

需給調整市場における情報公表及び 三次調整力②の連系線容量確保に係る試算について

第 4 1 回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年 9 月 1 3 日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

需給調整市場の開設に向けた検討について

- 需給調整市場については、2021年度の開設に向けて、制度設計等の検討を関係機関で進めており、本年7月に資源エネルギー庁の制度検討作業部会において、中間取りまとめが公表されたところ。
- 引き続き、関係機関において関係事業者の協力の下、具体的な開設準備を進めていくが、今回、監視等委員会を中心に検討を行うべき論点として、連系線容量の事前確保量、情報公開について検討を行った。

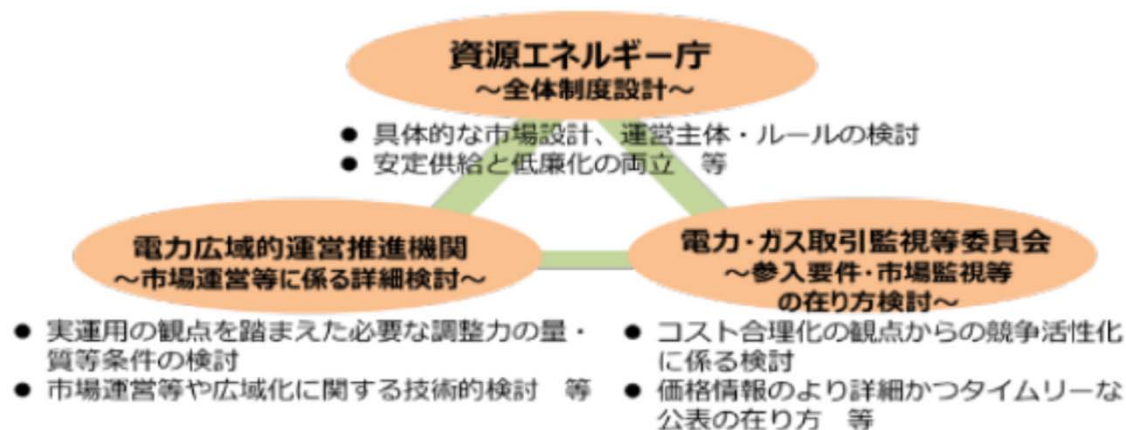
(3) 今後の方向性

2021年度の以降の段階的な広域調達・広域運用の実現に向けて、共通プラットフォームの開発、広域的な運用・調達の詳細など需給調整市場検討小委員会において引き続き客観的な審議を行うとともに、重要な事項については、必要に応じて本作業部会において引き続き検討を行うこととする。

また、他の市場への影響や情報公開、連系線容量の事前確保量についても、監視等委員会を中心に、引き続き検討を進め、重要なものについては、必要に応じて国の審議会等において検討を行っていく。

2019年7月 制度検討作業部会
第二次中間取りまとめ

(参考図 5-21) 需給調整市場における検討の枠組み

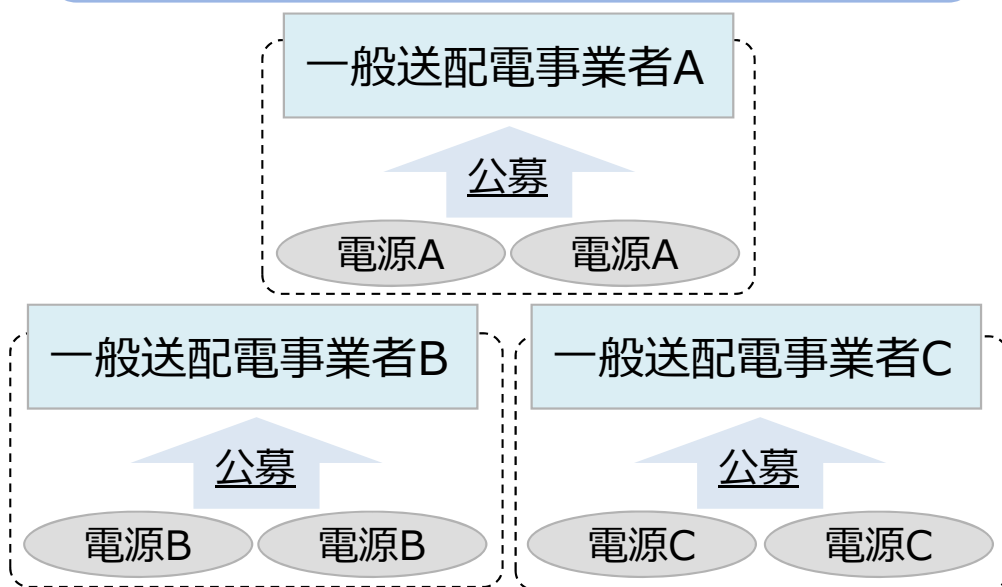


参考：需給調整市場の概要

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、需給調整市場を創設（米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済）。
- 一般送配電事業者においてシステム構築を行いつつ、2021年度以降、段階的にエリアを超えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。

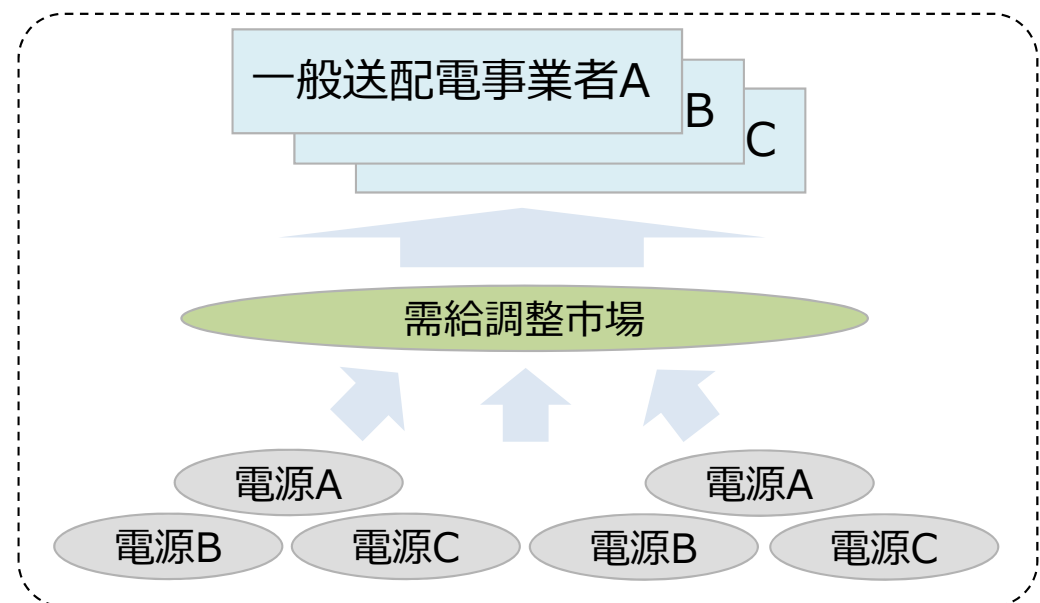
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により自エリア内の調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者がエリアを超えて市場から調整力を調達※



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

※ 広域調達・運用にあたっては連系線運用の変更やシステム改修が必要となるため、2021年度においては、一部の調整力のみを対象として広域的な調達・運用を実施する予定。2021年度以降、広域調達する調整力を拡大予定。

参考：需給調整市場における商品の概要

2019年8月 第13回需給調整市場検討小
委員会 資料2

(参考) 需給調整市場における商品の要件

49

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

1. 需給調整市場の情報公表について

需給調整市場の情報公表について

- 発電事業者やDR事業者などによる需給調整市場への参加を促し、需給調整市場における競争を活性化する観点から、落札結果等の関連情報をタイムリーに公表することが重要。
- そこで、需給調整市場における Δ kW価格を含む落札結果などについて、公表されるべき情報の項目及びタイミングについて検討を行った。

情報公表の項目（案）

- 情報公表の項目については、現在の調整力公募結果の公表と同じレベルの内容を維持した上で、各エリアの結果が一覧できるものとするかどうか。

項目	公表内容の詳細
募集量	TSO別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
応札量・件数 (電源属地別)	電源が属するエリア別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
落札量・件数 (電源属地別)	電源が属するエリア別及び全国合計で時間帯別、商品区分別（自エリア内からの落札量は別途表示）
落札量・件数 (TSO別)	TSO別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
最高落札価格	電源が属するエリア別及び全国で最高落札価格、時間帯別、商品区分別
最低落札価格	電源が属するエリア別及び全国で最低落札価格、時間帯別、商品区分別
平均落札価格	電源が属するエリア別及び全国で平均落札価格（加重平均）、時間帯別、商品区分別
連系線確保量	各地域間連系線の容量確保量及び上限量、時間帯別、商品区分別
電源等種別	火力・水力・揚水・DR（※ 公表によって競争に及ぼす影響に留意が必要）

※2021年時点では3時間のブロック別。商品区分は三次調整力②（以下、「三次②」と記載）のみ。

情報公表のイメージ

対象日：2021/4/1 時間帯：0:00～3:00 商品区分：三次②

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
募集量 (TSO別) [MW]	150	200	500	500	200	500	200	200	200	100	2,750
応札量合計 (電源属地別) [MW]	500	500	800	800	300	800	500	500	500	300	5,500
落札量合計 (電源属地別) [MW]	100	300	450	400	300	400	350	200	150	100	2,750
最高落札価格 (電源属地別) [円/kW]											
最低落札価格 (電源属地別) [円/kW]											
平均落札価格 (電源属地別) [円/kW]											
落札量合計 (TSO別) [MW]	150	200	500	500	200	500	200	200	200	100	2,750
(内訳) 自エリアからの 落札量	100	200	450	400	200	400	200	200	150	100	2,400

(例) 他エリアの安い電源を調達していることがわかる。

※ 平均価格は加重平均価格
 ※ 「電源属地別」は電源が属するエリア別の値を表示

情報公表のイメージ

対象日：2021/4/1 時間帯：0:00～3:00 商品区分：三次②

	北海道		東北		東京		～		合計	
応札状況	応札 件数	応札量 [MW]	応札 件数	応札量 [MW]	応札 件数	応札量 [MW]			応札 件数	応札量 [MW]
応札量・件数 (電源属地別)	50	500	50	500	80	800			550	5,500

	北海道		東北		東京		～		合計	
落札状況	落札 件数	落札量 [MW]	落札 件数	落札量 [MW]	落札 件数	落札量 [MW]			落札 件数	落札量 [MW]
落札量・件数 (電源属地別)	10	100	30	300	45	450			275	2,750

情報公表のイメージ

対象日：2021/4/1 時間帯：0:00～3:00 商品区分：三次②

XXX : 連系線確保量上限値 (順方向)

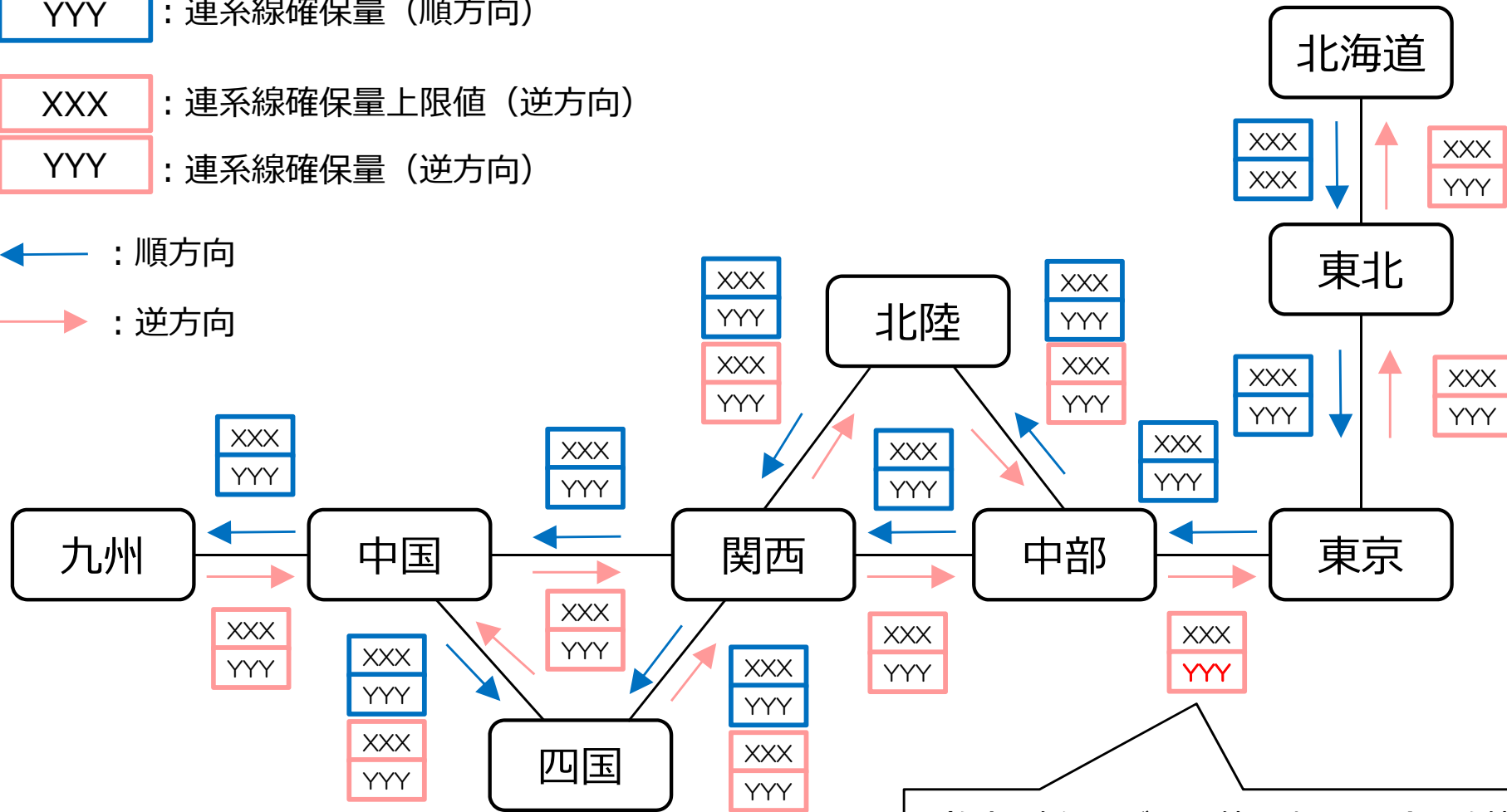
YYY : 連系線確保量 (順方向)

XXX : 連系線確保量上限値 (逆方向)

YYY : 連系線確保量 (逆方向)

← : 順方向

→ : 逆方向



(例) 確保量が上限値に達した場合、数値を赤で表示
(市場分断の可能性が分かる)

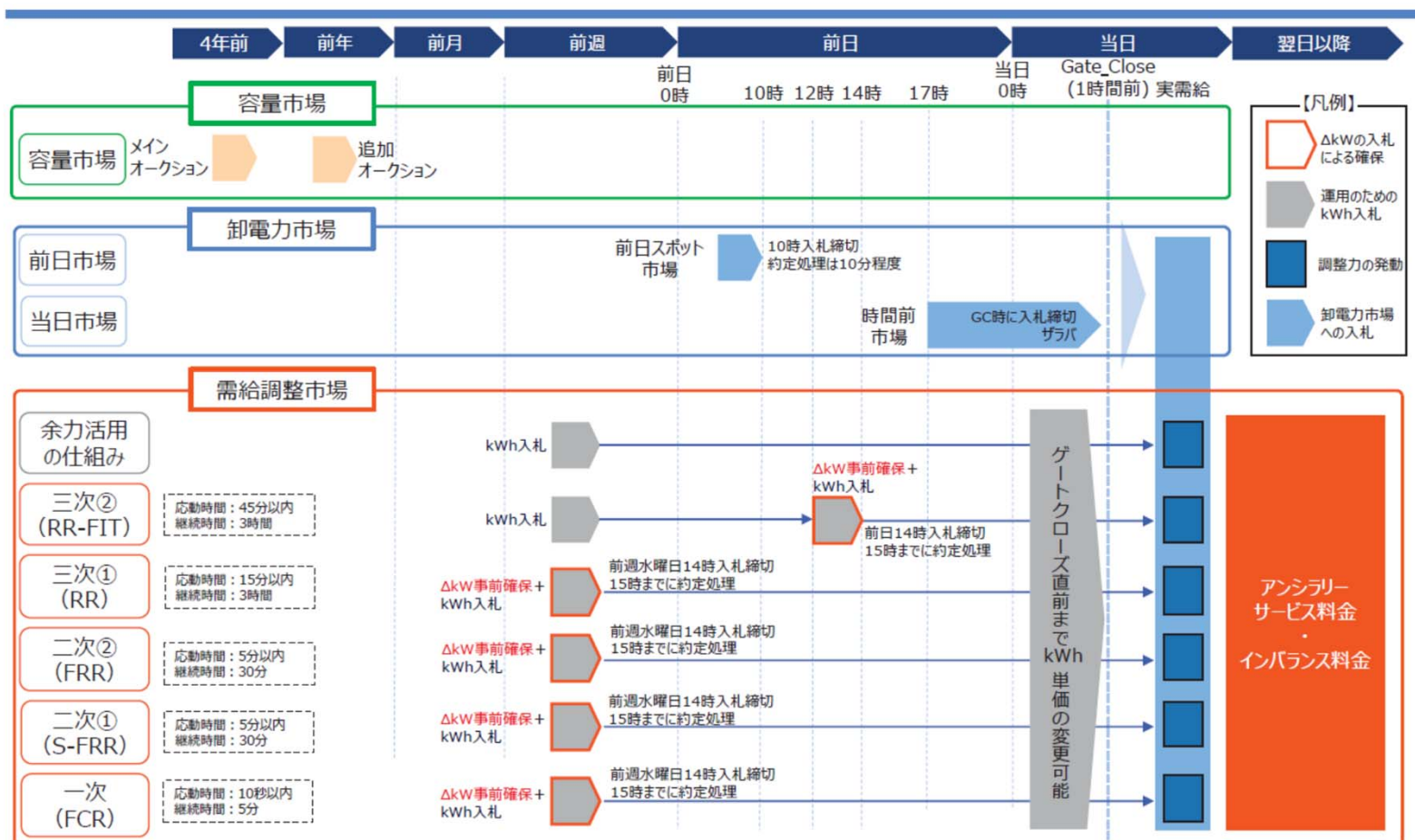
※ 連系線の値は需給調整市場システムの計算値を表示

情報公表のタイミング（案）

- 需給調整市場では、三次②以外は週間調達により週一回の入札、三次②は前日調達により毎日入札が行われる。
- 落札結果などの情報公表については、速やかに公表することが望ましいことから、約定処理を行った当日の17時頃を目途に公開することでどうか。

（参考）取引スケジュール（検討中の内容を含む）

2019年8月 第13回需給調整市場検討小委員会 資料2



需給調整市場の監視と価格規律のあり方について

- 需給調整市場開設当初は、旧一般電気事業者以外の発電事業者等からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想される。
- そこで、需給調整市場において市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要（なお、その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないような配慮が必要）。
- これらの論点及び対応方針については、市場の詳細設計の内容等も踏まえつつ、次回以降に検討を行う。

◆ 需給調整市場において市場支配力を有する事業者に対する規律として検討すべき事項

2017年11月 第24回制度設計専門
会合 資料6

① 合理的な電源の選定

- 合理的な考え方を基に需給調整市場に入札する電源を選定すること。（合理的な考えに基づき、電源の小売向けと調整力向けとの配分を行うこと。）

② 合理的な $\Delta k W$ 価格の設定

- $\Delta k W$ 価格については、コストベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
（なお、コストベースの考え方については、固定費への対価という考え方、調整力として電源を一定期間確保することによる逸失利益（例えば、その期間にその電源を活用してスポット市場から得られる利益等）への対価という考え方、等が考えられ、どのような規律が適当か、今後議論が必要。）

③ 合理的な $k W h$ 価格の設定

- $k W h$ 価格については、限界費用ベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
（なお、限界費用ベースの考え方については、今後議論が必要。）

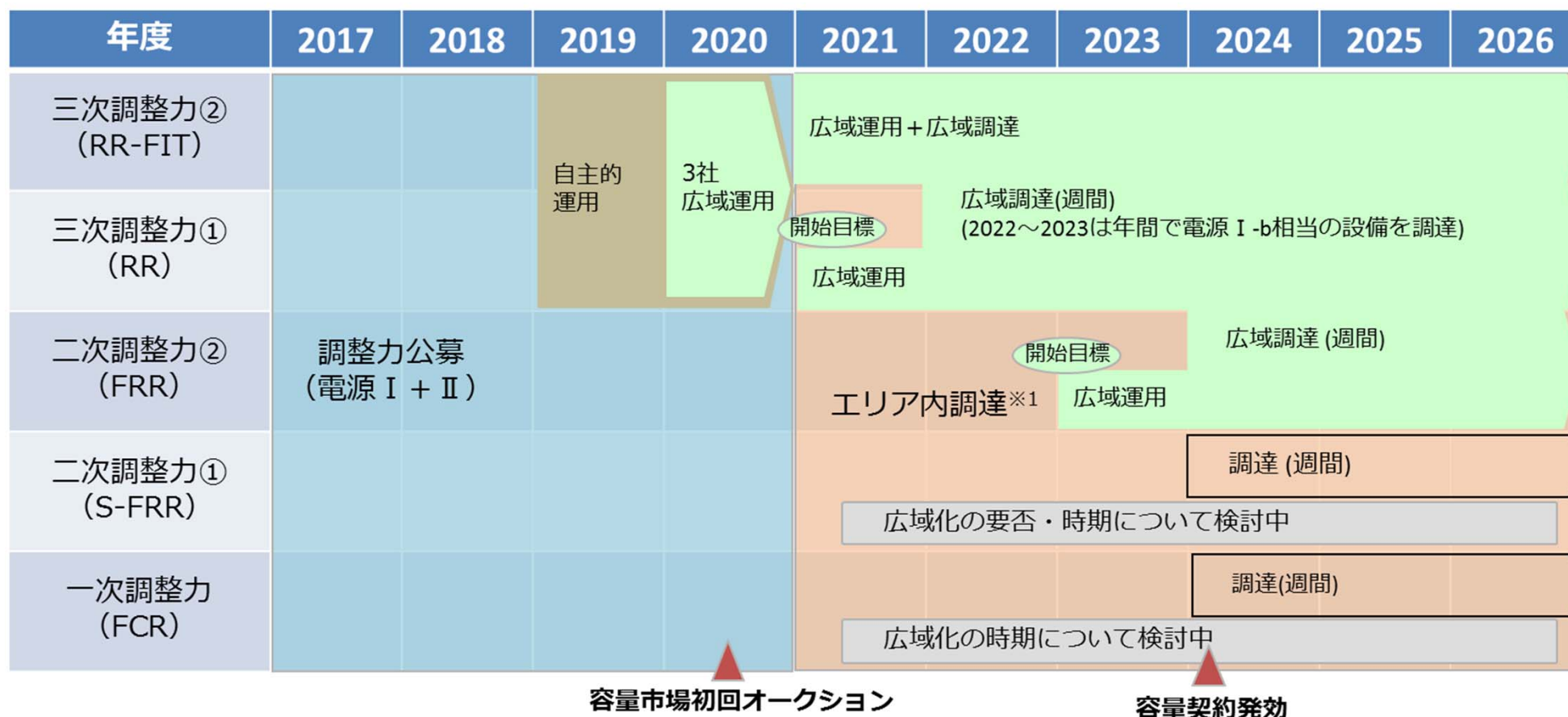
（注）今後の議論によって、現在議論されている $\Delta k W$ 価格、 $k W h$ 価格と異なる仕組みが導入された場合には、それを踏まえて改めて議論が必要。

➡ これまでの議論を踏まえた上で、次回以降、需給調整市場の監視と価格規律のあり方について、検討を行う。

2. 三次調整力②の連系線容量確保に係る 上限値の試算について

三次②向け連系線容量確保の必要性

- 2021年度から三次②の広域調達・広域運用が開始されるが、調達された調整力が活用できるよう、2021年度以降、スポット取引後の連系線の容量を確保する必要がある。
- 確保容量の上限値については、2021年度向けは遅くとも2020年度末までに設定が必要であり、その設定方法について、あらかじめ検討しておく必要がある（三次②以外の調整力についても、開始時期に合わせ順次検討を行う）。



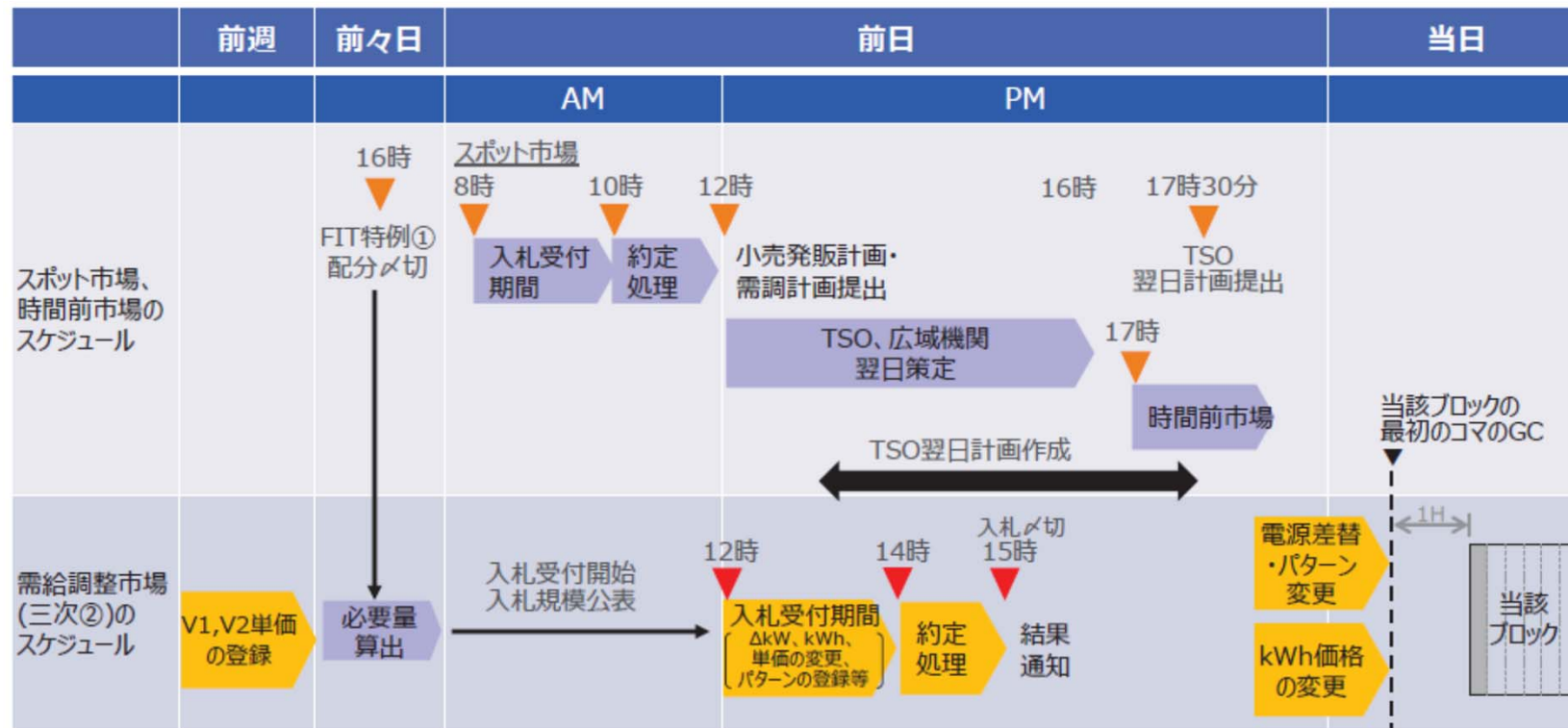
※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については今後検討。

連系線の容量確保による卸市場への影響

- 2021年度から開始される三次②の需給調整市場は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～15時に入札・約定を行うこととされている。
- したがって、連系線を活用する三次②の約定が多い場合、その後の時間前市場で用いることができる連系線の容量が減少し、時間前市場の約定結果に影響を与える可能性もある。
- このため、三次②の約定における連系線活用については、そのメリットと時間前市場への影響とのバランスを考慮して、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当と考えられる。

三次調整力②の取引スケジュール

2019年6月 第28回制度検討作業部会資料5



※他エリア分については
連系線の容量を確保

※kWh価格の変更期限については
電力・ガス取引監視等委員会にて検討中

三次②向け連系線容量確保の考え方・今後の方向性

- 前述のとおり、三次②の約定における連系線活用については、そのメリットと時間前市場への影響とのバランスを考慮し、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当。
- 具体的な方法としては、三次②への影響と時間前市場への影響を検討し、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるように、時間前市場向けに残す連系線空容量（ α ）を決定し、スポット市場後の連系線空容量から α を差し引いた残余分を三次②向けに充てることが合理的と考えられる。
 - 次ページ以降の参考において、この基本的な考え方を基に、2018年度の実績データ等を用いた参考試算を行った。
- 2021年度の上限値の決定にあたっては、この基本的な考え方に基づき、直近1年間の実績データ等を活用して試算等を行い、改めて2020年度末までに本会合で議論して決定することとしたい。
- 2022年度以降については、前年度の考え方を基本としつつ、三次②の調達の状況や時間前市場の状況変化等も考慮し、必要に応じて設定方法の見直しを検討する。

【連系線容量確保の基本的考え方】

三次②連系線容量確保量 = スポット市場後の連系線空容量 - α

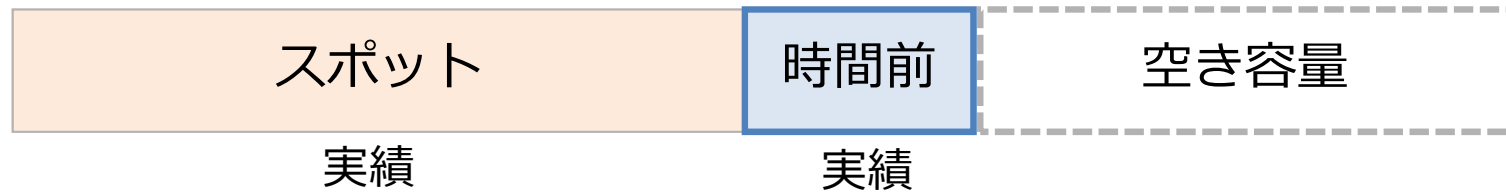
α ：時間前市場の実績から算定する各連系線の2方向（順方向・逆方向）の時間前市場向け確保量

(参考) 三次調整力②向け連系線容量確保 の上限量の試算

三次②向け連系線確保量の上限値の設定の考え方①

- 現状は、三次②の調達実績がないことから、少なくとも2021年度の制度開始にあたっては、まず、過去の時間前市場の実績データ等から、スポット市場後に時間前市場向けに残すべき連系線容量を決定し、その残余分を三次②向け連系線容量として設定することが合理的と考えられる。

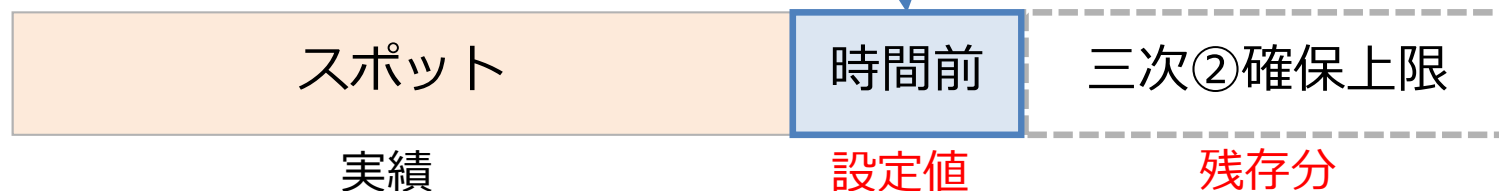
直近の連系線利用実績（三次②広域調達開始前）



過去実績等から時間前市場向けに確保すべき連系線容量枠を決定

スポットと時間前の残余分を、三次②の確保量上限として確保・調達

2021年度以降の連系線利用（連系線別・方向別）



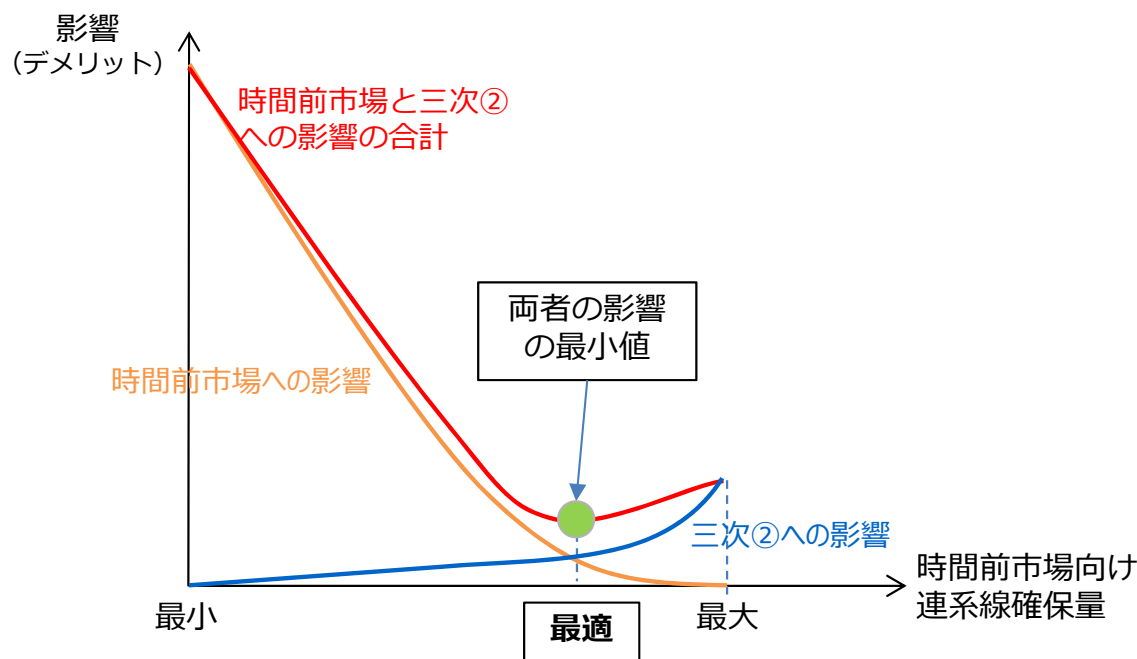
【連系線容量確保の基本的考え方】

三次②連系線容量確保量 = スポット市場後の連系線空容量 - α

α : 時間前市場の実績から算定する各連系線の2方向（順方向・逆方向）の時間前市場向け確保量

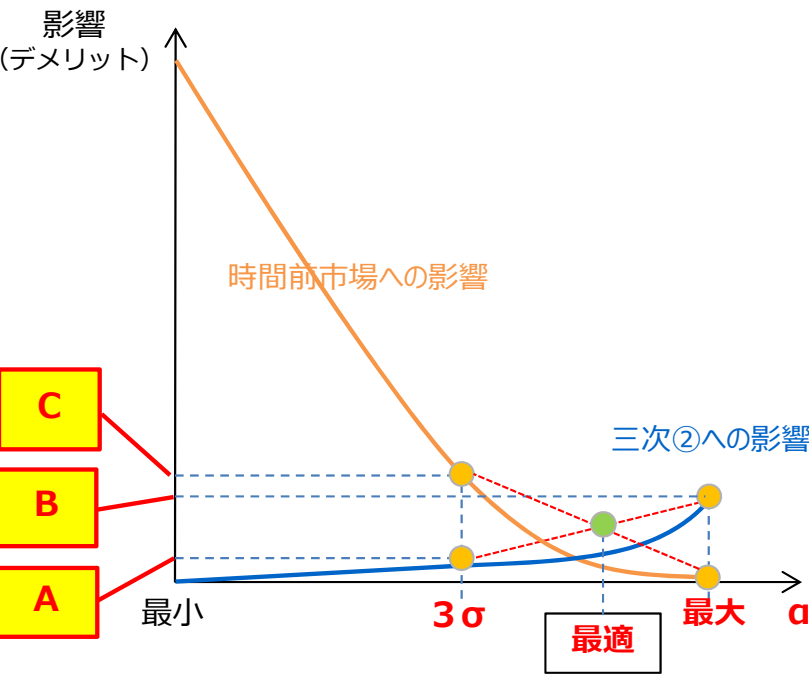
三次②向け連系線確保量の上限値の設定の考え方②

- 時間前市場向けに連系線容量を最大限に確保した場合（時間前市場取引量の最大値を確保）、時間前市場への影響（デメリット）はゼロとなり、三次②の広域調達への影響（デメリット）は最大となる。
- また、時間前市場向けに連系線容量を最小限に確保した場合（三次②の需給調整市場後の連系線空容量を確保）、時間前市場への影響は最大となり、三次②の広域調達への影響は最小となる。
- このことから、時間前市場向けの連系線確保量を段階的に変えることにより、両者の影響額は単調変化し、両者の影響額の和が最小となる時（社会コストが最小となる時）が最適な連系線確保量と考えられる。



試算結果に基づく時間前市場向け連系線確保量の最適値について

- 時間前市場向けの連系線容量確保による三次②への影響額と時間前市場への影響額から算出した、各連系線の時間前市場向け連系線確保量の最適値は以下のとおり。



※試算の簡便性を考慮した結果、直線近似をした際の交点が必ずしも両者の影響額の最小値とはならないが、概ね近い値と推定される。

【a】時間前市場向け連系線確保量

単位：MW

	方向	北海道 →東北	東北 →東京	東京 →中部	中部 →関西	北陸 →関西	関西 →中国	中国 →四国	中国 →九州
3σ	順	40	221	206	242	309	277	142	193
	逆	44	193	196	215	294	288	121	209
最大	順	226	993	941	956	946	776	529	580
	逆	279	455	947	659	536	678	654	826

【A・B】三次②への影響額

単位：百万円

	北海道 ⇔東北	東北 ⇔東京	東京 ⇔中部	中部 ⇔関西	北陸 ⇔関西	関西 ⇔中国	中国 ⇔四国	中国 ⇔九州
A	1.5	85.2	107.5	149.0	48.1	7.3	93.7	73.1
B	28.6	390.3	464.8	724.5	118.2	70.7	239.0	280.9

【C】時間前市場への影響額

単位：百万円

	北海道 ⇔東北	東北 ⇔東京	東京 ⇔中部	中部 ⇔関西	北陸 ⇔関西	関西 ⇔中国	中国 ⇔四国	中国 ⇔九州
C	22.9	151.3	144.3	151.3	155.4	144.5	93.7	153.2



【a】時間前市場向け連系線確保量最適値

単位：MW

	方向	北海道 →東北	東北 →東京	東京 →中部	中部 →関西	北陸 →関西	関西 →中国	中国 →四国	中国 →九州
最適	順	120	330	260	240	610	610	140	280
	逆	140	230	250	220	410	550	120	350

10MW未満四捨五入

【a】時間前市場向け連系線確保量の考え方

- 三次②は再エネ予測誤差対応の調整力のため、時間帯ごとに連系線確保量を設定する方法もあり得る。
- しかし、時間帯別の時間前市場取引量の平均+3 σ 値には大きな差は見られないことから、時間帯によらず、一定量を確保することとした。

時間帯別の時間前市場取引量の平均+3 σ 値

単位：MW

		北海道→東北	東北→東京	東京→中部	中部→関西	北陸→関西	関西→中国	中国→四国	中国→九州
0～24時 3 σ	順方向	40	221	206	242	309	277	142	193
	逆方向	44	193	196	215	294	288	121	209
9～21時 3 σ	順方向	51	249	204	236	317	291	163	230
	逆方向	52	204	212	231	285	327	137	255
9～18時 3 σ	順方向	51	217	183	212	275	263	148	218
	逆方向	53	176	196	216	256	321	124	254
6～18時 3 σ	順方向	45	203	178	208	265	251	137	201
	逆方向	48	170	183	204	250	297	115	230

時間帯別の時間前市場取引量の最大値

単位：MW

		北海道→東北	東北→東京	東京→中部	中部→関西	北陸→関西	関西→中国	中国→四国	中国→九州
0～24時 最大値	順方向	226	993	941	956	946	776	529	580
	逆方向	279	455	947	659	536	678	654	826

【A・B】三次②向け連系線容量確保による影響額試算の考え方

- 時間前市場向けに連系線容量を確保することにより、三次②の広域調達及び広域運用が制限されることによるコストの増加額を2018年度の実績値を用いて3時間ブロック単位で試算した。

時間前市場向けに連系線を確保することによる三次②への影響額の試算方法

◆ 三次②必要量の設定方法

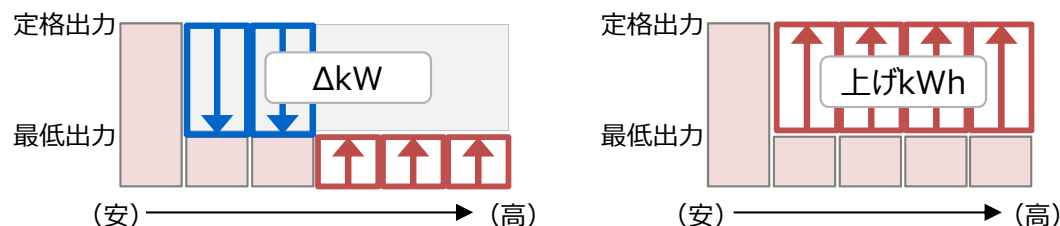
【ΔkW】三次②必要量は、電力広域的運営推進機関による2018年度実績により算定した結果（速報値）を使用。

【kWh】三次②必要量は2018年度のFIT特例①（太陽光・風力）前々日想定値と実績との差を使用。

◆ 各エリアの三次②供出量及びコストの算出方法

【ΔkW】広域的な電源の持ち替え（安価な電源を下げ、高価な電源を立ち上げ）により算出。

【kWh】広域メリットオーダーにより算出。



◆ 三次②連系線利用量の算出方法

- ・ 三次②の各エリア必要量と各エリア供出量から、各連系線の利用量を算出。
- ・ フェンス潮流は考慮しない。

◆ 広域調達・運用の分断の判定

- ・ 算出した三次②向け連系線利用量が、スポット後空き容量 + α を超過した場合、時間前市場向けに連系線を確保したことによる、広域調達の分断と判定する。
- ・ 実際にはスポット後空き容量までは取引可能だが、空き容量を超過した連系線の三次②取引はゼロと仮定する。

◆ 三次②への影響額の算出方法

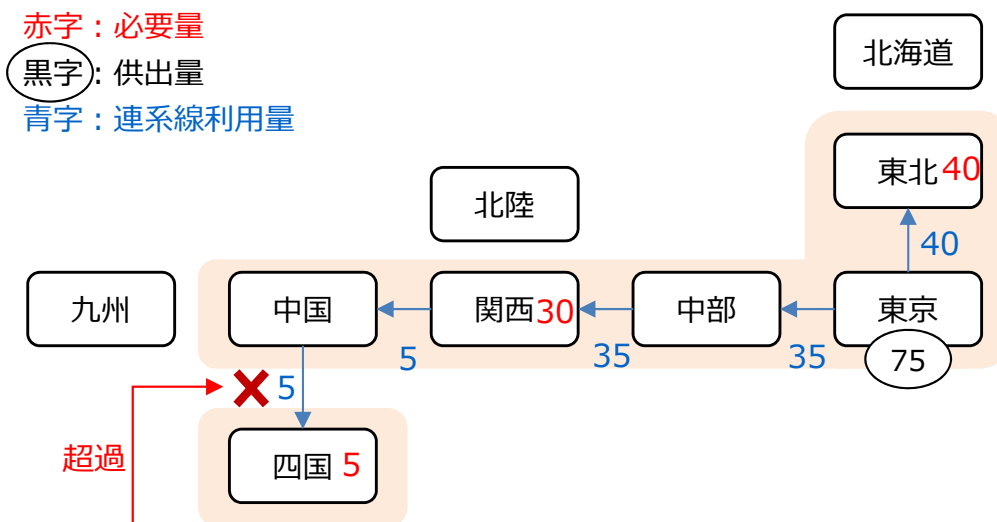
広域調達・運用の分断による、全国合計でのコストの増加額により算出。

例) 2018年×月×日 1ブロック（0時～3時）

赤字：必要量

黒字：供出量

青字：連系線利用量



中国→四国向け
スポット後空き容量 + α = 3

α：時間前市場向け確保量

調達及び運用コスト

α考慮前：東京エリア供出分 = 150千円

↓

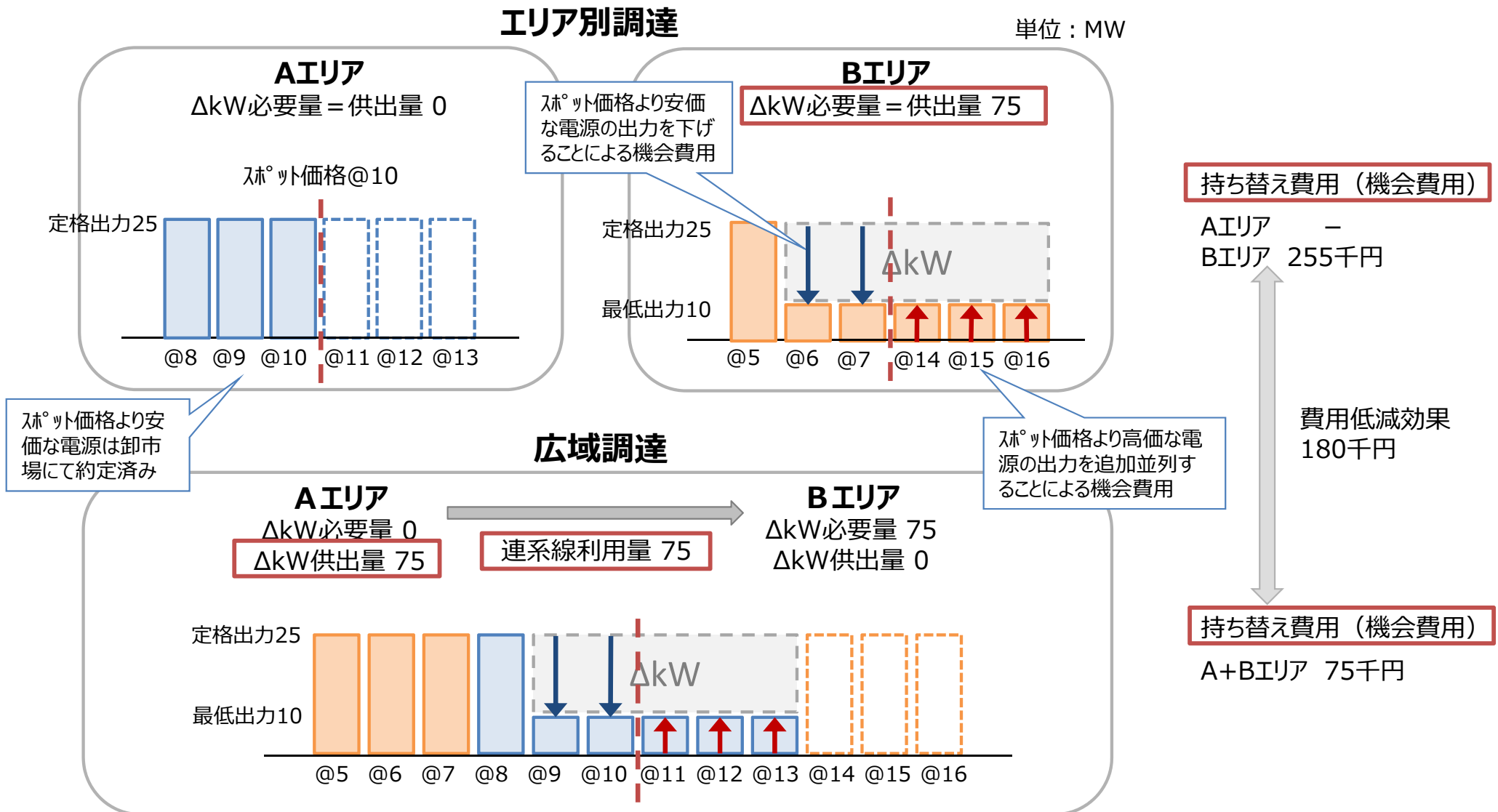
α考慮後：東京エリア供出分 + 四国エリア供出分 = 200千円

↓

三次②への影響額（デメリット） = 50千円

【A・B】三次②連系線確保量及び影響額試算方法（ΔkW調達）

- 三次②ΔkWのエリア別調達及び広域調達における、ΔkWの供出量、持ち替え費用、連系線利用量の算出方法のイメージは以下のとおり。



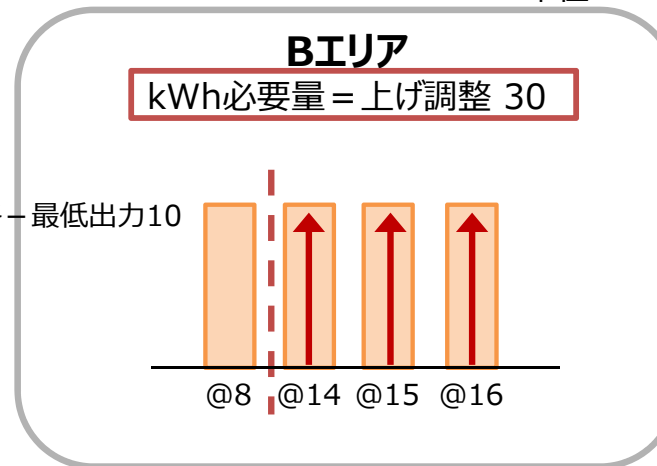
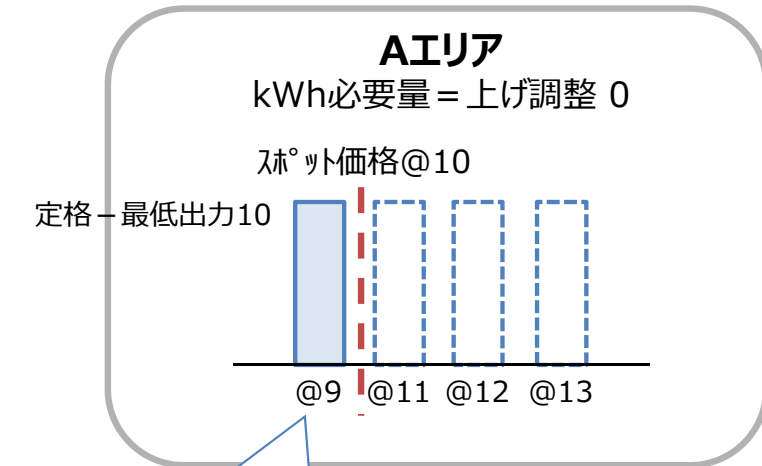
※取引対象ユニットは2018年度の電源ⅠⅡとし、各ユニットの定格出力－最低出力を三次②供出量とする。
 ※各ユニットの上げ調整、下げ調整単価は、2018年度各月月初の定格出力帯の上げ調整単価を使用。
 ※各エリアの三次②必要量は、電力広域的運営推進機関による2018年度実績により算定した結果（速報値）を使用。

【A・B】三次②連系線利用量及び影響額試算方法（kWh運用）

- 三次②kWhのエリア別運用及び広域運用における、上げ調整量、上げ調整費用、連系線利用量の算出方法のイメージは以下のとおり。

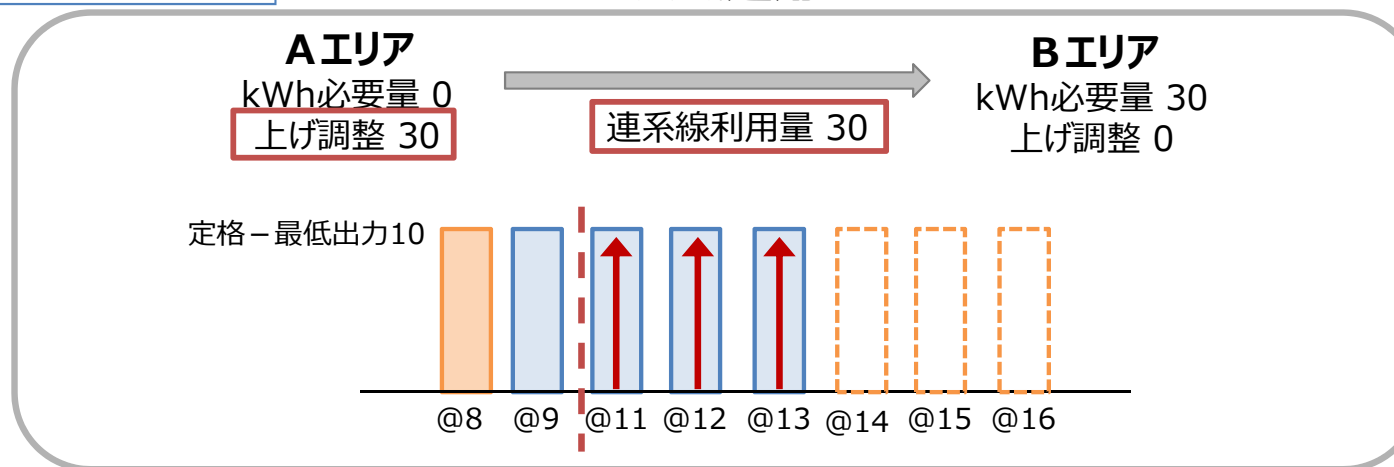
エリア別運用

単位：MW



スポット価格より安価な電源は卸市場にて約定済み

広域運用



上げ調整費用

Aエリア
Bエリア 450千円

費用低減効果
90千円

上げ調整費用

A+Bエリア 360千円

※取引対象ユニットは2018年度の電源ⅠⅡとし、各ブロックについて、定格出力帯の限界費用がスポット価格（システムプライスの各ブロック平均）より高い電源を取引対象とする。

※各ユニットの定格出力－最低出力を三次②供出量とする。

※各ユニットの上げ調整単価は、2018年度各月月初の定格出力帯の単価を使用。

※各エリアの三次②必要量は2018年度のFIT特例①（太陽光・風力）前々日想定値と実績との差を使用。

三次②ΔkWの確保に要するコスト

- ΔkWは発電機の持ち替え費用、起動費等により構成されると考えられるが、試算においてはコストに及ぼす影響が大きいと考えられる持ち替え費用により算出した。
- なお、2018年度の実績データ等を用いて一定の前提条件をもとにした参考試算であるため、2021年度以降の需給調整市場におけるΔkWの取引価格とは相違することに留意。

2019年4月 第38回調整力および需給バランス評価等に関する委員会 資料3-2

- ΔkW確保するにあたり要するコストとして以下の要素が考えられる。
(ΔkWに要するコストに含まれるもの)
 - ✓ 発電機の持ち替え費用
 - ✓ 発電機の起動費
 - ✓ 熱効率低下による増分燃料費
 - ✓ 揚水発電機の汲み上げ費用
 - ✓ 他の市場で得られるであろう逸失利益 など
- なお、ΔkWの確保にかかる費用については、2021年度以降は需給調整市場における三次②ΔkWを市場で調達した結果として明確になる。

参考：ΔkWの調達

2019年3月 第9回需給調整市場検討小委員会 資料2

【2023年度以前】
(参考) 上げ調整力の調達 (ΔkW)

6

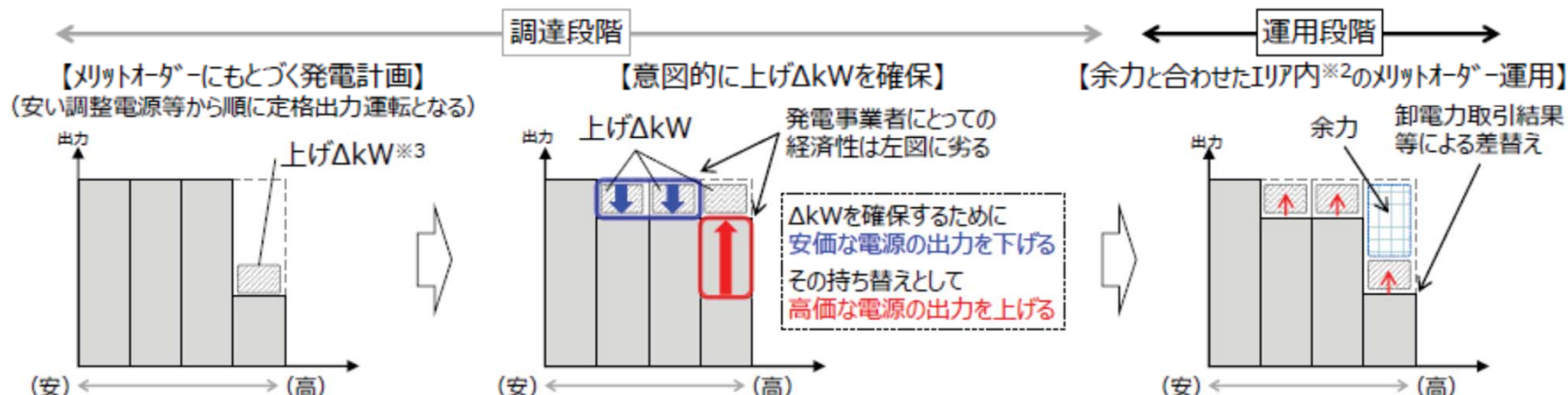
- 実需給時点で上げ調整を行うには、オンラインで調整可能な電源等（以降、調整電源等）が存在すること、調整機能を使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）、上げ余力(上げΔkW)が確保されていること、一般送配電事業者が上げ余力を活用できること（例えば、電源Ⅰ契約や電源Ⅱ契約を締結すること）が必要である。

✓ 調達段階

- ・ 発電事業者がメルिटオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力となるため、上げΔkWを備えた調整電源等はあまり生じない。このため、上げΔkWを確保するには、発電事業者にとっての経済性を阻害してでも電源持替等により意図的に調整電源等に上げΔkWを作ることが必要である。
- ・ なお、現状は電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約に基づき、一般送配電事業者が指示して上げΔkWを確保しており※1、需給調整市場創設後は市場で調達して上げΔkWを確保することになる。

✓ 運用段階

- ・ 実需給時点では、事前に確保した上げΔkWとGC後の上げ余力を利用して、エリア内※2のメルिटオーダーにより上げ調整を行う。



※1：機会損失費用の補償は必要に応じて行う。

※2：2019年度より段階的に広域メルिटオーダー運用が行われていく。 ※3：応動時間内に供出できる量で表示した。

参考：三次②ΔkW必要量

- 時間前市場向けの連系線容量確保による三次②への影響額の試算においては、電力広域的運営推進機関による2018年度実績により算定した三次②ΔkW必要量を用いた。

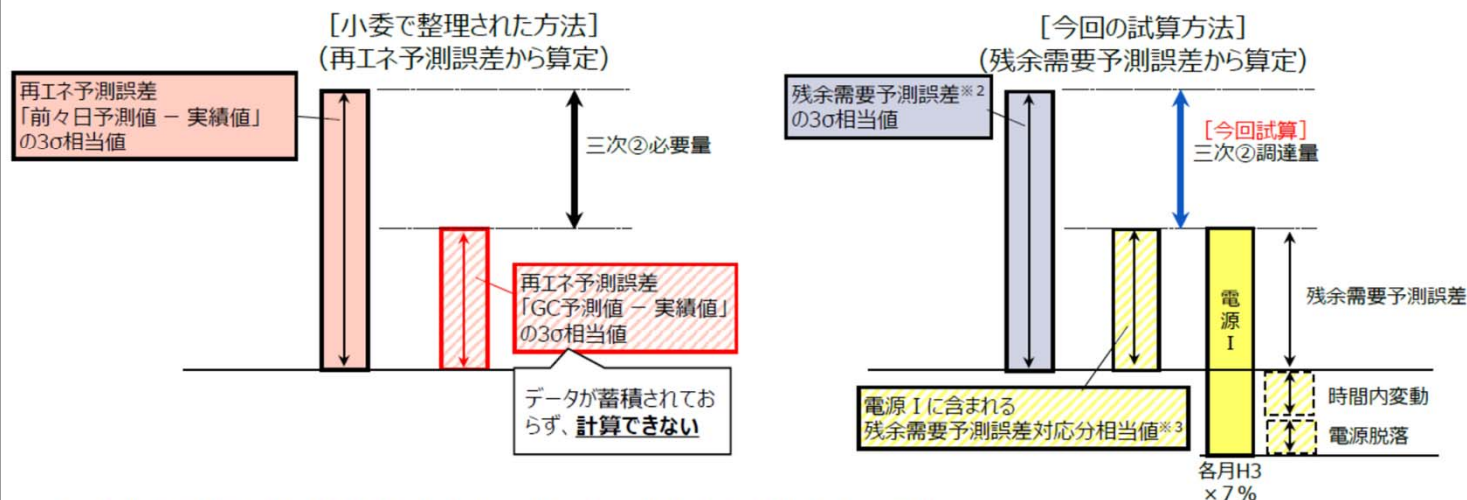
2019年4月 第38回調整力および需給バランス評価等に関する委員会 資料3-2

2018年12月 第11回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3

(参考) 三次② ΔkW必要量の試算方法

21

- 需給調整市場検討小委員会において、三次②必要量の基本的な算定式は以下のとおり整理された。
三次②必要量 = 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値
- 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値
- 現時点では、GC時点の再エネ予測値はデータが蓄積されていない。このため、残余需要 (= 需要 - 再エネ出力) の予測誤差の3σ相当値と電源 I に含まれる残余需要予測誤差の差で算定※1。



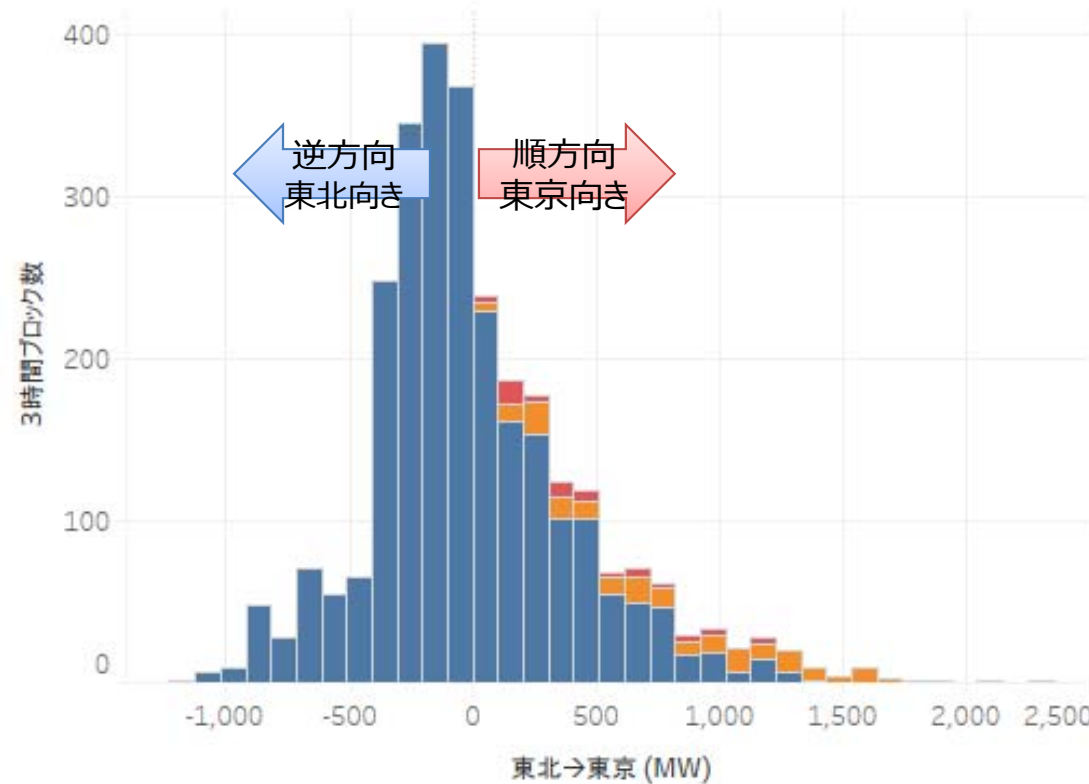
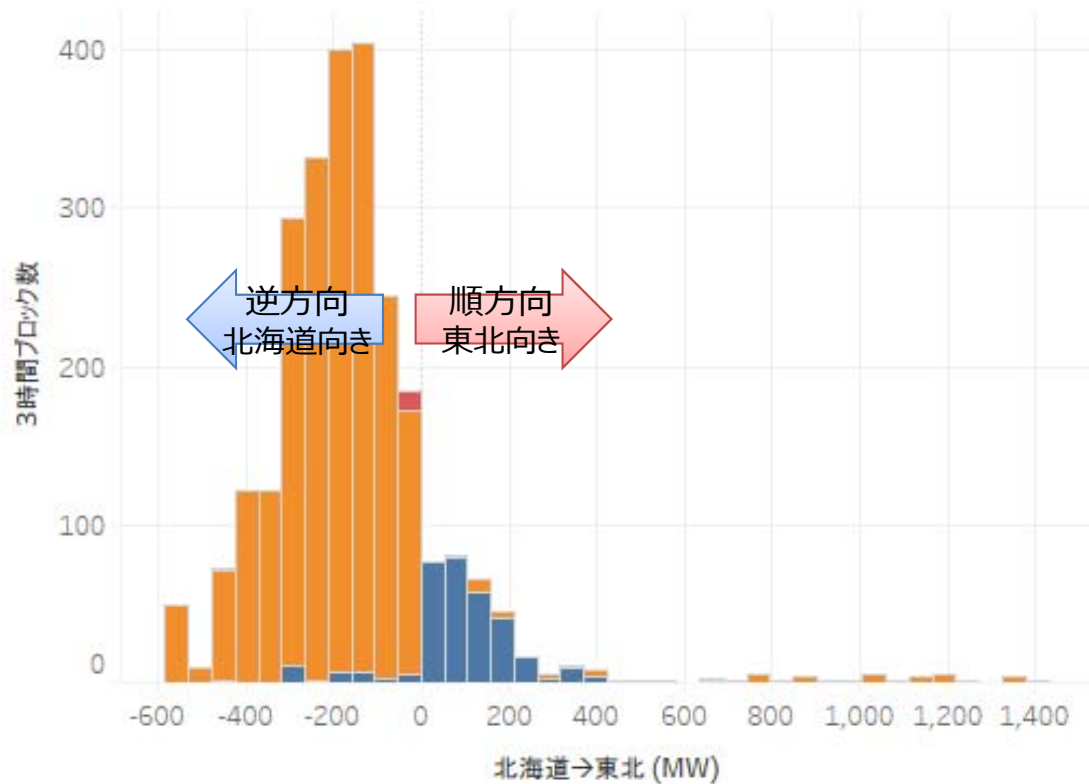
- ※1 FIT特例制度③の場合は前日朝時点の出力予測値を採用するため、前日予測値により算定する必要がある。
このたびの試算は三次②の年間で調達することになるであろう量のおおよその規模感を把握することが目的であること、およびFIT特例制度①がFITの大宗を占めていることから、FIT特例制度③に対して調達するであろう量は今回の試算には含まれていない。
- ※2 需要はGC時点の予測値、再エネは前々日の予測値を使用
- ※3 電源 I の必要量は残余需要ピークの時間帯（主に点灯時間帯）の予測誤差であることから、前々日からGCまでの再エネ予測誤差が少なく、GC以降に生じる残余需要予測誤差と見なした。

※三次②への影響額の試算においては、上記の年間調達量の内訳データ（月別、3時間ブロック別）を用いた。

参考：三次②ΔkW連系線確保量試算（時間前枠取り量平均+3σ）

- 北海道、東北間では順方向は空容量が十分にあり（青）、逆方向は空容量が無い（橙）、三次②と時間前の競合はほとんど発生しない。東京、東北間では、順方向、逆方向ともに空き容量は十分にあるが、順方向で若干競合（赤）が発生。

連系線制約を考慮せず三次②を広域運用した場合の連系線確保量の分布

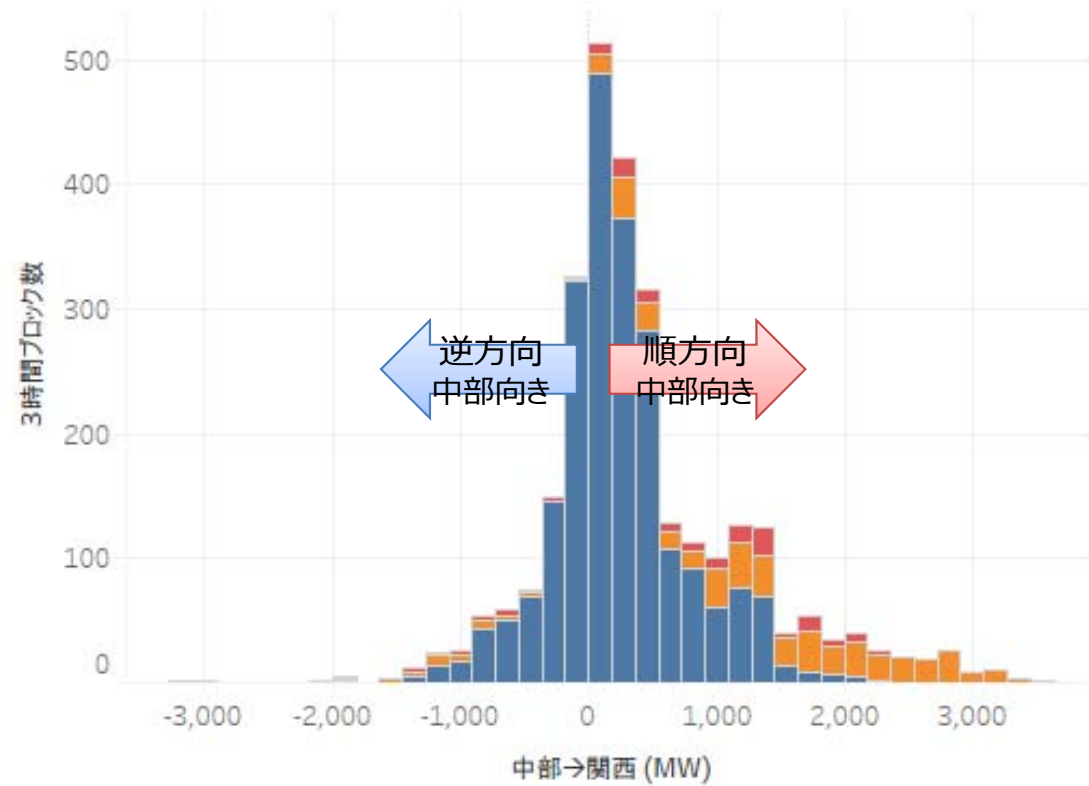
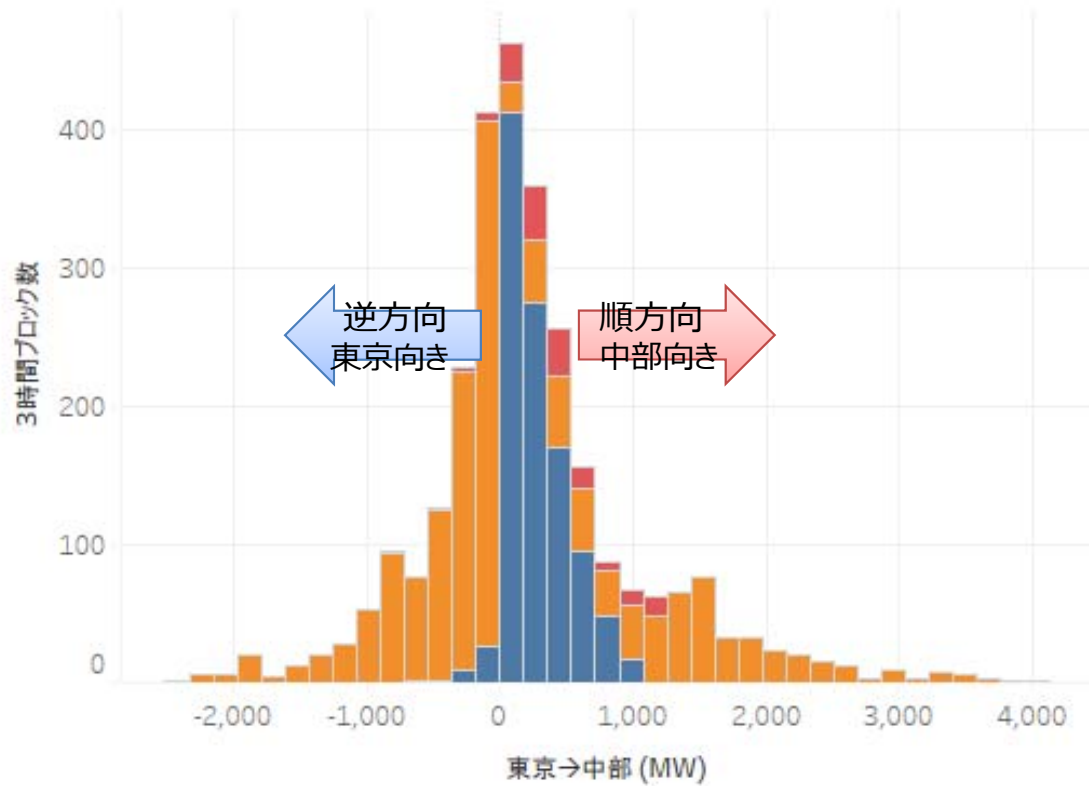


	北海道→東北		東北→東京	
	逆方向	順方向	逆方向	順方向
時間前を枠取りすると三次②取引量が連系線容量を超過	13	2	0	62
時間前枠取り及び三次②取引が両方可能	36	291	1,642	969
スポット後の空き容量不足のため、時間前枠取りによらず三次②取引不可	2,186	60	0	180

参考：三次②ΔkW連系線確保量試算（時間前枠取り量平均+3σ）

- 東京、中部間では順方向、逆方向ともに逆方向は空容量が少なく（橙）、三次②と時間前の競合は順方向で発生（赤）。中部、関西間では順方向、逆方向ともに空き容量は十分にあるが、順方向で競合が発生。

連系線制約を考慮せず三次②を広域運用した場合の連系線確保量の分布

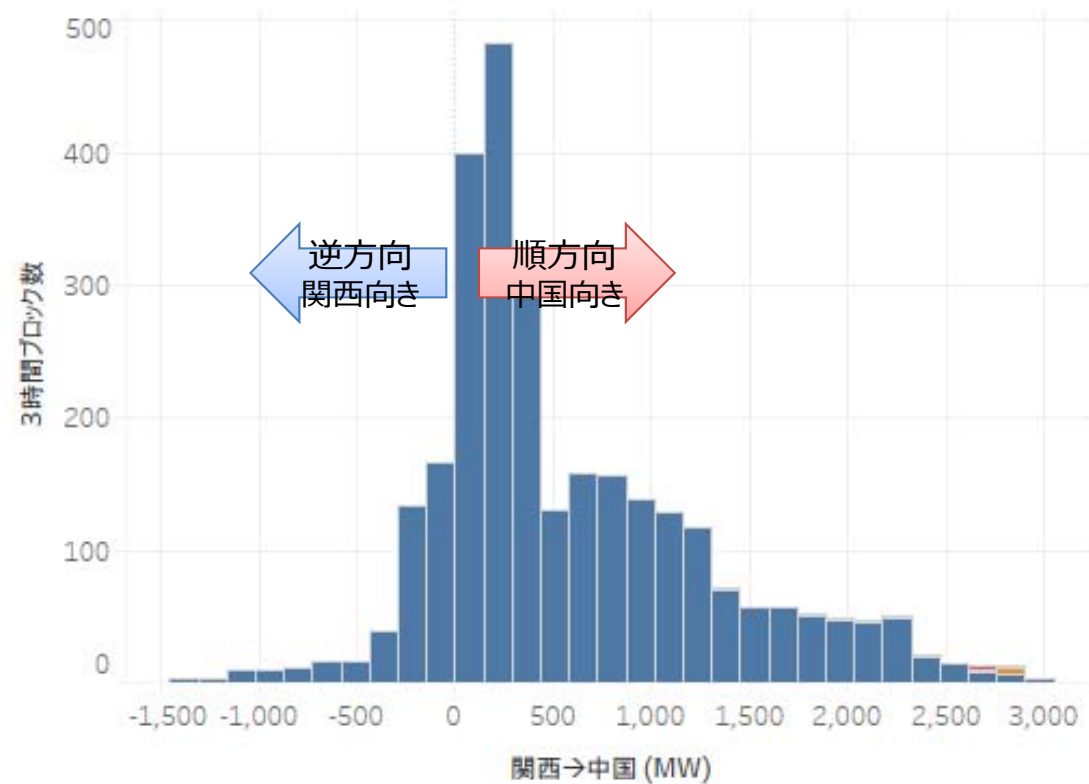
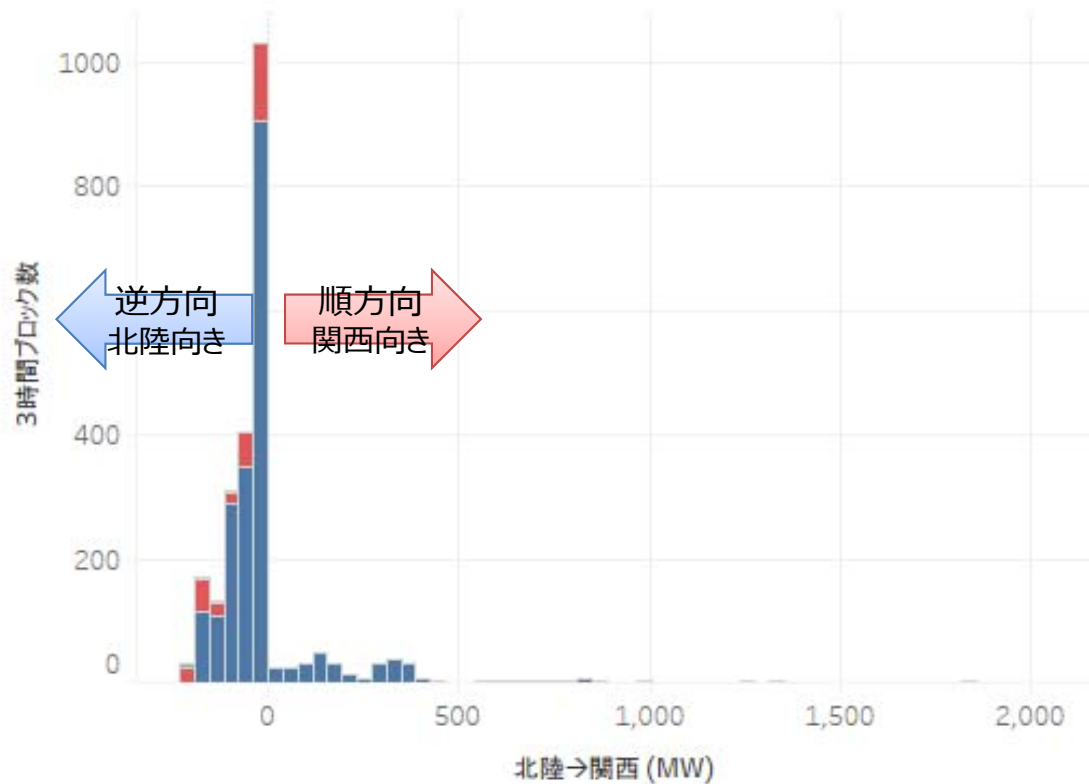


	東京→中部		中部→関西	
	逆方向	順方向	逆方向	順方向
■ 時間前を枠取りすると三次②取引量が連系線容量を超過	12	148	26	123
■ 時間前枠取り及び三次②取引が両方可能	38	1,019	669	1,584
■ スポット後の空き容量不足のため、時間前枠取りによらず三次②取引不可	1,040	602	41	417

参考：三次②ΔkW連系線確保量試算（時間前枠取り量平均+3σ）

- 北陸、関西間では順方向、逆方向ともに空容量が十分にあるが（青）、逆方向で三次②と時間前の競合（赤）が若干発生。関西、中国間では順方向、逆方向ともに空き容量は十分にあり、三次②と時間前の競合はほとんど発生しない。

連系線制約を考慮せず三次②を広域運用した場合の連系線確保量の分布

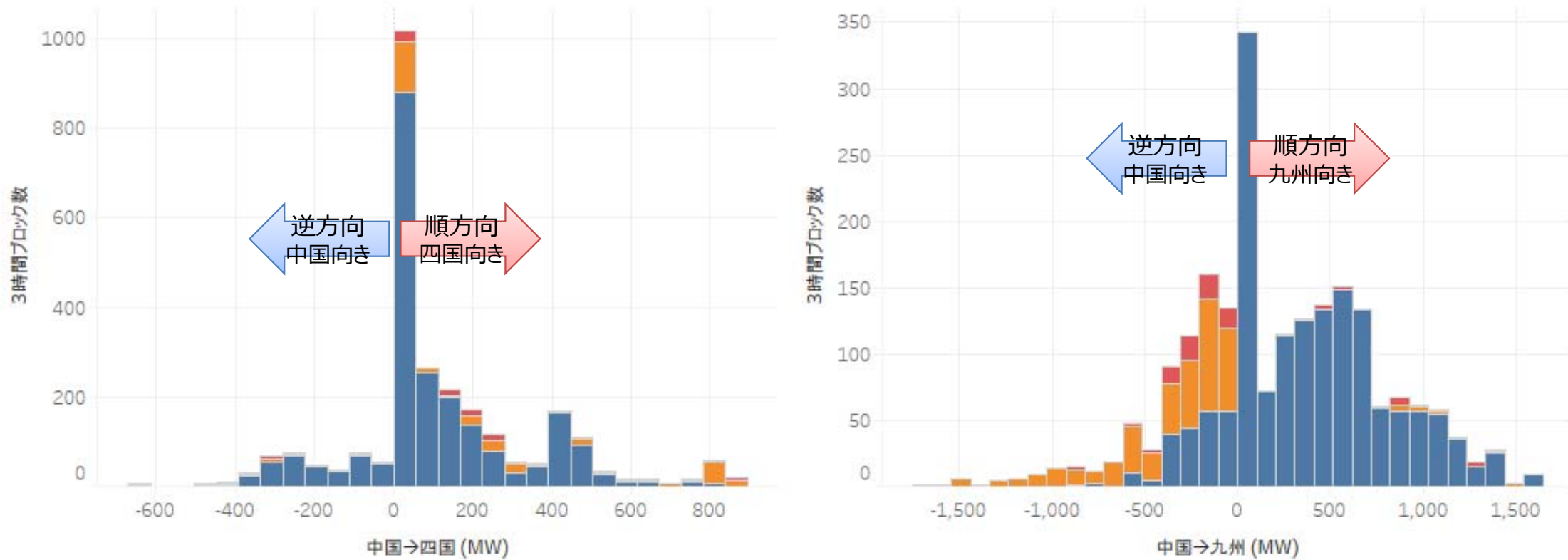


	北陸→関西		関西→中国	
	逆方向	順方向	逆方向	順方向
■ 時間前を枠取りすると三次②取引量が連系線容量を超過	13	7	0	10
■ 時間前枠取り及び三次②取引が両方可能	298	6	410	2,434
■ スポット後の空き容量不足のため、時間前枠取りによらず三次②取引不可	1,765	335	0	8

参考：三次②ΔkW連系線確保量試算（時間前枠取り量平均+3σ）

- 中国、四国間では順方向、逆方向ともに空容量が十分にあるが（青）、順方向で三次②と時間前の競合（赤）が若干発生。中国、九州間では順方向は空容量が十分にあるが（青）、逆方向は空容量が無く（橙）、逆方向で競合が発生。

連系線制約を考慮せず三次②を広域運用した場合の連系線確保量の分布



	中国→四国		中国→九州	
	逆方向	順方向	逆方向	順方向
■ 時間前を枠取りすると三次②取引量が連系線容量を超過	17	88	74	21
■ 時間前枠取り及び三次②取引が両方可能	374	1,955	216	1,384
■ スポット後の空き容量不足のため、時間前枠取りによらず三次②取引不可	22	299	374	15

【A・B】三次②向け連系線容量確保による影響額

- 時間前市場向けの連系線容量確保による三次②への影響額の試算結果は以下のとおり。

三次②への影響額

単位：百万円

α		北海道⇔東北	東北⇔東京	東京⇔中部	中部⇔関西	北陸⇔関西	関西⇔中国	中国⇔四国	中国⇔九州	合計
【A】平均 + 3σ	ΔkW	0.1	62.0	61.3	111.2	38.6	6.4	64.6	55.1	399.3
	kWh	1.3	23.2	46.2	37.7	9.4	0.9	29.1	18.0	165.9
	計	1.5	85.2	107.5	149.0	48.1	7.3	93.7	73.1	565.2
【B】最大値	ΔkW	11.2	244.9	282.9	506.1	99.4	54.2	191.4	199.4	1,589.5
	kWh	17.4	145.4	182.0	218.4	18.9	16.5	47.6	81.6	727.7
	計	28.6	390.3	464.8	724.5	118.2	70.7	239.0	280.9	2,317.1

※時間前市場向け確保量αの設定

- ・ 直近 1 年間の時間前市場取引量の平均 + 3σ
- ・ 直近 1 年間の時間前市場取引量の最大値

【C】時間前市場の約定量減少の影響額試算の考え方①

- 時間前市場向け連系線確保量を増減させることにより、エリアをまたぐ時間前取引が制限されることによる影響額を2018年度の実績値を用いて試算した。

時間前市場向けの連系線容量確保による時間前市場への影響額の試算方法

「時間前市場向け確保量(α)を超過した時間前市場取引量×価格差」により算出

α を超過した時間前市場取引量の試算方法

- ・ 時間前市場の約定結果による各連系線利用量を30コマごとに試算し、各コマにおいて、時間前市場の約定結果による各連系線利用量が、 α を超過するかどうか判定。
- ・ 超過したコマにおける各連系線の利用量を「 α を超過した時間前市場取引量」とする。

※前提条件

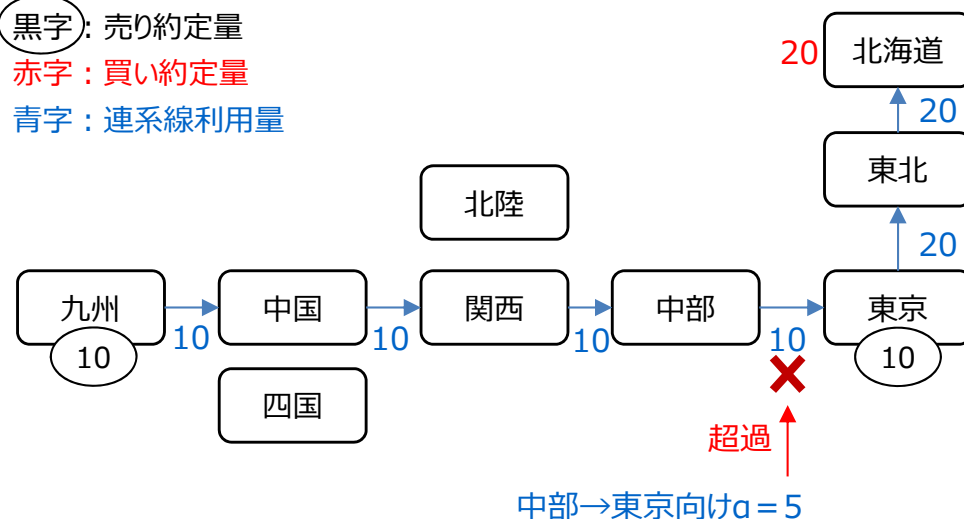
- ・ 2018年度の年間実績データを用い、30分コマ単位で試算（年間17,520コマ）。
- ・ 時間前市場向け連系線確保量 α は、「直近1年間の時間前市場取引量の平均 + 3 σ 」と仮定する。
- ・ 三次②による連系線利用量は、確保上限値をすべて活用していると仮定する。
- ・ フェンス潮流は考慮しない。
- ・ 時間前取引による連系線利用量が α を超過した場合、実際には α までは取引可能だが、三次②連系線枠取り量試算と条件を合わせ、取引量ゼロと仮定する。

例) 2018年×月×日 1コマ (0時～0時半)

黒字: 売り約定量

赤字: 買い約定量

青字: 連系線利用量



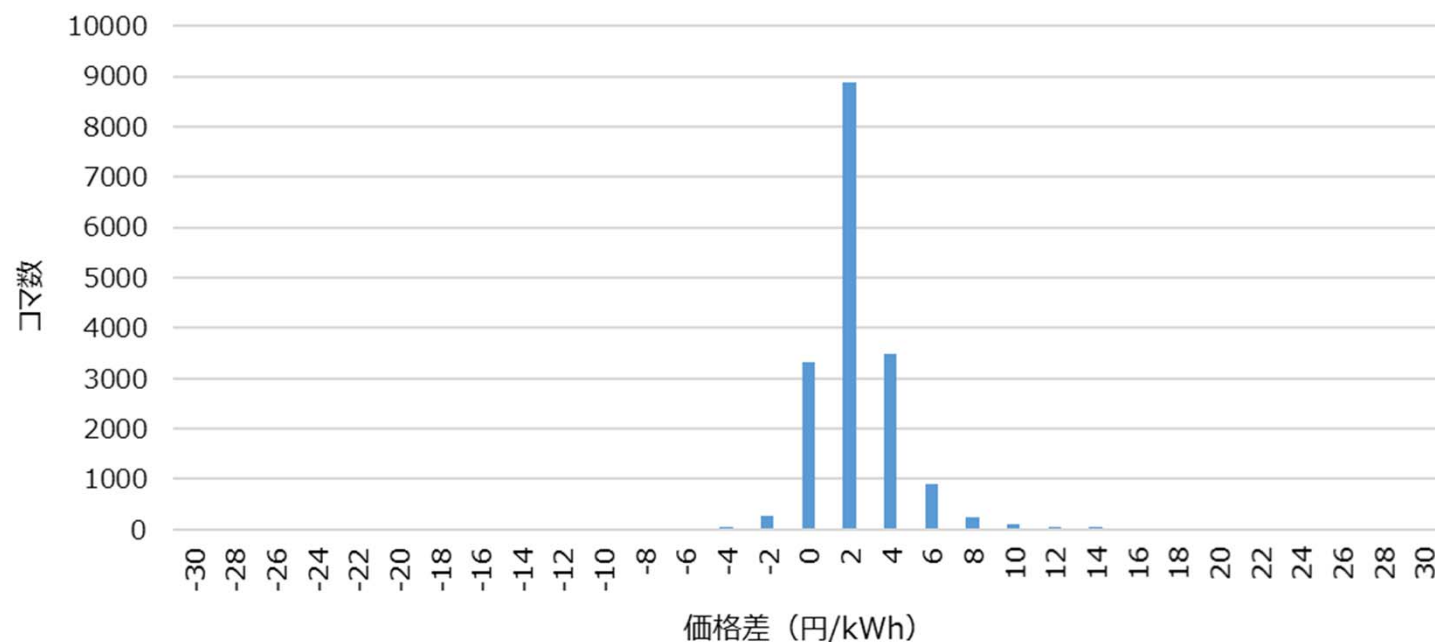
試算結果 (α を超過した時間前市場取引量)

時間前市場向け確保量 3σ	北海道⇔東北	東北⇔東京	東京⇔中部	中部⇔関西	北陸⇔関西	関西⇔中国	中国⇔四国	中国⇔九州
年間影響量 (MW)	22,630	149,833	142,829	149,782	153,857	143,065	92,774	151,690
年間コマ数	255	438	461	439	387	370	491	512

【C】時間前市場の約定量減少の影響額試算の考え方②

- 時間前取引による連系線利用量が時間前市場向け確保量を超過した場合、その超過量は、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、その価格差により生じる費用を影響額として試算する。
- この場合、価格差については、2018年度の時間前市場の30分コマごとの約定結果による自エリア間取引の加重平均価格と他エリア間取引の加重平均価格の差と仮定した。

時間前市場の自エリア間取引と他エリア間取引の価格差（2018年度）



価格差（正側平均）
2.02円/kWh

※ 自エリア間または、他エリア間の取引
が無いコマは除く

【C】時間前市場の約定量減少の影響額

- 時間前市場向けの連系線容量確保による時間前市場への影響額の試算結果は以下のとおり。

時間前市場への影響額

単位：百万円

	北海道⇔東北	東北⇔東京	東京⇔中部	中部⇔関西	北陸⇔関西	関西⇔中国	中国⇔四国	中国⇔九州
【C】3σ	22.9	151.3	144.3	151.3	155.4	144.5	93.7	153.2

※時間前市場向け確保量の設定

- ・ 直近1年間の時間前市場取引量の平均 + 3σ