

第 4 0 回調整力及び需給バランス評価等
に関する委員会 資料 2

2 0 2 0 年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2 0 1 9 年 6 月 1 4 日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

- 電源Ⅰ'をエリア外から調達する場合、連系線の容量確保は必須であり、その分だけ空容量が減少するため、卸電力市場に影響を与え、経済損失が発生する場合もあり得ることから、卸電力市場との関係の中で、対象とする連系線やその容量の考え方について国でも議論いただくこととしていた。
- 第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）において、連系線の確保量の上限値については2018年度の最小空容量を上限とする案が示されたが、最小空容量の範囲内でエリア外調達を行っても、現在の電源Ⅰ'の価格差を考慮すると、その効果が非常に限定的になるとの意見などもあり、電源Ⅰ'を広域調達するメリットと卸電力市場への影響とのバランスを考慮して決めるなど、引き続き検討・議論することとされた。
- 電源Ⅰ'のエリア外調達を始めることについては、本委員会でも国の議論においても特に異論はなかったことから、今回、最小空容量以上に連系線容量を確保することの可否検討として、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源Ⅰ'公募状況）をもとに、電源Ⅰ'をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。

- 今回のメリット評価にあたり、第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）で示された「2018年度の連系線の最小空容量を上限とする案」に対し、以下の考え方によりどこまでエリア外調達できるか検討した。
 - 2019年度向け電源Ⅰ'公募実績における各エリア調達価格を参照（公募未実施エリアについては全国平均価格を参照）し、隣接エリアからエリア外調達した場合の調達価格を推定し、電源Ⅰ'エリア外調達による調達コスト削減見込みをメリットとして評価する。
 - 連系線の最小空容量実績としては、フェンス潮流を参照するなど市場取引における連系線の活用実態を踏まえて評価する。
 - 卸電力市場への影響を最大限考慮し、連系線混雑時には、発電コストがスポット市場のエリアプライス最高価格まで上昇すると仮定し、発電コスト増加分を保守的に評価する。
- 社会コスト最小化の観点からは、上記考え方等により電源Ⅰ'のエリア外調達によるメリットを評価し、エリア外調達に伴う連系線確保量の上限値を最小空容量実績以上に増加させる方が良いと考えられるが、どうか。
- 具体的な評価内容を次ページ以降に記載する。

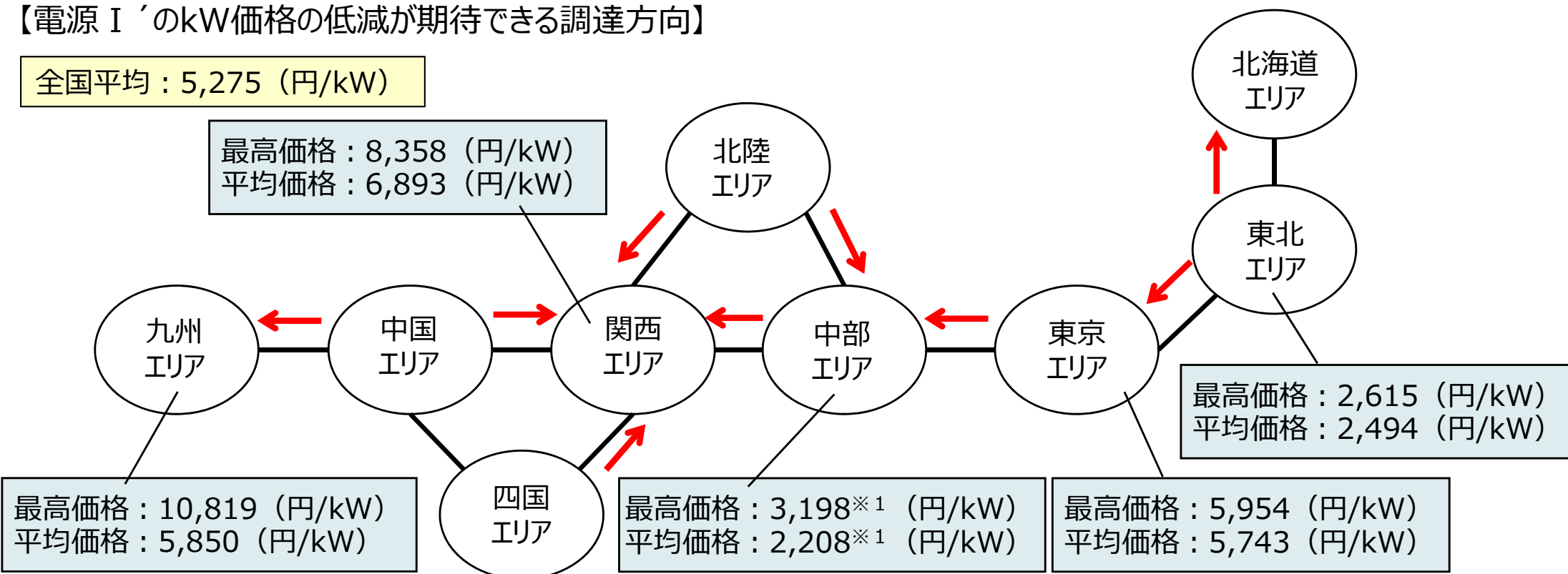
- 電源 I 'のkW価格が高価なエリアが安価なエリアから調達することができるようになれば、それだけ調達コストが低減することが見込まれ、これがメリットとなる。
- 2019年度の公募結果をもとに隣接エリア間の最高価格を比較した場合には、以下のような向きでエリア外から調達することにより、調達コストの低減が期待できると考えられる。

※現在は電源 I 'の公募を行っているのは5エリア（東北、東京、中部、関西、九州）であることから、公募を行っていないエリアについては全国平均相当の価格であると仮定

※電源 I 'の契約期間を考慮し、中部エリアの隣接エリア（東京、北陸、関西）におけるメリット評価においては、中部エリアの価格を2倍にして試算

【電源 I 'のkW価格の低減が期待できる調達方向】

全国平均：5,275（円/kW）



※ 1 今回のメリット評価にあたっては公募結果の価格を2倍にして試算

(余 白)

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める
原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

※関西エリアの追加公募について

調整力の募集容量は広域機関が示す考え方に基き、2018年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、昨夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、当初の募集容量には反映されていなかった。関西エリアでは、次年度の想定需要が著しく増加したことにより、広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂（2018年9月12日）に基き、募集容量の変更および追加公募を実施した。

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

応札容量・落札容量

	2018年度		2019年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	—	132.2	—	199.1	—	66.9
応札容量	55	175.4	56	206.3	1	30.9
電源	7	59.3	9	107.5	2	48.2
DR	48	116.1	47	98.8	▲ 1	▲ 17.3
落札容量	46	132.2	50	194.3	4	62.1
電源	7	36.1	8	105.0	1	68.8
DR	39	96.1	42	89.3	3	▲ 6.7

●旧一電（発電・小売部門）以外

応札容量	46	50.4	41	38.0	▲ 5	▲ 12.5
落札容量	37	36.8	35	34.2	▲ 2	▲ 2.6

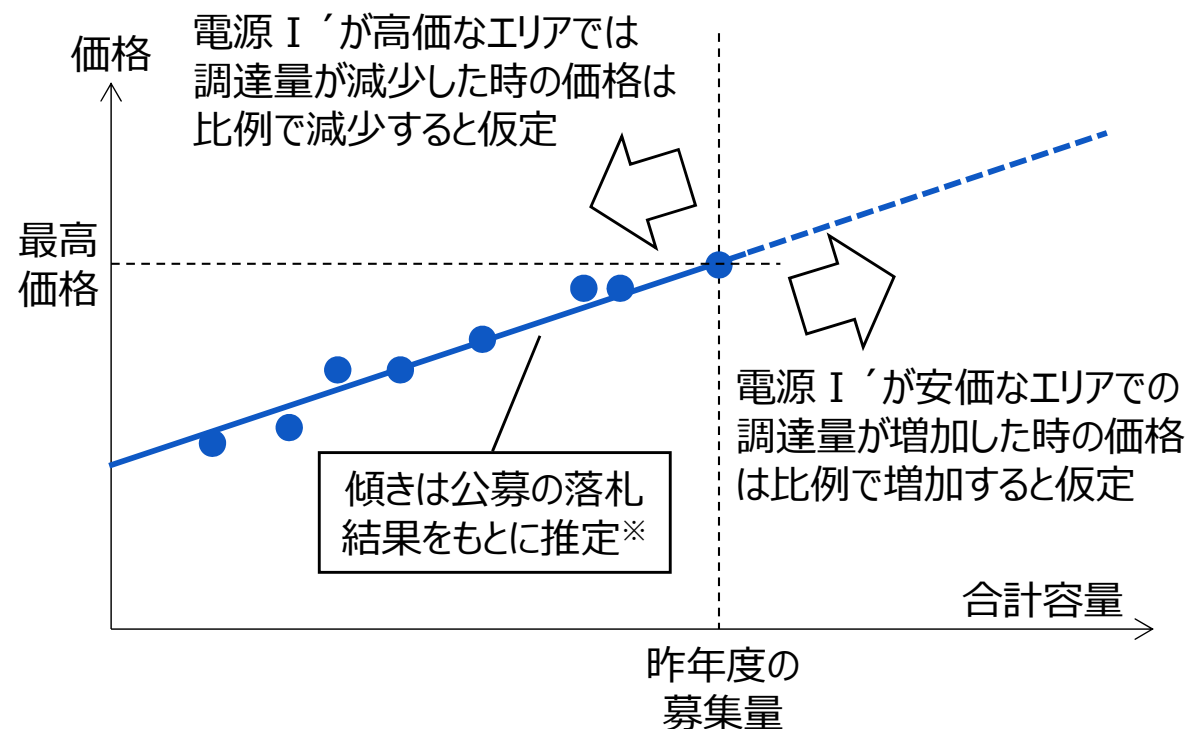
※ 表中の「旧一電以外」について
旧一電以外が入札主体となっている電源等を示す。

平均価格（円/kW）

	2018年度	2019年度	対前年度
合計	4,047	5,275	1,227
電源	5,210	6,261	1,050
DR	3,609	4,115	506

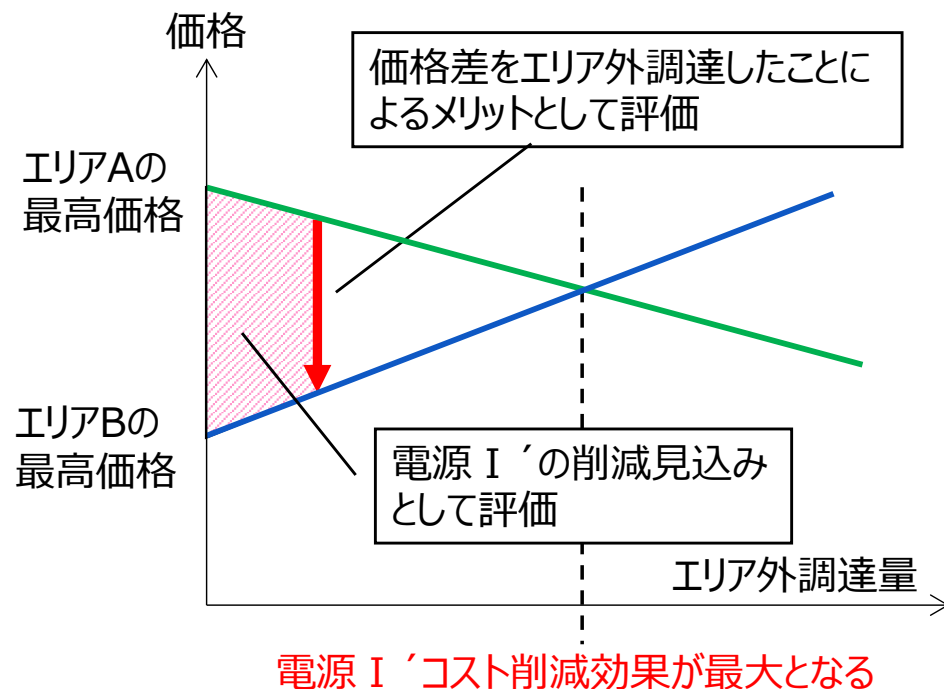
※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

- 電源 I 'のエリア外調達による調達コスト削減見込みの試算において、電源 I 'の調達量が増加（減少）した場合に、どのような応札価格となるかを設定するにあたり、2019年度向けの調整力公募結果の落札量と落札価格の推移実績をもとに推定した。
- 具体的には、隣接エリア間で、自エリアの高価な電源 I 'が他エリアの安価な電源 I 'に置き換わると仮定し、その価格差を電源 I 'コストの削減見込みとして評価した。



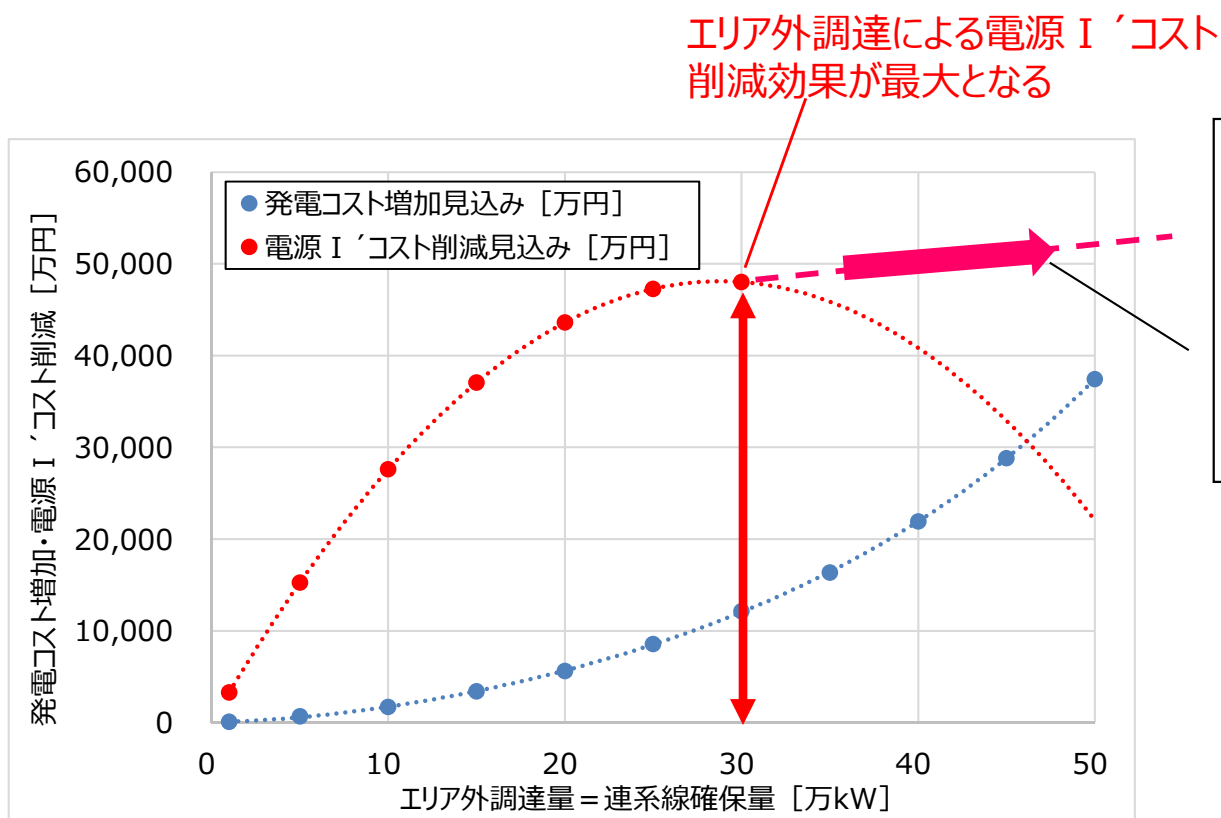
※電力・ガス取引監視等委員会より一次近似した時の傾きを聞き取り

【エリアAのコスト削減評価イメージ】
※エリアBで落札されなかった電源 I 'のうち安価なものから順に、エリアAがエリアBから調達できると仮定



- エリア外から調達すればするほど電源 I 'の調達価格が安価になるということではなく、エリア外調達することによりエリア間の価格が均衡するまでのエリア外調達量の範囲で、電源 I 'の調達コストの削減効果が得られると考えられる。
- 電源 I 'のエリア外調達による調達コスト削減の最大化を図る観点からは、このように試算した削減効果が最大となる量がエリア外調達の上限とすることが考えられる。
- なお、実際の募集にあたっては、ここで示した上限まで必ずエリア外調達を行う必要はなく、募集した結果としてメリットがない場合には落札されず、連系線容量は確保しないことになるだけである。

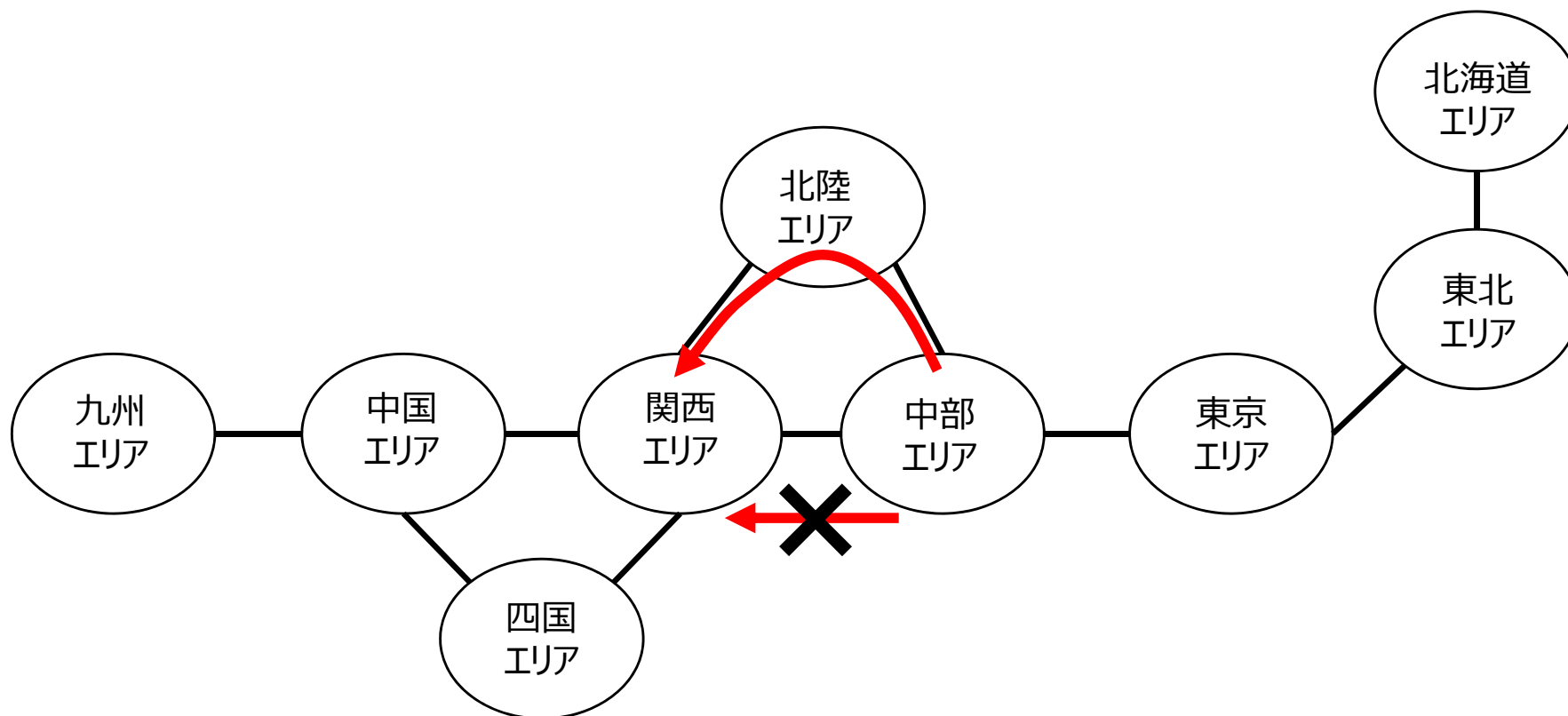
【電源 I 'のエリア外調達によるコスト削減見込み】※東北東京間連系線（東北→東京向き）



エリア間の価格が均衡するので、これ以上のエリア外調達によるメリットは限定的となる

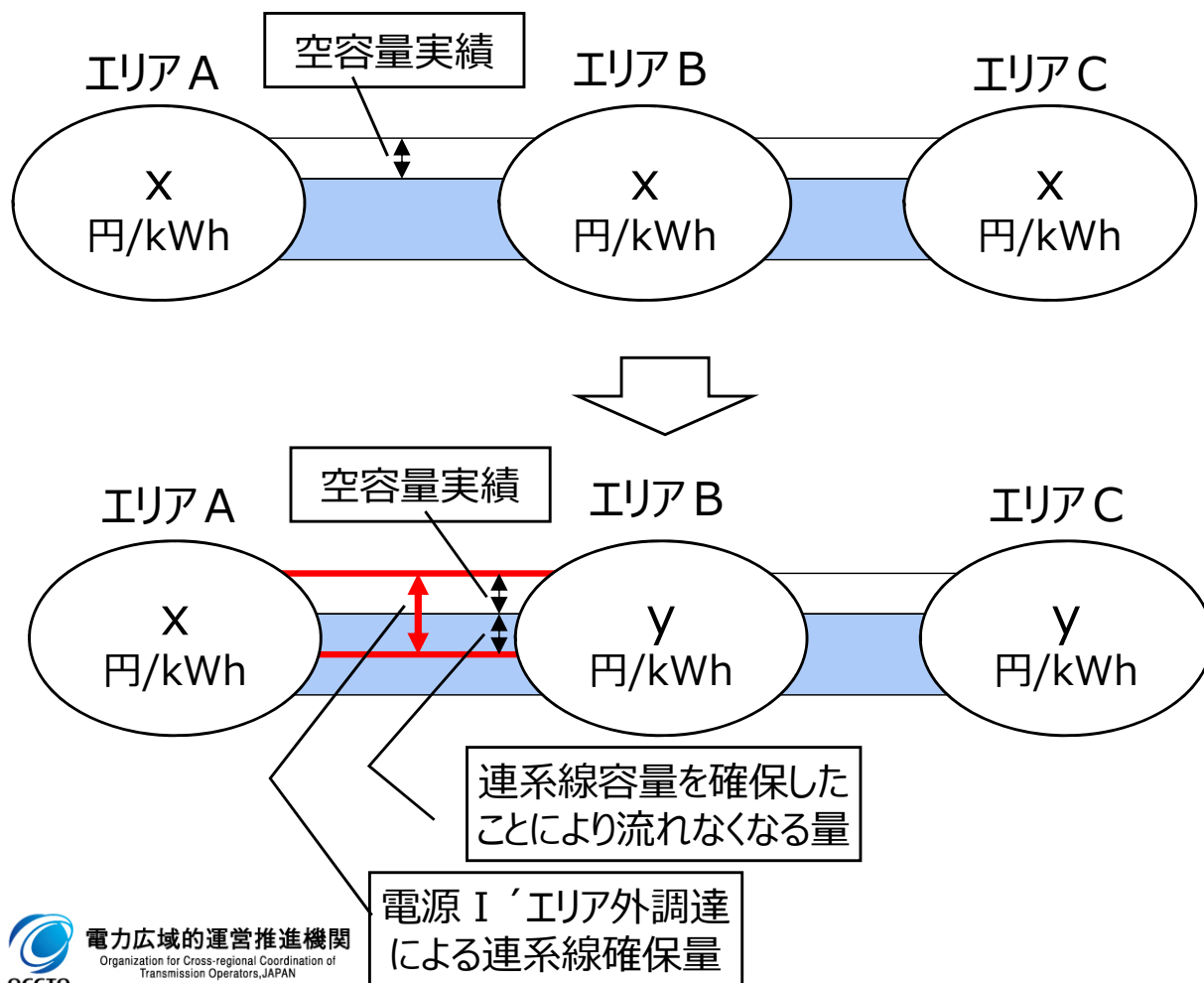
※削減見込みが減少する図になるが、減少するわけではないことに留意

- 前回の本委員会では、個々の地域間連系線の空容量実績のみを示したが、電源 I ' のエリア外調達による卸電力市場への影響という観点で考えた場合、例えば、中部関西間連系線（中部→関西向き）に電源 I ' のエリア外調達のためのマージンを設定した結果として、仮に当該連系線が混雑したとしても、中部→北陸→関西のルートで電気を流すことにより市場分断には至らないことから、複数ルートがある場合には、フェンス潮流を考慮して検討を行う。



- 電源 I 'のエリア外調達により連系線容量を確保した場合、連系線の空容量が小さくなることから、その分だけ、スポット市場において市場分断が発生する可能性が高くなる。
- そのため、電源 I 'エリア外調達に伴う連系線確保量に応じて、「スポット市場後の空容量実績<電源 I 'エリア外調達による連系線確保量」となるコマを抽出し、その影響を分析する。

【分析イメージ】



- 連系線空容量実績※
(空容量が小さい順に1,000コマをプロット)



※7月～9月、12月～2月の平日9時～20時の約2,600コマが対象

- 連系線容量を確保したことにより流れなくなる量、すなわち、「電源 I 'エリア外調達による連系線確保量－空容量実績」に相当する量は、市場分断することにより、より高価な電源に差し替わると仮定し、その費用を社会的な発電コストの増分として試算する。
- 電源 I 'エリア外調達により連系線容量を確保したことに伴う市場分断の影響を受けるのは受電側のエリアとなる。すなわち、エリアA→エリアBの方向の連系線容量を確保し、市場分断した場合は、エリアBのエリアプライスが上昇すると考えられる。そのため、エリアBのエリアプライスを参照して試算する。
- 本来は、市場分断時のエリアプライスがどのような価格になるかを正確に推測すべきものの、卸電力市場への影響を最大限考慮して算定することとし、具体的には、市場分断時には発電コストが各エリアのエリアプライスの最高価格まで上昇するものと仮定して、価格差を保守的に大きく見込んで計算する。

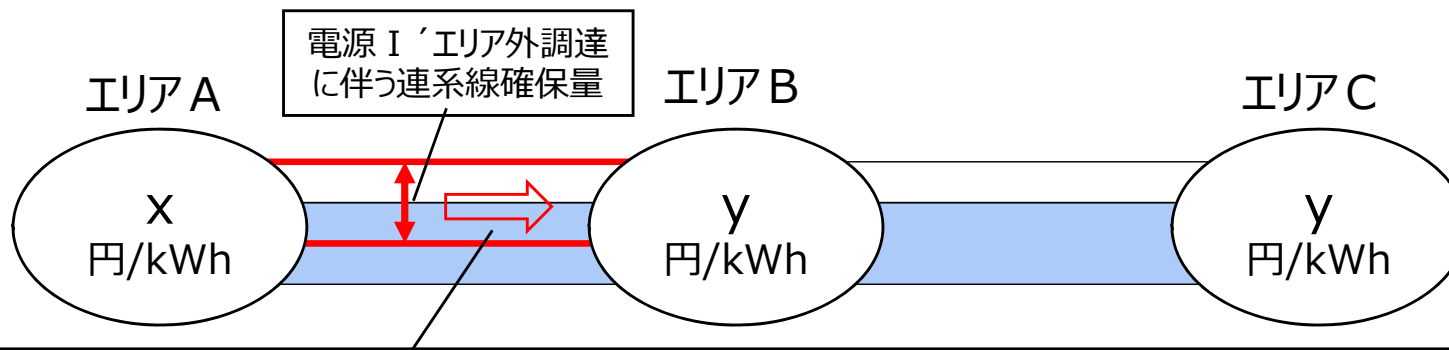
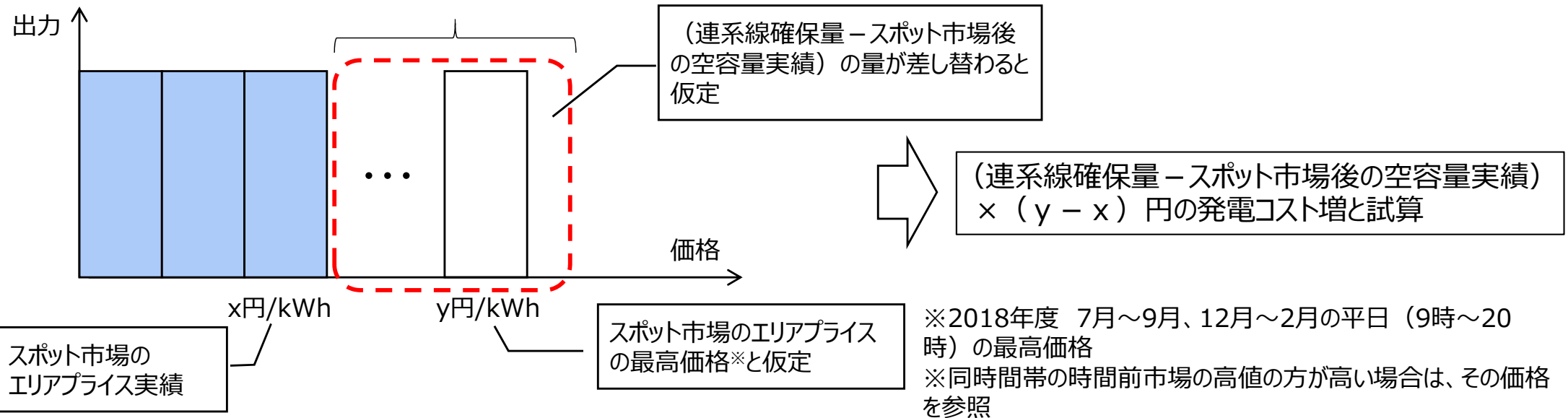
●2018年度 7月～9月、12月～2月 平日（9時～20時）におけるスポット市場のエリアプライスの最高価格（円／kWh）

	システム プライス	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最高	75	50	60	60	100.02	100.02	100.02	100.02	100.02	99.99

⇒上表の最高価格を市場分断時のエリアプライスと仮定

【分析イメージ】

市場分断に伴い差し替えられた電源



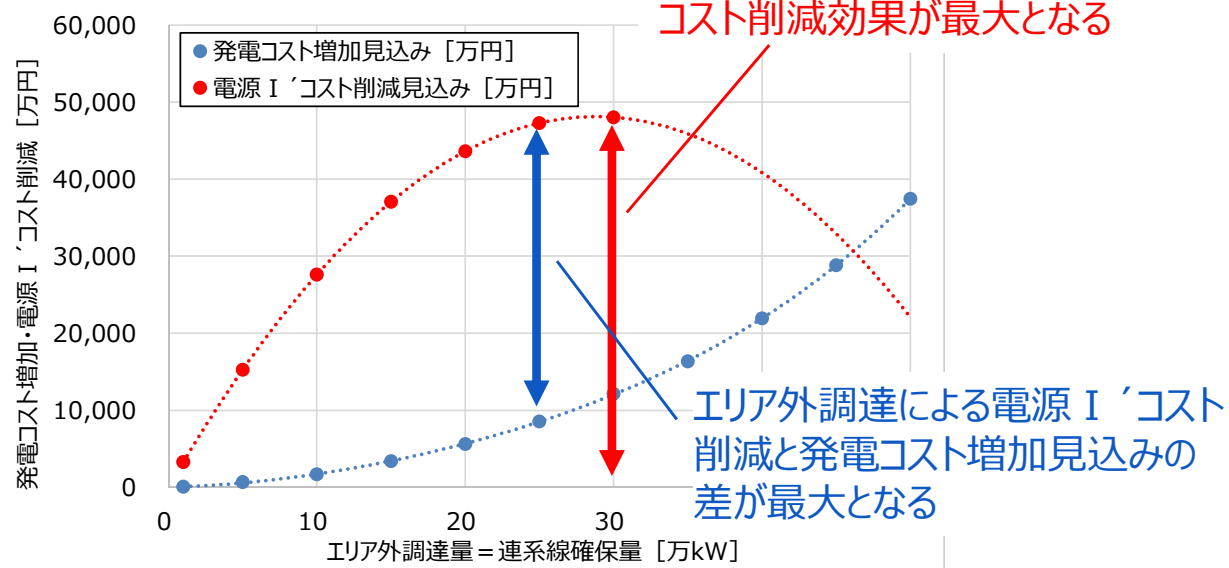
エリアA→エリアBの方向に連系線容量を確保した結果、市場分断する場合、電気の流れはエリアA→エリアBとなっているので、エリアAの電源の方が安価と考えられる。そのため、エリアBのエリアプライスを参照して、発電コストの増分を試算する。
ただし、実績としてエリアB→エリアAの方向に分断していて、エリアBのエリアプライスの方が安価だった場合は、容量確保に伴うコスト増はなかったものと扱う。

- 東北・東京間については、東北東京間連系線（東北→東京向き）の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※については0万kWであった。

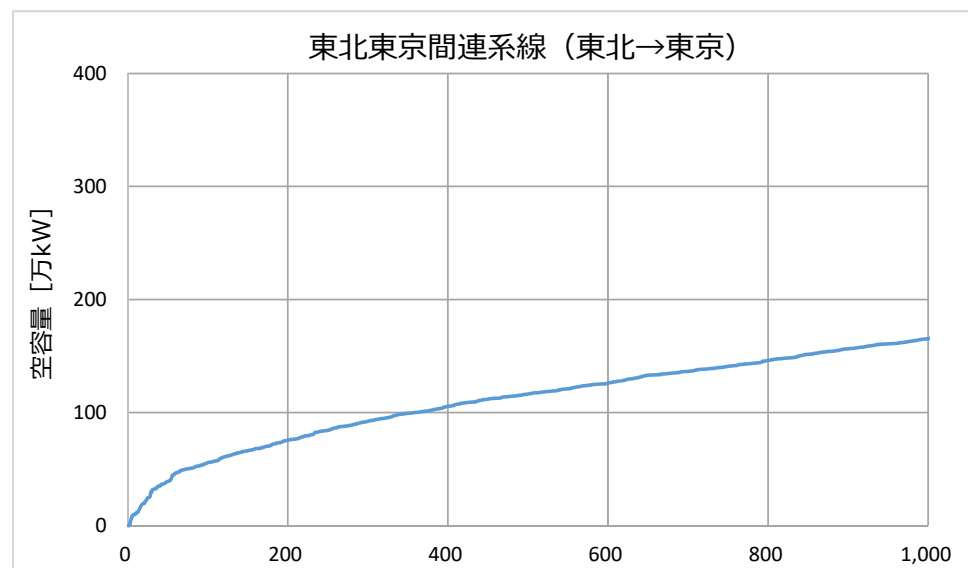
※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象

- そのため、最小空容量実績を上限とすると、電源 I ' のエリア外調達のために連系線を確保できないこととなるが、東北東京間連系線（東北→東京向き）に連系線容量を確保した場合の発電コスト増加見込みと、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みとを比較すると、下図のような関係になるとの試算となった。
- 社会コスト最小化の観点からは、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。

東北東京間連系線（東北→東京向き）
の容量確保した場合の影響

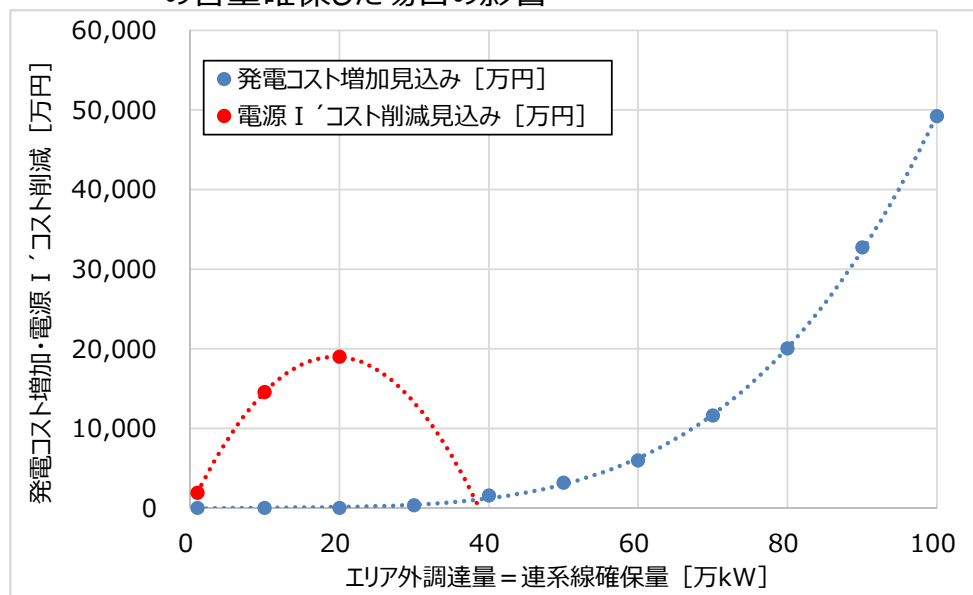


東北東京間連系線（東北→東京向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）

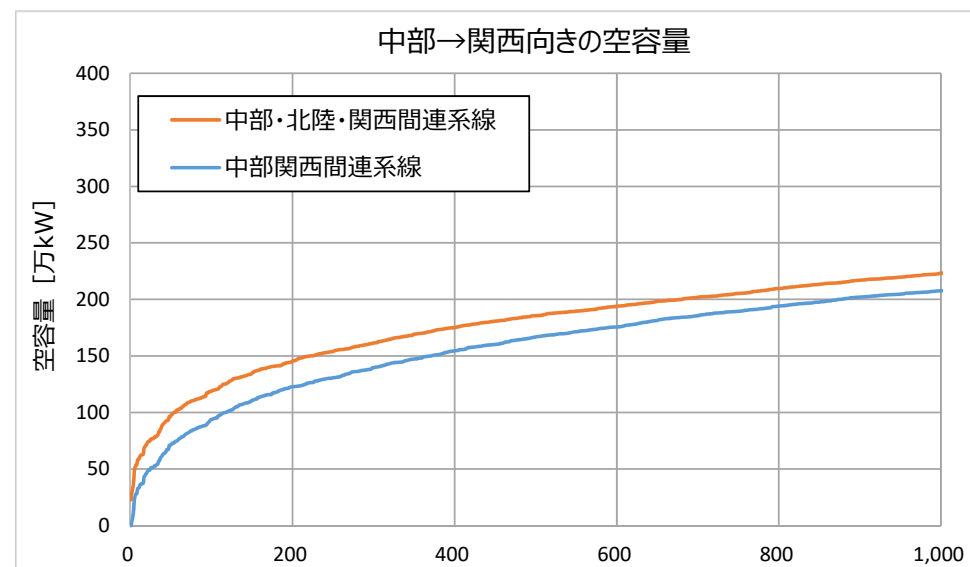


- 中部→関西向きについては、中部→北陸→関西のルートも考慮した場合の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※は、22万kW程度であった。
※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、22万kW程度までは、中部関西間連系線（中部→関西向き）に連系線容量を確保しても発電コストの増分はなく、それ以上に連系線容量を確保した場合には、確保量を増やすにつれ、発電コストの増加見込み量が多くなる。一方で、電源Ⅰ'調達コストの低減も20万kW程度のエリア外調達量までしか見込めないため、結果的に最小空容量実績の22万kW程度までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。（下図参照）
- このように、電源Ⅰ'のエリア外調達に伴う電源Ⅰ'の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量の方が、最小空容量実績を上回るのであれば、メリットが最大となる量を上限とすることが考えられる。
- 以降のページに全連系線に関する試算結果を示す。

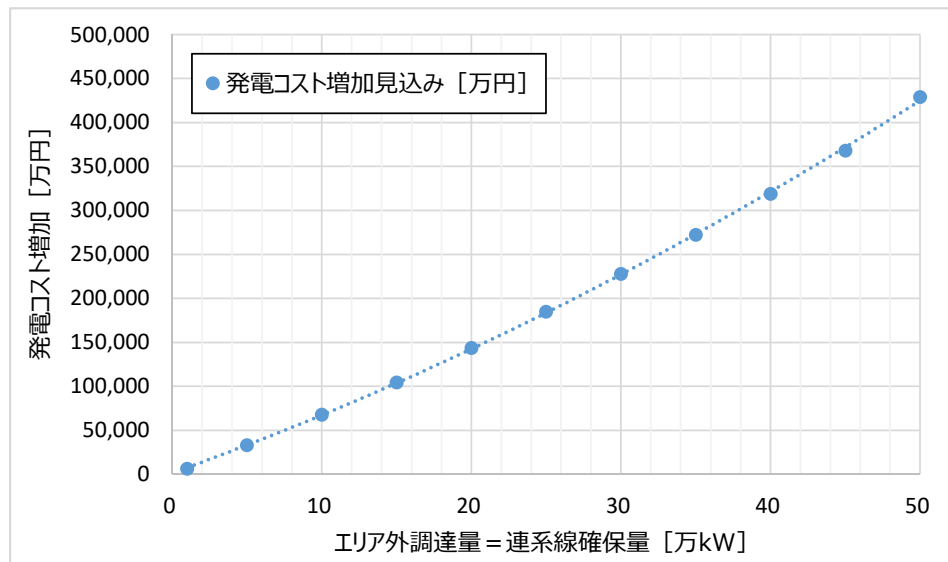
中部関西間連系線（中部→関西向き）
の容量確保した場合の影響



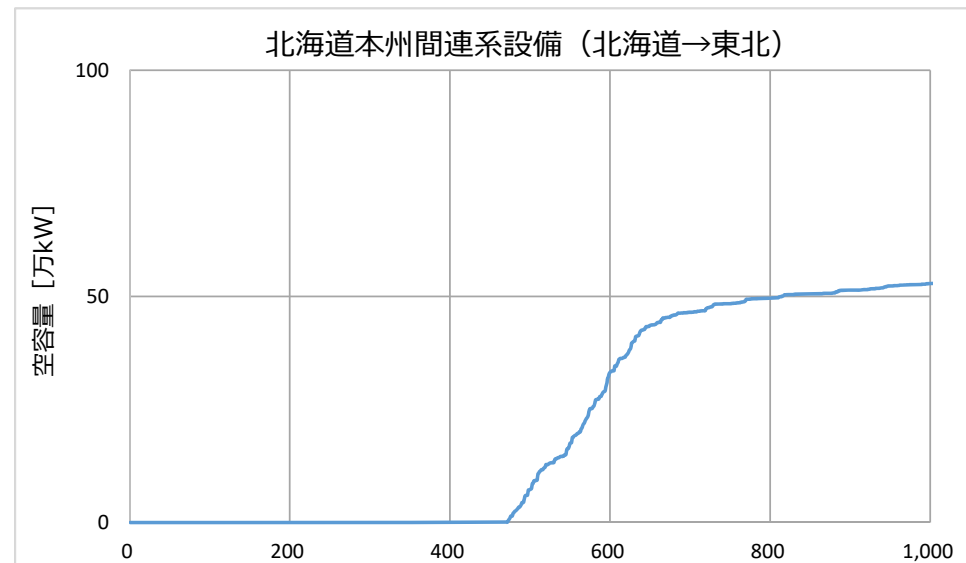
中部関西間連系線（中部→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



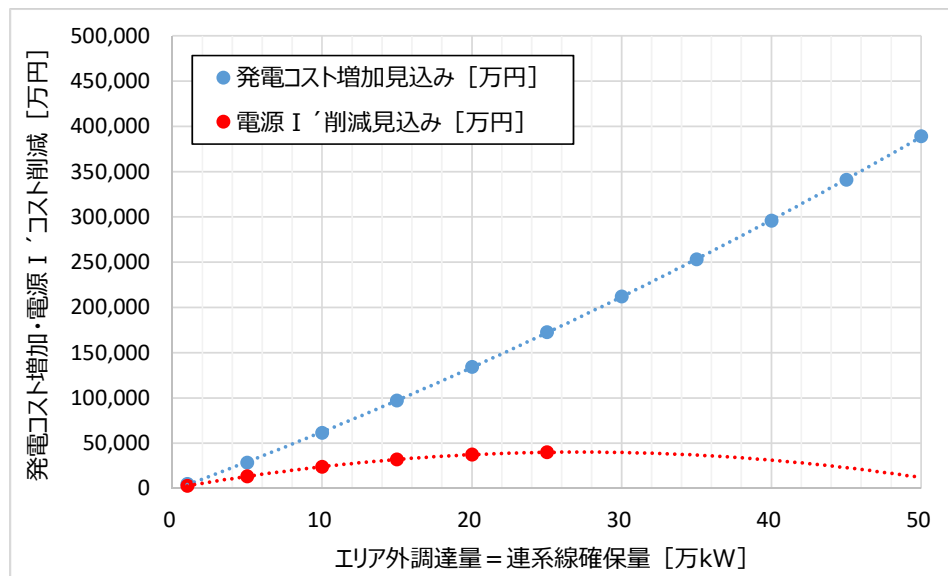
北海道本州間連系設備（北海道→東北向き）
の容量確保した場合の影響



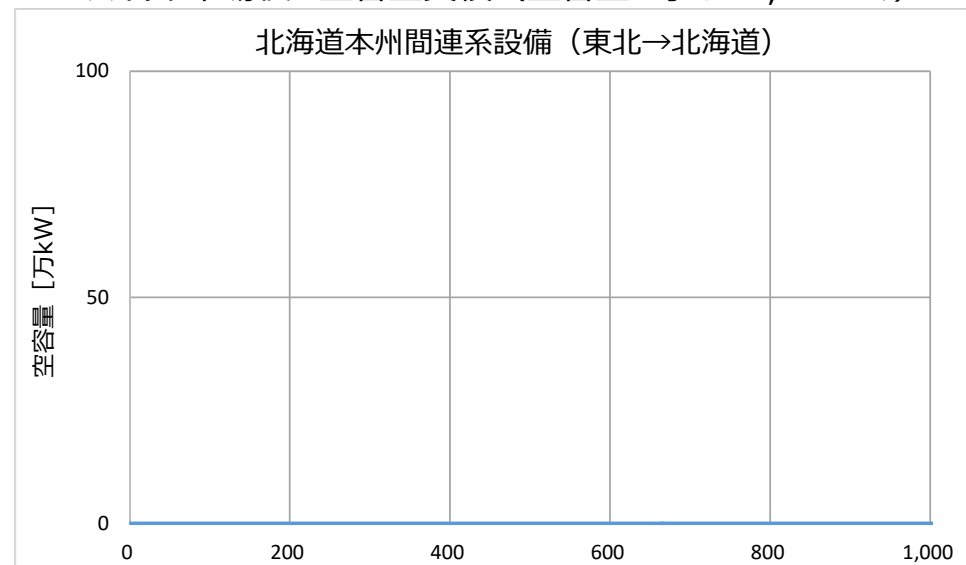
北海道本州間連系設備（北海道→東北向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



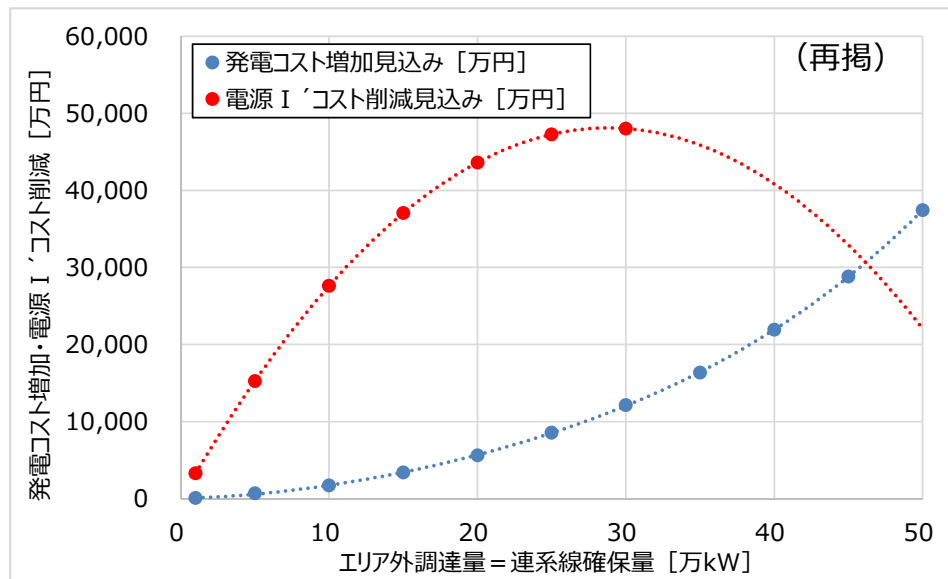
北海道本州間連系設備（東北→北海道向き）
の容量確保した場合の影響



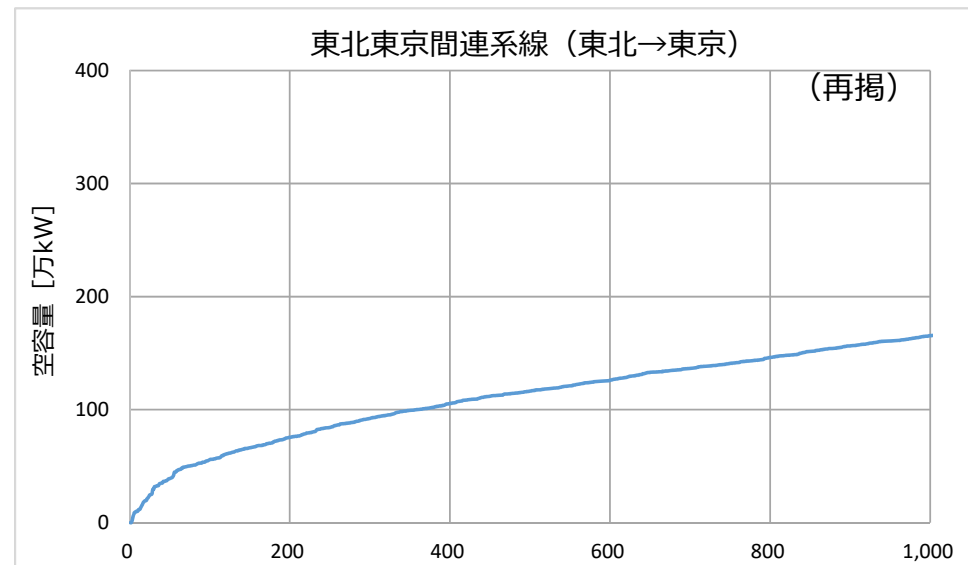
北海道本州間連系設備（東北→北海道向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



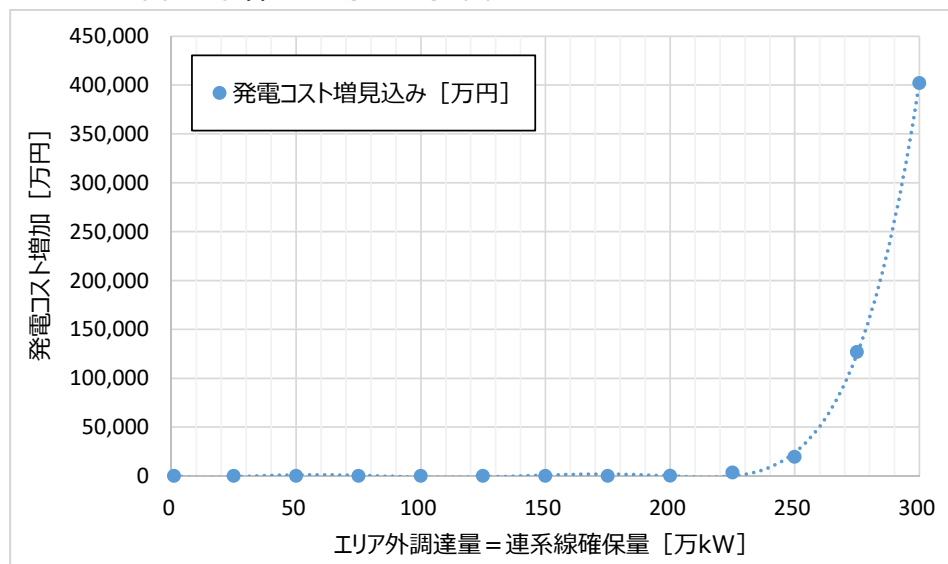
東北東京間連系線（東北→東京向き）
の容量確保した場合の影響



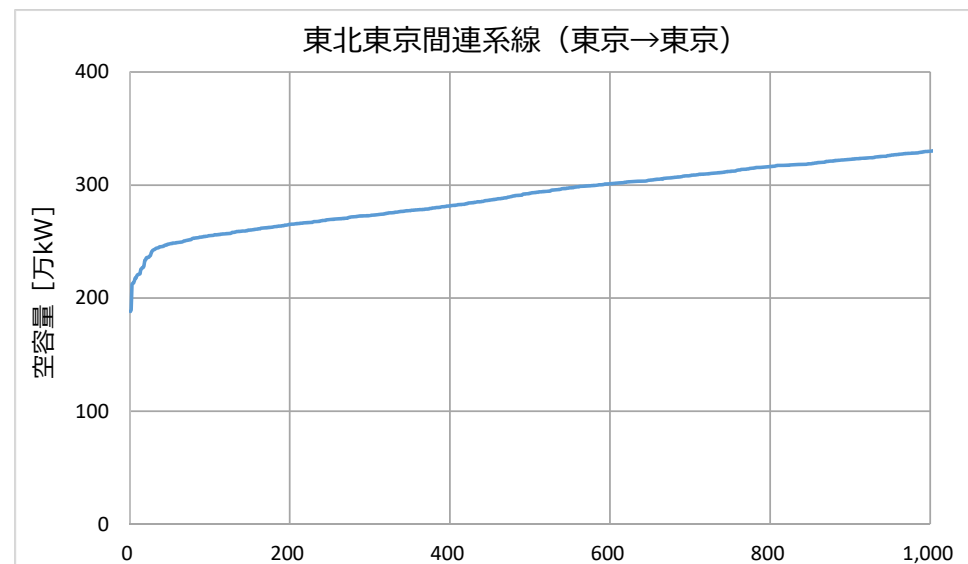
東北東京間連系線（東北→東京向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



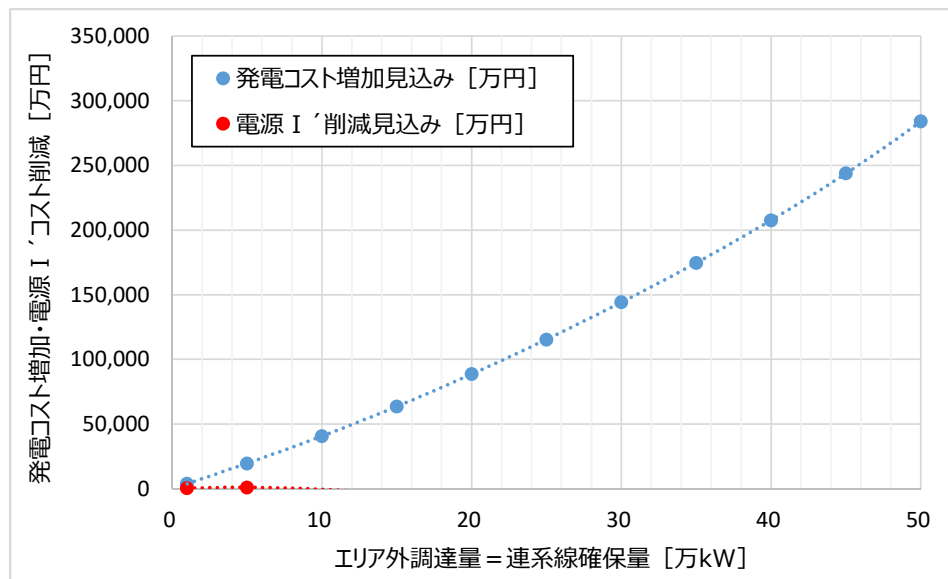
東北東京間連系線（東北→東京向き）
の容量確保した場合の影響



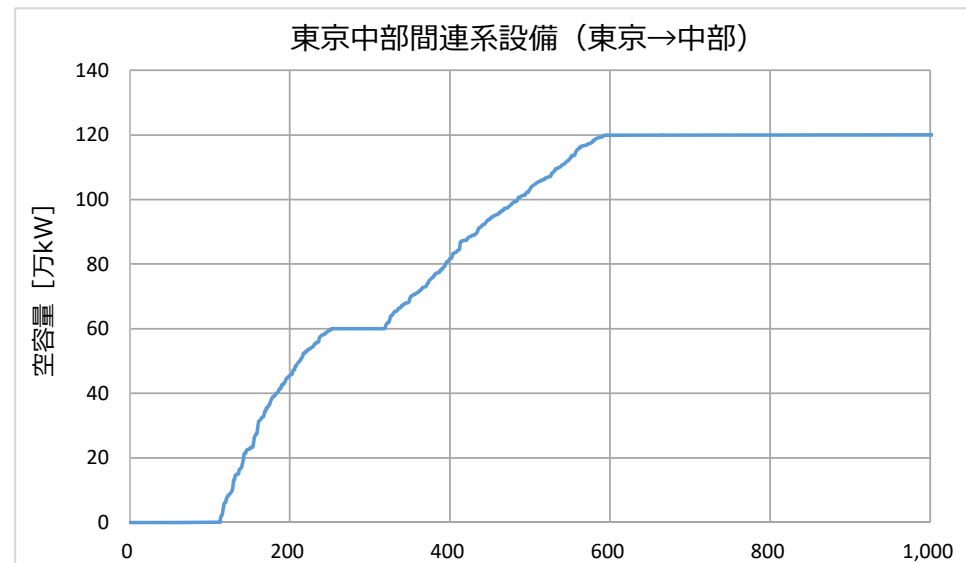
東北東京間連系線（東京→東北向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



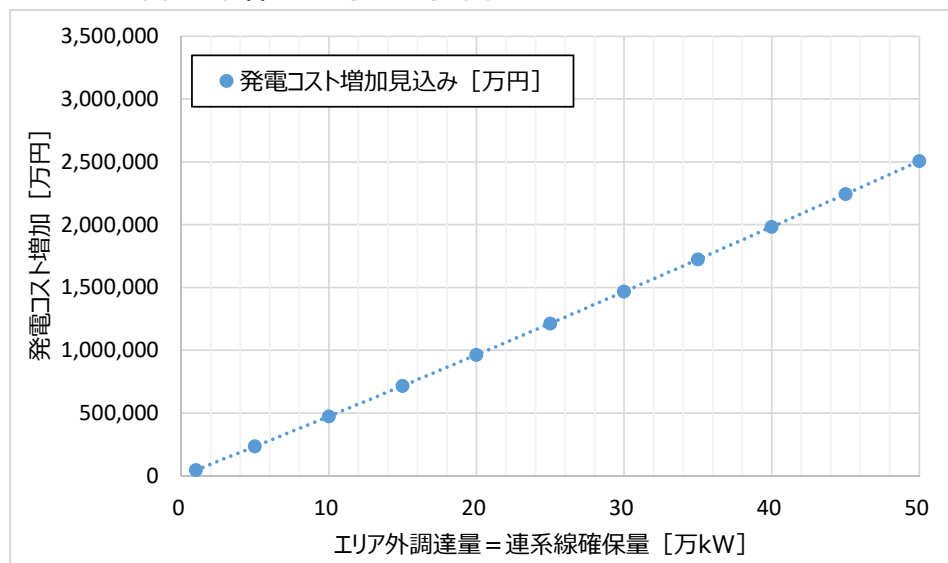
東京中部間連系設備（東京→中部向き）
の容量確保した場合の影響



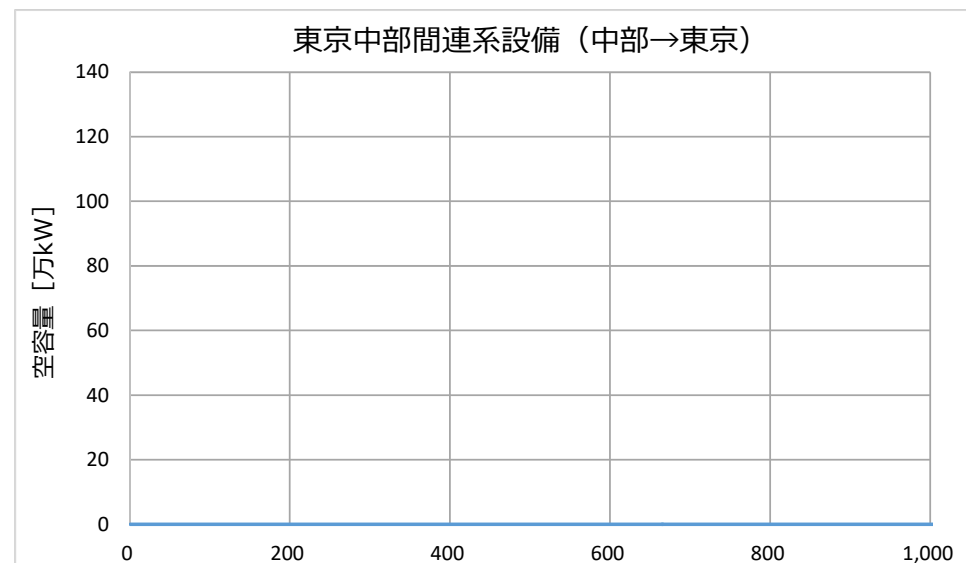
東京中部間連系設備（東京→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



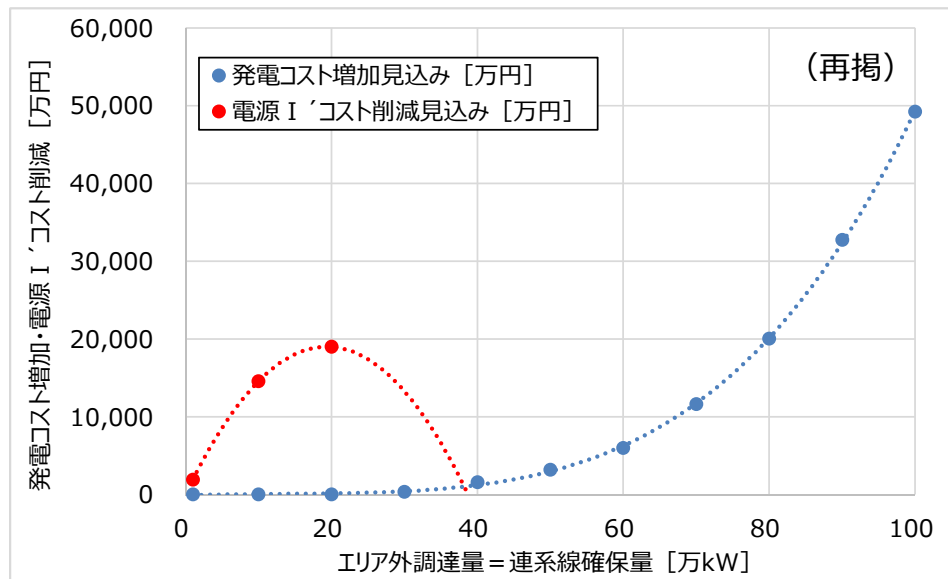
東京中部間連系設備（中部→東京向き）
の容量確保した場合の影響



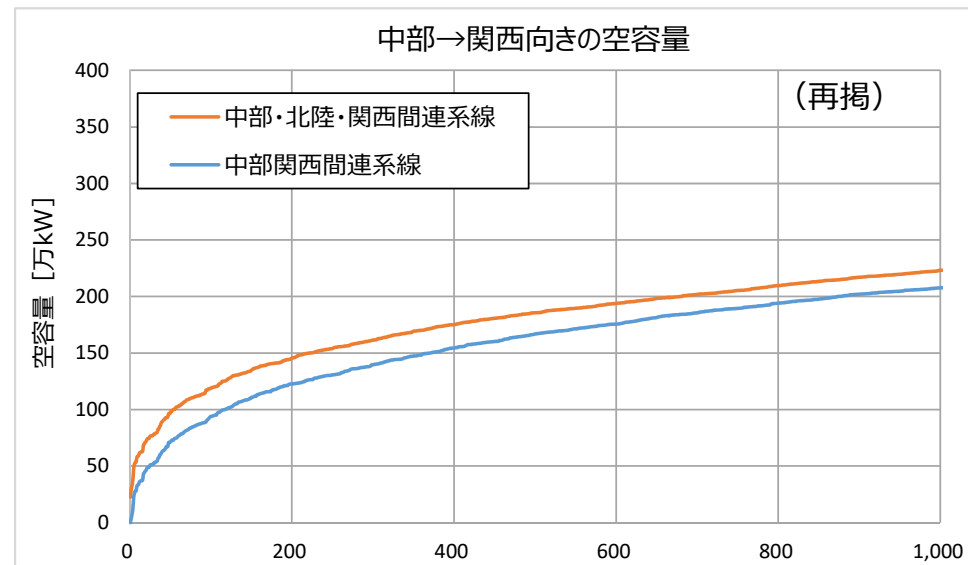
東京中部間連系設備（中部→東京向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



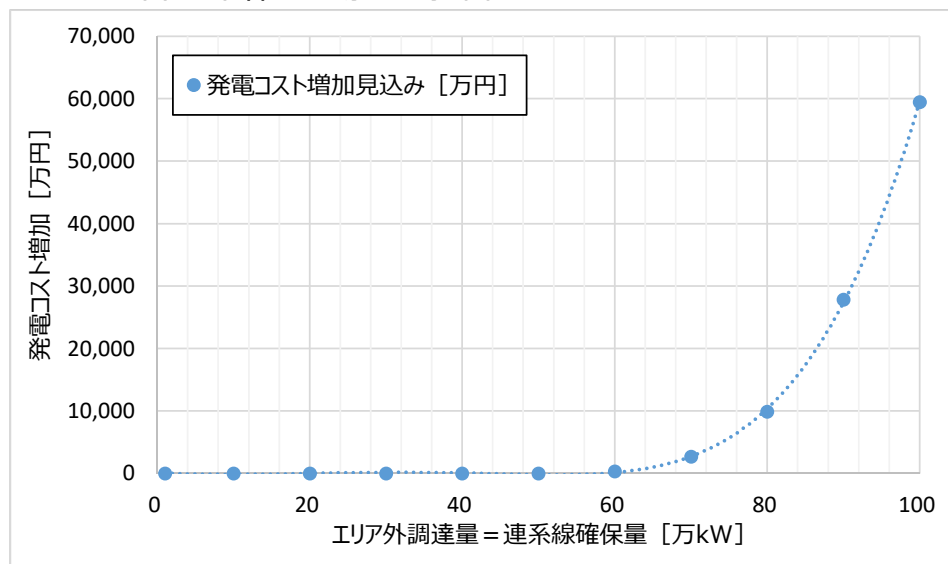
中部関西間連系線（中部→関西向き）
の容量確保した場合の影響



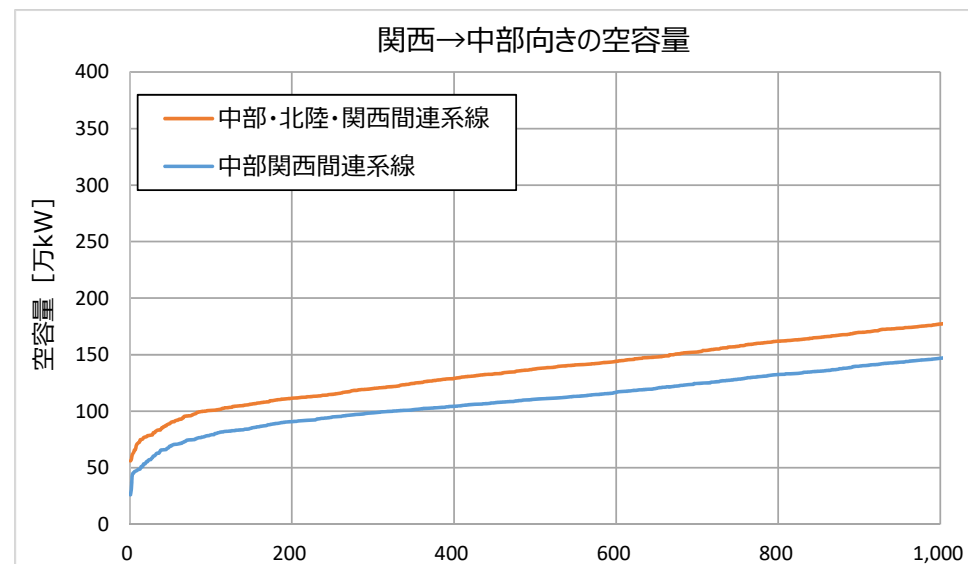
中部関西間連系線（中部→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



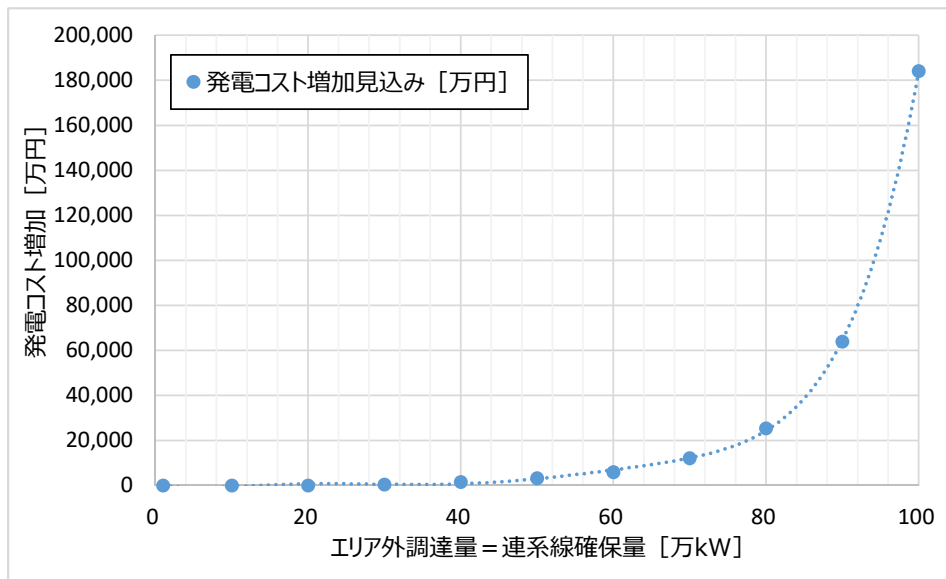
中部関西間連系線（関西→中部向き）
の容量確保した場合の影響



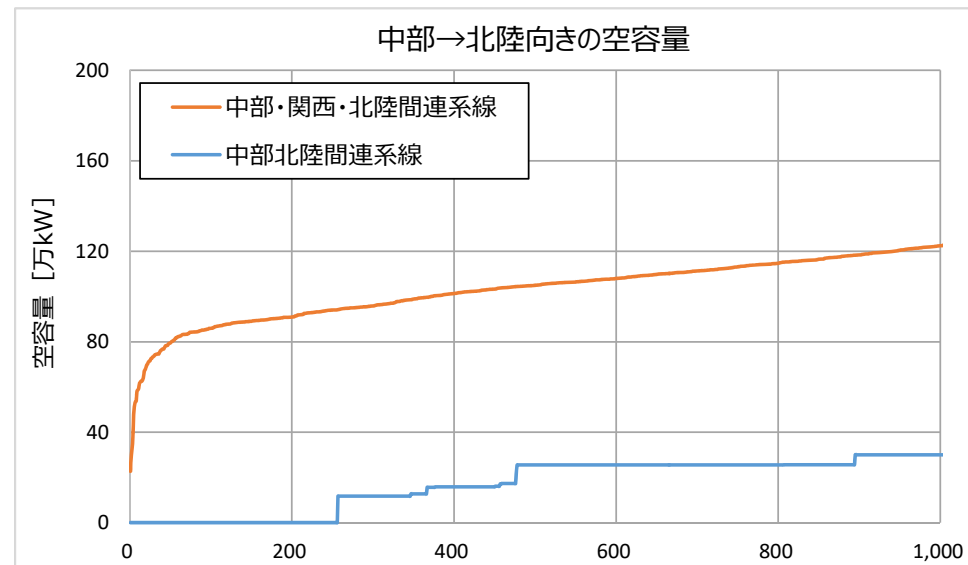
中部関西間連系線（関西→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



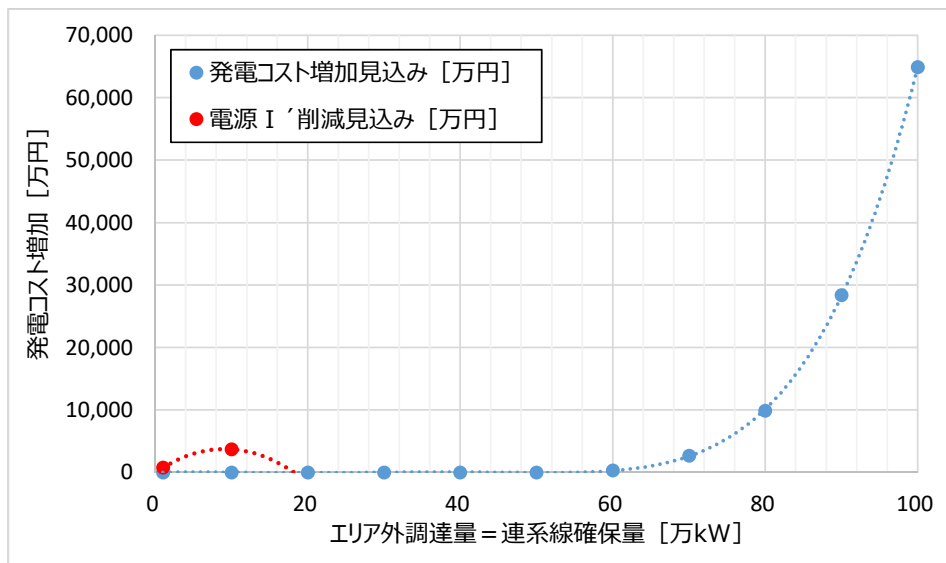
中部北陸間連系線（中部→北陸向き）
の容量確保した場合の影響



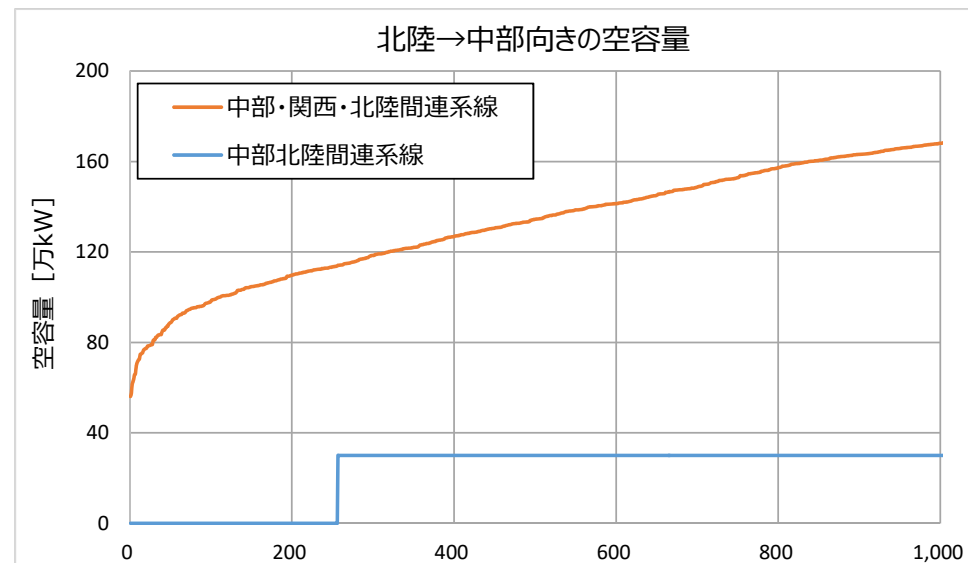
中部北陸間連系線（中部→北陸向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



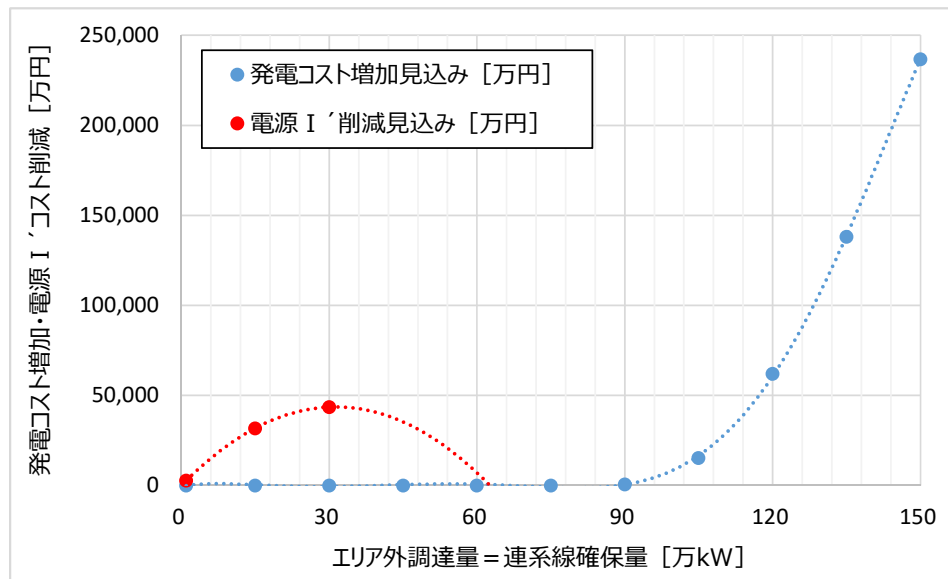
中部北陸間連系線（北陸→中部向き）
の容量確保した場合の影響



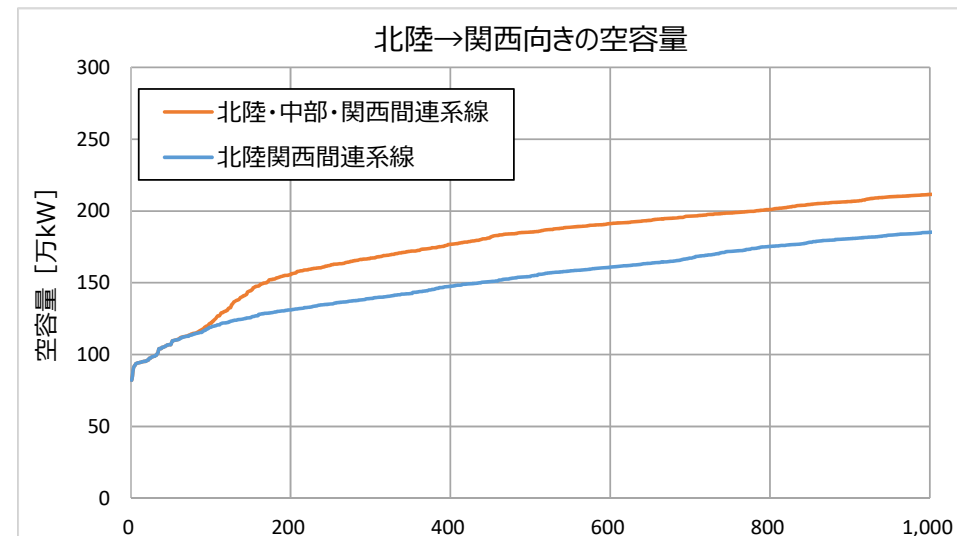
中部北陸間連系線（北陸→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



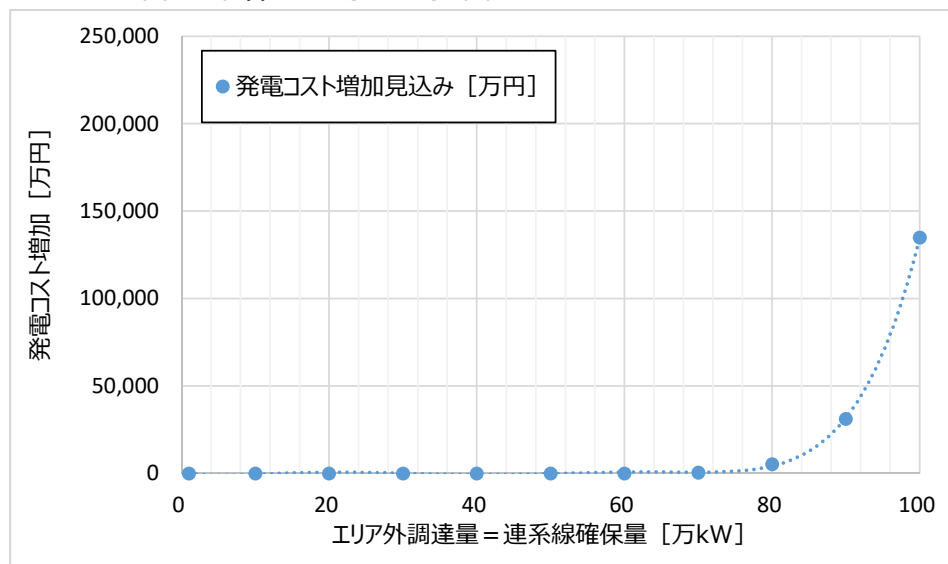
北陸関西間連系線（北陸→関西向き）
の容量確保した場合の影響



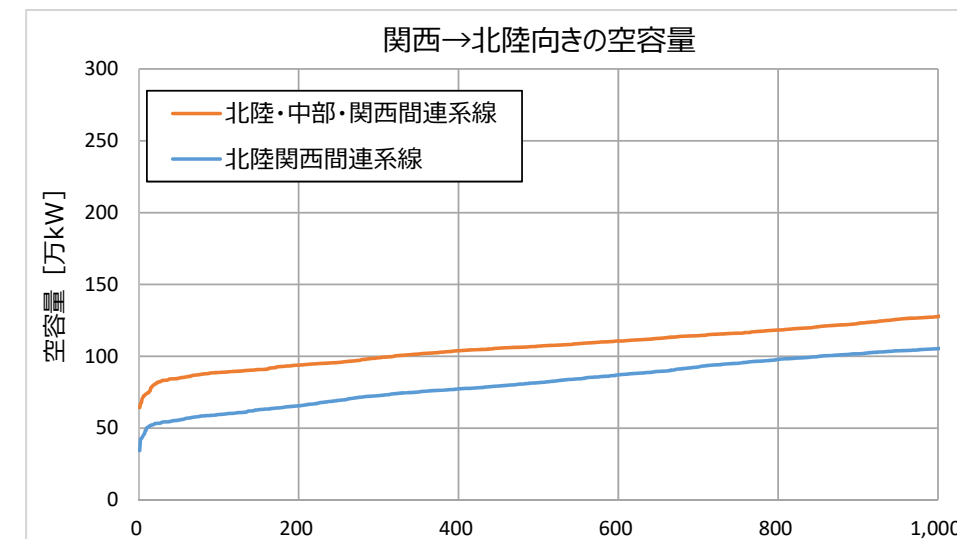
北陸関西間連系線（北陸→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



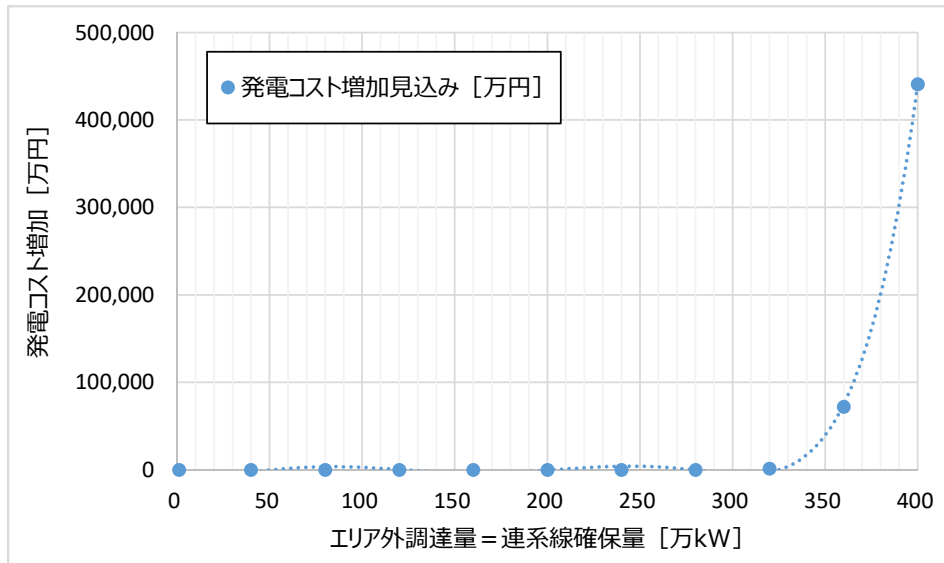
北陸関西間連系線（関西→北陸向き）
の容量確保した場合の影響



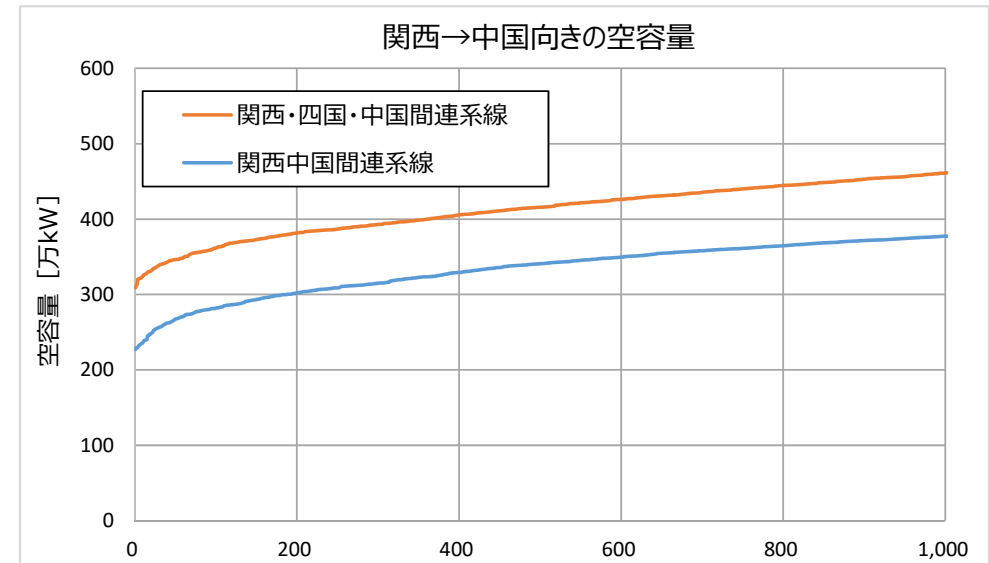
北陸関西間連系線（関西→北陸向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



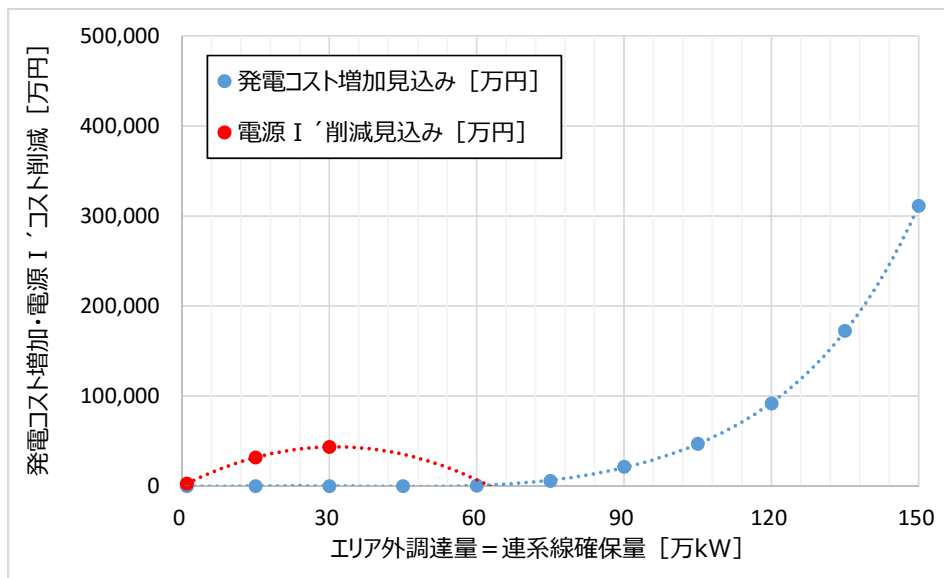
関西中国間連系線（関西→中国向き）
の容量確保した場合の影響



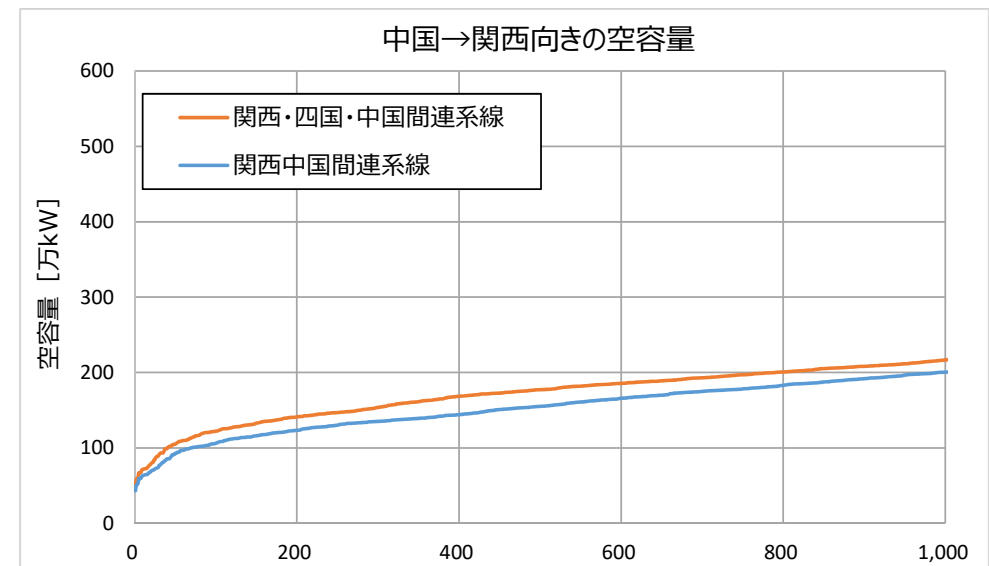
関西中国間連系線（関西→中国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



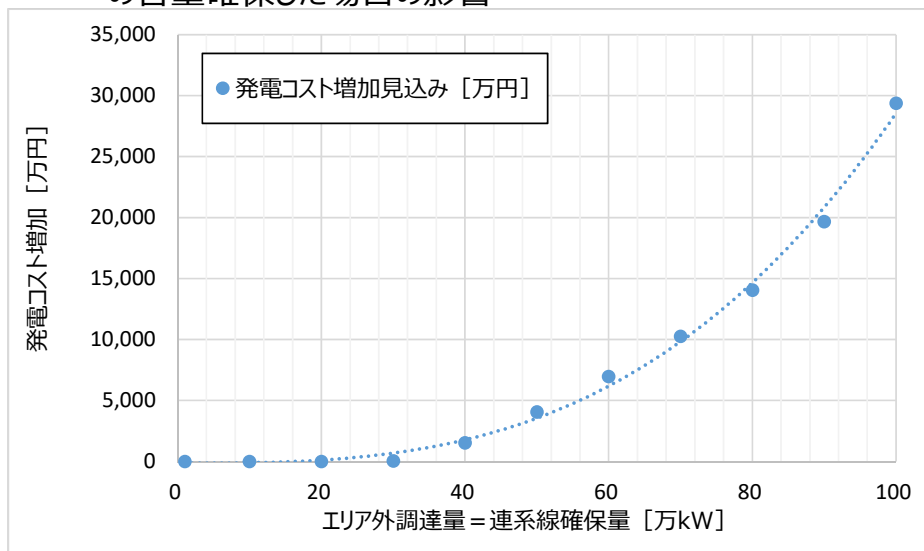
関西中国間連系線（中国→関西向き）
の容量確保した場合の影響



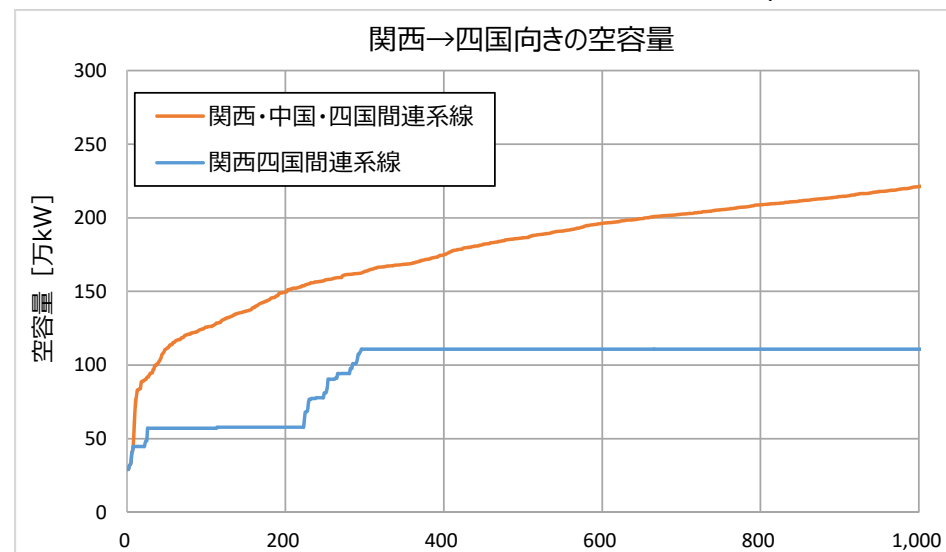
関西中国間連系線（中国→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



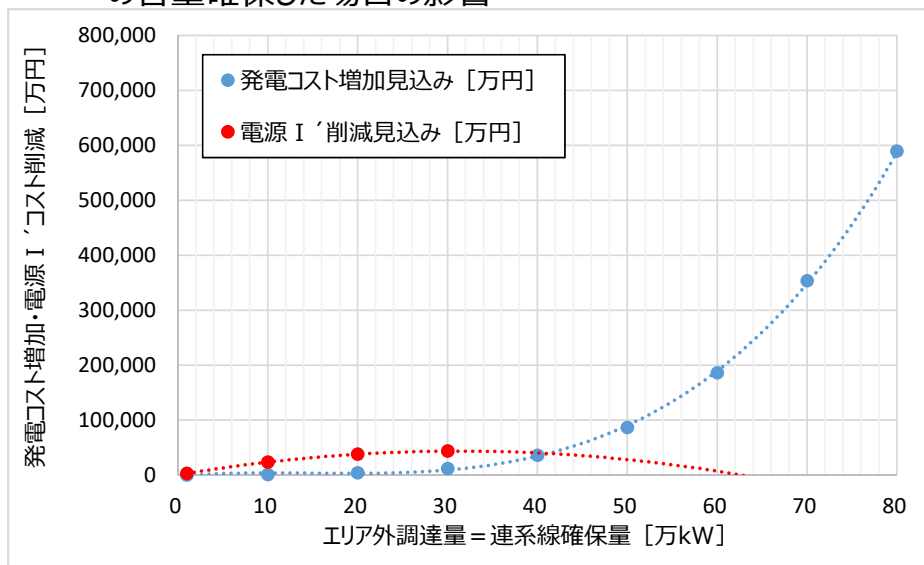
関西四国間連系設備（関西→四国向き）
の容量確保した場合の影響



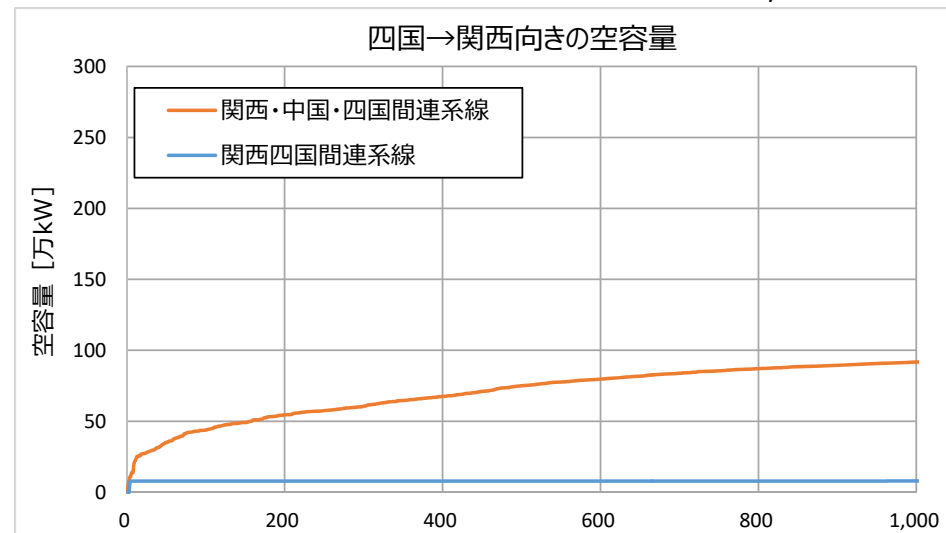
関西四国間連系設備（関西→四国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



関西四国間連系設備（四国→関西向き）
の容量確保した場合の影響

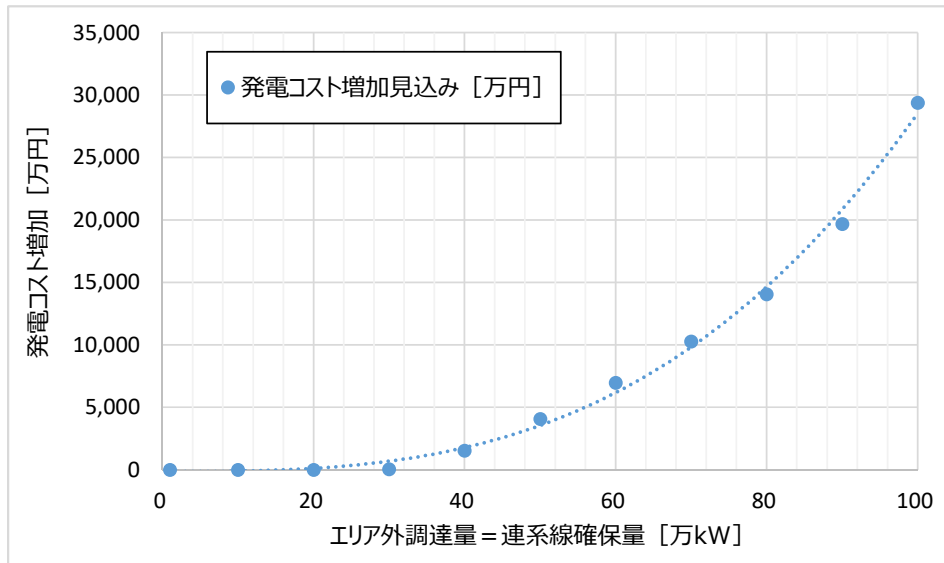


関西四国間連系設備（四国→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）

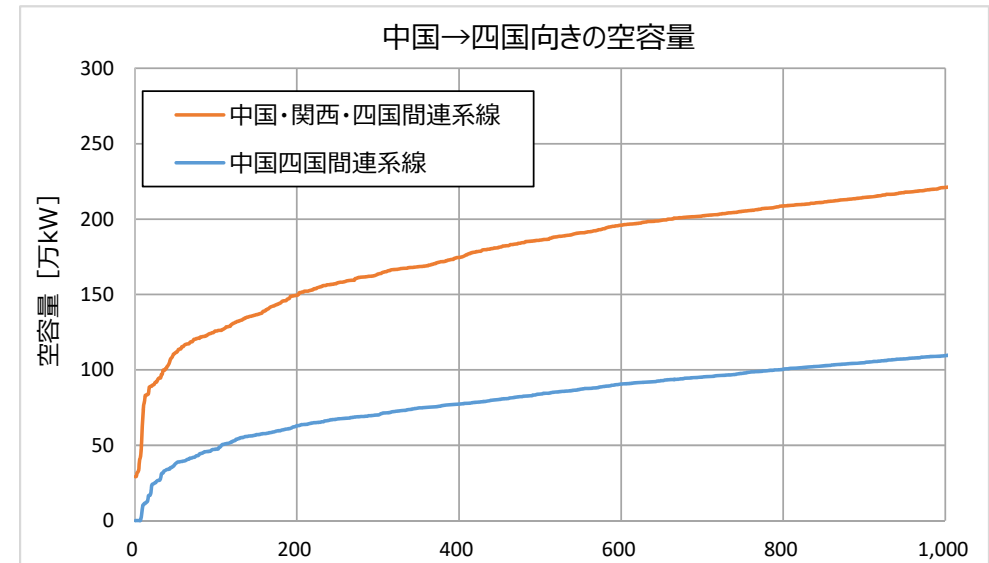


※四国→関西向きは、四国が電源 I' 公募未実施エリア(価格は推計値)であり、発電コスト増加見込みと電源 I' 削減見込みが僅差であることから、卸電力市場への影響を最大限考慮し、最小空容量を採用することとする。

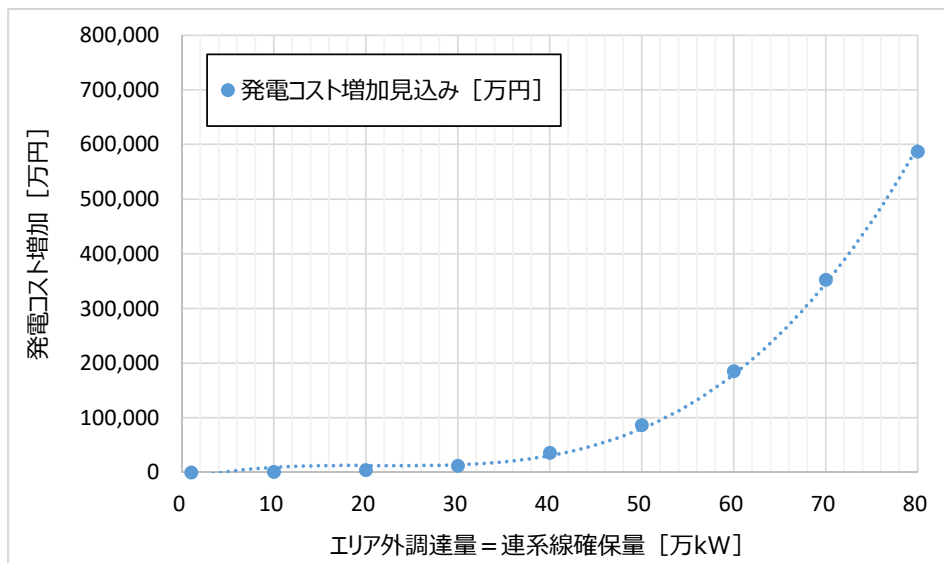
中国四国間連系線（中国→四国向き）
の容量確保した場合の影響



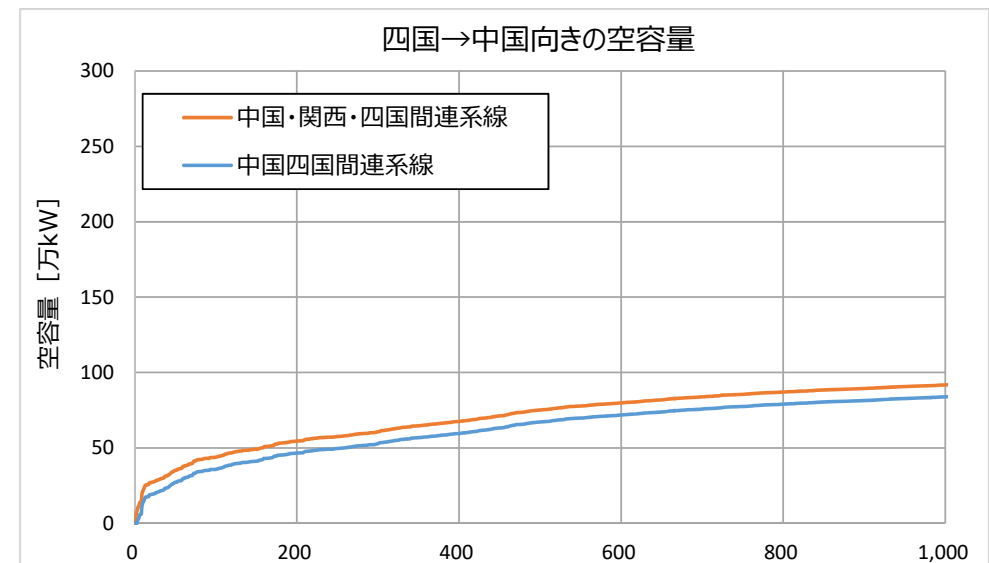
中国四国間連系線（中国→四国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



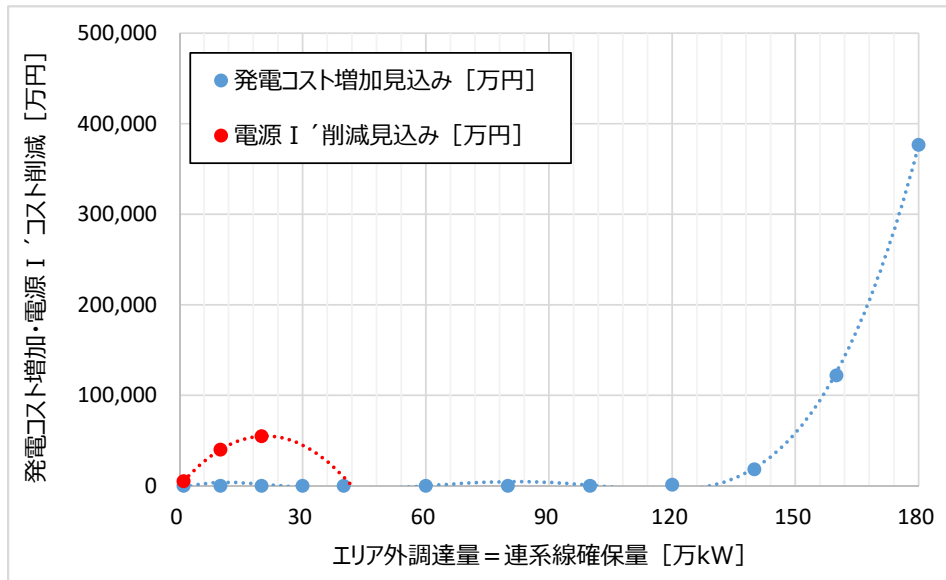
中国四国間連系線（四国→中国向き）
の容量確保した場合の影響



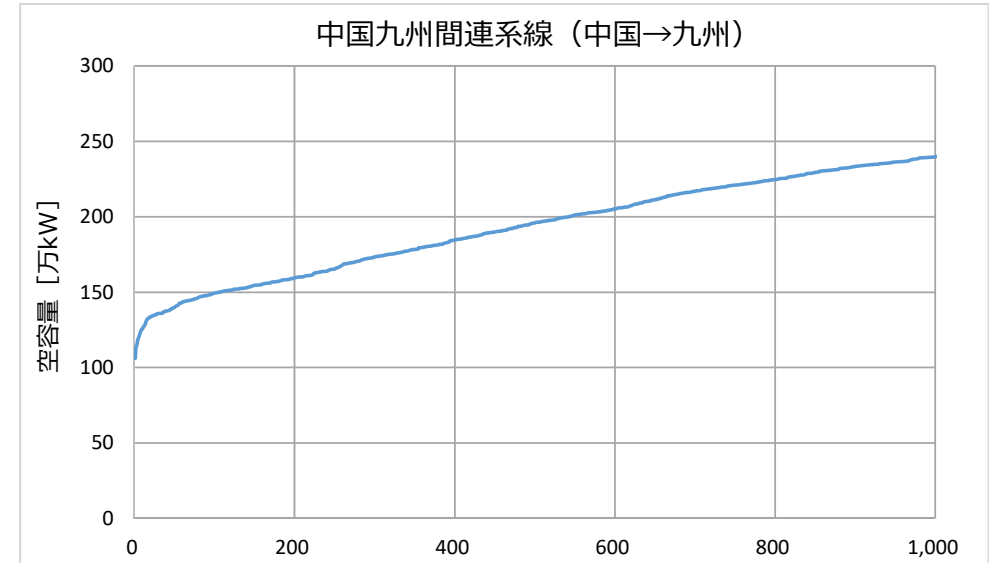
中国四国間連系線（四国→中国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



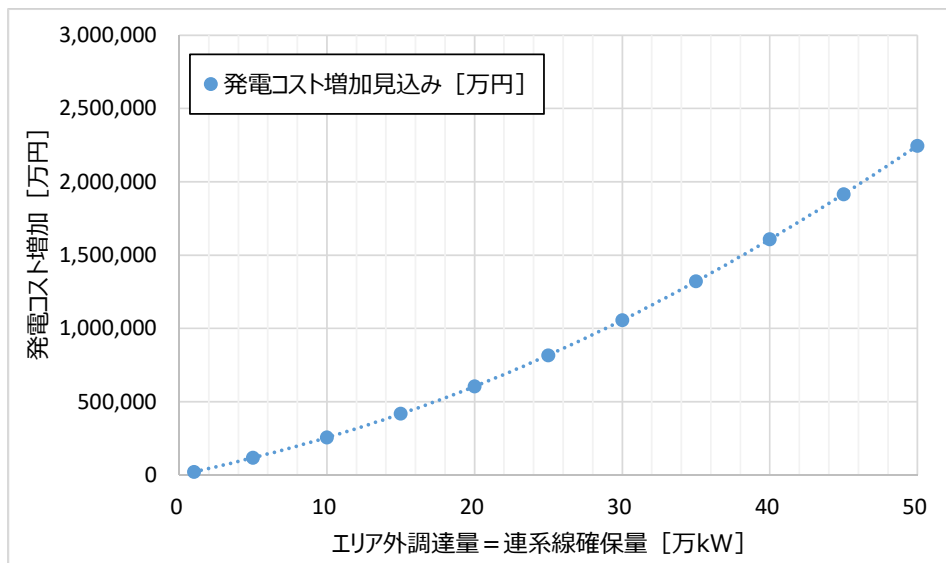
中国九州間連系線（中国→九州向き）
の容量確保した場合の影響



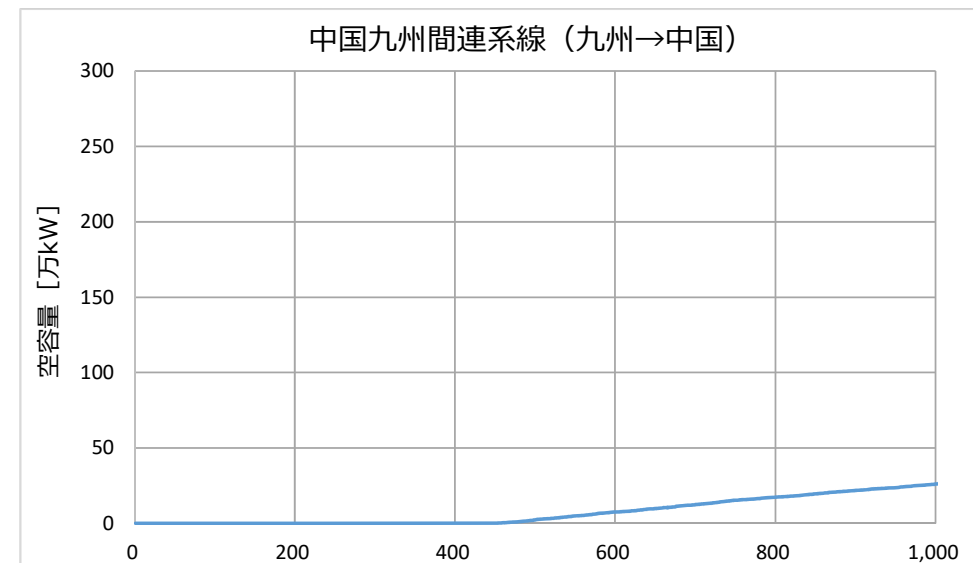
中国九州間連系線（中国→九州向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



中国九州間連系線（九州→中国向き）
の容量確保した場合の影響



中国九州間連系線（九州→中国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



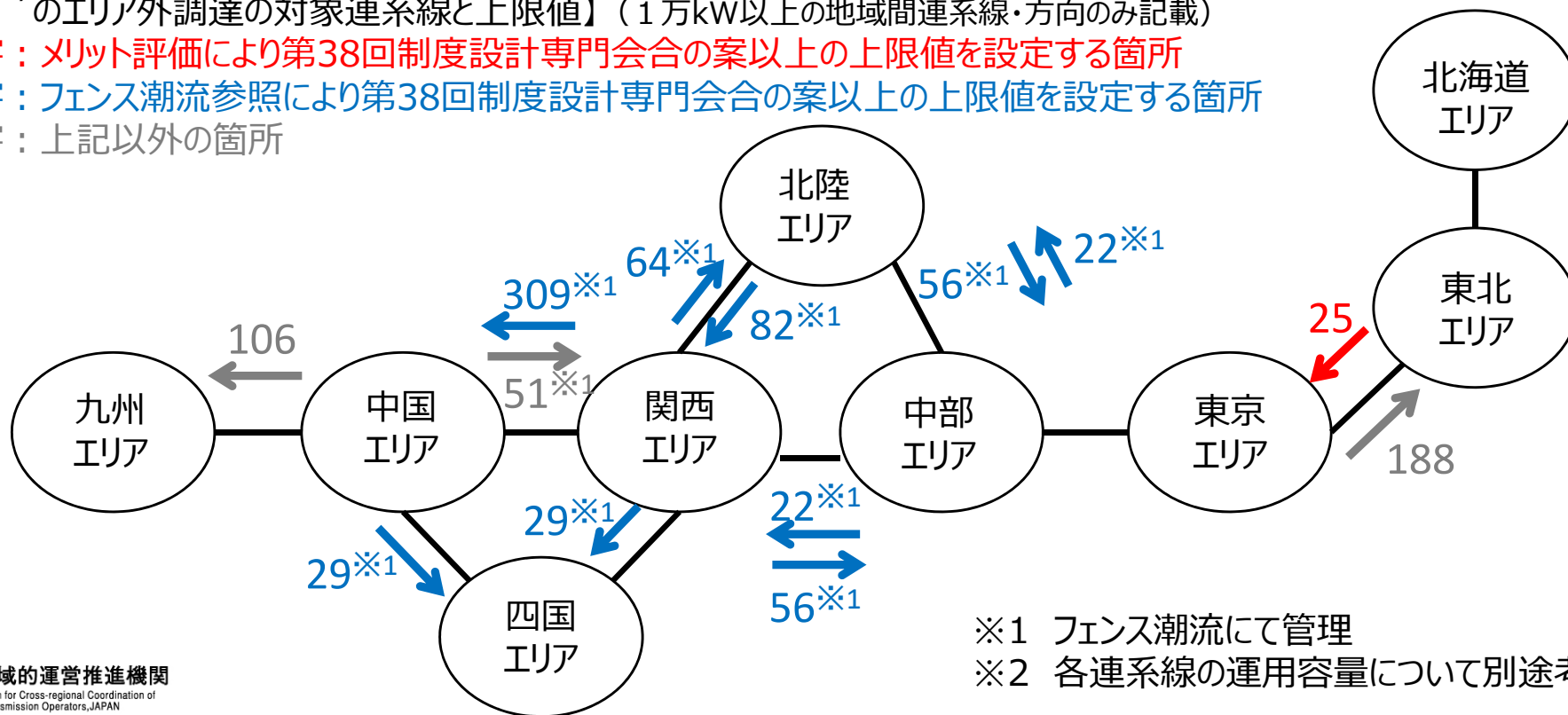
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I ' 公募状況）をもとに、電源 I ' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I ' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I ' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達の上限とすることが考えられるのではないか。【東北東京間連系線（東北→東京向き）】
- 今回の検討結果に基づき設定する場合の、エリア外調達（連系線確保容量）の上限値を下図※²に示す。これにより、2018年度実績からは、東北→東京および中部→関西においてエリア外調達されることが期待される。

【電源 I ' のエリア外調達の対象連系線と上限値】（1万kW以上の地域間連系線・方向のみ記載）

赤字：メリット評価により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

青字：フェンス潮流参照により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

黒字：上記以外の箇所



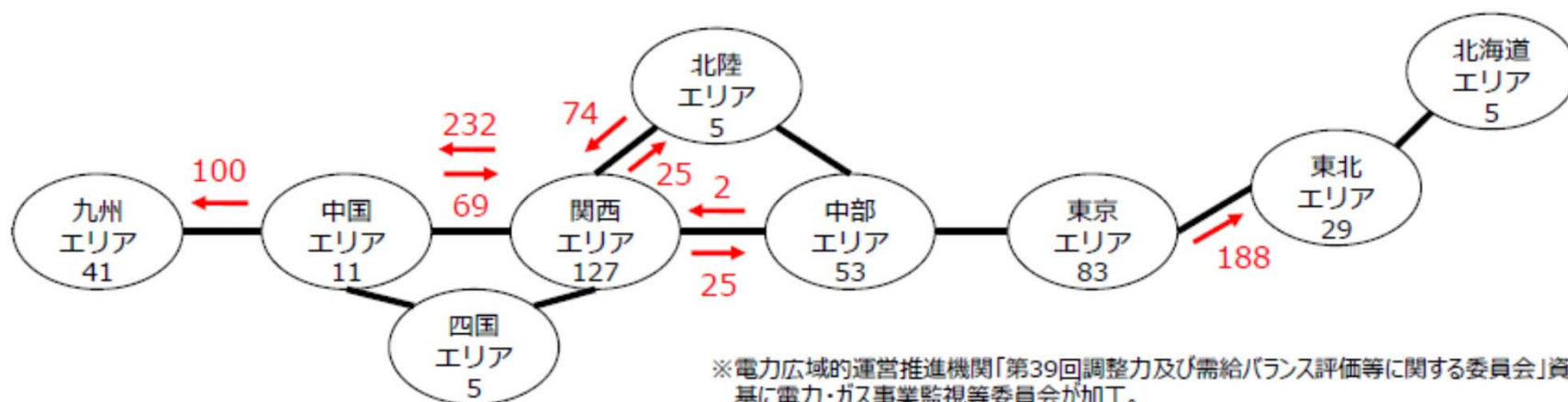
連系線確保量の上限値 (案)

- 電源 I' 向けの連系線確保量の上限値については、広域調達のメリットと卸市場への影響とのバランスを考慮し決めるべきものであるが、2020年度については実施初年度であり評価するデータが十分に無いことから2018年度の該当期間における最小空容量を上限としてはどうか。
- 年度途中に、2018年度と比較して大きな潮流の変化を生じさせる事象が生じた際には卸市場への大きな影響もありえることから、こうした事象が生じた際には両者の経済メリット等を評価した上で、年度の途中でも連系線の確保量を変更できる仕組みも併せて準備することとしてはどうか。
- 2021年度以降については、運用実績等の関連するデータを基に両者の経済メリット等を評価し、連系線確保量の最適配分を検討する。

各エリアの電源 I' 調達量 (2020年度向け、推計値) 及び各連系線の2018年度の最小空容量 (単位: 万kW)

赤字: 地域間連系線の2018年度における最小空容量 (夏季 (7月~9月)・冬季 (12月~2月) の平日 (9時~20時))

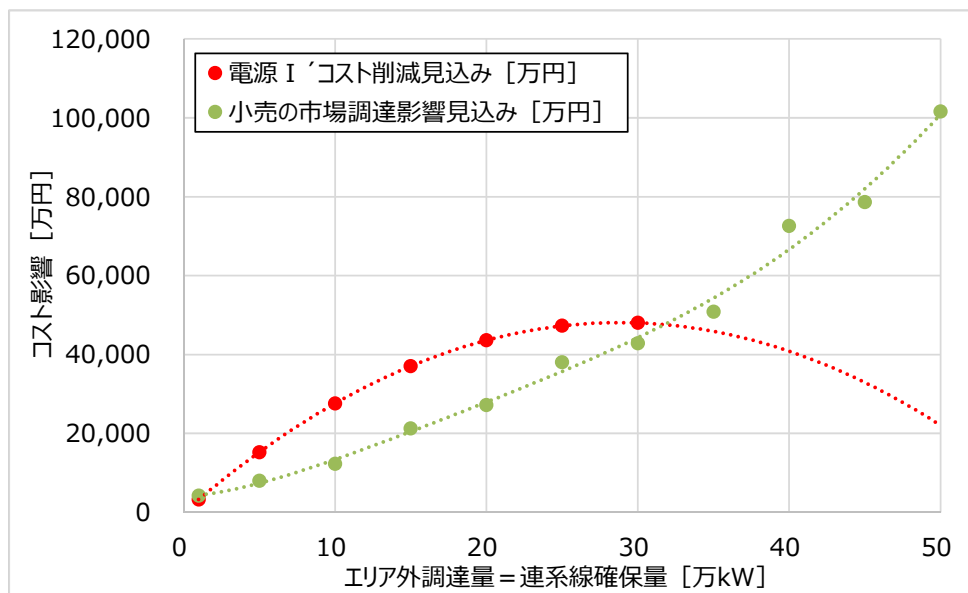
黒字: 2020年度の電源 I' 募集量の推計値 (電力・ガス事業監視等委員会が推計。2020年度の募集量は未定。)



30

- 今回は社会コストの観点から卸電力市場に与える影響を発電コストの増分としてメリット評価を行った。
 - 参考に小売電気事業者が調達する価格への影響という観点で、以下の仮定のもと、東北東京間連系線（東北→東京向き）について試算すると以下のような傾向となる。
 - ✓ 電源 I ' の広域調達により連系線容量を確保したことに伴い市場分断が発生する場合には、需要の20%※程度に相当する取引量の価格が、市場分断時の平均的なエリア間値差分だけ上昇すると仮定
- ※第37回制度設計専門会合 参考資料 2 の以下のデータをもとに、需要に対する、
 $18.9\% = 34.2\% \times (637 - 285) / 637$ を影響量として評価。
- ・2018年12月時点のJEPXにおける取引量が電力需要に占めるシェア34.2%
 - ・スポット市場の約定量637億kWh、旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの約定量285億kWh

東北東京間連系線（東北→東京向き）の容量確保した場合の影響



- 東北→東京向きにスポット市場が市場分断した時のエリアプライスの価格差の最大と平均値（2018年度365日×48コマ対象）

最高（円/kWh）	平均（円/kWh）
24.11	1.63

- このような検討結果※も踏まえ、必要に応じ、電力・ガス取引監視等委員会にて分析の上、対象とする地域間連系線および容量の考え方について国でも議論いただき、速やかに※決定いただきたい。

※今回の試算は2018年度の実績に基づき一定の前提条件のもとメリット評価した簡易的な手法であることに留意が必要

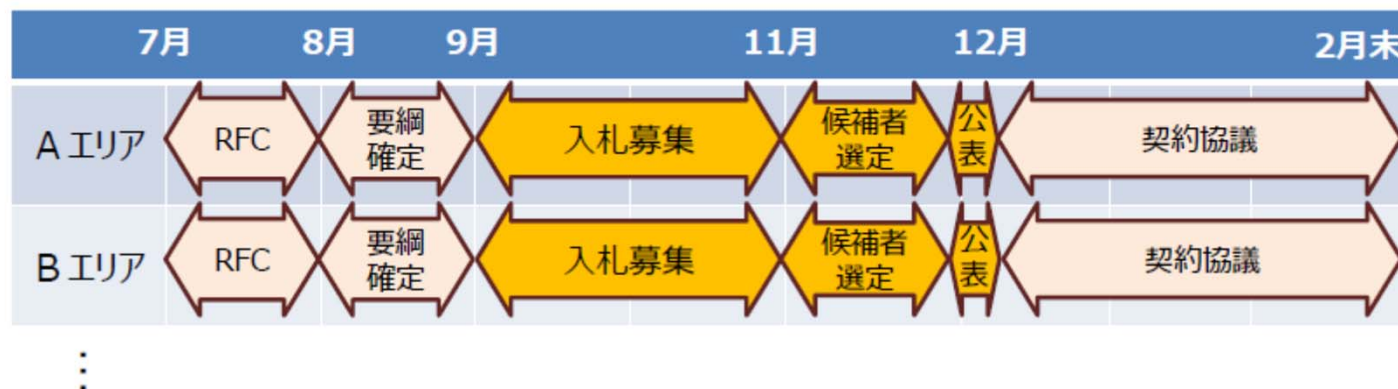
※調整力公募のスケジュールおよびエリア外調達のシステム対応スケジュールを踏まえると、6月中など速やかな決定が必要

「電源 I ' の広域的調達」のスケジュール

5

- 「電源 I ' の広域的調達」を実施する場合、調整力供出事業者は、一つの入札案件を複数エリアに入札できることになります。このため、一般送配電事業者間で入札情報を一部共有して落札候補者の選定を行うべく、「入札募集」「候補者選定」「公表」のスケジュールを統一して対応します。
- 電源 I ' のために連系線を活用する範囲が6月はじめまでに決定されれば、2020年度向けの調整力公募において、「電源 I ' の広域的調達」を実施することは可能です。

＜公募スケジュールイメージ＞



- 第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）において、公募の実施有無に関わらず隣接エリアまで調達エリアを拡大することで、調整力の調達コスト低減の効果を期待していることを踏まえ、今回、これまで電源Ⅰ'の公募を行っていなかった北海道、北陸、中国、四国エリアからも既に募集を行っているエリアと同等の応札があることを前提に検討を行った。
- 一般送配電事業者においては、事業者からの要望も踏まえて、公募スケジュール等をRFCよりも前に公表し、調整力公募の早期周知を図っているものの、これまで電源Ⅰ'の公募を行っていなかったエリアからの応札については、応札量および応札件数が他のエリアに比べて低迷する可能性があるのではないか。
- このため、2020年度向けの電源Ⅰ'のエリア外調達の効果の最大化を図る観点から、また、2021年度以降向けの調整力のエリア外調達に伴う連系線容量確保の上限値を検討する観点から、一般送配電事業者の協力を得つつ、国から関係事業者に対し、特に北海道、北陸、中国、四国エリアからの応札を働きかけることについて、お願いしたい。

電源 I' の広域的調達の効果

- 前回の調達 (2019年度向け) においては、エリアによって平均価格に大きな差があったことを踏まえると、隣接するエリアまで調達エリアを拡大することで、調整力の調達コスト低減の効果が期待される。

2019年度向け調整力の公募結果 (電源 I')

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	— ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	— ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	— ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	— ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	— 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (4桁四捨五入)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分