

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. 1.1)

1. はじめに	2
2. 風力発電の賦存量とポテンシャル	3
2.1 賦存量(建設適地面積)算定の前提条件	3
2.2 陸上風力賦存量	5
2.3 洋上風力合計賦存量	6
2.4 着床式洋上風力賦存量	8
2.5 浮体式洋上風力賦存量	9
2.6 陸上風力と洋上風力との合計賦存量	10
2.7 ポテンシャル(期待可採量)	11
3. 長期導入目標とロードマップ	12
3.1 長期導入目標	12
3.2 長期導入目標達成に必要な各電力管内の設備容量	13
3.3 ロードマップ	15
4. 賦存量、ポテンシャル算定の前提条件と算定結果比較表	17
5. 算定結果のまとめ	18

(注):本 WG における定義

- ・ 賦存量 : 日本の国土の自然条件を考慮した場合の全導入可能量
技術開発の達成度等によって変化しうる。
- ・ ポテンシャル : 特定の社会条件による一時点における導入可能量
賦存量よりも小さく、時期や条件によって異なる。

2010年1月15日

一般社団法人 日本風力発電協会
ロードマップ検討WG

1. はじめに

わが国における陸上風力発電に係るポテンシャルは、2000年3月に算定された640万kW(実際の潜在量)が基本となっている。しかしながら、算定の前提条件が現況と乖離のあることや基本データである風況マップが統計解析手法によっていることなどから、最新の解析手法や近年の風力発電の技術開発状況および最新の国土地理データに基づいたポテンシャルの見直しが必要である。

日本風力発電協会(JWPA)・風力発電事業者懇話会(WPDA)・日本大学などにおいて、大型風車を対象として、風況マップの高度化(統計解析手法⇒CFD手法)、最新の国土数値情報に基づく地域特性などを勘案したポテンシャルを算定しているが、国の中・長期目標算定の基礎データとしては、活用されていない。

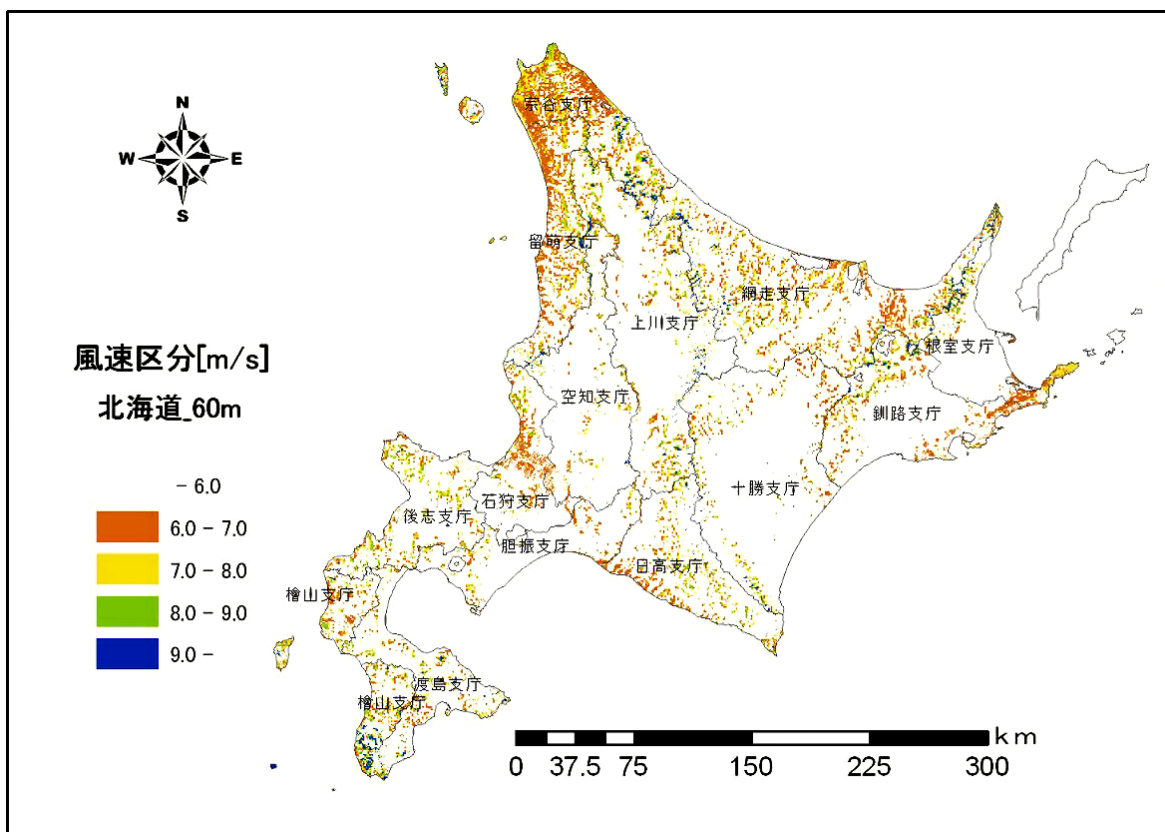
本WGでは、2009年11月に公表された、日本大学長井研究室の解析結果をベースに、賦存量(風力発電建設適地面積)とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップを算定するものである。

<コメント>

- ・平成21年度環境省委託調査「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査委託業務」では、評価高度を80mと本WG算定条件に比して20m高度化すると共に、本WGで考慮した社会的制約条件に加えて、自然環境保全地域、土地傾斜角、道路条件など殆ど全ての条件を加味した賦存量とポテンシャルを、算定中である。但し、数値などの公表が可能となるのは委託業務終了後となる。
- ・本WG算定結果と上記による算定結果との差は、開発率の設定差などで、実質的にカバーすることが可能と考える。

<参考>

- ・北海道の風況マップ



2. 風力発電の賦存量とポテンシャル

2.1 賦存量（建設適地面積）算定の前提条件

今回の算定に適用した前提条件とこれまで公表されている賦存量などの算定に適用した前提条件との違い（比較）は、4項に示すが、今回適用した主な前提条件は、以下の通りである。

(1) 風況マップ、地上高、面積算定区分

CFD（数値シミュレーション）による 2000 年 1 年間の 1 時間値に基づく解析である WinPAS（1km²メッシュ）を適用し、高度 60m の風速による陸上および洋上の面積を、電力会社管内別に算定。

(2) 面積算定方法

陸上：標高 1000m 以下で年間平均風速 6m/s 以上の土地を適地とし、国土数値情報（土地利用区分：100mメッシュ）から、その他の農用地、荒地、海浜、**森林（保安林を除く）**の面積を 0.01km²単位で加算。

除外した土地利用区分：田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川および湖沼、海水域、ゴルフ場

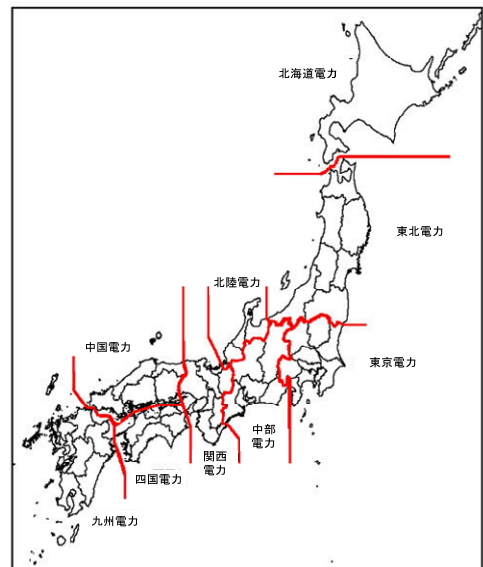
<参考>平成 18 年度までに建設された 1317 基の内、

988 基の風車設置状況調査結果：

その他の農用地 (24.1%)、荒地(21.1%)、海浜 (2.3%)、**森林 (41.0%)**、田 (1.7%)、建物用地 (1.2%)、幹線交通用地(0.6%)、その他の用地 (5.4%)、河川および湖沼(1.1%)、海水域(1.4%)、ゴルフ場(0.1%)

洋上：離岸距離 30km 以内で年間平均風速 7m/s 以上の海域を適地とし、その面積を 1km²単位で加算。

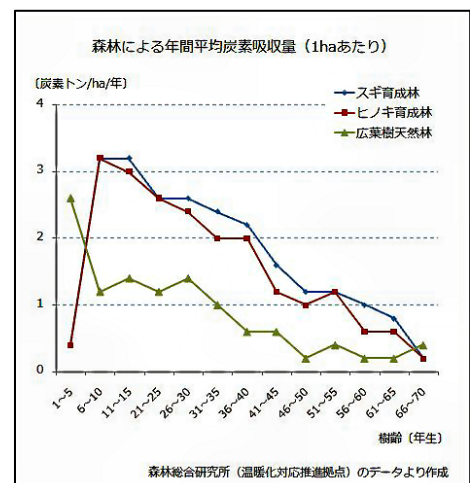
- ・着床式：水深 50m 未満
- ・浮体式：水深 50m 以上 200m 未満



<参考>森林による CO₂ 吸収効果と風力発電による CO₂ 削減効果

① 森林による CO₂ 吸収量：林野庁 http://www.rinya.maff.go.jp/j/kenho/ondanka/con_2.html

- ・ 樹木が吸収し蓄積する二酸化炭素量は一本一本違っているが、例えば、適切に手入れされている 80 年生の スギ人工林は 1ha 当たり約 170t (1 年間当たり平均で約 2.1t)、同じく 80 年生のブナを主体とする天然林は 1ha 当たり約 100t (1 年間当たり平均で約 1.3t) 程度の炭素を蓄えていると推定される。
- ・ 炭素吸収量は、樹木の樹齢により異なる(右図参照)が、以下の計算は、森林の炭素吸収量が 80 年間同じ値であると仮定した年平均値で算定したものである。



森林による年間平均炭素吸収量

- ・ 二酸化炭素に換算すると、スギ人工林は約 620t、天然林は約 370t、1 年間当たりそれぞれ約 7.8t、約 4.6t となる。

② 風力発電による CO2 削減量

- ・ 2000kW の風力発電機 1 基が、マージンを見て設備利用率 20%で運転した場合：
年間発電電力量 = $2000 \times 365 \times 24 \times 0.2 = 3,504,000$ [kWh/年]
- ・ 電力会社 9 社の加重平均排出原単位(2008 年度) = 440 [g-CO₂/kWh]
- ・ 風力発電機のライフサイクル CO₂ 排出量 = 25~34 [g-CO₂/kWh] (産総研太陽光センター) 29.5 [g-CO₂/kWh] (電力中央研究所)、9~12 [g-CO₂/kWh] (日本 LCA 学会) ⇒ 34 を適用
- ・ 年間 CO₂ 削減量 = $3,504,000 \times (440 - 34) \div 1,000,000 = 1,423$ [t-CO₂/年]

③ 風力発電による土地改変面積

- ・ 2000kW の風力発電機 1 基が、建設・メンテナンスに要する面積(代表値)：
風車基礎・建設用地 = $80[m] \times 80[m] = 6,400[m^2] = 0.64[ha]$
工事・メンテナンス道路 = $500[m] \times 5[m] = 2,500[m^2] = 0.25[ha]$
合計 = $0.64 + 0.25 = 0.89 \Rightarrow 1.0[ha]$

④ 森林の CO₂ 吸収効果と、風力発電を建設した場合の CO₂ 削減効果(まとめ)

- ・ 2000kW の風力発電機 1 基を建設した場合の CO₂ 削減量 = 1,423 [t-CO₂/ha/年]
- ・ スギ人工林の CO₂ 吸収量 = 7.8 [t-CO₂/ha/年]
- ・ スギ人工林を伐採して、風力発電を建設した場合 = $1,423 - 7.8 = 1,415$ [t-CO₂/ha/年]
⇒ スギ人工林を伐採し 2000kW の風力発電機 1 基を建設すると、他の地域に建設した場合に比して、CO₂ 削減量は 99.4% (0.6%減) となる。
⇒ 2000kW 風力発電機 1 基による CO₂ 削減効果は、スギ人工林の約 180 倍である。

$$1,423 \div 7.8 = 182.4 \Rightarrow 180$$

$$1,415 \div 7.8 = 181.4 \Rightarrow 180$$

(3) 風力発電機出力への換算

現在は、単機出力 2000kW~3000kW が主流となっており、ブレード径も長くなっているが、複数の風車配置に際しては、NEDO 風力発電導入ガイドブック (2008 年 2 月改訂第 9 版) から、卓越風向がある場合の推奨値 (1 OD×3D) を採用し、主要風車の出力とローター径の調査結果および既設ウインドファームの実績から、1k m² 当り 1 OMW とする。

図-1 に風車出力とローター径および k m² 当り出力を示す。

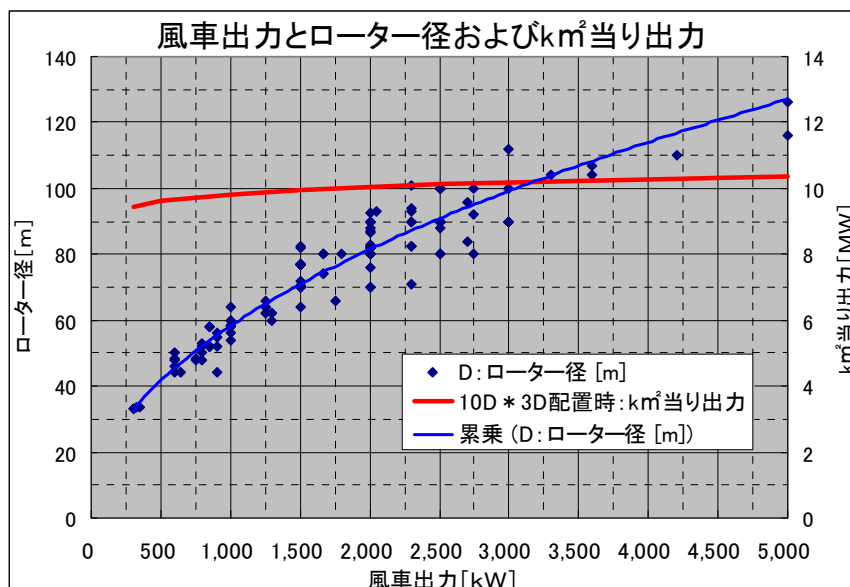


図-1 風車出力とローター径および 10D × 3D 配置時の k m² 当り出力

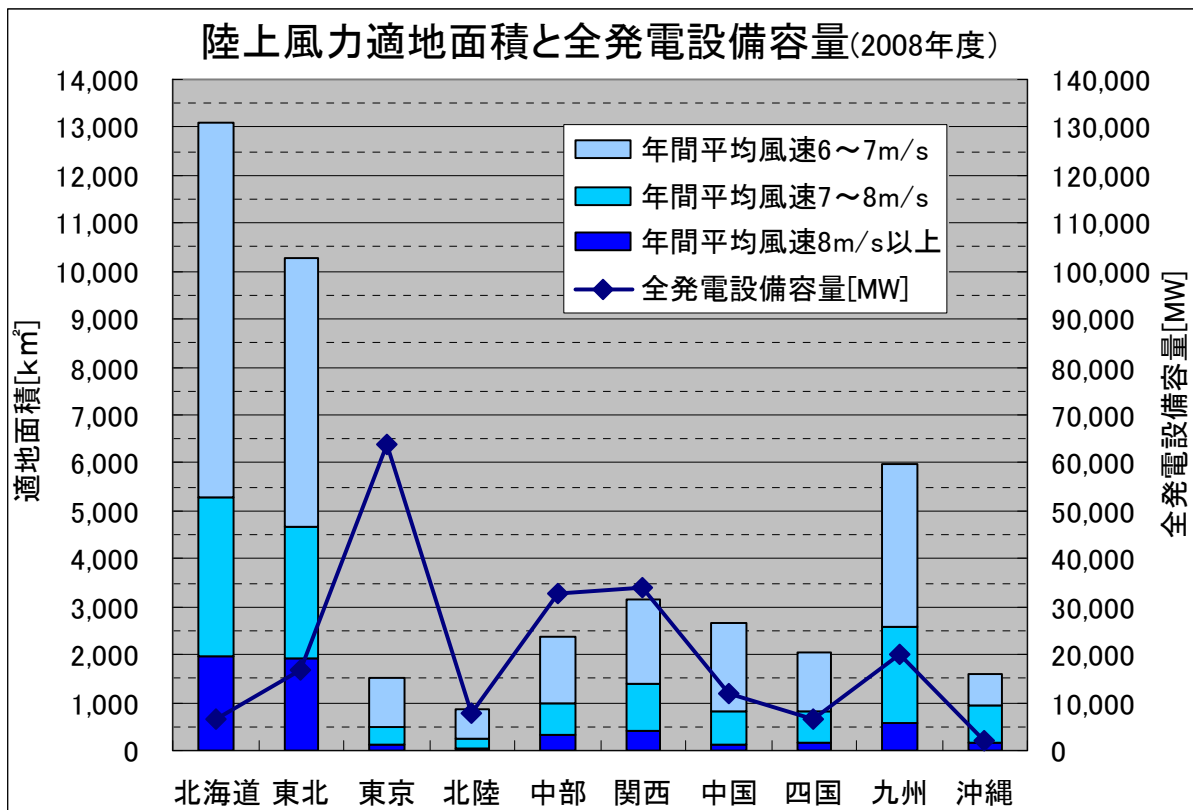
2.2 陸上風力賦存量（建設適地面積）

陸上風力の適地面積算定結果を表一 および図一2に示す。100m メッシュで面積を加算した事により、適地面積は2007年 JWPA 公表値の約1.4倍に増大し、更に森林（保安林を除く）を加えたことにより、合計で JWPA 公表値の約7.2倍となっている。

2008年度において電力会社が所有している発電設備の最大出力は、202,177MWであり、年間平均風速6m/s以上の適地全てに風力を設置すると、全発電設備容量の約2.2倍、同様に年間平均風速7m/s以上の適地全てに風力を設置すると、全発電設備容量の約0.9倍となる。

表一 1 その他の農用地、荒地、海浜、森林（保安林を除く）の陸上風力適地面積

電力会社	管轄区域 (陸上)面積 km ²	風速6.0m/s以上、標高1,000m以下 面積 [km ²]			6m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比	7m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比
		6.0 - 7.0	7.0 - 8.0	8.0 -				
		北海道	79,094	7,830				
東北	79,895	5,577	2,768	1,917	10,263	12.8%	4,685	5.9%
東京	39,534	1,017	360	138	1,515	3.8%	498	1.3%
北陸	12,566	607	213	23	843	6.7%	237	1.9%
中部	38,965	1,393	672	310	2,375	6.1%	982	2.5%
関西	28,760	1,734	1,000	409	3,143	10.9%	1,409	4.9%
中国	31,919	1,835	668	139	2,642	8.3%	807	2.5%
四国	18,790	1,221	638	169	2,028	10.8%	807	4.3%
九州	42,039	3,393	1,982	590	5,965	14.2%	2,573	6.1%
沖縄	2,233	674	781	155	1,610	72.1%	935	41.9%
合計	373,796	25,280	12,419	5,797	43,496	11.6%	18,216	4.9%



図一2 その他の農用地、荒地、海浜、森林（保安林を除く）の陸上風力適地面積

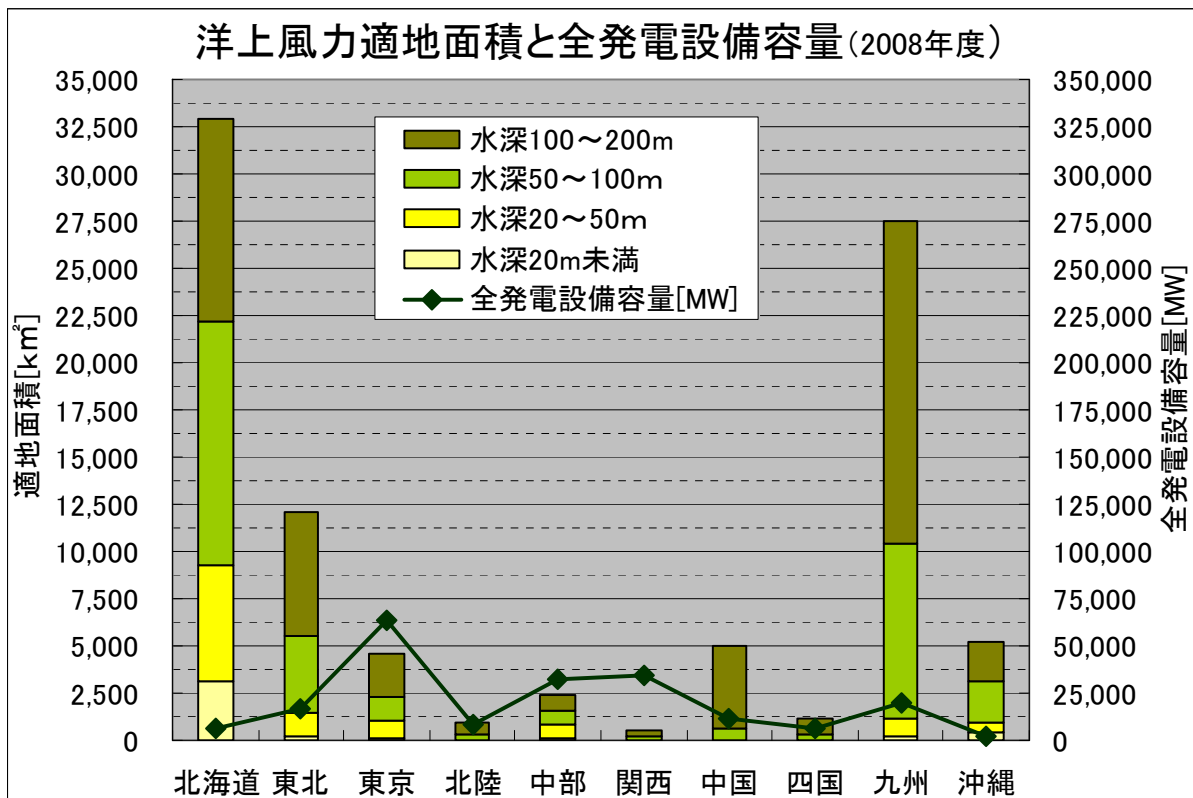
2.3 洋上風力合計賦存量（建設適地面積）

洋上風力の適地面積算定結果を表一2および図一3に示す。離岸距離を30km以内としたことにより、洋上の合計適地面積は2007年JWPA公表値（離岸距離50km以内）の約0.5倍に減少している。

2008年度において電力会社が所有している発電設備の最大出力は、202,177MWであり、水深200m以下の適地全てに風力を設置すると、全発電設備容量の約4.5倍となる。

表一2 洋上風力合計の水深別適地面積（年間平均風速7m/s以上）

電力会社	管轄区域 (陸上)面積 km ²	風速7.0m/s以上、離岸距離30km以内				200m以下 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比	50m以下 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比
		面積 [km ²]							
		0-20	20-50	50-100	100-200				
北海道	79,094	3,098	6,207	12,854	10,712	32,871	41.6%	9,305	11.8%
東北	79,895	185	1,257	4,038	6,617	12,097	15.1%	1,442	1.8%
東京	39,534	135	916	1,274	2,310	4,635	11.7%	1,051	2.7%
北陸	12,566	0	22	328	564	914	7.3%	22	0.2%
中部	38,965	155	630	781	832	2,399	6.2%	786	2.0%
関西	28,760	1	6	192	300	499	1.7%	7	0.0%
中国	31,919	9	5	584	4,397	4,995	15.6%	14	0.0%
四国	18,790	4	4	280	822	1,110	5.9%	8	0.0%
九州	42,039	162	979	9,324	16,990	27,454	65.3%	1,140	2.7%
沖縄	2,233	417	552	2,124	2,119	5,213	233.5%	970	43.4%
合計	373,796	4,166	10,580	31,779	46,525	92,188	24.7%	14,746	3.9%



図一3 洋上風力合計の水深別適地面積（年間平均風速7m/s以上）

年間平均風速が7m/s以上の適地における離岸距離と水深との関係を、図-4に示す。

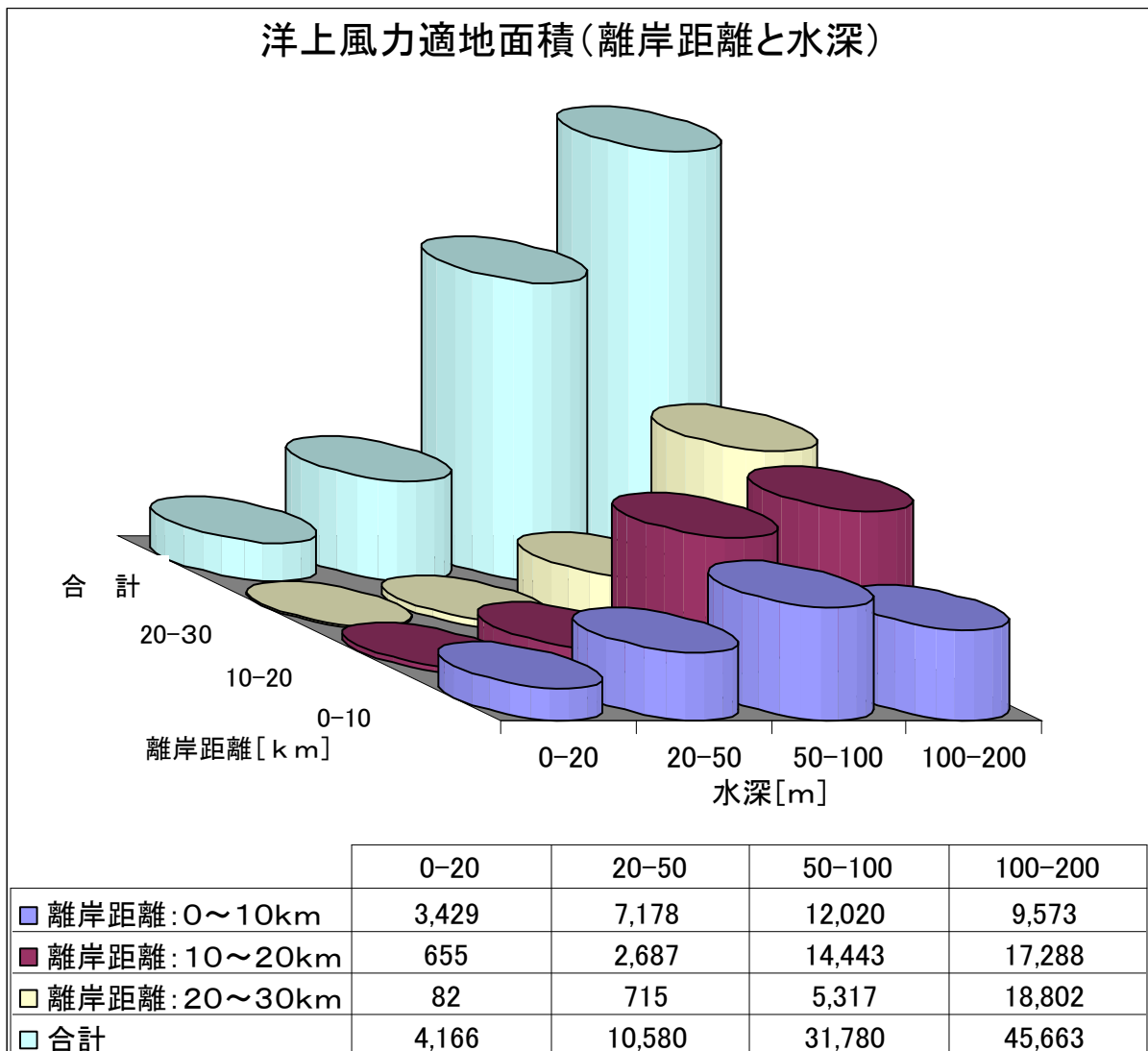


図-4 離岸距離と水深による洋上風力適地面積[km²]

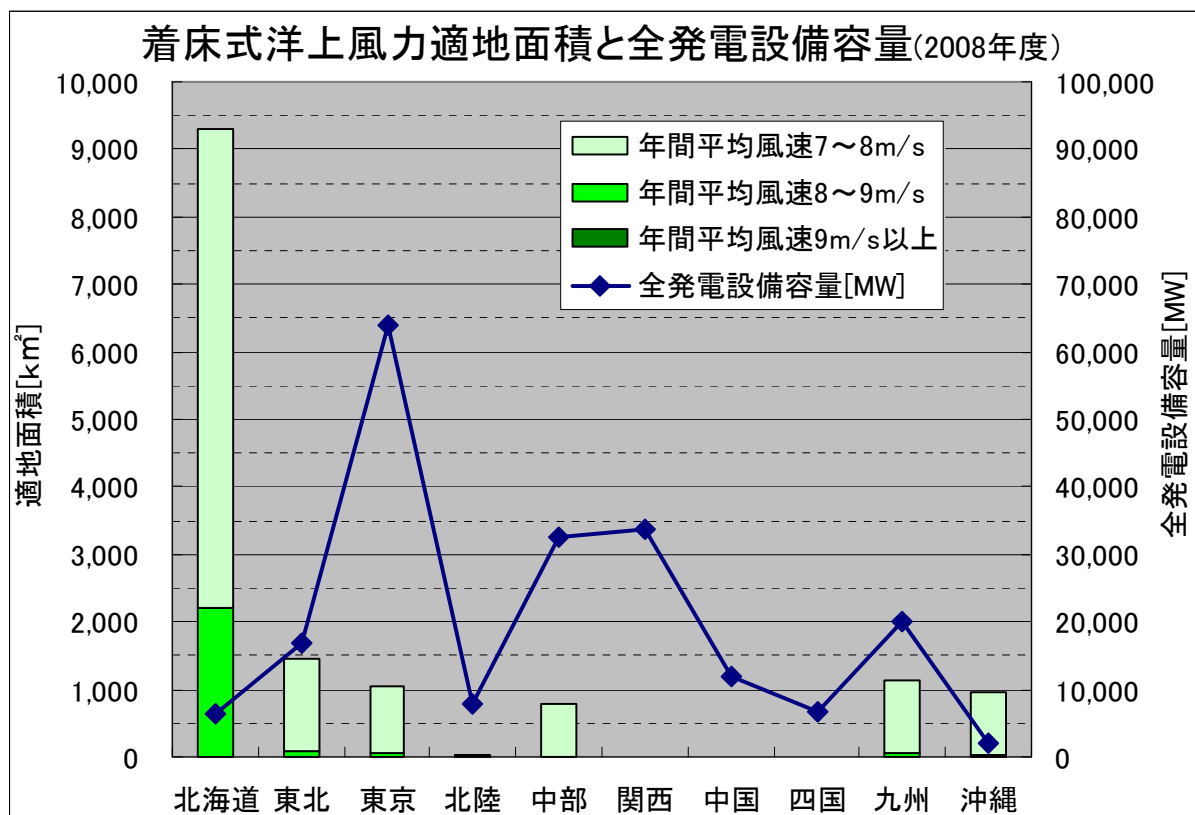
2.4 着床式洋上風力賦存量（建設適地面積）

着床式洋上風力の適地面積算定結果を表一3および図一5に示す。離岸距離を30km以内としたが、着床式対応の水深を50m未満（JWPA：30m未満）としたことにより着床式の適地面積は2007年JWPA公表値の約1.7倍となっている。

2008年度において電力会社が所有している発電設備の最大出力は、202,177MWであり、水深50m以下の適地全てに風力を設置すると、全発電設備容量の約0.7倍となる。

表一3 着床式洋上風力の適地面積

電力会社	管轄区域 (陸上)面積 km ²	水深50m未満			7m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比	8m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比
		面積 [km ²]						
		7.0 - 8.0	8.0 - 9.0	9.0 -				
北海道	79,094	7,083	2,217	6	9,305	11.8%	2,222	2.8%
東北	79,895	1,368	74	0	1,442	1.8%	74	0.1%
東京	39,534	999	53	0	1,051	2.7%	53	0.1%
北陸	12,566	22	0	0	22	0.2%	0	0.0%
中部	38,965	785	0	0	786	2.0%	0	0.0%
関西	28,760	7	0	0	7	0.0%	0	0.0%
中国	31,919	14	0	0	14	0.0%	0	0.0%
四国	18,790	8	0	0	8	0.0%	0	0.0%
九州	42,039	1,087	53	0	1,140	2.7%	53	0.1%
沖縄	2,233	950	20	0	970	43.4%	20	0.9%
日本	373,796	12,323	2,417	6	14,746	3.9%	2,423	0.6%



図一5 着床式洋上風力の適地面積

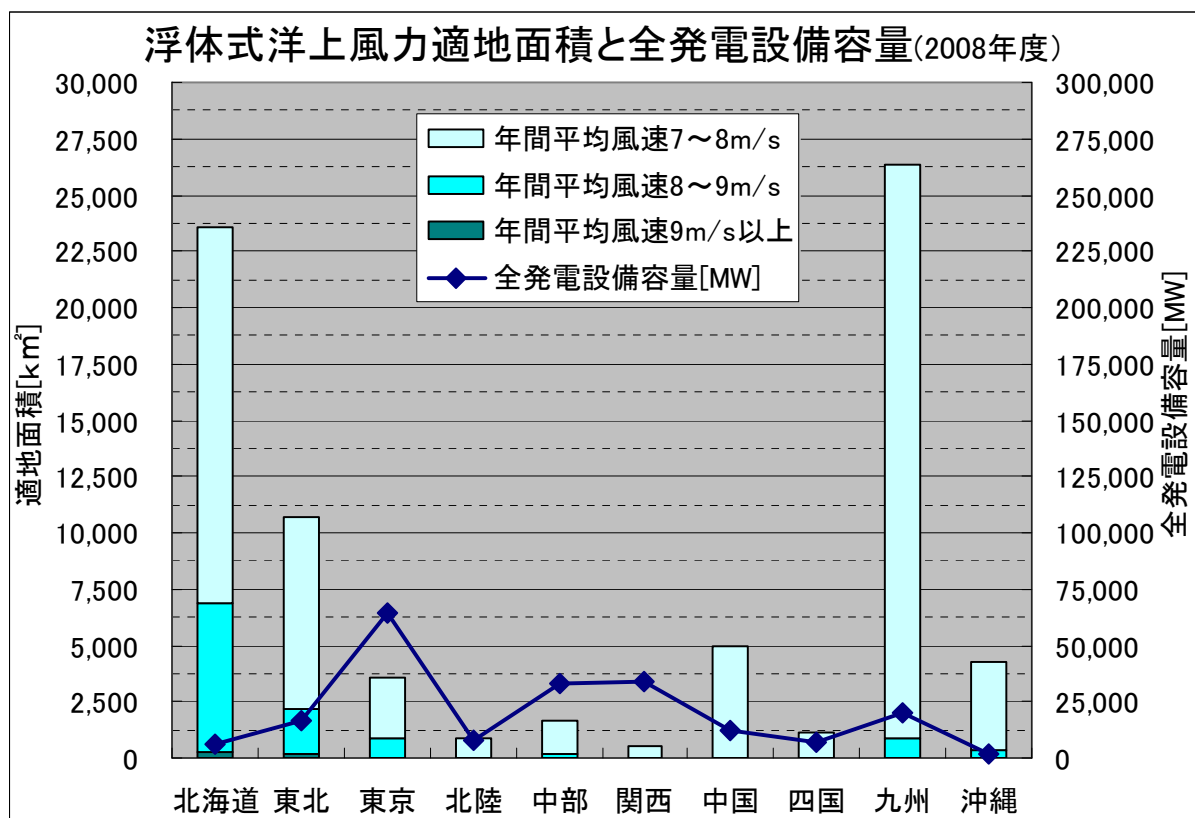
2.5 浮体式洋上風力賦存量（建設適地面積）

浮体式洋上風力の面積算定結果を表一4および図一6に示す。離岸距離を30km以内としたことに加えて、浮体式対応の水深を50m以上200m未満（JWPA：30m以上300m未満）としたことにより、浮体式の適地面積は2007年JWPA公表値の約0.4倍となっている。

2008年度において電力会社が所有している発電設備の最大出力は、202,177MWであり、水深50m以上200m未満の適地全てに風力を設置すると、全発電設備容量の約3.8倍となる。

表一4 浮体式洋上風力の適地面積

電力会社	管轄区域 (陸上)面積 km ²	水深50m以上、200m未満			7m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比	8m/s以上 合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比
		面積 [km ²]						
		7.0 - 8.0	8.0 - 9.0	9.0 -				
北海道	79,094	16,729	6,557	280	23,566	29.8%	6,837	8.6%
東北	79,895	8,499	2,024	131	10,655	13.3%	2,156	2.7%
東京	39,534	2,706	877	0	3,584	9.1%	878	2.2%
北陸	12,566	893	0	0	893	7.1%	0	0.0%
中部	38,965	1,431	181	0	1,612	4.1%	181	0.5%
関西	28,760	491	0	0	491	1.7%	0	0.0%
中国	31,919	4,981	0	0	4,981	15.6%	0	0.0%
四国	18,790	1,103	0	0	1,103	5.9%	0	0.0%
九州	42,039	25,413	901	1	26,315	62.6%	901	2.1%
沖縄	2,233	3,926	316	0	4,242	190.0%	316	14.2%
日本	373,796	66,173	10,857	413	77,443	20.7%	11,269	3.0%



図一6 着床式洋上風力の適地面積

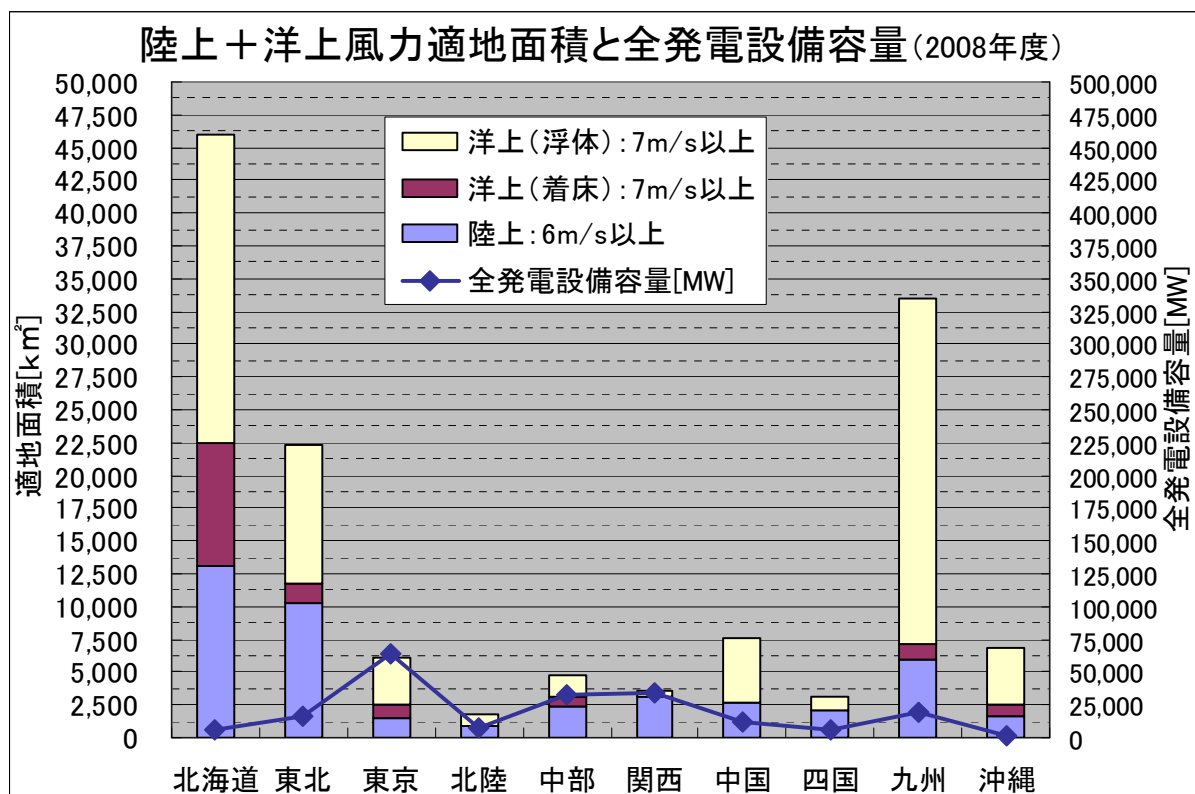
2.6 陸上風力と洋上風力との合計賦存量（建設適地面積）

陸上風力と洋上風力との合計適地面積算定結果を表一五および図一七に示す。但し、水深50m未満を着床式洋上風力、水深50m～200mを浮体式洋上風力としている。

適地全てに風力を設置すると全発電設備容量の約6.7倍となる。また合計適地面積のみからは、東京が僅かに不足するものの、全ての電力管内において各管内の全発電設備容量に相当する風力発電設備が設置可能である。

表一五 陸上+洋上風力の適地面積

電力会社	全発電設備容量 MW	管轄区域 (陸上)面積 km ²	陸上:6m/s以上、洋上:7m/s以上			合計面積 km ²	管轄区域 (陸上) 面積比	100%開発時 の風力容量 MW
			面積[km ²]					
			陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)			
北海道	6,505	79,094	13,113	9,306	23,566	45,985	58.1%	459,849
東北	16,800	79,895	10,263	1,442	10,655	22,360	28.0%	223,595
東京	63,981	39,534	1,515	1,051	3,584	6,150	15.6%	61,499
北陸	7,962	12,566	843	22	892	1,757	14.0%	17,573
中部	32,626	38,965	2,375	785	1,613	4,773	12.2%	47,731
関西	33,865	28,760	3,143	7	492	3,642	12.7%	36,418
中国	11,826	31,919	2,642	14	4,981	7,637	23.9%	76,367
四国	6,665	18,790	2,028	8	1,102	3,138	16.7%	31,381
九州	20,023	42,039	5,965	1,141	26,314	33,420	79.5%	334,203
沖縄	1,925	2,233	1,610	969	4,243	6,822	305.5%	68,215
合計	202,177	373,796	43,496	14,745	77,442	135,683	36.3%	1,356,831



図一七 陸上風力+洋上風力適地面積

2.7 ポテンシャル（期待可採量）

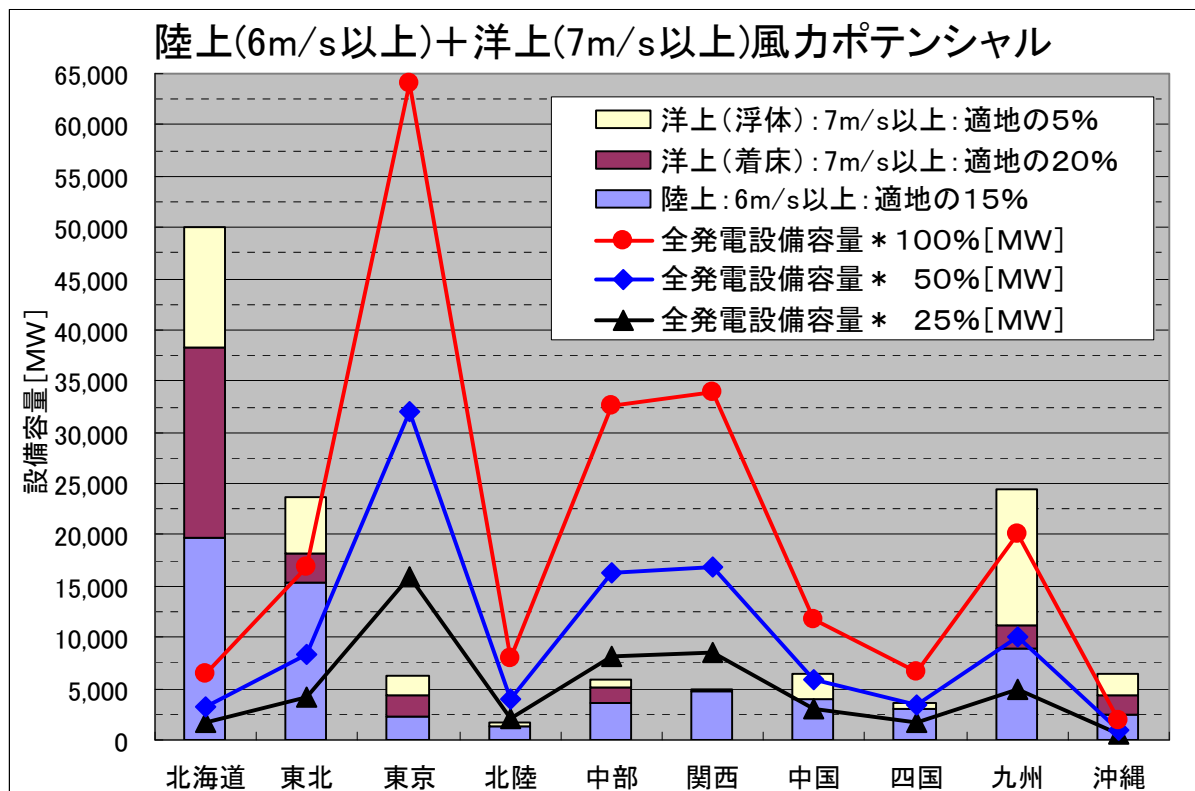
陸上と洋上との合計適地面積算定結果を表一五および図一七に示したが、実際には各種社会条件等により、100%の開発率で全ての適地に風力発電を設置することは出来ない。

そこで各種社会条件や風速条件を考慮し、開発率を、陸上＝15%、着床式洋上＝20%、浮体式洋上＝5%と設定した場合の風力発電設備容量と、2008年度全発電設備容量との関係を、表一六および図一八に示す。

上記開発率に基づき、適地全てに風力を設置すると全発電設備容量の約0.7倍となるが、その殆どは北海道、東北、九州、沖縄であり、各電力の全発電設備容量を上限とすると、全発電設備容量の約0.4倍となる。（棒グラフと赤色折れ線グラフとの低値合計）

表一六 陸上適地の15%、着床適地の20%、浮体適地の5%に風力建設時の設備容量と2008年度における全発電設備容量との関係

電力会社	全発電設備容量 MW ①	需要電力量 GWh	km ² 当り10MWで計算			合計風車容量 MW ②	②/①	①と②の 低値 MW
			風車容量[MW]					
			陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)			
北海道	6,505	31,839	19,669	18,612	11,783	50,064	770%	6,505
東北	16,800	81,101	15,394	2,884	5,328	23,605	141%	16,800
東京	63,981	288,956	2,272	2,102	1,792	6,166	10%	6,166
北陸	7,962	28,154	1,265	44	446	1,755	22%	1,755
中部	32,626	129,734	3,563	1,570	807	5,939	18%	5,939
関西	33,865	145,867	4,714	14	246	4,974	15%	4,974
中国	11,826	61,222	3,963	28	2,491	6,481	55%	6,481
四国	6,665	28,701	3,042	16	551	3,609	54%	3,609
九州	20,023	85,883	8,948	2,282	13,157	24,387	122%	20,023
沖縄	1,925	7,476	2,414	1,938	2,122	6,474	336%	1,925
合計	202,177	888,935	65,244	29,490	38,721	133,455	66%	74,177



図一八 陸上適地の15%、着床適地の20%、浮体適地の5%に風力建設時の設備容量

3. 長期導入目標とロードマップ

3.1 長期導入目標

2.7 項にポテンシャルを示したが、風力発電の重要性のひとつである CO2 削減効果を明確にすべく、長期導入目標は、発電電力量 (kWh) を基準に以下とする。

『2050 年度までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の 10%以上とする』

2008 年度の需要電力量は、888,935GWh であるので、マージンを見て実質的な設備利用率を 20%とすると、2008 年度の需用電力量の 10%を供給する為に必要な風力発電設備容量は、以下となる。

$$888,935 \times 0.1 \times 1000 \div (0.2 \times 365 \times 24) = 50,738 \Rightarrow 50,000\text{MW}$$

実際には、以下の要因などにより 2050 年度における風力発電による電力量供給比率は変化するが、2008 年度における需用電力量の約 10%を供給可能な風力発電設備容量を導入目標値とする事により、プラス要因とマイナス要因とのトータルで 2050 年度には 10%以上を確保することが可能と考える。

- ・ 年間平均風速が高い地点を重点的に選定する（設備利用率は高くなる）：プラス
- ・ 2050 年度の需用電力量は、2008 年度実績より低下する可能性が高い：プラス
- ・ 電力系統運用面から必要となる、風力発電の最大出力制限運転による設備利用率低下や蓄電設備（揚水発電所、蓄電池など）による電力損失が発生する：マイナス
- ・ 送電損失などを考慮する必要がある：マイナス

<参考> 2008 年末：各国の風力発電による電力量供給比

デンマーク	19.3% (2025 年までに 50%供給)
スペイン	11.7% (発電設備容量比:17.3%)
ドイツ	6.5%
EU 平均	4.2%
アメリカ	1.9% (2030 年までに 20%供給)
日本	0.3%

<参考> 年間平均風速と設備利用率

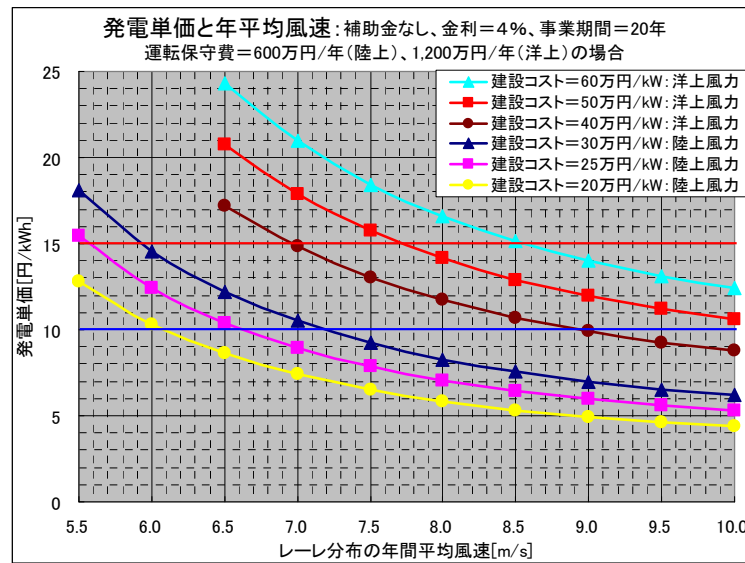
風力発電の発電電力量は、風速により変化するが、NEDO 風力発電導入ガイドブック(改訂第 9 版)から、
 正味年間発電電力量 = 理想年間発電電力量 × 利用可能率 × 出力補正係数(レーレ分布との差)

$$= \text{理想年間発電電力量} \times 0.95 \times 0.9$$

を採用し、代表的な風車のパワーカーブを用いて、年間平均風速をレーレ分布とした場合の設備利用率に対して、上記をフォローすると実質的な設備利用率は、以下となる。

年間平均風速 6.0m/s 時	設備利用率 = 23.0%	$23.0 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 20\%$
年間平均風速 6.5m/s 時	設備利用率 = 27.5%	$27.5 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 24\%$
年間平均風速 7.0m/s 時	設備利用率 = 31.9%	$31.9 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 27\%$
年間平均風速 7.5m/s 時	設備利用率 = 36.3%	$36.3 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 31\%$
年間平均風速 8.0m/s 時	設備利用率 = 40.4%	$40.4 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 35\%$
年間平均風速 8.5m/s 時	設備利用率 = 44.3%	$44.3 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 38\%$
年間平均風速 9.0m/s 時	設備利用率 = 47.8%	$47.8 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 41\%$

<参考> 発電単価と年間平均風速 : (NEDO 風力発電導入ガイドブック第9版の計算式適用)



3.2 長期導入目標達成に必要な各電力管内の設備容量

表一六 および図一八にポテンシャルと発電設備容量との関係を示したが、需要電力量の10%を供給する為には、北海道、東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄は可能であるが、東京、中部、関西は、2.7項で設定した開発率では、達成することが出来ない。

電力系統運用面からは、適切な容量の蓄電設備および会社間連系線の新增設が必須ではあるが、極端な容量の新增設は、コストパフォーマンス面で劣るので、以下の補正を加えて、合計で日本全国における2008年度需要電力量の10%を供給可能な風力発電設備容量とする。

- ① 北海道、東北、中国、四国、九州は、需要電力量の20%供給を超えない範囲で、且つ全発電設備容量の50%を超えない範囲で、風力発電設備容量を増加させる。
- ② 東京、北陸、中部、関西は、2.7項で設定した開発率による風力合計容量の110%を超えない範囲で、開発率を上げることにより、風力発電設備容量を増加させる。
- ③ 沖縄は、他電力と連系していないことなどから上記補正を行わず、沖縄電力管内における需用電力量の10%供給に必要な風力発電設備容量とする。

補正を加えた結果を表一七に示す。

表一七 2008年度需要電力量(日本全国)の10%を供給する為に、必要な風力発電設備容量(合計)

電力会社	発電設備容量 MW	需要電力量 GWh	需要10%供給に必要な風力容量 MW	設定開発率による風力合計容量 MW ①	全発電設備の50%容量 MW ②	需要20%供給に必要な風力容量 MW ③	①、②、③最低値 MW	風力長期導入目標値 MW
北海道	6,505	31,839	1,817	50,064	3,252	3,635	3,252	3,100
東北	16,800	81,101	4,629	23,605	8,400	9,258	8,400	8,000
東京	63,981	288,956	16,493	6,166	31,991	32,986	6,166	6,700
北陸	7,962	28,154	1,607	1,755	3,981	3,214	1,755	1,900
中部	32,626	129,734	7,405	5,939	16,313	14,810	5,939	6,400
関西	33,865	145,867	8,326	4,974	16,932	16,652	4,974	5,400
中国	11,826	61,222	3,494	6,481	5,913	6,989	5,913	5,600
四国	6,665	28,701	1,638	3,609	3,332	3,276	3,276	3,100
九州	20,023	85,883	4,902	24,387	10,012	9,804	9,804	9,400
沖縄	1,925	7,476	427	6,474	962	853	853	400
合計	202,177	888,935	50,738	133,455	101,089	101,477	50,334	50,000

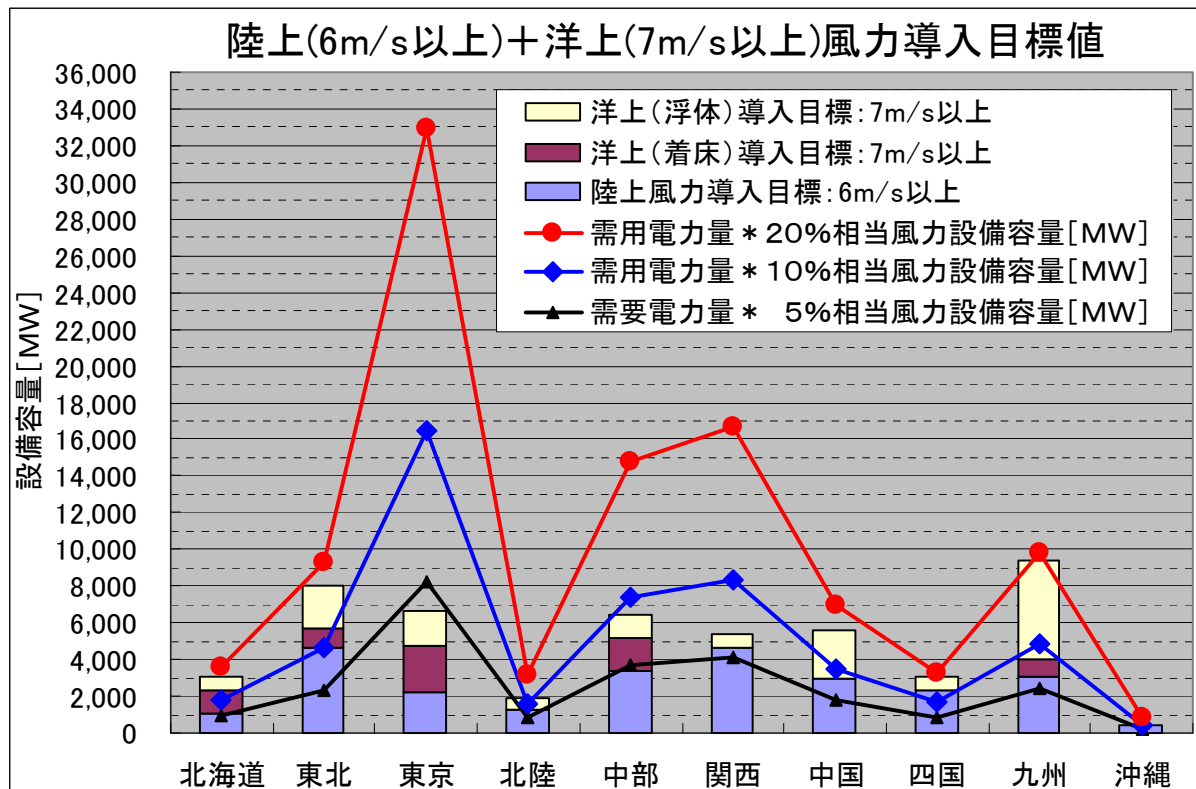
表一七に示した各電力管内の風力導入目標値を達成する風車方式（陸上、洋上）は、各電力管内の風速や適地面積などにより決定されるが、ここでは、表一六に示した開発率による各電力管内の陸上、洋上（着床）、洋上（浮体）の設備容量比率を維持して正比例計算で算定した場合の、方式別風力導入目標値を表一八および図一九に示す。但し、沖縄は適地面積と地域特性から陸上のみとする。

表一八 2008 年度需要電力量（日本全国）の10%を供給する為に、必要な風力発電設備容量（方式別）

電力会社	km2当り10MWで計算			風力長期 導入目標値 MW	管轄区域 (陸上)面積 km ²	管轄区域(陸上)面積に対する風力建設 面積比率(土地改変面積比率ではない)		
	風車容量[MW]					陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)
	陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)					
北海道	1,100	1,200	800	3,100	79,094	0.14%	0.15%	0.10%
東北	4,600	1,100	2,300	8,000	79,895	0.58%	0.14%	0.29%
東京	2,200	2,500	2,000	6,700	39,534	0.56%	0.63%	0.51%
北陸	1,300	0	600	1,900	12,566	1.03%	0.00%	0.48%
中部	3,400	1,800	1,200	6,400	38,965	0.87%	0.46%	0.31%
関西	4,600	0	800	5,400	28,760	1.60%	0.00%	0.28%
中国	3,000	0	2,600	5,600	31,919	0.94%	0.00%	0.81%
四国	2,300	0	800	3,100	18,790	1.22%	0.00%	0.43%
九州	3,100	900	5,400	9,400	42,039	0.74%	0.21%	1.28%
沖縄	400	0	0	400	2,233	1.79%	0.00%	0.00%
合計	26,000	7,500	16,500	50,000	373,796	0.70%	0.20%	0.44%

(注) 面積比率は、風車配置を10D×3Dとした場合における値(10MW/k m²)である。

実際の土地改変面積は、陸上風力で2MW～3MW機の場合、風車基礎・建設用地とメンテナンス道路の合計で約1haであることから、表一八に示した面積比率の約1/20となる。



図一九 風力発電長期導入目標値

3.3 ロードマップ

表一八に示した風力発電導入目標（50,000MW）を達成するためのロードマップを、表一九および図一10に示す。

但し、2010年度には国の導入目標値である300万kWを達成するものとし、着床式洋上風力の導入開始を2015年度、浮体式洋上風力の導入開始を2020年度とした。

表一九 風力発電導入ロードマップ

（2008年度、2015年度の着床、2020年度の浮体以外は、100MW単位に四捨五入した数値）

年度	風力導入目標 [MW]			
	陸上	着床	浮体	合計
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,400	5	0	6,400
2020	11,100	200	10	11,300
2025	16,400	1,100	600	18,100
2030	21,500	2,700	2,800	26,900
2035	25,100	4,700	6,700	36,500
2040	26,000	6,700	11,500	44,200
2045	26,000	7,500	15,600	49,100
2050	26,000	7,500	16,500	50,000

陸上風力：26,000MW 到達年＝2038年

着床風力：7,500MW 到達年＝2045年

浮体風力：16,500MW 到達年＝2048年

<参考> 単年度導入量計算方法に関して

- 単年度導入量 Y の推定式を年数 X に対する3次式と仮定し、1回および2回微分式を示す。

$$Y = aX^3 + bX^2 + cX + d \dots \dots \dots (1)$$

$$Y' = 3aX^2 + 2bX + c \dots \dots \dots (2)$$

$$Y'' = 6aX + 2b \dots \dots \dots (3)$$

- 単年度導入量 Y を2回微分した1次式 Y'' は導入に対する推進力または開発力を表し、それらの積分（単年度導入量 Y の1回微分式） Y' は導入意欲または投資力と考える。
- 風力発電の導入は研究開発期間があり、導入初年度を明確に定めることはできないが、ある年から導入されたものと仮定し、導入開始年度を基準年とする。したがって、 $X=0$ 年で $Y=0$ とすると(1)式より $d=0$ が得られ、 $X=0$ 年から導入意欲に目覚めるものとする $Y'=0$ より $c=0$ が得られ、(1)、(2)式は下記のように簡略化される。

$$Y = aX^3 + bX^2 \dots \dots \dots (4)$$

$$Y' = 3aX^2 + 2bX \dots \dots \dots (5)$$

- 単年度導入量のピークを n 年とすると $X=n$ の時 $Y'=0$ となり、 $b=(3/2)an$ が得られ、(4)式は下記のように書き換えられる。

$$Y = aX^3 + (3/2)an X^2 \dots \dots \dots (6)$$

- (6)式は未知数が a と n であるから実績からピークの年を決め、その年の導入量によって a を求めると予測が可能になる。
- また実績値にピークが無い場合は、 a を求めた後に、基準年の導入目標値から n を求めると予測が可能となる。

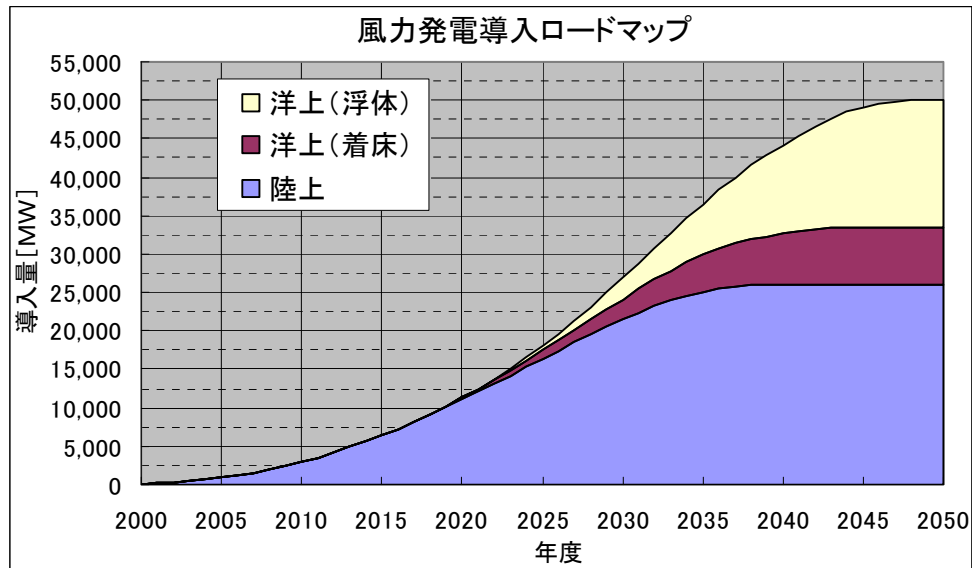


図-10 風力発電導入ロードマップ

50,000MW 導入のロードマップに対応した、単年度新規導入量を図-11に、また産業効果を把握するために、風力発電機の更新(20年毎)を含む単年度生産量を図-12に示す。

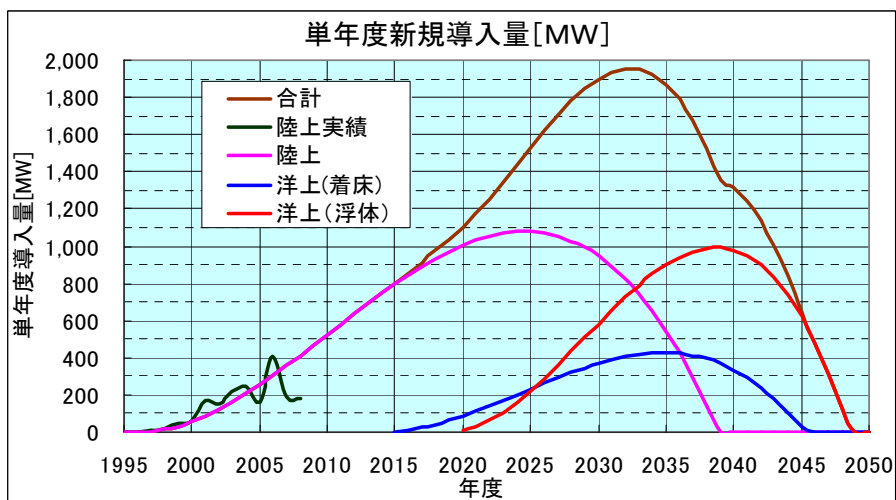


図-11 単年度新規導入量

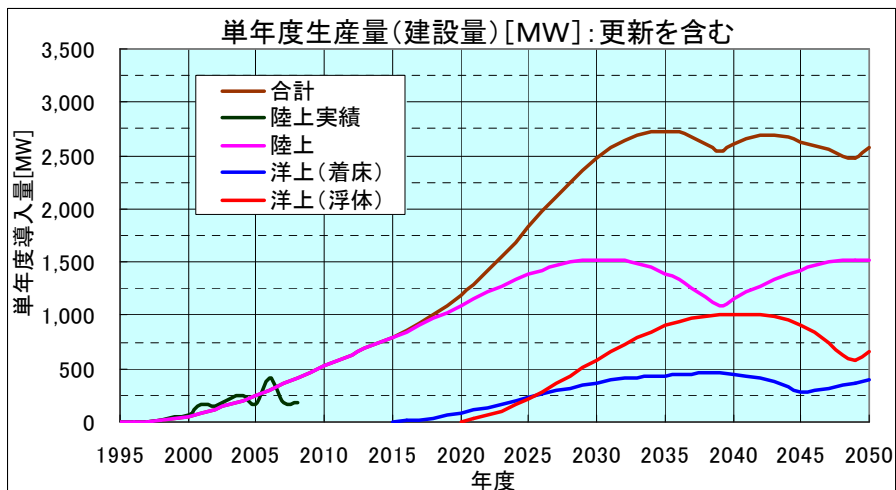


図-12 単年度生産量(建設量)

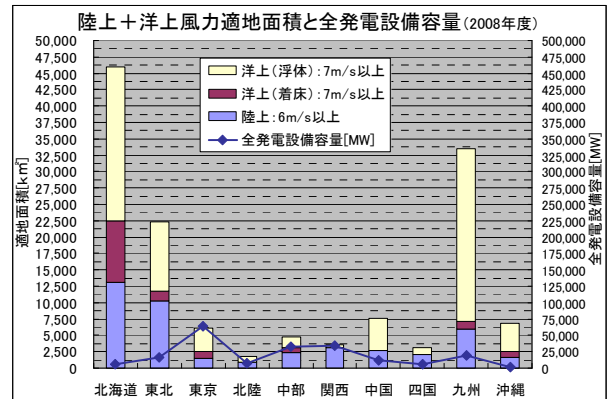
4. 賦存量・ポテンシャル算定の前提条件と算定結果比較表

	新エネルギー等 導入基礎調査 (実際の潜在量)	日本風力発電協会 ロードマップ検討WG (2007年度)	本WG:JWPA(2009年度)
			日本大学長井研究室 解析結果ベース
公表年月	2000年3月	2007年12月	2010年1月
風速データの推定方式	統計手法	数値シミュレーション	数値シミュレーション
陸上風力適地風速条件	5.0m/s以上(30m高さ)	6.0m/s以上(60m高さ)	6.0m/s以上(60m高さ)
面積算定方法	土地利用・自然公園・自然環境・都市計画・道路幅員・土地傾斜角の諸条件を満たすメッシュ面積の50%値が0.125k㎡以上のメッシュを加算	選定した土地利用種別(100mメッシュ)の割合が50%以上の土地を1k㎡単位で加算	選定した土地利用種別(100mメッシュ)の面積を0.01k㎡単位で加算
風力発電が設置可能とした土地利用種別	1988年GISデータ 畑、果樹園、その他樹木畑、荒地、海浜	1988年GISデータ 畑、果樹園、その他樹木畑、荒地、海浜	1998年GISデータ その他の農用地、荒地、海浜、 森林
標高条件	制限なし	1,000m以下	1,000m以下
土地傾斜角条件	10度以下	制限なし	制限なし
道路条件	該当1kmメッシュ内に幅員5.5m以上の道路有り	制限なし	制限なし
自然公園地域	普通地域のみを含む	全て含む	全て含む
自然保全地域	指定なしのみを含む	全て含む	全て含む
都市計画	指定なしおよび都市計画区域のみを含む	土地利用種別で、建物用地を除外	土地利用種別で、建物用地を除外
森林地域	除外	除外	含む(保安林を除く)
適用風車単機出力	1,000kW	2,000kW	指定せず(1,000~5,000kW)
風車配置	面積個別計算	1OD×3D	1OD×3D
1k㎡当り風車出力	個別計算(平均6.8MW/k㎡)	10.4MW/k㎡	10.0MW/k㎡
陸上風力適地面積	939k㎡	6,036k㎡	43,496k㎡
開発率(土地取得率)	100%	40%	15%
陸上風力ポテンシャル	6,400MW	25,000MW	65,000MW
洋上風力適地条件	7.0m/s以上(60m高さ)	7.0m/s以上(60m高さ) 離岸距離:50km以内	7.0m/s以上(60m高さ) 離岸距離:30km以内
着床式適地条件	水深:30m以下	水深:30m未満	水深:50m未満
制約条件	自然公園、港湾、河口域を除く	無し	無し
着床式風力適地面積	5,333k㎡	8,749k㎡	14,746k㎡
適用風車単機出力	1,650kW	2,000kW	指定せず(1,000~5,000kW)
風車配置	1OD×5D	1OD×3D	1OD×3D
開発率(海面取得率)	100%	20%	20%
着床式風力ポテンシャル	40,000MW	18,000MW	29,000MW
浮体式適地条件	-----	水深:30m以上300m未満	水深:50m以上200m未満
浮体式風力適地面積	-----	183,508k㎡	77,443k㎡
適用風車単機出力	-----	2,000kW	指定せず(1,000~5,000kW)
風車配置	-----	1OD×3D	1OD×3D
開発率(海面取得率)	-----	2%	5%
浮体式風力ポテンシャル	-----	38,000MW	39,000MW
風力合計ポテンシャル	46,400MW(浮体式含まず)	81,000MW	133,000MW

5. 算定結果のまとめ

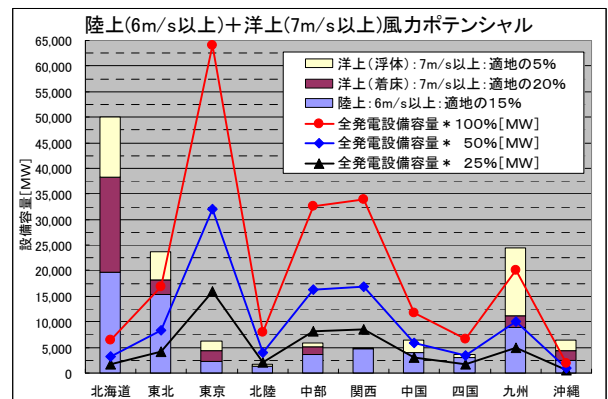
(1) 賦存量

- 陸上：6m/s以上、標高1,000m以下
その他の農用地、荒地、海浜
森林（保安林を除く）
- 洋上：7m/s以上、離岸距離30km以内
水深200m未満
- 陸上 435,000MW
 - 洋上（着床） 147,000MW
 - 洋上（浮体） 774,000MW
 - 合計 1,356,000MW



(2) ポテンシャル

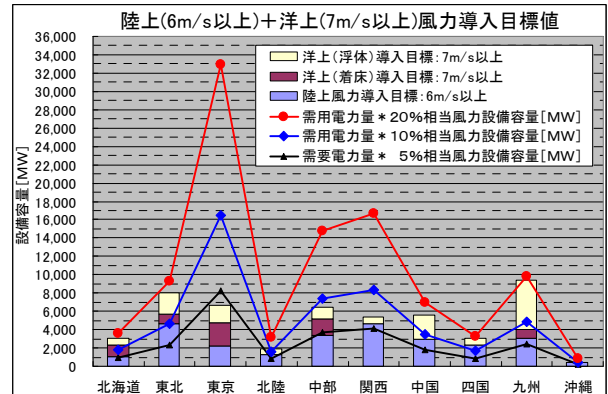
- 陸上：建設適地の15%
着床：建設適地の20%
浮体：建設適地の5%
- 陸上 65,000MW
 - 洋上（着床） 29,000MW
 - 洋上（浮体） 39,000MW
 - 合計 133,000MW



(3) 長期導入目標

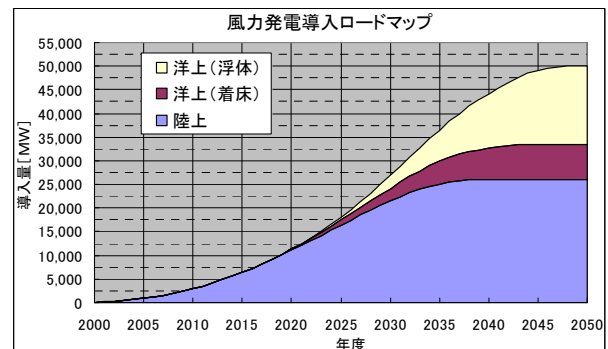
2050年度までに、風力発電による電力量供給比率を日本の全需要電力量の10%以上とする

電力会社	km2当り10MWで計算			風力長期 導入目標値 MW
	風車容量[MW]			
	陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)	
北海道	1,100	1,200	800	3,100
東北	4,600	1,100	2,300	8,000
東京	2,200	2,500	2,000	6,700
北陸	1,300	0	600	1,900
中部	3,400	1,800	1,200	6,400
関西	4,600	0	800	5,400
中国	3,000	0	2,600	5,600
四国	2,300	0	800	3,100
九州	3,100	900	5,400	9,400
沖縄	400	0	0	400
合計	26,000	7,500	16,500	50,000



(4) ロードマップ

年度	風力導入目標 [MW]			
	陸上	着床	浮体	合計
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,400	5	0	6,400
2020	11,100	200	10	11,300
2025	16,400	1,100	600	18,100
2030	21,500	2,700	2,800	26,900
2035	25,100	4,700	6,700	36,500
2040	26,000	6,700	11,500	44,200
2045	26,000	7,500	15,600	49,100
2050	26,000	7,500	16,500	50,000



以上