

### 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。

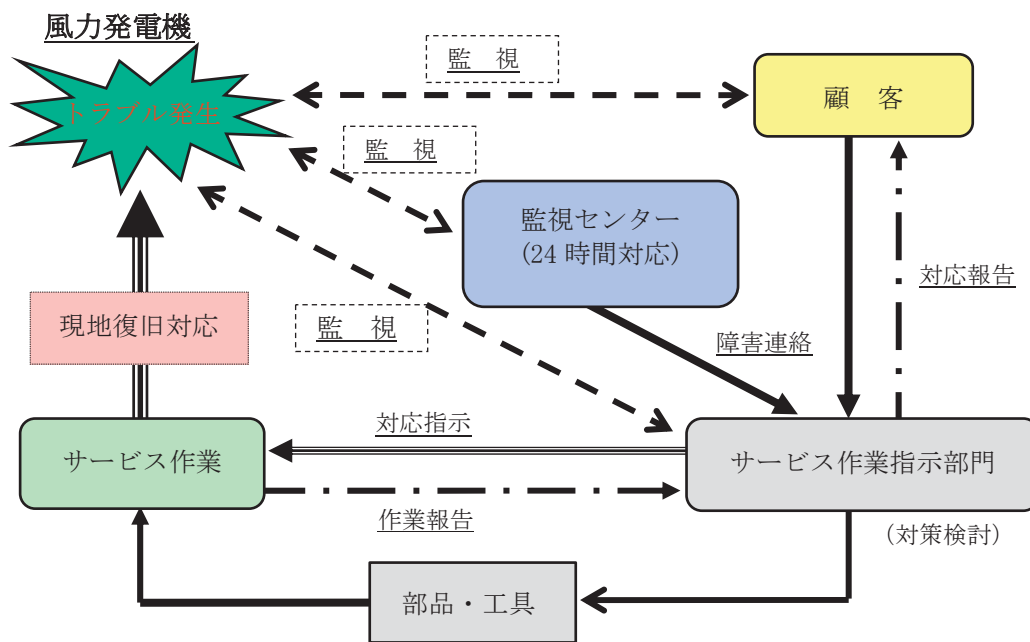


図 3.8.1-1 サービス作業発生時の連絡フロー (NEDO, 2008)

\* 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"> <li>・監視が必要な項目、内容、報告事項、頻度の明確化</li> <li>・監視員に必要となる資格、条件等の明確化</li> <li>・監視員の職務、勤務条件、監視範囲の明確化</li> <li>・遠方、直接など監視方法の明確化</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>
保守契約 (定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・作業完了条件の明確化</li> <li>・点検部分に対するメンテナンス契約上の保証条件</li> <li>・サービス員、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</li> <li>・契約の解除、更新条件の明確化</li> <li>・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</li> </ul>
保守契約 (不定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・サービス実施の手順（誰の要請で、いつまでに、誰が、何を）</li> <li>・故障対応時のサービス員、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</li> </ul>
補修契約 (改造、改修)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・改造、改修の目的、効果、期間、費用の明確化</li> <li>・改造、改修結果に対する保証範囲、期間、内容の明確化</li> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>
部品	<ul style="list-style-type: none"> <li>・消耗品、交換部品、交換周期、価格等の明確化</li> <li>・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</li> </ul>
治具、工具	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業者側準備品の供給範囲、費用、補償等の明確化</li> <li>・業者側準備品の範囲、費用（損料）の明確化</li> <li>・特殊治具の有無、購入可否、費用、使用方法等の明確化</li> </ul>
アクセス権	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> </ul>
トレーニング	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・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</li> </ul>
債務の制限	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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</li> <li>・メンテナンス契約解除、損害補償請求内容の明示</li> </ul>

### 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。

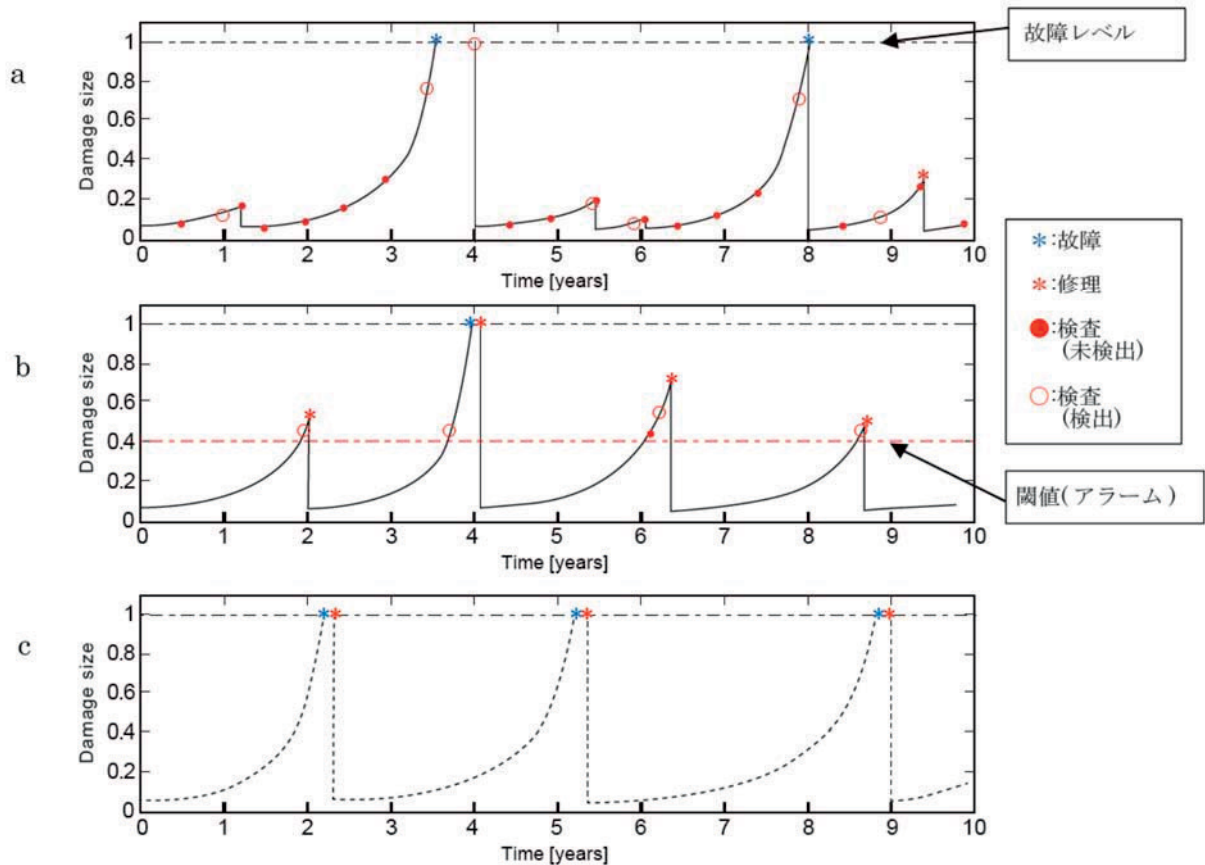


図 3.8.3-1 風力発電施設に対する運転・保守方法の相違 (DET NORSKE VERITAS, 2012)

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3.8.3-1c)		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。

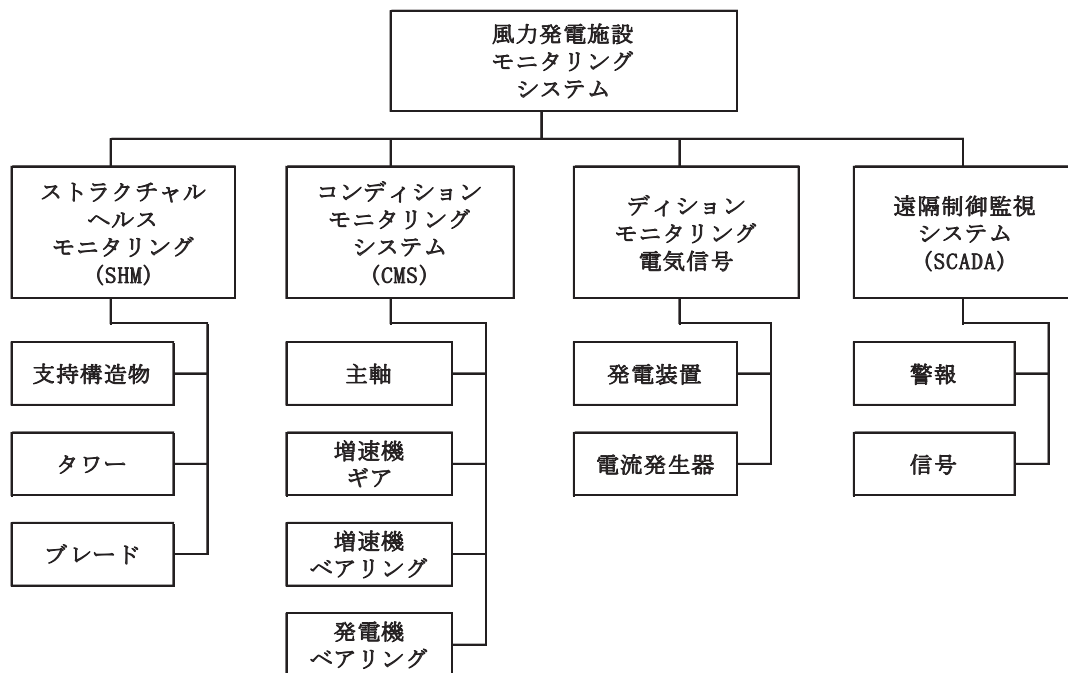


図 3.8.3-2 風力発電施設のモニタリングシステム (Tavner, 2014 より作成)

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

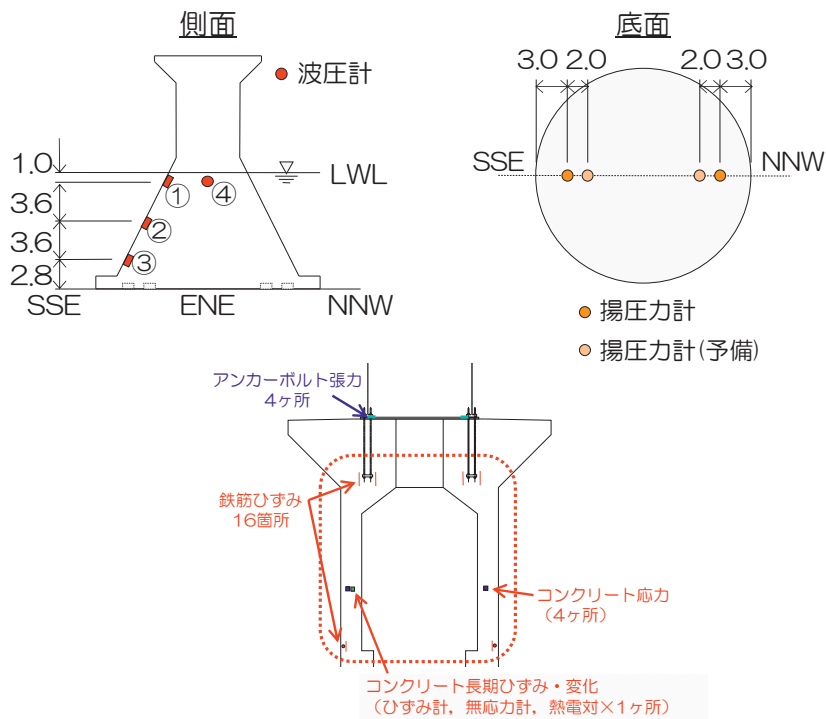
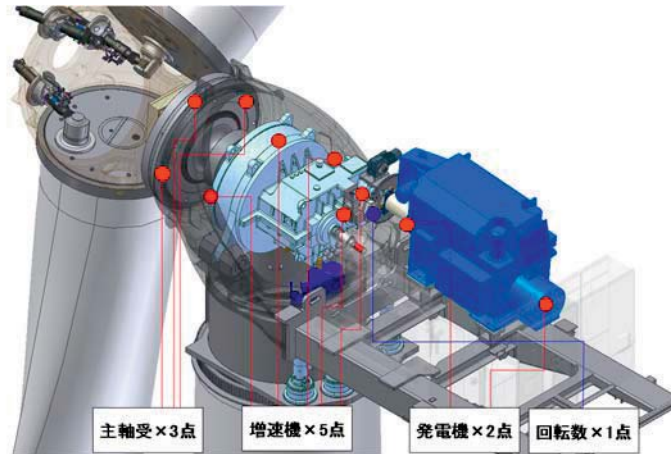


図 3.8.3-3 洋上風車及び支持構造物に取り付けられている各種モニタリング装置(東京電力・東京大学資料)



「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。

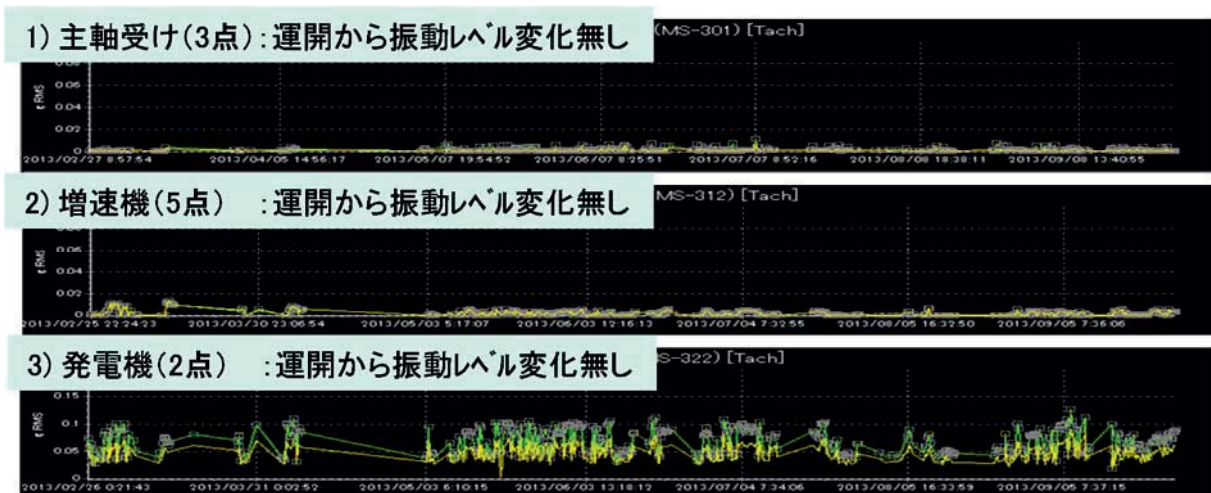


図 3.8.3-5 CMS の記録事例(東京電力・東京大学資料)

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

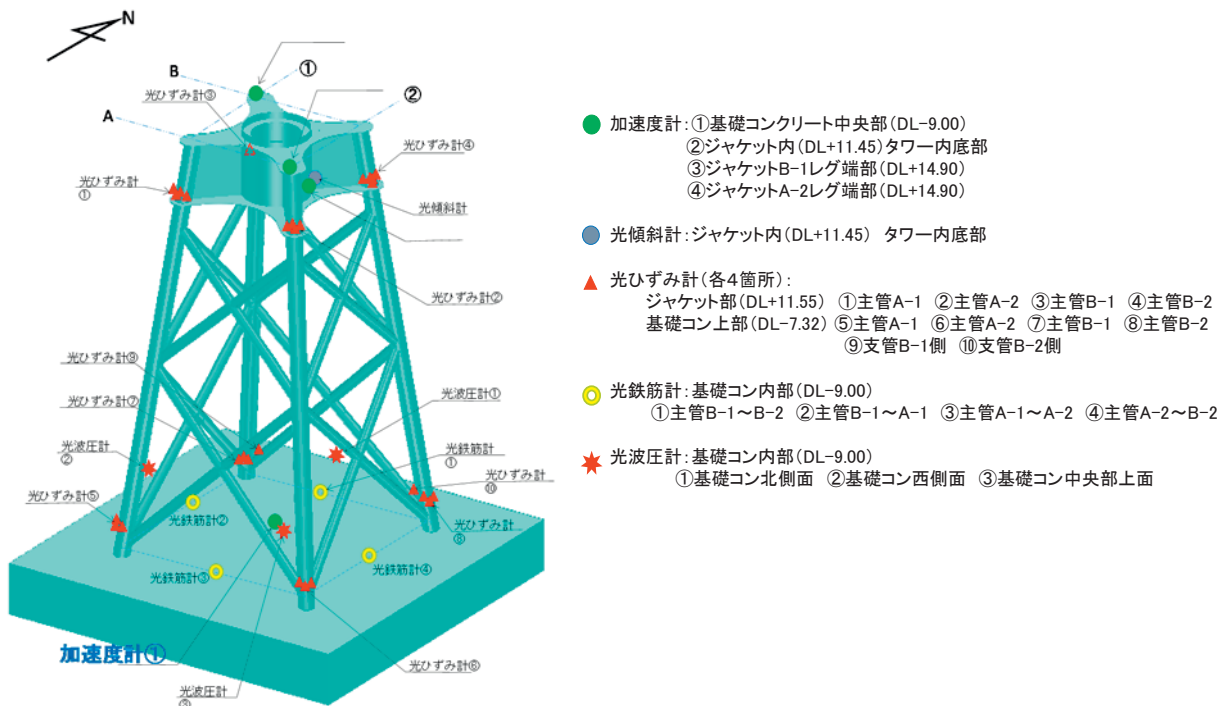


図 3.8.3-6 支持構造物のモニタリング(電源開発資料)

「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。

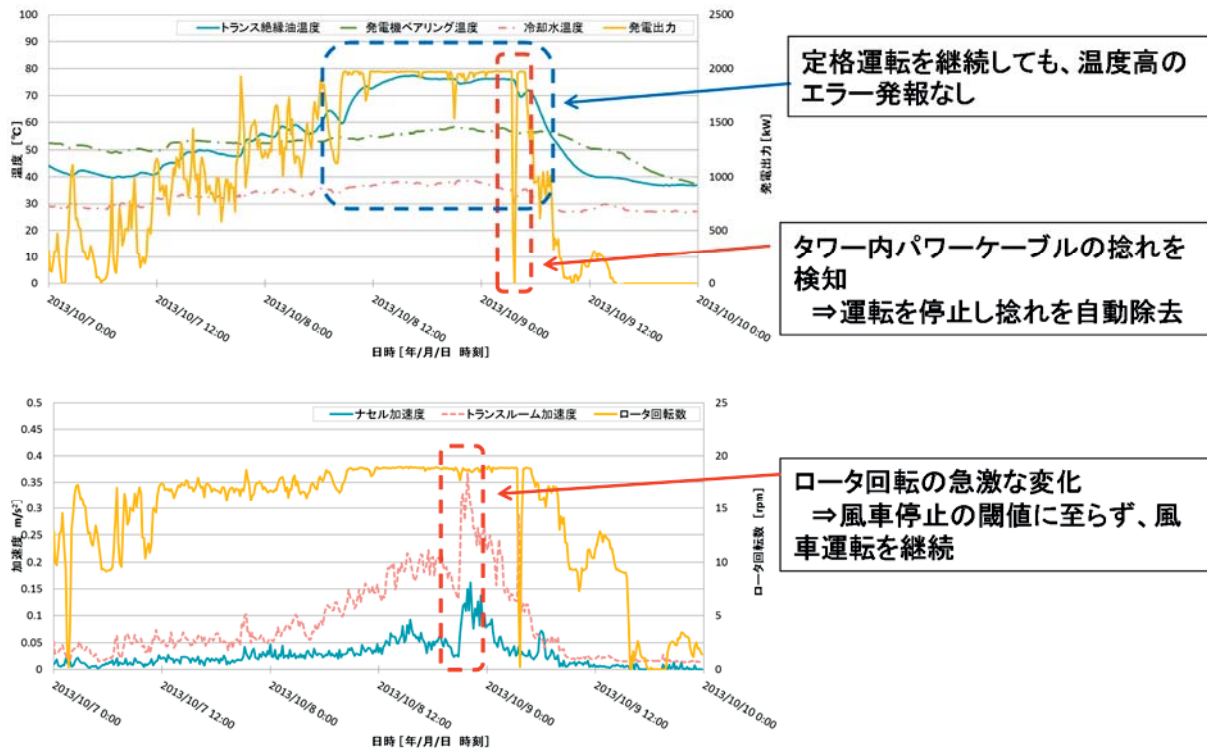


図 3.8.3-7 CMS による風車運転状況の監視事例(電源開発資料)

「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)。

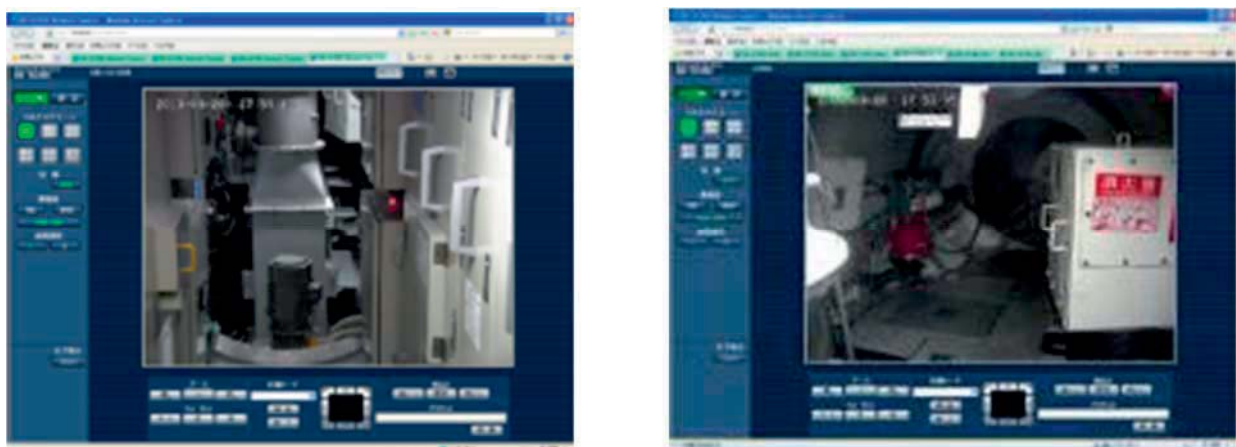


図 3.8.3-8 WEB カメラによる監視事例(電源開発資料)

## (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)。

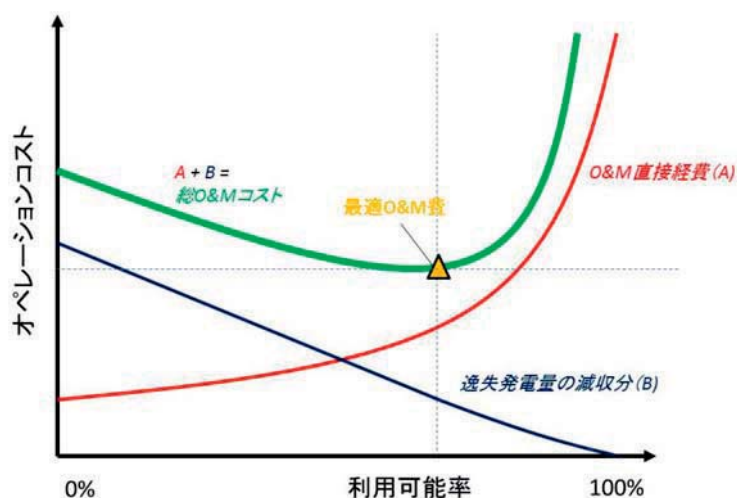


図 3.8.3-9 運転・保守コストと利用可能率の関係 (Kotsonis, 2010 を改変)

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"> <li>・安全センサ</li> <li>・避雷器システム</li> <li>・ロータハブ</li> <li>・増速機と給油システム</li> <li>・スイッチギヤピネット</li> <li>・レイキ</li> <li>・タワー</li> <li>・空調</li> <li>・火災報知器/消火システム</li> <li>・ブレード</li> <li>・ロータベアリング</li> <li>・発電機</li> <li>・ヨー制御機器</li> <li>・油圧アセンブリ</li> <li>・吊り上げアクセスシステム</li> <li>・中電圧コンバータ</li> <li>・無停電電源装置</li> <li>・ピッチ制御機器</li> <li>・ナセルクレーン</li> <li>・ナセルハウジング/ノースコーン</li> <li>・アクセスプラットフォーム</li> <li>・外部プラットフォーム</li> <li>・非常電源</li> <li>・ロータブレーキ</li> <li>・冷却システム</li> <li>・ヨーベアリング</li> <li>・安全器具</li> </ul>	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wind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wind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wind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。

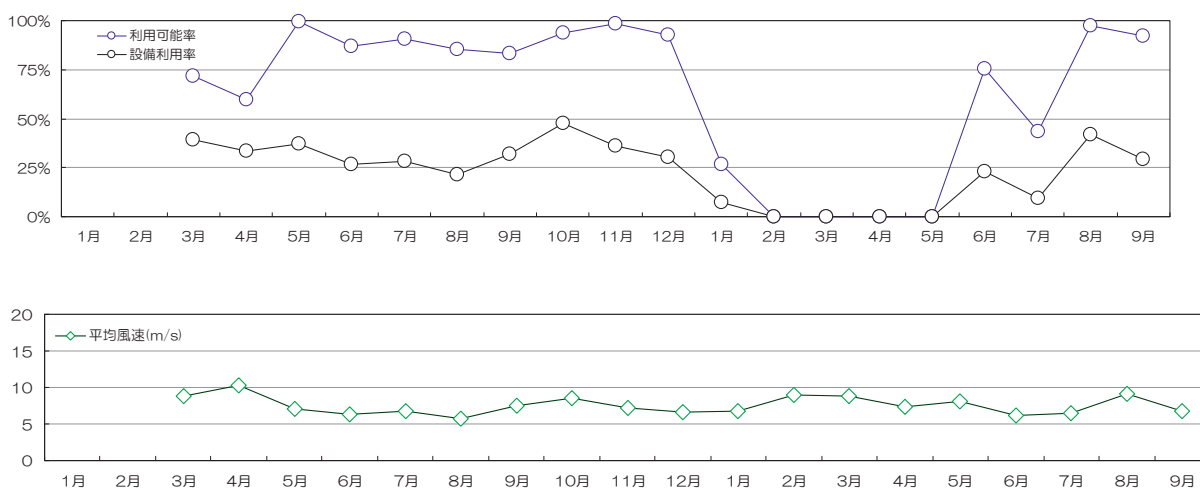


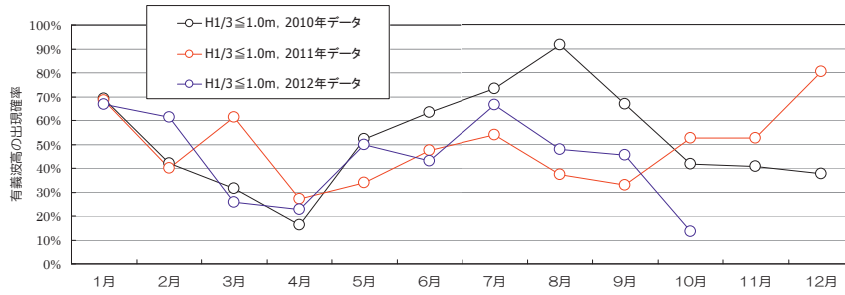
図 3.8.3-10 洋上風車の運転実績とナセル風速計の時系列図(東京電力・東京大学資料)

### 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)。



### 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。

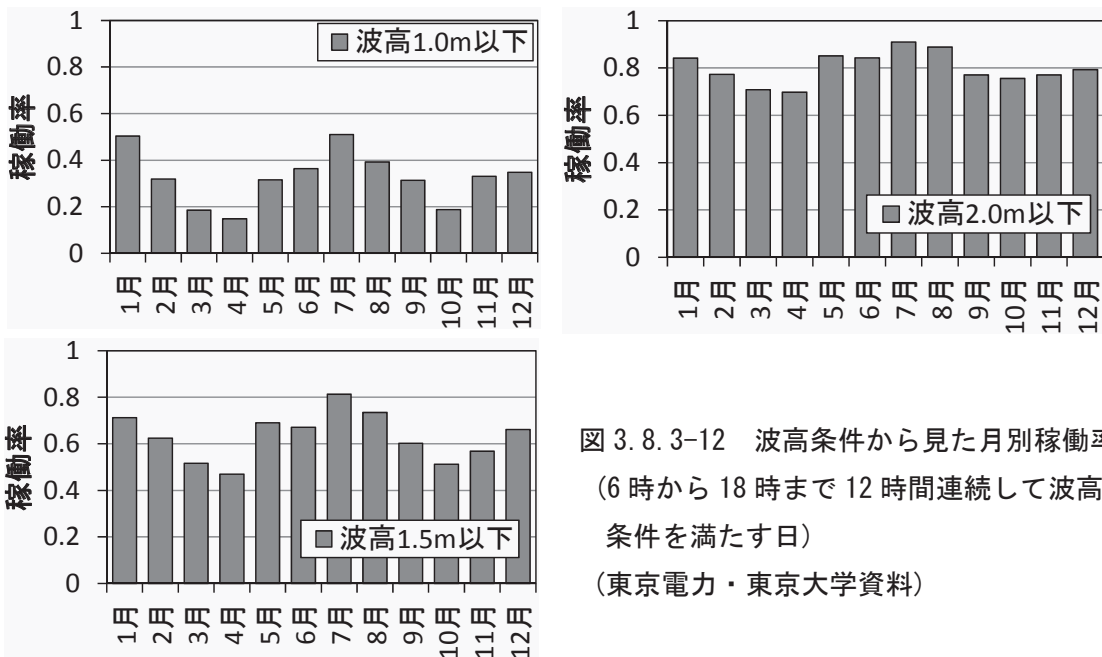


図 3.8.3-12 波高条件から見た月別稼働率  
(6時から18時まで12時間連続して波高条件を満たす日)  
(東京電力・東京大学資料)

●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。

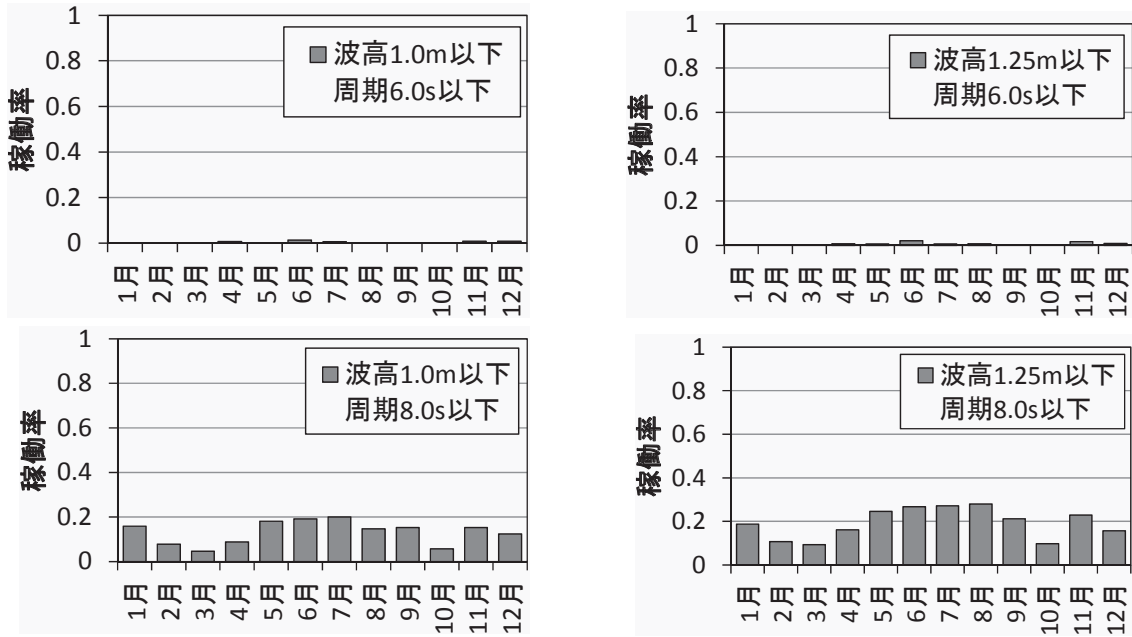


図 3.8.3-13 波高及び周期条件から見た月別稼働率(6時から18時まで12時間連続  
波高/周期条件を満たす日) (東京電力・東京大学資料)

#### 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%

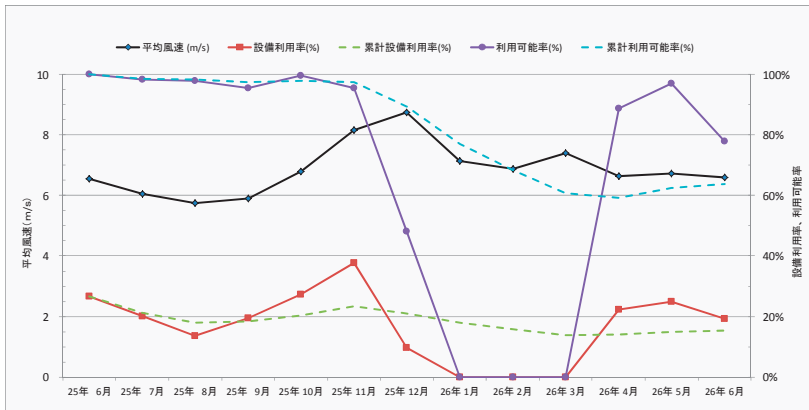


図 3.8.3-15 洋上風車の運転実績と風車停止要因(2013. 6. 24~2014. 6. 30)(電源開発資料)

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
<b>随時点検</b>								
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 (保護棚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
<b>定期点検</b>								
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

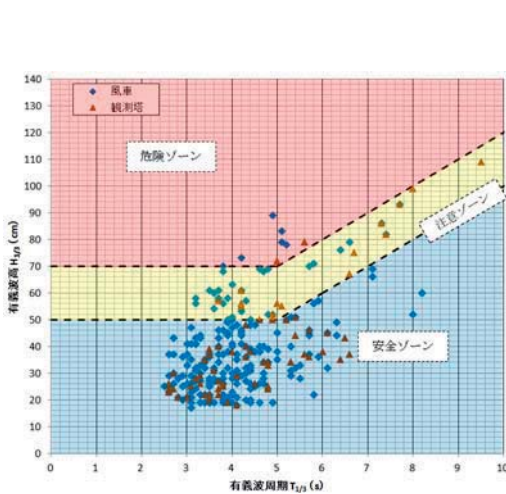


図 3.8.3-16 アクセスの判断基準図  
(電源開発資料)

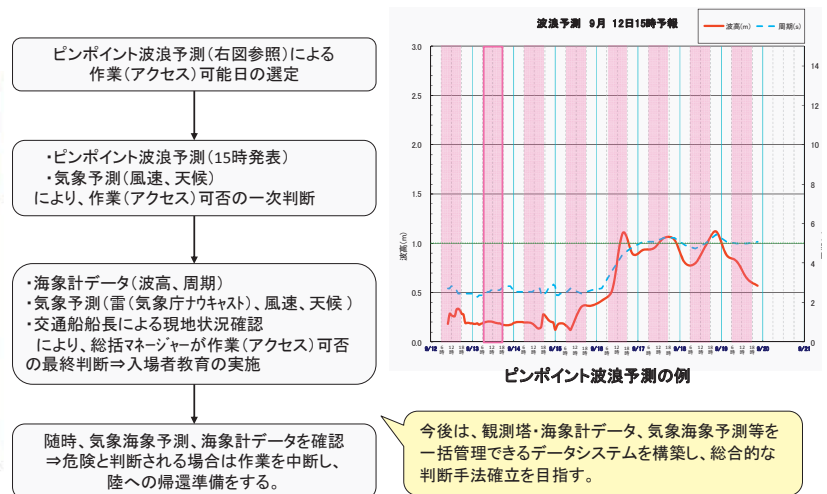


図 3.8.3-17 アクセスの判断プロセスの流れ  
(電源開発資料)

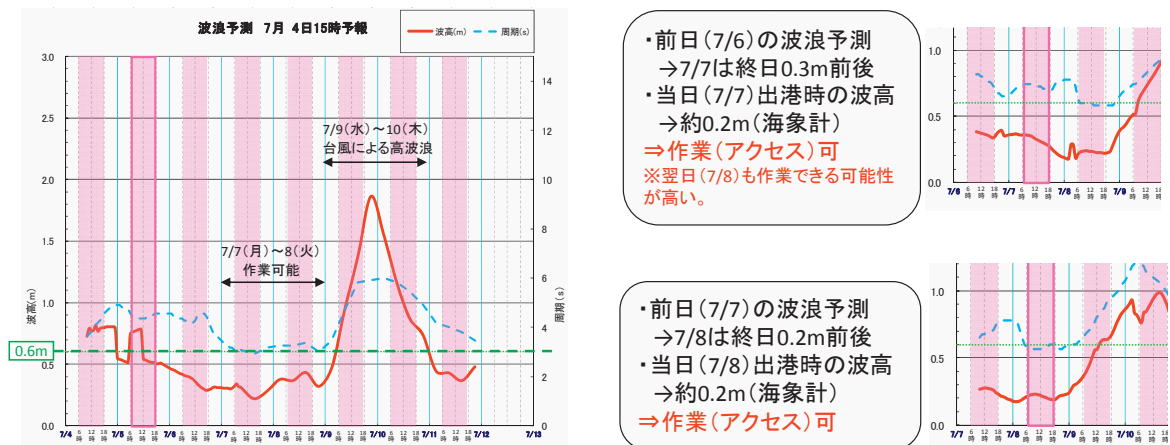


図 3.8.3-18 アクセス判断予測の例(左図：ピンポイント波浪予測(7/4 15:00 予測)、右図：作業当日の前日予測) (電源開発資料)



### (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。

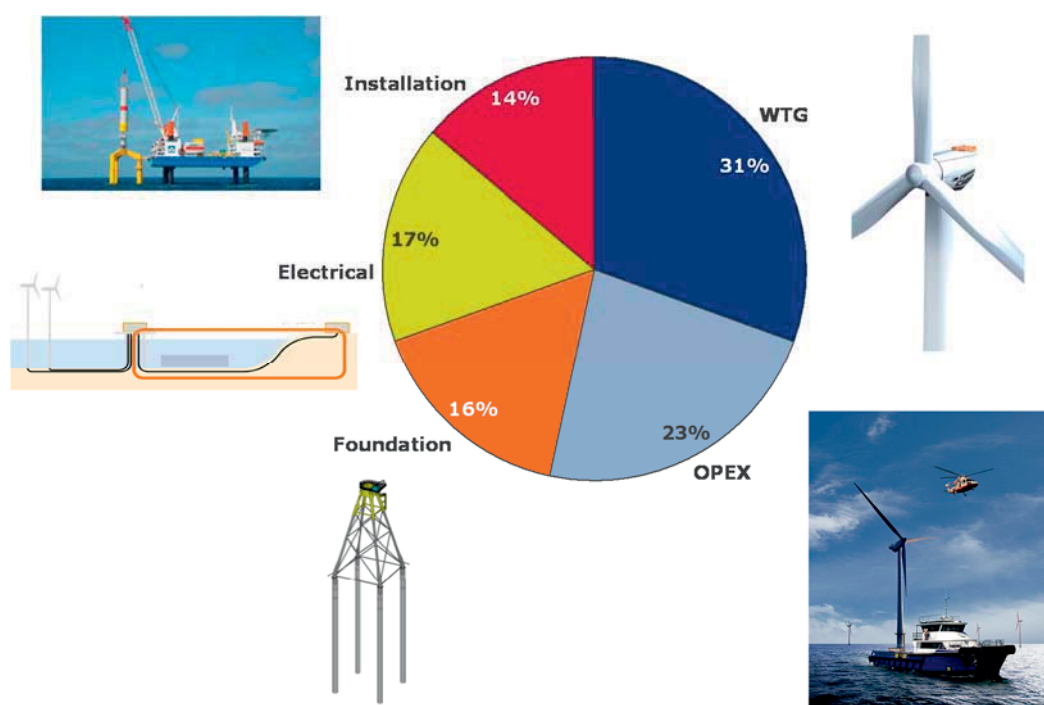


図 3.8.3-19 発電原価の構成比 (Nordex, 2011)

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。

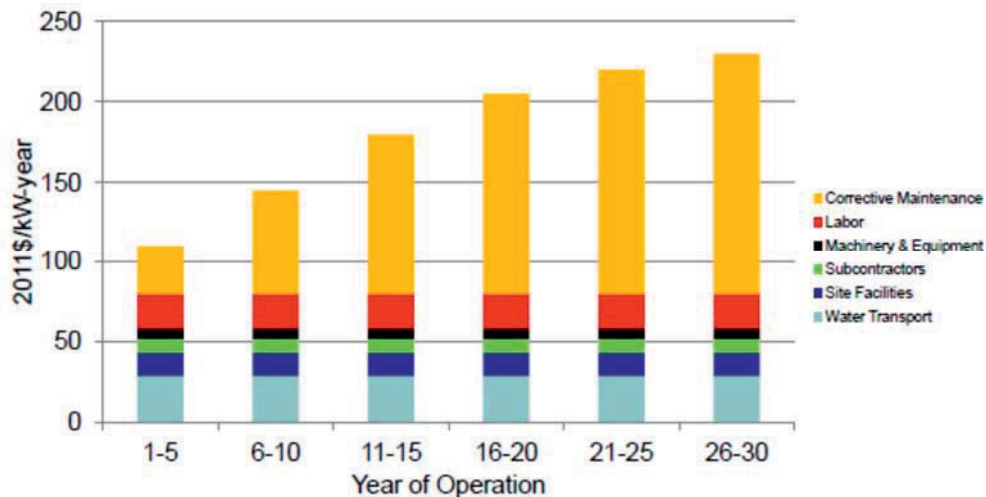


図 3.8.3-20 洋上風力発電の運転・保守費用の推移とその内訳 (Hamilton, 2011)

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)。

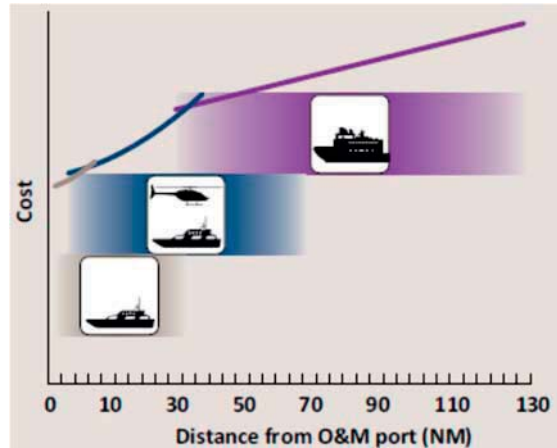


図 3.8.3-21 港湾(基地)からの距離と運転・保守費用との関係 (GL Garrad Hassan, 2013)

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 英/基/年(約 4.42 千万円/基/年;170 円/英)、ヘリコプターの支援を受けた作業船**②**では約 390,000 英/基/年(約 6.63 千万円/基/年;170 円/英)及び洋上宿泊設備を基地とした作業船**③**では約 470,000 英/基/年(約 7.99 千万円/基/年;170 円/英)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。

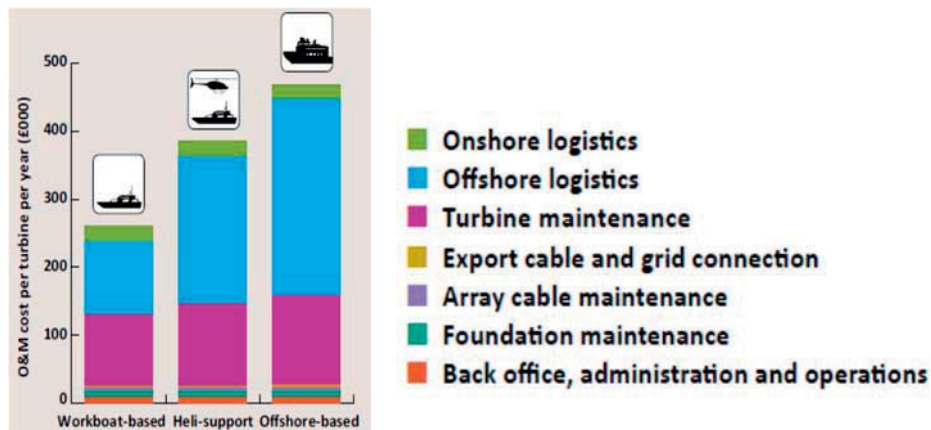


図 3.8.3-22 3つの輸送方法による運転・保守費用の比較 (GL Garrad Hassan, 2013)

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。

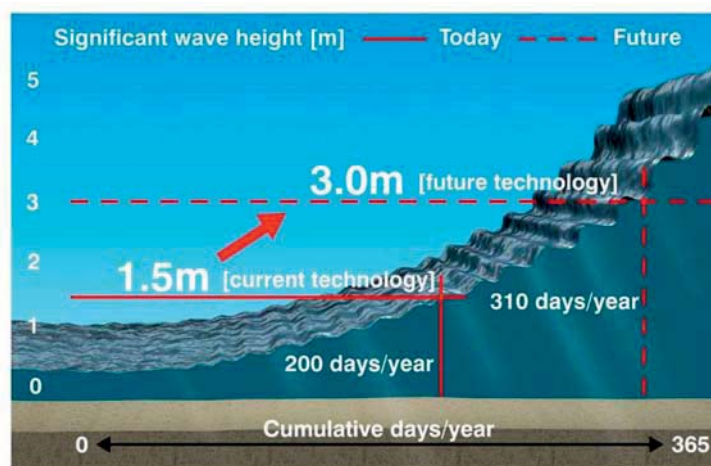


図 3. 8. 3-25 許容有義波高の違いによる稼働日数の変化 (Brown, 2011)

**【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>





## 2) アクセス装置

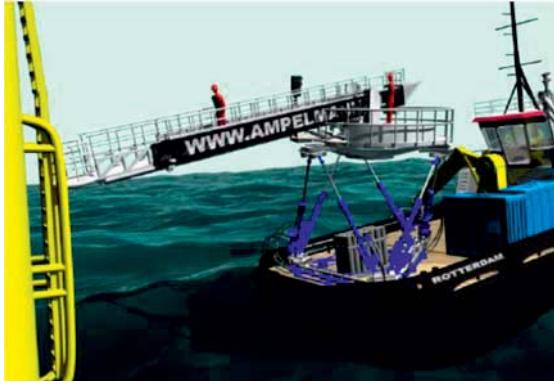
波浪の高い状況下で、アクセス船から風車に移るには危険を伴うものである。DNV GLら(2014)の指摘しているように、現在、多く洋上風力発電施設では Bollard Tube 把持スライド方式といって、アクセス船の船首を支持構造物に取り付けてある梯子の外側の Bollard Tube に押し付けて作業員が乗り移る方式が行われている。これは、船舶の推進力によって船舶を安定に保つ方法で、有義波高 1.5m 以下の波高条件に限定されるものの、波高以外に波の周期や波長、海潮流流速、風向・風速等の諸要因がアクセス性の良し悪しに関係する。

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歩い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。



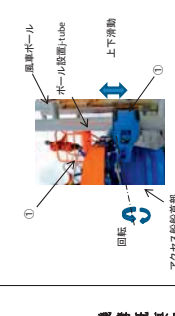
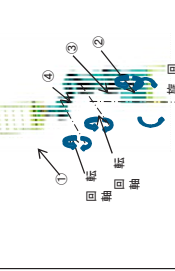
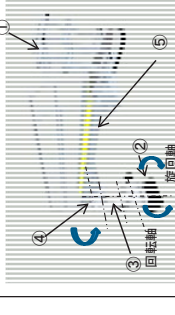
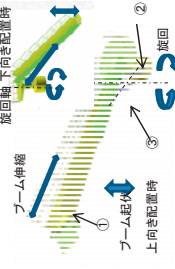
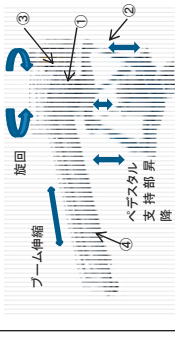
上図: Amepelmann <http://www.tudelft.nl/actueel/dossiers/archief/ampelmann/>

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ス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、アクセス船のヒービング・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>産業用ロボットにおいて実績のある、複軸のアームで構成し、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・ベダスタル制御をあらかじめ保持し、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	—	—	AmpeImann HP

<適用例>


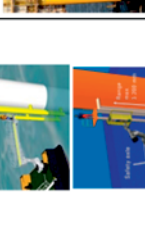


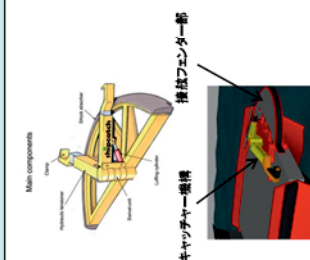
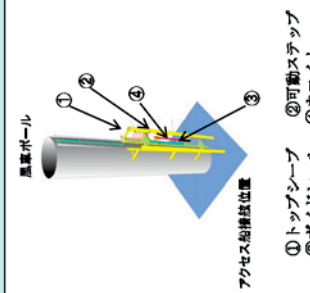
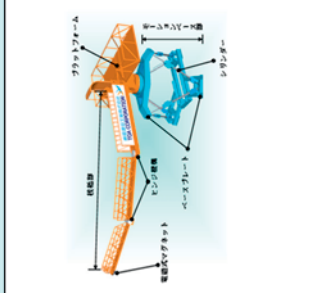
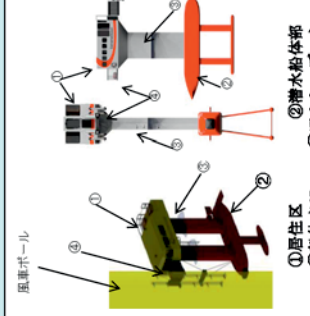
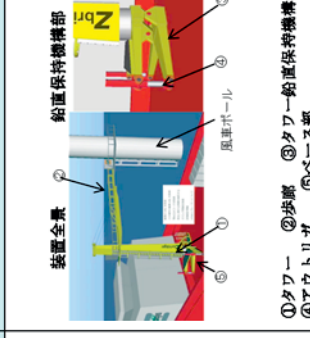
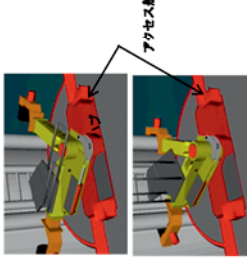
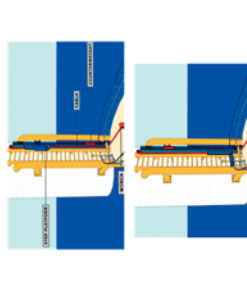
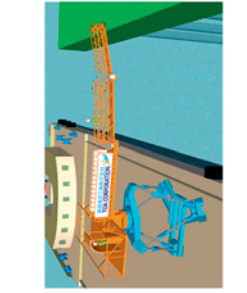
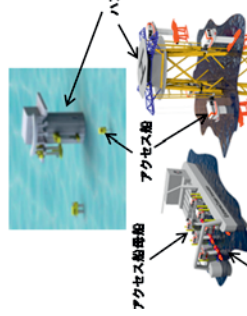
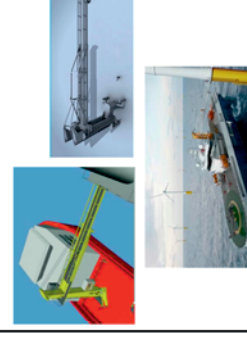
分類	アクセス船直接接続方式	バスケット移動連絡	船舶・海上構造物間連絡	船舶から船舶間連絡	
留意点	アクセス船の船首に、j-tube キャッチャーを設置し直落風車ボルトで固定してアクセスする。システム本体に接続はない。	多関節アーム先端に取付けたマンケージに乗り込み、任意の位置に移動する。	波・潮の影響を受ける海上構造物間の連絡は、船舶の位置・姿勢を検知し傾斜・変位を修正する。バッシング的・変位を修正する。	船舶から船舶間連絡	船舶・海上構造物間連絡と比較し船舶間のため双方の位置姿勢を検知し連絡橋を変化
運用方式	j-tube把持スライド方式	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム屈折機構方式	シミュレータ機構ベダスタル水平保持方式	船舶から船舶間連絡
事例					
歩廊長さ	—	(MOTS500:バスケット)	(MOTS-G:歩廊タイプ)	A type	E type
歩廊ストローク	0	船直3.2m	5m (ターゲット)	Max21m	Max22m
歩廊幅	—	—	—	6m	3m
歩廊起伏角	—	船直	—	800mm	不明
許容荷重	—	150kg	150kg	±15°	不明 (作業員運送)
装置重量	—	3,800kg	7,500kg	300kg	100kg (貨物)
駆動	—	電動モータ	電動モータ	—	不明
波高	Hs2.5m	Hs2.5m	Hs3.5m	油圧シリンダ	油圧シリンダ
出典	Ziechnologies HP	monac offshore access system(MOTOS) HP	Fabricom Offshore Services BV HP	Hs3.0m	Hs3.0m
					AmpeImann 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	TransPAR Craft	タワー鉛直制御ブーム伸縮方式
機構概要図	 <p>主要構成要素</p> <p>キャッチャー機構</p> <p>推進ファン部</p> <p>アクセス船首部</p>	 <p>風車ポール</p> <p>アクセス船係泊位置</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>モーター</p> <p>ベース</p> <p>プラットフォーム</p> <p>プラットフォーム</p> <p>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アクセスタブネ</p>	 <p>装置全景</p> <p>船直保特機構部</p> <p>風車ポール</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ァンゲルにおいて、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設置している。</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保つ。他船船プラットフォームを水平に保つ。他船船プラットフォームの動揺を打ち消す。航行の動揺を生ずる航路波による船体動揺に対し、機構部を駆動する。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。本システムの開発のサードパーティ特化したシステム開発を目指す。○船体乗員(2人のオペレーターと6技術者)○フェ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>アクセス船係泊</p> <p>アクセス船</p> <p>アクセス船</p> <p>アクセス船</p>	 <p>アクセス船</p> <p>アクセス船</p> <p>アクセス船</p>	
備考	<p>アクセス船およびj-tubeの構造によりキャッチャークランプシステムの荷重を保持する。30トンのクランプ力により保持できる。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OMEZ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。開発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</p> <p>○波高: 10.5m</p> <p>○風向機設置量: 11</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ブ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る。

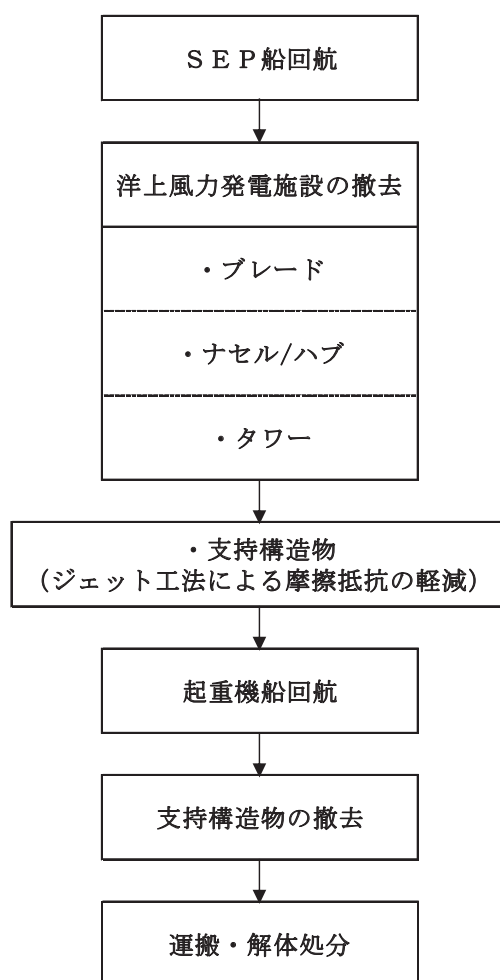


図 3.9-1 風力発電施設の撤去施工手順の概要

### 【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 洋上ウィンドファーム(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。

表 3.10.10-1-4 キャッシュフローの試算結果

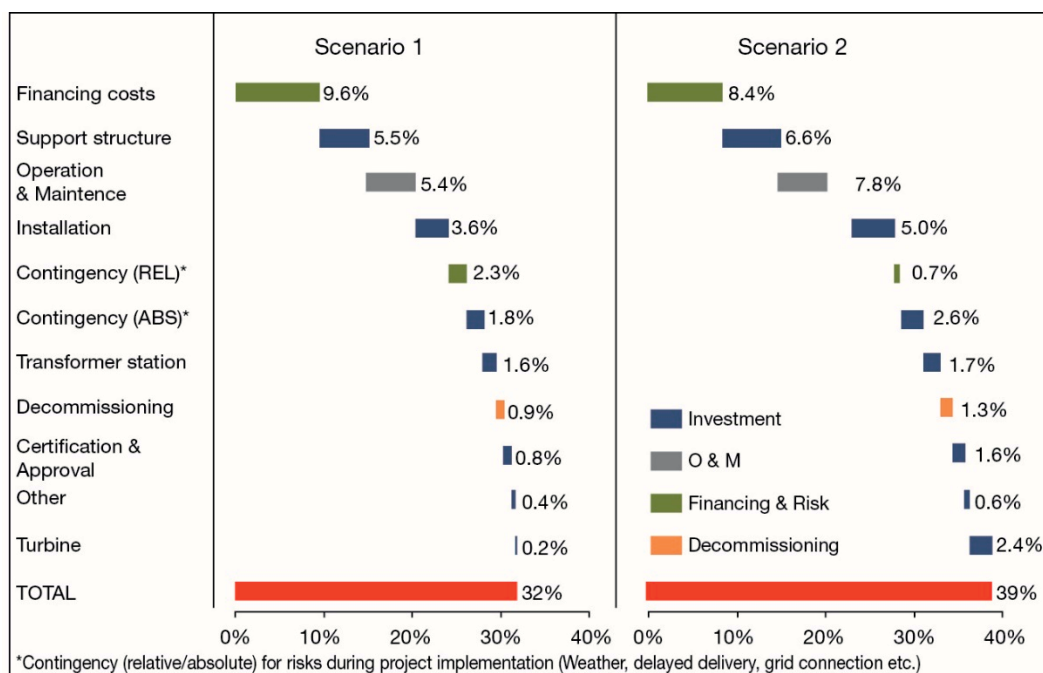
年度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	計		
<b>I 年度</b>																							
金額	147,067	152,702	152,702	152,702	152,702	152,702	152,702	152,702	152,702	152,702	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	3,014,029	
MMh	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	76.8	
MMh/Wh	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	5,208,272	108,905,650	
金額	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	65,359,976	
出資	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	3,245,418	65,359,976	
金額	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	32,679,988	
出資	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	32,679,988	
金額	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	16,339,994	
出資	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	16,339,994	
金額	-605,980	-389,538	228,450	640,514	0	364,851	488,989	695,938	632,846	2,185,544	2,703,937	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	61,688,672	
出資	-605,980	-389,538	228,450	640,514	0	364,851	488,989	695,938	632,846	2,185,544	2,703,937	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	61,688,672	
金額	-605,980	-389,538	228,450	640,514	0	364,851	488,989	695,938	632,846	2,185,544	2,703,937	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	61,688,672	
出資	-605,980	-389,538	228,450	640,514	0	364,851	488,989	695,938	632,846	2,185,544	2,703,937	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	3,041,608	3,141,604	61,688,672	
金額	34,761,759	30,981,450	27,612,247	24,809,441	21,933,187	19,547,974	17,424,150	15,527,507	13,838,905	12,333,937	10,992,632	9,797,095	8,721,759	7,824,188	6,935,883	6,181,612	5,508,288	4,910,229	4,376,246	3,900,333	3,484,333	3,074,552	
出資	34,761,759	30,981,450	27,612,247	24,809,441	21,933,187	19,547,974	17,424,150	15,527,507	13,838,905	12,333,937	10,992,632	9,797,095	8,721,759	7,824,188	6,935,883	6,181,612	5,508,288	4,910,229	4,376,246	3,900,333	3,484,333	3,074,552	
金額	30,700,733	27,382,082	24,386,463	21,724,458	19,370,556	17,264,284	15,366,818	13,713,516	12,222,184	10,833,032	9,508,432	8,352,844	7,311,677	6,473,038	5,725,603	5,059,449	4,465,739	3,936,593	3,464,934	3,044,680	2,674,580	2,284,211	
出資	30,700,733	27,382,082	24,386,463	21,724,458	19,370,556	17,264,284	15,366,818	13,713,516	12,222,184	10,833,032	9,508,432	8,352,844	7,311,677	6,473,038	5,725,603	5,059,449	4,465,739	3,936,593	3,464,934	3,044,680	2,674,580	2,284,211	
金額	-22,088,482	-21,355,724	-19,712,985	-18,070,238	-16,427,483	-14,784,733	-13,141,980	-11,499,241	-9,856,492	-8,213,744	-6,570,993	-4,928,244	-3,285,497	-1,642,748	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
出資	-22,088,482	-21,355,724	-19,712,985	-18,070,238	-16,427,483	-14,784,733	-13,141,980	-11,499,241	-9,856,492	-8,213,744	-6,570,993	-4,928,244	-3,285,497	-1,642,748	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
金額	3,161,413	3,727,611	4,098,633	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	80,081,652
出資	3,161,413	3,727,611	4,098,633	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	4,026,433	80,081,652
金額	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	16,339,994
出資	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	837,084	16,339,994
金額	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	32,679,988
出資	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	1,642,709	32,679,988
金額	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	24,631,600
出資	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	24,631,600
金額	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	24,631,600
出資	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	24,631,600
金額	3,160,309	3,389,204	3,092,806	2,676,254	2,385,914	2,126,924	1,894,642	1,688,602	1,504,968	1,341,304	1,195,439	1,065,436	949,571	846,306	754,271	672,245	599,139	533,983	475,913	424,159	379,583	331,853	
出資	3,160,309	3,389,204	3,092,806	2,676,254	2,385,914	2,126,924	1,894,642	1,688,602	1,504,968	1,341,304	1,195,439	1,065,436	949,571	846,306	754,271	672,245	599,139	533,983	475,913	424,159	379,583	331,853	
金額	429,810	383,088	341,410	304,282	271,162	241,000	214,415	191,889	171,907	153,902	135,916	121,137	107,963	95,223	82,766	70,432	59,120	50,712	44,110	38,223	32,582	27,148	
出資	429,810	383,088	341,410	304,282	271,162	241,000	214,415	191,889	171,907	153,902	135,916	121,137	107,963	95,223	82,766	70,432	59,120	50,712	44,110	38,223	32,582	27,148	
金額	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	
出資	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	69,248	
金額	946,350	959,073	969,978	979,232	984,284	989,384	994,436	1,000,440	1,007,494	1,014,548	1,021,602	1,028,656	1,035,710	1,042,764	1,049,818	1,056,872	1,063,926	1,070,980	1,078,034	1,085,088	1,092,142	1,099,196	
出資	946,350	959,073	969,978	979,232	984,284	989,384	994,436	1,000,440	1,007,494	1,014,548	1,021,602	1,028,65											

### 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な

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、対策として铸铁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

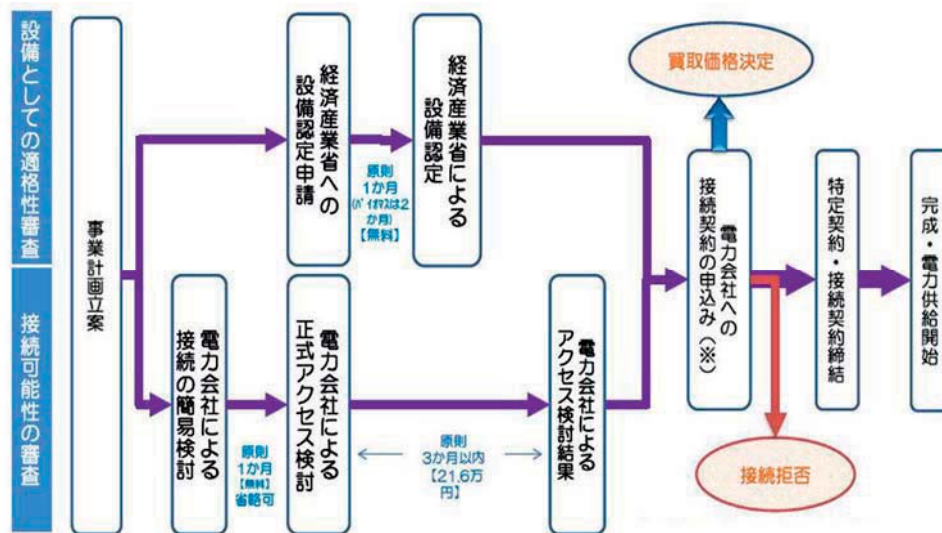
洋上風力発電の建設、運転・保守に係る物流は、官民協力の下、海運業界の専用船舶や専用設備の利用と設計によって大きく改善させることが可能である。コスト削減方法として、船舶の共有もひとつのやり方であるが、前述のように海上作業の稼働率を勘案し、SEP 船等の作業計画は綿密に立てることが重要である。

#### 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](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」](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

一般電気事業者に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](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"> <li>系統連系用保護継電器に関する事項                             <ul style="list-style-type: none"> <li>シーケンス、メーカー、形式、特性、整定範囲等</li> <li>単独運転検出機能（原理、整定値等）</li> </ul> </li> </ul>	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"> <li>系統連系用機器に関する事項                             <ul style="list-style-type: none"> <li>進相コンデンサ（形式、容量等）</li> <li>遮断器（種別、遮断容量、遮断時間等）</li> <li>開閉器（種別、開閉容量）</li> <li>変圧器（種別、容量、%インピーダンス等）</li> <li>中性点接地装置（種別、抵抗値、リアクトル容量）</li> <li>機器定格、型式、制御方法等の基本事項</li> <li>保安通信設備（種別、方式：低圧連系は除く）</li> <li>計器用変成器（VT、CT：仕様、使い方）</li> </ul> </li> </ul>	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"> <li>その他                             <ul style="list-style-type: none"> <li>運転体制、連絡等に関する説明</li> <li>保安規程</li> </ul> </li> </ul>	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](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 ・ 単相3線式 ・ 単相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 <sub>R</sub> ・ A P F R ・ 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 <sub>d</sub> )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(b) 直軸過渡リアクタンス	(X <sub>d</sub> ' )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(c) 直軸初期過渡リアクタンス	(X <sub>d</sub> ' ' )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(d) 直軸短絡過渡時定数 (T <sub>d</sub> ' ) または直軸開路時定数 (T <sub>do</sub> ' )	(T <sub>d</sub> ' )      〇〇 [sec]	
	(T <sub>do</sub> ' )      〇〇 [sec]	
(e) 直軸短絡初期過渡時定数 (T <sub>d</sub> ' ' ) または直軸開路初期時定数 (T <sub>do</sub> ' ' )	(T <sub>d</sub> ' ' )      〇〇 [sec]	
	(T <sub>do</sub> ' ' )      〇〇 [sec]	
(f) 横軸同期リアクタンス	(X <sub>q</sub> )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(g) 横軸過渡リアクタンス	(X <sub>q</sub> ' )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(h) 横軸初期過渡リアクタンス	(X <sub>q</sub> ' ' )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(i) 横軸短絡過渡時定数 (T <sub>q</sub> ' ) または横軸開路時定数 (T <sub>qo</sub> ' )	(T <sub>q</sub> ' )      〇〇 [sec]	
	(T <sub>qo</sub> ' )      〇〇 [sec]	
(j) 横軸短絡初期過渡時定数 (T <sub>q</sub> ' ' ) または横軸開路初期時定数 (T <sub>qo</sub> ' ' )	(T <sub>q</sub> ' ' )      〇〇 [sec]	
	(T <sub>qo</sub> ' ' )      〇〇 [sec]	
(k) 電機子漏れリアクタンス	(X <sub>L</sub> )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(l) 電機子時定数	(T <sub>a</sub> )      〇〇 [sec]	
(m) 逆相リアクタンス	(X <sub>2</sub> )      〇〇 [%]      〇〇 [%]	
(n) 零相リアクタンス	(X <sub>0</sub> )      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 <sup>*1</sup>	〇〇 [PU]	
(q) 制動巻線	有 ・ 無 <sup>*2</sup>	
<p>※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</p>		
【留意事項】		
<p>○ 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。</p>		

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 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">3線式</span> ・ 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 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 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 <sub>L</sub> )	20 [%]
(13) 二次励磁装置種類	(a) 主回路方式 式インバータ・その他( <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">自励式</span> ) 電圧型 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 電流型		
	(b) 出力制御方式 電圧制御方式・ <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">電流制御方式</span> PWM <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ PAM(サイリスタ)		
(14) 事故時運転継続(FRT)要件適用の有無	有 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 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、
- 系統安定度の検討などで、

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(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

【備考】

- 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)。

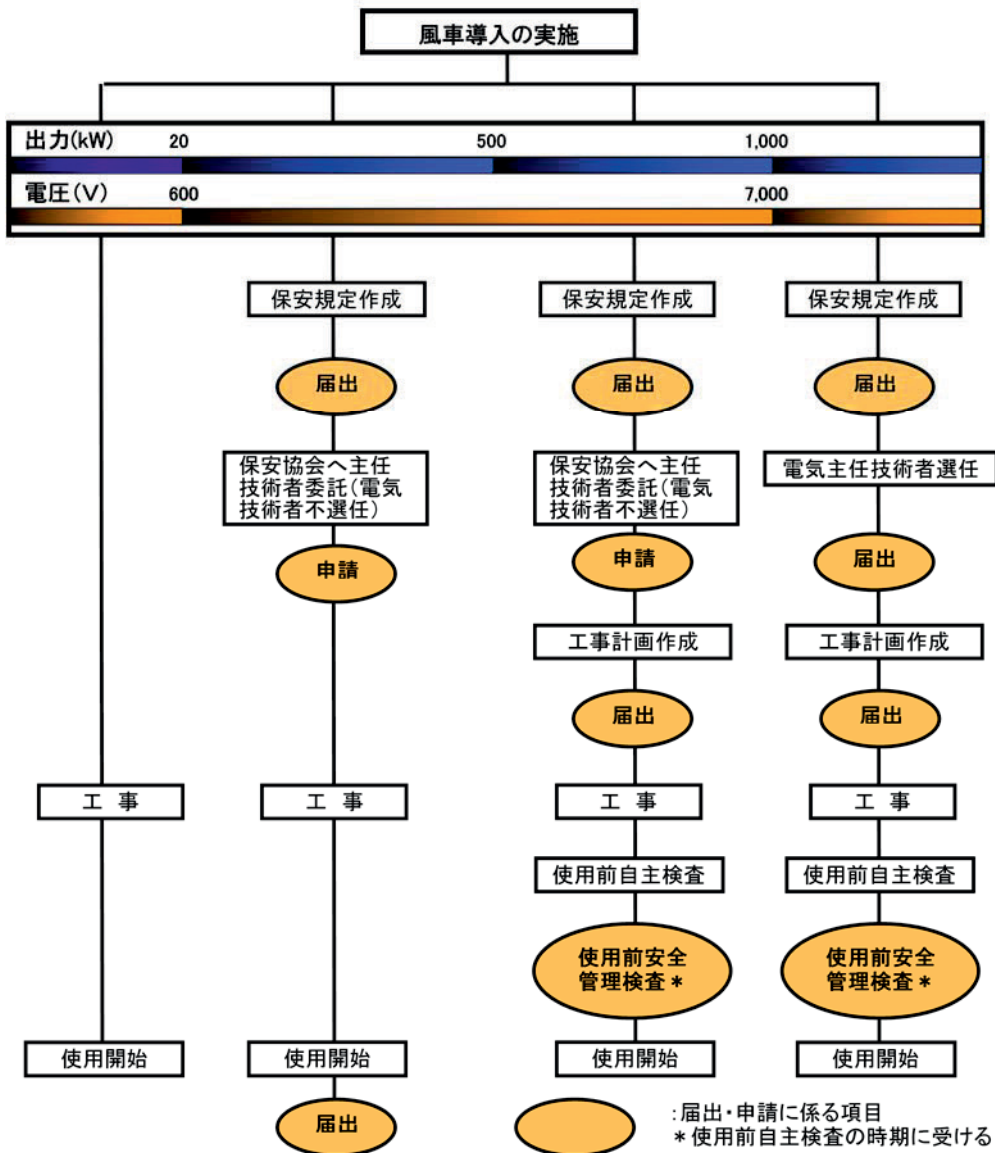


図 3.12.1-1 電気事業法に基づく風力発電導入に関する手続き (NEDO, 2008)

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)へ届け出る必要がある。

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](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](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](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, 8<sup>th</sup> 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](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 3<sup>rd</sup> 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](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](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](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](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](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 Enerprise, 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](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 om 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](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](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](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](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](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 1<sup>st</sup> 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](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](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](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/verige/verksamhet/vindkraft/lillgrund/technical\\_description\\_lillgrund\\_11336934.pdf](http://corporate.vattenfall.se/globalassets/verige/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](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](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.