

平成 25 年度環境省委託業務

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委託業務 報告書

平成 27 年 1 月

伊藤忠テクノソリューションズ株式会社

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。

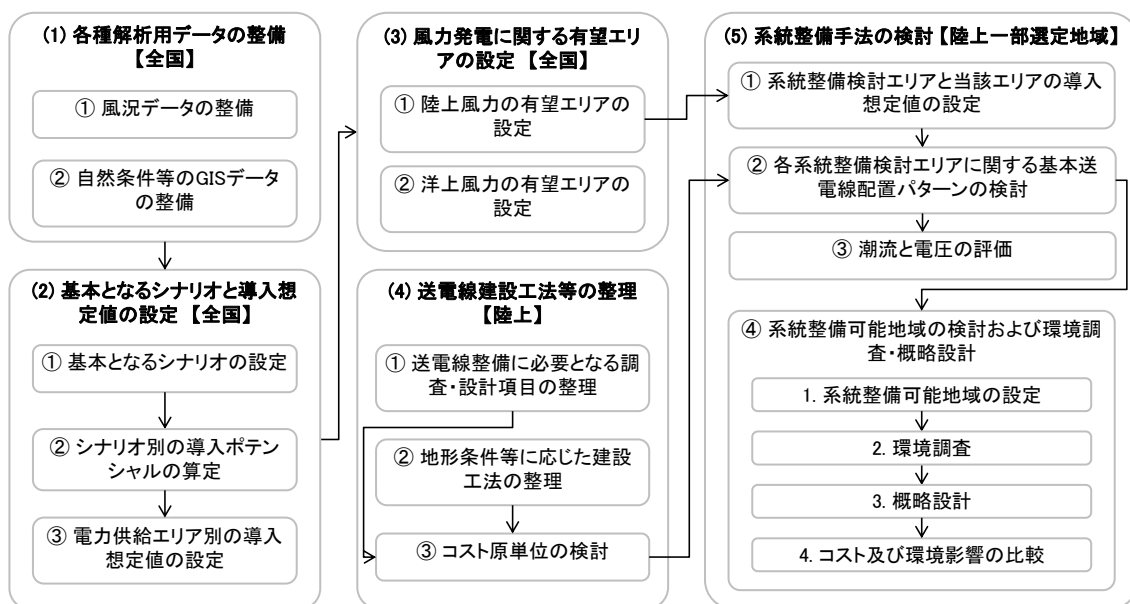
具体的には、2050 年断面での風力発電の導入量を想定し、国土の全域を対象に風力発電に関する有望エリアを抽出するとともに、系統整備が必要な地域を把握した。またこれらを基に、導入ポテンシャルが大きい北海道（道北及び道東）、東北全域、九州全域の 3 地域については、最適化計算による送電線配置計画を提示するとともに、概算建設費を算出した。

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

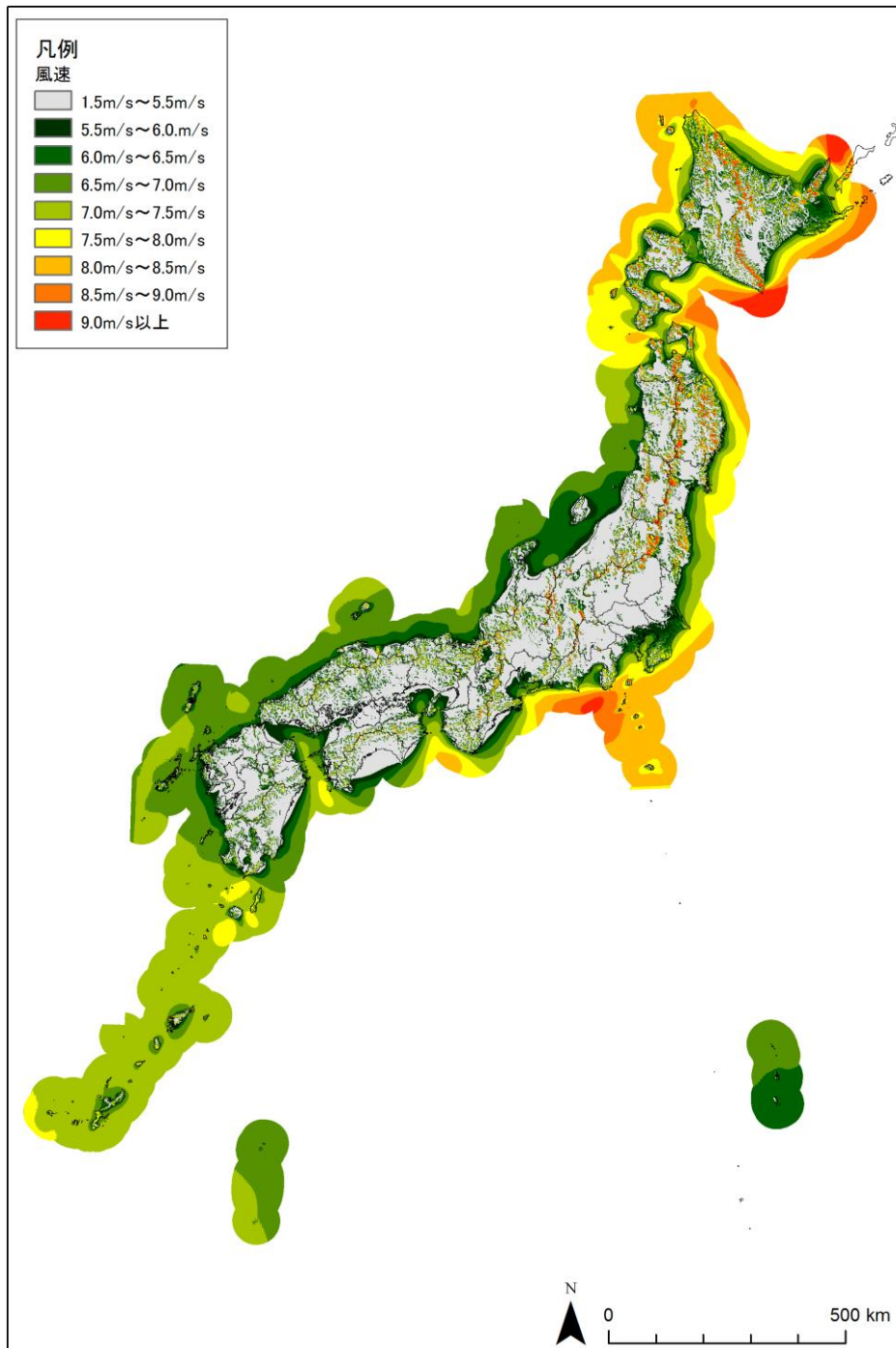


図 2 全国の 20 年間の年平均風速（高度 80m、離岸距離 50km まで）

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。

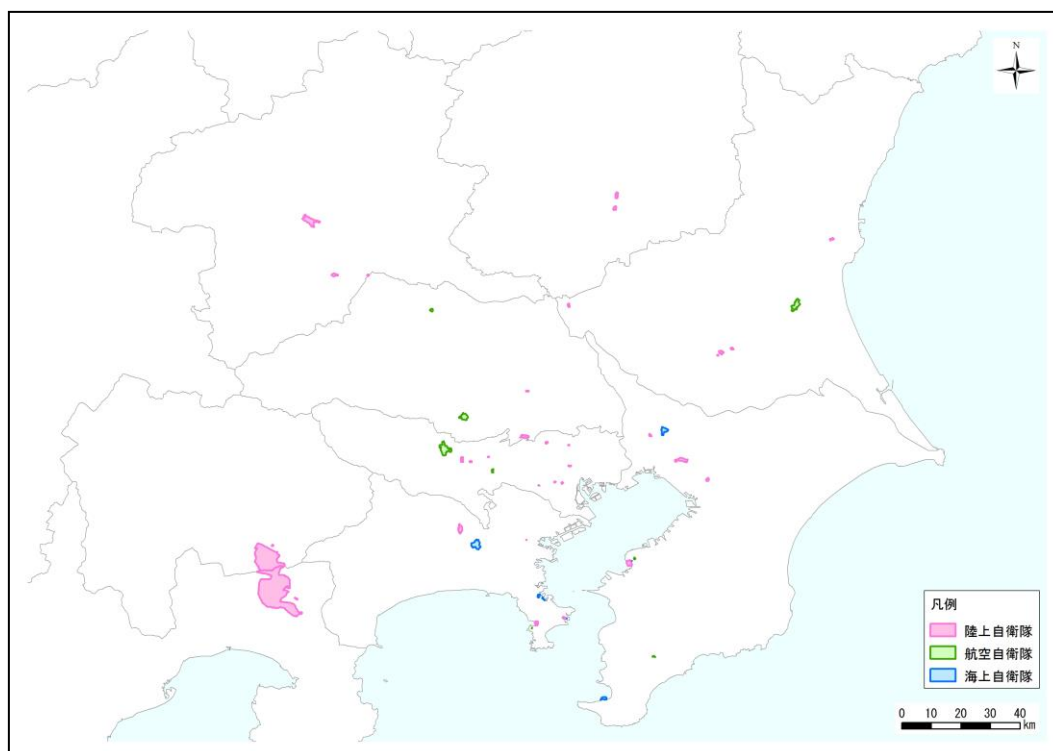


図 3 作成した GIS データを展開した図（自衛隊基地）

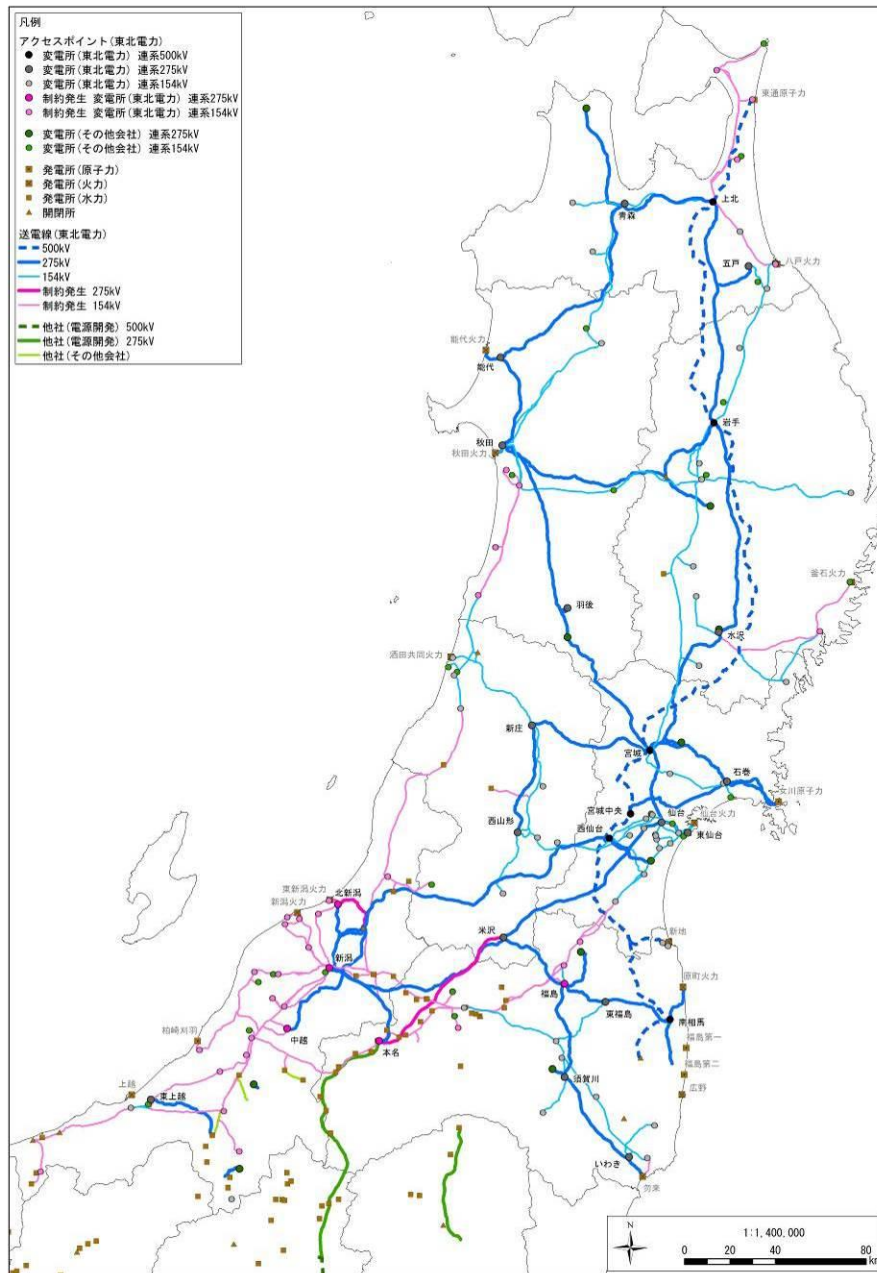


図 4 作成した GIS データを展開した図 (電気設備関連)

(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
社会条件、土地利用等	都市計画区分	市街化区域	市街化区域
	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	2,234	969	2.42
東北	1,250	2,932	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	8,698	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。

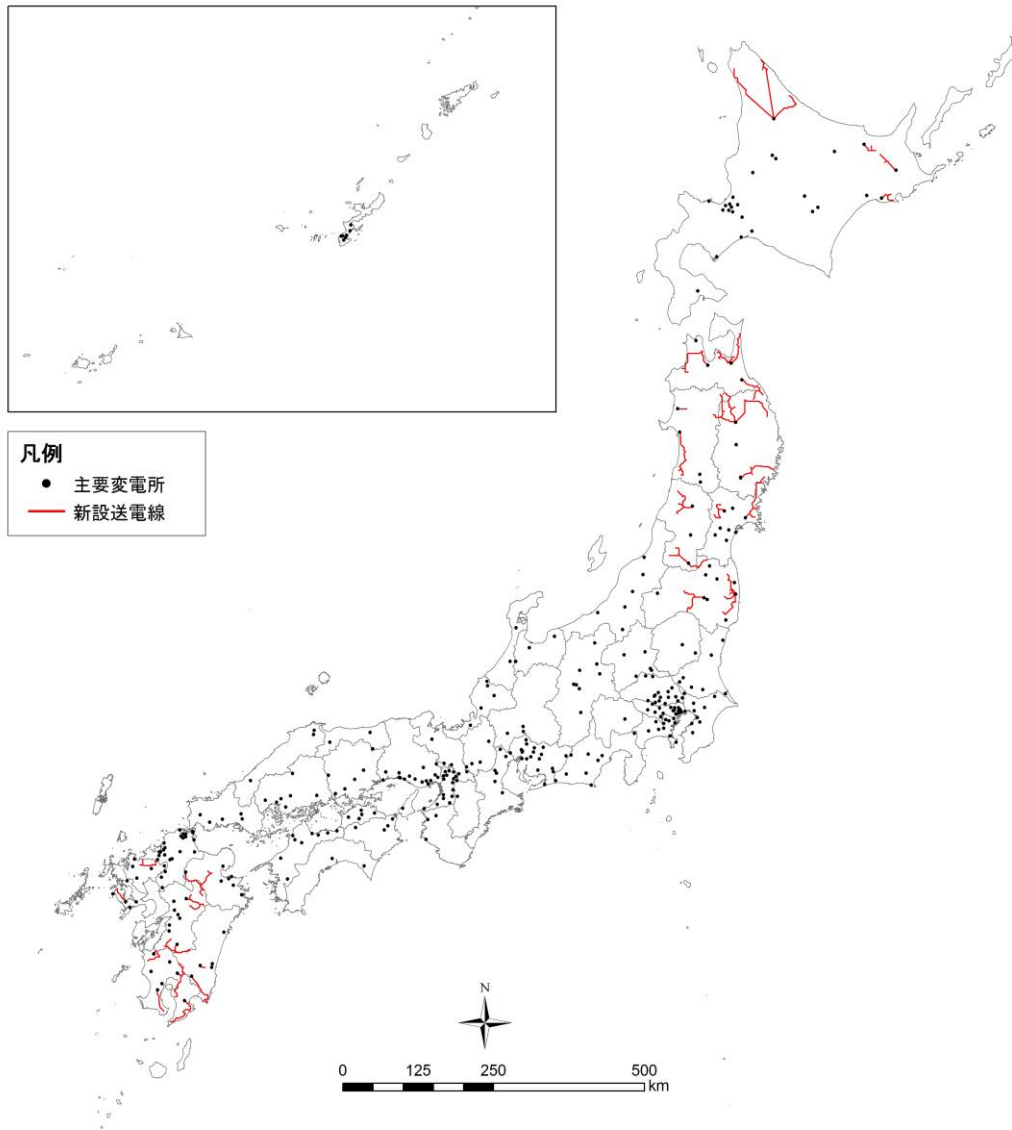


図 5 新設送電線配置図（基本シナリオ-新福島活用ケース）

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。

Study on Construction of Electric Power System Aimed at Renewable Energy Expansion

Because the power-supply equipments were terribly influenced by the Great East Japan Earthquake on March 11 of 2011, almost all nuclear power plant operations have been suspended, which influences the reduction of greenhouse gas emission. Under these circumstances, the promotion of renewable energy is getting very important as a measure which can realize reduction of greenhouse gas emission and ensuring of energy security simultaneously.

Among renewable energy sources, wind power is especially expected to be expanded because of its abundant potential. On the other hand, wind energy is concentrated in areas far from demand centers such as Hokkaido and Tohoku where there are not enough power grids, and it's difficult to transmit the electricity from wind power plants in those areas. Therefore, construction of electric power system is indispensable for expansion of wind power generation.

In order to deal with such situations, some projects have begun in part of the nation lead by ministries, but country-wide and comprehensive arrangement has not implemented yet. And so it is important for expansion of wind power generation to figure out the areas where construction of electric power system is needed on a nationwide scale and consider the method to construct transmission line.

In this project, in order to contribute to the expansion of wind power generation, the method and plan to construct transmission line for wind energy and the estimated construction cost of transmission line have been studied.

In particular, supposing the capacity of wind power generation in 2050, promising areas for wind power generation were extracted and selected from all over the country, and the areas requiring construction of electric power system were figured out. Furthermore, for 3 areas of which introduction potential is large - Hokkaido (Northern Area and Eastern Area) , Tohoku, and Kyushu , layout plans of transmission lines were suggested based on the optimization calculation and approximate costs for construction were estimated.

1 Project Overview

Basic policies of this study are as below;

- Supposing the capacity of wind power generation in 2050, method to construct

additional transmission lines for wind energy to meet the supposed capacity is considered and approximate construction costs are estimated.

- In order to reduce the influence of annual variation to the utmost extent, the wind conditions throughout the country is calculated based on the numerical weather simulations over the past 20 years and applied newly in this project.
- Access points with existing electric power system are existing substations to which transmission lines of more than the second highest voltage in each electricity supply area, e.g. 275kV, are connected. The voltage of transmission lines to be constructed onshore additionally is the third highest voltage in each electricity supply area, e.g. 154kV.
- Both onshore and offshore (bottom-mounted / floating) wind power generations are considered in this project.

Figure 1 shows the flow diagram of this project.

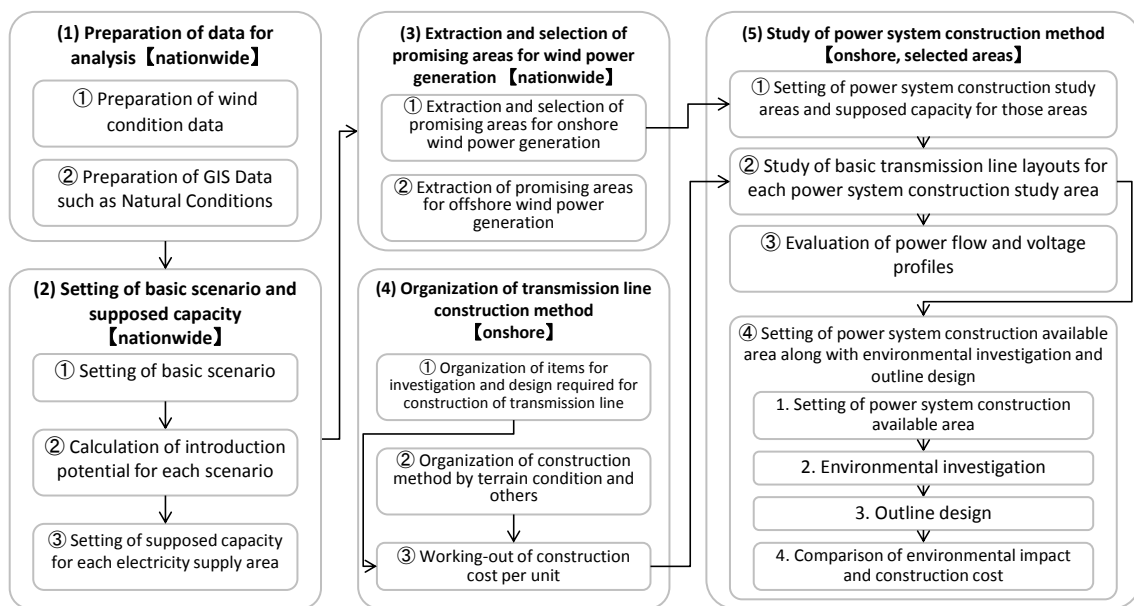


Figure 1 Flow Diagram of Project

The items taken into consideration in this project are shown below;

1. Supposed capacity of wind power generation across the country in 2050 was set by reference to existing target values set by other agencies or associations.
2. Supposed capacity of wind power generation across the country was allocated to each electricity supply areas and each location types (onshore / offshore (bottom-mounted / floating)). In this regard, wind farms in each electricity

supply areas were basically connected to the power systems which belong to corresponding power company. But, as for Fukushima prefecture, which is located in Tohoku District, additional case such that wind farms in eastern region (Hamadori region) were connected to the power system of Tokyo Electric Power Company (TEPCO) which is extended to this region (“Shin-Fukushima utilization case”) was also considered.

3. Data needed in this project were prepared based on latest and open information. But, when the data or information is difficult to obtain, the assumed data was used.
4. Supposed capacity or introduction potential was set based on installed capacity [kW]. (not based on generated energy [kWh])
5. Extraction and selection of promising area and study of basic transmission line layouts were implemented under certain conditions and judged artificially.

2 Content of Implementation

The content of implementation in this project is as below;

(1) Preparations of data for analysis

① Preparation of wind condition data

In order to apply to calculation of introduction potential across the country and extraction and selection of promising area, and so on, the high-resolution wind condition (1 hour and 500m in time and spatial mesh respectively, 80m altitude) was calculated based on the numerical weather simulation over the 20 years (1991 - 2010) targeted at electricity supply areas of 6 power companies - Tokyo, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, and Shikoku. Then, the data was made into public database which is consistent with the previously built Kyushu and Okinawa database in FY2013. Furthermore, the public database was merged with the previous database into the countrywide database.

Table 1 shows the specification summary of the high-resolution weather simulation and Table 2 shows the specification summary of the wind condition database. Figure 2 shows the map of average annual wind speed over 20 years across the country. Standard deviations of yearly annual wind speed include the simulation errors derived by comparison with observation values at meteorological stations in the target area. Occurrences of winds according to directions (16 directions) based on wind speed classification were visualized as wind-rose diagrams so as to grasp the wind-direction traits.

Table 1 Specification summary of the high-resolution weather simulation

Calculating area	Calculation period	Simulation resolution		
		Horizontal	Vertical	Temporal
6 electricity supply areas: Tokyo, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, and Shikoku	1991 - 2010 (20 years)	500 m	10 m or more	1 hour

Table 2 Specification summary of the wind condition database

database component	content
Average annual wind speed over 20 years	20-year average of annual wind speed [m/s] (simulation errors not considered)
Standard deviations of yearly annual wind speed	Standard deviations of yearly annual wind speed over 20 years[%] (simulation errors considered)
Maximum annual wind speed in yearly annual wind speed	Maximum annual wind speed in yearly annual wind speed [m/s] (simulation errors not considered)
Minimum annual wind speed in yearly annual wind speed	Minimum annual wind speed in yearly annual wind speed [m/s] (simulation errors not considered)
Occurrences of winds according to 16 directions	Occurrences of winds according to 16 directions over 20 years

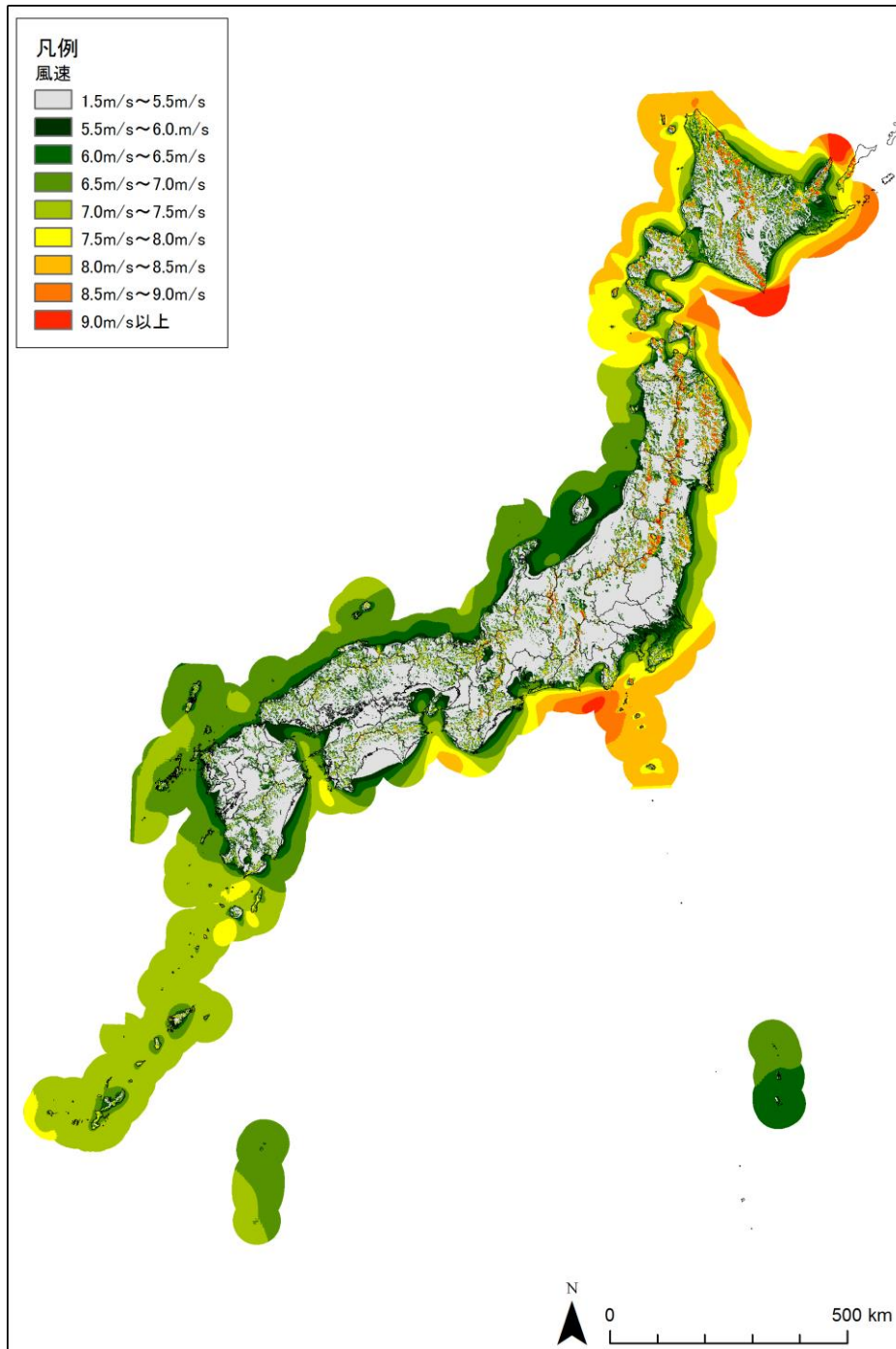


Figure 2 Map of average annual wind speed over 20 years across the country (80m above ground level or sea level, distance from coast line less than 50km)

② **Preparation of GIS data such as natural conditions**

The GIS (geographic information system) data such as natural conditions, social conditions, legal systems, and information about electrical equipment was prepared for use in the lower process like extraction and selection of promising area for wind power generation on the basis of published data. The GIS data of following information were newly created in this project: Japan Self-Defence Forces bases, U.S. military base, existing transmission lines, existing power plants, existing substations and existing switching stations. Figure 3 and Figure 4 show the maps of created GIS data.

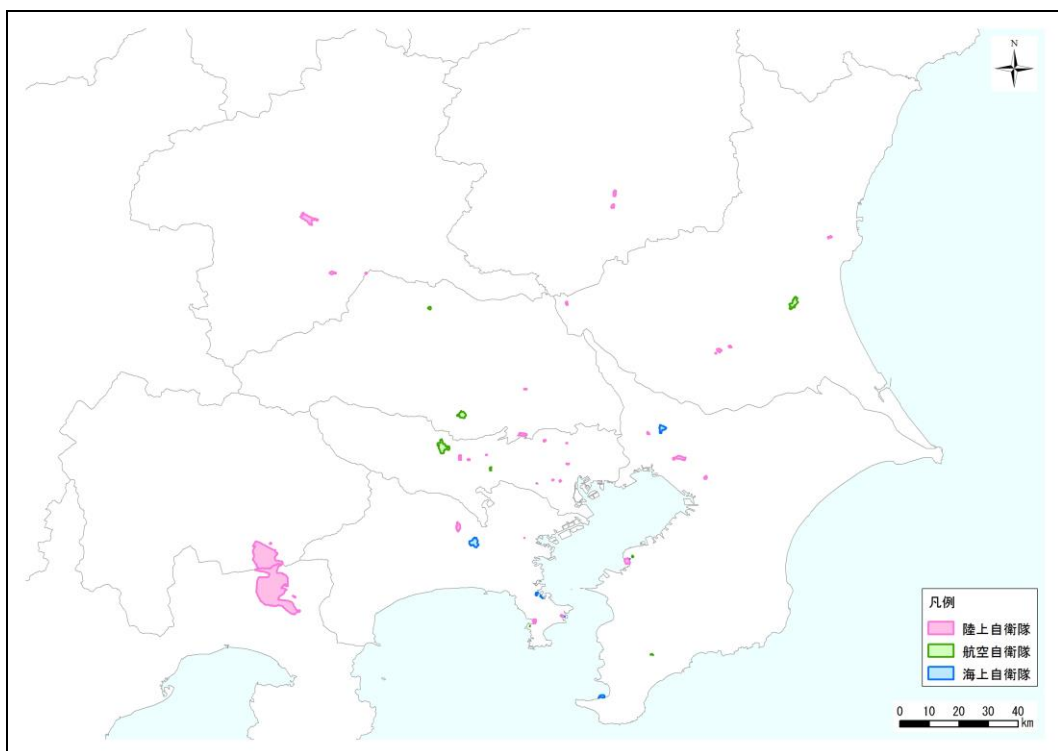


Figure 3 Example of GIS data map (SDF base)

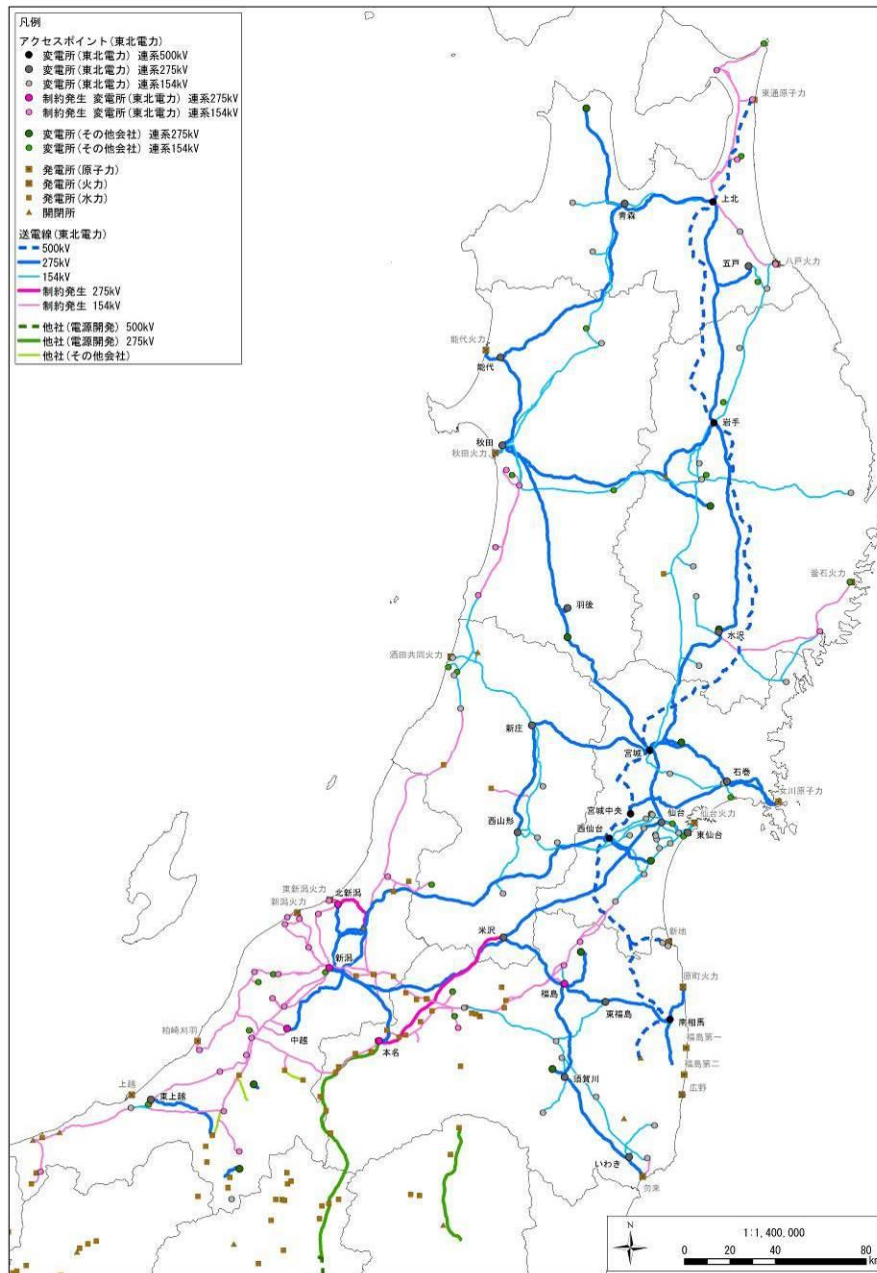


Figure 4 Example of GIS data map (electrical equipments)

(2) **Setting of basic scenario and supposed capacity**

① **Setting of basic scenario**

In order to figure out available wind resources in 2050, scenarios for the future social situation relevant to environment, etc. were considered.

In regard to onshore wind energy, 2 scenarios were set depending on 2 environmental items of unfeasible conditions for wind turbine installation; protection forest areas, and

habitats of golden eagle and mountain hawk-eagle. The basic scenario includes both items in infeasible conditions, and the referential scenario excludes both. The reference scenario was implemented only for Tohoku Electric Power Company supply area.

As for island areas, only the main island of Okinawa was taken into consideration.

Table 3 and Table 4 show the estimation conditions of introduction potential for onshore wind power generation and offshore wind power generation respectively.

Table 3 Estimation conditions of introduction potential for onshore wind power generation (unfeasible conditions)

Category	Item	Basic scenario	Referentialscenario
		Exclude protection forest, and habitat of golden eagle and mountain hawk-eagle	Include protection forest, and habitat of golden eagle and mountain hawk-eagle
Natural conditions	Annual mean wind speed	Less than 6.0m/s	Less than 6.0m/s
	Altitude	1,200m or more	1,200m or more
	Maximum tilt angle	20 degrees or more	20 degrees or more
	Above-ground opening	Less than 75 degrees	Less than 75 degrees
Legal systems	Legal system classification	1)Special protection zones and Class 1 special zones within national and quasi-national parks 2)Class 1 special zones within prefectural natural parks 3)Wilderness areas 4)Nature conservation areas 5)State-designated and prefecture-designated special protection zones within wildlife protection areas 6)World natural heritage sites 7)Protection forest areas	1)Special protection zones and Class 1 special zones within national and quasi-national parks 2)Class 1 special zones within prefectural natural parks 3)Wilderness areas 4)Nature conservation areas 5)State-designated and prefecture-designated special protection zones within wildlife protection areas 6)World natural heritage sites
Social conditions,land use, etc.	City planning classification	Urbanization promotion areas	Urbanization promotion areas
	Land-use classification	Fields, building lots, lots used as trunk transportation lines, rivers and wetlands, golf courses	Fields, building lots, lots used as trunk transportation lines, rivers and wetlands, golf courses
	Distance from residential area	Less than 500m	Less than 500m
	Others	Areas restricted by the Civil Aeronautics Act	Areas restricted by the Civil Aeronautics Act
Consideration for rare raptores	golden eagle, mountain hawk-eagle	Meshs surrounded by habitat meshes in all directions	

Table 4 Estimation conditions of introduction potential for offshore wind power generation (unfeasible conditions)

Category	Item	Basic scenario
Natural conditions	Annual mean wind speed	Bottom-mounted: less than 7.0m/s Floating: less than 7.5m/s
	Distance from coast line	30km or more
	Water depth	200m or more
Legal systems	Legal system classification	1)Marine park zones within national and quasi-national parks

② **Calculation of introduction potential for each scenario**

The introduction potential for wind power generation in each electricity supply area was calculated for each scenario on the basis of the data (wind condition data and GIS data) prepared in the upper process. The outcome of this calculation is to be used for setting of supposed capacity for each electricity supply area in the lower process.

Table 5 shows the calculated introduction potential in each electricity supply area.

Table 5 Calculated introduction potential in each electricity supply area

Unit: GW

Electricity supply area	Onshore		Offshore		
	Basic scenario	Reference scenario	Total	Bottom-mounted	Floating
Hokkaido	118.23	181.78	248.45	92.21	156.24
Tohoku	38.03	88.78	79.01	21.62	57.39
Tokyo	2.84	6.18	47.85	21.48	26.37
Hokuriku	2.46	5.18	0	0	0
Chubu	5.86	11.29	26.21	11.00	15.20
Kansai	6.56	16.12	1.14	0.13	1.01
Chugoku	6.57	18.89	0	0	0
Shikoku	2.71	6.10	4.81	1.57	3.24
Kyushu	6.58	14.19	5.69	1.07	4.62
Okinawa	1.74	1.84	3.48	3.47	0
Sum	191.57	350.35	416.62	152.56	264.07
Hamadori	3.69	4.64	3.07	3.07	0

③ **Setting of supposed capacity for each electricity supply area**

Supposed capacity of wind power generation in 2050 for each electricity supply area and each location types (onshore / offshore (bottom-mounted / floating)) was set on the basis of introduction potential by reference to existing target values. The allocation method to each electricity supply areas and each location types was decided according to the method published by Japan Wind Power Association in June 2012.

Table 6 shows the supposed capacity for each electricity supply area. As for Shin-Fukushima utilization case, the supposed capacity for Tohoku area except Hamadori region in basic scenario was set to 22.2 GW (11.1 GW for onshore, 11.1 GW for offshore respectively), and the capacity of Hamadori region (included in the value of

Tokyo area) was set to 2.1 GW. Also, the supposed capacity for Tohoku area except Hamadori region in reference scenario was set to 8.1 GW (4.0 GW for onshore, 4.1 GW for offshore respectively).

Table 6 Supposed capacity for each electricity supply area

Unit: GW

Electricity supply area	Basic scenario					Reference Scenario				
	Total	Onshore	Offshore			Total	Onshore	Offshore		
			Total	Bottom-mounted	Floating			Total	Bottom-mounted	Floating
Hokkaido	4.50	4.00	0.50	0.50	0	3.70	3.30	0.40	0.40	0
Tohoku	25.00	12.50	12.50	7.00	5.50	11.50	5.70	5.80	3.80	2.00
Tokyo	15.00	1.40	13.60	7.10	6.50	16.60	3.00	13.60	7.10	6.50
Hokuriku	1.20	1.20	0	0	0	2.50	2.50	0	0	0
Chubu	10.30	2.90	7.40	3.60	3.80	13.00	5.60	7.40	3.60	3.80
Kansai	3.50	3.20	0.30	0	0.30	8.30	8.00	0.30	0	0.30
Chugoku	3.20	3.20	0	0	0	7.10	7.10	0	0	0
Shikoku	2.20	1.30	0.90	0.30	0.60	3.40	2.60	0.80	0.30	0.50
Kyushu	4.50	3.20	1.30	0.40	0.90	8.30	7.00	1.30	0.40	0.90
Okinawa	0.60	0.60	0	0	0	0.60	0.60	0	0	0
Sum	70.00	33.50	36.50	18.90	17.60	75.00	45.40	29.60	15.60	14.00

(3) **Extraction and selection of promising areas for wind power generation**

① **Extraction and selection of promising areas for onshore wind power generation**

Firstly, the promising areas were extracted on the basis of introduction potential areas derived in the previous process. As for the electricity supply area of which introduction potential is much larger than supposed capacity, the stricter condition was applied. Secondly, based on the firstly extracted promising areas, aggregated meshes feasible for wind farm were selected manually based on terrain information and so on. The secondly selected promising areas are to be used as objects of the study of power system construction method in the lower process.

Table 7 shows the extracted and selected promising areas for onshore wind power generation.

Table 7 Extracted and selsected promising areas for each electricity supply area
(onshore wind power generation)

Electricity supply area	Supposed capacity	Promising area		
		Firstly extracted	Secondly selected	
	(GW)	(GW)	(GW)	(ratio)
Hokkaido	4.00	22.34	9.69	2.42
Tohoku	12.50	29.32	19.87	1.59
Tokyo	1.40	2.84	2.03	1.45
Hokuriku	1.20	2.46	1.92	1.60
Chubu	2.90	5.86	3.40	1.17
Kansai	3.20	6.56	3.27	1.02
Chugoku	3.20	6.57	4.07	1.27
Shikoku	1.30	2.71	1.49	1.15
Kyushu	3.20	6.58	3.48	1.09
Okinawa	0.60	1.74	1.66	2.77
Sum	33.50	86.98	50.88	1.52

* ratio: Secondaly selected / Supposed capacity

② **Extraction of promising areas for offshore wind power generation**

Promising areas were extracted within the calculation condition of supposed capacity preferentially from the nearest area to each access point.

Table 8 shows the extracted and selsected promising areas for offshore wind power generation.

Table 8 Extracted and selsected promising areas for each electricity supply area
(offshore wind power generation)

Electricity Supply Area	Supposed Capacity (GW)		Promising area			
	bottom-mounted	floating	Firstly extracted (GW)		Secondly selected (GW)	
			bottom-mounted	floating	bottom-mounted	floating
Hokkaido	0.50	0.00	0.68 (10 km)	0.00 -	0.60 (10 km)	0.00 -
Tohoku	7.00	5.50	9.91 (30 km)	9.02 (40 km)	7.47 (30 km)	8.96 (80 km)
Tokyo	7.10	6.50	7.52 (30 km)	15.26 (50 km)	7.60 (40 km)	7.83 (70 km)
Hokuriku	0.00	0.00	-	-	-	-
Chubu	3.60	3.80	5.88 (20 km)	5.58 (20 km)	4.37 (20 km)	4.75 (40 km)
Kansai	0.00	0.30	0.00 -	1.01 (30 km)	0.00 -	1.01 (30 km)
Chugoku	0.00	0.00	-	-	-	-
Shikoku	3.00	0.60	0.48 (30 km)	3.04 (60 km)	0.48 (30 km)	2.69 (60 km)
Kyushu	4.00	0.90	0.44 (30 km)	1.68 (60 km)	0.44 (30 km)	1.68 (60 km)
Okinawa	0.00	0.00	-	-	-	-
Sum	18.90	17.60	24.91 -	35.59 -	20.96 -	26.92 -

* Distance in parentheses means the largest distance from access point.

(4) **Organization of transmission line construction method**

① **Organization of items for investigation and design required for construction of transmission line**

General work process for transmission line route setting was organized from the point of investigation, surveying, design, and cost estimation. In addition, scope of this project was defined.

② **Organization of construction method by terrain condition and others**

The latest information about application of surveying technology to setting of transmission line route was organized. Furthermore, general construction method and specification for transmission line was organized in accordance with terrain conditions.

③ **Working-out of construction cost per unit**

Transmission line construction cost per unit length (1 km) was worked out for each voltage class, each terrain class and each line type so as to be referenced in study of basic transmission line layouts in the lower process.

Average cost of 154 kV class and 110 kV class was estimated at 350 million yen per km and 330 million yen per km respectively.

(5) **Study of power system construction method**

① **Setting of power system construction study areas and supposed capacity for those areas**

In regard to each electricity supply areas, positional relationships of secondly selected promising areas to transmission lines were organized by superimposing both maps.

Besides, 3 areas of which introduction potential is large - Hokkaido (Northern Area and Eastern Area) , Tohoku, and Kyushu - were set as power system construction study areas in this project.

The supposed capacity of Northern Area and Eastern Area of Hokkaido was set to be 3.3 GW according to the introduction potential ratio and so on.

② **Study of basic transmission line layouts for each power system construction study area**

The basic transmission line layouts, which are constructed with the new transmission lines dedicated to interconnection from the access points on the existing power system

to the spread (secondly selected) promising areas, were organized in three areas (Hokkaido, Tohoku, and Kyushu) set as the consideration areas in the previous process. In order to study about the basic layouts of transmission line, “Net Optimizer with EXPRIMG” based on the Genetic Algorithm (GA) and the Extended-Prim’s Algorithm (Kousaka et al., 2014) was applied to the following optimization problems. In the Genetic Algorithm (GA), the index considering wind condition, which was defined as the value obtained by dividing the construction cost for the new transmission lines with the total wind power generation (kWh), was minimized by choosing the adequate combination of the (secondly selected) promising areas with satisfying the supposed installation capacity. The construction cost for the new transmission lines was calculated with the Extended-Prim’s Algorithm for determining the index considering wind condition. The Extended-Prim’s Algorithm performs the adequate transmission network to minimize the cost by connecting the chosen combination of the promising areas with the new transmission lines considering the transmission capacity.

Table 9 and Figure 5 shows the each value and the layout of the network with Shin-Fukushima utilization case in basic scenario.

Table 9 Each value of network with Shin-Fukushima utilization case in basic scenario

Area	Voltage class	Connected capacity	Electrical energy per year	Total length	Total construction cost	Construction cost		Transmission cost (3% interest)
	(kV)	(GW)	(TWh)	(km)	(billion yen)	(million yen/km)	(thousand yen/kW)	(yen/kWh)
Hokkaido	110	3.516	9.18	405.7	147.91	365	42,069	1.4
Tohoku (except Hamadori)	154	11.185	34.50	1163.9	436.07	375	38,986	1.1
Hamadori	154	2.115	6.85	138.8	54.03	389	25,546	0.7
Kyushu	110	3.204	7.45	651.8	229.93	353	71,766	2.8
Sum / Ave.	-	20.020	57.98	2360.2	867.94	368	43,354	-

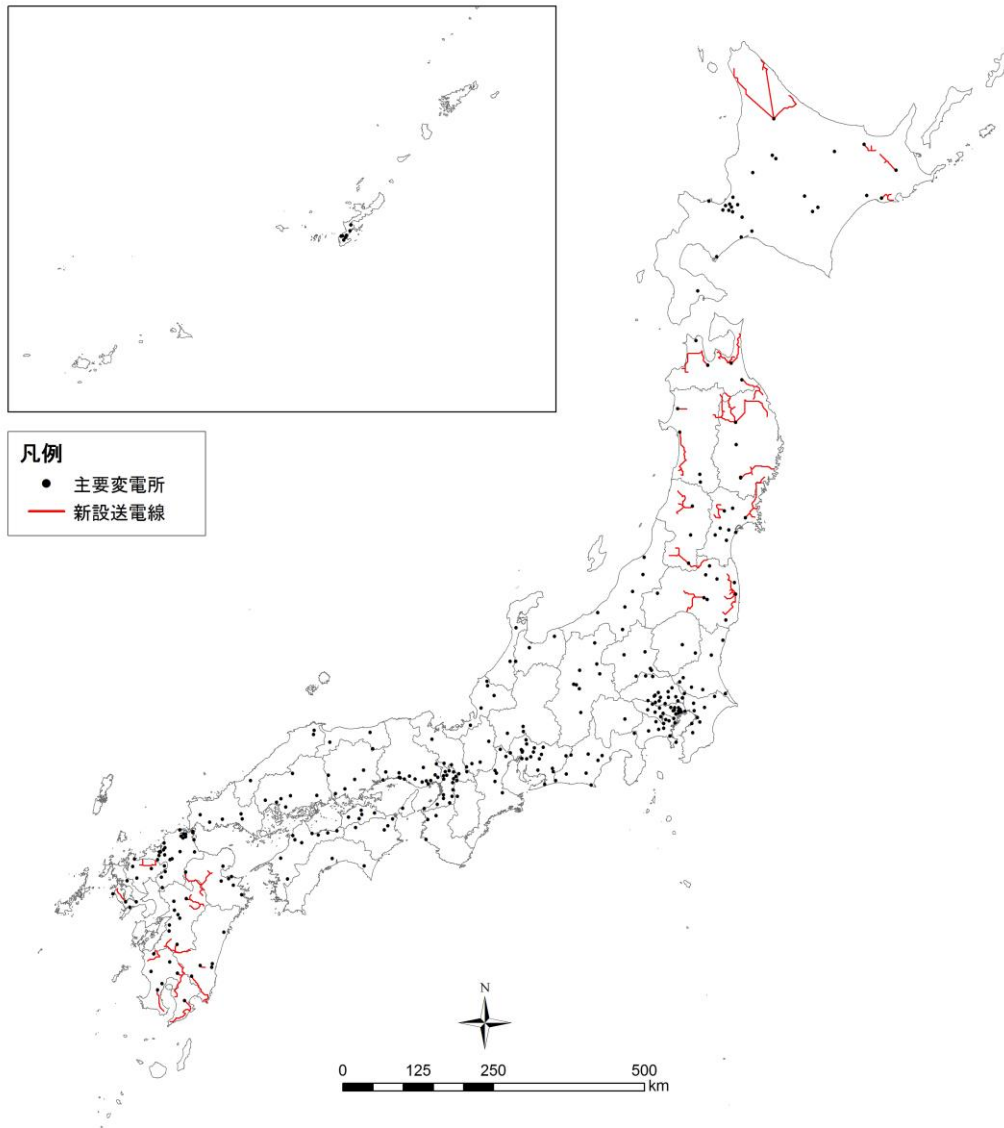


Figure 5 Layout of the network with Shin-Fukushima utilization case in basic scenario

③ Evaluation of power flow and voltage profiles

In order to evaluate the power flow and the voltage profiles in the new transmission networks, AC power flow calculation was applied to the basic transmission line layouts calculated in the previous process.

In the case of the operation of constant power factor to 1 for all wind farms, the values of voltage could be in the allowable ranges within 95 % - 105 % of basic voltage, therefore it showed the proper construction in the new transmission networks.

As the evaluation of the required reactive power and the power losses in the networks,

the summary of the results was showed in Table 10 for the comparison of the constant operation for all wind farms and the adjusted operation in power factor for each wind farm.

When the power factor of the wind farms was adjusted to minimize the required reactive power from the existing power system to the new transmission networks rather than to minimize the power losses in the network, the values of power factor could be in the allowable ranges (Power factor allowable range: 0.90 - 1.00, both lag and lead). And also, the values of the required reactive power from the existing power system could be nearly 0 and the values of the power factor through each new transmission networks could be nearly 1.0. Therefore the additional facilities such as SVCs were not required as the countermeasures which compensated the reactive power.

Table 10 Reactive power compensation and transmission loss for each accesspoint
(P_{loss} (%)): ratio to total generating capacity)

Electricity supply area	Access point	Constant operation for all wind farms				Adjusted operation in power factor for each wind farm			
		Power factor 1.00		Constant voltage		Minimizing Q_{sys}		Minimizing P_{loss}	
		Q_{sys} [MVar]	P_{loss} [MW] (%)	Q_{sys} [MVar]	P_{loss} [MW] (%)	Q_{sys} [MVar]	P_{loss} [MW] (%)	Q_{sys} [MVar]	P_{loss} [MW] (%)
Tohoku	Iwate East route 842.8MW	291.4	56.5 (6.70)	171.8	56.6 (6.72)	113.9	52.5 (6.23)	121.6	52.4 (6.22)
	Shin-Fukushima South route 600.6MW	67.1	20.1 (3.35)	134.6	22.7 (3.78)	0.0	20.0 (3.32)	-02.1	19.8 (3.29)
Hokkaido	Memambetsu 569.5MW	86.6	16.7 (2.93)	114.9	17.3 (3.14)	0.0	16.3 (2.86)	-20.4	16.2 (2.84)
Kyushu	Osumi 518.8MW	163.8	32.4 (6.25)	92.7	32.9 (6.34)	63.9	30.5 (5.88)	69.8	30.4 (5.86)
	Kumamoto 386.9MW	115.4	24.2 (6.25)	87.3	25.5 (6.59)	0.0	23.6 (6.10)	32.1	23.1 (6.02)

P_{loss} : active power loss, Q_{sys} :required reactive power compensation from power system.

④ **Setting of power system construction available area along with environmental investigation and outline design**

For several areas of basic transmission line layouts with large connected capacity, power system construction available areas were set in view of land usage situations, legal systems and so on. “Power system construction available area” is corresponding to the outline route in a general transmission line investigation and design. Depending on the situation of each area, multiple plans were considered in case the places to be bypassed largely or the places feasible for construction of wind turbines were included in the area.

Also, as for these areas, consideration matters related to environment in transimission

line construction were organized on the basis of existing materials investigation, and field investigations such as landscape survey were conducted when needed. Furthermore, the outline designs were implemented assuming concrete construction method, and the approximate costs by the construction method were estimated. As for the area where multiple plans were considered, the environmental impacts and the approximate costs were compared between each plan.

Table 11 shows the selected areas for the outline route, and Table 12 shows the summary of results for the outline design in each area.

Table 11 Selected areas for outline route

	Hokkaido (1 area)	Tohoku (5 areas)	Kyushu (2 areas)
Area	Memanbetsu	Aomori, Iwate, Akita, Miyagi, Hamadori	Kumamoto, Osumi

Table 12 Summary of results for outline design in each area

No.	Area	Voltage Class (kV)	Result of outline design (Plan A)				Result of outline design (Plan B)				Result of basic transmission line layouts			
			Total length (km)	Total construction cost (billion yen)	Construction cost (million yen /km)	Ratio of mountains (%)	Total length (km)	Total construction cost (billion yen)	Construction cost (million yen /km)	Ratio of mountains (%)	Connected capacity (MW)	Total length (km)	Total construction cost (*) (billion yen)	Construction cost (million yen /km)
1	Memanbetsu	110	32.4	11.05	341.0	58%	30.5	10.06	329.8	49%	570	34.1	11.38	333.7
2	Aomori	154	94.8	34.10	359.7	47%	92.6	33.47	361.4	46%	824	95.7	33.23	347.2
3	Akita	154	98.1	36.61	373.2	54%	94.2	34.90	370.5	51%	848	94.8	33.42	352.5
4	Iwate	154	100.5	40.07	398.7	85%	100.6	39.82	395.8	85%	843	99.6	35.08	352.2
5	Miyagi	154	107.5	41.43	385.4	85%	105.7	40.81	386.1	84%	822	109.1	37.51	343.8
6	Fukushima	154	50.2	19.27	383.9	91%	44.5	16.66	374.4	90%	601	51.5	17.65	342.7
7	Kumamoto	110	66.0	22.83	345.9	78%	-	-	-	-	582	69.4	22.63	326.1
8	Osumi	110	66.8	24.29	363.6	83%	65.6	23.86	363.7	83%	519	72.8	23.94	328.8

(*) Excluding cost for substations

3 Conclusion

3.1 Descussion for result

In this project, 3 areas of which introduction potential is large - Hokkaido (Northern Area and Eastern Area) , Tohoku, and Kyushu - were set as power system construction study areas. In total of these 3 areas, line length was estimated to 2,360 km and construction cost was estimated to 867.9 billion yen (Shin-Fukushima utilization case of basic scenario).

Because it requires about 850 billion yen to construct transmission lines for wind power generation of 20 GW in these 3 areas, the cost to construct transimission lines for wind power generation of 33.5 GW in all onshore areas is estimated to be 1.5 trillion yen by simple calculation (approximately 1.7 times as large as total of 3 areas). On the other hand, cost to develop wind power generation facilities of 33.5 GW is estimated to approximately 10 trillion yen assuming unit cost of 0.3 million yen per km. Therefore,

cost to construct transmission lines is estimated to about 13 % of total cost to introduce wind power generation (11.5 trillion yen). Furthermore, transmission costs were calculated to be 1 to 2 yen per kWh. These are 10 to 20 % of wind power generation cost of 10 yen per kWh that is estimated in committee of National Policy Unit.

Because the main consideration in this project was the construction of new transmission lines, there are areas where new transmission line construction are not planned depending on the situation of power system construction, the wind farm scales and others. However, these areas include the places where the existing transmission lines are available or the places where small-scale wind farms can be constructed.

So far, there had been no study of planning the transmission lines for wind power generation on a nationwide scale. The result of this project is greatly hoped to be utilized for future transmission line construction.

3.2 Future challenges

Future challenges of this project are as below:

(1) For the future study

- 1) Installed capacities of power stations or substations were taken or estimated from latest published values. However, it is hoped that more realistic study will be done with future planned values to be taken into consideration. However, the study will become more realistic if future planned values are taken into consideration.
- 2) In this project, 3 areas with large introduction potential - Hokkaido (Northern Area and Eastern Area), Tohoku, and Kyushu - were set as areas for power system construction study. However, studies for other areas including optimization calculation are desirable to be conducted as well.
- 3) Only the existing substations were applied as access points in this project. However, because thermal power plants such as oil-fired and LNG-fired are possible for flexible power control, they are desirable to be applied as access points as well.
- 4) In islands connected to power systems such as Shodoshima Island and Amakusa Islands, there are promising areas for wind power generation. Therefore, these islands are also desirable to be taken into consideration.

(2) For the implementation of construction project

- 1) Transmission line layout plans were studied base on the promising areas for onshore

wind power generation, which were selected by confirming terrain condition using 1:40000 scale topographic map. However, when implementing projects for wind power generation or transmission line construction, it is necessary to grasp workability, landowner situations and others in the field enough.

- 2) When implementing projects for wind power generation, it is necessary to conduct field investigations of rare raptors, etc. which could be bypassing conditions when narrowing down the routes.
- 3) When planning construction of the concrete transmission lines, it is important to consider the way to reduce transmission line construction cost more, by promoting coordination between wind farm construction process and transmission line construction process (e.g., sharing of haul roads, efficient use of construction equipments, sharing of environmental information about rare raptors and others).

(3) **About the offshore wind power generation**

- 1) The offshore wind power generation is the developing technology. Therefore, the construction method, the transmission method (AC or DC), the installation plan for transmission lines including offshore substations and others are subjects of future investigation.
- 2) Considering mainly onshore wind power generation, wind condition data was prepared at 80 m above ground level or sea level in this project. However, as wind turbines for offshore wind power generation are getting larger (e.g., 5 MW, 7 MW), wind condition data on the ocean is desirable to be prepared at about 100 m.

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 報告書目次

1	はじめに	1
1.1	背景.....	1
1.2	目的.....	1
2	調査概要	2
2.1	調査方針.....	2
2.2	調査の流れ.....	2
2.3	調査における配慮事項.....	3
2.4	調査内容.....	4
2.5	実施体制.....	7
2.6	検討会及び作業部会の開催.....	8
2.6.1	「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検討会」の開催.....	8
2.6.2	「有望エリア設定作業部会」の開催.....	10
2.6.3	「整備手法・工法検討作業部会」の開催.....	11
3	用語の解説	12
4	各種解析用データの整備	15
4.1	風況データの整備.....	15
4.1.1	20年間の詳細な気象シミュレーションの実施.....	15
4.1.2	風況データの作成.....	17
4.1.3	公開用データの作成.....	25
4.2	自然条件等の GIS データの整備.....	48
4.2.1	自然条件等の GIS データ整備における考え方.....	48
4.2.2	収集・整備した情報.....	48
4.2.3	本事業において作成した情報.....	50
5	基本となるシナリオと導入想定値の設定	76
5.1	基本となるシナリオの設定.....	76
5.1.1	陸上風力に関する基本シナリオの設定.....	76
5.1.2	洋上風力に関する基本シナリオの設定.....	81
5.1.3	島嶼部の取扱いに関する前提条件の設定.....	81
5.2	シナリオ別の導入ポテンシャルの算定.....	83
5.2.1	電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（陸上）.....	83
5.2.2	電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（洋上）.....	87
5.2.3	電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（まとめ）.....	92

5.3	電力供給エリア別の導入想定値の設定.....	93
5.3.1	導入想定値設定の基本的な考え方.....	93
5.3.2	導入想定値の設定フロー.....	94
5.3.3	導入想定値の設定.....	95
6	風力発電に関する有望エリアの設定.....	102
6.1	陸上風力の有望エリアの設定.....	102
6.1.1	陸上風力の有望エリアの抽出・設定に関する基本的な考え方.....	102
6.1.2	陸上風力の有望エリアの抽出・設定フロー.....	103
6.1.3	有望エリアの抽出条件及び抽出方法.....	103
6.1.4	電力供給エリア別の有望エリア（陸上）の抽出・設定結果（基本シナリオ）.....	105
6.1.5	参考シナリオにおける有望エリアの設定結果.....	146
6.2	洋上風力の有望エリアの設定.....	150
6.2.1	洋上風力の有望エリアの抽出・設定に関する基本的な考え方.....	150
6.2.2	洋上風力の有望エリアの抽出・設定フロー.....	151
6.2.3	検討ケースと対応する導入想定値.....	151
6.2.4	有望エリアの抽出条件及び抽出方法.....	152
6.2.5	基本ケースにおける電力供給エリア別の有望エリア（洋上）の設定.....	155
6.2.6	オプションケースにおける有望エリア（洋上）の設定.....	209
7	送電線建設工法等の整理.....	228
7.1	送電線整備に必要となる調査・設計項目の整理.....	228
7.1.1	一般的な送電線ルート調査・設計の流れ.....	228
7.1.2	送電線のルート選定に必要な調査.....	229
7.1.3	環境アセスメント条例の制定状況.....	231
7.2	地形条件等に応じた建設工法等の整理.....	233
7.2.1	ルート検討にかかる、測量技術等の応用による手法の検討.....	233
7.2.2	送電線建設にかかる手法の検討.....	237
7.3	コスト原単位の検討.....	258
7.3.1	コスト算定の基本的な考え方.....	258
7.3.2	コスト原単位の算定.....	263
8	系統整備手法の検討.....	267
8.1	系統整備検討エリアと当該エリアの導入想定値の設定.....	267
8.1.1	北海道に関する検討.....	267
8.1.2	東北に関する検討.....	271
8.1.3	東京に関する検討.....	273

8.1.4	北陸に関する検討	275
8.1.5	中部に関する検討	277
8.1.6	関西に関する検討	279
8.1.7	中国に関する検討	281
8.1.8	四国に関する検討	282
8.1.9	九州に関する検討	283
8.1.10	沖縄に関する検討	285
8.2	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	287
8.2.1	検討方法	288
8.2.2	検討条件	294
8.2.3	検討結果	299
8.3	潮流と電圧の評価	316
8.3.1	検討方法	316
8.3.2	検討条件	318
8.3.3	検討結果	321
8.4	系統整備可能地域の設定及び環境調査・概略設計	335
8.4.1	検討手法	335
8.4.2	検討結果（女満別地区）	351
8.4.3	検討結果（青森地区）	357
8.4.4	検討結果（秋田地区）	363
8.4.5	検討結果（岩手地区）	368
8.4.6	検討結果（宮城地区）	373
8.4.7	検討結果（福島地区）	379
8.4.8	検討結果（熊本地区）	384
8.4.9	検討結果（大隅地区）	388
8.4.10	検討結果のまとめ	393
8.4.11	コスト及び環境影響の低減方策の検討	394
9	まとめ	397
9.1	調査結果	397
9.2	今後の課題	400

巻末資料：概略ルート設定時の検討項目

1 はじめに

1.1 背景

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。

1.2 目的

本事業では、2050 年時点を想定した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を検討することにより、風力発電の導入拡大に貢献することを目的とする。

2 調査概要

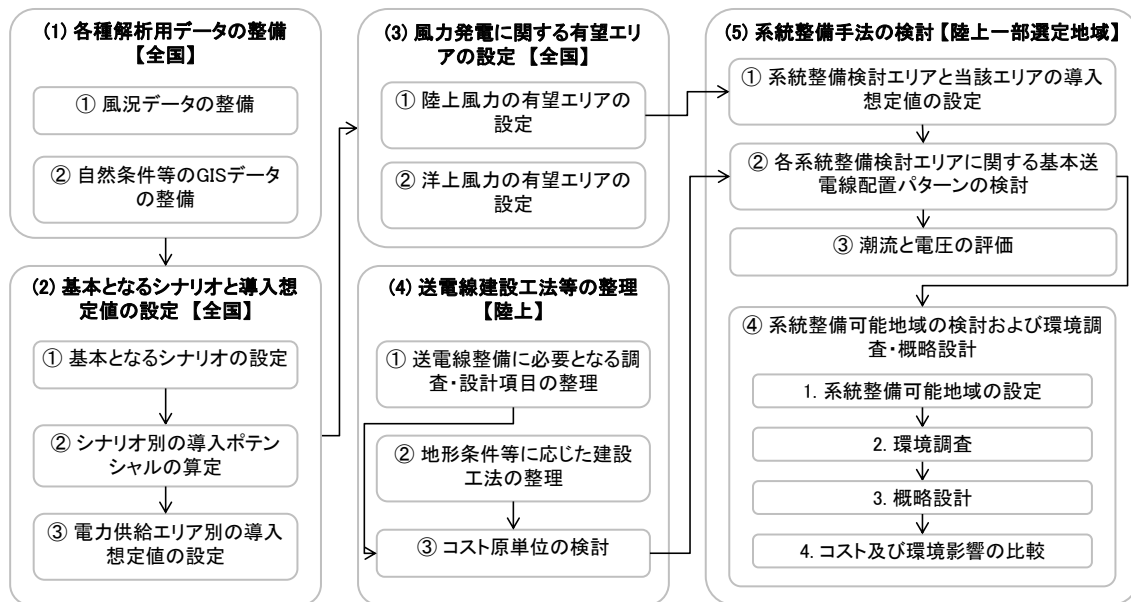
2.1 調査方針

調査にあたっては、下記を基本方針とする。

- 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。

2.2 調査の流れ

図2-1の流れで調査を行った。なお、(1)から(4)までが検討に必要なデータや条件等の整備、(5)が具体的な手法の検討、という位置付けである。



※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 2-1 調査の流れ

2.3 調査における配慮事項

調査において具体的に配慮した事項を下記に示す。

1. 2050年断面で全国で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、一定の仮定の基で検討を行った。
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設定は一定の条件に基づいて評価値を出して判断を加えた。

2.4 調査内容

各項目の概要を以下に記す。

(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。

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。

(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。

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の電力供給エリア別の導入想定値の設定に使用する。

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。

(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。

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。

(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。

(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地域を本事業における「系統整備検討エリア」として位置づけることとした。

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。検討方法として、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、後述する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。

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、新設送電線の電圧分布や送電線損失、無効電力補償等について評価を行った。

④ 系統整備可能地域の検討

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、複数パターンを検討した。

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。

2.5 実施体制

本事業は環境省の平成 25 年度委託事業として、伊藤忠テクノソリューションズ株式会社株式会社を代表事業者として、株式会社エックス都市研究所、アジア航測株式会社、住友電設株式会社、株式会社アーク情報システムの 4 社を再委託者として実施した。事業実施体制を図 2-2 に示す。

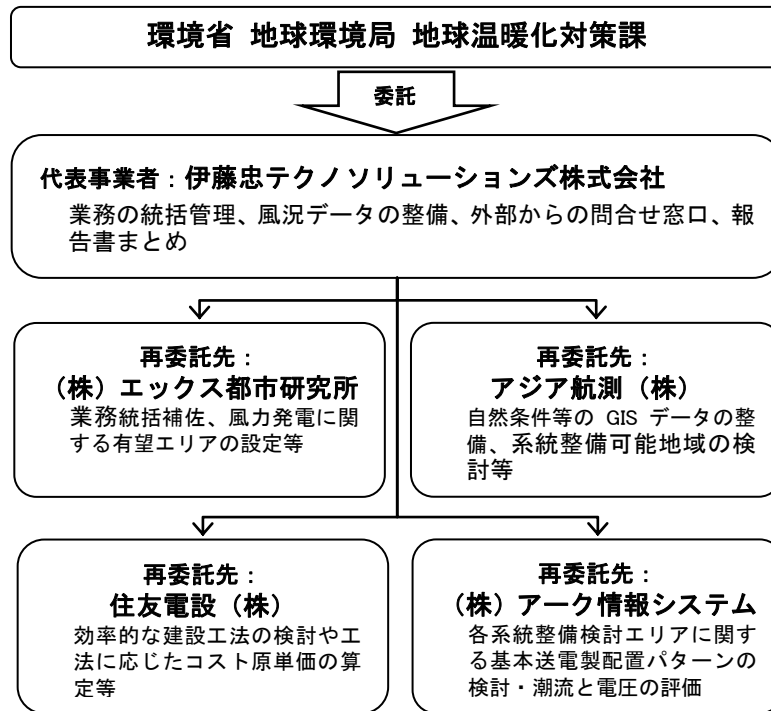


図 2-2 本事業の実施体制

2.6 検討会及び作業部会の開催

本調査では、有識者を委員とした各種の検討会及び作業部会を開催した。

2.6.1 「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検討会」の開催

「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検討会」（以下、「検討会」という）は、事業全体にかかる方針の確認や検討事項の討議を行い、その適切性・妥当性を確保することを目的として開催した。

検討会は、伊藤忠テクノソリューションズ(株)が設置・運営し、(株)エックス都市研究所、アジア航測(株)、(株)アーク情報システム及び住友電設(株)を構成メンバーとし、表 2-1 に示す有識者の方々に委員を委嘱して全4回実施した。開催概要を表 2-2 に示す。

表 2-1 検討会委員

役割	所属・役職	氏名(敬称略)	出席
委員長	東京大学 生産技術研究所 人間・社会系部門 エネルギー工学連携研究センター特任教授	荻本 和彦	第1回～第4回
委員	北海道大学 大学院情報科学研究科 システム情報科学専攻 システム融合情報学講座 システム統合研究室教授	北 裕幸	第1回～第4回
委員	東北大学 大学院工学研究科 電気エネルギーシステム専攻 電力ネットワークシステム分野 教授	斎藤 浩海	第1回、第2回
委員	日本大学 生産工学部 環境安全工学科 准教授	長井 浩	第1回、第2回
委員	一般社団法人 日本風力発電協会 企画局長	斉藤 哲夫	第1回～第4回

表 2-2 検討会の開催概要

回次	開催日時	開催場所	主な議題
第1回	平成26年 7月10日 (木) 9:30～ 12:30	TKP虎ノ門ビ ジネスセン ターカン ファレンス ルーム3B	<ul style="list-style-type: none"> ・事業全体概要の説明 ・自然条件等のGISデータの整備状況 ・電力供給エリア別の導入想定値の設定方法について ・風力有望エリアの抽出方法について ・系統整備可能地域の検討及び環境調査の方針確認
第2回	平成26年 9月16日 (火) 13:30～ 16:15	TKP虎ノ門ビ ジネスセン ターカン ファレンス ルーム3B	<ul style="list-style-type: none"> ・第1回検討会議事録の確認 ・風況データの整備状況 ・電力供給エリア別の導入想定値の設定結果 ・風力有望エリア及び送変電設備未整備エリアの設定結果 ・基本送電線配置パターンの検討状況及び潮流と電圧の評価状況 ・系統整備可能地域の検討状況及び概略設計の実施状況
第3回	平成26年 12月16日 (火) 9:30～ 12:00	TKP虎ノ門ビ ジネスセン ターカン ファレンス ルーム3B	<ul style="list-style-type: none"> ・第2回検討会議事録の確認 ・風況データの整備について ・電力供給エリア別の導入想定値の設定について ・風力有望エリア及び系統整備検討エリアの設定について ・基本送電線配置パターンの検討及び潮流と電圧の評価について ・系統整備可能地域の検討及び概略設計の実施について ・報告書作成方針について
第4回	平成27年 1月22日 (木) 10:00～ 12:00	TKP虎ノ門ビ ジネスセン ターカン ファレンス ルーム3B	<ul style="list-style-type: none"> ・第3回検討会議事録の確認 ・報告書の全体構成及び事業概要等の説明 ・各種解析用データの整備について ・基本となるシナリオと導入想定値の設定について ・風力発電に関する有望エリアの設定について ・送電線建設工法等の整理について ・系統整備検討エリアと当該エリアの導入想定値の設定について ・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について ・潮流と電圧の評価について ・系統整備可能地域の設定及び環境調査・概略設計について ・全体討議

2.6.2 「有望エリア設定作業部会」の開催

「有望エリア設定作業部会」は、1)電力供給エリア別の導入想定値の設定、2)風力発電有望エリア（陸上・洋上）の設定、3)系統整備検討エリア（陸上）の設定、4)その他の関連事項、に関する適切性・妥当性の確保を目的として設置・開催した。

本業作業部会は、(株)エックス都市研究所が設置・運営し、伊藤忠テクノソリューションズ(株)及びアジア航測(株)、を構成メンバー、(株)アーク情報システム及び住友電設(株)をオブザーバメンバーとし、表 2-3 に示す検討会委員に外部アドバイザーを委嘱して全2回実施した。開催概要を表 2-4 に示す。

表 2-3 有望エリア設定作業部会の外部アドバイザー

所属・役職	氏名(敬称略)	出席
北海道大学 大学院情報科学研究科 教授	北 裕幸	第2回
一般社団法人 日本風力発電協会 企画局長	斉藤 哲夫	第1回・第2回
日本大学 生産工学部 環境安全工学科 准教授	長井 浩	第1回

※氏名あいうえお順

表 2-4 有望エリア設定作業部会の開催概要

回次	開催日時	開催場所	主な議題
第1回	平成26年8月7日(木) 14:15～ 16:15	霞が関全日通ビル 7F会議室	<ul style="list-style-type: none"> ・有望エリア設定に関する手順 ・第1回検討会における委員コメントに対する対応方針 ・陸上風力に関する各種導入ポテンシャルの算定結果(中間報告) ・電力供給エリア別の導入想定値設定の考え方と算定結果(案) ・電力供給エリア別の有望エリア設定状況(陸上)(中間報告) ・系統整備検討エリアの設定について(陸上)(案) ・洋上風力に関する有望エリアの設定について(中間報告) ・全体討議
第2回	平成26年12月8日(月) 15:00～ 17:00	東京国際フォーラム ガラス棟会議室 G508	<ul style="list-style-type: none"> ・有望エリア設定に関する手順(最終) ・第1回作業部会及び第2回検討会における委員コメントに対する対応方針 ・基本となるシナリオの見直しと導入ポテンシャルの算定結果(最終報告) ・電力供給エリア別の導入想定値設定の考え方と設定結果(最終報告) ・電力供給エリア別の有望エリア抽出・設定結果(陸上)(最終報告) ・系統整備検討エリアと当該エリアの導入想定値の設定(陸上)(案) ・電力供給エリア別の有望エリア抽出・設定(洋上)(中間報告) ・全体討議

2.6.3 「整備手法・工法検討作業部会」の開催

「整備手法・工法検討作業部会」は、1)概略ルートの設定方法及びサンプル地区の結果、2)環境影響調査の方法及びサンプル地区の結果、3)概略設計の検討内容及びサンプル地区結果についての適切性・妥当性を確保することを目的として開催した。

本作業部会は、アジア航測(株)が設置・運営し、住友電設(株)、伊藤忠テクノソリューションズ(株)、(株)エックス都市研究所、(株)アーク情報システムを構成メンバーとし、表 2-5 に示す方に外部アドバイザーを委嘱した。表 2-6 に本作業部会の概要を示した。

表 2-5 整備手法・工法検討作業部会の外部アドバイザー

所属・役職	氏名 (敬称略)
東北鳥類研究所 研究所所長	由井 正敏
(一社)日本風力発電協会 情報技術局次長	斉藤 長

表 2-6 整備手法・工法検討作業部会の開催概要

回次	開催日時	開催場所	主な議題
第1回	平成 26 年 12 月 12 日 (金) 15:00～ 17:00	TKP 虎ノ門ビジネス センター カン ファレンスルーム 3B	<ul style="list-style-type: none"> 概略ルート検討地区の選定方針及び選定結果 概略ルートの設定方針 概略ルートの検討結果の確認 (岩手地区を事例として) 環境影響調査方法について 環境調査結果のとりまとめ方法について (岩手地区を事例として) 概略設計結果の確認 (岩手地区を事例として) 全体討議
第2回	平成 27 年 1 月 21 日 (水) 13:30～ 15:30	TKP 虎ノ門ビジネス センター カン ファレンスルーム 3A	<ul style="list-style-type: none"> 第1回作業部会及び第3回検討会における委員意見への対応について 概略ルートの設定結果 (全地区) 環境調査結果 (全地区) 概略設計結果 (全地区) 比較ルートにおけるコスト及び環境影響の比較 全体討議

3 用語の解説

○電力供給エリア

各電力会社(北海道、東北、東京、北陸、中部、関西、中国、四国、九州、沖縄)が電力を供給している範囲。本事業では基本的にこれを「系統を一体的に検討すべきエリア」として設定した。

○シナリオ

本事業において電線の整備手法を検討するにあたって、2050年断面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て設定する前提条件のこと。本事業では、基本シナリオと参考シナリオの2シナリオを設定している。

<基本シナリオ>

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では陸上風力に対する開発を不可とし、環境に対する配慮を優先したシナリオ。

<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でも陸上風力に対する開発を可能とし(保安林を解除することを前提)、陸上風力の開発を優先したシナリオ。

○導入ポテンシャル

エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因を考慮したエネルギー資源量であって、複数の制約要因に関するシナリオ(仮定)を設定した上で推計するもの(コスト等検証委員会では「自然条件等により、現状では事実上開発が不可能と考えられる地域を除いた発電可能量」としており、基本的に同義)。本事業における空間解像度は100mメッシュとし、電力供給エリア別、都道府県別等の単位で集計する。

○導入想定値

本事業において送電線の整備手法を検討するにあたり、前提とする2050年の風力発電の導入量。全国の電力供給エリア別(北海道、東北、東京、北陸、中部、関西、中国、四国、九州、沖縄)、立地区分別(陸上、洋上着床式、洋上浮体式)に設定する。いわゆる「導入目標値」とは異なる。

○導入目標値

特定年度(2030年や2050年)における風力発電の導入目標量。国(環境省、内閣官房)や業界団体(一般社団法人日本風力発電協会)が設定している。

○堅実な導入ポテンシャル

導入ポテンシャル算定プロセスでは考慮されていない地形（道路付け等）、施工性、環境影響（希少猛禽類等を含む）等、風力発電の導入可能性に関する総合的な係数（1/2、1/3、1/4 など）を、導入ポテンシャルに乗じて算出した値。

○ウィンドファーム

風力発電設備を集中的に設置した大規模な発電施設。本事業では、陸上は2万kW～5万kW程度、洋上は20万kW～50万kW程度の規模を想定している。

○風力有望エリア

将来的な風力発電の導入が期待されるエリア。導入想定値に紐づけされたもの。以下の有望エリア（一次抽出）、有望エリア（二次抽出）の総称。

○有望エリア（一次抽出）

シナリオに対応した抽出条件（開発不可条件）を設定した上で、GISにより抽出されたメッシュ。導入想定値と導入ポテンシャルのバランスにより、抽出条件を変えており、100mメッシュで抽出している。

○有望エリア（二次抽出）

有望エリア（一次抽出）に対して、地形や道路条件を勘案しながら抽出・設定された、ウィンドファームとしての可能性のあるエリア（ポリゴン）。なお、陸上風力については、この段階ではアクセスポイントからの位置関係を考慮していないが、洋上風力では、アクセスポイントからの距離を考慮している。

「8 系統整備手法の検討」では単に「有望エリア」と記載しているが、この有望エリア（二次抽出）のことを意味する。

○系統整備検討エリア

陸上風力の有望エリア（二次抽出）と送電線図を重ね合わせた上で、既設送変電設備では対応できないと考えられるエリアないしはエリア群。

なお、本事業では、導入ポテンシャルが全国の中でも大きい、東北全域（福島浜通りを含む）、北海道（道北・道東）、九州全域を検討エリアとして位置づけている。

○アクセスポイント

新設送電線の既存系統との連系点。本報告書では、APと略して記載される場合もある。本事業では、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した。

○**基本送電線配置パターン**

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発電専用新設送電線の基本配置パターン（接続する順序、送電線容量を含む）。この段階で、送電線建設に係るコストパフォーマンス（費用対効果）の小さな有望エリアは連系しないこととし、総設備容量が導入想定値以上となるように設定される。

○**系統整備可能地域**

各々のルートゾーン案（基本送電線配置パターン）別に、地形や環境条件等を勘案して想定されるルート案。鉄塔の基数、種類、電線、がいし装置等の設計条件が加味され、コスト検討段階となる。

4 各種解析用データの整備

4.1 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、過去 20 年間の詳細な気象シミュレーションを実施し、20 年間の年平均風速等の風況データを整備した。

本事業では、関東、中部、北陸、関西、中国、四国の 6 地方（以降、「関東～四国地方」という）を対象領域として新たに風況データの整備を行った。なお、その他の地方に関しては、過年度の環境省事業（「平成 23 年度東北地方における風況変動データベース作成事業」、「平成 24 年度北海道地方における風況変動データ作成事業」、「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」、以降、合わせて「過年度事業」という）において整備されている。本事業では、過年度事業で整備された風況データと同様の仕様で関東～四国地方における風況データの整備を行い、過年度事業の風況データと統合して全国のデータとして整備した。また、整備した風況データは、地図上で閲覧可能な形式に変換（GIS 化）を行った。

4.1.1 20 年間の詳細な気象シミュレーションの実施

気象シミュレーションは、伊藤忠テクノソリューションズ株式会社（以下、CTC）が独自に開発した局地気象モデル LOCALS™ を使用した。LOCALS™ は風力発電量評価及び国内及び海外の風況マップ作成業務において、豊富な実績のある気象モデルである。

気象シミュレーションを行う際は、NCEP（米国海洋大気庁）の再解析データを入力として、段階的に計算領域を狭めながら計算格子の詳細化を行った（図 4-1 参照）。

再解析データとは、長期の気候変動研究などを目的として作られる格子点気象データである。過去数十年の気象観測データを用いた数値予報/データ同化手法を適用し、同一の数値気象モデルを使うことにより作成される、長期間の均質な長期気象データである。NCEP から提供される再解析データは 1979 年から一般に公開されており、このデータを用いることにより、過去 20 年にわたる長期間の風況変動の解析が可能となった。

一方で再解析データは、空間解像度は 2.5 度（緯度方向）×2.5 度（経度方向）と粗い間隔の格子データであるため、気象シミュレーション技術を駆使し、更に詳細なメッシュで再計算を実施した。

CTC がこれまで 10 年以上にわたって、多くの気象シミュレーションを行ってきた経験上、水平解像度が 500m メッシュ以下であれば、高精度な風況を推定できることがわかっている。従って、本業務においても水平解像度を 500m に設定し、気象シミュレーションを実施した。また、計算出力は 1 時間毎に行い、年間平均風速の評価に対して高解像度な時間間隔のデータを生成した。計算領域は、東京・中部・北陸・関西・中国・四国電力の電力供給エリアを対象とし、計算期間は 1991 年～2010 年の 20 年間とした。

表 4-1 に気象シミュレーションの仕様を示す。

表 4-1 気象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・四国電力供給エリア	1991年～2010年 (20年間)	500m メッシュ	最小 10m メッシュ	1 時間

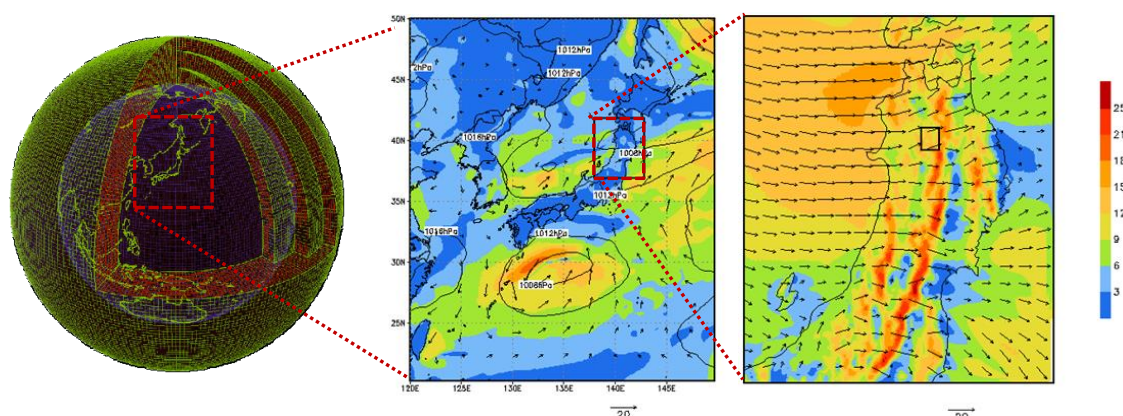


図 4-1 段階的に計算領域を狭めながら計算格子を詳細化していく手法の概念図
段階的に計算領域を狭めることで、周辺の気象状況の様子を反映させつつ、
計算格子を詳細化することが可能になる。

気象シミュレーションは 1 日単位で行う必要があり、20 年分の風況データの作成には、トータルで約 7,300 (20 年間×365 日) ケースの計算が必要となる。この 7,300 ケースという膨大な数の計算シミュレーションを行うことが、限られた期間で 20 年分の風況データを整備する際の大きな 1 つのボトルネックとなっている。

そこでマルチコアプロセッサに対して効率的な分散処理を行い、マルチコアプロセッサの性能を最大限利用することでこの問題を解決した。計算環境には 32 プロセッサが利用可能な計算機を 8 台、合計 256 プロセッサの計算環境を使用した。このため、1 プロセッサのみを使用した場合と比べて最大 256 倍計算速度を高速化することができた。

分散処理の方法としてはスクリプトでの複数プロセスの実行制御を行った。スクリプトの記述言語には主に Python2.7 を使用した。スクリプトで LOCALS™ のシミュレーション計算を複数生成させ作成された実行プロセスを各プロセッサに割り当て同時に実行するよう分散処理させた。

4.1.2 風況データの作成

事業者やレンダーが風力発電の事業性を評価する際は、期待される年間総発電量の確率分布を推定することで、事業が継続可能な年間総発電量の下限値を見積もっている。この見積りを行う際、年間の風況の変動幅を把握することは必須である。

風力発電事業は年間で期待される電力量を基準に評価される。従って、風力発電事業の変動リスクを適切に評価するためには、解析対象地点における「年平均風速」の変動幅を把握する必要がある。

また、複数基の風車を配置するウィンドファームでは、風車の配置は当該地域の卓越風向を考慮して決定する必要がある。風車の風下に形成される風況の乱れた領域はウェーク領域と呼ばれ、この領域に風車を設置した場合、エネルギー取得量は大きく減少する。このため、ウィンドファーム全体としての発電量を最大限に得るためには、卓越風向を考慮した風車配置の検討が必要となる。したがって、最適な風車配置の検討に資する情報として、解析対象地点における長期間の風向の変動特性を把握することは重要である。

本事業でも、過年度事業と同様、20年分の風速を解析し、関東～四国地方における風況の年平均風速の平均値及び変動幅（標準偏差、最大値、最小値）の解析を実施した。年平均風速の解析は、2MW級の風車の標準的なハブ高さである地上高80mを対象とした。さらには、関東～四国地方における風向の特性を把握するために、風向（16方位）別の風速出現頻度の解析を実施した。なお、年平均風速の標準偏差には、気象官署での実測値との比較により算出されたシミュレーション誤差も加味したものとした。

本事業で作成した風況データの仕様を表4-2に示す。データの要素としては、「20年間の年平均風速」「年平均風速の標準偏差」「年平均風速の最大値」「年平均風速の最小値」「風向（16方位）別の風速出現頻度」の5要素とした。また、「風向（16方位）別の風速出現頻度」は、風向の傾向が一目で確認できるよう風配図による可視化を行った。

表 4-2 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

さらに、過年度事業にて整備された各地方の風況データを統合し、全国のデータとして整備した。統合された全国の20年間の年平均風速のマップを図4-2に示す。

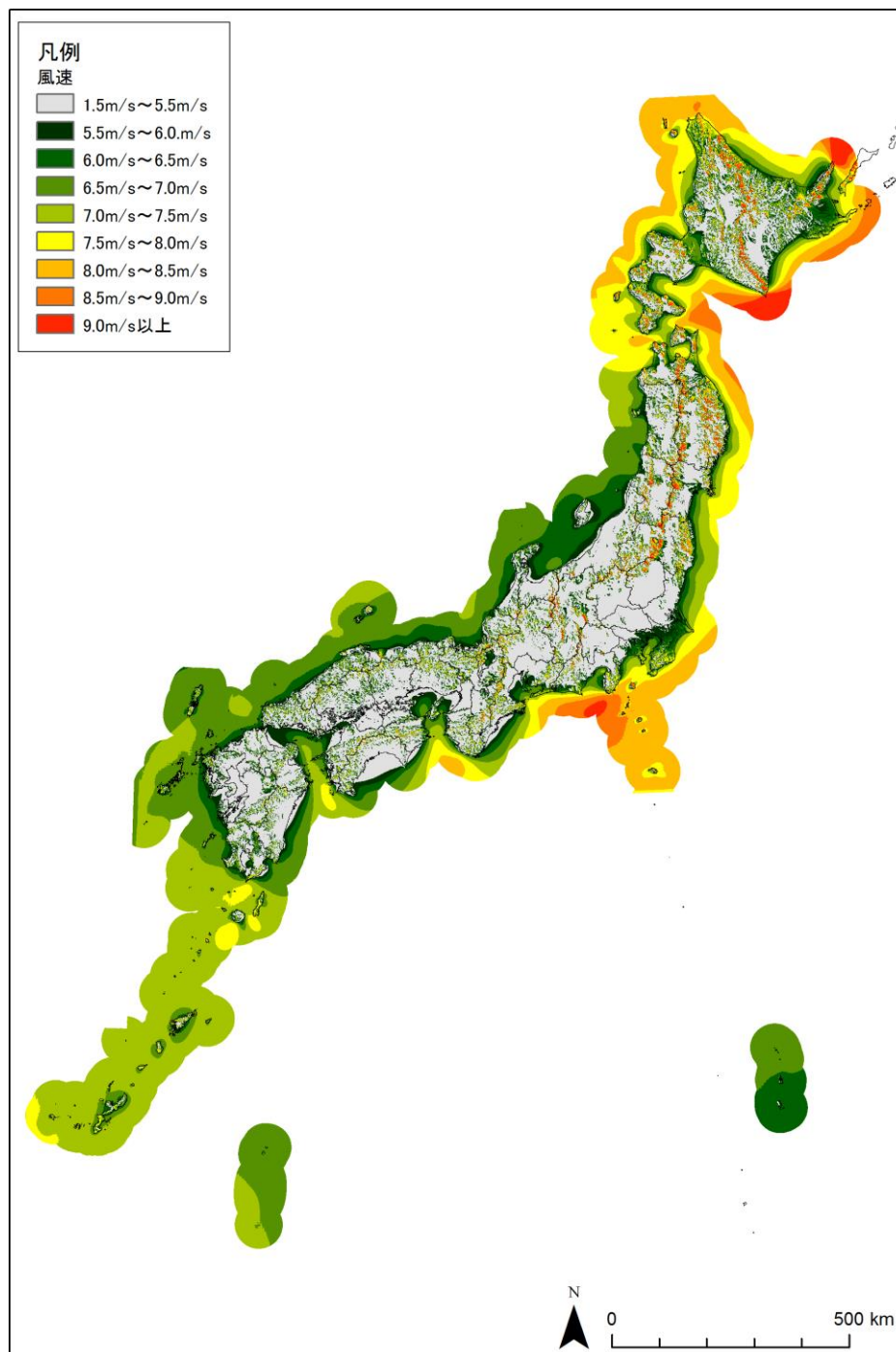


図4-2 全国の20年間の年平均風速（高度80m、離岸距離50kmまで）

以降に、具体的な風況データ整備の手順を示す。

(1) 各年平均風速の整備

関東～四国地方における風況変動を明らかにするために、気象シミュレーションで得られた関東～四国地方の各地点における詳細メッシュ（500m メッシュ）のデータを用いて年平均風速の算出を行った。

具体的には、時間解像度 1 時間・水平解像度 500m メッシュのシミュレーション計算結果 20 年分を集計し、1991 年から 2010 年の各年の年平均風速をメッシュ毎に計算した。

なお、シミュレーションでは風は空間 3 成分（水平方向（東西・南北）、鉛直方向）の値を計算していることから、ある時間の風を $V_i(u_i, v_i, w_i)$ とし、以下のように水平風速及び年平均風速の計算を実施した。

● 風速

$$|V_i| = \sqrt{(u_i^2 + v_i^2)} \quad (4-1)$$

● 年平均風速

$$|\bar{V}_{\text{年}}(j)| = \frac{1}{n} \sum_i^n \sqrt{(u_i^2 + v_i^2)} \quad (n = (1 \text{ 年間の日数}) * 24 \text{ 時間}) \quad (4-2)$$

(2) 年平均風速に関する風況データの整備

関東～四国地方における 20 年分の詳細メッシュの年平均風速のデータベースをもとに風況の変動幅の解析を実施した。20 年分の風況の変動幅については、標準偏差の指標を用いて分析した。現在、国際的に用いられている風力発電事業のリスク評価は、各々のリスク要因（年変動、シミュレーション誤差等）の変動が正規分布していると仮定して評価を行っている。風力発電事業全体のリスク（標準偏差）は、各々のリスク要因の標準偏差を重ね合わせる事によって算出されている。従って、国際的に用いられているリスク評価手法と適合させるためには、年平均風速の変動に関する標準偏差を算出することが重要である。

具体的には以下に示す流れで、年平均風速の変動幅だけでなく、年平均風速の推定の際のシミュレーション誤差によって発生するリスクも考慮し、関東～四国地方の風況の変動幅に関するリスク解析を実施した。

① 年平均風速データを用いた風況の変動幅解析

関東～四国地方で作成された 20 年分の年平均風速をもとに、各メッシュにおける年平均風速自体の標準偏差 $\sigma_{\text{シミュレーション年変動}}$ を解析することで、気象シミュレーションによって算出された年平均風速の変動幅に関する解析を実施した。

(1) で計算した 20 年分の年平均風速データから、20 年平均風速及びシミュレーション

年変動幅（20年の年平均風速の標準偏差）をメッシュ毎に計算した。また、年平均風速の最大値及び最小値の計算も行った。年平均風速の最大値は20年間のうち年平均風速が最も大きい年の平均風速とし、年平均風速の最小値は平均風速が最も小さい年の平均風速とした。

20年平均風速及びシミュレーション年変動は、以下の式に従って計算した。

- 20年平均風速

$$|\bar{V}_{20\text{年}}| = \frac{1}{N} \sum_j^N |\bar{V}_{\text{年}}(j)| \quad (N=20\text{年}) \quad (4-3)$$

- シミュレーション年変動幅

$$\sigma_{\text{シミュレーション年変動幅}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j^N \left(|\bar{V}_{\text{年}}(j)| - |\bar{V}_{20\text{年}}| \right)^2} \quad (N=20\text{年}) \quad (4-4)$$

② 年平均風速のシミュレーション誤差解析

関東～四国地方における年平均風速データのシミュレーション誤差に対する標準偏差 $\sigma_{\text{シミュレーション誤差}}$ を把握するために、気象官署で長年にわたって観測された風況の実測データを用いてシミュレーションの誤差解析を行った。

1) 比較データの抽出

一般的に、大形の風力発電機の回転に必要な最低風速（カットイン風速）は3.0～5.0[m/s]とされているため、本シミュレーション誤差の分析においては、年平均風速が3.5[m/s]以上の19地点（図4-3）をシミュレーション誤差評価の対象とし、過去20年分（1991年～2010年）の年平均風速の実測値を抽出した（過年度事業では4.0[m/s]以上の地点を抽出していたが、当該地域は過年度事業で対象とした地域と比べて一般的に風速が低いため3.5[m/s]以上とした）。なお、気象官署の機器等の変更により統計データとして使用できないものは比較対象のデータから除いた。

また、気象官署の年平均風速との比較のために、シミュレーション値は各気象官署の風速計の計測高度に対応した値を抽出した。



図 4-3 平均風速が 3.5[m/s]以上の気象官署
(国土地理院「地理院地図 (フラッシュ版)」にて作成)

2) シミュレーション誤差の分析

シミュレーション誤差は 1)で抽出した年平均風速の実測値 (気象官署) 及びシミュレーション値より、以下の式にて求めた。

誤差

$$\text{Err}_i = \text{SIM}_i - \text{OBS}_i \quad (4-5)$$

OBS_i : 年平均風速 (気象官署)

SIM_i : 年平均風速 (シミュレーション値)

シミュレーション誤差の標準偏差

$$\sigma_{\text{シミュレーション誤差}} = \sqrt{\frac{\sum_i^n (\text{Err} - \text{Err}_i)^2}{n}} \quad (4-6)$$

平均誤差

$$\overline{\text{Err}} = \frac{\sum_i^n (\text{SIM}_i - \text{OBS}_i)}{n} \quad (4-7)$$

n : 20年間,5地点の年平均実測値の有効なサンプル数.

※年平均風速は実測値・シミュレーション値ともに気象官署で測定された実測値の20年平均で規格化している。

3) シミュレーション誤差分析結果

以下に、実施したシミュレーション誤差分析の結果を示す。

- シミュレーション誤差の平均値 (μ) : 0.4[%]
- シミュレーション誤差の標準偏差 (σ) : 6.2[%]

※シミュレーション誤差は、平均風速に対する誤差の割合[%]で示す。

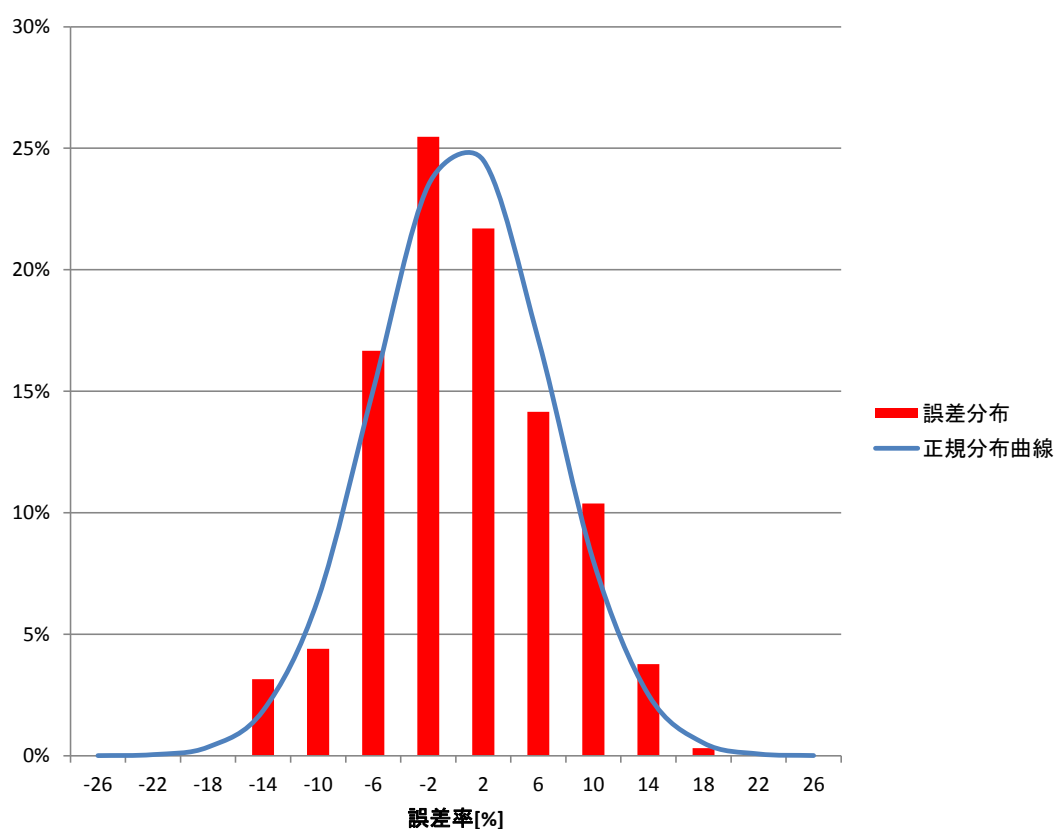


図 4-4 シミュレーション誤差頻度分布

横軸にシミュレーション誤差率[%]（誤差[m/s]を平均風速[m/s]で規格化した値）を示し、縦軸に頻度[%]を示す。青線は算出したシミュレーション誤差の平均値及び標準偏差から算出した正規分布曲線を示す。

③ 年平均風速の変動幅に関するリスク評価

①で算出した年平均風速自体の標準偏差 $\sigma_{\text{シミュレーション年変動}}$ 及び②で算出した気象シミュレーションの誤差の標準偏差 $\sigma_{\text{シミュレーション誤差}}$ (6.2%) は、それぞれの変動が正規分布に従っていると仮定すると、正規分布の加法性により、以下の式を用いて合成することができる。

$$\sigma_{\text{年変動リスク}}^2 = \sigma_{\text{シミュレーション年変動}}^2 + \sigma_{\text{シミュレーション誤差}}^2 \quad (4-8)$$

上記の式にて各メッシュの $\sigma_{\text{年変動リスク}}$ を算出し、これを年平均風速の標準偏差(シミュレーション誤差を加味)とした。

(3) 風向に関する風況データの整備

4.1.1 で整備された各詳細メッシュにおける 20 年分の時別の風況データ (20 年間×365 日×24 時間=175,200 時間分のデータ) を用いて、風向別風速出現頻度の集計を風速階級別及び全風速域に対して実施した。また、全風速域に対する風向別の平均値の算出、及び、公開用データにおいてメッシュ内に矢印として表示するための最頻風向 (5.5m/s 以上の風速域を対象) の集計も行った。

4.1.1 で整備された各詳細メッシュにおける 20 年分の時別の風況データには、水平風速 (東西方向、南北方向) 及び鉛直風速のデータが整備されている。16 方位の風向の情報はこの水平風速データを利用して作成可能である。各詳細メッシュにおける風向別風速出現頻度はこの風向(16 方位)の情報と水平風速データを利用して作成した。風向は 16 方位別(北、北北東、北東、東北東、東、東南東、南東、南南東、南、南南西、南西、西南西、西、西北西、北西、北北西)に分類し、風速階級は 2~3m/s 間隔で分類した。表 4-3 に風向別風速出現頻度の解析例を示す。

表 4-3 風向（16 方位）別の風速出現頻度と平均風速、及び最頻風向の例

最頻風向 北西

	0.3[m/s]	4.0[m/s]	6.0[m/s]	9.0[m/s]	12.0[m/s]	15.0[m/s]	全風速	風向別 平均風速
	~ 4.0[m/s]	~ 6.0[m/s]	~ 9.0[m/s]	~ 12.0[m/s]	~ 15.0[m/s]	~		
北北東	1.22	0.61	0.34	0.16	0.11	0.06	2.5	5.06
北東	1.4	1.59	2.78	1.79	0.54	0.14	8.24	7.33
東北東	1.71	2.98	4.5	1.43	0.24	0.07	10.93	6.58
東	1.77	2.69	2.53	0.63	0.13	0.04	7.79	5.86
東南東	1.61	1.9	1.92	0.46	0.15	0.07	6.11	5.87
東南	1.33	1.25	1.21	0.4	0.09	0.05	4.33	5.72
南南東	1.03	0.78	0.81	0.31	0.1	0.05	3.08	5.81
南	0.87	0.59	0.83	0.44	0.18	0.08	2.99	6.58
南南西	1.11	0.98	1.43	0.96	0.33	0.18	4.99	7.14
南西	1.63	1.33	0.88	0.33	0.09	0.03	4.29	5.21
西南西	2.56	1.53	1.02	0.72	0.2	0.06	6.09	5.47
西	2.73	2.2	1.96	0.7	0.17	0.04	7.81	5.51
西北西	2.24	2.66	4.07	2.38	0.84	0.29	12.47	7.21
北西	1.64	1.66	4.02	3.95	2.26	0.48	14.01	8.7
北北西	1.35	0.64	0.5	0.13	0.02	0	2.65	4.46
北	1.2	0.38	0.12	0.02	0	0	1.72	3.38

次に、各詳細メッシュ別に整備した風向（16 方位）別の風速出現頻度データの可視化を行った。可視化には、風向（16 方位）別の風速出現頻度を表現する図として一般的な風配図を利用した。この風配図は、ある地点の風向の特性を可視化するために利用される図であり、卓越風向やその他風向・風速特性などが一目で把握可能となる。本事業では各詳細メッシュ別にこの風配図を作成し、関東～四国地方における風向特性を一目で把握することが可能なデータを整備した。図 4-5 に風配図の例を示す。

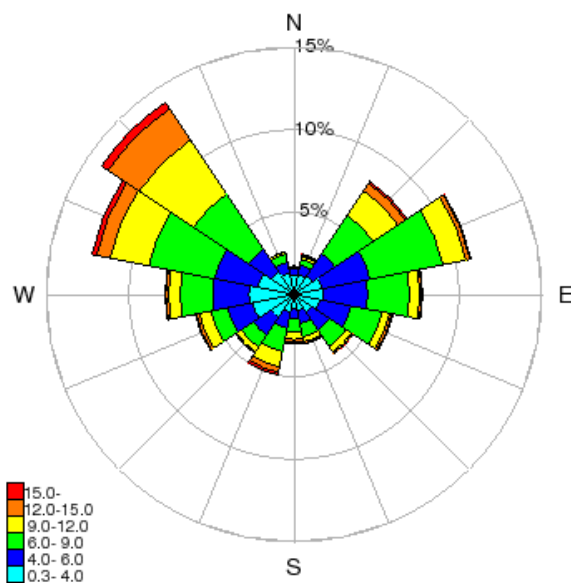


図 4-5 風配図の例

4.1.3 公開用データの作成

(1) データ公開方法

4.1.2 までで構築された風況変動データベースの各データは座標を持っているため、地図化して表現することが可能である。また、同じく作成された風配図は各データ毎に作成されるため、リンクして表示することが可能である。

地図化したデータは、「平成 23 年度東北地方における風況変動データベース作成事業」において整備した風況変動データベース公開システムを元に、背景地図に地理院地図を利用したダウンロード機能を付与して整備した。データ公開システムのシステム構成模式図を、図 4-6 に示した。

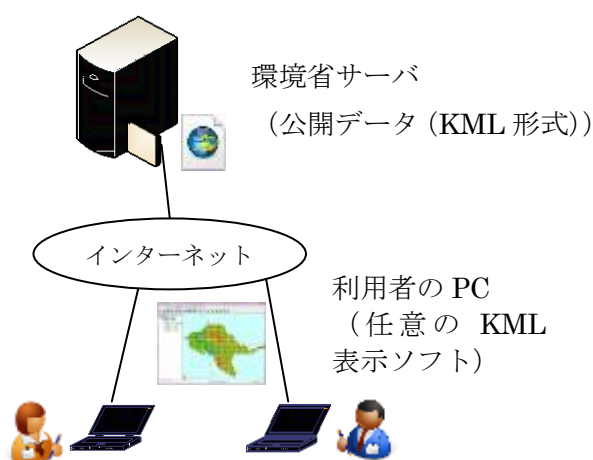


図 4-6 システム構成模式図

(2) 風況変動データベース公開システム

風況変動データベース公開システム（以下、公開システム）は、大きく二つの要素から構成されている。1つは公開システムの使い方や風況変動データベースに関する解説を行ったウェブサイトであり、1つは公開データを取得するためのデータダウンロード機能である。本項では、それぞれの設計について記した（実際の公開時には文言等について若干の変更はされる可能性がある）。

① ウェブサイト

公開システムの説明、風況変動データベースに関する解説及び公開データを取得するためのリンクを配置する。

1) 全体画面構成

ヘッダー・フッター・全体デザインについては、環境省地球環境局が担当しているサイト（<http://www.env.go.jp/earth/index.html>）内で公開されることを考慮して、共通のものを利用した。



図 4-7 ウェブサイト全体構成

2) 個別構成要素

a) タイトル

【文言】

風況マップ

平成 23 年度版マップデータ掲載日：平成 24 年 5 月 8 日

平成 24 年度版マップデータ掲載日：平成 27 年 2 月 3 日

平成 25 年度版マップデータ掲載日：平成 27 年 2 月 3 日

平成 25 年度第 2 版マップデータ掲載日：平成 27 年 x 月 x 日

【イメージ】

風況マップ (全国)

平成23年度風況マップデータ掲載日：平成24年5月8日
平成24年度風況マップデータ掲載日：平成27年2月3日
平成25年度風況マップデータ掲載日：平成27年2月3日
平成25年度第2版風況マップデータ掲載日：平成27年4月6日

図 4-8 タイトル

b) データ公開の目的と概要

【文言】

風力発電の導入に向けた検討の参考資料としていただくため、「平成23年度東北地方における風況変動データベース作成事業委託業務」、「平成24年度北海道地方における風況変動データ作成事業委託業務」、「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」及び「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委託業務」において作成したマップデータ（約 500m メッシュ）を公開しています。これらの委託業務では、日本全国における風力発電事業の風況変動リスク評価のための風況変動データベースを作成しています。業務の詳細は、成果報告書を参照してください。

なお、本データベースは、風速及び風向のみを考慮したデータベースであり、各種社会条件や事業採算性等は考慮しておりません。また、本データベースによって表示される風況データは観測に基づいたものではなく、シミュレーションによって算出されたものであり、シミュレーション誤差を含んだデータです。データベースを利用する際は、この点に十分留意してご利用ください。

本成果物を利用することによって生じたあらゆる不利益又は損害に対して、環境省は一切責任を負いません。

風況変動データベースを引用する場合には、出典（環境省「風況変動データベース」）や条件等を明記してください。

【イメージ】

データ公開の目的と概要

風力発電の導入に向けた検討の参考資料としていただくため、「平成23年度東北地方における風況変動データベース作成事業委託業務」、「平成24年度北海道地方における風況変動データ作成事業委託業務」、「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」及び「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委託業務」において作成したマップデータ（約 500m メッシュ）を公開しています。これらの委託業務では、日本全国における風力発電事業の風況変動リスク評価のための風況変動データベースを作成しています。業務の詳細は、[成果報告書](#)を参照してください。








なお、本データベースは、風速および風向のみを考慮したデータベースであり、各種社会条件や事業採算性等は考慮しておりません。また、本データベースによって表示される風況データは観測に基づいたものではなく、シミュレーションによって算出されたものであり、シミュレーション誤差を含んだデータです。データベースを利用する際は、この点に十分留意してご利用ください。

本成果物を利用することによって生じたあらゆる不利益又は損害に対して、環境省は一切責任を負いません。
風況変動データベースを引用する場合には、出典（環境省「風況変動データベース」）や条件等を明記してください。

図 4-9 データ公開の目的と概要


c) データの取得方法

【文言】

1. 「マップデータの閲覧」をクリックすると、地図が表示されます。
陸上のデータは    アイコンから市町村単位で、洋上のデータは    アイコンから一次メッシュ単位（約 80km 四方）で取得することができます。
平成 25 年度成果が紫及びピンクの範囲、平成 24 年度までの成果が緑色の範囲です。
※縮小時は以降の手順 2～5 を、拡大時は手順 6 を参照してください。
2. 地図上で、閲覧したい都道府県または地域（例：「沖縄」）のバルーンをクリックしてください。
3. 選択した都道府県内の市区町村名一覧がポップアップで表示されます。
4. 閲覧したい市区町村（例：「久米島町」）をクリックすると、該当するデータが圧縮形式（Zip 形式）でダウンロードされます。
5. 洋上の場合は閲覧したい付近の  をクリックすると、該当するデータが圧縮形式（Zip 形式）でダウンロードされます。
6. 地図上で、閲覧したい市区町村界をクリック（例：「久米島町」）すると、該当するデータが圧縮形式（Zip 形式）でダウンロードされます。

【イメージ】

データの取得方法

1. 「マップデータの閲覧」をクリックすると、地図が表示されます。







陸上のデータは▼アイコンから市町村単位で、海上のデータは■アイコンから一次メッシュ単位（約60km四方）で取得することができます。
 平成25年度成算が算及びリンクの範囲、平成24年度までの成算が緑色の範囲です。
 ※緑色は国土の手続2-2を、灰色は手続を参照してください。
2. 地図上で、閲覧したい都道府県または地域（例：「沖縄」）のバリエーションをクリックしてください。

3. 選択した都道府県内の市町村名一覧がポップアップで表示されます。

4. 閲覧したい市町村（例：「久米島町」）をクリックすると、該当するデータが圧縮形式（Zip形式）でダウンロードされます。

5. 海上の場合は閲覧したい市町村をクリックすると、該当するデータが圧縮形式（Zip形式）でダウンロードされます。

6. 地図上で、閲覧したい市町村界をクリック（例：「久米島町」）すると、該当するデータが圧縮形式（Zip形式）でダウンロードされます。


図 4-10 データの取得方法

d) システム起動ボタン

【文言】

マップデータの閲覧

【イメージ】

マップデータの閲覧

図 4-11 「マップデータの閲覧」ボタン

【動作】

【マップデータの閲覧】クリック：データダウンロード用地図ウィンドウが起動する。



図 4-12 データダウンロード用地図ウィンドウ

e) データの閲覧方法

【文言】

1. ダウンロードした市区町村（例：「久米島町」）または一次メッシュ単位のデータを Zip 解凍し、KMLViewer で開くと該当するデータが表示されます。

※上図は生物多様性センターで公開されている NEIG で表示した例です。

2. 各メッシュは平均風速別に色分けされています。

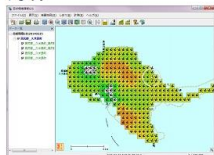
3. 各メッシュまたは風向矢印をクリックすると、風況データが表示されます。

4. 風配図をクリックすると、拡大した風配図と風向別頻度分布が、表示されます。

【イメージ】

データの閲覧方法

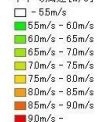
1. ダウンロードした市区町村（例：「久米島町」）または一次メッシュ単位のデータをZip解凍し、KMLViewerで開くと該当するデータが表示されます。



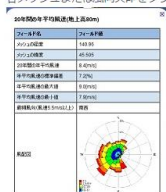
※上図は生物多様性センターで公開されているNFIGで表示した例です。

2. 各メッシュは平均風速別に色分けされています。

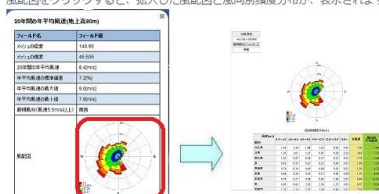
年平均風速 [m/s]



3. 各メッシュまたは風向矢印をクリックすると、風況データが表示されます。



4. 風配図をクリックすると、拡大した風配図と風向別頻度分布が、表示されます。



f) 公開風況データベース項目

【文言】

次のデータ項目を公開しています。

風況変動データベース項目

データ項目	データの説明
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(風配図及び最頻風向等も含む)

※風況変動データベースは、気象シミュレーションで得られた1991年から2010年の20年間の風況データ（時間解像度1時間・空間解像度500m）に基づき作成したものです。この詳細な風況データを元に、地上高80mにおける20年間の年平均風速及び風向（16方位）別風速出現頻度を算出しています。

【イメージ】

公開風況変動データベース項目	
次のデータ項目を公開しています。	
データ項目	データの説明
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(風速区分及び累積風向等も含む)

※風況変動データベースは、気象シミュレーションで得られた1991年から2010年の20年間の風況データ（時間解像度1時間・空間解像度500m）に基づき作成したものです。この詳細な風況データを元に、地上高80mにおける20年間の年平均風速及び風向（16方位）別風速出現頻度を算出しています。

図 4-14 風況変動データベース項目

g) 免責事項

【文言】

本データベースを利用することによって生じたあらゆる不利益又は損害に対して、環境省は一切責任を負いません。

本データベースの作成に当たり、その妥当性につきましては細心の注意を払っておりますが、シミュレーション手法によって推定された風況データである性質上、一定の誤差を含んでいます。データベースを利用する際は、この点に十分留意してご利用ください。環境省は、風況変動データベースの正確性について保証をするものではありません。

本ウェブサイトに掲載している情報に関し、細心の注意を払っておりますが、掲載された情報に誤りがあった場合や、第三者によるデータの改ざん、データダウンロード等によって生じた障害や記載事項（リンク等を含む。）が原因で発生した損害についても、環境省は一切責任を負いません。

【イメージ】

免責事項
<ul style="list-style-type: none"> 本データベースを利用することによって生じたあらゆる不利益又は損害に対して、環境省は一切責任を負いません。 本データベースの作成に当たり、その妥当性につきましては細心の注意を払っておりますが、シミュレーション手法によって推定された風況データである性質上、一定の誤差を含んでいます。データベースを利用する際は、この点に十分留意してご利用ください。環境省は、風況変動データベースの正確性について保証をするものではありません。 本ウェブサイトに掲載している情報に関し、細心の注意を払っておりますが、掲載された情報に誤りがあった場合や、第三者によるデータの改ざん、データダウンロード等によって生じた障害や記載事項（リンク等を含む。）が原因で発生した損害についても、環境省は一切責任を負いません。

図 4-15 免責事項

3) サーバ構成

サーバに設置されるデータのフォルダ構成や命名規則などを設計した。

a) フォルダ構成

サーバ側に設置するデータのフォルダ構成と、各フォルダに格納するファイルに関する情報を記した。なお、本システムを設置する環境省のサーバは、Linux+Apache 環境での動作のため、大文字小文字が区別されることに留意した。

【フォルダ構成】

[ApRoot([root]/windState)]

```
├─css
├─data
│   └─windrose
├─img
│   └─oki
│   └─windrose
├─js
└─zip
```

フォルダ	役割
css	ApRoot 以下のフォルダで利用するスタイルシートを格納
data/windrose	風況の詳細表示用の html を格納
img	ApRoot 以下のフォルダで利用する画像を格納
img/oki	操作説明用の画像ファイルなど
img/windrose	風配図の画像を格納
js	データダウンロード用地図ウィンドウを処理するプログラムを格納
zip	Zip 形式で圧縮した風況・風向データ (KML 形式) を格納

1. css フォルダ

ApRoot 以下で利用するスタイルシートファイル (css) を格納する。

なお、更に上位に環境省サイト内で共通のスタイルシート (<http://www.env.go.jp/common.css>) が存在する。これらで利用できるものはそのまま利用した。

2. data フォルダ

表示データを格納するフォルダを有する。本フォルダには、データダウンロードに利用する各 kml (県別バルーン、市町村界、洋上の 1 次メッシュ) ファイルを格納した。

3. data/windrose フォルダ

風況詳細を表示するために利用する html を格納した。メッシュ単位のファイルとする。

【ファイルの命名規則】

北海道 : "Hokkaido_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

東北地方 : "Tohoku_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

東日本 : "East-Japan_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

西日本 : "West-Japan_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

九州地方 : "Kyushu_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

沖縄地方 : "okinawa{0}_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.html

※{0}は 1~3。

4. img フォルダ

ApRoot 以下のフォルダで利用する画像を格納した。

【ファイルの命名規則】

特になし

5. img/oki フォルダ

操作説明用画像を格納した。

【ファイルの命名規則】

特になし

6. img/windrose フォルダ

風配図画像を格納した。

【ファイルの命名規則】

北海道 : "Hokkaido_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

東北地方 : "Tohoku_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

東日本 : "East-Japan_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

西日本 : "West-Japan_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

九州地方 : "Kyushu_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

沖縄地方 : "okinawa{0}_Wrose_"+7 ケタメッシュ番号.png

※{0}は 1~3。

7. js フォルダ

データダウンロード用地図ウィンドウを処理するプログラムファイル。jquery1.8.2
を利用した。

【ファイルの命名規則】

特に無し

8. zip フォルダ

Zip 形式で圧縮した風況・風向 KML ファイル。

【ファイルの命名規則】

陸上：5桁市町村コード.zip

洋上：1次メッシュコード（4桁）.zip

各圧縮ファイルは、共通で次の構成となっている。

【フォルダ構成】

[root]

└─data

├── narrowarea：風向、風況それぞれのデータを格納した kmz ファイル。

└── {5桁市町村コード又は4桁一次メッシュコード}LinkEnt.kml

② 公開データ取得機能

1) データダウンロード用地図表示

①で設計した公開用サイトから、①2)d) に記したボタンをクリックした際の動作で起動する、データダウンロード用の地図表示機能。

【ファイル】

ApRoot/map.html

【動作】

- ・ドラッグ&ドロップすることで、地図をパン（移動）する。
- ・マウスホイールを前（後）回転することで、地図を拡大（縮小）する。
- ・操作パネルで、地図を移動、拡大（縮小）操作が可能。

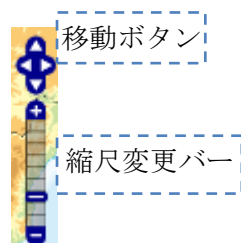


図 4-16 操作パネル

- ・📍📍📍 アイコン（都府県バルーン）クリックで、市町村名一覧からデータダウンロード。
- ・🟩🟪🟫 アイコン（メッシュアイコン）クリックで、周辺の洋上のデータダウンロード。
- ・拡大時のみ、市町村界または一次メッシュ界をクリックすることで、データダウンロード。

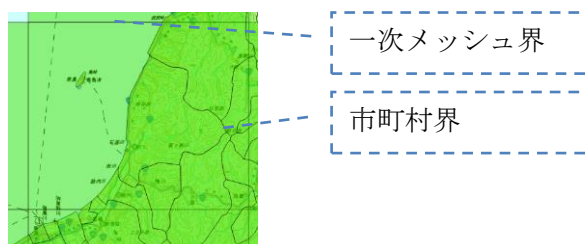


図 4-17 拡大時の地図表示

2) 都府県バルーン

都府県バルーンをクリックして表示される市町村名をクリックし、該当する市町村の風況データをダウンロードする機能。

【ファイル】

実データ：ApRoot/data/index.kml

リンクデータ：ApRoot/zip/5 桁市町村コード.zip

【動作】

- 都府県バルーン内の市町村名をクリックすると、リンクデータをダウンロードする。

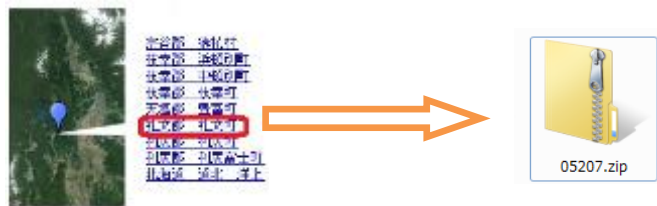


図 4-18 市町村名クリック時の動作

【詳細】

- 市町村をまたがるメッシュは、またがるいずれかの市町村データに含めるものとした（重複させない）。
- メッシュデータと風向の矢印データはレイヤを分け、それぞれ On/Off を可能とした。
- 広範囲で表示すると、メッシュの色分けや矢印が見えなくなることで、同時に数多くのデータを表示した場合、動作が遅くなることを踏まえ、一定の高さ以上に引いて表示した際には、自動的にメッシュデータが非表示にするようにデータを作成した。また、矢印はメッシュに比べて動作が重く、早い段階で見えにくくなるため、メッシュよりも低高度で非表示になるようにした。ただし、KMLViewer によっては意図通りに非表示にならないものがある。
- 洋上風力については、範囲を離岸距離 30km かつ水深 200m 未満として抽出した。ただし、小笠原周辺については水深データが存在しないため、離岸距離 30 km 未満の条件のみで抽出した。
- 洋上風力は 1 つあたりの範囲が広く、動作が遅くなりやすいので、一次メッシュの範囲（約 80km 四方）で分割したデータを作成しそれぞれダウンロード可能とした。

3) メッシュデータ属性表示

各メッシュデータに、KML の属性を付与し、それぞれクリックすることで表示する機能。

【ファイル】

ダウンロードデータの data/narrowarea/5 桁市町村コード.kmz

【動作】

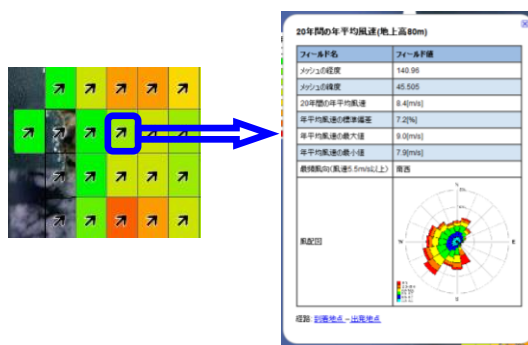


図 4-19 メッシュクリック時の属性表示

- 各メッシュをクリックすると、該当メッシュが保持している属性データを表示する。属性項目は次の 8 項目とする。

座標（東経）

座標（北緯）

20 年間の年平均風速[m/s]

年平均風速の標準偏差[%]

年平均風速の最大値[m/s]

年平均風速の最小値[m/s]

最頻風向（風速 5.5m/s 以上）

風配図

【詳細】

- 年平均風速が 5.5m/s 未満のデータについては、メッシュの表示は行うが、透明表示とした。そのため、クリックすると該当メッシュの風況が表示される。
- 風速 5.5m/s 以上の最頻風向が無かった場合、風向を示す矢印は表示しない。
- 年平均風速が 5.5m/s 未満であっても、5.5m/s 以上の最頻風向が存在する場合、透明なメッシュの上に矢印を表示する。



図 4-20 メッシュと最頻風向の表示

- ・メッシュの色分け区分は年平均風速によるものとし、色分けは図 4-21 の通りとした。

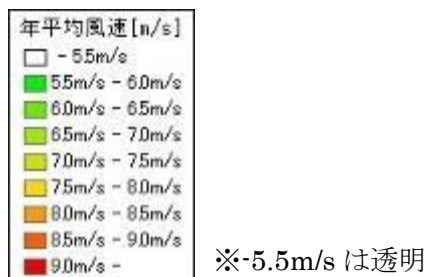


図 4-21 メッシュデータの色分け

4) 風況詳細データ表示

各メッシュデータに、風況の詳細情報を関連付け、KML 属性の風配図画像をクリックすることで表示する機能。

【動作】

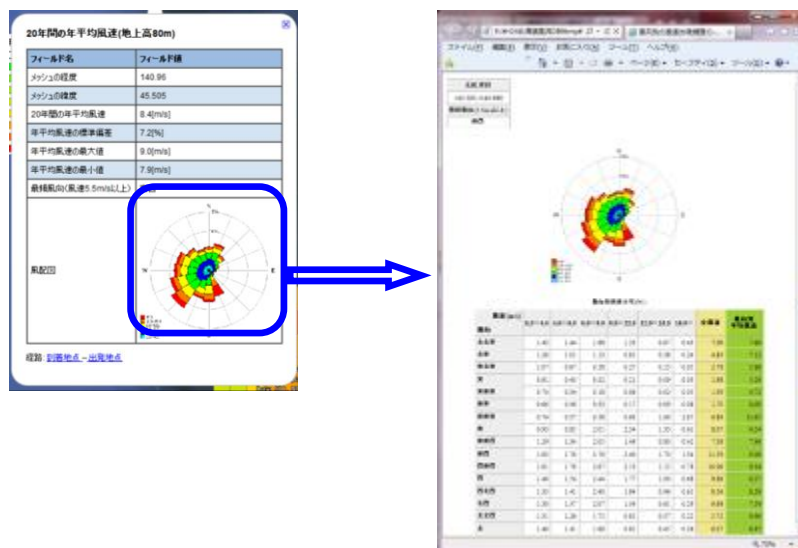


図 4-22 風況詳細データの表示

【詳細】

- ・緯度・経度で検索可能な地図サービスで利用できるように、緯度・経度を 10 進で表示している。
- ・風配図及び風況詳細データはダウンロードさせると正しく表示できない場合があるため、サーバにあるファイルへのリンクとした。

(3) 風況変動データベースの公開用データ化

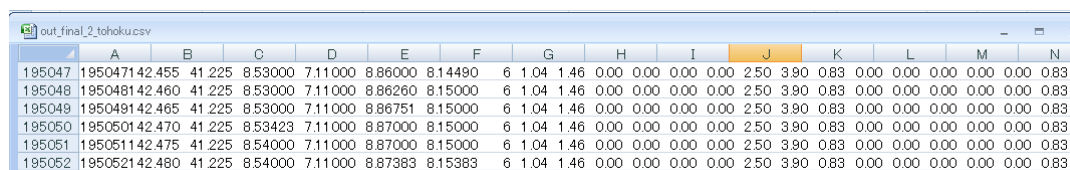
公開用データベースについては、作成した過去 20 年の風況データベースを座標（緯度経度）と平均風速などの属性を表形式のデータ（タブ区切りのテキスト、csv 形式）に変換した上で、KML の属性形式である HTML 形式に変換した。

図形データは、今回の対象範囲全域を 1 つのデータとして公開すると、データサイズが大きすぎて表示に非常に時間がかかったり、動作が遅くなったりする、といった不都合が生じる。従って、全域のデータを市町村単位に分割し、これらの問題が発生しないように配慮した。

具体的な図形処理方法としては、関東～四国地方 31 都府県を県別に区分し、各都府県・地域の都府県バルーンを作成した。都府県バルーンをクリックすることで市町村名が表示されるように市町村一覧を HTML 形式で作成した。対象市町村をクリックするとその市町村内に含まれるデータが表示される仕組みとした。表示するデータは、一辺を 0.005 度四方（約 500m）のメッシュデータとして、事業者が計画地点近傍の地域を選択してデータを表示できるように配慮した。また、最頻風向を示す矢印データを各メッシュに記すことで、広範囲での風向きを把握できるように配慮した。該当メッシュをクリックすることで各メッシュの属性値（平均風速など）が表示されるように、属性値を関連づけた。それぞれの処理方法や留意した点などを以下に記した。

① 過去 20 年間風況データから KML 属性データ作成

表形式の風況データは、経度、緯度、年平均風速の平均値（m/s）、平均風速の標準偏差（%）、年平均風速の最大値（m/s）、年平均風速の最小値（m/s）、最頻風向、出現頻度（NNE/0.3-4.0）、出現頻度（NNE /4.0-6.0）・・・出現頻度（N/15.0-）、出現頻度（N/Total）、平均風速（N）の順に格納されている（図 4-23）。なお、値のない個所は”nan”と表記されている。



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
195047	195047142.455	41.225	853000	7.11000	8.86000	8.14480	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
195048	195048142.460	41.225	853000	7.11000	8.86260	8.15000	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
195049	195049142.465	41.225	853000	7.11000	8.86751	8.15000	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
195050	195050142.470	41.225	853423	7.11000	8.87000	8.15000	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
195051	195051142.475	41.225	854000	7.11000	8.87000	8.15000	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83
195052	195052142.480	41.225	854000	7.11000	8.87383	8.15383	6	1.04	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83

図 4-23 表形式データ（エクセルで読み込んだ場合）

図 4-23 に記された表形式のデータから、経度、緯度の列を利用して GIS のポイントデータを作成し、それぞれのポイントに対して、各属性を付与した。これらの作業は、ArcGIS の「XY データの追加」機能を利用した。

② 風況データ表示用メッシュデータ作成

風況データの表示最小単位であるメッシュデータの作成について記した。

1) 関東～四国地方 31 都府県ポイントデータと周辺一次メッシュの作成

関東～四国地方 31 都府県の各都府県庁の座標位置に市町村一覧を表示するためのポイントを作成した。周辺海域には、風況データが存在する一次メッシュを作成した。(図 4-24)。

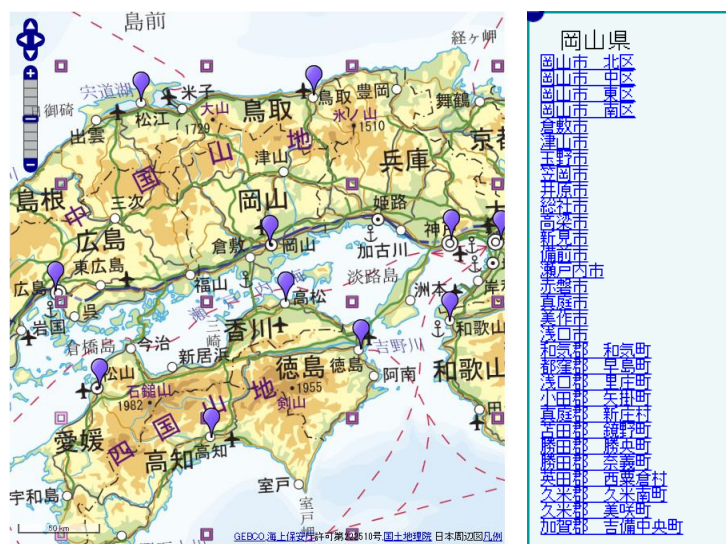


図 4-24 関東～四国 31 都府県と周辺海域の一次メッシュデータと市町村一覧の例

2) 県別市町村一覧の作成

県別市町村一覧は、「国土交通省 基盤数値情報ダウンロードサービス (<http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/>)」より、行政区域データ (平成 25 年 4 月 1 日作成) を取得して作成した。利用した各都府県の市町村一覧を別紙 3 に記した。

3) 市町村単位メッシュデータの作成

メッシュデータを、別紙表 1 に記した市町村の単位で分割した。市町村の境のメッシュデータは隣り合う両方の市町村いずれかに含めることとした。厳密ではないが、北の地域の市町村に属するように配置した（北海道＞東北＞関東＞関西＞四国＞九州・沖縄）。模式的に、図 4-25 にイメージを示した。

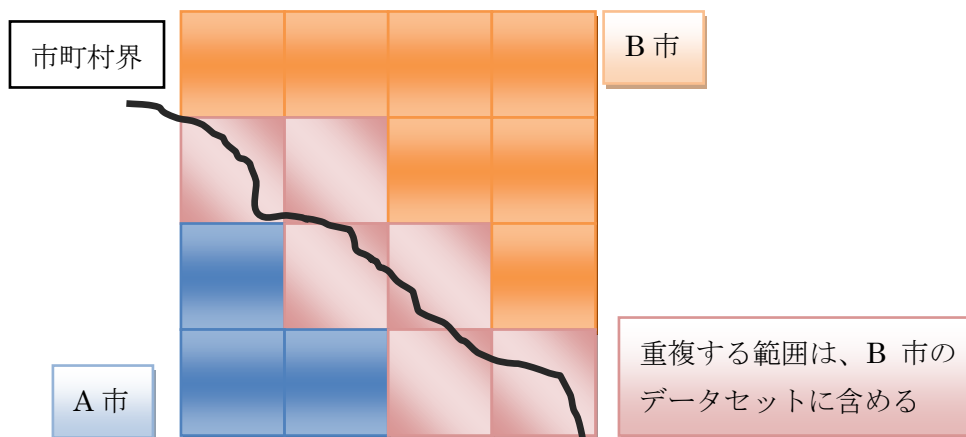


図 4-25 市町村またがりのメッシュデータ

4) GISデータをメッシュに適用

0.005度四方で作成されたメッシュデータ内には、必ず1点の風況データ（図 4-23 に記したデータの1行）が含まれる。メッシュデータに風況データを付与するため、空間的な結合処理を行った。図 4-26 に模式図と、作成結果のデータイメージを記した。赤枠で記したメッシュに黒丸の風況データを付与するものである。

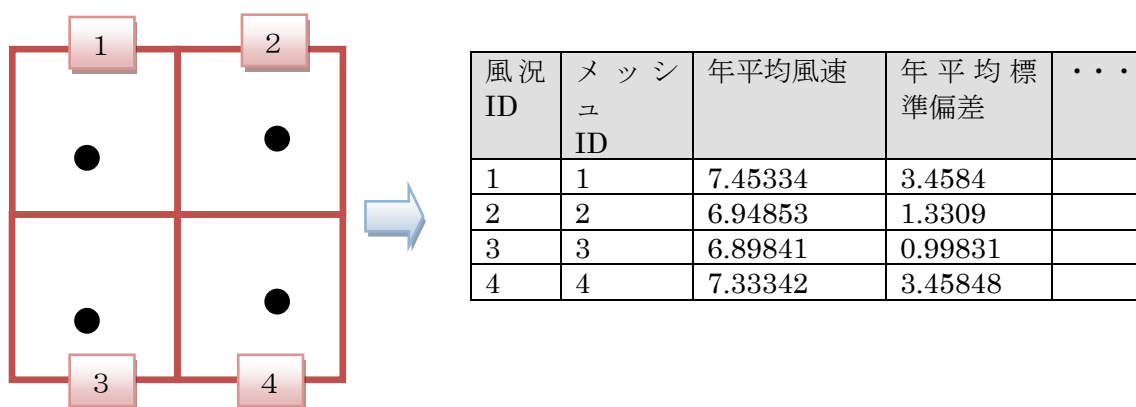


図 4-26 メッシュと風況データとの空間結合

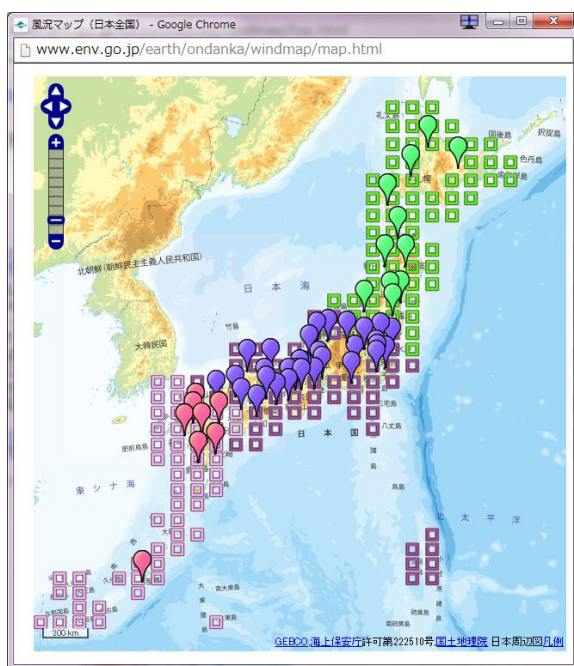
(4) 公開データの取得方法

① 基本操作

(ア) トップページ「マップデータの閲覧」をクリックする。



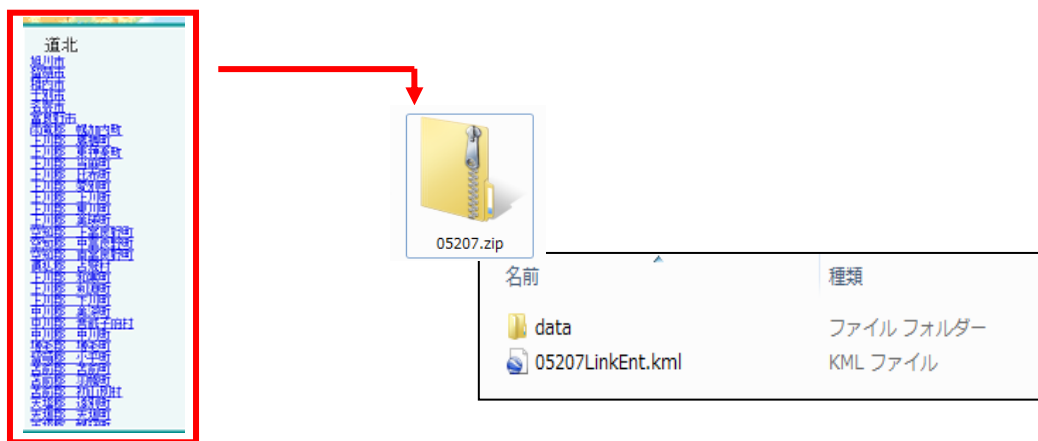
(イ) 地図ダウンロード用ウィンドウが起動する。



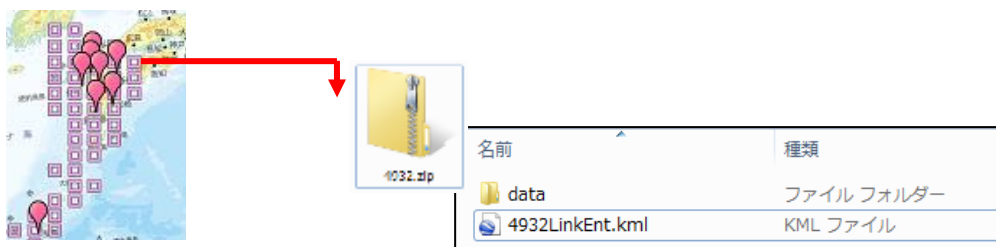
(ウ) 閲覧したい地域 (例:「道北」) のアイコンをクリックすると市町村一覧がポップアップで表示される。



(エ) ポップアップした画面から、閲覧したい市町村名をクリックすると、該当するデータがダウンロードされる。



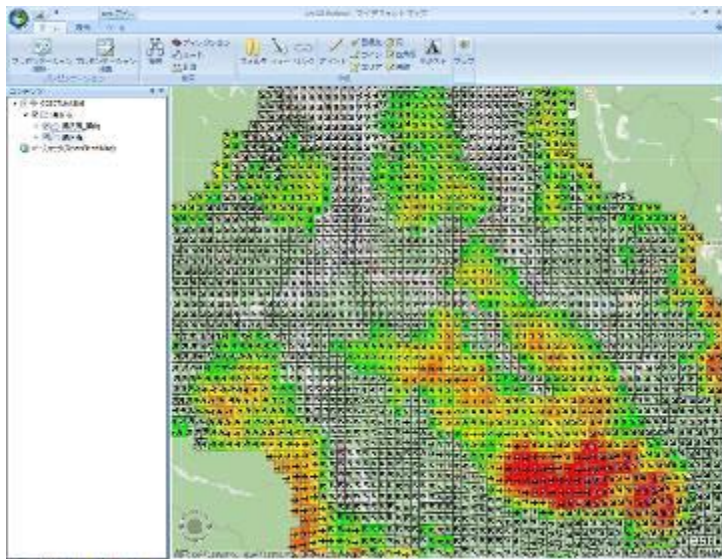
(オ) 洋上の場合、メッシュアイコンをクリックするとデータがダウンロードされる。



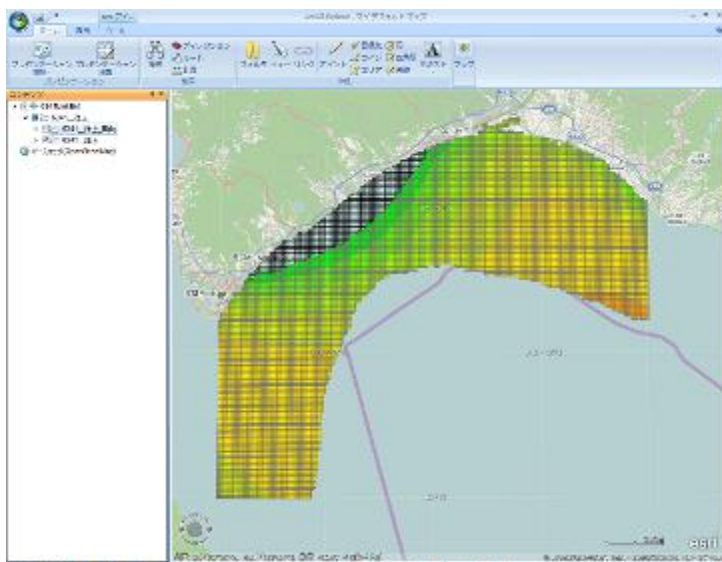
② 陸上風力・洋上風力データの見方

以下に、ArcGIS Explorer で表示した例を示す。

(ア) 陸上風力は、市町村単位でデータが表示される。



(イ) 洋上風力は、選択された一次メッシュに含まれる海域のデータが表示される。



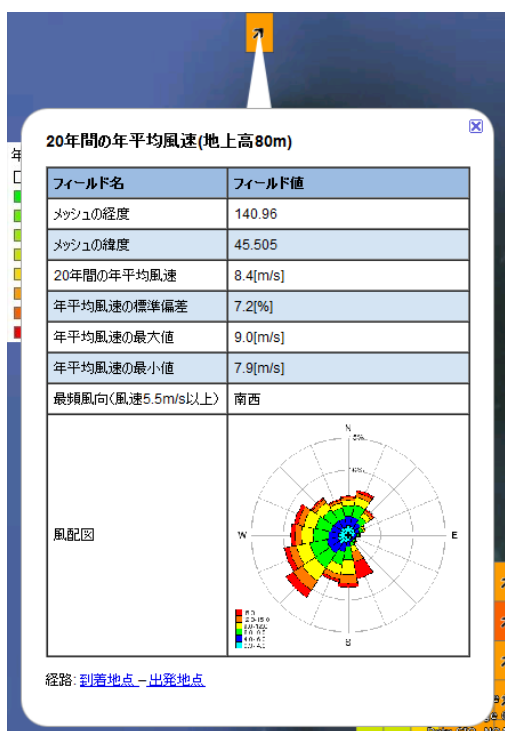
③ 凡例区分の見方

凡例区分は、年平均風速別に色分けされている。

年平均風速[m/s]

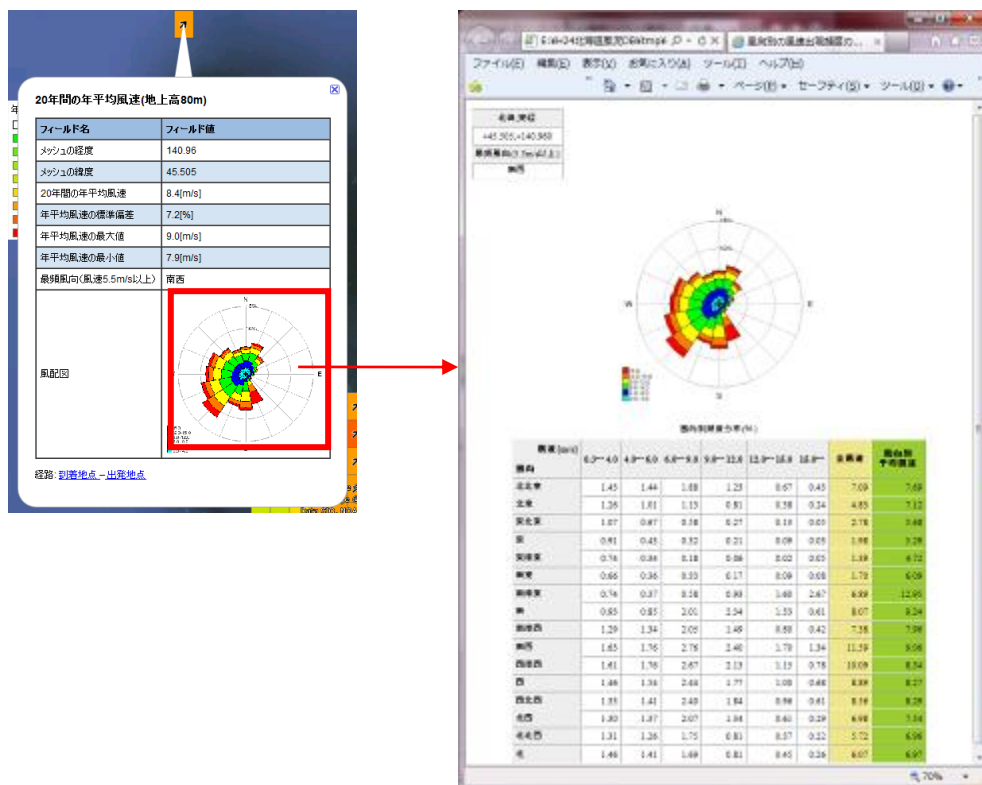
- - 5.5m/s
- 5.5m/s - 6.0m/s
- 6.0m/s - 6.5m/s
- 6.5m/s - 7.0m/s
- 7.0m/s - 7.5m/s
- 7.5m/s - 8.0m/s
- 8.0m/s - 8.5m/s
- 8.5m/s - 9.0m/s
- 9.0m/s -

5.5m/s 未満のデータは透明のメッシュで表示されていて、属性データ自体は存在している。



④ 詳細風況の見方

風況の詳細は、メッシュの属性に表示された風配図からリンクして表示する。



風向別頻度分布には、風向別風速区分別の頻度(%)と、全風速の頻度の合計値、風向別の平均風速を表示する。

4.2 自然条件等の GIS データの整備

4.2.1 自然条件等の GIS データ整備における考え方

自然条件等の GIS データの整備は、以下の観点から実施し、既存の GIS データを有効活用しつつ、不足する情報については本事業で GIS データを作成した。

- 1) 「風力有望エリアの抽出・設定」に関連し、風力発電所の立地を考慮した場合に回避すべき重要な動植物の分布等の自然条件情報、居住地の分布等の社会条件情報を整備する。
- 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」に関連し、既設送電線、既設変電所、既設発電所等の電気設備関連情報を整備する。
- 3) 「系統整備可能地域の検討」に関連し、自然公園地域や鳥獣保護区域などの設置が不可能な土地利用規制地等の情報を整備する。
- 4) 「コスト及び環境影響の比較評価」に関連し、送電線の立地や送電線建設工事に関して配慮すべき環境情報を整備する。

4.2.2 収集・整備した情報

前述の4つの観点から必要となる、①自然条件、②社会条件等、③法制度等、④電気設備関連、に係る情報を収集・整備した。整備した情報を表 4-4 に示す。

表 4-4 収集・整備した情報

No	カテゴリ	情報名	出典・入手元	1) 風力有望 エリアの抽出	2) 基本送電 線配置パタ ーンの検討	3) 系統整備 可能地域の 検討	4) 環境 影響の比 較評価
1	①自然 条件	イヌワシ・クマタカ 2 次メッシュ情報	「鳥類等に関する風力発電施設立地適 正化のための手引き」(平成 23 年,環境 省自然保護局野生生物課)	○			○
2		特定植物群落	「自然環境基礎調査 特定植物群落調 査」(環境省生物多様性センターHP)			○	○
3		自然性の高い植生	「自然環境基礎調査 植生調査」(環境 省生物多様性センターHP)				○
4		天然保護区域	「日本の天然記念物」(1995,加藤陸奥雄 ほか監修)より作成			○	○
5		保護林	林野庁の各森林管理局 HP				○
6		KBA	「KBA マップ」(Key Biodiversith Area HP)				○
7		日本の重要湿地 500	「日本の重要湿地 500」(平成 13 年,環境 省)			○	○
8		オオワシ・オジロワシ 2 次メッシュ情報	「鳥類等に関する風力発電施設立地適 正化のための手引き」(平成 23 年,環境 省自然保護局野生生物課)				○
9		ガン類・ハクチョウ類 の主要な集結地 2 次 メッシュ情報	「鳥類等に関する風力発電施設立地適 正化のための手引き」(平成 23 年,環境 省自然保護局野生生物課)				○

No	カテゴリ	情報名	出典・入手元	1) 風力有望 エリアの抽出	2) 基本送電 線配置パター ンの検討	3) 系統整備 可能地域の 検討	4) 環境 影響の比 較評価
10		渡りをするタカ類集結地 2次メッシュ情報	鳥類等に関する風力発電施設立地適正化のための手引き」(平成23年,環境省自然保護局野生生物課)				○
11		海鳥天然記念物指定地	「日本の天然記念物」(平成7年,加藤陸奥雄ほか監修)より作成				○
12		景観資源の分布	第3回 自然環境保全基礎調査 自然景観資源調査(平成元年,環境省)				○
13	②社会 条件等	道路	「数値地図(空間データ基盤)」(平成14～19年,国土地理院)	○			
14		自衛隊基地	本事業において作成			○	
15		米軍基地	本事業において作成			○	
16		標高	「数値地図 50mメッシュ(標高)」(平成13年,国土地理院)	○		○	
17		最大傾斜角	「数値地図 50mメッシュ(標高)」(平成13年,国土地理院)より作成	○			
18		地上開度	「数値地図 50mメッシュ(標高)」(平成13年,国土地理院)より作成	○			
19		水深	「J-EGG500 水深データ」(日本海洋データセンター)	○			
20		離岸距離	「基盤地図情報 縮尺レベル 25000」(国土地理院 HP)	○			
21		居住地	「地域メッシュ統計 平成17年国勢調査」(平成17年, (財)統計情報研究開発センター)より作成	○		○	
22		航空法制限エリア	「航空法」(平成23年,国土交通省)より作成	○			
22	③法制 度等	自然公園地域	「国土数値情報 自然公園地域データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)	○	○	○	○
23		自然環境保全地域	「国土数値情報 自然保全地域データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)	○	○	○	○
24		鳥獣保護区	「国土数値情報 鳥獣保護区データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)			○	○
25		世界自然遺産	「国土数値情報 世界自然遺産データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)	○	○	○	○
26		保安林	「国土数値情報 森林地域データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)	○			○
27		都市地域	「国土数値情報 都市地域データ」(平成23年,国土交通省国土政策局)	○		○	
28		土地利用	「国土数値情報 3次メッシュデータ」(平成21年,国土交通省国土政策局)	○		○	○
29		地すべり地形	「地すべり地形 GIS データ」(平成25年,防災科学研究所)			○	○
30	国指定文化財	「国指定文化財等データベース」(文化庁 HP)				○	
31	④電気 設備関 連	送電線	本事業において作成		○		
32		発電所	本事業において作成		○		
33		変電所	本事業において作成		○		
34		開閉所	本事業において作成		○		

4.2.3 本事業において作成した情報

本事業において GIS データを作成した情報の概要を以降に示す。

(1) 自衛隊基地、米軍基地情報

自衛隊基地については、海上・陸上・航空自衛隊 HP から自衛隊基地の住所情報を参照し、地理院地図等を用いた航空写真判読を行って自衛隊基地 284 箇所（海上自衛隊 53 箇所、陸上自衛隊 158 箇所、航空自衛隊 73 箇所）の立地区域をポリゴン形式で整備した。

米軍基地については、防衛省 HP より住所情報を参照し、地理院地図等を用いた航空写真判読を行って在日米軍施設 135 箇所（一時的な利用地含む）をポリゴン形式で整備した。

自衛隊基地について整備した情報を表 4-5、米軍基地について整備した情報を表 4-6 に示す。

表 4-5 GIS データを作成した情報（自衛隊基地）

情報名	自衛隊基地
カテゴリ	社会条件等
データ内容	全国の自衛隊基地の立地区域について、陸上自衛隊 158 箇所、航空自衛隊 73 箇所、海上自衛隊 53 箇所のデータを整備した。陸上・航空・海上自衛隊 HP から自衛隊基地の住所情報を参照し、地理院地図等を用いた航空写真判読を行って立地区域の面データを作成した。
出典・入手元	陸上自衛隊：陸上自衛隊 HP で公開されている駐屯地一覧 航空自衛隊：航空自衛隊 HP で公開されている基地一覧 海上自衛隊：海上自衛隊 HP で公開されている編成・基地に載っている部隊、各地方隊 HP で公開されている編成に載っている部隊、自衛隊年鑑 2010 に載っている部隊
座標系	JGD2011 / (B, L)
データ形式	シェープファイル（面）
属性情報	名称、所在地、種類、方面、地方隊、所在部隊
特記事項	陸上自衛隊は隣接する演習場がある場合、演習場を含む面データを作成した。

イメージ

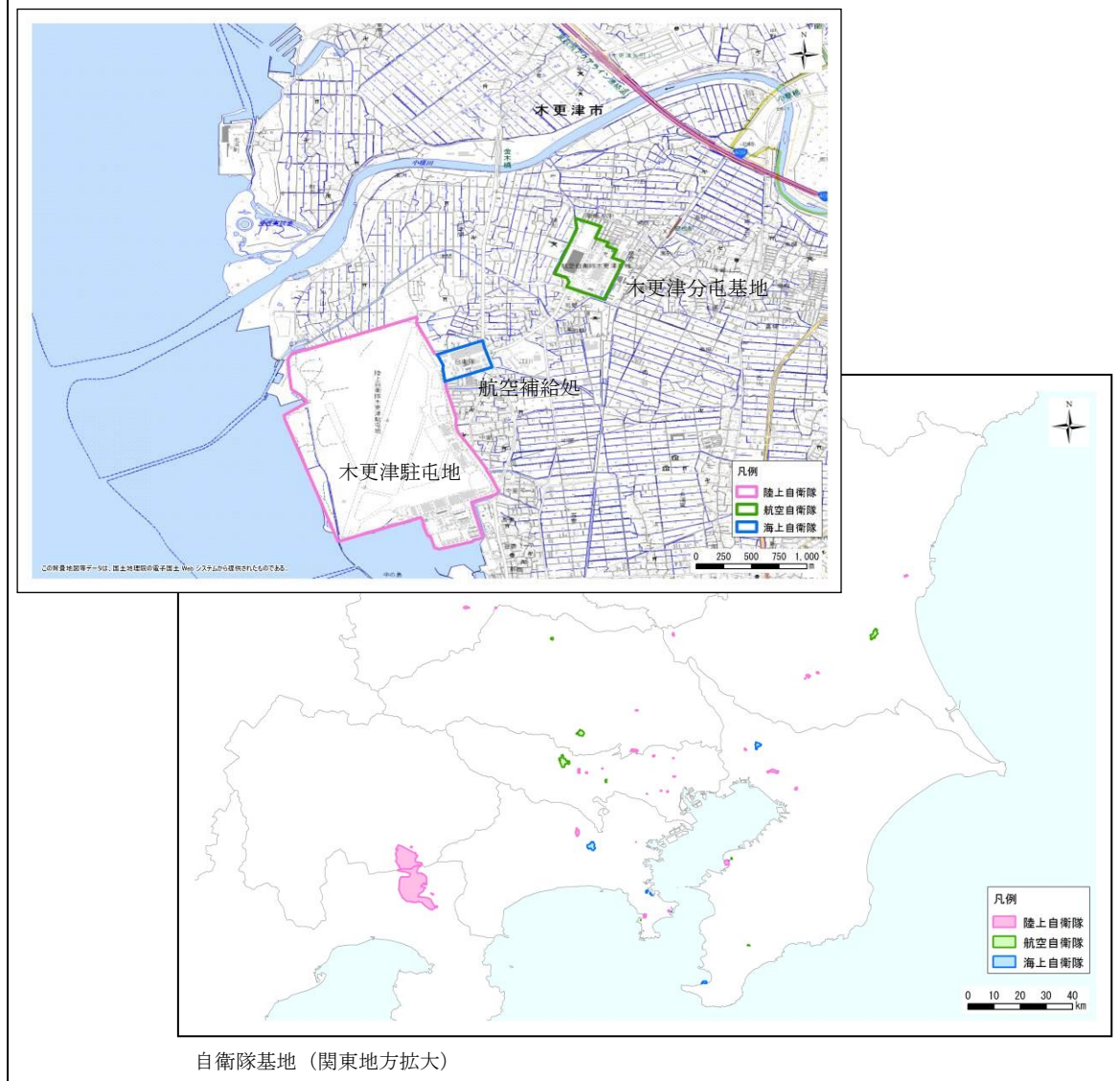


表 4-6 GIS データを作成した情報（米軍基地）

情報名	米軍基地
カテゴリ	社会条件等
データ内容	全国の在日米軍施設（一時的な利用地を含む）の立地区域について 135 箇所のデータを整備した。防衛省の HP から在日米軍施設・区域の住所情報を参照し、地理院地図等を用いた航空写真判読を行って立地区域の面データを作成した。
出典・入手元	防衛省 HP で公開されている在日米軍施設・区域別一覧
座標系	JGD2011 / (B, L)
データ形式	シェープファイル（面）
属性情報	名称、所在地、種類、共用、用途
特記事項	在日米軍施設・区域には、米軍が一定の期間を限って使用している施設・区域（日米地位協定第 2 条第 4 項 (b)）と米軍が使用している施設・区域（日米地位協定第 2 条第 1 項 (a)）がある。

イメージ



(2) 送電線情報

国土地理院発行の数値地図(国土基本情報)ベクターデータを基に、各電力会社の公開する連系制約マップや電気設備情報、公示情報を用いて66kV以上の送電線に関する情報整備を行った。また必要に応じて、地理院地図等の航空写真を参照した。属性情報の整備に使用した各電力会社の情報を表4-7に示す。送電線データはライン形式とし、運用電圧、連系制約有無、電線線種、会社名等の情報を整備した。

なお、「基本送電線配置パターンの検討」や「潮流と電圧の評価」を行うに当たって必要となる、北海道・東北・九州の3エリアにおける送電線情報(110kV以上の送電線に関する各種情報等)については、一部電力会社へ問合せをする等して、より位置精度の高いデータベースを作成した。

送電線について整備した情報を表4-8に示す。

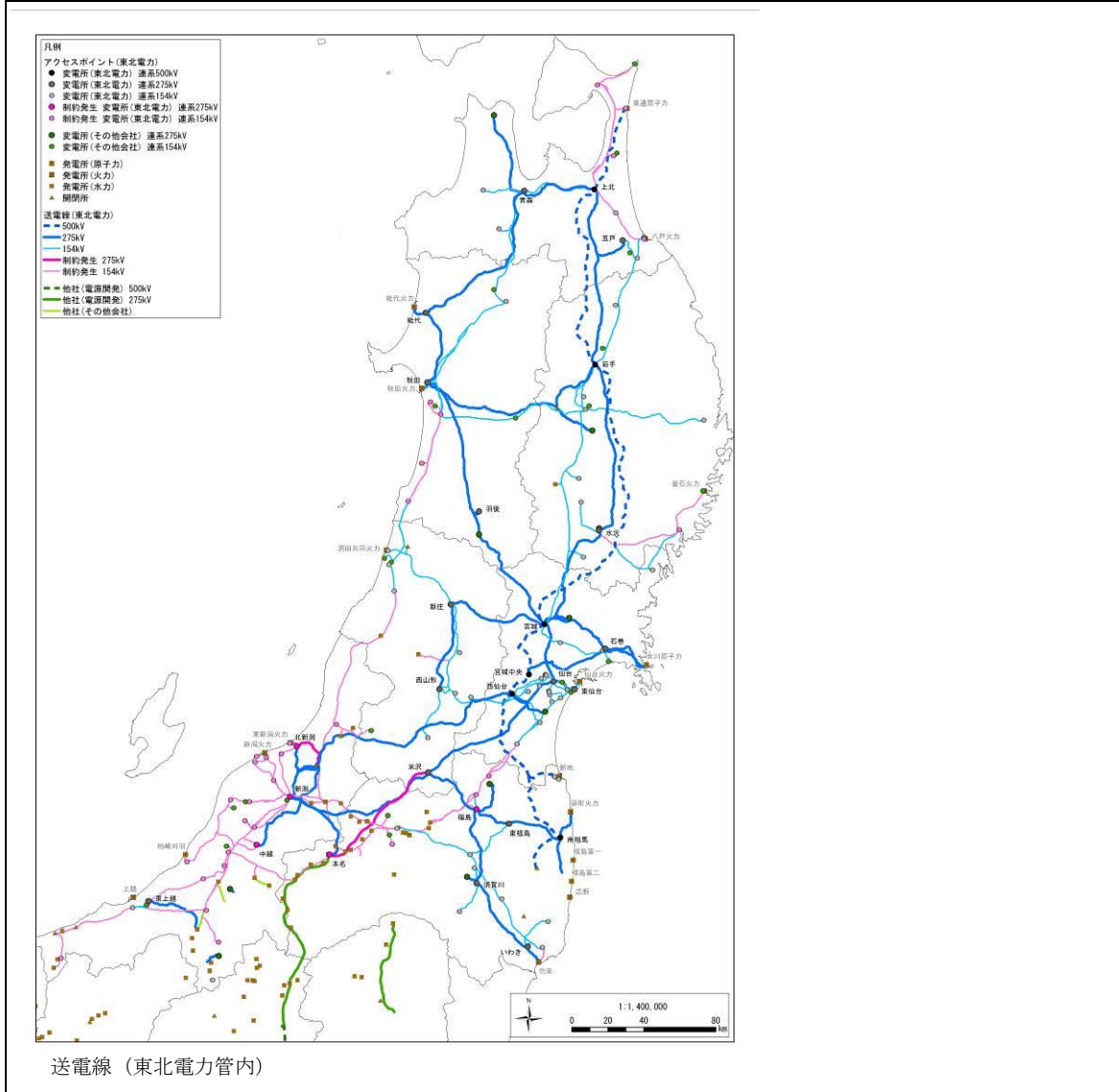
表4-7 送電線データの属性情報の整備に使用した情報

No.	電力会社	連系マップから図化可能な送電線(66kV以上)	出典	公開または想定時点
1	北海道電力	○ 66~110kV	「北海道電力 HP 管内の系統連系制約マップ(22kV~110kV系統)」(北海道電力HP)	平成24年度末時点までの事前相談及び接続検討結果
		○ 187~275kV	「熱容量面での連携制約の可能性について」(北海道電力HP)	平成25年12月時点(重負荷期)で想定
		情報なし 500kV		
2	東北電力	○ 66kV	「154kV未満系統の系統連系制約マッピングについて」(東北電力HP)	平成24年7月~平成25年3月の事前相談、系統アクセス検討の結果
		○ 154~500kV	「連系制約マッピング」(東北電力HP)	平成24年度の重負荷時及び軽負荷時で想定
3	東京電力	○ 66kV	「当社における系統情報について」(東京電力HP)	平成26年7月31日公開
		○ 154kV		平成26年7月31日公開
		○ 275~500kV		平成26年6月20日公開
4	中部電力	情報なし 66kV	「連系制約のマッピング(2012年(平成24年)10月更新)」(中部電力HP)	平成24年10月更新
		○ 154~500kV		
5	北陸電力	情報なし 66kV	「熱容量面での連系制約マップ」(北陸電力HP)	設備は平成26年3月現在設備、潮流は夏季ピーク時を基本
		○ 154~500kV		
6	関西電力	情報なし 77kV	「系統連系制約について」(関西電力HP)	平成26年3月24日更新
		○ 154~500kV		
7	中国電力	○ 66~110kV	「系統連系制約(マッピング)について(110kV以下)」(中国電力HP)	平成26年6月までに系統連系に係る検討の結果
		○ 220~500kV	「系統連系制約(マッピング)について(220kV以上)」(中国電力HP)	平成26年3月作成
8	四国電力	情報なし 66~110kV	「連系制約マップ(187kV以上の系統)」(四国電力HP)	平成26年度供給計画
		○ 187~500kV		
9	九州電力	○ 66~110kV	「66kV、110kV系統における系統連系制約について」(九州電力HP)	平成24年度までの事前相談、接続検討の結果
		○ 220~500kV	「九州電力管内連系制約マップ(22万V以上系統への連系)」(九州電力HP)	平成23年夏季ピーク断面での連系制約結果
10	沖縄電力	情報なし 66kV	「系統連系制約マッピング~132kV電力系統概要図~」(沖縄電力HP)	平成26年8月の重負荷期を想定
		○ 132kV		

表 4-8 GIS データを作成した情報 (送電線)

情報名	送電線
カテゴリ	電気設備関連
データ内容	国土地理院発行の数値地図 (国土基本情報) ベクターデータを基に、各電力会社で公開されている連系制約マップや電気設備情報、公示情報を用いて、運用電圧 66kV 以上の送電線の位置と属性情報を取得した。必要に応じて、地理院地図等の航空写真を参考情報として参照した。
出典・入手元	各電力会社 HP で公開されている連系制約マップや電気設備情報、公示情報、数値地図 (国土基本情報)、地理院地図等の航空写真
座標系	JGD2011 / (B, L)
データ形式	シェープファイル (線)
属性情報	電線線種、運用電圧、連系制約有無、会社名
特記事項	—

イメージ



(3) 発電所情報

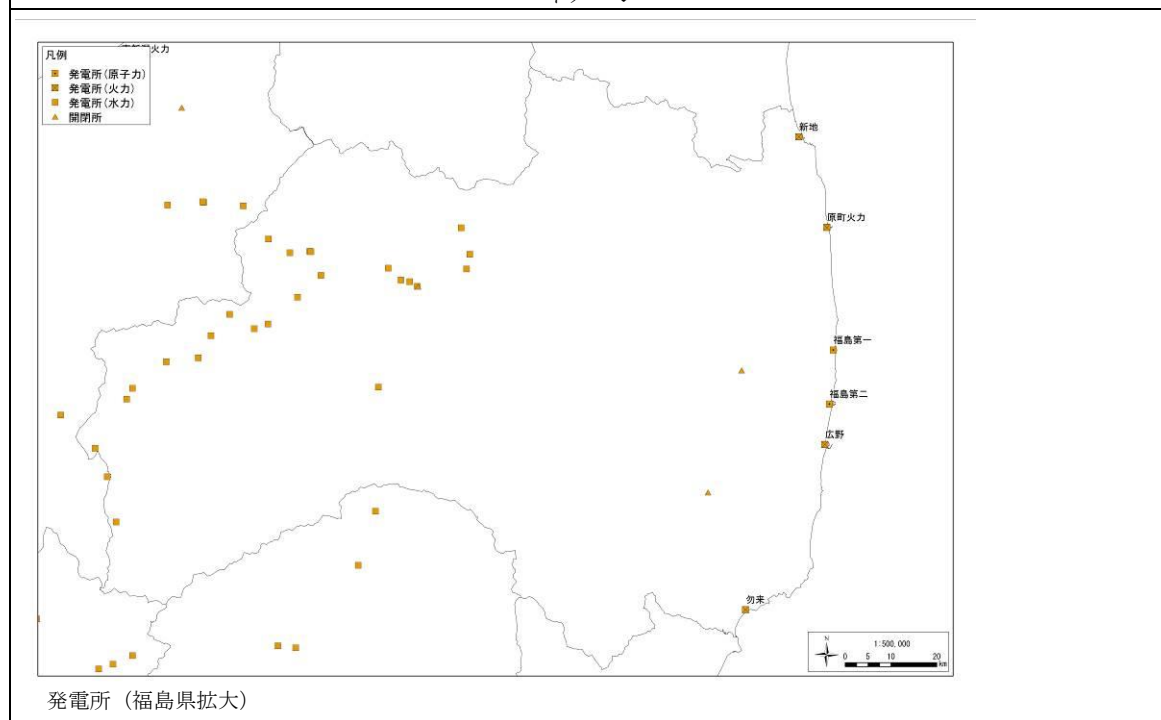
国土数値情報の発電所データ（平成19年,国土交通省国土政策局）、社団法人電力土木技術協会HP等の既存HP、連系制約マップ等を参照し、全国約1,500箇所程度の発電所のうち66kV以上の送電線に連携しており、基本的に公開情報から得られる発電所713箇所（原子力発電所18箇所、火力発電所116箇所、水力発電所563箇所、その他発電所16箇所）の情報の整備を行った。発電所データはポイント形式とし、発電所名称、発電電力量、消費電力量、種別、発電所の種類、連系制約有無、連系送電線の運用電圧、会社名等の情報を整備した。

発電所について整備した情報を表4-9に示す。

表 4-9 GIS データを作成した情報（発電線）

情報名	発電所
カテゴリ	電気設備関連
データ内容	各電力会社で公開されている連系制約マップ、国土数値情報の発電所データ、社団法人電力土木技術協会HP等の既存HP等に基づき、運用電圧66kV以上の送電線と連携している発電所の位置と属性情報を取得した。必要に応じて、地理院地図等の航空写真を参考情報として参照した。
出典・入手元	各電力会社HPで公開されている連系制約マップ、国土数値情報の発電所データ（平成19年,国土交通省国土政策局）、社団法人電力土木技術協会HP等の既存HP
座標系	JGD2011 / (B, L)
データ形式	シェープファイル（点）
属性情報	発電所名称、発電電力量、消費電力量、種別、発電所の種類、連系制約有無、連系送電線の運用電圧、会社名
特記事項	—

イメージ



(4) 変電所、開閉所情報

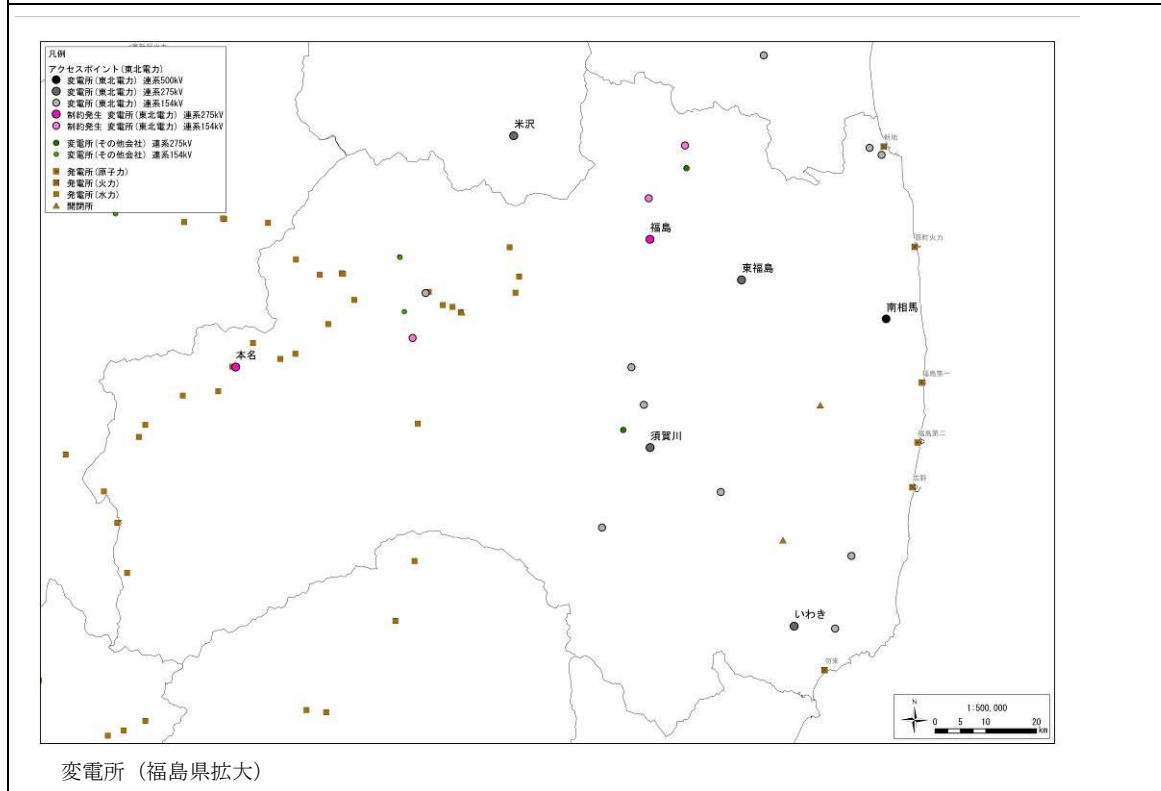
各電力会社の公開する「連系制約マップ」より収集可能な、連系送電線の高圧側電圧 66kV 以上の変電所約 2,500 箇所及び開閉所約 80 箇所の情報整備を行った。変電所、開閉所データはポイント形式とし、変電所名称、種別、連系制約有無、連系送電線の運用電圧、会社名等の情報を整備した。

変電所、開閉所について整備した情報を表 4-10 に、各電力会社のアクセスポイント一覧を表 4-11 から表 4-20 に示す。また、各電力会社管内の送電施設マップを図 4-27 から図 4-36 に示す。

表 4-10 GIS データを作成した情報（変電所、開閉所）

情報名	変電所、開閉所
カテゴリ	電気設備関連
データ内容	各電力会社で公開されている連系制約マップ、国土数値情報の発電所データ、社団法人電力土木技術協会 HP 等の既存 HP 等に基づき、運用電圧 66kV 以上の送電線と連携している発電所の位置と属性情報を取得した。必要に応じて、地理院地図等の航空写真を参考情報として参照した。
出典・入手元	各電力会社 HP で公開されている連系制約マップ
座標系	JGD2011 / (B, L)
データ形式	シェープファイル（点）
属性情報	変電所名称、種別、連系制約有無、連系送電線の運用電圧、会社名
特記事項	—

イメージ



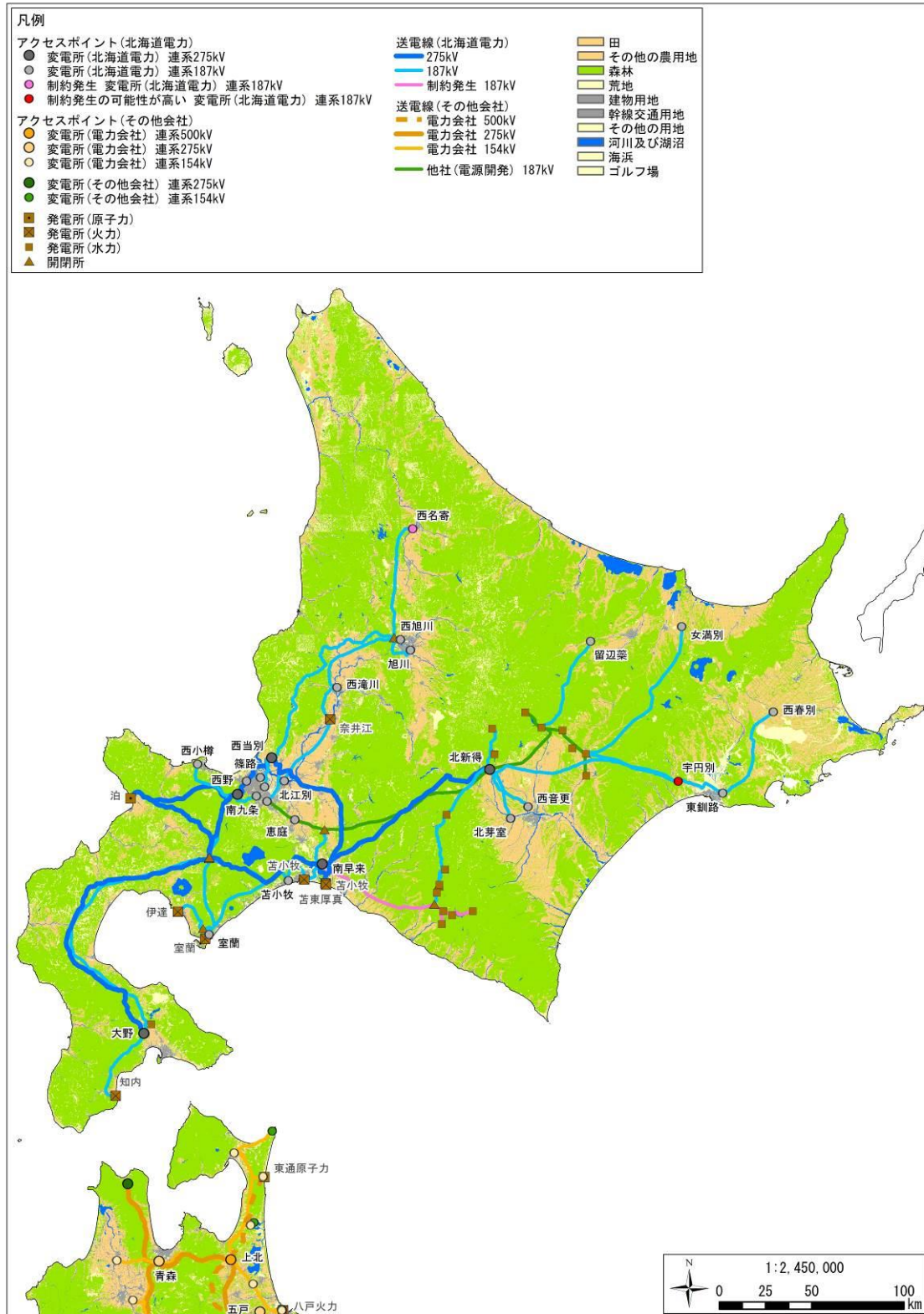


図 4-27 北海道電力管内の送電施設マップ

表 4-11 北海道電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧		連系制約
北海道電力	変電所	北新得	275kV	187kV	無
		西当別	275kV	187kV	無
		大野	275kV	187kV	無
		西野	275kV	187kV	無
		南早来	275kV	187kV	無
		室蘭	187kV		無
		恵庭	187kV		無
		西小樽	187kV		無
		北江別	187kV		無
		苗穂	187kV		無
		西札幌	187kV		無
		北芽室	187kV		無
		西旭川	187kV		無
		西滝川	187kV		無
		東釧路	187kV		無
		留辺蘂	187kV		無
		女満別	187kV		無
		旭川	187kV		無
		苫小牧	187kV		無
		西音更	187kV		無
		宇田別	187kV		連系制約が生じる可能性が高い
		西春別	187kV		無
		西名寄	187kV		連系制約が生じる可能性がある
		南札幌	187kV		無
		篠路	187kV		無
		南九条	187kV		無

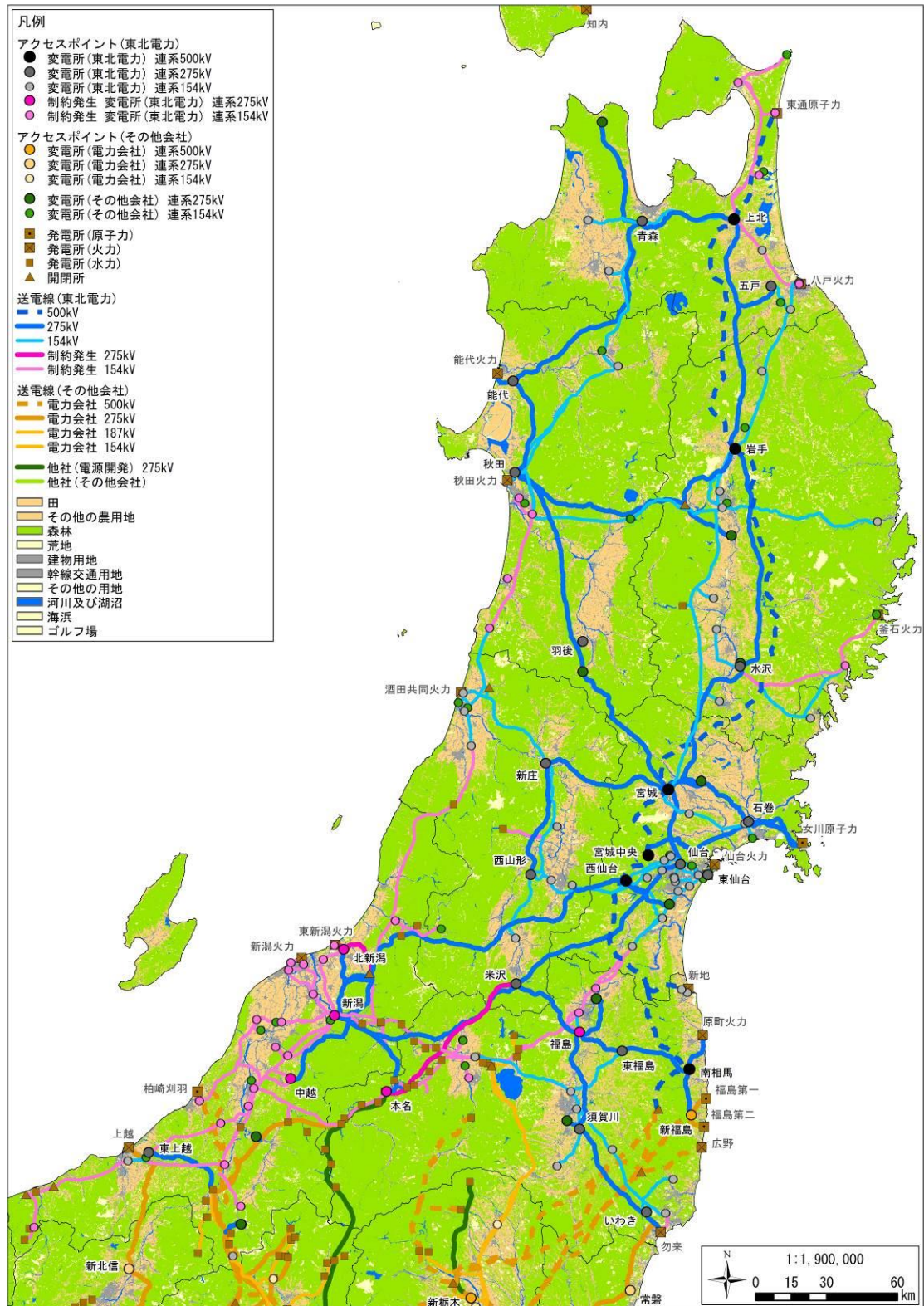


図 4-28 東北電力管内の送電施設マップ

表 4-12 東北電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧		連系制約
東北電力	変電所	西仙台	500kV	275kV	無
		宮城中央	500kV	275kV	無
		岩手	500kV	275kV	無
		上北	500kV	275kV	無
		南相馬	500kV	275kV	無
		宮城	500kV	275kV	無
		西山形	275kV		無
		羽後	275kV		無
		水沢	275kV		無
		いわき	275kV		無
		能代	275kV		無
		五戸	275kV		無
		北新潟	275kV		連系制約が生じる可能性がある
		新潟	275kV		連系制約が生じる可能性がある
		須賀川	275kV		無
		青森	275kV		無
		福島	275kV		連系制約が生じる可能性がある
		新庄	275kV		無
		米沢	275kV		無
		中越	275kV		連系制約が生じる可能性がある
		秋田	275kV		無
		本名	275kV		連系制約が生じる可能性がある
		東福島	275kV		無
仙台	275kV		無		
石巻	275kV		無		
東上越	275kV		無		
東仙台	275kV		無		

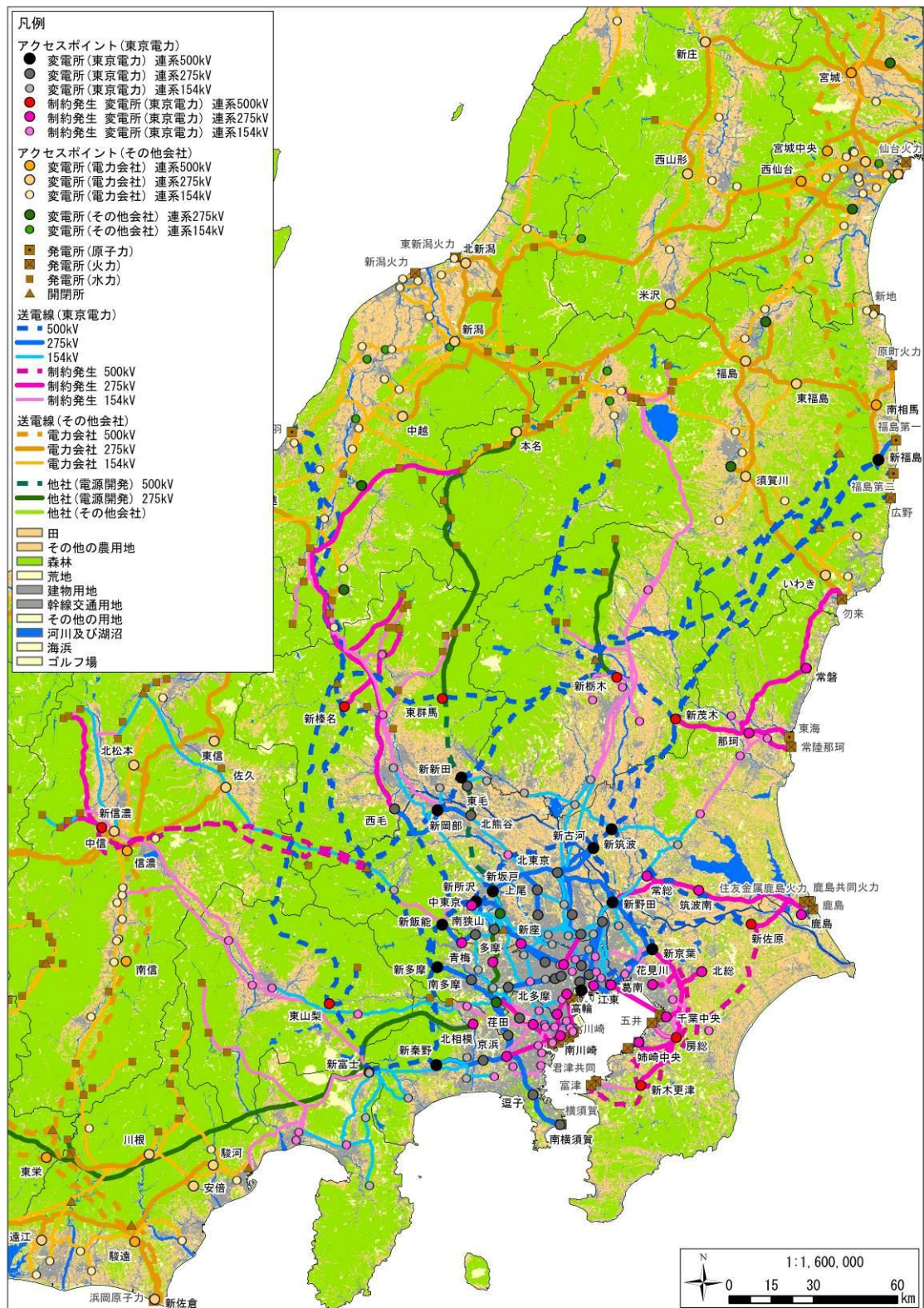


図 4-29 東京電力管内の送電施設マップ

表 4-13 東京電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
東京電力	変電所	東山梨	500kV	連系制約が生じる可能性がある
		新筑波	500kV	無
		新坂戸	500kV 275kV	無
		新所沢	500kV 275kV	無
		新新田	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新茂木	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新栃木	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新秦野	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新富士	500kV 275kV	無
		新榛名	500kV 275kV	無
		新野田	500kV 275kV	無
		新多摩	500kV 275kV	無
		新京葉	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新木更津	500kV 275kV	無
		新佐原	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		房総	500kV 275kV	無
		東群馬	500kV 275kV	無
		新岡部	500kV 275kV	無
		新古河	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新飯能	500kV 275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新福島	500kV 275kV	無
		新信濃	500kV 275kV	無
		新豊洲	500kV 275kV	無
		北総	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		西毛	275kV	無
		北熊谷	275kV	無
		永代橋	275kV	無
		新座	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		青梅	275kV	無
		南多摩	275kV	無
		豊岡	275kV	無
		中相模	275kV	無
		多摩	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		南狭山	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		北多摩	275kV	無
		西横浜	275kV	無
		港北	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		逗子	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		上尾	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		北与野	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		練馬	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		池上	275kV	無
		南川崎	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		西越谷	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		墨東	275kV	無
		花見川	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		千葉中央	275kV	連系制約が生じる可能性がある
筑波南	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
那珂	275kV	無		
常磐	275kV	無		
東毛	275kV	無		
京浜	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
北相模	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
荏田	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
江東	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
豊島	275kV	無		
高輪	275kV	無		

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
東京電力	変電所	京北	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		北葛飾	275kV	無
		北東京	275kV	無
		中東京	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		常総	275kV	無
		鹿島	275kV	無
		葛南	275kV	無
		上野	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新宿	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		姉崎中央	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		東新宿	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		南横須賀	275kV	無

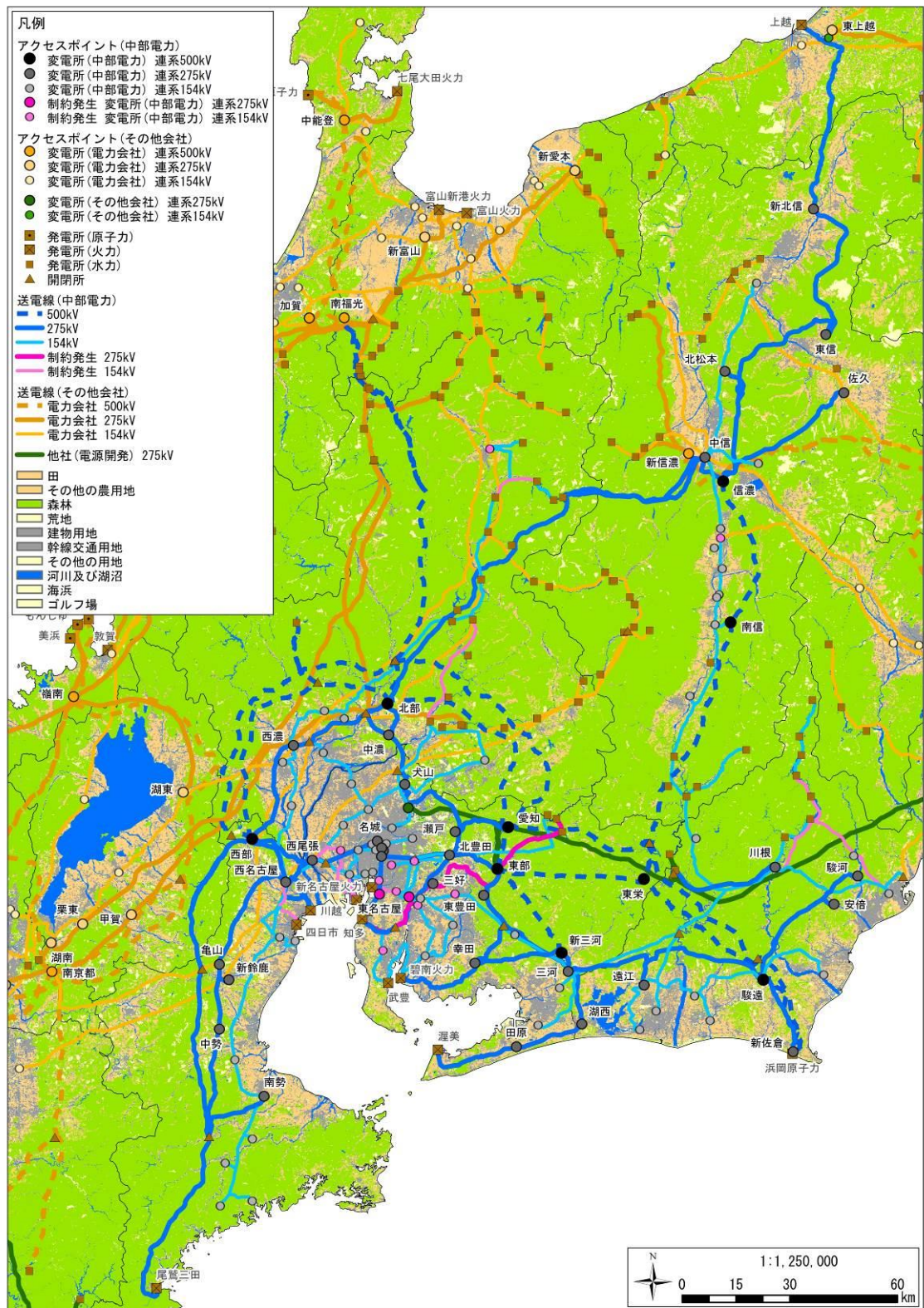


図 4-30 中部電力管内の送電施設マップ

表 4-14 中部電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
中部電力	変電所	東栄	500kV	無
		南信	500kV	無
		北部	500kV 275kV	無
		東部	500kV 275kV	無
		愛知	500kV 275kV	無
		新三河	500kV 275kV	無
		西部	500kV 275kV	無
		信濃	500kV 275kV	無
		駿遠	500kV 275kV	無
		亀山	275kV	無
		新鈴鹿	275kV	無
		佐久	275kV	無
		中濃	275kV	無
		中勢	275kV	無
		南勢	275kV	無
		西尾張	275kV	無
		東海	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		犬山	275kV	無
		三好	275kV	無
		北豊田	275kV	無
		瀬戸	275kV	無
		東豊田	275kV	無
		田原	275kV	無
		三河	275kV	無
		北松本	275kV	無
		東信	275kV	無
		新北信	275kV	無
		西名古屋	275kV	無
		西濃	275kV	無
		中信	275kV	無
		東名古屋	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		松ヶ枝	275kV	無
		名城	275kV	無
		南武平町	275kV	無
		金山	275kV	無
		幸田	275kV	無
		湖西	275kV	無
		遠江	275kV	無
		新佐倉	275kV	無
		川根	275kV	無
安倍	275kV	無		
駿河	275kV	無		

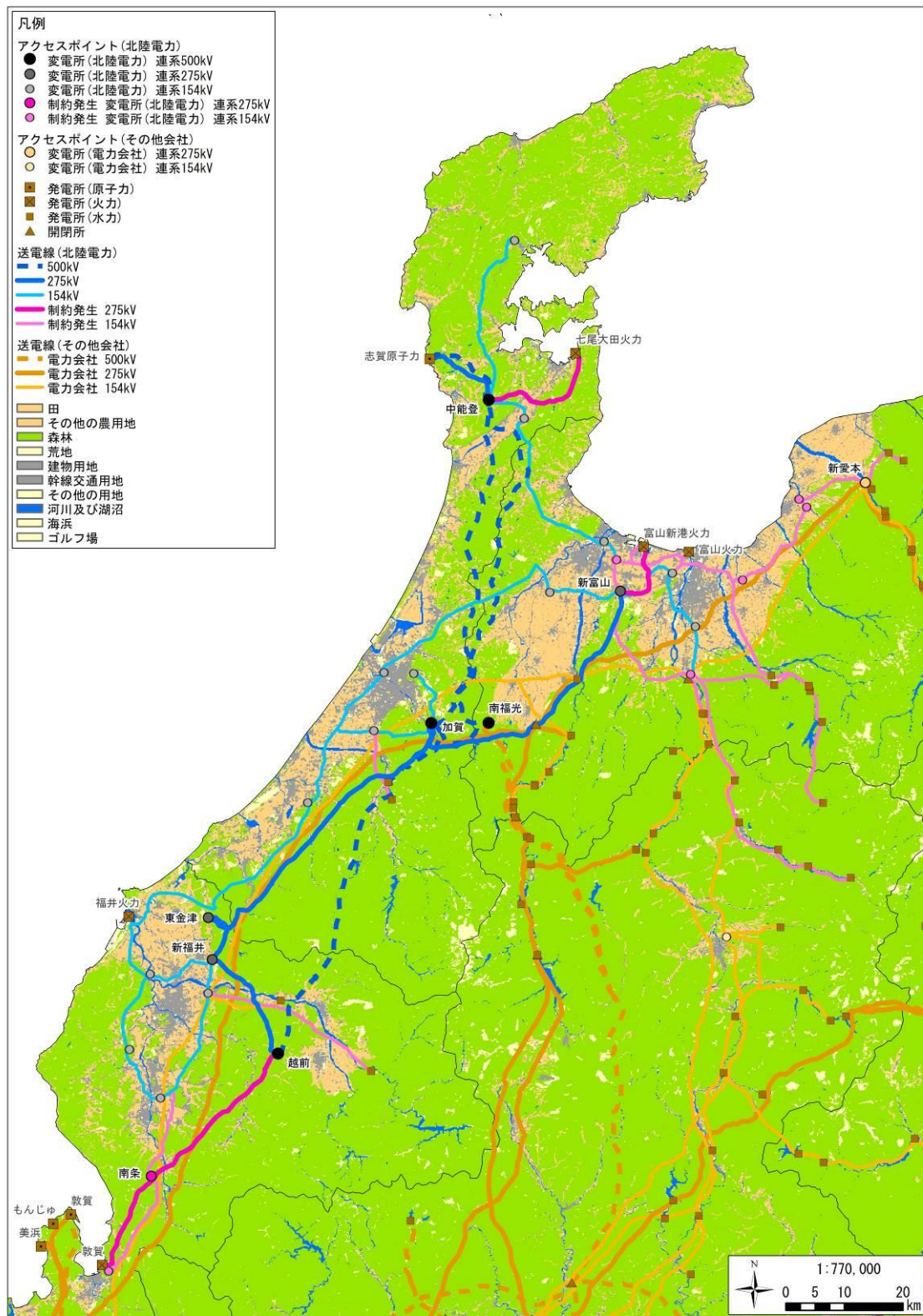


図 4-31 北陸電力管内の送電施設マップ

表 4-15 北陸電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
北陸電力	変電所	南福光	500kV	無
		加賀	500kV 275kV	無
		越前	500kV 275kV	無
		中能登	500kV 275kV	無
		南条	275kV	連系制約が生じる可能性がある
		新福井	275kV	無
		新富山	275kV	無
		東金津	275kV	無

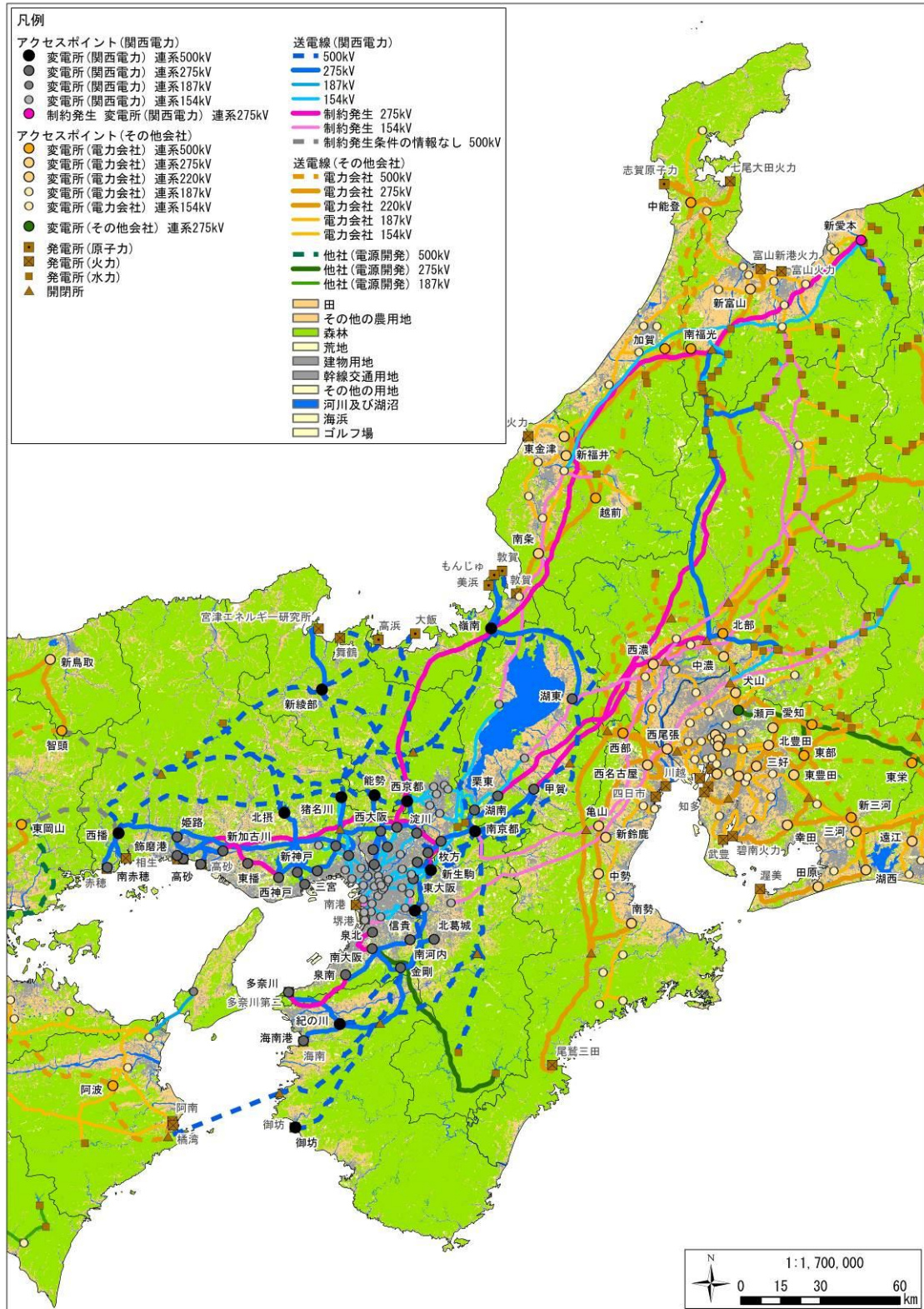


図 4-32 関西電力管内の送電施設マップ

表 4-16 関西電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
関西電力	変電所	御坊	500kV	無
		信貴	500kV	無
		新綾部	500kV 275kV	無
		能勢	500kV 275kV	無
		紀の川	500kV 275kV	無
		西播	500kV 275kV	無
		南京都	500kV 275kV	無
		新生駒	500kV 275kV	無
		西京都	500kV 275kV	無
		北摂	500kV 275kV	無
		猪名川	500kV 275kV	無
		嶺南	500kV 275kV	無
		湖南	275kV	無
		南赤穂	275kV	無
		甲賀	275kV	無
		枚方	275kV	無
		金剛	275kV	無
		南大阪	275kV	無
		下穂積	275kV	無
		泉北	275kV	無
		多奈川	275kV	無
		東大阪	275kV	無
		北大阪	275kV	無
		姫路	275kV	無
		神戸	275kV	無
		南姫路	275kV	無
		新神戸	275kV	無
		生瀬	275kV	無
		泉南	275kV	無
		伊丹	275kV	無
		北豊中	275kV	無
		新寝屋川	275kV	無
		南河内	275kV	無
		北葛城	275kV	無
		洛南	275kV	無
		粟東	275kV	無
		西大阪	275kV	無
		湖東	275kV	無
		高砂	275kV	無
		新加古川	275kV	無
飾磨港	275kV	無		
西神戸	275kV	無		
小曾根	275kV	無		
淀川	275kV	無		
東播	275kV	無		
新愛本	275kV	連系制約が生じる可能性がある		
海南港	275kV	無		
三宮	275kV	無		

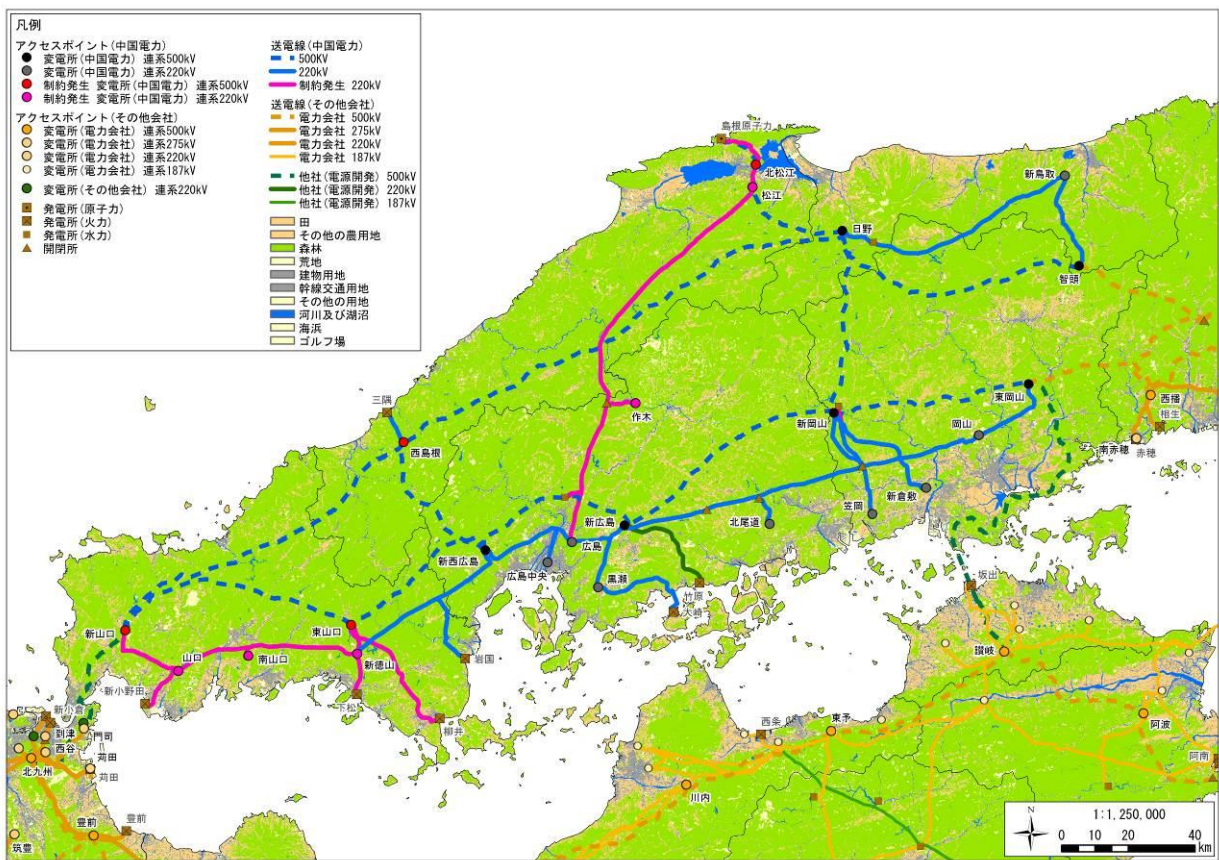


図 4-33 中国電力管内の送電施設マップ

表 4-17 中国電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
中国電力	変電所	西島根	500kV 220kV	連系制約が生じる可能性がある
		新山口	500kV 220kV	連系制約が生じる可能性がある
		新岡山	500kV 220kV	無
		新西広島	500kV 220kV	無
		東山口	500kV 220kV	連系制約が生じる可能性がある
		新広島	500kV 220kV	無
		北松江	500kV 220kV	連系制約が生じる可能性がある
		智頭	500kV 220kV	無
		日野	500kV 220kV	無
		東岡山	500kV 220kV	無
		笠岡	220kV	無
		黒瀬	220kV	無
		岡山	220kV	無
		作木	220kV	連系制約が生じる可能性がある
		新倉敷	220kV	無
		広島中央	220kV	無
		山口	220kV	連系制約が生じる可能性がある
		新徳山	220kV	連系制約が生じる可能性がある
広島	220kV	無		
松江	220kV	連系制約が生じる可能性がある		
北尾道	220kV	無		
新鳥取	220kV	無		
南山口	220kV	連系制約が生じる可能性がある		

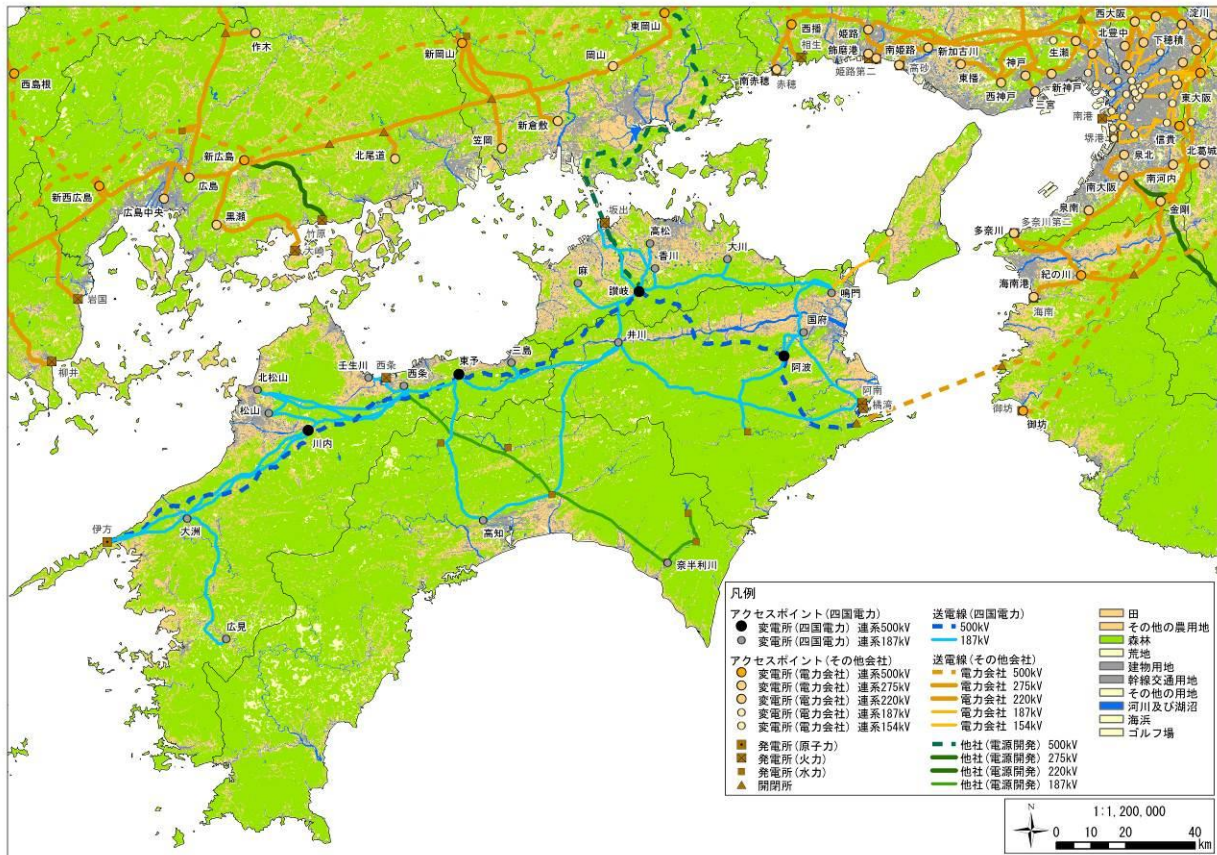


図 4-34 四国電力管内の送電施設マップ

表 4-18 四国電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
四国電力	変電所	讃岐	500kV 187kV	無
		川内	500kV 187kV	無
		阿波	500kV 187kV	無
		東予	500kV 187kV	無
		大川	187kV	無
		北松山	187kV	無
		香川	187kV	無
		麻	187kV	無
		高松	187kV	無
		松山	187kV	無
		井川	187kV	無
		広見	187kV	無
		大洲	187kV	無
		西条	187kV	無
		壬生川	187kV	無
		高知	187kV	無
		奈半利川	187kV	無
国府	187kV	無		
鳴門	187kV	無		
三島	187kV	無		

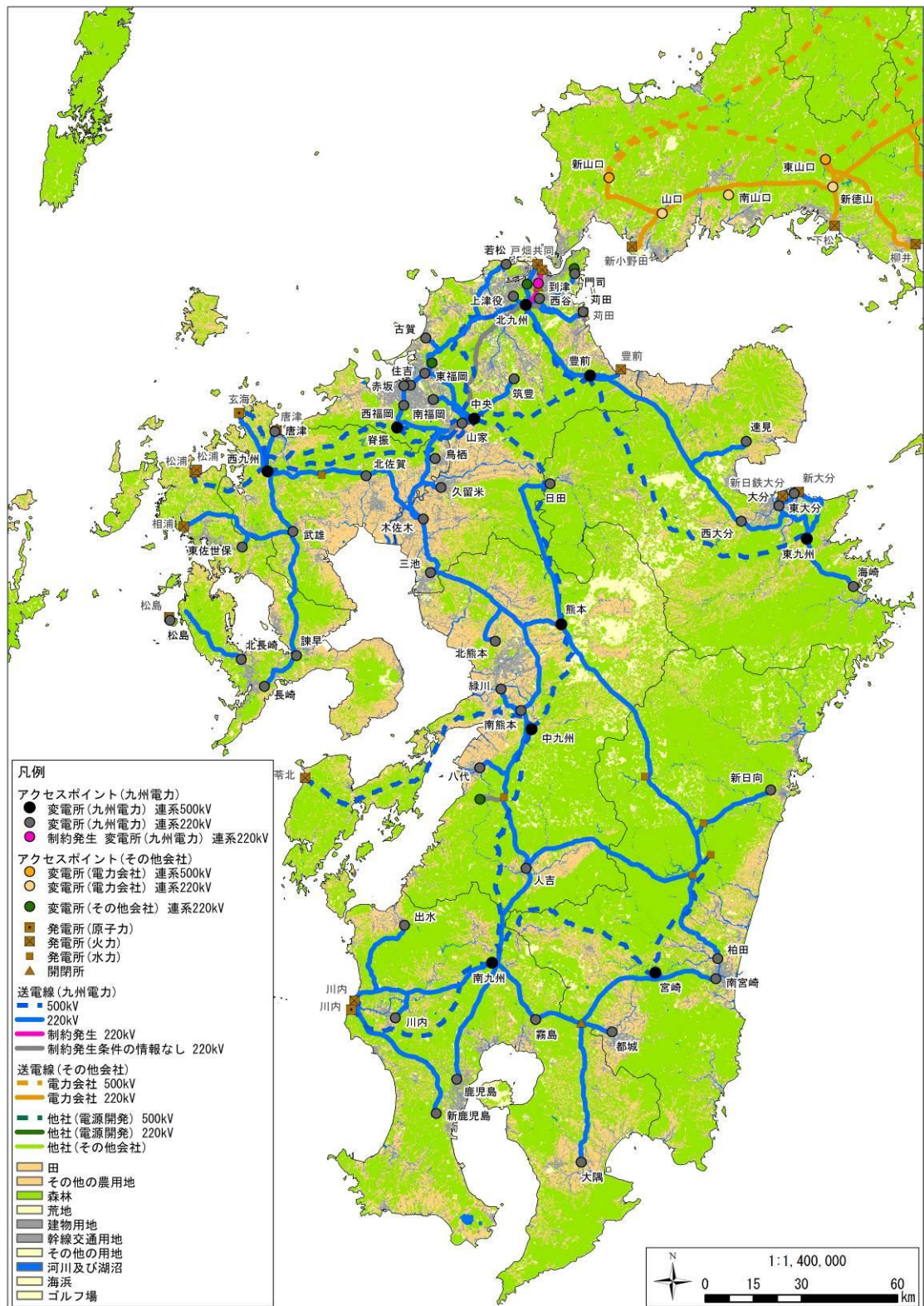


図 4-35 九州電力管内の送電施設マップ

表 4-19 九州電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧		連系制約
九州電力	変電所	宮崎	500kV	220kV	無
		北九州	500kV	220kV	無
		熊本	500kV	220kV	無
		中九州	500kV	220kV	無
		脊振	500kV	220kV	無
		南九州	500kV	220kV	無
		中央	500kV	220kV	無
		東九州	500kV	220kV	無
		豊前	500kV	220kV	無
		西九州	500kV	220kV	無
		大隅	220kV		無
		出水	220kV		無
		南宮崎	220kV		無
		八代	220kV		無
		新日向	220kV		無
		北長崎	220kV		無
		鹿児島	220kV		無
		新鹿児島	220kV		無
		諫早	220kV		無
		東佐世保	220kV		無
		日田	220kV		無
		久留米	220kV		無
		武雄	220kV		無
		北佐賀	220kV		無
		唐津	220kV		無
		海崎	220kV		無
		西福岡	220kV		無
		古賀	220kV		無
		西大分	220kV		無
		門司	220kV		無
		南熊本	220kV		無
		柏田	220kV		無
		北熊本	220kV		無
		松島	220kV		無
		長崎	220kV		無
		人吉	220kV		無
		山家	220kV		無
		川内	220kV		無
		都城	220kV		無
		木佐木	220kV		無
		若松	220kV		無
		霧島	220kV		無
		住吉	220kV		無
		東福岡	220kV		無
		筑豊	220kV		無
		緑川	220kV		無
南福岡	220kV		無		
赤坂	220kV		無		
大分	220kV		無		
上津役	220kV		無		
到津	220kV		連系制約が生じる可能性がある		
速見	220kV		無		
苅田	220kV		無		
鳥栖	220kV		無		
東大分	220kV		無		
三池	220kV		無		
西谷	220kV		無		

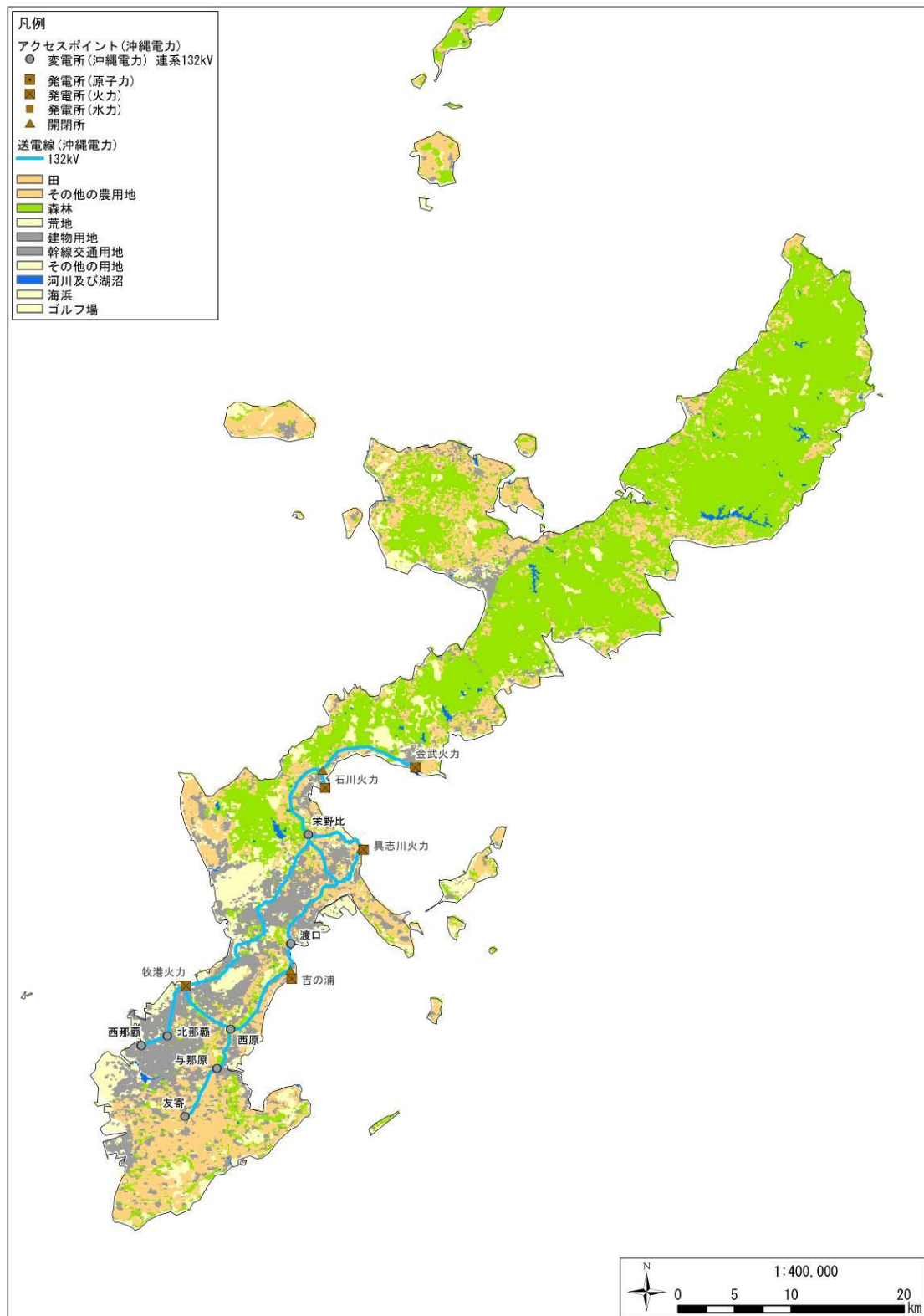


図 4-36 沖縄電力管内の送電施設マップ

表 4-20 沖縄電力管内のアクセスポイント一覧

電力会社	種別	名称	連系送電線の運用電圧	連系制約
沖縄電力	変電所	北那覇	132kV	無
		友寄	132kV	無
		西原	132kV	無
		与那原	132kV	無
		渡口	132kV	無
		栄野比	132kV	無
		西那覇	132kV	無

5 基本となるシナリオと導入想定値の設定

5.1 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。

5.1.1 陸上風力に関する基本シナリオの設定

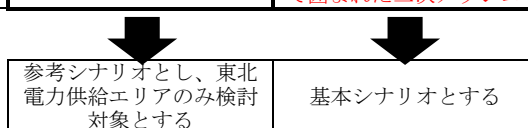
環境配慮に関して表 5-1 に示す3シナリオを設定した上で、シナリオ2（保安林及び八方をイヌワシ・クマタカ生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュは開発不可）を基本シナリオとし、参考シナリオとしてシナリオ1（保安林及び八方をイヌワシ・クマタカ生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュも開発可能）を設定した。

なお、基本シナリオ及び5.2で示す導入ポテンシャルの算定については、全国で一律な開発不可条件を設定しているため、「イヌワシ・クマタカ以外の希少種や景観等に係る条件（イヌワシ・クマタカについても二次メッシュデータのみ）」、「米軍基地等の地域の特殊条件」、「施工性に係る条件（道路付け等）」、「地域の導入意向等」については考慮していない。

また、そもそも2050年の規制状況は予測不能であるため、現状の規制状況をベースとしている。

表 5-1 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	シナリオ1 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	シナリオ2 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	【参考】H25ゾーニング 基礎情報整備シナリオ
自然条件	風速区分	6.0m/s未満	6.0m/s未満	5.5m/s未満
	標高	1,200m以上	1,200m以上	1,200m以上
	最大傾斜角	20度以上	20度以上	20度以上
	地上開度	75度未満	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	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 7) 保安林
社会条件、 土地利用等	都市計画区分	市街化区域	市街化区域	市街化区域
	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	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	500m未満
	その他	航空法制限エリア	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	考慮しない	八方を生息二次メッシュで囲まれた二次メッシュ	考慮しない



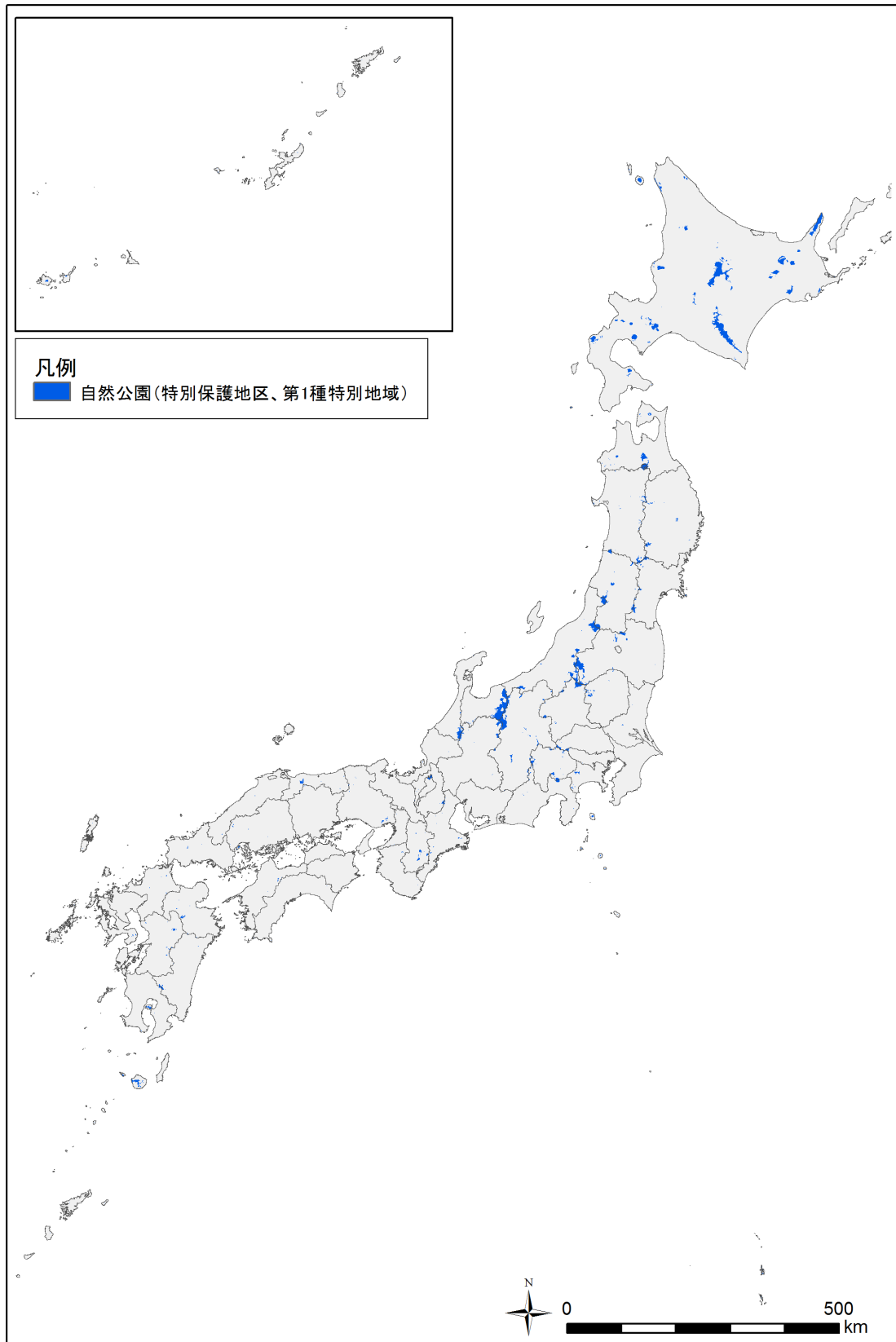


図 5-1 開発不可条件 (自然公園)

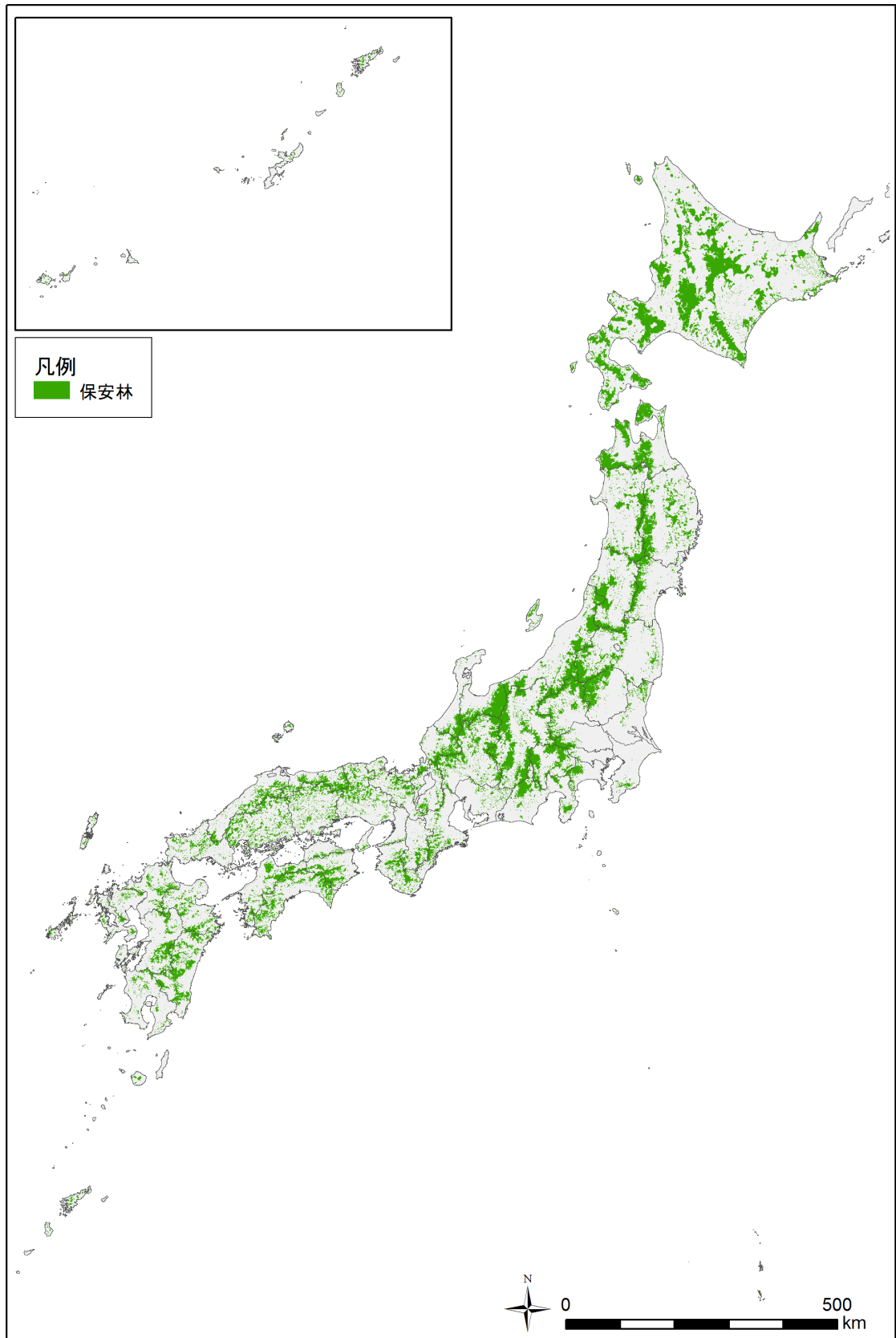


図 5-2 開発不可条件 (保安林)

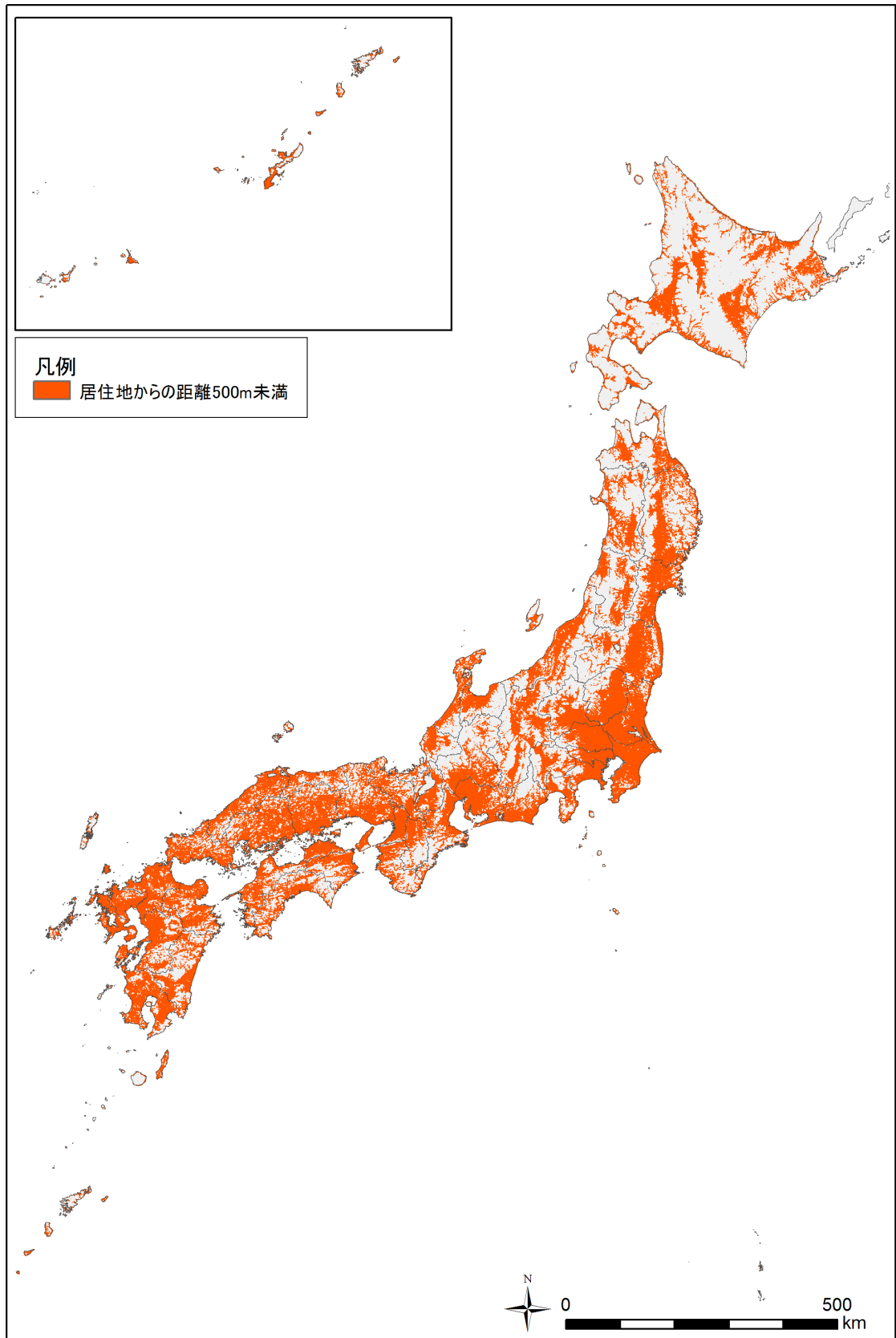


図 5-3 開発不可条件（居住地からの距離）

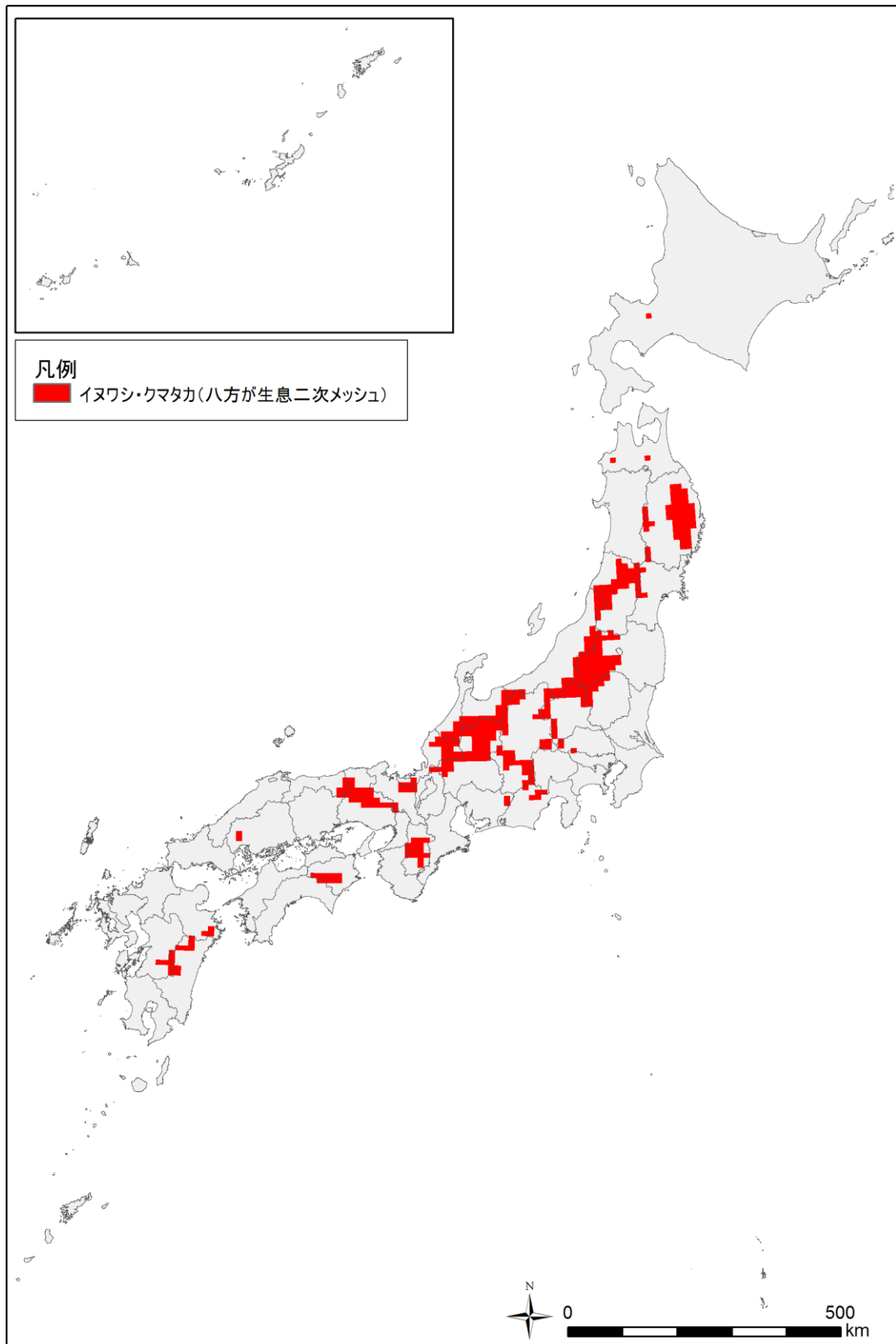


図 5-4 開発不可条件 (イヌワシ・クマタカ)

5.1.2 洋上風力に関する基本シナリオの設定

洋上風力については、表 5-2 に示す条件を設定した。

表 5-2 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	シナリオ 1	【参考】 H25 ゾーニング基礎情報整備シナリオ
自然条件	風速区分	着床式：7.0m/s 未満 浮体式：7.5m/s 未満	6.5m/s 未満
	離岸距離	陸地から 30km 以上	陸地から 30km 以上
	水深	200m 以上	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）	1) 国立・国定公園（海域公園）



基本シナリオとする

5.1.3 島嶼部の取扱いに関する前提条件の設定

沖縄本島以外の大多数の島嶼部では、島内の電力需要がそれほど大きくなく、海底ケーブルの敷設等無しで大規模な導入が見込めない。島嶼部の取扱いについては以下の(1)～(3)のシナリオが考えられるが、島嶼部以外とは系統整備に係る条件が大きく異なることから、ここでは、(3) 主要 4 島＋沖縄本島（島嶼部含まず）を基本シナリオとした。

- (1) 島嶼部控除なし（ただし北方領土は除く）
- (2) 主要 4 島＋沖縄本島＋大規模離島
- (3) 主要 4 島＋沖縄本島（島嶼部含まず）

なお、系統連系可能な島嶼部も存在し（淡路島等）、また、島嶼部内での需要も一定レベルで期待されるが、これらを個別に考慮しているわけではなく、島嶼部は一律で除いている。

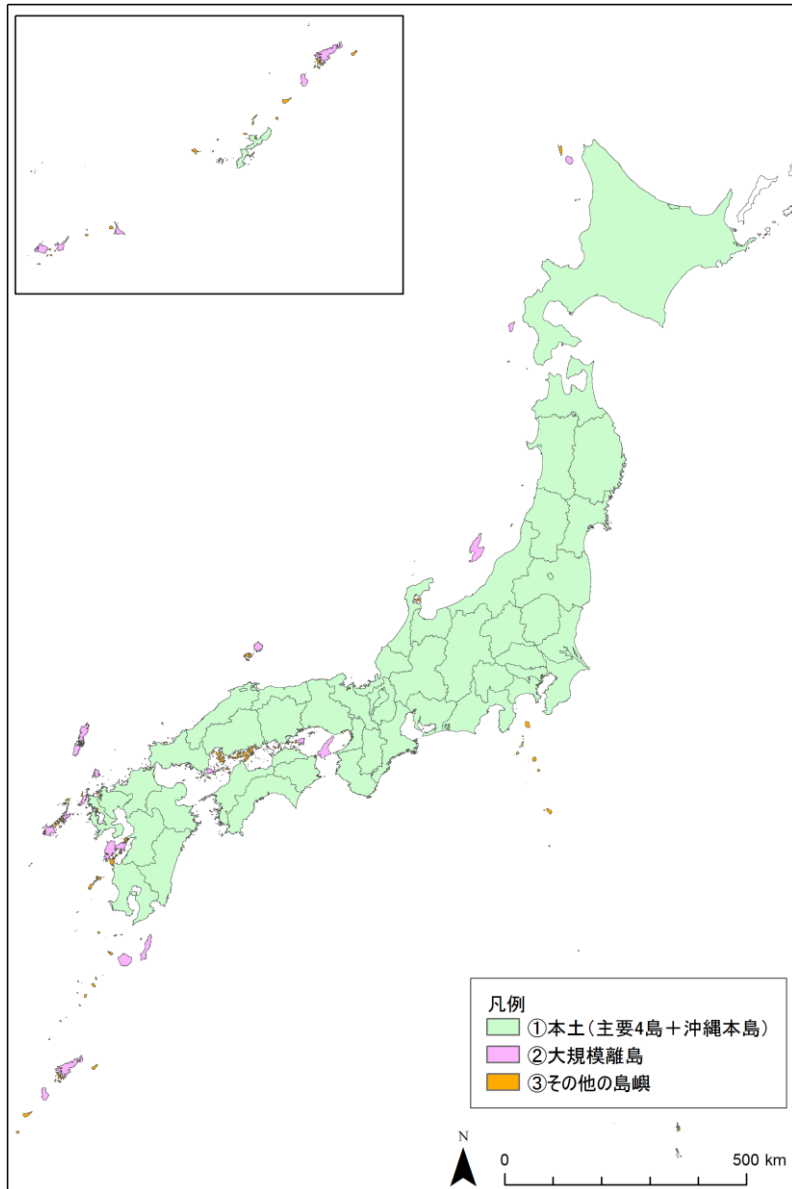


図 5-5 島嶼部の区分

5.2 シナリオ別の導入ポテンシャルの算定

4.1 で整備した風況データ及び 4.2 で整理した GIS データを基に、5.1 で設定したシナリオに対して全国の風力発電の導入ポテンシャルを電力供給エリア別、シナリオ別に算定した。本データは 5.3 電力供給エリア別の導入想定値の設定に使用する。

5.2.1 電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（陸上）

陸上風力に関する電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（陸上）を表 5-3～表 5-4 に示す。また、東北のうち福島浜通りの導入ポテンシャル（陸上）を表 5-5 に示す。

なお、1 km²あたりの設備容量は、環境省「平成 25 年度ゾーニング基礎情報整備」と同様、1 万 kW/km²とした。

表 5-3 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（島嶼部控除なし）

基本シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発不可）

単位：万 kW

陸上	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
5.5～6.0m/s	3,269	1,001	79	120	185	230	246	99	355	50	5,634
6.0～6.5m/s	3,404	893	65	122	156	226	253	97	375	69	5,660
6.5～7.0m/s	2,945	822	61	93	130	197	225	82	344	83	4,982
7.0～7.5m/s	2,308	668	62	31	113	123	165	64	251	99	3,884
7.5～8.0m/s	1,591	507	63	3	105	74	69	24	161	86	2,684
8.0～8.5m/s	844	427	42	1	63	35	13	5	46	36	1,511
8.5m/s 以上	827	542	51	0	24	18	3	0	0	26	1,490
合計	15,188	4,858	423	370	776	904	973	371	1,534	449	25,846
6.0m/s 以上	11,919	3,858	344	250	590	674	727	272	1,179	399	20,212

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）

単位：万 kW

陸上	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
5.5～6.0m/s	4,686	1,885	164	212	367	408	504	194	634	57	9,111
6.0～6.5m/s	5,012	1,802	136	214	318	431	553	200	681	76	9,424
6.5～7.0m/s	4,456	1,707	129	173	246	431	550	180	641	92	8,605
7.0～7.5m/s	3,455	1,439	137	85	200	355	445	140	425	110	6,793
7.5～8.0m/s	2,448	1,189	135	31	182	255	287	69	230	95	4,922
8.0～8.5m/s	1,424	1,025	79	9	119	123	115	21	58	40	3,012
8.5m/s 以上	1,533	1,796	65	10	68	50	28	2	1	30	3,583
合計	23,014	10,844	846	734	1,500	2,053	2,483	806	2,670	500	45,450
6.0m/s 以上	18,328	8,959	682	521	1,133	1,646	1,978	612	2,037	443	36,339

参考：保安林は開発不可、イヌワシ・クマタカ生息域は開発可（H25 ゾーニング調査）

単位：万 kW

陸上	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
5.5～6.0m/s	3,732	1,311	109	144	234	278	249	126	411	3	6,596
6.0～6.5m/s	3,246	1,209	102	140	184	248	223	111	411	27	5,901
6.5～7.0m/s	2,521	1,141	95	92	143	214	169	94	365	91	4,925
7.0～7.5m/s	1,824	931	83	36	117	147	114	66	309	165	3,792
7.5～8.0m/s	1,057	732	51	15	92	103	58	30	222	135	2,494
8.0～8.5m/s	456	627	18	2	63	54	23	16	143	87	1,488
8.5m/s 以上	356	906	21	2	21	23	3	7	69	23	1,432
合計	13,191	6,857	480	431	853	1,067	839	451	1,929	530	26,628
6.0m/s 以上	9,459	5,546	371	287	619	789	591	325	1,518	527	20,032

表 5-4 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（島嶼部含まず）

基本シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発不可）											単位：万 kW
陸上	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
5.5～6.0m/s	3,265	982	78	115	185	227	225	96	276	34	5,483
6.0～6.5m/s	3,398	871	63	118	156	223	233	96	271	45	5,474
6.5～7.0m/s	2,938	803	57	93	129	191	206	82	208	49	4,757
7.0～7.5m/s	2,295	656	58	31	110	118	146	64	116	46	3,641
7.5～8.0m/s	1,575	504	59	3	104	72	58	24	45	31	2,475
8.0～8.5m/s	818	427	32	1	62	35	11	5	17	4	1,410
8.5m/s 以上	799	542	15	0	24	18	3	0	0	0	1,401
合計	15,088	4,785	362	361	771	883	882	366	934	208	24,640
6.0m/s 以上	11,823	3,803	284	246	586	656	657	271	658	174	19,157

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）											単位：万 kW
陸上	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
5.5～6.0m/s	4,678	1,858	163	207	367	404	480	190	538	36	8,919
6.0～6.5m/s	5,002	1,771	134	210	318	426	528	199	556	47	9,192
6.5～7.0m/s	4,443	1,679	125	173	245	423	528	179	480	50	8,326
7.0～7.5m/s	3,435	1,423	134	85	198	345	424	140	269	49	6,500
7.5～8.0m/s	2,426	1,184	131	31	181	246	270	69	91	35	4,663
8.0～8.5m/s	1,389	1,024	68	9	119	123	111	21	23	4	2,891
8.5m/s 以上	1,483	1,796	26	10	68	50	28	2	1	0	3,464
合計	22,856	10,736	780	724	1,495	2,016	2,368	800	1,957	221	43,955
6.0m/s 以上	18,178	8,878	618	518	1,129	1,612	1,889	610	1,419	184	35,035

表 5-5 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（島嶼部含まず：福島浜通り）

基本シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発不可）	
陸上	福島浜通り
5.5～6.0m/s	16
6.0～6.5m/s	25
6.5～7.0m/s	41
7.0～7.5m/s	55
7.5～8.0m/s	67
8.0～8.5m/s	84
8.5m/s 以上	96
合計	385
6.0m/s 以上	369

単位：万 kW

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）	
陸上	福島浜通り
5.5～6.0m/s	20
6.0～6.5m/s	31
6.5～7.0m/s	48
7.0～7.5m/s	65
7.5～8.0m/s	80
8.0～8.5m/s	104
8.5m/s 以上	136
合計	484
6.0m/s 以上	464

単位：万 kW

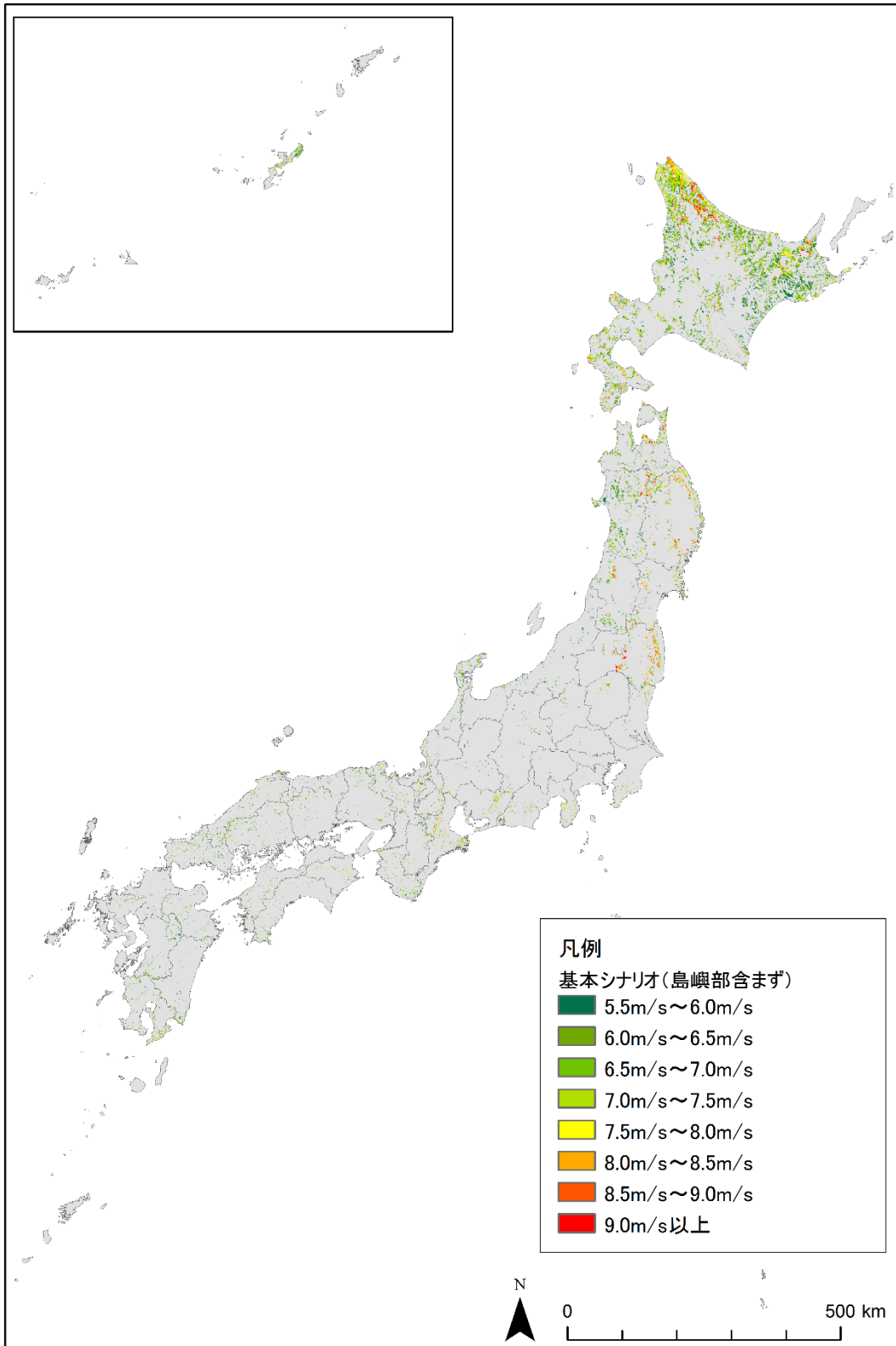


図 5-6 導入ポテンシャルの分布状況 (陸上、基本シナリオ (島嶼部含まず))

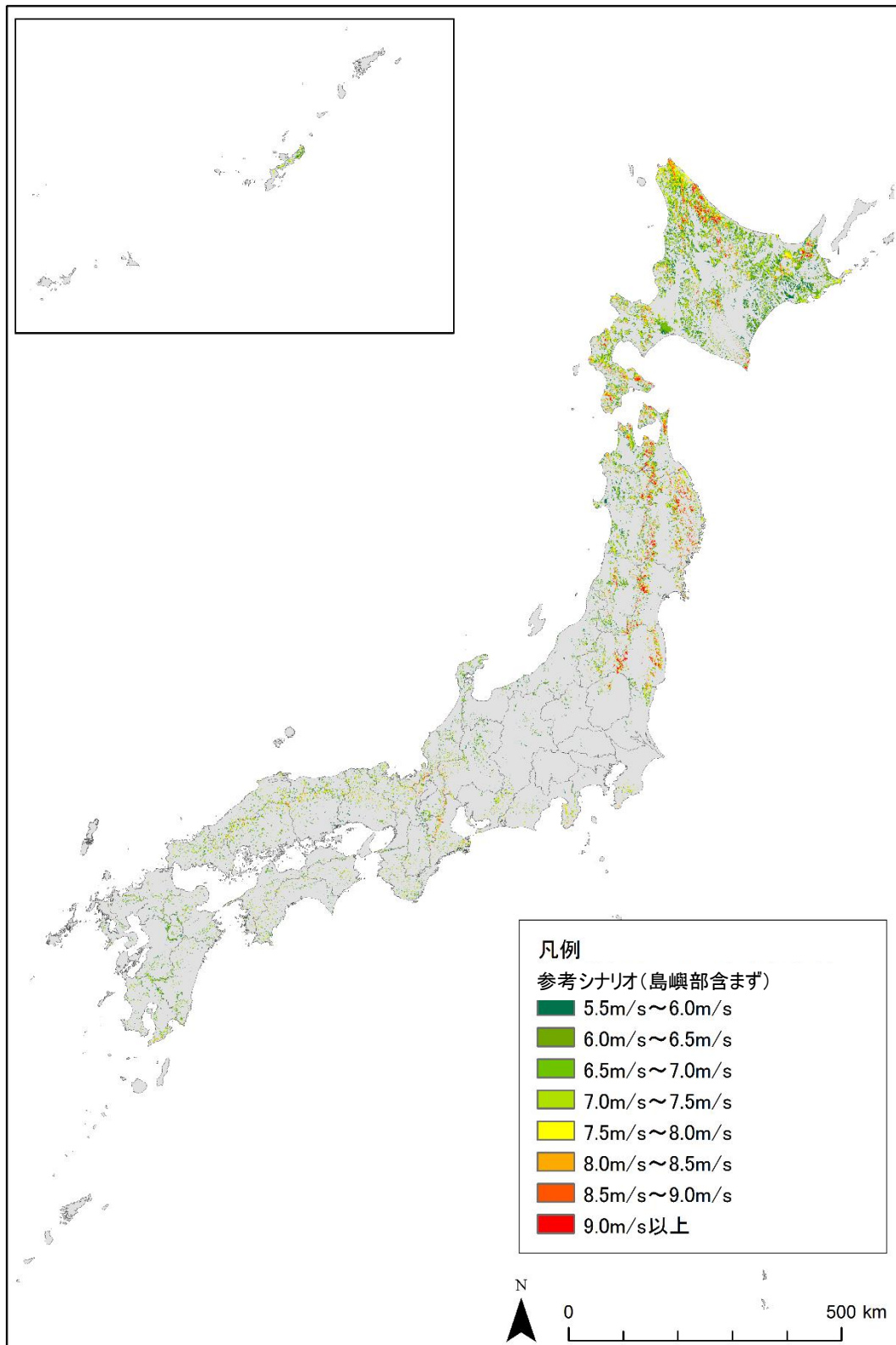


図 5-7 導入ポテンシャルの推計結果（陸上、参考シナリオ（島嶼部含まず））

5.2.2 電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（洋上）

洋上風力に関する電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（洋上）を表 5-6 に示す。また、東北のうちの福島浜通りの導入ポテンシャル（陸上）を表 5-7 に示す。

表 5-6 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（洋上）

(1) 島嶼部控除なし																						単位：万 kW	
洋上	北海道		東北		東京		北陸		中部		関西		中国		四国		九州		沖縄		全国合計		
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	
6.5~7.0m/s	3,052	2,537	2,660	5,401	1,278	1,096	160	4,939	787	166	260	1,653	238	12,940	642	1,535	3,840	24,036	1,038	1,062	13,955	55,365	
7.0~7.5m/s	3,320	6,933	1,566	4,947	1,138	1,122	0	0	571	263	13	529	2	749	156	1,703	674	13,463	1,238	3,699	8,679	33,408	
7.5~8.0m/s	3,171	9,305	514	4,062	1,044	2,038	0	0	479	877	0	101	0	0	0	324	123	1,271	217	7,069	5,549	25,045	
8.0~8.5m/s	2,429	7,095	84	1,653	58	1,424	0	0	49	339	0	0	0	0	0	2	4	3	3	2,625	10,518		
8.5~9.0m/s	264	1,106	1	139	1	239	0	0	1	303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	267	1,787	
9.0~9.5m/s	94	504	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	506	
9.5m/s以上	84	1,080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	1,080	
小計(6.5m/s以上)	12,415	28,560	4,825	16,202	3,519	5,919	160	4,939	1,887	1,949	273	2,282	240	13,689	798	3,562	4,639	38,773	2,496	11,834	31,253	127,709	
小計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	9,363	19,090	2,165	5,854	2,241	3,701	0	0	1,100	1,520	13	101	2	0	157	324	798	1,274	1,458	7,072	17,298	38,936	
合計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	28,452		8,019		5,942		0		2,621		114		2		481		2,073		8,530		56,234		

(2) 主要4島+沖縄本島+大規模離島																						単位：万 kW	
洋上	北海道		東北		東京		北陸		中部		関西		中国		四国		九州		沖縄		全国合計		
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	
6.5~7.0m/s	3,049	2,537	2,660	5,228	1,265	1,073	122	3,441	787	166	260	1,652	201	9,702	642	1,535	3,758	20,500	1,000	1,043	13,744	46,876	
7.0~7.5m/s	3,318	6,928	1,563	4,900	1,112	1,059	0	0	571	263	13	529	2	684	156	1,703	614	7,330	993	2,561	8,343	25,956	
7.5~8.0m/s	3,168	8,458	514	3,947	1,015	1,849	0	0	479	877	0	101	0	0	0	324	117	1,179	80	1,584	5,373	18,319	
8.0~8.5m/s	2,411	6,193	84	1,653	21	719	0	0	49	339	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	2,568	8,906	
8.5~9.0m/s	264	1,099	1	139	0	69	0	0	1	303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	1,610	
9.0~9.5m/s	94	504	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	506	
9.5m/s以上	84	1,077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	1,077	
小計(6.5m/s以上)	12,389	26,798	4,822	15,867	3,414	4,768	122	3,441	1,887	1,949	273	2,281	203	10,386	798	3,562	4,489	29,010	2,075	5,188	30,472	103,250	
小計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	9,340	17,332	2,162	5,739	2,148	2,637	0	0	1,100	1,520	13	101	2	0	157	324	731	1,180	1,076	1,585	16,728	30,417	
合計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	26,672		7,901		4,785		0		2,621		114		2		481		1,911		2,660		47,146		

(3) 主要4島+沖縄本島																						単位：万 kW	
洋上	北海道		東北		東京		北陸		中部		関西		中国		四国		九州		沖縄		全国合計		
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	
6.5~7.0m/s	3,040	2,497	2,660	4,900	1,265	1,073	122	3,441	787	166	260	1,652	168	7,117	642	1,535	2,504	6,786	687	886	12,134	30,053	
7.0~7.5m/s	3,306	6,807	1,563	4,900	1,112	1,059	0	0	571	263	13	529	0	116	156	1,703	105	2,045	343	1,169	7,171	18,590	
7.5~8.0m/s	3,128	7,748	514	3,947	1,015	1,849	0	0	479	877	0	101	0	0	0	324	2	462	3	0	5,142	15,308	
8.0~8.5m/s	2,344	5,196	84	1,653	21	719	0	0	49	339	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,500	7,907	
8.5~9.0m/s	264	1,099	1	139	0	69	0	0	1	303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	1,610	
9.0~9.5m/s	94	504	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	506	
9.5m/s以上	84	1,077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	1,077	
小計(6.5m/s以上)	12,261	24,927	4,822	15,539	3,414	4,768	122	3,441	1,887	1,949	273	2,281	168	7,232	798	3,562	2,611	9,293	1,034	2,055	27,390	75,049	
小計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	9,221	15,624	2,162	5,739	2,148	2,637	0	0	1,100	1,520	13	101	0	0	157	324	107	462	347	0	15,256	26,407	
合計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	24,845		7,901		4,785		0		2,621		114		0		481		569		348		41,662		

参考:H25ゾーン調査(島嶼部控除なし)																						単位：万 kW	
洋上	北海道		東北		東京		北陸		中部		関西		中国		四国		九州		沖縄		全国合計		
	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	着床式	浮体式	
6.5~7.0m/s	3,115	2,690	1,927	4,821	1,052	948	260	3,072	749	172	102	1,514	347	5,032	345	1,925	2,907	6,939	807	732	11,611	27,846	
7.0~7.5m/s	3,150	6,700	1,627	5,050	1,107	714	57	1,891	540	316	41	813	18	6,041	25	1,514	1,458	15,359	1,089	2,532	9,113	40,928	
7.5~8.0m/s	3,087	7,307	484	4,187	439	2,089	0	0	610	816	0	70	1	340	0	357	411	7,536	471	1,379	5,502	24,080	
8.0~8.5m/s	2,185	6,662	196	2,317	24	165	0	0	10	550	0	0	0	0	0	0	139	1,821	21	379	2,576	11,894	
8.5~9.0m/s	282	2,024	4	798	10	109	0	0	0	106	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0	295	3,059	
9.0~9.5m/s	111	940	0	197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	1,137	
9.5m/s以上	2	104	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	109	
小計(6.5m/s以上)	11,932	26,427	4,239	17,374	2,631	4,024	317	4,963	1,910	1,959	143	2,396	366	11,413	370	3,797	4,915	31,677	2,388	5,023	29,211	109,054	
小計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	8,817	17,037	2,311	7,503	1,580	2,362	57	0	1,161	1,472	41	70	19	340	25	357	2,008	9,379	1,581	1,759	17,600	40,279	
合計(着床7.0m/s以上、浮体7.5m/s以上)	25,854		9,814		3,942		57		2,632		111		359		383		11,387		3,340		57,880		

表 5-7 東北のうち福島浜通りの導入ポテンシャル算定結果（洋上）

(1) 島嶼部控除なし

単位：万 kW

洋上	福島県		東北	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式
6.5～7.0m/s	653	637	2,660	5,401
7.0～7.5m/s	307	1,580	1,566	4,947
7.5～8.0m/s	0	0	514	4,062
8.0～8.5m/s	0	0	84	1,653
8.5～9.0m/s	0	0	1	139
9.0～9.5m/s	0	0	0	0
9.5m/s 以上	0	0	0	0
小計 (6.5m/s 以上)	961	2,217	4,825	16,202
小計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307	0	2,165	5,854
合計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307		8,019	

(2) 主要 4 島 + 沖縄本島 + 大規模離島

単位：万 kW

洋上	福島県		東北	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式
6.5～7.0m/s	653	637	2,660	5,228
7.0～7.5m/s	307	1,580	1,563	4,900
7.5～8.0m/s	0	0	514	3,947
8.0～8.5m/s	0	0	84	1,653
8.5～9.0m/s	0	0	1	139
9.0～9.5m/s	0	0	0	0
9.5m/s 以上	0	0	0	0
小計 (6.5m/s 以上)	961	2,217	4,822	15,867
小計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307	0	2,162	5,739
合計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307		7,901	

(3) 主要 4 島 + 沖縄本島

単位：万 kW

洋上	福島県		東北	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式
6.5～7.0m/s	653	637	2,660	4,900
7.0～7.5m/s	307	1,580	1,563	4,900
7.5～8.0m/s	0	0	514	3,947
8.0～8.5m/s	0	0	84	1,653
8.5～9.0m/s	0	0	1	139
9.0～9.5m/s	0	0	0	0
9.5m/s 以上	0	0	0	0
小計 (6.5m/s 以上)	961	2,217	4,822	15,539
小計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307	0	2,162	5,739
合計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	307		7,901	

参考：H25 ズーニング調査（島嶼部控除なし）

単位：万 kW

洋上	福島県		東北	
	着床式	浮体式	着床式	浮体式
6.5～7.0m/s	239	1,214	1,927	4,821
7.0～7.5m/s	0	724	1,627	5,050
7.5～8.0m/s	0	0	484	4,187
8.0～8.5m/s	0	0	196	2,317
8.5～9.0m/s	0	0	4	798
9.0～9.5m/s	0	0	0	197
9.5m/s 以上	0	0	0	5
小計 (6.5m/s 以上)	239	1,937	4,239	17,374
小計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	0	0	2,311	7,503
合計 (着床式 7.0m/s 以上、浮体式 7.5m/s 以上)	0		9,814	

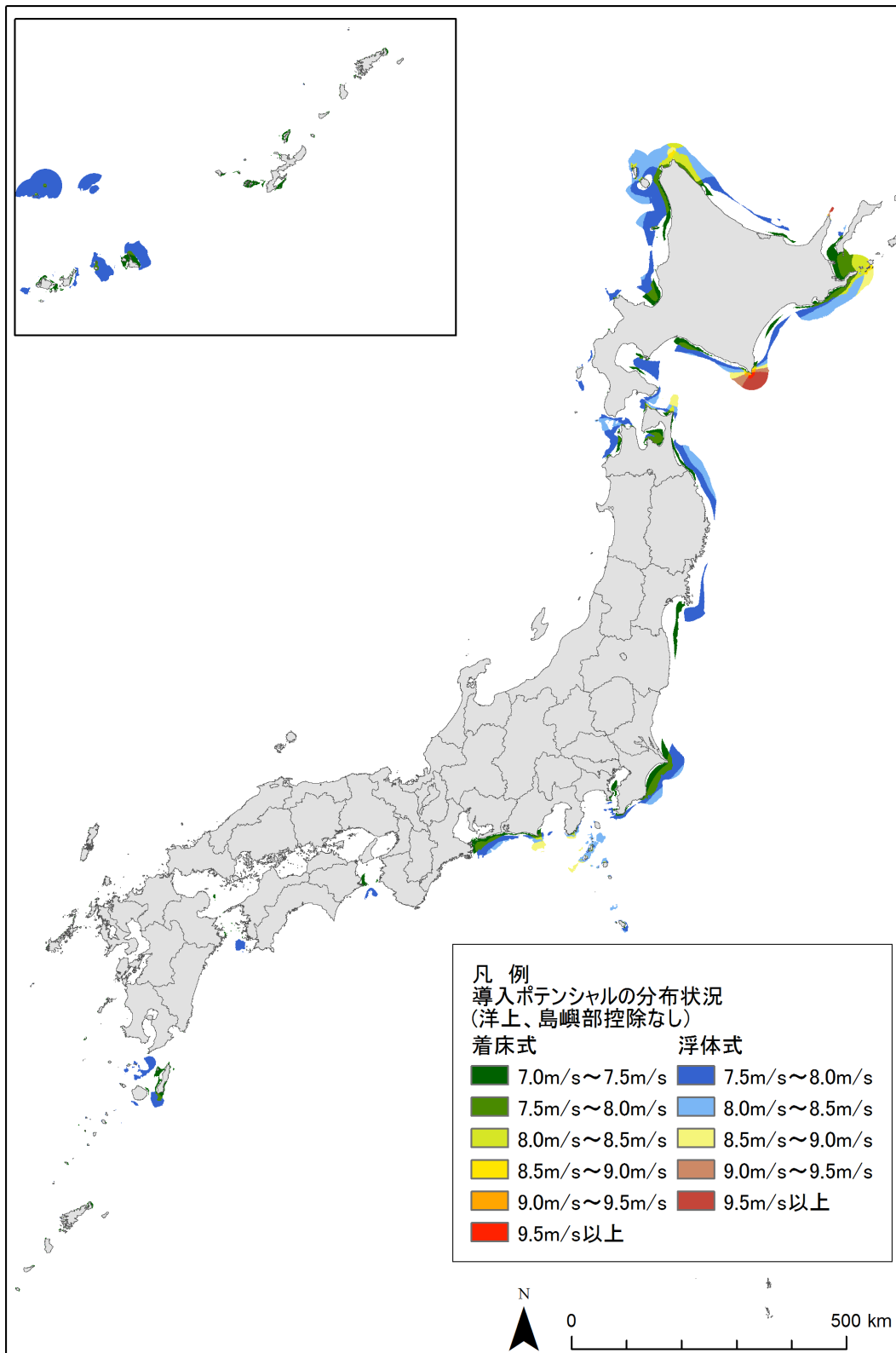


図 5-8 導入ポテンシャルの分布状況 (洋上、島嶼部控除なし)

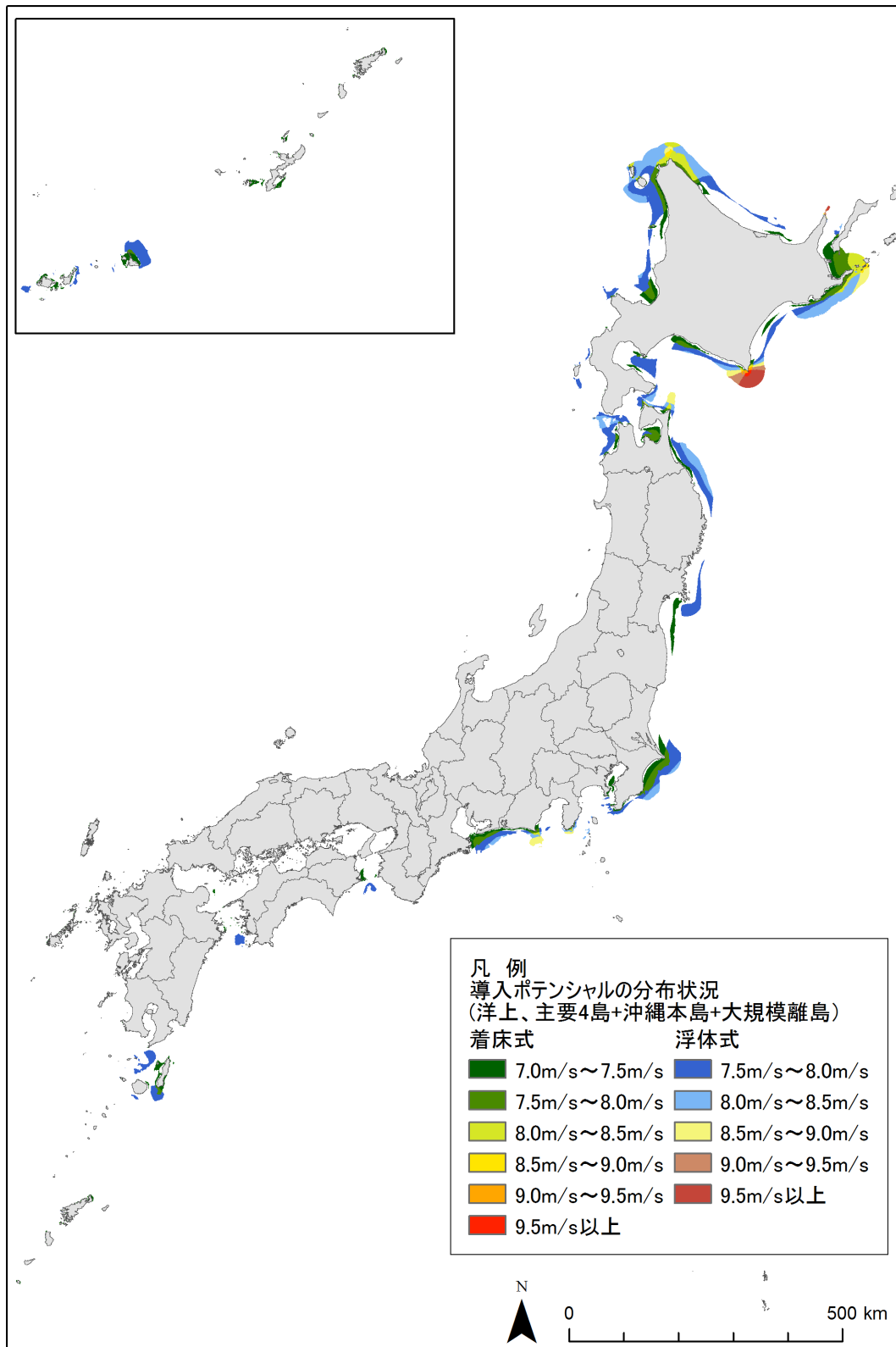


図 5-9 導入ポテンシャルの分布状況 (洋上、主要4島+沖縄本島+大規模離島)

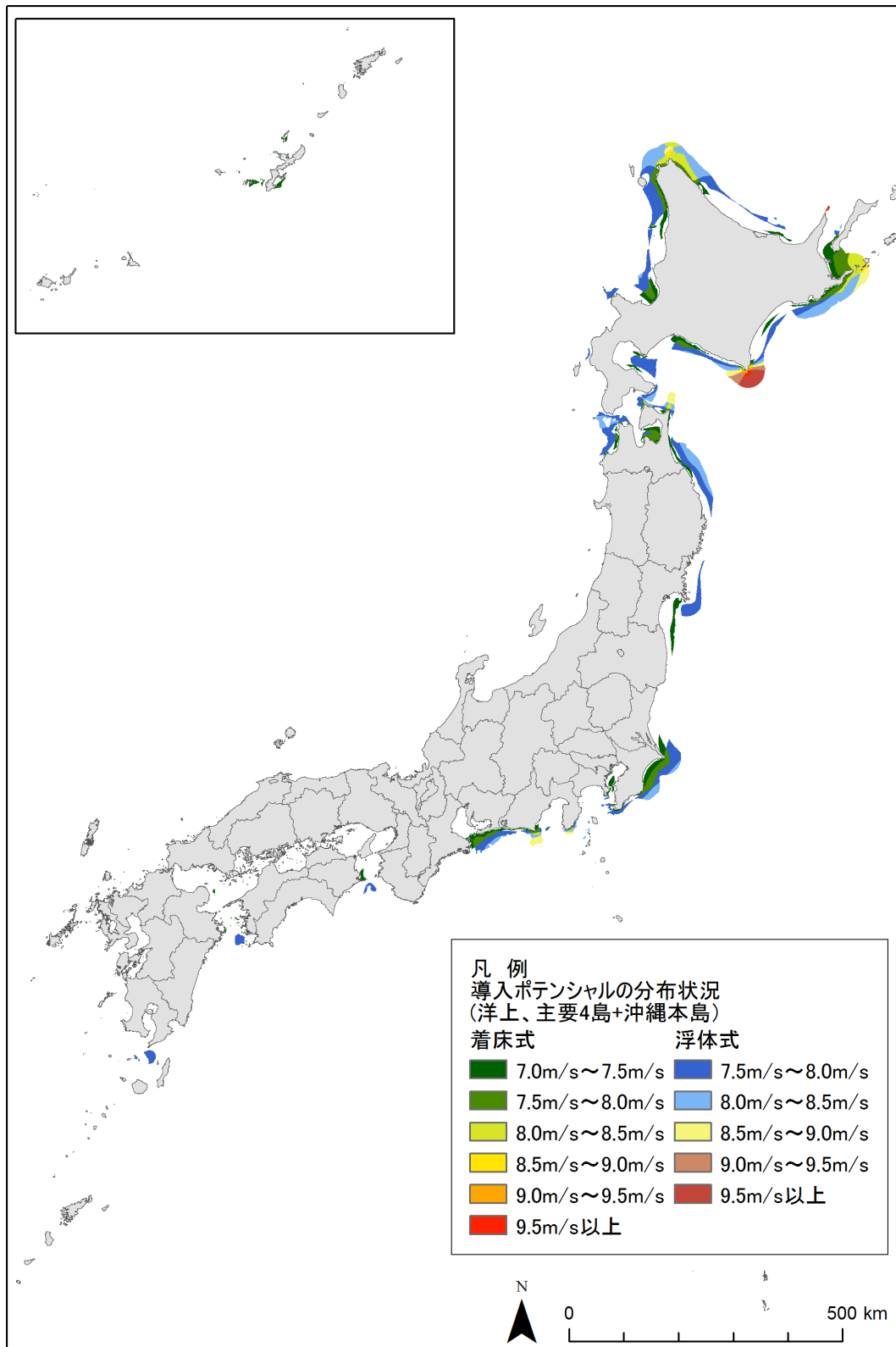


図 5-10 導入ポテンシャルの分布状況 (洋上、主要4島+沖縄本島)

5.2.3 電力供給エリア別の導入ポテンシャルの算定結果（まとめ）

5.2.1 及び 5.2.2 で算定した電力供給エリア別の導入ポテンシャル（島嶼部含まず）のまとめを表 5-8 に示す。

表 5-8 電力供給エリア別の導入ポテンシャル算定結果（まとめ）（島嶼部含まず）

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

5.3 電力供給エリア別の導入想定値の設定

5.2 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。

5.3.1 導入想定値設定の基本的な考え方

導入想定値設定にあたっての基本的な考え方を以下に示す。

- 1) 導入想定値はシナリオ別に「電力供給エリア」と「システムを一体的に検討すべきエリア」を同一として設定する。本来この 2 つは独立的に考えることが妥当との考え方もあるが、「システムを一体的に検討すべきエリア」を一義的に定めることが不可能であるため、このような取扱いとしている。なお、福島浜通りだけは例外的に、この 2 つを分けたケースを検討している。なお、電力の広域運用を考慮する。
- 2) 導入想定値の設定にあたっては、環境省や日本風力発電協会の導入目標量を参考にする。
- 3) 設定に使用するデータは活用可能な最新データ（風況データ、法的制約条件等）とする。
- 4) 電力供給エリア別・立地区分別（陸上、洋上）の導入想定値の設定には、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」の考え方を踏襲する。なお、広域運用を前提とした導入想定値の上限は、地域間連系線の増強や蓄電池の普及、風力の出力抑制等を視野に入れ、広域運用エリアの現状設備容量の合計値の 1/2 を上回らない範囲で設定する。

5.3.2 導入想定値の設定フロー

本プロセスでは、電力広域運用に関する複数のシナリオを設定した上で、日本全国の長期導入目標等を参考に、全国レベルでの導入想定値を設置し、その後、電力供給エリア別に導入想定値を配分する。設定にあたっては、風力発電の導入ポテンシャル、既存発電所の設備容量等を考慮する。設定フローを図 5-11 に示す。

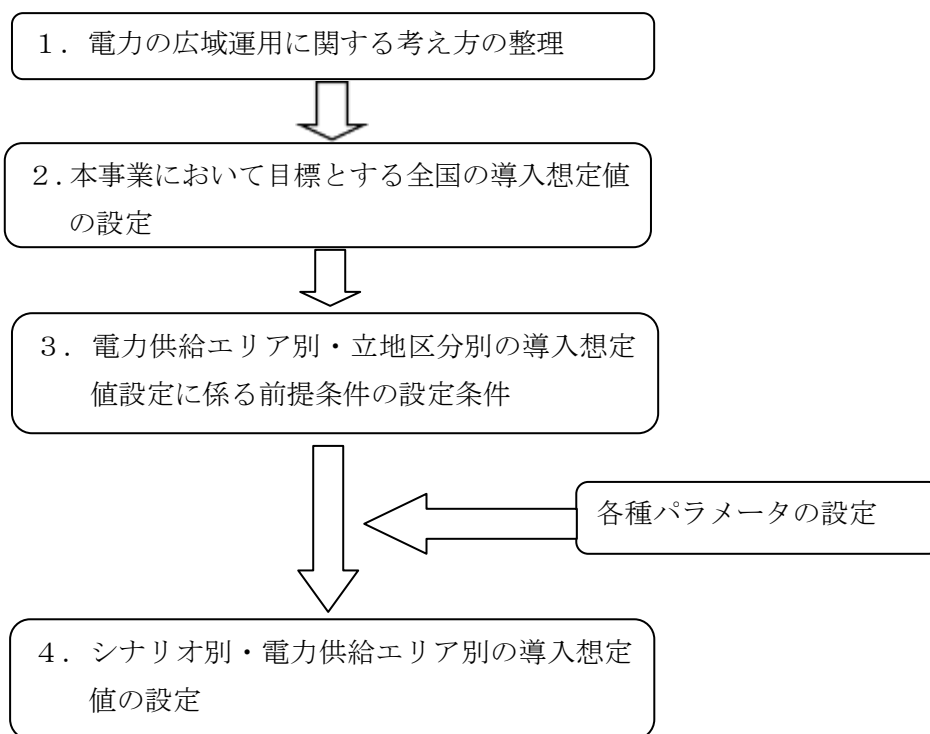


図 5-11 電力供給エリア別の導入想定値の設定フロー

5.3.3 導入想定値の設定

(1) 電力の広域運用に関する考え方の整理

電力の広域運用に関しては、1) 独立運用、2) 北海道と九州と沖縄を単独とし、(東北と東京) 及び (中部と北陸と関西と中国と四国) を連系する運用形態 (広域運用 1)、3) 沖縄を除き 50Hz 系と 60Hz 系で連系する運用形態 (広域運用 2) が考えられる。ここでは、3) を基本とした。案を表 5-9 に示す。

表 5-9 電力の広域運用に関する考え方 (案)

電力供給 エリア	2014 年度 設備容量	火力発電所 設備容量 (火力比率) (箇所数)	独立運用	広域運用 1 北海道と九州 と沖縄を単独 とし、(東北と 東京) 及び (中 部と北陸と関 西と中国と四 国) を連系する 運用形態	広域運用 2 沖縄を除き 50Hz 系と 60Hz 系で連系する 運用形態	参考：周波数
北海道	755 万 kW	421 万 kW (56%) (11 か所)	独立	独立	連系 (50Hz エリア)	50Hz
東北	1,777 万 kW	1,183 万 kW (67%) (12 か所)	独立	連系		50Hz
東京	6,505 万 kW	4,295 万 kW (66%) (25 か所)	独立			50Hz
北陸	807 万 kW	440 万 kW (55%) (6 か所)	独立	連系	連系 (60Hz エリア)	60Hz
中部	3,339 万 kW	2,451 万 kW (73%) (11 か所)	独立			基本 60Hz
関西	3,548 万 kW	1,750 万 kW (49%) (12 か所)	独立			60Hz
中国	1,199 万 kW	780 万 kW (65%) (12 か所)	独立			60Hz
四国	696 万 kW	380 万 kW (55%) (4 か所)	独立			60Hz
九州	2,014 万 kW	1,108 万 kW (55%) (45 か所)	独立	独立	60Hz	
沖縄	244 万 kW	243 万 kW (100%) (21 か所)	独立	独立	独立	60Hz

※既存設備容量のデータの出典は電気事業連合会 HP (2011 年度) より



(2) 本事業において目標とする全国の導入想定値の設定

風力発電に関する、各文献における全国レベルでの長期目標量を表 5-10 に示す。これによると、2050 年は 3,000～7,500 万 kW に設定されている。

本事業において目標とする 2050 年断面の全国の導入想定値は、広域運用を前提として、7,000 万～7,500 万 kW とする。なお、実際には、後述の「電力供給エリア別・立地区分別の導入想定値の設定」により、実現可能性を確認する。

表 5-10 各文献における風力発電の長期導入目標量 (全国レベル)

文献名	団体名	発行時期	目標設定の目的・根拠等	長期目標値 (陸上+洋上)
低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言	環境省 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化研究会	平成 24 年 3 月	(目的)平成 27 年度に見込まれる地球温暖化対策計画等への反映、ダーバン・プラットフォーム交渉における我が国の 2020 年以降の目標の議論 (2015 年末目途) に貢献することにある。 (根拠) 低位・中位・高位の 3 ケースを想定し推計している。各ケースの想定は以下のとおり。 低位：東日本大震災以前に、2020 年の見通しとして資源エネルギー庁が示している固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定した。それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定。 中位：低位と高位の中間値程度の普及を想定。 高位：2050 年時点で環境省ポテンシャル調査にある導入ポテンシャル (エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量) を最大限顕在化させることを目指して、施策を最大限強化する場合を想定。	2020 年：755～1,140 万 kW 2030 年：2,130～3,250 万 kW 2050 年：3,000～7,000 万 kW
革新的エネルギー・環境戦略会議検討資料	内閣官房	平成 24 年 9 月	【陸上】ポテンシャルの①約 1 割、②約 2 割、③約 3 割に導入。 【洋上 (着床式)】ポテンシャルの①約 2%、②約 3%、③約 4%に導入。	2020 年：551～1,218 万 kW 2030 年：1,760～4,755 万 kW
風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 (V3.2)	(一社) 日本風力発電協会	平成 24 年 2 月	○2050 年において 2010 年度実績需要電力量に対し、風力 10%以上供給。 ・各電力会社発電設備容量の 1/2 (50%) 以下。ただし沖縄は 1/3 以下。 ・陸上風力ポテンシャル (6.5m/s 以上を対象) の 1/2 (50%) 以下。 ・洋上風力ポテンシャル (離島を除く、7.5m/s 以上を対象) の 1/3 (33%) 以下。	2020 年：1,130 万 kW 2030 年：2,880 万 kW 2040 年：4,620 万 kW 2050 年：5,000 万 kW
同上 (V4.3)	同上	平成 26 年 5 月	○2050 年度推定需要電力量に対して、風力 20%以上供給。 ・陸上風力開発率=50.0% (1/2) 以下、着床風力開発率=33.3% (1/3) 以下、但し沖縄はゼロ 浮体風力開発率=25.0% (1/4) 以下 ・但し沖縄と北海道はゼロ 陸上先取り率：北海道 90%、東北、九州=50% 着床先取り率：66.6% (2/3) ・単独シナリオ 10 電力：風力設備容量率 50.0% (1/2) 以下。電力会社区分 (広域運営を行わない) ・広域連系シナリオ 3 電力：50Hz (北海道+東北+東京)、60Hz (北陸+中部+関西+中国+四国+九州)、沖縄 風力設備容量率：北海道=60.0%以下、東北=125%以下、九州=70.0%以下	2020 年：1,090 万 kW 2030 年：3,620 万 kW 2050 年：7,500 万 kW (陸上 3,800 万 kW, 着床 1,900 万 kW) 浮体 1,800 万 kW)

(3) 電力供給エリア別・立地区別の導入想定値設定に係る前提条件の設定

電力供給エリア別・立地区別の導入想定値の設定にあたっては、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」の考え方を踏襲することとした。各条件を以下に示す。また、各種導入目標量・想定値算定条件の比較を表5-11に示す。

<条件1>

導入想定値は「堅実な導入ポテンシャル」を超えないものとする。「堅実な導入ポテンシャル」は、事業性等を考慮して以下のように設定する。

$$\begin{aligned} \text{堅実な導入ポテンシャル} &= \\ &\text{陸上 6.0m/s 以上の導入ポテンシャル} \quad \times 1/2 \\ &+ \text{洋上着床式 7.0m/s 以上の導入ポテンシャル} \quad \times 1/3 \\ &+ \text{洋上浮体式 7.5m/s 以上の導入ポテンシャル} \quad \times 1/4 \end{aligned}$$

ただし、1.北海道における洋上浮体式の導入ポテンシャルはゼロとする。

2.沖縄における洋上着床式及び洋上浮体式の導入ポテンシャルはゼロとする。

なお、使用するデータは、現状で活用可能で、かつ妥当な最新データとし、沖縄本島以外の島嶼部を除く。

<条件2>

原則として現状設備容量の1/2を導入上限値とする。ただし、

- 1.沖縄については現状設備容量自体が小さく、導入量が他の電力供給エリアよりも限定されると考えられることから、現状設備容量の1/4を超えないものとする。
- 2.「堅実な導入ポテンシャル」が「現状設備容量の1/2」を大きく上回るエリア（東北と北海道が顕著）については、広域運用を考慮した導入想定値の上限は、広域運用エリアの現状設備容量の合計値の1/2を上回らない範囲で、以下のとおりとする。
 - ・東北：現状設備容量の140%程度（2,500万kW、現状設備容量の1/2+1,600万kW）
 - ・他エリア：現状設備容量の60%程度（北海道：450万kW、現状設備容量の1/2+80万kW、中国：710万kW、現状設備容量の1/2+120万kW）

<条件3>

陸上・洋上着床式・洋上浮体式の配分は、以下のとおりとする。

1. 「堅実な導入ポテンシャル」が導入想定値の決定要因となっている場合は、「堅実な導入ポテンシャル」を配分量とする。
2. 「現状設備容量」が導入想定値の決定要因となるエリアについては 陸上、洋上着床式、洋上浮体式の比率が一義的に定まらないことから、以下の比率を適用する。
 - ・陸上の全導入想定値に占める比率を 1/2 とする。
 - ・堅実な導入ポテンシャルを上限とした上で、洋上着床式の全洋上風力に占める比率を 2/3、洋上浮体式の全洋上風力に占める比率を 1/3 とする。
3. 北海道については、陸上風力の適地が多いため、陸上を全導入想定値の 90% とする。

表 5-11 各種導入目標量・想定値算定条件の比較（参考）

		風力発電導入ポテンシャルと中期導入目標 (V3.2) (JWPA)	低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言 (環境省)	風力発電導入ポテンシャルと中期導入目標 (V4.3) (JWPA)	本事業
風況マップ		2000年データに基づく	2000年データに基づく	2000年データに基づく	1991～2010年データに基づく
ポテンシャル条件	陸上	6.5m/s以上	6.5m/s以上	6.0m/s以上	6.0m/s以上
	着床	7.5m/s以上	7.5m/s以上	7.0m/s以上	7.0m/s以上
		諸島を除く	諸島を除く	諸島を除く	諸島を除く
	浮体	7.5m/s以上	7.5m/s以上	7.5m/s以上	7.5m/s以上
		諸島を除く	諸島を除く	諸島を除く	諸島を除く
保安林	開発不可	開発不可	開発不可	シナリオ別に検討	
八方が猛禽類生息地	開発可	開発可	開発可	シナリオ別に検討	
風力設備容量上限値		各電力会社設備容量の50%以下	各電力会社又は広域運営範囲の50%以下	各電力会社又は広域運営範囲の50%以下	各電力会社又は広域運営範囲の50%以下

(4) 電力供給エリア別の導入想定値の設定

① 東北一体検討ケース（福島浜通りは東北に含む）における導入想定値の設定結果

基本シナリオ、参考シナリオにおける導入想定値の設定結果を表 5-12～表 5-13 に示す。

導入想定値の合計として、参考シナリオでは 7,500 万 kW 確保可能だが、基本シナリオでは前述の前提条件下では 7,500 万 kW は確保できず、7,000 万 kW となった。

表 5-12 基本シナリオにおける導入想定値

基本シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発不可）

単位：万 kW

電力供給 エリア	2050 年の導入想定値					(現設備 *1/2)と の差分	風力設備容量率		導入ポテンシャルに対する開発率 ※上限は陸上 50%、着床 33.3%、浮体 25%		
	合計	陸上	洋上				単エリア	広域	陸上	着床	浮体
			計	着床	浮体						
北海道	450	400	50	50	0	80	59.6%	49.2%	3.38%	0.54%	0.00%
東北	2,500	1,250	1,250	700	550	1,620	140.7%		32.87%	33.11%	9.76%
東京	1,500	140	1,360	710	650	-1,750	23.1%		49.33%	33.05%	24.65%
北陸	120	120	0	0	0	-280	14.9%	19.6%	48.70%	0.00%	0.00%
中部	1,030	290	740	360	380	-630	30.8%		49.49%	32.72%	24.99%
関西	350	320	30	0	30	-1,420	9.9%		48.78%	0.00%	23.39%
中国	320	320	0	0	0	-270	26.7%		48.72%	0.00%	0.00%
四国	220	130	90	30	60	-120	31.6%		48.06%	30.78%	24.82%
九州	450	320	130	40	90	-550	22.3%		48.65%	30.29%	23.13%
沖縄	60	60	0	0	0		24.6%		24.6%	34.55%	0.00%
合計	7,000	3,350	3,650	1,890	1,760	—	—	—	—	—	—

※マイナスは導入想定値の方が小さいことを示す。

表 5-13 参考シナリオにおける導入想定値

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）

単位：万 kW

電力供給 エリア	2050 年の導入想定値					(現設 備* 1/2)と の差分	風力設備容量率		導入ポテンシャルに対する開発率 ※上限は陸上 50%、着床 33.3%、浮体 25%		
	合計	陸上	洋上				単エリア	広域	陸上	着床	浮体
			計	着床	浮体						
北海道	370	330	40	40	0	0	49.0%	35.2%	1.82%	0.43%	0.00%
東北	1,150	570	580	380	200	270	64.7%		6.42%	17.97%	3.55%
東京	1,660	300	1,360	710	650	-1,590	25.5%		48.55%	33.05%	24.65%
北陸	250	250	0	0	0	-150	31.0%	33.8%	48.29%	0.00%	0.00%
中部	1,300	560	740	360	380	-360	38.9%		49.62%	32.72%	24.99%
関西	830	800	30	0	30	-940	23.4%		49.62%	0.00%	23.39%
中国	710	710	0	0	0	120	59.2%		37.59%	0.00%	0.00%
四国	340	260	80	30	50	0	48.9%		42.61%	30.78%	20.68%
九州	830	700	130	40	90	-170	41.2%		49.32%	30.29%	23.13%
沖縄	60	60	0	0	0		24.6%		24.6%	32.52%	0.00%
合計	7,500	4,540	2,960	1,560	1,400	—	—	—	—	—	—

※マイナスは導入想定値の方が小さいことを示す。

② 新福島活用ケースにおける導入想定値

ア) 東北（福島浜通りを除く）の導入想定値（基本シナリオ）

福島浜通りを除いた場合の東北の導入想定値（基本シナリオ）は、表 5-14 に示すとおり、合計 2,220 万 kW（陸上 1,110 万 kW、洋上 1,110 万 kW）とした。

表 5-14 新福島活用ケースにおける導入想定値（基本シナリオ）

基本シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発不可）

単位：万 kW

電力供給 エリア	2050 年の導入想定値					(現設備 *1/2) との差分	風力設備容量率		導入ポテンシャルに対する開発率 ※上限は陸上 50%、着床 33.3%、浮体 25%		
	合計	陸上	洋上				単エリア	広域	陸上	着床	浮体
			計	着床	浮体						
北海道	450	400	50	50	0	80	59.6%	49.2%	3.38%	0.54%	0.00%
東北	2,220	1,110	1,110	600	510	1,340	124.9%		32.32%	33.18%	9.05%
東京	1,780	320	1,460	810	650	-1,470	27.4%	19.6%	49.03%	33.00%	24.65%
北陸	120	120	0	0	0	-280	14.9%		48.70%	0.00%	0.00%
中部	1,030	290	740	360	380	-630	30.8%	49.49%	32.72%	24.99%	
関西	350	320	30	0	30	-1,420	9.9%	48.78%	0.00%	23.39%	
中国	320	320	0	0	0	-270	26.7%	48.72%	0.00%	0.00%	
四国	220	130	90	30	60	-120	31.6%	48.06%	30.78%	24.82%	
九州	450	320	130	40	90	-550	22.3%	48.65%	30.29%	23.13%	
沖縄	60	60	0	0	0		24.6%	24.6%	34.55%	0.00%	0.00%
合計	7,000	3,390	3,610	1,890	1,720	—	—	—	—	—	—

※マイナスは導入想定値の方が小さいことを示す。

イ) 福島浜通りの導入想定値（基本シナリオ）（陸上）

福島浜通りの導入想定値は、東京電力の導入想定値の内数となる。

導入ポテンシャル比で配分すると、 $320 \text{ 万 kW} \times 369 / (282 + 369) = 181 \text{ 万 kW}$

風速 6.5m/s 以上のエリア比で配分すると $320 \text{ 万 kW} \times 344 / (221 + 344) = 195 \text{ 万 kW}$ となる。

一方、新福島アクセスポイントに接続する送電線の容量として 2 回線 2 ルート (85×2 = 170 万 kW) では不足するため、2 回線 3 ルートが必要となる。設備の効率的活用の観点から、1 ルートあたりの 1/2 容量程度を下限とし、

85 万 kW×2.5=212.5 万 kW となることから、210 万 kW を福島浜通りの導入想定値とした。

ウ) 東北（福島浜通りを除く）の導入想定値（参考シナリオ）

福島浜通りを除いた場合の東北の導入想定値（参考シナリオ）は表 5-15 に示すとおり、合計 810 万 kW（陸上 400 万 kW、洋上 410 万 kW）とする。

表 5-15 新福島活用ケースにおける導入想定値（参考シナリオ）

参考シナリオ（保安林もイヌワシ・クマタカ生息域も開発可）

単位：万 kW

電力供給 エリア	2050 年の導入想定値					(現設備 *1/2) との差分	風力設備容量率		導入ポテンシャルに対する開発率 ※上限は陸上50%、着床33.3%、浮体25%		
	合計	陸上	洋上				単エリア	広域	陸上	着床	浮体
			計	着床	浮体						
北海道	370	330	40	40	0	0	49.0%	35.2%	1.82%	0.43%	0.00%
東北	810	400	410	270	140	-70	45.6%		4.75%	14.93%	2.48%
東京	2,000	540	1,460	810	650	-1,250	30.7%	33.8%	49.91%	33.00%	24.65%
北陸	250	250	0	0	0	-150	31.0%		48.29%	0.00%	0.00%
中部	1,300	560	740	360	380	-360	38.9%		49.62%	32.72%	24.99%
関西	830	800	30	0	30	-940	23.4%		49.62%	0.00%	23.39%
中国	710	710	0	0	0	120	59.2%		37.59%	0.00%	0.00%
四国	340	260	80	30	50	0	48.9%		42.61%	30.78%	20.68%
九州	830	700	130	40	90	-170	41.2%		49.32%	30.29%	23.13%
沖縄	60	60	0	0	0	0	24.6%	24.6%	32.52%	0.00%	0.00%
合計	7,500	4,610	2,890	1,550	1,340	-	-	-	-	-	-

※マイナスは導入想定値の方が小さいことを示す。

③ 電力供給エリア別の導入想定値の設定結果（まとめ）

基本シナリオ、参考シナリオにおける電力供給エリア別の導入想定値のまとめを表 5-16 に示す。

表 5-16 電力供給エリア別の導入想定値の設定結果（まとめ）

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

6 風力発電に関する有望エリアの設定

6.1 陸上風力の有望エリアの設定

系統整備を検討するにあたっては、事前に風力発電の有望エリアを設定する必要がある。陸上風力に関しては、5.2 で算定した導入ポテンシャルに対し、導入ポテンシャルが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、「8 系統整備手法の検討」を実施する。

6.1.1 陸上風力の有望エリアの抽出・設定に関する基本的な考え方

陸上風力の有望エリアの抽出・設定にあたっての基本的な考え方を以下に示す。

- 1) 基本的に基本シナリオに関して検討を行う。ただし、作業手順としては、参考シナリオが基本シナリオを包含することになるため、参考シナリオにおける有望エリアを抽出した後、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メッシュを除いて設定する。
- 2) 抽出・設定手順としては、一次抽出（メッシュ）、二次抽出（ポリゴン）の二段階とする。
- 3) 一次抽出は GIS を用いて行う。二次抽出は、1/40,000 地形図により施工性等を一部考慮しながら手作業で行う。なお、地権者等の情報は考慮しない。

6.1.2 陸上風力の有望エリアの抽出・設定フロー

抽出フローを図 6-1 に示す。

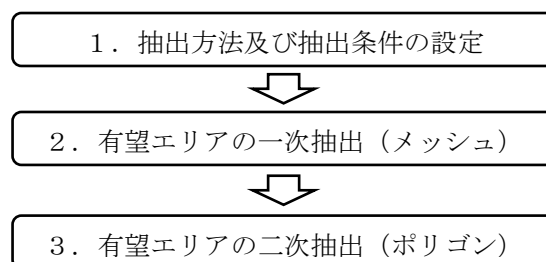


図 6-1 陸上風力有望エリアの抽出フロー

6.1.3 有望エリアの抽出条件及び抽出方法

(1) 一次抽出の抽出条件と抽出方法

基本シナリオにおける一次抽出条件（開発不可条件）を表 6-1 に示す。これらの条件は基本的には導入ポテンシャルの算定条件と同様としたが、東北と北海道については、導入ポテンシャルが導入想定値を大幅に上回るため、風速に関する条件を 6.5m/s 以上とした。さらに、北海道については、標高 500m 以上、最大傾斜角 10 度以上、地上開度 85 度未満とした。一次抽出結果（サンプル）を図 6-2 に示す。

表 6-1 陸上風力の有望エリアの一次抽出条件（開発不可条件）

区分	項目	北海道 基本シナリオ	東北 基本シナリオ	東北・北海道以外 基本シナリオ	東北 参考シナリオ
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満	6.5m/s 未満	6.0m/s 未満	6.5m/s 未満
	標高	500m 以上	1,200m 以上	1,200m 以上	1,200m 以上
	最大傾斜角	10 度以上	20 度以上	20 度以上	20 度以上
	地上開度	85 度未満	75 度未満	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	同左	同左	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
土地社会利用条件等	都市計画区分	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	同左	同左	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
	土地利用区分	500m 未満	同左	同左	500m 未満
	居住地からの距離	航空法制限エリア	同左	同左	航空法制限エリア
	その他	考慮しない	同左	同左	考慮しない
希少種の配慮	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	同左	同左	考慮しない

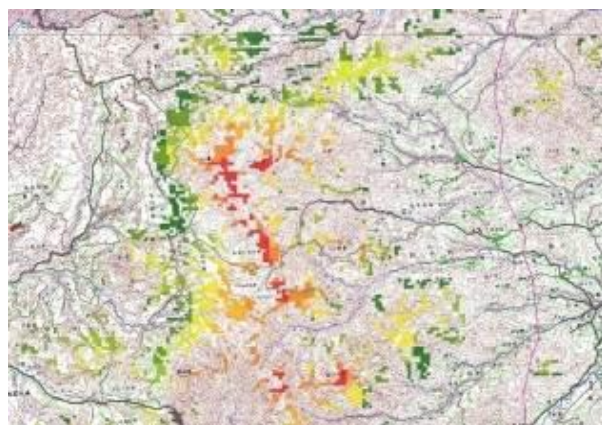


図 6-2 一次抽出結果 (サンプル)

(2) 二次抽出の抽出条件と抽出方法

二次抽出条件及び抽出方法を以下に、二次抽出結果 (サンプル) を図 6-3 に示す。

- 1) 地形情報等 (等高線、道路、送電線、国立・国定公園、風速区分等) が図示された縮尺 1/40,000 地形図を基に、ウィンドファームとして可能性がある一塊の範囲 (概ね 2 万 kW 程度以上) を手作業でポリゴンとして抽出した。ただし、四方全てが急峻地形である場所や風速の小さな場所については選定しなかった。なお、大きなポリゴンについては、地形等を踏まえ、適当なところで区切った。
- 2) 各ポリゴン単位で、ポリゴン面積・中心座標、想定される設備容量 (kW)、平均風速、年間発電電力量 (kWh) をデータベース化した。
- 3) 想定される設備容量が 1 万 kW に満たないポリゴンを除外し、それ以外を有望エリアとして位置づけた。

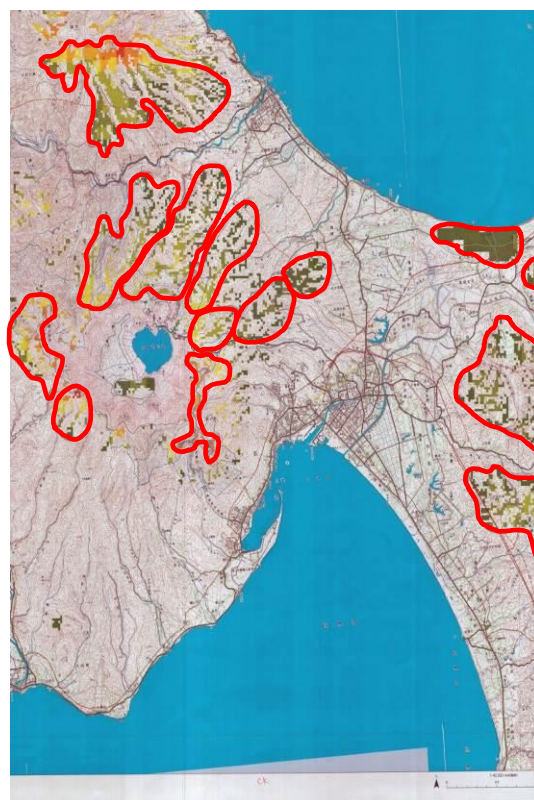


図 6-3 二次抽出結果 (サンプル)

6.1.4 電力供給エリア別の有望エリア（陸上）の抽出・設定結果（基本シナリオ）

（１） 北海道における風力有望エリア

① 一次抽出結果

北海道における一次抽出結果を表 6-2 及び図 6-4 に示す。これによると、道北地域の設備容量 1,018 万 kW が最も多く、道東地域の 850 万 kW がそれに続く。

表 6-2 北海道における有望エリア（一次抽出）の地域別・風速別設備容量

単位：万 kW

地域	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域別 計	参考 6.0～ 6.5m/s
道北	276	328	257	96	42	19	1,018	201
道東	435	234	127	40	12	3	850	691
道央	81	33	15	6	0	0	137	62
道南	117	58	32	15	5	2	229	97
風速区分別計	909	654	431	157	60	24	2,234	1,051

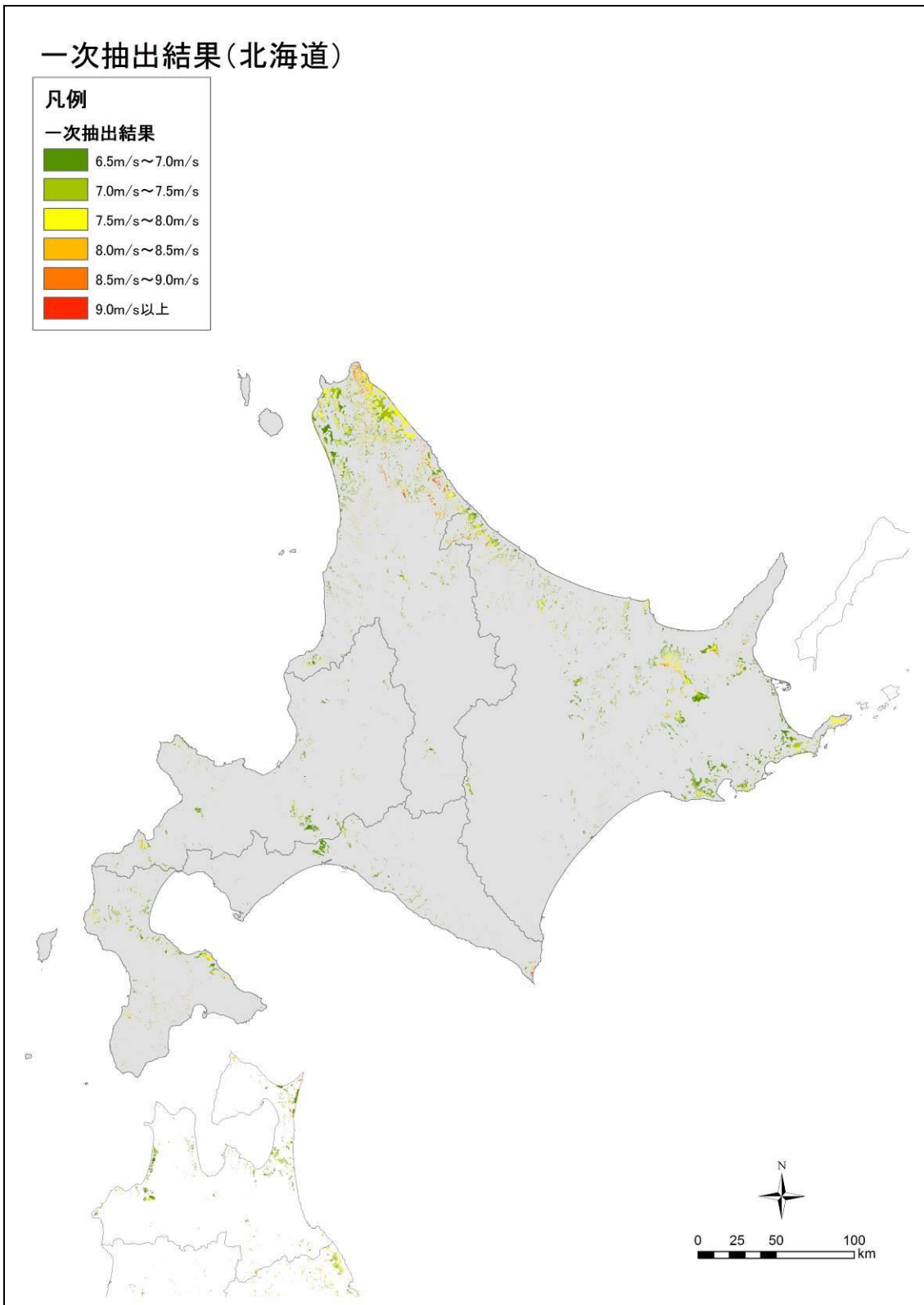


図 6-4 北海道における一次抽出結果

② 二次抽出結果

北海道における二次抽出結果を表 6-3、表 6-4 及び図 6-5 に示す。これは、北海道陸上の導入想定値（400 万 kW）に対して、2.42 倍となっている。

表 6-3 北海道における有望エリア（二次抽出）の地域別・風速別設備容量

単位：万 kW

地域	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域別計
道北	110	172	128	28	11	5	454
道東	195	114	63	15	2	0	390
道央	35	7	3	3	0	0	48
道南	47	16	9	3	1	1	77
風速区分別計	387	309	204	49	15	6	969

表 6-4 北海道における有望エリア（二次抽出）の地域別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

地域	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	地域別計
道北	6	3	5	1	0	0	15
道東	47	16	20	12	4	1	100
道央	15	8	4	2	0	0	29
道南	29	25	31	14	3	2	104
設備容量別計	97	52	60	29	7	3	248

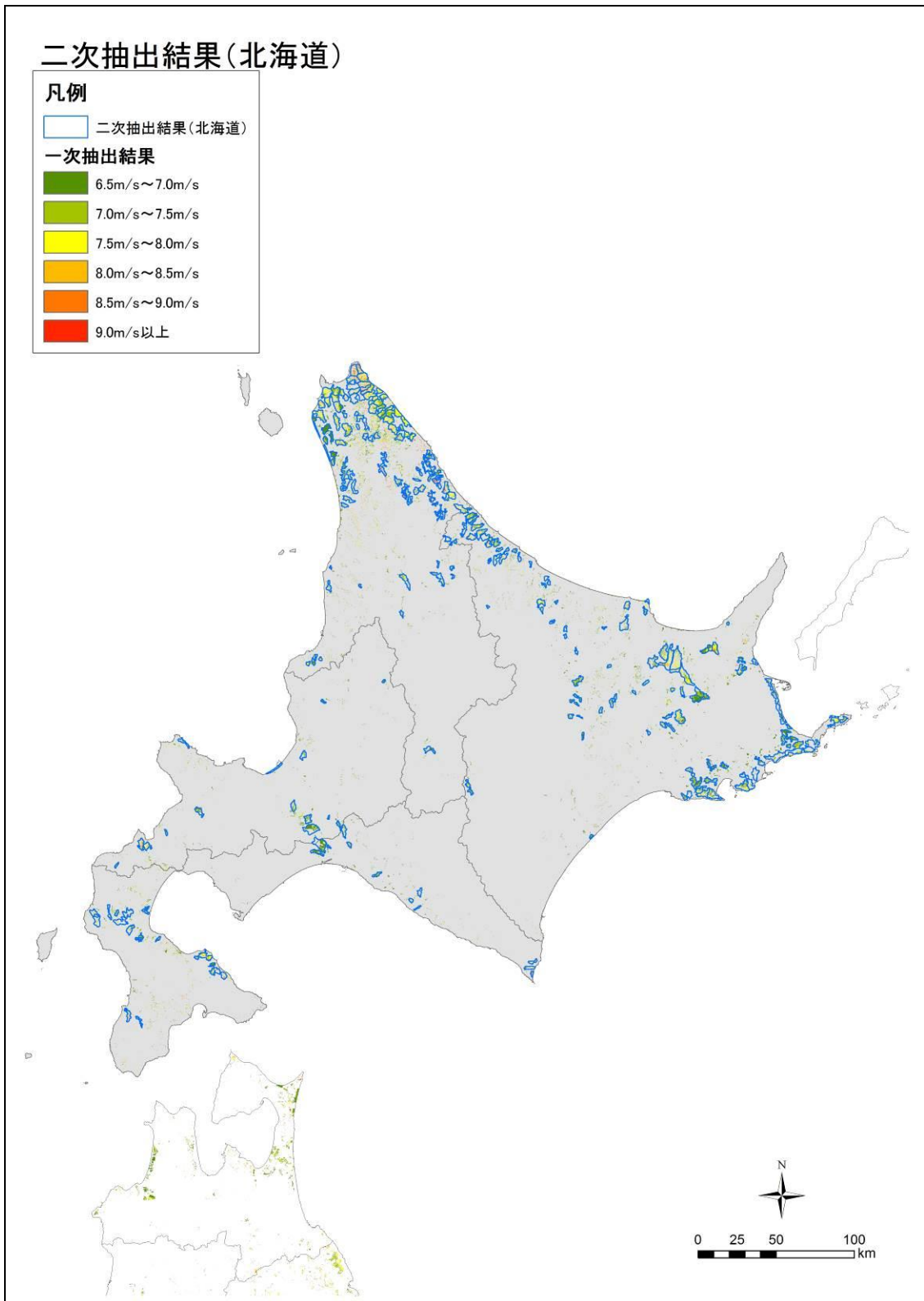


図 6-5 北海道における二次抽出結果

(2) 東北における風力有望エリア

① 一次抽出結果

東北における一次抽出結果を表 6-5 及び図 6-6 に示す。これによると、岩手県の設備容量 773 万 kW が最も多く、福島県の 633 万 kW、青森県の 530 万 kW がそれに続く。

表 6-5 東北における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計	参考 6.0～ 6.5m/s
青森県	210	128	68	52	39	33	530	173
岩手県	139	174	168	127	95	69	773	128
宮城県	52	57	54	49	33	12	257	48
秋田県	208	138	78	46	15	14	499	290
山形県	84	55	26	24	21	8	218	97
福島県	94	101	107	128	121	82	633	90
新潟県	17	3	2	0	0	0	23	45
風速区分別計	803	656	504	427	323	219	2,932	871

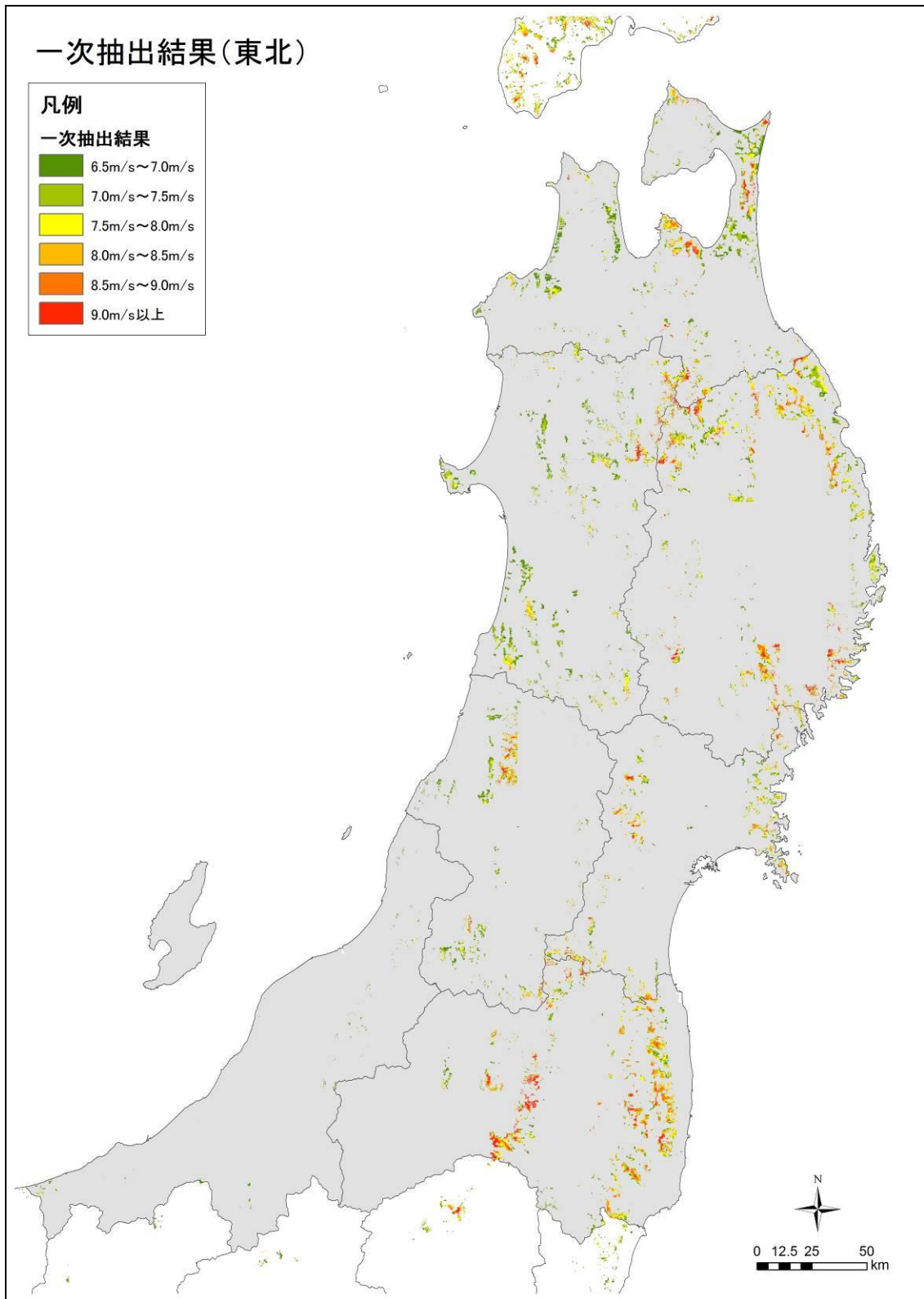


図 6-6 東北における一次抽出結果

② 二次抽出結果

東北における二次抽出結果を表 6-6、表 6-7 及び図 6-7 に示す。これは、東北陸上の導入想定値（1,250 万 kW）に対して、1.59 倍となっている。

表 6-6 東北における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
青森県	168	108	58	45	35	28	441
岩手県	74	118	127	105	80	58	563
宮城県	20	33	34	34	23	9	153
秋田県	81	77	44	24	8	11	246
山形県	44	36	18	18	16	6	138
福島県	46	62	74	98	102	62	445
新潟県	1	0	0	0	0	0	1
風速区分別計	435	434	355	324	264	175	1,987

表 6-7 東北における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
青森県	36	18	19	9	2	0	84
岩手県	25	20	22	13	3	0	83
宮城県	11	5	14	2	0	0	32
秋田県	20	12	10	4	1	0	47
山形県	8	11	9	2	0	0	30
福島県	16	21	18	10	2	0	67
新潟県	1	0	0	0	0	0	1
設備容量別計	117	87	92	40	8	0	344

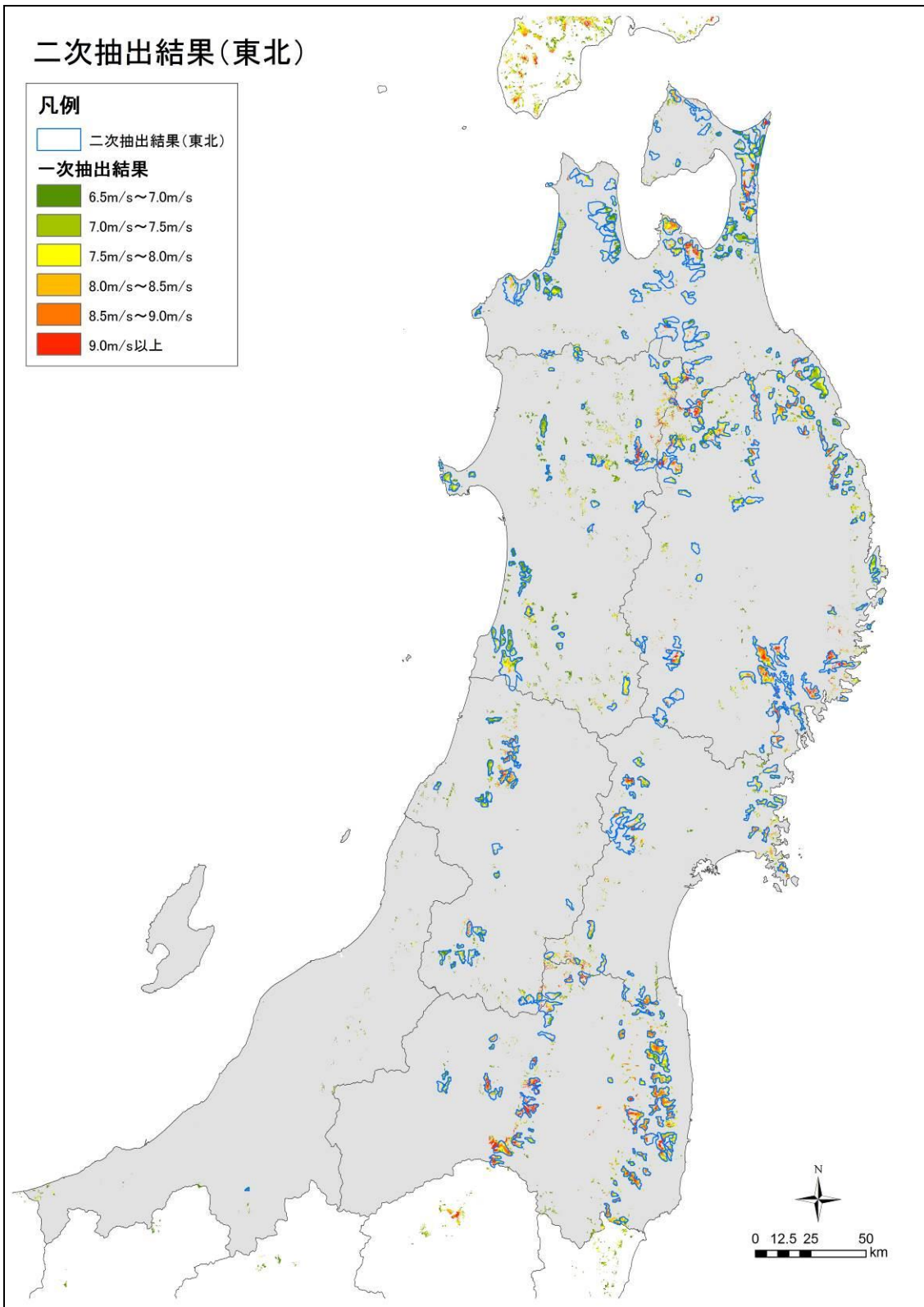


図 6-7 東北における二次抽出結果

(3) 東京における風力有望エリア

① 一次抽出結果

東京における一次抽出結果を表 6-8 及び図 6-8 に示す。これによると、静岡県が設備容量 107 万 kW が最も多く、千葉県が 62 万 kW、茨城県の 46 万 kW がそれに続く。

表 6-8 東京における有望エリア（一次抽出）の都県別・風速別設備容量

単位：万 kW

都県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	都県別 計
茨城県	17	15	9	5	0	0	0	46
栃木県	6	6	9	5	5	5	5	41
群馬県	12	6	1	0	0	0	0	20
埼玉県	0	0	0	0	0	0	0	0
千葉県	8	12	18	16	7	0	0	62
東京都	0	0	0	0	0	0	0	0
神奈川県	4	3	0	1	0	0	0	8
山梨県	1	0	0	0	0	0	0	1
静岡県	15	14	22	32	20	5	0	107
風速区分別計	63	57	58	59	32	10	5	284

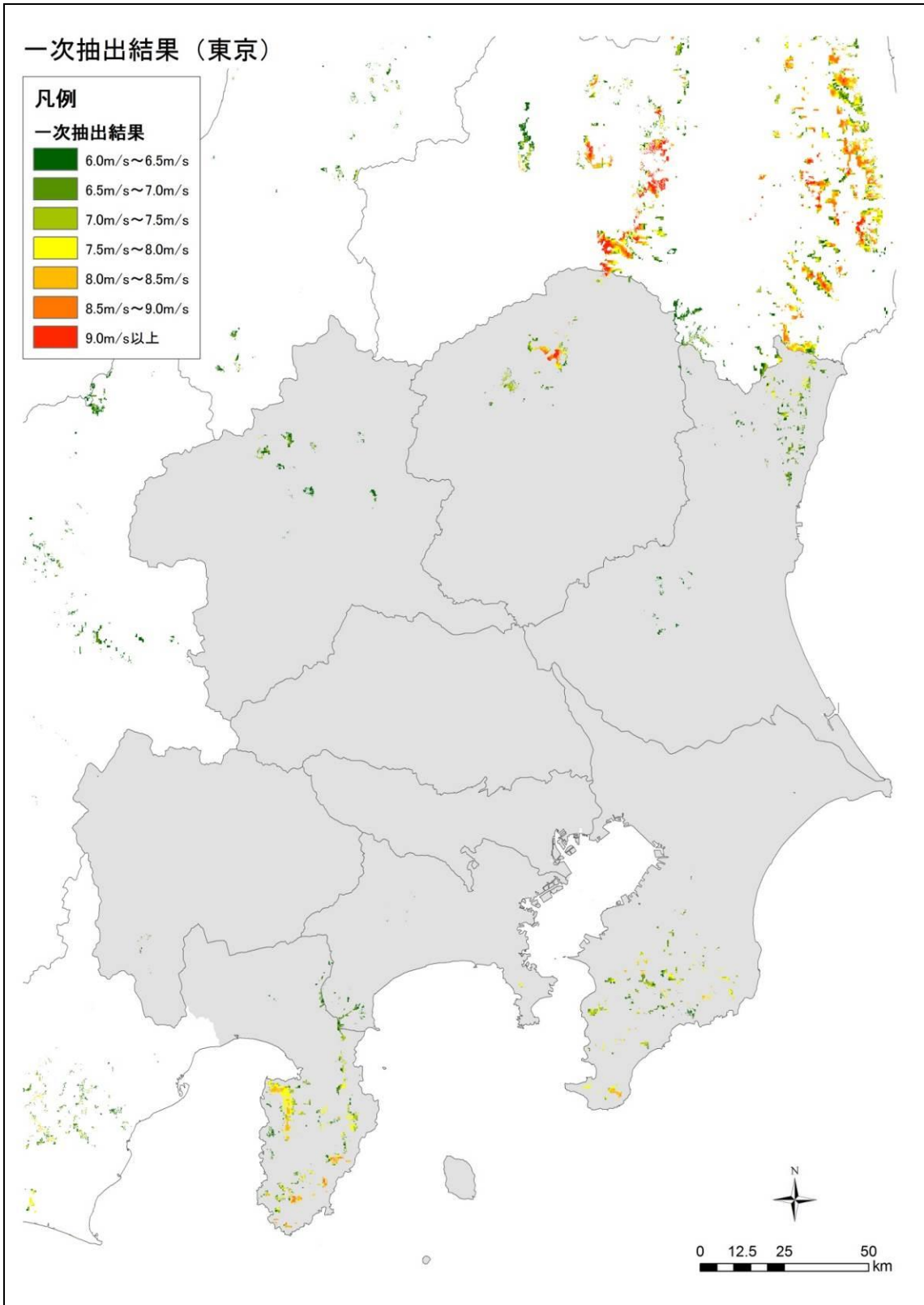


図 6-8 東京における一次抽出結果

② 二次抽出結果

東京における二次抽出結果を表 6-9、表 6-10 及び図 6-9 に示す。これは、東京陸上の導入想定値（140 万 kW）に対して、1.45 倍となっている。

表 6-9 東京における有望エリア（二次抽出）の都県別・風速別設備容量

単位：万 kW

都県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	都県別 計
茨城県	11	12	8	5	0	0	0	36
栃木県	2	1	3	2	4	5	4	23
群馬県	10	5	1	0	0	0	0	16
埼玉県	0	0	0	0	0	0	0	0
千葉県	6	8	13	9	6	0	0	43
東京	0	0	0	0	0	0	0	0
神奈川県	3	3	0	0	0	0	0	6
静岡県	7	8	16	28	17	4	0	80
風速区分別計	39	37	41	45	28	9	4	203

表 6-10 東京における有望エリア（二次抽出）の都県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

都県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	都県別計
茨城県	10	8	3	1	1	0	23
栃木県	1	0	2	0	0	0	3
群馬県	2	3	0	0	0	0	5
埼玉県	0	0	0	0	0	0	0
千葉県	10	4	1	0	0	0	15
東京都	0	0	0	0	0	0	0
神奈川県	1	1	0	0	0	0	2
山梨県	0	0	0	0	0	0	0
静岡県	11	5	5	1	0	0	22
設備容量別計	36	21	11	2	1	0	71

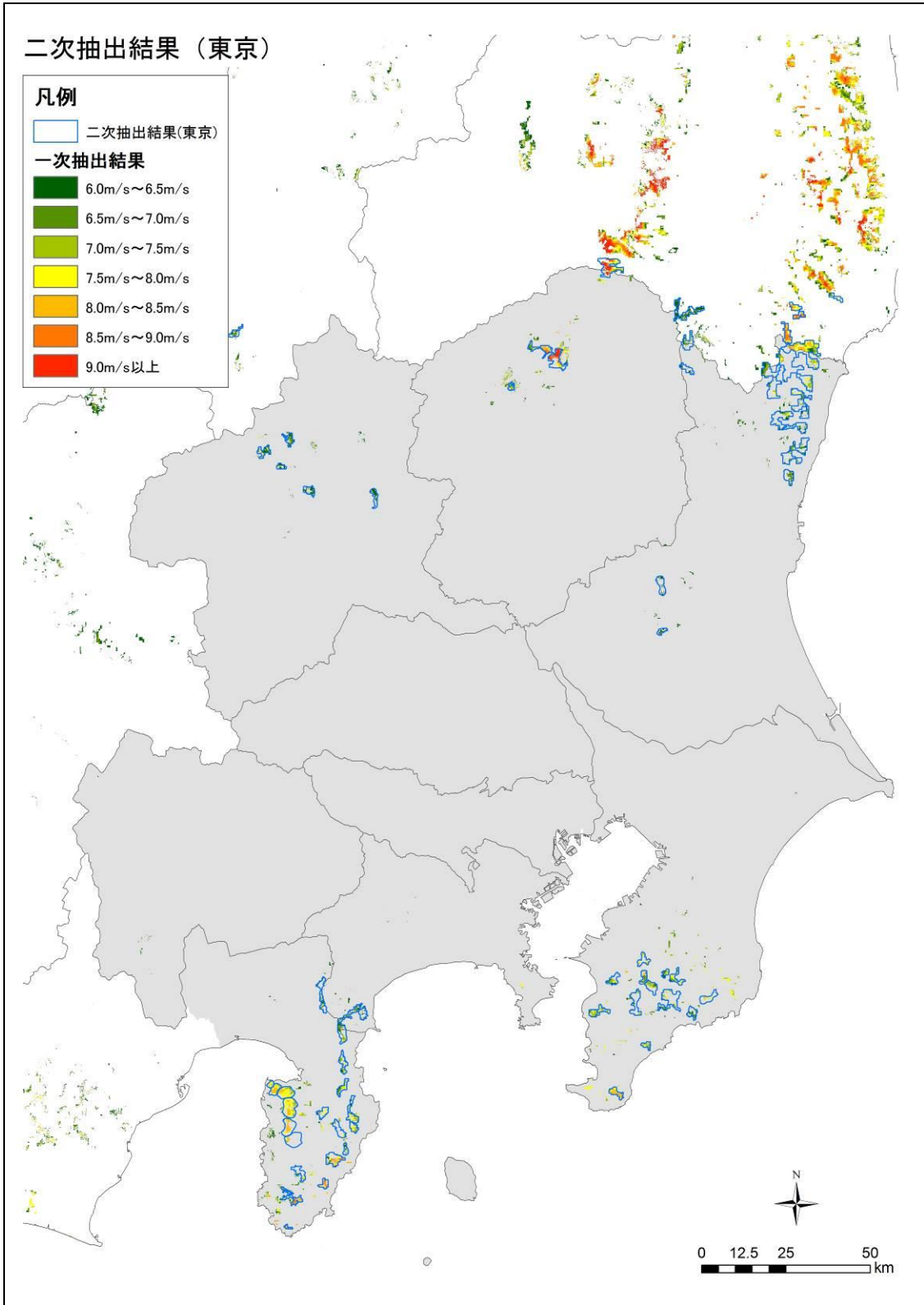


図 6-9 東京における二次抽出結果

(4) 北陸における風力有望エリア

① 一次抽出結果

北陸における一次抽出結果を表 6-11 及び図 6-10 に示す。これによると、石川県の設備容量 180 万 kW が最も多く、福井県の 53 万 kW がそれに続く。

表 6-11 北陸における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
富山県	10	3	0	0	0	0	0	13
石川県	86	72	21	0	0	0	0	180
福井県	22	18	10	2	1	0	0	53
風速区分別計	118	93	31	3	1	0	0	246

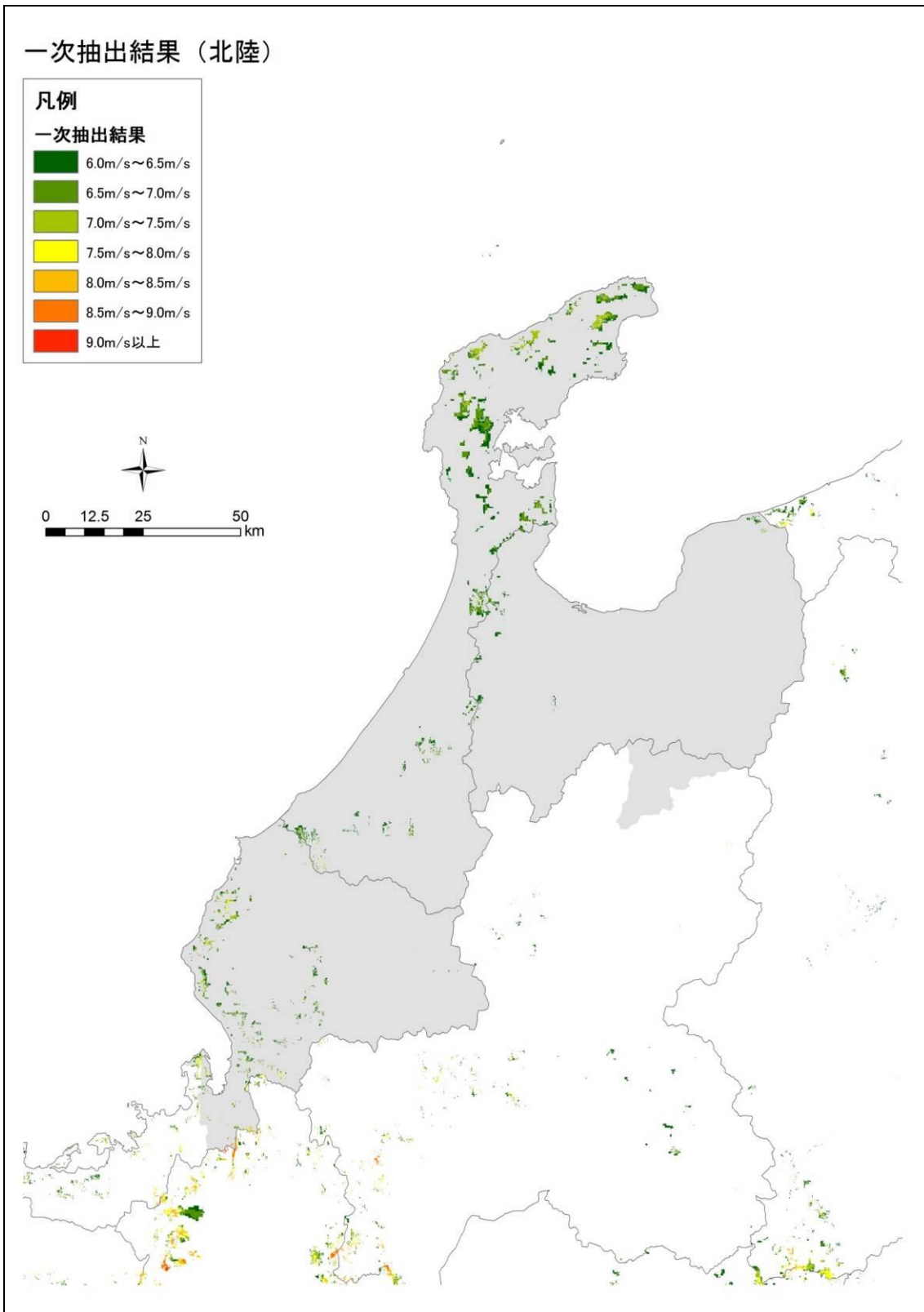


図 6-10 北陸における一次抽出結果

② 二次抽出結果

北陸における二次抽出結果を表 6-12、表 6-13 及び図 6-11 に示す。これは、北陸陸上の導入想定値（120 万 kW）に対して、1.60 倍となっている。

表 6-12 北陸における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
富山県	6	2	0	0	0	0	0	8
石川県	66	67	20	0	0	0	0	152
福井県	11	11	8	2	0	0	0	32
風速区分別計	83	80	27	2	0	0	0	192

表 6-13 北陸における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
富山県	2	0	0	0	0	0	2
石川県	13	6	6	5	0	0	30
福井県	13	1	1	0	0	0	15
設備容量別計	28	7	7	5	0	0	47

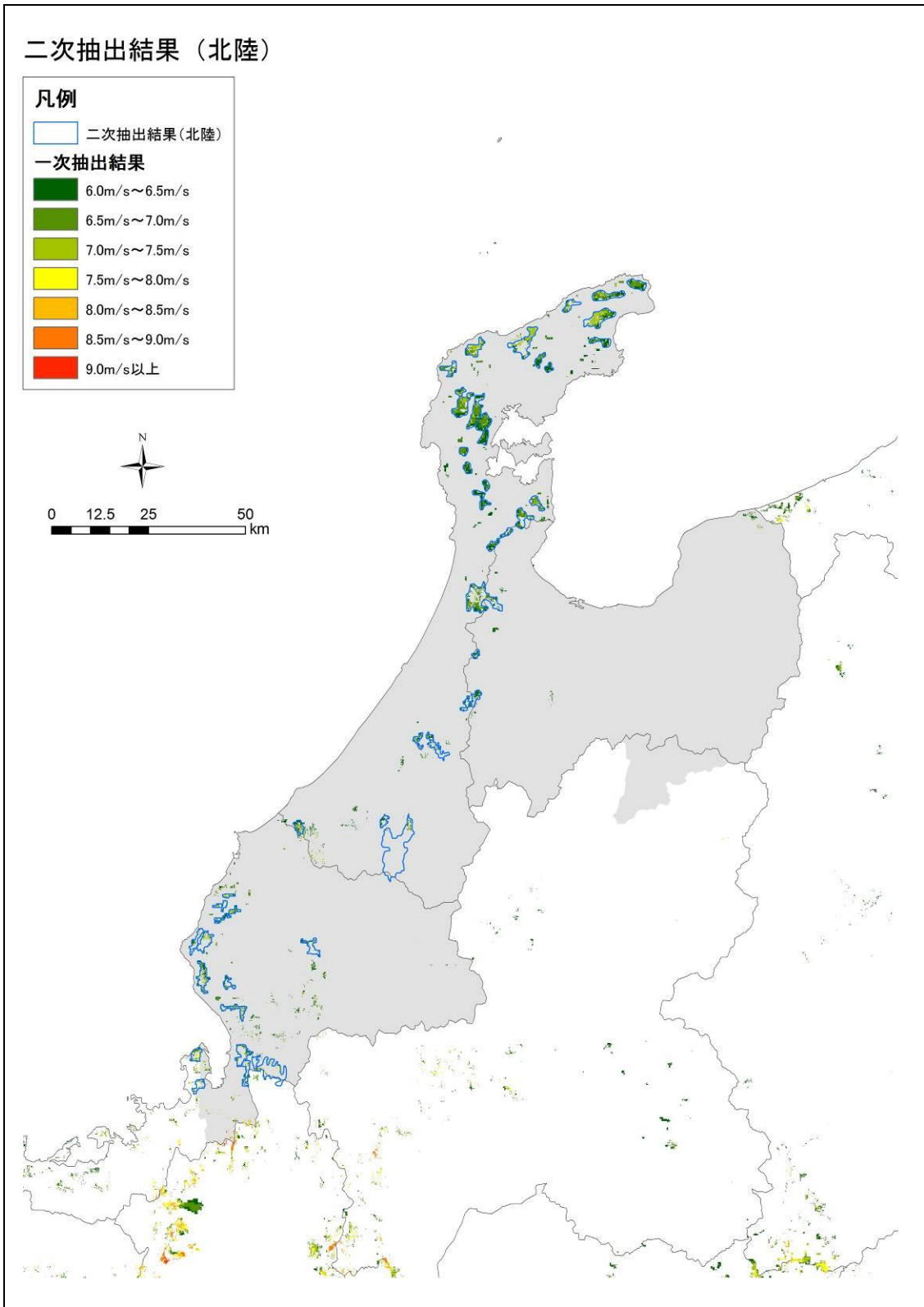


図 6-11 北陸電力供給エリアにおける二次抽出結果

(5) 中部における風力有望エリア

① 一次抽出結果

中部における一次抽出結果を表 6-14 及び図 6-12 に示す。これによると、三重県の設備容量 265 万 kW が最も多く、愛知県の 132 万 kW がそれに続く。

表 6-14 中部における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
長野県	43	20	7	5	1	0	0	77
岐阜県	16	8	6	5	3	2	0	40
静岡県	19	21	14	13	5	0	0	72
愛知県	30	24	31	27	18	2	1	132
三重県	48	56	52	54	35	18	2	265
風速区分別計	156	129	110	104	62	22	3	586

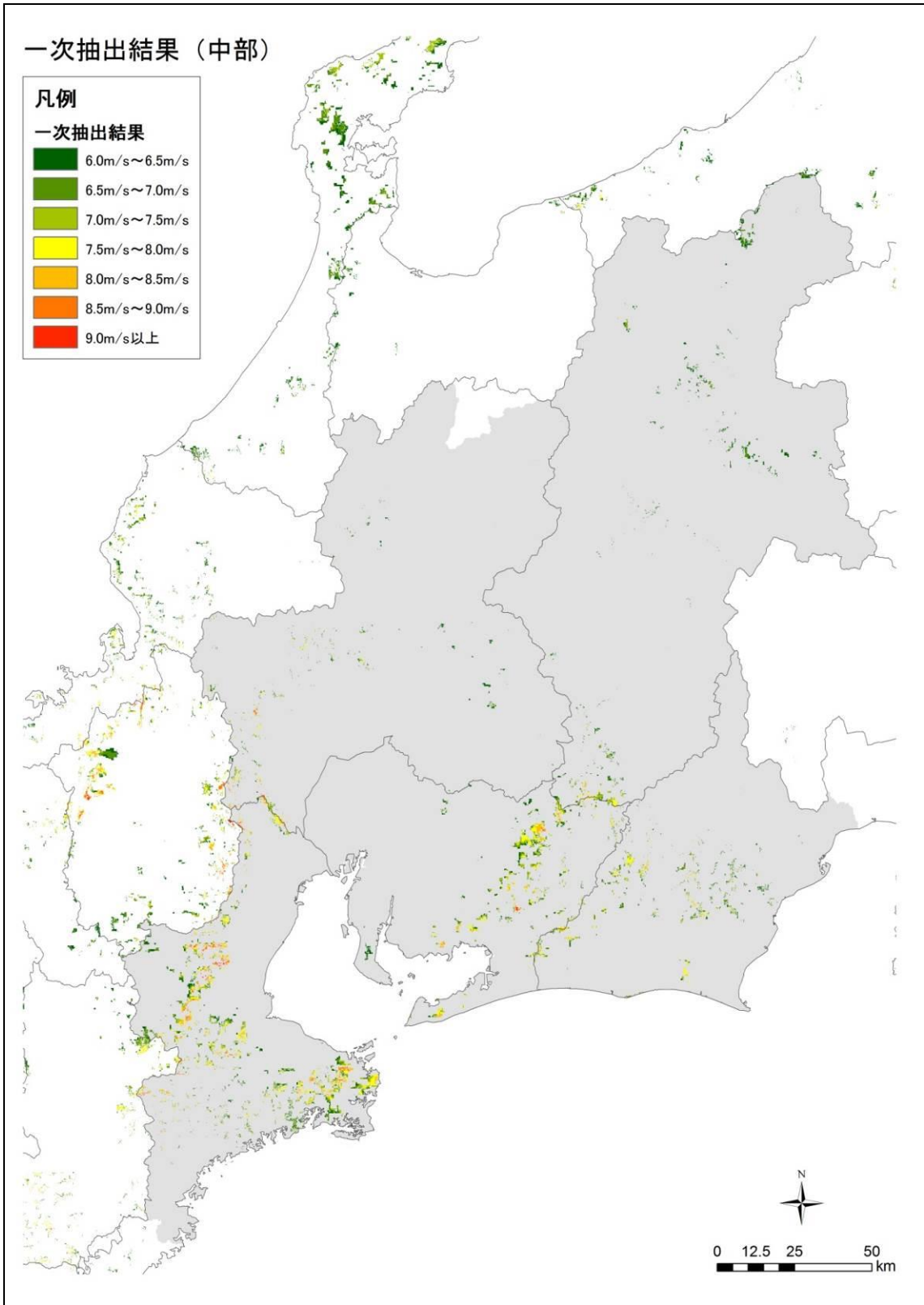


図 6-12 中部における一次抽出結果

② 二次抽出結果

中部における二次抽出結果を表 6-15、表 6-16 及び図 6-13 に示す。これは、中部陸上の導入想定値（290 万 kW）に対して、1.17 倍となっている。

表 6-15 中部における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
長野県	13	10	5	5	1	0	0	34
岐阜県	3	2	2	2	1	1	0	10
静岡県	4	6	7	10	4	0	0	30
愛知県	16	15	24	23	16	2	1	97
三重県	25	37	35	38	23	11	1	169
風速区分別計	60	71	73	78	44	14	1	340

表 6-16 中部における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
長野県	5	2	2	0	0	0	10
岐阜県	5	0	0	0	0	0	5
静岡県	10	3	0	0	0	0	13
愛知県	9	4	4	2	1	0	20
三重県	11	20	9	3	0	0	51
設備容量別計	40	29	15	5	1	0	90

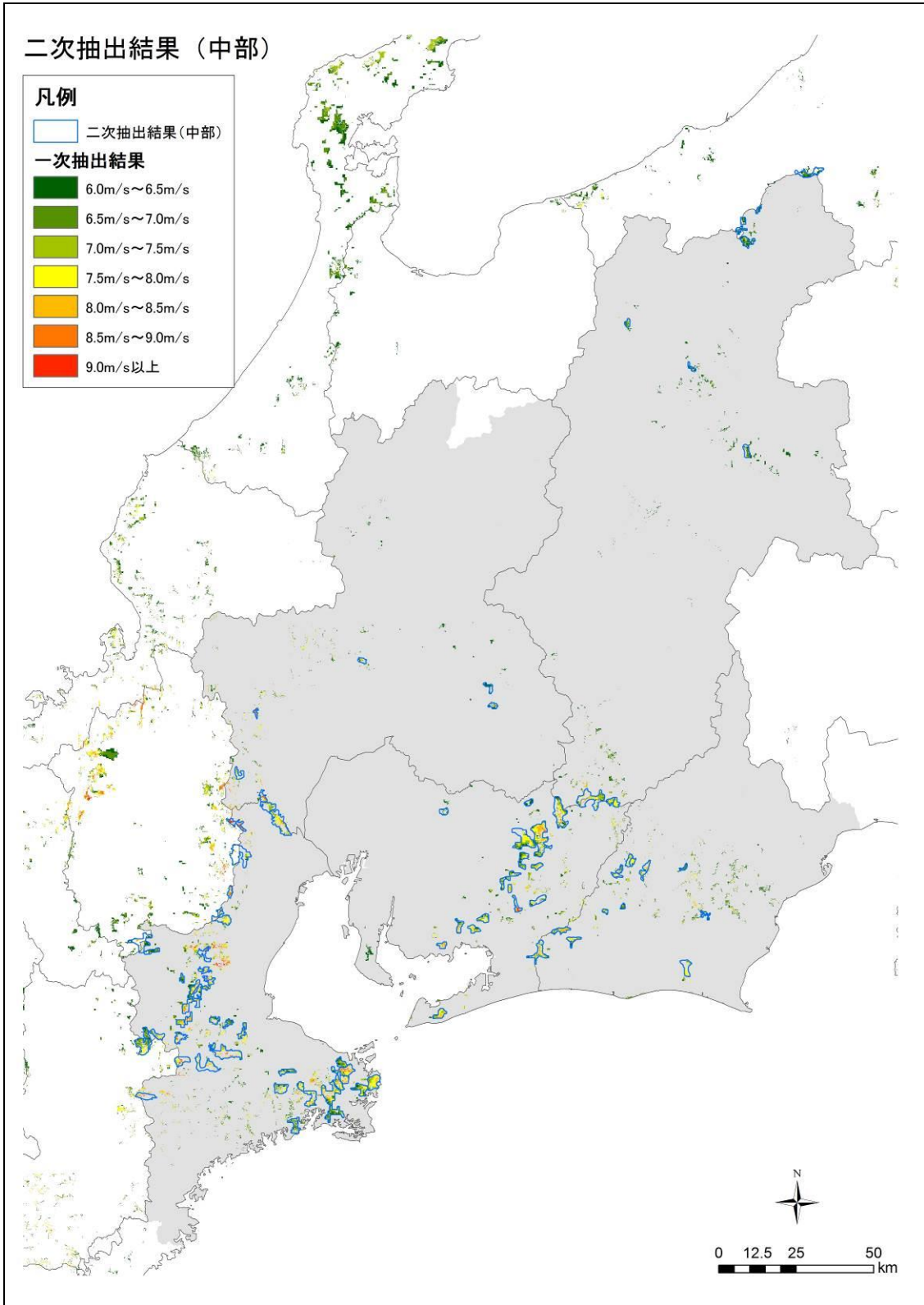


図 6-13 中部における二次抽出結果

(6) 関西における風力有望エリア

① 一次抽出結果

関西における一次抽出結果を表 6-17 及び図 6-14 に示す。これによると、滋賀県の設備容量 152 万 kW が最も多く、京都府の 151 万 kW、和歌山県の 136 万 kW がそれに続く。

表 6-17 関西における有望エリア（一次抽出）の府県別・風速別設備容量

単位：万 kW

府県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	府県別 計
福井県	8	7	4	2	1	0	0	21
三重県	5	3	1	1	0	0	0	9
滋賀県	38	35	24	19	20	13	3	152
京都府	50	48	34	15	4	0	0	151
大阪府	9	6	2	1	0	0	0	18
兵庫県	49	32	14	6	1	0	0	102
奈良県	17	19	15	12	3	1	0	67
和歌山県	47	42	24	17	5	0	0	136
風速区分別計	223	191	118	72	35	15	3	656

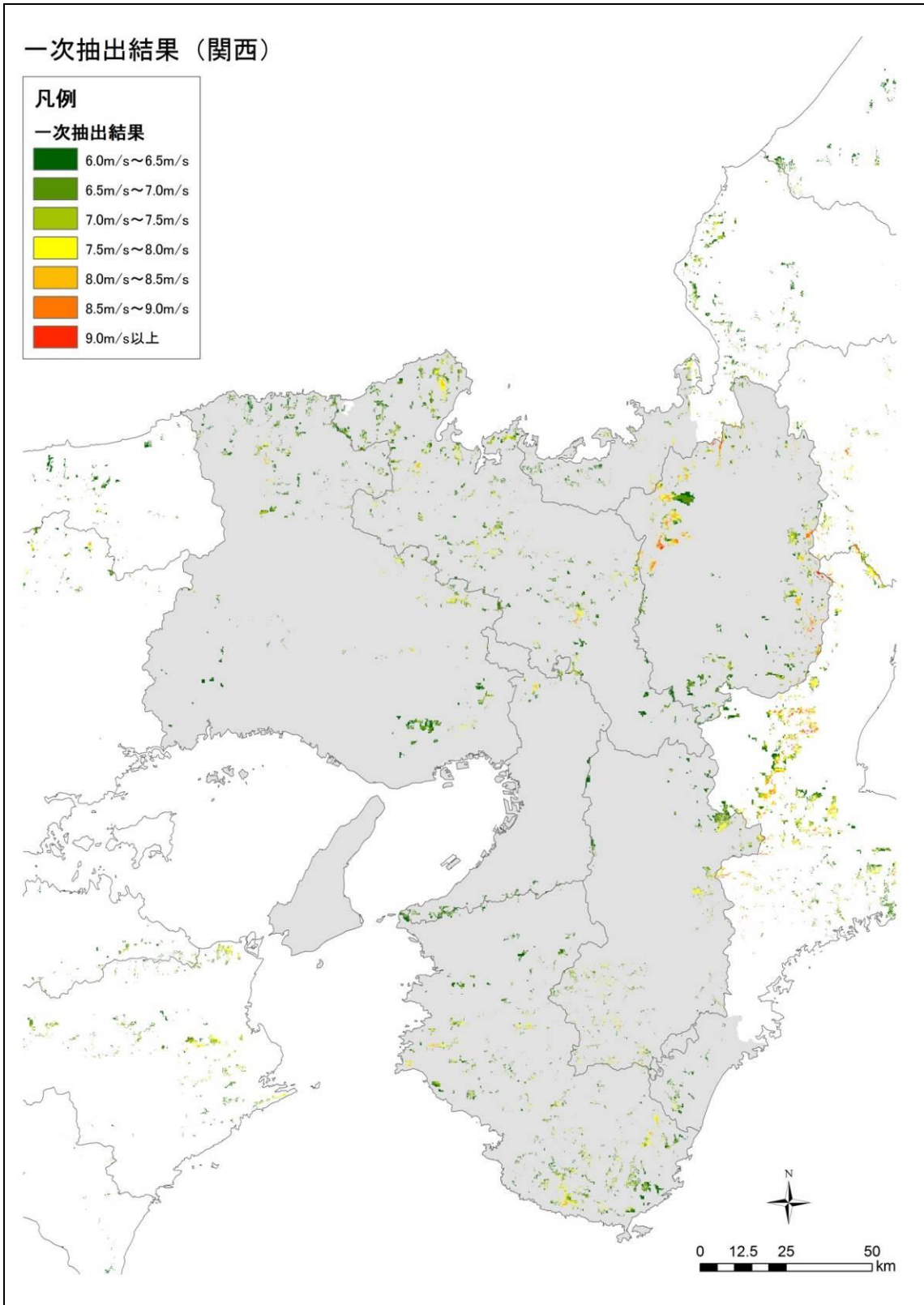


図 6-14 関西における一次抽出結果

② 二次抽出結果

関西における二次抽出結果を表 6-18、表 6-19 及び図 6-15 に示す。これは、関西陸上の導入想定値（320 万 kW）に対して、1.02 倍となっている。

表 6-18 関西における有望エリア（二次抽出）の府県別・風速別設備容量

単位：万 kW

府県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	府県別 計
福井県	1	1	0	0	0	0	0	3
三重県	2	2	1	0	0	0	0	4
滋賀県	20	24	15	11	15	9	2	96
京都府	12	19	17	9	3	0	0	61
大阪府	5	3	1	1	0	0	0	11
兵庫県	20	17	8	2	0	0	0	48
奈良県	5	10	7	8	1	1	0	32
和歌山県	21	21	14	13	5	0	0	73
風速区分別計	85	96	63	45	25	10	2	327

表 6-19 関西における有望エリア（二次抽出）の府県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

府県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	府県別計
福井県	2	0	0	0	0	0	2
三重県	3	1	0	0	0	0	4
滋賀県	17	5	2	1	0	0	25
京都府	19	5	0	1	0	0	25
大阪府	4	0	0	0	0	0	4
兵庫県	20	0	1	0	0	0	21
奈良県	11	0	0	0	0	0	11
和歌山県	15	5	2	1	0	0	23
設備容量別計	91	16	5	3	0	0	115

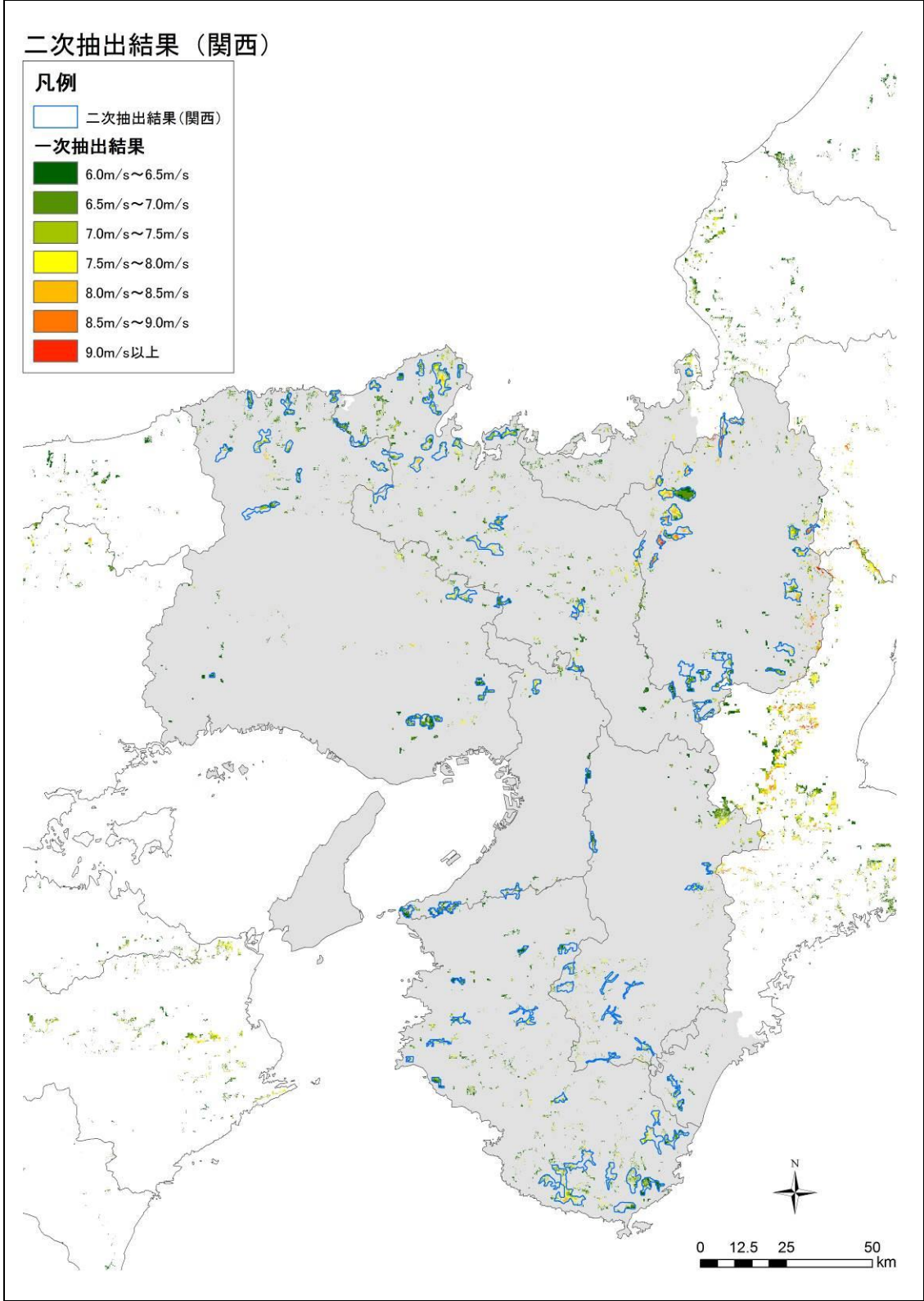


図 6-15 関西における二次抽出結果

(7) 中国における風力有望エリア

① 一次抽出結果

中国における一次抽出結果を表 6-20 及び図 6-16 に示す。これによると、山口県の設備容量 190 万 kW が最も多く、島根県の 173 万 kW、広島県の 163 万 kW がそれに続く。

表 6-20 中国における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
鳥取県	30	14	5	2	1	0	0	51
島根県	53	49	45	21	3	1	0	173
岡山県	32	24	12	7	3	1	0	79
広島県	59	49	34	17	4	1	0	163
山口県	59	70	50	12	1	0	0	190
風速区分別計	233	206	146	58	11	3	0	657

一次抽出結果（中国）

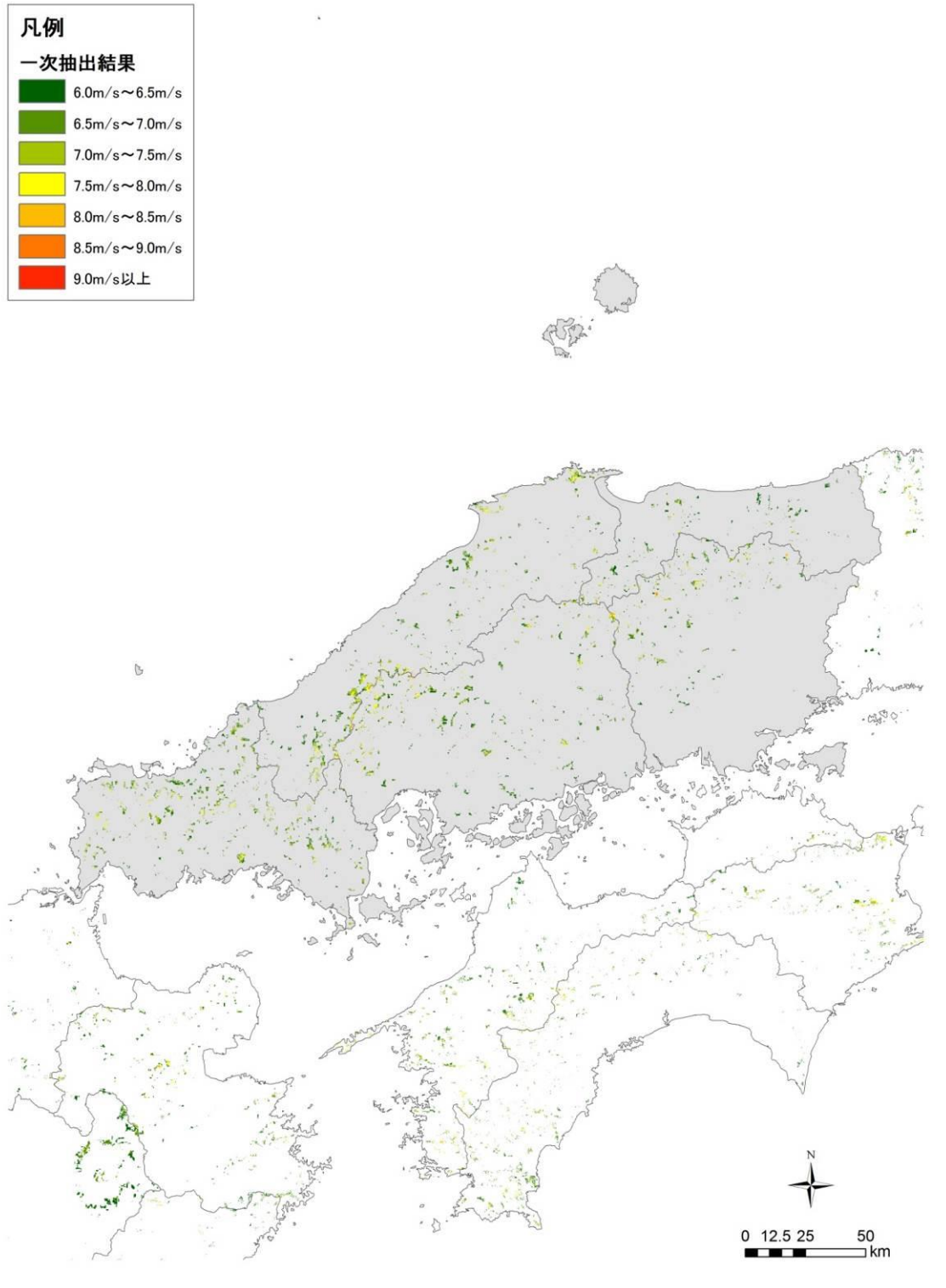


図 6-16 中国における一次抽出結果

② 二次抽出結果

中国における二次抽出結果を表 6-21、表 6-22 及び図 6-17 に示す。これは、中国陸上の導入想定値（320 万 kW）に対して、1.27 倍となっている。

表 6-21 中国における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
鳥取県	15	8	3	1	1	0	0	28
島根県	25	29	31	18	3	1	0	107
岡山県	15	17	10	5	3	1	0	52
広島県	30	32	26	15	3	1	0	106
山口県	25	44	36	9	0	0	0	115
風速区分別計	110	130	106	48	10	3	0	407

表 6-22 中国における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
鳥取県	9	4	0	0	0	0	13
島根県	21	8	2	1	0	0	32
岡山県	15	5	2	0	0	0	22
広島県	27	15	1	0	0	0	43
山口県	0	5	5	0	0	0	10
設備容量別計	72	37	10	1	0	0	120

二次抽出結果（中国）

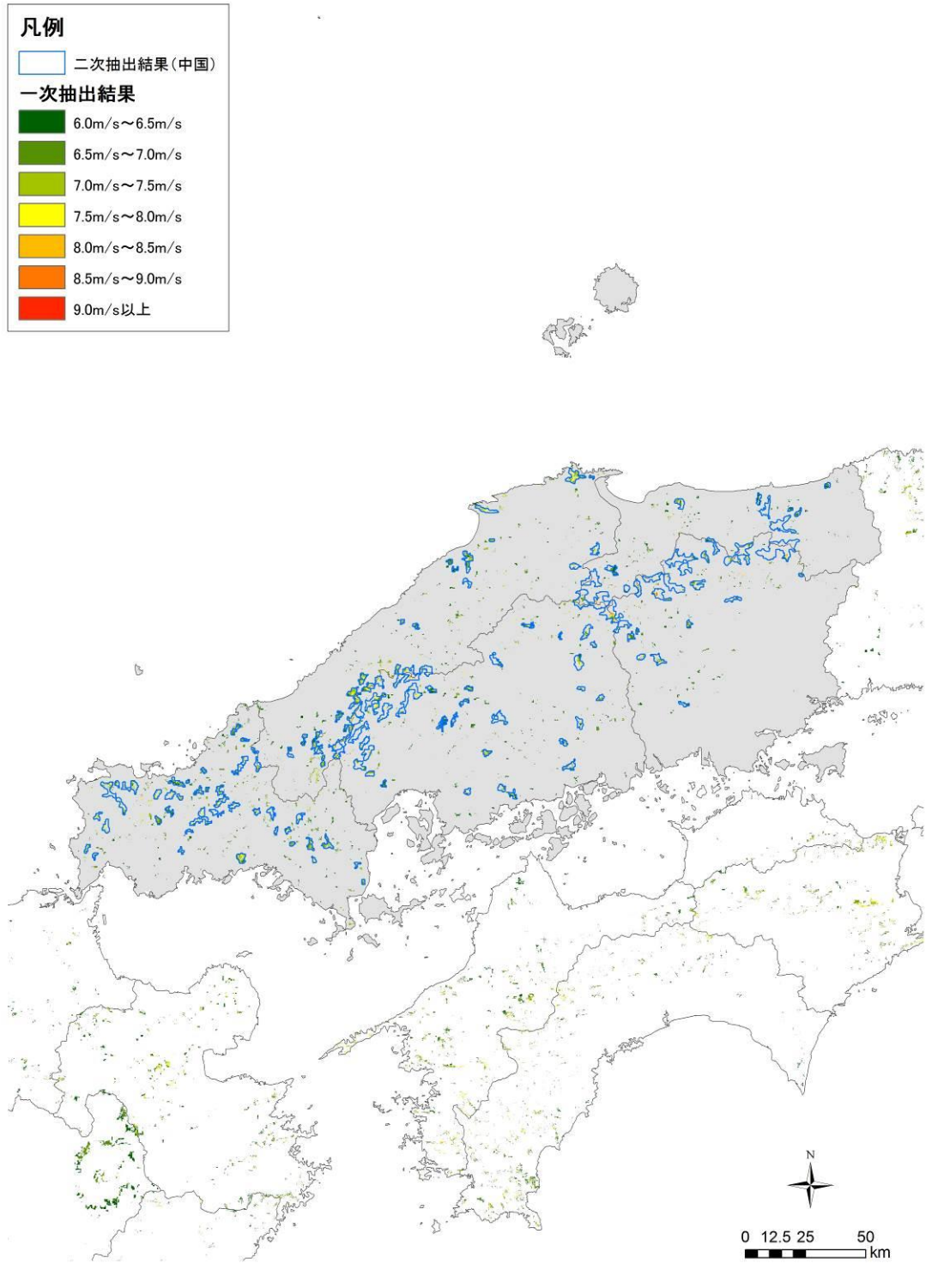


図 6-17 中国における二次抽出結果

(8) 四国における風力有望エリア

① 一次抽出結果

四国における一次抽出結果を表 6-23 及び図 6-18 に示す。これによると、愛媛県の設備容量 107 万 kW が最も多く、高知県の 93 万 kW がそれに続く。

表 6-23 四国における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
徳島県	15	18	19	8	1	0	0	60
香川県	5	4	2	0	0	0	0	11
愛媛県	41	32	23	8	2	0	0	107
高知県	35	28	20	8	2	0	0	93
風速区分別計	96	82	64	24	5	0	0	271

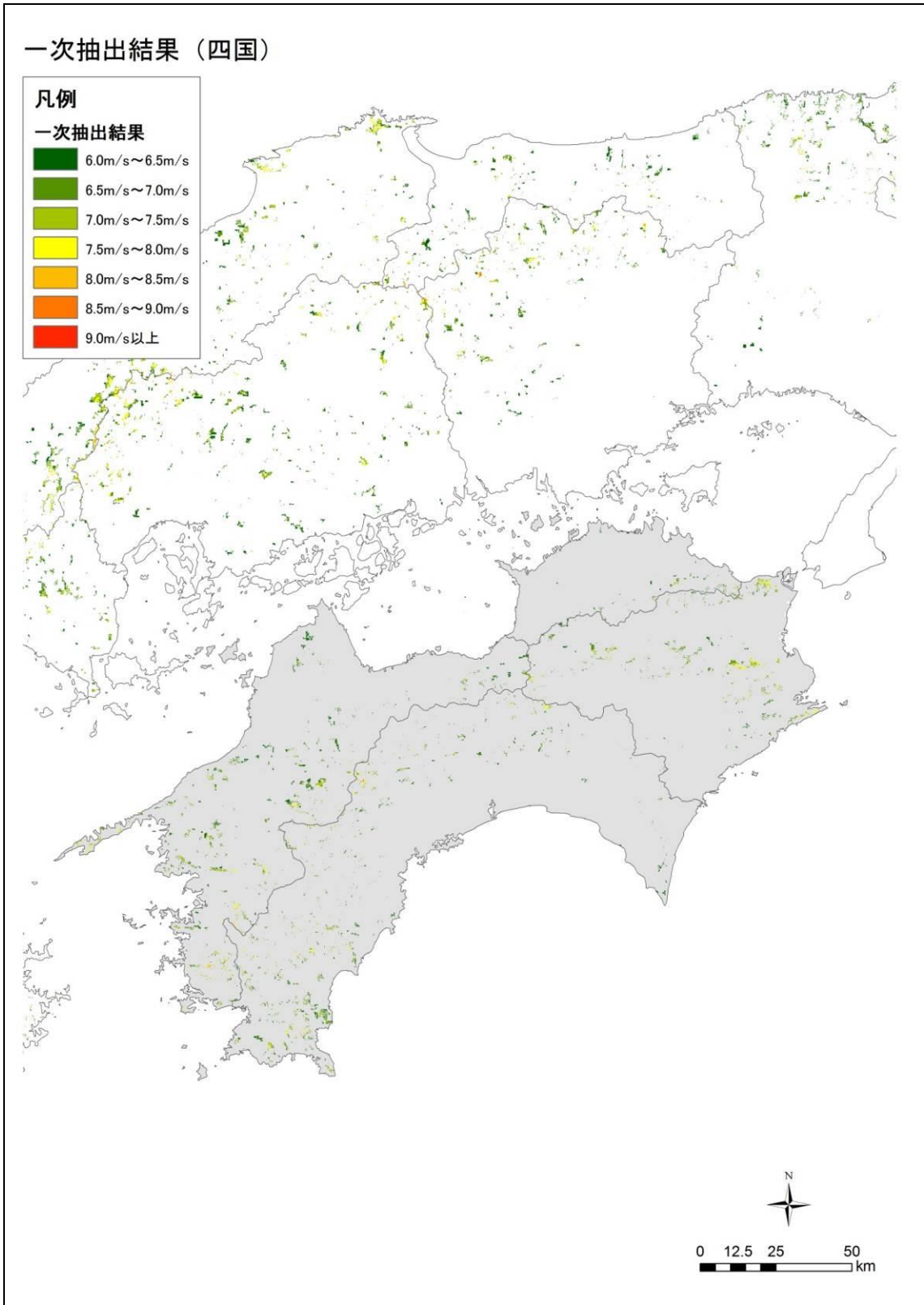


図 6-18 四国における一次抽出結果

② 二次抽出結果

四国における二次抽出結果を表 6-24、表 6-25 及び図 6-19 に示す。これは、四国陸上の導入想定値（130 万 kW）に対して、1.15 倍となっている。

表 6-24 四国における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
徳島県	3	11	14	7	1	0	3	36
香川県	0	1	1	0	0	0	0	2
愛媛県	22	18	15	6	2	0	22	64
高知県	13	15	12	5	1	0	13	47
風速区分別計	38	46	43	18	4	0	38	149

表 6-25 四国における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
徳島県	9	2	2	0	0	0	13
香川県	2	0	0	0	0	0	2
愛媛県	18	7	2	0	0	0	27
高知県	20	2	1	0	0	0	23
設備容量別計	49	11	5	0	0	0	65

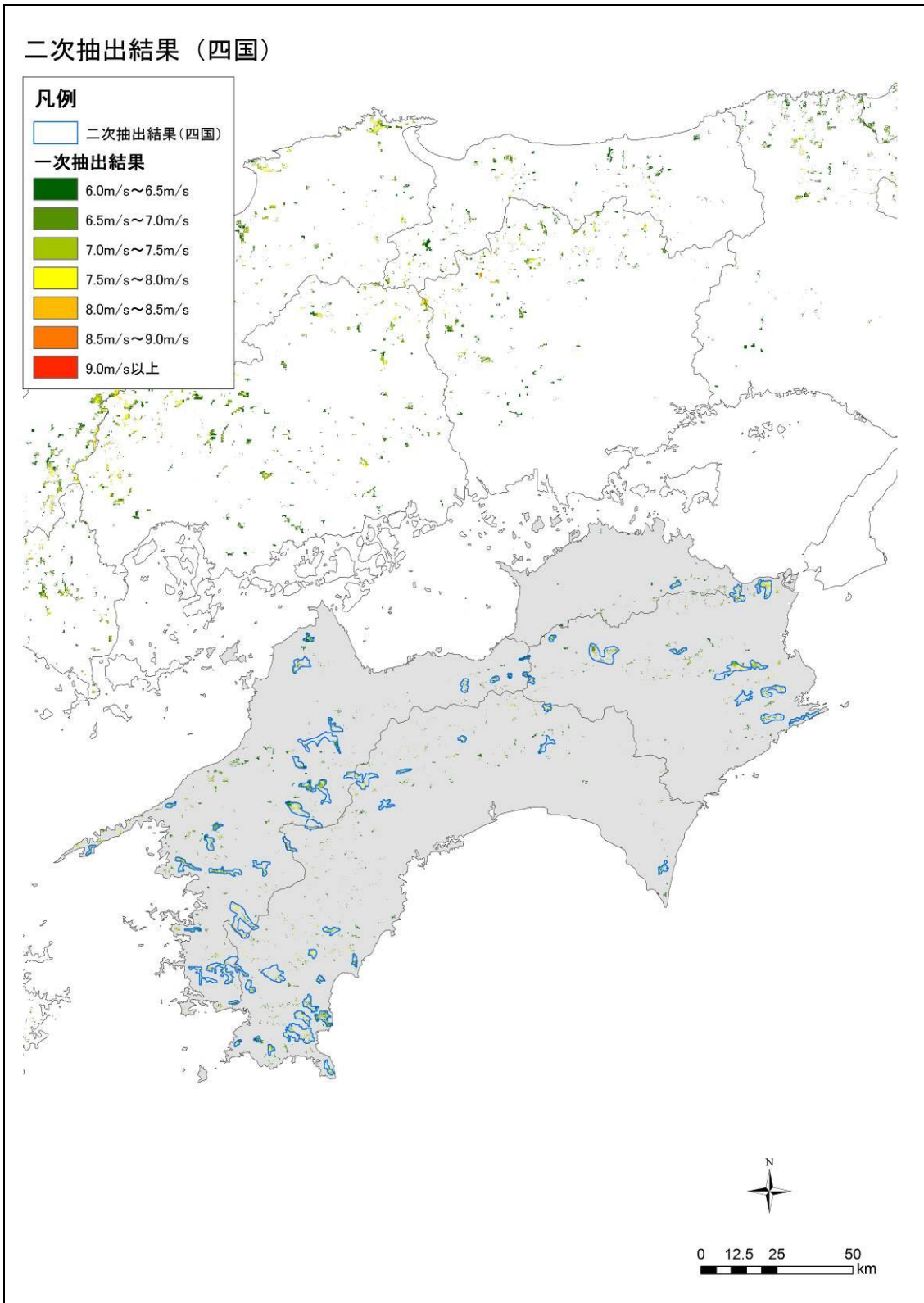


図 6-19 四国における二次抽出結果

(9) 九州における風力有望エリア

① 一次抽出結果

九州における一次抽出結果を表 6-26 及び図 6-20 に示す。これによると、鹿児島県の設備容量 245 万 kW が最も多く、熊本県の 148 万 kW がそれに続く。

表 6-26 九州における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
福岡県	14	6	2	0	0	0	0	22
佐賀県	20	7	4	1	0	0	0	32
長崎県	9	8	2	1	0	0	0	19
熊本県	77	52	17	2	0	0	0	148
大分県	42	29	16	5	2	0	0	94
宮崎県	39	34	21	3	0	0	0	98
鹿児島県	70	73	53	34	15	0	0	245
風速区分別計	271	208	116	45	17	0	0	658

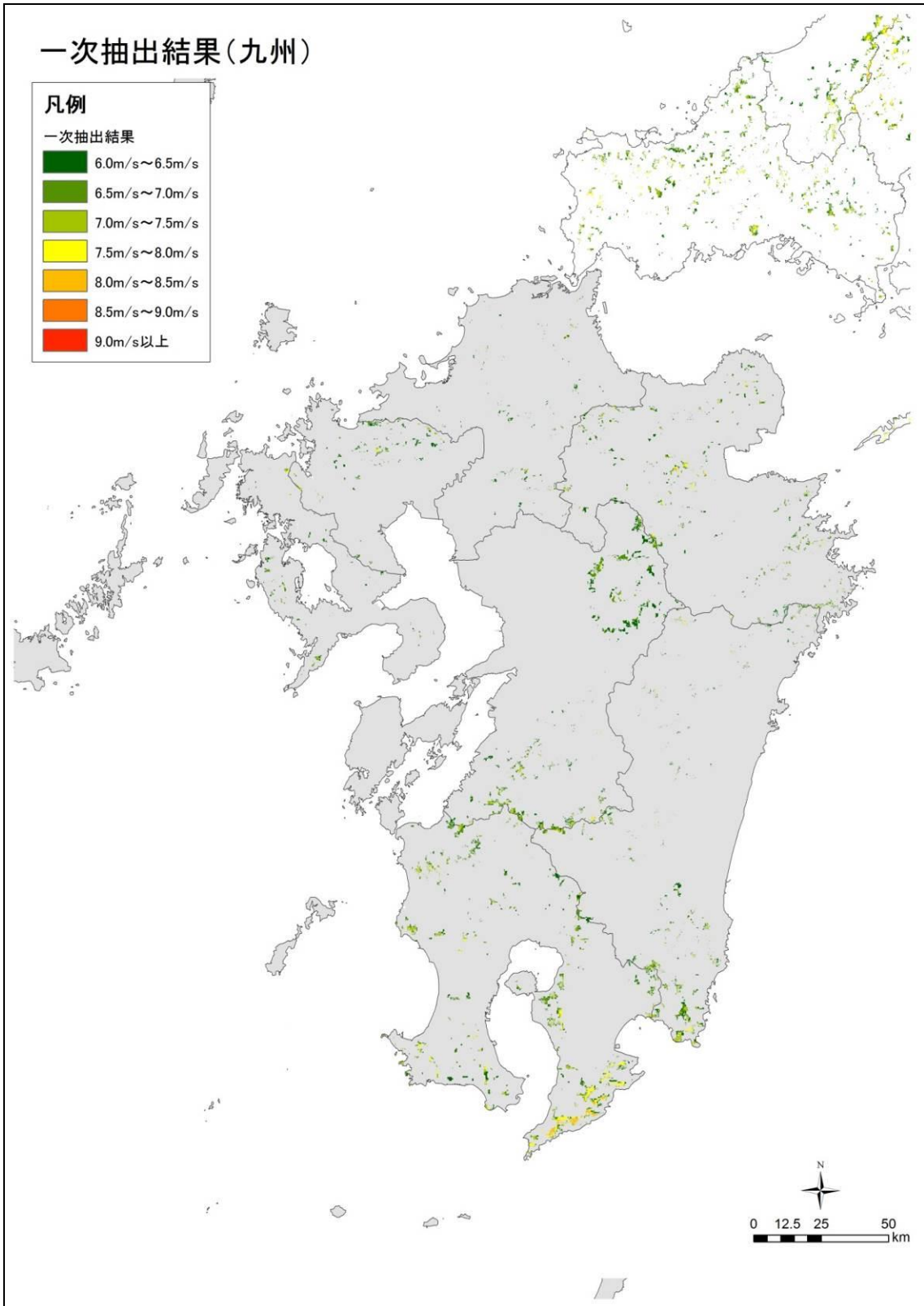


図 6-20 九州における一次抽出結果

② 二次抽出結果

九州における二次抽出結果を表 6-27、表 6-28 及び図 6-21 に示す。これは、九州陸上の導入想定値（320 万 kW）に対して、1.09 倍となっている。

表 6-27 九州における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
福岡県	0	1	0	0	0	0	0	1
佐賀県	8	4	3	1	0	0	0	15
長崎県	3	5	1	1	0	0	0	9
熊本県	52	41	14	1	0	0	0	108
大分県	11	9	6	3	1	0	0	30
宮崎県	15	17	11	2	0	0	0	45
鹿児島県	30	41	32	24	12	0	0	140
風速区分別計	118	117	68	32	14	0	0	348

表 6-28 九州における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
福岡県	1	0	0	0	0	0	1
佐賀県	6	1	0	0	0	0	7
長崎県	6	0	0	0	0	0	6
熊本県	17	8	5	1	0	0	31
大分県	18	0	0	0	0	0	18
宮崎県	6	2	3	0	0	0	11
鹿児島県	19	6	13	0	0	0	38
設備容量別計	73	17	21	1	0	0	112

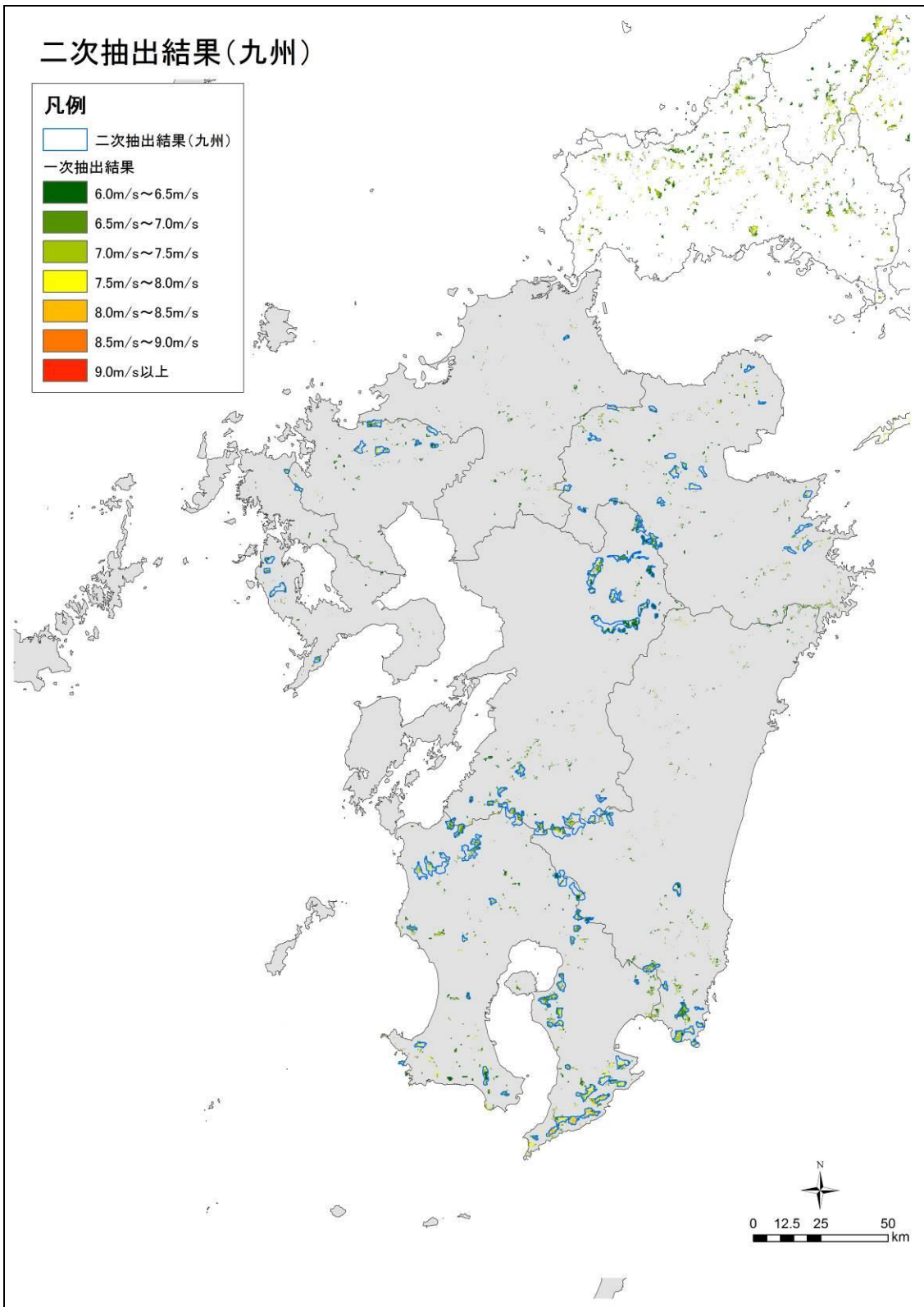


図 6-21 九州における二次抽出結果

(10) 沖縄における風力有望エリア

① 一次抽出結果

沖縄における一次抽出結果を表 6-29 及び図 6-22 に示す。これによると、沖縄県北部の設備容量 96 万 kW が最も多く、沖縄県中部の 61 万 kW がそれに続く。

表 6-29 沖縄における有望エリア（一次抽出）の地域別・風速別設備容量

単位：万 kW

地域	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域 別計
沖縄県北部	35	29	22	7	2	0	0	96
沖縄県中部	10	18	18	14	1	0	0	61
沖縄県南部	0	1	6	9	0	0	0	16
風速区分別計	45	49	46	31	4	0	0	174

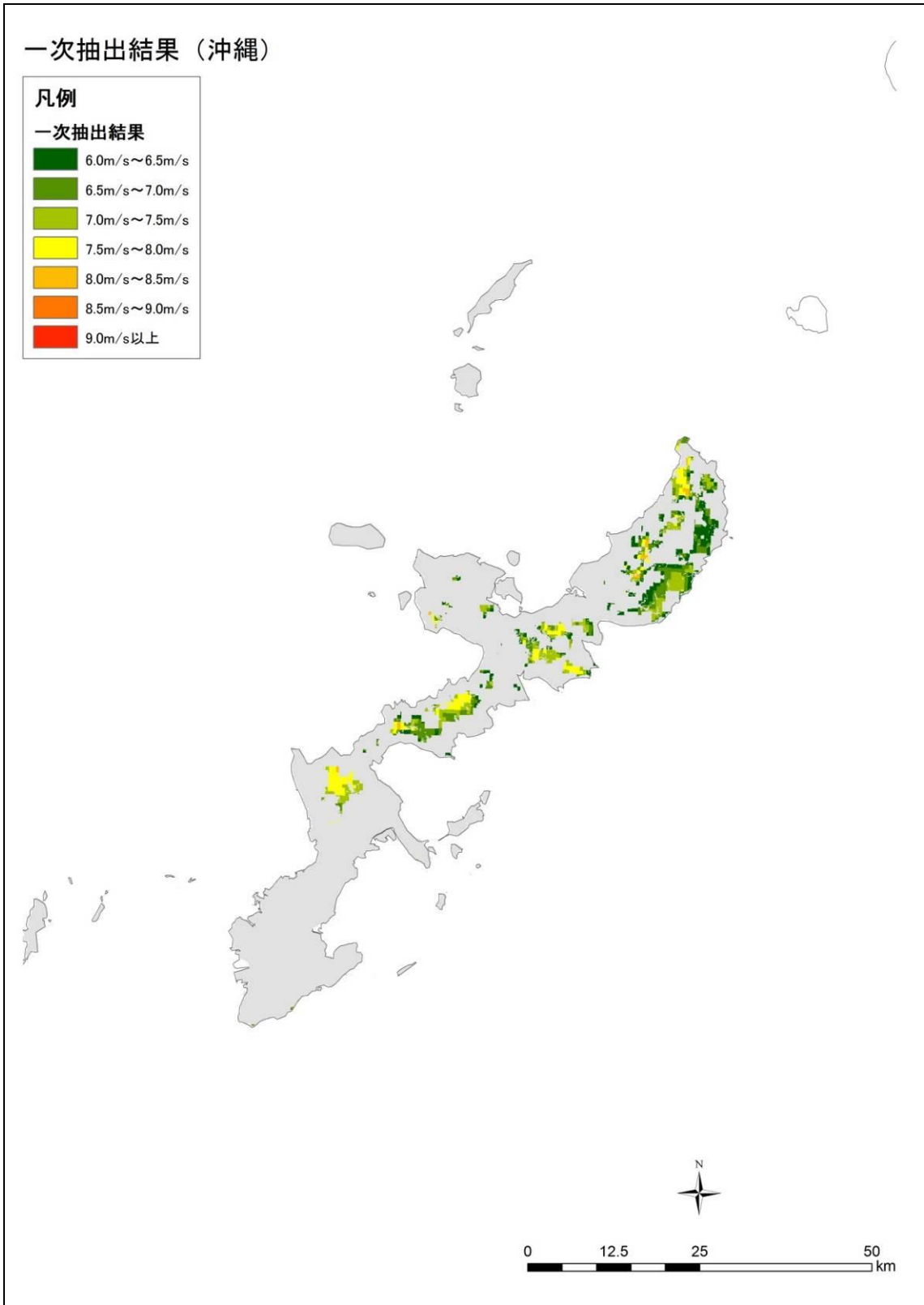


図 6-22 沖縄における一次抽出結果

② 二次抽出結果

沖縄における二次抽出結果を表 6-30、表 6-31 及び図 6-23 に示す。これは、沖縄陸上の導入想定値（60 万 kW）に対して、2.77 倍となっている。

表 6-30 沖縄における有望エリア（二次抽出）の地域別・風速別設備容量

単位：万 kW

地域	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域 別計
沖縄県北部	30	26	19	7	2	0	0	85
沖縄県中部	7	16	18	14	1	0	0	65
沖縄県南部	0	1	6	9	0	1	0	16
風速区分別計	37	43	43	30	3	1	0	166

表 6-31 沖縄における有望エリア（二次抽出）の地域別・設備容量別度数分布表

単位：エリア数

地域	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
沖縄県北部	0	1	4	2	0	1	8
沖縄県中部	0	0	1	3	0	0	4
沖縄県南部	0	0	0	1	0	0	1
設備容量別計	0	1	5	6	0	1	13

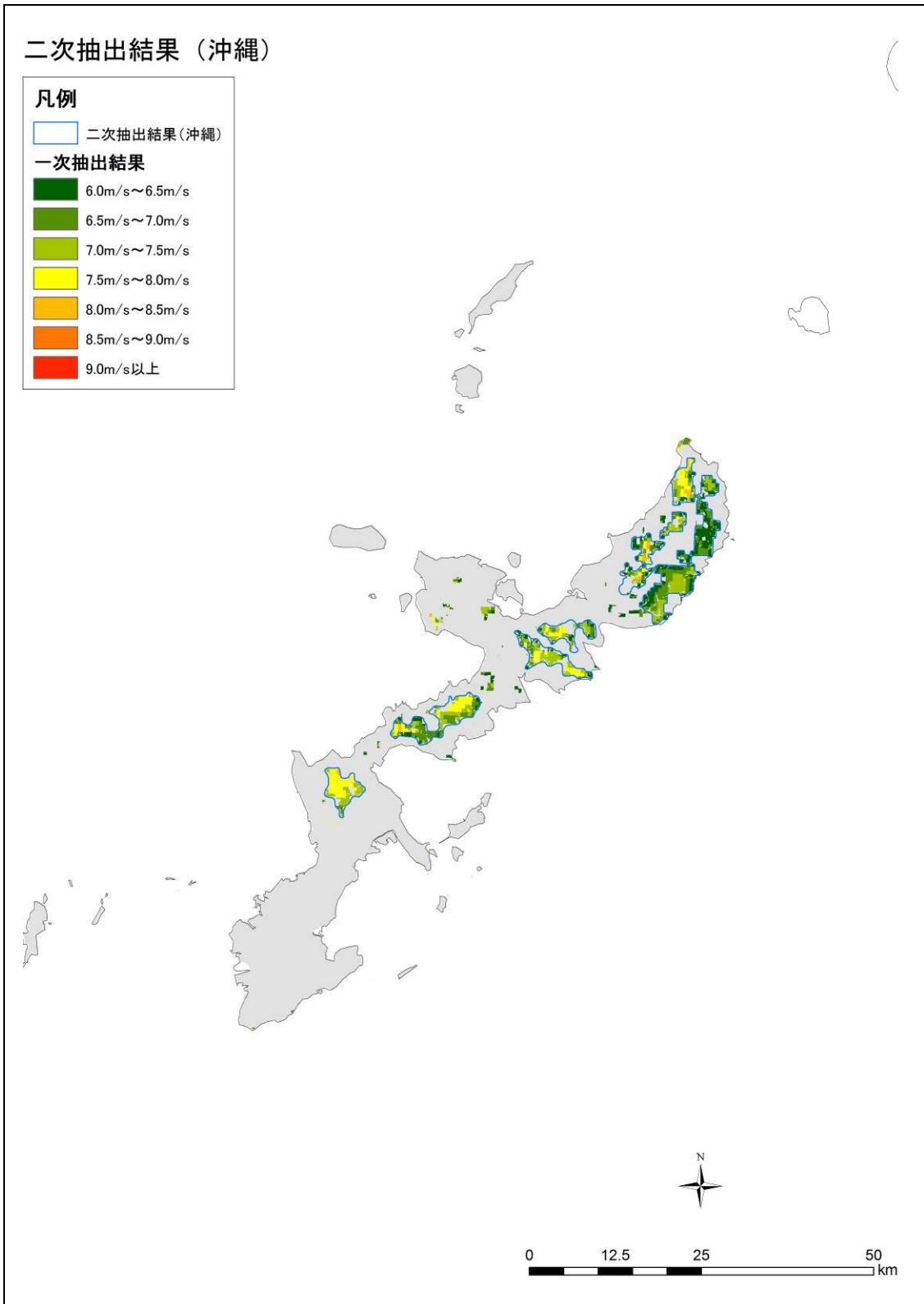


図 6-23 沖縄における二次抽出結果

(11) 電力供給エリア別の有望エリア（陸上）の抽出結果のまとめ

電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果のまとめを表 6-32 に示す。

表 6-32 電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果（陸上）のまとめ

電力供給 エリア	導入想定値	有望エリア		
		一次抽出結果	二次抽出結果	
	(万 kW)	(万 kW)	(万 kW)	(倍)
北海道	400	2,234	969	2.42
東北	1,250	2,932	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	8,698	5,088	1.52

※倍：二次抽出結果／導入想定値

6.1.5 参考シナリオにおける有望エリアの設定結果

(1) 東北における風力有望エリア（参考シナリオ）

① 一次抽出結果

東北における一次抽出結果（参考シナリオ）を表 6-33 及び図 6-24 に示す。これによると、岩手県の設備容量 2,145 万 kW が最も多く、青森県の 1,731 万 kW、福島県の 1,135 万 kW がそれに続く。

表 6-33 東北における有望エリア（一次抽出）の県別・風速別設備容量（参考シナリオ）

単位：万 kW

県	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計	参考 6.0～ 6.5m/s
青森県	463	366	279	234	191	197	1,731	384
岩手県	358	389	385	334	282	396	2,145	358
宮城県	101	107	110	107	88	103	616	94
秋田県	294	202	130	86	34	41	787	383
山形県	205	134	72	59	54	54	577	233
福島県	196	191	193	200	184	171	1,135	201
新潟県	63	32	15	5	1	0	116	118
風速区分別計	1,679	1,423	1,184	1,024	834	962	7,107	1,771

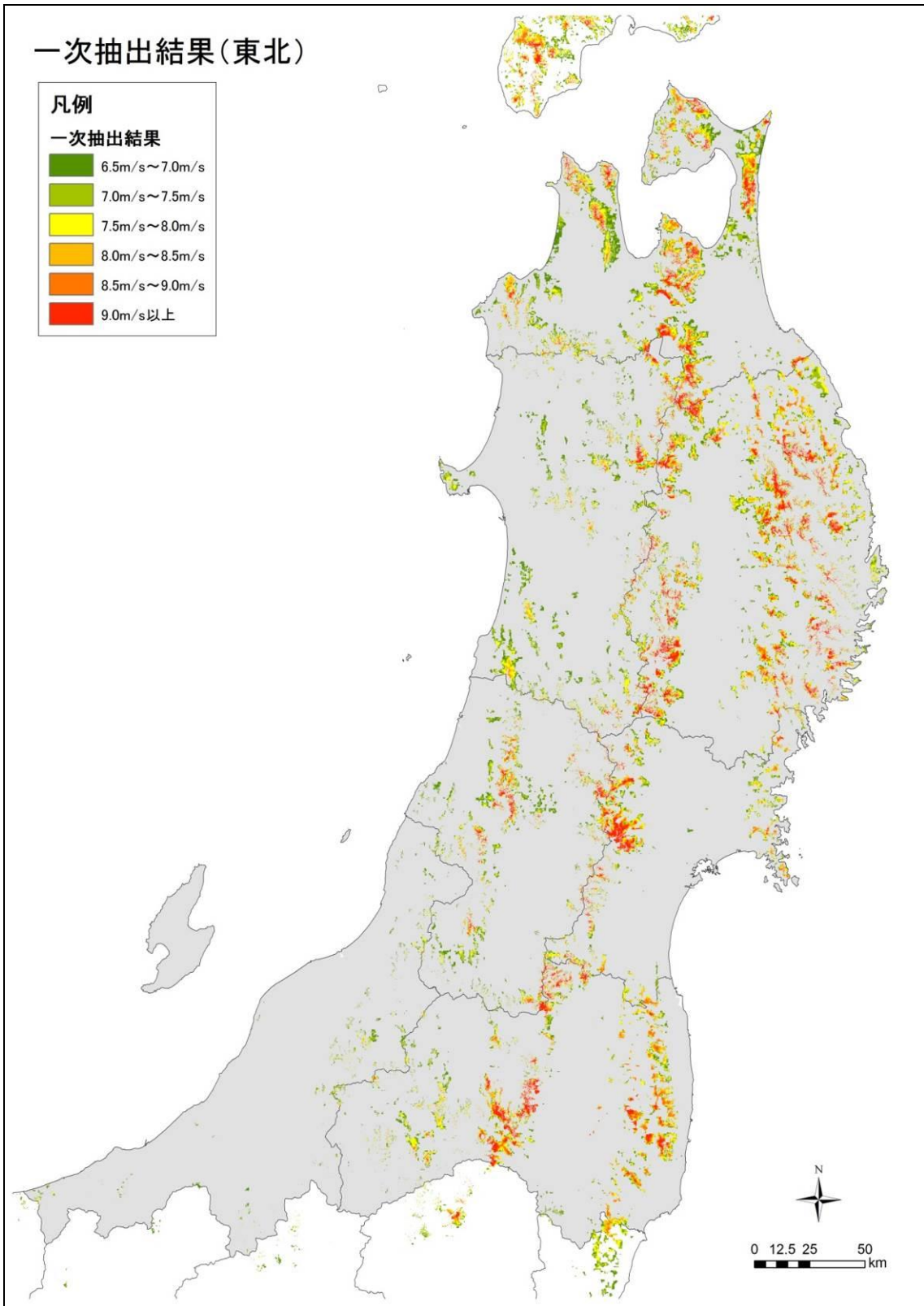


図 6-24 東北における一次抽出結果 (参考シナリオ)

② 二次抽出結果

東北における二次抽出結果（参考シナリオ）を表 6-34、表 6-35 及び図 6-25 に示す。これは、参考シナリオにおける東北陸上の導入想定値（570 万 kW）に対して、8.22 倍となっている。

表 6-34 東北における有望エリア（二次抽出）の県別・風速別設備容量（参考シナリオ）

単位：万 kW

県	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計	参考 6.0～ 6.5m/s
青森県	352	295	229	188	158	162	1,384	72
岩手県	185	248	269	247	214	303	1,467	52
宮城県	41	62	72	73	65	81	393	7
秋田県	109	106	72	47	18	28	380	29
山形県	84	73	37	33	31	25	284	17
福島県	90	109	129	142	150	126	746	19
新潟県	16	8	4	0	0	0	28	2
風速区分別計	877	902	812	731	636	726	4,683	199

表 6-35 東北における有望エリア（二次抽出）の県別・設備容量別度数分布表（参考シナリオ）

単位：エリア数

県	1～3 万 kW	3～5 万 kW	5～10 万 kW	10～20 万 kW	20～30 万 kW	30 万 kW 以上	県別計
青森県	12	24	32	46	7	7	128
岩手県	28	38	52	36	9	5	168
宮城県	7	11	12	12	0	2	44
秋田県	18	16	14	7	1	1	57
山形県	16	15	17	5	0	0	53
福島県	22	22	26	18	4	2	94
新潟県	6	1	0	1	0	0	8
設備容量別計	109	127	153	125	21	17	552

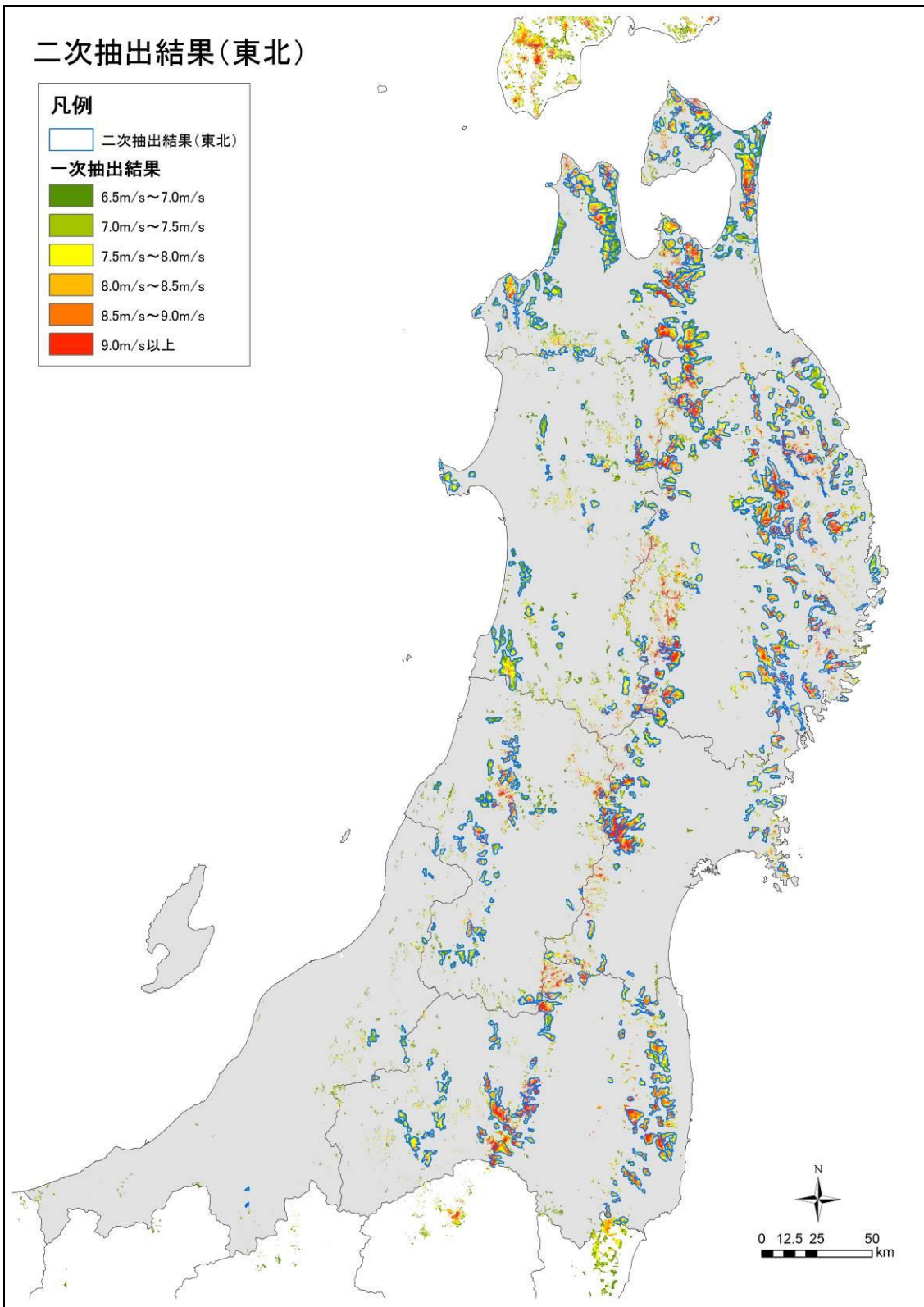


図 6-25 東北における二次抽出結果 (参考シナリオ)

6.2 洋上風力の有望エリアの設定

洋上風力に関しては、導入想定値の前提条件となっているエリアのうち、アクセスポイントからの距離が近い地域を有望エリアとして設定することとし、その位置等を設定した。なお、着床式と浮体式は各々の導入想定値に対して、別々に検討するものとした。

6.2.1 洋上風力の有望エリアの抽出・設定に関する基本的な考え方

洋上風力の有望エリアの抽出・設定にあたっての基本的な考え方を以下に示す。

- 1) 導入想定値の前提条件となっているエリアのうち、アクセスポイントからの距離（陸上・洋上を問わず）が近い地点がより有望とする。なお、着床式と浮体式は各々の導入想定値に対して、別々に検討する。
- 2) 水深 50m 未満を着床式の適用範囲、50m 以深を浮体式の適用範囲とする。
- 3) アクセスポイントは、陸上と同様、既存の電力会社が保有する変電所のみを対象とし、当該電力供給エリアにおける上位から 2 位までの運用電圧（東北であれば 275kV）の送電線が接続される変電所とした。なお、既存の火力発電所等も有効なアクセスポイントになると考えられる（安全側検討としている）。
- 4) アクセスポイントに関する接続可能量や導入想定値を考慮せずに一次抽出を行った後、アクセスポイントの接続可能量を想定した上で、接続可能量を上回らない範囲で、導入想定値を満たすよう、二次抽出を行う。なお、着床式と浮体式では着床式が優先的に導入想定値を実現することとする。
- 5) 導入想定値が 1,000 万 kW を超える東北と東京については、アクセスポイントの接続可能量の異なる 2 シナリオ（分散導入シナリオと集中導入シナリオ）に関して検討を行う。

6.2.2 洋上風力の有望エリアの抽出・設定フロー

抽出フローを図 6-26 に示す。

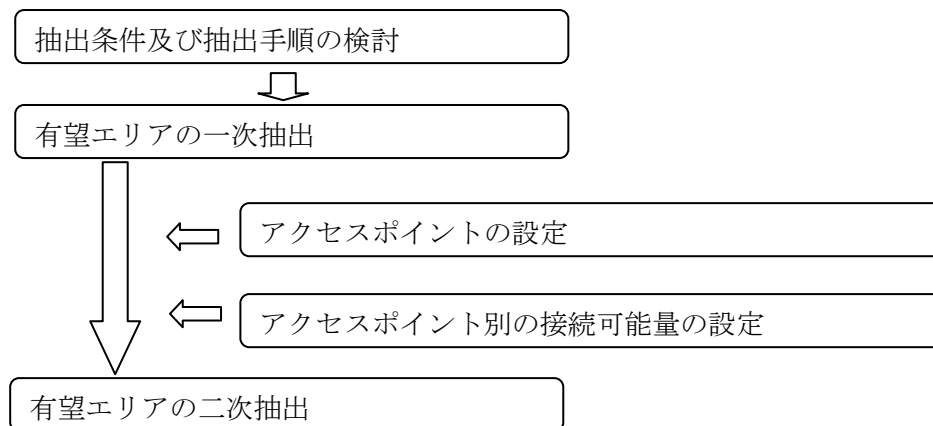


図 6-26 洋上風力有望エリアの抽出フロー

6.2.3 検討ケースと対応する導入想定値

検討ケースと対応する導入想定値を表 6-36 に示す。

表 6-36 検討ケースと対応する導入想定値

区分	電力供給 エリア	検討対象 シナリオ	導入想定値（洋上）万 kW		
			着床式	浮体式	合計
基本ケース	北海道	基本シナリオ	50	0	50
	東北	基本シナリオ	700	550	1,250
	東京	基本シナリオ	710	650	1,360
	北陸	基本シナリオ	0	0	0
	中部	基本シナリオ	360	380	740
	関西	基本シナリオ	0	30	30
	中国	基本シナリオ	0	0	0
	四国	基本シナリオ	30	60	90
	九州	基本シナリオ	40	90	130
	沖縄	基本シナリオ	0	0	0
オプションケース	東北（福島浜 通りを除く）	基本シナリオ	600	510	1,110
	〃	参考シナリオ	270	140	410
	福島浜通り のみ	基本シナリオ	100	0	100

6.2.4 有望エリアの抽出条件及び抽出方法

(1) 一次抽出の抽出条件と抽出方法

一次抽出条件（開発不可条件）は、導入ポテンシャルの算定条件をベースとしつつ、アクセスポイント（東北では 275kV 以上の変電所）からの距離が 100km 未満を追加条件として設定した（表 6-37）。なお、抽出は GIS によりメッシュ単位で行った。

表 6-37 洋上風力の有望エリアの一次抽出条件（開発不可条件）

区分	項目	開発不可条件
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	国立・国定公園（海域公園）
	アクセスポイント（東北では 275kV 以上の変電所）からの距離	100km 以上

※水深 50m 未満を着床式、水深 50m 以上を浮体式としている。

(2) 二次抽出の抽出条件と抽出方法

① アクセスポイントの設定

洋上風力における系統整備のアクセスポイントとしては、陸上風力と同様、当該電力供給エリアにおける上位から2位までの運用電圧（東北であれば 275kV）の送電線が接続される変電所とした。

なお、既存火力発電所も有望なアクセスポイントになりうるが、現状では接続可能量等の設定が困難であること及び考慮することにより分散ポイントが増加し、安全側の検討となることから、考慮しないこととした。

② アクセスポイント別の接続可能量の設定

アクセスポイントの接続可能量は表 6-38 に示すとおり設定する。なお、導入想定値が 1,000 万 kW を超える東北と東京については、分散導入シナリオ以外に 500kV 変電所の接続可能量を2倍にした集中導入シナリオについても検討した。

表 6-38 アクセスポイントタイプ別の接続可能量の設定

電力	導入想定値 (着床式+浮体式)	アクセスポイント タイプ	分散導入シナリオ	集中導入シナリオ
①東北	1,250 万 kW (700+550)	275kV 変電所	170 万 kW	170 万 kW
		500kV 変電所	170 万 kW	340 万 kW
②東京	1,360 万 kW (710+650)	275kV 変電所	170 万 kW	170 万 kW
		500kV 変電所	170 万 kW	340 万 kW
③北海道	50 万 kW (50+0)	全アクセスポイント	60 万 kW	
④中部	740 万 kW (360+380)	全アクセスポイント	170 万 kW	
⑤関西	30 万 kW (0+30)	全アクセスポイント	170 万 kW	
⑥四国	90 万 kW (30+60)	全アクセスポイント	170 万 kW	
⑦九州	130 万 kW (30+60)	全アクセスポイント	290 万 kW	
⑧東北(福島 浜通り除く)	1110 万 kW (600+510)	275kV 変電所	170 万 kW	
		500kV 変電所	170 万 kW	
⑨東北(福島 浜通り除く) ※参考シナ リオ	410 万 kW (270+140)	275kV 変電所	170 万 kW	
		500kV 変電所	170 万 kW	
⑩福島浜通 りのみ	100 万 kW	新福島発電所のみ	170 万 kW	

※東北、北海道、九州の接続可能量の設定値については、後述する表 8-18 で示したものと同一とする。

なお、他の地域については、東北と同じとする。

③ 二次抽出手順

洋上風力の有望エリアの二次抽出手順を以下に示す。

- 1)最も近いアクセスポイントへの接続を前提にし、有望エリアを全アクセスポイントに対してボロノイ分割する。
- 2)各アクセスポイントから 10km 以内で、ボロノイ分割線の内部の有望エリアを当該アクセスポイントに接続する有望エリアとして割り付ける。
- 3)上記 2)の手順を各アクセスポイントから n km (n=10,20,30・・・) まで繰り返す。
- 4)接続する有望エリア(二次抽出)が接続可能量を超えた段階で、当該アクセスポイントは対象から外す。
- 5)接続可能量の上限値を超えたアクセスポイントを除いて、ボロノイ分割を再度行う。
- 6)上記 2)～5)を繰り返し有望エリア(二次抽出)の合計が導入想定値を超えた段階で END とする。

※着床式と浮体式は、別々に上記抽出手順を行う。

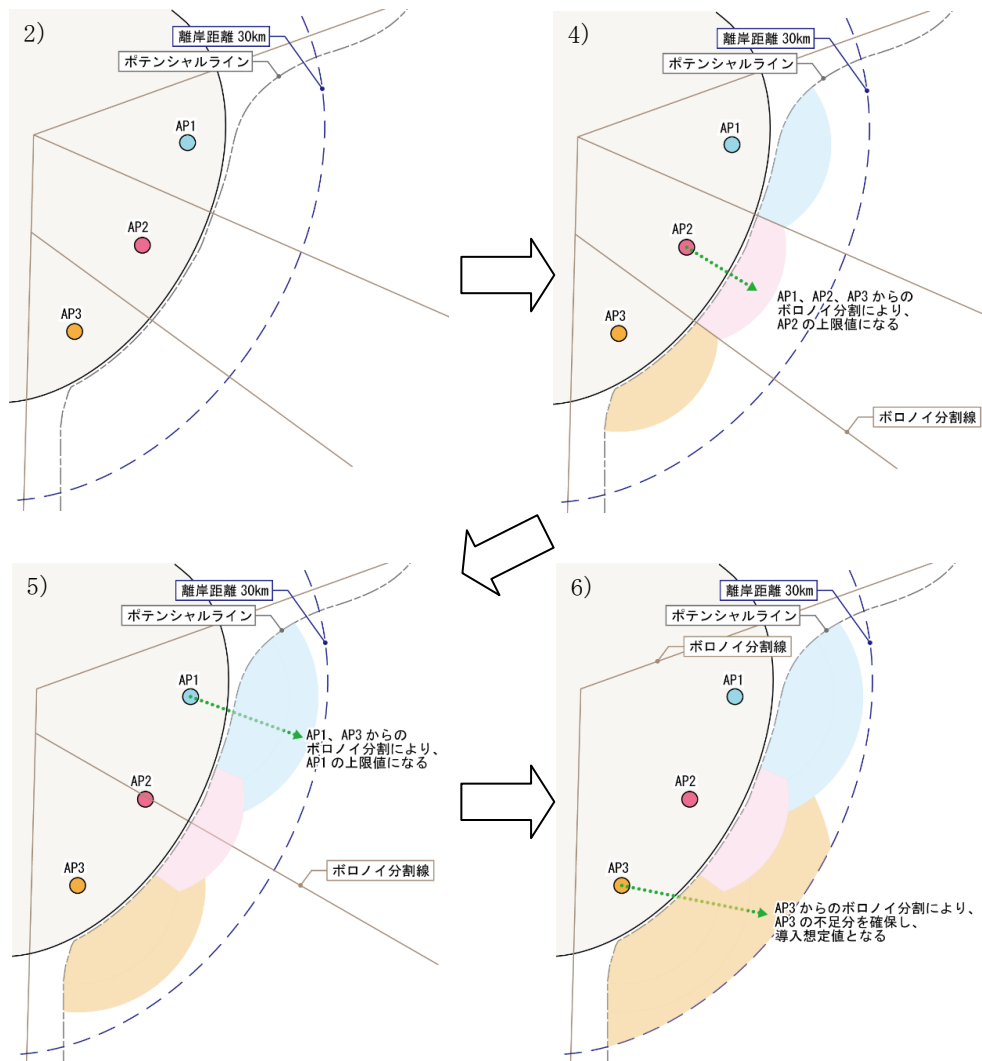


図 6-27 洋上風力の有望エリアの二次抽出手順

6.2.5 基本ケースにおける電力供給エリア別の有望エリア（洋上）の設定

(1) 北海道における有望エリアの抽出・設定（洋上）

① 北海道における有望エリアの一次抽出

北海道における有望エリアの一次抽出結果を図 6-28 に、変電所からの距離別に集計したものを表 6-39 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値（50 万 kW）はアクセスポイントから 10km 以内で超過することが分かる。

表 6-39 北海道における一次抽出結果（変電所からの距離別）

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	68 万 kW	0 万 kW	68 万 kW
20km 以内	744 万 kW	321 万 kW	1,065 万 kW
30km 以内	1,276 万 kW	1,414 万 kW	2,689 万 kW
40km 以内	1,778 万 kW	2,470 万 kW	4,249 万 kW
50km 以内	2,442 万 kW	3,581 万 kW	6,024 万 kW
60km 以内	3,447 万 kW	4,628 万 kW	8,075 万 kW
70km 以内	4,749 万 kW	5,540 万 kW	10,289 万 kW
80km 以内	5,544 万 kW	6,868 万 kW	12,412 万 kW
90km 以内	6,239 万 kW	8,555 万 kW	14,794 万 kW
100km 以内	6,879 万 kW	9,906 万 kW	16,786 万 kW
導入想定値	50 万 kW	0 万 kW	50 万 kW

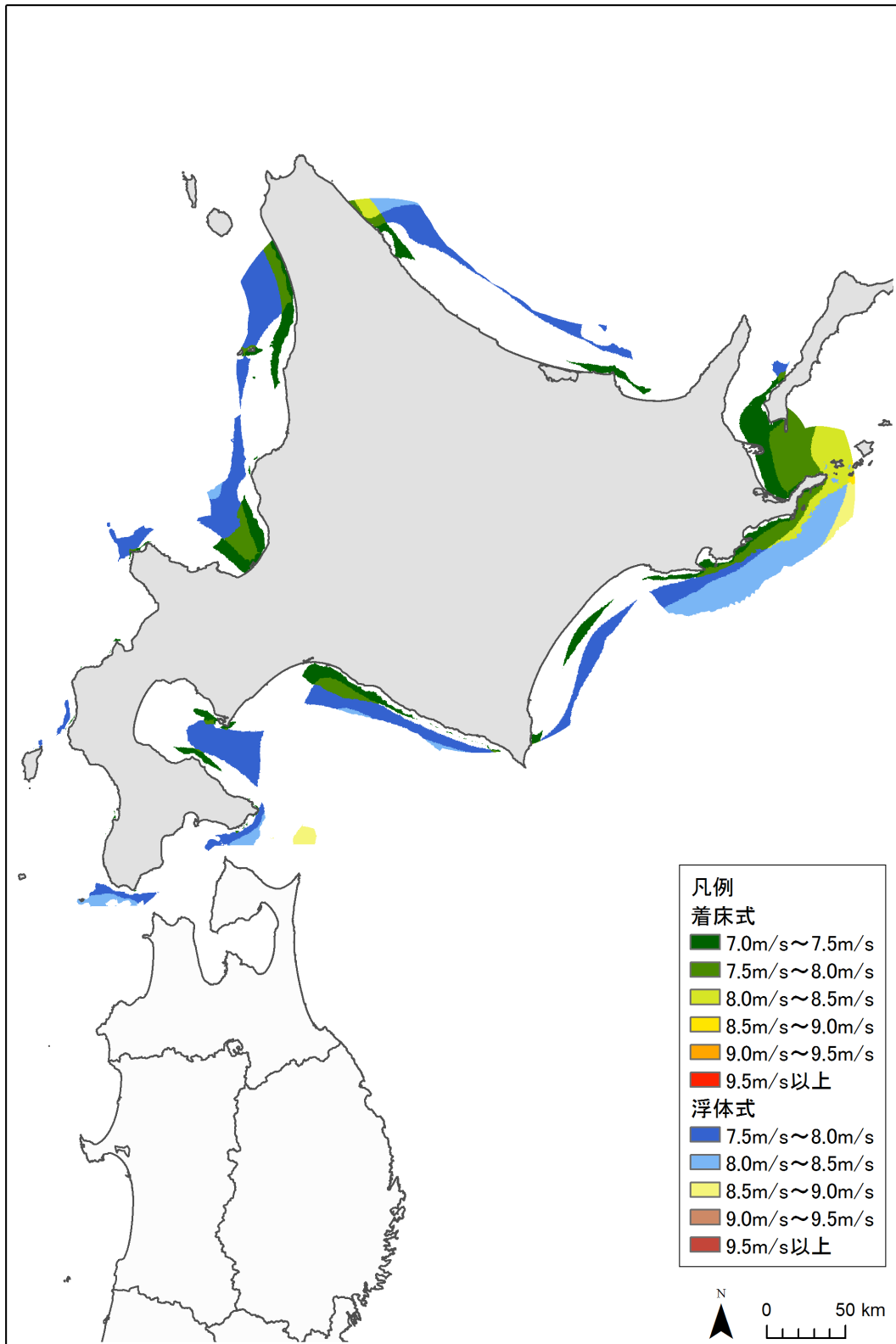


図 6-28 北海道洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 北海道における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-29）。

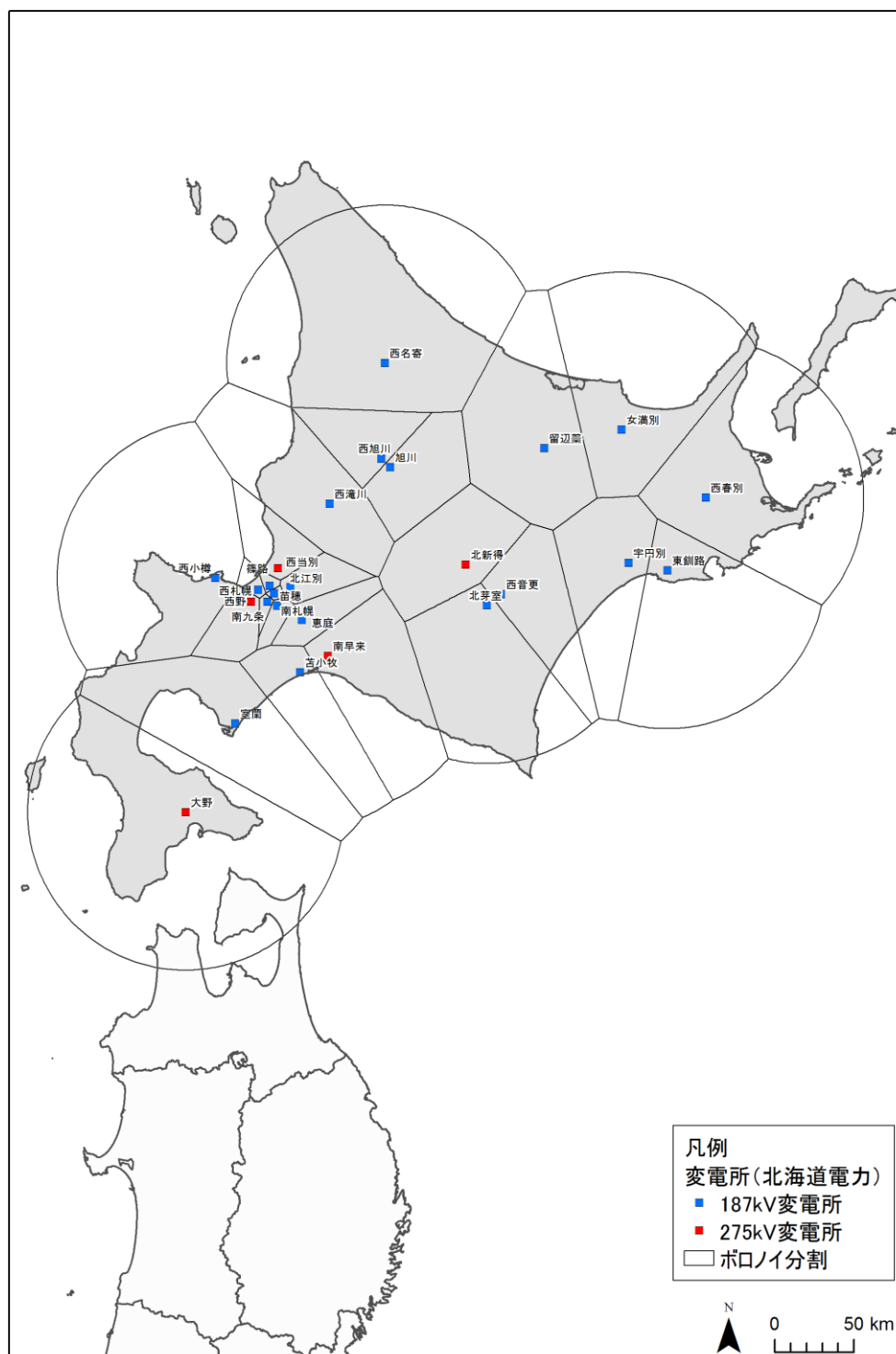


図 6-29 北海道における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定 (北海道)

北海道におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-40 及び図 6-30 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 10km で導入想定値を上回るが、接続可能量の上限値となるアクセスポイントはなかった。

表 6-40 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (着床式)

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離	
			10km 以内	
			導入 P (B1)	Min (A, B1)
1	室蘭	60	20	20
2	恵庭	60	0	0
3	西小樽	60	0	0
4	北江別	60	0	0
5	苗穂	60	0	0
6	西札幌	60	19	19
7	北芽室	60	0	0
8	西旭川	60	0	0
9	西滝川	60	0	0
10	東釧路	60	3	3
11	留辺蘂	60	0	0
12	女満別	60	0	0
13	旭川	60	0	0
14	北新得	60	0	0
15	西当別	60	14	14
16	苫小牧	60	12	12
17	西音更	60	0	0
18	宇円別	60	0	0
19	西春別	60	0	0
20	大野	60	0	0
21	西名寄	60	0	0
22	西野	60	0	0
23	南早来	60	0	0
24	南札幌	60	0	0
25	篠路	60	0	0
26	南九条	60	0	0
合計		1,560	68	68>60

※1：想定値は着床式 60 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

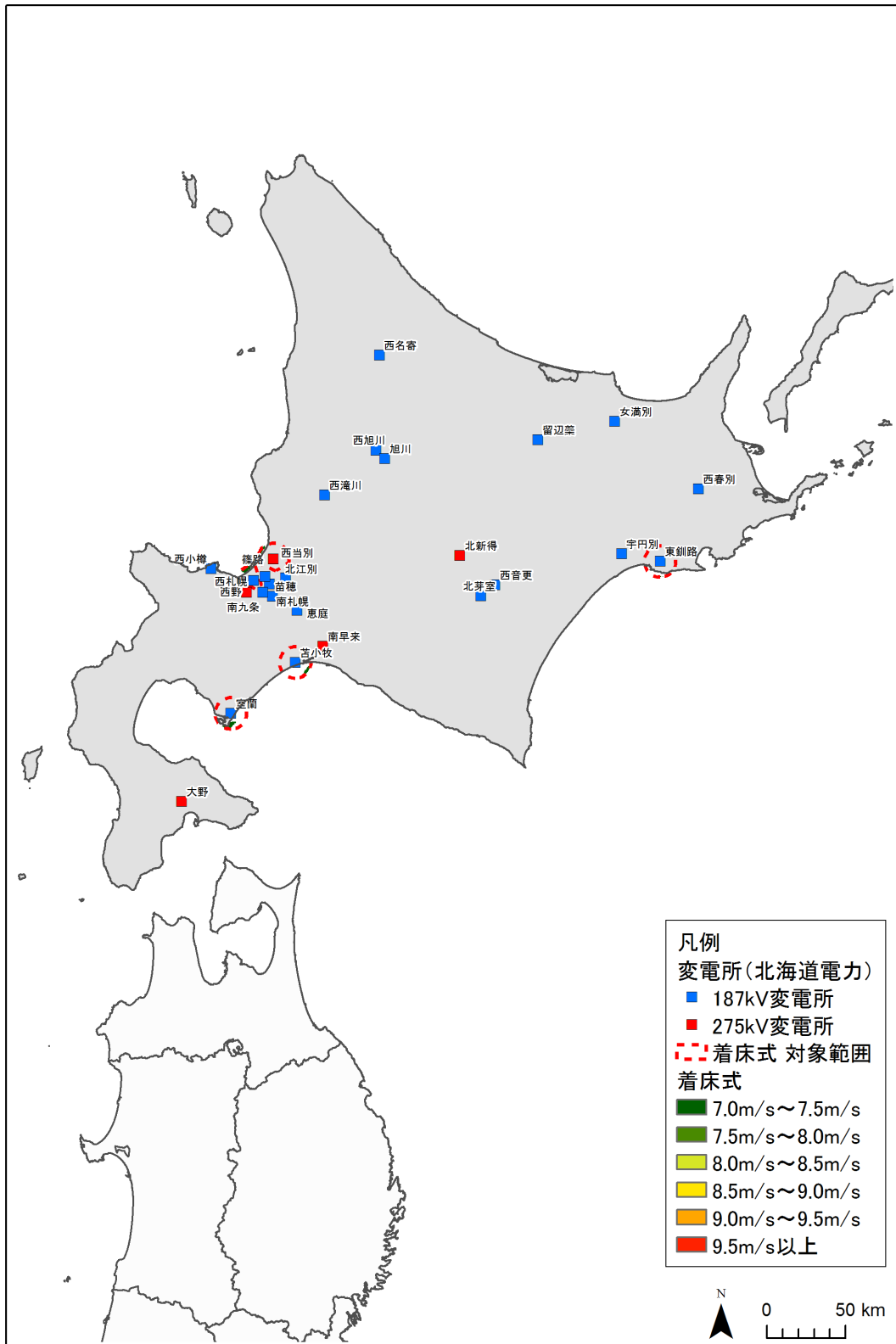


図 6-30 北海道における有望エリア

(2) 東北における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 東北における有望エリアの一次抽出

東北における有望エリアの一次抽出結果を図 6-31 に、変電所からの距離別集計表を表 6-41 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (700 万 kW) はアクセスポイントから 30km 以内、浮体式の導入想定値 (550 万 kW) はアクセスポイントから 40km 以内で超過することが分かる。

表 6-41 東北における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	177 万 kW	0 万 kW	177 万 kW
30km 以内	991 万 kW	236 万 kW	1,226 万 kW
40km 以内	1,462 万 kW	902 万 kW	2,363 万 kW
50km 以内	1,825 万 kW	1,849 万 kW	3,674 万 kW
60km 以内	1,903 万 kW	3,117 万 kW	5,020 万 kW
70km 以内	1,979 万 kW	4,094 万 kW	6,074 万 kW
80km 以内	2,084 万 kW	4,711 万 kW	6,795 万 kW
90km 以内	2,155 万 kW	5,499 万 kW	7,654 万 kW
100km 以内	2,162 万 kW	5,739 万 kW	7,901 万 kW
導入想定値	700 万 kW	550 万 kW	1,250 万 kW

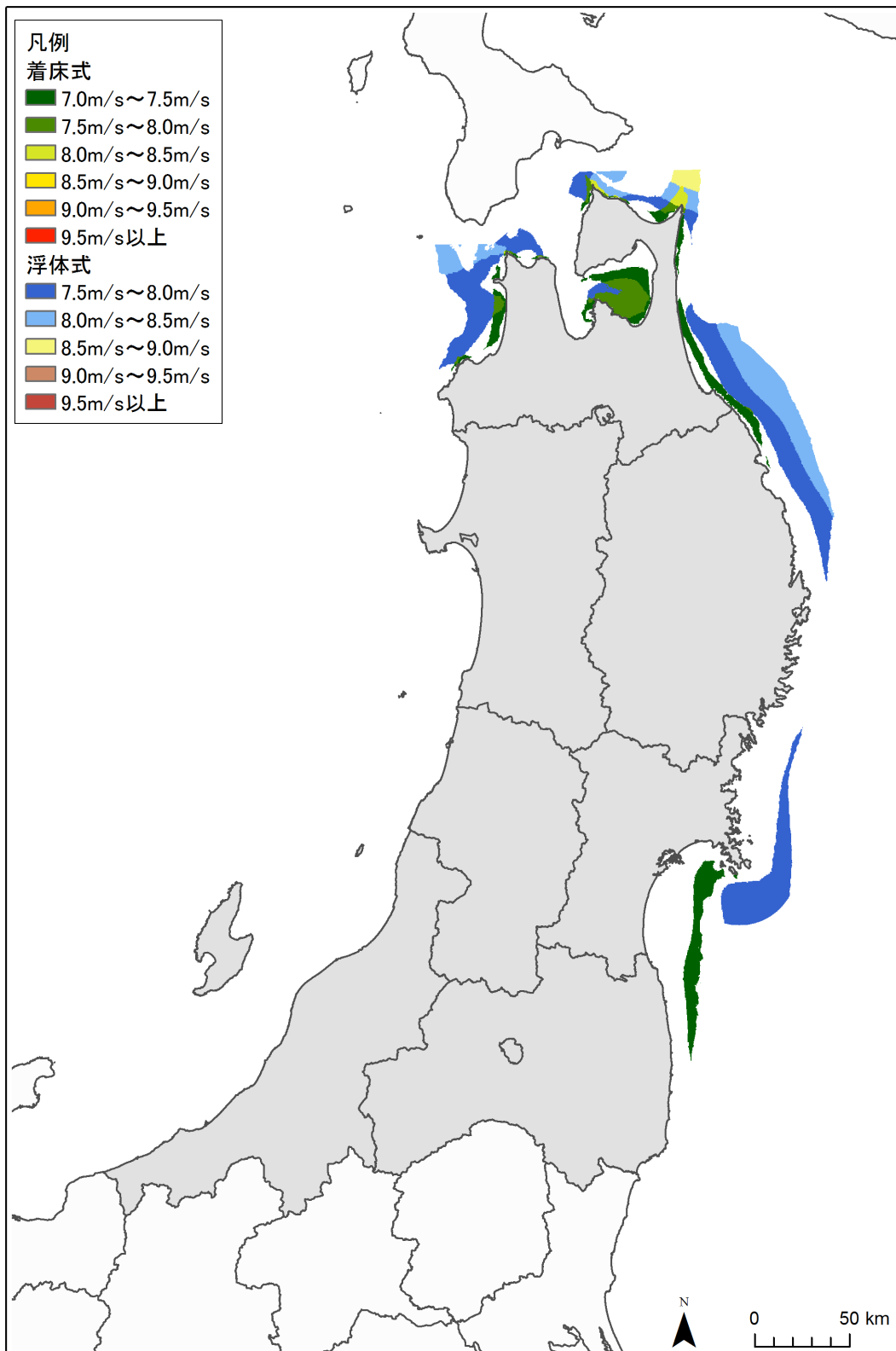


図 6-31 東北洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 東北における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-32）。

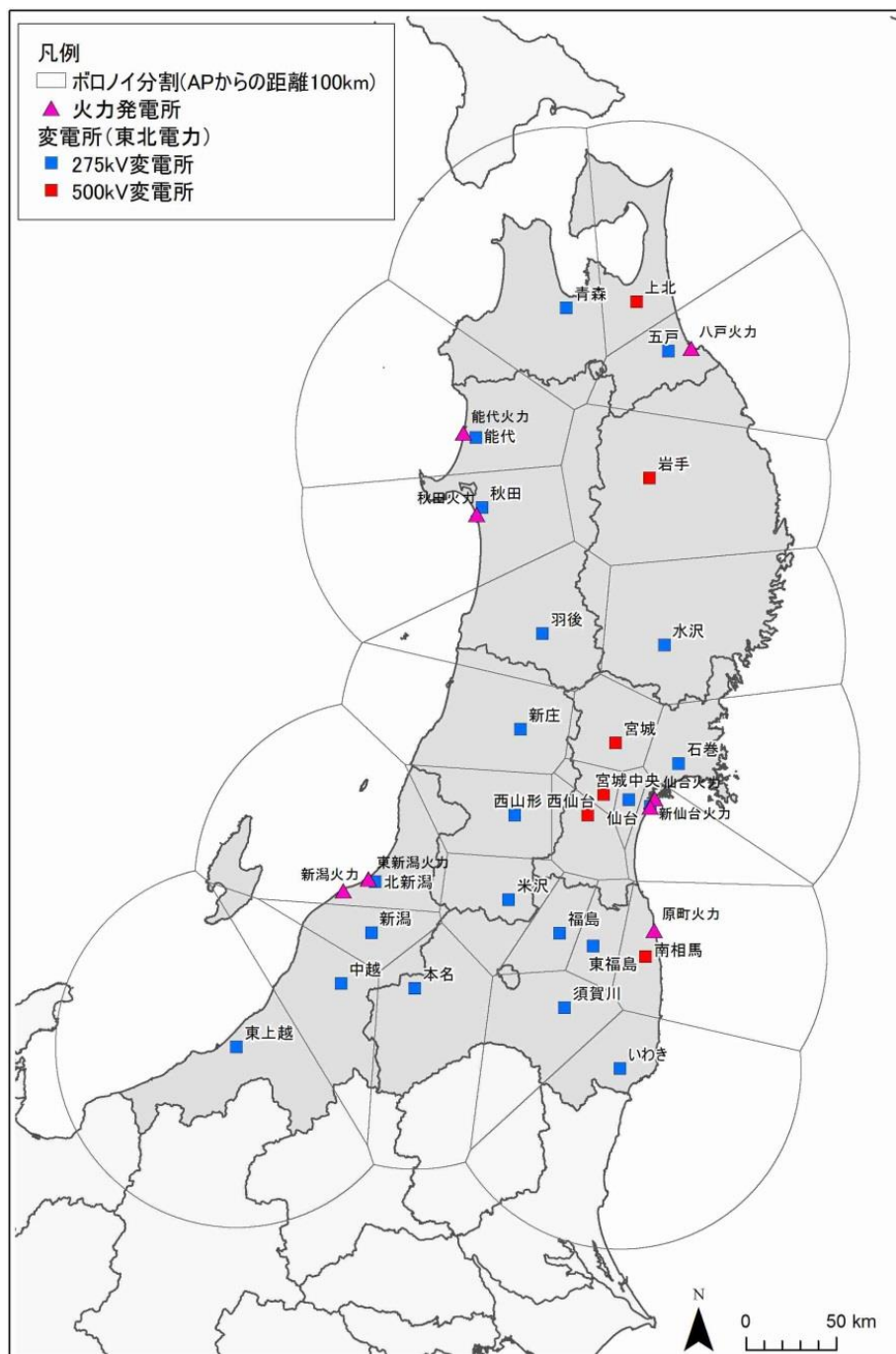


図 6-32 東北における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

※参考までに 20 万 kW 以上の火力発電所を図示しているがアクセスポイントとしては考慮しない

イ) 分散導入シナリオにおける有望エリアの抽出・設定（東北）

東北におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-44 及び図 6-33 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 30km、浮体式は変電所からの距離が 80km で各々の導入想定値を上回り、岩手、五戸、青森、上北、南相馬、仙台、石巻、東仙台が接続可能量の上限值となることが分かる。

表 6-42 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)
1	西山形	170	0	0	0	0
2	西仙台	170	0	0	0	0
3	宮城中央	170	0	0	0	0
4	羽後	170	0	0	0	0
5	水沢	170	0	0	0	0
6	いわき	170	0	0	0	0
7	岩手	170	0	0	0	0
8	能代	170	0	0	0	0
9	五戸	170	40	40	140	140
10	北新潟	170	0	0	0	0
11	新潟	170	0	0	0	0
12	須賀川	170	0	0	0	0
13	青森	170	9	9	41	41
14	福島	170	0	0	0	0
15	上北	170	81	81	393	170
16	新庄	170	0	0	0	0
17	米沢	170	0	0	0	0
18	南相馬	170	37	37	174	170
19	中越	170	0	0	0	0
20	秋田	170	0	0	0	0
21	本名	170	0	0	0	0
22	宮城	170	0	0	0	0
23	東福島	170	0	0	0	0
24	仙台	170	0	0	0	0
25	石巻	170	1	1	57	57
26	東上越	170	0	0	0	0
27	東仙台	170	8	8	186	170
合計		4,590	177	177	991	747>700

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：アクセスポイントとしては変電所のみを対象とした。

表 6-43 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量		変電所からの距離													
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		70km 以内		80km 以内	
		着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)	導入P (B5)	Min (A,B5)	導入P (B6)	Min (A,B6)	導入P (B7)	Min (A,B7)
1	西山形	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	西仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	宮城中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	羽後	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	水沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	123	123	
6	いわき	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	岩手	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	170	
8	能代	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	160	160
9	五戸	140	30	0	0	163	30	163	30	163	30	163	30	163	30	163	30
10	北新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	須賀川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	青森	41	129	0	0	2	2	69	69	133	129	133	129	133	129	133	129
14	福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	上北	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	新庄	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	米沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	南相馬	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	中越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	秋田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	本名	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	宮城	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	東福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	226	170	226	170
25	石巻	57	113	0	0	0	0	32	32	384	113	384	113	384	113	384	113
26	東上越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	東仙台	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	合計		3,843	0	0	165	32	264	131	680	273	729	322	1,000	537	1,483	896 >550

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：五戸、青森、石巻の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。

浮体式接続可能量 五戸：30 万 kW、青森：129 万 kW、石巻：113 万 kW

表 6-44 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続 可能量	着床式			浮体式		
			変電所から の距離 (km)	導入 P	接続量 min	変電所から の距離 (km)	導入 P	接続量 min
1	西山形	170	-	0	0	-	0	0
2	西仙台	170	-	0	0	-	0	0
3	宮城中央	170	-	0	0	-	0	0
4	羽後	170	-	0	0	-	0	0
5	水沢	170	-	0	0	80km	123	123
6	いわき	170	-	0	0	-	0	0
7	岩手	170	-	0	0	80km	295	170
8	能代	170	-	0	0	80km	160	160
9	五戸	170	30km	140	140	30km	163	30
10	北新潟	170	-	0	0	-	0	0
11	新潟	170	-	0	0	-	0	0
12	須賀川	170	-	0	0	-	0	0
13	青森	170	30km	41	41	50km	133	129
14	福島	170	-	0	0	-	0	0
15	上北	170	30km	393	170	-	0	0
16	新庄	170	-	0	0	-	0	0
17	米沢	170	-	0	0	-	0	0
18	南相馬	170	30km	174	170	-	0	0
19	中越	170	-	0	0	-	0	0
20	秋田	170	-	0	0	-	0	0
21	本名	170	-	0	0	-	0	0
22	宮城	170	-	0	0	-	0	0
23	東福島	170	-	0	0	-	0	0
24	仙台	170	-	0	0	70km	226	170
25	石巻	170	30km	57	57	50km	384	113
26	東上越	170	-	0	0	-	0	0
27	東仙台	170	30km	186	170	-	0	0
計			-	991	747	-	1,483	896

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

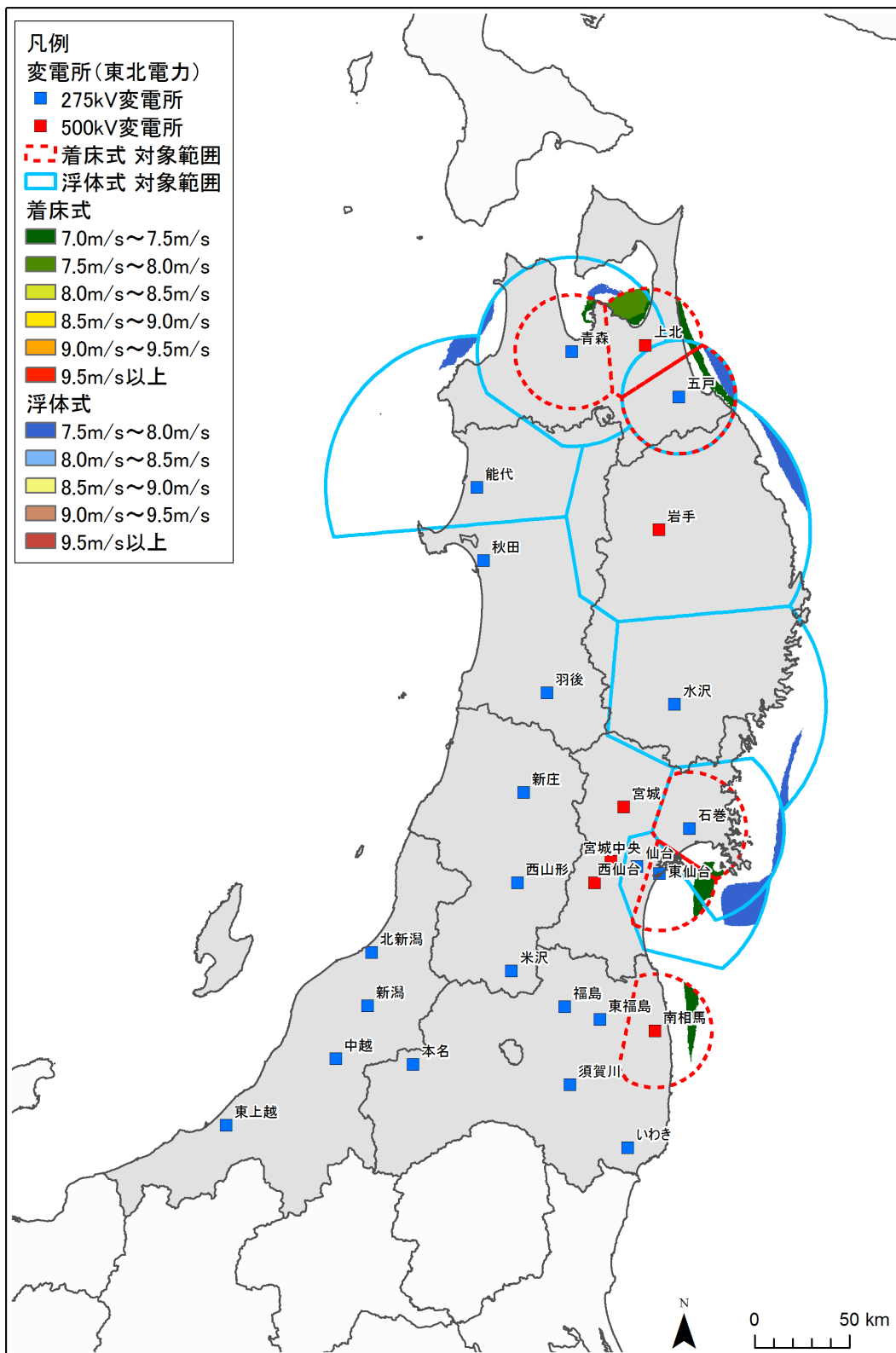


図 6-33 東北における有望エリア (分散導入シナリオ)

ウ) 集中導入シナリオにおける有望エリアの抽出・設定（東北）

東北におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-47 及び図 6-34 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 30km、浮体式は変電所からの距離が 80km で各々の導入想定値を上回り、五戸、青森、上北、仙台、石巻、東仙台が接続可能量の上限値となることが分かる。

表 6-45 アクセスポイント別の導入想定値算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)
1	西山形	170	0	0	0	0
2	西仙台	340	0	0	0	0
3	宮城中央	340	0	0	0	0
4	羽後	170	0	0	0	0
5	水沢	170	0	0	0	0
6	いわき	170	0	0	0	0
7	岩手	340	0	0	0	0
8	能代	170	0	0	0	0
9	五戸	170	40	40	140	140
10	北新潟	170	0	0	0	0
11	新潟	170	0	0	0	0
12	須賀川	170	0	0	0	0
13	青森	170	9	9	41	41
14	福島	170	0	0	0	0
15	上北	340	81	81	393	340
16	新庄	170	0	0	0	0
17	米沢	170	0	0	0	0
18	南相馬	340	37	37	174	174
19	中越	170	0	0	0	0
20	秋田	170	0	0	0	0
21	本名	170	0	0	0	0
22	宮城	340	0	0	0	0
23	東福島	170	0	0	0	0
24	仙台	170	0	0	0	0
25	石巻	170	1	1	57	57
26	東上越	170	0	0	0	0
27	東仙台	170	8	8	186	170
合計		5,610	177	177	991	921>700

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-46 アクセスポイント別の導入想定値算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式 での接 続量	浮体式で の接続可 能量 (A)	変電所からの距離													
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		70km 以内		80km 以内	
				導 入P (B1)	Min (A,B1)	導 入P (B2)	Min (A,B2)	導 入P (B3)	Min (A,B3)	導 入P (B4)	Min (A,B4)	導 入P (B5)	Min (A,B5)	導 入 P (B6)	Min (A,B6)	導 入 P (B7)	Min (A,B7)
1	西山形	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	西仙台	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	宮城中央	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	羽後	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	水沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	123	123
6	いわき	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	岩手	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	295
8	能代	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	160	160
9	五戸	140	30	0	0	163	30	163	30	163	30	163	30	163	30	163	30
10	北新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	須賀川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	青森	41	129	0	0	2	2	69	69	133	129	133	129	133	129	133	129
14	福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	上北	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	新庄	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	米沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	南相馬	174	166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
19	中越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	秋田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	本名	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	宮城	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	東福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	226	170	226	170
25	石巻	57	113	0	0	0	0	32	32	384	113	384	113	384	113	384	113
26	東上越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	東仙台	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		921	4,689	0	0	165	32	264	131	680	273	729	322	1,000	537	1,485	1,022 >550

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：最大導入可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：五戸、青森、南相馬、石巻の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。浮体式接続可能量 五戸：30 万 kW、南相馬：166 万 kW、青森：129 万 kW、石巻：113 万 kW

表 6-47 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続 可能量	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	西山形	170	-	0	0	-	0	0
2	西仙台	340	-	0	0	-	0	0
3	宮城中央	340	-	0	0	-	0	0
4	羽後	170	-	0	0	-	0	0
5	水沢	170	-	0	0	80km	123	123
6	いわき	170	-	0	0	-	0	0
7	岩手	340	-	0	0	80km	295	295
8	能代	170	-	0	0	80km	160	160
9	五戸	170	30km	140	140	30km	163	30
10	北新潟	170	-	0	0	-	0	0
11	新潟	170	-	0	0	-	0	0
12	須賀川	170	-	0	0	-	0	0
13	青森	170	30km	41	41	50km	133	129
14	福島	170	-	0	0	-	0	0
15	上北	340	30km	393	340	-	0	0
16	新庄	170	-	0	0	-	0	0
17	米沢	170	-	0	0	-	0	0
18	南相馬	340	30km	174	174	80km	2	2
19	中越	170	-	0	0	-	0	0
20	秋田	170	-	0	0	-	0	0
21	本名	170	-	0	0	-	0	0
22	宮城	340	-	0	0	-	0	0
23	東福島	170	-	0	0	-	0	0
24	仙台	170	-	0	0	70km	226	170
25	石巻	170	30km	57	57	50km	384	113
26	東上越	170	-	0	0	-	0	0
27	東仙台	170	30km	186	170	-	0	0
計			-	991	921	-	1,485	1,022

※1：導入想定値は着床式 700 万 kW、浮体式 550 万 kW

※2：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

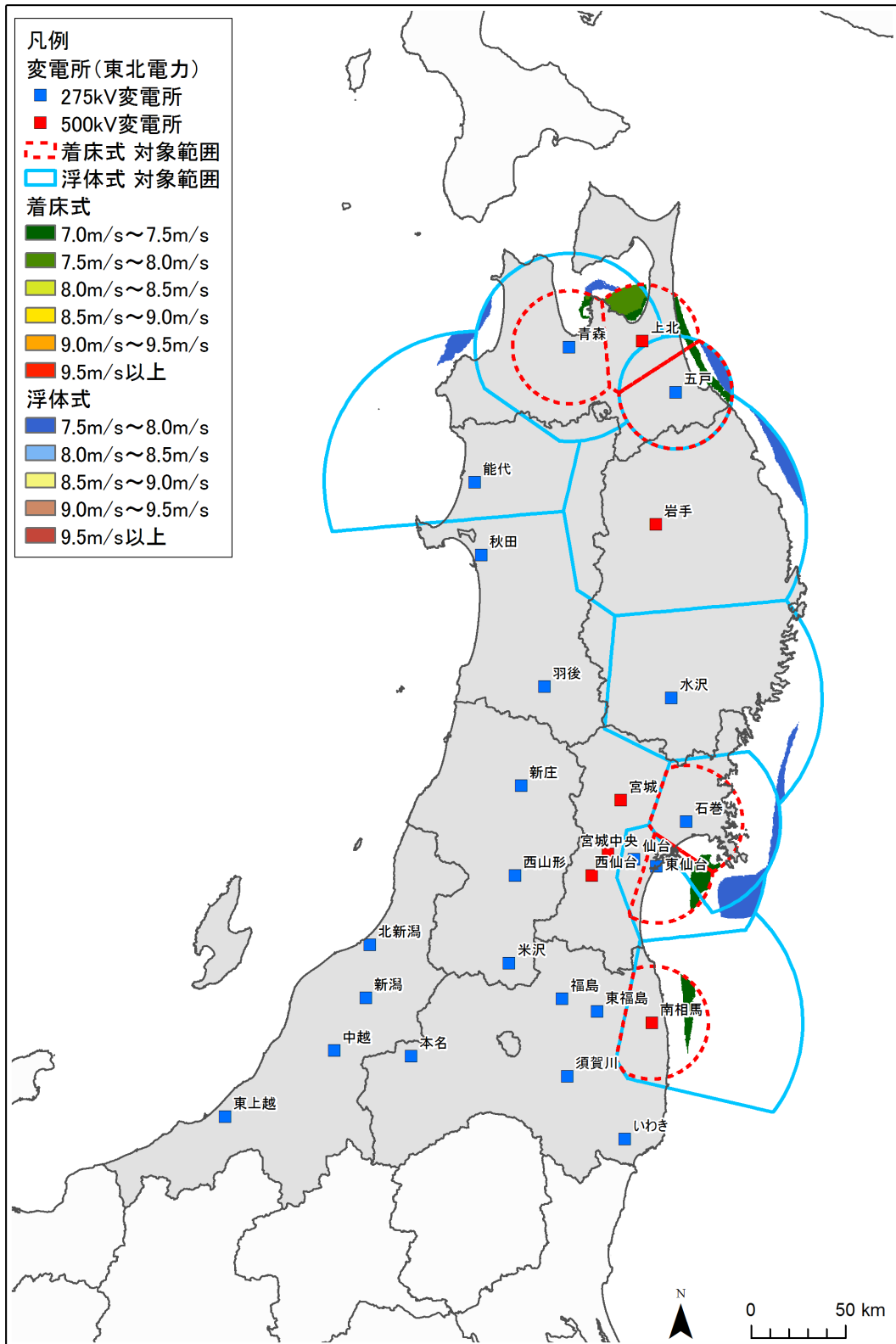


図 6-34 東北における有望エリア (集中導入シナリオ)

(3) 東京における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 東京における有望エリアの一次抽出

東京における有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-48 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (710 万 kW) はアクセスポイントから 30km 以内、浮体式の導入想定値 (650 万 kW) はアクセスポイントから 50km 以内で超過することが分かる。

表 6-48 東京における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	88 万 kW	0 万 kW	88 万 kW
20km 以内	445 万 kW	27 万 kW	472 万 kW
30km 以内	752 万 kW	171 万 kW	923 万 kW
40km 以内	1,647 万 kW	581 万 kW	2,228 万 kW
50km 以内	2,084 万 kW	1,526 万 kW	3,610 万 kW
60km 以内	2,085 万 kW	2,357 万 kW	4,441 万 kW
70km 以内	2,086 万 kW	2,409 万 kW	4,495 万 kW
80km 以内	2,101 万 kW	2,439 万 kW	4,540 万 kW
90km 以内	2,148 万 kW	2,556 万 kW	4,705 万 kW
100km 以内	2,148 万 kW	2,636 万 kW	4,785 万 kW
導入想定値	710 万 kW	650 万 kW	1,360 万 kW

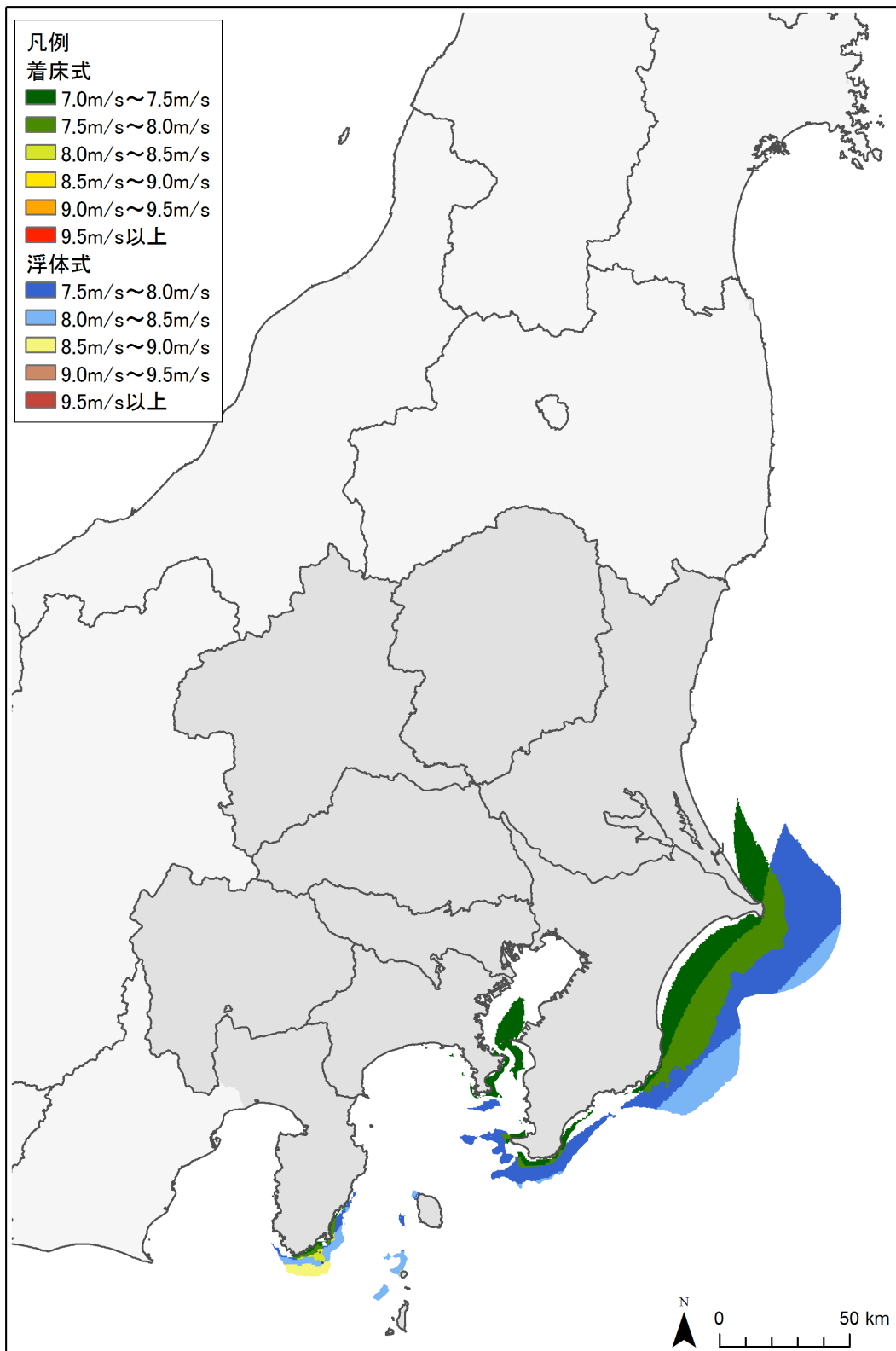


図 6-35 東京洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 東京における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-36）。

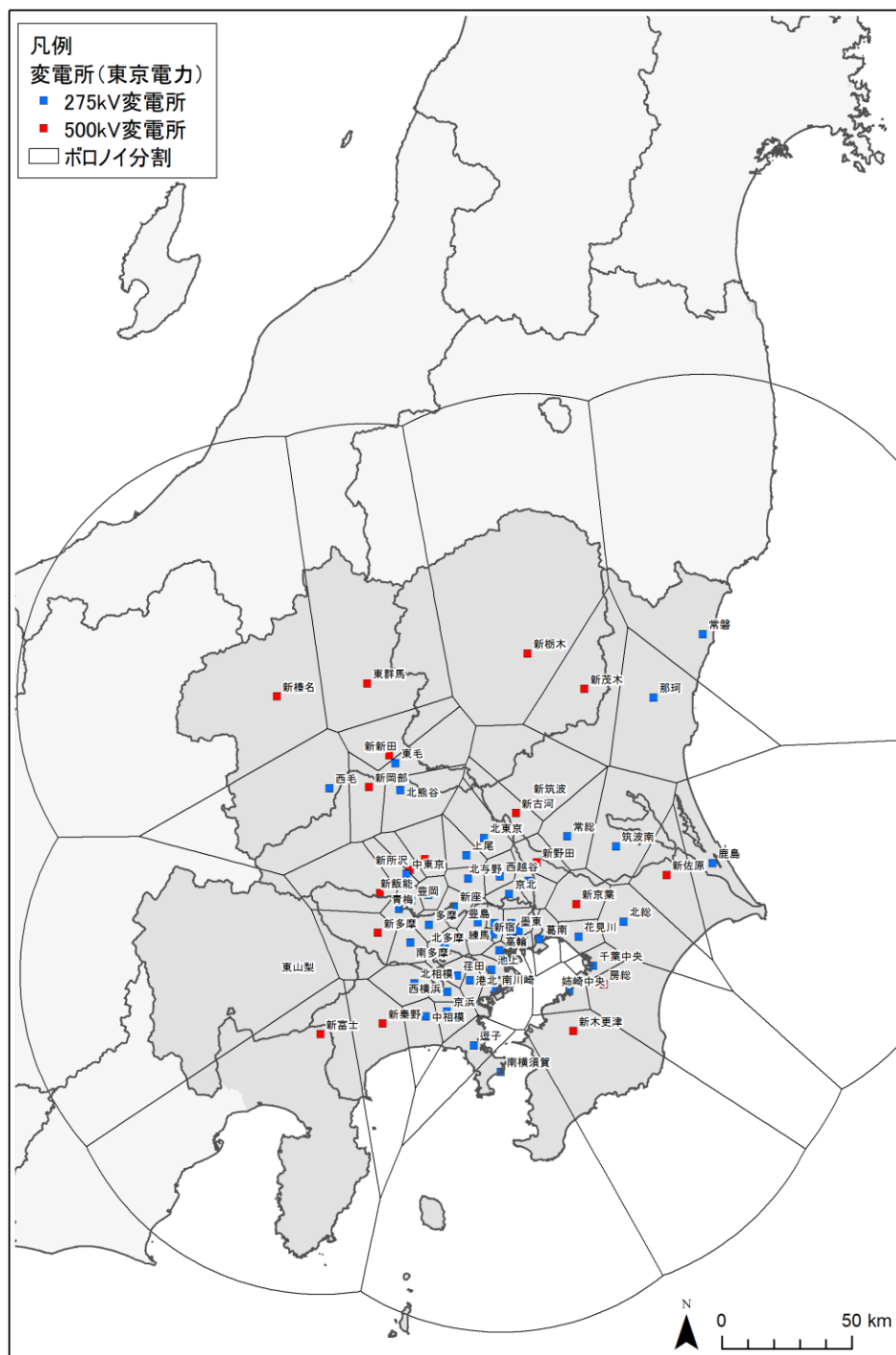


図 6-36 東京における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 分散導入シナリオにおける有望エリアの抽出・設定（東京）

東京におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-51 及び図 6-37 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 40km、浮体式は変電所からの距離が 70km で各々の導入想定値を上回り、北総、逗子、千葉中央、新木更津、新佐原、房総、鹿島が接続可能量の上限值となることが分かる。

表 6-49 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離					
			20km 以内		30km 以内		40km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)
1	北総	170	0	0	1	1	100	100
2	西毛	170	0	0	0	0	0	0
3	北能谷	170	0	0	0	0	0	0
4	新坂戸	170	0	0	0	0	0	0
5	永代橋	170	0	0	0	0	0	0
6	新座	170	0	0	0	0	0	0
7	東山梨	170	0	0	0	0	0	0
8	青梅	170	0	0	0	0	0	0
9	南多摩	170	0	0	0	0	0	0
10	豊岡	170	0	0	0	0	0	0
11	新所沢	170	0	0	0	0	0	0
12	中相模	170	0	0	0	0	0	0
13	多摩	170	0	0	0	0	0	0
14	南狭山	170	0	0	0	0	0	0
15	北多摩	170	0	0	0	0	0	0
16	西横浜	170	0	0	0	0	0	0
17	港北	170	0	0	0	0	0	0
18	逗子	170	2	2	2	2	2	2
19	上尾	170	0	0	0	0	0	0
20	北与野	170	0	0	0	0	0	0
21	練馬	170	0	0	0	0	0	0
22	池上	170	0	0	0	0	0	0
23	南川崎	170	0	0	0	0	0	0
24	西越谷	170	0	0	0	0	0	0
25	墨東	170	0	0	0	0	0	0
26	花見川	170	0	0	0	0	0	0
27	千葉中央	170	0	0	0	0	0	0
28	筑波南	170	0	0	0	0	0	0
29	那珂	170	0	0	0	0	0	0
30	常磐	170	0	0	0	0	0	0
31	東毛	170	0	0	0	0	0	0
32	新新田	170	0	0	0	0	0	0
33	新茂木	170	0	0	0	0	0	0
34	新栃木	170	0	0	0	0	0	0
35	新栗野	170	0	0	0	0	0	0
36	新富士	170	0	0	0	0	0	0
37	京浜	170	0	0	0	0	0	0
38	北相模	170	0	0	0	0	0	0
39	佐田	170	0	0	0	0	0	0
40	新榛名	170	0	0	0	0	0	0
41	新野田	170	0	0	0	0	0	0
42	新多摩	170	0	0	0	0	0	0
43	新京葉	170	0	0	0	0	0	0
44	江東	170	0	0	0	0	0	0
45	豊島	170	0	0	0	0	0	0
46	高輪	170	0	0	0	0	0	0
47	京北	170	0	0	0	0	0	0
48	北葛飾	170	0	0	0	0	0	0
49	新木更津	170	0	0	0	0	70	70
50	新佐原	170	0	0	0	0	260	170
51	房総	170	0	0	63	63	370	170
52	東群馬	170	0	0	0	0	0	0
53	北東京	170	0	0	0	0	0	0
54	新筑波	170	0	0	0	0	0	0
55	新岡部	170	0	0	0	0	0	0
56	新古河	170	0	0	0	0	0	0
57	中東京	170	0	0	0	0	0	0
58	常総	170	0	0	0	0	0	0
59	鹿島	170	213	170	213	170	213	170
60	新飯能	170	0	0	0	0	0	0
61	葛南	170	0	0	0	0	0	0
62	新豊洲	170	0	0	0	0	0	0
63	上野	170	0	0	0	0	0	0
64	新宿	170	0	0	0	0	0	0
65	姉崎中央	170	0	0	0	0	0	0
66	東新宿	170	0	0	0	0	0	0
67	南横須賀	170	8	8	16	16	78	78
	合計	11,390	223	180	296	253	1,093	760>710

※1：導入想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW
 ※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-50 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	着床式での接続量	浮体式での接続可能量(A)	変電所からの距離											
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		70km 以内	
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)	導入P (B5)	Min (A,B5)	導入P (B6)	Min (A,B6)
1	北総	100	70	0	0	0	0	0	0	13	13	238	70	238	70
2	西毛	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	北熊谷	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	新坂戸	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	永代橋	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	新座	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	東山梨	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	青梅	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	南多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	豊岡	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	新所沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	中相模	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	南狭山	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	北多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	西横浜	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	港北	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	逗子	2	168	0	0	23	23	73	73	112	112	224	168	224	168
19	上尾	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	北与野	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	練馬	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	池上	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	南川崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	西越谷	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	墨東	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	花見川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	千葉中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	121	121	341	170
28	筑波南	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167	167
29	那珂	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	常磐	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	東毛	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	新新田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	新茂木	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	新栃木	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	新秦野	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
36	新富士	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	11
37	京浜	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	北相模	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	荻田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	新榛名	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	新野田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	新多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	新京葉	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	江東	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	豊島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	高輪	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	京北	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	北葛飾	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	新木更津	70	100	0	0	0	0	65	65	304	100	304	100	304	100
50	新佐原	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	房総	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	東群馬	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	北東京	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	新筑波	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	新岡部	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	新古河	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	中東京	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	常総	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	鹿島	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	新飯能	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	葛南	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	新豊洲	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	上野	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	新宿	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	姉崎中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	90	90
66	東新宿	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	南横須賀	78	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		760	10,630	0	0	23	23	137	137	429	224	887	460	1,383	783 >650

※1：導入想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：北総、逗子、新木更津の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-51 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	着床式			浮体式		
			変電所からの距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの距離(km)	導入 P	接続量 min
1	北総	170	40km	100	100	60km	238	70
2	西毛	170	—	0	0	—	0	0
3	北熊谷	170	—	0	0	—	0	0
4	新坂戸	170	—	0	0	—	0	0
5	永代橋	170	—	0	0	—	0	0
6	新座	170	—	0	0	—	0	0
7	東山梨	170	—	0	0	—	0	0
8	青梅	170	—	0	0	—	0	0
9	南多摩	170	—	0	0	—	0	0
10	豊岡	170	—	0	0	—	0	0
11	新所沢	170	—	0	0	—	0	0
12	中相模	170	—	0	0	—	0	0
13	多摩	170	—	0	0	—	0	0
14	南狭山	170	—	0	0	—	0	0
15	北多摩	170	—	0	0	—	0	0
16	西横浜	170	—	0	0	—	0	0
17	港北	170	—	0	0	—	0	0
18	逗子	170	40km	2	2	60km	224	168
19	上尾	170	—	0	0	—	0	0
20	北与野	170	—	0	0	—	0	0
21	練馬	170	—	0	0	—	0	0
22	池上	170	—	0	0	—	0	0
23	南川崎	170	—	0	0	—	0	0
24	西越谷	170	—	0	0	—	0	0
25	墨東	170	—	0	0	—	0	0
26	花見川	170	—	0	0	—	0	0
27	千葉中央	170	—	0	0	70km	341	170
28	筑波南	170	—	0	0	70km	167	167
29	那珂	170	—	0	0	—	0	0
30	常磐	170	—	0	0	—	0	0
31	東毛	170	—	0	0	—	0	0
32	新新田	170	—	0	0	—	0	0
33	新茂木	170	—	0	0	—	0	0
34	新栃木	170	—	0	0	—	0	0
35	新秦野	170	—	0	0	70km	7	7
36	新富士	170	—	0	0	70km	11	11
37	京浜	170	—	0	0	—	0	0
38	北相模	170	—	0	0	—	0	0
39	荻田	170	—	0	0	—	0	0
40	新榛名	170	—	0	0	—	0	0
41	新野田	170	—	0	0	—	0	0
42	新多摩	170	—	0	0	—	0	0
43	新京葉	170	—	0	0	—	0	0
44	江東	170	—	0	0	—	0	0
45	豊島	170	—	0	0	—	0	0
46	高輪	170	—	0	0	—	0	0
47	京北	170	—	0	0	—	0	0
48	北葛飾	170	—	0	0	—	0	0
49	新木更津	170	40km	70	70	50km	304	100
50	新佐原	170	40km	260	170	—	0	0
51	房総	170	40km	370	170	—	0	0
52	東群馬	170	—	0	0	—	0	0
53	北東京	170	—	0	0	—	0	0
54	新筑波	170	—	0	0	—	0	0
55	新岡部	170	—	0	0	—	0	0
56	新古河	170	—	0	0	—	0	0
57	中東京	170	—	0	0	—	0	0
58	常総	170	—	0	0	—	0	0
59	鹿島	170	20 km	213	170	—	0	0
60	新飯能	170	—	0	0	—	0	0
61	葛南	170	—	0	0	—	0	0
62	新豊洲	170	—	0	0	—	0	0
63	上野	170	—	0	0	—	0	0
64	新宿	170	—	0	0	—	0	0
65	姉崎中央	170	—	0	0	70km	90	90
66	東新宿	170	—	0	0	—	0	0
67	南横須賀	170	40km	78	78	—	0	0
	合計	11,390	—	1,093	760	—	1,383	783

※1：導入想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

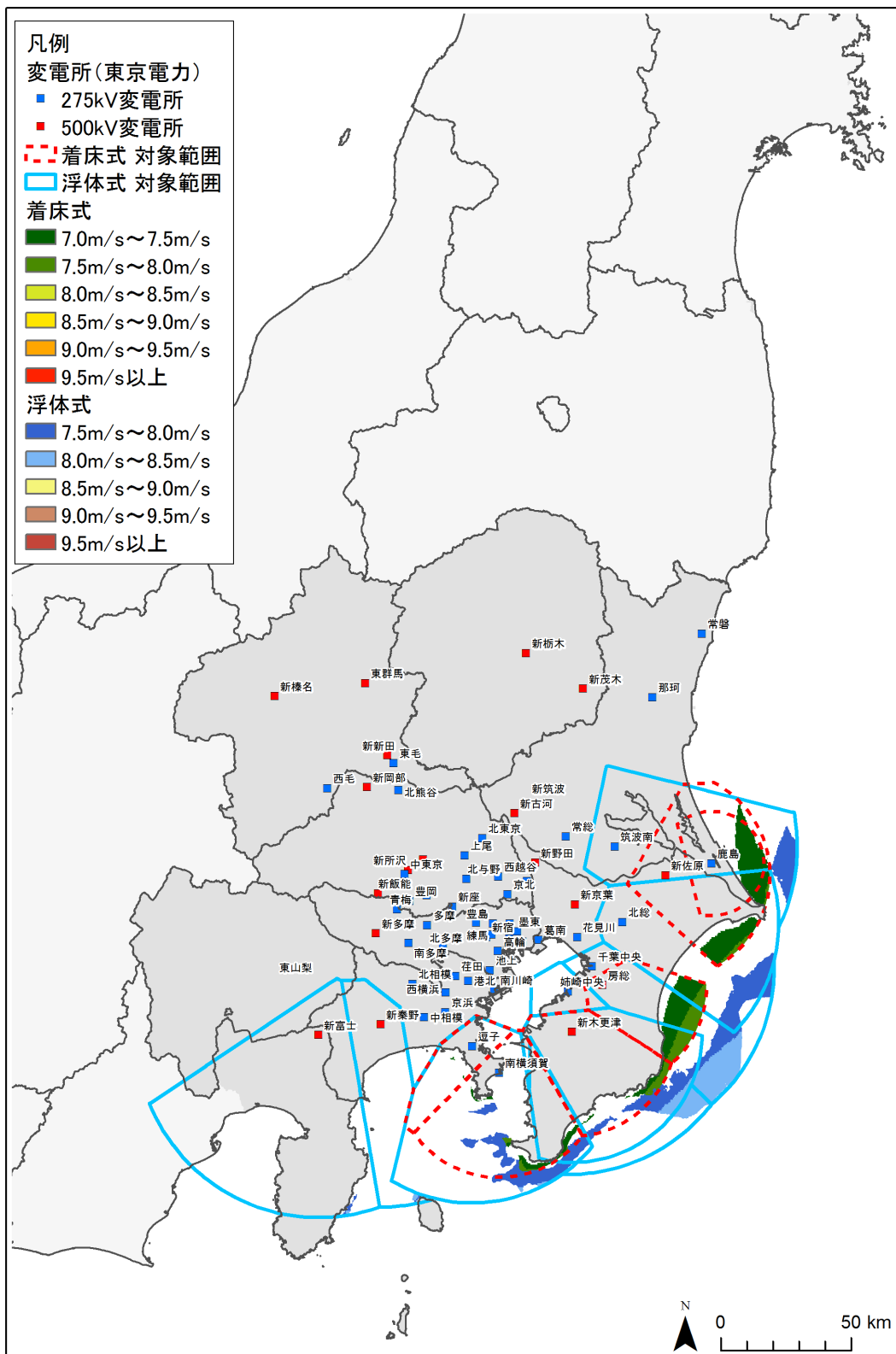


図 6-37 東京における有望エリア (分散導入シナリオ)

ウ) 集中導入シナリオにおける有望エリアの抽出・設定 (東京)

東京におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-54 及び図 6-38 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 40km、浮体式は変電所からの距離が 70km で各々の導入想定値を上回り、北総、逗子、千葉中央、新木更津、房総、鹿島が接続可能量の上限値となることが分かる。

表 6-52 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (着床式)

単位: 万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離					
			20km 以内		30km 以内		40km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)
1	北総	170	0	0	1	1	100	100
2	西毛	170	0	0	0	0	0	0
3	北熊谷	170	0	0	0	0	0	0
4	新坂戸	340	0	0	0	0	0	0
5	永代橋	170	0	0	0	0	0	0
6	新座	170	0	0	0	0	0	0
7	東山梨	340	0	0	0	0	0	0
8	青梅	170	0	0	0	0	0	0
9	南多摩	170	0	0	0	0	0	0
10	豊岡	170	0	0	0	0	0	0
11	新所沢	340	0	0	0	0	0	0
12	中相模	170	0	0	0	0	0	0
13	多摩	170	0	0	0	0	0	0
14	南狭山	170	0	0	0	0	0	0
15	北多摩	170	0	0	0	0	0	0
16	西横浜	170	0	0	0	0	0	0
17	港北	170	0	0	0	0	0	0
18	逗子	170	2	2	2	2	2	2
19	上尾	170	0	0	0	0	0	0
20	北与野	170	0	0	0	0	0	0
21	練馬	170	0	0	0	0	0	0
22	池上	170	0	0	0	0	0	0
23	南川崎	170	0	0	0	0	0	0
24	西越谷	170	0	0	0	0	0	0
25	墨東	170	0	0	0	0	0	0
26	花見川	170	0	0	0	0	0	0
27	千葉中央	170	0	0	0	0	0	0
28	筑波南	170	0	0	0	0	0	0
29	那珂	170	0	0	0	0	0	0
30	常磐	170	0	0	0	0	0	0
31	東毛	170	0	0	0	0	0	0
32	新新田	340	0	0	0	0	0	0
33	新茂木	340	0	0	0	0	0	0
34	新栃木	340	0	0	0	0	0	0
35	新栗野	340	0	0	0	0	0	0
36	新富士	340	0	0	0	0	0	0
37	京浜	170	0	0	0	0	0	0
38	北相模	170	0	0	0	0	0	0
39	往田	170	0	0	0	0	0	0
40	新榛名	340	0	0	0	0	0	0
41	新野田	340	0	0	0	0	0	0
42	新多摩	340	0	0	0	0	0	0
43	新京葉	340	0	0	0	0	0	0
44	江東	170	0	0	0	0	0	0
45	豊島	170	0	0	0	0	0	0
46	高輪	170	0	0	0	0	0	0
47	京北	170	0	0	0	0	0	0
48	北葛飾	170	0	0	0	0	0	0
49	新木更津	340	0	0	0	0	70	70
50	新佐原	340	0	0	0	0	260	260
51	房総	340	0	0	63	63	370	340
52	東群馬	340	0	0	0	0	0	0
53	北東京	170	0	0	0	0	0	0
54	新筑波	340	0	0	0	0	0	0
55	新岡部	340	0	0	0	0	0	0
56	新古河	340	0	0	0	0	0	0
57	中東京	170	0	0	0	0	0	0
58	常総	170	0	0	0	0	0	0
59	鹿島	170	213	170	213	170	213	170
60	新取手	340	0	0	0	0	0	0
61	葛南	170	0	0	0	0	0	0
62	新豊洲	340	0	0	0	0	0	0
63	上野	170	0	0	0	0	0	0
64	新宿	170	0	0	0	0	0	0
65	姉崎中央	170	0	0	0	0	0	0
66	東新宿	170	0	0	0	0	0	0
67	南横須賀	170	8	8	16	16	78	78
	合計	14,960	223	180	296	253	1,093	1,020>710

※1: 導入想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW

※2: 最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-53 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離											
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		70km 以内	
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)	導入P (B5)	Min (A,B5)	導入P (B6)	Min (A,B6)
1	北総	100	70	0	0	0	0	0	0	13	13	238	70	238	70
2	西毛	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	北熊谷	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	新坂戸	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	永代橋	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	新座	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	東山梨	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	青梅	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	南多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	豊岡	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	新所沢	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	中相模	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	南狭山	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	北多摩	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	西横浜	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	港北	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	逗子	2	168	0	0	23	23	73	73	112	112	224	168	224	168
19	上尾	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	北与野	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	練馬	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	池上	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	南川崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	西越谷	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	墨東	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	花見川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	千葉中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	121	121	341	170
28	筑波南	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167	167
29	那珂	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	常磐	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	東毛	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	新新田	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	新茂木	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	新栃木	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	新秦野	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
36	新富士	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	11
37	京浜	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	北相模	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	荏田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	新榛名	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	新野田	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	新多摩	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	新京葉	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	江東	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	豊島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	高輪	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	京北	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	北葛飾	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	新木更津	70	270	0	0	0	0	65	65	304	270	304	270	304	270
50	新佐原	260	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	房総	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	東群馬	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	北東京	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	新筑波	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	新岡部	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	新古河	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	中東京	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	常総	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	鹿島	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	新飯能	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	葛南	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	新豊洲	0	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	上野	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	新宿	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	姉崎中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	90	90
66	東新宿	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	南横須賀	78	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	合計	1,020	13,940	0	0	23	23	137	137	429	394	889	630	1,383	953 >650

※1：想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW
 ※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。
 ※3：北総、逗子、新木更津の浮体式接続可能量は、着床式 40km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-54 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量 (A)	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	北総	170	40km	100	100	60km	238	70
2	西毛	170	—	0	0	—	0	0
3	北熊谷	170	—	0	0	—	0	0
4	新坂戸	170	—	0	0	—	0	0
5	永代橋	170	—	0	0	—	0	0
6	新座	170	—	0	0	—	0	0
7	東山梨	170	—	0	0	—	0	0
8	青梅	170	—	0	0	—	0	0
9	南多摩	170	—	0	0	—	0	0
10	豊岡	170	—	0	0	—	0	0
11	新所沢	170	—	0	0	—	0	0
12	中相模	170	—	0	0	—	0	0
13	多摩	170	—	0	0	—	0	0
14	南狭山	170	—	0	0	—	0	0
15	北多摩	170	—	0	0	—	0	0
16	西横浜	170	—	0	0	—	0	0
17	港北	170	—	0	0	—	0	0
18	逗子	170	40km	2	2	60km	224	168
19	上尾	170	—	0	0	—	0	0
20	北与野	170	—	0	0	—	0	0
21	練馬	170	—	0	0	—	0	0
22	池上	170	—	0	0	—	0	0
23	南川崎	170	—	0	0	—	0	0
24	西越谷	170	—	0	0	—	0	0
25	墨東	170	—	0	0	—	0	0
26	花見川	170	—	0	0	—	0	0
27	千葉中央	170	—	0	0	70km	341	170
28	筑波南	170	—	0	0	70km	167	167
29	那珂	170	—	0	0	—	0	0
30	常磐	170	—	0	0	—	0	0
31	東毛	170	—	0	0	—	0	0
32	新新田	170	—	0	0	—	0	0
33	新茂木	170	—	0	0	—	0	0
34	新栃木	170	—	0	0	—	0	0
35	新秦野	170	—	0	0	70km	7	7
36	新富士	170	—	0	0	70km	11	11
37	京浜	170	—	0	0	—	0	0
38	北相模	170	—	0	0	—	0	0
39	荻田	170	—	0	0	—	0	0
40	新榛名	170	—	0	0	—	0	0
41	新野田	170	—	0	0	—	0	0
42	新多摩	170	—	0	0	—	0	0
43	新京葉	170	—	0	0	—	0	0
44	江東	170	—	0	0	—	0	0
45	豊島	170	—	0	0	—	0	0
46	高輪	170	—	0	0	—	0	0
47	京北	170	—	0	0	—	0	0
48	北葛飾	170	—	0	0	—	0	0
49	新木更津	170	40km	70	70	50km	304	270
50	新佐原	170	40km	260	260	—	0	0
51	房総	170	40km	370	340	—	0	0
52	東群馬	170	—	0	0	—	0	0
53	北東京	170	—	0	0	—	0	0
54	新筑波	170	—	0	0	—	0	0
55	新岡部	170	—	0	0	—	0	0
56	新古河	170	—	0	0	—	0	0
57	中東京	170	—	0	0	—	0	0
58	常総	170	—	0	0	—	0	0
59	鹿島	170	20km	213	170	—	0	0
60	新飯能	170	—	0	0	—	0	0
61	葛南	170	—	0	0	—	0	0
62	新豊洲	170	—	0	0	—	0	0
63	上野	170	—	0	0	—	0	0
64	新宿	170	—	0	0	—	0	0
65	姉崎中央	170	—	0	0	70km	90	90
66	東新宿	170	—	0	0	—	0	0
67	南横須賀	170	40km	78	78	—	0	0
合計		11,390	—	1,093	1,020	—	1,383	953

※1：導入想定値は着床式 710 万 kW、浮体式 650 万 kW

※2：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

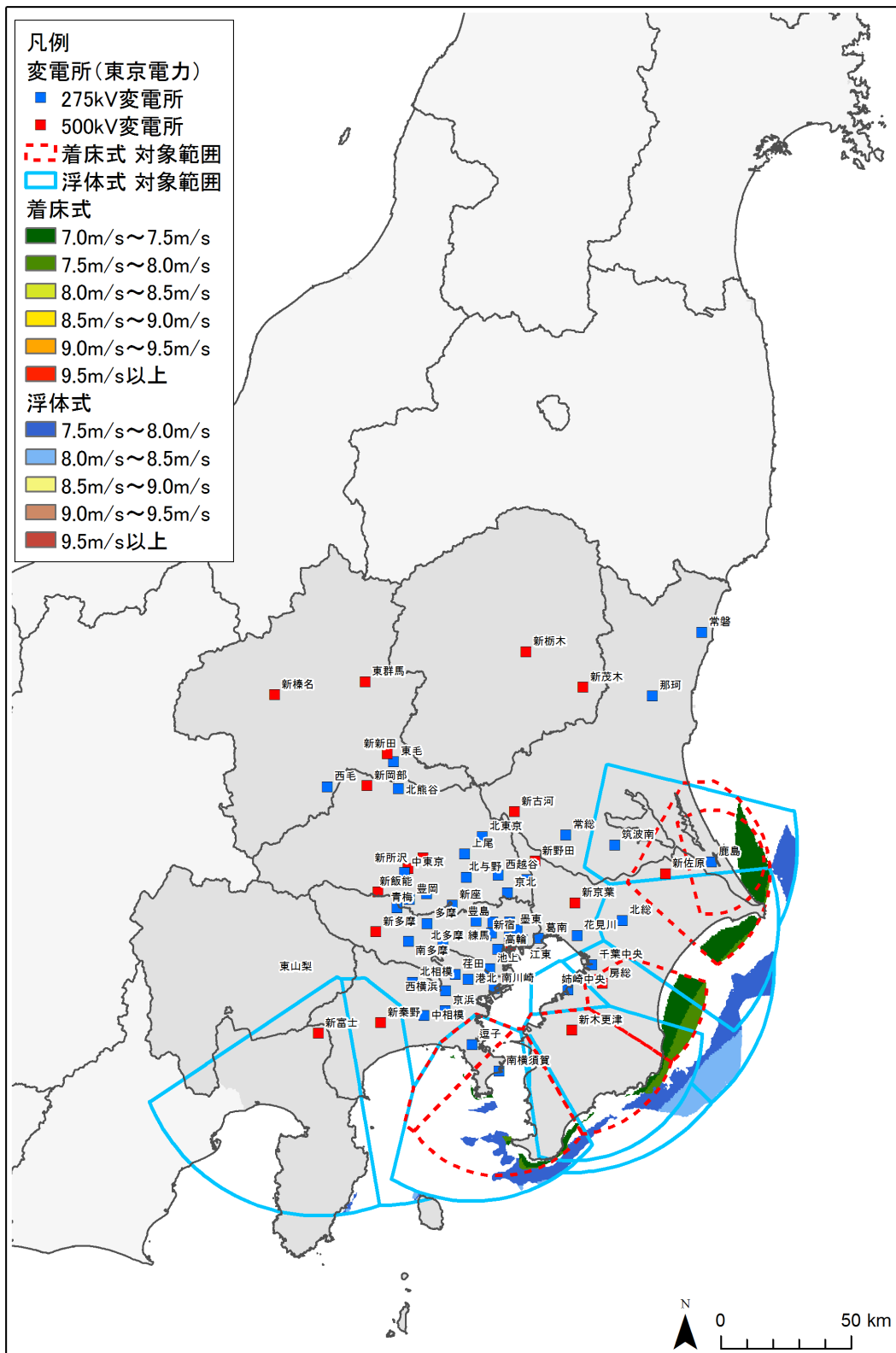


図 6-38 東京における有望エリア (集中導入シナリオ)

(4) 中部における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 中部における有望エリアの一次抽出

中部における有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-55 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (360 万 kW) はアクセスポイントから 20km 以内、浮体式の導入想定値 (380 万 kW) はアクセスポイントから 20km 以内で超過することが分かる。

表 6-55 中部における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	249 万 kW	38 万 kW	287 万 kW
20km 以内	588 万 kW	558 万 kW	1,146 万 kW
30km 以内	782 万 kW	1,216 万 kW	1,998 万 kW
40km 以内	1,036 万 kW	1,421 万 kW	2,457 万 kW
50km 以内	1,100 万 kW	1,516 万 kW	2,617 万 kW
60km 以内	1,100 万 kW	1,520 万 kW	2,621 万 kW
70km 以内	1,100 万 kW	1,520 万 kW	2,621 万 kW
80km 以内	1,100 万 kW	1,520 万 kW	2,621 万 kW
90km 以内	1,100 万 kW	1,520 万 kW	2,621 万 kW
100km 以内	1,100 万 kW	1520.41kW	2,621 万 kW
導入想定値	360 万 kW	380 万 kW	740 万 kW

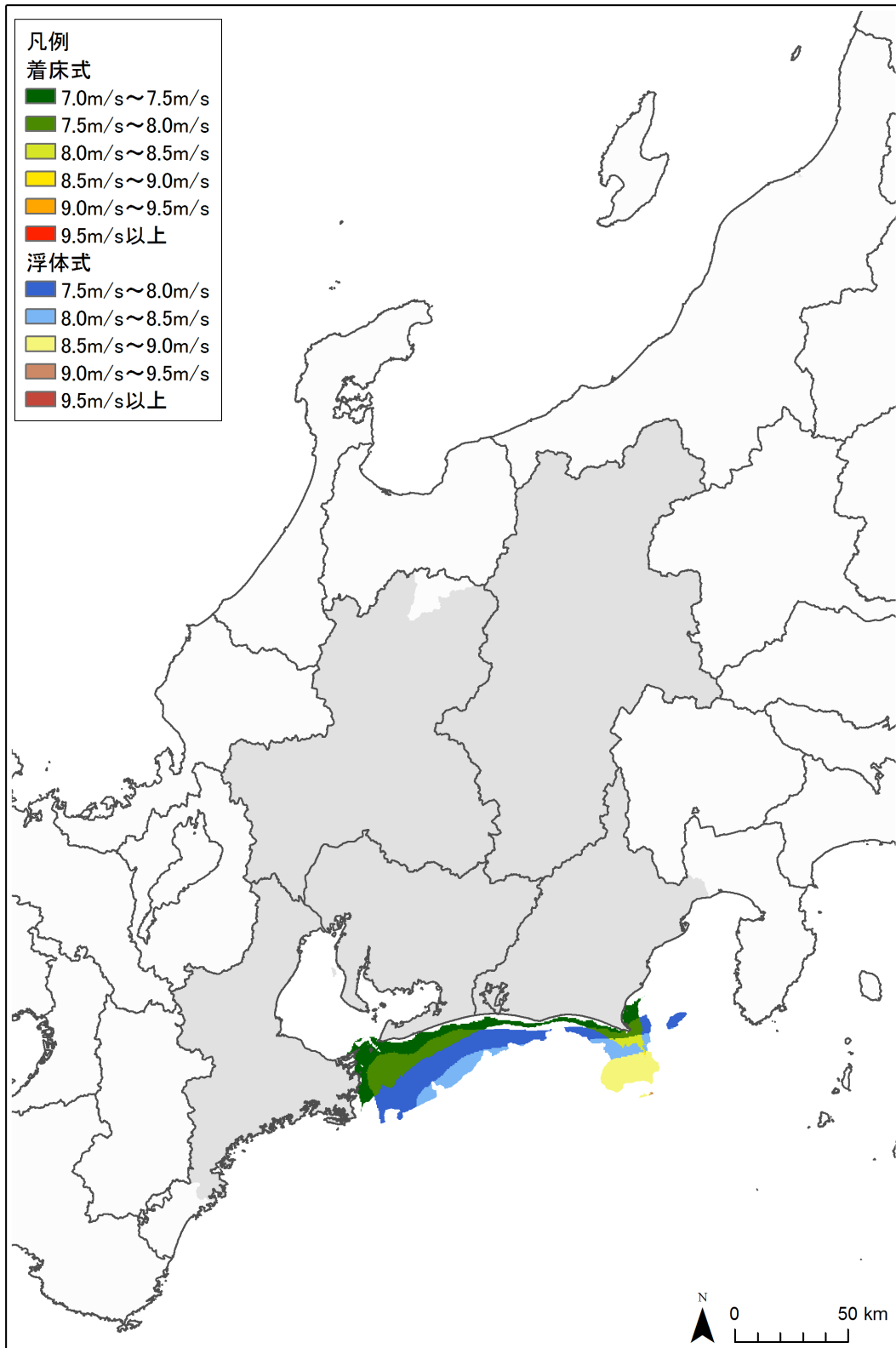


図 6-39 中部洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 中部における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-40）。

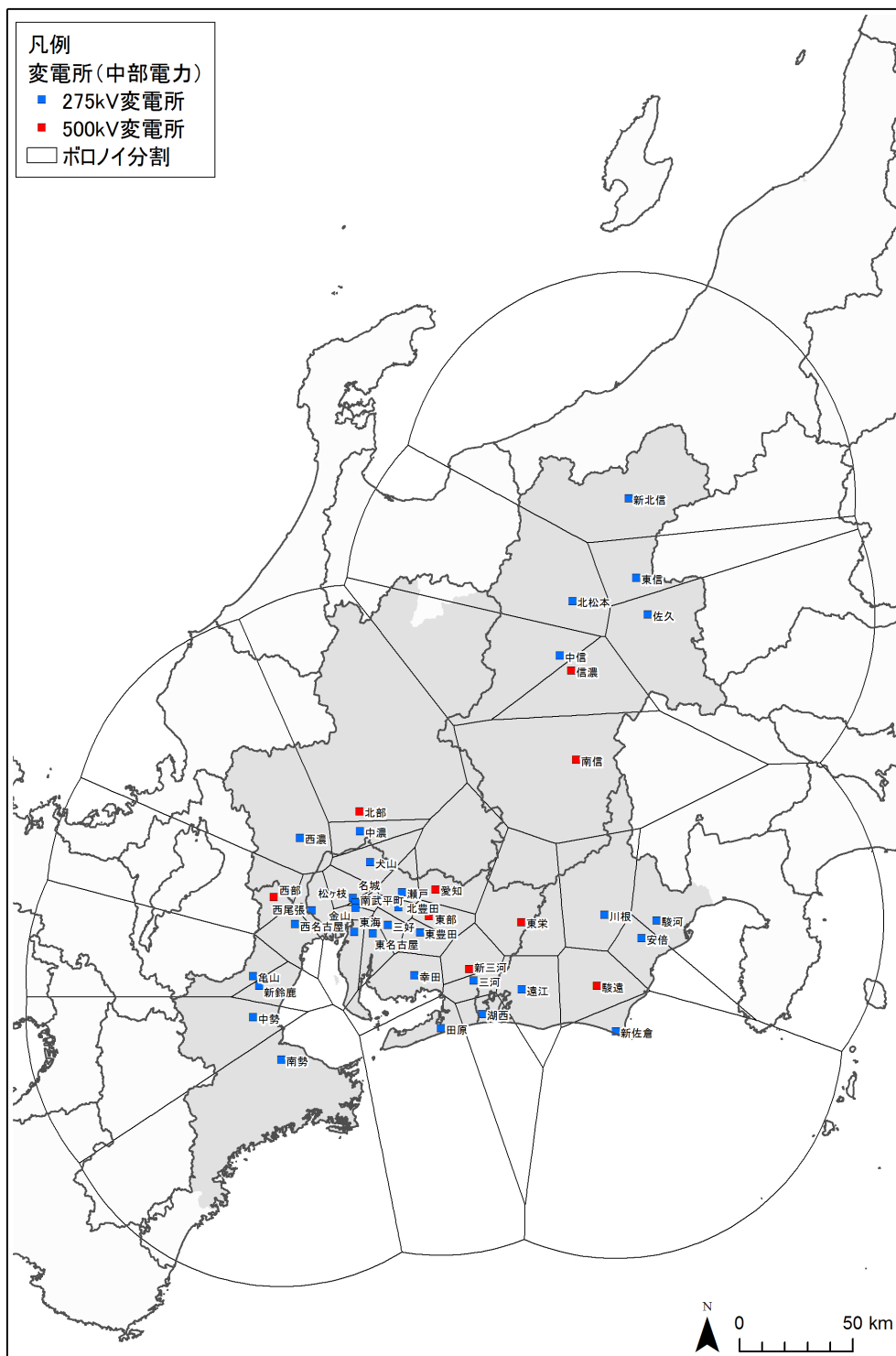


図 6-40 中部における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定 (中部)

中部におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-58 及び図 6-41 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 20km、浮体式は変電所からの距離が 40km で各々の導入想定値を上回り、田原、湖西、新佐倉、駿遠が接続可能量の上限値となることが分かる。

表 6-56 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (着床式)

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離	
			20km 以内	
			導入P (B1)	Min (A, B1)
1	亀山	170	0	0
2	新鈴鹿	170	0	0
3	佐久	170	0	0
4	中濃	170	0	0
5	中勢	170	0	0
6	南勢	170	0	0
7	西尾張	170	0	0
8	東海	170	0	0
9	北部	170	0	0
10	犬山	170	0	0
11	三好	170	0	0
12	北豊田	170	0	0
13	瀬戸	170	0	0
14	東豊田	170	0	0
15	東部	170	0	0
16	愛知	170	0	0
17	田原	170	257	170
18	新三河	170	0	0
19	三河	170	0	0
20	東栄	170	0	0
21	南信	170	0	0
22	北松本	170	0	0
23	東信	170	0	0
24	新北信	170	0	0
25	西名古屋	170	0	0
26	西部	170	0	0
27	西濃	170	0	0
28	信濃	170	0	0
29	中信	170	0	0
30	東名古屋	170	0	0
31	松ヶ枝	170	0	0
32	名城	170	0	0
33	南武平町	170	0	0
34	金山	170	0	0
35	幸田	170	0	0
36	湖西	170	86	86
37	遠江	170	11	11
38	新佐倉	170	234	170
39	駿遠	170	0	0
40	川根	170	0	0
41	安倍	170	0	0
42	駿河	170	0	0
合計		7,140	588	437>360

※1：導入想定値は着床式 360 万 kW、浮体式 380 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-57 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離					
				20km 以内		30km 以内		40km 以内	
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)
1	亀山	0	170	0	0	0	0	0	0
2	新鈴鹿	0	170	0	0	0	0	0	0
3	佐久	0	170	0	0	0	0	0	0
4	中濃	0	170	0	0	0	0	0	0
5	中勢	0	170	0	0	0	0	0	0
6	南勢	0	170	0	0	0	0	0	0
7	西尾張	0	170	0	0	0	0	0	0
8	東海	0	170	0	0	0	0	0	0
9	北部	0	170	0	0	0	0	0	0
10	犬山	0	170	0	0	0	0	0	0
11	三好	0	170	0	0	0	0	0	0
12	北豊田	0	170	0	0	0	0	0	0
13	瀬戸	0	170	0	0	0	0	0	0
14	東豊田	0	170	0	0	0	0	0	0
15	東部	0	170	0	0	0	0	0	0
16	愛知	0	170	0	0	0	0	0	0
17	田原	170	0	0	0	0	0	0	0
18	新三河	0	170	0	0	0	0	0	0
19	三河	0	170	0	0	0	0	110	110
20	東栄	0	170	0	0	0	0	0	0
21	南信	0	170	0	0	0	0	0	0
22	北松本	0	170	0	0	0	0	0	0
23	東信	0	170	0	0	0	0	0	0
24	新北信	0	170	0	0	0	0	0	0
25	西名古屋	0	170	0	0	0	0	0	0
26	西部	0	170	0	0	0	0	0	0
27	西濃	0	170	0	0	0	0	0	0
28	信濃	0	170	0	0	0	0	0	0
29	中信	0	170	0	0	0	0	0	0
30	東名古屋	0	170	0	0	0	0	0	0
31	松ヶ枝	0	170	0	0	0	0	0	0
32	名城	0	170	0	0	0	0	0	0
33	南武平町	0	170	0	0	0	0	0	0
34	金山	0	170	0	0	0	0	0	0
35	幸田	0	170	0	0	0	0	0	0
36	湖西	86	84	175	84	175	84	175	84
37	遠江	11	159	0	0	90	90	111	111
38	新佐倉	170	0	0	0	0	0	0	0
39	駿遠	0	170	0	0	88	88	259	170
40	川根	0	170	0	0	0	0	0	0
41	安倍	0	170	0	0	0	0	0	0
42	駿河	0	170	0	0	0	0	0	0
合計		437	6,703	175	84	353	262	655	475 >380

※1：導入想定値は着床式 360 万 kW、浮体式 380 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：湖西、遠江の浮体式接続可能量は、着床式 20km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-58 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可 能量 (A)	着床式			浮体式		
			変電所から の距離 (km)	導入 P	接続量 min	変電所から の距離 (km)	導入 P	接続量 min
1	亀山	170	—	0	0	—	0	0
2	新鈴鹿	170	—	0	0	—	0	0
3	佐久	170	—	0	0	—	0	0
4	中濃	170	—	0	0	—	0	0
5	中勢	170	—	0	0	—	0	0
6	南勢	170	—	0	0	—	0	0
7	西尾張	170	—	0	0	—	0	0
8	東海	170	—	0	0	—	0	0
9	北部	170	—	0	0	—	0	0
10	犬山	170	—	0	0	—	0	0
11	三好	170	—	0	0	—	0	0
12	北豊田	170	—	0	0	—	0	0
13	瀬戸	170	—	0	0	—	0	0
14	東豊田	170	—	0	0	—	0	0
15	東部	170	—	0	0	—	0	0
16	愛知	170	—	0	0	—	0	0
17	田原	170	20km	257	170	—	0	0
18	新三河	170	—	0	0	—	0	0
19	三河	170	—	0	0	40km	110	110
20	東栄	170	—	0	0	—	0	0
21	南信	170	—	0	0	—	0	0
22	北松本	170	—	0	0	—	0	0
23	東信	170	—	0	0	—	0	0
24	新北信	170	—	0	0	—	0	0
25	西名古屋	170	—	0	0	—	0	0
26	西部	170	—	0	0	—	0	0
27	西濃	170	—	0	0	—	0	0
28	信濃	170	—	0	0	—	0	0
29	中信	170	—	0	0	—	0	0
30	東名古屋	170	—	0	0	—	0	0
31	松ヶ枝	170	—	0	0	—	0	0
32	名城	170	—	0	0	—	0	0
33	南武平町	170	—	0	0	—	0	0
34	金山	170	—	0	0	—	0	0
35	幸田	170	—	0	0	—	0	0
36	湖西	170	20km	86	86	20km	175	84
37	遠江	170	20km	11	11	40km	111	111
38	新佐倉	170	20km	234	170	—	0	0
39	駿遠	170	—	0	0	40km	259	170
40	川根	170	—	0	0	—	0	0
41	安倍	170	—	0	0	—	0	0
42	駿河	170	—	0	0	—	0	0
	合計	11,390	—	588	437	—	655	475

※1：導入想定値は着床式 360 万 kW、浮体式 380 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

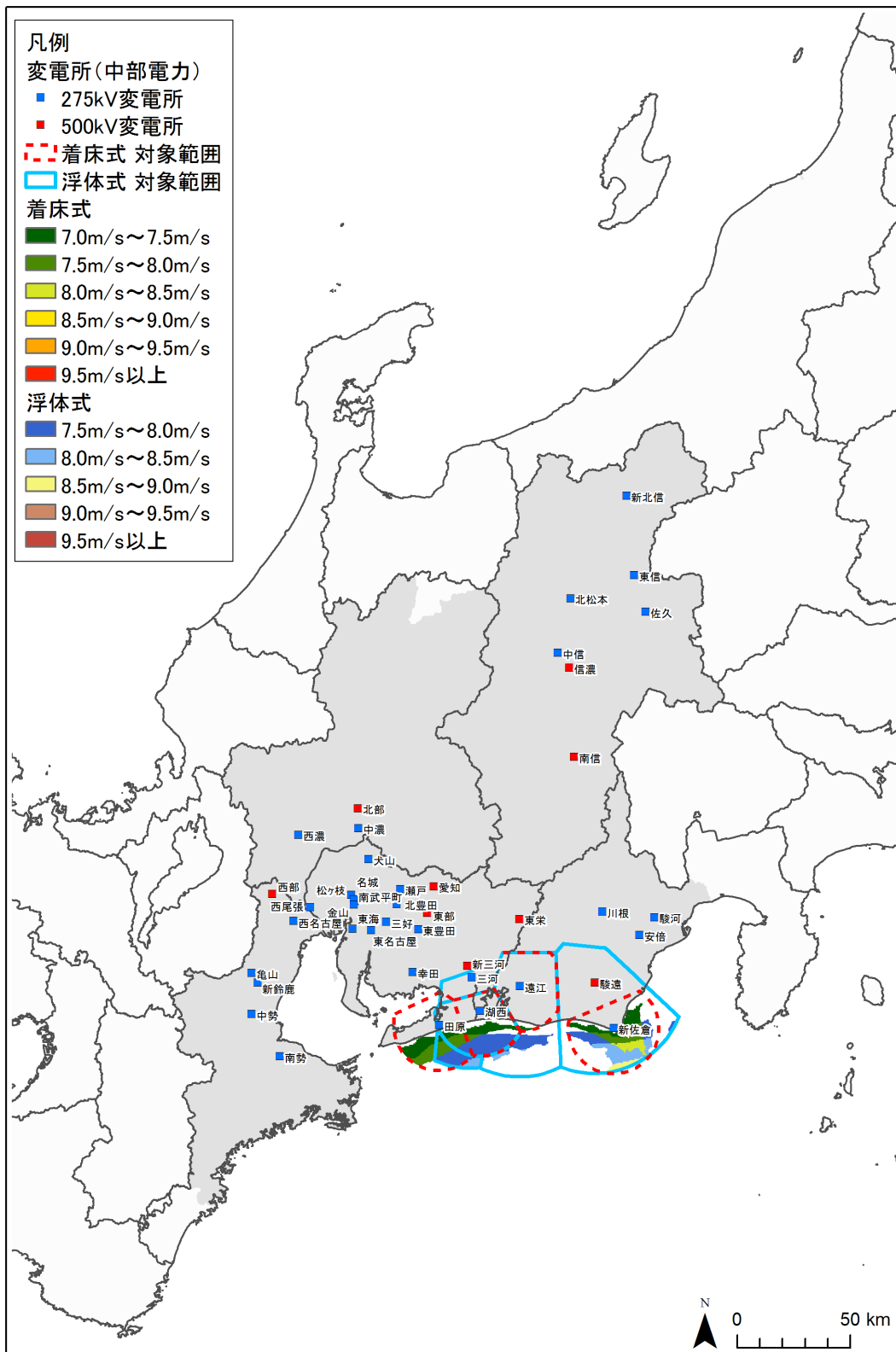


図 6-41 中部における有望エリア

(5) 関西における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 関西における有望エリアの一次抽出

関西における有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-59 に示す。これだけを見ると、浮体式の導入想定値 (30 万 kW) はアクセスポイントから 30km 以内で超過することが分かる。

表 6-59 関西における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	13 万 kW	0 万 kW	13 万 kW
30km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
40km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
50km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
60km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
70km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
80km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
90km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
100km 以内	13 万 kW	101 万 kW	114 万 kW
導入想定値	0 万 kW	30 万 kW	30 万 kW

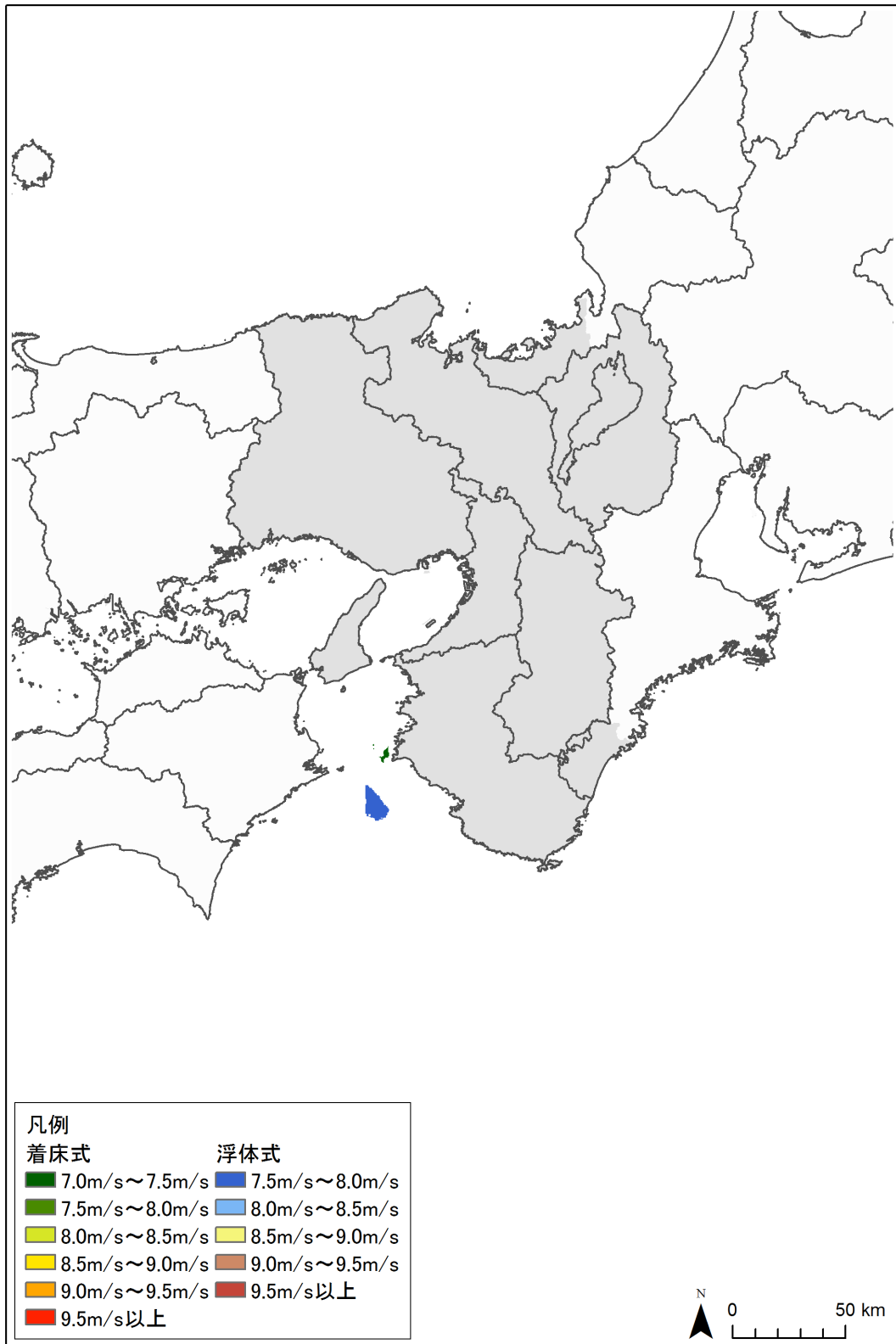


図 6-42 関西洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 関西における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-43）。

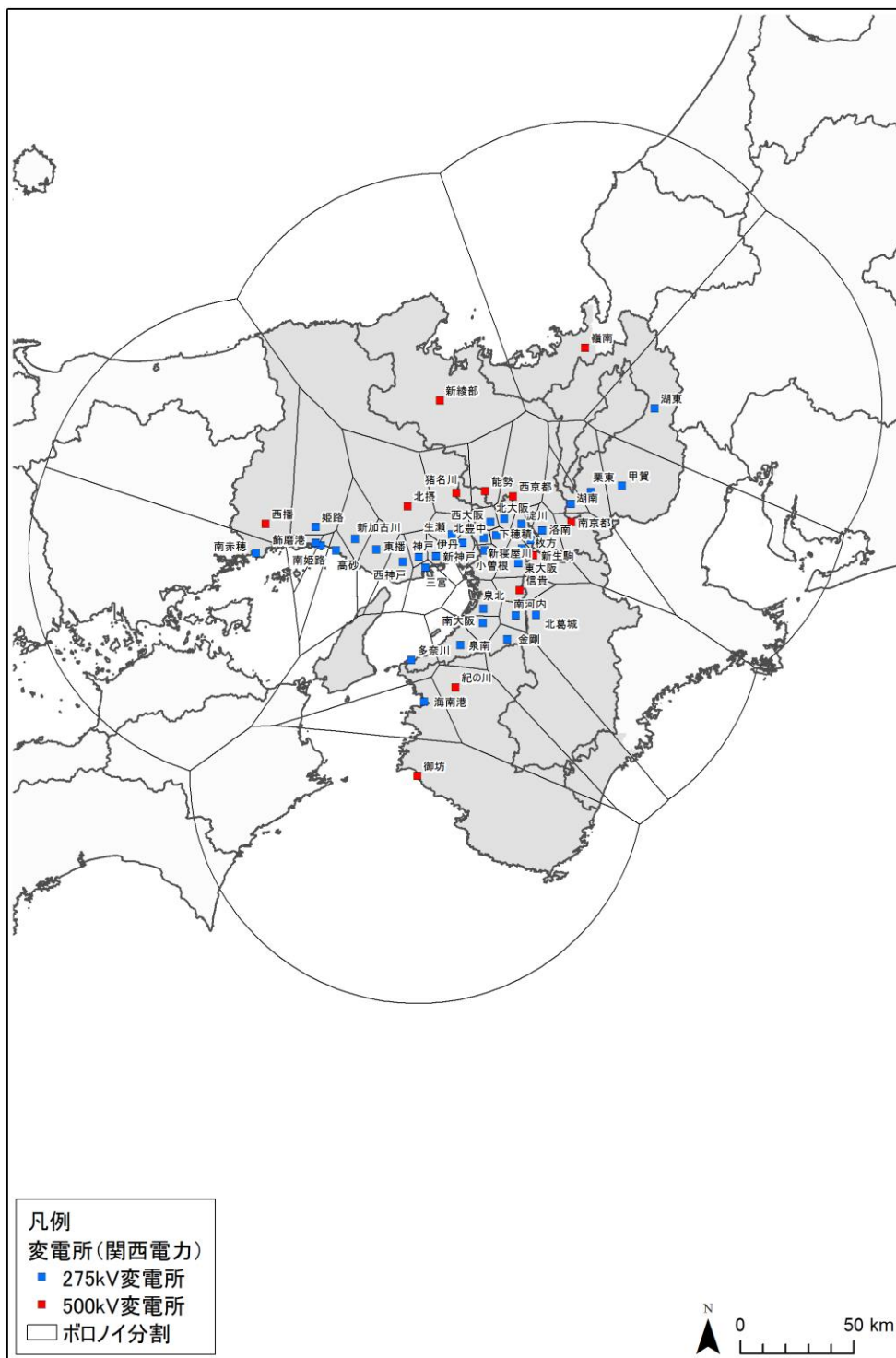


図 6-43 関西における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定 (関西)

関西におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-60 及び図 6-44 に示す。これによると、浮体式は変電所からの距離が 30km で導入想定値を上回るが、接続可能量の上限值となるアクセスポイントはなかった。

表 6-60 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (浮体式)

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入 P (B1)	Min (A, B1)	導入 P (B2)	Min (A, B2)
1	湖南	170	0	0	0	0
2	南赤穂	170	0	0	0	0
3	甲賀	170	0	0	0	0
4	枚方	170	0	0	0	0
5	金剛	170	0	0	0	0
6	南大阪	170	0	0	0	0
7	下穂積	170	0	0	0	0
8	泉北	170	0	0	0	0
9	多奈川	170	0	0	0	0
10	東大阪	170	0	0	0	0
11	新綾部	170	0	0	0	0
12	能勢	170	0	0	0	0
13	北大阪	170	0	0	0	0
14	姫路	170	0	0	0	0
15	神戸	170	0	0	0	0
16	南姫路	170	0	0	0	0
17	新神戸	170	0	0	0	0
18	生瀬	170	0	0	0	0
19	紀の川	170	0	0	0	0
20	泉南	170	0	0	0	0
21	伊丹	170	0	0	0	0
22	西播	170	0	0	0	0
23	北豊中	170	0	0	0	0
24	新寝屋川	170	0	0	0	0
25	南河内	170	0	0	0	0
26	北葛城	170	0	0	0	0
27	洛南	170	0	0	0	0
28	南京都	170	0	0	0	0
29	栗東	170	0	0	0	0
30	西大阪	170	0	0	0	0
31	湖東	170	0	0	0	0
32	御坊	170	0	0	101	101
33	信貴	170	0	0	0	0
34	新生駒	170	0	0	0	0
35	西京都	170	0	0	0	0
36	北摂	170	0	0	0	0
37	猪名川	170	0	0	0	0
38	高砂	170	0	0	0	0
39	新加古川	170	0	0	0	0
40	飾磨港	170	0	0	0	0
41	西神戸	170	0	0	0	0
42	小曾根	170	0	0	0	0
43	淀川	170	0	0	0	0
44	東播	170	0	0	0	0
45	嶺南	170	0	0	0	0
46	海南港	170	0	0	0	0
47	三宮	170	0	0	0	0
	合計	7,990	0	0	101	101>30

※1：導入想定値は着床式 0 万 kW、浮体式 30 万 kW

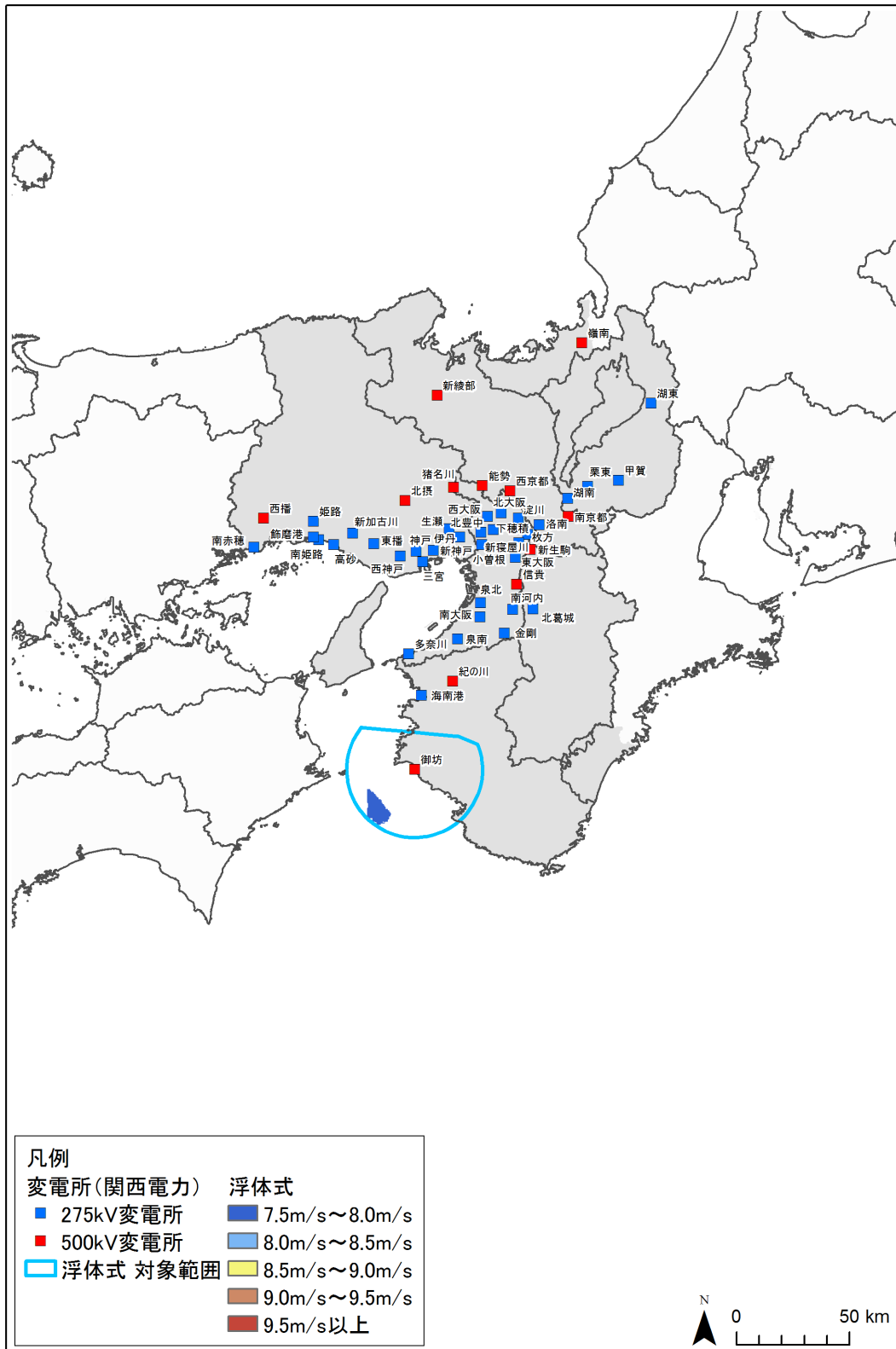


図 6-44 関西における有望エリア

(6) 四国における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 四国における有望エリアの一次抽出

四国における有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-61 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (30 万 kW) はアクセスポイントから 30km 以内、浮体式の導入想定値 (60 万 kW) はアクセスポイントから 60km 以内で超過することが分かる。

表 6-61 四国における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
30km 以内	48 万 kW	0 万 kW	48 万 kW
40km 以内	135 万 kW	0 万 kW	135 万 kW
50km 以内	152 万 kW	42 万 kW	194 万 kW
60km 以内	157 万 kW	304 万 kW	461 万 kW
70km 以内	157 万 kW	324 万 kW	481 万 kW
80km 以内	157 万 kW	324 万 kW	481 万 kW
90km 以内	157 万 kW	324 万 kW	481 万 kW
100km 以内	157 万 kW	324 万 kW	481 万 kW
導入想定値	30 万 kW	60 万 kW	90 万 kW

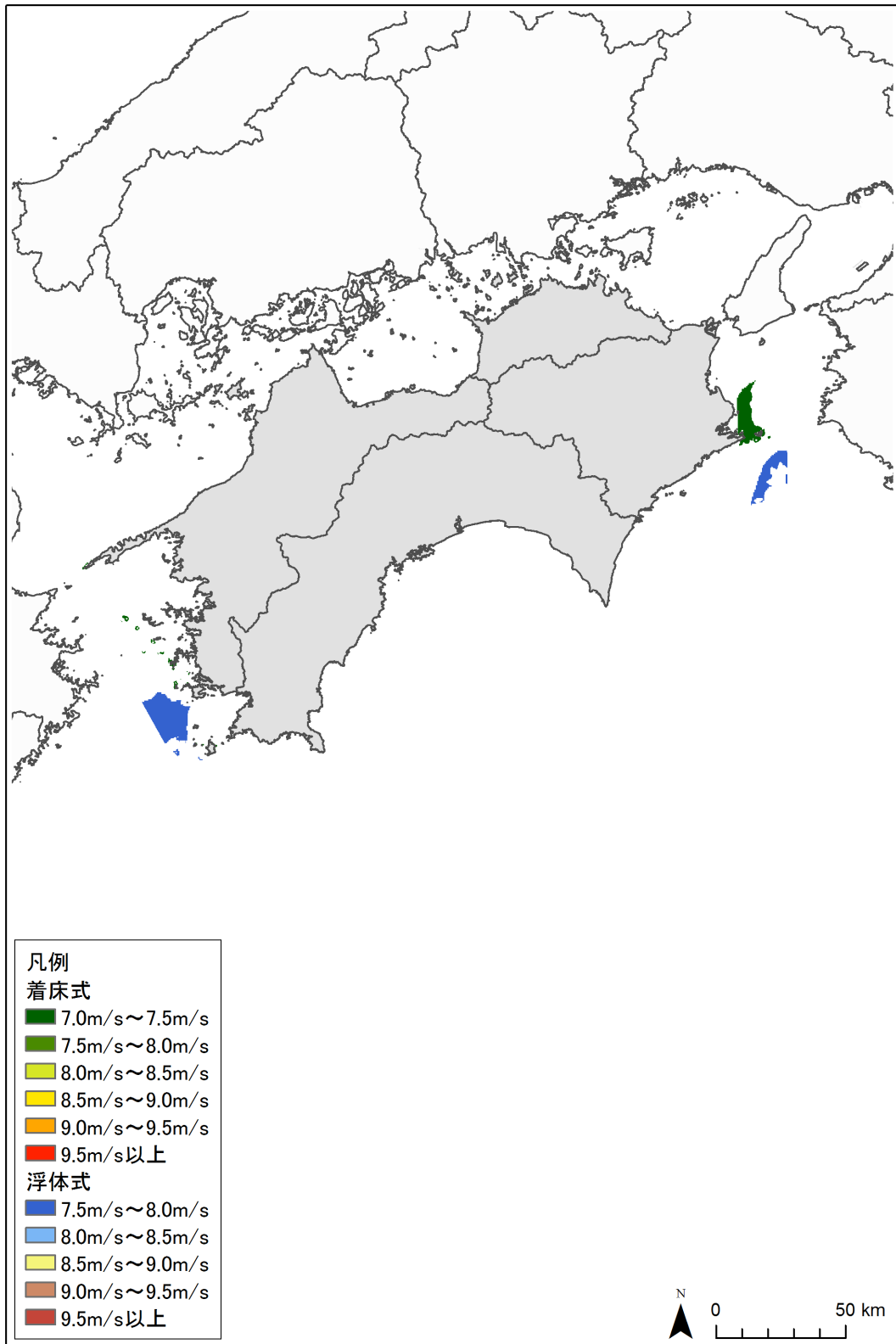


図 6-45 四国洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 四国における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-46）。

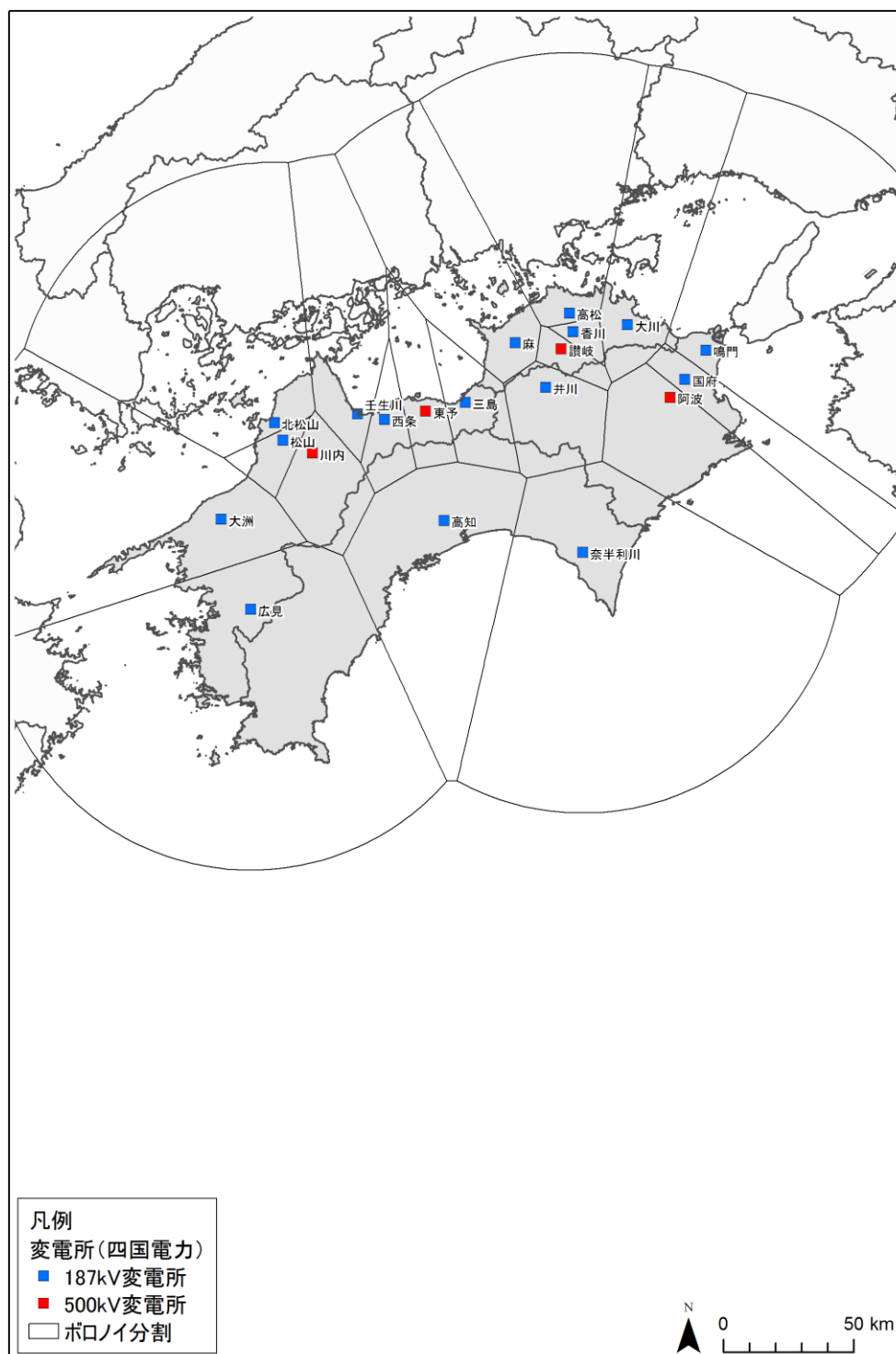


図 6-46 四国における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定 (四国)

四国におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-64 及び図 6-47 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 30km、浮体式は変電所からの距離が 60km で各々の導入想定値を広美が接続可能量の上限値となることが分かる。

表 6-62 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (着床式)

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)
1	大川	170	0	0	0	0
2	北松山	170	0	0	0	0
3	讃岐	170	0	0	0	0
4	香川	170	0	0	0	0
5	麻	170	0	0	0	0
6	川内	170	0	0	0	0
7	高松	170	0	0	0	0
8	阿波	170	0	0	0	0
9	松山	170	0	0	0	0
10	井川	170	0	0	0	0
11	広見	170	0	0	0	0
12	大洲	170	0	0	0	0
13	西条	170	0	0	0	0
14	壬生川	170	0	0	0	0
15	東予	170	0	0	0	0
16	高知	170	0	0	0	0
17	奈半利川	170	0	0	0	0
18	国府	170	0	0	27	27
19	鳴門	170	0	0	21	21
20	三島	170	0	0	0	0
合計		3,400	0	0	48	48>30

※1：導入想定値は着床式 30 万 kW、浮体式 60 万 kW

表 6-63 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離										
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)	導入P (B5)	Min (A,B5)	
1	大川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	北松山	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	讃岐	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	香川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	麻	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	川内	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	高松	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	阿波	0	170	0	0	0	0	0	0	5	5	64	64	
9	松山	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	井川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	広見	0	170	0	0	0	0	0	0	32	32	206	170	
12	大洲	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	西条	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	壬生川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	東予	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	高知	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	奈半利川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	国府	27	143	0	0	0	0	0	0	5	5	34	34	
19	鳴門	21	149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	三島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		48	3,352	0	0	0	0	0	0	42	42	304	269	>60

※1：導入想定値は着床式 30 万 kW、浮体式 60 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：国府の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-64 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量 (A)	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	大川	170	—	0	0	—	0	0
2	北松山	170	—	0	0	—	0	0
3	讃岐	170	—	0	0	—	0	0
4	香川	170	—	0	0	—	0	0
5	麻	170	—	0	0	—	0	0
6	川内	170	—	0	0	—	0	0
7	高松	170	—	0	0	—	0	0
8	阿波	170	—	0	0	60km	64	64
9	松山	170	—	0	0	—	0	0
10	井川	170	—	0	0	—	0	0
11	広見	170	—	0	0	60km	206	170
12	大洲	170	—	0	0	—	0	0
13	西条	170	—	0	0	—	0	0
14	壬生川	170	—	0	0	—	0	0
15	東予	170	—	0	0	—	0	0
16	高知	170	—	0	0	—	0	0
17	奈半利川	170	—	0	0	—	0	0
18	国府	170	30km	27	27	60km	34	34
19	鳴門	170	30km	21	21	—	0	0
20	三島	170	—	0	0	—	0	0
合計		11,390	—	48	48	—	304	269

※1：導入想定値は着床式 30 万 kW、浮体式 60 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

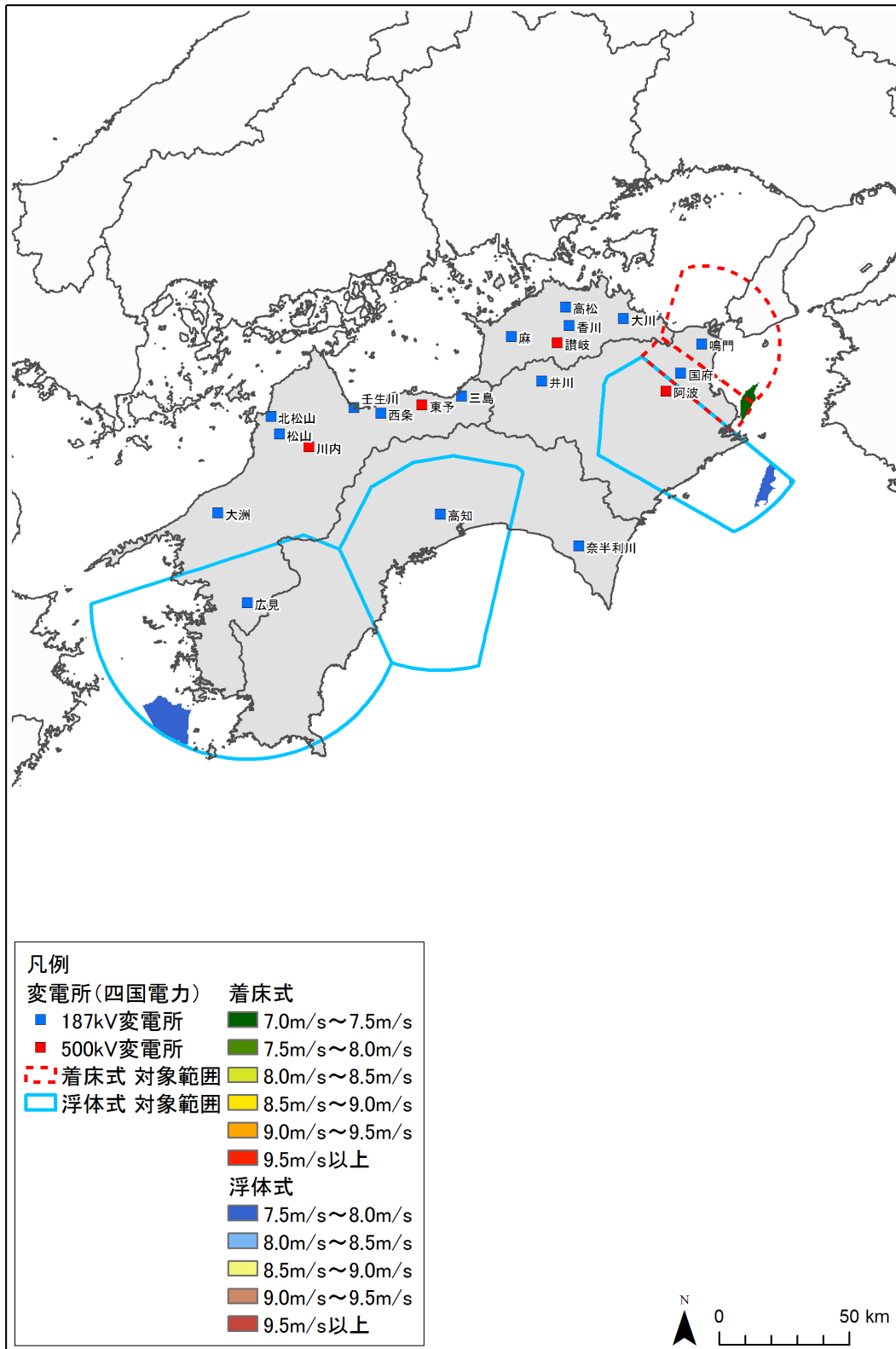


図 6-47 四国における有望エリア

(7) 九州における有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 九州における有望エリアの一次抽出

九州における有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-65 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (40 万 kW) はアクセスポイントから 40km 以内、浮体式の導入想定値 (90 万 kW) はアクセスポイントから 60km 以内で超過することが分かる。

表 6-65 九州における一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	30 万 kW	0 万 kW	30 万 kW
30km 以内	44 万 kW	0 万 kW	44 万 kW
40km 以内	79 万 kW	2 万 kW	80 万 kW
50km 以内	86 万 kW	61 万 kW	147 万 kW
60km 以内	90 万 kW	168 万 kW	257 万 kW
70km 以内	92 万 kW	368 万 kW	460 万 kW
80km 以内	92 万 kW	456 万 kW	548 万 kW
90km 以内	93 万 kW	462 万 kW	555 万 kW
100km 以内	93 万 kW	462 万 kW	555 万 kW
導入想定値	40 万 kW	90 万 kW	130 万 kW

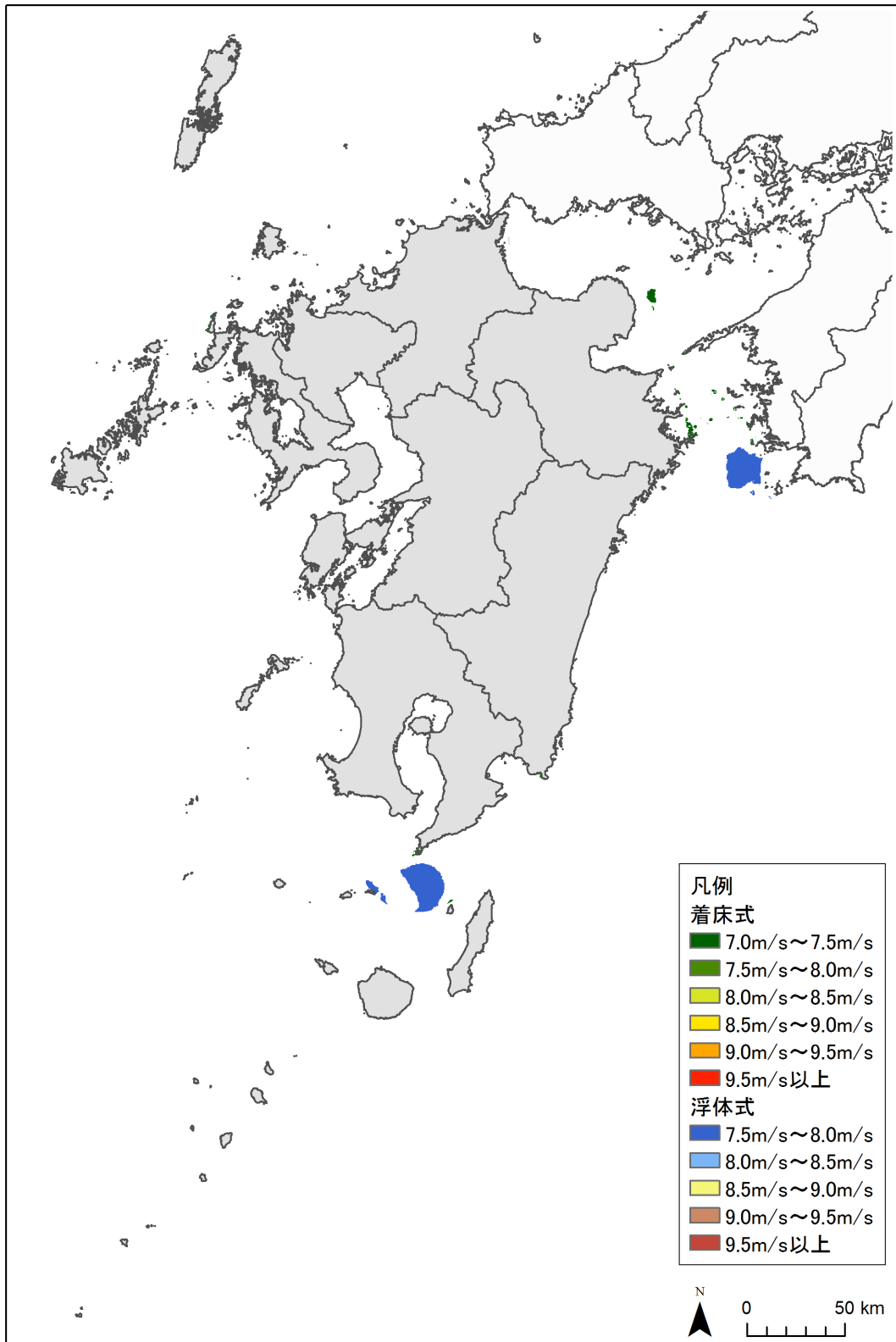


図 6-48 九州洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 九州における有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-49）。

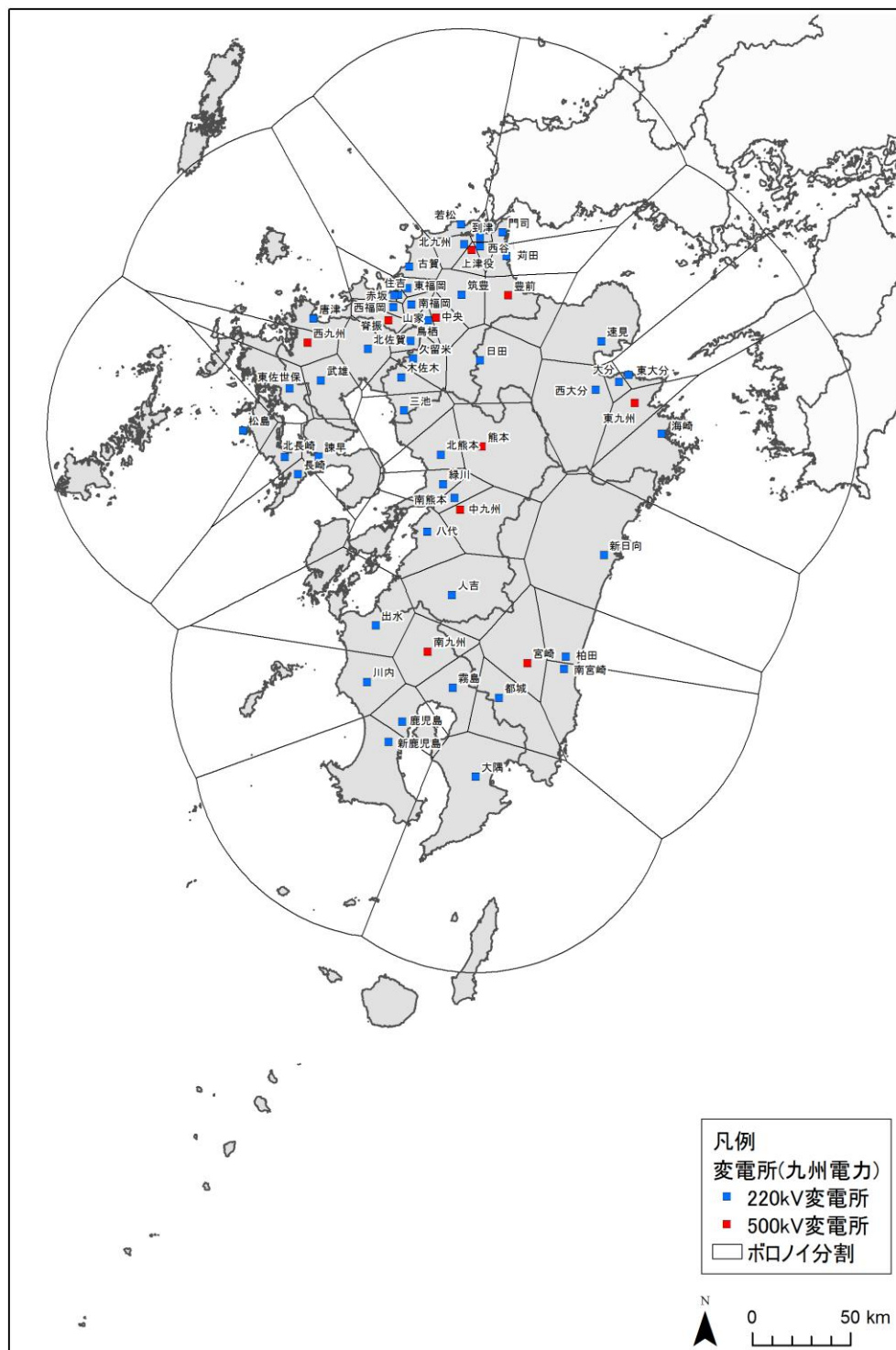


図 6-49 九州における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定 (九州)

九州におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-68 及び図 6-50 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 30km、浮体式は変電所からの距離が 60km で各々の導入想定値を上回るが、接続可能量の上限値となるアクセスポイントはなかった。

表 6-66 アクセスポイント別の距離条件の算定シート (着床式)

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入 P (B1)	Min (A, B1)	導入 P (B2)	Min (A, B2)
1	大隅	170	0	0	0	0
2	出水	170	0	0	0	0
3	南宮崎	170	0	0	0	0
4	宮崎	170	0	0	0	0
5	八代	170	0	0	0	0
6	新日向	170	0	0	0	0
7	北長崎	170	0	0	0	0
8	鹿児島	170	0	0	0	0
9	新鹿児島	170	0	0	0	0
10	諫早	170	0	0	0	0
11	東佐世保	170	0	0	0	0
12	日田	170	0	0	0	0
13	久留米	170	0	0	0	0
14	武雄	170	0	0	0	0
15	北佐賀	170	0	0	0	0
16	唐津	170	0	0	1	1
17	海崎	170	29	29	38	38
18	西福岡	170	0	0	0	0
19	北九州	170	0	0	0	0
20	古賀	170	0	0	0	0
21	西大分	170	0	0	0	0
22	門司	170	0	0	0	0
23	南熊本	170	0	0	0	0
24	柏田	170	0	0	0	0
25	熊本	170	0	0	0	0
26	北熊本	170	0	0	0	0
27	松島	170	0	0	1	1
28	長崎	170	0	0	0	0
29	人吉	170	0	0	0	0
30	山家	170	0	0	0	0
31	中九州	170	0	0	0	0
32	川内	170	0	0	0	0
33	脊振	170	0	0	0	0
34	南九州	170	0	0	0	0
35	中央	170	0	0	0	0
36	東九州	170	0	0	0	0
37	都城	170	0	0	0	0
38	豊前	170	0	0	0	0
39	木佐木	170	0	0	0	0
40	若松	170	0	0	0	0
41	霧島	170	0	0	0	0
42	住吉	170	0	0	0	0
43	東福岡	170	0	0	0	0
44	筑豊	170	0	0	0	0
45	緑川	170	0	0	0	0
46	南福岡	170	0	0	0	0
47	赤坂	170	0	0	0	0
48	大分	170	0	0	0	0
49	上津役	170	0	0	0	0
50	到津	170	0	0	0	0
51	速見	170	0	0	0	0
52	刈田	170	0	0	0	0
53	西九州	170	0	0	0	0
54	鳥栖	170	0	0	0	0
55	東大分	170	0	0	2	2
56	三池	170	0	0	0	0
57	西谷	170	0	0	0	0
合計		9,690	30	30	44	44>40

※1：導入想定値は着床式 40 万 kW、浮体式 90 万 kW

表 6-67 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離										
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)	導入P (B5)	Min (A,B5)	
1	大隅	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	95
2	出水	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	南宮崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	宮崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	八代	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	新日向	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	北長崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	鹿児島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	新鹿児島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	諫早	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	東佐世保	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	日田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	久留米	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	武雄	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	北佐賀	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	唐津	1	169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	海崎	38	132	0	0	0	0	2	2	61	61	73	73	73
18	西福岡	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	北九州	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	古賀	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	西大分	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	門司	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	南熊本	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	柏田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	熊本	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	北熊本	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	松島	1	169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	長崎	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	人吉	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	山家	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	中九州	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	川内	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	脊振	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	南九州	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	東九州	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	都城	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	豊前	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	末佐木	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	若松	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	霧島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	住吉	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	東福岡	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	筑豊	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	緑川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	南福岡	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	赤坂	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	大分	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	上津役	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	到津	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	速見	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	疍田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	西九州	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	鳥栖	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	東大分	2	168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	三池	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	西谷	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		44	9,646	0	0	0	0	2	2	61	61	168	168	>90

※1：導入想定値は着床式 40 万 kW、浮体式 90 万 kW

※2：大隅、海崎の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。

※3：大隅の着床式での接続可能量は 0.15 万 kW（30km）であるため、表示では 0 万 kW としている。

表 6-68 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続 可能量 (A)	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	大隅	170	30km	0	0	60km	95	95
2	出水	170	—	0	0	—	0	0
3	南宮崎	170	—	0	0	—	0	0
4	宮崎	170	—	0	0	—	0	0
5	八代	170	—	0	0	—	0	0
6	新日向	170	—	0	0	—	0	0
7	北長崎	170	—	0	0	—	0	0
8	鹿児島	170	—	0	0	—	0	0
9	新鹿児島	170	—	0	0	—	0	0
10	諫早	170	—	0	0	—	0	0
11	東佐世保	170	—	0	0	—	0	0
12	日田	170	—	0	0	—	0	0
13	久留米	170	—	0	0	—	0	0
14	武雄	170	—	0	0	—	0	0
15	北佐賀	170	—	0	0	—	0	0
16	唐津	170	30km	1	1	—	0	0
17	海崎	170	30km	38	38	60km	73	73
18	西福岡	170	—	0	0	—	0	0
19	北九州	170	—	0	0	—	0	0
20	古賀	170	—	0	0	—	0	0
21	西大分	170	—	0	0	—	0	0
22	門司	170	—	0	0	—	0	0
23	南熊本	170	—	0	0	—	0	0
24	柏田	170	—	0	0	—	0	0
25	熊本	170	—	0	0	—	0	0
26	北熊本	170	—	0	0	—	0	0
27	松島	170	30km	1	1	—	0	0
28	長崎	170	—	0	0	—	0	0
29	人吉	170	—	0	0	—	0	0
30	山家	170	—	0	0	—	0	0
31	中九州	170	—	0	0	—	0	0
32	川内	170	—	0	0	—	0	0
33	脊振	170	—	0	0	—	0	0
34	南九州	170	—	0	0	—	0	0
35	中央	170	—	0	0	—	0	0
36	東九州	170	—	0	0	—	0	0
37	都城	170	—	0	0	—	0	0
38	豊前	170	—	0	0	—	0	0
39	木佐木	170	—	0	0	—	0	0
40	若松	170	—	0	0	—	0	0
41	霧島	170	—	0	0	—	0	0
42	住吉	170	—	0	0	—	0	0
43	東福岡	170	—	0	0	—	0	0
44	筑豊	170	—	0	0	—	0	0
45	緑川	170	—	0	0	—	0	0
46	南福岡	170	—	0	0	—	0	0
47	赤坂	170	—	0	0	—	0	0
48	大分	170	—	0	0	—	0	0
49	上津役	170	—	0	0	—	0	0
50	到津	170	—	0	0	—	0	0
51	速見	170	—	0	0	—	0	0
52	荻田	170	—	0	0	—	0	0
53	西九州	170	—	0	0	—	0	0
54	鳥栖	170	—	0	0	—	0	0
55	東大分	170	30km	2	2	—	0	0
56	三池	170	—	0	0	—	0	0
57	西谷	170	—	0	0	—	0	0
	合計	9,690	—	44	44	—	168	168

※1：導入想定値は着床式 40 万 kW、浮体式 90 万 kW

※2：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

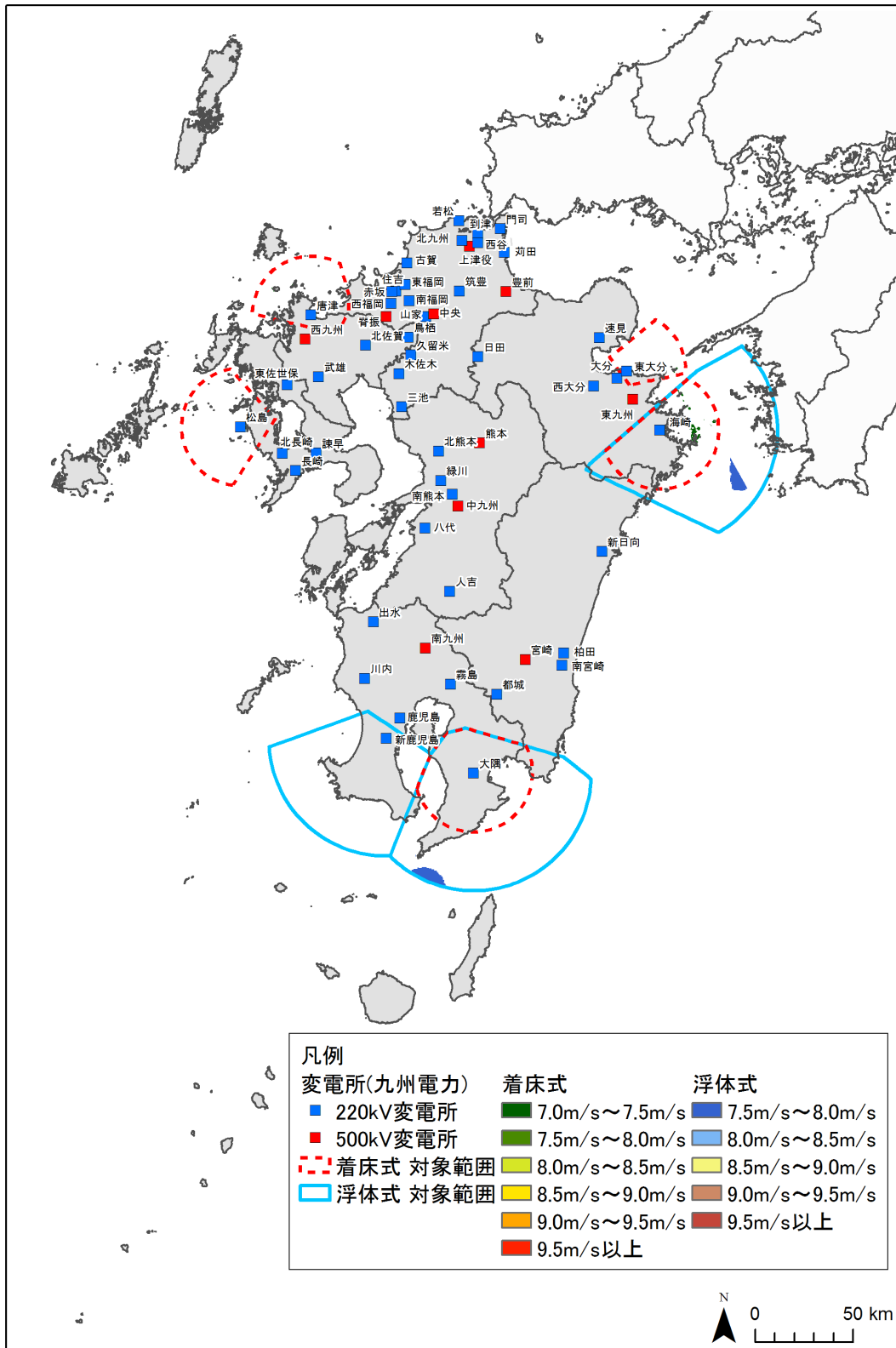


図 6-50 九州における有望エリア

(8) 電力供給エリア別の有望エリア（洋上）の抽出結果のまとめ

電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果のまとめを表 6-69 に示す。

表 6-69 電力供給エリア別の有望エリアの抽出結果（洋上）のまとめ

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	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）

6.2.6 オプションケースにおける有望エリア（洋上）の設定

(1) 東北（福島浜通りを除く）における有望エリア（基本シナリオ）の抽出・設定（洋上）

① 東北（福島浜通りを除く）における有望エリア（基本シナリオ）の一次抽出

東北（福島浜通りを除く）における有望エリアの一次抽出結果（基本シナリオ）を変電所からの距離別に集計したものを表 6-70 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値（600 万 kW）はアクセスポイントから 30km 以内、浮体式の導入想定値（510 万 kW）はアクセスポイントから 40km 以内で超過することが分かる。

表 6-70 東北（福島浜通りを除く）における一次抽出結果（基本シナリオ）（変電所からの距離別）

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	139 万 kW	0 万 kW	139 万 kW
30km 以内	817 万 kW	236 万 kW	1,052 万 kW
40km 以内	1,198 万 kW	902 万 kW	2,099 万 kW
50km 以内	1,518 万 kW	1,849 万 kW	3,366 万 kW
60km 以内	1,596 万 kW	3,117 万 kW	4,713 万 kW
70km 以内	1,672 万 kW	4,094 万 kW	5,766 万 kW
80km 以内	1,777 万 kW	4,711 万 kW	6,488 万 kW
90km 以内	1,847 万 kW	5,499 万 kW	7,347 万 kW
100km 以内	1,855 万 kW	5,739 万 kW	7,593 万 kW
導入想定値	600 万 kW	510 万 kW	1,110 万 kW

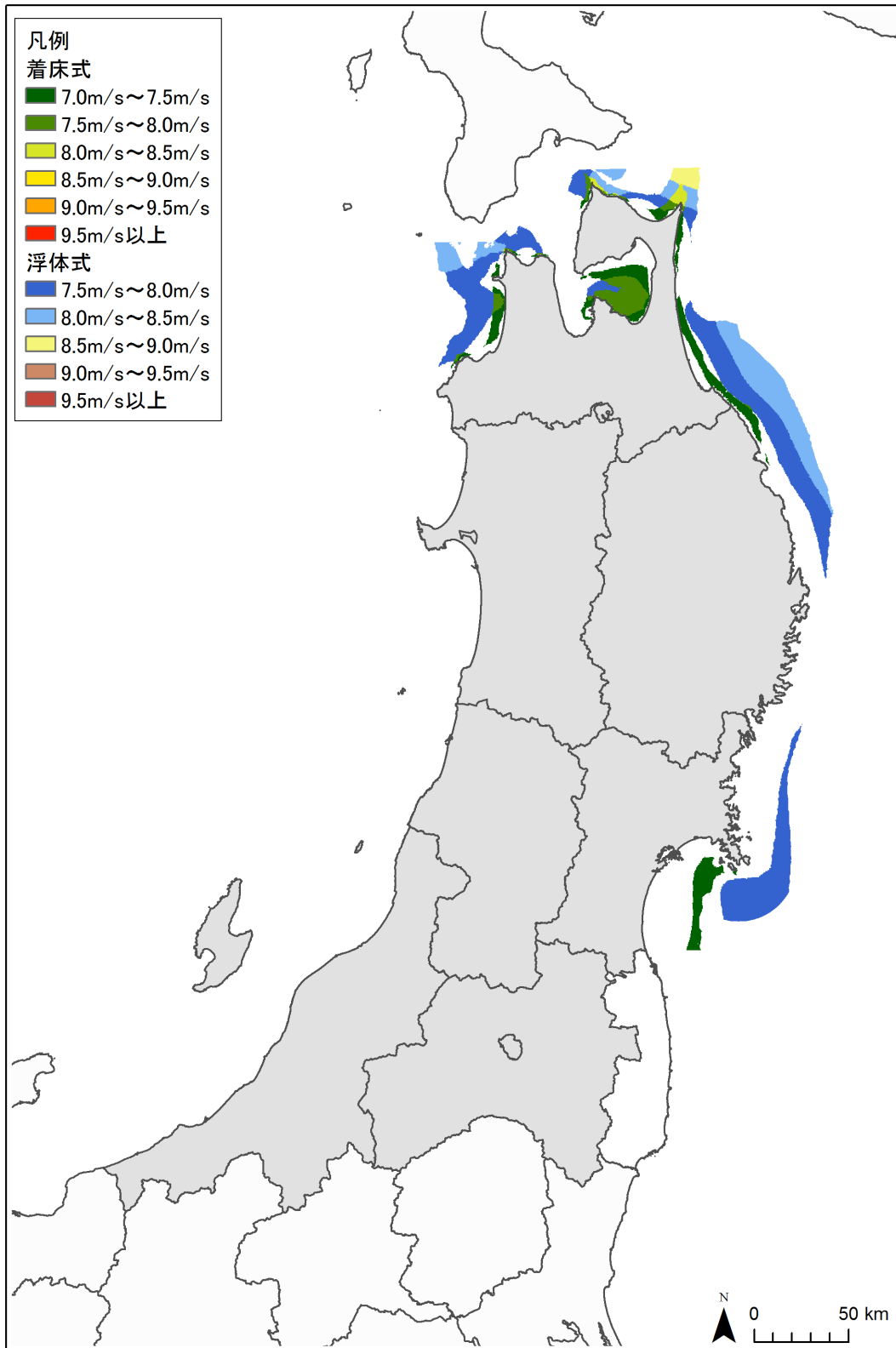


図 6-51 東北（福島浜通りを除く）洋上における有望エリアの一次抽出結果（基本シナリオ）

② 東北（福島浜通りを除く）における有望エリアの二次抽出（基本シナリオ）

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-52）。

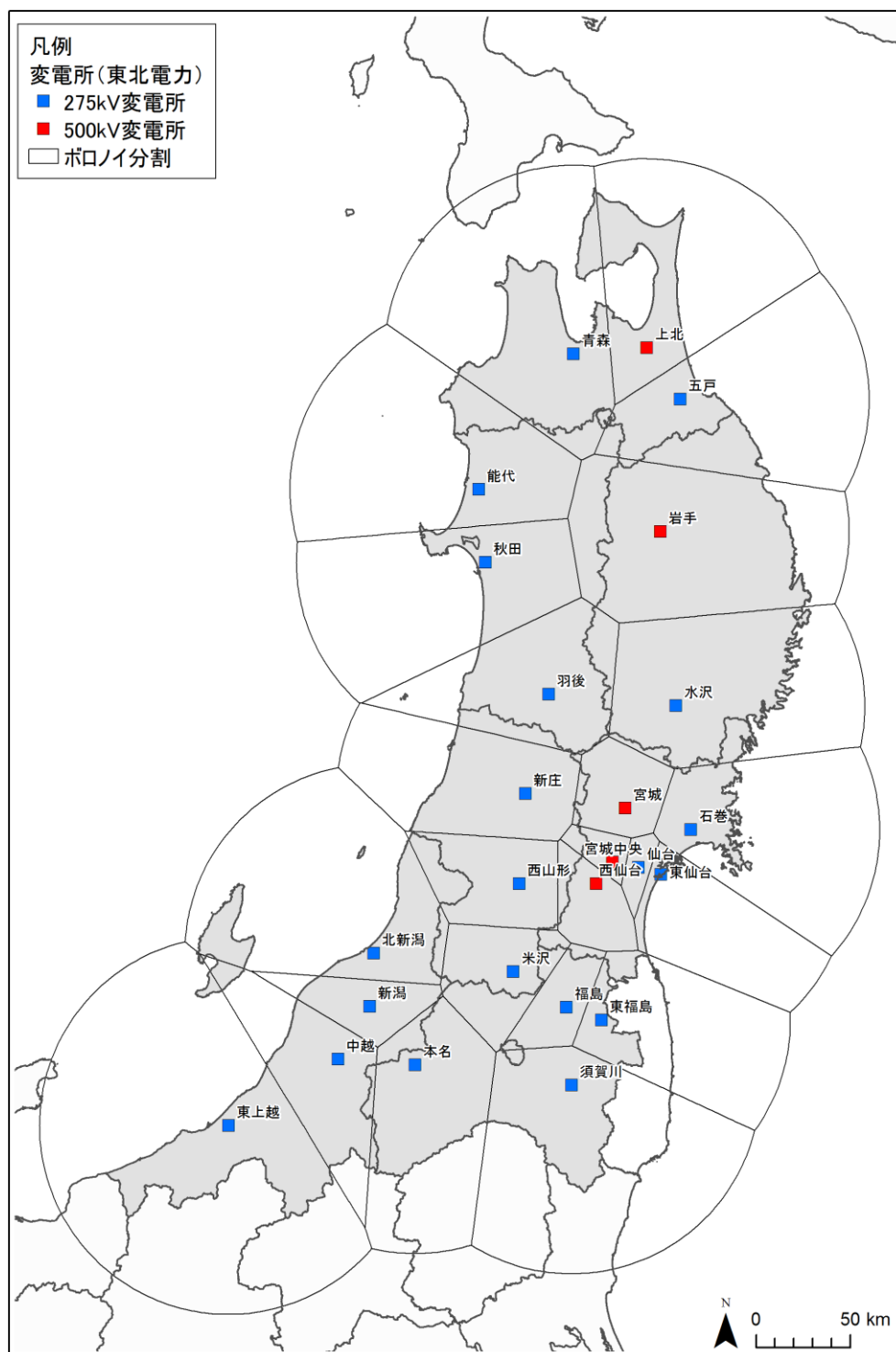


図 6-52 東北（福島浜通りを除く）における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定（東北（福島浜通りを除く：基本シナリオ））

東北（福島浜通りを除く：基本シナリオ）におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-73 及び図 6-53 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 40km、浮体式は変電所からの距離が 80km で各々の導入想定値を上回り、岩手、五戸、青森、上北、仙台、石巻、東仙台が接続可能量の上限値となることが分かる。

表 6-71 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離					
			20km 以内		30km 以内		40km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)
1	西山形	170	0	0	0	0	0	0
2	西仙台	170	0	0	0	0	0	0
3	宮城中央	170	0	0	0	0	0	0
4	羽後	170	0	0	0	0	0	0
5	水沢	170	0	0	0	0	0	0
6	岩手	170	0	0	0	0	0	0
7	能代	170	0	0	0	0	0	0
8	五戸	170	40	40	140	140	169	169
9	北新潟	170	0	0	0	0	0	0
10	新潟	170	0	0	0	0	0	0
11	須賀川	170	0	0	0	0	0	0
12	青森	170	9	9	41	41	101	101
13	福島	170	0	0	0	0	0	0
14	上北	170	81	81	<u>393</u>	<u>170</u>	<u>393</u>	<u>170</u>
15	新庄	170	0	0	0	0	0	0
16	米沢	170	0	0	0	0	0	0
17	中越	170	0	0	0	0	0	0
18	秋田	170	0	0	0	0	0	0
19	本名	170	0	0	0	0	0	0
20	宮城	170	0	0	0	0	0	0
21	東福島	170	0	0	0	0	0	0
22	仙台	170	0	0	0	0	0	0
23	石巻	170	1	1	57	57	27	27
24	東上越	170	0	0	0	0	0	0
25	東仙台	170	8	8	<u>186</u>	<u>170</u>	<u>186</u>	<u>170</u>
合計		170	139	139	817	577	876	637 >600

※1：導入想定値は着床式 600 万 kW、浮体式 510 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-72 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式で の接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離													
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内		60km 以内		70km 以内		80km 以内	
				導入 P (B1)	Min (A,B1)	導入 P (B2)	Min (A,B2)	導入 P (B3)	Min (A,B3)	導入 P (B4)	Min (A,B4)	導入 P (B5)	Min (A,B5)	導入 P (B5)	Min (A,B5)	導入 P (B5)	Min (A,B5)
1	西山形	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	西仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	宮城中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	羽後	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	水沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	123	123
6	岩手	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	170
7	能代	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	161	161
8	五戸	169	1	0	0	163	1	163	1	163	1	163	1	163	1	163	1
9	北新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	須賀川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	青森	101	69	0	0	2	2	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
13	福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	上北	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	新庄	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	米沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	中越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	秋田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	本名	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	宮城	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	東福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	226	170	226	170
23	石巻	27	143	0	0	0	0	32	32	384	143	384	143	384	143	384	143
24	東上越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	東仙台	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		637	3,613	0	0	165	3	264	102	616	213	666	263	936	478	1,421	837 >510

※1：導入想定値は着床式 600 万 kW、浮体式 510 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：青森、石巻の浮体式接続可能量は、着床式 40km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-73 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続 可能量	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	西山形	170	—	0	0	—	0	0
2	西仙台	170	—	0	0	—	0	0
3	宮城中央	170	—	0	0	—	0	0
4	羽後	170	—	0	0	—	0	0
5	水沢	170	—	0	0	80km	123	123
6	岩手	170	—	0	0	80km	295	170
7	能代	170	—	0	0	80km	161	161
8	五戸	170	40km	169	169	30km	163	1
9	北新潟	170	—	0	0	—	0	0
10	新潟	170	—	0	0	—	0	0
11	須賀川	170	—	0	0	—	0	0
12	青森	170	40km	101	101	40km	69	69
13	福島	170	—	0	0	—	0	0
14	上北	170	30km	393	170	—	0	0
15	新庄	170	—	0	0	—	0	0
16	米沢	170	—	0	0	—	0	0
17	中越	170	—	0	0	—	0	0
18	秋田	170	—	0	0	—	0	0
19	本名	170	—	0	0	—	0	0
20	宮城	170	—	0	0	—	0	0
21	東福島	170	—	0	0	—	0	0
22	仙台	170	—	0	0	70km	226	170
23	石巻	170	40km	27	27	50km	384	143
24	東上越	170	—	0	0	—	0	0
25	東仙台	170	30km	186	170	—	0	0
計			—	876	637	—	1,421	837

※1：導入想定値は着床式 600 万 kW、浮体式 510 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の連系可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

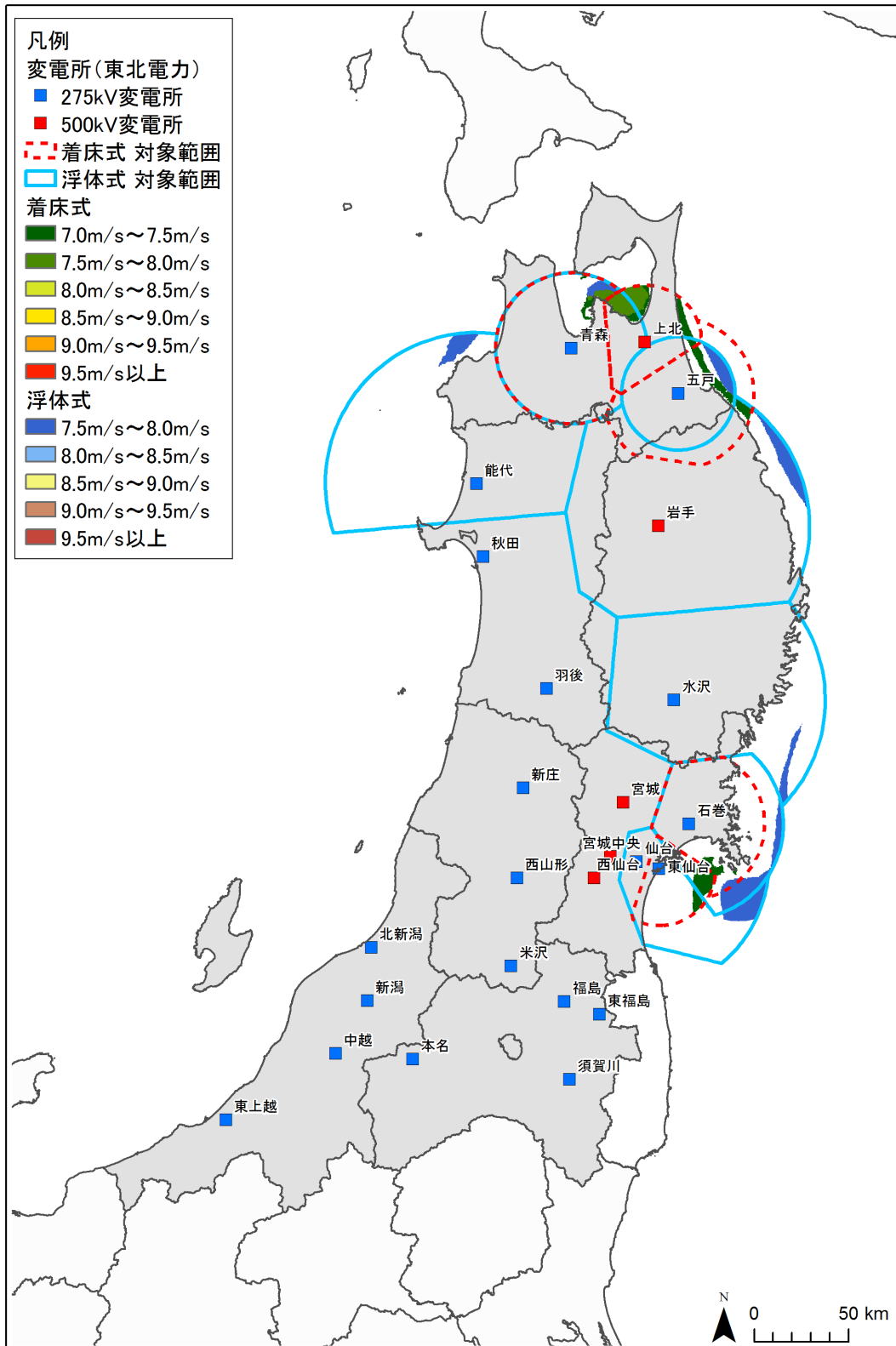


図 6-53 東北（福島浜通りを除く：基本シナリオ）における有望エリア

(2) 東北（福島浜通りを除く）における有望エリア（参考シナリオ）の抽出・設定（洋上）

① 東北（福島浜通りを除く）における有望エリアの一次抽出（参考シナリオ）

東北（福島浜通りを除く）における有望エリアの一次抽出結果（参考シナリオ）を変電所からの距離別に集計したものを表 6-74 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値（270 万 kW）はアクセスポイントから 30km 以内、浮体式の導入想定値（140 万 kW）はアクセスポイントから 30km 以内で超過することが分かる。

表 6-74 東北（福島浜通りを除く）における一次抽出結果（参考シナリオ）（変電所からの距離別）

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	139 万 kW	0 万 kW	139 万 kW
30km 以内	817 万 kW	236 万 kW	1,052 万 kW
40km 以内	1,198 万 kW	902 万 kW	2,099 万 kW
50km 以内	1,518 万 kW	1,849 万 kW	3,366 万 kW
60km 以内	1,596 万 kW	3,117 万 kW	4,713 万 kW
70km 以内	1,672 万 kW	4,094 万 kW	5,766 万 kW
80km 以内	1,777 万 kW	4,711 万 kW	6,488 万 kW
90km 以内	1,847 万 kW	5,499 万 kW	7,347 万 kW
100km 以内	1,855 万 kW	5,739 万 kW	7,593 万 kW
導入想定値	270 万 kW	140 万 kW	410 万 kW

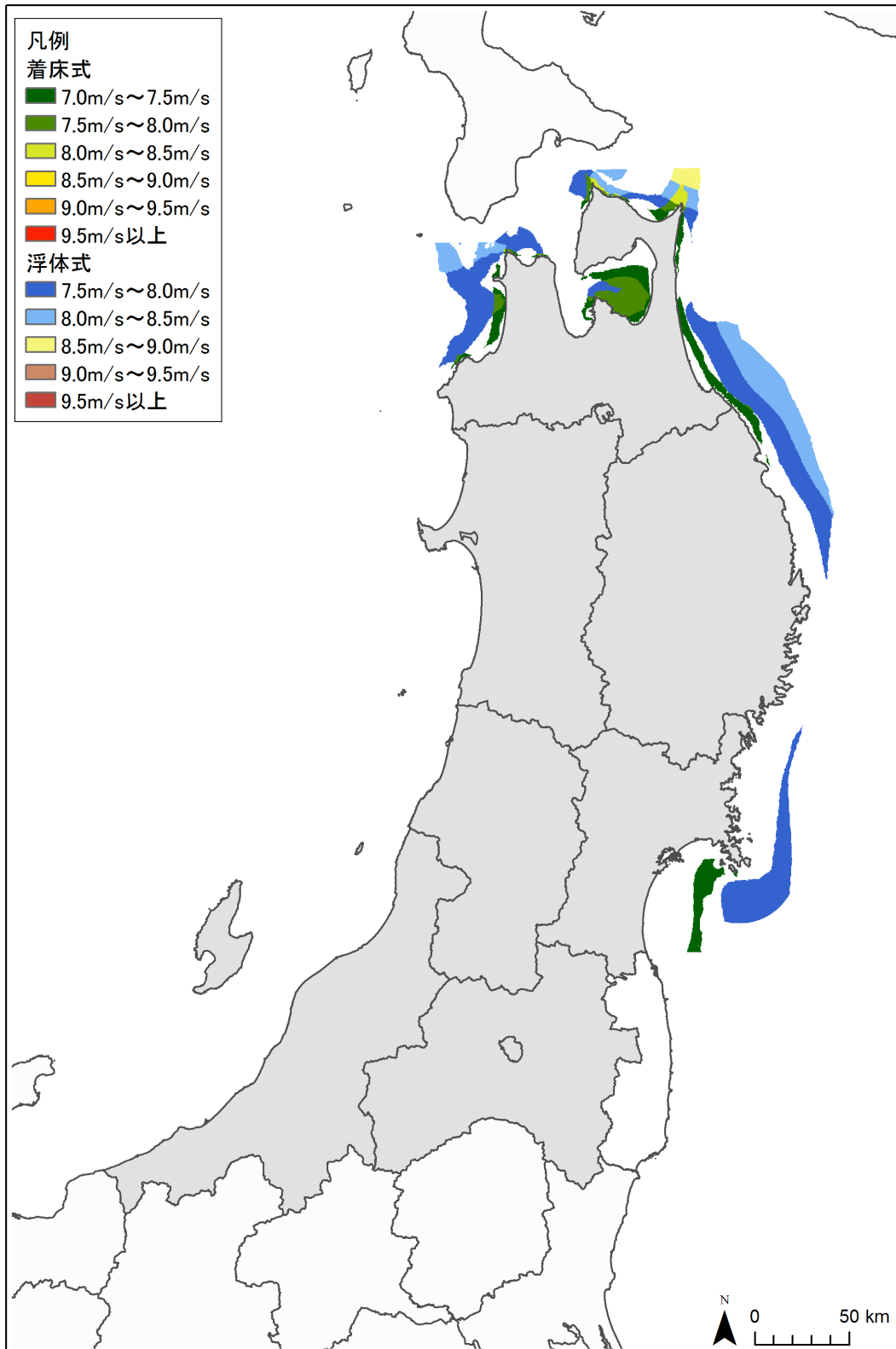


図 6-54 東北（福島浜通りを除く）洋上における有望エリアの一次抽出結果（参考シナリオ）

② 東北（福島浜通りを除く）における有望エリアの二次抽出（参考シナリオ）

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-57）。

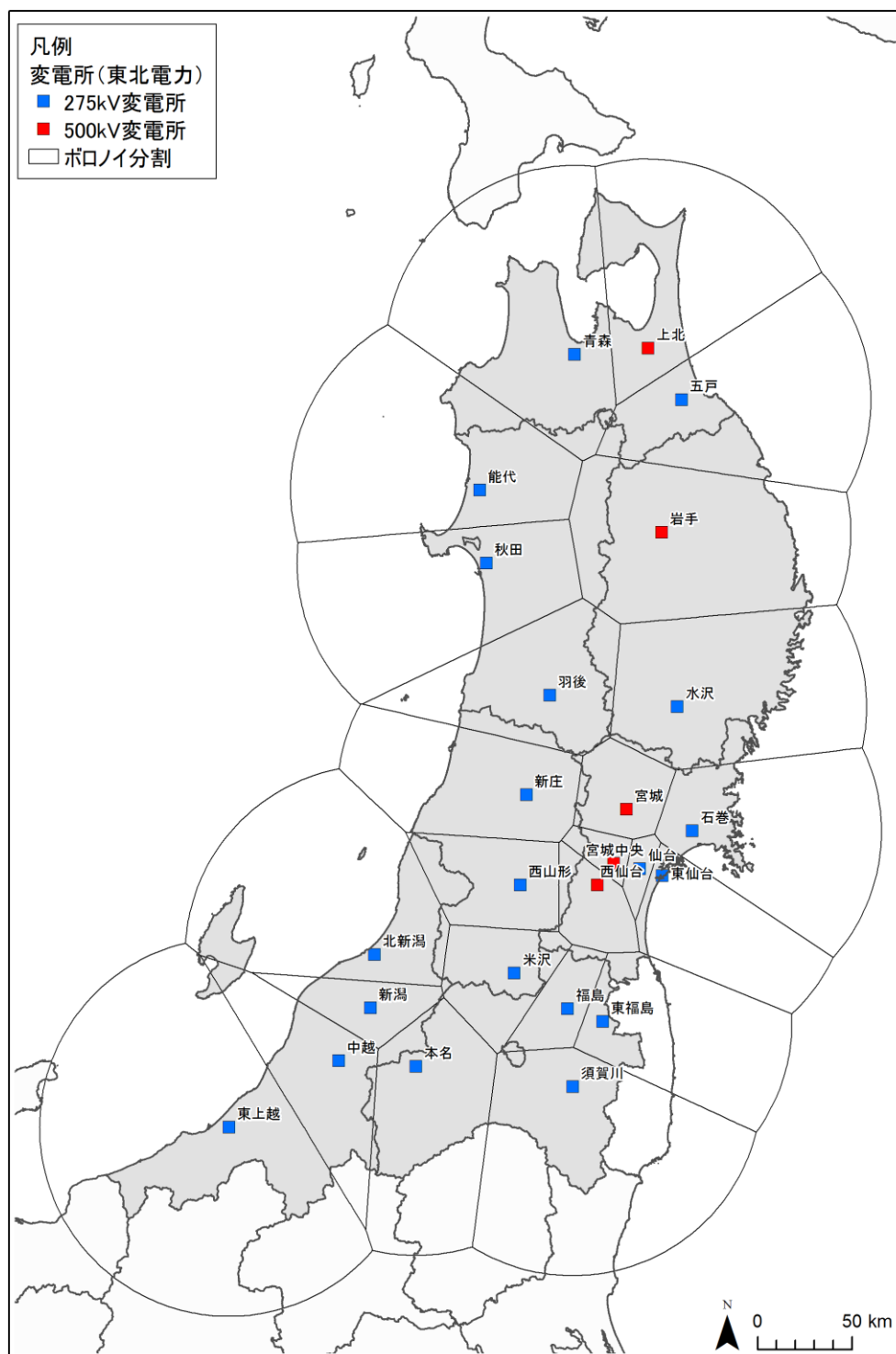


図 6-55 東北（福島浜通りを除く）における各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定（東北（福島浜通りを除く：参考シナリオ））

東北（福島浜通りを除く：参考シナリオ）におけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-77 及び図 6-56 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 30km、浮体式は変電所からの距離が 50km で各々の導入想定値を上回り、五戸、青森、上北、石巻、東仙台が接続可能量の上限值となることが分かる。

表 6-75 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離			
			20km 以内		30km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)
1	西山形	170	0	0	0	0
2	西仙台	170	0	0	0	0
3	宮城中央	170	0	0	0	0
4	羽後	170	0	0	0	0
5	水沢	170	0	0	0	0
6	岩手	170	0	0	0	0
7	能代	170	0	0	0	0
8	五戸	170	40	40	140	140
9	北新潟	170	0	0	0	0
10	新潟	170	0	0	0	0
11	須賀川	170	0	0	0	0
12	青森	170	9	9	41	41
13	福島	170	0	0	0	0
14	上北	170	81	81	393	170
15	新庄	170	0	0	0	0
16	米沢	170	0	0	0	0
17	中越	170	0	0	0	0
18	秋田	170	0	0	0	0
19	本名	170	0	0	0	0
20	宮城	170	0	0	0	0
21	東福島	170	0	0	0	0
22	仙台	170	0	0	0	0
23	石巻	170	1	1	57	57
24	東上越	170	0	0	0	0
25	東仙台	170	8	8	186	170
合計		170	139	139	817	577 >270

※1：導入想定値は着床式 270 万 kW、浮体式 140 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

表 6-76 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（浮体式）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	着床式での 接続量	浮体式での 接続可能量 (A)	変電所からの距離							
				20km 以内		30km 以内		40km 以内		50km 以内	
				導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B3)	Min (A,B3)	導入P (B4)	Min (A,B4)
1	西山形	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
2	西仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
3	宮城中央	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
4	羽後	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
5	水沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
6	岩手	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
7	能代	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
8	五戸	140	30	0	0	<u>163</u>	<u>30</u>	<u>163</u>	<u>30</u>	<u>163</u>	<u>30</u>
9	北新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
10	新潟	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
11	須賀川	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
12	青森	41	129	0	0	2	2	69	69	69	69
13	福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
14	上北	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	新庄	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
16	米沢	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
17	中越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
18	秋田	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
19	本名	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
20	宮城	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
21	東福島	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
22	仙台	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
23	石巻	57	113	0	0	0	0	32	32	<u>384</u>	<u>113</u>
24	東上越	0	170	0	0	0	0	0	0	0	0
25	東仙台	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		577	3,672	0	0	165	32	264	131	616	212 >140

※1：導入想定値は着床式 270 万 kW、浮体式 140 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：五戸、青森、石巻の浮体式接続可能量は、着床式 30km での接続量を差し引いた値とした。

表 6-77 アクセスポイント別の距離条件及び接続量のまとめ（着床式・浮体式とも）

単位：万 kW

No.	アクセス ポイント	接続 可能量	着床式			浮体式		
			変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min	変電所からの 距離(km)	導入 P	接続量 min
1	西山形	170	—	0	0	—	0	0
2	西仙台	170	—	0	0	—	0	0
3	宮城中央	170	—	0	0	—	0	0
4	羽後	170	—	0	0	—	0	0
5	水沢	170	—	0	0	—	0	0
6	岩手	170	—	0	0	—	0	0
7	能代	170	—	0	0	—	0	0
8	五戸	170	30km	140	140	30km	163	30
9	北新潟	170	—	0	0	—	0	0
10	新潟	170	—	0	0	—	0	0
11	須賀川	170	—	0	0	—	0	0
12	青森	170	30km	41	41	40km	69	69
13	福島	170	—	0	0	—	0	0
14	上北	170	30km	393	170	—	0	0
15	新庄	170	—	0	0	—	0	0
16	米沢	170	—	0	0	—	0	0
17	中越	170	—	0	0	—	0	0
18	秋田	170	—	0	0	—	0	0
19	本名	170	—	0	0	—	0	0
20	宮城	170	—	0	0	—	0	0
21	東福島	170	—	0	0	—	0	0
22	仙台	170	—	0	0	—	0	0
23	石巻	170	30km	57	57	50km	384	113
24	東上越	170	—	0	0	—	0	0
25	東仙台	170	30km	186	170	—	0	0
	合計	4,250	0	817	577	0	616	212

※1：導入想定値は着床式 270 万 kW、浮体式 140 万 kW

※2：最大接続可能量に達したケースを太字下線で示している。

※3：着床式を優先して算定を行った。着床式で接続可能量 170 万 kW を満たしたアクセスポイントは、浮体式の接続可能量を 0 万 kW とした。着床式で 170 万 kW を満たさなかった場合、残りの数値を浮体式の接続可能量とした。

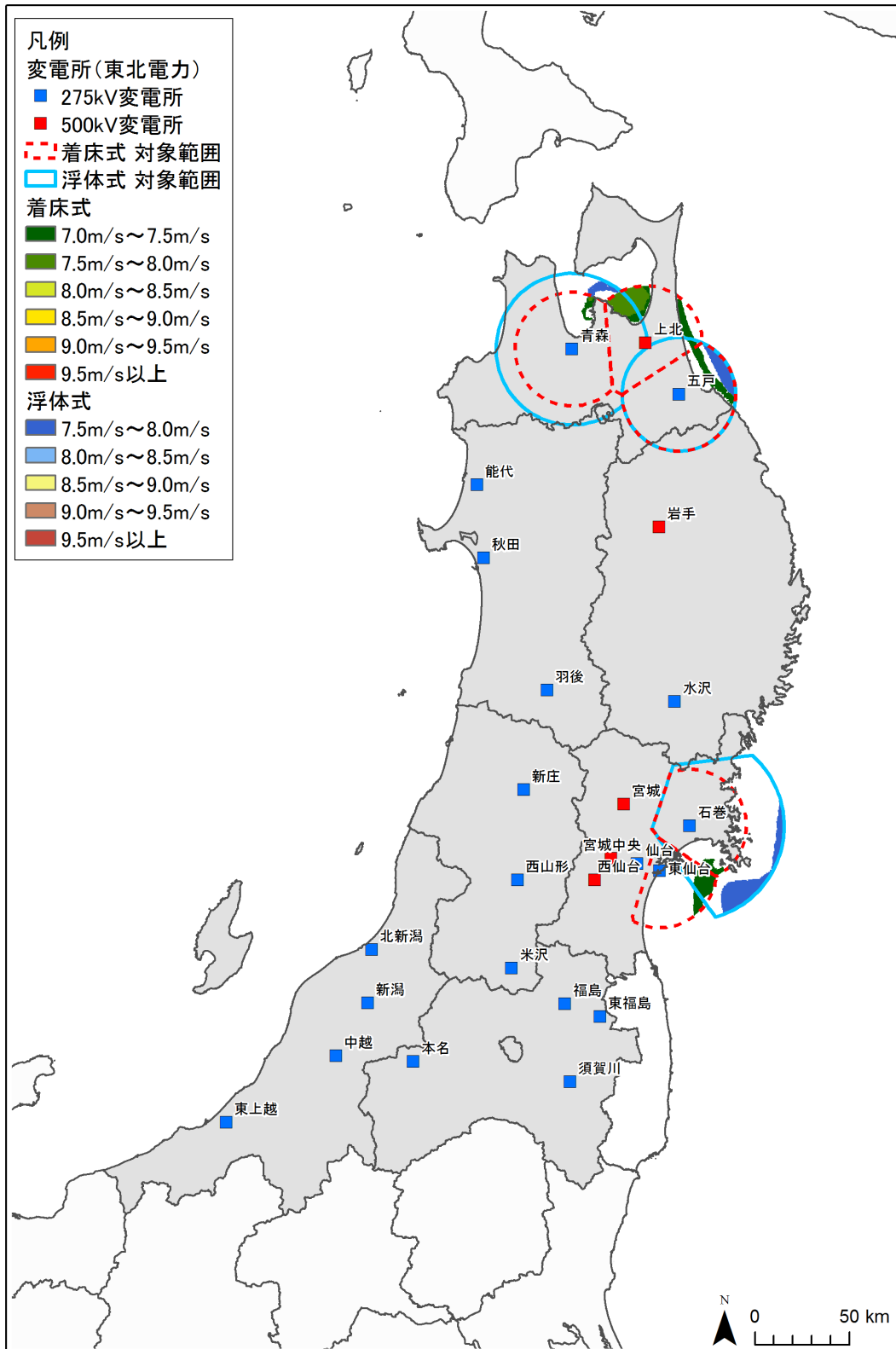


図 6-56 東北（福島浜通りを除く：参考シナリオ）における有望エリア

(3) 福島浜通りにおける有望エリアの抽出・設定 (洋上)

① 福島浜通りにおける有望エリアの一次抽出

福島浜通りにおける有望エリアの一次抽出結果を変電所からの距離別に集計したものを表 6-78 に示す。これだけを見ると、着床式の導入想定値 (100 万 kW) はアクセスポイントから 40km 以内で超過することが分かる。

表 6-78 福島浜通りにおける一次抽出結果 (変電所からの距離別)

アクセスポイントからの距離	着床式	浮体式	合計
10km 以内	0 万 kW	0 万 kW	0 万 kW
20km 以内	9 万 kW	0 万 kW	9 万 kW
30km 以内	62 万 kW	0 万 kW	62 万 kW
40km 以内	128 万 kW	0 万 kW	128 万 kW
50km 以内	203 万 kW	0 万 kW	203 万 kW
60km 以内	287 万 kW	0 万 kW	287 万 kW
70km 以内	307 万 kW	0 万 kW	307 万 kW
80km 以内	307 万 kW	0 万 kW	307 万 kW
90km 以内	307 万 kW	0 万 kW	307 万 kW
100km 以内	307 万 kW	0 万 kW	307 万 kW
導入想定値	100 万 kW	0 万 kW	100 万 kW

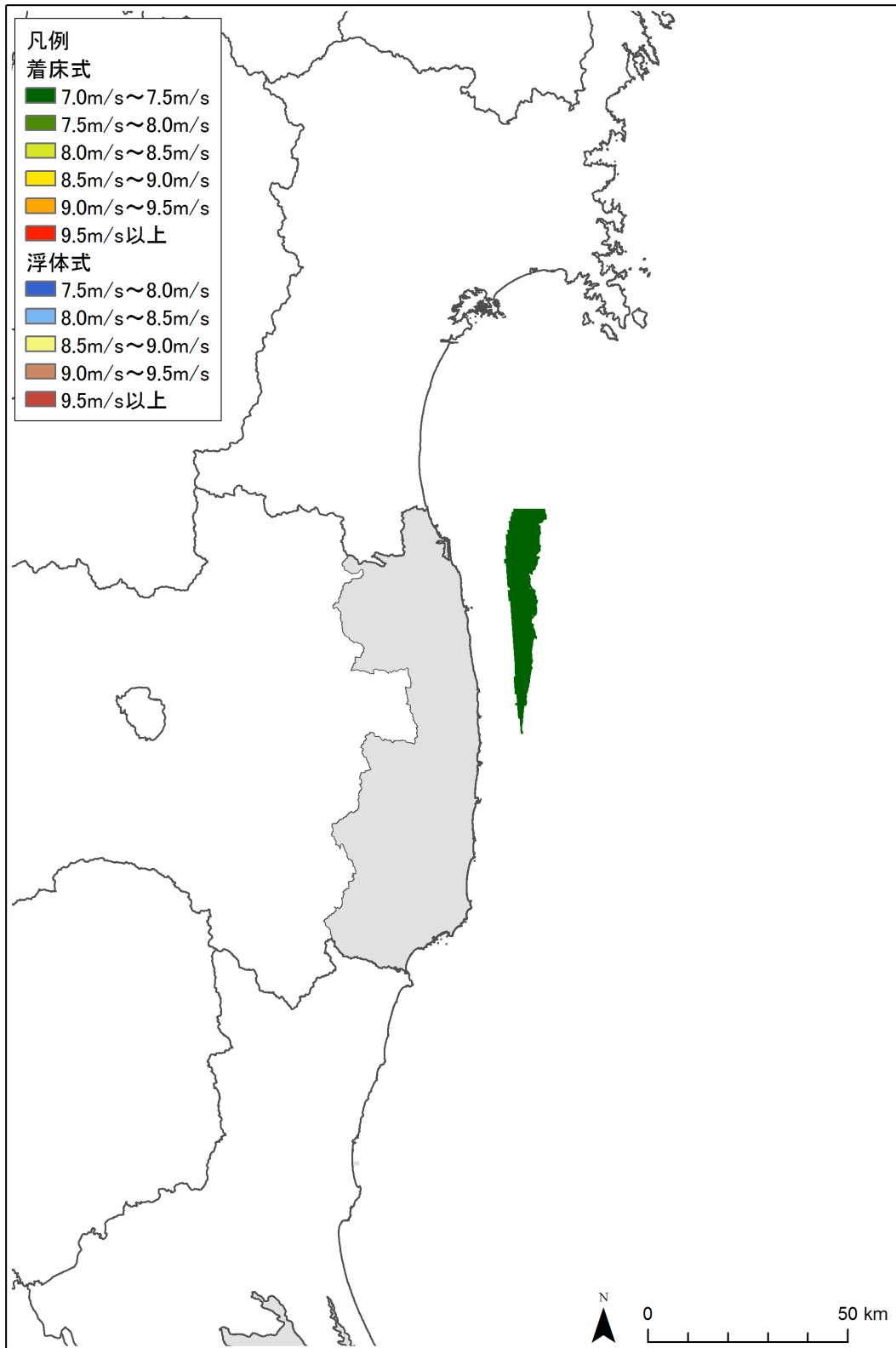


図 6-57 福島浜通り洋上における有望エリアの一次抽出結果

② 福島浜通りにおける有望エリアの二次抽出

ア) 各アクセスポイントの接続可能範囲（初期）

各々の変電所の接続範囲（初期）は、ボロノイ分割により設定した（図 6-58）。



図 6-58 福島浜通りにおける各アクセスポイントの位置及びボロノイ分割図（初期）

イ) 有望エリアの抽出・設定（福島浜通り）

福島浜通りにおけるアクセスポイント別の距離条件及び接続量を表 6-79 及び図 6-59 に示す。これによると、着床式は変電所からの距離が 40km で導入想定値を上回るが、接続可能量の上限值となるアクセスポイントはなかった。

表 6-79 アクセスポイント別の距離条件の算定シート（着床式）

単位：万 kW

No.	アクセスポイント	接続可能量 (A)	変電所からの距離					
			20km 以内		30km 以内		40km 以内	
			導入P (B1)	Min (A,B1)	導入P (B2)	Min (A,B2)	導入P (B2)	Min (A,B2)
1	新福島	170	9	9	62	62	128	128
	合計	170	9	9	62	62	128	128 >100

※1：導入想定値は着床式 100 万 kW

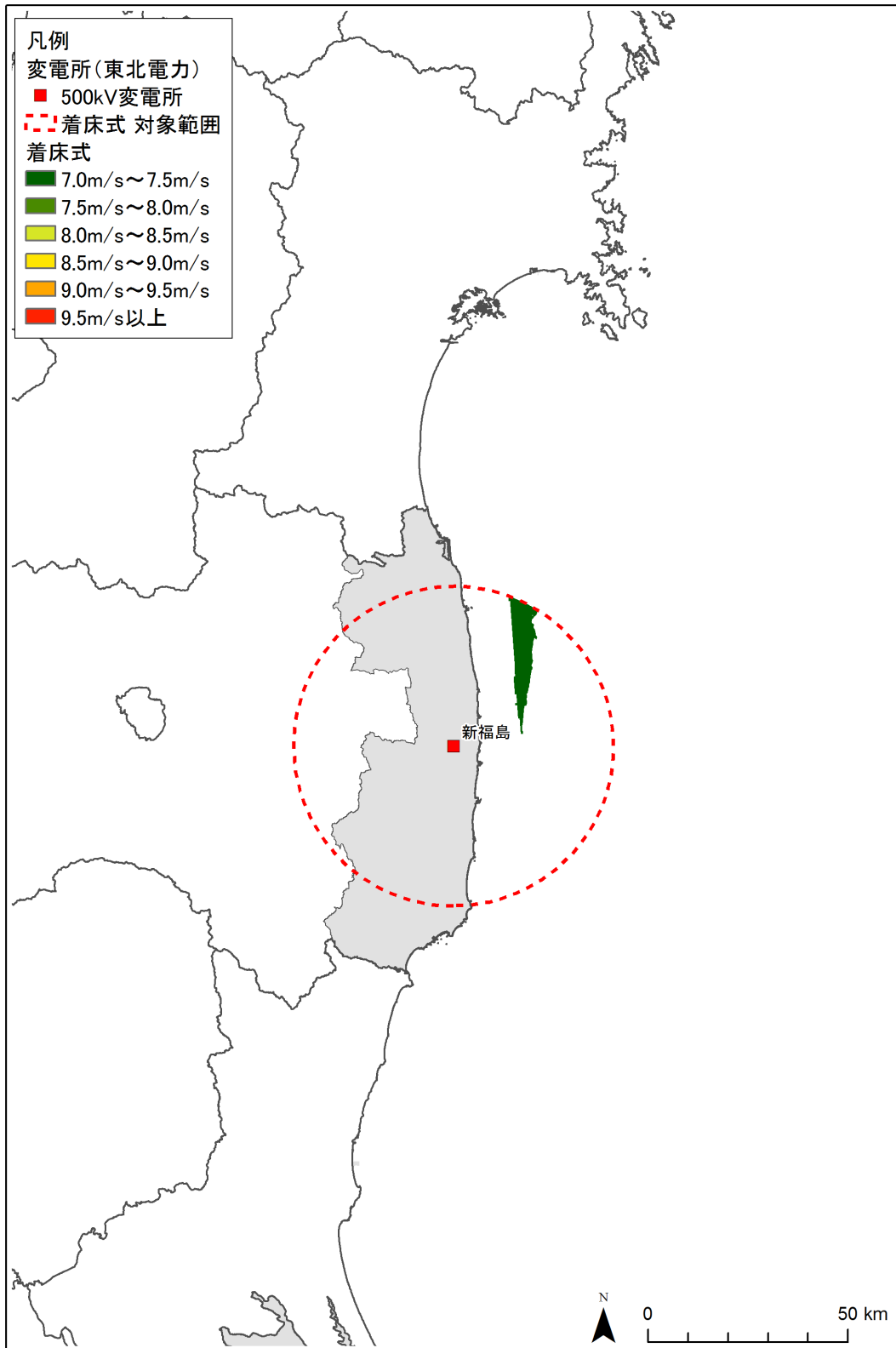


図 6-59 福島浜通りにおける有望エリア

7 送電線建設工法等の整理

7.1 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。

7.1.1 一般的な送電線ルート調査・設計の流れ

送電線のルートは、一般的に図 7-1 の流れで実施され、事業の熟度を高めていく。

ルート選定	調査	測量・設計	事業費
<p>ルートゾーン設定</p> <p>↓</p> <p>概略ルート選定</p> <p>↓</p> <p>複数ルート検討</p> <p>↓</p> <p>概略ルート絞込</p>	<p>【机上調査】</p> <p>自然環境保全法、自然公園、森林法などの諸法規など選定に必要な情報の収集を行う。(1/20 万図レベル)</p> <p>【概略調査】</p> <p>年計画図、土地利用図、詳細な法規制範囲、地質、気象、重要な自然環境・生物等に関する情報を収集する。(1/5 万図レベル)実情を確認するため概略ルートについて、重要な地点の現地踏査を行う。</p>	<p>【比較設計】</p> <p>地形・地質及び施工条件を考慮して、鉄塔位置を決め、概略縦断図を作成して縦断検討を行い、線路概要と施工性、経済性について検討する。</p>	
<p>基本ルート選定</p> <p>↓</p> <p>詳細ルート選定</p> <p>↓</p> <p>工事施工調査へ</p>	<p>【現地調査】</p> <p>平面図（縮尺 1/5000 または 1/2000）に、他工作物、主要河川、道路、鉄道、既設送電線を調査し記入する。</p> <p>【詳細調査】</p> <p>基本ルート上の鉄塔予定地点及び線下接近物などの現地情報を踏査で得る。</p>	<p>【概略設計】</p> <p>絞り込まれた候補ルートに関して概略線形計画、送電線設備の概略設計を行う。</p> <p>【基本測量・基本設計】</p> <p>航空測量により平面・縦断図を作成する。最適縦断設計を行い、検討結果を仮線路台帳に集約して、線路概要と施工性、経済性について検討する。</p> <p>【詳細測量・詳細設計】</p> <p>中心縦断測量と下線縦断測量を行い、これらの測量結果から詳細縦断設計を行う。</p>	<p>【事業費概算】</p> <p>平面及び概略縦断図の検討結果を仮線路台帳に集約して概略の事業費を算出する。</p> <p>【基本事業費算定】</p> <p>平面及び縦断図の検討結果を線路台帳に集約して概算事業費を算出する。</p> <p>【詳細事業費算定】</p> <p>平面及び実測縦断図の最終検討結果から詳細な事業費を算出する。</p>

図 7-1 一般的なルート調査・設計の手順

7.1.2 送電線のルート選定に必要な調査

<調査範囲の設定>

発電所から変電所までの起終点を直線で結び、適当な幅を持った調査範囲を設定する。

<ルートゾーンの選定>

20 万分の 1 程度の地形図のレベルで、諸法規、自然・社会環境、地形・地質、気象などについて、机上並びに現地概況調査を行いある程度の幅をもった「ルートゾーン」を選定する。

<概略ルートの選定>

選定したルートゾーンを対象に、環境、用地、技術に関する主要な条件について、既存の資料（1 / 5 万図レベル）及び現地調査から現況の詳細な調査検討を行い、概略ルートを選定する。

机上ならびに現地調査の結果から、環境、用地、技術、経済性などを総合的に検討し、建設の合理性が高いルートを絞り込む。

概略ルートが 1 ルートに限定できない場合は代替案を選定し基本ルート選定時に細部検討する。この段階で必要に応じ関係する自治体や地域住民などの意向を調査する。

<基本ルートの選定>

基本ルートの選定は空中写真測量などにより、対象地域の実測平面図（1/2000～1/5000）、仮縦断図、線路台帳を作成し、鉄塔位置（重角度、長径間箇所）、周辺の他工作物、建造物などとの位置関係、法令及び用地関係を含めて、机上にてさらに詳細かつ総合的な検討を行う。

机上での検討事項を踏まえ、現地において詳細な調査を行う。各鉄塔の位置における地形、地質、主要な横過物との接近、樹木の伐採の要否と地権者との関係などを調査する。また施工方法、資材の搬入方法などについても検討し確認する。

これまでの調査検討結果を総合的に点検し、基本ルートを選定する。選定されたルートは関係する官公庁、自治体、関係地権者に説明し、用地交渉を行いその了解を得て現地における中心線測量、鉄塔敷地測量、伐採範囲調査、搬入路やヘリポート等の工事施工調査を実施する。

なお、送電線、変電所等は、環境影響評価法の対象事業ではないが、環境影響評価条例が制定されている群馬県、東京都、神奈川県などでは、規模や地域の要件が該当した場合、条例に基づいた環境影響評価が必要になる。環境影響評価条例が策定されている地方公共団体については 7.1.3 で整理した。

概略ルート選定で必要な資料、調査項目は表 7-1 にまとめた。これらの項目の内容すべ

てを網羅するには、現地における詳細な調査・測量、長期間のモニタリング、自治体や地権者との交渉、大規模な航空測量等を実施する必要があるため、本業務において可能なもののみを実施した。詳細は巻末資料に収録した。

表 7-1 概略ルート選定に関して必要な調査項目

検討用ベースマップ	地形図
	標高データ(10m メッシュ)
回避エリアの検討基準	回避エリア・回避検討エリア
その他の検討基準	技術条件、環境条件(自然、生活、文化)
	法規制
	建設コスト
	行政の意向
概略ルート選定時の適用基準	電線弛度計算に用いる緒元
	電線地上高・離隔距離
	鉄塔・がいし
	用地調査
	保守管理の難易度
	現地調査
	詳細平面図・縦断図作成
概略ルートの選定	鉄塔の配置
	径間長・水平角度の検討
	地盤高低差の検討
	最低地上高の検討
	がいし型(耐張、懸垂)の検討
概略ルートの絞り込み	径間長の制限
	懸垂鉄塔の使用制限
	既設送電線との接近、交差
	その他工作物等との接近、交差
	河川横過について
	併架、共架
	耐張鉄塔の基数抑制
	重角度鉄塔の回避
	著しい短径間、長径間の回避
	その他詳細調査

7.1.3 環境アセスメント条例の制定状況

送電線の建設は環境影響評価法の対象事業には該当しないが、いくつかの自治体で条例対象の事業として位置づけられている。

対象事業に「送電線路の設置または変更」があげられている地方公共団体を表 7-2 に、変電所の設置または変更」があげられている地方公共団体を表 7-3 にまとめた。

対象事業の電気工作物に「送電線路の設置または変更」が挙げられている地方公共団体は 8 県 1 市である。このうち、17 万 V 以上の送電線路の設置または変更事業が条例の対象として位置づけられていたのは、群馬県、東京都、神奈川県、山梨県の 4 県である。また、対象事業の電気工作物に「変電所の設置または変更」があげられている地方公共団体は 5 県 3 市であった。

表 7-2 対象事業「送電線路の設置または変更」の要件

地方公共団体	選定の有無	規模要件 (第 2 種要件)	地域要件 (第 2 種要件)
岩手県	△		(特別地域： 電圧 50 万 V・2km)
群馬県	●	50 万 V (17 万 V・ 亘長 4km)	配慮地域： 17 万 V・亘長 4km (17 万 V・亘長 1~4km)
東京都	●	17 万 V、1km	
神奈川県	●	17 万 V、1km	
富山県	●		自然環境特別配慮地域 A 地域：17 万 V、1km
山梨県	●	新設：17 万 V 変更：3km	
岐阜県	●	25 万 V	
岡山県	●	50 万 V	
仙台市	●	25 万 V、10km	A 地域：25 万 V、7km B 地域：25 万 V、3km

●：条例の対象事業として選定。 △：簡易手続、又は条例スクリーニングの対象となる事業（表中「第 2 種」と略）のみを対象。（ ）内：条例上の第 2 種事業に関する要件。
平成 26 年 12 月 11 日現在（各県等の HP より情報収集した）

表 7-3 対象事業「変電所の設置または変更」の要件

地方公共団体	選定の有無	面積要件 (第2種要件)	地域要件 (第2種要件)	備考
宮城県	●			アセス法対象事業未満の規模で、かつ、規模工場・事業場の造成面積の規模及び地域要件に該当すれば対象
群馬県	●	50ha (20～50ha)	配慮地域：20ha (5～20ha)	開閉所も対象とする。
埼玉県	●	20ha		
神奈川県	●	3ha	甲地域：1ha 乙地域：3ha	
静岡県	●	5ha		
仙台市	●	20ha	A 地域：10ha B 地域：5ha	
横浜市	●	3ha (2.5～3ha)		
枚方市	●	3ha 開発行為を伴う事業の場合は該当		

●：条例の対象事業として選定。 () 内：条例上の第2種事業に関する要件。
平成26年12月11日現在（各県等のHPより情報収集した）

7.2 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。

7.2.1 ルート検討にかかる、測量技術等の応用による手法の検討

近年の技術の進歩により、測量、環境調査等の分野では、航空写真測量・航空レーザー計測などを実施することにより、効率化、精度の向上が図られるようになっている。また GIS やルート選定専用のシステム等を利用することで、紙ベースの作業から PC を使用した作業に移行しつつあり、デジタル化された測量成果から各種図面作成、地形や環境情報等の解析、送電線建設のシミュレーション等を効率的に行うことが可能となっている。

本項では特にルート選定に係る測量技術の応用について述べる。

表 7-4 ルート検討に関して活用可能な新しい技術

段 階	調査内容	改善代替案等	No
ルートゾーン選定	法規制（広域）	電子化された配信データを利用し、GIS や専用システム上に表示することにより各種データ及び測量成果等の同時表示、重ね合わせ表示が可能となる。	
概略ルート選定	ベースマップ	数値地形図に標高データを重ね合わせることで、地形の起伏、傾斜度を平面図上で検討することができる。最近では国土地理院より全国の 10m メッシュの細密標高メッシュが配信されている。	①
	大縮尺地形図	航空写真測量により空中写真を撮影することで、同時期に均一な精度の現況を広範囲に把握することができ、現地に立ち入ることなく平面図や縦断図を作成することができる	②
	景観シミュレーション（自治体や住民への説明）	コンピュータグラフィック技術を用いて、鉄塔及び送電線の 3DCG を作成し、上記の空中写真データを 3次元モデリングすることにより、自由な視点から送電線建設後の景観をシミュレーションすることができる。	③
基本ルート選定	詳細地形図 敷地平面・縦断図	航空レーザー測量を行うことで高密度の 3次元点群データを取得することができ、空中写真で読み取りにくい山林内の地形を、現地に立ち入ることなく高精度に計測することができる。 また地盤面と表層（樹木など）の高さを同時に計測することができ、伐採計画、倒木離隔などを机上で検討することができる 50cm メッシュ程度の密度で計測することも可能であり、鉄塔建設地点の詳細な地形平面・縦断図を作成でき、建設工法等の机上検討に用いることができる。	④

表 7-4 では、送電線ルート選定に利用できる近年発展した測量等の技術を整理した。それぞれの技術の特徴等を以降で説明する。

① 法規制データ・マップ等の効率的な利用

国土地理院発行の数値地図をはじめとする地形図データ、送電線建設に係る法規制エリア情報、自然環境・社会環境を数値化した地理空間情報などは、送電線ルート選定に不可欠なものである。これらはインターネット等を通じて入手できるものが少なくないが、それぞれの情報を重ねて表示し、抽出や分類、演算等の解析をすることが必要となる。

すでに一般的にも普及している GIS (Geographic Information System) (図 7-2) を用いて、ルート選定に必要な情報を効率的に利用することが可能となっている。

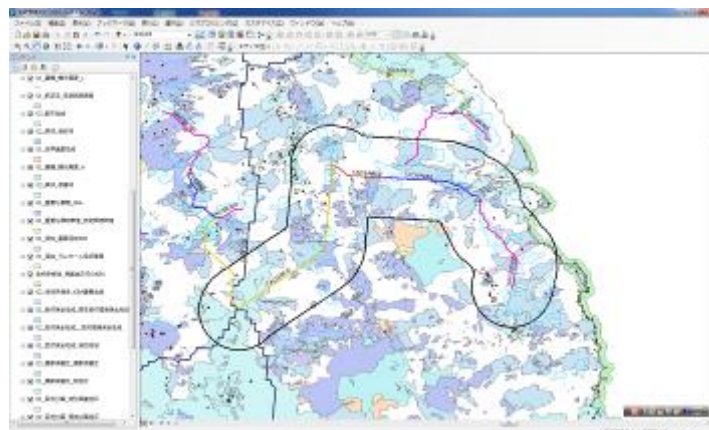


図 7-2 GIS ソフトの例 (ArcGIS ESRI 社)

さらに、ルート検討に特化した機能を付加及び集約し、より効率的に作業が行えるアプリケーションへのカスタマイズや、様々なシステム構築が期待される。

本業務においても GIS 及び送電線ルート検討システムを用いて作業の効率的化をはかっている。

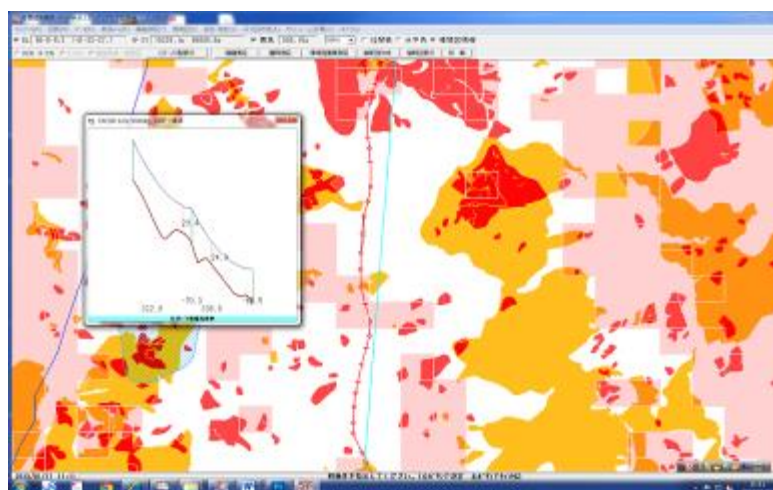


図 7-3 送電線ルート検討システムの例
(任意縦断検討システム アジア航測)

② デジタル航空写真測量

ルート選定から始まる送電線建設計画には、広範囲かつ均一な精度の地理情報が不可欠となる。その基本となる大縮尺地形図及び空中写真等を取得するためには航空写真測量を実施するのが一般的である。

近年デジタル化が進み、空中写真画像だけでなく様々な情報を取り出すことが可能となり、またデジタルデータの利点を活用した応用測量技術が発展している。



図 7-4 デジタル航空カメラ

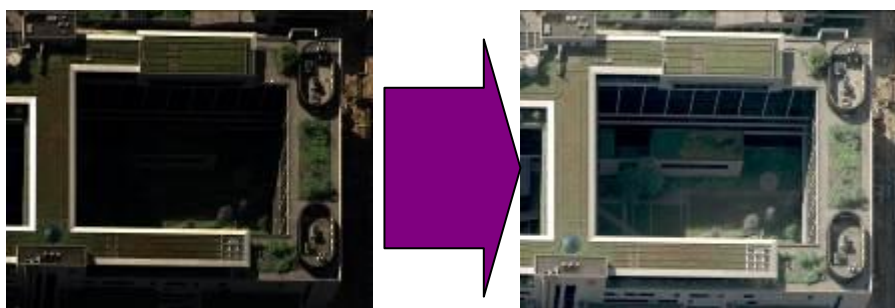


図 7-5 デジタル画像処理による陰影部の解析

③ 3DCG と景観シミュレーション

送電線を新設するにあたり、関係省庁・自治体等及び地域住民への説明を行う際、建設後の景観シミュレーションを行うことが必要となる。3DCG と空中写真画像等を組み合わせることでよりリアルなシミュレーションが可能となっている。

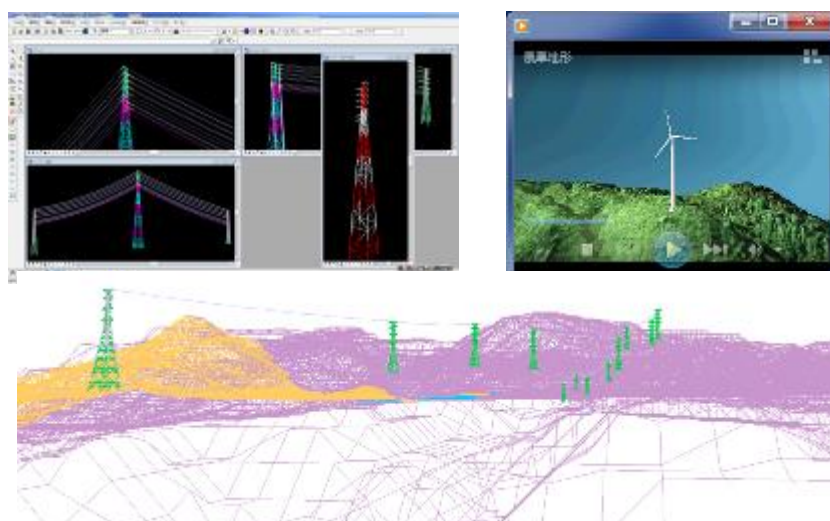


図 7-6 3DCG と景観シミュレーションの例

④ 航空レーザー測量

航空レーザー測量によって高密度な 3 次元点群データを取得することで、これを解析することで、等高線、縦横断面図の他、ルート選定に必要な様々な情報を得ることができる。

山地を通過することが多い送電線ルートにおける森林の地盤高の取得は、空中写真では樹木の陰になり計測が困難であることから、航空レーザー計測が有効である。

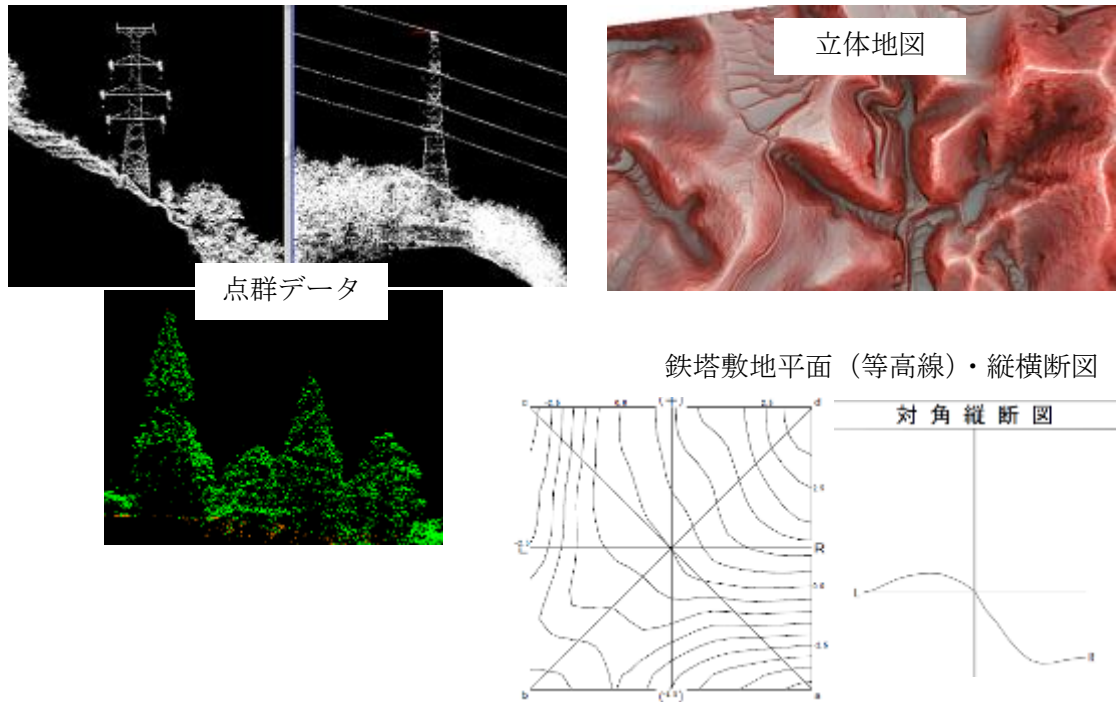


図 7-7 航空レーザー計測による解析例

7.2.2 送電線建設にかかる手法の検討

送電線建設で一般的に用いられている建設手法について、一般社団法人 送電線建設技術研究会などの文献を参考に、地形によってどの工法・仕様を適用すればよいかを整理する。運搬設備、仮設備、鉄塔基礎工事、鉄塔組立工事、架線工事について下記に記す。

(1) 運搬設備

送電線工事の資材や機械工具の運搬で一般的に使用している運搬設備には、仮設道路、索道、モノレール及びヘリコプターなどがあり、地形や建設規模などを考慮し適切に選択している。

① 仮設道路

車両運搬に使用する運搬路は、既設道路を拡幅、砂利敷、舗装及び拡幅設備や橋梁補強などの改修を行い利用する場合と、仮設道路を新設する場合がある。

仮設道路を新設する場合は、他の運搬方法より工期短縮や省力化が図れる場合または、使用する重機が大型となり他の運搬方法では運搬が不可能な場合に選択される。

② 索道

索道は主に山地で用いられ、ワイヤロープ、支柱、ウインチ及び付属設備によって構成されている。最大運搬距離は1km程度で、運搬単体質量は1～3t程度である。

索道の設備には、複数の吊荷を連続して運搬する循環索道方式と、吊荷を1個ずつ運搬するケーブルクレーン方式がある。運搬距離が長い場合は循環索道方式が有利であり、運搬距離が短い場合は、ケーブルクレーン方式が有利となる場合が多い。循環索道方式の概要を図7-8、ケーブルクレーン方式の概要を図7-9に示す。

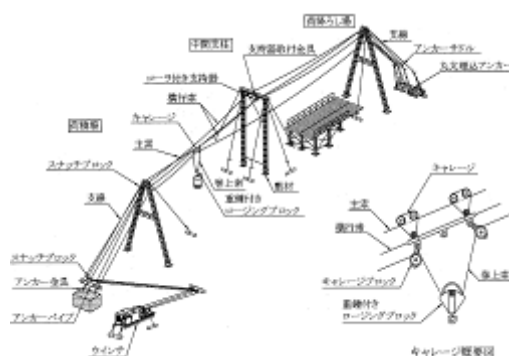


図 7-8 循環索道方式

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

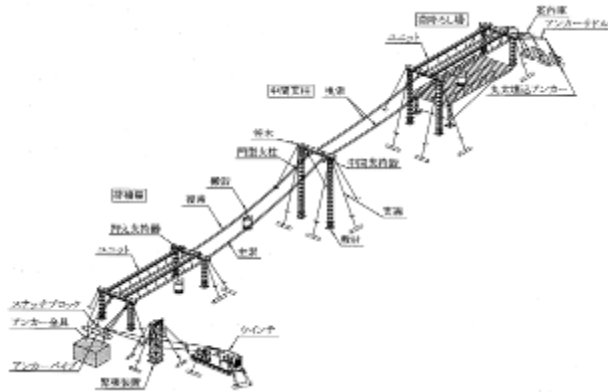


図 7-9 ケーブルクレーン方式

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

③ モノレール

モノレールは主として、丘陵地や山地に用いられ、地盤に打ち込んだ支柱に支持されたレールと、動力車及び動力車に連結された台車で構成されている。

モノレールは積載量 0.5t から 3t まであり、運搬する単体質量により使い分けている。ただし、運搬速度が 15～30m/分程度で長距離の運搬には適さず、標準的には運搬距離 300m 以下で計画する。また、コンクリートを運搬するには適さないため、コンクリートのポンプ打設も別途考慮する。モノレールの概要を図 7-10 に示す。

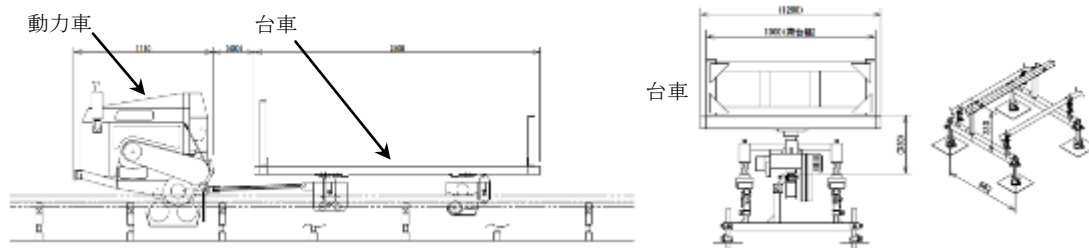


図 7-10 モノレールの概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

④ ヘリコプター

ヘリコプターは主に急峻な山岳地で用いられ、他の運搬方法では運搬できない場合またはコスト的に不利となる場合に適用する。運搬能力は最大積載質量 3t 程度で、物輸距離は最大でも 4km 程度で計画する。

ヘリコプター運搬にはヘリポート、飛行ルート及び荷降ろし場を計画するが、騒音による猛禽類への影響などには十分配慮する必要がある。

1) ヘリコプターの機種

送電線工事に使用されている代表的なヘリコプターを図 7-11、その性能・諸元を表 7-5 に示す。

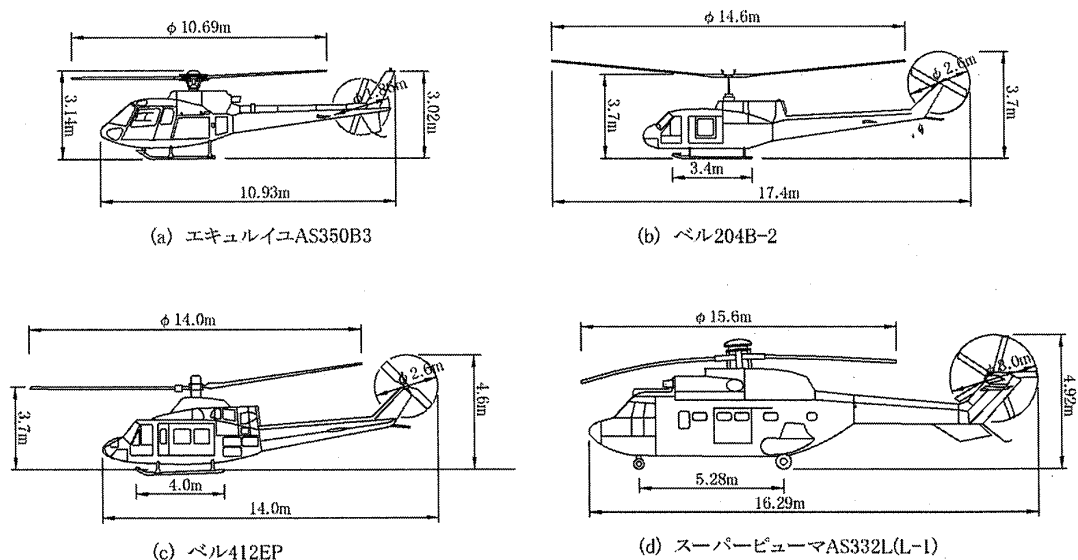


図 7-11 代表的なヘリコプター

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

表 7-5 代表的なヘリコプターの性能・諸元

形式名	エキュルイユ AS350B3	富士ベル 204B-2	ベル 412EP	スーパーピューマ AS332L(L-1)
メーカー(国産)	ユーロコプター (国際共同)	富士重工 (日)	ベル (米)	アエロスパシヤル(仏)
エンジン機種・基数	ツルボメカ アリエル2B×1	タービンライカミング T-53×1	P&Wエアクラフト・オブ・カナダ PT6T-3D×2	マキラ 1A×2
エンジン出力(最大)	847	1,400	1,800	1,819×2
〃 (常用)	728	1,100		1,585×2
最大速度 [km/時]	287	220		287
巡航速度 [km/時]	246(220)	150	243(220)	200
航続距離 [km]	662	400	783	650
航続時間 [Hr]	4	2	3.87	3.9
最大全装備質量 [kg]	2,250	4,000	5,398	8,350
自重 [kg]	1,174	2,200	3,080	4,800
実用積載質量 [kg]	500~700	800~1,300	800~1,300	2,800~3,300
乗員 [人]	1(2)	2	1(2)	2
最大乗客数 [人]	6	8	14	30
機陸着長(前後) [m]	スキッド式	スキッド式 3.4	スキッド式 4.0	スキッド式 5.3
〃 (左右) [m]	2.17	2.2	2.84	3
主ローターブレード数	3	2	4	4

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

2) ヘリポート

送電線工事に使用されるヘリポートは、航空法に定められている「場外離着陸場」に相当し、その設置にあたっては航空局に申請書を提出し許可を受けなければならない。

ヘリポートに必要な設備は、ヘリコプター駐機場、燃料置場、事務所、トイレ、倉庫、駐車場、吹流し、散水設備などである。ヘリポートの設置例を図 7-12 に示す。

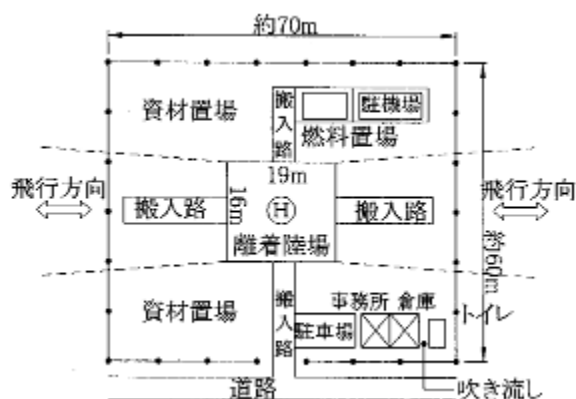


図 7-12 ヘリポートの設置例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

3) 荷降ろし場

荷降ろし場は、鉄塔建設位置付近に設置し、物量に見合った広さの平坦な場所で、周囲が開けている箇所を選定する。荷降ろし場が傾斜地になる場合は、仮設ステージにより荷降ろし場を設置する。仮設ステージによる荷降ろし場の設置概要を図 7-13 に示す。

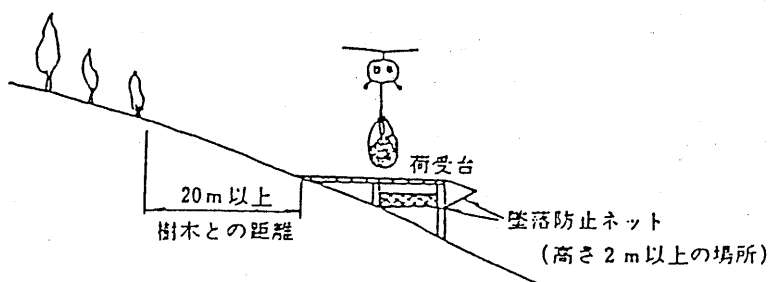


図 7-13 荷降ろし場

各運搬方法の特徴を表 7-6 に示す。

表 7-6 運搬方法の特徴

項目	運搬方法 車両 (運搬路)	索道	モノレール	ヘリコプター
運搬コスト	低	中	中	高
運搬距離	特に制限なし	亘長 最大 1km 程度	標準 300m 程度 最大 1km 程度	4km 程度 (HP～鉄塔間)
運搬経路 傾斜角	最大 6° ～9° 程度 (10～16%)	仰角 最大 30° 程度	最大 30° ～40° 程度	制限なし
運搬能力	車両と道路規格による	1t～3t 程度	0.5t～3.0t	1t～3t 程度
運搬速度	30km/h 以内	20～40m/分	15～30m/分	最大 80km/h
騒音	小	中	小	大
摘要	搬入する車両により幅員、道路構造を決定する。山地では盛切土量・伐採量が多くなる。	山地で、索道基地と鉄塔敷地の高低差が大きい場合や、谷を超える場合に有効な手段である。	モノレールルートを比較的自由に決められるため、急傾斜地や植林地などを回避できる。コンクリート運搬は別途検討する必要がある。	人家、国道、主要地方道上空を通過する場合は、関係各所へ確認の上計画する。

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

(2) 仮設備

送電線工事の仮設備には、塔内荷役設備や土止めしがら、作業構台などがあり、鉄塔作業敷地の地形や建設規模、工事期間などを考慮し適切に設置する。

① 塔内荷役設備

塔内荷役設備は、鉄塔作業敷地内で資材や機械工具を運搬する設備である。平地では移動式クレーンなどの移動式荷役設備を使用するが、山地では斜面傾斜があるためジブクレーンなどの固定式荷役設備及び小型の移動式クレーンを用いる。機種を選定にあたっては、作業半径や吊荷の質量などを考慮し、最適なものを選択する。山地で用いるジブクレーン及びカニクレーンの例を図 7-14 に示す。

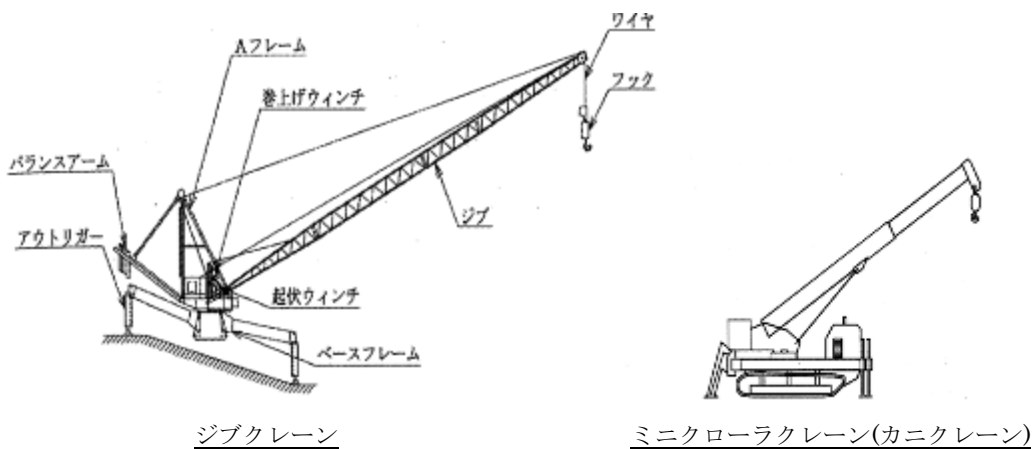


図 7-14 ジブクレーン及びミニクローラークレーンの概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

② 土止めしがら

土止めしがらは、鉄塔作業敷地内の傾斜地で施工上必要となる作業通路、重機通路などの造成及び掘削土の仮置き用として用いられる。工事完了後には撤去し、跡地は整地され元の地形に復旧する。土止めしがらの例を図 7-15 に示す。

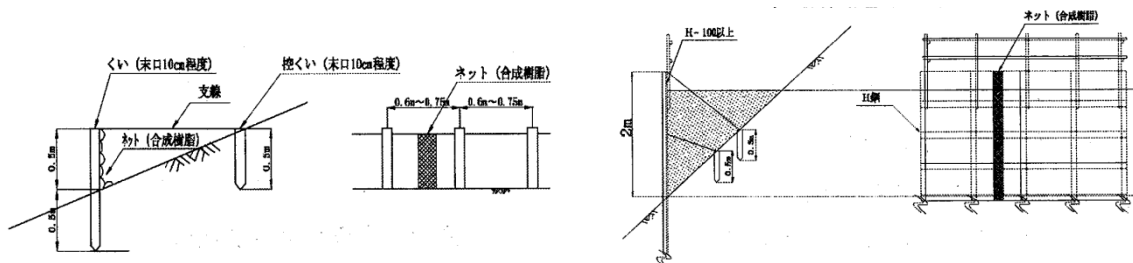


図 7-15 土止めシガラの例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

③ 作業構台

作業構台は、傾斜地の鉄塔作業敷地で用いられ、作業場、資材置場、地組場、索道及びヘリコプターの荷降ろし場として使用される。一般的な作業構台は、鋼製ユニットのプレハブ式で、組み立てや解体の利便性、傾斜地への対応とユニット単位での面積を構築できる特徴を有しており、積載荷重は $0.5\text{t/m}^2 \sim 1\text{t/m}^2$ である。プレハブ式作業構台の概要を図 7-16 に示す。

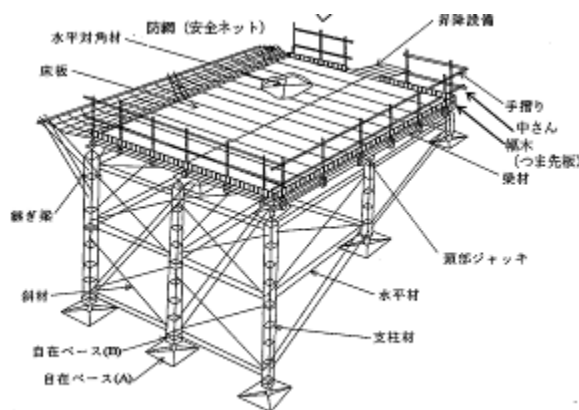


図 7-16 プレハブ式作業構台

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 関西支部 安全施工ポケットブック

(3) 鉄塔基礎工事

鉄塔の基礎は、直設基礎、くい基礎、ピア基礎、アンカー基礎に分類され、鉄塔建設地の地形・地質・運搬・鉄塔規模などを考慮して適切に選択される。

また基礎工事は、検測、杭打ち、掘削、据付け、配筋、コンクリート工、埋め戻し、整地、埋設地線などの作業がある。下記に各基礎型の概要を記す。

① 円形逆 T 字基礎

柱体部と円形床板部で構成された逆 T 字コンクリート基礎で、山地や丘陵地に適用される。掘削時の土止め材には、円形のライナープレートを使用し、施工性及び経済性に優れている。円形逆 T 字基礎の概略図を図 7-17 に示す。

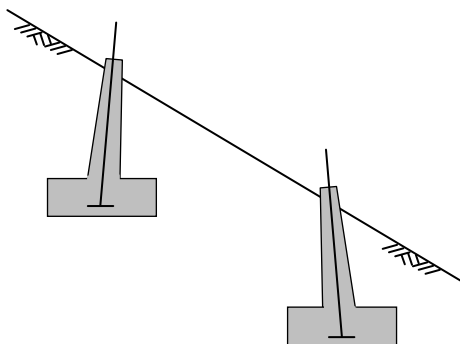


図 7-17 円形逆 T 字基礎

② 四角逆 T 字基礎

柱体部と四角床板部で構成された逆 T 字鉄筋コンクリート基礎で、地下水位は高いが比較的良質な支持地盤が浅いところに存在する平地の水田などに適用される。掘削時の土止め材には鋼矢板を使用し、鋼矢板の施工方法によって経済性に差がでる。四角逆 T 字基礎の概略図を図 7-18 に示す。

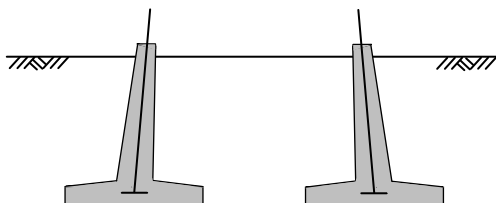


図 7-18 四角逆 T 字基礎

③ 深礎基礎

大型の重機搬入が困難で、支持層が深く、湧水の少ない山地や丘陵地に適用される。急傾斜地での施工も可能で、土止め材には円形ライナープレートが使用され、重機と人力による掘削となりコスト的には高くなる。深礎基礎の概略図を図 7-19 に示す。

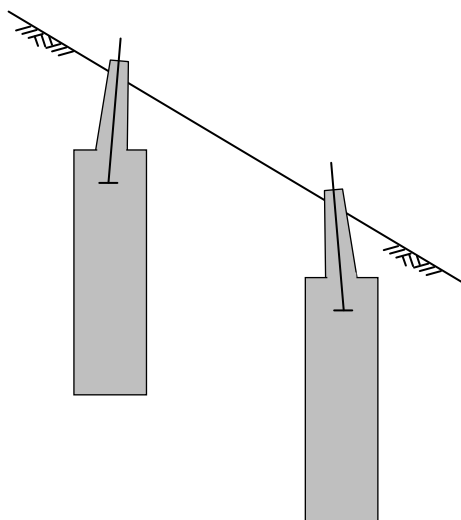


図 7-19 深礎基礎

④ 杭基礎

地下水位が高く、軟弱で支持層が深い場合に適用され、水田や河川敷、埋立地など主に平地部で用いられる。杭基礎は、支持機構により先端支持杭と摩擦支持杭に分けられ、また施工方法によって場所打ち杭と既製杭に分かれる。

1) 場所打ち杭

地盤を掘削した後、コンクリートを打設することで杭体を構築する工法である。この工法は適用地盤が広く、支持層が深い場合でも適用でき、大口径の杭を構築することも可能である。掘削方法により、オールケーシング工法、アースドリル工法及びリバース工法などに分類される。

a. オールケーシング工法

この工法は、掘削機によりケーシングチューブを揺動または回転圧入させながらハンマーグラブにより地盤の掘削と排土を行う。スライム処理を行った後、鉄筋籠を建て込み、トレミー管でコンクリートを打設しながらケーシングチューブを引き抜き、場所打ち杭を構築する。オールケーシング工法の機械設備概要を図 7-20 に示す。

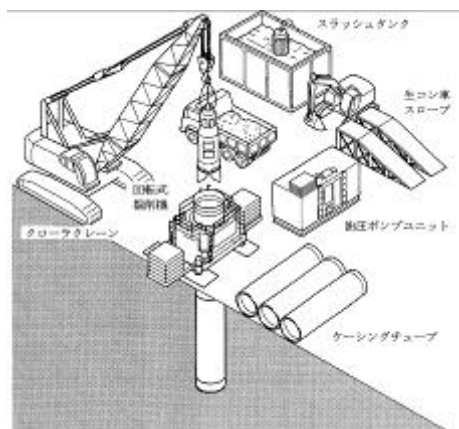


図 7-20 オールケーシング工法の機械設備

b. アースドリル工法

この工法は、アースドリル掘削機に取り付けられたケリーバの先端にドリリングバケットを装着し、ケリーバにより回転を与えられたドリリングバケットにより地盤を掘削し、バケット内部に収納される掘削土を地上に排出する。孔壁の保護は、表層部にケーシングを使用し、それ以深は安定液を注入し崩壊を防止する。掘削完了後、鉄筋籠を建て込み、トレミー管でコンクリートを打設しながら孔底の安定液を回収し、場所打ち杭を構築する。アースドリル工法の機械設備概要を図 7-21 に示す。

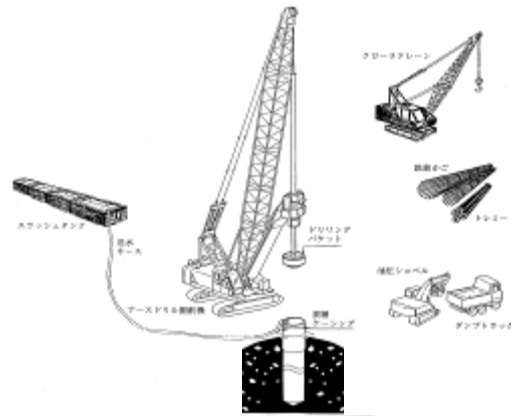


図 7-21 アースドリル工法の機械設備

c. リバース工法 (TBH 工法)

この工法は、表層部にスタンドパイプを設置した後、土質に適合したピットをロータリーテーブルにより回転させて地盤を掘削し、掘削土を孔内水とともにサクションポンプまたはエアリフト方式などにより地上へ吸い上げ排出する。その後、鉄筋籠を建て込み、トレミー管でコンクリートを打設しながら孔内の泥水を回収して、場所打ち杭を構築する。リバース工法の機械設備概要を図 7-22 に示す。

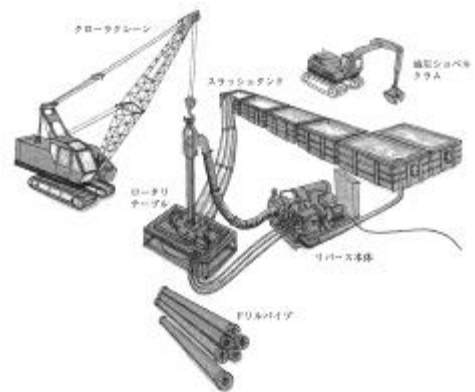


図 7-22 リバース工法の機械設備

2) 既製杭

a. 打込み杭

この工法は、既製杭の杭頭をパイルドライバーなどで打ち込むことにより杭体を構築する施工方法である。この施工方法は、杭の下方及び側面の周辺地盤を絞め固めながら所定の深さまで管入することから、信頼度が高く、施工速度も速いため、一般的に経済性に優れている。ただし、騒音や振動の発生が生じるため施工場所は限られた箇所になる。3点支持式杭打機による施工状況を図 7-23 に示す。

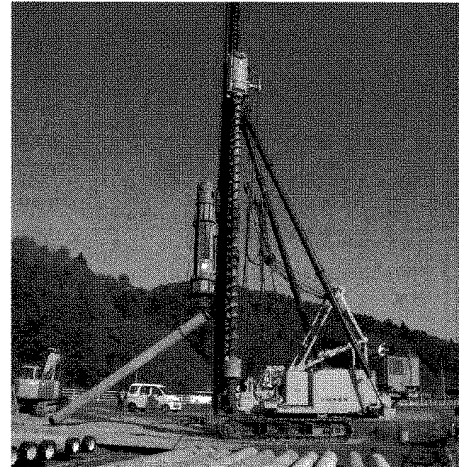


図 7-23 3点支持式杭打機による施工状況

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

b. 埋込み杭

埋め込み杭には、中掘り杭工法やプレボーリング工法などがあり、杭の先端支持力を得るため打撃方式や根固め方式など各種の方法がある。

・中掘り杭工法

この工法は、杭の中空部を利用して先端地盤を掘削し、掘削土を上部に排出しながら杭先端を所定の深さまで圧入する工法で、最終工程でハンマーにより打撃を加える中掘り最終打撃工法と、セメントミルクをスパイラルオーガー先端から噴出して根固めを行う中掘り根固め工法がある。中掘り杭工法の機械設備の概要を図 7-24 に示す。

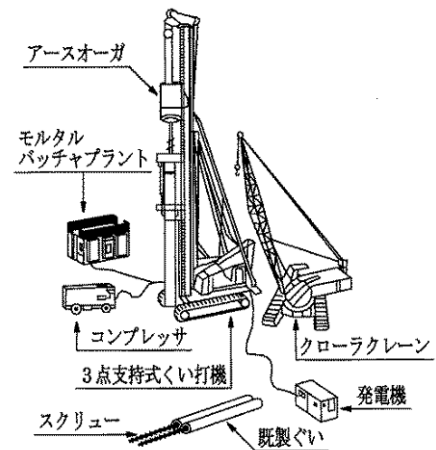


図 7-24 中掘り杭工法の機械設備

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

・プレボーリング工法

この工法は、あらかじめオーガなどで地盤を削孔した後、その中に既製杭を挿入する工法で、杭先端部の支持力を得るため、ハンマーなどで打撃を加えるプレボーリング最終打撃工法と、根固め液を注入した後に圧入するプレボーリング根固め工法がある。プレボーリング根固め工法の概要を図 7-25 に示す。

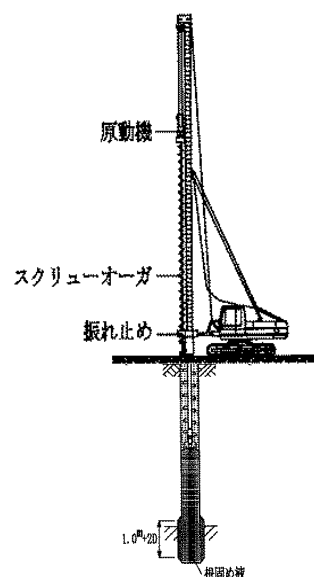


図 7-25 プレボーリング根固め工法の概要

c. 回転圧入杭

回転圧入杭は、既製鋼管の先端または外周にくい径の 1.5～2 倍程度の羽根を取り付けた羽根付鋼管ぐいを回転させながら圧入していく工法である。一般的に使用されている鋼管径は 0.1m～1.6m、羽根外径は 0.15m～2.4m であり、同じ径の既製杭より大きな支持力が得られる。また、低騒音・低振動で、排土が無いことが特徴である。回転圧入工法の施工状況を図 7-26 に示す。

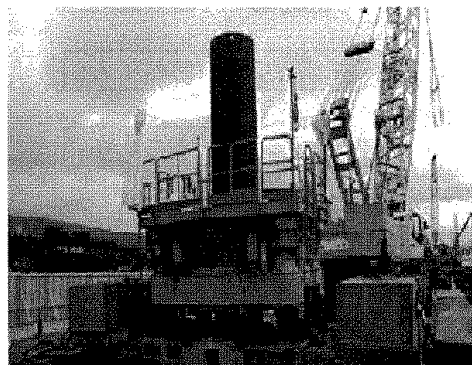


図 7-26 回転圧入工法の施工状況

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

⑤ マット基礎

基礎床板を 4 脚または 2 脚で一体化した鉄筋コンクリート基礎で、上部構造からの荷重を一体化した基礎床板により地盤に伝達する。これにより基礎体底面に生じる接地圧が減少するとともに、基礎の不同変位によって生じる上部構造への悪影響防止に有効となり、独立基礎が適用できない条件で採用される。主に平地の水田や畑地などに適用される。マット基礎の概略図を図 7-27 に示す

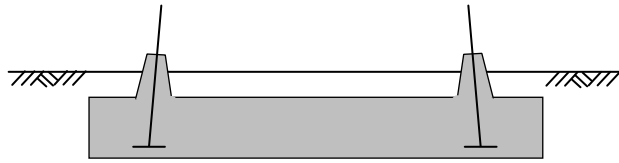


図 7-27 マット基礎

⑥ アンカー基礎

岩盤または良質な地盤に定着させたアンカー及び基礎体により荷重を地盤に伝達させる基礎である。適用にあたっては岩盤の種類や性状などを十分把握する必要がある。近年は適用実績が少なくなっている。

(4) 鉄塔組立工事

鉄塔組立工法には、移動式クレーン工法、クライミングクレーン工法、台棒工法及びその他工法がある。工法選定にあたっては、適用条件、鉄塔規模、運搬条件、地形、工程などを勘案し、最も効率的な工法を選択している。

鉄塔作業敷地まで運搬路がある場合は、移動式クレーン工法が一般的にコスト、施工性、工期等の面で最も優れている。ただし鉄塔が高くなり、周辺環境などによっては他の工法が有利な場合もでてくる。

また運搬路を設置できない山地では、クライミングクレーン工法や台棒工法が主に使われている。

① 台棒工法

台棒工法は、台棒、支線、起伏用ワイヤロープ、吊り上げ用ワイヤロープ、部材吊り上げ用滑車、ウインチを組み合わせ構成される。鉄塔の支柱材へ台棒を取り付け、この台棒により部材を吊り上げ、鉄塔を組み立てていく工法である。

台棒の材料には木製及び鋼製（鋼管ラチス構造など）があるが、一般的には強度が明確で安全性が高く、分割構造になっている鋼管ラチス型台棒が使われている。鋼管ラチス型台棒の構造を図 7-28 に示し、台棒工法の概要を図 7-29 に示す。

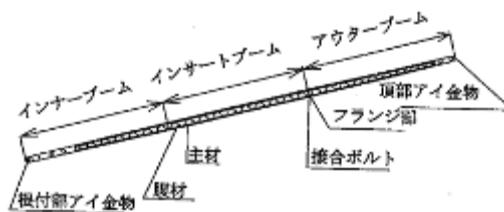


図 7-28 鋼管ラチス型台棒の構造

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 関西支部 安全ポケットブック

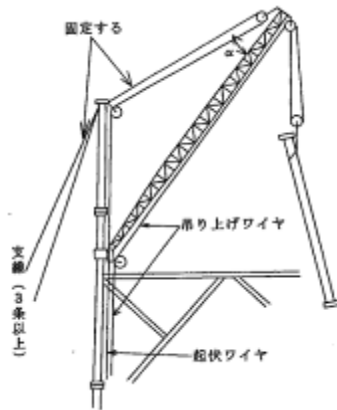


図 7-29 台棒工法の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 関西支部 安全ポケットブック

② クライミングクレーン工法

クライミングクレーン工法は、マストをせり上げるせり上げ装置を鉄塔中心に据え付け、旋回または起伏するジブで荷を吊り、鉄塔の高さに応じてマストを継ぎ足し、鉄塔を組み立てる工法である。

クライミングクレーンの構造は、架台支持部・マスト部・ウインチ・旋回装置・ジブ起伏装置・操作部からなり、旋回体とジブは水平に 360 度の旋回が可能である。クライミングクレーンの構造を図 7-30 に示す。

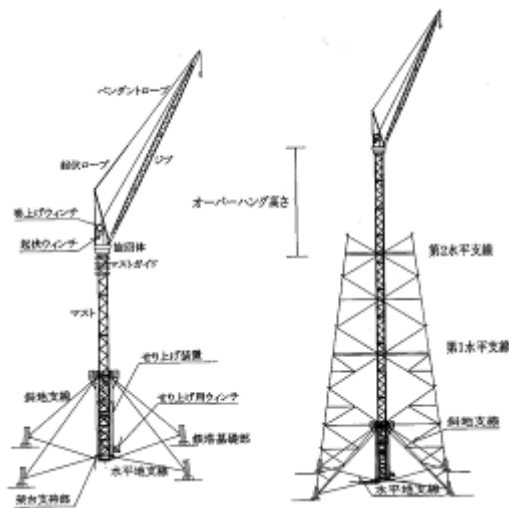


図 7-30 クライミングクレーン工法

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 関西支部 安全施工ポケットブック

③ 移動式クレーン工法

移動式クレーン工法は、トラッククレーン、ラフテレーンクレーン及びオールテレーンクレーンを用いて鉄塔を組み立てる工法で、作業効率、安全性とも高い。ただし、搬入路の幅員や回転半径、舗装状況などの条件により機種が限定されるため、塔頂まで組み立てられない場合は、他の工法と併用する。

クレーン能力と鉄塔組立高さの関係を表 7-7、移動式クレーン工法の概要を図 7-31 に示す。

表 7-7 クレーン能力と鉄塔組立高さ

クレーン能力	形式	鉄塔組立高さ
25t	ラフテレーンクレーン	40m 以内
50t	ラフテレーンクレーン	50m 以内
70t	ラフテレーンクレーン	60m 以内
100t	トラッククレーン	70m 以内
160t	オールテレーンクレーン	95m 以内

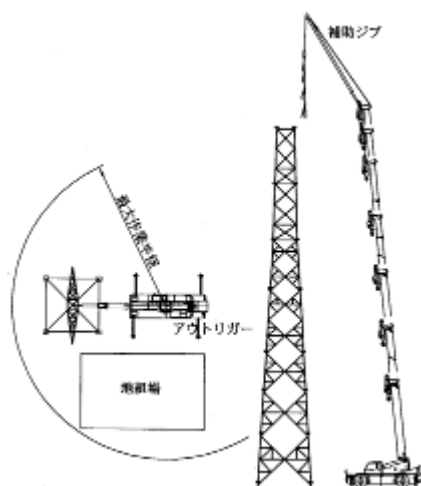


図 7-31 移動式クレーン工法の概要

一般的に使われている組立工法の概要を表 7-8 に示す。

表 7-8 組立工法の概要

組立工法 項目	台棒工法	クライミングクレーン工法	移動式クレーン工法
概要	主に山地で使われている最も簡便な工法である。移動式クレーンが頂部まで届かない場合にも併用される。	鉄塔中心部にマストの架台を構築し、マスト頂部に 360 度旋回可能なタワークレーン装置を取り付け、鉄塔の組み立てを行う。	移動式クレーンを使用して組み立てる工法で、効率がよく安全性が高いため、最も一般的に使用されている。
鉄塔規模	移動式クレーンの搬入が困難である山地で、小規模な鉄塔の組み立てに適している。	山地で根開きの広い大型鉄塔に使用する。鉄塔規模に見合った機種を選定する。	移動式クレーンは、搬入路・作業場所の条件、鉄塔の高さ、最大部材質量を検討し最も適した機種を選定する。
仮設条件	鉄塔敷地が傾斜地であっても施工可能である。ただし、支線を設置する広さが必要となる。	せり上げ装置などを設置する際にジブクレーンなどのクレーンが必要である。	選定したクレーンの仕様条件に合う搬入路、作業環境、地耐力を事前に検討する必要がある。
敷地条件	なし	盛土箇所不可	平坦で堅固な場所
基礎条件	なし	地耐力確認	なし
用地条件	支線設置用の一時使用地確保が必要である。	工事敷地内にマストの仮置場、設置用のクレーンを据え付けるための敷地が必要である。	クレーンの搬入、組み立て場(地組場) クレーン据え付け場所などの一時使用地確保が必要である。
吊上質量	使用する台棒(木製・鋼管)の仕様による。	定格荷重などの仕様は、使用するクライミングクレーンによる。	鉄塔高、根開き、腕金長さ、吊上最大質量を考慮し定格総荷重表、性能曲線図から条件に合った機種を選定する。

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

(5) 架線工事

架線工事は、送電線工事の最終工程であり、鉄塔間に電線を敷設する工事である。架線工事の主な工種は、電線を延線する延線工事、延線した電線を鉄塔に取り付ける緊線工事となる。架線工事の一般的なフローを図 7-32 に示す。

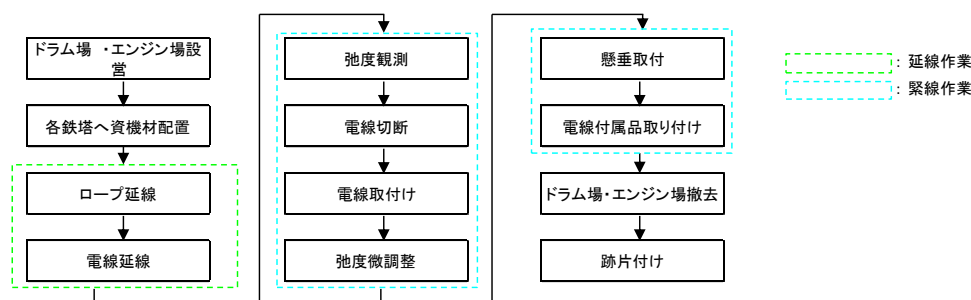


図 7-32 架線工事の一般的なフロー

① ドラム場・エンジン場設営

ドラム場やエンジン場の広さは、工事規模や延線方法によって異なるが、場所の選定に当たっては電線ドラムや架線機械工具の搬入が可能な位置を選定することが重要であり、延線環境の鉄塔との位置関係も考慮して計画する必要がある。

② 延線工事

延線工事は電線を鉄塔間に引延ばす工事で、延線区間の片端をドラム場、他端をエンジン場とし、ドラム場から電線を繰出し、エンジン場で巻き取ることにより、電線を引延ばす作業である。

延線工事の手順は、まず手延線やヘリコプター延線で鉄塔間に細径ワイヤロープ(または繊維ロープ)を延線し、その後順次、高強度の太径ワイヤロープへ引き換えていき、最後の太径ワイヤロープ(メッセンジャワイヤ)で電線をけん引し、各鉄塔に電線を引延ばすものである。ヘリコプター延線の概要を図 7-33 に示す。

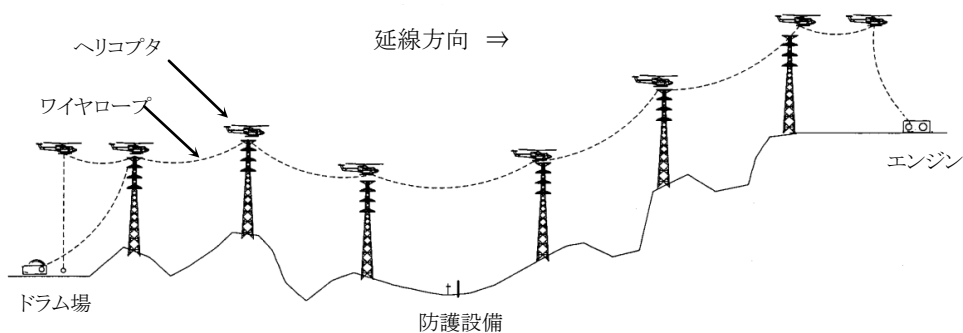


図 7-33 ヘリコプター延線の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

延線工法には、一般的に引抜延線工法、吊金延線工法、搬送延線工法などがあり、電線の種類や横過物件に対する防護設備の設置可否などを勘案して選択される。

1) 引抜延線工法

引抜延線工法は、鉄塔に金車を取り付け、ドラム場から各鉄塔を經由しエンジン場まで張り渡したメッセンジャワイヤを、エンジン場のウインチで巻き取り、ワイヤの端部で接続した電線をけん引する工法である。延線中の地上高は、ワイヤロープと電線の張力管理により行うため、重要な横過物がある場合は防護設備を設置し電線の垂下に対する防護を行う。引抜延線工法の概要を図 7-34 に示す。

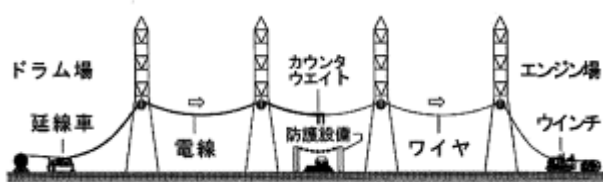


図 7-34 引抜延線工法の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

引抜延線工法の適用範囲は、通常、亘長 4～5km (最大 7km 程度)、1 延線区間の金車通

過回数は 20 回以下とし、延線張力は最大使用張力の 1/3～1/2（山岳弛太線電線は 35kN 以下）、金車抱角は 60 度以下である。

2) 吊金延線工法

吊金延線工法は、新たに架設したワイヤロープまたは、既設電線や延線が終了した電線を支持線とし、その支持線から吊下げた吊金車で径間内の電線及び延線用ワイヤロープを支持することにより、これらの垂下防止を図り延線する工法である。この工法の優れた点は、横過物件がある場合でも防護設備の設置が必要なく延線できる点である。吊金延線工法の概要を図 7-35 に示す。

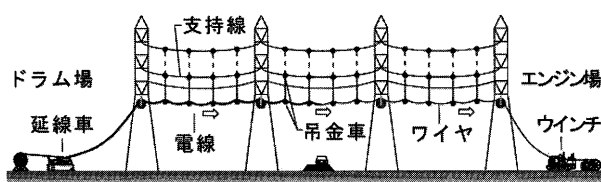


図 7-35 吊金延線工法の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

吊金延線工法の適用範囲は、通常、亘長 1～2km（最大 4km 程度）、1 延線区間の金車通過回数は制限なしとし、吊金車間隔は 20～30m、延線張力は 0.5kN 程度、金車抱角は 60 度以下である。

3) 搬送延線工法

搬送延線工法は、吊金延線工法と同様に支持線を設置し、支持線上を走行する搬器により電線を搬送する工法である。この工法の特徴は、電線と搬器が同時に移動することにより、電線を直接けん引しないため、延線張力が小さくなり、また電線が金車上を通過することがないため、電線の回転をきわめて少なくできる。搬送延線工法の概要を図 7-36 に示す。

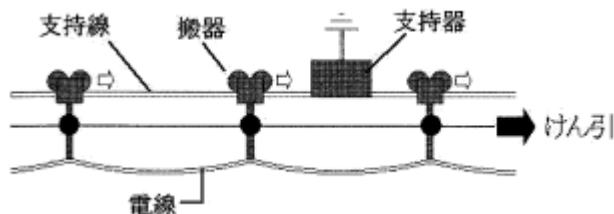


図 7-36 搬送延線工法の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

搬送延線工法の適用範囲は、吊金延線工法とほぼ同様となり、通常、亘長 1～2km（最大 4km 程度）、1 延線区間の金車通過回数は制限なしとし、吊金車間隔は 20～30m、延線張力

は 0.5kN 程度、支持器の抱角は 60 度以下である。

③ 緊線工事

緊線工事は、延線された電線を設計張力で張るための工事であり、径間ごとに算出された規定張力で緊張し、がいし装置に取り付いたクランプで把持する。

一般に耐張鉄塔におけるクランプイン作業の方法を緊線工法と呼んでおり、緊線工法には、切り分け工法、相取り工法、送込み工法及びプレハブ架線工法がある。また懸垂鉄塔において電線を金車から懸垂クランプへ移す作業を懸垂緊線工法と呼んでいる。

1) 切り分け工法

この工法は、耐張鉄塔間の電線の一方を鉄塔に固定するために最初にクランプインする作業で、電線を引留クランプに納めてがいし連に取り付ける作業である。切り分け工法の例を図 7-37 に示す。

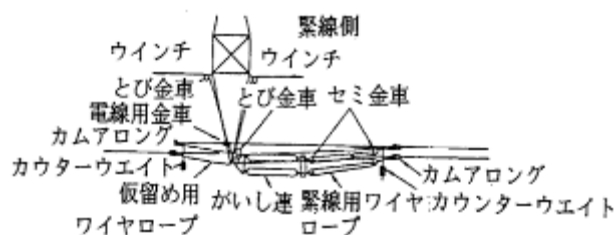


図 7-37 切り分け工法の例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

2) 送込み工法

緊張によって生じる電線余長を次の径間へ送込みながら、一方の延線境鉄塔から 1 径間ずつ順次緊張し、他方の延線境鉄塔まで繰り返して行う方法である。送込み工法の例を図 7-38 に示す。

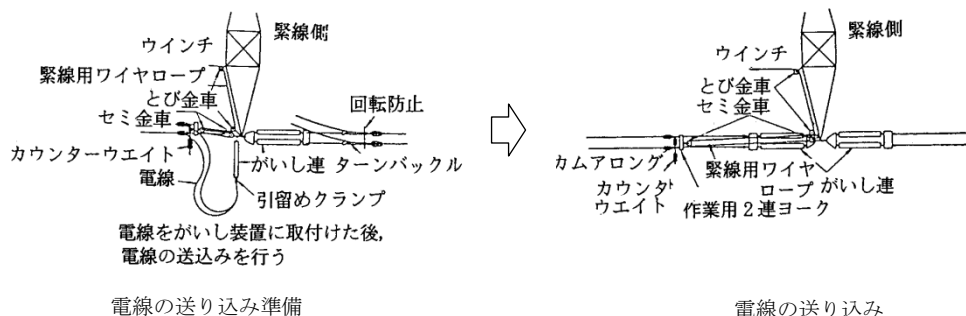


図 7-38 送込み工法の例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 鉄塔工事施工技術解説書

3) 相取り工法

この工法は、延線した電線の仮上げ終了後、連続する 2 つの耐張区間の中央の耐張鉄塔において、若老同時に弛度観測をしながら電線を規定の張力で緊張し、クランプインする方法である。この工法の特徴は、多数の緊線班が同時に作業でき、2 径間の緊線作業が 1 箇所で行えることから、工期短縮や安全管理面で有効である。相取り工法の例を図 7-39 に示す。

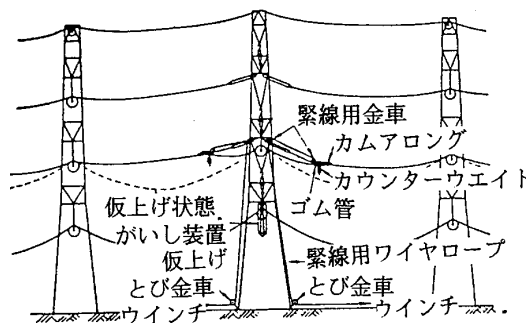


図 7-39 相取り工法の例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

4) プレハブ架線工法

この工法は、工場で精密に計尺されたプレハブ電線を用いて、耐張鉄塔や懸垂鉄塔の電線クランプ位置を表示することで、緊線時の高所作業を大幅に減少させることが可能である。ただし、電線クランプ位置や切断位置を正確に把握する必要があるため、鉄塔支持点間の距離を正確に測量し、電線の計尺精度を上げるなどの事前準備が増えることになる。くさび形クランプによるプレハブ架線工法の概要を図 7-40 に示す。

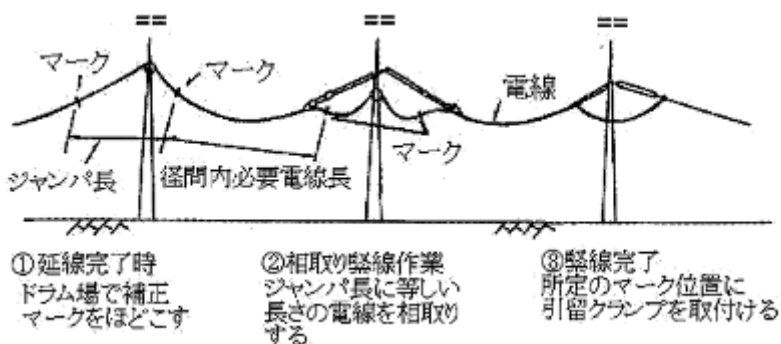


図 7-40 プレハブ架線工法の概要

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

5) 懸垂緊線工法

この工法は、懸垂鉄塔における緊線工事で、耐張鉄塔間の電線を規定の張力で緊張した後、

金車に乗った電線を吊り上げ、電線にアーマロッドを巻き、それを懸垂クランプへ移す作業となる。懸垂緊線工法の例を図 7-41 に示す。

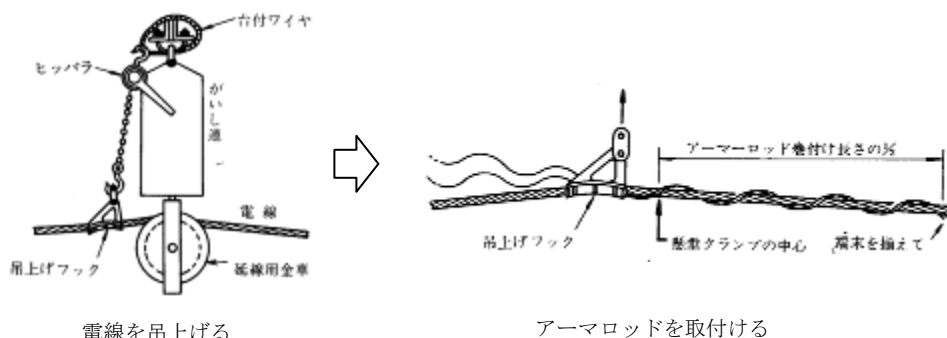


図 7-41 懸垂緊線工法の例

出典：一般社団法人 送電線建設技術研究会 架線工事施工技術解説書

(6) 送電線建設工法の整理

一般的な建設工法の工法・仕様を整理し、地形区分ごとに施工性や効率性、経済性などを考慮し、適用性の検討を行った。鉄塔建設工事の結果を表 7-9 に示し、架線工事に関する結果を表 7-10 に示す。

表 7-9 鉄塔建設工事の地形区分による適用性

大項目	小項目	仕様	地形区分		
			平地	丘陵地	山地
運搬設備	仮設道路	盛土+鉄板敷	○		
		切土+盛土+鉄板敷		○	
		切土+盛土+砂利敷		○	○
		切土+盛土+舗装(アスファルト等)			○
		拡幅整備(切盛+鉄板敷)	○	○	○
		仮設橋梁設置(H鋼+覆行板)	○	○	○
	索道	循環索道方式		○	○
	ケーブルクレーン方式		○	○	
	モノレール	積載量 2t、3t	○	○	
	ヘリコプター	204B-2, 412EP, AS332L	○	○	
仮設備	塔内荷役設備	ジブクレーン		○	○
		小型クレーン (カニクレーン)		○	○
	土止めシガラ	H鋼+単管+ネット		○	○
	作業構台	1t/m ² (作業用)		○	○
1t/m ² (ヘリ荷降し用)			○	○	
基礎工事	円形逆T字基礎	ライナープレートφ2.0~4.5		○	○
	四角逆T字基礎	鋼矢板	○		
	深礎基礎	ライナープレートφ2.5~3.5		○	○
	杭基礎	場所打ち杭		○	
		既製杭		○	
	マット基礎	鋼矢板	○		
	アンカー基礎	ライナープレートφ2.5~3.5			○
接地工事	接地シート		○	○	
組立工事	鉄塔組立	植生工、張り芝等		○	○
		台棒工法		○	○
		クライミングクレーン工法		○	○
		移動式クレーン工法	○	○	

表 7-10 架線建設工事の地形区分による適用性

項目	小項目	仕様	地形区分			
			平地	丘陵地	山地	
運搬設備	仮設道路		○	○		
	索道	循環索道方式		○	○	
		ケーブルクレーン方式			○	○
	モノレール	積載量 2t、3t		○	○	
	ヘリコプター	204B-2, 412EP, AS332L			○	
仮設備	塔内荷役設備	ジブクレーン			○	
		小型クレーン (カニクレーン)			○	
	作業構台	1t/m ² (作業用)			○	
		1t/m ² (ヘリ荷降し用)			○	
架線工事	ドラム場設営	1.5 箇所/6km	○	○	○	
	エンジン場設営	1.5 箇所/6km	○	○	○	
	延線工事	引抜延線工法 (ヘリ延線)		○	○	○
		吊金延線工法		○		
		搬送延線工法		○		
	緊線工事	切り分け・送り込み・相取り工法		○	○	○
		ブレハブ架線工法		○	○	○
懸垂緊線工法			○	○	○	

7.3 コスト原単位の検討

8.2 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。

7.3.1 コスト算定の基本的な考え方

本事業の新設送電線の電圧階級(154kV及び110kV)の2回線(2cct)送電線建設に伴う1kmあたりの費用を算定する。送電線建設費用を大きく分けると、調査費、設計費、建設費、用地費となるが、用地費は諸条件により大きく変わるため、費用の算定から除くこととする。各項目に計上する費用を下記に記す。

(1) 調査費

① 航空測量

航空写真測量は、決定されたルートを中心として航空写真測量を行い、実測平面図を作成するもので、その費用を計上する。

② 環境影響調査

環境影響調査は、想定される環境要素に対し、どのような環境影響が生じるかを整理し、工事による影響と送電線設備による影響を抽出し、その影響を予測し評価するもので、その費用を計上する。

③ 地上測量

地上測量は、決定されたルートに対して、線路の設計に必要な資料を得るために実施するもので、中心測量、縦断測量、サイド測量及び鉄塔敷地測量の費用を計上する。

④ 地質調査

地質調査は、鉄塔基礎の詳細設計を行うために必要となる土質状況や、土質定数等を明らかにするために実施するもので、運搬費、足場仮設、機器据付、給水、土質ボーリング(ϕ 66mm)、標準貫入試験などを計上する。

⑤ 工事計画調査

工事計画調査は、十分な現地調査を行い、経済的で効率的な工事計画を立案し、工事に必要な用地資料や施工資料を確保するために実施するもので、その費用には運搬関係、鉄塔工事仮設関係、架線工事関係の調査費及び伐採調査費等を計上する。

⑥ 各種申請手続き

送電線建設においては、横過箇所や接近等により関係箇所へ個別に申請手続きを行う必要

がある。申請手続きが必要な主な横過箇所は、道路、河川及び海峡・港湾、鉄道、特別高圧架空送電線路、国有林、自然公園などで、接近に関するものは通信線電磁誘導障害、通信線静電誘導障害、マイクロ波通信回線障害であり、その概算費用を計上する。

(2) 設計費

① ルート選定及び線路設計

ルート選定は、概略ルートの選定、基本ルートの選定の手順にて実施し、その費用を計上する。概略ルートの選定には地質図・地形図、50m メッシュ等の地図情報システムなどを活用して実施する。基本ルートは、選定された概略ルートについて現地詳細調査を行い、鉄塔位置及び線路中心線を決定する。

線路設計は、実施ルートの地形縦断図から、電線弛度、鉄塔高、伐採範囲などを検討し、架線設計、絶縁設計、支持物形状など基本設計の実施費を計上する。

② 鉄塔設計

鉄塔設計には、鉄塔設計及び鉄塔基礎設計を計上する。鉄塔設計では高温季・低温季荷重に対する設計に加えて着雪時、強風時荷重も考慮する。また基礎設計は一般的に使用されている逆 T 字基礎、深礎基礎、杭基礎などの設計を行う。

③ その他

その他として、鉄塔敷地の緑化工、擁壁工、排水工などの付帯工事に関する設計費を計上する。

(3) 建設費

① 送電線資材費

鉄塔関係の資材費は、鉄塔材とその他付属設備の費用となる。鉄塔材の費用は一般的に、質量に比例するが、高さ・水平角・荷重などの設計条件によって質量が異なるため、154kV 及び 110kV の 2 回線鉄塔における標準的な質量を想定し、計上する。

1km あたりの鉄塔資材費は、亘長 6km あたりの鉄塔基数に資材単価を乗じて合計金額を算出し、その後 1km あたりの数量へ割り戻して算出する。この場合、鉄塔基数は平均径間長 300m より 21 基とする。鉄塔 1 基あたりの鉄塔関係資材数量を表 7-11 に示す。

表 7-11 鉄塔関係資材数量 (1 基当たり)

品名	仕様	単位	数量	備考
鉄塔材	154kV×2cct 山形鋼鉄塔	t	15~23	
鉄塔材	110kV×2cct 山形鋼鉄塔	t	14~22	
昇降用設備	ステップボルト	脚	4	
昇降用安全設備	セフティーワイヤー	条	1	
昇塔防止装置		脚	4	

架線関係の資材費は、電線、がいし、がいし装置、架空地線、架線装置及びその付属品の費用となる。

がいしの個数は内部過電圧、汚損区分、耐雷設計により総合的に判断して決定されるが、標準的な個数を採用し、154kV では懸垂がいし 10 個、110kV では 8 個として計上する。がいし装置は、がいし装置に加わる最大張力により決定されるが、TACSR160mm² 及び 330mm² では 120kN 系の 1 連懸垂装置及び 1 連耐張装置を適用し、TACSR610mm² では 120kN 系に加えて 165kN 系の 2 連耐張装置を適用することで計上する。

また架空地線は光ファイバケーブルを内蔵した OPGW を用い、それを鉄塔で支持する架空地線装置や光ケーブルを鉄塔で接続するための接続箱を計上する

1km あたりの架線資材費は、亘長 6km あたりの数量に資材単価を乗じて合計金額を算出し、その後 1km あたりの数量へ割り戻す。この場合、鉄塔基数は平均径間長 300m より 21 基とし、懸垂 14 基、耐張 7 基とする。亘長 6km あたりの架線関係資材数量を表 7-12 に示す。

表 7-12 架線関係資材数量(6km あたり)

品名	仕様	単位	数量	備考
電線	TACSR160, 330, 610	km	40.0	各種
がいし装置	1 連懸垂装置 120kN 160, 330, 610	組	84	
	254mm 懸垂がいし 10 ケ/連	個	840	154kV
	254mm 懸垂がいし 8 ケ/連	個	672	110kV
	1 連耐張装置 120kN 160, 330	組	72	
	254mm 懸垂がいし 10 ケ/連	個	720	154kV
	254mm 懸垂がいし 8 ケ/連	個	576	110kV
がいし装置	2 連耐張装置 165kN 610	組	72	
	254mm 懸垂がいし 10 ケ/連	個	720	154kV
	254mm 懸垂がいし 8 ケ/連	個	576	110kV
長幹支持がいし	SL-80172	組	24	154kV
	SL-80132	組	24	110kV
アーマロッド	プレホームドアーマロッド 160, 330, 610 用	組	14	各種
ダンパ	ダブルトーションショナルダンパ 10, 14, 16 号	組	40	各種
架空地線	OPGW97	km	7.0	1 条分
架空地線装置	OPGW 懸垂クランプ	組	14	
	OPGW 耐張クランプ	組	12	
アーマロッド	プレホームドアーマロッド OPGW97 用	組	14	
ダンパ	クリスマスツリー型	組	40	
クリート	OPGW クリート	箇所	8	
接続箱	OPGW 用	組	5	
埋設地線	接地シート	条	84	4 条/基

② 送電線鉄塔工事費

鉄塔工事は、運搬設備、仮設備、基礎工事、組立工事からなり、その費用を計上する。工事費の算出に際しては、地形区分ごとに工事仕様を設定し、電線サイズごとにそれぞれ算出する。

鉄塔工事費は、鉄塔 1 基あたりの平均工事費を算出し、その平均工事費に、亘長 6km あたりの鉄塔基数を乗じて算出する。この場合、鉄塔基数は平均径間長 300m より 21 基とす

る。算出に用いた工事仕様と地形区分ごとの数量を表 7-13 に示す。

表 7-13 鉄塔工事費算出に用いた地形区分ごとの数量

大項目	小項目	仕様	単位	地形区分		
				平地	丘陵地	山地
運搬設備	仮設道路	盛土+鉄板敷	基	21		
		切土・盛土+鉄板敷	基		9	
		切土・盛土+砂利敷	基			
		切土・盛土+舗装(アスファルト等)	基		12	
		拡幅整備(切盛+鉄板敷)	基			
	仮設橋梁設置(H鋼+覆行板)	基	10	4		
	索道	循環索道 2t	基			13
	モノレール	積載量 3t	基		4	
	ヘリコプター	AS332L	基			8
仮設備	塔内荷役設備	ジブクレーン	基			21
		小型クレーン(カニクレーン)	基		21	21
	土止めシガラ	H鋼+単管+ネット	基		21	21
	作業構台	1t/m ² (作業用)	基			21
		1t/m ² (ヘリ荷降し用)	基			8
基礎工事	円形逆T字基礎	ライナープレートφ2.0~4.5	基	19	17	21
	四角逆T字基礎	鋼矢板	基			
	深礎基礎	ライナープレートφ2.5~3.5	基			
	杭基礎	場所打ち杭	基	2		
	接地工事	接地シート	基		21	21
	敷地緑化	植生工、張り芝等	基			21
組立工事	鉄塔組立	クライミングクレーン工法	基		21	21
		移動式クレーン工法	基	21		

③ 送電線架線工事費

架線工事は、運搬設備、仮設備、架線工事からなり、その費用を計上する。工事費の算出には、地形区分ごとに工事仕様を設定し、電線サイズごとにそれぞれ算出する。

1kmあたりの架線工事費は、亘長6kmあたりの合計数量を算出し、その後1kmあたりの数量へ割り戻して算出する。この場合、鉄塔基数は平均径間長300mより21基とし、懸垂14基、耐張7基とする。算出に用いた工事仕様と地形区分ごとの数量を表7-14に示す。

表 7-14 架線工事費算出に用いた地形区分ごとの数量

項目	小項目	仕様	単位	地形区分		
				平地	丘陵地	山地
運搬設備	仮設道路		基	21	17	
	索道	循環索道 2t	基			13
	モノレール	積載量 2t	基		4	
	ヘリコプター	AS332L	基			8
仮設備	塔内荷役設備	ジブクレーン	基			
		小型クレーン(カニクレーン)	基			
	作業構台	1t/m ² (作業用)	基			8
		1t/m ² (ヘリ荷降し用)	基			8
架線工事	ドラム場設営	造成+仮設	箇所	1.5	1.5	1.5
	エンジン場設営	造成+仮設	箇所	1.5	1.5	1.5
	延線工事	亘長3km/延線、ヘリ延線	km	6	6	6
	緊線工事	鉄塔11基/延線	km	6	6	6

④ 送電線工事の間接工費費

送電線工事に関する間接工事費には、下記の費用を計上した。費用の計上にあたり、送電線工事の施工規模は、通常実施している1工区20基程度の規模を想定し平均径間長300mから、亘長6kmにおける直接工事費に対する間接工事費を算出する。

1) 共通費

工事に共通して使用する仮建物、車両経費、燃料費、水道、光熱費、借地料等に要する費用を計上する。

a. 仮建物費

工事現場で必要とする事務所、会議室、倉庫、作業員宿舎等の建物、備品関係の設置撤去労務費、仮設資材、運搬費ならびに仮建物に使用する電気、水道、電話等の仮設工事費用等を計上する。

b. 共通機械経費

工事に共通して使用する車両、作業員用車両、運転手の費用、燃料費等を計上する。

c. 共通経費

工事に共通して使用する水道料、光熱費、借地料、作業員宿舎の賄い費等の諸費用を計上する。また労務者用宿舎を設置しない場合における労務者の宿泊費または通勤費、駐車料等を計上する。

2) 安全衛生対策費

工事現場の安全衛生対策に必要な費用として、直接工事費、共通費に含まれない費用を計上する。

a. 安全衛生管理費

工事現場の安全衛生管理に必要な人の人件費のうち、安全衛生会議、衛生管理に要する費用を計上する。

b. 安全衛生施設装備費

工事現場の安全衛生対策上必要な施設装備を計上する。

c. 安全衛生教育費

工事期間中に現場で行う教育に要する人件費、講師費用、資料代等を計上する。

3) 現場管理費

工事現場の管理に必要な費用のうち、安全衛生対策費に含まれない費用を計上する。

a. 現場管理人件費

現場従事者の給料、諸手当及び賞与を計上する。

b. その他現場管理費

その他費用として、労務管理費、租税公課、保険料、法定福利費、福利厚生費、事務用

品費、通信交通費、交際費、補償費、雑費等を計上する。

4) 一般管理費

工事を行うために必要なすべての費用のうち、上記各項目に含まれない一切の費用を計上する

7.3.2 コスト原単位の算定

(1) 送電線建設コスト

送電線建設コストの算定にあたっては、以下の条件を考慮した。

- ・送電線建設地の地形を平地、丘陵地、山地の 3 区分に分け、平地は平坦部に位置する水田や畑地を想定し、山地は傾斜が 30 度以上となる山間部を想定する。また、丘陵地は平地部と山間部の中間に位置する緩やかな斜面に位置する畑地、原野等を想定する。
- ・工事規模は、一般的に施工している 1 工区あたりの規模から、亘長 6km、鉄塔 21 基、平均径間長 300m 程度を想定する。
- ・運搬設備は、平地では仮設道路 100m 程度を想定し、丘陵地も仮設道路 100m 程度またはモノレールを想定する。また、山地は索道及びヘリコプターとする。
- ・電線の種類は TACSR160mm²、TACSR330mm²、TACSR610mm² の 3 種類とし（標準的な線種のうち送電容量が最小、中間、最大のものを選択）、導体数は単導体とする。
- ・架空地線は OPGW97mm² を 1 条設置する。
- ・用地に関する調査費、地権者との交渉費、土地取得費、土地借地費等は除くこととする。

154kV の 2 回線の送電線建設コストを表 7-15 に、110kV の 2 回線の送電線建設コストを表 7-16 に示す。

表 7-15 154kV×2cct の送電線建設コスト

[単位：百万円]

項 目	単 位	数 量	地形区分					
			平地		丘陵地		山地	
			単価	金額	単価	金額	単価	金額
■調査費								
航空測量	km	6	1.20	7.2	1.00	6.0	1.50	9.0
環境影響調査	km	6	4.11	24.7	4.94	29.6	5.76	34.2
地上測量	km	6	0.80	4.8	1.30	7.8	1.70	10.2
地質調査	km	6	4.20	25.2	6.30	37.8	10.50	63.0
工事計画調査	km	6	2.60	15.6	2.80	16.8	3.00	18.0
各種申請手続き	km	6	0.60	3.6	0.60	3.6	0.60	3.6
<小 計>				81.1		101.6		138.4
1km 当り				13.5		16.9		23.1
■設計費								
ルート選定・線路設計	km	6	2.40	14.4	2.40	14.4	2.40	14.4
鉄塔設計(上部・基礎)	km	6	6.96	41.8	6.96	41.8	6.96	41.8
その他	km	6	1.80	10.8	1.80	10.8	1.80	10.8
<小 計>				67.0		67.0		67.0
1km 当り				11.2		11.2		11.2
■建設工事費(TACSR160)								
送電線資材費	km	6	40.87	245.2	40.87	245.2	40.87	245.2
鉄塔工事費	基	21	38.19	802.0	31.94	670.7	45.72	960.1
架線工事費	km	6	24.05	144.3	22.74	136.4	28.28	169.7
間接工事費	式	1		630.3		602.7		692.1
<小 計>				1821.8		1655.1		2067.1
1km 当り				303.6		275.9		344.5
■建設工事費(TACSR330)								
送電線資材費	km	6	45.81	274.9	45.81	274.9	45.81	274.9
鉄塔工事費	基	21	39.80	835.8	32.82	689.2	46.81	983.0
架線工事費	km	6	24.66	148.0	23.35	140.1	28.91	173.5
間接工事費	式	1		637.2		606.9		698.1
<小 計>				1895.8		1711.1		2129.5
1km 当り				316.0		285.2		354.9
■建設工事費(TACSR610)								
送電線資材費	km	6	56.58	339.5	56.58	339.5	56.58	339.5
鉄塔工事費	基	21	41.21	865.4	33.82	710.2	48.32	1014.7
架線工事費	km	6	25.97	155.8	24.66	148.0	30.28	181.7
間接工事費	式	1		644.9		613.0		706.3
<小 計>				2005.6		1810.7		2242.2
1km 当り				334.3		301.8		373.7
◆1km 当りの送電線建設費								
154kV×2cct TACSR160				328.3		304.0		378.7
154kV×2cct TACSR330				340.6		313.3		389.1
154kV×2cct TACSR610				358.9		329.9		407.9
<平均値>				350.1				

※ 2014年現在の単価を適用

表 7-16 110kV×2cct の送電線建設コスト

[単位：百万円]

項目	単位	数量	地形区分					
			平地		丘陵地		山地	
			単価	金額	単価	金額	単価	金額
■調査費								
航空測量	km	6	1.20	7.2	1.00	6.0	1.50	9.0
環境影響調査	km	6	4.11	24.7	4.94	29.6	5.76	34.6
地上測量	km	6	0.80	4.8	1.30	7.8	1.70	10.2
地質調査	km	6	4.20	25.2	6.30	37.8	10.50	63.0
工事計画調査	km	6	2.60	15.6	2.80	16.8	3.00	18.0
各種申請手続き	km	6	0.60	3.6	0.60	3.6	0.60	3.6
<小計>				81.1		101.6		138.4
1km 当り				13.5		16.9		23.1
■設計費								
ルート選定・線路設計	km	6	2.40	14.4	2.40	14.4	2.40	14.4
鉄塔設計(上部・基礎)	km	6	6.96	41.8	6.96	41.8	6.96	41.8
その他	km	6	1.80	10.8	1.80	10.8	1.80	10.8
<小計>				67.0		67.0		67.0
1km 当り				11.2		11.2		11.2
■建設工事費(TACSR160)								
送電線資材費	km	6	39.33	236.0	39.33	236.0	39.33	236.0
鉄塔工事費	基	21	34.26	719.5	28.34	595.1	41.26	866.5
架線工事費	km	6	22.58	135.5	21.27	127.6	26.81	160.9
間接工事費	式	1		612.0		588.0		678.0
<小計>				1702.9		1546.7		1941.3
1km 当り				283.8		257.8		323.6
■建設工事費(TACSR330)								
送電線資材費	km	6	43.40	260.4	43.40	260.4	43.40	260.4
鉄塔工事費	基	21	35.71	749.9	29.12	611.5	42.75	897.8
架線工事費	km	6	23.19	139.1	21.88	131.3	27.44	164.6
間接工事費	式	1		619.0		592.0		685.0
<小計>				1768.5		1595.2		2007.8
1km 当り				294.7		265.9		334.6
■建設工事費(TACSR610)								
送電線資材費	km	6	53.19	319.1	53.19	319.1	53.19	319.1
鉄塔工事費	基	21	36.99	776.8	29.95	629.0	44.18	927.8
架線工事費	km	6	24.36	146.2	23.05	138.3	28.67	172.0
間接工事費	式	1		627.0		596.0		699.0
<小計>				1869.1		1682.4		2117.9
1km 当り				311.5		280.4		353.0
◆1km 当りの送電線建設費								
110kV×2cct TACSR160				308.5		285.9		357.8
110kV×2cct TACSR330				319.4		294.0		368.9
110kV×2cct TACSR610				336.2		308.5		387.2
<平均値>				329.6				

※ 2014 年現在の単価を適用

(2) 送電線建設コストの比較

今回算出した送電線建設コストについて、公開資料（※）との比較を行った。

※「総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会（第3回） - 参考資料 1 送電線工事費用と期間に関する考察」（有限責任監査法人トーマツ）

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chiikikanrenkeisen/003_s01_00.pdf

当公開資料において、過去の送電線計画調査による送電線建設コストの分析として、「電圧別、架空送電線単価（百万円/km）の分布」のグラフが記載されている。

送電線建設コストにはばらつきがあるが、220Vの送電線コストは中央値で4.75億円/km、275kVは中央値で5.26億円/kmとなっている。

一方、本事業において算出した送電線建設コストは154kVで平均3.5億円/km、110kVで平均3.3億円/kmであった。

図7-42に、ばらつきも含めた電圧別の送電線建設コストの分布を示す。なお、本図は、当公開資料に掲載されているグラフを基に、本事業で算出した154kVと110kVの建設コストを併記する形で作成し直したものである。ただし、当公開資料のデータが「中央値」「75パーセンタイル値」「25パーセンタイル値」であるのに対し、本事業のデータは電線種類毎、地形区分毎に算出した値の「平均値」「最大値」「最小値」であることに注意を要する。

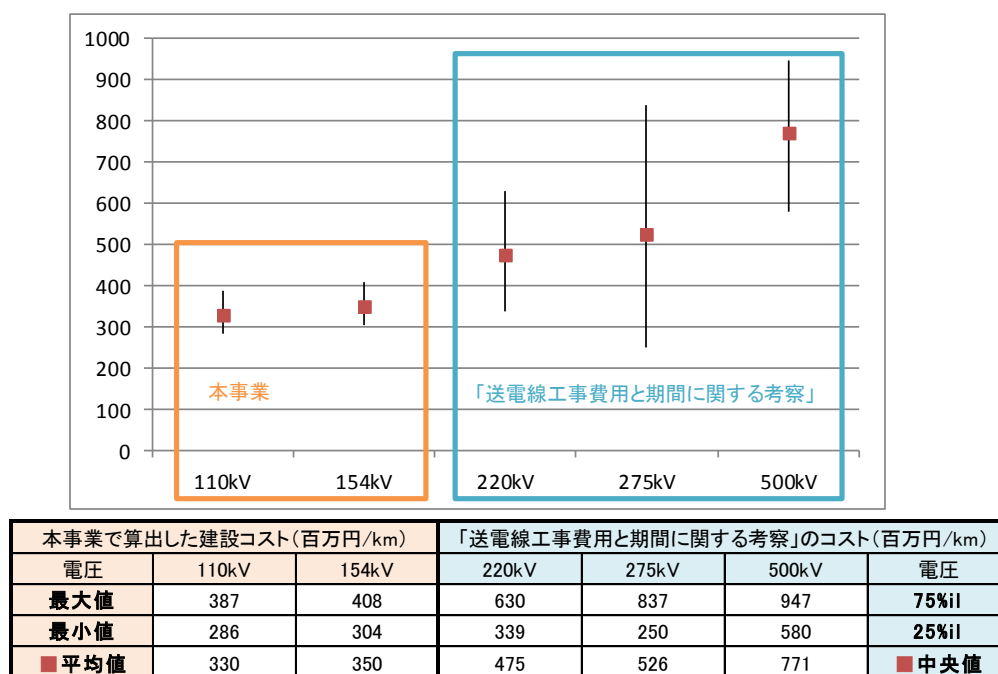


図 7-42 電圧別送電線建設コストの分布

本事業の算定結果（橙）と有限責任監査法人トーマツ「送電線工事費用と期間に関する考察」のグラフ（青）を基に作成

8 系統整備手法の検討

8.1 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 6.1 で抽出した陸上風力の有望エリア（二次抽出）（以下、「有望エリア」とする。）と 4.2 で整備した送電線図を重ね合わせ、有望エリアと送電線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）、九州全域を本事業における「系統整備検討エリア」として位置づけることとした。

8.1.1 北海道に関する検討

北海道における有望エリアの分布状況を表 8-1 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-1 に示す。北海道に関しては以下のことが分かる。

- 1)北海道の導入想定値（陸上）は 400 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 969 万 kW となっており、有望エリアとしての余裕幅は大きい。
- 2)有望エリアは、道北と道東に集中しており、全体の 87%を占めている。一方、道北は全域的に系統制約がかかっており、道東は現状では系統制約はかかっていないものの、系統網自体が充実していない。

北海道は導入ポテンシャルが全国で一番大きく（11,823 万 kW、表 5-4）、その有望エリアは道北と道東に集中していることから、北海道の道北及び道東を系統整備検討エリアと位置付ける。

表 8-1 北海道における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

地域	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域別計
道北	110	172	128	28	11	5	454
道東	195	114	63	15	2	0	390
道央	35	7	3	3	0	0	48
道南	47	16	9	3	1	1	77
風速区分別計	387	309	204	49	15	6	969

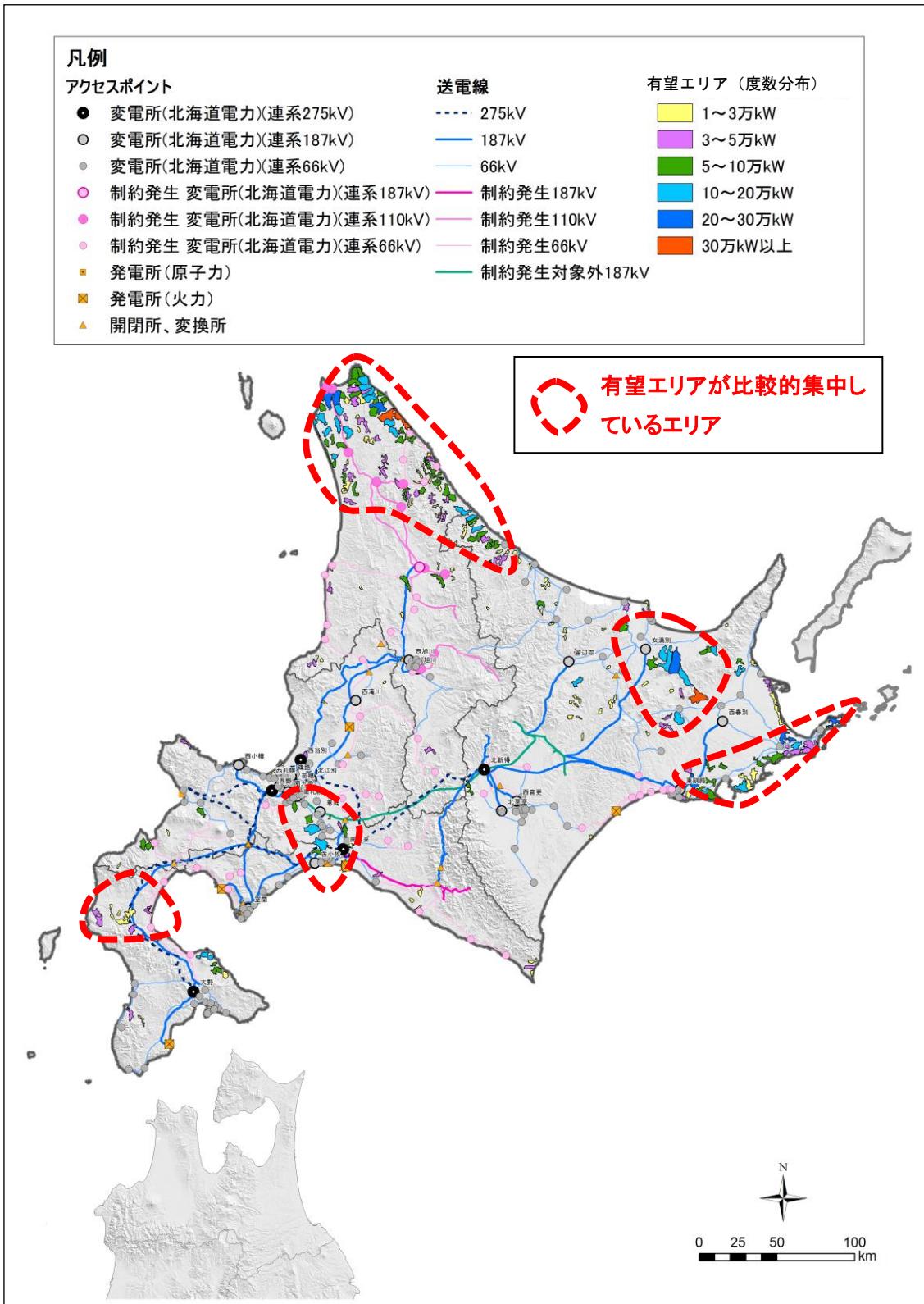


図 8-1 北海道における有望エリアと送電線の位置関係

なお、北海道の導入想定値（400 万 kW）に関して、導入ポテンシャルによって配分した結果を表 8-2 に示す。

一方、北海道では 2 回線 60 万 kW が基準となるが、設備の効率的活用の観点から、1 ルートあたりの 1/2 容量程度を下限とすると、系統整備検討エリア全体で 60 万×5.5 ルート＝330 万 kW となる。

このことから、系統整備検討エリアの導入想定値は 330 万 kW とする。

表 8-2 北海道における導入想定値の配分

区分	地域	導入ポテンシャル (陸上 6.0m/s 以上) ※基本シナリオ	導入ポテンシャル 小計	導入想定値の配分量
系統整備 検討エリア	道北	4,396 万 kW	9,342 万 kW (79.0%)	400×79%=316 万 kW ⇒330 万 kW とする
	道東	4,946 万 kW		
上記以外	道央	973 万 kW	2,481 万 kW (21.0%)	400×21%=84 万 kW
	道南	1,508 万 kW		
	計	11,822 万 kW	11,822 万 kW (100%)	400 万 kW

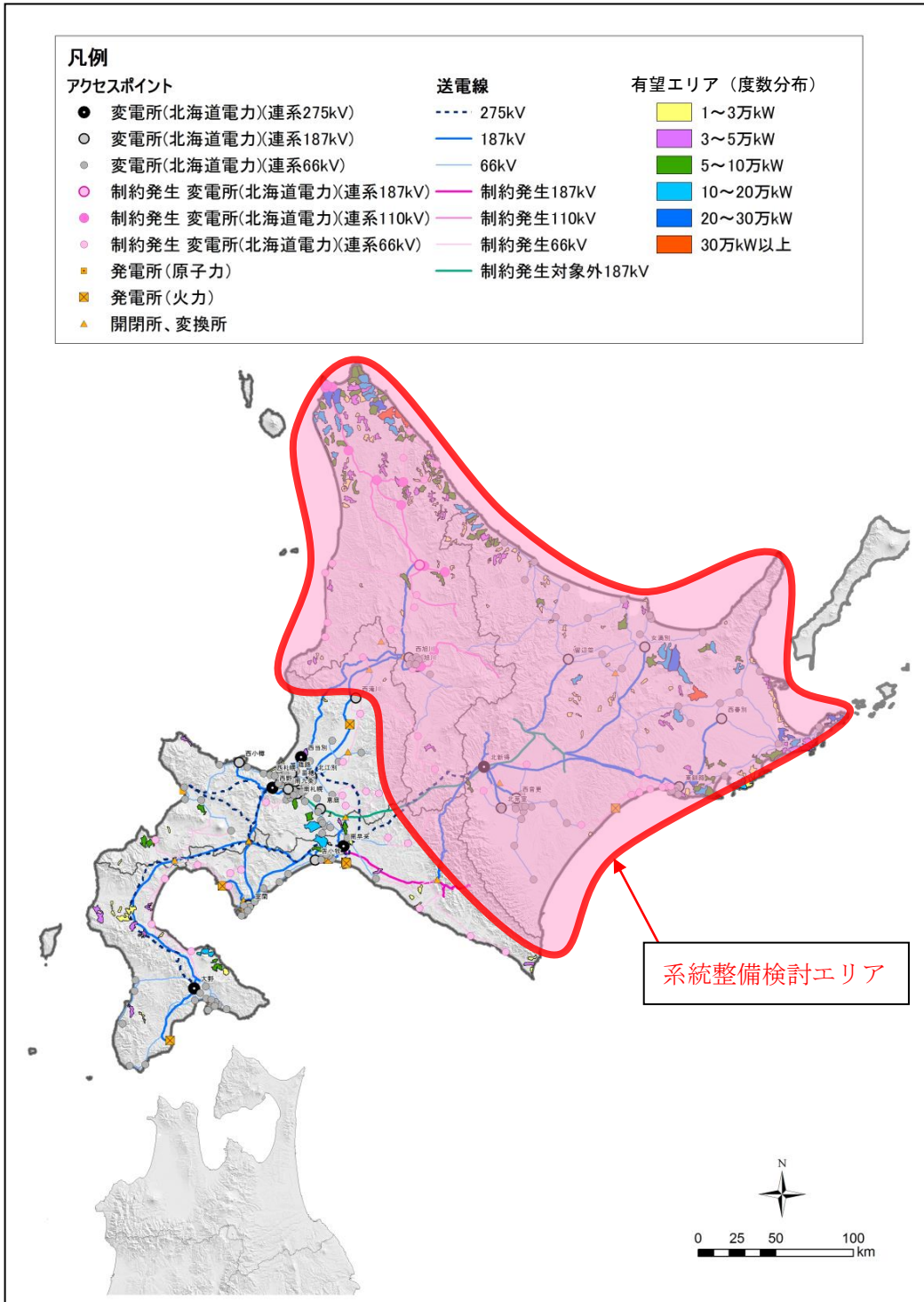


図 8-2 北海道における系統整備検討エリアの設定

8.1.2 東北に関する検討

東北における有望エリアの分布状況を表 8-3 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-3 に示す。東北に関しては以下のことが分かる。

- 1)導入想定値（陸上）は 1,250 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 1,987 万 kW となっており、有望エリアとしての余裕幅は比較的大きい。
- 2)有望エリアは、岩手県、福島県、青森県、次いで秋田県に多く存在するが、それらは系統制約がかかっているエリアと重複している。逆に、系統制約が少ない新潟県、山形県、宮城県には有望エリアが少ない。

東北は導入ポテンシャルが北海道に次いで二番目に大きく（3,803 万 kW、表 5-4）、その有望エリアは全域に分散していることから、東北全域を検討整備検討エリアと位置付け、その導入想定値は 1,250 万 kW とする。

表 8-3 東北における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
青森県	168	108	58	45	35	28	441
岩手県	74	118	127	105	80	58	563
宮城県	20	33	34	34	23	9	153
秋田県	81	77	44	24	8	11	246
山形県	44	36	18	18	16	6	138
福島県	46	62	74	98	102	62	445
新潟県	1	0	0	0	0	0	1
風速区分別計	435	434	355	324	264	175	1,987

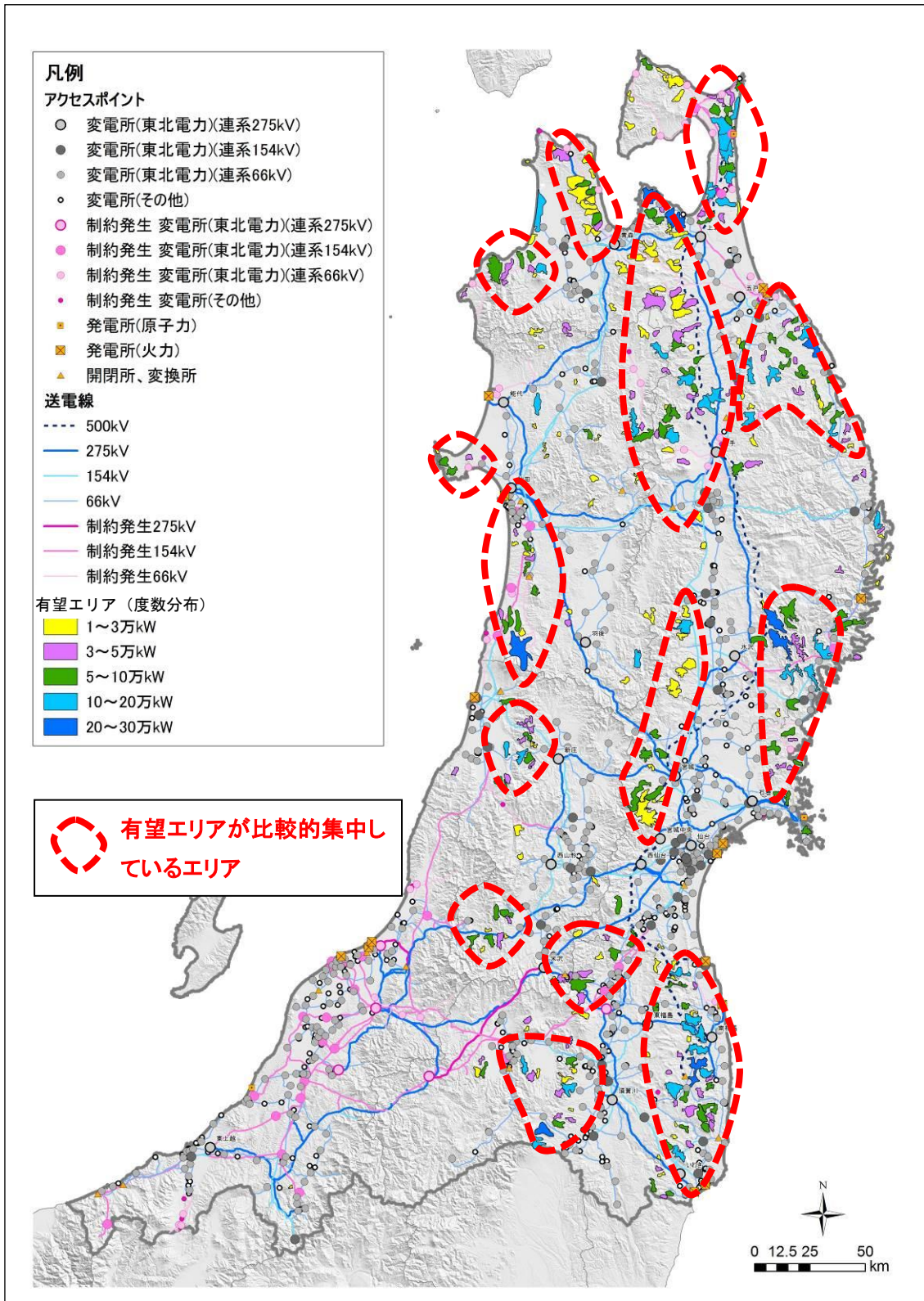


図 8-3 東北における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.3 東京に関する検討

東京における有望エリアの分布状況を表 8-4 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-4 に示す。東京に関しては以下のことが分かる。

- 1)東京の導入想定値（陸上）は 140 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 203 万 kW となっており、導入想定値に対しては十分な有望エリアが存在する。
- 2)有望エリアは静岡県が最も多く、千葉県、茨城県がそれに次いでいる。

表 8-4 東京における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

都県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	都県別 計
茨城県	11	12	8	5	0	0	0	36
栃木県	2	1	3	2	4	5	4	23
群馬県	10	5	1	0	0	0	0	16
埼玉県	0	0	0	0	0	0	0	0
千葉県	6	8	13	9	6	0	0	43
東京都	0	0	0	0	0	0	0	0
神奈川県	3	3	0	0	0	0	0	6
静岡県	7	8	16	28	17	4	0	80
風速区分別計	39	37	41	45	28	9	4	203

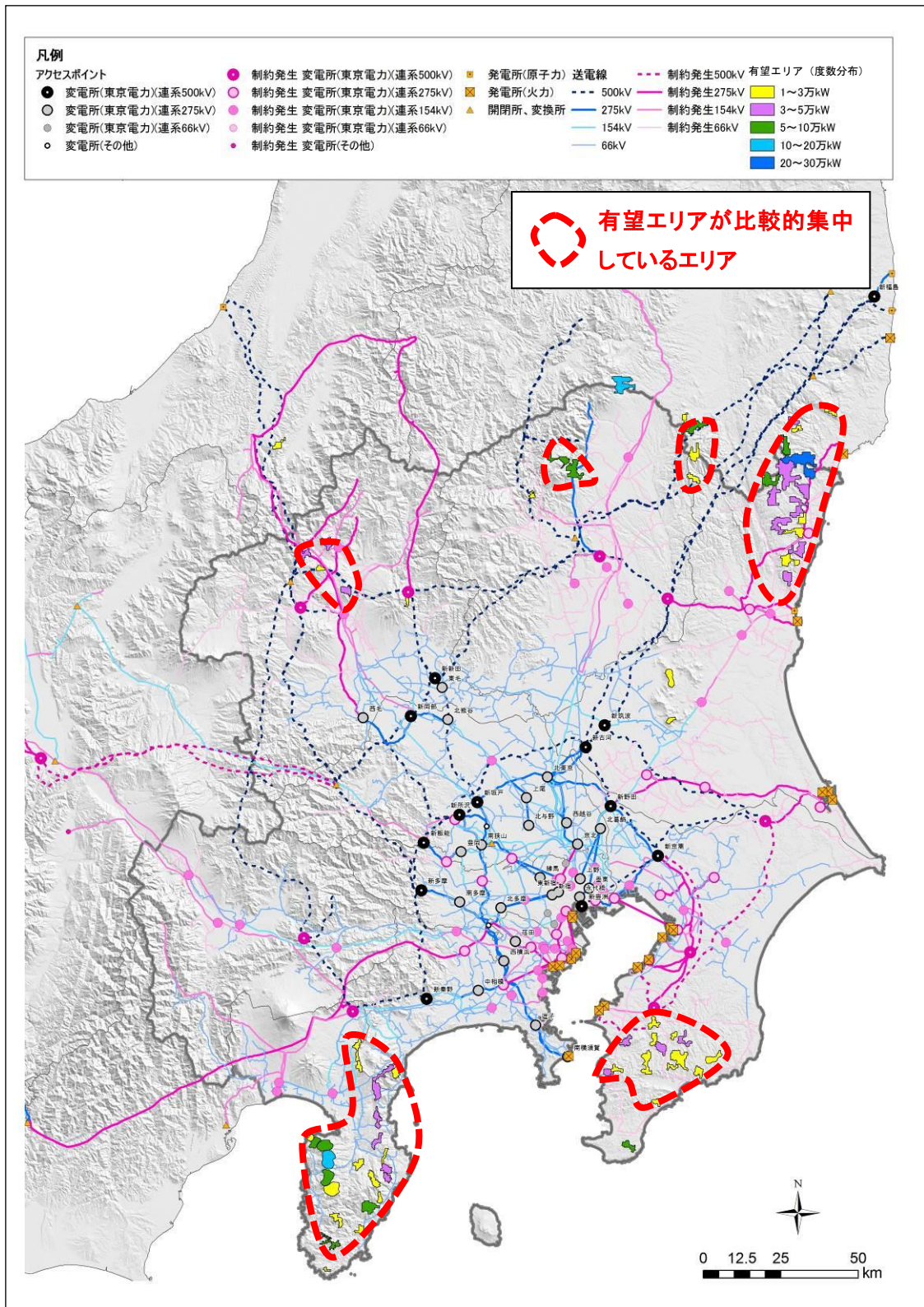


図 8-4 東京における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.4 北陸に関する検討

北陸における有望エリアの分布状況を表 8-5 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-5 に示す。北陸に関しては以下のことが分かる。

- 1)北陸の導入想定値（陸上）は 120 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 192 万 kW となっており、導入想定値に対しては十分な有望エリアが存在する。
- 2)有望エリアは石川県に集中しており、北陸全体の 79%を占めている。

表 8-5 北陸における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
富山県	6	2	0	0	0	0	0	8
石川県	66	67	20	0	0	0	0	152
福井県	11	11	8	2	0	0	0	32
風速区分別計	83	80	27	2	0	0	0	192

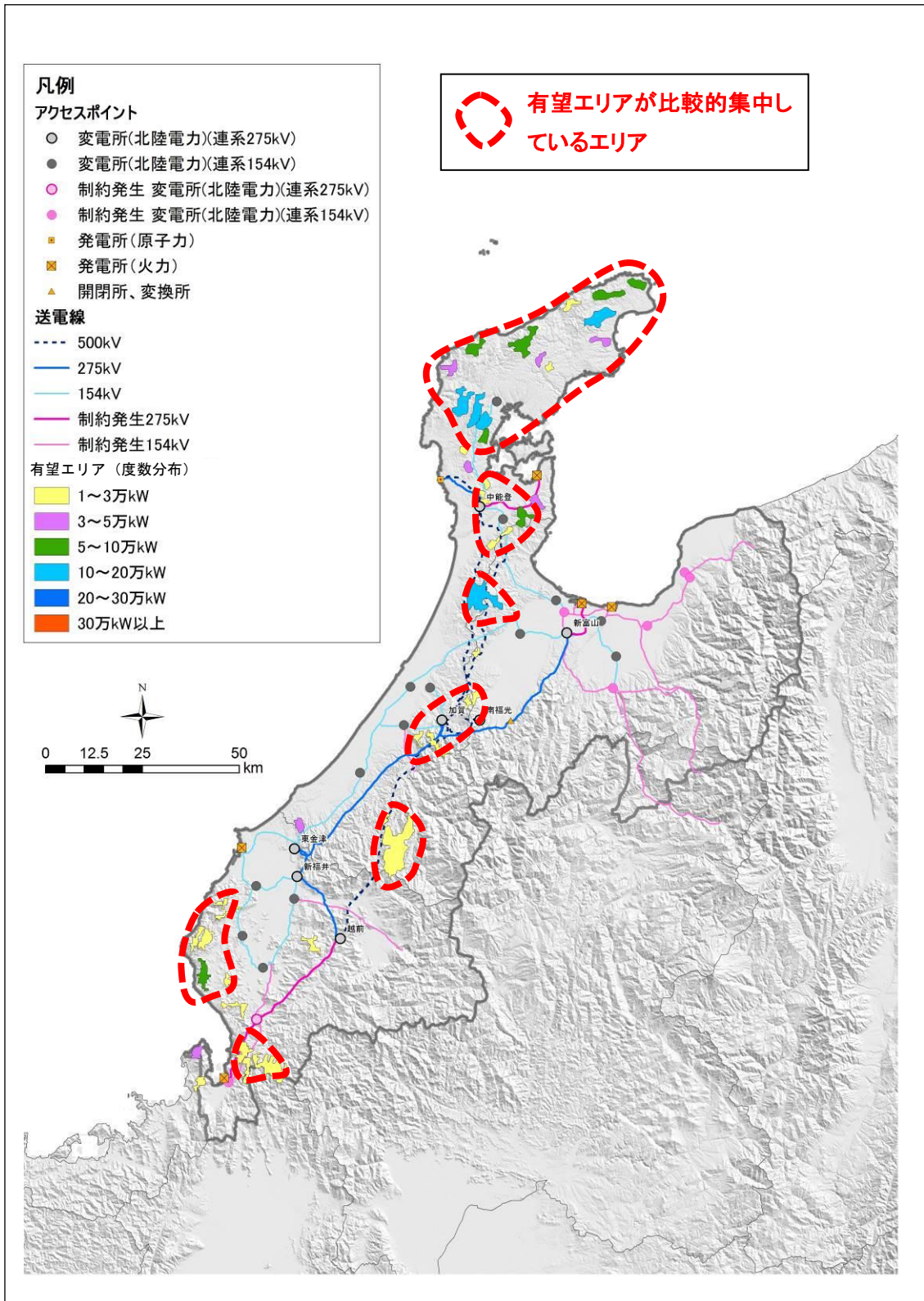


図 8-5 北陸における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.5 中部に関する検討

中部における有望エリアの分布状況を表 8-6 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-6 に示す。中部に関しては以下のことが分かる。

- 1) 中部の導入想定値（陸上）は 290 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 340 万 kW となっている。
- 2) 有望エリアは、三重県、愛知県に多く存在し、中部全体の 78% を占めている。

表 8-6 中部における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
長野県	13	10	5	5	1	0	0	34
岐阜県	3	2	2	2	1	1	0	10
静岡県	4	6	7	10	4	0	0	30
愛知県	16	15	24	23	16	2	1	97
三重県	25	37	35	38	23	11	1	169
風速区分別計	60	71	73	78	44	14	1	340

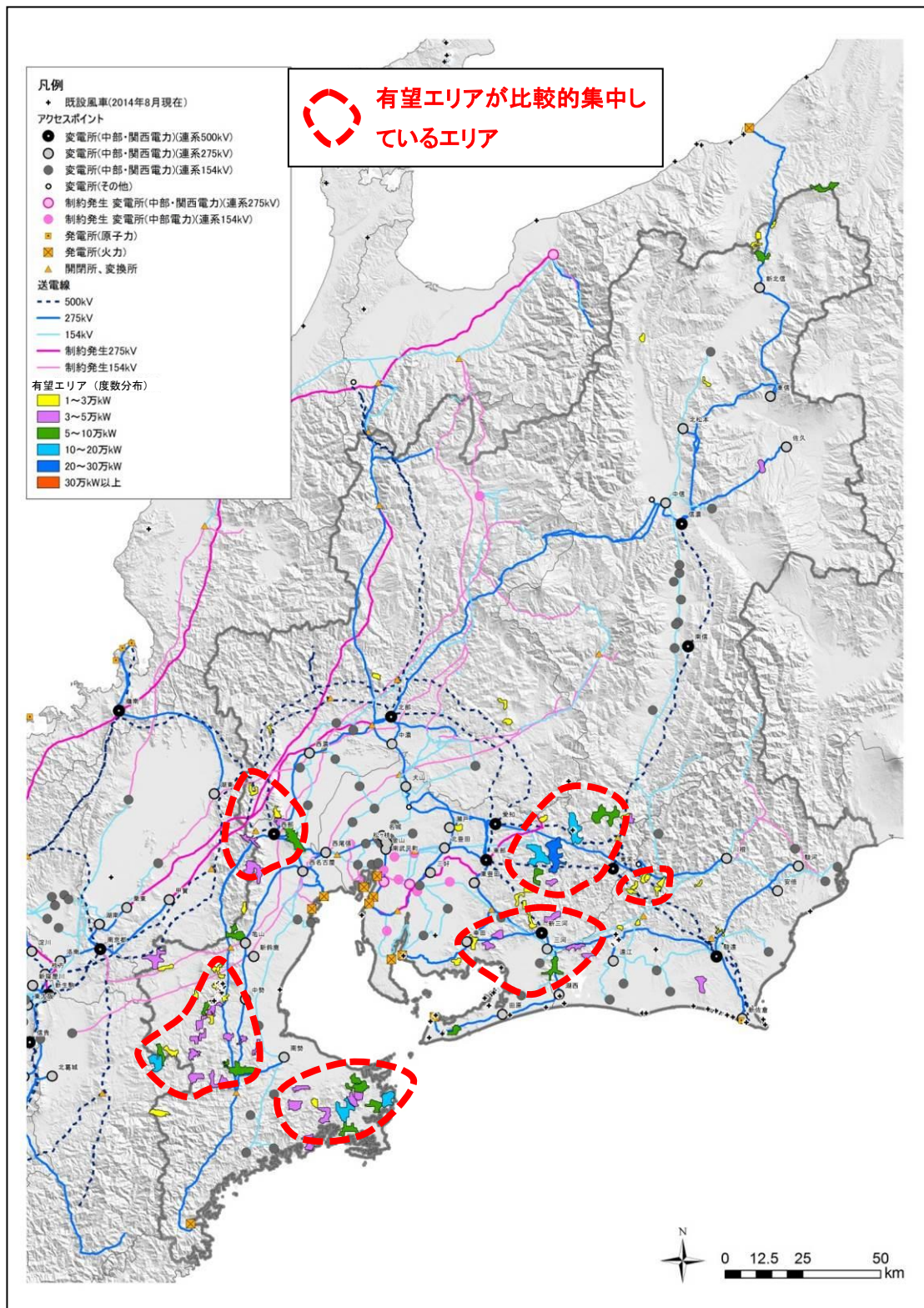


図 8-6 中部における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.6 関西に関する検討

関西における有望エリアの分布状況を表 8-7 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-7 に示す。関西に関しては以下のことが分かる。

- 1) 関西の導入想定値（陸上）は 320 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 327 万 kW となっており、余裕幅は少ない。
- 2) 有望エリアは滋賀県、和歌山県、京都府に多く存在している。

表 8-7 関西における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

府県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	府県別 計
福井県	1	1	0	0	0	0	0	3
三重県	2	2	1	0	0	0	0	4
滋賀県	20	24	15	11	15	9	2	96
京都府	12	19	17	9	3	0	0	61
大阪府	5	3	1	1	0	0	0	11
兵庫県	20	17	8	2	0	0	0	48
奈良県	5	10	7	8	1	1	0	32
和歌山県	21	21	14	13	5	0	0	73
風速区分別計	85	96	63	45	25	10	2	327

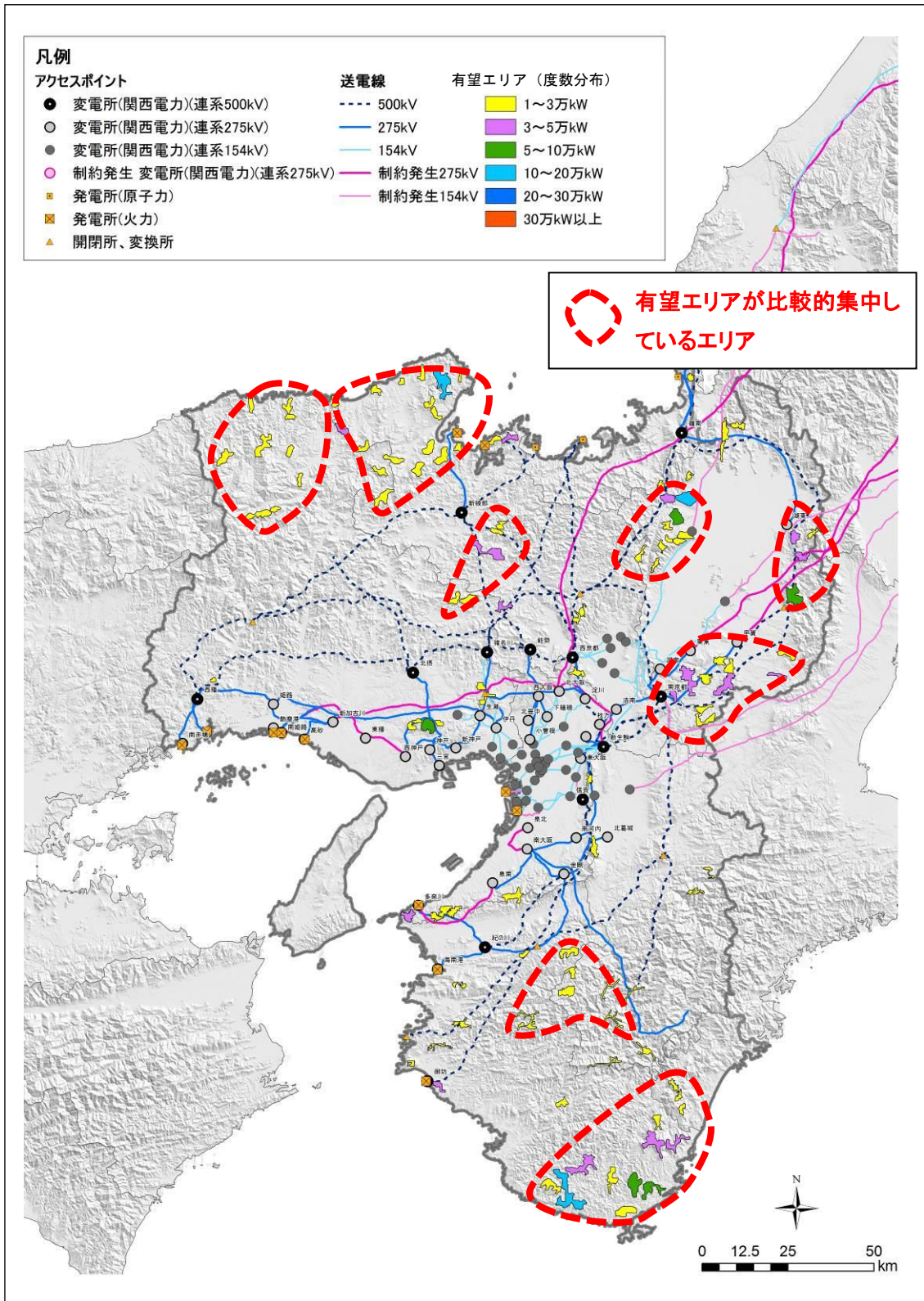


図 8-7 関西における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.7 中国に関する検討

中国における有望エリアの分布状況を表 8-8 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-8 に示す。中国に関しては以下のことが分かる。

- 1)中国の導入想定値（陸上）は 320 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 407 万 kW となっており、十分な有望エリアがある。
- 2)有望エリアは、山口県、広島県、島根県に多く存在する。中でも、中国山地周辺に集中している。

表 8-8 中国における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
鳥取県	15	8	3	1	1	0	0	28
島根県	25	29	31	18	3	1	0	107
岡山県	15	17	10	5	3	1	0	52
広島県	30	32	26	15	3	1	0	106
山口県	25	44	36	9	0	0	0	115
風速区分別計	110	130	106	48	10	3	0	407

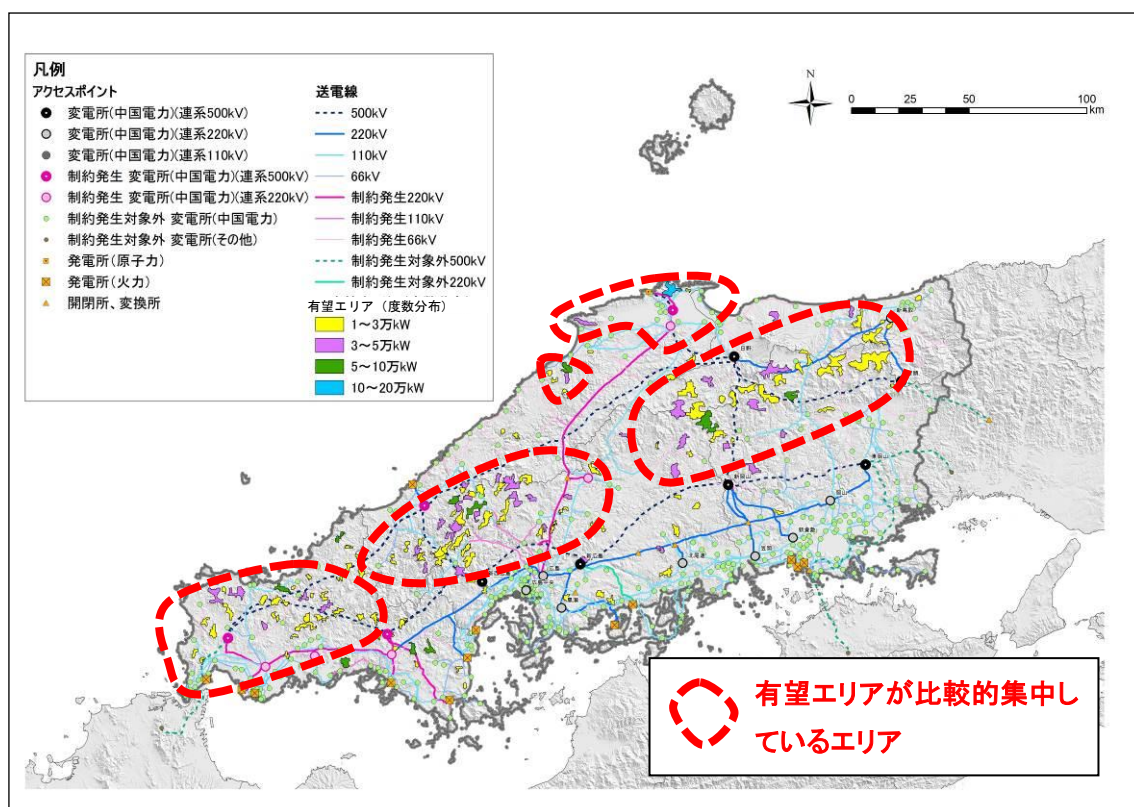


図 8-8 中国における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.8 四国に関する検討

四国における有望エリアの分布状況を表 8-9 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-9 に示す。四国に関しては以下のことが分かる。

- 1) 四国の導入想定値（陸上）は 130 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 149 万 kW となっており、一定の余裕はあることが分かる。
- 2) 有望エリアは、愛媛県、高知県、徳島県に多く分布しているが、系統がほとんど整備されていないところもある。

表 8-9 四国における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
徳島県	3	11	14	7	1	0	3	36
香川県	0	1	1	0	0	0	0	2
愛媛県	22	18	15	6	2	0	22	64
高知県	13	15	12	5	1	0	13	47
風速区分別計	38	46	43	18	4	0	38	149

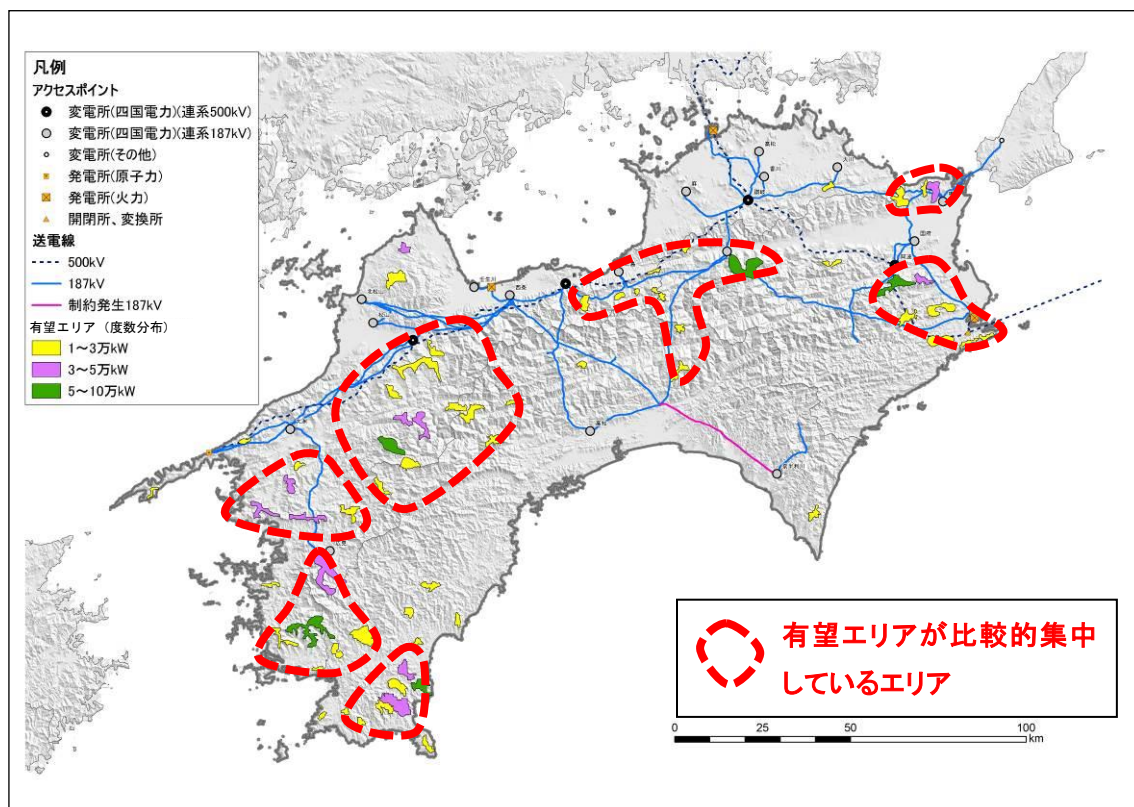


図 8-9 四国における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.9 九州に関する検討

九州における有望エリアの分布状況を表 8-10 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-10 に示す。九州に関しては以下のことが分かる。

- 1)九州の導入想定値（陸上）は 320 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 348 万 kW となっており、余裕幅は少ない。
- 2)有望エリアは鹿児島県と熊本県に多く存在しており、九州全体の 71%を占めている。

九州は導入ポテンシャルが北海道、東北に次いで全国で三番目に大きく（658 万 kW、表 5-4）、その有望エリアは全域に分散していることから、九州全域を系統整備検討エリアと位置付け、その導入想定値は 320 万 kW とする。

表 8-10 九州における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

県	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	県別計
福岡県	0	1	0	0	0	0	0	1
佐賀県	8	4	3	1	0	0	0	15
長崎県	3	5	1	1	0	0	0	9
熊本県	52	41	14	1	0	0	0	108
大分県	11	9	6	3	1	0	0	30
宮崎県	15	17	11	2	0	0	0	45
鹿児島県	30	41	32	24	12	0	0	140
風速区分別計	118	117	68	32	14	0	0	348

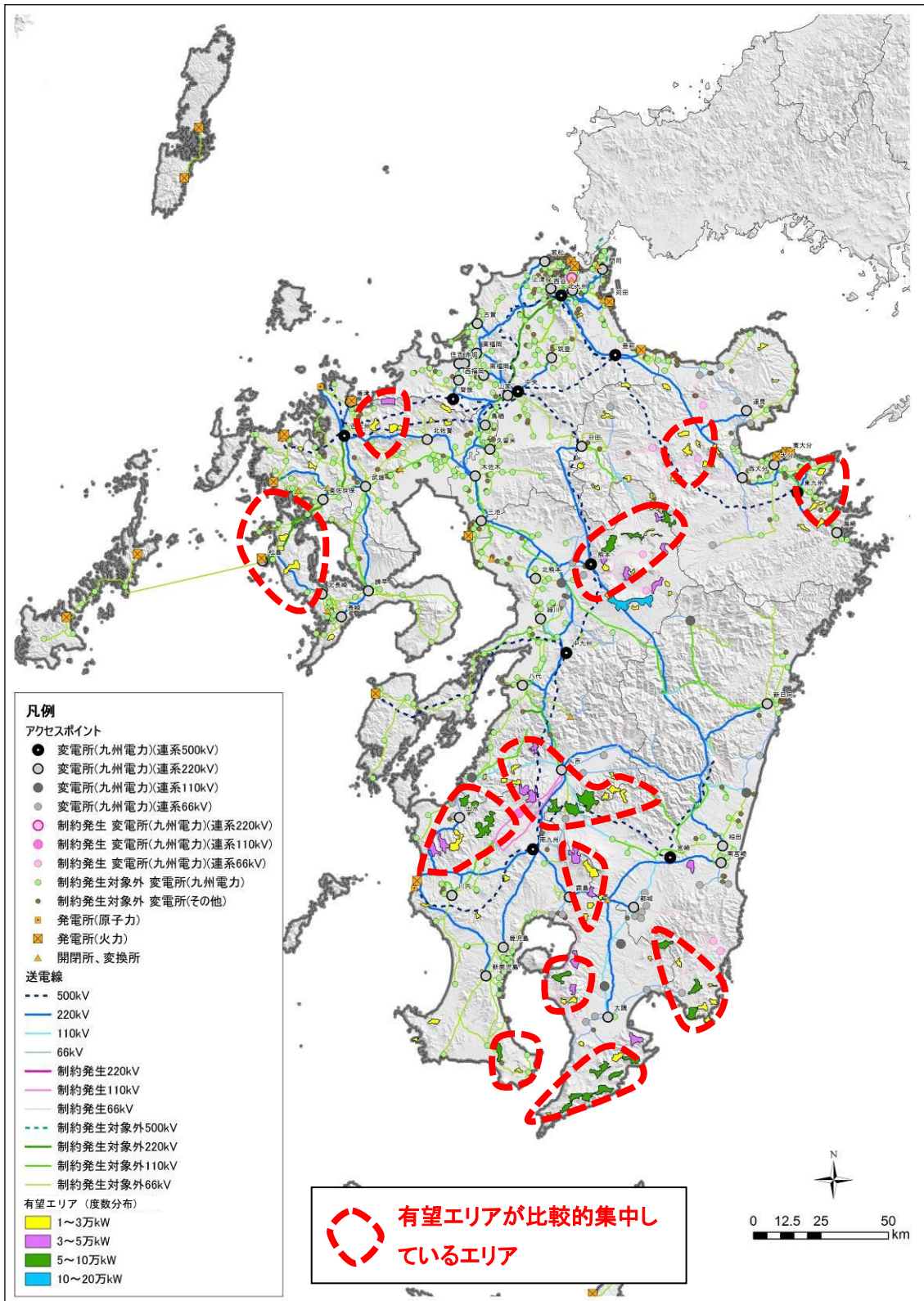


図 8-10 九州における有望エリアと送電線の位置関係

8.1.10 沖縄に関する検討

沖縄における有望エリアの分布状況を表 8-11 に、有望エリアと送電線の位置関係を図 8-11 に示す。沖縄に関しては以下のことが分かる。

- 1) 沖縄の導入想定値（陸上）は 60 万 kW であるのに対して、有望エリアの合計は 166 万 kW となっており、十分な風力有望エリアがある。
- 2) 既設送電線は需要の大きな南部側に集中している一方、有望エリアは県内の中部から北部に多く存在している。

表 8-11 沖縄における有望エリアの分布状況

単位：万 kW

地域	6.0～ 6.5m/s	6.5～ 7.0m/s	7.0～ 7.5m/s	7.5～ 8.0m/s	8.0～ 8.5m/s	8.5～ 9.0m/s	9.0m/s 以上	地域 別計
沖縄県北部	30	26	19	7	2	0	0	85
沖縄県中部	7	16	18	14	1	0	0	65
沖縄県南部	0	1	6	9	0	1	0	16
風速区分別計	37	43	43	30	3	1	0	166

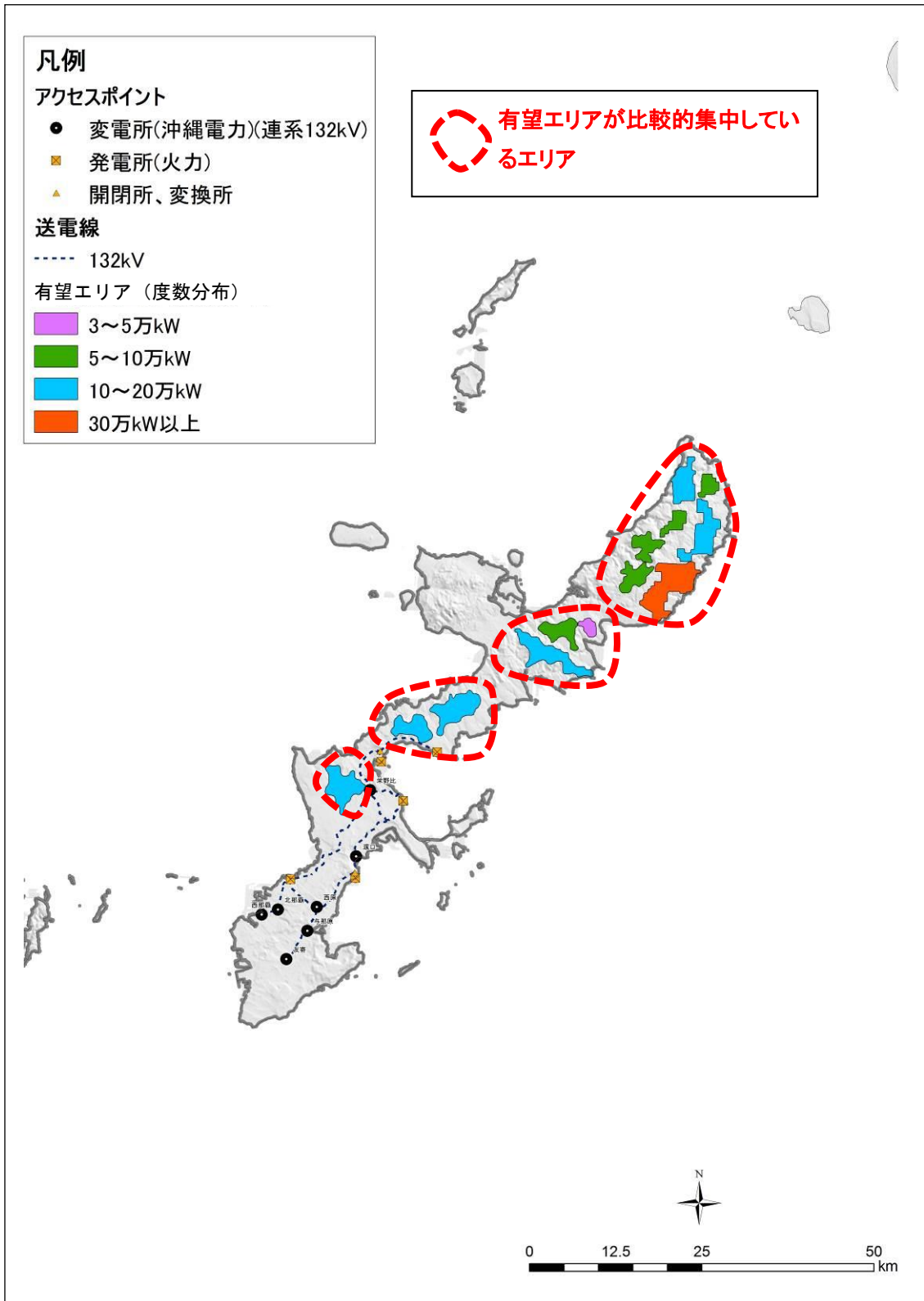


図 8-11 沖縄における有望エリアと送電線の位置関係

8.2 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

本検討の目的は、送電線や変電所容量、自然条件や法制度等の制約下において、6.1.4 で二次抽出された有望エリアから、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、既存電力システムのアクセスポイント（既設変電所）へ連系するための基本送電線配置パターンを検討することである。その際、風力発電専用新設送電線の建設コスト最小化を目的関数としている。

本検討は、8.1 で設定された各系統整備検討エリアに対して行う。本検討のイメージを図8-12 に示す。

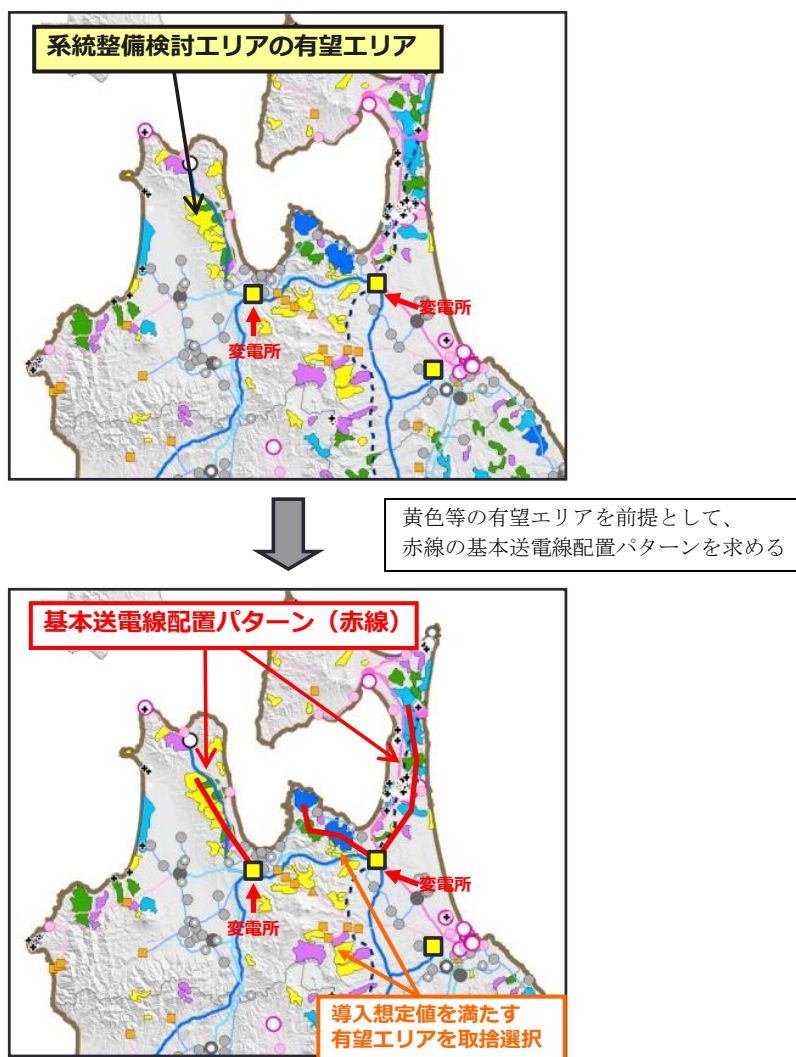


図 8-12 基本送電線配置パターンの検討イメージ

8.2.1 検討方法

(1) 基本送電線配置パターンの検討に用いる最適化手法

本検討では、「系統整備検討エリアにおいて、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、効率的に既存の電力系統に連系するための送電網を求める」という最適化問題を解くことにより、各系統整備検討エリアの基本送電線配置パターンを求める。

本検討の最適化問題における評価関数として、風況考慮指標（総建設コスト÷選択された有望エリアの年間総発電電力量）を導入し、連系されるウィンドファームの設備稼働率を考慮した新設送電網の総建設コストを最小化する。また、系統整備検討エリアから取捨選択した有望エリアの総設備容量が導入想定値以上でなければならないという制約条件を課す。図 8-13 に本検討で扱う最適化問題の評価関数と制約条件を示す。

最小化する評価関数：風況考慮指標（＝総建設コスト÷選択された有望エリアの年間総発電電力量）							
制約条件：選択した有望エリアの総設備容量 ≥ 導入想定値							
※総建設コスト：新設送電網の総建設コストと総変圧器設置コストの和							
※有望エリアの年間総発電電力量（kWh/年）＝設備容量（kW）×理論設備利用率（％）×利用可能率（％） ×出力補正係数×年間時間（24hr×365日）							
ここに利用可能率は95%、出力補正係数は0.90とし、理論設備利用率は平均風速別に下表により設定した。							
表 平均風速別の理論設備利用率							
平均風速	理論設備利用率	平均風速	理論設備利用率	平均風速	理論設備利用率	平均風速	理論設備利用率
6.0 m/s	25.3%	7.0 m/s	34.6%	8.0 m/s	43.1%	9.0 m/s	51.0%
6.1 m/s	26.3%	7.1 m/s	35.5%	8.1 m/s	43.9%	9.1 m/s	51.3%
6.2 m/s	27.2%	7.2 m/s	36.4%	8.2 m/s	44.7%	9.2 m/s	52.0%
6.3 m/s	28.1%	7.3 m/s	37.2%	8.3 m/s	45.5%	9.3 m/s	52.7%
6.4 m/s	29.1%	7.4 m/s	38.1%	8.4 m/s	46.3%	9.4 m/s	53.4%
6.5 m/s	30.0%	7.5 m/s	39.0%	8.5 m/s	47.0%	9.5 m/s	54.0%
6.6 m/s	30.9%	7.6 m/s	39.8%	8.6 m/s	47.8%		
6.7 m/s	31.8%	7.7 m/s	40.7%	8.7 m/s	48.5%		
6.8 m/s	32.8%	7.8 m/s	41.5%	8.8 m/s	49.2%		
6.9 m/s	33.7%	7.9 m/s	42.3%	8.9 m/s	49.9%		
※表の出典：環境省地球環境局地球温暖化対策課、平成25年度再生可能エネルギーに関する ゾーニング基礎情報整備報告書							

図 8-13 本検討で扱う最適化問題の評価関数と制約条件

本検討のアウトプットとなる基本送電線配置パターンは、後述する遺伝的アルゴリズム（GA）と拡張プリム法を併用した『最適送電ネットワーク計画プログラム（Net Optimizer with EXPRIMG）』により求める。遺伝的アルゴリズムでは、導入想定値を満たす有望エリアを取捨選択し、風況考慮指標が最小となるような準最適解を探索する。ま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を形成する。図 8-14 に本検討のフローを、

図 8-15 に本手法のイメージを示す。

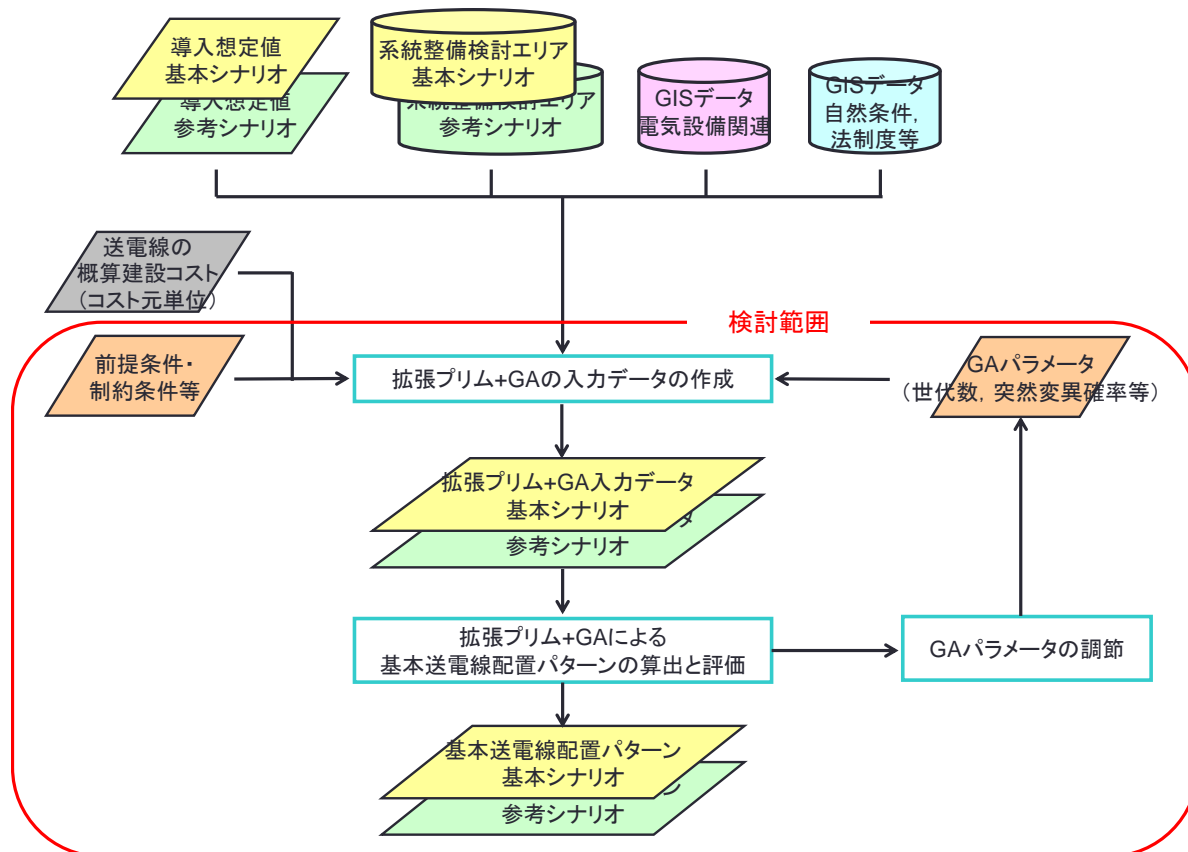


図 8-14 本検討のフロー

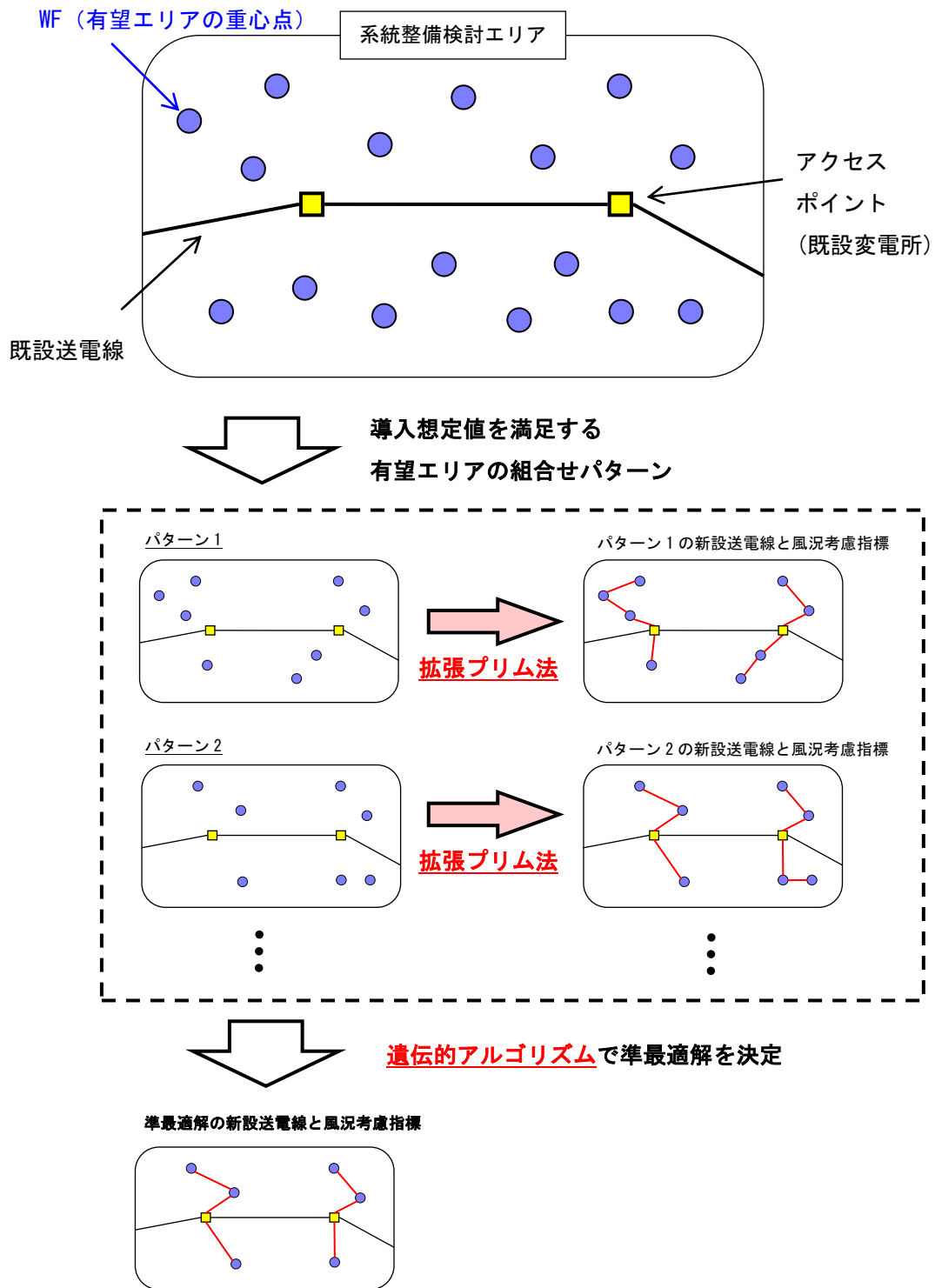


図 8-15 基本送電線配置パターンの検討に用いる最適化手法のイメージ

(2) 遺伝的アルゴリズム (GA)

遺伝的アルゴリズム (以降、GA) とは、生物の進化を模擬した学習的アルゴリズムである。GA では、解の候補を個体と呼び、個体は遺伝子と呼ばれる個体の性質を表す情報を保持している。さらに、各個体は適合度と呼ばれる個体の生き残りやすさを表す情報を持っており、GA ではこの適合度を通じて解の選別が行われる。

本検討では、有望エリアの組合せパターン (図 8-15 におけるパターン) を個体とし、各個体の遺伝子は、系統整備検討エリアに存在する全有望エリアの選択状況に対応するものとしている。具体的には、遺伝子は有望エリアの選択の有無によって 0 または 1 の値を取る整数値の並びであり、その長さは全有望エリアの数となる。

適合度は、次式に示すように、拡張プリム法により求めた新設送電網より算出する。

$$\phi = \frac{1}{1+|f|}$$

ここで、 ϕ は個体の適合度であり、 f は拡張プリム法により求めた新設送電網に対する風況考慮指標である。よって、適合度は風況考慮指標が小さい場合に大きな値を、大きい場合に小さな値を取ることになる。したがって、風況考慮指標の最小化は適合度の最大化に対応する。なお、個体が制約 (選択した有望エリアの総設備容量 \geq 導入想定値) を満たさない場合は、次式より、ペナルティを課した評価関数を用いて適合度を算出¹する。

$$\phi = \frac{1}{1+|f_{\max} + |g||}$$

ここで、 f_{\max} は全個体中の風況考慮指標の最大値であり、 g は制約違反量 (選択した有望エリアの総設備容量 - 導入想定値) である。

GA による準最適解の決定手順を図 8-16 に示す。また、本検討で使用している GA の設定を表 8-12 に、準最適解を求める上で調整が必要な GA パラメータを表 8-13 に示す。

¹ K. Deb (2000): An efficient constraint handling method for genetic algorithms. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 186(2), 311-338.

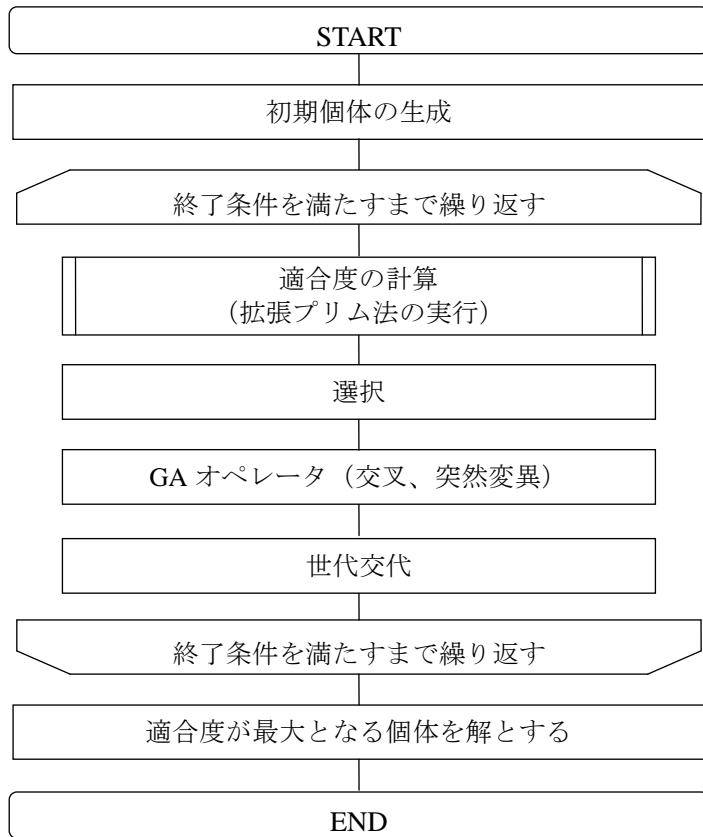


図 8-16 GA による準最適決定の手順

表 8-12 本検討における GA の設定

項目	GA の設定
初期個体の生成	・疑似乱数による個体生成
選択	・トーナメント選択 (トーナメントサイズは 2)
適合度の計算	・拡張プリム法から計算した新設送電網より算出 (制約条件の考慮方法は Deb (2000) に基づく)

表 8-13 調整が必要な GA パラメータ

項目	調整が必要な GA パラメータ
初期個体の生成	・個体数
GA オペレータ	・交叉確率 ・交叉方法 (一点/二点/一様) ・突然変異確率
終了条件	・世代数

(3) 拡張プリム法

拡張プリム法は、グラフ構造の最小全域木を求める手法であるプリム法を拡張し、送電線の建設コストや送電容量を考慮できるようにした準最適化手法²である。本検討では、有望エリアをグラフ構造におけるノード、新設送電線をエッジとして扱い、準最適化された新設送電網（最小全域木）を求める。ここで、全域木とは、対象となるグラフの全ノードを含むエッジの部分集合から構成される木であり、最小全域木とは、全域木の中でエッジの重みの総和が最小となる木を意味する。なおエッジの重みは、ノード間の最短距離に送電線の建設コスト（単位距離当たり）を乗じたものとする。ノード間の最短距離についてはダイクストラ法³により求める。

拡張プリム法では、プリム法で「重みが最小のエッジ」を探索する際に、作りかけの送電網に過負荷が生じるか確認し、過負荷が生じる場合は、逐次線種格上げに伴うコスト増をエッジの重みに上乗せする。図 8-17 にプリム法と拡張プリム法の差異を示す。拡張プリム法は準最適解ではあるものの、別手法により大局的最適解と一致していることが確認されており²、短時間で十分精度の高い解を得られる実用性の高い手法であると言える。なお本検討では、グラフ構造を形成する段階においては、後述する各種制約条件（8.2.2（2）②、8.2.2（2）③参照）に違反するノードを接続しないようにするという処理を行っている。

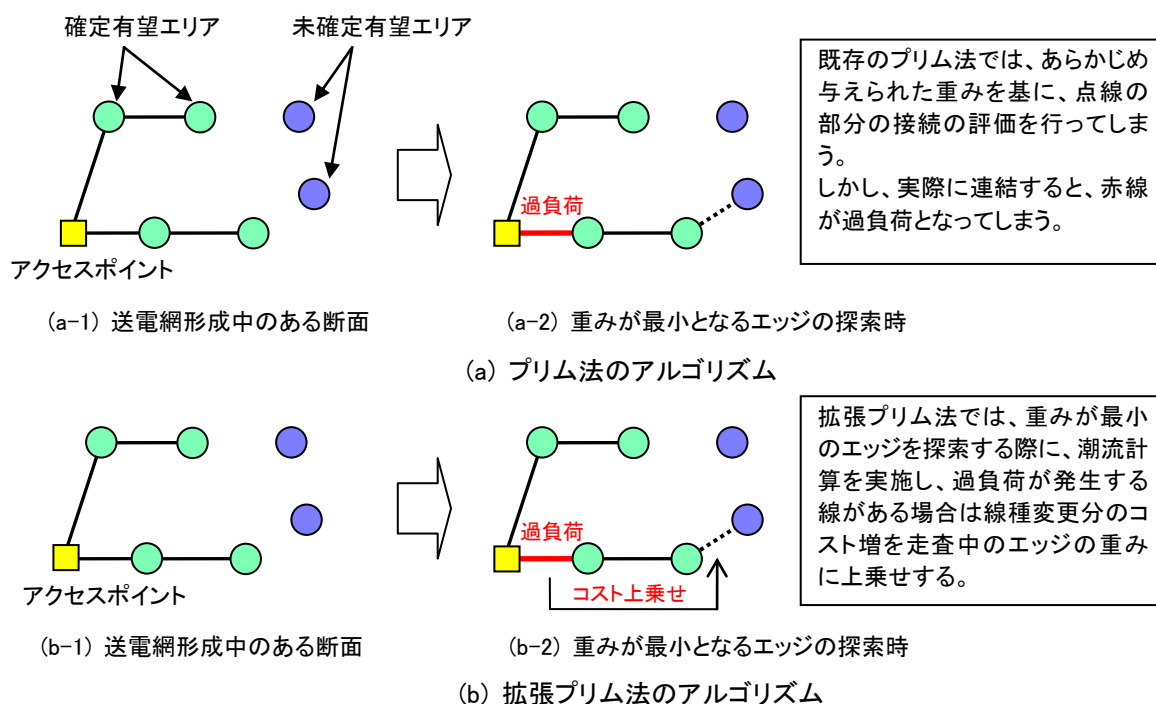


図 8-17 プリム法と拡張プリム法の差異

² I. Kousaka, D. Yamashita, Y. Nakanishi, R. Yokoyama, and K. Iba (2014): Cost-minimum network planning in large wind farm using revised Prim's algorithm. *IEEE ISGT 2014*.

³ E.W. Dijkstra (1959): A note on two problems in connexion with graphs. *Numerische Mathematik*, **1**, 269-271

8.2.2 検討条件

(1) 前提条件

① 解析対象と評価関数

解析対象は、各系統整備検討エリアにおいて、陸上の風力発電専用新設送電線が、アクセスポイント（以下、「AP」として記載する場合がある）として既設変電所に連系するまでの新設送電網を対象とし、ウィンドファームへの引込み線及び所内線は対象外とした。図 8-18 に解析対象のイメージを示す。

また、評価関数は図 8-13 に示す『風況考慮指標』とした。

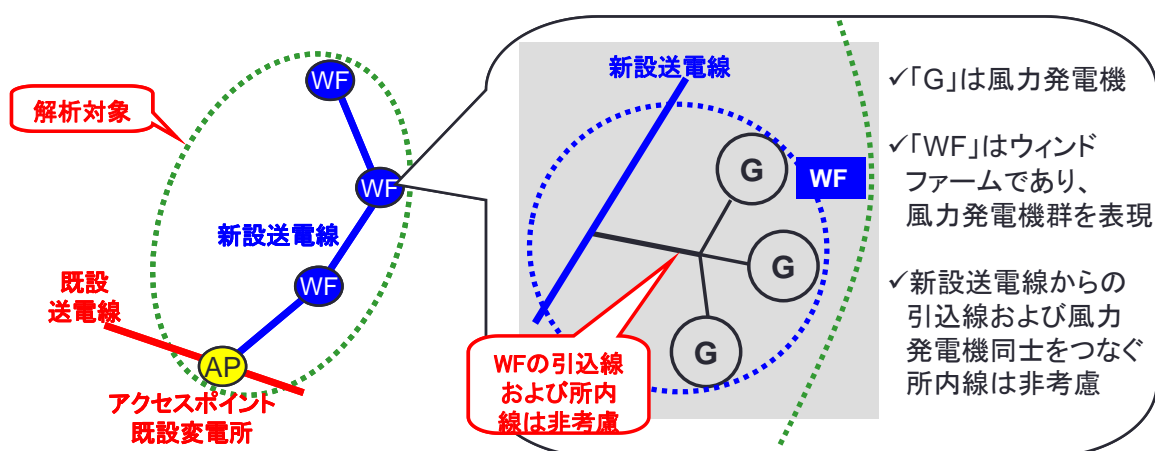


図 8-18 解析対象のイメージ

② 電圧階級

本事業では、標準的なウィンドファーム設備容量を 2～5 万 kW 程度以上とする前提から、これらを連系するのに十分な電圧階級として、新設送電線は各電力供給エリアで上位から 3 番目、アクセスポイントは各電力供給エリアで上位から 2 番目とした。表 8-14 に新設送電線とアクセスポイントの電圧階級を示す。

表 8-14 新設送電線とアクセスポイントの電圧階級

北海道		東北		九州	
AP	新設送電線	AP	新設送電線	AP	新設送電線
187kV	110kV	275kV	154kV	220kV	110kV

③ 新設送電線

使用する新設送電線の線種は各電力供給エリアで共通とし、2回線送電線とした。表 8-15 に使用する線種、送電容量、及び 7.3.2 で算定された原単位を基に算出した概算建設コストを示す。TACSR とは鋼心耐熱アルミ合金より線のことで、使用温度を高くすることができることから、許容電流を大幅に増加することが可能で、大容量送電線に使用される。TACSR に続く数値は「公称断面積」と呼ばれ、電線の断面積（サイズ）を示す。この数値が大きいほど多くの電流を流すことができる。

なお、2回線送電線を前提として、ウィンドファームの定格出力時に過負荷とならないような送電容量（熱容量）の線種を選択するようにした。これは、1回線故障時には定格出力の半分が送電可能であり、またウィンドファームが同時に定格出力となる最過酷条件である。

表 8-15 新設送電線に使用する線種と概算建設コスト

線種×導体数	回線数	電圧階級 154kV		電圧階級 110kV	
		送電容量 (MVA)	建設コスト (億円/km)	送電容量 (MVA)	建設コスト (億円/km)
TACSR160×1	2	386	3.37	276	3.18
TACSR240×1	2	509	3.42	363	3.23
TACSR310×1	2	615	3.47	439	3.28
TACSR410×1	2	720	3.52	514	3.33
TACSR610×1	2	912	3.65	651	3.44

④ アクセスポイント

新設送電線専用、各電力供給エリアの標準容量の変圧器を、既設変電所であるアクセスポイントに増設することを前提とした。変圧器の容量が不明の場合は、使用する新設送電線線種の最大送電容量を考慮して仮定した。表 8-16 に増設する変圧器容量を示す。

変圧器を増設する概算コストは、メーカー等へのヒアリングにより推算した。

表 8-16 増設する変圧器容量と概算コスト（1台あたり）

電力供給エリア	変圧器容量 (MVA)	変圧器概算コスト (億円)
北海道	350 ^{※2}	8.9
東北	450 ^{※1}	10.3
九州	350 ^{※2}	8.9

※1 東北は「系統計画作成基準 平成 17 年 4 月 1 日改正」を参照

※2 北海道・九州は表 8-15 より仮定

(2) 制約条件

① 導入想定値

シナリオ別・系統整備検討エリア別において、連系されたウィンドファーム総設備容量が、前工程にて設定された導入想定値（表 8-17）を満足しなければならない。

表 8-17 シナリオ別・系統整備検討エリア別の導入想定値

基本シナリオ					参考シナリオ
北海道	東北			九州	東北
	東北一体	浜通り除く	福島浜通り		浜通り除く
330 万 kW	1,250 万 kW	1,110 万 kW	210 万 kW	320 万 kW	400 万 kW

② アクセスポイントのウィンドファーム連系量上限値

アクセスポイントのウィンドファーム連系量上限値（=アクセスポイントに連系可能なウィンドファーム設備容量の合計値）は、各電力供給エリアのアクセスポイントの電圧階級における標準線種の中で、最大送電容量（熱容量）の 1/2 程度を目安に、アクセスポイントに増設する変圧器容量の整数倍とし、力率は 0.95 とした。ただし 10MW（1 万 kW）単位は切り捨てた。表 8-18 にアクセスポイントのウィンドファーム連系量上限値を示す。

各電力供給エリア最上位電圧階級の既設送電線が接続される AP の連系量上限値は、表 8-18 の 2 倍とした。

また東北は有望エリアが分散しているため、分散導入の観点より、AP の連系量上限値は表 8-18 の 1/2 とした。

表 8-18 アクセスポイントの連系量上限値

地域	AP の電圧階級 (kV)	最大送電容量の標準線種×導体数	回線数	送電容量 (MVA)	連系量上限 (MVA)	連系量上限 (MW)
北海道	187	TACSR810×1	2	1,321	$1,321 \div 2 \div 350 \times 2$	600
東北	275	TACSR610×2	2	3,257	$3,257 \div 2 \div 450 \times 4$	1,700
九州	220	TACSR810×4	2	6,191	$6,191 \div 2 \div 350 \times 9$	2,900

③ 新設送電線（最大亘長、敷設回避条件）

ウィンドファームの分散導入や保守性の観点から、新設送電線の最大亘長を 100km に制限した。図 8-19 に、本事業で整備した既設送電線データから、東北電力供給エリアのアクセスポイント電圧階級（275kV）における既設送電線を抽出した際の亘長ヒストグラムを示す。これより、100km を超える送電線は限定的であることから、現実に応じた制約であると考えられる。

また、自然条件や法規制などを考慮し、送電線敷設回避条件を以下のとおり設定した。

- ✓ 自然公園（特別保護区、第 1 種特別地域）
- ✓ 自然環境保全地域（原生自然保全地域、特別地区）
- ✓ 世界自然遺産、鳥獣保護区、航空法に基づく制限地域
- ✓ 1,200m 以上の高標高地域

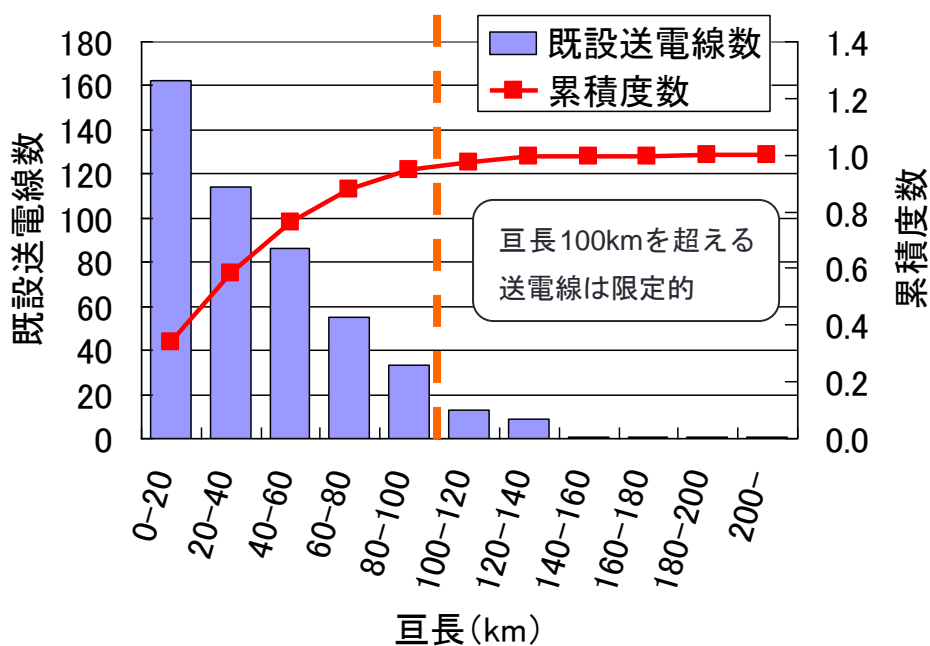


図 8-19 東北電力供給エリアのアクセスポイント電圧階級における亘長ヒストグラム

(3) 検討外の項目

① 洋上風力からの連系

陸上の新設送電網計画を対象としていることから、洋上風力からの連系については考慮しないこととした。

② 新設送電線の線種選択

ウィンドファームが定格出力時の最過酷条件における陸上の新設送電網計画を対象としていることから、ウィンドファームの出力変動、抑制運転及び送電損失を考慮した線種選択は行わないこととした。ただし送電損失に関しては、「8.3 潮流と電圧の評価」で評価した。

③ 建設コスト

7.3.2 にて算定された地形区分毎のコスト原単位の差は、平均概算建設コストの約±10%のため、地形区分は考慮せず、送電線の線種毎に平均概算建設コストを用いることにした。また、算出されていない線種のコストは、線形補間にて求めた。なお、概算建設コストに用地費は含まれていない。

8.2.3 検討結果

(1) 北海道電力供給エリアに関する検討結果

① 基本シナリオ

図 8-20、図 8-21、表 8-19 に、北海道：基本シナリオにおける基本送電線配置パターン検討結果を示す。

ここで図 8-21 において、●が二次抽出された有望エリアの重心位置である。色によって設備容量（万 kW）の分類を示すとともに、その大きさで年間総発電電力量（億 kWh）を示している。なお、本項及び次項で使用される同様の図についても同じ表示方法としている。

- ✓ 道北地域に偏在している有望エリアを効率よく連系するため、道北地域に仮想のアクセスポイントを 2 箇所設置し、西名寄アクセスポイントから 2 箇所の仮想アクセスポイントまで、それぞれ直線で新設送電線を敷設する仮定とした。表 8-19 に示す西名寄の結果は、西名寄－仮想アクセスポイント間と仮想アクセスポイントに連系された新設送電線の建設コストも含まれている。
- ✓ 導入想定値 330 万 kW に対して、351.6 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 有望エリアが偏在しているため、ウィンドファームが連系されているアクセスポイントは 4 箇所に限られている。

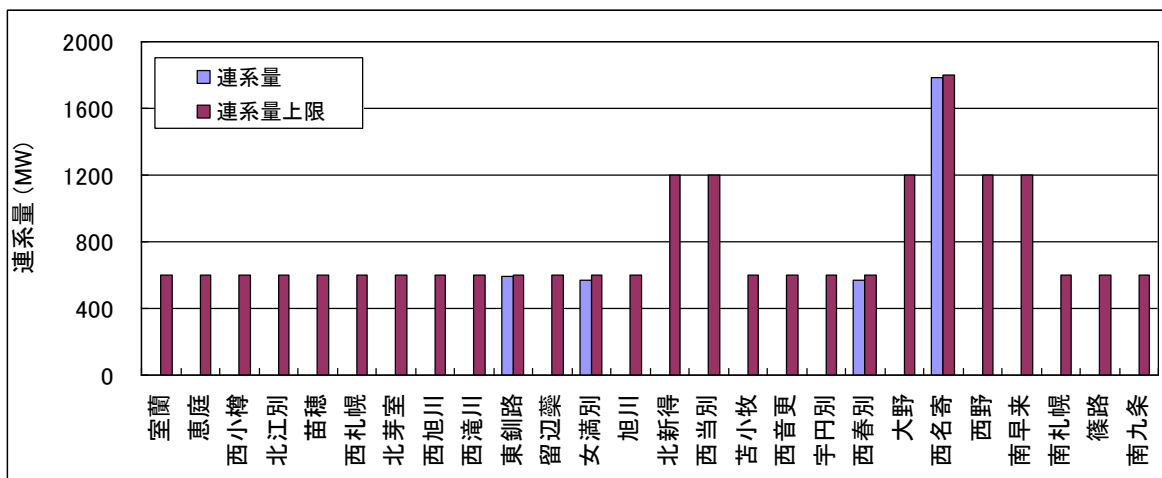


図 8-20 AP 連系量 (北海道：基本シナリオ)

表 8-19 基本送電線配置パターン検討結果 (北海道：基本シナリオ)

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
8	室蘭	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
47	恵庭	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
49	西小樽	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
62	北江別	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
64	苗穂	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
66	西札幌	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
73	北芽室	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
88	西旭川	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
93	西滝川	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
95	東釧路	60	59.1	15.3	29.8	138.0	23357	9.04	3.80	1	0.8	0.9
96	留辺蘂	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
97	女満別	60	57.0	16.2	27.8	131.5	23092	8.10	3.86	1	0.7	0.8
114	旭川	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
141	北新得	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
144	西当別	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
151	苫小牧	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
172	西音更	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
204	宇門別	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
212	西春別	60	57.2	15.2	38.7	160.3	28051	10.58	3.77	1	0.9	1.1
216	大野	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
226	西名寄	180	178.4	45.2	114.6	1049.3	58814	23.23	3.58	3	2.1	2.4
227	西野	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
243	南早来	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
253	南札幌	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
258	篠路	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
299	南九条	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			351.6	91.8	114.6	1479.1	42069	16.11	3.65		1.4	1.7

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{(1 - (1+r)^{-n})}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

(2) 東北電力供給エリアに関する検討結果

① 基本シナリオ：東北一体検討ケース

図 8-22、図 8-23、表 8-20 に、基本シナリオ：東北一体検討ケースにおける基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 岩手アクセスポイント近傍は多くの有望エリアが存在するため、効率のよい新設送電網となるように、岩手アクセスポイントの連系量上限値のみ 1.5 倍とした。
- ✓ 導入想定値 1250 万 kW に対して、1259.3 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 有望エリアが多く存在する東北北部で、アクセスポイントの連系量上限値までウィンドファームが連系されているが、他のアクセスポイントでも多くのウィンドファームが連系されており、分散導入を考慮した結果となっている。

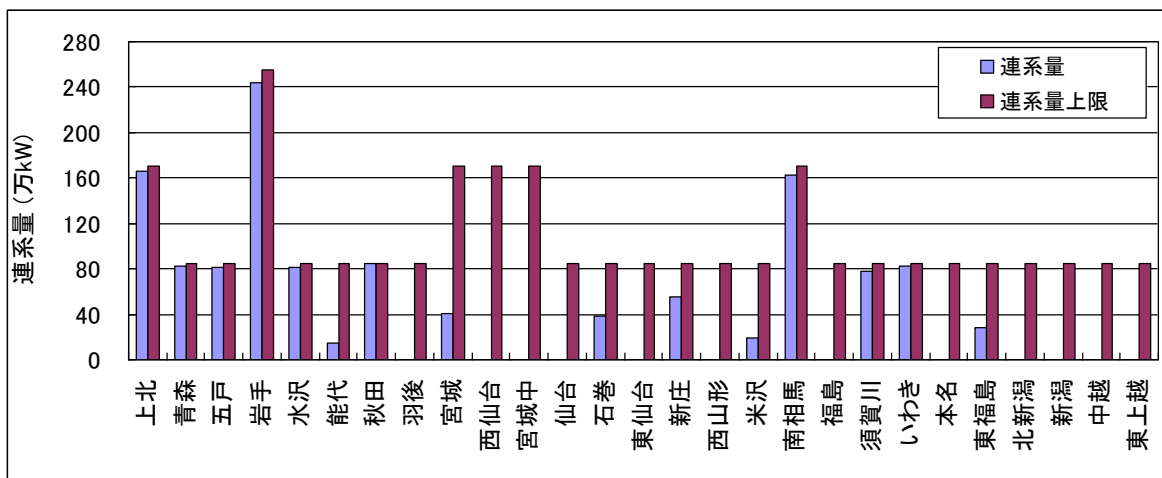


図 8-22 AP 連系量 (基本シナリオ：東北一体検討ケース)

表 8-20 基本送電線配置パターン検討結果 (基本シナリオ：東北一体検討ケース)

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	165.5	51.0	59.8	452.5	27347	8.87	3.84	2	0.8	0.9
827	青森	85	82.4	20.5	87.8	353.0	42848	17.25	3.69	1	1.5	1.8
706	五戸	85	81.4	23.9	48.4	244.3	30021	10.24	3.86	1	0.9	1.1
638	岩手	255	244.1	78.5	94.7	941.0	38553	11.99	3.73	3	1.1	1.3
532	水沢	85	81.7	27.1	42.7	236.2	28934	8.70	3.81	1	0.8	0.9
653	能代	85	15.1	3.9	15.5	73.0	48358	18.96	4.70	1	1.7	2.0
883	秋田	85	84.8	22.8	88.8	354.9	41855	15.56	3.75	1	1.4	1.6
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	41.1	13.0	40.0	208.4	50756	16.03	3.75	1	1.4	1.7
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	38.1	11.5	30.5	194.6	51092	16.90	3.78	1	1.5	1.8
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	55.3	17.7	42.3	192.0	34695	10.87	3.82	1	1.0	1.1
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	18.8	6.0	20.7	90.5	48239	15.22	4.37	1	1.4	1.6
849	南相馬	170	162.6	52.8	45.3	405.7	24944	7.68	3.84	2	0.7	0.8
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	77.8	28.5	68.3	276.2	35482	9.68	3.77	1	0.9	1.0
585	いわき	85	82.7	26.8	66.4	275.1	33249	10.25	3.76	1	0.9	1.1
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	27.9	9.2	32.5	130.4	46660	14.19	4.01	1	1.3	1.5
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			1259.3	393.1	94.7	4427.8	35162	11.26	3.80		1.0	1.2

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

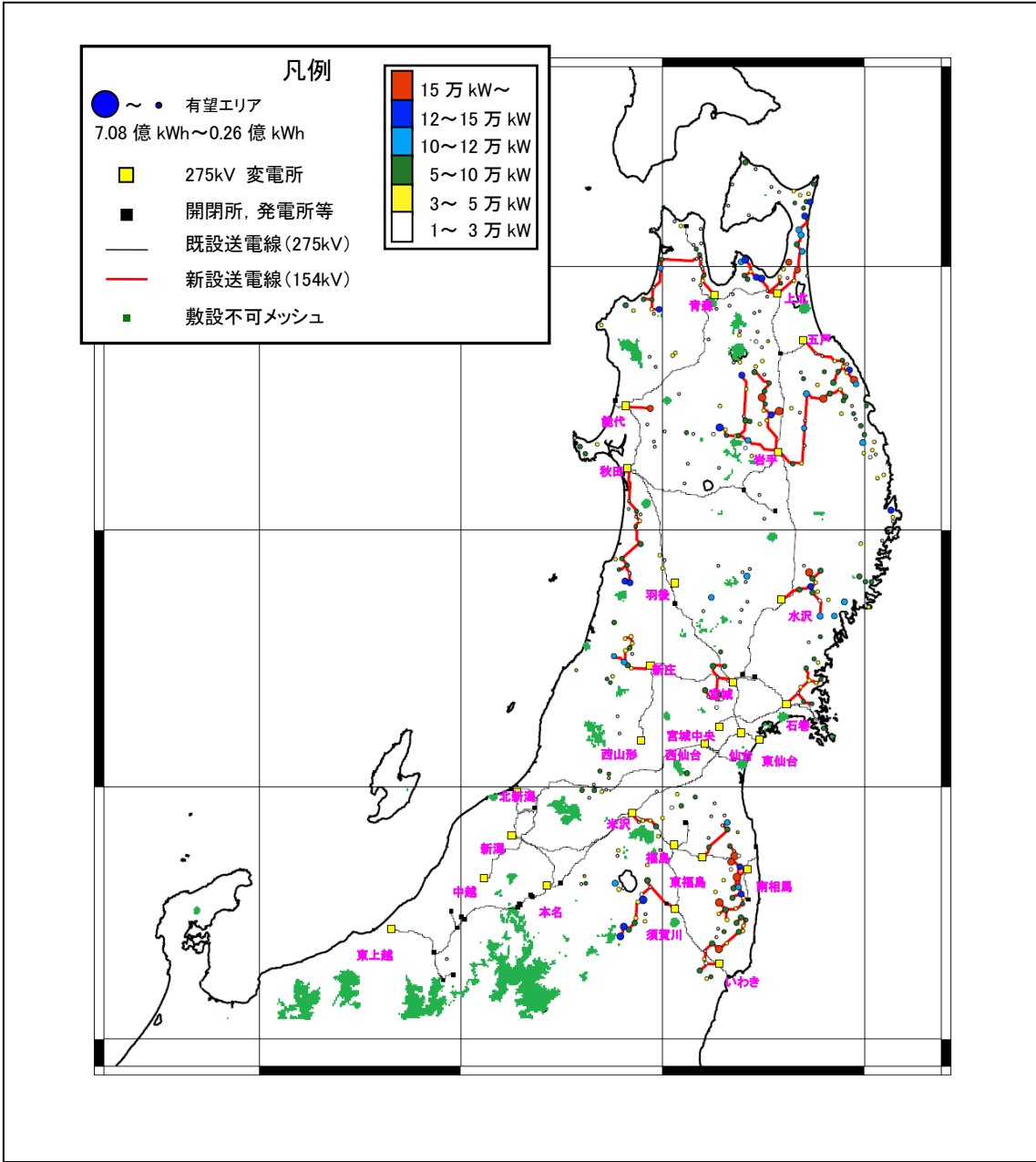


図 8-23 基本送電線配置パターン検討結果 (基本シナリオ：東北一体検討ケース)

② 基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）

図 8-24、図 8-25、表 8-21 に、基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 岩手アクセスポイント近傍は多くの有望エリアが存在するため、効率のよい新設送電網となるように、東北一体検討ケースと同様に岩手アクセスポイントの連系量上限値のみ 1.5 倍とした。
- ✓ 導入想定値 1100 万 kW に対して、1118.5 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 有望エリアが多く存在する東北北部で、アクセスポイントの連系量上限値までウィンドファームが連系されているが、他のアクセスポイントでも多くのウィンドファームが連系されており、分散導入を考慮した結果となっている。
- ✓ 東北一体検討ケースと新福島活用ケース（福島浜通り除く）で、ほぼ同様の基本送電線配置パターンとなっている。

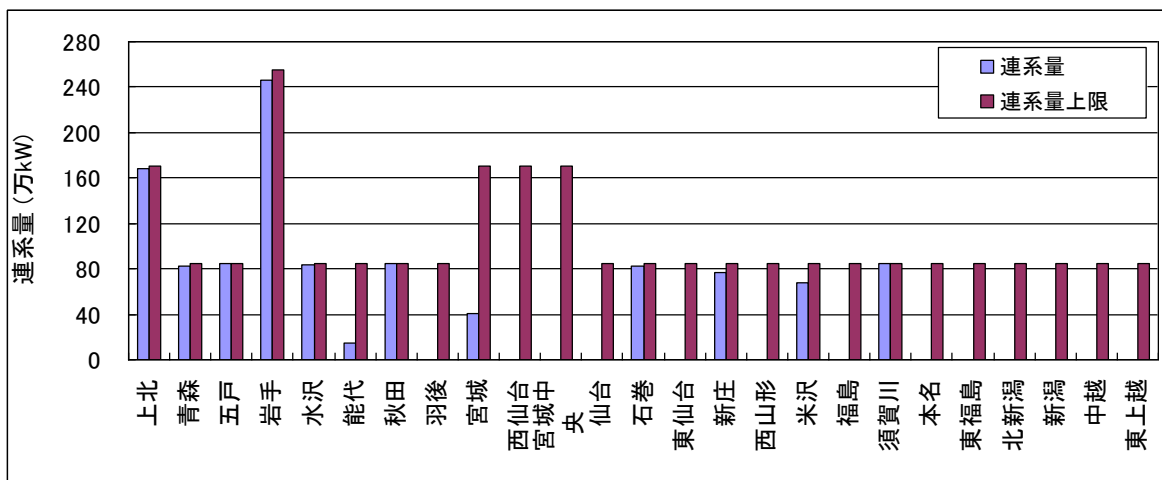


図 8-24 AP 連系量 (基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-21 基本送電線配置パターン検討結果

(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	168.2	51.7	59.8	469.1	27887	9.08	3.82	2	0.8	0.9
827	青森	85	82.4	20.5	87.8	353.0	42848	17.25	3.69	1	1.5	1.8
706	五戸	85	84.9	25.5	61.7	271.9	32042	10.68	3.82	1	1.0	1.1
638	岩手	255	246.6	79.5	99.6	959.6	38918	12.07	3.73	3	1.1	1.3
532	水沢	85	84.0	28.5	68.9	288.7	34367	10.13	3.72	1	0.9	1.1
653	能代	85	15.1	3.9	15.5	73.0	48358	18.96	4.70	1	1.7	2.0
883	秋田	85	84.8	22.8	88.8	354.9	41855	15.56	3.75	1	1.4	1.6
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	41.1	13.0	40.0	208.4	50756	16.03	3.75	1	1.4	1.7
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	82.2	26.2	87.9	395.8	48149	15.09	3.63	1	1.3	1.6
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	77.2	23.2	55.0	303.3	39273	13.07	3.68	1	1.2	1.4
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	67.7	20.1	43.5	376.7	55637	18.72	3.79	2	1.7	2.0
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	84.4	30.2	57.6	306.2	36281	10.15	3.71	1	0.9	1.1
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計	合計		1118.5	345.0	99.6	4360.7	38986	12.64	3.75		1.1	1.3

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

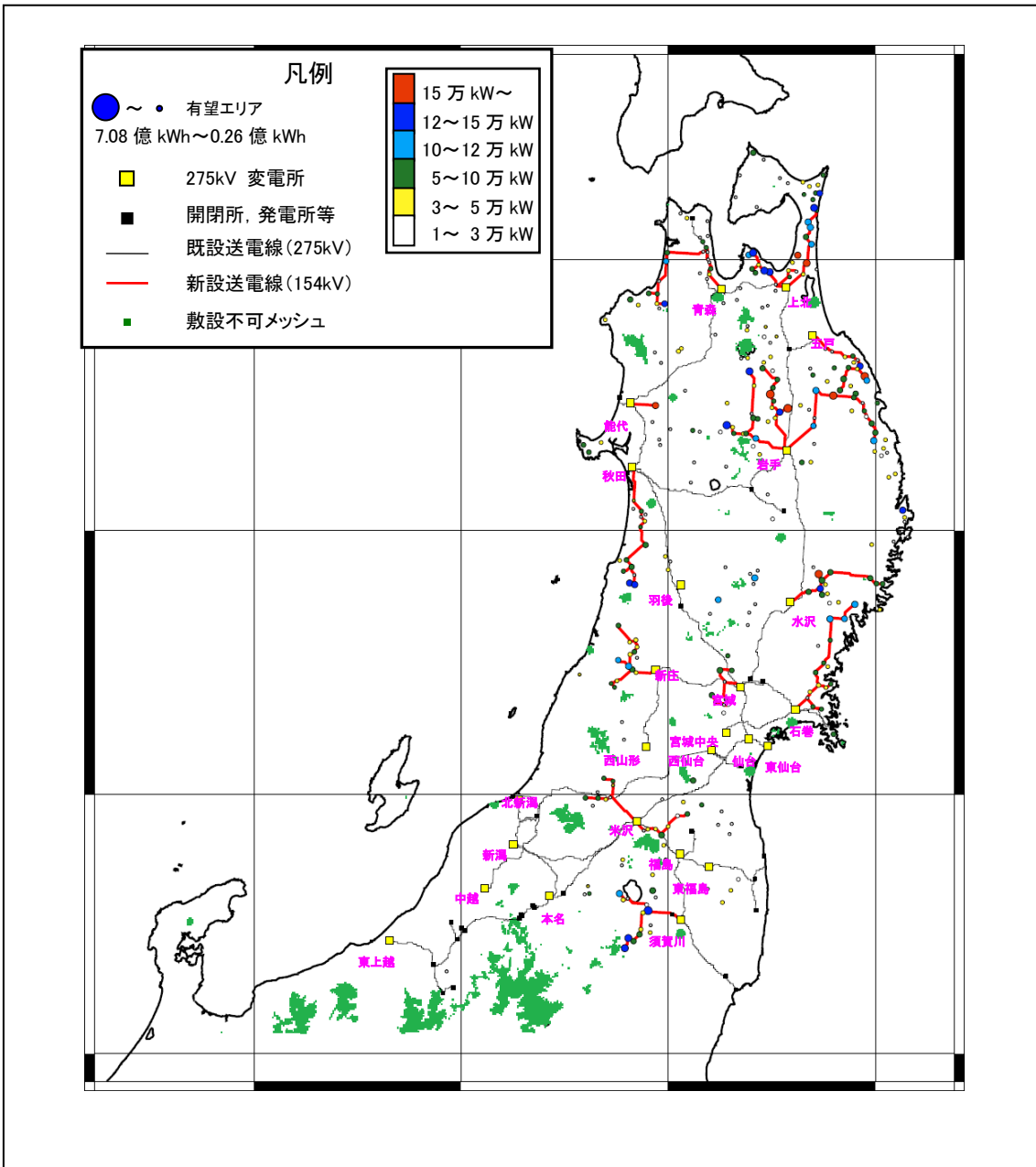


図 8-25 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

③ 基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）

図 8-26、表 8-22 に、基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 導入想定値 210 万 kW に対して、211.5 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たすとともに、アクセスポイントが新福島の 1 つのみでも十分量のウィンドファームが連系可能である。

表 8-22 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）)

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
1	新福島	255	211.5	68.5	51.5	540.3	25546	7.89	3.89	1	0.7	0.8

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [円]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

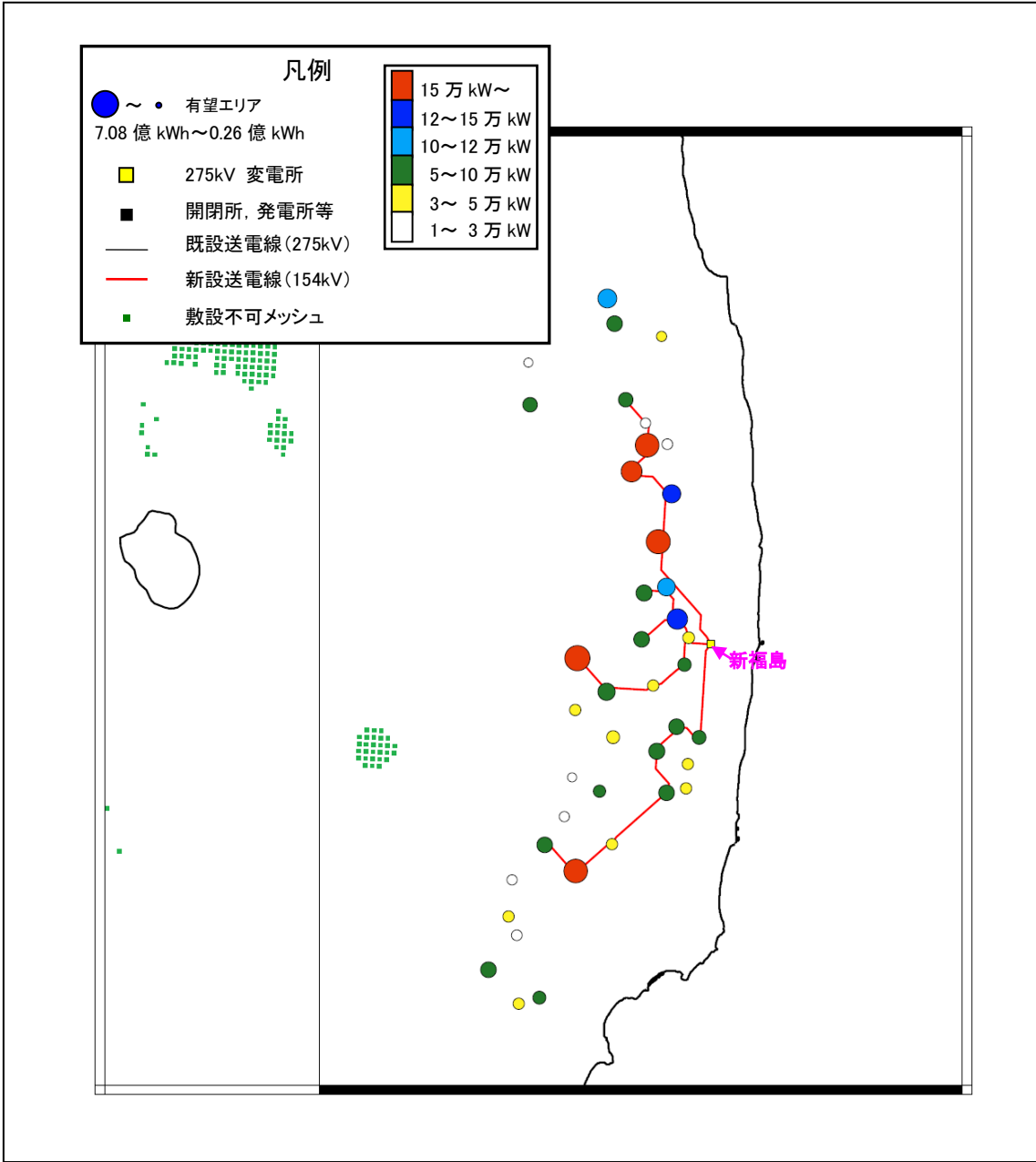


図 8-26 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）)

④ 参考シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）

図 8-27、図 8-28、表 8-23 に、参考シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 導入想定値 400 万 kW に対して、418.0 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 導入想定値が小さいにも関わらず有望エリアが多く、かつ偏在しているため、ウィンドファームが連系されるアクセスポイントは東北北部と宮城中央の 4 箇所に限られている。

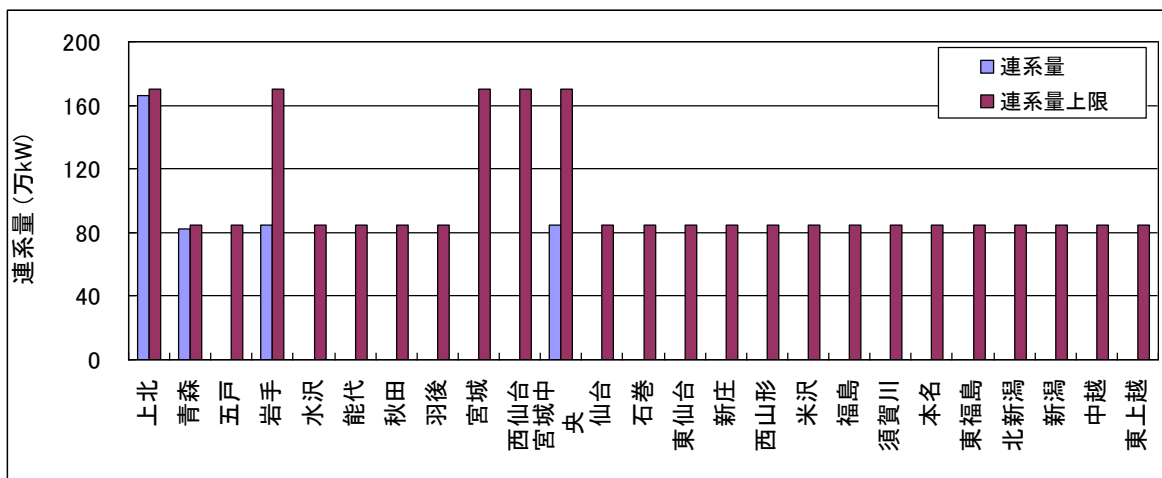


図 8-27 AP 連系量 (参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-23 基本送電線配置パターン検討結果

(参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	166.1	54.5	49.2	342.2	20595	6.27	4.01	2	0.6	0.7
827	青森	85	82.5	22.6	30.7	143.6	17416	6.36	4.10	1	0.6	0.7
706	五戸	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
638	岩手	170	84.9	27.0	37.9	154.0	18141	5.70	4.06	1	0.5	0.6
532	水沢	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
653	能代	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
883	秋田	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	84.6	32.6	35.4	144.6	17091	4.43	4.08	1	0.4	0.5
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			418.0	136.7	49.2	784.3	18761	5.74	4.05		0.5	0.6

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{Cb * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = Cb * 0.046 \quad [\text{円}]$$

Cb : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

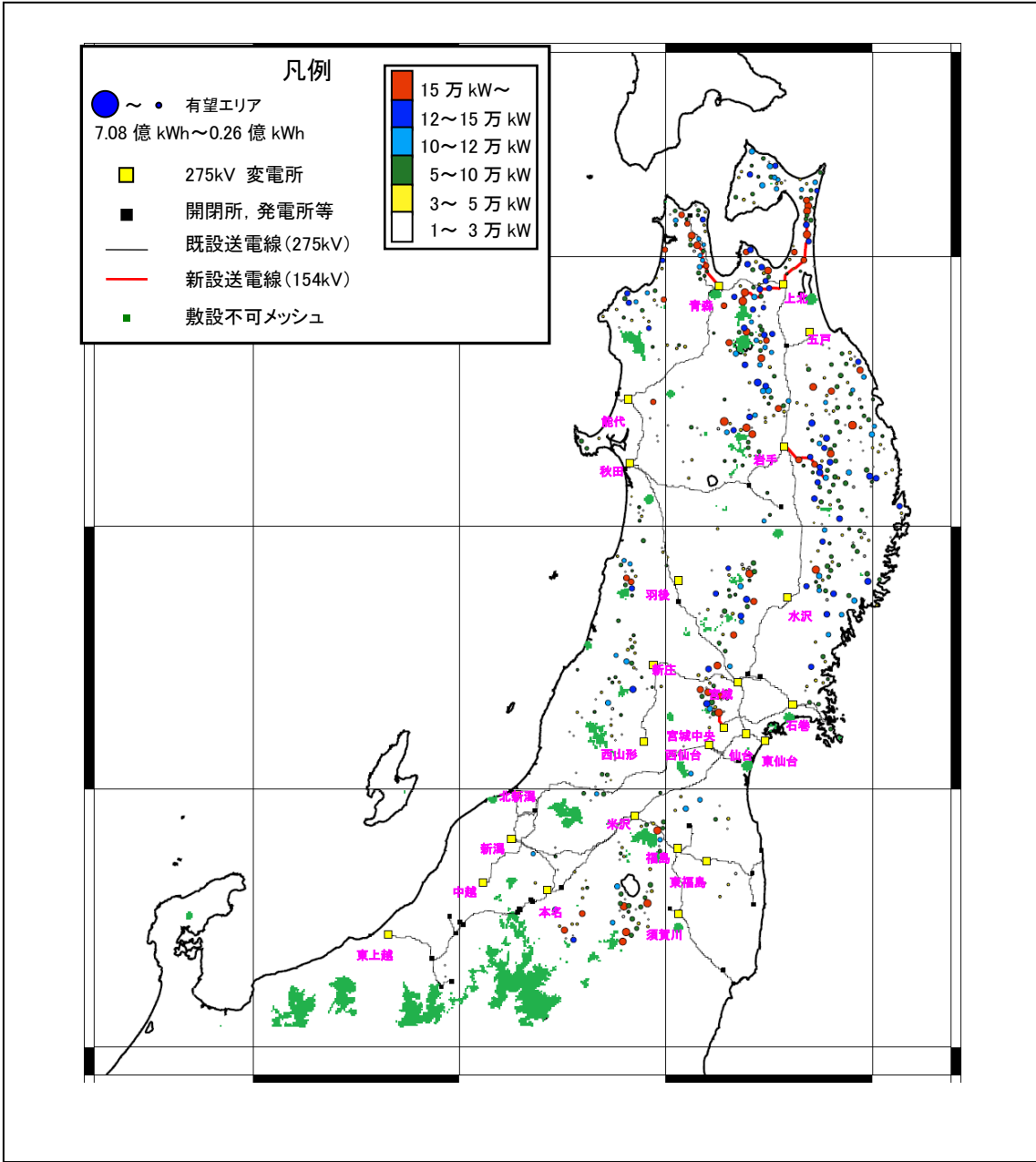


図 8-28 基本送電線配置パターン検討結果
 (参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-24 基本送電線配置パターン検討結果（九州：基本シナリオ）

ノード ID	変電所名	連系量 上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電 電力量 (億kWh)	最大 巨長 (km)	建設 コスト (億円)	1kWあたりの 建設コスト (円/kW)	評価 関数値 (円/kWh)	1kmあたりの 建設コスト (億円/km)	ルート 数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
14	大隅	290	51.9	15.0	72.8	257.1	49562	17.18	3.53	1	1.5	1.8
32	出水	290	30.2	7.2	43.9	158.8	52589	22.16	3.62	1	2.0	2.3
36	南宮崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
43	宮崎	580	4.1	0.9	9.2	47.9	116862	55.65	5.22	1	5.0	5.8
46	八代	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
72	新日向	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
80	北長崎	290	5.9	1.3	28.0	107.9	182566	81.39	3.85	1	7.3	8.5
81	鹿児島	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
82	新鹿児島	290	9.1	2.2	43.2	156.4	172637	71.35	3.62	1	6.4	7.4
104	諫早	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
105	東佐世保	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
106	日田	290	35.0	8.0	73.4	356.5	101986	44.40	3.38	1	4.0	4.6
125	久留米	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
135	武雄	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
155	北佐賀	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
156	唐津	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
157	海崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
182	西福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
190	北九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
216	古賀	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
221	西大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
229	門司	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
250	南熊本	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
252	柏田	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
285	熊本	580	58.2	9.7	52.0	244.0	41895	25.10	3.52	1	2.2	2.6
299	北熊本	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
312	松島	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
369	長崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
385	人吉	290	42.6	10.4	47.3	276.0	64802	26.61	3.44	1	2.4	2.8
408	山家	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
426	中九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
454	川内	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
462	脊振	580	13.8	3.1	43.9	180.3	130734	58.00	3.55	1	5.2	6.0
464	南九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
485	中央	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
486	東九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
491	都城	290	32.1	7.8	61.4	232.3	72285	29.62	3.48	1	2.6	3.1
493	豊前	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
501	木佐木	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
505	若松	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
521	霧島	290	37.5	8.9	55.4	282.0	75164	31.76	3.42	1	2.8	3.3
527	住吉	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
528	東福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
536	筑豊	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
537	緑川	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
545	南福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
550	赤坂	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
579	大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
597	上津役	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
622	到津	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
623	速見	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
624	苅田	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
625	西九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
627	鳥栖	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
647	東大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
650	三池	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
789	西谷	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			320.4	74.5	73.4	2299.3	71766	30.88	3.53		2.8	3.2

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{P_h} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-n})}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 P_h : 正味年間発電電力量 [kWh]

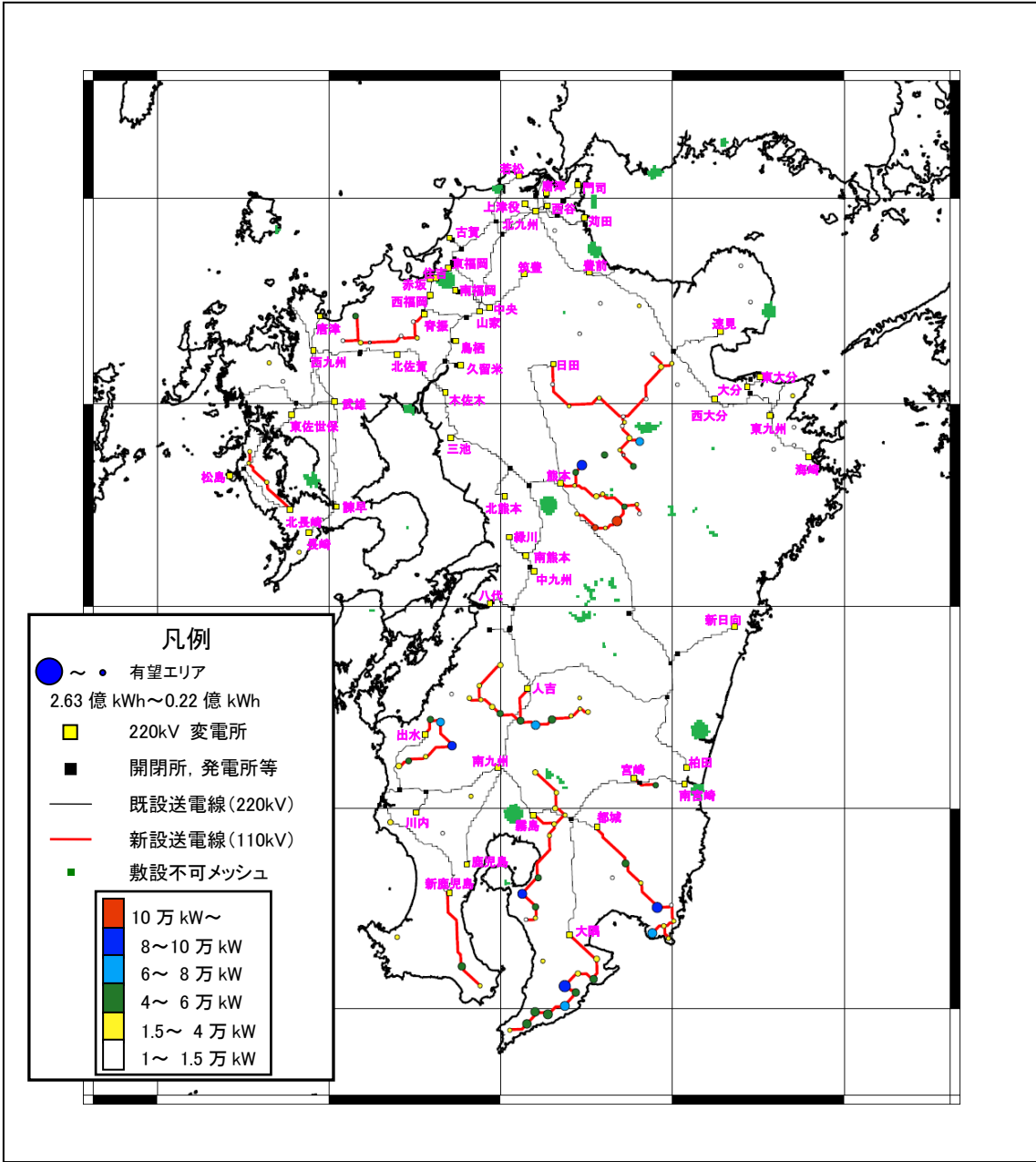


図 8-30 基本送電線配置パターン検討結果 (九州：基本シナリオ)

8.3 潮流と電圧の評価

「8.2 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」において得られた基本送電線配置パターンにより決定された新設送電網（連系されているウィンドファームと新設送電線から成る系統）に対して、潮流及び電圧の評価を行う。

本検討では新設送電網の代表例をルートごとに評価する。図 8-31 に検討する対象の新設送電網のイメージ例を緑枠部分に示す。ここで丸印はウィンドファームであり、四角印は既設系統の変電所（アクセスポイント）で表示している。また、ウィンドファームの容量に応じて色を分けて表示している。

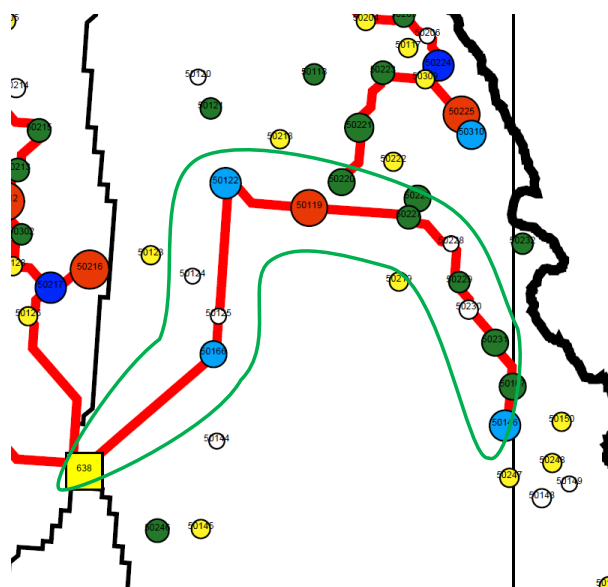


図 8-31 潮流と電圧の評価の対象例（緑枠部分）

8.3.1 検討方法

新設送電網に対し、電力潮流計算を行い得られる各値を元に評価する。電力潮流計算とは、「ある電力系統に対し、流入ないし流出する電力をもとに、その電力系統に流れる電力潮流及び各ノードの無効電力出力ないし電圧を計算」することである。本検討では、この電力潮流計算を交流法（AC 潮流計算）によって行う。AC 潮流計算を行うことによって、その送電設備ネットワークにおいて流れている電力潮流だけでなく、送電損失や各箇所の電圧を算出することができる。

検討・評価対象となる値は以下の 4 項目である。

- 系統連系に必要な無効電力補償

新設送電網内での無効電力損失や電圧分布の兼ね合いから系統側からの無効電力補償量あるいはウィンドファームからの無効電力補償量を評価する。系統側からの無効電力補償量が大きい場合、相当する無効電力補償を行うため SVC 設置等の対策をとらなければならない、新設送電網の建設コストにかかわりうることとなる。

- 新設送電網内の電圧分布

新設送電網におけるノードとしてアクセスポイント及びウィンドファームが設定されることとなるが、その各ノードにおける電圧である。一般的な高圧系統の運用基準に準拠して、基準電圧の±5%に収めることを考える。以下の検討では、基準電圧を 1p.u.と置く単位法により表記した場合、ノード電圧の許容範囲は 0.95~1.05p.u.となる。

- ウィンドファームの力率設定

上記の無効電力補償評価、電圧範囲の評価に応じて、ウィンドファームの運転力率を調整することが考えられる。力率が±0.90 以上であれば、ウィンドファームからの有効電力出力の機械損失を定格の 10%以内に抑える事ができ、かつ無効電力も定格の 43%を確保できるため、ウィンドファーム同士の不公平とはならずこの範囲内での調整が考えられる。

- 新設送電網内の送電損失

ウィンドファームによる売電量に影響するものであり、新設送電網の構成を特徴づけるパラメータの 1 つとなる。無効電力損失については系統側からの無効電力補償量や新設送電網内の電圧分布に影響する。

AC 潮流計算における解析対象を簡略化したイメージを図 8-32 に示す。

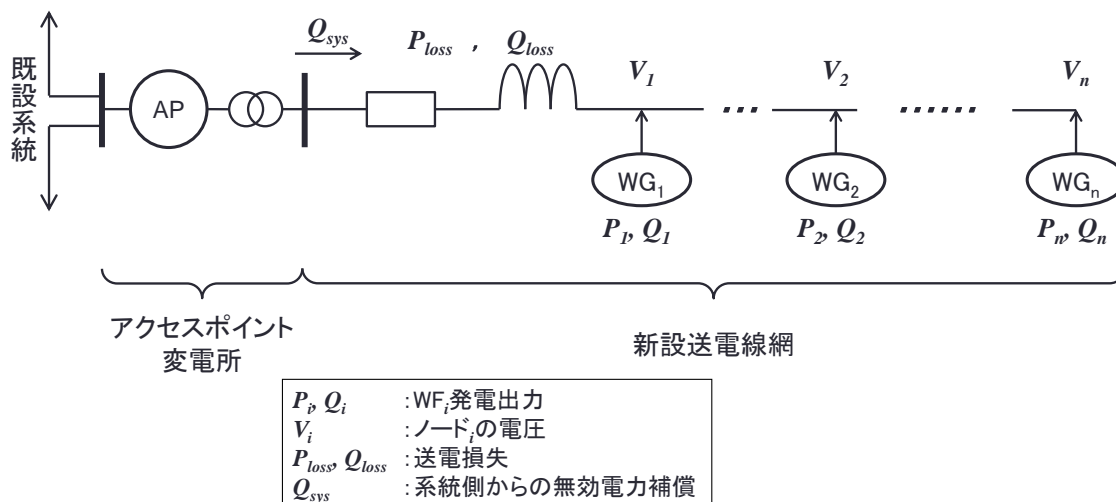


図 8-32 AC 潮流計算の概要

検討手順を以下に示す。

- 1) すべてのウィンドファームを運転する側に都合がいい場合として力率 1.00 で運転された場合 (力率 1.00 運転)
- 2) 新設送電網の電圧を平均化する目的としてすべてのノード電圧が一定となるよう運転された場合 (電圧一定運転)

以上 2 ケースについて特徴的なケースを元に問題点を抽出し、その対策として

3) ウィンドファームの運転力率調整した場合
における検討・評価対象の値を最終的なものとして考察する。

8.3.2 検討条件

(1) 前提条件

AC 潮流計算に必要な定数は、新設送電網固有の定数として与えることができる。その際
の前提条件を以下に挙げる。

- 有効電力出力は、検討・評価対象とする各値が増大し最過酷となる場合を想定す
るために、定格出力することを想定
- 送電線インピーダンスは、基本送電線配置パターンの検討で算出された亘長及び
送電線種をもとに算定

これらの前提条件のもと AC 潮流計算を行い検討・評価対象とする各値を算出する。

(2) 対象系統

以下に各電力供給エリアにおける対象系統を示す。なお、対象系統としては後工程にお
いて概略ルートの検討対象となる新設送電網を取り扱う。

(a) 東北電力供給エリア

東北電力供給エリアにおいては岩手-東ルート、青森（1 ルートのみ存在）、秋田（同）、
石巻（同）、新福島-南ルートを解析対象とする。中でも最も亘長の長い岩手-東ルートと最
も亘長の短い新福島-南ルートについて詳細な結果を示す。岩手-東ルートの概要を図 8-33
及び表 8-25 に、新福島-南ルートの概要を図 8-34 及び表 8-26 に示す。

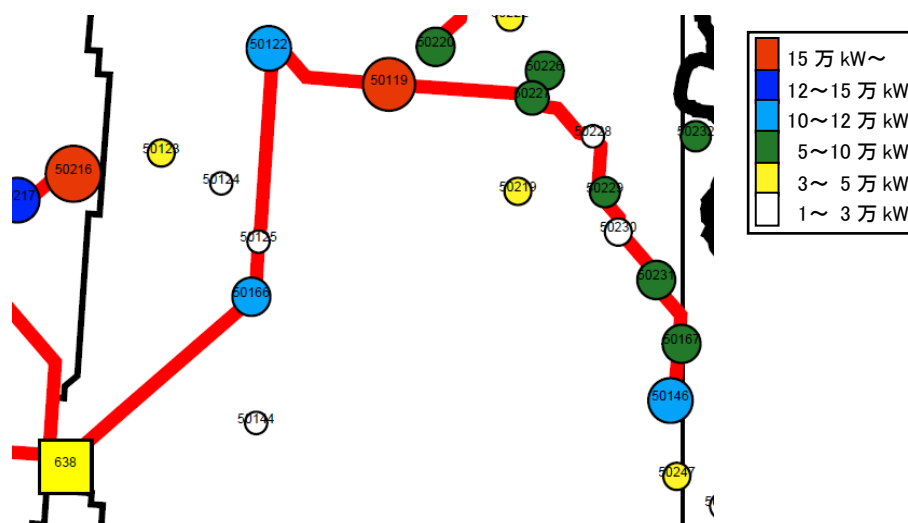


図 8-33 岩手-東ルート

表 8-25 岩手-東ルート of 概要

新設送電線	154kV 運用/2 回線
最大亘長	99.60km
総 WF 出力	84.28 万 kW

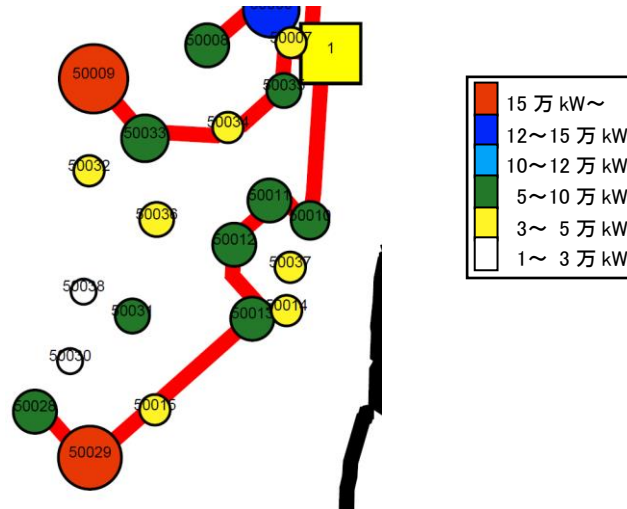


図 8-34 新福島-南ルート

表 8-26 新福島-南ルート of 概要

新設送電線	154kV 運用/2 回線
最大亘長	51.46km
総 WF 出力	60.06 万 kW

(b) 北海道電力供給エリア

北海道電力供給エリアにおいては女満別を解析対象とする。女満別の概要を図 8-35 及び表 8-27 に示す。

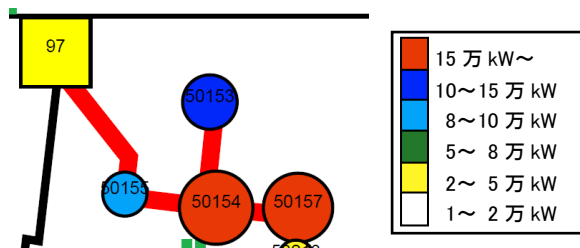


図 8-35 女満別

表 8-27 女満別の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	27.77km
総 WF 出力	56.95 万 kW

(c) 九州電力供給エリア

九州電力供給エリアにおいては大隅及び熊本を解析対象とする。大隅の概要を図 8-36 及び表 8-28 に、熊本の概要を図 8-37 及び表 8-29 に示す。

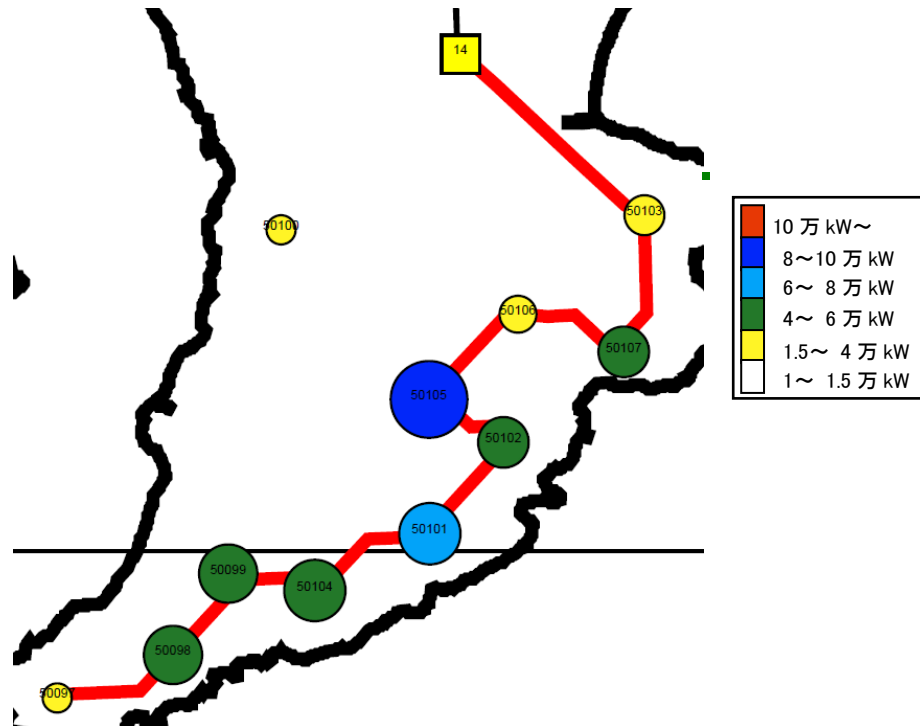


図 8-36 大隅

表 8-28 大隅の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	72.77km
総 WF 出力	51.88 万 kW

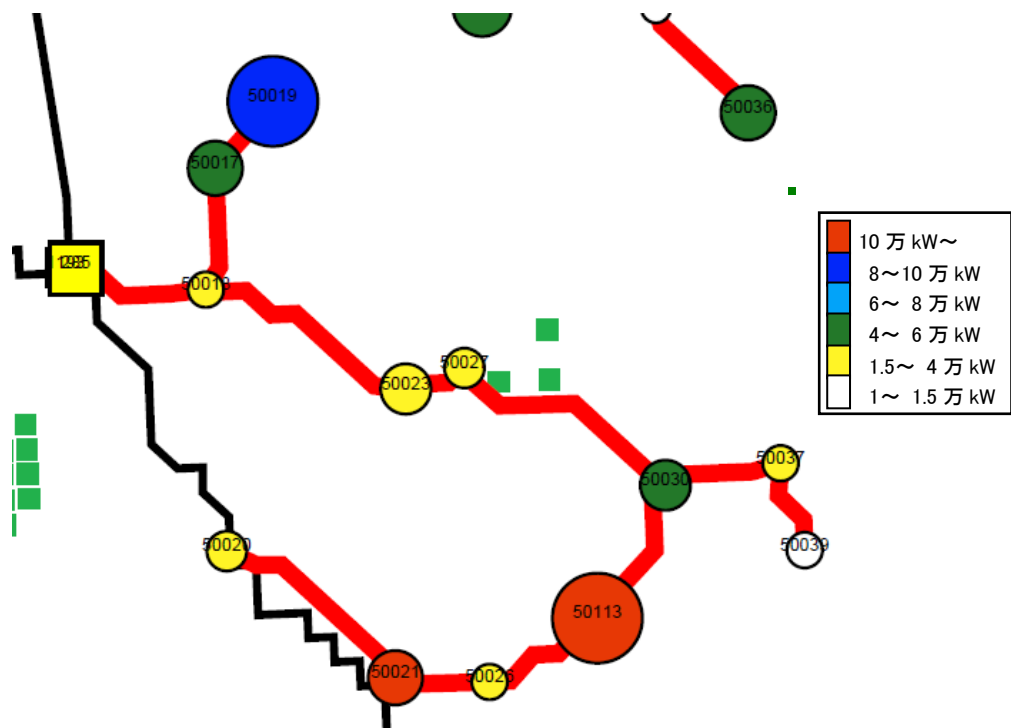


図 8-37 熊本

表 8-29 熊本の概要

新設送電線	110kV 運用/2 回線
最大亘長	52.03km
総 WF 出力	58.24 万 kW

8.3.3 検討結果

(1) 力率 1.00 運転に関する検討結果

まず、ウィンドファームの運用として、ウィンドファーム側の収益性のために、有効電力出力のみとして力率 1.00 で運転された場合を想定する。このような場合、各ウィンドファームから無効電力が出力されないため、以下の 2 つの問題が発生する。

- (a) 電圧上昇
- (b) 無効電力の補償

これらの問題について計算例と共に示す。

(a) 電圧上昇

今回のような有効電力が流入している系統においては、有効電力潮流と送電線インピーダンスの抵抗分により、末端側の電圧が上昇する。末端に向けて電圧が上昇している例として、東北電力供給エリア・新福島-南ルートにおいて力率 1.00 運転した場合の電圧分布を図 8-38 に示す。

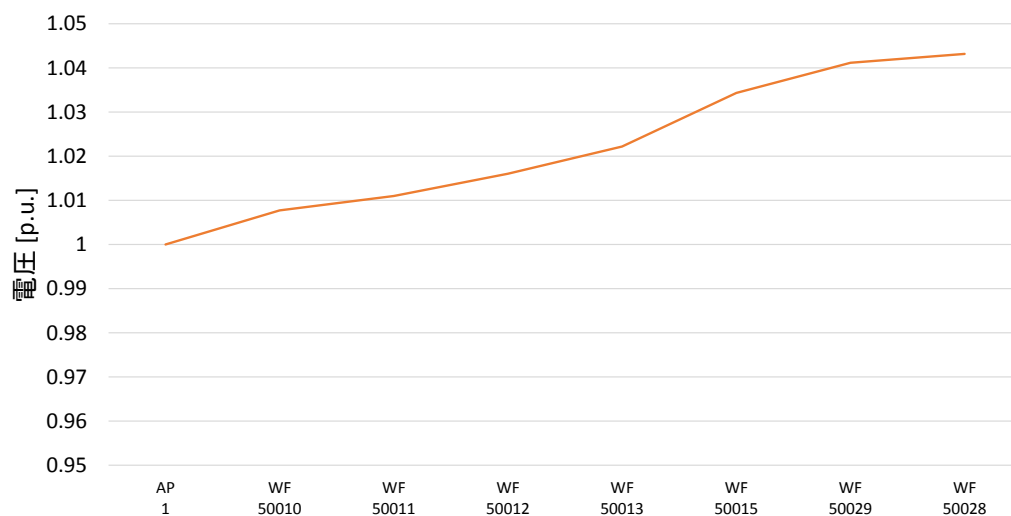


図 8-38 新福島-南ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

(b) 無効電力の補償

○無効電力損失⇒無効電力補償

有効電力だけでなく無効電力においても、送電線のインピーダンスのインダクタンス分や充電容量分により損失が発生する。ウィンドファームが無効電力を出力しない場合、損失した無効電力分はすべて既設系統側から補償することになる。そのため無効電力補償が増大することとなる。

表 8-30 力率 1.00 運転時における無効電力補償値の例

地域	Q_{sys} [万 kVar]	(参考 ; WF の総有効電力 P [万 kW])
岩手-東ルート	29.14	84.28
新福島-南ルート	6.71	60.06

○無効電力補償⇒電圧下降

電圧上昇で述べたように今回検討するような系統では末端に向け電圧が上昇する。しかし一方で、無効電力補償により、無効電力潮流が有効電力潮流とは逆向きに流れることになる。この無効電力潮流は末端側の電圧を下降させる。新設送電線のインピーダンスによっては無効電力損失が大きくなり、それに伴い無効電力潮流による末端側の電圧下降が大きくなることもある。これが有効電力潮流による電圧上昇に勝った際、電圧は末端側に向け下降する事もある。

このようなことが起こる例として、岩手-東ルートにおいて力率 1.00 運転した場合の電圧分布を図 8-39 に示す。岩手-東ルートにおいては、アクセスポイント付近において無効電力潮流が大きいため、一度電圧が下降するが、末端に向かうにつれ有効電力による影響が

勝り、電圧が上昇している。このケースにおける電圧は±5%の範囲内に収まっているが、新設送電網の構成次第では、電圧分布において一般的に懸念される電圧上昇による上限の制約だけでなく、下限の制約も考慮する必要がある。

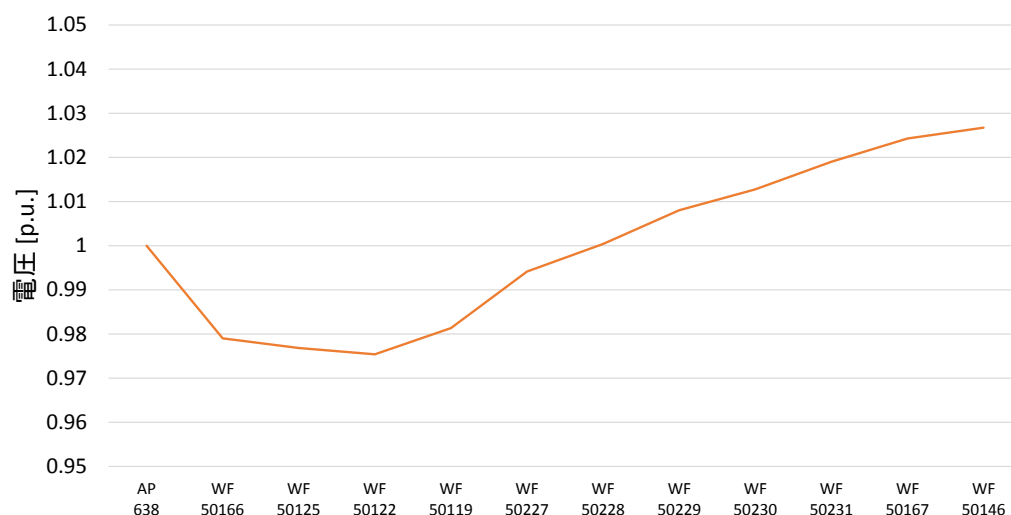


図 8-39 岩手-東ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

無効電力損失分を極力ウィンドファームで賄うことを考えなければ、無効電力補償対策を講じなければならない。また、このように電圧が上昇・下降することが考えられるため、ウィンドファームの力率を調整し電圧を調整する必要がある。

(2) 電圧一定運転に関する検討結果

新設送電網内の電圧を一定に保った場合を想定し、各ウィンドファームにおいて無効電力を出力ないし吸収させることを考える。その際の各ウィンドファームの無効電力発生量（吸収量）及び力率について検討を行った。

岩手-東ルートにおいて電圧一定運転した場合の、各ウィンドファームの力率及び無効電力出力を図 8-40 に示す。

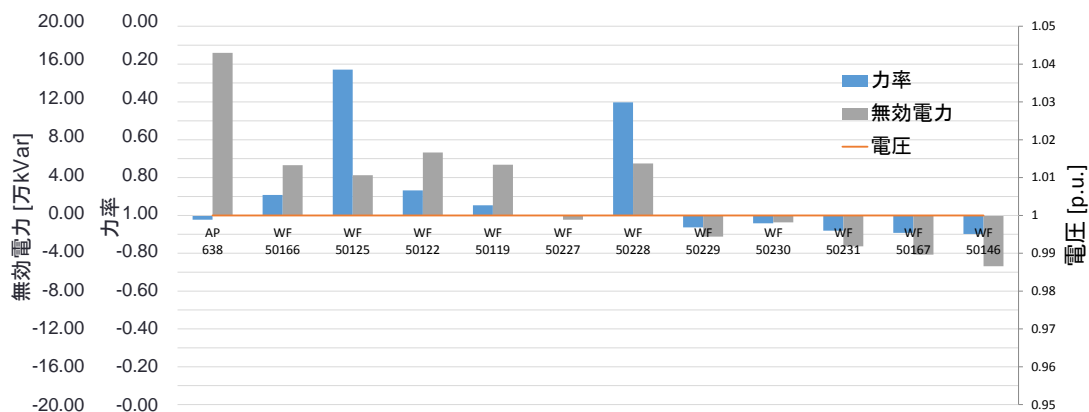


図 8-40 岩手-東ルートにおいて電圧一定運転した際の運転力率分布

50125 ノードと 50228 ノードにおいて周囲に比べ力率の悪化が突出している。双方とも有効電力出力が小さいウィンドファームであるにもかかわらず、無効電力出力を要求されたため力率が悪化している。

有効電力出力が小さいノード付近における、無効電力発生のプロセスの概要を示した図 8-41 及び表 8-31 に基づき、考察する。

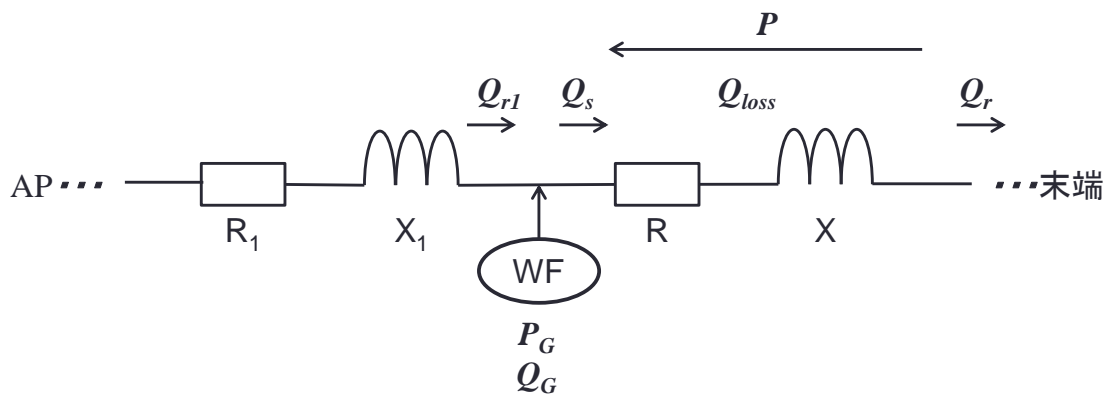


図 8-41 ウィンドファームと新設送電線の概略

表 8-31 ウィンドファームと新設送電線の概略、各値の意味合い

末端側新設送電線の末端側への到達無効電力	Q_r
WF からの送り出し無効電力	Q_s
WF への到達無効電力	Q_{r1}
WF の無効電力出力	Q_G
末端側新設送電線のインピーダンス	R, X
アクセスポイント側新設送電線のインピーダンス	R_1, X_1
新設送電線での有効電力潮流	P
末端側新設送電線での無効電力損失	Q_{loss}

送電線のインピーダンスの抵抗分とインダクタンス分の比 (R/X 比) は一般的に 0.1~0.3 程度と言われており、本事業において用いている送電線種の R/X 比もその範囲内となっている。そのような場合、有効電力損失は無効電力損失よりも 1 桁程度小さい値をとることになる。このため無効電力発生のプロセスを考慮するうえで有効電力損失を無視して考えられる。また、前述のように有効電力出力が小さいウィンドファームを考えるため、有効電力量出力についても無視して考える。

送電線における電圧の変化 ΔV は有効電力潮流、末端側への到達無効電力及び新設送電線インピーダンスを用いて、

$$\Delta V = RP + XQ_r$$

と表される。電圧を一定に保った場合を想定しているため ΔV は 0 となる。よって各到達無効電力は

$$Q_r = -\frac{R}{X}P$$

$$Q_{r1} = -\frac{R_1}{X_1}P$$

と表されることとなる。

無効電力損失について、有効電力潮流が増加した場合、その量は増加する。特に無効電力潮流が小さい場合、無効電力損失は有効電力潮流と新設送電線インピーダンスを用いて

$$Q_{loss} = XP^2$$

と表すことができる。

送り出し無効電力は到達無効電力と無効電力損失を用いて

$$Q_s = Q_r + Q_{loss}$$

と表すことができる。

ウィンドファームの無効電力出力は、WF への到達無効電力と WF からの送り出し無効電力から

$$Q_G = Q_s - Q_{r1}$$

となる。以上をまとめると、WF の無効電力出力は

$$Q_G = Q_r + Q_{loss} - Q_{r1} = \frac{R}{X}P + XP^2 - \frac{R_1}{X_1}P$$

と表すことができる。

よって、50228 ノード付近のように有効電力潮流が小さく、無効電力損失が小さい場合

$$Q_G = Q_r - Q_{r1} = \left(\frac{R}{X} - \frac{R_1}{X_1}\right)P$$

となり、前後で送電線種が切り替わり、R/X 比の差が出ることでその影響が大きく出ることとなる。

一方、50125 ノード付近のように前後で送電線種が同じだが無効電力損失が大きい場合

無効電力損失が小さい場合でも電圧を保つために無効電力を送り出す必要があり、その分を供給するためwindファームが無効電力を出力することになる。

(3) 力率調整運転に関する検討結果

前述の力率 1.00 運転と電圧一定運転における問題点を整理すると図 8-44 のようになる。

windファームの運転力率は無効電力補償及びノード電圧を大きく変化させ、さらに有効電力損失にも影響する。よって、windファームの運転力率調整により、ノード電圧を一般的な系統運用上で許容されている範囲内に保ちながら無効電力補償や有効電力損失を改善することを考える。電圧が±5%の範囲内に収めることを制約として、windファームの運転力率が公平性の観点から 1~±0.90 の範囲内になるよう無効電力出力を調整し、無効電力補償や有効電力損失の最小化を行った。

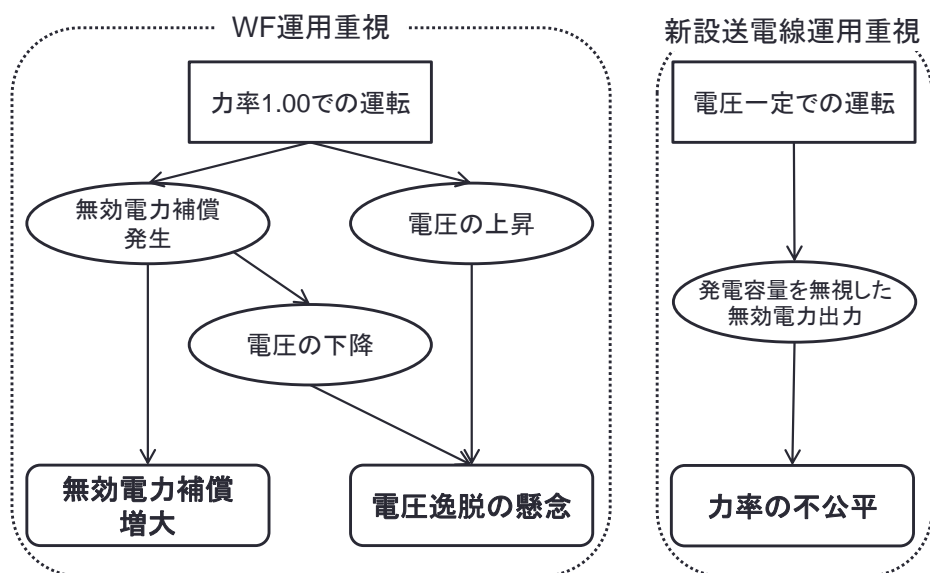


図 8-44 力率 1.00 運転と電圧一定運転により引き起こされる現象と問題点

各windファームの無効電力出力を変数として、無効電力補償や有効電力損失を目的関数、各windファームの運転力率と新設送電網内の電圧分布がそれぞれ前述の一定範囲内に収まることを制約とした最小化問題として定義し Matlab の fmincon ツールにより求解した。その結果の無効電力補償値や有効電力損失値を評価し、無効電力補償については対策の必要性を検討した。

(a) 東北電力供給エリアの評価結果

各アクセスポイントにおける力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-45 に示す。

無効電力補償は大きく低減することができている。新福島-南ルートにおいては無効電力

補償を 0 にすることができている。有効電力出力について最過酷ケースを想定した場合の値であることから、無効電力補償が 0 ではないルートにおいても、系統側からの力率が 1 に限りなく近い値に抑えられ、この程度でおさえられているのであれば、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。

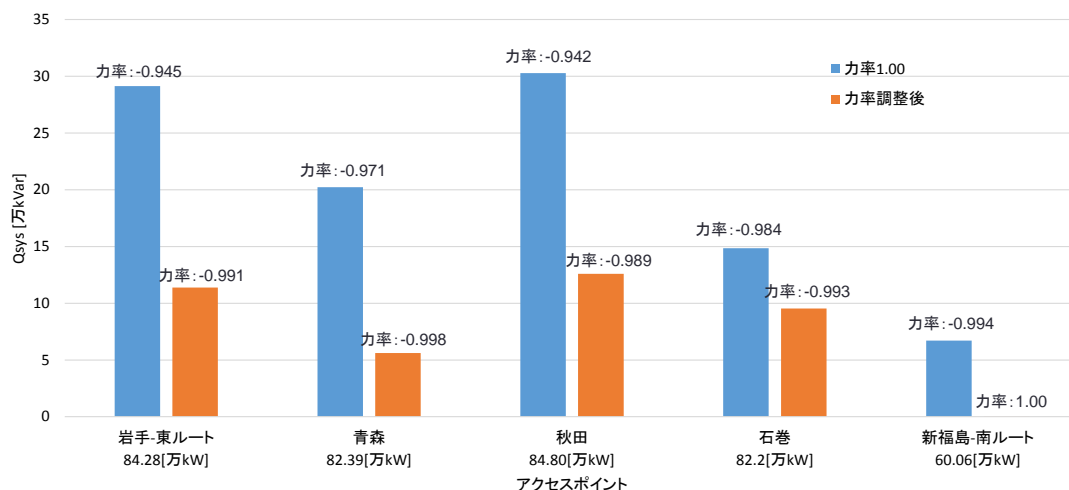


図 8-45 東北電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

岩手-東ルートにおいて無効電力を最小化した際の、各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-46 に示す。以降の結果共通の特徴として、基本的に末端側の電圧が上昇している。ウィンドファームの運転力率については電圧一定運転のような分布をしているが、力率は範囲内に抑えられ、末端の電圧が上限である 105%にほぼ近い値を取っている。

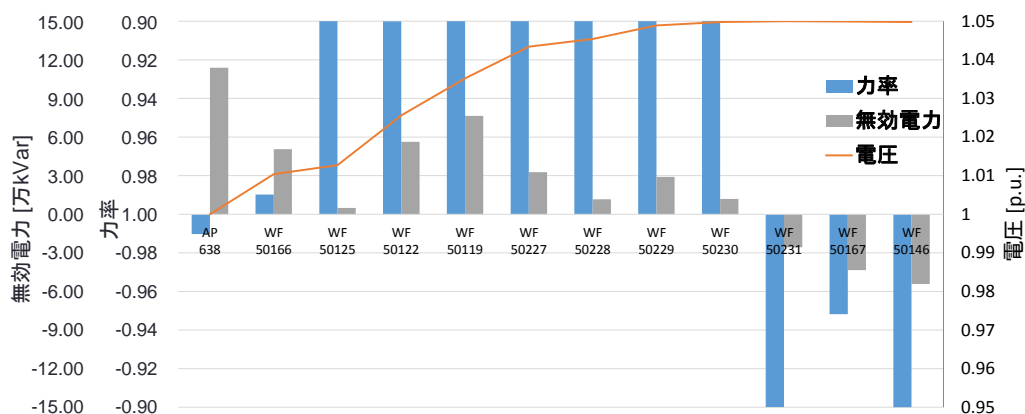


図 8-46 岩手-東ルートにおける詳細結果

新福島-南ルートにおいて無効電力を最小化した際の、各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-47 に示す。

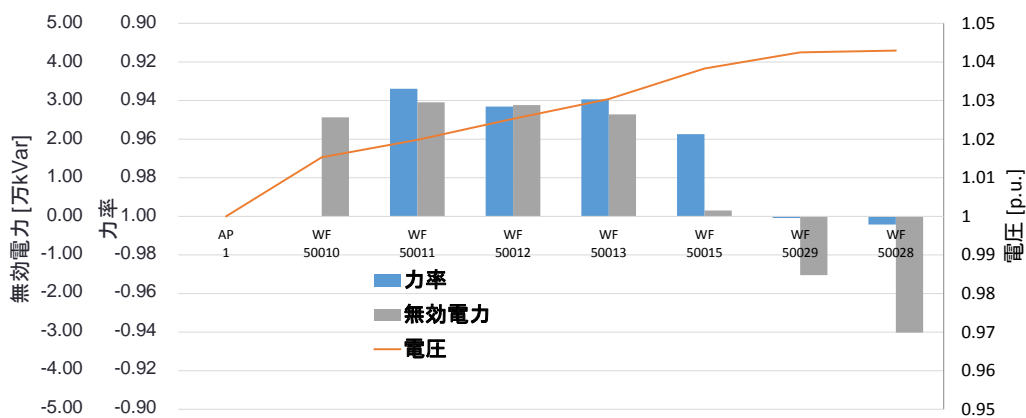


図 8-47 新福島-南ルートにおける詳細結果

(b) 北海道電力供給エリアの評価結果

北海道電力供給エリアは女満別を解析対象とする。女満別における力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-48 に示す。

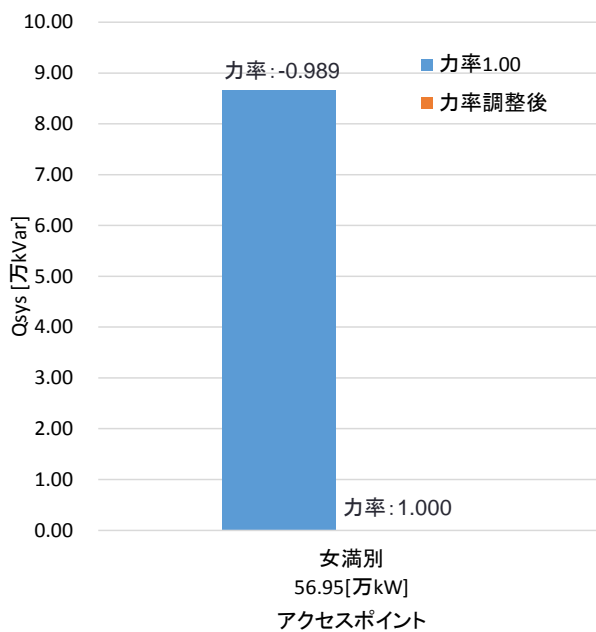


図 8-48 北海道電力供給エリアにおける無効電力補償

女満別においては、無効電力補償を 0 にすることができているので、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。

女満別において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出

力及び電圧分布を図 8-49 に示す。

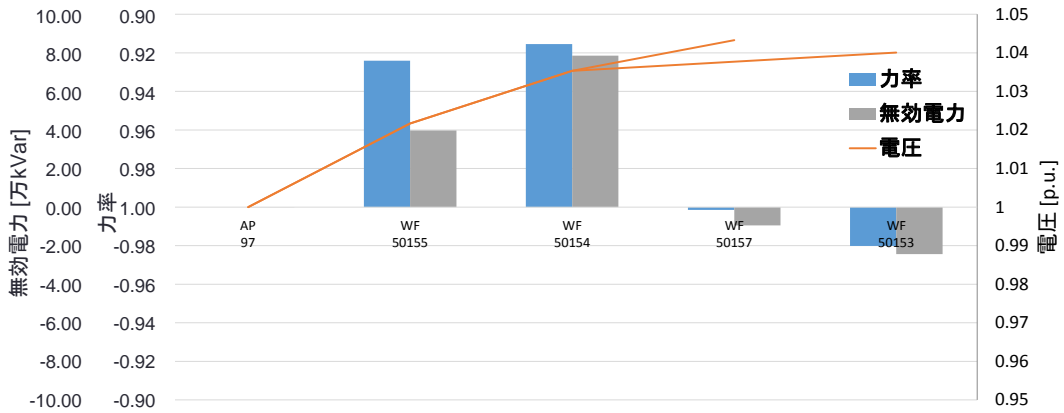


図 8-49 女満別における詳細結果

(c) 九州電力供給エリアの評価結果

各アクセスポイントにおける力率 1.00 運転時と無効電力補償最小運転における無効電力補償及び新設送電網全体の力率を図 8-50 に示す。

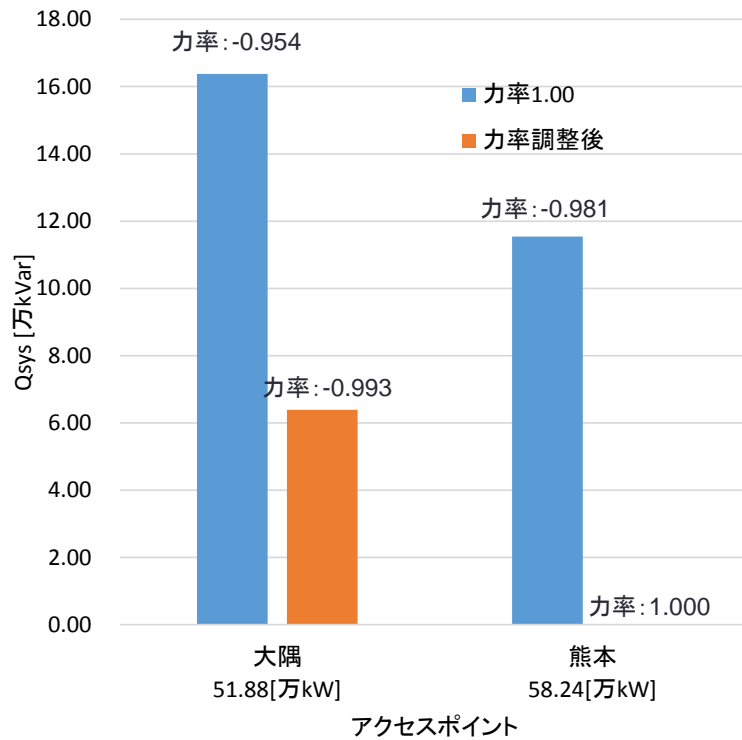


図 8-50 九州電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

大隅で無効電力補償が残っている。しかし東北電力供給エリア同様に、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。

大隅において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-51 に示す。

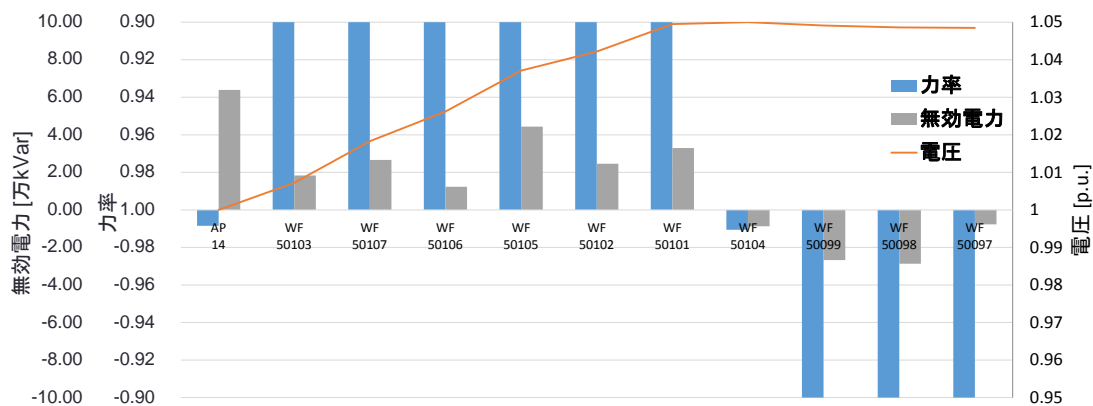


図 8-51 大隅における詳細結果

熊本において無効電力を最小化した際の各ウィンドファームの運転力率、無効電力出力及び電圧分布を図 8-52 に示す。

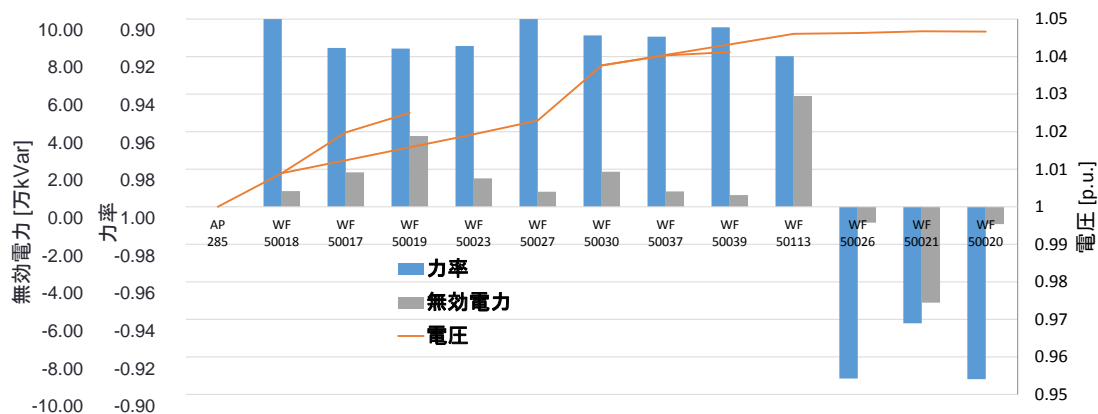


図 8-52 熊本における詳細結果

(4) 検討結果の考察

対象とした各アクセスポイントにおいて、力率 1.00 運転・電圧一定運転・力率調整運転（無効電力補償 Q_{sys} 最小化）・力率調整運転（有効電力損失 P_{loss} 最小化）の 4 ケースにおける既存系統側からの無効電力補償量を表 8-32 に示す。

力率 1.00 運転のケースでは、電圧分布に関して基準電圧の±5%以内に収まっており、許容範囲内であった。ただし、ウィンドファームが無効電力を出力しないため、既設系統側

からの無効電力補償の必要量が増加する。

電圧一定運転のケースでは、力率が制御範囲内である 1.0～±0.9 以内に収まっており、許容範囲内であった。電圧を一定に保つためにウィンドファームは無効電力を出力するが、既設系統側からの無効電力補償の必要量減少に寄与するとは限らない。

力率調整運転のケースでは、電圧分布は基準電圧の±5%以内、力率は 1.0～±0.9 以内に収まっており、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 にすることができており、系統側からの力率が 1 に限りなく近い値に抑えられていることから、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。

既設系統側からの無効電力補償の必要量は、ウィンドファームの力率調整により大きく低減でき、新設送電線内で電圧を一定範囲内に保つため必要なすべての無効電力をウィンドファームによって賄うことが可能なケースもある。よってウィンドファームの力率を調整することは重要である。

表 8-32 各アクセスポイントの無効電力補償

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 Q_{sys} [万 kVar]	電圧一定 Q_{sys} [万 kVar]	Q_{sys} 最小化 Q_{sys} [万 kVar]	P_{loss} 最小化 Q_{sys} [万 kVar]
東北	岩手-東ルート 84.28 万 kW	29.14	17.18	11.39	12.16
	新福島-南ルート 60.06 万 kW	6.71	13.46	0.00	-0.21
北海道	女満別 56.95 万 kW	8.66	11.49	0.00	-2.04
九州	大隅 51.88 万 kW	16.38	9.27	6.39	6.98
	熊本 58.24 万 kW	11.54	8.73	0.00	3.21

送電損失については無効電力補償算出時同様の定格出力時に加え、年間の平均送電損失率の指標を算出するために、各ウィンドファームの平均発電電力を元に計算を行った。各ウィンドファームの設備容量及び平均発電電力の設備容量比を表 8-33 に示す。

表 8-33 より、各アクセスポイントの設備容量比は以下のようにになっている。

- ・ 岩手 - 東ルート : 0.33～0.41 (平均 0.36)
- ・ 新福島 - 南ルート : 0.34～0.42 (平均 0.37)
- ・ 女満別 : 0.29～0.35 (平均 0.33)
- ・ 大隅 : 0.29～0.36 (平均 0.33)
- ・ 熊本 : 0.07～0.29 (平均 0.19)

表 8-33 各 WF の設備容量比

電力供給エリア	アクセスポイント	WF1	WF2	WF3	WF4	WF5	WF6	WF7	WF8	WF9	WF10	WF11	WF12	
東北	岩手東ルート 84.28 万 kW	設備容量 [万 kW]	10.44	1.00	11.63	15.77	6.75	2.41	6.00	2.46	7.65	8.97	11.20	-
		設備容量比	0.34	0.41	0.39	0.36	0.34	0.34	0.37	0.39	0.38	0.33	0.39	-
	新福島南ルート 60.06 万 kW	設備容量 [万 kW]	6.70	8.38	7.90	8.75	3.53	16.49	8.31	-	-	-	-	-
		設備容量比	0.34	0.36	0.42	0.35	0.38	0.37	0.37	-	-	-	-	-
北海道	女満別 56.95 万 kW	設備容量 [万 kW]	9.60	17.86	17.54	11.95	-	-	-	-	-	-	-	-
		設備容量比	0.29	0.35	0.33	0.34	-	-	-	-	-	-	-	-
九州	大隅 51.88 万 kW	設備容量 [万 kW]	3.78	5.50	2.55	9.16	5.08	6.80	5.97	5.52	5.93	1.59	-	-
		設備容量比	0.30	0.30	0.33	0.33	0.32	0.32	0.36	0.35	0.35	0.29	-	-
	熊本 58.24 万 kW	設備容量 [万 kW]	1.73	4.16	8.58	3.42	1.66	4.06	1.79	1.32	13.83	1.85	13.83	2.01
		設備容量比	0.23	0.24	0.27	0.26	0.29	0.24	0.23	0.24	0.17	0.22	0.70	0.24

定格出力時及び平均出力時の送電損失を表 8-34 に示す。

表 8-34 各アクセスポイントの送電損失

(カッコ付き数値は、設備定格総発電量[定格出力時]または平均総発電量[平均出力時]をベース)

電力供給エリア	アクセスポイント	定格出力時				平均出力時			
		力率 1.00 運転	電圧一定 運転	Q _{sys} 最小化 運転	P _{loss} 最小化 運転	力率 1.00 運転	電圧一定 運転	Q _{sys} 最小化 運転	P _{loss} 最小化 運転
		P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)	P _{loss} [万 kW] (%)
東北	岩手東ルート 84.28 万 kW	5.65 (6.70)	5.66 (6.72)	5.25 (6.23)	5.24 (6.22)	0.73 (2.43)	0.80 (2.67)	0.74 (2.47)	0.72 (2.40)
	新福島南ルート 60.06 万 kW	2.01 (3.35)	2.27 (3.78)	2.00 (3.32)	1.98 (3.29)	0.29 (1.32)	0.32 (1.46)	0.29 (1.32)	0.29 (1.32)
北海道	女満別 56.95 万 kW	1.67 (2.93)	1.73 (3.14)	1.63 (2.86)	1.62 (2.84)	0.19 (1.02)	0.20 (1.07)	0.19 (1.02)	0.19 (1.02)
九州	大隅 51.88 万 kW	3.24 (6.25)	3.29 (6.34)	3.05 (5.88)	3.04 (5.86)	0.36 (2.15)	0.39 (2.33)	0.36 (2.15)	0.36 (2.15)
	熊本 58.24 万 kW	2.42 (4.16)	2.55 (4.38)	2.36 (4.05)	2.33 (4.00)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)	0.07 (0.64)

新設送電線網のような系統において有効電力潮流は概ね WF の出力に比例し、送電損失は有効電力潮流の 2 乗に比例する。そのため、定格出力時に比べ平均出力時は送電損失の発電出力に対する割合がかなり低減されている。

無効電力補償最小化運転では有効電力損失最小化運転に比べて、送電損失はほとんど変わらず、無効電力補償は大きく低減できている。つまりウィンドファームの運転力率を調整し既設系統側からの無効電力補償を最小化することで、送電損失もほぼ最小に抑えられる。

無効電力補償対策としても、表 8-32 に示した無効電力補償値は、すべてのウィンドファ

ームが定格出力し増大している際を想定して算出したものであり、さらに既設系統の運用（発電機の安定性をふまえた運転力率や負荷側の力率）において無効電力出力に余裕があることも多いため、SVC 設置等の無効電力補償対策は不要と考えられる。

一般的に考えた新設送電線内の電圧及び無効電力の調整手法を表 8-35 にまとめる。

表 8-35 新設送電線内の電圧及び無効電力調整手法

WF 連系点調整	特徴	問題点
力率 1.00 運転	各 WF の送出電流値が最小	送電線無効電力損失分の Q_{sys} が必要
電圧 1.00 運転	新設送電線内の電圧が安定	無効電力供給可能範囲（力率許容範囲： ± 0.9 以内）を超える WF が発生
無効電力補償 最小化運転	電圧・力率を一定範囲許容することで無効電力補償を最小化 有効電力損失も同時に低減	必ずしも無効電力補償を 0.00 にできるわけではない 岩手 - 東ルート：29.14→11.39 [万 kVar] 新福島 - 南ルート：6.71→0.00 [万 kVar]
送電線補償用 SVC 設置	上記 3 ケースにおいて必要により適用	本調査で考慮したコスト（新設送電線、連系用変圧器）以外でコストが発生

8.4 系統整備可能地域の設定及び環境調査・概略設計

8.2 の基本送電線配置パターンの検討結果で示された新設送電線ルートをもとに系統整備可能地域の検討地区を選定し、各検討地区における概略ルートを検討した。本業務における概略ルート設定手法は送電線ルート設定における一般的な手法とは異なるため、前提条件及び制約条件を含めて整理した後、ルート設定を行った。設定したルートについては概略設計を行い、概算建設費の算出を行った。

8.4.1 検討手法

(1) 検討地区の選定

以下の条件を満たすよう、8.2 の基本送電線配置パターンの検討結果から系統整備可能地域の検討地区を選定した。

- ・特定の地域に集中しないよう、できるだけ各地域に配分する。(東北は各県1地区)
- ・連系量が多い変電所に連系する地区を選定する

概略ルートを検討する地区は表 8-36 の 8 地区とした。図 8-53、図 8-54 に検討地区の位置を示した。なお、岩手変電所および新福島変電所に連系する基本送電線配置パターンはの新設送電線は 3 本あるが、このうち 1 本のみを概略ルートの検討地区とした。表 8-37 に選定した検討地区の連系量等を示した。

表 8-36 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・福島	熊本、大隅

表 8-37 各変電所の連系量

地域名	変電所名	県名等	連系量上限 (万 kW)	連系量 (万 kW)	連系電力量 (億 kWh/年)	最大亘長 (km)	選定地区
北海道	東釧路	道東	60	59.1	15.3	29.8	
	女満別	道東	60	57.0	16.2	27.8	○
	西春別	道東	60	57.2	15.2	38.7	
	西名寄	道北	180	178.4	45.2	114.6	
東北	上北	青森	170	168.2	51.7	59.8	
	青森	青森	85	82.4	20.5	87.8	○
	五戸	青森	85	84.9	25.5	61.7	
	岩手	岩手	255	246.6	79.5	99.6	○
	水沢	岩手	85	84.0	28.5	68.9	
	能代	秋田	85	15.1	3.9	98.8	
	秋田	秋田	85	84.8	22.8	88.8	○
	宮城	宮城	170	41.1	13.0	40.0	
	石巻	宮城	85	82.2	26.2	87.9	○
	新庄	山形	85	77.2	23.2	55.0	
	米沢	山形	85	67.7	20.1	43.5	
	須賀川	福島	85	84.4	30.2	57.6	
新福島	福島	255	211.5	68.5	51.5	○	
九州	脊振	福岡	580	13.8	3.1	43.9	
	日田	大分	290	35.0	8.0	73.4	
	松島	長崎	290	5.9	1.3	19.0	
	熊本	熊本	580	58.2	9.7	52.0	○
	人吉	熊本	290	42.6	10.4	47.3	
	都城	宮崎	290	32.1	7.8	61.4	
	宮崎	宮崎	580	4.1	0.9	9.2	
	大隅	鹿児島	290	51.9	15.0	72.8	○
	霧島	鹿児島	290	37.5	8.9	55.4	
	出水	鹿児島	290	30.2	7.2	43.9	
	新鹿児島	鹿児島	290	9.1	2.2	43.2	

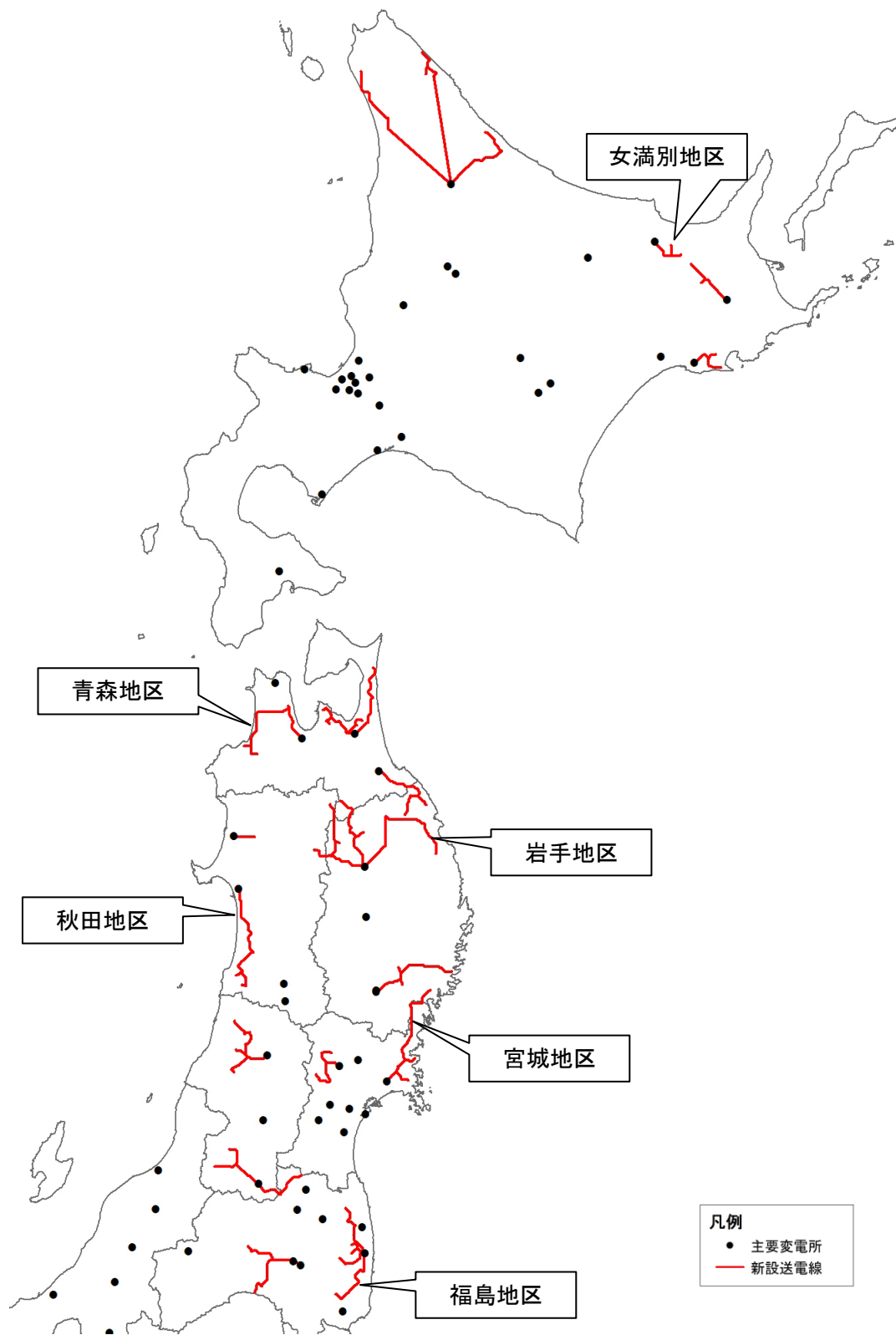


図 8-53 選定した検討地区（北海道、東北）

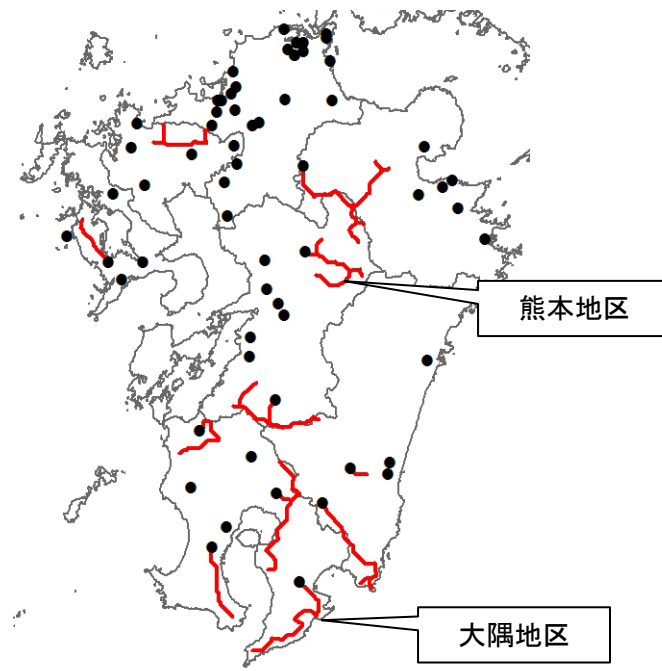


図 8-54 選定した検討地区（九州）

(2) 系統整備可能地域の設定手法

① 概略ルート及び環境調査の調査範囲

一般的な送電線ルート検討では、7.1.1 に示したように、ある程度の幅をもった「ルートゾーン」を選定し、ルートゾーン内で調査検討を行いながら概略ルートを絞り込んでいく。本業務では最適化手法を用いた基本送電線配置パターンの検討により有力な新設送電線ルートを導く手法を用いている。そのため、基本送電線配置パターンの検討結果で示された新設送電線を中心線とした幅 10km のゾーンを概略ルートの調査範囲＝ルートゾーンと位置づけ、このゾーン内で概略ルート設定及び環境調査を行うこととした。

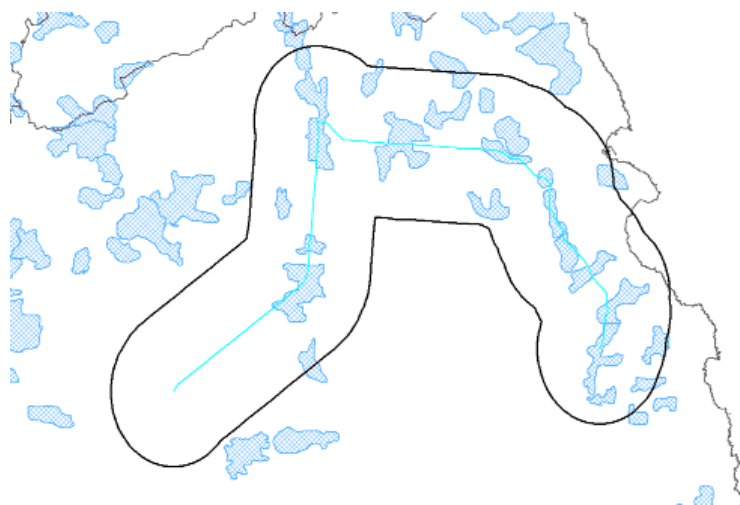


図 8-55 概略ルートの調査範囲の例（岩手地区）

② 概略ルートの設定を行う上での基本的な条件

概略ルートは以下の条件で設定した。

- 基本送電線配置パターンの検討結果で示された新設送電線に沿う線形を基本とし、連系する各有望エリアの中心付近を通過するルートを設定する（A 案）。
- 地域の状況に応じて、大きく回避した方がよい場所（自然環境へ影響を及ぼす可能性のある地域、尾根上の風車適地等）、直線化等により建設コストを低減できる場所については、A 案に対する回避ルート、直線化ルート等の代替ルート（B 案）として設定する。
- A 案の起点は、基本送電線配置パターンで抽出した変電所から最も遠い有望エリアの重心点付近とする。
- A 案の終点は、同パターンにおけるアクセスポイント変電所とする。
- データの取得が困難な条件（風、氷雪、雷、雷等の気象条件、地質、断層等）、測量及び現地調査を要する条件（電磁・静電誘導、風音、景観等）、樹木伐採及び土地収

用の難易度は考慮しない。

- 有望エリア内の連系線については検討しない。

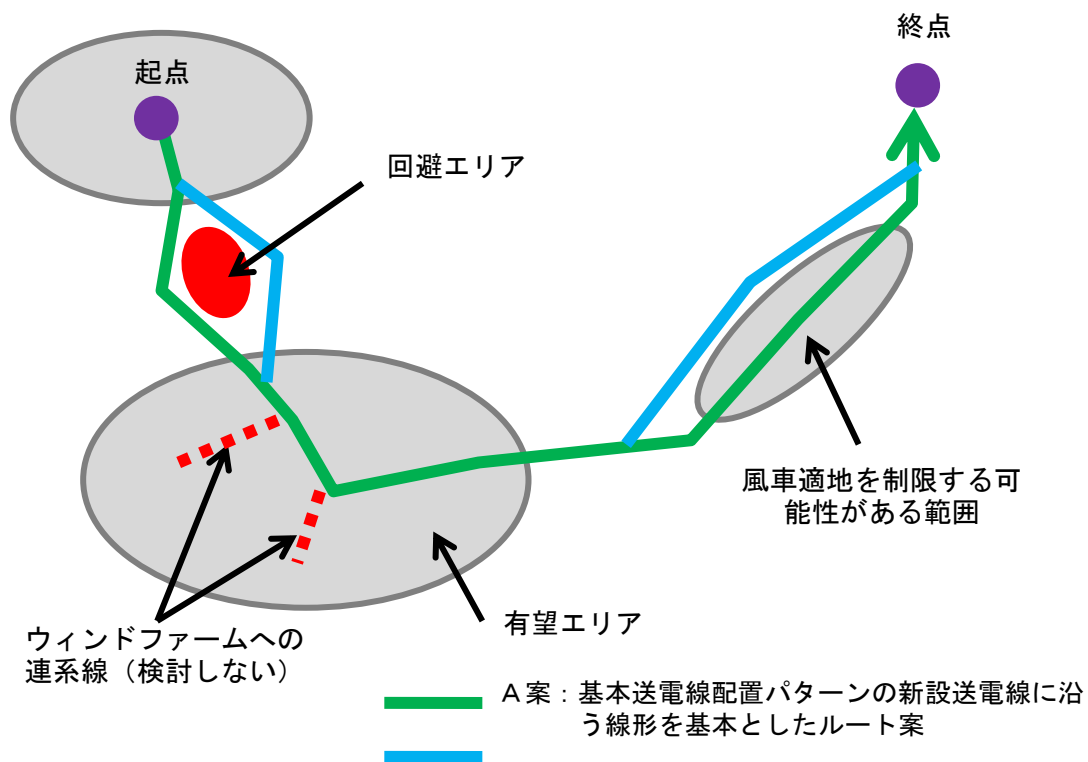


図 8-56 検討した概略ルートのイメージ図

③ 概略ルート設定時の回避条件

概略ルートの設定に際しては、表 8-38 の地域を回避させることとした。

表 8-38 概略ルート設定時に回避した条件

指定地域	指定区分	鉄塔建設可否
自然公園地域	特別保護地区	×
	第1種特別地域	×
	第2種特別地域	△
	第3種特別地域	○
	普通地域（海域含む）	○
	海域公園地区	○
自然環境保全地域	原生自然環境保全地域	×
	特別地区	×
	普通地区	○
鳥獣保護区	鳥獣保護区	○
	特別保護区	×
種の保存法	管理地区	×
湿地	ラムサール条約登録湿地	×
	日本の重要湿地 500	△
重要な植物群落	特定植物群落	×
	海岸植物群落	△
	自然性の高い植生	△
天然記念物	特別天然記念物	×
	天然記念物	×
	天然保護区域	×
保護林	保護林	△
	緑の回廊	△
保安林	保安林	△
その他の送電線の立地が困難な土地	市街地、建物用地、道路・鉄道、飛行場制限表面、河川・湖沼、ゴルフ場、地すべり地形	×
湿地	ラムサール条約登録湿地	×

注1) 鉄塔の配置の条件。上空を通過する送電線は含まれない。

注2) 「×」：回避、「△」：回避を基本とするが困難な場合は最小限で設定。「○」：可能

④ 概略ルート of 電線、鉄塔緒元等に関する設定条件

電線緒元、鉄塔構造の条件については表 8-39 のとおり設定した。

表 8-39 概略ルート選定時の条件

設定項目	設定条件	備考
電線種	TACSR160～610 単導体	基本送電線配置パターン of 設定結果に準ずる
Tmax (最大使用張力)	2,600～5,000kg	電線種に応じて設定
電線温度 (静止時)	180℃	
最低地上高	20m+3.2m 以上	樹木高 20m を想定
回線数	2 回線	
アーム幅	9.0m (全幅)	
継ぎ足のピッチ	1.0m	
がいし連長 (懸垂)	2.0m	

⑤ 概略ルート of 設定手法

概略ルートは、国土地理院地図画像 1/5 万及び基盤地図標高メッシュ 10m を用いた送電線ルート検討システムを使用し、8.4.1 (2) ③で示した回避エリア、自然環境及び社会環境に配慮した上で設定した (図 8-57)。ただし本事業においては、データの取得が困難な条件 (風、氷雪、雷、雷等の気象条件、地質、断層等)、測量及び現地調査を要する条件 (電磁・静電誘導、風音、景観等)、樹木伐採及び土地収用の難易度は考慮しないこととした。

鉄塔の位置決め、ルート通過箇所 of 選定等の具体的な図上検討の手順は「架空送電線路調査測量技術解説書」(昭和 60 年、送電線建設技術研究会、電気書院発行) に拠った。

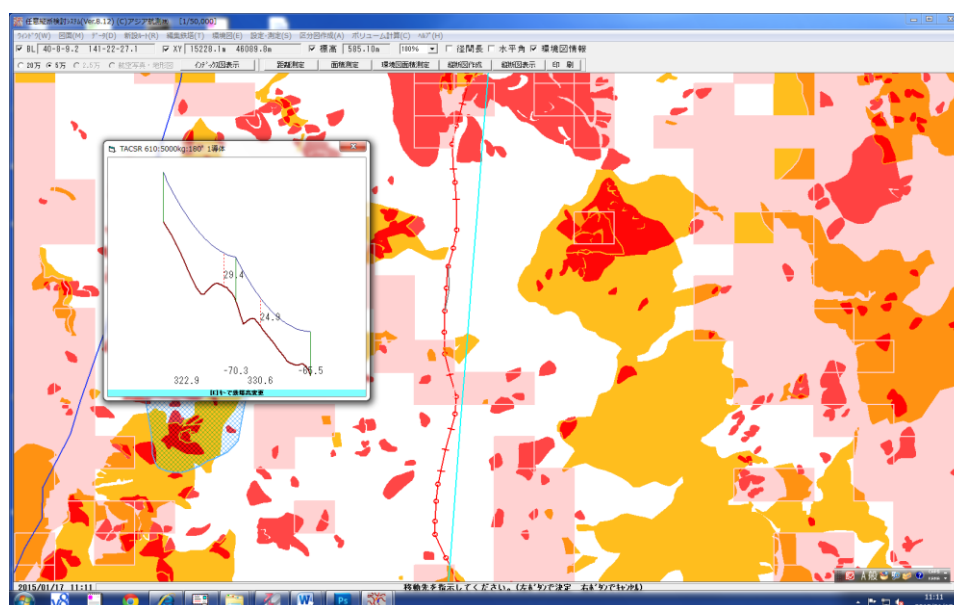


図 8-57 送電線ルート検討システム

⑥ 代替ルートの検討

送電線ルート検討では自然環境、社会環境に配慮し、影響が最小となるような検討を必要とする。図 8-58 に示すように、景勝地からの景観に入り込んだり、猛禽類営巣地付近を通過したりする選定箇所は見直しを行い、迂回する比較検討ルートを選定した。

送電線ルート検討では自然環境、社会環境に配慮し、影響が最小となるような検討や、建設コストを低減する検討が必要となる。図 8-58 に示すように、景勝地からの眺望景観に設定したルートが含まれたり、猛禽類営巣地付近を通過する場合には見直しを行い、迂回するルートを設定した。また、ルートが屈曲した区間等、建設コストを低減できる区間では、送電線の亘長、鉄塔の基数、形式、水平角度、交差する構造物、建設工事に利用できる道路からの距離等を勘案し、直線化ルートを検討した。図 8-59 にその事例を示す。

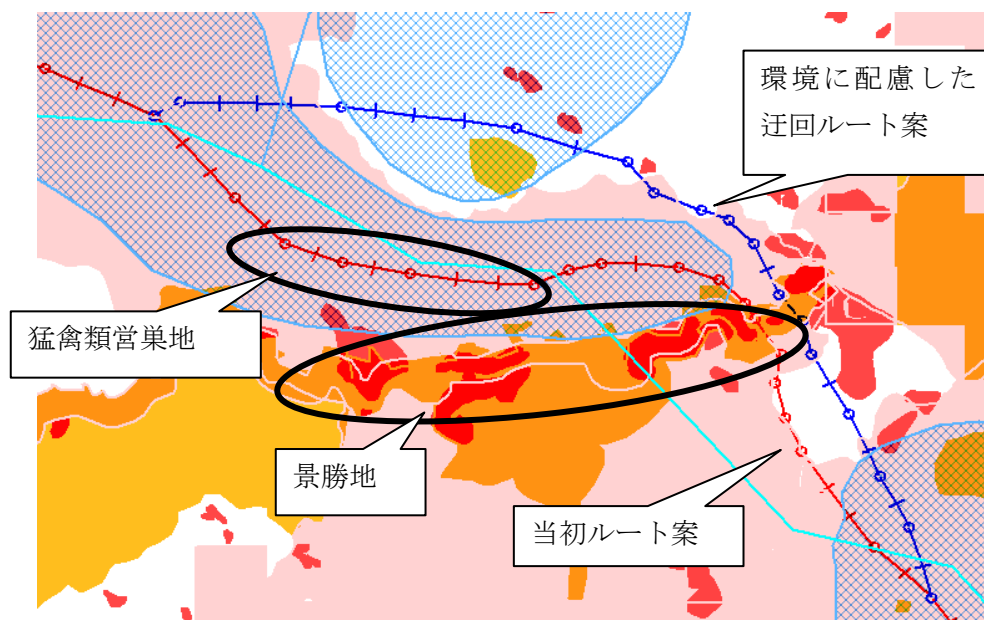


図 8-58 概略ルート設定時における環境への配慮例

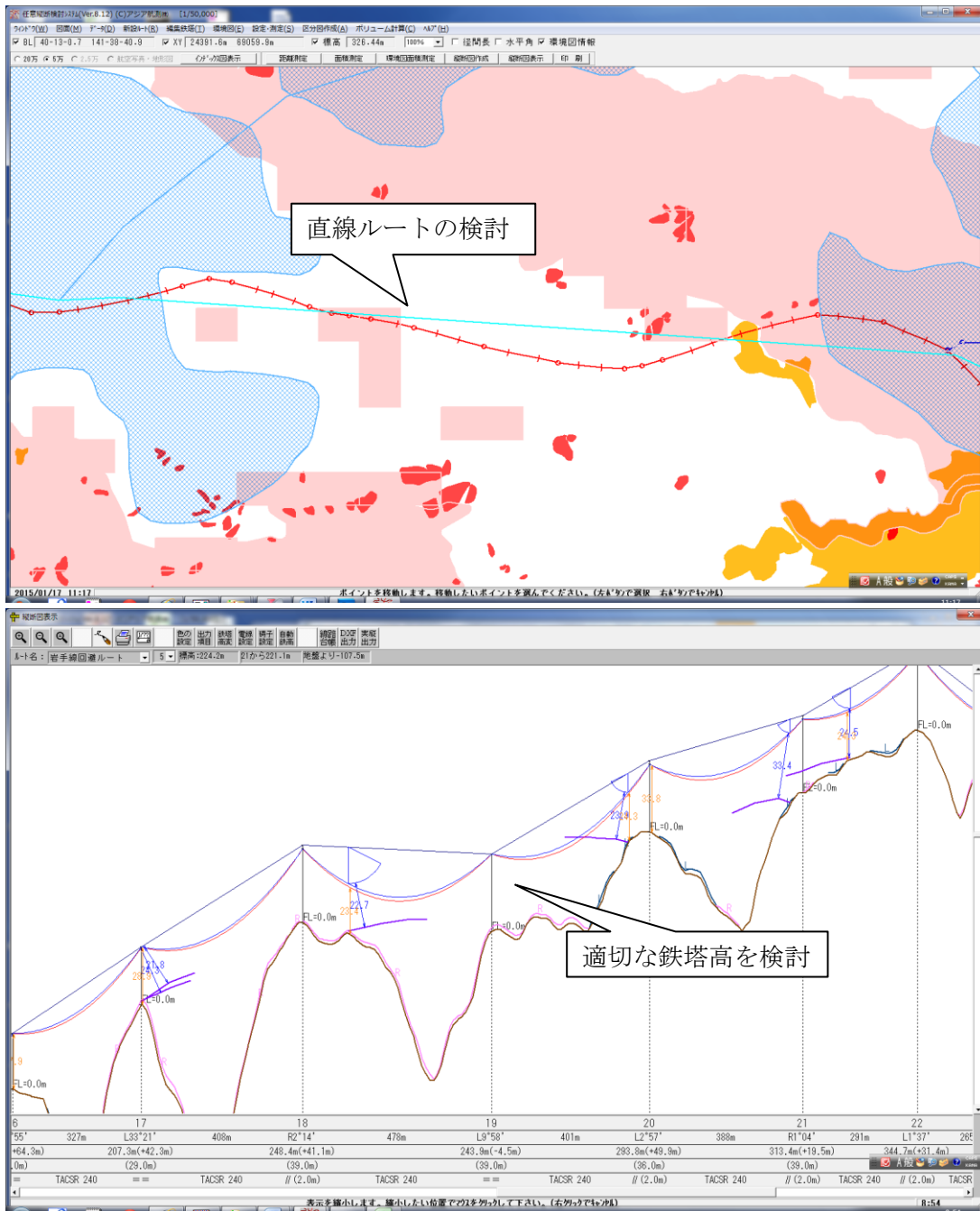


図 8-59 建設コスト検討の事例

(3) 環境調査手法

① 環境影響評価項目の選定

環境影響評価項目は、送電線事業の環境影響評価を実施することを想定し、経産省省令の発電所の設置及び変更に係る環境影響評価項目（表 8-41）及び有識者からの意見等を参考に表 8-40 に示す項目を選定した。

具体的には、送電線事業では「施設の稼働」による影響は想定されないことから供用後の影響要因は「地形改変及び施設の存在」のみを対象とした。また、水域で建設機械が稼働することが想定されないことから「底質」は評価項目として選定しなかった。

表 8-40 送電線新設事業における環境影響評価項目案

影響要因の区分				工事の実施			土地又は工 作物の存在 及び供用
環境要素の区分				工 事 用 資 材 等 の 搬 入 出 入	建 設 機 械 の 稼 働	造 成 等 の 施 工 に よ る 一 時 的 な 影 響	地 形 改 変 及 び 施 設 の 存 在
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として、調査、予測及び評価されるべき環境要素	大気環境	大気質	窒素酸化物	○	○		
			粉じん等	○	○		
		騒音	騒音	○	○		
	水環境 その他の環境	振動	振動	○	○		
		水質	水の濁り		○	○	
		地形及び地質	重要な地形及び地質				○
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物		重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く。）	○	○	○	○
	植物		重要な種及び重要な群落（海域に生息するものを除く。）			○	○
	生態系		地域を特徴づける生態系			○	○
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観		主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観				○
	人と自然との触れ合いの活動の場		主要な人と自然との触れ合いの活動の場	○			○
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等		産業廃棄物			○	
			残土			○	

表 8-41【参考】経産省省令 発電所の設置及び変更に係る環境影響評価項目（風力発電）

影響要因の区分			工事の実施			土地又は工作物の存在及び供用		
環境要素の区分			工 事 用 資 材 等 の 搬 出 入	建 設 機 械 の 稼 働	造 成 等 の 施 工 に よ る 一 時 的 な 影 響	地 形 改 変 及 び 施 設 の 存 在	施 設 の 稼 働	
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として、調査、予測及び評価されるべき環境要素	大気環境	大気質	窒素酸化物	○	○			
			粉じん等	○	○			
		騒音及び超低周波音	騒音及び超低周波音	○	○			○
		振動	振動	○	○			
	水環境	水質	水の濁り		○	○		
		底質	有害物質		○			
	その他の環境	地形及び地質	重要な地形及び地質				○	
その他		風車の影					○	
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	動物	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く。）			○	○	○	
		海域に生息する動物			○	○		
	植物	重要な種及び重要な群落（海域に生息するものを除く。）			○	○		
		海域に生育する植物			○	○		
	生態系	地域を特徴づける生態系			○	○	○	
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素	景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観				○		
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	○			○		
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	廃棄物等	産業廃棄物			○			
		残土			○			

発電所の設置又は変更の工事の事業に係る計画段階配慮事項の選定並びに当該計画段階配慮事項に係る調査、予測及び評価の手法に関する指針、環境影響評価の項目並びに当該項目に係る調査、予測及び評価を合理的に行うための手法を選定するための指針並びに環境の保全のための措置に関する指針等を定める省令（平成十年六月十二日通商産業省令第五十四号）最終改正：平成二五年三月二一日経済産業省令第八号

② 環境影響調査項目の検討

7.1.1 に基づき、送電線新設事業のルート検討段階の調査項目を検討した。

一般的な送電線事業では、ルートゾーンから概略ルートの選定までの段階で複数のルート案が検討される。そのため回避すべき重要な環境影響については、この段階で把握しておくことが必要となる。一方、この段階では検討範囲も広大であることから、特に高コストとなる現地調査は必要最小限の内容に留めておく必要がある。

これらを勘案し、ルート検討における環境影響調査は、各種法規制の状況や保全すべき自然環境地域等に関する既存資料調査を主体としつつも、既存資料での把握が困難な希少猛禽類の営巣地に関する情報については、ヒアリング調査（若しくは必要に応じて現地調査を実施するものとした。ルート検討段階の環境影響調査項目（案）を表 8-42 に示した。

表 8-42 送電線新設事業におけるルート検討段階の環境影響調査項目（案）

工程	調査項目		備考	
ルートゾーンから概略ルートの絞り込み段階	既存資料調査	地域文献調査		
		地域ヒアリング調査	特に猛禽類の営巣地に関する情報収集に留意する（必要に応じて現地調査を実施）。	
基本ルートの選定段階	現地調査	水質	水の濁り	
		植物	重要種・群落調査	
			植生図作成	
		動物	計画準備・現地概査	
			希少猛禽類（生息実態調査）	・送電線を中心に片側 1.2km、両側で 2.4km の範囲とする ・2 年間で行動圏調査、営巣地確認調査、繁殖状況調査を行う
			哺乳類	
			鳥類	
			両生爬虫類	
			昆虫類	
		生態系	地域を特徴づける生態系	
		景観・ふれあい	景観	
人と自然の触れ合いの活動の場				

・希少猛禽類以外の動植物調査範囲は、送電線を中心に片側 100m、両側で 200m とした。

※ルートゾーン案検討段階の希少猛禽類調査は、希少猛禽類の生息可能性はあるが既存資料調査で生息地情報が得られない場合に実施するものとした。

表 8-43 送電線新設事業におけるルート検討段階の現地調査内容

調査項目、手法		調査地域/地域地点	調査期間
水の濁り	浮遊物質	送電線周辺の水系 (2 地点/水系)	4 回
	流量		
植物相	任意踏査	送電線を中心に片側 100m	4 季 (春、夏、秋、冬)
植生図	任意踏査	送電線を中心に片側 100m	1 季
希少猛禽類 (生息実態調査)	生息状況調査	送電線を中心に片側 1.2km (4 地点×3 ペア/12 km ²)	1 年目：繁殖期 7 回、非繁殖期 5 回 計 12 回 2 年目：繁殖期 7 回
	営巣地確認調査	送電線を中心に片側 1.2km	1 年目：1 回 2 年目：1 回
	繁殖状況調査	送電線を中心に片側 1.2km	1 年目：4 回 2 年目：4 回
哺乳類	任意観察調査・ フィールドサイン調査	送電線を中心に片側 100m (4 地点/100ha)	4 季 (春、夏、秋、冬)
	トラップ調査		
鳥類	任意調査	送電線を中心に片側 100m (4 地点/100ha)	5 季 (春、初夏、夏、秋、冬)
	ラインセンサス調査	送電線を中心に片側 100m (2 ルート/100ha)	5 季 (春、初夏、夏、秋、冬)
	定点センサス調査	送電線を中心に片側 100m (2 地点/100ha)	5 季 (春、初夏、夏、秋、冬)
両生爬虫類	目撃法・捕獲法	送電線を中心に片側 100m	3 季 (春、夏、秋)
昆虫類	任意観察調査	送電線を中心に片側 100m	3 季 (春、夏、秋)
	ベイトトラップ調査	送電線を中心に片側 100m (4 地点/100ha)	3 季 (春、夏、秋)
	ライトトラップ調査	送電線を中心に片側 100m (2 地点/100ha)	3 季 (春、夏、秋)
生態系	任意踏査	送電線を中心に片側 100m	1 回
景観	写真撮影	送電線を中心に片側 5km	2 回
人と自然の触れ 合いの活動の場	聴き取り調査	送電線を中心に片側 100m	1 回/地点
	現地踏査		

③ 本検討業務における環境影響調査の方法

本事業の環境調査は、ルートゾーン設定から概略ルート絞り込み段階における環境調査を想定し、設定したルートゾーンの範囲で地域文献調査を行った。表 8-44 に本検討業務で実施した環境調査項目を示した。また、設定した概略ルートと、一部区間の比較ルートについて、環境影響面での評価及び環境配慮事項をまとめた。

表 8-44 本事業の環境調査項目

環境調査項目(地域文献調査)		主題図等		
1.1. 自然的状況	1.1.1 大気環境の状況	気象	気象観測所位置図	
		大気質	大気汚染常時監視測定局の位置図	
		騒音	自動車騒音調査地点の位置図	
		振動	振動調査地点の位置図	
	1.1.2 水環境の状況	水象	河川、湖沼の分布	
		水質	公共用水質調査地点の位置図(河川)	
	1.1.3 土壌及び地盤の状況	土壌	土壌図	
		地盤沈下		
	1.1.4 地形及び地質の状況	地形	地形分類図	
		地質	表層地質図	
		重要な地形・地質	重要な地形・地質図	
		地すべり地形、急傾斜地区の分布	地すべり地形、急傾斜地区の分布	
	1.1.5 動物、植物、生態系	植生の状況	現存植生図	
		注目すべき生息地、重要な群落及び生態系	猛禽類の分布状況	
			ガン類・ハクチョウ類集結地	
			シギ・チドリ類(集結地)	
			海鳥天然記念物指定地	
			鳥類を指標とした重要な自然環境(KBA等)	
重要な植物群落の分布状況				
特定植物群落				
巨樹・巨木の分布状況				
1.1.6 景観	主要な眺望地点・主要な景観資源	景観資源/主要な眺望地点		
	人と自然との触れ合い活動の場の分布状況	人と自然との触れ合い活動の場の分布状況		
1.2 社会的状況	1.2.1 土地利用の状況	土地利用の状況	地目別土地面積	
		土地利用計画	土地利用の状況	
		都市計画区域・用途地域	都市計画区域・用途地域	
	1.2.2 河川・湖沼の利用状況		-	
	1.2.3 交通の状況		道路交通の状況	
			交通量調査地点	
	1.2.4 学校、病院その他の施設及び住宅の配置の状況	学校、病院その他の施設及び住宅の配置の状況	学校、病院その他の施設及び住宅の配置の状況	
	1.2.5 関係法令等による地域指定の状況	関係法令等による地域指定の状況	自然公園の指定状況	
			鳥獣保護区の指定状況	
			保安林、緑の回廊の指定状況	
			農業地域・農用地区域の指定状況	
			文化財の分布状況図	
			都市計画区域の指定状況	
			風致地区の指定状況	
			景観に係る指定地域の状況	
急傾斜地崩壊危険区域等の位置図				
地すべり地形の位置図				
世界遺産登録地の位置図				

(4) 概略設計手法

概略設計では、決定された送電線ルートの公称電圧、回線数、区間、亘長、支持物基数、電線種類などを基に、送電線の事業費を算出した。

送電線の事業費には、送電線建設費と送電線維持管理費が含まれるが、ここでは送電線建設費に関する費用のみとし、調査費、設計費、建設工事費について算出した。なお、用地費に係る費用は地域性や土地利用条件などによって大きく変わるため、今回の費用算出には含めないこととした。

建設工事費の算出にあたっては、まず概略ルート設定で得られた鉄塔位置座標のデータを基に、公開されている航空写真（Google マップ）へ鉄塔位置をプロットし、起点から終点までの送電線ルートについて、詳細な地形状況や既存道路との位置関係、重要な横過物、学校などの位置を確認した。

次に、送電線ルートの条件を整理するために線路台帳を作成し、鉄塔地盤標高、径間長、水平角度、がいし吊型及び鉄塔アーム下高さなどの諸データから、各鉄塔の条件と地形状況を考慮のうえ、適用する基礎型を選定した。また、鉄塔位置をプロットした航空写真（Google マップ）により、地形状況や既存道路からの位置関係（距離・勾配）などを考慮し、各鉄塔の運搬方法や仮設備、鉄塔組立工法ならびに架線工事のドラム場・エンジン場などを選定した。決定された基礎型、仮設運搬方法、架線工事区間などを線路台帳へ記載し、鉄塔工事費、架線工事費の算出に用いた。

建設工事費は、電線サイズにより各区間で資材費、鉄塔工事費、架線工事費、間接工事費を算出し、全区間の費用を合計した。

なお調査費は、調査項目によっては地形区分により単価が異なるため、それぞれの地形区分の亘長に単価を乗じて算出し、設計費は、地形区分による単価の差がないため、送電線ルートの起点から終点間の亘長を乗じて算出した。

8.4.2 検討結果（女満別地区）

（1） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-60 に女満別地区の系統整備可能地域案（概略ルート）を示した。

本ルート案は屈斜路湖北側に広がる有望エリアを結び、北海道電力石巻変電所に連系するルート案である。A案は有望エリアのほぼ中心を通過するルート案で、斜里郡小清水町藻琴山北東から藻琴山北側の山腹を東西に横切り、女満別川沿いに北海道電力女満別変電所に連系する。途中、大空町の有望エリアを結ぶ分岐線が藻琴山北側山麓の標高 300m 付近で分岐する。B案はA案のうち屈曲したルート形状になっている区間について短縮化を図った代替ルートで、大空町の分岐点から北西方向に農耕地を通過する。

② 概略ルートの通過地区

A案、B案ともに斜里郡小清水町と網走郡大空町を通過する。

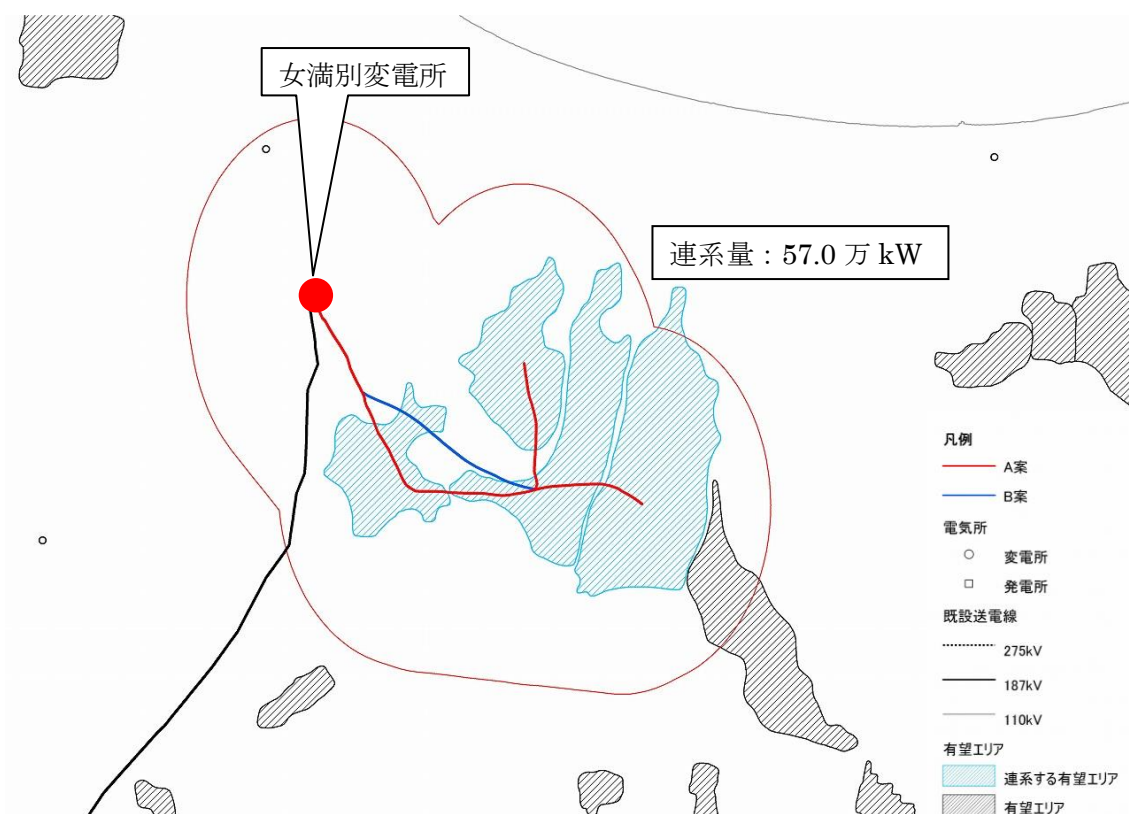


図 8-60 選定した系統整備可能地域案（女満別地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-45 に、自然環境特性を表 8-46 にまとめた。

表 8-45 女満別地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルート案の通過地域は農耕地、樹林地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・河川・湖沼は通過しないが、網走湖、涛沸湖、藻琴湖に流入する河川の源流域を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-46 女満別地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・「日本の典型地形」（平成 11 年、国土地理院）の屈斜路カルデラ、屈斜路火砕流が分布する他、屈斜路火山群や藻琴山等の重要な地形があげられる。 ・北海道地質百選によると対象市町村において 14 の重要な地質が登録されている。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	・本地区ではオジロワシ、オオワシの生息が確認されている。
植物	重要な種及び重要な群落	・藻琴山では、標高が高くなるにつれて、ダケカンバ-エゾマツ群落、ササ-ダケカンバ群落（北海道）、ハイマツ群落、高山低木群落へと移行し、自然植生が広く分布している。 ・屈斜路湖の北側は、自然植生のトドマツ-ミズナラ群落、カツラ群落、ササ-ダケカンバ群落（北海道）が分布している。
生態系	地域を特徴づける生態系	・サケ、マス等の魚類を捕食するオジロワシの重要な生息環境が分布する。 ・調査範囲の北側には耕作地が広がり、畑雑草群落にカラマツ植林及びシラカンバ-ミズナラ群落が混じる。 ・藻琴山北側山麓は、カラマツ植林、トドマツ植林等の植林地が多く、植林施業単位の境界部分に湿性林のハルニレ群落が網目状に分布する。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・藻琴山を中心として峠が抽出された他、展望地を備える公園やビューポイントパーキングが分布する。 ・湖沼景観として屈斜路湖や、屈斜路湖周辺の火山景観が多く分布する他、水景 特殊地学景観として、清里町清里 3 区の湧水（I）、藻琴山北麓の湧水（銀嶺水）が分布する。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・藻琴山等の山地や屈斜路湖等の湖沼に触れ合い活動の場が多い他、キャンプ場、芝桜公園等の触れ合いの場がみられる。

(3) 概略設計結果

① 設備概要

本送電線ルート of 設備概要を表 8-47 に示す。

表 8-47 設備概要 (女満別地区)

項 目	内 容
線路名	仮称) 女満別風力送電線
公称電圧	110kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区 間	自：〇〇〇風力発電所 至：北海道電力 女満別変電所
亘長	A 案： 32.4km B 案： 30.5km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 A 案： 鉄塔 106 基 (耐張 42 基, 懸垂 64 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 60m、平均径間長 309m B 案： 鉄塔 99 基 (耐張 35 基, 懸垂 64 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 60m、平均径間長 311m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電 線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) A 案： 本線 No.1 ~No.20 間 TACSR160 分岐線 No.1 ~No.24 (No.20) 間 TACSR160 本線 No.20~No.43 間 TACSR410 本線 No.43~No.83 間 TACSR610 B 案： 本線 No.1 ~No.19 間 TACSR160 ※ 本線 No.1 (No.19)~No.2 間 TACSR160 ※ 分岐線 No.1 ~No.24 (No.2) 間 TACSR160 本線 No.2~No.26 間 TACSR410 ※ 本線 No.26~No.39 (No.64) 間 TACSR610 ※ 本線 No.64~No.83 間 TACSR610 ※A 案からの変更区間
地 線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.83 間 分岐線 No.1~No.24 (No.20) 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、総亘長 32.4km、鉄塔 106 基となり、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 62 基、丘陵地が 36 基、平地は 8 基となり、山地の割合は全体の 58% である。

送電線ルート B 案は、総亘長 30.5km、鉄塔 99 基となり、A 案より亘長で 1.9km、鉄塔で 7 基減少し、1km 当り 3.2 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 49 基、丘陵地が 42 基、平地は 8 基となり、山地の割合は全体の 49% である。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-48、表 8-49 に示す。

表 8-48 送電線建設費 (A 案) (女満別地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	32.40	6.8	
設計費	km	32.40	3.6	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	6.24	20.5	
TACSR410 区間	km	7.32	23.7	
TACSR610 区間	km	11.71	34.7	
分岐線) TACSR160 区間	km	7.13	21.2	
< 小 計 >	km	32.40	<100.1>	
1km 当りの建設工事費			3.1	
【 合 計 】	km	32.40	【110.5】	
1km 当りの建設費			3.4	

表 8-49 送電線建設費 (B 案) (女満別地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	30.50	6.2	
設計費	km	30.50	3.4	
建設工費費			0.0	
本線) TACSR160 区間	km	6.24	20.6	
TACSR410 区間	km	7.50	20.9	
TACSR610 区間	km	9.64	28.3	
分岐線) TACSR160 区間	km	7.13	21.2	
< 小 計 >	km	30.50	<91.0>	
1km 当りの建設工事費			3.0	
【 合 計 】	km	30.50	【100.6】	
1km 当りの建設費			3.3	

(4) コスト及び環境影響の比較

女満別地区の代替ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。得られた情報をもとに総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられたが、希少動植物に関する地域固有の情報として、オオワシ、オジロワシ等の稀少猛禽類の生息状況を調査して検討する必要がある。

表 8-50 環境影響面の比較（女満別地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		Aルート案	Bルート案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所は8カ所であるB案より横断箇所は少ないが、B案より上流部を通過する。	河川の横断箇所は10箇所であり、農耕地帯での横断が多い。
土壌・その他の環境	地形及び地質	山腹斜面をトラバースするため、B案より地形改変の程度は大きいと考えられる。火山性ローム地層の他、安山岩質地層の一部を通過する。	ゆるやかな斜面を通過するため、地形改変の程度はA案より小さいと考えられる。火山性ローム質の地層を通過する。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	オジロワシ、オオワシの生息情報（2次メッシュ）がある。KBA（生物多様性の鍵となる地域）の一部を通過する。	オジロワシ、オオワシの生息情報（2次メッシュ）がある
植物	重要な種及び重要な群落	自然植生のダケカンバミズナラ群落の一部や溪流沿いに分布するハルニレ群落を通過する。	溪流沿いに分布するハルニレ群落を通過する。
生態系	地域を特徴づける生態系	農耕地、植林地の他、山地性山地上部の針葉樹林帯とダケカンバ群落の移行帯の樹林の一部を通過する。	通過範囲のほとんどが農耕地、植林地である。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	ルート上に該地点はないが、藻琴山山麓から藻琴山方向を眺めた場合に送電線が視野に入る。	A案と同じ
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該地はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-51 法規制面の比較（女満別地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計 14 箇所（のべ 26.8km）	計 22 箇所（のべ 20.9km）
ルート全体	計 52 箇所（のべ 51.8km）	計 62 箇所（のべ 27.4km）
評価案		○

表 8-52 コスト面の比較（女満別地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	110.5 億円	100.6 億円
評価案		○

8.4.3 検討結果（青森地区）

（１） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-61 に青森地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルートは青森県西部の有望エリアを通過し、東北電力青森変電所へ連系するルート案である。A案は有望エリアのほぼ中心を通過するルート案である。北東の「く」の字部分は有望エリアが広く面的に続くため、代替案の B 案を検討した。

② 概略ルートの通過地区

A案は青森県の鱒ヶ沢町付近から七里長浜沿いをつがる市の十三湖付近まで北上し、津軽山地の北縁に沿って西東方向に蓮田村付近まで横断し、眺望山や土筆森山の東側を通過しながら南下して青森市中央部に至り、青森変電所を終点とするルートである。

A案、B案が通過する自治体は、鱒ヶ沢町、弘前市、つがる市、中泊町、五所川原市、蓮田村、青森市の計 7 市町村である。

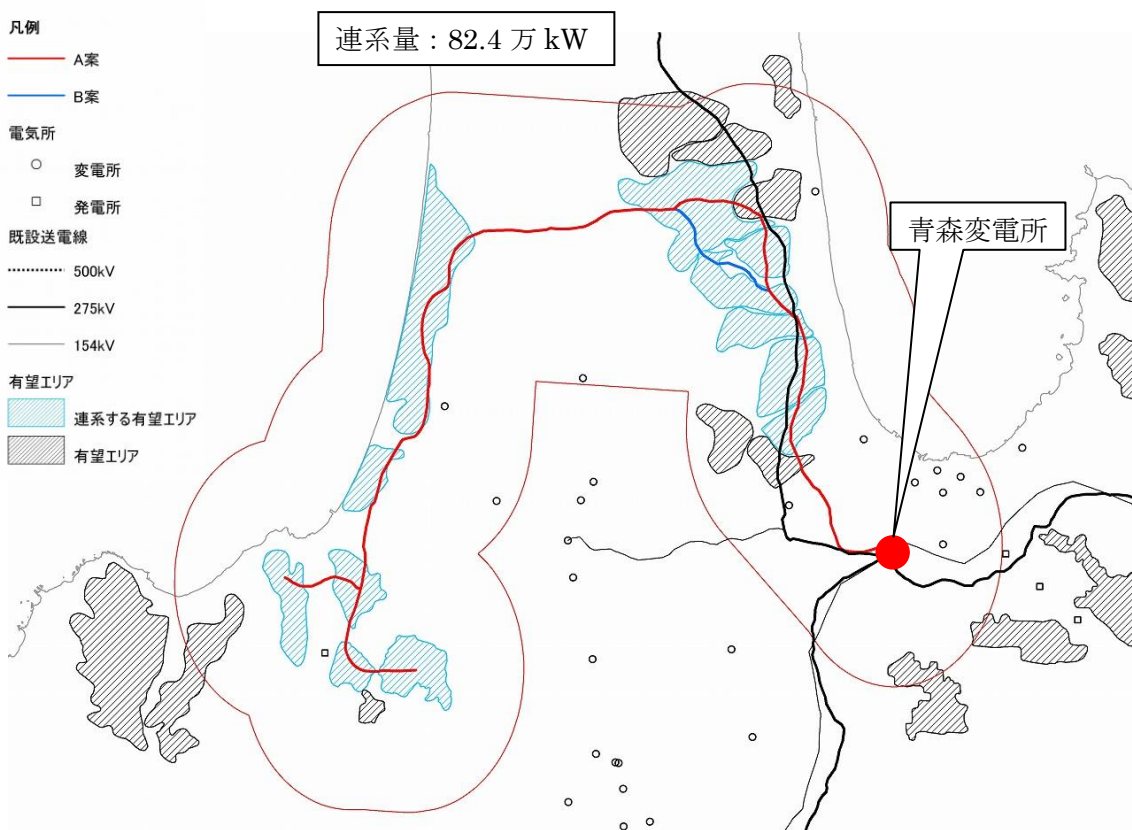


図 8-61 選定した系統整備可能地域案（青森地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-53 に、自然環境特性を表 8-54 にまとめた。

表 8-53 青森地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルート案の通過地域は農耕地、樹林地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・津軽山地では多くの河川の源流域を通過する。 ・津軽平野や屏風山付近では多くの湖沼の近くを通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない

表 8-54 青森地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・火山群、火山、海成段丘などが分布し、「日本の典型地形」（平成 11 年、国土地理院）では、潟湖（ラグーン）、低層湿原、火山麓扇状地、活断層崖などがあげられている。 ・「日本の地形レッドデータブック第 1 集－危機にある地形－」（平成 12 年、日本の地形レッドデータブック作成委員）では、河岸砂丘・河岸段丘があげられている。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	イヌワシ、クマタカの生息情報がある。
植物	重要な種及び重要な群落	・岩木山では山頂部の偽高山性の植生が成立し、高山低木群落、コケモモハイマツ群集、風衝低木群落等の自然植生が分布する。 ・岩木山山麓は自然植生のチシマザサ群団が広がる。 ・屏風山周辺では湿原群落も散在する。 ・赤倉岳、大倉岳周辺では、ミヤマナラ群落、ダケカンバ群落等の風衝性低木群落がみられる。
生態系	地域を特徴づける生態系	・本地区には低地から丘陵地、標高 1,625m の岩木山まで異なる立地が含まれるため、多様な自然環境がみられる。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・ペンセ湿原、呑龍岳展望台等、低地や丘陵地の眺望地点が多い。 ・十三湖、屏風山砂丘、岩木山等、自然環境豊かな多様な景観資源が分布する。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・景観資源周辺の公園施設の他、岩木山のスキー場や登山道、七里長浜や青森湾沿いの海水浴場があげられる。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルート of 設備概要を表 8-55 に示す。

表 8-55 設備概要 (青森地区)

項目	内容
線路名	仮称) 青森風力送電線
公称電圧	154kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区 間	自：〇〇〇風力発電所 至：東北電力 青森変電所
亘長	A 案： 94.8 km B 案： 92.6 km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 ----- A 案： 鉄塔 312 基 (耐張 169 基, 懸垂 143 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 65m、平均径間長 305m ----- B 案： 鉄塔 306 基 (耐張 174 基, 懸垂 132 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 65m、平均径間長 304m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電 線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) ----- A 案： 本線 No.1 ~No.107 間 TACSR160 分岐線 No.1 ~No.21 (No.35) 間 TACSR160 本線 No.107~No.122 間 TACSR240 本線 No.122~No.174 間 TACSR330 本線 No.203~No.219 間 TACSR410 本線 No.219~No.292 間 TACSR610 ----- B 案： 本線 No.1 ~No.107 間 TACSR160 分岐線 No.1 ~No.21 (No.35) 間 TACSR160 本線 No.107~No.122 間 TACSR240 本線 No.122~No.174 間 TACSR330 本線 No.1 (No.174)~No.29 間 TACSR330 ※ 本線 No.29~No.37 (No.216) 間 TACSR410 ※ 本線 No.216~No.219 間 TACSR410 本線 No.219~No.292 間 TACSR610 ※A 案からの変更区間
地 線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.292 間 分岐線 No.1~No.21 (No.35) 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、総亘長 94.8km、鉄塔 312 基となり、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 147 基、丘陵地が 103 基、平地は 62 基となり、山地の割合は全体の 47% である。

送電線ルート B 案は、総亘長 92.6km、鉄塔 306 基となり、A 案より亘長で 2.2km、鉄塔で 6 基減少し、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 141 基、丘陵地が 103 基、平地は 62 基となり、山地の割合は全体の 46% である。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-56、表 8-57 に示す。

表 8-56 送電線建設費 (A 案) (青森地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	94.8	19.0	
設計費	km	94.8	10.6	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	32.10	92.7	
TACSR240 区間	km	4.46	12.3	
TACSR330 区間	km	24.25	83.7	
TACSR410 区間	km	5.21	18.9	
TACSR610 区間	km	22.92	84.1	
分岐線) TACSR160 区間	km	5.86	19.9	
< 小 計 >	km	94.8	<311.5>	
1km 当りの建設工事費			3.3	
【 合 計 】	km	94.8	【341.0】	
1km 当りの事業費			3.6	

表 8-57 送電線建設費 (B 案) (青森地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	92.6	18.4	
設計費	km	92.6	10.3	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	32.10	92.7	
TACSR240 区間	km	4.46	12.3	
TACSR330 区間	km	24.20	85.2	
TACSR410 区間	km	3.02	11.9	
TACSR610 区間	km	22.92	84.1	
分岐線) TACSR160 区間	km	5.86	19.9	
< 小 計 >	km	92.6	<306.0>	
1km 当りの建設工事費			3.3	
【 合 計 】	km	92.6	【334.7】	
1km 当りの事業費			3.6	

(4) コスト及び環境影響の比較

青森地区の代替ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。得られた情報をもとに総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-58 環境影響面の比較（青森地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		A案	B案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所は5カ所である。	河川の横断箇所は1箇所である。
土壌・その他の環境	地形及び地質	重要な地形には該当しないが、標高500前後の袴腰岳南側の稜線を超えるルート案であり、山地部にて地形改変が発生する。	重要な地形には該当しないが、大倉岳から袴腰岳にかけての稜線直下を通過するため、山地部の地形改変が発生する。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	(比較できる地域文献情報は得られなかった)	(比較できる地域文献情報は得られなかった)
植物	重要な種及び重要な群落	保護林の一部を通過する可能性がある。自然植生のチシマザサ群団を通過する。	自然植生のチシマザサ群団を通過するが、稜線に沿って通過するため、自然植生の通過範囲はA案より長い。
生態系	地域を特徴づける生態系	自然性のやや高い山地の森林生態系である。	A案と同じ
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	ルート案上に該当箇所はなく、ルート案が視野に入る津軽湾沿岸に特筆すべき眺望地点ない。	ルート案上に該当箇所はないが、津軽平野の眺望地点から津軽山地を望む視野にBルート案が入る可能性がある。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該当地はない。	A案と同じ
評価案		△	△

表 8-59 法規制面の比較（青森地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計10箇所（のべ38.2km）	計6箇所（のべ36.1km）
ルート全体	計99箇所（のべ219.3km）	計95箇所（のべ217.4km）
評価案		○

表 8-60 コスト面の比較（青森地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	341.0 億円	334.7 億円
評価案		○

8.4.4 検討結果（秋田地区）

（1） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-62 に秋田地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。

秋田地区のルート案は、秋田県由利本荘市の鳥海山麓北麓から秋田平野を北上して東北電力秋田変電所に連系するルート案である。鳥海山麓に広い有望エリアがあるため、代替案のB案を検討した。ルート案の中間以南は地すべり地域が密集しておりルート適地が少ない。変電所周辺は秋田市街地となっており、西側は海岸線のため東に大きく迂回した。

② 概略ルートの通過地区

A案、B案ともに秋田市、にかほ市、由利本荘市を通過する。



図 8-62 選定した系統整備可能地域案（秋田地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-61 に、自然環境特性を表 8-62 にまとめた。

表 8-61 秋田地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルートの通過地域は農耕地、樹林地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・秋田市街地の東側、由利本荘市内の丘陵地等で多くの河川を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない

表 8-62 秋田地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・重要な地形として、秋田砂丘、庄内砂丘がある。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	概略ルート近傍にノスリ、ハチクマの生息情報がある。
植物	重要な種及び重要な群落	・鳥海山麓北麓の一部にブナ自然林がみられる他、鳥海山麓の山間湿原、湿性林のハンノキ群落等が分布する。 ・秋田平野のため池群、鳥海山麓湿原群は、日本の重要湿地 500 に指定されている。
生態系	地域を特徴づける生態系	・鳥海山麓北麓は植林地、ミズナラ二次林が広く分布する一方で、ブナ自然林、小湿地等の自然植生が分布しており、本地区ではまとまった山地性の森林生態系が残存している。 ・鳥海山麓以外のルート案沿いの大部分は水田利用が多く、丘陵地ではコナラ・ミズナラ二次林、アカマツ二次林、植林地で構成される里地里山の生態系が成立している。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・景観資源としては鳥海山、行者岳、文殊岳等の火山景観、秋田砂丘、女湯、男湯等の湖沼景観等があげられる。 ・主要な眺望地点としては秋田平野から出羽山地を望む眺望地点、鳥海山麓から由利本荘方面を望む眺望地点があげられる。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・鳥海山麓のキャンプ場や森林公園、探索路の他、秋田市の海水浴場等、数多くの触れ合いの場が整備されている。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルート of 設備概要を表 8-63 に示す。

表 8-63 設備概要 (秋田地区)

項目	内容
線路名	仮称) 秋田風力送電線
公称電圧	154kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区間	自：〇〇〇風力発電所 至：東北電力 秋田変電所
亘長	A 案： 98.1km B 案： 94.2km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 ----- A 案： 鉄塔 322 基 (耐張 183 基, 懸垂 139 基) 平均鉄塔高 53m、最大鉄塔高 77m、平均径間長 306m ----- B 案： 鉄塔 307 基 (耐張 169 基, 懸垂 138 基) 平均鉄塔高 53m、最大鉄塔高 77m、平均径間長 308m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) ----- A 案： 本線 No. 1 ~No. 50 間 TACSR160 分岐線 No. 1 ~No. 20 (No. 49) 間 TACSR160 本線 No. 50~No. 66 間 TACSR240 本線 No. 66~No. 110 間 TACSR330 本線 No. 110~No. 163 間 TACSR410 本線 No. 163~No. 303 間 TACSR610 ----- B 案： 本線 No. 1 ~No. 22 (No. 37) 間 TACSR160 ※ 本線 No. 37 ~No. 50 間 TACSR160 ※ 分岐線 No. 1 ~No. 20 (No. 49) 間 TACSR160 本線 No. 50~No. 66 間 TACSR240 ※ 本線 No. 66~No. 110 間 TACSR330 ※ 本線 No. 110~No. 163 間 TACSR410 本線 No. 163~No. 303 間 TACSR610 ※A 案からの変更区間
地線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No. 1~No. 303 間 分岐線 No. 1~No. 20 (No. 49) 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、総亘長 98.1km、鉄塔 322 基となり、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 175 基、丘陵地が 91 基、平地は 56 基となり、山地の割合は全体の 54% である。

送電線ルート B 案は、総亘長 94.2km、鉄塔 307 基となり、A 案より亘長で 3.9km、鉄塔で 15 基減少し、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 156 基、丘陵地が 87 基、平地は 64 基となり、山地の割合は全体の 51% である。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-64、表 8-65 に示す。

表 8-64 送電線建設費 (A 案) (秋田地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	98.10	20.0	
設計費	km	98.10	10.9	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	14.01	46.5	
TACSR240 区間	km	5.12	15.8	
TACSR330 区間	km	14.12	44.1	
TACSR410 区間	km	16.44	62.7	
TACSR610 区間	km	42.84	148.6	
分岐線) TACSR160 区間	km	5.52	17.5	
< 小 計 >	km	98.10	<335.2>	
1km 当りの建設工事費			3.4	
【 合 計 】	km	98.10	【366.1】	
1km 当りの建設費			3.7	

表 8-65 送電線建設費 (B 案) (秋田地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	94.20	18.9	
設計費	km	94.20	10.5	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	10.11	30.9	
TACSR240 区間	km	5.12	15.8	
TACSR330 区間	km	14.12	44.1	
TACSR410 区間	km	16.44	62.7	
TACSR610 区間	km	42.84	148.6	
分岐線) TACSR160 区間	km	5.52	17.5	
< 小 計 >	km	94.20	<319.6>	
1km 当りの建設工事費			3.2	
【 合 計 】	km	100.60	【349.0】	
1km 当りの建設費			3.7	

(4) コスト及び環境影響の比較

秋田地区の代替ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。得られた情報をもとに総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-66 環境影響面の比較（秋田地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		A案	B案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所は5カ所である。	河川の横断箇所は5カ所である。
土壌・その他の環境	地形及び地質	標高400～500mの高原状地形の縁から尾根の稜線上を通過しており、B案より長い分、地形改変の箇所数が多くなる。	A案と同じく高原状地形から標高約500mの山腹を河川沿いに登るルート案であるが、地形改変の箇所数はA案より少なくなる。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	(比較できる地域文献情報を得られなかった)	(比較できる地域文献情報は得られなかった)
植物	重要な種及び重要な群落	鶴田池の一部を横切するため、ため池沿いの湿性環境に影響を及ぼさないよう留意する必要がある。	特筆すべき重要な群落はないと考えられる。
生態系	地域を特徴づける生態系	通過地域の多くは植林地及び落葉広葉樹二次林である。	A案と同じ
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	ルート案上に該当箇所はない。	A案と同じ
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-67 法規制面の比較（秋田地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計18箇所（のべ17.6km）	計14箇所（のべ6.8km）
ルート全体	計103箇所（のべ111.7km）	計99箇所（のべ109.9km）
評価案		○

表 8-68 コスト面の比較（秋田地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	366.1億円	349.0億円
評価案		○

8.4.5 検討結果（岩手地区）

（1） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-63 に岩手地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルート案は岩手県東部の岩泉町及び田野畑村地内のウィンドファームを起点とし、東北電力岩手変電所を結ぶ送電線である。

A案は風力有望エリアのほぼ中心を通過するルートで、B案は猛禽類の生息地を迂回して回避する通過するルートである。

② 概略ルートの通過地区

A案は岩手県の田野畑町付近を基点とし、三陸海岸沿いを久慈付近まで北上し、北上山地の北縁に沿って東西方向に横断し、一戸町から北上山地の西縁に沿って南下して北上川に至り、岩手変電所を終点とするルートである。B案はA案のうち久慈市の久慈溪流沿いの一部区間を北側に迂回するルートである。

A案、B案が通過する自治体は、岩手県一戸町、葛巻町、岩手町、岩泉町、久慈市、九戸村、盛岡市、普代村、野田村の計9市町村である。

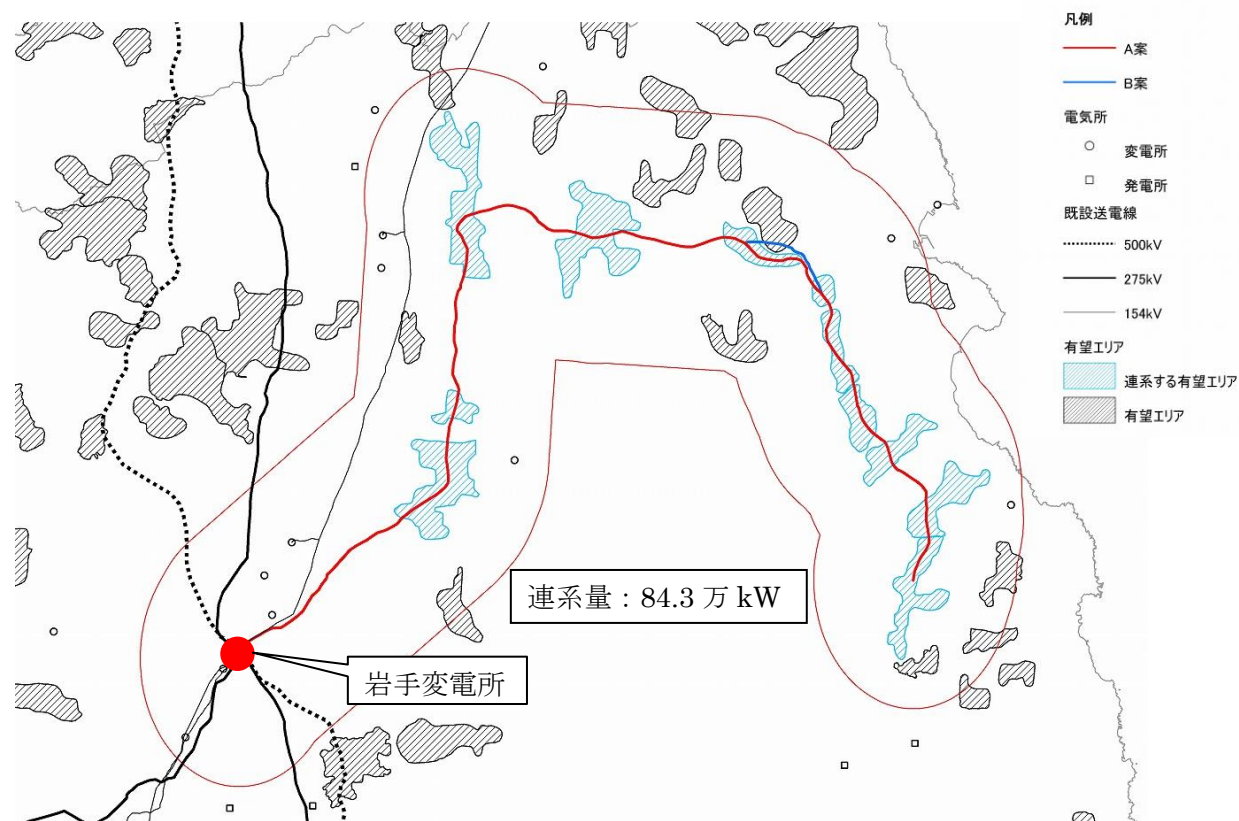


図 8-63 選定した概略ルート案（岩手地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-69 に、自然環境特性を表 8-70 にまとめた。

表 8-69 岩手地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・岩手変電所周辺で住居地域を通過する。
水環境	水の濁り	・複数の河川通過箇所がある他、北上山地の源流域の一部を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-70 岩手地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	「日本の地形レッドデータブック第1集－危機にある地形－」（平成12年、日本の地形レッドデータブック作成委員）には、流れ山、火山麓扇状地、岩塊流が挙げられている。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	調査範囲周辺は、イヌワシ及びクマタカの生息地域となっている。
植物	重要な種及び重要な群落	・北上山地のごく一部には自然林のチシマザサナ群団が残存している。 ・久慈溪流沿い、安家川周辺等に石灰岩地帯があり、イワギク等の石灰岩地の植物群落が分布する。 ・北限と言われているイヌブナ群落のごく一部に残存する。
生態系	地域を特徴づける生態系	・久慈溪流沿いにはケヤキ林、石灰岩地植生等の自然植生、溪流環境が連続している。 ・北上山地の東縁等、急峻な岩角地やアカマツ林、落葉広葉樹二次林、伐採跡地等の環境はイヌワシの貴重な生息地域となっている。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・姫神山、折爪岳、葛巻高原等、北上山地に分布する眺望地点や、岩泉の宇霊羅山、明神岳等の眺望地点がある。 ・北上川沿いの馬仙峡や河岸段丘、久慈渓谷、室根高原等の景観資源がある。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・葛巻高原牧場、平庭高原スキー場・ゴルフ場、十府ヶ浦海水浴場等の触れ合い活動の場がある。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルートの特徴概要を表 8-71 に示す。

表 8-71 設備概要 (岩手地区)

項目	内容
線路名	仮称) 岩手風力送電線
公称電圧	154kV
回線数	2回線
送電方式・周波数	交流3相3線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区間	自：〇〇〇風力発電所 至：東北電力 岩手変電所
亘長	A案：100.5km B案：100.6km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 A案：鉄塔341基 (耐張218基, 懸垂123基) 平均鉄塔高55m、最大鉄塔高66m、平均径間長296m B案：鉄塔340基 (耐張216基, 懸垂124基) 平均鉄塔高55m、最大鉄塔高65m、平均径間長297m
がいし	懸垂装置：I吊 1連、2連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1連、2連 250mm 懸垂がいし
電線	鋼心耐熱アルミ合金より線(TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2) 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) A案：本線 No.1 ~No. 86間 TACSR160 本線 No. 86~No.155間 TACSR240 本線 No.155~No.191間 TACSR410 本線 No.191~No.341間 TACSR610 B案：本線 No.1 ~No. 86間 TACSR160 本線 No.1(No.1)~No.2間 TACSR160 ※ 本線 No.2~No.28(No.114)間 TACSR240 ※ 本線 No.114~No.155間 TACSR240 ※ 本線 No.155~No.191間 TACSR410 本線 No.191~No.341間 TACSR610 ※A案からの変更区間
地線	光ファイバ複合架空地線(OPGW) 1条 OPGW97mm2 (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.341間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、亘長 100.5km、鉄塔 341 基となり、1km 当り 3.4 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 290 基、丘陵地が 41 基、平地は 10 基となり、山地の割合は全体の 85%を占めている。

送電線ルート B 案は、亘長 100.6km、鉄塔 340 基となり、A案より亘長で 0.1km 増し、鉄塔で 1 基減少し、1km 当り 3.4 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 288 基、丘陵地が 42 基、平地は 10 基となり、山地の割合は全体の 85%を占める。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-72、表 8-73 に示す。

表 8-72 送電線建設費 (A 案) (岩手地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	100.50	22.4	
設計費	km	100.50	11.2	
建設工事費				
TACSR160 区間	km	26.20	92.7	
TACSR240 区間	km	20.10	75.3	
TACSR410 区間	km	10.10	35.5	
TACSR610 区間	km	44.10	163.6	
< 小 計 >	km	100.50	<3671.1>	
1km 当りの建設工事費			3.7	
【 合 計 】	km	100.50	【400.7】	
1km 当りの建設費			4.0	

表 8-73 送電線建設費 (B 案) (岩手地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	100.60	22.4	
設計費	km	100.60	11.2	
建設工事費				
TACSR160 区間	km	26.13	92.7	
TACSR240 区間	km	20.24	73.0	
TACSR410 区間	km	10.14	35.5	
TACSR610 区間	km	44.09	163.4	
< 小 計 >	km	100.60	<364.6>	
1km 当りの建設工事費			3.6	
【 合 計 】	km	100.60	【398.2】	
1km 当りの建設費			4.0	

(4) コスト及び環境影響の比較

岩手地区の比較ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。総合的に評価すると、比較ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-74 環境影響面の比較 (岩手地区)

環境要素の区分		A案	B案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	久慈川を1カ所横断する。	久慈川を1カ所、岩井川を4カ所横断する
土壌・その他の環境	地形及び地質	尾根沿いを通過するため、大きな地形改変はない	急傾斜地を通過するため、地形改変の影響の恐れがある。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	猛禽類の営巣地を通過する	猛禽類営巣地より〇km程度離れている。
植物	重要な種及び重要な群落	自然植生はないが、鉄塔敷地の植生が改変される。	A案と同じ
生態系	地域を特徴づける生態系	渓谷沿いの急峻な地形とアカマツ二次林を基盤とし、猛禽類が営巣できる環境が残っており、生態系の基盤環境への影響はほとんどないと考えられる。	A案と同じ
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	久慈溪流から尾根筋の鉄塔及び送電線が見える可能性がある。	久慈溪流を形成する斜面地の北側を通過するため、久慈溪流から送電線施設は見えない。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート沿いに該当地はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-75 法規制面の比較 (岩手地区)

	A案	B案
制限区域の通過箇所・距離	計 91 箇所 (のべ 184.1km)	計 56 箇所 (のべ 180.7km)
評価案		○

表 8-76 コスト面の比較 (岩手地区)

事業費	A案	B案
ルート全体	400.7 億円	398.2 億円
評価案		○

8.4.6 検討結果（宮城地区）

（1） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-64 に宮城地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルートは岩手県南端から宮城県北部にかけての沿岸部の有望エリアを繋ぎ、東北電力石巻変電所へ連系するルートである。

A案は風力有望エリアのほぼ中心を通過するルートで、小規模の有望エリアが散在しジグザグに連系するルート形状となっている。保呂羽山周辺、女川周辺の有望エリアは分岐線で連系した。また、山稜を通過して「く」の字型に屈曲したルート形状になっている区間について、君が鼻山のピークを避け山腹を迂回することにより短縮化を図った代替ルートのB案を設定した。

② 概略ルートの通過地区

A案、B案が通過する自治体は、岩手県の大船渡市、陸前高田市、一関市、宮城県の気仙沼市、南三陸町、登米市、石巻市、女川町の計8市町村である。

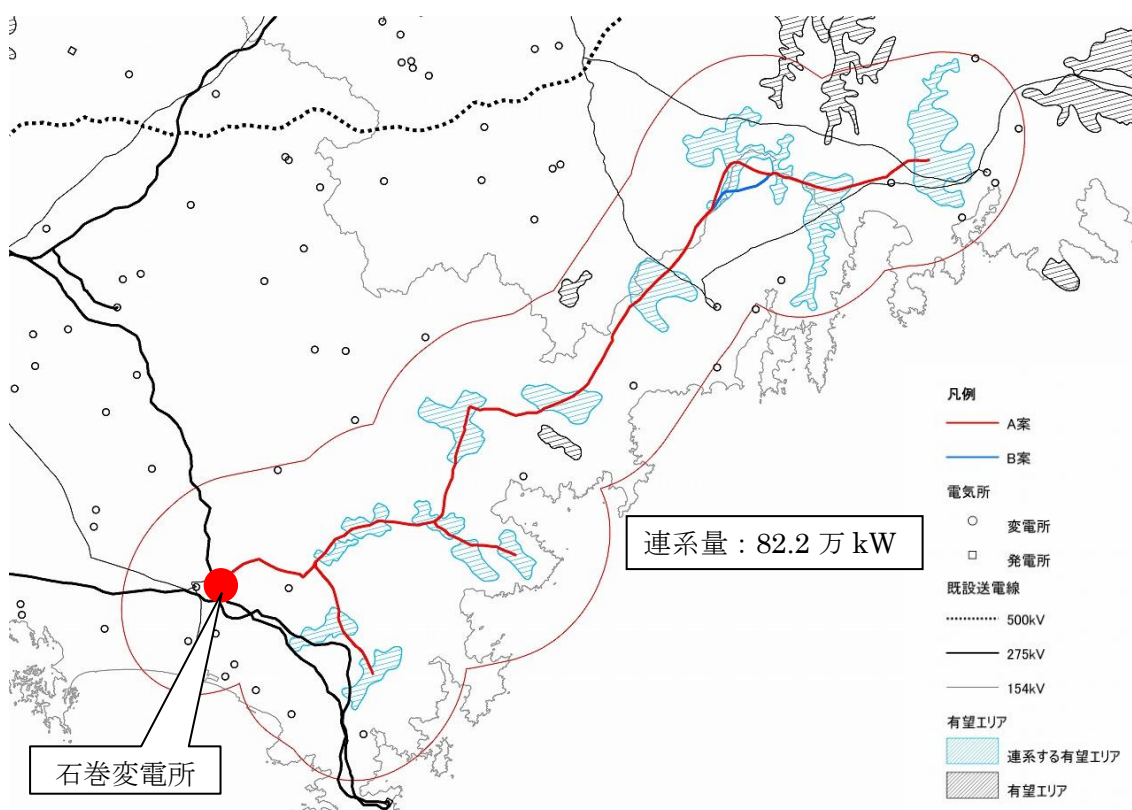


図 8-64 選定した系統整備可能地域案（宮城地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-77 に、自然環境特性を表 8-78 にまとめた。

表 8-77 宮城地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルートの通過地域は樹林地、農耕地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・北上川、気仙川の他、多くの河川を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-78 宮城地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	「日本の地形レッドデータブック第1集－危機にある地形－」には、大船渡湾や気仙沼湾、本吉町登米沢の海岸地形が挙げられている。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	調査範囲周辺は、イヌワシ、オオワシ、オジロワシ、クマタカ及びノスリの生息地となっている。特に北上川河口周辺の丘陵地ではクマタカの営巣地が分布する
植物	重要な種及び重要な群落	・黒沢山のイヌブナ林、徳仙丈山の風衝性のススキ草原等の特定植物群落がルート案近傍にみられる。 ・北上川河口の広大なヨシ群落は環境省の日本の重要湿地 500 に選定されている。
生態系	地域を特徴づける生態系	・沿岸部はリアス式海岸の風衝断崖地とクロマツまたはアカマツの二次林で構成される風衝海岸林が連続している。 ・ルート案沿いの山地は、コナラ二次林、アカマツ植林で構成される里山の生態系で占められる。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・室根山、北上川ヨシ原、岩手石橋駅等の眺望地点がある。 ・景観資源の多くが海岸沿いに分布している。特に南三陸町、登米市、石巻市の海岸沿いに景観資源が多い。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・沿岸部のほぼ全ての範囲が三陸復興自然公園の普通地域に指定されており、探索路、展望台等の施設が整備されている。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルート of 設備概要を表 8-79 に示す。

表 8-79 設備概要 (宮城地区)

項目	内容
線路名	仮称) 宮城風力送電線
公称電圧	154kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区 間	自：〇〇〇発電所 至：東北電力 宮城変電所
亘長	A 案：107.5km B 案：105.7km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 A 案：鉄塔 352 基 (耐張 236 基, 懸垂 116 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 73m、平均径間長 306m B 案：鉄塔 345 基 (耐張 235 基, 懸垂 110 基) 平均鉄塔高 54m、最大鉄塔高 73m、平均径間長 307m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電 線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) A 案：本線 No.1 ~No.106 間 TACSR160 本線 No.106~No.187 間 TACSR240 本線 No.187~No.217 間 TACSR330 分岐線 1 No.1 ~No.27 (No.217) 間 TACSR160 本線 No.217~No.238 間 TACSR410 本線 No.238~No.291 間 TACSR610 分岐線 2 No.1 ~No.36 (No.255) 間 TACSR160 B 案：本線 No.1 ~No.49 間 TACSR160 ※ 本線 No.1 (No.49)~No.24 (No.79) TACSR160 ※ 本線 No.79~No.106 間 TACSR160 ※ 本線 No.106~No.187 間 TACSR240 本線 No.187~No.217 間 TACSR330 分岐線 1 No.1 ~No.27 (No.217) 間 TACSR160 本線 No.217~No.238 間 TACSR410 本線 No.238~No.291 間 TACSR610 分岐線 2 No.1 ~No.36 (No.255) 間 TACSR160 ※A 案からの変更区間
地 線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.291 間 分岐線 1 No.1~No.27 (No.217) 間 分岐線 2 No.1~No.36 (No.255) 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、総亘長 107.5km、鉄塔 352 基となり、1km 当り 3.3 基/km となる。地形別の鉄塔建設位置は、山地が 298 基、丘陵地が 20 基、平地は 34 基となり、山地の割合は全体の 85%を占めている。

送電線ルート B 案は、総亘長 105.7km、鉄塔 345 基となり、A 案より亘長で 1.8km、鉄塔で 7 基減少し、1km 当り 3.3 基/km となる。地形別の鉄塔建設位置は山地が 290 基、丘陵地が 20 基、平地は 35 基となり、山地の割合は全体の 84%を占める。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-80、表 8-81 に示す。

表 8-80 送電線建設費 (A 案) (宮城地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	107.50	23.7	
設計費	km	107.50	12.0	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	31.90	105.2	
TACSR240 区間	km	24.27	85.0	
TACSR330 区間	km	8.83	32.4	
TACSR410 区間	km	6.94	25.6	
TACSR610 区間	km	15.86	61.9	
分岐 1) TACSR160 区間	km	8.11	31.4	
分岐 2) TACSR160 区間	km	11.55	37.2	
< 小 計 >	km	107.50	<378.6>	
1km 当りの建設工事費			3.5	
【 合 計 】	km	107.50	【414.3】	
1km 当りの建設費			3.9	

表 8-81 送電線建設費 (B 案) (宮城地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	105.70	23.3	
設計費	km	105.70	11.8	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	30.16	99.6	
TACSR240 区間	km	24.27	85.0	
TACSR330 区間	km	8.83	32.4	
TACSR410 区間	km	6.94	25.6	
TACSR610 区間	km	15.86	61.9	
分岐 1) TACSR160 区間	km	8.11	31.4	
分岐 2) TACSR160 区間	km	11.55	37.2	
< 小 計 >	km	105.70	<373.0>	
1km 当りの建設工事費			3.5	
【 合 計 】	km	105.70	【408.1】	
1km 当りの建設費			3.9	

(4) コスト及び環境影響の比較

宮城地区の比較ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-82 環境影響面の比較（宮城地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		A案	B案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所は1カ所である。	河川の横断箇所は2カ所である。
土壌・その他の環境	地形及び地質	黒森山のピークから君が鼻にかけて山稜の西側を通過し、君が鼻北側を超えるルート案のため、稜線付近の地形変化が発生する。重要な地形である「ミノケラ沢」を通過する。	ピークを迂回し上八瀬の谷戸を通過するルート案のため、地形変化はA案より少ないと考えられる。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	(比較できる地域文献情報を得られなかった)	(比較できる地域文献情報は得られなかった)
植物	重要な種及び重要な群落	君が鼻山西側のアカマツ自然林の一部を通過する。	特筆すべき重要な群落はないと考えられる。
生態系	地域を特徴づける生態系	通過地域の多くは植林地及び落葉広葉二次林である。	植林地及び落葉広葉二次林の他、谷戸の水田地帯を通過する。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	景観資源の細尾集落近傍を通過する。君が鼻西側の室根山からルート案が視野に入る可能性がある。	ルート案上に該当箇所はない。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-83 法規制面の比較（宮城地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計 11 箇所 (のべ 19.0km)	計 10 箇所 (のべ 15.7km)
ルート全体	計 135 箇所 (のべ 154.6km)	計 117 箇所 (のべ 124.2km)
評価案		○

表 8-84 コスト面の比較（宮城地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	414.3 億円	408.1 億円
評価案		○

8.4.7 検討結果（福島地区）

(1) 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルート概要

図 8-65 に福島地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルート案は福島県のいわき市三和町付近から、東南方向にある鶴石山を越えた後に富岡町まで北上し、東京電力新福島変電所に連系するルート案である。

A案はいわき市と広野町の境界付近にある三森山、五社山西側の有望エリアを結んだルートである。ルート案の中間付近で広い有望エリアが連続するため、中心地点を結ぶと大きく湾曲して山地のピークを通過することから、直線的な代替ルートのB案を設定した。

② 概略ルートの通過地区

A案、B案が通過する自治体は、いわき市、楡葉町、広野町、富岡町の計4市町村である

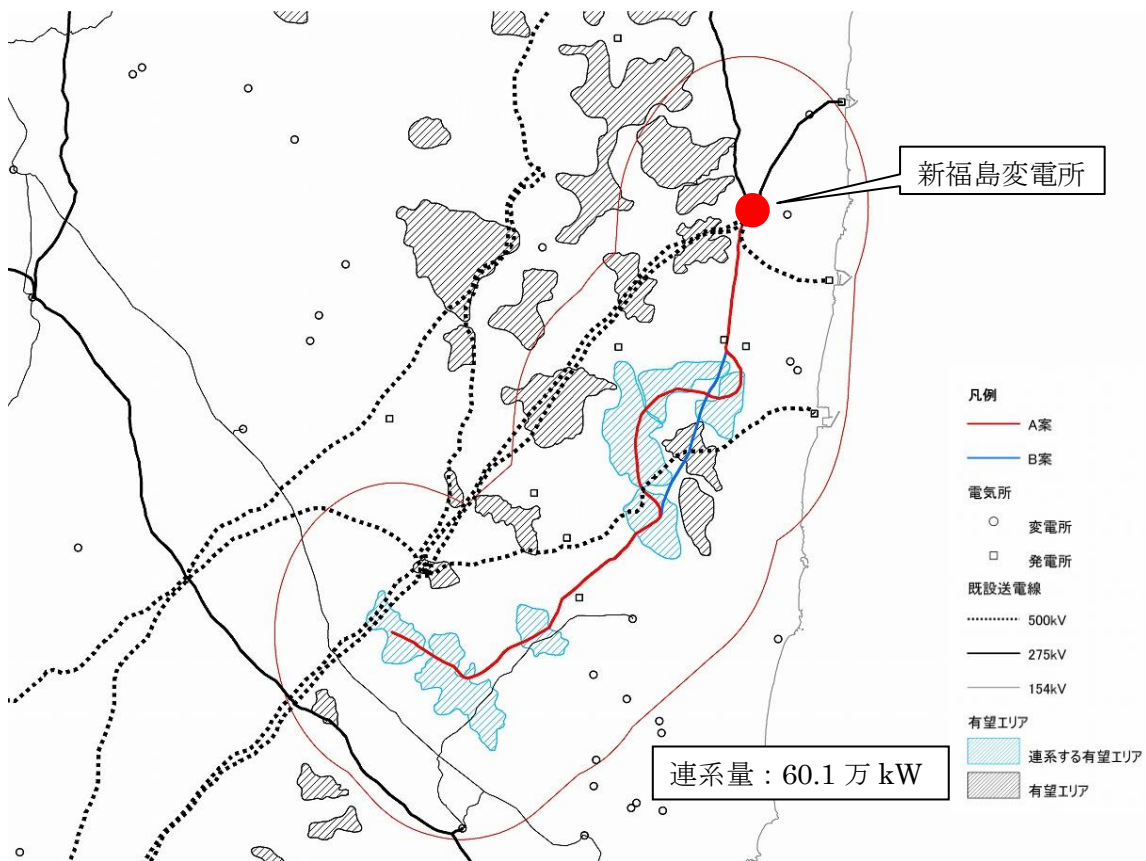


図 8-65 選定した系統整備可能地域案（福島地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-85 に、自然環境特性を表 8-86 にまとめた。

表 8-85 福島地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルートの通過地域は樹林地、農耕地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・複数の河川を通過する他、阿武隈山地の源流域となる山地を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-86 福島地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・峡谷・溪谷、非火山性孤峰、海食崖などが分布しており、「日本の典型地形」（平成 11 年、国土地理院）の活断層崖（横ずれ含む）、海食崖、その他の断層崖、隆起準平原などが分布している。 ・「日本の地形レッドデータブック第 1 集－危機にある地形－」（平成 12 年、日本の地形レッドデータブック作成委員）の海食崖がみられる。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	・地区内でイヌワシ、クマタカの生息情報がある。
植物	重要な種及び重要な群落	・夏井溪谷のモミ林、入定溪谷のケヤキ林等の自然林がみられる。 ・郷土景観を代表とする群落として木戸川のブナ・ミズナラ林が、学術上重要な群落として好間川溪谷の照葉樹林が選定されている。
生態系	地域を特徴づける生態系	・ルート案の南側は植林地が多く、中央から北側にかけてはコナラなどで構成される落葉広葉樹二次林やアカマツ二次林が広く分布し、里山の生態系が成立している。 ・沿岸部は耕作地が広がり、南側いわき市では市街地の分布が目立っている。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・神楽山、三森山、雨降山、湯の岳展望台等の眺望地点があげられる。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・芝山自然公園、水石山公園、遠野キャンプ場等の触れ合いの場が整備されている。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルート of 設備概要を表 8-87 に示す。

表 8-87 設備概要 (福島地区)

項 目	内 容
線路名	仮称) 福島風力送電線
公称電圧	154kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 50Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区 間	自：〇〇〇風力発電所 至：東京電力 新福島変電所
亘長	A 案： 50.2km B 案： 44.5km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 A 案： 鉄塔 161 基 (耐張 112 基, 懸垂 49 基) 平均鉄塔高 51m、最大鉄塔高 65m、平均径間長 314m B 案： 鉄塔 139 基 (耐張 94 基, 懸垂 45 基) 平均鉄塔高 52m、最大鉄塔高 65m、平均径間長 323m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電 線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) A 案： 本線 No.1 ~No. 74 間 TACSR160 本線 No. 74~No.108 間 TACSR240 本線 No.108~No.120 間 TACSR330 本線 No.120~No.161 間 TACSR410 B 案： 本線 No.1 ~No. 73 間 TACSR160 ※ 本線 No.1 (No.73)~No.2 間 TACSR160 ※ 本線 No. 2~No. 26 間 TACSR240 ※ 本線 No. 26~No. 39 (No.133) 間 TACSR410 ※ 本線 No.133~No.161 間 TACSR410 ※ ※A 案からの変更区間
地 線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm2 (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.161 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、亘長 50.2km、鉄塔 161 基となり、1km 当り 3.2 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 147 基、丘陵地が 13 基、平地は 1 基となり、山地の割合が全体の 91%を占めている。

送電線ルート B 案は、亘長 44.5km、鉄塔 139 基となり、A 案より亘長で 1.0km、鉄塔で 22 基減少し、1km 当り 3.1 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 125 基、丘陵地が 13 基、平地は 1 基となり、山地の割合は全体の 90%を占める。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-88、表 8-89 に示す。

表 8-88 送電線建設費 (A 案) (福島地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	50.20	11.3	
設計費	km	50.20	5.6	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	23.02	74.4	
TACSR240 区間	km	10.36	40.6	
TACSR330 区間	km	3.59	12.4	
TACSR410 区間	km	13.18	48.4	
< 小 計 >	km	50.20	<175.7>	
1km 当りの建設工事費			3.5	
【 合 計 】	km	50.20	【192.7】	
1km 当りの事業費			3.8	

表 8-89 送電線建設費 (B 案) (福島地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	44.50	10.0	
設計費	km	44.50	5.0	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	23.03	74.6	
TACSR240 区間	km	7.98	27.9	
TACSR330 区間	km	0.00	0.0	
TACSR410 区間	km	13.49	49.2	
< 小 計 >	km	44.50	<151.6>	
1km 当りの建設工事費			3.4	
【 合 計 】	km	44.50	【166.6】	
1km 当りの建設費			3.7	

(4) コスト及び環境影響の比較

福島地区の比較ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-90 環境影響面の比較（福島地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		Aルート案	Bルート案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所は3カ所である。	河川の横断箇所は5カ所である。
土壌・その他の環境	地形及び地質	起伏のある地形を大きく迂回するため地形改変はB案より多い。	起伏のある地形を直線状に通過する。1箇所、断層を通過する範囲がある。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	(比較できる地域文献情報を得られなかった)	(比較できる地域文献情報は得られなかった)
植物	重要な種及び重要な群落	特筆すべき重要な群落はないと考えられる。	A案と同じ
生態系	地域を特徴づける生態系	通過地域の多くは植林地、アカマツ二次林及び落葉広葉二次林である。	A案と同じ
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-91 法規制面の比較（福島地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計 10 箇所 (のべ 36.8km)	計 13 箇所 (のべ 27.1km)
ルート全体	計 59 箇所 (のべ 65.2km)	計 62 箇所 (のべ 100.9km)
評価案		○

表 8-92 コスト面の比較（福島地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	192.7 億円	166.6 億円
評価案		○

8.4.8 検討結果（熊本地区）

（１） 系統整備可能地域の検討結果

① 概略ルートの概要

図 8-66 に熊本地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルート案は、熊本県阿蘇郡西原町冠ヶ岳付近から阿蘇の外輪山外側の有望エリアを結び、阿蘇の烏帽子岳南面、矢護山の有望エリアを通過し、九州電力熊本変電所に連系するルート案である。ルート形状が円形となるため、円の外側の有望エリアは分岐線で連系した。本地区では代替ルートを検討することが困難であったため、ルート案はA案のみとした。

② 概略ルートの通過地区

熊本県阿蘇市、大津町、高森町、南阿蘇村、山都町を通過する。

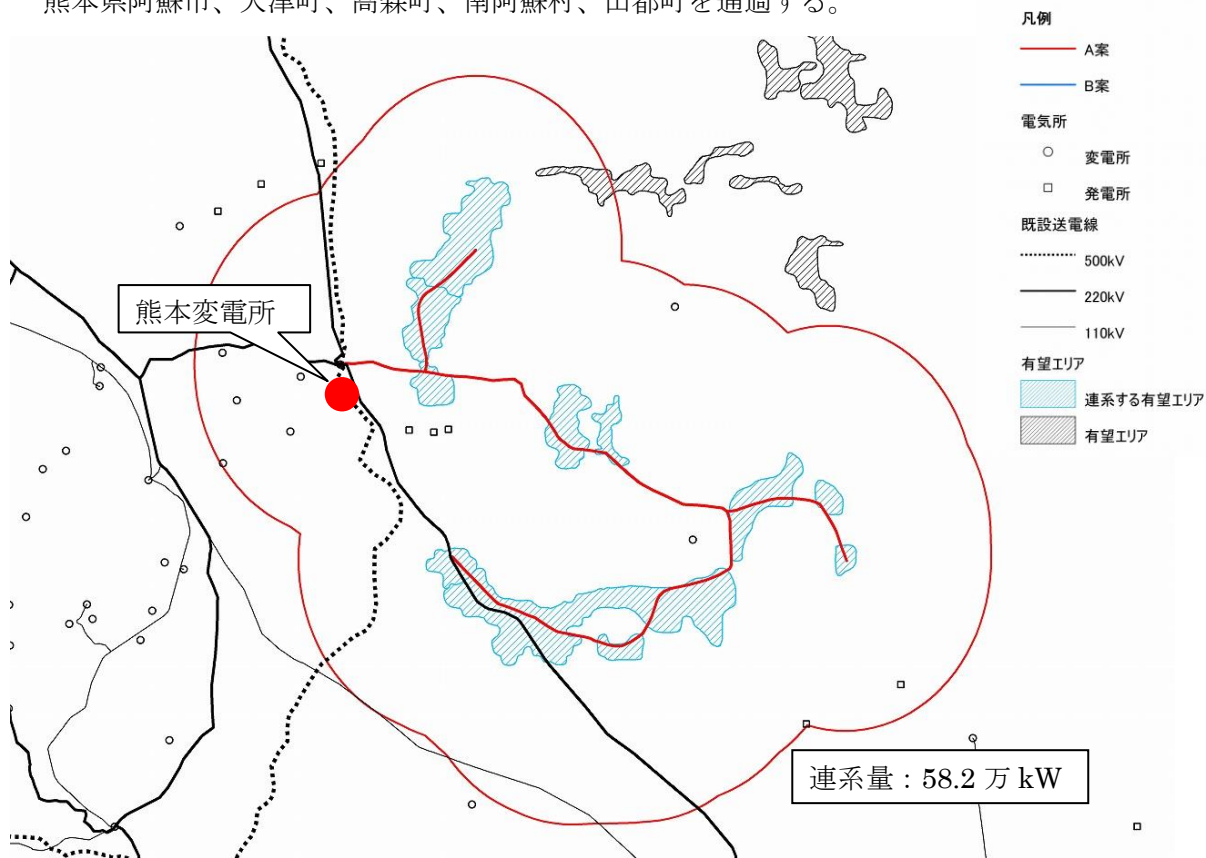


図 8-66 選定した系統整備可能地域案（熊本地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-93 に、自然環境特性を表 8-94 にまとめた。

表 8-93 熊本地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・居住地域は通過しないが、集客のある景勝地、観光地の近くを通過する。
水環境	水の濁り	・複数の河川を通過する他、南阿蘇外輪山の源流域を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-94 熊本地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・重要な地形として、阿蘇の火山群、カルデラ地形がある。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	・地区内でクマタカ、ノスリ、ハチクマの生息情報がある。
植物	重要な種及び重要な群落	・阿蘇外輪山の南側、冠が岳から高千穂山稜付近、阿蘇岳周辺には自然林のシラキーブナ群集が分布しており、南限に近いブナ林として学術的価値の高い群落である。 ・阿蘇岳火口辺縁にはミヤマキリシマーマイヅルソウ群集が分布する。 ・阿蘇の外輪山上部一帯は、阿蘇・山東原野の自然草原として特定植物群落に指定されている。
生態系	地域を特徴づける生態系	・阿蘇火山群に起因する景観と自然植生、外輪山一帯に広がるススキ草原、カルデラ内部の水田景観等、阿蘇固有の景観で構成される生態系が大きな特徴である。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・カルデラ内部から阿蘇山の望む眺望地点、阿蘇山及び外輪山の上部からカルデラ内部を望む眺望地点等、数多くの眺望地点があり、地域全体が景観資源となっている。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	・阿蘇外輪山の内側すべてが阿蘇くじゅう国立公園に指定されており、温泉、展望台、自然公園、乗馬体験施設等、多くの触れ合いの場が整備されている。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルートの特徴概要を表 8-95 に示す。

表 8-95 設備概要 (熊本地区)

項目	内容
線路名	仮称) 熊本風力送電線
公称電圧	110kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 60Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区 間	自：〇〇〇風力発電所 至：九州電力 熊本変電所
亘長	66.0km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 鉄塔 218 基 (耐張 135 基, 懸垂 83 基) 平均鉄塔高 52m、最大鉄塔高 62m、平均径間長 304m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電 線	鋼心耐熱アルミ合金より線(TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) ----- 本線 No.1 ~No. 58 間 TACSR160 分岐線 1 No.1 ~No. 30(No.74)間 TACSR160 本線 No. 58~No. 74 間 TACSR240 本線 No. 74~No.106 間 TACSR330 本線 No.106~No.142 間 TACSR410 分岐線 2 No.1 ~No. 30(No.140)間 TACSR160 本線 No.142~No.159 間 TACSR410
地 線	光ファイバ複合架空地線(OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.159 間 分岐線 1 No.1~No.30 間 分岐線 2 No.1~30 間

② 送電線建設費

送電線ルートは、総亘長 66.0km、鉄塔 218 基となり、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 169 基、丘陵地が 42 基、平地は 7 基となり、山地の割合は全体の 78%である。

送電線建設費を表 8-96 に示す。

表 8-96 送電線建設費（熊本地区）

項目	単位	数量	金額（億円）	備考
調査費	km	66.00	14.5	
設計費	km	66.00	7.4	
建設工事費				
本線) TACSR160 区間	km	18.04	57.6	
TACSR240 区間	km	4.94	14.5	
TACSR330 区間	km	9.90	30.8	
TACSR410 区間	km	10.58	32.5	
TACSR610 区間	km	4.93	17.5	
分岐線 1) TACSR160 区間	km	9.13	29.0	
分岐線 2) TACSR160 区間	km	8.52	24.5	
< 小 計 >	km	66.00	<206.4>	
1km 当りの建設工事費			3.1	
【 合 計 】	km	66.00	【208.3】	
1km 当りの建設費			3.5	

(4) コスト及び環境影響の比較

本地区では代替ルートを設定していない。A 案の事業費は 228.3 億円である。

8.4.9 検討結果（大隅地区）

（1） 系統整備可能地域の検討結果

① ルート案の概要

図 8-67 に熊本地区の系統整備可能地域（概略ルート）を示した。本ルート案は、鹿児島県肝属郡南大隅町から大隅半島の有望エリアを結び、鹿屋市串良町の九州電力大隅変電所へ連系するルート案である。大隅町の木場岳付近で「く」の字に迂回する区間について直前状に短縮化する代替ルートの B 案を設定した。

② ルート案の通過地区

A 案、B 案ともに鹿屋市、東串良町、錦江町、南大隅町、肝付町を通過する。

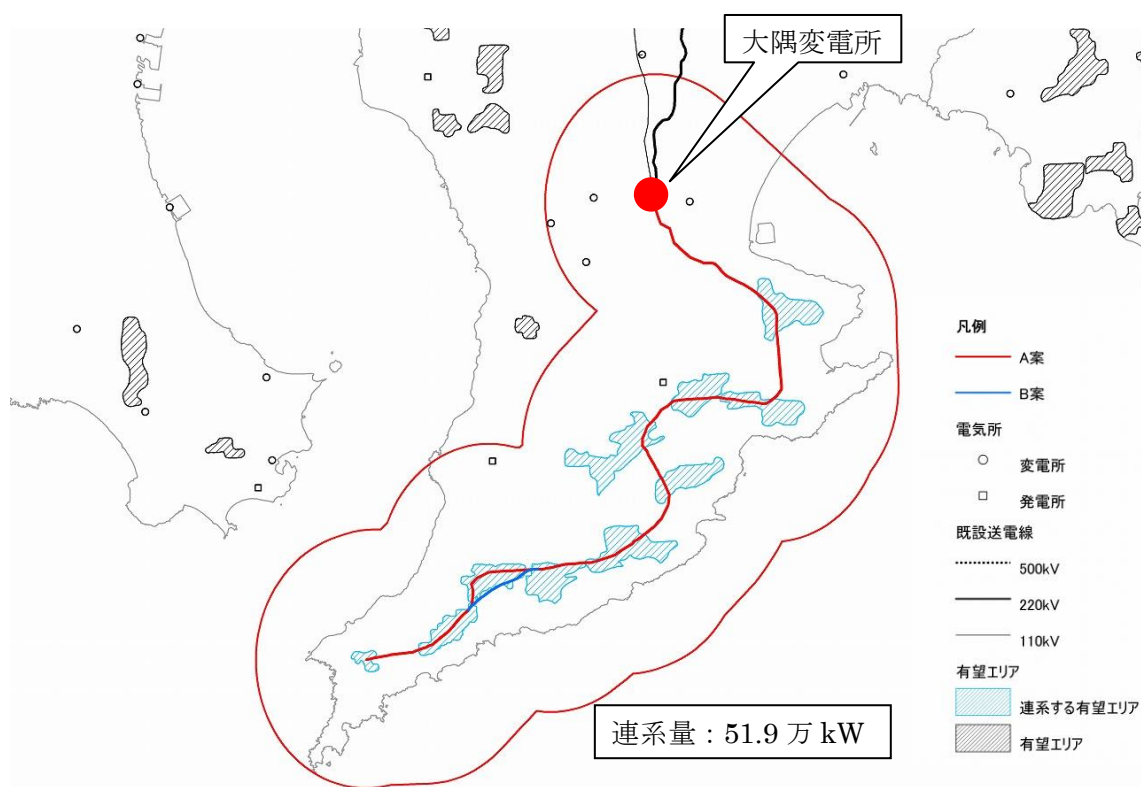


図 8-67 選定した系統整備可能地域案（大隅地区）

(2) 環境調査結果

① 留意すべき環境特性

本地区の留意すべき社会的特性を表 8-97 に、自然環境特性を表 8-98 にまとめた。

表 8-97 大隅地区の留意すべき社会環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
大気環境	大気質・騒音・振動	・ルートの通過地域は樹林地、農耕地が多く、住居地域を通過しないため、特に留意すべき点・地域はない。
水環境	水の濁り	・複数の河川を通過する他、肝属山地の源流域を通過する。
土壌及び地盤の状況	ダイオキシン・地盤沈下	・特に留意すべき点・地域はない。

表 8-98 大隅地区の留意すべき自然環境特性

環境要素の区分		留意すべき環境要素、地区・地域等
土壌・その他の環境	地形及び地質	・重要な地形地質として、笠野原のシラス台地、緑ヶ丘、西の原、鳴野原の陥没地形、蛤良火山等がある。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	・大隅半島ではミサゴ、サシバ、クマタカ、オオタカの繁殖情報があり、ノスリ、ハチクマの確認情報がある。 ・コシジロヤマドリ繁殖地がある。
植物	重要な種及び重要な群落	・イスノキウラジロガシ群集、ミミズバイータブノキ群集等の照葉樹林の自然林が残存している。 ・稻生岳周辺は森林生態系保護林に指定されている。
生態系	地域を特徴づける生態系	・調査範囲の多くは、植林地とシイ・カシ二次林で構成される山地の森林生態系である。
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	・主要な眺望地点は、内之浦海岸、岸良海岸、浜尻海岸等の沿岸部に多く見られる。 ・景観資源としては、二俣川溪谷、赤瀬川滝等、溪流沿いの景観資源が比較的多い。
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	沿岸の自然公園や山地のキャンプ場、佐多岬のふれあいパーク等の触れ合いの場が整備されている。

(3) 概略設計結果

① 送電線設備概要

本送電線ルートの特徴概要を表 8-99 に示す。

表 8-99 設備概要 (大隅地区)

項目	内容
線路名	仮称) 大隅風力送電線
公称電圧	110kV
回線数	2 回線
送電方式・周波数	交流 3 相 3 線式 60Hz
絶縁方式	平衡絶縁
区間	自：〇〇〇風力発電所 至：九州電力 大隅変電所
亘長	A 案： 66.8km B 案： 65.6km
支持物	主材・腹材：山形鋼 配列：六角配列 A 案： 鉄塔 221 基 (耐張 146 基, 懸垂 75 基) 平均鉄塔高 52m、最大鉄塔高 60m、平均径間長 304m B 案： 鉄塔 217 基 (耐張 146 基, 懸垂 71 基) 平均鉄塔高 52m、最大鉄塔高 60m、平均径間長 304m
がいし	懸垂装置：I 吊 1 連、2 連 250mm 懸垂がいし 耐張装置：1 連、2 連 250mm 懸垂がいし
電線	鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR) 単導体 160mm ² (30/2.6、7/2.6), 240mm ² (30/3.2、7/3.2), 330mm ² (26/4.0、7/3.1), 410mm ² (26/4.5、7/3.5), 610mm ² (54/3.8、7/3.8) ----- A 案： 本線 No.1 ~No. 99 間 TACSR160 本線 No. 99~No.114 間 TACSR240 本線 No.114~No.134 間 TACSR330 本線 No.134~No.175 間 TACSR410 本線 No.175~No.221 間 TACSR610 ----- B 案： 本線 No.1 ~No. 33 間 TACSR160 ※ 本線 No.1 (No.33)~No.21 (No.57) TACSR160 ※ 本線 No. 99~No.114 間 TACSR240 本線 No.114~No.134 間 TACSR330 本線 No.134~No.175 間 TACSR410 本線 No.175~No.221 間 TACSR610 ※A 案からの変更区間
地線	光ファイバ複合架空地線 (OPGW) 1 条 OPGW97mm ² (KTA1 12/3.2 23AC6/(3.23) OP 1/5.0 本線 No.1~No.221 間

② 送電線建設費

送電線ルート A 案は、亘長 66.8km、鉄塔 221 基となり、1km 当り 3.3 基/km である。地形別の鉄塔建設位置は山地が 184 基、丘陵地が 11 基、平地は 26 基となり、山地の割合が全体の 83%を占めている。

送電線ルート B 案は、亘長 65.6km、鉄塔 217 基となり、A 案より亘長で 1.2km、鉄塔で 4 基減少し、1km 当り 3.3 基/km となる。地形別の鉄塔建設位置は山地が 180 基、丘陵地が 11 基、平地は 26 基となり、山地の割合は全体の 83%を占める。

送電線ルート A 案及び B 案について、それぞれの建設費を表 8-100、表 8-101 に示す。

表 8-100 送電線建設費 (A 案) (大隅地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	66.80	14.7	
設計費	km	66.80	7.5	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	30.29	94.8	
TACSR240 区間	km	4.24	15.4	
TACSR330 区間	km	6.42	22.3	
TACSR410 区間	km	12.22	43.9	
TACSR610 区間	km	13.60	44.3	
< 小 計 >	km	66.80	<220.8>	
1km 当りの建設工事費			3.3	
【 合 計 】	km	66.80	【242.9】	
1km 当りの建設費			3.6	

表 8-101 送電線建設費 (B 案) (大隅地区)

項目	単位	数量	金額 (億円)	備考
調査費	km	65.60	14.4	
設計費	km	65.60	7.3	
建設工費費				
本線) TACSR160 区間	km	29.07	90.9	
TACSR240 区間	km	4.24	15.4	
TACSR330 区間	km	6.42	22.3	
TACSR410 区間	km	12.22	43.9	
TACSR610 区間	km	13.60	44.3	
< 小 計 >	km	65.60	<216.9>	
1km 当りの建設工事費			3.3	
【 合 計 】	km	65.60	【238.6】	
1km 当りの事業費			3.6	

(4) コスト及び環境影響の比較

大隅地区の比較ルート検討区間を対象に、A案とB案の環境影響の程度、法規制に伴う制限状況、コストについて比較を行った。総合的に評価すると、代替ルートのB案を採択した方がよいと考えられた。

表 8-102 環境影響面の比較（大隅地区：検討区間のみ）

環境要素の区分		Aルート案	Bルート案
大気環境	大気質・騒音・振動	特に影響はない	A案と同じ
水環境	水の濁り	河川の横断箇所はない。	河川の横断箇所はない。
土壌・その他の環境	地形及び地質	起伏のある地形を大きく迂回するため地形改変はB案より多い。	起伏のある地形を直線状に通過する。
動物	重要な種及び注目すべき生息地	(比較できる地域文献情報を得られなかった)	(比較できる地域文献情報は得られなかった)
植物	重要な種及び重要な群落	自然植生のイスノキウラジロガシ群集、ミミズバイータブノキ群集を通過する。	A案と同じく自然植生を通過するが、通過距離はA案より短い。
生態系	地域を特徴づける生態系	植林地と照葉樹林で構成される山地性の森林生態系である。	A案と同じ
景観	主要な眺望地点及び景観資源並びに眺望景観	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
人と自然との触れ合い活動の場	人と自然との触れ合い活動の場	ルート上に該当箇所はない。	A案と同じ
評価案			○

表 8-103 法規制面の比較（大隅地区）

制限区域の通過箇所・距離	A案	B案
検討区間のみ	計 2 箇所 (のべ 6.62km)	計 3 箇所 (のべ 9.10km)
ルート全体	計 40 箇所 (のべ 71.65km)	計 41 箇所 (のべ 28.64km)
評価案		○

表 8-104 コスト面の比較（大隅地区）

事業費	A案	B案
ルート全体	242.9 億円	238.6 億円
評価案		○

8.4.10 検討結果のまとめ

各概略ルート検討地区における概略設計結果の概要を表 8-105 にまとめた。また、各地区の該当する基本送電線配置パターンの検討結果も参考として掲載した。

ほとんどの概略ルート検討地区において、建設コストの高い山地の割合が半分以上を締めており、概略設計の km あたり建設費は総じて基本送電線配置パターンの結果よりも若干高いものとなっている。これは、基本送電線配置パターンの検討においては地形区分毎（平地／丘陵地／山地）に算出されたコスト原単位の平均値を概算建設コストとして用いている一方、概略設計においては地形区分毎の建設コストを考慮していることによる。

しかし、山地の割合が 8 割を超える地区（岩手、宮城、福島、大隅）においても、1 割程度の増加に留まっており、『最適送電ネットワーク計画プログラム（Net Optimizer with EXPRIMG）』による基本送電線配置パターンの検討が有効であることが示された。本手法の地形区分への対応が期待される。

表 8-105 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

8.4.11 コスト及び環境影響の低減方策の検討

「概略ルートを選定」に際しては、現段階で得られる情報をもとに可能な限りコスト及び環境影響を低減する視点でルートを選定を行ったが、送電線事業の計画を具体化する段階では、更なるコスト・環境影響低減方策を検討する必要がある。本項では、概略ルートから基本ルートを選定段階までに検討すべきコスト及び環境影響の低減方策について整理した。

(1) コスト低減方策

① ウィンドファームの工事用道路との共同化

今回検討した送電線は風力専用の送電線で、各地のウィンドファーム（有望エリア）内を通過しているが、送電線建設費用の算出にあたってはウィンドファーム用の工事道路を使用することは考慮していない。特に山地の場合は、コストが高くなるヘリ運搬を選択しているケースが多くなっており、ウィンドファームの建設に必要な工事・維持管理用の道路と共同利用を図ることで運搬費の削減や施工効率を高められる可能性がある。

② 林業用道路との共同化

森林の健全化を図るため、森林の路網整備が国の森林政策として推し進められている。そこで、林業用に整備される林道・作業道との共同化を図ることで、運搬費の削減や施工効率の向上が図られる可能性がある。また、維持管理面からも林道が利用できる価値は大きく、維持管理費用の低減にもつながる可能性がある。

③ 環境影響評価費用の低減

1) 希少猛禽類の生息情報の収集

概略ルートの絞り込みを行う際には、希少猛禽類の営巣地情報が重要となる。営巣地を特定するには多大な時間と費用が必要となるため、希少猛禽類の営巣地情報は一般に公開されていないが、環境省地方事務所、林野庁森林管理局、電力会社等では、地域レベルの猛禽類の営巣地情報を保有しており、これらの機関から協力・助言を得て既存情報を活用することができれば、影響の低減策を効率的に検討することが可能となる。

2) 効率的な動植物現地調査の実施

道路建設や面的な土地開発と異なり、送電線建設事業では送電線下の土地が全て改変されるのではなく、鉄塔敷地周辺等の限られた範囲で、伐採や地形改変等が行われる。

道路建設と同じ線形状の開発であるが、送電線事業ならではの環境影響特性をふまえ、メリハリをつけた現地調査を行うことで環境影響評価の効率化を図ることができる。

具体的には、以下の2点があげられる。

1)鉄塔敷地やヘリポート予定地等の土地改変地に集中した動植物相調査、

2) 営巣地特定を重視した猛禽類調査

一般的な面開発事業において猛禽類の生息が認められた場合、改変地が狩場として利用されているかどうか等、行動圏調査が必要となる場合が多い。一方、送電線事業の土地改変は大規模な面開発ではなく点状の土地改変となるため、大々的な行動圏調査を実施するよりも、送電線と営巣地からの距離を確認するための営巣地特定調査に重きをおいた方が効率的である。

(2) 環境影響の低減方策

① ルート設定の各段階における環境影響回避の検討

送電線建設事業における環境影響を効果的に低減するには、概略ルート絞り込み段階で、回避すべきエリアを十分に把握しておく必要がある。そのため、既存資料やヒアリングで把握しきれなかった希少猛禽類の営巣地情報等の不確定要素がある場合は、必要に応じて現地調査を実施する必要がある。

基本ルート設定段階では、縮尺 1/5,000 レベルで作成されたルート図をもとに動植物等の現地調査を実施することとなる。鉄塔敷地の他、仮設道路、ヘリポート等の付帯施設予定地についても、希少動植物の生育・生息を確認し、調査結果に応じて改変予定地を変更することが必要である。

② 希少猛禽類などの送電線施設への衝突回避

送電線施設は規模が大きくなるほど鳥類への影響が大きくなる。特に希少猛禽類などが衝突しやすいのは架空地線であり、送電線建設後の大型鳥類の衝突・感電事故を防止するために、以下の対策を検討することが望まれる。

- ・ ダンパに目立つ色を着色する。
- ・ 着氷雪対策で取り付ける難着雪リングには、鳥類が識別しやすい色で着色する。
- ・ 感電防止のためにバードチェッカー、止まり木を設置する (図 8-68)。
- ・ 鉄塔や工事中のクレーンに設置する航空障害灯は、点滅間隔が比較的長いライトを使用する。



図 8-68 大型猛禽類の感電防止対策例 (左：止まり木、右：バードチェッカー、「野生の猛禽を診る (北海道新聞社)」(齊藤慶輔, 2014) より転載^{※注})

特に大型猛禽類が多く生息する北海道では、送配電線設備による大型猛禽類の感電事故が発生している。齊藤（「野生の猛禽を診る」北海道新聞社，2014）によると、1999年から2010年にかけて道内で収容された希少猛禽類の感電死35例のうち最も多いのはオオワシで、次いでシマフクロウ、オジロワシ、クマタカの順となっている。これらの大型猛禽類の感電を防止するため、猛禽類の身体が電線等に同時に接触しないよう鉄塔と電線の距離または電線と電線の距離を鳥類の翼開長及び全長より長く確保すること、猛禽類が電柱に止まった際に感電しないようにすること等の対策が重要であり、北海道電力では、有効性が検証された感電防止器具を道内の送配電線設備に採用している（齊藤，2014）。

猛禽類の生態的特性や個体サイズによって感電事故の形態は異なることが予想されるため、猛禽類の衝突・感電の実態調査及び事故防止対策の検討を進め、地域の実情を反映した送電線設計手法の開発が必要である。

※注：著者より写真の転載許可を得ている。

③ 供用後の環境影響低減方策

送電線の維持管理のため、送電線線下の樹木伐採、定期的な保守・巡視炉の草刈が実施される。鬱閉した樹林地に開放空間が生じると、伐採地の林縁から林内の乾燥化が進む恐れがある。そのため、やむを得ず自然林の架空線下を伐採する場合には、林縁部のマント群落の育成や林縁部の低木類補植等を検討する必要がある。

また、線状の明るい草地の出現は、シカ等の害獣の通り道となる可能性がある。シカ問題が顕在化している地域で開発を行う場合は、シカの侵入防止柵等の設置を検討する必要がある。

一方、明るい草地や低木群落の出現は、希少蝶類や昆虫類、一般鳥類の生息環境、明るい林野を好む草本類の好適環境にもなり得る。全国的に採草地や定期的に維持される草地が減少している現状においては、架線下の樹木伐採、草刈りが、必ずしも生物多様性保全の観点からマイナスに作用するとは言えない。地域環境の特性に応じて講じる対策を柔軟に検討する必要がある。

9 まとめ

9.1 調査結果

本事業では、2050年断面での風力発電導入想定値を実現するために、国土の全域を対象に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東北全域、北海道（道北及び道東）、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) 電力供給エリア別の導入ポテンシャル、導入想定値及び有望エリアの抽出

20年間の風況データに基づく全国のポテンシャルは、基本シナリオで陸上19,157万kW、洋上41,662万kWであった。これを基に、各電力会社の設備容量及び広域運用を考慮し、既存の文献等を参考に2050年の導入想定値を7,000万kW（陸上3,350万kW、洋上3,650万kW）に設定した。

ポテンシャルの集合度合及び地形状況等を考慮して、大規模ウィンドファームの適地を有望エリアとして抽出した。

陸上の導入ポテンシャル、導入想定値及び有望エリアの抽出結果を表9-1に示す。

表 9-1 電力供給エリア別の導入ポテンシャル、導入想定値及び有望エリア（陸上）

電力供給 エリア	導入ポテンシャル (万kW)	導入想定値 (万kW)	有望エリア (万kW)
北海道	11,823	400	969
東北	3,803	1,250	1,987
東京	284	140	203
北陸	246	120	192
中部	586	290	340
関西	656	320	327
中国	657	320	407
四国	271	130	149
九州	658	320	348
沖縄	174	60	166
合計	19,157	3,350	5,088

※有望エリアは二次抽出結果を示す。

(2) 新設送電線検討結果

今回提案した方法論を適用し、具体的に新設が必要とされる送電線を検討し、概算事業費の算出を行った。なお、適用地域については導入ポテンシャルが大きいエリアにつ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、基本送電線配置パターンを求めるために最適化計算を実施した。適用手法として本事業では、遺伝的アルゴリズム (GA) と拡張プリム法を併用した『最適送電ネットワーク計画プログラム (Net Optimizer with EXPRIMG)』を用いた。

以下にその結果の概要を示す(東北については、基本シナリオの新福島活用ケースの結果とした)。

3地域合計では、総亘長 2,360km、総事業費 8,679 億円となった。

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。

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算定結果を表 9-2 に、新設送電線の配置図を図 9-1 に示す。

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。

表 9-2 新設送電線の算定結果 (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。

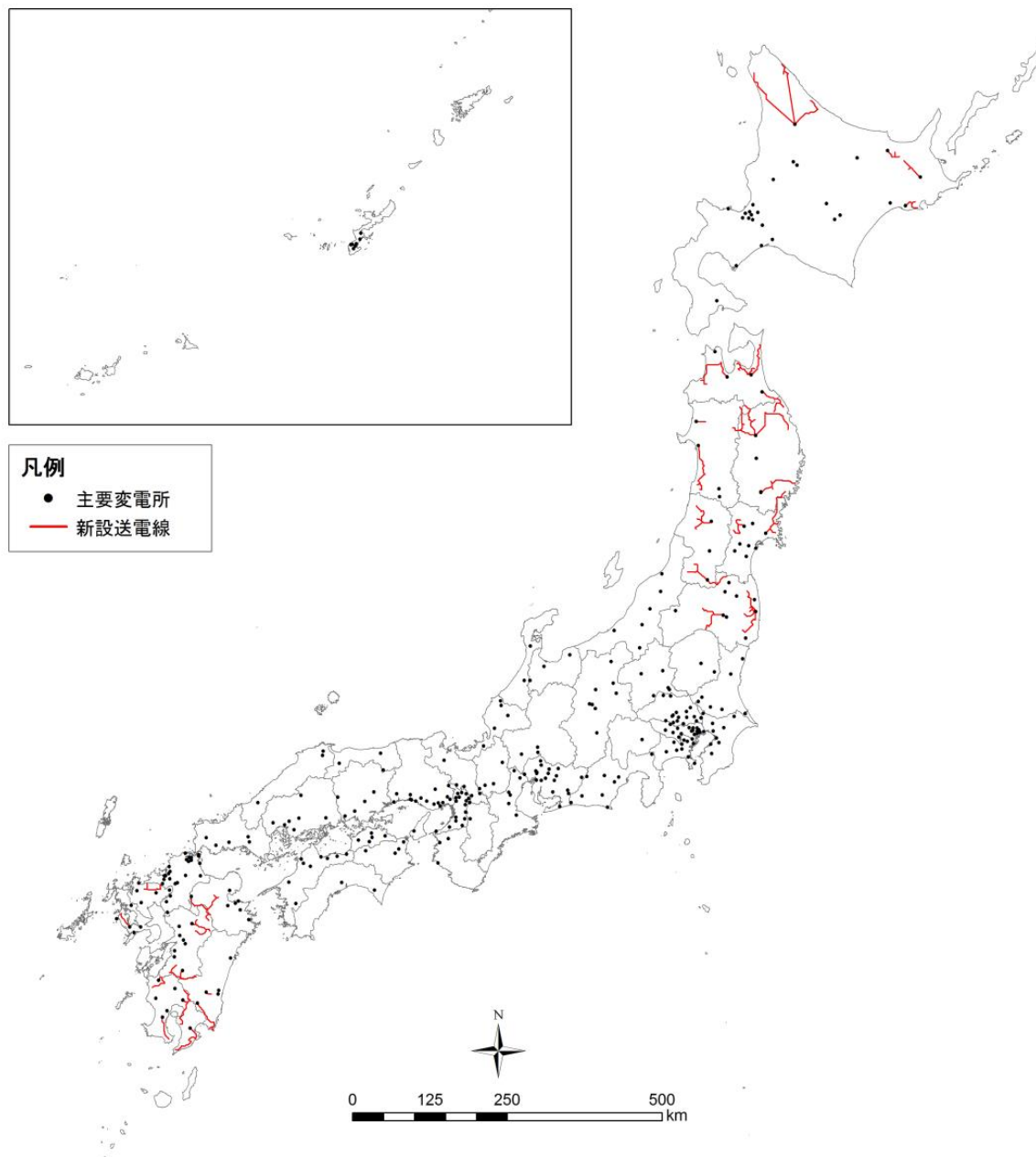


図 9-1 新設送電線配置図 (基本シナリオ-新福島活用ケース)

9.2 今後の課題

以下に、本事業における今後の課題を示す。

(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。

卷末資料

概略ルート設定時の検討項目

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考
検討用ベースマップ					
	地形図	広域(20万分の1)		○	国土地理院地図画像
		詳細(5万分の1)		○	国土地理院地図画像
	標高データ(10mメッシュ)			○	国土地理院標高メッシュ
	回避エリア情報			○	収集データによる
回避エリアの検討基準					
	回避エリア	(解説書にて、「建設できない」「実際上不可能」または「絶対的に回避」という説明があるもの)			
		自然公園:特別保護地区		○	
		自然公園:第一種特別地区		○	
		自然保全地域:原生自然環境保全地域		○	
		自然保全地域:特別地区		○	
		鳥獣保護区:特別保護区		○	
		湿地:ラムサール条約登録湿地		○	
		種の保存法:管理地区		○	
		世界遺産地域:自然遺産		○	
		重要な植物群落:特定植物群落		○	
		天然記念物:特別天然記念物		○	
		天然記念物:天然保護区域		○	
		その他			
		市街地・建物用地		○	
		道路・鉄道用地		○	
		飛行場制限表面		○	
		河川・湖沼		○	
		ゴルフ場等レクリエーション施設		○	
		地すべり地形		○	
	回避検討エリア	(収集データのうち)			
		自然公園:第2種特別地域		○	
		自然公園:第3種特別地域		○	

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考
		自然公園:普通地域(海域含む)		○	
		自然公園:海域公園地区		○	
		自然環境保全地域:普通地区		○	
		鳥獣保護区:鳥獣保護区		○	
		湿地:日本の重要湿地 500		○	
		重要な植物群落:海岸植物群落:		○	
		重要な植物群落:自然性の高い植生		○	
		保護林		○	
		保安林		○	
その他の検討基準					
技術条件					
地形地質概況調査					
			断層		考慮しない
			地すべり地形	○	収集データあり
			山崩れ、急峻な斜面	△	地形図、地名で判読可能なもの
			軟弱地盤	△	水田地帯、湿地帯を避ける程度
			河川敷	△	河川付近を避けるのは困難。扇状地は要の部分を選定。
気象調査					
			風(風の収束地形、岬)	△	地形図で判読可能なもの
			着氷雪、積雪	△	地域地方による判断(東北、北海道は着氷あり)
			雪庇(せつび)、なだれ、塩塵害、雷		考慮しない
環境技術調査					
			電磁、静電誘導		考慮しない
			テレビ、ラジオ受信調査		考慮しない
			風音		考慮しない
			腐食性ガス(工場、産廃、硫黄温泉など)		考慮しない
			鉱山、鉱区、廃鉱	△	地形図で判読可能なもの
			火薬庫		考慮しない
環境条件(自然)					
景観保全					

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考
			山頂、稜線を避ける 景観シミュレーション	○	
	環境条件(生活、文化)				
	生活環境				
		風致地区、緑地保全区域		△	市街化区域として判定
		学校、工場敷地		△	地形図で判読可能なもの
		レクリエーション施設		△	地形図で判読可能なもの
	文化的、歴史的風土の保全				
		神社仏閣、墓地		△	地形図で判読可能なもの
		貝塚、古墳、城、遺跡		△	地形図で判読可能なもの
		伝統的建造物群、歴史的風土		△	地形図で判読可能なもの
	法規制				
		航空障害灯		△	縦断図で確認可能なもの
		電波法(フレネルゾーン)			考慮しない
		騒音・振動(施工時、人家接近の場合)			考慮しない
	建設コスト				
		総延長		○	
		規制エリア通過の延長		△	5万図上で計測
		既設送電線横過の有無		△	5万図上で確認
		鉄道、高速道路、河川等の横過の有無		△	5万図上で確認
	行政の意向				
		考慮しない			
概略ルート選定時の適用基準					
	電線弛度計算に用いる緒元			○	
	電線地上高			△	一律の値で検討
	離隔距離				
	鉄塔			△	アーム幅、継ぎ足、鉄塔高を考慮
	がいし			△	がいし型、連長のみ
	用地調査				土地収用の難易度は考慮しない
	保守管理の難易度			△	道路からの距離、地形区分を考慮

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考
	現地調査				行わない
	詳細平面図作成				行わない
	詳細縦断面図作成			△	10m メッシュ地盤のみで作成
概略ルートを選定					
	鉄塔の配置			○	
	径間長・水平角度の検討			○	
	地盤高低差の検討			△	地形図で判読可能なもの
	最低地上高の検討			△	一律の値で検討
	がいし型(耐張、懸垂)の検討			○	
概略ルートの絞り込み					
	径間長の制限	170kV 未満標準 300m 600m 以上は長径間工事		○	
		170kV 以上標準 400m 800m 以上は長径間工事		○	
	懸垂鉄塔の使用制限	10 基連続で使用しない		○	
		10 基以内に耐張鉄塔を配置		○	
		または、断線時荷重を考慮した懸垂鉄塔			すべて耐張に置き換える
	既設送電線との接近、交差	接近	離隔距離		(相手方線路の電圧により変化)
			平行に配置	△	5 万図上で検討
			相互の鉄塔位置を近くする		相手方の鉄塔位置不明
		交差	鉄塔高が低い個所で交差		相手方の鉄塔高不明
			直角に近い交差	○	5 万図上で判定
			鉄塔の近くで交差		相手方の鉄塔位置不明
			送電線同士の離隔距離		相手方の電線弛度不明

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考
	その他工作物等との接近、交差	次の各対象物によって規制	鉄道、軌道、主要道路、横断歩道橋、索道	△	5万図上で判定
			低高圧電線、電車線、これらの支持物		
			建造物、工作物、植物		
		規制の区分	1次接近	△	5万図上で判定
			2次接近	△	5万図上で判定
			離隔距離		
			交差		
		河川横過について	川幅の狭い個所で横過	△	5万図上で判定
			扇状地は要の部分で横過	○	
			河川に向って丘陵、尾根状の地形を選定	○	
	併架、共架	考慮しない			
	耐張鉄塔の基数抑制	高低差÷径間長<0.3	支持点高を調整	○	低い側の鉄塔は懸垂鉄塔を使用しない
			カウンターウェイトの考慮		(鉄塔高をかえず横振れ抑制)
			保安耐張鉄塔の配置		
		長径間箇所	○		
			風の収束地形	△	5万図上で判定
		着氷雪の予測箇所	高低差が大きい場合の両端は耐張鉄塔とする	△	
			斜面で懸垂が連続する場合、中間付近を耐張鉄塔とする	△	
		角度型懸垂鉄塔の考慮	水平角度 3~8° を懸垂鉄塔とする	○	
		重角度鉄塔の回避	水平角度 30° 以上の回避		

項目 1	項目 2	項目 3	項目 4	本業務における 検討対象 ○:検討する △:一部検討する	備考	
			水平角度の分散	○	急峻な地形で直線部分に耐張鉄塔がある場合など、隣接する耐張鉄塔に水平角度を分散する	
	著しい短径間、長径間の回避	なるべく標準径間(300m、400m)とする		○		
		隣接径間の距離が著しく異なる場合、異常な不平均張力が発生		△	基準値は無いため、配慮して選定	
		短径間両側を耐張鉄塔にしない。		△	基準値は無いため、配慮して選定	
	その他詳細調査	現地調査				実施しない
		急傾斜地(35°以下)		△		10mメッシュで概略判読
		敷地面積の確保				考慮しない
アウトプット						
	概略平面図			○	5万レベル	
	線路台帳			○		
	縦断図			○		
	既設送電線との横過箇所			△	5万図上で判定	
	河川・高速道路・鉄道との横過箇所			○	5万図上で判定	
	鉄塔と道路の最短距離			△	5万図上で判定	