風車の設置基数・配列の変更、あるいは運転制限等があげられる(Schepers *et al.*,2007)。ただ、風力発電事業者は、稼働後のある期間モニタリング調査を実施し、バードストライクの実態を把握することが望ましいし、鳥類研究者においては個体群への影響を的確に予測・評価できるように鳥類の分布・行動や生理・生態等に関する研究を進めることが求められている。

(3) 景観

陸上風力発電施設は、基本的には開放系の風通しの良好な場所に設置するため、視認できる場所は多く、風車の大型化や導入量の増加に伴って複数の施設が隣り合うケース等、景観は重要な課題とされている。洋上風力発電は、陸から離れた海域に設置されることもあり、陸上風力発電と異なり景観問題は緩和されるものの、環境影響評価項目として重要な項目である。

1) 景観影響の及ぶ範囲

景観への影響とは、i) 圧迫感・威圧感、ii) 眺望阻害、iii) 周辺の景観特性との非調和等があげられる。景観は主観的なものであるため客観的な評価は困難であるが、一般には周辺環境の景観との調和が図れるように配置・デザイン・色彩(風車のネイビーブルー塗装)等の配慮がなされている。洋上では、景観に影響する大きな要素として「離岸距離」がある。これは、地球の曲面、視界への気象影響、照明、物体の特徴、人間の視力等と関係している。地球の曲面は、風車が見える距離に影響するものの、非常に遠い距離でない限り無視しえるものであるが、ここでは地球曲面と大気による光の屈折効果を考慮して視覚可能な理論的な距離を算出した例を示す。風車(10MW)の大きさとして海面から支持構造の天端部までの高さ(25m)、海面からロータ中心までの高さ(115m)及び海面からブレード最先端までの高さ(190 m)を、海面上 1.5 m の高さから見た場合、その距離はそれぞれ 2.4km、46km 及び 58km となる(図 3.5.2-22)。風車の大きさが小さければ視認距離も短くなるが、理論的には最大視認距離は 35km 程度と言われている(White Consultants,2009)。Dong Energy *et al.*(2006)によれば、海岸から 18km 離れるとかなり目立たなくなり、それよりもさらに離れると視認できなくなるとされているが、実際には気象・海象条件により洋上風車が確認できるのは海岸から 10km 未満の範囲と言われている(Musial *et al.*,2006)。なお、スコットランドでは、離岸距離 8km 以内の海域には、景観上、洋上風力発電の建設は困難とされている(SeaRoc,2014)。

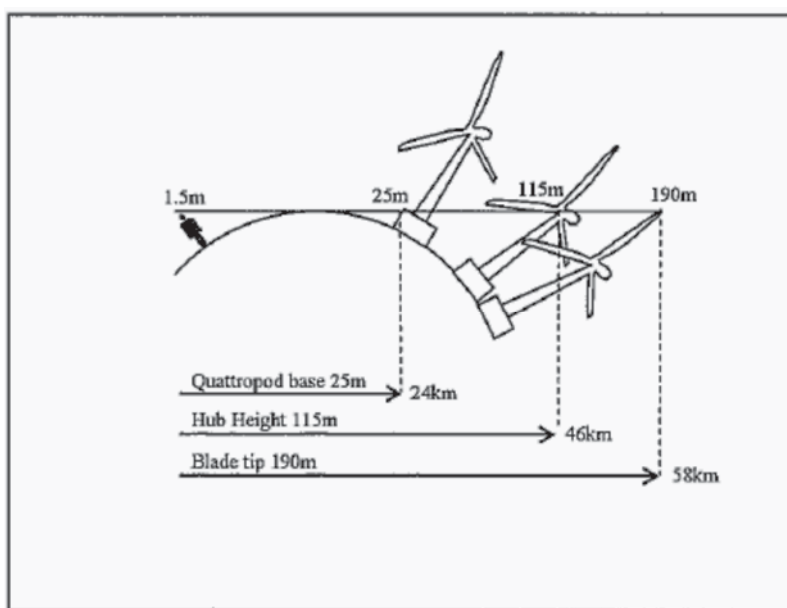


図 3.5.2-22 海面上 1.5 m の位置から見た 10 MW 風車の視認距離
(White Consultants, 2009)

2) 景観の予測・評価

景観の基本的な予測手法は、可視領域域図から調査範囲を検討して主要な眺望点からのフォトモンタージュを作成する(図 3.5.2-23)。同図は、離岸距離 6km に位置するウィンドファームで、異なる明りの状態で起こるレベルのコントラスト差を示している。Department of Trade Industry(2005)によれば、明るさと暗さのコントラストが最大となる日出と日没時に良く見えるとされ、逆に太陽が高い位置にある時には風車は暗く見え、航空障害灯等の明かりは、夜間には明るい照明であっても海岸からは唯の“ちらつき”に見えるとされる。

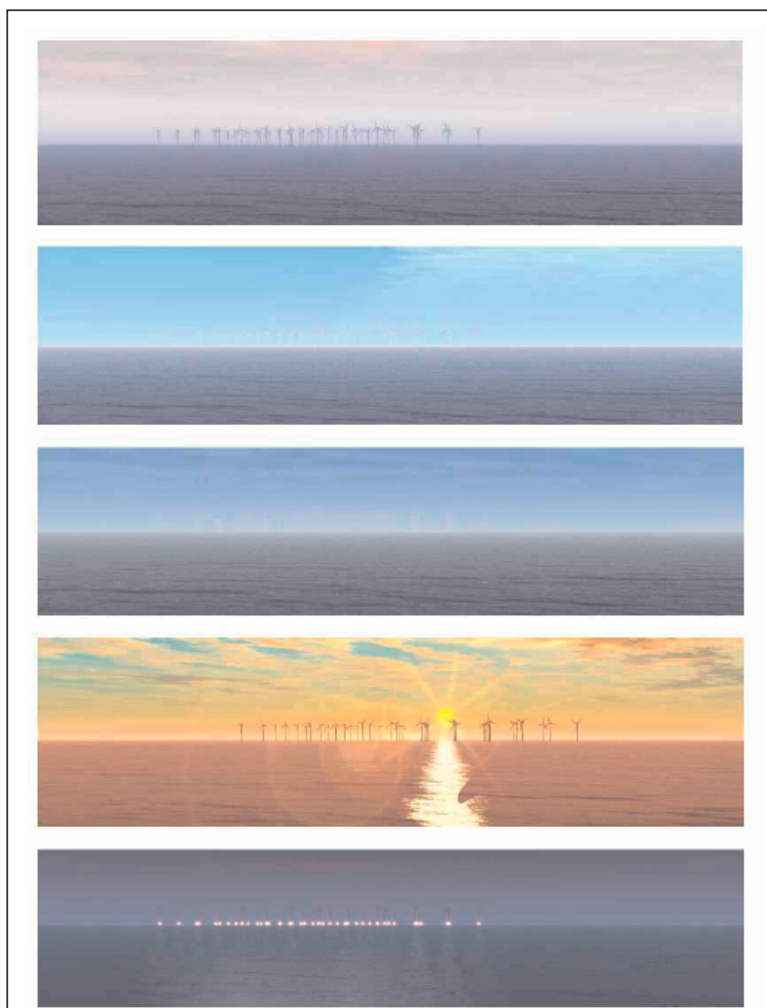


図 3.5.2-23 洋上ウィンドファームのフォトモンタージュの例
(Department of Trade Industry, 2005)

評価は、フォトモンタージュを基に物理指標(視野占有率、見込角等)を算定するとともに、地域住民等へのアンケート、ヒアリング等による価値認識調査を行って、可能な限り定量的に評価する。洋上風力発電実証研究において、施設設置前(フォトモンタージュ)と設置後の景観について検討が行われている(図 3.5.2-24 は北九州市沖の例)。また、銚子沖実証研究サイトでは施設設置後に施設の見学者、講演来場者及び「地球の丸く見える丘展望館」の来館者を対象とし

たアンケート調査が行われており、景観上の違和感は全体の約 60%が“無い”との回答が得られているが、年齢別にみると 50～60 歳代が“違和感がある”と回答が多かった(13-19%)。さらに“観光資源になり得るか”の質問に対して全体の約 60%が肯定的な回答であった。その結果、フォトモンタージュが施設設置後の視認状態を良く表現し予測手法として適正なことや、アンケート等の価値認識調査も事前・事後に行って住民・観光客等の意見を確認し、予測手法に活かすことが大切であると考えられた。



図 3.5.2-24 北九州市沖の洋上風力発電施設の事前(上段)・事後(下段)の景観比較(電源開発資料)

洋上風力発電の景観対策で著名なのは、Middelgrunden 洋上風力発電施設である。ここは、デンマークの観光地としても名高いコペンハーゲン沖合いの施設であり、計画段階で住民に対してフォトモンタージュ手法を用いた洋上風力発電施設の完成写真を公聴会の時やインターネットを利用して提示し、精力的に意見の聴取が行われた(Moeller & Groenborg AS,1998)。その結果、ウエイクの影響により風力発電電力量が少し劣るものの、景観/美観が最重要視されて風車を古城の防衛城郭をイメージする弓形形状に配列することとなった。

このように、欧米では、洋上風力発電の環境アセスメントにおいて「景観問題」が重視されており、我が国においても景観に配慮した洋上風力発電施設計画を立てることが望ましい。

(4) 蛸集効果

魚介類の蛸集効果*は、特に砂質・泥質の海底地盤に着床式洋上風力発電施設が導入されると、基盤(支持構造物)に付着生物が出現し、それをベースに従来とは異なる食物連鎖が形成され、新しい生態系が構築される可能性が考えられる。蛸集効果は、生物相が豊富になることにより、

* 魚介類が集群することを蛸集(いしゅう)と言い、一次的であれ漁獲量が増える等の効果があること。

ある面でプラス効果と言える現象である。ここでは洋上風力発電施設の蛸集効果について既往の知見を取りまとめた。

1) 人工構造物と蛸集効果

一般に、魚礁とは隆起した海底地形に魚族が集群する漁場のことである(宇田,1961)。このような場に魚介類が集まる理由は以下のように考えられている(宇田,1961;佐藤 1977;中村,1979)。

①物理的要因：流れの変化を好むこと、陰影を好むこと

②生物的要因：餌料が豊富で索餌場・産卵場として優れていること、外敵から身を隠す避難所・逃避場として活用されること

魚類のこのような性質を積極的に利用して漁業生産を向上させる試みの一つに「人工魚礁」がある。これは海中に人工構造物を設置して魚介類を誘引し漁獲効率を高めるためのもので、その効果は“蛸集効果”、“魚礁効果”、“集魚効果”、“生産効果”、“増産効果”等と称されているが(例えば、小倉,1994)、ここでは“蛸集効果”に統一して用いた。

我が国における人工魚礁に関する研究は、国の公共事業として沿岸漁場整備開発事業が補足してから一層充実し、水産分野においてこれまで数多くの調査・研究が実施され、これらの知見は小倉(1994)によって詳細に取りまとめられている。ここでは、その成果を紹介することは差し控え、海底に支持構造物を設置する着床式洋上風力発電と同様に海底に魚礁を設置する構造物を「沈設魚礁」と総称すること、沈設魚礁による魚礁効果は、規模(大きさ・高さ)、構造(形状)、素材などによって差異があることを記すに留めることとする。

2) 洋上風力発電の蛸集効果

デンマークの Horns Rev 洋上風力発電施設(水深 6-14m)において、施設設置後に支持構造物(モノパイル)と洗掘防止のための捨石等に付着生物、カニ類等のベントスの種類と生物量が増加していることが報告されている(Danish Energy Authority,2006)。

同報告書では、調査が建設後間もないこともあって魚類の増加については明確な結果を示していないけれども、ベントス生物量の増加に伴って施設が魚類の索餌場や産卵場の役割を担うことの他、隠れ家の機能を有することにより魚礁効果が期待されると指摘している。洋上風力発電施設の設置は、上述のように人工魚礁と同様な魚礁効果をもたらすものと推察されるが、その効果は底質が岩礁・転石海域と比べて、特に、Horns Rev のように底質が砂質・砂泥質の海域では新たな付着基盤の創出により魚介類の強い蛸集が期待できる。そのような蛸集効果を高めるためには洋上風力発電施設の支持物の構造として、底面(裾)部分の幅広いことやジャケット方式であれば補助部材の間隔を狭めること、重力式であれば強度を保持しなければならないが、コンクリートの表面に凸凹や巣穴を設けること等の工夫が必要である。

なお、NEDO 洋上風力発電実証研究が行われている銚子沖と北九州市沖では魚類の蛸集効果を明らかにするための調査を実施中である。

3.6 実施設計

洋上風力発電に係る設備設計、工事設計及び工事計画の概要を示す。なお、実施設計に当たっては、洋上風力発電事業期間における温暖化による気象・海象条件の変化や地震も考慮した検討が必要である。

3.6.1 設備設計

(1) 洋上風力発電システム設計

導入風車の仕様に対して、国内の法的基準を満たすように材料の強度や許容範囲、電力会社との系統連系等、必要な設備を以下の事項について照査、検討を行う必要がある。

- ・ 一般仕様に関する事項：風力発電システム仕様、規格摘要、環境条件
- ・ 運用計画に関する事項
- ・ 運用・保守・管理に関する事項：遠隔監視制御装置・表示盤仕様
- ・ 安全装置に関する事項
- ・ 保証に関する事項

また、従来、高さ 15m を超える風車を支持する工作物(特定支持物)であって陸上に設置されるものや洋上着床式のものについては、建築基準法及びこれに基づく政令等の規定による規制に基づく工作物としての規制を受けていたが、風力発電の導入促進を図るために発電用風力設備の安全性の審査は、電気事業法に規定される「発電用風力設備の技術基準(及び発電用風力設備の技術基準の解釈(風技解釈))」によるものとして平成 26 年 4 月に一本化されたことから、以降に設置する風車は電気事業法における構造安全性確保に関する審査を受ける必要がある。ただし、従来と同等の安全性を確保するために、特定支持物に対し適用されていた建築基準法第 88 条で準用される各規定(主に建築基準法施行令第 140 条に規定する同第 138 条第 1 項第 2 号に掲げる高さ 15m を超える鉄柱に対する規定)の実質的な内容を、風技解釈第 8 条から第 13 条に規定したものであり、特に建築基準法施行令第 139 条第 3 項及び第 4 項を踏まえ、風技解釈第 10 条においては高さ 60m を超える特定支持物に対する規定を、風技解釈第 11 条から第 13 条においては、高さ 15m を超え 60m 未満の特定支持物に対して規定しており、いずれかに該当すれば、経済産業省令第 7 条の構造上安全であるとみなしている。

なお、建築基準法に基づく特定支持物に対する構造強度に係る基準を満足する民間規格である土木学会「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説」(2010 年版)の規定についても取り込まれており、土木学会指針に基づき適切に施設される一般的なものについては、構造上安全であるとみなされている。

概要は(4) 項「省令で定める技術基準」を参照のこと。

(2) 電気設備設計

洋上風力発電設備工作物の電気設備は、陸上風力発電と同様に下記の法規や基準が適用される。

- ・電気事業法
- ・電気事業法施行令
- ・電気事業法施行規則
- ・電気設備に関する技術基準
- ・発電用風力設備に関する技術基準
- ・電気設備に関する技術基準の解釈
- ・発電用風力設備に関する技術基準の解釈
- ・電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
- ・その他関係法令、条例及び規格

風力発電システムの電気設備には、電気事業法の定めにより電気設備の保安確保のため、最低の維持基準として「電気設備に関する技術基準」、「発電用風力設備に関する技術基準」等の省令が公布されている。なお、電力系統との連系に対し「系統連系技術要件ガイドライン(資源エネルギー庁編)」に連系要件が定められていたが、2004年10月に資源エネルギー庁から系統に連系することを可能とするために必要となる要件のうち、保安確保に係る部分は「電気設備の技術基準の解釈」に盛り込まれた。電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項及び連絡体制等については考え方を整理した「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(平成25年改訂)」が公表されたことにより、従来の「系統連系技術要件ガイドライン」は廃止された。また、上記の法令や基準を補足するものとして下記の規程や指針があり、これらについても十分配慮して設備設計を進めることが重要である。

- ・発電規程(JESC E0003(2012))
- ・風力発電規程(JESC V0001(2011))
- ・高圧受変電設備規程(JESC E0013(2014))
- ・系統連系規程(JESC E0019(2012))および追補版(2013年、2014年)
- ・変電所等における電気設備の耐震設計指針(JESC E0001(1998))

(3) 電気事業法

洋上風力発電システムは、発電設備となるので、陸上風力発電と同様に発電事業・電気事業に係る規制や電気工作物(一般用及び事業用)の定義や保安規程を定めている電気事業法に基づかなければならない。また、風力発電設備建設に必要な手続きについても「電気事業法」、「電気事業法施行令」及び「電気事業法施行規則」に定められている。条文の概要及び許認可について表3.6.1-1に示す。なお、電力システム改革の3本柱(①広域系統運用の拡大/広域的運営推進機関の設立、②小売及び発電の全面自由化、③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保)の内、前2項に係る電気事業法改正法案が成立している(平成25年11月13日及び平成26年6月11日)。

表 3.6.1-1 電気事業法の関連条文と許認可に関する一覧

電気事業法（及び電気事業法施行規則）		許認可申請/届出	許認可権者	備考
法第3条 事業の許可	電気事業（特定規模電気事業を除く）を営もうとする者は、経済産業大臣の許可を受けなければならない。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第16条の2 事業の届出	一般電気事業者以外の者は、特定規模電気事業を営もうとするときは、経済産業大臣に届け出なければならない。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第38条 則第48条 電気工作物の区分	一般電気工作物…他の者から電気供給を受ける需要設備で受電電圧が600V以下のもの 事業用電気工作物…一般電気工作物以外の電気工作物 自家用電気工作物…事業の用に供する電気工作物の内、電気事業用の電気工作物及び一般電気工作物以外の電気工作物			
法第39条 事業用電気工作物の維持	事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物を経済産業省令で定める技術基準（電気設備、発電用風力設備）に適合するように維持しなければならない。			
法第42条 則第50条、第51条 保安規程の届け出	事業用電気工作物を設置する者は、工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定め、事業用電気工作物の使用の開始前に、経済産業大臣に届け出なければならない。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第43条 則第52条～第55条 主任技術者の選任又は不選任	・電気事業用発電所及び2,000kW以上の自家用電気工作物である風力発電所の維持運用のため、電気主任技術者の選任の届け出が必要となる。 ・20kW以上2,000kW未満の自家用電気工作物である風力発電所の維持運用のため経済産業大臣（事業場が一の産業保安監督部の管轄区域内のみにある場合は、その所在地を管轄する産業保安監督部長）による電気技術者の不選任承認が必要となる。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第47条、第48条 則第62条、第65条 工事計画の事前届出	500kW以上の風力発電所の設置又は変更の工事をしようとする者は、工事の計画を届出しなければならない。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第51条 則第73条の2～9 使用前安全管理検査	500kW以上の風力発電所を設置する者は、その使用の開始前に当該事業用電気工作物について自主検査を行ない、その結果を記録しておかなければならない。使用前自主検査を行う時期に、使用前自主検査に係る体制について、経済産業大臣等が行う審査を受けなければならない。	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出
法第53条 則第87条・第88条 自家用電気工作物の使用の開始	自家用電気工作物を設置する者は、使用開始後遅滞なく、経済産業大臣に届け出なければならない。（工事計画を届けた場合は不要）	○	○ （経済産業大臣）	当該経済産業局に申請/届出

注) 着床式：建築基準法における安全性確保に関する審査を「発電用風力設備の技術基準の解釈」に取り込み、電気事業法上の審査に一本化されたが、内容的には従来通りのものが網羅されている。
浮体式：支持構造物である浮体施設及びタワーについては、船舶安全法における「浮体式洋上風力発電施設技術基準」により安全性を確保する。

(4) 省令で定める技術基準

電気事業法(昭和39年法律第170号)第39条第1項及び第56条第1項に規定された技術基準には以下のものがあり、事業用電気工作物の設置者は技術基準に適合するように維持する義務がある(一般用電気工作物については、使用する電気を供給する電気供給者に一般用電気工作物が技術基準に適合しているかどうかの調査を義務づけている)。発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈概要は、表3.6.1-2に示す。

- ・発電用風力設備に関する技術基準を定める省令(電気設備は対象外)
- ・発電用風力設備に関する技術基準の解釈
- ・電気設備に関する技術基準を定める省令
- ・電気設備に関する技術基準の解釈

これらの技術基準は、主に陸上風力発電システムを前提に規定されているが、洋上風力発電についても基本的なものは、これらの技術基準を遵守することが求められる。しかしながら、「電気設備に関する技術基準」の一部においては洋上風力発電システムとしてそぐわない点もあることから、経済産業省(電力安全課)において見直し・検討が進められている。なお、浮体式洋上風力発電システムのうち、船舶安全法第5条第1項に規定の適用を受ける「風車を支持する工作物」については、船舶安全法に基づく「浮体式洋上風力発電施設技術基準」によることになる。

表 3.6.1-2a 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
第一条 適用範囲	風力を原動力として電気を発生するために施設する電気工作物(一般用電気工作物及び事業用電気工作物)について適用する。	—	—
第三条 取扱者以外のものに対する危険防止措置	風力発電所を施設するに当たっては、取扱者以外の者に風車が危険である旨を表示するとともに、当該者が容易に接近するおそれがないように適切な措置を講じなければならない。 発電用風力設備が一般用電気工作物である場合には、前項の規定の内、「風力発電所」は「発電用風力設備」、「当該者が容易に」は「当該者が容易に風車に」と読み替えて適用する。	第2条 取扱者以外の者に対する侵入防止措置	発電用風力設備に設置する場所には、当該場所に取扱者以外の者が立ち入らないように、「柵、柵、立入禁止表示板、施錠装置」等いずれかの措置を講じること。但し、人が立ち入るおそれのない箇所は、この限りではない。 一般用電気工作物である発電用風力設備を設置する場所には、取扱者以外の者が容易に風車に接近しないように、「風車を接近のおそれない場所に設置、接触防止カバー、柵、柵」等いずれかの措置を講じること。
第四条 風車	風車は次の各号により施設しなければならない。 1. 負荷を遮断した時の最大速度に対し構造上安全であること。 2. 風圧に対して構造上安全であること。 3. 運転中に風車に損傷を与えるような振動がない様に設置すること。 4. 通常想定される最大風速においても取扱者の意図に反して風車が起動することのないように施設すること。 5. 運転中に他の工作物、植物等に接触しないように施設すること。	第3条 風車の構造	令第4条第1号の「負荷を遮断したときの最大速度」とは、非常調速装置が作動した時点より風車がさらに昇速した場合も回転速度を含むものをいう。
		第4条 風車の構造	令第4条第1号の「風圧」とは、発電用風力設備を設置する場所の風車ハブ高さにおける現地風条件(極値風及び乱流を含む)による風圧が考慮されたもので、「風車の受風面の垂直投影面積が最大の状態での最大風圧」、「風速・風向の時間的変化による風圧」をいう。 発電用風力設備が一般用電気工作物である場合の「風圧」とは、風車の制御の方法に応じて風車の受風面の垂直投影面積が最大となる状態において、風車を受ける最大風速を含むものをいい、前項の規定は適用しない。
第五条 風車の安全な状態の確保	風車は、次の各号の場合に安全かつ自動的に停止するような措置を講じなければならない。 1. 回転速度が著しく上昇した場合 2. 風車の制御装置の機能が著しく低下した場合 発電用風力設備が一般用電気工作物である場合には、前項の「安全かつ自動的に停止するような措置」は「安全な状態を確保するような措置」と読み替えて起用する。	第5条 風車の安全な状態の確保	令第5条第1項及び第2項に規定する「安全かつ自動的に停止するような措置」及び「安全な状態を確保するような措置」とは、常用電源の停電時においても、非常用電源の保持等により、風車を制御可能な状態が確保できるような措置を含むものをいう。
			令第5条第1項第一号に規定する「回転が著しく上昇した場合」とは、非常調速装置が作動する回転速度に達した場合をいう。 令第5条第1項第二号に規定する「風車の制御装置の機能が著しく低下した場合」とは、風車の制御用圧油装置の油圧、圧縮空気装置の空気圧又は電動式制御装置の電源電圧が著しく低下した場合をいう。 令第5条第2項に規定する「安全な状態」とは、風車の構造に応じて停止または回転速度の減速その他の措置を行い、人体に危害を及ぼしたまたは物件に損傷を与えない状態をいい、「安全状態を確保するような措置」とは、機械的及び電気的な保護機能の双方又は一方を用いて風車を安全な状態に維持することをいう。 令第5条第2項において適用する同条第1項第二号に規定する「風車の制御装置の機能が著しく低下した場合」とは、風車の制御用圧油装置の油圧、圧縮空気装置の空気圧又は電動式制御装置の電源電圧が著しく低下した場合その他制御装置の機能が著しく低下した場合をいう。

注) 詳細は経済産業省HP (http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2014/05/260501-1-1.pdf)を参照

表 3.6.1-2b 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
第五条 風車の安全な状態の確保 (表 3.6.1-2aの続き)	<p>最高部の地表からの高さ20mを超える発電用風力設備には、雷撃から風車を保護するような装置を講じなければならない。ただし、周囲の状況によって雷撃が風車を損傷するおそれがない場合において、この限りでない。</p>	第五条 風車の安全な状態の確保 (表 3.6.1-2aの続き)	<p>令第5条3項に規定する「雷撃から風車を保護するような措置」とは、次に掲げる要件のすべてを満たすものをいう。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電用風力設備を設置する場所の落雷条件を考慮し、レセプター風の風車への取付け及び雷撃によって生ずる電流を風車に損傷を与えずに安全に地中に流すことができる引下げ導体等を施設すること。 ・風車を支持する工作物の高さが20mを超える部分を雷撃から保護するように、次のイ、ロの要件のすべてを満たす事。 イ、雷撃によって生ずる電流を風車を支持する工作物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備として、日本工業規格A4201-2003に規定する外部雷保護システムに適合する構造である事 ロ、避雷設備の雨水等により腐食の恐れのある部分にあつては、腐食しにくい材料を用いるか、又は有効な腐食防止のための措置を講じたものであること。 <p>・令第5条第3項に規定する「周囲の状況によって雷撃が風車を損傷するおそれがない場合」とは、当該風車を保護するように避雷塔、避雷針その他の避雷設備がある場合を含むものをいう。</p> <p>・「風車の制御装置の機能が著しく低下した場合」とは、風車の制御用圧油装置の油圧、圧縮空気装置の空気圧または電動式制御装置の電源電圧が著しく低下した場合その他制御装置の機能が著しく低下した場合をいう。</p>
第六条 圧油装置及び圧縮空気装置の危険の防止	<p>発電用風力装置として使用する圧油装置及び圧縮空気装置は次のより施設しなければならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 圧油タンク及び空気タンクの材料及び構造は、最高使用圧力に対して十分に耐え、かつ安全なものであること。 2. 圧油タンク及び空気タンクは耐食性を有すること。 3. 圧力が上昇する場合において、当該圧力が最高使用圧力に到達する以前に当該圧力を低下させる機能を有すること。 4. 圧油タンクの油圧又は空気タンクの空気圧が低下した場合に圧力を自動的に回復させる機能を有すること。 5. 異常な圧力を早期に見知できる機能を有すること。 	第六条 圧油装置及び圧縮空気装置の施設	<p>電気設備の技術基準の解釈について(平成25年3月14日制定) 第40条第2項(第二号ロを除く)及び第3項の規定は、発電用風力設備として使用する圧縮装置及び圧縮空気装置について準用する。</p> <p>この場合において、同条第2項中「閉閉器及び遮断器に使用する圧縮空気装置」とあるのは「発電用風力設備として使用する圧縮装置及び圧縮空気装置」と、「空気圧縮機」とあるのは「油ポンプ及び空気圧縮機」と、「空気タンク」とあるのは「圧油タンク及び空気タンク」と、「圧縮空気を通ずる管」とあるのは「圧油及び圧縮空気を通ずる管」と読み替える。</p>
第七条 風車を支持する工作物	<p>風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。</p>	第七条 風車を支持する工作物の構造耐力	<p>令第7条第1項に規定する「自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃」とは、風車を支持する工作物に作用する自重、積載荷重、積雪荷重、風圧、土圧及び水圧並びに風車の運転による振動並びに当該設置場所において通常想定される地震その他自然の要因により風車を支持する工作物に作用する振動及び衝撃(次項において「外力」という)をいう。</p> <p>令第7条第1項に規定する「構造上安全」とは、風車を支持する工作物の塔、基礎及びタワーと基礎の定着部が、工作物に作用する外力に対して安全であることを含むものをいう。</p> <p>発電用風力設備であつて最高部の地表からの高さ(以下「風力設備全体高」という)が15mを超える発電用風力設備を支持する工作物(以下「特定支持物」という)について、第8条及び第9条に掲げる全ての要件の全てを満たす場合であつて、次に掲げる要件のいずれかに該当するときは、当該特定支持物については、令第7条第1項に規定する「構造上安全」であるものとみなす。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・第10条に掲げる要件の全てを満たすものであること ・風力設備全体高が60m以下の特定支持物であつて、第11条から第13条に掲げる要件のすべてを満たすものであること。
		第八条 特定支持物の構造等	<p>・特定支持物の構造等に係る要件(一〜九/詳細は省略)</p>
		第九条 特定支持物の基礎	<p>・特定支持物の基礎(鉄筋コンクリート造のものに限る)に係る要件(一〜九/詳細は省略)</p>
第七条 風車を支持する工作物	<p>風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。</p>	第十条 特定支持物に係る構造計算 (風力設備全体高が60mを超える特定支持物に対する規定)	<p>・特定支持物の構造計算に係る要件(一〜六/詳細は省略)ただし、次条から第13条に掲げる要件の全てを満たす場合はこの限りでない。</p> <p>・前項各号の構造計算及び確認を行うに当たっては、構造上主要な部分の断面に生ずる長期、短期及び極めて稀に発生する地震時の各応力度を別表第3に掲げる式によって計算すること。</p> <p>第1項各号の構造計算及び確認を行うに当たっては、次に掲げる許容応力度、許容せん断応力度及び材料強度を用いること。(一〜十三/詳細は省略)</p>
		第十一条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物に係る構造計算	<p>・特定支持物(風力発電設備全体高が60m以下の場合に限る。以下この条から第13条までにおいて同じ)の構造計算に係る要件(一〜三/詳細は省略)</p>
		第十二条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物の構造上主要な部分	<p>・特定支持物(鉄骨造のものに限る)の構造上主要な部分に係る要件(一〜八/詳細は省略)</p>
		第十三条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物の基礎	<p>・特定支持物の基礎に係る要件(一〜四/詳細は省略)</p>

注) 詳細は経済産業省HP (http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2014/05/260501-1-1.pdf)を参照

表 3.6.1-2c 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
第七条 風車を支持する 工作物 (表3.6.1-2bの 続き)	風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。 (表3.6.1-2bの続き)	第14条	・第7条3項の規定にかかわらず、特定支持物は建築基準法の工作物に適用される同法に基づく構造強度に係る各規定に適合するものであること。 ・風車を支持する工作物(船舶安全法第2条第1項の規定を受けるものに限る)は、同項の規定に適合するものであること。
		第15条 風車を支持する工作物の施設制限	・風車を支持する工作物は、支線を用いてその強度を分担させないこと。 ・発電用風力設備が一般電気工作物である場合には、前項の規定は適用しない。
	発電用風力設備が一般電気工作物である場合には、風車を支持する工作物に取扱者以外の者が容易に登ることができないように適切な措置を講じること。	—	—
第八条 公害等の防止	・電気設備に関する技術基準を定める省令(平成9年通商産業省令第52号)第19条第8項及び第10項の規定は、風力発電所に設置する発電用風力設備について準用する。 ・発電用風力設備が一般電気工作物である場合には、前項の規定は、同項中「第19条第8項及び第10項」とあるのは「第19条第10項」と、「風力発電所に設置する発電用風力設備」とあるのは「発電用風力設備」と読み替えて適用する。	—	—

注) 詳細は経済産業省HP (http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2014/05/260501-1-1.pdf)を参照

3.6.2 工事設計

(1) 電気工事設計

洋上風力発電システムの電気工事には、陸上風力発電と重複するものが多く、3.6.1(2)及び(3)項で述べた法令・規程類の他に、下記の法規や基準が適用される。

- ・電気工事業法
- ・建設業法
- ・その他関係法令、条例及び規格

(2) 土木・建築工事設計

洋上風力発電システムの土木・建築工事には、下記の法規や基準等が適用される(3.2.2 項の社会条件に関する記述を参照)。

- ・海岸法
- ・港湾法
- ・港則法
- ・水路業務法
- ・船舶安全法
- ・漁業法
- ・海洋水産資源開発促進法
- ・海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律
- ・海上交通安全法
- ・航路標識法
- ・海上衝突予防法
- ・自然公園法
- ・水産資源保護法
- ・漁港漁場整備法
- ・排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律
- ・各港湾管理者が定める条例
- ・道路法*

* 陸上で工事車両を通行させる場合に限る(建設場所付近の港湾又は沿岸まで)。

- ・ 道路交通法*
- ・ 航空法
- ・ コンクリート標準示方書(土木学会)
- ・ 共通仕様書(土木工事共通仕様書)
- ・ 電気事業法/建築基準法・同施行令
- ・ 建築基礎構造設計指針(日本建築学会)
- ・ 鉄筋コンクリート構造計算基準・同解説(日本建築学会)
- ・ 建築工事標準仕様書・同解説 JASS 5 鉄筋コンクリート工事(日本建築学会)

3.6.3 工事計画

(1) 一般論

洋上風力発電設備の建設に関連する海底地盤整備、支持構造物の設置、風車の据え付け、海底の送電ケーブル、アレイケーブル、洋上変電所等の諸工事が工期内に支障なく、安全に行われるように工事計画、工事工程表を立案・策定する必要がある。

表 3.6.3-1 には、洋上風力発電施設の設置以外の段階における使用船舶も示しているが、設置段階においては種々の船舶が必要となる。したがって、建設工事の母港となる港湾における様々な作業船、クレーン、資材置き場等の利用ができるように港湾管理者と、利用岸壁の長さ・水深、ストックヤードのスペース、岸壁、荷捌き地等の地耐力確保等の協議を早目に終えておくことが重要である。また、洋上風力発電建設海域の近傍港湾であれば、施設稼働後も風車や支持構造物の維持管理のために、継続して港湾を利用することも考えられることから入念な検討を要する。

風車や支持構造物の設置には、主として SEP 船(自己昇降式作業台船)が使用されるが、近年、

表 3.6.3-1 着床式洋上風力発電に関連する船舶(日本船舶技術研究会, 2013 を一部改変)

船 種	設置	試運転	維持管理	撤去
はしけ	○			○
重量物運搬船	○		△	○
クレーン船/SEP 船(自己昇降型船)	○		△	○
タグボート	○			○
アクセス船	○	○	○	○
ケーブル敷設船	○			○
ROV(遠隔無人探査機)搭載船	○			○
潜水作業支援船	○			○
監視・警戒船	○			○
保守管理作業船			○	
沖合移住施設(母船)			△	
風車撤去作業船				○

洋上風力発電の風車は大型化し、5000kW(5MW)クラスの超大型風車が設置される事例が増え、今後もさらに大型化の傾向にある(付属資料Ⅱを参照;SEP船については3.7.2項(3)及び付属資料Ⅳを参照)。参考までに風車と支持構造物について概略の諸元を表3.6.3-2と表3.6.3-3に示すように、支持構造物も大型構造物となっている。日本船舶技術研究会(2013)は、7MWクラスの風車を視野に入れて、将来のSEP船の概略スペックを以下のように取りまとめている。

- ◎対応水深：最低でも60m(望ましくは80-100m)
- ◎運航速度：7-8kt
- ◎デッキ面積：3000m²前後
- ◎最大有義波高：最低でも2m、できれば2.5m
(うねり(Tp：≧10sec)への対応も必須)
- ◎クレーン能力：1000t超
- ◎クレーン吊り高さ：150m以上

我が国におけるSEP船は、現在、「くろしお」、「むつ」、「ASO」等が存在するが、一番大きい「くろしお」でもクレーン能力(積載可能なクローラークレーン)は750tCRであり、例えば、5MW風車(海面からハブ高までの高さ:105~110m)を設置する場合、この高さに吊り揚げるためにはSEP船の甲板を海面から20m高にセットする必要があり、その時のクローラークレーン97mブーム、R(作業半径)=20mの吊荷重性能は187tが限度となって、5MW風車の設置は難しい。

洋上風力発電施設工事の計画策定にあたっては、事前に次のことに留意しなければならない。

- ・前述のように、港湾管理者とは十分な協議を行って協力を得ておくこと。特に、岸壁、荷捌き地等の地耐力確保については、留意しなければならない。

表 3.6.3-2 5MW 風車の概略諸元

項目		諸元
定格出力		5000kW
ロータ直径		116m-139m
ブレード長		55m-67m
ブレード数		3枚
ハブ高		90m-120m
タワー外径		5.3m
質量	ブレード(1枚)	約16t
	ロータ(含む、ハブ)	約112t
	ナセル(除く、ロータ+ハブ)	約235t
	タワー(3-4分割可)	約355t

注) 仕様は複数の風車の概算値

表 3.6.3-3 5MW 機対応の支持構造物の概略諸元 (MECAL, 2013)

支持構造物	水深	諸元	重量
モノパイル	20-40m	直径：6.5-8.0m 板厚：≦150mm 長さ1：44m-82m	~550t-1400t
重力	≦40m	直径(天端)：~6m 直径(底面)：~25m 厚み：≦300mm 長さ：≦40m	~2700t-3000t (水深:27-30m)
ジャケット	20-60m	天端断面幅(長さ)：~6m 底面断面幅(長さ)：~19m 鋼管肉厚：≦30mm 長さ2：~30m-70m	~550t-1650t

長さ1：海底下のパイル及びトラジションピースの長さを含む

長さ2：海面上の長さを含む

- ・工事の開始前には各種許認可(開発許可、建築確認申請、工事計画届他)があり、関係する法律により提出時期、取得までの期間が異なるため、工事工程に組み込んでおくこと。
- ・SEP 船、ケーブル敷設船、ハンマー、クレーン等の手配しておくこと。
- ・支持構造物、風車、ケーブル等の各サプライヤーとは供給契約を締結しておくこと。
- ・施設の撤去計画も併せて検討しておくことが必要である。欧州において海底下の支持構造物等の撤去は残置しているようであるが、この点に関して日本では国土交通省で検討されているので、その結果に倣うことになる。

主要な建設工事の概要は以下の通りである。

◎支持構造物(基本形はモノパイル、重力、ジャケット)の設置

事前に海底地盤の整備を行い、その後、SEP 船等により海底に支持構造物を据え付ける(支持構造物の種類により工事内容は異なる。3.7 節を参照)。

◎系統連系

風車を支持構造物に据え付ける前に送電ケーブル(洋上変電所と陸上変電所間の送電線)及び陸上変電所の工事を完工させ、陸上から洋上変電所まで送電線を繋いで置く。

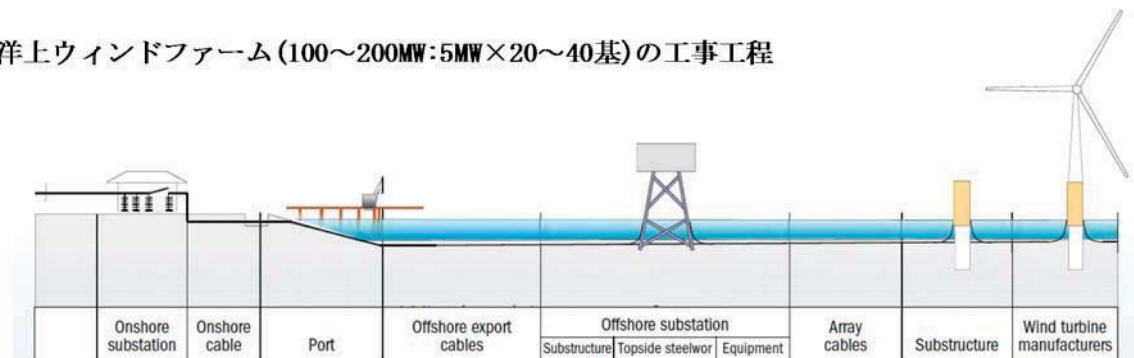
◎風車

支持構造物、送電ケーブル及び陸上変電所の完工前から SEP 船を使用して風車を支持構造物に据え付ける工事を行い、別途、並行して行っていたアレイケーブル(洋上変電所と風車間の送電線)の敷設工事を完工させ、風車に送電線を連系して最終的な試験検査を実施して工事を完了する。

このように、複数の工事がある程度並行して進むために、他の工事との取り合いを十分考慮する必要がある。また、工事ごとに仕様書で示されている事項についても十分に留意する。

GL Garrad Hassan(2010)を参考に、洋上ウィンドファームの建設工事の工程を検討した(図 3.6.3-1)。ここでは設置海域を太平洋側と想定し、100MW~200MW(5MW 風車×20 基~40 基)程度のウィンドファームを建設する概略のスケジュールであり、作業船の稼働率を考慮し、海洋工事期間は春季から夏季の間と仮定して、全体の工期は概ね 3 年間としている。

洋上ウィンドファーム (100~200MW:5MW×20~40基) の工事工程



洋上風力発電の工事スケジュール		稼働4年前		稼働3年前		稼働2年前		稼働1年前	
支持構造物	実施設計	■							
	製造・組立			■		■			
	海底地盤整備		■						
	運搬・設置			■		■			
	試験検査(現場)			■		■			
風車	製造・組立			■		■			
	運搬・設置					■		■	
	試験検査(現場)							■	
送電ケーブル	実施設計	■							
	製造・組立			■		■			
	運搬・設置					■		■	
	試験検査(現場)							■	
アレイケーブル	実施設計	■							
	製造・組立			■		■		■	
	運搬・設置					■		■	
	試験検査(現場)							■	
洋上変電所	実施設計		■						
	製造・組立			■		■			
	運搬・設置					■		■	
	試験検査(現場)							■	
陸上変電所・系統連系	実施設計		■						
	製造・組立			■		■			
	設置					■		■	
	試験検査(現場)							■	

注) 送電ケーブル：洋上変電所と陸上変電所間の送電線 アレイケーブル：洋上変電所と風車間の送電線

図 3.6.3-1 洋上ウィンドファームの工事工程の例—最上図は EWEA(2011) から引用—

(2) NEDO 洋上風力発電実証研究事例

1) 銚子沖

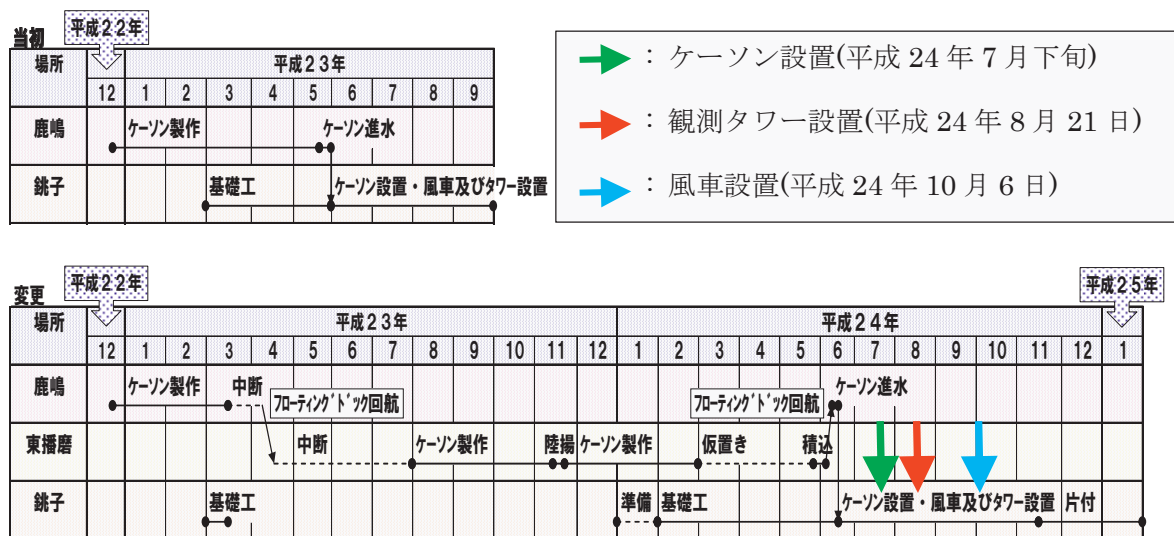
銚子沖における工事の全体工程を表 3.6.3-4 に示す。表示されているように、平成 22 年度の第 4 四半期から観測タワー、風車、ケーソン基礎等の製作を開始したが、平成 23 年 3 月 11 日の東日本大震災の影響により現場作業は 1 年間延期された。

表 3.6.3-5 はケーソンの製作から設置までの概略の工事工程である。震災後、ケーソンの製作は兵庫県東播磨で行われたため、運搬にも時間を要し、東播磨でのケーソンの製作から銚子沖に設置されるまで約 1 年間掛かっている。観測タワー用及び風車用のケーソンの設置は同時期に行われ、観測タワーは平成 24 年 8 月 21 日、風車は平成 24 年 10 月 6 日に設置されている。

表 3.6.3-4 銚子沖における工事の全体工程(東京電力資料)

	H22年度				H23年度				H24年度			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
観測タワー				■		■	■	■				
風車			■	■	■							
ケーソン基礎			■	■		■	■	■				
浚渫工・基礎工			■	■				■	■			
基礎運搬・据付					■	■	■	■	■	■		
観測タワー設置									■	■	■	
風車設置												■
電気通信設備											■	■
変電所									■	■	■	■
海底ケーブル				■					■	■	■	■

表 3.6.3-5 銚子沖におけるケーソン工事の工程(東京電力資料)



2) 北九州市沖

北九州市における観測タワーと風車の工事工程を表 3.6.3-6 と表 3.6.3-7 に、それぞれ示す。

観測タワー及び支持構造物の製作後、約 2 週間経った平成 24 年 6 月 30 日に観測タワーが設置されている。なお、海底ケーブルが敷設され、観測タワーと陸上間の送電されたのは平成 24 年 8 月 9 日であった。

風車用の支持構造物は、平成 24 年 9 月中旬に完成し、支持構造物の据付は 10 月 5 日(完成から据付まで約 20 日間)で、その後、ブロック据付工事があるが 10 月 15 日に設置完了している(風車への通電工事が完了したのは 10 月 26 日)。図 3.6.3-5 に示す海上鉄塔は海底ケーブルを陸上の変電所に系統接続するために護岸前面に設置された施設である。本工事は海底工事から鉄塔据付まで約 1 ヶ月間で完了している。

表 3.6.3-6 北九州市沖における観測タワーの工事工程(電源開発資料)

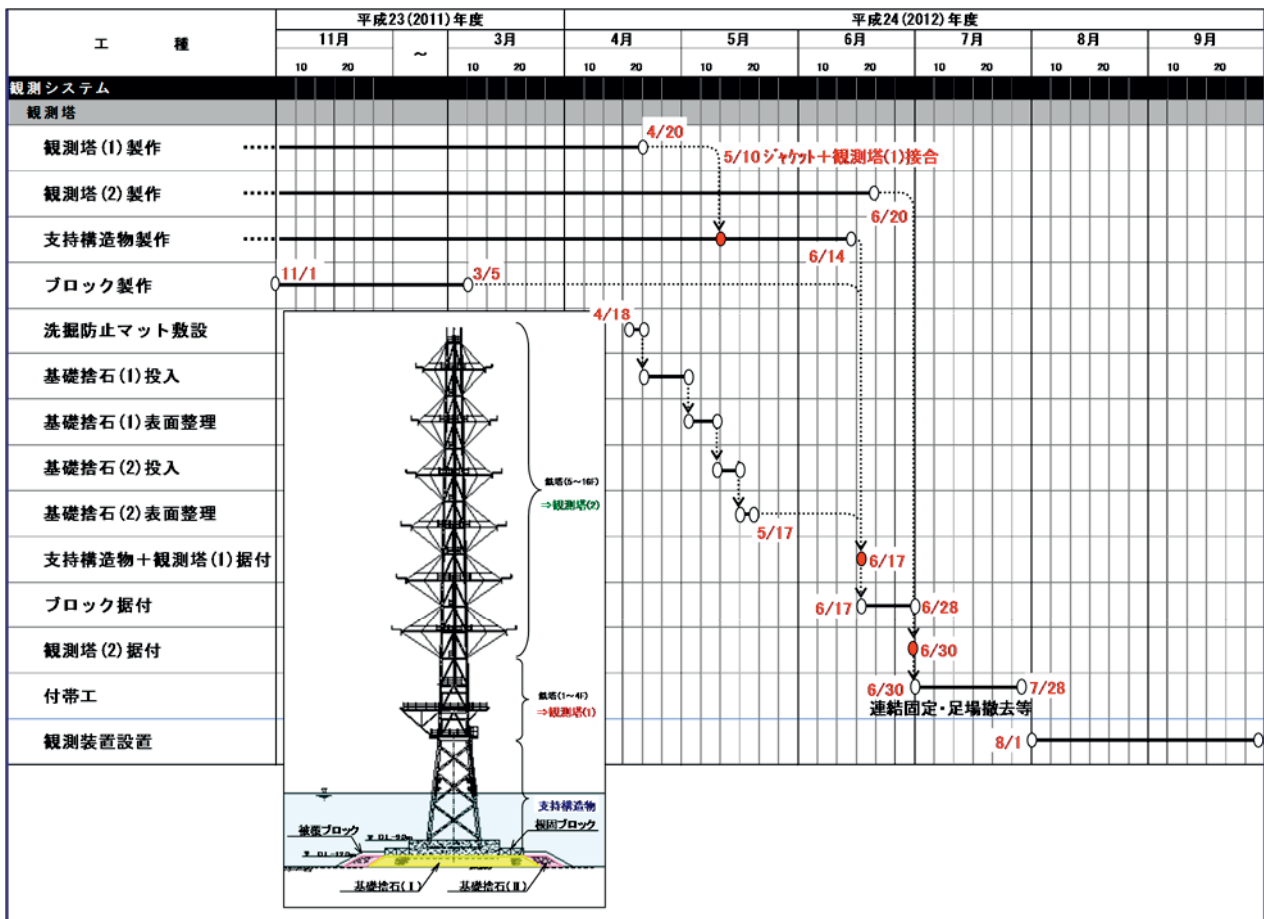
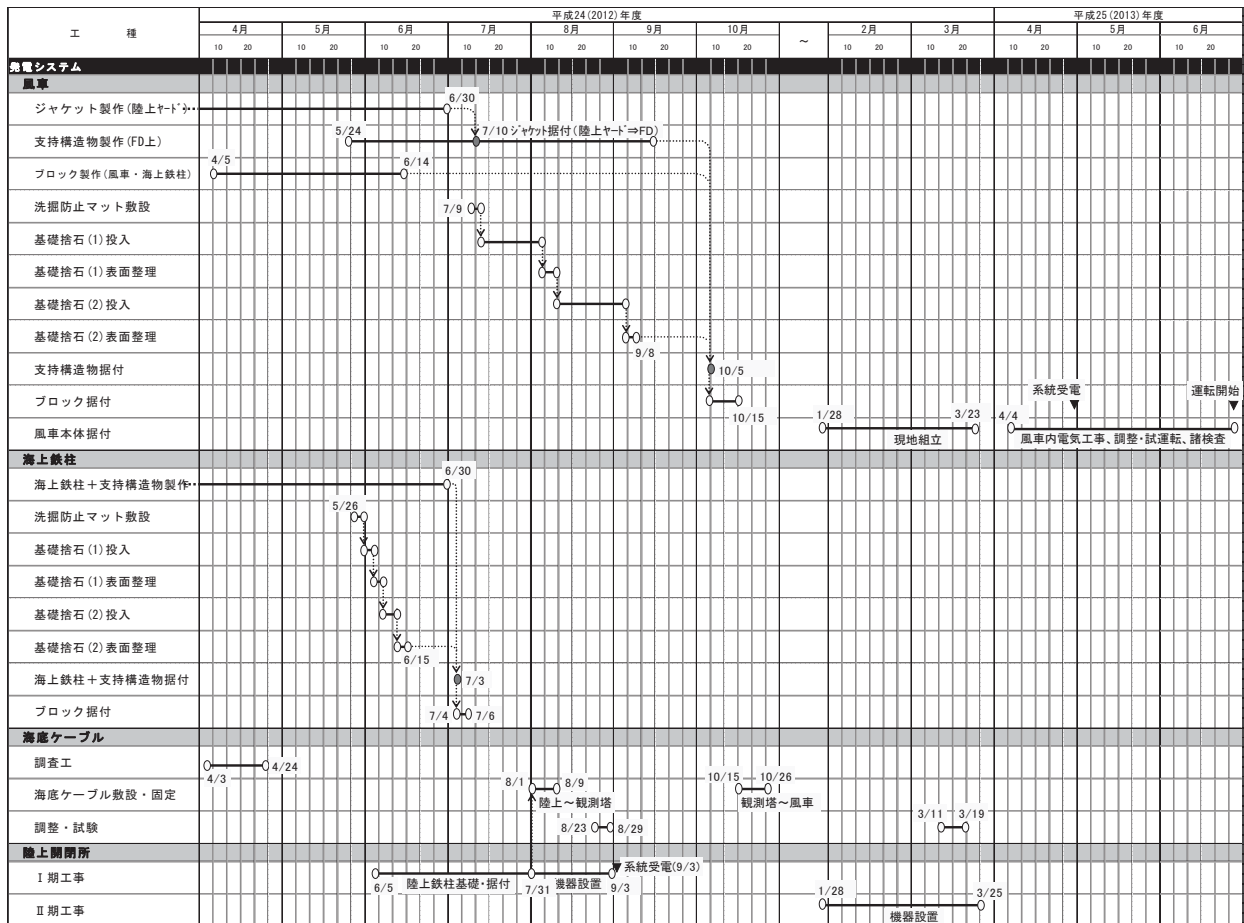


表 3.6.3-7 北九州市沖における風車の工事工程(電源開発資料)



3.7 建設工事

洋上風力発電に係る建設工事について、契約、施工(基礎工事、風車設置工事、電気工事)及び試運転・検査の概要を示す。

3.7.1 契約

洋上風力発電事業を計画する事業者にとって風況はもちろんであるが、20年の長期にわたり洋上風力発電システムを維持・管理することが前提であり、そのためには建設の契約段階から風車メーカーと十分打合せを行い、契約することが重要である。

ここでは、洋上風車の故障や事故・定期点検に伴うリスクを低減するために発注段階における契約書に対して考慮すべき項目と留意点を記す。

契約書は、従来の商習慣によって名称は異なるが建設から試運転・引渡しまでを規定した「建設請負契約書(通称 EPC 契約書)」と、事業期間を通じた「運転・保守、補修契約書(通称 O&M 契約書)」がある。各契約時に事業者が機器供給者、工事請負業者及びメンテナンス・サービス業者等と契約を締結する際には以下のような点に注意して契約交渉を実施することが望ましい。

「運転・保守、補修契約書(通称 O&M 契約書)」に関しては3.8節の「運転・保守」の中で留意点を示すが、建設請負契約時に取り決めておくことが望ましい。

「建設請負契約」

- ・ EPC 契約書にて、工事請負会社、機器供給会社と事業者間の作業範囲、責任範囲の明確化
- ・ 保証期間の明示、保証内容の確認、保証期間開始日の確認、残工事の評価
- ・ 準拠すべき国内法の確認(海外法規との整合性、差異の把握と対応)
- ・ 保証期間中の保証内容、保証範囲、保証のための条件設定(利用可能率保証の有無、性能確認方法の有無)、遺失利益補償の有無とその条件の明確化
- ・ 保証期間中に補修作業を実施した場合の再保証期間の設定方法(瑕疵担保期間)
- ・ 保証期間中の定期点検の有無、定期点検中の機器供給者と事業者の業務・費用分担の明確化

「費用の支払い」

- ・ EPC 契約書で明記。為替変動による価格変動の取り扱いの明確化(為替変動を反映または反映しない契約等)。
- ・ 輸入品の場合の公租公課、手数料の支払い分担

「保険」

- ・ 火災保険、工事組立保険、請負業者賠償責任保険、企業賠償責任保険、供給部品に対する期限、費用負担者、保険の範囲
- ・ 外航貨物海上保険(FOB/CFR/CIF)、内航貨物海上保険、運送保険
- ・ 一般的に風力発電所建設に必要なとなる保険の種類の確認

3.7.2 施工

洋上風力発電の施工は、基礎工事、風車設置工事及び電気工事に大別される。これらの施工に際して、安全・品質・工程及び経済性を十分に検討し、施工計画を立てることが重要である(図 3.7.2-1)。施工計画の主な要点は以下の通りである。

- ✓施工条件：気象・海象条件を踏まえた施工計画(案)の設計書と現地調査結果の確認・照合をするとともに、現地調査においては一般船舶航行安全対策に配慮した運搬経路や避難港、支障物等についても最終確認をしておく。また、これらの検討結果を踏まえて、施工条件として材料仕様、施工時荷重、工程等を設定する。
- ✓施工方法の選定：施工条件を満たす、複数の安全・確実な施工方法を抽出し、作業船の調達、仮設計画、工程計画の検討と併せて、施工方法を選定する。
- ✓総合評価：選定された工法について工事費を見積もるとともに、安全・品質・工程・経済性等を総合的に評価する。

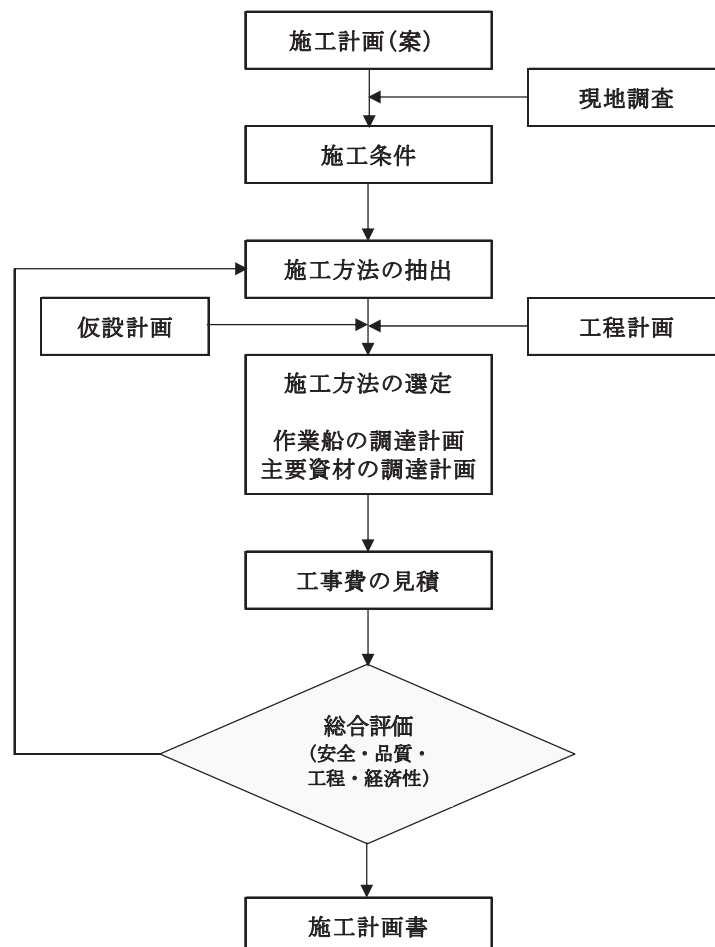


図 3.7.2-1 施工計画作成フロー

(1) 基礎工事

支持構造物の基本形である「モノパイル式」、「重力式」及び「ジャケット式」の3種類について施工方法を示す。

1) モノパイル式

図 3.7.2-2 にモノパイル式の洋上風力発電施設例を示す。モノパイル式は、単杭を海底支持層に設置して、外力に抵抗する基礎形式である(港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005)。一般的には水深 30m 以浅で比較的堅牢な傾斜地形に適用されるもので、欧州では施工実績が最も大きな割合(約 74%;2013 年末)を占めている。

定格出力 3-4MW 級の風車のモノパイルは、一般的に長さ 45m、直径 4.5m、重量 300 トン程度で、パイルの厚みは種々異なるが平均して 60mm 程度、通常、水深と風力発電機の大形化に伴いこれらの寸法も増加する(The Crown Estate,2010)。5MW 級風車を対象とした水深別のトランジションピースを含むモノパイルの質量とともに、口径等の寸法を表 3.7.2-1 に示す。製造は、簡単で圧延加工と管の溶接以外にはほとんど無いが、より大きなモノパイルの設計では、風力発電機構造全体の固有振動数を波の周波数より高く維持するため、剛性が重要となる。トランジションピースは、ガードレール付きプラットフォームともなり、人員のタワーへのアクセス、J チューブ等の支持構造となる。また、直径 6m のモノパイルでは、洗掘防止材(一般的には岩石)の範囲は直径 25m に及ぶ。

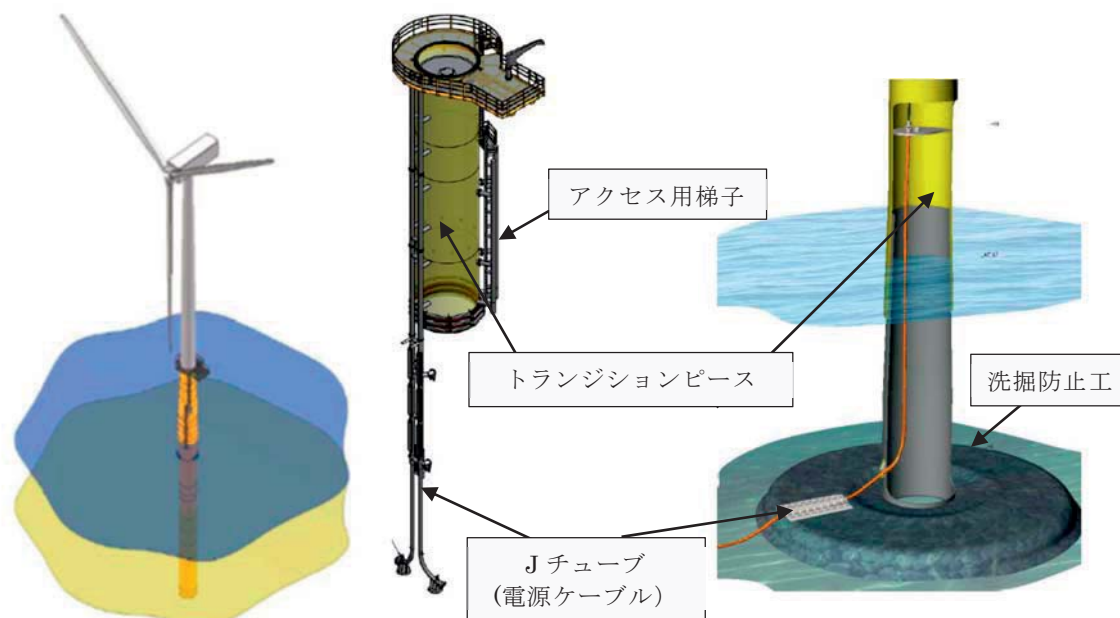


図 3.7.2-2 モノパイル式の洋上風力発電施設例 (Jakobsen and Davidson, 2012)

表 3.7.2-1 5MW 級のモノパイルの諸元

水深 (m)	モノパイル+トラジションピース重量 (t)	寸法
20	550	口径：～4.5-8.0m 肉厚：≤150mm 長さ：～44-82m(土中+トラジション・ピースを含む長さ)
25	750	
30	900	
35	1100	
40	1400	

出典：MECAL (2014)

①施工方法

モノパイル式の施工の流れを図 3.7.2-3 に示す。図示しているように概略の工程は、海底の整備→モノパイルの運搬→モノパイルの打設→トラジションピースの取付け・グラウチング→風車取付けとなる。日本船舶技術研究協会(2013)では、欧州におけるモノパイルの実勢設置所要日数として、3.6MW 機で 2.5 日～3 日、5MW 機で 3 日～3.5 日としている。

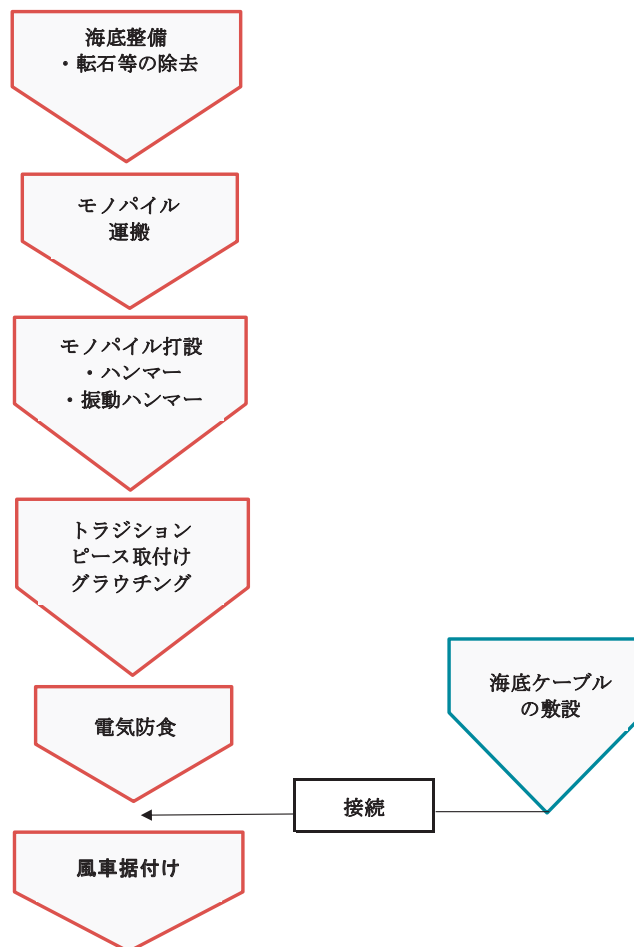


図 3.7.2-3 モノパイル式の施工の流れ

◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所(2010年稼働、2MW×7基、水深3-5m、離岸距離40-60m；表2.3.2-2を参照)におけるモノパイルの施工例を、牛腸ら(2010)、吉田ら(2010)から以下引用して示す。図3.7.2-4にウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所の施工フローを示すとともに、表3.7.2-2に工程表を掲げる。なお、本サイトの施工は、波浪が高く杭打ちの施工可能日数が年間9日程度しか確保できないため、工事は陸上に設置したクローラークレーンにより行われた。

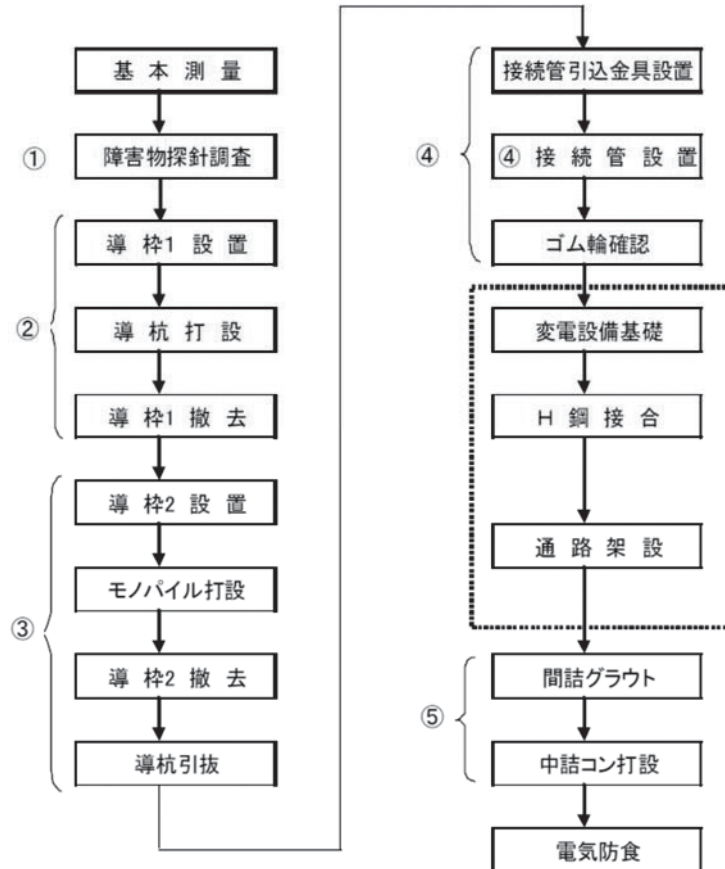


図 3.7.2-4 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所のモノパイル施工フロー
(牛腸ら, 2010)

表 3.7.2-2 工程表(牛腸ら, 2010)

	単位	数量	2月			3月			4月			5月			6月			7月			8月			9月			10月		
			10	20	28	10	20	31	10	20	30	10	20	31	10	20	30	10	20	31	10	20	31	10	20	30	10	20	30
準備工	式	1	—————																										
風車位置調査	箇所	7				—————																							
導杭打設	箇所	7						—————																					
導枠設置	箇所	7						- - - - -																					
基礎杭打設	基	7						- - - - -																					
導枠撤去	箇所	7						- - - - -																					
導杭撤去	箇所	7						- - - - -																					
接続管設置	基	7												- - - - -															
継目グラウト	箇所	7												- - - - -															
中詰コンクリート	m3	892														- - - - -													
防食工	箇所	7																		—————									
片付工	式	1																				—————							

注) 破線:計画、実線:実績

工程表に示すように、海域工事は2009年4月から10月までの約7ヶ月間行われ、防食工を除いて、いずれの工事期間も実績の方が計画よりも短い結果となっている。

a. 海底整備

基本設計の段階で、海底土質調査を実施しているが、ここでは転石等の除去し、モノパイル打設の位置決めを行う工事である。

◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所では、モノパイル打設前に地盤中に存在する消波ブロック片や玉石等の障害物に関する探針調査が行われた。探針とは、H鋼をパイプロハンマーで打設することにより障害物の有無を確認することで、導枠の設置による詳細な探針とともに、導坑を利用した面的な探針も行われた。その結果、障害物が確認され(潜水夫の確認作業も実施)、障害物マップを作成し、施工位置の検討が行われている。

障害物の撤去方法は、施工性及び確実性が高く、工期に与える影響の少ないダウンザホールハンマー工法が採用されている。ハンマーにはケーシング内部のシャフト先端にビットが取り付けられており(図 3.7.2-5)、この回転により障害物を破碎するもので、消波ブロック片は30分以内の時間で処理できたものの、玉石類は硬質のため撤去に2時間位を要している。



図 3.7.2-5 ダウンザホールハンマーの先端部(牛腸ら, 2010)

b. モノパイルの運搬

モノパイルは、製造工場専用港湾もしくは洋上風力発電設置海域の最寄りの港湾から海上運搬される(図 3.7.2-6)。



図 3.7.2-6 モノパイルの運搬状況(Ballast Nedam, 2011)

c. モノパイルの打設

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)によれば、打設方法には、油圧ハンマ打撃工法、振動式杭打ち工法、プレボーリング工法リーバス式及び中掘り工法全旋回式がある。以下、同報告書から各工法の使用上の留意点を要約して示す。なお、これらの工事は SEP 船を用いて行われる(3.7.2 項の(3)を参照)。

- ✓油圧ハンマ打撃工法は、油圧ハンマを用いて鋼管杭を直接打撃する工法で(図 3.7.2-7)、ハンマの選定は鋼管杭の形状、寸法、重量、根入れの長さ、土質、気象・海象を十分に考慮し、且つハンマの特性を把握した上で行う。大口径($\geq 5.2\text{m}$)のモノパイルの打設には拵径ピース、あるいは大口径打込み可能なハンマを用意する必要がある(プレボー

リング工法/中掘り工法も同様)。なお、ハンマの能力が過大であると、杭の頭部が座屈を起こす原因となるので留意が必要である。

- ✓振動式杭打ち工法は、バイブロハンマ(複数軸にそれぞれ偏心重錘が取り付けられている)により鋼管杭に振動(偏心重錘が互いに同位相で反対方向に回転して。杭に 10-40 サイクル/秒の上下振動)を与えて打設する工法である(図 3.7.2-7)。バイブロハンマは地盤と杭に発生する動的摩擦力に対して十分な起振力を有し、且つ杭先端での抵抗力に対して杭とバイブロハンマの全装備質量が上回らなければならない。なお、バイブロハンマの方が油圧ハンマよりも騒音や振動による海生生物に与える影響が緩和されるため、推奨されている。
- ✓プレボーリング工法リーバス式は、硬質地盤の場合に事前にボーリングを行い、鋼管杭を建て込む工法で(図 3.7.2-8)、掘削時に静水圧を加えることにより孔壁を保護するとともに、泥水中の粘土・シルトの微粒子を壁面に浸透付着(マッドフィルム)させることにより崩壊を防ぐものである。なお、作業中が最も不安定な状態になるため、荒天対策に十分に留意する。
- ✓中掘り工法全旋回式も硬質地盤の場合に適用されるケースで、鋼管杭本体に先端ビットを取付け、ケーシングパイプとして内部を掘削しながら回転圧入する工法で、本体杭をケーシングパイプに使用するため、杭長によっては継ぎ杭になる場合もある。なお、作業中が最も不安定な状態になるため、荒天対策に十分に留意する。



- ・油圧ハンマ:左図(Ballast Nedam,2011)
- ・バイブロハンマ:右図(PTC Fayat Group <http://en.dmr.fayat.com/Job-reports/PTC-vibrodrivers-technology-in-offshore-wind-farms>)

図 3.7.2-7 油圧ハンマとバイブロハンマの外観



Lic Engineering:http://www.licengineering.dk/LIC?PDFs/Blyth_lowers.pdf

図 3.7.2-8 掘削機の外観

◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所におけるモノパイルの概要図を図 3.7.2-9 に示す。支持構造物は、直径 3.5m、厚さ 44mm、長さ 24.5m のモノパイルと、タワー本体と接続するための直径 3.8~4.2m、厚さ 28mm、長さ 8.0m のジョイントスリーブ(所謂、トラジションピースのこと)から構成されている。

設計は、「建築基礎構造設計指針」等の建築基準に準拠するとともに、波力の算定は「港湾の施設の技術上の基準・同解説」に従って実施されている。また、グラウト接合は「DNV-OS-J101(Design of Offshore Wind Turbine Structures, Oct. 2007)」に準拠した設計が行われている。

モノパイルの打設は、陸上に設置された 750t のクローラクレーン(施能力 100t)に取り付けた 500tf・m 級の油圧ハンマー(S-500)により行われた(図 3.7.2-10)。

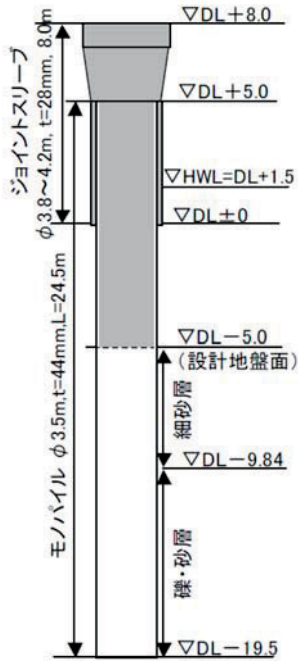


図 3.7.2-9 モノパイルの構造
(吉田ら, 2010)



図 3.7.2-10 陸上から作業中のクローラクレーン
(岡野, 2010)

施工方法は、モノパイルの鉛直精度を確保するために、導杭を打設し架台を取り付けてモノパイルを固定し、ヤットコ(モノパイルの径と S-500 のスリーブ部分の径をを合わせる調整治具)をモノパイルの上に乗せて打設するやり方で行われている(騒音防止の観点から土曜日と日曜日の打設は行っていない)(図 3.7.2-11、図 3.7.2-12)。打設精度(鉛直度)は、管理値 $\pm 1.5^\circ$ に対して、最大 1.2° 、平均 0.6° であった。

打設回数は一基当たり約 1500 回(3-4 時間)、準備・打撃・移動等のサイクルとしては 1 基当たり 5 日を要している。なお、かみす第 1 洋上風力発電所の工事は、前述のように陸上に設置されたクレーンにより行われているものの、ヨーロッパにおけるモノパイルの洋上施工日数は 2.5~3.0 日(風車: 3.6MW)と 3.0~3.5 日(風車: 5MW)とされており(日本船舶技術研究協会, 2013)、SEP 船を使用した施工であっても、ヨーロッパの方が施工に要する所要日数は短く済んでいる。

なお、ウィンド・パワーかみす第 2 洋上風力発電所の基礎工事の一部は SEP 船(くろしお、あそ)を使用して、モノパイルの打設が行われている。



図 3.7.2-11 導杭打設状況(岡野, 2010)



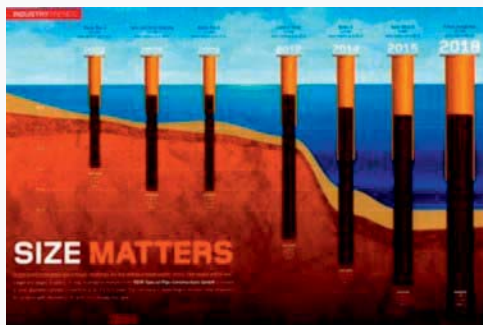
図 3.7.2-12 モノパイプ打設状況(岡野, 2010)

【豆知識 3.7.2-1】

●モノパイプの技術開発

洋上風力発電設備支持構造物の中で、最も多く導入されている構造形式である。これは製造・運搬が容易で、コストも安価なことによる。本方式は、これまで水深 30m 程度までが適用水深とされているが、EEW Special Pipe Construction GmbH(ドイツ)は直径 9m 超のパイプの製造に成功し、数年後には水深 60m 超の海域へ適用できるとされている。

年	2002	2008	2009	2012	2014	2015	2018?
洋上ウィンドファーム	Horns Rev 1	Lynn, Inner Dowsing	Horns Rev 2	London Array	Baltic 2	Gode Wind II	?
風車の定格出力(MW)	2.0	3.6	2.3	3.6	3.6	5.0	8.0
水深(m)	<14	<18	<17	<25	<50	<60	<60+
モノパイプ	長さ(m)	34	45	45	68	74	>80
	直径(m)	4.0	4.7	3.9	5.7	6.5	>9.0
	重量(tons)	160	350	210	650	930	1050



出典: EEW Special Pipe Construction GmbH

<http://a2seanews.editionmanager.com/2013/11/11/size-matters/>

【豆知識 3.7.2-2】

●穿孔モノパイル(Drilled Monopile)の概要

穿孔モノパイルは、コンクリート製のパイルを使用する。その利点は以下の通り。

- ✓コンクリートは、鋼鉄と比較して安価で、価格変動も小さい。
- ✓コンクリート市場は、産業基盤が広く製造会社が多い。
- ✓コンクリートを使用した穿孔モノパイルは、鋼鉄製の打込みモノパイルよりも水中騒音の低減が図られる。
- ✓本工法は、様々な海底土質に適用可能である。

(1) 穿孔モノパイルの仕様

「3.6MW 機」 外径 6.5m、層厚 50cm、パイル長 61m、質量 1,450t

「5.0MW 機」 外径 6.9m、層厚 70cm、パイル長 64m、質量 2,200t

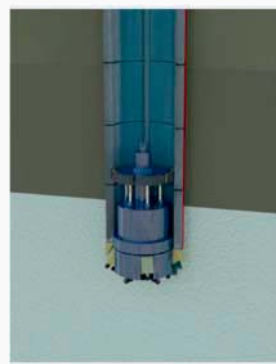
(2) 穿孔モノパイルの構造と設置方法

穿孔モノパイルは、プレキャスト強化コンクリートリングを繋ぎ合わせたもので、中には鋼鉄製の掘削機が入っており、先端は固化剤(液体)で満たされている。穿孔モノパイルは、洋上風力発電施設の建設サイトまで浮かべて運搬され、ガイド枠内の海底に置かれた後にモノパイル内に掘削機(径は伸縮可能で、丸石を砕くことができるように2方法に掘削できる)が挿入され、所定の海底土壌深度まで掘削・設置される。そして、最後にコンクリート製(アイスコーン形状)もしくはモノパイル形状の風車接続部(トラジションピース)が据え付けられる。

(3) コスト

128基の洋上windファームを想定した場合のコスト

- ・ 3.6MW 機:500,000Euro/MW(6,750 万円/MW)/5.0MW 機:400,000Euro/MW(5,400 万円/MW) (135 円/Euro)



von der Veen *et al.*(2011)

d. トランジションピースの取付け・グラウチング

モノパイルと風車の接続装置(トランジションピース)を取付け、モノパイルに対する垂直性を確保するためグラウチング(セメントミルク,モルタルを空隙に充填)を行う。本装置は、風車の荷重をモノパイルに伝達するための十分な強度と剛性を有する構造で、風車の高さや傾きを調整するためにアジャスタ機能もある(図 3.7.2-13)。



左図・中図:heavyliftspecialist com.、右図: Ballast Nedam(2011)

図 3.7.2-13 トランジションピースの運搬と設置

風車タワーとモノパイルを間の接続部分は、「トランジションピース(前記のかみす第 1 の例ではジョイントスリーブと称されている)」と呼ばれている(上図のオレンジ色の部分)。トランジションピースとモノパイルの固定は、構造物の隙間にセメント等を注入する方法(グラウチング)によっている。2006年に設置されたオランダの Egmond aan Zee ウィンドファームにおいて、トランジションピースとモノパイルの接続に不具合が生じ、風車の傾斜あるいは沈下の現象が起こった。その対応策として、隙間に剪断キーを取り付けることや円錐形のトランジションピースにして、グラウチングすることがあげられている(図 3.7.2-14)。後者の方法は London Array ウィンドファームで採用され、DNV によって認可されている。

ウィンド・パワーかみす第 1 洋上風力発電所で使用されたジョイントスリーブは、グラウト材の漏れ防止として、スリーブ先端にゴムリングが取り付けられており(図 3.7.2-15)、モノパイルには鉛直精度 1/1000 以下で設置されている。グラウト材には、水中不分離性高流動無収縮モルタル(マックス AZ)が 1 基当たり約 6m³が注入されている。また、中詰めコンクリートは、配合 40-18-20BB のレディミクスコンクリートにより打設されている(図 3.7.2-16)。

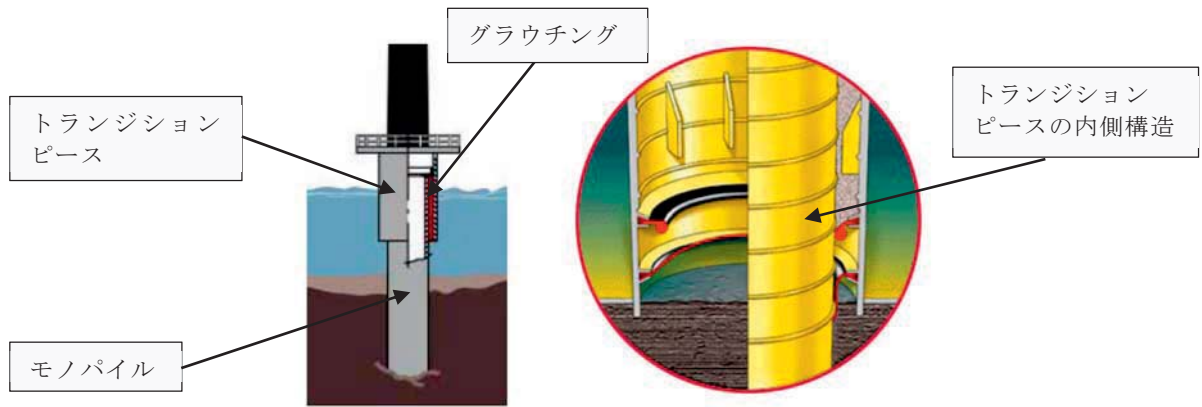


図 3.7.2-14 グラウチングとトランジションピースの構造 (Garrad Hassan, 2009)

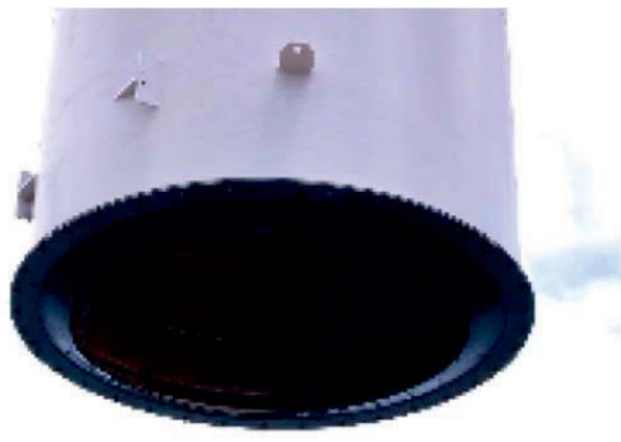


図 3.7.2-15 スリーブ先端のゴムリング (牛腸ら, 2010)

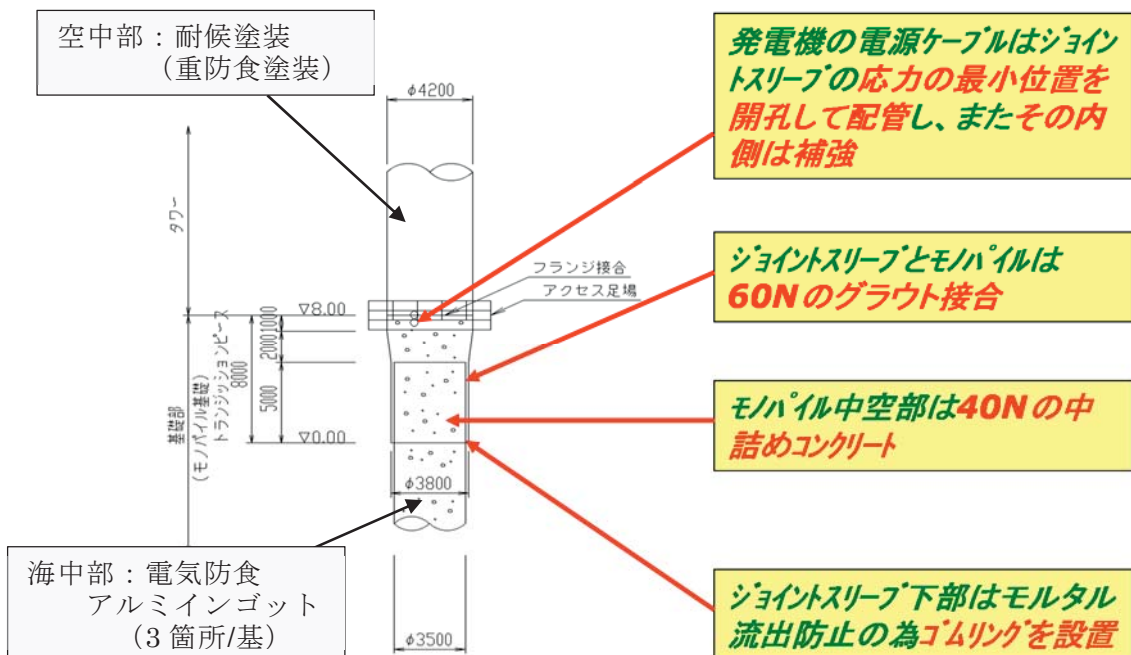


図 3.7.2-16 スリーブ先端のゴムリング (岡野, 2010 を一部改変)

②施工精度

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)は、モノパイルの施工精度に関して港湾施設における出来形基準を参考に、以下のように取りまとめている。

*杭頭中心位置：10cm 以下

*天端高：±5cm

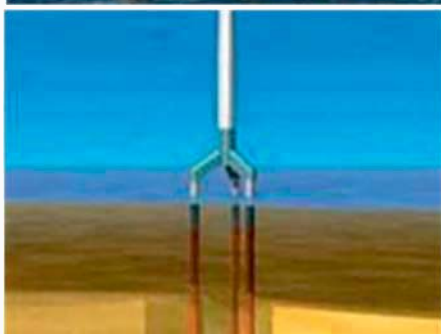
*傾斜：直杭 2 度以下

(打設精度(鉛直度)の管理値±1.5° (かみす第 1 洋上風力発電所))

【豆知識 3.7.2-3】

●トリパイル式

トリパイルは、モノパイルの発展形と言われている支持構造物である。本支持構造物は、2008 年に BARD 社の 5MW 機の実証研究で採用された後、ドイツの北海における水深 40m、離岸距離 99km の海域に、2012 年から 2013 年にかけて建設された BARD Offshore I-IV の洋上ウィンドファーム(400MW:5MW×80 基)で採用されている。



BARD HP

[http://www.bard-](http://www.bard-offshore.de/en/concepts.html)

[offshore.de/en/concepts.html](http://www.bard-offshore.de/en/concepts.html)

[http://www.bard-](http://www.bard-offshore.de/en/concepts/wecs/foundation.html)

[offshore.de/en/concepts/wecs/foundation.html](http://www.bard-offshore.de/en/concepts/wecs/foundation.html)

[http://www.bing.com/images/search?q=BARD+off-](http://www.bing.com/images/search?q=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&FORM=IGRE)

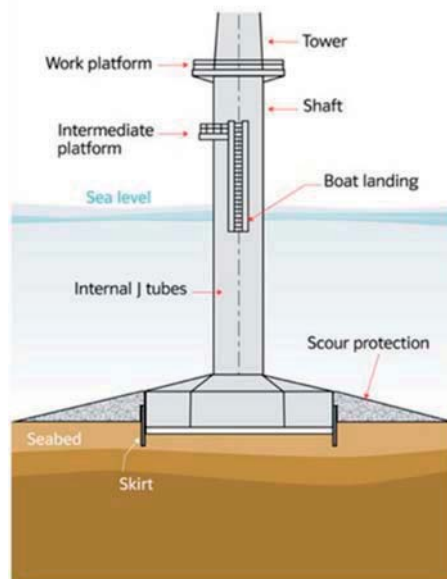
[shore+&qvvt=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshor-](http://www.bing.com/images/search?q=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&FORM=IGRE)

[e+&FORM=IGRE](http://www.bing.com/images/search?q=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&qvvt=BARD+offshore+&FORM=IGRE)

2) 重力式

図 3.7.2-17 に重力式の洋上風力発電施設例を示す。重力式は、円錐状、箱状等の構造物を支持層に沈設させ、上部の構造物に作用する外力(波,風等)を地盤(支持層)に伝える支持構造物である(港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005)。

一般的には水深 30m 以浅で比較的堅牢な地盤の平坦地形に適用されるもので、欧州では施工実績の割合はモノパイル式に次ぐ順位にあるが、約 14%(2013 年末)と少ない。ただ、結氷するデンマーク等では耐氷性能の点でアイスコーン型が採用されるケースもある(238 頁の上 2 図)。



<http://www.4coffshore.com/windfarms/gravity-based-support-structures-aid274.html>

図 3.7.2-17 重力式の外観図

5MW 級風車を対象とした重力式構造物の重量とともに、直径等の寸法を表 3.7.2-3 に示す。欧州では、浅海で海況がそれほど厳しくない場合にコンクリート製の重力式が使用されているが、コンクリートとバラストの使用によりコストは高くなるものの、材料費は鋼材費に較べて流動性がかなり低いため、鋼価格が高い時はコンクリート価格の低い場合が多い(The Crown Estate,2010)。

表 3.7.2-3 5MW 級の重力式支持構造物の諸元

水深 (m)	重量 (t)	寸法
≤40m	~2700-3000t (水深:27-30m)	直径(天端): ~6m 直径(底面): ~25m 厚み: ≤300mm 長さ: ≤40m

出典: MECAL (2014)

①施工方法

重力式の施工の流れを図 3.7.2-18 に示す。図示しているように概略の工程は、海底掘削・マウンド形成→支持構造物の運搬→支持構造物の設置・中詰投入→支持構造物の上部工→風車据付けとなる。日本船舶技術研究協会(2013)では、欧州における重力式の実勢設置所要日数として、3.6MW 機で3日～5.5日、5MW 機で3.5日～6日としている。

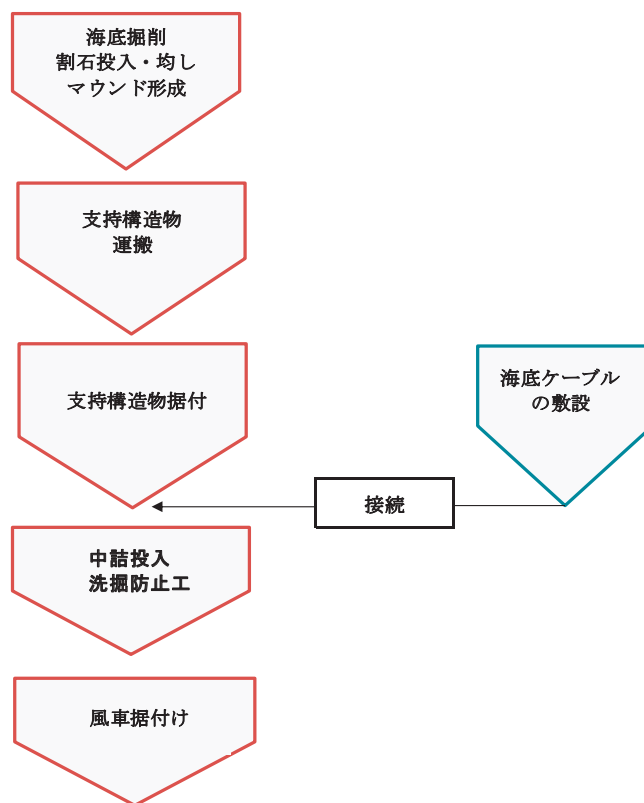


図 3.7.2-18 重力式の施工の流れ

NEDO 洋上風力実証研究の銚子沖と北九州市沖には洋上風況観測タワーと洋上風車が設置されている。これらの支持構造物の型式は両設備ともに、銚子沖で重力式、北九州市沖でハイブリッド重力式が採用されている。後者のハイブリッド重力式の施工方法は、重力式と変わらないので、ここに取りまとめて示す。

各支持構造物の採用理由は、以下の通りである。

【銚子沖：重力式】

海底が比較的平坦で岩盤のため、杭を打設しない重力式が採用された。海上での工事期間の短縮化を図るため、支持構造物をクレーン船で設置できるように、プレストレスト鉄筋コンクリート構造(PC:引張応力によるひび割れ防止及び高い塩害耐久性を有する)の軽量でコンパクト、且つ波力の低減可能な三角フラスコ型ケーソン基礎が開発されている(図 3.7.2-19)。

左：洋上風車用
(2,300t:ケーソンのみ)
(5,400t:中詰後)



右：洋上観測タワー用
(1,300t:ケーソンのみ)
(3,500t:中詰後)

図 3.7.2-19 銚子沖の支持構造物東京電力・鹿島建設資料)

【北九州市沖：ハイブリッド重力式】

海底は、比較的平坦で、層厚約 12m の堆積層が岩盤を覆っているため、重力式の施工メソッドとジャケット式の主に構造特性の利点を活かしたハイブリッド重力式(底板コンクリートと一体化したジャケット構造)が採用された(図 3.7.2-20)。

- ・構造面：水中部を骨組部材で透過構造にすることにより、一般の重力式と比べて作用波力を大幅に低減することが可能。また、ハイブリッド構造により安定を保ち、ねばり強い構造にすることが可能。
- ・施工性：捨石マウンド築造後、プレキャスト化(底板コンクリートと一体化したジャケット構造を工場内で組立・製作)により海上作業を大幅に低減することが可能。



1. 洋上風車用
(約 4,160t)
2. 洋上風況観測タワー用(左図)
*:支持構造物+観測塔(1)を接合したもの
(支持構造物：約 2,750t)

図 3.7.2-20 北九州市沖の支持構造物(ハイブリッド重力式構造:電源開発資料)

◆銚子沖

洋上風力実証研究の建設工事に関する銚子沖の工程表を再掲して、表 3.7.2-4 に示す。銚子沖では、東日本大震災(2011(平成 23)年 3 月 11 日)による影響が大きく、基礎マウンド工事の一部は、震災前に行われていたが、震災後の 2012 年 1 月から新たに再開され、結局、準備期間も入

れて同年 6 月までの約 5.5 ヶ月を要している(基礎はフローティングドックで製作されていたが、コストダウンのため製作途中で陸揚げして行った)。その後、約 5 ヶ月間を掛けて支持構造物、洋上風況観測タワー、洋上風車等が設置された(洋上風況観測タワー設置完了日は 2012 年 8 月 18 日 ; 洋上風車の設置完了日及び運転開始はそれぞれ 2012 年 10 月 6 日と 2013 年 1 月 29 日、図 3-2 を参照)。

なお、鹿島港で行われていた支持構造の製作が東日本大震災(2011(平成 23)年 3 月 11 日)により一時中断し、兵庫県東播磨港にて同年 8 月に製作が再開され、結果的には 2 基の支持構造の製作に、当初の計画よりも 5 ヶ月間遅く 10 ヶ月掛かっている。

表 3.7.2-4 洋上風力実証研究(銚子沖)の工程表(東京電力・鹿島建設資料)

(上段:震災前の旧計画,下段:震災後の新計画)



◆北九州市沖

洋上風力実証研究の建設工事に関する北九州市沖の工程表を再掲して、洋上風況観測タワーのそれを表 3.7.2-5、また洋上風車の工程表を表 3.7.2-6a,b に示す。

北九州市沖における洋上風況観測タワーの基礎マウンド工事は、2012(平成 24)年 4 月 18 日より同年 5 月 17 日まで行われた。その後、支持構造物と観測タワーの据付が 6 月 17 日から 6 月 30 日までの約 2 週間で据え付けられ(洋上風況観測タワー設置完了日は 2012 年 6 月 30 日、図 3-2 を参照)、連結固定、足場撤去等の附帯工が 7 月 28 日までに実施された(風向風速センサー等の観測装置は 8 月から 9 月までの 2 ヶ月間で取付け)。なお、観測タワーと支持構造物の製作は、少なくとも 8 ヶ月程度を要している(表 3.7.2-5)。

表 3.7.2-5 洋上風力実証研究(北九州市沖:洋上風況観測タワー)の工程表(電源開発資料)

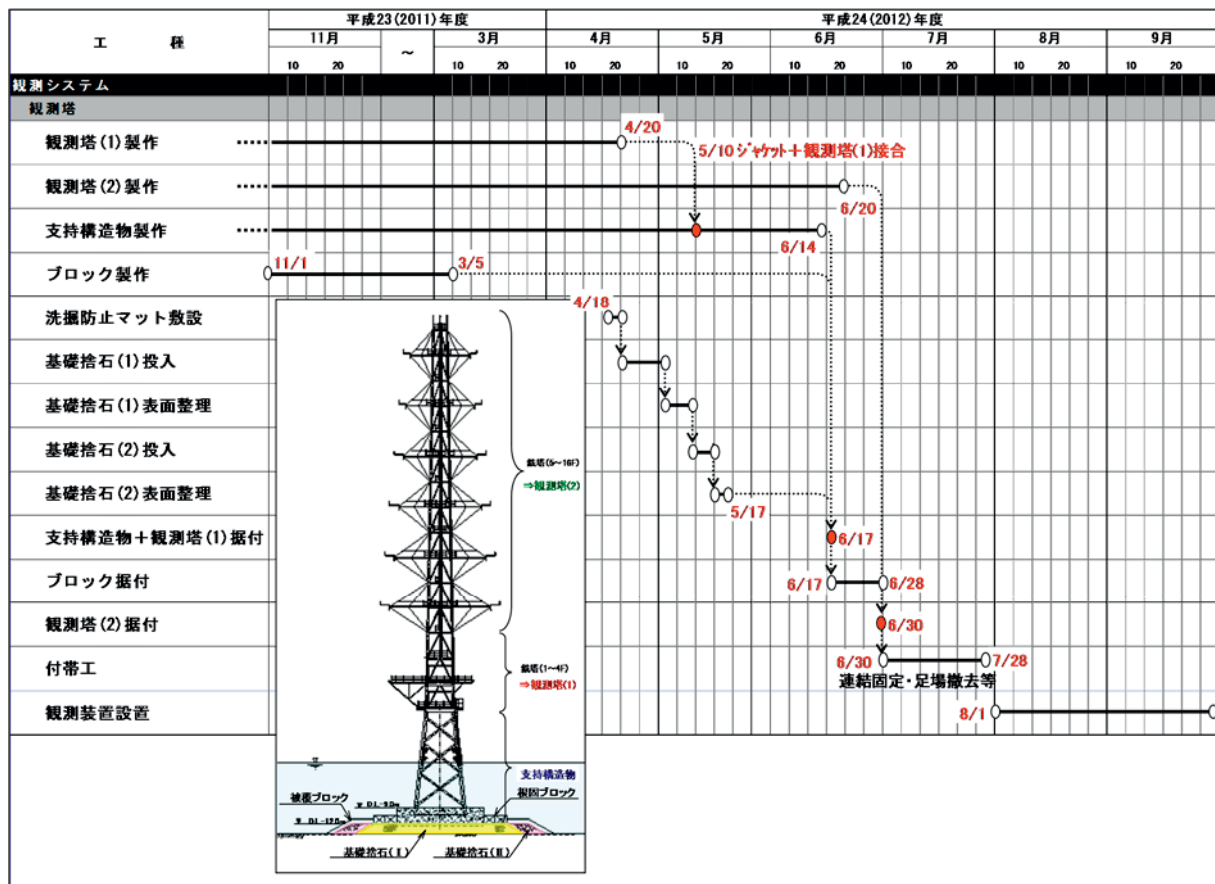


表 3.7.2-6a と表 3.7.2-6b に示しているように、北九州市沖における洋上風車の基礎マウンド工事は、2012(平成 24)年 7 月 9 日より同年 9 月 8 日までの約 2 ヶ月間で行われた。その後、支持構造物が 10 月の約 1 ヶ月で据え付けられるとともに、洋上風車の据付は翌年(2013 年)の 1 月末からの準備期間を入れて 2 ヶ月余りの 4 月初旬に行われた(洋上風車の設置完了日及び運転開始はそれぞれ 2013 年 3 月 23 日と 2013 年 6 月 24 日、図 3-2 を参照)。

表 3.7.2-6a には、海上鉄塔(護岸を超えて海底ケーブルを陸上開閉所に連結するための鉄柱)、海底ケーブル及び陸上開閉所の工事工程も併記されているように、これらの工事は洋上風車が設置される前までには完了する工程となっている。

表 3.7.2-6a 洋上風力実証研究(北九州市沖:洋上風車)の工程表(電源開発資料)

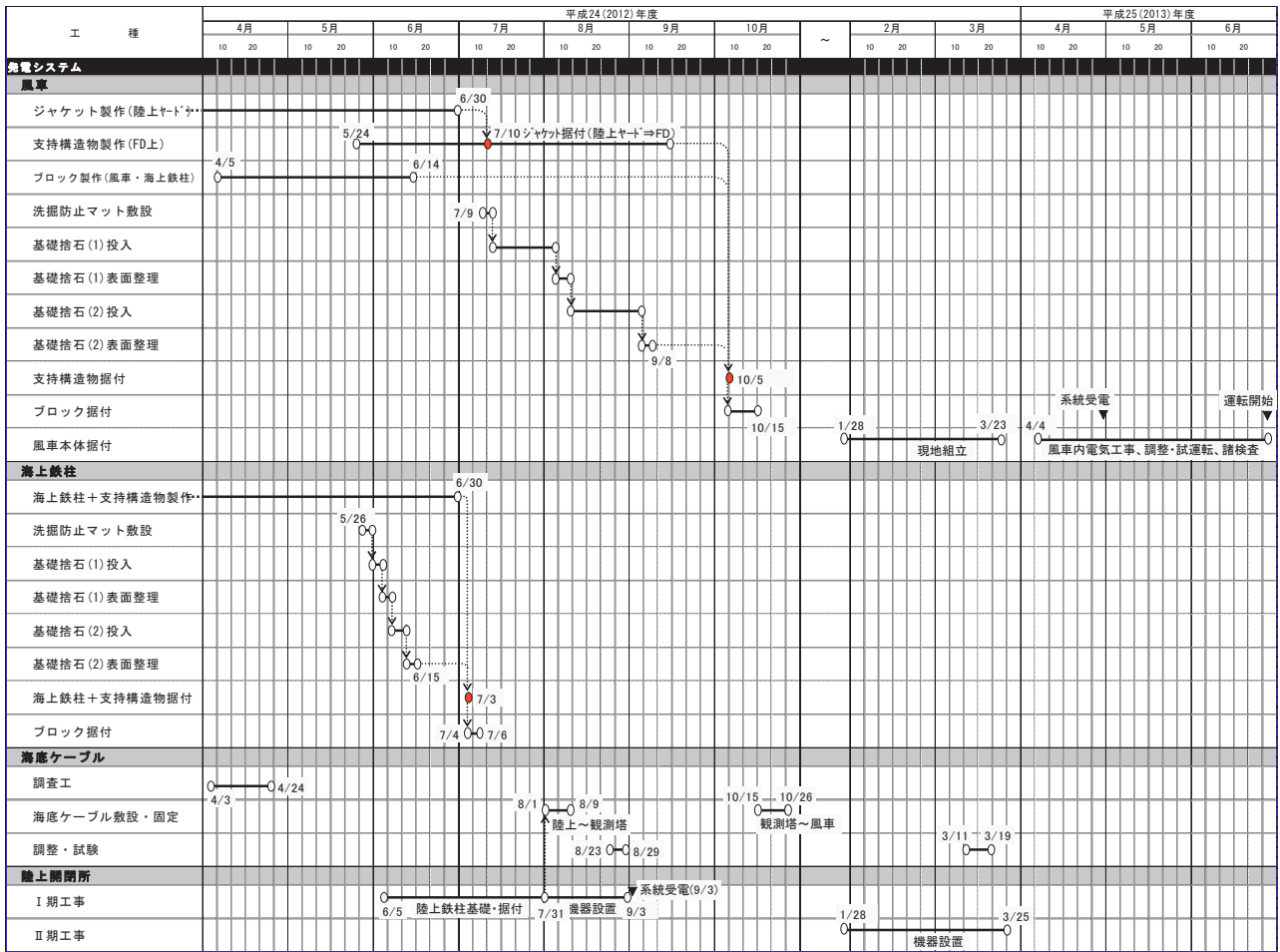
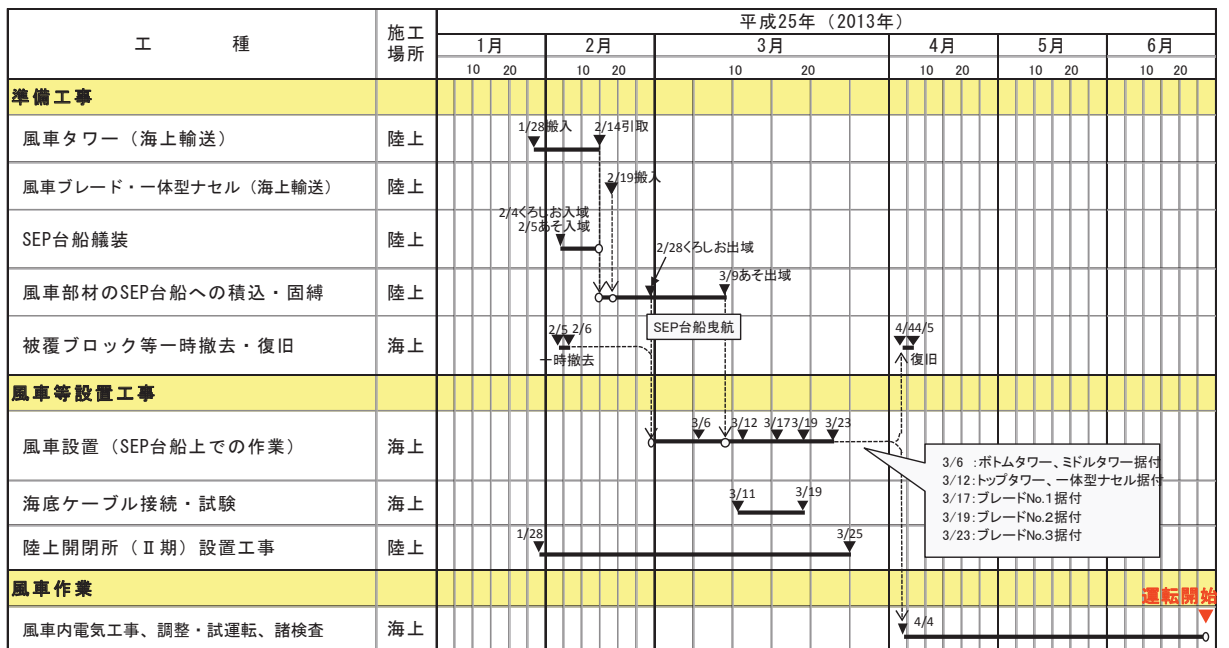


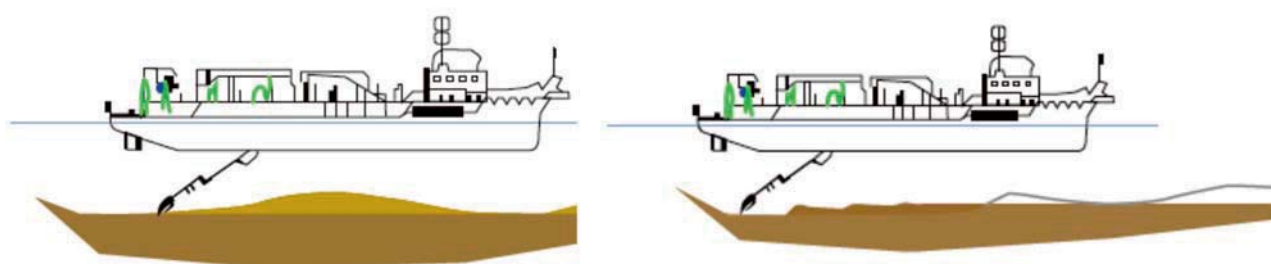
表 3.7.2-6b 洋上風力実証研究(北九州市沖:洋上風車)の工程表(電源開発資料)



a. 海底掘削・マウンド形成

マウンドの形成は、海底掘削、割石投入、敷き均し等を通して地盤を改良し、重力式支持構造物を設置する重要な工程である。本工程の主目的は、「海底の十分な支圧強度を得ること」及び「風車を垂直に建てるために海底の水平度を確保すること」である(Ismael Ruiz de T.Alonso,2013)。

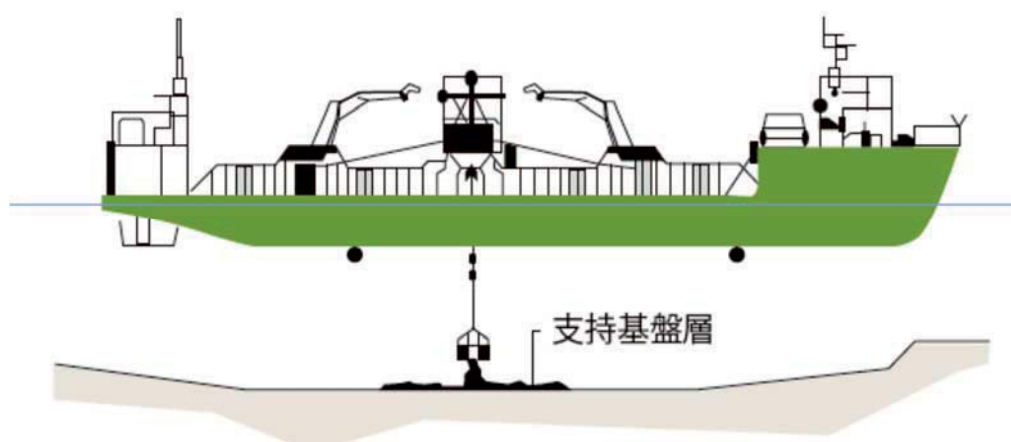
- ✓掘削：バージ船に載せたバックホウ掘削機やスリット式ホッパーバージ船により掘削が行われていたが、現在では比較的水深の深い海域でも適応可能なホッパードレッジャー(底開き浚渫船)が使用される(図 3.7.2-21)。掘削された土砂は、重力式構造物の中詰材料(充填物)として利用される場合がある。浚渫深度は、水深、岩石の性状、地質構造、地盤特性等によって異なるが、大体 0.5m～10m 以上の範囲である。



<http://www.c-power.be/construction>

図 3.7.2-21 海底の掘削(左:柔らかい表層砂泥,右:締まった次表層砂泥) (図を一部改変)

- ✓マウンドの形成：浚渫後、マウンド作りとなる(図 3.7.2-22)。その方法は、「i 鋼鉄製の枠を沈め、ダイバや GPS を使って中心の位置決めを行う。ii 海底面の清掃。iii 枠内に砂利、砕石等を投入する。iv ダイバが鋼鉄製の枠の上部に付いている可動ブームにより海底部を水平にする。v フレームの回収。」である。もしマウンドを固めるのであれば、セメントグラウト注入をする場合もあ



<http://www.c-power.be/construction>

図 3.7.2-22 支持基盤層の整備 (図を一部改変)

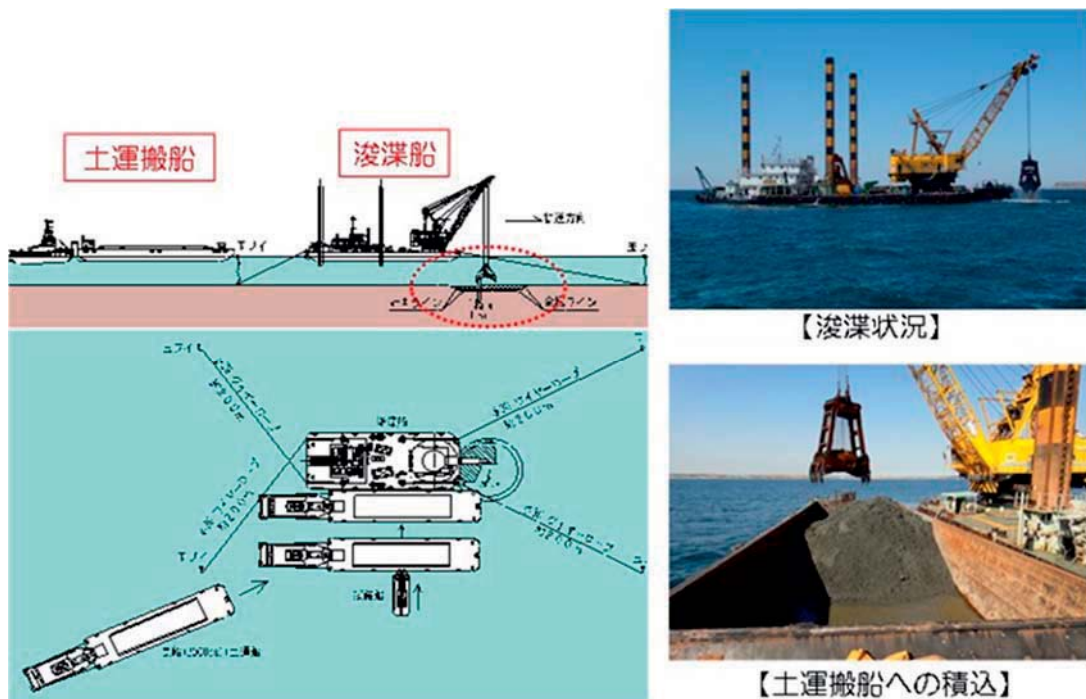
濾過層(Filter layer)と砂利層(Gravel layer)の粒径に関して、前者は 0-63mm、後者は 10-80mm と設定され、広く用いられている。ベルギーの洋上windファーム(Thornton Bank)では全層厚 2.2m の内、1.5m が濾過層、0.7m が砂利層となっている。マウンドの表面は、平均±3~5cm の誤差で水平度を保持することが重要である。なお、欧州ではマウンド工事は1基礎当たり 3 日間とされている(Danish Energy Agency,2013)。

◆銚子沖

支持構造物据付海域において不陸調整(窪みを埋めて平坦にすること)のため、2011年(平成23年)2月下旬から浚渫作業が開始されていたが、震災と津波の影響により作業が中断され、翌年の3月から浚渫作業が開始された。作業手順は、浚渫→捨石投入→均し作業(水平度を確保するために、水中バックホウと潜水士による作業)である(図 3.7.2-23 と図 3.7.2-24)。

✓洋上風況観測タワー・洋上風車

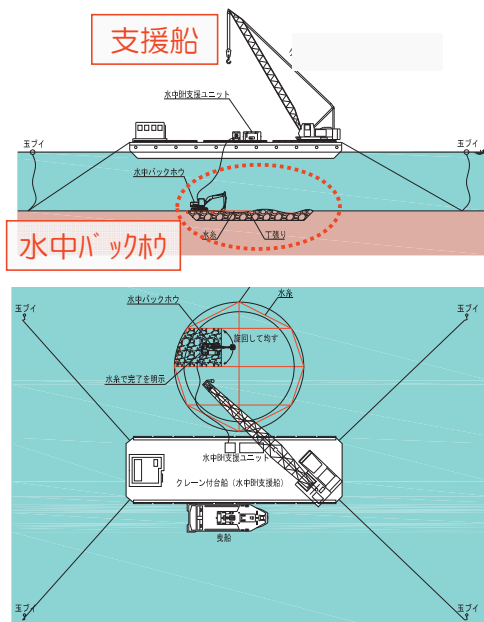
基礎マウンドの均し管理値(天端の高さ)±5cm に対して、工事後は洋上風況観測タワー及び洋上風車ともに±4cm の精度が認められている。



洋上風況観測タワーSiteの作業期間:2012年3月中旬~4月上旬,稼働率 15.0%(6日/40日)

洋上風車 Siteの作業期間:2012年3月中旬~4月上旬,稼働率 15.0%(6日/40日)

図 3.7.2-23 浚渫・土運搬作業(東京電力・鹿島建設資料)



水中バックホウによる
均し作業のイメージ

洋上風況観測タワーSite の作業期間:2012年4月中旬～6月中旬,稼働率 46.4%(39日/84日)

洋上風車 Site の作業期間:2012年4月中旬～6月中旬,稼働率 46.4%(39日/84日)

図 3.7.2-24 均し作業(東京電力・鹿島建設資料)

◆北九州市沖

基礎マウンドは、図 3.7.2-25 に示す構造形式となっており、工事は、洗掘防止マットの敷設→捨石の投入→均し作業→根固ブロック→被覆ブロックの順に行われる。なお、根固ブロック及び被覆ブロックは支持構造物の据付け後に合わせて実施されている。

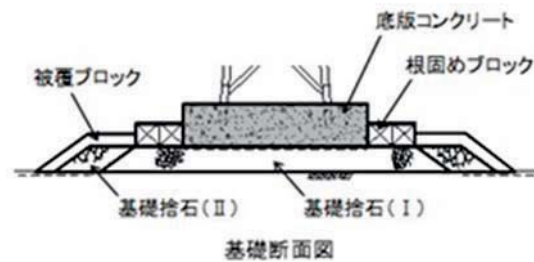


図 3.7.2-25 基礎マウンドの構造形式(電源開発資料)

✓洋上風況観測タワー(基礎マウンド)

水平度は、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して $\pm 0.06^\circ$ 、方向のズレの管理基準値 1° 未満に対して 0.6° の精度が認められている。

✓洋上風車(基礎マウンド)

水平度は、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して $\pm 0.13^\circ$ 、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して $\pm 0.13^\circ$ の精度が認められている。

図 3.7.2-26 に捨石投入と均し作業等の状況を示す。

捨石投入



捨石投入



重錘による基礎捨石均し



根固ブロック設置



洋上風況観測タワーSite の作業期間:2012年4月16日~5月17日,稼働率75.0%(24日/32日)

洋上風車 Site の作業期間: 2012年7月24日~9月8日,稼働率:41.3%(19日/46日)

図 3.7.2-26 捨石投入と均し作業等(電源開発資料)

b. 支持構造物の運搬と据付け

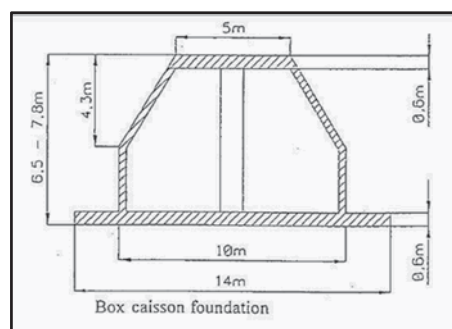
いくつかの重力式支持構造物について、主な寸法を以下に掲げる。支持構造物は風車の大型化、水深の増加に伴い巨大な構造物になっている。

✓Tunoe knob(デンマーク:5MW 0.5MW×10基,平均水深5m/1995年設置)

底面径:14m

高さ:6.5-7.8m

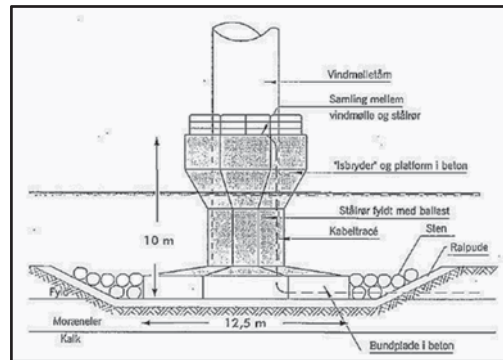
質量:約500t(充填砂込み:約1000t)



✓Middelgrunden (デンマーク:40MW 2MW×20 基,平均水深 4m/2000 年設置)

底面径:12.5m 高さ:10m

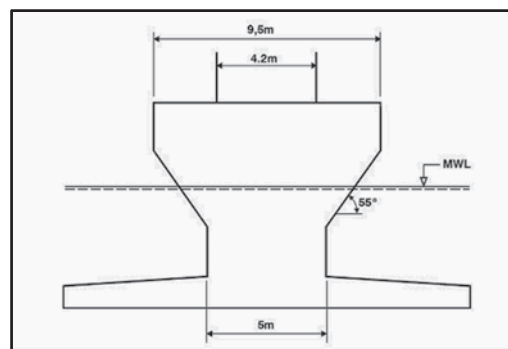
質量:約 1500t(充填砂込みか否か不明)



✓Lillgrund (スウェーデン:110.4MW 2.3MW×48 基,平均水深 4m/2007 年設置)

底面径:17m 高さ:8.6m

質量:約 1200t(充填砂込み:約 2500t)

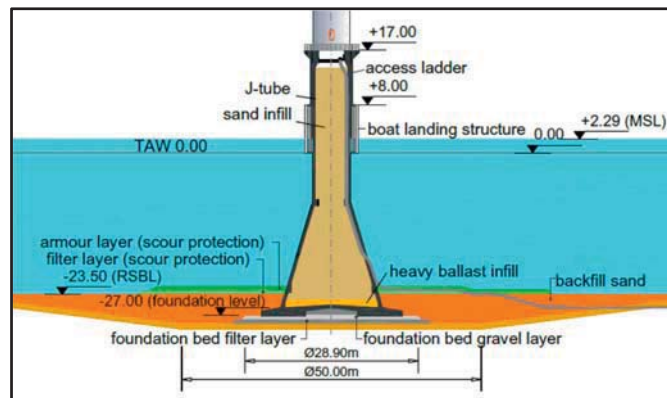


✓Thornton Bank I (ベルギー:30MW 5MW×6 基,平均水深 10.5m/2008 年設置)

底面径:23.5m 高さ:42m

質量:約 2700-3000t

(充填砂込みか否か不明)



3.4.5 節に記したように、銚子沖の洋上風車用の重力式の仕様は底面径 21m、高さ 22m、質量が約 5400t(中詰材(銅水砕スラグ)を除くと、約 2300t)である(図 3.4.5-5 を参照)。上記のベルギー Thornton Bank I の重力式支持構造物は、水深の深い海域に設置されるため高さが高いが、底面径は銚子沖のそれとほぼ同じようなスケールとなっている。この相違は、主に波力の違いによるものと考えられ、銚子沖の波荷重は Thornton Bank のそれと比べて厳しいものと推察される。

重力式構造物は、「陸上」、「ドライドック」及び「フローティングドック」で製造し、現地に運搬する方法がある。図 3.7.2-27 は、Middelgrunden のドライドックにおける製造例、図 3.7.2-28 は Lillgrund のポンツーンを使った製造例である。後者は、7-8 ヶ月で 49 基の支持構造物を製作し、コスト削減が図られたとの報告がある(Mathis,2006)。



Middelgrunden
http://www.ontario-sea.org/Storage/29/2118_do1.pdf



Lillgrund
http://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/verksamhet/vindkraft/lillgrund/technical_description_lillgrund_11336934.pdf

図 3.7.2-27 重力式構造物のドライドックにおける製造 (Copenhagen Environment and Energy Office, 2003)

図 3.7.2-28 重力式構造物のポンツーン上における製造と運搬 (Vattenfall, 2008)

支持構造物の運搬として、図 3.7.2-29 に示すようにバージやポンツーンに数基の支持構造物を載せて運搬する方法や、クレーン船(起重機船)により運搬する方法がある。



左図:http://www.gl-group.com/pdf/06_2009.05.12_Hamburg_Offshore_Wind_2009.pdf

右図:<http://www.skibstekniskelskab.dk/public/dokumenter/Skibsteknisk/Download%20materiale/2011/Offshore%20Wind%20Turbines/Kaj%20Lindvig%20A2SEA.pdf>

図 3.7.2-29 重力式構造物のバージ(左図:Lindvig, 2009)と起重機船(右図:Lindvig, 2011)による運搬

支持構造物の据付けは、フローティングクレーンや起重機船から図 3.7.2-30 に示すような専用の吊り下げフックを用いて着底させる(図 3.7.2-31)。



<http://www.c-power.be/construction>

図 3.7.2-30 吊り下げフック



左図:Middelgrunden(http://www.ontario-sea.org/Storage/29/2118_doc1.pdf)
(Copenhagen Environment and Energy Office,2003)

右図:Lillgrund(http://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/verksamhet/vindkraft/lillgrund/technical_description_lillgrund_11336934.pdf)
(Vattenfall,2008)

図 3.7.2-31 フローティングクレーンによる重力式支持構造物の据付け

◆銚子沖

支持構造物は、東播磨港でフローティングドック(FD)に積み込み、鹿島港に回航された。鹿島港からは、全旋回式起重機船(日本最大級)を使って実証研究サイトまで運ばれているが、クレーン能力が 1600t であったため、起重機船の揺れの小さい中央部分に専用の架台を取り付けて支持構造物を固定して運搬し、吊り下げ着底させている(洋上風車の支持構造物の例:図 3.7.2-32)。鹿島港から実証研究サイトまでの運搬距離は 70km で、起重機船の往復航行時間と着底に要するサイクルタイムを計 36 時間とし、施工は鹿島港と銚子沖が同時に静穏になる気象・海象条件を予測して行われた。



洋上風況観測タワーSiteの作業期間:2012年6月28日~6月29日,稼働率36.0%(9日/25日)

洋上風車Siteの作業期間:2012年7月9日~7月10日,稼働率36.0%(9日/25日)

図 3.7.2-32 洋上風車の支持構造物の運搬・据付け(東京電力・鹿島建設資料)

◆北九州市沖

支持構造物は、北九州市港のヤード(洋上風況観測タワー用)とフローティングドック(洋上風車用)で製作され、洋上風況観測タワー用支持構造物は大型クレーン船(武蔵 3700t)により運搬・据付、洋上風車用支持構造物はフローティングドックで運搬し、大型クレーン船(武蔵 3700t)により据付けられた(洋上風車の支持構造物の例: 図 3.7.2-33)。設置後に根固ブロックや被覆工事が行われ、洋上風況観測タワーの支持構造物は 2012 年 6 月末、洋上風車の支持構造物は 2012 年 10 月半ばに、それぞれ工事が完了している。

支持構造物の水平度は、以下の通り確認されている。

✓洋上風況観測タワー(支持構造物+観測タワー天端の水平度)

水平度は、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して -0.03° 、東西方向の管理基準値 0.3° 未満に対して -0.02° の精度が認められている。

✓洋上風車(支持構造物 接合フランジ天端面の水平度)

水平度は、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して -0.07° 、南北方向の管理基準値 0.3° 未満に対して -0.07° の精度が認められている。



- ①:支持構造物のフローティングドックによる運搬
- ②:支持構造物の係留(実証研究サイト)
- ③:支持構造物の据付け状況
- ④:支持構造物の据付け完了

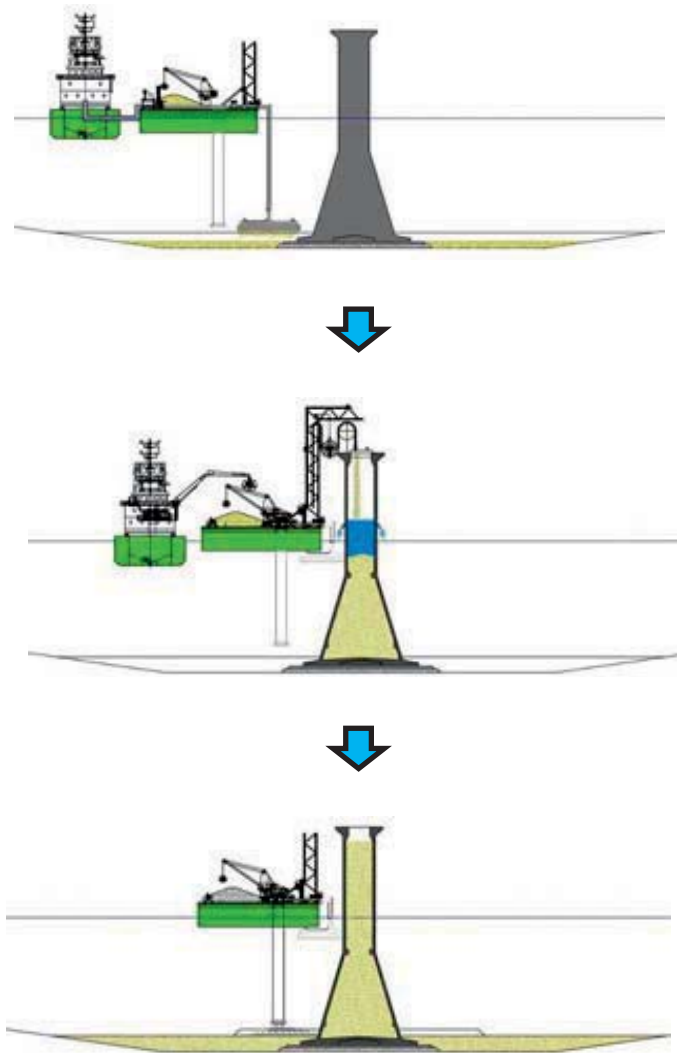
洋上風況観測タワーSite の作業期間:2012年6月15日～6月17日;稼働率 33.3%(1日/3日)

洋上風車 Site の作業期間 : 2012年9月28日～10月5日;稼働率: 25.0%(2日/8日)

図 3.7.2-33 北九州市沖における洋上風車の支持構造物の運搬・据付け(電源開発資料)

c. 中詰投入・洗掘防止工

重力式支持構造物の据え付け後には、中詰として浚渫砂等を投入するが(図 3.7.2-34)、構造物の不等沈下を起こさないように十分に注意して行う。そして、構造物の周囲には洗掘防止工を施して据付け工事は完了となる(図 3.7.2-35)。



<http://www.c-power.be/construction>

図 3.7.2-34 重力式支持構造物の中詰作業手順

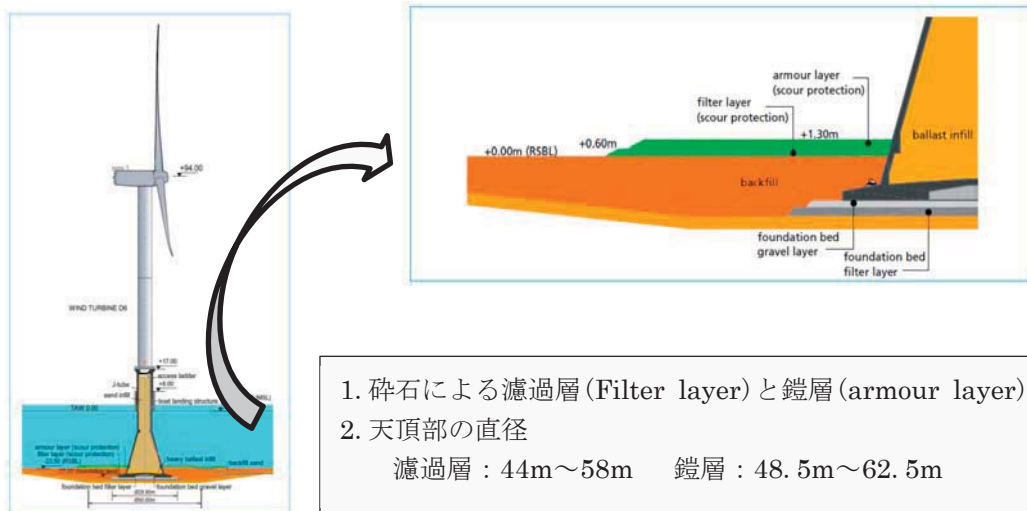
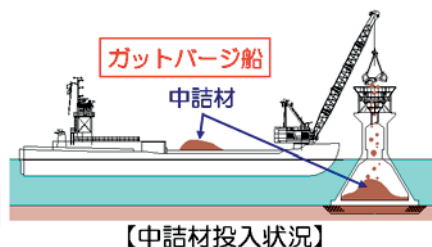


図 3.7.2-35 Thornton Bank I における洗掘防止工の例 (Peire *et al.*, 2009)

◆銚子沖

支持構造物の据付け後に、ガッドバージ船により中詰材(銅水碎スラグ)が投入され、洋上風車用の支持構造物の完成重量は 5400t(中詰材:3100t)となった(図 3.7.2-36)。また、洗掘防止策として支持構造物周辺にフィルターユニットが据付けられ、基礎工事が完了した(図 3.7.2-37)。

銅水碎スラグの山



【中詰材投入状況】

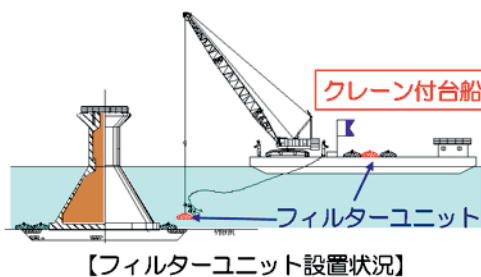


洋上風況観測タワーSite の作業期間:2012 年 7 月下旬,稼働率 30.0%(9 日/30 日)

洋上風車 Site の作業期間 : 2012 年 7 月下旬,稼働率 30.0%(9 日/30 日)

図 3.7.2-36 中詰材(銅水碎スラグ)の投入状況(東京電力・鹿島建設資料)

フィルターユニット保管状況(名洗港)



【フィルターユニット設置状況】



洋上風況観測タワーSite の作業期間:2012 年 7 月下旬,稼働率 39.4%(13 日/33 日)

洋上風車 Site の作業期間 : 2012 年 7 月下旬,稼働率: 39.4%(13 日/33 日)

図 3.7.2-37 フィルターユニットの据付け状況(東東京電力・鹿島建設資料)

②施工精度(管理値)

〈マウンド〉

- ・ ±3-5cm (Ismael,2013)。
- ・ ±5cm (東京電力:銚子沖)
- ・ 0.3° 未満、方向のズレ 1° 未満 (電源開発:北九州市沖)

〈重力式支持構造物〉

- ・ 洋上風車：傾斜 0.82° 以内、中心位置±3.3m (東京電力:銚子沖)
- ・ 観測タワー：傾斜 0.95° 以内、中心位置±3.3m (東京電力:銚子沖)
- ・ 洋上風車・観測タワー：0.3° 未満、方向のズレ 1° 未満
(電源開発:北九州市沖)

なお、港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)は、ケーソンの施工精度に関して港湾施設における出来形基準を参考に、以下のように取りまとめている。

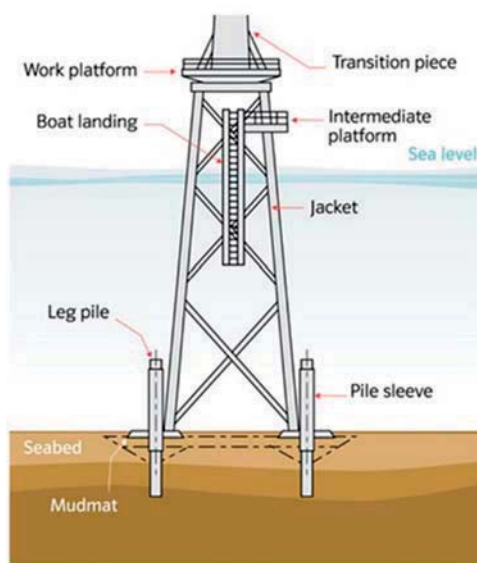
〈ケーソンの据付け〉

- * 法線に対する出入：±20cm(<2000t)、±30cm(≥2000t)
- * 目地間隔：±20cm(<2000t)、±30cm(≥2000t)

3) ジャケット式

図 3.7.2-38 にジャケット式の洋上風力発電施設例を示す。ジャケット式は、鋼管トラスを鋼管杭で海底に固定する構造形式で、鋼管トラスにより下部構造の水平剛性を高めるとともに、上部の構造物に作用する外力をトラス骨組により杭を介して地盤(支持層)に伝える支持構造物である(港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005)。

一般的には水深 60m 以浅で比較的軟弱な地盤の傾斜地形に適用されるもので、欧州における施工実績の割合は約 4%(2013 年末)と少ないが、今後、洋上風力発電施設の建設が水深の深い海域に計画されていることや、我が国のように地震の多い所では粘り強さのために、ジャケット式の施工数は増加するものと考えられる。



<http://www.4coffshore.com/windfarms/jacket-or-lattice-structures-aid271.html>

図 3.7.2-38 ジャケット式の外観図

5MW 級風車を対象としたジャケット式構造物の重量とともに、直径等の寸法を表 3.7.2-7 に示す。ジャケット式の製造工程は、モノパイルに比較して非常に多く、高コストの要因の一つであるが、水深 30m ではジャケットの重量は約 800 トンとなるものの、モノパイルはそれよりもはるかに重いことから、水深がそれ以上になるジャケット式がモノパイル式に代わってコスト競争力に優れることとなる(The Crown Estate,2010)。

表 3.7.2-7 5MW 級のジャケット式支持構造物の諸元

水深 (m)	重量 (t)	寸法
20-60m	~550-1650t	天端断面幅(長さ) : ~6m 底面断面幅(長さ) : ~19m 鋼管肉厚 : ≤30mm 長さ : ~30-70m(海面上のトランジション・ピースを含む長さ)

出典 : MECAL (2014)

①施工方法

ジャケット式の施工の流れを図 3.7.2-39 に示す。図示しているように施工方法は、i 杭先行方式と ii ジャケット先行方式の 2 方式がある。両方式の違いは、本杭の打設をジャケットの据付けの前後に行うか否かである。杭先行方式における概略の工程は、海底整備→支持構造物の運搬→杭打ち型板設置→杭の打設→支持構造物の据付け→風車据付けとなる。日本船舶技術研究協会(2013)では、欧州における重力式の実勢設置所要日数として、3.6MW 機で 4 日～6 日、5MW 機で 4.5 日～6.5 日としている。

以下、杭先行方式を取り上げて、その施工方法の概要を示す。

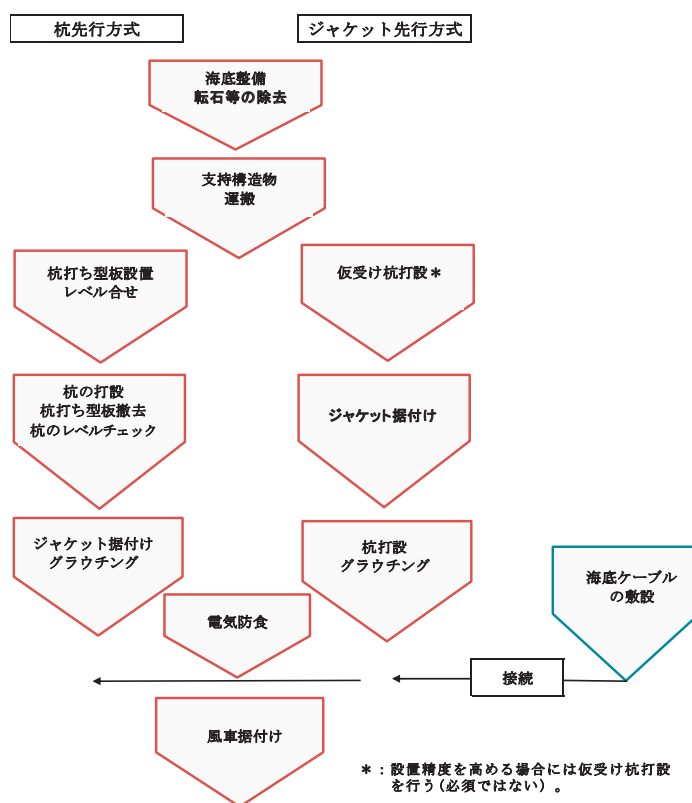


図 3.7.2-39 ジャケット式の施工の流れ

a. 海底整備

基本設計の段階で、海底土質調査を実施しているが、ここでは転石等の除去し、ジャケット設置の位置決めを行う。

b. 支持構造物の運搬

ジャケットの構造材は鋼管製で、工場内で製作される。図 3.7.2-40 は、2006 年に英国北部スコットランドのモレー湾(水深 45m)に設置された Beatrice 洋上風力発電施設(10MW;5MW×2 基)のジャケットと天頂部のトランジションピースの製作状況である。重量は、ジャケットが 600 トン、トランジションピースが 150 トンとされている(MacLeny,2006)。ジャケットとトリポッド(モノパイルとジャケットのハイブリッド形と位置づけられている。2.1.2 項を参照)の鋼材量

の比較表を表 3.7.2-8 に示す。ジャケットの重量は、5MW 機、水深 40m の場合、杭用の鋼材を含めて 1000 トン程度であるが、トリポッドは約 1300 トンと、ジャケットよりも約 3 割も重い推計となっている。



図 3.7.2-40 ジャケット(左図)とトランジションピース(右図)の製作状況(Robertson, 2008)

表 3.7.2-8 ジャケットとトリポッドの鋼材量の比較表

水深 (m)	鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)			杭用鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)			総鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)		
	風車の定格出力 (MW)			風車の定格出力 (MW)			風車の定格出力 (MW)		
	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0
20	360	420	550	110	120	140	470	540	690
	350	480	640	160	210	260	510	690	900
30	450	520	780	130	140	160	580	660	940
	470	665	920	200	240	280	670	905	1,200
40	—	650	880	—	160	180	—	810	1,060
	—	815	1,090	—	270	300	—	1,085	1,390
50	—	—	960	—	—	200	—	—	1,160
	—	—	1,230	—	—	320	—	—	1,550

注) 基礎構造：ジャケット式(上段)、トリポッド式(下段)
出典) Mitzlaff and Kahle(2007)

ジャケットの運搬状況の例として、工場の岸壁に集められたジャケット、単機の運搬(横置き、縦置き)、複数機の運搬を図 3.7.2-41 に示す。ジャケットの運搬は、陸上クレーンあるいは起重機船により台船に積み込み曳航して設置海域に向かう。海上運搬は、気象・海象条件及び現場条件を考慮して、台船の安定、引き船の所要馬力等を検討し、適切な船団を選定する必要がある(港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005)。



左上図: <http://renews.biz/44456/rwe-port-tailored-for-jacket-loading/>

右上図: http://www.windcomm.de/Downloads/Vortraege_Flyer_Infos/PresentationREpower.pdf

左下図: <http://www.bing.com/images/search?q=jacket+offshore+wind&view=detailv2&&qpv=jacket+offshore+wind&id=80821928260AFE5354A375A79F6EC86D5EB0FD76&selectedIndex=8&ccid=Bw1T07vZ&simid=607994364093072983&thid=JN.d3oY238Y5Ld6dOsCTYkl3A&ajaxhist=0>

右下図: <http://www.bing.com/images/search?q=jacket+offshore+wind&view=detailv2&&id=98394F52E1A31D95FCC9898A7D4E7AB415BEE7AF&selectedIndex=392&ccid=nNMk1XgL&simid=608047333920211621&thid=JN.R33%2f1C%2biuThzAnRuABLddg&ajaxhist=0>

図 3.7.2-41 ジャケットの運搬状況

c. 杭打ち型板設置・杭の打設

杭打ちは、杭打ち専用船、起重機船、クレーン船等を用いて行うが、杭先行方式では杭打ち精度を確保するために杭打ち型版を使って行う。打設には、打込み・引抜き可能なバイプロハンマーの使用や導材を設置する方法が有効である(港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005)。

d. 支持構造物の据付け

ジャケットの据付けは、起重機船あるいはSEP船(本節の(3)を参照)で吊り上げて据え付ける。以下、港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)の報告書に起重機船による据付け作業の詳細が掲載されているので、その主要な部分を引用する。

起重機船シフトを行った後に、台船を起重機船に接舷してジャケットレグの固縛材をガス切断により外す。あらかじめ起重機船の主フックに吊りワイヤーを所定本数分だけ取付けて置き、

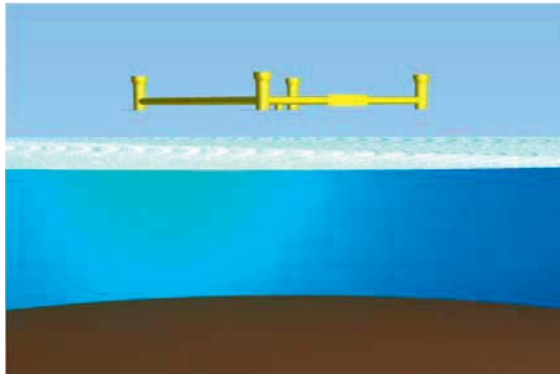
固縛解除後に吊りワイヤーの端部数ヶ所をシャックルにてジャケット本体の吊環に取り付ける。同時に、ジャケットの振止め用のタガーライン 2 本をジャケット上部に取付ける。起重機船のフックを巻き上げるが、この時、複数のフックを使用する場合には荷重負荷は同等となるように、吊り荷重を暫時増加して、最後に吊り上げる(図 3.7.2-42)。ジャケットを吊り上げ、旋回後に台船は離舷・出域させる。ジャケットを杭の上方まで吊り下ろしたら、潜水士等によりジャケットの位置を確認して杭頭に預ける。この時、荷重負荷をジャケット水中重量の 20%程度に残しておくが良い。そして、再度、杭との接触状況を確認して支障がなければ吊り荷重を完全に解放し、据付け位置(平面位置,高さ)の計測結果が許容値の範囲内であれば、吊り具を解除する(図 3.7.2-42)。なお、杭先行方式は杭の設置精度の影響が大きいので、事前に吊り上げ状でのジャケットの変位を計算し、吊り治具の調整方法を確認して置く必要がある。

ジャケットと杭の接合は、グラウト結合と溶接接合の 2 つの方法があるが、洋上風力発電の場合には前者のジャケットレグと杭の空隙にグラウト剤(セメント,モルタル等)を充填するケースが多い。

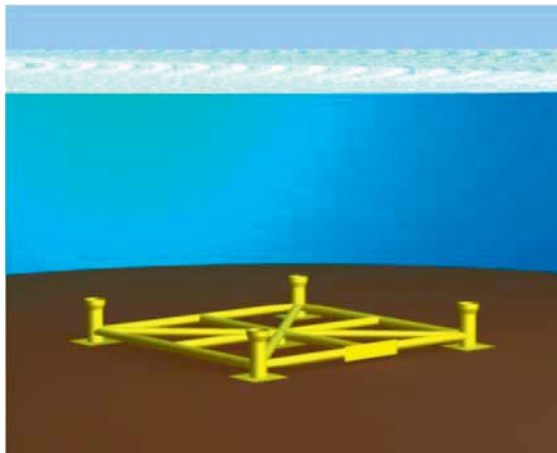
参考のために、杭先行方式によるジャケットの据付けの手順を図 3.7.2-43a,b に掲げる。



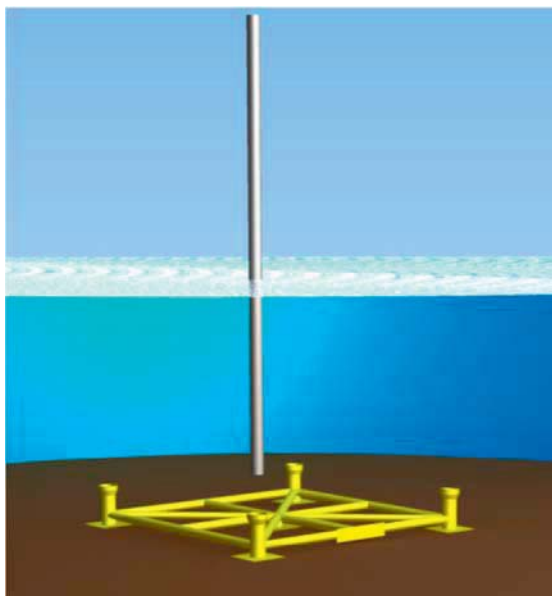
図 3.7.2-42 ジャケットの吊り上げ(左図 : Ballast Nedum, 2011)と据付け(右図 : Robertson, 2008) 状況



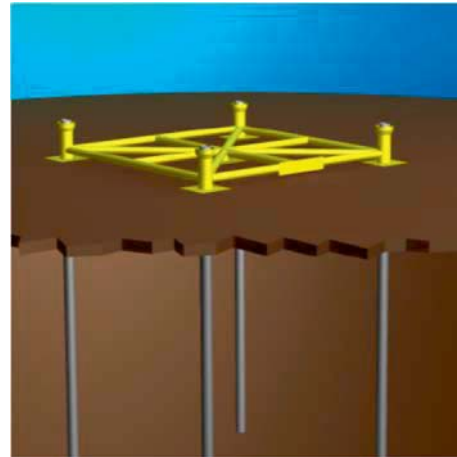
① 杭打ち型板(テンプレート)の位置決め



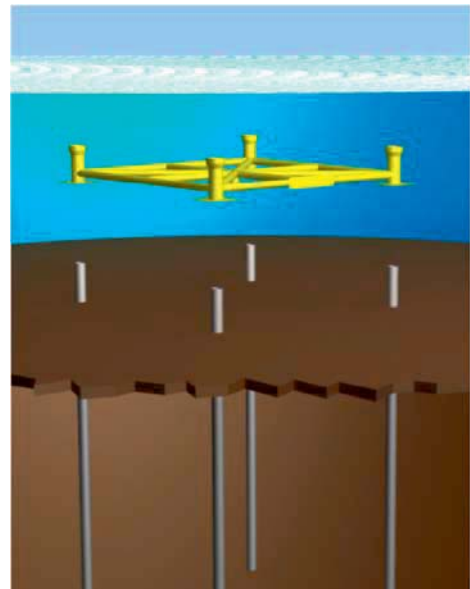
② 杭打ち型板の海底設置・レベル合せ



③ 最初の杭の位置決め

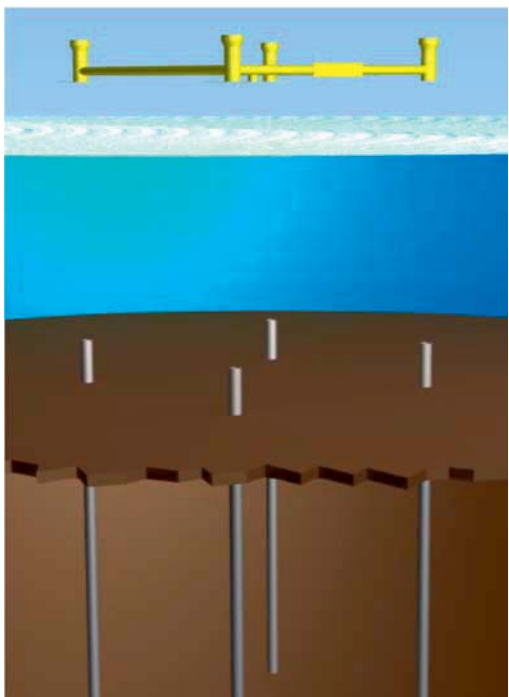


④ 全杭の打設

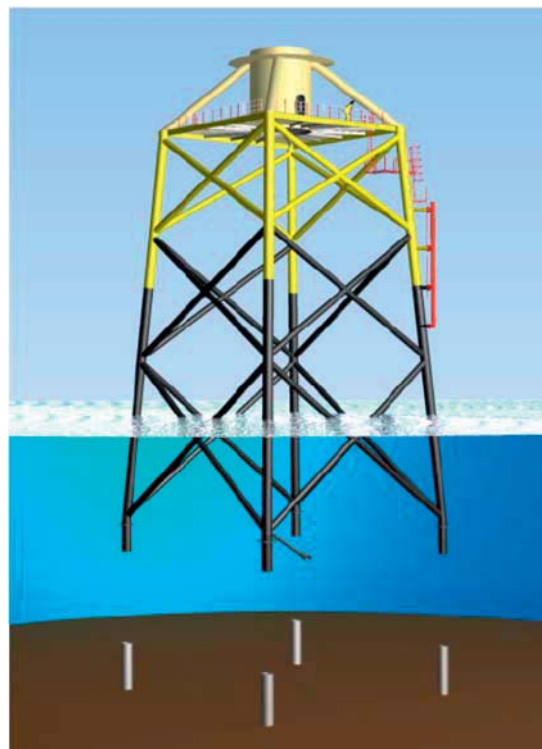


⑤ 杭のレベルチェック

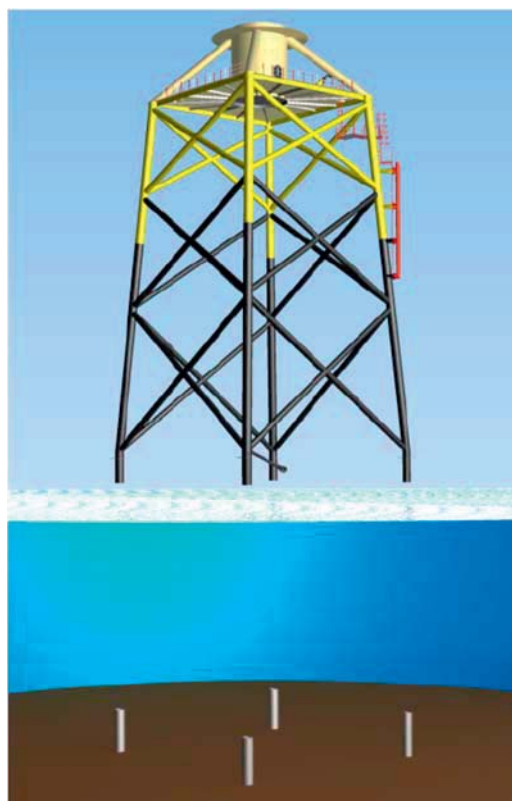
図 3.7.2-43a 先行杭方式によるジャケットの据付け工事のプロセス (Robertson, 2008)



⑥ 杭打ち型板の撤去・杭のレベルチェック



⑧ 杭上のジャケットレグの位置決め



⑦ 杭打ち型板の撤去・杭のレベルチェック



⑨ ジャケット設置完了
(グラウト工完了)

図 3.7.2-43b 先行杭方式によるジャケットの据付け工事のプロセス (Robertson, 2008)

②施工精度

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)は、ジャケットの施工精度に関して港湾施設における出来形基準及びジャケット工法技術マニュアルを参考に、以下のように取りまとめている。

〈杭の打設〉

＊杭頭中心位置：10cm 以下

＊天端高：±5cm

＊傾斜：直杭 2 度以下

〈ジャケットの据付け〉

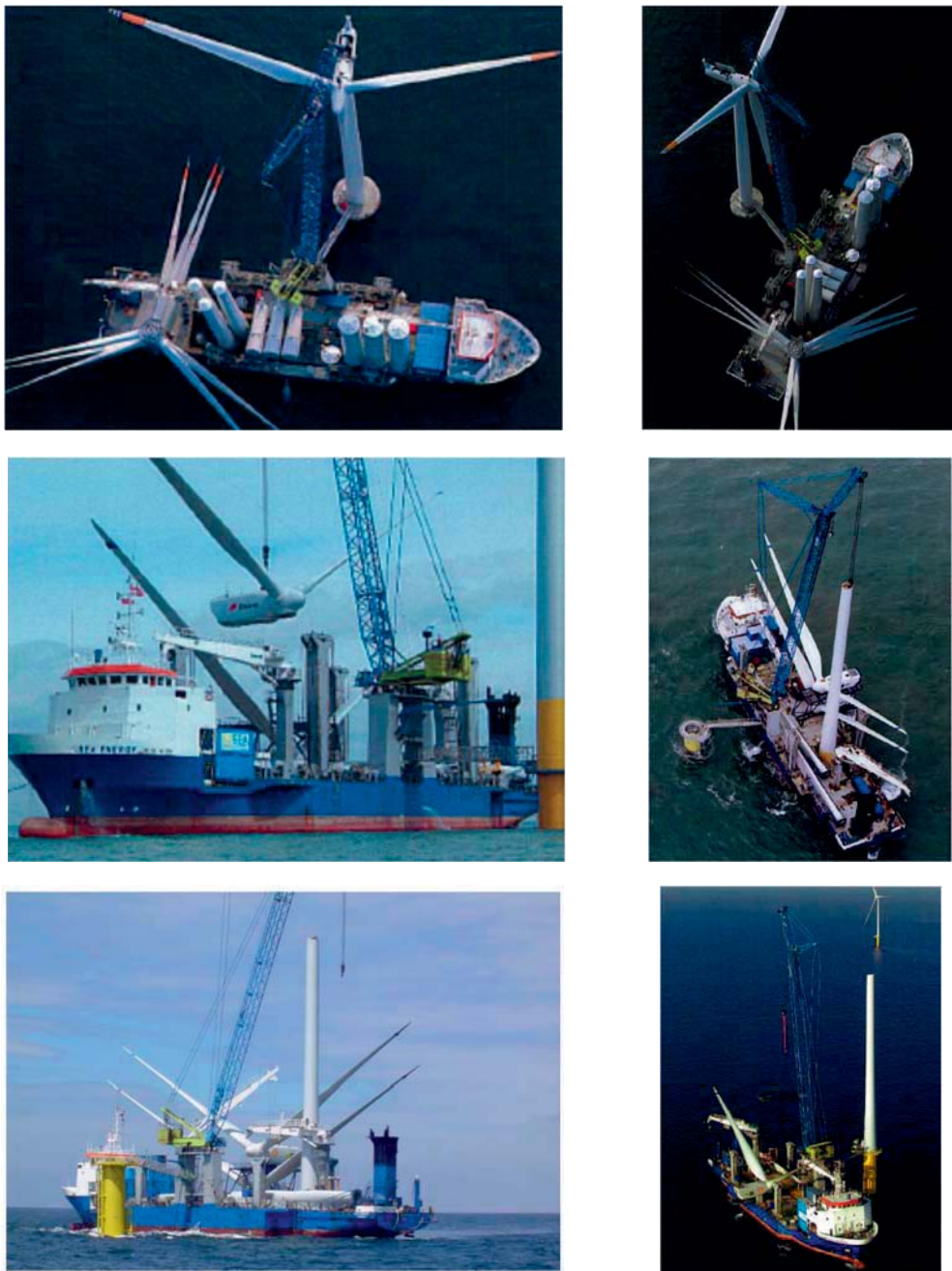
＊法線に対する出入：単体±30cm、複数 1 基目±30cm、複数 2 基目±10cm

＊天端高：±15cm

＊傾斜：±1/50

(2) 風車の設置工事

風車本体の支持構造物への取付けは、タワー、ナセル、ロータの順で組み立てられる。取付け工事は、現場の気象・海象条件に制約されるため、計画時に稼働率を推定するとともに、備船の可能性や回航費を勘案し、クレーン船や建機を選定する。一例として、図 3.7.2-44 に洋上ウインドファーム建設時の風車の運搬・設置状況を示す。



上図：デンマークの Nysted(165.6MW:2.3MW×72 基,2003 年稼働)

中図：イギリスの Kentish Flat(90MW:3MW×30 基,2006 年稼働)

下図：オランダの Egmond aan Zee(108MW:3MW×36 基,2006 年稼働)

図 3.7.2-44 風車の運搬・設置状況

図 3.7.2-45 は、モノパイル式の支持構造物に風車を設置する模式図で、左図はモノパイルの吊りおろし、中図はタワーの組み立て、右図はブレードの取付けである。支持構造物や風車本体の取付けは、全旋回デリックバージ等が使われていたが、最近では波浪の影響の少ない自己昇降型船(SEP 船：本項の(3)を参照)が用いられることが多い。参考までに、近年、洋上風車として導入実績の多い代表的なメーカーのカタログから風車の部位別重量を表 3.7.2-9 に示す。

表 3.7.2-9 代表的な洋上風車の部位別重量

風車	部位	重量(t)	風車	部位	重量(t)	風車	部位	重量(t)
Siemens 2.3MW	ハブ	32.3	Vestas V90, 3MW	ハブ	40	Multibrid 5M	ハブ	62
	ブレード	9.2		ブレード	9+		ブレード	49.5
	ハブ+ブレード	60		ハブ+ブレード	67+		ハブ+ブレード	111.5
	ナセル	82		ナセル	70		ナセル	233
	タワー	130		タワー	110		タワー	200
	全体	246		全体	247+		全体	544
Siemens 3.6MW	ハブ	42.4	Vestas V112, 3MW	ハブ	45	REpower 6M	ハブ	84
	ブレード	17.2		ブレード	11		ブレード	72
	ハブ+ブレード	95		ハブ+ブレード	78		ハブ+ブレード	156
	ナセル	125		ナセル	80+		ナセル	316
	タワー	180		タワー	130		タワー	285
	全体	400		全体	288+		全体	757

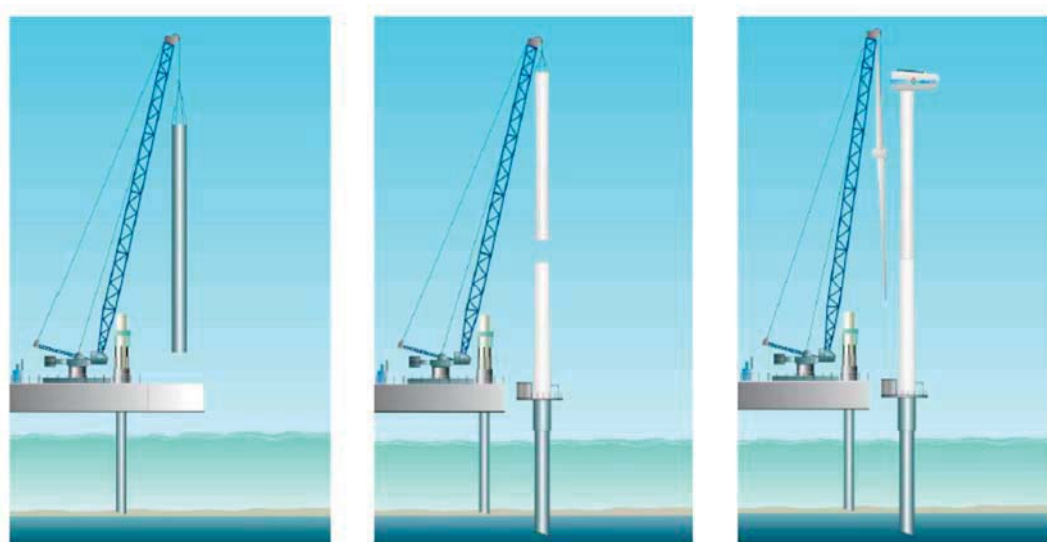


図 3.7.2-45 風車の設置工事の模式図 (Garrad Hassan, 2009)

デンマークの Horns Rev(160MW:1MW×80 基,2002 年稼働)、スウェーデンの Yttre Stengrund(10MW:2MW×5 基,2001 年稼働)及びベルギーの Thornton Bank I (30MW:5MW×6 基,2008 年稼働)における風車の設置工事の概要を、それぞれ図 3.7.2-46、図 3.7.2-47 及び図 3.7.2-48 に示す。



工事の順序:上左図→上右図→下左図→下右図

(Japan Ocean Development Constructio Association,2002; 下右図のみ Garrad Hassan,2009)

図 3. 7. 2-46 Horns Rev における風車の設置工事



工事の順序：左上図→右上図→右下図→右下図

<https://www.google.co.jp/search?q=yttre+stengrund+offshore+wind&biw=1536&bih=739&tbm=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=KWdJVbr6H-WxmAW-7oGABA&ved=0CFoQsAQ&dpr=1.25>

図 3. 7. 2-47 Yttre Stengrund における風車の設置工事 (Yttre Stengrund HP)



* 工事の順序

左上図→左中図→左下図→右図

- ・ ナセルの取付け
- ・ ブレード(3枚組)の取付け
- ・ 設置完了

<http://www.c-power.be/construction>

図 3.7.2-48 Thornton Bank I における風車の設置工事

これまでに掲げた図にみられるように、ナセルに取付けるブレードの本数は風車メーカーあるいは風車の大きさによって異なっている。図 3.7.2-49 に示すように、風車メーカーの Vestas は安定度の高いブレード 2 枚付きのナセルをタワーの上部に取り付けた後で、残りの 1 枚を現場で装着する方法で行っている。また、3 枚のブレードをナセルに装着して吊り上げる風車メーカーは Siemens(2.3MW)と REpower(5.0MW)にみられるが(図 3.7.2-50)、3.6MW の Siemens 社の風車はナセルをタワーに載せた後で、ブレードを 1 枚 1 枚取付ける方法が採用されている(図 3.7.2-51)。

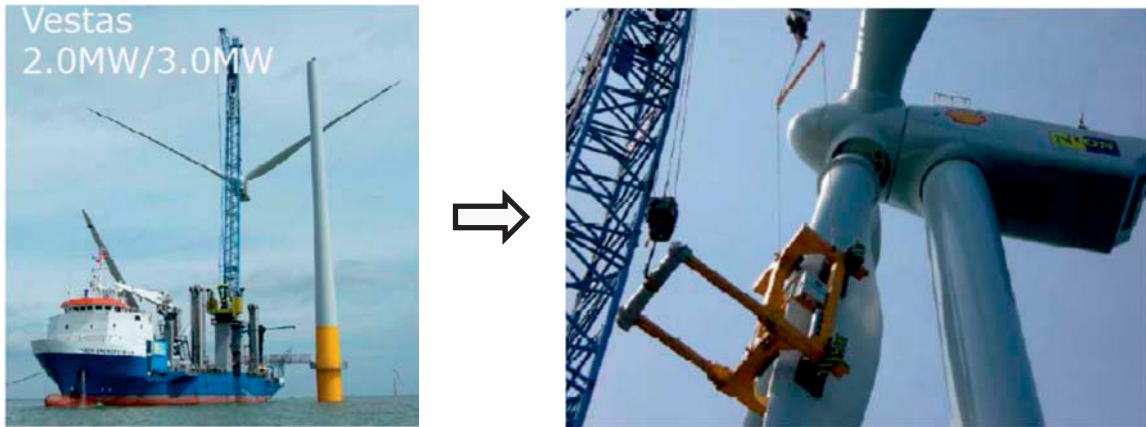


図 3. 7. 2-49 風車 (Vestas:2. 0MW/3. 0MW) のナセル設置工事 (Lindvig, 2011)



図 3. 7. 2-50 風車 (左図 Siemens2. 3MW/右図 REpower5. 0MW) のナセル設置工事 (Lindvig, 2011)



図 3. 7. 2-51 Siemens 風車 (3. 6MW) のナセル設置工事 (Lindvig, 2011)

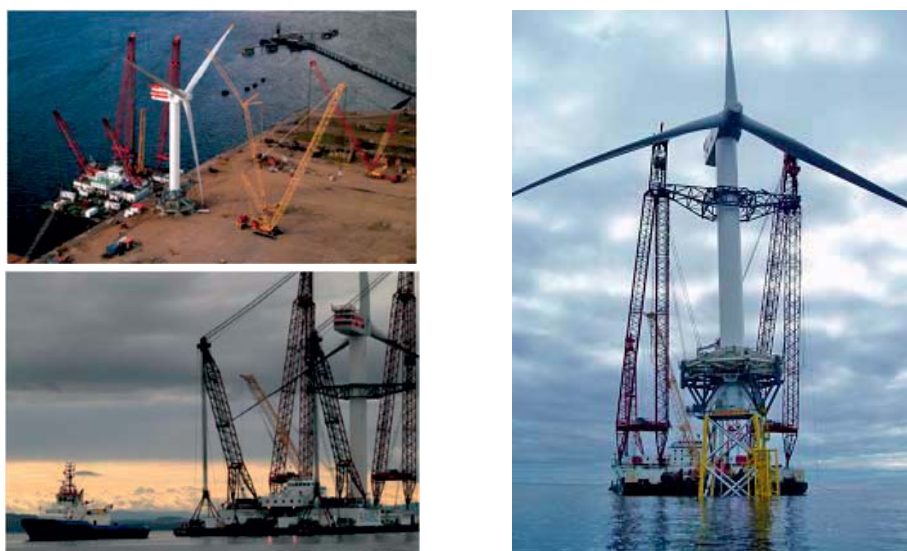
Mortensen *et al.*(2011)等により洋上において風車を安全に設置するための研究開発が行われている。これまで船上でロータを水平に置いて吊り上げてナセルに取り付けていた方法を、クレーンとマストを使って個々のロータとハブ、あるいはロータ・ナセルの一体型を吊り上げ

て作業を行う方法である(図 3.7.2-52)。本方式により作業時の限界風速が 8-10m/s から 15m/s にまで引き上げられ稼働率の増加が見込まれるとしている。



図 3.7.2-52 従来型(上図)と新提案(下図)の風車設置方法(Mortensen *et al.*, 2011)

一方、海上での作業時間を短縮するため、陸上で風車を組み立て一体化して起重機船を使用して運搬・設置する方法がイギリスの Beatrice(5MW 機)で試みられている(図 3.7.2-53)。風車一体型の運搬・設置方法は、気象・海象条件の悪い海域での適用は難しいけれども、建設コストを抑えることのできる工法のひとつである。



左図 : <http://sse.com/media/113127/AllBoards2010.pdf>

右図 <http://www.bing.com/images/search?q=Beatrice+offshorewind&view=detailv2&&qpvt=Beatrice+offshorewind&id=F3D10CB1EF6865E9AAE79480192923F205DAC0B2&selectedIndex=7&ccid=IqdfZ46R&simid=608041771940973553&thid=JN.UyyDACP3yIM2k00LTsS9Gg&ajaxhist=0>

図 3.7.2-53 Beatrice における風車の設置工事

1) 銚子沖

洋上風況観測タワー及び洋上風車の設置工事を紹介する。観測タワー、洋上風車ともに洋上での作業を少なくするために、予め陸上でモジュール化して設置する手法が取られている。

a. 洋上風況観測タワー

観測タワーは、工場においてブロック化(7分割)して地組されて搬出された。ただ、洋上では図 3.7.2-54 に示すように、SEP 船上で②と③及び⑤と⑥のブロック化が行われ、最終的には洋上において 5 つにブロック化されたタワーが組み立てられた。

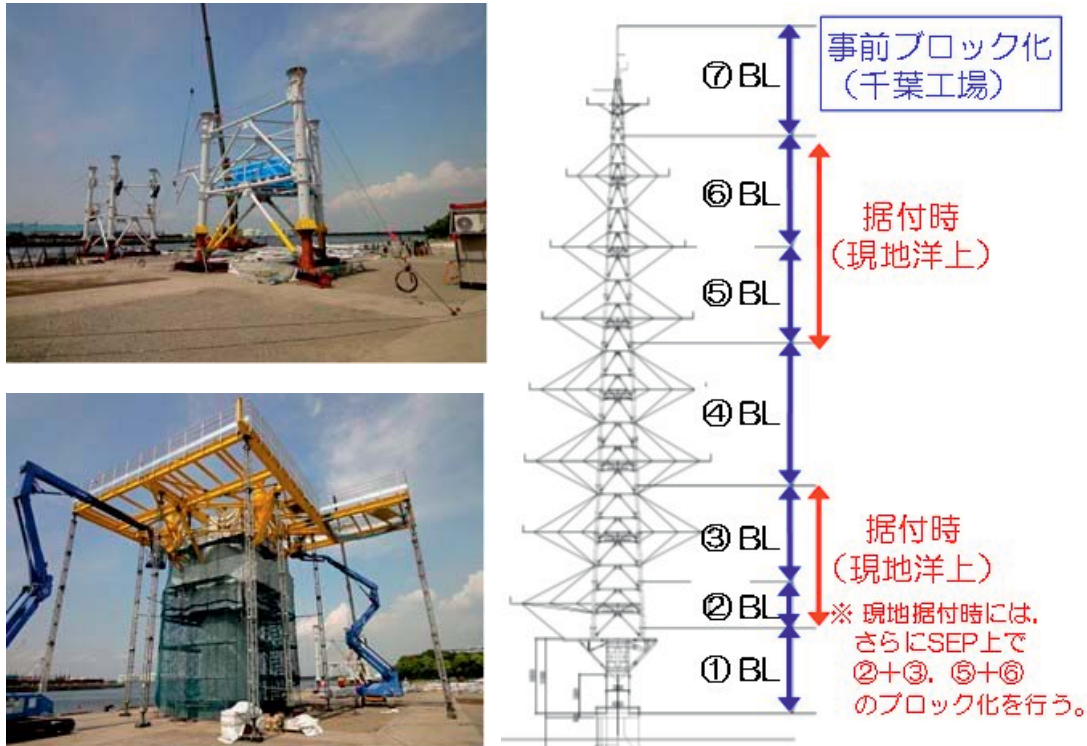


図 3.7.2-54 洋上風況観測タワーの地組状況(東京電力・鹿島建設資料)

据付けは、作業限界風速(10m/s 以下)の条件下において、「くろしお」と「あそ」の 2 隻の SEP 船が使われ、「くろしお」に搭載されたクローラークレーン(650t)により行われた(図 3.7.2-55)。観測タワー据付け状況と完成時の状況を図 3.7.2-56 と図 3.7.2-57 にそれぞれ示す。なお、観測タワーの鉛直度(タワーの軸からのズレ)は 5mm で、管理値(89mm 以内)を大きく下回っていた(管理値 : $H/1000\text{mm}$, H =タワー本体高, 電気通信設備施工管理の手引き, ㈱建設電気技術協会)。

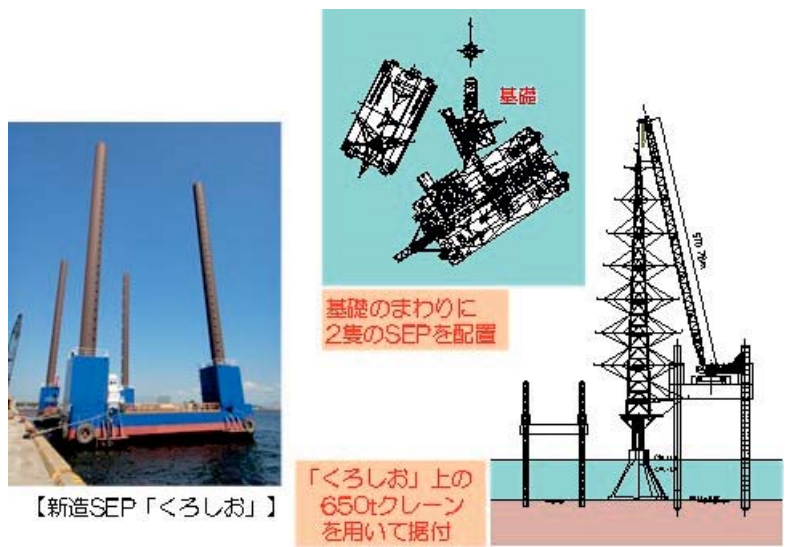
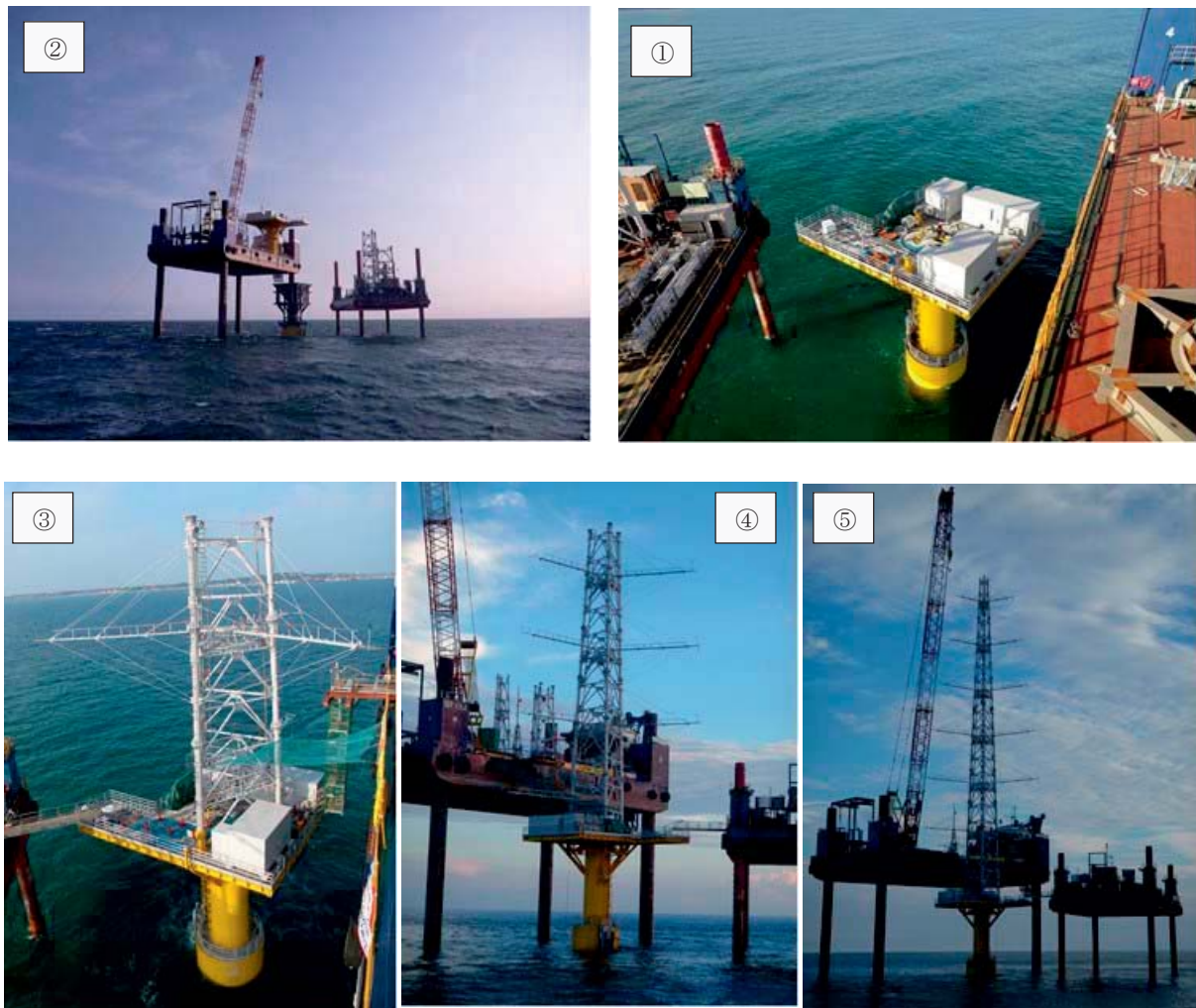


図 3. 7. 2-55 洋上風況観測タワーの据付け時における SEP 船の配置(東京電力・鹿島建設資料)



①SEP 船、設置完了 ②プラットフォーム設置完了、③タワー2,3 ブロックの設置
④タワー5,6 ブロックの設置、⑤組立完了

図 3. 7. 2-56 洋上風況観測タワーの据付け状況(東京電力・鹿島建設資料)



作業期間：2012年7月25日～8月25日,稼働率87.5%(28日/32日)

図 3.7.2-57 洋上風況観測タワーの完成時の状況(東京電力・鹿島建設資料)

b. 洋上風車

据付けは、作業限界風速(10m/s以下,但しブレード組立て8m/s以下)の条件下において、洋上風況観測タワーと同様に「くろしお」と「あそ」の2隻のSEP船が使われた。「くろしお」にはクローラークレーン(650t)、1-3節タワー及びナセルが搭載され、「あそ」には4節タワー、ブレード3翼及びロータヘッドが積み込まれて作業が行われた。図3.7.2-58に「くろしお」と「あそ」の配置状況を示す。

据付けの手順は、タワー(1-4節)→ナセル・ロータヘッド→ブレード(3翼:1翼ずつ取付け)の順序で行われた(図3.7.2-59～図3.7.2-61)。完成時の状況を図3.7.2-62に示す。なお、洋上風車の鋼管タワー組立の管理値は、第1節トップフランジのレベル差(h)を4mm以内($h_{max}=d/1000$, d:トップフランジ外径,メーカー基準)に設定し、0mmの精度で据付けられた。



図 3.7.2-58 「くろしお(右)」と「あそ(左)」の配置状況(東京電力・鹿島建設資料)



【1節タワー据付】



【2節タワー据付】



【4節タワー据付】



【3節タワー据付】

図 3. 7. 2-59 タワーの据付け状況(東京電力・鹿島建設資料)



【据付作業状況全景】



【ナセル据付】



【ローターヘッド据付】

図 3. 7. 2-60 ナセル・ローターヘッドの据付け状況(東京電力・鹿島建設資料)



【ブレード吊り上げ】



【ブレード据付】



【風車部材据付完了】

図 3.7.2-61 ナセル・ロータヘッドの据付け状況(東京電力・鹿島建設資料)



作業期間：2012年9月9日～10月25日,稼働率63.8%(30日/47日)

図 3.7.2-62 洋上風車の完成時の状況(東京電力・鹿島建設資料)

施工稼働率のまとめ

	工種	作業期間	稼働日/作業日	稼働率
①	浚渫・土運搬工	2月23日～4月6日	7日/44日	15.9%
②	砕石・均し工	4月7日～6月25日	37日/80日	46.3%
③	基礎据付工	6月12日～7月10日	8日/29日	27.6%
④	中詰材投入工	7月4日～8月11日	10日/39日	25.6%
⑤	FU設置工	6月25日～7月27日	11日/33日	33.3%
⑥	観測タワー据付工	7月25日～8月25日	28日/32日	87.5%
⑦	風車据付工	9月9日～10月25日	30日/47日	63.8%

※ ①～⑤工種での稼働率は、風車・観測タワーを合わせて算出。

2) 北九州市沖

洋上風況観測タワー及び洋上風車の設置工事を紹介する。観測タワー、洋上風車ともに洋上での作業を少なくするために、予め陸上でモジュール化して設置する手法が取られている。

a. 洋上風況観測タワー

観測タワーは、ヤードにてブロック化(2 分割：観測塔(1)、観測塔(2))して製作されるとともに、搬出に際して観測塔(1)と支持構造物が一体化されて、洋上での据付けは「観測塔(1)+支持構造物」及び「観測塔(2)」の2ブロックである(図 3.7.2-63)。

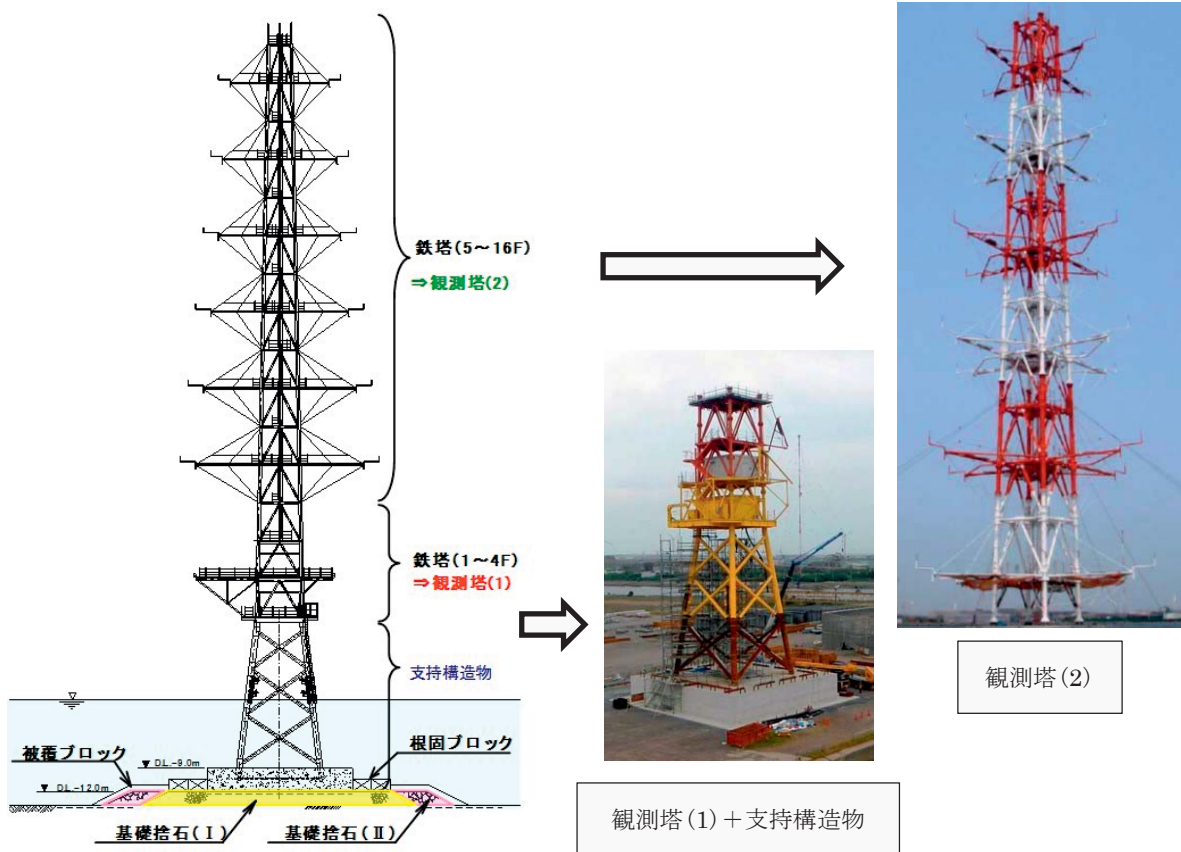


図 3.7.2-63 洋上風況観測タワーの地組状況(電源開発資料)

据付けには、「観測塔(1)+支持構造物」では「武蔵(定格荷重:3,700t)」、「観測塔(2)」では「駿河(定格荷重:2,200t)」の大型起重機船が使用された。観測タワー据付け状況と完成時の状況を図 3.7.2-64 と図 3.7.2-65 にそれぞれ示す。



上段：観測塔(1)+支持構造物 ①海上輸送 ②位置合せ・据付け
 下段：観測塔(2) ③海上輸送 ④位置合せ・据付け

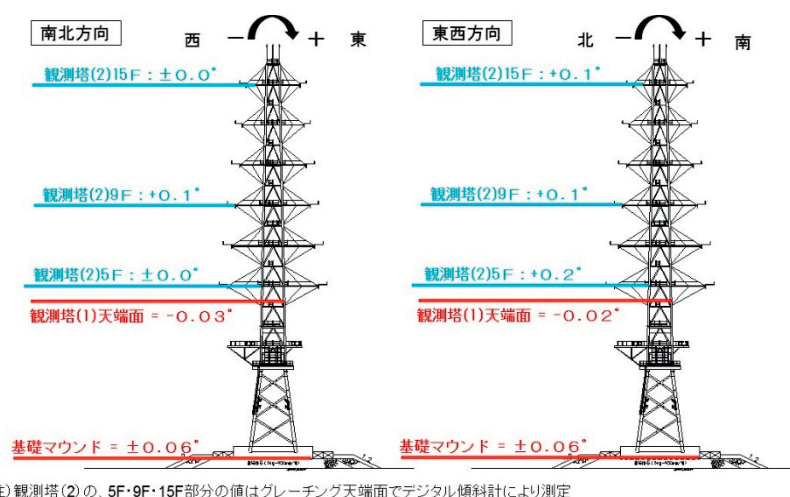
図 3.7.2-64 洋上風況観測タワーの据付け状況(電源開発資料)



観測塔(2)の作業期間：2012年6月28日～6月30日,稼働率 33.3%(1日/3日)

図 3.7.2-65 洋上風況観測タワーの完成時の状況(電源開発資料)

【洋上風況観測タワーの据付精度】

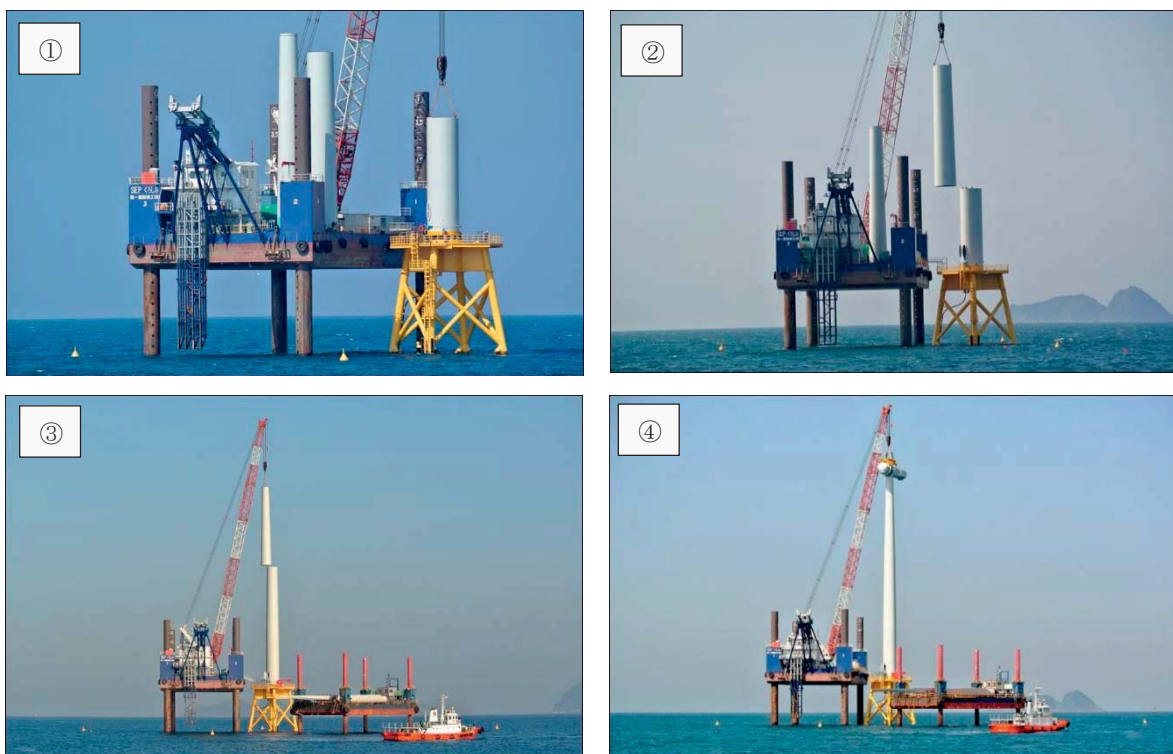


* 基礎捨石均し精度向上及び根固めにより観測タワーの鉛直精度を確保

* 実施施工工数は5日(水中人力施工の1/4程度)

b. 洋上風車

据付は、「黒潮」と「阿曾」の2隻のSEP船が使われた。据付けの手順は、タワー（1-3節）→一体型ナセル→ブレード(3翼：1翼づつ取付け)の順序で行われた(図3.7.2-66a,b)。完成時の状況を図3.7.2-67に示す。



①ボトムタワー据付 ②ミドルタワー据付 ③トップタワー据付 ④一体型ナセル据付

図 3.7.2-66a タワーと一体型ナセルの据付け状況(電源開発資料)



①ブレード No.1 据付 ②ブレード No.2 据付 ③ブレード No.3 据付 ④ブレード据付完了
 図 3. 7. 2-66b ブレードの据付け状況 (電源開発資料)

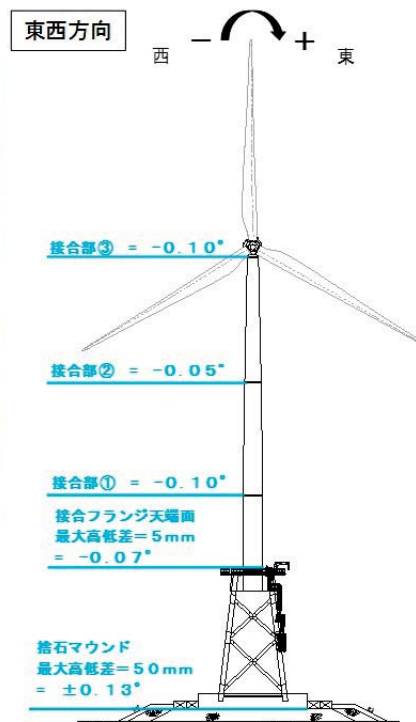
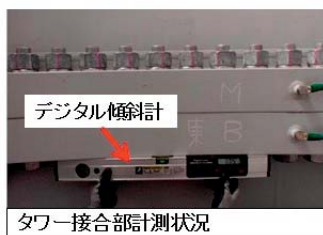
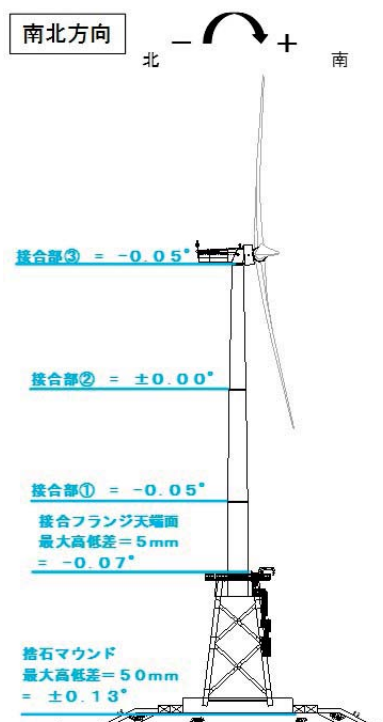


作業期間：2013年2月28日～3月28日,稼働率51.7%(15日/29日)

図 3. 7. 2-67 洋上風車の完成時の状況 (電源開発資料)

【洋上風車の据付精度】

管理基準値 = $\pm 0.25^\circ$



施工稼働率のまとめ

＞観測塔建設工事

(工期: 2011年8月22日～2012年9月30日)

工種	作業期間	稼働日/作業日	稼働率 (実績)	稼働率 (計画)
①捨石工	4/16～ 5/17	24日/32日	75.0%	55.9%
②支持構造物据付工	6/15～ 6/17	1日/3日	33.3%	48.3%
③根固工	6/16～ 6/18	3日/3日	100%	48.3%
④被覆工	6/19～ 6/28	4日/10日	40.0%	48.3%
⑤観測鉄塔(2)据付工	6/28～ 6/30	1日/3日	33.3%	24.0%

＞風車建設工事

(工期: 2011年11月2日～2013年5月31日)

工種	作業期間	稼働日/作業日	稼働率 (実績)	稼働率 (計画)
①捨石工	7/24～ 9/8	19日/46日	41.3%	56.8%
②支持構造物据付工	9/28～ 10/5	2日/8日	25.0%	42.8%
③根固工	10/6～ 10/9	3日/4日	75.0%	44.4%
④被覆工	10/9～ 10/13	4日/5日	80.0%	42.6%
⑤風車据付工	2/28～ 3/28	15日/29日	51.7%	46.7%

3) ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所における洋上風車の据付けは、第1洋上風力発電所、第2洋上風力発電所ともに陸上から重機を使って施工されている(図 3.7.2-68)。なお、ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所における洋上風車の据付けには 450t クローラクレーン(SHL 型)が使用された。

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所及びウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所の完成時の状況をそれぞれ図 3.7.2-69 と図 3.7.2-70 に示す。



上左図：モノパイルへのボルトタワーの接続 上右図：ナセルへのハブの据付け
下中央図：ブレードの据付け

図 3.7.2-68 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所における洋上風車の据付け状況

(小松崎都市開発資料)



図 3.7.2-69 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所の完成時の状況
(小松崎都市開発資料)



図 3.7.2-70 ウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所の完成時の状況
(小松崎都市開発資料)

(3) 自己昇降式作業台船(SEP 船)

洋上風力発電施設の建設として、支持構造物や風車本体の据付けには起重機船や自己昇降作業台船(SEP:Self Elavating Platform)が使用される。自己昇降型とは、昇降可能な脚によって着底し、作業台本体を海面に持ち上げて高波浪域での作業を容易に、且つ精度よく行うことができる装置である。なお、SEP 船は自昇式ジャッキアップとの称されるが、ここでは自己昇降作業台船と称することとする。世界には洋上風力発電施設の建設用として 50 隻以上の SEP 船が存在しているが(付属資料IVを参照)、その内、日本では 7 隻で、洋上風力発電施設の建設工事に使用可能な船舶は 4 隻である(表 3.7.2-10)。いずれも台船のような非自航船である。

表 3.7.2-10 日本における洋上風力発電施設建設に使用可能な SEP 船

SEP船		くろしお	むつ	ASO	SETO
船主		第一建設機工	第一建設機工	第一建設機工	横山基礎工業
種別(船級)		外洋型SEP(NK)	通常型SEP(JG)	通常型SEP(NK)	通常型SEP(NK)
建造年		2012	2010	1992	1993
船体寸法(m)		48×25×4.2	35×22×3.2	34×22×3.0	33×22×3
ジャッキアップ装置	形式	リングパット方式	リングパット方式	リングパット方式	リングパット方式
	保持力/脚(t)	900	400	400	400
昇降水深(m)		30	20	20	20
作業限界波高(m)		1.25	0.75	0.75	0.75

SEP 船の昇降機構は、昇降方法によって「盛替式」と「連続式」に大別されるとともに、レグの固定方法によりそれぞれ細分化され、計 5 種類に区分される(表 3.7.2-11a,b)。同表に取りまとめている方式が代表的なもので、ここで取り上げた以外に「デロング方式」、「フリクションリング方式」等があるが、適用例は少ない。

「盛替式」

レグを保持装置から作動用装置、作動用装置から保持装置とサイクルを繰り返して昇降させる方法。

A リングパット方式

レグの円形断面の凸部に、リング状の固定フレームを固定し昇降。

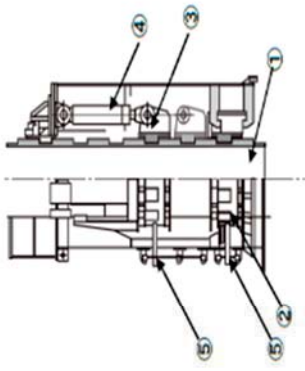
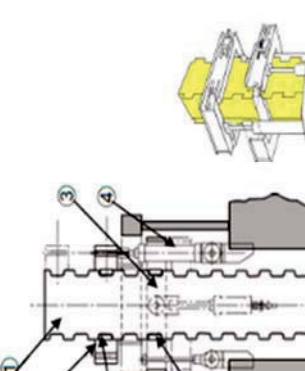
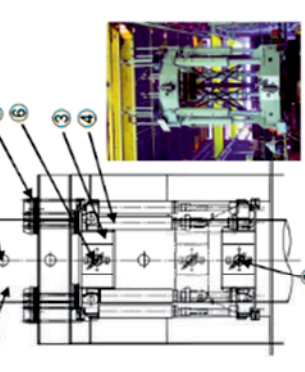



B キャッチビーム方式

レグの四角断面の凸凹部を設け、凹部にキャッチバーをはめ込み固定し昇降。

C ピン挿入方式

レグに設けた穴に固定ピンを挿入して固定し昇降。

表 3.7.2-11a SEP 船昇降装置の一覧表

区分	A リングバット方式	B キャッチビーム方式	C ビン挿入方式
<p>装置機機概要</p> <p>機構概略図</p> <p>機構構成機器名等</p> <p>レグ固定方法</p> <p>昇降方法</p>	 <p>① レグ ② 固定リングフレーム ③ 可動リングフレーム ④ 昇降シンダ</p> <p>⑤ リング脱回 駆動シンダ</p> <p>円形断面レグの長さ方向表面にバット凸部を設け、リング状の固定フレームを脱回しレグの凸部に嵌着する。固定リングフレームを脱着し可動フレームにピン船着した駆任シンダを伸縮操作し昇降する。</p>	 <p>① レグ ② ホールディングキャッチフレーム ③ ワーキングキャッチフレーム ④ ホールディング駆任シンダ ⑤ ワーキングキャッチビーム ⑥ ホールディングキャッチビーム</p> <p>レグの四角断面側の長さ方向に凸状の断面を設け、凹状の溝部にキャッチビームをはめ込みホールディングシンダにて支持させる。昇降時はホールディングフレームを伸縮操作し、駆任シンダを伸縮操作し昇降する。</p>	 <p>① レグ(ピン挿入口) ② ワーキングフレーム ③ ホールディングフレーム ④ 昇降駆任シンダ ⑤ 張断材 ⑥ ホールディングピン ⑦ ビン挿入口</p> <p>レグに設けたピン挿入口に、ホールディングピンを挿入しフレームに固定する。ワーキング・ホールディングフレームに設置されたピンの脱落と、ワーキング・ホールディングフレーム間に設置された昇降駆任シンダの操作によりレグ・船体昇降を行う。</p>
<p>通用別機要図</p>	 <p>船名 あそ 船体寸法 34m(長)×20m(幅)×3m(深さ) 搭載能力 300t レグ形状 円形断面φ1.2m×38m(長) レグ本数 4 方式 油圧ジャッキ</p>	 <p>船名 MPI Resolution 船体寸法 130m(長)×38m(幅)×6m(深さ) 搭載能力 4,875ton レグ形状 方形断面×71.5m(長) レグ本数 6 方式 油圧ジャッキ</p>	 <p>船名 GUSTO NG-S300C 船体寸法 81m(長)×41m(幅)×2m(深さ) 搭載能力 3,000ton レグ形状 円形断面φ4m×65m(長) レグ本数 4 方式 油圧ジャッキ</p>
<p>性能例</p> <p>昇降能力</p> <p>昇降速度</p>	<p>昇降 400 ton/Lf 12m/H</p>	<p>昇降 2,850ton/Lf 保持 5,700ton/Lf 上昇 30m/H</p>	<p>昇降 11,000ton/Lf 保持 3,500ton/Lf アフトキーム上昇速度: 24m/H アフトキーム下降速度: 30m/H</p>

(注)上記方式以外に、「ワロン方式」「フリックシロ」/「リング方式」等が開発・運用されている。

「連続式」

レグを連続的に昇降させる方法。

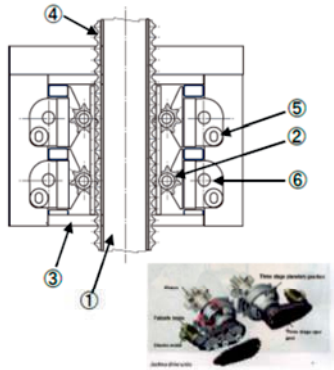
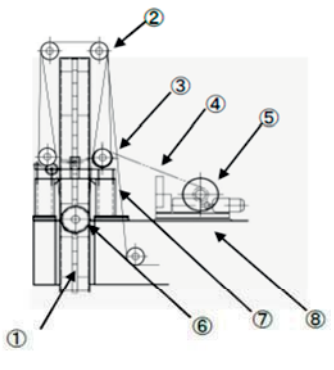


D ラック&ピニオン方式

レグに設置したラック(線形歯車)をピニオン(円形歯車)に噛み合わせて昇降。

E ワイヤロープ方式

レグに設置したシーブとポンツーンに固定設置されたウインチによりワイヤロープを使って昇降。

表 3.7.2-11b SEP 船昇降装置の一覧表

区分		D ラック&ピニオン方式	E ワイヤロープ昇降方式	
昇降機構概要	機構概要図			
	機構構成機器名称	① レグ ② 上下駆動ピニオン ③ 昇降フレーム	④ レグ固定ラック ⑤ 駆動モータ ⑥ 減速機	
	レグ固定方法	レグの長さ方向に昇降範囲にわたりラック(線形歯車)を設置し、ポンツーン昇降フレームに取り付けられた円形歯車(ピニオン)と噛み合わせ回転させ、船体荷重の支持およびレグの昇降を行う。	レグのトップに設置したシーブと、ポンツーンに設置されたウインチによりワイヤロープを巻き上げ下げすることによってレグを支持・昇降させる。レグの支持重量によりロープ本数を決定。	
	昇降方法	連続式:「ラック&ピニオン方式」「ワイヤロープ吊り上げ方式」等によりレグを支持するとともに連続してレグの昇降を行う。保持は使用される昇降装置に内蔵するブレーキによる。		
搭載SEP例	適用例概要図			
	船名	GUSTO NG-2500X	SEA JACK	
	船体・レグ	船体寸法	61m(長)×36m(幅)×6m(深さ)	95.6m(長)×33.6m(幅)×7m(深さ)
		搭載能力	1,600ton	2,500ton
		レグ形状	三角断面×84.8m	長方断面8.3×7.7×49m(長)
		レグ本数	4	4
	昇降装置	方式	ラックアンドピニオン	ウインチ・ワイヤ
昇降能力		昇降 2.750 ton/レグ	ウインチラインプル: 60ton ウインチ台数: 8(ジャッキング)	
昇降速度		0.8m/min	0.5~1.0m/min	

注) 上記方式以外に、「デロング方式」「フリクションリング方式」等が開発・適用されている。

洋上風車が年々大型化していることは付属資料Ⅱに記載している通りであるが、それに伴い SEP 船も大型化し(表 3.7.2-12)、自航(DP)船も増加している。2013 年以降に建造された、あるいは建造中の SEP 船は、イギリスの ROUND3 の候補海域(水深の深い沖合海域)においても建設可能な最大水深で 65m、最大有義波高で 2.5m の能力を保有する船も出現している。

表 3.7.2-12 2003 年から 2012 年までの建造船と 2013 年以降(建造中を含む)に建造された SEP 船

仕 様	2003年-2012年		2013年以降 (建造中を含む)	
	平均	最大	平均	最大
クレーン最大吊上げ重量(t)	702	1500	991	1500
最大水深(m)	44	65	53	65
最大有義波高(m)	1.9	2.5	2.1	2.5
船長×船幅(m)	97×36	148×42	129×43	156×50
デッキ面積(m ²)	2100	3600	3700	5000
船速(knots)	9.3	12.5	11.3	13.0

出典:DNV GL ASら (2014)

SEP 船から支持構造物に風車を設置する場合、既に(2)で述べたように風車の組立てには種々のケースがみられる。例えば i 「ナセル+ロータ+ハブ」と「ブレード」、ii 「ナセル+ロータ」と「ハブ+ブレード 3 枚」、iii 「ナセル+ロータ+ハブ+ブレード 2 枚」等である。

風車が 5MW 級ともなると、表 3.7.2-9 に示したように、ナセル+ロータで 200 トンを超える重量物となる。ここで風車の定格出力別に設置工事に必要なクレーンの能力を表 3.7.2-13 に示す。

表 3.7.2-13 洋上風車の設置工事に必要なクレーンの能力

風車の定格出力 (MW)	SEP 船搭載クレーン (t)	クローラークレーン(CR) 搭載ケース (t)
2	300	650
3-4	400-600	800-1200
5	800-1000	使用不可能

以下、SEP 船の外観図を図 3.7.2-71～図 3.7.2-76 に示す。図 3.7.2-76 は、2001 年に建造された SEP 船で、ジャッキアップ装置はワイヤロープ昇降方式となっており、セミジャッキアップ船と呼ばれている。



船主:第一建設機工(日本) 建造年:2012 年
 寸法:48m×25m×4.2m
 ジャッキアップ装置の形式:リングパット方式
 デッキスペース:—
 クレーン能力:900t(搭載可能な CR)
<http://www.dai1->

図 3.7.2-71 「くろしお」の外観図



船主: 第一建設機工(日本) 建造年:1992 年
 寸法:34m×20m×3.0m
 ジャッキアップ装置の形式:リングパット方式
 デッキスペース:—
 クレーン能力:400t(搭載可能な CR)
<http://www.dai1->

図 3.7.2-72 「ASO」の外観図



船主:Seajacks International(イギリス/日本)
 建造年:2012 年 寸法:81m×41m×7m
 ジャッキアップ装置の形式:ピン挿入方式
 デッキスペース:2000m²
 クレーン能力:800t
<http://www.seajacks.com/product/seajacks->

図 3.7.2-73 「Zaratan」の外観図



船主:Fred Olsen Windcarrier(ノルウェー)
 建造年:2012 年 寸法:132m×39m×9m
 ジャッキアップ装置の形式:ピン挿入方式
 デッキスペース:3250m²
 クレーン能力:800t
<http://www.windcarrier.com/brave-tern>

図 3.7.2-74 「Bold Turn」の外観図



船主:Workfox BV(オランダ)
 建造年:2012年 寸法:115m×50m×9.75m
 ジャッキアップ装置の形式:ラック&ピニオン方式
 デッキスペース:3750m²
 クレーン能力:1200t
<http://www.workfox.com/en/news/Press>

図 3.7.2-75 「Seafox5」の外観図



船主:A2SEA(デンマーク) 建造年:2012年
 寸法:132m×39m×5.3m
 ジャッキアップ装置の形式:ピン挿入方式
 デッキスペース:3350m²
 クレーン能力:900t
<http://www.a2sea.com/fleet/sea-installer/>

図 3.7.2-76 「Sea Installer」の外観図



船主:A2SEA(デンマーク) 建造年:2001年
 寸法:91.76m×21.6m×4.25m
 ジャッキアップ装置の形式:ワイヤーロープ
 デッキスペース:1020m²
 クレーン能力:230t
<http://www.a2sea.com/fleet/sea-power/>

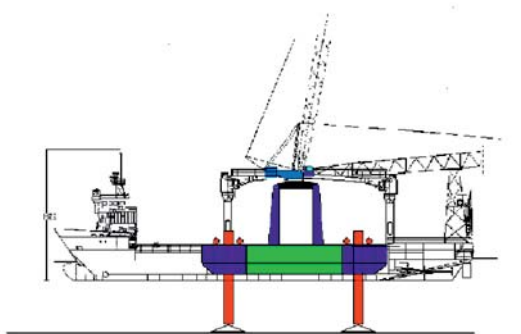
図 3.7.2-77 「Sea Power」の外観図

【豆知識 3.7.2-4】

●洋上風車建設の黎明期

初期の頃は、SEP 船が少なかったことにより、台船をセミフロートの状態にするため、アンカーを併用した作業船が使われた。SEP 船のように波浪による動揺を回避できないけれども、水平動揺(sway、surge、yaw)が小さくする効果があったと言われている。

洋上風車建設の初期の頃の作業船の数例を示す。



出典: Japan Ocean Development Construction Association(2002)

(4) 海底ケーブルの敷設

洋上風力発電施設における海底ケーブルの敷設に関して取りまとめた。

1) 敷設ルートの設定方法

通常、海底ケーブルの敷設ルート設定にあたっては、図 3.7.2-78 に示す検討を踏まえる必要がある。

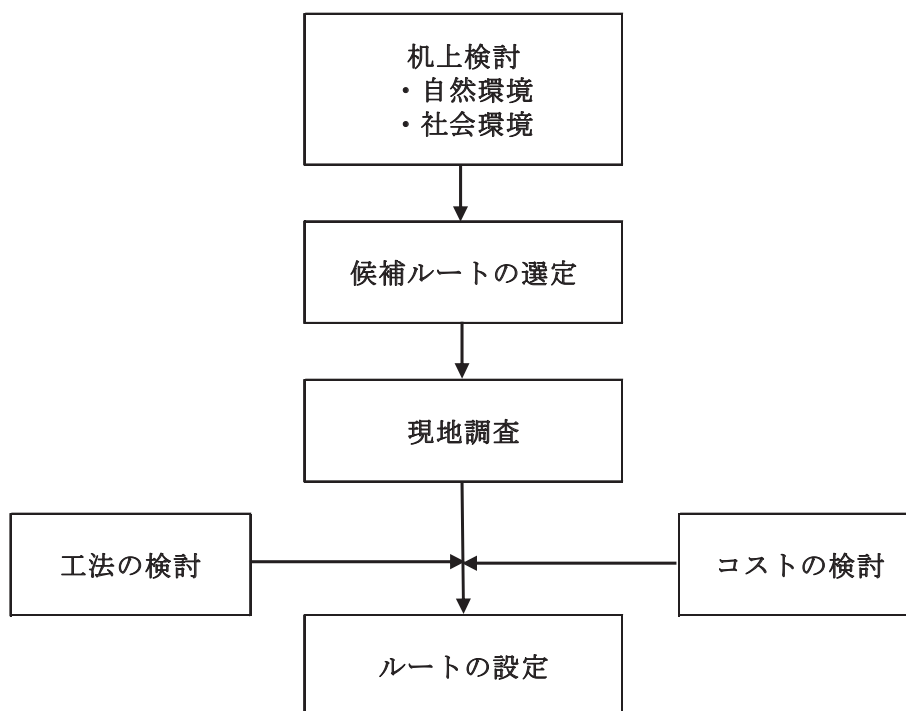


図 3.7.2-78 海底ケーブル・ルート選定の手順

①候補ルートの選定

机上検討による予備調査では、海図、水路誌、地図等の既往調査資料を基に、海底地形、水深、水温、海潮流、潮汐等の自然条件、船舶航行、漁業実態、自然公園等の社会条件について、ケーブルの敷設・埋設を考慮して、以下の観点から検討し、幾つかの敷設候補ルートを選定する。なお、海底ケーブルの計画・施工に係る許認可手続きは、3.2.2 項で示した表 3.2.2-1～表 3.2.2-3 に掲げた該当する法律に基づき行う。

✓自然条件

- ・海底地形：平坦で急傾斜や起伏の少ない海域であることが望ましい(漂砂による地形変化の少ないこと)。
- ・底質：低N値地層であることや埋設深さ以上に安定して堆積していることが望ましい(岩盤・転石が少ないこと)。
- ・水深：ケーブルの保守作業の点から浅海が望ましい。
- ・水温：月別・水深別水温の年変化を把握し、送電容量を検討資料とする。
- ・海潮流：ケーブルの施工、管理等の面から低流速で、流向変化の少ない海域が望ましい。

- ・波浪：海岸部のケーブルの立ち上がり部分の設計資料となる。
- ・潮汐：海岸部のケーブルの立ち上がり部分の設計資料となる。

✓社会条件

- ・船舶の航行：投錨等の少ない海域が望ましい。
- ・漁業活動：特に網漁業の少ない海域が望ましい。
- ・自然公園指定地域等：国立公園、国定公園等の指定海域は避けることが望ましい。
- ・障害物：既設の海底ケーブル・海洋構造物、沈船等が存在しない海域が望ましい。
- ・将来計画：埋立て・浚渫等の計画がある海域は避けることが望ましい。

②現地調査

敷設ルート選定後に、主として海底の測量調査を行い、線路長はできるだけ短く、水深は浅く、海底起伏の少ない良質な土質のルートを選定する。なお、洋上風力発電施設の基本設計段階における海底地形・土質調査で敷設ルートにおけるデータがあれば、本調査は省略される場合もある。以下、参考までに主要な調査内容を示す。

- ✓水深：音響測深器による水深図の作成。
- ✓地層：音波探査機による堆積層厚図の作成。
- ✓底質：採泥器、ドレッジ等による底質(泥,砂,礫,岩等)分布図の作成。
- ✓障害物：サイドスキャナー、磁気探査機等による表層・土中の障害物の把握。

③ルートの設定

海底ケーブル・ルートは、現地調査結果を基に、敷設工法、埋設工法、防護工法を検討するとともに、経済性を考慮して設定する。

2) 海底ケーブル構造の検討

海底ケーブルの種類を表 3.7.2-14 に示すとともに、図 3.7.2-79 にケーブル断面図を掲げる。図示しているケーブルは、3 芯架橋ポリエチレン絶縁ケーブル(CV ケーブル)で、電食による損傷を考慮して一重目は FRP がい装、二重目は亜鉛メッキ鉄線がい装となっている(本図は通信線を複合したケーブルではない)。

図 3.7.2-79 に示しているように、架橋ポリエチレンの絶縁層は薄肉厚でも高電圧に耐え、優れた絶縁性能を有するが海中敷設の場合、長期的には吸湿による絶縁劣化を招くので、3 芯コアの外部には鉛合金による押し被覆層を設け、十分に防湿する必要がある。鉛被の外部には更に防水、防食性に優れたポリエチレン被覆層を設ける。また、海底ケーブルは特に漁具や投錨による外傷事故が発生し易いため、通常、ケーブルの最外部には鉄線を円周方向に密に配し、これを長手方向にロングピッチに螺旋巻きした外装鉄線を設ける。それでも耐外傷性は十分とは言えないため、通常は海底部に埋設する工法が広く採用されている。また、直流ケーブルは同じ容量の交流ケーブルと比べて軽重量で敷設費が安価となり、長距離送電の場合に無効電力がないため電力の損失が小さいけれども、80km 以上の送電距離がなければコストメリットはないと言われている(The Crown Estate,2010)。

表 3.7.2-14 海底ケーブルの種類

規格	種類	備考
線芯数	<ul style="list-style-type: none"> ・単芯 ・3芯 	<ul style="list-style-type: none"> ・線芯数は電圧、送電容量、慧座性等を考慮して決定 ・製造上の制約から送電容量の小さい系統では3芯ケーブル、容量の大きい系統では単芯ケーブルが選定される。 ・直流ケーブルは一般的には単芯ケーブルである。
絶縁	<ul style="list-style-type: none"> ・架橋ポリエチレン (クロスリンクポリエチレン(XLPE)ン；CV) ・エチレンプロピレンゴム(EPR) ・高粘度絶縁油 	<ul style="list-style-type: none"> ・導体は水密構造となっている。
鉄線がい装	<ul style="list-style-type: none"> ・一重 ・二重 	<ul style="list-style-type: none"> ・岩盤部では、一重と防護管、あるいは二重を使う場合がある。 ・電気設備基準では6mm以上の鉄線鍍装の使用が規定されている。 ・電食による腐食防止のために、鉄線をFRPや亜鉛メッキ鉄線とする例もある。

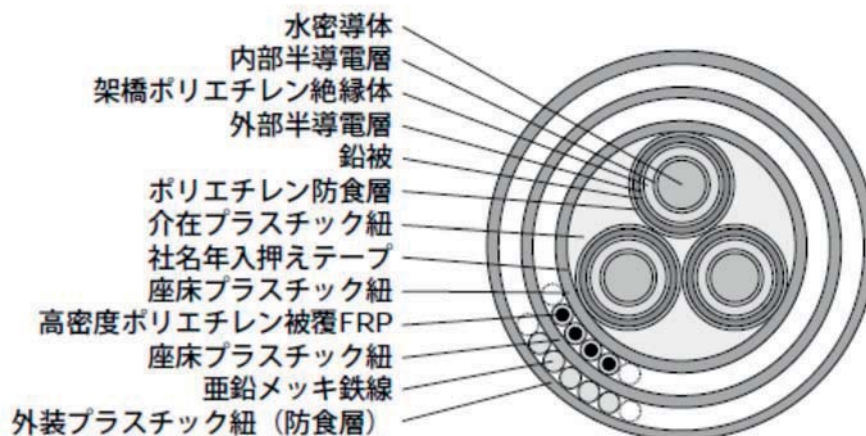


図 3.7.2-79 ケーブル断面図(古堅ら, 2002)

なお、図 3.7.2-80 に示すように、洋上変圧施設(洋上変電設備)から陸上変圧施設(陸上変電設備)に繋がっている海底ケーブル(図では 72～245kV のケーブル)が送電ケーブル(Export cable)、個々の風車から洋上変圧施設に繋がっている海底ケーブル(図では 24～72kV のケーブル)がアレイケーブル(Array cable)と区分される。

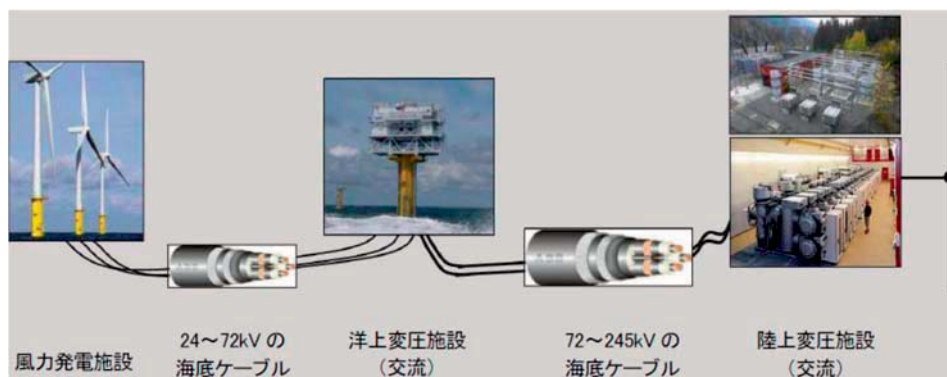


図 3.7.2-80 洋上風力発電施設における電力系統ライン(日本産業機械工業会, 2010)

①送電ケーブル

送電ケーブルは、大規模洋上風力発電施設の場合、洋上変電設備から陸揚げ点までの長距離海底ルートに敷設するケーブルで、多数の風力発電機からアレイケーブルで洋上変電設備に集合した電力を昇圧し、1回線ないし2回線で送電する基幹線路となる。ケーブルの送電電圧および導体断面積については集合した電力の総容量によって適正なレベルが決まる{表 3.7.2-15; 系統アクセスルール(東京電力)}。例えば、5万kW以上10万kW未満の洋上風力発電所の場合、66kV送電線2回線か、154kV送電線1回線による接続となる。なお、送電ケーブルは事故等で海上に引き揚げて修理を行うこともあるので、余裕線路を設けて置く。

表 3.7.2-15 契約受電電力・発電機容量と公称電圧との関係

契約受電電力・発電機容量	公称電圧	ケーブルサイズ
2,000kW未満	6.6kV	3芯 (外径:約81mm, 重量:約16kg/m)
2,000kW以上10,000kW未満	22kV	3芯 (外径:約119mm, 重量:約30kg/m)
10,000kW以上50,000kW未満	66kV	3芯 (外径:約159mm, 重量:約60kg/m)
50,000kW以上	154kV	—

注)ケーブルサイズはメーカ、仕様によって異なる。

②アレイケーブル

アレイケーブルは、個々の風力発電機からの出力を洋上変電設備まで送電する比較的短距離の海底ケーブルで、風車タワー上の発電機から引き出し線でタワー下部の変圧器まで送られた低圧電力を昇圧し、ここから変電設備までの送電に用いる。風力発電機の単機容量が5~10MWの場合、電圧6.6kVの3芯ケーブルで送電が可能であり、ケーブル構造は送電用ケーブルと同一でコンパクトなサイズにできる。

なお、アレイケーブルは故障事故を考慮して、ループ状に配列するケースもある。

③洋上変電設備

風力発電機から出力される送電電圧は、陸上まで送電するには低くて送電ロスが大きい。このため、図 3.7.2-81 のようにヨーロッパの既設の洋上風力発電施設では、洋上変電設備を 1 箇所設けて、ここに各風車の電力を集めて昇圧し、陸上まで送電する方法が取られている。したがって、風車の配置に際しては、海底地形や主風向等の他に、洋上変電設備の位置や各風車から洋上変電設備までのアレイケーブルの敷設ルート等を考慮した検討が必要と思われる。なお、The Crown Estate(2010)によれば、一つの変電設備で 500MW 規模のウィンドファームからの入力を処理できるが、送電の安全性を高めるため、二つ以上の変電設備が設置される場合もあるという。

洋上変電設備の主な構成要素は、以下の通りである(The Crown Estate,2010)。

- ・ 定格 300kW 程度の補助ディーゼル発電機：送電ケーブルからの電圧損失時に変電所へ電力を供給する。また、ウィンドファームの試運転時にも使われる。
- ・ スイッチギア：変電所に接続されるアレイケーブルと送電ケーブルをそれぞれ絶縁する。
- ・ 変圧器（AC の場合）：送電に備え昇圧する。通常の洋上変電設備は、利用可能性を向上するため複数の変圧器を備えている。変圧器は油冷却され、防火・防爆装置を備えている。
- ・ コンバータ（DC 場合）：送電に備え DC に変換する。
- ・ リアクトル：系統安定性を向上する。
- ・ 接地材：電気機器と変電設備構造体を電氣的に接続する。
- ・ その他：パネル、ケーブルトレイ、通路、留め金及び電気機器の保護用の支持



<http://www.bing.com/images/search?q=siemens%20offshore%20substation&qs=n&form=QBIRMH&pq=siemens%20offshore%20substation&sc=0-18&sp=-1&sk=>

図 3.7.2-81 洋上変電設備の例

変電設備の重量は、100MW 級(交流)で 1000 トン以下、200MW 級(交流)で 1500 トン、300MW 級(交流)で 2000 トン、400MW 級(高圧直流)で 3000 トン、1000MW 級(高圧直流)で 7000 トンと言われている(日本産業機械工業会,2010)。300MW 級の設備は、プラットフォームの高さ海面上約 25m、面積は約 800m²の規模で、殆どの変電設備はヘリポートを備えているものの、現場作業用の主たるプラットフォームになる場合は少ない(通常、僅かに機器(物品昇降用に 2.5 トン程度のクレーン)を備えつけた作業場は存在する)。なお、海岸から遠く離れた地点に変電設備

が建設される場合、避難所や、デンマークの Horns Rev2 ウィンドファームのように(3.8.3 項を参照)、滞在型居住区等の追加機能を備える場合がある(The Crown Estate,2010)。

参考までに、我が国の「浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業」において、福島沖の水深約 120m、離岸距離約 22km の海域に世界初の浮体式洋上変電設備(ふくしま絆)が設置されている。

3) 海底ケーブルの敷設方法

海底ケーブルの敷設は、一般的には以下の手順により行われる。

①船積み・回航

ケーブル製造工場に近接する出荷用バースからケーブルを敷設専用船に積み込み、所定海域まで回航する(図 3.7.2-82)。敷設専用船には自航型と非自航型(曳航型)がある。



図 3.7.2-82 海底ケーブルの積み出し状況(日本産業機械工業会, 2010)

②揚陸部敷設

現場海域では、まず敷設船を揚陸地点沖に係留し、ケーブルにブイを取り付けながら揚陸部まで牽引する(図 3.7.2-83)。陸上の終端地点までケーブルを敷設した後、海上部のケーブルはブイを切り離して沈設する。



図 3.7.2-83 沿岸部における海底ケーブル敷設状況 (日本産業機械工業会, 2010)

③海底ケーブル敷設

海底ケーブルの敷設あるいは埋設は、砂泥質等の比較的柔らかい地盤においてプローやジェット水流機により海底を掘削し、予めトレンチを造成しておく(図 3.7.2-84)。その後、敷設専用船をケーブル敷設ルートに沿って走行させ、船上のケーブルの巻き取り設備(ターンテーブル)を回転させてケーブルを巻き戻しながら海底に落とし込む(図 3.7.2-85)。敷設船が自航型でない場合は、予め船の前方から海底にアンカリングしたワイヤーを巻き取りながら前進させ、更にアンカーを打ち直しては船の前進を繰り返す。



プロー式機械装置



ジェット水流機の噴出孔

図 3.7.2-84 海底ケーブルの埋設機械 (日本産業機械工業会, 2010)

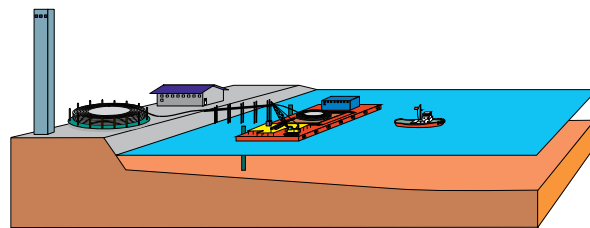


図 3.7.2-85 海底ケーブルの敷設状況 (日本産業機械工業会, 2010)

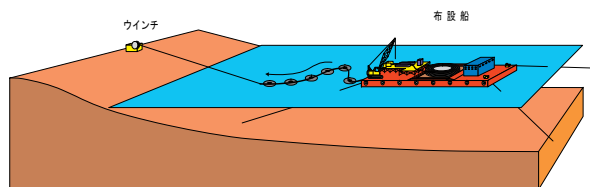
④ケーブル立ち上げ

風力発電機に先の揚陸方法と同様の作業で送電用海底ケーブルを敷設し、現地で終端部を組み立て、変電機器に接続する。各洋上発電機間を結ぶアレイケーブルも同様の手順で敷設作業を行う。

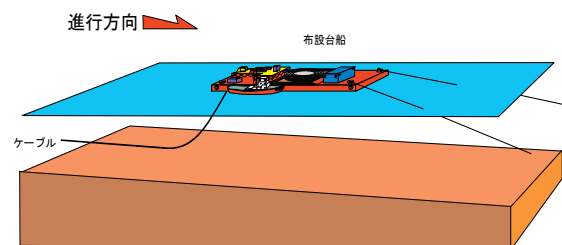
図 3.7.2-86 は、洋上風力発電機と陸上変電施設間の海底ケーブルの敷設に関する一連の作業の概念図である。



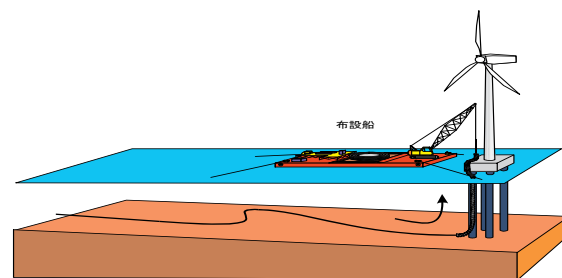
①船積み・回航



②揚陸部敷設



③海底ケーブル敷設



④ケーブル立ち上げ

図 3.7.2-86 海底ケーブル敷設概念図 (NEDO ら, 2007b)

4) 海底ケーブルの防護方法

ケーブルの損傷に係る主要因を表 3.7.2-16 に示す。陸上部では、ネズミ、白蟻等による生物的損傷も大きな要因であるが、海域では船舶の投錨、漁具(底曳網による引っ掻け・断線)等の他、浅海部では潮流以外に砕波、“うねり”による損傷(潮流、波浪等によりケーブルが振動・移動し、摩耗現象を引き起こす)、水深 30m 以深の海域では潮流による損傷があげられる。海外における洋上風力発電に係る海底ケーブルの損傷は、漁業活動が全体の 52%、次いで錨による損傷が 18%で、この 2 つの要因が海底ケーブル損傷の主たる要因となっている(日本産業機械工業会,2010)。

表 3.7.2-16 区域別のケーブル損傷要因

区域	損傷要因						
	人為的な掘削	生物 (ネズミ, 白蟻等)	塩害	船舶の 投錨・走錨	漁具	潮流	砕波, ウネリ, 潮流
陸上部	○	○	○				
汀線～浅海 (0-30m)	○			○	○		○
深海 (30m以深)				○	○	○	

出典) 港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)を改変

これらの損傷要因からケーブルを防護する基本は埋設である。埋設方法には表 3.7.2-17a,b に示す各方法があり、通常はこれらを組み合わせた工法が採用されている。なお、ケーブルのメンテナンス方法の例として、3年に1回程度の潜水士による埋設深度調査の実施事例がある。

表 3.7.2-17a 海底ケーブルの防護方法(NEDO ら, 2007b)

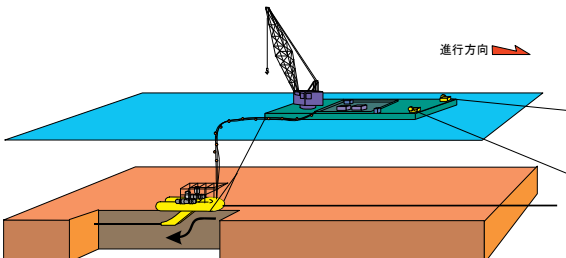
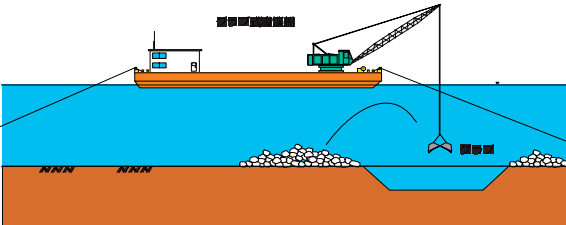
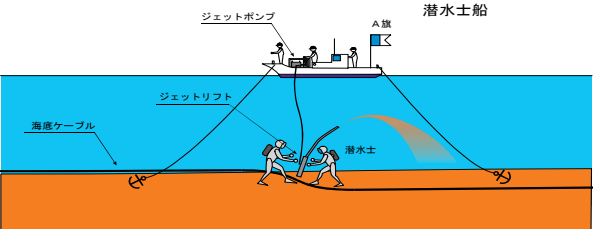
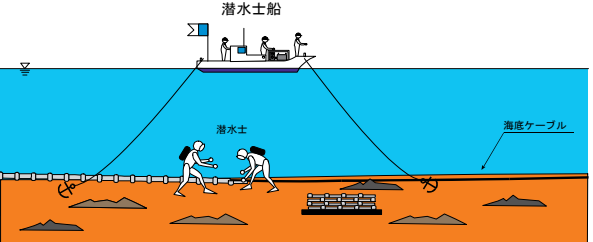
名称	工法の概要, 特徴
<p>機械埋設工法</p> 	<p>プロー式機械装置等(図 3.7.2-52, 参照)により埋設する方法でケーブル敷設時と同時に埋設する工法と後埋設工法がある。</p> <p>埋設深度が自由に設定でき, 大水深でも作業効率に優れる。</p>
<p>事前トレンチ工法</p> 	<p>ケーブル敷設前に海底にトレンチを掘削し, ケーブルを敷設した後, 埋め戻す方法で, 底質が岩盤で固い場合や, 深い埋設深度を要する場合に適用される。</p>

表 3.7.2-17b 海底ケーブルの防護方法 (NEDO ら, 2007b)

名 称	工法の概要, 特徴
<p style="text-align: center;">ダイバー埋設工法</p> 	<p>海底にケーブルを沈設した後, 潜水士によりジェット水流で埋設する方法で海底が砂質で 30m 以下の浅い水深に適用可能である。</p>
<p style="text-align: center;">防護管防護工法</p> 	<p>海底にケーブルを沈設した後, 潜水士により铸铁製の防護管をケーブル上に取り付ける。30m 以下の浅い水深で埋設が困難な岩礁地帯や, 船舶による投錨に恐れが無い場合に適用可能である。</p>

① 銚子沖

洋上風況観測タワー及び洋上風車の支持構造物の据付け後、海底ケーブルの敷設が行われた(敷設工の稼働率 37.6%(77 日/205 日); 2012 年 8 月 7 日~2013 年 1 月 27 日)。水深 5m 以深の海域では、海底ケーブルを海底面に直置きするため、22kV 架橋ポリエチレン絶縁鉛被シース二重鉄線鎧装海底ケーブル(φ 109mm, 延長 4.1km)が採用されている。この海底ケーブルは敷設台船に積み込まれ、風車から陸上に向けて敷設が行われた(図 3.7.2-87)。洋上風況観測タワー及び洋上風車の支持構造物への海底ケーブルへの引き上げ後、構造物の側面に沿って、SUS 管を用いて固定された。



図 3.7.2-87 敷設台船による海底ケーブル敷設状況(東京電力資料)

なお、陸上部ではケーブルを防護管で防護し(図 3.7.2-88)、洋上風車で発電した電力を電圧 22kV で海底ケーブルにより送電し、銚子市内の 6.6kV 配電線網へ接続するための変電設備が設置されている。



図 3.7.2-88 陸上部のケーブルの防護状況(東京電力・鹿島建設資料)

② 北九州市沖

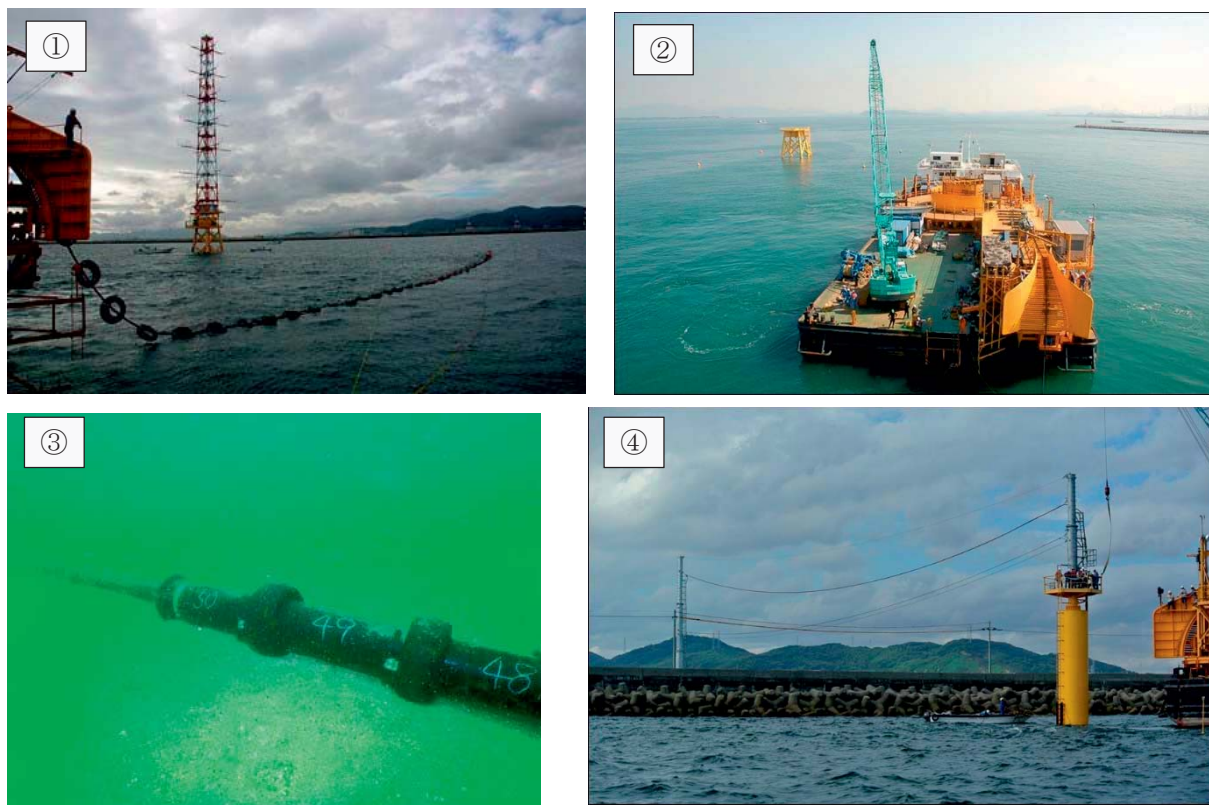
洋上風況観測タワーの据付け後、洋上から陸上の洋上から陸上の開閉設備の間には、消波ブロック被覆護岸があるためケーブルを架空で通す必要があり、海上鉄柱が設置された(図 3.7.2-89)。敷設工期は、2012年5月26日～7月6日であった。



上左図：海上鉄柱の外観
上右図：海上輸送(駿河 2,200t)
下左図：海上鉄柱の設置

図 3.7.2-89 海上鉄柱の施工状況(電源開発資料)

海上ケーブルは、三相一括二重鉄線鎧装鉛被層付 6.6kV 架橋ポリエチレン絶縁海底ケーブル(光ファイバー複合 6 芯,全長 1.77km)で、敷設工事は敷設作業台船(開洋)により行われた(図 3.7.2-90)。敷設工期は、2012 年 8 月 1 日-9 日、10 月 15 日-25 日及び 21013 年 3 月 1 日-15 日の 3 期に亘って行われている。



- ①:観測タワーの海底ケーブル敷設準備状況
- ②:観測タワーと洋上風車間の海底ケーブル敷設状況
- ③:海底防護部設置状況
- ④ :送電ケーブル(空中電力線)の据付け完了

図 3.7.2-90 海底ケーブルの敷設状況(電源開発資料)

③ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所は、第 1 洋上発電所、第 2 洋上発電所ともに、離岸距離 40~60m の汀線近傍に設置されており、洋上風車には護岸から管理橋が渡されている。電力ケーブルは、各風車のジョイントスリーブから連絡橋下部に設けられたケーブル収納箱に FEP 管を通して配置され(図 3.7.2-91)、連絡橋の陸上側の架台に設置された変電設備で 22kV に昇圧されて(第 2 洋上発電所の変電設備は風車タワー内に設置)、内陸部の連系変電所(66kV に昇圧)に繋がっている。



図 3.7.2-91 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所の電気設備
(岡野, 2010)

【豆知識 3.7.2-5(1)】

● 銚子沖洋上風力発電実証研究施設の不具合の原因と対策

✓ 不具合の状況

- ・ 接地線の破断 (2014. 1. 8; 確認)
- ・ 海底ケーブル防護管及び海底ケーブル鉄線鎧装の一部断線 (2014. 2. 23; 確認)
- ・ 22kV 地絡事故 (2014. 10. 6; 確認)
- ・ ケーブル固定鋼材の一部損傷 (2014. 10. 9; 確認)
- ・ 海底ケーブルの損傷及び固定鋼材損傷の進行/接地線のたるみ/ビニール被覆の剥がれ (2014. 10. 17; 確認)
- ・ 風車-観測タワー側ケーブルは電力線導体の削れ (2014. 10. 27; 確認)
- ・ 風車-陸上側ケーブルは電力線の絶縁体の露出 (2014. 10. 27; 確認)
- ・ 観測タワーの鋳鉄管の消失 (2014. 10. 27; 確認)
- ・ 観測タワーのステンレス防護管出口で鉄線鎧装の損傷 (2014. 10. 27; 確認)

✓ 洋上風車の稼働状況

- ・ 停止 (2014. 1. 9; 接地線の切断, 電気保安上)
- ・ 再稼働 (2014. 6. 3; 海底ケーブルの応急措置が終了)
- ・ 停止 (2014. 6. 26; 海底ケーブルの仮防護の一部消失)
- ・ 再稼働 (2014. 7. 18; 海底ケーブルの仮防護の応急措置が終了)
- ・ 停止 (2014. 10. 6; 地絡事故, 風車/観測タワーの電源喪失)

✓ 事故時の気象状況

- ・ 台風 26 号 (最大波高 9. 52m; 2013. 10. 16 接近) → 接地線の破断
- ・ 南岸低気圧 (最大波高 8. 61m; 2014. 2. 9 発生/最大波高 9. 16m; 2014. 2. 15 接近) → 海底ケーブル防護管及び海底ケーブル鉄線鎧装の一部断線
- ・ 台風 16 号 (2014. 9. 25 接近)/台風 17 号 (2014. 9. 28-29 接近)/台風 18 号 (2014. 10. 6 接近) → 地絡事故検出 (台風 18 号)
- ・ 台風 19 号 (2014. 10. 13-14 接近) → 接地線のたるみ/ビニール被覆の剥がれ、海底ケーブル損傷及びケーブル固定鋼材の損傷進行

【豆知識 3.7.2-5(2)】

✓不具合の原因

「接地線の破断(図1)」

海底ケーブルの可とう防護管接続用鋼材の羽根部分が波浪により動いて、接地線防護管(PVC管)に接触して損傷し、波浪により接地線防護管の損傷が拡大・破断に至った。

「海底ケーブル防護管・鉄線鎧装の損傷(図2)」

●損傷箇所①

・鉄線鎧装損傷の原因は、ステンレス防護管(SUS防護管)、可とう防護管端部に海底ケーブルが繰り返し接触して損傷した。

●損傷箇所②

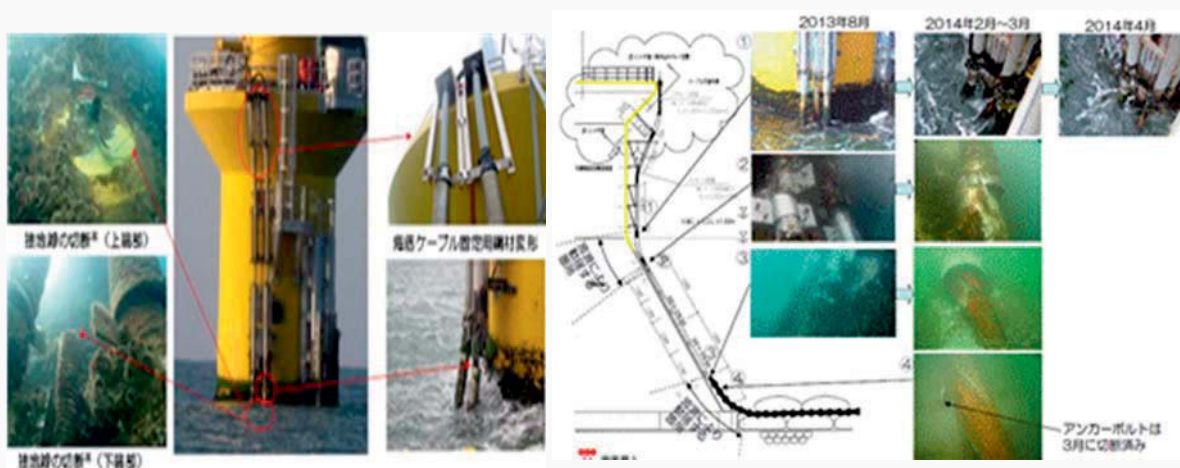
・可とう防護管ずれ落ちの原因は、波浪による動揺により下端部に繰り返し変形が生じたため端部より可とう部が損傷して、螺旋状にばらけてずれ落ちた。
 ・鉄線鎧装損傷の原因は、SUS防護管、可とう防護管端部に海底ケーブルが繰り返し接触して損傷した。

●損傷箇所③④

・鉄線鎧装損傷の原因は、海中浮遊部の海底ケーブル鋳鉄防護管が波浪の影響を受けて残置したアンカーボルトに衝突し破損した。
 ・鉄線鎧装損傷の原因は、防護管が破損したことにより、海底ケーブルが SUS 防護管端部やアンカーボルトに接触し破損した。

✓復旧対策と課題

- ・海底ケーブルには、可とう防護管ではなく、固定式の防護管を使用する。防護管の固定には二重ナットを使用する(建築基準法で決められている)。
- ・接地線のチタンベルトの固定にあたっては、電飾防止措置を施すとともに、基礎との間に隙間がないようにする。
- ・洋上風況観測タワーには独立電源の設置等の対策を講じる。
- ・予備品の準備等、バックアップ体制を構築する。
- ・接地線、海底ケーブル防護に関する基準あるいは設計指針(海底ケーブルの摩擦・干渉作用が生じない設計等)の策定及び安全審査確認のルールづくりが必要である。



左上図：接地線の損傷状況

右上図：海底ケーブル防護管・鉄線鎧装損傷状況
(東京電力資料)


【豆知識 3. 7. 2-6】

●北九州市沖洋上風力発電実証研究施設の不具合の原因と対策

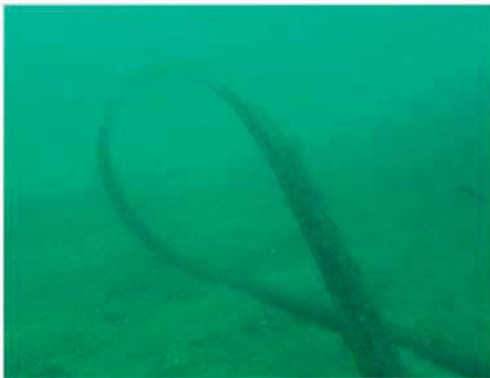

- ✓不具合の状況
 - ・海底ケーブルの変位(ループ状にわん曲)と防食層の損傷(2014. 6. 10;確認)
- ✓不具合の原因
 - ・遊漁船のアンカーによる引っ掻けと推定
- ✓復旧対策と課題
 - ・海底ケーブルの曲がり直しに対して防食テープで補修(応急措置)
 - ・铸铁防護管の取り付け(恒久対策: 工事は2014年10月21日~11月5日に実施)
 - 洋上風車と洋上風況観測タワー間: 埋設区間を除いた全範囲
 - 洋上風況観測タワーと陸上の間: 観測タワー196.5mまでの区間
 - ・遊漁船に対する注意喚起看板の設置

【推定原因】遊漁船アンカーによる

【根拠1】アンカーなどの重量物と船による引き回しによって引き起こされる異常に類似点多し。
当該海域は、日常的に遊漁船が設備周辺にアンカーを落とし、レジャー釣りを実施している。



【根拠2】水中点検にて、毎回多くの放棄アンカーが設備周辺で回収されている



上左図:海底ケーブルの変位状況

上右図:防食層の損傷状況

下左図:注意喚起看板の設置例

(電源開発資料)

高圧電流危険! 海底ケーブルがあります! 投錨危険!
環境調査中につき周辺での釣りなどの遊漁行為はご遠慮ください

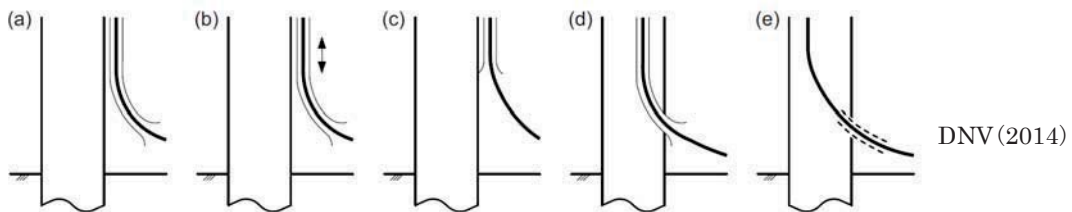
【豆知識 3.7.2-7】

●海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス(Jチューブ/Iチューブ)

チューブは、その中にアレイケーブルを通して、支持構造物、風車へとケーブルを導くもので、波と潮流による作用から脆弱な場所に敷設されたケーブルを保護するものである。

ケーブルの取り入れには、下図に示すように何種類かの方法がある。(e)はチューブの取付けがないケース、他は(c)のIチューブを除いて、Jチューブで、これは外装(固定(a)/可動(b))及び内装(d)で区分される。

最適な引き込み方策は、「風・流れ・波の荷重」、「船舶着岸時の保護」、「チューブとケーブルの位置関係」、「局所的な応力集中の位置」、「チューブ内の空気・水交換と関連する腐食率」等を考慮して選定される。



Jチューブの海底に対する角度と海底からの高さの関係(DNV, 2014)

45° → 2.5m±0.5m 30° → 2.0m±0.3m 45° → 1.2m±0.2m

以下、The Crown Estate(2010)からJチューブに関する記述を取りまとめる。

- ✓一般に、直径 300mm 程度の鋼管を使い、その長さはトランジションピースのプラットフォーム取付け位置から海底上 2m 程度まで及ぶ。通常ケーブル引入れ後にシールされる。
- ✓Jチューブ両端のJチューブシールは、Jチューブ内への海水浸入を防ぐ。受動的シールは、Jチューブ内へ引き上げられる一連のディスクで構成する。能動的シールは、Jチューブ内へ引き入れた後に膨張させる必要があり、遠隔操作ビークル(ROV)が必要となる。シールしたJチューブは、侵食抑制剤で満たす場合がある。但し、シールは毎回使われることでは無い
- ✓曲がり止めは、過度の曲がりによる損傷を防ぐ。
- ✓ケーブル補強材も防護目的に使う。鋼製ならば、送電ケーブルへの効果的な重しとなる。
- ✓ケーブル同士が交差し埋設できないようなケーブル露出部では、ケーブルマットを使う。マットは通常コンクリート製かポリウレタン製である。
- ✓ある供給業者は、モノパイル基礎の場合、Jチューブを使わずにクランプによりケーブルをモノパイルの引込穴へ導く。



【豆知識 3.7.2-8a】

●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

(昭和 47 年 12 月 25 日通商産業省・運輸省・自治省令第二号)

(最終改正:平成 23 年 12 月 21 日総務省・経済産業省・国土交通省第一号)

石油パイプライン事業用施設の技術上の基準に関して、洋上風力発電の海底パイプラインの敷設に参考となる部分を示す。

第二章 導管等 第一節 導管等の材料、構造等

(材料)

第四条 導管、管継手および弁（以下「導管等」という。）の材料は、告示で定める規格に適合するものまたはこれと同等以上の機械的性質を有するものでなければならない。

(導管等の構造)

第五条 導管等の構造は、輸送される石油の重量、導管等の内圧、導管等およびその附属設備の自重、土圧、水圧、列車荷重、自動車荷重、浮力等の主荷重ならびに風荷重、雪荷重、温度変化の影響、振動の影響、地震の影響、投錨による衝撃の影響、波浪および潮流の影響、設置時における荷重の影響、他工事による影響等の従荷重（以下この条において「主荷重等」という。）によつて生ずる応力に対して安全なものでなければならない。

2 導管は、次の各号に定める基準に適合するものでなければならない。

一 主荷重等によつて生ずる導管（鋼製のものに限る。以下この項において同じ。）の円周方向応力度および軸方向応力度が当該導管の許容応力度をこえるものでないこと。

二 導管の内圧によつて生じる当該導管の円周方向応力度が当該導管の規格最小降伏点（導管の規格に最小降伏点の定めがないものにあつては、材料試験成績等により保証される降伏点とする。ただし、当該降伏点が、当該導管の材料の規格に定める引張強さの最小の値に 0.6 を乗じた値を超える場合にあつては、当該値とする。以下この条において同じ。）の四十パーセント以下であること。

三 主荷重等によつて生じる導管の円周方向応力度、軸方向応力度および管軸に垂直方向のせん断応力度を合成した応力度が当該導管の規格最小降伏点の九十パーセント以下であること。

四 橋に設置する導管は、橋のたわみ、伸縮、振動等に対し安全な構造であること。

五 導管の最小厚さは、告示で定める基準に適合するものであること。ただし、告示で定める方法により破損試験を行なつたとき破損しないものは、この限りでない。

3 前項第一号の「許容応力度」とは、許容引張応力度、許容圧縮応力度、許容せん断応力度および許容支圧応力度をいう。この場合において、「許容引張応力度」および「許容圧縮応力度」とは導管の規格最小降伏点に告示で定める長手継手の継手効率を乗じた値を 2.0 で除した値（告示で定める場合にあつては、当該 2.0 で除した値に告示で定める割増係数を乗じた値）、「許容せん断応力度」とは許容引張応力度に 0.6 を乗じた値、「許容支圧応力度」とは許容引張応力度に 1.4 を乗じた値をそれぞれいうものとする。

【豆知識 3. 7. 2-8b】

●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

4 前三項に規定するもののほか、導管等の構造に関し必要な事項は、告示で定める。

(伸縮吸収措置)

第六条 導管の有害な伸縮が生じるおそれのある箇所には、告示で定めるところにより当該有害な伸縮を吸収する措置を講じなければならない。

(防しよく被覆)

第九条 地下または海底に設置する導管等には、告示で定めるところにより、耐久性があり、かつ、電気絶縁抵抗の大きい塗覆装材により外面腐しよくを防止するための措置を講じなければならない。

2 地上または海上に設置する導管等には、外面腐しよくを防止するための塗装を施さなければならない。

(電気防しよく)

第十条 地下または海底に設置する導管等には、告示で定めるところにより電気防しよく措置を講じなければならない。

第二節 導管の設置方法

(海底設置)

第十八条 導管を海底に設置する場合は、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- 一 導管は、埋設すること。ただし、投錨等により導管が損傷を受けるおそれのない場合その他やむをえない場合は、この限りでない。
- 二 導管は、原則として既設の導管と交差しないこと。
- 三 導管は、原則として既設の導管に対し三十メートル以上の水平距離を有すること。
- 四 二本以上の導管を同時に設置する場合は、当該導管が相互に接触することのないよう必要な措置を講ずること
- 五 導管の立上り部には、告示で定める防護工を設けること。ただし、けい船浮標にいたる立上り部の導管に鋼製以外のものを使用する場合は、この限りでない。
- 六 導管を埋設する場合は、導管の外面と海底面との距離は、投錨試験の結果、土質、埋めもどしの材料、船舶交通事情等を勘案して安全な距離とすること。この場合において、当該導管を埋設する海底についてしゅんせつ計画がある場合は、しゅんせつ計画面（当該しゅんせつ計画において計画されているしゅんせつ後の海底面をいう。）下〇・六メートルを海底面とみなすものとする。
- 七 洗掘のおそれがある場所に埋設する導管には、当該洗掘を防止するための措置を講ずること。
- 八 掘さくおよび埋めもどしは、告示で定める方法によつて行なうこと。
- 九 導管を埋設しないで設置する場合は、導管が連続して支持されるよう当該設置に係る海底面をならすこと。

【豆知識 3.7.2-8c】

●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

十 導管が浮揚または移動するおそれがある場合は、当該導管に当該浮揚または移動を防止するための措置を講ずること。

(道路横断設置)

第二十条 道路を横断して導管を設置する場合は、道路下に埋設しなければならない。ただし、地形の状況その他特別の理由により道路の上空以外に適当な場所がなく、かつ、保安上適切な措置を講じた場合は、道路上を架空横断して設置することができる。

2 道路を横断して導管を埋設する場合は、導管をさや管その他の告示で定める構造物の中に設置しなければならない。ただし、支持条件の急変に対し適切な措置が講じられ、かつ、当該導管に係る工事の実施によつて交通に著しい支障が生じるおそれのない場合は、この限りでない。

3 道路上を架空横断して導管を設置する場合は、当該導管および当該導管に係るその他の工作物ならびにこれらの附属設備の地表面と接しない部分の最下部と路面との垂直距離は、五メートル以上としなければならない。

4 道路を横断して導管を設置する場合は、前三項の規定によるほか、第十四条（第一号および第二号を除く。）および第十七条（第一号を除く。）の規定を準用する。

(5) 電気工事

洋上風力発電所は、事業化の観点からも大規模施設が想定され、特別高圧にて連系する場合が多いと考えられる。特別高圧と連系する場合は、電力会社に事前検討の申込を行い、十分な協議を経て電力会社の停電工事に合わせて繋ぎこみ工事を行うことになる。系統連系の区分を表 3.7.2-17 に示すが、特別高圧連系の引込工事について以下に記す。

表 3.7.2-17 系統連系の区分

連系の区分	発電機の種類	1需要家当たりの電力容量	逆潮流有無
低圧配電線	逆変換装置を用いた発電設備	原則として、50kW未満	有り・無し
	交流発電設備		無し
高圧配電線	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、2,000kW未満	有り・無し
スポットネットワーク 配電線	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、10,000kW未満	無し
特別高圧電線路*)	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、2,000kW以上	有り・無し

*) 35kV以下の配電線に連系する場合、高圧配電線への連系技術要件に準拠可能。

特別高圧連系の場合は、風車発電機と連系点の距離が離れ、変電所と発電所間の電力ケーブルの事故検出を行うため、洋上に変電設備を設けるか、陸上の連系点近傍に変電所を設置するケースが多い。この場合、高圧連系の電柱と同様に施工が必要であるが、22kV(33kV)以上の配電規定に従い施工を行う。

支線は「電気設備の技術基準」解釈第 63 条に準じて必ず施設する。特別高圧架空電線路のケーブル間隔は、電気施設の技術基準第 128 条に準じ一定以上の間隔を設ける。また、ケーブルと他の電線路は「電気設備の技術基準」第 127 条準じて一定の間隔を確保し、通信経路等へのノイズ障害対策にも留意する。架線する際には、電線にキンク（折り曲げ）、ねじれ等のくせを作らないように延線し、張線器を用いて、たるみの無いように張線する。

特別高圧連系の配線工事は、タワー内発電機、電力変換器盤より風車発電機内に設置している変圧器に配線接続を行う。変圧器にて特別高圧電圧に昇圧し、変電所まで配線し、変電所機器である変圧器、GISへ配線接続を行う。配線は電線接続図に従い、特別高圧ケーブル、電線の端末処理を行う。

3.7.3 試運転・検査

全ての工事完了の目処が付いたら、正常に作動し十分な性能を発揮するか、表 3.7.3-1 に掲げる検査及び試験を行う。

試運転に際しては、風力発電システムの営業運転開始後の運転資料として運転データの収集を行うことが望ましく、収集データ項目は、風車の状態、風速、風向、発電電力量、積算電力量、系統電流、系統電圧、系統力率、故障発生時の故障原因等で、サンプリング周期を 10 秒以下とし、10 分間平均値に加工して評価する。さらに、風車の状態は、待機・運転・停止・カットアウト停止・故障状況・系統遮断状況等にまとめておくと有効に活用できる。

表 3.7.3-1 試運転時の検査・試験項目

番号	検査・試験項目	検査・試験目的	電気設備技術基準関連条項等
1	外観検査	電気工作物設置状況について工事計画に従って工事が行われ基準に適合していることの確認	第19条5項、第20～32条 第34条、第37～44条 第46条、第47条、第49条
2	接地抵抗測定	風力発電所各サイトの接地抵抗値が規定値以下で、必要な個所に所定の接地が行われていることの確認	第19～31条、第34条 第42条
3	絶縁抵抗測定	電路の絶縁抵抗測定をJISで定められた絶縁抵抗計で行い、規定値以上であることの確認	第14条
4	絶縁耐力試験	電力回路や機器の使用電圧に応じた試験電圧を印加し、絶縁に異常のないことの確認	第14～18条
5	保護装置試験	電気設備技術基準で規定される保護装置ごとに、関連継電器を動作して正常に作動することの確認	第38条、第40条 第46条、第47条
6	遮断器関係試験	遮断器を手動開閉操作して動作に異常がないことの確認	—
7	総合インターロック試験	発電設備を負荷運転し、総合インターロックが作動する電気的および機械的要素のそれぞれについて事故を模擬し、関連機器が正常に動作することの確認	—
8	制御電源喪失試験	発電設備を運転中に制御電源を喪失させ、関連機器が正常に動作することの確認	—
9	負荷遮断試験	発電設備の出力の1/4、2/4、3/4、4/4負荷運転状態から負荷遮断し、異常のないことの確認	—
10	遠隔監視制御試験	運転に必要な制御開閉器類の制御操作を遠隔で行い、当該機器が動作することおよび発電制御所に状態変化が表示されることの確認	第51条
11	負荷試験 (出力試験)	発電設備を可能な限り定格運転を行い、発電機等の異常な温度上昇、異常振動、異音等がないことの確認	第29条
12	騒音測定	—	騒音規制法第2条第1項 騒音規制法第3条第1項
13	振動測定	—	振動規制法第2条第1項 振動規制法第3条第1項

3.8 運転・保守

3.8.1 運転監視、保守、補修契約

風力発電機は、メーカーあるいはケースバイケースによって異なるが、最初の2～5年間はメーカー保証があり、その期間はメーカーにより維持管理が行われる。5年を過ぎると、事業者が自分で維持管理を行うか、メーカーとメンテナンス契約を結んで継続的に行うか、あるいは専門のメンテナンス会社と契約して実施することになる。なお、近年、洋上風力発電機に対して15年の長期間に亘って保証するケースも認められる。

風力発電の事業期間を通じて、風力発電機の高い稼働率を確保するためには保守点検が必要不可欠である。この中には日々の運転監視や、定期・不定期の保守、機器の改造・改修を伴う保守があげられる。日々の運転監視は日常点検と併せ早期の不具合発見に寄与し、保守・補修契約では機器の安定・安全運転を目的とする。また、風力発電機はフェールセーフ*の思想で設計されており、停止後の速やかな対応を行うことが高稼働率を維持するために必要である。なお、一般的にはメンテナンスは定期点検を、サービス作業は不定期に発生した故障・障害等の原因調査と復旧業務を意味している。

風力発電機の日々の運転監視やサービス作業発生時の連絡フローを、参考として図3.8.1-1に示す。

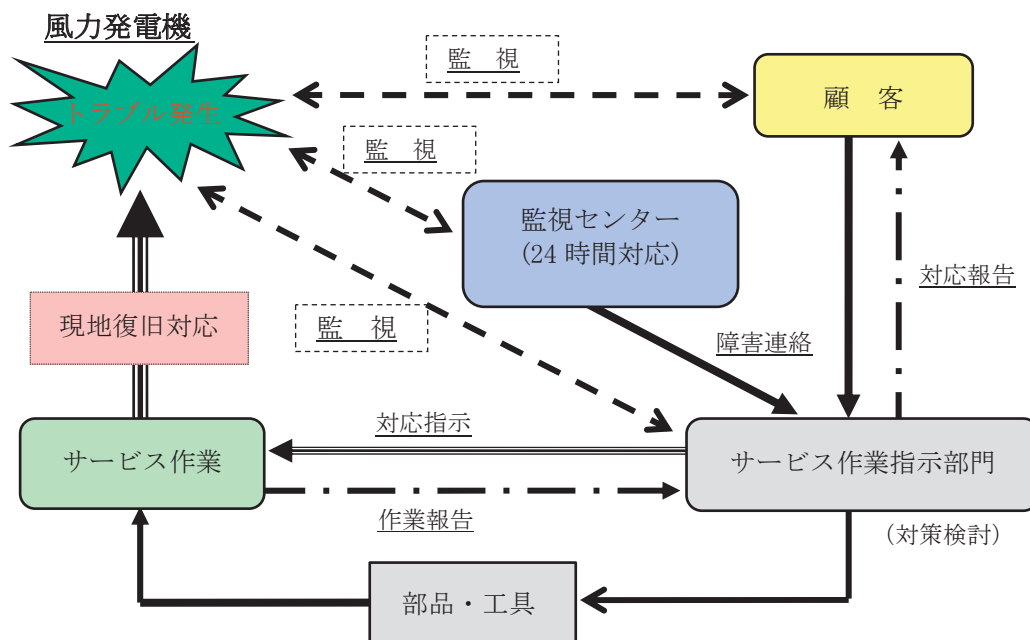


図 3.8.1-1 サービス作業発生時の連絡フロー (NEDO, 2008)

* フェールセーフ：部品やシステム等の故障が確実に安全側のものとなること、あるいは少なくともほぼ確実に安全側のものとなる(すなわち、危険側の故障の可能性が極めて低い)ことを意味する。工学分野ではそのような設計思想(信頼設計)の下で製造されている機器は多い。

これら運転・保守に関する契約は、経済性評価をする上で重要な要素であることを認識し、事業者が機種選定する際に十分な検討を行うべきである。また、各業務の契約に際しては専門性の高い作業であることを考慮し、納入メーカ又はメンテナンス専門会社等と表 3.8.1-1 に示す点を考慮、注意して交渉を行うことが望ましい。

表 3.8.1-1 運転監視、保守、補修契約に際しての考慮、注意点

項目	考慮、注意すべき点
運転監視契約	<ul style="list-style-type: none"> ・監視が必要な項目、内容、報告事項、頻度の明確化 ・監視員に必要となる資格、条件等の明確化 ・監視員の職務、勤務条件、監視範囲の明確化 ・遠方、直接など監視方法の明確化 ・緊急時対応体制および監視員が行う一次対応、復旧対応内容の明確化 ・事業者に対する定期報告：間隔（週・月・年等）、項目、報告方法、データ開示範囲の確認
保守契約 (定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> ・対象設備範囲（風車本体、電気設備、付帯設備）、実施内容、点検間隔、費用、必要な助勢の有無、旅費、移動手段と費用負担の明確化 ・作業完了条件の明確化 ・点検部分に対するメンテナンス契約上の保証条件 ・サービスマン、機材等をアクセス可能とするための船舶確保とその責任分担確認 ・契約の解除、更新条件の明確化 ・メンテナンス契約者が機器供給会社と異なる場合、期間費用負担、保証条件、瑕疵担保範囲と条件、予備品・消耗品の納入可否・期間等の明確化
保守契約 (不定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> ・サービス作業の対象範囲（製品、作業、運搬等）、実施内容、実施時期、費用、必要な助勢の有無、保証内容等の明確化 ・大型機器不具合発生時の作業船、重機手配、通行、部品調達を考慮した補修期間の設定 ・サービス実施の手順（誰の要請で、いつまでに、誰が、何を） ・故障対応時のサービスマン、機材等をアクセス可能とするための道路確保とその責任分担確認
補修契約 (改造、改修)	<ul style="list-style-type: none"> ・改造、改修の目的、効果、期間、費用の明確化 ・改造、改修結果に対する保証範囲、期間、内容の明確化 ・改造、改修に伴う重機等アクセス路確保要否とその責任分担の明確化 ・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、機器供給会社の保証範囲、条件の変更要否明確化 ・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、事業者からの情報開示条件、範囲の明確化
部品	<ul style="list-style-type: none"> ・消耗品、交換部品、交換周期、価格等の明確化 ・事業者保管予備品、消耗品の陳腐化、モデルチェンジ等に対する補充・交換の要否、費用負担の明確化
治具、工具	<ul style="list-style-type: none"> ・事業者側準備品の供給範囲、費用、補償等の明確化 ・業者側準備品の範囲、費用（損料）の明確化 ・特殊治具の有無、購入可否、費用、使用方法等の明確化
アクセス権	<ul style="list-style-type: none"> ・事業者から運転監視、メンテナンス、サービス業者への風力発電システムアクセス権の開示
トレーニング	<ul style="list-style-type: none"> ・機器供給会社から事業者の教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・一次対応のための事業者側技術者へのトレーニング内容と費用の負担 ・事業者から運転監視会社への教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・事業者からメンテナンス会社への教育：内容と操作範囲の明確化 ・事業者からサービス会社への教育：内容と操作範囲の明確化
債務の制限	<ul style="list-style-type: none"> ・供給者が事業者の同意なく機器を改造、交換した場合：生じた不具合に対する供給者の責任と費用負担 ・事業者が供給者の同意なく改変した場合：生じた不具合に対する事業者の責任と費用負担 ・メンテナンス契約解除、損害補償請求内容の明示

3.8.2 損害保険、賠償責任保険

通常、風力発電システム等に係る損傷、損壊等の損害を補うものとして損害保険があり、損害保険としては民間保険会社、共済問わず「火災保険」または「動産総合保険」において大多数が引き受けられている。「動産総合保険」は「火災保険」に比べ、盗難、取り扱い上の事故(修理、清掃作業中における作業上の過失による機器損傷・損壊を含む)等の損害を補償するオールリスク補償型となっているため、目的に応じて、引き受け保険を選択する必要がある。

また、風力発電設備の所有、使用及び管理上の事故によって企業が負担される賠償責任を補うものとして、賠償責任保険があり、風力発電機の所有・使用・管理に起因して、第三者の身体または財物に損害を与え、法律上の賠償責任を被った場合が対象となっているため、風力発電システムの設置場所によっては、これらの保険の付保も検討する必要がある。

しかし、洋上風力発電システム等の損害保険・賠償責任保険の特徴としては一度事故が発生すると損害額(修理額)・賠償額が非常に大きくなるため、今後、洋上風力発電システムの導入を考える際には、損害保険・賠償責任保険に関する補償内容、保険料等についても事前に検討しておく必要がある。この場合、洋上風力発電システムに関わる損害保険・賠償責任保険について十分な知識を有する保険会社等を通じて保険の安定的供給を確保する必要がある。また、保険を付保したからといって、すべてが保険でまかなえるわけではなく、あくまでリスクを軽減するひとつであり、洋上風力発電システム導入に際しては、そのことも踏まえて検討する必要がある。

3.8.3 運転・保守の概要

風力発電事業者は、運転・保守を風力発電施設の資産運用、資産管理として位置づけ、そのためにメンテナンスを効率化してコスト低減を図る、あるいは逆にメンテナンスにより停止時間を少なくして発電電力量を増やし、収益をあげることを第一義的に考えている。

洋上風力発電の運転・保守は、陸上風力発電のそれと較べて、十分に成熟していないことに加え、気象・海象状況によってはサイトへのアクセスに制限があるため、これまで様々な形で、コストとアクセスビリティの問題や故障検知の重要性について言及されている。後述の図3.8.3-4に示しているように、洋上風力発電の運転・保守費用はライフサイクルコストの20-30%を占めるため、ライフサイクルを通じた資産管理が必要であり、それには洋上風力発電施設の故障・事故等の不具合の原因が業界全体で共有され、周到的な事業計画を立てることができる環境整備が重要である(Wills,2014)。

機械設備の管理活動は、運転・保守計画活動(Plan)→運転・保守実行活動(Do)→実績管理活動(Check)→修正・改善活動(Action)の管理のサイクルを回しながら運転・保守の目標を目指すものとされ、設備の性能を低コストで維持することが求められている(日本プラントメンテナンス協会 機械保全技能ハンドブック編集委員会編,1999)。

(1) 運転・保守の方法

運転・保守方法の考え方は、図3.8.3-1及び表3.8.3-1に取りまとめているように3つに分類される。予防的なメンテナンスに属するものの内、一つはコンディション・モニタリング・シ

システム(CMS)を重視した遠隔監視制御システムによる方法(a)、もう一つは定期的に検査を行い、不具合が検出されたら修理を行う方法(b)である。また c に示す方法は、修理整備が主体で特に常時メンテナンスを行わない方法である。

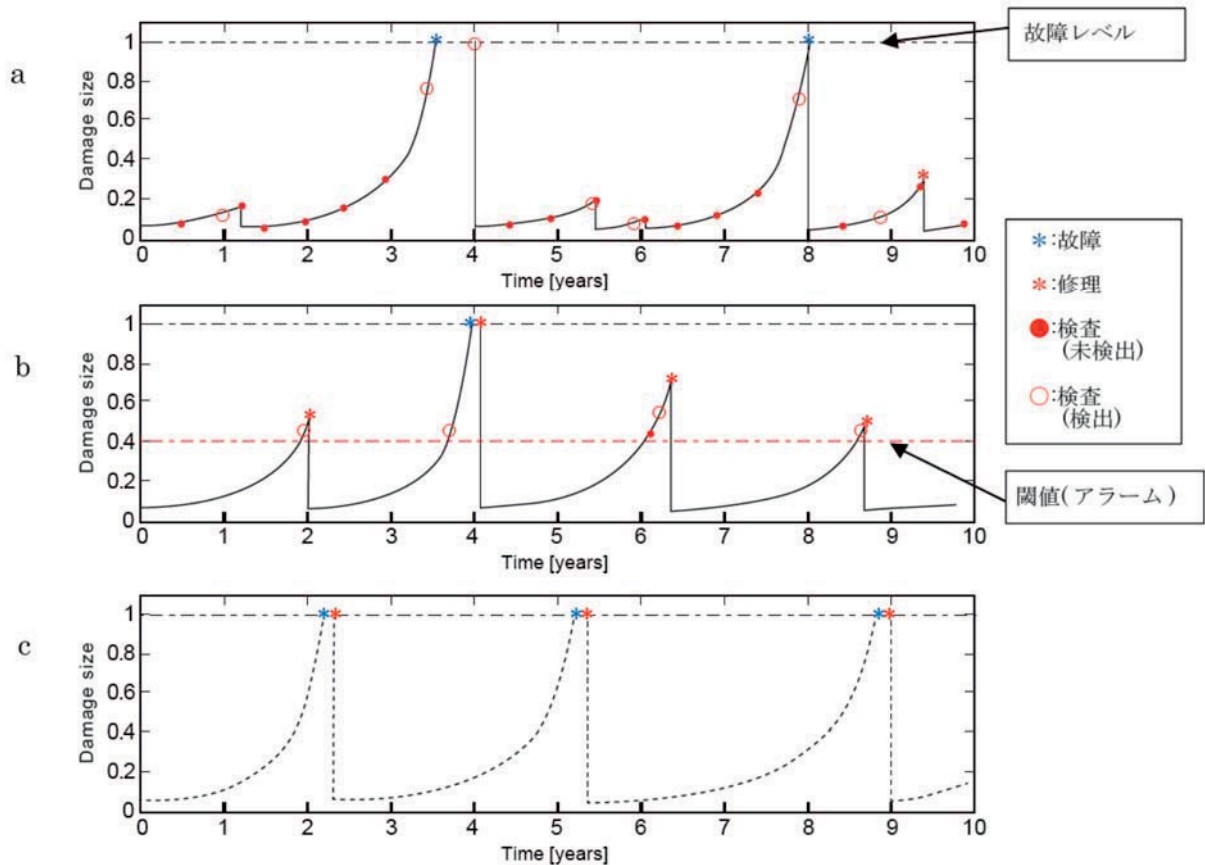


図 3. 8. 3-1 風力発電施設に対する運転・保守方法の相違 (DET NORSKE VERITAS, 2012)

表 3. 8. 3-1 運転・保守の基本的な考え方

運転・保守の方法		内容
予防的メンテナンス	CMS (図3. 8. 3-1a)	CMSからのアラーム(データ)により風力発電施設の状態が、ある閾値を超えた場合に検査をし、不具合が検出されたら修理を行う方法(修理が先送りできる場合には定期検査時に修理)。
	定期検査 (図3. 3. 8. 3-1b)	定期検査をベースに一定間隔で検査し、風力発電施設の状態に、故障に結び付く兆候が検出されたら修理を行う方法。
修理メンテナンス (図3. 8. 3-1 c)		風力発電施設において故障が起きた時点で修理を行う方法。

Tavner(2014)によれば、風車の創成期には、修理メンテナンス(壊れるまで使う)が行われていたが、80~90年には熟練者による予防メンテナンス(定期検査)、90年代はオフラインの状態監視が主体となり、現在はオンライン状態監視の時代となっている。

陸上風力発電施設の運転・保守は、この方法により以下の4種類の対応が行われている。

- ・日常的な運転状態と保守状態の管理
- ・定期点検(半年毎)
- ・長期計画メンテナンス(5年,10年毎)
- ・故障時の修理

一方、洋上風力発電施設において、故障事故が発生した場合、陸上に比べ現地補修作業の費用が割高になること、及びその修復により多くの時間を要し設備利用率の低下を招くことから、洋上風力発電の事業化に大きな影響を及ぼす。したがって、風力発電設備を洋上に設置した場合、陸上設置とは運転・保守面で以下の相違がある。

- a. 洋上の設置環境が発電設備・受変電設備に対して与える特有の環境により発電設備・受変電設備自体に陸上とは異なった運転・保守を要す(湿度、塩害対策等)。
- b. 洋上用受変電設備を必要とし、これの運転・保守を配慮する必要がある(海底ケーブルや洋上変電所用の支持構造物等)。
- c. 洋上設置のためアクセスが困難になることに起因して運転・保守上特別の配慮を要す。
 - ▶ 作業員のアクセス性が困難になる。
 - ・メンテナンス作業員が風力発電機の外面にアクセスする際の手段が限られる(ブレードやタワー外表面の点検時等)。
 - ・メンテナンス作業員の発電設備・受変電設備への到達が困難となる(時化によるアクセス船の欠航等)。
 - ▶ メンテナンス作業用物品の輸送・吊り上げ・交換が陸上より困難となる。
 - ・作業員が、風力発電機に既設の設備を利用して運搬や保守作業を行う場合にタワー内エレベータやナセル内クレーン設備等が必要である。
 - ・大物部品の交換等でタワー内エレベータやナセル内クレーン設備が使えない場合、大型起重機船等の船舶を必要とする。

このため、洋上風力発電は陸上風力発電に比べ運転・保守に特段の配慮を要する。2000年以降、オンライン状態監視技術(CMS)が進展し、海外の洋上風力発電ではCMSの装着がDNV(Det Norske Veritas)等の認証制度のひとつとなっている。

日本においても、アクセスや作業効率の劣る洋上風力発電にはCMSを中心とする予防的メンテナンスの導入が必要であるが、警報を出す閾値の設定の難しさがあるため、現状では定期検査と抱き合わせたCMSによるメンテナンスが推奨される。なお、NEDOは2014年度から2016年度までスマートメンテナンス技術開発(疲労予測等)を実施した。ここではCMSに基づくメンテナンス手法を確立し、事故の未然防止、早期補修によるメンテナンスコストの低減、停止時間の削減による発電電力量の最大化を図って、施設の安全で費用対効果のある運転を確保することを目指している。

Tavner(2014)は、従来型の監視制御システム(SCADA:Supervisory Control and Data Acquisition)と CMS あるいは SHM(Structural Health Monitoring)を組み合わせたシステムの構築を提案している(図 3.8.3-2)。SCADA は、従来から風力発電機には装着されているシステムで、発電電力量、風向・風速、ブレードのピッチ角、ヨー角等、種々のデータが取得されているが、CMS は主軸、増速機、発電機等に振動計、ひずみ計等を取り付けて、運転パラメータの遠隔モニタリングが可能なシステムである。なお、表 3.8.3-2 に示すように、ドイツ風力エネルギー協会の調査によると、海外の洋上風力発電施設における CMS によるモニタリング部位も同様な主軸、増速機、発電機で実施されている事例が多いけれども、ドイツの Alpha Ventus 及び Bard Offshore 1 ではブレードも併せてモニタリング(SHM)が行われている。

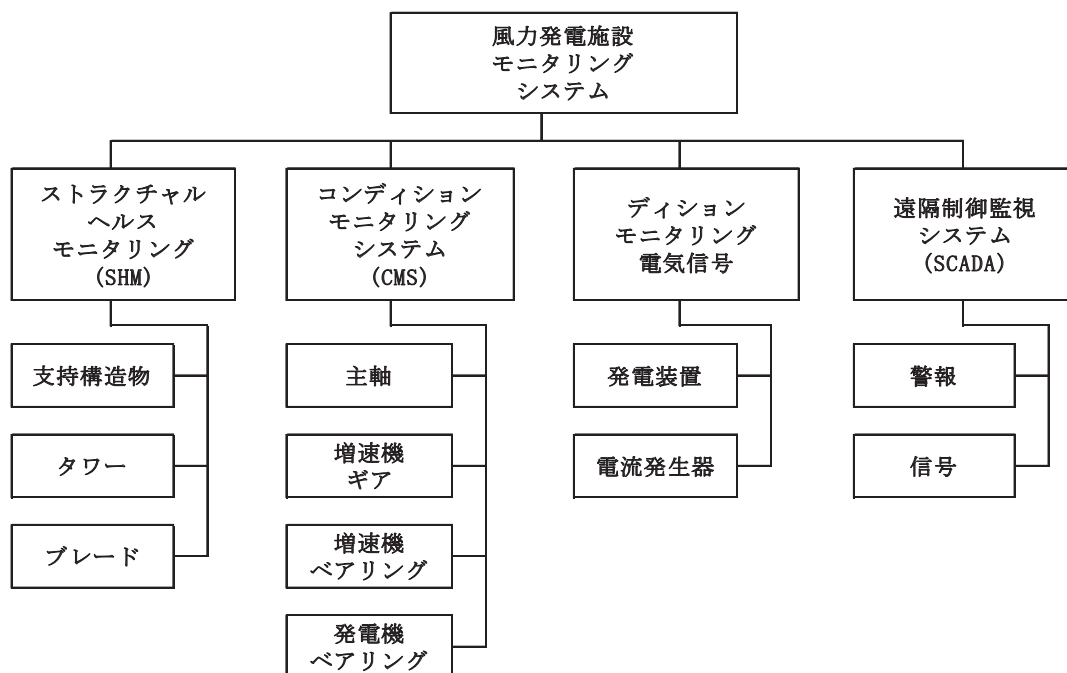


図 3.8.3-2 風力発電施設のモニタリングシステム (Tavner, 2014 より作成)

表 3.8.3-2 海外の洋上風力発電施設におけるモニタリング部位

項目	Alpha Ventus(ドイツ)	Bard Offshore 1(ドイツ)	THORNTON BANK(ベルギー)	HORNS REV II(デンマーク)
運営機関	DOTI(Deutsche Offshore Testfeld-und Infrastrukture Gmbh & Co. KG)	BARD Engineering for SudWest-Strom Windpark Gmbh & Co KG and WV Energie Frankfurt	C-Power NV	DONG Energy
風車メーカー	Areva Wind	BARD	REpower	Siemens
設置基数	6	80	6	91
機種	M5000	BARD 5.0	REpower 5M	SWT-2.3.93
総出力(MW)	30	400	30	209.3
設置開始年	2007(海底ケーブル)	2009	2008	2009.3(風車1号機の設置)
系統連系年月日	2009.11.1	2010	2008	2009.5.1
海域	北海	北海	北海	北海
離岸距離(km)	45	89	30	27-35
水深(m)	30	39-41	17-23	9-17
CMSによるモニタリング部位	ロータベアリング、発電機、増速機、ブレード	発電機、増速機、ブレード等	発電機、増速機、メインベアリング	ベアリング、増速機、発電機

出典) German Wind Energy Association(BWE) (2010):OFFSHORE Service & Maintenance Wind Energy Market Special

NEDO 洋上風力発電実証研究において、CMS 及び SHM によるモニタリングが行われている。その内容は以下の通りである。

1) 銚子沖

洋上風車及び支持構造物には、各種モニタリング装置が取り付けられている(表 3.8.3-3;図 3.8.3-3)。

表 3.8.3-3 洋上風車及び支持構造物に取り付けられている各種モニタリング装置(東京電力・東京大学資料)

分類	部位	測定項目	使用機器	取付け個数	備考
風車 (ナセル)	主軸受	軸受振動	振動計	3	
	増速機			5	
	発電機			2	
	増速機	回転数	回転数計	1	
支持構造物	海面下の基礎	波圧	波圧計	4	
	基礎の底面	揚圧力	揚圧力計	4	予備2個を含む
	アンカーボルト	張力	張力計	4	
	コンクリート	応力	応力計	4	
	鉄筋	歪み	歪計	16	
	コンクリート	歪み/応力/熱電対計	歪計/無応力計/熱電対計	1	長期歪み変化

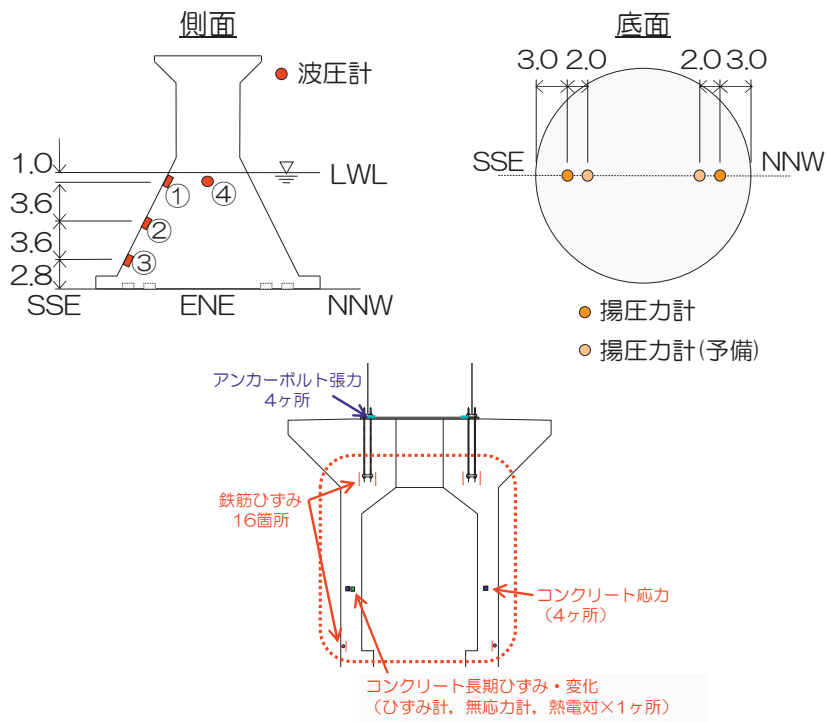
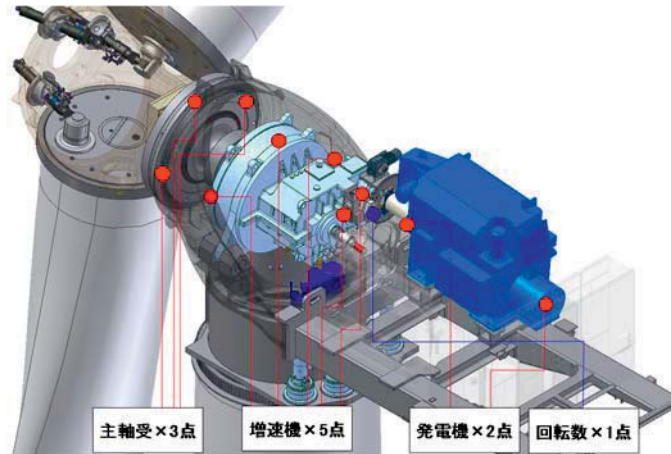


図 3.8.3-3 洋上風車及び支持構造物に取り付けられている各種モニタリング装置(東京電力・東京大学資料)

「遠隔制御・監視・操作」

風車遠隔監視室からの運転監視による高い利用可能率を維持する(図 3.8.3-4)。



図 3.8.3-4 風車遠隔監視室からの運転監視状況(東京電力・東京大学資料)

「CMS の記録事例」

CMS の記録事例を図 3.8.3-5 に示す。

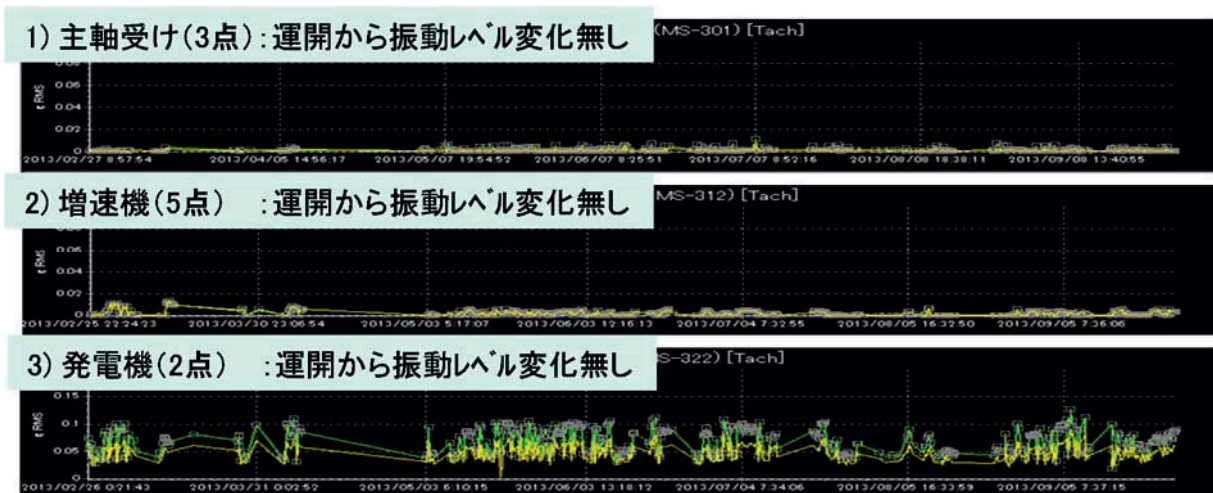


図 3.8.3-5 CMS の記録事例(東京電力・東京大学資料)

2) 北九州市沖

洋上風車及び支持構造物には、各種モニタリング装置が取り付けられている(表 3.8.3-4;図 3.8.3-6)。

表 3.8.3-4 洋上風車のナセル内のモニタリング(電源開発資料)

箇所	測定項目	方針
発電機	クランプ温度	発電量、コンバータ電圧及びベアリングの振動等の対比により発電機異常の早期発見、保全
ベアリング	振動	風速、風向、発電量、との対比より軸受けへの振動を分析し、疲労・荷重の傾向を把握する
	温度	
トランス	油面	油面計の異常検出によるトランス外部の機械的故障の有無
	油温	油温計の異常検出によるトランス内部の機械的・電氣的故障の有無
トランスルーム	温度	温度のモニタリングによる異常発熱の有無
	振動	振動のモニタリングによる異常振動の有無、トランスの振動防止
ナセル内	温度	温度のモニタリングによる冷却設備容量アップの有効性検証、異常発熱の有無
	ウェブカメラ(画像)	ピッチグリス残量、漏油およびその他目視による異常検出 風車稼働時のモニタリングにより機械的損傷や異常熱による発煙等の兆候の確認
	加速度	振動のモニタリングによるナセル異常振動の検出、機器保護
油圧ライン	圧力	圧力のモニタリングによるポンプ等機械系故障あるいはラインからの漏油の有無
冷却水ライン	温度	温度のモニタリングによる冷却設備容量アップの有効性検証、異常発熱の有無
	圧力	圧力のモニタリングによるポンプ等機械系故障あるいはラインからの漏水の有無

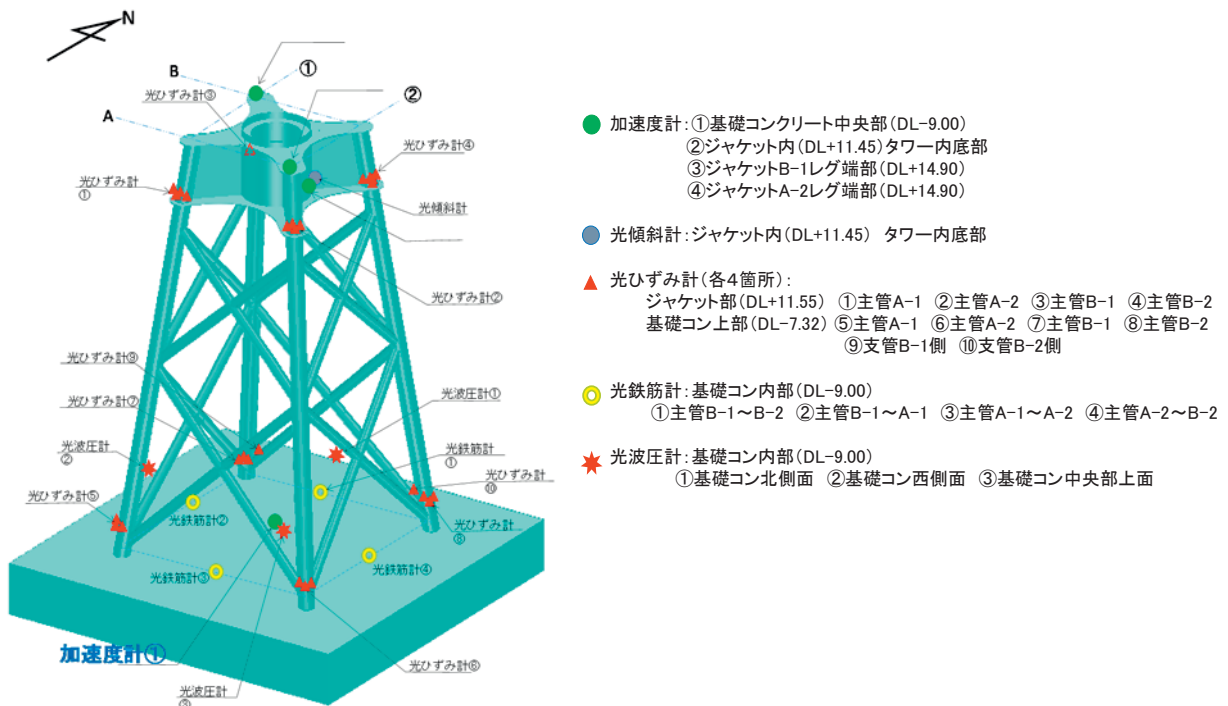


図 3.8.3-6 支持構造物のモニタリング(電源開発資料)

「CMS による風車運転状況の監視」

CMS による風車運転状況{台風 24 号(2013 年 10 月 8 日～9 日)接近時のケース}の事例を図 3.8.3-7 に示す。

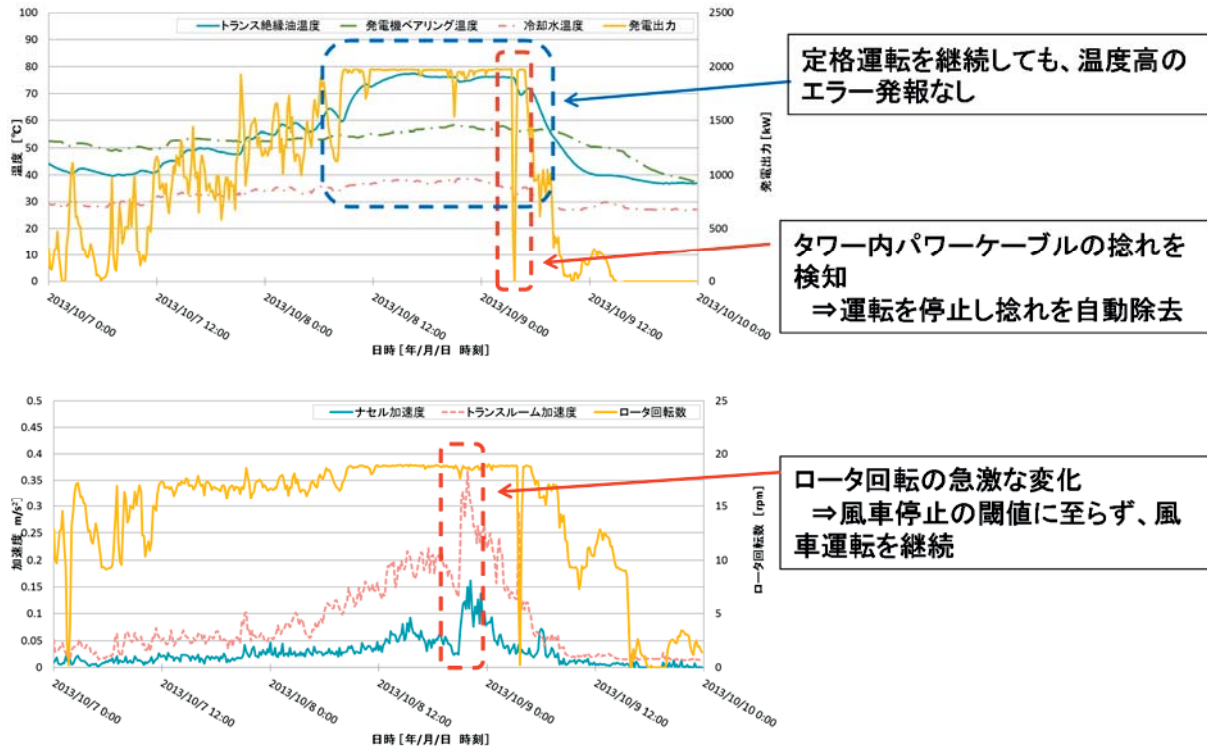


図 3.8.3-7 CMS による風車運転状況の監視事例(電源開発資料)

「WEB カメラによる監視」

CMS 及び SCADA のデータとともに、WEB カメラによる風車の状態監視も行われている(図 3.8.3-8)。

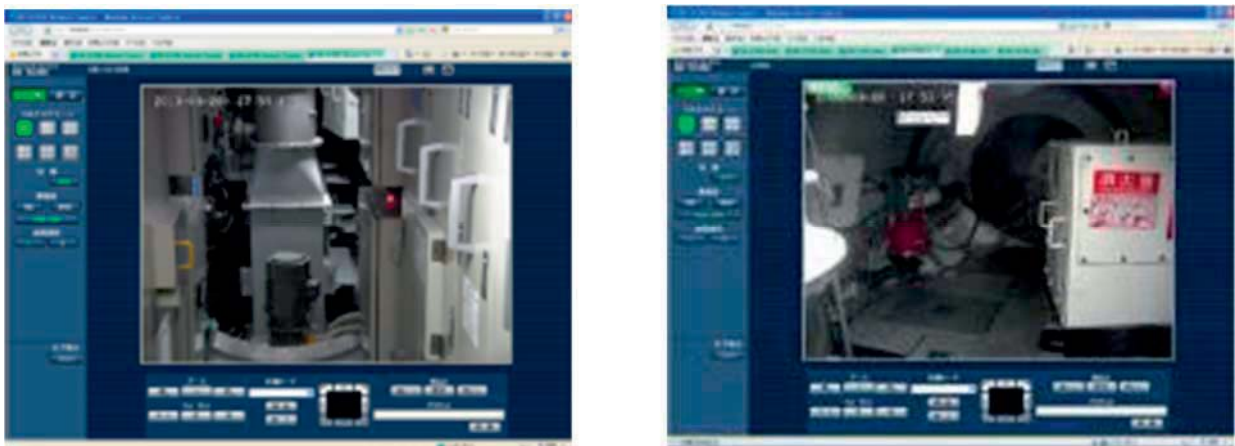


図 3.8.3-8 WEB カメラによる監視事例(電源開発資料)

(2) 運転・保守の実状

洋上風力発電所へのアプローチは、時化時を除けば山岳地よりも容易であるとの期待もあるが、洋上での運転・保守は陸と異なる条件が多い。事実、陸上風力発電の availability(利用可能率:ある期間における全暦時間から保守、故障等の停止時間を差し引いた値の全暦時間に対する割合)は 95-98%であるが、洋上風力発電のそれは 80-95%(Becki,2011)、あるいは 90%(Tavner,2014)であると言われているように、洋上風力発電は陸上風力発電よりも停止時間が長く、風車の稼働停止による利益の損失は重大である。約 20 年程度の風車の供用期間を考えると、利用可能率の尺度も取り入れて運転・保守費用(最適運転・保守費用:最小コストの理論的ポイント)を評価し、初期段階で適切な運転・保守計画を立てることが肝要である(図 3.8.3-9)。

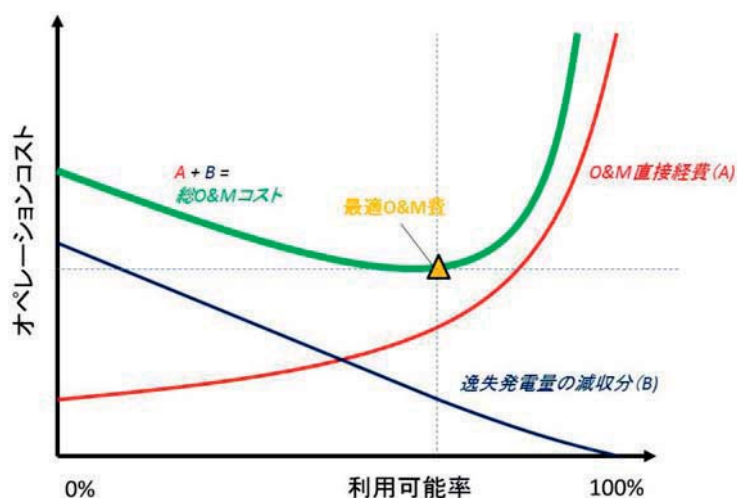


図 3.8.3-9 運転・保守コストと利用可能率の関係 (Kotsonis, 2010 を改変)

風力発電システムは、一般に各種保護装置を有しており無人自動運転が可能であることから、監視や巡回については基本的には一部の監視制御方式を除いて制限はない(風力発電規程(JEAC50005-2001)の第 4-2 条にある監視制御方式の適用条件で、陸上用の NEDO 風力発電導入ガイドブックを参照)。

しかし、法的には事業用電気工作物と定義され、設置者による自主的な保安の確保(保安規程を定めるとともに、電気主任技術者を選任し、経済産業大臣又は所轄産業保安監督部長に届け出ねばならない)が義務づけられており、風力発電設備を安定かつ効率よく運転を行うため、技術員(運転に必要な知識及び技能を有する者)による巡視、点検等が必要である。また、「電気設備の技術基準」では、最低限、技術員が随時巡回することを義務づけている。しかしながら、陸から遠く離れた洋上風力発電施設においては日常巡視を行うことは困難であると思われる。

また、保安規程に基づく点検が必要で、陸上風力発電の場合、点検頻度は経済産業省により月に 1 回以上と規定されている。点検の内容としては、目視による外観点検等異常のチェックである。さらに、年に 1 回程度、外観点検と併せて、運転を停止し、主回路端子、制御回路の確認、動作確認を行う必要がある。絶縁抵抗測定、接地抵抗測定等の点検は、対象機器により 2 年に 1 回又は 3 年に 1 回程度(年次点検)、風力発電規程(JEAC-5005-2001)第 7-4 条に従って行う必要がある(風力発電規程(JEAC-5005-2001)第 7-4 条に記載の電気設備関係の年次点検

例と周期に係る内容は、陸上用の NEDO 風力発電導入ガイドブックを参照)。これらのことから、洋上風力発電に則した技術基準、各種規定等の整備が必要であると考えられる。

風力発電機は機械的可動部分が多く、潤滑油の補給や消耗品の交換等、定期的な点検の他、支持構造物や海底ケーブルの定期点検も実施する必要がある。洋上風力発電設備の定期点検項目の一例を表 3.8.3-5 に示す。

表 3.8.3-5 洋上風力発電設備の定期点検項目の一例 (NEDO ら, 2007b)

部 位	維持管理	検 討 項 目
風力発電機 (ナセル, ロータ, ブレード)	定期点検	点検箇所: 制御盤, 発電機/ロータ, メインシャフト, ベアリング, ギアボックス, 重電機器, その他補助機器類等 点検項目: 外観の異常確認, 計器類, コネクター, バッテリーの電 圧, オイルの交換/補充, ナット/ボルトの緩み, グリース補給, 発錆 の点検/清掃, 機器類の作動チェック, 消耗品の交換等 点検頻度: 1~2回/1年 付帯設備: 遠隔監視システム, ナセル内クレーン, ヘリポート等
タワー	定期点検	点検箇所: タワー等 点検項目: 外観の異常確認, ナット/ボルトの緩み, 発錆の点検/清掃 等 点検頻度: 1~2回/1年 付帯設備: タワー内エレベータ, 通船接岸部等
支持構造物部	定期点検	一次点検: 共通して生物付着(設計厚に達していないか)調査 コンクリート構造: 基礎材質の状況の目視観察(コンクリートのひび 割れ・剥離・剥落, 鉄筋の腐食・露出・破断等) 鋼構造: 被覆防食(塗装や有機, 金属ライニングの変状, 鋼材等の錆の 発生, 部材のへこみ等)の変形点検 点検頻度: 1回/1年 二次点検: 共通して基礎の周りの洗掘(点検頻度は約5年1度程度) コンクリート構造: 反発硬度法によるコンクリートの強度試験, 鋼構造: 電位測定による鋼材腐食試験等 点検頻度: 1回/2年

表 3.8.3-2 と同じドイツ風力エネルギー協会の調査結果であるが、4 箇所の洋上ウィンドファームの運営機関へのヒアリングによると、洋上風力発電の点検頻度と点検項目は表 3.8.3-6 の通りで、頻度は Horns Rev2 を除き、風車 1 基 1 年当たり 1 回となっている。なお、Horns Rev2 はウィンドファーム内の洋上変電所近傍に宿泊施設が設置されているので、点検頻度は多いものと思われる。また、点検項目は Alpha Ventus では細かい部位が記述されているが、他のサイトでは内容の具体的な記述はないけれどもメンテナンス計画や仕様に基づいて実施されているようである。

表 3.8.3-6 海外の洋上風力発電施設におけるモニタリング状況

項目	Alpha Ventus(ドイツ)	Bard Offshore 1(ドイツ)
運営機関	DOTI(Deutsche Offshore Testfeld-und Infrastruktur GnbH & Co. KG)	BARD Engineering for SudWest-Strom Windpark GmbH & Co KG and WV Energie Frankfurt
風車メーカー	Areva Wind	BARD
設置基数	6	80
機種	M5000	BARD 5.0
総出力(MW)	30	400
設置開始年	2007(海底ケーブル)	2009
系統連系年月日	2009.11.1	2010
海域	北海	北海
離岸距離(km)	45	89
水深(m)	30	39-41
風車1基・1年当たりのメンテナンスの間隔	1回	1回
メンテナンス箇所	<ul style="list-style-type: none"> ・安全センサ ・避雷器システム ・ロータハブ ・増速機と給油システム ・スイッチギヤピネット ・レイキ ・タワー ・空調 ・火災報知器/消火システム ・ブレード ・ロータベアリング ・発電機 ・ヨー制御機器 ・油圧アセンブリ ・吊り上げアクセスシステム ・中電圧コンバータ ・無停電電源装置 ・ピッチ制御機器 ・ナセルクレーン ・ナセルハウジング/ノースコーン ・アクセスプラットフォーム ・外部プラットフォーム ・非常電源 ・ロータブレーキ ・冷却システム ・ヨーベアリング ・安全器具 	メンテナンス計画に従って実施。

項目	THORNTON BANK(ベルギー)	HORNS REV II(デンマーク)
運営機関	C-Power NV	DONG Energy
風車メーカー	REpower	Siemens
設置基数	6	91
機種	REpower 5M	SWT-2.3.93
総出力(MW)	30	209.3
設置開始年	2008	2009.3(風車1号機の設置)
系統連系年月日	2008	2009.5.1
海域	北海	北海
離岸距離(km)	30	27-35
水深(m)	17-23	9-17
風車1基・1年当たりのメンテナンスの間隔	1回	HORNS REV IIはファーム内に宿泊施設があり、最大24名が交代で常駐する最初の洋上風力発電施設である。
メンテナンス箇所	メンテナンス仕様を参照	消耗品の付け替え、サービス巻き上げ機と安全装置、増速機と潤滑油の検査を含む、要求仕様書に準じた作業。

出典) German Wind Energy Association(BWE) (2010):OFFSHORE Service & Maintenance Wind Energy Market Special

点検頻度は、洋上ウィンドファーム1年当たり平均して5~6回の定期検査と計画外の保守作業が行われているとのことである(DET NORSKE VERITAS,2012)。また、Hamilton(2011)によれば、定期検査は2回/年、修理メンテナンスを含めば平均して5回/年、大規模メンテナンスは1回/5年とのことである。

【豆知識 3.8.3-1】

●海外の洋上ウィンドファームの点検に係る関連情報

- ・定期検査に要する時間：40-80時間/基
- ・大規模メンテナンスに要する時間：100時間/基
- ・作業員数：0.3人/MW(100MW程度のウィンドファーム)、0.2人/MW(100MW以上)
- ・作業要員の構成：技術員(全体の40%)、残りはスーパーバイザー,安全/環境要員,管理部門(船舶クルー),支援部門 <要員は設備容量が2倍になると、約50%増加>
- ・洋上風力発電の維持管理費は、陸上風力発電のそれと比較して大凡2-4倍。

(Hamilton,2011)



(German Wind Energy Association(BWE), 2010)

洋上風力発電機の故障・事故の発生確率と修理レベルについて、表 3.8.3-7 に示す。同表に示すように、電気制御機器関連の不具合が最も多いけれどもメンテナンスに要する船舶もボートで良いこと、また前述のように、これらの部位は停止時間も短いことから、多大な修繕費用を要しない。しかし、表のメンテナンスタイプのCやDとなると、起重機船やSEP船が必要となり、備船費用も嵩み、必然的に停止時間も長くなる。よって、大規模メンテナンスあるいは定期検査時において、これらの部位については CMS の活用も含めて入念な検討が必要であろう。

表 3.8.3-7 洋上風力発電機の故障・事故の発生確率と修理レベル (Dewan, 2014 を改変)

部 位	故障率(回/年/基)	メンテナンスタイプのクラス
電気制御機器	0.008203073	B
変圧器	0.003388375	D
風速計	0.003018165	C
油圧ポンプ	0.002525134	B
発電機	0.002341027	D
ブレード	0.001786619	D
温度計	0.001786011	D
油圧シリンダ	0.001170057	C
発電機ベアリング	0.000800697	C
空力ブレーキ	0.000800492	C
ヨーモータ	0.000677304	B
電磁継電器(リレー)	0.000554166	B
ブレーキパッド	0.000551420	B
発電機ブラシ	0.000431113	C
主軸	0.000430994	D
増速機ベアリング	0.000369468	C
増速機	0.002093950	D
制輪子(ブレーキシュー)	0.000184719	B
油圧パイプ	0.001477980	B
継ぎ手(カップリング)	0.000123177	C
ハブ	0.000123144	D
振動スイッチ	0.000121400	B
高速シャフト	0.000061600	C
ブレード・ボルト	0.000010000	C
発電機 巻線	0.000010000	C
出力センサ	0.000010000	B
ギアシャフト	0.000010000	C
ブレーキディスク	0.000010000	B
ヨーベアリング	0.000010000	C

A: 予備品不要+アクセス船+乗組員(2名) *目視(巡視)

B: 予備品+アクセス船(ボート)+乗組員(3名)
 <ナセル内のクレーンを使用>

C: 予備品+起重機船+アクセス船(ボート)+乗組員(6名)

D: 予備品+SEP船+アクセス船(ボート)+乗組員(6名)

以下、NEDO 洋上風力発電実証研究における運転・保守に係る取組み及び点検状況を取りまとめた。

1) 銚子沖

① 洋上風車の運転実績と風況

洋上風車の運転実績(2013.3.1~2014.9.30)として、設備利用率(平均:23.3%)と利用可能率(平均:63.0%)の時系列図及び月平均風速(ナセル上の風速計:平均風速 7.5m/s)のそれを図 3.8.3-10 に示す。なお、2014年1月9日~6月3日、6月26日~7月18日は、接地線、海底ケーブルの不具合により風車が運転停止の状態となっている。

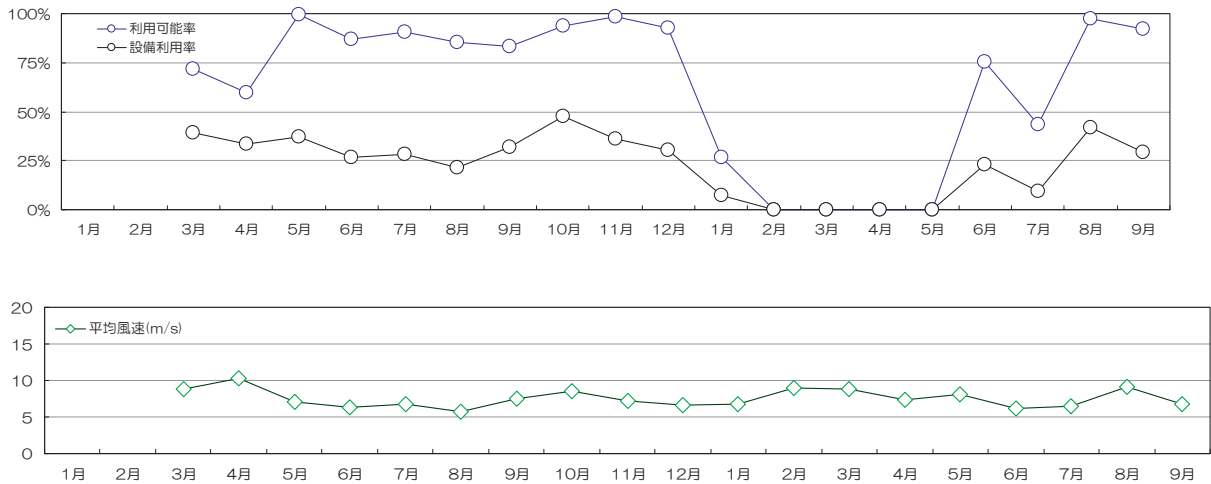


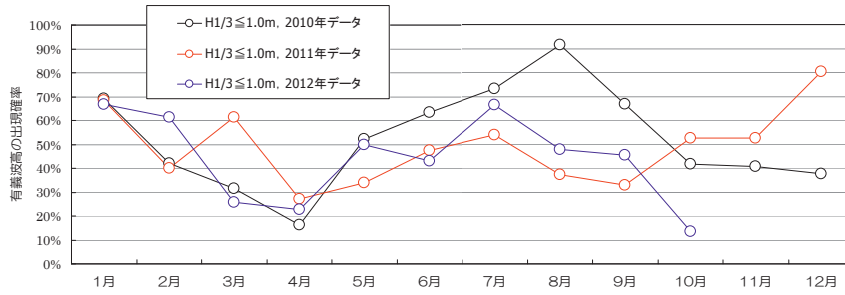
図 3.8.3-10 洋上風車の運転実績とナセル風速計の時系列図(東京電力・東京大学資料)

② 点検項目と頻度

風力発電施設及び風況観測タワーの巡視(目視確認)は、原則として1回/月(1-2日/回)行われ(表 3.8.3-8)、その際の波高基準は有義波高で1m以下である。その出現確率は5月から9月までは概ね50%以上であるが、2月から4月には40%以下になる年が多く、最も出現率が低い月は4月(17-28%)である(図 3.8.3-11;表 3.8.3-9)。

表 3.8.3-8 巡視(目視確認)に係る事項(東京電力・東京大学資料)

大項目 (対象設備)	中項目 (設備)	小項目 (巡視内容)	工数(目標)
風車	10	55	0.5日
観測タワー	8	36	0.25日
変電設備	11	41	0.25日



有義波高 1m 以下の出現確率(2010.1~2012.10)



使用船舶(左)と船舶から風車への乗り移り状況(右)

図 3.8.3-11 巡視時における波高状況(東京電力・東京大学資料)

表 3.8.3-9 海象条件と風車へのアクセス可否(東京電力・東京大学資料)

年月日	時刻	天気	有義波高 $H_{1/3}$ (m)	有義波周期 $T_{1/3}$ (s)	波向き	波形勾配	流速(m/s) (海底から1.3m)	基礎へのアクセス可否	
								風車	観測タワー
2012年10月26日	11:00	晴れ	0.85	7.3	ESE	0.040	0.05	○	○
2012年11月2日	8:00	—	1.13	11.1	ESE	0.031	0.10	×	—
2012年11月3日	8:00	—	0.83	8.7	ESE	0.033	0.10	○	—
2012年11月5日	7:00	—	0.66	7.5	ESE	0.035	0.03	○	—
2012年11月7日	8:00	—	1.35	7.5	SE	0.049	0.04	×	—
2012年11月8日	8:00	—	1.16	8.7	ESE	0.040	0.03	○	—
2012年11月14日	7:40	—	1.52	6.6	S	0.060	0.02	×	—
2012年11月15日	8:00	—	0.77	7.2	S	0.039	0.05	○	—
2012年11月16日	8:00	—	0.65	7.4	S	0.035	0.08	○	—
2012年11月20日	8:00	—	1.04	6.5	SSE	0.050	0.07	×	—
2012年11月21日	8:00	—	0.65	7.1	SE	0.036	0.06	○	—
2012年11月21日	9:40	—	0.52	5.2	ESE	0.044	0.04	○	—
2012年11月22日	6:00	—	0.62	4.6	SE	0.055	0.01	×	—
2012年11月26日	8:00	—	1.19	5.5	SE	0.063	0.01	×	—
2012年11月28日	6:40	—	0.73	6.4	SE	0.043	0.01	○	—
2012年11月29日	13:40	—	0.83	6.3	SE	0.046	0.04	○	—
2012年12月3日	7:40	—	0.84	6.5	ESE	0.045	0.03	×	—
2012年12月4日	7:40	—	2.04	8.6	SE	0.053	0.04	×	—
2012年12月5日	7:40	—	1.43	10.2	SE	0.037	0.02	×	—
2012年12月11日	12:00	—	0.67	7.0	S	0.037	0.09	○	—
2012年12月12日	8:00	—	0.65	7.2	SE	0.036	0.04	○	—
2012年12月13日	8:00	—	0.83	12.2	ESE	0.024	0.00	○	—
2012年12月14日	7:40	—	0.77	9.7	ESE	0.029	0.10	○	—
2012年12月21日	8:00	—	0.65	7.2	SE	0.036	0.11	○	—
2012年12月25日	8:00	—	1.04	8.1	SE	0.040	0.03	○	—
2012年12月28日	6:00	晴れ	0.68	7.8	SE	0.034	0.04	○	—

風力発電施設の初回点検(500 時間点検)は、実施期間 10 日間を予定していたが、実際は 20 日間掛かった。また実働日は 10 日間の予定に対して、9 日間掛かっている。

メンテナンス項目については、計画されていた 67 項目の内、中止したのは 45 項目となっている(表 3.8.3-10a ; その詳細は表 3.8.3-10b を参照)。

表 3.8.3-10a 初回点検 (500 時間点検) 項目の実施状況

	計画	67項目
	実施継続	7項目
	実施済み	13項目
	計画削除	2項目
	実施中止	45項目

表 3.8.3-10b 初回点検 (500 時間点検) 項目の実施状況

初回点検工程表

※天候により工程は変更となる可能性もある。

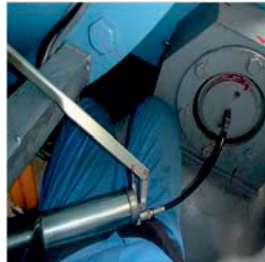
		3月																															
		4月							5月							6月							7月										
		月	火	水	木	金	土	月	火	水	木	金	土	月	火	水	木	金	土	月	火	水	木	金	土	月	火	水	木	金	土		
主要工程																																	
施工事(要略)																																	
気象情報		天気	-	晴	晴	晴	晴	曇	曇	雨	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴			
		気温	℃	15	15	12	9	15	18	10	15	15	17	16	17	17	10	12	13	11	10												
		風速	m/s	4	6	9	7	12	6	6	13	14	7	8	6	12	7	5	7	8	7	11	10										
		波高	m	1.0	1.2	1.4	1.8	3.0	0.8	0.9	2.0	2.1	1.1	1.3	1.0	2.3	2.0	1.8	2.1	1.2	1.1	1.1	1.0										
作業項目	状況	進捗率																															
No.	作業部位																																
1-5	一般	作業済	0%																														
6-11	基礎	作業済	0%																														
12	運転確認	作業済	0%																														
13-19	ナセルカバー	作業済	0%																														
20-23	風向風速計	作業済	0%																														
24-25	回転計CMSセンサー	作業済	0%																														
26-29	航空障害灯	作業済	0%																														
30-33	自動消火装置	作業済	0%																														
34-37	ナセルヒータ、ファン	作業済	0%																														
38-42	ナセル前部	作業済	0%																														
43-44	主軸受	作業済	0%																														
45-50	主軸受潤滑ユニット	作業済	0%																														
51-55	主軸、増速機潤滑冷却システム	作業済	0%																														
56-57	回転検出器	作業済	0%																														
58-59	低速軸ロックピンカバー	作業済	0%																														
60-67	ギヤカップリング	作業済	0%																														
68	主軸ブレーキスイッチ	作業済	0%																														
69-70	増速機	作業済	0%																														
71-76	トルクアーム左	作業済	0%																														
77-82	トルクアーム右	作業済	0%																														
83	増速機ヒータ	作業済	0%																														
84-85	増速機エアブリーザ	作業済	0%																														
86-90	増速機潤滑油	作業済	0%																														
91-92	増速機潤滑油ポンプAB	作業済	0%																														
93-94	ファイナルタB	作業済	0%																														
95-96	回転継手スリップリング	作業済	0%																														
97-100	高速軸カップリング	作業済	0%																														
101-104	主軸ブレーキ	作業済	0%																														
107	高速軸回転検出器	作業済	0%																														
108	ロータリング装置	作業済	0%																														
109	ナセル前部全般	作業済	0%																														
110-111	ナセル後部	作業済	0%																														
112-119	発電機	作業済	0%																														
120-123	ナセル制御盤	作業済	0%																														
126-129	電力盤・コンピュータ盤	作業済	0%																														
130	冷却水循環装置	作業済	0%																														
131-137	トランス	作業済	0%																														
138	上部フレーム	作業済	0%																														
139-141	ナセルウインチ	作業済	0%																														
142	ナセル後部全般	作業済	0%																														
143-146	投函モジュール	作業済	0%																														
147-153	ヨー軸受	作業済	0%																														
154-158	ヨーブレーキ	作業済	0%																														
159-167	投函モジュール	作業済	0%																														
168-177	制御油圧ユニット	作業済	0%																														
178-197	ヨー駆動装置	作業済	0%																														
198	ヨー角度	作業済	0%																														
199	投函部全般	作業済	0%																														
200-203	ナセルリモート制御盤	作業済	0%																														
204-206	ロータヘッド	作業済	0%																														
207-242	風軸受	作業済	0%																														
243-266	風ピッチ油圧シリンダ	作業済	0%																														
267	ロータヘッド	作業済	0%																														
268-274	ハブ制御盤	作業済	0%																														
275	ロータヘッドカバー	作業済	0%																														
276-293	1翼、2翼、3翼	作業済	0%																														
294-322	タワー	作業済	0%																														
323-331	操作盤	作業済	0%																														
332-333	開閉器	作業済	0%																														
334	昇降装置	作業済	0%																														
335	タワー下部火災感知器	作業済	0%																														
336-338	UPS盤	作業済	0%																														
339	酸素濃度計	作業済	0%																														
340-343	タワー下電源盤	作業済	0%																														
344-345	雷電流計測装置	作業済	0%																														
346-347	過熱監視装置	作業済	0%																														
348-363	実証用設備	作業済	0%																														
現地作業者数	海上風車	9	9	9				9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
	陸上発電所	2	1	1				6	9	2																							
	合計	9	9	11	1	1		9	9	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	



① ボルト増



② 油面目視



③ グリス



④ 発電機スリップリ

③ 波浪(波高・周期)からみた月別稼働率

●6時から18時まで12時間連続して波高条件を満たす日(基礎のアクセスを対象):

図 3.8.3-12)

- ✓有義波高 1.0m 以下: 1月と7月に5割となるが、その他の月は4割以下で、最も低い月は4月の約1.5割である。年平均では約3割となっている。
- ✓有義波高 1.5m 以下: 3月、4月、10月及び11月を除いて6割を超え、最も高い月は7月の約8割、最も低い月は4月の約4.5割である。年平均では約6割となっている。
- ✓有義波高 2.0m 以下: 2月、3月、4月、9月、10月及び11月を除いて8割を超え、最も高い月は7月の約9割、最も低い月は4月の約7割である。年平均では約8割となっている。

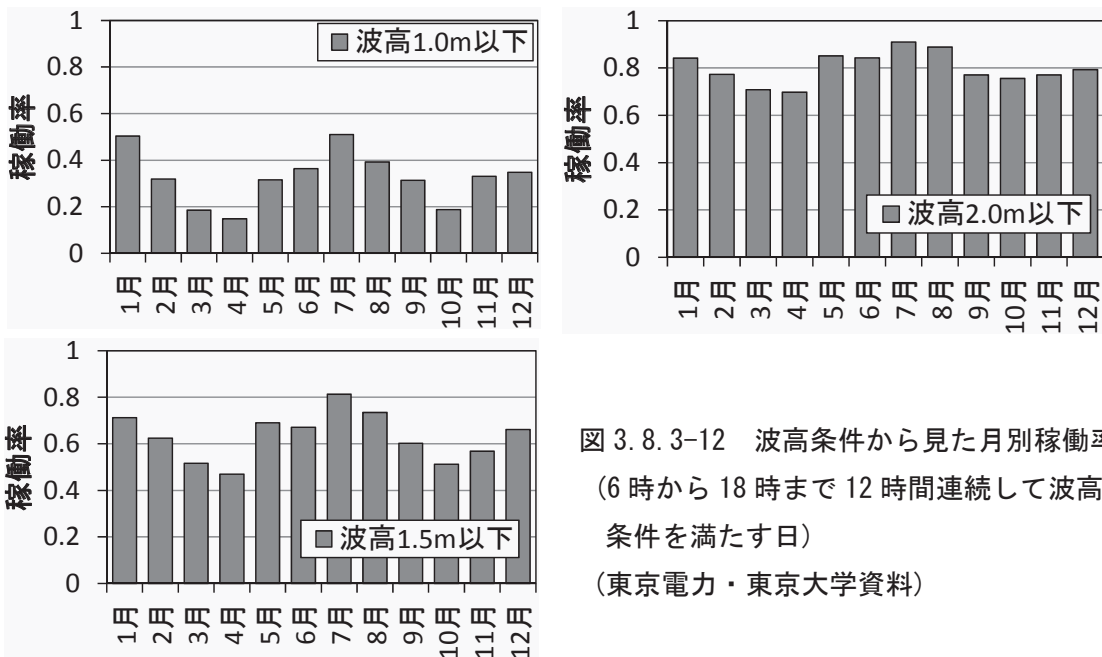


図 3.8.3-12 波高条件から見た月別稼働率
(6時から18時まで12時間連続して波高条件を満たす日)
(東京電力・東京大学資料)

●6時から18時まで12時間連続して波高/周期条件を満たす日(クレーン作業を対象):

図 3.8.3-13)

- ✓有義波高 1.0m 以下・有義波周期 6.0 秒以下: 本条件を満たす月はほとんどない。
- ✓有義波高 1.0m 以下・有義波周期 8.0 秒以下: 6月と7月に2割程度となるのみで、他の月はそれを下回り、3月は最も低く1割未満である。
- ✓有義波高 1.25m 以下・有義波周期 6.0 秒以下: 本条件を満たす月はほとんどない。
- ✓有義波高 1.25m 以下・有義波周期 8.0 秒以下: 5月、5月、7月、8月、9月及び11月に2割を超え、他の月はそれを下回り、3月は最も低く1割程度である。

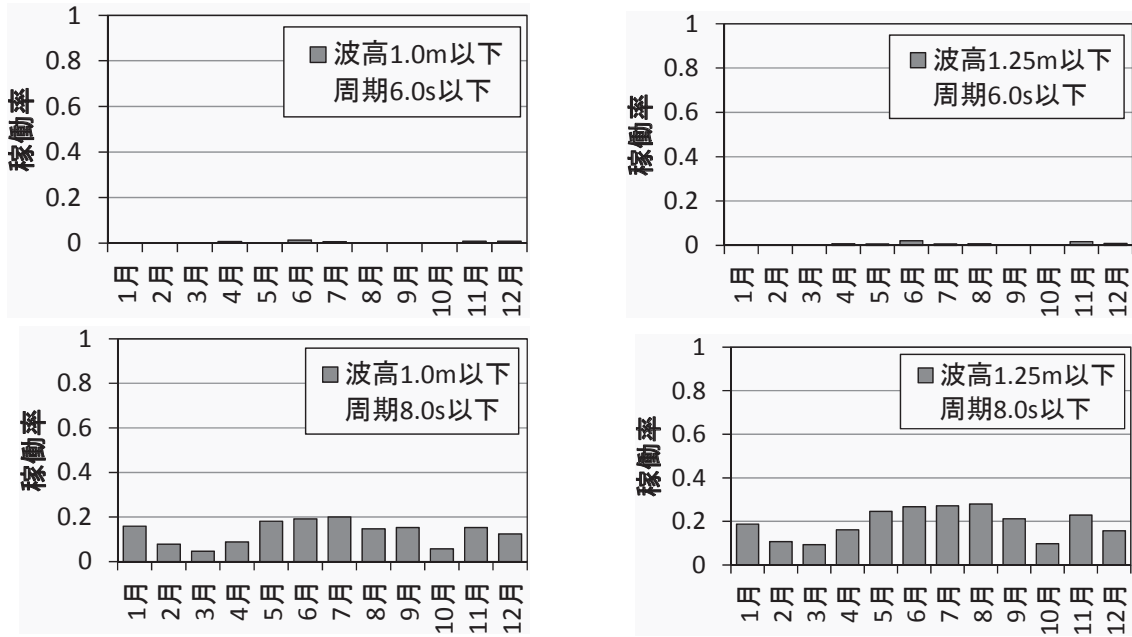


図 3.8.3-13 波高及び周期条件から見た月別稼働率(6時から18時まで12時間連続
波高/周期条件を満たす日) (東京電力・東京大学資料)

④ メンテナンス技術の高度化

メンテナンス時間短縮のための対策として、「自動給脂インターバル1年へ延長」及び「増速機潤滑油交換時間短縮」があげられる。後者の増速機潤滑油(790L)の交換に関して、①防水荷揚袋を使用して船舶から基礎天端に荷揚げ、②自動昇降装置によるナセル上の荷揚げを実施することにより、漏油等のリスクの低減を図ることができる。



図 3.8.3-14 増速機の潤滑油交換時間短縮対策(東京電力・鹿島建設資料)

2) 北九州市沖

① 洋上風車の運転実績(2013. 6. 24~2014. 6. 30)

洋上風車の運転実績を表 3.8.3-11 と図 3.8.3-15 に示す。なお、対象期間中の風車の停止要因は故障・事故による停止が約 2 割となっている。

表 3.8.3-11 洋上風車の運転実績(2013. 6. 24~2014. 6. 30)(電源開発資料)

対象期間	日数	平均風速 (m/s)	送電電力 (kWh)		設備利用率				利用可能率			
			実績値	実績累計	月毎		累積		月毎		累積	
					総計	他作業停止 時間除く	総計	他作業停止 時間除く	総計	他作業停止 時間除く	総計	他作業停止 時間除く
25年 6月	6	6.56	76,464	76,464	24.6%	26.6%	24.6%	26.6%	92.4%	100.0%	92.4%	100.0%
25年 7月	31	6.06	294,336	370,800	20.0%	20.1%	20.8%	21.2%	97.7%	98.3%	96.7%	98.6%
25年 8月	31	5.76	173,448	544,248	11.8%	13.6%	16.7%	18.0%	84.9%	98.0%	91.4%	98.3%
25年 9月	30	5.91	274,176	818,424	19.2%	19.4%	17.5%	18.4%	94.4%	95.4%	92.3%	97.5%
25年10月	31	6.80	360,000	1,178,424	24.4%	27.2%	19.1%	20.4%	89.4%	99.6%	91.6%	98.0%
25年11月	30	8.17	444,780	1,623,204	31.2%	37.8%	21.4%	23.4%	78.1%	95.6%	89.1%	97.5%
25年12月	31	8.75	141,804	1,765,008	9.6%	9.6%	19.5%	21.0%	48.2%	48.2%	82.4%	89.5%
26年 1月	31	7.14	0	1,765,008	0.0%	0.0%	16.8%	17.9%	0.0%	0.0%	71.0%	77.0%
26年 2月	28	6.88	0	1,765,008	0.0%	0.0%	14.9%	15.7%	0.0%	0.0%	62.9%	68.3%
26年 3月	31	7.41	0	1,765,008	0.0%	0.0%	13.2%	13.9%	0.0%	0.0%	56.0%	60.8%
26年 4月	30	6.65	297,900	2,062,908	20.9%	22.3%	14.0%	14.1%	82.5%	88.8%	58.5%	59.2%
26年 5月	31	6.72	336,528	2,399,436	22.8%	24.8%	14.8%	15.0%	88.9%	97.0%	61.3%	62.6%
26年 6月	30	6.59	263,412	2,662,848	18.5%	19.3%	15.1%	15.3%	73.4%	77.8%	62.3%	63.8%

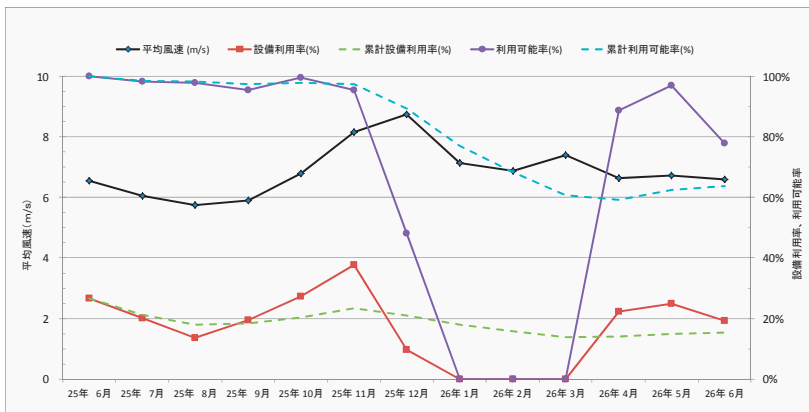


図 3.8.3-15 洋上風車の運転実績と風車停止要因(2013. 6. 24~2014. 6. 30)(電源開発資料)

② 点検項目と頻度

主要な洋上風力発電設備毎の点検頻度を表 3.8.3-12 に示すとともに、12 ヶ月点検における点検部位別の点検要領を表 3.8.3-13 に掲げる。なお、水中点検の点検方法は、機械測量(マルチビーム+サイドスキャンソナー)と潜水士による目視観察を実施し、風車、観測タワー及び海上鉄柱の状況を確認する。

表 3. 8. 3-12 主要な洋上風力発電設備毎の点検頻度 (電源開発資料)

項目	連系用開閉設備	配電設備	風力発電設備： 風力発電機	風力発電設備： 風車支持物	風力発電設備： 6.6kV受電盤	観測铁塔（観測塔）： 観測铁塔	観測铁塔（観測塔）： ディーゼル発電機	観測铁塔（観測塔）： 6.6kV受電盤
随時点検								
点検名	月例点検	(洋上風車および観測塔) 支持物他点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検
点検対象設備	「陸上開閉所」内の6.6kV設備 (保護備など付属設備を含む) ※海上鉄柱は及び6.6kV架空線は対象外	陸上開閉所 陸上鉄柱～風車間の架空線および海底ケーブルおよび海上鉄柱 (埋設部含む)	風車、発電機、制御盤、変圧器など	風車 タワー、基礎など	6.6kV受電盤 (高圧遮断器盤)	観測塔 タワー、基礎、観測室など	ディーゼル発電機および制御盤、筐体など	6.6kV受電盤 (機器室1階)
点検頻度	2回/月	2回/年 H25年度は、1回とする。	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月
定期点検								
点検名	陸上開閉所 定期点検	随時点検と同じ。実施該当年において、点検項目を追加することで対応する。	風車 定期点検	風車 定期点検あるいは、月例点検	風車 定期点検 実施該当年において、点検項目を追加することで対応する。	(洋上風車および観測塔) 支持物他点検あるいは、月例点検	観測塔 定期点検	観測塔 定期点検
点検対象設備	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる
点検頻度/ 次回点検期日	6年毎、 次回期日は平成30年6月24日	6年毎、 次回期日は平成30年6月24日 架空線の測定試験：12年毎、 次回点検は平成36年6月24日 なお、架空線の測定については、検査の前倒し計画は「可」とする。	運用後2年間に5回、 3年目以降は1回/年 H25年に2回実施済み。 次回以降は、H26年春秋、H27年春秋に実施予定。 H28年以降は1回/年で実施予定	運転開始後、2年間に5回、 3年目以降は1回/年	6年毎、 次回期日は平成30年6月24日	1回/年	6年毎、 次回期日は平成30年6月24日	6年毎、 次回期日は平成30年6月24日

注) 当該点検頻度は実証研究中のもので、今後回数については、合理化を前提に減少を含む見直しをかける

表 3. 8. 3-13 12ヶ月点検における点検部位別の点検要領 (電源開発資料)

点検部位	点検要領
タワー	・外部及び内部取付部材の緩み・損傷等の目視確認、ウインチ・インターホン、主要部材締結ボルトのトルク確認、昇降機の点検、直撃雷検出装置の点検
盤類	・外部及び内部取付部材の緩み・損傷等の目視確認、ウインチ・インターホン、主要部材締結ボルトのトルク確認、昇降機の点検、直撃雷検出装置の点検 ・外観及び内部の汚損・損傷等の目視確認、盤面スイッチ等の動作確認、盤内主要センサー (オーバースピードセンサー等) の動作確認
ナセル	・外部及び内部取付部材の緩み・損傷等の目視確認、冷却ファンの動作確認、風量確認、冷却ファン用フィルタの交換、自動ダンパーの動作確認、風向風速計の動作確認、航空障害灯の動作確認、主要部材締結ボルトのトルク確認
冷却装置	・動作確認、圧力確認、流量確認
油圧装置	・動作確認・圧力確認、油量・オイル漏れ確認、作動油のフィルタリング
自動潤滑給脂装置	・目視確認、グリース使用量の確認・補充
ヨー	・ヨーモータ等の動作確認、ヨーモータブレーキギャップの測定、ヨーブレーキの動作確認、ブレーキパッドの確認、各種ボルトの緩み確認、ヨーギアへのグリース塗布、ヨー位置センサー等の動作確認
ハブ	・取付部材の緩み・損傷等の目視確認、主要部材締結ボルトのトルク確認、ピッチモータの動作確認、ピッチモータブレーキギャップの測定
発電機	・温度センサの表示確認、ローター遊転による異音確認、エアギャップの測定、絶縁抵抗測定
トランスルーム	・トランス外観の汚損・損傷等の目視確認、油漏れ・冷却水漏れの確認、冷却ファンの動作確認、風量確認、冷却ファン用フィルタの交換
ブレード	・外観、内部の目視確認、ブレードベアリングの確認

・人員：6名 (現場責任者1名, 作業員4名, 昇降機点検2名)、実施期間：6日 (実質)

③ アクセスの可否判断

洋上風力発電施設及び洋上風況観測タワーの点検は、月1回の月例点検、半年に1回の定期点検及び非定期の補修点検があり、事前に波浪(波高/周期)を予測してアクセスの可否が判断されている。図 3.8.3-16 にアクセスの判断基準図を示す。また、アクセス判断プロセスの流れを図 3.8.3-17 に掲げるとともに、実例(2014年7月上旬における台風8号接近時におけるアクセス判断)を図 3.8.3-18 に示す。

「アクセスの基準の例」

- ・危険ゾーン：有義波周期(0-5秒)で有義波高 $\geq 70\text{cm}$ 、有義波周期8秒で有義波高 $\geq 100\text{cm}$ 、有義波周期10秒で有義波高 $\geq 120\text{cm}$
- ・安全ゾーン：有義波周期(0-5秒)で有義波高 $\leq 50\text{cm}$ 、有義波周期8秒で有義波高 $\leq 80\text{cm}$ 、有義波周期10秒で有義波高 $\leq 100\text{cm}$
- ・注意ゾーン：両ゾーンの間

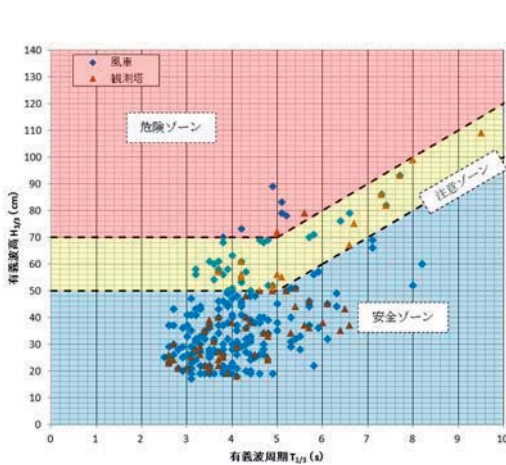


図 3.8.3-16 アクセスの判断基準図
(電源開発資料)

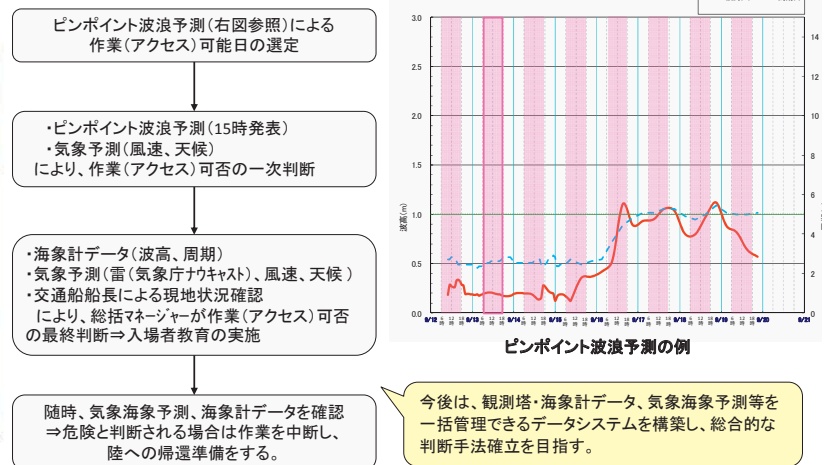


図 3.8.3-17 アクセスの判断プロセスの流れ
(電源開発資料)

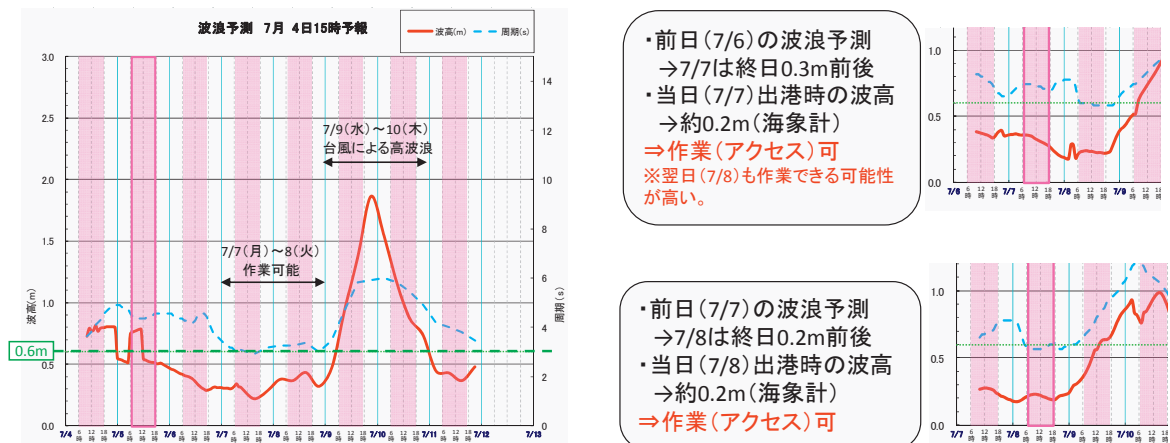


図 3.8.3-18 アクセス判断予測の例(左図：ピンポイント波浪予測(7/4 15:00 予測)、右図：作業当日の前日予測) (電源開発資料)

(3) 運転・保守費用

2.3.3 節(1)コスト低減においても運転・保守費用について概観しているように、それはライフサイクルコスト(発電原価)の概ね 20-30%を占めると指摘されている(EWEA.2009;Perkins and Everett,2011)。運転・保守費用に関する別の資料(Nordex,2011)からも同様に発電原価の 23%のシェア(図中の OPEX:運転・保守費用,Operating Expenche)であることが示されており(図 3.8.3-19)、概ね平均的なシェアと言える。

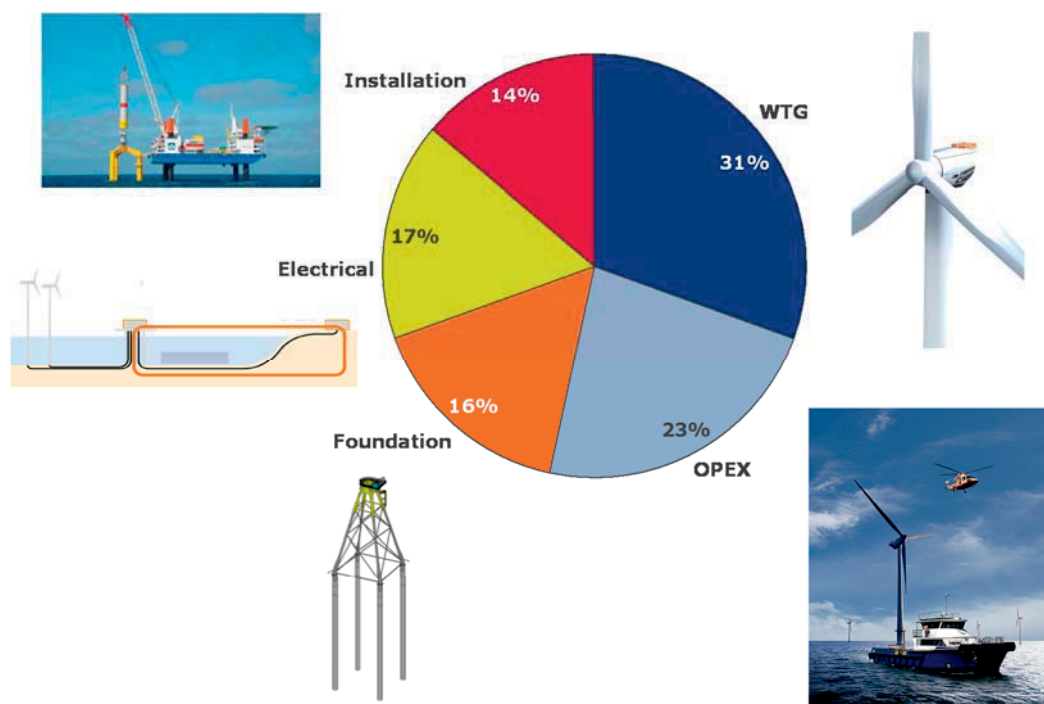


図 3.8.3-19 発電原価の構成比 (Nordex, 2011)

運転・保守費用の実績値について、Faulstich et al.(2011)は平均 76.5€/kW/年(34.2~147.4€/kW/年)<10,630 円/kW/年,4,750~20,500 円/kW/年;139 円/€>、その他、発電電力量単位では平均 12.5 £/MWh/年(7.9~22.34 £/MWh/年)<2.1 円/kWh/年,1.3~3.8 円/kWh/年;170 円/£>があるように(表 2.3.3-3 を参照)、運転・保守費用は洋上ウィンドファームによってバラツキがみられる。後者の発電電力量単位当たりの運転・保守費用は availability(利用可能率)の相違に帰するが、その主たる要因は風車の信頼性、気象・海象の条件、船舶アクセスの難易度等に依存するが、これは一方で、発電原価に直接関連することである。「風車の信頼性」に係る対策として、近年、洋上風力発電では直結式の発電形式(永久磁石+ギア)が増えてきているが(付属資料Ⅱを参照)、ここでは運転・保守の視点からに発電原価の低減について取り上げる。

図 3.8.3-20 は、洋上風力発電の運転・保守費用の推移とその内訳を調べたものである。本図から運転・保守費用の特徴は、風車の設置から年を経るごとに増加傾向がみられること、運転・保守費用の主要因は修理メンテナンス費(Corrective Maintenance)で、20 年を超える風車は、それが運転・保守費用の大凡 2/3 を占めること、また、海上輸送(Water Transport)も稼働年数による漸増傾向はみられないが、大きな費用構成要素であること等をあげることができる。

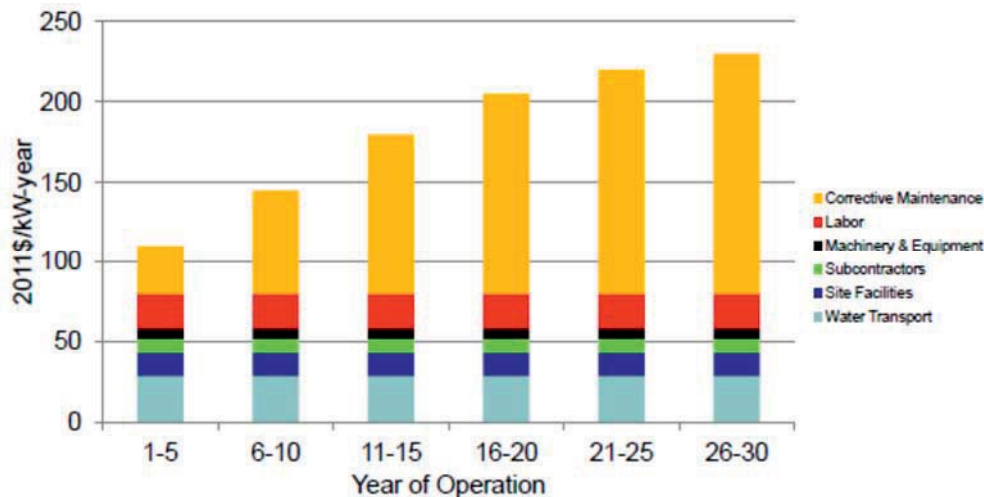


図 3.8.3-20 洋上風力発電の運転・保守費用の推移とその内訳 (Hamilton, 2011)

修理メンテナンス費の低減策は、前述の CMS/SHM に基づき、それぞれの部品毎にライフタイム分析を行って適切な運転・保守計画を保有することや、修理用部品や交換機材の保管庫の共有、重要交換部品の陸上 O&M センターへの保管等があげられる (Hamilton, 2011)。

海上輸送費は、輸送手段や気象・海象条件等と関連するもので、アクセスの問題である。この費用には、船舶の固定費あるいは傭船費、燃料油等の運航費用等があげられるが、気象・海象に起因する待機時間の増加は稼働率の減少、引いては運転・保守費用の増加に繋がるものである (我が国の主要な港湾における波浪特性(稼働率)を付属資料 V に示す)。

洋上風力発電施設の運転・保守費用は、前述のように発電原価の 20-30% を占めるため、事業の採算の良し悪しに深く関わるものである。今後、洋上ウィンドファームが大型化し、より沖合に展開することを考えると、新しいロジスティック・ソリューションズが要求される所以である (Garrad Hassan, 2013)。

(4) アクセスの方法

アクセスの方法は、主に洋上風力発電施設までの離岸距離に基づき、次の 3 種類に区分される (図 3.8.3-21)。離岸距離を考えると、コスト的にも ① と ② の方法はそれぞれの領域で最適な解、また遠距離の ③ は最も現実的で経済的な方法であるとされている。なお、風車の設置基数が増えると、近距離であっても ① は、② もしくは ③ に移行するものと視察されている (GL Garrad Hassan, 2013)。

- ① 港湾を基地とした作業船による方法 (約 12NM (約 3.8km) 以内)
- ② ヘリコプターの支援を受けた作業船による方法 (約 12 ~ 約 40NM (約 3.8 ~ 74km))
- ③ 洋上宿泊設備(母船)を基地とした作業船による方法 (約 40NM (約 74km) 以遠)

ドイツにおいても離岸距離が 80km 以上の遠距離の場合には母船方式が考えられている (Hobohm *et al.*, 2013)。

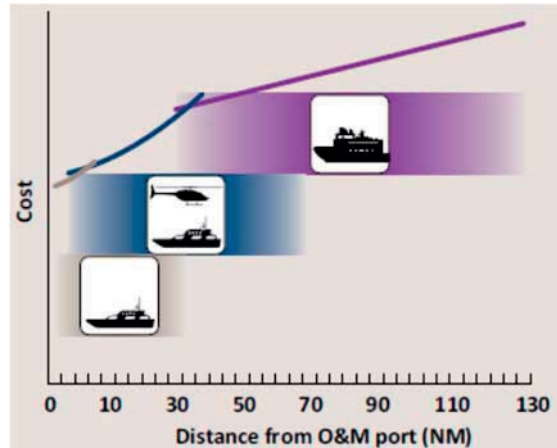


図 3.8.3-21 港湾(基地)からの距離と運転・保守費用との関係 (GL Garrad Hassan, 2013)

上記の 3 つの方法の運転・保守費用(1 年 1 基当たりの費用)は、図 3.8.3-22 に示しているように、作業船のみによるケース**①**では約 260,000 円/基/年(約 4.42 千万円/基/年;170 円/円)、ヘリコプターの支援を受けた作業船**②**では約 390,000 円/基/年(約 6.63 千万円/基/年;170 円/円)及び洋上宿泊設備を基地とした作業船**③**では約 470,000 円/基/年(約 7.99 千万円/基/年;170 円/円)となっており、**②**は**①**の 1.5 倍、**③**は**①**の 1.8 倍の費用負担となる。なお、運転・保守費用の内訳で風車メンテナンス費と海上輸送費が大きな割合を占めており、特に**②**と**③**のケースでは海上輸送費の割合が大きくなっている。

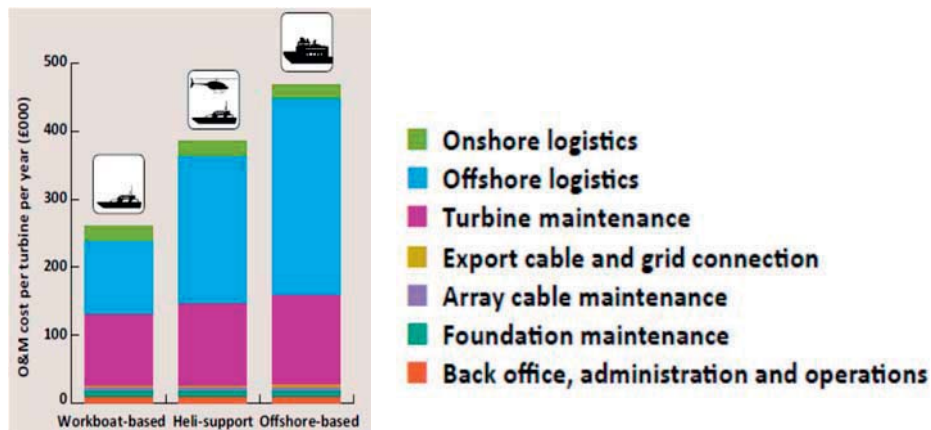


図 3.8.3-22 3 つの輸送方法による運転・保守費用の比較 (GL Garrad Hassan, 2013)

③の洋上宿泊施設は、高額であるけれども、港から作業船で2時間以上(約40NM(約74km))離れたウィンドファームでは必要かもしれない。宿泊施設は、固定式と浮体式の2つのタイプがある。

- ・固定式：海底油田・ガスのプラットフォームと同じコンセプトで、風車へは作業船やヘリコプターを使用する。デンマークのDONG社は、Horns Rev 2において洋上変電所から15m離れたところ(洋上変電所とは橋で連結)に24名収容できる宿泊施設(Poseidon)を設けて、作業員が常駐し施設の運転・保守にあたっている(図3.8.3-23)。



図 3. 8. 3-23 Horns Rev2 における固定式宿泊施設 (GL Garrad Hassan, 2013)

- ・浮体式：SeaEnergy社は、洋上風力発電施設の大型化、遠距離化のトレンドを受けて、マザーシップ(母船)コンセプトを発表している。母船には作業船やアクセス装置が完備される計画で、これにより天候の良い時は作業船を展開できるし、悪い時には宿泊施設から直接、上下の動揺に強い洋上アクセス装置を活用できる大きなメリットがある(図3.8.3-24)。ベルギーのBelwind洋上ウィンドファームは、離岸距離46kmのサイトに2013年末の時点で6MW機が1基設置されているが、今後、55基の洋上風車が展開さ

【豆知識 3.8.3-2】

●Thoronton Offshore Wind Farm(ベルギー)のアクセスシステム(DNV,2012)

✓人員輸送

- ・定期保守/不定期保守のための作業船利用→制限波高 1.5m
- ・不定期保守のためのヘリコプター利用→制限風速 17m/s
- ・主要機器交換のためのジャッキアップ船の利用→制限波高 2.5m/制限流速 2knots

✓材料輸送

- ・定期保守/不定期保守のための作業船利用→重量<1.5ton
- ・不定期保守のためのヘリコプター利用→重量<0.5ton
- ・主要機器交換のためのジャッキアップ船の利用→重量>3.5ton
- ・定期保守/不定期保守のための連絡船利用→重量>1.5~3.5ton

れる計画である。ここでは浮体式宿泊施設が風車の運転・保守方策として導入されることとなっている(DNV,2012)。



図 3. 8. 3-24 浮体式宿泊施設 (GL Garrad Hassan, 2013)

1) アクセス船

洋上風車へのアクセスは、基本的には船舶によることが多く、「安全性」と「経済性」が重要である。日本船舶技術研究会(2013)及び DNV GL ら(2014)によれば、アクセス船とは、風力発電施設サービス船(WFSV:Wind Farm Service Vessel)、乗組員輸送船(CTVs:Crew Transfer Vessels)あるいは作業員輸送船(PTVs:Personnel Transfer Vessels)と呼ばれ、施設の運転・保守を中心に洋上風車の設置・試運転・撤去等、幅広く利用される船舶である。今日、欧州で操業中の作業船は既存の船の利用も含めて 300 隻以上にのぼり、さらに多くの船舶が洋上風力用の専用船として設計・建造されている。

アクセス船による作業限界波高(有義波高 $H_{1/3}$ /スペクトル有義波高 H_s)は 1.0~1.5m であるが、波周期もアクセスと関連性があり、一般にはアクセスが困難となるには波長の長い、所謂、“うねり”が卓越する海域である(Twidell and Gaudiosi,2009)。実際、銚子沖の NEDO 実証研究海域では“うねり”が卓越することから、北九州市沖のサイトと比較して稼働率が低いことは前述した通りである。

アクセス船に共通する特徴は、高速で、プッシングが効き、高い操舵性を有することであり、作業員の輸送時には効率性と快適性の両立が求められている。Twidell and Gaudiosi(2009)を参考に、代表的な単胴船(MONOHULL)と双胴船(CATAMARAN)について、洋上風力発電所の運転・保守用船舶の特徴を以下に示す。

《単胴船》

[長所]

- ・市場から容易に調達が可能で、用途に応じて既存の設計を容易に変更できる。
- ・値段が安価である。
- ・運用費が安価である。
- ・種々のアクセス装置に対して使用が可能である。

[短所]

- ・悪天候下では動揺(ヒープ、ロール及びピッチ)が大きく、作業が制約されることがある。
- ・一般的に船速が遅く、アクセスに時間がかかる。

《双胴船》

[長所]

- ・悪天候下でも安定している。
- ・広いデッキスペースが確保され、安定性に優れた設計となっている。
- ・高速航行が可能である。

[短所]

- ・単胴船に比較して高価である。
- ・アクセス装置から荷重を吸収するための特殊な設計が必要である。

現在は、上記の単胴船や双胴船のアクセス船が主体であるが、今後、より安定性の高い三胴船(TRIMARAN)、喫水が深く復原性の良い小型半没水双胴船(SWATH:Small Waterplane Area Twin Hull)、ホーバークラフト型の双胴船(Wavecraft SES)、船体部分を浮体部とデッキ部とに2分割し浮体とデッキ部の連結部分にサスペンションを組み込み、動揺を抑える双胴船(Nauticraft 2Play)等の新型アクセス船が計画されている。これら新しいアクセス船により、作業限界波高(有義波高)1.5mが波高3mに改善された場合、年間の稼働日数は200日から310日に増加し、利用可能率は4%増えるとされている(図3.8.3-25)。ただ、これら新型アクセス船の欠点は高額であることである。表3.8.3-14に種々のアクセス船の概要を取りまとめて示すとともに、主にヨーロッパのアクセス船のリストを付属資料VIに掲げる。

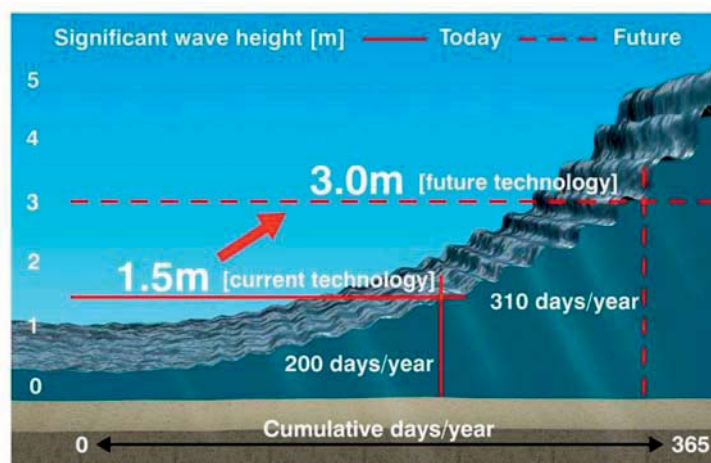


図 3. 8. 3-25 許容有義波高の違いによる稼働日数の変化 (Brown, 2011)

【豆知識 3.8.3-3】

- 日本初の洋上風力発電専用アクセス船-JCAT ONE(ジェーキャットワン) (東京汽船)
洋上風力発電施設へのアクセス専用船(送迎・乗降用交通船)

竣工：2013年(オランダの造船所で新造)

船級：NK

航行区域：沿海区域

主な要目：全長(LOA)19.40m,型幅 7.00m,喫水 1.00m

船型・船質 オフショアカタマラン・アルミ合金

総トン数 96G/T、馬力 1,960ps(980ps×2基)、主機 MTU8V2000M72-2

推進器 ウォータージェット Hamilton Jets HM571

速力 軽荷状態 26.3knots 満載状態 24.7knots

定員 船員 3名,旅客 12名

特徴：欧州の洋上風力発電設備へのアクセス専用船として開発建造された船舶で、速力性能と燃費性能に優れ、航走時の安定性、洋上風力発電設備への接舷時の高い操縦性能を有する。メスルーム・ギャレー・トイレ・シャワーを装備した居住性にも配慮した専用船である。



JCAT ONE の外観

左図：福島沖での接舷状況

右図：<http://response.jp/article/2014/01/31/216186.html>

表 3.8.3-14 アクセシブ船の概要

分類	MONOHULL	CATAMARAN	TRIMARAN	SWATH	Wavecraft, SES	Nauti-craft, 2Play
構造						
船体方式	通常のタイプの船体。船体が浮体構造で、船体上部がデッキのため、双胴船と比較して「縦」によるデッキの影響が大きい。「傾斜」等の影響を受けやすい。傾斜性、操縦性は、双胴船と比較して安定し低い等の長所がある。 許容限界高さ：1.5m 許容限界風速：12m/s	甲板面積が広く、乗客や貨物のスペースが大きくなる。双胴船と比べ、傾斜性が低い。しかし、船体が水に浸る面積が広い。傾斜性、操縦性は、双胴船と比較して安定し高い等の長所がある。また、傾斜性において、MONOHULLに劣るといった問題もある。とこが双胴船、双胴船タイプで傾斜性が低いという問題がある。 許容限界高さ：2.0m 許容限界風速：12m/s	中央の主船体と両側の副船体の3つの船体をブレイクで繋いで「トリマラン」あるいは「三胴船」と呼ばれる。高速航行に適した船体形状により優れた傾斜性と燃費をもたらすといわれる。船体のバラスト水の調整によりラフト艇の変更が可能。船体側面の水中フィンにより船体の動きを減らす。 許容限界高さ：2.5-3.5m 許容限界風速：15m/s	「非排水型双胴船」は、双胴型の船体を変えて水中に浮かぶ剛性支柱で船体上部を支える。水中では船体部分に浸る部分がないため、傾斜性が低い。傾斜性、操縦性は、双胴船と比較して安定し高い等の長所がある。また、傾斜性において、MONOHULLに劣るといった問題もある。とこが双胴船、双胴船タイプで傾斜性が低いという問題がある。 許容限界高さ：2.5-3.5m 許容限界風速：15m/s	SES 表面効果船では、船体から空気を流らさず、船体前後に設置したスカートを用いて船体と水との摩擦を減らすことで、船体の浸る部分を減らす。浸る部分が少ないため、傾斜性が低い。傾斜性、操縦性は、双胴船と比較して安定し高い等の長所がある。また、傾斜性において、MONOHULLに劣るといった問題もある。とこが双胴船、双胴船タイプで傾斜性が低いという問題がある。 許容限界高さ：2.5-3.5m 許容限界風速：15m/s	船体部分を、2本の浮体部とデッキ部とに分け、浮体とデッキ部分の両方に、自動車の独立懸架機構に適用されるカスペンションを組み込み、自動車の位置、姿勢、運動を制御し懸架機構を制御することで、船体の浸る部分を減らす。浸る部分が少ないため、傾斜性が低い。傾斜性、操縦性は、双胴船と比較して安定し高い等の長所がある。また、傾斜性において、MONOHULLに劣るといった問題もある。とこが双胴船、双胴船タイプで傾斜性が低いという問題がある。 許容限界高さ：2.5-3.5m 許容限界風速：15m/s
概要説明						
方式比較	<p>MONOHULL CATAMARAN SWATH</p> <p>■ Lord Capacity ■ Personnel Capacity ■ Significant Wave Height</p> <p>MONOHULL CATAMARAN SWATH</p> <p>同一波を受ける異なる船体形式による船体の傾きについて</p>					
項目	MONOHULL	CATAMARAN	TRIMARAN	MONOHULL	CATAMARAN	TRIMARAN
外観図						
事例	<p>長さ 20m</p> <p>船幅 6.3m</p> <p>吃水 1.55m</p> <p>排水量 45ton</p> <p>エンジン出力 1,500kW</p> <p>速性 (サービス/最大) 30/24kt</p> <p>燃料消費量 220l/h</p> <p>有線長さ 1.5m</p> <p>搭載荷重 1ton</p> <p>乗込人員 8人</p> <p>許容限界距離 ~10km</p>	<p>長さ 20m</p> <p>船幅 7m</p> <p>吃水 0.9m</p> <p>排水量 25ton</p> <p>エンジン出力 750kW</p> <p>速性 25/28kt</p> <p>燃料消費量 150l/h</p> <p>有線長さ 2m</p> <p>搭載荷重 2.5ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 20-40km</p>	<p>長さ 24m</p> <p>船幅 9.5m</p> <p>吃水 1.7/2.3m</p> <p>排水量 20ton</p> <p>エンジン出力 -</p> <p>速性 12.5/25kt</p> <p>燃料消費量 -</p> <p>有線長さ -</p> <p>搭載荷重 10ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 20-40km</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 2.7m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 1.7/2.3m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 1.7/2.3m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>
外観図						
事例	<p>長さ 20m</p> <p>船幅 6.3m</p> <p>吃水 1.55m</p> <p>排水量 45ton</p> <p>エンジン出力 1,500kW</p> <p>速性 (サービス/最大) 30/24kt</p> <p>燃料消費量 220l/h</p> <p>有線長さ 1.5m</p> <p>搭載荷重 1ton</p> <p>乗込人員 8人</p> <p>許容限界距離 ~10km</p>	<p>長さ 20m</p> <p>船幅 7m</p> <p>吃水 0.9m</p> <p>排水量 25ton</p> <p>エンジン出力 750kW</p> <p>速性 25/28kt</p> <p>燃料消費量 150l/h</p> <p>有線長さ 2m</p> <p>搭載荷重 2.5ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 20-40km</p>	<p>長さ 24m</p> <p>船幅 9.5m</p> <p>吃水 1.7/2.3m</p> <p>排水量 20ton</p> <p>エンジン出力 -</p> <p>速性 12.5/25kt</p> <p>燃料消費量 -</p> <p>有線長さ -</p> <p>搭載荷重 10ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 20-40km</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 2.7m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 2.7m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>	<p>長さ 25m</p> <p>船幅 15m</p> <p>吃水 2.7m</p> <p>排水量 125ton</p> <p>エンジン出力 1,580kW</p> <p>速性 15/18kt</p> <p>燃料消費量 300l/h</p> <p>有線長さ 3.5m</p> <p>搭載荷重 3ton</p> <p>乗込人員 12人</p> <p>許容限界距離 50km~</p>

出典) Lopez et al. (2010)等

2) アクセス装置

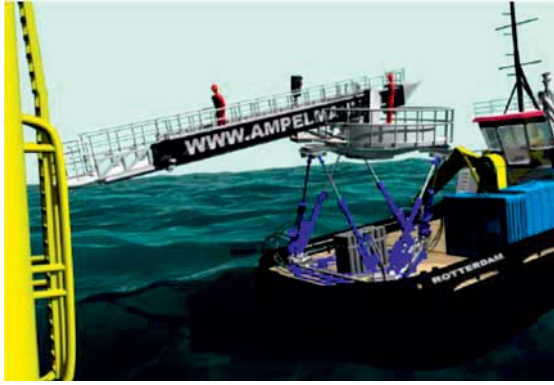
波浪の高い状況下で、アクセス船から風車に移るには危険を伴うものである。DNV GLら(2014)の指摘しているように、現在、多く洋上風力発電施設では Bollard Tube 把持スライド方式といって、アクセス船の船首を支持構造物に取り付けてある梯子の外側の Bollard Tube に押し付けて作業員が乗り移る方式が行われている。これは、船舶の推進力によって船舶を安定に保つ方法で、有義波高 1.5m 以下の波高条件に限定されるものの、波高以外に波の周期や波長、海潮流流速、風向・風速等の諸要因がアクセス性の良し悪しに関係する。

アクセス船から洋上風車への乗り移る方法として、Twidell and Gaudiosi(2009)の記述から分類すると、大凡「鉛直梯子に乗り移り方式」及び「水平乗り移り方式」の2つに大別される。前者は、最も一般的な方法で、作業員は船のデッキから前向きに鉛直梯子に乗り移り、風車のマンハッチ(出入口)がある下部構造プラットホームまで登る(帰還時は後ろ向きに梯子から船のデッキまで降りる)。後者は、船から洋上風車に渡した通路を通って行き来する方法で、作業員の安全面に配慮されたものである。

Twidell and Gaudiosi(2009)は、支持構造物の種類(モノパイル、重力、ジャケット)によって乗り移り方式の問題点を抽出しており、海氷対策として負の傾きを有する重力基礎(砕氷コーン)は、船首が接岸時に砕氷コーンのリップの下に潜り込んで大きな損傷を受けないように、アクセスポイントを支持構造物の高い位置にする必要があるとし、運転・保守には比較的大型船の使用が望ましいと指摘している。

荒天時におけるアクセス性と安全性を高めるために、主として「水平乗り移り方式」によるアクセス装置が実用化あるいは開発中である(表 3.8.3-15a,b)。これらのアクセス装置は、作業員の安全確保にとって重要であるばかりか、作業効率を高め、運転・保守費用の低減に貢献するものである。

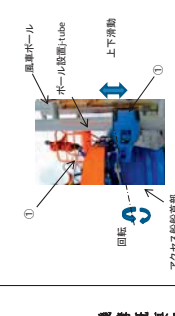
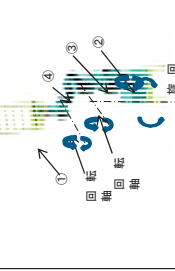
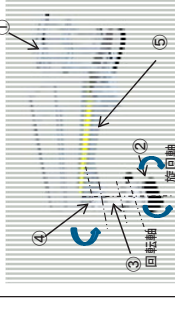
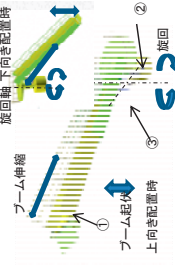
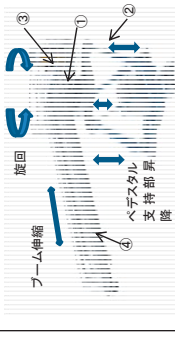
参考までに、オランダのデルフト工科大学で開発された AMPELMANN(シミュレータ機構ペDESTAL水平保持方式)とイギリスの OSBIT POWER 社の MaXccess-T18(福島沖浮体式洋上風力発電のアクセス船(JCAT ONE)に装備)の外観を図 3.8.3-26 に示す。



上図: Amepelmann <http://www.tudelft.nl/actueel/dossiers/archief/ampelmann/>
 下図: MaXccess-T18 <http://www.osbitpower.com/technology/maxccess>
 下右図: Jcat ONE に装備された MaXccess-T18 (写真は福島沖浮体式洋上風力発電施設)

図 3.8.3-26 アクセス装置の外観

表 3.8.3.-15a アクセス装置(実用化)の概要

項目	Bollard Tube把持スライド方式	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム屈折機構方式	歩廊ブーム起伏伸縮方式	シミュレータ機構ベダスタル水平保持方式
機構概要図					
動作概要	<p>① スライドキッドキャッチャー</p> <p>② 固定歩廊</p> <p>接舷側に設けられたアクセララダーの外側に設置したBollard Tubeに船首を押し付け乗り移りする「パンクアングラジヤン方式」は広く適用されているが、波浪の影響を受けやすい。船首に設置したキャッチャーによりBollard Tubeを把持し、アクセララダーのヒービング・ピッチングによる接舷位置の修正を、キャッチャー部のスライド機構と回転機構によりパッシングに調整する方式。</p>	<p>① マンケージ</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ アームA</p> <p>④ アームB</p> <p>⑤ ブームB</p> <p>産業用ロボットの多関節アームの構造を模倣し、アーム間の接続に回転機構を有する関節を複数配置して、アーム先端位置・姿勢を6自由度の動作が可能とし、制御する機構・制御方式。海上船舶上に設置し、波の影響を低減し、各回転軸の回転角を演算・動作させ、波・潮流の影響を低減する方式。</p>	<p>① バスケケット</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ アームA</p> <p>④ アームB</p> <p>⑤ 歩廊付きアーム</p> <p>波により動揺する船舶上に設置されたアクセス装置の先端部と、固定されている洋上構造物間を連結し、左記移動機構のアーム上を歩廊とする方式。海上船舶上に設置し、波の影響を低減し、各回転軸の回転角を演算・動作させ、波・潮流の影響を低減する方式。</p>	<p>① テレスコプブーム</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ ベダスタル位置決めシリンダ</p> <p>④ 装置</p> <p>適用実績の多い、連絡橋をブーム上に配置したタワー旋回起伏式連絡橋を船上に設置し、海上構造物間に接続する方式。連絡橋の長さ・傾斜の変化に対応し、連続および起伏シリンダ操作により変化させ修正。船舶の位置・姿勢を常時検知し、構造物へ架橋するまでの操作をアクティブに制御し、設置後はパッシング制御する方式も開発されている。</p>	<p>① テレスコプブーム</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ ベダスタル位置決めシリンダ</p> <p>④ 装置</p> <p>装置を設置している船の位置・姿勢の変化を常時測定し、6本の支持シリンダをアクティブ制御することにより、装置の旋回・ベダスタル制御を減少する範囲内に保持し、歩廊先端の相対変位を減少することが出来る。本機構はフライトシミュレータとして実用化されており、海上構造物との接続の他、船舶同士の連絡歩廊としても有効なシステム。歩廊の追従機構はテレスコピック機構による。</p>
出典	Ziechnologies HP	monac offshore access system(MOTOS) HP			Ampelmann HP

<適用例>





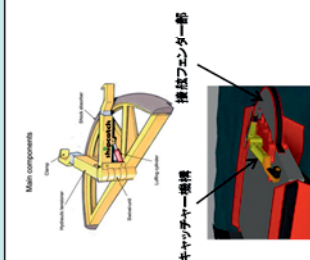
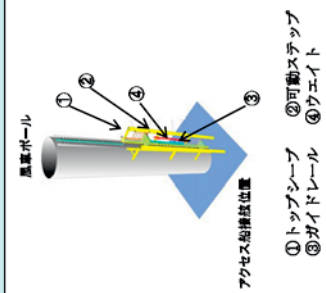
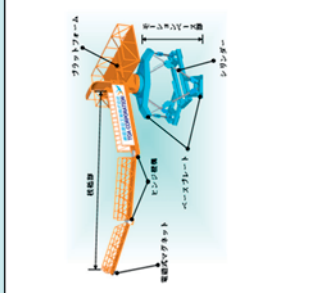
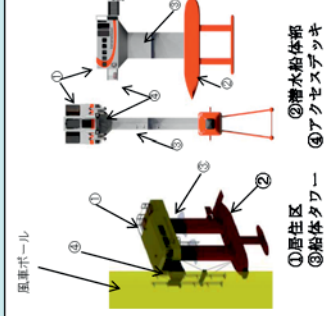
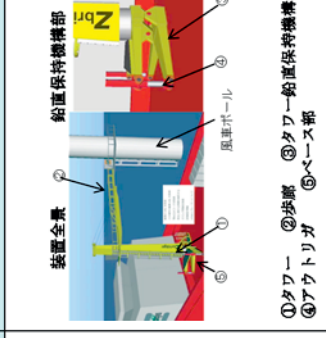
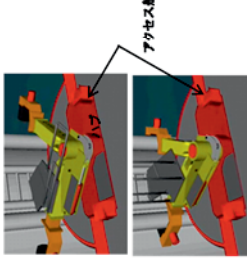
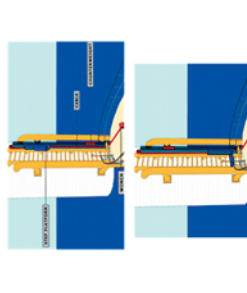
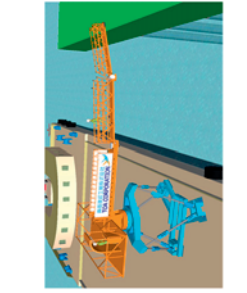
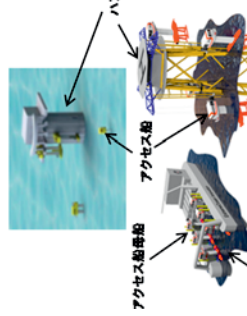
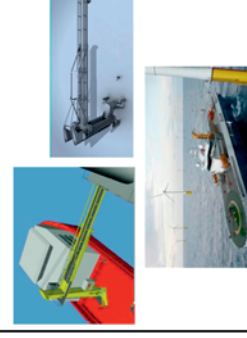
分類	アクセス船直接接続方式	バスケット移動連絡	船舶・海上構造物間連絡	船舶から船舶間連絡
留意点	アクセララダーの船首に、j-tubeキャッチャーを設置し直落風車ボルトで固定してアクセスする。システム本体に接続はない。	多関節アーム先端に取付けたマンケージに乗り込み、任意の位置に移動する。	波・潮の影響を受ける海上構造物間の連絡橋は、船舶の位置・姿勢を検知し傾斜・変位を修正するよう、連絡歩廊を修正し連絡橋を変化	船舶から船舶間連絡
運用方式	j-tube把持スライド方式	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム起伏伸縮方式	船舶から船舶間連絡
事例				
歩廊長さ	—	(MOTOS600:バスケット)	(MOTOS-G:歩廊タイプ)	
歩廊ストローク	0	船直3.2m	5m (ターゲット)	
歩廊幅	—	—	—	
歩廊起伏角	—	船直	800mm ±15°	
許容荷重	—	150kg	150kg	
装置重量	—	3,800kg	7,500kg	
駆動	—	電動モーター	電動モーター	
波高	Hs2.5m	Hs2.5m	Hs2.5m	
出典	Ziechnologies HP	monac offshore access system(MOTOS) HP	Fabricom Offshore Services BV HP	Ampelmann HP

表 3. 8. 3. -15b アクセス装置(開発中)の概要

<開発中>

項目	Bollard Tube把持スライド方式	ボール固定昇降階梯方式	歩廊ブーム屈折伸縮方式	TransSPAR Craft	タワー鉛直制御ブーム伸縮方式
機構概要図	 <p>主要構成部品</p> <p>ジャッキ機構</p> <p>アクセス船首部</p>	 <p>風車ポール</p> <p>アクセス船係留位置</p> <p>①トップシープ ②可動ステップ ③ガイドレール ④ウエイト</p>	 <p>プラットフォーム</p> <p>歩廊</p> <p>歩廊ブーム</p> <p>ベース</p> <p>電機駆動プラットフォーム</p> <p>風車ポール</p> <p>①居住区 ②潜水船体部 ③船体タワー ④アクセスデッキ</p>	 <p>風車ポール</p> <p>①居住区 ②潜水船体部 ③船体タワー ④アクセスデッキ</p>	 <p>装置全景</p> <p>船直保特機構部</p> <p>風車ポール</p> <p>①タワー ②歩廊 ③タワー鉛直保特機構 ④アウトリガ ⑤ベース部</p>
動作概要	<p>アクセス船首部甲板に油圧クランプシステムを配置する。2本の油圧クランプ系統のフェンダー部において、風車ポールに配置されている垂直バネ(Bollard Tube)の周りを移動する機構より構成される。2本の油圧クランプで風車ポールのBollard Tubeをキャッチし引き寄せる。船体のすべての移動に対し、船体姿勢を保持する。</p>	<p>他のアクセスシステムが、アクセス船側に設置するのに対し、本システムは船体の上下動に追随し、風車ポールは船体側面に設置する。小さな力で踏み板を上下するカウンターウエイトを配置している。</p>	<p>シミュレータ機構ベース部、プラットフォーム、上下左右移動するヒンジ機構の機構部から構成。面定されたベース部は、船体の動揺を打ち消すように各々のシリンドラによる船相対移動プラットフォームを水平に保つ。他船相対航行の動揺を生ずる航路波による船相対移動に対し、機構部の直線構造が上下左右方向に動くヒンジ機構では制御できない動揺を吸収</p>	<p>既存のシステムにはない半潜水式船体開発により、海上設備への接続時、波の影響が少ない安定した移動を確保できる。汎用の風力発電所のサービスマン開発を目指す。○船体乗員(2人のオペレーターと6技術者) ○フィールドでの操作に最速通過速度9ノット ○接続時最高最大3m×10日/年までアクセス可能。 ○安全性の向上および簡易接続システム</p>	<p>構造は甲板から鉛直に保持されているタワーはほぼ水平に配置される伸縮部機構により構成される。船の位置・姿勢の変化を常時測定し、2本のアウトリガをアクティブ制御することにより、タワーの鉛直度を保持し、歩廊先端の相対変位を減少することが出来る。貨物の搬入には、タワーに沿って設置される鉛直エレベーターと歩廊部の傾斜搬送ラインを乗り継ぐ。</p>
開発組織(出典)	Ztechnologies (同社HP)	Ztechnologies (同社HP)	東亜建設工業 (同社HP)	Extreme Ocean Innovation (同社HP)	Ztechnologies (同社HP)
適用イメージ	 <p>アクセス船</p>		 <p>アクセス船係留船</p> <p>アクセス船</p> <p>ハブ</p> <p>アクセス船</p>	 <p>アクセス船</p> <p>アクセス船</p> <p>ハブ</p>	
備考	<p>アクセス船およびj-tubeの構造によりキャッチクランプシステムの荷重を保持できる。30トンのクランプ力により保持可能。安定した位置であれば40トンまで保持することが可能</p>	<p>本システム(Zcatch)は0NEZ北海windfarmにてテスト中</p>	<p>仕組は未公開</p>	<p>広大なwind farmに広がる風車群へのアクセスのため、あるエリア毎にアクセス船の拠点(ハブ)を設置し、暴風時等の避難を兼ねた設備を検討している。風車アクセス船の巡航速度が9ノット程度であるため、ハブ・港間のアクセスは高速アクセス船を母船として使用する。</p>	<p>作業条件 ○波高: 10.5m ○風速: 15m/s</p>

3.9 洋上風力発電施設の撤去

20年間の洋上風力発電事業実施後には、施設の撤去を行うこととなっているが、かつて、磐城沖や新潟沖の石油プラットフォームでは上物の設備と基礎のジャケット(海底下1mで切断)は撤去されているものの、基礎杭、海底パイプラインは残置された(基礎杭は鋼管製で腐食するので問題はないとされている)。

完全撤去の場合の方法は、3.7.2項に取りまとめた組立作業とは逆の手順となる(図3.9-1)。風車本体及びタワーは、組み立て時と同様にSEP船(自己昇降式作業台船)を使用して解体する。支持構造物もSEP船を使ってジェット工法により海底土中部を攪乱し周辺摩擦抵抗を軽減させた後、起重機船の吊り上げ荷重やバイプロハンマーの起振力を利用して回収し、洋上風力発電事業区域の現状復帰を図ることとなる。

英国では、海底ケーブルの埋設部分の撤去は環境に悪影響を与えかねないとして残置することとなっている。なお、3.7.2項で記載しているように、我が国では港湾域に設置される洋上風力発電施設の撤去に関して、現在、国土交通省により海底土中部の支持構造物の取り扱いが検討されているので、港湾域ではその検討結果を踏まえて対応することとなろう。

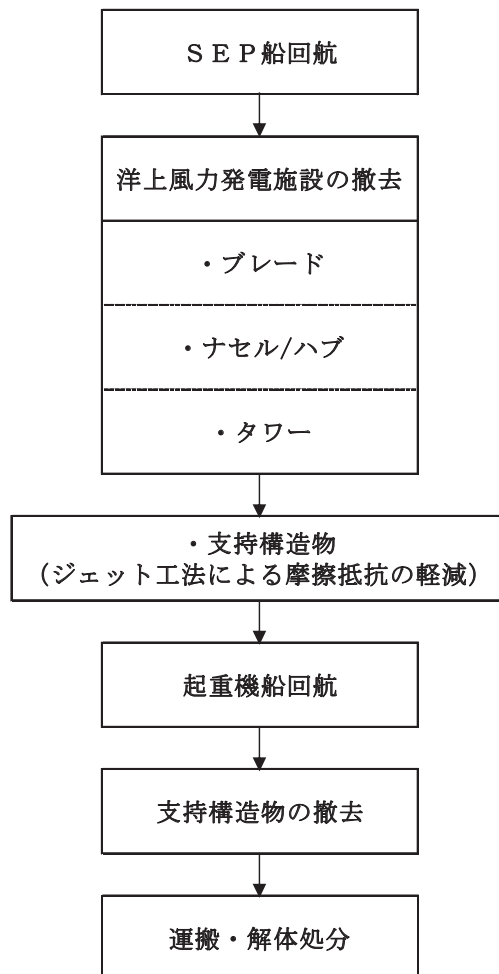


図 3.9-1 風力発電施設の撤去施工手順の概要

【豆知識 3.9-1】

●撤去が簡便な支持構造物の形式

支持構造物のサクシオン形式は、重力式、モノパイルとサクシオンアンカー技術の利点を合わせたハイブリッド設計で、海底地盤中に挿入した支持構造物スカート内の水を抜いて内部を減圧することで、上部に作用する水圧差(サクシオン)を利用してスカートを貫入させる工法である(イギリスの Carbon Trust により Offshore wind Accelerator(OWA) Programme の実証試験の一つとして実施される計画がある)。反対に、スカート内に空気を送り込み加圧することで、比較的容易に撤去できる。

砂質、泥質の海底地盤に適用される工法であるが、大水深まで対応であること、モノパイルよりも鋼材料が 25%削減可能なこと、グラウト接合は不要なこと、設置時の騒音削減が期待できること、完全撤去が可能なこと等の利点があるとされている。

石油ガス開発分野では 1000m 級の大水深でも使用されているが、これまで洋上風力発電に対するサクシオンの実績は、図 1 に示す 2003 年に Vestas 3MW 風力発電機の実証試験 (Frederikshavn;デンマーク)のみであったが、2014 年にドイツの Borkum Riffgrund 1 洋上ウインドファーム(312MW : 海底地盤は砂質)において、Siemens 3.6MW 洋上風車のジャケッット式支持構造物の据付けに採用された(図 2)。

その他、サクシオンは Horns Rev2、Dogger Bank 等における洋上風況観測タワーの実績がある。



Frederikshavn のサクシオン支持構造物形式
(Fred. Olsen Windcarrier 資料)



Borkum Riffgrund 1 のサクシオン支持構造物形式
(Weston, 2014)

3.10 洋上風力発電の事業性評価

本節では、洋上風力発電事業に係る評価として、キャッシュフローによる方法を概観するとともに、特に事業リスク要因とコスト低減策について取りまとめる。

3.10.1 キャッシュフローによる事業性評価

洋上風力発電事業を計画するにあたって、基本的にはその風力発電事業に係る初期投資、売電収入、費用支出等の操業費用に係る現金の流れを示すキャッシュフロー計算書を作成し、その経済性分析を行い、その風力発電事業が経済的に成立するか否かを検討することが必要である。その際、種々のリスクについて十分に検討することが重要である。

(1) 評価の方法

キャッシュフロー計算書とは、事業のキャッシュの増減を事業期間で示したものであり、キャッシュとは現金及び現金同等物を言い、キャッシュフロー計算書により資金繰りを読み取ることが可能である。

長期間にわたる風力発電事業の場合、プロジェクトの採算性を検討する手法として DCF 法(ディスカウントキャッシュフロー法)が用いられることが多い。これは、将来の収益予測値に割引率を用いて現在価値に換算し、投資判断を行う手法である。

DCF 法の主なものには IRR(Internal Rate of Rate)と NPV(Net Present Value)がある。IRR は事業投資に対する収益が割合で示されるに対して、NPV は事業価値を実額で示す。事業採算性は、Equity IRR(投下資本内部収益率) もしくは NPV(現在価値)で評価する。事業性評価の場合には、これら 2 つの指標を用いて事業への投下できる資本力も考慮して決定していく必要がある。IRR の評価は、事業者の採算性に対する考え方やその時点の経済状況によっても変化するが、洋上風力発電事業の場合、FIT の価格は税引前の Project IRR10%を基に売電価格(36 円/kWh：税抜き)が設定されており、この水準を目安に事業化の判定を行うこととなる。

(2) 事業性の検討

1) キャッシュフロー策定に必要な入力データ

キャッシュフローを作成する際の経済指標入力データとしては収入、総事業費、運転・保守費用、資本金、借入金等を入力して計算を行う。

① 収入

キャッシュフロー策定に重要な入力データの一つに発電電力量があり、洋上風力発電事業による収入は、発電電力の全量を売電することから得られる。

3.4.6 項に示したように、発電電力量は、風況観測データと風車の性能を表すパワーカーブ(性能曲線)を用いて理論年間発電電力量を求めるが、風力発電の事業化を詳細に検討するには、正味年間発電電力量の推定が重要で、それを基に年間収入を推計する。

- ・理論年間発電電力量(kWh)

風況観測データ(1 時間値)及び風車パワーカーブから 1 年間の発電電力量を算出する。

- ・正味の年間発電電力量(kWh)

正味の年間発電電力量＝理論年間発電電力量×利用可能率×出力補正係数により算出する。

『利用可能率』：風力発電設備に限らず機器には、初期故障期間、安定期間と終期故障期間が存在する。特に、運転初期は建設地点の風況等に応じた制御パラメータの最適化等に時間を要する場合もあることから、これらの時間をメンテナンスロスに加味して事業計画を立てることが望ましい。この場合は、風車メーカーの利用可能率保証値や実績を確認して、年間の利用可能率を設定する。但し、風車メーカーの利用可能率保証値には、“点検時間”や“電力会社からの解列要請”が含まれていない場合が多いので、必要に応じて事業者側で再計算を行う必要がある。

『出力補正係数』：ウエイクの影響、風速の経年変動、ハブ高の風速への換算誤差、風向変動に伴うヨー制御、発電ロス等を考慮した発電電力量の低減割合(安全率)を設定する(3.4.6項を参照)。

・年間収入(円/年)

正味年間発電電力量(kWh/年)×売電単価(円/kWh)により算出する。

② 支出

a. 総事業費用

総事業費は、事業化までに必要な調査・基本設計費等の開発費と、実際に風力発電システムを建設する建設費に大別することができ、これらに建設期間中の金利費用を合わせた事業である。表 3.10.1-1 に総事業費(含む、撤去費)に係る項目を示すが、同表に掲げている予備費はリスク対応費とみなし得る費用であり、事業リスクを減らして予備費を削減することが事業性の確保の点からも重要である。なお、同表には撤去費を載せているが、計画段階時に撤去費も考慮して事業性の評価をする必要がある。

表 3.10.1-1 総事業費に係る項目の概略

項 目		内訳の項目
開 発 ・ 設 計 段 階	立地調査費	地理的条件(自然条件, 社会条件)の調査費、周辺地域の既往風況データ収集費等
	風況精査費	風速・風向計設置費、海上風観測費、風況データ解析費(コンサルタント費)等
	基本設計費	風車位置決定、機種選定に係る設計費用、環境影響評価費等
	実施設計費	測量調査費、地質調査費、設備設計費、工事設計費等
建 設 段 階	風車設備費	風車本体費、輸送費(国内、国外)、据付費等
	電気設備費	受変電設備費、送電線費(含、海底ケーブル)、系統保護設備費等
	電気工事費	海底ケーブル敷設費等の電気工事全般に係る費用等
	土木工事費	海底土木工事費、支持構造物工事費、陸上工事費等
	計測記録設備費	計測設備費、記録設備費、監視設備費等
	電力負担金工事費	系統連系対策費、専用線敷設費等
	その他の設備費	海上交通安全設備費等
	保険費	火災保険、工事組立保険費、賠償責任保険費等
	一般管理費	登記費、通信費、交通費等
	予備費	リスク対応費
段 撤 階 去	撤去費	設置20年後の撤去費

表 3.10.1-1 に掲げた総事業費は、初期投資と呼ばれるもので、洋上風力発電事業の開始時に必要な費用であるが、その他、融資に係る費用(借入れ金に対する金利や融資手数料)が必要となる。風力発電プロジェクトを事業単位で考えた特別目的会社(SPC)では、一般に総事業費は通常資本金と借入金で賄うこととなる。借入金は、事業の採算性により借入れ可能金額が決定されることになるが、一般的には総事業費の7割前後であり、借入金で不足する金額は通常資本金として事業へ投下することとなる。

b. 運転・保守費用

洋上風力発電施設の運転・保守に必要とする費用としては、風車本体・支持構造物の点検費、電気設備関係の点検費、通信費、一般管理費、損害保険料等がある(表 3.10.1-2)。

風力発電設備は、事業用電気工作物であり、保安規定に基づく点検が必要である。点検頻度は、経済産業省の通達により月に1回以上の目視による外観点検等異常のチェックと、年に1回程度、外観点検等と併せて、絶潤滑油の補給や消耗品の交換等、定期的な保守点検を行う必要があるが、洋上風力発電の場合には特異な環境下にあるので、陸上風力発電と異なり点検頻度は多くなるものと考えられる。

発電規模が2,000kW未滿の風力発電所では、電気保安協会等の指定法人へ保安業務を委託し、管轄の経済産業局長の承認が得られれば、主任技術者を選任しなくてもよい(不選任)ことが認められている。しかし、洋上風力発電の場合、経済性の面から発電規模は2,000kWを超える風力発電所となることから、電気主任技術者の選任の届け出が必要で、その場合、洋上風力発電所の容量等により異なるが費用が掛かる。

表 3.10.1-2 運転・保守費用に係る項目の概略

項目	内訳の項目	
運転・保守段階	点検費	風車・支持構造物点検費、電気設備点検費（部品交換費を含む）
	大規模点検費	大規模修繕費(直接費を含む)
	通信費	オペレーション費
	一般管理費	水域占有料、電気主任技術者雇用費、発電電力量等のデータ計測・記録費用等
	保険費	火災保険、賠償責任保険費、利益保険等
	予備費	リスク対応費

c. その他の費用

洋上風力発電事業に係る「その他の費用」は、固定資産税、事業税、法人税、借入金に対する金利の支払い等の費用があげられる。

2) キャッシュフローの試算例

調達価格等算定委員会(2014)及び資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部(2014)による洋上風力発電の調達価格に係る検討オプションとして、「比較的安価な基礎構造で、期待できる設備利用率も適度に高く(30%程度)、投資回収を相対的により確実に実現するケース」を採用して、事業単価 56.5 万円/kW、運転・保守単価 2.25 万円/kW/年と設定され、これを基に洋上風力発電の調達価格を税引前 Project IRR 約 10%を満たす額である 36 円/kWh(税別)と算出されている。

ここでは、上記のケースを踏まえ、事業性評価のための算出条件を整理し(表 3.10.1-3)、本算出条件に基づくキャッシュフローの試算結果を表 3.10.1-4 に示す。最下段に掲げる「借入金残高+累積資金」は最初の 8 年間は赤字となっているが、9 年目より黒字に転じ、最終年度の 20 年目には約 330 億円の黒字となっている。また、税引前 Project IRR 約 10%を満たす売電価格は、36 円/kWh(税別)と算出され、本計画は、事業性が認められると評価された。

表 3.10.1-3 事業性評価のための算出条件

区分	項目	設定値	区分	項目	設定値
設置海域	平均水深	13-26m	事業コスト	総事業費用(単価)	56.5万円/kW
	平均離岸距離	2.0-5.5km		運転・保守費用(単価)	2.25万円/kW/年
	地質	砂質	税率	固定資産税率	1.40%
洋上風力発電所	発電規模	60MW		事業税率	1.30%
	風車の定格出力	2MW		法人税率	36.2%
	設置基数	30基		インフレ率	1.0%
	支持構造物	モノパイル		減価償却	10.87%
	年間発電電力量	160,834MW		期間 価格と	売電価格
設備利用率	30.0%	事業期間	20年		

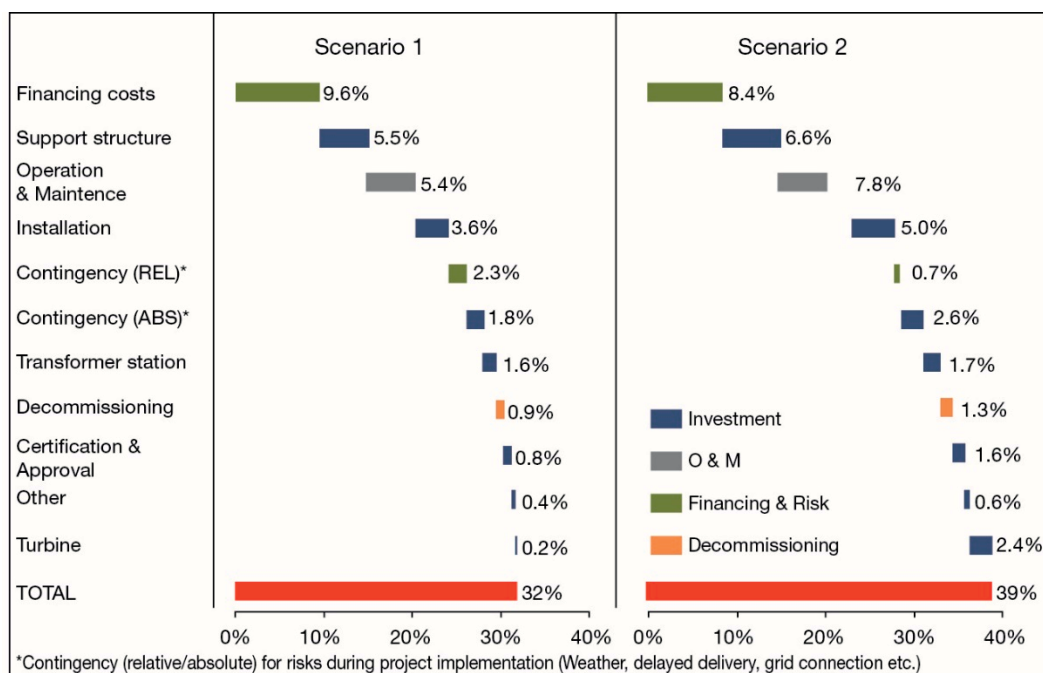
しかしながら、上記の設定条件には、保険費、予備費、撤去費の設定が不明であること、あるいは我が国の港湾整備や特殊作業船等のインフラ設備の現状を鑑みると、事業性の評価にはある程度のリスクも存在するもの考えられる。したがって、売電価格が税引前 **Project IRR** 約 10%で 36 円/kWh と試算されても、事業性が確保されるという保証はないことから、次項で取りまとめるように、事業性の確保には「事業リスクを回避し、コストを削減する」ことが重要である。

3.10.2 洋上風力発電の事業リスク要因とコスト低減

洋上風力発電事業を成立させるためには、如何に事業リスク*を回避させて、コストの低減を図るかに掛かっていると言っても過言ではない。

菊地・石原(2014)は、エンジニアリングモデルを用いて着床式洋上ウィンドファームの事業性に関する評価結果から港湾及び建造船の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、運転・保守費用の低減等のコスト削減が必要であることを指摘している(2.3.3 項参照)。また、洋上風力発電のコスト低減に関して、イギリス政府(DECC:エネルギー・気候変動省)は「英国、再生可能エネルギーロードマップ」で、洋上風力発電の発電原価(LCOE)を 2020 年までに £ 100/MWh(約 17 円/kWh)に下げる必要があるとし、その対策として「技術革新の加速」と「サプライチェーンの構築」を掲げている(Carbon Trust,2008;The Crown Estate,2012 等)。

以上のように、主としてハード面の技術開発と整備によるコスト低減が謳われているが、ドイツでは洋上風力発電所建設に伴う不測事態の軽減によって 2023 年までに最大約 3%、また、今後、建設が増え経験を積むことにより融資調達コストは最大約 10%の低減化が可能とし、それによる低減効果は風車、建設、O&M 等による技術開発効果よりも大きいとしている(図 3.10.2-1)。つまり、洋上風力発電に係る事業リスクを回避することによりコストの低減が図られることを指摘している。



Sourct: [Prognos / Fichtner]

図 3.10.2-1 洋上風力発電のコスト削減割合 (Hobohm, et al., 2013)

* 事業リスク:リスクとは危険、冒険、脅威等と訳語があるが、リスクマネジメントに代表されるように、ここでは事業化に伴う種々の危険度を表すものである。

(1) 事業リスク要因

事業に係るリスクには、3.4.3 項に記している故障事故以外にも多くの要因があり、事業を計画する際には、資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部(2014)、Melgaard(2014)、SeaRoc(2014)等により指摘されているように、リスクに対する事前の検討・評価が重要である。洋上風力発電プロジェクトにおける主要なリスクはプロジェクトの段階によって変わるが、継続的にリスク管理を行って、各リスクを定性的・定量的に評価し、緩和戦略を構築・実施することは、起こり得る不測事態を考慮に入れた資源と予算の立案にも有用となる。

以下、これまで本報告書で記述した事項及び上記の資料を基に洋上風力発電の計画から撤去・解体に至る各過程のリスク要因を抽出して取りまとめた。これらのリスク要因を回避することにより、洋上風力発電の初期投資費用、運転・保守費用あるいは発電原価に係るコストの低減に繋がるものである。

1) 事業計画

ヨーロッパにおいて、洋上風力発電のプロジェクトの開発から計画・合意形成までには多くの労力を費やし、数年を要している。多くの計画された案件が初期開発段階で遅延或いは完全中止となったこともあり、プロジェクト開発の初期段階で最も重要なことは「金融と技術的な観点からの事業化可能性の検討のみならず、開発予定サイトの環境制約要因の評価も含め、計画されたプロジェクトの実行性を理解する」こととされ、これがリスクを回避する要諦となっている。

リスク要因 1: 洋上風力発電の設置海域の定義

・洋上風力発電の候補海域(サイト)が明確に定義付けられ、十分に理解されていないと、利害関係者との関係のみならず最適設計ができないことにも繋がり、コストにも潜在的な悪影響を及ぼすことになる。しかし、技術要素と環境要素を考慮に入れた最適設計を行うためには候補海域に対する柔軟性も確保しておく必要がある。

リスク要因 2: 離岸距離

・系統連系点までの離岸距離によりケーブル容量の検討が技術的・経済的な視点から必要である。一般的には離岸距離約 10km までは 120kV、20km 超では 132kV/220kV で、132kV 以上のケーブルを必要とする洋上ウィンドファームの最小規模は 250-300MW となる。大規模なケースでは、陸上までの送電連系を HVAC(高圧交流送電)、HVDC(高圧直流送電)のいずれにするかの選択は、初期投資と洋上風力発電の事業期間を通じての送電ロスによる損失費用との比較となるが、HVDC 技術は新しいもので、開発事業者は僅かながら高いリスクを負うことになる。

リスク要因 3: サイト選定と制約要因

・事業計画段階における風況評価は、既往調査資料に基づく机上検討が行われるが、サイト選定の精度をあげるために留意すべきこととして、計測データの出典と履歴、データの取得高度及びメッシュ・地図の解像度等の情報を得て評価することが必要である。

- ・水深、海底地盤の情報は、支持構造物の選定や経済面での検討に必要であるとともに、海上風、波浪等の情報は建設や運転・保守(O&M)の計画あるいは経済検討に重要なものである。結果として、気象海象の厳しいサイトでは O&M 費用の想定に慎重さが求められる。
- ・環境面から英国では Natural2000 指定 {例えば特別保護地域 (SPA's) と特別保全地域 (SAC's)}、各国指定 {例えば科学上特別地域 (SSSI)、国家指定科学地域、国家指定自然保護地域}、地域指定 (例えば地域自然保護区) 等の海域では合意形成リスクがあるため、このような生物保護等の指定海域の選定はできるだけ避けるべきである。
- ・頻繁な航行がある水路、海域及び係留地は、洋上風力発電サイトとしては“重要な”制約要因となる。欧州では風車設置位置と航行水路の間には 2km 程度の間隔をとることが推奨されており、また、海運業者にとって風車を直線上に配置する計画が受け入れやすい。
- ・建設基地港と洋上風力発電計画海域間の輸送時間は、初期投資額の検討に反映されるものであり、地元港湾は建設資材の保管場所、O&M 作業に不可欠なものであることから早期の段階で利用可能な港湾設備を地元雇用の面も含めて検討しておくことは有用である。
- ・電波障害、例えばレーダーへの影響を軽減する対策費は、開発者が負うことになっており、そのため多額の出費をもたらすとともに、合意形成にも時間を要することから、大きな制約要因となっている。
我が国においても洋上風力発電施設、特に回転するブレードが自衛隊等のレーダー施設や漁業無線等の電波塔へ影響することが懸念されるサイトもあるため、事業計画に際しては十分に調査を行って予測・評価する必要がある。
- ・ヨーロッパにおいて景観問題は、合意形成段階で公開協議と海景影響評価(LVSIA's)を通じて多大な努力を払われているが、英国では比較的“軽微な”制約要因と見做されてきた。しかし、最近の Marine Scotland による“Strategic Environmental Assessment(SEA) for Scottish Water”では海岸線より 8km 以内の案件は LVSIA's レベルでは許容できないとなっており、英国においても景観は重要な制約要因になるものと考えられている。
- ・系統連系の受入能力は、全ての洋上風力発電計画案件の基本的事項であり、“重要な”制約要件と見做される。
- ・海域利用者の内、漁業者は欧州で強い政治的ロビー力を持っていることから、漁業者との合意形成は計画段階での重要な部分を占める。特に、底曳網業者は海底ケーブルを含む洋上風力発電設備と容易に互換性を見いだすことは難しく、現行の商業漁業活動と合意形成が出来ない場合には、それまで要した時間と費用は大きな負担となる。

リスク要因 4:環境影響評価

- ・環境影響評価の中で、欧州海域で最も長い調査期間を要する項目は海洋生態特性評価、特に鳥類に関する影響評価で、データの信頼性を高めるための鳥類調査は 2 年間が必要とされている。
- ・計画サイトが Natural2000 で指定された特別保護海域に近接し、鳥類影響の予測・評価が難しい場合には、Habitats Regulation Assessment(英国で 2010 年に制定された指令)に基づく追加評価が必要になる。この評価には鳥類の個体群生存率評価(Population Viability Analysis)を行うことが要求されることから、一段と合意形成を難しくし、また個体群生存率

への影響を許容範囲に留めるためにプロジェクト規模或いは風車の基数を減らす結果に繋がることにもなる。

リスク要因 5:基本設計とエンジニアリング

- ・英国においては、一般に環境評価調査と並行してサイトの地質特性評価も行われる。地質調査は、サイト全般にわたる土壌や堆積物に関する地質モデルを作成するために行われるもので、支持構造物の基本設計、施工方法あるいは環境影響評価等の検討にも活用される。地質・地盤調査結果から当該サイトでは想定外の土壌条件のために経済性の成り立たない事業評価となった場合、並行して進めている環境影響評価に係る費用と時間を費やすリスクに繋がるため、調査は早目に行うことが重要である。

2) ファイナンス

洋上風力発電の事業資金には、いくつかの選択肢があるが、資金を確保する上での主な課題は、産業自体リスクが高く費用が嵩むと見られている点である。解決策は包含するリスクを如何に軽減するのかを理解して、プロジェクトをファイナンス面で魅力的な機会にすることである。プロジェクトの高い品質を維持しつつ、技術リスクを最小化して、プロジェクトの目指すゴール(例えば、Bankable(銀行で資金を調達できること)な要求基準を満たす)に到達することが賢明策である。

リスク要因 1:ファイナンスの仕組み

- ・ヨーロッパでは、小規模な洋上風力発電施設の場合、これまで一部政府の資金支援を得て、開発事業者/発電事業者が自社のバランスシートをベースに出資あるいは借入することで案件の資金手当てをしてきた。本手法によるメリットは低コストで、事業主が全ての権限を持つことができる、意思決定が速い等であるが、反面、デメリットとして全てのリスクを背負うことがあげられる。しかしながら、施設の大規模化に伴いプロジェクトの所要資金が多くなってきたことで、発電事業者はプロジェクト・ファイナンスとして、他の事業者と法人格を持たない合弁会社(プロジェクトを遂行する PFI 事業会社)を設立して出資を募る、あるいは第三者の出資を受ける形で他の資金源を求める傾向にあるが、リスクとして借入コストや手数料等でコスト増となることである。なお、資金調達の際の担保は、コーポレートファイナンスとは異なり、事業から発生する収益と事業の持つ資産のみが対象となり、親会社への債務保証を求めない。この事を「ノン・リコース (不遡及) ファイナンス」という。

リスク要因 2:リスク構造

- ・全ての出資者は、プロジェクトの信頼性を向上させるために、投資意欲、プロジェクトのリスク及びリスク軽減方法について検討する。関連するリスクはプロジェクトの段階により異なるが、常にプロジェクトを脅かす主な商業リスクとして、電力買取り料金、制度上のリスク、為替変動、金利変動、不可抗力事象等があり、これらに関して明確に対応する必要がある。

リスク要因 3:保険

・ヨーロッパの洋上風力発電市場において、80%以上の保険求償はファーム内インターアレーあるいは送電のケーブルに起因するもので、最近、保険会社はケーブル敷設、接続、保護設計並びに工事に関する契約関係の調査に、より多くの時間を費やしている。事業者の積極的な保険戦略(多様な保険制度の加入)は、コストとリスクの削減に貢献するが、高額な保険費用が発生することを念頭に置いておく必要がある。なお、保険制度に加入する場合には、保険証券の内容に注意すべきである。以下に典型的な保険証券の例を示す。

- a.CAR(建設総合リスク) b.第三者責任 c.操業開始遅延
- d.財物損害補償 e.部分的操業と事業中断 f.運転(操業)

リスク要因 4:商業的見通し

・事業予算は、経験と知識に基づいた十分な臨時出費を含む、現実的、且つ堅固なものが要求され、また、商業的見通しはプロジェクトの成功に不可欠である。そのためには以下に掲げる各種の技術的、商業的側面について、継続して見直し確認し、商業的リスクを最小化することが重要である。

- a.風況モデリング b.初期投資の見積り c.プロジェクト費用内容(特に運転費用)
- d.収入見通し e.事前収益性分析

3) プロジェクトの体制

洋上風力発電ファームのように規模が大きく複雑なプロジェクトの財務的な成功は、多くの場合、効果的 且つ効率的な組織づくりにかかっている。ヨーロッパから学ぶべき教訓のひとつは、無駄な努力を避け、プロジェクトを整然と進める必要があるということである。プロジェクトの初期段階で行う決断が、プロジェクトライフサイクルを通して影響する場合があります、プロジェクトの初期からの質の高い組織は、リスクや潜在的な損失を著しく緩和することができる。

リスク要因 1:プロジェクト管理

・プロジェクト管理は、通常、法的に責務があり、且つ説明責任のあるプロジェクト取締役会が担うことになる。プロジェクト管理の目的は、戦略、プロセス、管理計画に裏付けられた論理的、健全かつ繰り返し性のある管理決定プロセスを実現することであり、確固たる基本方針が定められていないと事業の成達は期待できない。そのためには、「プロジェクト憲章」の中で、プロジェクトのゴール、キーバリューとなる動機、主な利害関係者の期待、法律や規制に対する準拠性について詳述し、プロジェクトの実現に必要な予算や物資を明確にする必要がある。プロジェクトの責任者はプロジェクトの基本的管理文書である「プロジェクト憲章」に基づく詳細なプロジェクト管理(実行)計画を作成し、説明する責任を負う。

リスク要因 2:プロジェクト管理計画

・プロジェクト管理計画は、プロジェクトの開発ならびに実施における基本的管理文書となるもので、適宜検討と更新を加え、プロジェクトにおける全ての変更点を反映させねばならぬ

い。プロジェクトの組織構成に則った分野別担当者の役割と報告系統を明確に規定し、全員がプロジェクトにおけるそれぞれの特定の役割と工程について理解できるようにしなければならない。

リスク要因 3: リスク管理

- ・ 進行中のプロジェクトに対するリスク管理は、次に示すプロセスに則して実践することによりリスクを低減する。
 - a. プロジェクトの全期間に亘るリスクの特定
 - b. プロジェクトの見込みや影響の観点から定性的、定量的なリスクの評価の提供
 - c. 実況文書と定期的に更新されるリスク記録の展開
 - d. プロジェクトに対するリスクの優先順位付け
 - e. リスクに対処するための階層別プロセスの取り決め及び的確なリスク対応計画の準備と行動
 - f. リスク管理の担当職務と説明責任の明確化と担当者への割り当て

4) 関係者の同意

事業に対する関係者の同意を得る作業は、事業の建設段階に向けての不確定要素がある中で、前もって資本投資をしなければならないことから、財務上の高いリスクを伴い、かつ時間のかかる過程である。利害関係者からの同意の遅れを防ぎつつ、初期の支出を最適化するためには、事業のプロセスや関係法令を掌握することが必要不可欠である。

リスク要因 1: 同意取得過程におけるエンジニアリングの役割と理解

- ・ 英国内では、洋上ウィンドファームの事業計画書には、最終計画に対して何通りかの異なる設計に関する検討結果が記載されている。基本設計調査では、建設に対してプロジェクトを定義することを必要とし、これらの作業は費用と時間がかかる。このため、最近の英国における事業者の提案書では、事業の同意が得られるまで基本設計の実施を待つことを選択している。そうすることで、これらの調査を実施する前に、支出リスクを減少させている。

リスク要因 2: 同意取得のための管理プロセス

基本設計の結果が反映されていない事業計画は、風車の定格出力や基数、基礎形式等に関して複数案の環境報告書を取りまとめることとなる。許認可機関や利害関係者の意見を取り入れた環境影響評価や追加調査報告書(Habitats Regulation Assessment)の変更は、同意取得の遅延をもたらす(同意事項として、しばしば鳥類の衝突確率の低下が期待できる大型風車の計画が推奨される)。そのため、コスト低減の観点から風車の定格出力や基数、基礎形式等が設定された上で環境影響評価を行うことが重要である。

リスク要因 3: 利害関係者への対応

- ・ 早い時点における正確な情報を中心的な利害関係者に伝えることは、事業決定を長引かせないために必要不可欠で、環境影響評価における最も重要な手段である。利害関係者との協議

事項は環境影響評価調査の範囲を決定することや、利害関係者が関与するアセスメントにおいて最も重要な問題に焦点を絞ることである。

- ・漁業者との交渉は、長期に亘るスケジュールとコストに対するリスクがあることから、有能な人材の配置が要求され、英国では通常、元漁業者がその任を担っている。それは、漁業や漁業者に関することに熟知し理解していることや、事業者からの情報を明確に伝えることができるからである。

リスク要因 4:異なる管轄部署への申請

- ・洋上風力発電施設は、洋上風車に代表される洋上施設と変電所のある陸上施設から成っている。そのため、洋上と陸上を監督する 2 つの別機関の長の同意を得る必要がある(英国では、洋上では管理者の助言のもとで直接大臣、陸上では大臣の代理としての地方計画局)、手続きの複雑さに加え、許認可の可否判断の相違や遅延リスクがある。

5) 風力資源

洋上風力発電事業における収益リスクの原則は、風力資源について計画段階や建設段階の全てのステージで考慮することである。事業化は、当該サイトにおける期待されるエネルギー生産量に大きく依存するため、風力エネルギーの予測を正確で厳格にするばかりでなく、当該サイトから最大限のエネルギーを取得することも考慮すべきである。これに対するキーポイントは予測の不確定さ最小にすることで、大きな不確定さをもった予測は、サイトにおける事業が運転段階に至ったときに計画発電電力量に合致しないリスクをもたらす。また、ウィンドファームのエネルギー源の鉄則は、風力エネルギー取得量を最大とし、ロスを最小とするようなサイト内の風車の配置計画を考慮すべきことである。これは、また風車の疲労荷重を軽減させ、寿命を延ばすことに繋がる。

なお、洋上風力発電施設計画海域のオンサイトで実測された気象・海象データがない場合の事業に係るリスクについて、中尾(2014)が Ummels *et al.*(2011)等を参考に、事業の流れに沿ってリスク要因を整理しているので参照されたい。

リスク要因 1:風況観測

- ・洋上風力発電サイトの風況観測地点は、多くの風車位置を代表することができるよう注意深く選定されるべきである。
- ・風況観測の最高高度は、風車のハブ高さに合わせる事が望ましいが、最低でもハブ高さの 2/3 の高度が必要である。また、マストの横断面の形状に起因する風速観測時の気流の歪みを最小にするように、各観測高度において少なくとも 3 か所のブームが必要である。
- ・風力資源の評価のために風向、風速、大気安定度(ウエイクロスに影響)に関するデータを取得すべきである。
- ・財務上の評価には最低でも 1~2 年間のデータを収集すべきで、データの取得率も高くすべきである。
- ・洋上における風況観測タワーには相当の投資が必要となることから、浮体式風況観測装置(LiDAR)の利用も考えられる。これは風車の計画配置内において異なる地点でのデータを収

集することができ、風力資源の平面的な変化の検証を可能にするとともに、ハブ高さを含むより高い高度の観測が可能である。ただ、ブイの動揺を補償する動揺補正アルゴリズムが必要で、現時点ではファイナンスレベルのデータの精度は検証されていないが、今後の有力な洋上風況観測システムである。

リスク要因 2:長期間の参照データ

- ・一般的なウィンドファームの寿命は 20～25 年であり、サイトでは風速や風向分布に年変動がみられる。この風力資源の年変動が最終的なエネルギー取得量の予測における不確実性の原因となっている。平年の風力資源量を算出するには、短期間のサイトの風況観測データを長期間の代表とするデータに修正し、風速予測の不確定さを減少させる必要がある。

リスク要因 3:風車の配置

- ・サイト内のウエイクの影響を抑止するためには、風車の配置設計の段階で、以下に示す要因について考慮されるべきである。
 - a.風車間隔(最低でもロータ直径の 6 倍の離隔距離)
 - b.配置の形状

リスク要因 4:風車の選定

- ・新しい技術には品質と信頼性のリスクが付き物である。このため、技術的リスクを低減し、開発サイトの風況条件と事業目的に適った最適な風車を選定することが重要である。ただ、事業開発段階の早い時点で風車の最終モデルを決定することは相応しくなく、開発期間を通して複数の風車候補を検討すべきで、風車メーカーにもプロジェクトに参入してもらってアドバイスを受けることである。

6) 建設段階

プロジェクトの設計段階及び建設段階は、技術的に最もチャレンジングな段階であり、そのプロセスのほとんど全ての過程において求められる決定・決断は、現場の要員の健康と安全あるいは工事の工程に影響を及ぼす可能性がある。建設段階の機器の費用及び人件費は相当の額に及び、ほんの少しの工期の遅れにがきわめて大きな金銭的損失につながる可能性がある。そのため、ヨーロッパのデベロッパーやコントラクターは、過去の経験から、現場作業の遅れのリスクを最小限にするテクニックが開発されてきた。

リスク要因 1:組織と管理業務

- ・プロジェクトには、引き渡しの段階に至るまで、明確な役割と責任が与えられた経験豊かな人材から成る組織を維持することが欠かせない。組織は、個別の作業パッケージごとに責任を持つマネージャーがおり、傘下の個々の分野に配置された経験豊かなエンジニアによって構成される。

リスク要因 2:エンジニアリング

- ・プロジェクトの全ての段階を通じ、エンジニアリングデザイン(詳細設計)を行い、設定された条件の範囲内で、健康・安全、予算、プログラム、運転上の要件及び品質に対して、望ましいプロジェクトを形成することが大切である。それには工程に沿って危険要因を特定し、危険軽減措置(設計変更等)を講じてリスクを軽減できるようにしなければならない。
- ・工事段階では、発見された危険要因の監視及び是正が行われるが、それにはエンジニアリングマネジメントを補完するツールとして、インターフェースマトリックスの作成(部門間の境界と相互理解の明確化)とリスクの登録を行う必要がある。

リスク要因 3: 工程管理

- ・建設スケジュールは、現実的であると同時に請負業者間の遅れを防ぐために、明確に調整、配列されていることが重要で、全ての活動をカバーし、操業開始が遅れないように注意深くモニターする必要がある。

リスク要因 4: 工事

- ・ヨーロッパでは、洋上ウインドファームの建設と運転には Marine License(マリンライセンス)と呼ばれる認可が必要で、それにはライセンス要件を順守するために工事前、工事中及び工事後の環境モニタリングについても規定されている。また、同意条件には工事前のモニタリング調査の実施とともに、施工計画書、船舶管理計画、海洋汚染対策計画及び航行安全計画について、認可機関及びその関係者に申請し、認可を受ける必要がある。したがって、こうした条件を満たすために必要な費用と時間を考慮して置く必要がある。

リスク要因 5: 基礎とトランジションピース

- ・タービンの基礎工事にはリスクと不確実性が付きまとう。それらは、海底条件、気象・海象条件、海上での重量物運搬、高所作業や局所作業等に伴うものであり、それに加えてアクセス、補整作業あるいは据え付け後の構成部品の交換等によるコスト増もありうる。そのため、基礎の最終設計は、設計段階で行われた地質調査結果を踏まえて、プロジェクトの要件に適応した設計を行う必要があり、輸送・据付けは基礎設計とサイトの自然条件を照らして戦略を立てることが重要である。

リスク要因 6: 風車とタワー

- ・風車とタワーの据え付け作業は、通常、SEP 船を利用して行われる。風車とタワーの据え付け方法(一体型、分割型)は、風車/タワーの重量、SEP 船の能力、サイトの自然条件(風況、波浪、海潮流)、工事用の港湾状況等を勘案するとともに、安全面・経済面の観点から最適な方法を検討する。

日本の太平洋側では、“うねり”が卓越し、海上作業の稼働率は低いため、コスト削減に密接な関係を有する SEP 船等の作業計画は綿密に立てることが重要である。

リスク要因 7: 海底ケーブルの敷設と埋設

- ・送電用とアレイケーブルに関するサイズと設計は、電気系統全般の設計とウィンドファームの構成・配置により決まる。更なる設計条件として、送電ルート、土質、埋設深度、補足的保護措置等が与えられれば、海底ケーブルの製作者が必要とするケーブルの諸要素を特定することができる。なお、英国の大規模な沖合の洋上ウィンドファームの開発では、HVAC(高圧交流送電)とHVDC(高圧直流送電)を比較検討し、コスト削減とリスクヘッジの両面から送電方法を選ぶ傾向にある。

- ・地質調査は、ケーブルルートの最終案を決定する上で不可欠な調査で、これにより個々のケーブルの長さ、最適敷設方法、ケーブル保護の必要性等が確定される。

我が国では欧州に比べて、海底土質に係る調査実績が少なく、ボーリング等の計測機器や専用船舶が不十分である。実際、北九州市沖洋上風力発電実証研究施設では当初の考えられていた候補海域の海底土質条件が悪く、候補海域を変更する結果となった。このように海底土質に関するリスクが大きいので、コスト低減の観点からも注視する必要がある。

- ・海底ケーブルの敷設は、正しい手順で行われることが重要である。英国で海底ケーブルのキックが起こった事故では、ケーブルハンドリングチームとバックデッキチームのコミュニケーション不足が理由にあげられ、対策としてオペレータに十分な訓練を受けさせて手順を精通させること、デッキに監督者を配置することがあげられている。

- ・海底ケーブルルートの一部が埋設されていない箇所は、埋設に代わる代替技術(マツレシニング、岩石投下、ウオータジェット法、あるいはそれらの組み合わせ)でケーブルを保護する必要がある。

- ・アレイケーブル末端部を風車基礎に接続するには、ケーブルを支え、保護するためのケーブル保護システム(CPS)を特定し、それを受け入れられるような基礎設計を構築する必要がある。従来使用されてきたシステムは、ケーブルに設置されたケーブル保護システムと j-チューブエンドのベルマウスが合うように設計されたラッチ機構を備えている。この機構は、保護システムを固定し、海底と基礎間にあるケーブルを支え、保護する役割を果たしている。ケーブルはこの機構を通して、スイッチギアでケーブルを停止できる長さまで引き上げるが、英国ではアレイケーブルが「ねじれ」のために途中で詰まった事故が起こっている。対策として、引っ張り添え索の再設計(CPS システムの隙間を拡大)と手順変更により、引き上げ作業中の絡まりを最小限に抑えることが可能になった。

銚子沖洋上風力発電実証研究施設では台風による波浪の影響で基礎部の海底ケーブルの可とう防護管接続用鋼材の羽根部分が動いて、設地線防護管(PVC 管)に接触・損傷し、絶え間ない波浪により接地線防護管の損傷が拡大・破断に至る事故があった。このように、我が国のように厳しい自然条件下にあっては可とう防護管ではなく固定式防護管を使用することや、接地線のチタンベルトの固定には電飾防止措置を施すとともに、基礎との間に隙間がないようにする等の対策が必要である(豆知識 3.7.2-5、参照)。また、北九州市沖洋上風力発電実証研究施設では遊漁船のアンカーの引っ搔けと推定されているが、海底ケーブルの変位と防食層の損傷事故があり、対策として鋳鉄防護管の取り付けが行われた(豆知識 3.7.2-6、参照)。このように海底ケーブルに関する自然的あるいは人為的な要因による事故が多いので、設計波高等の予測技術に係る課題や漁業者等の動向も踏まえ、施工方法や管理には特に留意する必要がある。

7) 調達戦略

調達に係わる戦略は、事業者のリスクに対する関心度、財政投資及び現行のサプライチェーンといった主要ファクターに動かされる傾向がある。曖昧な範囲と成果物は、遅れとコスト増加に繋がる恐れがある。

リスク要因 1: 調達戦略と契約

- ・明確な調達戦略には、コスト、品質、プログラム、HSE(健康・安全・環境)等に関して、プロジェクトにとって最善の選択を可能にする競争調達プロセスが含まれていなければならない。
- ・調達戦略は、請負業者が合意済みの作業範囲をスケジュール通りに達成できること、また、契約が、約定損害賠償、不可抗力、連続不良（シリアルディフェクト）、瑕疵担保期間、保証/担保等をカバーしていることを確実にするものでなければならない。

リスク要因 2: サプライチェーン

- ・適切なサプライヤーの選択は、プロジェクトのサポートに不可欠である。このため、経験豊かで、高い評価を受け、豊かな資源を持ち、信用できるサプライヤーを選択することが重要である。一方で、サプライヤーや請負業者は、コンポーネント/設備/船舶等がそれぞれに求められているタスクに適したものであることを保証できなければならない。
- ・ヨーロッパにおいては、プロジェクトの調達に影響し、最終的にプロジェクトのスケジュールにも影響を及ぼす主要なコンポーネントは、船舶、発電機、海底ケーブル、変圧器と考えられている。サプライチェーンの生産能力と主要アイテムの供給に伴うリスクを理解するためにも、サプライチェーンとの関わりに優先順位をつけておくことが不可欠となる。

8) 運転・保守

ヨーロッパにおいて、最初の商業的洋上風力発電所が就役したのは僅か 10 年前である。このため、運転・保守(O&M: Operation & Maintenance)段階のコストとリスクは未だ解明途上にある。公表されている調査によると、O&M の推定生涯コストはプロジェクトの全投資額の 25%～40%を占める。このため、O&M は、コスト削減機会を特定し、電力販売による収入を確保する上で重要な段階である。

リスク要因 1:稼働率の拡大

- ・強力で有効な O&M 理念は発電量に影響を及ぼすリスクを特定すると同時に、以下を含む生産ベースの稼働率の最大化に向けた目標を特定するものでなければならない。そして、これらの主要分野に影響を及ぼすためには、オーナーの役割、契約戦略、O&M 物流、予備部品戦略に対する入念な考慮が必要となる。
 - a. 年間で風速が最も低い日に、予定されている保守活動を実施する。
 - b. 年間のタービン停止数の最小化を目的とした、先を見越した保守作業を計画する。
 - c. ダウンタイムに繋がる故障タービンの早期修理を徹底する。
 - d. 故障を予防し、予測するシステム(CMS 等)を提供する保守戦略を整備する。

リスク要因 2: リスク管理

- ・ O&M に対する理念は、風車のライフサイクルを通して適切に管理する必要がある様々な難問を考慮したものでなければならない。ライフサイクル全体に亘るリスクを理解し、管理することは、不均衡リスクや取引機能とのインターフェース等の商業問題を確実に管理し、適切な保険保障を確保するための明確な戦略を構築する上で重要である。また、O&M 理念は安全衛生リスク、高い安全衛生管理基準の重要性、サイトパフォーマンスの最大化にも貢献する従業員と請負人に対する注意義務を明確にするものでなければならない。

リスク要因 3: O&M 戦略

- ・ O&M 戦略は、O&M 理念を費用的に効率良く実施する方法を特定し、以下の a.~e. を含むものでなければならない。故障が起きた場合は、故障の原因を調査し、再発防止に向けて再設計あるいは改良する価値があるか否かを決定することもまた重要である。現在、このようなアプローチは、主にタービンサプライヤー主導で行われているが、故障原因の理解を速めるオーナー主導の解析(RCA: Root Cause Analysis)の例も出現し始めている。この場合、オーナーが OEM サービス/保証契約によって RCA へのアクセス権を与えられていること、また、オーナーが自社で工学的調査を行うか、あるいは OEM 主導の工学的調査、部品の取り外し、徹底的調査等に立会人を送る権利を保持していることが重要となる。
 - a. 全般的なメンテナンス戦略
 - b. 船舶とアクセス戦略
 - c. 効果的な物流の実施
 - d. 主要コンポーネントの管理
 - e. 送電システムの管理

リスク要因 4: 船舶とアクセス戦略

- ・ 事業者が船舶を保有あるいは傭船することによって、コスト削減と管理向上を実現できる可能性が生まれる。風力発電所への良好なアクセスの確保は、修理時間の短縮と気象関連のコスト削減にとって不可欠である。適切なアクセスを確保しつつコストを最適化できる船舶仕様を選択するために、波や気象データを利用することも重要である。考慮すべきその他の要素は、最寄りの適切な港までの距離、潮流の方向・流速・範囲、サイトの深さ、最多風向等である。また、洋上風力発電施設にはアクセス性を高めるために梯子を 2 基設置したり、タービン上の船舶アクセスフェンダーについても付着生物が付着していない清潔な状態を維持し、梯子の使用中に高所からの落下を防ぐための落下防止システムを備えていなければならない。
- ・ 適切なアクセス戦略を決定する場合、特に氷、霧、強風、雷を伴った嵐等の荒天候下における安全衛生リスクを考慮に入れることが重要である。

リスク要因 5: 物流と O&M 基地

- ・ 予備部品の速やかな入手と船積み地点に近い場所での保管を確実にするためには、入念かつ徹底した物流計画を構築しなければならない。

- ・波止場付近には、予備部品やツール類を船に積み込むためのクレーンを含む十分な荷役設備が必要である。また、予備ケーブルや予備の風力発電所用主要コンポーネント等は、大型船舶が停泊できる別の場所に保管しておく必要があるが、コンポーネントメーカーに対して戦略的予備品の供給を保証する契約を取り決めることもバランスシート上の在庫を減らすのに有効である。
- ・物流サポートチームは、洋上で作業する技術者やエンジニアと共同で動ける体制を作っておかねばならないし、事業者は適切な福祉施設も提供する必要がある。

リスク要因 6:送電システム管理

- ・洋上風力発電所の収入源にも影響を及ぼすため、事業者がオペレータとの良い関係を維持し、送電システム障害のリスクを低減するための協力関係/相乗効果を追求することが重要になる。

リスク要因 7:安全規則

- ・故障に速やかに対応するためには、高電圧安全規則に基づき作業許可証やその他の安全文書を発行する権限を付与された、十分な数の上級権限者を任命しておくことが重要である。

リスク要因 8:IT 資産管理システム

- ・洋上風力発電施設の大規模化に伴いメンテナンス作業の計画と実施を管理する適切な IT ソリューションを構築することが重要になる。これは、メンテナンスが最適な時間に行われるようにするために重要であるが、コンピュータ化されたメンテナンス管理システム(平均稼働時間と平均修理時間、風車の故障・事故履歴、予備品の管理状況、最新気象情報へのアクセス、船舶位置情報等の主要なパフォーマンス指標)の運用は、効率的な資産管理に欠かせないものである。

9) 健康・安全性・環境・セキュリティ

ヨーロッパの洋上風力エネルギー市場は、国内規制の遵守と事故の回避を目的とした高度な「健康・安全性・環境保全」基準を業界の基礎としている。国内規制の遵守はプロジェクトの成功にとって重要であるだけでなく、建設・運用段階での事故及びコストの削減にも寄与する。

リスク要因 1:海上活動

- ・国際連合の専門機関である国際海事機関(IMO)の目的のひとつは、海上航行と船員のための国際規制の枠組みを構築し、維持することにある。洋上風力業界が適用対象となる最も関連性の高い国際海事規制あるいは手段は以下の通りで、これらの条約を遵守して海上作業を行う必要がある。
 - a. 海上における人命の安全のための国際条約 (SOLAS) (1974 年)
 - b. 満載喫水線に関する国際条約 (1966 年)
 - c. 海上衝突防止国際規定に関する条約 (COLREGS)
 - d. 船員の訓練および資格証明並びに当直の基準に関する国際条約 (STCW) (マニラ 2010 年)

e. 船舶による海洋汚染防止条約（MARPOL）（1973年）

リスク要因 2:共同企業体プロジェクト

- ・洋上風力発電プロジェクトでは、数多くの請負業者が、特にプロジェクトの建設段階で関与するケースが増えており、多くの人材、船舶移動及び設備が安全衛生上のリスクが高い活動に関与している。このような共同企業体プロジェクトでは安全衛生管理が重要で、そのためには事業者のリーダーシップ、リスク管理、施工計画、企業間のインターフェース管理が必要である。

リスク要因 3:安全衛生

- ・洋上風力発電プロジェクトにおいては、安全衛生が重要で、単独作業あるいは複数の作業間との調整を図って事故が起こらないようにしなければならない。そのためには、安全衛生基準と手順を整備し、作業員の安全衛生教育とともに、管理システムの構築と的確な運用が必要である。なお、海上作業の遅れは、既定のスケジュール確保に起因するリスクを増大させる可能性があるから注意を要する。

10) 撤去・回収

洋上風力発電施設の撤去・回収作業の範囲は、その時に整備されている法律と安全作業慣習に基づいて決定される。洋上風力発電施設のサイトは、海域環境への悪影響を最低限に抑えるために、承諾条件、環境/生態学的/建築学的状態を配慮しつつ可能な限り現状復帰され、撤去後は、関係規制当局に報告書を提出する手順を踏むことになると考えられる。

英国では、洋上風力発電施設の撤去事例はないが、業界は国内外の知識、経験、教訓を共有し、撤去・解体の各作業範囲に最善の技術、資源、処理手順を用いて対処することになる。撤去された全ての資材は、可能な限りリサイクルあるいはリユースされることである。

リスク要因 1:撤去計画

- ・撤去計画は、プロジェクト設計とレイアウトが確定される開発段階に起草し、運用段階で定期的に見直し、更新されなければならない。撤去時期が近付くと撤去計画の最終見直しを行い、提案されている作業プログラムを既定の承諾条件に沿って決定しなければならない。

洋上風力発電所の廃止は、建設・設置プロセスの逆のプロセスであるが、英国では埋設された海底ケーブルの回収は環境に悪影響を及ぼす可能性が高いとし、残置の方針がとられている。

リスク要因 2:安全衛生

- ・洋上風力発電施設計画時に取りまとめられた環境影響評価書には、撤去・回収計画に関するセクションが含まれているが、撤去計画書や撤去のための環境調査報告書は撤去作業開始前に承認を得ておく必要がある。撤去作業は、「健康・安全性・環境保全」はあらゆる分野において優先して行う必要がある。

リスク要因 3:撤去費用

- ・撤去費用は、会計処理上も資産除去債務を計上することが必要となることもあり、事業実施のための費用として考慮されている。撤去費用の水準は、陸上風力と同様に資本費の5%(IEA試算)とされているが、10%(日本の事業者の試算)とのヒアリング結果もある。

英国において、事業者は洋上風力発電施設の撤去のための保証金を供託することを義務付けられているため、開発段階中にこの財政的負担を相殺できるようにしなければならない。このため、事業の財務力を運用段階で強化し、使用可能なキャッシュフローから撤去に係る資金を賄う必要がある。なお、撤去費用は債券や信用状等の手段によって賄うことも可能である。

また、撤去計画に対する一部の承諾条件には、撤去後の環境モニタリング・メンテナンス計画の作成を義務付けているので、これに関する費用も予算化しておかねばならない。

(2) コスト低減策

ヨーロッパの洋上風力産業は、当業界が投資家にとってより魅力的なものとなるように、最初のスコーピングから概念設計とエンジニアリング、研究開発、建設・設置方法、運転・保守、品質とパフォーマンスまでを含む、全ての分野で常にコスト削減方法を模索している。

前項では、事業の段階毎にリスク要因の抽出をしたけれども、これらのリスク要因を抑止することが、即ちコストの低減に結びつくものであるが、ここでは、改めて洋上風力発電事業者にとって関係の深いコスト低減策について概観する。

1) 許認可

洋上風力発電計画の許認可待ちの状態にある事業者は、その間、経済的負担と関連リスクを抱えることになる。この承諾プロセスが早くなればなるほど、事業者のリスクは低減し、投資家にとってプロジェクトはより魅力的なものになる(英国では、特に大きな障害がないと仮定したケースでも承諾を得るのには最低で5年は必要である)。

2) 契約戦略

大規模なマルチ契約の獲得プロセスには膨大な時間と資源を要するが、それぞれ一回限りの契約関係になる傾向がある。しかし、事業者とサプライヤーの両者にとって有益な包括協定を設定できれば、コスト削減も可能である。包括協定では、最初の入札を実施した後は、その後入札を行う必要はなくなるため、入札に伴う時間、労力、コストを削減できるだけでなく、契約獲得プロセスを速めるというメリットもある。また、長期的な関係の構築は、サプライヤーの技術力と可用性に対する理解を深め、プロジェクトの発展を促進する。

3) プロジェクトの管理

適切なプロジェクト管理ツール、技術、プロセスを備えた知識と経験豊かなチームは、リスクを低減し、予算の超過を減らし、インターフェースを管理し、プロジェクトを計画通りに、しかも予算内で達成することに貢献できる。なお、プロジェクトの計画は、十分な危機管理計画と現実的な予算に基づいた、達成可能なものでなければならない。

4) 物流

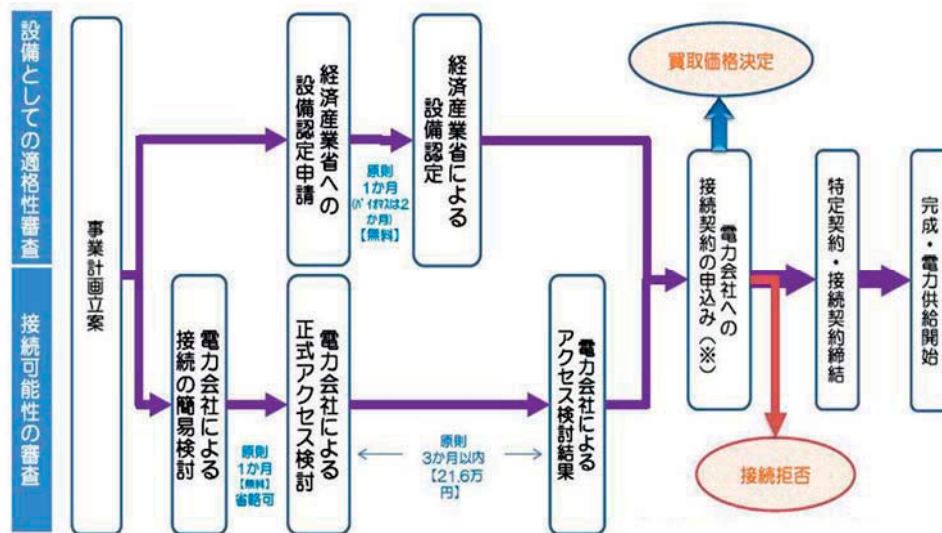
洋上風力発電の建設、運転・保守に係る物流は、官民協力の下、海運業界の専用船舶や専用設備の利用と設計によって大きく改善させることが可能である。コスト削減方法として、船舶の共有もひとつのやり方であるが、前述のように海上作業の稼働率を勘案し、SEP 船等の作業計画は綿密に立てることが重要である。

5) 運転・保守

事業者は、メンテナンスパートナーシップを構築し、多大な出費に繋がる重要なメンテナンス作業や突発的な重大障害を対象とした契約を交わすことによりコスト低減が図られる。また、メンテナンス会社は O&M 設備、専門ツール、予備部品等の共有化、また、サービス時間を減らし、パフォーマンスを高める画期的なサービス計画の構築等の方法によって、コスト削減イニシアティブを実施することが可能と考えられる。

3.11 運転開始までの手続き

風力発電の運転開始までの手続きとして、設備認定と接続検討(系統連系に関する手続き)がある(図 3.11-1)。前者は国(該当する各地域の経済産業局)への申請、後者は一般電気事業者への申込みである。固定買取価格の適用を受けるためには、接続契約に係る申込みの書面を一般電気事業者が受領した時、または国の設備認定時のいずれか遅い時点が年度末までにあることが必要である。また、買取期間のカウントは、電力供給開始の時点からとなる。



(経済産業省 HP)

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/001_03_00.pdf

図 3.11-1 風力発電の運転開始までの手続き

3.11.1 設備認定

風力発電に係る設備認定の基準が定められている(表 3.11.1-1)。同表には、洋上風力発電以外に陸上風力発電(20kW 以上)と小形風力発電(20kW 未満)の基準も併せて掲載している。主な基準は、風車の性能を維持することが可能な保証またはメンテナンス体制の確保、一般電気事業者に供給される風力発電電力量の適正に計量可能な構造、発電設備内容(風車メーカー、型式番号等)の特定、風力発電システムに要した費用(建設費用、運転保守費用等)の内訳と運転保守費用の毎年度の内訳等であるが、洋上風力発電は「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」と定義されている。

表 3. 11. 1-1 風力発電に係る設備認定の基準(資源エネルギー庁資料)

分類	20kW未満	20kW以上	洋上風力(※)
満たさねばならない基準	A + E	A	A
A	○調達期間中、導入設備が所期に期待される性能を維持できるような保証又はメンテナンス体制が確保されていること。		
	○電気事業者に供給された再生可能エネルギー電気の量を計量法に基づく特定計量器を用い適正に計量することが可能な構造となっていること。		
	○発電設備の内容が具体的に特定されていること(製品の製造事業者及び型式番号等の記載が必要)。		
	○設置にかかった費用(設備費用、土地代、系統への接続費用、メンテナンス費用等)の内訳及び当該設備の運転にかかる毎年度の費用の内訳を記録し、かつ、それを毎年度1回提出すること。		
	○【既存設備のみ適用】 既存の発電設備の変更により再生可能エネルギー電気の供給量を増加させる場合にあつては、当該増加する部分の供給量を的確に計測できる構造であること。		
E	○JIS 基準(JISC1400-2)又はJIS 基準に準じた認証(JSWTA(日本小形風力発電協会)が策定した規格の認証又はJSTWA認証相当の海外の認証機関の認証)を得ていること。		
平成26年度の 買取条件 (価格・期間)	55円+税 20年	22円+税 20年	36円+税 20年

※建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの。

設備認定に必要な書類は、以下の通りで、これら書類の記載要領は各申請書とともに、
「http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/nintei_setsubi.html#sun01」から入手できる。

<新規の申請>

- ・再生可能エネルギー発電設備認定申請書(10kW未満の太陽光発電設備を除く)」

<変更の申請>

- ・再生可能エネルギー発電設備変更認定申請書(10kW未満の太陽光発電設備を除く)」

<軽微な変更の申請>

- ・再生可能エネルギー発電設備軽微変更届出書

※軽微な変更とは以下に該当しない場合を言う。

- 一 認定発電設備に係る点検、保守及び修理を行う体制の変更
- 二 認定発電設備の大幅な出力の変更
(具体的には、出力が20%以上増減する場合。ただし、増減の幅が10kW以上であるものに限る。)
- 三 認定発電設備に係る設備の区分等の変更を伴う変更
- 四 認定発電設備(第二条第一号及び第二号に掲げる設備に限る。)が供給する再生可能エネルギー電気の供給の方法の変更

- 五 認定発電設備が供給する再生可能エネルギー電気の計測の方法の変更
- 六 認定発電設備がバイオマス発電設備である場合にあっては、当該認定発電設備において利用されるバイオマスの種類の変更

〈設備の廃止の申請〉

- ・再生可能エネルギー発電設備廃止届出書

〈設備確定後に提出が必要な書類〉

- ・再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報

初回：受給開始から1か月後

再生可能エネルギー発電設備設置・運転費用年報の「設置の状況」、
「資本費」、「設置期間」、「連絡先」の項目について記入

2回目以降：受給開始から1年後ごと（以降調達期間の間、毎年1回）

3.11.2 接続検討

一般電気事業者が発電電力を売電するには、系統に連系するための技術的な調整と手続きが必要で、技術的な事項については「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（資源エネルギー庁編；以下、系統連系ガイドラインと略す）に則って行う必要がある。さらに、電力販売に関する手続きのための買取価格に関する調整と手続きが必要である。

(1) 系統連系技術要件ガイドライン

風力発電システムで発電した電力は、小規模な独立系システムまたは特殊な事例を除き、一般電気事業者による商用系統に接続され(系統連系と呼ぶ)運転を行うのが一般である。しかし、連系したことにより既存電力の品質、信頼性、保安等に影響を与え、他の電力使用者が従来の電力を使用できなくなることを避けるため、風力発電システムの設置者側が技術的に適切な措置を施しておく必要がある。これらの技術的措置に関して標準的に守るべき要件が「系統連系ガイドライン」であり、これを補完及び解説するものとして民間の技術指針である「分散型電源系統連系技術指針」が発刊されている。また、連系する一般電気事業者毎に「系統アクセスルール」が公表されており、これらを基に電力会社と協議を進めていく必要がある。「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」の主要な条文概要を表 3.11.2-1 に示す。

なお、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は下記ホームページに掲載されている。

(http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/keito_guideline.pdf)

表 3.11.2-1 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの概要

条 項	内 容
第1章4 連系の区分	(2) 高圧配電線との連系 発電設備等の一設置者当たりの電力容量が原則として2,000kW未満の発電設備等は、第2章第1節及び第3節に定める技術要件を満たす場合には、高圧配電線と連系することができる。
第1章5 協議	このガイドラインは系統連系に要する技術要件についての標準的な指標であり、実際の連系にあたっては発電設備の設置者及び系統側の電力事業者は誠意を持って協議に当るものとする。
第2章第1節1 電気方式	(1) 発電設備等の電気方式は、(2)に定める場合を除き、連系する系統の電気方式と同一とする。 (2) 省略
第2章第3節1 力率	高圧配電線との連系のうち、逆潮流がない場合の受電点の力率は、標準的な力率に準拠して85%以上とし、かつ系統側からみて進み力率とはならないこととする。逆潮流がある場合の受電点の力率は、低圧配電線との連系の場合と同様に扱う。
第2章第3節2 自動負荷制限	発電設備等の脱落時等に連系された配電線路や配電用変圧器等が過負荷となるおそれがあるときは、発電設備等設置者において自動的に負荷を制限する対策を行うものとする。
第2章第3節3 逆潮流の制限	配電用変電所におけるバンク単位で逆潮流が発生すると、系統運用者において系統側の電圧管理面での問題が生ずるおそれがあることから逆潮流のある発電設備等の設置によって、当該発電設備等を連系する配電用変電所のバンクにおいて、常に逆潮流が生じないようにすることが必要である。
第2章第3節4 電圧変動	(1) 常時電圧変動対策：低圧需要家の電圧を標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ 以内に維持する必要がある。 (2) 瞬時電圧変動対策：発電設備等の並解列時の瞬時電圧低下は常時電圧の10%以内とし、瞬時電圧低下対策を適用する時間は2秒程度までとする。
第2章第3節5 不要解列の防止	連系された系統以外の短絡事故等により系統側で瞬時電圧低下等が生ずることがあるが、連系された系統以外の事故時には、発電設備等は解列されないようにするとともに、連系された系統から発電設備等が解列される場合には、逆電力継電器、不足電力継電器等による解列を自動再開路時間より短い時限、かつ、過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うものとする。
第2章第3節6 連絡体制	系統側電気事業者の営業所等と発電設備等設置者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置するものとする。

(2) 系統連系の手続き手順

一般電気事業者との系統連系について、電気事業法では特に規定されていないので、系統連系する場合には「系統連系ガイドライン」に基づき、連系する一般電気事業者と協議調整を行う。表 3.11.2-2 に系統連系の手続きの概要を示す。一般電気事業者との協議や調整には通常 3 ヶ

月程度を要することから、風力発電システムを設置するための基本的な設計が終了した段階で事前相談の依頼を行えばよいが、設計計画・検討の早い段階で一般電気事業者と調整作業に入るのが望ましい。実際に、一般電気事業者との協議や調整は、風力発電システム設置業者や風車メーカー等が代行する場合が多い。

表 3.11.2-2 系統連系の手続き

項目	内容
事前相談 接続検討	接続検討申込書にて営業的条件、技術的条件の検討及び書類の不備等の確認を行い、連系方法を電力会社と相談する。記載内容に問題等がなければ、接続検討申込を実施する。
契約申込	接続検討の結果(回答)により接続に問題がなければ、電力会社に系統連系の契約を申し込む。
契約の締結	電力会社側にて供給対策検討・系統連系工事設計を実施した後、契約申し込みに対し回答(供給承諾)がなされる。回答(供給承諾)が得られたら、電力会社と契約の締結を行う。電力会社は系統連系工事の施工に入る。
竣工検査	施工完了後の自主検査の際に、電力会社が連系協議合意内容に基づいているか検査を行う。

事前相談は、風力発電システムの概要、連系する系統、系統連系希望日、単線結線図、機器・保護継電装置の仕様等を一般電気事業者に提出し、これらについて前準備的な協議を行う。協議において問題がなければ接続検討申込みを行い、一般電気事業者にて接続可否の検討が行われる。この検討結果により接続可能となれば系統連系申込み(契約申込)を行うことになる。

接続検討申込みの際には、電気申込書、高圧受電希望書、発電設備仕様書等の接続検討に必要な書類を提出し、「系統連系ガイドライン」や電力会社の「系統アクセスルール」に基づいて申請内容の照合、電圧・力率・高周波等の概略の検討が行われる。検討の進み具合に応じて、「系統連系規程(JESC E0019-2012)」に例示されている表 3.11.2-3a,b に示す資料の提出や検討が行われる。なお、風力発電システムは、人為的に発電電力制御を行うことが不可能であることや可変速機が主流になりつつあること等、一般的な分散型電源と異なる点があるので、申請先の一般電気事業者毎の風力発電系統連系申請フォーマットを入手する必要がある。

表 3.11.2-3a 一般電気事業者との系統連系協議に必要な資料例

(出典:分散型電源系統連系技術指針)

	系統連系協議資料例	主な検討項目
共通	・保護装置のガイドラインとの適合性等の説明	同左
	・逆潮流の有無に関する説明 ・最大出力値、連系点での最大逆潮流値、最大受電値	連系の適用区分（逆潮流の有無） 常時電圧変動
	・受電設備構成 ・単線結線図による継電器、計器用変成器等の設置図	解列箇所 保護協調等の確認
発電機	・発電機に関する事項 ○同期発電機の場合（ACリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・電気定数 同期リアクタンス(X_d)、 過渡リアクタンス(X_d')、初期過渡リアクタンス(X_d'') 開路過渡時定数(T_{do}')、 短絡過渡時定数(T_d')、短絡初期過渡時定数(T_d'') ・自動制御装置（機能） 自動同期投入装置（有・無）、 自動力率調整装置（有・無）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動 常時電圧変動
	○誘導発電機の場合（ACリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・電気定数 拘束リアクタンス(X_L)、励磁リアクタンス(X_M) 一次漏れリアクタンス(X_1)、一次抵抗(r_1) 二次漏れリアクタンス(X_2)、二次抵抗(r_2) ・自動制御装置（機能） ソフトスタート開路（有・無） ソフトスタート時の電流制限値と継続時間 限流リアクトル（有・無）とその仕様 力率改善コンデンサ（有・無）とその仕様 発電機単体力率と改善後力率（出力別）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 常時電圧変動 常時電圧変動
	○逆変換装置を用いて連系する場合（DCリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・逆変換装置 過電流（短絡電流）制限値 逆変換器ゲートブロック電流値 高調波電流（総合、各次） 交流出力側限流リアクトル（有・無）とその仕様 ・自動制御装置（機能） 自動同期投入装置（有・無） 自動力率調整装置（有・無）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 電力品質 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 常時電圧変動

表 3.11.2-3b 一般電気事業者との系統連系協議に必要な資料例

(出典:分散型電源系統連系技術指針)

	系統連系協議資料例	主な検討項目
保護	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系用保護継電器に関する事項 <ul style="list-style-type: none"> シーケンス、メーカー、形式、特性、整定範囲等 単独運転検出機能（原理、整定値等） 	保護協調 （保護断電器の種類、整定、設置箇所の確認） 保護協調（単独運転防止）
機器	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系用機器に関する事項 <ul style="list-style-type: none"> 進相コンデンサ（形式、容量等） 遮断器（種別、遮断容量、遮断時間等） 開閉器（種別、開閉容量） 変圧器（種別、容量、%インピーダンス等） 中性点接地装置（種別、抵抗値、リアクトル容量） 機器定格、型式、制御方法等の基本事項 保安通信設備（種別、方式：低圧連系は除く） 計器用変成器（VT、CT：仕様、使い方） 	力率、常時電圧変動 短絡容量 開閉容量 瞬時電圧変動、常時電圧変動 瞬時電圧変動 連絡体制 保護協調（VT、CTの兼用）
その他	<ul style="list-style-type: none"> その他 <ul style="list-style-type: none"> 運転体制、連絡等に関する説明 保安規程 	連絡体制 定期点検等の確認

接続検討申込書の具体的な記載については、日本風力発電協会がホームページで記載例を公開している(http://jwpa.jp/page_182_jwpa/detail.html)ので、これを参照するとよい。また、参考として日本風力発電協会が公開している発電機の項目に関する具体的な記載例を表 3.11.2-4a,b,c に示す。

系統連系(契約)申込み後に、一般電気事業者側で供給対策の検討及び系統連系工事設計が進められ、連系時の条件や工事負担金の提示等とともに、契約申込みに対する回答(供給承諾)が行われる。回答(供給承諾)受領後に契約の締結に進み、工事負担金の支払い等も含めて契約完了後に設置工事が開始される。系統連系を行うことにより必要となる計量器や安全保護装置の設置、修理、管理費等の費用は、一般的に風力発電事業者が負担する。

表 3. 11. 2-4a 一般電気事業者との系統連系協議に必要な資料と記入例(発電設備/同期機)

平成〇〇年〇〇月〇〇日			
発電設備仕様 (同期機)			
<p style="color: red; font-weight: bold;">2013年3月時点における量産風車で該当機種は無い。但し、開発中の油圧ドライブ方式の風車が該当する。</p>	<p style="color: red; font-weight: bold;">各数値は、開発完了後メーカーに確認し、数値を記載の事</p>		
発電設備設置者名 〇〇〇〇			
1~〇号発電機 (既設・新設・増設)			
1. 全般			
(1) 原動機の種類 (蒸気タービン、ガスタービン、内燃機関など)	風力		
(2) 発電機台数	〇 [台]		
2. 交流発電機			
(1) メーカー・型式 【メーカー】 〇〇〇〇 【型式】 〇〇〇〇			
(2) 電気方式	三相3線式・单相3線式・单相2線式		
(3) 定格容量	〇〇〇〇 [kVA]		
(4) 定格出力	〇〇〇〇 [kW]		
(5) 出力変化範囲	0 [kW] ~ 〇〇〇〇 [kW] 出力変化速度 〇〇〇〇 [kW/分]		
(6) 定格電圧	〇〇 [kV] 連続運転可能端子電圧 (定格比) 95[%]~105[%]		
(7) 力率 (定格)	100 [%] 力率 (運転可能範囲) 遅れ 95 [%]~進み 95 [%]		
(8) 定格周波数	50 [Hz]		
(9) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]		
(10) 運転可能周波数 (300秒)	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]		
(11) 励磁系	(a) 励磁方式	添付 様式5の1 参照	
	(b) 自動電圧調整装置(AVR等)の有無・定数	有 (添付 様式5の1 参照) ・ 無	
	有の場合制御方式	V _R ・APFR・その他 ()	
(c) 系統安定化装置(PSS)の有無・定数	有 (添付 様式5の1 参照) ・ 無		
(12) 调速機(ガバナ)の定数	添付 様式5の2 参照		
(13) 系統並解列箇所	添付 様式5の4 参照		
(14) 自動同期検定装置の有無	有・無		
(15) 発電機の飽和特性	添付 様式5の3 参照		
(16) 諸定数 (基準容量 kVA)	飽和値 不飽和値		
(a) 直軸同期リアクタンス	(X _d)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(b) 直軸過渡リアクタンス	(X _d ')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(c) 直軸初期過渡リアクタンス	(X _d ' ')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(d) 直軸短絡過渡時定数(T _d ') または直軸開路時定数(T _{do} ')	(T _d ')		〇〇 [sec]
	(T _{do} ')		〇〇 [sec]
(e) 直軸短絡初期過渡時定数(T _d ' ') または直軸開路初期時定数(T _{do} ' ')	(T _d ' ')		〇〇 [sec]
	(T _{do} ' ')		〇〇 [sec]
(f) 横軸同期リアクタンス	(X _q)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(g) 横軸過渡リアクタンス	(X _q ')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(h) 横軸初期過渡リアクタンス	(X _q ' ')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(i) 横軸短絡過渡時定数(T _q ') または横軸開路時定数(T _{qo} ')	(T _q ')		〇〇 [sec]
	(T _{qo} ')		〇〇 [sec]
(j) 横軸短絡初期過渡時定数(T _q ' ') または横軸開路初期時定数(T _{qo} ' ')	(T _q ' ')		〇〇 [sec]
	(T _{qo} ' ')		〇〇 [sec]
(k) 電機子漏れリアクタンス	(X _L)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(l) 電機子時定数	(T _a)		〇〇 [sec]
(m) 逆相リアクタンス	(X ₂)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(n) 零相リアクタンス	(X ₀)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(o) 慣性定数 (発電機+タービン合計値)	(2H)		〇〇 [MW・sec/MVA]
(p) 励磁系頂上電圧 ^{*1}			〇〇 [PU]
(q) 制動巻線		有・無 ^{*2}	

※1 : 励磁系頂上電圧は無負荷定格電圧運転時の励磁電圧を基準として記入
 ※2 : 制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する資料を添付

【留意事項】
 ○ 異なる仕様の発電機がある場合は、本様式を複写し、仕様毎に記入してください。
 ○ 系統安定度の検討などで、さらに詳細な資料を確認させていただく場合があります。

表 3.11.2-4b 一般電気事業者との系統連系協議に必要な資料と記入例(発電設備/巻線形二次励磁)

平成〇〇年〇〇月〇〇日

発電設備仕様(二次励磁巻線形誘導機)

可変速度風車の内、増速機を有する殆どの風車が該当する。

発電設備設置者名 〇〇〇〇

1~10号発電機
(既設・新設・増設)

1. 全般

(1) 原動機の種類(風力など)	風力
(2) 発電機台数	10 [台]

2. 交流発電機

(1) メーカー・型	【メ-カ】 〇〇〇〇	【型式】 〇〇〇〇									
(2) 電気方式	三相 3線式 ・ 単相3線式・ 単相2線式										
(3) 定格容量	2,100 [kVA]										
(4) 定格出力	2,000 [kW]										
(5) 定格電圧	0.69 [kV]										
(6) 力率	定格	100 [%]	運転可能範囲 遅れ 95 [%]~進み 95 [%]								
	調整範囲	力率設定範囲: 95 [%]~ 95 [%] 力率設定ステップ: 1.0 [%]									
(7) 定格周波数	50 [Hz]										
(8) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]										
(9) 運転可能周波数 (300 秒)	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]										
(10) 系統並解列箇所	添付 様式5の4 参照										
(11) 自動的に同期がとれる機能の有無	有 〇 ・ 無										
(12) 誘導発電機諸定数 (基準容量 2,100kVA)	(a) 拘束リアクタンス	(X _L)	20 [%]								
(13) 二次励磁装置種類	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40%;">(a) 主回路方式</td> <td>式インバータ・その他(自励式)</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">電圧型〇・ 電流型</td> </tr> <tr> <td>(b) 出力制御方式</td> <td>電圧制御方式・ 電流制御方式</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">PWM〇・ PAM (サイリスタ)</td> </tr> </table>			(a) 主回路方式	式インバータ・その他(自励式)		電圧型 〇 ・ 電流型	(b) 出力制御方式	電圧制御方式・ 電流制御方式		PWM 〇 ・ PAM (サイリスタ)
(a) 主回路方式	式インバータ・その他(自励式)										
	電圧型 〇 ・ 電流型										
(b) 出力制御方式	電圧制御方式・ 電流制御方式										
	PWM 〇 ・ PAM (サイリスタ)										
(14) 事故時運転継続(FRT)要件適用の有無	有 〇 ・ 無										
(15) 高調波電流歪率	総合	0.5 [%]									
	各次最大	第 17次	0.2 [%]								

自励式三相ブリッジ(PMW制御)の場合は、サイリスタ適用時と異なり、「等価容量」(6パルス変換装置容量に変換)算出係数がゼロ(ki=0)の為、数値はゼロとなるが、ここでは風車認証時などのデータを記入の事
<参考>電協研46巻2号 総合5%以下、各次3%以下 が望ましい

【留意事項】

- 異なる仕様の発電機がある場合は、それぞれ記載する
- 系統安定度の検討などで、必要に応じて詳細なデータを提供する

表 3.11.2-4c 一般電気事業者との系統連系協議に必要な資料と記入例(発電設備/逆変換装置)

平成〇〇年〇〇月〇〇日

発電設備仕様(逆変換装置)

可変速度風車の内、全出力を逆変換装置を介して連系する機種が該当する。

発電設備設置者名 〇〇〇〇

1~10号発電機
(既設・新設・増設)

1. 全般

(1) 原動機の種類(風力, 太陽光など)	風力
(2) 台数(逆変換装置またはPCSの台数)	10 [台]

2. 逆変換装置

(1) メーカー・型式	【メーカー】 〇〇〇〇	【型式】 〇〇〇〇	
(2) 電気方式	三相3線式・单相3線式・单相2線式		
(3) 定格容量	2,100 [kVA]		
(4) 定格出力	2,000 [kW]		
(5) 出力変化範囲	0 [kW] ~ 2,000 [kW]		
(6) 定格電圧	0.4 [kV]		
(7) 力率(定格)	100 [%]		
(8) 力率(運転可能範囲)	遅れ 95[%] ~ 進み 95[%]		
(9) 定格周波数	50 [Hz]		
(10) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]		
(11) 運転可能周波数 (300秒)	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]		
(12) 自動電圧調整機能	進相無効電力制御機能・出力制御機能・その他()		
(13) 自動同期検定機能(自励式の場合)	有・無		
(14) 系統並解列箇所	添付 様式5の4 参照		
(15) 通電電流制限値	150 [%]		
	0.1 [sec]		
(16) 主回路方式	自励式(電圧形・電流形)		
	他励式		
(17) 出力制御方式	制御方式・電流制御方式・その他()		
(18) 事故時運転継続(FRT)に適用の有無	有・無		
(19) 高調波電流歪率	総合	0.8 [%]	
	各次最大	第 13次	0.5 [%]

自励式の場合、無効電力(力率)調整が可能であり、特殊な要求が無い限り、別置のSVCなどは不要。

自励式三相ブリッジ(PWM制御)の場合は、サイリスタ適用時と異なり、「等価容量」(6パルス変換装置容量に変換)算出係数がゼロ(ki=0)の為、数値はゼロとなるが、ここでは風車認証時などのデータを記入の事

【備考事項】

- 異なる仕様の逆変換装置がある
- 電圧変動の検討などで、さらに

3.12 電気事業法による法的手続き

3.12.1 手続きの概観

発電所を建設する際に係る電気関係の基本的法令は電気事業法である。また、電気事業法の施行令及び施行規則によって、風力発電所の設置、変更工事を行う際に必要な諸手続きが規定されている。手続きには工事計画、主任技術者選任(又は不選任)、保安規程等があり、手続きの可否は発電所の規模(発電出力、電圧階級)により異なる。風力発電所の建設に伴う電気事業法に係る手続きの概要を図 3.12.1-1 に示す。なお、「発電用風力設備に関する技術基準を定める省令」の第一条から第八条に定められた条項を満たさなければならない(3.6.1 項を参照)。

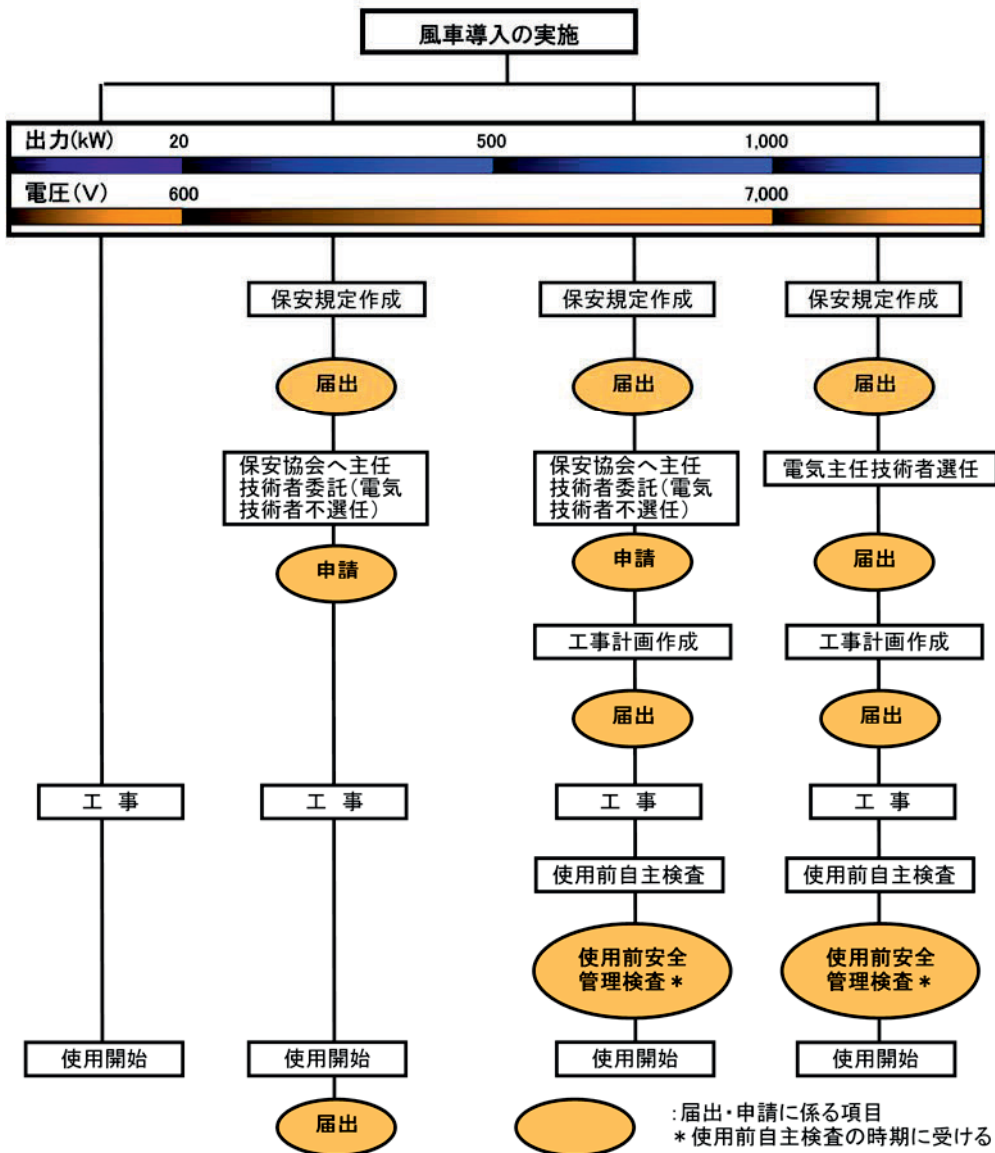


図 3.12.1-1 電気事業法に基づく風力発電導入に関する手続き (NEDO, 2008)

申請又は届出先は経済産業大臣であるが、電気事業法施行令により、その権限が工場の行われている場所又は設置の場所を管轄する経済産業局長に委任されているため、通常は所轄の経済産業局長に申請又は届出すればよい。

3.12.2 保安規定の作成

電気事業法第42条及び同施行規則第50条に、事業用電気工作物を設置する者は、工事、維持および運用に関する保安を確保するため、保安規程を定め、事業用電気工作物の使用の開始前に、経済産業大臣に届け出なければならないと規定されている。

事業用電気工作物である発電規模20kW以上の風力発電所を建設する際は、工事、維持および運用に関する一体的な保安を確保するために事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を作成し、経済産業大臣(経済産業局)へ工事の開始前に届け出ることが必要となる。他の事業用電気工作物が既に設置されている場所に増設する場合には、届出してある保安規程の変更・追加手続きを行うとともに、変更・追加した事項を経済産業大臣(経済産業局)へ届け出ることが必要となる。

保安規程の内容には、電気事業法施行規則第50条に基づいて、事業用電気工作物の種類ごとに以下の事項について記載するよう定められている。また、添付書類として、設備の概要、単線結線図、命令・連絡体制等を明記した資料が必要となる。

[一般電気事業又は卸電気事業の用に供するもの以外のもの]

- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する業務を管理する者の職務及び組織に関すること。
- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用に従事する者に対する保安教育に関すること。
- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関すること。
- * 事業用電気工作物の運転または操作に関すること。
- * 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること。
- * 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- * 事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安についての記録に関すること。
- * 事業用電気工作物の法定事業者検査に係る実施体制及び記録の保存に関すること。
- * その他の事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項。

[一般電気事業又は卸電気事業の用に供するもの]

- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する保安のための関係法令及び保安規程の遵守のための体制(経営責任者の関与を含む)に関すること。
- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用を行う者の職務及び組織に関すること。
- * 主任技術者の職務の範囲及びその内容並びに主任技術者が保安の監督を行う上で必要となる権限及び組織上の位置付けに関すること。
- * 事業用電気工作物の工事、維持または運用を行う者に対する保安教育に関すること。
- * 発電用の事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する保安を計画的に実施し、及

び改善するための措置。

- * 発電用の事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する保安のために必要な文書の作製、変更、承認及び保存の手順に関すること。
- * 上記文書についての保安規程上の位置付けに関すること。
- * 発電用の事業用電気工作物の工事、維持または運用に関する保安についての適正な記録に関すること。
- * 事業用電気工作物の保安のための巡視、点検及び検査に関すること。
- * 事業用電気工作物の運転または操作に関すること。
- * 発電用の事業用電気工作物の保安に係る外部からの物品又は役務の調達の内容及びその重要度に応じた管理に関すること。
- * 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること。
- * 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- * 保安規程の定期的な点検及びその必要な改善に関すること。
- * その他の事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項。

なお、保安規程の作成に当たっては、「自家用電気工作物保安管理規程 (JESC E0021_2013)」等を参照されるとよい。

3.12.3 電気主任技術者の選任・委託

電気事業法第43条及び同施行規則第52条により、2,000kW以上の風力発電所の維持運用のため、電気主任技術者の選任の届け出が必要となり、20kW以上2,000kW未満の風力発電所の維持運用のため電気主任技術者の不選任の承認が必要となる。

主任技術者の選任は、風力発電所の建設工事、維持、運用に係る保安の監督をさせるため、主任技術者免状の交付を受けている者のうちから主任技術者を選任し、管轄の経済産業局へ届け出なければならない。

主任技術者免状の種類には、第一種電気主任技術者免状、第二種電気主任技術者免状、第三種電気主任技術者免状があり、経済産業省令で定める学歴または資格および実務経験を有する者や、電気主任技術者試験に合格した者等に交付される。電気主任技術者を変更する場合は、前任者を解任し、後任者を選任する届け出が必要となる。

発電規模2,000kW未満の風力発電所では、電気保安協会等の指定法人へ保安に関する業務を委託し、管轄の経済産業局長による承認を得れば、主任技術者を選任しなくてもよい(不選任)ことが認められている。さらに、発電規模20kW未満の風力発電所は、一般電気工作物であることから主任技術者の選任及び届出は不要となっている。管轄の経済産業局へ主任技術者の届出を行う際の書類は、主任技術者選任許可申請書、主任技術者選任または解任届出書、主任技術者不選任承認申請書のうち、該当する様式を提出する。

3.12.4 工事計画

電気事業法第 48 条及び同施行規則第 65 条に、500kW 以上の風力発電所の設置または変更の工事をしようとする者は、工事の計画を届出しなければならないと規定している。

また、その工事の計画の変更をしようとする時も、同様に届出が必要となる。ただし、届出が受理されてから 30 日を経過した後でなければ、工事を開始してはならないので注意が必要である。

届出書類は、風力発電システムや遮断器の仕様を記載した工事計画届出書には少なくとも以下の資料を添付する必要がある。

- ・送電系統図
- ・発電所の敷地境界を明示した図面
- ・単線結線図
- ・短絡容量計算書
- ・風車、支持物の強度計算書
- ・電気設備の技術基準に対する説明書
- ・風力発電設備に関する技術基準を定める省令に対する説明書
- ・環境影響評価法に係る措置に関する説明書
- ・地形図
- ・発電所内の主要機械配置図
- ・発電方式に関する説明書
- ・風車、支持物の構造図
- ・制御方式に関する説明書

3.12.5 使用前安全管理検査

電気事業法第 51 条第 1 項及び同施行規則第 73 条の 2 の 2 及び同施行規則第 73 条の 3 から 10 に、500kW 以上の風力発電所を設置する者は、その使用の開始前に当該事業用電気工作物について自主検査を行ない、その結果を記録しておかなければならないと規定している。また、電気事業法第 51 条第 3 項には、使用前自主検査を行う時期に、使用前自主検査の実施に係る体制について、経済産業大臣等が行う審査を受けなければならないと規定している。

3.13 参考文献

- ・ 赤川正臣(1990):海氷. 続・日本全国沿岸海洋誌, 日本海洋学会 沿岸海洋研究会部会編, 東海大学出版会、69-80.
- ・ 青木宏明(2009):「ウインドパワーかみす」風力発電所の概要. 風力エネルギー33(4), 56-61.
- ・ Ballast Nedam(2011):Accelerating Foundation Insallation. The real focus point for offshore wind –logistics. EWEA Offshore 2011
- ・ Becki,M.(2011):Offshore Wind O&M Challenges.2011 Wind Turbine Condition Monitoring Workshop,Sept.,19,2011,15pp.
- ・ Boezaart *et al.*(2011):Implementing Offshore Remote Wind Sensing Technologies including Protocols for the Evaluation, Selection and Validation.EWEA Offshore 2011,Poster No.332.
- ・ Brown, D. (2011):The Carbon Trust’ s Offshore Wind Accelerator(OWA) :Marine Access, Transportation and Logistics. EWEA Offshore 2011, Lessons and innovations applied in upcoming wind farms, 1-20.
- ・ 中国新聞夕刊(2014. 5. 9):生物保護へ重要海域選定.
- ・ Carbon Trust(2008):Offshore wind power : big challenge, big opportunity, Maximising environmental, economic and security benefits. 112pp.
<http://www.carbontrust.com/media/42162/ctc743-offshore-wind-power.pdf>, アクセス 2015年3月5日.
- ・ Copenhagen Environment and Energy Office(2003): The Midellgrunden Offshore Wind Farm. A Popular Initiative.28pp. http://www.ontario-sea.org/Storage/29/2118_do1.pdf, アクセス 2015年4月29日.
- ・ Coppys *et al.*(2011): Case Study: The Value of Floating LIDAR Technology. During the Different Phases of Offshore Wind Farm Development. EWEA Offshore 2011 EWEA Offshore 2011, Poster No. 328
- ・ 調達価格等算定委員会(2014):平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見. 平成26年3月7日, 37pp.
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_003_01_00.pdf, アクセス 2014年12月30日.
- ・ Danish Energy Authority(2006):Offshore Wind Farms and the Environment –Danish Experiences from Horns Rev and Nysted. ISBN:87-7844-620-1, 43pp.
- ・ Degn, U. (2000):Offshore wind turbines VVM(EIA), underwater noise measurements analysis and predictions. Tech. Rep. 00. 792 rev. 1, Rep. to:SEAS Distribution A. m. b. A. , Slagterivej 25, 4690.
- ・ Department of Trade and Industry(2005):GUIDANCE ON THE ASSESSMENT OF THE IMPACT OF OFFSHORE WIND FARMS: Seascape and Visual Impact Report, 127pp.

- Desholm, M. and Kahlert, J. (2005) : Avian collision risk at an offshore wind farm. *Biology Letters*, 1 (3), 296–298.
<http://rsbl.royalsocietypublishing.org/content/1/3/296>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Desholm, M. and J. Kahlert (2006) : A stochastic model analysis of avian collision risk at wind farms. in wind farm related mortality among avian migrants—a remote sensing study and model analysis, National Environmental Research Institute, Ministry of Environment, Denmark, 101–127.
- DET NORSKE VERITAS (2012) : 浮体式洋上風力発電施設の安全確保に係る保守・管理方法に関する調査報告書. 国土交通省請負調査, 86pp.
- Dewan, A. (2014) : Logistic & Service Optimization for O&M of Offshore Wind Farms. Master of Science Thesis, delft University of Technology. Department of Aerospace Engineering, 114pp.
http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen_en_Leerstoelen/Afdeling_AEWE/Wind_Energy/Education/Masters_Projects/Finished_Master_projects/doc/Ashish_Dewan_r_UPDATE.pdf, アクセス 2015 年 2 月 1 日.
- DNV (2014) : Subsea Power Cables in Shallow Water Renewable Energy Applications. , 145pp.
- DNV GL、三菱重工業、ジャパン マリンユナイテッド、日本船舶技術研究協会 (2014) : 平成 25 年度 海洋再生可能エネルギー導入促進に向けた環境整備技術に関する検討委託業務調査報告書. 237pp.
- Dong Energy, Vattenfall, Danish Energy Authority and Danish Forest And Nature Agency (2006) : Danish offshore wind, Key environmental issues. Ens. netboghandel. dk, 142pp.
- Dolan, D. (2004) : MMI Eng. At Deepwater Wind Energy Workshop, Washington D. C. , PPT. <http://www.energetics.com/deepwater.htm> (original)
<http://www.offshorecenter.dk/log/bibliotek/Energy%20from%20offshore%20wind.PDF>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- Duwind (2001) : Offshore Wind Energy Ready to Power a Suitable Europe Final report. NNE5-1999-562, 289pp.
- イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社 (2013) : 着床式洋上風力発電に係る基礎構造別適地海域面積(比率)の算定調査報告書. 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 委託調査, 25pp.
- イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社 (2014) : 洋上風力発電実証研究 環境影響評価手法の確立, 関係資料.
- Elmer, K. -H. , T. Neumann, J. Gabriel, W. -J. Gerasch, K. Betke, M. Schultz-von Glahn (2006) : Measurement and reduction offshore wind turbine construction noise. DEWEK2006, The International Technical Conference, 8th German Wind Energy Conference, Congress Centrum Bremen, Germany, 22–23 Nov. , 2006, 12. 3.

- http://www.researchgate.net/publication/237328918_Measurement_and_Reduction_of_Offshore_Wind_Turbine_Construction_Noise, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Erbe, C. (2011): Underwater Acoustics Noise and the Effects on Marine Mammals A Pocket Handbook 3rd Edition. JASCO Applied Sciences. 64pp.
<http://oalib.hlsresearch.com/PocketBook%203rd%20ed.pdf>, アクセス 2015 年 2 月 1 日.
 - EWEA(2011): Wind in our Sails. The coming of Europe's offshore wind energy industry, 91pp.
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf, アクセス 2015 年 2 月 1 日.
 - EWEA(2013): Where's the money coming from? Financing offshore wind farms., 70pp.
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing_Offshore_Wind_Farms.pdf, アクセス 2015 年 3 月 20 日.
 - Faulstich, S., P. Kuhn, P. Lyding and S. Pfaffel(2011): Offshore wind energy development, It's the cost that counts. EWEA Offshore 2011, Poster162.
 - Federal Maritime and Hydrographic agency/Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Eds.(2014): Ecological Research at the Offshore Windfarm alpha ventus, challenges, Results and Perspectives. Springer, 201pp.
 - Finneran, J. J., D. A. Carder, C. E. Schlund and S. H. Ridgway(2005): Temporary threshold shift in bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) exposed to mid-frequency tones. J. Acoust. Soc. Am., 118(4), 1-10.
https://awionline.org/sites/default/files/uploads/legacy-uploads/documents/Finneran_TTS_dolphins_2005-1238105856-10153.pdf, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
 - Fisheries Hydroacoustic Working Group(2008): Agreement in Principle for Interim Criteria for Injury to Fish from Pile Driving Activities, Memorandum dated June 12, 2008. http://www.dot.ca.gov/hq/env/bio/files/fhwgcriteria_agree.pdf, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
 - 古堅宗裕、饒波幸男、前門秀哉、横山知弘、興石幸男、江橋 茂、岩崎邦男、木島 孝、山口卓見、海津 裕(2002): コストと自然環境に配慮した海底ケーブル線路. 古川電工時報, 109号, 45-49. https://www.furukawa.co.jp/jiho/fj109/fj109_10.pdf, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
 - Garrad Hassan(2009): Offshore wind farm construction, installation methods and plant. Beijing, 30pp.
 - Gerjuoy, E. (1947): The sound pressure in water resulting from a point source in air. Physical Review, 72, 745pp.
 - German Wind Energy Association«BWE» (2010): OFFSHORE Service & Maintenance. WIND ENERGYMARKET Special,
 - GL Garrad Hassan(2010): Offshore Wind Energy Supply Chain Opportunities.

- The European Regional development Fund under the European Sustainable Competitiveness Programme for Northern Ireland, 47pp.
<http://secure.investni.com/static/library/invest-ni/documents/offshore-wind-energy-supply-chain-opportunities-june-2010-sd.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
- GL Garrad Hassan (2013) : A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance. The Crown Estate, Scottish Enterprise, 42pp. <http://www.scottish-enterprise.com/knowledge-hub/articles/guide/offshore-wind-operations-and-maintenance-opportunities>, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
 - 牛腸 明、矢嶋英明、吉田健治 (2010) : 洋上風力発電所におけるモノパイル基礎の施工 - ウインド・パワーかみす風力発電所施工報告 -. 熊谷組技術研究技報, 69, 141-146.
 - Hamilton, B. (2011) : Offshore Wind O&M: Costs, Trends, and Strategies. EWEA Offshore 2011 Poster No. 280.
 - 東野政則 (2010) : 洋上風力の情勢と環境アセスメント. 第 11 回風力エネルギー利用総合セミナーテキスト, 足利工業大学総合研究センター, 114-139.
 - Hoboham, J., L. Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich and M. Richer (2013) : Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power. FICHTNER/PROGNOS, 27pp. http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/SOW_Download%7CEN_ShortVersion_CostReductionPotentialsOfOffshoreWindPower.pdf, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
 - Hodos, W. (2007) : 「モーション・スマアの最小化. 風車と鳥類の衝突事故防止策として」, 野鳥と風車, 野鳥保護資料集第 2.1 集, (財) 日本野鳥の会, pp. 155-186.
 - Hüppop, O., J. Dierschke, K.-M. Exo, E. Fredrich and R. Hill (2006) : Bird Migration and Offshore Wind Turbines. eds. Köller, J., J. Köppel and W. Peters Offshore Wind Energy research on Environmental Impacts. Springer, 91-116.
 - IEC (International Electricity Commission) : Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Annex G, IEC61400-12-1.
 - 石原孟 (2005) : 関東沿岸における風況特性と洋上風力賦存量の評価. 第 2 回洋上風力発電フォーラム, 80-84. <http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
 - 石原孟、中尾徹、杉谷昭雄 (2005) : 風車のサイティング. 風力エネルギー読本, 牛山泉編著, オーム社, 25-48. <http://shop.ohmsha.co.jp/shop/shopbrand.html?search=4-274-20135-X>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
 - 石原孟、山口敦、老川進 (2011) : モンテカルロシミュレーションと MCP 法を用いた混合気候における極値風速の予測. 第 33 回風力エネルギー利用シンポジウム, 日本風力エネルギー学会・日本科学技術振興財団, 175-178.
 - 磯崎一郎 (1985) : 波浪概論-解析と推算-. 日本気象協会, 260pp.
 - 磯崎一郎 (1990) : 日本周辺海域の波浪について. 続・日本全国沿岸海洋誌, 日本海洋学会 沿岸海洋研究会部会編, 東海大学出版会, 170-194.

- ・伊藤正治(2014) :NEDO の洋上風力発電実証研究の経過. 第 15 回風力エネルギー利用総合セミナー, 足利工業大学総合研究センター, 1-11~1-47.
- ・Ismael Ruiz de T. Alonso(2013) :Gravity Base Foundation For Offshore Wind Farms. Marine Operations And Installation Processes. Master in European Construction Engineering 2012-2013, Supervisor: Francisco Ballester, Moderatou: Joaquin Diaz, 110pp.
<http://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/3429/Ruiz%20de%20Temi%C3%B1o%20Alonso%20Ismael.pdf?sequence=6>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- ・Jackson, G. (2011) :Concrete Gravity Foundations for Deep Water: Giving the industry more choice. EWEA Offshore 2011, Scanning wind, 1-17.
- ・Jakobsen, F. and A. Z. Davidson(2012) :Design of Offshore Wind Farms. LIC Engineering A/S., 31pp.
http://sbwi.dhigroup.com/end_user_workshop/02_Design%20of%20Offshore%20Wind%20Farms.pdf, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- ・Japan Ocean Development Construction Association, Inc(2002):Horns Rev. 内部資料,8pp.
- ・加藤史訓(2005) :海象年表 25 年統計. 国土技術政策総合研究所資料, No. 274, 国土交通省 国土技術政策総合研究所, 1028pp.
- ・海洋調査協会(2004) : 海洋調査技術マニュアル-海洋地質調査編-第 2 版
- ・海洋調査技術マニュアル-水質・底質調査編-第 1 版
- ・川合英夫編(1991) :流れと生物と. 水産海洋特論. 京都大学学術出版会, 410pp.
- ・経済産業省(2012) :地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告. (平成 2. 3 年 4 月)
- ・Kellner, J. (2008) :Latest developments in offshore wind measurements in the North Sea. Hamburg Offshore Wind conference 2008.
- ・菊地由佳、石原 孟(2014) :エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファーム建設費の評価と実データによる検証. 日本風力エネルギー学会論文集, 38(2), 36-43.
<http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- ・Klaus, W. (2010) :The Base of Power. —Gravity Foundation System for Offshore Wind-. Hamburg Offshore Wind Conference, 27pp.
<http://www.gl-group.com/pdf/100505-06-CAn-GL-Hamburg-OW-conf-1.pdf>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- ・国土交通省港湾局・環境省地球環境局(2004) : 港湾における風力発電について—港湾の管理運営との共生のためのマニュアル-ver. 1., 104pp.
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windport/man_harbor/manual.pdf, アクセス 2015 年 3 月 21 日.
- ・国土交通省港湾局(2015) : 港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン案】. 57pp.
<http://www.mlit.go.jp/common/001084179.pdf>, アクセス 2015 年 4 月 26 日.
- ・古南幸弘(2008) :「風力発電と野鳥への影響評価」, 野鳥と風力発電・ワークショップ資料集, 野鳥保護資料集第 2. 3 集, (財) 日本野鳥の会 7-16.

- Koschinski, S. , B. M. Culik, O. D. Henriksen, N. Tregenza, G. Ellis, C. Jansen, G. Kathe (2003):Behavioural reactions of free-ranging porpoises and seal to the noise of a simulated 2MW windpower generator.Mar.Ecol.Prog.Ser.,265,263-273.
<http://www.int-res.com/articles/meps2003/265/m265p263.pdf>,アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Kotsonis, T. (2010) :Offshore Wind Parks Availability and Maintenance Model. National Technical University of Athens, Carl von Ossietzky University of Oldenburg.
- 港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)：港湾・沿岸域における風力発電推進に関する研究. 828pp.
- Langston, R. H. W. (2010) :Offshore wind farms and birds. Round 3 zones, extensions to Round 1 & Roun 2 sites & Scottish Territorial Waters. (洋上風力発電と鳥類 英国のラウンド3計画域、ラウンド1・2計画地の拡張とスコットランド領海域開発について). 野鳥と洋上風力発電－影響とその評価. 日本野鳥の会, 野鳥保護資料集 第28集, 7-36.
- Lidell, H. (2003) :Utgrunden off-shore wind farm:Measurements of underwater noise. Technical report prepared for Airicole, GE Wind Energy and SEAS/Energi/E2 by Ingemansson Technology AB, Goteborg, Sweden. 30pp.
http://www.offshorewindenergy.org/reports/report_042.pdf, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Lindvig,K.(2009):New Installation ans Service Logistic for Par-distant Wind Farms Offshore. Hunburg Offshore Wind . A2SEA,28pp. http://www.gl-group.com/pdf/06_2009.05.12_Hamburg_Offshore_Wind_20009.pdf, アクセス 2015 年 4 月 29 日.
- Lindvig, K. (2011) :Offshore Wind Trubines. Danish Know How. A2SEA, 67pp.
<http://www.skibstekniskelskab.dk/public/dokumenter/Skibsteknisk/Download%20materiale/2011/Offshore%20Wind%20Turbines/Kaj%20Lindvig%20A2SEA.pdf>, アクセス 2015 年 4 月 29 日.
- Lopez, J. A. , P. P. C. Izquierdo, A. G. Andreu, A. R. Lopez (2010) :Offshore Access: A key driver to increase Offshore Wind Farms Efficiency. EWEA2010, 13pp.
- Madsen, P. T. , M. Wahlberg, J. Tougaard, K. Lucke, P. Tyack (2006) :Wind turbine underwater noise and marine mammals:implications of corrent knowledge and data needs. Mar. Ecol. Prog. Ser. , 309, 279-295.
http://www.denix.osd.mil/nr/crid/Coral_Reef_Iniative_Database/Underwater_Noise_files/Madsen%20et%20al.,%202006.pdf, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- 前田 修、助川博之、福本幸成 82013) :わが国初の沖合洋上風力発電所の施工. 電力土木, No. 366, 1-4.
- Matthies, H. G. , C. Nath, T. E. Schellin, A. D. Garrad, M. A. Wastling, D. C. Quarton, J. Wei, M. Scherweit and T. Siebers(1995) :Study of Offshore Wind Energy in the EC. JOULE I (JOUR 0072) Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, 272pp.
- 松浦正浩(2012) :洋上風力発電と地域・漁業の共生に関する提言. 洋上風力発電と地域・漁業の共生に関する円卓会議(<http://洋上風力.jp/>), 5pp.

- MECAL(2014):Japanese Offshore Foundations. 日本風力発電協会資料, 34pp.
- Melgaard, P. (2014):Contract Strategies & Risk and Interface Management in Offshore Wind Farm Construction. 第1回洋上風力発電セミナー-欧州におけるリスクマネジメント最新情報-. 主催 豊通インシュアランスマネジメント株式会社, 29-54.
- 宮原猛省、牧野文彦、前田 修、福本幸成(2014):銚子沖の洋上風力発電に係る環境影響調査. 第36回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集, 229-232.
- Moeller & Groenborg AS(1998):Vindmoellepark pa Middelgrunden II. Koebenhavns Belysningsvaesen, 19pp.
- Nachtigall, P. E. , A. Y. Supin, J. Pawloski and W. W. L. Au(2004):Temporary threshold shifts after noise exposure in the bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) measured using evoked auditory potentials. Marine Mammal Science, 20(4), 673-687.
- 永井紀彦(2002):風力エネルギー活用の観点から見た沿岸域洋上風の特徴. 港湾空港技術研究所資料, No. 1034, (独)港湾空港技術研究所, 1-34.
- 永井紀彦(2002):全国港湾海洋波浪 30 か年統計(NOWPHAS1970-1999年). 港湾空港技術研究所資料, No. 1035, (独)港湾空港技術研究所, 389pp.
- 中村 充(1979):流れ環境から見る人工魚礁. 水産土木, 15(2), 5-12.
- 中尾 徹(2007):洋上風力国際会議を知見として 洋上風力発電の環境影響と評価. 風力エネルギー, 31(2), 86-96.
- 中尾 徹(2014):洋上風力発電のプロジェクトリスク. 一般社団法人日本風力発電協会, JWEA, 第10号, 90-93.
- 奈良 長寿(2012):洋上風力開発と漁業対策(英国). 海外電力, 2012. 7, 32. 39.
- Nedwell, JR. and D. Howell(2004):A review of offshore windfarm related underwater noise sources. Report No. 544 R 0308, COWRIE, 57pp.
<http://www.subacoustech.com/information/downloads/reports/544R0308.pdf>, アクセス2015年1月3日.
- Nedwell, J. R., Turnpenny, A. W. H., Lovell, J., Parvin, S. J., Workman, R., Spinks, J. A. L. and Howell, D. (2007a). A validation of the dBht as a measure of the behavioural and auditory effects of underwater noise. Subacoustech Report Reference: 534R1231, Published by UK Government Department of Business, Enterprise and Regulatory Reform.
<http://www.subacoustech.com/information/downloads/reports/534R1231.pdf>, アクセス2015年1月3日.
- Nedwell, JR. , S. Parvin, B. Edwards, R. Workman, A. Brooker and J. Kynoch(2007b): Measurement and interpretation of underwater noise during construction and operation of offshore windfarms in UK waters. COWRIE Noise-03-2003, 80pp.
<http://www.thecrownestate.co.uk/media/5985/2007-12%20Measurement%20and%20interpretation%20of%20underwater%20noise.pdf>, アクセス2015年1月3日.

- Nedwell, J. R., Brooker, A. G., Cummins, D. and Barham, R. (2009).
Underwater Noise Impact Modelling in Support of the Dudgeon Offshore Wind Farm. Subacoustech Report E200R0120 report prepared as Appendix 3.1 of Dudgeon Offshore Wind Farm Environmental Statement.
- Nehls, G., Betke, K., Ecklmann, S. and Ros, M. (2007): Assessment and costs of potential engineering solutions for the mitigation of the impacts of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms. COWRIE Report Reference: COWRIE ENG-01-2007
<http://www.thecrownestate.co.uk/media/5886/2007-09%20Assessment%20and%20costs%20of%20potential%20engineering%20solutions%20for%20the%20mitigation%20of%20the%20impacts%20of%20underwater%20noise%20arising%20from%20the%20construction%20of%20offshore%20windfarms.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- 日本風力発電協会(2013):資料(環境省 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会資料を加筆).
- 日本産業機械工業会(2010):欧州における洋上風力発電の現状(その 2). 情報報告 ウィーン, 日本産業機械工業会, 海外情報, 35-61. <http://www.jsim.or.jp/kaigai/1010/002.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- 日本プラントメンテナンス協会 機械保全技能ハンドブック編集委員会編(1999):新機械保全技能ハンドブック 基礎編①. 日本プラントメンテナンス協会, 338pp.
- 日本船舶技術研究協会(2013):我が国における洋上風車設置船・作業船の在り方について基礎検討調査報告書. 58pp.
- Nordex(2011):From 1st to efficiency generation. EWEA Offshore 2011, New Big Turbine Concept, 1-15.
- 小倉通男(1994):人工魚礁と魚-II.-近年における人工魚礁等に関する研究-. 榊小野田, 156pp.
- Peire, K., H. Monneman and E. Bosschem(2009):Gravity Base Foundations for the Thornton Bank Offshore Wind Farm. Terra et Aqua, No. 115, 19-29.
<https://www.iadc-dredging.com/ul/cms/terraetaqua/document/2/5/8/258/258/1/article-gravity-base-foundations-for-the-thornton-bank-offshore-wind-farm-terra115-3.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- Petterson, J. (2005):The impact of offshore wind farms on bird life in Southern Kalmar Sound, Sweden, Report to Swedish Energy Agency, 124pp.
http://www.textbruket.se/kalmarsund/Kalmarsund_EN.pdf, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- Prior, A. and J. Shrimpton(2009):Offshore foundation selection:designing out the marine mammal challenge?. PMSS, 35-37.
- Robertson, J. (2008):Mass manufacturing creating a sustainable industry. Perfect know-HOW! Hamburg Offshore Wind conference. 23-24 Sept., 2008, Germanischer Lloyd, 66pp.

- Rogers, T., M. Yong, K. Briggs, G. Randall and H. Hughes (2011): Remote Sensing on Moving Offshore Platforms. EWEA Offshore 2011, Poster No. 327
- 佐藤任弘 (1970) : 海洋と大陸棚. 海洋開発シリーズ10, 佐々木忠義監修, 共立出版, 193pp.
- 佐藤 修 (1977) : 人工魚礁に関する諸問題. 沿岸海洋研究ノート, 14 (1, 2), 88-100.
- SeaRoc (2014) : Offshore Windfarms-The Complete Lifecycle-. 115pp.
- Scheper, J. G. , A. Curvers, S. Oerlemans, K. Braun, T. Lutz, A. Herring, W. Wuerz, A. Mantesang, L. Garcillan and M. Fischer (2007) : SIROCCO: Silent Rotors by Acoustic Optimisation. Second International Meeting on Wind Turbine Noise Lyon, France, 20-2. 1 Sept. , 2007, 1-2.
- Sharama, J. (2011) : Risk mitigation for offshore wind farms. EWEA Offshore 2011, Poster No. 58
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2003) : 風力発電システム導入のための風況予測手法に関する検討. , 108pp. .
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、日本風力発電協会、芙蓉海洋開発、イーネックス、ウインド・エナジー、ネクストエナジー (2007) : 洋上風力発電導入のための洋上風況精査に関する調査報告書. , 359pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、イー・アンド・イー ソリューションズ, 風力エネルギー研究所, 日本電機工業会 (2007b) : 洋上風力発電導入のための技術的課題に関する調査報告書. , 158pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2008) : 風力発電ガイドブック (2008年2月改訂第9版). , 201pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), イー・アンド・イー ソリューションズ, 風力エネルギー研究所, ネクストエナジー (2008) : 平成19年度 洋上風力発電実証研究 F/S に係る先行調査報告書. , 56pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、東京電力、東京大学、鹿島建設 (2009a) : 平成20年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書. , 386pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、電源開発 (2009b) : 平成20年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書. , 464pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2010) : 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障事故対策)) {風力発電故障・事故調査委員会}. , 91pp.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) ・ 東洋設計 (2012) : 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (落雷保護対策)). NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012, -風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-, 平成23年11月5日/6日, 東京大学武田先端ビル, 131-141.
- 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014) 洋上風力の調達価格に係る研究会取りまとめ報告書. , 7pp.

- http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_03_00.pdf, アクセス 2014年12月31日.
- SMRU Ltd (Sea Mammal Research Unit) (2007): Assessment of the potential for acoustic deterrents to mitigate the impact on marine mammals of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms. Commissioned by COWRIE Ltd (project reference DETER-01-07)
 - Southall, B. L., Bowles, A. E., Ellison, W. T., Finneran, J. J., Gentry, R. L., Greene, C. R., Kastak, D., Ketten, D. R., Miller, J. H., Nachtigall, P. E., Richardson, W. J., Thomas, J. A., Tyack, P. L. (2007): Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations. *Aquatic Mammals* 33, 411-522
 - 菅原一旻、佐藤和敏、永井紀彦、川口浩二(1999): 全国港湾海洋気象観測施設台帳(ナウファース施設台帳Ⅲ). 港湾技研資料 No. 941, 運輸省港湾技術研究所, 393pp.
 - 杉本悟史・近澤昌寿(1980): 気象庁沿岸波浪観測に基づく日本沿岸の波浪特性の調査. 測候時報, 第75巻 特別号, S77-S95.
 - Tavner, P. J., J. P. Xiang and F. Spinato(2007): Reliability analysis for wind turbines. *Wind Energy*, 10(1), 1-18.
 - Tavner, P. J. (2014): How monitoring improves reliability & availability of offshore wind turbines & lowers Cost of Energy. 次世代風力発電システムの創成寄付講座 第2回シンポジウム, 洋上風力発電ワークショップ 4, 10-38.
 - The Crown Estate(2010): A Guide to an Offshore Wind Farm. BVG Associates, 69pp. <https://ore.catapult.org.uk/documents/10619/101753/pdf/a48463af-8b37-46c0-bee3-5d433ffddc27>, アクセス 2014年12月31日.
 - The Crown Estate(2012): Offshore Wind Cost Reduction Pathways study. 74pp. <http://www.thecrownestate.co.uk/media/5493/ei-offshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf>, アクセス 2014年12月31日.
 - Thomsen, F., K. Ludermann, R. Kafemann and W. Piper(2006): Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish. CWRIE, 62pp. <http://www.thecrownestate.co.uk/media/5935/2006-06%20Effects%20of%20offshore%20windfarm%20noise%20on%20marine%20mammals%20and%20fish.pdf>, アクセス 2014年12月31日.
 - Tucker, U. A. (1996): A Mathematical Model of Bird Collision with wind Turbine Rotors. *Journal of Solar Engineering*, Nov. Vol. 118, 253-269. http://www.altamontsrc.org/alt_doc/vance_tucker_rsa_published_papers.pdf, アクセス 2014年12月31日.
 - 宇田道隆(1961): 海洋漁場学. 恒星社厚生閣, 347pp.
 - Ummels, B., G. Hulscher, A. Crockford and J. Coelingh(2011): Offshore Wind Project Risks: Experience, Assessment and Reduction. EWEA Offshore 2011, 10pp.

- von der Veen, M. , E. van der Brug, M. der Bergen, D. van Griethuysen, K, Adelaar and J. Blokland (2011) : Drilled Monopile Foundations Environmental Friendly Robust and Cost Efficient. Ballast Nedam Offshore, EWEA Offshore 2011 Poster No. 141.
- Vanermen, N. and E. Stienen (2009) : Seabirds and offshore wind farms: monitoring results 2008. offshore wind farms in the Belgian part of the North Sea, State of the art after two years of environmental monitoring. *in* Degraer and R. Brabant (eds.), Royal Belgian Institute for National Sciences Management Unit of the North Sea Mathematical Models Marine Ecosystem Management Section (MUMM), 151-221.
- Vattenfall (2008) : Technical Description Lillgrund Wind Power Plant. Energimyndigheten, 78pp.
http://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/verksamhet/vindkraft/lillgrund/technical_description_lillgrund_11336934.pdf, アクセス 2015 年 4 月 29 日
- Wartzok, D. , C. Erbe, W. M. Getz and J/Thomas (2012) : Marine Mammal Acoustics Exposure Analysis Models Used in US Navy Environmental Impact Statements. *in* Popper, A. N. and A. Hawkins (eds.) The Effects of Noise on Aquatic Life. Advances in Experimental Medicine and Biology 730, Springer Science, 551-556.
- Weserburg, H. (1999) : Impact Studies of Sea-Based Windpower in Sweden. Pres. At: Technische Eingriffe in marine Lebensraume, Bundesamt für Naturschutz, Internationale Naturschutzakademie, Insel Viilm.
- Weston, D. (2014) : Suction bucket foundation at Borkum Riffgrund 1 Windpower Monthly 2014/8/29, <http://www.windpowermonthly.com/article/1309895/gallery-suction-bucket-foundation-borkum-riffgrund-1>, アクセス 2015 年 1 月 14 日
- White Consultants (2009) : Offshore Energy Strategic Environmental Assessment (SEA) Seascape Study - WORKING PAPER, 29pp.
- Wiggelinhuizen, E. , S. Barhorst and H. den Boon (2006) : Bird Collision Monitoring System for Multi-Megawatt Wind Turbines WT-Bird. ECN-E-06-027, 56pp.
<https://www.ecn.nl/publications/ECN-E-06-028>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Willis, M. (2014) : Through Life Asset Management-the 3 A's. LSC Group Ltd., International Onshore and Offshore Wind O&M Forum, Hamburg, 14pp.
- 山田 格・天野雅男監訳(1996) : ストランディング・フィールドガイド 海の哺乳類. 海遊舎発行, 345pp. (Geraci, J. R. and V. J. Lounsbury (1996) : Marine Mammals Ashore A Field Guide for Strandings.)
- 吉田英可 (2011) : 53 スナメリ日本周辺. 国際漁業資源の現況-平成 23 年度現況-. FRA, 4pp. http://kokushi.job.affrc.go.jp/H23/H23_53.html, アクセス 2015 年 2 月 11 日.
- 吉田健治、牛揚 明、大本晋士郎 (2010) : 洋上風力発電所モノパイル基礎の設計と施工について. 土木学会年次学術講演会講演概要集, 65, VI-475. 949-950.
<http://www.jsce.or.jp/library/open/proc/maglist2/00035/2010/06/mg05.htm>, アクセス 2015 年 1 月 8 日.

- ・ 由井正敏・島田泰夫（2013）：球体モデルによる風車への鳥類衝突数の推定法. 総合性策, 15(1), 1-17. http://www.tokanken.jp/wp-content/uploads/2013/12/15-1_yui_shimada_BS_paper.pdf, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- ・ 全国漁業協同組合連合会(1977)：日本近海底質図. 157pp.

参考となる資料

【一般図書および教科書】

- ・足立 芳寛(1997) : 「新エネルギー技術入門」、オーム社
- ・荒川 正一(2000) : 「局地風のいろいろ」、成山堂書店
- ・飯田 睦治郎(1980) : 「新しい気象学入門」、講談社
- ・石原 孟監訳(2012) : 「風力発電出力の短期予測」、オーム社
- ・井田 均(1994) : 「カリフォルニアに風力発電が多い理由 - 自然エネルギー大国への道」
- ・伊藤 学(1997) : 「風のはなし (I)」、技報堂
- ・伊藤 学(1992) : 「風のはなし (II)」、技報堂
- ・岩本 晃一(2012) : 「洋上風力発電 次世代エネルギーの切り札」、日刊工業新聞社
- ・牛山 泉(1999) : 「さわやか エネルギー風車入門 改訂版」、三省堂
- ・牛山 泉(1997) : 「さわやかエネルギー風車入門」、三省堂
- ・牛山 泉(2004) : 「やさしい風・風車・風力発電の話」、合同出版
- ・牛山 泉・日本自然エネルギー(2005) : 「風力発電マニュアル 2005」、エネルギーフォーラム
- ・牛山 泉(2005) : 「風力エネルギーの基礎」、オーム社
- ・牛山 泉(2008) : 「風と風車の話」、成山堂
- ・牛山 泉(2010) : 「トコトンやさしい風力発電の本」、日刊工業
- ・牛山 泉(2012) : 「風力発電が世界を救う」、日本経済新聞出版社
- ・牛山 泉(2013) : 「風力発電の歴史」、オーム社
- ・牛山 泉編(2005) : 「風力エネルギー読本」、オーム社
- ・牛山 素行(2000) : 「身近な気象・気候調査の基礎」、古今書院
- ・小沢 行雄・吉野 正敏(1965) : 「小気候調査法」、古今書院
- ・小倉 義光(1999) : 「一般気象学」、東京大学出版会
- ・塩谷 正雄(1979) : 「強風の性質-構造物の耐風設計に関連して-」、開発社
- ・資源エネルギー庁(1999) : 「新エネルギー便覧 平成10年度版」
- ・清水 幸丸(1999) : 「風力発電技術(改訂版)」、パワー社
- ・清水 幸丸(1999) : 「自然エネルギー利用学(改訂版)」、パワー社
- ・関 和希、池田 誠(2002) : 「風力発電Q&A」、学献社
- ・竹内 清秀(1997) : 「風の気象学」、東京大学出版会
- ・中村 和郎(1991) : 「雲と風を読む」、岩波書店
- ・日本風力エネルギー学会監訳(2011) : 「洋上風力発電」、鹿島出版会
- {Ed. Twidell, J. and G. Gaudiosi(2009) : Offshore Wind Power, Multi-Science Publishing Co. Ltd}
- ・日本風力エネルギー学会翻訳(2012) : 「風力発電の系統連系～欧州の最前線～」、日本風力エネルギー学会
- ・日本風力エネルギー学会翻訳(2013) : 「風力発電導入のための電力系統工学」、オーム社
- ・根本 順吉 他(1982) : 「図説 気象学」、朝倉書店
- ・野村 卓史(2002) : 「風車のある風景」
- ・廣田 勇(1992) : グローバル気象学、東京大学出版会

- ・堀口 郁夫・小林 哲夫・塚本 修・大槻 恭一編著(2004)：「局地気象学」、森北出版
- ・本間 拓也編(1979)：「風力エネルギー読本」、オーム社
- ・前田 以誠(1999)：「風力発電ビジネス最前線」、双葉社
- ・真木 太一(1987)：「風害と防風施設」、文永堂出版
- ・松宮 輝(1998)：「ここまで来た風力発電 改訂版」、工業調査会
- ・松宮 輝(2012)：「風力発電 挑戦から未来へ 原発事故後のエネルギー」、東洋書店
- ・松本 文雄(2002)：「風・風車のQ & A 120」、パワー社
- ・光田 寧(1988)：「気象のはなしⅠ」、技報堂出版
- ・光田 寧(1988)：「気象のはなしⅡ」、技報堂出版
- ・宮沢 清治(1982)：「現代の気象テクノロジー3」、朝倉書店
- ・村原 正隆、関 和希(2007)：「“風力よ” エタノール化からトウモロコシを救え」、パワー社
- ・吉野 正敏(1986)：「新版 小気候」、地人書館
- ・吉野 正敏(1978)：「気候学 (自然地理学講座2)」、大明堂

【辞典、ハンドブック、マニュアル類】

- ・浅井 富雄・内田 英治・河村 武(1999)：「気象の事典」、平凡社
- ・牛山 泉・三野 正洋(1980)：「小型風車ハンドブック」、パワー社
- ・NHK放送文化研究所(1995)：「気象ハンドブック」
- ・エネルギー・資源学会(1997)：「エネルギー・資源ハンドブック」、オーム社
- ・エネルギー変換懇話会翻訳(2007)：「エネルギー用語辞典」、オーム社
- ・茅 陽一監修(2003)：「新エネルギー大事典」、工業調査会
- ・環境庁企画調整局地球環境部(1997)：「風力発電導入マニュアル」
- ・気象庁(1993)：「日本気候図 1990年版」
- ・気象庁(1993)：「地上気象観測指針」
- ・新エネルギー財団(1998)：「風力発電システム導入促進検討の手引き」(1998)
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、千代田デイムス・アンド・ムーア(1995)：「平成6年度風況精査手法のマニュアル作成調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1997)：「風況精査手法のマニュアル(概要版)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2000)：「風力発電システムの設計マニュアル」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)(2003)：「風力発電システム導入のための風況予測手法に関する検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2006)：「高所風況精査マニュアル」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2006)：「風力発電のための環境影響評価マニュアル(第2版)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2010)：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」、エネルギーフォーラム
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)・東洋設計(2012)：「次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(落雷保護対策)). NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012, -風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-, 平成 23 年 11 月 5 日/6 日, 東京大学武田先端知ビル 131-141.

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2012)：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書第2版」、森北出版
- ・土木学会(2007)：「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説」
- ・土木学会(2011)：「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説【2010年版】」
- ・日本風工学会(2007)：「風工学ハンドブック - 構造・防災・環境・エネルギー -」、朝倉書店
- ・日本気象学会(1998)：「気象学辞典」、東京書籍
- ・日本伝熱学会(1996)：「エネルギー新技術大系」、エヌ・ティー・エス
- ・吉野 正敏、野口泰生(1985)：「気候学・気象学辞典」、二宮書店
- ・和達 清夫(1993)：「最新 気象の事典」

【調査報告書】

- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課(2010)：「平成21年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課、エックス都市研究所ら(2011)：「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課(2012)：「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備調査報告書」
- ・環境省自然環境局野生生物課(2011)：「鳥類等に関する風力発電施設立地適正化のための手引き」
- ・新エネルギー財団(1997)：「新エネルギー開発利用実態調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1994)：「大型風力発電システム開発調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1994)：「風力発電フィールドテスト事業に関する可能性調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、千代田デイムス・アンド・ムーア(1999)：「日本における洋上風力発電の導入可能性調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1999)：「風力開発における環境影響評価手法調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1999)：「風力発電システムにおける落雷と対策」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(1999)：「風力開発フィールドテスト事業における収集データ評価解析(訂正版)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2000)：「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2002)：「風力発電フィールドテスト事業(運転研究)の運転データ収集・解析」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2003)：「風力発電システムの騒音に関する検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2004)：「平成15年度風力発電の技術的課題に対するアクションプランの検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2005-2007)：「風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2005-2007)：「風力発電設備への落雷対策に関する調査」

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、日本風力発電協会、芙蓉海洋開発、イーネックス、ウインド・エナジー、ネクストエナジー(2007)：「洋上風力発電導入のための洋上風況精査に関する調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、イー・アンド・イー ソリューションズ, 風力エネルギー研究所, 日本電機工業会(2007b)：「洋上風力発電導入のための技術的課題に関する調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、イー・アンド・イー ソリューションズ、風力エネルギー研究所、ネクストエナジー(2008)：「平成 19 年度 洋上風力発電実証研究 F/S に係る先行調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、東京電力、東京大学、鹿島建設(2009a)：「平成 20 年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、電源開発(2009b)：「平成 20 年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2010)：「次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(故障事故対策)) {風力発電故障・事故調査委員会}」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社・独立行政法人海上技術安全研究所・芙蓉海洋開発株式会社(2011)：「風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 浮体式洋上風力発電に係る基礎調査 調査報告書」
- ・資源エネルギー庁、千代田デイムス・アンド・ムーア(1998)：「風力発電の導入見通しの策定調査報告書」
- ・資源エネルギー庁、千代田デイムス・アンド・ムーア(2000)：「平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査 (我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査) 報告書」
- ・資源エネルギー庁、伊藤忠テクノソリューションズ(2011)：「平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査(風力エネルギーの導入可能性に関する調査) 報告書」
- ・機械振興協会 経済研究所(2011)：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
- ・日本機械工業連合会・新エネルギー財団(2002)：「平成 13 年度国内外における風力発電導入実態調査報告書」
- ・日本産業機械工業会(2012)：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
- ・日本産業機械工業会(2013)：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
- ・日本産業機械工業会(2014)：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
- ・日本野鳥の会(2011)：「野鳥と洋上風力発電－影響とその評価」

【講演会、シンポジウム資料、協会・学会誌等】

- ・足利工業大学総合研究センター(2001～2014)：「第 1 回～第 14 回風力エネルギー利用総合セミナーテキスト」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2010)：「風力発電技術開発及び関連事業 成果報告会」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2011)：「NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2011-風力・海洋エネルギー・太陽 FT-」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2012)：「NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012-風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-」

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構(2013～2014)：「平成 25～平成 26 年度 NEDO 新エネルギー
成果報告 風力発電分野」
- ・東海大学総合科学技術研究所(2002)：「新エネルギー・再生可能エネルギー普及利用シンポジウム」
- ・日本風力エネルギー協会(1979～2010)：「第 1 回～第 33 回風力エネルギー利用シンポジウム 講演
要旨集」
- ・日本風力エネルギー学会(2011～2014)：「第 34 回～第 36 回風力エネルギー利用シンポジウム 講演
要旨集」
- ・日本風力エネルギー協会(1977～2011)：「風力エネルギー 通巻 1-97」
- ・日本風力エネルギー学会(2011～2014)：「風力エネルギー 通巻 98-111」
- ・日本風力発電協会(2006～2014)：「風の達人・風の仲間 J W P A 第 1 号～第 10 号」
- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会(1995)：「第 10 回 新エネ
ルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会(1996)：「第 12 回 新エネ
ルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会(1999)：「第 23 回 新エネ
ルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会(2009)：「第 54 回 新エネルギー講演会 風力発電の最新技術」
- ・日本電機工業会(2010)：「第 62 回 新エネルギー講演会 風力発電の拡大のための政策、技術及び関
連産業」
- ・日本電機工業会(2012)：「第 67 回 新エネルギー講演会 日本における風力発電の導入拡大に向けて
ー今後の課題と震災復興への貢献ー」
- ・日本電機工業会(2013)：「第 73 回 新エネルギー講演会 風力発電関連産業の動向」
- ・日本電機工業会(2014)：「第 78 回 新エネルギー講演会 風力発電関連産業の動向と将来展望」
- ・日本海事協会(2011)：「洋上風力発電ワークショップ 1」
- ・日本海事協会(2011)：「洋上風力発電ワークショップ 2」
- ・日本海事協会(2012)：「洋上風力発電ワークショップ 3」
- ・日本海事協会(2013)：「海洋再生可能エネルギーセミナー」
- ・日本海事協会(2014)：「洋上風力発電ワークショップ 4」
- ・海上技術安全研究所、鉄道建設・運輸施設整備支援機構、国立環境研究所(2004-2006)：「第 1 回～
第 3 回洋上風力発電フォーラム講演集」
- ・再生可能エネルギー協議会(2006-2014)：「風力エネルギーセミナー 第 1 回～第 9 回再生可能エ
ネルギー世界展示会&国際フォーラム」

付 属 資 料

I. 世界の洋上風力発電導入実績と計画

番号	稼働年 Operation Year	国名		風力発電所名 Offshore Wind Farms	設備容量 (MW)	定額出力/稼働率 Turbin Capacity/Number	風車メーカー		陸上距離 (km)	基礎形式	事業者(オーナー)		建設コスト (百万ユーロ)		備考
		C.Code	Country				Manufacturer Code	Turbine Manufacture			Owner	投資額	GL		
1	1990	SE	スウェーデン	Boesgaard	0.22	220x11	WPID, WORLD AS	WPID	Sea Depth	10/24	E.ON Sverige AB	不明	不明	本誌調査対象外	
2	1991	UK	イギリス	Windeby	4.95	490x11	Borner	Borner	From Shore	重力	Doag Energy	GER(10)1.8	2.9		
3	1994	UK	イギリス	Lady	2.0	500x14	WinWind	WinWind	Sea Depth	モ/24	None	GER(10)4.0	2.9	本誌調査対象外	
4	1995	UK	イギリス	Tunø Knob	5.0	500x10	Vestas	Vestas	From Shore	重力	Doag Energy	GER(10)2.75	2.8		
5	1996	NL	オランダ	Dronks Boesmeer	16.0	600x28	Nordank	Nordank	Sea Depth	モ/24	None	不明	不明		
6	1997	SE	スウェーデン	Boesgaard	2.75	550x15	WPID, WORLD AS	WPID	From Shore	モ/24	E.ON Climate & Renewable UK	EUR(10)4.0	1.5		
7	2000	UK	イギリス	Bligh	4.0	2,000x22	Borner	Borner	Sea Depth	重力	Doag Energy	EUR(10)8.0	1.8		
8	2000	UK	イギリス	Mildenhurst	40.0	2,000x20	Bo	Bo	From Shore	重力	Doag Energy	EUR(10)44.9	1.11		
9	2000	SE	スウェーデン	Ugruvån	10.0	1,435x17	Borner Wind	Borner Wind	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	EUR(10)13.0	1.9		
10	2001	SE	スウェーデン	Vire Skogsmul	10.0	2,000x15	NBS Micro	NBS Micro	From Shore	モ/24	Vestas AB	EUR(10)13.0	1.2		
11	2002	UK	イギリス	Horns Rev	160.0	2,000x30	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	EUR(10)78.0	1.61		
12	2002	UK	イギリス	Beauly(Simon)	9.70	2,300x24	Vestas	Vestas	From Shore	10/22	Thornes-Hutchens	不明	不明		
13	2002	UK	イギリス	Beauly(Vestas)	8.0	2,000x24	Vestas	Vestas	Sea Depth	10/22	Thornes-Hutchens	不明	不明		
14	2003	UK	イギリス	Sassay	22.0	2,200x20	Borner	Borner	From Shore	モ/24	Same	不明	不明		
15	2003	UK	イギリス	Humbly Grove	165.0	2,200x22	Borner	Borner	Sea Depth	重力	Doag Energy	EUR(10)55.0	1.31		
16	2003	UK	イギリス	North Hoyle	60.0	2,000x30	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Doag Energy	EUR(10)76.0	1.61		
17	2003	IE	アイルランド	Arklow Bank Phase1	25.20	3,800x17	GE Energy	GE Energy	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	EUR(10)50.0	1.82		
18	2003	JP	日本	Sevens I	1.32	660x12	Vestas	Vestas	From Shore	10/22	Setam team	USD(10)6.11	5.56		
19	2003	UK	イギリス	Freethelmann I	2.80	2,500x11	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	不明	不明		
20	2003	UK	イギリス	Freethelmann II	6.0	3,000x12	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Doag Energy	不明	不明		
21	2003	UK	イギリス	Freethelmann III	2.30	2,300x11	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	不明	不明		
22	2004	JP	日本	Sakata	10.00	2,000x15	Vestas	Vestas	From Shore	10/22	Suami Wind Power(Suamiou Corporation)	不明	不明	技術輸出プロジェクト	
23	2004	DE	ドイツ	Wilhelmshaven Baken Dölland	4.50	4,500x11	Borner	Borner	Sea Depth	陸上塔	不明	不明	不明		
24	2004	UK	イギリス	Scotch Sands	60.0	2,000x30	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	E.ON Climate & Renewable UK	GER(10)15.0	1.64		
25	2005	UK	イギリス	Kentish Flak	90.0	3,000x30	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Vestas AB	GER(10)65.0	1.53		
26	2006	DE	ドイツ	Bredendel(Stroica)	2.50	2,300x11	Borner	Borner	From Shore	陸上塔	不明	不明	不明		
27	2006	UK	イギリス	Burrer	90.0	3,000x30	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Centrica Renewable Energy Limited	GER(10)22.0	1.74		
28	2006	ES	スペイン	Puerto de Bihao	10.00	2,000x15	未定	未定	From Shore	不明	不明	不明	不明		
29	2006	UK	イギリス	Beitrice Demonstration	108.0	5,000x22	Semco	Semco	Sea Depth	シャフト	Scottish and Southern Energy	EUR(10)41.0	不明		
30	2006	NL	オランダ	Brandenburg	108.0	3,000x28	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Vestas AB	EUR(10)217.0	1.57		
31	2007	UK	イギリス	Burbo Bank	90.0	3,000x25	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Wind(UK) Limited	EUR(10)78.0	1.71		
32	2007	FI	フィンランド	Kaan Aha I	15.00	3,000x15	Vestas	Vestas	From Shore	重力	Impower Oy	EUR(10)50.0	不明		
33	2007	UK	イギリス	Beitrice I	10.00	5,000x12	Repower	Repower	Sea Depth	シャフト	Tullamore Energy	不明	3.82		
34	2007	CN	中国	Bokai last project	4.50	1,500x11	Goldwind	Goldwind	From Shore	シャフト	不明	不明	不明		
35	2007	SE	スウェーデン	Lilgrund	110.40	2,200x24	Vestas	Vestas	Sea Depth	重力	Vestas AB	SEB(10)100.0	1.52		
36	2008	DE	ドイツ	Humbel	5.0	5,000x11	Borner	Borner	From Shore	10/24	BARD Holding GmbH	不明	不明		
37	2008	FI	フィンランド	Kaan Aha II	15.00	3,000x15	Vestas	Vestas	From Shore	重力	Impower Oy	不明	不明		
38	2008	UK	イギリス	Larne Diving	97.20	3,000x27	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Centrica Renewable Energy Limited	EUR(10)50.0	1.83		
39	2008	UK	イギリス	Larne Diving	97.20	3,000x27	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Centrica Renewable Energy Limited	EUR(10)50.0	1.83		
40	2008	NL	オランダ	Leem	120.0	2,000x27	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Enso	不明	不明		
41	2008	DE	ドイツ	Thunau Bank	30.00	5,000x16	Semco	Semco	From Shore	重力	Scottish and Southern Energy	EUR(10)153.0	4.14		
42	2008	UK	イギリス	Arundel	7.20	3,000x22	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	DKK(10)102.0	不明		
43	2009	UK	イギリス	Bayl Phas	90.0	3,000x25	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Doag Energy	EUR(10)50.0	2.83		
44	2009	UK	イギリス	Horns Rev2	202.30	2,200x31	Vestas	Vestas	Sea Depth	モ/24	Doag Energy	EUR(10)44.0	2.04		
45	2009	NO	ノルウェー	Humbel	2.30	2,300x11	Vestas	Vestas	From Shore	陸上塔	Saavel ASA	NOK(10)400.0	不明	不明	
46	2009	UK	イギリス	Swoop	21.00	3,000x17	Vestas	Vestas	Sea Depth	重力	Sand & Bell Holding A/S	不明	不明		
47	2009	DE	ドイツ	Albat Ventur	60.00	5,000x12	Semco/Repower	Semco/Repower	From Shore	陸上塔	E.ON AG	EUR(10)50.0	3.88	シャフトトランス	
48	2009	SE	スウェーデン	Väneren östligastegrund	30.0	3,000x10	Vestas	Vestas	From Shore	モ/24	Kvarn AB,Perin AB	SEK(10)154.0	不明		
49	2009	UK	イギリス	Combed Sands	172.30	3,000x24	Vestas	Vestas	Sea Depth	重力	DOHC Energy	DKK(10)590.0	2.77		

番号	発祥年	国名	風力発電所名	発電容量 (MW)	発電能力 (MW) × 稼働率	風車メーカー	原機容量 (MW)	原機稼働率 (%)	建設形態	事業者名(オーナー)	建設コスト (百万円/年)	備考
Operation Year	C.Code	Country	Offshore Wind Farms	Project Capacity	Turbine Capacity × Number	Manufacturers Code	Project Capacity	From Share	Foundation	Owner	HP情報	GL
50	2010	UK	Port Offshore Wind	2.30	2,300 × 1	Siemens	2.30	2.00	重力	Sonoma Hydro/Mini, Or	不明	不明
51	2010	UK	Meakin	14.00	2,400 × 7	Siemens	14.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
52	2010	UK	Janina	32.00	1,900 × 2,000 × 10	Siemens	32.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
53	2010	UK	Janina Balcarras Inter tidal trial project	6.50	2,400 × 2,500 × 1	Siemens	6.50	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
54	2010	UK	Janina Skene Inter tidal trial project	102.00	3,000 × 24	Siemens	102.00	5.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
55	2010	UK	Donkwa Balcarras phase 1	180.00	3,000 × 60	Siemens	180.00	5.5	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
56	2010	UK	Robin Rise	207.00	2,300 × 90	Siemens	207.00	11.0	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
57	2010	UK	Reiland II	300.00	3,000 × 100	Siemens	300.00	12.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
58	2010	DE	Bulbit 1	48.30	2,300 × 21	Siemens	48.30	17.0	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
59	2010	BE	Blich Bank	165.00	3,000 × 155	Vestas	165.00	28.5	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
60	2010	UK	Whiter 1	183.60	3,000 × 151	Siemens	183.60	27.5	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
61	2011	UK	Arvedes 2	2.60	2,400 × 1	Siemens	2.60	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
62	2011	UK	Democratization offshore project of the island 1	3.90	2,400 × 1	Siemens	3.90	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
63	2011	UK	Whiter 2	2.00	2,000 × 1	Vestas	2.00	5.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
64	2011	UK	Whiter 3	150.00	3,000 × 50	Siemens	150.00	11.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
65	2011	UK	Ormside	8.60	5,000 × 17	Siemens	8.60	13.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
66	2012	UK	Doughal Ridge phase 2	3.00	3,000 × 1	Siemens	3.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
67	2012	UK	Janina Skene Inter tidal trial project extension	3.00	3,000 × 1	Siemens	3.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
68	2012	UK	Democratization offshore project of the island 1	3.00	3,000 × 1	Siemens	3.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
69	2012	UK	Thurston Bank Phase II	184.50	6,100 × 20	Siemens	184.50	20	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
70	2012	UK	BRD Offshore 1 - I, II, III	170.00	5,000 × 24	Siemens	170.00	20	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
71	2012	UK	Whiter 2	183.60	3,000 × 21	Siemens	183.60	27.5	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
72	2012	UK	Greater Gabbard	594.00	3,000 × 150	Siemens	594.00	30.0	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
73	2012	UK	Shetland Shear	316.80	3,000 × 98	Siemens	316.80	18.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
74	2012	UK	London Area Phase (I)	194.40	3,000 × 24	Siemens	194.40	14.0	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
75	2012	UK	London Area Phase (II)	148.30	2,100 × 41	Siemens	148.30	11.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
76	2012	UK	Redon Inter tidal Project Phase 1	50.00	2,500 × 20	Siemens	50.00	2.00	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
77	2012	UK	Redon Inter tidal Project Phase 2	10.00	500 × 2	Siemens	10.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
78	2013	UK	Loxran Balcarras Inter tidal Trial Project Extension (I)	2.60	2,400 × 1	Siemens	2.60	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
79	2013	UK	Janina Skene Inter tidal Trial Project Extension (I)	3.00	3,000 × 1	Siemens	3.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
80	2013	UK	Janina Skene Inter tidal Trial Project Extension (I)	2.00	2,000 × 1	Siemens	2.00	0.05	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
81	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
82	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
83	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
84	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
85	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
86	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
87	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
88	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
89	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明
90	2013	UK	Offshore of Rosneath (Rosneath)	4.00	2,000 × 2	Siemens	4.00	0.10	モノパイル	WIND POWER Group, Milnet Consortium	不明	不明

番号	稼働年	国名		風力発電形式	設置容量 (MW)	定額出力増加率(%)	風車メーカー		設置水深 (m)	機軸径 (m)	基礎形式	事業者名(パートナー)		備考
		C.Code	Country				Turbine Manufacture Code	Manufacturer				Offshore	Onshore	
99	2014	DE	ドイツ	Berlin Phase 1	400.00	3,000×80	ANPIA	ANPIA	25.5	65.5	基礎	Trine GmbH	EUR(€)900.00	
100	2014	DE	ドイツ	Offort	106.00	3,000×80	Siemens	si	15.5	42.4	モナスタ	ENOVA Energietechnik GmbH, ENVE AG	EUR(€)140.00	
101	2014	DE	ドイツ	Merwin sud/ost	280.00	3,000×80	Siemens	si	24.0	54.0	モナスタ	Windand Energietechnik GmbH, Hiltstone Group	EUR(€)1200.00	
102	2014	DE	ドイツ	Chal Teal 1	400.00	5,000×80	ANPIA		40.0	109.40	基礎	HSE, Nederlandse Projecten, Alstom, Siemens, E.ON AG, Vestas, S.A. Windech AG, PC Wind 1 GmbH, PC Wind 2 GmbH, CTUT GmbH	EUR(€)1600.00	
103	2014	DE	ドイツ	Wendes Ost	295.00	6,150×46	Repower	r	24.0	51.40	ジャケット	RWE AG	EUR(€)1000.00	
104	2014	DE	ドイツ	EnBW Hiltz 2	290.00	3,000×80	Siemens	si	33.5	35.40	その他	EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG	EUR(€)1000.00	
105	2015	DE	ドイツ	Dun Tusk	290.00	3,000×80	Siemens	si	26.0	74.30	モナスタ	Sturmwind Alstom, Vestas, E.ON AG	EUR(€)1000.00	
106	2015	DE	ドイツ	Wurmhub West	290.00	3,000×80	Siemens	si	22.5	44.90	モナスタ	E.ON AG	EUR(€)1000.00	
107	2014	UK	イギリス	Grim's Mts(2)	576.00	3,000×100	Siemens	si	20.0	18.0	モナスタ	Siemens AG, RWE AG, UK Green Investment Bank	EUR(€)2700.00	
108	2014	UK	イギリス	West of Duncans	390.00	3,000×100	Siemens	si	20.5	20.20	モナスタ	SA, DONG Energy	GBP(£)1600.00	
109	2014	UK	イギリス	Humber Gateway	219.00	3,000×73	Vestas	v	14.0	10.10	モナスタ	E.ON AG	EUR(€)900.00	
110	2015	UK	イギリス	Wessex East Rough	210.00	6,000×95	Siemens	si	12.5	11.20	モナスタ	DONG Energy, Merbent Corporation	EUR(€)1000.00	
111	2014	BE	ベルギー	Hortsmid(1)	216.00	3,000×72	Vestas	v	22.5	36.50	モナスタ	Asprent Holding NV, Parkwind NV, Smitsons Corporation, Europe Holding Limited	EUR(€)651.00	
112	2015	NL	オランダ	Bevo Luchterduin	120.00	3,000×46	Vestas	v	21.0	24.20	モナスタ	Bevo, Mithras Corporation	EUR(€)450.00	
113	2015	JP	日本	Fukushima Recovery Experimental Offshore Floating wind farm phase 2	18.00	7,000×2	Mitsubishi	m	15.0	20.60	浮体式	Merbent Corporation(建設済)	不明	
114	2014	CN	中国	Longyan Tubing Interfield Trial Project Extension(3)	30.50	4,000×16, 5,500×1	Envision/Mingyang		3.0	4.5(計画)	その他	China Longyan Power Group Corporation Limited, China Godwin Corporation	CNY(¥)790.00	
115	2014	CN	中国	Longyan Tubing Interfield Project phase 1 Extension	200.00	4,000×80	Siemens/Envision		不明	不明	不明	不明	不明	
116	2014	CN	中国	Shanghai Jiangsu Phase 1	102.00	6,000×17	Sinovel	sn	9.0	21.50	その他	Huamei New Energy Industrial Holding Limited, Shanghai Green Energy Co., Ltd., Shengyuan Company Ltd	CNY(¥)1759.00	
117	2015	CN	中国	Donghai Bridge Offshore Phase 2	93.60	3,000×26	Semid	se	11.0	12.00	その他	China Donghai Corporation, China Guangdong Nuclear Power Group, China Power International New Energy Holding Ltd., Shanghai Green Energy Co., Ltd	CNY(¥)1910.00	
118	2015	CN	中国	Zhuhai Guibao	87.00	3,000×29	Mingyang		5.5(計画)	13.40	その他	Guangdong Electric Power Development Co., Ltd., China Southern Power Grid	CNY(¥)4450.00	
119	2015	CN	中国	Jiangsu Binhai	300.00	3,000×100	Sinovel	sn	20.0	21.70	未定	China Donghai Corporation	CNY(¥)7000.00	
120	2015	CN	中国	Jiangsu Deheng	200.00	2,500×80	Goldwind	gd	不明	18.5(計画)	未定	不明	CNY(¥)3540.00	
121	2015	CN	中国	Jiangsu Donghai	200.00	3,000×85	Semid	se	5.0	28.10	未定	Jiangsu Guandeng New Energy Co., Ltd.	CNY(¥)3290.00	
122	2015	CN	中国	Jiangsu Xiangshui	201.00	3,000×87	N/A	n/	9.0	12.20	未定	China Three Gorges Project Corporation	CNY(¥)3540.00	
123	2015	CN	中国	Fujian Nanti Phase 1	400.00	4,000×100	Siemens	si	不明	不明	その他	China Godwin Corporation	不明	
124	2016	CN	中国	Zhuhai Puhui 6 F	290.00	5,000×90	N/A	n/	15.5	11.0(計画)	未定	不明	CNY(¥)4400.00	
125	2014	KR	韓国	Tamsa Offshore Wind	30.00	3,000×10	Dosan	d	6.5	0.00	ジャケット	POSCO PAC, Dosan Heavy Industries & Construction Co., Ltd	KRW(₩)14000.00	
126	2016	US	アメリカ	Cape Wind	490.00	3,000×130	Siemens	si	9.0	13.80	モナスタ	Energy Management Inc.	USD(＄)2920.00	

II. 風車の大型化

商用風力発電機の定格出力は、図-1に示すように年々大型化している。1980年～1990年では定格出力0.075MW(75kW:ロータ直径17m)であったが、1990年～1995年では定格出力0.3MW(300kW:ロータ直径30m)、1995年～2000年では定格出力0.75MW(750kW:ロータ直径50m)、2000年～2005年では定格出力1.5MW(1500kW:ロータ直径70m)、2005年～2010年では定格出力1.8MW(1800kW:ロータ直径80m)と、1990年代の後半から大型化が加速し、図には示されていないが、2010年～2015年には定格出力6.0MW(6000kW:ロータ直径150m)が出現している。これは、1980年代の風車の定格出力及びロータ直径と比較してそれぞれ80倍、8.8倍の大きさとなっている。なお、5MWクラスの風車は洋上用の風力発電機で、陸上風力発電機は設置・運搬等の制約から2-3MW機が主流となっている。日本で多数設置されている2000kWの陸上風車は、地上からナセルまでの高さ(ハブ高)が60—100m、ブレード最先端の最高到達高が100-150m、ロータの直径が80-92m、ナセルの重量が約100t、ブレードとタワーを含めた全体の重量は約300tである。

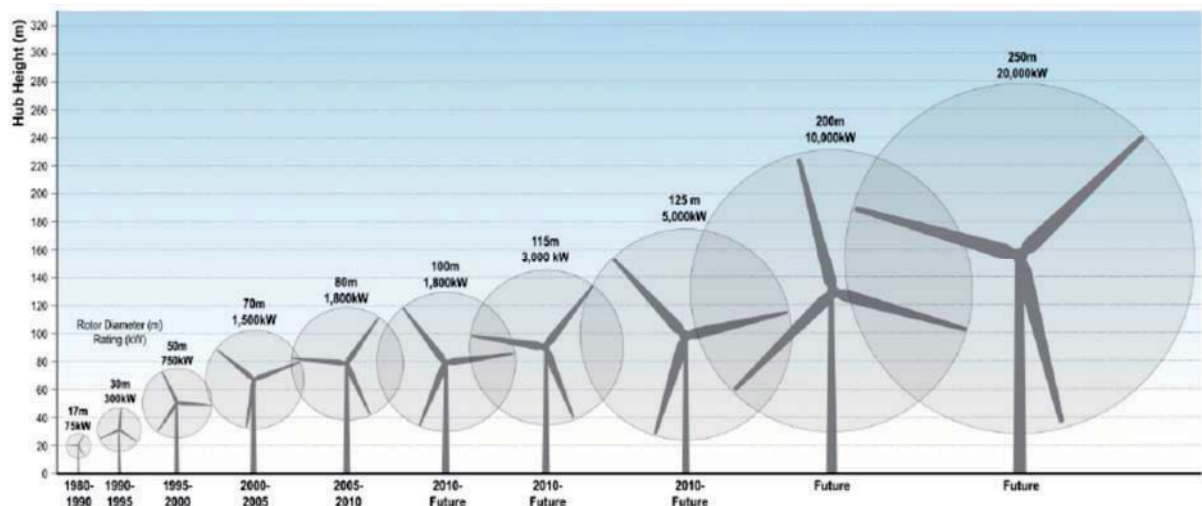


図-1 商用風車の定格出力及びロータ直径の変遷 (Navigant, 2013)

洋上風力発電機についても年々大型化の傾向が認められる。表-1は1990年から2013年までの洋上風力発電機の定格出力の推移を整理したものである。1990年には0.21MW(210kW)の風車であったものが、2000年には約10倍の2MW(2000kW)の風車が導入され、2003年には3MW(3000kW)、2007年には5MW(5000kW)、2013年には6MW(6000kW)と、短期間に大型化が進んでいる。2013年末までの集計で洋上風力発電機として採用されている風車メーカーはSiemens社(全体の約50%)とVestas社(同、約21%)で、全体の70%を超えているが、今後、他社のメーカーを含めて5MW(5000kW)以上の風車の導入が進むものと考えられる。なお、同表に示されているように、2010年前後から中国、日本、韓国の風車メーカーが洋上風力発電に参入しているが、その導入は現段階では自国のサイトに限られている。

表-1 洋上風力発電機の導入ヒストリー(1990~2013年)

当該機種の 最初の設置年	風車情報			実証試験・プロジェクト 基幹/総出力(MW)	備考
	定格出力 (MW)	風車メーカー (国名)	機種		
1990	0.22	WIND WORLD A/S (DK)	W2500	Nogersund(スウェーデン) 1/0.22	
1991	0.45	Siemens(Bonus) (DK)	B37 450kW	Vindeby(デンマーク) 11/4.95	
1994	0.5	Vestas (DK)	V39 500kW	Lely(オランダ) 4/2	
1996	0.6	Vestas (DK)	Y44 600kW	Dronen Issemeer(オランダ) 28/16.8	
2000	2.0	Siemens(Bonus) (DK)	B76/2000	Middelgrunden(デンマーク) 20/40	
2000	2.0	Vestas (DK)	V90-2.0 (V90-2.0MW) (V100-2.0MW)	Blyth(イギリス) 2/4	本機種は浮体式洋上風力発電機として も設置(Windfloat)
2000	1.5	GE Wind (US)	GE1.5s/se	Utgrunden (スウェーデン)	
2002	2.3	Siemens (DK)	SWT-2.3-82 (SWT-2.3-93) (SWT-2.3-101)	Roeland(デンマーク) 4/9.2	本機種は浮体式洋上風力発電機として も設置(Hywind)
2003	3.0	Vestas (DK)	V90-3.0 (V112-3.0MW)	Fredrikshavn II(デンマーク) 2/6	
2003	2.5	Vestas (DK)	N90/2500LS (N100/2500LS)	Fredrikshavn I(デンマーク) 1/2.5	
2003	3.6	GE Wind (US)	GE3.6s/s1	Arklow Bank Phase I(アイルランド) 7/25.2	
2007	5.0	Repower (DE)	REpower 5M	Beatrice(イギリス) 2/10	
2007	3.0	WinWind (SF)	WWD-3	Kemi Ajos I(フィンランド) 5/15	
2007	1.5	金風 Goldwind (CN)	GW 1.5/70 (GW 1.5/77) (GW 1.5/82) (GW 1.5/87)	Bohai Test Project(中国) 1/1.5	
2009	3.6	Siemens (DK)	SWT-3.6-107 (SWT-3.6-120)	Avedoere I(デンマーク) 2/7.2	
2012	6.0	Siemens (DK)	SWT-6.0-154	Gunfleet Sands 3(イギリス) 2/6	
2013	6.2	Senvion(REpower) (DE)	6.2M152	Thomoyon Bank PhaseIII(ベルギー) 18/6.15	
2008	5.0	BARD (DE)	BARD5.0	Hooksiel(ドイツ) 12/60	
2009	5.0	AREVA(Multibrud) (FR)	M5000	Alpha Ventus(ドイツ) 6/30	
2009	3.0	華銳 Sinovel (CN)	SL3000 (RD:90/100/105/113)	Shangai Donghai Bridge Phasel(中国) 21/63	
2010	2.5	金風 Goldwind (CN)	GW 100/2500 (GW 109/2500) (GW 121/2500)	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 3/6.5	
2010	2.5	上海電氣 Sewind (CN)	SE2.5	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 3/6.5	
2010	2.0	富士重工業 (JP)	SUBARU80/2.0	ウインド・パワーかみす第1(日本) 7/14	日立製作所の機種と同一
2011	5.0	華銳 Sinovel (CN)	SL5000	Donghai Bridge Offshore Wind Project Phase2-1(中国) 1/5	
2011	3.6	上海電氣 Sewind (CN)	SE3.6	Shangai Donghai Bridge Phase2(中国) 1/3.6	
2011	2.0	STX Windpower (KR)	TX72 (TX82) (TX93)	Demonration Offshore Project of Jeju Island(韓国) 1/2	
2012	2.4	三菱重工業 (JP)	MWT92/2.4	銚子洋上風力発電実証研究(日本) 1/2.4	NEDO実証研究
2012	2.0	日本製鋼所 (JP)	J82-2.0	北九州市洋上風力発電実証研究(日本) 1/2	NEDO実証研究
2012	2.0	日立製作所 (JP)	HWT2.0-80	ウインド・パワーかみす第2(日本) 8/16	・富士重工業の機種と同一 ・浮体式洋上風力発電実証事業(環 境省) ・浮体式洋上ウインドファーム実証 研究事業(経済産業省)
2012	3.0	金風 Goldwind (CN)	GW3.0	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project Extensuin(中国) 1/3	
2013	6.0	Alstom (FR)	Haliade™ 150-6MW	Belwind Alstom Demonstration (ベルギー) 1/6	
2013	5.0	Gamesa (ES)	G128-5.0	Arinaga Quarry(スペイン) 1/5	
2013	1.5	聯合電力 United Power (CN)	UP1500	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 18/27	
2013	3.0	東方 Dongfang (CN)	DF3.0	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial (中国) 1/3	
2013	3.0	Doosan (KR)	WinDS3000™	Demonration Offshore Project of Jeju Island(韓国) 1/3	

注) CN:中国, DE:ドイツ, DK:デンマーク, ES:スペイン, FR:フランス, JP:日本, KR:韓国, SF:フィンランド, US:アメリカ

このように、洋上風力発電機はスケールメリットを指向する超大型風車の時代となっている。一般的に、大型化のメリットは以下に掲げる 6 点に集約される。

- ✓ 中型の風車よりも風力発電施設の設備容量が拡大する (設置基数を同一とした場合)。
- ✓ 建設費 (kW 単価) の削減 (工事数の縮小と工期の短縮化) が可能となる (設置基数を同一とした場合)。
- ✓ 風車基数の減少により維持管理コストが削減できる (発電電力量を同一とした場合)。
- ✓ 風力発電電力量はロータ直径に比例して増加するので、大型機の方が得られる電力量は多い。
- ✓ ハブ高の嵩上げによる風速の増大に伴う風力発電電力量の増加が期待できる。
- ✓ 中型風車を数多く設置するよりも大型風車を少し設置した方が視覚的にやさしいし、大型風車は中型風車よりも低速回転であるためビジュアルインパクトを軽減する。

上田(2013b)は、風車の大型化に伴う問題点を以下に示す基本的な設計要件から導いている(豆知識-1、参照)。

- ① 大型化は、出力の 0.5 乗に比例して強度が低下し、コストが増大する (出力を 2 倍にすると、強度レベルは 0.7 倍、kW 単価は 1.4 倍)。
- ② 一般に翼(ブレード)の空力音による騒音レベルの制約から翼先端速度を抑えて回転数を減らしているが、トルクが出力の 1.5 乗に比例して増大する。

【豆知識-1】

● 基本的な設計要件

- ・ 風車の出力 \propto ロータの面積 \propto 翼長の 2 乗 \propto 寸法の 2 乗
 - ・ 風車の強度 \propto 寸法の 1.5 乗 \propto 出力の 0.5 乗
 - ・ 風車の価格 \propto 風車の重量 \propto (各部寸法) の 3 乗 \propto 出力の 1.5 乗
 - ・ 主軸トルク \propto 出力 / ロータ回転数 \propto 出力の 1.5 乗 (回転数抑制)

(1) ドライブトレイン

前述のように、大型化により強度は厳しく、コストは高くなること、翼先端速度を一定として風車を大型化した場合にはトルクと増速比が大きくなるので、主軸・増速機の設計が問題となる(但し、洋上では陸上と異なり、騒音の制約は少ないと考えられるため、回転数を上げてトルクの増加を抑えることができる)。後者のケースは、増速機の大径化に繋がるもので、入力段内歯歯車の製作が難しいとされ、従来型の増速機付誘導発電機は6~8MWが限界と言われている所以である。

そのため、超大型風車はギアレス同期型が代替策となり得る。特に、洋上風力発電は厳しい海象により風車へのアクセスが困難なため、重大事故の予防とメンテナンスの軽減が必要である。洋上風車は、信頼性向上のため故障の原因となりやすい歯車装置が不要で部品点数の少ない同期型風力発電機が注目されている。

世界の5MW以上の超大型風車の開発計画の事例を表-2に示す。表には技術開発段階として、計画、実証、実用の3段階で区分している。8MW以上は概ね計画段階、6-7MWは実証段階、また5MWクラスでは実用化されている機種も多くあることが分かる。超大型風車として、ナセルの小型化、高信頼性、メンテナンスの容易性等から同期発電機の「永久磁石方式(Bard6.5, Siemens SWT-6.0-120, Alstom Haliade150等)」や、ギアレスよりも発電機回転数が高く、発電機が小サイズで希土類の使用量の少ない「中速増速機式+永久磁石型発電機のハイブリッド(Vestas V164-7, AREVA (Multibrid) M5000, 日立製作所 HWT5.0-126等)」、また、「油圧ドライブ+同期発電機(コイル方式)のハイブリッド(三菱重工業 MWT167-7.0)」等が登場している。ただ、現段階では、同期発電機の永久磁石方式は材料の軽希土類(Nd(ネオジウム)、Pr(プラセオジウム))等や重希土類(Dy(ジスプロシウム)、Tb(テルビウム))等の入手が困難な面もあるため、上記のVestas、AREVA、日立製作所のようなシングルステージギアボックス(中速増速機式)を用いてギアレスよりも回転数を上げ、多極式発電機の径を抑えるハイブリッド動力伝達装置の風車が有望と考えられている。Vestasと三菱重工業の風車を、それぞれ図-2と図-3に示す。

なお、10MW以上の超大型洋上風車として、同期発電機と同等の発電効率を有し、ナセルの軽量化が期待できる「超電導発電機(GE(GE15MW), United Power(聯合電力:UP12), American Superconductor(SeaTitan wt10000dd)」の研究が進められているが、実際の運用は先になるものと推察される(10MW級の風車のSeaTitan(図-3):ハブ高が125m、ブレード最先端の最高到達高が210m、ロータの直径が190m)。

表-2 5MW以上の超大型風車の開発計画の事例

風車メーカー名	機種	定格出力 (MW)	ロータ径 (m)	パワートレイン	技術開発段階			備考
					計画	実証	実用	
Gamesa (スペイン)	Azimut Project	15.0	—	—	○			
GE (アメリカ)	GE15MW	10.0-15.0	—	超電導発電機	○			
聯合電力 United Power (中国)	UP12	10.0-12.0	—	超電導発電機	○			
SWAY TURBINE (ノルウェー)	10MW	10.0	164	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			
American Superconductor (アメリカ)	SeaTitan wt10000dd	10.0	190	超電導発電機	○			
金風 Gold Wind (中国)	GW 10MW	10.0	—	ギアレス同期式発電機	○			
華銳 Sinovel (中国)	SL10MW	10.0	—	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
Vestas (デンマーク)	V164-7	8.0	164	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
AREVA (フランス)	8MW	8.0	180	—	○			
ENERCON (ドイツ)	E126	7.5	127	ギアレス多極同期式発電機		○		
三菱重工業 (日本)	MWT167/7.0 (SEA ANGEL)	7.0	167	油圧ドライブ+同期式発電機		○		digital displacement pump/motors
SAMSUNG (韓国)	S-7.0-171	7.0	171	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
StX Windpower (韓国)	STX7.0MW	7.0	—	—	○			
BARD (ドイツ)	Bard6.5	6.5	122	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
REpower (ドイツ)	6M	6.2	126	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
Alstom (フランス)	Haliade150	6.0	150	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
Nordex (ドイツ)	N150/6000	6.0	160	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
Siemens (ドイツ)	SWT-6.0-154	6.0	154	ギアレス同期式発電機(永久磁石)			○	
2B-Energy (オランダ)	2B6	6.0	140.6	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			2枚翼, ダウンウィンド
華銳 Sinovel (中国)	SL6000	6.0	128	ギアボックス+誘導式発電機	○			
聯合電力 United Power (中国)	UP6000	6.0	136	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
明陽 Ming Yang (中国)	—	6.0	150	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			2枚翼
華儀風能 Hewind (中国)	HEAG6000	6.0	—	—	○			
金風 Goldwind (中国)	GW6.0M	6.0	150	ギアレス同期式発電機		○		
DOOSAN (韓国)	WinDS6000/7000	6.0/7.0	—	—	○			
Gamesa (スペイン)	G132-5.0	5.0/5.5	132	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
Gamesa (スペイン)	G128-5.0	5.0/5.5	128	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)			○	
Hyundai (韓国)	HQ5500	5.5	140	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			
東方 Dongfang (中国)	FD127A/140A	5.5	140	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
日立製作所 (日本)	HWT5.0-126	5.0	126	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		ダウンウィンド
AREVA (フランス)	M5000-135	5.0	135	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)			○	
BARD (ドイツ)	BARD5.0	5.0	122	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
華銳 Sinovel (中国)	SL5000	5.0	—	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
三一集団 SANY (中国)	SY5000	5.0	—	—	○			
HYOSUNG (韓国)	HS-5000	5.0	139	—	○			
中船重工 HZ Windpower (中国)	H127-5MW	5.0	127	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			



図-2 V164-7 Vestas 8.0MW (同期式(増速機+永久磁石方式) : Vestas HP)



図-3 SEA ANGEL 三菱重工業 7.0MW (油圧ドライブ+同期式発電機 : NEDO HP)



図-4 SeaTitan(American Superconductor) 10.0MW (超電導発電機 : AMSC HP)

(2) ブレード

表-2 に掲載している多くの風車は水平軸のプロペラ型(3 枚翼)であるが、大型風車の開発計画の中には 2 枚翼や垂直軸風車の風車も検討されている。

2 枚翼の風車は、ナセルの軽量化、2 枚翼による周速度増加に伴う発電電力量の増加、翼枚数減少による翼コストの低減等、発電原価低減に繋がる可能性を秘めている。我が国におけるサンシャイン計画の下、「風力変換システムに関する研究(1978-1990)」及び「100kW 級パイロットプラントの開発(1981-1986)」において主に産業技術総合研究所により開発された WINDMEL 風車(定格出力 16.5kW;ロータ直径 15m)や 100kW 風車 (定格出力 100kW;ロータ直径 29.4m)には 2 枚翼が採用されている。

洋上風車では、オランダの 2B-Energy 社の 2B6 等において、洋上風力発電の風車には 2.5～6.0MW の 2 枚翼が取り上げられている(図-5)。その他、浮体式洋上風力発電では 2008 年にイタリア南部 Puglia 州沖合で、Blue H 社に(オランダ)より世界初の浮体式実証試験が行われ、その時の風車は 2 枚翼(80kW)であった。同じ BlueH 社による DiWET プロジェクト(浮体式)、フランスの Nass & Wind 社らによる Winflo プロジェクト(浮体式)においても洋上風力発電の風車には 2.5～6.0MW の 2 枚翼が取り上げられている。



図-5 2B6 の 2 枚翼風車(6.0MW 機 : 2B-Energy HP)

また、垂直軸風車はフランスの浮体式洋上風力発電の Vertiwind プロジェクト(実証試験の計画サイト : マルセイユ港沖～ツーロン沖)において Technip 社が提案している。

Ⅲ. ユニークな日本製風車

●三菱重工業の風車

大型洋上風力発電では技術面、コスト面あるいは信頼性の面から増速機がネックとなっていたが、SEA ANGEL 7.0MW(MWT167/7.0)では増速機に替わる装置として「油圧トランスミッション」が採用されている。

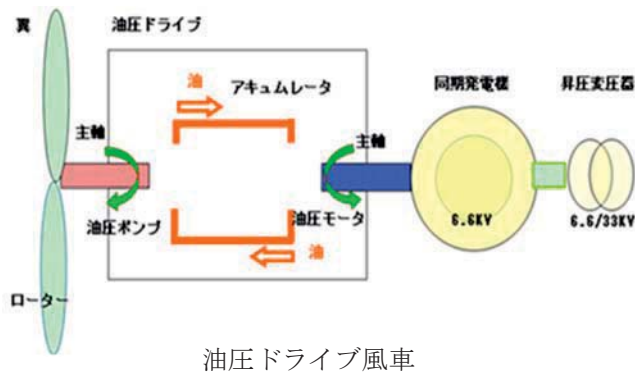
- ・油圧トランスミッションの原理は、風車(ロータ)の回転エネルギーを油圧ポンプ(DDP:Digital Displacement Pump)で高圧油に変換し、さらに油圧モータ(DDM: Digital Displacement Motor)で発電機を回して電気エネルギーに変える仕組みとなっている。
- ・油圧トランスミッションは、増速比が可変のため、同期式発電機を採用することは可能で電力変換装置(インバータ)が不要である。
- ・定格出力の増大化は油圧ドライブのシリンダー数の増加で対応する。

(2.4MW機:72DDPシリンダー/3列、7.0MW機:168DDPシリンダー/4列)

- ・主要部に一般材料(鋳鉄、低合金鋼)を採用しているため、調達が容易(安定廉価調達)。
- ・小物品を主とした構成で保守が容易。
- ・同期発電機採用による高い電力品質。
- ・長大翼(81.6m:GFRP+CFRP)採用による大出力化。

注) GFRP:ガラス繊維強化プラスチック

CFRP:炭素繊維強化プラスチック



SEA ANGEL 7.0MW 三菱重工業 HP

【主に三菱重工業(2013):平成25年度 NEDO 新エネルギー成果報告会 超大型洋上風力発電技術開発の開発状況報告資料より引用】

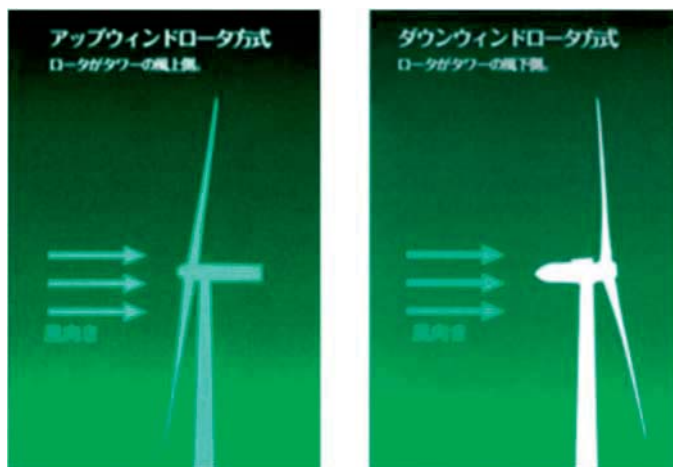
《参考》

新型油圧ドライブトレインについては、三菱重工業が2010年に買収した英国のベンチャー企業、アルテミス社(Artemis Intelligent Power, Ltd.)の持つ優れた油圧デジタル制御技術をベースに、共同で開発された。

●日立製作所の風車

ロータの回転面がタワーの風下側に位置するダウンウィンド方式である。

- ・これは、米国エネルギー省と NASA が 1975-1982 年に行った MOD-0A 計画(200kW)及び MOD-1 計画(2000kW)で採用した同じ方式の風車である。アメリカの場合、いずれも低周波音やブレードの疲労が問題となったが、日立製作所の風車ではブレードとタワーの間の距離をタワー直径の3倍離すことにより、これらの問題を解決している。
- ・ダウンウィンド方式は風見鶏の原理で常に風の向きに追従して作動することから、アップウィンド方式よりも風による荷重を小さくできるため、支持構造物あるいは浮体構造物のコストを抑えられるメリットがある。



アップウィンドロータ方式とダウンウィンドロータ方式の相違 NEDO HP



5MW 洋上ダウンウィンド風車（日立製作所製 HTW5.0-126）日立製作所 HP

IV. SEP船のリスト

国名	船主	利用可能状況		船名	船種	自航の有無		建造年 (計画年)	船体寸法			デッキ スペース(m ²)	ジャッキアップ装置		クレーン 能力(t)	最大船速 (kts)	昇降水深(m)	最大収容人 数(人)	着水作業履 昇装置(Hi.m)	備 考
		既存	計画			自航(DP)	非自航		L(m)	B(m)	D(m)		形式	保能力/脚 (t)						
日本	第一建設機工	○		SEP[くろしお]	NK	○	○	2012	48	25	4.2	1000	ピン挿入装置	900	CR650	—	30	6	1.25	
	第一建設機工	○		SEP[むつ]	NK	○	○	2010	35	22	3.2	600	リングバット装置	400	CR500	—	20	6	0.75	
	第一建設機工	○		SEP[あそ]	NK	○	○	1992	34	21	3.3	550	リングバット装置	400	CR450	—	20	6	0.75	
	積山基礎工業	○		SEP[SEITO]	NK	○	○	1993	33	22	3	550	リングバット装置	400	CR450	—	20	6	0.75	
	泉鋼業	○		SEP2号	JG	○	○	1982	24.4	15.25	2.13	300	リングバット装置	180	CR150	—	15		0.5	
	泉鋼業	○		SEP5号	JG	○	○	1998	24.4	15.25	2.13	300	リングバット装置	180	CR150	—	15		0.5	
デンマーク	泉鋼業	○		SEP6号	JG	○	○	1990	24.4	15.25	2.13	300	リングバット装置	180	CR150	—	15		0.5	
	A2SEA	○		SEA POWER	GL	○	○	2001	91.76	21.6	4.25	1020	ワイヤロープ	2386	230	—	24	18		
	A2SEA	○		SEA JACK	GL	○	○	2003	91.2	33	5.5	2500	ワイヤロープ	2500	800	—	30	23	1.5	
	A2SEA	○		SEA WORKER	GL	○	○	2008	56.5	33	3.6	750	ピン挿入装置	2000	400	—	40	22	1.5	
	A2SEA	○		SEA INSTALLER	DNV	○	○	2012	132	39	5.3	3350	ピン挿入装置	9000	900	12	45	35	2	
	A2SEA	○		SEA CHALLENGER	DNV	○	○	2014	132	39	5.3	3350	ピン挿入装置	9000	800	12	45	90	2	
	DBB	○		WIND	DNV	○	○	1998	52.4	18.13	4	430	ピン挿入装置	600	30	6	35	21	1.25	
	DBB	○		WIND PIONEER	DNV	○	○	2010	50	28	4.5	530	ピン挿入装置	1200	232	—	35	22	2.5	
	DBB	○		WIND SERVER	DNV	○	○	2014	76.9	32.3	7	1000	ピン挿入装置	4000	400	9	45	24	2.6	
シンガポール	Swire Blue Ocean	○		Pacific Orca	GL	○	○	2013	155.6	49	10.4	4300	ラック&ビニオン	×6p	1200	13	80	111	2.5	
	Swire Blue Ocean	○		Pacific Osprey	GL	○	○	2013	155.6	49	10.4	4300	ラック&ビニオン	×6p	1200	13	80	111	2.5	
イギリス	MPI Offshore	○		MPI Resolution	DNV	○	○	2003	130	38	8	3200	キャッチビーム装置	5700×6p	600	11	35	70	2.8	
	MPI Offshore	○		MPI Discovery	DNV	○	○	2011	138.55	40.8	10	3600	キャッチビーム装置	7500×6p	1000	11.7	40	112	2.8	
	MPI Offshore	○		MPI Adventure	DNV	○	○	2014	138.55	40.2	10	3600	キャッチビーム装置	7500×6p	1000	12.5	40	120	2.8	
	Seajaks International	○		Krakem	ABS	○	○	2009	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2700	300	8	48	46	2	
	Seajaks International	○		Leviathan	ABS	○	○	2009	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2700	400	8	48	90	2	
	Seajaks International	○		Zaratan	ABS	○	○	2012	81	41	7	2000	ピン挿入装置	5500	800	9.1	55	90	2	
	Seajaks International	○		Hydra	ABS	○	○	2014	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2700	400	8	48	100	2	
	Seajaks International	○	○	Soylla	ABS	○	○	2015	139	50	11	4600	ラック&ビニオン	14000	1500	12	65	130		
	Gash Offshore Ltd	○		Deswater Installer 1	ODP2				138.4	40	12.5	5500	ラック&ビニオン	1600	10	50	120	3		
オランダ	Van Oord	○		Aeolus	DNV	○	○	2014	139	38	10.4	3300	ピン挿入装置		990	12	55	90		
	Jack-up Barge BV	○		JB-104	GL	○	○	2004	30.5	17.1	2.9		ピン挿入装置	400	CR450	—	25		2	
	Jack-up Barge BV	○		JB-108	GL	○	○	2006	30.5	22	2.9		ピン挿入装置	400	CR500	—	25		2	
	Jack-up Barge BV	○		JB-112	GL	○	○	2006	30.5	22	2.9		ピン挿入装置	400	CR500	—	25		2	
	Jack-up Barge BV	○		JB-114	ABS	○	○	2009	50.5	32	5	1000	ピン挿入装置	1250	300	—	40	100		
	Jack-up Barge BV	○		JB-115	ABS	○	○	2009	50.5	32.2	5	1000	ピン挿入装置	1250	300	—	40	64		
	Jack-up Barge BV	○		JB-117	ABS	○	○	2011	75.9	40	6	2500	ピン挿入装置	3250	1000	—	45	350		
	Jack-up Barge BV	○		JB-118	ABS	○	○	2013	75.9	40	6	2500	ピン挿入装置	3250	1000	—	45	350		
	Jack-up Barge BV	○		JB-119	GL	○	○	2013	46	30	4.6		ピン挿入装置	900	300	—	35	40		元Odin
	Workfox BV	○		Seafox 1	DNV	○	○	1979	64	40	4.92		ピン挿入装置	200	300	—	40			
	Workfox BV	○		Seafox 2	LR	○	○	1985	80	45	6	800	ラック&ビニオン	2750	100	—	49	235		Oil&Gas設備に供用
	Workfox BV	○		Seafox 4	ABS	○	○	1976	68	42.6	5.44		ラック&ビニオン	2200	50	—	45	139		Oil&Gas設備に供用
	Workfox BV	○		Seafox 5	ABS	○	○	2012	115	50	9.75	3750	ラック&ビニオン	7000	1200	10	65	150		
	Workfox BV	○		Seafox 7	ABS	○	○	2008	55.5	32.2	5		ピン挿入装置	2000	280	—	45	113		Oil&Gas設備に供用
Swift Drilling	○		Swift 10	ABS	○	○	2008	67.4	40	5.5		ピン挿入装置	2750	80	—	45				
ドイツ	HGO InfraSea Solutions	○		Innovation	GL	○	○	2012	142.5	42	11		ラック&ビニオン		1500	12	50	100		ヘルキ-GeoSea社と共有
	Hochtief Solutions AG	○		Thor	GL	○	○	2010	70	40	7.4	1850	ピン挿入装置	3300	500	—	50	48		
	Hochtief Solutions AG	○		Vidar	DNV	○	○	2012	136.5	41	6.3	3400	ラック&ビニオン	600	1200	12	50	90		
	Hochtief Solutions AG	○		Odin		○	○		46.1	30	4.6		ピン挿入装置	900	CR280	—	45			Jack Up Barge社が購入
	Beluga Hochtief Offshore	○		Beluga		○	○	2012	147	42	11		ラック&ビニオン		1500	12	50	120		
Bard Engineering	○		Wind Lift 1	GL	○	○	2010	93	36	7.4		ピン挿入装置	5300	500	8	45	90			
ベルギー	GeoSea N.V.	○		Goliath	ABS	○	○	2008	59.5	32.5	5	1080	ピン挿入装置	1400	400	—		52		
	GeoSea N.V.	○		Buzard	ABS	○	○	1982	43	30	5	900	ピン挿入装置	900	—	—		32		
	GeoSea N.V.	○		Neptune	ABS	○	○	2012	60	38	6	1600	ピン挿入装置	1600	600	—		60		
	GeoSea N.V.	○		De Zeebouvier	BV	○	○	1978	42.6	20	4.2		ピン挿入装置		—	—		15		
	Besix	○		Pauline	BV	○	○	2002	48	23.5	4.2		ピン挿入装置	900	250	—	30		1.5	
ノルウェー	Fred Olsen Windcarrier	○		Brave Tern	GL	○	○	2012	132	39	9	3250	ピン挿入装置	9000	800	12	45	80		
	Fred Olsen Windcarrier	○		Bold Tern	GL	○	○	2012	132	39	9	3250	ピン挿入装置	9000	800	12	45	80		
	Master Marine	○		HAVEN	DNV	○	○	2011	108.6	50	9	2500	ラック&ビニオン	5300	—	—	65	65		Oil&Gas設備
	Inwind	○	○	Inwind Installer	DNV	○	○		105.5	46	10.1	3500	ラック&ビニオン	7500×3p	1200	12		110	2.5	
カナダ	ABCO Marine Ltd	○		Red Squirrel		○	○		18.3	18.3	1.53	200	リングバット装置		TC90	—				
	ABCO Marine Ltd	○		Sea Horse		○	○		30.5	18.3	2.13	400	リングバット装置		CR200	—				
アラブ	Gulf Marine Services	○		Endurance	ABS	○	○	2010	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2750	300	—	60	150		Oil&Gas設備に供用
	Gulf Marine Services	○		Endeavour	ABS	○	○	2010	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2750	300	—	60	150		Oil&Gas設備に供用

注) 【船体の寸法】 L:両垂線間の水平距離で、設計図等の船体構造の基準長さ B:船体最広部における幅で、外板の厚さを除いた内法寸法 D:乾舷長さ(L/10)の中央においてキール(船体中心線での船底外板)上面から乾舷甲板の船側での下面までの垂直距離で、外板及び甲板の厚さを除いた内法寸法

V. 我が国の港湾における波浪特性(稼働率)

都道府県	観測地点	データ取得年 (遍年)	有義波高(Hs:m)			有義波周期(Ts:sec)		備考
			1.0m以下	1.5m以下	2.0m以下	8s未満	10s未満	
北海道	留萌	1981～1999	60.1	75.4	85.3	96.4	99.9	
	瀬棚	1982～1999	57.4	72.2	82.8	95.2	99.8	
	紋別	1984～1999	73.0	87.8	94.0	83.5	95.9	
	十勝	1996～1999	62.7	86.5	94.7	59.0	87.4	
	苫小牧	1982～1999	78.3	91.7	96.8	74.0	94.2	
青森県	深浦	1981～1999	56.8	70.9	80.9	93.6	99.6	
	むつ小川原	1974～1999	59.8	81.2	91.1	60.1	87.9	
	八戸	1973～1999	67.0	86.5	93.9	68.2	89.1	
秋田県	秋田	1988～1999	60.5	75.3	85.1	93.6	99.5	
岩手県	久慈	1996～1999	45.8	76.8	91.1	62.8	91.3	
	宮古	1981～1997	90.6	97.3	99.0	77.4	93.1	
	釜石	1978～1999	73.1	89.4	95.6	45.3	83.0	
	石巻	1995～1999	83.8	95.6	98.7	69.6	92.0	
山形県	酒田	1973～1986	56.5	70.8	81.2	93.0	99.4	
宮城県	仙台新港	1979～1999	76.7	92.7	97.6	51.5	83.4	
新潟県	弾崎	1978～1988	56.0	71.6	81.5	90.7	99.2	
	阿賀沖	1981～1987	61.5	74.3	82.8	95.0	99.8	
	新潟西	1982～1991	67.3	79.9	88.0	91.6	99.2	
	新潟沖	1989～1999	64.1	78.1	87.2	90.3	99.2	
福島県	相馬	1982～1999	63.3	86.9	95.5	51.3	81.8	
	いわき沖	1986～1996	19.1	52.8	76.1	62.7	90.1	
	小名浜	1980～1990	52.9	82.3	93.1	56.7	88.8	
茨城県	常陸那珂	1979～1999	47.7	77.8	91.2	59.3	89.8	
	鹿島	1972～1999	38.8	68.6	85.2	54.9	87.4	
千葉県	浜金谷	1972～1990	88.8	96.1	98.8	96.0	98.9	
東京都	第二海堡	1991～1999	99.5	100.0	100.0	100.0	100.0	
	アシカ島	1991～1999	93.7	98.5	99.6	96.2	99.1	
	波浮	1973～1999	24.1	60.6	82.7	70.7	95.0	
静岡県	下田	1988～1999	69.2	91.7	97.3	75.8	95.2	
	御前崎	1988～1998	77.7	91.5	96.9	79.5	93.2	
和歌山県	潮岬	1970～1986	87.4	94.5	97.5	27.1	69.7	
	御坊沖	1983～1997	58.8	82.0	92.4	73.3	92.6	
石川県	輪島	1979～1999	55.9	72.4	83.0	89.0	99.1	
	金沢	1970～1999	61.1	76.1	84.9	89.5	99.0	
福井県	福井	1980～1999	63.9	78.8	87.4	91.4	99.5	
兵庫県	神戸	1971～1999	98.3	99.7	99.9	99.9	100.0	
	柴山	1996～1999	51.9	69.3	81.1	86.5	98.7	
鳥取県	鳥取	1979～1999	57.9	74.6	85.0	88.8	98.9	
	境港	1996～1999	96.6	99.2	99.8	96.2	99.6	
島根県	浜田	1974～1999	55.6	73.7	84.9	89.6	99.3	
徳島県	小松島	1996～1999	96.7	99.4	99.9	93.7	97.8	
高知県	室津	1990～1999	77.1	90.2	95.6	74.8	91.5	
	高知	1996～1999	79.4	90.9	95.8	75.5	94.2	
	高知沖	1980～1989	73.9	88.3	94.5	57.9	90.4	
	上川口	1996～1999	81.7	92.5	96.3	65.0	92.5	
福岡県	藍島	1975～1999	82.5	93.6	98.0	99.0	100.0	
	玄界灘	1989～1997	61.0	79.6	90.4	92.4	99.1	
	苅田	1991～1999	98.3	99.8	100.0	99.9	100.0	
長崎県	伊王島	1982～1991	83.2	94.3	98.5	96.1	98.9	
宮崎県	宮崎	1990～1999	56.9	78.9	88.8	66.6	91.2	
鹿児島県	油津	1975～1991	59.5	81.9	91.7	64.4	93.4	
	志布志湾	1980～1999	87.0	94.9	97.7	71.9	93.8	
	名瀬	1977～1999	56.3	75.9	86.4	89.6	99.3	
	鹿児島	1990～1999	99.7	99.9	100.0	99.0	100.0	
沖縄県	中城湾	1973～1999	55.6	81.5	91.6	69.8	94.7	
	平良	1996～1999	87.6	95.3	98.4	97.5	99.9	
	石垣	1996～1999	98.9	99.7	99.9	99.5	100.0	
	那覇	1973～1999	64.5	80.4	89.3	86.6	98.6	

データの出典: 永井紀彦(2002): 全国港湾海洋波浪観測30か年統計(NOWPHAS1970-1999). 港湾空港技術研究所資料 No.1035

VI. アクセス船のリスト

国名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m2)	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ(m)	幅(m)			有	無			
日本	東京汽船	JCAT-ONE	2013		○		21.3	7	54	-	○	27.2	3+12	スライドキャッチャ装着	
イギリス	Maritime Craft Services	MCS Zephyr	2011		○		19.2	7.3	41.8	fwd32 +aft16	○	24	2+12		
	Maritime Craft Services	MCS Sirocco	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Pampero	2012		○		25.75	10.6	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Maestro	2011		○		19.2	7.3	41.8	fwd32 +aft16	○	24	12		
	Maritime Craft Services	MCS Blue Norther	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Levanto	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Beras	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Kaver	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	Maritime Craft Services	MCS Coromell	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○	26	12		
	MPI Offshore	MPI Don Quixote	2009		○		20.6	8	45	fwd13.9+aft45.9	○	23	12		
	MPI Offshore	MPI New Builds	2013		○		19.15	7.25	40	fwd28+aft19	○	22	12		
	MPI Offshore	MPI Cervantes	2012		○		17.5	6.4	38	fwd25.5+aft16	○	22	12		
	MPI Offshore	MPI Dulcinea	2011		○		17.5	6.4	38	fwd22. 85+aft13.7	○	25	12		
	MPI Offshore	MPI Dorothea	2011		○		17.5	6.4	38	fwd22. 85+aft13.7	○	25	12		
	MPI Offshore	MPI Cardenio	2012		○		17.5	6.4	38	fwd25.5+aft16	○	22	12		
	MPI Offshore	MPI Rosinante	2009		○		16	6.4	32	fwd18.15+aft7.5	○	25	12		
	MPI Offshore	MPI Rucio	2009		○		16	6.4	32	fwd18.15+aft7.5	○	25	12		
	MPI Offshore	MPI Sarchopanza	2008		○		15.48	6.4	30	fwd5.02+aft24.96	○	25	12		
	MPI Offshore	MPI Napoleon	2014		○		22	7	45	-	○	23	3+12		
	C Wind	C Wind Adventure	2013		○		20.9	7		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12		
	C Wind	C Wind Allianca	2011		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12		
	C Wind	C Wind Asherah	2010		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12		
	C Wind	C Wind Challenger	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12		
C Wind	C Wind Endeavour	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Admiral P	2012		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Oaptain P	2012		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Oardinal P	2012		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Commander P	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Commadore P	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	SO Buzzard	2012		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	Coastal Knight	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	C Wind Resolution	2013		○		18.5	6.1		fwd37+aft34	Optional	28	2~4+12			
C Wind	C Wind Athena	2012		○		18.5	6.1		-	Optional	28	2~4+12			
Turbine Transfers Ltd	Aberfraw Bay	2012		○		21.3	7.3		38	○	28	12			
Turbine Transfers Ltd	Foryd Bay	2012		○		21.3	7.3		-	○	28	12			
Turbine Transfers Ltd	Malltraeth Bay	2012		○		21.3	7.3		-	○	28	12			
Turbine Transfers Ltd	Penrhos Bay	2010		○		20.47	8		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Cemaes Bay	2009		○		20.47	8		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Tremadoc Bay	2012		○		20.14	7.25		49	○	24				
Turbine Transfers Ltd	Coernarfon Bay	2012		○		20.14	7.25		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	Abersoch Bay	2012		○		19.1	7.4		41	○	23	12			
Turbine Transfers Ltd	Llandudno Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○	25	12			
Turbine Transfers Ltd	Penrtryn Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○	25	12			
Turbine Transfers Ltd	Kimmel Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	Towyn Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	Conwy Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	Colwyn Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	Porth Cadfar	2011		○		16.52	6.35		-	○	26	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Porth Wen	2011		○		16.52	6.35		-	○	26	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Porth Dafarch	2011		○		16.52	6.35		-	○	26	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Porth Dinlaen	2011		○		16.52	6.35		-	○	26	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Porth Diane	2011		○		16.52	6.35		-	○	26	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Lynas Point	2010		○		15.43	6.3		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Penmon Point	2010		○		15.43	6.3		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Phocolyn Head	2009		○		15.43	6.3		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Wylfa Head	2009		○		15.43	6.3		-	○	27	12			
Turbine Transfers Ltd	Carmel Head	2008		○		15.43	6.3		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	South Stack	2008		○		15.43	6.3		-	○	24	12			
Turbine Transfers Ltd	RRV Andrey	2009		○		13.3	5		-	○	28	12			
Turbine Transfers Ltd	Alerdaron Bay	2010		○		19.1			35	○	28				
Turbine Transfers Ltd	Bull Bay	2014		○		25.7	7.5		46	○	27.5	3+12			
Turbine Transfers Ltd	Beaumaris Bay	2014		○		21.3	7.3		38	○	28	3+12			

船名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m2)	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ(m)	幅(m)			有	無			
イギリス	Dalby Offshore	Dalby Aire	2013		○		21.45	7.36		-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Derwent	2014		○		14.5	6.4	40	-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Esk	2011		○		19	7.2	64.92	-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Suale	2014		○		23		84	-	○		30	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Tees	2012		○		18.55	6.5	46.3	-	○		30	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Trent	2012		○		18.5	6.5	46.3	-	○		29	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Humber	2012		○		18.5	6.5	46.3	-	○		30	3+12	
	Njord Offshore	Njord Avocet	2012		○		20.6	8		52			26	4+12	
	Njord Offshore	Njord Curlew	2013		○		20.6	7.4		-			23.5		
	Njord Offshore	Njord Kittiwake	2013		○		20.6	8		52			23.7		
	Njord Offshore	Njord Lapwing	2013		○		19	8		-					
	Njord Offshore	Njord Petrel	2013		○		19	5?		-			26.7		
	Njord Offshore	Njord Puffin	2013		○		20.6	8		-					
	Njord Offshore	Njord Snipe	2014		○		20	8		-					
	Njord Offshore	Njord Skua	2014		○		20	8		-					
	Njord Offshore	Njord Alpha	2014		○		24.98	10	167	90					
	Njord Offshore	Njord Odin	2015		○		26			-					
	Njord Offshore	Njord Frey	2015		○		26			-					
	EON Climate&Renewables Ltd	Solway Spirit	2008		○		15			45	○				
	EON Climate&Renewables Ltd	Solway Challenger	2013		○		19.2			80	○				
	EON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Sunthorp	2013		○		17			56	○				
	EON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Hoton	2013		○		17			56	○				
	EON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Turmarr	2014		○		12			40	○				
	Fastuet Shipping Limited	Fastuet Rock	2013		○		21.5	7.3	75	fwd27+aft12.5		○		27	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Swift	2012		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Skua	2012		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Tern	2011		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Putfin	2013		○		14	5		-		○		12	
	Briggs Marine	Mersey Guardian	2012		○		18.3	6.3		-		○	18	7+10	
	Briggs Marine	Severn Guardia	2012		○		18.3	6.3		-		○	18	7+10	
	Briggs Marine	Solent Guardian	2013		○		18.3	6.3		-		○	18	2+10	
	Briggs Marine	Thames Guardian	2011		○		14.5	4.7		-		○	25	6+8	
	Briggs Marine	Humber Guardian	2010		○		18.3	6.3		-		○	18	2+10	
	RixSea Shuttle	Rix Panther	2011		○		18.9	7.2	42	-		○	25	2~3+12	
	RixSea Shuttle	RixTiger	2013		○		18.9	7.2	42	-		○	25	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Cheetah	2010		○		21.3	6.4	53	-		○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Alicat	2010		○		21.3	6.4	53	-		○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Gardian	2010		○		21.3	6.4	53	-		○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Lion	2014		○		26.3	10.3		-					
	Gardline	Ellida Array	2012		○		17	6.4	43	-		○		26	
	Gardline	Gallion	2011		○		20	6.5	53	-		○		30	
	Gardline	Gardion 1	2010		○		20	5.3	53	-		○		30	
	Gardline	Gardion 2	2011		○		20	6.4	53	-		○		30	
	Gardline	Gardion3	2011		○		17	6.4	43	-		○		26	
	Gardline	Gardion 7	2011		○		17	6.4	43	-		○		26	
	Gardline	Marianavray	2011	○			17	6.4	43	-		○		26	
	Gardline	Smatonavray	2011		○		20	6.4	53	-		○		30	
	Gardline	Waterfall	2009		○		16	6.4	40	-		○		26	
	Enviroserve	Sea Fox	2013		○		24	10		112		○	28	14	
	Enviroserve	Sea Weasel	2010		○		16.2	5.5		25	○		25		
	Enviroserve	Sea Ferret	2011		○		16.2	5.5		25		○	25		
	Enviroserve	Sea Beaver	1996		○		17.5	5		20	○		23		
	Enviroserve	Sea Badger	2009		○		11			20	○				
	iceni Marine Services	iceni Spirit	2009		○		15.5	6.3		fwd14.5+aft14.5	○		24	2+12	
	iceni Marine Services	Topline	2007		○		12	5		fwd12.25+aft14.08	○		20	2+12	
	iceni Marine Services	iceni Courage	2011		○		15.5	6.3		fwd21.8	○		24	2+12	
	iceni Marine Services	iceni Pride	2012		○		14	5		fwd11.25+aft14.08		○	27	2+12	
	iceni Marine Services	iceni Defiant	2012		○		17.5	6.5		fwd27.13+aft21.52	○		30	2+12	
	iceni Marine Services	iceni Victory	2013		○		24.7	8		fwd40+aft33	○		30	2+12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Star	2013		○		26	10.4		90		○	25	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Shamal	2013		○		26	10.4		90		○	25	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Switc	2011		○		26	10.4		90	○		25	12	
	Sure Wind Marine Ltd	TBN 2014			○		25.75	10.4		90		Optional	26	12	
	Sure Wind Marine Ltd	SURE 5	2014		○		20			55	○			12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Pilgrim	2012		○		20	7.5		35	○		25.5	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Partner	2012		○		20	7.5		35	○		25.5	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Progress	2012		○		20	7.5		35	○		25.5	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Pride	2012		○		20	7.5		35		○	25.5	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Fleur Delys	2009	○			22.25	4.8		-	○		21	10	
	Sure Wind Marine Ltd	Hodi	1999		○		17.7	6.4		-			32	3+12	
	Seacat Services	Endeavour	2014		○		21.1	7.4	49	fwd29+aft22		○	26	2~3+12	
	Seacat Services	Reliance	2014		○		21.1	7.4	49	fwd27+aft22		○	26	2~3+12	
	Seacat Services	Resolute	2014		○		25.1	8	78	fwd42+aft30		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Vigilant	2015		○		25.1	8	78	fwd42+aft30		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Defender	2014		○		25.1	8	78	fwd42+aft30		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Volunteer	2014		○		25.1	8	78	fwd42+aft30		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Rongar	2015		○		25.1	8	78	fwd42+aft30		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Intrepid	2015		○		26.77	9.12	108	fwd62+aft44		○	29	2~3+12	
	Seacat Services	Courageous	2015		○		26.77	9.12	108	fwd62+aft44		○	29	2~3+12	

船名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m2)	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ(m)	幅(m)			有	無			
デンマーク	World Marine Offshore	World Golf	2012			○	25	11	20	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	World Marine Offshore	World Passat	2012			○	25	11	20	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	World Marine Offshore	World Mistari	2012			○	25	11	20	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	World Marine Offshore	World Scirocco	2013			○	25	11	20	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	World Marine Offshore	World TEN 5	2013			○	30	12	34	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	World Marine Offshore	World TEN 6	2014			○	30	12	34	-	○	30	12	Trimaran Hull	
	A2SEA A/S	SEA Breeze	2012			○	24.76	10.6	243.8	-	○	20	3+24		
	A2SEA A/S	SEA Gale	2013			○	24.76	10.6	243.8	-	○	20	3+24		
	A2SEA A/S	SEA Storm				○	24.76	10.6	243.8	-	○	20	3+24		
A2SEA A/S	SEA Hurricane				○	24.76	10.6	243.8	-	○	20	3+24			
オランダ	Sime Charters B V	Blue Whale	2000	○			19.5	5.08	32.31	fwd05+aft25	○	30	12		
	Sime Charters B V	Callisto Masskuis	2011	○			17.31	5.2	28.56	fwd02+aft10	○	25	12		
	Sime Charters B V	SC Lynx	2010	○			18.5	5.6	29.56	fwd08+aft12	○	24	12		
	Sime Charters B V	SC Cheelah	2011	○			18.5	5.6	29.56	fwd08+aft20	○	26	12		
	Sime Charters B V	SC Amethyst	2014	○			20	6.3	49.95	fwd10+aft23	○	28	12		
	Sime Charters B V	SC Falcon	2013		○		18.5	6.1	27.75	fwd034+aft37	○	30	12		
	Sime Charters B V	SC Elan			○										
	Sime Charters B V	SC Opal			○										
	Offshore Wind Services	Offshore Wellingen	2014		○		25.75	10.04		90	○	25	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Wenduine			○		25.14	8		fwd030+aft20	○	27	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Waddensee			○		19.7	8.2		50	○	24	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Wandelaar	2012		○		21.01	7.3		fwd027+aft22	○	25	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Westhinder	2012		○		20.01	7.3		fwd027+aft22	○	25	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Phanton	2011		○		15.5	6.3		-	○	23	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Performer			○		15.5	6.1		-	○	23	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Progress	2008		○		15.5	6.1		-	○	25	2~3+12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 1	2004		○		18.1	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 2	2005		○		15	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 3	2006		○		15	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 4	2006		○		15	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 5	2007		○		16	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 6	2007		○		16	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 7	2007		○		16	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 8	2007		○		16	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 9	2008		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 10	2008		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 11	2008		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 12	2008		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 14	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 15	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 16	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 17	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 18	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 19	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 20	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 21	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 22	2009		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 23	2010		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 24	2010		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 25	2010		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 26	2011		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 27	2011		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 28	2012		○		15	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 29	2011		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 30	2012		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 31	2013		○		16	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 32	2013		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 33	2014		○		18	6.1	30		○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 34	2013		○		19				○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 35	2014		○		19				○	25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 101	2011		○		27	9	208		○	31	45		
	Enviroserve	Sea Stoat			○		18	5.5				12			
	Enviroserve	Sea Badger			○		11	5				27			
	ノルウェー	Fred Olsen Windcarrier	Wind Crew 1	2010	○			19.2	5			○	25	3+12	
		Fred Olsen Windcarrier	Bayard 3	2012	○			20.9	7	20	51	○	25	12	
		Fred Olsen Windcarrier	Bayard 2	2011	○			20.9	7	20	51		25	12	
		Fred Olsen Windcarrier	Bayard 1	2011	○			20.9	7	20	51		25	12	
	フランス	MSIS Chantiers Allais	Surfer Eolion	2014	○			14.21	4.65				22		
		MSIS Chantiers Allais	Bitiz 31		○			9.5	3.1				50		
		MSIS Chantiers Allais	Bitiz 38		○			10.5	3				52	4+8	
		MSIS Chantiers Allais	Bitiz 46		○			15	3.5				50	6	
		MSIS Chantiers Allais	Surveyor 1200		○			1195	3.8				30	6	
		MSIS Chantiers Allais	Surveyor 2500		○			24	5.4				30	8	
		MSIS Chantiers Allais	Surveyor Cat		○			21	5	7.5			12	12	
		MSIS Chantiers Allais	VH		○			23.95					20	2+12	
		CHAMONIM	Windkeeper	2014		○					350		21		AMPELMANN方式搭載
	スウェーデン	Offshore Wind Services	Offshore Provider	2006		○		15.4	6.1			○	23	2~3+12	
Offshore Wind Services		Offshore Response	2009		○		13.4	5.4			○	25	12		
Offshore Wind Services		Spikeslander	2014		○		13.4	5.4			○	25	2+12		
Offshore Wind Services		Fast cat			○		12	5			○	23	2+6		
Enviroserve		Sea Mink		○			20	5.5				15			
Chevalier Floateis BV		DP Gezina	2007	○			70.1	13.4	1930	120	○	13.5	60	AMPELMANN搭載	
Chevalier Floateis BV		DP Galyma	2008	○			70.1	13.4	1930	120	○	13.5	60	AMPELMANN搭載	
Northern Offshore Services AB		M/V Accomplisher	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Achiever	2011		○		19.99	7.6	101	52	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Advancer	2013		○		22.4	7.6	131.5	63	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Arriver	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Attender	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Assister	2012		○		19.99	7.6	119	52	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Carrier	2013		○		25.75	10.4	167	90	○	26	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Deliverer	2005		○		14.8	6	219	19	Optional	20	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Developer	2014		○		27.2	9.2	215.4	112	○	27	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Discoverer	2014		○		27.2	9.2	215.4	112	○	27	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Distributor	1994		○		18.29	5.1	31.3	102	○	23	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Pertormer	2010		○		18	6.3	32	27	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Pveceler	2010	○			14.58	4.75	27	-	○	8.2	Crew+12		
Northern Offshore Services AB		M/V Provider	2007		○		14.7	6.4	21.5	fwd7.7+aft39.2	○	25	Crew+12		
Northern Offshore Services AB	M/V Supplier	2005		○		20.5	8	85.6	fwd0.6+aft100	○	12	Crew+12			
Northern Offshore Services AB	M/V Supplier	2009		○		18.2	9.4	31.8	fwd19+aft39.2	○	25	Crew+12			
Northern Offshore Services AB	M/V Tender	2008		○		12.1	4.87			○	20	Crew+12			
Northern Offshore Services AB	M/V Transporter	2009		○		15.5	6.3	30.1	fwd12.85+aft18.7	○	21	Crew+12			
Northern Offshore Services AB	M/V Voyager	2008		○		15.5	6.3	30.1	fwd12.85+aft18.7	○	21	Crew+12			

VII. 洋上風力発電事業開発に係る許認可権者

	関連法規等	許認可権者
立地調査・建設工事関係	自然公園法	都道府県知事(国定公園) 環境大臣(国立公園)
	自然環境保全法	環境大臣
	絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律	環境大臣
	鳥獣保護及び狩猟に関する法律	都道府県知事又は環境大臣
	環境影響評価法	経済産業大臣
	景観法(景観条例)	市町村長
	水産資源保護法	都道府県知事又は農林水産大臣
	海洋水産資源開発促進法	都道府県知事
	漁港漁場整備法	都道府県知事又は市町村長
	排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律	国土交通大臣
	海岸法	都道府県知事
	港湾法	都道府県知事(港湾管理者)
	国土利用計画法	都道府県知事又は環境大臣
	電波法	総務大臣
	国有財産法	経済産業大臣
	海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律	海上保安庁長官
	航空法	国土交通大臣
	消防法	市町村長又は都道府県知事
	道路法	市町村長(市町村道)・土木事務所(一般国道)・国土交通省工事事務所(指定国道)
	道路交通法	警察署長
	騒音規制法	都道府県知事
	振動規制法	都道府県知事
	海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律	海上保安庁長官
	海上交通安全法	海上保安庁長官
	航路標識法	海上保安庁長官
	水路業務法	海上保安庁長官
	港則法	港長(港湾管理者)
実施設計	電気事業法 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令	経済産業大臣
	系統連系技術要件ガイドライン	電力会社
その他	漁業法	
	—	
	—	

* 関係法規等の内容は本文の 3.2.2 項を参照

Ⅷ. 洋上風力発電関係機関等連絡先

経済産業省関係部局

①	経済産業省資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー対策課 〒100-8931 東京都千代田区霞が関 1-3-1 Tel.03-3501-4031
②	北海道経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒060-0808 札幌市北区北8条西2丁目 札幌第1合同庁舎 4F. 5F Tel.011-709-2311(ext,2635-2638) Fax.011-726-7474 E-mail:Hokkaido-energy@meti.go.jp
③	東北経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー環境課 〒980-8403 仙台市青葉区本町 3-3-1 仙台合同庁舎 5F. 6F Tel.022-221-4927 Fax.022-213-0757
④	関東経済産業局 資源エネルギー環境部 新エネルギー対策課 〒330-9715 埼玉県さいたま市中央区新都心1番1 さいたま新都心合同庁舎1号館 Tel.048-600-0353 Fax.048-601-1313
⑤	中部経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒460-8510 名古屋市中区三の丸 2-5-2 中部経済産業局総合庁舎 Tel.052-951-2775 Fax.052-951-9801
⑥	近畿経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒540-8535 大阪市中央区大手前 1-5-44 大阪合同庁舎1号館 Tel.06-6966-6043 Fax.06-6966-6089
⑦	中国経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒730-8531 広島市中区上八丁堀 6-30 広島合同庁舎 2号館,3号館 Tel.082-224-5713 Fax.082-224-5649
⑧	四国経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒760-8512 高松市サンポート 3番33号 高松サンポート合同庁舎 5-7階 Tel.087-811-8532 Fax.087-811-8559
⑨	九州経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒812-8546 福岡市博多区博多駅東 2-11-1 福岡合同庁舎本館(6、7階) Tel.092-482-5513-5515 Fax.092-482-5398
⑩	内閣府 沖縄総合事務局 経済産業部 環境資源課 エネルギー対策係 〒900-0006 那覇市おもろまち 2-1-1 那覇第2地方合同庁舎 2号館 Tel.098-866-1759

NEDO 本部・支部

①	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 エネルギー・環境本部 新エネルギー部 〒212-8554 神奈川県川崎市幸区大宮町 1310 ミューザ川崎セントラルタワー18階 Tel.044-520-5273 Fax.044-520-5276
②	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 関西支部 事業管理部 〒530-0001 大阪市北区梅田3丁目3番10号 梅田ダイビル16階 Tel.06-7670-2200 Fax.06-6344-4574

電力会社・電気保安協会

名 称		住 所 / 電 話
電 力 会 社	北海道電力(株)	〒060-8677 札幌市中央区大通東 1-2 Tel.011-251-4342
	東北電力(株)	〒980-8550 仙台市青葉区本町 1-7-1 Tel.022-225-2111
	東京電力(株)	〒100-8560 東京都千代田区内幸町 1-1-3 Tel.03-4216-1111
	中部電力(株)	〒461-8680 名古屋市東区東新町 1 番地 Tel.052-951-8211
	北陸電力(株)	〒930-8686 富山市牛島町 15-1 Tel.076-441-2511
	関西電力(株)	〒530-8270 大阪市北区中之島 3-6-16 Tel.06-6441-8821
	中国電力(株)	〒730-8701 広島市中区小町 4-33 Tel.082-241-0211
	四国電力(株)	〒760-8573 香川県高松市丸の内 2-5 Tel.087-821-5061
	九州電力(株)	〒810-0004 福岡市中央区渡辺通 2-1-82 Tel.092-761-3031
	沖縄電力(株)	〒901-2602 浦添市牧港 5-2-1 Tel.098-877-2341
電 気 保 安 協 会	(一財)北海道電気保安協会	〒060-0031 札幌市西区発寒 6 条 12-6-11 Tel.011-555-5001
	(一財)東北電気保安協会	〒980-0013 仙台市太白区あすと長町 3-2-36 東北電気保安協会あすと長町ビル Tel.022-748-0235
	(一財)関東電気保安協会	〒171-8503 東京都豊島区池袋 3-1-2 光文社ビル内 Tel.03-3988-2322
	(一財)中部電気保安協会	〒460-0002 名古屋市中区丸の内 3 丁目 19-12 久屋パークサイドビル Tel.052-955-0781
	(一財)北陸電気保安協会	〒930-0004 富山市桜橋通り 3-1 電気ビル内 Tel.0764-41-6350
	(一財)関西電気保安協会	〒530-0057 大阪市北区曾根崎 1-2-6 新宇治電ビル内 Tel.06-6363-0731
	(一財)中国電気保安協会	〒730-0041 広島市中区小町 4-33 Tel.082-242-7511
	(一財)四国電気保安協会	〒760-0066 高松市福岡町 3-31-15 Tel.087-821-5615
	(一財)九州電気保安協会	〒810-0022 福岡市中央区薬院 1-13-8 Tel.092-711-0056
(一財)沖縄電気保安協会	〒900-0036 那覇市西 3-8-21 Tel.098-866-4946	

関連団体

①	一般財団法人 新エネルギー財団 (NEF)	〒102-8555 東京都豊島区東池袋3丁目13番2号 住友不動産東池袋ビル2階 URL: http://www.nef.or.jp 計画本部企画部 (風力委員会事務局) TEL:03-6810-0362 FAX:03-3982-5101
②	一般社団法人 日本風力エネルギー学会 (JWEA)	〒102-0091 東京都千代田区北の丸公園2-1 (財)日本科学技術振興財団 振興部 風力エネルギー協会事務局 URL: http://www.jwea.or.jp Tel.03-3212-8487 Fax.03-3212-0014
③	一般社団法人 日本風力発電協会 (JWPA)	〒105-0003 東京都港区西新橋3-15-3 上地ビル3F URL: http://www.jwpa.jp Tel.03-5733-2288 Fax.03-5733-2511
④	風力発電推進市町村全国 協議会事務局	〒078-3792 北海道苫前町字旭37-1 苫前町 企画振興部 まちおこし係 TEL:01646-4-2211 FAX:01646-4-2142
⑤	電気事業連合会	〒100-8118 東京都千代田区大手町1-3-2 経団連会館5F 広報部 URL: http://www.fepc.or.jp TEL:03-5221-1440
⑥	一般社団法人 日本電機工業会 (JEMA)	〒102-0082 東京都千代田区一番町17-4 URL: http://www.jema-net.or.jp 新エネルギー部 TEL:03-3556-5888 FAX:03-3556-5892

Ⅸ. 風力発電用語集

1. システム及び分類

風車(Wind Turbine)	風によって単一または複数のロータ(回転する部分)が回転する車。
超大型風車 (Ultra-Large-Scale Wind Turbine)	定格発電出力が 5000kW 以上の洋上用風車の総称。
大型風車 (Large-Scale Wind Turbine)	定格発電出力が 1000kW 以上の風車。2015 年現在は 3,000kW 以上の風車が実用化されており、大型機の基準は 2,000kW(2MW)以上に移行しつつある。
小形風車 (Small-Scale Wind Turbine)	ロータ受風面積が 200m ² 未満、交流 1,000V 未満または直流 1,500V 未満(水平軸風車ではロータ直径が 16m 未満;約 50kW 未満)の風車。
マイクロ風車 (Micro-Scale Wind Turbine)	ロータ受風面積が 2m ² 未満(約 1kW 未満)の風車。
水平軸(形)風車 (Horizontal-Axis Wind Turbine)	ロータ回転軸が風向に対して平行(すなわち、概ね水平面内)にある風車。
垂直軸(形)風車 (Vertical-Axis Wind Turbine)	ロータ回転軸が風向に対して垂直である風車。
風力発電システム (WTGS :Wind Turbine Generator System)	風が持つ運動エネルギーを電気エネルギーに変換するシステム。
風力発電装置 (Wind Turbine Generator)	風力発電所の発電装置。風力発電システムの内、発電所の構外に設置される遠隔監視制御装置、表示板等を除く。
風力発電所(Wind Power Station)	一グループまたは複数グループの風力発電装置。
ウィンドファーム(Wind Farm)	複数の風力発電装置からなる風力発電所。ウィンドパークとも呼ばれる。
系統連系(Grid Connection)	風力発電等の発電設備と電気事業者の商用電力系統と連系して負荷機器に電力を供給すること。
DC リンク方式(DC Link System)	交流電力系統と連系する風力発電装置で、直流出力を逆変換装置によって交流に変換して連系する方式。
AC リンク方式(AC Link System)	交流電力系統と連系する風力発電装置で、発電機から発生する交流電力をそのまま電力系統に連系する方式。
アップウインド方式 (Upwind Wind Turbine Type)	ロータの回転面がタワーの風上側に位置する水平軸形風車の形式。
ダウンウインド方式 (Downwind Wind Turbine Type)	ロータの回転面がタワーの風下側に位置する水平軸形風車の形式。
直結式風車(Direct Drive Turbine)	ロータ主軸が増速機を介さずに発電機に結合された風車。
ヨー制御(Yaw Control)	風車回転面を変動する風向に追尾させる制御。風車の保護や出力制御のために方位を制御することもある。
固定ピッチ(Fixed Pitch)	ピッチ角を固定したプロペラ形風車のロータ形式。
可変ピッチ(Variable Pitch)	ピッチ角が可変であるプロペラ形風車のロータ形式。

ストール(失速)制御(Stall Control)	ブレードに発生する失速現象を利用する出力制御方式。
出力制御(Power Control)	風車出力を制御すること。
ソフトスタート(Soft Start)	誘導発電機を直接連系する方式の風力発電装置において、サイリスタ(電流の流れを制御する半導体素子)等を用いて系統接続時の突入電流を制御すること。または、逆変換装置を風力発電装置において、発電開始時の急激な出力の増大を防ぐように制御を行うこと。

2. 風況等の環境条件及び資源評価

用語	内容
風速 (Wind Speed)	風として空気が移動する速さのことである。気象庁などで通常使われる単位は m/s、国際的にはノット(kt)が用いられる。測定には風速計が使用される。日本国内において単に「風速」という場合、地上気象観測では、地上約 10 メートルの高さで 10 分間の平均風速をあらわす。空間内での特定の一点における風速は、その点の周りの少量の空気の運動速度であり、一つの局所風速ベクトルの長さである。
平均風速 (Mean Wind Speed)	風速の瞬時値を、所定期間内で統計的に平均したもの。所定時間は数秒から数年の場合がある。月平均風速、年平均風速等が使われる。
年平均風速 (Annual Mean Wind Speed)	年平均の用語の定義に従って平均した風速で、年平均とは、十分な期間にわたって集めた十分な量のデータセットを平均した値であって、測定対象の期待値を推定できるもの。平均を計算する期間は、季節差等の非常効果をならすため、年数は整数とする。
瞬間風速 (Instantaneous Wind Speed)	0.25 秒ごと(気象庁の基準)に観測される瞬間的な風速。
最大風速 (Maximum Wind Speed)	ある期間内(時間・日・月・年等)における最大の風速で、通常 10 分間の平均値をとっている。
瞬間最大風速 (Maximum Instantaneous Wind Speed)	特定の時間、期間の中での瞬間風速の最大値。通常測定時間、0.1～数 10 秒間の平均値の最大値をとる。
風速分布 (Wind Speed Distribution)	確率分布関数であって、ある長時間内の風速の分布を示すもので、ワイブル分布関数、レーレ分布関数がある。
最多風速出現頻度 (Maximum Occurrence Frequency of Wind Speed)	ある期間内(月・年等)における風速の出現度数の最も多いもの。
極値風速 (Extreme Wind Speed)	t 秒間で平均した最大平均風速で、T 年間(再現期間: T 年間)で経験しそうな風速で、風車の設計荷重ケースに用いる。本規格では、再現期間は T=50 年及び 1 年、並びに平均時間は t=3 秒及び t=10 分を用いる。
耐風速(Survival Wind Speed)	構造物が耐えられるよう設計された最大風速の一般名称。

用語	内容
突風 (Gust)	風速の一時的な変化で、その立ち上がり時間、変動幅及び継続時間で規定される。
突風率 (Gust Factor)	ある時間内における最大の瞬間風速 U_{max} を平均風速 U_m で割った値。 ($G = U_{max}/U_m$)
乱流強度(Turbulence Intensity)	風速の標準偏差の平均風速に対する比で、指定の時間内に採取した同一の風速データセットから決定する。
風速の高度分布(Wind Profile)	風速の鉛直方向分布。数学的表現として、対数則と指数則がよく用いられる。
ウィンドシアア (Wind Shear)	風向に対して垂直な面内における風速の変化。一般的に指数則として知られる。
風向 (Wind Direction)	風が吹いてくる方向。例えば、“北風とは北から吹く風”、“山風とは山から谷に向かって吹く風”の意味である。風向は一般的に南、南南西、南西などといった 16 方位で表すが、国際式の風向は、真北を基準に東が 90 度、南が 180 度といったように時計周りに表す 360 方位を使っている。無風状態で方位が定まらない場合は 0 度で表す。風向は時間により刻々変化している。よって、簡単に「風向という場合は、10 分間平均を表している。風向測定は、ハブ高さから 10% 以内に設置した風向計によって行うものとする。風速計と風向計測の気流のゆがみを回避しなければならない。風向計測の絶対精度は 5 度より高いこと。
風向頻度 (Frequency Distribution of Wind Direction)	ある地点のある期間(月・年等)における各方位別の風向の出現度数。
風配図(Wind Rose)	ある地点のある期間における各方位別の風向の出現度数を、放射状のグラフに表したもの。
基準風速 (V_{ref} :Referene Wind Speed)	WTGS クラスを定義するための基礎となる風速の基本パラメータ。その他の設計関連の気象パラメータは基準風速及びその他の基本 WTGS クラスパラメータから導かれる。 (基準風速 V_{ref} のクラスで設計された WTGS は、風車のハブ高さにおける再現期間 50 年の極値 10 分間平均風速が V_{ref} 以下の気象環境に耐えるように設計されている。)
自由気流風速 (Free Stream Wind Speed)	通常はハブ高さにおける、乱されない自然の気流の速さ。
粗度長(Roughness Length)	風速の高度分布が対数則に従うとした場合、平均風速が零となる外挿高さ。
風力発電ポテンシャル	ある地域における風力エネルギーの利用に関して、種々の制約を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量。

3. 構成要素

用語	内容
風車ロータ (Rotor)	風車において、風からエネルギーを吸収するために回転する部分。ブレード、ハブ、シャフト等から構成される。
ブレード(Blade)	風車の回転羽根。(抗力形風車の羽根はパドルと呼ばれる。)
ハブ(Hub)	ブレード、又はブレード組立部品をロータ・シャフトに取り付けている部分。
ナセル(Nacelle)	水平軸風車において、タワーの上部に配置され、動力伝達装置、発電機、制御装置等を格納するもの。
主軸(Rotor Shaft)	ロータからの動力を発電機に伝達する回転軸。増速機付きの風車においては、低速軸及び高速軸の総称。
増速機(Gearbox)	入力軸の回転速度を、増速して出力軸に動力伝達する装置。
誘導発電機 (Induction Generation)	固定子と回転子との電磁誘導作用によって電力を発生する非同期機。電力系統等から励磁電流を得て並列運転し発電する。
同期発電機 (Synchronous Generator)	定常運転状態において、同期速度で回転する交流発電機。励磁装置等をもち、単独運転が可能で独自に発電できる。
多極同期発電機 (Multi-Pole Synchronous Generator)	低回転速度で用いるために多極化した交流発電機。
支持構造物(Support Structure)	タワー及び基礎からなる風車の一部分。
タワー(Tower)	風車ロータ、動力伝達装置、発電機等を地上から適切な高さに支持するための架台。
基礎(Foundation)	タワーの荷重を地盤に伝えるための工作物。
電気設備 (Site Electrical Facilities)	風車を電力系統に連系するために必要なすべての電気関連設備。
電力系統(Electric Power System)	発電所、変電所及び負荷とこれらを結ぶ電線路からなり、発電電力を負荷に送る電力設備網。
電力変換装置 (Electric Power Conversion System)	ACからDCに、DCからACに、又は周波数、もしくは電圧が異なるACからACに変換する装置。
送配電設備 (Power Collection System)	風車からの電力を集めて電力系統の変圧器へ、又は電力負荷へ送るための電気設備。
運転制御装置(Control System)	風車や周囲の状態の情報を受け、風車の運転を制限内に保つよう調整する装置。
ヨー制御(Yaw Control)	風車回転面を変動する風向に追尾させる制御。風車の保護や出力制御のために方位を制御することもある。
ヨー制御装置 (Yaw Control System)	風向とロータ軸との偏差角を任意の角度内に制御する装置。
ピッチ制御装置(Pitch Control)	風車の回転数や出力を制御するため、ブレードのピッチ角を変化させる装置。
出力制御(Power Control)	風車出力を制御すること。
ブレーキ装置(Brake)	風車ロータの回転速度を緩めたり、回転を静止させることができる装置。

4. 性能評価及び設計要素

用語	内容
ロータ直径(Rotor Diameter)	風車ロータの直径。
受風面積(Swept Area)	ロータブレード先端の回転による軌跡が、風向に垂直な平面に投影した面積。
ハブ高さ	風車ロータ中心の地上/平均潮位面からの高さ。垂直軸ダリウス風車の場合には、赤道面の高さ。
出力(Power)	風力発電装置が発生する電気出力。
出力性能(Power Performance)	風車の出力を生み出す能力を表す尺度。
出力曲線(Power Curve)	横軸に風速、縦軸に風車出力をとり、曲線又はプロットされたデータ群。
出力係数(Power Coefficient)	ロータ受風面積を単位時間に通過する自由空気流の運動エネルギーに対する風力発電装置の正味出力の比。
ピッチ角(Pitch angle)	ブレードのある半径方向位置(通常はブレード半径の100%位置)における、翼弦とロータ回転面のなす角度。
ロータ回転速度(Rotor Speed)	風車ロータの軸まわりの回転数(r/min)。
前方風速 (Free-Stream Wind Speed)	風車ロータに流入する十分に前方の風。
周速比(Tip Speed Ratio)	風速に対する翼先端の周速度の比。
ソリディティ(Solidity)	受風面積に対する翼の方向に垂直な面への投影面積の割合。
前方風速 (Free-Stream Wind Speed)	風車ロータに流入する十分に前方の風。
風車後流(Wake)	風車に流入した空気流の風車ロータの後方流れ。
カットイン風速 (cut-in Wind Speed)	ハブの高さ又は赤道面における風速で、この風速において風車が発電を開始する最低風速。
定格風速 (Rated Wind Speed)	風車の定格出力を与えハブ高さにおける規定の風速。
カットアウト風速 (cut-out Wind Speed)	ハブ高さにおける風車で、風車が発電するよう設計された最大風速。
定格回転速度(Rated Rotor Speed)	定格出力を発生する風車ロータ回転数。
定格出力(Rated Power)	安全に使用できる限界の値を定格といい、機器又は装置の所定の運転状態における出力の値。正常運転条件下でWTGSが供給するよう設計された最大連続出力。通常は製造業者が保障する出力の量。
最大出力(Maximum Power)	正常な運転状態にある風車が発生する正味出力の最大値。
利用可能率(Availability)	ある期間中において、全暦時間から保守又は故障による停止期間を差し引いた値の、同期間中の全暦時間に対する比。
設備利用率(Capacity Factor)	ある期間中における風車総発電量の、同期間中に定格出力で運転したと仮定して風車が発生可能な発電量に対する比。

用語	内容
年間発電電力量 (Annual Energy Production)	風力発電装置の1年間の発電量。推定値は、実測したパワー曲線とハブ高さにおける風速出現頻度分布をもとに、100%の利用可能率を仮定して計算する。実測値と区別するために推定年間発電量とも言う。
正味年間発電電力量 (Net Annual Energy Production)	年間発電量に利用可能率や出力補正係数出力係数、ウェークロス等を考慮して計算した発電量。
出力補正係数(Power Factor)	風車の出力性能曲線に対して、複雑地形等による風速・風向の乱れ、ウェイク等の発電電力量の損失を差し引いた割合係数。
ビンの方法 (Method of Bins)	風速の区間(ビン)ごとに試験データを分類するデータ処理方法。ビンごとにサンプル数と総和を記録し、平均値を計算する。
複雑な地形 (Complex Terrain)	地形が変化に富み、または障害物が存在して風がゆがめられやすい地理形状。
サイト・キャリブレーション (Site Calibration)	試験サイトにおいて、風車設置点に一時的に設置された風向風速計に流入ハブ高さの風速及び風向と、性能計測に使用する風況観測マストで計測される風速及び風向のデータを取得し、風車に流入する地形による流れの歪みを補正すること。
試験サイト(Test Site)	性能計測を行う風車とその周辺を含む土地。

5. 安全基準・保護装置

用語	内容
過速度(過回転) (Over Speed)	定格速度又は、規定速度よりも高い回転速度のこと。
発電機過負荷 (Generator Over Load)	発電機出力が定格又は規定出力を超えること。
振動過大(Excessive Vibration)	機器(ナセル・タワー・増速機・発電機等)が、規定の振動よりも大きな振動になること。
設計荷重ケース(Design Load Case)	風力発電装置の設計に用いる外的運転条件、故障・輸送・建設・保安等を考慮した荷重の条件。
荷重ケース(Load Case)	風力発電システムに加わる荷重で、設計条件と外部条件との組み合わせで決定される。
設計条件(Design Situation)	発電、パーキング等、風車の運転が可能なモード。
外部条件(External Conditions)	風車の運転に影響を与える要素であって、風の条件及びその他の気象条件(雪、氷等)からなる。
設計限界(Design Limits)	設計に用いられる最大値又は最小値。
フェザリング(Feathering)	風の入力に対し回転方向の力が生じないようにブレードのピッチ角を風向きに平行にすること。
アイドリング(Idling)	風車発電機が低速回転して、発電をしていない状態。
パーキング(Parking)	風車が平常停止後の戻る状態。静止状態又はアイドリング状態にあることを言う。
停止(Shut Down)	発電と静止又はアイドリングとの間の風車の過渡的状态。

用語	内容
安全寿命(Safe Life)	重大事故の確率定めた場合の運用寿命。
避雷器(Surge Arrester)	電気装置を過渡高電圧から保護し、続流の継続時間としばしば振幅を制限するように設計されている装置。用語「避雷器」は、それが装置の必要不可欠な部分として供給されるかどうかにかかわらず適切な動作のために必要な外部直列ギャップも包含する。
雷保護装置(Lightning Protection System)	構造体及びその内容物を雷効果から保護するために用いる完結したシステム。
サージ保護装置(Surge Protective Device)	過渡高電圧を制限して、サージ電流を迂回させるための装置。

6. 環境への影響

用語	内容
風車の騒音(Acoustic Noise)	ブレードからの風切り音やナセルからの機械音等、聞いて好ましくない音。
音響基準風速 (Acoustic Reference Wind Speed)	粗度長 0.05m、高さ 10m における 8m/s の風速。
見かけの音響パワーレベル (Apparent Sound Power Level)	
電波障害 (Electromagnetic Interference)	ブレードやタワーが電波を反射、又は遮蔽して通信、TV 電波等に障害を与えること。
景観影響(Visual Impact)	風車を建設することによる景観への影響。
環境影響評価 (Environmental Impact Assessment)	自然環境に与える正及び負の効果を分析し、負の効果に対して問題点の抽出と対応策の導出を行って評価を行う手法。
バードストライク(Bird Strike)	回転中のブレード等による鳥類への影響。

7. 洋上風力発電

用語	内容
着床式洋上風車 (Bottom-Mounted Offshore Wind Turbine)	支持構造物が流体力荷重にさらされる風車。海岸線から離れた沖合いに設置した風車。海上・湖沼・河川等の水面を利用して、直接、海底に風力発電装置、制御・監視装置を設置し、発電するシステムである。海底に基礎を立てる着床式が現状では一般的であるが、水深の深い場所にも設置可能な、洋上に浮体を浮かべて風車を設置する浮体式(フローティング式)や、風車を浮体ごと移動可能なセイリング式も検討されている。
水深(Water Depth)	定義された海水面(例えば、平均海面)と海底の垂直距離。
海底(Seabed)	海底面の下で、私事Kう臍物を埋め込む所。
海底面(Sea Floor)	海と海底との境界面。
海底勾配(Sea Floor Slope)	砂浜から連想されるような海底面の局所的な傾斜。

用語	内容
海底変形(Seabed Movement)	自然の地質作用によって海底が移動すること。
水流(Current)	通常、流れの速度及び方向を用いて示す、特定の場所を通過する水の流れ。
潮流(Tidal Current)	潮汐による水流。
恒流(Residual current)	潮流以外の水流成分。
流向(Current Direction)	流れ去る方向。
潮汐(Tides)	天文学的な力によって発生する規則的、且つ予測可能な海の運動。
潮差(Tidal Range)	最高天文潮位と最低天文潮位との差。
津波(Tsunami)	海底面の急激な鉛直運動によって起きる長周期の海の波。
波高(Wave Height)	ゼロアップクロス法による個々の波の水面における点の最高点と最低点との間の鉛直距離。
波向(Wave Direction)	波が伝播してくる平均方向。
波の周期(Wave Period)	ゼロアップクロス法による波を区切る二つのゼロアップクロス点間の時間間隔。
うねり(Swell)	局地的に発生したものではなく、サイトから離れた場所の風によって発生した風がサイトまで伝播してきた海況。
有義波高 (Significant Wave Height)	ある海況における波の高さの統計的指標。海面高さの標準偏差を σ_n としたとき、 $4 \times \sigma_n$ と定義する。波周波数が狭帯域に限られる海況では、有義波高(H_s)はゼロアップクロス法による波全体の波高値の大きい方から 1/3 までの平均波高に近似的に等しい。ゼロアップクロス法による波全体の波高値の大きい方から 1/3 までの平均波高($H_{1/3}$)は、深海の海面では、波スペクトルの形にかかわらず、平均で $H_{1/3}=0.95H_s$ となる。
極値有義波高 (Extreme Significant Wave Height)	年間超過確率 $1/N$ (再現期間: N 年)の、3時間に亘って平均した最高有義波高の期待値。(観測時間の制限等で3時間に亘る平均値が取得できない場合、安全側の値になる限りにおいて3時間より短い時間での平均値を用いても良い。)
極値波高(Extreme Wave Height)	個別波の最高波高(一般にゼロアップクロス法による波の波高)の年間超過確率 $1/N$ の期待値。
吹送距離 (Fetch)	風がほぼ一定の風速及び風向で海上を吹き抜ける距離。
最高天文潮位 (Highest Astronomical Tide)	あらゆる天文学的条件の組合せ及び平均的な気象条件において、発生が予測できる最高静水位。気象学的に発生し、且つ基本的に不規則な高潮は、潮位の変化に重なるため、全体的な静水位は最高天文潮位より高くなることもある。
最低天文潮位 (Lowest Astronomical Tide)	あらゆる天文学的条件の組合せ及び平均的な気象条件において、発生が予測できる最低静水位。気象学的に発生し、且つ基本的に不規則な高潮は、潮位の変化に重なるため、全体的な静水位は最低天文潮位より低くなることもある。

用 語	内 容
平均潮位 (Mean Sea Level)	波、潮汐及び高潮による変動を除外するに十分な期間に亘る海面の平均水位。
平均ゼロクロス周期 (Mean Zero Crossing Period)	ある海況におけるゼロクロス法による波(基準線を上方又は下方へ超える波)の平均周期。
基礎(Foundation)	洋上風車支持構造物の内、構造物に作用する荷重を海底に伝える部分。
支持構造物(Support Structure)	タワー、下部構造及び基礎で構成する洋上風車の部分。
洗掘(Scour)	水流及び波による、または海底面より上の自然流況を妨げる構造要素による海底地盤の除去。

出典) 日本工業標準調査会(2005):風力発電システム-第0部:風力発電用語 JIS C 1400-0

日本工業標準調査会(2014):風車-第3部:洋上風車の設計要件 JIS C 1400-3 NEDO(2008):
風力発電ガイドブック(2008年2月改訂第9版)

茅 陽一監修(2003):新エネルギー大辞典 工業調査会

牛山 泉編著(2005):風力エネルギー読本 オーム社

牛山 泉(2010):トコトンやさしい風力発電の本 日刊工業新聞社