

東地域及び中西地域の広域連系系統に係る 計画策定プロセス

2024年3月25日
広域系統整備委員会事務局

- 前回委員会（2024/3/8）では、東地域及び中西地域の系統整備の効果等について、データ等を用いて補足整理した内容と、基本要件案の作成に向けて技術面の主なリスクについてご説明した。その上で、国の審議会での議論結果を踏まえた今後の対応について、ご議論いただいた。その中で、定性的な系統整備の効果等については、引き続き、本委員会においても検討を深めていくこととした。
- 同時に、本計画策定プロセスが国からの要請で開始され、可能な限り早期に増強をする旨の方向性が示されていることも勘案し、**増強効果の検討と並行しつつ、東地域（海底直流送電線）及び中西地域（中国九州間連系設備）の計画策定プロセスについて、基本要件案及び受益者の範囲案の整理を進めることとした。**
- 本日は、**系統整備の効果等について、前回委員会にていただいたご意見も踏まえ、以下について補足するため、ご確認いただきたい。**
 - （１）系統整備の効果等のうち費用便益評価に含まれるものについて
 - （２）CO₂対策コストについて
 - （３）再エネ出力制御時間・回数の低減効果について
 - （４）スポット市場（kWh）・容量市場（kW）について

《費用便益評価について》

- 費用便益評価で何が入っていて、何が入っていないのか前提を説明するのが重要。費用も便益も相当な不確実性がある。どのくらい波及効果があるのか、オプションがあるのであれば、それを示す事が重要。
- 工事費は、為替レート変化やインフレによる労務費上昇の影響の可能性があるので、分解しておいたほうがよい。
- 便益の過小評価を懸念。円安やインフレがコスト増につながるのであれば、便益にも同様に効いてくるはず。
- 燃料費は幅を持って評価しており、便益の上振れも見込まれているのでは。CO₂対策は幅があるかもしれない。
- B/Cが1を下回る場合には、国民負担の観点から丁寧な説明が必要。B/Cを精緻化することに賛成。事業実施主体が意思決定できるよう合理的な情報提示や費用回収の制度設計をお願いしたい。

《安定供給について》

- 既設関門連系線が電線張替えを行う期間に、連系線の利用可能量が増えるのは理解できるが、電線張替えによる長期の停止が何度も必要というわけではないのではないか。
- 容量市場の価格が示唆しているのは、関門増強により中国から九州向きの容量が増えると、九州の安定供給の効果があるということ。供給信頼度の観点からも大きな効果があることを認識しなければいけない。

《再エネ出力制御について》

- 中国九州間の潮流増加が限定的なのは、何がネックとなっているのか。九州で再エネが出力制御される時間帯は中国や四国でも同様なので、その時間が変わらなければ関門増強は再エネ出力制御量の緩和にはつながらないのでは。
- 再エネ出力制御量の低減について、燃料費の削減効果として現れるのはその通りだが、制御回数が減るというメリットも理解できる。今までに捉え切れなかった便益があるかもしれないというのはその通りであり、便益が過小評価されているのではという話にも繋がる。
- 連系線整備による再エネ電源への投資促進効果もあるのではないかと。電源への投資は連系線制約をシビアに考えている。それを緩和するというメッセージを出す事も増強の波及効果としてあるのでは。

《市場関連》

- 市場分断の緩和効果は、燃料費の削減効果として計上されているのでは。市場値差が反映できていないということは精査して欲しい。市場が完全に機能していれば値差の縮小効果は燃料費低減効果で出ているのではないかと。別計上するとダブルカウントになるのでは。
- 容量市場において、中国九州間の容量が十分にあって、中国エリアと九州エリアで値差がなければ、調達コストが低減するが、これは便益として計上されているのか。少なくとも（検討断面において）現状より値差が縮小するのは想定しがたく、足元でのwithとwithoutの差分程度の価値は織り込まれた上で、それと同等かそれ以上の便益が見込まれるのではないかと。
- 需給調整市場・容量市場・ベースロード電源市場の価格にも影響があるのではないかと。連系線容量不足により、これらの市場における市場メカニズムが適正に働かない可能性がある。
- 連系線整備により、市場支配力を抑制する効果もあるのではないかと。

- (1) 系統整備の効果等のうち費用便益評価に含まれるものについて
- (2) CO₂対策コストについて
- (3) 再エネ出力制御時間・回数の低減効果について
- (4) スポット市場 (kWh) ・容量市場 (kW) について

- 今回の計画策定プロセスにおいて、系統整備の効果等として費用便益評価する項目と考え方については以下のとおり整理している。

第73回 広域系統整備委員会
(2023/12/27) 資料1-1

1. 費用便益評価の基本的な考え方 (1)

- 今回の計画策定プロセスで検討している系統増強を行うことで、電力市場活性化や供給信頼度向上など様々な社会的便益が考えられる。
- これらの便益を適切に評価するため、これまでの広域系統整備計画やマスタープランでの評価との整合も踏まえ、以下のような項目を総合的に評価してはどうか。

<費用便益項目>

【凡例】「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標

	便益の考え方	
燃料費	○	連系線を増強することにより、広域的な電力取引が拡大することで発電に係る燃料費やCO2対策コストが低減できる効果（市場活性化効果）
CO2対策コスト	○	
アデカシー面※1	○	広域的に供給力を活用することによる信頼度の向上効果
送電ロス	○	系統構成、電力潮流が変化することによる送電ロスの変化※2
システムの安定性	◆	信頼度基準を充足した上で、さらにシステムの安定性に寄与する効果を定性的に評価
再エネ出力制御率※3	◆※4	再エネの出力制御率の低減
CO2排出量	◆※4	

※1 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※2 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益

※3 出力制御率は太陽光・風力の合計

※4 系統増強に伴う再エネと他の電源との差替による発電コストの削減効果は、燃料費及びCO2対策コストの貨幣価値指標として織り込み済み

■ 東地域において北海道～東北～東京間にHVDCを2GW増強した場合の効果を、定量的・定性的に評価した結果は以下のとおり。

項目		系統整備効果の評価内容	定量効果 (評価期間25年の場合)	定性効果
燃料費削減効果		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引が拡大することで、より安価な電源への差替(火力→再エネ・より安価な火力)による燃料費削減効果およびCO₂対策削減効果を貨幣価値評価 	612～1,191 億円/年	-
CO ₂ 対策コスト削減効果				
P.8～13				
アデカシー便益 (調達コスト・停電コスト)		<ul style="list-style-type: none"> 供給信頼度確保に必要となる供給力[kW]、または見込み不足電力量[kWh]の低減量を貨幣価値評価 	58～193 億円/年	-
送電ロス		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引拡大により電力潮流増加に伴う送電ロスの増分を貨幣価値評価（マイナス便益） 	△25～△39 億円/年	-
系統の安定性 (セキュリティ向上)		<ul style="list-style-type: none"> 系統事故時の信頼度向上効果 	-	<ul style="list-style-type: none"> 大規模災害時等の供給信頼度向上 既設連系線等の高経年化対応時の信頼度確保
出力制御 再エネ	出力制御量	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御量[kWh]や制御率[%]の低減効果 	貨幣価値は 燃料費削減 効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源開発への投資、導入の促進 予測誤差等に伴う再エネ出力制御量の低減
	出力制御時間	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御回数、時間の低減効果 		
スポット市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWhの調達が可能になる効果 スポット市場(kWh)の分断時間の低減効果 	安価なkWh調達の貨幣価値は、燃料費削減効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場分断に伴う値差収益の緩和 需給調整市場での調達単価の低減の期待
容量市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWの調達が可能になる効果 容量市場(kW)の分断機会の緩和効果 	安価なkW調達の貨幣価値はアデカシー便益(調達)分を包含	P.16～22

■ 既設関門連系線に加えて、直流で1GW増強した場合の効果を、定量的・定性的に評価した結果は以下のとおり。（系統整備効果の評価内容・定性効果は東地域と同様）

項目		系統整備効果の評価内容	定量効果 (評価期間22年の場合)	定性効果
燃料費削減効果		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引が拡大することで、より安価な電源への差替(火力→再エネ・より安価な火力)による燃料費削減効果およびCO₂対策削減効果を貨幣価値評価 	47～89 億円/年	-
CO ₂ 対策コスト削減効果				
アデカシー便益 (調達コスト・停電コスト)		<ul style="list-style-type: none"> 供給信頼度確保に必要となる供給力[kW]、または見込み不足電力量[kWh]の低減量を貨幣価値評価 	36～97 億円/年	-
送電ロス		<ul style="list-style-type: none"> 広域的電力取引拡大により電力潮流増加に伴う送電ロスの増分を貨幣価値評価（マイナス便益） 	△6～△8 億円/年	-
システムの安定性 (セキュリティ向上)		<ul style="list-style-type: none"> 系統事故時の信頼度向上効果 	-	<ul style="list-style-type: none"> 大規模災害時等の供給信頼度向上 既設連系線等の高経年化対応時の信頼度確保
出力制御 再エネ	出力制御量	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御量[kWh]や制御率[%]の低減効果 	貨幣価値は 燃料費削減 効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源開発への投資、導入の促進 予測誤差等に伴う再エネ出力制御量の低減
	出力制御時間	<ul style="list-style-type: none"> 出力制御回数、時間の低減効果 		
スポット市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWhの調達が可能になる効果 スポット市場(kWh)の分断時間の低減効果 	安価なkWh調達の貨幣価値は、燃料費削減効果に包含	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場分断に伴う値差収益の緩和 需給調整市場での調達単価の低減の期待
容量市場分断緩和		<ul style="list-style-type: none"> より安価な電源kWの調達が可能になる効果 容量市場(kW)の分断機会の緩和効果 	安価なkW調達の貨幣価値はアデカシー便益(調達)分を包含	

P.8～13

P.14～15

P.16～22

- (1) 系統整備の効果等のうち費用便益評価に含まれるものについて
- (2) CO₂対策コストについて
- (3) 再エネ出力制御時間・回数の低減効果について
- (4) スポット市場 (kWh) ・容量市場 (kW) について

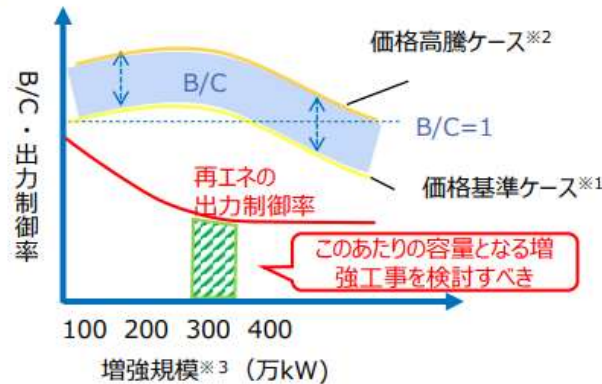
- 費用便益評価において、CO₂対策コストについては、発電コスト検証WG報告書の算出結果をもとに、CO₂対策費用（排出権購入費用）とCO₂輸送・貯留費用を考慮することとしている。

第73回 広域系統整備委員会
(2023/12/27) 資料1-1

3. 燃料費・CO₂対策コストの考え方

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO₂対策コストについて、マスタープランでは、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせて評価していた。
- 今後も燃料費・CO₂対策コストが大きく変動する可能性があるため、今回の**費用便益評価**においても、**価格変動の幅を持たせて評価**することとしてはどうか。

費用便益評価のイメージ



※1 2021年11月～2022年4月の6か月平均
 ※2 2022年の燃料価格（年平均）水準
 ※3 系統増強により拡大される運用容量

<燃料費 + CO₂対策コストの範囲>

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンパウンド型 (CCS)	石油
燃料費 + CO ₂ 対策コスト	10.1～12.5	11.2～14.6	11.4～14.8	12.6～16.3	13.3～17.2	15.5～20.1	23.0～29.4
燃料費	7.3～9.7	10.1～13.4	10.2～13.6	11.0～14.6	11.9～15.9	13.9～18.5	19.3～25.8
CO ₂ 対策コスト							
CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
CO ₂ 輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO₂分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

火力発電

発電コスト検証WG報告書 (21年9月)

CO₂分離回収型石炭火力 発電コストの内訳

CO₂分離回収型石炭火力発電コスト (2030年)

14.0~14.6円/kWh

(政策経費を除いた場合、13.9~14.5円/kWh)

CO₂対策費用の内訳

輸送貯留費用(2.1円/kWh)

・輸送
建設費 (CO₂昇圧施設・パイプライン)、
昇圧に係る電気代、修繕費
・貯留・モニタリング]
建設費 (掘削費用・圧入ポンプ・圧入井・
建屋)、廃坑費用、調査・モニタリング費用

(事前・運転中・閉鎖後)、電気代、修
繕費

総額約1,755億円

排出権購入費用(0.7円/kWh)

分離回収しきれなかったCO₂や、輸送・貯
留において排出されたCO₂の排出権を購
入するとしてした場合の費用

総額約573億円

※CO₂輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
①輸送距離は、20kmの陸上パイプライン
②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO₂
処理量(285万トン)に応じてコスト負担

※1 モデルプラント想定値

設備容量70万kW、設備利用率70%、
稼働年数40年

CO₂対策費用 (2.8円/kWh)

火力発電所から排出されるCO₂を輸送・
貯留した場合の費用。分離回収しきれな
かったCO₂や輸送・貯留において排出され
たCO₂の排出権を購入するとして場合の
費用

・総額約2,328億円 (40年分)

燃料費 (4.9円/kWh)

石炭の調達費用

・総額約4,019億円 (1基、40年分)

運転維持費 (3.3円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額約2,729億円 (1基、40年分)

資本費(2.9円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄
費用 (建設費の5%)

・総額約2,411億円 (1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1
1基40年あたりの総発電電力量
約826億kWhで割って単価を算出



社会的費用

発電原価

<STEPS^{※2}> <SDS^{※3}>

※2、3 将来のCO₂対策費用と燃料価格
の推計に用いるシナリオ。STEPSはIEA
「World Energy Outlook 2020」の
「公表政策シナリオ」、SDSは同「持続可
能開発シナリオ」の場合の試算値。

- 発電コスト検証WG報告書では、IEA「World Energy Outlook 2020」において示された2025年及び2040年のCO₂価格を用いて、2030年の値を推計しているが、**将来、CO₂価格が上昇する可能性**が示唆されている。

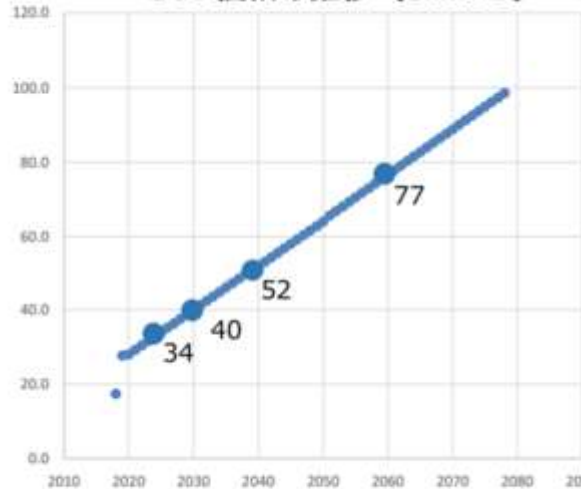
火力発電

発電コスト検証WG報告書 (21年9月)

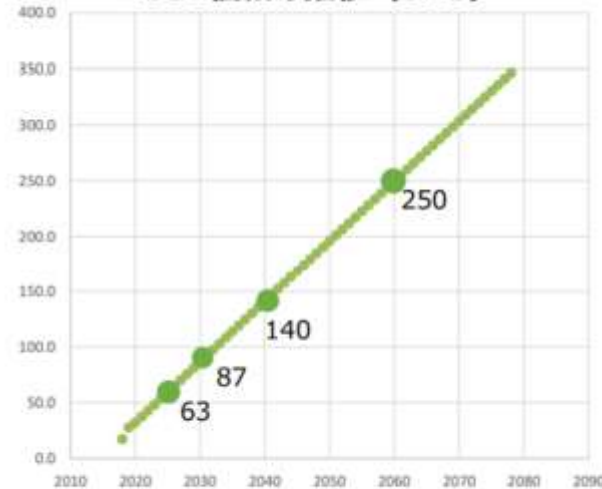
将来 (2030年) のCO₂対策費用の考え方

- IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)における「公表済政策シナリオ」(STEPS)及び「持続可能開発シナリオ」(SDS) ※に示されたCO₂価格を用いて、それぞれ推計。
- WEO2020には、2030年のCO₂価格は示されておらず、**2025年及び2040年の値のみ**。このため、両方の値を直線で結び、**2030年の値を導出**。
- 2025年～2050年の間は、値が直線的に推移すると仮定。
- 2050年以降は、2018年から2050年の価格を対数回帰して得られたトレンドを延長して採用。

(ドル/CO₂トン) CO₂価格の推移 (STEPS)



(ドル/CO₂トン) CO₂価格の推移 (SDS)



※1 IEA「WEO2020」において、国連の持続可能な開発目標 (SDGs) のうち、エネルギー関連目標 (パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大幅削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成) の達成などにより、結果として2050年に多くの先進国でCO₂排出がネットゼロ、2070年に世界全体でネットゼロとなるシナリオ

■ 欧州の代表的な排出量取引市場（EU-ETS）におけるCO₂価格は上昇傾向となっており、発電コスト検証WGで参照していたレポート（WEO※2020）の最新版であるWEO2023を参照すると、**2040年の想定価格で2倍以上**となっている。

※WEO : World Energy Outlook

IEA「WEO2020」P.81

Table 2.3 ▶ CO₂ prices in selected regions by scenario (\$2019 per tonne)

Region	Sector	2025	2040
Stated Policies			
Canada	Power, industry, aviation, others*	34	38
Chile	Power	8	20
China	Power, industry, aviation	17	35
European Union	Power, industry, aviation	34	52
Korea	Power, industry	34	52
South Africa	Power, industry	10	24
Sustainable Development			
Advanced economies	Power, industry, aviation**	63	140
Selected developing economies	Power, industry, aviation**	43	125

* In Canada's benchmark/backstop policies, a carbon price is applied to fuel consumed in additional sectors.
 ** Coverage of aviation is limited to the same regions as in the STEPS.
 Note: Carbon prices in the DRS are close to those of the STEPS.

IEA「WEO2023」P.297

B.2 CO₂ prices

Table B.2 ▶ CO₂ prices for electricity, industry and energy production in selected regions by scenario

USD (2022, MER) per tonne of CO ₂	2030	2040	2050
Stated Policies Scenario			
Canada	130	150	155
China and Colombia	13	21	29
China	24	43	53
European Union	120	129	135
Korea	42	67	89
Announced Pledges Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges*	135	175	200
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges**	40	110	160
Other emerging market and developing economies	-	17	47
Net Zero Emissions by 2050 Scenario			
Advanced economies with net zero emissions pledges	140	205	250
Emerging market and developing economies with net zero emissions pledges	90	160	200
Selected emerging market and developing economies (without net zero emissions pledges)	25	85	180
Other emerging market and developing economies	15	35	55

Note: Values are rounded.
 *Includes all OECD countries except Mexico.
 **Includes China, India, Indonesia, Brazil and South Africa.

- 今回の計画策定プロセスにおける費用便益評価では、排出権購入費用について、発電コスト検証WG報告書に基づき**0.7円/kWhを採用**（CO₂分離回収型石炭火力の場合）している。
- 一方で、最新のWEO2023におけるCO₂価格の想定値をもとに、排出権購入費用を試算すると**1.6～1.7円/kWh程度***となる。これを踏まえると、今回の**費用便益評価における便益は増加する可能性がある**。

		費用便益評価での採用値	WEO2023におけるCO ₂ プライスの想定値で試算した場合	差
CO ₂ 対策コスト	CO ₂ 対策費用(排出権取引)	0.7円/kWh	1.6～1.7円/kWh*	+0.9～1.0
	CO ₂ 輸送・貯留費用	2.1円/kWh	2.1円/kWh	0
合計		2.8円/kWh	3.7～3.8円/kWh	+0.9～1.0

※WEO2023の想定値を元に発電コストレビューシートにより試算。CO₂プライス実績の反映方法やトレンドの想定は一定の仮定を置いて試算したため幅付とした。

- (1) 系統整備の効果等のうち費用便益評価に含まれるものについて
- (2) CO₂対策コストについて
- (3) 再エネ出力制御時間・回数の低減効果について
- (4) スポット市場 (kWh) ・容量市場 (kW) について

- 再エネ出力制御量の低減効果は、費用便益評価に総発電コストの削減額として織り込まれている。
- その上で、実際の再エネ出力制御量には発電予測誤差への対応分及び発電制御必要量との制御量の差分も含まれている。このため、**制御時間・回数を低減することは、実際には再エネ制御量がより低減される**（費用便益評価では当該低減の効果までは織り込みできていない）。
- また、系統整備により再エネの出力制御時間・回数が低減されることは、費用便益面の効果だけでなく、**発電事業者において、再エネ電源開発への投資の促進効果にもつながるもの**と期待される。

再エネ出力制御時間の低減効果について

第76回 広域系統整備委員会
(2024/3/8) 資料1-1

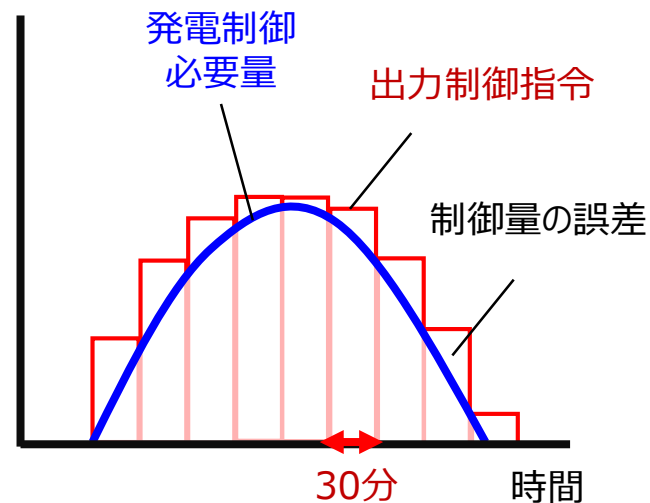
- 九州エリアでは、太陽光の連系が進んだ結果、昼間帯で出力制御が高頻度となり、2023年度（12月未まで）は800時間程度となっている。2030年頃においても、昼間帯での出力制御が継続し1,000時間となる。洋上風力の連系後の2050年には年間の半分以上の時間帯で出力制御される見通し。
- こうした状況に対して、関門連系線を1GW増強することで、出力制御時間は2030年頃において、増強前比△25%（約△3ポイント）の低減効果が期待される。



	2022年度実績	2023年度実績 ※12月未まで	2030年頃 シミュレーション結果		2050年 シミュレーション結果	
			増強前	1GW増強後	増強前	1GW増強後
抑制時間 [時間]	1,000	795	956	721(△235)	4,661	4,579(△82)
抑制時間率 [%]	11.4%	9.1%	10.9%	8.2%(△2.7)	53.2%	52.3%(△0.9)

<出力制御量のイメージ>

出力
制御量kW



- (1) 系統整備の効果等のうち費用便益評価に含まれるものについて
- (2) CO₂対策コストについて
- (3) 再エネ出力制御時間・回数の低減効果について
- (4) スポット市場 (kWh) ・容量市場 (kW) について

■ 至近の各地域間のスポット市場では、中国九州間連系線にて市場分断が多く発生する傾向にある。

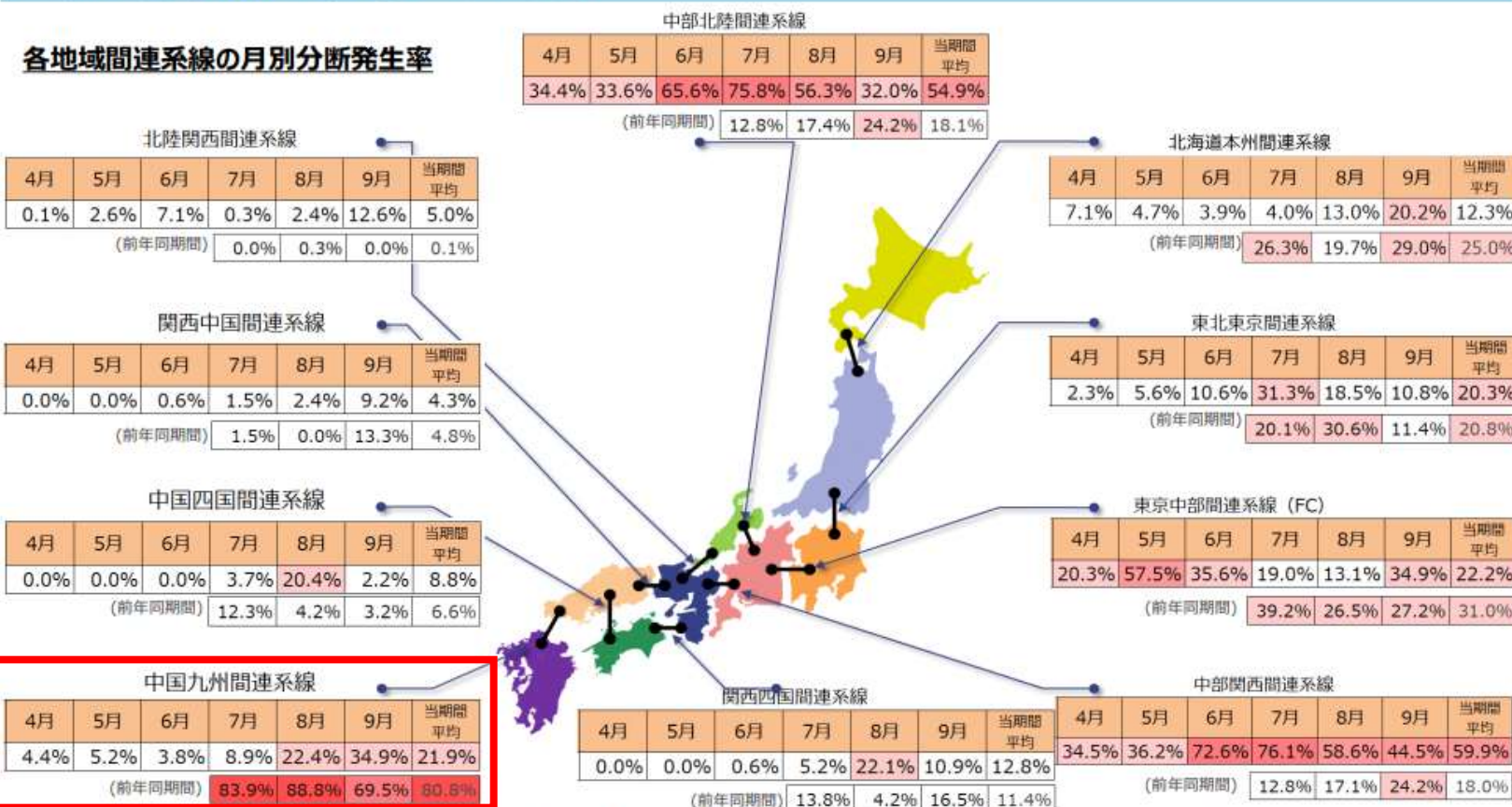
第92回制度設計専門会合
(2023/12/26) 資料6

2023年7月
～9月期

各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率は「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」が高めで推移し、当期間平均50%を超えている。
- 前年同期間との比較では、「北海道本州間連系線」「東京中部間連系線(FC)」「中国九州間連系線」が減少し、特に「中国九州間連系線」の減少が顕著。

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分ごと48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数との比率）を示す。
 ※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

- スポット市場のエリアプライスをみると、九州エリアのエリアプライスが他地域より低く、九州エリアの価格の低い電源が既設中国関西間連系線（関門連系線）の容量制約により他エリアに送電できていない。

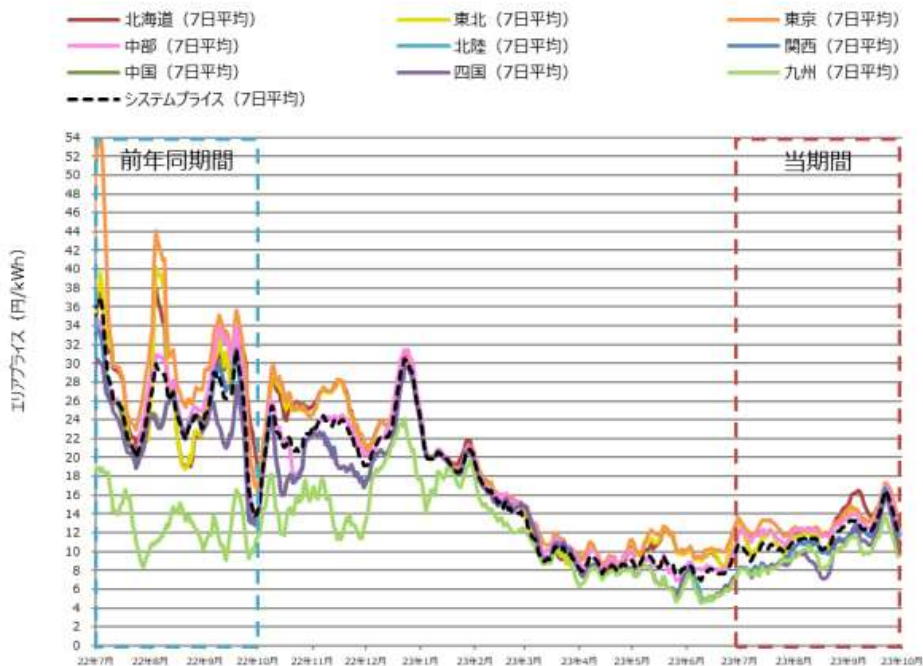
第92回制度設計専門会合
(2023/12/26) 資料6

2023年7月
～9月期

スポット市場のエリアプライス

○ 当期間におけるスポット市場のエリアプライスは、各エリアで前年同期間のエリアプライスを下回っている。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2022年07月01日～2023年09月30日)



期間内平均価格

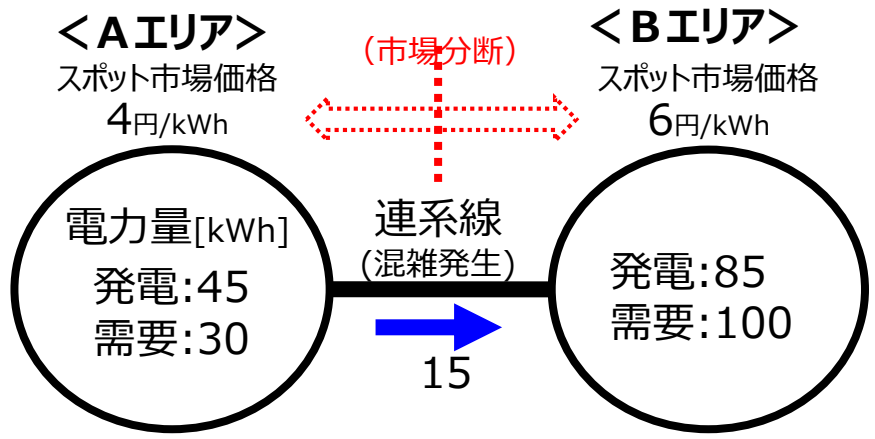
単位：円/kWh

	当期間	前年同期間	差
システムプライス	11.7	24.8	-13.1
北海道	12.6	26.8	-14.2
東北	12.3	26.5	-14.2
東京	13.3	30.2	-16.9
中部	12.6	26.0	-13.4
北陸	10.9	24.0	-13.1
関西	10.8	24.0	-13.2
中国	10.6	23.0	-12.4
四国	10.1	22.6	-12.6
九州	9.7	12.8	-3.1

- メルットオーダーシミュレーションでは、8,760時間の系統状態を模擬し、系統制約のもと電源の起動費を含む総発電コスト(燃料費 + CO₂対策コスト)が最小となる電源種別毎の年間発電量(kWh)を算出。
- 費用便益評価では、系統整備前後における**年間発電量×発電コストの差 (without-with) より**求まる**燃料費・CO₂対策コストの削減効果**を評価している。

【系統整備効果算定のイメージ】

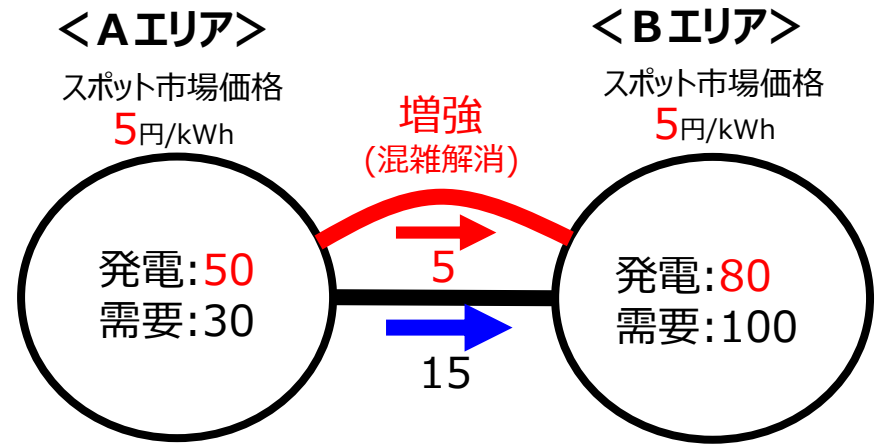
系統整備前



- 例えば、AエリアとBエリア間の連系線で**送電混雑が発生**
スポット市場が分断している場合を考える
- この場合、**連系線潮流×両エリアの価格差が値差収益**として累積されることとなる
値差収益：15[kWh]×(6-4[円/kWh])=30[円]

系統増強

系統整備後

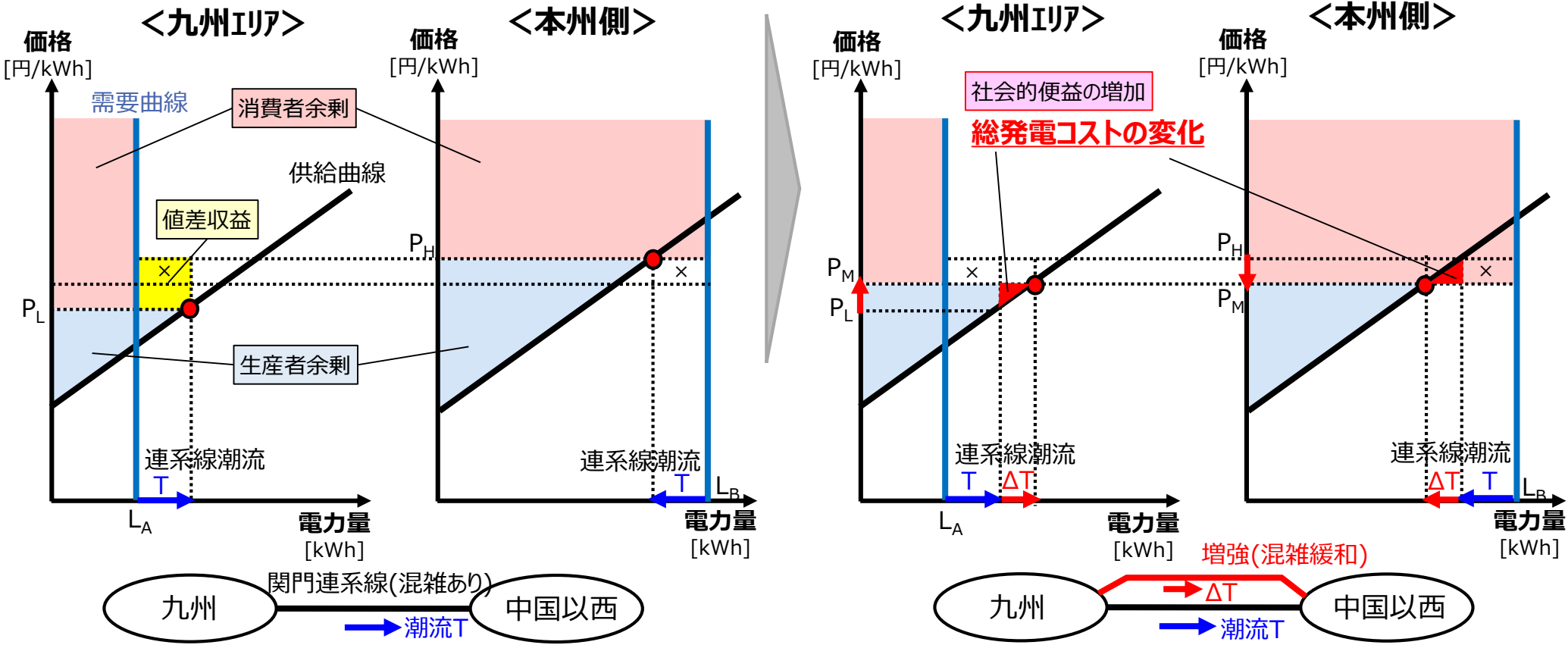


- 連系線増強で**市場分断が解消**し以下となる場合を考える
(事象の簡略化のため市場価格が発電コスト相当で決まる場合を仮定)
 - AエリアからBエリアへ連系線潮流が+5[kWh]増加
Aエリアの発電コスト5[円/kWh]の電源が+5[kWh]増加
Bエリアの発電コスト6[円/kWh]の電源が△5[kWh]減少
 - 両エリアのスポット市場価格が5[円/kWh]へ低下
- 費用便益評価は電源差替に伴う**発電コスト低減効果を考慮**
費用便益：5[kWh]×(6-5[円/kWh])=5[円]

- 計画策定プロセスでの系統整備の効果として、前頁のとおり、電源の差替による総発電コスト(燃料費 + CO₂対策コスト)の低減効果を算定して織り込んでいる。
- 一方、スポット市場はシングルプライスであり、**市場分断が発生すると混雑費用が発生し、将来の系統増強の原資としてJEPXに蓄積されている (値差収益)**。系統整備による**値差収益の解消(生産者・消費者余剰に移転)**は全体の社会的便益の増減としては現れないが、公平性の観点から望しい。

系統整備前

系統整備後



- 2023年度実施の容量市場メインオークション（対象需給年度：2027年度）の約定結果では、北海道と九州エリアで市場分断が発生しており、エリアプライスが他エリアと比較して高い傾向にある。
- これらに対して、今回の系統整備は市場分断の緩和に一定の効果があるが、市場における発電事業者の応札価格の想定が難しいため、その便益についてはアデカシー便益（調達コスト）として算定して反映している。

容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2027年度）

<参考> 約定処理上の市場分断について

16

- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年となった。
- 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行い、全国市場の約定処理後に**北海道・東北・東京・中部、九州が不足ブロック（エリア）**となり、**その他が充足ブロック**となった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計828万kW（内訳：北海道97万kW、東北、116万kW、東京489万kW、九州126万kW）となった。
- 北海道、九州エリアが不足エリアのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後		追加処理1後		追加処理2後		追加処理3後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	
北海道	20.371		19.970	+41	4.581	4.543	+56	0.463		
東北	0.445	+116	0.054		0.020	0.003		0.002		
東京	0.928	+152	0.289	+98	0.149	+239	0.029	0.027		
中部	0.043		0.021		0.014	0.006		0.006		
北陸	0.006		0.004		0.004	0.003		0.002		
関西	0.004		0.003		0.002	0.001		0.000		
中国	0.004		0.003		0.002	0.001		0.000		
四国	0.003		0.002		0.001	0.001		0.000		
九州	2.860		2.836		2.825	2.805	+126	0.359		

※ 表の背景を、不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
 ※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、実際には停電量[kWh/年]が発生している。

2. 2023年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2027年度）の約定結果 (2) 約定総容量、約定価格、約定総額 [1/2]

10

<約定結果>

	約定総容量	約定総額（経過措置控除後）
全国	167,447,465kW	1,313,960,531,206円

<約定結果（エリア）>

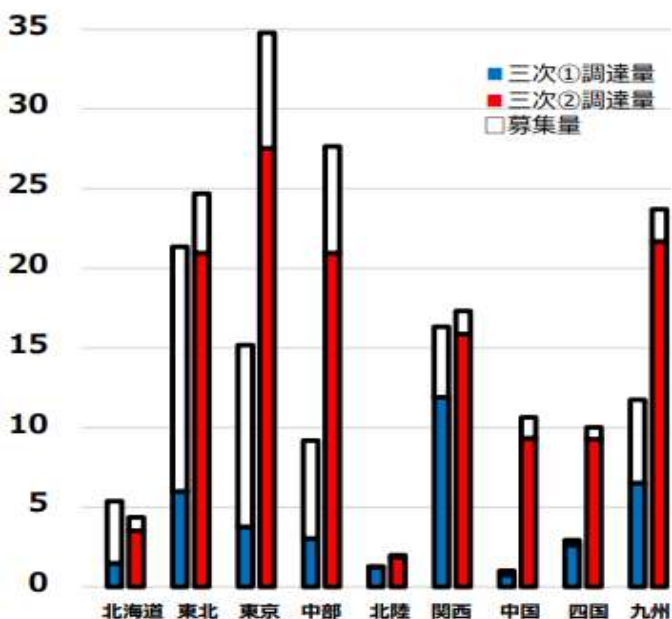
エリア	エリアプライス	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額（経過措置控除後）
北海道	13,287 円/kW	5,191,979 kW	60,176,545,943 円
東北	9,044 円/kW	17,733,376 kW	138,790,635,214 円
東京	9,555 円/kW	55,417,081 kW	463,229,457,889 円
中部	7,823 円/kW	23,234,464 kW	159,374,632,480 円
北陸	7,638 円/kW	4,569,798 kW	30,065,726,265 円
関西	7,638 円/kW	28,860,919 kW	192,877,597,024 円
中国	7,638 円/kW	8,377,605 kW	55,439,048,039 円
四国	7,638 円/kW	7,864,566 kW	51,712,866,174 円
九州	11,457* 円/kW	16,197,677 kW	162,294,022,178 円

※ マルチプライスでの約定あり

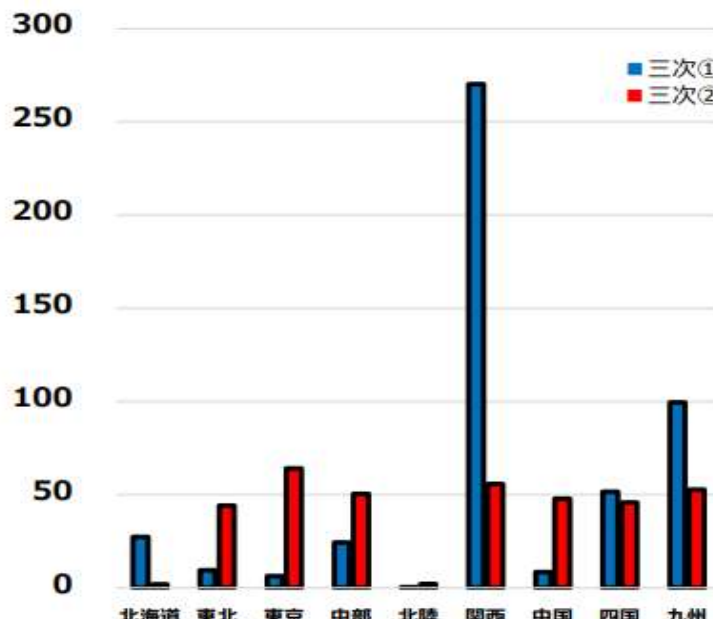
■ 需給調整市場において、連系線整備によって定性的には、調整力の広域調達の機会が増えることによって調達平均単価の低減も期待できる。

【参考】需給調整市場の取引状況（2023年4月～2024年1月分）

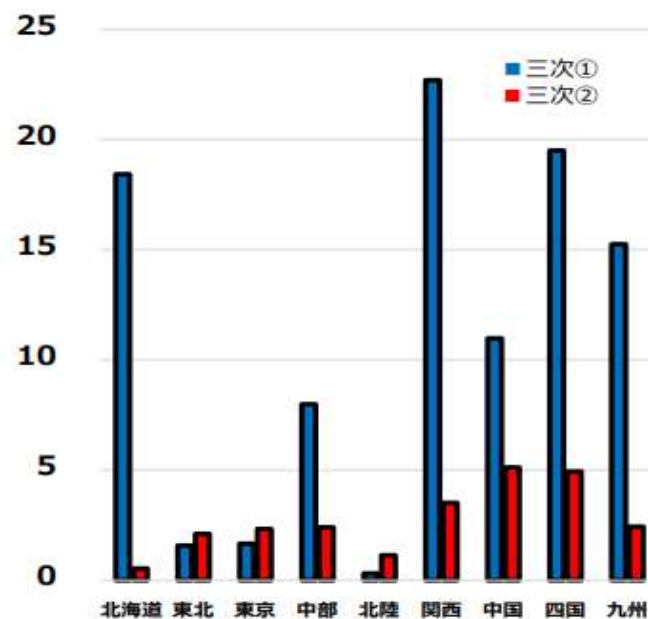
＜調達量及び募集量＞（億 Δ kW・h）



＜調達費用＞（億円）



＜調達平均単価＞（円/ Δ kW・h）



（※）三次②には「三次①相当として前日に追加調達を行った三次②見合いの調整力」も含む

（出典）送配電網協議会による提供資料より事務局作成

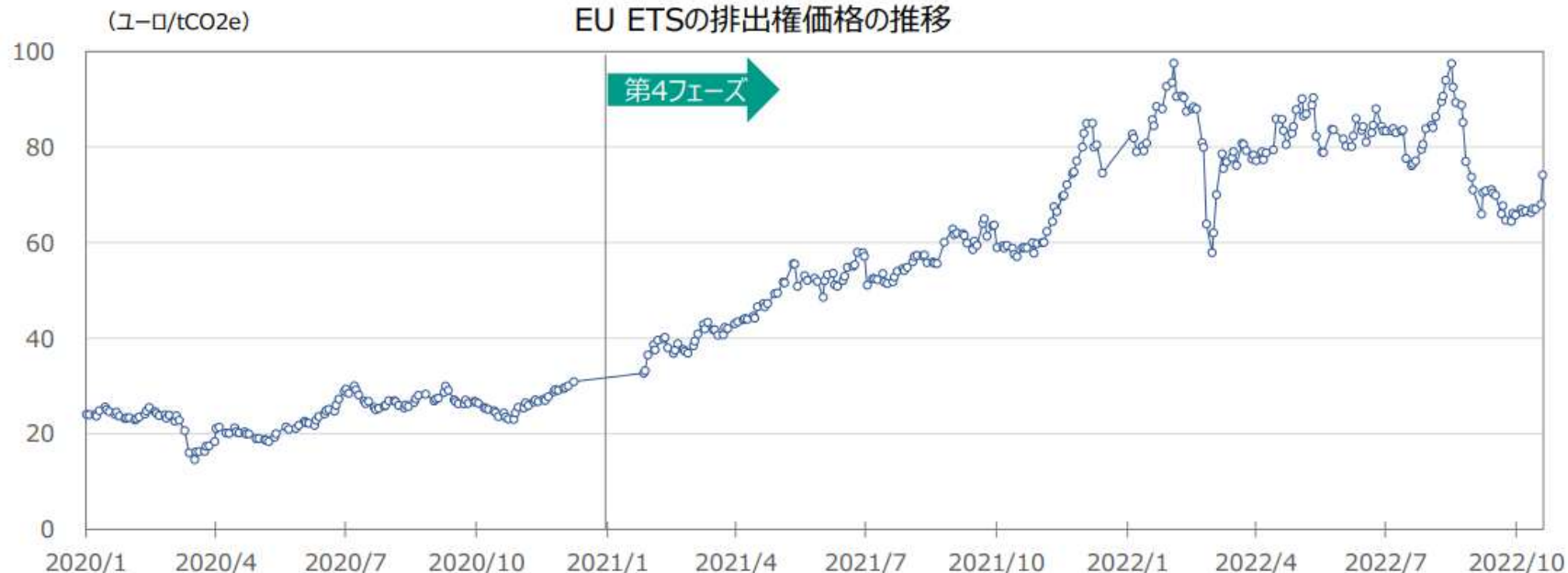
出所）第89回電ガ小委制度検討作業部会 資料5-1

- 前回までにお示した系統整備の効果等について、前回委員会でのご意見を踏まえて、補足でご説明させていただきました。
- 今後も、系統整備の効果等についての丁寧な説明に向けて、必要に応じて検討を深めていくこととしたい。

参 考

EU ETSにおける排出権価格（オークション価格）の推移

- 2020年は20～30ユーロ前後で推移していたが、2020年末の2030年削減目標の55%への引き上げ、また2021年7月のFit for 55の発表等を受け、2021年は上昇傾向となった。
- 今年2月上旬に97.51ユーロを記録。その後はウクライナ情勢を受け乱高下。



< (参考) EU ETSにおける価格安定化措置 >

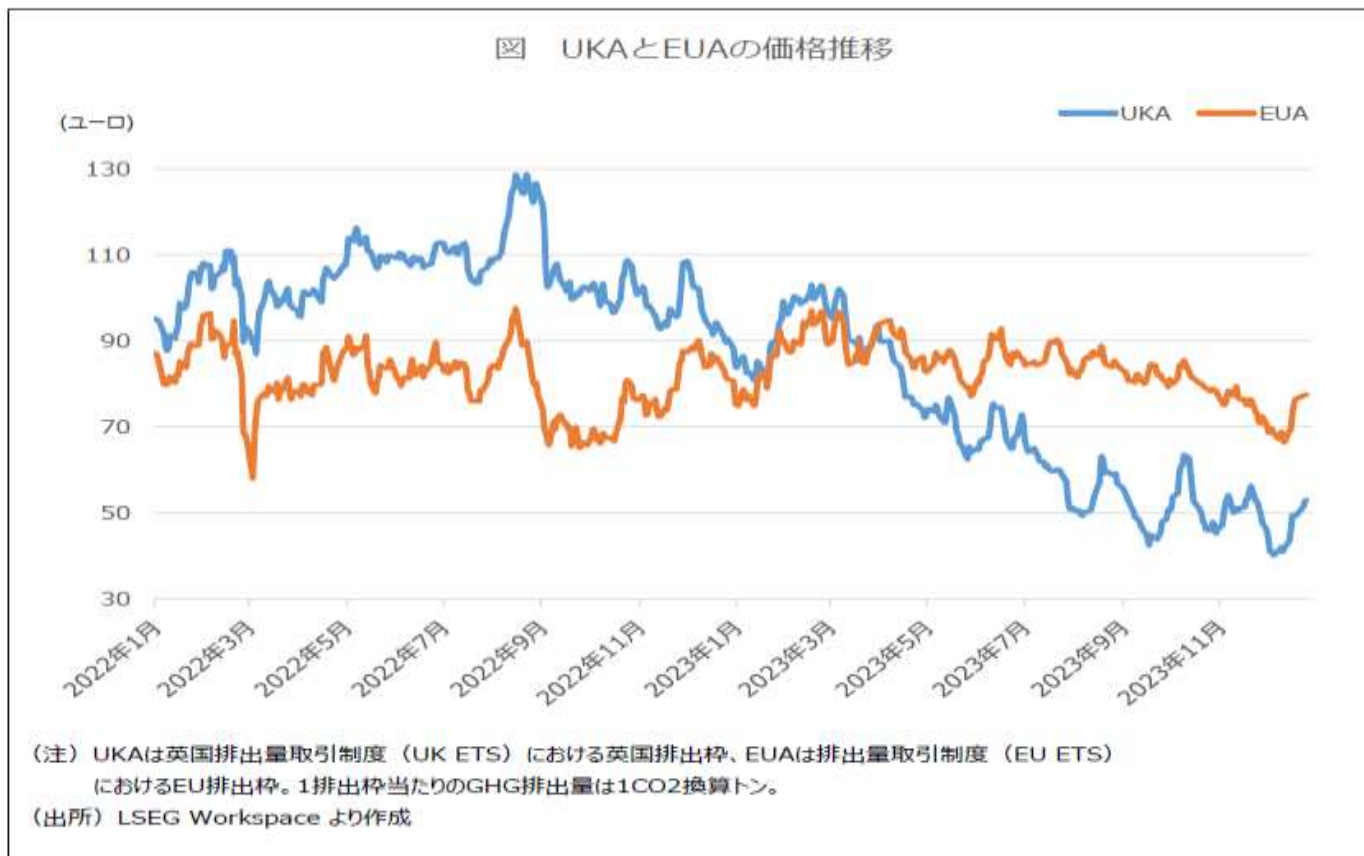
- EU ETSでは、排出権価格の水準に基づく価格安定化措置は導入されていない（上限・下限価格はない）。
- 余剰排出権（実排出量と、市場参加者が保有する排出権総量の差）の増大による長期間の価格低迷を受け、2019年1月に、毎年のオークション総量から一定量をリザーブに取り置く「市場安定化リザーブ」を導入し、余剰排出権の削減と価格の適正化が図られている。市場安定化リザーブは、市場参加者が保有している排出権の総量が一定量を下回った場合に、排出権を追加的にオークションにかけることもできる。毎年5月に公表される、市場参加者が保有している排出権の総量（Total Number of Allowances in Circulation: TNAC）が400MtCO₂eを下回った場合、100MtCO₂e分の排出権を追加的にオークションにかけることとされている。

(出所) グラフ：EEX「EUA Primary Market Auction Report 2020-2022」、Nissen et al. (2021)「Trends and projections in the EU ETS in 2021」より環境省作成。

参考：みずほリサーチ&テクノロジーズより。

- 2023年の世界の主要炭素市場の動向を取りまとめた報告書「炭素市場年次レビュー 2023年 (Carbon Market Year in Review 2023)」によると、EU排出量取引制度 (EU ETS) のEU排出枠 (EUA) 価格は80~90€ (約11,000~12,000円) で取引が行われている。

出展 JETROビジネス短信



■ **社会的便益 (消費者余剰と生産者余剰の変化) は、需要の価格弾力性がない状況においては、総燃料コストの変化と等しくなる。** 系統増強による社会的便益は下図の $e+j$ となる。

