電源起動・出力配分ロジックの技術検証 (検証A)の進捗報告について

2025年3月24日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関



- 第2回本検討会(2023年9月20日)において、「同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会 (以下「技術検証会」という。)」を設置したこと、また、同時市場に関するロジック技術検証(検証A)の進め方、 ならびに具体的な技術検証項目(アウトプットの評価方法やロジックのカスタマイズ等)について、報告を行った。
- その後、複数回に亘って検証状況の進捗報告を行い、第11回本検討会(2024年8月19日)にて、それまでの検討状況について、中間取りまとめを行い、残る深掘り項目については、引き続き、技術検証会を継続開催して、議論を深めることとしていた。
- その後、第7回 技術検証会(2024年9月26日)、第8回 技術検証会(2024年11月27日)、第9回 技術検証会(2025年1月15日)、ならびに第10回 技術検証会(2025年3月14日)を開催して、残った深掘り項目に関する議論を進めてきたところ、本日はそのうち、以下の内容について進捗報告を行う。(その他の検証項目については、次回以降ご報告する)
 - ▶「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック Iの検証
 - ▶「③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック」の検証

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh・△kW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

- 検証A(同時市場に関するロジック技術検証)における検証項目と、各検討状況については下表のとおり。
- 本日は、検討に進捗があった項目の内、①および③の検討状況(下表の太字)について報告する。

検証項目/	検討状況
⑥基本□ジックの構築	・ロジックを構築・実装し、動作検証済み (今後、収束性向上・火力応動特性のモデル化に取り組む予定)
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み・需要曲線の簡略化手法について検討を実施・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証を実施
②週間運用(電源起動の意思決定、揚水最適化)を 可能にするSCUC・SCEDロジック	・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 (今後、具体的なロジック構築・実装に取り組む予定)
③調整力の定義も踏まえたkWh・∆kW同時最適ロジック (変動性再エネの出力変動への対応含む)	・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札 価格を考慮したロジックを構築・実装し、動作確認済み ・三次インセンティブのロジック構築・検証を実施
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	・電源差替を小規模系統モデルで模擬し、動作検証を実施(完了)
⑤系統制約の取扱い	・厳密なロジック(制約条件)による対応は困難な見込み(完了) ・適切なフリンジ(マージン)を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能 な示唆を得た(今後、運用容量等作業会で深掘り予定)
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 (一旦完了) (今後、制度論として将来の日本での導入要否を深堀予定)
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 (完了) ・時間前同時市場に関する更なる検証 (一部固定化等) も今後精査

(参考) Aの検証の具体的なイメージ(全体像)

 全国の需給・系統データの模擬(2030年頃の将来想定)を行い、長期に亘り活用が 見込まれる同時市場の最適化ロジックとしての実現性・妥当性を検証。

customize

入力データの整備

全国基幹系統データ(2030年頃想定)

- ・上位2電圧の縮約系統
- 全国需給データ(2030年頃想定)
- ・需要実績の時系列データ
- ・再エネ、固定供給力の時系列データ
- 調整電源データ(価格情報含む)

ロジックの構築

SCUC·SCEDのための

- ・目的関数の定式化(燃料費や起動費等の最小化)
- 制約条件(調整力確保制約、送電容量制約等)の設定

input

ソルバー(求解)

目的関数を最適化する解の探索

<ソルバー例>

フリー・ソルバー (GLPK、CBC、SCIP) 商用 (CPLEX、Xpress、Gurobi)

アウトプット output

- ・解の収束性(計算時間等)
- ・算出された電源ラインナップ、出力配分量

ロジックの改修

同時市場のためのロジックのカスタマイズ

- 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- ②週間運用(電源起動の意思決定、揚水最適化)を可能 にするSCUC・SCEDロジック
- ∆kWも目的関数に含めたSCUC・SCEDロジック
- 調整力の定義(細分化の程度)や取扱い(確保タイミング等)
- 変動性再エネの出力変動への対応
- ④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性(完了
- ⑤系統制約の取扱い(完了)
- ⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討(一旦完了
- ⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックの検討(完了)

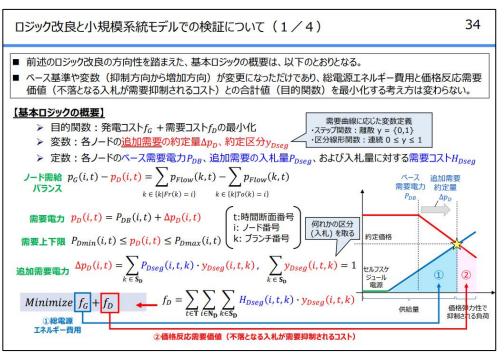


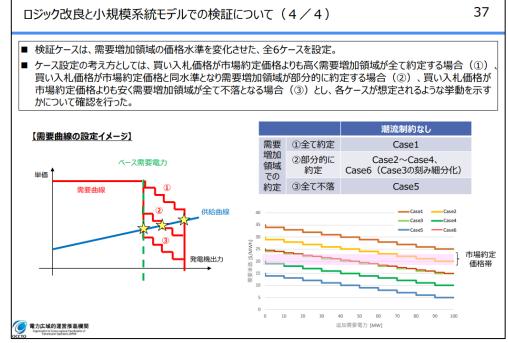
16

8 第三者検証体制(同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会)の設置 A) 電源起動・出力配分(SCUC・SCED)ロジックの検証にかかる第三者検証 体制の構築 電力・ガス基本政策小委員会 報告 同時市場の在り方等に関する検討会(公開) 本日の報告 の建付け 技術検証 同時市場における電源起動・ 出力配分ロジックの技術検証会 広域機関 ※機微情報も含まれるため非公開での開催。議論 内容は機微情報等を除いた上で後日「同時市場 の在り方等に関する検討会」で報告。 <参加者> 金本客員教授(政策研究大学院大学、JEPX)、 電力中央研究所 河辺助教(東京工業大学)、小宮山教授(東京 検証・議論 大学)、三菱電機、東芝エネルギーシステムズ、 ・最適化ロジック検証 (非公開) シミュ**レ**ーション等 日立製作所、電力中央研究所、送配電網協議会、 電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、資源 ※必要なデータは広域機関を通じて エネルギー庁 各TSOやJEPXから提供 出所) 第1回同時市場の在り方等に関する検討会(2023年8月3日)資料5より抜粋(一部修正) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

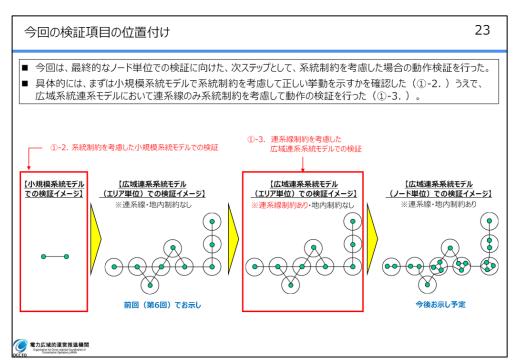
- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 海外調査も踏まえた日本の需要側入札の取り扱い
 - -3. 広域連系系統モデル(ノード単位)の検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

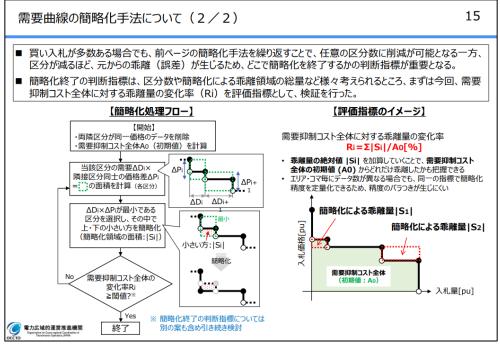
■ 買い入札(需要曲線)を考慮したロジックについては、第6回本検討会(2024年2月5日)において、ロジックを 改良し、小規模系統モデルでは、正しい挙動をしていることをお示ししたところ。





- 他方で、広域連系系統モデルにおいて、ノード単位に買い入札を模擬しようとすると、買い入札量が膨大となることで計算時間が大幅に増加することから、まずもっては、買い入札をエリア単位に集約したうえで、系統制約も除外して、収束性(計算負荷)に関する検証を実施した。(第8回本検討会(2024年4月19日)において、連系線のみ系統制約を考慮して検証を実施)
- また、第10回本検討会(2024年6月19日)においては、ノード単位の検証に向けて、買い入札(需要曲線)模擬について誤差が少なくなるように工夫(簡略化)を検討し、なるべく簡略化により元の需要曲線からの乖離(誤差)が少なくなるような手法を構築し、動作検証を行った。





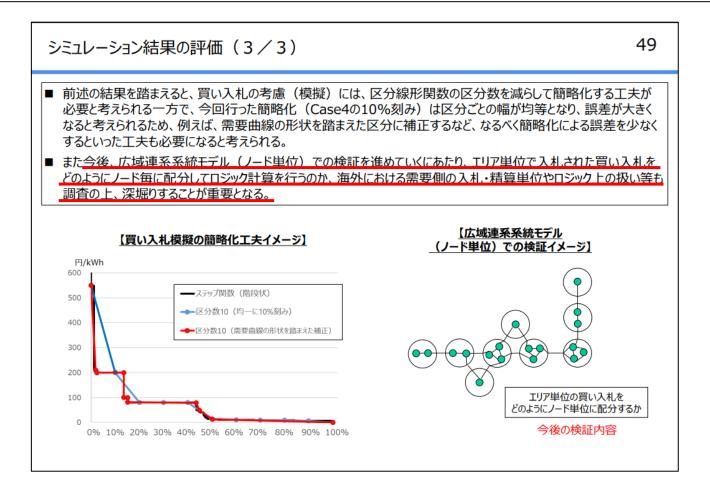


出所) 第8回同時市場の在り方等に関する検討会 (2024年4月19日) 資料5より抜粋 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

出所)第10回同時市場の在り方等に関する検討会(2024年6月19日)資料4より抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

■ その他、ノード単位の検証に向けては、エリア単位で入札された買い入札のノード毎への配分方法・ロジック上での取り扱い等を、海外の知見等を参考に深堀りすることとしており、今回は「海外調査も踏まえた日本の需要側入札の取り扱い」および「広域連系系統モデル(ノード単位)の検証」を行ったので、報告する。



- 1. 検討状況の概要について
- 2.「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 海外調査も踏まえた日本の需要側入札の取り扱い
 - -3. 広域連系系統モデル(ノード単位)の検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について



■ 日本の同時市場における需要側入札の取り扱いを検討するため、まずもって米国のPJM・CAISOにおける取り扱いについて、デスクトップリサーチ・ヒアリングを通じて確認を行った。

【日程】 2024/10/9

【調査先】

- •PJM (WEBヒアリング)
- ・CAISO (デスクトップリサーチ)

【調查項目※】

- ・需要側の入札・精算方法
- ・市場の約定価格
- ・小規模リソースの取り扱い
- ・送電ロスの取り扱い
 - ※ 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 (PJM・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。

- PJMは米国の独立系統運用者、地域送電機関(ISO/RTO)であり、ペンシルバニア(P)、ニュージャージー(<u>J</u>) メリーランド(M)、デラウェア、バージニア、オハイオ、ウエストバージニア等の各州とワシントンD.C.の系統運用を行う。
- 最大需要は14,793万kW(日本全体とほぼ同じレベル感)である一方、再エネ比率は太陽光、風力合わせても 10%程度と低い水準に留まっている。

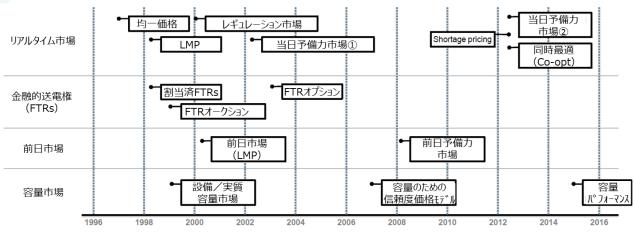
【PJMの系統】



【PJMの歴史】

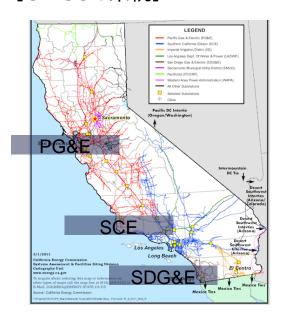
1927	創立(数州の事業者による相互接続)
1996	FERC Order888(ISO設立推奨) FERC Order889(第三者アクセス)
1997	米国初のISOとして認可
1999	FERC Order2000(RTO設立要請)
2002	米国初のRTOとして認可

【市場設計の歴史】



- 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、調整カ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 ΔkWの同時最適」導入
2014	WEIM(Western Energy Imbalance Market)運開

[CAISO:Nodal] [CAISO:Nodal] [ETC: Zonal]







【CAISOの外観写真】







- PJMにおいて、単一ノードに接続されており他負荷と区別可能な需要については、単一ノードでの入札・精算が可能である一方で、多くの需要(約90%)は集約ノード(ゾーン単位)での入札・精算となっている。
- このうち集約ノード(ゾーン単位)の需要側入札は、過去実績をもとに作成された係数(Distribution factor)により、各ノード単位に分配され、最適化計算(SCUC・SCED)に連携されている。

対象エリア

概要、該当要件*1

各ノードへの分配に関する扱い*2

単一ノード

LSEから、ノード単位での精算対象とする申請が行われた負荷のうち、単一のノードに接続されているか、時間単位での計測が可能か(同一ノードの他負荷と区別可能か)等を踏まえ、適格性が認められたもの。

集約ノード (Residual Metered Load Aggregate)

各EDC(配電事業者)の管轄区域内の負荷を、単一ノードで精算を行う負荷を除き集約されたもの。

リアルタイム市場におけるLMPは、前日時点に設定された Distribution factor (各負荷の重みづけのための係数) を用いて算定される。

対象エリアの設定背景*3

従来は、単一ノードで精算が行われる負荷も含めてゾーン単位での集約が行われていたが、価格算定の精度向上を目的として2015年6月に、単一ノードで精算を行う負荷は集約対象から除かれる形に変更された。

Distribution factorの設定方法*2

- 前日断面:1週間前の各同一時間帯の負荷実績に基づき設定される。
- リアルタイム断面以降:インターフェース (InSchedule) に 登録された各ノードの負荷実績に基づき更新される。

*1 出所:PJM、Manual 27 Open Access Transmission Tariff Accounting、2023年12月、p.33、https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m27.ashx

*2 出所:PJM、Manual 28 Operating Agreement Accounting、2023年12月、p.25-26、https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx

*3 出所: ENGIE Resources、New PJM Plan Seeks To Deliver Greater Accuracy In Load Pricing; Impact On Customers Expected to be Negligible、
https://www.engieresources.com/new-pim-plan-seeks-to-deliver-greater-accuracy-in-load-pricing:-impact-on-customers-expected-to-be-negligible

- 需要側のノード、ゾーン単位での精算の実施割合(2023年6月)*1*2*3 -

Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %	Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %
Atlantic Electric	92.95%	7.05%	Delmarva	65.79%	34.21%
AEP	94.13%	5.87%	MetEd	99.66%	0.34%
AEP OHIO	87.34%	12.66%	ATŠI-Ohio	90.29%	9.71%
AEP APCO	95.78%	4.22%	Penelec	99.34%	0.66%
AEP I&M	93.42%	6.58%	Penn Power	96.71%	3.29%
Allegheny Power	98.69%	1.31%	PEPCO	88.09%	11.91%
ComEd	96.51%	3.49%	PPL	96.52%	3.48%
Dayton	90.29%	9.71%	PSEG	99.57%	0.43%
Duke Ohio	82.95%	17.05%			
Overall PJM	91.86%	8.14%			

^{*3} 管轄区域内にノード単位で精算が行われる負荷が存在しないEDCは、本表からは除かれている。



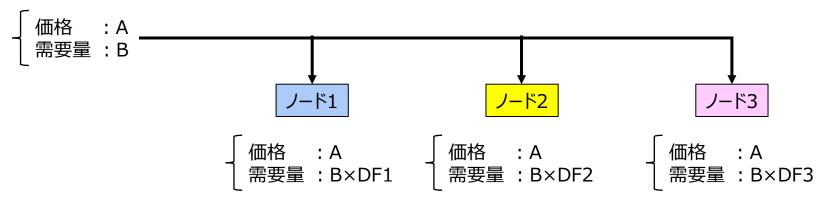
^{*1} 出所:PJM、Nodal vs. Zonal MWh Priced Load by Electric Distribution Company、2023年9月、p.7、https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/residual-metered-load-pricing/nodal-vs-zonal-load-by-edc.ashx

^{*2} 各割合の算定根拠(MWhの実績によるものか)等については記載が無く詳細は不明。

- また、PJMにおいて需要側入札の種類は、<u>量のみ入札</u> (Price fixed) と<u>量・価格の入札</u> (Price sensitive) の 2種類がある。
- このうち、価格弾力性のある<u>量・価格の入札</u>(Price sensitive)に関してもゾーン単位の入札は可能となっており、 ゾーン内の各ノードに対して、量は係数(Distribution factor)によって配分され、価格は同じ価格を設定の上、 最適化計算が行われていることをヒアリングで確認した(詳細は下図イメージを参照)。

【米PJMのPrice sensitiveの入札の各ノードへの配分イメージ】

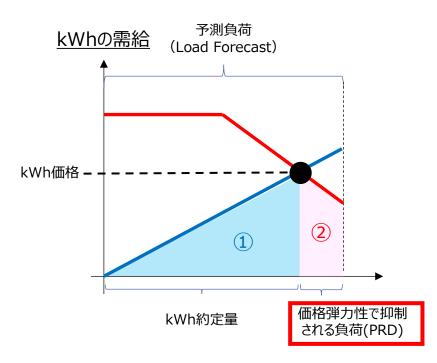
Price sensitiveの入札(ゾーン単位)



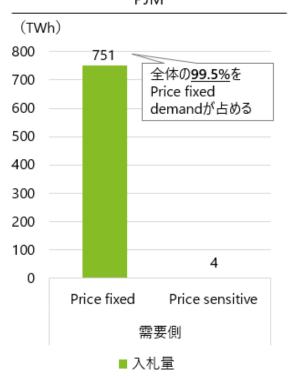
※ DF1~DF3は、各ノードのDistribution Factor。ゾーン内にはノード1~3のみが存在すると仮定した場合の配分イメージ。

■ 他方で、<u>量のみ入札</u>(Price fixed)と<u>量・価格の入札</u>(Price sensitive)の入札量の比率を確認したところ、 後者は1%に満たない量であったことから、SCUCロジックにおいて簡略化の工夫等を行わなくても、収束性への影響 が生じていないと考えられる。

【米PJMの買い入札を考慮した約定ロジックのイメージ】



【1日前市場における入札量 (2023年4月~2024年3月)】 PJM



- CAISOにおける需要側入札は、一般的な需要側入札(Non-Participating Load Bid)と、揚水等のISOから 需要抑制(ディスパッチ)可能な入札(Participating Load Bid)の2種類あり、いずれも、<u>量のみ入札</u>(Self-Schedule)だけでなく、<u>量・価格の入札</u>(Economic)も可能となっている。
- 入札の単位については、一般的な需要側入札(Non-Participating Load Bid)は複数の負荷ノードの集合 (LAPと呼ばれるゾーン単位) である一方で、揚水等の需要抑制可能な入札 (Participating Load Bid) は 1つ以上の負荷ノードの集合 (Custom LAPと呼ばれるノード・ゾーン単位) となっている。

需要側入札の種類	市場	入札内容	Economic*2	Self-Schedule*3	入札対象エリア
Non-Participating Load Bid	1日前市	一般的な需要側入札	0	〇 ※Self-Schedule 単体での入札可 否は不明	LAP
Participating Load Bid	場のみ*4	ISOのディスパッチ指示により需要抑制が可能なユニットを対象とした入札(多くは揚水に関連している)	0	〇 ※Self-Schedule 単体での入札可 否は不明	Custom LAP

- 入札対象エリア(LAP)の種類*5-

LAPの種類	正式名称	内容		
LAP Load Aggregation Point		 複数の負荷ノードの集合からなるポイントである。 Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 LAPを構成する各負荷ノードにはLoad Distribution Factors (LDFs) が設定されている。 		
Custom LA	NP Custom Load Aggregation Point	 1つ以上の負荷ノードの集合からなるポイントである。 Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 Custom LAPを構成する各負荷ノードには特定のLoad Distribution Factors (LDFs) が設定されている。 		

テーカーとして入札

^{*2} 価格と量を指定した入札

- 一般的な需要側入札(Non-Participating Load Bid)については、ゾーン(LAP)単位の入札を、LDF (Load Distribution Factor)を用いて個別のノードに配分し、最適化計算(SCUC・SCED)が行われる。 (量・価格の入札 (Economic) については、PJM同様、同じ価格が個別のノードに配分されるものと思料)
- また、精算については、個別のノードのLMPを、過去実績をもとに作成された係数(LDF: Load Distribution Factor)を用いて加重平均することで算定された価格に基づいて、ゾーン(LAP)単位で精算される。

- 各市場におけるLDFの設定方法 -

対象の市場

LDFの設定方法

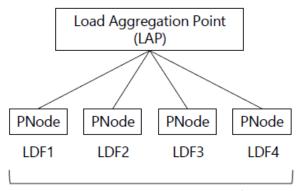
前日市場

- LDF Libraryに登録されたデータを用いる。
 - ➤ LDF LibraryはState Estimatorのデータに基づき、様々な系統状態におけるLDFの過去平均値(historical average of LDF)を保持する。
 - ▶ LDFの過去平均値は、各曜日、休日等のパターンごとに、 直近のデータの重みづけを高くする形で算定される。
 - CAISOは、気象予測に基づいて、LDFの調整を行う場合がある。

リアルタイム市場

- State Estimatorでの算定結果が用いられる。
 - State Estimatorでは、系統のモデルとリアルタイムでの SCADAのテレメトリに基づいて潮流計算が行われ、LDF が決定される。

- LAPとPNodeの関係 -



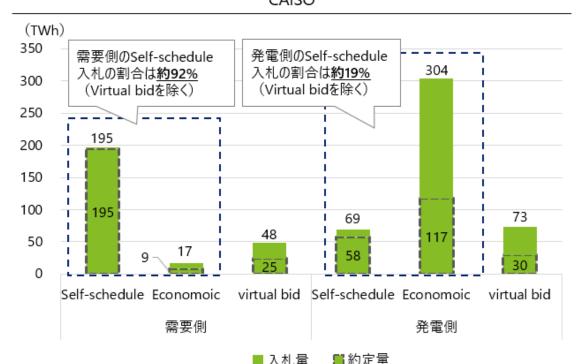
LAPを構成する各PNodeのLDFの合計が1となる (LDF1+LDF2+LDF3+LDF4 = 1となる) 形で、 PNode毎にLDFが設定される。

*1 出所: CAISO、Tariff 27、2023年11月、p.11、https://www.caiso.com/documents/section27-californiaisomarkets-and-processes-asof-nov1-2023.pdf

*2 出所:CAISO、Business Practice Manual for Market Operations v96、2024年1月、p.146-148、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM for Market%20Operations V96 Redline.pdf

■ また、<u>量のみ入札</u>(Self-Schedule)と<u>量・価格の入札</u>(Economic)の入札量の比率を確認したところ、後者の入札割合は、約10%程度であったものの、最大需要は5,206万kW(日本全体の約1/3)程度であることから、SCUCロジックにおいて簡略化の工夫等を行わなくても、収束性への影響が生じていないと考えられる。

- 1日前市場における入札量、約定量(2023年4月~2024年3月)*1-CAISO



【CAISOと日本のピーク需要】

	ピーク需要 [万kW]	年度	
CAISO	5,206	2022	
日本	16,461	2021	

*1 以下の出所に基づき作成

出所:CAISO、OASIS – ENERGY - Day Ahead Market Summary Report、2024年10月閲覧、http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do

- PJM・CAISOの需要側入札の取り扱いを確認したところ、大宗の(一般的な)需要側入札はある程度の地理的 範囲(ゾーン単位)で入札を行っており、過去実績を元にした係数を用いて各ノードへの配分を行っている。 (精算時には、個別ノードのLMPを加重平均することで算定された価格に基づき、ゾーン単位で精算を実施)
- また、需要側入札には<u>量のみ入札</u>、<u>量・価格の入札</u>の2種類があり、後者については各ノードへの配分の際に、同じ価格を各ノードに配分しているものの、最適化計算(収束性)への影響については、<u>量・価格の入札</u>量が少ない(PJMで1%弱、CAISOで約10%程度)ことから、問題が生じていないと考えられる。

						_	
項目				対象地域			各ISO/RTOの主な
	块日		CAISO	NYISO	PJM		処理対象エリア (処理概要)
	入札	タイミング		1日前市場のみ			
		固定需要入札		需要量(MW)].	
①需要 側の入	入札情報	価格変動需要 入札	需要量(MW)及び価格 (\$/MW)の組合せ情報 (最大10区分)	需要量(MW)及び価格 (\$/MW)の組合せ情報 (最大3区分)	需要量(MW)及び価格 (\$/MW)の組合せ情報 (最大9区分)		ゾーン
札方法	入札丸	対象エリア	ゾーン(LAP)	ゾーン	ゾーン、単一ノード、集約ノード		ゾーン単位での入札
		備考	- (情報なし)	各ゾーンは、NYISOの設立前に 存在したIOUの管轄区域に概ね 対応し、ゾーン内の価格が均一 となるよう区分けを調整している。	大半はゾーン単位の一方、大規模需要家では、一部、単一ノード又は集約ノードで入札		
②同時 最適化 計算での	ゾーンから ノードへの	需要量	湖流計算時に、ゾーン単位での需要量を分配係数(LDF)によりノード単位に分配	最適化計算(NCUC)において、 需要側入札はゾーン単位で扱われる。※2	1日前断面では前回ピーク日の 系統状態に基づき、ノード単位に 需要量を分配し、SCED、SCUC に連携		ノード (PJM) ・ ゾーン単位の入札情報 をノード単位に分配して 最適化計算を実施
入札情報の扱い	変換方法	入札価格	_ (情報なし)	同上	各ノードに、ゾーン単位で提出された入札価格と同じ価格を適用		ゾーン (NYISO)需要側入札は最適化計算ではゾーン単位で扱われる。
②冊面	算定效	対象エリア	ゾーン(LAP)	ゾーン	単一ノード又は集約ノード (配電事業者の管轄区域)		ゾーン
③需要 側の精 算方法		ノードから ゾーソへの 精算価格の 変換方法	ノードごとのLMPを、分配係数に より加重平均し、ゾーン単位の LMPを設定	-	1週間前時点の負荷実績等に 基づき設定される分配係数に基 づき設定(単一ノードで精算さ れる負荷を除く)		ノードごとに算定された LMPをゾーン単位に集 約

^{*1} DR等を除いた通常の需要側入札に関して、Energy Marketにおける扱いを対象として整理

^{*2} 潮流解析(NSA)でノード単位に作成したShift Factor(給電が送電網に与える影響度)をゾーン単位に集約して、最適化計算(NUCU)に連携

- 前述の海外における需要側入札の取り扱いも参考に、日本における取り扱いについて検討した。
- まず、現行の日本のJEPXの買い入札(エリア単位)において、価格弾力性のある<u>量・価格の入札</u>(999円/kWh 以外の入札)について、全需要に占める割合を確認したところ、約60%であった。
- このことから、日本の同時市場において、エリア単位の<u>量・価格の入札</u>をそのままノード単位に配分すると、海外では見受けられなかったSCUCロジックの収束性への影響が生じることが考えられるため、何らか需要側入札の仕組みを工夫する(ノード単位での量・価格の入札量を減らす)必要性があると考えられる。
- この点、JEPXの買い入札には、発電機の経済差替や揚水の買い入札等も含まれると考えられるところ、このように
 ノードを特定可能な買い入札は、ノード単位での入札を求めることにより、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、
 計算負荷の低減を両立させる方向性も考えられるのではないか。(詳細な制度設計は今後検討)

【現行の日本における価格弾力性のある買い入札の需要に対する割合】

期間	①需要 ^{※1} [GWh]	②価格弾力性のある 買い入札 ^{※2} [GWh]	割合 (②/①)
2021年4月24日 ~2021年5月7日	26,887	16,470	61%
2021年7月24日 ~2021年8月6日	38,596	25,956	67%
2022年1月8日 ~2022年1月21日	40,918	22,407	55%



※2 JEPX実績より、999円/kWh以外の買い入札を合算して作成



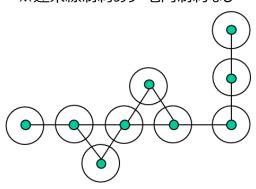
- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 海外調査も踏まえた日本の需要側入札の取り扱い
 - -3. 広域連系系統モデル(ノード単位)の検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について



- 前述のとおり、海外(PJM・CAISO)での需要側入札の取り扱いも参考に、日本の同時市場における取り扱いについて、整理を行った。
- 現行日本の買い入札(エリア単位)には、発電機の経済差替や揚水の買い入札等も含まれると考えられるところ、このように ノードを特定可能な買い入札は、ノード単位での入札を求めることにより、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性も考えられるため、今後、詳細な制度設計を検討していく。
- また、上記の制度設計と並行して、買い入札を考慮したロジックにおける、広域連系系統モデル(ノード単位)での技術検証としては、価格弾力性のある<u>量・価格の入札</u>が現行の60%程度ある前提(過酷ケース)で、海外同様、同じ価格札を個別ノードに配分した上での収束性を確認しつつ、需要曲線簡略化による対応方法有無(収束性および計算誤差への影響)について検証を行った。

【<u>広域連系系統モデル</u> (エリア単位)での検証イメージ】

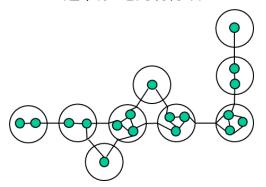
※連系線制約あり・地内制約なし



価格弾力性のある入札数 約数十~数千=9エリア×「2~212」

<u>【広域連系系統モデル</u> <u>(ノード単位)での検証イメージ】</u>

※連系線・地内制約あり



価格弾力性のある入札数 約数万~数十万=1,191ノード×「2~212」



入力データの整備について(1/4)

11

- 第2回本検討会で示した考え方や頂いたご意見等を踏まえて、入力データの整備を行った。
- 全国基幹系統データについては、2030年頃(2021年度供給計画最終年度)における広域連系系統を模擬 (主要な箇所)し、地域間連系線および地内の主要送電線における系統混雑を考慮している。



※ 連系線(一般送配電事業者の供給区域間を常時接続する250kV以上の送電線及び交直変換設備) 地内基幹送電線(最上位電圧から2階級(供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧)の送電線) 最上位電圧から2階級(供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧)の母線 最上位電圧から2階級を連系する変圧器(供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは対象外)



出所) 第2回同時市場の在り方等に関する検討会 (2023年9月20日) 資料4より抜粋 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

- 広域連系系統モデル(ノード単位)について、需要曲線の簡略化なし(過酷ケース)および簡略化あり3ケース (需要抑制コスト乖離率の閾値0.01%、0.1%、1%)にて動作検証を行い、まずは、収束性について確認した。
- その結果、高需要断面の簡略化なしで解が得られなかったなど、価格弾力性のある量・価格の入札が現行の60%程度ある前提(過酷ケース)では、収束性に課題が生じうることが確認された。 (この点は、ノードを特定可能な買い入札は、ノード単位での入札を求める等の詳細な制度設計により、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性を今後検討していく)
- 他方で、需要曲線の簡略化により、収束性が大幅に改善されることを確認した。

ケース	需要断面	需要抑制コスト 乖離率の閾値	買い入札 (区分数)	MIP Gap	計算時間
1		(簡略化なし)	45~212	解なし**	14.0 hour*
2	高需要断面	0.01%	17~51	0.29%	1.7 hour
3	7/31	0.1%	10~29	0.29%	3.0 hour
4		1%	6 ∼ 15	0.30%	2.2 hour
(5)		(簡略化なし)	2~167	0.77%	3.0 hour
6	低需要断面 4/27	0.01%	2~43	0.88%	2.4 hour
7		0.1%	2~27	0.89%	1.9 hour
8		1%	2~15	0.18%	1.5 hour

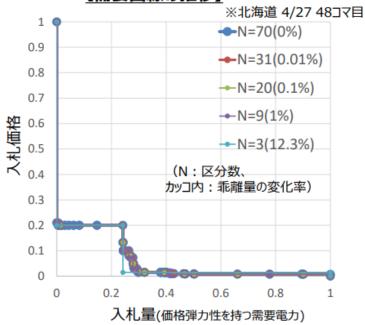


JEPX実績データを用いた簡略化手法の検証(1/2)

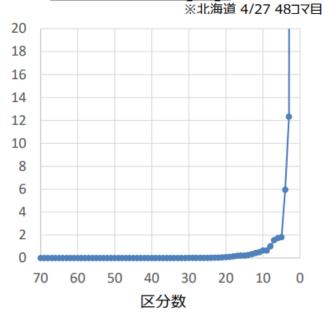
18

- JEPX実績データを用いて簡略化手法の動作検証(簡略化終了の判断指標を0.01%、0.1%、1%に設定)を 行った結果は下図のとおり。
- 元の需要曲線からの乖離が小さい順に区分数を減らすロジックとしていることから、簡略化の回数が増える(区分数 を減らす)ごとに、乖離量の変化率が次第に大きくなる(正しく動作している)ことが確認できた。

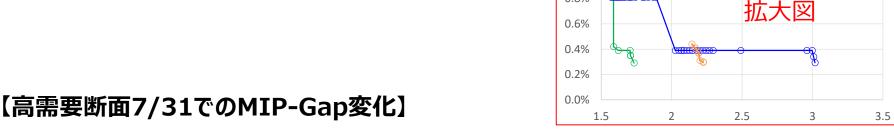
【需要曲線の推移】



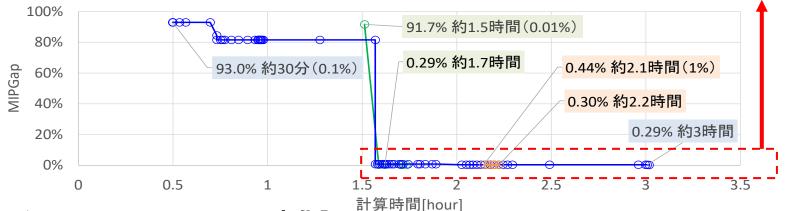
【乖離量の変化率 [%]】



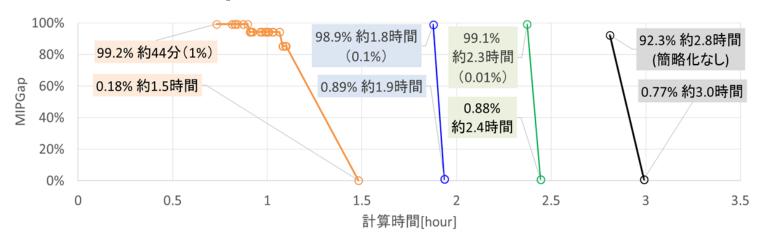
電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, APPAN



0.8%

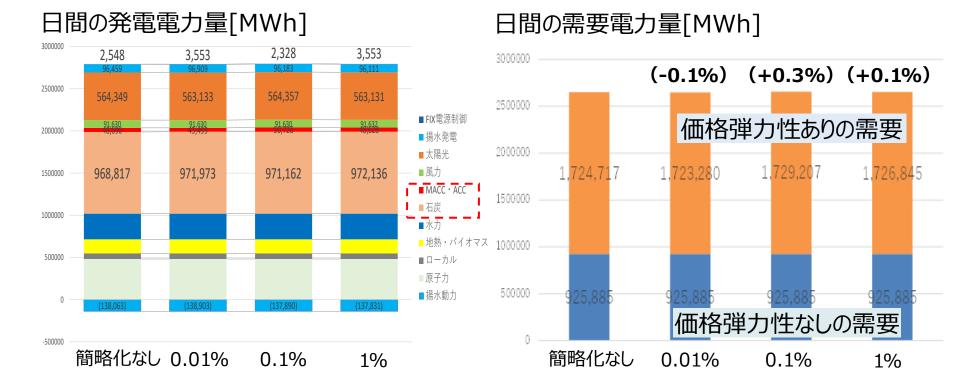


【低需要断面4/27でのMIP-Gap変化】

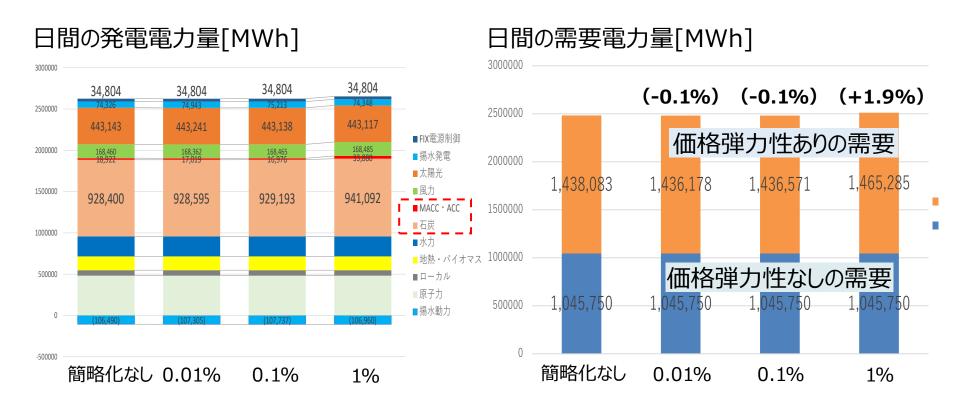


- 需要曲線の簡略化により収束性が改善するものの、以下の要因により、簡略化なしから約定点の価格・需要量の 差分(=誤差)が生じることとなるため、簡略化に伴う誤差の分析も実施した。
 - ① 簡略化なしから需要曲線が変わる(≒目的関数が変化する)ことによる、各ノードの発電・需要電力の変化
 - ② ①により系統混雑箇所が変わることで、混雑解消のための混雑・非混雑系統間で発電・需要電力の調整
- まずは、全体の電源出力配分および需要約定量の変化を確認したところ、主に石炭・MACCの発電量が変化し、需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、0.1~0.3%程度の誤差であることを確認した。

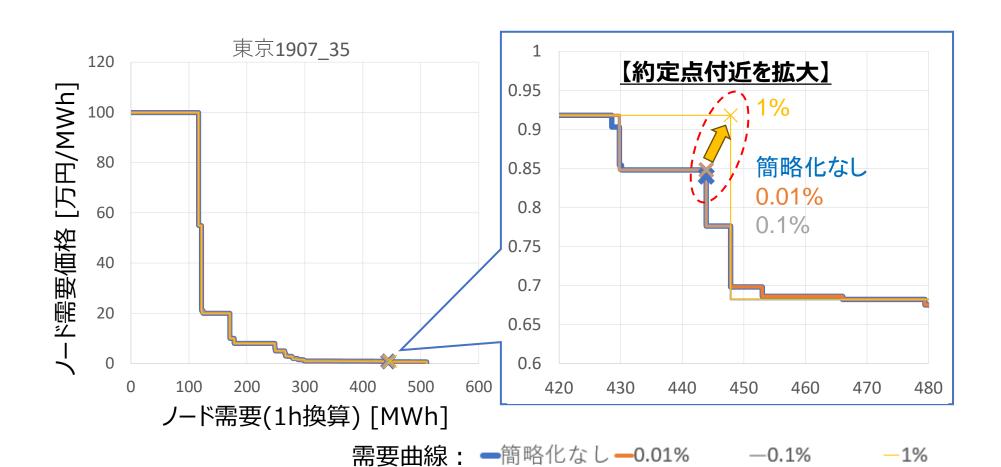
【発電・需要の電力量の誤差(高需要断面)】



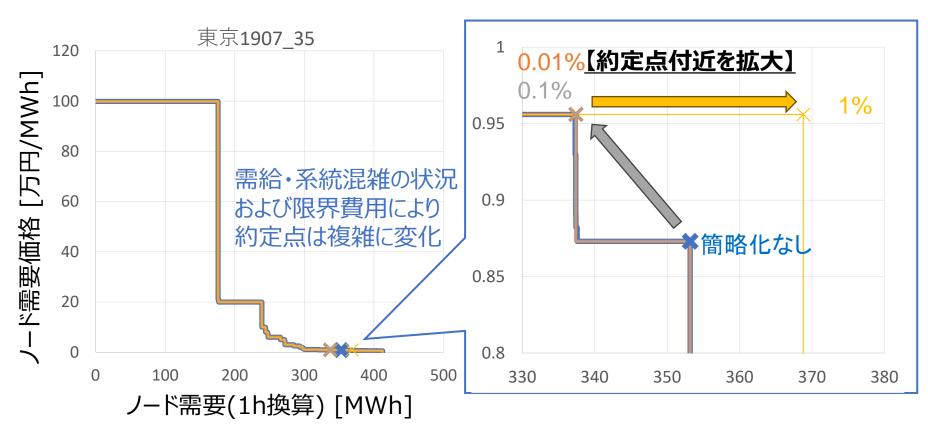
【発電・需要の電力量の誤差(低需要断面)】



 $\times 1\%$



約定点: 業簡略化なし×0.01% ×0.1%



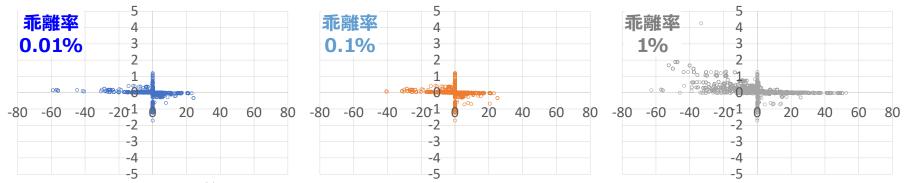
需要曲線: 一簡略化なし-0.01% -0.1% -1%

約定点: 業簡略化なし×0.01% ×0.1% ×1%

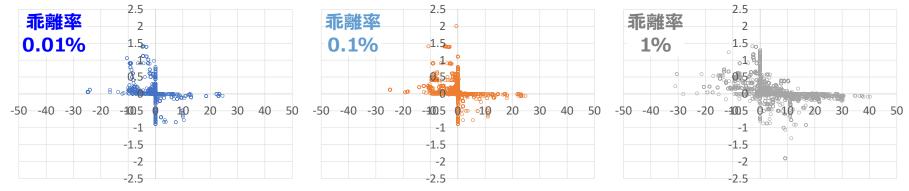
- 続いて、各ノードの需要約定量および約定価格の誤差を、以下の評価軸により検証した。
 - 需要約定量の誤差率[%]= (簡略化ありの需要約定量 簡略化なしの需要約定量)/価格弾力性あり需要の入札量×60%(現行相当の価格弾力性あり需要の入札量/需要量)
 - > 約定価格の誤差[万円/MWh]=簡略化ありの約定価格 簡略化なしの約定価格
- まず、誤差は十字状に分布しており、約定量・約定価格どちらか一方に誤差が生じる傾向(無相関)となっている。

【需要約定量・価格の変化(簡略化後-簡略化前)】

O高需要断面7/31の誤差分布 ※縦軸:約定価格の誤差[万円/MWh]、横軸:需要約定量の誤差率[%]



〇低需要断面4/27の誤差分布 ※縦軸:約定価格の誤差[万円/MWh]、横軸:需要約定量の誤差率[%]



■ 次に、誤差(量・価格)の平均値・3σ値を確認したところ、需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、 誤差の平均値は小さくなっており(約定量で±0.1%以内、約定価格ではほぼ0円)、3σ値は、約定量については 需要に対し約4%程度、約定価格については約0.37万円/MWh(3.7円/kWh)であることを確認した。

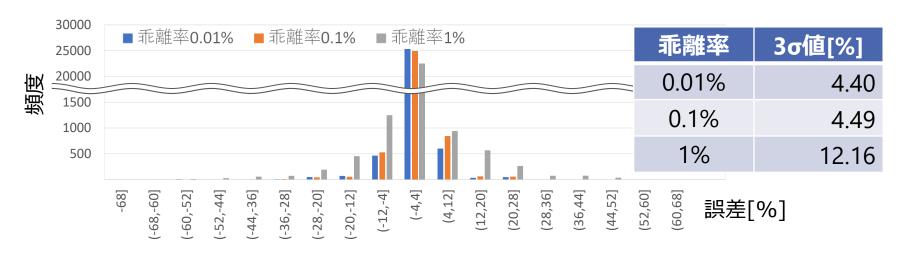
【需要の約定量・価格の誤差】

約定価格の単位 [万円/MWh]

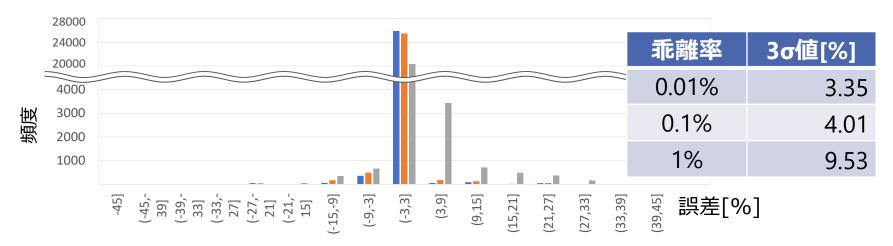
需要断面	需要抑	制コスト乖離率の閾値	平均値	3σ値
	0.010/	需要約定量の誤差率	-0.02%	4.40%
	0.01%	約定価格の誤差	0.0	0.27
高需要断面	0.1%	需要約定量の誤差率	0.09%	4.49%
7/31	0.176	約定価格の誤差	0.0	0.37
	1%	需要約定量の誤差率	0.11%	12.16%
		約定価格の誤差	0.1	0.59
	0.01%	需要約定量の誤差率	-0.04%	3.35%
		約定価格の誤差	0.0	0.28
低需要断面	0.1%	需要約定量の誤差率	-0.03%	4.01%
4/27		約定価格の誤差	0.0	0.37
	1%	需要約定量の誤差率	1.02%	9.53%
	1%	約定価格の誤差	0.1	0.73



【高需要断面7/31の需要約定量の誤差率の分布】

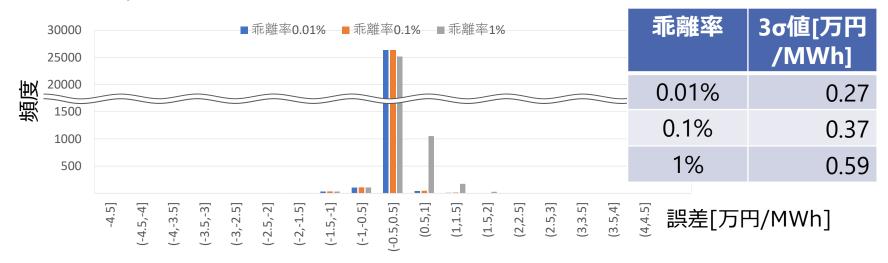


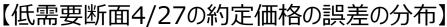
【低需要断面4/27の需要約定量の誤差率の分布】

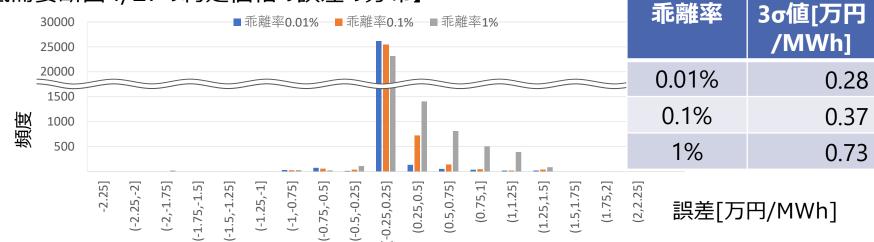


※ グラフの横軸は、価格弾力性あり需要を基準(分母)とした誤差率 (= (簡略化ありの需要約定量 - 簡略化なしの需要約定量) / 価格弾力性あり需要の入札量))

【高需要断面7/31の約定価格の誤差の分布】







- 1. 検討状況の概要について
- 2.「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 海外調査も踏まえた日本の需要側入札の取り扱い
 - -3. 広域連系系統モデル(ノード単位)の検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

- 第8回技術検証会においては、経済差替等の買い入札も含めた発電側の入札の在り方も含め、詳細な制度設計の際の留意事項等に関して、ご示唆をいただいた。
- また、買い入札を考慮したロジックにおける広域連系系統モデル(ノード単位)での技術検証としては、価格弾力性のある買い入札が現行の60%程度ある前提(過酷ケース)では、収束性に課題が生じうることが確認されたものの、需要曲線の簡略化により、一定程度の誤差の範囲で収束性を改善可能なことを確認した。
- 今後は頂いたご示唆も参考に、ノードを特定可能な買い入札はノード単位での入札を求める等、なるべく需要曲線の簡略化を行わずにロジックで扱えるよう、詳細な制度設計を検討していく。 (検証Aとしては完了)

【①同時市場における需要側入札の取り扱いに関する議論概要】

- ○ノード単位で量・価格の入札量を減らす話と特定可能な入札はノード単位で入札を求める話があったが、これはエリア単位からノード単位への配分量を減らす という意味か?
- ⇒例えば、エリア単位で100個くらい入札があったときに、50個くらいが通常の需要であれば、海外事例のようにノード単位へ配分して、それだけの札数が必要となるが、仮に残りの50個が発電機の経済差替や揚水の買い入札であれば、エリアの中のノードを特定したうえで、一つの札として扱えば、全体の札数の増加を抑えられるということを考えている。また、ノード特定可能なものを配分すると、実態とかけ離れる潮流計算結果となるため、計算の精緻化という意味でも、その方向性が望ましいと考えている。
- ○今はエリア単位での入札の方が殆どであり、特定可能なものは、ノード単位の入札を求めることは、制度上の整理と思うが、入札者に管理・手続き上の負担が 増えることになるという理解でよいか?
- ⇒検討会での議論かもしれないが、制度上の入札の在り方については、発電の売り入札はノード単位を求めるのか、それに紐づく買い入札も同様とするのか等については、今後丁寧に整理していくことと考えている。
- ⇒同時市場では電源単位で発電容量、系統制約があるため、電源単位で場所を特定する必要があり、認めていただかないと、市場が機能しないと考える。
- ⇒入札の仕方の工夫は必要だが、発電機の経済差替の買い入札は電源に紐づくものであり、エリア単位として扱って、ノード単位に配分して、再度集約し直す 手間をかける意味はないと考える。
- ¦○日本での買い入札は、ほぼ発電機の経済差替であり、そのような買い入札をする際、買い側の価格規律は明示的ではないが、売り側と同様の考え方で、 − 限界費用ベースで買い入札をしているものと考えられる。

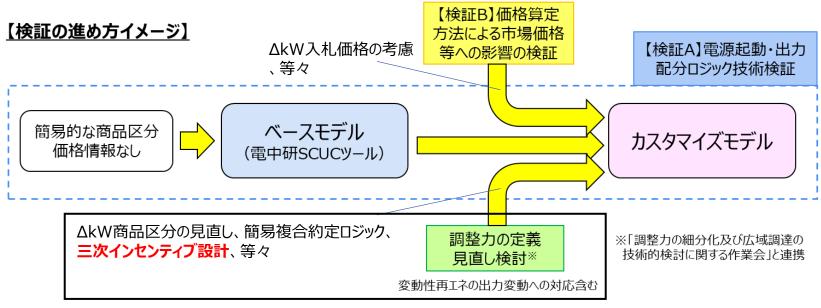
【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

- ○簡略化による誤差評価について、混雑処理の影響もあるので要因別の評価が難しいとされているが、イメージでは混雑箇所はそれほど動かないことを考えれば、 上手く評価できるのではないかと考えた。
- ⇒混雑箇所の場所が変わるというよりは、地内含めて至る所で混雑が発生して、影響範囲を切り分けて個別の系統ごとに評価していくことが非常に難しいため、 全体として簡略化による誤差を評価することとした。
- ○需要抑制コスト乖離率の閾値が大きいほど、簡略化されていると認識しているが、逆に計算時間が長くなってしまっている要因は何か?
- ⇒簡略化によって解空間が変わることになるが、一概に簡略化するほど、最適化にとって解きやすい解空間となるとは限らないためである。そのため、MIP Gap だけでなく、計算時間や収束性の過程なども示して、総合的に評価を行っている。
- ○ノード単位で異なる買い入札情報があれば、計算は楽な方になるため、今回は最も過酷な条件で計算いただいていると認識した。
- └○誤差が、量あるいは価格のどちらかだけに出やすい結果となっている理由は?
 - ⇒需要曲線の階段状の部分で約定点があり、左右(量)あるいは上下(価格)にズレることで誤差が生じることで、量あるいは価格のどちらかに誤差が発生 しやすくなっていると考えている。
- ¦○需要曲線を見ると、100円以上の領域は海外でいうとFix Demand、20~100円はDR等、10円以下では発電機の経済差替のように捉えられそうに思う。
 - ⇒100円以上の領域については、入札ルール次第ではあるが、Fix Demandとして扱えれば、計算時間が短くなる。また、発電機の経済差替については、 一定程度残る前提で、セルフスケジュールとしての売り入札と経済差替用の買い入札を想定したロジック検証を行っている。
- ○発電機の経済差替は、相対で確保している中で、安いものがあれば、確保したものを止めるイメージとなるが、これを上手く扱うためには、相対で確保したものが どこから出てきたかが把握できないといけない。
- ○相対分の差替により、発電機がなくなるため、経済差替用の入札が発電機の同じノードで入札されないと、混雑が正しく計算されないと考える。
 - ⇒仰るとおりで、過去の検証のなかで、固定運転したノードと同じノードで、経済差替用の買い入札がある前提で検証し、正しく動作することは確認しており、制度化する際には、同じノードでなければワークしないということは、正しく丁寧に議論していく。

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 三次インセンティブ設計のロジック構築
 - -3. 三次インセンティブ設計のロジック検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 4. まとめと今後の検証の進め方について



- 第2回本検討会(2023年9月20日)では、kWh・ΔkW同時最適ロジックの検証にあたっては、検証B(価格 算定方法による市場価格等への影響の検証)ならびに調整力の定義見直し検討の結果を得られた後に、改めて 必要なΔkW費用項目や制約条件等を追加するカスタマイズを行って、実現性・妥当性評価を行うこととしていた。
- これらについて、第8回本検討会(2024年4月19日)では、「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会(以下「調整力細分化作業会」という。)」の検討結果を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに挙動確認を、また、第10回本検討会(2024年6月19日)では、検証Bの議論状況を踏まえた、ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに挙動確認を行った。
- 今回は、「調整力細分化作業会」の検討結果を踏まえた、二次②~三次②の商品集約に伴う三次インセンティブ 設計(残論点)のロジック構築および検証を行ったので、報告する。



調整力細分化作業会へのタスクアウト

(参考) 二次②~三次②の商品集約におけるインセンティブ設計の制約条件

最終 (今回) 報告内容

38

論点 1 : 二次②、三次①の商品集約(インセンティブ設計)(4 / 5)

26

- 次に、"約定"パートにおいて、グループAに対してどのようにインセンティブを付与するか検討を行った。
- 基本的にグループAに属するリソースの方がグループBより高いリソース性能を持つと考えられるため、周波数品質維持 の観点から、グループAに属するリソースを優先約定させるインセンティブを与えることが考えられる。
- 一方、上記インセンティブを同時最適ロジック上で必要以上に複雑なロジックとならないようどのように定式化するかが 課題であるところ、例えば、下図のとおりグループBの割合を一定未満とする(グループAの割合を一定以上とする) 制約を設ける、あるいは目的関数の一項にグループBの割合に応じたペナルティ項を付け加えることが考えられるか (K値 or P値の設定や、ロジックの実現性、その他の制約条件がないか等は引き続き検討)。

【三次①インセンティブ案の制約条件(イメージ)】

制約式
$$1:\sum_{n=1}^{N}T_{n} \ge T$$

制約式2:
$$\sum_{n=1}^{N} T_n = \sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j$$

制約式3:
$$N = N_a + N_b$$

制約式
$$3: N = N_a + N_b$$

$$\frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\text{K} > \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}}$$
 (下段はペナルティ頃 を加える場合)
$$\frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\text{Group B ratio}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$$

(記号の説明)

記号	説明
Т	三次①インセンティブ案における必要量
T_n	三次①インセンティブ案における供出可能量
N	三次①インセンティブ案のリソース台数
TA_1	三次①インセンティブ案のうちグループAにおける供出可能量
TB_{j}	三次①インセンティブ案のうちグループBにおける供出可能量
N_{α}	三次①インセンティブ案のうちグルーブAのリソース台数
N_b	三次①インセンティブ案のうちグルーブBのリソース台数
К	三次①インセンティブ案のうちグルーブBの割合上限値
P	パナルティ定数(円)

【目的関数 (ベナルティ項を加える場合のイメージ)】

 $Minimize\{Resource\ Energy\ Costs - Price\ Responsive\ Demand\ Value\ +00\ Costs\ +\ P\times Group\ B\ ratio\ \}$



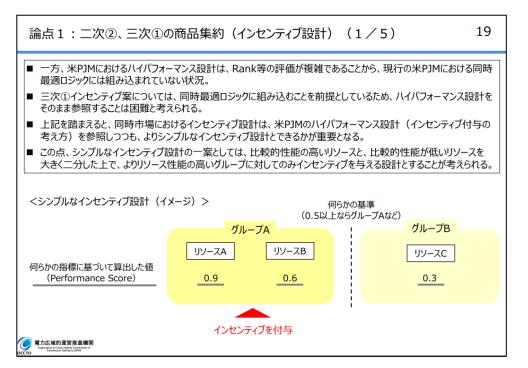
出所) 第58回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会(2024年1月12日) 資料2より抜粋 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyokai_58_02.pdf

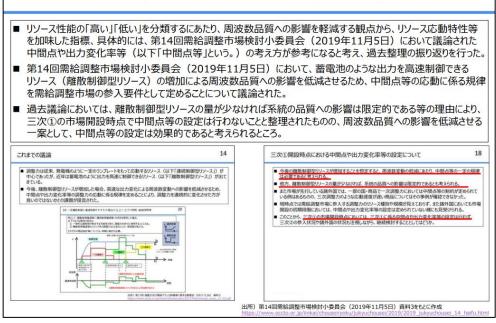
- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 三次インセンティブ設計のロジック構築
 - -3. 三次インセンティブ設計のロジック検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 4. まとめと今後の検証の進め方について



22

- 調整力細分化作業会の三次インセンティブ設計における議論では、二次②~三次②の商品集約に伴い、比較的性能の高いリソースと、比較的性能の低いリソースを大きく二分したうえで、よりリソース性能の高いグループに対してインセンティブを与える設計の方向性が示されている。
- また、リソース性能の「高い」「低い」を分類するために、第14回需給調整市場検討小員会(2019年11月5日) での議論を参考として、中間点等(中間点や出力変化率等)の設定が効果的であるとされている。





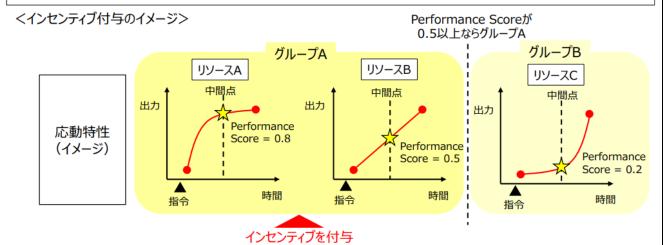
論点1:二次②、三次①の商品集約(インセンティブ設計)(2∕5)

■ まず、中間点等の設定については、様々な方法が考えられるものの、まずもっては調整力細分化作業会で示されたイメージを参考に、中間点における各リソース応動実績量を「Performance Score(以下「パフォーマンス・スコア」という。)」とし、パフォーマンス・スコアが50%を上回るかどうかで、リソース性能を「高速調整力」と「低速調整力」に分類することとした。

論点1:二次②、三次①の商品集約(インセンティブ設計)(3/5)

24

- 前述の中間点等に係る過去整理を踏まえると、Performance Scoreに該当する簡易的な指標として、リソースの 応動特性を加味することのできる中間点設定の考え方を導入することが考えられる。
- 具体的には、制御指令から5分後(次期中給システムにおけるEDCの指令間隔)を中間点として設定し、中間点における応動実績量が指令ΔkWの半分を上回るかどうか(現行の二次②の半分以上の能力を有するかどうか)を一つの基準とし、以下のとおりグループ分けを行ったうえでグループAに対してインセンティブを与えることとしてはどうか。
 - グループA: Performance Score≥0.5 (二次②の半分以上の能力を有する)
 - ➤ グループB: Performance Score < 0.5
- なお、中間点の設定値については、周波数品質維持や応札実績等の観点から適宜見直すこととしてはどうか。



- 次に、三次インセンティブ設計として考えられる案として、以下の3案を検討した。
- 案①は、低速調整力を確保するコストを目的関数に追加する案であり、導入時にはペナルティ係数(低速調整力を確保するコスト単価)の設定方法について検討が必要となる。
- 案②は、高速調整力の確保量を一定以上とする制約条件を追加する案であり、導入時には高速調整力の確保量 (閾値)の設定方法について検討が必要となる。
- 案③は、中間点における電源全体の調整力応答可能量の合計を一定以上とする制約条件を追加する案であり、 導入時には中間点における調整力確保量(閾値)の設定方法について検討が必要となる。

三次インセンティブ設計案	概要	導入時の論点
案① ペナルティ係数	低速調整力を確保するコスト (高速調整力を確保しない損失) を、目的関数に追加	どのように、低速調整力を確保 するコスト単価(ペナルティ係数) を設定するか
案② 確保制約 (グループ比率)	高速調整力の確保量が一定 以上となる制約条件を追加	どのように、高速調整力の確保量 (閾値)を設定するか
案③ 確保制約 (全体パフォーマンス)	中間点における電源全体の調整力 応答可能量の合計が、一定以上と なる制約条件を追加	どのように、中間点における調整力 確保量(閾値)を設定するか



上げ・下げ調整力確保量制約 $\sum_i r_{up}(i,t) \geq R_{up}^{Req}(t)$, $\sum_i r_{dn}(i,t) \geq R_{up}^{Req}(t)$ に加えて、以下を追加

■ 案①:低速調整力にペナルティを与えた目的関数

 $ightharpoonup \min F = \sum_{t} Cost_{G}(t) + \sum_{t} Cost_{D}(t) + \sum_{t} Cost_{R}(t)$

総エネルギー費用

価格反応需要価値 低速調整力を確保するコスト

■ 案②:高速調整力比率の確保制約

- $\sum_{i \in \mathbf{N}_{\mathbf{Fast}}} r_{up}(i, t) \ge K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t)$ (上げ調整)
- $\sum_{i \in \mathbf{N_{Fast}}} r_{dn}(i,t) \ge K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t)$ (下げ調整)

高速調整力確保量

高速調整力比率 調整力必要量

■ 案③:調整力全体のパフォーマンス確保制約

- $\sum_i r_{Mup}(i,t) \geq K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t)$, $r_{Mup}(i,t) \leq RR_M(i)$ (中間点の上げ調整)
- $> \sum_i r_{Mdn}(i,t) \ge K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t), \quad r_{Mdn}(i,t) \le RR_M(i)$ (中間点の下げ調整)

中間点における調整力応答可能量

・中间点の 必要量比率

調整力必要量

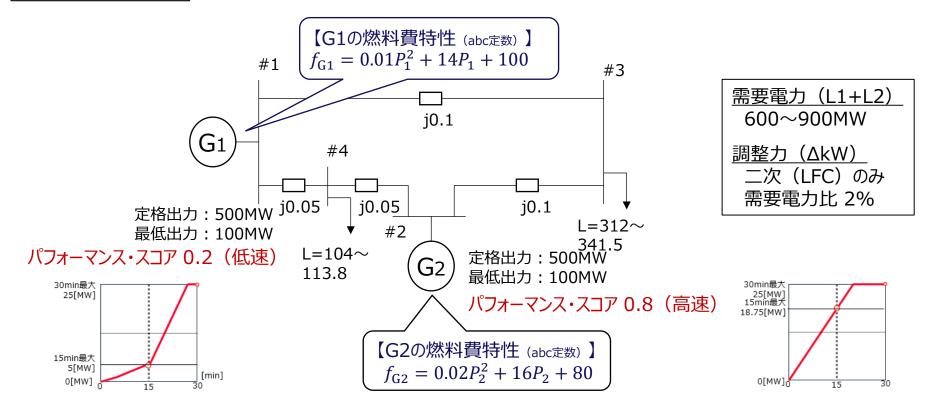
中間点までの最大供出量

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 三次インセンティブ設計のロジック構築
 - -3. 三次インセンティブ設計のロジック検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

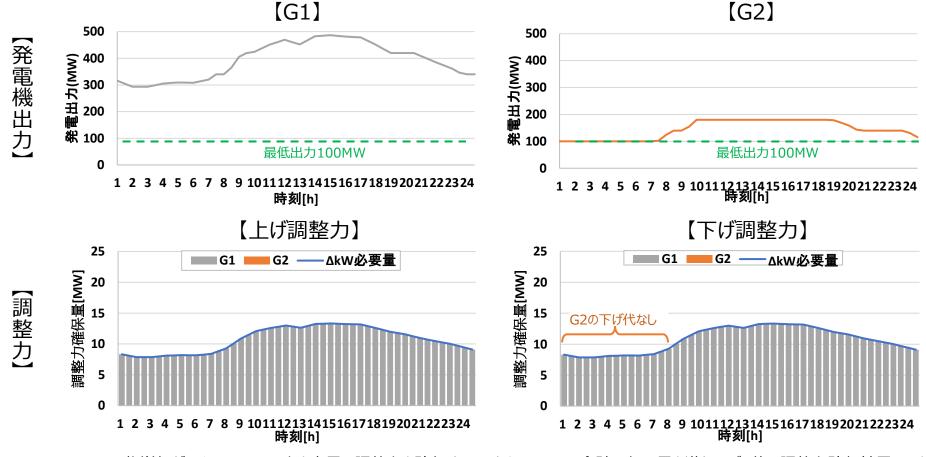


- 三次インセンティブ設計として考えられる3つの案が正しく挙動するか確認するため、手計算でも確認可能な小規模系統モデルにおいて挙動の確認を行った。
- 具体的には、相対的に増分燃料費カーブが安いが、パフォーマンス・スコアが低い(低速な)G1と、相対的に増分燃料費カーブが高いが、パフォーマンス・スコアが高い(高速な)G2の2台の発電機(出力範囲100~500MW、調整力の最大供出量25MW)を想定して、各案のロジックを適用した結果について確認・考察を行った。

【小規模系統モデル】

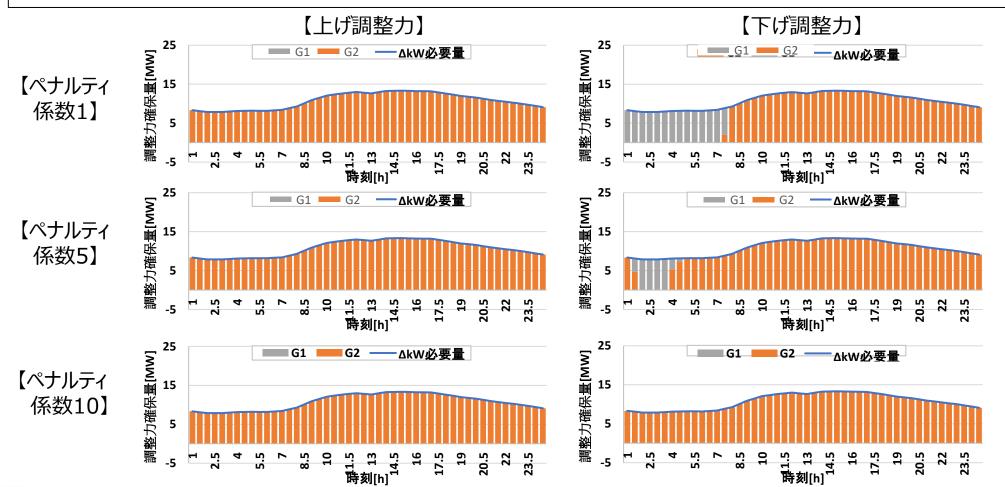


- まずは、三次インセンティブ設計「なし」ケース(比較元)の結果について、確認を行った。
- 発電機出力については、相対的に増分燃料費カーブが安いG1により多く出力される結果となっており、低需要帯において、G2は最低出力(=下げ代なし)となっている。
- また、調整力については、パフォーマンス・スコアの低いG1で、上げ・下げ調整力の全てを確保する結果となった。



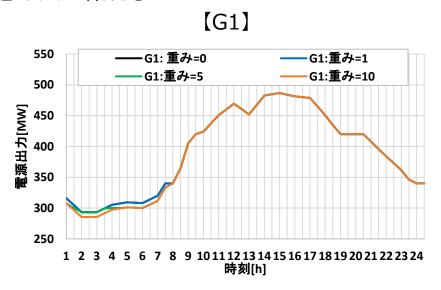
imes Δ kW入札単価がなく、 $G1\cdot G2$ の空き容量で調整力を確保することから、 $G1\cdot G2$ 合計で必要量を満たせば、他の調整力確保結果も取りうる。

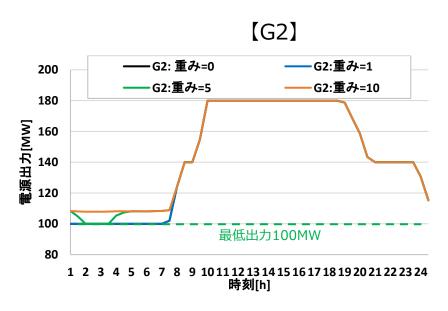
- 次に、案①ペナルティ係数のロジックを実装の上、ペナルティ係数を「1、5、10」に変化させた結果を確認したところ、ペナルティ係数の設定により、パフォーマンス・スコアの低いG1で調整力確保すると目的関数が増加するため、なるべくパフォーマンス・スコアの高いG2で調整力を確保する結果が得られた。
- 一方、低需要帯における下げ調整力について、ペナルティ係数が小さい場合はパフォーマンス・スコアの低いG1で確保しているが、ペナルティ係数が大きくなるにつれて、パフォーマンス・スコアの高いG2の確保量が増加する結果となった。



- 前ページの結果は、ペナルティ係数が大きいほど、増分燃料費カーブが相対的に高いG2の出力を、最低出力から 増加させてでも、パフォーマンス・スコアの高いG2で下げ調整力を確保した方が、目的関数を最小化できるためであり、 これにより三次インセンティブ設計が正しく動作していることが確認できた。
- 他方で、ほとんどの場合、ペナルティ係数の大きさ次第で、G1あるいはG2で、全く確保しない(0%)あるいは全て確保する(100%)結果となっており、どのようにペナルティ係数(適正なレベル)を決定するかが課題となる。

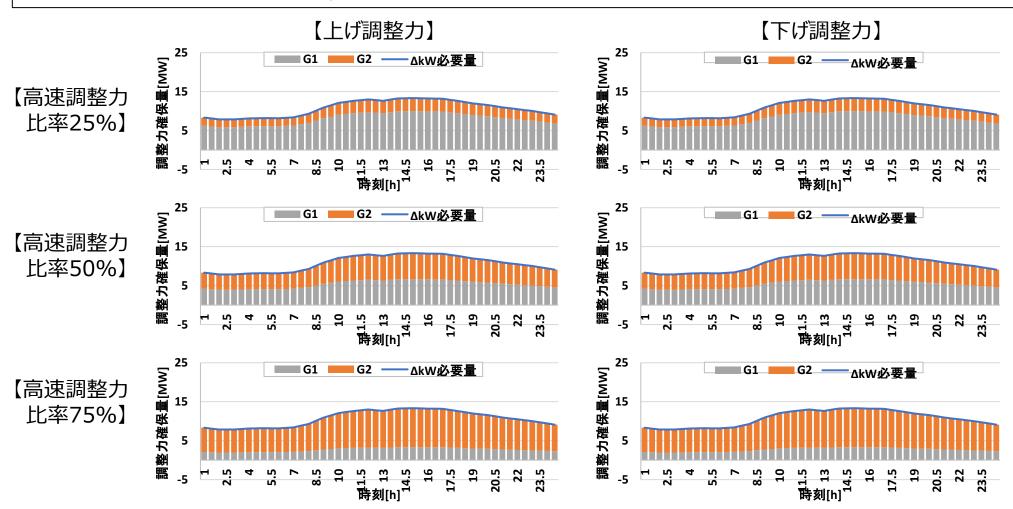
【電源出力配分】





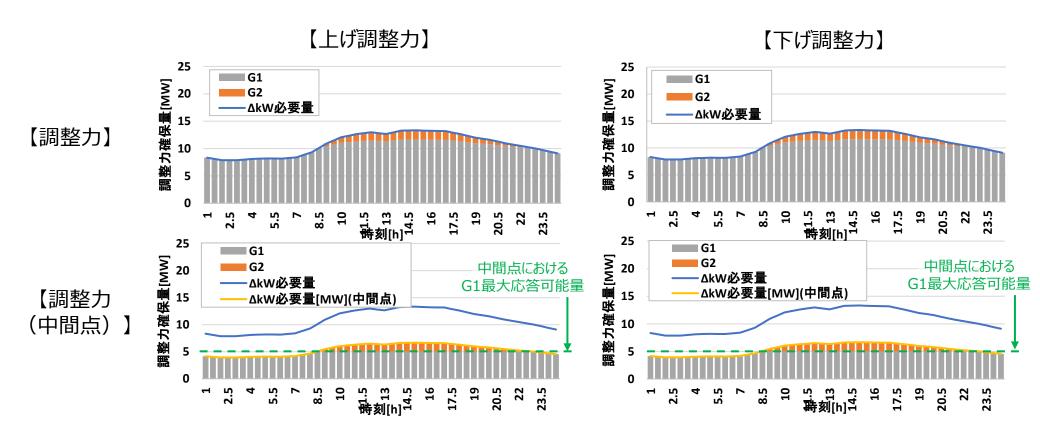


- 続いて、案②確保制約(グループ比率)のロジックを実装の上、高速調整力比率(パフォーマンス・スコアが基準を上回る調整力の必要量に対する比率)を「25%、50%、75%」に変化させた結果を確認した。
- その結果、パフォーマンス・スコアが基準(0.5)を上回るG2が、設定した高速調整力比率に応じて確保されており、 三次インセンティブ設計が正しく動作していることが確認できた。

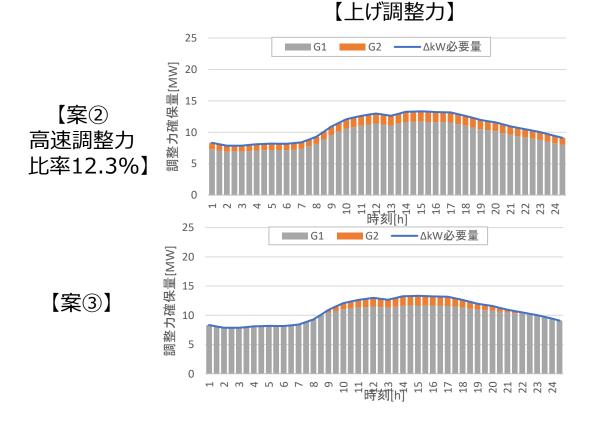


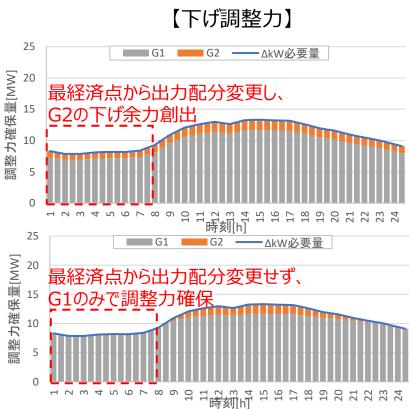
- 最後に、案③確保制約(全体パフォーマンス)ロジックを実装の上、中間点における調整力確保量(閾値)を 「調整力必要量(需要比2%)の半分※(需要比1%)」に設定した結果を確認した。
- その結果、中間点におけるG1の調整力応答可能量は5MW(最大供出量25MW×0.2)になることから、中間点における調整力確保量(閾値)が多い高需要帯において、G1のみでは確保できないため、不足分をG2で確保する結果となっており、三次インセンティブ設計が正しく動作していることが確認できた。

※ 中間点(応動時間の半分)において、全体で調整力必要量(全応動時間で到達すべき出力量)の半分に達していることを性能担保としたもの。



- また、案②と案③との比較検証のため、案③に近しい条件となるように、案②の高速調整力比率を設定した上で、 両案の比較(特徴の洗い出し)も行った。
- この点、案③では、中間点における調整力確保量(閾値)が少ない低需要帯では、相対的に増分燃料費カーブが安いG1のみで確保する結果となった一方で、案②では、低需要帯でも、相対的に増分燃料費カーブが高いG2を高速調整力比率に応じて確保する結果となり、案②の特徴として総燃料費が高くなる可能性があることが分かった。





- 以上の検証結果より、三次インセンティブ設計として考えられる案①~③について、正しく動作する(ロジックとしては構築できた)ことが確認でき、各案の概要・導入時論点・特徴等をまとめると下表のとおりとなる。
- このうち、最終的にどの案とするのかについては、今回の検証結果も踏まえながら、調整力細分化作業会(調整力の定義見直し検討)において、将来の運用の考え方とも平仄が取れるよう深掘り検討していくこととしてはどうか。

三次インセンティブ 設計案	概要	導入時の論点	特徴
案① ペナルティ係数	低速調整力を確保する コスト(高速調整力を 確保しない損失)を、 目的関数に追加	どのように、低速調整力を 確保するコスト単価(ペナ ルティ係数)を設定するか	 ・低速調整力に対してペナルティ単価を与えることで、 高速調整力の確保量を増加できる ・全てを金銭価値として評価可能だが、ペナルティ 係数次第で、全く確保しない(0%)あるいは 全て確保する(100%)結果となりやすく、 どのように単価を決定するかが課題となる
案② 確保制約(グループ比率)	高速調整力の確保量 が一定以上となる制約 条件を追加	どのように、高速調整力の 確保量(閾値)を設定 するか	・高速調整力比率の設定により、高速調整力の確保が確実にできる ・安価で低速な電源のみで十分な調整力を確保可能な場合でも、高価で高速な電源を確保することで、総燃料費が高くなる可能性がある
案③ 確保制約 (全体パフォーマンス)	中間点における電源 全体の調整力応答 可能量の合計が、一定 以上となる制約条件を 追加	どのように、中間点における 調整力確保量(閾値) を設定するか	・中間点における応答可能量をもとに調整力を 確保することで、安価で低速な電源だけでは 調整力が不足する場合に、高価で高速な電源 を確保できる

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
 - -1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - -2. 三次インセンティブ設計のロジック構築
 - -3. 三次インセンティブ設計のロジック検証
 - -4. 今後の進め方(技術検証会での議論内容)
- 4. まとめと今後の検証の進め方について



- 第7回技術検証会においては、将来の運用の考え方との整合性等について、ご示唆を頂いた。
- 三次インセンティブ設計として考えられる3案が正しく動作する(ロジックとしては構築できた)ことは確認できたため、 引き続き、頂いたご示唆も踏まえて、調整力細分化作業会(調整力の定義見直し検討)において、将来の運用 の考え方とも平仄が取れるよう深掘り検討していく。 (検証Aとしては完了)

【③三次インセンティブ設計の検証に関する議論概要】

- ○系統運用者にとっての正しい定式化は、どのようになるのか?例えば、高速商品がどれくらい必要なのか、あるいは、高速商品が少ないことで、応動が遅れる リスクは定量的にどうなのか等
- ⇒パラメータ自体は、今後精緻なシミュレーションを行ったうえで、出していく必要がある。定性的には、現状の二次①、三次①、三次②の応動要件と必要量があるが、全てロースペックになると系統運用がままならないため、今回は、系統運用上必要なパラメータを出せた前提として、約定ロジックで達成できるかを一旦検証したところで、その点は、今後検討していく。停電コストのようにペナルティ係数に落とし込む考え方ができれば案①にもなりうるし、高速商品が絶対これだけ必要ということであれば案②にもなりうるなど、アプローチは様々ありえるため、アドバイスも参考に制度と運用を考えた時に、どのような考え方が合理的か考えて落とし込みたい
- ⇒技術的な面からは、供給力・調整力・負荷のバランスで周波数が決まってくるため、最終的に必要な量は確定的でなく、時々刻々変化する。その中でコスト 構造含めて、どういうところに落とし込むべきか、この場で色々議論させていただきたい
- ○ペナルティ係数だと、比率が上手く設定できないという話があったが、比率がメインであるなら、比率を設定する案になるだけなので、そのあたりが整理されれば よいかと考えた
 - ⇒高速に応動できる能力を、1台に期待するのでなく、全体で確保していく視点もある。その意味で、案②は高速な商品だけしか、高速側にしか入れないが、 案③は全体としてパフォーマンスが発揮できればよく、ある程度低速でも約定しうる。ただ、なるべく高速な調整力を使いたい運用ニーズからズレも生じうる。 運用でやりたいことと定式化がマッチしたうえで、安く安定的に確保できることを目指す必要があると考えている
- ○案①~案③については、将来的に運用の考え方を議論していったうえで、運用と整合した形で定式化を詰めていく必要がある
- ○案②は、別の商品として制約を設けており、逆に収束性を悪化させないか?案③だと、トータルで確保するということで、より制約を重くしている気がしており、 計算負荷の低減という当初の目的に反しないか?
 - ⇒まずこの検討の目的は高速化ではなく、三次インセンティブのロジックの実現性を考えることだと思っている。そのうえで、案②は制約は増えるが、変数自体は増えない。逆に案③の方が、実質的に商品が増える形になってしまうが、市場設計としては全体パフォーマンスでみるという意味で望ましい。案③の収束性は上がる可能性があるが、案②と案③の比較を通して、議論が深まると考えている

【③三次インセンティブ設計の検証に関する議論概要】

- ○どこを中間点に取って、量をどこにとるかによって、運用上対応できるかの観点もある。例えば、100個あつまれば、1個の100というスピードと同じといえるのかも 検討が必要かと考える
- ○三次②は日本特有の商品であるが、三次②が対応する遅い調整力は、ランプレートを入れてSCUCで回すことで、予備力ではなく、エネルギー市場で扱うこと が出来るのではないかという視点も重要かと考えている
 - ⇒第8回検討会でお示しした、需給調整市場から移行するメリットとして、前日時点以降の変動成分を、固定化した∆kWで対応するのではなく、同時市場の 柔軟な起動停止の特性によって、この成分を∆kWとして確保する必要がなくなって、大幅に必要量を減らせる効率化の観点は、B/Cにも反映している。 今後、このような効率化がどこまでできるかについては、さらに具体化してみせていく
 - ⇒三次②は、あくまでも、供給力(kWh)であり、本来は計画値変更で対応すべきものだが、発電事業者側でバラバラに想定することは不合理なため、TSOが一括してやっているということで調整力という名前はついているが、TSO需要とBG需要の差のΔkWIと同じカテゴリーで扱った方がよいかもしれない
- ○CAISOにおいては、予備力・調整力で確保して、ランプ制約に対応するアプローチをしていたが、リアルタイム市場を15分化するなど、エネルギー市場を活用する方向も出てきている
- ┆○ペナルティ係数があることで、極所解となったりしていないか?
 - ⇒今回の場合、小規模系統モデルでは悪影響は確認できていない。系統混雑や調整力確保制約を満たせない場合に、ペナルティ法は収束性が悪くなること は知られている
- ○高速調整力が一定程度必要という議論があったが、当日の方がより高速なものを取る必要があるのか?それとも前日で固めておけば当日も変わらないのか?
 - ⇒現行の一次〜三次①なのか、三次②なのかによって違う。一次〜三次①については、GC以降に必要な調整力という定義なので、当日でも変わらない。 三次②は、ある意味供給力で、各断面の再エネ予測誤差や需要予測誤差に応じて、都度確保量自体を増減させることもあり得ると思えば、前日同時市場の中で、固定的なパラメータでなく、変化するパラメータで扱うことも考えられ、この点は難しさがあるため、象限にわけて議論が必要かと思っている
 - ⇒調整力をいつ時点で確定させるかにもよる。系統運用者目線では、三次②以外のGC以降の調整力は、ある程度予備力を確保していて、最後持ち替えをして確保できるのであれば、必ずしも前日でFixする必要はない
- ○米国では、前日市場で一旦は金額を確定し、その後リアルタイムで入れ替えた方が良いかをやって、差分について支払額を調整する。完全にフリーでやり直すのではなさそうであり、シミュレーションで、それを前提にすると、違う姿にもなりうるかと思う
 - ⇒補足すると、商品によっても違っている。Regulationは、その通りであり、前日のみ精算する。Reserveは、前日とリアルタイムの2回精算が行われている。 差し替えが可能かや精算の考え方など、諸々の扱いやロジック上実現可能かも合わせて、今後議論かと考えている

- 1. 検討状況の概要について
- 2. 「①買い入札を考慮したSCUC·SCEDロジック」の検証
- 3. 「③調整力の定義も踏まえたkWh·ΔkW同時最適ロジック」の検証
- 4. まとめと今後の検証の進め方について

■ 今回、「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」「③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック」 の検証(一定の実現目途)をお示ししたため、次回以降、残る検証項目(⑥、②)について進捗を報告する。

検証項目	検討状況
◎基本ロジックの構築 次回以降、報告予定	・ロジックを構築・実装し、動作検証済み (今後、収束性向上・火力応動特性のモデル化に取り組む予定)
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック 今回整理	・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済(完了)
②週間運用(電源起動の意思決定、揚水最適化)を 可能にするSCUC・SCEDロジック 次回以降、報告予定	・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 (今後、具体的なロジック構築・実装に取り組む予定)
③調整力の定義も踏まえたkWh・∆kW同時最適ロジック (変動性再エネの出力変動への対応含む) _{今回整理}	・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札 価格を考慮したロジック、三次インセンティブのロジックを構築・実装し、 動作確認済(後者は今後、細分化作業会で深掘予定)(完了)
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	・電源差替を小規模系統モデルで模擬し、動作検証を実施(完了)
⑤系統制約の取扱い	・厳密なロジック(制約条件)による対応は困難な見込み (完了) ・適切なフリンジ(マージン)を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能 な示唆を得た(今後、運用容量等作業会で深掘り予定)
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 (一旦完了) (今後、制度論として将来の日本での導入要否を深堀予定)
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施(完了) ・時間前同時市場に関する更なる検証(一部固定化等)も今後精査

(参考)

技術検証会での議論 (全体)

(参考) 第7回技術検証会(2024年9月26日)における議論概要①

【③三次インセンティブ設計の検証】

- 系統運用者にとっての正しい定式化は、どのようになるのか?例えば、高速 商品がどれくらい必要なのか、あるいは、高速商品が少ないことで、応動が 遅れるリスクは定量的にどうなのかなど。
- パラメータ自体は、今後精緻なシミュレーションを行ったうえで、出していく必要がある。定性的には、現状の二次①、三次①、三次②の応動要件と必要量があるが、全てロースペックになると系統運用がままならないため、今回は、系統運用上必要なパラメータを出せた前提として、約定ロジックで達成できるかを一旦検証したところで、その点は、今後検討していく。停電コストのようにペナルティ係数に落とし込む考え方ができれば案①にもなりうるし、高速商品が絶対これだけ必要ということであれば案②にもなりうるなど、アプローチは様々ありえるため、アドバイスも参考に、制度と運用を考えたときに、どのような考え方が合理的か考えて落とし込みたい。
- 技術的な面からは、供給力・調整力・負荷のバランスで周波数が決まってくるため、最終的に必要な量は確定的でなく、時々刻々変化する。その中で、コスト構造含めて、どういうところに落とし込むべきか、この場で色々議論させていただきたい。
- ペナルティ係数だと、比率が上手く設定できないという話があったが、比率が メインであるなら、比率を設定する案になるだけなので、そのあたりが整理されればよいかと考えた。
- 高速に応動できる能力を、1台に期待するのでなく、全体で確保していく視点もある。その意味で、案②は高速な商品だけしか、高速側にしか入れないが、案③は全体としてパフォーマンスが発揮できればよく、ある程度低速でも約定しうる。ただ、なるべく高速な調整力を使いたい運用ニーズからズレも生じうる。運用でやりたいことと定式化がマッチしたうえで、安く安定的に確保できることを目指す必要があると考えている。
- 案①~案③については、将来的に運用の考え方を議論していったうえで、 運用と整合した形で定式化を詰めていく必要がある。
- 案②は、別の商品として制約を設けており、逆に収束性を悪化させないか?案③だと、トータルで確保するということで、より制約を重くしている気がしており、計算負荷の低減という当初の目的に反しないか?

- まずこの検討の目的は高速化ではなく、三次インセンティブのロジックの実現性を考えることだと思っている。そのうえで、案②は制約は増えるが、変数自体は増えない。逆に案③の方が、実質的に商品が増える形になってしまうが、市場設計としては全体パフォーマンスでみるという意味で望ましい。案③の収束性は上がる可能性があるが、案②と案③の比較を通して、議論が深まると考えている。
- どこを中間点に取って、量をどこにとるかによって、運用上対応できるかの観点もある。例えば、100個あつまれば、1個の100というスピードと同じといえるのかも検討が必要かと考える。
- 三次②は日本特有の商品であるが、三次②が対応する遅い調整力は、ランプレートを入れてSCUCで回すことで、予備力ではなく、エネルギー市場で扱うことが出来るのではないかという視点も重要かと考えている。
- 第8回検討会でお示しした、需給調整市場から移行するメリットとして、前日時点以降の変動成分を、固定化したΔkWで対応するのではなく、同時市場の柔軟な起動停止の特性によって、この成分をΔkWとして確保する必要がなくなって、大幅に必要量を減らせる効率化の観点は、B/Cにも反映している。今後、このような効率化がどこまでできるかについては、さらに具体化してみせていく。
- 三次②は、あくまでも、供給力(kWh)であり、本来は計画値変更で対応すべきものだが、発電事業者側でバラバラに想定することは不合理なため、TSOが一括してやっているということで調整力という名前はついているが、TSO需要とBG需要の差のΔkWIと同じカテゴリーで扱った方がよいかもしれない。
- CAISOにおいては、予備力・調整力で確保して、ランプ制約に対応するアプローチをしていたが、リアルタイム市場を15分化するなど、エネルギー市場を活用する方向も出てきている。
- ペナルティ係数があることで、極所解となったりしていないか?
- 今回の場合、小規模系統モデルでは悪影響は確認できていない。系統混雑や調整力確保制約を満たせない場合に、ペナルティ法は収束性が悪くなることは知られている。

(参考) 第7回技術検証会(2024年9月26日)における議論概要②

- 高速な調整力が一定程度必要という議論があったが、当日の方がより高速なものを取る必要があるのか?それとも、前日で固めておけば、当日も変わらないのか?
- 現行の一次〜三次①なのか、三次②なのかによって違う。一次〜三次①については、GC以降に必要な調整力という定義なので、当日でも変わらない。三次②は、ある意味供給力で、各断面の再エネ予測誤差や需要予測誤差に応じて、都度確保量自体を増減させることもあり得ると思えば、前日同時市場の中で、固定的なパラメータでなく、変化するパラメータで扱うことも考えられ、この点は難しさがあるため、象限にわけて議論が必要かと思っている。
- 調整力をいつ時点で確定させるかにもよる。系統運用者目線では、三次 ②以外のGC以降の調整力は、ある程度予備力を確保していて、最後持 ち替えをして確保できるのであれば、必ずしも前日でFixする必要はない。
- 米国では、前日市場でいったんは金額を確定し、その後リアルタイムで入れ替えた方が良いかをやって、差分について支払額を調整する。完全にフリーでやり直すのではなさそうであり、シミュレーションで、それを前提にすると、違う姿にもなりうるかと思う。
- 補足すると、商品によっても違っている。Regulationは、その通りであり、前日のみ精算する。Reserveは、前日とリアルタイムの2回精算が行われている。差し替えが可能かや精算の考え方など、諸々の扱いやロジック上実現可能かも合わせて、今後議論かと考えている。

(参考) 第8回技術検証会(2024年11月27日)における議論概要①

【①同時市場における需要側入札の取り扱いについて】

- ノード単位で量・価格の入札量を減らす話と特定可能な入札はノード単位で入札を求める話があったが、これはエリア単位からノード単位への配分量を減らすという意味か?
- 例えば、エリア単位で100個くらい入札があったときに、50個くらいが通常の需要であれば、海外事例のようにノード単位への配分して、それだけの札数が必要となるが、仮に残りの50個が発電機の経済差替えや揚水の買い入札であれば、エリアの中のノードを特定したうえで、一つの札として扱えば、全体の札数の増加を抑えられるということを考えている。また、ノード特定可能なものを配分すると、実態と離れる潮流計算結果となるため、計算の精緻化という意味でも、その方向性が望ましいと考えている。
- 今はエリア単位での入札の方がほとんどであり、特定可能なものは、ノード 単位の入札を求めることは、制度上の整理と思うが、入札者に管理・手続 き上の負担が増えることになるという理解でよいか?
- 検討会での議論かもしれないが、制度上の入札の在り方については、発電の売り入札はノード単位を求めるのか、それに紐づく買い入札も同様とするのかなどについては、今後丁寧に整理していくことと考えている。
- 同時市場では電源単位で発電容量制約、系統制約があるため、電源単位で場所を特定する必要があり、認めていただかないと、市場が機能しないと考える。
- 日本での買い入札は、ほぼ発電機の経済差替えであり、そのような買い入札をする際、買い側の価格規律は明示的ではないが、売り側と同様の考え方で、限界費用ベースで買い入札をしているものと考えられる。
- 入札の仕方の工夫は必要だが、発電機の経済差替えの買い入札は電源 に紐づくものであり、エリア単位として扱って、ノード単位に配分して、再度集 約し直す手間をかける意味はないと考える。

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】

- 簡略化による誤差の評価について、混雑処理の影響もあるので要因別の 評価が難しいとされているが、イメージでは混雑箇所はそれほど動かないこと を考えれば、上手く評価できるのではないかと考えた。
- 混雑箇所の場所が変わるというよりは、地内も含めて至る所で混雑が発生して、影響範囲を切り分けて個別の系統ごとに評価していくことが非常に難しいため、全体として簡略化による誤差を評価することとした。
- 需要抑制コスト乖離率の閾値が大きいほど、簡略化されていると認識しているが、逆に計算時間が長くなってしまっている要因は何か?
- 簡略化によって解空間が変わることになるが、一概に簡略化するほど、最適化にとって解きやすい解空間となるとは限らないためである。そのため、MIPGapだけでなく、計算時間や収束性の過程なども示して、総合的に評価を行っている。
- ノード単位で異なる買い入札情報があれば、計算は楽な方になるため、今回は最も過酷な条件で計算いただいていると認識した。
- 誤差が、量あるいは価格のどちらかだけに出やすい結果となっている理由は?
- 需要曲線の階段状の部分で約定点があり、左右(量)あるいは上下 (価格)にズレることで誤差が生じることで、量あるいは価格のどちらかに誤 差が発生しやすくなっていると考えている。
- 需要曲線を見ると、100円以上の領域は海外でいうとFix Demand、20 ~100円はDR等、10円以下では発電機の経済差替えのように捉えられ そうに思う。
- 100円以上の領域については、入札ルール次第ではあるが、Fix Demandとして扱えれば、計算時間が短くなる。また、発電機の経済差替えについては、一定程度残る前提で、セルフスケジュールとしての売り入札と経済差替え用の買い入札を想定したロジック検証を行っている。
- 発電機の経済差替えは、相対で確保している中で、安いものがあれば、確保したものを止めるイメージとなるが、これを上手く扱うためには、相対で確保したものがどこから出てきたかが把握できないといけない。

(参考) 第8回技術検証会(2024年11月27日)における議論概要②

- 相対分の差し替えにより、発電機がなくなるため、経済差替え用の入札が 発電機の同じノードで入札されないと、混雑が正しく計算されないと考える。
- 仰る通りで、過去の検証の中で、固定運転したノードと同じノードで、経済差替え用の買い入札がある前提で検証し、正しく動作することは確認しており、制度化する際には、同じノードでなければワークしないということは、正しく丁寧に議論していく。