

8.2 系統整備検討エリアに関する基本送電線配置パターンの検討

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

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

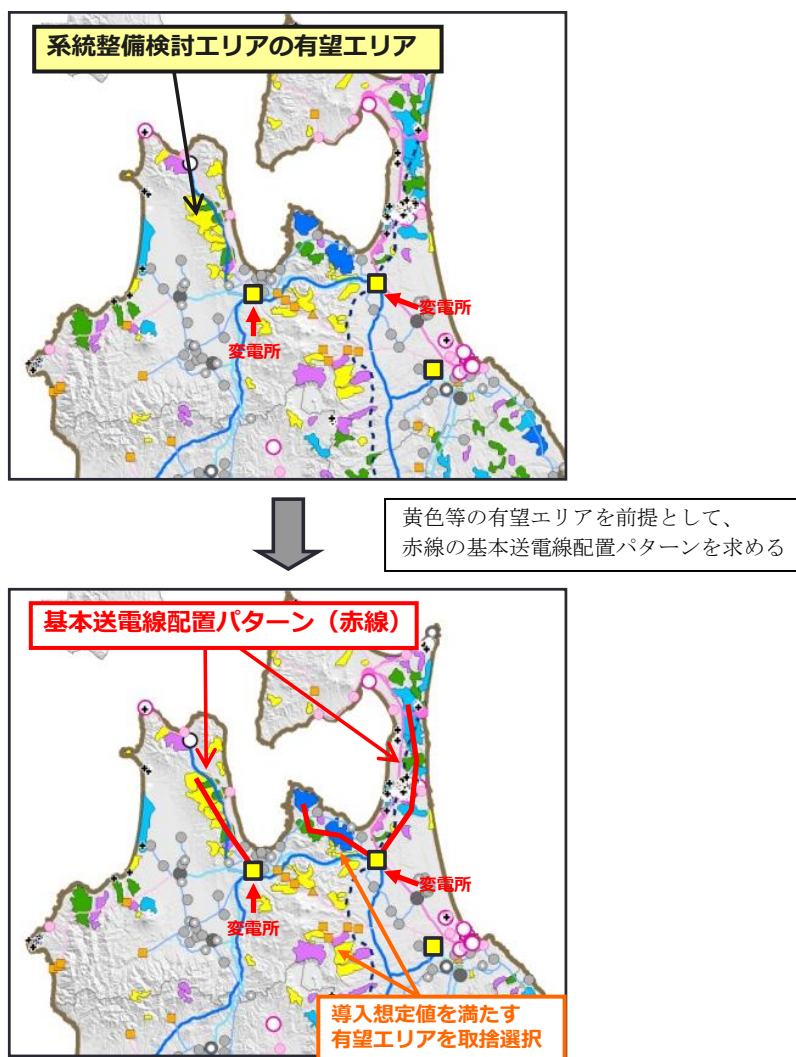


図 8-12 基本送電線配置パターンの検討イメージ

8.2.1 検討方法

(1) 基本送電線配置パターンの検討に用いる最適化手法

本検討では、「系統整備検討エリアにおいて、総設備容量が導入想定値以上となる有望エリアを取捨選択し、効率的に既存の電力系統に連系するための送電網を求める」という最適化問題を解くことにより、各系統整備検討エリアの基本送電線配置パターンを求める。

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

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

図 8-13 本検討で扱う最適化問題の評価関数と制約条件

本検討のアウトプットとなる基本送電線配置パターンは、後述する遺伝的アルゴリズム（GA）と拡張プリム法を併用した『最適送電ネットワーク計画プログラム（Net Optimizer with EXPRIMG）』により求める。遺伝的アルゴリズムでは、導入想定値を満たす有望エリアを取捨選択し、風況考慮指標が最小となるような準最適解を探索する。また拡張プリム法では、選択された有望エリアに対して、送電容量を考慮しつつ、有望エリア間をつなぐ新設送電線の総建設コストを最小化する新設送電網を形成する。図 8-14 に本検討のフローを、

図 8-15 に本手法のイメージを示す。

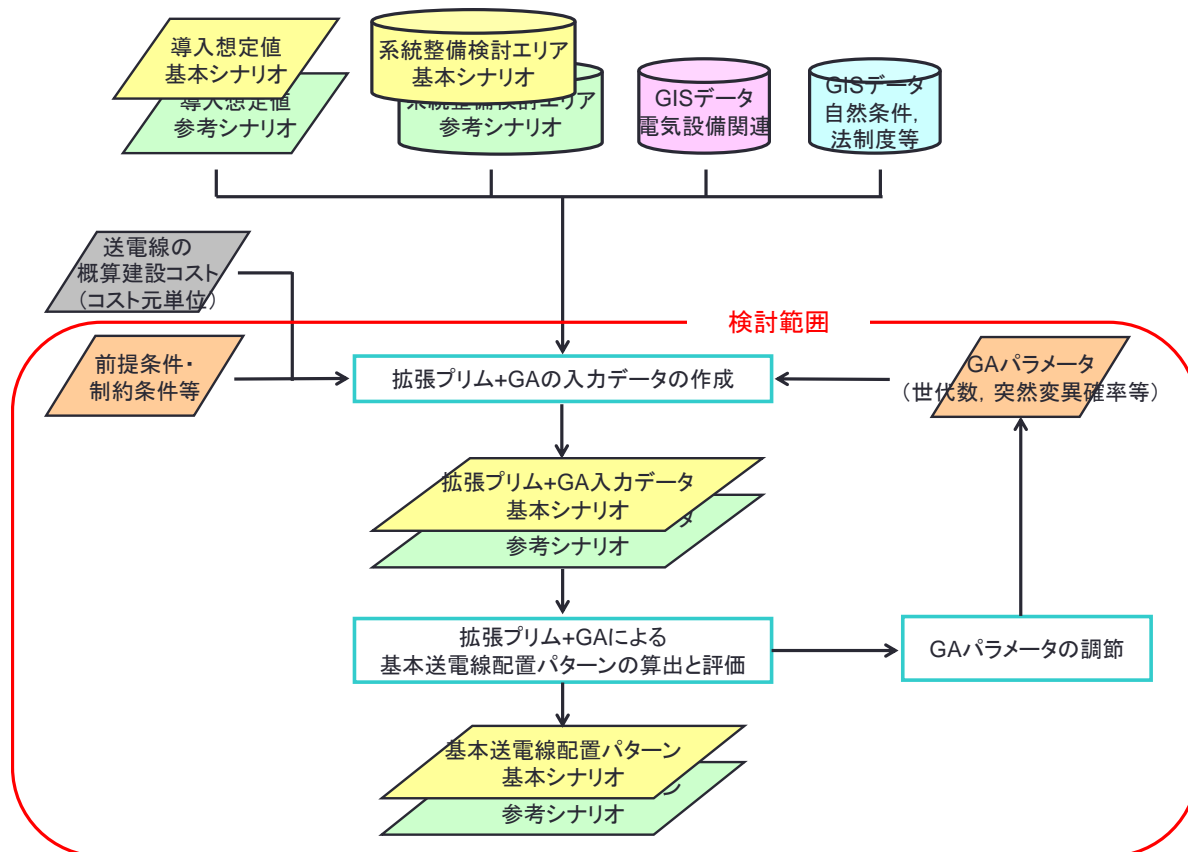


図 8-14 本検討のフロー

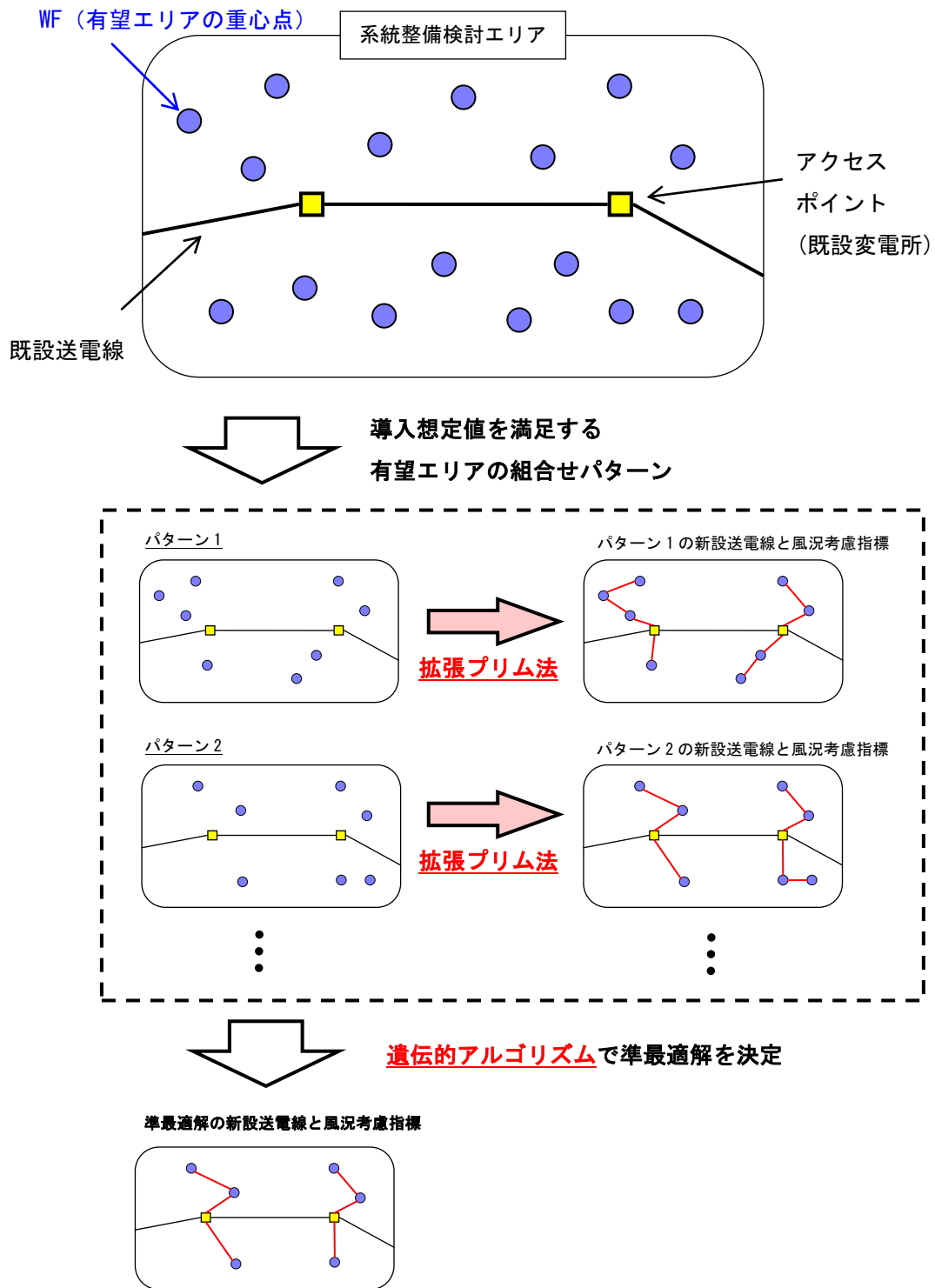


図 8-15 基本送電線配置パターンの検討に用いる最適化手法のイメージ

(2) 遺伝的アルゴリズム (GA)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

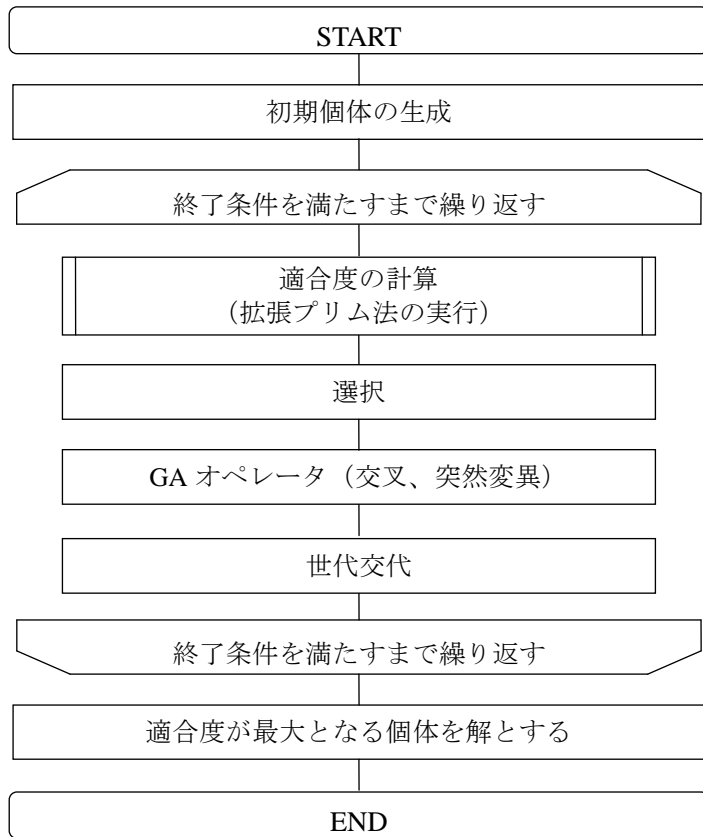


図 8-16 GA による準最適決定の手順

表 8-12 本検討における GA の設定

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

表 8-13 調整が必要な GA パラメータ

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

(3) 拡張プリム法

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

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

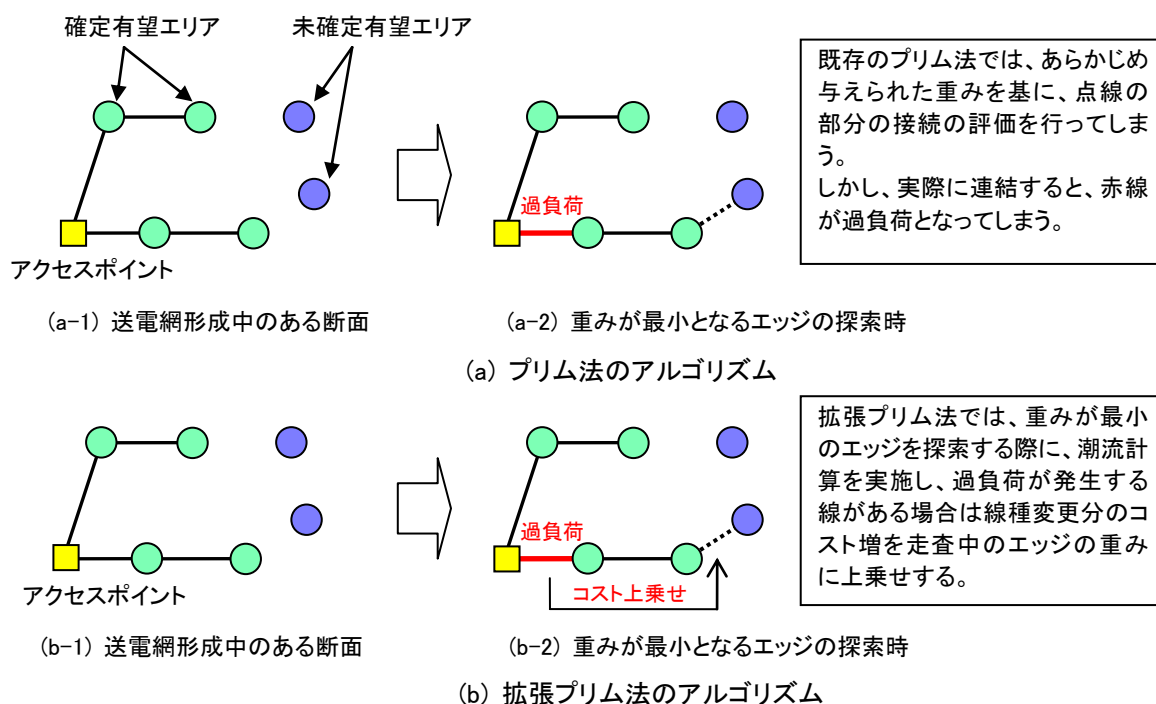


図 8-17 プリム法と拡張プリム法の差異

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

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

8.2.2 検討条件

(1) 前提条件

① 解析対象と評価関数

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

また、評価関数は図 8-13 に示す『風況考慮指標』とした。

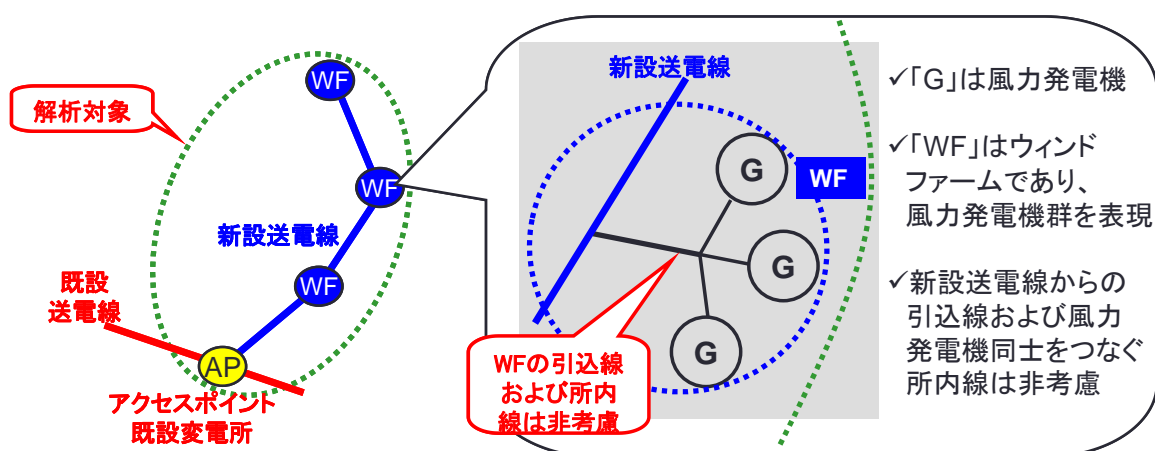


図 8-18 解析対象のイメージ

② 電圧階級

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

表 8-14 新設送電線とアクセスポイントの電圧階級

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

③ 新設送電線

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

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

表 8-15 新設送電線に使用する線種と概算建設コスト

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

④ アクセスポイント

新設送電線専用として、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

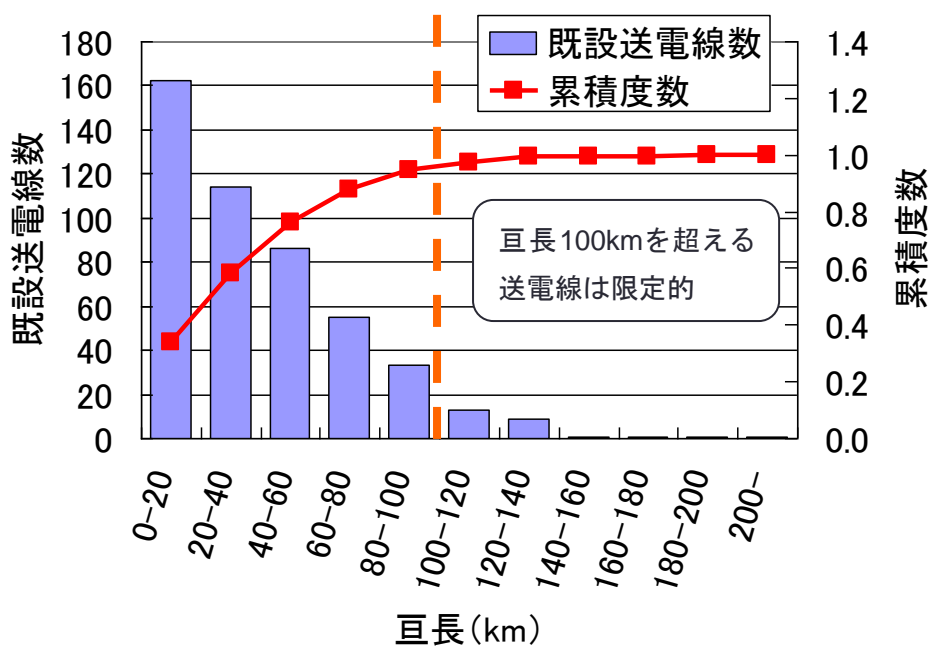


図 8-19 東北電力供給エリアのアクセスポイント電圧階級における亘長ヒストグラム

(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。

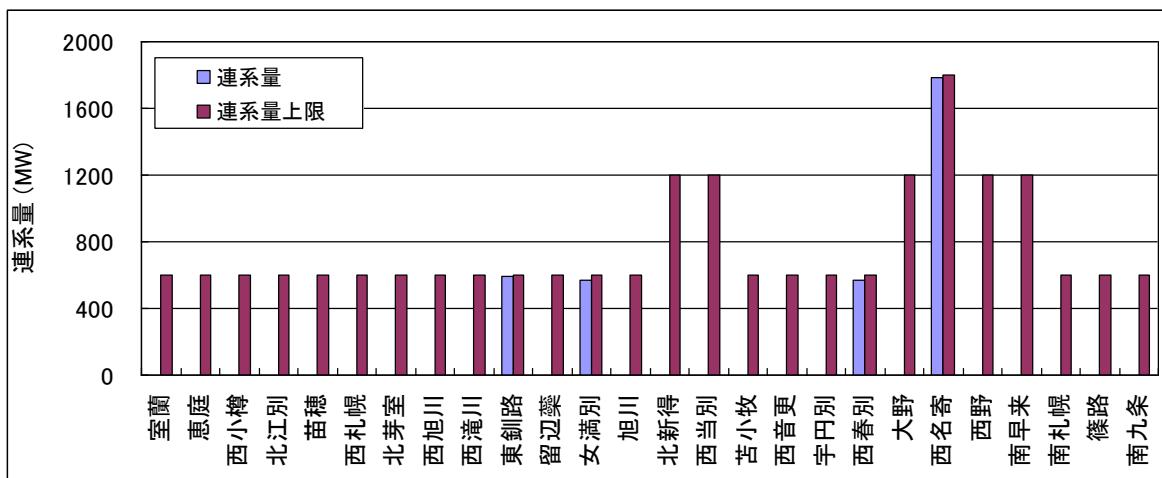


図 8-20 AP 連系量（北海道：基本シナリオ）

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	宇門別	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
212	西春別	60	57.2	15.2	38.7	160.3	28051	10.58	3.77	1	0.9	1.1
216	大野	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
226	西名寄	180	178.4	45.2	114.6	1049.3	58814	23.23	3.58	3	2.1	2.4
227	西野	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
243	南早来	120	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
253	南札幌	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
258	篠路	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
299	南九条	60	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			351.6	91.8	114.6	1479.1	42069	16.11	3.65		1.4	1.7

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{(1 - (1+r)^{-n})}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

(2) 東北電力供給エリアに関する検討結果

① 基本シナリオ：東北一体検討ケース

図 8-22、図 8-23、表 8-20 に、基本シナリオ：東北一体検討ケースにおける基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 岩手アクセスポイント近傍は多くの有望エリアが存在するため、効率のよい新設送電網となるように、岩手アクセスポイントの連系量上限値のみ 1.5 倍とした。
- ✓ 導入想定値 1250 万 kW に対して、1259.3 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 有望エリアが多く存在する東北北部で、アクセスポイントの連系量上限値までウィンドファームが連系されているが、他のアクセスポイントでも多くのウィンドファームが連系されており、分散導入を考慮した結果となっている。

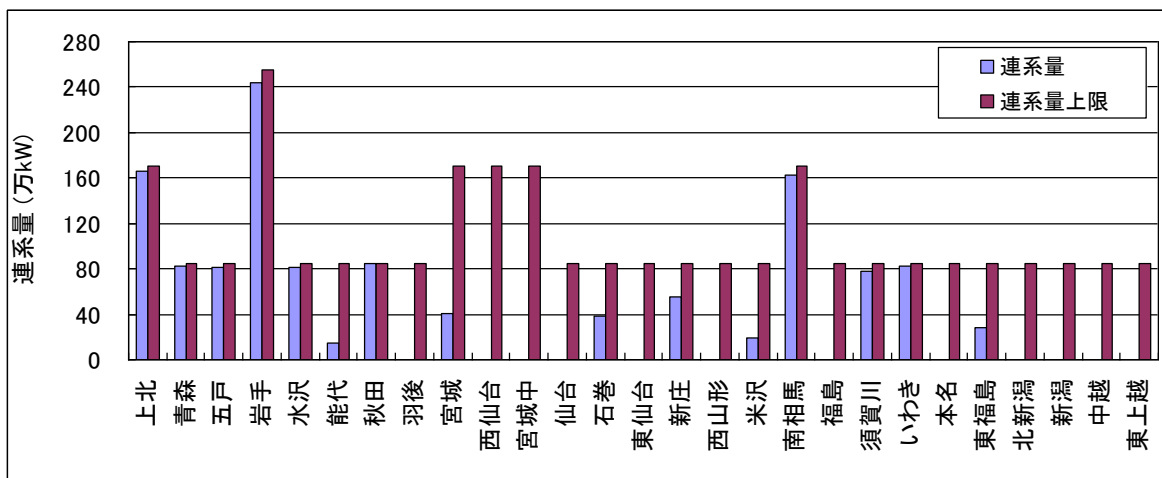


図 8-22 AP 連系量（基本シナリオ：東北一体検討ケース）

表 8-20 基本送電線配置パターン検討結果（基本シナリオ：東北一体検討ケース）

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	165.5	51.0	59.8	452.5	27347	8.87	3.84	2	0.8	0.9
827	青森	85	82.4	20.5	87.8	353.0	42848	17.25	3.69	1	1.5	1.8
706	五戸	85	81.4	23.9	48.4	244.3	30021	10.24	3.86	1	0.9	1.1
638	岩手	255	244.1	78.5	94.7	941.0	38553	11.99	3.73	3	1.1	1.3
532	水沢	85	81.7	27.1	42.7	236.2	28934	8.70	3.81	1	0.8	0.9
653	能代	85	15.1	3.9	15.5	73.0	48358	18.96	4.70	1	1.7	2.0
883	秋田	85	84.8	22.8	88.8	354.9	41855	15.56	3.75	1	1.4	1.6
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	41.1	13.0	40.0	208.4	50756	16.03	3.75	1	1.4	1.7
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	38.1	11.5	30.5	194.6	51092	16.90	3.78	1	1.5	1.8
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	55.3	17.7	42.3	192.0	34695	10.87	3.82	1	1.0	1.1
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	18.8	6.0	20.7	90.5	48239	15.22	4.37	1	1.4	1.6
849	南相馬	170	162.6	52.8	45.3	405.7	24944	7.68	3.84	2	0.7	0.8
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	77.8	28.5	68.3	276.2	35482	9.68	3.77	1	0.9	1.0
585	いわき	85	82.7	26.8	66.4	275.1	33249	10.25	3.76	1	0.9	1.1
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	27.9	9.2	32.5	130.4	46660	14.19	4.01	1	1.3	1.5
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			1259.3	393.1	94.7	4427.8	35162	11.26	3.80		1.0	1.2

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

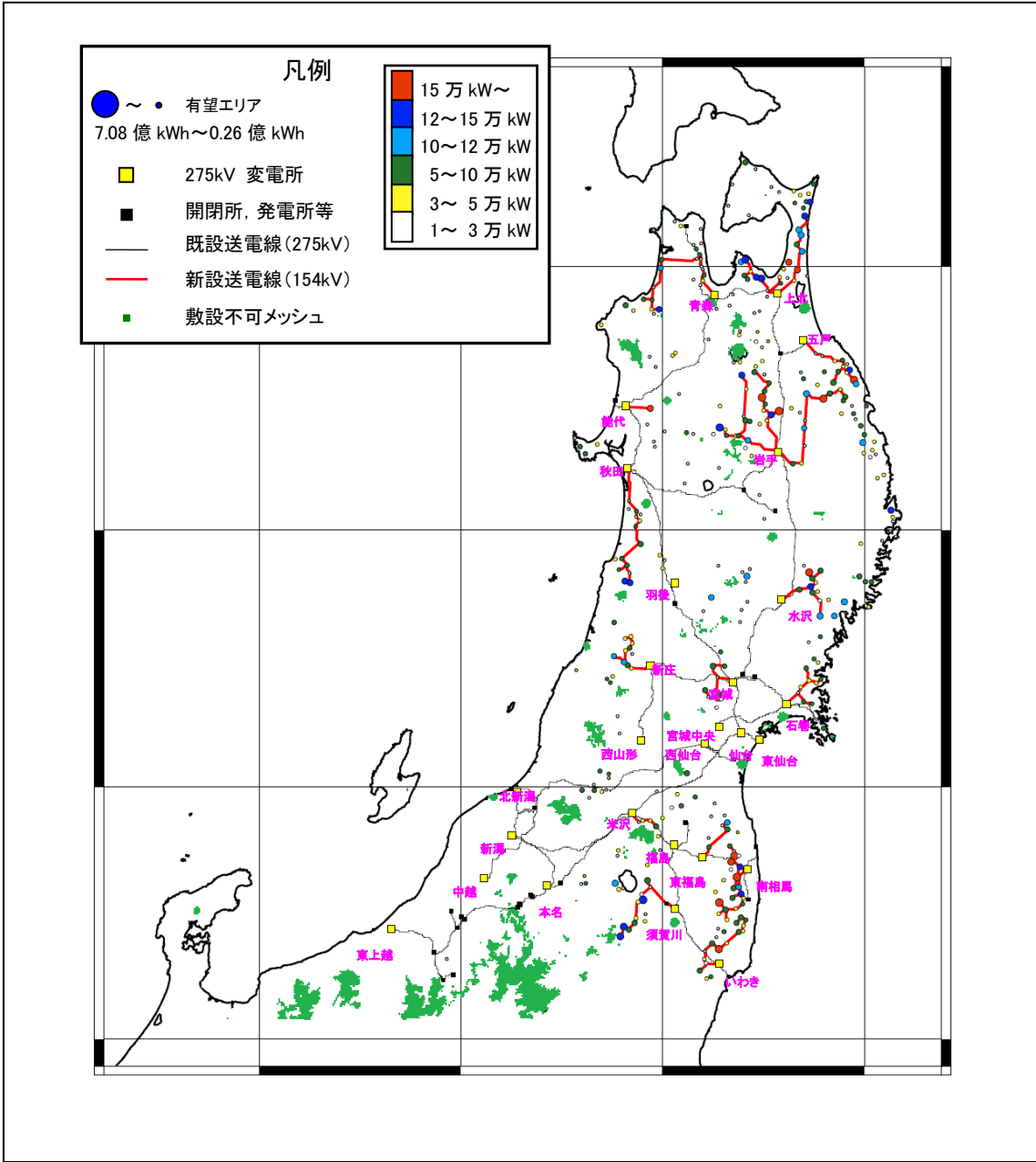


図 8-23 基本送電線配置パターン検討結果 (基本シナリオ: 東北一体検討ケース)

② 基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）

図 8-24、図 8-25、表 8-21 に、基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 岩手アクセスポイント近傍は多くの有望エリアが存在するため、効率のよい新設送電網となるように、東北一体検討ケースと同様に岩手アクセスポイントの連系量上限値のみ 1.5 倍とした。
- ✓ 導入想定値 1100 万 kW に対して、1118.5 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 有望エリアが多く存在する東北北部で、アクセスポイントの連系量上限値までウィンドファームが連系されているが、他のアクセスポイントでも多くのウィンドファームが連系されており、分散導入を考慮した結果となっている。
- ✓ 東北一体検討ケースと新福島活用ケース（福島浜通り除く）で、ほぼ同様の基本送電線配置パターンとなっている。

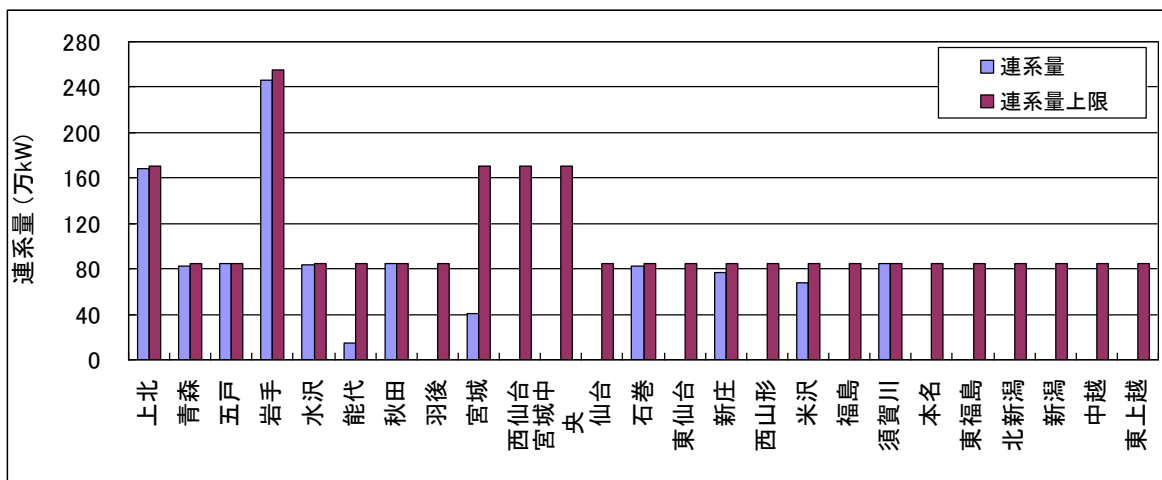


図 8-24 AP 連系量 (基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-21 基本送電線配置パターン検討結果

(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	168.2	51.7	59.8	469.1	27887	9.08	3.82	2	0.8	0.9
827	青森	85	82.4	20.5	87.8	353.0	42848	17.25	3.69	1	1.5	1.8
706	五戸	85	84.9	25.5	61.7	271.9	32042	10.68	3.82	1	1.0	1.1
638	岩手	255	246.6	79.5	99.6	959.6	38918	12.07	3.73	3	1.1	1.3
532	水沢	85	84.0	28.5	68.9	288.7	34367	10.13	3.72	1	0.9	1.1
653	能代	85	15.1	3.9	15.5	73.0	48358	18.96	4.70	1	1.7	2.0
883	秋田	85	84.8	22.8	88.8	354.9	41855	15.56	3.75	1	1.4	1.6
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	41.1	13.0	40.0	208.4	50756	16.03	3.75	1	1.4	1.7
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	82.2	26.2	87.9	395.8	48149	15.09	3.63	1	1.3	1.6
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	77.2	23.2	55.0	303.3	39273	13.07	3.68	1	1.2	1.4
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	67.7	20.1	43.5	376.7	55637	18.72	3.79	2	1.7	2.0
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	84.4	30.2	57.6	306.2	36281	10.15	3.71	1	0.9	1.1
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計	合計		1118.5	345.0	99.6	4360.7	38986	12.64	3.75		1.1	1.3

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

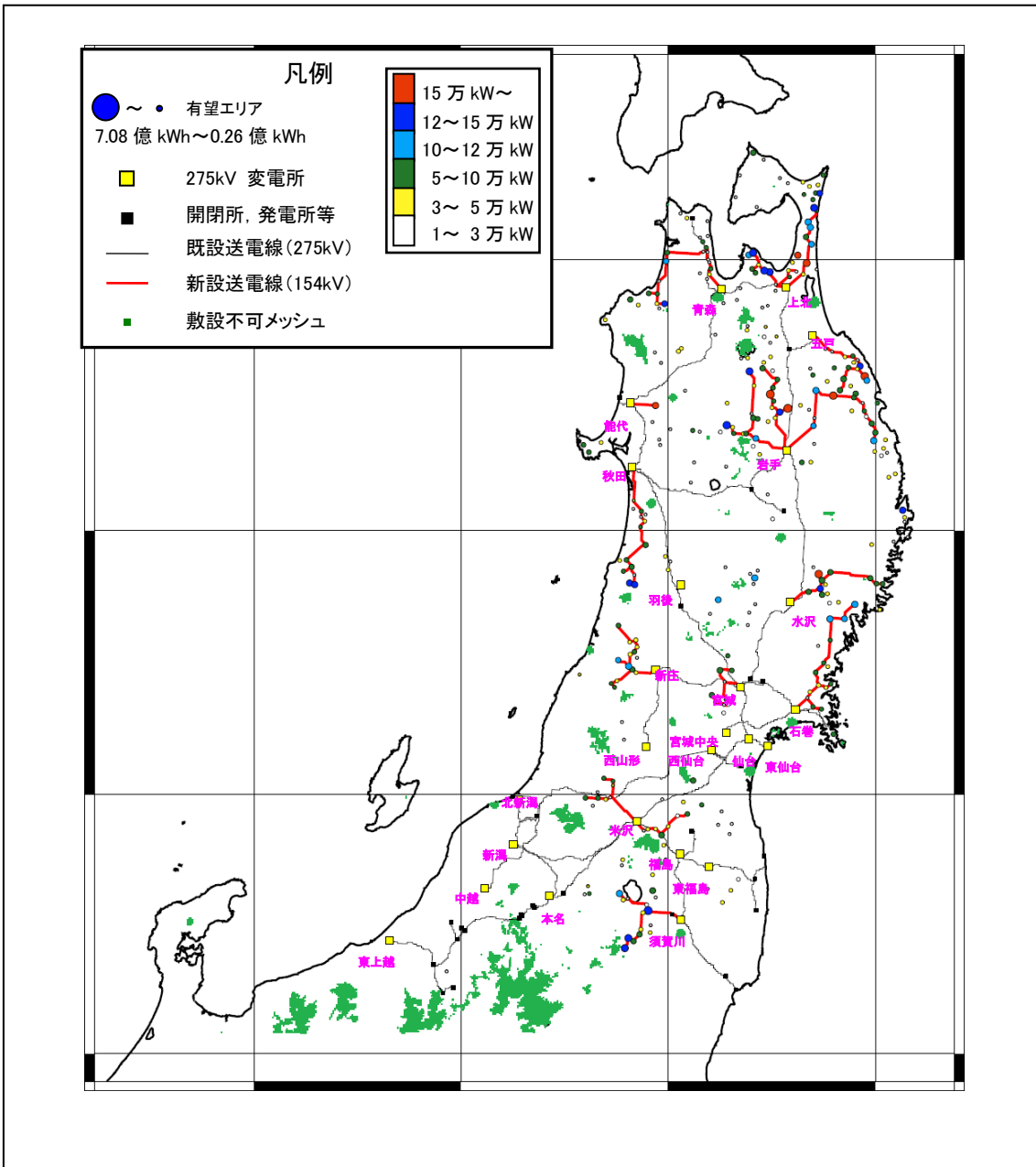


図 8-25 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

③ 基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）

図 8-26、表 8-22 に、基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 導入想定値 210 万 kW に対して、211.5 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たすとともに、アクセスポイントが新福島の 1 つのみでも十分量のウィンドファームが連系可能である。

表 8-22 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り）)

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
1	新福島	255	211.5	68.5	51.5	540.3	25546	7.89	3.89	1	0.7	0.8

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [円]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

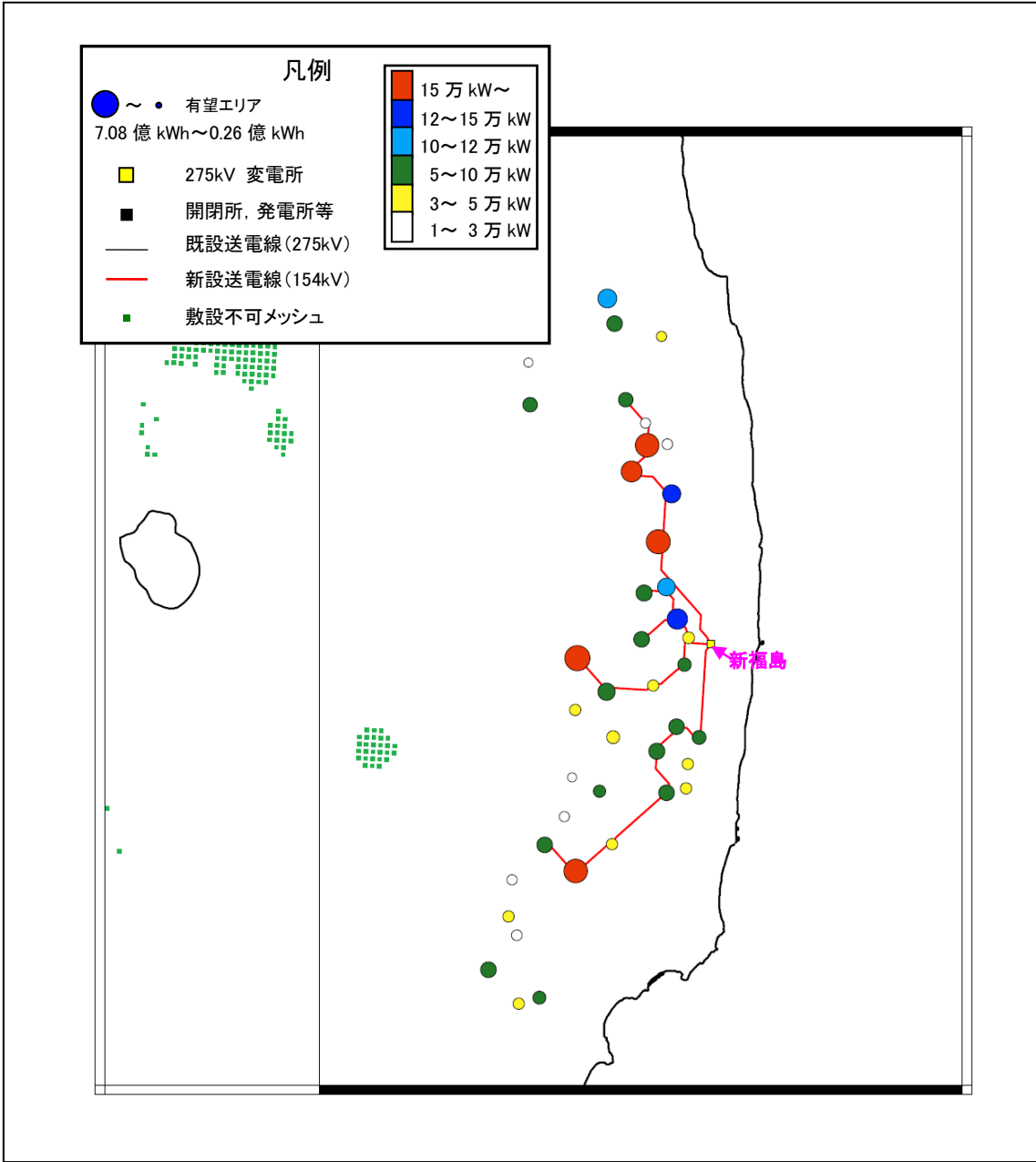


図 8-26 基本送電線配置パターン検討結果
(基本シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り))

④ 参考シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）

図 8-27、図 8-28、表 8-23 に、参考シナリオ：新福島活用ケース（福島浜通り除く）における基本送電線配置パターン検討結果を示す。

- ✓ 導入想定値 400 万 kW に対して、418.0 万 kW のウィンドファームが連系されており、導入想定値の制約条件を満たしている。
- ✓ 導入想定値が小さいにも関わらず有望エリアが多く、かつ偏在しているため、ウィンドファームが連系されるアクセスポイントは東北北部と宮城中央の 4 箇所に限られている。

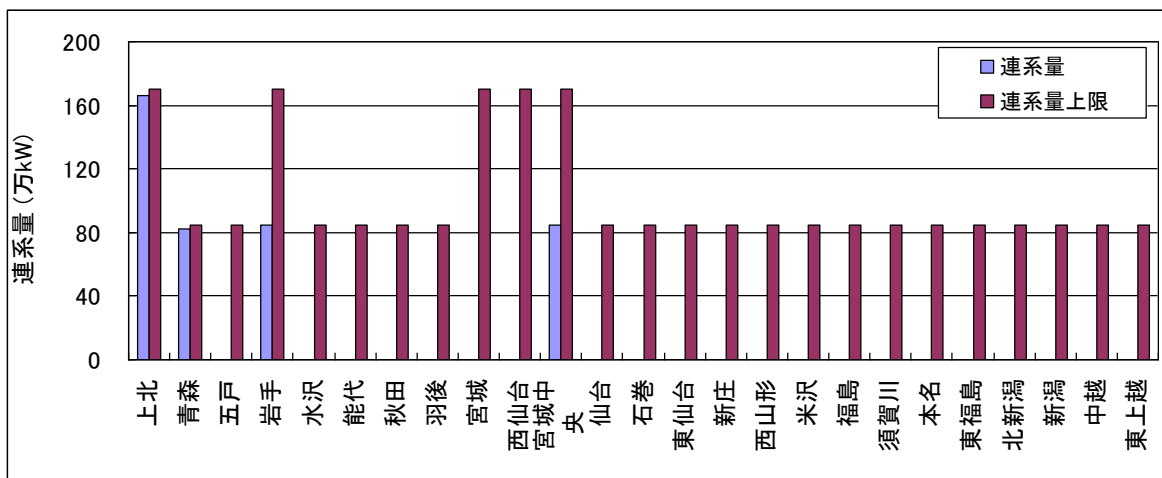


図 8-27 AP 連系量 (参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-23 基本送電線配置パターン検討結果
(参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

ノード ID	変電所名	連系量上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電電力量 (億kWh)	最大巨長 (km)	建設コスト (億円)	1kWあたりの建設コスト (円/kW)	評価関数値 (円/kWh)	1kmあたりの建設コスト (億円/km)	ルート数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
836	上北	170	166.1	54.5	49.2	342.2	20595	6.27	4.01	2	0.6	0.7
827	青森	85	82.5	22.6	30.7	143.6	17416	6.36	4.10	1	0.6	0.7
706	五戸	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
638	岩手	170	84.9	27.0	37.9	154.0	18141	5.70	4.06	1	0.5	0.6
532	水沢	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
653	能代	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
883	秋田	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
508	羽後	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
897	宮城	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
396	西仙台	170	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
417	宮城中央	170	84.6	32.6	35.4	144.6	17091	4.43	4.08	1	0.4	0.5
924	仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
936	石巻	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
1049	東仙台	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
840	新庄	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
388	西山形	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
845	米沢	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
834	福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
801	須賀川	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
893	本名	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
922	東福島	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
797	北新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
800	新潟	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
874	中越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
950	東上越	85	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			418.0	136.7	49.2	784.3	18761	5.74	4.05		0.5	0.6

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{Cb * \alpha + m}{Ph} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = Cb * 0.046 \quad [\text{円}]$$

Cb : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 Ph : 正味年間発電電力量 [kWh]

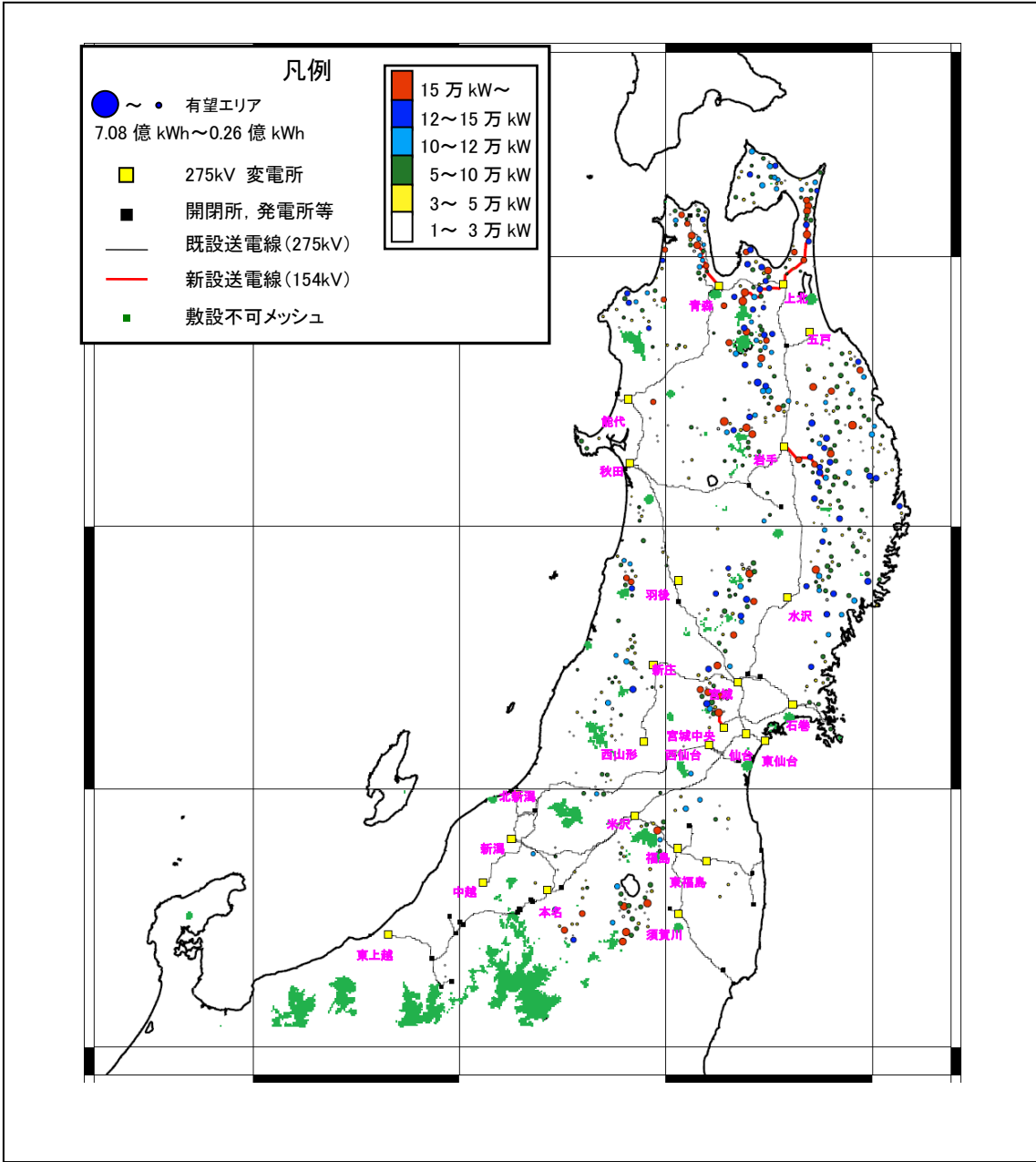


図 8-28 基本送電線配置パターン検討結果
(参考シナリオ：新福島活用ケース (福島浜通り除く))

表 8-24 基本送電線配置パターン検討結果（九州：基本シナリオ）

ノード ID	変電所名	連系量 上限 (万kW)	連系量 (万kW)	年間発電 電力量 (億kWh)	最大 巨長 (km)	建設 コスト (億円)	1kWあたりの 建設コスト (円/kW)	評価 関数値 (円/kWh)	1kmあたりの 建設コスト (億円/km)	ルート 数	送電コスト 金利3% (円/kWh)	送電コスト 金利5% (円/kWh)
14	大隅	290	51.9	15.0	72.8	257.1	49562	17.18	3.53	1	1.5	1.8
32	出水	290	30.2	7.2	43.9	158.8	52589	22.16	3.62	1	2.0	2.3
36	南宮崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
43	宮崎	580	4.1	0.9	9.2	47.9	116862	55.65	5.22	1	5.0	5.8
46	八代	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
72	新日向	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
80	北長崎	290	5.9	1.3	28.0	107.9	182566	81.39	3.85	1	7.3	8.5
81	鹿児島	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
82	新鹿児島	290	9.1	2.2	43.2	156.4	172637	71.35	3.62	1	6.4	7.4
104	諫早	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
105	東佐世保	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
106	日田	290	35.0	8.0	73.4	356.5	101986	44.40	3.38	1	4.0	4.6
125	久留米	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
135	武雄	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
155	北佐賀	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
156	唐津	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
157	海崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
182	西福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
190	北九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
216	古賀	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
221	西大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
229	門司	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
250	南熊本	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
252	柏田	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
285	熊本	580	58.2	9.7	52.0	244.0	41895	25.10	3.52	1	2.2	2.6
299	北熊本	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
312	松島	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
369	長崎	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
385	人吉	290	42.6	10.4	47.3	276.0	64802	26.61	3.44	1	2.4	2.8
408	山家	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
426	中九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
454	川内	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
462	脊振	580	13.8	3.1	43.9	180.3	130734	58.00	3.55	1	5.2	6.0
464	南九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
485	中央	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
486	東九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
491	都城	290	32.1	7.8	61.4	232.3	72285	29.62	3.48	1	2.6	3.1
493	豊前	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
501	木佐木	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
505	若松	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
521	霧島	290	37.5	8.9	55.4	282.0	75164	31.76	3.42	1	2.8	3.3
527	住吉	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
528	東福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
536	筑豊	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
537	緑川	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
545	南福岡	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
550	赤坂	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
579	大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
597	上津役	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
622	到津	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
623	速見	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
624	苅田	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
625	西九州	580	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
627	鳥栖	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
647	東大分	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
650	三池	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
789	西谷	290	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0	-	-
合計			320.4	74.5	73.4	2299.3	71766	30.88	3.53		2.8	3.2

※赤は最大値、青は最小値を示す

※送電コストは、『NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 P15』にある発電コスト式を参考

・耐用年数40年

・年間運転・保守費は各電力会社の有価証券報告書の設備投資額や帳簿価額から、建設コストの4.6%と推定

$$\text{送電コスト } C_p = \frac{C_b * \alpha + m}{P_h} \quad [\text{円/kWh}]$$

$$\text{年経費率 } \alpha = \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-n})}, \quad \text{年間運転・保守費 } m = C_b * 0.046 \quad [\text{円}]$$

C_b : 建設コスト [円]、 r : 金利 [%]、 n : 耐用年数 [年]、 P_h : 正味年間発電電力量 [kWh]

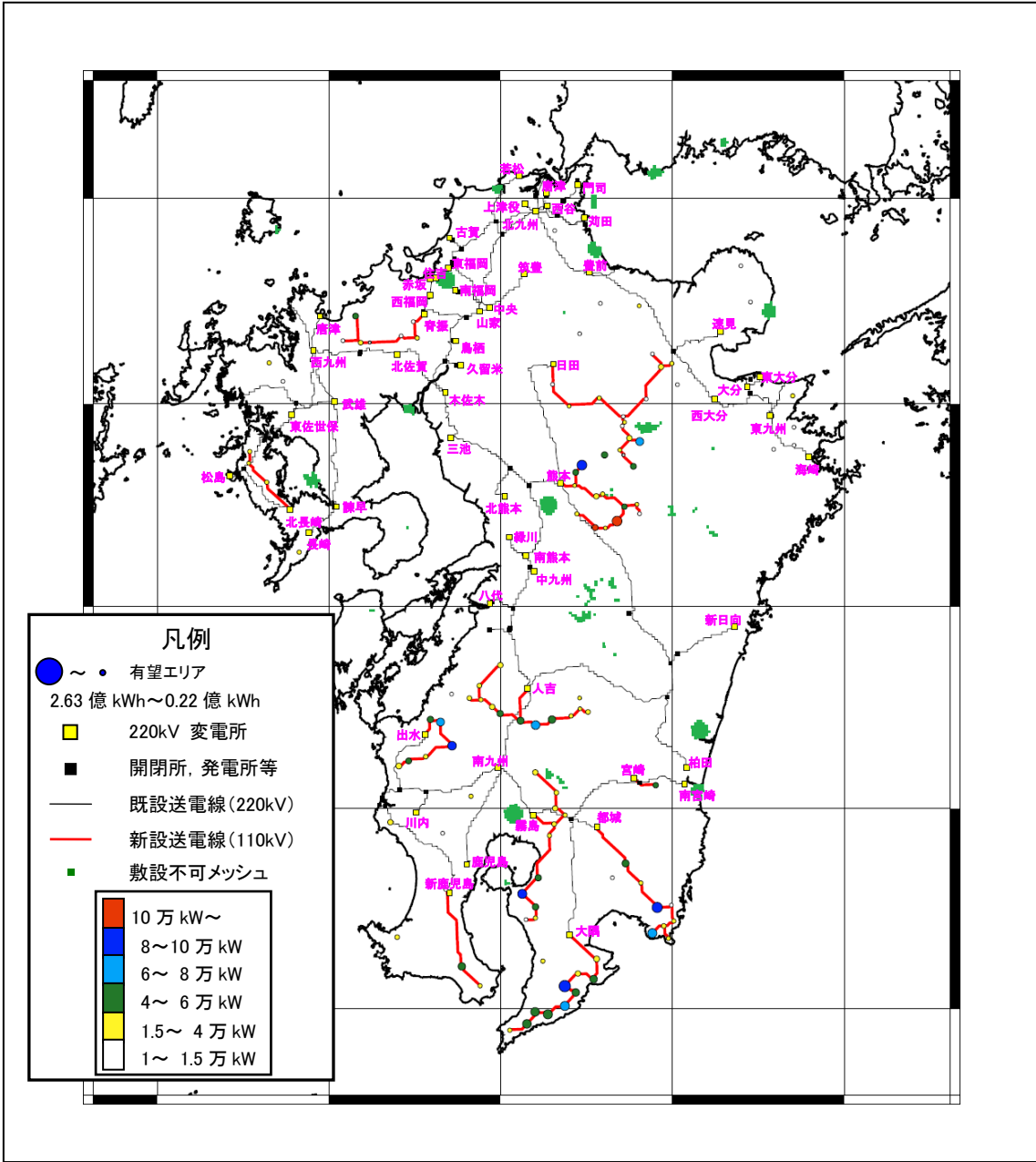


図 8-30 基本送電線配置パターン検討結果 (九州：基本シナリオ)