

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

3.1 技術を取りまく現状

3.1.1 技術の俯瞰

(1) 技術の俯瞰¹

近年、風力発電は単機出力の大型化、および発電所（ウィンドファーム）規模の大規模化が進んでいる。ウィンドファームの例として、宗谷岬ウィンドファームの外観を図表 3.1 に示す。

図表 3.1 宗谷岬ウィンドファーム



出典：NEDO ホームページ (<http://www.nedo.go.jp/nedohokkaido/kitanodaichi/jirei/wi02.html>)

1) 定格出力による風力発電機の分類

NEDO「風力発電導入ガイドブック（2008年2月改訂第9版）」では、図表 3.2 に示すような定格出力別の呼称が挙げられている。本白書ではこの図表 3.2 に示す定義を用いることとし、主に中型風車、大型風車について取り上げる。

図表 3.2 定格出力からみた風車の分類基準

分類		定格出力
マイクロ風車		1kW 未満
小型風車		1kW ～ 50kW 未満
中型風車	I	50kW ～ 500kW 未満
	II	500kW ～ 1,000kW 未満
大型風車		1,000kW 以上

注) 風車の分類は便宜的²にわけたものである。

出典：「風力発電導入ガイドブック 2008」（2008, NEDO）

¹ 本節は「風力発電導入ガイドブック」（2008, NEDO）をもとに取りまとめている。

² 【電気事業法】電気主任技術者の選任：1,000kW 以上は義務、20kW 以上 1,000kW 未満は外部委託承認申請も可、20kW 未満は不要。工事計画の届出・使用前安全管理審査の受審：500kW 以上は義務、500kW 未満は不要。
【JIS/IEC】小型風車は IEC 61400-2 第 2 版（2006）において「ローター受風面積が 200m² 未満、交流 1,000V 未満または直流 1,500V 未満」（水平軸風車ではローター直径が 16m [約 50kW 相当] 未満）と定義され、また 2m² 未満（約 1kW 未満）の風車はマイクロ風車と定義されている。

2) 風車の形式

風車の形式は、回転軸の方向によって「水平軸」と「垂直軸」に大きく分けられる。また更に作動原理によって、翼の揚力を利用して高速回転を得る「揚力形」と、風が押す力で低速回転する「抗力形」に分けられる。中型・大型風車は、水平軸風車の3枚翼プロペラ式(図表 3.3)が主流である。

図表 3.3 プロペラ式風車(商用機)の例



2.4MW 機

出典：三菱重工業ホームページ

(http://www.mhi.co.jp/products/detail/wind_mwt92.html)



3.0MW 機

出典：Vestas ホームページ

(<http://www.vestas.com/da/vindm%C3%B8lepark.aspx>)

プロペラ式には、アップウィンド方式とダウンウィンド方式がある。アップウィンド方式は、ロータの回転面が風上側に位置しており、タワーによる風の乱れの影響を受けにくいいため、大型の風車において主流となっている。一方、ダウンウィンド方式は、回転面が風下側に位置するためプロペラを風向きに合わせるヨー駆動装置が不要であり、小型風車への適用例が多いが、大型機でのダウンウィンド方式の風車も近年開発されている³。

垂直軸風車については、回転軸が風向きに対して垂直であり、風向きに対する依存性がない。また、発電機等の重量物を地上に設置できることや、ブレードの製造がプロペラ式と比較して容易であるなどの利点がある。一方、自己起動時に大きなトルク⁴が必要となる、回転数制御が難しい、水平軸風車と比較して効率が劣るため装置が大型化する傾向がある等の短所がある。

3) システム構成

風力発電は、風の運動エネルギーを風車(風力タービン)により回転エネルギーに変え、その回転を直接、または増速機を経た後に発電機に伝送し、電気エネルギーへ変換する発電システムである。

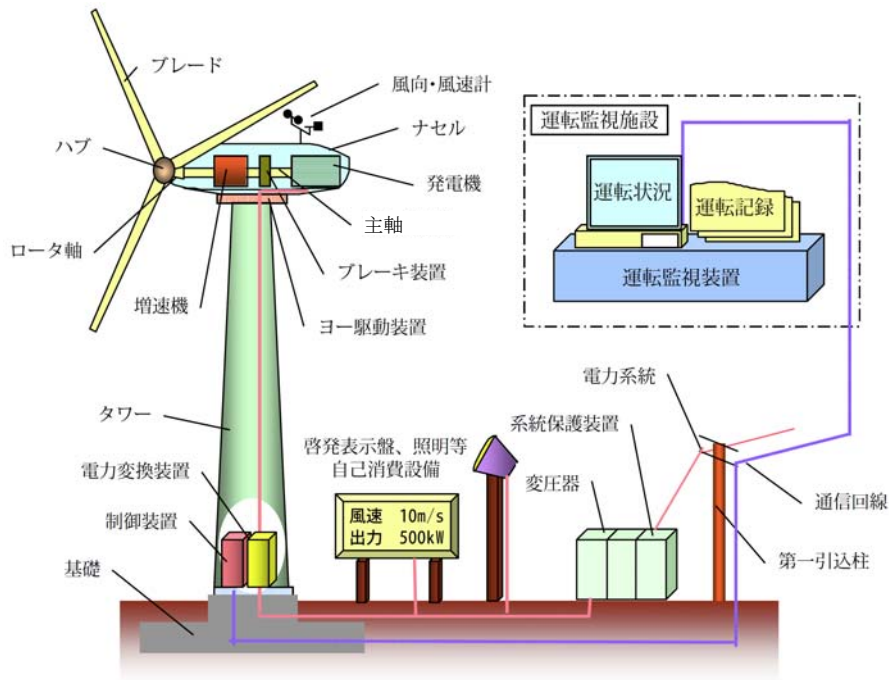
代表的なプロペラ式風力発電システム構成を図表 3.4 に示す。風力発電は、基礎工事が行われた上にタワーが設置され、タワー上にナセルとブレードが組上げられている。ナセルの中に

³ 富士重工業(株)製の SUBARU80/20 (2.0MW 機) はヨー制御付のダウンウィンド方式の風車である。

⁴ 固定された回転軸を中心に働く回転軸の回りの力のモーメント(力の大きさと回転軸からの距離の積)。

は、増速機や発電機、ブレーキ装置、ロータ軸、主軸が格納されており、ブレードはハブによってロータ軸に連結されている。

図表 3.4 プロペラ式風力発電システムの構成例



構成要素		概要
ロータ系	ブレード	回転羽根、翼
	ロータ軸	ブレードの回転軸
	ハブ	ブレードの付け根をロータ軸に連結する部分
伝達系	主軸	ロータの回転を発電機に伝達する
	増速機	ロータの回転数を発電機に必要な回転数に増速する歯車（ギア）装置（増速機のない直結ドライブもある）
電気系	発電機	回転エネルギーを電気エネルギーに変換する
	電力変換装置	直流、交流を変換する装置（インバータ、コンバータ）
	変圧器	系統からの電気、系統への電気の電圧を変換する装置
	系統連系保護装置	風力発電システムの異常、系統事故時等に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ保護装置
運転・制御系	出力制御	風車出力を制御するピッチ制御あるいはストール制御
	ヨー制御	ロータの向きを風向に追従させる
	ブレーキ装置	台風時、点検時等にロータを停止させる
	風向・風速計	出力制御、ヨー制御に使用されナセル上に設置される
	運転監視装置	風車の運転/停止・監視・記録を行う
支持・構造系	ナセル	伝達軸、増速機、発電機等を収納する部分
	タワー	ロータ、ナセルを支える部分
	基礎	タワーを支える基礎部分

出典：「風力発電導入ガイドブック 2008」（2008, NEDO）

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

ブレードは1枚～複数枚の例があるが、一般に方位制御時に振動が起きにくく安定性が良いことから3枚ブレードが現在の主流になっている。ロータの回転数は毎分数十回転程度であり、風力発電で広く用いられている誘導発電機の回転数は一般に毎分1,500回転（50Hz用）または1,800回転（60Hz用）であるため、歯車（ギア）を用いて増速させる。一方、同期発電機の場合は増速機のない直結駆動が多い。

風は、風向や風速が絶えず変動するため、その風をエネルギー源とする風力発電機が安定した発電出力を得にくいことや、エネルギー密度が小さいことから、風力発電システム（アップウィンド方式）には、常に羽根の回転面を風の方向に向けるためのヨー駆動装置や出力を制御するブレーキ装置の機能等が備わっており、より多くの安定した出力が得られるよう工夫がなされている。また、低風速でも効率のよい発電が可能となるよう発電機の極数を変えたり、大小2つの発電機を備えて風速に合わせて発電機を切替えたり、幅広い風速領域で効率良く発電が行える風力発電システムも存在する。

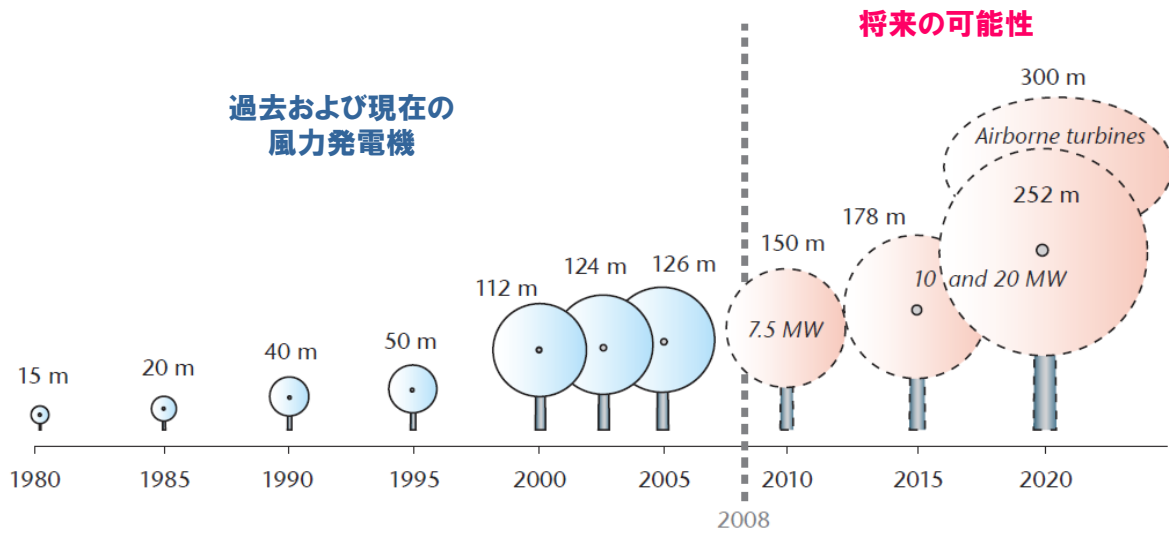
4) システムサイズ

一般に、風は地上から上空に向かうほど強くなるため、風車の高さ（ハブ高さ）はできるだけ高くした方が取得エネルギーは増大し、発電量は増加する。また風車の取得エネルギーは風車の羽根（ブレード）の回転面の受風面積に比例するため、ブレードを長く（風車ロータ直径を大きく）することでも取得エネルギーは増大する。現在、多く用いられているプロペラ式風車の大きさは、定格出力が600kWの場合、タワーの高さは40～50m、羽根の直径は45～50mで、1,000kWから2,000kWの場合、タワーの高さは60～80m、羽根の直径は60～90mが一般的である。

風力エネルギーをできる限り取得するためには、風力発電に適した風況が得られる場所に風車を設置することが重要であるが、風車の大型化によって1機あたりの発電出力が増大するとともに、風力発電の複数設置によってウィンドファーム全体の出力が増大し、発電コストを低減することができるため、近年ウィンドファームの大規模化が進む傾向にある。

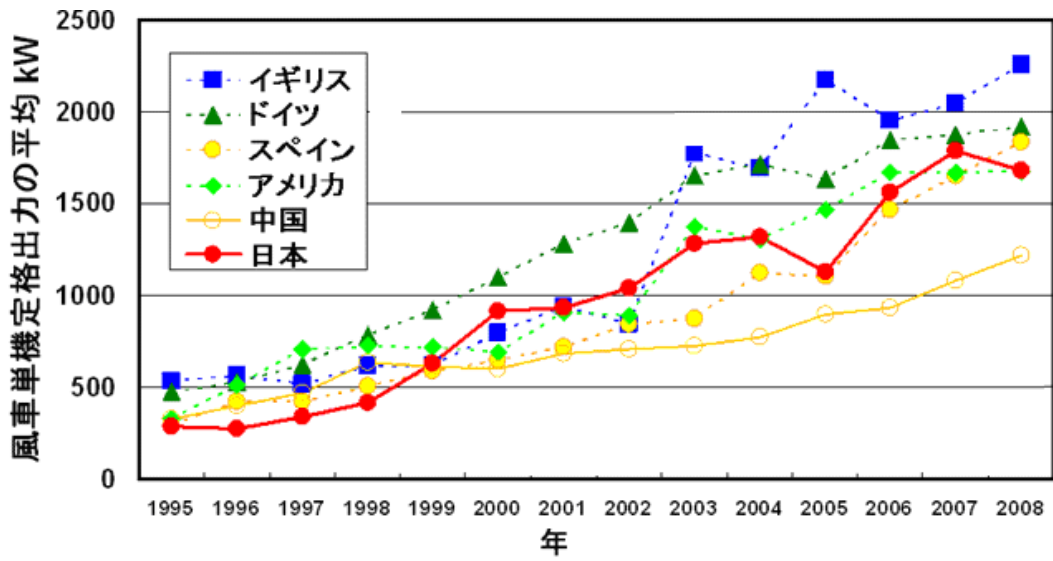
図表 3.5 に世界の風車の大型化の推移を、図表 3.6 に世界の風車の平均的サイズの推移を示す。2008年に導入された世界の風車の平均サイズは国によっても異なるが2,000kW前後にまで大型化してきている。なお、風車の大型化については、風車の重量がロータ直径の3乗に比例するのに対して、取得エネルギーはロータ直径の2乗に比例することから、風車に係るコストは直径の3/2乗に比例して増加する。つまり、出力2倍の風車を製造するには直径を1.4倍にする必要があるのに対して、コストは2.8倍になる。したがって、構成機器の比強度を向上させる、あるいは風車に働く空力荷重を低減させる等の技術的ブレークスルーが無ければ大型化はかえってマイナスとなる。また、山間地は機器設置の観点から大型風車に適さず、洋上風車も着床式であれば大型化も想定されるが、浮体式の場合には2～3MW程度が限界とされており、今後は各国の自然条件に応じたシステムサイズに分化していくものと推察される。

図表 3.5 世界の風車の大型化の推移



出典：“Technology Roadmap Wind energy”（2009, OECD/IEA）より作成

図表 3.6 世界の風車の平均サイズの推移

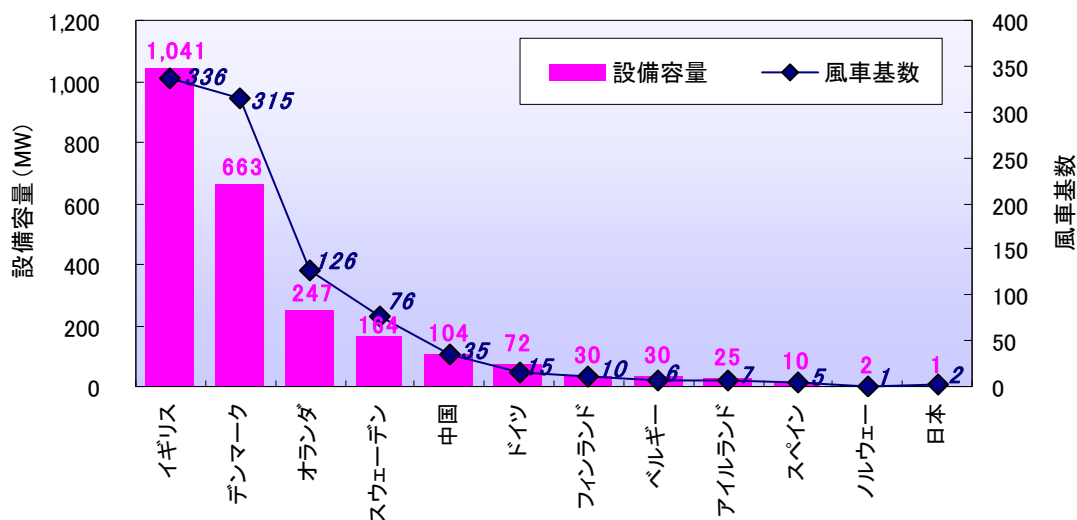


出典：三菱重工業ホームページ (http://www.mhi.co.jp/products/expand/wind_data_0204.html)

5) 洋上風力⁵

陸上における適地が減少していること、陸上と比較して洋上は風況が安定していることから、洋上風力発電システムが注目されており、欧州を中心に大規模な洋上風力発電プラントの建設が始まっている（図表 3.7）。

図表 3.7 国別洋上風力発電導入基数・設備容量（2010/6/20 現在）



出典：Wind Service Holland(<http://home.kpn.nl/windsh/wsh.html>)より作成

洋上風力は、海底に直接基礎を設置する着床式と、浮体を基礎として係留等で固定する浮体式に分類される。欧州で導入されている洋上風力発電システムは、ほとんどが 20m 以下の浅海域に設置されている着床式である。基礎構造は、海底に 1 本の杭を打ち込むモノパイル式や、コンクリートのケーソンを基礎とする重力式が主に用いられている。これらの方式は、水深 30m までの海域が設置の目安となるが、それより深くなると、深さに応じてコスト高となることに加え、広く採用されているモノパイル式の場合には、強度の維持が取り難くなり、施工自体も難しくなる。代わりにトライポッドと呼ばれる三脚式、或いは格子梁（ジャケット）などが有利な基礎構造となる。例として、スコットランド近くの北海にあるベアトリスウィンドファーム実証プロジェクトでは、水深 45m において 2 基の 5MW 風車がジャケット構造物の上に設置されている。しかし、水深が 60m 程度にまで達すると、浮体式の支持構造の方がより経済的となる。洋上風力発電の支持構造と水深の関係を図表 3.8 に示す。

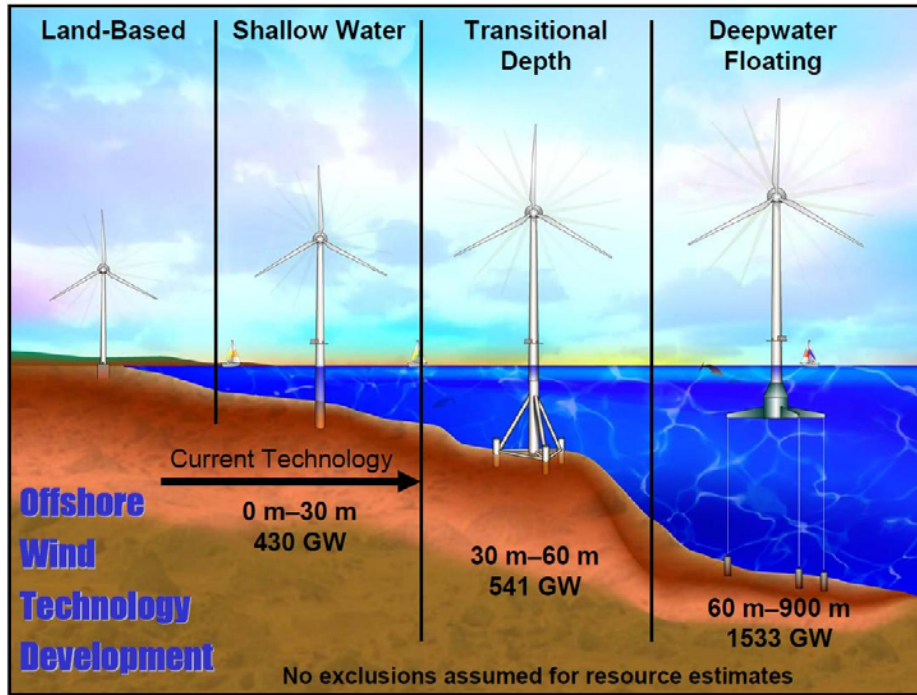
浮体式は、係留システムやタンク、バラストによって様々な支持構造が考えられる。図表 3.9 に以下の 3 つの代表的な浮体支持構造を示す。

- 円柱浮標（spar-buoy）型：バラストを使用して浮力の中心よりも重心を低くすることにより安定化を図る。
- 張力脚（tension leg platform ; TLP）型：タンク中の余剰な浮力によりもたらされる係留ケーブルの張力を利用して安定させる。

⁵ “Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine” Technical Report NREL/TP-500-41958, 2007 をもとに取りまとめ。

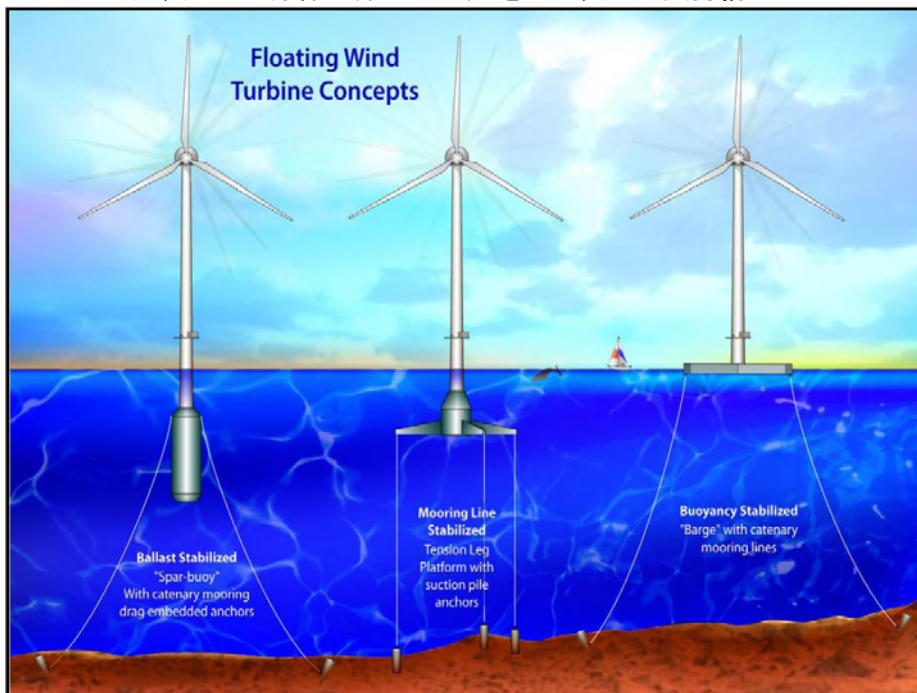
- はしけ (barge) 型：はしけをカタナリー⁶ケーブルで係留し、水面との接触により安定化を図る。

図表 3.8 洋上風力発電の形態と水深の関係



出典：“Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine” (2007、NREL)

図表 3.9 浮体式洋上風力発電の代表的な支持構造



出典：“Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine” (2007、NREL)

⁶ 懸垂線。ロープの両端を持って垂らした時にできる曲線のこと。

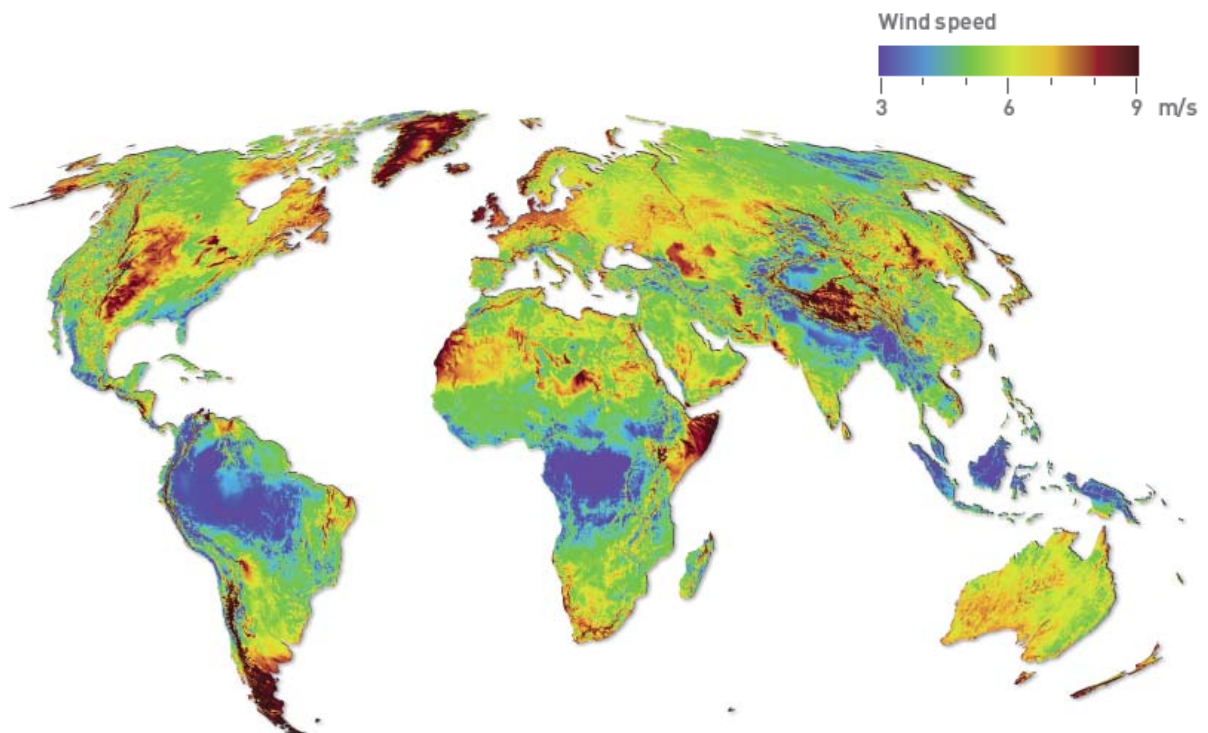
3.1.2 ポテンシャル

(1) 世界

風力エネルギーは風速の3乗に比例して増大する。そのため、経済性の向上には風況の良い場所の選定が必須であり、その目安は年間平均風速 7m/s ⁷以上とされている。世界の陸上の年間平均風速の分布図を図表 3.10 に示す。特に米国中央部や中国西部、英国、アルゼンチン南部等が風況に恵まれている。

洋上では陸上よりも一般に良い風況が得られる。世界の洋上の年間平均風力エネルギー密度の分布図を図表 3.11 に示す。北半球冬期は、特に米国東岸や英国・ノルウェー沖の北海、日本沖等の風況が良い。また、豪州沿岸、南アフリカ、アルゼンチン南部等は1年を通して風況に恵まれている。

図表 3.10 世界の年間平均風速分布（陸上）



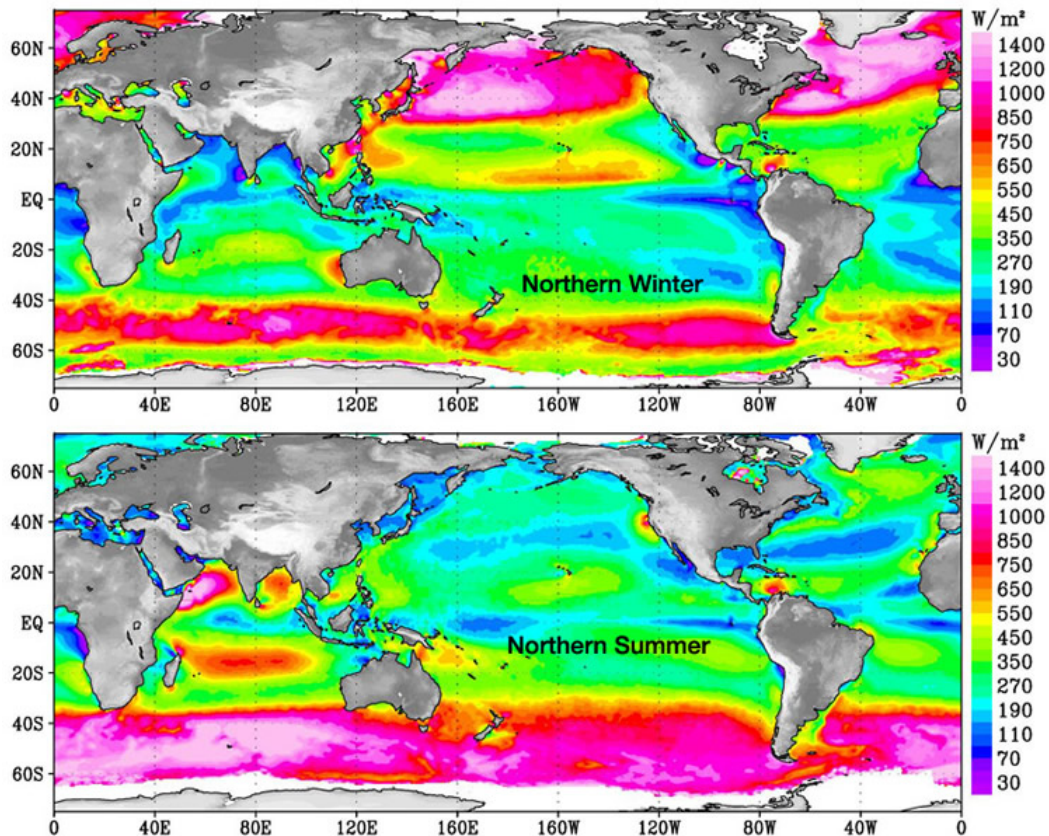
Copyright © 2010 3TIER Inc. All Rights Reserved.

※地上 80m の年間平均風速

出典：3TIER ホームページ (<http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>)

⁷ ハブ高さ 80m の場合。“Renewable Energy Essentials: Wind” (2008, IEA) より。

図表 3.11 世界の年間平均風力エネルギー密度分布（洋上）
（上：北半球冬期 下：北半球夏期）



※海上風（高度 10m）の平均風力エネルギー密度

出典：NASA ホームページ (<http://www.nasa.gov/home/index.html>)

欧州における風力発電の導入可能量について、欧州環境庁（EEA⁸）は図表 3.12 のように試算している。風力発電の経済性を考慮した、最も制約条件の厳しいシナリオにおいても、陸上と洋上含めて、2030 年時点で 30,400TWh が導入可能と試算しており、これは同時点の欧州の電力需要の約 7 倍に相当する量と推算される。

米国においては、図表 3.13 のように陸上域で 7,834GW の風力発電が導入可能であり、かつ 8.5 セント/kWh（約 9 円/kWh）以下の発電コストで実現できると試算されている⁹。これは 2007 年時点の米国全体の発電容量（1,039GW¹⁰）の約 7.5 倍に相当する大きさに相当し、一定の競争力を持った価格帯におけるポテンシャルの大きさが確認されている。洋上風力発電については、陸上と比較して発電コストが高くなるが、浅水域において 10～13 セント/kWh（約 10～13 円/kWh）程度の発電コストで 1,261GW、深水域においては 13～17 セント/kWh（約 13～17 円/kWh）程度のコストで 3,177GW が導入可能と試算されている。

豊富な風力エネルギーをいかに活用するかが、世界のエネルギー問題解決に向けた重要課題の一つとなっている。

⁸ European Environment Agency

⁹ “20 PERCENT WIND ENERGY PENETRATION IN THE UNITED STATES” (2007, Black & Veatch)

¹⁰ “World Energy Outlook 2009” (IEA)

図表 3.12 欧州における風力発電導入可能量

シナリオ	導入可能量		需要比
最大限導入するシナリオ (Technical potential)	2020 年	70,000TWh (陸上 : 45,000 TWh、洋上 : 25,000 TWh)	17~20 倍
	2030 年	75,000TWh (陸上 : 45,000 TWh、洋上 : 30,000 TWh)	17~18 倍
環境的・社会的制約条件を 考慮したシナリオ (Constrained potential)	2020 年	41,800TWh (陸上 : 39,000 TWh、洋上 : 2,800 TWh)	10~12 倍
	2030 年	42,500TWh (陸上 : 39,000 TWh、洋上 : 3,500 TWh)	10 倍
経済的競争力を考慮した シナリオ (Economically competitive potential)	2020 年	12,200TWh (陸上 : 9,600 TWh、洋上 : 2,600 TWh)	3 倍
	2030 年	30,400TWh (陸上 : 27,000 TWh、洋上 : 3,400 TWh)	7 倍

出典 : “Europe’s Onshore and Offshore Wind Energy Potential” (2009, EEA)

図表 3.13 米国における風力発電導入可能量

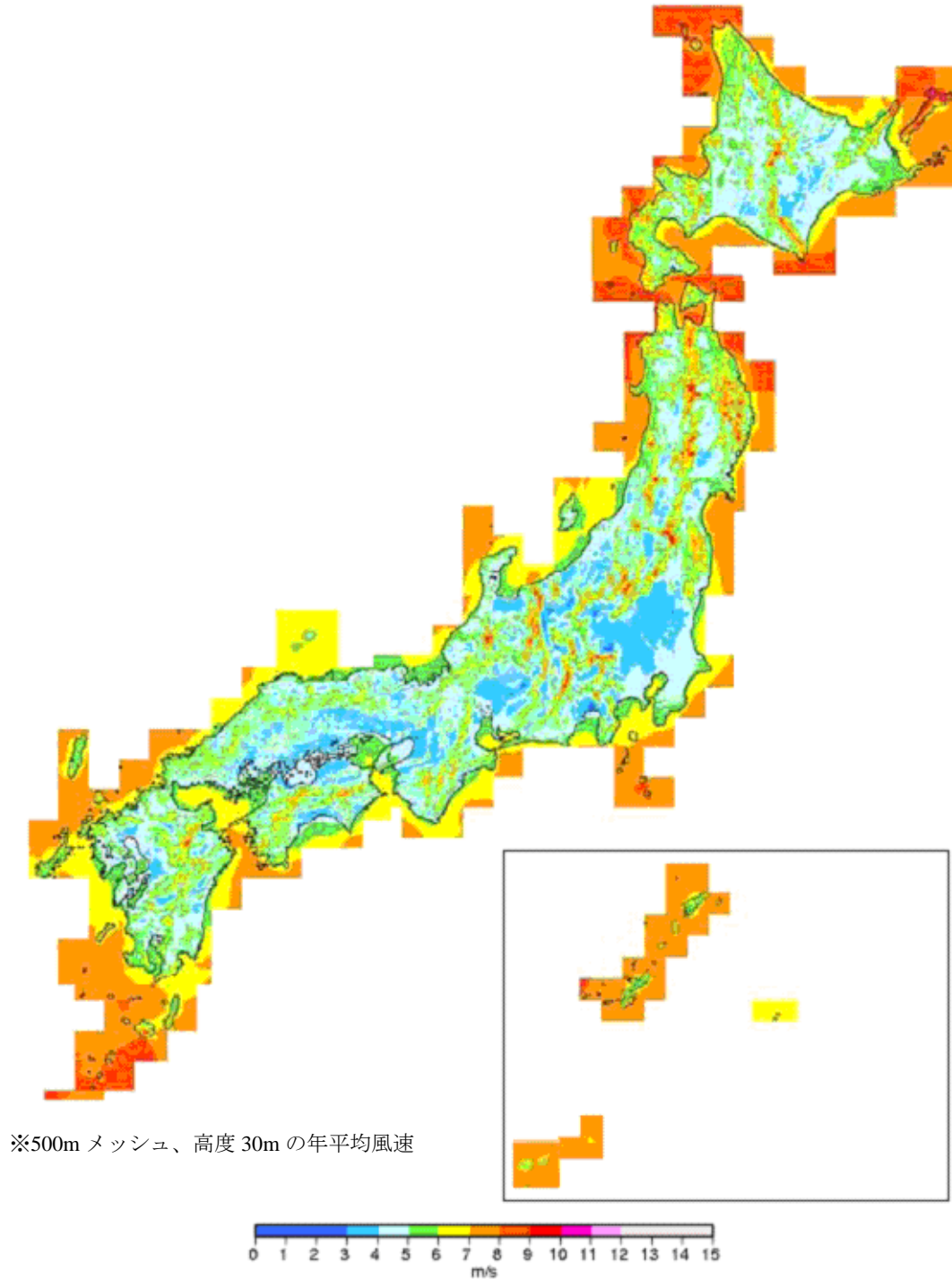
導入可能量		備考
陸上	7,834GW	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国全体の発電容量の約 7.5 倍 ● 発電コスト : 8.5 セント/kWh 以下
洋上 (浅水域)	1,261GW	● 発電コスト : 10~13 セント/kWh 程度
洋上 (深水域)	3,177GW	● 発電コスト : 13~17 セント/kWh 程度

出典 : “20 PERCENT WIND ENERGY PENETRATION IN THE UNITED STATES” (2007, Black & Veatch)

(2) 日本

日本の風況マップを図表 3.14 に示す。各国と比較して、陸上において 7m/s 以上の風況を得られる地域（下図のオレンジや赤い部分）は少ないが、北海道や北東北、九州などの沿岸部を中心に、洋上の風況に恵まれている。

図表 3.14 日本の局所風況マップ



出典：「風力発電導入ガイドブック 2008」（2008, NEDO）

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

日本における風力発電導入可能量については、環境省および日本風力発電協会（JWPA）が詳細な試算を行っている。試算にあたっては、図表 3.15 に示すような各種社会条件、風速条件を考慮している。環境省調査、JWPA 試算ともに、土地傾斜角や道路条件等についての条件を設けて建設にかかる技術的限界も勘案するとともに、風切り音等の風車音の影響も考慮して居住地から 500m 以上離れている場所と制限しており、両者の条件の主要な相違点は、風速条件である。

図表 3.16 に試算結果を示す。JWPA の試算したポテンシャルは 782,220MW であり、2008 年度における全発電設備容量の約 4 倍に相当する。一方、環境省調査によるポテンシャルは全発電設備容量の約 9 倍と大幅に超えている。しかしどちらの試算においても、賦存量には地域差が大きく、北海道、東北、九州地域におけるポテンシャルが大きい結果となっている（図表 3.17）。なお、（山岳部への）アクセス条件、送電線距離等については条件に加えていないことから、これらを設計条件に加えた場合には、自ずと試算結果は異なったものとなる。

図表 3.15 試算の前提条件（設置可能条件）

		日本風力発電協会試算	環境省調査
陸上	適地	風速 6.5m/s 以上(80m 高)、標高 1,000m 未満、最大傾斜角 20 度未満、幅員 3m 以上の道路からの距離 10km 未満	風速 5.5m/s 以上(80m 高)、標高 1,000m 未満、最大傾斜角 20 度未満、幅員 3m 以上の道路からの距離 10km 未満
	設置場所	自然公園（第 2 種特別地域、第 3 種特別地域、普通地域） 居住地からの距離 500m 以上 市街化区域以外 その他の農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜	自然公園（第 2 種特別地域、第 3 種特別地域、普通地域） 居住地からの距離 500m 以上 市街化区域以外 その他の農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜
洋上	適地	風速 7.5m/s 以上(80m 高)、離岸距離 30km 未満	風速 6.5m/s 以上(80m 高)、離岸距離 30km 未満
	設置場所	自然公園（普通地域） 着床式：水深 50m 未満 浮体式：水深 50m 以上 200m 未満	自然公園（普通地域） 着床式：水深 50m 未満 浮体式：水深 50m 以上 200m 未満
風力発電機出力への換算		10MW/km ²	10MW/km ²

出典：「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定（Ver.2.1）」（2010、日本風力発電協会）、「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（2010、環境省）

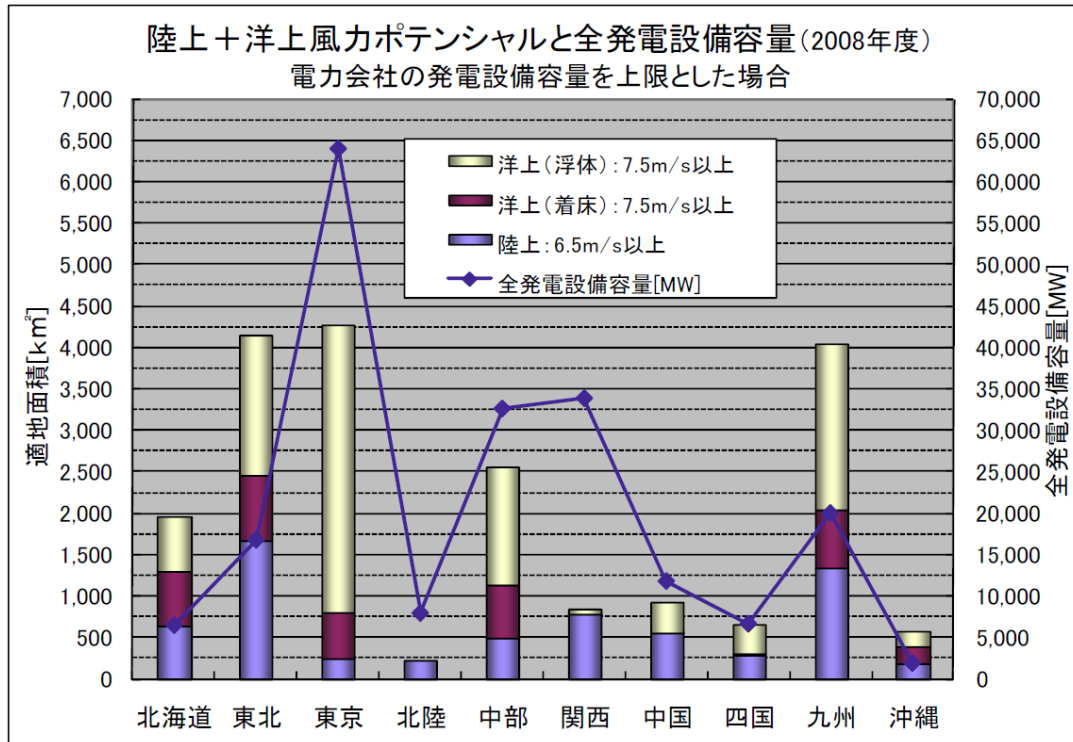
図表 3.16 ポテンシャルの試算結果

	日本風力発電協会試算	環境省調査
陸上	168,900MW*	300,000MW*
洋上（着床式）	93,830MW*	310,000MW*
洋上（浮体式）	519,490MW	1,300,000MW
合計	782,220MW	1,900,000MW

*既開発分（約 2,000MW）を含んでいる。

出典：「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定（Ver.2.1）」（2010、日本風力発電協会）、「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（2010、環境省）

図表 3.17 JWPA による地域別風力発電ポテンシャル



出典: 「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 (Ver.2.1)」

3.1.3 導入目標量例

欧州、米国、日本における再生可能エネルギーおよび風力発電の導入目標量例を図表 3.18 に示す。各国において、意欲的な導入目標が設定されている。

図表 3.18 欧米諸国における再生可能エネルギー・風力発電の導入目標量例

	導入目標 等	
	再生可能エネルギー全体	風力発電
EU	<ul style="list-style-type: none"> 2007年に、2020年までにEU全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を20%とする戦略を決定。 2009年の「再生可能エネルギー導入促進に関する欧州指令」で、上記目標達成のための国別目標値を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州再生可能エネルギー評議会は、左記指令の目標を達成するために必要な風力発電導入量を、2010年に176TWh、2020年には477TWhと試算。 欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）において、2020年までにEUの電力消費量の20%を風力発電でまかなう目標を設定。
米国	<ul style="list-style-type: none"> 多くの州で、電力部門における再生可能エネルギー利用義務制度（RPS）を策定。オバマ大統領は、2025年までに25%導入という連邦RPS制度を提案。 オバマ大統領は「New Energy for America」で再生可能エネルギー由来の電力量割合を、2012年に12%、2025年に25%とする目標を発表。 	（※導入見通し） <ul style="list-style-type: none"> 2030年までに米国の全電力需要の20%を風力エネルギーでまかなう技術的可能性を検討。2030年時点の風力発電の設置容量および発電電力量をそれぞれ304.8GW、1200TWhとするシナリオを提示。
日本	<ul style="list-style-type: none"> 「2030年のエネルギー需給展望」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2005）において、2010年の再生可能エネルギーの対一次エネルギー供給比を、3.0%に引き上げる目標を設置。 「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2009）において、2020年、2030年の新エネルギー導入見通しが示された。 	<ul style="list-style-type: none"> 「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（左記）の最大導入ケースにおいて、2020年および2030年の風力発電導入量を、それぞれ5.0GW、6.7GWと試算。 NEDOは、「風力発電ロードマップ検討結果報告書」（平成17年3月）において、2020年の導入目標を10GW、2030年を20GWと設定。 日本風力発電協会は、平成20年と22年に公表したロードマップにおいて、2020年に8～12GW、2030年に13～28GWという高い導入目標を提案している。
（参考） IEA ¹¹	<ul style="list-style-type: none"> 主要な低炭素技術の開発および普及を世界的規模で推進することを目的に、各技術について、2050年までの技術ロードマップを策定。 	（※導入見通し） <ul style="list-style-type: none"> 将来のエネルギー技術展望（Energy Technology Roadmap）のBlue Mapシナリオにおいて、2050年までの累積で2,000GW、年間発電量は5,200TWh（世界の発電電力量の12%）に達すると予測。

出典：“Technology Roadmap Wind energy”（2009, IEA）、Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020”（2008, EREC）、DSIRE ホームページ（<http://www.dsireusa.org/>）、“New Energy for America”（2009, Barack Obama and Joe Biden）、「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2009, 経済産業省）

¹¹ 国際エネルギー機関（International Energy Agency）

(1) 欧州

欧州における風力発電の導入目標量例を図表 3.19 に示す。

図表 3.19 欧州における導入目標量例

	2020 年	2030 年
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令	EU 全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20%に引き上げる。	—
Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020 (EREC)	477TWh ※上記指令を達成するために必要な風力発電量	—
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	EU の電力消費量の 20%を風力発電でまかなう。	

出典：Directive 2009/28/EC (2009, EC)、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)、SET-Plan Technology Roadmap (2009, EC)

2007 年 3 月、欧州理事会は、EU の地球温暖化対策として 2020 年までに、EU 全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を 20%に引き上げることで合意した。これを受けて、「再生可能電力推進に関する指令」¹²と「バイオ燃料促進に関する指令」¹³を修正、廃止する新たな指令である「再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令」が策定され、本指令において加盟各国に法的拘束力のある数値目標が設定された（図表 3.20）。

欧州再生可能エネルギー評議会（European Renewable Energy Council : EREC）は、この目標を達成するために必要な再生可能エネルギーの種類毎の寄与度（発電量）を試算しており、2020 年には 477TWh が風力発電によって供給されると予測している（図表 3.21）。これは 2020 年時点の欧州の電力需要予測（3,914TWh¹⁴）の約 12%に相当する。

また、低炭素化社会実現に向けた技術開発戦略である「欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)」¹⁵において、2020 年までに EU の電力消費量の 20%を風力発電でまかなう目標が掲げられている。

¹² EU の全電力供給量に占める再生可能電力の割合を 2010 年までに EU 全体で 21% にするという目標を掲げ、加盟各国に目標（法的拘束力なし）を設定した指令。（Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market）

¹³ 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75%をバイオ燃料で代替する目標（法的拘束力なし）を設定した指令。（Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels and other renewable fuels for transport）

¹⁴ “World Energy Outlook 2009”（IEA）

¹⁵ 低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略。欧州産業イニシアティブ（European Industrial Initiatives : EII）として、低炭素化に資する 6 つの有望技術（風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂）に関するイニシアティブが設置されている。2009 年 7 月にはそれぞれの技術について技術ロードマップが提示され、2010 年 3 月に欧州理事会により承認された。

図表 3.20 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令における
EU加盟国の2020年目標値

	最終エネルギー消費量に占める 再生可能エネルギーの割合[%]			EU指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES”（2008, BMU）、Directive 2009/28/EC

図表 3.21 目標達成に必要なとなる風力発電による発電量予測

	2006年	2010年	2020年
発電量 (TWh)	82	176	477

出典：“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020”（2008, EREC）

(2) 米国

米国における風力発電の導入目標量例を図表 3.22 に示す。

図表 3.22 米国における導入目標量例

出典	2020 年	2030 年
RPS 法	州別 RPS 法により規定（図表 3.23、図表 3.24 参照）	
New Energy for America (オバマ大統領)	(2012 年) 再生可能エネルギー由来の電 力量割合：12%	(2025 年) 再生可能エネルギー由来の電 力量割合：25%
20% Wind Energy by 2030 (DOE)	—	(※導入見通し) 発電容量：304.8GW 発電量：1200TWh ※2030 年までに米国の全電力需要の 20%を風力でまかなう場合の必要量

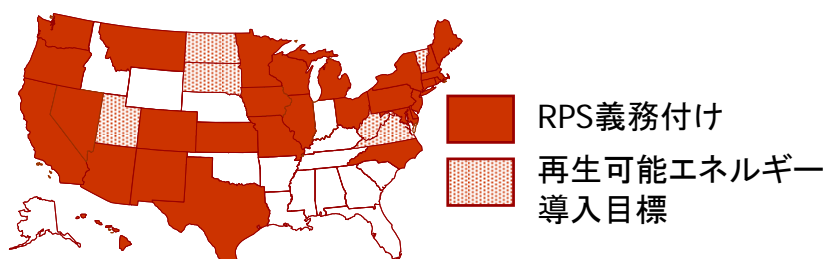
出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>)、*“New Energy for America”* (2009, Barack Obama and Joe Biden)、*20% Wind Energy by 2030”* (2008, DOE)

米国においては国全体としての導入目標値は掲げられていない。ただし米国では、29 の州政府と DC 政府¹⁶において電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付ける RPS 制度を導入しており（図表 3.23、図表 3.24）、目標達成に向けて、風力をはじめとする再生可能エネルギーの導入が進んでいる。

また、オバマ大統領が掲げる「New Energy for America」計画では、電力消費量に占める再生可能エネルギー由来の電力量の割合を、2012 年までに 10%、2025 年までに 25%に引き上げる目標が掲げられている。

なお、米国エネルギー省（DOE¹⁷）は、2030 年までに米国の全電力需要の 20%を風力エネルギーでまかなう技術的可能性を検討した報告書（20% Wind Energy by 2030）を発表している。本報告書では、2030 年時点の風力発電の設置容量および発電電力量をそれぞれ 304.8GW の容量、1200TWh の発電量とするシナリオが示されており、このうち、洋上風力は 54GW（18%）になるとされている（図表 3.25）。

図表 3.23 州別の RPS 実施状況



出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

¹⁶ 2010 年 3 月時点。

¹⁷ 米国エネルギー省（Department of Energy）

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

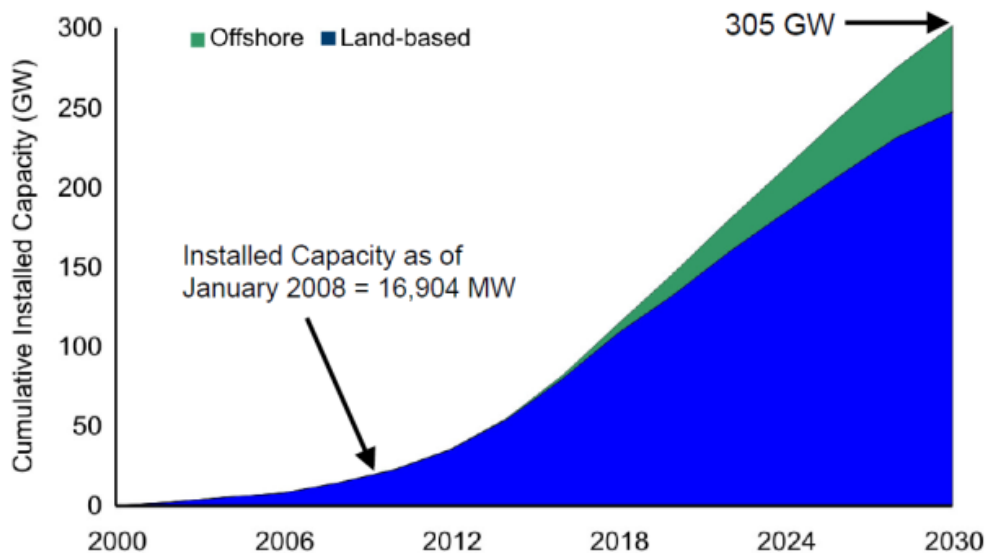
図表 3.24 各州のRPS目標値

州	目標	達成年	州	目標	達成年
カリフォルニア	20%	2010	カンザス	20%	2020
オハイオ	25%	2025	ウィスコンシン	10%	2015
イリノイ	25%	2025	テキサス	5,880MW	2015
ニューヨーク	24%	2013	ユタ (※)	20%	2025
ペンシルバニア	18%	2020	コロラド	20%(私営)、10%(公営)	2020
ニュージャージー	22.5%	2021	ニューメキシコ	20%(私営)、10%(公営)	2020
ミネソタ	25%	2025	ハワイ	40%	2030
バージニア (※)	15%	2025	ニューハンプシャー	23.8%	2025
ノースカロライナ	12.5%(私営) 10%(公営)	2021 2018	モンタナ	15%	2015
ワシントン	15%	2020	デラウェア	20%	2019
メリーランド	20%	2022	ワシントン D.C.	20%	2020
ミズーリ	15%	2021	メイン	40%	2017
オレゴン	25%(大規模事業者) 5%~10%(小規模事業者)	2025	ノースダコタ (※)	10%	2015
アリゾナ	15%	2025	ロードアイランド	16%	2020
ミシガン	10%+1,100MW	2015	バーモント (※)	20%	2017
ネバダ	25%	2025	サウスダコタ (※)	10%	2015
マサチューセッツ	15%	2020	アイオワ	105MW	-
コネチカット	23%	2020			

注：(※)は義務量ではなく、目標量を設定している州。なお、カリフォルニアは2020年までに33%の達成を目標としている。

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

図表 3.25 20% Wind Energy by 2030 における導入シナリオ (累積)



出典：“20% Wind Energy by 2030” (2008, DOE)

(3) 日本

日本における風力発電の導入目標量例を図表 3.26 に示す。

図表 3.26 日本における導入目標量例

出典		導入目標量 [GW]	
		2020 年	2030 年
資源エネルギー庁	長期エネルギー需給見通し(再計算)(H21)	現状固定ケース・ 努力継続ケース (原油換算 164 万 kL)	6.1 (原油換算 243 万 kL)
		最大導入ケース (原油換算 200 万 kL)	6.7 (原油換算 269 万 kL)
NEDO	風力発電ロードマップ (H17)	10.0	20.0
JWPA (日本風力発電協会)	風力発電長期導入目標値と風力発電導入拡大への要望 (H20)	リファレンス案	13.0
		オルタナティブ案	21.0
		ビジョン案	28.0
	風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 (H22)	11.3	26.9

<長期エネルギー需給見通し>

現状固定ケース：現状（2005 年度）を基準とし、今後新たなエネルギー技術が導入されず、機器の効率が一定のまま推移した場合を想定。耐用年数に応じて古い機器が現状（2005 年度）レベルの機器に入れ替わる効果のみを反映したケース。

努力継続ケース：これまで効率改善に取り組んできた機器・設備について、既存技術の延長線上で今後とも継続して効率改善の努力を行い、耐用年数を迎える機器と順次入れ替えていく効果を反映したケース。

最大導入ケース：実用段階にある最先端の技術で、高コストではあるが、省エネ性能の格段の向上が見込まれる機器・設備について、国民や企業に対して更新を法的に強制する一歩手前のギリギリの政策を講じ最大限普及させることにより劇的な改善を実現するケース。

<風力発電長期導入目標値と風力発電導入拡大への要望>

リファレンス案：現状の成長曲線維持（年間需要電力量の約 3% 供給）

オルタナティブ案：年間需要電力量の約 5% 供給

ビジョン案：年間需要電力量の約 10% 供給

注：各機関が試算した導入目標量には隔たりがあるが、その理由として前提条件の違いがあることに留意する必要がある。例えば、風車サイズを、長期エネルギー需給見通しでは 1,000kW、NEDO では陸上 1,000kW、洋上 1,260kW、JWPA では陸上・洋上とも 2,000kW と想定している。他にも設置場所について、長期エネルギー需給見通しでは陸上のみであること、JWPA の試算は自然公園を設置場所に含めていることなどが、各機関による導入目標量の違いに現れている。

注：JWPA は、目標値に対して、プラスに働く要因、マイナスに働く要因があることに言及した上で、目標達成は可能との見解を示している。ここで、年間平均風速が高い地点を重点的に選定すること、洋上風力は陸上風力以上に好風況地域へ建設することなどは設備利用率を高めるプラスの要因、電力系統運用面から必要となる風力発電所の最大出力制限運転や出力上昇率制限運転により実質的な設備利用率が低下すること、電力系統運用面から必要となる蓄電設備（揚水発電所、蓄電池など）による電力損失が発生するなどはマイナスの要因としている。

出典：「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2009、総合資源エネルギー調査会）、「風力発電利用率向上調査委員会の風力発電ロードマップ検討結果報告書」（2005、NEDO）、「風力発電長期導入目標値と風力発電導入拡大への要望」（2008、JWPA）、「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定（Ver1.1）」（2010、JWPA）

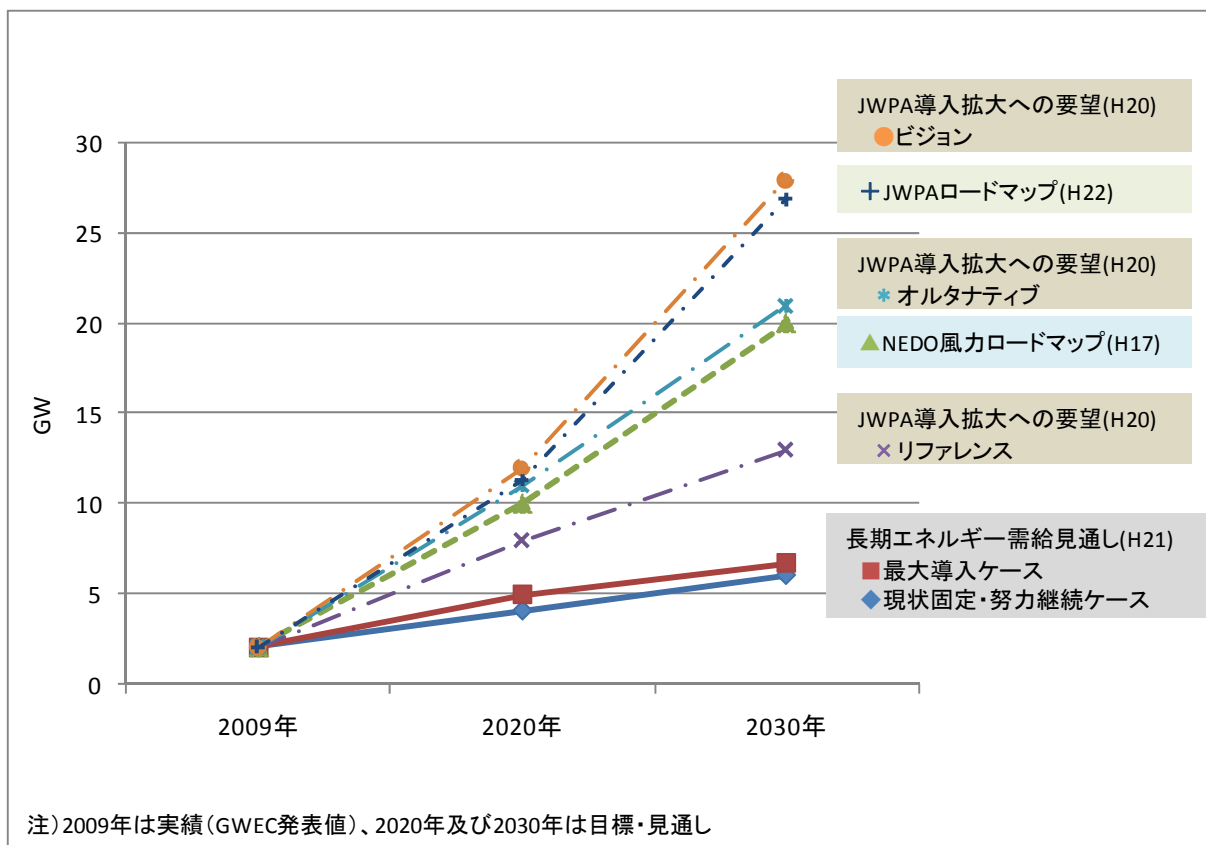
3 風力発電の技術の現状とロードマップ

日本における中長期の見通しとしては、「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2009年8月）で2020年、2030年におけるエネルギー需給の姿が描かれている。その中で風力発電の導入量は、最大導入ケースの場合、2020年には5.0GW（2005年比約5倍）に、2030年には6.7GW（2005年比約7倍）になると見込まれている。

NEDOは、「風力発電利用率向上調査委員会の風力発電ロードマップ検討結果報告書」（2005年3月）において、2020年の導入目標を10GW、2030年を20GWとしている。2020年の陸上風力は導入実績に基づいて推定した6.2GW、洋上風力は着床式1.2GWおよび浮体式2.6GWで、この時点までに系統安定化対策の技術開発が終了していることが要件となっている。2030年は、陸上は低風速風車が0.8GW導入と仮定して7.0GW、洋上は着床式が3.0GW、浮体式が10GWに増加するという内訳である。

また、JWPAは、2008年と2010年に公表したロードマップにおいて、2020年に8～12GW、2030年に13～28GWという、上記と比較して高い導入目標を提案している。

図表 3.27 風力発電の導入目標量例の比較

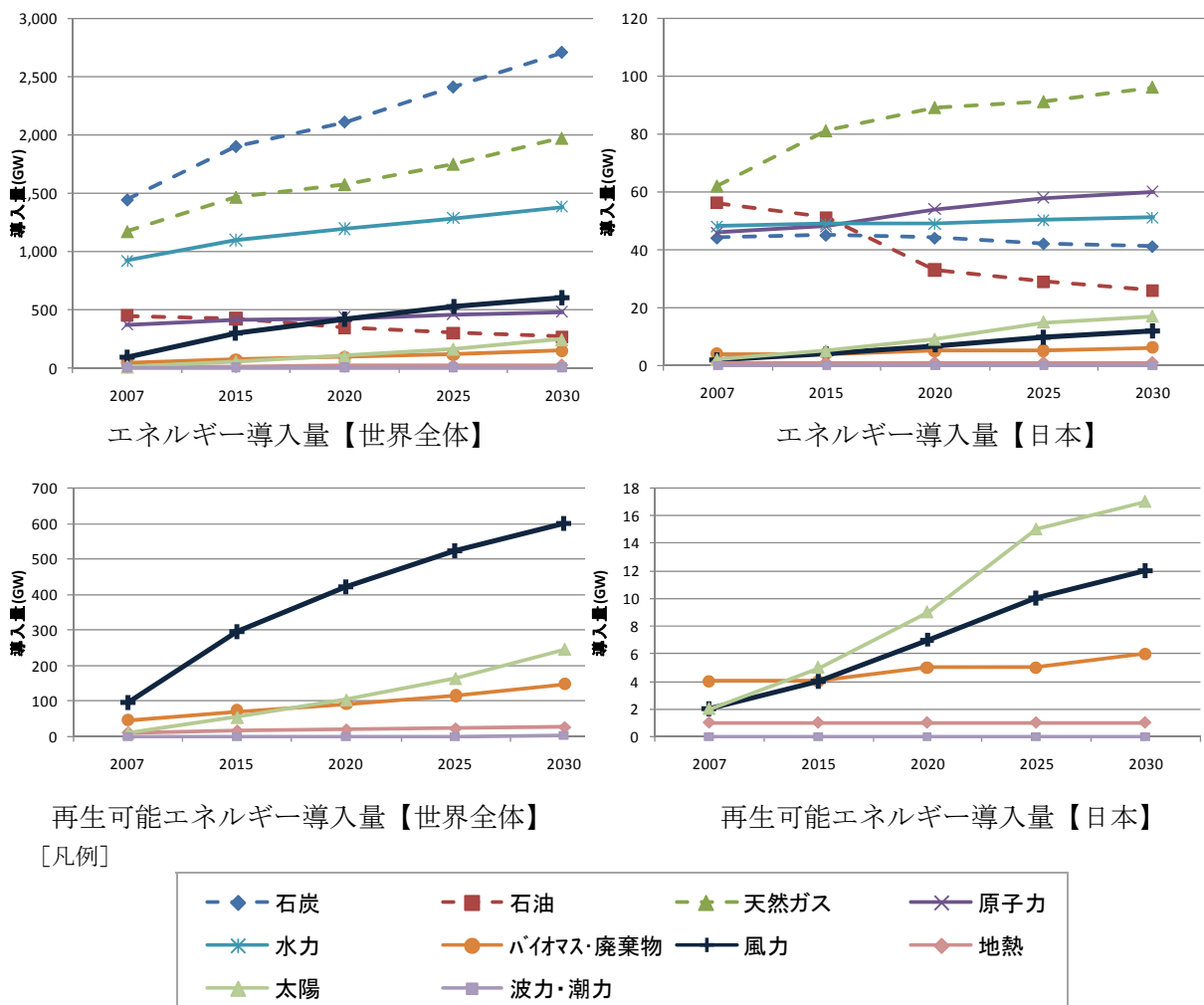


出典：「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2009，総合資源エネルギー調査会）、「風力発電利用率向上調査委員会の風力発電ロードマップ検討結果報告書」（2005，NEDO）、「風力発電長期導入目標値と風力発電導入拡大への要望」（2008，JWPA）、「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定（Ver1.1）」（2010，JWPA）、「Global Wind 2009 Report」（2010，GWEC）より作成

(参考) World Energy Outlook 2009 における世界と日本の導入見通し

IEA から出されている“World Energy Outlook 2009”では、2030年までの世界全体と日本の各エネルギーの導入実績について、それぞれ下図表のように見通されている。世界全体では、風力発電は水力以外の再生可能エネルギーの中で常にトップの位置にあり、2020年以降は原子力をも上回ると予測されている。一方日本においては、2015年以降太陽光発電導入量が大幅に増加し、風力との差は開いていくと予測されている。これは2009年末から開始された太陽光発電の固定価格買取制度¹⁸を考慮した結果となっている。

図表 日本と世界のエネルギー導入見通し



注：2007年実績値、2015年以降は予測値

出典：“World Energy Outlook 2009” (IEA)より作成

¹⁸ 太陽光発電設備による余剰電力を、住宅用（10kW未満）については現在の電力料金の2倍程度の価格（48円/kWh）で10年間買い取ることを電気事業者に義務化したもので、追加コストは電力消費者全員で負担することとなる。日本版FITとも呼ばれる。

3.1.4 導入実績

(1) 世界

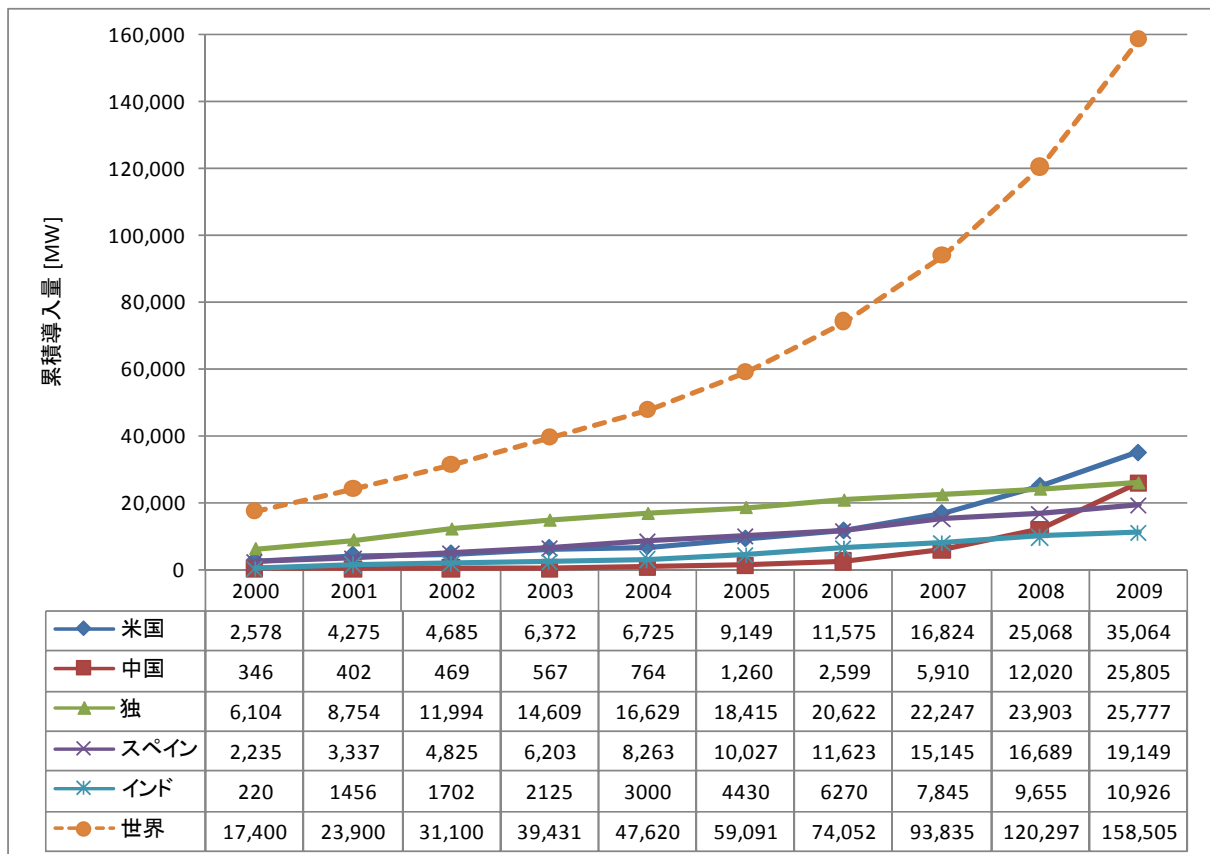
世界の風力発電累積導入量の推移を図表 3.28 に示す。過去 10 年間で、堅調な伸びを見せており、2009 年末までの累積で 158.5GW（前年比 32%増）に達した。

主要国における風力発電の累積導入量（2009 年時点）を図表 3.29 に示す。順調に導入量を伸ばしている米国が前年に引き続きトップに位置している。米国では 2005 年以降、風力発電が全電源の新設容量に占めるシェアは、天然ガスに次いで 2 番目に大きい。2009 年は、風力発電の割合が全新設容量のうち 39%となっている（図表 3.30）。

また、注目すべきは中国の台頭である。2009 年の世界全体の発電容量 38.3GW のうち、約 1/3 は中国（13.8GW）が占める結果となった。中国は累積発電容量が 2008 年からほぼ倍増しており、累積設備容量でドイツを僅差で抜き世界 2 位に躍進した。

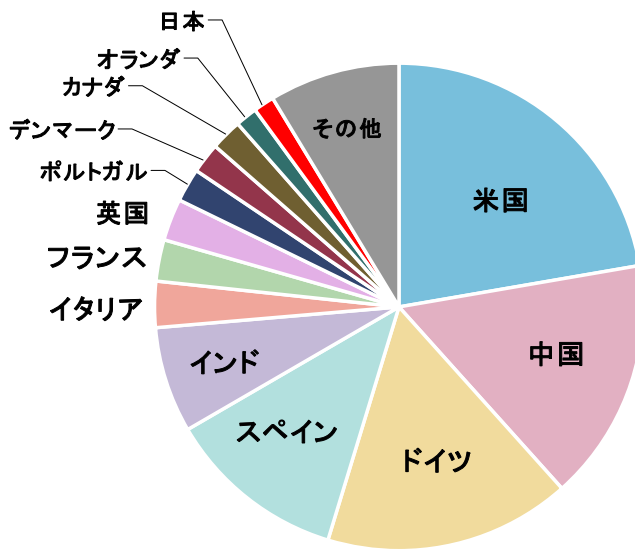
日本の風力発電導入量は、2007 年以降世界の 13 位であり、設備容量も世界の 1.3%に留まっている。米国、中国、日本 3 国の最近 5 年の風力発電累積導入量と対前年伸び率の推移を図表 3.31 に示す。

図表 3.28 世界および主要国における風力発電累積導入量の推移

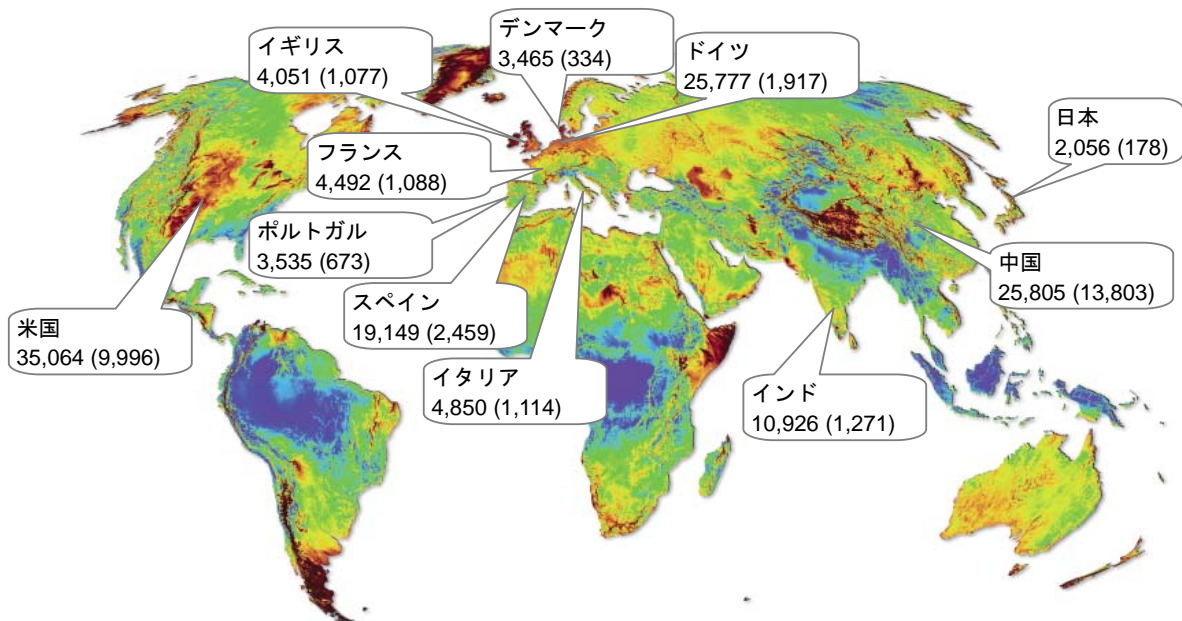


出典：“Global Wind 2009 Report”（2010 年 4 月, GWEC）、“Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2009”（DEWI GmbH）より作成

図表 3.29 主要国における風力発電累積導入量 (MW、2009 年時点)



	MW	%
米国	35,064	22.1%
中国	25,805	16.3%
ドイツ	25,777	16.3%
スペイン	19,149	12.1%
インド	10,926	6.9%
イタリア	4,850	3.1%
フランス	4,492	2.8%
英国	4,051	2.6%
ポルトガル	3,535	2.2%
デンマーク	3,465	2.2%
カナダ	3,319	2.1%
オランダ	2,229	1.4%
日本	2,056	1.3%
その他	13,787	8.7%
合計	158,505	-

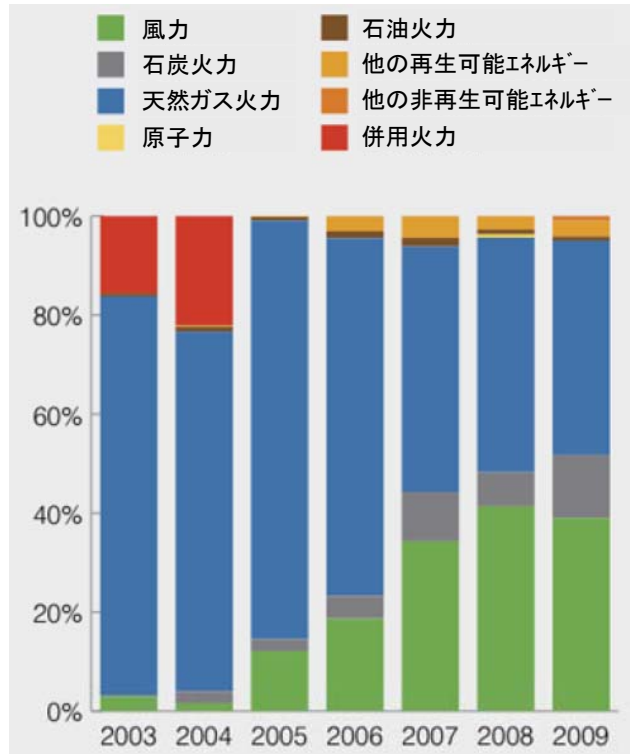


※2009 年末累積導入量 (括弧内は 2009 年新設容量)

出典：3TIER ホームページ (<http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>)、
 “Global Wind 2009 Report” (2010, GWEC) より作成

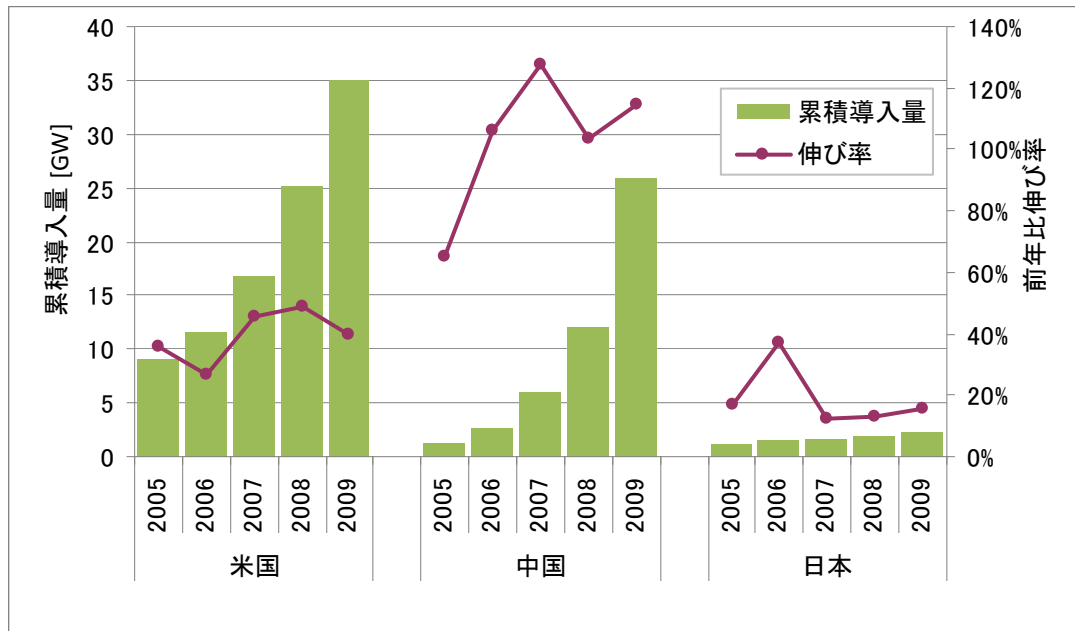
3 風力発電の技術の現状とロードマップ

図表 3.30 米国における新設容量の電源内訳推移



出典：“U.S. Wind Industry Annual Market Report – Year Ending 2009” (2010, American Wind Energy Association)

図表 3.31 日本と主要国の風力発電導入推移 (累積)



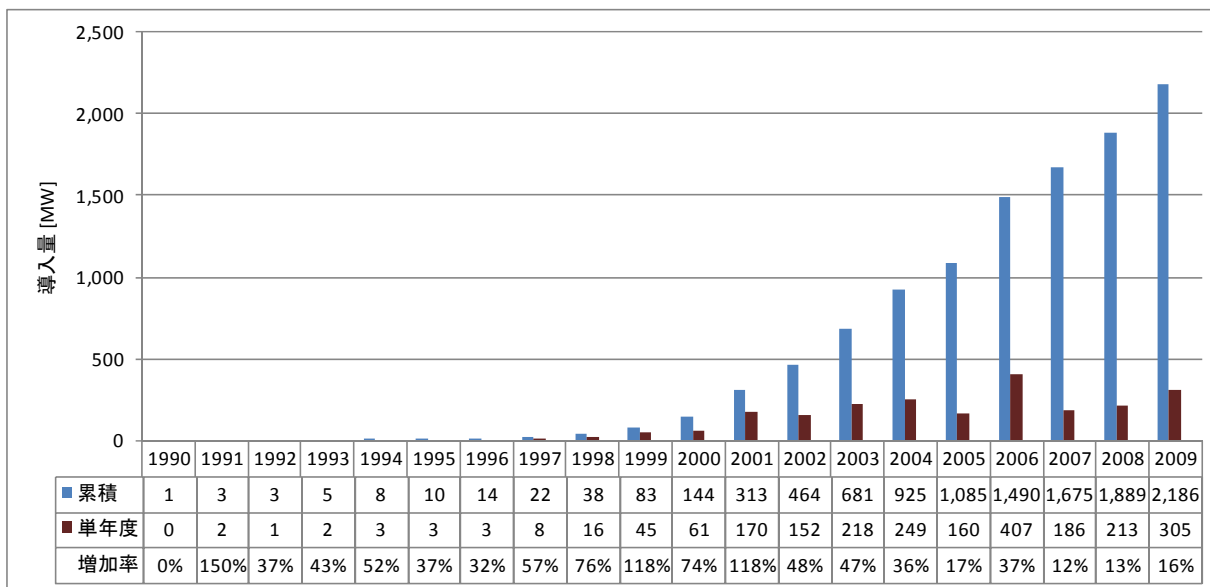
出典：“Global Wind 2009 Report” (2010, GWEC)、NEDO 資料より作成

(2) 日本

日本の風力発電累積導入量の推移を図表 3.32 に示す。日本における風力発電は 1990 年代後半から急速に導入が進み、2009 年までの 10 年間で累積導入量は 20 倍以上に増加し、2009 年度で累積容量 2,186MW に達した¹⁹。しかしながら、近年成長率は伸び悩んでおり、2007～2009 年は 10%台で推移している。国内における海外機・国産機別導入割合（基数）の推移を図表 3.33 に示す。国産機の導入割合は 2002 年を底に、少しずつ増加する傾向にある。

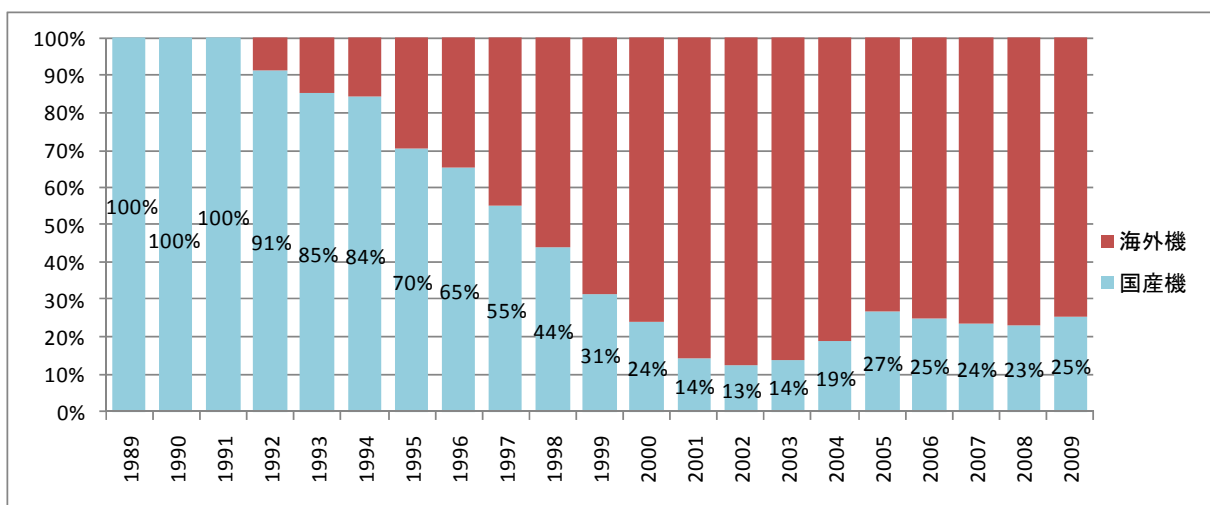
「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法(1997 年、最終改正 2009 年)」に基づく 2010 年度の風力発電の導入目標は約 3,000MW であるが、現状ではこれを達成できる見込みは小さい。

図表 3.32 日本における風力発電導入量の推移



出典：NEDO 資料より作成

図表 3.33 国内における海外機・国産機別導入割合（累積基数）の推移



出典：NEDO 資料より作成

¹⁹ NEDO 資料より。

3.1.5 技術開発動向

(1) 主要な技術開発課題とこれまでの動向

風車の技術開発は、1970年代のオイルショック以降、米欧にて本格的に開始され、やや遅れて日本もスタートした。風車本体の基礎的研究開発に始まり、発電コストの低減を大きな目的として、主に「大型化」「高性能化・高耐久化」に係る技術開発が進められてきた。現在、発電コストは10円/kWh前後²⁰まで下がり、世界的に導入普及フェーズに入っている。

しかしながら、陸上における適地の減少から、今後設置コストや発電コストが上昇する可能性もあり²¹、さらなる低コスト化に向けて、超大型風車や洋上風車（着床式・浮体式）、低風速風車に係る技術開発が行われている。また、発電容量の増大に伴い、風力発電の系統連系に関する技術開発が必要となっている他、プロジェクトの採算性を確保する観点から、風況・発電量予測技術の高度化も重要課題となっている。加えて、周辺環境への影響の低減も重要である。

以下、主要な技術開発項目について、風車開発の初期段階から近年までの技術開発動向を概観する²²。

1) 風車設計に係る基礎研究・評価研究

大気物理学、構造力学、ロータ空気力学等の基礎研究は、風車の大型化、高効率化、高耐久化等、性能向上の追及に必要不可欠であり、各国において技術開発早期から取り組まれてきた。EUでは、風力発電に係る研究・開発活動は1984年以降、欧州フレームワーク計画（FP）²³の中で実施され、FP1（1984～1988年）およびFP2（1988～1992年）を中心に、風車後流（ウエイク）や乱流に関する調査・研究およびモデリング、空力弾性計算・風車音計算・風車設計応答計算コードの研究・開発が進められた。また、現在はCOST(European Cooperation in the Field of Scientific and Technical Research)と呼ばれるEU内多国間研究アクションで年間100千ユーロを投じ基礎的な研究を実施している。この中では、風力発電に関する基礎研究、特にフィールド試験、CFD（Computational Fluid Dynamics：数値流体力学）をはじめとするシミュレーション技術、そして風洞試験といった研究プロジェクトが実施されている。日本においてもサンシャイン計画のもと、風力発電に係る基礎研究として、1978年より風車基礎理論の研究（試験研究・概念実証）、CFD技術の開発が行われている。

2) 風況・ポテンシャル調査

風車の導入適地を選定するため、風況・ポテンシャルの把握は重要であり、基礎研究と同様に、各国において早期から風況観測、風況予測技術の開発、風況マップの整備がなされてきた。また、日本においては、1983～1989年にかけてNEDOにおいて全国926ヶ所の気象観測所と新規38ヶ所で観測された風況データを基に観測地点の年平均風速と地形因子との関係を検討して風速予測式を作成し、それを用いて約1kmメッシュの全国風況マップが作成された。さらに、1999～2002年にかけて同じくNEDOにより局所的風況予測モデルLAWEPS（Local Area Wind

²⁰ 3.1.6節参照。

²¹ 日本では設置コスト上昇傾向が見られる。3.1.6節参照。

²² 本節は主に「風力発電に関する次世代技術の調査」（2007, NEDO）をもとに取りまとめている。

²³ 欧州フレームワーク計画（FP）とは、欧州連合（EU）における科学分野の研究開発への財政的支援制度。一期を5年とし、1984年のFP1から始まり、現在はFP7（2007～2013）が実施されている。

Energy Prediction System) が開発され、新たに 500m メッシュの局所風況マップ (図表 3.14 参照) が整備されている。

しかしながら、モデル予測精度には改善の余地も大きい。プロジェクトの採算性予測に大きく影響するため、風況予測技術の高精度化は重要な技術開発課題である。特に山岳地帯の多い日本の場合、複雑地形における風況観測・風況予測モデルの開発が重要課題となっている。NEDO では、2008 年から 2012 年までの計画で、我が国特有の外部条件に適した風車設計を容易に行えるよう基礎・応用研究を行うとともに、高高度での風況観測を容易にするため、リモートセンシング技術の確立に取り組んでいる。

モデル予測精度の向上は、欧州の FP7 においても重点開発項目の 1 つに挙げられており、複雑な風況における発電量予測ツールの精度向上を目的とした、SAFEWIND プロジェクトが実施されている。本プロジェクトには 20 の関連団体が参画しており、プロジェクト費用は 5.5 百万ユーロ、うち 4 百万ユーロを EU が支援している。プロジェクトの遂行期間は 2008 年 9 月～2012 年 8 月の予定である。

3) 風車の大型化、超大型風車

風力発電のエネルギー変換効率は 40% を超えて太陽光発電よりはるかに高いが、エネルギー密度は風速 8m/s で約 0.3kW/m² と低いため、単機出力を増大させるためには風車の外形は大型化せざるを得ない。従って、実用風車発電装置の開発の歴史は大型化の歴史であるともいえる²⁴。

水平軸と垂直軸²⁵それぞれについて研究開発が行われ、前者は主に日・欧を中心に、後者は主に北米を中心に開発が進められた。1970 年代後半から 80 年代前半にかけて、カナダおよびアメリカにおいて、垂直軸ダリウス型風車の開発が行われたが、1990 年代以降現在に至るまで、大型風車はすべて 3 枚翼または 2 枚翼の水平軸プロペラ型風車になっている²⁴。

図表 3.34 に、主な商用および試験用風車の大型化の歴史を示す。約 20 年間に及ぶ現代風力発電技術の進歩に伴い、特に 1990 年代になって数多くの商用機が生まれ着実に成果がみられ始めている。近年ではドイツにおいて、5MW 風車を用いた洋上ウィンドファーム (alpha ventus、P125 参照) の商用運転を開始しており、スケールメリットを指向する大型風車の時代となっている。特に洋上風力は、陸上風力より設置コストがかかるため、1 基あたりの発電量の増加が採算性確保に必要であること、また船があればどこへでも機材の運搬は可能なことから、大型化が重要課題となっている。

現在、さらなる大型化を目指し、欧米において超大型風力発電機の開発プロジェクトが進行している。EU では FP6 (2002～2006) において、陸上・洋上双方における 8～10MW の風力発電機の開発を目的とした UPWIND プロジェクトが 2006 年 3 月から開始されている (図表 3.35 参照)。UPWIND プロジェクトでは、大型風車のドライブトレインおよび制御システムの改善、タービンの大きさと設置コストの最適化、軽量で信頼性の高い高効率なブレードの開発等を行っている。また、米国では Clipper Windpower が、DOE から 44 億円の技術開発支援を受け 10MW

²⁴ 牛山泉「大型風力発電機開発の技術史的考察」(太陽エネルギー VOL34 NO.6 2008, 日本太陽エネルギー学会)

²⁵ 3.1.1 節参照。

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

風車の実証試験を進めている²⁶。

欧米では試験設備の設置も進められている。米国 DOE は、これまで欧州でしか試験ができなかった 50m クラスのブレードの試験設備の建設をマサチューセッツ州で推進している。設備の完成は 2010 年末の予定である。三菱重工業は、英国政府の補助金を受けて、英国内に研究施設を建設するとともに、5～7MW 級の洋上風力発電機の製作・実証試験を実施することを 2010 年 2 月発表している。

日本ではこれまで NEDO により、100kW 級パイロットプラントの開発 (1981～1986 年)、500kW 級風車の開発・運転研究 (1985～1998 年) などが行われてきた。その後、風力発電機大手メーカー各社が立て続けに 2,000kW クラスの風車を開発し、現在に至る。現状では、これを越えるクラスの風車開発に関する国プロジェクトは立ち上がっていない。世界的に超大型化に進む流れにある中、日本においても技術的可能性の検証を含め、取組みを開始する必要がある。

図表 3.34 主な商用および試験用風車の大型化の歴史

年	欧州	北米	アジア
1979	• 630kW 試験機 (Nibe A, DK)	• 2MW 試験機 (Mod-1, DOE)	
1980	• 630kW 試験機 (Nibe B, DK)		
1981	• グラスファイバー製ブレードの自社生産 (V)	• 2.5MW teetered-hub 試験機 (Mod-2, DOE)	• NEDO100kW 級試験機 (－, NEDO/IHI)
1982	• 3MW down-wind 試験機 (Growian, DK)	• 4MW 試験機 (－, WTS-4)	• 300kW ピッチコントロール機 (MWT-300, MHI)
1985	• 1MW 試験機 (NEWECs 45, NL) • 200kW ピッチコントロール機 (V17, V)		
1986	• 2MW 試験機 (@Tjaereborg, Risoe)	• 4MW-VAWT 試験機 (EOLE, CAN)	
1987	• 3MW 試験機 teetered-hub (WEG LS-1, UK)		
1991	• ギアレス同期試験機 (E)		
1993	• 500kW ギアレス同期機 (E-40, E)		
1995	• 個別ピッチコントロールおよび落雷保護ブレード (－, V) • 1.5MW ギアレス同期機 (E-66, E) • 1MW 機 (N54, N) • 1MW 機 (NW1000/60, NM)		
1996			• 450kW 機 (MWT-450, MHI)
1997	• 660kW 機 (V47, V) • 1.65MW 機 (V66, V)		
1998	• 1.5MW ギアレス同期機 (E-66, E)		• NEDO500kW 機 (NEDO/MHI)
1999	• 2MW 機 (V80, V)		• 600kW 機 (MWT-600, MHI) • 1MW 機 (MWT-1000, MHI) • 600kW 機 (－, GW)
2000	• 2.5MW 機 (N80, N)		
2001		• 1.5MW 機 (GE1.5, GE)	• 300kW 機 (N3330, S)
2002	• 3.0MW 試験機 (V90, V) • 4.5MW ギアレス同期試験機 (E-112, E)		• 1MW 機 (MWT-1000A, MHI)
2003		• 2.5MW 機 (GE2.5, GE)	• 2MW 可変速ギアレス同期機 (MWT-S2000, MHI) • NEDO-100kW 試験機

²⁶ Clipper Windpower ホームページ (http://www.clipperwind.com/pr_091609.html)

年	欧州	北米	アジア
			(-, NEDO/FHI)
2004	<ul style="list-style-type: none"> • 5M 1stage ギア同期機 (M5000, P) • 4.5MW 機 (E112, E) • 2MW ギアレシ機 (E70, E) • 1.5MW WECFR 翼機 (NM82/1500, NM) • 5MW 1stage-ギア同期機 (M5000, PN) 		
2005	<ul style="list-style-type: none"> • 2.5MW 機 (N90, N) • 5MW 試験機 (5M, R) 	<ul style="list-style-type: none"> • 3.6MW 機 (GE3.6, GE) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2MW 機 (Subaru80/20, FHI) • 2.1MW 機 (S-88, S)
2006	<ul style="list-style-type: none"> • 5M 機 (5M, R) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2.5MW multi-generator 機 (Liberty, CW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2MW 機 (J82-2.0, JSW) • 2.4MW 機 (MWT92/2.4, MHI)
2007	<ul style="list-style-type: none"> • 6MW 機 (E126, E) 		<ul style="list-style-type: none"> • 1.5MW Direct drive 機 (70, 77, GW/Vensys(Germany))
2008	<ul style="list-style-type: none"> • 3.6MW 試験機 (-, Siemens) 		
2009	<ul style="list-style-type: none"> • 1.8MW 低風速機 (V100, V) • 3.0MW 低風速機 (V112, V) • 4.5MW 試験機 (G10X, G) 	<ul style="list-style-type: none"> • 10MW 機 (洋上風力用開発開始, CW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2.5MW Direct drive 機 (PMG, GW) • 3MW 機洋上用 (-, SI)

注) 表中の括弧内の記述は (型名, 会社省略記号)。会社省略記号の意味は以下のとおり。

CW : Clipper Windpower (USA/UK), E : Enercon (D), FHI : 富士重工業, G : Gamesa (SP),
GE : General Electric (USA/D), GW : Goldwind (China), IHI : IHI, JSW : 日本製鋼所, MHI : 三菱重工業,
N : NORDEX (DK), NM : NEG Micon (DK), P : PROKON Nord/Multibrid (DK), R : Repower (DK), S : Suzlon,
SI : Sinovel (China), V : Vestas (DK),

CAN : Canada, DOE : US Department of Energy, WECFR : Wood and Epoxy with Carbon Fibre Reinforcement

出典 : 「風力発電に関する次世代技術課題の調査」(2007, NEDO)、NEDO 海外レポート No.1062 (2010年4月)、
各メーカーホームページ等より作成

以下、風車本体に関連する技術課題であるブレード、ドライブトレインに関する動向を示す。

風車の大型化が進む中、ブレードの軽量化と費用削減は重要な課題である。軽量化には炭素繊維強化プラスチック (CFRP : Carbon Fiber Reinforced Plastics) の多用が有効であるが、経済性を考慮すると、炭素繊維の低コスト化や新素材の開発が必要と考えられる。炭素繊維は日本が世界をリードしている分野であるため、東レ、東邦テナックス、三菱レイヨンなどの炭素繊維を取り扱う素材メーカーの風力産業への参入が期待される。

風車は風の乱れやロータの回転により荷重を受ける。その疲労予測精度の改善に向け、サイト固有の変動風の把握が必要であり、特に洋上では波力等からの影響も加わるため、支持構造との連成解析が不可欠となる。また、我が国特有の台風や津波の影響を考慮すると、外部条件に対する標準を確立すること、及び極地外部条件の計測が必要と考えられる。

ドライブトレインとは、風力発電機に採用されている発電及び運転方式のことである。風車の大型化が進む中、コストミニマムなドライブトレインの形式は定まっていない。以前はかご型誘導発電機の低速運転や巻線型誘導発電機の可変速運転が主流であったが、現在は可変速運転による二次巻線型誘導発電機+部分容量インバータ、又は多極式同期発電機+全量インバータが主流となっている。

系統側は電圧低下時の運転継続対応等に優れた形式を求めため、理論的には同期発電機が有望である。一方、コストの面からは二次巻線型誘導発電機が有望であり、ウィンドファーム内の各種形式のベストミックスを探りコストダウンを目指すことが技術課題と考えられる。

4) 洋上風力発電

発電導入量の拡大に伴い陸上の適地が減少してきたこと、また洋上は強くて安定した風が吹くことなどから、洋上風力への関心が高まり、欧州を中心に技術開発が進められてきた。現在設置されている洋上風力のほとんどが欧州に存在している。

欧州では、FP2 (1988～1992) から洋上風力に係る基礎調査が開始され、FP4 (1994～1998 年) から技術開発が本格化し、FP4 から FP5 (1998～2002) にかけて、風車形状、ポテンシャル予測手法、低コスト化、高耐久化、運用・管理手法等に関する技術開発、および実機を用いた実証試験が行われた。FP6 (2002～2006)、FP7 (2007～2013) では、主に図表 3.35 に示す研究開発が実施されている。

図表 3.35 FP6・FP7における主要な洋上風力関連プロジェクト

	プロジェクト名	概要	期間
FP6	UPWIND	陸上・洋上双方における 8～10MW の超大型風力発電機の開発、洋上風力発電機の基礎部分・支持構造の開発	2006/3/1～ 2011/2/28
	DOWNVIND	深水沿岸地域における洋上ウインドファームの環境影響、設計、費用対効果、運営・管理手法等の実証	2004/9/14～ 2009/9/14
	POW'WOW	マルチメガワット級の洋上発電設備導入のための出力評価・予測	2005/10/1～ 2008/9/30
FP7	MARINA PLATFORM	洋上風力発電のコスト競争力の向上を目的とした海洋エネルギー利用技術（波力発電等）との複合利用に係る研究開発	2010/1/1～ 2014/6/30
	RELIA WIND	洋上風力のメンテナンス費の削減、信頼性の向上を目的とした風力発電機のデザインの最適化に係る研究開発	2008/3/15～ 2011/3/14

また、民間ベースでは、ノルウェーの StatoilHydro 社とドイツの Siemens 社が、浮体式洋上風力発電 (2.3MW 機) の実証 (Hywind プロジェクト) を 2009 年よりノルウェーのカルモイ沖 12km で実施している (図表 3.36)。これは世界初の 2MW 級浮体式洋上風力のフルスケール実証試験である。

図表 3.36 Hywind プロジェクト



出典：Siemens ホームページ (<http://www.siemens.com/entry/cc/en/>)

米国でも、DOE の Wind & Water Power Program において、洋上風力発電を重要課題の 1 つに挙げ、洋上用風力発電機、ポテンシャル調査、標準化・安全性認定基準の策定、環境影響・健康影響評価等について、技術開発を進めている。

2010 年 5 月には、米国で初めてとなる洋上風力開発プロジェクト（Cape Wind project）が、内務省により認可された。総出力は 468MW（3.6MW 風車 130 基）で、2012 年に系統に連系される予定である（図表 3.37）。他にも、五大湖の一つエリー湖で淡水湖の洋上風力発電所開発の動きがあり、米国においても洋上風力発電の導入が加速する可能性がある。

図表 3.37 Cape Wind プロジェクトイメージ図



出典：Renewable Energy Focus ホームページ (<http://www.renewableenergyfocus.com/>)

中国では、新たなエネルギー資源の開発を目的として、陸上に加えて、洋上風力発電開発を進めている。2007 年には、アジアで初となる海上風力発電モデルプロジェクト「東海大橋洋上風力発電プロジェクト」の入札を実施した。その後、2010 年 2 月には全発電機の組み立てが完了し、6 月 8 日には試運転を開始している。本プロジェクトでは発電容量 3MW の風力発電機が 34 基設置されており、総発電容量は 10.2 万 kW、年間設備利用時間は 2624 時間、年間送電量は 2.67 億 kWh である。

図表 3.38 東海大橋洋上ウィンドファーム（中国・上海）



出典：Anhui Hummer Dynamo Co., Ltd. ホームページ
(<http://www.allwindenergy.com/hummer/post/shanghai-east-wind-turbines.htm>)

日本においても、1990 年代後半から洋上風力発電に関する調査・研究開発が開始され、「日本における洋上風力発電の導入可能性調査」（1998）、「離島地域等における洋上風力発電システム技術開発課題および今後の方向性に関する調査」（2000）、「洋上風力発電導入のための技術的

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

課題に関する調査」(2006)などが実施されてきた。現在、北海道久遠郡せたな町、山形県酒田市、茨城県神栖市の3カ所で着床式洋上風力発電が設置されているが、実績では欧州に大きく遅れを取っている。

2010年6月からは、NEDOにより「洋上風力発電システム実証研究」が実施される。日本の自然環境に適した洋上風力発電技術の確立のため、千葉県銚子市の南沖合約3kmの洋上に着床式の洋上風車を設置し、東京電力への委託により実証研究が行われる。日本の自然環境に適した洋上風力発電設備の開発、洋上風力発電設備の運転保守方法の確立、環境影響調査、洋上風力発電設備の設計指針案の作成等が予定されており、その成果が期待される(P123参照)。

浮体式洋上風力発電の研究については、2001年度から複数の機関で実施されてきた(図表3.39)。2009年、京都大学・佐世保重工等が2MWクラスの風車をspar-buoy型の浮体に搭載する想定で、10分の1モデルの浮体を海上に浮かべる実験を実施している。また、2010年度からは環境省が、浮体式洋上風力発電実証事業を開始する計画である。2010年度は、環境影響評価方法の検討、地域受容性評価、基本設計等を実施し、2011年度以降本格的な実証試験を開始する予定である。

浮体式に関しては、ノルウェーに先行されているものの世界的にスタートラインに立っているところであり、日本が市場に参入する余地は充分に残されている。2010年3月、IEC²⁷の国際会議において、韓国から浮体式風車の標準化の提案が行われており、世界的にも浮体式風車の実用化に向けて開発競争の時代に入りつつある。従って、浮体式洋上風力に関しても早急に技術開発を開始し、世界を先導することが重要となる。

なお、富士重工が開発した2MWダウンウィンド型の風車は洋上設置に適していると言われている。タワーの風下にロータが位置しており、ロータ回転軸が風上に向かって下を向いているため、風向とロータ軸との間の角度誤差はアップウィンド型の風車に比べて少ないことから、アップウィンド型に比べ発電量を多く獲得できるとされている。

図表 3.39 日本における浮体式洋上風力発電の研究開発の状況

年度	機関	研究課題名
2001	日本海洋開発産業協会	海洋資源・エネルギーを複合的に活用する沖合洋上風力発電等システムの開発調査研究
2002	日本海洋開発産業協会	浮遊式風力発電基地の自然エネルギーの最適輸送技術に関する調査研究
2003～2005	海上技術安全研究所	浮体式洋上風力発電による輸送用代替燃料創出に資する研究
2003～2007	国立環境研究所	洋上風力発電を利用した水素製造技術開発(セイリング式 ²⁸)
2005～2006	東京電力・東京大学	フロート式洋上風力発電に関する研究
2009～	京都大学・佐世保重工等	浮体式洋上風力発電に関する研究

²⁷ International Electrotechnical Commission

²⁸ セイルを擁する非係留大型浮体上に風車を搭載して発電する方式。

5) 周辺環境への適応

風力発電の周辺環境への影響については、バードストライクなどの生態系への影響や、風車音による健康被害などが危惧されている。特に国土が狭く、住宅地に近接して風力発電機を設置するケースの多い日本においては、風車音による健康問題に対する不安は大きい。周辺環境への適応技術として、低風車音風力発電システムや、鳥類・海生生物のモニタリング技術などの開発が進められている。

<事例> ウィンド・パワーかみす（洋上、日本）

ウィンド・パワーかみすは、株式会社ウィンド・パワーいばらきにより、茨城県神栖市に設置された国内3箇所目の洋上風力発電所であるとともに、国内で始めて外洋に設置された本格的な洋上風力発電所である。2010年3月より試運転を開始している。機種は富士重工製のSUBARU80/2.0であり、南浜洋上に7基が設置されている。

洋上風力発電の特徴は、内陸と比較して、建物や地形の影響が少ないため、より安定した発電が可能となり、周辺への風車音・振動の影響も軽減される点にある。

図表 ウィンド・パワーかみす概要

設置場所発電出力	茨城県神栖市南浜洋上
風力発電機	富士重工製のSUBARU 80/2.0
発電出力	14,000kW（定格出力2000kW×7基）
タワー	高さ：60m、直径：4.2m、 鋼製モノパイル、総重量約170t（3段）
ナセル	幅：11.5m、高さ：4.9m、総重量：約78t
ハブ	総重量：約20t
ブレード	翼長：40.0m、総重量：約21t（3枚）
試運転開始	2010年3月
本格稼働開始	2010年7月

出典：株式会社小松崎都市開発ホームページ（<http://www.komatsuzaki.co.jp/>）

神栖市ホームページ（<http://www.city.kamisu.ibaraki.jp/dd.aspx?menuid=1569>）

図表 ウィンド・パワーかみす概観

出典：日立製作所ホームページ（http://www.hitachi.co.jp/environment/showcase/solution/energy/renewable_energy.html）

<事例> NEDO 着床式洋上風力発電プロジェクト(日本)

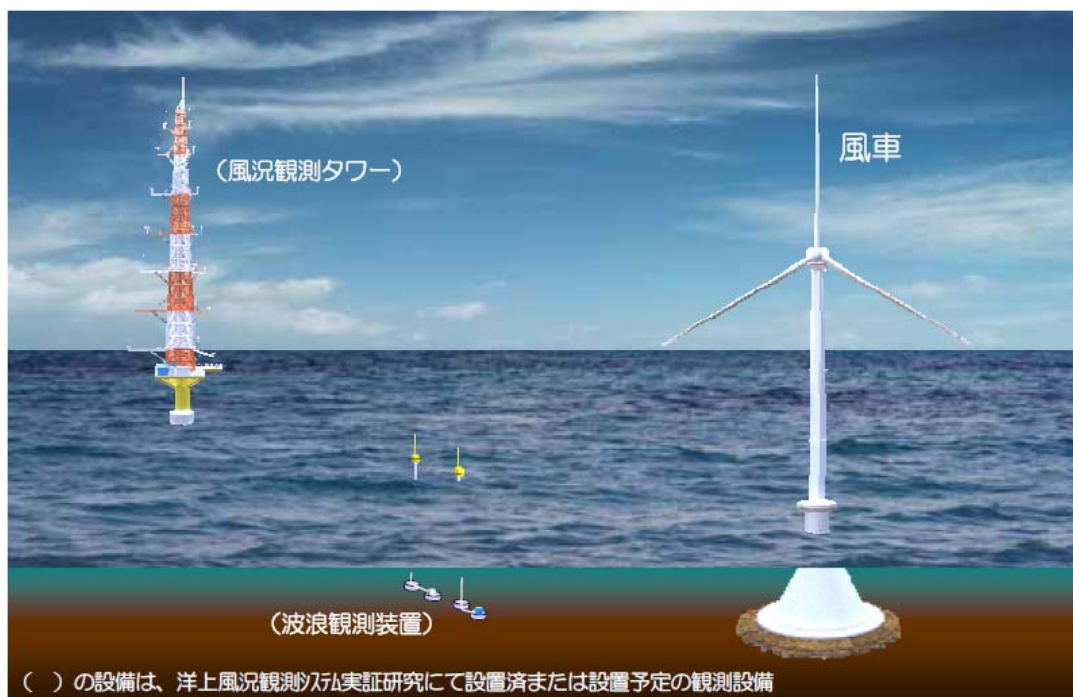
NEDO は、「洋上風力発電等技術研究開発事業」を平成 20～25 年度にかけて実施している。平成 20 年度は全国 6 海域での実施可能性調査を実施しており、平成 21 年度からはそのうちの 2 海域（千葉県銚子沖、福岡県北九州市沖）で洋上風況観測システムの実証研究を開始している。あわせて平成 22 年度からは洋上風力発電システムの実証研究を東京電力との共同研究として実施する。千葉県銚子市の南沖合約 3km の洋上に着床式の洋上風車を設置する。風車はロータ直径約 90m の 2MW クラスのものが 1 基設置され、日本の自然環境に適した洋上風力発電技術の確立のため実証研究が行われる。

図表 NEDO 洋上風力発電プロジェクト概要

設置場所（洋上）	千葉県銚子市南沖合約 3km （水深 11m）
ロータ直径	約 90m
研究期間	2010 年 5 月（予定）～ 2014 年 3 月
研究内容	(1)日本の自然環境に適した洋上風力発電設備の開発 (2)洋上風力発電設備の運転保守方法の確立 (3)環境影響調査 (4)洋上風力発電設備の設計指針案の作成
事業費	約 33.3 億円

出典：東京電力プレスリリース（2010 年 5 月 19 日）

図表 実証研究設備の完成予想図



提供：東京電力㈱、東京大学、鹿島建設㈱

<事例> Horns Rev 2 洋上ウインドファーム(デンマーク)

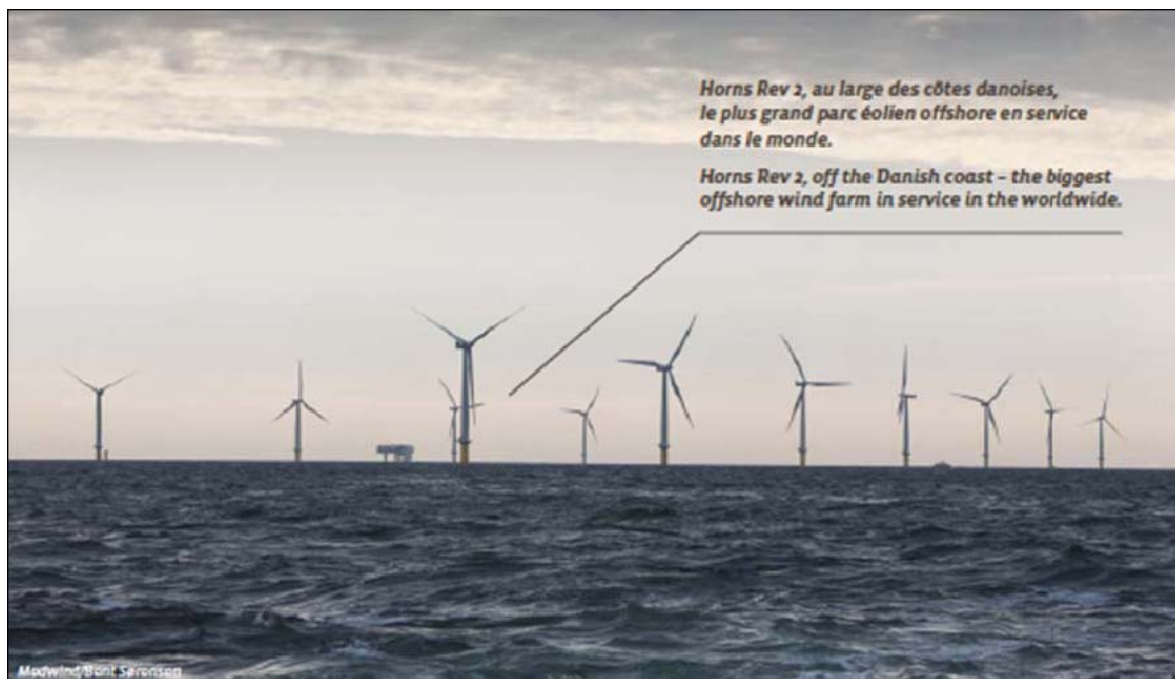
Horns Rev 2 は、現在世界最大の洋上ウインドファームである。デンマークの西岸から 30km の北海に建設されている。91 基の風車で合計発電出力は 209MW であり、20 万世帯分の年間電力消費量に相当する発電量が見込まれている。プロジェクトを実施しているのはデンマークの DONG Energy 社で、風車は Siemens 社の 2.3MW 機が採用されている。2008 年より基礎工事が開始され、2009 年中に建設が完了、2010 年に商業運転開始というスケジュールとなっている。10km 東には 2002 年より稼働している Horns Rev 洋上ウインドファーム (Vestas 製 2MW×80 基、合計発電出力 160MW) がある。

図表 Horns Rev 2 発電所概要

発電出力	209MW (2,300kW×91 基)
設置場所 (洋上)	デンマーク西岸沖合 30km (北海) (エリア 35km ² 、水深 9~17m)
風力発電機	Siemens 社 (ドイツ) 製 2.3MW 機
ハブ高さ	海上 68m+海面下 30~40m
ロータ直径	93m
最頂部高さ	114.5m (海上)
竣工年	2009 年

出典：DONG Energy 社ホームページ (<http://www.dongenergy.com/Hornsrev2/>)

図表 Horns Rev 2 発電所概観



出典：NEDO 海外レポート No.1062 (2010 年 4 月)

<事例> alpha ventus 洋上ウインドファーム(ドイツ)

alpha ventus は、ドイツで初めての大規模洋上ウインドファームで、ドイツ北部のボルクム島から 45km の北海に位置している。EWE、E.ON、および Vattenfall Europe のコンソーシアムにより、2.5 億ユーロをかけて建設された。規模は 5MW 風車 12 基で合計発電出力は 60MW である。期待される年間発電量は 220GWh/年で 5 万世帯分の年間電力消費量に相当する。alpha ventus は水深 30m における建設技術の研究が行われ、今後 5MW 大型風車の気象条件による影響の調査・研究、生態系への影響調査等が実施されることになっている、パイオニア的なプロジェクトである。

図表 alpha ventus 発電所概要

発電出力	60MW (5MW×12 基)	
設置場所 (洋上)	ドイツ北部ボルクム島沖合 45km (北海) (水深 30m)	
風力発電機	Multibrid 社 (独、AREVA 子会社) M5000	REpower (独) 5M
	6 基	6 基
ハブ高さ	90m	92m
ロータ直径	116m	126m
最頂部高さ (海底から)	178m	185m
基礎構造	トライポッド	ジャケット
運転開始年	2010 年	

出典：alpha ventus ホームページ (<http://www.alpha-ventus.de/>)

図表 alpha ventus 発電所概観



出典：alpha ventus ホームページ (<http://www.alpha-ventus.de/>)

3.1.6 システム価格、発電単価等

(1) システム価格

1) 世界

世界の風力発電のシステム価格²⁹を図表 3.40 に示す。

陸上風力のシステム価格は、欧米の 20 万円/kW 前後と比較して、日本は約 30 万円前後とやや高くなっている。中国・インドにおけるシステム価格は約 10 万円程度と安価である。

また、洋上風力のシステム価格については、データが限られておりプロジェクト毎の差異が大きく、平均的なコストを試算することは難しいため、事例として英国、ドイツ、オランダの値を示す。システム価格は約 30~50 万円/kW と、陸上風力と比較して比較して高くなっている。洋上風力のシステム価格は一般に基礎工事や係留コストが約半分を占めており、これは陸からの距離や水深により異なる³⁰。

風力発電のシステム価格は 1980 年代から下落傾向にあったが、2004 年から上昇に転じ、約 20~80%増加している。これは主に、タービンやギアボックス、ブレード、ベアリング等の供給力不足や、資材価格（特に鉄鋼と銅）の上昇による。現在の景気後退により風車市場の需給が緩む一方、設備投資が停滞すると、市場が復活した時に供給のボトルネックが再び起こり、システム価格の上昇を招くと考えられる³¹。

図表 3.40 世界の風力発電のシステム価格（2008 年）

資料 No.	場所		システム価格 (万円/kW) ³²	出典
1	陸上風力		17.7~19.6	World Energy Outlook 2009 (IEA)
	洋上風力		28.9~32.0	
2	陸上風力	欧州	14.5~26.0	Technology Roadmaps Wind energy (2009, IEA)
		米国	14.0~19.0	
		日本	26.0~32.0	
		中国	> 10.0	
		インド	< 10.0	
	洋上風力	英国	31.0	
		独、蘭	47.0	

²⁹ 設備費（風力発電装置に係る費用）、設置に係る諸経費（施工、系統連系等に係る費用）の合計をシステム価格と定義する。

³⁰ “Technology Roadmaps Wind energy”（2009, IEA）より。

³¹ “Renewable Energy Essentials: Wind”（2008, IEA）より。

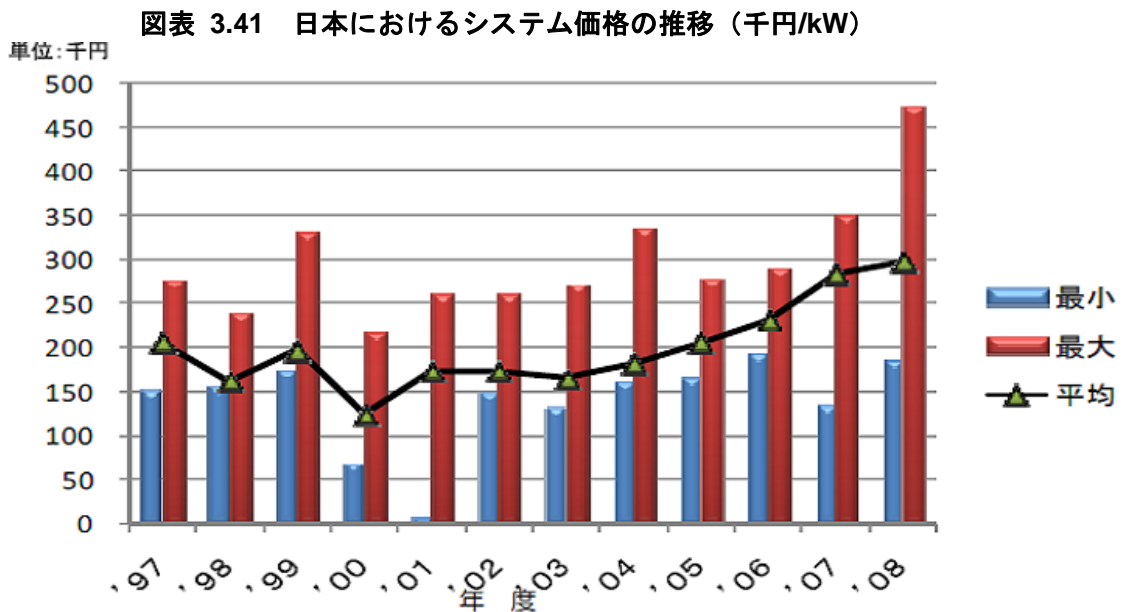
³² 1\$=100 円として換算している。以下同様。

2) 日本

日本の風力発電のシステム価格を図表 3.41 に示す。

日本における風力発電のシステム価格は 1997 年～2008 年の間 20～30 万円/kW で推移している。2003 年度までは低下傾向にあったが、2004 年度以降上昇し、現在は約 30 万円/kW である。コスト上昇の要因は、世界的な風車需要の増加に伴う売り手市場であること、鋼材の値上がり、為替（対ユーロの円安）等とされている³³。

また、陸上における適地の減少から、今後は山岳地帯への導入が必要になるため、システム価格の増加は避けられず、さらにシステム価格が上昇する可能性がある。



注：「新エネルギー等事業者支援事業」の補助申請額から逆算して算出。「最大」は当該年度の補助申請設置コストの kW 単価が最も高いものの額。「最小」は当該年度の補助申請設置コストの kW 単価が最も小さいものの額。
注：システムコストについては、機器装置費のほか、工事費用を含むが、補助金申請前に要する環境影響評価等の経費は含まれない。

出典：総合資源エネルギー調査会新第 29 回エネルギー部会 資料 3-1（2008 年 11 月）

³³総合資源エネルギー調査会新第 29 回エネルギー部会 資料 3-1「風力発電の現状について」（2008, 資源エネルギー庁）より。

(2) 発電コスト

1) 世界

世界の風力発電の発電コストを図表 3.42 に示す。陸上風力の発電コストは、概ね 10 円/kWh 前後となっており、最も風況の良い場所では 6.5 円/kWh である。洋上風力は陸上よりも風況が良いため陸上と比べて約 50% 程度多い発電量が得られ、陸上よりも高いシステム価格をある程度まで相殺する³⁴ものの、陸上風力より発電コストは若干高めとなっている。なお、この値は水深が 20m 未満の遠浅海域に広く導入が進んでいる欧州の実績に基づくものと推察され、遠浅の海域が少なく海底地形が複雑な日本に設置した場合、既存の陸上風力並みの発電コストとなるとは言いがたいことに留意する必要がある。

図表 3.42 風力発電の発電コスト

資料 No.	場所		発電コスト (円/kWh)	出典
1	陸上風力		9.0~10.5	World Energy Outlook 2009 (IEA)
	洋上風力		10.0~12.0	
2	陸上風力		7.0~13.0	Technology Roadmaps Wind energy (2009, IEA)
	洋上風力		11.0~13.1	
3	陸上風力	平均風速高 ¹	6.5~9.4	Energy Technology Perspectives 2008 (2008, IEA)
		平均風速中 ²	8.5	
		平均風速低	8.9~13.5	

注 1) 英国、アイルランド、フランス、デンマーク、ノルウェー沿岸等

注 2) ドイツ、フランス、スペイン、ポルトガル、オランダ、イタリア、スウェーデン、フィンランド、デンマーク内陸部等

2) 日本

日本の風力発電の発電コストを図表 3.43 に示す。総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会資料によると、風力発電所の総出力規模が 30MW と大規模な場合の発電コストは 10 円/kWh、5MW 前後の場合は 14 円/kWh、600kW~3MW の場合は 18~24 円/kWh と試算されている。総出力規模が大きいほどシステム価格、運用・保守費は割安と見ており、発電コストは低くなるとしている。

図表 3.43 日本における風力発電コスト

	総出力規模	発電コスト
大規模①	30MW	10 円/kWh
大規模②	6MW、4.5MW	14 円/kWh
中小規模	3MW~600kW	18~24 円/kWh

前提) 利子率：4%

以下の設置コストは 99 年度補助実績のうち標準的な値 (計画値ベース) で撤去費を含む。

大規模①：21 万円/kW、大規模②：24 万円/kW、中小規模：24~37 万円/kW

以下の運転経費 (運転・保守費)、利用率は事業者からのヒアリングをもとに設定。

(運転経費) 大規模①：0.3 万円/kW・年、大規模②：0.7 万円/kW・年、中小規模：1.2 万円/kW・年

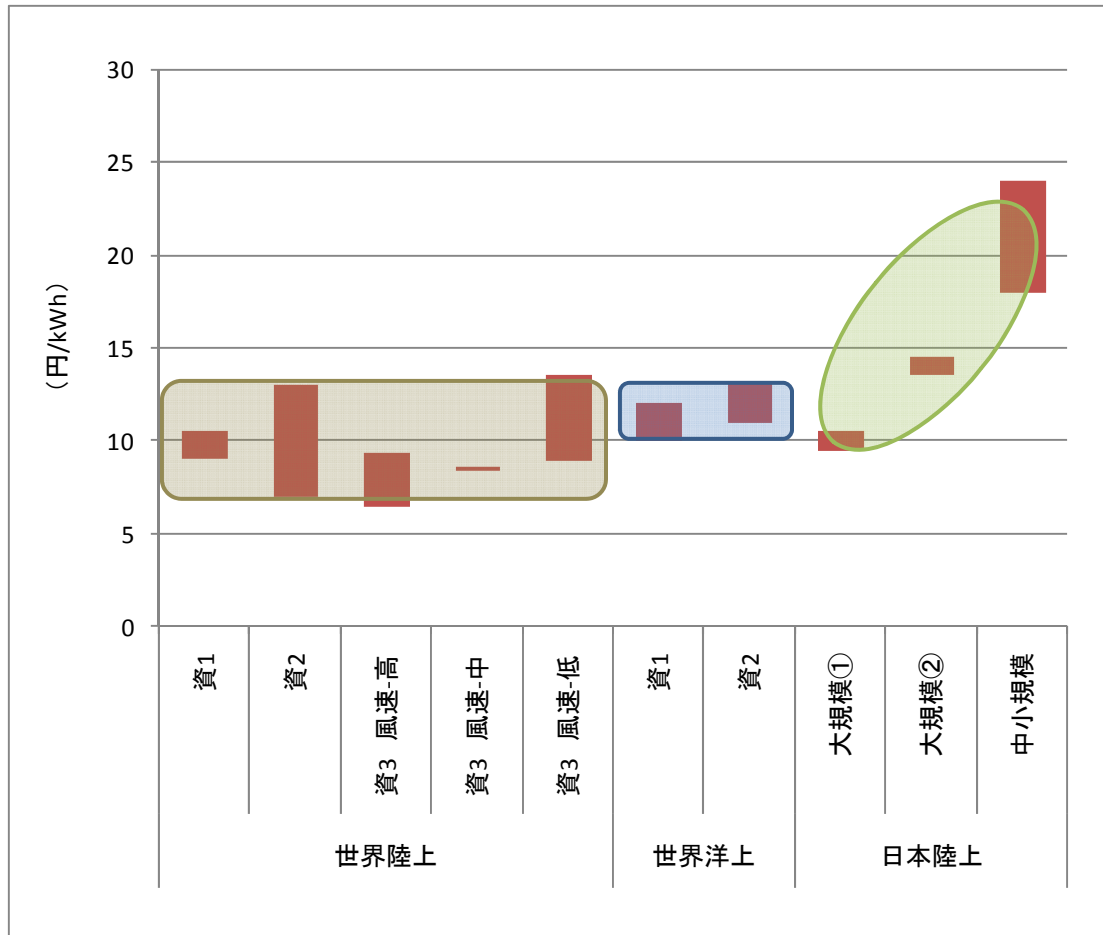
(利用率) 大規模①、②：22%、中小規模：20%

出典：総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会 参考資料 (2001 年 6 月)

³⁴ “Technology Roadmaps Wind energy” (2009, IEA)

図表 3.44 に世界および日本の風力発電コストの比較を示す。

図表 3.44 風力発電コストまとめ



注) 資1、資2、資3は図表 3.42 の資料 No.に対応している

3) 発電コストの内訳

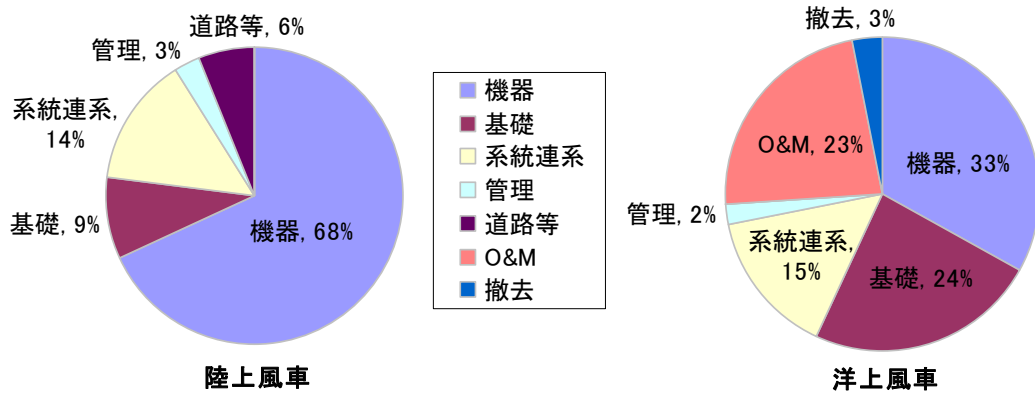
発電コストの内訳を提示した例を図表 3.45 に示す。陸上風車の場合、コストの 68%は機器の費用となっており、イニシャルコスト（機器、基礎、系統接続、道路・建物）は97%を占めている。洋上風車の場合、運用・保守（O&M）の費用が23%を占めることから、撤去費用を除いたイニシャルコストの占める割合は74%となっている。従来の火力発電ではこの割合が発電コストの40~60%であることから、比較すると風力発電は相対的に資本集約的な発電技術であると言える³⁵。

O&M のコストは保守点検、修理、交換部品、保険等で構成されるが、新設時 10~15%程度であるが、風車の耐用年数近くになると20~35%に増大するとの報告もある³⁵。

³⁵ “Energy Technology Perspectives 2008” (2008, IEA) より。

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

図表 3.45 発電コストの内訳

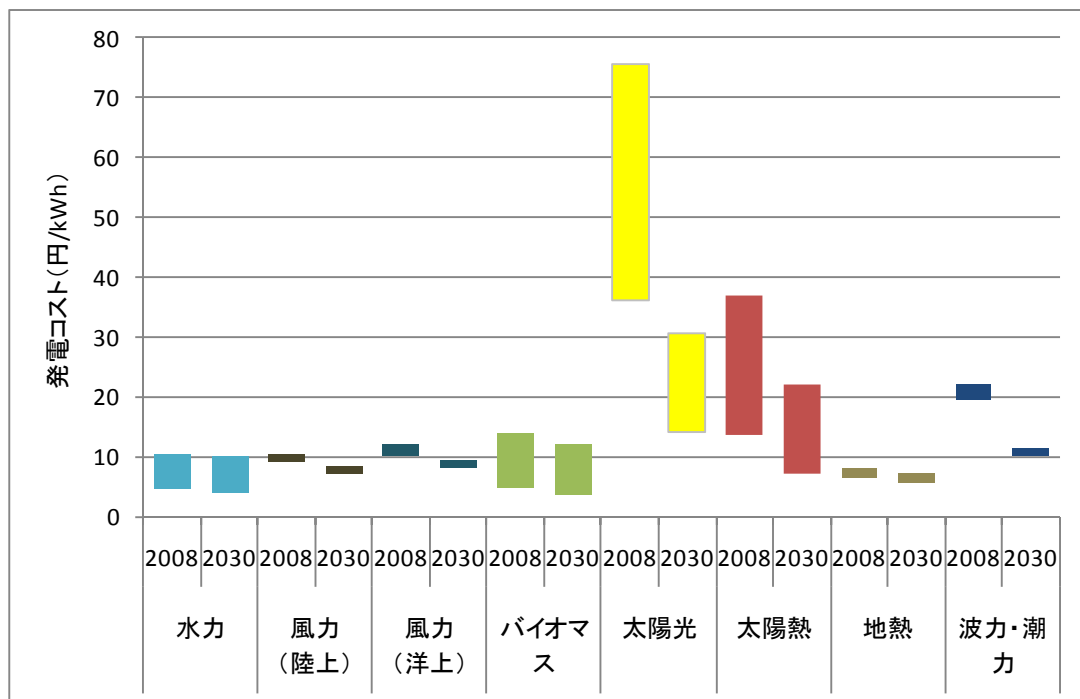


出典：Duwind(2001): “Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe Final Report“, NNE5-1999-562, 289p
より作成

4) 他の再生可能エネルギーとの比較

風力発電コストと、他の再生可能エネルギーの発電コストとの比較を図表 3.46 に示す。風力発電は太陽光、太陽熱、波力・潮力に比べて、現状および将来において発電コストが低く、再生可能エネルギーの中でもコスト競争力を持つエネルギー源の一つであることが分かる。

図表 3.46 風力と他の再生可能エネルギーの発電コスト



出典：“World Energy Outlook 2009” (IEA)より作成

(参考) 発電コストの算出式³⁶

発電コストは一般的に、年間経常費を年間発電量で除算することにより算出される。年間経常費は、イニシャルコストおよび運転・保守費等のランニングコストからなる。イニシャルコストの算出方法には、資本回収法によるものと、減価償却費および平均金利等の和として求める方法とがある。以下では資本回収法による算出方法について述べる。

資本回収法では、イニシャルコストはシステム価格と年経費率の積で表され、発電コストは次式で計算される（税金は考慮していない）。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = \frac{\text{システム価格} \times \text{年経費率} + \text{運転・保守費}}{\text{正味年間発電量}}$$

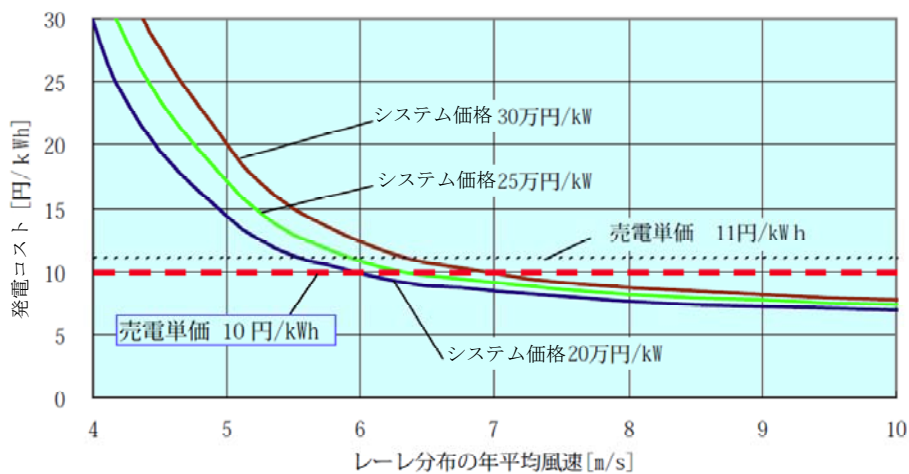
$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}$$

r: 金利、n: 耐用年数

年間発電量は風車の出力曲線と設置場所の風速から計算される。しかし、風力発電の事業化を検討する際は正味年間発電量の推定が重要で、年間発電量に対して例えば以下に示すような影響による発電量の損失があり、利用可能率や出力補正係数と共に考慮することが望ましい。

- 複雑地形の影響
- 複数風車設置の場合の風車間の干渉
- 風速の経年変動
- ハブ高さの風速への換算誤差

図表 3.47 年平均風速と発電単価の関係 (例)



出典: 「風力発電導入ガイドブック 2008」(2008, NEDO) より作成

³⁶ 「風力発電導入ガイドブック」(2008, NEDO) をもとに取りまとめている。

3.1.7 推進施策・関連法令

(1) 欧州

EU の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 3.48 に示す。EU は、エネルギーセキュリティ、化石燃料依存からの脱却、社会的・経済的団結等を背景に、地球温暖化対策に係る野心的な目標を掲げ、積極的な環境・エネルギー政策を打ち出してきた。近年の動向として、再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令、欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)、およびフィードインタリフ制度について詳述する。

図表 3.48 欧州における主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
再生可能エネルギー白書 ³⁷ (1997)	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに EU 内のエネルギー消費量の 12% を再生可能エネルギーで賄う目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成に向けた行動計画を策定。
再生可能電力推進に関する欧州指令 ³⁸	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに電力供給量の 21% を再生可能エネルギーでまかなう目標を設定。 加盟各国に示唆的目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し (2010 年までに 19% の達成見込み)。
バイオ燃料促進に関する欧州指令 ³⁹	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75% をバイオ燃料で代替する目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し。
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令 ⁴⁰	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能電力推進に関する指令とバイオ燃料促進に関する指令を修正、廃止する新たな指令。 2020 年までに EU 全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20% にする目標を設定。 2020 年までに運輸部門における再生可能エネルギーの割合を 10% にする目標を設定。 各国に法的拘束力のある目標値を設定。
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	<ul style="list-style-type: none"> EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とする。 欧州産業イニシアティブとして、低炭素化に資する 6 つの有望技術 (風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂) に関するイニシアティブを提案。

³⁷ COM(1997)599 “Energy for the Future: Renewable Sources of Energy”

³⁸ Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market

³⁹ Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels and other renewable fuels for transport

⁴⁰ Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

	<ul style="list-style-type: none"> 各イニシアティブについて技術ロードマップを提示。 (2010年3月、欧州理事会により承認)
フィードインタリフ制度 (Feed-in tariff: FIT)	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの買取価格 (tariff) を法律で定め、一定期間の買取りを保障する制度。 ドイツ、スペイン等で太陽光発電が爆発的に普及する起爆剤となった。

1) 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令

2007年3月、欧州理事会は、EUの地球温暖化対策として以下4項目について合意した。

- 2020年までに、EU全体の温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも20%削減する。
- 2020年までに、EU全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を20%に引き上げる。
- 2020年までに、各国の輸送用燃料におけるバイオ燃料の比率を10%に引き上げる。
- 新規化石燃料発電所へのCO₂回収・地中貯留 (CCS) システムの設置に向け、各国間で協力して技術開発、法的枠組み作り等を進める。

再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令は、上記4項目のうち2)と3)を達成するための手段や国別目標値を具体化したもので、再生可能電力推進に関する欧州指令(2001)とバイオ燃料促進に関する欧州指令(2003)を修正、廃止する指令である。

図表 3.49 に EU 加盟各国における 2020 年時点の再生可能エネルギー比率の目標値を示す。本指令は「2020年までに20%」という目標を達成するために、法的拘束力のある目標値を加盟各国に課している。国別目標値の設定にあたっては、再生可能エネルギーに関する各国の状況や経済力等が考慮されている。

図表 3.49 EU 加盟国の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の経年変化と 2020 年目標値 (再掲)

	最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合			EU 指令による国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

	最終エネルギー消費量に占める 再生可能エネルギーの割合			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES”（2008, BMU）、Directive 2009/28/EC より作成

2) 欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）

欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）は、低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略である。欧州産業イニシアティブ（European Industrial Initiatives：EII）として、低炭素化に資する 6 つの有望技術（風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂）に関するイニシアティブが設置されている。2009 年 7 月にはそれぞれの技術について技術ロードマップ⁴¹が提示され、2010 年 3 月に欧州理事会により承認された。

技術ロードマップでは、再生可能エネルギーについて、以下の目標が掲げられており、風力発電については、2020 年までに EU の発電電力量の 20% を風力発電でまかなう、としている。

- **2020 年までに EU の発電電力量の 20% を風力発電でまかなう**
- 2020 年までに EU の発電電力量の 15% を太陽光由来の電力（太陽光発電：12%、太陽熱発電 3%）でまかなう
- 2020 年までに少なくとも EU のエネルギー供給 14% を、コスト競争力および持続可能性のあるバイオエネルギーでまかなう

⁴¹ “A TECHNOLOGY ROADMAP for the Communication on Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)”（2009, EC）

3) フィードインタリフ制度

フィードインタリフ制度とは、再生可能エネルギーの買取価格（tariff）を法律で定める方式の助成制度で、一定期間の買取りを保障する制度である。買取価格は年を経るごとに低減される仕組みになっており、早期に事業を開始した方が有利となる。再生可能電力を通常の電気料金よりも高い価格で安定的に購入してもらえるため、再生可能電力事業者にとって大きなインセンティブとなっている。

ドイツでは2004年に改正された「再生可能エネルギー法」において、FIT制度により太陽光発電の買取価格を他のエネルギーよりも高く設定したことから（図表 3.50）、累積導入量は2005年に日本を抜いて世界第1位となった。風力発電については、洋上風力の買取価格をより高く設定しており、企業の洋上への進出を促している。

図表 3.50 ドイツ FIT の電力買取価格

	2009年買取価格※1 ※2	価格低減率※3
太陽光※4	42.9～55.9 円/kWh	8.0%-10.0%
水力（5MW未満）	9.9～16.5 円/kWh	0%
水力（既設（5MW以上）の リパワメント）	4.6～9.5 円/kWh	1.0%
バイオマス （20MW未満）※4	10.1～15.2 円/kWh	1.0%
地熱（20MW未満）※4	13.7～20.8 円/kWh	1.0%
風力（陸上）※4	6.5～12.0 円/kWh	1.0%
風力（洋上）	4.6～16.9 円/kWh （2015年末までに導入され た場合2.6 円/kWh 上乘せ）	5.0% （2015年から）

※1 発電容量やシステムタイプによって異なる。 ※2 1ユーロ=130円として換算。

※3 導入量や発電コストの低下状況に合わせ、後年になるほど買取価格は低減される。

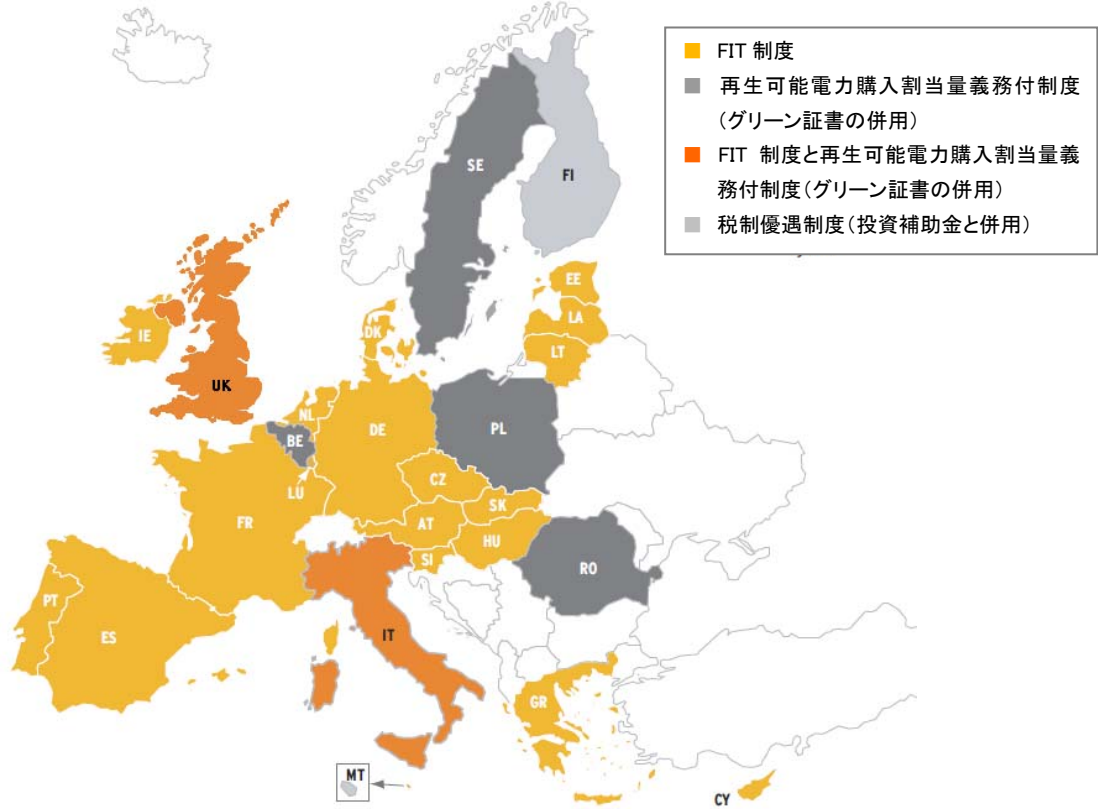
※4 バイオマス、地熱、陸上風力については、原料、技術等に合わせて買取価格を上乘せするボーナス制度が設けられている。太陽光のボーナス制度は2009年から廃止となった。

出典：“2009 EEG Payment Provisions”（BMU）より作成

欧州では、多くの国でFITが採用されており、2009年末時点で採用国数は約20カ国に及ぶ（図表 3.51）。しかし買取価格は国によって差があり、制度設計上の問題等から、全ての国でドイツのような爆発的な再生可能エネルギーの普及が進んでいるわけではない。また、スペインでは増大する固定価格買取発電量に対して電力需要家の負担軽減を図るため、エネルギー源別に累積導入量の上限を設定し、上限に達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設定するなど、制度の適切な運用に向けた見直しが進んでいる。

FITの他に代表的なものとして、再生可能電力購入割当量義務付制度が挙げられる。再生可能電力購入割当量義務付制度とは、電力事業者と大口の消費者に、再生可能電力の購入割当量が義務付けられる制度で、日本におけるRPS制度と類似の制度である。再生可能電力に対して発行される、売買可能なグリーン証書（Tradable Green Certificates:TGC）と併用されることが一般的で、再生可能電力の使用またはグリーン証書の購入によって割当量を充足できるようになっている。

図表 3.51 欧州における再生可能エネルギー支援施策



出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” (2009, BMU) より作成

(2) 米国

1) 連邦レベルの推進施策・関連法令

連邦レベルの主要な推進施策・関連法令を図表 3.52 に示す。世界第 1 位の CO₂ 排出国として、米国の地球温暖化対策推進の必要性が高まる中、オバマ政権の発足に伴い、グリーンニューディールという政策方針のもとで再生可能エネルギーの導入普及に向けた動きが加速している。

図表 3.52 連邦レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
2005 年エネルギー政策法 ⁴² (2005)	<ul style="list-style-type: none"> • 包括的なエネルギー法案。エネルギーインフラの強化、エネルギー効率の向上、再生可能エネルギーの利用拡大、在来型燃料の国内増産等を掲げる。 • 再生可能エネルギーについては、再生可能燃料基準 (RFS)⁴³を導入した他、政府機関の再生可能電力比率を 7.5%に引き上げる目標を設定。また、各種インセンティブ制度を認可・拡充。
ITC (投資課税控除) (Federal Business Investment Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 各種エネルギーシステムの設定投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。 • 太陽光発電の控除率は 30%。
PTC (生産税控除) (Renewable Energy Production Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。 • 条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼動開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。 • 太陽光発電は対象外。
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	<ul style="list-style-type: none"> • 2009 年 2 月に成立した米国経済再生法により、米国財務省による本助成制度を創設。 • 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
MACRS (修正加速度償却法) (Modified Accelerated Cost-Recovery System)	<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。 • 太陽光発電の投資に対しては、5 年間の加速的な減価償却が適応できる。
Residential Renewable Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税控除)	<ul style="list-style-type: none"> • 家庭部門を対象に、再生可能エネルギー関連機器の導入経費に対し 30%の税控除を行う制度。

出典：各種資料より取りまとめ

⁴² Public Law 190-58, Energy Policy Act of 2005, Aug. 2005

⁴³ 再生可能燃料基準 (Renewable Fuel Standard)。自動車用燃料等へのバイオ燃料の使用を義務付けるもの。

① 2005 年エネルギー政策法⁴⁴

2005 年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）は、1992 年に成立した「1992 年エネルギー政策法」を踏まえ、より包括的なエネルギー法案として策定された。「エネルギー効率」「再生可能エネルギー」「石油・天然ガス」「石炭」「原子力」「自動車・燃料」「調査・研究開発」等、エネルギーに係る各種項目について、既存の法律の改正、各種インセンティブ制度の策定等が実施されている。

再生可能エネルギーに関しては、連邦政府に対して一定量の再生可能エネルギー由来の電力の買取を義務付けたほか、PTC（生産税控除）や ITC（投資課税控除）等の各種インセンティブ制度を認可・拡充している（PTC、ITC については後述）。特に ITC については、同法により、商業用太陽光発電システムの税控除率が 10%から 30%に大幅に拡充された。

- 連邦政府に対する再生可能電力買取りの義務付け（2013 年までに 7.5%）。
- 再生可能燃料基準（RFS）の導入。2012 年に年間 7.5 ガロンの目標を設定。
- 再生可能エネルギーに係る各種インセンティブの延長・拡充。
 - PTC（生産税控除）の期限を延長
 - 住宅用太陽光システム・燃料電池について 30%の ITC（投資課税控除）を創設
 - 商業用太陽光システムの ITC による税控除額を 10%から 30%に引き上げ

② 各種インセンティブ制度

連邦政府による主要なインセンティブ制度は以下が挙げられる。各制度の詳細を図表 3.54 に示す。

- ITC（Federal Business Investment Tax Credit：投資課税控除）
 - ◇ 1992 年のエネルギー政策法（Energy Policy Act）により創設。
 - ◇ 各種エネルギーシステムの設備投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。
 - ◇ エネルギー改善・延長法⁴⁵により、太陽エネルギー利用設備、燃料電池、マイクロタービンに係る課税控除が 2016 年まで延長された。また、小型風力発電システム、地中熱ヒートポンプ、CHP が対象エネルギーに追加された。
- PTC（Renewable Energy Production Tax Credit：生産税控除）
 - ◇ 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼動開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。
 - ◇ 太陽光発電は対象外。
 - ◇ 米国経済再生法⁴⁶により風力発電の控除期間が 2012 年末に延長された。

⁴⁴“Energy Policy Act of 2005: Summary and Analysis of Enacted Provisions”(Mar. 2006, CRS)、米国総務省資料、Pew Center on Global Climate Change ウェブサイト

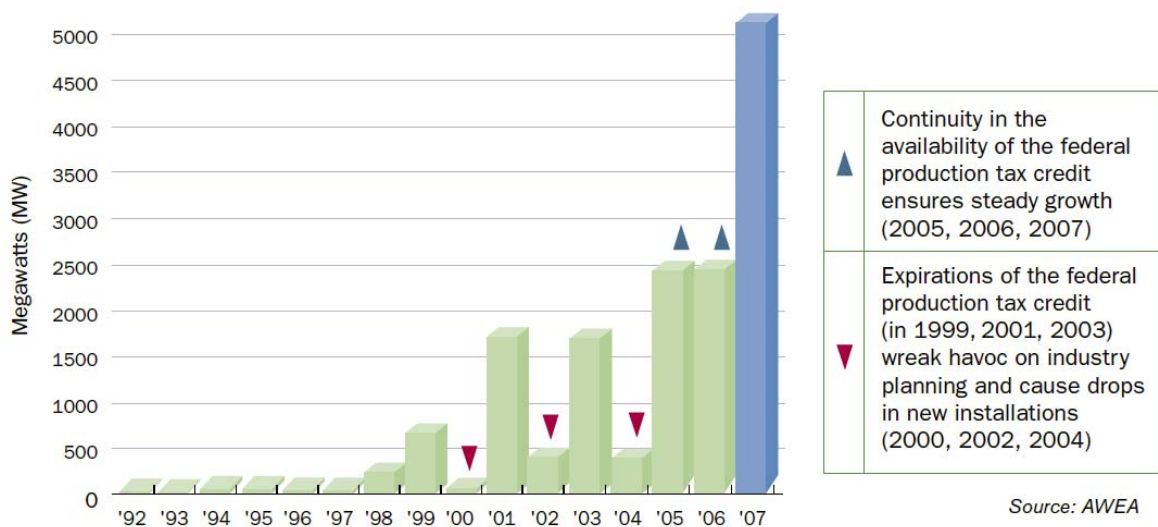
⁴⁵ Energy Improvement and Extension Act of 2008、金融危機対策関連法案（Public Law 110-343）の一つ。再生可能エネルギー、CO₂回収・除去技術、エコカー・バイオ燃料、省エネ機器等に係る各種インセンティブが延長、拡充された。

⁴⁶ American Recovery and Reinvestment Act、2008 年末の金融危機対策として 2009 年 2 月に成立。各種経済刺激策

- Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)
 - ◇ 米国経済再生法により創設。
 - ◇ 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
- Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) (修正加速度償却法)
 - ◇ 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。
 - ◇ 太陽光発電の投資に対しては、5年間の加速的な減価償却が適応できる。
- Residential Renewable Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税控除)
 - ◇ 家庭部門を対象に、再生可能エネルギー関連機器の導入経費に対し30%を税控除。
 - ◇ 米国経済再生法により燃料電池を除く全ての対象機器に対して、控除額の上限が撤廃された。

上記のうち、PTC (生産税控除) は特に風力発電導入量に大きく影響を与える制度に挙げられる。PTC はその延長の有無が風力発電の導入量に大きな影響を与えており (図表 3.53)、今後もその動向が注視される。なお、米国経済再生法により風力の PTC 期限は 2012 年まで延長された。

図表 3.53 PTC の延長と風力発電の発電容量 (新規増設分) の経年変化



▲は PTC の税控除期限が延長された年、▼は PTC の税控除期限が切れた年を表している。期限が延長された年は導入量が大きく伸びているのに対し、期限が切れた年は導入量が大きく減少しており、PTC が風力発電設備導入に与えている影響の大きさが分かる。

出典：“Wind Power Outlook 2008” (AWEA)

に加え、科学技術、環境保護、各種インフラへの投資、州や地方政府の財政安定化策等が盛り込まれている。

図表 3.54 連邦政府の主要な再生可能エネルギー支援施策

施策名	対象セクター	対象システム	インセンティブ	期限
ITC (投資課税控除)	商業、産業、電気事業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、風力、バイオマス、地熱発電、燃料電池、小型風力発電、地熱利用、マイクロタービン、CHP 等	<控除率> <ul style="list-style-type: none"> 30% : 太陽熱利用、太陽光発電、燃料電池、風力発電 10% : 地熱利用、マイクロタービン、CHP 	2016/12/31
PTC (生産税控除)	商業、産業	風力発電、バイオマス、地熱発電、埋立地ガス発電、廃棄物発電、水力発電、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等 ※太陽光発電、太陽熱発電は対象外	<控除額> <ul style="list-style-type: none"> 風力 : 2.1 セント/kWh 閉鎖系バイオマス、地熱 : 2.1 セント/kWh 開放系バイオマス、埋立地ガス、廃棄物、水力、海洋エネルギー : 1.0 セント/kWh 	2013/12/31
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	商業、産業、農業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、燃料電池、小型風力発電、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス、廃棄物、地中熱ヒートポンプ、マイクロタービン、CHP、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等	<助成率> <ul style="list-style-type: none"> 固定資産の 30% : 燃料電池、太陽エネルギー関連設備、小型風力、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス 固定資産の 10% : その他対象エネルギー 	2011/10/1
MACRS (修正加速度償却法)	商業、産業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、埋立地ガス、風力発電、バイオマス、再生可能燃料(運輸用)、地熱発電、地熱利用、燃料電池、廃棄物利用、CHP、マイクロタービン等	<償却期間> <ul style="list-style-type: none"> 5年 : 太陽熱利用、太陽光、地熱発電、風力発電、燃料電池、マイクロタービン 条件を満たす設備については、初年度 50% のボーナス償却を利用できる。 	2009/12/31
Residential Renewable Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税控除)	家庭	太陽熱利用、太陽光発電、風力発電、燃料電池、地中熱ヒートポンプ等	<控除率> <ul style="list-style-type: none"> 設備導入経費の 30% 	2016/12/31

出典 : DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より取りまとめ

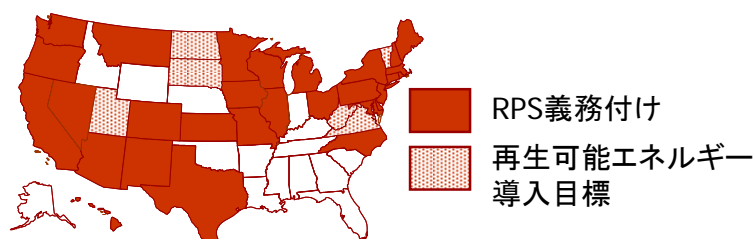
2) 州レベルの推進施策・関連法令

州レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令としては、RPS 法、ネットメーターリング制度、フィードインタリフ制度が挙げられる。各制度の詳細を以下に示す。

<RPS 法>

3.1.3 節にして述べたとおり、米国では 29 の州政府と DC 政府⁴⁷が州独自の RPS 法を策定しており、電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーでまかなうことを義務づけている。また、6 つの州が再生可能エネルギー導入目標を掲げている。

図表 3.55 州別の RPS 法概要（再掲）



州	目標	達成年
カリフォルニア	20%	2010
オハイオ	25%	2025
イリノイ	25%	2025
ニューヨーク	24%	2013
ペンシルバニア	18%	2020
ニュージャージー	22.5%	2021
ミネソタ	25%	2025
バージニア (※)	15%	2025
ノースカロライナ	12.5%(私営) 10%(公営)	2021 2018
ワシントン	15%	2020
メリーランド	20%	2022
ミズーリ	15%	2021
オレゴン	25%(大規模事業者) 5~10%(小規模事業者)	2025
アリゾナ	15%	2025
ミシガン	10%+1,100MW	2015
ネバダ	25%	2025
マサチューセッツ	15%	2020
コネチカット	23%	2020

州	目標	達成年
カンザス	20%	2020
ウィスコンシン	10%	2015
テキサス	5,880MW	2015
ユタ (※)	20%	2025
コロラド	20%(私営) 10%(公営)	2020
ニューメキシコ	20%(私営) 10%(公営)	2020
ハワイ	40%	2030
ニューハンプシャー	23.8%	2025
モンタナ	15%	2015
デラウェア	20%	2019
ワシントン D.C.	20%	2020
メイン	40%	2017
ノースダコタ (※)	10%	2015
ロードアイランド	16%	2020
バーモント (※)	20%	2017
サウスダコタ (※)	10%	2015
アイオワ	105MW	-

注：(※) は義務量ではなく、目標量を設定している州。なお、カリフォルニアは 2020 年までに 33%の達成を目標としている。

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

⁴⁷ 2010 年 3 月時点。

(3) 日本

日本の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 3.56 に示す。我が国のエネルギー自給率は極めて低く、「エネルギーの安定供給」は最重要課題の一つであること、また地球温暖化対策への取組みが急務であること等から、これまで多くのエネルギー政策が展開されてきた。以下、エネルギー基本計画、RPS 法、技術戦略マップ、Cool Earth エネルギー革新技術計画について詳述する。また、再生可能エネルギーの全量買取制度の最新動向を紹介する。

図表 3.56 日本における主要な環境・エネルギー政策

政策名称	概要
エネルギー基本計画（2003） 第一次改定 2007年3月 第二次改定 2010年6月	<ul style="list-style-type: none"> 「エネルギー政策基本法」（2002）に基づき策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。 2007年に第一次改定、2010年に第二次改定を実施。第二次改定では、2030年までの今後20年程度を視野に入れた具体的施策を明示。 再生可能エネルギーについては、2020年までに一次エネルギー供給の10%をまかなう目標を設定。
電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法：RPS法（2003）	<ul style="list-style-type: none"> 電気事業者が新エネルギーを利用して得られる電気の一定量以上の利用を義務付ける法律。対象は、風力、太陽光、地熱、水力、バイオマス。
新・国家エネルギー戦略（2006）	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を軸に、我が国の新たな国家エネルギー戦略を提示。 ①国民に信頼されるエネルギー安全保障の確立 ②エネルギー問題と環境問題の一体的解決による持続可能な成長基盤の確立 ③アジア・世界のエネルギー問題克服への積極的貢献を目標として掲げる。
技術戦略マップ（エネルギー技術）（2007、毎年更新）	<ul style="list-style-type: none"> 新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示。 産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的とする。
Cool Earth エネルギー革新技術計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> 2050年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、 ①重点的に取り組むべき21の革新技術の選定 ②21技術の技術ロードマップの提示 ③国際連携のあり方の提示 <p>を行っている。</p>

京都議定書目標達成計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> ● 「地球温暖化対策推進法」（1998）に基づき、6%削減約束を達成するために必要な措置を提示。 ● 再生可能エネルギーについて、太陽光、太陽熱、風力、バイオマス、未利用エネルギー（温度差エネルギー、雪氷熱等）等の導入を促進。
エネルギー供給構造高度化法（2009）	<ul style="list-style-type: none"> ● 電気やガス、石油事業者等のエネルギー供給事業者において、非化石エネルギー源の利用拡大、化石エネルギー原料の有効利用を促進することを目的とする。 ● 電力会社に加え、ガス会社や石油会社にも新エネルギーの利用を義務付け。 ● 本法律の枠組みの中で、「太陽光発電の固定価格買取制度」を策定。
各種再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業	<ul style="list-style-type: none"> ● 図表 3.61 参照

1) エネルギー基本計画

国がエネルギー政策を進めるに当たり、「安定供給の確保」、「環境への適合」及びこれらを十分考慮した上での「市場原理の活用」を基本方針とすること等を内容とする「エネルギー政策基本法」が2002年6月に制定された。「エネルギー基本計画」は、エネルギー政策基本法に基づき2003年に策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。

本計画は少なくとも3年ごとに検討を加え、必要に応じて改定されることが法定されており、2007年3月に第一次改定、2010年6月に第二次改定が実施された。

第二次改定では、エネルギー政策は、国民や事業者の理解・協力のもと、中長期的な視点で総合的かつ戦略的に推進する必要があるとの考えに立ち、2030年までの今後「20年程度」を視野に入れ、以下の目標の実現に向けた具体的施策を明示している。

- ① 資源小国である我が国の実情を踏まえつつ、エネルギー安全保障を抜本的に強化するため、エネルギー自給率（現状18%）⁴⁸および化石燃料の自主開発比率（現状約26%）をそれぞれ倍増させる。これらにより、自主エネルギー比率を約70%（現状約38%）とする。
- ② **電源構成に占めるゼロ・エミッション電源（原子力および再生可能エネルギー由来）の比率を約70%（2020年には約50%以上）とする（現状34%）。**
- ③ 「暮らし」（家庭部門）のエネルギー消費から発生するCO₂を半減させる。
- ④ 産業部門では、世界最高のエネルギー利用効率の維持・強化を図る。
- ⑤ 我が国に優位性があり、かつ、今後も市場拡大が見込まれるエネルギー関連の製品・システムの国際市場において、我が国企業群が最高水準のシェアを維持・獲得する。

⁴⁸ 一次エネルギー国内供給のうち、国産エネルギー（再生可能エネルギー等）及び準国産エネルギー（原子力）の供給の占める割合。OECD 諸国のエネルギー自給率の平均値は約70%。

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

再生可能エネルギーについては、2020年までに一次エネルギー供給に占める割合を10%に高めることを目標に掲げている。主な再生可能エネルギーとして、太陽光発電、風力発電、地熱発電、水力発電、バイオマス利用、空気熱や地中熱利用、太陽熱利用、雪氷熱利用等を挙げている。

なお、第二改定では、風力発電、特に洋上風力発電が重要技術の一つに挙げられている。2010年中に策定するとされている、新たなエネルギー革新技术ロードマップにおいて、「今後世界において大幅な普及拡大が予測される洋上風力発電等についても、重点的に取り組むべき技術として扱う」としており、国のエネルギー政策における風力発電の重要性が高まっている。

2) 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）

RPS制度（Renewables Portfolio Standard）とは、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」に基づき、エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保するため、電気事業者に対して、毎年、その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付け、新エネルギー等の更なる普及を図るための法制度である。図表 3.57 に新エネルギー等電気の利用目標量を示す。

電気事業者は、義務を履行するため、自ら「新エネルギー等電気」を発電するか、他者から「新エネルギー等電気」を購入、または「新エネルギー等電気相当量（法の規定に従い電気の利用に充てる、もしくは、基準利用量の減少に充てることのできる量）」を取得することとなる。

新エネルギーとして対象となるのは、風力発電、太陽光発電、地熱発電（熱水を著しく減少させないもの）、水力発電（1,000kW以下のものであって、水路式の発電およびダム式の従属発電）、バイオマス（廃棄物発電および燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含む）である。

図表 3.57 新エネルギー等電気の利用目標量

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
目標量 (億 kWh)	86.7	92.7	103.8	124.3	128.2	142.1	157.3	173.3
電力会社 10 社の発受電電 力量 (2009 年度) ※1 に対 する割合	0.9%	1.0%	1.1%	1.3%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%

※1 約 940TWh（電力事業連合会 発受電速報 2009 年度分）

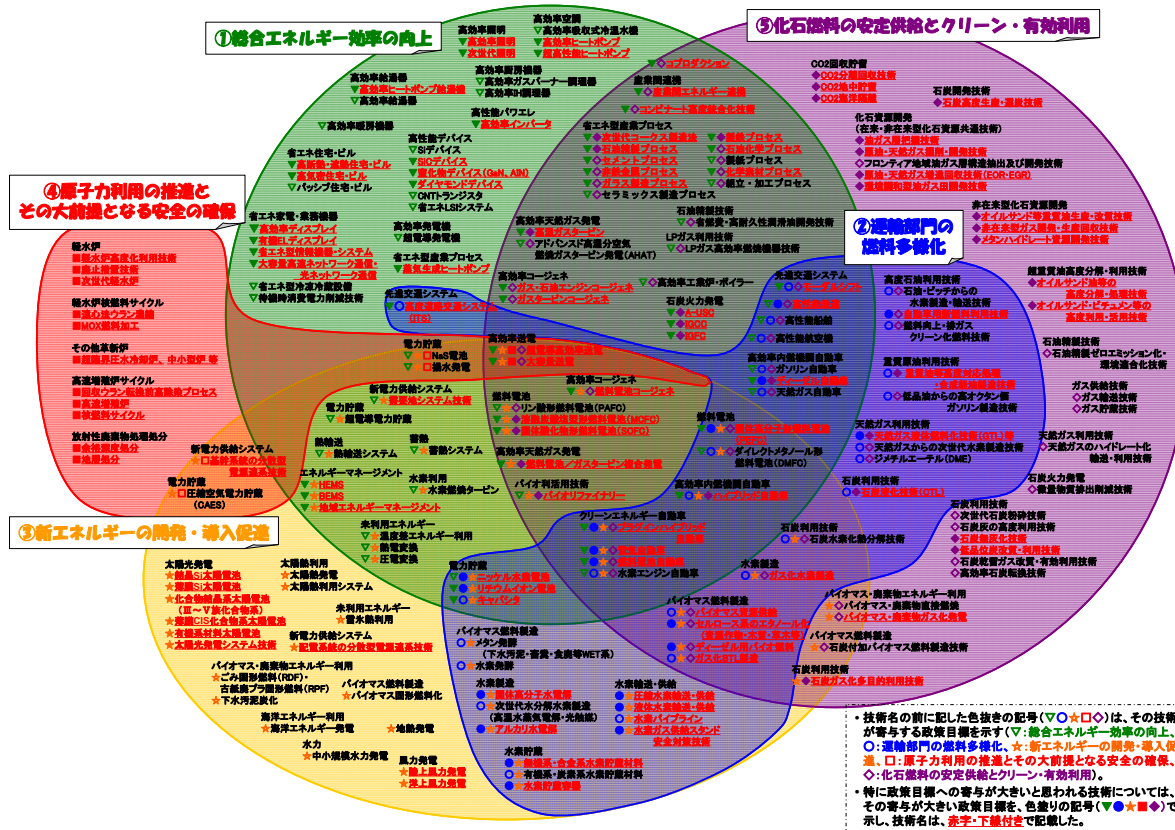
出典：「平成 19 年度以降の 8 年間についての電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標」（2009, 経済産業省）

3) 技術戦略マップ

技術戦略マップは、新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示するものである。産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的としている。技術開発とそれ以外の関連施策を併せて示した導入シナリオ、政策目標を実現するために必要な技術を要素技術を含めて抽出した技術マップ、技術開発の進展を時間軸に沿って示した技術ロードマップから構成されている。

本技術戦略マップの作成にあたっては、「新・国家エネルギー戦略」(2006)における政策の柱を踏まえ、①総合エネルギー効率の向上、②運輸部門の燃料多様化、③新エネルギーの開発・導入促進、④原子力利用の推進とその大前提となる安全の確保、⑤化石燃料の安定供給確保と有効かつクリーン・有効利用、の5つの政策目標を設定した上で、これらに寄与する主なエネルギー分野の技術を抽出している(図表3.58)。

図表 3.58 エネルギー技術俯瞰図



出典：「技術戦略マップ 2010 エネルギー分野」(2009, 経済産業省)

4) Cool Earth エネルギー革新技术計画

「Cool Earth エネルギー革新技术計画」(2008, 経済産業省)は、2050年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、①重点的に取り組むべき「21」の革新技术の選定、②「21」技術の技術ロードマップの提示、③国際連携のあり方の提示、を行

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

ったものである。技術の選定にあたっては、以下の要件により絞り込みが行われた。

- (1) 2050年の世界における大幅な二酸化炭素削減に寄与する技術
 - (a) 技術の普及に要する時間を考慮し、2030年までには実用化が期待される技術
 - (b) 普及に要する時間が短い技術については、2030年以降に実用化が期待されるものも対象
- (2) 以下のいずれかの方法を通じて、飛躍的な性能の向上、低コスト化、普及の拡大等が期待できる革新的な技術
 - (a) 新たな原理の活用、既存材料の新活用を含めた材料の革新（例：新構造・新材料太陽電池、燃料電池の白金代替触媒等）
 - (b) 製造プロセスの革新（例：水素を還元材として用いる革新的製鉄プロセス等）
 - (c) 要素技術が確立した技術をシステムとして実証（例：二酸化炭素回収・貯留技術）
- (3) 日本が世界をリードできる技術（要素技術について強みを要する技術を含む）

図表 3.59 に、選定された重点的に取り組むべきエネルギー革新技術を示す。再生可能エネルギーについては、革新的太陽光発電が、発電・送電部門の技術に挙げられている。

なお、2010年6月、閣議決定されたエネルギー基本計画及び新成長戦略では、「新たなエネルギー革新技術ロードマップの策定」が位置付けられている。これを踏まえ、12月末の予定で「新たなエネルギー革新技術計画」が策定されることとなった。太陽光発電、二酸化炭素回収・貯留（CCS）、原子力発電等の引き続き重点的に取り組むべき技術に加えて、今後世界において大幅な普及拡大が予測される洋上風力発電等についても、重点的に取り組むべき技術として扱うとしている。

図表 3.59 重点的に取り組むべきエネルギー革新技術



出典：「Cool Earth エネルギー革新技術計画」（2008，経済産業省）

5) 再生可能エネルギーの全量買取制度

2009年11月に、「エネルギー供給構造高度化法」(2009)の枠組みの中で、太陽光発電による電気の新たな買取制度が開始された。太陽光発電設備による余剰電力を、住宅用(10kW未満)については現在の2倍程度の価格(48円/kWh)で10年間買い取ることを電気事業者に義務化したもので、追加的コストは電力消費者全員で負担することとなる。日本版フィードインタリフとも呼ばれる。

現在、太陽光以外の再生可能エネルギーを含めた全量買取制度について、経済産業省が立ち上げた「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」を中心に検討が進められている。2010年5月には中間取りまとめとして、図表3.60に示す全量買取制度のオプション(選択肢)が提示された。2010年中旬には制度の大枠が提示される予定である。成立すれば、風力発電の導入量に大きな影響を与える新制度であり、今後の動向が注視される。

図表 3.60 全量買取制度のオプション(選択肢)

ケース	買取対象		住宅用太陽光発電等	買取価格 ³⁾ (円/kWh)	買取期間 (年)
	あらゆるエネルギー	既存の設備も対象			
ケース1	あらゆるエネルギー	既存の設備も対象	全量買取へ移行	20	20
ケース3 ¹⁾	実用段階のエネルギー	新設の設備を対象 ²⁾	〃	15 または 20	15 または 20
ケース4	〃	〃	現行制度を維持	〃	〃
ケース5	〃	〃	〃	電源毎に変える	15

1) 多くのケースの中から4通りを選んだため、ケース番号2が抜けている

2) 住宅用太陽光発電等については既存の設備も含む。

3) 住宅用太陽光発電等については買取価格を別途設定。

出典：「再生可能エネルギー全量買取制度のオプション(選択肢)について」(2010年5月、経済産業省)

6) 各種再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業

図表3.61に、主要な再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業について、風力発電関連事業を中心に示す。

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

図表 3.61 2009 年度の再生可能エネルギー導入補助事業例

事業名（補助率等）	制度概要	対象者	対象エネルギー	実施主体
地域新エネルギー等導入促進事業 補助率：1/2 以内（太陽光、風力は別途上限等あり）	新エネルギー等設備導入事業の実施に必要な経費に対して補助を行う。	地方公共団体／NPO／社会システム枠（地方公共団体と連携して事業を実施する民間事業者）	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	新エネルギー導入促進協議会
新エネルギー等事業者支援対策事業 補助率：1/3 以内（太陽光、風力は別途上限等有）	新エネルギー等設備導入事業を行う事業者に対し、事業費の一部に対する補助を行う。	民間事業者	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	新エネルギー導入促進協議会
地方公共団体対策技術率先導入補助事業 補助率：1/2 以内	地方公共団体が策定した実行計画に基づく代エネ・省エネ設備導入事業や、公共施設へのシェアード・エスコ事業について、要件を満たす設備の導入費用の一部を補助する。	地方公共団体/地方公共団体の施設へシェアード・エスコを用いて省エネ化を行う民間団体等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱、海洋エネルギー	環境省
エネルギー需給構造改革投資促進税制	対象設備を適用期間内に取得、製作または建設して、その後一年以内に事業の用に供した場合に、税額控除または特別償却が認められる。	個人および法人のうち青色申告書を提出する者	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	所轄税務署
新エネルギーベンチャー技術革新事業 委託費：1 千万円/件（1 年、FS）	中小・ベンチャー企業等が保有している潜在的技術シーズを活用した技術開発の推進、および新事業の創成と拡大等を目指した事業化を支援する。	企業/大学/独立行政法人等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	NEDO
地球温暖化対策技術開発事業【競争的資金】 委託事業：上限なし（予算枠 7 億円） 補助事業：1/2（上限なし、予算枠 2.5 億円）	再生可能エネルギー導入技術実用化開発、省エネ対策技術実用化開発等の技術開発分野ごとに、実用的な温暖化対策技術の開発について、優れた技術開発の実施に係る提案と実施体制を有する民間企業等を公募により選定し、委託または補助を行う。	民間事業者/公的研究機関/大学等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱、海洋エネルギー	環境省

出典：NEDO、経済産業省、環境省資料より取りまとめ

3.1.8 ビジネスモデル

風力発電のビジネスモデルは、「風力発電機器の製造・販売ビジネス」と「風力発電による発電ビジネス」の2つに大別される。

(1) 風力発電機器の製造・販売ビジネス

風力発電機器の製造・販売ビジネスモデルには、風力発電システムの販売、風力発電関連部材・設備の販売等が挙げられる。

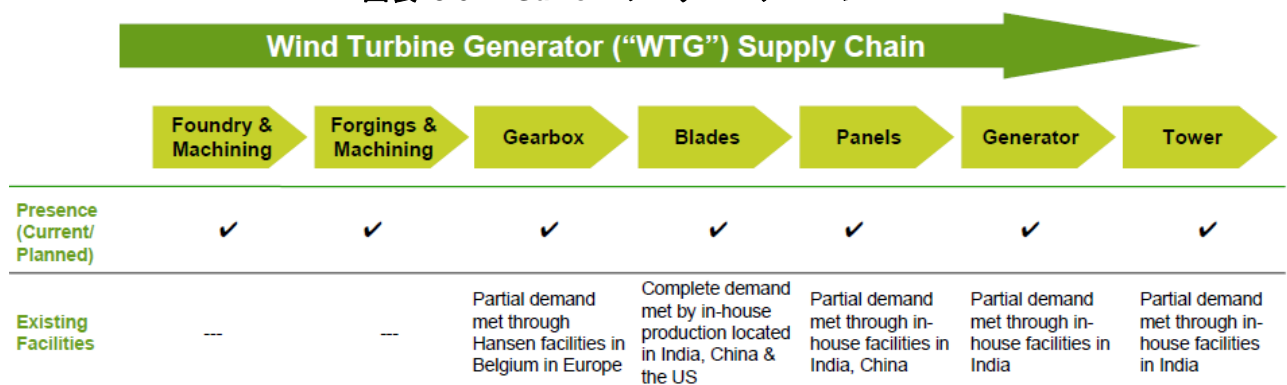
1) 風力発電システム

風力発電システムを販売するビジネスモデルは、個々の機器・設備の安定調達、風力発電全体に係る技術・ノウハウの蓄積、システム全体の最適化・パッケージ化等のメリットを有する。近年、M&A などにより風力メーカーの再編が活発化しており、サプライチェーンの垂直統合が進められている。

サプライチェーンの垂直統合により競争力を高め、市場シェアを拡大している企業例として、Suzlon（インド）が挙げられる。Suzlon は、ほぼ全部材において自社供給できる体制を整備しており、適地のアセスメントから設備導入、運用保守まで一貫したサービスを提供することで、国内シェア 6 割を握っている（図表 3.62）。近年は海外市場でもシェアを伸ばしており、2008 年時点で第 5 位（7%）の位置につけている⁴⁹。2008 年時点で世界市場第 3 位（11%）の Gamesa（スペイン）も同様に、各要素部材の自社生産率を向上させている（図表 3.63）。

また、近年重電メーカーがその資金力や販売網を活かし、サプライチェーンの水平・垂直統合により風力発電事業を拡大している。代表的な例は GE（米）や、Siemens（独）で、風力発電事業者、構成部材メーカー（増速機等）を取り込み、市場シェアを着実に伸ばしている。日本の重電メーカーも、三菱重工業が石橋製作所と合弁で、2,400kW 風車用増速機の製造・販売会社（2010 年から生産開始）を設立するなど、動きを活発化させている。

図表 3.62 Suzlon のバリューチェーン



出典：Suzlon 資料（2008）

⁴⁹ 風力発電メーカーの海外市場シェアについては、P109 を参照。

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

図表 3.63 Gamesa の各要素部材の自社生産率

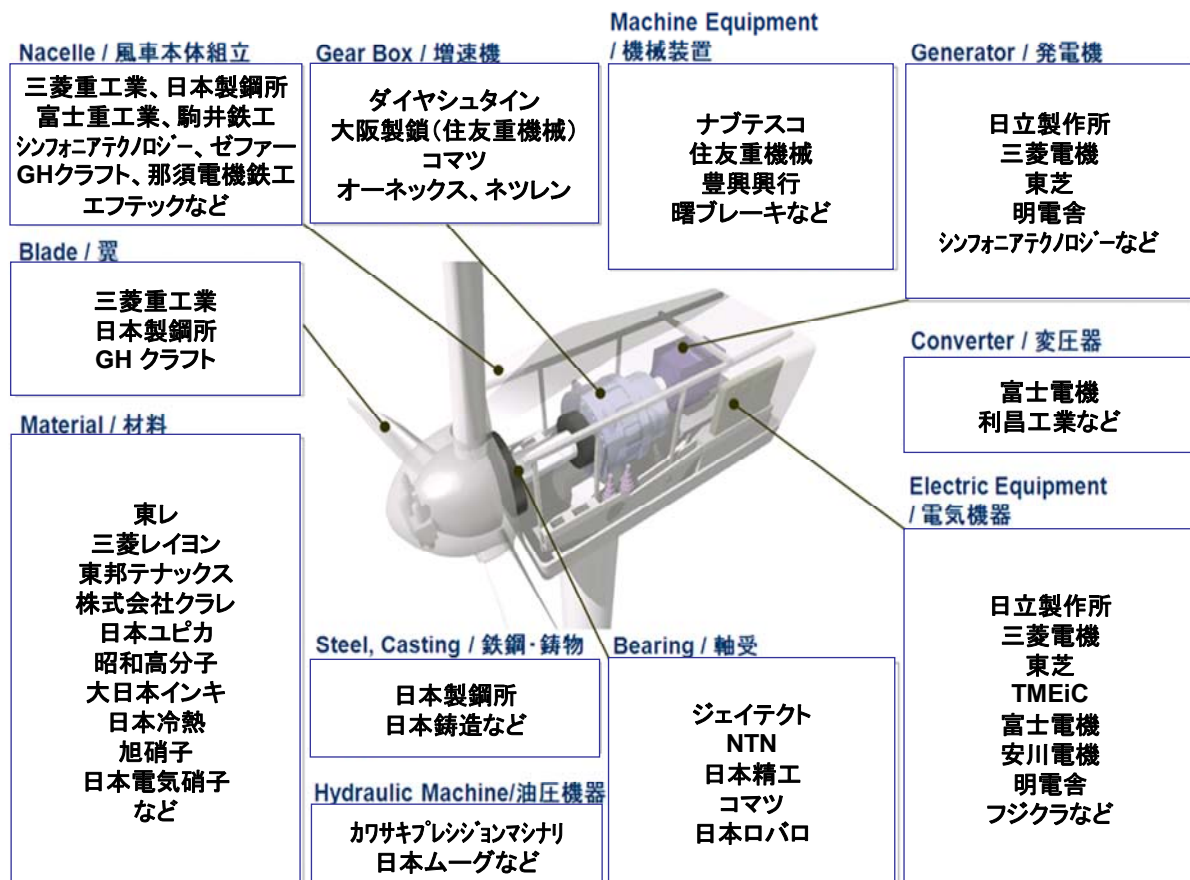
2007	% IN-HOUSE	IN-HOUSE PRODUCTION (MW)	Var. 06 / 07
NACELLES	100%	>3,300	+45%
BLADE	85%	>2,800	+30%
GEARBOX	>50%	>1,900	+50%
GENERATOR	50%	>1,600	+10%
ELECTRIC	>50%	>4,300 cabinets	+80%
TOWERS	>50%	>1,300	+60%

出典：Gamesa 資料（2008）

2) 風力発電構成機器・部材

風力発電構成機器・部材としては、軸受、増速機、発電機、ブレード、タワー等が挙げられる。各構成機器・部材の国内主要メーカを図表 3.64 に示す。

図表 3.64 風力発電構成機器・部材の国内主要メーカ



国際的な状況としては、現在大手風力発電機メーカー、重電メーカーによるサプライチェーンの水平・垂直統合が進んでおり、特に精密加工を必要とする増速機は製造可能なメーカーが限られるため、Siemens（独）による Winergy（独）の買収、Suzlon（印）による Hansen（ベルギー）の買収など、大手各社による買収が進んでいる。

ただし、今後さらなる大型化が進むこと、洋上など過酷な環境への暴露（塩分、砂塵）が増えることから、軸受、増速機、発電機等、それぞれにおいてさらに高度な技術力と品質が求められる時代になると考えられる。技術力の差から、各構成機器・部材市場において、少数企業による寡占状態が生まれる可能性がある。例えば、日本においては NTN、ジェイテクト、日本精工などの軸受メーカーや、ブレード材質として軽量・高強度なことから注目される炭素繊維の生産量で世界シェアをリードする東レ、東邦テナックス、三菱レイヨンなどの素材メーカーが風車の大型化や洋上展開が進む中で、ますますその価値を高めていく可能性がある。

(2) 風力発電による発電ビジネス

風力発電による発電ビジネスには、発電電力自体を売るビジネス、環境価値を売るビジネス等が挙げられる。

1) 売電ビジネス

風力発電による発電ビジネス（IPP ビジネス）が各国で増加している。

IPP（Independent Power Producer）とは、電力会社や送配電会社および消費者に電力を供給する独立発電事業者を指す。現在、太陽光、風力等の再生可能エネルギー分野における IPP ビジネスが世界各地で増加している。

日本国内では、電源開発（J-POWER）、ユーラスエナジー、クリーンエナジーファクトリー、日本風力開発、エコ・パワーなどが IPP の上位を占めている。例えば J-POWER は、国内 14 箇所で合計約 270MW の風力発電所を運転している⁵⁰。また、海外にも進出しており、2008 年 9 月にはポーランドにおいてザヤツコボ風力発電所（48MW）の運転を開始している。

図表 3.65 J-POWER の郡山布引高原風力発電所



出典：J-POWER ホームページ（<http://www.jpowers.co.jp/index.html>）

⁵⁰ 2009 年末時点。

2) 環境価値の販売ビジネス

風力発電により得た電力には、電力そのものの価値と、環境価値があり、環境価値を分離して取引する市場が形成されている。

環境価値を販売するビジネスとしては、国連が認証した CDM（クリーン開発メカニズム）事業で生まれたクレジットである CER（Certified Emission Reduction）、京都メカニズムにはよらない自主基準によるクレジットである JVER（Japan Verified Emission Reduction）、CO₂を発生しない再生可能エネルギー由来の電力の環境価値を証書化し販売できる形としたグリーン電力証書、さらにグリーン電力を発展させ、発電所から需要者へ直接送られたグリーン電力の価値を証書化した生グリーン電力証書などを取引するビジネスなどが挙げられる。

CDM については、京都議定書の削減目標、および将来的な大幅削減の達成にあたり、重要性が増している。現在、再生可能エネルギー分野では、バイオマス、風力発電、水力発電等で CDM プロジェクトが実施されており、風力発電の CDM プロジェクトも多数実施されている（図表 3.66）。風力発電も発展途上国においては有望なエネルギー源であり、今後の展開が期待される。

図表 3.66 風力発電の CDM プロジェクト（2010 年 3 月時点）

実施国	プロジェクト数	導入容量 [MW]
インド	380	6,020
中国	481	27,481
メキシコ	16	1,964
ブラジル	10	674
韓国	13	354
キプロス	6	261
モロッコ	6	444
チリ	6	174
エジプト	4	406
ウルグアイ	3	74
コスタリカ	2	69
ニカラグア	2	63
イスラエル	2	34
ドミニカ共和国	1	65
フィリピン	1	33
パナマ	1	81
モンゴル	1	50
ジャマイカ	1	21
コロンビア	1	20
ケニア	1	310
アルゼンチン	1	11
ベトナム	1	30
チュニジア	1	34
スリランカ	1	10
カーボベルデ	1	28
タイ	1	3
エクアドル	1	2
合計	946	38,714

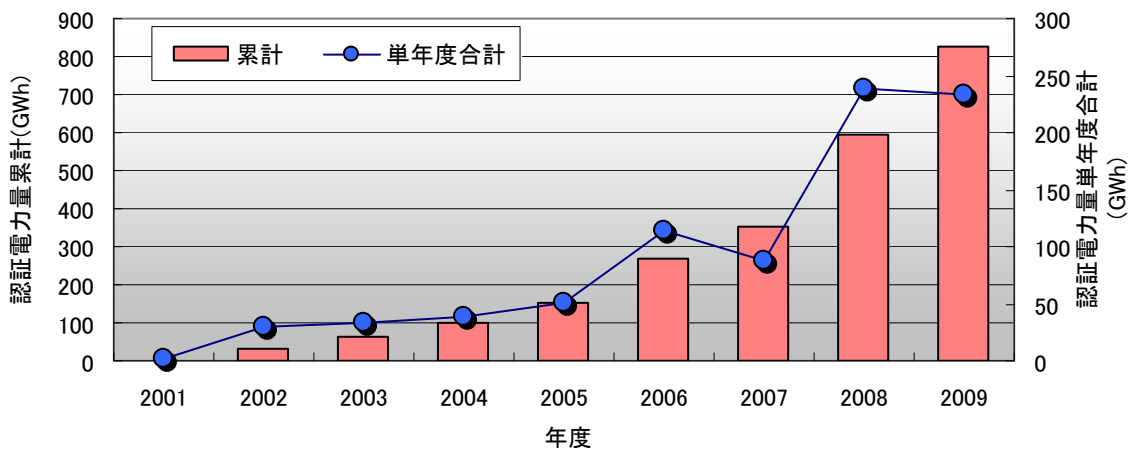
出典：UNDP Risoe Center CDM pipeline (<http://www.cdmpipeline.org>) より作成（2010.6）

グリーン電力証書制度の目的は、以下の2点が挙げられる。

- ・制度を通じてグリーン電力価値を所有することにより、グリーン電力発電設備を自ら保有することが困難な企業・自治体等の環境対策に貢献する。
- ・発電者がグリーン電力価値を販売できるため、経済的なグリーン電力発電設備の建設に貢献することとなり、ひいては日本におけるグリーン電力の導入に貢献する。

グリーン電力証書の認証実績は年々増加しており、風力発電導入のインセンティブとして、さらなる市場の拡大が期待されている。

図表 3.67 グリーンエネルギー認証センターによるグリーン電力証書認証実績



出典：財団法人日本エネルギー経済研究所グリーンエネルギー認証センターホームページより作成

3.1.9 国内技術の競争力

(1) 風力発電システム

図表 3.68 に風力発電機の世界市場シェア（2008 年時点）を示す。現在世界の風力市場シェアは、2008 年時点で Vestas（デンマーク、19%）、GE Energy（米国、18%）、Gamesa（スペイン、11%）が約 5 割を占めており、次いで Enercon（ドイツ、9%）、Suzlon（インド、7%）、Siemens（ドイツ、7%）が名を連ねる。日本メーカーで最大手の三菱重工業のシェアは 3%（第 11 位）にとどまる。また、日本国内の風力発電機もその大半が欧米製である（図表 3.69）。

日本メーカーの市場シェアが小さい要因の一つとして、国内市場の未成熟が挙げられる。世界市場シェア上位のメーカーはいずれも拡大する自国市場において技術・実績を確立し、世界展開している企業である。一方、日本の風力市場は海外と比較して小さく、海外市場で競争力を発揮できる日本メーカーを育成する環境は整っていなかった。

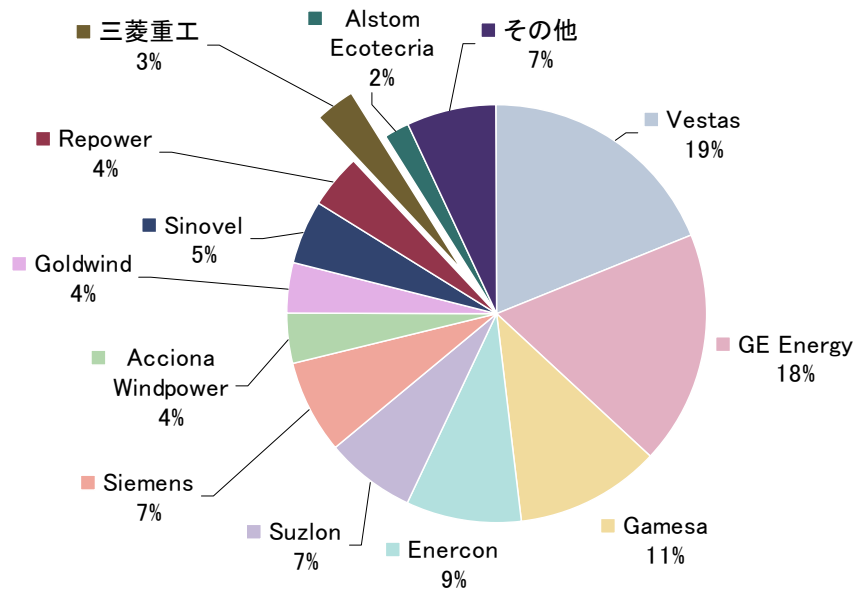
このように、現状では日本メーカーの国内外市場における存在感は小さいが、近年三菱重工業が米国市場において受注数を伸ばしている他、国内市場に占める国内メーカーシェアも上昇している（図表 3.70）。日本のものづくり技術は世界トップクラスであり、今後は実績による信頼の獲得、販売網の強化等により、市場拡大を進めていくことが望まれる。

日本企業が世界シェアの拡大を図る上では、日本特有の台風や冬季雷対策、複雑地形に対応できる風力発電機の開発がセールスポイントの一つになると考えられる。厳しい日本の自然条件に対応できる風力発電機は、世界の全地域に設置可能な品質を持つといえる。今後世界的に、陸上における適地の減少、条件の悪い地域への設置が増加すると考えられる中、あらゆる条件に対応できる日本の風力発電機に対する需要が増加する可能性は高い。NEDO は、2008 年に台風、乱流、落雷対策の指針を示した「日本型風力発電ガイドライン」を策定しており、本ガイドラインを活用し、技術開発を進めることが有効である。

日本型風車技術の優位性は、洋上風力発電についても同様である。水深 20m 未満の海域が広がる欧州と異なり、日本の国土の周辺海域は直ぐに深くなる。また、海底地形も複雑であることから、設置技術を要するばかりか、コスト的にも割高となる。この海域において適正な価格で設置可能な技術力が備われば、世界市場へ進出することは十分可能と考えられる。

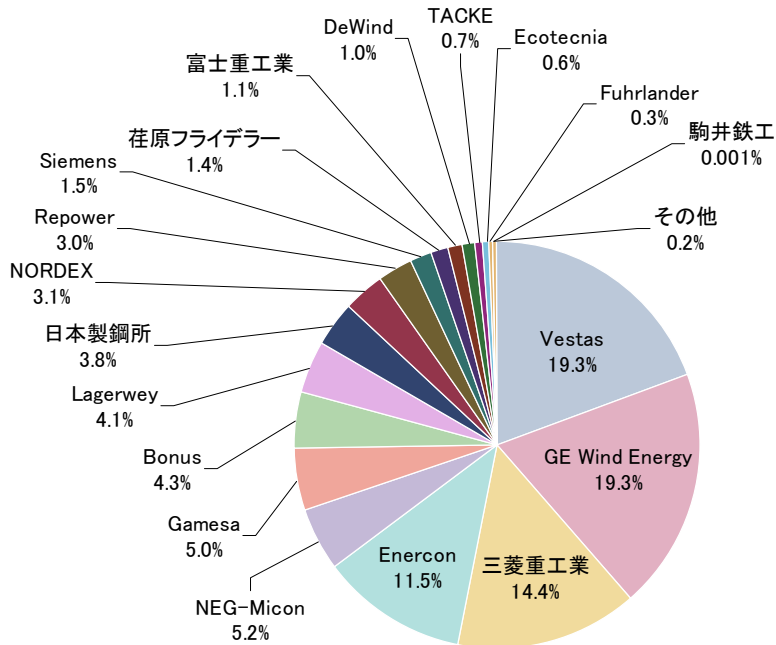
現在、英国ではすでに約 1GW の洋上風力発電所が運転または建設中であり、さらに約 4GW 分の新規プロジェクトが政府の承認を受けている。ノルウェーにおいては、2.3MW の浮体式洋上風力発電機の実証試験が実施されている（3.1.5 節参照）。特に浮体式については、造船技術の応用など、日本の技術優位性を発揮できる可能性が大きく、海外勢に遅れを取らないよう、早急に実証試験を実施する必要がある。

図表 3.68 風力発電機の世界市場シェア（2008年）



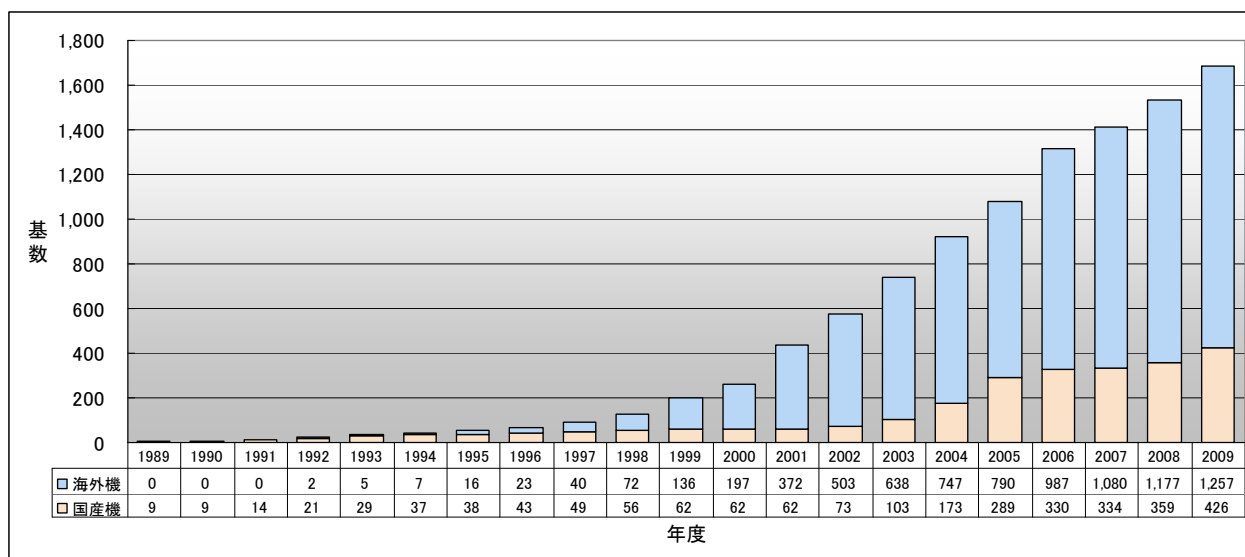
出典：Emerging Energy Research 資料

図表 3.69 風力発電機の日本市場シェア（2008年）



出典：NEDO 資料より作成

図表 3.70 国内における海外機・国産機別導入量（基数）の推移



出典：NEDO 資料より作成

(2) 風力発電関連機器・部材

風車は回転機械であり、ナセル・タワー間のヨー軸受、ブレード付け根部のピッチ制御用の旋回軸受、低速主軸受など、1基当たり約20個の軸受を要する。今後、風力発電機の大型化や洋上展開が進むに伴い、現状よりさらに高品質の軸受が要求される可能性が高い。直径が1～3mに及ぶ大型の軸受製造については、製造に確かな技術力が必要とされる。風力発電市場において、世界的に信頼された軸受メーカーは5社しかなく、そのうち3社は日本のジェイテクト、日本精工、NTNが占めている。今後、高度な技術力を有する日本の軸受メーカーの世界市場での地位はますます高まるものと考えられる。ただし、関連機器・部材の大型化に伴い輸送コストの問題が生じるため、日本精工が新たな生産拠点を中国に建設するように、風車関連産業が海外に生産拠点を持つことも市場競争力を得るには重要な戦略となる。

また、現状、ブレード材料はFRP (Fiber Reinforced Plastics) 複合材が主であるが、今後、8MW、10MWと風車の大型化が進むと、高剛性・高比強度を有する炭素繊維の利用に一層の関心が高まるものと考えられる。炭素繊維は日本発の技術である。世界市場に占める日本企業製品のシェアは非常に高く、東レ、東邦テナックス、三菱レイヨンなどが世界における炭素繊維の生産量をリードしている。品質も世界最高水準であり、風力市場における今後の国内有望産業の一つとして期待される。

なお、風力発電装置は部品点数が多く、産業の裾野が広い製品である。MW級の風車の部品点数は1万点と言われており、大型化や洋上展開に求められる機能を国内部品産業に求め、国内中心のサプライチェーンが形成されるならば、その産業波及効果は大きいものと期待される。

3.2 技術ロードマップ

3.2.1 目指す姿

(1) 風力発電を取りまく現状

1) 成長する風力発電市場

世界の風力発電市場は堅調に拡大を続けている（3.1.4 節参照）。2000年に約20GWだった世界の総発電容量は、2009年には約160GWにまで成長した。国別に見ると、米国が順調に導入量を伸ばしており、2009年時点で累積発電容量約35GWで世界のトップを走っている。また、中国における風力市場の成長が目覚しく、累積発電容量はここ5年間で約35倍に拡大している。

風力発電は、他の再生可能エネルギーと比較して発電コストが低く、事業採算性が高いとされている。諸外国においては、風力発電の市場規模および導入量は再生可能エネルギーの中でトップの地位を占めており、IEAの将来見通しにおいても、再生可能エネルギーの主翼を担う存在と考えられている（P109参照）。

実際にEUでは、欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）⁵¹において、2020年までにEUの電力消費量の20%を風力発電でまかなう目標が設定されたほか、米国においても、2030年までに米国の全電力需要の20%を風力エネルギーでまかなう技術的可能性について検討が行われている⁵²。諸外国において、脱化石燃料、低炭素社会の実現に向けて、風力発電が将来の主要なエネルギー供給源の一つとして認識されていることは明らかである。

また、世界の風力発電市場は、陸上から洋上へとさらに広がる動きを見せている。陸上における適地が減少していること、また洋上は風況に恵まれていること等から、欧州を中心に洋上風力発電の技術開発が積極的に行われており、着床式洋上風力発電についてはすでに多くのプラントが稼動している。さらに沖合への設置を視野に入れ、浮体式洋上風力についても技術開発が進められており、商用化が実現すれば、風力発電市場は飛躍的に拡大すると考えられる。

2) 低迷する国内風力発電市場

日本においては2000年以降導入量が拡大し、累積発電容量は現在約2.2GWに達した。しかしながら、山岳地形や複雑な風況、系統連系制約等の制約により、世界の主要国と比較すると成長率は小さく国内市場は低迷している。IEAの将来見通しにおいて、風力発電は主要な再生可能エネルギー源の一つになると見込まれているものの、諸外国と比較するとその位置づけは必ずしも高くない（P109参照）。

国内産業の育成には、技術開発や実績・ノウハウの蓄積の土台となる国内市場の拡大が必要であるが、現状の市場規模は産業育成の土壌としては不十分である。世界の風力発電市場にお

⁵¹ 低炭素化社会の早期実現に向けて、EU全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的としたEUの技術開発戦略。欧州産業イニシアティブ（European Industrial Initiatives：EII）として、低炭素化に資する6つの有望技術（風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂）に関するイニシアティブが設置されている。2009年7月にはそれぞれの技術について技術ロードマップが提示され、2010年3月に欧州理事会により承認された。

⁵² “20% Wind Energy by 2030”（2008, DOE）

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

ける日本の風力発電機メーカーの存在感は小さく、国内市場においても、欧米企業にシェアの大半を握られているのが現状である。

3) 世界に誇る日本企業の技術力

ただし、日本の風力発電機メーカーの技術力は決して海外メーカーに劣るものではない。近年三菱重工業が米国市場において受注数を伸ばしている他、国内市場に占める国内メーカーシェアも上昇している。ものづくりにおける日本メーカーの技術力は世界が認めるところであり、今後の技術開発、実績の積み上げによる信頼の獲得、販売網の強化等を図ることにより、市場シェアを拡大させることは可能である。

また、風力発電機レベルでの世界市場シェアは小さいが、風力関連部材では、軸受の分野で世界的に活躍するジェイテクト、日本精工、NTN、あるいは、風車の大型化に伴い、世界的に需要が増加する可能性の高い炭素繊維の分野で東レ、東邦テナックス、三菱レイヨンなどが競争力を有している。

また政策面では、全量固定価格買取制度の導入が検討されるなど、風力発電を取りまく環境も変わりつつあり、国内風力産業の伸張と、その後の海外市場への展開も十分に期待できる状況となりつつある。

(2) 我が国の風力発電の目指す姿

以上の状況を整理すると、我が国の風力発電の目指す姿は以下に集約される。

世界の風力市場が拡大し、陸上から洋上までそのビジネスチャンスが広がる中、日本企業の世界市場シェアを拡大するためには、海外企業に勝る性能およびコスト競争力を持つ風力発電機の開発が必要となる。

日本においては、山岳地形や複雑な風況が導入障壁となり、国内市場は低迷しているが、逆に日本で問題なく運転できる風力発電機は、世界の全地域で通用する性能を持つと考えられる。従って、国内市場をターゲットに技術開発を進めることは、海外市場における競争力を高めることと同義である。また、日本のものづくり技術は世界トップクラスであり、今後の技術開発による巻き返しは可能である。

従って、まずは風力発電を取りまく様々な立地制約を克服する技術的対策を推進し、国内導入量の拡大を図ることにより、国内企業の技術を確立することが第一の課題となる。また、国内市場で培った技術力を背景に、海外市場で競争力を有する国内企業を育成することが第二の課題となる。日本企業の世界シェアの拡大は、国内の風力発電関連産業全体の育成につながるものであり、その経済波及効果は高い。産業全体を見据えた、戦略的な技術開発が重要である。なお、我が国の風力発電の目指す姿を追求していく上で、不可欠となるのが、再生可能エネルギー推進に対する国としての確固たる姿勢である。諸外国が戦略的に再生可能エネルギーへの投資を行っている現状において、新成長戦略やエネルギー基本計画等に基づく国による強力な後押しが不可欠であることは言うまでもない。

図表 3.71 風力発電の目指す姿

- 風力発電を取りまく様々な立地制約を克服する技術的対策を推進し、国内導入量の拡大を図る。
- 国内市場で培った技術力を背景として海外市場で競争力を有する国内企業を育成する。

3.2.2 目指す姿の実現に向けた課題と対応

前項に掲げた風力発電の目指す姿を実現するために、技術開発、普及拡大のそれぞれにおいて、以下に示す課題へ対応していく必要がある。

(1) 低コスト化の追及

2009年8月、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会が発表した「新エネルギー部会中間報告」によると、大規模風力発電の発電コストは、9～14円/kWhと試算されている。一方、システム価格は1997年～2008年の間20～30万円/kWで推移、2003年度までは低下傾向にあったが、2004年度以降、世界的な風車需要の増加に伴う売り手市場の形成、鋼材の値上がり等により上昇に転じている。風力発電設備を設置しやすい平地部への展開は今後も続くことが予想されるが、風力発電の導入をさらに促進するには、山間部へ、あるいは、洋上へと設置場所を求めていく必要がある。しかし、こうした場所への設置はこれまで以上に設置に係るコストの上昇につながる恐れがある。一方、風車の大型化や、風車が大量導入されることによるスケールメリットは期待されることから、設置に係るコストの上昇分を相殺し、さらに発電コストを低減させる努力は継続的に取り組むべき重要な課題である。アプローチとしては、日本の場合、人件費では発展途上国のコストと勝負はできないことから、製造の機械化・自動化を図り、コストを構成する各要素のいずれにおいても、最大限削減の努力を図っていくとともに、設備の耐久性の向上や、発電量の増加、あるいは、高性能風車・要素の開発といった新たなコンセプトの追求など多様な取組みが重要である。

(2) 設置可能地域の拡大

前項のとおり、これからの風力発電設備の立地は、山間部や洋上あるいは、これまで風況が悪いことから立地を見送っていた弱風地域への展開、さらには、これまで小型風力発電が導入されていた地域・分野への導入拡大などが必要となってくる。こうした新しい地域への設置には、場所特有の自然条件への対応が求められる。例えば、山間部における複雑な地形の影響による大きな乱れを含む風の特性や、台風による強風の影響などがある。当該地域の事業性を評価するためには、複雑地形における風モデルや高精度な風況予測モデルの確立、台風による強風の影響評価の高度化などが必要となる。洋上は国土の四方を海に囲まれている我が国にとって、残されたフロンティアと考えられるが、気象条件だけではなく、海象条件をも想定した風力発電設備の設計が必要となる。着床式については、既存の陸上風車技術に近く、既に欧州では導入が進んでおり、今後も市場の拡大が見込まれている。一方、浮体式については、未だ世界的には実証研究の段階であり、着床式に比べ技術課題も残されている技術開発競争の段階と

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

いえる。

このように山間部や洋上への展開は、発展途上の段階にあり、それぞれの地域特有の課題を克服することにより、設置可能地域を拡大していくことが今後の日本の風力発電の導入推進には不可欠であるばかりか、海外進出の突破口ともなりうると考えられる。ここでは、これまで我が国の風力発電の発展の阻害と考えられてきた自然条件を克服して、我が国固有の技術力を高め、海外進出の切り札とする、弱みを強みに変える戦略が求められる。

(3) 環境適合性の強化

わが国において風力発電の普及が進展しない理由の一つに環境問題に対する懸念が挙げられる。風力発電設備に隣接する地域の住民から風車音に対する苦情、バードストライクによる被害、あるいは、洋上風力発電による海生生物への影響の懸念などである。これらの懸念事項に対して技術的対策を施すことにより、影響の解消あるいは緩和をはかり、風力発電装置の環境適合性を高めることが今後ますます求められている。

またソフト面の対応として、リスクコミュニケーションの強化と、サイエンスコミュニケーターの育成も今後は重要となる。リスクコミュニケーションは、事業者が地域の行政や住民と情報を共有し、事業リスクに関するコミュニケーションを行うことである。事業を進めるに当たり、早い段階でわかりやすい情報を提供し、利害関係者の要望にこたえることが重要となる。技術革新は我々に様々な恩恵をもたらすが、技術の先鋭・細分化は一般国民との距離を遠ざける方向に働く場合がある。専門家から説明を聞いたとしても住民の理解を遥かに超えていることがあり、そのことが相互の理解に微妙な影響をもたらすことがある。サイエンスコミュニケーターは専門家と一般国民との科学技術に関する意見交換を促進するファシリテーターである。サイエンスコミュニケーターの養成は、風力発電の分野でも重要となってくると考えられる。

(4) 系統連系対策

風力発電は風をエネルギー変換して利用する発電システムである。風は一様ではなく常に変動するため、風力発電の出力は安定していないのが普通である。風力発電をはじめとする再生可能エネルギーの普及が進展するにつれ、系統電力へ接続した際の、系統側の電圧、周波数等の電力品質に与える影響がますます懸念されるようになって来た。系統連系対策として電力の安定化を図るアプローチには、系統側で行うものと、発電側で行うものがある。両者が連携して対策を実施することが重要である。

図表 3.72 に発電側において想定される時間的・空間的スケールから見た主な制御方法を示す。

図表 3.72 時間・空間スケールに係る制御方法の可能性

時間 空間	短期	中期	長期
	数分以下	数分～20分程度	20分程度以上
単機	ピッチ+キャパシタ	—	—
複数機	ピッチ・監視 +キャパシタ	—	—
WF 連系	—	監視・予測、 WF 間連系、蓄電池、 キャパシタ	—
WF 全体	—	監視・予測、 会社間連系、蓄電池、 キャパシタ	監視・予測
WF+他	—	監視・予測、 ガスタービン、 会社間連系	監視・予測
現行	ガバナフリー	LFC・蓄電池	ELD

注) WF: ウィンドファーム、LFC: 負荷周波数制御、ELD: 経済負荷配分制御

- ・短期成分: ガバナフリー運転=発電機のガバナー(調速機)において、発電機の入力制限を解除した運転
- ・LFC 制御: 中央給電司令所において系統周波数と基準周波数の差を検出し、系統全体としての発電機出力制御量を設定し、さらにこれを水力発電所および火力発電所に配分する。出力変動幅は発電機出力の数%程度に制限されている。
- ・経済負荷配分制御: ガバナーフリー運転や AFC 調整では、大きくかつ持続的な需要変動に対応できないため、中央給電司令所において需要予測を行い、これに応じて最適な運転出力を計算した上で水力発電所に運転出力信号を送信する。ELD (Economic Load Dispatch) と呼ばれている。

出典: NEDO「平成 19 年度風力発電に関する次世代技術課題の調査」

3.2.3 技術開発目標と技術開発の内容

以上、わが国技術の目指すべき姿と、課題と対応から導き出される、風力発電のロードマップを図表 3.77 に示す。

(1) 技術開発目標

技術開発の結果達成される導入見込み量と、陸上風力、洋上風力および系統連系に係る技術開発目標を以下のとおり設定する。

1) 陸上風力発電

陸上風力発電の技術開発目標を図表 3.73 に示す。

図表 3.73 陸上風力発電の技術開発目標

		2009年(現在)	2020年	2030年
発電コスト(円/kWh)		9~15	7~11	5~8
前提 条件	システム価格 (円/kW)	300,000	250,000	200,000
	運転・保守費 (円/年/kW)	3,000	2,000	1,500
	割増係数*	1.0	1.1	1.2
	風車の定格出力	2.5MW	3.0MW	3.0MW
	年平均風速	6.0~7.5m/sec		

※割増係数：技術開発の結果、増加する設備利用率の割合（2009年比）

発電コスト目標値の設定にあたっては、以下に示す発電コストの算出式（詳細は P131 を参照のこと）を用いた。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = \frac{\text{システム価格} \times \text{年経費率} + \text{運転・保守費}}{\text{正味年間発電量}}$$

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}$$

r：金利、n：耐用年数

金利、耐用年数は、それぞれ 4%、20 年とした。

ここで、正味年間発電量は、

正味年間発電量 = 365 (日/年) × 24 (h/日) × 実質設備利用率
 実質設備利用率は、

実質設備利用率＝設備利用率×利用可能率×出力補正係数（レーレ分布との差）
×割増係数

とした。さらに、設備利用率は、代表的な風車のパワーカーブ（図表 3.74）を用いて、年間平均風速をレーレ分布とした場合の値とした。

図表 3.74 代表的な風車のパワーカーブ

年間平均風速(m/s)	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0
設備利用率	23.0%	27.5%	31.9%	36.3%	40.4%	44.3%	47.8%

日本における陸上風力発電のシステム価格は近年上昇傾向にあり（3.1.6 節参照）、今後、適地の減少によりさらにシステム価格が増加する可能性があるが、風車の大型化や、大量導入によるスケールメリットを享受すること、監視システムの高度化等により、2020年のシステム価格および運転・保守費は現状の30万円/kW程度、3,000円/年/kWから25万円/kW程度、2,000円/年/kWに削減、さらに2030年は20万円/kW程度、1,500円/年/kWの実現を目指す。また、風車の大型化や低風速対応風車の開発、制御システムの高度化などによって、出力の向上を図り、2009年比で2020年には10%、2030年には20%の発電量増加を目指す。（割増係数を2020年1.1、2030年1.2と設定。）。これにより実現できる2020年および2030年の発電コストの目標値として、それぞれ7～11円/kWh、5～8円/kWhと設定した。

2) 洋上風力発電

洋上風力発電の技術開発目標を図表 3.75 に示す。

図表 3.75 洋上風力発電の技術開発目標

		2009年(現在)	2020年	2030年
発電コスト(円/kWh)		—	12～17	8～11
前提条件	システム価格(万円/kW)	—	50	40
	運転・保守費(円/年/kW)	—	4,000	3,000
	割増係数*	—	1.0	1.2
	風車の定格出力	—	5MW	10MW
	年平均風速	7.0～8.5m/sec		

※割増係数：技術開発の結果、増加する設備利用率の割合（2009年比）

洋上風力発電の発電コスト目標値は、陸上風力発電と同様の方法で設定した。ただし、目標設定の対象は着床式に限った。前提条件としては、システム価格を陸上風力の2倍となる2020年50万円/kWとし、2030年には40万円/kWまでの削減を目指す。運転・保守費については風車の大型化による設置基数の削減や、遠隔監視・制御技術などを活用した運転保守技術の向上により、2020年4,000円/年/kWの想定から、2030年には3,000円/年/kWまでの削減を目指す。さらに、洋上の年平均風速は陸上よりも良いことを前提に7.0～8.5m/secとした。これにより実

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

現できる 2020 年および 2030 年の発電コストの目標値として、それぞれ 12～17 円/kWh、8～11 円/kWh と設定した。

(2) 技術開発内容

図表 3.76 に風力発電の主な技術課題を示す。前項で設定した技術開発目標を実現するため、(1)発電コスト低減化の追及、(2)設置可能地域の拡大、(3)環境適合性の強化、(4)系統連系対策、それぞれに分類される各要素技術について、優先度の高いものから効果的に取り組む必要がある。

図表 3.76 において、要素技術それぞれについて、「低コスト化」「性能」「耐久・信頼性」「環境調和性」「系統対策」の観点から、「◎：非常に貢献する」「○：貢献する」の指標を用いて評価を行った。「◎」および「○」の多い技術は、特に優先度を持って取り組むべき要素技術であると考えられる。

図表 3.76 風力発電の主な技術課題

技術課題		解決策・要素技術	低コスト化		性能		耐久・信頼性		環境調和性		系統対策	
			陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上
1. 発電コスト低減化の追及	1-1 設備費の削減	● 量産化システム技術（機械化・自動化）	◎	◎								
	1-2 施工費の削減	● 輸送・建設技術の高度化	◎	◎								
		● 風車要素の軽量化・コンパクト化	◎	◎	○	○						
	1-3 運用・保守費の削減	● 監視システムの高度化	○	○	◎	◎	◎	◎				
		● 寿命予測・評価方法の高精度化	○	○	◎	◎	◎	◎				
	1-4 耐久性の向上	● 制御システム技術の高度化			◎	◎	◎	◎				
		● 材料開発	○	○	◎	◎	◎	◎				
		● 寿命予測・評価方法の高精度化	○	○	◎	◎	◎	◎				
	1-5 発電量の増加	● 新素材長大翼			◎	◎	○	○				
		● 制御システム技術の高度化			◎	◎	◎	◎				
● 低風速対応発電システム		◎		◎	○							
1-6 高性能風車・要素の開発	● ウィンドファーム最適運用技術	◎	◎	◎	◎					◎	◎	
	● 革新的高性能要素技術の開発			◎	◎	○	○					
	● マルチメガワット風車要素技術の開発（ブレード/ドライブトレイン）	◎	◎	◎	◎	◎	◎					
	● 洋上風車要素技術の開発		◎		◎		◎					
2. 設置可能地域の拡大	2-1 我が国の立地環境への対応	● 複雑地形風モデルの開発	◎		◎		◎					
		● 落雷保護対策技術の高度化					◎	◎				
		● 台風対策・高乱流対策の確立	○	○	◎	◎	◎	◎				
		● リモートセンシング技術の高度化	◎	◎	◎	◎	◎	◎				

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

技術課題		解決策・要素技術	低コスト化		性能		耐久・信頼性		環境調和性		系統対策	
			陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上
	2-2 自家発電・独立電源系(小型風力発電)の導入推進	• 低コスト化	◎									
		• 高安全性・高信頼性化			◎		◎					
		• 高効率化			◎		◎					
		• 低風車音システム							◎			
		• スマートグリッド対応技術									◎	
	2-3 洋上への展開(着床式)	• 連成振動解析技術		◎					◎			
		• 気象・海象予測シミュレーション技術の高度化		◎		◎		◎				◎
		• 疲労照査技術				◎		◎				
		• 大水深支持構造		◎				◎		○		
		• 洋上変電所								○		◎
	2-4 洋上への展開(沖合：浮体式)	• 連成振動解析技術		◎					◎			
		• 気象・海象予測シミュレーション技術の高度化		◎		◎		◎				◎
		• 疲労照査技術				◎		◎				
		• 浮体式支持構造		◎				◎		○		
		• 洋上変電所								○		◎
	3-1 風車音発生抑制	• 低風車音風力発電システム			◎				◎	◎		
		• 風車音シミュレーションモデルの開発			○				◎	◎		
	3-2 生態系への影響の緩和	• 鳥類・海生生物モニタリング技術							◎	◎		
		• 環境低負荷施工技術							◎	◎		
	4. 系統連系対策	4-1 電力の安定化	• 出力平滑化技術			◎						◎
• 蓄電池システムの高度化											◎	◎
• 高精度発電量予測技術					◎	◎					◎	◎
• 大規模集中制御システム											◎	◎
• 基幹系統の分散型電源連系技術											◎	◎

1) 発電コスト低減化の追及

発電コスト低減化へのアプローチとしては、コストを構成する各要素それぞれで削減を行うとともに、発電量を増加させるなど、発電コストに影響する要素に対し総合的に取り組んでいくことが重要である。

システム価格を下げるには、大型化や風車技術の向上による設備費の削減が、運転・保守費を下げるには、遠隔監視や制御システムの高度化、それと併せた最適人員数による適切な運転保守などが重要である。今後風車の立地は山間部や洋上への移行していくことになるが、監視システムを高度化して遠隔監視することが主流となる。また、主要な機器の故障検知や寿命予測までを監視システムに付与することで、風力発電機器の耐久性の向上を図る必要性が高まるものと予想される。

一方、発電コストの低減には、発電量を増加させるアプローチも重要である。風車の大型化や低風速対応風車の開発はその大きな流れの一つである。この両者に共通するのは、ブレードの長翼化が求められることである。同一材料によるブレードの長翼・軽量化は重量増加を伴うことから、新素材による軽量化が課題となっている。従来、ブレード構造部材はガラス繊維が主流であったが、より軽量、高強度な炭素繊維に関心が集まっている。また、可変ピッチ制御やヨー制御といった制御システムの高度化、ウィンドファームとしての発電量最大化を図る最適運用技術の開発なども求められている。

またこうした個別要素での検討とは別に、発電コスト低減化と信頼性の向上を同時に実現させるには、既存の方式にとらわれない、新しいコンセプトの高性能風車・要素の開発も必要である。

2) 設置可能地域の拡大

風力発電設備の開発は、設置が容易な地点から始まり、新規の立地はより設置が困難な地域へと進む。日本の場合には、まだほとんど手付かずの状態である洋上、陸上であればより山間の地域、あるいは、小形風車として都市部などの生活域へと進むこととなる。

我が国の国土は山間部が多く、今後、陸上風車の設置場所は地形が複雑な地域へと移行していく。地形が複雑な場合、風もその影響を受けることから風力発電施設の計画段階、運用段階それぞれで特有の対応が求められる。計画段階では、風の実測と予測が課題となる。山間部となると風況観測自体が容易ではなくなる。リモートセンシング技術の高度化による風の実測や、複雑地形風モデルの開発が、当該地域への風力発電施設立地の経済性を評価する上で欠くことはできない。また、運用段階では、落雷保護対策技術、風況変動対応の機械／電気設備および制御システムが必要となる。また、陸上・洋上に共通する課題となるが我が国特有の台風対策も重要である。

一方、洋上についても、今後着床式から始まり、すぐ近い将来浮体式へも移行していくと予想されるが、基礎構造物（浮体式の場合は浮体構造物）とタワー部に作用する波浪荷重と風車本体に作用する風荷重とロータ回転に伴う加振力を連成させた動的構造解析技術、気象・海象予測シミュレーション、長期的な繰り返し荷重による疲労の照査技術、沖合数十 km に大規模

3 風力発電の技術の現状とロードマップ

な導入に対応するための洋上変電所などの検討が必要となる。

3) 環境適合性の強化

昨今、風力発電設備の立地の際には、風力発電設備に隣接する地域の住民から風車音に対する苦情、バードストライクによる被害、あるいは、洋上風力発電による海生生物への影響の懸念などが指摘されている。これらに対して、低風車音風力発電システムの開発、風車音シミュレーションモデルの開発、鳥類・海生生物モニタリング技術、環境低負荷施工技術の確立などの技術的対策を強化していく必要がある

4) 系統連系対策

変動が大きい風力発電による発電電力を安定した電力として系統へ供給する上で、出力平滑化技術、蓄電池システムの高度化、風況のより精緻な把握による高精度な発電量予測技術、ウインドファームなど大規模施設の集中制御システムの確立が重要となる。

図表 3.77 風力発電の技術ロードマップ

目指す姿

- ❑ 風力発電を取りまく様々な立地制約を克服する技術的対策を推進し、国内導入量の拡大を図る。
- ❑ 国内市場で培った技術力を背景として海外市場で競争力を有する国内企業を育成する。

課題と対応

1. 低コスト化の追及 ▶▶▶ 設備費の削減、施工費の削減、メンテナンス費の削減、耐久性の向上、発電量の増加、高性能風車・要素の開発
2. 設置可能地域の拡大 ▶▶▶ 我が国の立地環境への対応、自家発電・独立電源系、洋上への展開(着床式/浮体式)
3. 環境適合性の強化 ▶▶▶ 風車音発生抑制、生態系への影響の緩和
4. 系統連系対策 ▶▶▶ 電力の安定化

