

2. 着床式洋上風力発電の基本的事項

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

✓風が強勢である。

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

✓乱れ強度が小さい。

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

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

✓風速の鉛直シアが小さい。

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

✓風速が安定している。

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

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

2.1 着床式洋上風力発電の定義と種類

2.1.1 着床式洋上風力発電の定義

着床式洋上風力発電の定義として、以下の2例をあげることができる。

- 支持構造物が流体力荷重にさらされる風車。

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

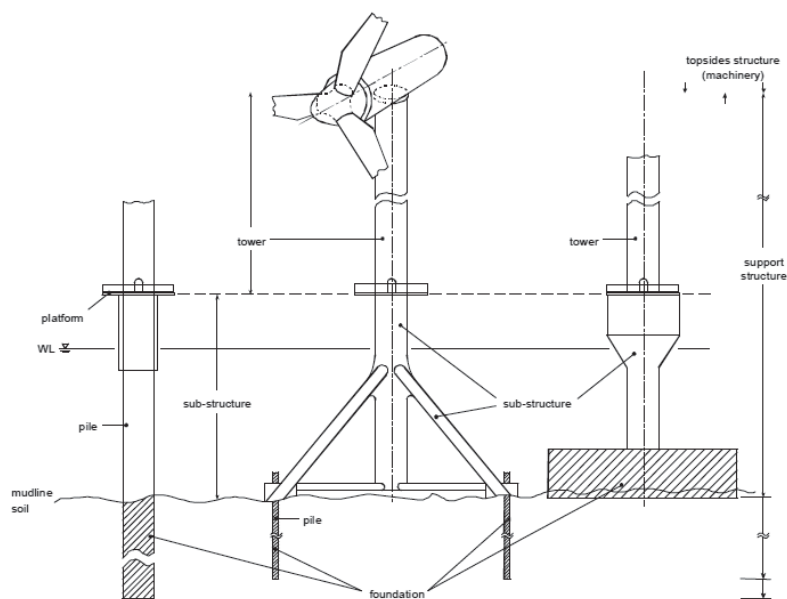


図 2.1.1-1 着床式洋上風力発電施設の概念図 (IEC 61400-3 Ed. 1.0)

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

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

【豆知識 2.1.1-1】

● 浮体式洋上風力発電の定義

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

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

2.1.2 支持構造物の種類

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

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

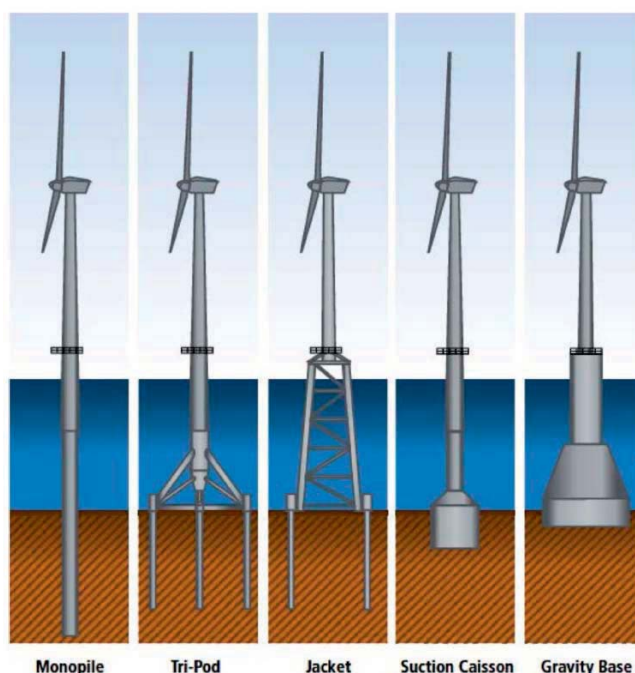


図 2.1.2-1 支持構造形式の代表例 (Navigant, 2013)

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

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

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

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

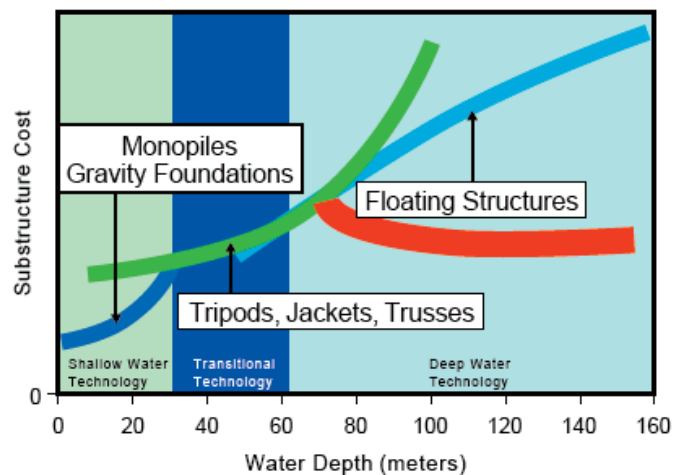


図 2.1.2-2 構造物コストの水深による変化（Dolan, 2004 を一部改変；石原, 2011）

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

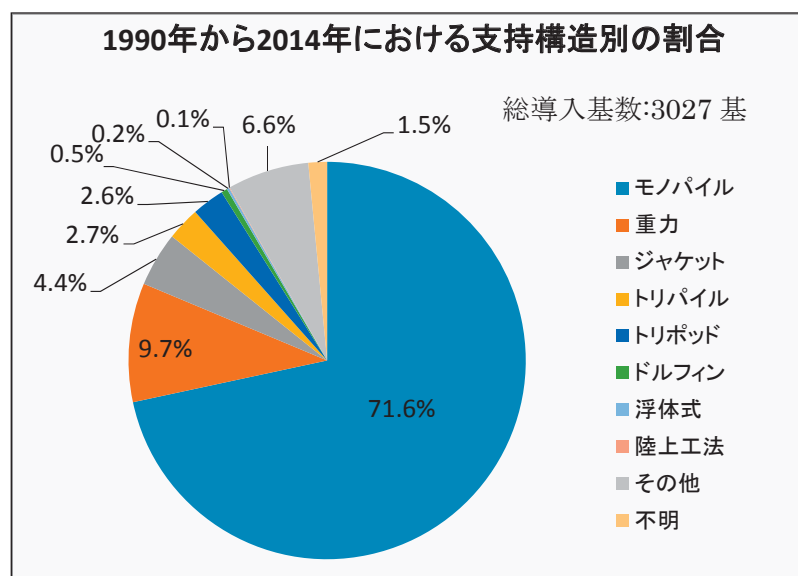


図 2.1.2-3 洋上風力発電設備の支持構造物形式の設置割合（1990 年～2014 年）

2.2 洋上風力発電のポテンシャル

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

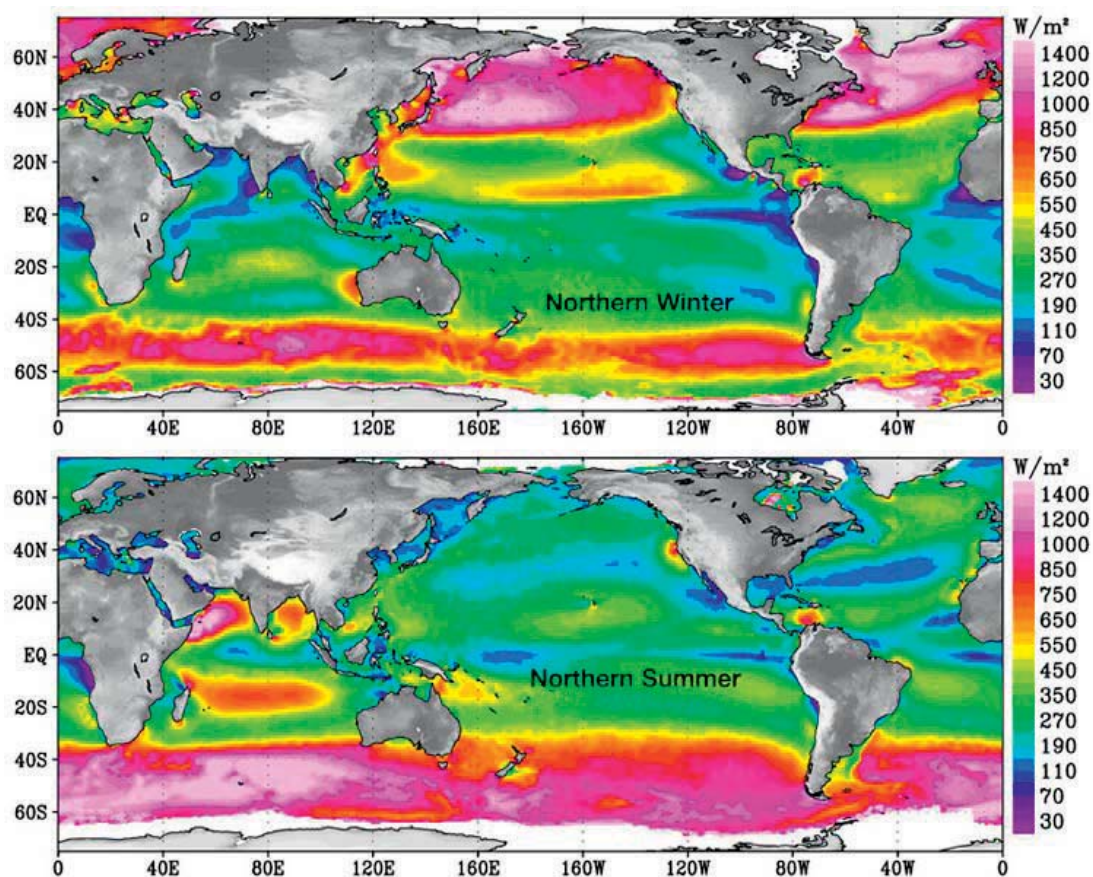


図 2.2-1 世界の海上風（海面上 10m）の平均風力エネルギー密度の分布図
上図：北半球（冬期）、下図：北半球（夏期）(NASA HP)

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

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

2.2.1 海外のポテンシャル

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

(1) ヨーロッパ

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

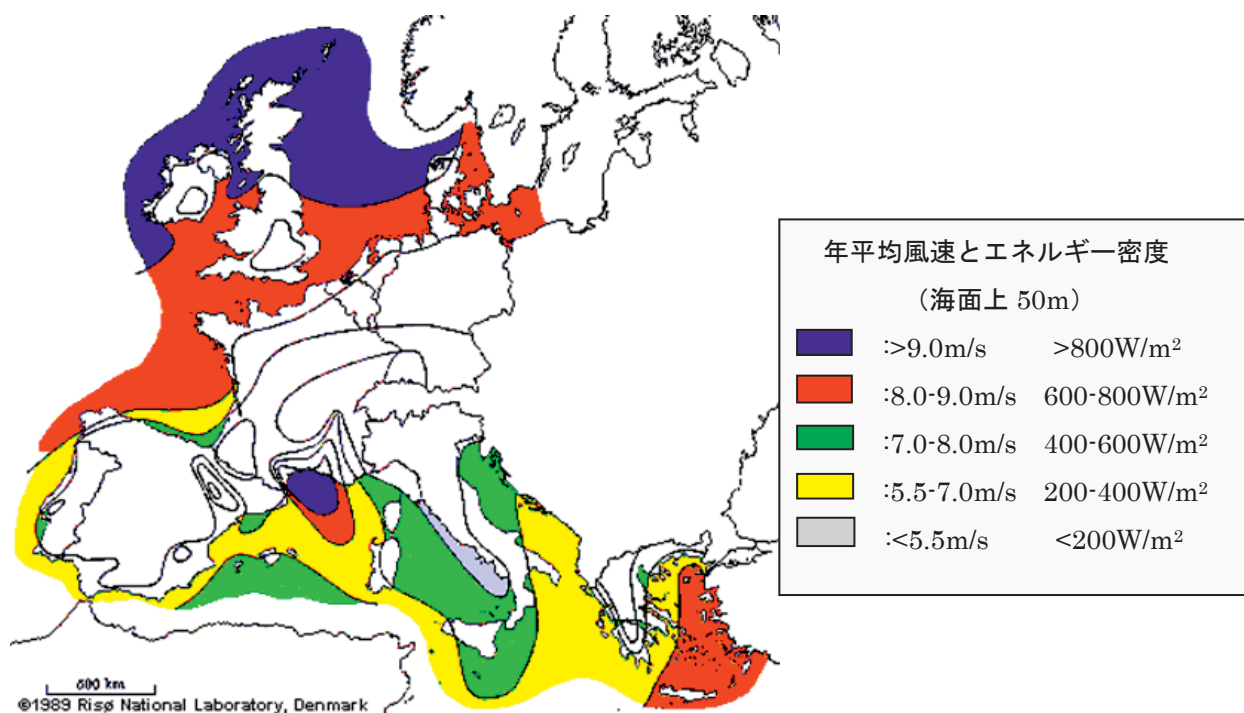


図 2.2.1-1 ヨーロッパ周辺海域の年平均風速と風力エネルギー密度のマップ (Petersen, 1992)

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

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

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

*年平均風速： $\geq 7.0\text{m/s}$ (海面上60m)

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

*風車設置密度：1平方km当たり6MW

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

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

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

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

注) 欧州の出典：Matthies *et al.* (1995)

日本の出典：NEDOら (2009) 及び長井ら (2010)

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

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

【豆知識 2.2.1-1】

●ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャル

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

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

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

出典) Henderson, *et al.* (2009)

(2) アメリカ

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

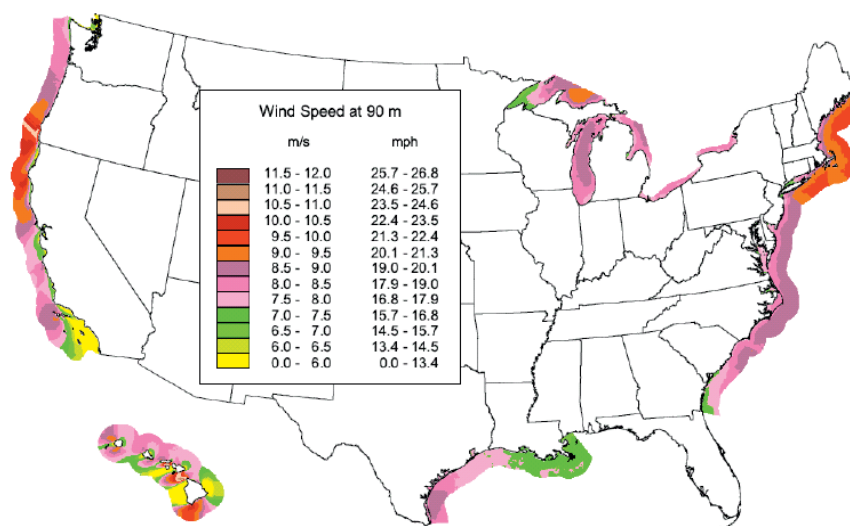


図 2.2.1-2 アメリカ合衆国の海上風マップ（海面上 90m）（Schwartz *et al.*, 2010）

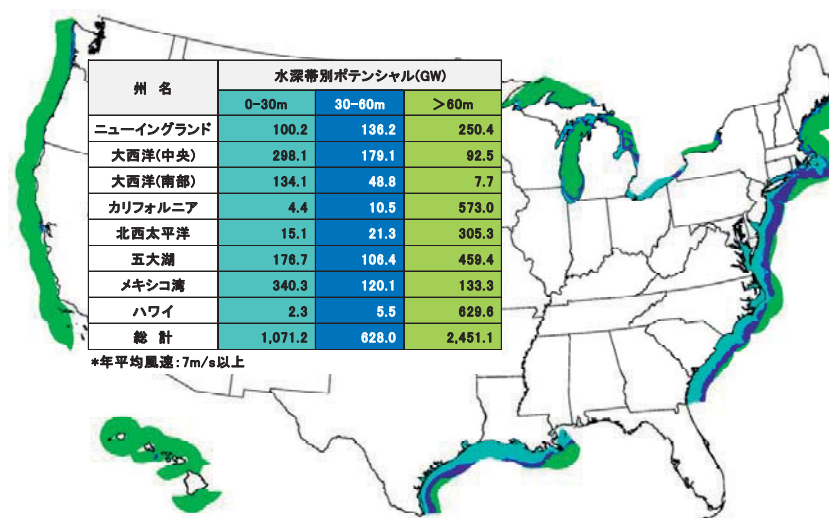
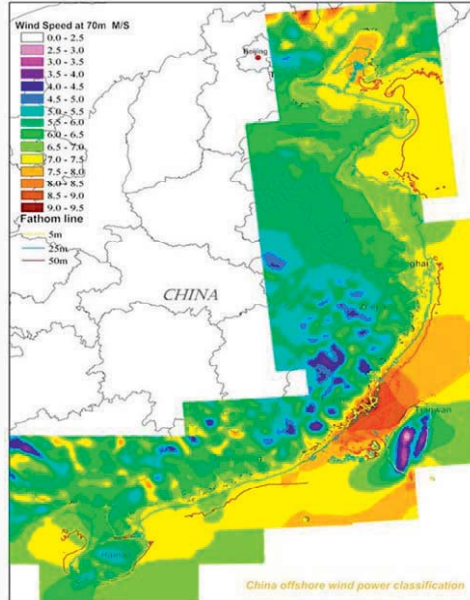


図 2.2.1-3 アメリカ合衆国の洋上風力発電ポテンシャル（Schwartz *et al.*, 2010 より作成）

【豆知識 2.2.1-2】

●中国の洋上風力発電のポテンシャル

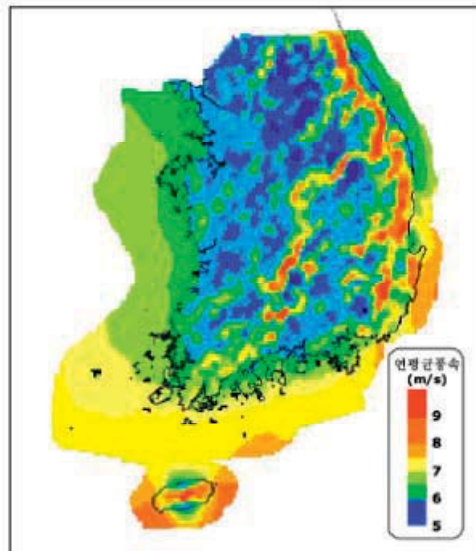
- ・着床式：750GW(7.5 億 kW) Chan(2007)、
- ・浮体式：45GW(0.45 億 kW) Henderson, *et al.*(2009)



年平均風速マップ(70m 高)
出典:BTM Consult(2010)

●韓国の洋上風力発電のポテンシャル

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



平均風速マップ(80m 高)
出典：Kim(2009)

2.2.2 日本のポテンシャル

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

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

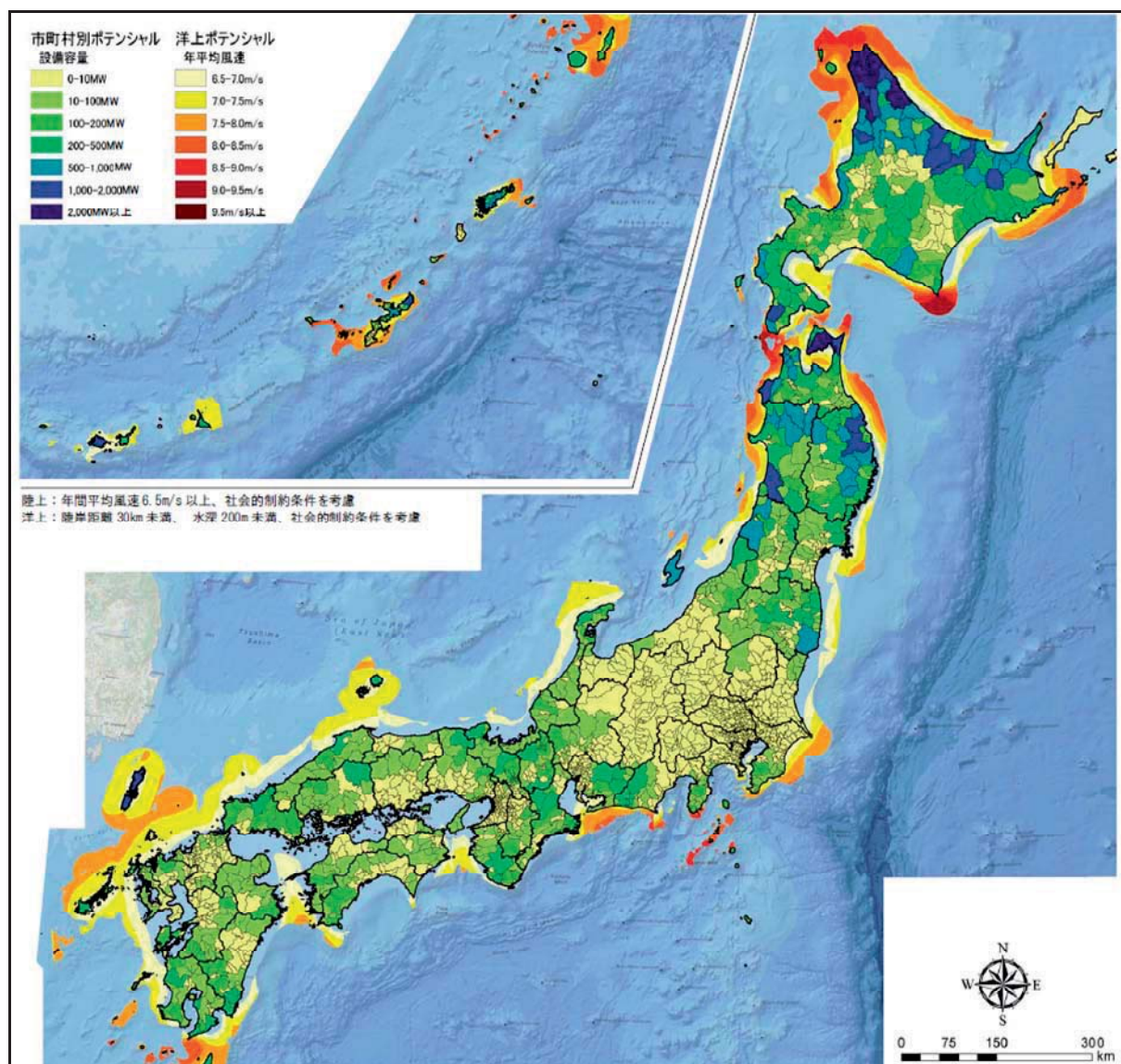


図2.2.2-1 風況マップ（地上高/海面上80m）（日本風力発電協会資料, 2013）

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

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

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

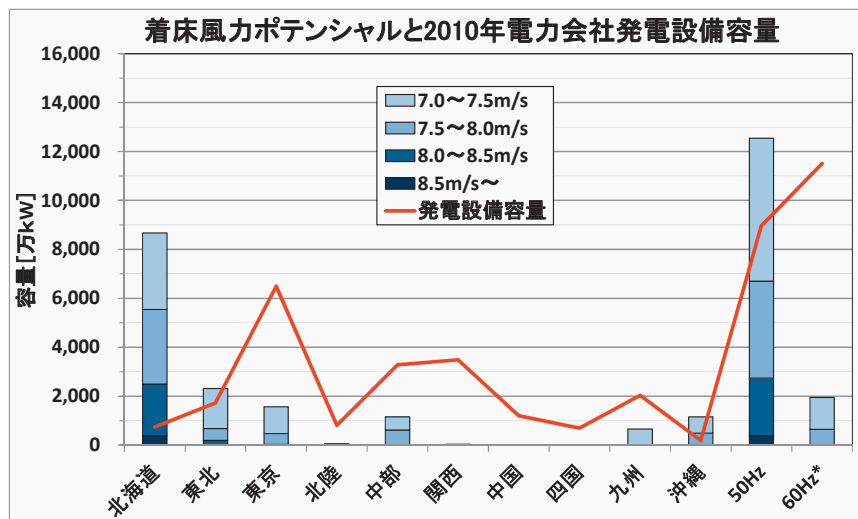
上表の内、2 番目の既往調査資料は水深帯別にポテンシャルが取りまとめられている。その推計結果の一部を表 2.2.2-2 に示す。水深 200m（陸縁緑辺近傍の水深）、離岸距離 30km までのポテンシャルは約 120 万 MW（約 12 億 kW）となって、その内、水深 0-50m に適用される着床式洋上風力発電のそれは約 2.1 万 MW（約 2.1 億 kW）で全体の約 18%に過ぎない{水深 50-200m の浮体式では約 99 万 MW（約 9.9 億 kW）で全体の 82%程度}。このことから我が国の周辺海域では浮体式の方が着床式よりも約 4.6 倍のポテンシャルを有していることが明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

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

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

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

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



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

(日本風力発電協会資料,2014)

図 2.2.2-2 着床式洋上風力発電のポテンシャルと電力会社発電設備容量

2.3 洋上風力発電の現状と動向

2.3.1 海外の洋上風力発電

(1) 導入量の現状

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

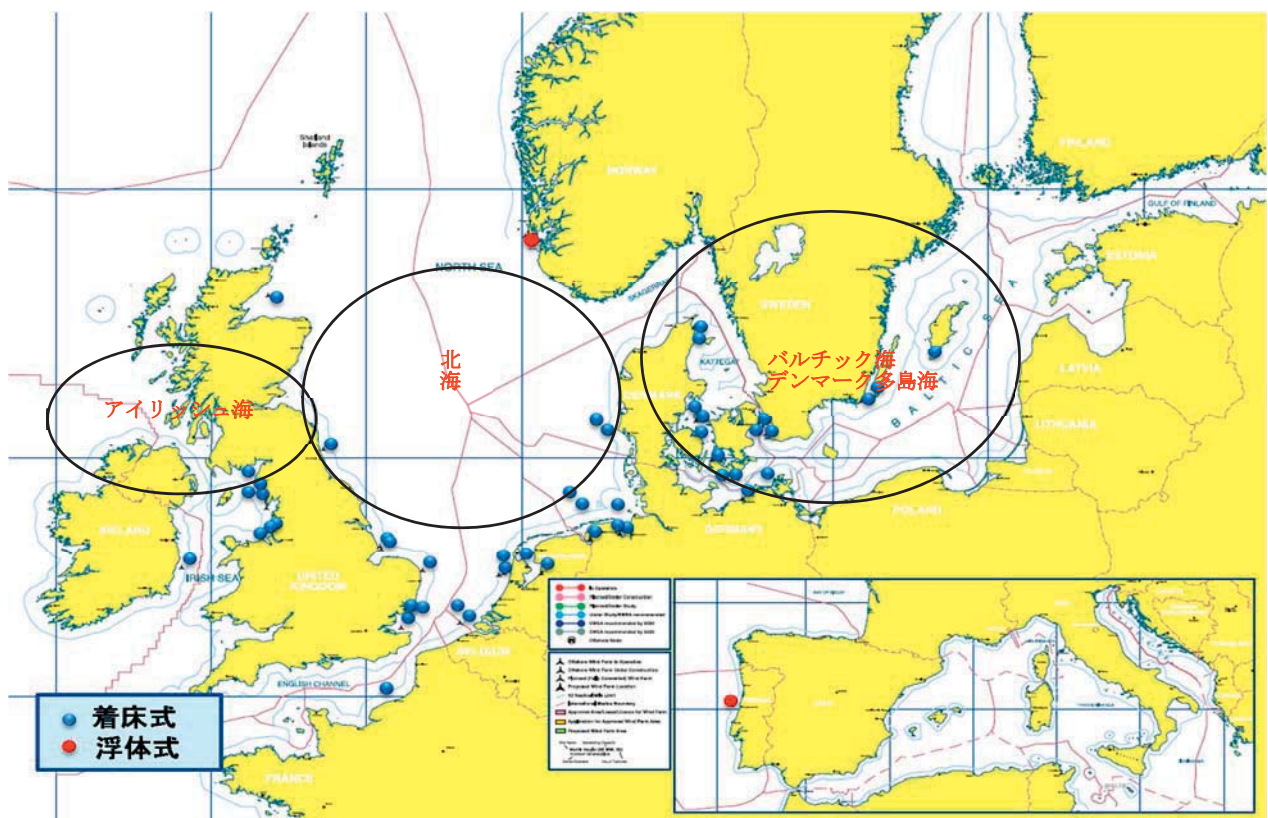


図 2.3.1-1 ヨーロッパにおける洋上風力発電所の配置図（EWEA, 2009 を改変）

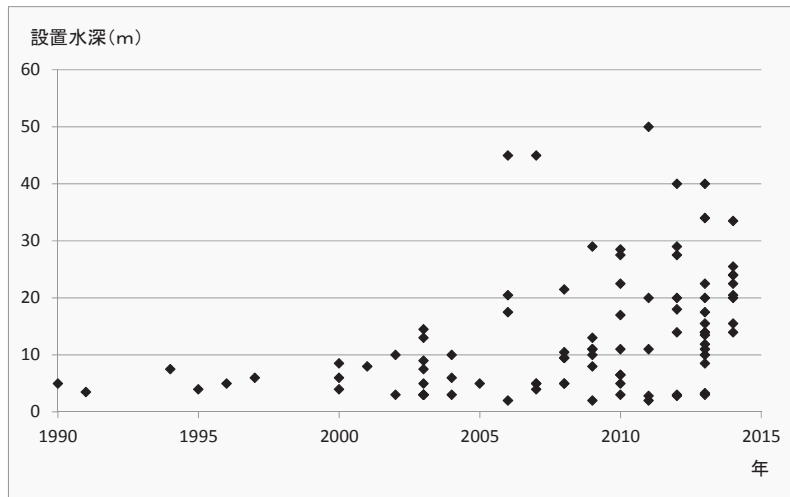


図 2.3.1-2 洋上風力発電施設の設置水深の推移

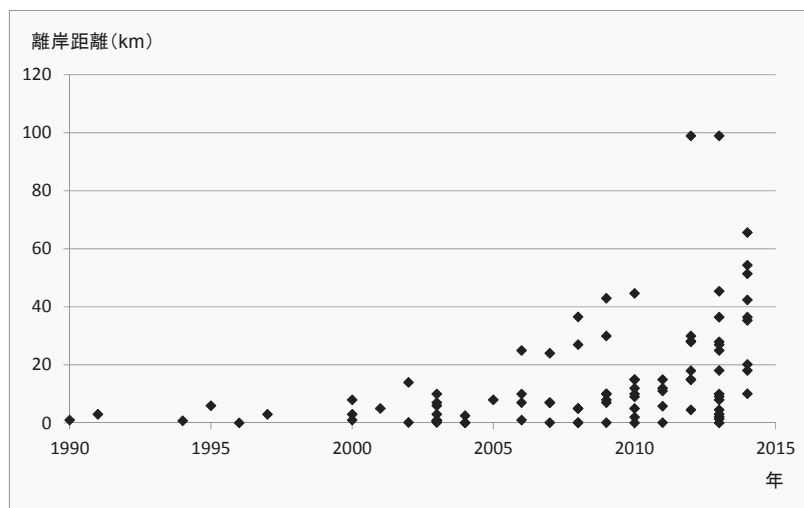


図 2.3.1-3 洋上風力発電施設の離岸距離の推移

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

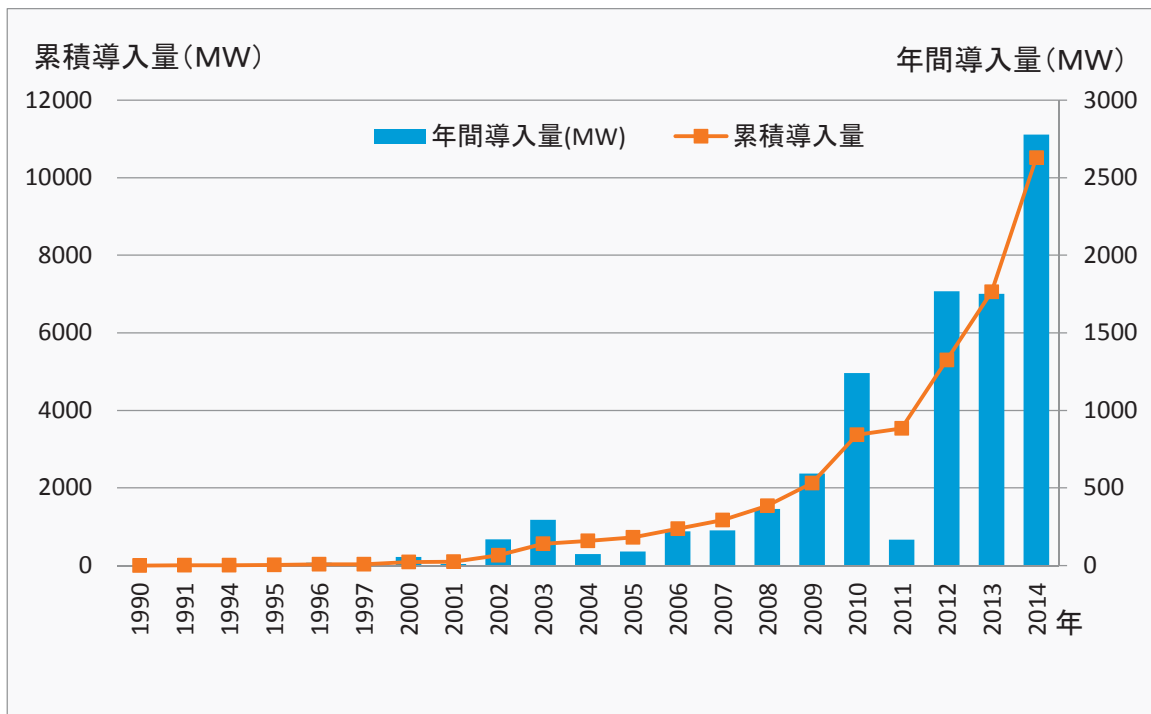


図 2.3.1-4 世界の洋上風力発電導入量の推移

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

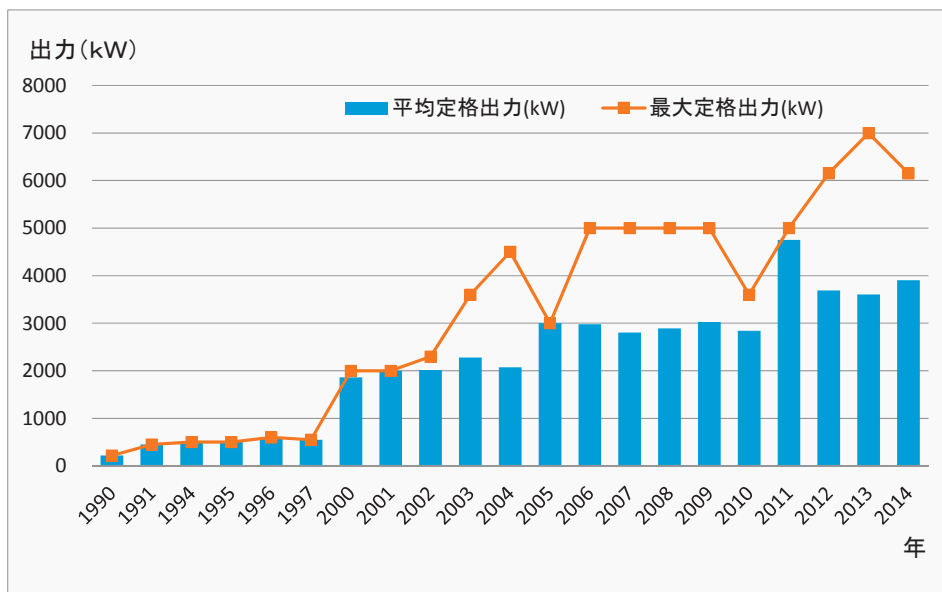


図 2.3.1-5 洋上風力発電機の年別定格出力（1 基当たりの平均と最大）の推移

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

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

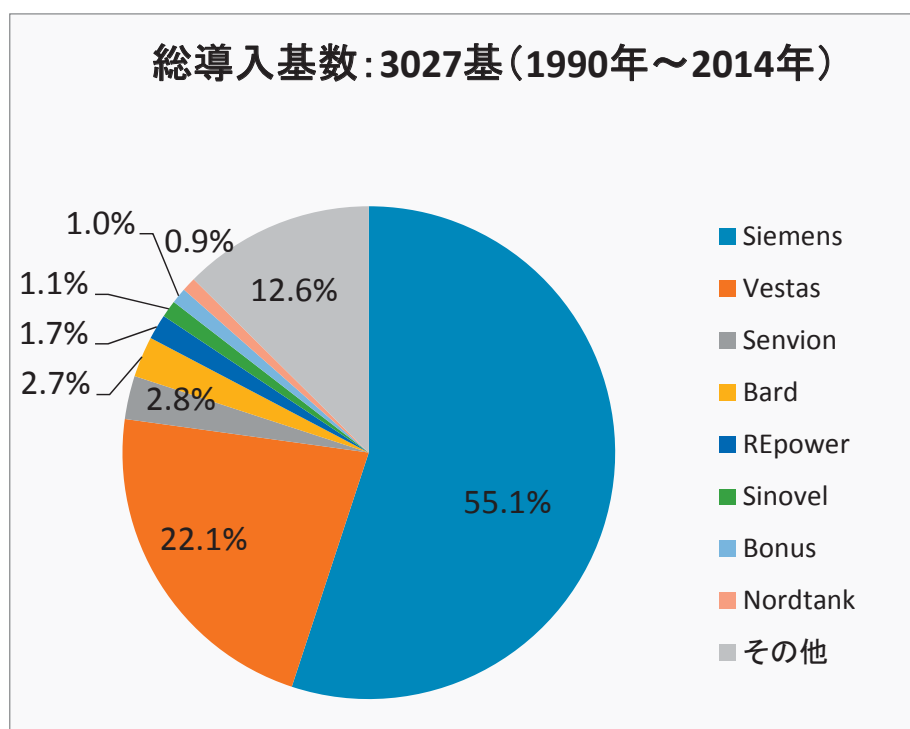


図 2.3.1-6 風車メーカー別の導入割合（1990年～2014年）

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

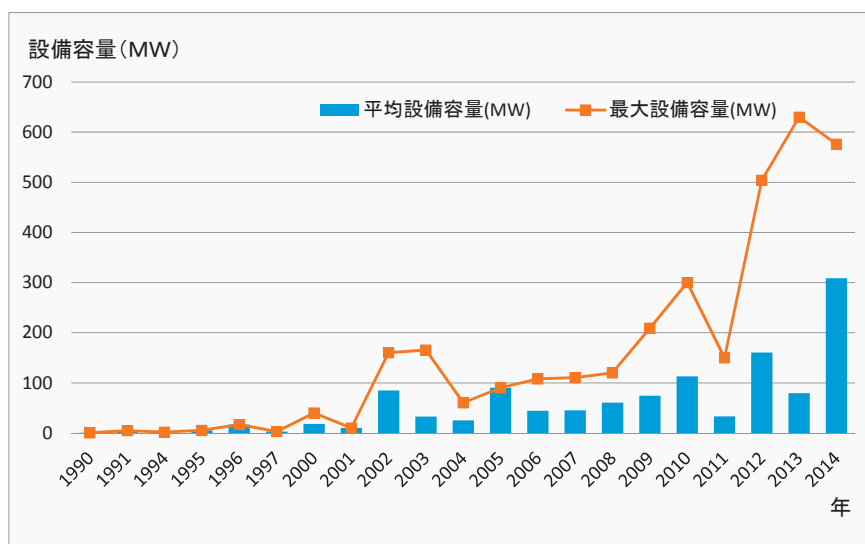


図 2.3.1-7 洋上風力発電機の年別設備容量 (1 施設当たりの平均と最大) の推移

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

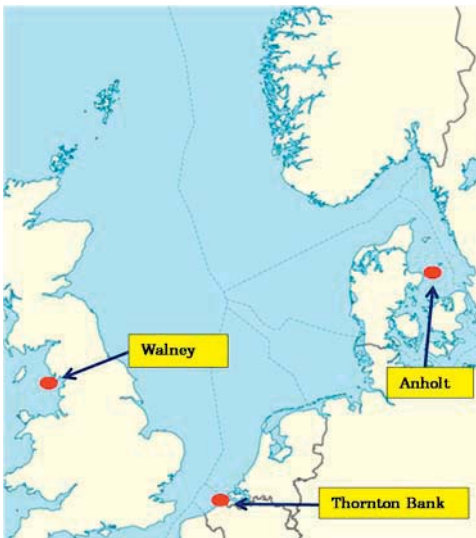
参考までに、本項の末尾にデンマーク (Anholt)、イギリス (Walney) 及びベルギー (Thornton Bank) の主要な着床式洋上風力発電施設の導入事例を示す。

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

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

【デンマーク : Anholt】

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



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

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

【イギリス：Walney】

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



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

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

【ベルギー：Thornton Bank】

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



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

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

(2) 今後の展開

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

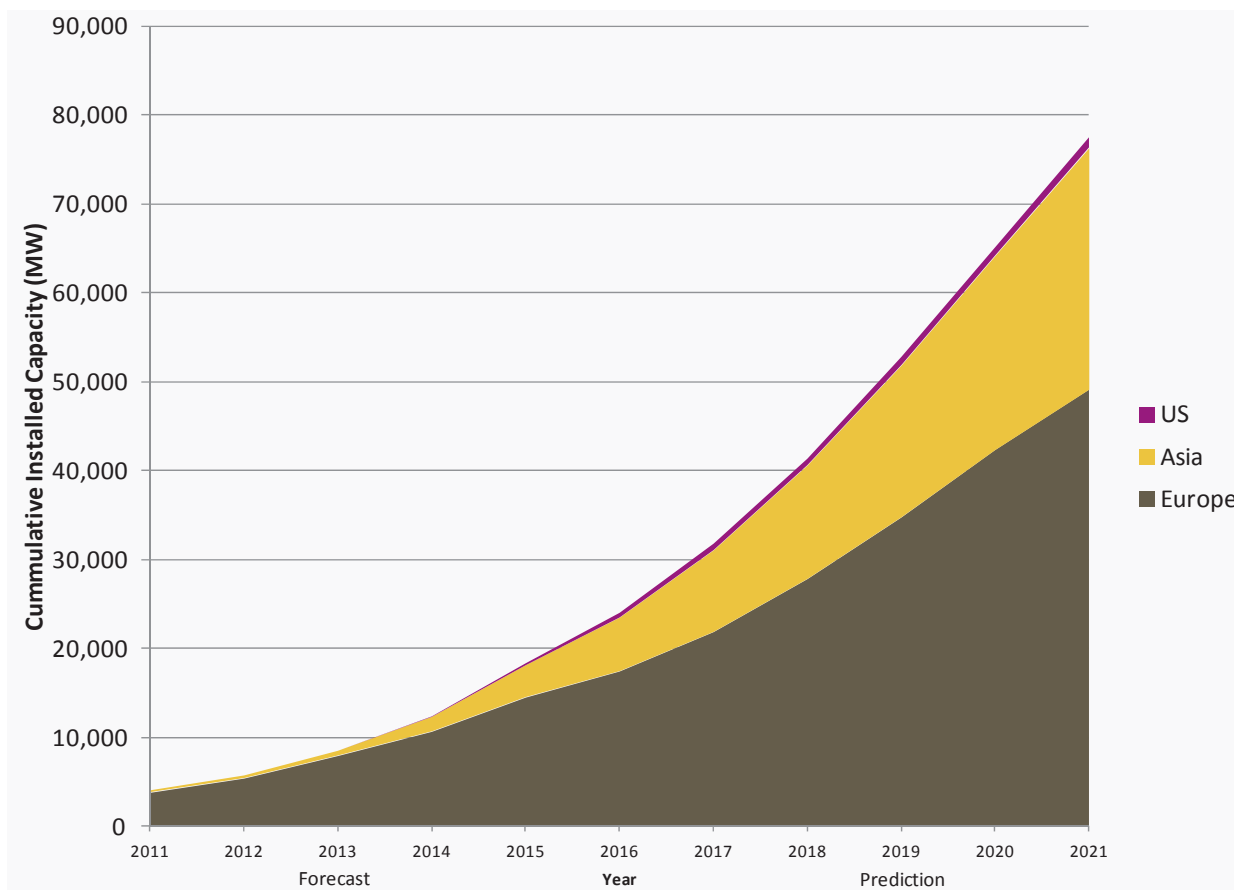


図 2.3.1-8 世界の洋上風力発電導入量の予測 (BTM Consult. 2012)

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

1) イギリス

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

募海域を示すとともに、以下にそれぞれの海域の概要を記す。

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

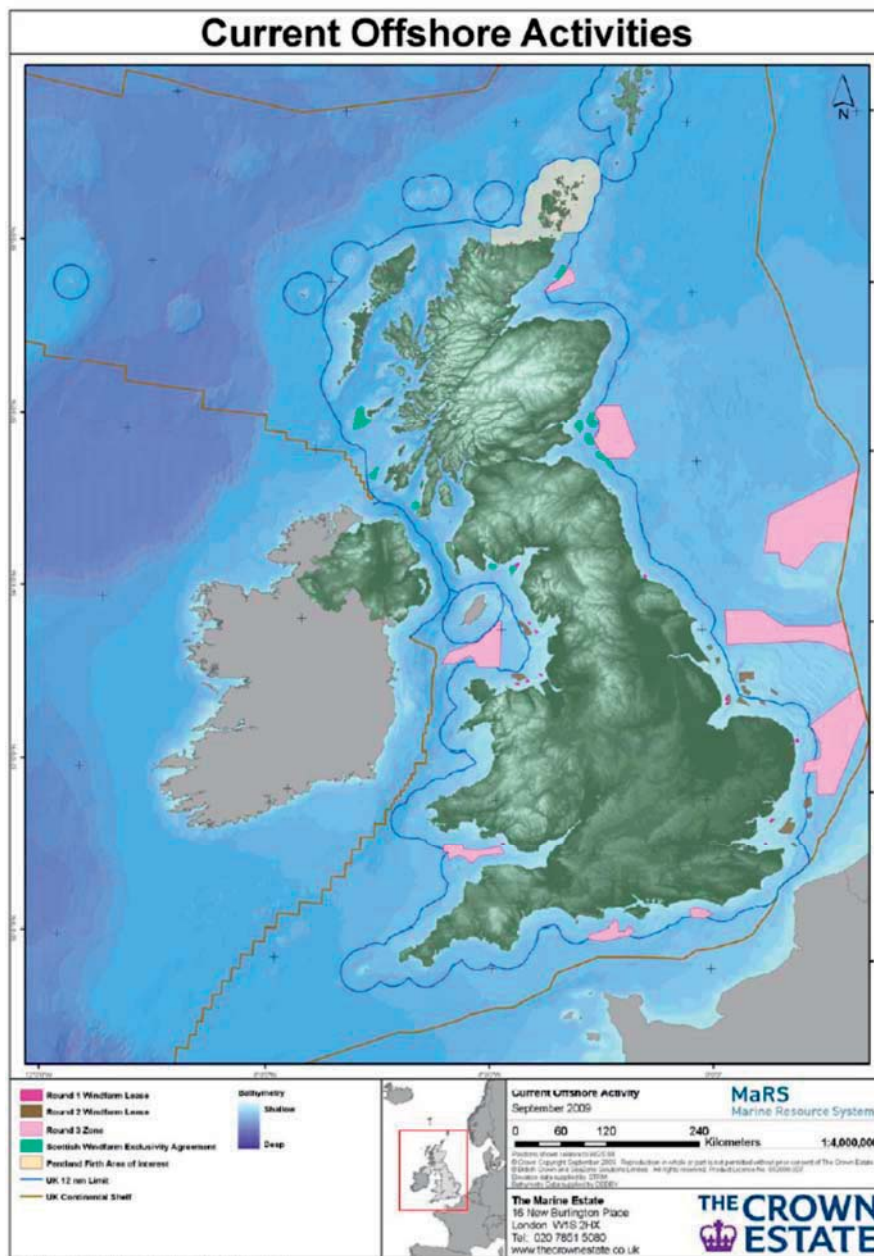


図 2.3.1-9 洋上風力発電の公募海域 (Langston, 2010)

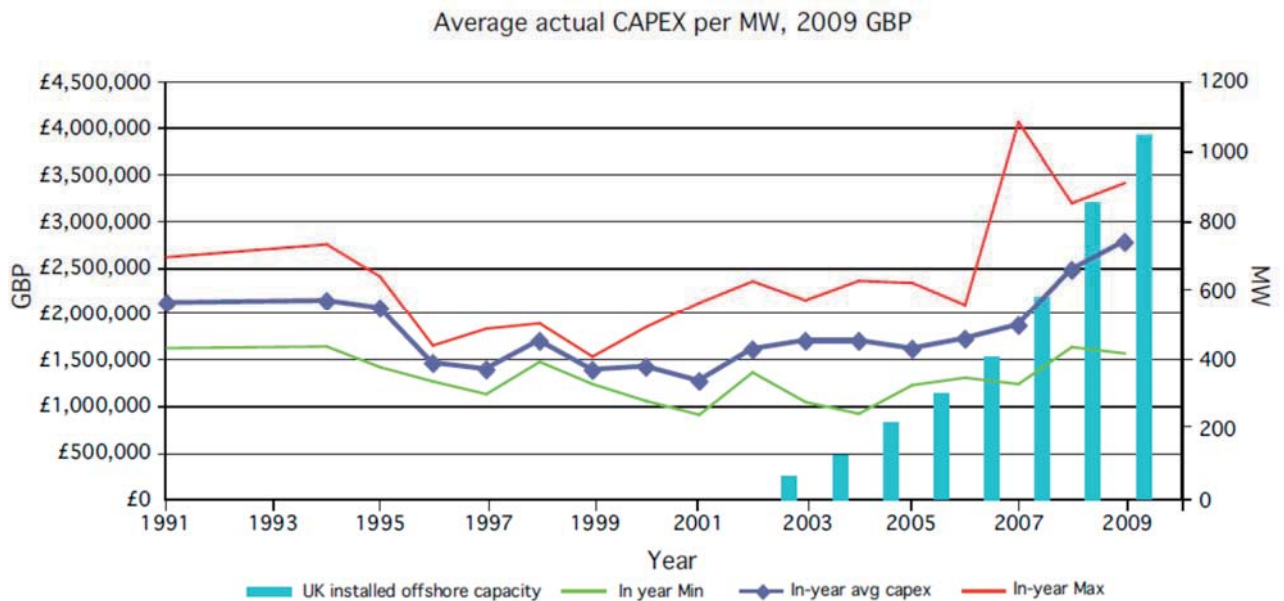
Round1（平均施設規模：100MW）の入札は、2000年に公表され、現在では大半のプロジェクトの設置が完了している。Round2（平均施設規模：400MW）は、2008年～2014年頃までに建設予定のもので、現在、運開しているプロジェクトは僅かで建設中または建設準備段階である。また、Round3（平均施設規模：1000MW）は、2014年以降に建設が始まる予定のもので、現在、申請前段階にある。

表 2.3.1-2 イギリスの洋上風力発電の入札別導入状況

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

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

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



(UK Energy Research Center,2010)

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

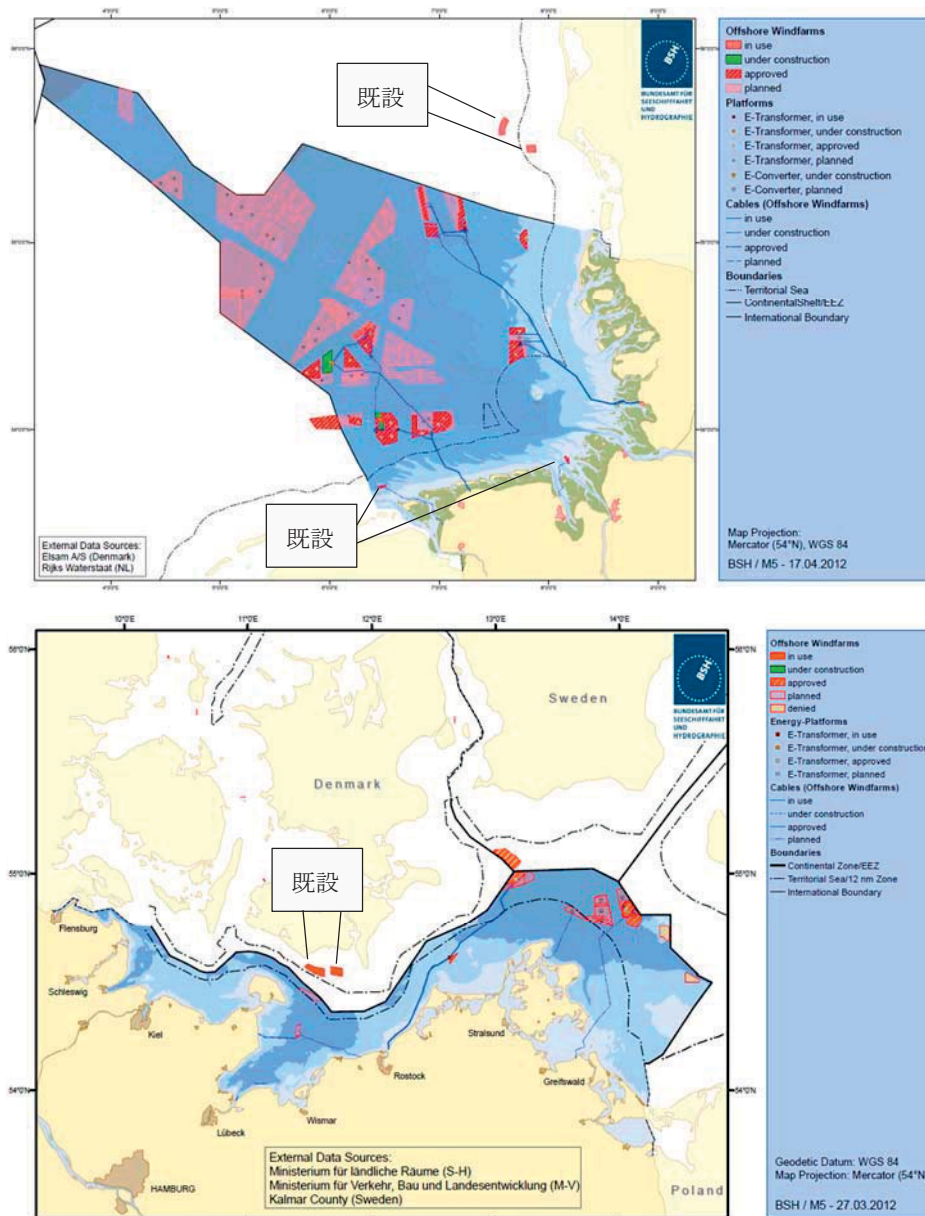
これによりエネルギー・気候変動省は、£ 100/MWh (17 円/kWh) の目標を達成するために、「技術革新の加速」と「サプライチェーンを構築し、供給のボトルネックを解消するとともに競争の推進」を掲げて取り組んでいる。

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

2) ドイツ

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

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



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

(上図：北海、下図：バルチック海)

図 2.3.1-11 ドイツにおける洋上風力発電プロジェクトの配置図

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

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

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

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

【豆知識 2.3.1-1】

●ドイツのFIT制度による洋上風力発電の買取価格

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

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

《運転開始が2012-2017年のケース》

初期タリフ:通常モデル 15c€/kWh（20.3円/kWh）

早期回収モデル 19c€/kWh（25.7円/kWh）

基本タリフ:3.5c€/kWh（4.7円/kWh）

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

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

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

注：設備容量のレンジは3MW風車または5MW風車が承認されたケース

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

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

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

3) 中国

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

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

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

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

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

出典) 渡辺・萬木(2011)を改変

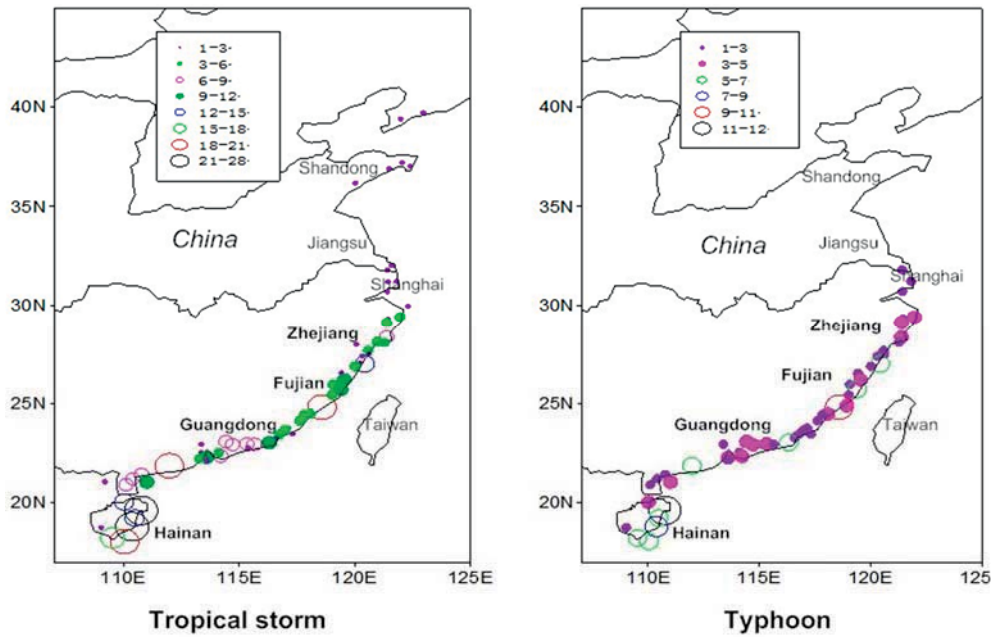


図 2.3.1-12 中国における熱帯低気圧と台風の通過頻度 (1961-2008) (BTM Consult, 2012)

【豆知識 2.3.1-2】

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

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

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

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

Dafeng (200MW):0.6396 元/kWh (2010 年)

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

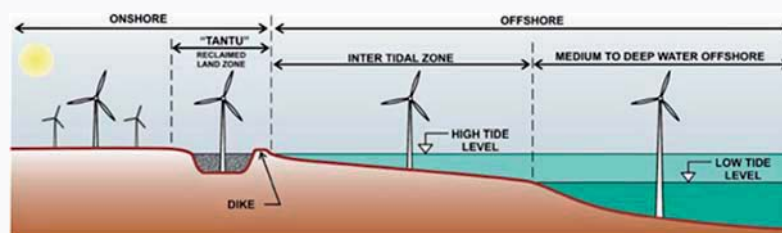
- ・沖合ゾーンの買取価格は約 0.7 元/kWh～約 1.0 元/kWh (約 11.4 円/kWh～約 16.4 円/kWh)

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

Binhai (300MW):0.737 元/kWh (2010 年)

Sheyang (300MW):0.705 元/kWh (2010 年)

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



出典:BTM Consult (2012)

4) アメリカ

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

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

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

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

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

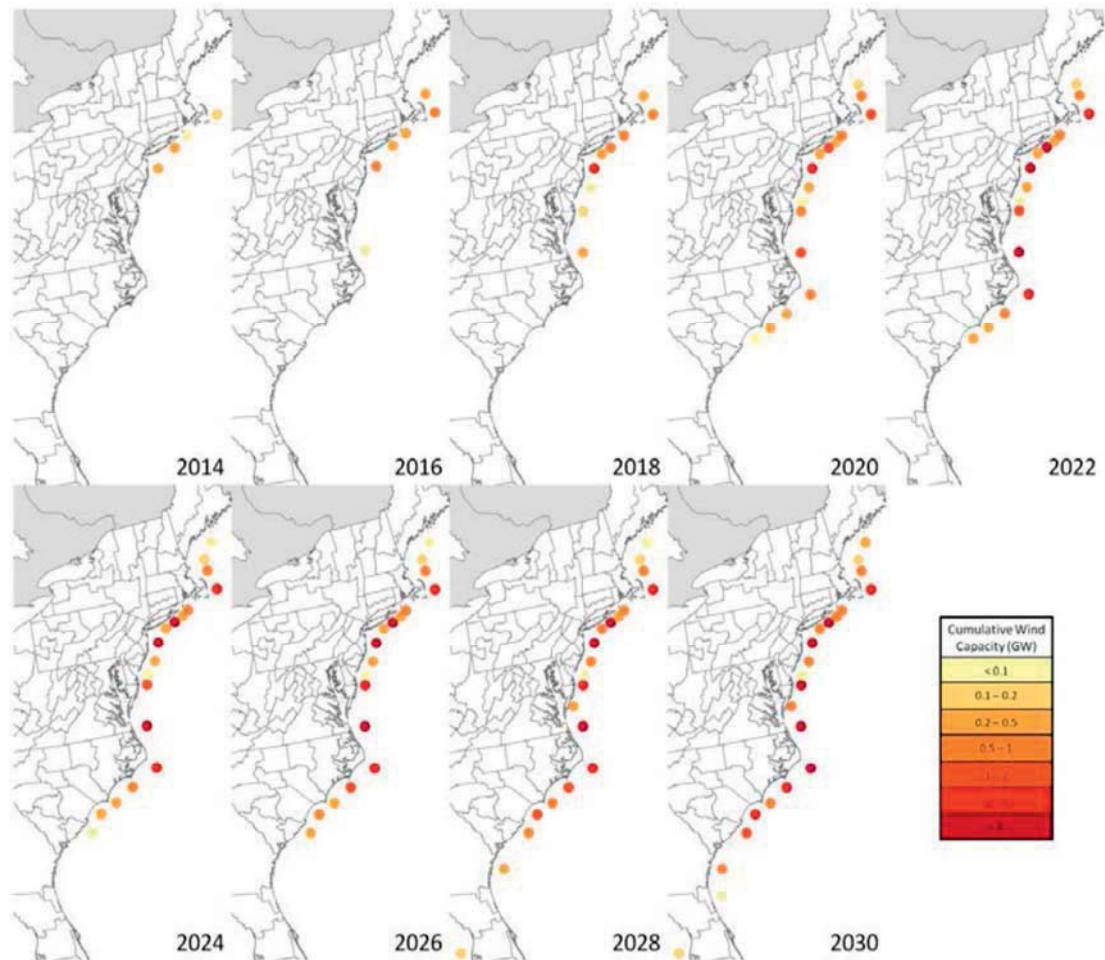


図 2.3.1-13 アメリカ東海岸における洋上風力発電の開発計画 (Burger, 2014)

【豆知識 2.3.1-3】

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

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

2.3.2 日本の洋上風力発電

(1) 導入量の現状

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

表 2.3.2-1 我が国の風車メーカーと生産機種(中型機以上)

メーカー	三菱重工業			日本製鋼所						東芝 (ユニオン)	勝井ハルテック				
	型式	V164-8.0MW*1	MWT92/2.4	MWT-1000A (生産中止)	J100-3.0	J70-2.0	J82-2.0	HWT6.0-126	HWT2.0-80			U93	KWT300		
定格出力(MW)	8	2.4	1	3	2	2	5	2	2	0.3					
発電方式	同期(永久磁石)	誘導(二次巻線型)	誘導(かご型)	同期(永久磁石)	同期(永久磁石)	同期(永久磁石)	ギアボックス+同期(永久磁石)	誘導(二次巻線型)	同期(永久磁石)	誘導(かご型)					
制動方式	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ					
ロータ直径(m)	164.0	92.0	61.4	103.4	70.7	83.3	126.0	80.0	93.0	33.0					
ブレード全長(m)	80.0	44.7	29.5	50.0	40.0	40.0	62.0	39.0	45.0	15.9					
ハブ高さ(m)	138*2	70	76	68	80	70	80	66	70	80	90	60	80	88	41.5

注) 黄色の彩色：現在、実証試験中
茶色の彩色：洋上風力発電実証研究で使用されている風車
*1: NHI-VESTAS OFFSHORE WIND社 *2: aster11d実証機の例

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

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

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

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

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

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

【豆知識 2.3.2-1a】

●港湾における洋上風力発電に係る国土交通省港湾局の動向

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

【目的】

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

【マニュアルの対象】

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

【主な内容】

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

【豆知識 2.3.2-1b】

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

【目的】

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

【検討体制】

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

【主な内容】

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

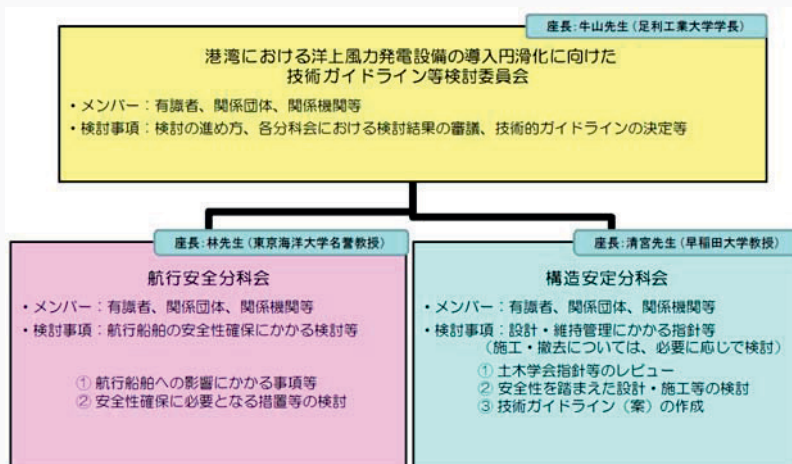




図 2.3.2-1 風海鳥(上左図)

北海道瀬棚港 (1.2MW;600kW×2 基) (瀬棚町 HP)

図 2.3.2-2 サミットウインドパワー酒田発電所(上中図)

山形県酒田港 (10MW;2000kW×5 基) (酒田港 HP)

図 2.3.2-3 ウィンド・パワーかみす第1 洋上風力発電所(上右図)

茨城県鹿島港 (14MW;2000kW×7 基)

図 2.3.2-4 ウィンド・パワーかみす第2 洋上風力発電所(下図)

茨城県鹿島港 (16MW;2000kW×8 基)

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

表 2.3.2-3 NEDO 洋上風力発電実証研究の基本情報(銚子沖)

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

注) センサの基数は設置基数を表す。



図 2.3.2-5 着床式洋上風力発電実証研究施設(銚子沖)

表 2.3.2-4 NEDO 洋上風力発電実証研究の基本情報(北九州市沖)

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

注) センサの基数は設置基数を表す。



図 2.3.2-6 着床式洋上風力発電実証研究施設(北九州市沖)

(2) 今後の展開

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

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

表 2.3.2-5 我が国における主要な洋上風力発電施設計画の一覧

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

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

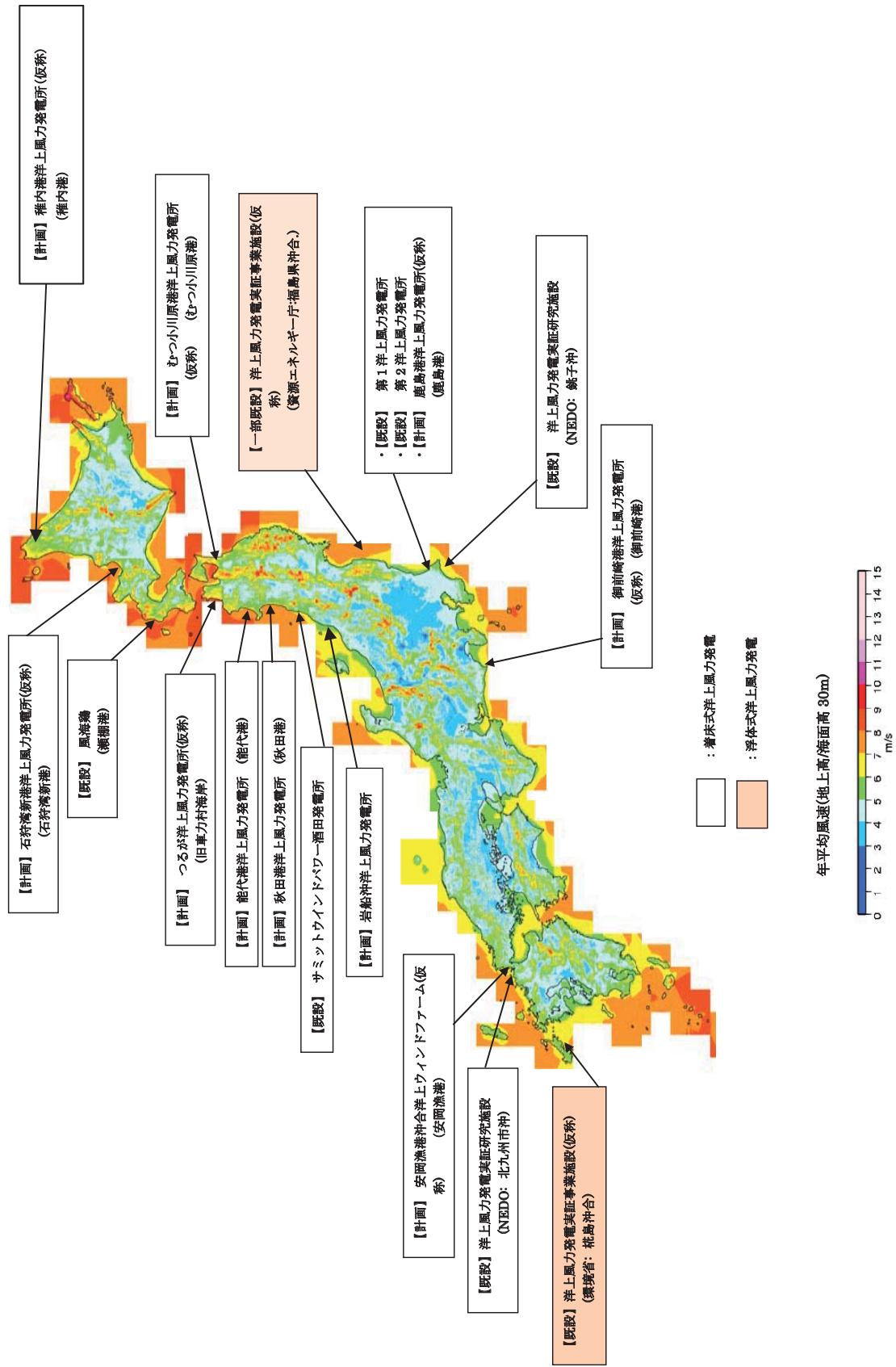


図 2.3.2-7 着床式と浮体式洋上風力発電施設の配置図(既設と計画)

【豆知識 2.3.2-2】

●日本の企業による海外の洋上風力発電への取組み

①洋上風力発電事業

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

②洋上風力発電の建設事業

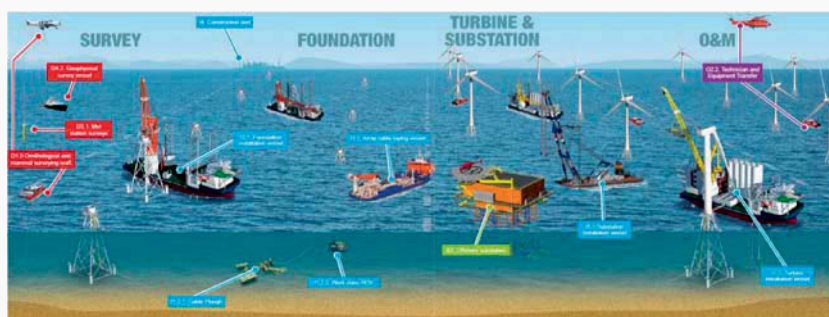
- ✓丸紅は、洋上風力発電所の設計・建設に関して 2014年にプラント大手の Technip 社(フランス)と提携し、洋上風力発電所の建設事業に参入する(アイルランドの風力発電開発会社がイギリス北部沖の洋上風力発電所の設計・建設の独占交渉権を取得)。

③洋上風力発電施設の運搬・設置事業

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

④海底送電事業

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



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

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

2.3.3 洋上風力発電の導入に係る課題

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

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

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

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

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

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

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

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

(1) コストの低減

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

どれいくつかの構成要素から成っている(表 2.3.3-1)。

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

表 2.3.3-1 事業の構成要素

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

1) 建設費の検討

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

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

表 2.3.3-2 洋上風力発電に係る事業費の一覧

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

注) 経済産業省 省エネルギー・新エネルギー部 (2014) より作成

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

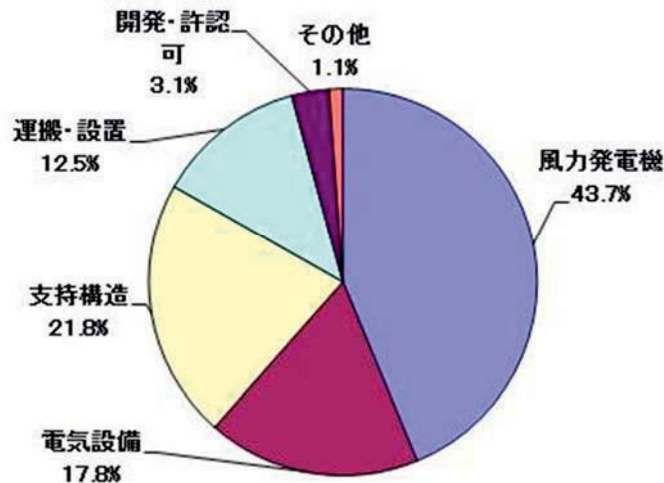


図 2.3.3-1 着床式洋上風力発電施設の建設費の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

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

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

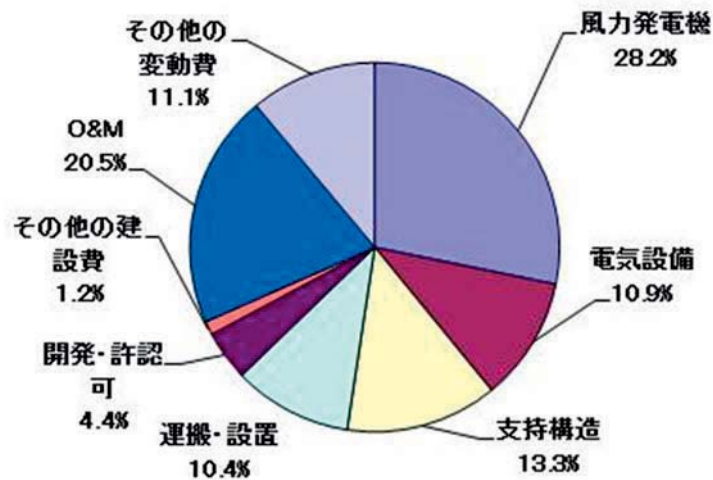


図 2.3.3-2 着床式洋上風力発電施設の発電原価の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

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

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

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

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

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

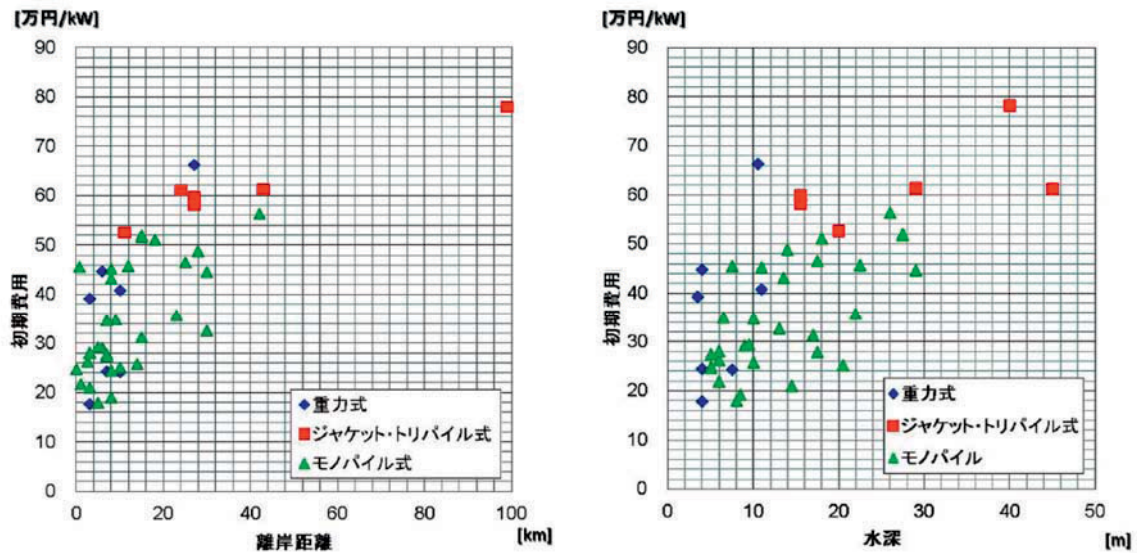


図 2.3.3-3 ヨーロッパにおける洋上風力の初期費用と離岸距離及び水深の関係 (NEDO 編, 2014)

2) 運転保守費の検討

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

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

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

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

3) まとめ

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

【豆知識 2.3.3-1】

●日本における洋上風力発電のコスト増の要因

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

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

●日本の洋上風力発電の調達価格 (FIT)

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

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

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

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

(2) 環境影響評価の確立

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

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

表 2.3.3-4 環境影響評価に係る参考項目の一覧

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

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

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

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

表 2.3.3-5 洋上風力発電の環境影響評価に係る国別参考項目の比較表

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

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

出典 【洋上風力発電の参考項目】

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

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

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

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

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

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

【豆知識 2.3.3-2a】

●イギリスにおける洋上風力開発と漁業対策(奈良(2012)より作成)

洋上風力開発に係る漁業補償のあり方に関するガイドライン(案)が策定された。

✓イギリスの漁業の実態

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

✓洋上風力が漁業に与える影響

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

✓漁業対策費用

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

✓漁業対策(影響緩和措置)

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

影響緩和措置の具体例

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

【豆知識 2.3.3-2b】

●フランスの漁業者に対する取組み

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

2.4 参考文献

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

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

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

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