

 : 機微な情報のため非公開

個別系統での「ノンファーム適用系統」に係る検討について

かしま こうほく なか
(鹿島系統、港北系統、那珂系統)

2020年 1月24日
広域系統整備委員会事務局

- 第44回広域系統整備委員会（2019年11月1日）では、ノンfarm適用系統の判断に用いる費用便益評価に関して、簡易に評価する暫定手法等についてご議論頂いた。
- 今回、第44回のご議論を踏まえ、鹿島・港北・那珂系統について、電源ポテンシャル、系統作業、増強工事等を考慮して増強の費用便益評価を行った。
- 電源ポテンシャルに応じた費用便益比（B/C）の試算結果は以下のとおり。

<暫定手法による費用便益比試算結果>

		鹿島系統	港北系統	那珂系統
費用便益比（B/C） [電源ポテンシャル※ ¹]	ベース ケース	0.2 [240万kW]	0.2 [2万kW]	2.4 [109万kW]
	感度 分析※ ²	— [—]	～0.6 [～102万kW]	～4.4 [～209万kW]

※1 電源ポテンシャルの詳細はP 6 を参照
 ※2 増強後の連系可能量も考慮した場合

- 東京電力パワーグリッド株式会社（以下、「東電PG」という）からプレゼンテーションされるB/C算定の前提となる増強工事費や系統作業期間等の考え方を含め、各系統のノンfarm適用系統に係る整理について、ご議論頂きたい。

1. 費用便益評価の方法
2. 評価結果
(鹿島系統、港北系統、那珂系統)
3. まとめと今後のスケジュール

1. 費用便益評価の方法
2. 評価結果
(鹿島系統、港北系統、那珂系統)
3. まとめと今後のスケジュール

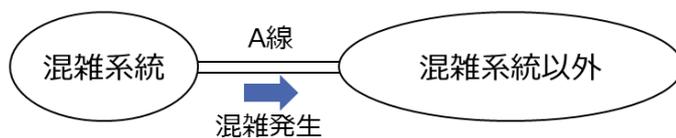
- 系統増強により生じる燃料費およびCO2対策費削減効果から便益を算定する。
 - 前回委員会で整理したとおり、便益の算定においては、電源ポテンシャル、系統作業を考慮し、簡易的に算定した想定潮流、電源差替単価を使用する（暫定手法）。
 - 費用は、過去実績や標準的な単価から算定した工事費※から算定する。
- ※ 既設設備改修と協調することで評価に用いる増強費用が減少する場合は、それらも考慮する。

- 便益算定には、8760hのメリットオーダーシミュレーションを実施する方法（詳細手法）があり、現在、連系線を模擬したモデルはある。一方、今回のように地内系統を評価したい場合、地内系統も模擬したモデル構築が必要であり、定期評価の導入に合わせモデル構築を進めている。
- 本来、定期評価の中で系統増強の取扱いを決めるべきだが、定期評価の導入を待たず短期間かつ簡易に評価できるように、下表のような暫定手法を適用し便益を算定してはどうか。
- また、この暫定手法により、明らかにB/Cが小さいと判断できた場合、ノンファーム適用系統に整理することとしてはどうか。

第44回広域系統整備委員会 資料4

項目	暫定手法	詳細手法 (定期評価に導入予定)	便益の大小 関係
想定潮流の算定方法	実績潮流(8,760h)をベースに未連系電源等及び将来想定する電源ポテンシャル分(利用率は考慮)を加算(P15参照)	1h毎のメリットオーダーシミュレーションを8,760h分実施	暫定 > 詳細
系統増強により差し替わる電源の単価差の算定方法	混雑系統と混雑系統以外において、年間を通じて差し替わる割合が多いと見込まれる電源を選定し、その単価差を算定(P16~17参照)	1h毎に差し替わった電源の単価差を計算	暫定 > 詳細 と想定

【系統のイメージ】



暫定手法で算定した結果、ノンファーム適用系統の判断が出来ない場合は、詳細手法で再算定。

- 電源ポテンシャルは、ベースケースでは、接続検討申込※1、電源接続案件募集プロセスへの応募電源※2および低圧太陽光の増加分※3を見込んだ。

※1 空容量がゼロとなった以降の申込、 ※2 申込取下げを除く、 ※3 2019年度供計第10年度ベース

- 感度分析では火力・風力が連系する場合について検討した。検討に見込む容量は、火力は近年運開したLNG火力の単機出力を踏まえ50～100万kW、風力は環境アセス手続中の洋上風力案件毎の出力を踏まえ50～100万kWとした。

<便益評価に見込んだ電源ポテンシャル>

電源種別		(万kW)		
		鹿島系統	港北系統	那珂系統
ベース ケース	火力	166	0	0
	太陽光	51	2	98
	バイオマス	23	0	11
	風力	0	0	0
	水力	0	0	0
合計		240	2	109
感度 分析	火力	50～100	50～100	50～100
	風力	50～100	50～100	50～100

<系統の位置・範囲のイメージ>



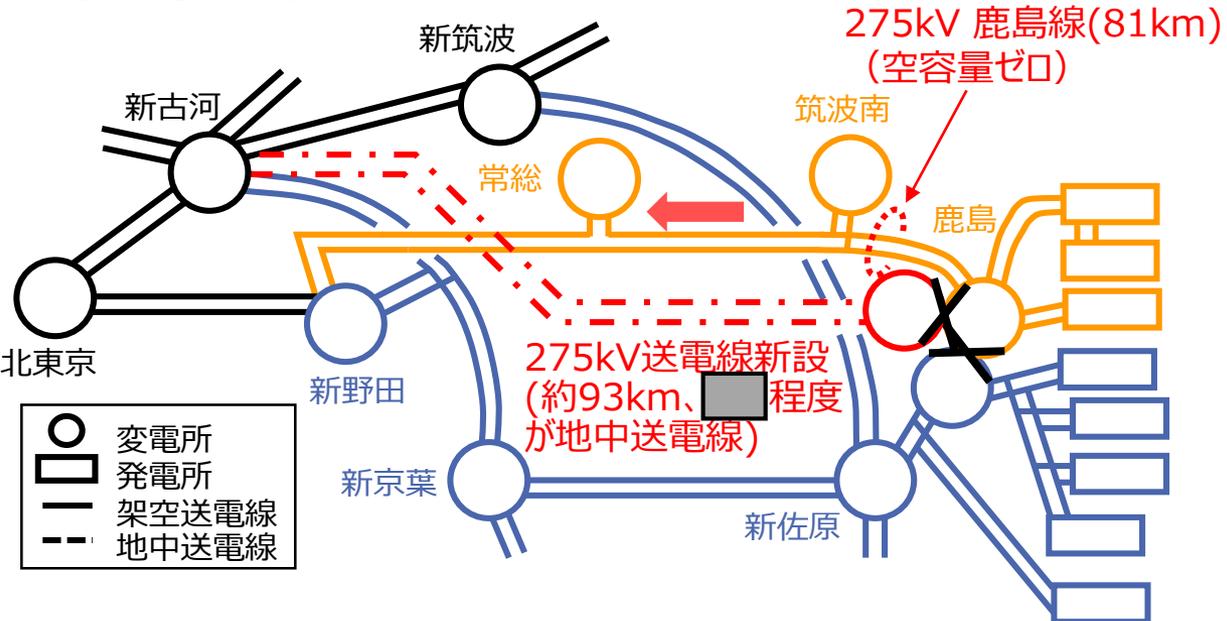
1. 費用便益評価の方法
2. 評価結果
(鹿島系統、港北系統、那珂系統)
3. まとめと今後のスケジュール

2. 評価結果

(1) 鹿島系統 (ベースケース：電源ポテンシャル 240万kW)

■ 鹿島系統は、送電線の増強により31億円/年の便益が生じるものの、増強工事費が約1,550億円、年経費が137億円/年と高額であるため、B/Cは1を大きく下回った。

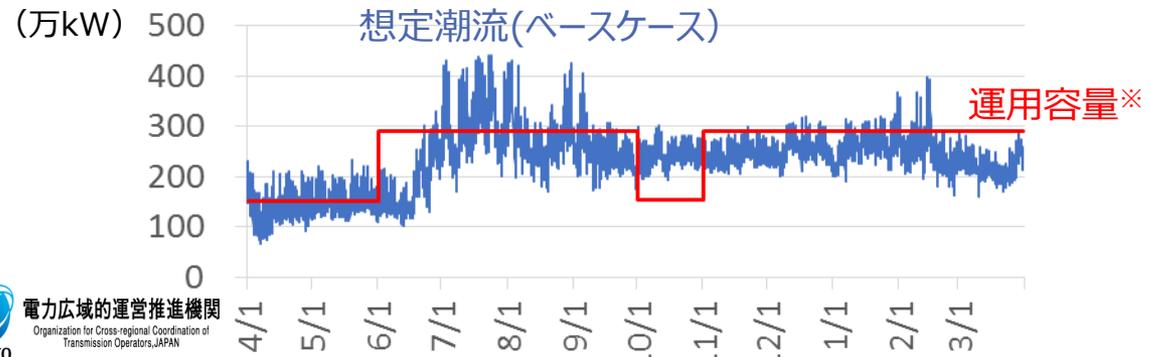
<増強工事の概要>



<検討結果>

項目	内容
発電抑制量	14億kWh
便益(B)	31億円/年
工事費	約1,550億円
年経費(C)	137億円/年
B/C	0.2

<想定潮流と運用容量>

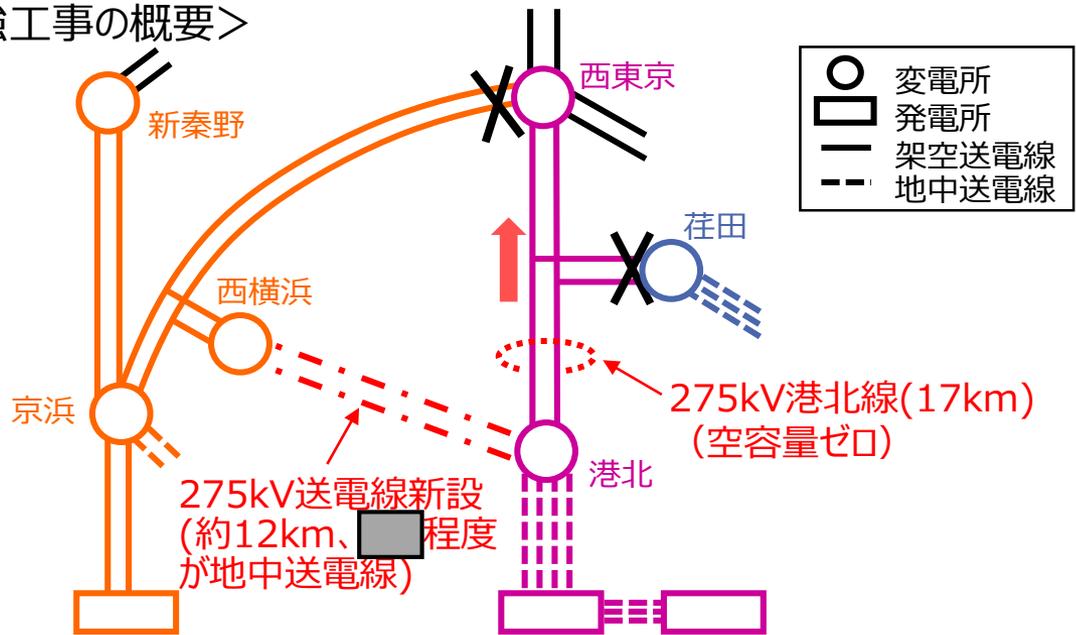


※ 系統作業や夏季・冬季の気温を考慮
 [系統作業期間]
 鹿島線 1 回線停止：1ヶ月(10月)
 鹿島線 2 回線停止：2ヶ月(4月、5月)

(2) 港北系統 (ベースケース：電源ポテンシャル 2万kW)

■ 港北系統については、ベースケースにおける電源ポテンシャルが僅かであり、送電線の増強により生じる便益が比較的小さいことに加えて、増強工事費が約360億円と高額であるため、B/Cは1を大きく下回った。

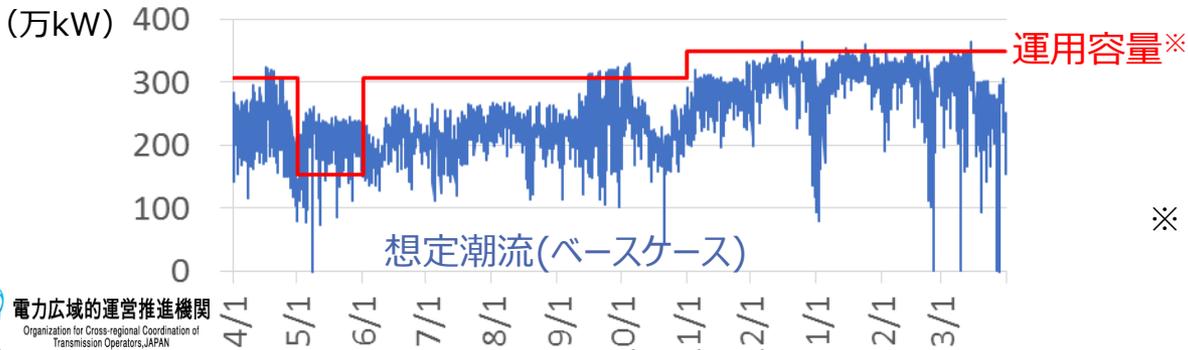
<増強工事の概要>



<検討結果>

項目	内容
発電抑制量	4億kWh
便益(B)	8億円/年
工事費	約360億円
年経費(C)	34億円/年
B/C	0.2

<想定潮流と運用容量>

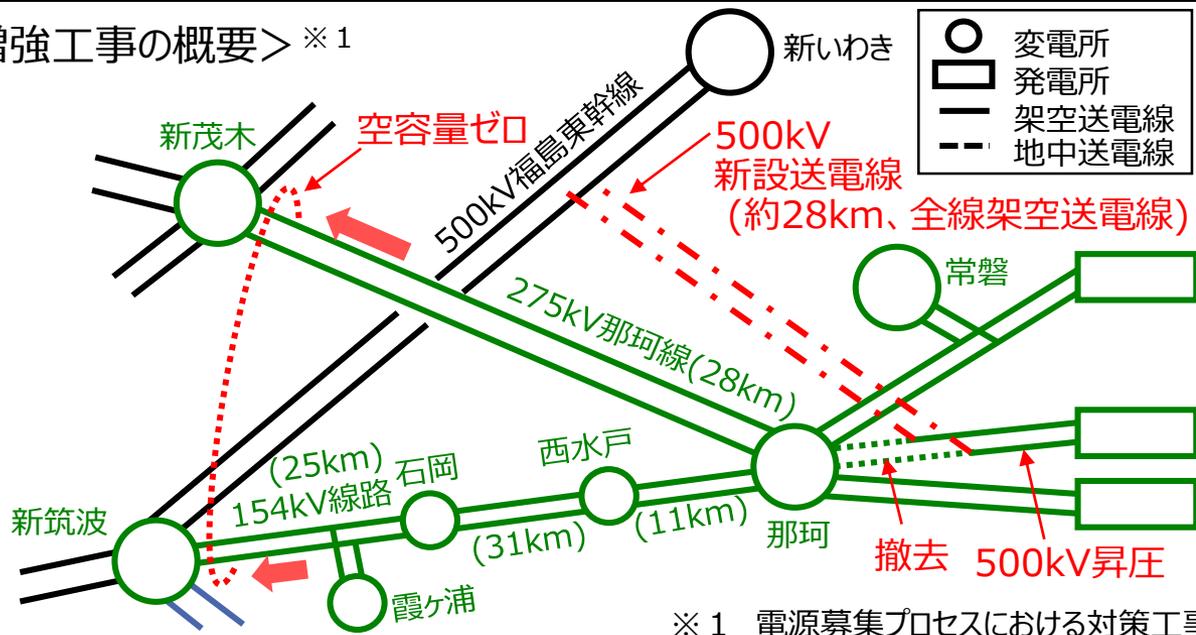


※ 系統作業や夏季・冬季の気温を考慮
[系統作業期間]
港北線1回線停止：1ヶ月(5月)

(3) 那珂系統 (ベースケース：電源ポテンシャル 109万kW)

■ 那珂系統については、安価なベース電源が多いため、送電線の増強により56億円/年と比較的大きい便益が見込まれることに加えて、増強工事費が約290億円、年経費が23億円/年と比較的安価であるため、B/Cが1を上回った。

<増強工事の概要> ※1

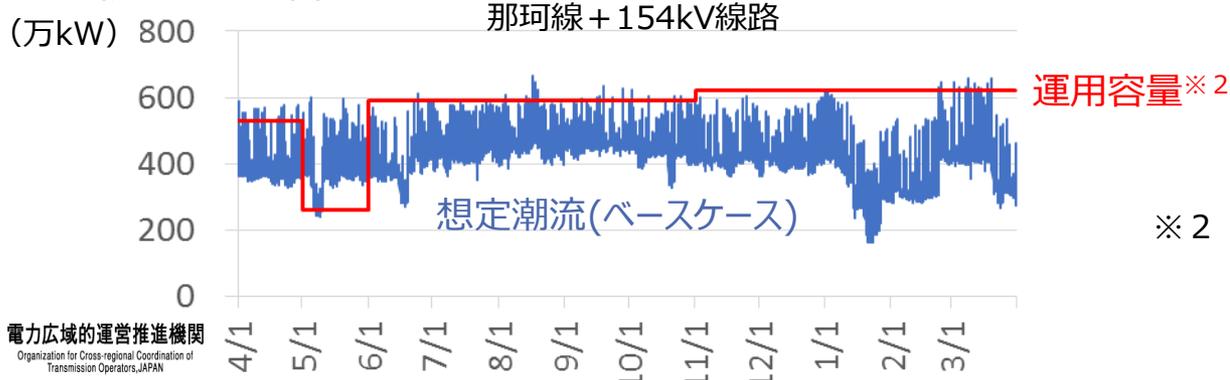


<検討結果>

項目	内容
発電抑制量	11億kWh
便益(B)	56億円/年
工事費	約290億円
年経費(C)	23億円/年
B/C	2.4

※1 電源募集プロセスにおける対策工事

<想定潮流と運用容量>



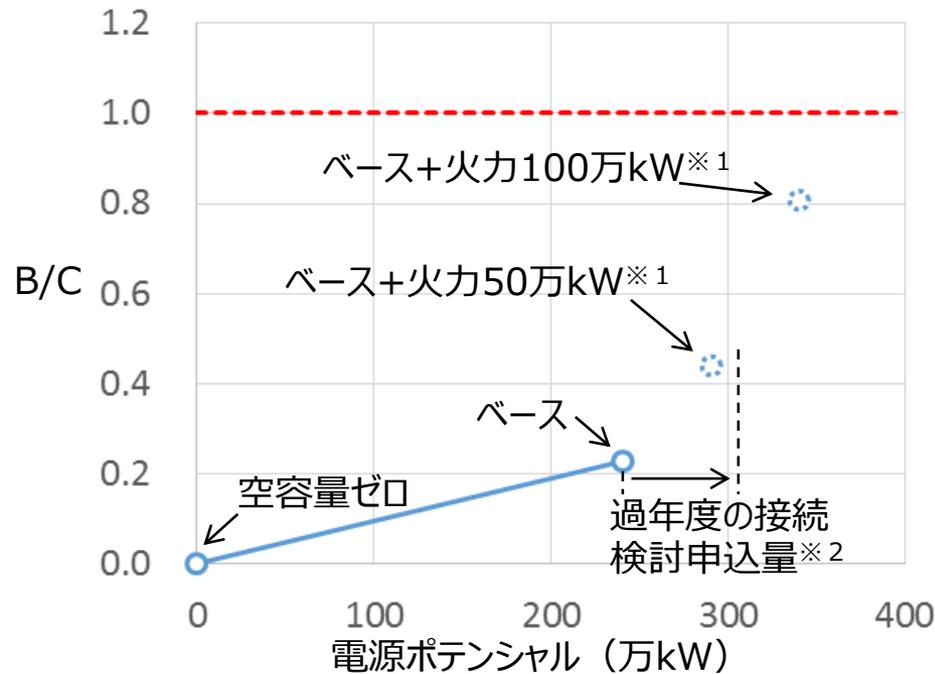
※2 系統作業や夏季・冬季の気温を考慮
[系統作業期間]
那珂線 1回線停止：1ヶ月(5月)
154kV線路 1回線停止：1ヶ月(4月)

2. 評価結果（感度分析）

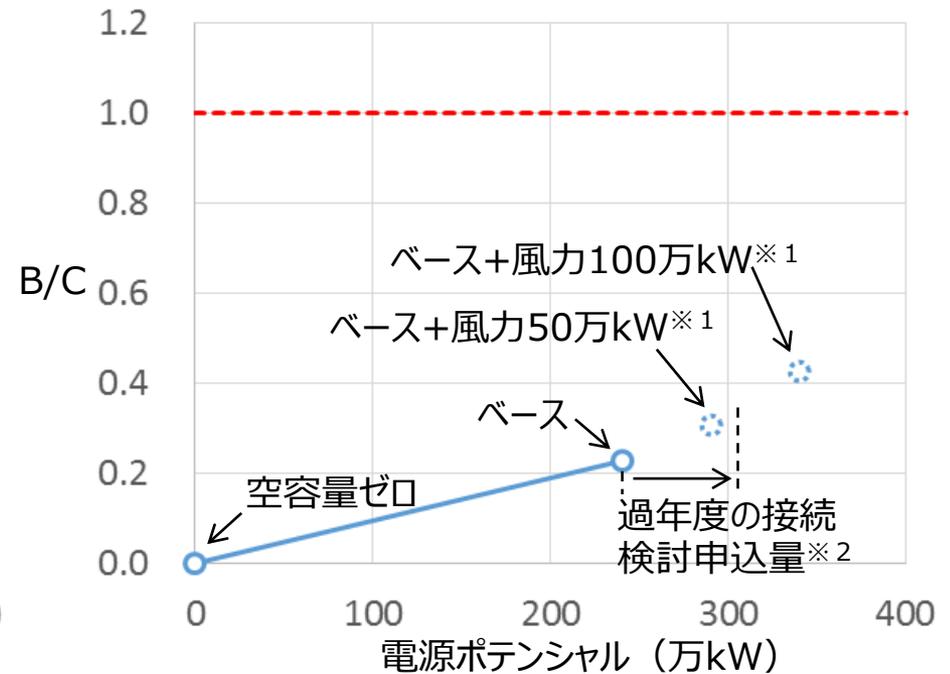
（1）鹿島系統

- 鹿島系統は、ベースケースにおけるB/Cは1を大きく下回っており、また、感度分析の結果でもB/Cが1を超えることはなかった。
- したがって、現時点においては、当該系統をノンファーム適用系統と整理してはどうか。

LNG火力連系の感度分析



風力連系の感度分析



※1 増強後の連系可能量を超えるため更なる増強が必要(B/Cは低下する方向)であるが、上図では考慮していない。

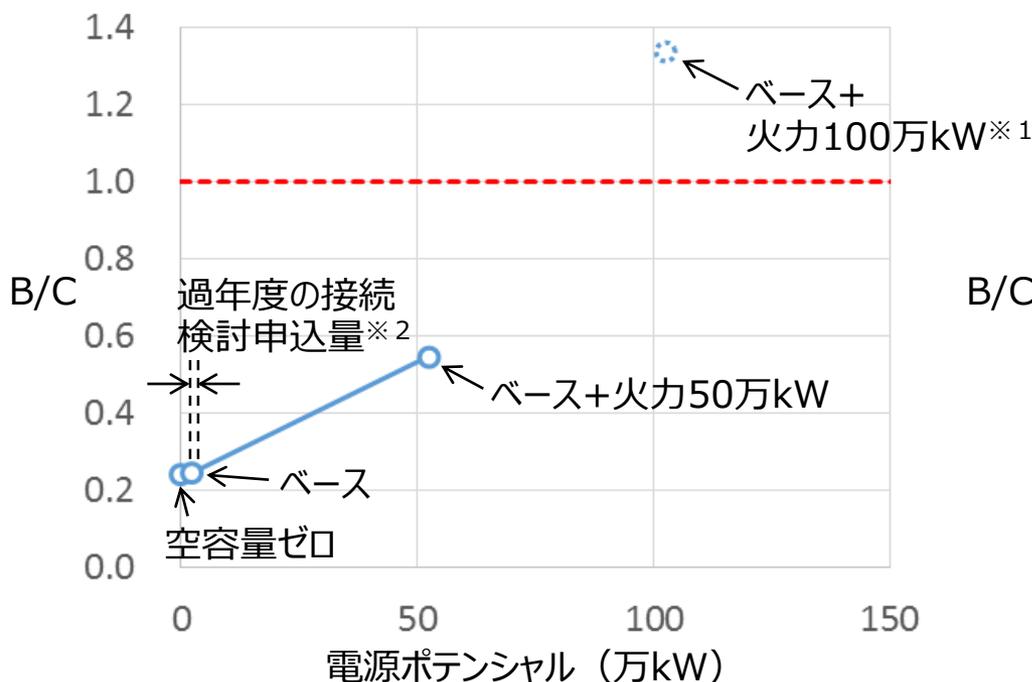
※2 2016年度から空容量がゼロとなるまでの接続検討申込量（未連系のもの）は60万kW程度

2. 評価結果（感度分析）

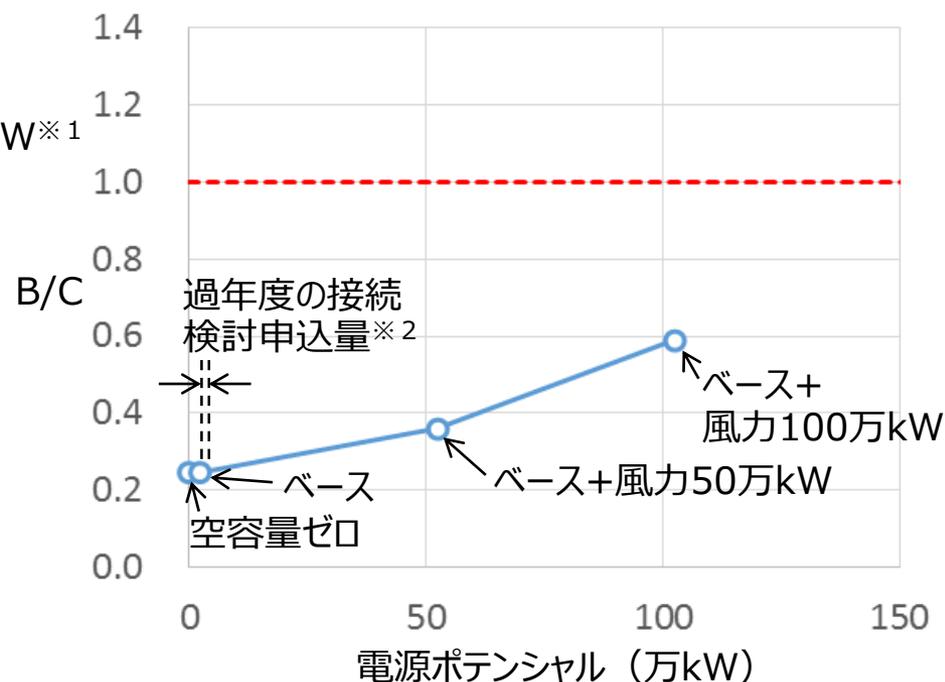
（2）港北系統

- 港北系統は、現状の接続検討申込量が僅かであり、それに基づいたベースケースにおけるB/Cは1を大きく下回っている。
- 一方で将来、LNG火力が連系されると想定される場合にはB/Cが明らかに小さいとは言いきれず、当該系統は増強する方向性も否定できないことから、引き続きマスタープランの中で検討を行うこととしてはどうか。

LNG火力連系の感度分析



風力連系の感度分析



※1 増強後の設備容量は超えないが、短地絡電流の対策が必要(B/Cは低下する方向)であり、上図では未考慮。

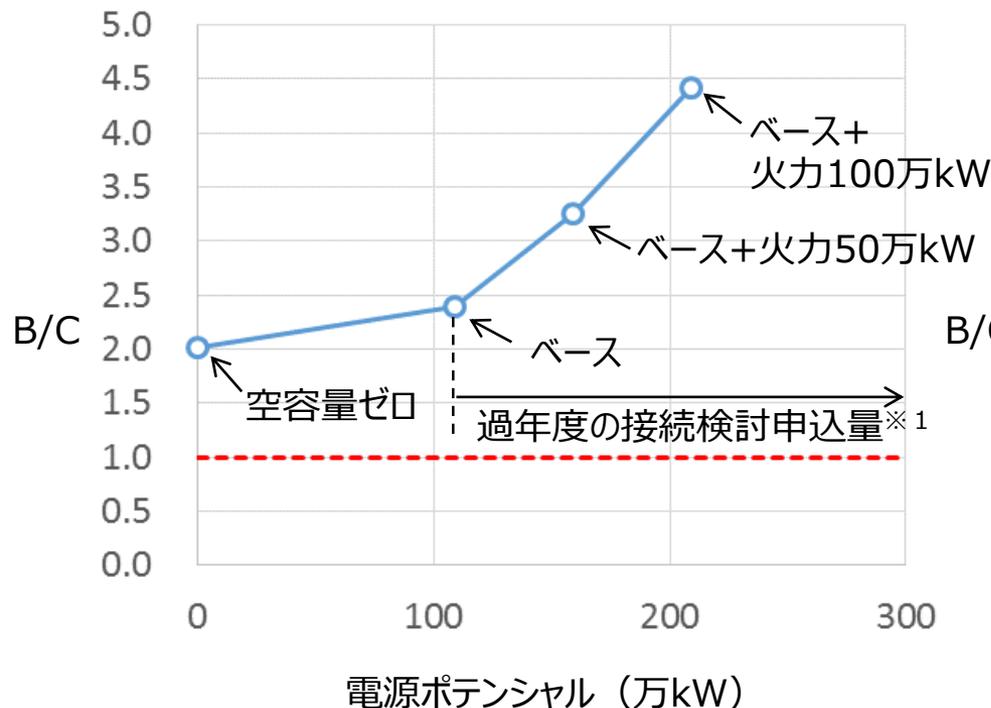
※2 2016年度から空容量がゼロとなるまでの接続検討申込量（未連系のもの）は数万kW

2. 評価結果（感度分析）

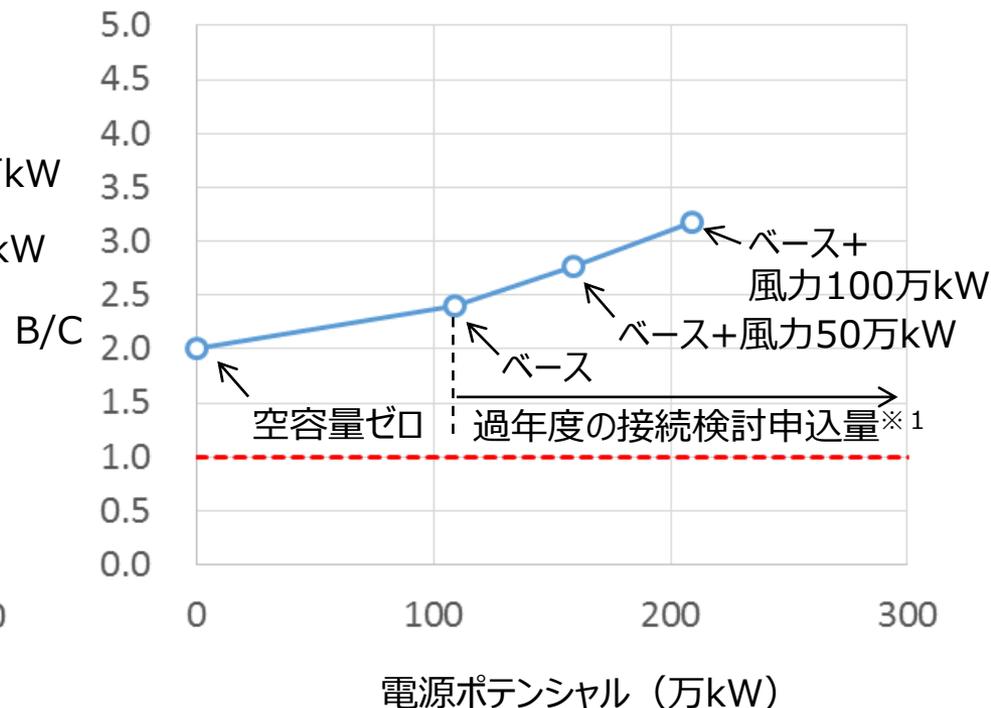
（3）那珂系統

- 那珂系統は、空容量ゼロの状態でもB/Cが1を上回っており、電源ポテンシャルに応じてB/Cは更に増加。
- したがって、当該系統は増強する方が望ましい系統とも考えられるため、引き続きマスタープランの中で検討を行うこととしてはどうか。

LNG火力連系の感度分析



風力連系の感度分析

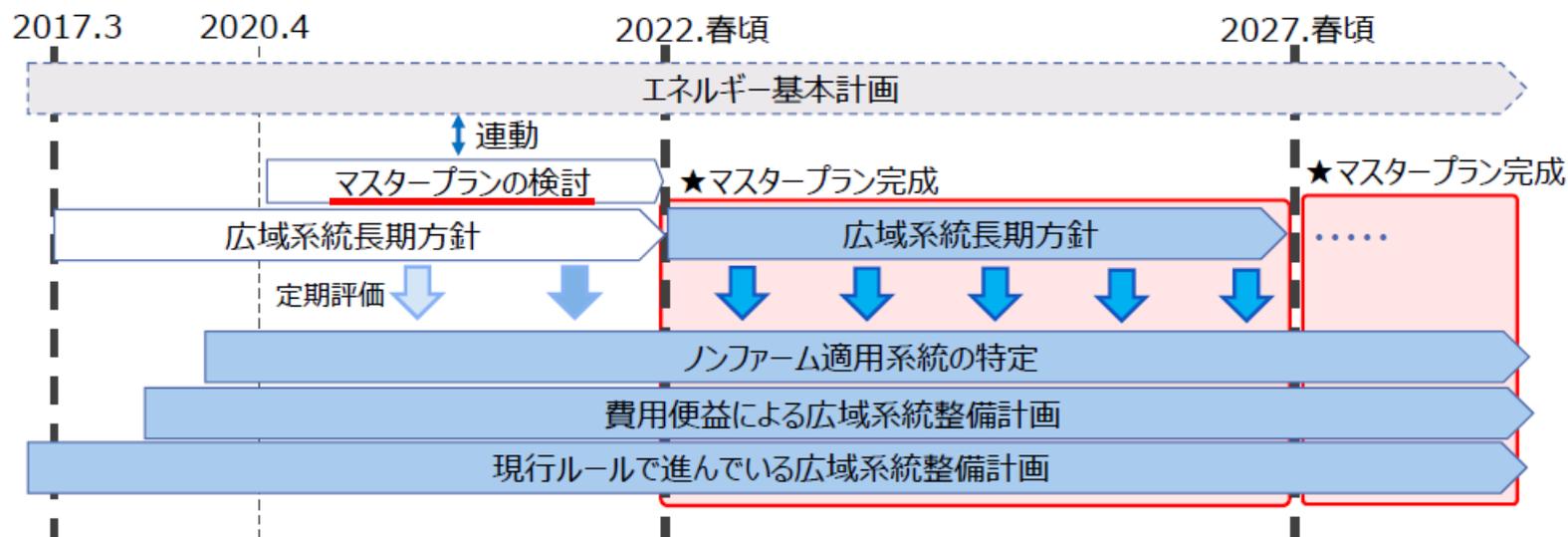


※1 2016年度から空容量がゼロとなるまでの接続検討申込量（未連系のもの）は270万kW程度

2. マスタープランの位置付け整理 (マスタープランの導入時期等)

23

- エネルギー基本計画と連動しながら検討を行うことを想定すれば、増強を行わないノンファーム適用システムは、随時判断していくことでよいが、増強を行う判断は、慎重な検討が必要となる。
- このため、次期エネルギー基本計画の動向も見つつ、2022年春頃を目指してマスタープランを完成させることでどうか。
- なお、個々の計画やノンファーム適用システムの判断などマスタープランの完成を待たず、実施できるものは都度実施する。
- また、シナリオの不確実性を考慮しても明らかに便益がある場合や供給信頼度上必要な増強については、必要に応じて詳細な評価を行うこととしてはどうか。



- 2016年度から空容量がゼロとなるまでの接続検討申込量 (未連系のもの) は以下のとおり。
(同一事業者が複数のケースの検討を申し込んでいるものは重複しないよう集計。)

(万kW)

燃 種	鹿島系統	港北系統	那珂系統※
洋上風力	0	0	0
陸上風力	0	0	6
太陽光	19	1	39
バイオ (専焼)	25	0	39
火力	16	0	185
水力	0	0	0
その他	0	0	0
合 計	60	1	270

※ 電源募集プロセスで応募しなかったものを含む。

(その他の前提条件)

その他の前提条件

(1) 増強工事

- 各系統の増強工事の概要と工事費は下表のとおり。
- いずれの箇所も送電線のルート新設が必要。特に鹿島、港北線については、一部地中送電線が必要となるため、工事費が高額になっている。
- 増強工事の内容や費用の詳細については、東電PGから説明あり。

項目	鹿島系統	港北系統	那珂系統
工事概要	275kV送電線新設 (鹿島～新古河) 他	275kV送電線新設 (港北～西横浜) 他	500kV送電線新設 (275常陸那珂火力線～ 500kV福島東幹線) 他※ ※電源募集プロセスにおける対策工事
送電線 亘長	約93km ( 程度が地中送電線)	約12km ( 程度が地中送電線)	約28km (全線架空送電線)
工期	約17年	約12年	約9年
工事費	約1,550億円	約360億円	約290億円

その他の前提条件 (2) 系統作業

- 作業期間は、過去の作業実績や、今後の作業計画に基づき設定。
- 作業時の運用容量は、設備を停止した状態で送電可能な量とし、設備停止時に電源を他系統へ切り替えることが可能な場合は、切替量を考慮。
- なお、作業期間や作業時の運用容量の詳細については、東電PGから説明あり。

<便益評価における作業期間>

	鹿島線	港北線	那珂線
1回線停止作業	1ヶ月(10月)	1ヶ月(5月)	1ヶ月(5月)
2回線停止作業	2ヶ月(4月、5月)	—	—

<便益評価における運用容量>

(万kW)

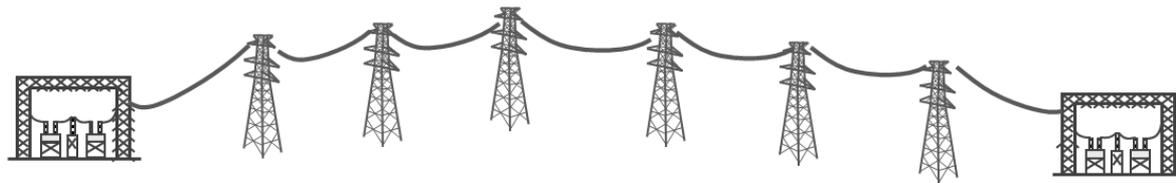
		鹿島線	港北線	那珂線 + 154kV線路
夏季	常時	290	306	592
	1回線停止作業時	153	153	260※
	2回線停止作業時	(他系統切替 : 151)	—	—
冬季	常時	290	349	621
	1回線停止作業時	179	179	260※
	2回線停止作業時	(他系統切替 : 151)	—	—

※ 那珂線 1 回線作業時の運用容量

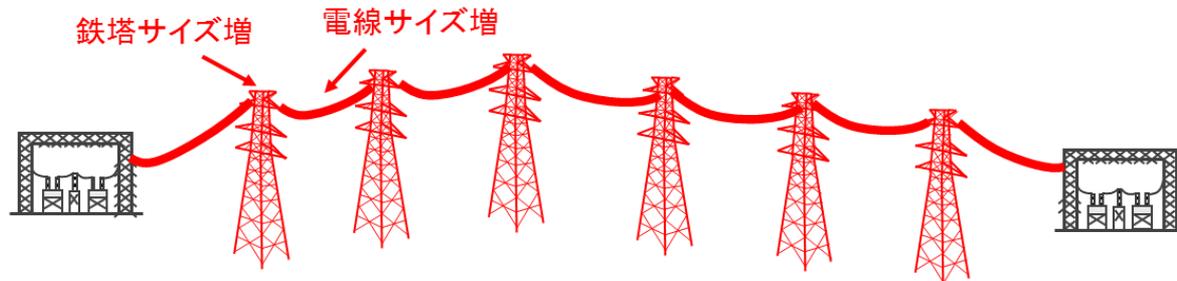
- 費用便益評価に用いる増強費用は、既設設備改修との協調を考慮することで減少することがあるが、各送電線にはそのような改修計画がないことを確認。

第42回広域系統整備委員会 資料6-(1)

- 鉄塔建替が必要となるような増強工事では、既設鉄塔改修と協調することにより費用便益評価に用いる費用が減少し、費用便益比がよくなる。



増強工事費：100
既設規模の鉄塔建替工事費：60
既設改修に協調した場合の増分工事費：40



前提条件一覧

項目		内容
便益	算定方法	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 空容量ゼロを確認した想定断面と整合させるため、実績潮流(8760h)に運用容量と実績最大の差分を加算 ➤ 更に電源ポテンシャル分の出力（設備量×利用率）を加算したものを想定潮流とし、電源抑制量（運用容量を超過する量）[kWh]を算定 ➤ 便益=電源抑制量[kWh] × 電源差替単価[円/kWh]
	実績潮流	2018年度実績
	電源ポテンシャル	ベースケース：接続検討申込※1、電源募集プロセス応募電源※2、低圧太陽光の増加分※3 ※1 空容量がゼロとなった以降の申込 ※2 申込取下げを除く ※3 2019年度供計第10年度ベース 感度分析：LNG火力 50～100万kW、風力 50～100万kW
	電源ポテンシャルの出力	再エネ：設備量×1h毎の利用率（再エネ種別毎の2018年度東京エリアの1h実績） LNG火力：設備量×年平均利用率（新設LNG電源は高効率・高稼働と考えられるため、石炭電源の年平均利用率70%（2019年供計第10年度値）を使用）
	電源差替単価	混雑系統と混雑系統以外において、年間を通じて差し替わる割合が多いと見込まれる電源を選定し、その単価差を算定。 ・鹿島、港北系統：2.3円/kWh（LNG ACC→LNG CC差替相当） ・那珂系統：5.3円/kWh（石炭→LNG CC差替相当） ※単価は燃料コスト+CO2コスト。地域間連系線の費用便益評価と同じ値を使用。
	系統作業期間	当該設備の作業実績や作業計画を踏まえて設定
	系統作業時の運用容量	設備を停止した状態で送電可能な量とし、設備停止時に電源を他系統へ切り替えることが可能な場合は切替量を考慮
	費用	算定方法
工事費		過去実績や標準的な単価から算定
年経費率		変電設備：10.7%，架空送電設備：7.9%，地中送電設備：9.0%

1. 費用便益評価の方法
2. 評価結果
(鹿島系統、港北系統、那珂系統)
3. まとめと今後のスケジュール

3. まとめと今後のスケジュール

- 鹿島系統は、費用便益比（B/C）が1を大きく下回ったため、ノンファーム適用系統としてはどうか。
- 港北系統は、現状では接続検討申込量が僅かであり、それを基にしたベースケースではB/Cが1を大きく下回るが、将来LNG火力が連系されると想定される場合には増強する方向性も否定できないことから、引き続きマスタープランの中で検討を行うこととしてはどうか。
- 那珂系統は、ベースケースでもB/Cが1を上回っていることから、増強する方が望ましい系統とも考えられるため、引き続きマスタープランの中で検討を行うこととしてはどうか。
- なお、マスタープランの検討においては、増強を行わないノンファーム適用系統は、随時判断することとしており、既に増強による系統連系ニーズが明らかな系統については、マスタープラン検討の初年度で優先的に検討を進める。

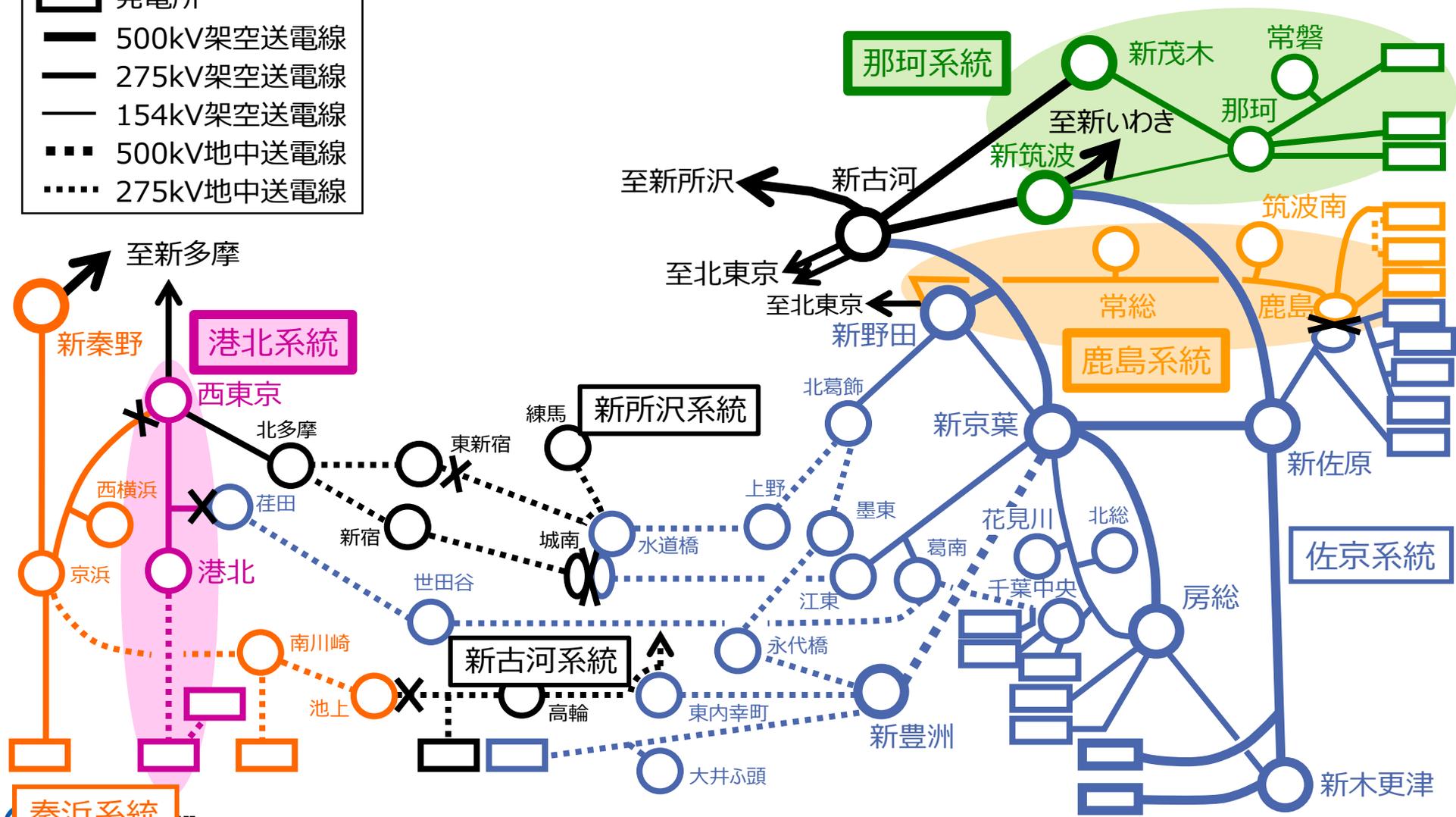
<暫定手法による費用便益比試算結果>

		鹿島系統	港北系統	那珂系統
費用便益比（B/C） [電源ポテンシャル※ ¹]	ベース ケース	0.2 [240万kW]	0.2 [2万kW]	2.4 [109万kW]
	感度 分析※ ²	－ [－]	～0.6 [～102万kW]	～4.4 [～209万kW]

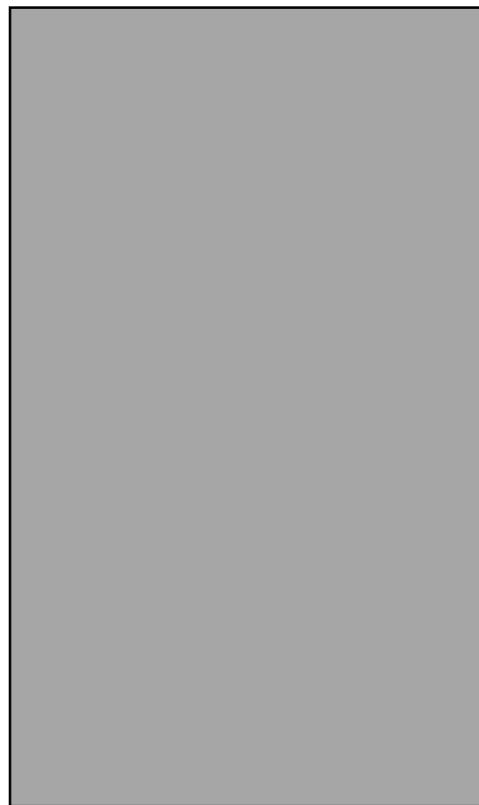
※1 電源ポテンシャルの詳細はP6を参照
 ※2 増強後の連系可能量も考慮した場合

(参考資料：全体系統、電源構成、暫定手法の考え方)

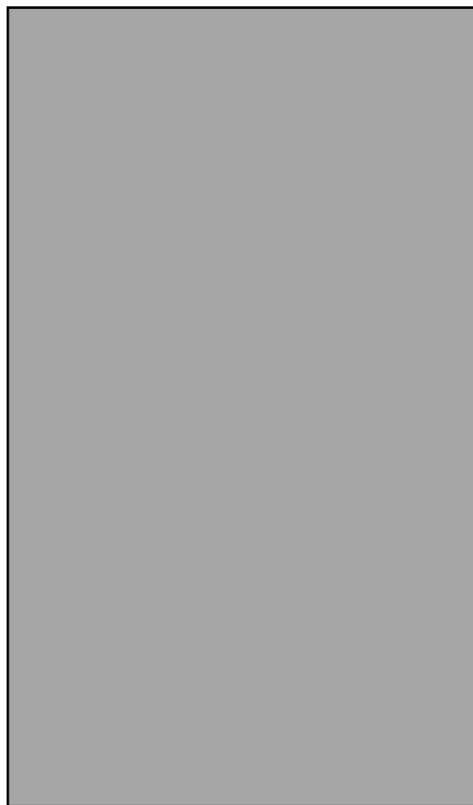
(余 白)



- 鹿島系統はミドル電源や変動電源が多く、港北・那珂系統はベース電源が多い。したがって送電線の利用率は、鹿島系統は低く、港北・那珂系統は高くなると考えられる。



鹿島系統



港北系統



那珂系統

ミドル電源や変動電源が多い系統

ベース電源が多い系統

■ 短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法は以下のとおり。

①実績潮流に未連系電源等を加算

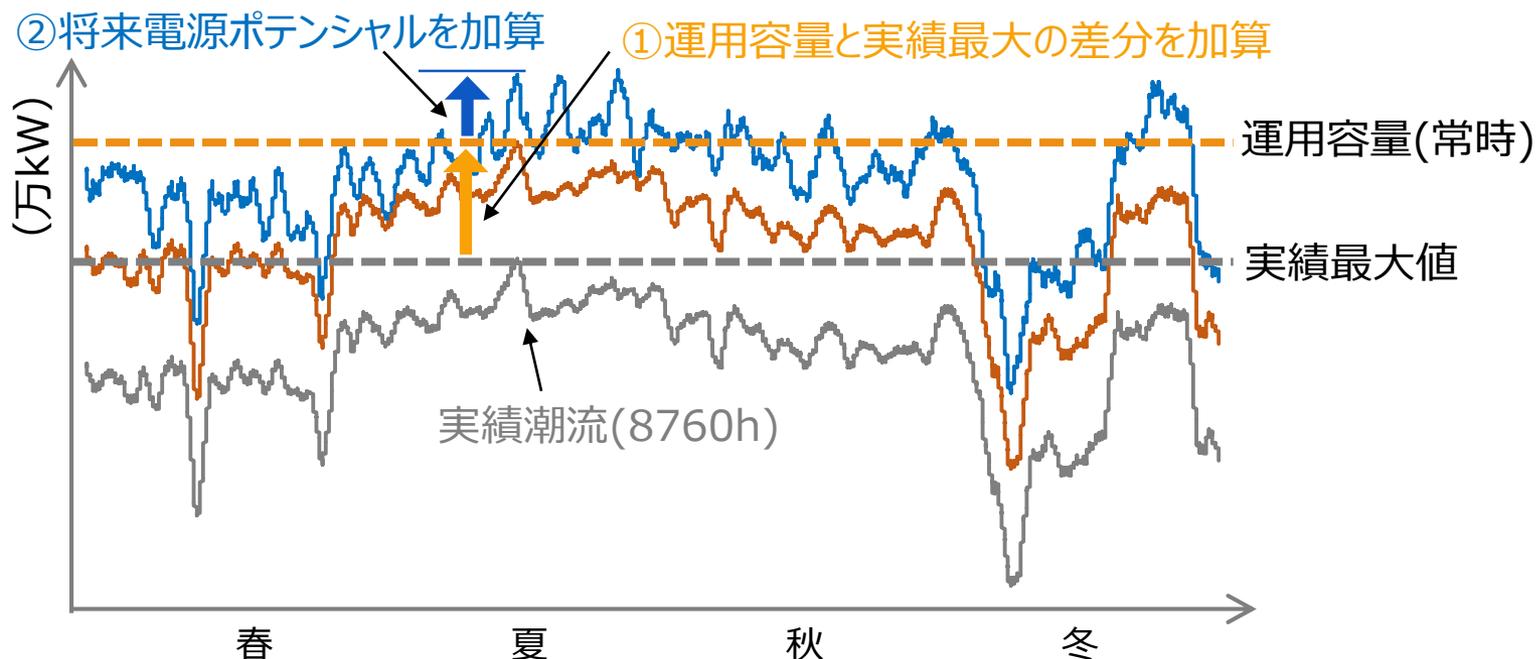
- 空容量ゼロを確認した想定断面と整合させるため、実績潮流(8760h)に運用容量と実績最大の差分を加算。

②将来想定する電源ポテンシャルを加算

- 更に、将来想定する電源ポテンシャル分※を加算。

※電源ポテンシャルは一定程度の蓋然性があるもの（電源接続案件募集プロセス、接続検討の状況）等を見込む。なお、電源種別毎に時間帯別の利用率を考慮

【想定潮流の算定イメージ】

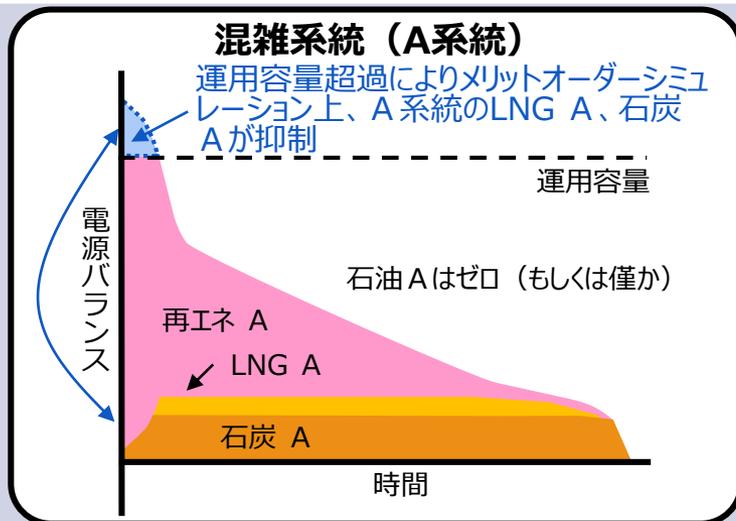


- 系統増強により差し変わる電源の単価差の算定方法は以下のとおり。
 - 混雑系統と混雑系統以外において、年間を通じて差し替わる割合が多いと見込まれる電源を選定し、その単価差を算定。電源選定の考え方は以下のとおり。
 - (混雑系統)
 - ✓ 混雑系統の電源構成を踏まえ、混雑により抑制される電源の中から単価が安い電源を選定
 - (混雑系統以外)
 - ✓ 混雑系統以外の電源構成の中から低稼働電源 (ピーク時に運転) を除いたうえで単価が高い電源を選定

■ メリットオーダーシミュレーションにおいて、便益は石炭 AとLNG Bの単価差で算定する。

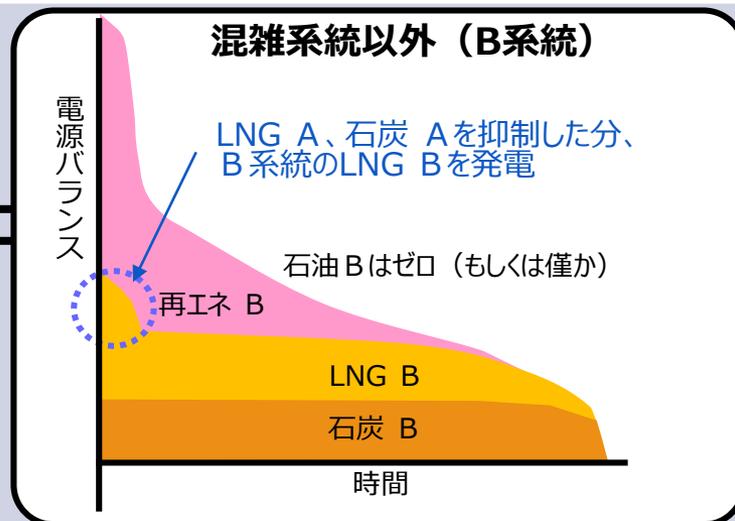
前提条件 火力単価：石炭 A ≒ 石炭 B < LNG A < LNG B < 石油 A ≒ 石油 B
混雑系統に再エネが新規連系

系統増強前

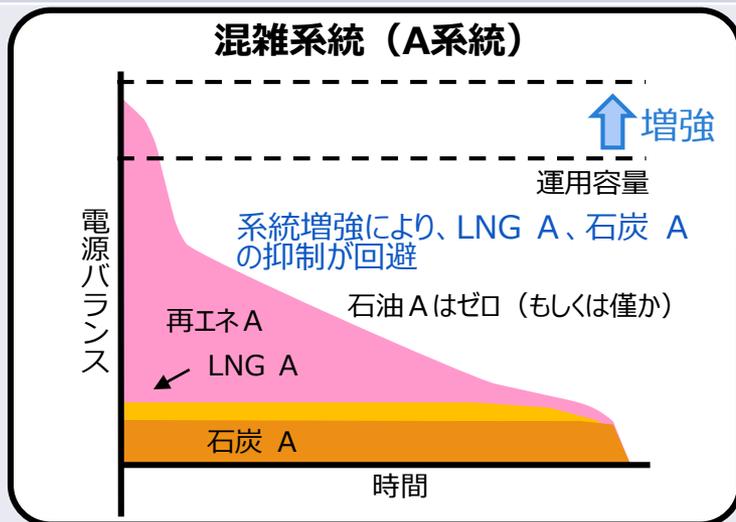


送電線

混雑発生

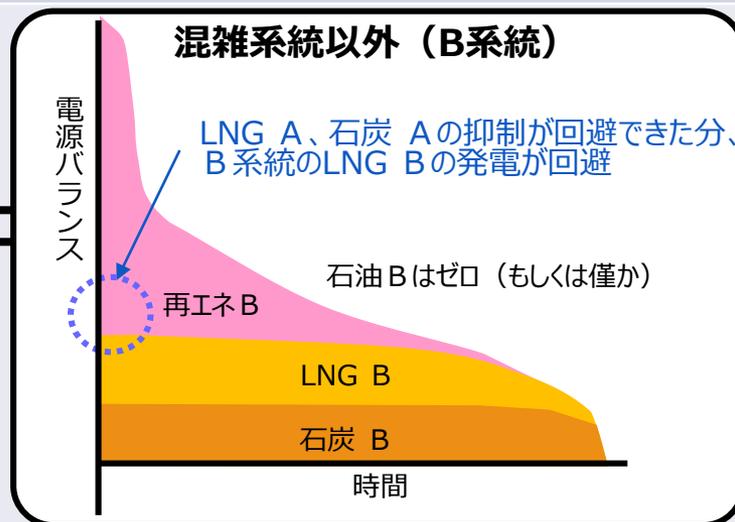


系統増強後



送電線

混雑なし



- ノンファーム適用系統に整理された系統であっても、今後の状況変化により、便益が増加し増強されることがあり得る。
- 増強により空容量が生じた場合のノンファーム電源の取扱いについては、勉強会で議論していくこととなる。

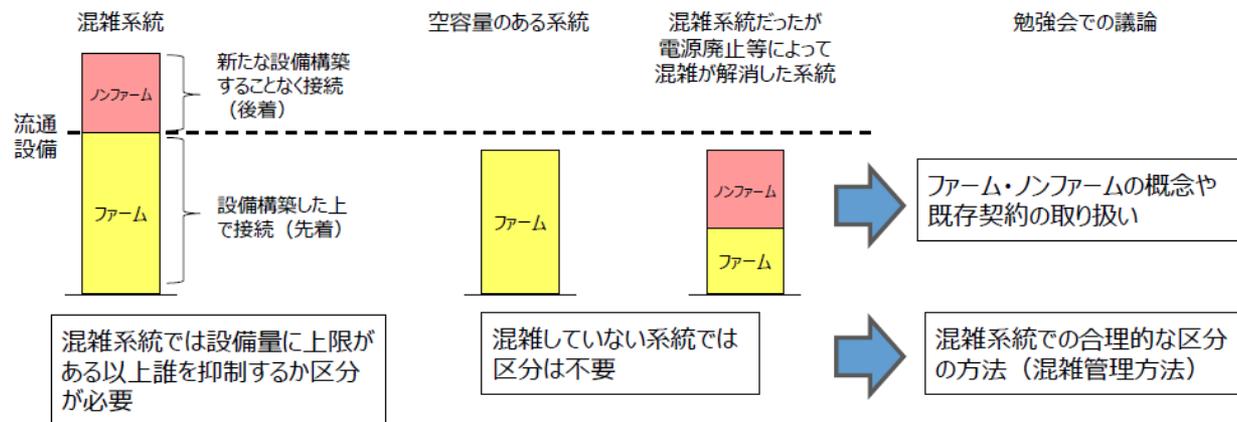
2 - 2. 試行ノンファーム適用系統における混雑管理方法

12

第45回広域系統
整備委員会 資料2

- 試行ノンファーム適用系統における空容量の取扱いは、現行ルールの継続が困難である以上、当面の対応を早急に決めておく必要がある。
- しかし、混雑系統の空容量の取扱いは、ファーム電源、ノンファーム電源の概念や混雑管理方法等に関わる問題であり、将来を見据えた検討が必要である。
- このため、試行ノンファーム適用系統への合理的な混雑管理の仕組みの導入については、他制度との整合、既存契約の取扱いを含めて、引き続き勉強会で議論していく。

【ファーム電源とノンファーム電源】



1. 広域系統長期方針等に基づく取組みの振り返り
 (2) 設備増強に関する判断の仕組み (規律)

9

- マスタープランを検討するにあたって、系統計画全体を、いつ、どのように定め、どのような負担で実施していくのか、その判断をどのように行うか、といった大きな仕組みを前提に整理していくことが必要である。
- マスタープランの核となる仕組みは、費用便益評価による規律であり、社会全体の便益で判断する必要がある。これらは、地域間連系線の増強判断に既に適用している。

第44回広域系統整備委員会 資料4

要件	要件の評価結果	系統増強の取扱い	電源接続の取扱い	
費用対効果	費用対効果あり	系統増強実施	ファーム型接続※1	
	費用対効果なし	電源接続時に系統増強しても費用対効果がないが、系統改修時にあわせて増強することで費用対効果がある場合 系統改修計画時に改めて増強判断 ノンファーム適用系統(判断保留)	ノンファーム型接続 (増強後、ファーム型接続※1)	
		系統改修にあわせて増強したとしても費用対効果がない ノンファーム適用系統(費用対効果なし)	想定したシナリオの範囲内では増強しない ただし、想定したシナリオ外の変化があれば再検討 (定期評価の中で確認)	ノンファーム型接続
		明らかに費用対効果がない (工事の難易度が高く工事費が著しく高額) ノンファーム適用系統(工事困難)	基本的に増強しない	ノンファーム型接続

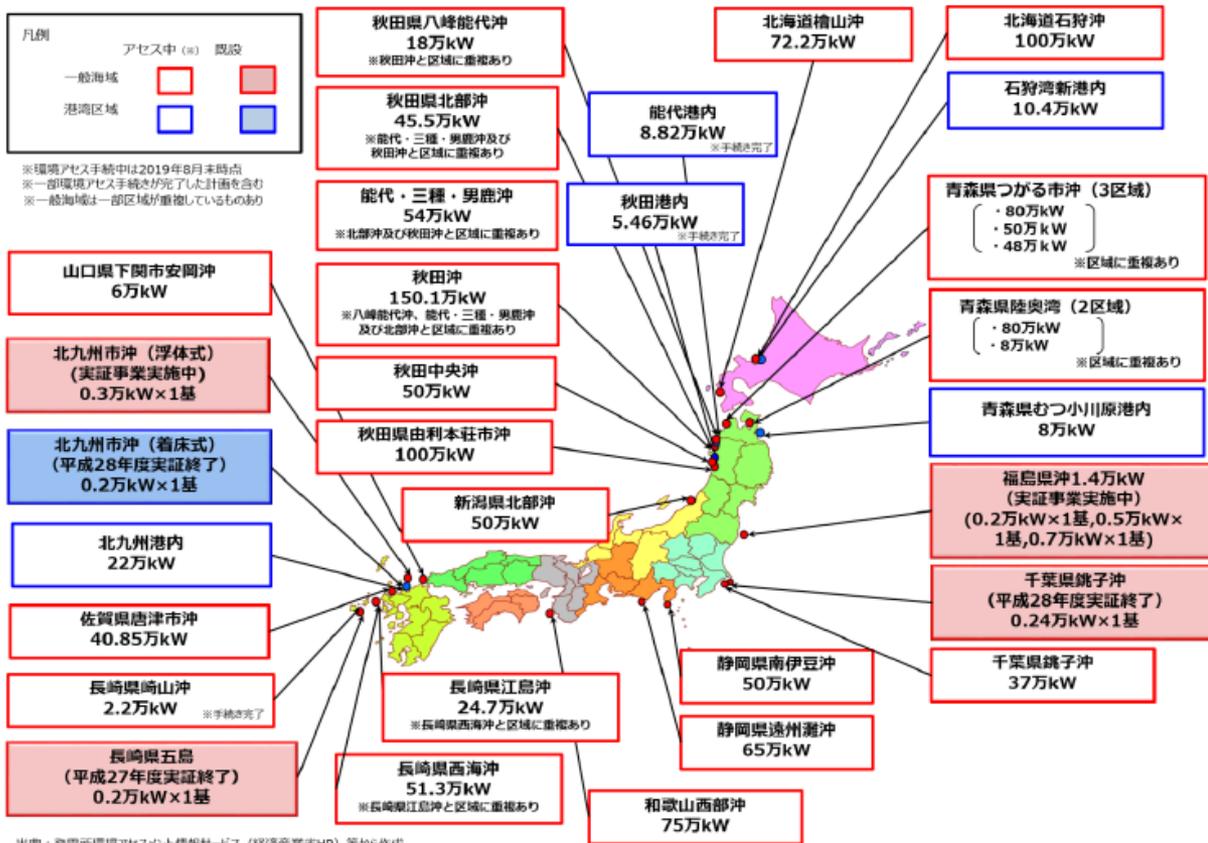
※1:増強完了までは暫定接続可

系統増強、電源接続の取扱い (ノンファーム適用系統に関する検討) の評価枠見直しは、次回以降議論予定

①国内の動向：案件形成状況（環境アセスメント手続）

73

■ 2019年8月末現在、約1,258万kWの洋上風力発電案件が環境アセスメント手続を実施しており、特に2017年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している。



環境アセス手続中	
港湾区域	55万kW
一般海域	1,258万kW

＜一般海域の環境アセスの開始時期（累積）＞



※2019年度は4月～8月の期間のみ。

出典：発電所環境アセスメント情報サービス（経済産業省HP）等から作成