

北米（ERCOT・CAISO） 海外調査報告について

2023年11月27日

電力広域的運営推進機関

- 変動性再エネの導入量が多いERCOT（風力）・CAISO（太陽光）を対象に、同時市場制度設計に関する項目について、現地ヒアリングを実施してきたため、その結果概要をご報告する。

【日程】

2023/10/8～10/12

【調査訪問先】

- ・ERCOT（10/9）
- ・CAISO（10/10）

【調査項目※】

- ・制度変更の進め方
- ・再エネを踏まえた運用
- ・相対、セルフの実態
- ・発動制限 ΔkW への対応
- ・uplift制度の詳細

※ デスクトップリサーチ含む



注) ヒアリングで得られた情報については、できる限り編集を加えず、資料を作成しているため、ニュアンスの違い等により、北米の各機関（ERCOT・CAISO）等が公表している資料と比較し、内容の解釈や粒度等に差が生じている場合がある。

検討上の考慮事項①（再エネ電源・制度）

3

- 米PJMは、変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は未だ多くなく、同時最適ロジックにおいて再エネをどのように扱うかについては今後検討される予定（CAISO、ERCOT等は導入量が多く、制度的には先行している模様）。
- また、米国電力市場にはFIT・FIP制度は存在せず、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになると考えられる。

＜各国の変動性再エネ設備導入量＞
（四捨五入の関係で数値は一致しない場合あり）

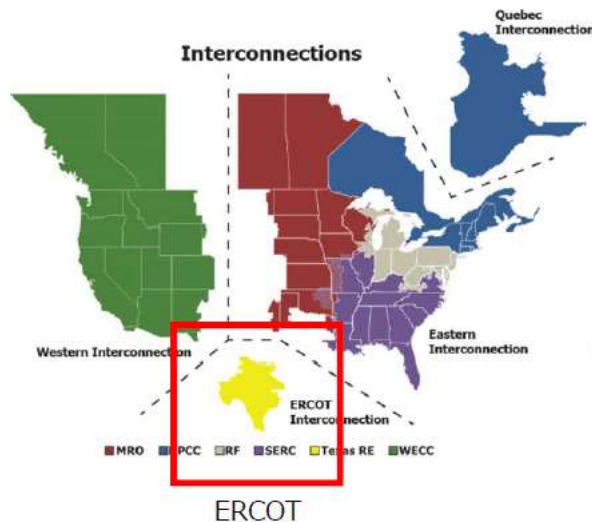
	ピーク需要 [万kW]	変動性再エネ設備導入量 [万kW]※1			年度
		PV	風力	合計	
PJM	14,793	484 (3.3%)	1,123 (7.6%)	1,608 (10.9%)	2021
CAISO	5,206	1,597 (30.7%)	795 (15.3%)	2,392 (45.9%)	2022
ERCOT	8,004	1,481 (18.5%)	3,623 (45.3%)	5,105 (63.8%)	2022
日本	16,461	6,476 (39.3%)	444 (2.7%)	6,920 (42.0%)	2020
	15,337	11,760 (76.7%)	2,360 (15.4%)	14,120 (92.1%)	2030※2

※1 () 内はピーク需要に対する変動性再エネ設備量の割合

※2 第6次エネルギー基本計画（野心的水準）をもとに作成

- ERCOTは米国の独立系統運用者 (ISO) であり、テキサス州の約90%の地域の系統運用を行う。
- 最大需要は8,004万kW (日本全体の約1/2) であり、特に風力比率が45.3%と高い。
- 北米の他系統とは直流連系のため独立系統 (FERCの管轄下にはない) となっており、また、他ISOとは異なり、Energy Only Marketで、需給ひっ迫時には供給力価値 (市場価格) が相当高くなるといった特徴を有する。

【ERCOTの系統】



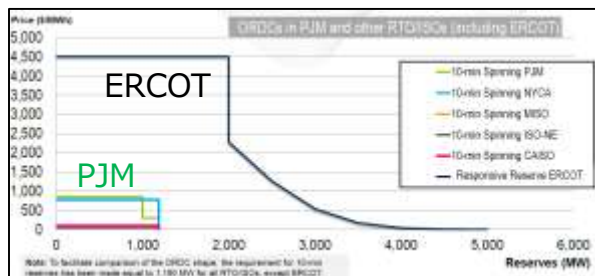
【市場設計の歴史】

1995	卸電力市場の自由化 (第三者アクセス制度の導入)
2002	小売の全面自由化開始
2010	地点別限界価格方式の導入 (ゾーン別限界価格方式廃止)

【ERCOTの外観写真】



【ERCOTのひっ迫時市場価格】



[Zonal Market]



[Nodal Market]



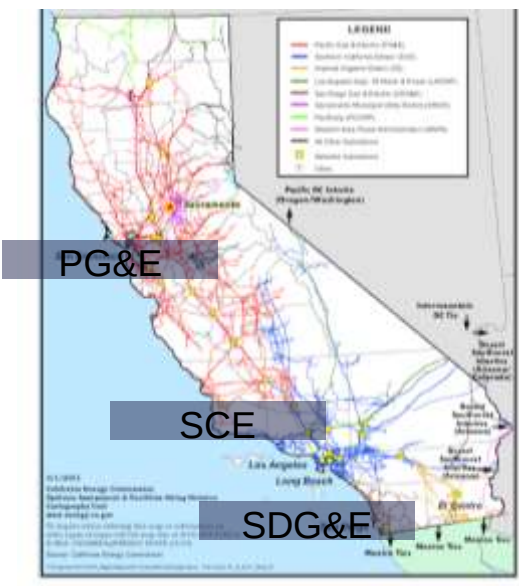
ERCOT Mission

We serve the public by ensuring a reliable grid, efficient electricity markets, open access and retail choice.

訳) 私たちは、信頼性の高い送電網、効率的な電力市場、オープンアクセス、小売選択肢の確保により、社会に貢献します

- CAISOは米国の独立系統運用者 (ISO) であり、カリフォルニア州の系統運用を行う (主要な送配電事業者は、PG&E, Southern California Edison (SCE), San Diego Gas & Electric (SDG&E) となる)。
- 最大需要は5,206万kW (日本全体の約1/3) であり、特に太陽光比率が30.7%と高い。
- また、2014年に、隣接するユーティリティと市場を共有 (WEIMを設立) し、調整力コストの低減を図っている。

【CAISOの系統】



【市場設計の歴史】

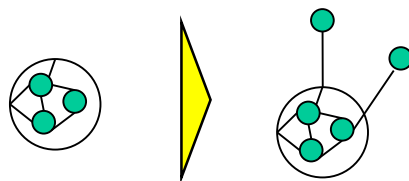
1998	卸電力市場の自由化 (CalPX取引開始)
2001	州知事による電力危機宣言 (小売自由化中断)
2009	「地点別限界価格方式」「kWhと Δ kWhの同時最適」導入
2014	WEIM (Western Energy Imbalance Market) 運開

【CAISOの外観写真】

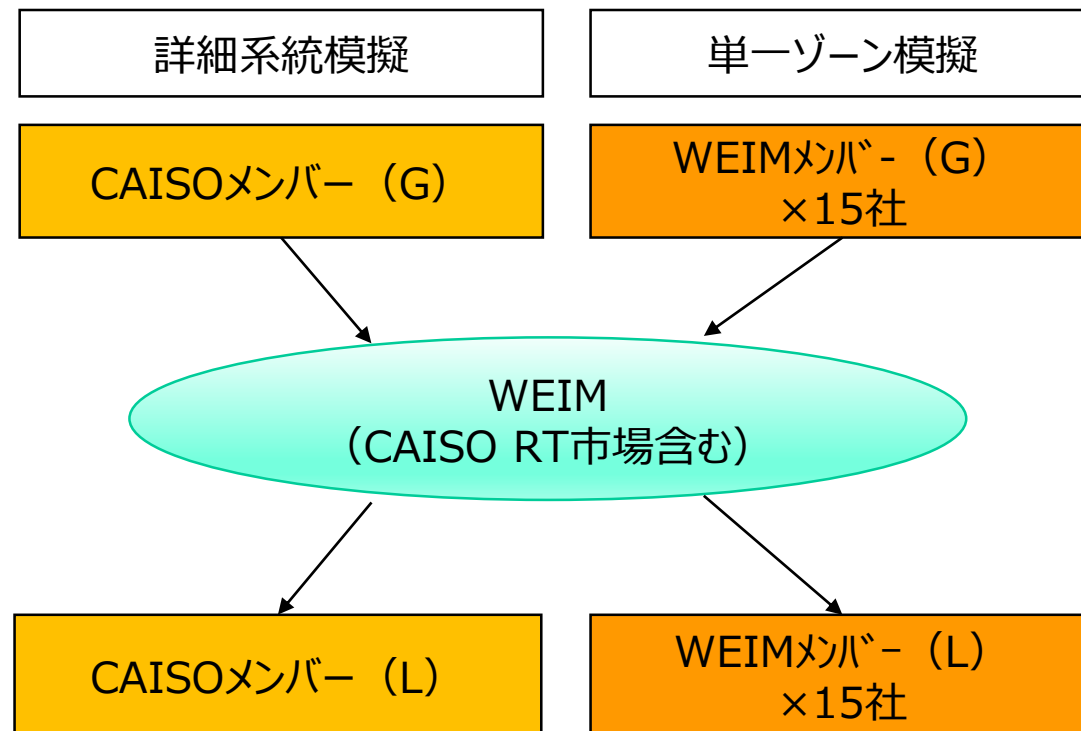


[CAISO:Nodal]

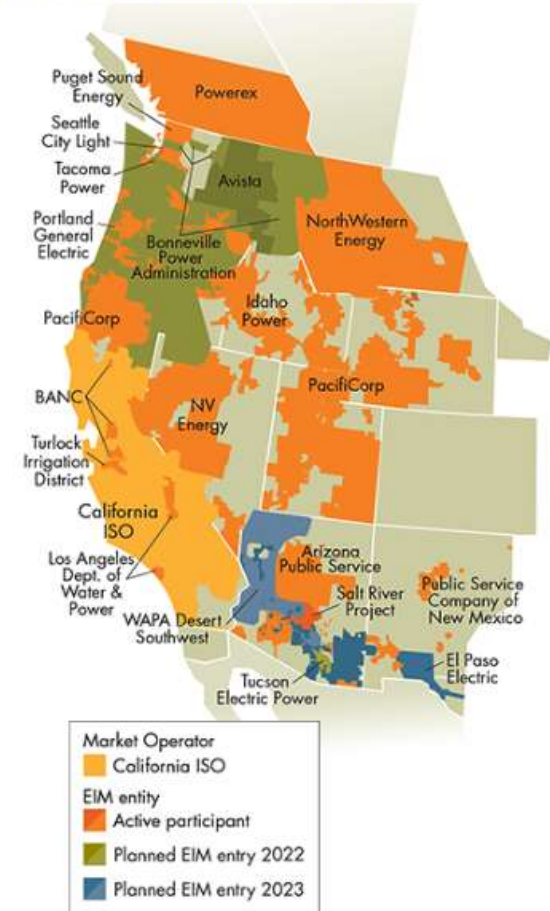
[CAISO:Nodal]
[ETC : Zonal]



- WEIMは、「調整力の共有によるコスト削減」「再エネの最大限の活用」「広域的な系統監視による安定性向上」を目的に、CAISOのリアルタイム（RT）市場を隣接するユーティリティに共有した市場となる。



Active and pending participants



1. 制度変更の進め方
2. 再エネを踏まえた運用
3. 相対、セルフの実態
4. 発動制限 ΔkW への対応
5. uplift制度の詳細

- 1． 制度変更の進め方
- 2． 再エネを踏まえた運用
- 3． 相対、セルフの実態
- 4． 発動制限 ΔkW への対応
- 5． uplift制度の詳細

【広域機関事務局からの質問事項】

- 大きな制度変更を伴う際には、ステークホルダーから様々な意見があったと想定するが、主たる意見として、どのようなものがあったか？（米国の制度変更としては、ノーダル制移行が対象となる点には注意）
- また、そのような意見に対して、どのようにステークホルダーの納得感を得たのか？

【ERCOTの回答】

- ・発電事業者は、細かく抑制（コントロール）されることを嫌う傾向がある
- ・ERCOTでは、8年間（2003年～2010年）かけて制度変更を行ったが、白紙上に、様々なステークホルダーの意見を書き出して議論を重ね、ルールに落とし込んでいった（納得感を得た）
- ・ERCOTでは、DA（前日）市場とRT（当日）市場で整合取らずに検討（DAのみ同時最適（co-opt）を導入）し、課題が残った経緯もあるので、DAとRTは両輪として、必ず同時に変革すべき
- ・ノーダル制は優れた制度だが、これだけで全て解決する訳ではなく、必ず系統増強とセットで議論すべき
- ・（日本の系統に対し）50Hzと60Hzで分かれている系統を一つのマーケットにするのはかなりのチャレンジ
DC-Line（FC）のルールメイクをしっかりと検討しておいた方がいい

【CAISOの回答】

- ・一番難しかったのはノーダル制の複雑さ、ブラックボックスになりかねない所をどう分かりやすく説明するかが大切
- ・色んなステークホルダーから反対があった、例えば小売からどれくらい負担増になるか分からないといった意見
- ・そのため、何が変わればどうなるのかをインクリメンタルに（一つ一つ丁寧に）議論を重ねていった
- ・やはり大切なのは透明性を示すこと、それは大変な作業であり非常に時間がかかる
- ・（CAISO特有の話として）大規模水力が北部に立地しており南部に送電するという特徴があり、それら水力事業に影響を与えないように配慮を行った

【広域機関事務局の所見（得られた示唆）】

- 米国においても、大きな制度変更を伴う際は、ステークホルダーから様々な意見があるため、時間をかけて一つ一つ丁寧に議論を重ねる（それにより納得感・透明性を得る）ことが重要とされていた。
- 特に、ノードル制は相当複雑な制度であり、ブラックボックスの可視化や各事業者に与える影響を、分かりやすく説明することに時間を費やしていることが分かった。
- これらは、同時市場においても同じこと（SCUCロジックを用いて同時最適化するといった点では、同じくらい複雑な制度）が言えると考えており、検証A（第三者検証体制を用いた電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証）や検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）を通じて、引続き丁寧に議論を重ねていくことの重要性が再認識できた。
- また、「DA（前日）市場とRT（当日）市場は両輪として、同時に変革すべき」という示唆も、本検討会において、「同時市場」を、実需給の1週間程度前から実需給までの一連の仕組み全体、と定義したこととも整合的であり、引続き時間前市場の設計や、市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方等の検討を通じて、議論を深掘りしていきたい。
- その他、「ノードル制（市場改革）は必ず系統増強とセットで議論すべき」という示唆も、後述する発動制限 ΔkW への対応含め、系統利用ルールを議論する際の重要な考え方になっていると考えられる。

1. 制度変更の進め方
2. 再エネを踏まえた運用
3. 相対、セルフの実態
4. 発動制限 ΔkW への対応
5. uplift制度の詳細

【広域機関事務局からの質問事項】

- 再エネ予測精度向上や、実需給直前まで再エネ予測更新（それに合わせ、都度SCUC・SCED）が行われれば、再エネ予測誤差に対応する調整力は不要になるのか、あるいはそのような仕組みにおいても必要と考えているか？
- 再エネ予測はISO側・事業者側どちらで行っているのか、それに伴う事業者の入札行動はどのようなものになるのか？
- 再エネ導入量が多いERCOT/CAISOにおいて、市場メカニズムによる需給・系統運用は行えているのか？

【ERCOTの回答】

- ・再エネ予測精度を上げてリスクは残るため、予測誤差（大外し）に対するアンシラリーは必要と考えている
- ・再エネ予測はERCOTから各Wind Farmの予測値を伝え、その範囲内（0～ERCOT予測値）で、事業者側情報で補正して入札してもらう（一方、あまりにも差異が大きければ、事業者と連携して検証を行う）
- ・事業者にdispatchable（量・価格）で入札してもらった場合、再エネは価格が安いから普通はそのまま落札（出力）するが、混雑等で部分的に不落となった場合には抑制してもらうこともある
- ・再エネ含めて市場メカニズムで運用を行うというのがフィロソフィー（思想）であり、実態としても実現できている

【CAISOの回答】

- ・基本的には、再エネ予測精度が上がっても、予測誤差（大外し）のためのアンシラリーは必要
- ・予測の粒度（頻度）を5分毎にする等の工夫によって、アンシラリーを低減する工夫は可能と考えている
- ・再エネ予測をどちらが行うかについてはDA（前日）とRT（当日）で異なる
- ・DA（前日）においては、CAISOが予測した出力量を事業者に伝え、それを参考に事業者側で補正して入札できる仕組み（ただ実態としてはCAISO予測値をそのまま使う事業者が大宗）
- ・RT（当日）においては、基本はCAISOの予測値を使う（セルフスケジュールであっても同様）

【広域機関事務局の所見（得られた示唆）】

- 再エネ導入量が多いERCOT・CAISO両方とも、実需給直前まで再エネ予測更新（それに合わせ、都度SCUC・SCED）する仕組みがあったとしても、予測誤差（大外し）のためのアンシラリーは必要という見解であり、同時市場における調整力の定義見直しの際にも大いに参考になると考えられる。
- また、前回の本検討会で論じた再エネの予測・入札行動については、ERCOTやCAISOにおいては、自立・責任の観点等から一義的には発電事業者が出力量の予測主体であるものの、先んじてISOから予測した出力量を参考情報として伝え、予測精度に自信がない事業者はそのまま入札量として使う、あるいは事業者入札量があまりにも乖離している時はISOと連携して検証を行うなど、事業者の創意工夫と系統全体の需給調整を整合させる工夫も見受けられ、このあたりは今後の日本の制度設計においても参考になると考えられる。
- 最後に、再エネ導入量が増えたとしても、市場メカニズムで運用可能かといった疑問に対しては、上記、予測誤差（大外し）のためのアンシラリー確保や再エネ予測・入札行動の工夫といった技術的な裏付け（運用できているというエビデンス）も大事であるが、何よりも、再エネ含めて市場メカニズムで運用を行うというフィロソフィー（思想）が重要ということが分かった。
- 一方で、日本においては、市場統合していない再エネ電源（FIT電源等）が存在するといった制度上の違いも存在することから、これらの差異も踏まえて同時市場における再エネも踏まえた運用を検討していくことが重要。

1. 制度変更の進め方
2. 再エネを踏まえた運用
3. 相対、セルフの実態
4. 発動制限 ΔkW への対応
5. uplift制度の詳細

【広域機関事務局からの質問事項】

- 制度変更によって市場のボラティリティが高まる可能性があることに対し、長期相対契約量が減るなど、長期の安定供給への懸念や対応策について議論はあったか？
- 相対契約を締結している事業者は全てセルフスケジュール（ディスパッチャブルが存在せず、発電量を確定）を選択しているのか、あるいは、違うのであれば、その理由（制度上の工夫）はあるか？

【ERCOTの回答】

- ・そこまで分析しきれてはいないが、基本的には長期相対が減るような影響はないと考えている（ERCOT管内でも多くは相対契約であり、市場価格が安いなら経済差し替えを行っている）
- ・市場変更によってボラティリティが高まる可能性があるのはその通りだが、（市場変更せずとも）再エネ導入量が増えてもボラティリティが高まるのは同じこと
- ・むしろ、ボラティリティが高まるからこそ、長期相対（ヘッジ）の価値が上がると考えている

【CAISOの回答】

- ・CAISOによる分析、外部機関による分析でも、長期相対への影響は特にならない
- ・CAISOがいるカリフォルニア州は、政策的にも長期相対を重視している
- ・セルフスケジュールが増えると運用困難になるのはその通りだが、CAISOは実態としてそうなってはいない
- ・相対契約を行う事業者も市場からより多くの収益機会を得ようとするため、自然とエコノミックディスパッチとなる（指令に応じる）ケースもあるし、あるいはそれを促すインセンティブ（ないしディスインセンティブ）設計も重要

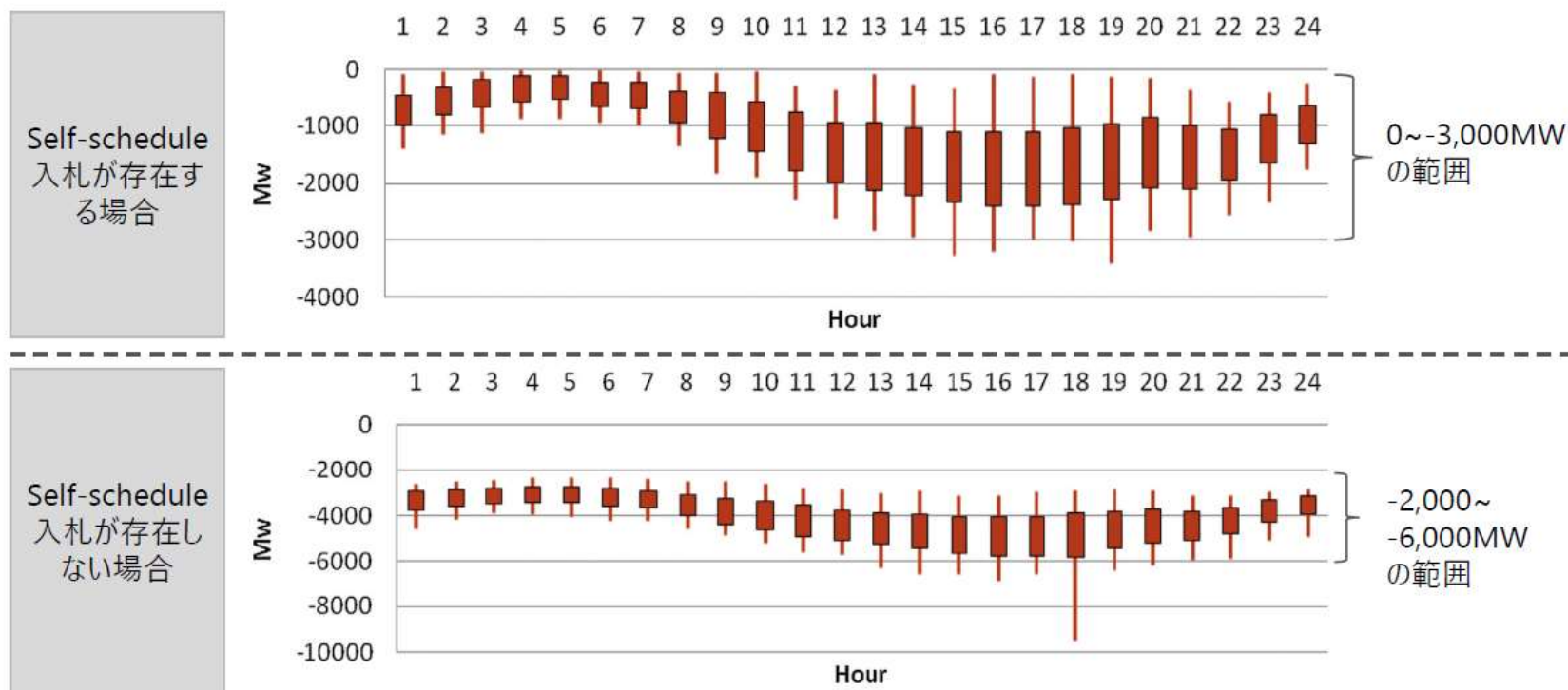
【広域機関事務局の所見（得られた示唆）】

- 米国においては、制度変更によってボラティリティが高まる可能性があるのはその通りだが、制度変更がなくとも再エネ導入量増加等の要因でボラティリティが高まるのは同じことであり、むしろ、ボラティリティが高まるからこそ、長期相対（ヘッジ）の価値・量が上がるといった考え方をしていた。
- また、長期相対が減るような影響はないと考えられる、あるいは分析の結果、実際に影響はないということであった。
- 日米は燃料調達面で置かれている状況が異なるため、日本において、同様のことが言えるか（同じ状況になるか）は不透明ではあるが、同時市場導入に伴い、市場価格の平均値・ボラティリティがどのように変化するのかは重要な判断要素になると思われるため、引き続きこれらの検討を進めていくことが大切と考えられる。
- また、米国CAISOでは、相対契約を締結している事業者が全てセルフスケジュールを選択すると、運用が困難になるといった認識を持っていた（他にもCAISOでは、セルフスケジュール入札が増加することで、リアルタイムの下げ調整量が枯渇する恐れがあるといった分析結果も公開している→次ページ参照）。
- 一方で、実態としてはそうっておらず、その理由（制度上の工夫）としては、事業者も市場からより多くの収益機会を得ようとするため、自然とエコノミックディスパッチとなる（指令に応じる）ケースもあり、また、それを促すインセンティブ（ないしディスインセンティブ）設計も重要といった示唆も頂いた。
- この点、日本においても、どこまでセルフスケジュールを認めるかといった議論だけでなく、セルフスケジュールを選ばない（指令に応じる）インセンティブに関する議論も両輪として重要だと考えられ、市場におけるkWh・ΔkWの約定価格の決定方法や取り漏れ費用の補填（uplift）の検討等を通じて、議論を深掘りしていきたい。

- CAISOによる分析結果では、再エネ導入量が増えた（下表の例では20%を占める）場合に、セルフスケジュール入札が存在する場合、セルフスケジュール入札が存在しない場合と比較して、リアルタイムの下げ調整量が半分程度になり、時間帯によっては枯渇する（ゼロに近づく）恐れがあるとされている。

【セルフスケジュール入札による影響（CAISO）】

ーリアルタイムの下げ調整量の分析結果（2009、2010年6月）ー



※ 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。

1. 制度変更の進め方
2. 再エネを踏まえた運用
3. 相対、セルフの実態
4. 発動制限 ΔkW への対応
5. uplift制度の詳細

【広域機関事務局からの質問事項】

- 系統混雑により ΔkW を発動できない事態を回避するため、SCUC・SCEDにおいて、 $kWh \cdot \Delta kW$ 合わせて運用容量以内に収める制約条件を設けることが効果的ではないかと考えるが、そのようなロジックを検討したことはあるか？
- あるいは、各アンシラリーサービスについて、運用容量の超過が生じないよう、事前にマージンを設定するという方法も考えられるが、送電線の運用容量を決定する際に、そのような取り組みは行っているのか？
- ΔkW 確保（調達）エリアを細分化しているか、しているならば理由と選定プロセスについて教えてほしい

【ERCOTの回答】

- ・ERCOTでは運用容量は kWh で使い切っている、提案の手法はロジックが複雑化し過ぎるのではないかと思う
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、メッシュ系統で回り込む（分流する）ためほとんど問題とならない、仮に容量超過してもSCEDで5分後には補正（潮流調整）するから問題ないと考えている
- ・ERCOTでは、 ΔkW を全域調達している（細分化していない）が、もし容量超過が問題となるレベルであれば、 ΔkW 確保エリアの分割も一案ではないか

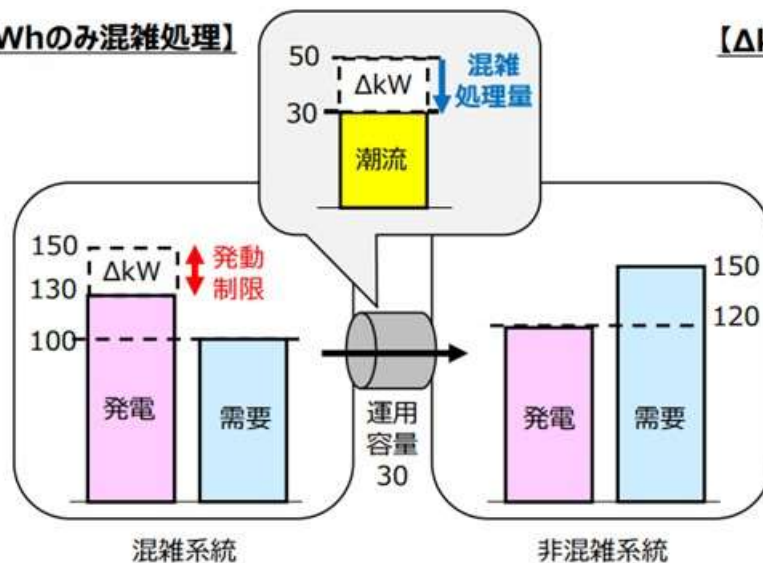
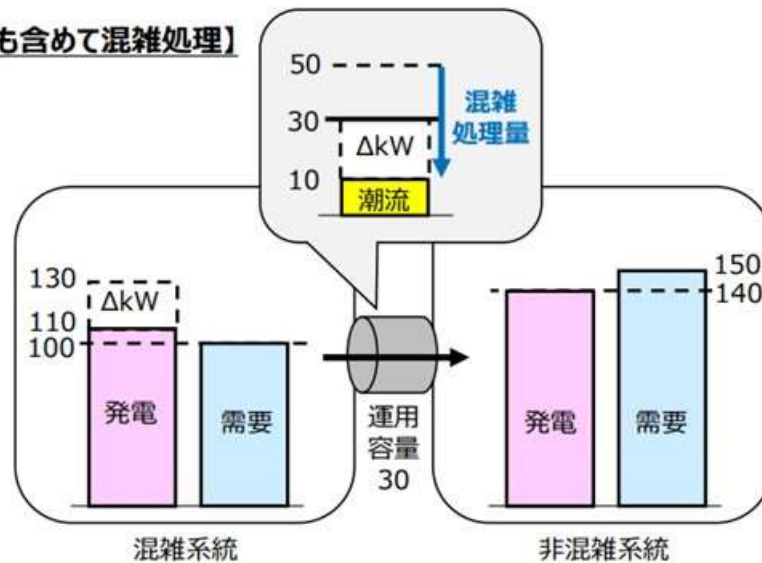
【CAISOの回答】

- ・CAISOでは経済性を考え、アンシラリー用のマージンは取っていない（取っても使わないこともあるため）
- ・レギュレーション（時間内変動）による瞬時の容量超過は系統全体で吸収（無視）出来ると考えている
- ・リザーブ（電源脱落）については、コンティンジェンシーなので考え方（運用容量）を切り替える
- ・マーケットとセキュリティはトレードオフな関係であるが、全体コストを考えたうえで今の制度（システム）がある
- ・CAISOとして色々試した（検討した）が、アンシラリーは変動の多いエリア近傍での確保が望ましいと考えた

系統制約の取り扱い (検証の進め方)

59

- 前述のような状況 (同時最適時も混雑 ΔkW は発動制限) を回避するには、例えば kWh (電力量) のみならず ΔkW (調整力) も含めて送電容量以内に収める送電容量制約 (最適化ロジック) とする方法も考えられる。
- このような方法により発動制限 ΔkW の課題は解消すると考えられるものの、海外で採用されている例は見受けられず、計算負荷等何らかの課題があると推察される。
- このため、送電容量制約を kWh だけでなく ΔkW も含めて送電容量以内とする制約とした場合の収束性等計算負荷等へ与える影響について比較検証を行っていくこととしたい。
- 一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた際は、米PJMのように、 ΔkW 確保エリアの細分化や細分化エリア内で発生する混雑 (ΔkW 発動制限) への対応等も必要になると考えられることから、その場合への対応についても、調整力の定義見直し検討に合わせ、並行して検討を進めていきたい。

【 kWh のみ混雑処理】【 ΔkW も含めて混雑処理】

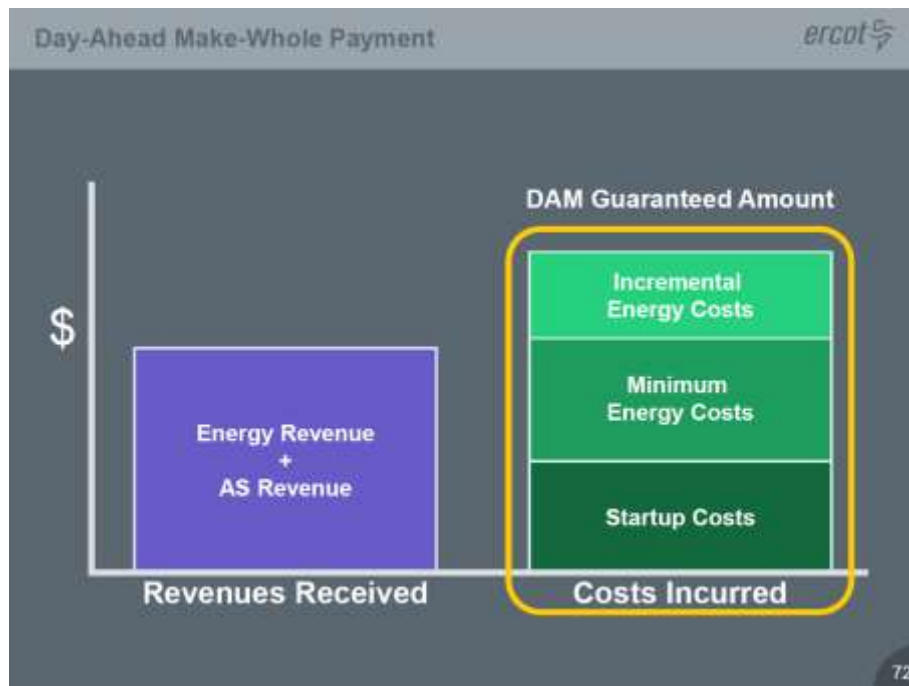
【広域機関事務局の所見（得られた示唆）】

- 米国においては、経済性を考慮し運用容量はkWhで使い切っており（アンシラリー用のマージンは取っておらず）、kWh・ ΔkW 合わせて運用容量以内に収める制約条件を設けるロジックは、複雑化し過ぎるのではないか（実装が難しいのではないか）との感触であった。
- 一方、実際に ΔkW （アンシラリー）が発動した際に、運用容量が超過する課題に対しては、レギュレーション（時間内変動）であれば瞬時の超過は系統全体で吸収（無視）、リザーブ（電源脱落）であればコンティンジェンシーとして考え方（運用容量）自体を切り替え・仮に超過してもSCEDで5分後には補正（潮流調整）といったある程度割り切った考え方をしていることが分かった。
- この点、日本における運用容量の考え方が厳密過ぎる可能性があるといった示唆とも受け取れる一方で、メッシュ形で熱容量制約が主な米国の系統と、長距離くし形で安定度・周波数制約が主な日本の系統の違いが関係しているとも考えられる。
- そのため、引き続き厳密なロジック（kWh・ ΔkW 合わせた制約条件の設定）の検証を進めていきつつ、米国と日本の違いも考慮した運用容量の割り切りの考え方等についても合わせて検討を進めていきたい。

- 1． 制度変更の進め方
- 2． 再エネを踏まえた運用
- 3． 相対、セルフの実態
- 4． 発動制限 ΔkW への対応
- 5． uplift制度の詳細

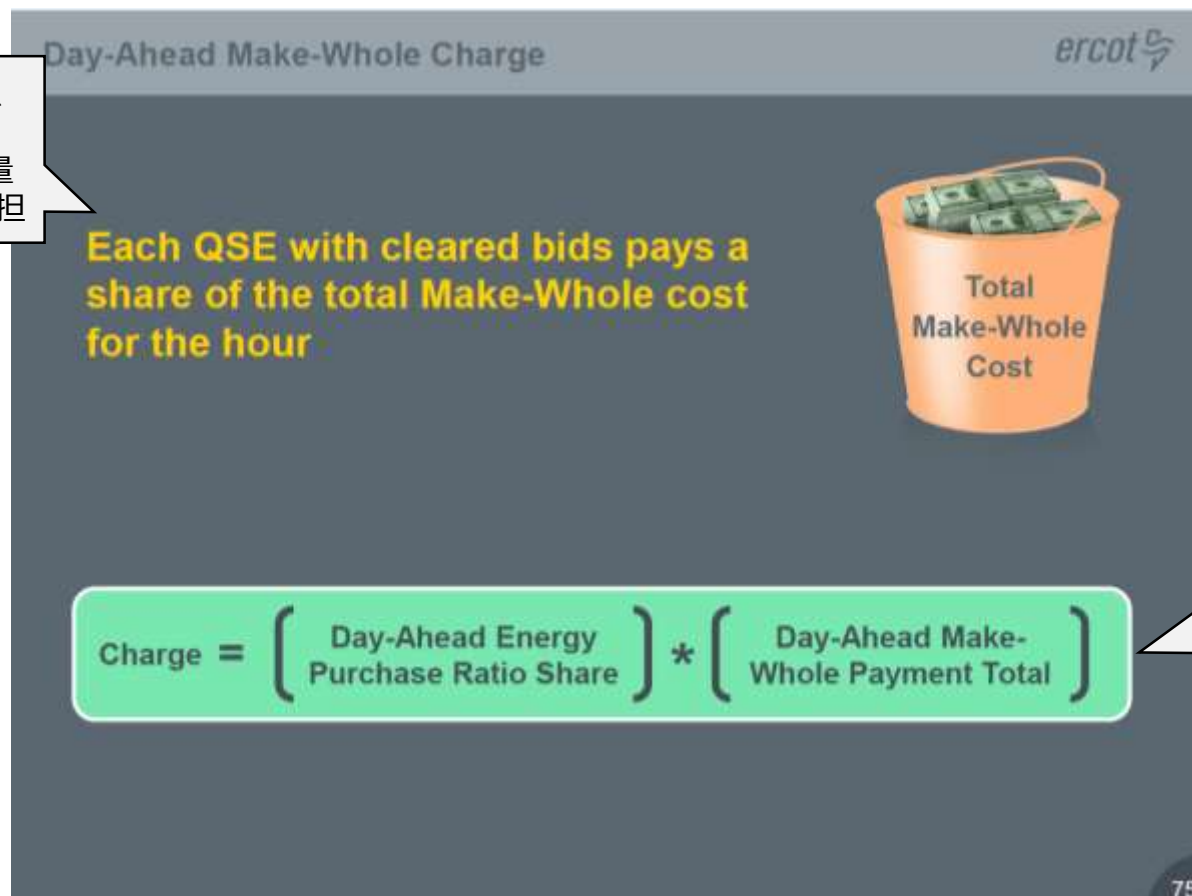
- ERCOTにおけるuplift制度で、起動費等の補填に該当する項目は「Make-Whole Payment」と呼ばれている。
- Make-Whole Paymentは、前日市場で約定した発電リソースが受け取ったエネルギー収入とアンシリサービス収入の合計額が、起動費・最低出力費用・限界費用に基づいて計算された合計コストを下回る場合に、その差額を補償するものとなる（PJMのupliftにおける「Make-Whole Payment」とほぼ同じ概念）。

【ERCOTにおけるMake-Whole Paymentのコンセプト】



- また、「Make-Whole Payment」の費用負担者は、小売電気事業者（買い側QSE）であり、「Make-Whole Payment」の毎時間の合計額を、前日市場（一日分）の購入量シェアに基づき按分負担することとなっている。
- 前日市場は1時間単位で計算するため、これはすなわち、「コマ単位」毎にupliftを計算（他のコマとの相殺なし）した上で、24コマ（一日）の合計額を、一日単位で精算していることと同義だとも考えられるか。

買入札が落札されたQSEは、毎時間のMake-Whole Paymentの合計額を購入量（需要量）シェアに基づき負担



※ 上記はあくまでERCOTの方法である点に留意は必要。

課金額
=
前日市場エネルギー
購入量シェア
×
前日市場 Make-Whole
Payment合計額

以 上