

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

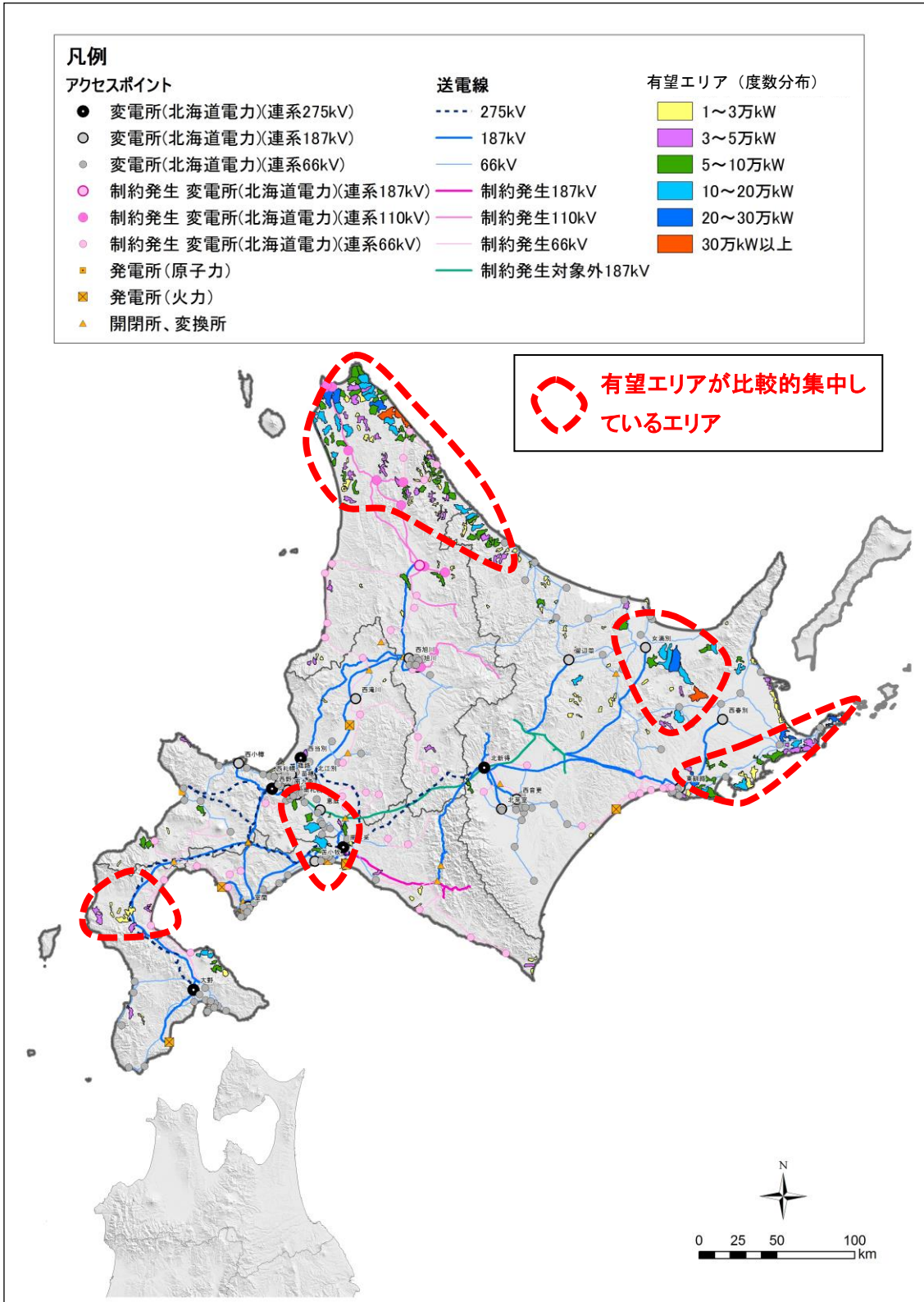


図 8-1 北海道における有望エリアと送電線の位置関係

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

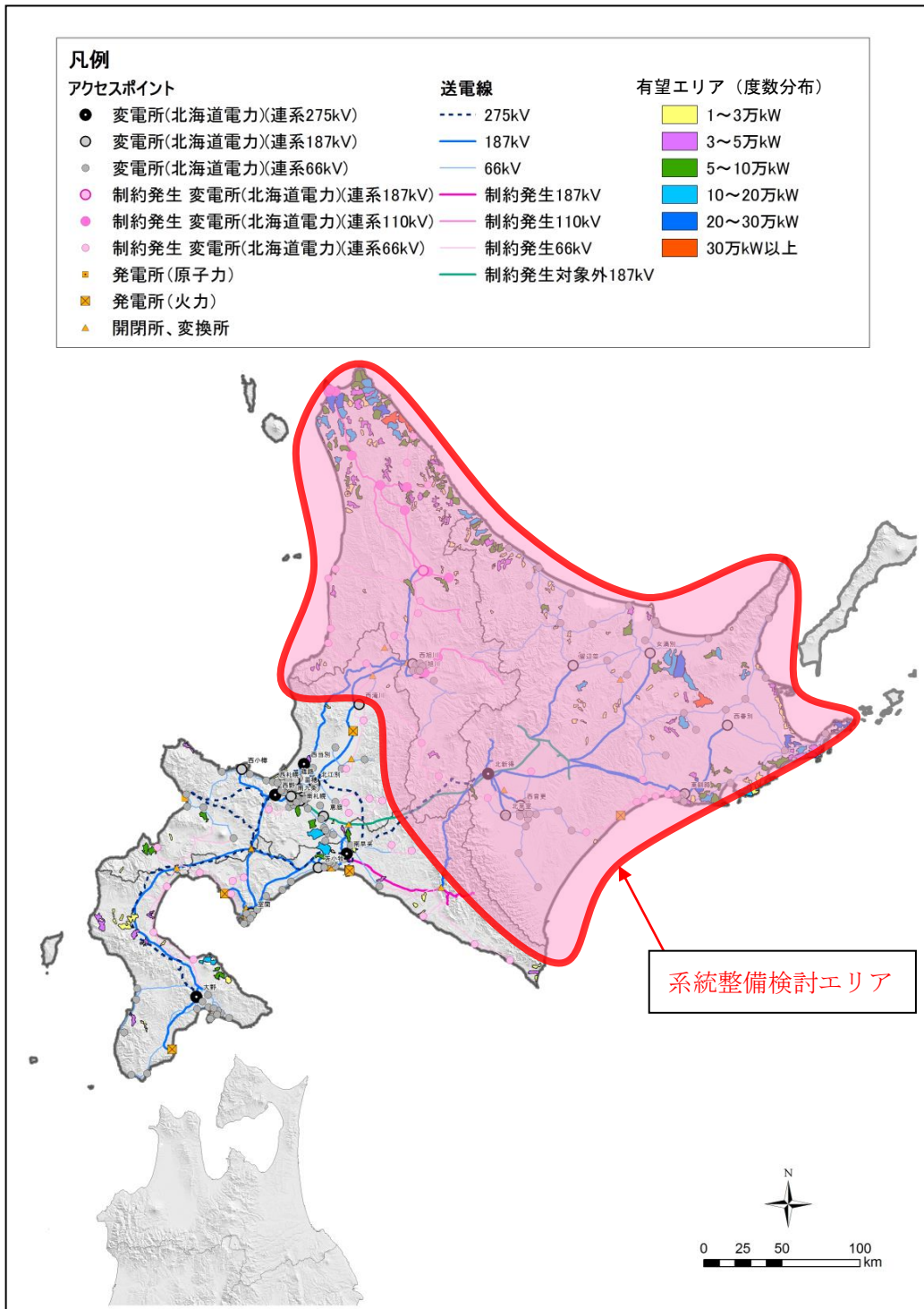


図 8-2 北海道における系統整備検討エリアの設定

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

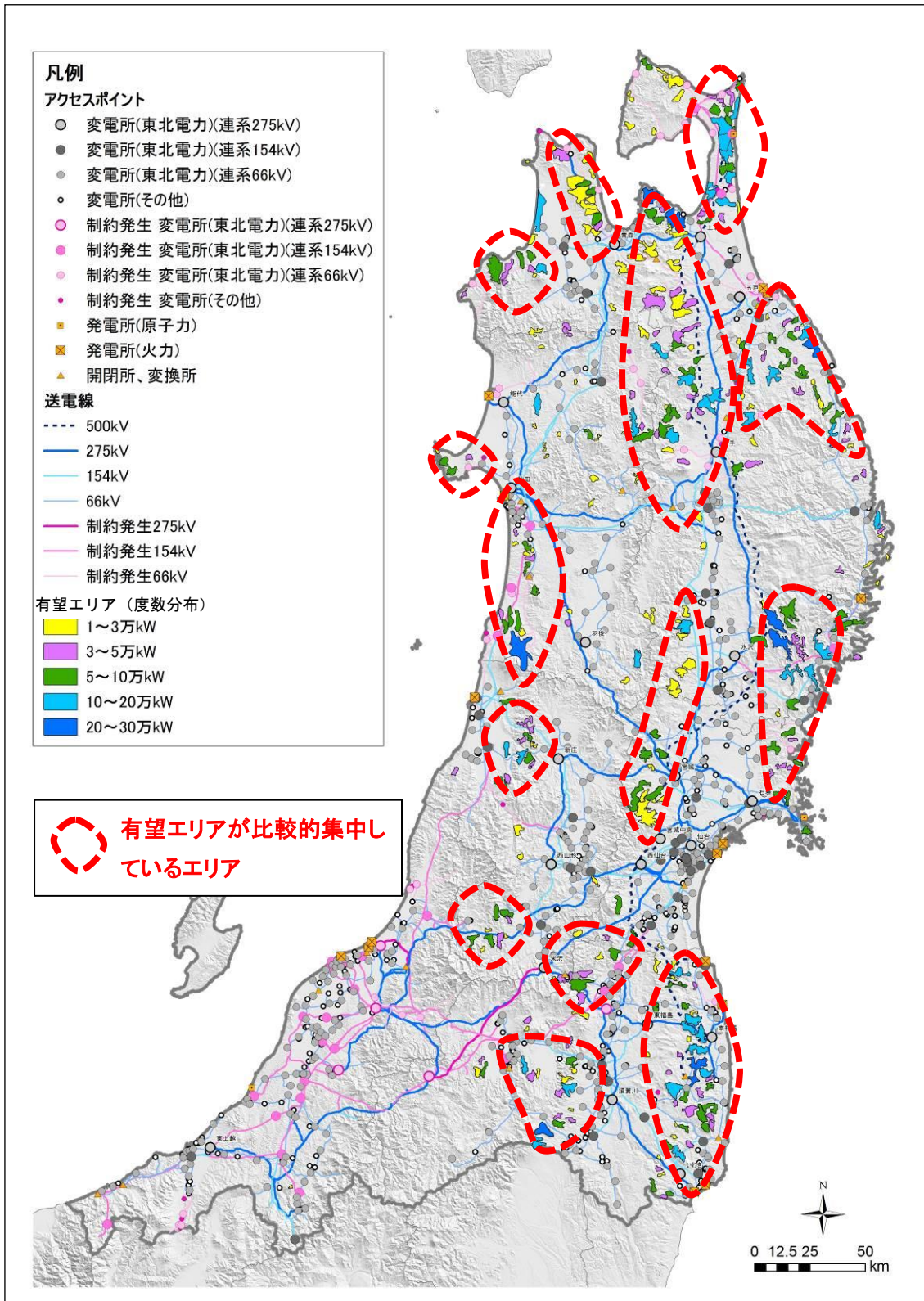


図 8-3 東北における有望エリアと送電線の位置関係

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

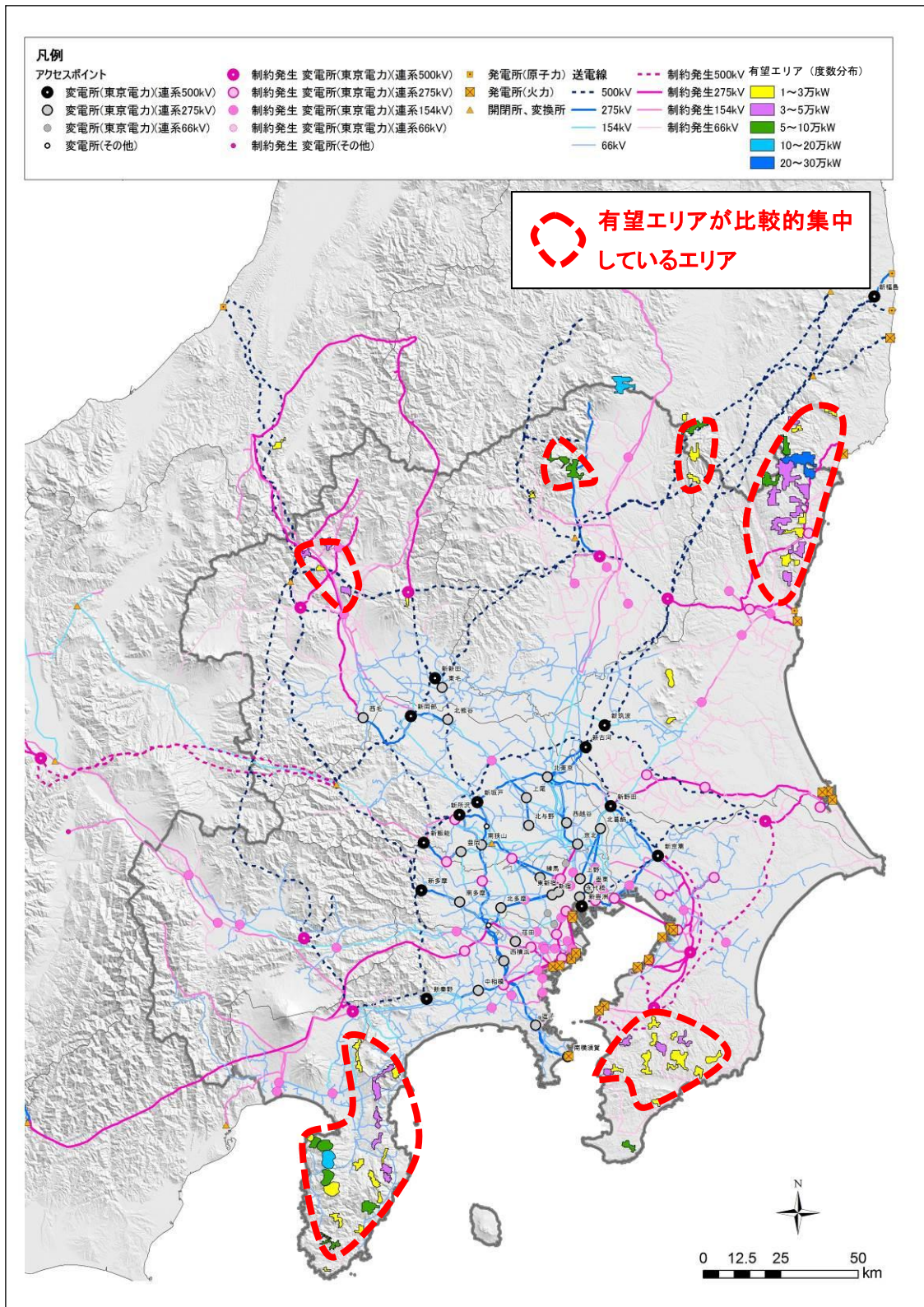


図 8-4 東京における有望エリアと送電線の位置関係

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

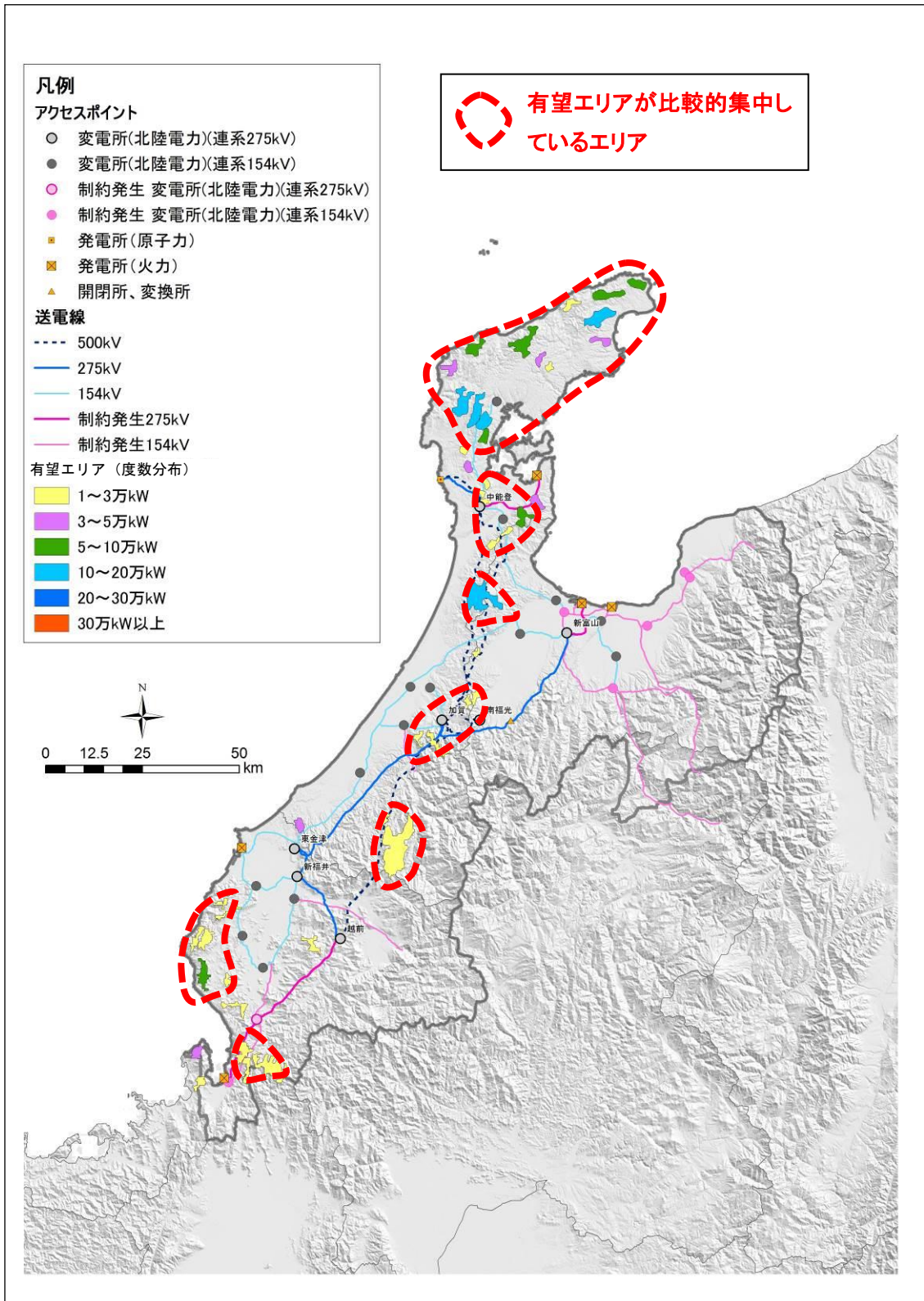


図 8-5 北陸における有望エリアと送電線の位置関係

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

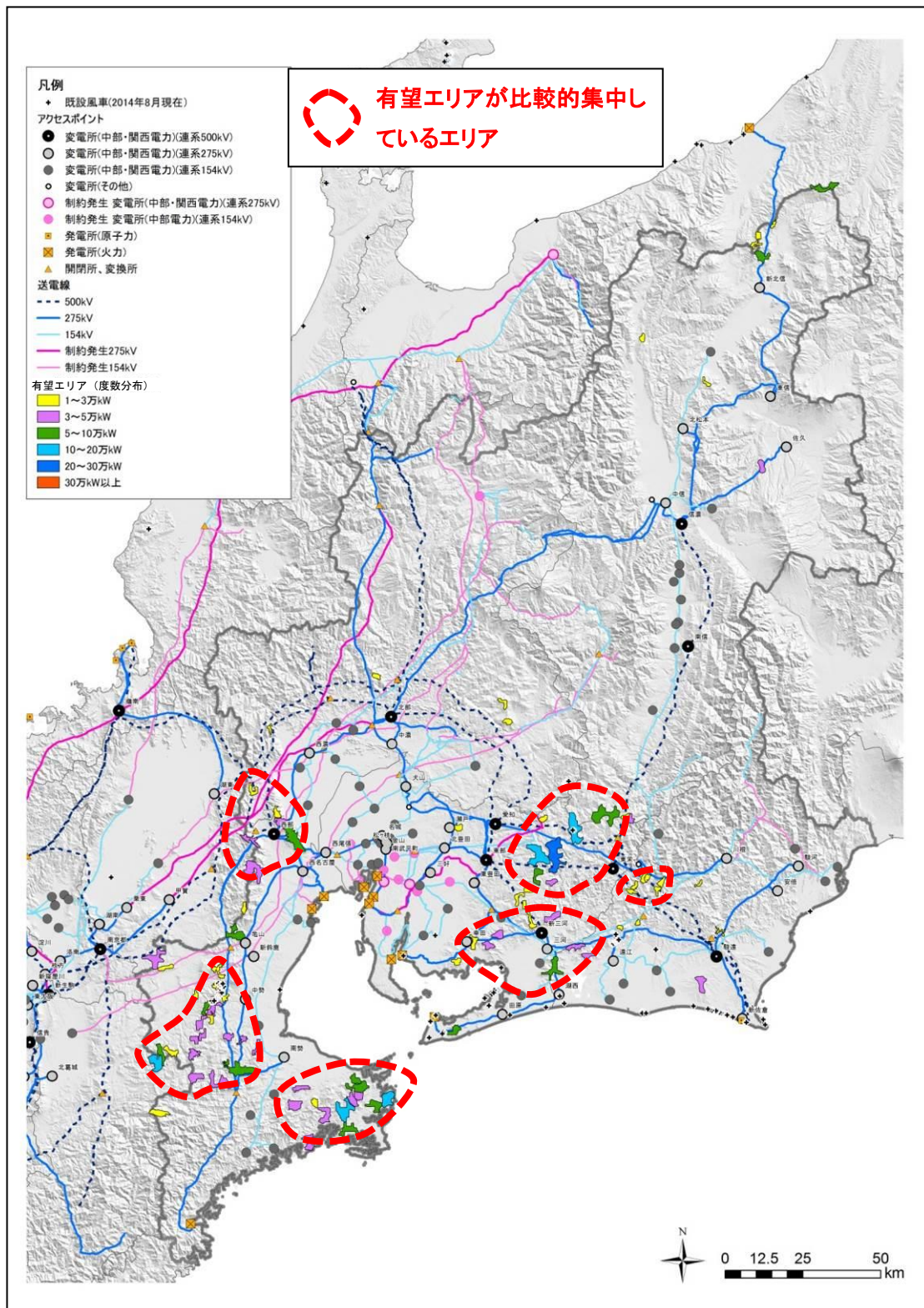


図 8-6 中部における有望エリアと送電線の位置関係

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

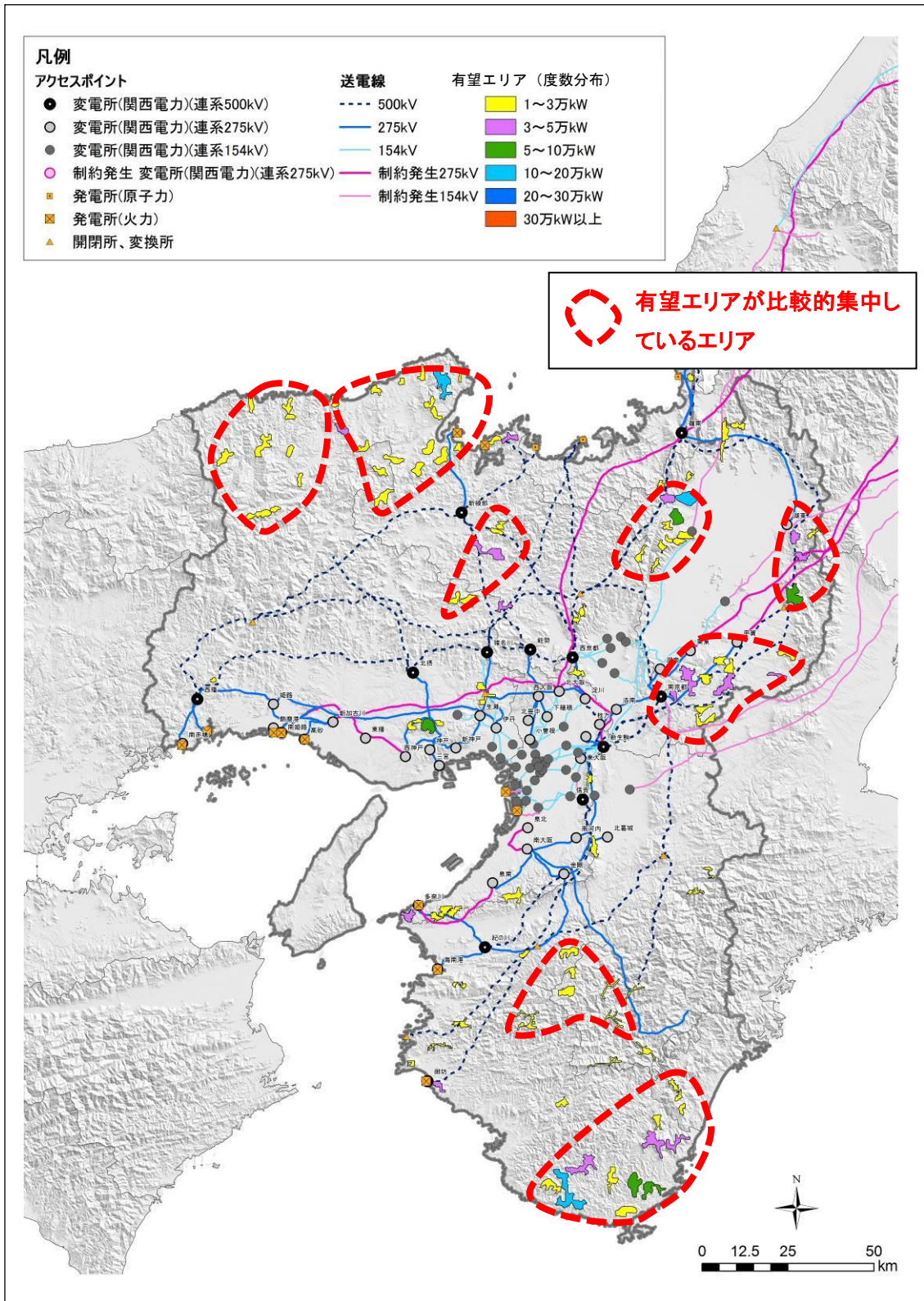


図 8-7 関西における有望エリアと送電線の位置関係

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

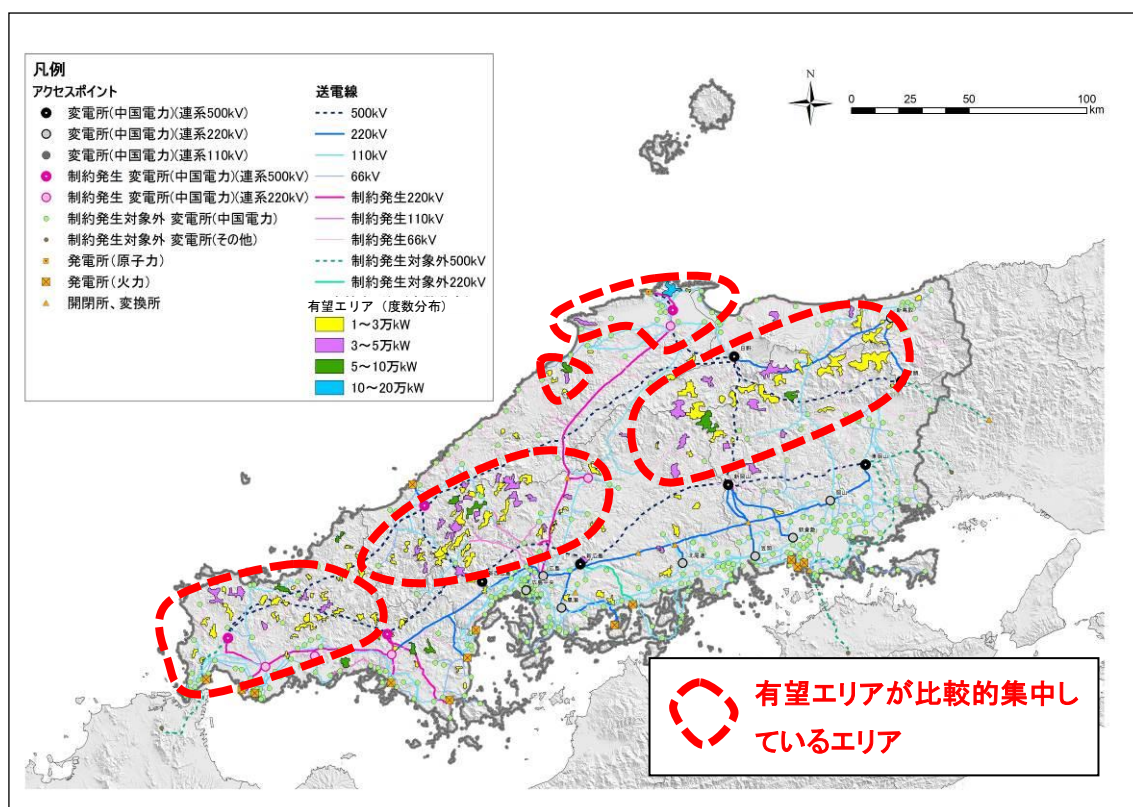


図 8-8 中国における有望エリアと送電線の位置関係

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

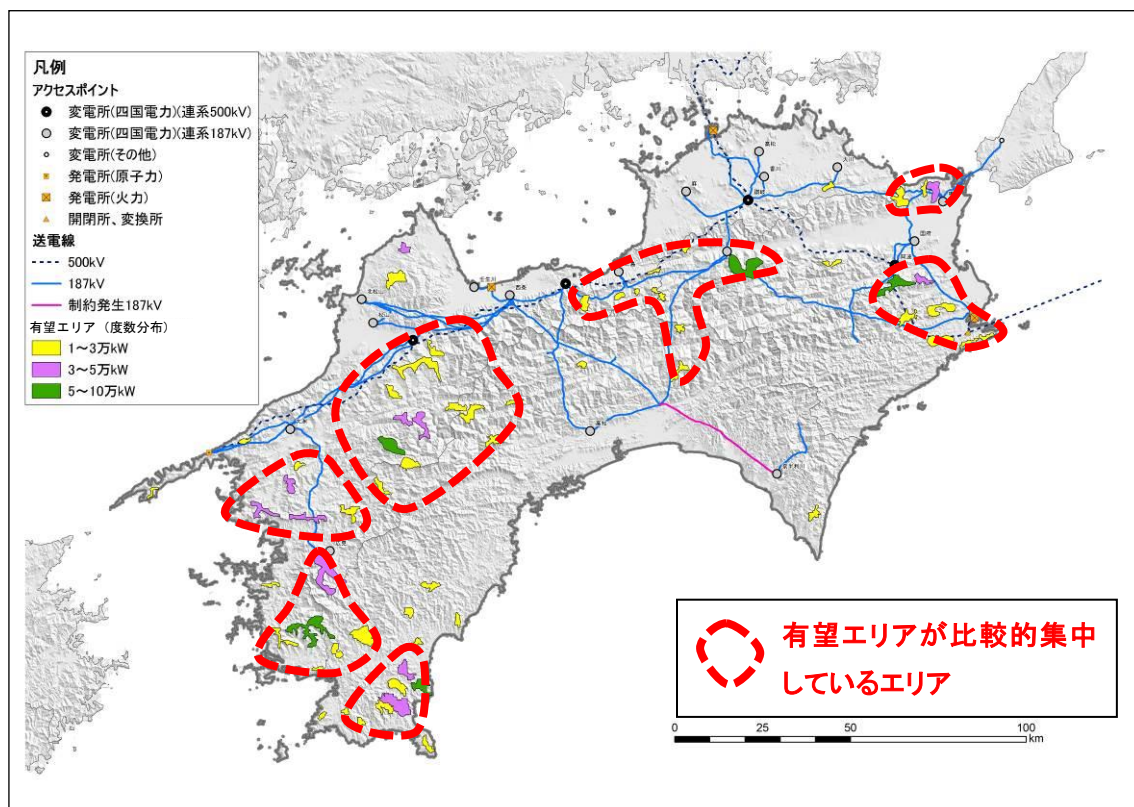


図 8-9 四国における有望エリアと送電線の位置関係

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

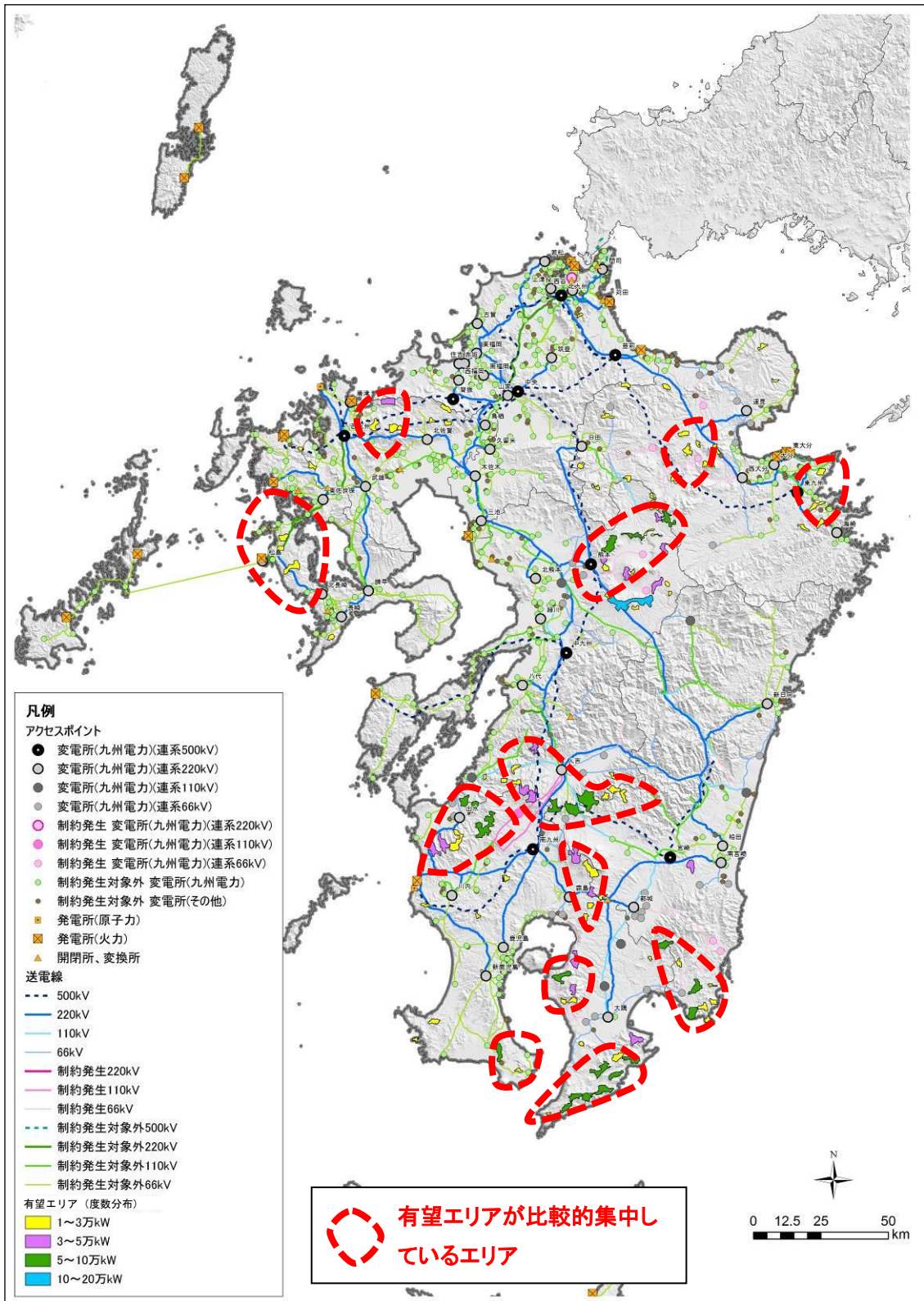


図 8-10 九州における有望エリアと送電線の位置関係

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

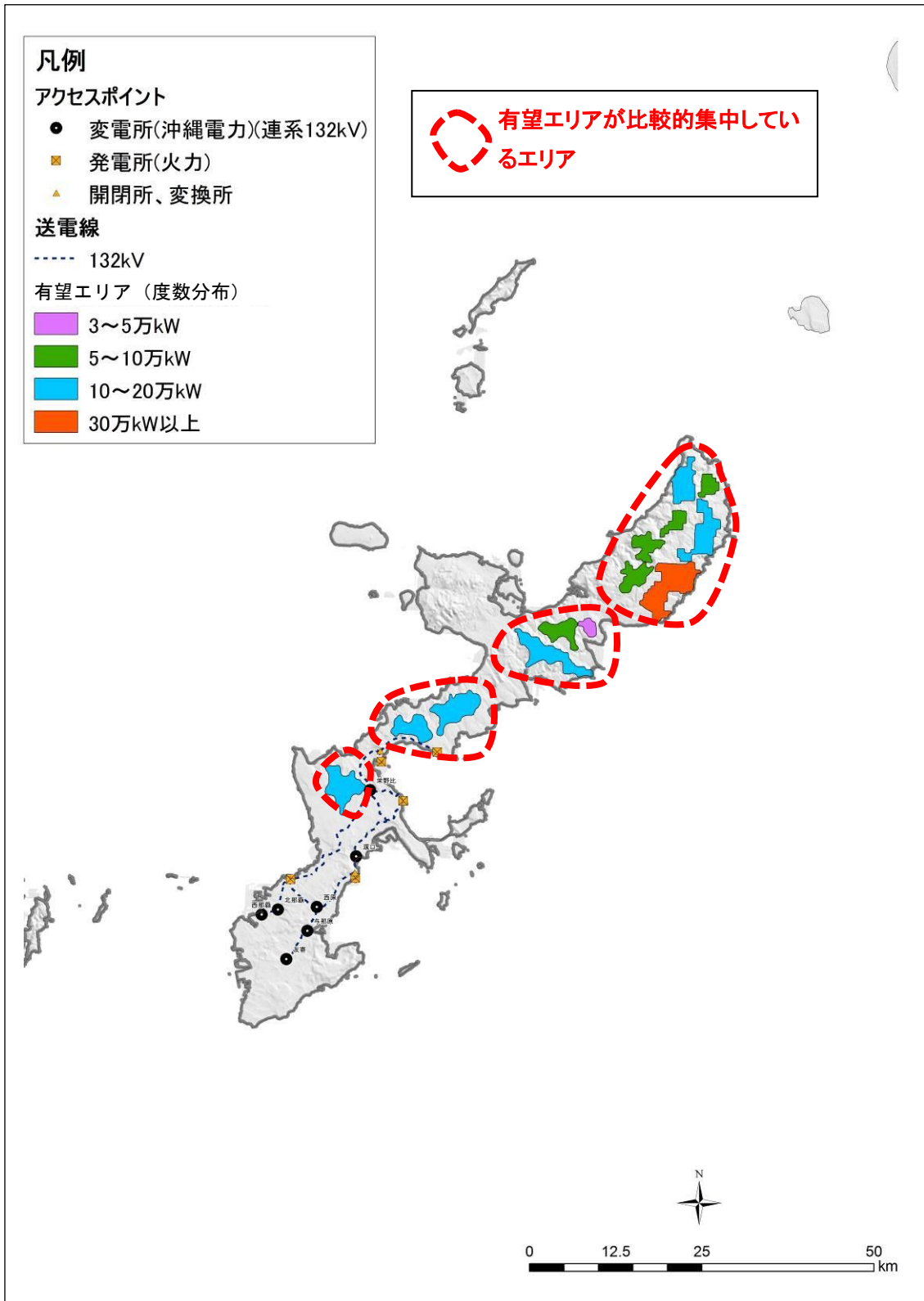


図 8-11 沖縄における有望エリアと送電線の位置関係

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、既存電力系統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。

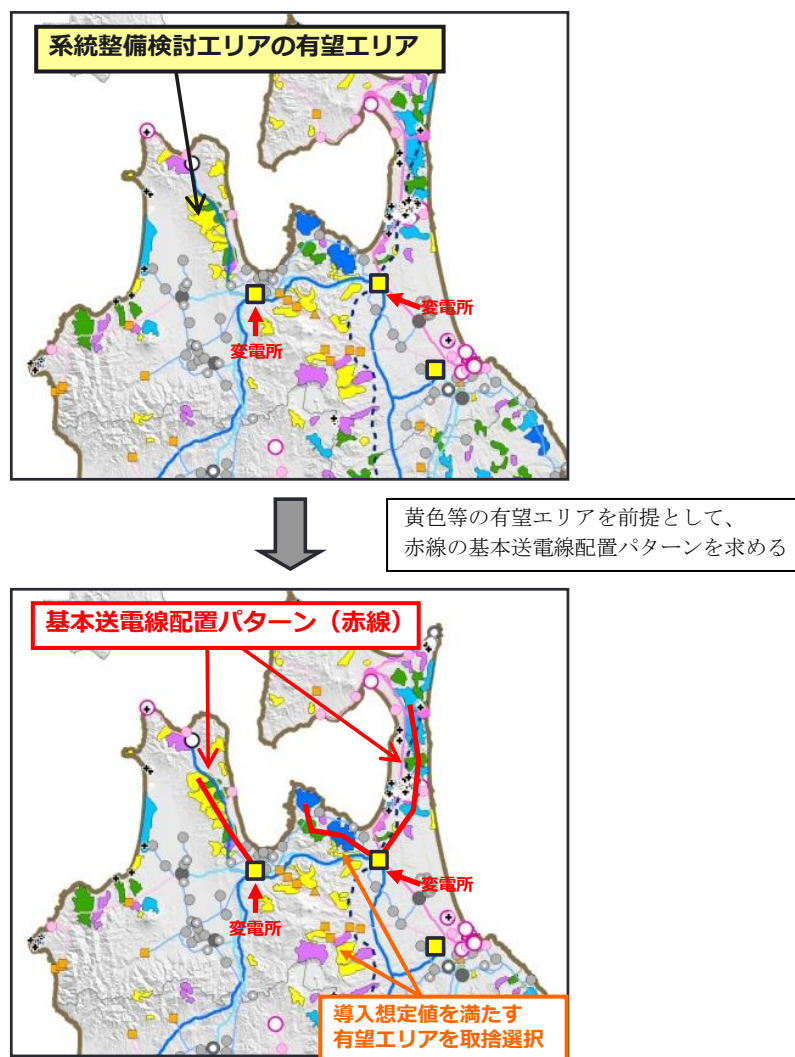


図 8-12 基本送電線配置パターンの検討イメージ

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。

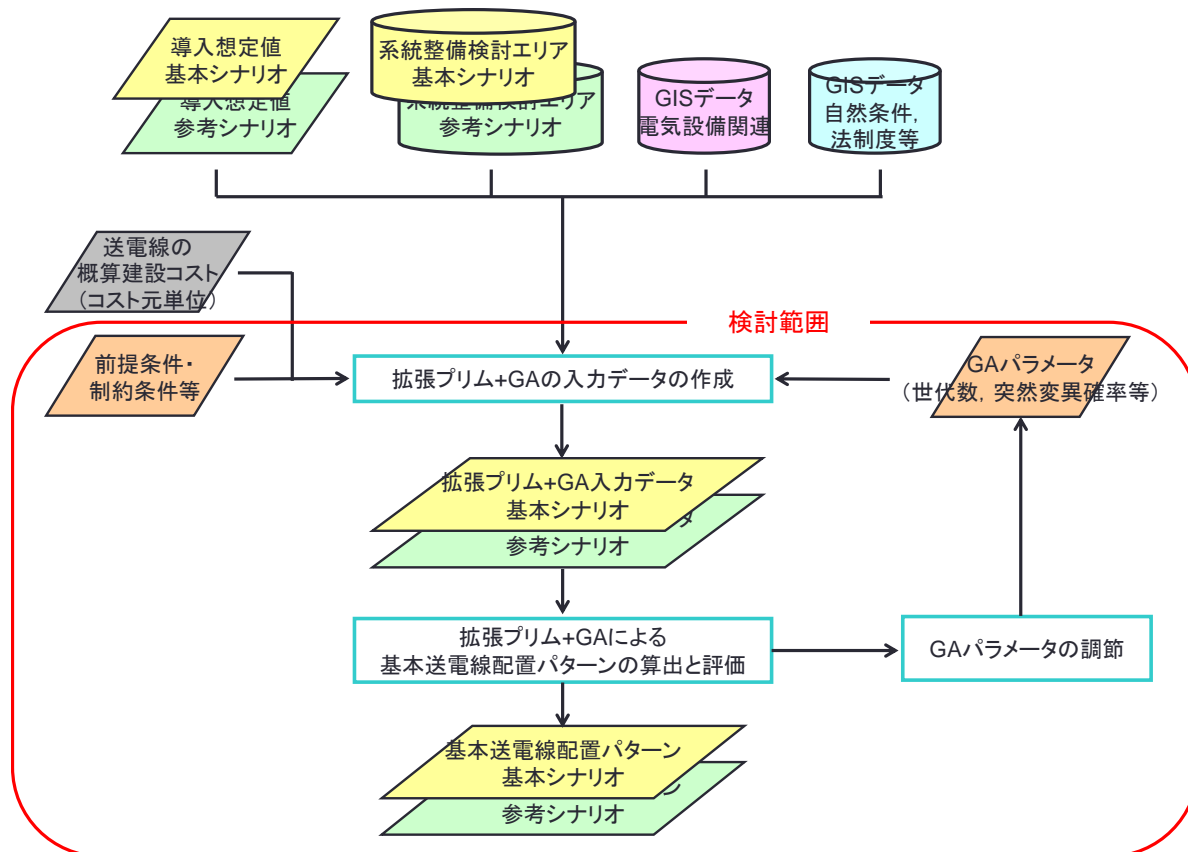


図 8-14 本検討のフロー

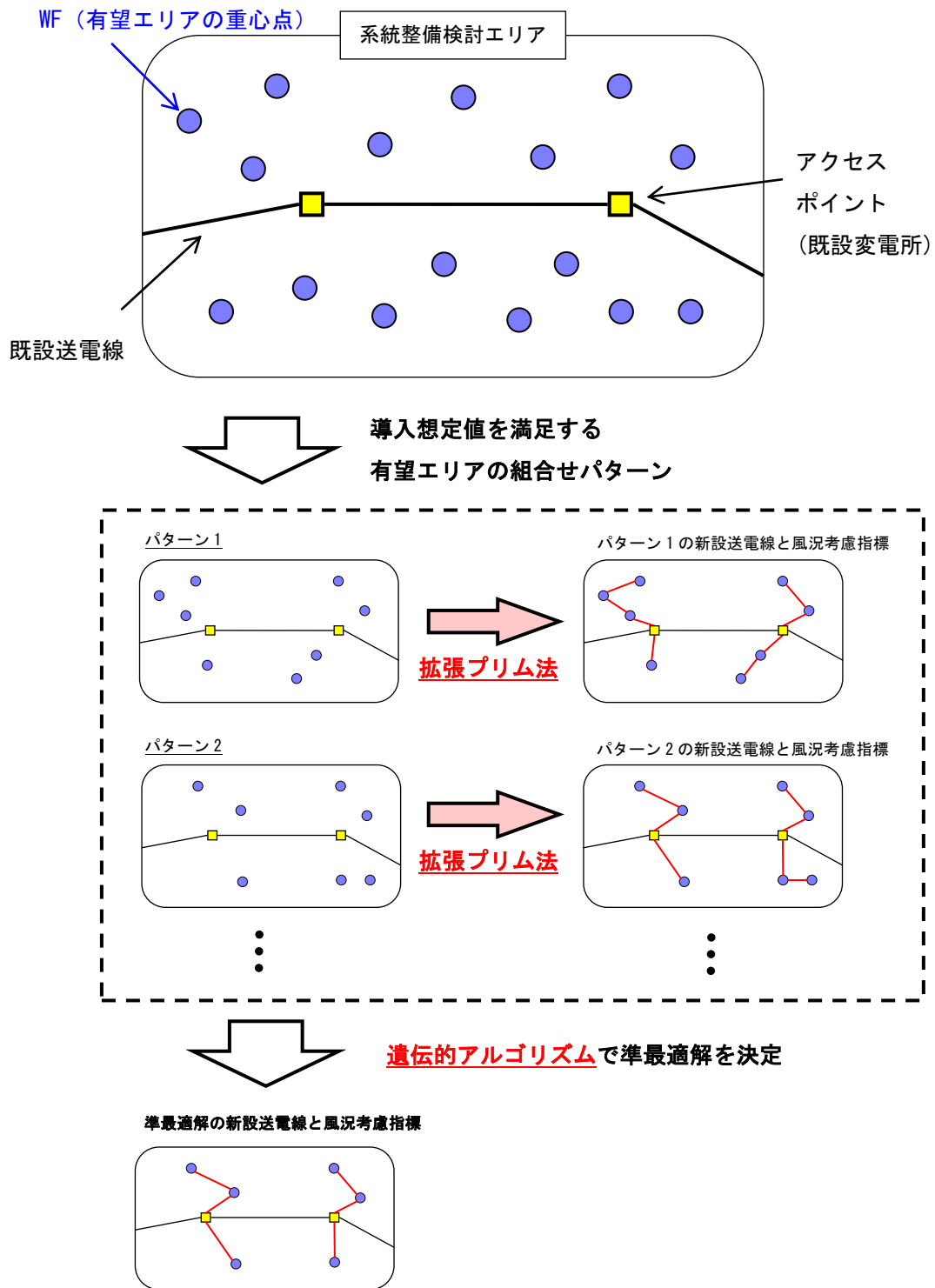


図 8-15 基本送電線配置パターンの検討に用いる最適化手法のイメージ

(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.

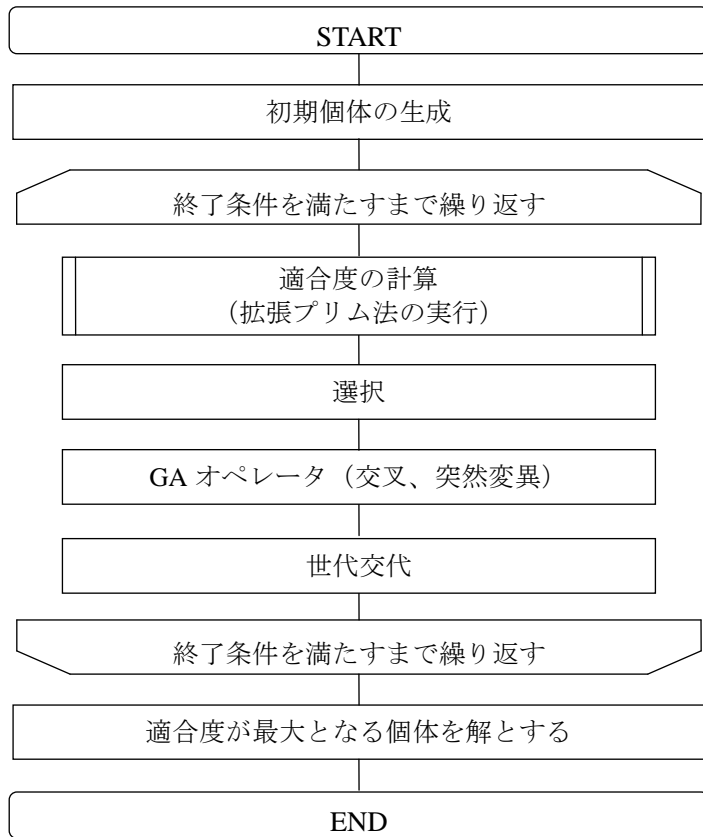


図 8-16 GA による準最適決定の手順

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。

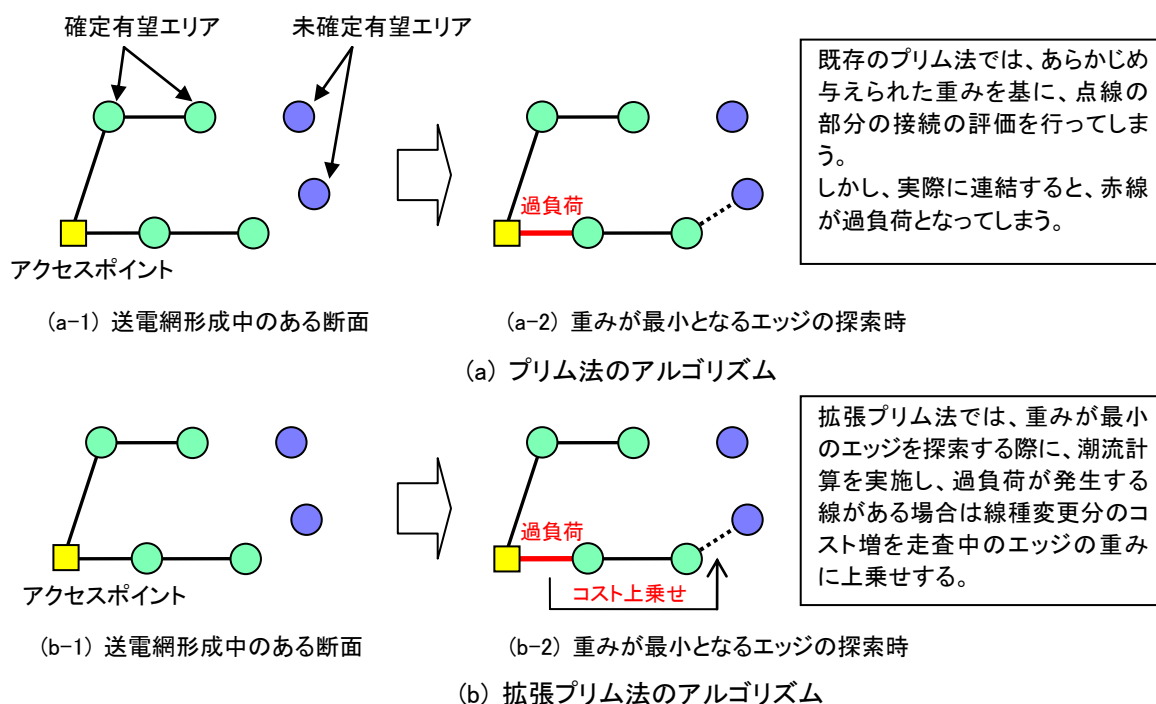


図 8-17 プリム法と拡張プリム法の差異

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。

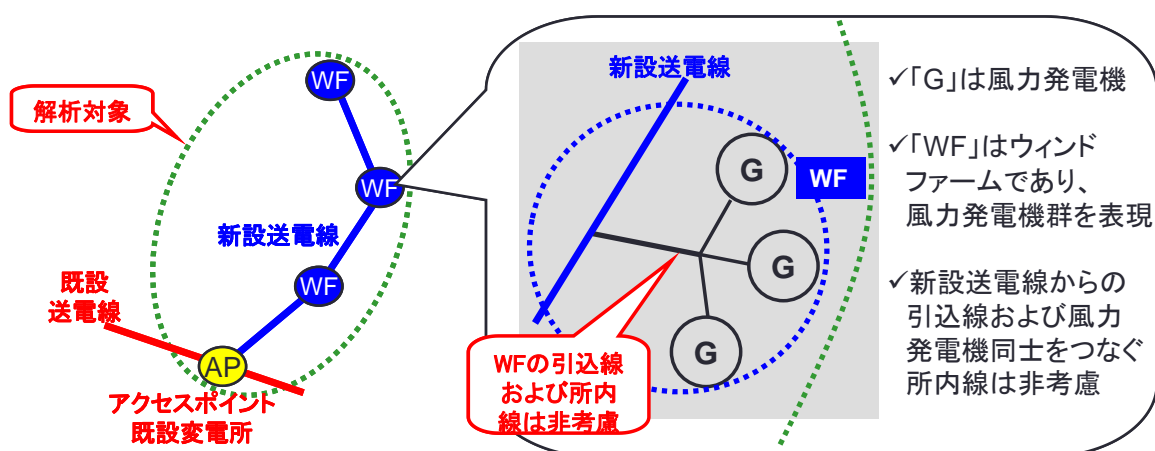


図 8-18 解析対象のイメージ

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

新設送電線専用として、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

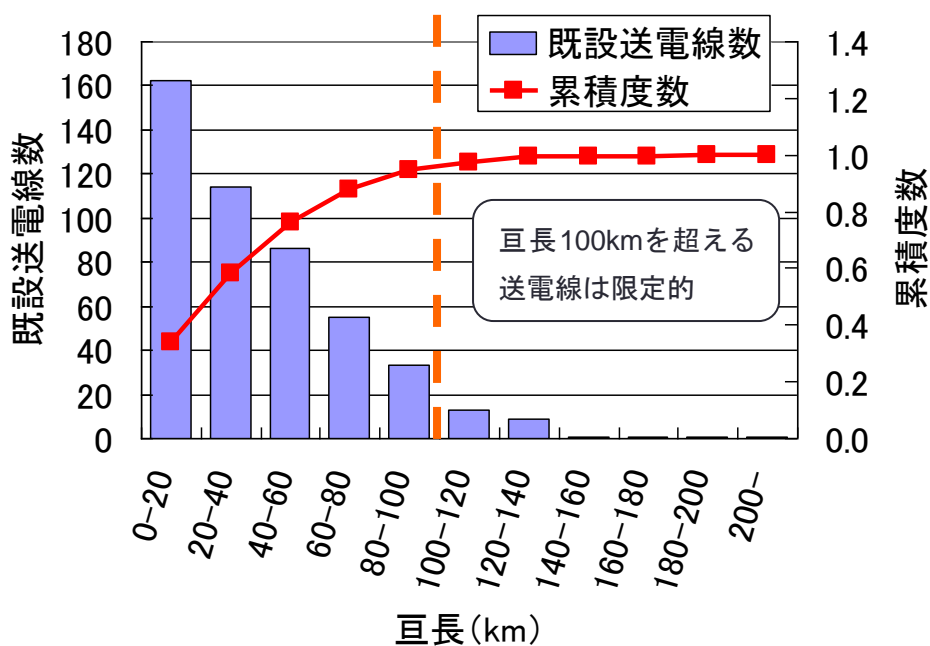


図 8-19 東北電力供給エリアのアクセスポイント電圧階級における亘長ヒストグラム

(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。

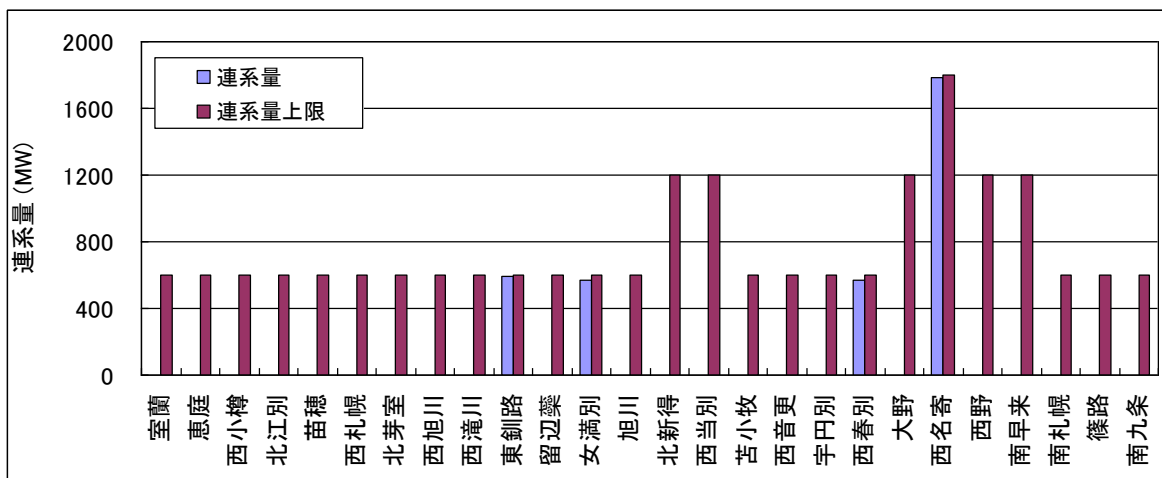


図 8-20 AP 連系量 (北海道：基本シナリオ)

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	宇月別	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]

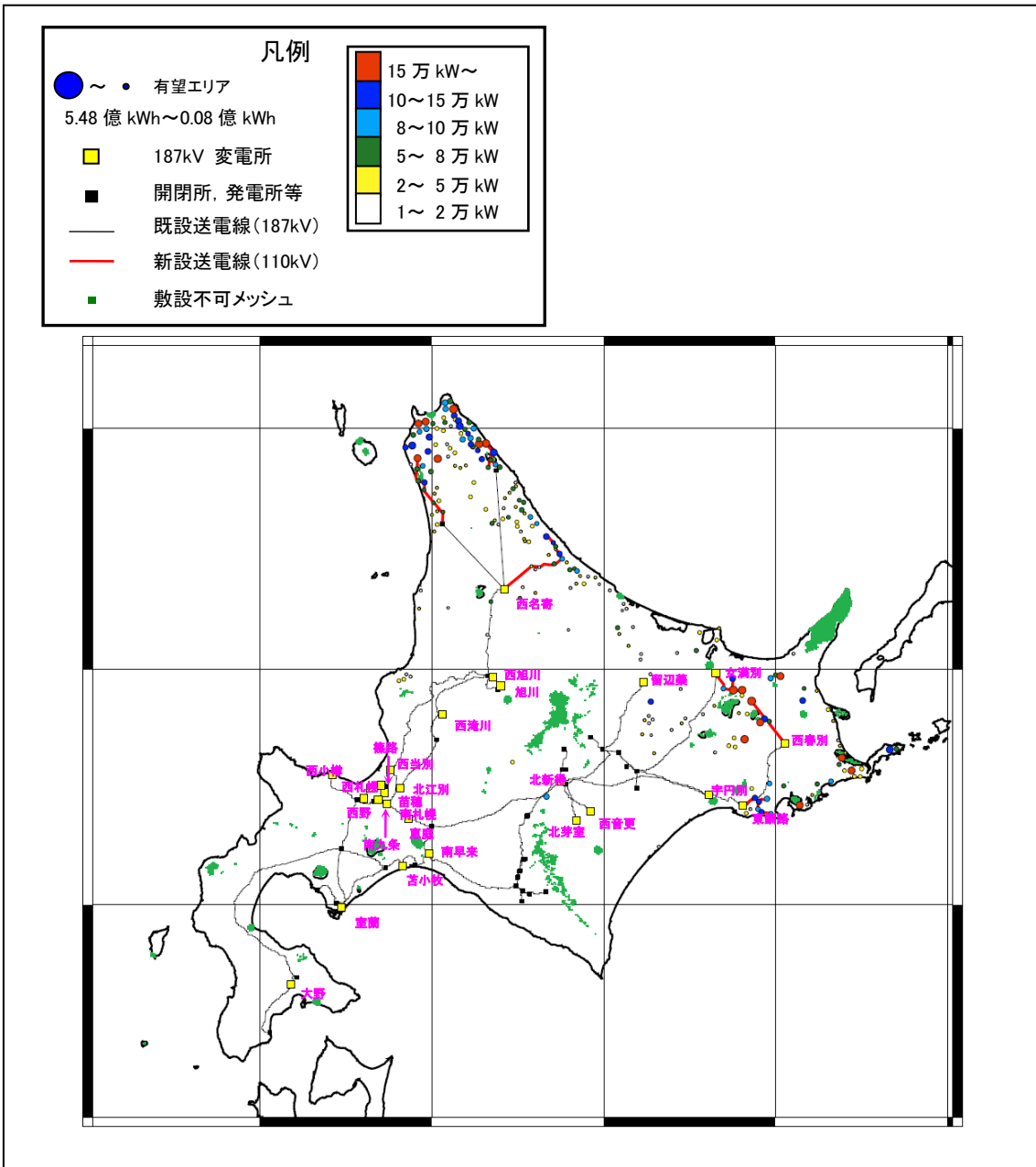


図 8-21 基本送電線配置パターン検討結果（北海道：基本シナリオ）

(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。

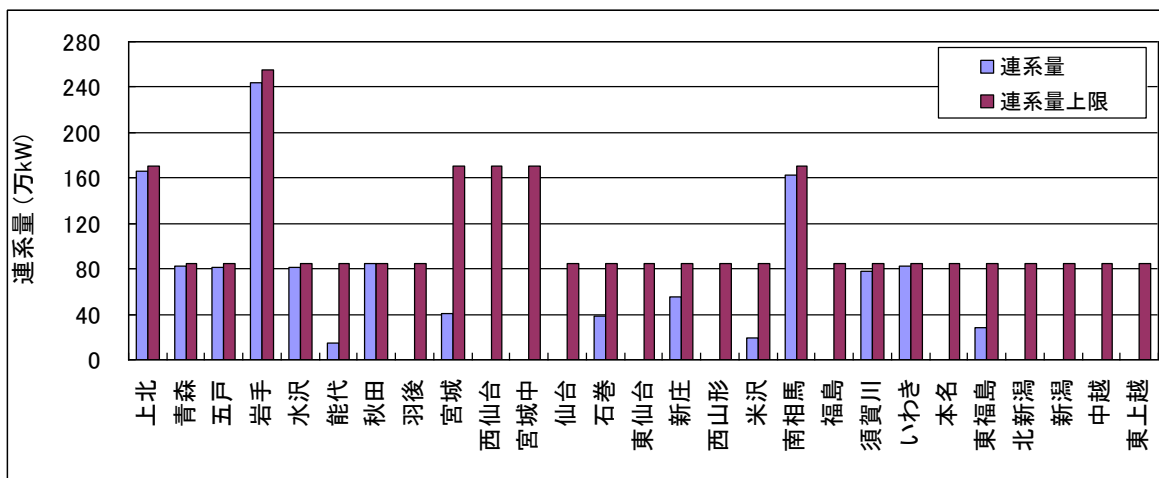


図 8-22 AP 連系量 (基本シナリオ：東北一体検討ケース)

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]

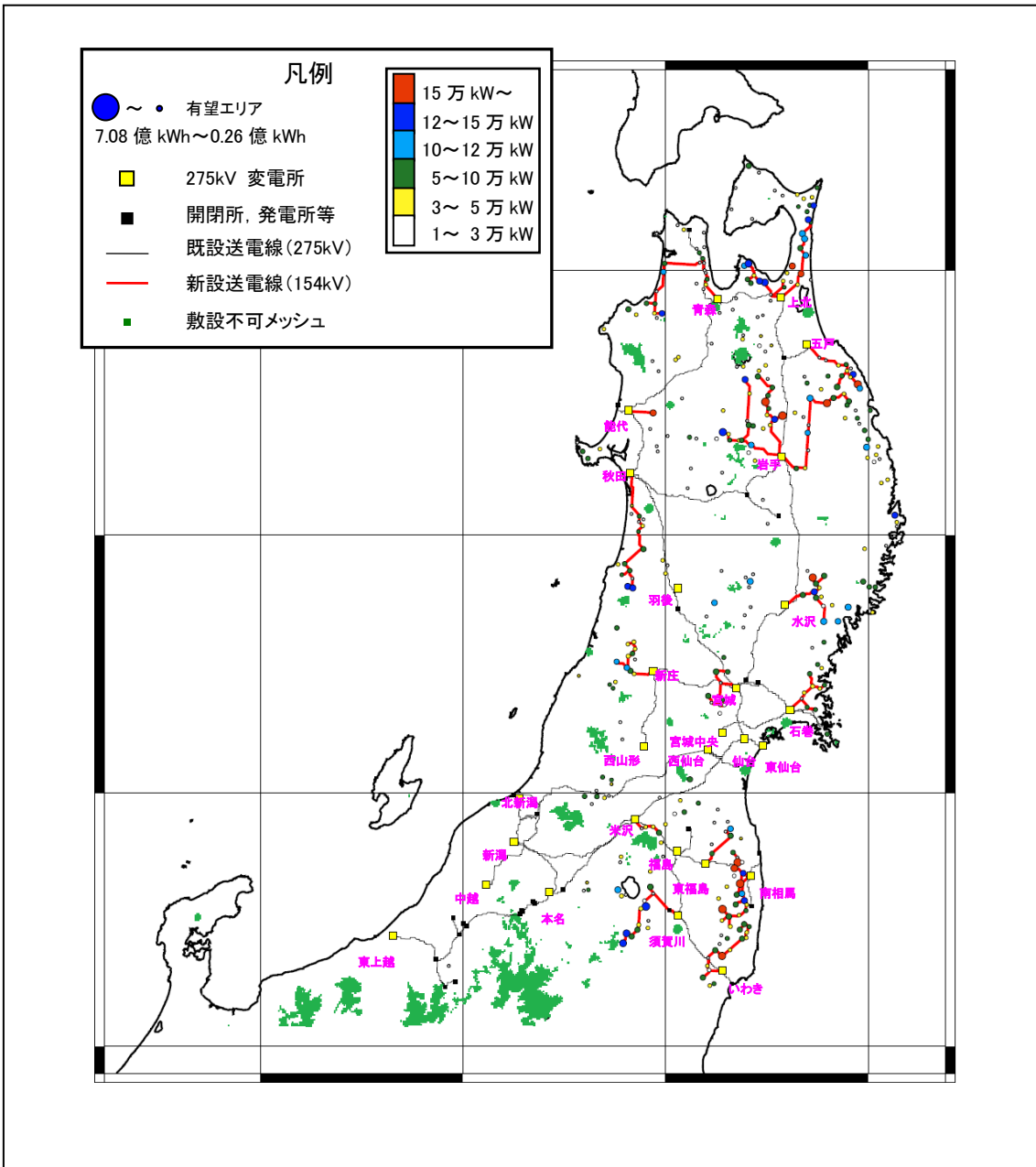


図 8-23 基本送電線配置パターン検討結果 (基本シナリオ：東北一体検討ケース)

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。

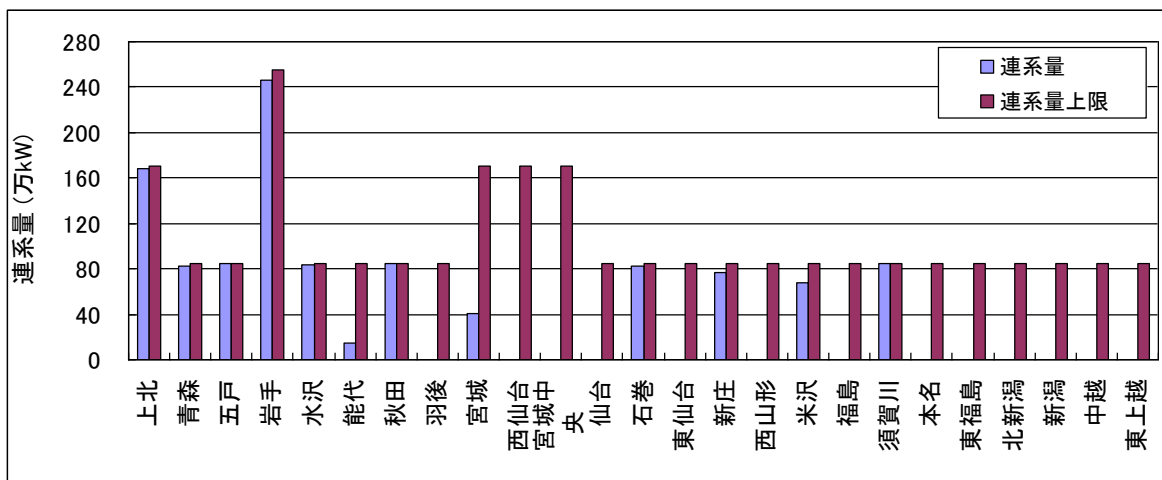


図 8-24 AP 連系量 (基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

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]

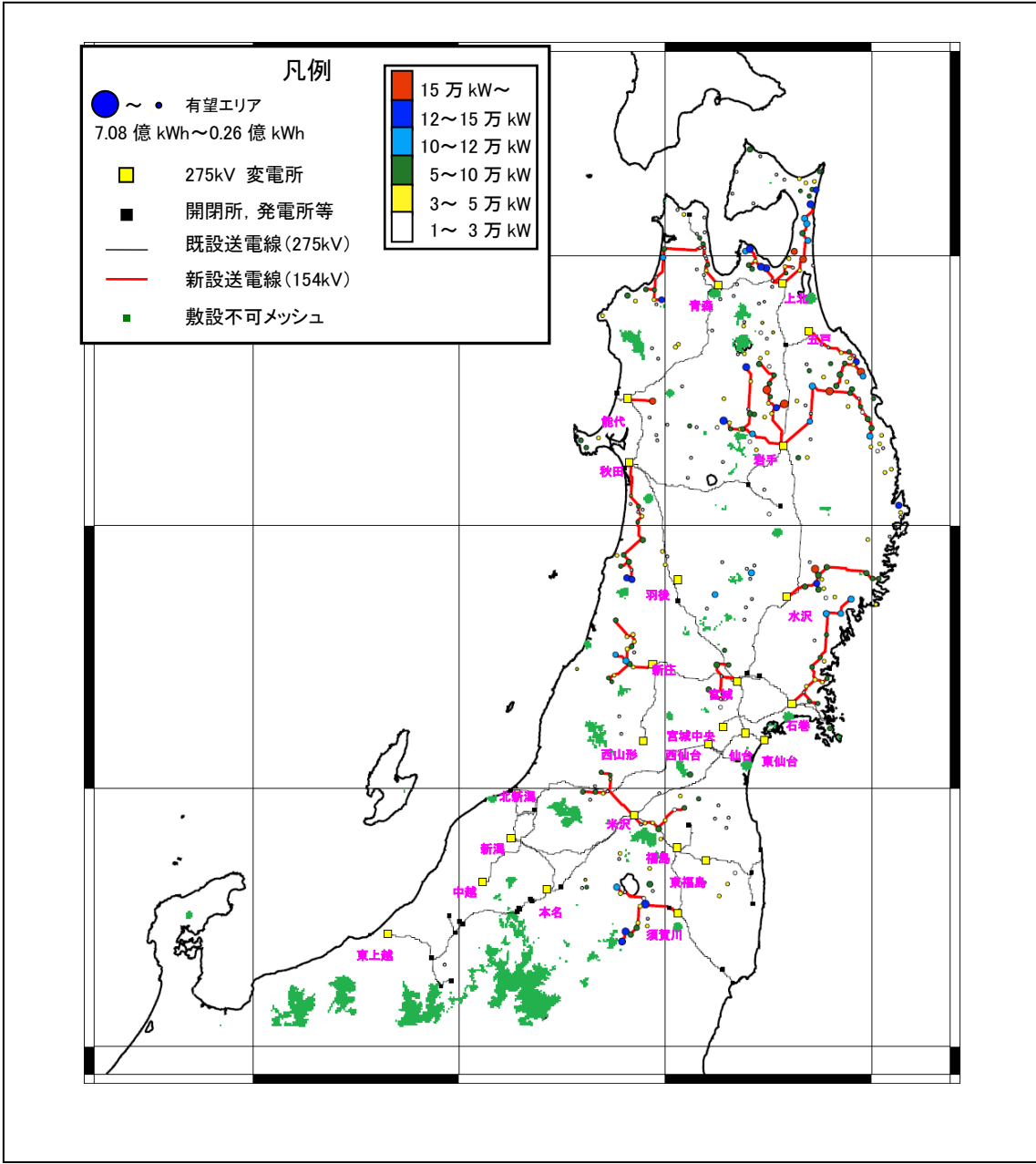


図 8-25 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

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]

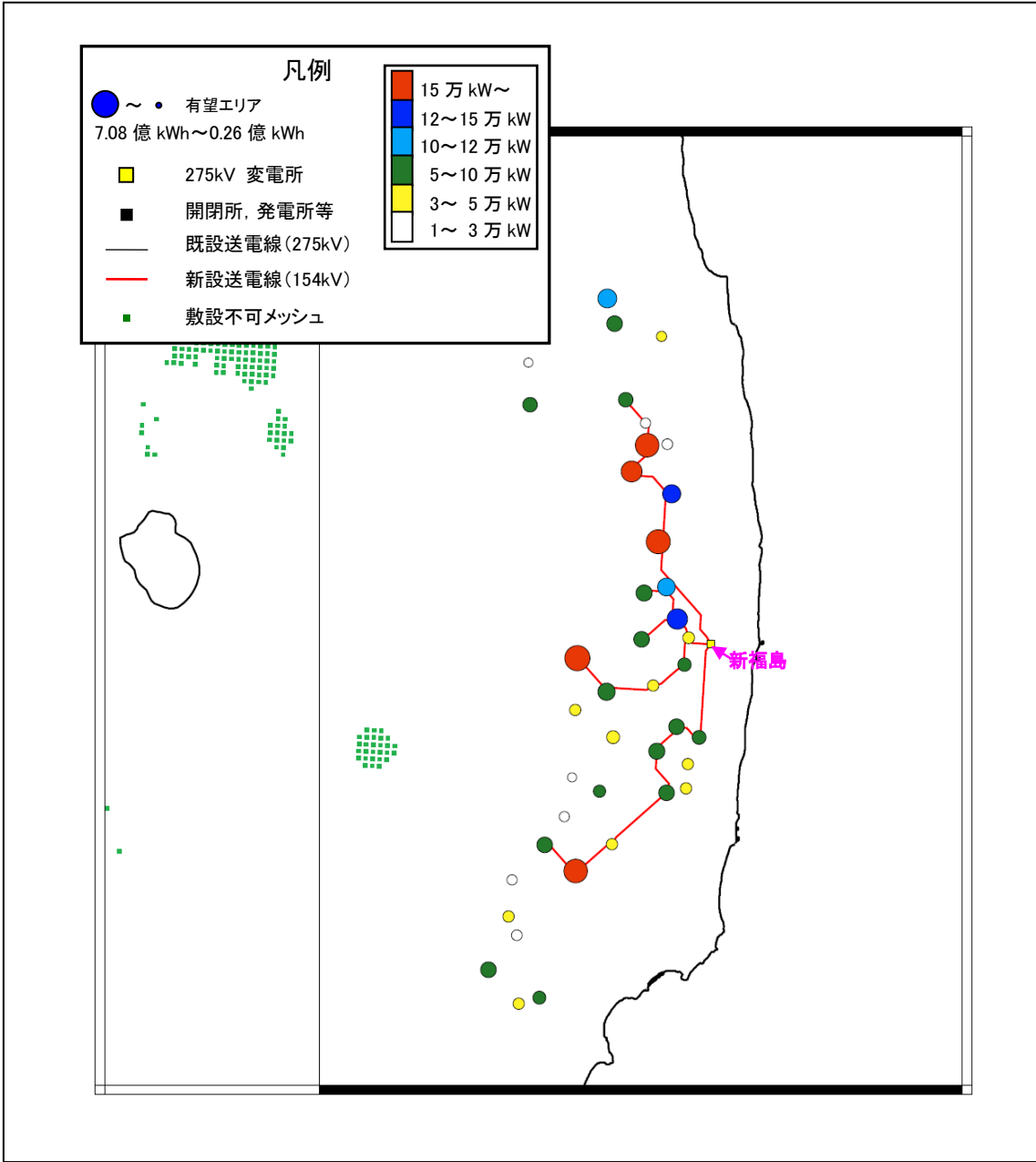


図 8-26 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り))

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。

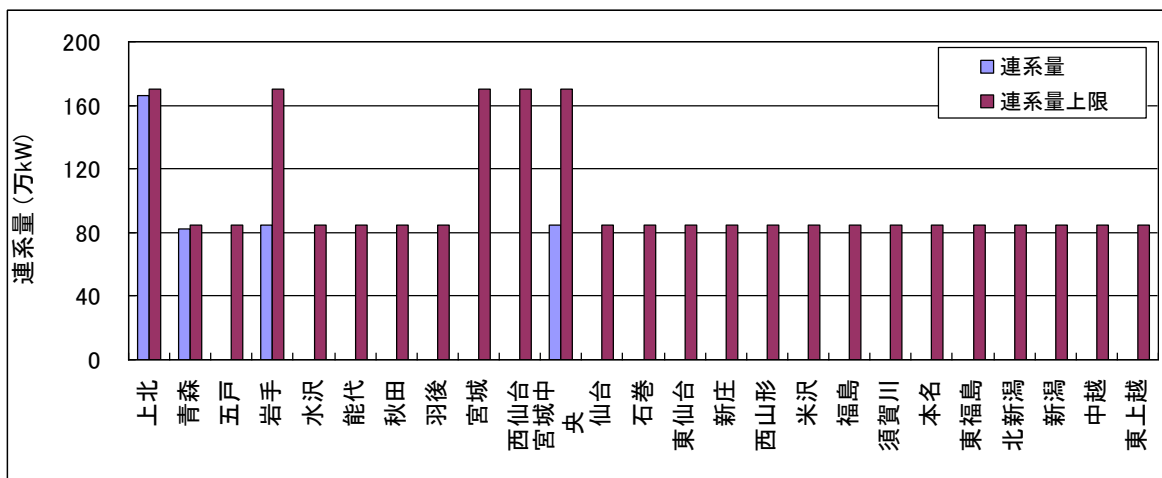


図 8-27 AP 連系量 (参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

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]

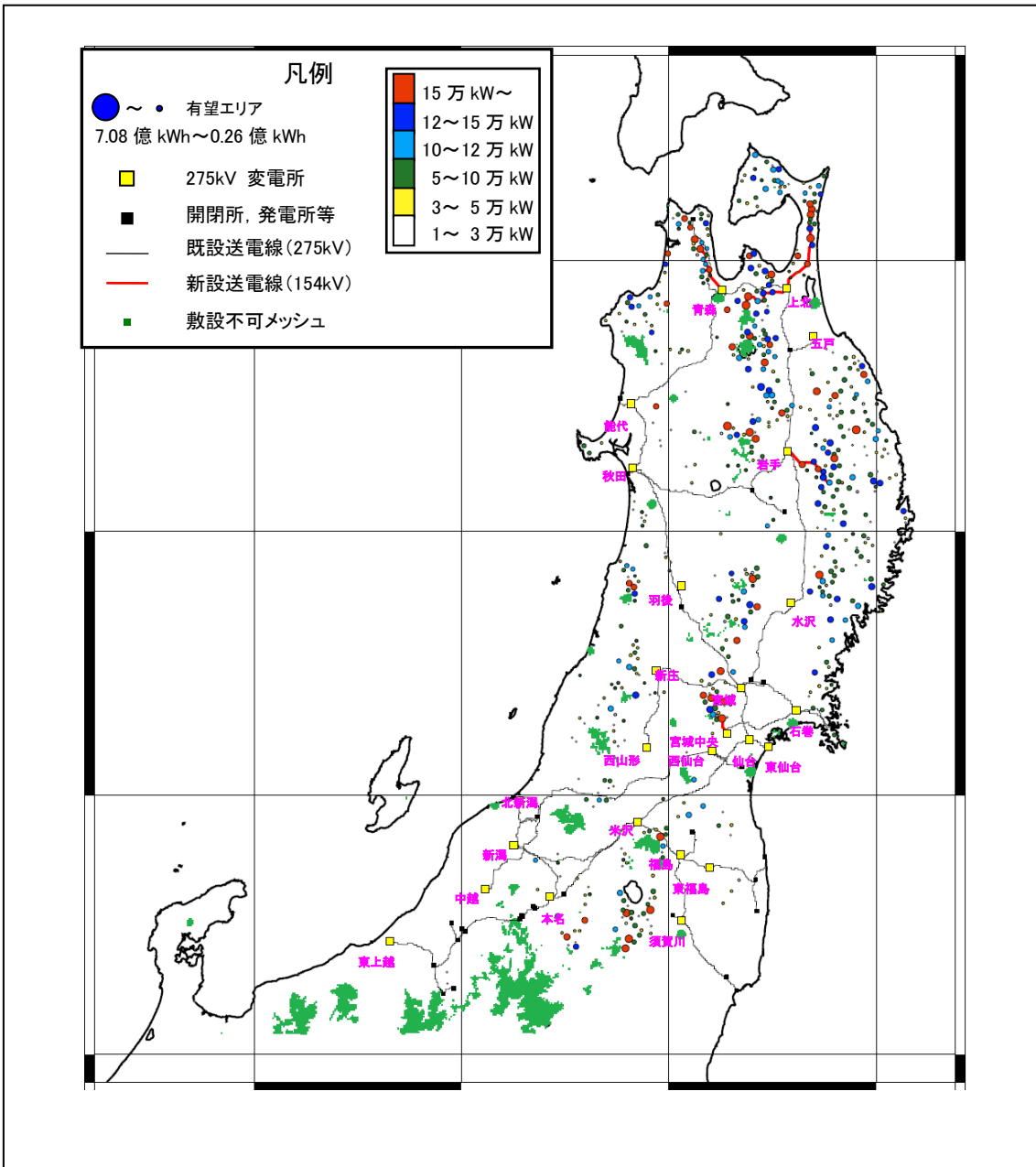


図 8-28 基本送電線配置パターン検討結果
(参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

(3) 九州電力供給エリアに関する検討結果

① 基本シナリオ

図 8-29、図 8-30、表 8-24 に、九州：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。

- ✓ 導入想定値 320 万 kW に対して、320.4 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。
- ✓ 九州電力供給エリアにおける送電コストに関して、北海道電力供給エリア及び東北電力供給エリアと比較して高くなっている新設送電網が見られる (5.0 円以上)。これは比較的、亘長が短い、設備容量が小さい、発電電力量が少ない、ことが原因である。
- ✓ 表 8-24 において送電コスト 5.0 円以上の新設送電線が、コスト高を理由に仮に建設されない場合、連系されるウィンドファームは導入想定値に対して約 33 万 kW 不足する。しかし島嶼部として有望エリアから除かれている天草地方は、既設送電線が連系されている上に風況も良好と思われることから、不足分を賅える可能性がある。

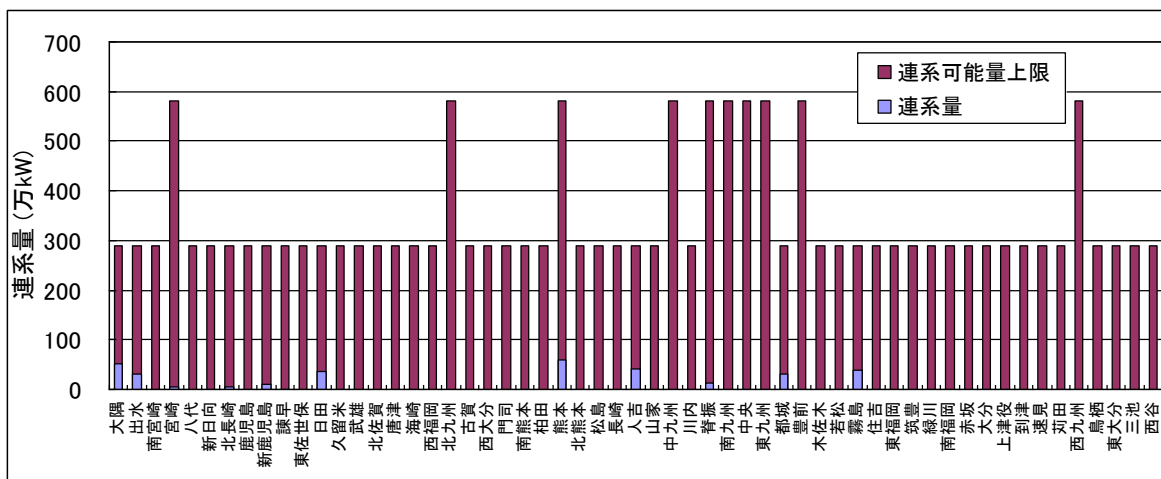


表 8-24 基本送電線配置パターン検討結果（九州：基本シナリオ）

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]

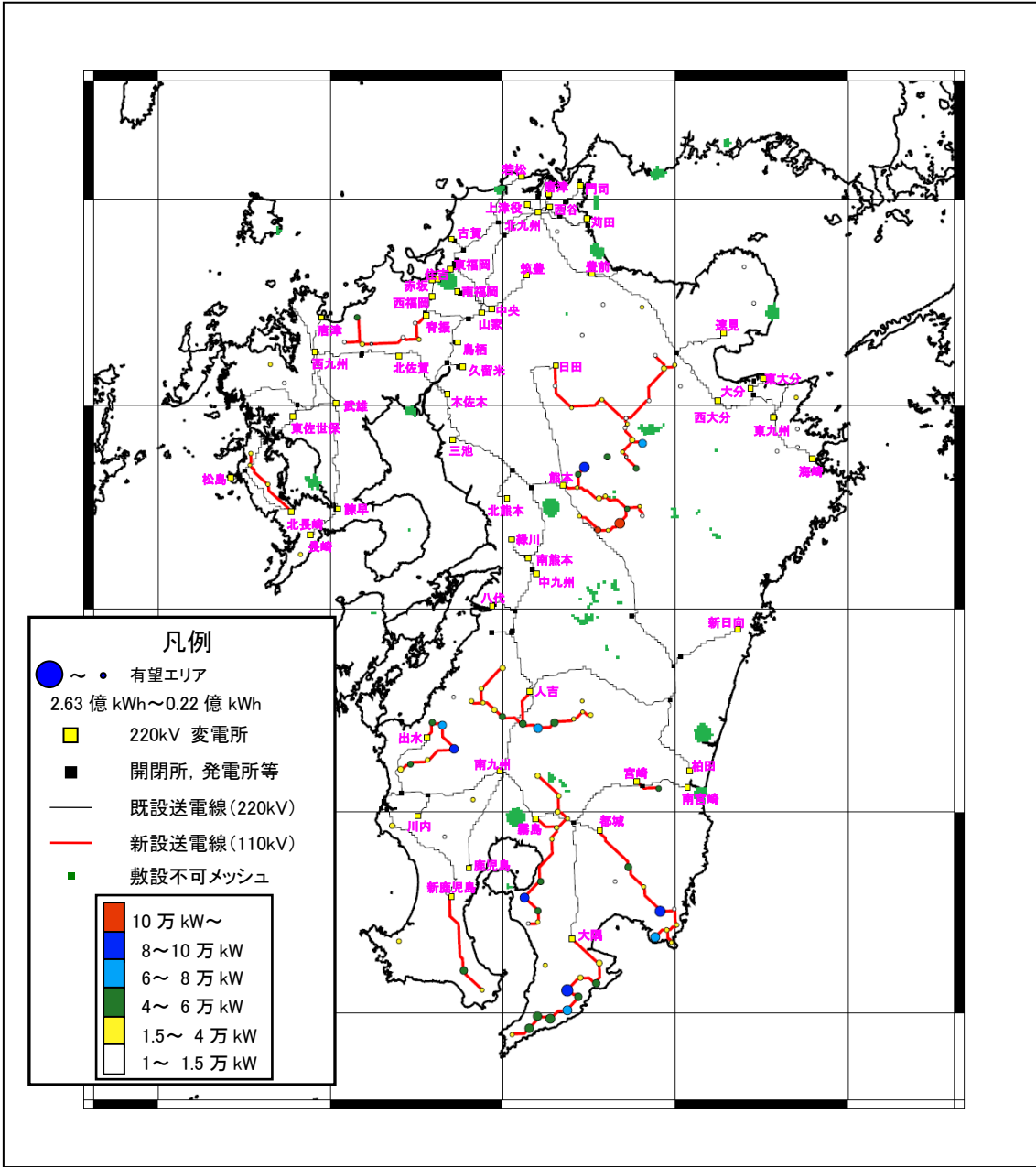


図 8-30 基本送電線配置パターン検討結果 (九州：基本シナリオ)

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。

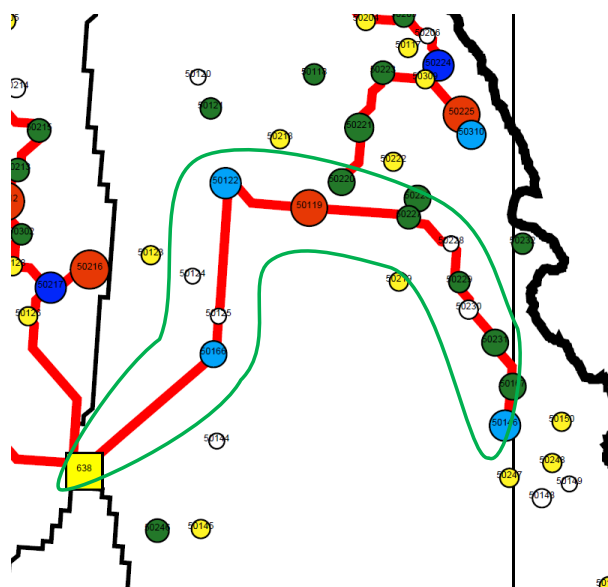


図 8-31 潮流と電圧の評価の対象例（緑枠部分）

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。

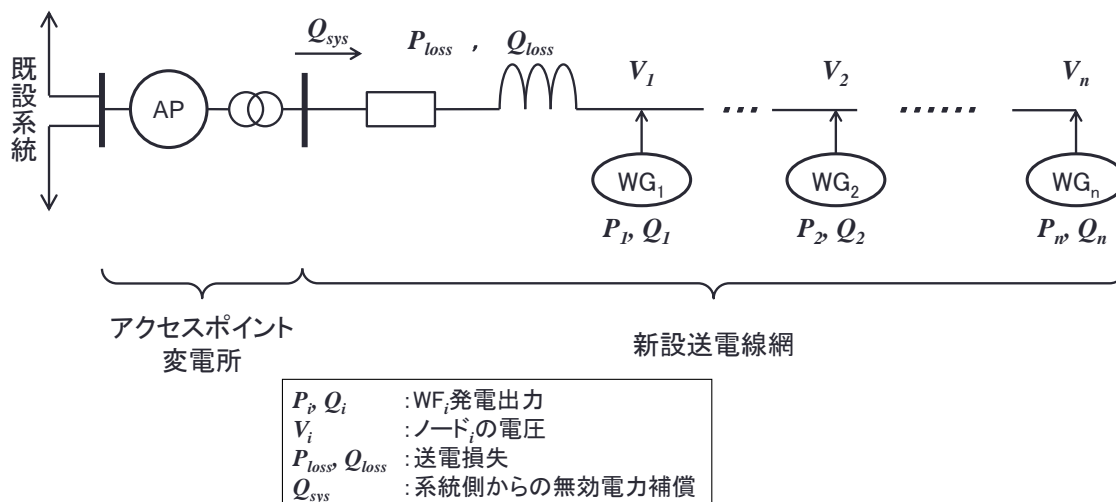


図 8-32 AC 潮流計算の概要

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。

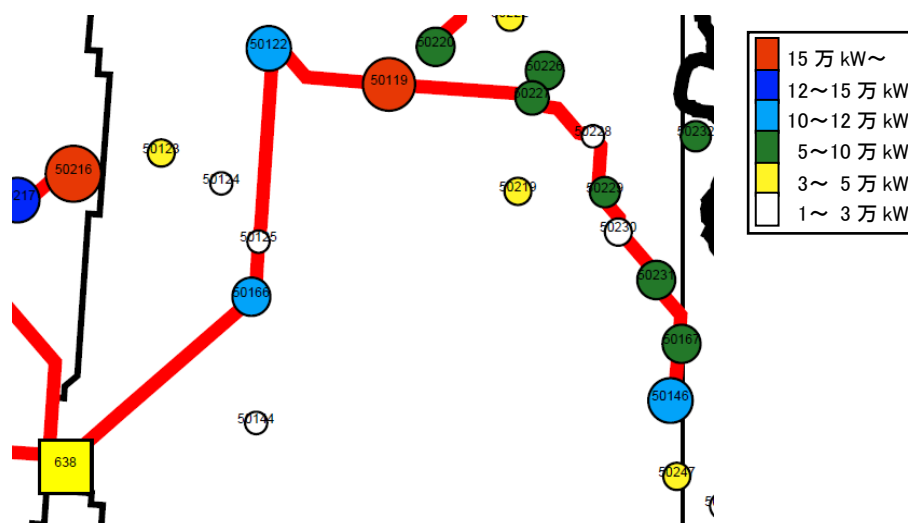


図 8-33 岩手-東ルート

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

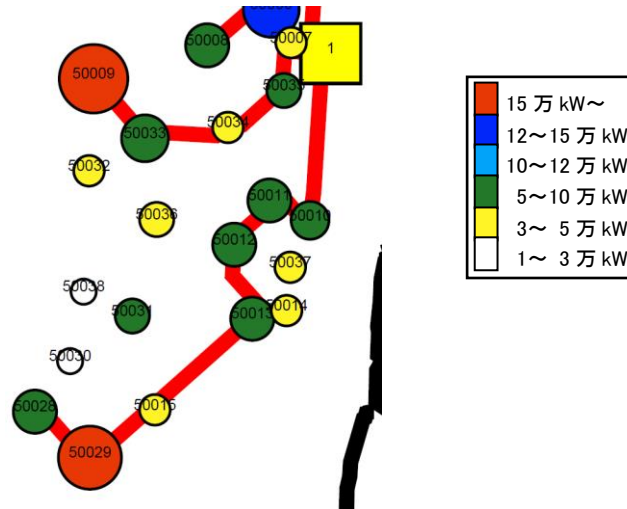


図 8-34 新福島-南ルート

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。

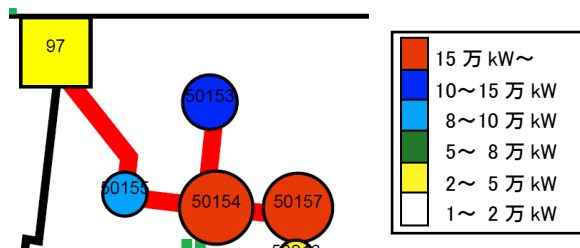


図 8-35 女満別

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。

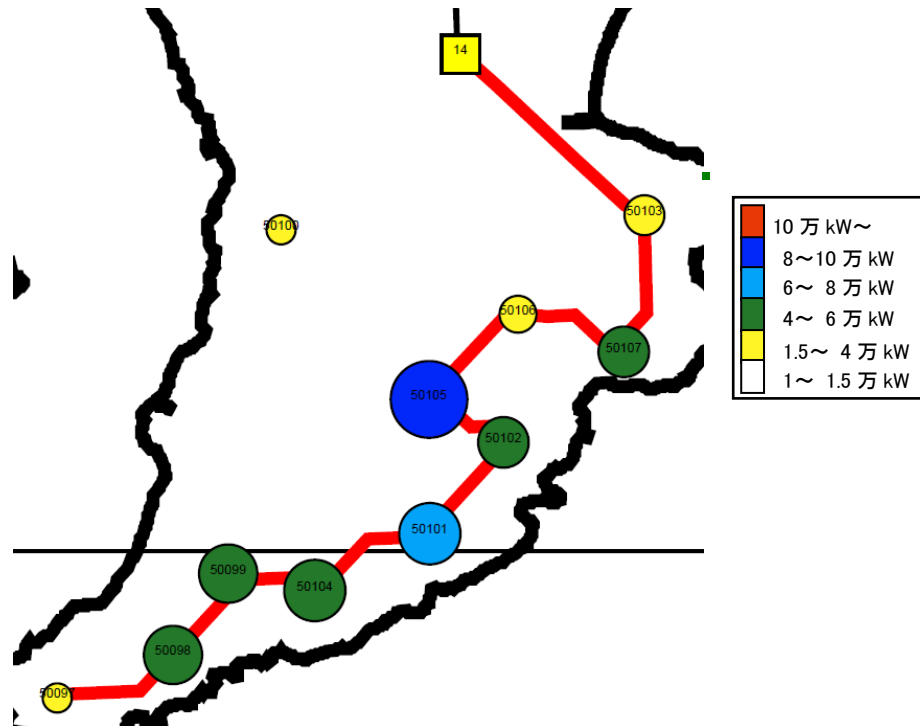


図 8-36 大隅

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

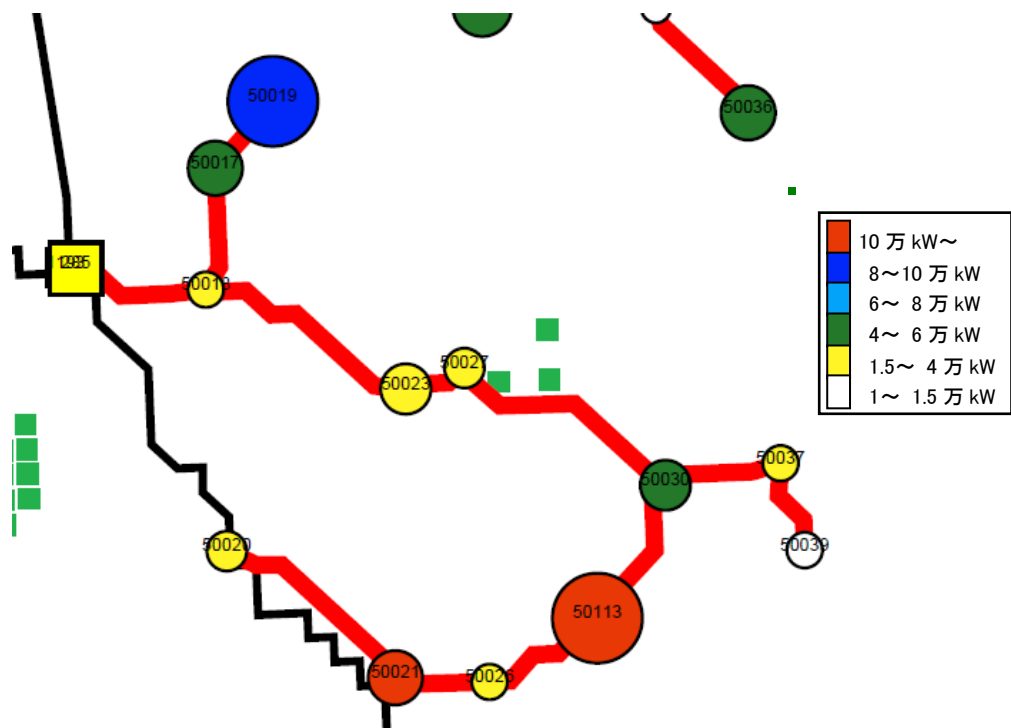


図 8-37 熊本

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。

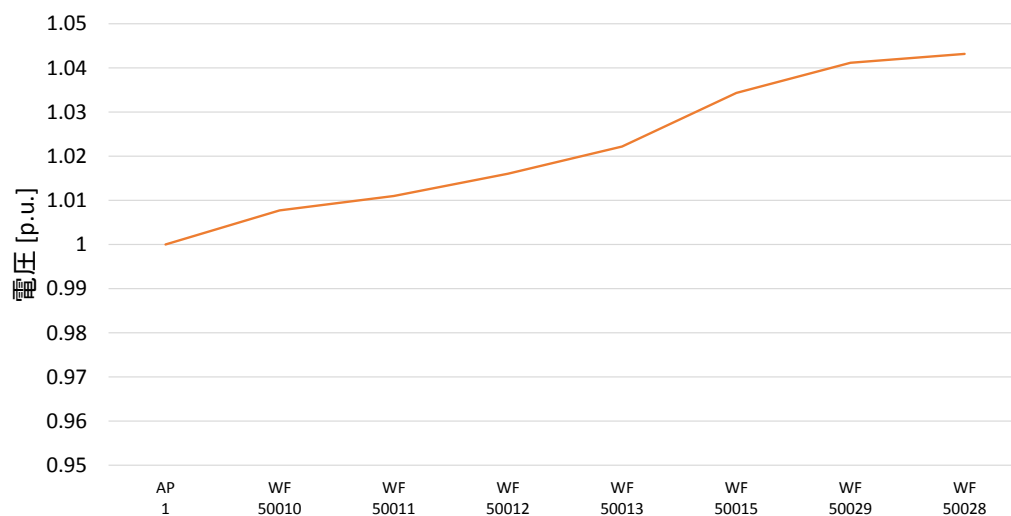


図 8-38 新福島-南ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

(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。

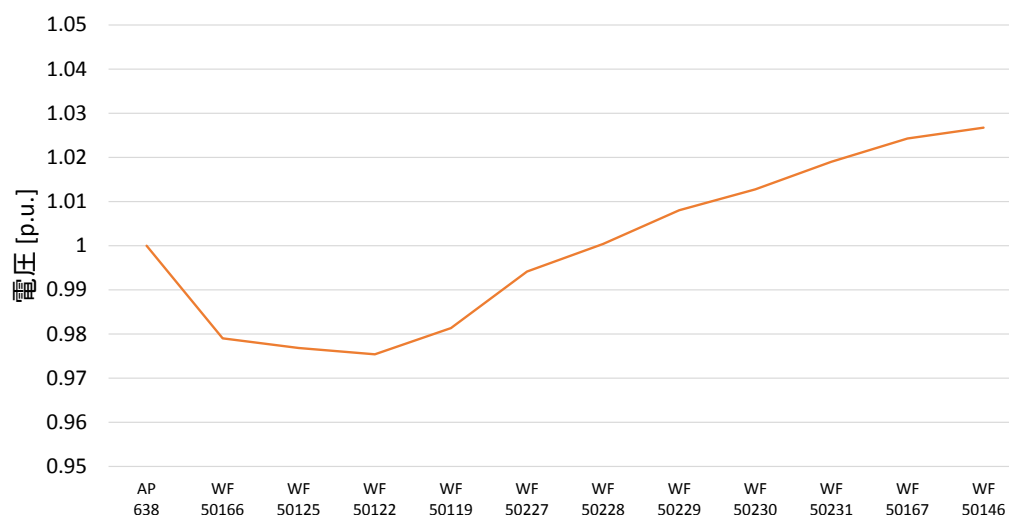


図 8-39 岩手-東ルートにおける、運転力率 1.00 とした場合の電圧分布

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。

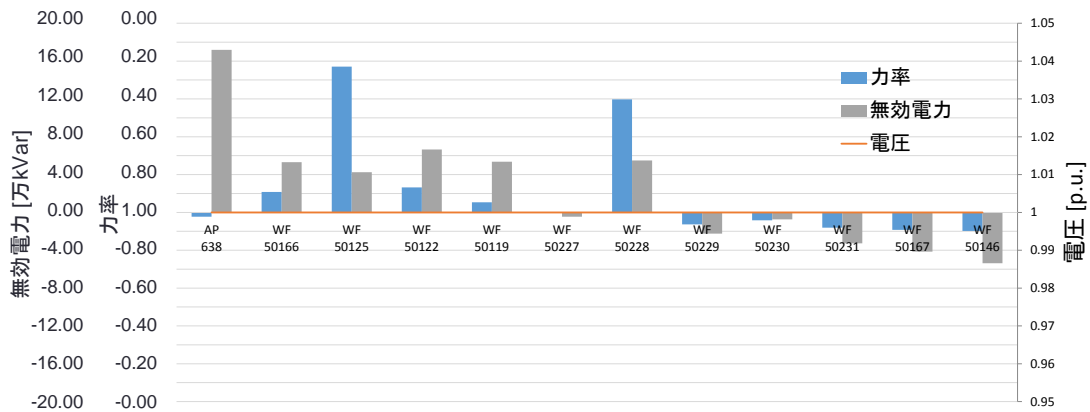


図 8-40 岩手-東ルートにおいて電圧一定運転した際の運転力率分布

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。

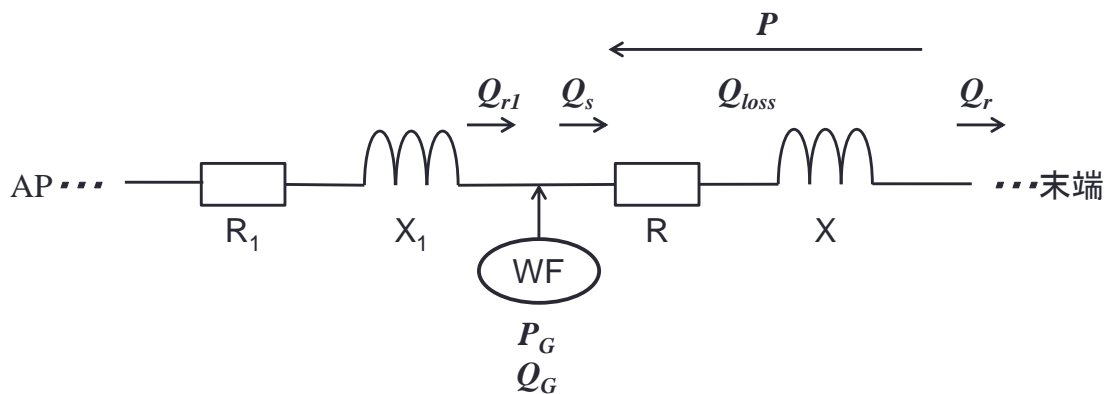


図 8-41 ウィンドファームと新設送電線の概略

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

$$Q_G = Q_{loss}$$

となる。

図 8-42 に 50125 ノード近辺、図 8-43 に 50228 ノード近辺における各値を示す。

50125 ノード近辺では末端側の無効電力損失が大きくなり、その影響で Q_G が大きくなっている。前述の簡易計算では、 $Q_G \approx 6.63$ 万 kVar とする。50125 ノード付近では無効電力潮流が大きくなっており、その分の差は出ている。

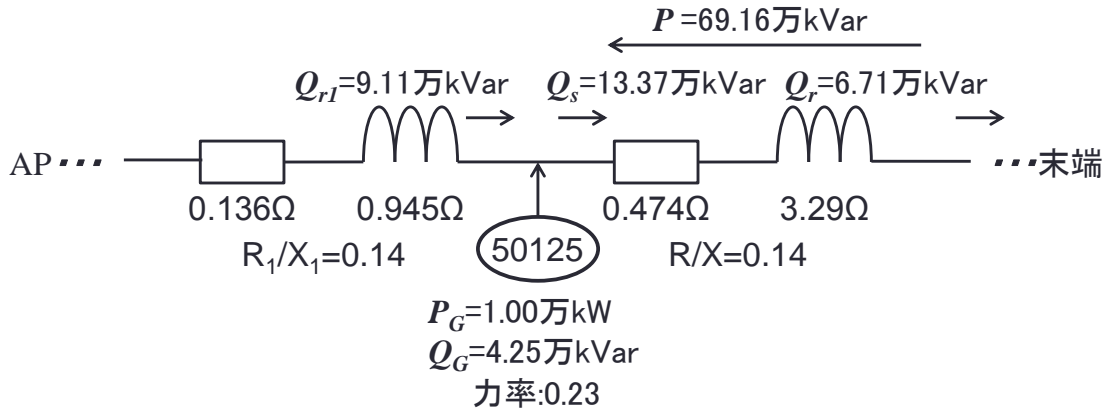


図 8-42 50125 ノード周辺の無効電力、インピーダンス

一方、50228 ノード近辺ではウィンドファーム前後での R/X 比が異なるため、その影響で Q_G が大きくなっている。前述の簡易計算では、 $Q_G \approx 5.30$ 万 kVar となっている。

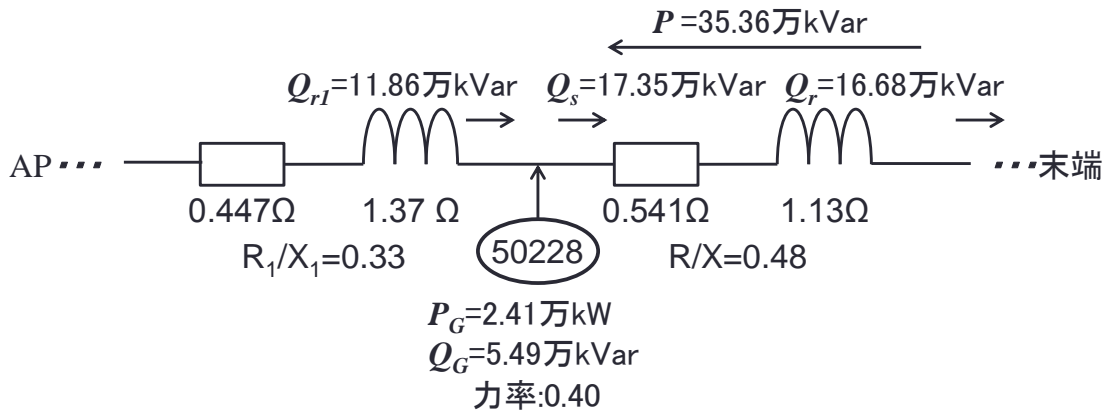


図 8-43 50228 ノード周辺の無効電力、インピーダンス

「アクセスポイント付近等で有効電力潮流が大きく、新設送電線の亘長が長いような箇所」では無効電力損失が大きくなり、その分を供給するためウィンドファームが多くの無効電力を出力することになる。

「新設送電線の線種が異なり、ウィンドファームの前後で R/X 比が異なる箇所」では、

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。

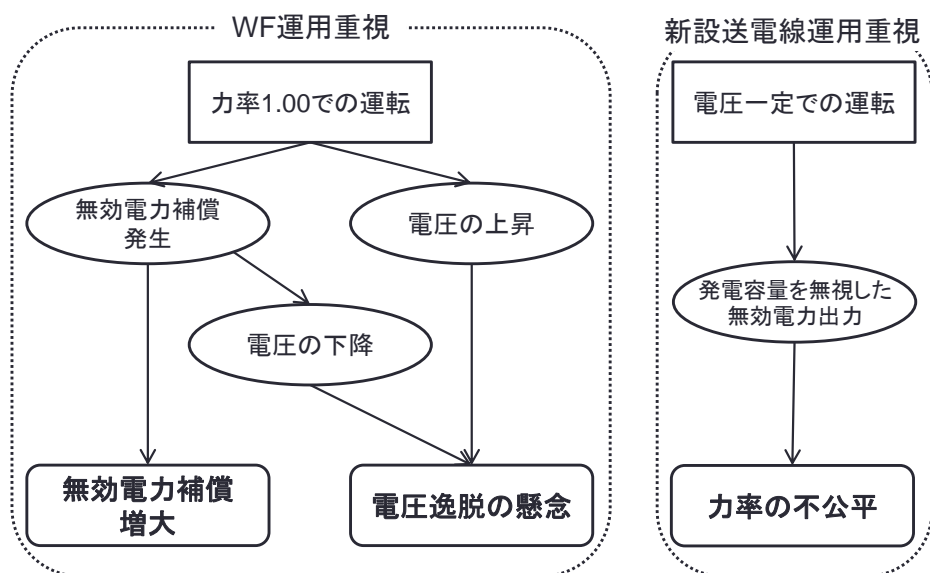


図 8-44 力率 1.00 運転と電圧一定運転により引き起こされる現象と問題点

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。

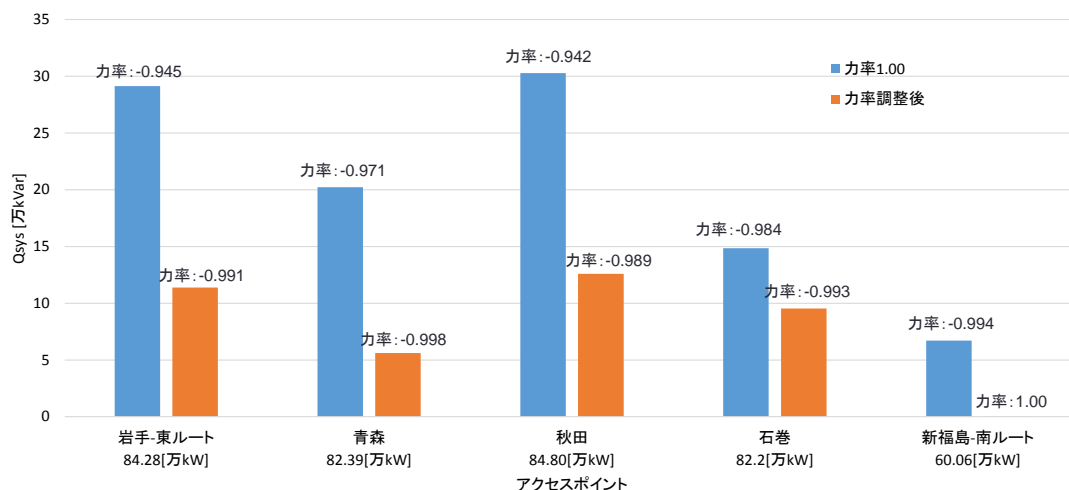


図 8-45 東北電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

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。

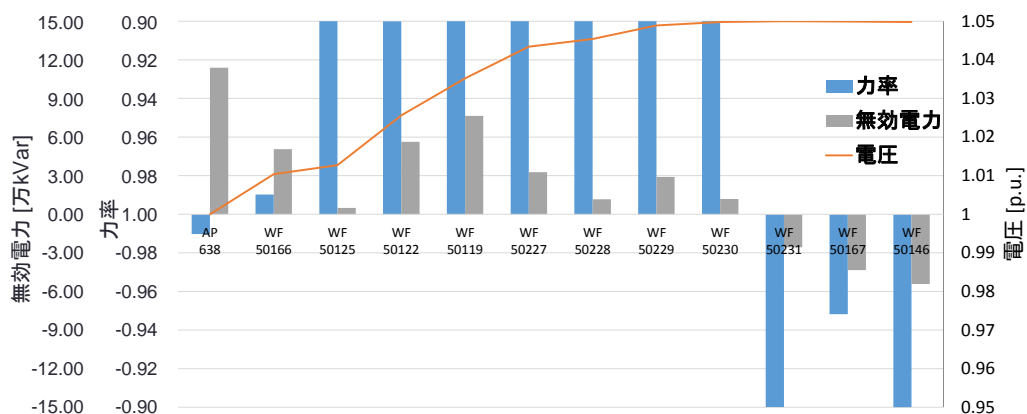


図 8-46 岩手-東ルートにおける詳細結果

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。

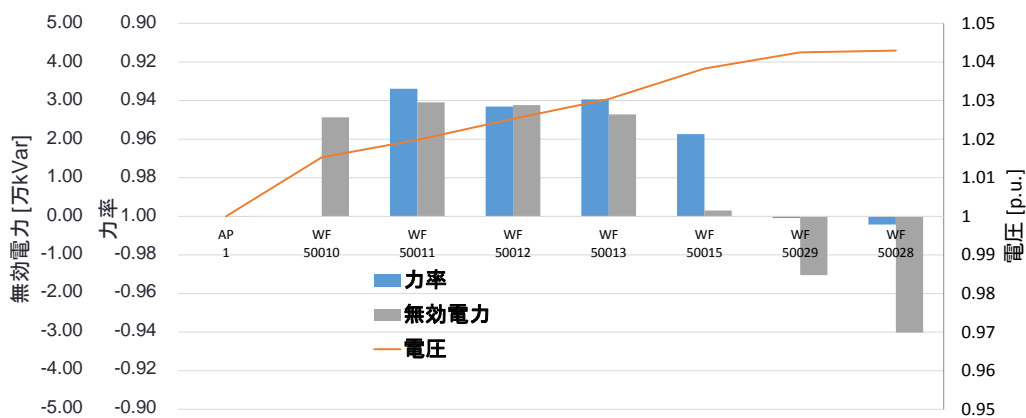


図 8-47 新福島-南ルートにおける詳細結果

(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。

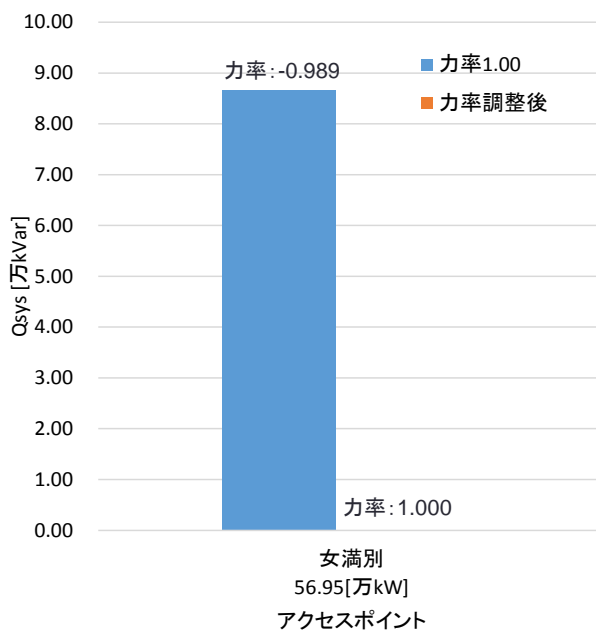


図 8-48 北海道電力供給エリアにおける無効電力補償

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。

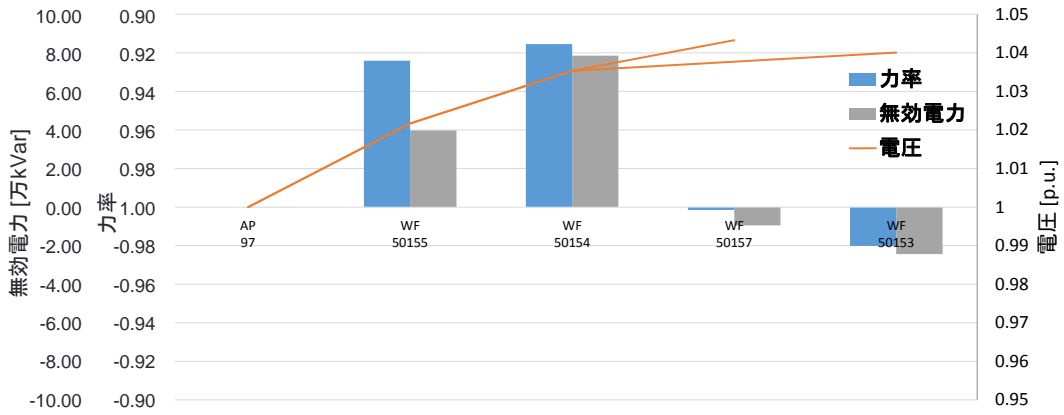


図 8-49 女満別における詳細結果

(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。

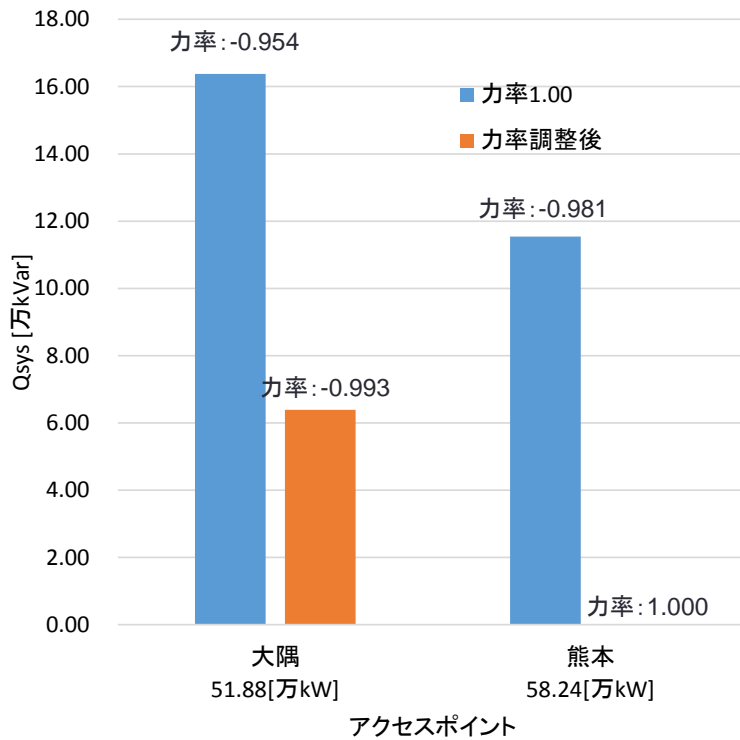


図 8-50 九州電力供給エリアにおける各アクセスポイントの無効電力補償

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。

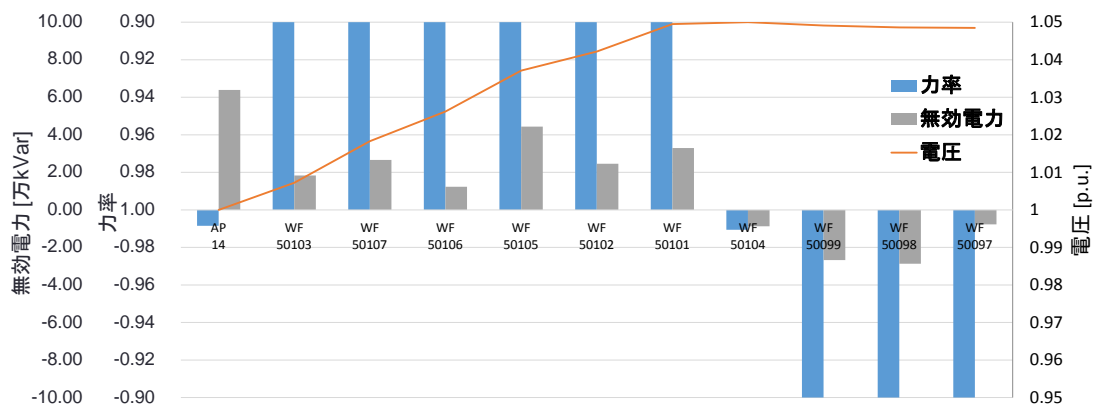


図 8-51 大隅における詳細結果

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。

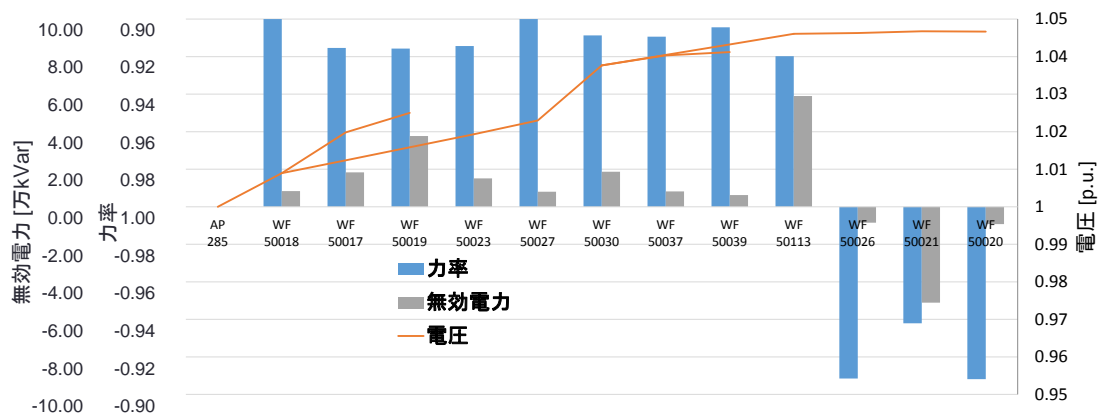


図 8-52 熊本における詳細結果

(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	

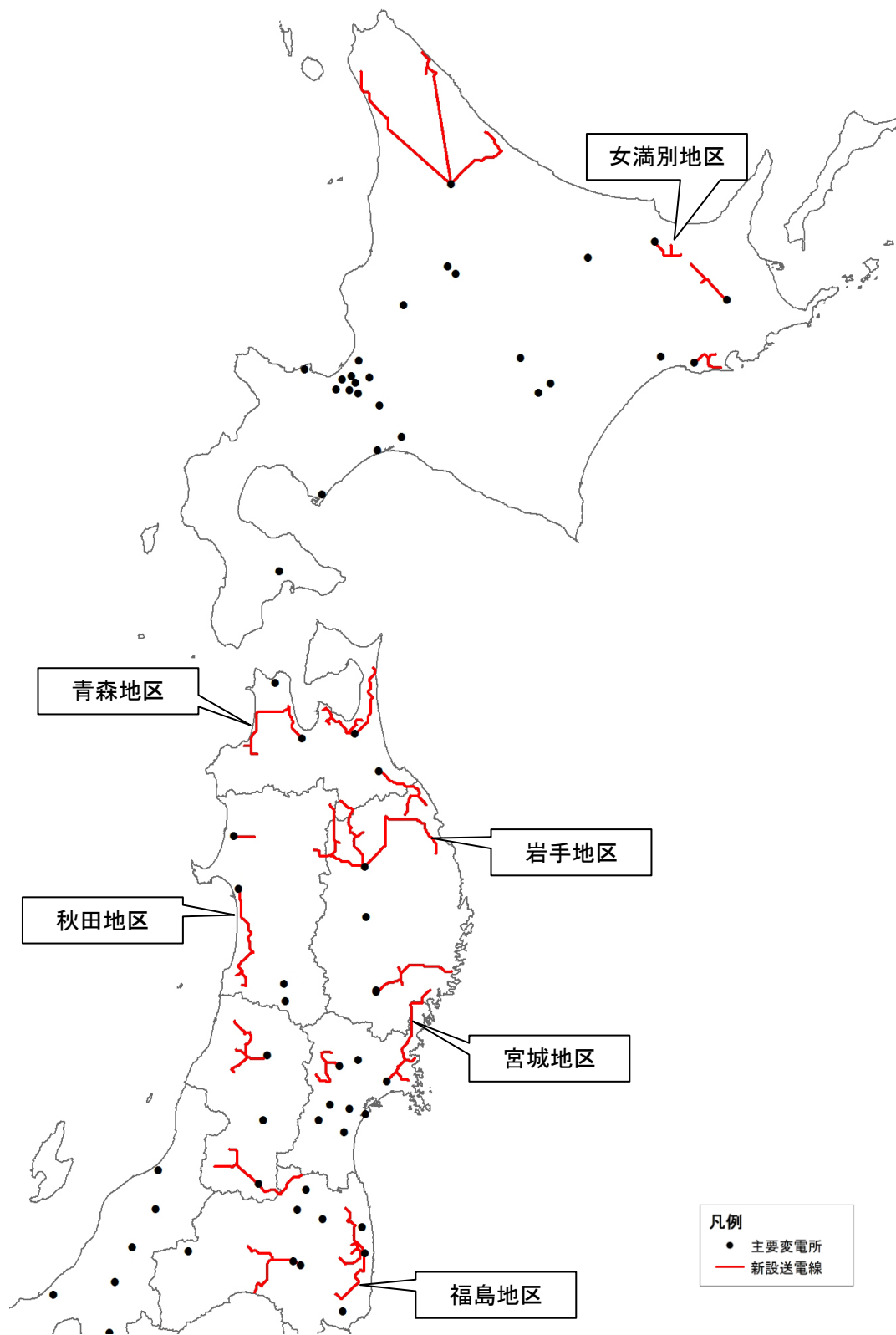


図 8-53 選定した検討地区（北海道、東北）

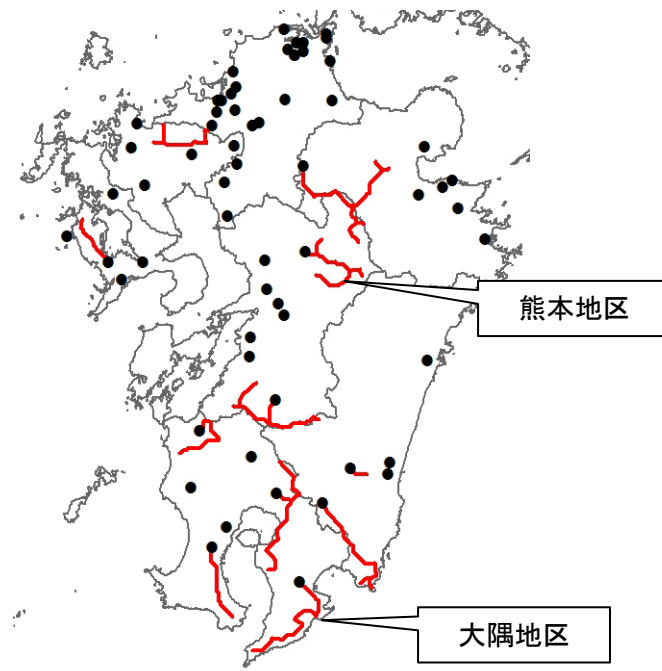


図 8-54 選定した検討地区（九州）

(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。

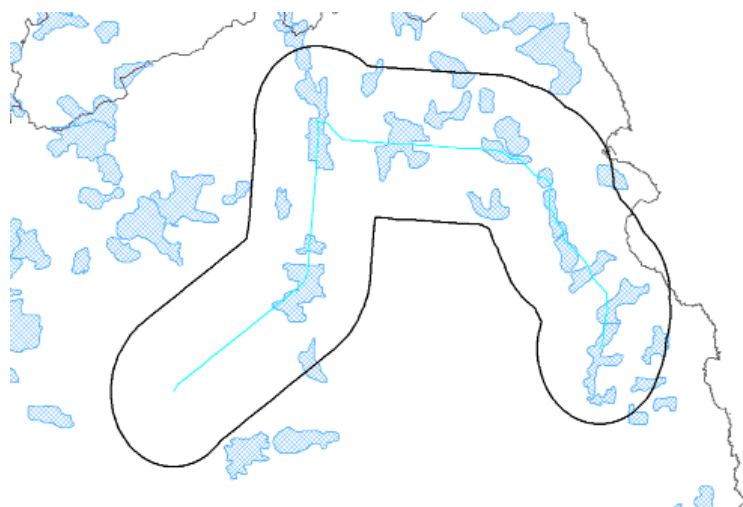


図 8-55 概略ルートの調査範囲の例（岩手地区）

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。

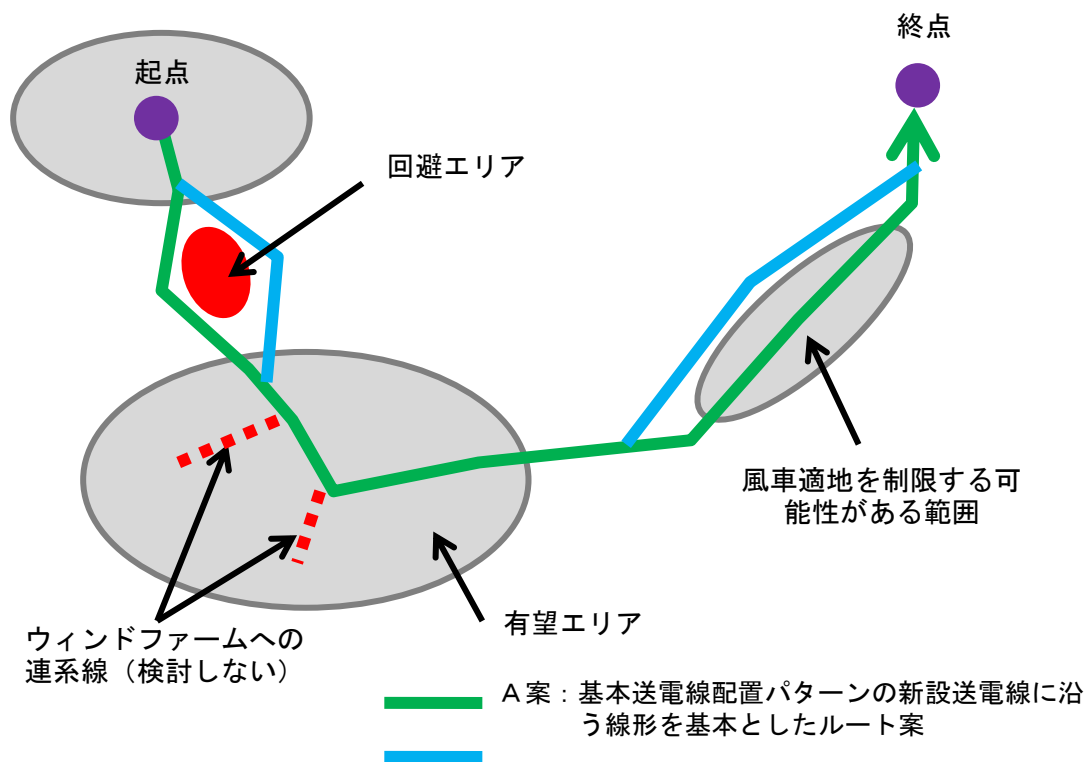


図 8-56 検討した概略ルートのイメージ図

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。

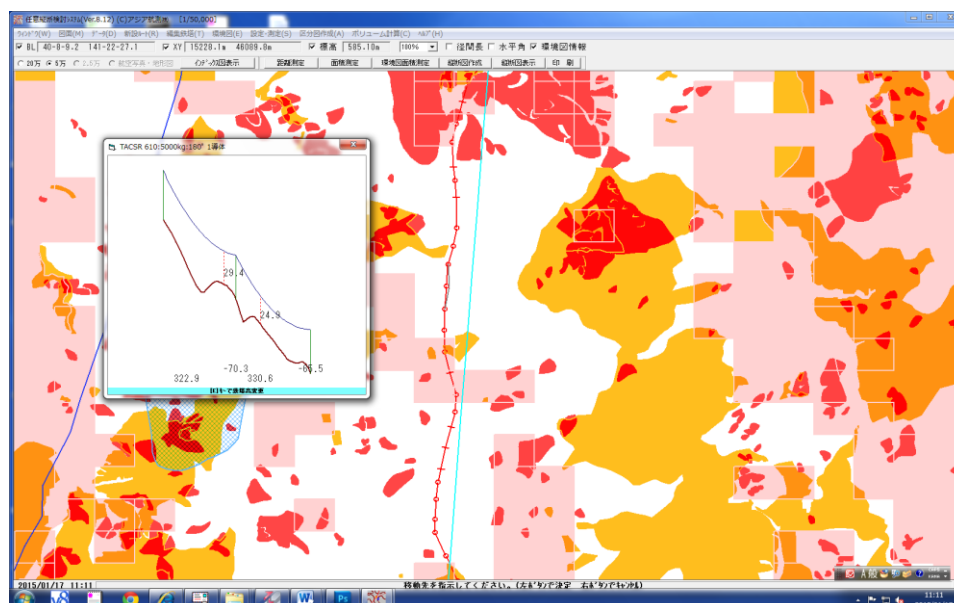


図 8-57 送電線ルート検討システム

⑥ 代替ルートを検討

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。

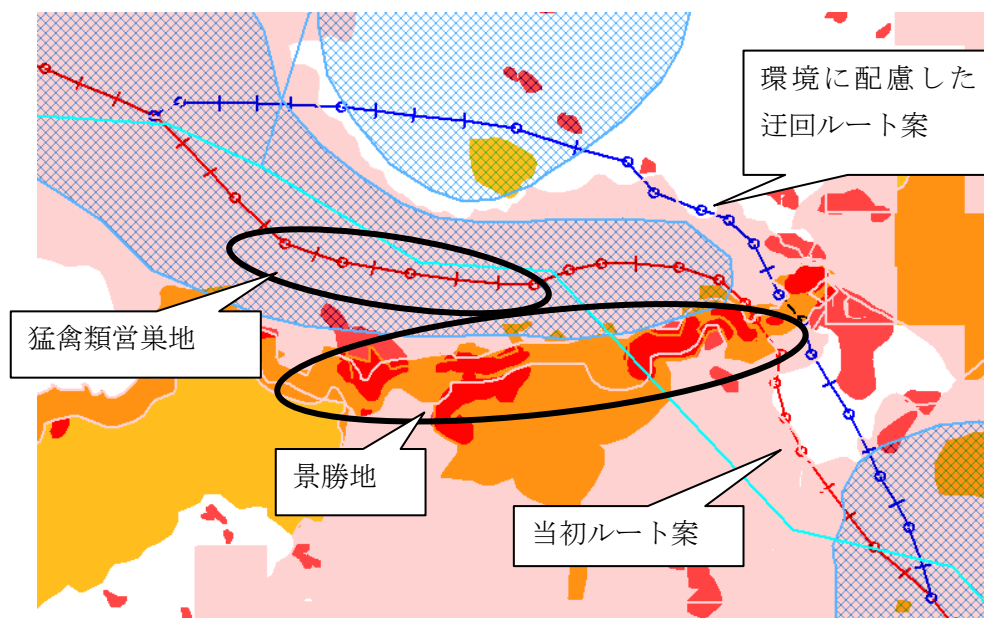


図 8-58 概略ルート設定時における環境への配慮例

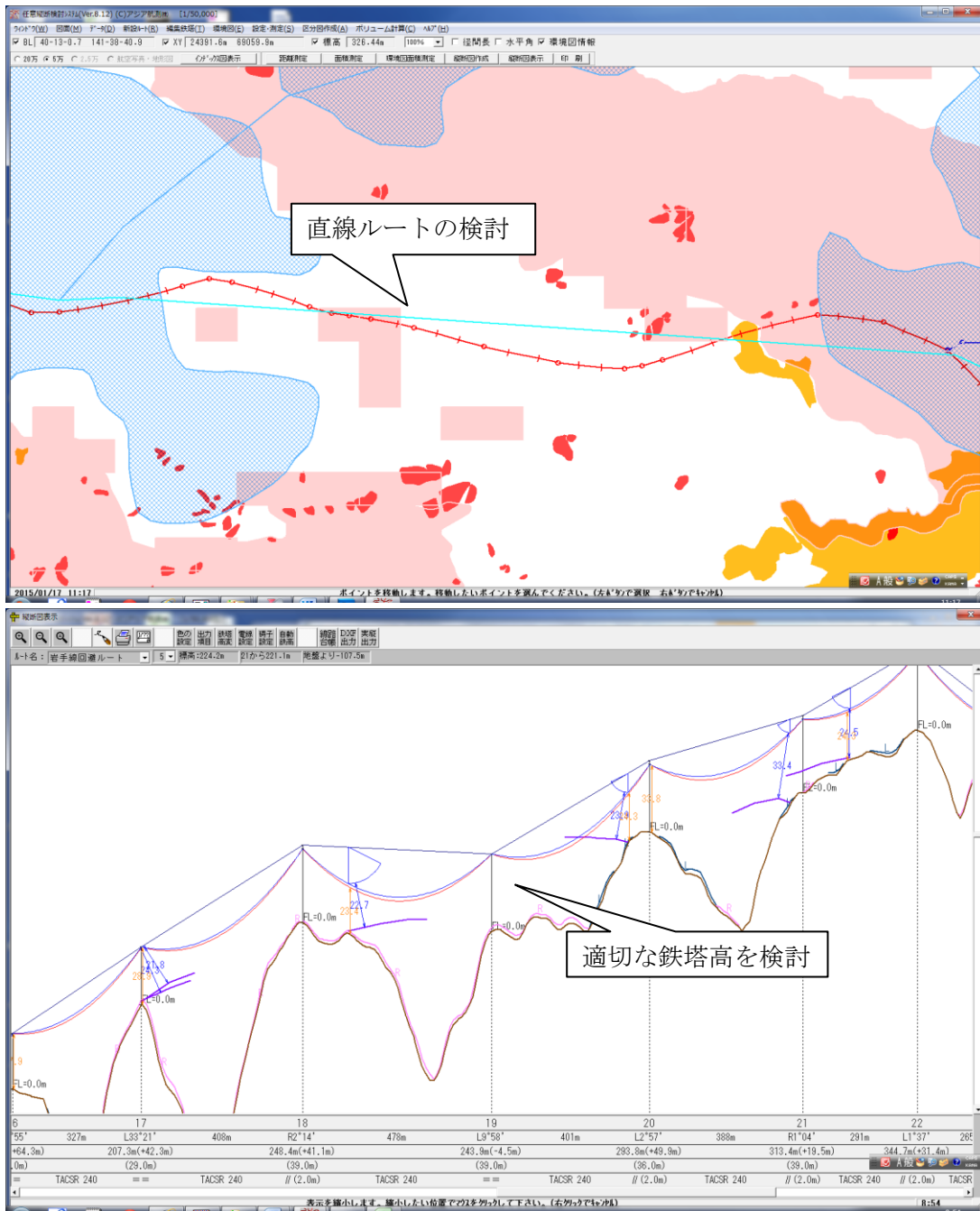


図 8-59 建設コスト検討の事例

(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	振動	振動	○	○		
		水質	水の濁り		○	○	
その他の環境	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。

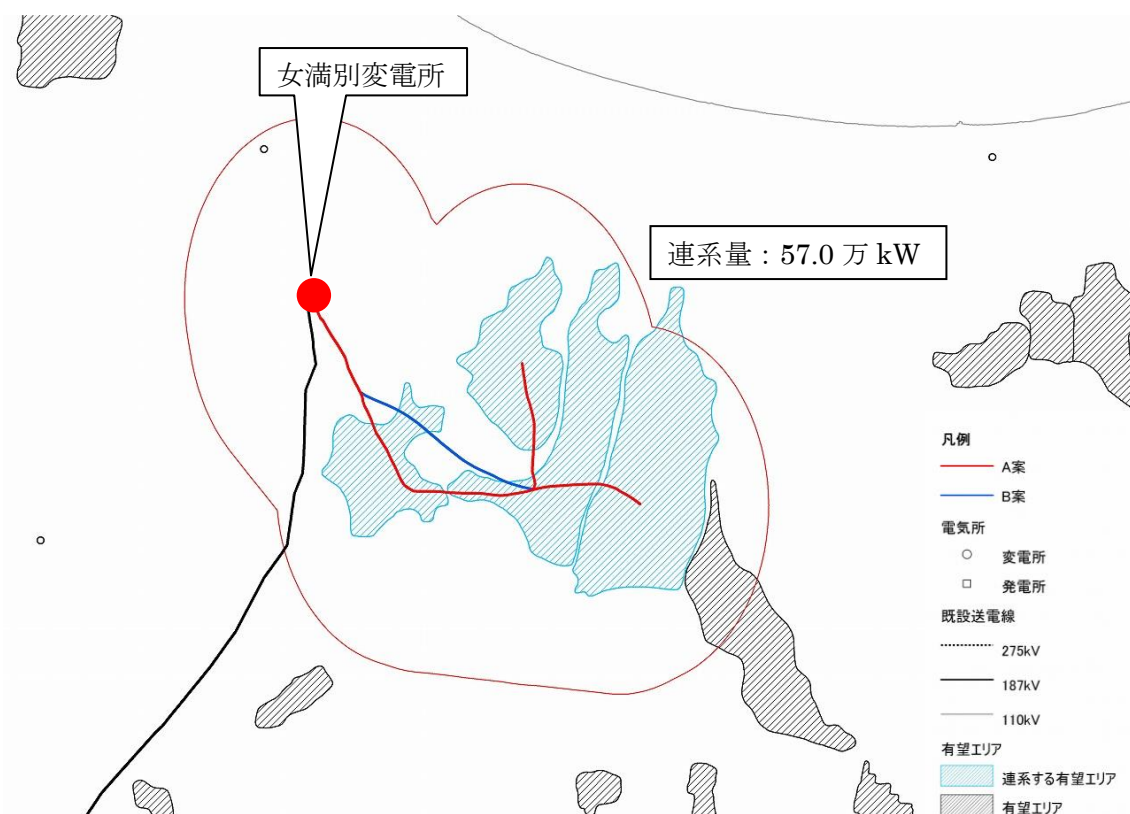


図 8-60 選定した系統整備可能地域案（女満別地区）

(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	ルート上に該当地点はないが、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	ルート上に該当地はない。	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。

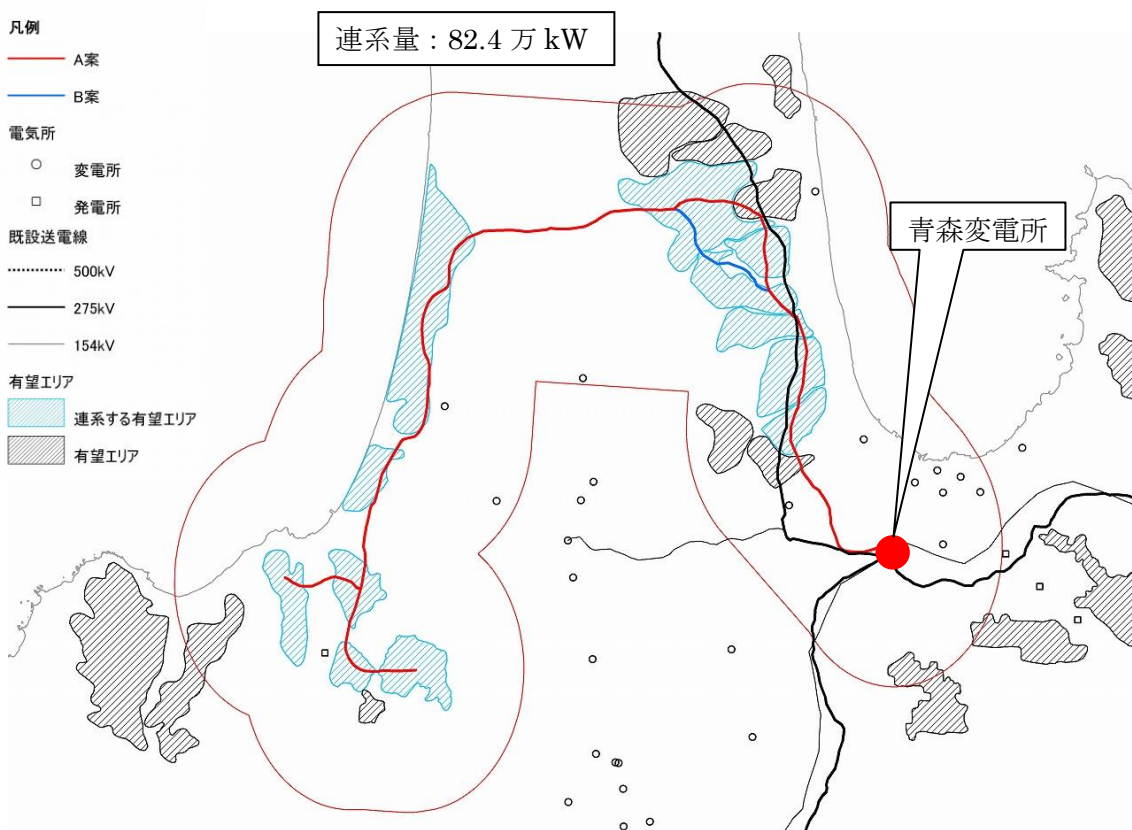


図 8-61 選定した系統整備可能地域案（青森地区）

(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

本送電線ルートの特徴概要を表 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
巨長	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。

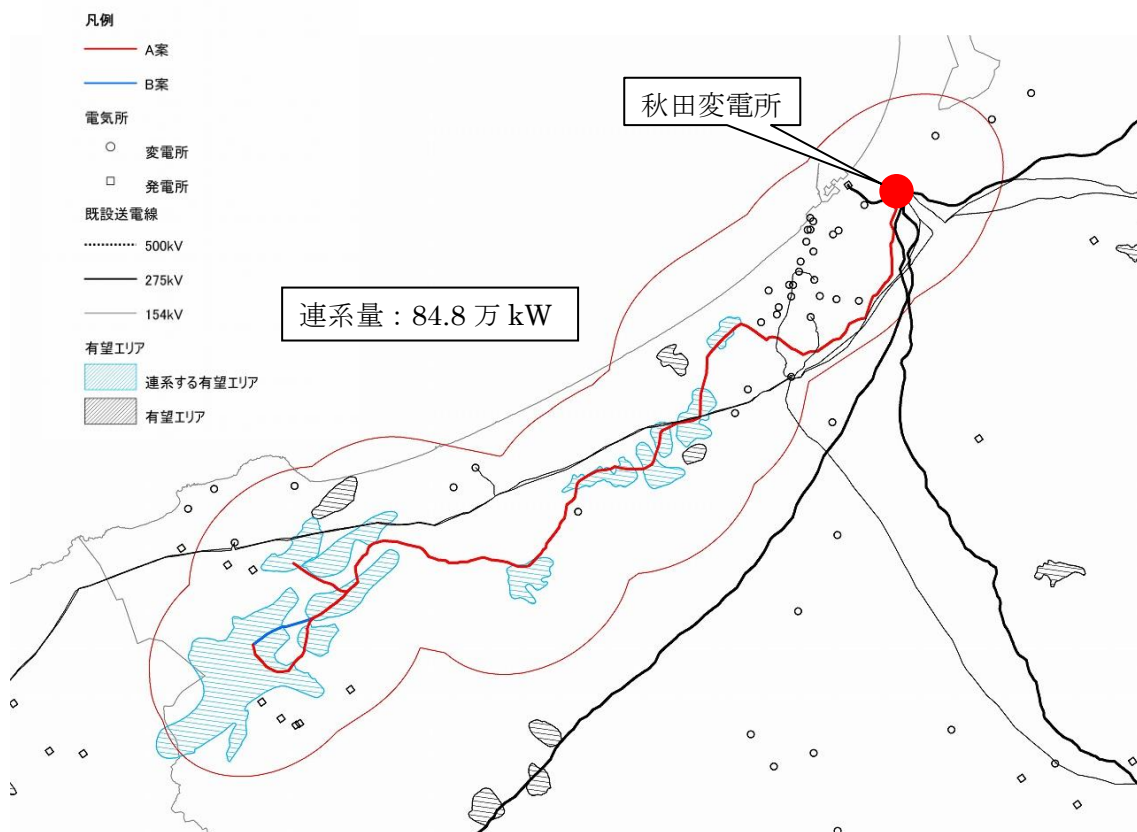


図 8-62 選定した系統整備可能地域案（秋田地区）

(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。

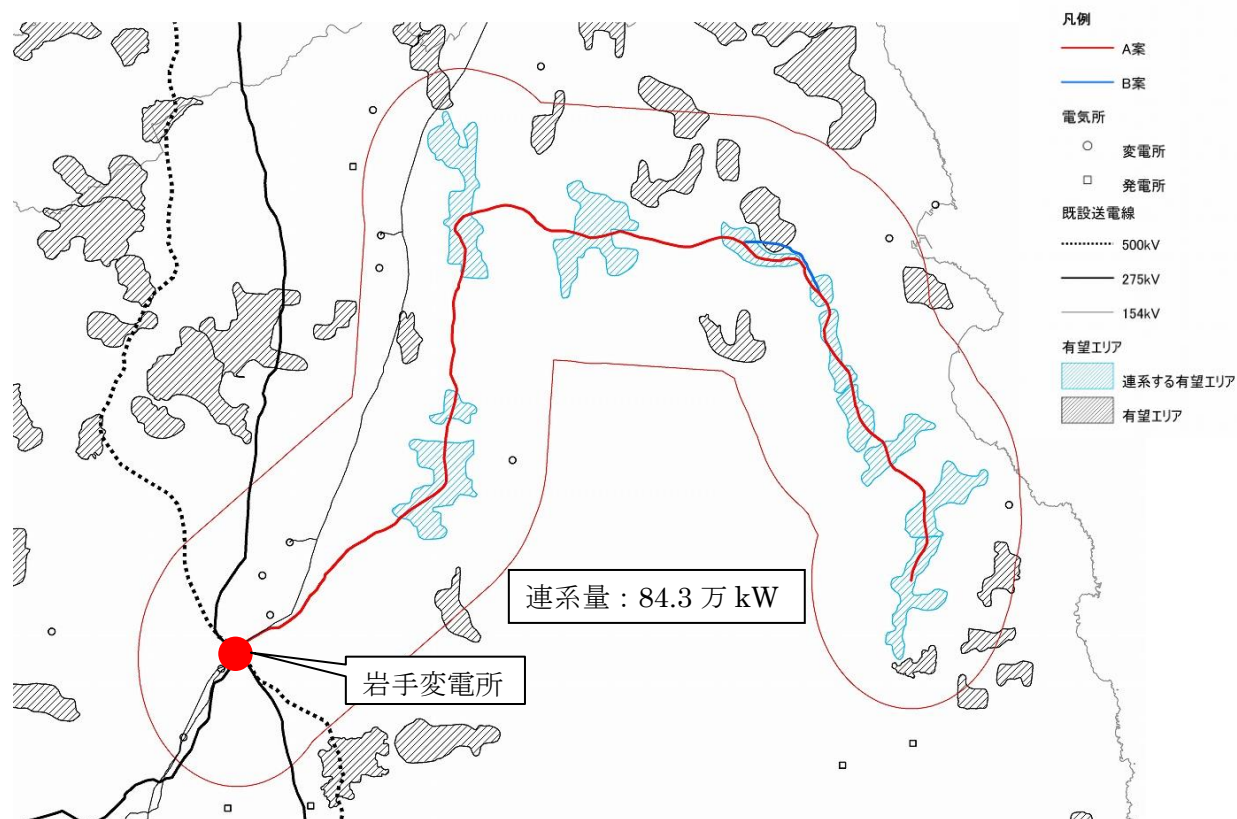


図 8-63 選定した概略ルート案（岩手地区）

(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が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	
建設工費費				
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	
建設工費費				
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。

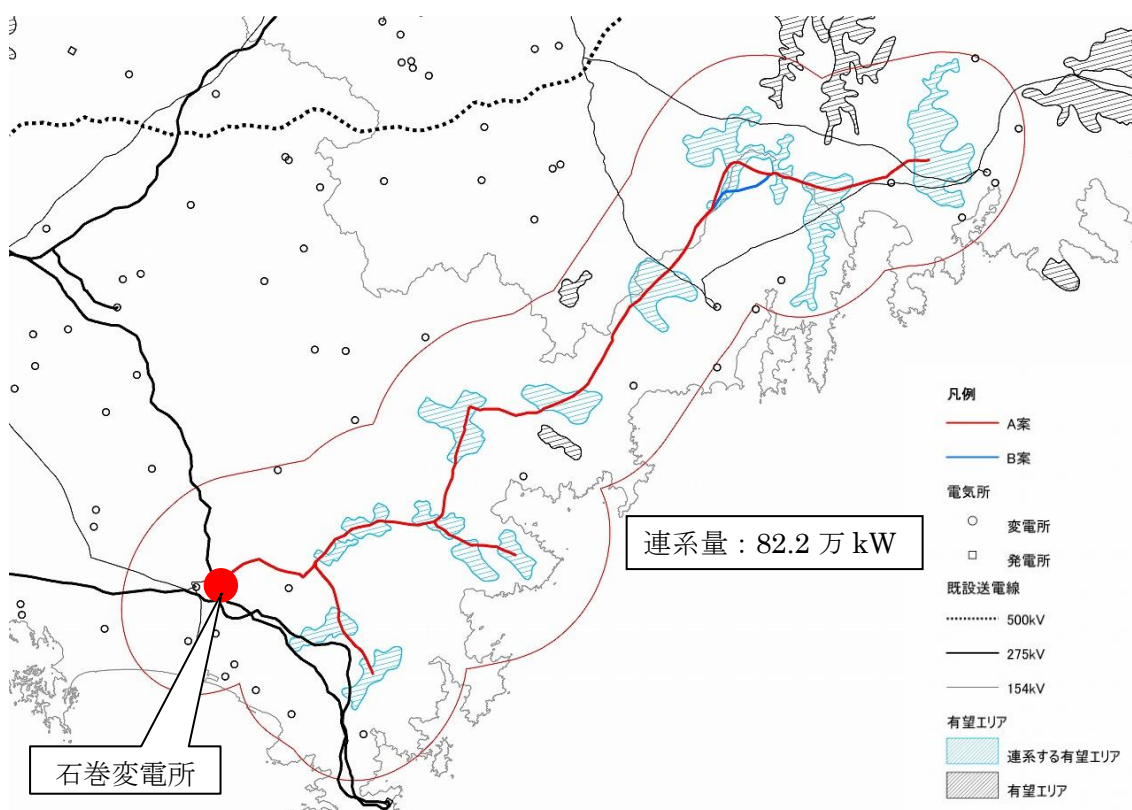


図 8-64 選定した系統整備可能地域案（宮城地区）

(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：○○○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 概略ルートの概要

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

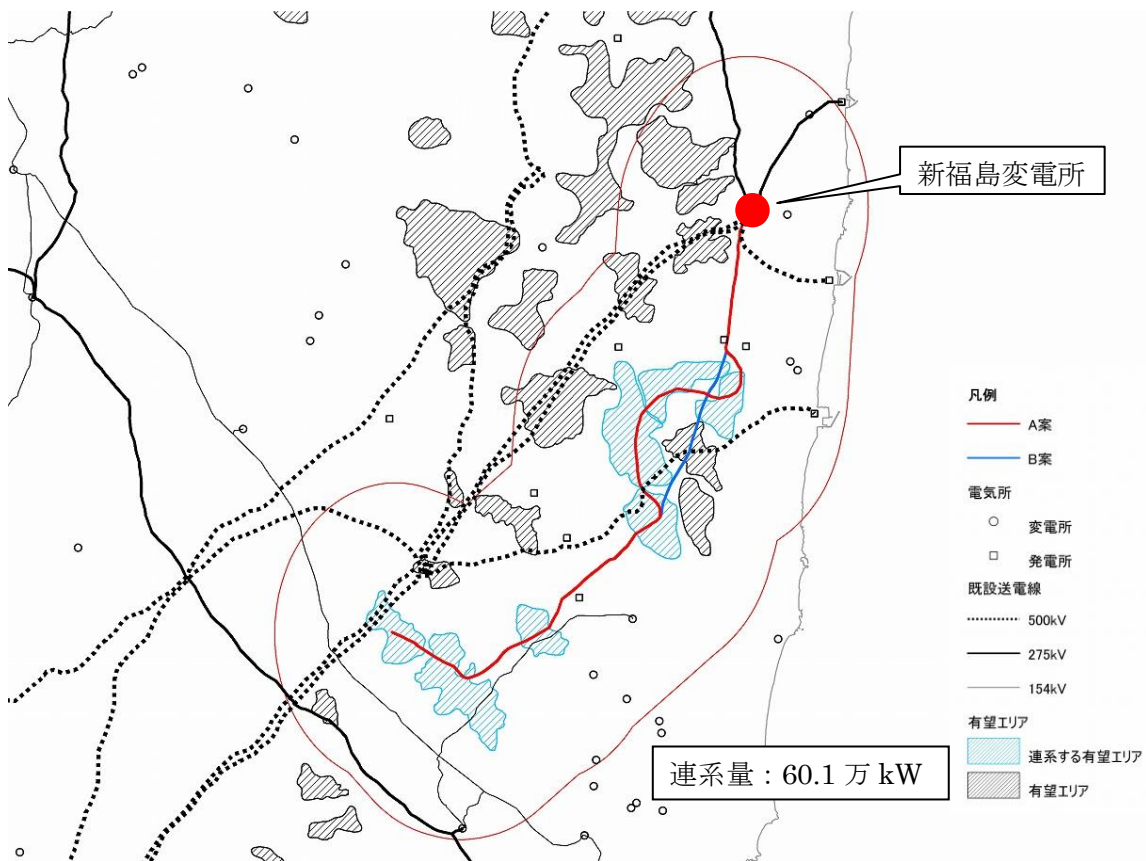


図 8-65 選定した系統整備可能地域案（福島地区）

(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。 ・郷土景観を代表を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

本送電線ルートでの設備概要を表 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。

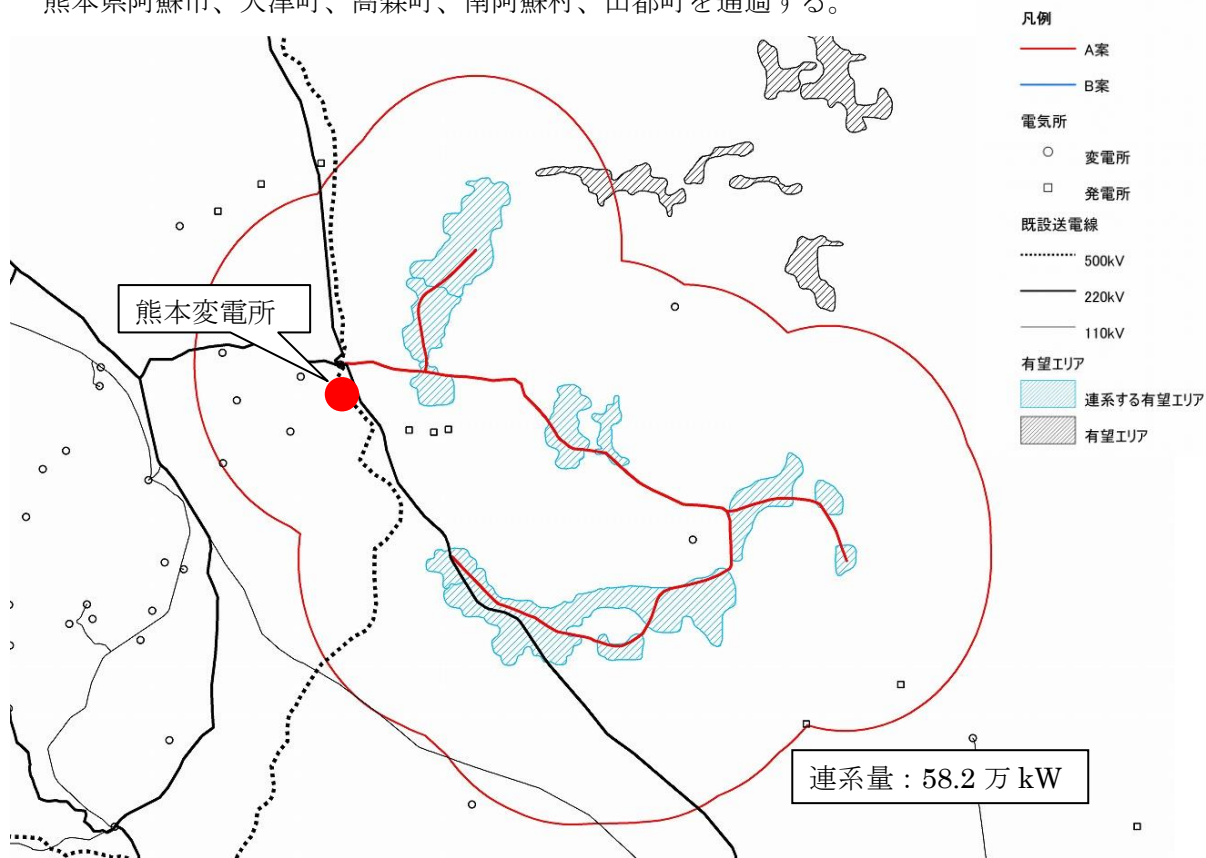


図 8-66 選定した系統整備可能地域案（熊本地区）

(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。

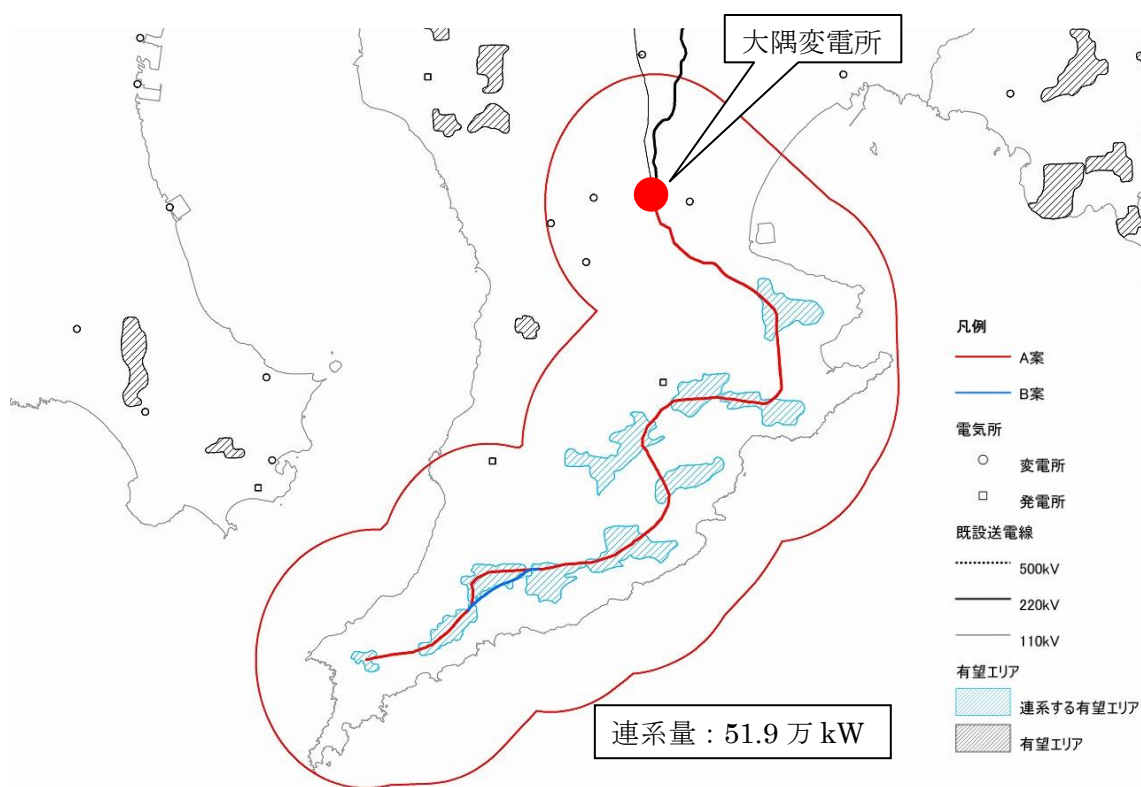


図 8-67 選定した系統整備可能地域案（大隅地区）

(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。 ・コシジロヤマドリの繁殖地がある。
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
巨長	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。