

# 一次調整力～三次調整力①向けの 連系線容量の確保量について

第46回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

令和2年3月31日（火）

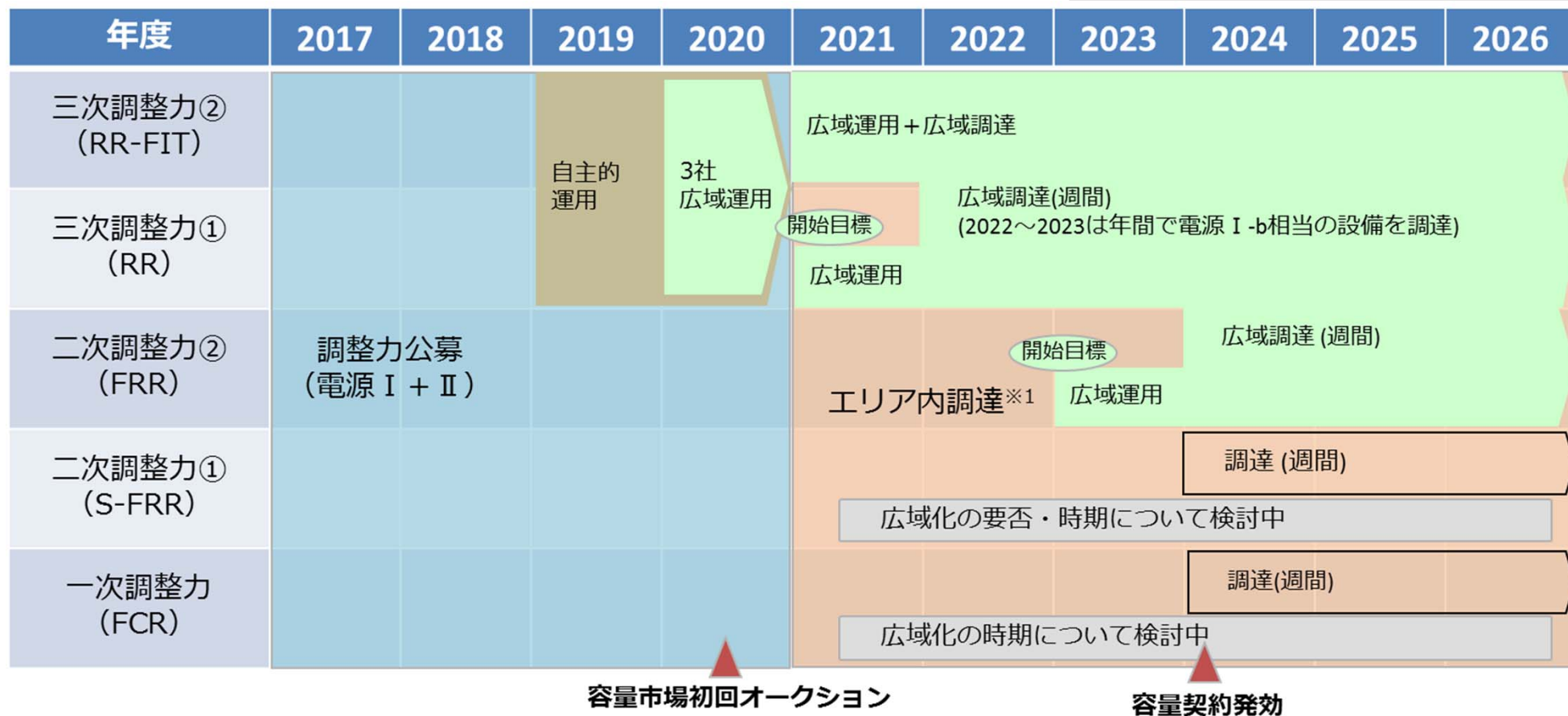


電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 一次～三次①向け連系線容量確保の必要性

- 三次①については2022年度以降、一次、二次については2024年度以降、広域調達を開始されるが、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。
- 準備期間を考慮し、一次～三次①向けの連系線容量の確保量については、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。

2019年1月 第28回制度検討作業部会 資料5



※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。

# 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。



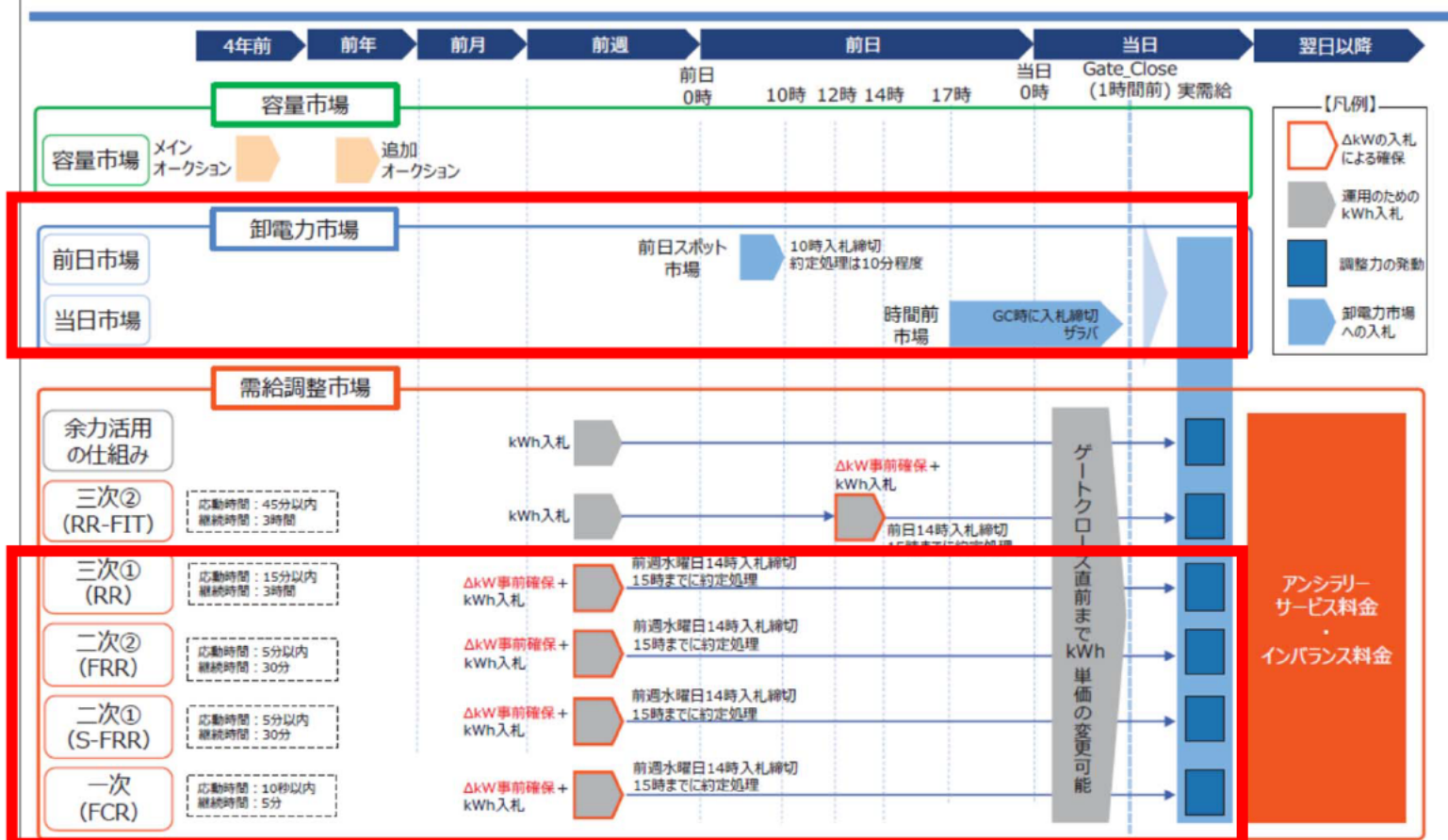
# 連系線の容量確保による卸電力市場への影響

- 一次～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、連系線をまたいだ一次～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、一次～三次①の約定における連系線活用については、一次～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)

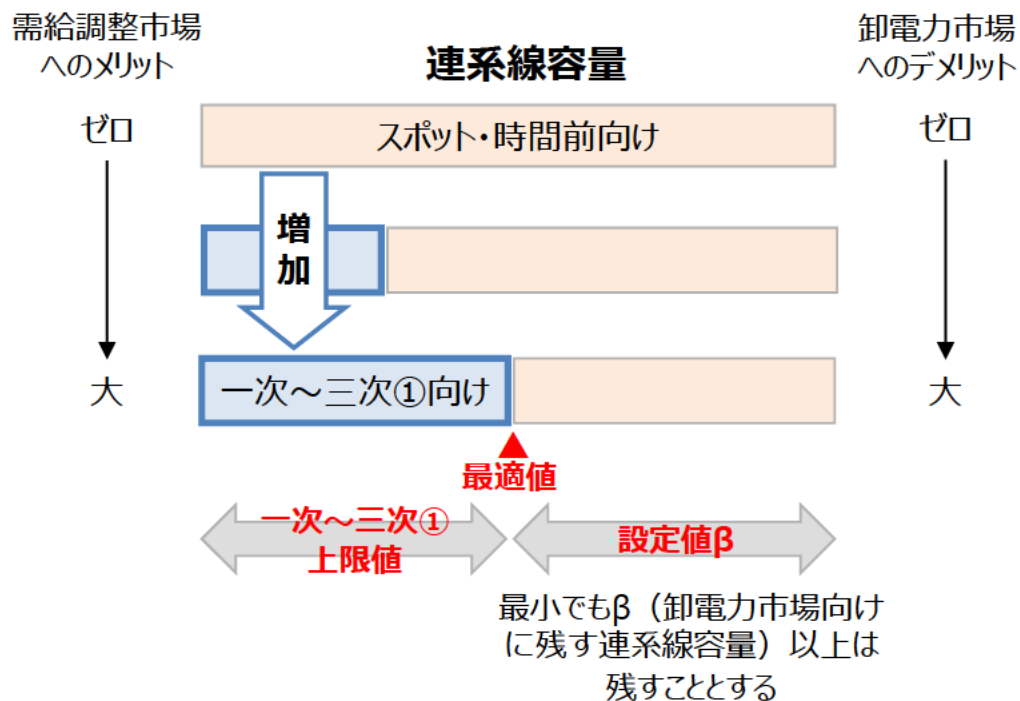
24

2019年12月 第15回需給調整市場  
検討小委員会 資料4

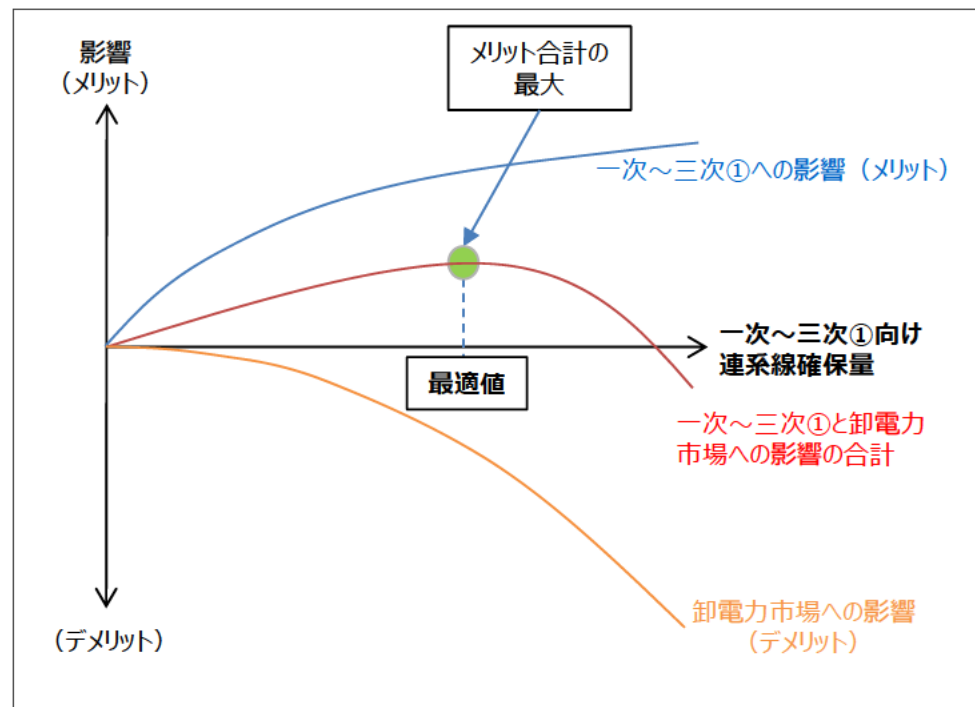


# 一次～三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

- 一次～三次①向けの連系線確保量を増加させると、一次～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（ $\beta$ ）とし、残余分を一次～三次①向けの連系線確保量の上限としてどうか。



## 一次～三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



# 一次～三次①向け連系線確保量の上限値の考え方と今後の方向性

- 前述のとおり、一次～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（一次～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、一次～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（ $\beta$ ）を決定し、連系線容量から $\beta$ を差し引いた残余分を一次～三次①向けの上限とす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。
- 三次①の広域調達が始まる2022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2021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、需給調整市場における調達の状況や卸電力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。

※ 一次～三次①は3時間ブロック単位で調達され、その3時間内で大きな差はないと考えられることから、3時間ブロック単位で設定してはどうか。  
平日、土曜、日曜の別により、一次～三次①及び卸電力市場に及ぼす影響の傾向が異なることも想定される。傾向を分析し、必要に応じてこれらを区分してはどうか。

# **(参考) 一次～三次①向け連系線確保量の 上限値の試算**

# 一次～三次①向けの連系線確保による社会便益の試算結果

- 一次～三次①向けの連系線容量確保による、一次～三次①へのメリットと卸電力市場へのデメリットから算出した社会便益の試算結果（一部）は以下のとおり。

	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	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆
連系線運用容量 (MW)	900	900	5,150	330	1,200	1,200	1,030	2,500	1,900	1,500	2,780	4,140	1,200	1,200	180	2,470

## 影響額年度合計（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	
	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆
一次～三次①向け上限値：連系線運用容量 <b>1% (β=99%)</b>																
一次～三次①(メリット)	123	82	96	14	45	33	29	167	18	285	57	96	132	52	7	51
卸電力市場(デメリット)	103	2524	416	0	174	3203	27	25	0	263	0	4	73	13	0	5538
影響額(メリット)	20	▲2442	▲321	14	▲129	▲3170	2	142	18	22	57	92	59	40	7	▲5487
一次～三次①向け上限値：連系線運用容量 <b>3% (β=97%)</b>																
一次～三次①(メリット)	330	238	232	52	133	102	86	404	52	670	143	230	388	160	18	114
卸電力市場(デメリット)	318	7685	1470	0	652	10153	108	100	0	867	0	22	409	45	0	18447
影響額(メリット)	13	▲7447	▲1237	52	▲519	▲10051	▲22	303	52	▲197	143	207	▲21	115	18	▲18333
一次～三次①向け上限値：連系線運用容量 <b>5% (β=95%)</b>																
一次～三次①(メリット)	528	355	278	86	216	158	129	595	85	997	215	327	632	336	32	190
卸電力市場(デメリット)	540	12912	2862	0	1228	17512	210	211	0	1563	0	66	1002	87	0	32911
影響額(メリット)	▲12	▲12558	▲2583	86	▲1012	▲17354	▲81	384	85	▲566	215	261	▲371	249	32	▲32722

最適値は1%



一次～三次①向け確保量を増加させて比較し、月別、ブロック別に最適値を割り出す。

β（卸電力市場向けに残す連系線容量）の試算結果は次スライド以降

※各連系線運用容量の1%、3%、5%、10%、以降10%刻みで試算。

連系線運用容量は2019年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果を使用（電力広域的運営推進機関「2019～2028年度の連系線の運用容量」）。



# 卸電力市場向けに残す連系線容量（β）の試算結果

- βの試算結果（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	0%	100%	95%	0%	95%	100%	100%	90%	70%	80%	90%	97%	100%	30%	20%	95%
	2	0%	100%	95%	30%	100%	100%	100%	90%	80%	80%	95%	40%	100%	10%	60%	95%
	3	0%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	95%	97%	80%	50%	50%	100%	20%	0%	99%
	4	99%	100%	100%	20%	100%	100%	100%	60%	80%	80%	40%	97%	97%	60%	0%	99%
	5	0%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	99%	80%	50%	97%	99%	60%	0%	90%
	6	60%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	97%	80%	80%	50%	50%	100%	30%	80%	99%
	7	40%	100%	90%	0%	100%	100%	99%	40%	80%	80%	50%	50%	100%	90%	70%	95%
	8	0%	100%	99%	40%	100%	100%	99%	90%	80%	80%	95%	40%	100%	10%	90%	95%
5	1	0%	100%	95%	10%	100%	100%	80%	97%	90%	80%	95%	97%	99%	10%	30%	97%
	2	0%	100%	95%	20%	100%	100%	80%	90%	90%	80%	95%	60%	100%	30%	80%	95%
	3	70%	100%	99%	20%	100%	100%	95%	97%	80%	80%	95%	60%	100%	50%	40%	97%
	4	60%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	80%	90%	40%	60%	100%	70%	0%	97%
	5	60%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	60%	80%	90%	30%	70%	100%	80%	0%	95%
	6	40%	100%	97%	0%	100%	100%	90%	80%	90%	90%	30%	70%	100%	50%	0%	99%
	7	0%	100%	90%	0%	100%	100%	80%	50%	90%	80%	90%	60%	100%	90%	0%	99%
	8	95%	100%	95%	0%	100%	100%	50%	90%	90%	80%	40%	60%	99%	20%	0%	95%
6	1	0%	100%	100%	10%	100%	100%	30%	90%	40%	90%	20%	70%	80%	40%	10%	100%
	2	70%	100%	100%	0%	100%	100%	70%	90%	40%	80%	30%	70%	90%	20%	70%	100%
	3	95%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	100%	97%	90%	90%	80%	80%	70%	10%	100%
	4	0%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	100%	70%	95%	20%	97%	80%	95%	0%	100%
	5	60%	100%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	80%	97%	20%	90%	80%	95%	30%	100%
	6	50%	100%	100%	0%	99%	100%	70%	95%	60%	90%	20%	90%	80%	60%	0%	100%
	7	70%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	60%	60%	90%	40%	70%	80%	20%	0%	100%
	8	95%	100%	100%	10%	100%	100%	80%	90%	50%	90%	20%	70%	80%	90%	90%	100%
7	1	90%	100%	97%	30%	100%	100%	90%	95%	70%	80%	95%	60%	90%	95%	50%	100%
	2	95%	100%	95%	0%	100%	100%	60%	90%	70%	80%	10%	60%	90%	95%	40%	100%
	3	95%	100%	95%	0%	100%	100%	70%	95%	70%	80%	10%	70%	80%	95%	10%	100%
	4	97%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	90%	60%	80%	0%	90%	90%	60%	0%	100%
	5	99%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	80%	60%	80%	0%	90%	99%	60%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	80%	40%	80%	10%	80%	97%	40%	0%	100%
	7	100%	100%	99%	0%	100%	100%	97%	80%	60%	90%	20%	70%	97%	40%	0%	100%
	8	95%	100%	99%	0%	100%	100%	90%	80%	80%	90%	10%	60%	80%	30%	20%	100%
8	1	90%	100%	97%	0%	60%	100%	80%	95%	50%	80%	90%	60%	70%	90%	60%	100%
	2	95%	100%	95%	20%	60%	100%	80%	90%	60%	80%	95%	50%	80%	90%	30%	100%
	3	95%	100%	95%	0%	90%	100%	60%	95%	60%	80%	90%	60%	80%	95%	10%	100%
	4	100%	100%	99%	10%	99%	100%	90%	80%	60%	80%	0%	97%	60%	60%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	97%	80%	40%	80%	0%	70%	70%	70%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	30%	100%	100%	97%	70%	50%	70%	10%	95%	90%	50%	0%	100%
	7	100%	100%	100%	20%	100%	100%	60%	60%	50%	70%	20%	70%	100%	40%	0%	100%
	8	80%	100%	90%	10%	100%	100%	99%	80%	80%	80%	10%	70%	100%	30%	0%	100%
9	1	100%	100%	95%	10%	30%	100%	80%	90%	80%	70%	95%	70%	20%	60%	0%	100%
	2	100%	100%	95%	20%	90%	100%	0%	97%	80%	80%	95%	97%	40%	60%	80%	100%
	3	100%	100%	99%	0%	95%	100%	60%	95%	90%	80%	0%	80%	40%	95%	20%	100%
	4	100%	100%	99%	0%	100%	100%	80%	95%	80%	70%	0%	90%	40%	95%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	95%	100%	60%	90%	90%	70%	0%	90%	30%	95%	10%	100%
	6	100%	100%	95%	10%	99%	100%	0%	90%	80%	60%	10%	90%	50%	90%	0%	100%
	7	100%	100%	90%	10%	99%	100%	30%	80%	80%	60%	20%	80%	50%	95%	0%	100%
	8	100%	100%	90%	10%	80%	100%	0%	90%	90%	70%	0%	70%	20%	95%	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

# 卸電力市場向けに残す連系線容量（β）の試算結果

		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	90%	100%	95%	10%	97%	100%	0%	97%	50%	100%	0%	97%	20%	80%	0%	100%
	2	95%	100%	100%	80%	0%	100%	20%	90%	30%	100%	0%	70%	30%	90%	0%	100%
	3	95%	100%		90%	0%	100%	100%	10%	90%	50%	100%	0%	90%	80%	90%	0%
	4	97%	100%		90%	0%	100%	100%	60%	95%	60%	100%	0%	97%	80%	95%	40%
	5	60%	100%		90%	0%	100%	100%	30%	95%	50%	99%	97%	100%	80%	100%	0%
	6	60%	100%		80%	0%	100%	100%	50%	90%	60%	100%	0%	90%	80%	60%	0%
	7	40%	100%		80%	10%	100%	100%	30%	70%	80%	99%	0%	80%	20%	90%	0%
	8	95%	100%		90%	20%	100%	100%	0%	80%	40%	100%	0%	80%	10%	90%	0%
11	1	95%	100%		97%	0%	100%	100%	0%	90%	10%	100%	0%	70%	50%	90%	90%
	2	95%	100%		90%	10%	100%	100%	20%	90%	10%	100%	90%	60%	50%	90%	70%
	3	60%	100%		90%	0%	100%	100%	0%	90%	30%	100%	0%	80%	50%	90%	0%
	4	0%	100%		99%	0%	97%	100%	30%	95%	60%	99%	0%	100%	30%	100%	0%
	5	0%	100%		95%	0%	97%	100%	50%	97%	60%	100%	0%	99%	40%	100%	0%
	6	0%	100%		80%	0%	99%	100%	0%	90%	60%	100%	0%	80%	30%	70%	0%
	7	20%	100%		80%	0%	95%	100%	0%	70%	60%	100%	0%	95%	30%	80%	0%
	8	0%	100%		80%	20%	99%	100%	0%	90%	30%	100%	95%	70%	30%	90%	0%
12	1	99%	100%		90%	30%	30%	100%	0%	95%	20%	90%	0%	60%	40%	80%	50%
	2	97%	100%		80%	30%	90%	100%	0%	95%	20%	99%	97%	60%	50%	95%	30%
	3	50%	100%		90%	0%	60%	100%	0%	95%	60%	90%	0%	70%	40%	60%	20%
	4	40%	100%		95%	0%	70%	100%	10%	99%	40%	80%	0%	90%	40%	100%	0%
	5	0%	100%		97%	0%	0%	100%	50%	97%	97%	80%	95%	90%	40%	97%	20%
	6	20%	100%		80%	0%	0%	100%	20%	95%	20%	80%	0%	70%	50%	70%	0%
	7	20%	100%		90%	0%	0%	100%	30%	80%	40%	80%	10%	70%	50%	70%	0%
	8	0%	100%		90%	0%	0%	100%	20%	95%	20%	80%	0%	70%	40%	90%	30%
1	1	0%	100%		80%	60%	90%	100%	0%	97%	20%	99%	0%	70%	50%	70%	0%
	2	0%	100%		80%	50%	20%	100%	0%	97%	20%	97%	0%	60%	50%	50%	20%
	3	50%	100%		90%	20%	50%	100%	70%	80%	40%	95%	0%	70%	50%	60%	0%
	4	0%	100%		90%	0%	30%	100%	50%	95%	40%	97%	0%	90%	50%	97%	0%
	5	0%	100%		90%	10%	95%	100%	80%	100%	99%	90%	0%	80%	50%	95%	30%
	6	0%	100%		99%	20%	40%	100%	30%	80%	40%	90%	0%	70%	60%	70%	0%
	7	10%	100%		80%	0%	50%	100%	0%	80%	40%	90%	0%	70%	50%	50%	0%
	8	0%	100%		90%	0%	10%	100%	0%	97%	30%	90%	90%	70%	40%	90%	50%
2	1	40%	100%		90%	50%	0%	100%	50%	95%	0%	100%	90%	60%	40%	95%	0%
	2	40%	100%		90%	40%	0%	100%	70%	97%	0%	100%	90%	60%	40%	60%	30%
	3	50%	100%		90%	0%	0%	100%	30%	80%	40%	95%	20%	60%	20%	95%	10%
	4	50%	100%		95%	10%	10%	100%	70%	97%	10%	97%	10%	97%	20%	90%	0%
	5	70%	100%		97%	50%	90%	100%	40%	99%	10%	80%	90%	97%	20%	100%	30%
	6	40%	100%		90%	0%	0%	100%	50%	97%	97%	80%	10%	80%	10%	95%	0%
	7	50%	100%		90%	10%	0%	100%	50%	80%	20%	80%	20%	97%	10%	95%	40%
	8	70%	100%		90%	10%	97%	100%	10%	97%	10%	99%	90%	70%	10%	95%	50%
3	1	0%	100%		100%	0%	0%	100%	0%	80%	30%	80%	0%	60%	80%	40%	10%
	2	0%	100%		97%	60%	0%	100%	90%	80%	30%	70%	0%	97%	90%	30%	40%
	3	90%	100%		100%	0%	90%	100%	30%	90%	60%	60%	10%	70%	80%	60%	60%
	4	97%	100%		100%	30%	95%	100%	60%	99%	50%	60%	0%	99%	80%	90%	10%
	5	80%	100%		100%	90%	0%	100%	0%	100%	90%	60%	90%	99%	80%	95%	20%
	6	40%	100%		100%	0%	90%	100%	70%	100%	60%	95%	80%	80%	80%	80%	60%
	7	95%	100%		100%	0%	95%	100%	60%	95%	60%	70%	95%	60%	80%	90%	50%
	8	95%	100%		100%	40%	90%	100%	30%	90%	60%	70%	95%	60%	80%	90%	80%

※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

# 卸電力市場向けに残す連系線容量（β）の試算結果

- βの試算結果を連系線運用容量に対する割合で集約した結果は以下のとおり。

## βの連系線運用容量に対する割合ごとの年間ブロック数

年間3hブロック数96（1日8ブロック×12か月）

連系線運用容量に対する割合	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	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆	順	逆
100%	14	96	26	0	45	96	7	6	0	15	0	2	14	5	0	75
90%超	22	0	34	0	17	0	8	35	7	13	16	18	7	22	0	19
50%超	18	0	36	3	13	0	36	53	49	68	12	70	32	46	14	2
0%超	18	0	0	38	9	0	26	2	38	0	32	6	43	23	33	0
0%	24	0	0	55	12	0	19	0	2	0	36	0	0	0	49	0
計	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96

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

※ 連系線によっては一次～三次①向け連系線確保量が0%（βが100%）の断面が多数ある。将来的に電源の偏在が進展し、エリア内で調整力必要量を確保できない可能性がある場合には、βの設定に考慮する必要がある。

# 一次～三次①向け連系線確保による影響額の試算方法

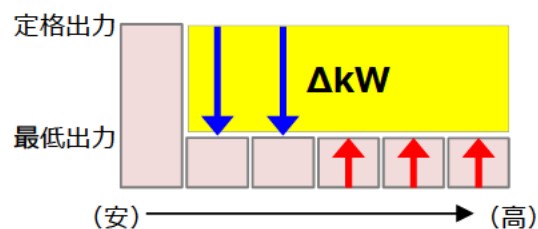
- 一次～三次①向けに連系線容量を確保することにより、エリアをまたぐ一次～三次①の広域調達が増加することによる影響額（メリット）を2018年度の実績値を用いて試算した。

## 一次～三次①向け連系線容量の確保による一次～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。

### ◆ 一次～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

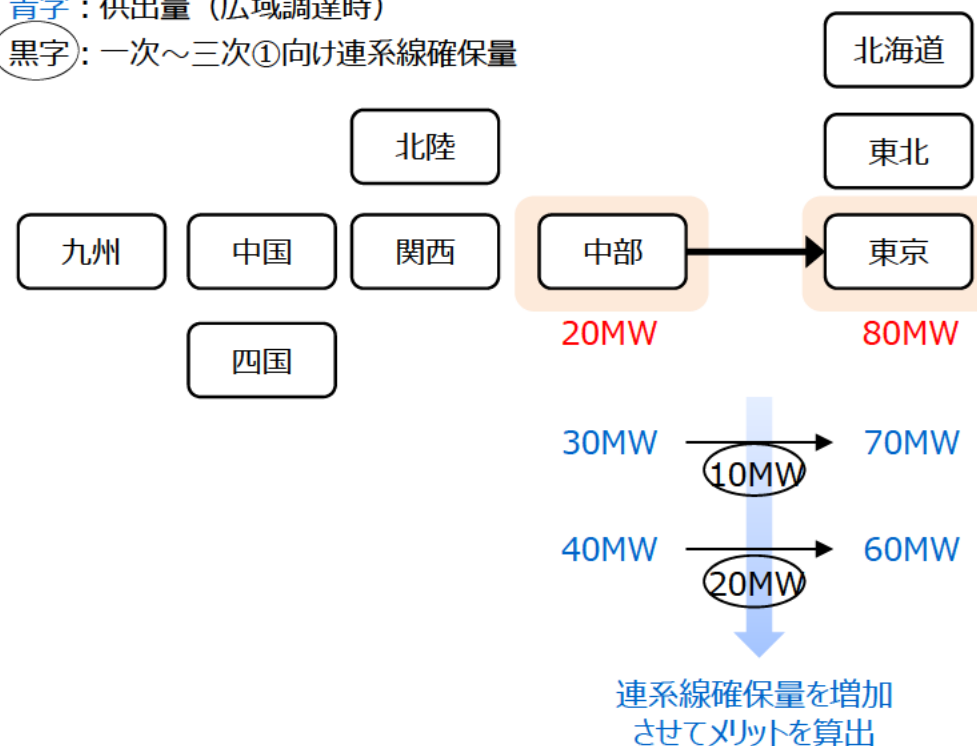
- 取引対象ユニットは2018年度の電源ⅠⅡとし、各ユニットの定格出力－最低出力を一次～三次①供出量とする。
- 各ユニットのkWh単価は、2019年3月度月初の定格出力帯の上げ調整単価を使用。
- 簡便的に、コマ単位ではなく3時間ブロック単位で試算。
- フェンス潮流は考慮しない。

例) 2018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）

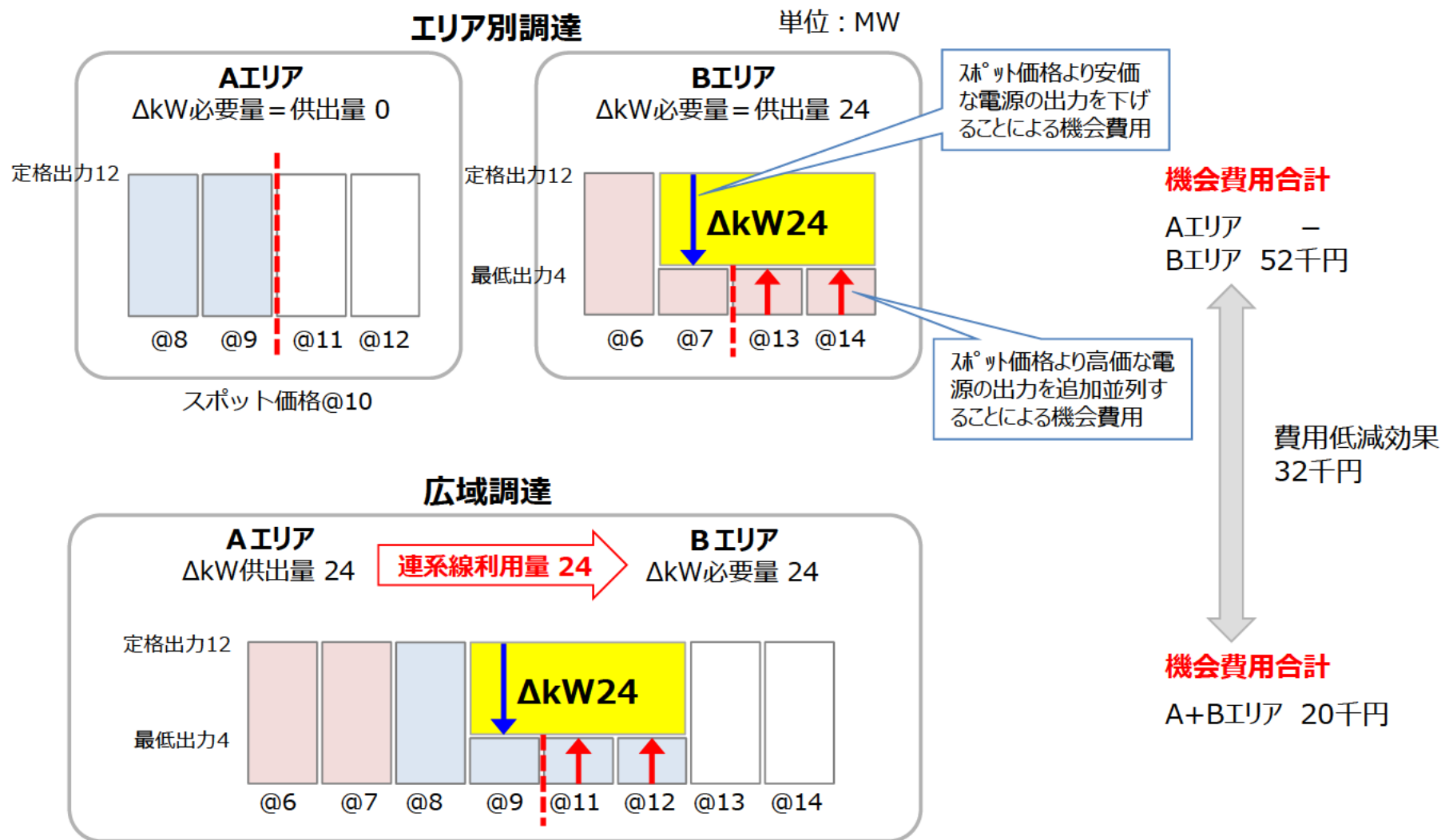
黒字：一次～三次①向け連系線確保量





# 一次～三次①向けの連系線確保量及び影響額試算方法

- 一次～三次① $\Delta kW$ のエリア別調達及び広域調達における、 $\Delta kW$ 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。



# 連系線分断を考慮した一次～三次①の影響額試算の考え方

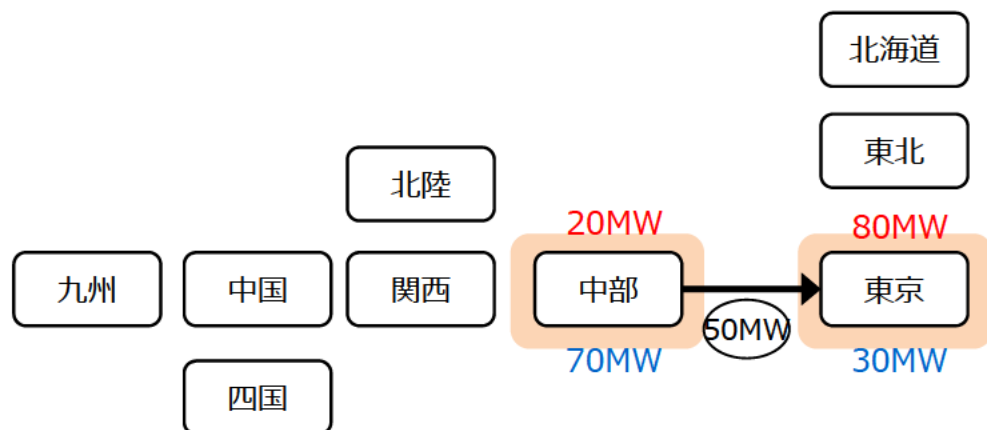
- 連系線分断を考慮した一次～三次①への影響について、保守的に、隣接エリアでの広域調達【方法①】を前提として試算した。

【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) 2018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：一次～三次①向け連系線確保量

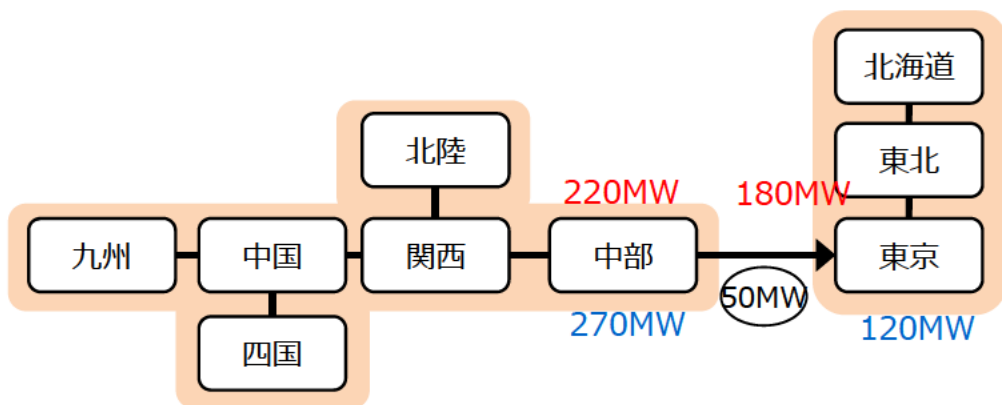
⇒調達コスト（エリア別調達時）



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）

# スポット市場の連系線利用量の減少による影響額の試算方法

- 一次～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2018年度の実績値を用いて試算した。

## 一次～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

「 $\beta$ （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

### ◆ $\beta$ 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 $\beta$ 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「 $\beta$ 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2018年度最大値と時間前市場の当該コマ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

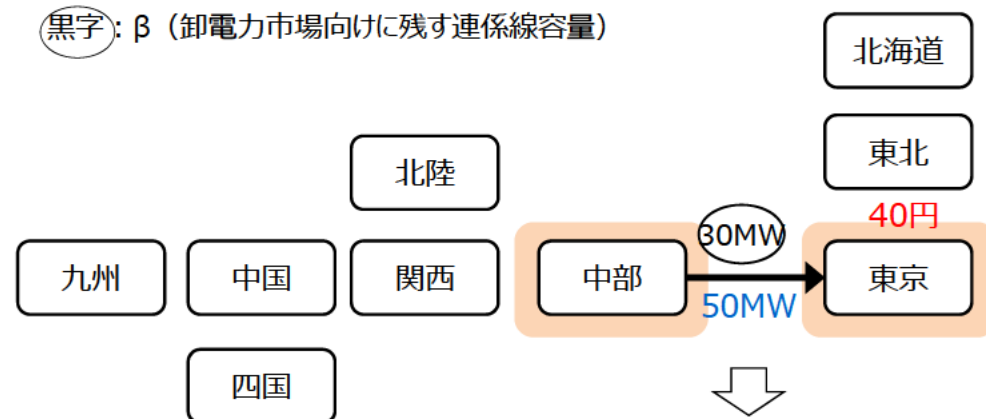
- ・ 2018年度の年間実績データを用い、30分コマ単位で試算（年間17,520コマ）。
- ・ フェンス潮流は考慮しない。

例) 2018年×月×日 1コマ

赤字：価格差

青字：スポット市場取引量（ $\beta$ 考慮前）

黒字： $\beta$ （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)