

平成 25 年度再生可能エネルギー導入拡大に向けた系統整備等調査事業

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災により電力供給設備が大きな影響を受け、原子力発電所の稼働停止により、温室効果ガスの排出量削減にも大きな影響を及ぼしている。こうした状況の中、再生可能エネルギーの推進は、温室効果ガス排出量の削減、エネルギーセキュリティの確保を同時に実現可能な施策として重要性が非常に高まっている。

各再生可能エネルギー源の中でも、風力発電はその導入ポテンシャルの大きさから、特に導入拡大が期待されている。一方、北海道・東北等の風力発電の導入適地は需要地から離れており送電網が脆弱で、風力による発電電力を系統に送ることが困難な地域が多数存在している。このため、風力発電の導入拡大のためには、系統整備が不可欠と考えられる。

こうした状況に対して、一部の地域において国の主導により対策が開始されているが、全国規模での包括的な整理・検討はなされていない。そこで、国土の全域を対象に系統整備が必要な地域を把握するとともに、送電線の整備手法を検討・整理することが今後の風力発電の導入拡大のためには重要である。

本事業では、風力発電の導入拡大に貢献することを目的として、風力発電のための送電線の整備手法・配置計画及び送電線建設に関する概算建設費等について検討を行った。

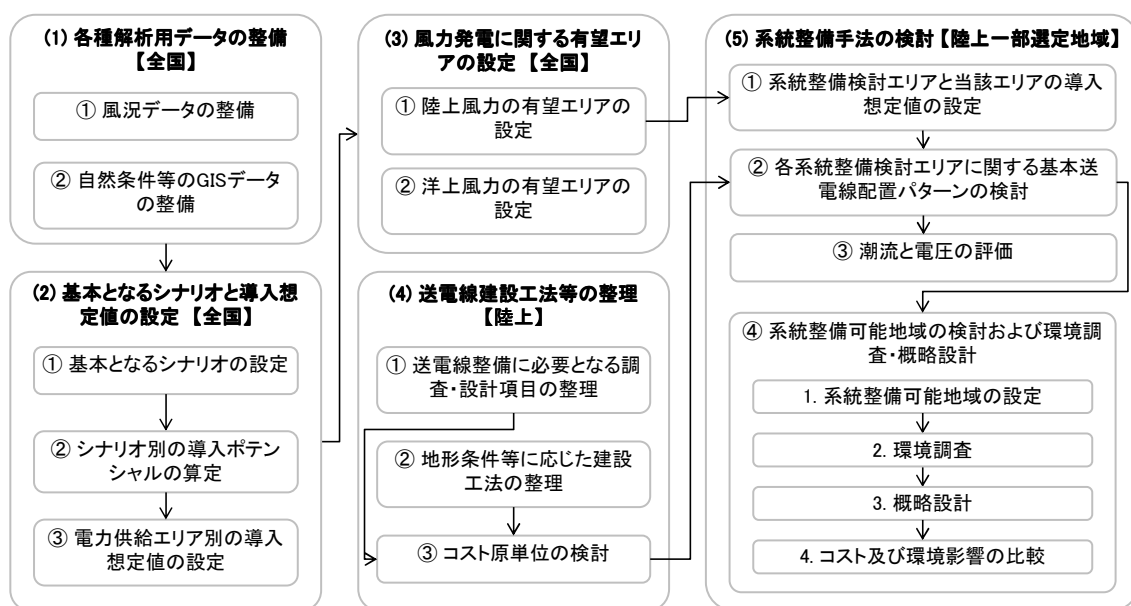
具体的には、2050 年断面での風力発電の導入量を想定し、国土の全域を対象に風力発電に関する有望エリアを抽出するとともに、系統整備が必要な地域を把握した。またこれらを基に、導入ポテンシャルが大きい北海道（道北及び道東）、東北全域、九州全域の 3 地域については、最適化計算による送電線配置計画を提示するとともに、概算建設費を算出した。

1 調査概要

調査にあたっては、下記を基本方針とした。

- 2050 年における風力発電導入量を想定し、その想定値を満たすために新設すべき風力発電専用の送電線の整備手法や概算建設費について検討・整理を行う。
- 風況については、年変動の影響をできるだけ取り除くため、過去 20 年間の気象シミュレーション結果を基に全国の風況データを整備し、新たに適用する。
- 既存系統との連系点（アクセスポイント）は、各電力供給エリアにおける上位から 2 位までの運用電圧（例：275kV）の送電線が接続される既設変電所とする。また、陸上に新設する送電線の電圧階級は、各電力供給エリアにおける上位から 3 位の運用電圧（例：154kV）とする。
- 陸上と洋上（着床式／浮体式）の両方を対象とする。

図 1 に調査の流れを示す。



※実際には、各工程の結果により必要に応じて上流工程に戻って見直しを実施している。

図 1 調査の流れ

なお、調査にあたっては、下記の事項について配慮した。

1. 2050年断面での全国の風力発電導入想定値は、既に各機関により設定されている導入目標値を参考にした。
2. 全国の導入想定値は、各電力会社の供給エリア別、立地区分別（陸上／洋上（着床式／浮体式））に配分を行った。その際、各電力供給エリア内のウィンドファームは当該電力会社の電力系統に連系するものとした。但し、福島県に関しては、東京電力の電力系統が整備されている東部地域（浜通り地区）のウィンドファームを当該東京電力系統に連系するケースも追加検討を行った（「新福島活用ケース」）。
3. 本調査において必要となるデータについては、公開情報を基に最新のものを整備したが、入手困難なデータや情報については、一定の仮定の下で検討を行った。
4. 導入想定値及び導入ポテンシャルの設定は、設備容量ベースとした（発電量ベースではない）。
5. 有望エリアの抽出及び基本送電線配置パターンの検討は一定の条件に基づいて評価値を出して判断を加えた。

2 実施内容

以下に、実施内容について概要を示す。

(1) 各種解析用データの整備

① 風況データの整備

全国の導入ポテンシャルの算出、風力有望エリアの抽出等に利用するために、東京、中部、北陸、関西、中国、四国の各電力会社の電力供給エリアを対象に、気象シミュレーションにより過去 20 年間（1991 年～2010 年）の詳細な風況データ（水平解像度：約 500m、時間解像度：1 時間、高度 80m）を整備、環境省の過年度の事業「平成 25 年度九州・沖縄地方における風況変動データ作成事業委託業務」等と同一の仕様でデータベース化・GIS 化した。また、過年度事業で整備された他地域の風況データと統合し、全国のデータとして整備した。

表 1 に詳細シミュレーションの仕様を、表 2 に整備した風況データの仕様を示す。また、図 2 に全国の 20 年間の年平均風速のマップを示す。なお、「年平均風速の標準偏差」は、年平均値の 20 年間の変動幅だけでなく、計算領域内の気象官署の風速の観測値との誤差解析から求められたシミュレーション誤差も加味されている。また、「風向（16 方位）別の風速出現頻度」は、その傾向が一目でわかるよう、風配図による可視化を行った。

表 1 詳細シミュレーションの仕様

計算領域	計算期間	計算出力データの解像度		
		水平解像度	鉛直解像度	時間解像度
東京・中部・北陸・ 関西・中国・四国 電力供給管内	1991 年～2010 年 (20 年間)	500m メッシュ	最小 10m メッシュ	1 時間

表 2 風況データの仕様

データ要素	内容
20 年間の年平均風速	20 年間の年平均風速の平均値[m/s] (シミュレーション誤差を加味せず)
年平均風速の標準偏差	20 年間の年平均風速の標準偏差[%] (シミュレーション誤差を加味)
年平均風速の最大値	20 年間の年平均風速の最大値[m/s] (シミュレーション誤差を加味せず)
年平均風速の最小値	20 年間の年平均風速の最小値[m/s] (シミュレーション誤差を加味せず)
風向（16 方位）別の 風速出現頻度	20 年間の風向（16 方位）別の 風速出現頻度

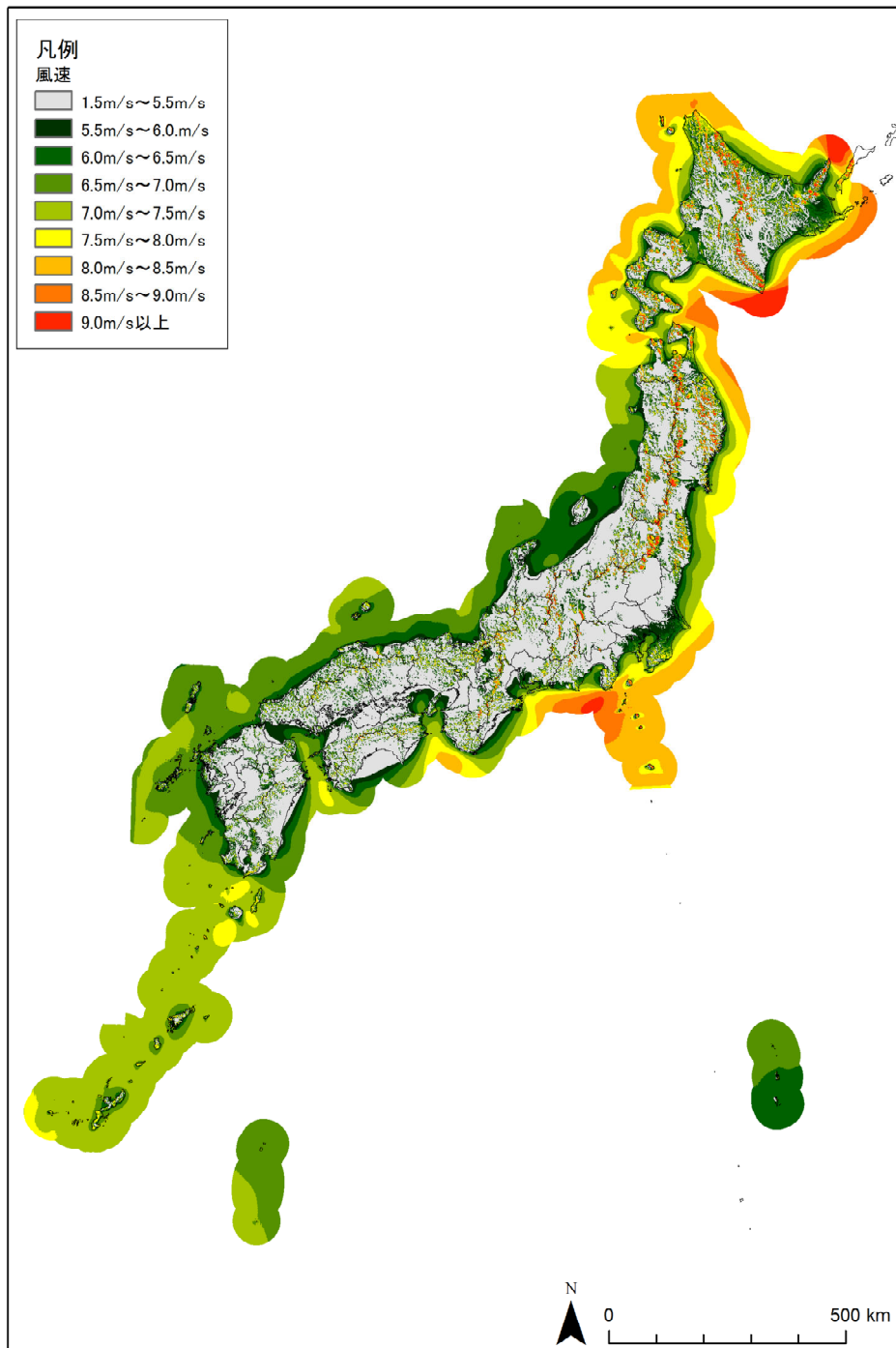


図 2 全国の 20 年間の年平均風速（高度 80m、離岸距離 50km まで）

② 自然条件等の GIS データの整備

風力発電に関する有望エリアの設定等に必要となる、自然条件、社会条件等、法制度等、電気設備関連に係る GIS データについて、公開されているデータをベースに収集・整備した。なお、自衛隊基地、米軍基地、既設送電線、既設発電所、既設変電所、既設開閉所の GIS データについては、本事業において作成した。作成した GIS データを展開した図を図 3、図 4 に示す。

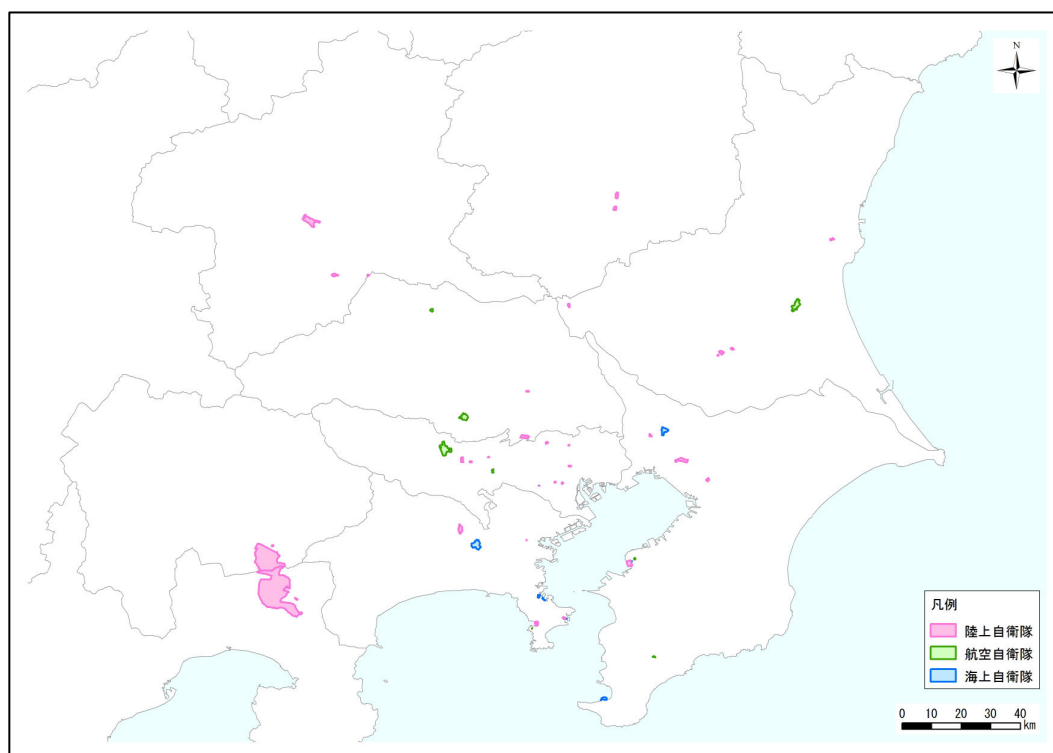


図 3 作成した GIS データを展開した図（自衛隊基地）

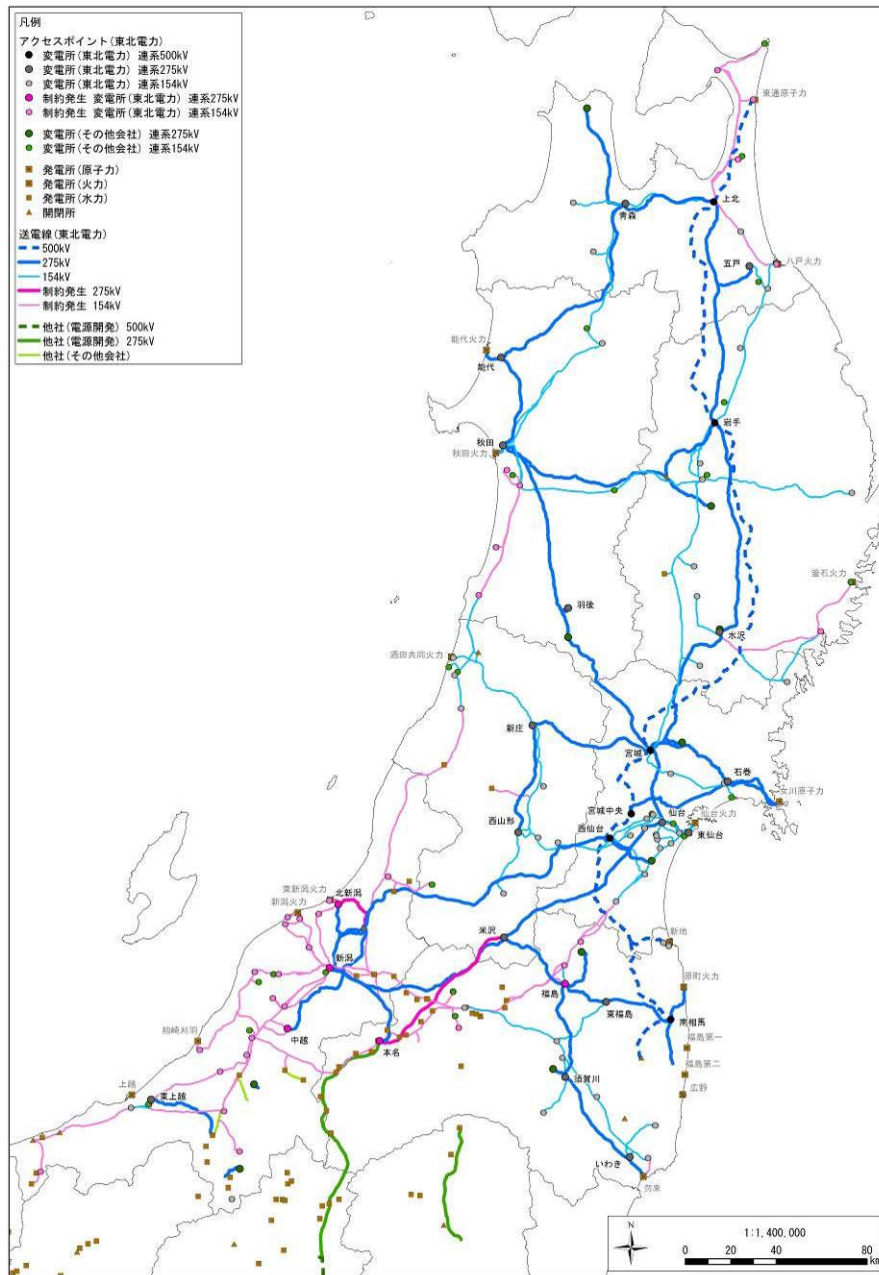


図 4 作成した GIS データを展開した図 (電気設備関連)

(2) 基本となるシナリオと導入想定値の設定

① 基本となるシナリオの設定

2050年時点で活用可能な風力資源を明らかにするために、環境に関する将来的な社会状況等を考慮したシナリオを設定した。

陸上に関しては、保安林及び八方がイヌワシ・クマタカ生息二次メッシュであるメッシュを共に風力開発を不可としたシナリオを基本シナリオとした。また、双方を開発可能としたシナリオを参考シナリオとし、東北電力供給エリアのみ検討した。

なお、島嶼部の取扱いに関しては、沖縄本島以外の島嶼部は一律で含まないものとした。

表3に各シナリオの陸上風力の導入ポテンシャルの推計条件を、表4に洋上風力の導入ポテンシャルの推計条件を、それぞれ示す。

表3 陸上風力の導入ポテンシャルの推計条件（開発不可条件）

区分	項目	基本シナリオ	参考シナリオ
		保安林及び八方をイヌワシ・クマタカ生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュは開発不可	保安林及び八方をイヌワシ・クマタカ生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュも開発可能
自然条件	風速区分	6.0m/s 未満	6.0m/s 未満
	標高	1,200m以上	1,200m以上
	最大傾斜角	20度以上	20度以上
	地上開度	75度未満	75度未満
法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域） 2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域） 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定） 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域） 2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域） 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定） 6) 世界自然遺産地域
		都市計画区分	市街化区域
社会条件、土地利用等	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場
	居住地からの距離	500m 未満	500m 未満
	その他	航空法制限エリア	航空法制限エリア
希少猛禽類への配慮	イヌワシ・クマタカ	八方を生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュ	

表4 洋上風力の導入ポテンシャルの推計条件（開発不可条件）

区分	項目	基本シナリオ
自然条件	風速区分	着床式：7.0m/s 未満 浮体式：7.5m/s 未満
	離岸距離	陸地から 30km 以上
	水深	200m以上
社会条件：法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）

② シナリオ別の導入ポテンシャルの算定

(1) ①で整備した風況データ及び(1)②で整理したGISデータを基に、①で設定したそれぞれのシナリオについて電力供給エリア別に風力発電導入ポテンシャルを算定した。本データは「③ 電力供給エリア別の導入想定値の設定」に使用する。

電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果を表5に示す。

表5 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果

単位：万kW

電力供給 エリア	陸上		洋上		
	基本シナリオ	参考シナリオ	計	着床式	浮体式
北海道	11,823	18,178	24,845	9,221	15,624
東北	3,803	8,878	7,901	2,162	5,739
東京	284	618	4,785	2,148	2,637
北陸	246	518	0	0	0
中部	586	1,129	2,621	1,100	1,520
関西	656	1,612	114	13	101
中国	657	1,889	0	0	0
四国	271	610	481	157	324
九州	658	1,419	569	107	462
沖縄	174	184	348	347	0
合計	19,157	35,035	41,662	15,256	26,407
福島浜通り	369	464	307	307	0

③ 電力供給エリア別の導入想定値の設定

②で算定した風力発電の導入ポテンシャルを基に、既存の長期導入目標値等を参考として、電力供給エリア別、立地区分別（陸上／洋上（着床式／浮体式））の2050年断面の導入想定値をシナリオ毎に設定した。なお、各電力供給エリア別、立地区分別の配分には、日本風力発電協会が平成24年6月に公表した「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標V4.3」の考え方を踏襲した。

導入想定値の設定結果を表6に示す。なお、新福島活用ケースについては、基本シナリオにおける福島浜通りを除いた東北の導入想定値は合計2,220万kW（陸上1,110万kW、洋上1,110万kW）とし、福島浜通りの導入想定値（東京電力の導入想定値の内数）は210万kWとした。また、参考シナリオにおける福島浜通りを除いた東北の導入想定値は合計810万kW（陸上400万kW、洋上410万kW）とした。

表 6 電力供給エリア別の導入想定値設定結果

単位：万 kW

電力供給 エリア	基本シナリオ					参考シナリオ				
	合計	陸上	洋上			合計	陸上	洋上		
			計	着床	浮体			計	着床	浮体
北海道	450	400	50	50	0	370	330	40	40	0
東北	2,500	1,250	1,250	700	550	1,150	570	580	380	200
東京	1,500	140	1,360	710	650	1,660	300	1,360	710	650
北陸	120	120	0	0	0	250	250	0	0	0
中部	1,030	290	740	360	380	1,300	560	740	360	380
関西	350	320	30	0	30	830	800	30	0	30
中国	320	320	0	0	0	710	710	0	0	0
四国	220	130	90	30	60	340	260	80	30	50
九州	450	320	130	40	90	830	700	130	40	90
沖縄	60	60	0	0	0	60	60	0	0	0
合計	7,000	3,350	3,650	1,890	1,760	7,500	4,540	2,960	1,560	1,400

(3) 風力発電に関する有望エリアの設定

① 陸上風力の有望エリアの設定

(2) ②で算定した導入ポテンシャルをベースに、導入ポテンシャルが(2) ③で設定した導入想定値を大幅に上回る地域は抽出条件を厳しくすることで有望エリアの一次抽出を行った。また、有望エリア(一次抽出)に対し、地形情報等を基に、ウィンドファームとして可能性のある一塊の範囲を手作業でポリゴンとして抽出した(二次抽出)。なお、本項目で抽出した陸上の有望エリア(二次抽出)を対象に、(5)の系統整備手法の検討を実施した。

陸上の有望エリア抽出結果を表 7 に示す。

表 7 電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果(陸上)

電力供給 エリア	導入想定値 (万 kW)	有望エリア		
		一次抽出結果 (万 kW)	二次抽出結果	
			(万 kW)	(倍)
北海道	400	1,051	969	2.42
東北(全域)	1,250	871	1,987	1.59
東京	140	284	203	1.45
北陸	120	246	192	1.60
中部	290	586	340	1.17
関西	320	656	327	1.02
中国	320	657	407	1.27
四国	130	271	149	1.15
九州	320	658	348	1.09
沖縄	60	174	166	2.77
合計	3,350	5,454	5,088	1.52

※倍：二次抽出結果／導入想定値

② 洋上風力の有望エリアの設定

導入想定値の算定条件を満たすエリアのうち、アクセスポイントからの距離が近い地域より優先的に有望エリアとして設定した。

洋上の有望エリアの抽出結果を表 8 に示す。

表 8 電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果（洋上）

電力供給 エリア	導入想定値 (万 kW)		有望エリア			
			一次抽出結果 (万 kW)		二次抽出結果 (万 kW)	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式
北海道	50	0	68 (10 km)	0 -	60 (10 km)	0 -
東北 (全域)	700	550	991 (30 km)	902 (40 km)	747 (30 km)	896 (80 km)
東京	710	650	752 (30 km)	1,526 (50 km)	760 (40 km)	783 (70 km)
北陸	0	0	-	-	-	-
中部	360	380	588 (20 km)	558 (20 km)	437 (20 km)	475 (40 km)
関西	0	30	0 -	101 (30 km)	0 -	101 (30 km)
中国	0	0	-	-	-	-
四国	30	60	48 (30 km)	304 (60 km)	48 (30 km)	269 (60 km)
九州	40	90	44 (30 km)	168 (60 km)	44 (30 km)	168 (60 km)
沖縄	0	0	-	-	-	-
合計	1,890	1,760	2,491 -	3,559 -	2,096 -	2,692 -

※ () 内の距離は、アクセスポイントからの距離（最長）

(4) 送電線建設工法等の整理

① 送電線整備に必要となる調査・設計項目の整理

一般的な送電線ルート選定で実施される作業工程を、調査・測量・設計、事業費の検討の視点から整理すると共に、本業務で実施した範囲を明確にした。

② 地形条件等に応じた建設工法等の整理

ルート検討にかかる測量技術等の応用に関して最新の情報を整理すると共に、送電線建設において一般的に用いられる建設手法について工法・仕様を地形条件と対応づけて整理した。

③ コスト原単位の検討

(5)②で基本送電線配置パターンを検討する際に参考とする送電線建設コストの原単位(1km あたりのコスト)を、電圧階級毎、地形区分毎、送電線種類毎に算出した。

送電線建設コストは 154kV で平均 3.50 億円/km、110kV で平均 3.3 億円/km と算出された。

(5) 系統整備手法の検討

① 系統整備検討エリアと当該エリアの導入想定値の設定

全ての電力供給エリアにおいて(3)①で抽出した陸上風力の有望エリア(二次抽出)と(1)②で整備した送電線図を重ね合わせ、それらの位置関係を整理した。

その上で、導入ポテンシャルが大きい東北全域(福島浜通りを含む)、北海道道北・道東、九州全域の3地域を本調査における「系統整備検討エリア」として位置づけることとした。

なお、北海道については、系統整備検討エリア(道北・道東)の導入想定値を、その他地域との導入ポテンシャルの比率等を勘案して330万kWと配分した。

② 各系統整備検討エリアに関する基本送電線配置パターンの検討

①で設定した系統整備検討エリアの3地域において、既存の電力系統におけるアクセスポイントから、点在する有望エリアを連系する風力専用新設送電線の基本配置パターンを検討した。検討として、遺伝的アルゴリズム(GA)と拡張プリム法(Kousaka *et al.*, 2014)を併用した、『最適送電ネットワーク計画プログラム(Net Optimizer with EXPRIMG)』を適用し、最適化問題を解くことで基本送電線配置パターンを求めた。遺伝的アルゴリズム(GA)では、総設備容量が導入想定値以上となる有望エリアを取捨選択し、風況考慮指標(新設送電線建設コスト÷電力総発電量(kWh))が最小となるような準最適解を探索した。風況考慮指標の算定に必要な新設送電線建設コストは拡張プリム法により求めた。拡張プリム法では、選択された有望エリアに対して、送電容量を考慮しつつ、有望エリア間をつなぐ新設送電線の総建設コストを最小化する新設送電網が求められる。

基本シナリオにおける新福島活用ケースに関する新設送電線の検討結果を表9に、新設送電線の配置図を図5に示す。

表9 新設送電線の検討結果(基本シナリオ-新福島活用ケース)

エリア	電圧階級	連系量 (万kW)	年間電力量 (億kWh)	総亘長 (km)	総建設コスト (億円)	建設コスト		送電コスト※ (円/kWh)
	(kV)					(億円/km)	(円/kW)	
北海道	110	351.6	91.8	405.7	1479.1	3.65	42,069	1.4
東北(福島浜通り除く)	154	1118.5	345.0	1163.9	4360.7	3.75	38,986	1.1
福島浜通り	154	211.5	68.5	138.8	540.3	3.89	25,546	0.7
九州	110	320.4	74.5	651.8	2299.3	3.53	71,766	2.8
合計(平均)	-	2002.0	579.8	2360.2	8679.4	3.68	43,354	-

※送電コストは金利3%のケース。

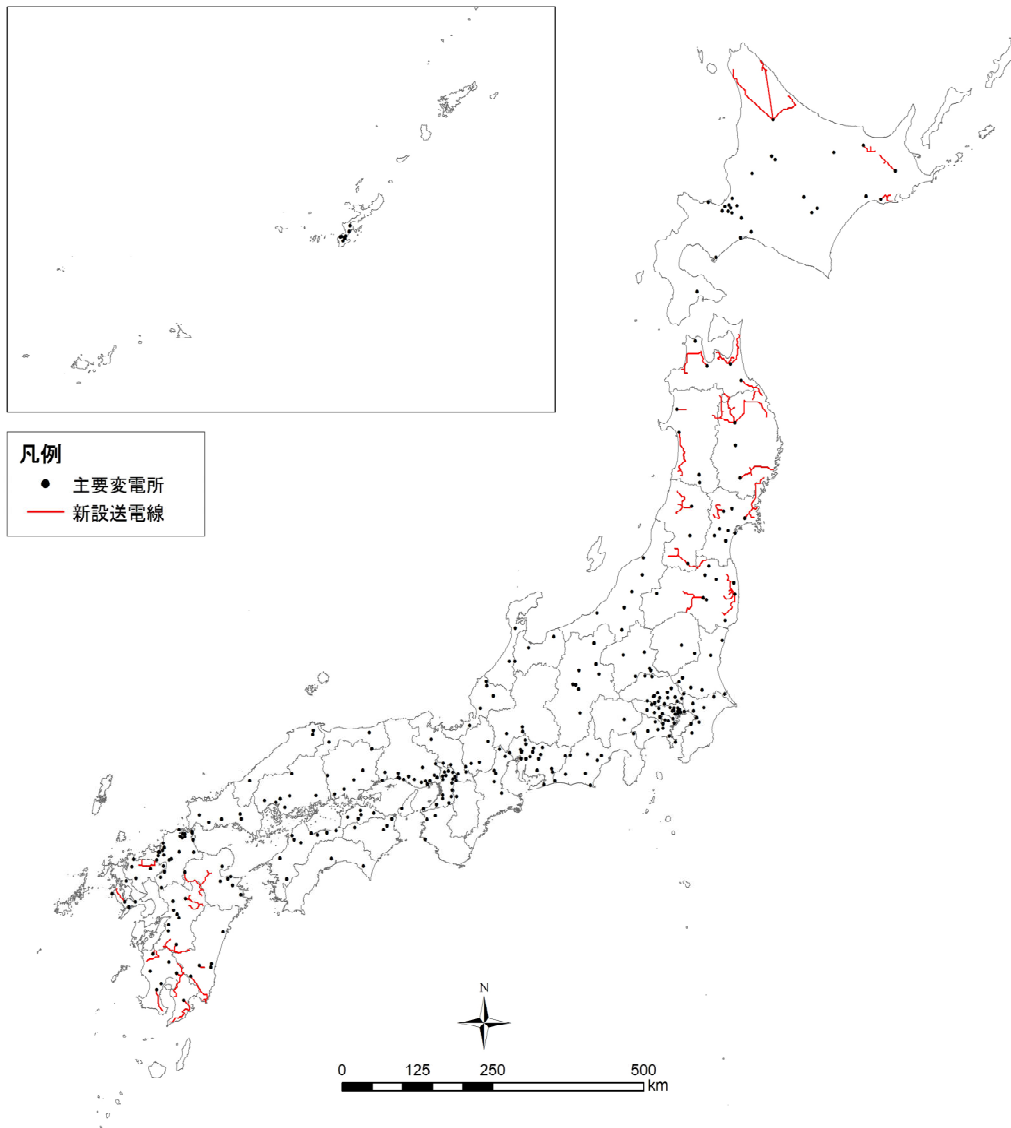


図 5 新設送電線配置図 (基本シナリオ-新福島活用ケース)

③ 潮流と電圧の評価

②で設定した基本送電線配置パターンに対して AC 潮流計算を行い、新設送電線の電圧や潮流の評価を行った。

計算対象とした送電線配置パターンに対して、基本的には電圧分布は基準電圧の±5%以内に収まり、適切な新設送電線配置パターンが構成されていることが確認された。

また、全てのウィンドファームが一律運転（力率一定、電圧一定）とした場合と、ウィンドファームの力率を調整した場合における、送電線損失及び無効電力補償の評価結果については表 10 に示す通りである。

なお、既設系統側からの無効電力補償の必要量を最小化するようにウィンドファームの力率を調整した場合、力率は 1.0～±0.9 以内に収まり、いずれも許容範囲内であった。また既設系統側からの無効電力補償の必要量はほぼ 0 にすることができ、系統側からの力率が 1 に限りなく近い値に抑えられた。以上より、無効電力補償の対策として SVC 設置等の対処は不要であると考えられる。

表 10 各アクセスポイントの無効電力補償と送電損失 (P_{loss} のかつこ付き数値は総発電量に対する割合[%])

電力供給エリア	アクセスポイント	ウィンドファーム一律運転				ウィンドファーム力率調整運転			
		力率 1.00		電圧一定		Q_{sys} 最小化		P_{loss} 最小化	
		Q_{sys} [万 kVar]	P_{loss} [万 kW] ([%])	Q_{sys} [万 kVar]	P_{loss} [万 kW] ([%])	Q_{sys} [万 kVar]	P_{loss} [万 kW] ([%])	Q_{sys} [万 kVar]	P_{loss} [万 kW] ([%])
東北	岩手 東ルート 84.28 万 kW	29.14	5.65 (6.70)	17.18	5.66 (6.72)	11.39	5.25 (6.23)	12.16	5.24 (6.22)
	新福島 南ルート 60.06 万 kW	6.71	2.01 (3.35)	13.46	2.27 (3.78)	0.00	2.00 (3.32)	-0.21	1.98 (3.29)
北海道	女満別 56.95 万 kW	8.66	1.67 (2.93)	11.49	1.73 (3.14)	0.00	1.63 (2.86)	-2.04	1.62 (2.84)
九州	大隅 51.88 万 kW	16.38	3.24 (6.25)	9.27	3.29 (6.34)	6.39	3.05 (5.88)	6.98	3.04 (5.86)
	熊本 38.69 万 kW	11.54	2.42 (6.25)	8.73	2.55 (6.59)	0.00	2.36 (6.10)	3.21	2.31 (6.02)

P_{loss} : 送電損失、 Q_{sys} : 系統側からの無効電力補償

④ 系統整備可能地域の設定及び環境調査・概略設計

②で設定した基本送電線配置パターンのうち連系量の大きいものから複数個所を選定し、土地利用状況や法規制等を勘案して、有望な系統整備可能地域（一般的な送電線調査・設計における概略ルートに相当）を設定した。なお、地域の状況に応じて、大きく回避する場所や風車適地が含まれる場合は、複数案を検討した。

また、これらの地域に対して、既存資料調査を行い、送電線建設において必要な環境配慮事項を整理するとともに、必要に応じて景観調査等の現地調査を行った。更に、具体的な建設工法を想定して概略設計を行い、当該工法の建設コストを適用した概算費用の算出を行っ

た。複数案の検討を行った地域については、コスト及び環境影響の比較表を作成した。

概略ルート of 検討対象として選定した地区を表 11 に、各地区における概略設計結果の概要を表 12 に示す。

表 11 概略ルート検討地区

	北海道 1 地区	東北 5 地区	九州 2 地区
地区名	女満別	青森・岩手・秋田・宮城・浜通り	熊本、大隅

表 12 各地区の概略設計結果概要

No.	地区名	電圧階級 (kV)	概略設計結果(A案)				概略設計結果(B案)				(参考)基本送電線配置パターン検討結果			
			総延長 (km)	総建設費 (億円)	kmあたり 建設費 (億円/km)	山地割合 (%)	総延長 (km)	総建設費 (億円)	kmあたり 建設費 (億円/km)	山地割合 (%)	連系量(万 kW)	総延長(km)	総建設費(*) (億円)	kmあたり 建設費 (億円/km)
1	女満別	110	32.4	110.5	3.4	58%	30.5	100.6	3.3	49%	57.0	34.1	113.8	3.3
2	青森	154	94.8	341.0	3.6	47%	92.6	334.7	3.6	46%	82.4	95.7	332.3	3.5
3	秋田	154	98.1	366.1	3.7	54%	94.2	349.0	3.7	51%	84.8	94.8	334.2	3.5
4	岩手	154	100.5	400.7	4.0	85%	100.6	398.2	4.0	85%	84.3	99.6	350.8	3.5
5	宮城	154	107.5	414.3	3.9	85%	105.7	408.1	3.9	84%	82.2	109.1	375.1	3.4
6	福島	154	50.2	192.7	3.8	91%	44.5	166.6	3.7	90%	60.1	51.5	176.5	3.4
7	熊本	110	66.0	228.3	3.5	78%	-	-	-	-	58.2	69.4	226.3	3.3
8	大隅	110	66.8	242.9	3.6	83%	65.6	238.6	3.6	83%	51.9	72.8	239.4	3.3

(*) 建設費は変圧器コストを除いたもの

3 結果の考察と今後の課題

3.1 結果の考察

本事業において、系統整備を検討すべきエリアとして北海道、東北、九州の3地域を優先的に選択したが、3地域合計では、総亘長 2,360km、総事業費 8,679 億円となった（基本シナリオ-新福島活用ケース）。

3地域で 2,000 万 kW 導入するためには約 8,500 億円必要であることから、陸上において全国で 3,350 万 kW（3地域の約 1.7 倍）導入するためには、単純計算では 1.5 兆円程度要するものと考えられる。一方、3,350 万 kW の風力発電設備を開発するには、建設コストを 30 万円/kW とすると 10 兆円程度要するものと試算され、送電線整備費は、全風力導入費用（11.5 兆円）の約 13%となる。また、本事業で算定された送電コストは 1~2 円/kWh 程度であり、国家戦略室のコスト等検証委員会において見積もられている大規模風力の発電コスト 10 円/kWh 程度に対して 10~20%程度となる。

なお、本調査では、送電線新設を主体に検討を行ったため、各エリアの系統整備状況やウィンドファーム規模などにより、整備対象外となった地域もあるが、これらの地域には既設の送電線を利用できる地域や、小規模なウィンドファームを建設できる地域もある。

これまで、風力発電に関して全国規模で送電線の計画を検討することはなされておらず、本調査の結果が今後の送電線整備に大いに活用されることを期待する。

3.2 今後の課題

本事業における今後の課題として、下記の項目があげられた。

(1) 今後の検討に向けて

- 1)電力供給エリア別導入想定値の設定における電力設備容量や基本送電線配置パターンの設定における各変電所の連系量上限値等は、現在の公表値または推定値を用いたが、将来的な設備計画等を取り込むことにより、より現実的な検討を行うことが望ましい。
- 2)系統整備検討エリアの設定にあたっては、系統整備を検討すべきエリアとして導入ポテンシャルが大きい東北全域、北海道（道北及び道東）、九州全域の3地域を設定したが、他地域についても3地域と同様に検討を行うことが望ましい。
- 3)今回の検討では、既設変電所をアクセスポイントとして設定しているが、特に石油、LNG等の火力発電所は柔軟な出力制御が可能であることから、アクセスポイントとして検討を進めることが望ましい。
- 4)小豆島、天草諸島等、基幹系統に連系された島嶼部にも有望な地域が見受けられるため、これらも含めた検討を行うのが望ましい。

(2) 事業化に際して

- 1)陸上風力の有望エリアの設定にあたっては、地形状況等を 1/40,000 地形図によって確認し、これを基に送電線配置計画の検討を進めたが、今後、風力発電及び送電線建設事業を具体化するにあたっては、現地の施工性や地権者の状況等を十分に把握して進めることが必要である。
- 2)今後、送電線建設事業を具体化するにあたっては、ルート of 絞り込み段階で、回避条件となり得る希少猛禽類等の現地調査を行うことが必要である。
- 3)今後、具体的な送電線の建設計画にあたっては、ウィンドファーム建設工程と送電線の建設工程との協調を図り、運搬道路の共用、建設機材の効率使用、希少猛禽類等の環境情報の共有化等により、送電線建設コストをさらに低減させる方策を検討することが重要である。

(3) 洋上風力に関して

- 1)洋上風力については、開発途上の技術であり、建設方法、送電方式 (AC 送電、DC 送電)、洋上変電所を含めた送電線設置計画等については、今後の技術開発に応じて検討していく必要がある。
- 2)風況データの整備にあたっては、陸上風力を主体に高度 80m での風況を対象としたが、洋上風力は 5MW、7MW とますます発電機が大型化する傾向にあるために、洋上地域については高度 100m 程度の風況データの整備が望まれる。