

「欧米における市場主導型（ノーダル制） に関する調査委託」

最終報告書

2023 年 11 月
電力広域的運営推進機関

はじめに

混雑管理手法としての市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）については、第 7 回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（2021 年 2 月 19 日）において、引き続き論点の整理が必要なステージであり、どのような場で包括的に議論を進めるか、改めて議論の場を整理するとしていたところ。

一方で、第 34 回需給調整市場検討小委員会（2022 年 12 月 14 日）等で、2021 年 1 月から始まった基幹系統のノンファーム型接続受付開始に伴い、至近年次で複数エリアでの混雑発生が見込まれることが報告されている。

このような状況から、電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）においても将来の市場主導型について検討を進めていく必要性が高まっており、既にゾーン制下で混雑が発生している欧州やノーダル制を導入している米国の海外事例の調査・研究を行う必要がある。

本調査報告書は、委託先（有限責任監査法人 トーマツ）により、上記を考える上での基礎となる欧米諸国における市場主導型（ノーダル制）に関する実態を調査した結果をとりまとめたものである。



欧米における市場主導型（ノードル制）に関する調査委託

－ 調査報告書 －

有限責任監査法人トーマツ
2023年10月31日



目次

1. 市場主導型の事業者の受容性	3
1.1. ゾーン制からノーダル制へ移行する上での課題	4
1.2. ノーダル制におけるFTR（金融的送電権）の機能と影響	16
1.3. ノーダル制が長期相対契約量に与える影響	25
<hr/>	
2. 市場主導型の費用便益評価	37
2.1. ノーダル制の導入に係る費用便益評価のパラメータ	38
<hr/>	
3. 再エネ大量導入と市場主導型	59
3.1. ネガティブプライスの導入が市場に与える影響	60
3.2. 再エネ出力量予測誤差への対応	70
3.3. ノーダル制における出力抑制方法	83
<hr/>	
4. 混雑時の ΔkW 発動制限への対応	91
4.1. 系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ノーダル制導入国・地域）	92
4.2. 系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ゾーン制導入国）	101
<hr/>	
5. 米国ISOヒアリング結果	109
<hr/>	
6. （参考資料）容量確保の枠組みと系統混雑の考慮	117

免責事項

本調査は、電力広域的運営推進機関と当法人との間で締結された令和5年4月27日付け契約書に基づき、公開情報及びヒアリング結果を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。

また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

1. 市場主導型の事業者の受容性

1.1. ゾーン制からノーダル制へ移行する上での課題

ゾーン制からノーダル制への移行に至る議論状況/経緯及びゾーン制ノーダル制それぞれのメリット/デメリットについて、欧米の事例を中心に調査を行った

ゾーン制からノーダル制へ移行する上での課題についての論点整理

これまでの議論

課題

- 欧米ではいずれもノーダル制が理論的に最適なソリューションとして評価・支持されているにも関わらず、米国ではノーダル制を採用、欧州ではゾーン制を採用と状況が分かれている状況である。
- 欧州がノーダル制に移行していない課題として政治的な問題が根強いと考えられるものの、詳細な情報収集には至っていない。

対策及び検討状況

- 欧米におけるノーダル制移行に関する情報収集
 - ゾーン制の課題やノーダル制のメリット等、一部の情報は収集済みであるものの、全体感は見えておらず**深掘りが必要**

■ノーダル制移行に関する収集情報例

The diagram illustrates collected information examples for Nodal system transition, divided into two main categories:

- ゾーン制の課題 (Zone System Issues):**
 - 【ゾーン制の課題】
 - ゾーン内供給電力の柔軟性向上に関する課題（例えば、変動する需要に対応するための柔軟な供給能力の確保）
 - ゾーン内の電力供給の安定性を確保するための課題（例えば、変動する需要に対応するための柔軟な供給能力の確保）
 - ゾーン内の電力供給の安定性を確保するための課題（例えば、変動する需要に対応するための柔軟な供給能力の確保）
- ノーダル制のメリット (Nodal System Merits):**
 - 【ノーダル制のメリット】
 - （仮想的な）市場の形成による価格の透明性の向上
 - （仮想的な）市場の形成による価格の透明性の向上
 - （仮想的な）市場の形成による価格の透明性の向上

論点と調査内容

論点①：米国でノーダル制へ移行した理由は何が。

【調査内容】

- ノーダル制移行前の課題及び導入に至る経緯
- ノーダル制移行に至るまでに検討されたノーダル制のメリット/デメリット

論点②：欧州でノーダル制へ移行しない理由は何が。

【調査内容】

- 現状のゾーン制に関する課題
- ノーダル制移行に関する議論状況

CAISOは2000年に発生した電力危機の再発を防ぐために混雑管理手法を検討し、市場を再設計する方針として2002年から7年かけてノーダル制に移行した

ゾーン制からノーダル制に至る経緯（米国CAISO）*1

時間の流れ	概況	内容
1998年	CAISO設立時 (ゾーン制)	<ul style="list-style-type: none"> CAISOは1998年設立当時はゾーン制を採用し、5つのゾーンを設定していた。 1998年当時、ゾーン内の混雑はあまり発生せず、ゾーン間の混雑は想定された箇所で発生したことから、ゾーン制の運用に適していた。
2000年	電力危機	<ul style="list-style-type: none"> 2000年～2001年に発生した電力ひっ迫に起因した電力危機を境に、ゾーン内の混雑管理費用がゾーン間の費用よりも大きい状況が続いた。ゾーン内の送電線増強により混雑管理費用は減少したものの、高止まりの状態は継続した。
2002年	ゾーン制から ノーダル制へ	<ul style="list-style-type: none"> 混雑管理手法を検討した中で電力市場を再設計することになり、2006年にノーダル制の仕組みを取り入れた「Market Redesign and Technology Upgrade」をFERCに提出し、承認された。ノーダル制への移行完了は2009年である。
2009年	<p><u>CAISOにおけるゾーン制の問題点</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ゾーン間の混雑は市場が適切に機能して管理できていたが、ゾーン内の混雑を管理する機能が備わっていなかったために、ゾーン内で局所的な混雑が続き、混雑費用の高止まりが解消されなかった。 	

*1 出所：Annual report on market issues and performance、CAISO、1998年から2011年までの発行資料をまとめて記載、<http://www.caiso.com/Pages/DocumentsByGroup.aspx?GroupID=14A16A8D-396A-4F2A-A9F9-2309FEEFC1B5>

ERCOTはゾーン内の混雑管理費用の高騰を改善するため、2003年の規制当局の指示により、2010年までにノーダル制に移行した

ゾーン制からノーダル制に至る経緯（米国ERCOT）*1

時間の流れ	概況	内容
2001年	ERCOT設立時 (ゾーン制)	<ul style="list-style-type: none"> ERCOTは2001年設立当時はゾーン制を採用していた。 ERCOTでは当初3つのゾーンを設定していた。 当初ゾーンを複数設定することで、ゾーン内の混雑は考慮しなくてよいと考えていた。
2003年	ゾーン内混雑 費用の高騰	<ul style="list-style-type: none"> ゾーン間の混雑管理費用に比べ、ゾーン内の混雑管理費用の高騰が続いた。適宜にゾーンの数の見直しを試みたが、それでも改善されなかった。 ゾーン間とゾーン内の混雑管理が互いに独立し、混雑解消プロセスに不透明な点があった。
2010年	ゾーン制から ノーダル制へ	<ul style="list-style-type: none"> これらの状況を受け、需要家グループが規制当局（PUCT）に対して、ノーダル制の導入を含めた卸電力市場の改革を要望した。そして2003年にPUCTはERCOTに対してノーダル制の変更を指示した。ノーダル制への移行完了は2010年である。
<p><u>当時のERCOTにおけるゾーン制の問題点</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ゾーン内混雑は複数のゾーンを設定することで対処できると想定していたが、実際には適切な混雑抑制メカニズムが働かず、ゾーン内混雑管理費用が高騰し続けた。 		

*1 出所：The story of ERCOT、THE STEERING COMMITTEE OF CITIES SERVED BY ONCOR & THE TEXAS COALITION FOR AFFORDABLE POWER、2011年2月、
<http://tcaptx.com/downloads/THE-STORY-OF-ERCOT.pdf>

ノード制の要素は、市場統合によるCentral Dispatchと混雑管理を踏まえた①スケジューリング&ディスパッチ、混雑を価格に反映するノードプライシングを踏まえた②価格シグナル・精算の2点に整理できる

ノード制の要素*1

ノード制の要素				ノード制の導入タイプ（参考情報）		
No.	機能の切り分け	機能の内容	次期システムにおける機能	米国ISO型	カナダIESO型	欧州アイルランド型
①	スケジューリング & ディスパッチ	市場統合によるCentral Dispatchと、系統制約を考慮した同時最適化による混雑管理*2	SCUC	電源単位でスケジュール (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で スケジュール*3
			SCED	電源単位でディスパッチ (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で ディスパッチ*3
②	価格シグナル・精算	地点別の混雑を価格に 反映するノードプライシング	LMP/ Shadow Price	○ (LMPの計算を行い精算 に用いている)	△ (Shadow Priceの計算は 行っているが、市場価格へ の反映は行っていない)	× (LMP、Shadow Price共 に導入されていない)

*1 出所：各国のISO/RTO、規制機関、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 入札情報を基にした計画及び給電指令の同時最適化と、系統制約を考慮した上で混雑エリアの電源は約定されないという約定ロジックを含む混雑管理の仕組みは切り離せない要素であると思慮

*3 アイルランドでは、市場で約定された結果（事業者の発電及び需要計画）からの乖離がコスト的に最小となるよう目的関数が設定されている。

ゾーン制は容易に導入できるメリットがあったが、ゾーン構成を検討する上での混雑発生箇所の予測を精緻に行うことが難しく、想定以上にゾーン内混雑価格が高騰した

ゾーン制のメリット/デメリット（米国CAISO）

- 1998年にゾーン制を採用した当時の、CAISOが認識していたゾーン制のメリットは以下の通りである*1。

スケジューリング&ディスパッチ	<ul style="list-style-type: none">• 多くの発電事業者が1つのゾーン内にとどまるため、市場に対して強い支配力を有する発電事業者による影響を1つのゾーン内部にとどめることができた。• 調整入札システムを利用することで、ゾーン間の送電容量を効率的に割り当てることができた。
その他	<ul style="list-style-type: none">• 単純なトポロジーにより、市場運営や価格設定等のルールづくりが容易であった。

- ゾーン制運用開始2年目にCAISOが明らかにしたゾーン制のデメリットは以下の通りである*2。

スケジューリング&ディスパッチ	<ul style="list-style-type: none">• ゾーン間混雑は市場が機能して適切に管理できていたが、いくつかの地点でゾーン内混雑管理費用が想定以上に高騰し、ゾーン内の混雑を無視できなくなった。
価格シグナル・精算	<ul style="list-style-type: none">• 1つのゾーン内で強い支配力を有する発電事業者による電力の裁定取引が実行可能になり、それに伴う価格の吊り上げが生じた（DECゲーム）。• ゾーン内の混雑は市場を通さずに管理されており、価格に透明性がなかった。

*1 出所：CAISO、Annual report on market issues and performance、1999年、p.1-7、https://www.caiso.com/Documents/Chapter1_1998AnnualReport_MarketIssuesandPerformance.pdf

*2 出所：CAISO、Annual report on market issues and performance、2001年、p.10、<http://www.caiso.com/Documents/1999-2000AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>

ノーダル制移行によって混雑管理費用が低減し、適切な電源の立地誘導が促されたとCAISOは述べているが、ノーダル制移行検討当時はステークホルダーからの反発があった

ノーダル制のメリット/デメリット（米国CAISO）

- 2009年にCAISOがノーダル制に完全移行した後、CAISOが述べているノーダル制のメリットは以下の通りである*1。

スケジューリング&ディスプレイパッチ

- ゾーン内/ゾーン外で混雑管理を区別する必要がなくなり、全てノーダル市場下で管理できるようになった。その結果、混雑管理費用の低減が見込まれた。

価格シグナル・精算

- 送電距離と混雑発生確率との関係を価格に反映させることができ、効率的な電源の立地誘導が期待された。
- 追加供給が必要な時間と場所の情報を、市場価格シグナルに反映させて提供できるようになった。

- ノーダル制移行が検討されていた当時のステークホルダーの反応から、ノーダル制のデメリットは以下の通りである*2*3。

その他

- ゾーン制と比較して仕組みが煩雑になることによる、市場参加者からの反発があった。
- 取引関連システムの大幅な仕様変更が求められ、仕様変更に伴うコストの増加が問題視された。

*1 出所：Annual report on market issues and performance、CAISO、1998年-2011年、<http://www.aiso.com/Pages/DocumentsByGroup.aspx?GroupID=14A16A8D-396A-4F2A-A9F9-2309FEEFC1B5>

*2 出所：Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework、IEEE PSCE、2004年、<https://eccointl.com/~eccointl/downloads/Transitioning-the-California-Market-from-a-Zonal-to-a-Nodal-Framework%20An-Operational-Perspicitve.pdf>

*3 出所：CAISOへのヒアリング調査、2023年10月

ゾーン制は効果的に混雑管理を行えるシステムと導入当時考えられていたが、実際には適切なゾーンを設定できず、混雑管理費用の高騰を招いた

ゾーン制のメリット/デメリット（米国ERCOT）

■ ERCOTがゾーン制を採用した当時、外部委員会が指摘したゾーン制のメリットは以下の通りである*1。

スケジューリング&ディスパッチ	<ul style="list-style-type: none">ゾーンの設定とゾーン間の混雑を適切に管理することで、全体の混雑管理を行えると考え、コストを抑えて既存のグリッドを活かせる方式であった。
その他	<ul style="list-style-type: none">電力自由化移行における新しい制度設計において、州をゾーンで区分して混雑管理を行うことによって電力の安定供給ができると考えられていた。

■ ERCOT市場監視レポートまたはERCOTが指摘した、ゾーン制を運用して明らかとなった問題点（デメリット）は次の通りである。

スケジューリング&ディスパッチ	<ul style="list-style-type: none">ゾーン内では混雑が発生する頻度が低いという仮定で設定された、単純化したシステムであったが、実際にその仮定を実現するゾーンを設定することは困難であった*2。既存の大規模発電事業者はゾーン内の発電リソースのポートフォリオを操作することができるため市場に対して大きな力を有し、小規模発電事業者は不利な立場におかれた*3。
価格シグナル・精算	<ul style="list-style-type: none">ゾーン内の混雑管理費用は消費者が負担するシステムになっていた。そのために、前日にあえてゾーン内混雑を発生させるスケジュールを提出して価格を吊り上げて電力を高く売り、当日下落した価格で余った電力を買い戻す取引により不当に利益を得る発電事業者が現れる事例が発生した（DECゲーム）*2。

*1 出所：The story of ERCOT, THE STEERING COMMITTEE OF CITIES SERVED BY ONCOR & THE TEXAS COALITION FOR AFFORDABLE POWER, 2011年2月、<http://tcaptx.com/downloads/THE-STORY-OF-ERCOT.pdf>

*2 出所：Market Oversight Division Public Utility Commission of Texas, 2002 Annual Report on The ERCOT Wholesale Market, 2003年7月、https://ftp.puc.texas.gov/public/puct-info/industry/electric/reports/ERCOT_annual_reports/2002annualreport.pdf

*3 出所：ERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

ノーダル制の導入によって効率的な混雑管理が可能になり発電設備の有効活用ができるようになったが、移行過程においてはノーダル制に対して懐疑的な見方をする関係者もいた

ノーダル制のメリット/デメリット（米国ERCOT）

- 2011年にERCOTがノーダル制に完全移行した後、ERCOTに提出されたERCOT市場監視レポートで指摘されたノーダル制のメリットは以下の通りである*1。

スケジューリング&ディスパッチ	<ul style="list-style-type: none">• 増加する再エネ発電設備を、供給網に効率的に接続できるようになった。• 混雑管理を効率的に行えるようになり、発電リソースを十分に活用できるようになった。
価格シグナル・精算	<ul style="list-style-type: none">• 地点ごとの系統混雑の程度を発電価格に反映させられるため、発電事業を行う立地に対して経済的インセンティブを与えることができるようになった。

- 一方で、ゾーン制からノーダル制への移行過程において、ノーダル制について懐疑的な見方をしていた関係者が挙げたノーダル制のデメリットは以下の通りである*2。

価格シグナル・精算	<ul style="list-style-type: none">• ノーダル制を導入すると、従来系統混雑していた地域はさらに価格が高騰する可能性があり、かえって恩恵を得られなくなる消費者が生じる恐れがある。
その他	<ul style="list-style-type: none">• ノーダル制を導入した地域で、移行直後にエネルギーコストが30%上昇した事例を挙げ、ノーダル市場導入による恩恵が得られるまでに長時間を要する指摘をした。• 取引関連システムの大幅な仕様変更が求められ、それに伴うコストが問題視された。

*1 出所：POTOMAC ECONOMICS, LTD.、2011 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT WHOLESALE ELECTRICITY 2012年6月、https://ftp.puc.texas.gov/public/puct-info/industry/electric/reports/ERCOT_annual_reports/2011annualreport.pdf

*2 出所：The story of ERCOT, THE STEERING COMMITTEE OF CITIES SERVED BY ONCOR & THE TEXAS COALITION FOR AFFORDABLE POWER、2011年2月、<http://tcaptx.com/downloads/THE-STORY-OF-ERCOT.pdf>

欧州ではゾーン制の課題解決のためノード制への移行が検討されているものの、移行に向けた各国の調整が煩雑・困難であり、移行には至っていない

ゾーン制の課題及びノード制移行の検討状況（欧州）

ゾーン制の課題（欧州）^{*1}

将来的に再エネ発電設備が増設されることを想定すると、系統混雑の増加が想定される

① 小売電力価格の高騰

- 系統混雑を解消するための再給電増加に係るコストが託送料金に上乗せされるため、小売電力価格の高騰を招く。

② 市場取引の不確実性

- 系統混雑解消のため入札ゾーンを再構成する場合、調整に時間を要するため実装時には既に最適ではない可能性がある。
- 上記調整が頻繁に実施されることで市場取引の不確実性が高まる。

③ 系統の安定性低下

- 特定のゾーンで系統混雑が著しい場合は、管理コスト増大のため発電事業者が不当に小売価格を吊り上げる場合があるが、この際小売価格の低いゾーンへの入札が回避されるために系統の安定性が脅かされる可能性がある。

- 上記課題の解決のためにノード制への移行が検討されているものの、移行に至るまでの技術面、制度面での課題が多く^{*2}、各国の調整を含めて議論がなされている（次ページ参照）。
- また、ENTSO-Eは欧州全体がノード制へ移行するためには、欧州各国に跨るノード制移行に伴う実装費用と各国の便益に応じた市場設計が必要不可欠であり、必要な作業や制度の承認にかかるコストを考慮すると、欧州全体での根本的な市場設計の変更は現段階では必要とされていないと述べている。^{*3}

^{*1} 出所：Energy Policy、Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate、2022年9月、<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522004396#bib40>

^{*2} 出所：European Commission、Nodal pricing in the European Internal Electricity Market、2020年、p.6、<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119977/kjna30155enn.pdf>

^{*3} 出所：ENTSO-E、Vision on Market Design and System Operation towards 2030、2019年、https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_f_p_vision_2030_web.pdf

ノード制移行後の課題に係る議論状況（欧州）*1

- 欧州における、ノード制移行後の課題に係る議論状況については以下の通りである。

観点	ノード制移行後の課題	課題が発生する要因	発言者
スケジュールリング & ディスパッチ	市場流動性の低下	個々のノードにおける取引相手の減少	ENTSO-E
	卸電力市場における、デマンドレスポンスや蓄電設備の必要性低下	Central dispatchによる制御	
価格シグナル ・ 精算	卸電力市場の競争メカニズムの機能低下	市場支配力のある事業者による卸電力価格への強い影響	JRC*2、EFET*3
	市場価格決定プロセスの複雑化	計算プロセスに系統制約が影響	EPEX
その他	発電事業者が所有する発電設備に対する投資の不確実性の増加	発電事業者への立地リスクの割り当てによる市場価格を介した投資回収率の減少	Nordic TSOs、Eurelectric*5

*1 出所：Energy Policy、Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate、2022年9月、<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522004396#bib40>

*2 JRC：欧州委員会共同研究センター、*3 EFET：エネルギー貿易業者連盟、*4 EDF：フランス電力会社、*5 Eurelectric：欧州電気事業者連盟

ノード制へ移行する場合、需要家や発電事業者の経済的な負担の増加、市場の流動性低下、市場の集中、市場プロセスやルールの複雑化といった課題が想定される

日本においてノード制へ移行する上での課題

	課題・内容	想定される対応策（参考）
<div data-bbox="91 382 414 662" style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; text-align: center;"> 需要家の電気料金負担増加 </div>	<ul style="list-style-type: none"> • システム改修に伴う費用は託送料金の増加要因となり、需要家の電気料金負担が高まる可能性がある。 • 混雑管理費用が市場価格に反映されることによって、地点によってはノード制移行前よりも市場価格が高くなる。 	<ul style="list-style-type: none"> • ノード制移行により、TSOの混雑管理費用は低減する（便益が発生する）と想定されることから、費用と便益の両面から、ノード制移行後の影響を事前に分析し、全体として便益が大きいことを確認する。 • 分析の際は、短期的な影響だけではなく、将来の再エネ大量導入を踏まえた中長期的な影響を踏まえる。
<div data-bbox="91 662 414 942" style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; text-align: center;"> 発電事業者の費用負担増加 </div>	<ul style="list-style-type: none"> • 需要家と同様、システム改修に伴い、発電事業者の負担が高まる可能性がある。（2024年度に発電側課金が導入される予定） • 発電事業者が発電設備の立地に係るリスクを負うため、発電設備への投資に係る資本コストが増加する。 	<ul style="list-style-type: none"> • ノード制移行直後に著しい不利益を被る市場参加者や需要家に対する経過措置を検討する。 • リスクヘッジに資する制度（金融的送電権等）を整備する。
<div data-bbox="91 942 414 1090" style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; text-align: center;"> 市場の流動性低下 </div>	<ul style="list-style-type: none"> • 市場取引の地理的な粒度が細分化されることにより、市場流動性が低下する。 	<ul style="list-style-type: none"> • 市場流動性の低下は、混雑発生により限られた市場参加者間で取引せざるを得ない状況において発生することから、過度な混雑が発生しないよう、計画的に系統増強を行う。
<div data-bbox="91 1090 414 1239" style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; text-align: center;"> 市場支配力の集中 </div>	<ul style="list-style-type: none"> • 市場取引の地理的な粒度が細分化されることにより、特定の事業者に市場支配力が集中する地点が発生する。 	<ul style="list-style-type: none"> • 米国PJMで導入されているような市場支配力の緩和策（Three Pivotal Supplier Test）の導入を検討する。
<div data-bbox="91 1239 414 1370" style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; text-align: center;"> 市場プロセスやルールの複雑化 </div>	<ul style="list-style-type: none"> • 市場ルールや市場プロセスが複雑化するため、発電事業者や小売電気事業者の順応に、時間や費用が掛かる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 検討から導入までに相応の期間を確保し、ステークホルダーへの説明や意見聴取を丁寧に行う。

1.2. ノーダル制におけるFTR（金融的送電権）の機能と影響

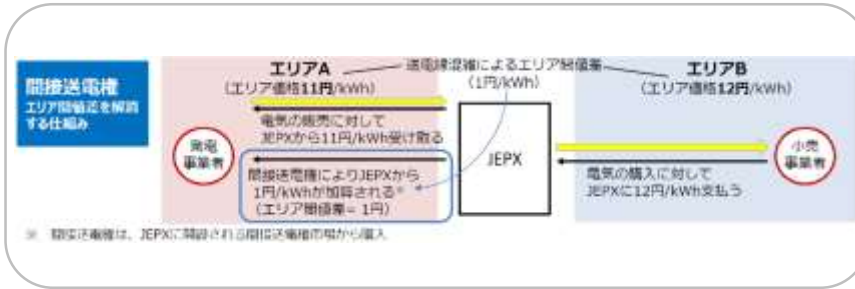
ノードル制の導入により、市場における価格ヘッジの手段であるFTRの充足は必要不可欠であるため、FTRの導入背景と立地誘導インセンティブ効果への影響等の調査を行った

FTR（金融的送電権）に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題



ノードル制の導入により、市場の値差発生単位がゾーン（連系線）からノードに細分化され、従来以上に市場分断の影響（市場間値差のボラティリティリスク）を受けることが想定されるため、リスクヘッジの手段である間接送電権の充足は必要不可欠である。

対策及び検討状況

- ノードル制に対応するFTR（金融的送電権）の仕組みと導入経緯の把握
 - PJMにおけるFTRの概要については情報整理済みである一方で、詳細な仕組みや導入経緯等は明らかとなっていない。
 - エネルギー取引と独立したFTRにより対価性が小さくなることにより、立地誘導インセンティブ効果が弱まることに関する考察が今後必要である。

論点①：ノードル制におけるFTR（金融的送電権）の目的や機能は何か。

【調査内容】

- 米国におけるFTRの概要・特徴と導入背景
- 価格ヘッジメカニズムの概要
- 価格ヘッジの事例

論点②：FTRにより立地誘導インセンティブを阻害してしまわないのか。

【調査内容】

- FTRによる立地誘導インセンティブ効果への影響
- FTRに関する最新動向

ノード制において、Firm送電契約を通して混雑料金を支払った事業者に対してその混雑料金を還元する仕組みがFTRである

FTRの概要 (1/2) *1,2

- 現在のFTR (Financial Transmission Right) の仕組みは、米国で電力改革が進められた1996年前後にハーバード大学William W. Hogan博士らによって執筆された論文が基礎となっている。
- ノード制において、地点ごとのLMP価格で精算が行われるため、両ノード価格の差額はISOの収入となる (例として、発電側地点Aが\$10/MWh、需要側地点Bが\$30/MWhの場合、差額の\$20/MWhはISOの収入となる)。
- 同論文の中では、両ノード価格の差額によるISOの収入をCongestion Rental (ISOが一時的に預かるお金) と呼んでいる。
- 混雑が発生するほどISOの預り金が増えてしまうため、この預り金をFirm送電契約 (Firm Transmission Service、Firm Point-to-Point*3等) を通して混雑料金を支払った事業者に対して還元し、混雑発生による市場価格の変動リスクヘッジとするべきという提案が述べられた。この還元する仕組みがFTRの概念であると考えられる。

－ FTRの詳細設計に関する論文 －



*1 出所：Harvard University Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government、TRANSMISSION CAPACITY RESERVATIONS AND TRANSMISSION CONGESTION CONTRACTS、1996年6月、<https://scholar.harvard.edu/whogan/files/tccopr3.pdf>

*2 出所：Harvard University Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government、FINANCIAL TRANSMISSION RIGHT FORMULATIONS、2002年3月、http://www.lmpmarketdesign.com/papers/FTR_Formulations_033102.pdf

*3 Firm Point-to-Point：発電側と需要側で相対契約を結ぶ際に、2者間の電力を送電するための契約形態を指す。Firmでは系統混雑が発生した場合でも混雑料金を支払うことが前提で給電が行われる。

FTRはオークションを通して自由に売買が可能な金融商品であり、Firm送電権のような物理的な送電のための権利と併せて持つことにより価格ヘッジが可能である

FTRの概要 (2/2) *1,2

FTRの目的	<ul style="list-style-type: none">• FTRの主な目的は、Firm Transmission ServiceやFirm Point-to-Point等の混雑料金の支払いを受け入れる契約を行っている事業者に対し、混雑料金の払い戻しを行うことである。• そのため、実際のエネルギー供給が上記Firm送電契約と一致している場合には、FTRにより地点別で生じる混雑料金の価格ヘッジが可能である。
FTRと実送電の関係性	<ul style="list-style-type: none">• FTRはあくまで金融商品（Financial Instrument）であり、物理的な送電のための契約（権利）ではないため、オークションを通して自由に売買が可能である。• FTRを保有していてもFirm送電権が付与されるわけではなく、実送電の義務が生じるわけでもない。
ARRの概要とFTRとの違い	<ul style="list-style-type: none">• ARR（Auction Revenue Rights）は、年に1度Firm Transmission Serviceの契約を行っている事業者を対象に新規に割り当てられる権利であり、年間FTRオークション（長期や月次FTRオークションは含まれない）からの収入を得ることができる。• ARRは、FTRオークションにてFTRへ変更可能である。• FTRは、過去実績等を用いて既存のFirm送電契約に対して割り当てられるが、ARRはオークションからの収入を原資としているため新規参入者に対しても割り当てられる。

*1 出所：PJM、History and Evolution of Financial Transmission Rights in PJM、2020年1月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/afmtf/2020/20200113/20200113-item-04-history-and-evolution-of-fts-in-pjm.ashx>

*2 出所：PJM、PJM ARR and FTR Market、2016年12月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/financial-transmission-rights.ashx>

PJMの需要家の契約形態として、Self-Supplyと相対契約の割合は市場全体の7割程を占めており、Firm送電契約に対して混雑料金を払い戻すFTRの機能は重要である

FTRの特徴（米国PJM）^{*1,2}

- PJMでは、FTRがノーダル制において必要な重要な理由として以下を挙げている。
 - 小売事業者（Load Servers）を、価格が不安定な混雑料金から守るため
 - 前日市場で徴収した混雑料金を適切に分配するため
 - 物理的な送電権とは別に、取引が行える価格ヘッジの機能を市場参加者に提供するため
- PJMは、FTRの提供に当たって、市場で売買される多数のFTRが潮流計算と整合がとれ、同時に成立するものであることを確認した上で、オークションの約定を行う。また、FTRの価値は、前日市場の混雑料金によって計算される。
- FTRオークションは年次、月次等と複数開催されているが、このオークションに銀行等の金融機関も参加が認められている理由として、市場の流動性及び競争性が増す点と、参加者の公平性担保の2点を挙げている（金融機関は混雑によるリスクにはさらされないが、その代わりARRが付与されないため、独自に市場分析等を行いリターンを狙いに行く必要がある）。

－ PJM Market Reportによる需要家の契約形態の割合－

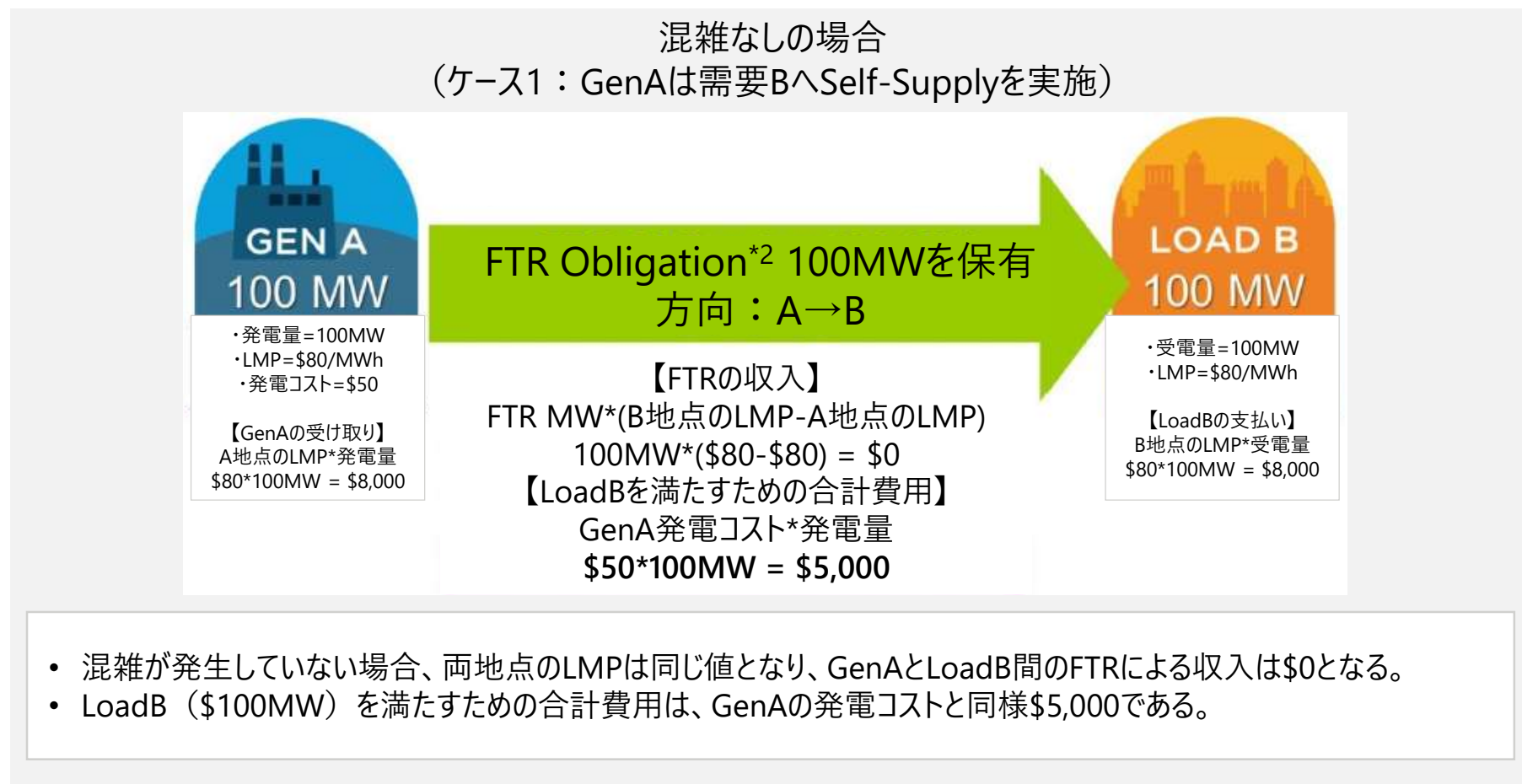
	Spot Market	Self-Supply and Bilateral
2018	27.7%	72.3%
2017	26.7%	73.3%
2016	23.9%	76.1%
2015	29.3%	70.7%
2014	26.7%	73.3%
2013	25.0%	75.0%
2012	23.2%	76.8%
2011	26.6%	73.4%
2010	20.2%	79.8%
2009	17.0%	83.0%
2008	20.2%	79.8%
Average	24.2%	75.8%

*1 出所：PJM、ARR/FTR Advanced 2021 (Online Training)、2021年3月、https://videos.pjm.com/media/ARR+FTR+Advanced+2021/1_quq2s119/57735481

*2 出所：PJM FTR Group、Financial Transmission Rights Market Review、2020年4月、<https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2020/ftm-market-review-whitepaper.ashx>

混雑が発生していないケースでは、両地点のLMPは同じ値となり、FTRによる収入はない

価格ヘッジの事例 (1/2) *1

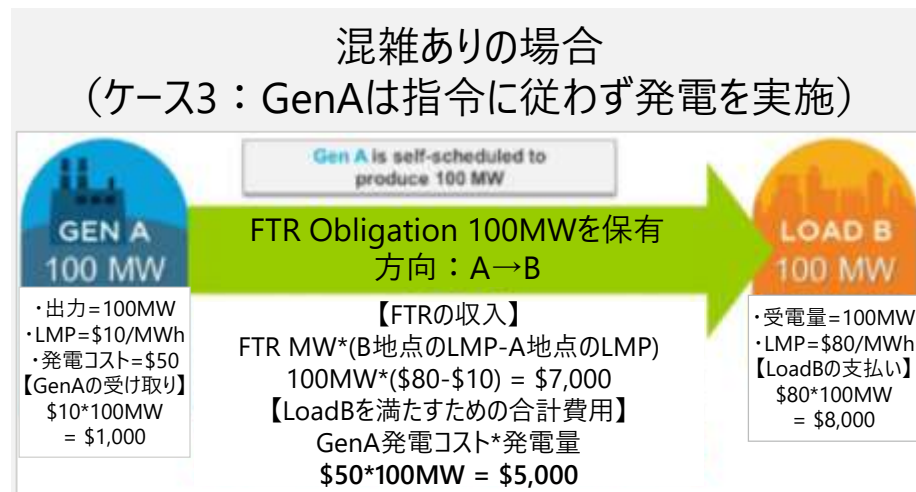
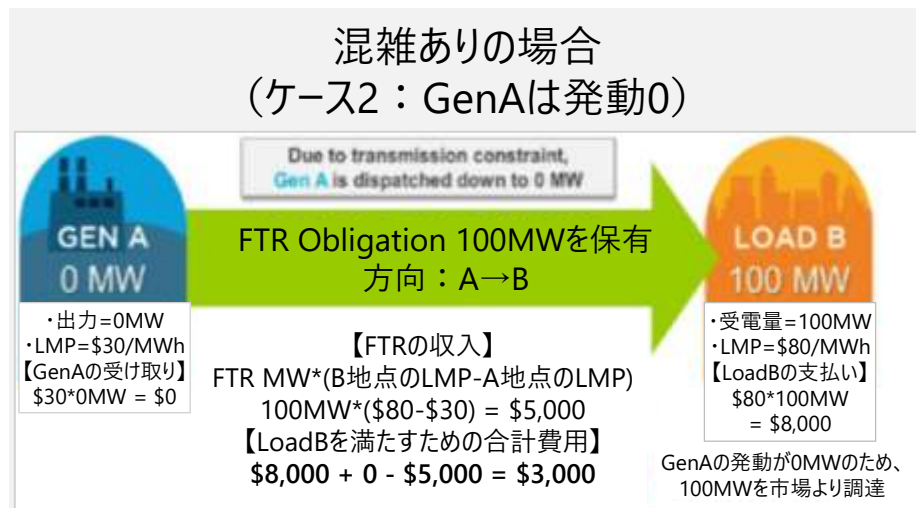


*1 出所：PJM、History and Evolution of Financial Transmission Rights in PJM、2020年1月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/afmtf/2020/20200113/20200113-item-04-history-and-evolution-of-ftrs-in-pjm.ashx>

*2 FTR Obligation：FTRの種類の一つであり、混雑発生方向の潮流は利益となるが逆方向の潮流は支出となる特徴を持つ。逆方向の潮流の場合でも支出をしなくてもよいFTR Optionと呼ばれる種類も存在するが、一般的にFTR Obligationに比べ高値で取引が行われる。

混雑が発生しているケースでは、保有しているFTRが混雑方向と同じの場合に限りFTRの収入を受け取ることができ、ISOの発動指令に従うインセンティブとしても機能する

価格ヘッジの事例 (2/2) *1



- 混雑発生に伴い、GenAは発動しないようISOにより指令される（出力0MW）。
- この場合、保有しているFTRが混雑方向と同じ（A→B）の場合に限り、FTR MW*(混雑地点LMP-非混雑地点LMP)を受け取ることができる。
- 上記ケースでは、LoadBを満たすための合計費用はLoadBの支払い、GenAの受け取り、FTRの収入から\$3,000となる。

- 混雑発生に伴い、GenAは発動しないようISOにより指令されるが、指令に従わず発電を実施（出力100MW）。
- この場合、FTRの収入も得られる一方で、LoadBを満たすための合計費用は\$5,000となり、ケース2（混雑によりGenAを発動しない指令に従う場合）と比べコストが高くなる。
- そのため、FTRにより事業者の価格ヘッジ機能と同時にISOの指令に従うインセンティブが生まれることになる。

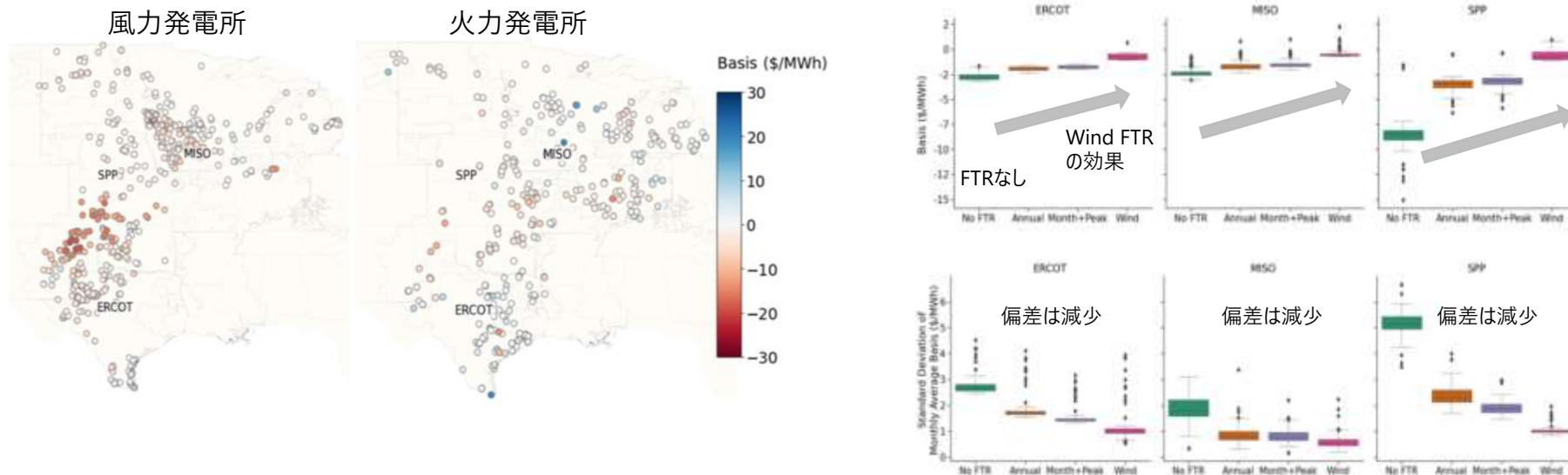
*1 出所：PJM FTR Group、Financial Transmission Rights Market Review、2020年4月、<https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2020/fr-market-review-whitepaper.ashx>

市場におけるリスクヘッジの観点において、現在FTRは効果的に機能している一方で、より再エネに適したWind FTR等の設計について議論が行われている

FTRに関する最新動向*1

- 2023年1月に米国エネルギー省バークレー研究所が発行した報告書によると、石炭火力等の発電量がほぼ一定の発電所にとって、FTRは市場におけるリスクヘッジの観点において効果的に機能していると述べている。
- 一方で、従来のFTRは契約容量が変わらないFTR（Fixed-Volume FTR）であり、出力が変動する風力発電等の再エネ電源には適しておらず、新たなFTRの設計が必要であると報告している。
 - 現在新たにWind FTRと呼ばれる仕組みが提唱されており、再エネに特化したFTRの検討が進められている。

－テキサス州における発電所立地（左）とWind FTRの効果算定（右）－



*1 出所：Department of Energy Berkeley Lab, Rethinking the Role of Financial Transmission Rights in Wind-Rich Electricity Markets in the Central U.S., 2023年1月、<https://emp.lbl.gov/news/rethinking-role-financial-transmission-rights>

ノーダル制移行に向け、金融的送電権の再検討を行う際に考慮する観点としては、取引主体や商品設計等が想定される

ノーダル制における金融的送電権の在り方

- ノーダル制が導入された場合、地点間の市場価格の値差ヘッジに対する必要性が高まることが想定され、金融的送電権の意義が大きく変化することから、あらためて適切な金融的送電権の設計が必要となる。
- ノーダル制を既に導入している米国の事例を踏まえると、特に**取引主体、商品設計、費用精算スキーム、立地誘導インセンティブ**の観点について十分に検討を行うことが必要となる。

金融的送電権の制度設計の観点（想定）

取引主体	<ul style="list-style-type: none">• 地点間値差へのヘッジのニーズが高まることから、FTRの取引主体を現物保有者以外（金融事業者）まで拡大させることや、転売を認めること等、流動性の向上を意識した工夫の検討が必要となる。
商品設計	<ul style="list-style-type: none">• ノーダル制においては、現行の個々の連系線に対象した商品設計から、任意の2地点間の値差をヘッジできるような商品の導入が求められる。• 将来の再エネ大量導入を見据え、日中ピーク時間型の商品等時間帯に応じた商品や、再エネ出力変動を考慮した商品の導入が求められる。
費用精算スキーム	<ul style="list-style-type: none">• 金融的送電権の取引が活発化し、オークション収入が大幅に増加することが想定されるため、オークション収入の取り扱いについてもあらためて整理が必要となる。
立地誘導インセンティブ効果への影響	<ul style="list-style-type: none">• 金融的送電権はエネルギー取引と独立した金融商品ではあるが、価格値差を全て回避できるわけではない（FTR Obligation等）上に、混雑地のLMPは依然として高くなる可能性があるため、FTRがLMP等による立地誘導効果に対して大きな阻害要因とはならないと考えられる*1。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

1.3 ノーダル制が長期相対契約量に与える影響

ノーダル制を適用した場合、事業者において長期相対契約量の減少等の行動変容が生じることが想定されるため、米国各ISO/RTOにおける過去の実態を調査した

ノーダル制が長期相対契約量に与える影響に関する論点整理

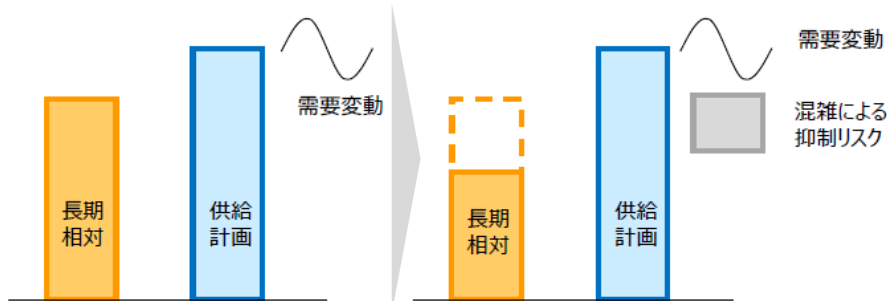
これまでの議論

- 市場主導型（ノーダル制）を導入した場合、事業者が混雑により出力抑制されるリスクを考慮し、長期相対での契約量を減らすことが考えられる。
 - 日本においては、国外からの燃料調達を行っていることから、長期相対契約量の変化による影響は大きいと考えられる。
- 一方で、長期相対契約量が増え、Self-scheduleでの入札量が増加した際には、市場の破綻に繋がる可能性があることから、一定程度にSelf-schedule入札量の割合を保つためのルール整備を行う必要もあると考えられる。

課題

市場主導型の導入前

市場主導型の導入後



論点と調査内容

論点①：ノーダル制の導入に伴い長期相対契約量はどの程度変化するか。

【調査内容】

- 米国各ISO/RTOにおける、ノーダル制導入前後での、長期相対契約量の推移
- ノーダル制の導入に伴う長期相対契約量への影響の有無

論点②：長期相対契約量に影響を与える制度等は何が存在するか。

【調査内容】

- 長期相対契約量へ影響を与えうる制度、規制等の内容と実施背景

論点③：Self-schedule入札量の削減等に係る取組は存在するか。

【調査内容】

- 米国各ISO/RTOでのSelf-schedule入札の割合
- Self-schedule入札が生じる要因や、それに対する、市場規則の変更等の取組の有無

長期相対契約量は、主に州の規制機関が定める制度に基づき決定されており、ノーダル制の導入に伴う減少といった特定できていない

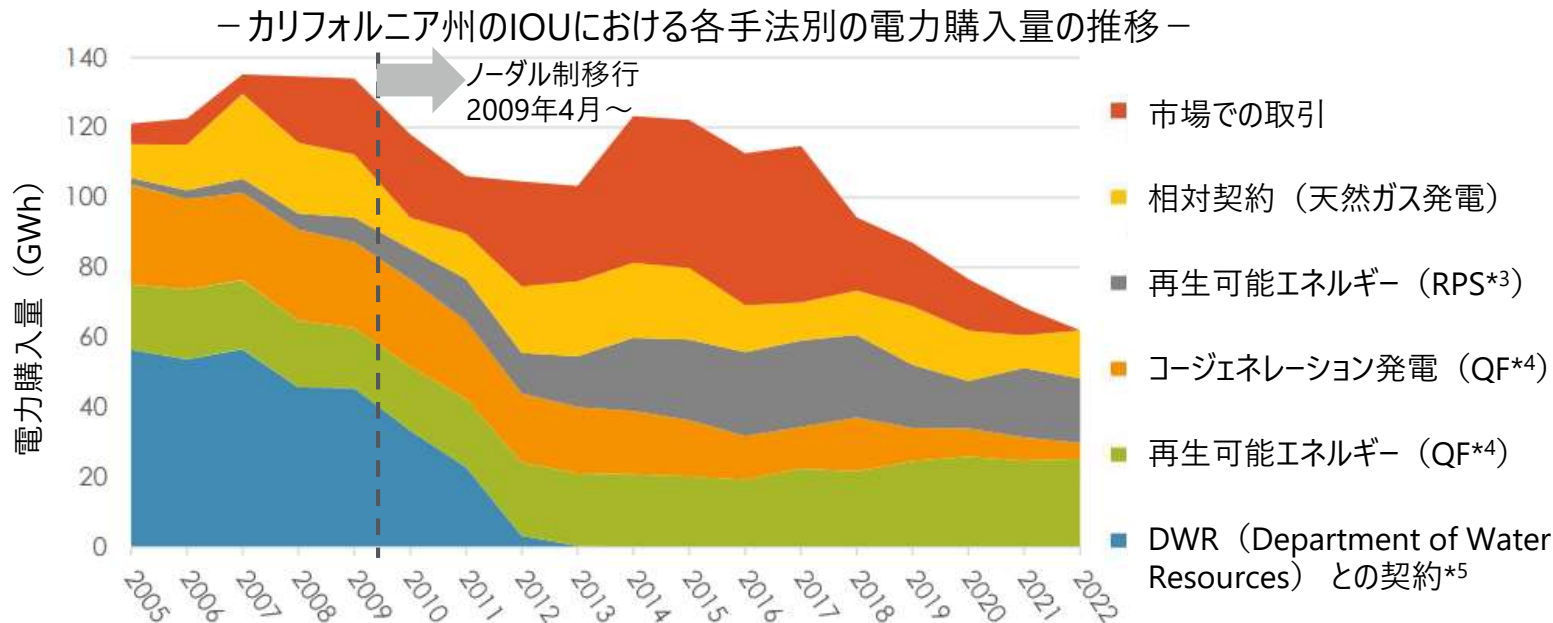
整理内容まとめ

<p>論点① ノーダル制の導入に伴い長期相対契約量はどの程度変化するか。</p>	<ul style="list-style-type: none">ノーダル制の導入前後で、相対契約に係る取引量は、州の電力危機に伴う対応に係るものを除き、大きな変動は見られない。(CAISO)ノーダル制の導入による長期相対契約量への影響は特定できていないが、契約量の多くは規制機関(CPUC)が定める制度で義務付けられ、市場外の要因による影響が大きい。(CAISO)
<p>論点② 長期相対契約量に影響を与える制度等は何が存在するか。</p>	<ul style="list-style-type: none">CPUCが定める制度として、IOUへ長期調達計画の作成を求めるIRP-LTPPや、LSEへ長期的な再生エネルギーの確保を求めるRPSといった制度が存在する。(CAISO)
<p>論点③ Self-schedule入札量の削減等に係る取組は存在するか。</p>	<ul style="list-style-type: none">Self-schedule入札は、契約上、設備特性上の制約がある場合等、必須となるものが存在する。Self-schedule入札は、発電費用が低い場合等、価格を設定し入札するインセンティブが少ないことから生じる場合があり、それらに対してはフロアプライスの引き下げといった市場規則の変更により削減が行われている。

CAISOでは、ノーダル制導入前後で相対契約に係る取引量は、DWRとの契約を除き大きな変動は見られない。また、市場での取引量はノーダル制導入後に増加傾向にある一方で、近年では市場での売却により相殺され減少傾向にある

ノーダル制導入前後の相対契約量の推移（米国CAISO）*1

- カリフォルニア州のInvestor Owned Utilities（IOU*2）による、相対契約（天然ガス発電）での調達量は、ノーダル制の導入前後を含み、大きな変動は見られない。
- 市場での購入量は2009年のノーダル制導入以降で増加傾向にある一方で、2017年以降では減少傾向にある。2022年には一部のIOUにおいて、供給過剰を解消するために市場での売却が行われており、その結果相殺されマイナスとなっている。



*1 出所：CPUC、2022 CALIFORNIA ELECTRIC AND GAS UTILITY COSTS REPORT、2023年4月、p.30-35、<https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/office-of-governmental-affairs-division/reports/2023/2022-ab-67-report.pdf>

*2 需要家への電力供給を行う事業者であり、カリフォルニア州では3社（Pacific Gas and Electric、San Diego Gas and Electric、Southern California Edison）が存在する。

*3 RPS（Renewable Portfolio Standard）：IOUに対し、ポートフォリオのうち一定割合の再エネ電源の確保を求める法令

*4 QF（Qualifying Facilities）：法令に基づき、一定量の電力購入がIOUに対して義務付けられている発電設備

*5 カリフォルニア州の2000年代初頭のエネルギー危機の際にThe California Department of Water Resources（カリフォルニア州水資源局）と結んだ長期契約

カリフォルニア州において、主に10年以上の長期の相対契約量の確保を促す制度として IOUへ長期調達計画の作成を求めるIRP-LTPPや、LSEへ長期的な再生エネルギーの確保を求めるRPSが存在する

相対契約量の確保を促す制度（米国CAISO）*1

- ノーダル制の導入による長期相対契約量への影響は特定できていないが、相対契約量の多くは州の規制機関（CPUC）が定める制度により義務付けられているものであり、市場外の要因による影響が大きい。*2

規制、管轄機関	制度の名称	実施頻度	契約期間	実施目的、概要
CPUC (州の規制機関)	IRP-LTPP*2 Proceeding	隔年	主に10年 (またはより長期)	<ul style="list-style-type: none"> 【目的】長期的な発電設備等の確保 【概要】IOU*3の長期的な調達手法の評価等を目的とした制度であり、IOUは隔年で長期調達計画をCPUCに提出し承認を受ける。
	Renewable Portfolio Standard (RPS) Proceeding	毎年	通常10~25年	<ul style="list-style-type: none"> 【目的】長期的な再生可能エネルギーの確保 【概要】2030年までに販売電力量の50%以上を再生可能エネルギーで賄うという、LSE*4の義務を満たすため、長期的な再生可能エネルギーの調達計画の認可を行うプロセス
	Resource Adequacy (RA) Program	毎年	通常1年 (最短1か月)	<ul style="list-style-type: none"> 【目的】年間及び月次での発電設備等の確保 【概要】RA Programに基づき、全てのLSEは毎月のピーク需要、及び翌年においては15%のマージンを含めた需要を満たす上で十分な資源を所有（または契約に基づき確保）する。
CAISO	Backstop Procurement	—	1か月~1年	<ul style="list-style-type: none"> RA Programにおいて、LSEの調達不足が生じた場合、CAISOはLSEに代わって資源を調達し、その費用をLSEに割り当てる。

*1 出所：NARUC、REGULATORY AND MARKET GUIDELINES ON KEY INSIGHTS AND CONSIDERATIONS OF PRIORITY AREAS FOR RENEWABLE INTEGRATION IN INDIA、2020年1月、<https://india-re-navigator.com/public/uploads/1579694677-Regulatory%20and%20market%20guidelines%20for%20RE%20in%20india-USAID%20and%20MoP%20India.pdf>

*2 IRP-LTPP：Integrated Resource Plan and Long Term Procurement Plan

*3 IOU（Investor Owned Utilities）：LSEのうち、投資家所有の公益事業者

*4 LSE（Load Serving Entity）：アグリゲーターや小売電気事業者等の、需要家への電力販売の権限または義務を持つ主体

カリフォルニア州での長期相対契約に係るIRP-LTPP、RPS等の制度は州の電力危機を受け、2000年代前半に開始されたものであり、2010年代では長期契約の満了に伴い市場取引の割合が高まっている

相対契約量の確保を促す制度の実施状況（米国CAISO）*1

時間の流れ	状況	詳細内容
2000年	市場運用の開始以前	<ul style="list-style-type: none"> FERCが1978年に制定した公益事業規制政策法（PURPA）に基づき、IOUは同法で認定された発電事業者からの電力購入を義務づけられた。
	州の電力危機以後 (ゾーン制による市場運用)	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力価格の高騰に伴いIOUのうち2社が破産したことから、州は2001年に、カリフォルニア州水資源局（DWR）がIOUに代わり電力を調達し、DWRとIOU間での長期契約を行うことを許可した。 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 電力危機を受け、州議会と規制当局は現在適用されている電力の調達方法に係る規制の枠組みを定めた。 2002年にカリフォルニア州の Renewable Portfolio Standard (RPS) が制定され、CPUCは規制の枠組みに再生可能エネルギーの調達を含めた。 2004年より、CPUCによりIRP-LTPP Proceedingが開始された。 2006年より、電力危機の際に課題として挙げられた、IOUによる将来的な調達量の不足を解消するため、CPUCによりRA Programが開始された。
2009年	ノーダル制への移行後	<ul style="list-style-type: none"> IOUは2010年代に、DWRとの契約やIPR-LTPP、PURPAに基づく長期契約が満了したことに伴い、市場取引の割合を高めている。 再エネの増加、小売電気市場の競争拡大により、長期契約には収益性の観点から課題が生じている。

*1 出所：NARUC、REGULATORY AND MARKET GUIDELINES ON KEY INSIGHTS AND CONSIDERATIONS OF PRIORITY AREAS FOR RENEWABLE INTEGRATION IN INDIA、2020年1月、<https://india-re-navigator.com/public/uploads/1579694677-Regulatory%20and%20market%20guidelines%20for%20RE%20in%20india-USAID%20and%20MoP%20India.pdf>

相対契約を行う発電設備の入札方法はISO/RTOごとに異なっており、PJMでは、契約に係る情報を通知し、精算は全て当事者間で行われる一方で、CAISO、NYISOでは市場への入札を行う必要がある

相対契約の市場への入札形態（米国PJM、CAISO、NYISO）*1

PJM	<ul style="list-style-type: none">相対契約（PJM管内での取引）を行う事業者は<u>専用のソフトウェア（InSchedule）を通じて契約に係る情報（発電量、売電価格等）をPJMに通知する必要がある</u>。^{*2}<u>相対契約に関連する全ての精算は契約の当事者間で行われる</u>（PJMを介さず精算される）。^{*3}
CAISO	<ul style="list-style-type: none">相対契約を行う発電設備は市場価格を踏まえて、<u>発電量と価格の情報を含めた入札または価格の情報を含まないSelf-scheduleでの入札を行う</u>。
NYISO	<ul style="list-style-type: none">全ての相対契約を行う発電設備は、<u>発電量と価格の両方を含めた入札を行う必要がある</u>。<ul style="list-style-type: none">入札が市場で約定された場合、発電事業者は発電設備を稼働させる。入札が市場で約定されない場合、市場を通して電力が調達される。 <p><u>例）相対契約価格 > 市場価格となり、発電設備の経済入札が市場で約定されない場合</u></p> <ul style="list-style-type: none">契約価格が\$35/MWh、市場価格が\$30/MWhで、LSEが100MWのSelf-scheduleでの入札を提出した場合、<ul style="list-style-type: none">相対契約価格（入札価格） > 市場価格となるため、発電設備の入札は約定されず、LSEは\$3,000（=\$30/MWh×100MW）をNYISOに支払う。LSEから発電事業者への精算は契約により異なり、支払いが行われない場合もあれば、契約価格と市場価格の差分である\$500（=\$5/MWh×100 MW）を支払う場合もある。

*1 出所：NARUC、REGULATORY AND MARKET GUIDELINES ON KEY INSIGHTS AND CONSIDERATIONS OF PRIORITY AREAS FOR RENEWABLE INTEGRATION IN INDIA、2020年1月、<https://india-re-navigator.com/public/uploads/1579694677-Regulatory%20and%20market%20guidelines%20for%20RE%20in%20india-USAID%20and%20MoP%20India.pdf>

*2 出所：PJM、Manual 11、2023年5月、p.42-43、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*3 出所：PJM、Market Settlements - Advanced、2017年5月、p.26、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/advanced/energy-and-transactions-billing-examples.ashx>

PJMにおけるSelf-schedule入札は、プライステイカーとして市場に参加し、事業者が指定する最小出力まで約定されるものであり、蓄電設備等の一部に対しては義務となっている

Self-schedule入札の概要（米国PJM、NYISO）*1

	PJM	NYISO
運用方法	<ul style="list-style-type: none"> 入札時に発電量を市場へ提出し、価格情報は市場価格の算定に使用されない（プライステイカーとして市場に参加する）。 事業者が指定する最小出力まで約定される。 Self-schedule入札の場合、Day-ahead operating reserve credits*2の支払い対象にならない（PJMに指定された場合を除く）。 	<ul style="list-style-type: none"> Self-scheduleと同様の運用方法はないが、類似するものとして、入札時に下記の方法を採ることができる。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 起動費を0ドル、最小出力費用及び出力増分費用を低価格で登録 ➢ Self-Committed Fixedモード*3での入札
Self-schedule入札が義務付けられる設備	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電設備が併設された発電設備 Energy Storage Resource participation model*4に登録された蓄電設備 水力発電、蓄電設備等のうち、Capacity resource*5に該当する設備 	—

*1 出所：PJM、Manual 11、2023年5月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
PJM、Manual 28、2023年7月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx>
NYISO、Manual 11、2022年12月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a

*2 1日前市場において、入札価格のうち市場価格を上回る範囲に関して発電事業者へ支払われる費用

*3 入札時に選択する、発電設備の運用モードの1つであり、15分ごとの出力計画値を発電事業者が指定するもの。

*4 蓄電設備の運用をPJMが決定するオプションであり、指定された動作範囲を踏まえて出力指令が行われる。

*5 緊急時の対応等のため、PJMの指示に応じて電力の供給、削減を行う義務のある設備

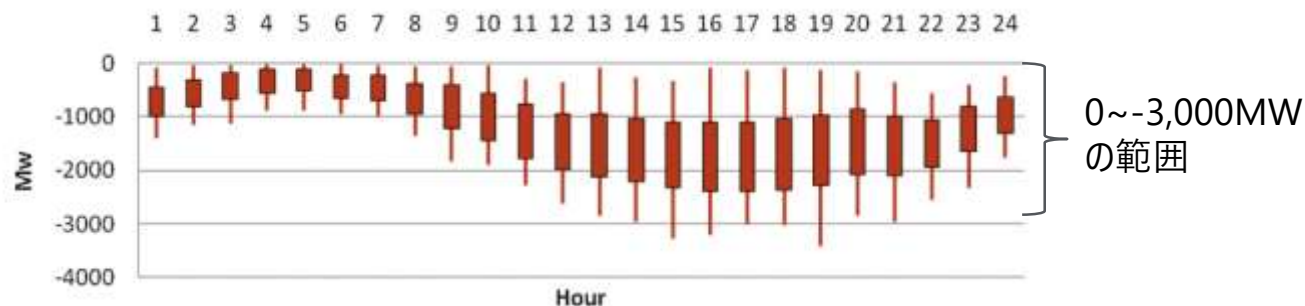
Self-schedule入札の増加による影響として、LMPに適切に価格シグナルが反映されなくなることや、需給調整に必要な調整力が損なわれることが挙げられている

Self-schedule入札による影響（米国CAISO）

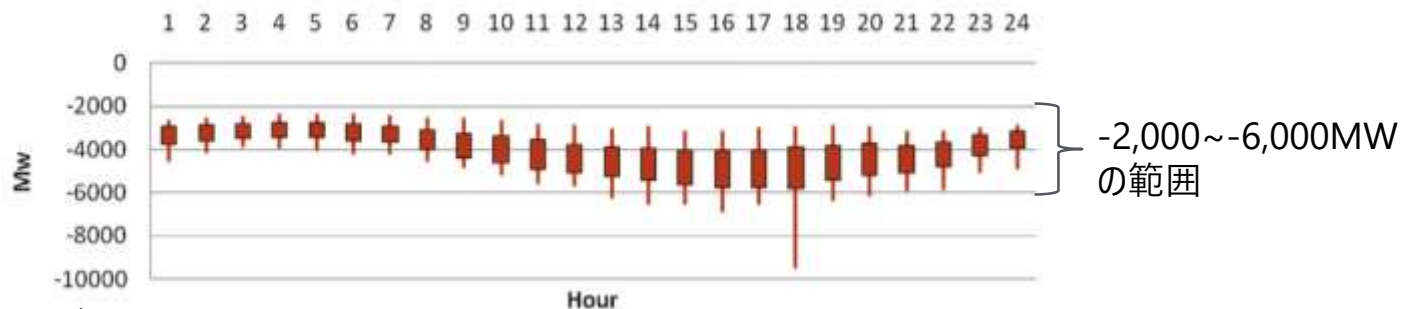
- Self-schedule入札量が過多となった場合、LMP価格に、各発電設備のコスト等の価格シグナルが適切に反映されなくなる恐れがあるが、CAISOでは定期的にSelf-schedule入札量の監視を行っており、そのような問題は生じていない。^{*1}
- Self-schedule入札量の増加によるその他の影響として、調整力の減少が挙げられており、CAISOのシミュレーション結果では、Self-schedule入札が存在しない場合と比較すると、存在する場合のリアルタイムの下げ調整量は概ね半分近い値となった。^{*2}

ーリアルタイムの下げ調整量の分析結果（2009、2010年6月）^{*2,3}ー

Self-schedule
入札が存在する
場合



Self-schedule
入札が存在し
ない場合



^{*1} 出所：CAISOへのヒアリング調査、2023年10月

^{*2} 出所：The Electricity Journal、Refining competitive electricity market rules to unlock flexibility、2018年、p.32-33、<https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2018/07/OrvisAggarwal-WholesaleMarketsFlexibility-June2018.pdf>

^{*3} 再生可能エネルギーが20%を占めるシナリオにおける分析結果

Self-schedule入札は、発電費用が低い場合や、契約条件や設備上の制約がある場合に行われるものであり、フロアプライスの引き下げといった市場規則の変更により入札量の削減が行われている

Self-schedule入札の主な発生要因*1

Self-schedule入札が行われる要因

<p>発電費用が低い/ 市場価格が高い</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 発電費用が市場価格と比較して非常に低く、価格を設定し入札するインセンティブが少ない場合
<p>契約条件に伴う 制約</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 外部エリアからの輸入等、事前に決められたスケジュールに基づく場合 • 天然ガス発電設備等において、燃料確保が事前に行われており、確保量に見合った発電が必要となる場合
<p>発電設備の 特性上の制約</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 水力発電において、発電以外の水位管理や環境面を考慮し発電を行う場合 • 一部の原子力発電設備等、設備の特性上、出力指令に応答できない場合

Self-schedule入札量の削減に係る取組

風力発電にEconomic Offerを求める要件の設定（ERCOT、NYISO等）

- 風力発電では発電量（MWh）あたりの補助金や再エネクレジットを受領しているケースが多く、Self-schedule入札を行い、経済性を考慮せず出力抑制された際の影響が大きい。

フロアプライスの引き下げ（各ISO/RTO）

- 市場価格がマイナスとなる場合でも、オフアー価格に基づくメリットオーダーが可能となる。
- 蓄電設備の投資インセンティブの向上（マイナス価格の際に余剰電力を吸収し収益を得るインセンティブが高まる）

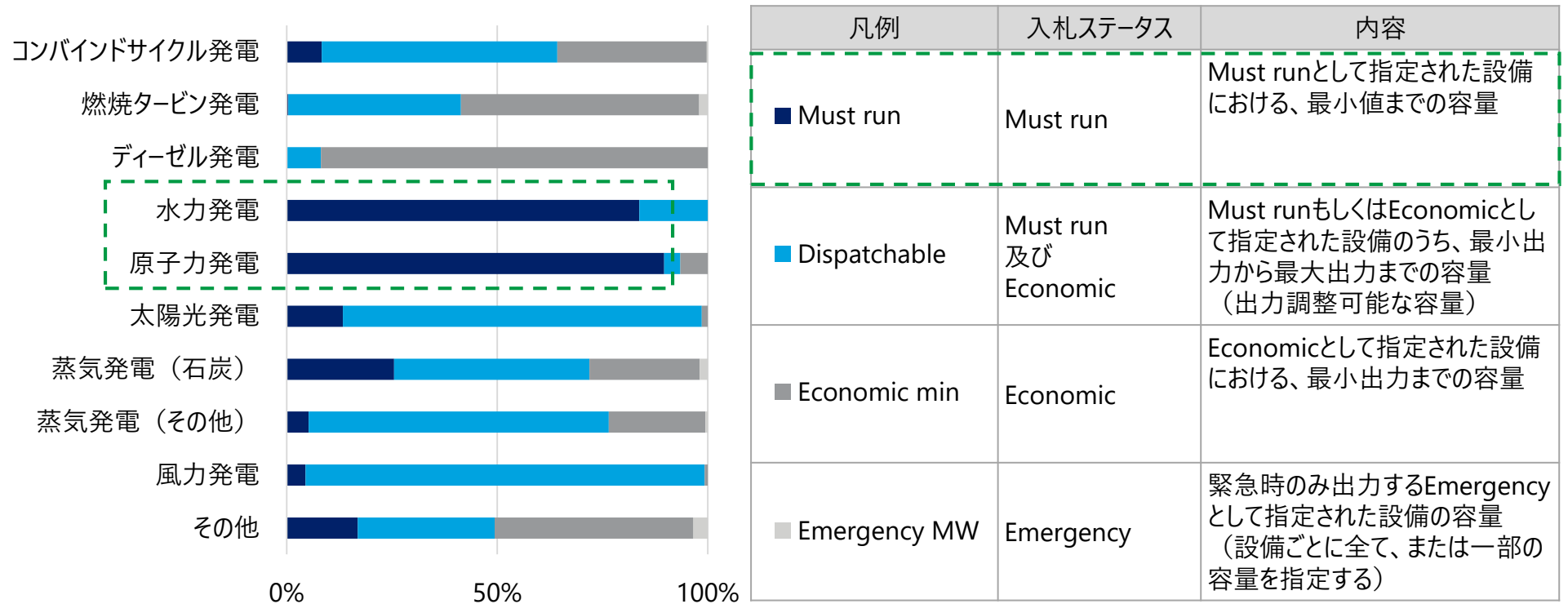
*1 出所：The Electricity Journal、Refining competitive electricity market rules to unlock flexibility、2018年、p.32-33、<https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2018/07/OrvisAggarwal-WholesaleMarketsFlexibility-June2018.pdf>

PJMの1日前市場において、水力発電、原子力発電ではSelf-scheduleに該当するMust runでの入札割合が高い

Self-schedule入札の割合（米国PJM） *1*2

- PJMでは、発電事業者は入札時に設備のステータスとして、Must run（Self-schedule）、Economic、Emergency、または使用不可のいずれかのステータスを選択し、また、出力可能な範囲として最大値、最小値を指定する。

－ 前日市場における入札ステータスの割合（2022年、電源種別、MW%） －



凡例	入札ステータス	内容
■ Must run	Must run	Must runとして指定された設備における、最小値までの容量
■ Dispatchable	Must run 及び Economic	Must runもしくはEconomicとして指定された設備のうち、最小出力から最大出力までの容量（出力調整可能な容量）
■ Economic min	Economic	Economicとして指定された設備における、最小出力までの容量
■ Emergency MW	Emergency	緊急時のみ出力するEmergencyとして指定された設備の容量（設備ごとに全て、または一部の容量を指定する）

*1 出所：Monitoring Analytics、PJM State of the Market – 2022 Volume II、2023年3月、p.147、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-vol2.pdf

*2 出所：PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2023年1月、p.52、<https://pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

ノーダル制における相対契約やSelf-scheduleの目的や市場との関係を明確にした上で、相対契約やSelf-scheduleの量が過多・過少にならないような手当が必要となる

ノーダル制における相対契約・Self-scheduleの市場との関係

- 米国の事例を参考に、ノーダル制における相対契約やSelf-scheduleの目的を明確に定義し、市場メカニズムで運用される発電量に対して、相対契約やSelf-scheduleの量が過多・過少にならないような制度上の配慮が必要となる。
- 相対契約やSelf-scheduleについても市場との関係を持たせながら、全体最適な電源運用を実現できるような対策を講じることにより、「相対契約やSelf-scheduleの有効活用」と「市場メカニズムの維持」が両立できる。

相対契約・Self-scheduleの市場との関係（米国事例を参考）

相対契約	目的	<ul style="list-style-type: none">• 小売電気事業者が長期的な電力調達を確実に行うこと。• 一定の再エネ電力を確保すること、等。
	市場との関係	<ul style="list-style-type: none">• 市場での取り扱いに関しては、下記の2つの方法が考えられる。<ul style="list-style-type: none">① 相対契約の電源は市場メカニズムに入れない。（市場入札の形式を取らずに発電事業者の求める通りの運用を行う。）② 相対契約の電源も市場メカニズムに入れる。
Self-schedule	目的	<ul style="list-style-type: none">• 限界費用が市場価格に対して著しく小さい場合、契約条件や電源特性等の制約がある場合等において、発電事業者が自社の保有する電源を確実に発電すること。
	市場との関係	<ul style="list-style-type: none">• 発電事業者がSelf-scheduleとして電源を登録すると、当該電源はプライステイカーとなり、フロアプライスが低い場合はその分の損失を被る。一方で、同様にフロアプライスが低い場合において、Self-scheduleとしての登録ではなく価格情報を提示した通常の入札を行う（電源の運用を市場メカニズムに任せる）と、低いフロアプライスでの約定を回避できる。よって、フロアプライスの引き下げは、発電事業者がSelf-scheduleとしての電源の登録を回避して、価格情報を提示した通常の入札を行う方向に作用する。

2. 市場主導型の費用便益評価

2.1. ノーダル制の導入に係る費用便益評価のパラメータ

海外で実施されている費用便益分析の事例を調査し、我が国でノーダル制の費用便益分析に活用可能な事例・知見の整理を行った

ノーダル制移行による費用便益分析に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題

Table 1: Various Cost-Benefit Studies of US ISOs
 米国の評価 実証研究

US ISO	Study Source	Modelled?	Observed?	Aspects covered in study
ERCOT	CNA International Power Consulting for Texas PUC, 2008	Yes	-	Congestion management improvements, reduced costs of ancillary services, reduced gaming, increased competition
MISO	MISO, 2009. Start-up and first year of operation, MISO Value Proposition, 2018	-	Yes	Improved system reliability, congestion and management of assets. Reduced ancillary services. Annual benefits of \$1.547.6 bn to include deferred investment. Actual benefits of less in graph.
ISO-New England	WTO, 2000. Value of Independent ISOs	-	Yes	Reduced wholesale market power abuse, increased dispatch
NYISO	American Group, 2007. A CNA of NYISO's value to New York	Yes	-	Benefits to C&M, improved market performance, improved generator dispatch
PJM	American Group, 2018. Potential non-transmission PJM Value Proposition, 2018	-	Yes	Reliability, congestion improvements, Generation investment savings, grid services savings (reduced ancillary and regulatory costs), energy cost savings

TERCOT: 送電網の改善、インフラ・サービスコスト削減、競争促進
 NYISO: C&Mへの便益、作業者の改善、輸送能力の改善
 PJM: 信頼性、送電網の改善、発電投資の削減、輸送能力の改善、エネルギーコスト削減

ノーダル制移行（送電網サービス改革）による便益
 3-Part Offerでの信頼性向上 (CO-opt) による便益

- 米国の評価ではノーダル制による便益以外も含まれており、各費用・便益項目が何によりもたらされるものか（考え方・性質）にも留意した調査が必要である。
- 日本で費用便益評価を行うに当たり、具体的な受益負担者や前提条件・算定方法等の項目の整理が必要である。

調査方針

- 上記文献におけるノーダル制の費用便益分析のISO間比較を基に、各事例の深掘り整理を進める。
- 各事例の整理結果を踏まえて、我が国のノーダル制費用便益分析に当たり参考となる事例の抽出や、留意点の抽出する。

論点①： 米国ISO等の海外機関において実施されている費用便益分析にはどのような項目があるか。

【調査内容】

米国ISO等海外機関における費用便益分析手法の詳細整理

論点②： 費用便益分析においてノーダル制移行による便益を明確に定量化できるか。

【調査内容】

上記の費用便益分析結果のうち、ノーダル制に係る費用便益の抽出可否の検討、前提条件等の整理

論点③： 日本に適用可能なノーダル制移行による費用便益分析はあるか。適用可能な場合、留意点や示唆は何か。

【調査内容】

我が国の状況を踏まえて、活用可能な海外事例の整理、分析に当たっての留意点の整理

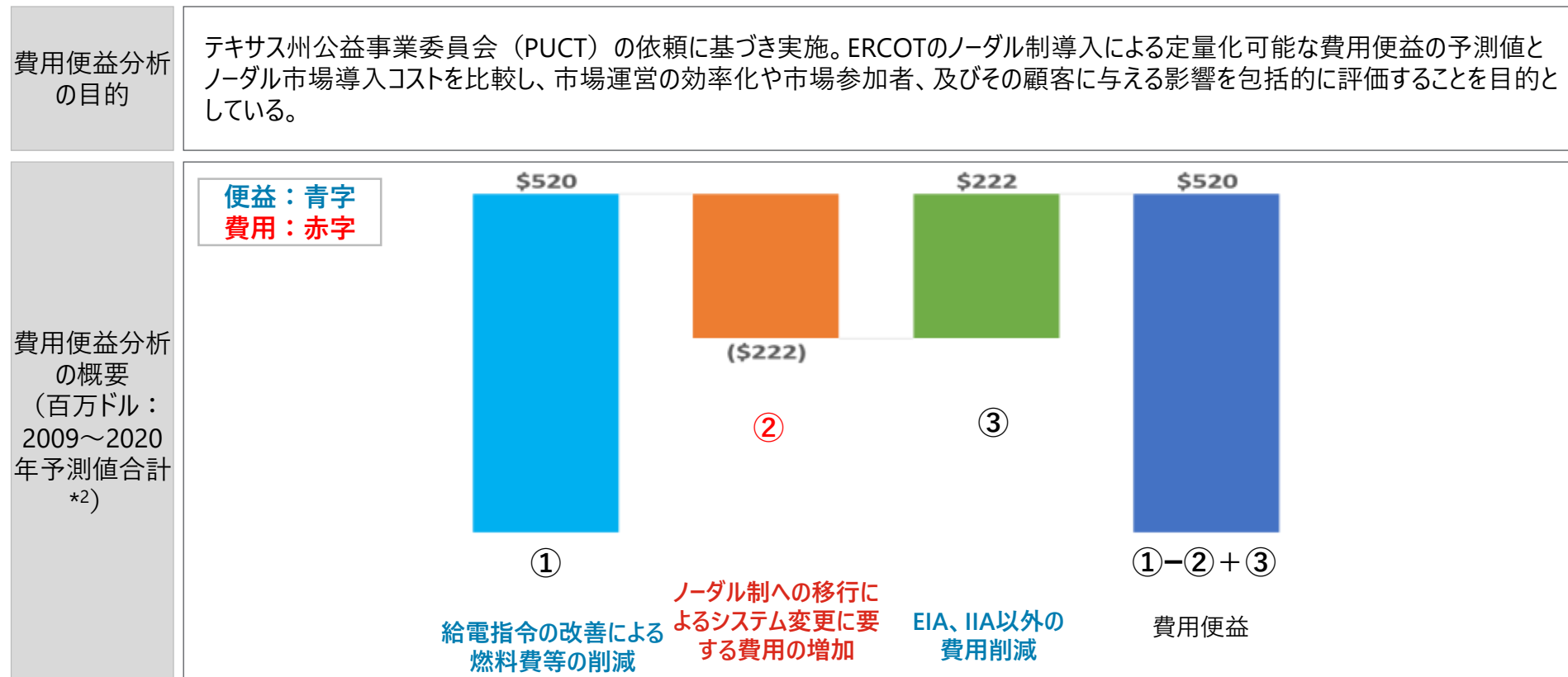
海外において行われている費用便益分析のうち、明確にノーダル制の便益を算定している事例として米国ERCOTや英国Ofgemが挙げられる

海外機関における費用便益分析手法のまとめ

ISO・規制機関等	費用便益分析の実施年	ノーダル制移行年	費用便益の目的	便益項目	費用項目
ERCOT	2008年	2010年	ノーダル制導入による費用便益の予測（ノーダル市場導入コストや市場運営効率化等による市場参加者や電源への影響を包括的に評価する）のため	<ul style="list-style-type: none"> 発電コストの削減 新設発電所の立地改善 ゾーン制を継続する場合のシステム更新費用等 	<ul style="list-style-type: none"> 人員・システム機器の増加
MISO	2022年	2005年	2005年に二つのエネルギー市場を統合した市場運用者となったMISOが、自身の提供する価値を定量的に評価するため	<ul style="list-style-type: none"> 信頼性の向上 コンプライアンス費の削減 市場の効率化 再エネの最適化 設備容量の共有 DRの活用 	<ul style="list-style-type: none"> 託送料金の発生
NYISO	2007年	1999年	NYISO設立以降、発電事業者に生じた事業環境の変化を定量的に評価するため	<ul style="list-style-type: none"> 発電所運用の最適化 O&M費用の削減 	—
PJM	2019年	1998年	市場の参加者及びその顧客に対して、自身が提供する価値を定量的に示すため	<ul style="list-style-type: none"> 発電への投資削減 発電コスト削減 エネルギー生産コスト削減 混雑管理費用の削減 	—
Ofgem	2022年	未移行	英国における地点別料金の導入に向けた、市場設計に関するアセスメントのため	<ul style="list-style-type: none"> 混雑管理費用の削減 混雑収入 	<ul style="list-style-type: none"> 市場価格の高騰 一時的な費用の増加

ERCOTでは、ノードル制を導入した場合とゾーン制を継続した場合を比較して5億ドル程度の便益が生じると説明している

費用便益分析の概要（ERCOT、2009～2020年の予測値合計）*1



*1 出所：CRA International, Resero Consulting, Update on the ERCOT Nodal Market Cost-Benefit Analysis, 2008年12月、P26、https://interchange.puc.texas.gov/Documents/31600_7_605899.PDF

*2 2008年時点の貨幣価値

ERCOTのノーダル制移行後（2009～2020年予測値）の費用便益合計は以下の通り

費用便益分析の詳細（ERCOT、2009～2020年の予測値合計）*1

	評価項目	内容	便益金額 (百万 ドル) *2	算定手法	ベースライン	便益効果の類型*3	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
①	Energy Impact Assessment (EIA) :	発電コストの削減額	339	-	ノーダル制導入以前の給電指令に基づく平均的な発電コスト	○	-
②	給電指令の改善による燃料費等の発電コストの評価	新設発電所の立地改善による削減額	181	-	ノーダル制導入以前の発電所立地計画	-	○
③	Implementation Impact Assessment (IIA) :	人員・設備増加等による費用増加額	▲397	-	ノーダル制導入以前の人員や設備コスト		
④	ノーダル制への移行によるシステム変更に要する費用の評価	ゾーン制を継続した場合にかかるシステムの更新費用の削減額	175	-	ゾーン制が継続された際のゾーン制に基づくシステム更新費用		
⑤	Other Market Impact Assessment(OMIA) :	上記EIA、IIAで分析できないその他費用の削減額	222	-	-	△	△

*1 出所：CRA International、Resero Consulting、Update on the ERCOT Nodal Market Cost-Benefit Analysis、2008年12月、https://interchange.puc.texas.gov/Documents/31600_7_605899.PDF

*2 2008年時点の貨幣価値

*3 ○：ノーダル制による便益効果とみられる項目、△：ノーダル制による便益効果か判別が困難な項目、-：ノーダル制による便益効果とはみられない項目

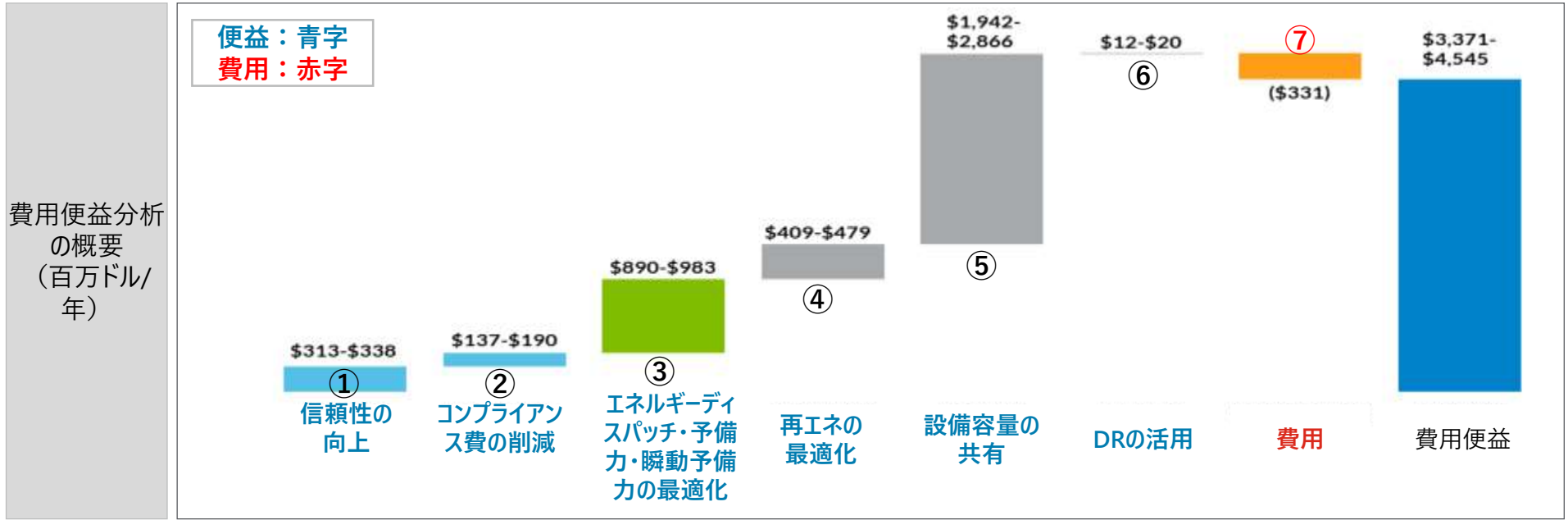
MISOでは、MISO設立前の状況と比較して年間40億ドル程度の便益が生じていると説明している

費用便益分析の概要（MISO、2022年）

費用便益分析の経緯・目的
*1*2

2005年にアメリカ中西部の2つの市場が統合され統一的な市場が形成され、MISOは当該市場の運営者となった。市場統一に際して地点別料金（LMP）が導入された。

MISOにおける費用分析は、市場の参加者及びその顧客に対して、MISOの活動（エネルギーディスパッチの効率化、地域全体でのリソース共有等）により提供される価値の定量化を目的としている。



*1 出所：Frontier economics、Generator Nodal Pricing – a review of theory and practical application、2008年4月、<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/8e474690-be29-408d-93a5-8d5e7b4601df/Frontier-Economics-Generator-Nodal-Pricing-Review-of-a-Report-by-Frontier-Economics.pdf>

*2 出所：MISO、MISO VALUE PROPOSITION 2022 OVERVIEW、2023年3月、<https://cdn.misoenergy.org/2022%20Value%20Proposition%20Annual%20View%20-%20Detailed%20Report628393.pdf>

MISOでは、系統シミュレーションの結果に基づき、市場原理に基づく電源運用の効率化により約6億ドルの運転費の削減が生じると想定している

費用便益分析の詳細①（MISO、2022年）*1

	評価項目	内容	便益金額 (百万ドル)	算定手法	ベースライン	便益効果の類型*4	
						スケジューリング・ディパッチ	価格シグナル・精算
①	信頼性の向上	停電コスト削減額	313~338	TSAI*2 (%) × 需要電力量 (MWh) × 停電コスト (ドル/MWh)	非RTO地域のTSAIを用いて算定された停電総コスト	-	-
②	コンプライアンス費*3の削減	多くのコンプライアンス責任が統合されたことによる、他機関の人件費削減額	137~190	削減された労働時間 (h) × 人件費 (ドル/h)	MISOが代替するコンプライアンス責任を各事業者が実施する場合 (MISO自身が想定)	-	-
③	エネルギーディスパッチの効率化	DA市場、RT市場における経済的な電源運用	622~687	PROMODを用いた系統シミュレーションにより発電コストの合計金額を算定	MISOが設立されていない状況として、2つの分かれたエネルギー市場が存在する場合	○	△
	予備力 (Reserve) の効率化	予備力 (Reserve) の広域調達による削減額	142~157	予備力削減量 (MW) × 予備力として活用されていた電源が市場投入されることによる市場価格の低減額 (PROMODを用いて算定、ドル/MW)	MISOの予備力市場発足前 (2005~2008年) の平均的な予備力必要量	○	-

*1 出所：MISO、MISO VALUE PROPOSITION 2022 OVERVIEW、2023年3月、<https://cdn.misoenergy.org/2022%20Value%20Proposition%20Annual%20View%20-%20Detailed%20Report628393.pdf>

*2 TSAI：Transmission System Availability Index

*3 コンプライアンス費は規格策定費用、NERCに関するコンプライアンス費用、託送料金コンプライアンス費用等が含まれる。

*4 ○：ノードル制による便益効果とみられる項目、△：ノードル制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノードル制による便益効果とはみられない項目

MISOが実施している費用便益分析のその他の要素は以下の通り

費用便益分析の詳細②（MISO、2022年）*1

	評価項目	内容	便益金額 (百万ドル)	算定手法	ベースライン	便益効果の類型*2	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
③	瞬動予備力 (Spinning Reserve) の効 率化	瞬動予備力 (Spinning Reserve) の広域調達 による削減額	126~139	予備力削減量 (MW) ×瞬動 予備力として活用されていた電 源が市場投入されることによる 市場価格の低減額 (PROMODを用いて算定、ド ル/MW)	MISOの瞬動予備力市場発 足前 (2006年) の平均的 な瞬動予備力必要量	○	-
④	再エネの最適 化	MISO管轄地域内で、 再エネリソースを最適配 置することで、同量の kWh調達に当たり必要 な容量が削減されるコ スト	409~479	風力発電の削減によるコスト (ドル) + 太陽光発電の削減 によるコスト (ドル) - 送電線投 資によるコスト (ドル) 各削減によるコストはEGEASソフ トウェアを用いて算定されてい ることであるが詳細は不明	MISO管轄エリアのそれぞれの 州で建設した場合	○	-
⑤	設備容量の共 有	電力設備をMISOエリア 全体で共有することで 削減できる投資コスト	1,942~ 2,866	回避された設備容量 (MW) ×従来電源の設備単価 (ドル /MW) ×年次経常収益 (ARR、%)	MISO管轄エリアのそれぞれの 州でplanning reserve margins (PRM)を調達した場 合	○	-

*1 出所：MISO、MISO VALUE PROPOSITION 2022 OVERVIEW、2023年3月、<https://cdn.misoenergy.org/2022%20Value%20Proposition%20Annual%20View%20-%20Detailed%20Report628393.pdf>

*2 ○：ノーダル制による便益効果とみられる項目、-：ノーダル制による便益効果とはみられない項目

MISOが実施している費用便益分析のその他の要素は以下の通り

費用便益分析の詳細③（MISO、2022年）^{*1}

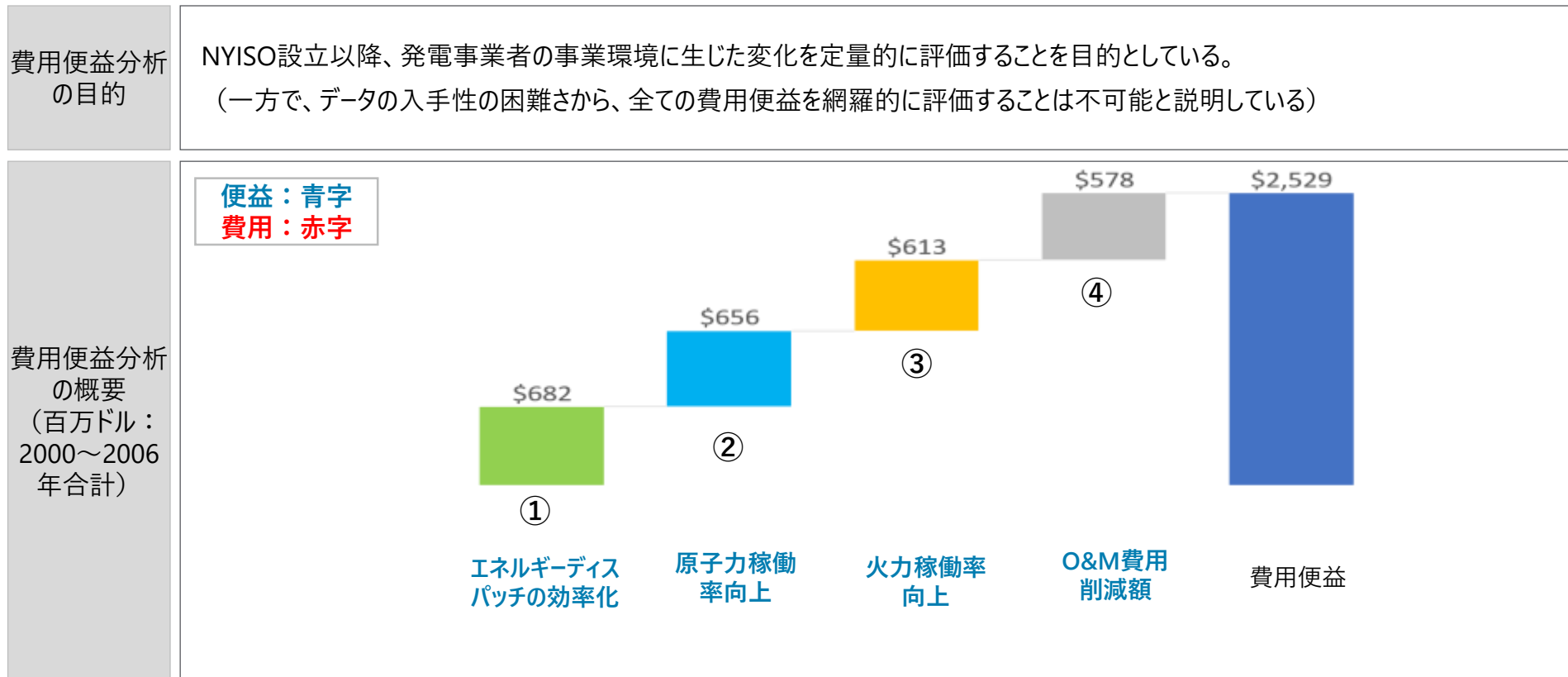
	評価項目	内容	便益金額 (百万ドル)	算定手法	ベースライン	便益効果の類型 ^{*2}	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
⑥	DRの活用	DRにより回避された火力機の費用	12~20	回避された容量支払い（ドル）-DRリソースに支払われた容量支払い（ドル）	DRが容量市場において入札されたなかった場合	-	-
⑦	費用	ISOが消費者から回収が許されている託送料金額	331	FERCに提出したMISOの託送料金算定手法	-		

^{*1} 出所：MISO、MISO VALUE PROPOSITION 2022 OVERVIEW、2023年3月、<https://cdn.misoenergy.org/2022%20Value%20Proposition%20Annual%20View%20-%20Detailed%20Report628393.pdf>

^{*2} -：ノーダル制による便益効果とはみられない項目

NYISOでは、2000年～2006年において25億ドル程度の便益が生じていると説明している

費用便益分析の概要（NYISO、2007年）*1



*1 出所：Analysis Group、A Cost-Benefit Analysis of the New York Independent System Operator: The Initial Years、2007年3月、p38、<https://www.analysisgroup.com/Insights/publishing/a-cost-benefit-analysis-of-the-new-york-independent-system-operator--the-initial-years/>

NYISO費用便益分析の詳細は以下の通り

費用便益分析の詳細（NYISO、2007年）*1

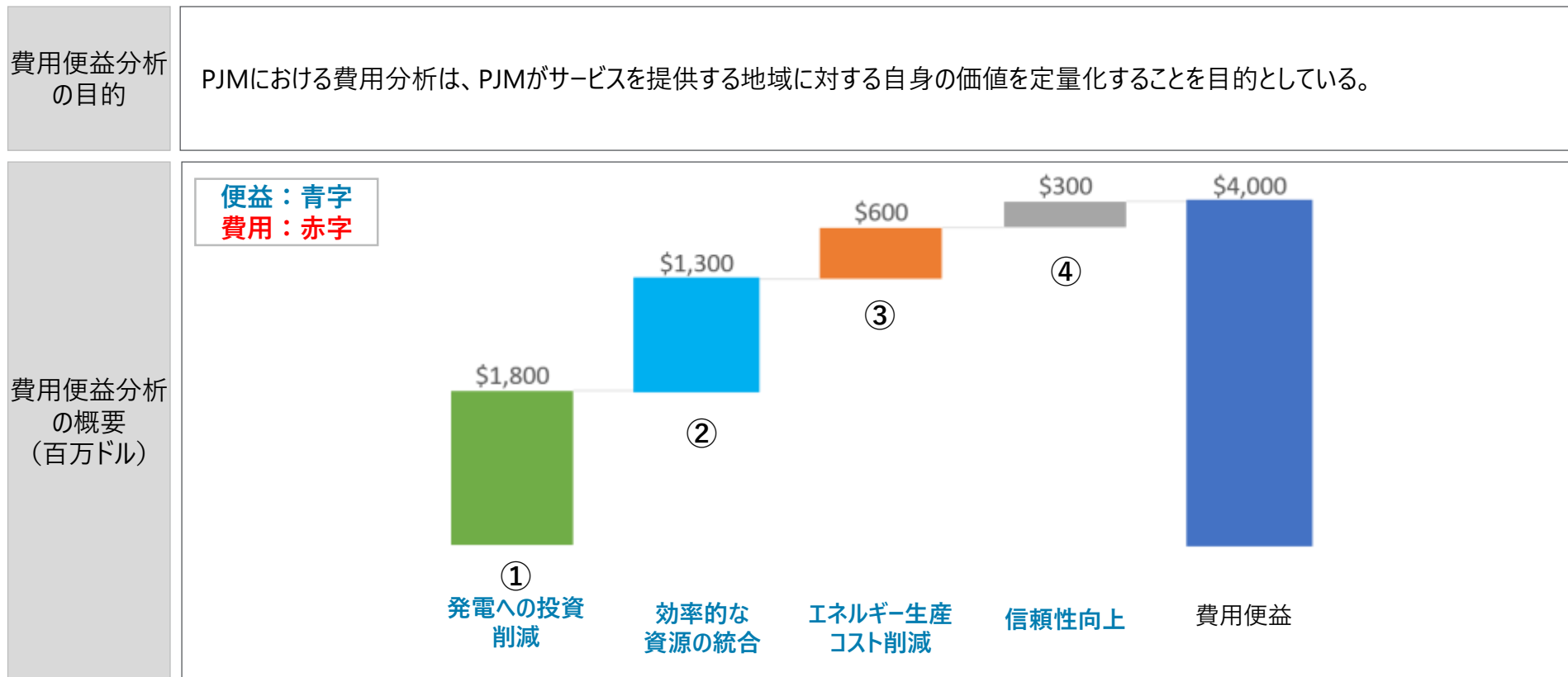
	評価項目	内容	便益金額 (百万ドル)	算定手法	ベースライン	便益効果の種類*2	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
①	エネルギーディス パッチの効率化	市場再編による経済的な 電源運用による費用の削 減額	682	Global Energy Decisions （「GED」）データベースと PROSYMソフトウェアによる 系統シミュレーション	NYISO設立前	△	-
②	原子力稼働率 向上による削減 額	発電所の売却が進んだ結 果、単一発電所を所有す る事業者が減少し、複数の 発電所を所有する事業者 に集約されたことにより、発 電所全体稼働率向上に よって削減される費用	656		NYISO設立前の単一発電 所所有事業者が多数存在 する状況	-	-
③	火力稼働率向 上による削減額		613		NYISO設立前の単一発電 所所有事業者が多数存在 する状況	-	-
④	O&Mコスト削 減額	市場再編による発電所の 所有者統合による各発電 所のO&Mコスト、人件費 等の削減	578		市場を再編しなかった州の 発電所におけるO&Mコスト	-	-

*1 出所：Analysis Group、A Cost-Benefit Analysis of the New York Independent System Operator: The Initial Years、2007年3月、<https://www.analysisgroup.com/insights/publishing/a-cost-benefit-analysis-of-the-new-york-independent-system-operator--the-initial-years/>

*2 △：ノードル制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノードル制による便益効果とはみられない項目

PJMでは、年間40億ドル程度の便益が生じていると説明している

費用便益分析の概要（PJM、2019年）*1



*1 出所：PJM、PJM Value Proposition 2019、2019年、<https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/pjm-value-proposition.ashx>

PJM費用便益分析の詳細は以下の通り

費用便益分析の詳細（PJM、2019年）*1

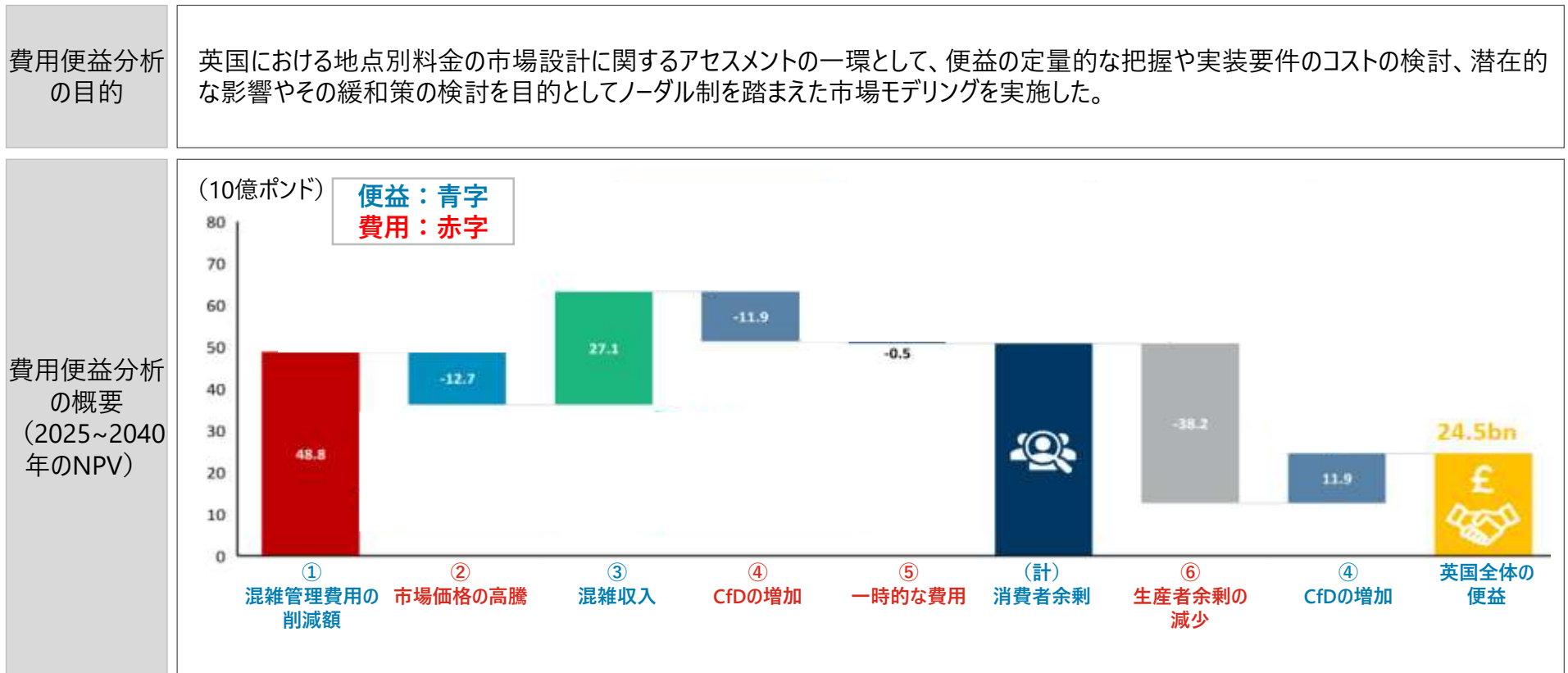
	評価項目	内容	便益金額 (百万ドル)	算定手法	ベースライン	便益効果の類型	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
①	発電設備への 投資削減	セントラルディスパッチに よる新規発電設備への 投資コスト削減	1,200～1,800	-	-	○	-
②	効率的な資源 の統合による発 電コスト削減	高効率化プラントへのリ プレイスによる発電コスト 削減	1,100～1,300	-	-	-	-
③	エネルギー発電 コスト削減	セントラルディスパッチに よる電源コストの低減	600	-	-	○	△
④	信頼性向上に よるコスト削減	送電線改修による混雑 管理費用の削減	300	-	-	△	-

*1 出所：PJM、PJM Value Proposition 2019、2019年、<https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/pjm-value-proposition.ashx>

*2 △：ノード制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノード制による便益効果とはみられない項目

英国では、ノードル制による便益は年間245億ポンドであると試算している

費用便益分析の全体像（Ofgem、2022年）*1



*1 出所：FTI Consulting、Nodal pricing in GB: Brief overview of conclusions and impact on use of flexibility resources、2023年6月、[https://www.strommarkttreffen.org/05_Jason%20Mann%20and%20Ljubo%20Mitrasevic%20\(FTI%20Consulting\)%20Cost-Benefit-Analysis%20of%20moving%20to%20zonal%20or%20nodal%20electricity%20market%20design%20in%20GB.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/05_Jason%20Mann%20and%20Ljubo%20Mitrasevic%20(FTI%20Consulting)%20Cost-Benefit-Analysis%20of%20moving%20to%20zonal%20or%20nodal%20electricity%20market%20design%20in%20GB.pdf)

英国ではノードル制による価格シグナル・精算に関する費用便益に着目した分析を実施している

費用便益分析の詳細（Ofgem、2022年）^{*1}


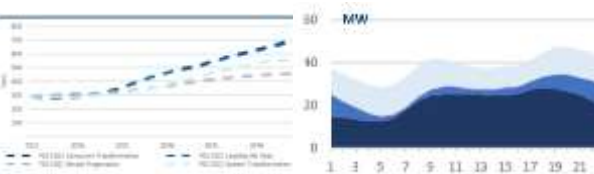


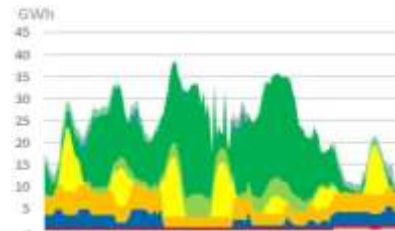
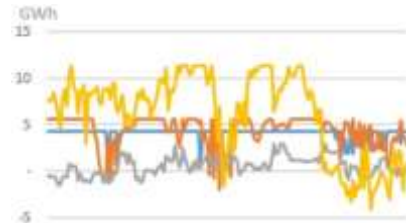
	評価項目	内容	便益金額 (10億ポンド)	算定手法	ベースライン	便益効果の類型	
						スケジューリング・ディパッチ	価格シグナル・精算
①	混雑管理費用の削減額	混雑が生じた際の電源の上げ調整・下げ調整に必要な費用の削減額	48.8	PLEXOSを用いた電力市場シミュレーションにより算定	英国全体で単一入札エリアの場合 (現状ケース)	△	○
②	市場価格の高騰	需要家が購入する電力価格の増加額	△12.7			-	○
③	混雑収入	ノード間値差によるESOの収入	27.1			-	○
④	CfDの増加 (固定価格買取費用の増加)	市場価格が変化することによりCfDで固定価格買取されている再生可能エネルギーとの差額の変化 (消費者の支払額は増加するが、発電事業者の収入が増加するため、英国全体では±0となる)	△11.9			-	○
⑤	一時的な費用	システム更新費用の発生額	△0.5	過去の類似事例や一般的なシステム更新費用から推定	ベースラインなし		
⑥	生産者余剰の減少	発電事業者が受け取る収入の減少額	△38.2	PLEXOSを用いた電力市場シミュレーションにより算定	英国全体で単一入札エリアの場合 (現状ケース)	-	○

*1 出所：FTI Consulting、Nodal pricing in GB: Brief overview of conclusions and impact on use of flexibility resources、2023年6月、[https://www.strommarkttreffen.org/05_Jason%20Mann%20and%20Ljubo%20Mitrasevic%20\(FTI%20Consulting\)%20Cost-Benefit-Analysis%20of%20moving%20to%20zonal%20or%20nodal%20electricity%20market%20design%20in%20GB.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/05_Jason%20Mann%20and%20Ljubo%20Mitrasevic%20(FTI%20Consulting)%20Cost-Benefit-Analysis%20of%20moving%20to%20zonal%20or%20nodal%20electricity%20market%20design%20in%20GB.pdf)

*2 ○：ノードル制による便益効果とみられる項目、△：ノードル制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノードル制による便益効果とはみられない項目

英国では長期的な系統容量モデル計算・短期的なディスパッチ計算に分けて分析を行い、卸電力市場価格や発電電力構成を算定している

費用便益分析の詳細（Ofgem、2022年）*1

インプット	計算	アウトプット
<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力系統構成 ■ 電力需要 ■ 発電設備プロフィール ■ 物価 <p>を基に以下の分析用シナリオを作成</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 地点の粒度 <ul style="list-style-type: none"> • 1国1価格/ゾーン制/ノード制  <ul style="list-style-type: none"> ■ システムモデルシナリオ <ul style="list-style-type: none"> • 現状の系統構成/理想的な系統構成 	<p>① 長期的な系統容量モデル計算</p> <ul style="list-style-type: none"> • ノード・ゾーンごとの需要を年間/日/時間別に算定  <ul style="list-style-type: none"> • ノード・ゾーンごとの電源構成を算定  <p>② 短期的なディスパッチ計算（市場シミュレーションソフトPlexosを使用）</p> <ul style="list-style-type: none"> • 各発電機の時間帯ごとの出力を算定 • 各地点での電力価格を算定 	<p>① ノード・ゾーンごとの卸電力市場の価格</p>  <p>② ノード・ゾーンごと発電プロフィール</p>  <p>③ ノード・ゾーン間の潮流</p> 

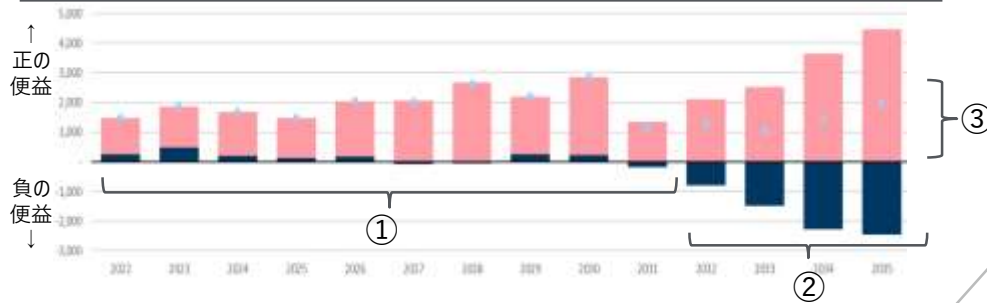
*1 出所：Ofgem、Modelling approach and assumptions、2022年5月、<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-09/FTI%20Ofgem%20-%20%231%20Modelling%20approach%20and%20assumptions%20for%20stakeholders%20-%202026052022%20-Final%20v3.pdf>

英国ではゾーン制へ移行することで市場価格は高騰するが、より多くの混雑管理費用が削減されると想定している

(参考) 消費者便益の推移 (Ofgem, 2022年) *1

- ① 2031年頃まで卸市場価格による便益の変化は小さいが、これは**南部の価格上昇(3)が北部の価格下落で相殺されている**ためである。
- ② 2032年以降は南部の卸市場価格が従来型火力電源によって決定されるようになり、**北部の価格下落を上回って南部の卸市場価格が上昇するため、英国全体の卸市場価格も上昇した。**
- ③ 全体としては、混雑管理費用が削減される消費者便益は卸市場価格の上昇額を上回るようになる。

ゾーン制移行による英国全体の消費者便益 (100万€)

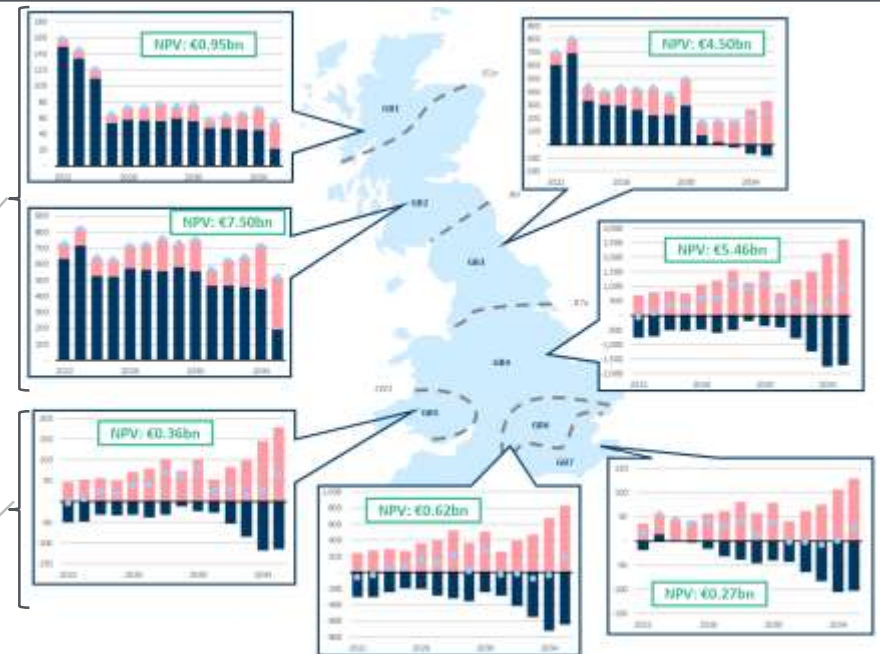


北部は2025年頃まで卸市場価格低下による便益が大きい (①) が、2030年頃に向けて縮小傾向にある (②)

南部では卸市場価格低下による便益がマイナス (= 卸市場価格が上昇、①) する。特に2032年頃には卸市場価格の上昇量が大きくなっている (②)

■ 混雑管理費用の削減による便益 ■ 卸市場価格低下による便益 ● 合計値

ゾーン制移行によるゾーンごとの消費者便益 (100万€)



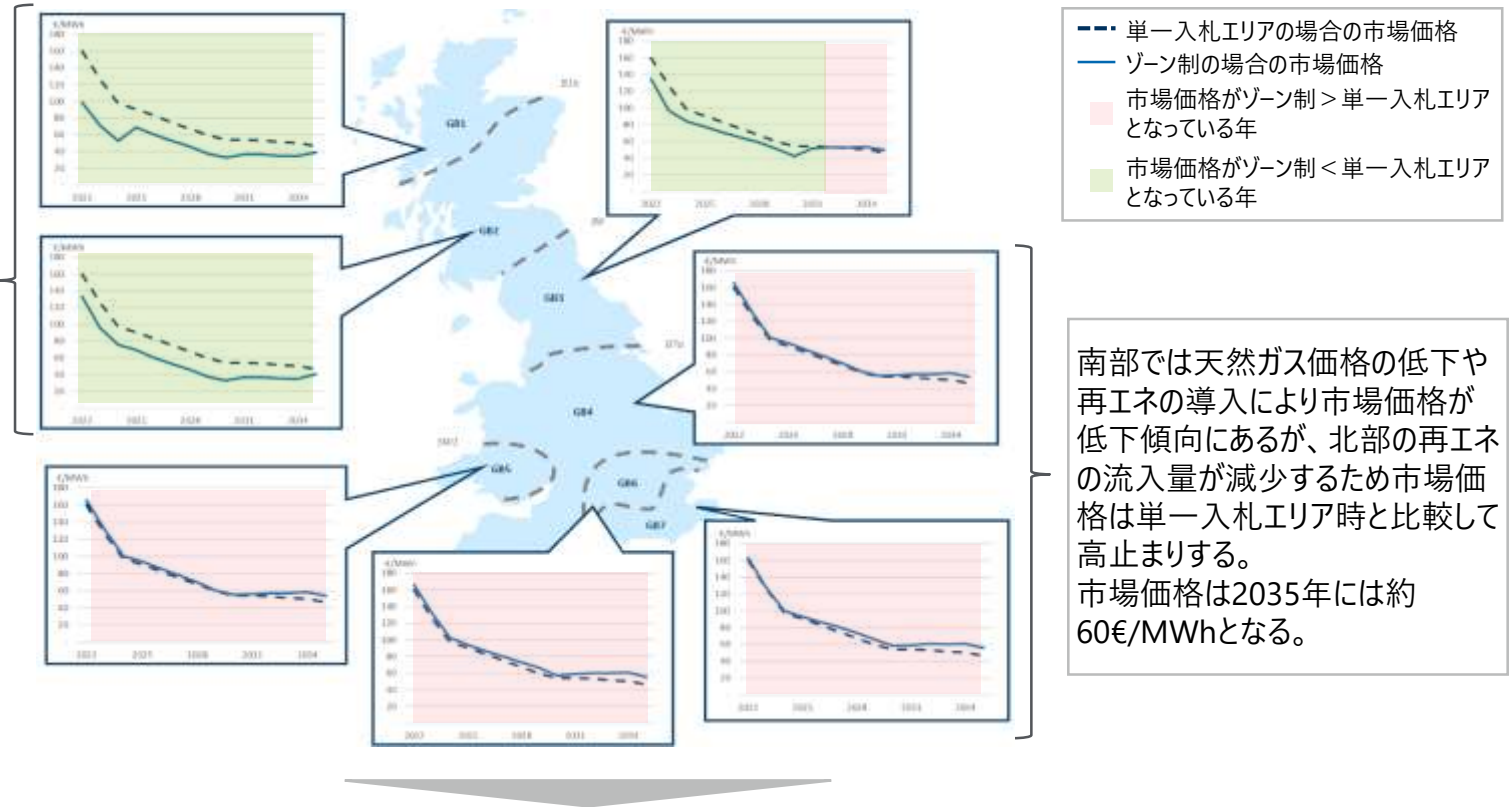
*1 出所：FTI Consulting、GB Locational Pricing -A framework for analysis of benefits and some initial results、2022年5月、<https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2022/05/SLIDES-FINAL-JASON-MANN-EPRG-2022-Locational-pricing-v09-1.pdf>

*2 混雑管理費用の削減額による利益は、全国の系統調整費用の削減に繋がるため、各ゾーンの電力需要量に応じて按分している。

需要が多い南部においてゾーン制を導入した際の市場価格の低下ペースが単一入札エリア時と比較して緩やかになり、英国全体としては市場による消費者便益が減少する

(参考) 卸市場価格の推移 (Ofgem, 2022年) *1

ゾーン制移行によるゾーンごとの市場価格の推移 (縦軸：€/MWh)



北部では再エネの増加により市場価格が低下し、2035年には約40€/MWhとなる。

南部では天然ガス価格の低下や再エネの導入により市場価格が低下傾向にあるが、北部の再エネの流入量が減少するため市場価格は単一入札エリア時と比較して高止まりする。市場価格は2035年には約60€/MWhとなる。

需要量の多い南部の市場価格上昇により、英国全体としては市場価格の低下ペースは緩やかになる

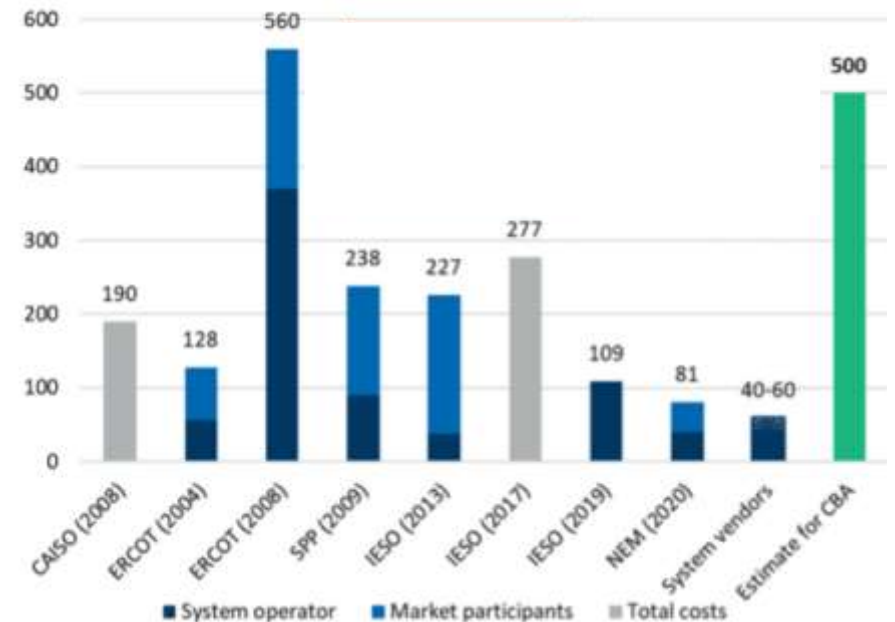
*1 出所：FTI Consulting、GB Locational Pricing -A framework for analysis of benefits and some initial results、2022年5月、<https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2022/05/SLIDES-FINAL-JASON-MANN-EPRG-2022-Locational-pricing-v09-1.pdf>

英国では系統運用者・市場参加者へのヒアリングや、過去の類似事例における費用を基に費用便益分析に用いる数値を算定した

ノーダル制の導入コスト（Ofgem、2022年）*1

- システム導入費用は以下の2つで構成される。
 - National Grid ESOやElexonが新たなITシステム・ソフトウェアの導入を行い、そのシステムを使用できる状態にする（例.研修費等）費用
 - 市場参加者がシステムをアップデートし、そのシステムを使用できる状態にする費用
- これらを概算するため、OfgemとFTIは以下のアプローチを行った。
 - National Grid ESOと現状のシステムの維持費に関するヒアリング
 - 国際的なシステム更新事例（ERCOT、CAISO、IESO）の調査
 - 市場参加者やシステムベンダーへのヒアリング

Ofgemによるシステム更新費用の分析（100万 £）*2



Ofgemは海外調査事例を基にシステム導入コストを5億 £と推定し、費用便益分析に用いた。

*1 出所：FTI Consulting、Updated modelling results、2022年10月、<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-11/Workshop%20Slides%2020th%20October.pdf>

*2 各事例の費用は、2021年の英国全体の系統容量に合わせて調整を行っている。

ノーダル制による便益項目は市場価格の低減効果、発電設備の投資削減効果、混雑管理費用の削減額、混雑収入が挙げられる

ノーダル制による費用便益分析項目

費用便益の類型	項目		便益の原因・費用の内訳	負担/受益者	採用組織	算定方法
便益	スケジュールリング ディスパッチ	市場価格低減	<u>高効率な電源の稼働率を向上</u> させることができるため	消費者	ERCOT	確認できず
		発電設備の投資削減	<u>広域的に発電容量や調整力を調達</u> できるため	発電事業者	MISO NYISO	系統シミュレーションソフトを用いて算定
	価格シグナル・精算	混雑管理費用の削減	<u>新規発電所の立地誘導を促す</u> ため <u>既存発電所の出力増加・抑制が市場メカニズムの下で行われる</u> ため	消費者	ERCOT	確認できず
		混雑収入の増加	ノード（ゾーン）間 <u>値差がTSO収入になる</u> ため	明言されず	Ofgem	市場シミュレーションソフトを用いて算定
負の便益	市場価格高騰	<u>需要が多い地域での市場価格が高騰する</u> ため	消費者			
	生産者余剰の減少	<u>需要が少ない地域での市場が価格が低下する</u> ため	発電事業者			
費用	システム導入費用の増加		<u>ノーダル制のシステムに更新する際のシステム費用・人件費</u>	消費者	ERCOT	確認できず
			<u>ノーダル（ゾーン）制システムに更新する際のシステム費用・研修費用・事業者側対応費用</u>	消費者・発電事業者	Ofgem	ISO等の過去事例を基に推定

日本におけるノード制の費用便益分析にあたっては、今後の発電所の立地傾向や制度・システムの改定方針を踏まえた情報整理が必要である

日本におけるノード制費用便益分析の留意点

費用便益の類型	項目		日本における状況	ノード制費用便益分析への示唆
便益	スケジューリング ディスパッチ	市場価格低減	kWhとΔkWの同時市場は実施されておらず、現在「同時市場の在り方に関する検討会」において詳細検討が行われている。	現行の議論内容を踏まえた便益の算定が必要であると考えられる。 現状ではエリア内混雑が発生していないことから、 今後の発電所の新設・廃止予測に基づいてエリア内混雑の発生量を推計 した上で「混雑管理費用」、「混雑収入」、「ノードごとの市場価格」を算出する必要があると考えられる。 ネットワーク増強により価格シグナルが低下する（価格差が生じなくなる）可能性もあり、 今後の系統整備計画とも整合 した分析を実施する必要があると考えられる。
		発電設備の投資削減		
	価格シグナル・ 精算	混雑管理費用の削減	エリア間では間接オークションに基づき、限界費用の安い電源が約定されており、混雑処理がなされている。 エリア内では混雑処理は行われていない。 （2023年9月時点）。	
		混雑収入の増加	エリア間値差によって生じた収入はOCCTOに納付され連系線増強費用に充てられる。 エリア内では値差は発生しない。	
負の便益	市場価格高騰			
		生産者余剰の減少		
費用	システム導入費用の増加		送配電システムズ（合）が 次期中給システムを開発しており、その中でノード制への移行を見据えた機能の実装 を行っている。	次期中給システム費用の中に ノード制関連費用 が含まれている可能性があるため、当該費用の 割合等を聞き取る ことで把握可能。 （機能的にノード制への移行に追加コストが必要ない場合も考えられる） 加えてベンダー等に対して、 市場参加者向けのシステム更新費用 を確認する必要があると考えられる。

3. 再エネ大量導入と市場主導型

3.1. ネガティブプライスの導入が市場に与える影響

ネガティブプライスを導入する場合の発電事業者等への影響や具体的な導入方法、及びネガティブプライス以外の再エネ市場統合策を、米国の事例を中心に調査を行った

ネガティブプライスに関する論点整理

これまでの議論

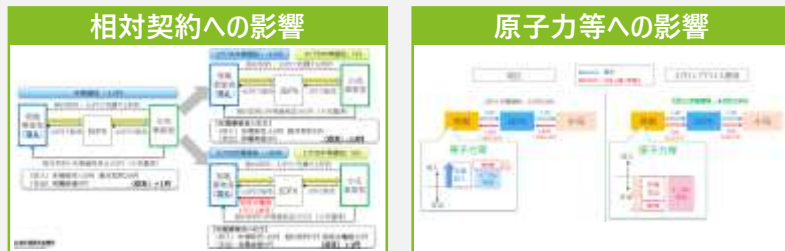
課題

社会コスト最小化に向けてネガティブプライスの導入を検討しているが、導入による発電事業者等への影響が懸念される。

対策及び検討状況

- ネガティブプライス導入による**発電事業者等への影響の確認と、影響緩和策等導入に向けた具体的な方法の検討**
 - 一部の影響について検討中であるものの、影響の全容や具体的な導入方法は見えておらず、**海外事例等深掘りが必要**

■ 発電事業者等への影響の検討例



- ネガティブプライス以外の再エネ市場統合策の検討**
 - 具体的な策は見えておらず、**海外の議論状況の整理が必要**

論点と調査内容

論点①：ネガティブプライス導入による影響は何か。

【調査内容】

- ネガティブプライスの導入が発電事業者等に与える影響

論点②：ネガティブプライスをどのように導入するか。

【調査内容】

- 影響緩和策の有無等具体的なネガティブプライスの導入方法

論点③：その他の再エネ市場統合策は何か。

【調査内容】

- ネガティブプライス以外の再エネ市場統合策についての海外での議論有無

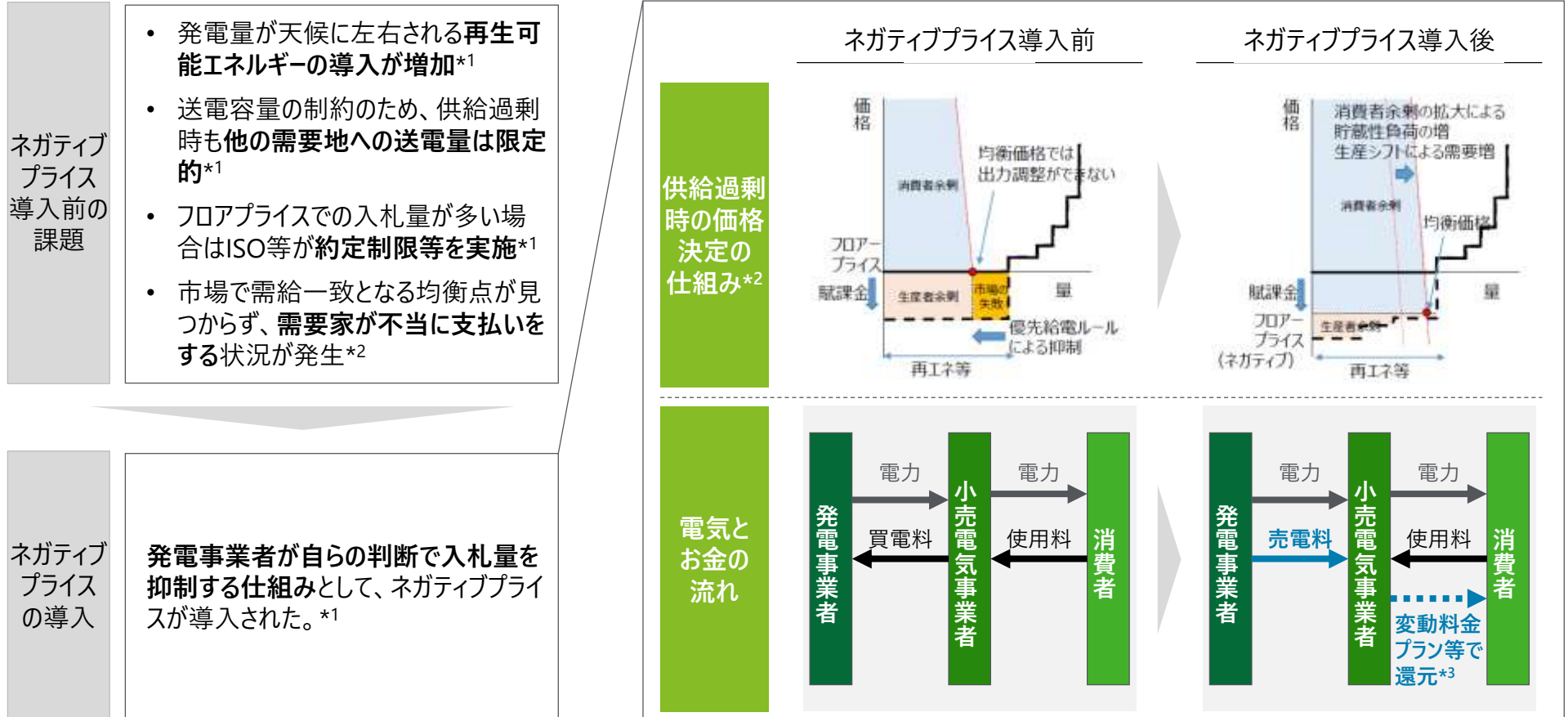
ネガティブプライスの導入により、既存電源の市場撤退等の影響が懸念されており、影響緩和策として段階的なフロアプライスの引き下げが行われている

整理内容まとめ

<p>欧米における ネガティブプライス 導入状況</p>	<ul style="list-style-type: none">• 米国の各ISO/RTOにてネガティブプライスを導入済み（NYSO/PJM/CAISO/ERCOT）。• 欧州でも一部の国でネガティブプライスを導入済み（ドイツ/イタリア/フランス/イギリス）。
<p>論点① ネガティブプライス導入による影響は何か</p>	<ul style="list-style-type: none">• 約定価格の押し下げにより、既存電源の市場撤退が懸念される（PJM）。• ステークホルダーから導入後の予期せぬ影響への懸念が表明される（CAISO）。
<p>論点② ネガティブプライスを どのように導入するか</p>	<ul style="list-style-type: none">• フロアプライスを段階的に引き下げる形でネガティブプライスを導入した（CAISO）。
<p>論点③ その他再エネ市場 統合策は何か</p>	<ul style="list-style-type: none">• 送電容量の拡大による地域間での再エネ電力融通が議論されている（米国全体）。

米国では、電力の供給過剰が想定される際に、発電事業者が自らの判断で入札量を抑制することを期待してネガティブプライスが導入された

ネガティブプライスの概要（米国）



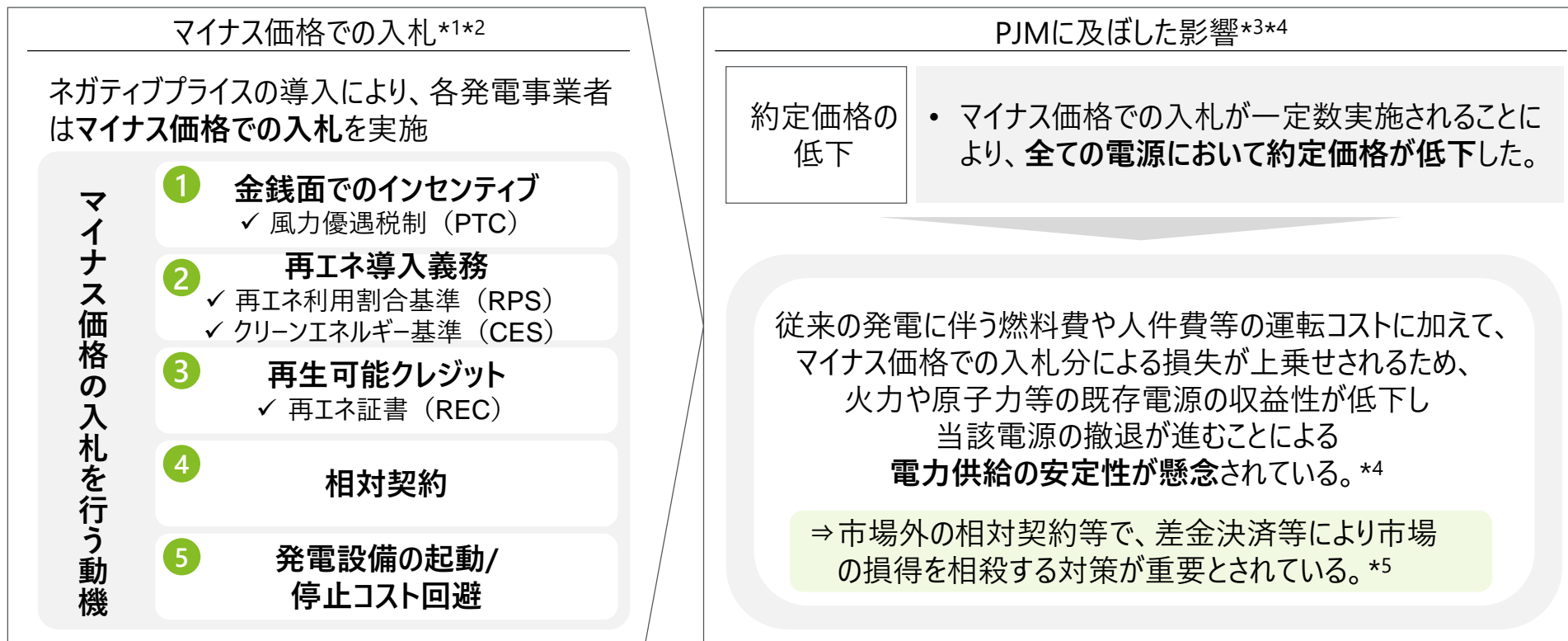
*1 出所：CAISO、Renewable Integration: Market and Product Review Phase 1、2011年11月、p.14、<http://www.caiso.com/Documents/DraftFinalProposal-RenewableIntegrationMarket-ProductReviewPhase1.pdf>

*2 出所：電力広域的運営推進機関、欧米における市場主導型（ノードル制）に関する調査委託【広域基幹調査内容の共有】、2023年4月、p.56

*3 出所：Industry Dive、Arizona utility will use 'reverse demand response' to avoid renewables curtailment、2017年9月、<https://www.utilitydive.com/news/arizona-utility-will-use-reverse-demand-response-to-avoid-renewables-curt/505943/>

ネガティブプライスの導入によって、マイナス価格での入札が発生し既存の電源の収益性に影響が発生している

ネガティブプライス導入が火力等既存の電源に及ぼした影響（米国PJM）



*1 出所：Seel 他、Plentiful electricity turns wholesale prices negative（Advances in Applied Energy）、2021年11月、p.2、<https://escholarship.org/content/qt1q74q7mn/qt1q74q7mn.pdf>

*2 出所：環境省、諸外国における再生可能エネルギーの普及動向調査、2016年11月、p.164、<https://www.env.go.jp/content/900449400.pdf>

*3 出所：AESO、Negative Pricing Discussion Paper、2023年5月閲覧、p.1、<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.4-Negative-Pricing-paper.pdf>

*4 出所：U.S. Department of Energy、Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability、p.114、https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability_0.pdf

*5 出所：東京大学公共政策大学院、需給調整メカニズムの現況と課題：欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言、2022年3月、p.23、<https://www.pp.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2016/09/GraSPP-DP-J-22-002.pdf>

CAISOではネガティブプライス導入による影響を緩和するため、フロアプライスを段階的に引き下げる形で導入した

ネガティブプライスの段階的な引き下げ例（米国CAISO）*1

当初2014年のフロアプライス引き下げ時に-\$300/MWhへの引き下げを検討していたが、ステークホルダーの多くが大幅な引き下げに対して懸念を表明したため、初年度に-\$150/MWh、翌年に-\$300/MWhに引き下げる計画を立てた。
 （※ただし、-\$300/MWhへの引き下げは実施されていない）

フロアプライス		CAISOの概況	
時間の流れ ↓	2002年	\$0/MWh	<p>入札状況</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー電源増加等によりフロアプライスでの入札が過剰となる状況が発生か* <p>出力の抑制方法</p> <ul style="list-style-type: none"> CAISOが発電事業者に出力抑制を指示
		2014年	-\$30/MWh
	2014年		-\$150/MWh

※一部仮説を含む

*1 出所：CAISOの公開情報を基にトーマツ作成

*2 出所：CAISO、Self-Schedules Bid Cost Recovery Allocation and Bid Floor Draft Final Proposal、2016年8月、p.3、<http://www.caiso.com/Documents/DraftFinalProposal-Self-ScheduleBidCostRecoveryAllocation-BidFloor.pdf>

CAISOで2014年にフロアプライスを引き下げた際は、風力発電が受領するインセンティブを加味しても発電事業者の支払いが発生するようフロアプライスを決定した

フロアプライスの決定方法（米国CAISO）*1

フロアプライス	フロアプライスの決定方法	考慮できていなかった点
- \$30/MWh (2002年)	<ul style="list-style-type: none"> 公開情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 以下再エネ発電に対するインセンティブ <ul style="list-style-type: none"> ✓ 再生可能クレジット ✓ 税制優遇
- \$150/MWh (2014年)	<ul style="list-style-type: none"> 以下を勘案した結果風力発電の平均的なインセンティブ受領額は\$130/MWhと結論付け、インセンティブを受領しても支払いが発生する-\$150/MWhを下限として設定 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 再生可能クレジットから得られる利益は\$50/MWhが上限 ✓ PTC等再エネ税制優遇によるインセンティブは\$37/MWh程度 ✓ FERC（米国連邦エネルギー規制委員会）が公開した前年第4四半期のエネルギー販売価格は\$150/MWh以上 ✓ 発電量を減らすことによる契約上のペナルティが存在 ✓ CPUC（カリフォルニア州交易事業委員会）が太陽光発電施設に対して\$295/MWhのRFO（入札依頼手続き）を承認 	情報なし
- \$300/MWh (未実施)	<ul style="list-style-type: none"> 将来の太陽光発電大量導入を見据えて-\$300/MWhとする議論も出たが、2016年のCAISOの検討結果では以下理由により見送っている*2 <ul style="list-style-type: none"> ✓ セルフスケジュールの抑制機会がほとんどない ✓ フロアプライスでの入札が過剰となる状況はほとんど発生していない ✓ 市場コストの増大懸念が存在*3 	

*1 出所：CAISO、Draft Final Proposal Renewable Integration: Market and Product Review Phase 1、2011年11月、p.16、<http://www.caiso.com/Documents/DraftFinalProposal-RenewableIntegrationMarket-ProductReviewPhase1.pdf>

*2 出所：CAISO、Revised 2022 Policy Initiatives Catalog、2021年11月、p.22、<http://www.caiso.com/InitiativeDocuments/2022RevisedDraftPolicyInitiativesCatalog.pdf>

*3 市場コストの内訳についての明言はされていない。（システム改修や制度変更に係るコストと推察）

再エネ電源大量導入に向けて、ネガティブプライスの導入以外にも送電容量の拡大による電力融通の拡大が長期的に重要とする議論がなされている

再エネ大量導入に向けての議論例*1

Curtailment for the rest

The curtailment and negative prices roiling California and Pacific Northwest markets are likely to resolve with warmer, drier weather, said Michael Goggin, research director for the American Wind Energy Association.

“The longer-term solution is expanding transmission capacity so high output of any type – wind, solar, or hydro – can be moved to where power is needed,” Goggin said.

Much Western transmission capacity goes unused because bilateral contracts between power producers and buyers, which are the bulk of western energy transactions, require that lines be kept open, Goggin said. Contracts also bypass the price signals that streamline markets’ competitive bidding.

There has been some curtailment and negative pricing in the western parts of the PJM, SPP, and Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) markets, Goggin said. But, as detailed in the most recent wind market report from Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), it has dropped significantly with the addition of transmission capacity, he added.

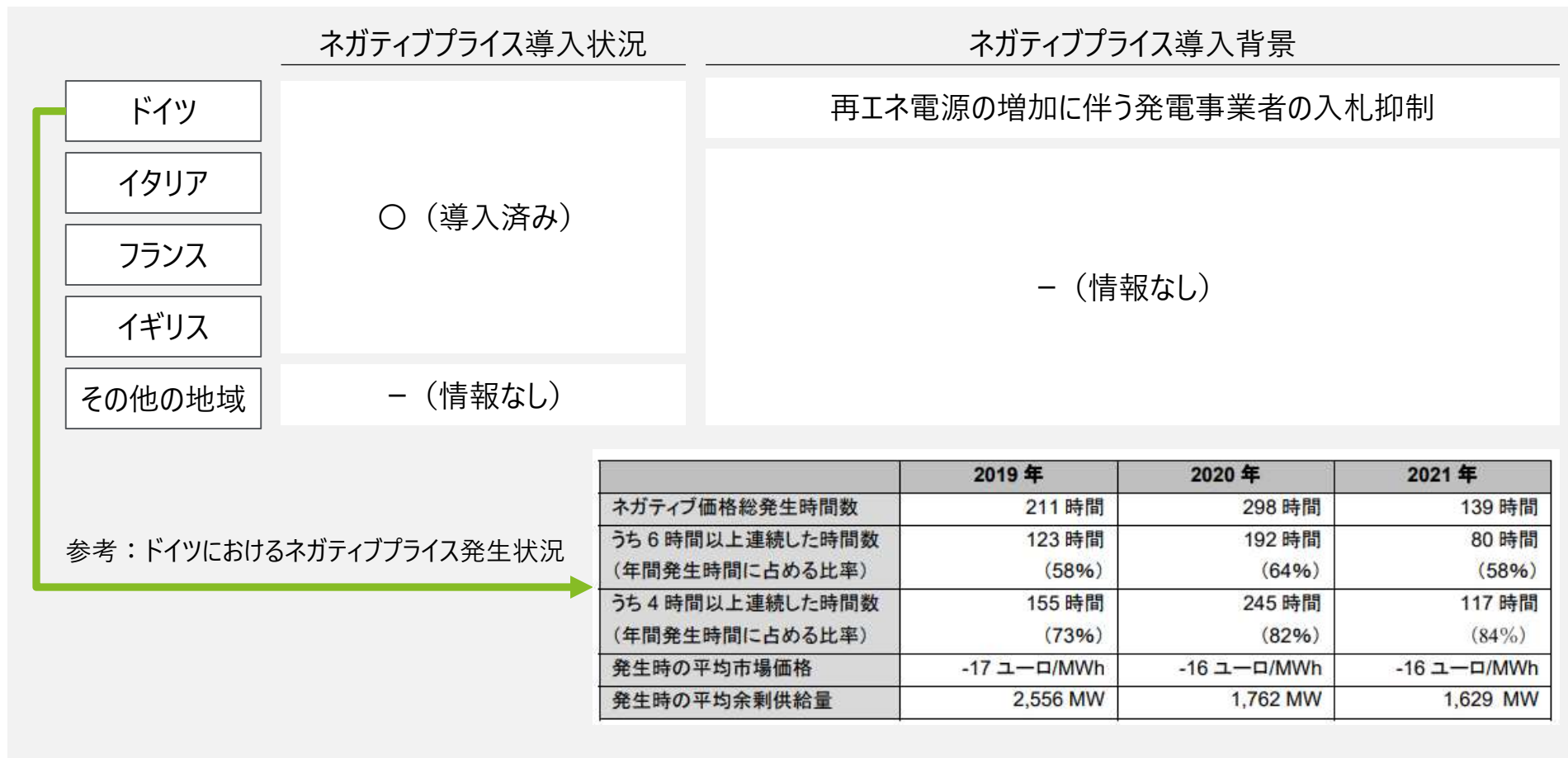
再エネ電源大量導入に向けて、**送電容量を拡大**し電力供給が過剰な場所から不足している場所への融通することが長期的に重要と述べられている。

PJM、SPP、ERCOTでは、**送電容量の増加**によりマイナス価格での入札が大幅に減ったことが明らかになっている。

*1 出所：Industry Dive、Prognosis negative: How California is dealing with below-zero power market prices、2017年5月、<https://www.utilitydive.com/news/prognosis-negative-how-california-is-dealing-with-below-zero-power-market/442130/>

米国同様に欧州においてもネガティブプライスが導入されており、ドイツに関しては導入背景も「再エネ電源の増加に伴う電力供給過剰懸念への対応」と概ね米国と一致している

欧州におけるネガティブプライスの概況*1*2



*1 出所：東京大学公共政策大学院、需給調整メカニズムの現況と課題：欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言、2022年3月、p.23、

<https://www.pp.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2016/09/GraSPP-DP-J-22-002.pdf>

*2 出所：資源エネルギー庁、エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書、2022年3月、p.6、p.83、

https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2021FY/000135.pdf

ネガティブプライスの導入により、発電事業者の事業採算性低下等の課題が想定される

ネガティブプライスの導入に向けた課題

- ネガティブプライスは市場約定価格に大きな影響を与え、ひいては市場参加者の事業採算性にも大きな影響を与えることから、下記の課題や対応策を踏まえた慎重な議論が求められる。
- ネガティブプライスは、再エネ導入過多地域における、市場メカニズムによる再エネ出力制御のような解決策として有効であるものの、再エネ導入拡大に向けては、系統増強等により送電容量を拡大する必要もある。

課題

- 約定価格が低下することにより、**発電事業者の事業採算性が低下**し、特に従来型電源の撤退が進む。
- フロアプライスの適切な価格設定が難しい。
- 入札価格の範囲にマイナスの領域が加わることに伴い、**市場関連のシステム改修費用が発生**する。

想定される対応策（参考）

- 激変緩和のため、市場参加者からの意見聴取を行いながら、**段階的にフロアプライスを低下**させる。
- 極端に採算性が悪化する事業者に対しては**経過的に費用補填等の措置**を講じる。
- 発電設備の起動・停止コストや市場外から得られる収入等、フロアプライスの**価格設定に影響を与える要素を分析**することが重要となる。
- 必要以上に冗長なシステム拡張とならないよう留意する。

3.2. 再エネ出力量予測誤差への対応

ノードル制の導入に伴う再エネ予測誤差に対する調整力の確保方法を検討するため、海外での予測方法や調整力の確保方法を調査した

再エネ出力量予測誤差に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題



市場主導型（ノードル制）の導入に伴い、託送の制度・概念自体がプール制に移行することが考えられる。再エネ導入量が増加する中、今後プール制に移行した場合の再エネ予測誤差に対する調整力をどのように確保するか。

検討状況

- プール制に移行すると実需給直前（5分前）まで計画を見直すことができ、EDCに対する調整力は不要になると考えられる。
- 同様に、再エネ予測誤差の精度が高まり、実需給直前の再エネ予測が可能になると、再エネ予測誤差に対する調整力が不要になると考えられる。

論点①：海外の再エネ出力の予測タイミングはどうか、予測データに対して誰が責任を持つか。

【調査内容】

- 海外（米国のISO/RTO、英国、ドイツ）の再エネ予測実施タイミング、再エネ出力量の予測主体
- ISO/RTOと再エネ予測ベンダーの関係

論点②：再エネ予測誤差に対応した調整力は確保しているか。

【調査内容】

- 再エネ予測誤差を考慮した調整力の有無
- 上記に該当する調整力の市場との連携

米国ISO/RTO、英国、ドイツは再エネ予測ベンダーから提供されるデータを基に再エネ出力量を予測し需給調整に用いている

再エネ予測主体と予測タイミング*1

項目	NYISO	PJM	CAISO	ERCOT	英国	ドイツ
再エネ予測主体	NYISO	PJM	—	ERCOT	NGESO 各DSO	TSO4社
再エネ予測データ提供者	再エネ予測ベンダー (主にAWS TruePower 社)	再エネ予測ベンダー (複数社)	再エネ予測ベンダー (主にAWS TruePower 社)	AWS TruePower 社 (風力)	再エネ予測プロバイ ダー	再エネ予測プロバイ ダー
予測タイミング	<ul style="list-style-type: none"> 7日先までの15分予測を、1時間ごとに更新 (太陽光) 8時間先までの15分間予測を、15分ごとに更新 (風力) 	<ul style="list-style-type: none"> 6時間先までの5分間予測を、10分ごとに更新 (太陽光、風力) 7日先までの1時間予測を、1時間ごとに更新 (太陽光、風力) 	<ul style="list-style-type: none"> 7日先までの1時間ごと予測、また9時間先までの5分ごと予測をリアルタイムで更新 (太陽光、風力) 	<ul style="list-style-type: none"> 7日先までを予測、1時間ごとに更新 (風力) 2時間先までの5分ごとに更新 (太陽光、予測値IHPPF*2) 1~168時間先までを1時間ごとに予測 (太陽光、予測値PVGRPP*2) 	<p><u>NGESOの例</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 2~14日先までを30分ごとに予測 (太陽光、風力) <p><u>WPD社の例</u>*3</p> <ul style="list-style-type: none"> 6か月先、3か月先、1か月先、1週間先、1日先、1時間先を予測 (太陽光、風力) 	<p>※ドイツではTSO各4社で予測タイミングが異なる。</p> <p><u>AMPRION社の例</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 240時間先までを予測、15分~1時間ごとに更新 (風力)

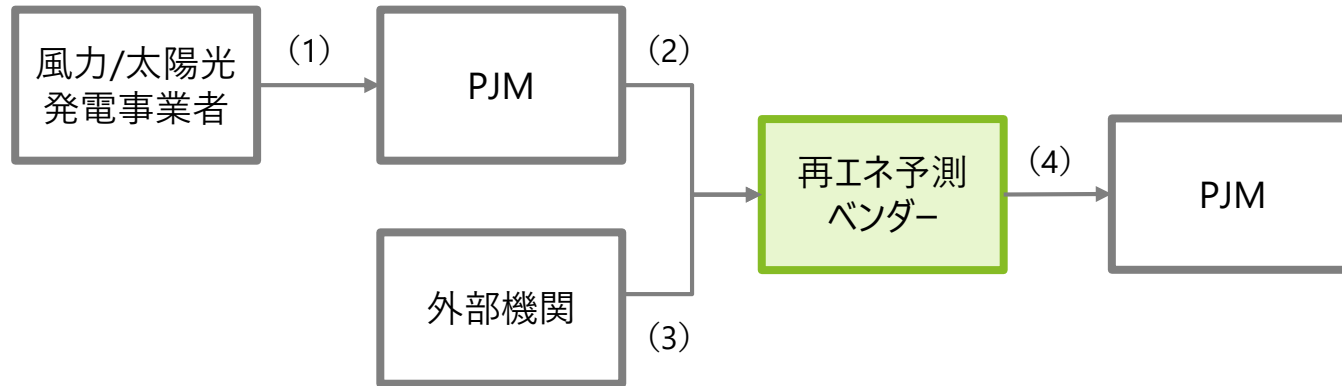
*1 出所：各ISO/RTO、各国送電事業者の公開情報、ヒアリング結果に基づきトーマツ作成

*2 ERCOTが採用している予測手法

*3 英国の配電事業者

PJMは発電事業者から受け取ったデータを再エネ予測ベンダーに提供し、再エネ予測ベンダーが算出したデータを出力予測量として利用している

ISO/RTOと再エネ予測ベンダーの関係*1



上記フロー内 番号	概要
(1)	発電事業者から出力実績量、気象情報、計画/計画外の停止情報をPJMが受領する
(2)	発電事業者から受領したデータを機密扱いで、再エネ予測ベンダーと共有する
(3)	外部機関から気象データを収集する
(4)	再エネ予測ベンダーが再エネ出力予測量を計算してPJMに提出する

*1 出所：PJM、Manual 14D、2022年、p.81、p.101、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14d.ashx>

米国は法律により、電力会社が再エネ発電の購入を義務付ける仕組みがあったが、現在は法律改正により再エネ電源の買取義務を課している州は減少し、大部分の州で再エネ発電も市場で取引されている

(参考) 再エネ発電事業者の自立化について (米国)

- 米国ではかつて日本のFIT制度に類似した再エネ発電の強制買取制度（法律）が設けられていたが、2005年の法律改正により、現在本制度を適用している州は少数である（2016年時点で6州で7プログラム適用されている）。
- 米国では再エネ支援導入制度があるものの多くの再エネ電源が市場取引されているため、再生可能エネルギーは電力市場に統合されているといえる。

	法制度	内容
1978年	<p><u>米国の再エネ導入を促進する契機となった法律がPURPAである（1978年成立、2005年改正）。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • PURPA（Public Utility Regulatory Policy Act）第210条 	<ul style="list-style-type: none"> • 規制当局の定めた特定の基準を満たす小規模再生可能エネルギー及びコジェネを認定施設（QF：Qualifying Facility）として定め、QFによって発電された電気を電力会社が買い取ることが義務付けられた。
2005年	<p><u>PURPAが改正された一方で、以下の再エネ導入支援制度が設けられている。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • RPS（Renewable Portfolio Standard） • 発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit） • 事業エネルギー投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC） 	<ul style="list-style-type: none"> • RPSは電力小売業者に対し一定割合の再生可能エネルギー電気の販売を義務付けるものであり、州ごとに導入目標が定められている。<u>調達価格等の決定は市場が行う。</u>

*1 出所：PURPA's puzzle: FERC workshop revisits 1978 law, embattled as ever、Peter Maloney、2016年、<https://www.utilitydive.com/news/purpas-puzzle-ferc-workshop-revisits-1978-law-embattled-as-ever/423005/>

NYISOは、Supplemental Reserveに相当する調整力に気象予測の不確実性を反映することを検討している

再生エネ予測誤差に対応した調整力の確保（1/7）（米国NYISO）^{*1,*2}

- NYISOは10~30分単位の気象予測の不確実性を考慮し、天候によって変動する発電量の予測誤差を踏まえて確保する新しい調整力を検討している。
- その新しい調整力はSupplemental Reserveに相当し、前日市場とリアルタイム市場の両方で確保する計画である。

－調整力の種類（NYISO）－

－調整力の種類（NYISO）－					再生エネ予測誤差に対応した調整力（検討中）
NERCにおける分類	Frequency Response	Regulating Response	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve	Supplemental Reserve
NYISOでの名称	Primary Frequency Response	Regulation	10-Minute Spinning Reserve	10-Minute Non-Synchronized Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 30-Minute Spinning Reserve • 30-Minute Non-Synchronized Reserve
確保のタイミング	明示的な規定はない	<ul style="list-style-type: none"> • 必要量の100%を、前日市場を通じて調達 • 当日、5分ごとに見直しを行い、さらに必要量を確保する場合には、リアルタイム市場を通じて調達 			

*1 出所：NYISO、Market Issues Working Group、2019年7月、https://www.nyiso.com/documents/20142/7575688/7_15_2019_Reserves_for_Resource_Flexibility_Final.pdf/60a62b16-895c-9185-9ba5-d3538da9e10b

*2 出所：NYISO、A Report by the New York Independent System Operator、2021年8月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/24130223/Grid%20Services%20from%20Renewable%20Generators%20Study.pdf/b47e9923-c2bd-faa6-e81d-29300dd56df2>

PJMは再エネ出力予測の不確実性を考慮した調整力を確保しているが、より安定的に電力を供給するため、再エネ出力量の予測精度を高める取組を行っている

再エネ予測誤差に対応した調整力の確保（2/7）（米国PJM）

- PJMは2021年時点で、再エネ出力量の不確実性を含めた電源出力量の予期せぬ変動を考慮する調整力として、Synchronized Reserve、Non-Synchronized Reserve、Secondary Reserveを調達している*1。
- PJMが有する過去の実績データを基に予測モデルを更新することで、再エネ出力量の予測精度の向上に努め、より安定的な電力供給に努めている*1,2。

－ 調整力の種類（PJM） －

再エネ予測誤差に対応した調整力					
NERCにおける分類	Frequency Response	Regulating Response	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve	Supplemental Reserve
PJMでの名称	Primary Frequency Response	Regulation	Primary Reserve		Secondary Reserve
			Synchronized Reserve	Non-Synchronized Reserve	
確保のタイミング	明示的な規定はない	リアルタイム市場を通じて調達	前日市場とリアルタイム市場を通じて調達		

*1 出所：PJM、Reliability in PJM: Today and Tomorrow、2021年3月、p.11、<https://pjm.com/-/media/library/reports-notices/special-reports/2021/20210311-reliability-in-pjm-today-and-tomorrow.ashx>

*2 出所：NYISO、Market Issues Working Group、2019年7月、p.13、https://www.nyiso.com/documents/20142/7575688/7_15_2019_Reserves_for_Resource_Flexibility_FINAL.pdf/60a62b16-895c-9185-9ba5-d3538da9e10b

CAISOが設けている調整力の算定式において再エネ予測誤差を考慮する項は見られないが、Flexible Ramping Productが供給力として再エネ電源の出力変動に対応している

再エネ予測誤差に対応した調整力の確保（3/7）（米国CAISO）

- CAISOが確保する調整力の算定式に、再エネ出力予測誤差を考慮した項は見当たらない*1。
- 一方で、再エネ電源の出力不確実性による出力変動（Ramp変動）に対する供給力として、CAISOはFlexible Ramping Product（FRP）を用意し、2016年からリアルタイム市場に導入している。 [→次ページ参照](#)

－ 調整力の種類（CAISO） －

NERCにおける分類	Frequency Response	Regulating Response	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve	Supplemental Reserve
CAISOでの名称	Primary Frequency Response	Regulation UP/DOWN	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve	(定義なし)
確保のタイミング	明示的な規定はない	<ul style="list-style-type: none"> 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 当日、15分ごとに見直しを行い、さらに必要量を確保する場合には、リアルタイム市場を通じて調達 			(定義なし)

上記調整力とは別に、FRPが供給力として再エネ電源の出力変動に対応している

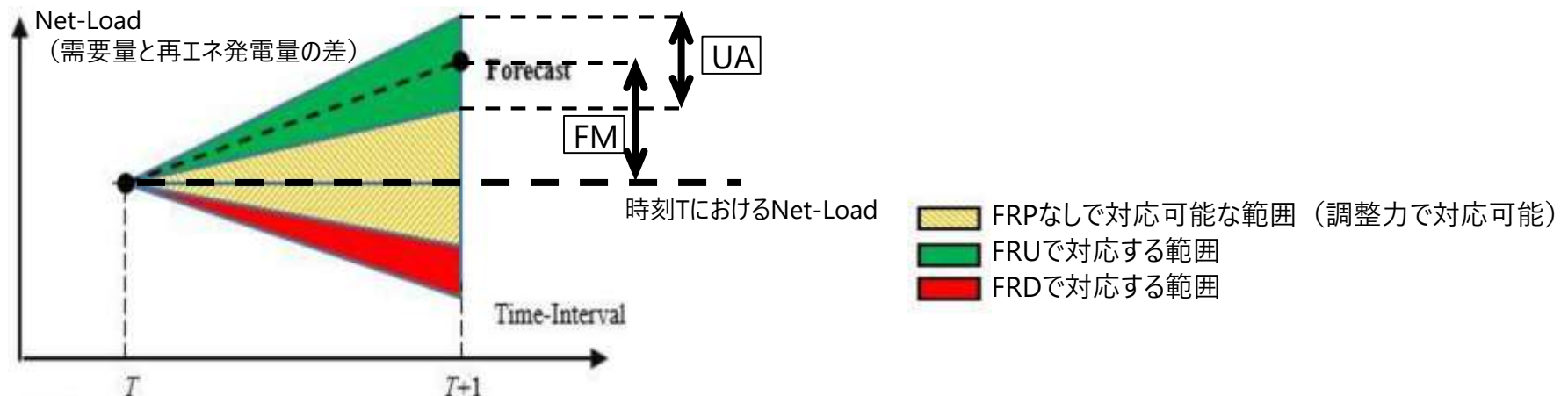
*1 出所：CAISO、Technical Bulletin MARKET OPTIMIZATION DETAILS、2009年6月、<http://www.caiso.com/documents/technicalbulletin-marketoptimizationdetails.pdf>

*2 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、2022年9月、p.308-312、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V84_Redline.pdf

CAISOは再エネ予測誤差に対する需給調整手段としてFlexible Ramping Productという供給力を設けており、リアルタイム市場において調達している

再エネ予測誤差に対応した調整力の確保（4/7）（米国CAISO）*1

- Flexible Ramping Product（FRP）は実需給直前のNet-Load（正味需要 = 需要量と再エネ発電量の差）のランプ変動に対応する能力を備えた供給力である。
- FRPはリアルタイム市場でのみ調達される。FRPを前日市場で調達しない理由としては、前日時点のNet-Loadの予測誤差が当日よりも大きいため、必要以上にFRPを確保する恐れがあるためである。
- FRPにはFRU（ランプアップ：需要増加に対応）とFRD（ランプダウン：需要減少に対応）の2種類の商品がある。
- FRPの必要量算出モデルは、Forecasted movement（FM）とUncertainty award（UA）の2つの部分で構成される。Tをあるディスパッチした時点として次にディスパッチする時点をとT+1とすると*2、FMはT+1での予測Net-LoadとTでのその実績値の差、UAはT+1での予測Net-Loadの誤差に相当する。



*1 出所：Electric Power Systems Research, Enhancing electricity market flexibility by deploying ancillary services for flexible ramping product procurement, 2021年、<https://bpb-us-e1.wpmucdn.com/blogs.gwu.edu/dist/f/1618/files/2019/02/J43.pdf>

*2 TとT+1のインターバルはコミットメントするプロセスの種類によって異なる。RTUC（Real time unit commitment）ではT+1はTの15分後、RTD（Real time unit dispatch）ではT+1はTの5分後である

ERCOTは、再エネ予測誤差に対応する調整力としてNon-Spinning Reserveを確保している

再エネ予測誤差に対応した調整力の確保（5/7）（米国ERCOT）*1

- ERCOTでは、再エネ予測誤差に対応する調整力としてNon-Spinning Reserveが相当する。
- Non-Spinning Reserveは太陽光・風力発電量・需要予測との誤差の他、電源喪失、Ramp変動による30分以内の需給バランスの誤差に対応するための調整力である。
- Non-Spinning Reserveの確保量は、過去3年間のPV・風力発電の予測値や実績値、需要の予測値や実績値、発電所停止計画に基づいて決定される。

－調整力の種類（ERCOT）－

				再エネ予測誤差に対応した調整力	
NERCにおける分類	Frequency Response	Regulating Response	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve	Supplemental Reserve
ERCOTでの名称	Primary Frequency Response	<ul style="list-style-type: none"> Regulation UP/DOWN Fast-Responding Regulation Service 	Response Reserve Service	Non-Spinning Reserve Service	(定義なし)
確保のタイミング	明示的な規定はない	前日アンシラリー市場を通じて調達			(定義なし)

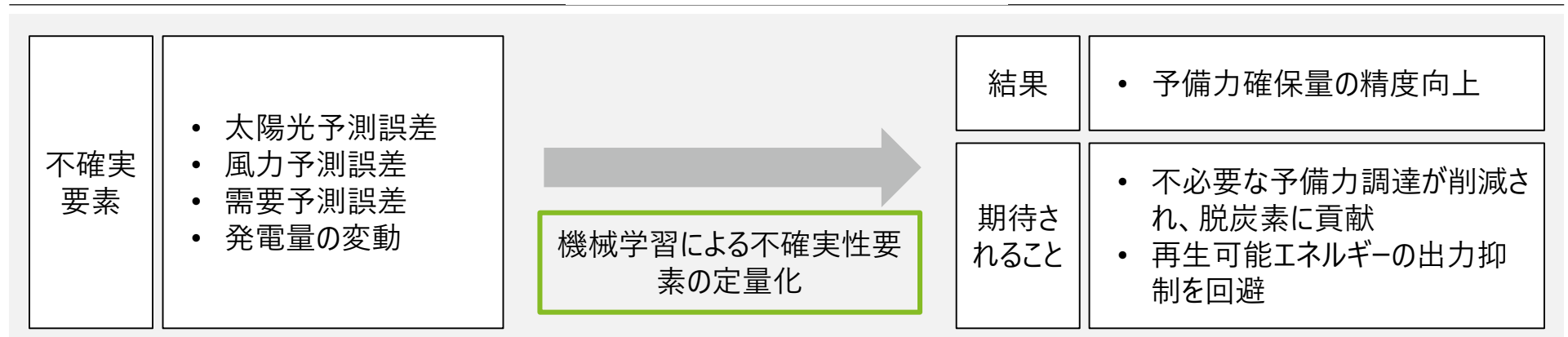
*1 出所：ERCOT、2022 ERCOT Methodologies for Determining Minimum Ancillary Service Requirements、2021年12月、p.3・24-26、https://www.ercot.com/files/docs/2021/12/02/18_2022_ERCOT_Methodologies_for_Determining_Minimum_AS_Requirements.pdf

英国では、機械学習を用いて再エネ予測や需要予測誤差の精度をより高め、予備力の正確な確保に努めるDynamic Reserve Settingプロジェクトを開始した

再エネ予測誤差に対応した調整力の確保（6/7）（英国）*1

- 英国のNational Grid ESOでは、Dynamic Reserve Settingプロジェクトを2021年5月より開始した。
- Dynamic Reserve Settingプロジェクトは、機械学習を用いて太陽光予測誤差、風力予測誤差、需要予測誤差、発電量の変動といった不確実性を定量化し、前日中に予備力の必要量をより正確に見積もる取組である。
- フェーズ1の概念実証が完了し、2023年6月現在はフェーズ2の初期設計の改良段階にある*2。
- 本プロジェクト導入により、予備力の調達を平均で300MW削減させることができた。
- 予備力の必要量を正確に見積もることで、結果として（予備力を確保するための）化石燃料による発電への依存が減り、加えて不必要な予備力を確保することがなくなるため再生可能エネルギーの出力抑制を回避できるとしている*2。

Dynamic Reserve Settingの導入



*1 出所：National Grid ESO、Innovation Annual Summary、2023年8月閲覧、p.26-28、<https://www.nationalgrideso.com/document/285241/download>

*2 出所：National Grid ESO、Dynamic Reserve Setting innovation project seeks to reduce balancing costs、2023年8月、<https://www.nationalgrideso.com/news/dynamic-reserve-setting-innovation-project-seeks-reduce-balancing-costs>

ドイツでは、国内の需給調整市場による予備力確保の他、欧州大で国境を越えた広域的な電力融通によって、再生可能エネルギー大量導入に伴う需給調整に対応している

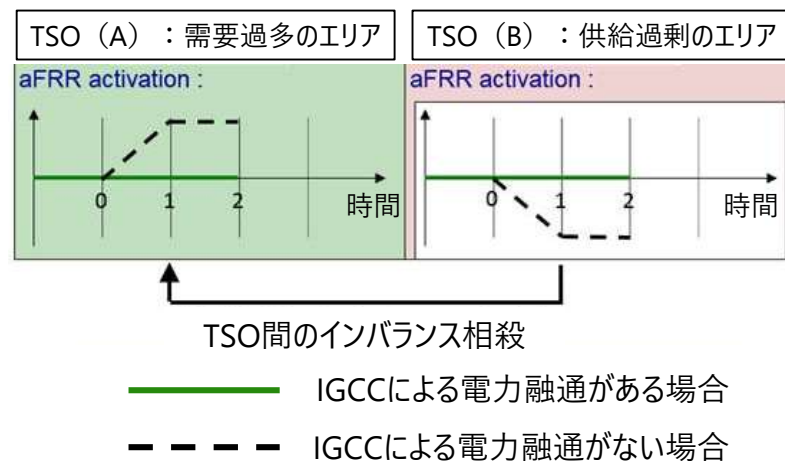
再エネ予測誤差に対応した調整力の確保 (7/7) (ドイツ)

- ドイツ国内の需給調整市場では3つの予備力が設けられているが、そのうち再エネ予測誤差に対応した予備力はaFRR、mFRRである*1。ドイツ国内では4つのTSOがあるが、全てのTSOが共通のプラットフォームGCC (Grid Control Cooperation) 上で共同運用している。
- 広域的にTSO間の電力需給インバランスを是正するためのプラットフォームであるIGCC (International GCC) が、2021年6月に正式に設立された。ドイツをはじめとする欧州大24か国 (50のTSO) がIGCCに加盟しており、再エネ予測誤差を含めた需給インバランスが発生した際、国際連系線を利用して電力を融通することでインバランスを解消する仕組みを整備している*2。

－ 需給調整市場で扱われる予備力の種類 (ドイツ) －

ENTSO-E における 分類	Frequency Containment Reserve (FCR)	再エネ予測誤差に対応した予備力		Replacement Reserve (RR)
		automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	
ドイツでの 名称	Primary Control Reserve	Secondary Control Reserve	Minute Reserve	/
確保の タイミング	前日市場取引終了までに調達			

－ IGCCにおけるTSO間の電力融通概念図 －



*1 出所：Federal Ministry for Economic Affairs and Energy、An electricity market for Germany's energy transition、2015年7月、<https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/weissbuch-englisch.pdf?blob=publicationFile&v=1>

*2 出所：ENTSO-Eホームページ、Imbalance Netting、2023年9月閲覧、[Imbalance Netting \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/Imbalance-Netting)

出力の自然変動性が大きい再エネ電源の特性を考慮し、調整力の確保量を最小化する仕組みを整備する必要がある

再エネ出力変動を考慮した調整力確保のポイント

- 再エネ出力変動に対応するための調整力は当面の間、従来電源が用いられることから、脱炭素や社会的便益を最大化するためには、**調整力の確保量を最小化する仕組みを整備することが必要**となる。本視点に関して、仕組みを構築するポイントを下記に示す。

調整力確保量の 精緻化

- 再エネ予測ベンダー等の専門業者を活用し、実需給の直前（5分前程度）まで、**高頻度（5～10分間隔程度）**で、再エネ出力予測を行う。
- 再エネ出力予測の精度向上に資する技術（機械学習等）を活用する。
- 再エネ出力予測の結果を、都度、調整力確保量の算定にインプットし、**実需給の直前まで算定結果を更新し続ける**ことにより、調整力確保量を精緻化する。
- 一定量は前日段階等事前に確保しつつ、実需給の直前まで調整力の確保量を柔軟に調整できるよう、**ゲートクローズのタイミングを実需給に近づける**。

- また、再エネ予測誤差に対応した調整力の確保をより適正に行うためには、下記の視点についても考慮する必要がある。
 - 再エネ電源は天候等の影響により急激な出力変動が発生し得ることから、量的な観点で調整力を確保するだけでなく、出力変化速度への追従性の観点も踏まえる。
 - 再エネ予測出力誤差についても広域的なネッティングを行うことで、調整力の確保量をより全体最適化する。
- 再エネ予測や需要予測を実需給に近い断面まで実施することにより、**予測誤差を小さくすることはできるものの、完全に誤差をなくすことはできないため、再エネ予測誤差に対する調整力の確保は必要**である。

3.3. ノーダル制における出力抑制方法

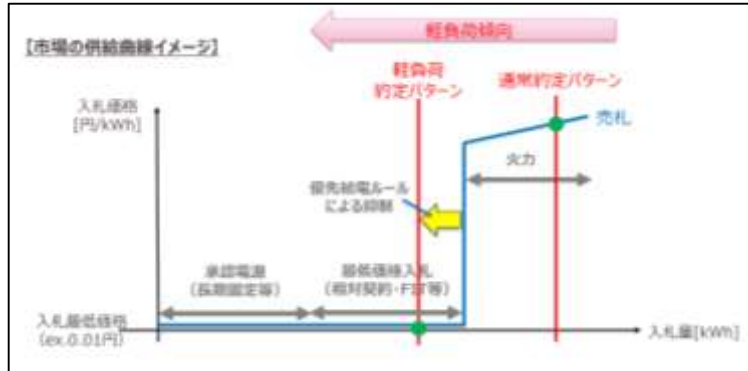
日本にノードル制を適用する場合の出力抑制の実施方法、抑制を回避するための対策を検討する上で、米国各ISO/RTOの出力抑制の実態について調査を行った

ノードル制適用時の出力抑制実施に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題



再エネを促進する中で、日本にノードル制を適用した場合の系統混雑時の出力抑制をどのように行うべきか。

調査方針

- 日本にノードル制を適用する場合、**出力抑制をどのように実施するのか**を検討する必要がある。
- 再エネ促進のため、**再エネ出力抑制の回避策**を検討する必要がある。

論点①：出力抑制はどのように実施されているか。

【調査内容】

- 米国における出力抑制の実施方法

論点②：再エネの出力抑制を回避策はあるか。

【調査内容】

- 米国における再エネ出力抑制の現状と回避策

米国CAISOにおける出力抑制はその大半が経済的抑制であり、再エネ電源についても他の電源と同様に扱われる

出力抑制の実施の流れ（米国CAISO）

- CAISOでは出力抑制の実施について①経済的抑制、②セルフスケジュール電源の削減、③例外的給電指令（Exceptional Dispatch）の3つの方法で、①から③の順に実施される。^{*1,2,3}
- 出力抑制の大半は①であり、②の実施頻度は極めて少なく、③の実施頻度については②よりもさらに少ない。
- ②の削減判断には、セルフスケジュール電源における優先給電順位を反映したペナルティ価格を用いている。

－ 出力抑制実施の流れ－

出力抑制方法	①経済的抑制	②セルフスケジュール電源の削減	③例外的給電指令 (Exceptional Dispatch)
出力抑制内容	<ul style="list-style-type: none">• 需給要因、系統制約要因を考慮し、市場メカニズムにより、価格の高い電源から抑制される。• 再エネ電源についても他の電源と同様に扱われる。	<ul style="list-style-type: none">• 需給要因、系統制約要因を考慮し、市場メカニズムによりセルフスケジュール電源の削減を実施している。• セルフスケジュール電源の優先給電順位を反映したペナルティ価格を用いている。	<ul style="list-style-type: none">• 系統の信頼度を確保する最後の選択肢として、「例外的給電指令」と呼ばれる出力抑制を特定の発電事業者に命令することができる。• 例外的給電指令はLMPによる経済的な給電指令では対応できない場合に実施されている。

*1 出所：CAISO、Fast Facts Impacts of renewable energy on grid operations、2017年5月、p.1-2、<https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>

*2 出所：電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）」最終報告書、2019年3月、<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihokokusyo.pdf>

*3 *1の文献では抑制と記載しているものの、①では未約定/不落によりDispatchされないことを指し、②についても市場約定メカニズムによる不落を指す。

セルフスケジュールの削減について、優先給電順位を反映するためにペナルティ価格を約定ロジックに導入している

約定ロジックにおけるセルフスケジュールの削減（米国CAISO）

- 米国のノードル制において、個々の発電設備の発電量は発電コストを最小化するための約定ロジックによって決定される。
 - CAISOではセルフスケジュールの削減を行う際、優先給電順位を決めて削減を行う必要がある。
 - セルフスケジュール電源同士で発電の優先順位を付けるためにペナルティ価格と呼ばれる、市場約定ロジックの中でのみ使用される人工的な価格を導入している。^{*1}
 - ペナルティ価格が大きいほど、その電源は市場約定ロジックにおいて見かけ上、コストが安い電源とみなされるため約定されやすくなる。
 - 市場約定ロジックの中で不落の電源を確定させうるパラメータとしても機能しており、CAISOではこの時の不落を出力抑制として定義づけている。

約定 ロジック	<ul style="list-style-type: none">• IFM (前日の発電起動停止計画) $\min \sum_h ((\text{Generation Energy Cost}) + (\text{Ancillary Service Cost}) + (\text{Penalty Price}))$• Short-Term/Real-Time Unit Commitment (当日の発電起動停止計画) $\min \sum_h ((\text{Generation Energy Cost}) + (\text{Ancillary Service Cost}) + (\text{Penalty Price}))$
------------	--

ペナルティ価格が約定ロジックによる最適化計算の一要素として組み込まれている。

^{*1} 出所：CAISO、Presentation:Penalty Prices and Scheduling Priorities in CAISO Market、p.9、[Presentation-PenaltyPrices-SchedulingPriorities-CAISOMarkets-Nov20-2020.pdf](#)

セルフスケジュールのペナルティ価格は、CAISOと発電事業者間の契約内容によって決められている

ペナルティ価格の導入例（米国CAISO）

- セルフスケジュールのペナルティ価格はCAISOと発電事業者間の契約内容によって分類されている。
- 分類の例として、PTは価格を入札情報として提示せず、約定価格に従う電源、RMTは発電事業者とCAISOとの間に信頼性必達契約と呼ばれる契約がなされている電源を指す。

－計画ベースのペナルティ価格－

発電側のセルフスケジュールの種類	ペナルティ価格(\$/MWh)	
	計画作成時	価格決済時
PT (Price Taker)	-400	-150
RMT (Reliability Must Take)	-1,350	-150
Pseudo-tie layoff energy	-4,000	-150
ETC (Existing Transmission Contract)	-5,100	-150
TOR (Transmission Ownership Right)	-5,900	-150
LRMR (Legacy Reliability Must Run)	-6,000	-150

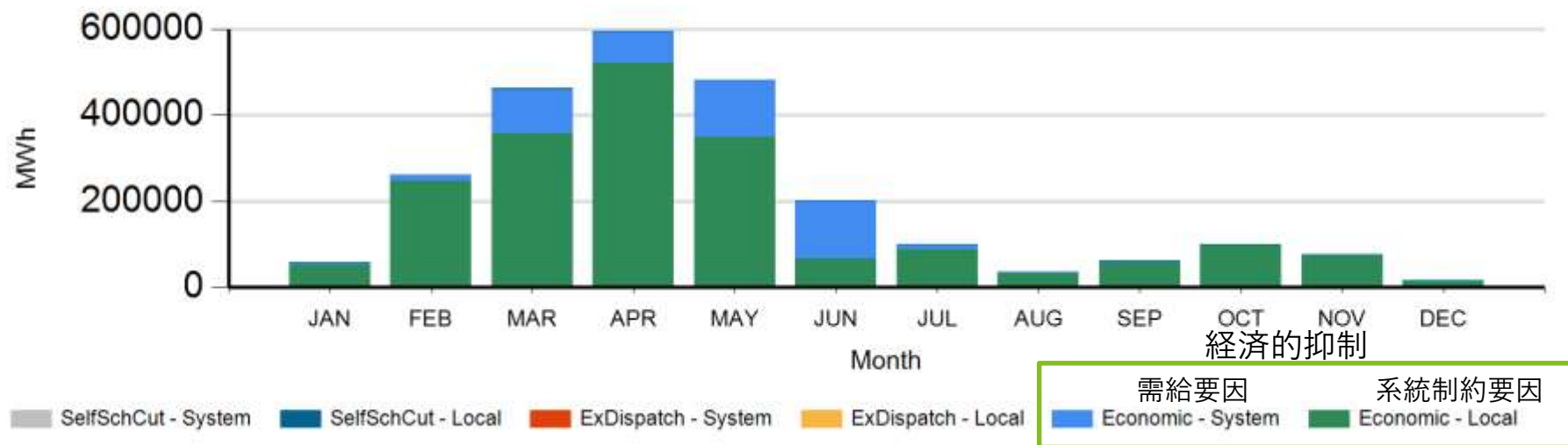
CAISOにおける再エネの出力抑制のほとんどは経済的抑制で解決されている

再エネの出力抑制量（米国CAISO）

- 再エネの出力抑制量は増加傾向にあるが、抑制量増加の主な理由は太陽光の普及量拡大であると2017年にCAISOより述べられている。^{*1}
- 下図の通り、2022年におけるCAISOの再エネの出力抑制は需給要因、系統制約要因のいずれの要因でも発生しているが、ほとんどは経済的抑制で解決されている。

－ 2022年の再エネ出力抑制量と抑制方法^{*2}－

Curtailed MWh YTD by Month - 12/31/2022



*1 出所：CAISO、Fast Facts Impacts of renewable energy on grid operations、2017年5月、p.1-2、<https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>

*2 出所：CAISO、Wind and Solar Curtailment December 31、2023年1月、p.3、https://www.caiso.com/Documents/Wind_SolarReal-TimeDispatchCurtailmentReportDec31_2022.pdf

税金控除制度、広域市場の設置、エネルギー貯蔵設備等の活用により再エネの出力抑制回避が図られている

再エネ出力抑制の回避策（米国CAISO）

- 再エネの出力抑制の回避を目的として、CAISOでは広域市場の設置やエネルギー貯蔵設備の配備を実施している。

広域市場の設置	エネルギー貯蔵設備の配備
<ul style="list-style-type: none">✓ CAISOの外部の参加者がエネルギーを売買して、前日市場と最終的な需給の差（インバランス）を調整するために（WEIM：Western Energy Imbalance Market）を設置している。✓ WEIMの設置により再エネ出力抑制の回避が行われている。（2023年第一四半期では53,002MWhの再エネ出力抑制回避）*1	<ul style="list-style-type: none">✓ エネルギー貯蔵設備を配備することで従来なら出力抑制されていた電力を充電することができる。✓ CAISOではエネルギー貯蔵設備を追加している。（事業者が保有）

- なお、税金控除制度は出力抑制の回避を目的として導入されたものではないが、結果的に再エネの出力抑制の回避に寄与している。

税金控除制度の施行
<ul style="list-style-type: none">✓ 再エネ電源の発電量に対する風力優遇税制（PTC：Production Tax Credit）と呼ばれる税金控除制度が米国政府によって施行されている。*2✓ 再エネに低価格で入札するインセンティブが与えられるため、入札価格が約定価格を上回ることは殆どないことから、再エネは他電源と比較すると出力抑制されにくい。

*1 出所：CAISO、BENEFITS REPORT WESTERN ENERGY IMBALANCE MARKET、2023年5月、p.30、<https://www.westerneim.com/Documents/iso-western-energy-imbalance-market-benefits-report-q1-2023.pdf>

*2 出所：DSIRE、Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC)、2022年9月、<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734>

ノーダル制における出力抑制は、原則、市場メカニズムの中で行われる需給調整や混雑管理に含まれる

ノーダル制における出力抑制の考え方

- ノーダル制における出力抑制は、原則、市場メカニズムの中で行われる需給調整や混雑管理に含まれる。
- 他方、市場メカニズムの中で出力抑制に相当する対応が困難な場合（例えば、セルフスケジュール電源同士で優先順位を付けなければならない場合等）も想定される。
- 上記のような場合に対応するため、電源運用の優先度が高い電源ほど、約定処理において見かけ上の発電コストが安く見做されるように価格補正を行う仕組み（ペナルティ価格）を導入することも考えられる。
- 系統の信頼度を確保するための最終手段として、市場外での出力抑制の仕組みを整備しておくことも重要である。
- 米国CAISOの事例を参考にすると、再エネの出力抑制を回避する方策として、下記の3つが考えられる。
 - **再エネ電源に対する税金控除等、市場外での経済的なインセンティブの付与**
→再エネ電源が低価格で入札し易くなり、市場メカニズムでの出力抑制を受けにくくなる。
 - **広域的な需給調整**
→広域的なネットینگにより、出力抑制が発生しにくくなる。
 - **エネルギー貯蔵設備の設置**
→余剰電力を蓄電または、他のエネルギーに変換して蓄エネすることにより、出力抑制が発生しにくくなる。

4. 混雑時の ΔkW 発動制限への対応

4.1 系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ノードル制導入国・地域）

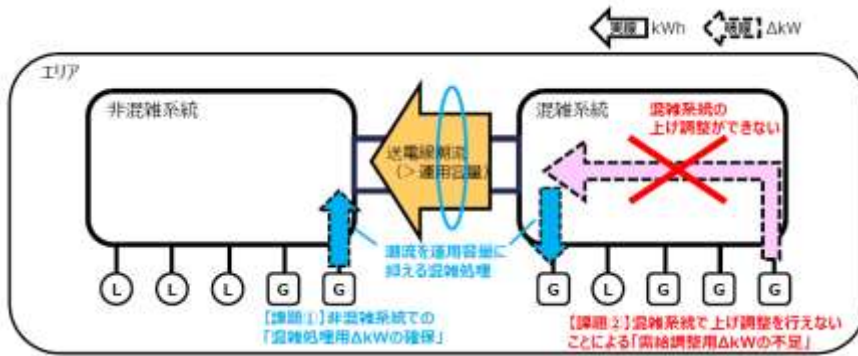
日本でノーダル制を適用する場合の、 ΔkW 発動制限の回避を考慮した調整力の調達方法の根拠となるものとして、米国各ISO/RTOでの対応方法やその背景を調査した

系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ノーダル制）に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題



系統混雑の発生時には ΔkW の発動制限が生じうるが、日本でノーダル制を適用した場合の対応方法（ ΔkW 発動制限の回避を考慮した調整力調達の考え方）について検討する必要がある。

対策及び検討状況

- kWhと ΔkW を合わせて運用容量以内に収めるような最適化ロジックの採用
 - 米国各ISO/RTOで採用された事例は現状見当たっておらず、日本における適用可否は明らかになっていない。

- 調整力の調達エリア、連系線マージンの設定方法等に基づく、混雑緩和や ΔkW 発動制限の回避
 - PJM等ではエリアごとの ΔkW 調達を行っているが、その意図等は明らかになっていない。

論点①：SCUC、SCEDにおいて、送電容量に係る制約条件として ΔkW が考慮されているか。

【調査内容】

- SCUCやSCEDの計算のうち送電容量に係る制約条件における、 ΔkW 発動を考慮したロジックの有無
- 上記の計算ロジックがない場合、そのようなロジックとしている背景や根拠

論点②： ΔkW の調達量は地域別に設定されているか。

【調査内容】

- ゾーンごとでの ΔkW 調達量の設定有無と、設定している場合における地内混雑等の考慮有無

論点③：連系線のマージンにおいて、 ΔkW が考慮に含まれているか。

【調査内容】

- ゾーン間連系線でのマージンの設定における、 ΔkW 調達量等の考慮有無

ΔkWの調達は主に細分化されたエリアごとに行われており、SCUC、SCEDの、地内送電線に係る送電容量の制約条件においてはΔkWの調達量は考慮されていない

整理内容まとめ

論点	米国			
	NYISO*1	PJM*1	CAISO*1	ERCOT*2
① SCUC、SCEDにおいて、送電容量に係る制約条件としてΔkWが考慮されているか。	—	<ul style="list-style-type: none"> 送電容量に係る制約条件において、ΔkWの調達量は考慮されていない。 当該のロジックがない背景、理由については不明 	エリア間の連系線においては、送電容量に係る制約条件としてΔkWの調達量が考慮されている。	送電容量に係る制約条件において、ΔkWの調達量は考慮されていない。
② ΔkWの調達量は地域別に設定されているか。	細分化したエリアごとに調達	2~5か所程度に細分化したエリアごとに調達	地域ごとのΔkWの調達、一部の連系線での混雑の緩和を目的とし10地域を設定	<ul style="list-style-type: none"> 地域ごとでなく、系統全体でΔkWを調達 ERCOTは、リアルタイムで5分ごとにkWh、ΔkWの共同最適化を行うシステムへの変更を検討しており、地域別の調達の必要は少ないと考えている。
③ 連系線のマージンにおいて、ΔkWが考慮に含まれているか。	—	—	エリア間の連系線ではΔkWが制約条件として考慮されている。	マージンには含めておらず、過負荷が生じるような場合でも、5分ごと（次のSCEDの実行時）に解消されるよう指令が行われる。

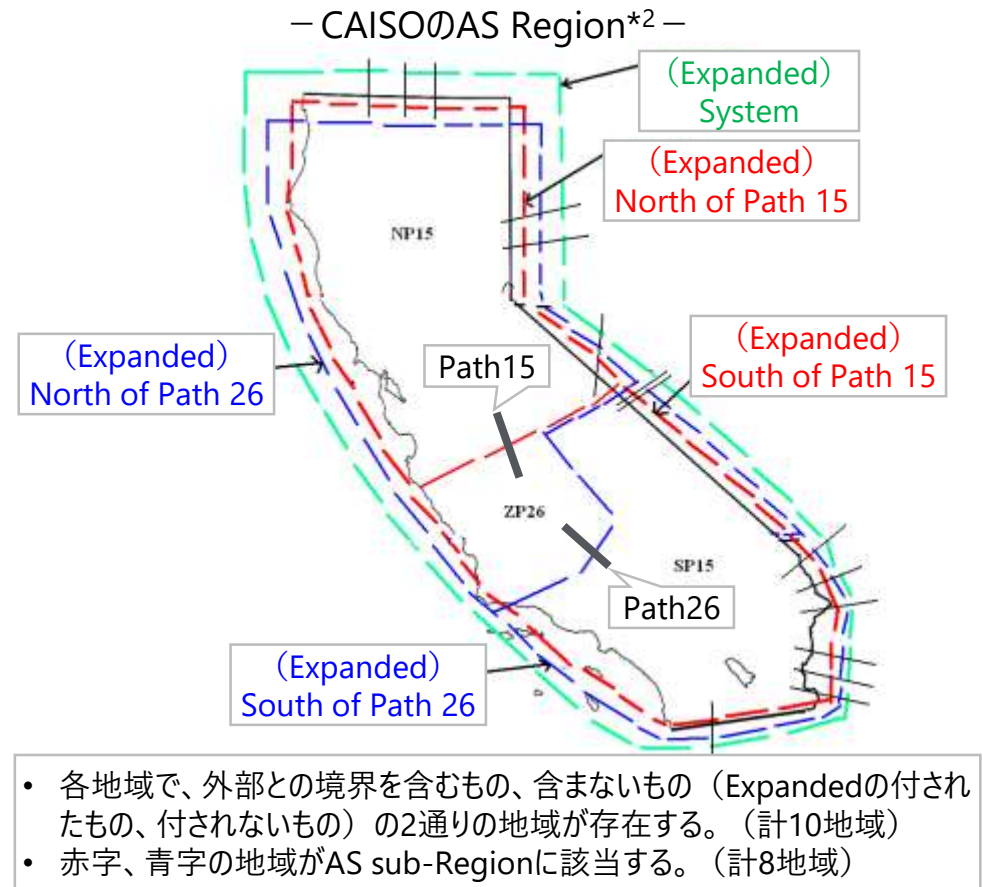
*1 出所：各ISOの公開情報等に基づきトーマツ作成

*2 出所：ERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

CAISOでは10地域ごとに ΔkW の調達量の上限、下限が設定されており、うち、CAISO全体のエリアを除く8地域（AS sub-region）は、 ΔkW の発動に伴う地域間連系線の混雑緩和等を目的として設定されている

地域ごとの ΔkW 調達量の設定（1/3）（米国CAISO）*1

- CAISOでは ΔkW 調達量の算定に用いる地域（AS Region）として、5地域のExpanded System Regionと、5地域のSystem Regionの計10地域が設定され、地域ごとに ΔkW 調達量の上限、下限が設けられる。
 - Expanded System Region：CAISOのBAA*3内部、CAISOのBAA外との境界を含む地域
 - System Region：CAISOのBAA内部のみを対象とした地域
- CAISO全体を除く8地域のAS Region（AS sub-Region）は、主に地域間の連系線（Path15、Path26）における混雑の緩和を目的としたものであり、また、地域内で予想される混雑を考慮した上で、混雑を悪化させることのないよう設定されている。
- AS Regionは、システムの信頼性の維持、負荷の増加、発電設備の新設、廃止等を踏まえて見直しが行われる。



*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、2023年4月、p.161-162、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM%20for%20Market%20Operations_V89_Redline.pdf

*2 出所：CAISO、Full Network Model Pricing Node Mapping Reference、2021年8月、http://www.caiso.com/Documents/FullNetworkModel_PricingNodeMapping_Reference.xls

*3 BAA（Balancing Authority Area）：CAISO等の、地域内の需給バランスの維持に責任を持つ主体がそれぞれ管理を行う地域

CAISOのAS Regionは、2000年代初頭から行われる長期的な市場改革（MRTU）を経て設定されたものであり、既存のゾーンを基として、地域ごとの ΔkW の適切な調達を目的として設定されている

地域ごとの ΔkW 調達量の設定（2/3）（米国CAISO）*1

	概要	詳細内容
時間の流れ 2003年	市場改革の検討開始	<ul style="list-style-type: none"> 2000年のカリフォルニア州の電力危機をきっかけとして、FERCからの指示に基づき、ノーダル制への移行を含む長期的な市場改革の検討を開始
	MRTUの検討及びFERCによる承認	<ul style="list-style-type: none"> 市場改革について、2003年以降ではMarket Redesign & Technology Upgrade（MRTU）との呼称で検討 CAISOは、2006年2月にFERCに提出したMRTU Tariff（案）の中で、適切に地域ごとにΔkWを調達するためにAS Regionを設定すること、また、AS sub-Regionを設定可能とする旨を記載 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 2006年2月のMRTU Tariff（案）においては、CAISO全体にあたるExpanded System、Systemの2地域のみが設定されており、AS sub-Regionの具体的な地域は定められていない。 2006年9月に、FERCがMRTU Tariff（案）を条件付きで承認 <ul style="list-style-type: none"> ➢ AS regionについては、誤った地域が設定された際に価格、信頼性への影響を与える可能性があるため、詳細に地域の定義を定めるようCAISOに指示 2007年3月に、CAISOはFERCの指示を踏まえ、AS Regionを既存のゾーンを基とした地域（現行の10地域）で設定する旨をMRTU Tariffに記載
2009年	新市場（ノーダル制）の運用開始	<ul style="list-style-type: none"> CAISOがMRTUに基づく市場運用を開始（ゾーン制からノーダル制へ移行）

*1 出所：CAISOの公開情報等に基づきトーマツ作成

AS Regionごとの ΔkW の調達量の上限/下限は、予測される地域内の発電設備や負荷の状況を考慮し設定されるが、細かいエリアを対象としたAS sub-Regionではより詳細な条件を踏まえ設定される

地域ごとの ΔkW 調達量の設定 (3/3) (米国CAISO) *1

－ AS Regionごとの ΔkW 調達量の上限/下限の設定における考慮事項－

対象地域	ΔkW 調達量の下限/上限の設定における考慮事項
AS Region (AS sub-Regionを含む10地域)	<ul style="list-style-type: none"> • 連系線の送電容量 • 最大のN-1停電（停止中の発電設備、送電線を除く） • 連系線の予測潮流 • その他、AS Region内における、負荷の状況や発電設備の運転状況 等
AS sub-Region (8地域) *2	<ul style="list-style-type: none"> • CAISOによる需要予測 • BAA内の需要の分布 • AS sub-RegionへのΔkWの輸出入に影響を与える、系統や発電設備の運用上の制約 • 発電設備の分布 • 発電設備、送電線の停止状況 • 系統及び発電設備の可用性に関する過去データ • 地域の送電線の運用制限や制約条件 • 利用可能な送電容量（ATC*3） • 前日時点の計画値及び、リアルタイムでの外部BAAとの間の連系線（Intertie）における計画値 • その他の系統の信頼性に影響を与える要因 等

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、2023年4月、p.165-168、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM%20for%20Market%20Operations_V89_Redline.pdf

*2 AS Regionのうち、CAISOの管轄地域全体を対象とする2地域（Expanded System、System）を除いた8地域

*3 ATC（Available Transmission Capacity）：特定の送電線において、既存の契約や送電線の所有権に基づく容量と、信頼性マージン（Reliability Margin）を差し引いた後の利用可能な容量（MW）

CAISOではSCUCの最適化計算に当たり、外部BAAとの間の連系線（Intertie）の送電量を決定する上で、 ΔkW の容量を制約条件に含めているが、BAA内の送電量に係る制約条件には ΔkW の容量は含まれていない

ΔkW 発動を考慮した制約条件（米国CAISO）*1

- CAISOではSCUCの最適化計算において、外部BAAとの間の連系線（Intertie）における、kWhと ΔkW の合算値に係る制約条件（Intertie Scheduling Constraints）を設けている。
- 一方でCAISOのBAA内部では、送電量に係る制約条件として ΔkW の容量は考慮されていない。
 - これは、AS Regionごとに ΔkW 調達量に上限、下限を設けていることで、各AS Region内の信頼性を維持する能力と、不測の事態が発生した場合に地域間で融通するための十分な容量が調達されているためと考えられている。

－ Intertie Scheduling Constraintsの概要 －

外部BAAからの輸入方向： $\max(0, I - E) + R \leq F_I$

外部BAAへの輸出方向： $\max(0, E - I) + S \leq F_E$

全てのIntertieにおいて、外部BAAからの輸入方向、輸出方向の双方で、kWhと ΔkW の合算値がIntertieの送電可能量（ATC）を超えないように制約条件が設けられる。

I：外部BAAからのkWhの総輸入量

E：外部BAAへのkWhの総輸出量

R：外部BAAからの ΔkW *2の総輸入量

S：外部BAAへの ΔkW の総輸出量

F_I ：Intertieにおける、輸入方向の送電可能量（ATC*3）

F_E ：Intertieにおける、輸出方向の送電可能量（ATC）

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Managing Full Network Model、2023年3月、p.35、p.68-69、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Managing%20Full%20Network%20Model/Managing%20Full%20Network%20Model%20BPM%20Version%202023_redline.pdf

*2 Intertie Scheduling Constraintsが対象とする調整力として、Regulation Up/Down、Spinning reserve、Non-Spinning Reserve が含まれる。

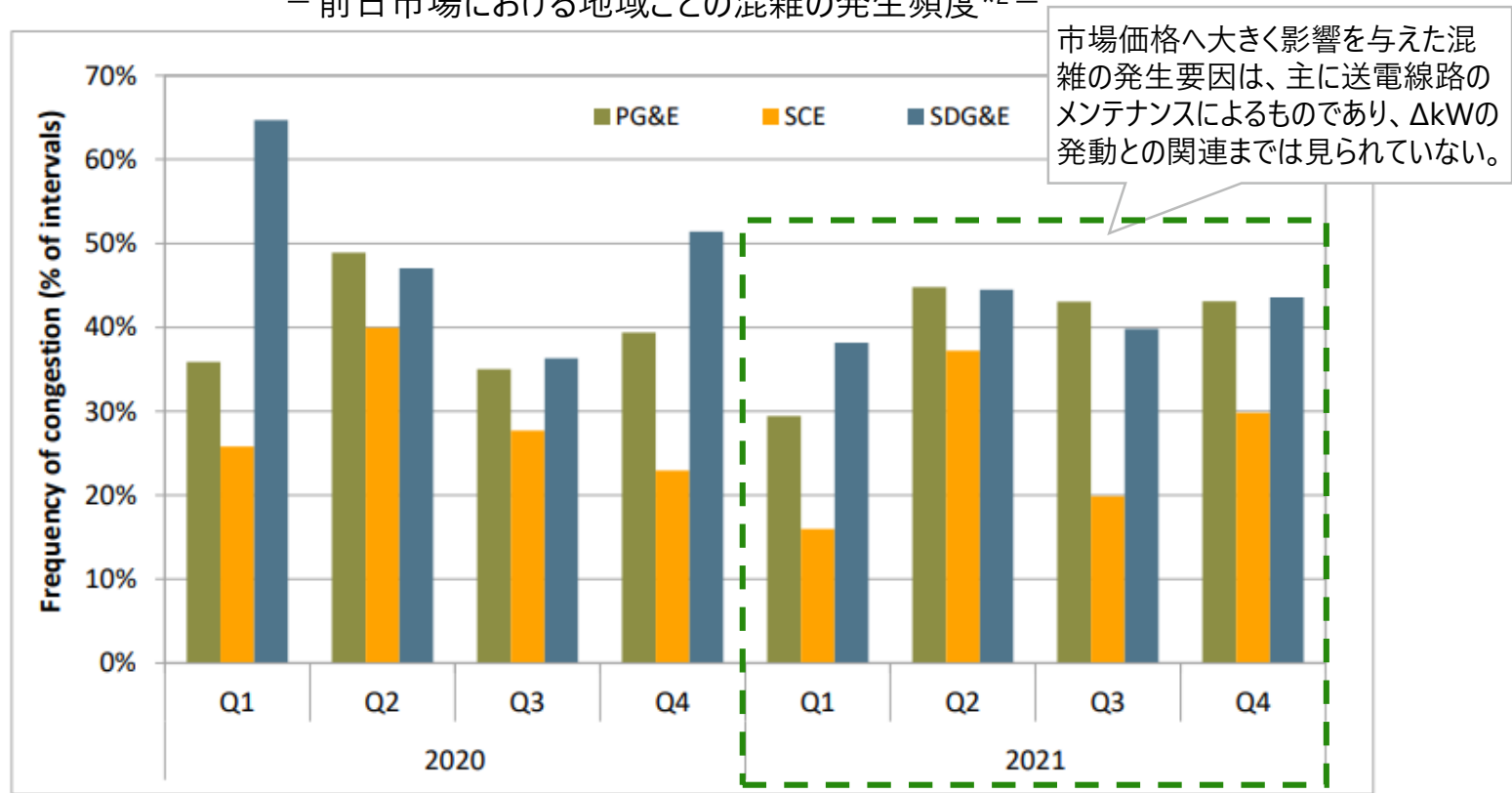
*3 ATC（Available Transmission Capacity）：特定の送電線において、既存の契約や送電線の所有権に基づく容量と、信頼性マージン（Reliability Margin）を差し引いた後の利用可能な容量（MW）

2021年の前日市場では、全体の時間のうち約15~45%において混雑が発生しており、主な混雑の発生要因としては送電線路のメンテナンスが挙げられている

前日市場における混雑の発生状況（米国CAISO）*1

- 混雑の影響により各地域ごとに市場価格の上昇（下降）の影響が生じており、2021年の前日市場については、SCEでは年平均で\$0.47/MWhの下降、PG&Eでは\$0.60/MWhの上昇、SDG&Eでは\$1.05/MWhの上昇に繋がった。

－ 前日市場における地域ごとの混雑の発生頻度*2 －



*1 出所：CAISO、2021 Annual Report on Market Issues & Performance、2022年7月、p.201-203、<http://www.aiso.com/Documents/2021-Annual-Report-on-Market-Issues-Performance.pdf>

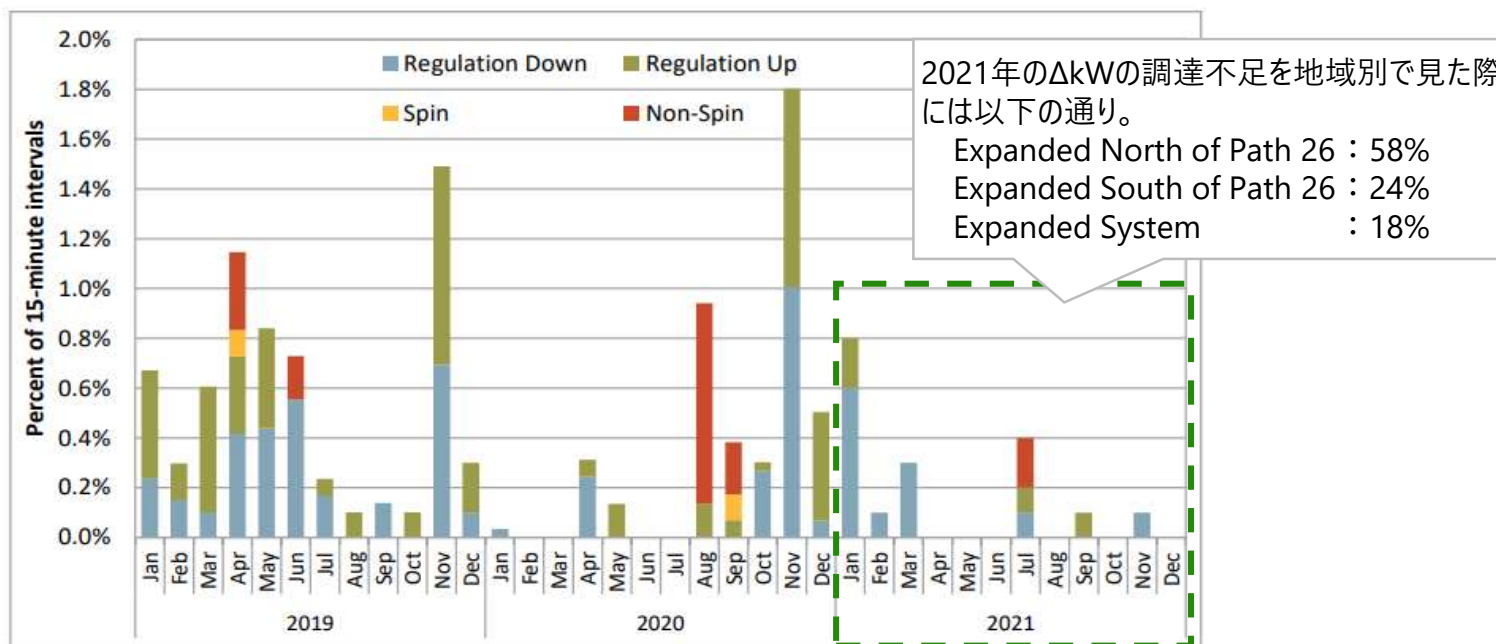
*2 グラフ中に記載の各地域（PG&E、SCE、SDG&E）については同名称のIOU（Investor Owned Utilities）の管轄地域を指す。

2021年において、 ΔkW の調達不足は前日市場では発生しておらず、リアルタイム市場での発生頻度は全体の1%未満に留まっている

ΔkW の調達不足の発生状況（米国CAISO）*1

- 2021年には、前日市場では ΔkW の調達不足は生じておらず、リアルタイム市場のうち15-minute marketでの調達不足については前年と比較し減少傾向にある。
- ΔkW の調達不足が生じた際は、事前に決定された価格（Scarcity Reserve Demand Curve）に基づき、不足量に応じて地域の ΔkW の限界価格が引き上げられる。*2

－ ΔkW 調達不足の発生頻度（リアルタイム市場）－



*1 出所：CAISO、2021 Annual Report on Market Issues & Performance、2022年7月、p.177-178、<http://www.aiso.com/Documents/2021-Annual-Report-on-Market-Issues-Performance.pdf>

*2 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、2023年4月、p.186、https://bpmcm.aiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V89_Redline.pdf

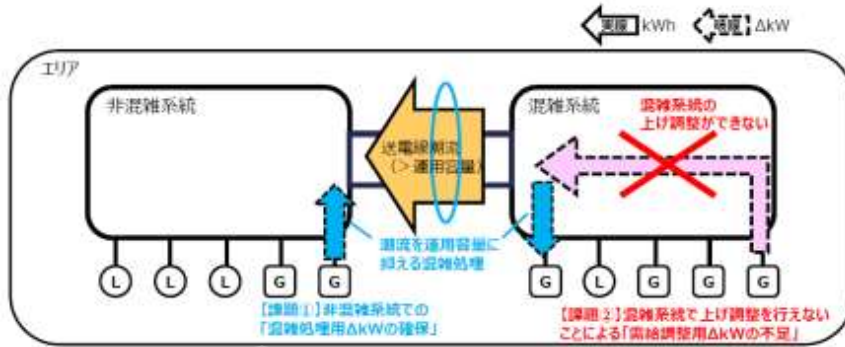
4.2 系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ゾーン制導入国）

欧州における需給調整用及び混雑処理用 ΔkW の調達・発動に当たりどのように系統混雑が考慮されているか、及びその他の対策に関する調査を行った

系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達（ゾーン制）に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容



課題

- 系統混雑の発生時には ΔkW の発動制限が生じうるが、日本でノーダル制を適用した場合の対応方法について検討する必要がある。
- 欧州各国・地域では、需給調整用 ΔkW の余力を混雑処理にも活用することで対応している。
- 混雑が少ない場合は、需給調整用 ΔkW の調達量で対応できるが、混雑が多くなる場合は対応が困難となるため、別途、混雑処理を目的とした混雑処理用 ΔkW を追加で調達して対応している。

検討状況

- 欧州各国・地域では、需給調整用 ΔkW の調達に当たり系統制約が考慮されているのか、確認する必要がある。
- 上記の制約が考慮されていない場合、混雑が多くなった場合の対応がどのように検討されているのか確認する。

論点①： ΔkW の調達に当たっての系統混雑はどのように考慮されているか。

【調査内容】

- 調整力の事前調達の段階における系統混雑の考慮の有無、及びその方法

論点②：系統混雑を考慮していない場合、混雑処理用の ΔkW 不足に対してどのように対策されているか。

【調査内容】

- 混雑処理用 ΔkW が各国で不足している事例の有無、不足している場合その対策
- ΔkW 向けに系統混雑を解消させる取組の有無、その方法

英国では系統制約を考慮して事前に調整力を確保し、発動時にはバランシングメカニズムに基づき系統の空容量を踏まえた上で経済的な電源に指令される

系統混雑を考慮した調整力調達・発動（英国）

－ 英国における調整力調達・発動時の系統混雑の考慮状況－

	Firm Frequency Response	Fast Reserve*1	STOR*2,3	バランシングメカニズム*4
概要	バランシングメカニズムでの入札不足に備え確保される電源			基本的には本制度に基づき需給調整されるが、電源は事前に確保されない。
	FCR相当	FRR相当	RR相当	
調達時	－ (情報なし)	Fast Reserveの審査時に、 <u>電源立地による制約の可能性の有無</u> によって電源への支払価格(Volume Weighted Availability Price)に調整が行われる。	STOR電源のアセスメントに当たり、 <u>STORが必要となる地域向けの送電容量が十分にあるか審査</u> され、空容量がない場合はSTORの認定容量が制限される。	特段 系統混雑は考慮されていない。 (発電ライセンスに基づき10MW*5以上の電源はバランシングメカニズム電源として登録することが求められている)
発動時	－ (情報なし)	－ (情報なし)	－ (情報なし)	最も経済的な電源に指令が行われるが、 <u>系統混雑時は、オペレーティングセンターの職員の判断により別の電源に指令する。</u> (事前にバランシング電源向けの容量確保は行われていない)

*1 出所：National Grid ESO、Firm Fast Reserve -Assessment Principles、2019年12月、<https://www.nationalgrideso.com/document/159436/download>

*2 出所：National Grid ESO、Short Term Operating Reserve (STOR) Tender Assessment Principles、2013年12月、<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/STOR%20Frequently%20Asked%20Questions%20v2%20%281%29.pdf>

*3 STOR：Short Term Operating Reserveの略

*4 出所：National Grid ESO、Dispatch Transparency Methodology、2022年1月、p.3-4、<https://data.nationalgrideso.com/backend/dataset/93ebb15e-4c2c-4768-9750-45c2789f4186/resource/93abdbbf-06fa-4576-a94f-593d95b893c1/download/dispatch-transparency-methodology-v2-jan-2022.pdf>

*5 南スコットランドでは30MW以上、イングランド、ウェールズでは50MW以上

ドイツでは再給電に使用可能な電源が調達できなくなることを防ぐために、再給電指令対象の電源の範囲を拡大すると共に再生可能電源等に対する指令の条件を明示した

再給電電源の調達（ドイツ）

	法制度	課題
従来 Re-dispatch 1.0	<ul style="list-style-type: none"> EnWG（産業エネルギー法）§13により出力10MW以上の従来型電源に対して再給電への参加が義務付けられた。 再生可能電源や熱電併給電源に対しても再給電の指示は可能であったが、優先順位が最も低く系統セキュリティ維持の最終手段として定義されていた。 	<ul style="list-style-type: none"> ドイツ国内の原子力発電所や石炭火力発電所の廃止が進んだ。 ドイツ国内では再生可能電源や熱電併給電源等、小型・分散型の電源が増加した。 以上の状況からドイツ国内で再給電に活用可能な電源が減少する恐れがあった。
2021年10月		
現状 Re-dispatch 2.0	<ul style="list-style-type: none"> EnWGやNABEG 2.0が改正され100kW以上の電源に対して再給電指令に応じる義務が課された。 100kW未満の電源であってもDSOが制御可能な電源に対しては再給電指令に応じる義務が課された。 出力100kW以上の再生可能電源に対しては、従来電源への指示時と比較してコストが10%以下であることを示すことを条件に指示可能とされた。 熱電併給電源に対しては、従来電源への指示時と比較してコストが20%以下であることを示すことを条件に指示可能とされた。 	<ul style="list-style-type: none"> TSO・DSO間やDSO・発電事業者間の情報連携が不十分であり、現状では分散電源等の再給電への活用ができていない。 今後小規模事業者を含めた系統運用の最適化プロセスを作成するプロジェクトが進められている。（Re-dispatch3.0）

*1 出所：fFe、Congestion Management: Redispatch 2.0 in International Comparison、2023年4月、<https://www.ffe.de/en/publications/congestion-management-redispatch-2-0-in-international-comparison/>

*2 出所：BNetzA、Redispatch 3.0、閲覧日：2023年7月、<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Digital-World/GAIA-X-Use-Cases/redispatch-30.html>

欧州大でのエネルギー・調整力の同時約定プロセスの検討に当たり、連系線割り当て方法の検討が行われている

同時最適化による約定プロセス（欧州大） *1

同時約定プロセスの詳細は以下の二案が提案されており、検討が行われている。

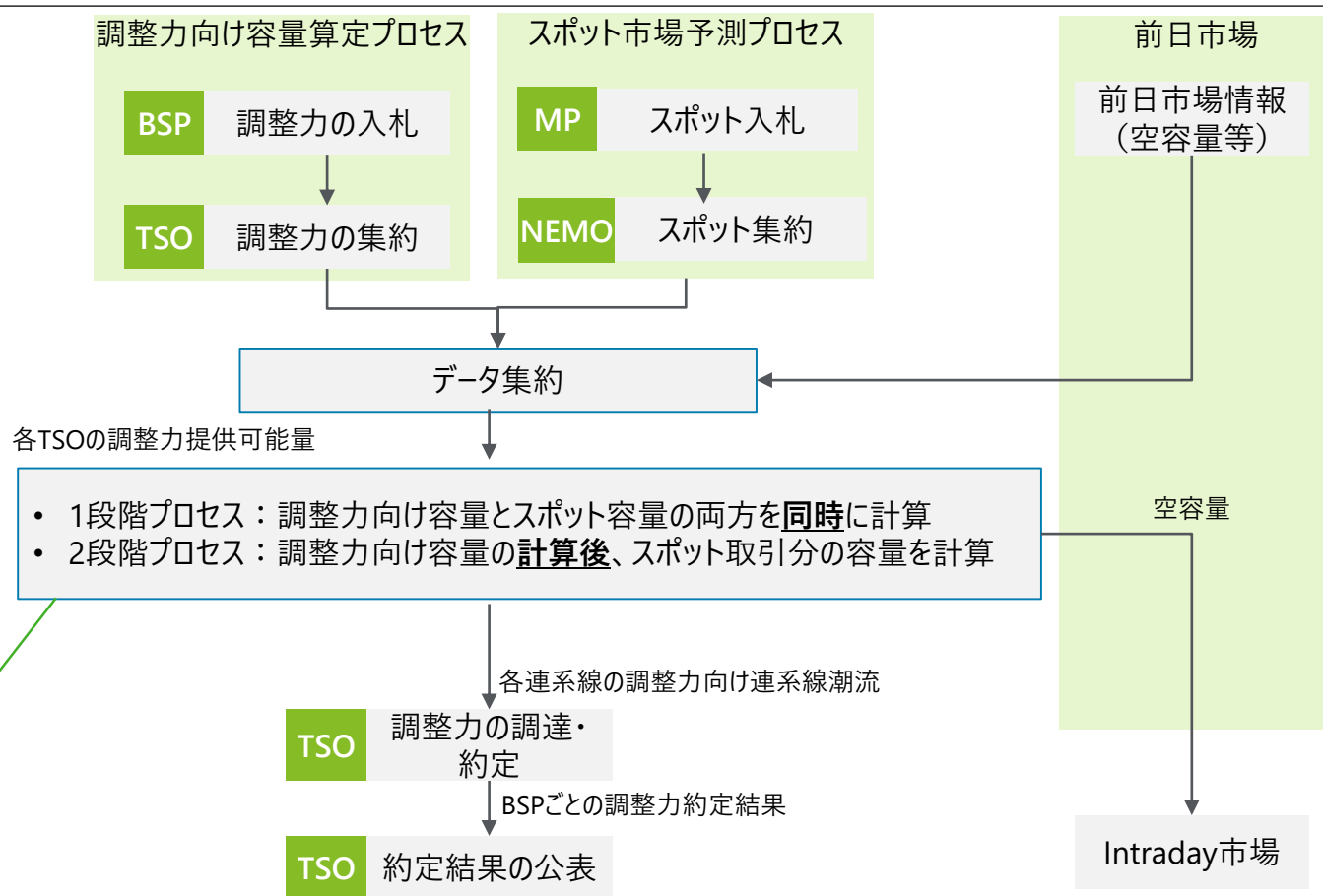
1段階プロセス

- メリット……プロセス数が少ないため、プロセス実施リスクが低くなる。
- デメリット……1つのプロセスで計算を行うため、計算が難解となる。

2段階プロセス

- メリット……調整力向け容量が先に計算されるため、需要が満たされないリスクを最小化できる。
- デメリット……プロセス数が多いため、障害等によりプロセス実施リスクが高くなる。

プロセスの全体像

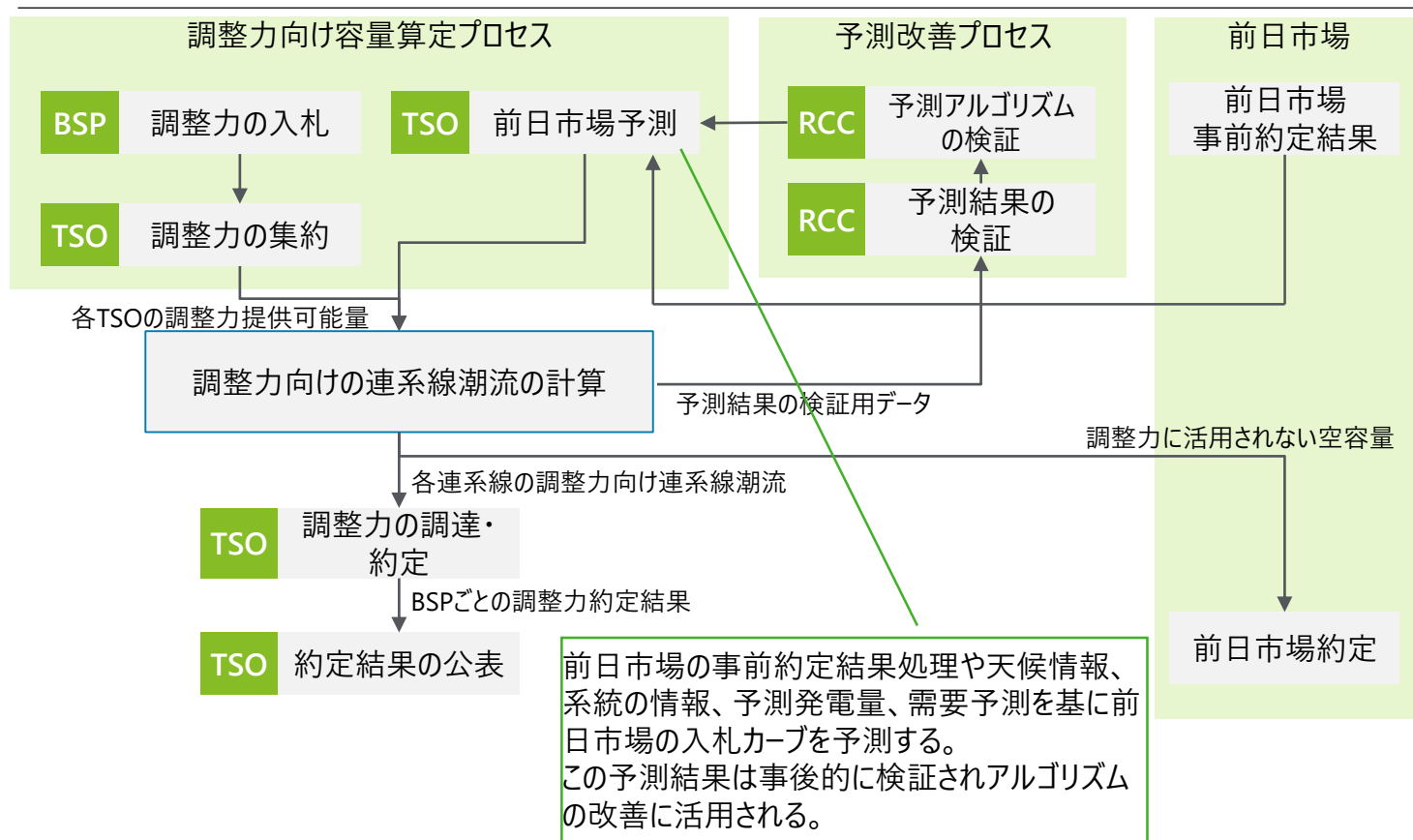


*1 出所：Acer, Explanatory document to the all TSOs' of CCR Nordic proposal for a methodology for a market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, 2022年12月、https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2023_E_02/TSOs_HCZAM_Proposal_Explanatory_Document.pdf

市場ベースの約定プロセスでは、前日市場の入札カーブ予測や約定価格予測を用いて調整力向けの連系線潮流を最適化し、連系線容量を事前調達する

市場ベースの約定プロセス（欧州大）*1

市場ベースの約定プロセスの全体像



*1 出所：Acer, Explanatory document to the all TSOs' of CCR Nordic proposal for a methodology for a market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, 2022年12月、https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2023_E_02/TSOs_HCZAM_Proposal_Explanatory_Document.pdf

欧州大での調整力向け送電容量調達プロセスの議論の中で、送電容量減少による混雑時には、エネルギー送電量とΔkW送電量で抑制量を按分する案が検討されている

調整力向けの送電容量調達プロセスと混雑処理方法（欧州）*1,2,3

検討地域	ステータス	混雑処理方法
北欧地域 (デンマーク、スウェーデン、ノルウェー)	Acer承認済み (2020年6月)	緊急事態・不可抗力により送電容量が減少する場合は <u>エネルギーの使用量とバランシング電源の使用量に比例配分して減少</u> させる。TSOがより効率的な配分を行える場合はこの限りではない。
バルト海地域 (エストニア、ラトビア、リトアニア)	議論中	
コア地域 (フランス、ベルギー、オランダ、ドイツ、ルクセンブルク、オーストリア、チェコ、スロバキア、ハンガリー、ポーランド、クロアチア、スロベニア、ルーマニア)	議論中	
ハンザ地域 (デンマーク、スウェーデン、ノルウェー、ドイツ、ルクセンブルク、ポーランド、オランダ)	議論中	
ギリシャ・イタリア北部地域	議論中	
		送電容量が減少した場合の取り扱いは、関連TSO間で整理する。

*1 出所：Acer、Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR、2020年5月、p.12、<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/ELECTRICITY-BALANCING/12%20CZCAM/Action%2010%20-%20MB%20CZCA%20Nordic%20ACER%20decision%20annex%20I.pdf>

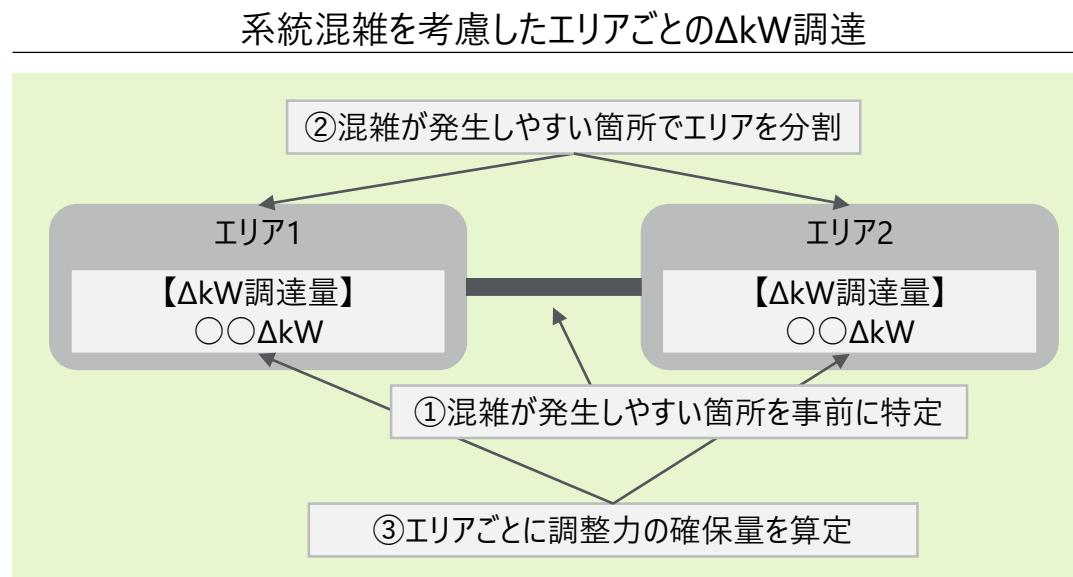
*2 出所：Acer、Baltic CCR's Methodology for a market-based allocation process of cross zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves in accordance with Article 41 of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing、p.12、<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/ELECTRICITY-BALANCING/12%20CZCAM/Action%2015%20-%20MB%20CZCA%20Baltic%20second%20request%20for%20amendment.pdf>

*3 出所：Acer、Core CCR TSOs' Methodology for a market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves in accordance with article 41 of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing、2020年12月、p.13、<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/ELECTRICITY-BALANCING/12%20CZCAM/Action%2015%20-%20MB%20CZCA%20Baltic%20second%20request%20for%20amendment.pdf>、他

系統混雑を考慮した ΔkW の確保の仕組みとして、混雑が発生しやすい箇所に特定してエリア分割し、それぞれのエリアごとに ΔkW を確保する、米国ISO/RTOの事例が参考になる

系統混雑を考慮した ΔkW の確保の考え方

- 混雑が発生しやすい箇所を予め特定し、混雑が発生しやすい箇所で分割したエリアごとに調整力の確保量を定めることによって、部分的にはあるが、地内の系統混雑を考慮した ΔkW の確保ができる。（下図）
- 上記のような工夫と合わせて、エリア間の送電線（連系線）の空き容量を精緻に予測・計算し、系統容量を有効活用することも重要なポイントとなる。
- なお、米国NYISO、PJM、CAISOでは、網羅的に地内系統の混雑を考慮して ΔkW を確保する仕組みは構築されていない。



- 英国の事例を参考にすると、 ΔkW 電源ごとに、立地に応じた系統混雑に与える影響を事前に評価し、その評価結果に応じて調整力供出への対価を調整する、調整力として運用可能な量を制限する、といった対応も考えられる。

5. 米国ISOヒアリング結果

ノーダル制への移行に際し、市場価格の透明性や電気料金への影響に関する懸念が挙げられていたため、第三者機関や規制当局と協力しながらステークホルダーとの合意形成を進めていった

ノーダル制への移行*1（米国CAISO、ERCOT）

CAISOヒアリング 対応部署	Market Design and Analysis、Market Analysis & Forecasting、Short Term Forecasting、Market Strategy and Governance、California Regulatory Affairs（計7名）
ERCOTヒアリング 対応部署	Commercial Operations、System Planning and Weatherization、System Operations（計4名）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
ゾーン制から ノーダル制への 移行	移行に際し、どのステークホルダーからどのような反対意見があったのか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> ゾーン制と比べ、ノーダル制の仕組みは非常に複雑であり、これまでのビジネスモデルに慣れている小売事業者からの反発が大きかった。 特に市場価格の透明性についての懸念が多く挙げられていたが、これは知識不足によるものが大半であった。 ステークホルダーである州規制当局は、ノーダル制の導入により最終的な電気料金が高くなるのではないかと懸念していた。一方で、連邦政府からはそのような反対意見はなかった。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ERCOTでは主に2つの組織から反発があり、ゾーン制において市場の大きな支配力を持つ大規模な小売事業者と、既存の発電事業者からであった。
	反対意見への対応策や、その他移行の際に考慮したことは何か。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 価格の透明性を担保するため、価格検証のための第三者機関にも依頼を行い、十分に時間をかけて検証とステークホルダーへの説明を行った。 当時水源管理局が干ばつに備えた大規模プロジェクトを行っており、カリフォルニア州北部から南部へポンプを使って水を移動させる計画であったため、当該地域の混雑に伴う価格変動等彼らのビジネスを妨げないよう考慮する必要があった。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制への移行の際に、州規制当局への働きかけや、ISO主導による市場支配力を持つステークホルダーからの意見を吸い上げる等、各方面と合意を得ながら制度設計を進める必要があった。このためノーダル制への完全移行には2003年から2010年までの7年間もの期間を費やす結果となった。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

ネガティブプライス以外の出力抑制を回避するための政策として、経済性等の検証を行った上で送電容量拡大のための投資を行うことが有効であると述べている

ネガティブプライス*1（米国CAISO、ERCOT）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
ネガティブプライス	ネガティブプライスの目的と効果をどのように捉えているか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> ネガティブプライスを導入することにより、再生可能エネルギー電源に対するISOによる出力抑制の指令頻度は確実に減り、より迅速な対応が可能となった。ただし、NERCの規定に基づき例外的にマニュアルディスパッチを行うことはある。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 一部の発電事業者は電源の発電状態を維持し続けたいため、電力供給過剰時においても発電状態を維持できるネガティブプライスの仕組みは重要である。また、ISO視点では、ネガティブプライス導入により電力供給過剰時における出力抑制の指示頻度を減らすことを狙いとしている。
	出力抑制を回避するための、ネガティブプライス以外の政策は考えられるか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 気候や地理的条件により風力・太陽光発電の割合がその他地域と比べ高い地域も存在するため、再エネ発電の設置面積に応じて送電容量拡大のための投資を行うことも対応策として考えられる。 カリフォルニア州は需要側の負荷シフト（Load Shifting）にも関心を持っており、インセンティブを付与することを検討している。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 風況が良い地域がある場合、経済性等の検証を行った上で送電網を増強することが対策として考えられる。
CAISOがフロアプライスを-\$150を下回らないように設定している理由は何か。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 市場の拡大（WEIMへの参加組織の増加等）により、これ以上フロアプライスを下げることは望ましくないと判断した。 	

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

FTRは系統混雑のリスクヘッジとして機能しており、立地誘導インセンティブを阻害するものではないとISOに認識されている

FTR *1 (米国CAISO、ERCOT)

カテゴリ	質問内容	対象	回答
FTR	FTRが付与される条件は何か。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> FTRはあくまで金融商品（Financial Instrument）であり、付与される条件としては、①既存の送電権を持っている場合、②新たな送電権を取得したことを証明できる場合、③オークションを通じて入手する場合の3つのうちいずれかである。
	FTRは自動的に付与されるものなのか。徴収した混雑料金は全て事業者に還元されるのか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> CAISOでは、FTRは自動的に付与されない。ただし、負荷側は最初にFTRを購入する権利を有している。発電側もFTRの購入が可能であるが、全てのお金が還元されるわけではない。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> FTRのオークションを通して、収入と支払いは比較的近い値となるが、（ObligationやOption等の）FTR契約方法によってリスクの度合いが違う。 ERCOTでは負荷側が全ての送電料金（Transmission bill）を支払う仕組みとなっており、FTRのオークション収益が負荷側に還元される。 特定の負荷にFTRが割り当てられるPJMと異なり、ERCOTでは自動的なFTRの割り当ては行われない。 ERCOT独自の制度として、レガシー購入権が存在し、誰でも参加が可能なFTRオークションによって価格が設定されると、レガシー所有者（送電権を保有している事業者と推察）は割引価格でFTRの購入が可能である。
	立地誘導インセンティブを阻害しないのか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> FTRは送電収入（Transmission Revenue）とは異なり、系統混雑の値差リスクのヘッジの意味合いが強い。エネルギー市場のLMP等のみで立地誘導インセンティブを与えているわけではないため、大きな阻害要因とはならない認識である。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> LMPはFTRの有無に関わらず依然として高くなる可能性があるため、立地誘導インセンティブを十分与えていると考えられる。また、LMP以外にも航空許可・天然ガスへのアクセス・水源へのアクセス等が発電所の立地誘導の観点で影響を与えていると考えられる。 日本では状況が異なると思うが、カリフォルニア州やテキサス州では特に水源へのアクセスが立地誘導において非常に重要な要素である。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

CAISO、ERCOTは、再エネ出力の予測精度が向上した場合でも、予測の基となる気象予測の困難さから、調整力の調達が必要であると述べている

再エネの不確実性を考慮した調整力*1（米国CAISO、ERCOT）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
再エネの不確実性を考慮した調整力	再エネ出力の予測精度が高上した場合、予測誤差に対応するための調整力は不要となりうるか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電や太陽光発電の予測精度は向上しているが、その元データとなる気象予測は常に誤差があり、この誤差を補うための調整力は必要である。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ出力の予測は気象条件に左右されるため非常に困難であり、予測誤差に対応するために必要な、調整力の調達量が減ることはないと考えている。 風力発電所の数が限られていた頃の予測誤差は主に天候のパターンにより左右されたが、現在は、広範囲の地域に多数の風力発電所があり、予測誤差は天候が変化するタイミングに左右されている。
	再エネ予測の実施主体や内容、予測結果の活用方法はどのようなものか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電事業者から予測に係るデータを受領し、予測ベンダーと協力して再エネ出力の予測を行っている。 再エネ発電事業者が自身で予測を行う場合もあるが、多くの場合ではCAISOにより提供された予測結果に基づき、発電事業者は1日前市場での入札価格を決めている。 また、CAISOは実需給直前の予測として、リアルタイム市場の内部ソフトウェアで10分先までの予測を行っている（ただし、気象条件を考慮する必要がある場合は予測ベンダーを活用している）。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電事業者は、ERCOTに何基のタービンが停止しているかを報告し、その情報に基づき予測ベンダーにおいて予測が行われる。 風力発電所の出力が提供されている情報と大きく異なる場合、風力発電所に連絡して確認することができる。また、出力の増加に伴い、制約条件を満たさないような場合はSCEDの結果に基づき出力が抑制される。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

ノーダル制への移行に伴う長期相対契約量への影響を示す分析結果等は存在していないが、州の規制機関が定める制度による影響が大きいこと等が示唆された

長期相対契約、ノーダル制移行に係る費用便益分析*1（米国CAISO、ERCOT）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
長期相対契約、Self-schedule入札	ノーダル制への移行による長期相対契約量への影響はあるか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制への移行に伴う、長期相対契約量の増減や、長期相対契約量への影響を示すようなデータ等は存在しない。 カリフォルニア州では、長期相対契約の多くは州の規制機関（CPUC）が定める制度に基づき行われているものである。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制への移行に伴う、長期相対契約量の増減や、長期相対契約量への影響を示すようなデータ等は存在しない。 ノーダル制の市場では、ゾーン制と比較してボラティリティが大きくなることから、リアルタイムの価格変動をヘッジする上で需要家が相対契約を結ぶインセンティブが大きい（相対契約量は増加する）と考えられる。
	相対契約を結ぶ電源が、市場で優先し約定されるような仕組みはあるか。	ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> （相対契約を結ぶ電源が市場への入札を行う場合、）相対契約を結んでいる電源が市場で優先的に約定されるような仕組み等は無く、他の発電設備と同様に市場価格に従って約定される。
	Self-schedule入札の増加による影響や対応策はどのようなものか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> Self-schedule入札量が過多となった場合は、発電費用等の価格シグナルがLMPに十分反映されなくなることが考えられるが、CAISOではそのようなケースは生じておらず、十分なEconomic Offerが存在している。^{*2} 定期的にSelf-schedule入札量の監視をすることで、大きな問題は生じていない。 過去に、再エネ電源に対する補助金が出された際は、再エネ発電事業者において発電を行うインセンティブが高まり、Self-schedule入札が増加した。^{*3}
ノーダル制への移行に伴う費用便益分析	費用便益分析は実施しているか、また、実施している場合どのように行ったか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制が市場運営や契約に与える影響に関して分析は行ったが、費用便益に関する分析は実施していない。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

*2 相対契約を行う発電設備においても市場からより多くの収益機会を得ようとするため、市場価格を踏まえ、収益の増加が見込める場合はEconomic Offerを行うと考えられる。

*3 再エネ税制優遇によるインセンティブ等を考慮し、2014年にはフロアプライスの引き下げが行われた。

CAISO、ERCOTでは、経済性向上のため利用可能な送電容量を増やすことを重視していることから、送電容量に係る制約条件やマージンとして ΔkW を考慮していない

系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達*1（米国CAISO、ERCOT）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
系統制約を考慮した ΔkW 電源の調達	送電容量に係る制約条件に ΔkW は含まれているか。	CAISO、ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 送電容量に係る制約条件において、ΔkWは考慮に含まれていない。
	ΔkW を考慮し、送電容量のマージンを設定しているか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> （マージンとしてΔkWは考慮しておらず、）もし、考慮に含めた場合には指令時の経済性が低下する恐れがある。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 利用可能な送電容量が減少すると、混雑の悪化に繋がるため、ΔkWを考慮したマージンは設定していない。
	送電制約に伴い ΔkW の発動制限が生じるような場合はあるか。	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> 送電容量が超過し、ΔkWに発動制限がかかるような場合は存在するが、その場合には発動制限がかからないよう、他の地域からの調達が行われる。
		ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 送電容量を超過するような状況はまれであり、仮にそのような事態が生じた場合でも、Regulation等のΔkW出力量は比較的小さく、また5分ごと（次のSCEDの実行時）に解消されるよう指令が行われるため問題ない。
	ERCOTにおいて地域ごとでの ΔkW の調達が行われているか。	ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ERCOTでは、地域ごとにΔkWの調達を行っておらず、また、リアルタイムで5分ごとにkWh、ΔkWの同時最適化を行うシステムへの変更を検討していることから、今後も地域ごとに調達を行う必要は少ないと考えている。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

その他ノーダル制へ移行する際の留意事項として、市場設計や分析チームを核とした組織体系の構築や、システム導入と設備増強計画に関するステークホルダーとのすり合わせの重要性等が挙げられた

ノーダル制への移行全般に関するコメント*1（米国CAISO、ERCOT）

カテゴリ	対象	ISOからのコメント
組織体系	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> CAISOでは市場設計及び市場分析の重要性を認識しているため、市場運営チームはCOO直下であり、全ての送電計画や制度対応、プロジェクト管理等において責任を有している。負荷予測と再生可能エネルギー管理も同チームが行っており、組織において系統運用や市場運営の観点で、重要な位置づけとなっている。
システム導入と制度の考慮	ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> 日本の周波数別（50Hz/60Hz）でノーダル制の混雑管理を行うには、各エリアにおいてルールが必要等多少考慮が必要と感じる。また、ノーダル制の導入によりコスト最適化と信頼度向上が見込めるが、同時に送電設備増強計画も考慮しなければならないため、ステークホルダーと十分にすり合わせを行いながら検討を進めると良い。
ノーダル制の導入スコープ	ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制へ移行した後のERCOTの残課題は、アンシラリーサービスにおけるリアルタイム同時最適化機能の導入であったため、日本においてノーダル制導入を検討する際には同機能の取り扱いについて留意すること。
移行時の運用方法	ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> ノーダル制の運用開始前の1年間において、ゾーン制と並行し試験的に運用を行った。その際、ゾーン制、ノーダル制のそれぞれの算定結果を比較し、設備単位でよりコストの低減が図れる場合はノーダル制に基づく運用を行った。また、ノーダル制の運用開始後の当初1か月間は問題生じた場合に備えて、ゾーン制での算定も実行した。
SCEDで対象とする電圧階級	CAISO	<ul style="list-style-type: none"> CAISOでは、最も低いものでは69kVの送電線までモデル化した上でSCEDの対象としており、電圧階級が高いものでは500kVの送電線も存在する。

*1 出所：CAISO及びERCOTへのヒアリング調査、2023年10月

6. (参考資料) 容量確保の枠組みと系統混雑の考慮

欧米各国における容量市場や容量確保の枠組みについて情報を整理し、将来的な日本の容量市場の制度設計に必要な系統混雑の考慮の有無等について確認を行った

容量市場に関する論点整理

これまでの議論

論点と調査内容

課題

ノーダル制が導入されているPJMでは、受電方向の系統制約がある箇所をLDAと呼ばれるゾーンに設定し、各LDAにおいて1回/25年の停電確立となるために必要な融通受電量を算出している。



日本の容量市場の制度設計において、系統混雑の考慮や立地インセンティブの役割の必要性を検討する必要がある。

対策及び検討状況

- 諸外国の容量市場における系統混雑の考慮
 - これまでの調査でも、欧米の容量市場において約定処理等で系統混雑を考慮した例は確認されていない。
 - PJMにおける容量接続権（CIR）のような、欧米の容量市場の参加要件や約定処理による地内混雑影響を考慮するための仕組みの有無は明らかになっていない。
- 諸外国の容量市場における立地誘導インセンティブの役割
 - 容量市場の約定処理が、立地誘導インセンティブの役割となる例は確認されていない。

論点①：系統混雑が考慮された容量確保の枠組みは存在するか。

【調査内容】

- 欧米各国における容量市場の有無と容量確保の枠組み
- 容量市場オークションにおける系統混雑考慮の有無
- 参加要件や約定処理による系統混雑の考慮方法

論点②：日本と同様の供給力算出方法で混雑を考慮した約定を行っている事例はあるか。

【調査内容】

- 確率論的評価で必要供給量を算出し、かつ系統混雑を考慮した約定処理を行っている事例の有無
- 系統混雑を考慮した約定処理を行っている場合、立地誘導インセンティブの有無

欧米各国共に容量確保の枠組みは存在する一方で、確率論的評価を用いて必要供給量を算出し、かつ系統混雑を考慮した約定処理を行っている仕組みは見当たらない

欧米における容量確保の枠組みと系統混雑考慮の有無 (1/2) *1

項目		米国				英国	ドイツ	豪州	欧州大
		NYISO	PJM	CAISO	ERCOT	National Grid ESO、他	Amprion、他	AEMO	ENTSO-E
容量市場の有無		有	有	無*2	無	有	無	有	無
容量確保の枠組み名称		ICAP (Installed Capacity Market)	RPM (Reliability Pricing Model)	RAP (Resource Adequacy Program)	Scarcity Pricing/ ORDC	Capacity Market	Strategic Reserve	Reserve Capacity	CACM* (Capacity Allocation & Congestion Management)
容量市場オークションにおける系統混雑の考慮の有無	参加要件	有(ただし緩い) ・4つのエリア ・月次のオークション ・ICAP AMSの導入、等	有 接続テストに基づいたCIR(容量接続権)の付与	- (小売事業者が総負荷の115%の電源を調達する義務はあるが系統混雑の考慮は確認できず)	- (Energy Only Marketのため価格スパイクによる需給の調整)	無	- (TSOが最大需要の一定率を予備として確保)	無	- (欧州における統一的な容量市場は無くクロスボーダーな系統混雑考慮も確認できず)
	約定処理	無	無*3			無		無	
必要供給量の算定評価方式		確率論的評価	確率論的評価	確定論的評価	-	確率論的評価	確定論的評価	確率論的評価	-

*1 出所：各国のISO/RTO、規制機関、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 CAISOは容量市場の運営は行っていないが、CPUC（カリフォルニア州公益事業委員会）が小売事業者に供給力確保義務を課すことで必要容量の確保を行っている。

*3 受電方向の系統制約がある箇所をLDAと呼ばれるゾーンに設定し、LDAごとに系統混雑が発生しないか検証は行うものの、地内混雑は考慮されていないと考えられる。

フランス及びポルトガルにおいても、系統混雑を考慮した約定処理を行っている仕組みは見当たらない

欧米における容量確保の枠組みと系統混雑考慮の有無（2/2）*1

項目 \ 容量確保主体		フランス	ポルトガル
		RTE	REN*2
容量市場の有無		有	無*3
容量確保の枠組み名称		Capacity Mechanism	Capacity Scheme
容量市場オークションにおける系統混雑の考慮の有無	参加要件	無	-
	約定処理	無	-
必要供給量の算定評価方式		確定論的評価	情報なし

*1 出所：各国のISO/RTO、規制機関、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 REN（Redes Energéticas Nacionais S.A.）：ポルトガルにおけるTSOの役割を担っている。

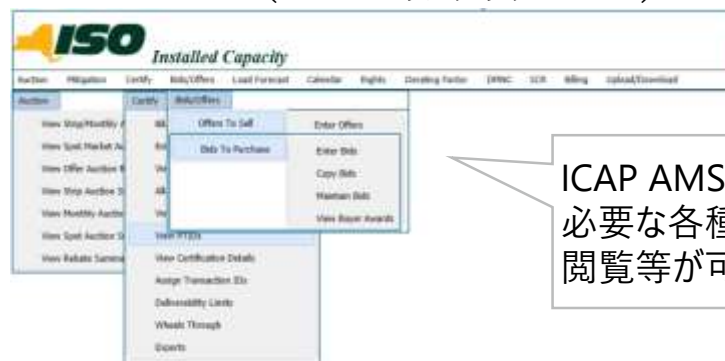
*3 ポルトガルにおける統一的な容量市場は改革中であり、再エネに特化した容量オークションは実施されている。

NYISOでは、容量市場が実需給に近いタイミングで分割エリアごとに約定されており、系統混雑を回避する一因となっている

系統混雑の考慮と必要供給量の算定方法（米国NYISO）*1

- NYISOはICAP（Installed Capacity Market）と呼ばれる容量市場を運営しており、特徴として以下の3点が挙げられる。
 - NYISOの容量市場は4つのエリア（GHI Locality、Long Island、New York City、Rest of State）に分割されており、各エリアで約定が実施されている。
 - Capability Period Auctionsは2回/年、Monthly Auctionsは1回/月の頻度で開催されている。また、Monthly Auctionでは月次で容量市場が約定されるため、より実需給断面に近いタイミングで供給量の確保が行われる。
 - 上記のように分割されたエリアへの市場参加及びタイムリーな約定を可能にするため、参加者はICAP AMS（Automated Market System）を通して市場に参加する。
- 容量市場における必要供給量は、10年に1度停電が発生する確率であるLOLE（Loss Of Load Expectation）を基に算出されており、確率論的評価を実施していると考えられる。

－ ICAP AMS（Web上のアプリケーション） －



ICAP AMS上で、容量市場の参加に必要な各種情報の登録や約定結果の閲覧等が可能である。

*1 出所：NYISO、Manual 4 installed Capacity Manual、2023年4月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/icap_mnl.pdf/234db95c-9a91-66fe-7306-2900ef905338?t=1554305700972

*2 出所：NYISO、Introduction to the Installed Capacity（ICAP）Market、2023年3月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3036383/Introduction-to-NYISO-ICAP-Market.pdf/65fb6a8f-d98e-9602-ca30-e3a6d3e623ab>

PJMの容量市場の約定に用いられる目的関数や制約式において、ノード単位の地内混雑考慮の仕組みは含まれていない

系統混雑の考慮と必要供給量の算定方法（米国PJM）*1

- PJMでは、RPM（Reliability Pricing Model）と呼ばれる容量市場を1回/年*2実施しており、管内全体で停電確率を10年に1度として算出した供給予備率を目標として調達が行われる。（必要供給量の算定は確率論的評価）
- 下表の通り、容量市場の約定に用いられる目的関数及び制約式等は公開されているが、ノード単位の地内混雑考慮は式に含まれていない。

PJM容量市場における約定アルゴリズム	
目的関数	制約式
$\begin{aligned} \text{Minimize } Z = & \sum_{i, \text{seg}} \text{BaseOfferPrice}_{\text{seg}} \times \text{BaseOfferMWCleared}_{\text{seg}} \\ & + \sum_{\text{xm}, \text{seg}} \text{XmissionOfferPrice}_{\text{seg}} \times \text{XmissionOfferMWCleared}_{\text{seg}} \\ & - \sum_{\text{seg}} \text{VRRSegPrice}_{\text{seg}} \times \text{VRRSegMWCleared}_{\text{seg}} \\ & - \sum_{\text{sr}, \text{seg}} \text{SrVRRSegPrice}_{\text{sr}, \text{seg}} \times \text{SrVRRSegMWCleared}_{\text{sr}, \text{seg}} \end{aligned}$	<p><i>Dispatchable Resource Offer Constraints</i></p> <p>1) $\text{MinBaseOfferMW}_{\text{seg}} \leq \text{BaseOfferMWCleared}_{\text{seg}} \leq \text{MaxBaseOfferMW}_{\text{seg}}$ <i>where,</i></p> <p>$\text{MinBaseOfferMW}_{\text{seg}}$: The minimum UCAP MW offered on resource segment <i>seg</i>; $\text{MaxBaseOfferMW}_{\text{seg}}$: The maximum UCAP MW offered on resource segment <i>seg</i>; $\text{BaseOfferMWCleared}_{\text{seg}}$: The cleared UCAP MW on resource segment <i>seg</i>.</p> <p>2) $\text{BaseOfferMWCleared}_{\text{seg}} \leq \text{BaseCommitted}_{\text{seg}} \times \text{MaxBaseOfferMW}_{\text{seg}}$ 3) $\text{BaseOfferMWCleared}_{\text{seg}} \geq \text{BaseCommitted}_{\text{seg}} \times \text{MinBaseOfferMW}_{\text{seg}}$ <i>where,</i></p> <p>$\text{BaseCommitted}_{\text{seg}}$: {0,1} decision variable indicating the commitment status of the resource segment.</p>

*1 出所：PJM、The model for the BRA Introduction、2007年、<https://pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/20071212-rpm-optimization-formulation.ashx>

*2 PJMの主な容量オークションであるBase Residual Auctionは、3年先の先渡し契約で年に1度（毎年5月）開催される。

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社、デロイト トーマツ 税理士法人、DT 弁護士法人およびデロイト トーマツ コーポレート ソリューション合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市に約1万7千名の専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループWebサイト（www.deloitte.com/jp）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュートーマツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTLおよびDTTLの各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTLはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細はwww.deloitte.com/jp/aboutをご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オ克兰ド、バンコク、北京、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、リスクアドバイザー、税務、法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの約415,000名の人材の活動の詳細については、（www.deloitte.com）をご覧ください。



複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

電力広域的運営推進機関 企画部

電話 03-6632-0902