

三次調整力①向け連系線容量の確保量について

第 7 0 回 制度設計専門会合 事務局提出資料

令和 4 年 2 月 1 8 日（金）

三次①向け連系線容量確保の必要性

- 2021年度から需給調整市場が開設されるとともに、三次調整力②の広域調達・広域運用が開始された。そして三次①については2022年度以降、広域調達が開始されるが、調達された調整力が活用できるよう、連系線の容量を確保する必要がある。
- 今回、第46回制度設計専門会合（2020年3月31日）において御議論いただいた基本的な考え方にに基づき、過年度の実績データ等を活用し、2022年度の三次①向け連系線容量の確保量を算出したため、その算出結果について報告を行う。

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1を加工

	2020年度	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
予約電源の調達 (kW又はΔkWコストが発生する電源) ※ 白色はエリア内の調達、 <u>橙色は市場での広域調達</u>	電源 I	電源 I	電源 I	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
余力電源の活用	電源 II	電源 II	電源 II	余力活用電源

2020年度までは、基本的には各エリアで調整力 kWhを運用。

2021年度以降は、連系線容量の範囲内で9エリアの広域メリットオーダーで運用。2021,2022は15分毎の予測インバランス量、2023以降は5分毎の予測インバランス量まで広域運用で対応。(緑枠)

参考：需給調整市場における商品の概要

2021年6月 第24回需給調整市場検討小委員会 資料2

	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	オンライン
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 または 簡易指令システム	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	45分以内
継続時間	5分以上	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※3	数秒～数分※3	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※5	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※3	1～5秒程度※3	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※4
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※1,3	5MW※1,3	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW	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 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。

※4 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。

※5 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

注) 全ての商品において、商品ブロック単位（3時間/ブロック）で取引される。

参考：連系線の容量確保による卸電力市場への影響

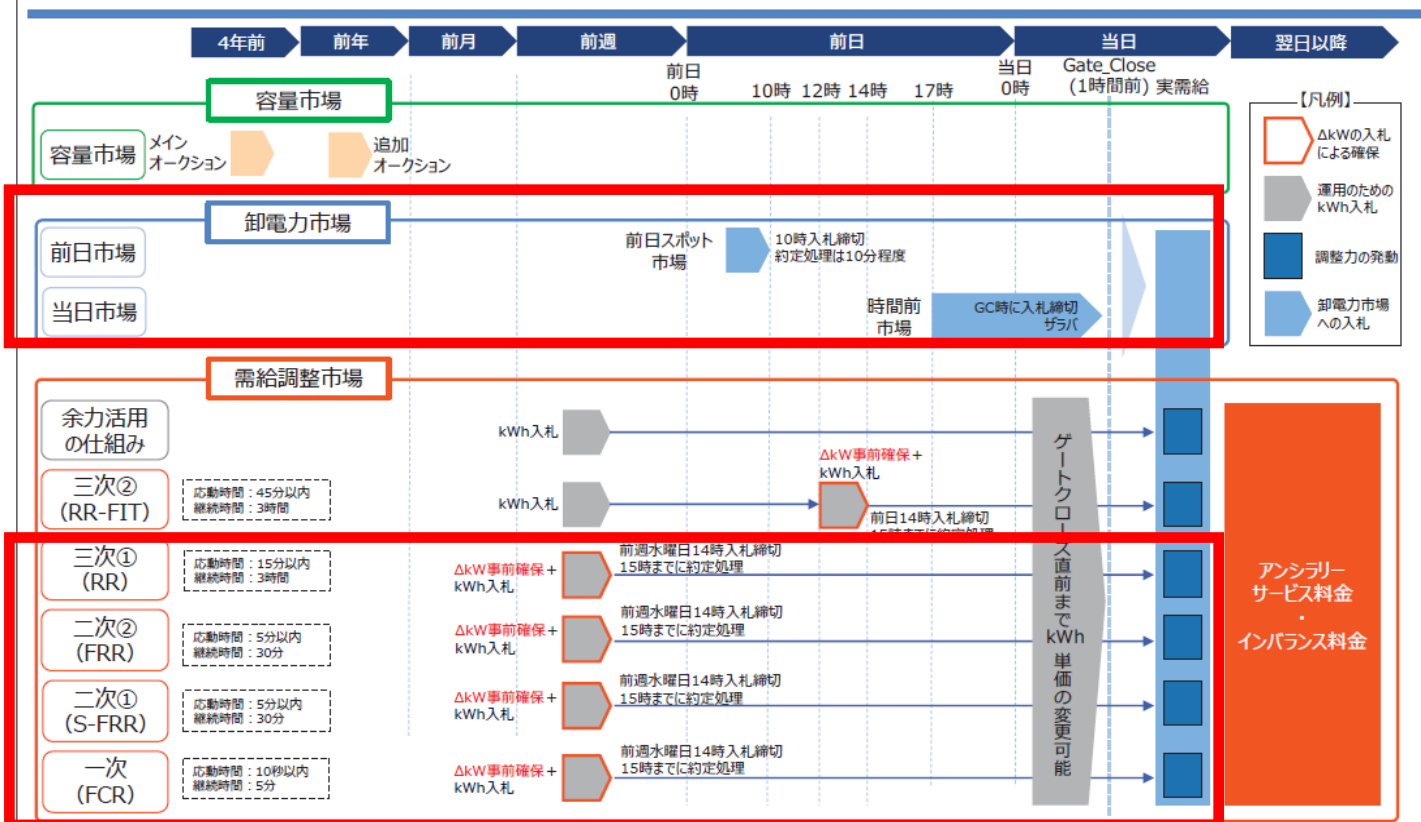
2020年3月 第46回制度設計専門会
合 資料8を一部加工

- 三次①の需給調整市場は、前週（スポット市場前）に入札・約定が行われることから、連系線をまたいだ三次①の約定量分だけ連系線を確保すると、その分スポット・時間前で用いることができる連系線の容量が減少する。
- このため、三次①の約定における連系線活用については、三次①を広域的に調達することによるメリットとスポット・時間前のデメリットを考慮して、その量に一定の上限（需給調整市場で用いる量）を設けることが適当と考えられる。

（参考）取引スケジュール（検討中の内容を含む）

24

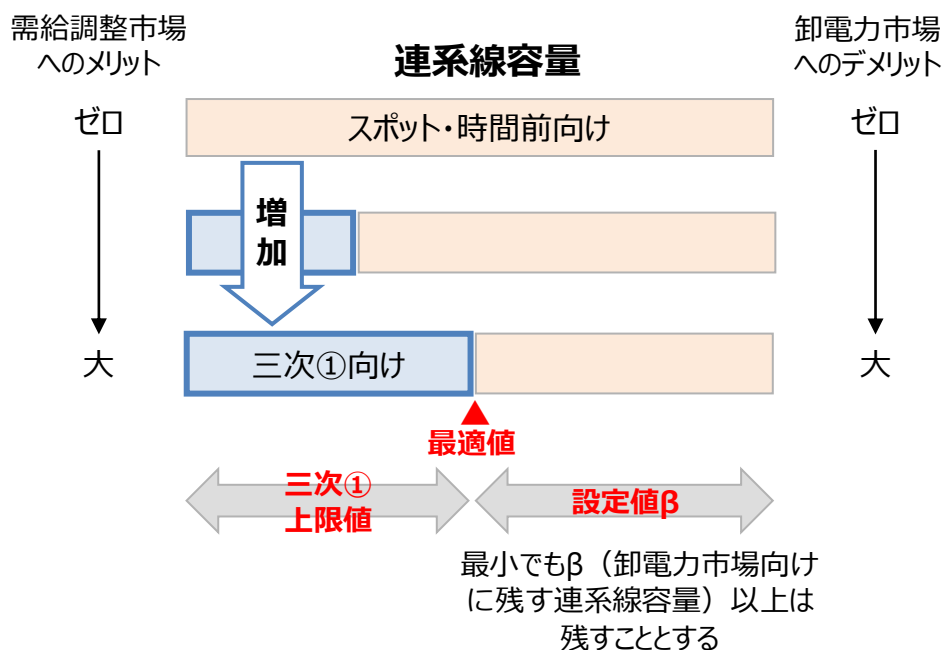
2019年12月 第15回需給調整市場
検討小委員会 資料4



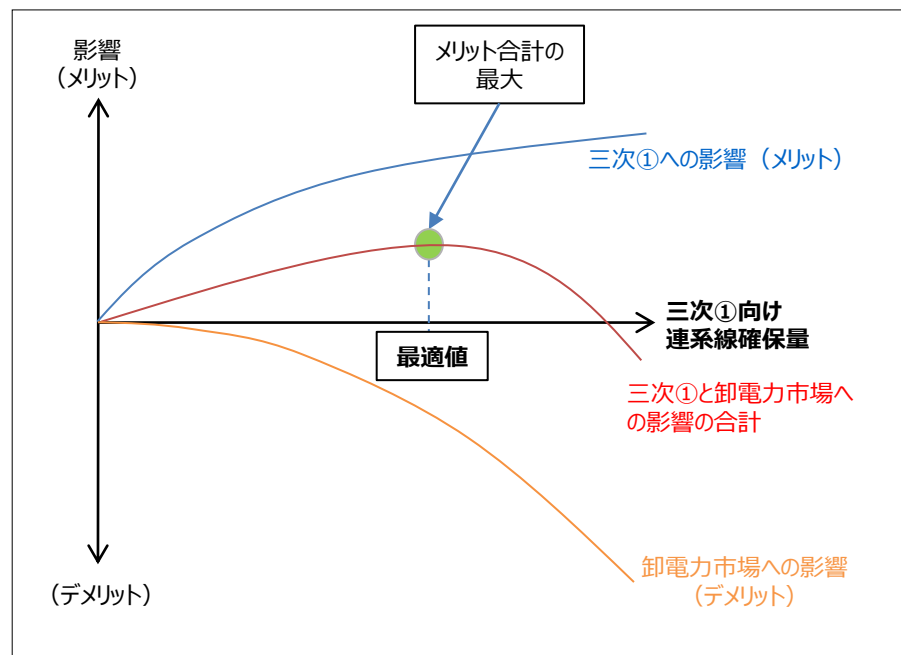
参考：三次①向け連系線確保量の上限值の設定の考え方

2020年3月 第46回制度設計
専門会合 資料8を一部加工

- 三次①向けの連系線確保量を増加させると、三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（ β ）とし、残余分を三次①向けの連系線確保量の上限とする。



三次①向け連系線確保量の上限值の設定の考え方



2022年度の三次①向け連系線確保量の上限値 (スポット・時間前向けに残す連系線容量 (β)) について

- 第46回制度設計専門会合において御議論いただいたように、三次①の約定における連系線活用については、そのメリットと卸電力市場のデメリットを考慮し、その量に一定の上限（三次①向けに確保する量）を設けることが適当。
- 具体的な方法としては、三次①への影響（メリット）と卸電力市場への影響（デメリット）を合計し、社会便益が最大となるように、スポット・時間前向けに残す連系線容量（ β ）を決定し、連系線容量から β を差し引いた残余分を三次①向けの上限とすることが合理的と考えられる。
- 上述の考え方にに基づき、過年度の実績データ等を用いて2022年度の三次①向け連系線確保量の上限値を算出した結果は、次ページ以降の通りであり、2022年度についてはまずはこの値で運用していくこととしてはどうか。

※本会合後、事務局から広域機関へ、スポット・時間前向けに残す連系線容量を提供し、広域機関システムに取り込んだうえで2022年4月より運用開始

- なお、2022年度の実際の三次①の取引実績や潮流の状況等を見ながら必要に応じ見直しを検討していくこととしたい。

【算出結果】2022年度の卸電力市場向けに残す連系線容量（β）

- 2022年度のスポット・時間前市場向けに残す連系線容量βの算出結果（連系線運用容量に対する割合）は以下のとおり。

月	ブロック	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	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
4	1	95%	100%	90%	0%	0%	100%	100%	100%	50%	70%	40%	50%	90%	60%	0%	100%
	2	95%	100%	90%	0%	80%	100%	100%	100%	60%	70%	50%	50%	99%	60%	0%	97%
	3	100%	100%	100%	0%	95%	100%	99%	100%	70%	70%	30%	99%	90%	80%	40%	99%
	4	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	95%	70%	50%	0%	100%	80%	80%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	99%	70%	50%	0%	100%	70%	90%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	70%	100%	60%	97%	95%	50%	20%	100%	80%	100%	0%	100%
	7	80%	100%	90%	0%	60%	100%	70%	100%	97%	40%	40%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	90%	100%	95%	0%	0%	100%	95%	100%	95%	40%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
5	1	99%	100%	100%	0%	100%	100%	10%	100%	60%	50%	20%	70%	99%	50%	0%	100%
	2	100%	90%	95%	0%	100%	100%	50%	100%	60%	50%	30%	60%	100%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	60%	60%	20%	99%	95%	80%	30%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	80%	50%	10%	100%	90%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	50%	10%	100%	90%	95%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	100%	95%	50%	10%	100%	90%	80%	0%	100%
	7	100%	97%	95%	0%	100%	100%	40%	100%	97%	40%	10%	80%	100%	60%	0%	100%
	8	100%	95%	100%	0%	80%	100%	40%	100%	95%	50%	10%	60%	100%	40%	0%	100%
6	1	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	100%	50%	40%	0%	60%	90%	90%	0%	100%
	2	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	99%	60%	100%	0%	50%	90%	90%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	100%	10%	80%	90%	60%	10%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	10%	97%	80%	70%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	0%	90%	80%	100%	60%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	80%	30%	10%	90%	80%	100%	30%	100%
	7	90%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	80%	90%	20%	20%	70%	80%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	100%	100%	70%	100%	60%	40%	0%	60%	90%	97%	0%	100%
7	1	70%	100%	90%	0%	99%	100%	0%	100%	50%	50%	0%	60%	60%	80%	0%	99%
	2	70%	100%	90%	0%	100%	100%	10%	100%	50%	40%	0%	60%	60%	70%	0%	99%
	3	100%	100%	99%	0%	100%	100%	0%	100%	60%	60%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	70%	50%	0%	95%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	99%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	80%	50%	0%	90%	70%	100%	50%	100%
	6	90%	100%	97%	0%	100%	100%	80%	100%	90%	50%	20%	80%	70%	80%	0%	100%
	7	80%	100%	100%	0%	90%	100%	40%	100%	80%	20%	20%	60%	70%	40%	0%	100%
	8	90%	100%	100%	0%	70%	100%	0%	100%	80%	40%	10%	70%	60%	50%	0%	100%
8	1	100%	100%	99%	0%	100%	100%	20%	100%	90%	50%	0%	60%	60%	70%	0%	100%
	2	100%	100%	97%	0%	100%	100%	10%	100%	90%	40%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	90%	40%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	70%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	40%	0%	95%	70%	80%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	90%	30%	0%	90%	70%	80%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	90%	10%	10%	60%	70%	30%	0%	100%
	8	97%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	90%	80%	30%	0%	60%	60%	60%	0%	100%
9	1	80%	100%	90%	0%	100%	100%	60%	100%	70%	50%	0%	80%	10%	70%	0%	100%
	2	80%	100%	90%	0%	100%	100%	40%	100%	70%	50%	0%	70%	30%	60%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	0%	100%	100%	95%	100%	60%	50%	0%	99%	50%	90%	20%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	50%	95%	100%	70%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	99%	50%	50%	0%	100%	70%	99%	0%	100%
	6	99%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	99%	60%	97%	0%	100%
	7	60%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	50%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	8	80%	100%	95%	0%	100%	100%	70%	100%	50%	60%	0%	80%	50%	90%	0%	100%

※数値 100%：運用容量の全量を卸電力市場に割当 0%：運用容量の全量を需給調整市場に割当

※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割

【算出結果】2022年度の卸電力市場向けに残す連系線容量（β）

		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	
月	ブロック	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
10	1	50%	95%	97%	0%	100%	100%	0%	100%	30%	70%	10%	70%	60%	90%	0%	100%
	2	40%	100%	90%	0%	100%	100%	90%	100%	30%	70%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
	3	90%	97%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	50%	70%	10%	95%	90%	100%	80%	100%
	4	100%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	97%	60%	100%	70%	100%
	5	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	97%	60%	99%	90%	100%
	6	50%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	60%	60%	10%	90%	70%	99%	70%	100%
	7	30%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	70%	60%	70%	10%	60%	60%	95%	0%	95%
	8	50%	99%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	50%	70%	0%	70%	60%	90%	0%	100%
11	1	60%	100%	80%	0%	100%	100%	60%	95%	30%	90%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	2	30%	100%	80%	0%	100%	90%	80%	50%	20%	95%	10%	60%	60%	40%	0%	100%
	3	97%	100%	97%	0%	100%	100%	90%	100%	30%	90%	0%	97%	90%	70%	70%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	40%	80%	90%	100%	60%	97%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	40%	70%	0%	97%	60%	95%	0%	100%
	6	50%	100%	90%	0%	100%	100%	80%	95%	30%	70%	0%	90%	60%	90%	99%	100%
	7	40%	100%	80%	0%	100%	100%	99%	30%	30%	70%	0%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	70%	100%	90%	0%	100%	100%	70%	80%	30%	90%	0%	70%	60%	50%	0%	100%
12	1	50%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	60%	20%	95%	10%	60%	80%	30%	0%	100%
	2	40%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	60%	20%	95%	10%	60%	70%	10%	0%	100%
	3	60%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	90%	0%	60%	60%	10%	60%	100%
	4	90%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	50%	90%	0%	97%	70%	50%	0%	100%
	5	97%	95%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	60%	90%	0%	90%	70%	50%	0%	100%
	6	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	70%	0%	70%	70%	30%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	60%	0%	60%	70%	20%	0%	100%
	8	80%	97%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	50%	80%	20%	60%	70%	10%	30%	100%
1	1	50%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	40%	80%	40%	50%	90%	10%	30%	95%
	2	50%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	90%	40%	80%	50%	40%	95%	10%	0%	97%
	3	80%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	80%	80%	60%	10%	97%	100%	10%	0%	95%
	4	95%	95%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	80%	70%	10%	70%	100%	10%	80%	100%
	5	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	80%	70%	70%	10%	90%	70%	10%	0%	100%
	6	90%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	70%	40%	10%	70%	100%	10%	0%	100%
	7	90%	90%	100%	0%	100%	100%	60%	40%	70%	40%	10%	60%	100%	10%	0%	80%
	8	70%	90%	99%	0%	100%	100%	70%	70%	60%	50%	10%	50%	90%	10%	40%	100%
2	1	10%	100%	90%	30%	100%	100%	60%	90%	60%	90%	0%	60%	60%	20%	0%	100%
	2	10%	100%	90%	50%	100%	100%	60%	80%	50%	80%	0%	50%	60%	10%	0%	97%
	3	40%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	80%	70%	80%	0%	70%	60%	30%	0%	100%
	4	80%	100%	100%	90%	100%	100%	100%	95%	70%	60%	0%	95%	70%	97%	30%	100%
	5	80%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	95%	80%	50%	0%	95%	70%	60%	0%	100%
	6	60%	100%	100%	60%	100%	100%	100%	99%	70%	40%	0%	80%	70%	50%	0%	100%
	7	60%	95%	99%	50%	100%	100%	100%	60%	70%	30%	10%	60%	70%	20%	0%	100%
	8	60%	100%	99%	20%	100%	100%	100%	90%	70%	70%	10%	60%	50%	10%	0%	100%
3	1	20%	100%	90%	50%	100%	100%	50%	90%	80%	70%	0%	60%	60%	20%	0%	100%
	2	20%	100%	80%	70%	100%	100%	60%	90%	80%	60%	10%	60%	60%	20%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	40%	100%	100%	90%	80%	97%	40%	0%	97%	60%	10%	0%	100%
	4	90%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	97%	100%	30%	0%	100%	60%	80%	0%	100%
	5	97%	100%	100%	0%	100%	100%	97%	100%	100%	30%	0%	100%	60%	50%	30%	100%
	6	60%	100%	100%	10%	100%	100%	50%	97%	90%	30%	0%	95%	60%	30%	0%	100%
	7	30%	100%	99%	10%	100%	100%	100%	50%	100%	0%	0%	70%	60%	0%	0%	100%
	8	30%	100%	95%	0%	100%	100%	90%	90%	90%	40%	0%	60%	60%	10%	0%	100%

※数値 100%：運用容量の全量を卸電力市場に割当 0%：運用容量の全量を需給調整市場に割当

※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割

(参考) 算出方法詳細

参考：三次①向け連系線確保による影響額の算出方法

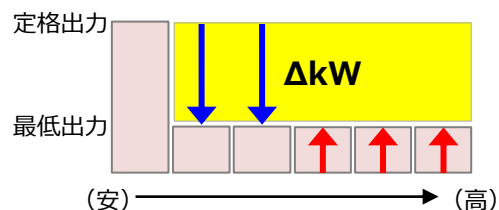
- 三次①向けに連系線容量を確保することにより、エリアをまたぐ三次①の広域調達が増加することによる影響額（メリット）を2020年度の実績値を用いて試算した。

三次①向け連系線容量の確保による三次①への影響額の試算方法

エリア別調達による調達コストと広域調達による調達コストの差により算出。

◆ 三次①調達コストの算出方法

電源の持ち替え費用（安価な電源を下げ、高価な電源を立ち上げ）により算出。



◆ その他の前提条件

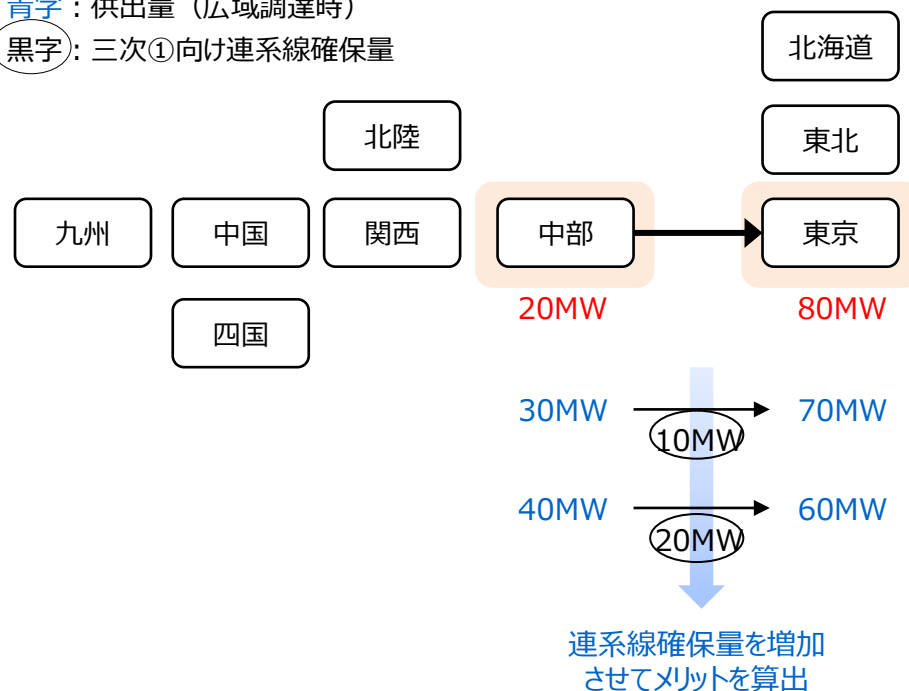
- ・取引対象ユニットは2020年度の電源ⅠⅡとし、各ユニットの定格出力－最低出力を三次①供出量とする。
- ・各ユニットのkWh単価は、2020年3月度月初の定格出力帯の上げ調整単価を使用。
- ・簡便的に、コマ単位ではなく3時間ブロック単位で試算。
- ・フェンス潮流は考慮しない。

例) 2020年×月×日 1ブロック (0時～3時)

赤字：エリア別必要量

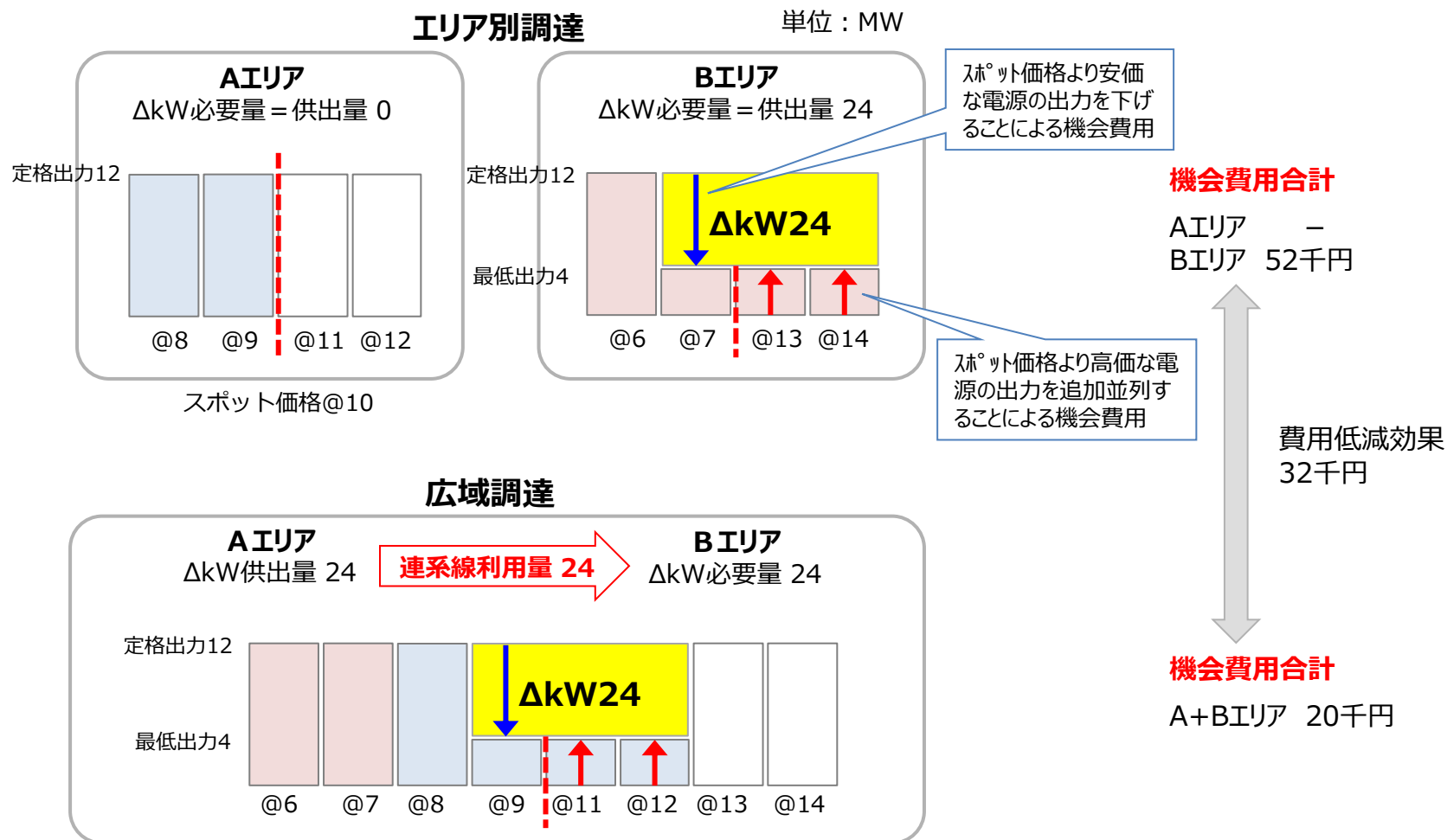
青字：供出量（広域調達時）

黒字：三次①向け連系線確保量



参考：三次①向けの連系線確保量及び影響額の算出方法

- 三次① ΔkW 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（機会費用）、連系線利用量の算出方法のイメージは以下のとおり。



参考：連系線分断を考慮した三次①の影響額試算の考え方

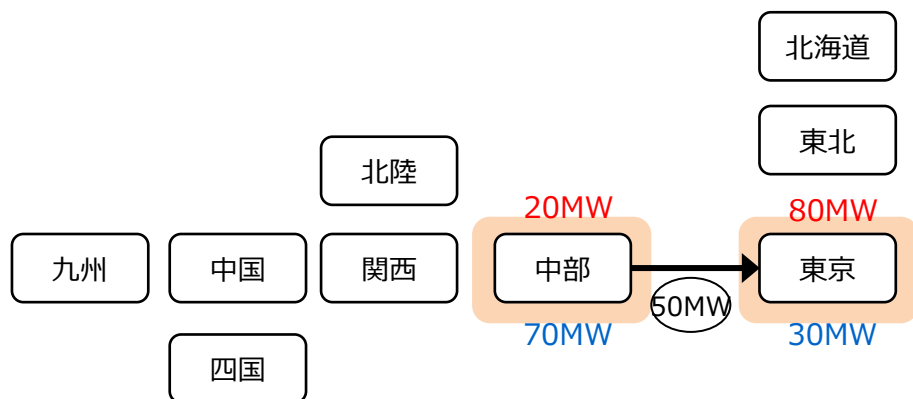
- 連系線分断を考慮した三次①への影響について、保守的に、隣接エリアでの広域調達【方法①】を前提として試算した。

【方法①】隣接エリアでの広域調達を仮定（対象連系線以外全て分断していることを仮定）

【方法②】全国での広域調達を仮定（対象連系線以外全て制約がないと仮定）

例) 2020年×月×日 1ブロック (0時～3時)

試算方法① 隣接エリアでの広域調達を仮定



赤字：供出量（エリア別調達時）

青字：供出量（広域調達時）

黒字：三次①向け連系線確保量

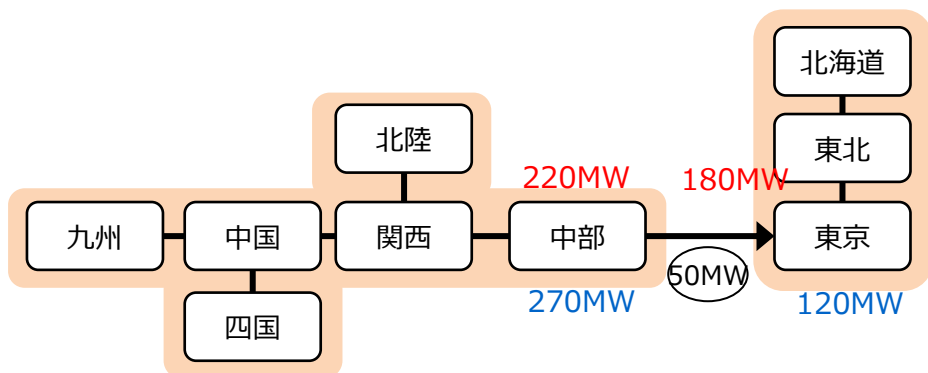
⇒調達コスト（エリア別調達時）



広域調達のメリット50千円

⇒調達コスト（広域調達時）

試算方法② 全国での広域調達を仮定（対象連系線以外全て制約がないと仮定）



⇒調達コスト（エリア別調達時）



広域調達のメリット60千円

⇒調達コスト（広域調達時）

参考：スポット市場の連系線利用量の減少による影響額の算出方法

- 三次①向け連系線容量を増減させることにより、エリアをまたぐスポット市場取引が制限されることによる影響額を2020年度の実績値を用いて試算した。

三次①向け連系線容量の確保によるスポット市場への影響額の試算方法

「 β （卸電力市場向けに残す連系線容量）を超過したスポット市場取引量×価格差」により算出

◆ β を超過したスポット市場取引量の試算方法

- ・ 30分コマ単位で β がスポット市場の約定後の各連系線空き容量を超過するかどうか判定。
- ・ 超過量を「 β を超過したスポット市場取引量」とする。

◆ 価格差の試算方法

- ・ 対象連系線（順・逆の各方向）の接続先のエリアプライスが接続元のエリアプライスを超過するかどうか判定。
- ・ 超過コマにおいて、
「（接続先のスポット市場エリアプライスの2020年度各月の最大値と時間前市場の2020年度各月の高値の大きい方の値）－（接続先のエリアプライス）」により算出

◆ その他の前提条件

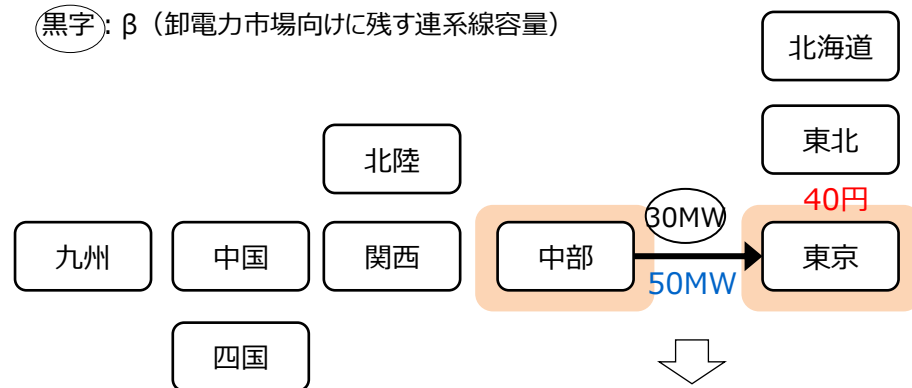
- ・ 2020年度の年間実績データを用い、30分コマ単位で試算（年間17,520コマ）。
- ・ フェンス潮流は考慮しない。

例) 2020年×月×日 1コマ

赤字：価格差

青字：スポット市場取引量（ β 考慮前）

黒字： β （卸電力市場向けに残す連系線容量）



超過容量：20MW
価格差：40円/kWh
↓
影響額：400千円
(20MW×1,000×40円/kWh×0.5h)