

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

2024年6月19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、第2回技術検証会（2023年11月13日）と第4回本検討会（2023年11月27日）、第3回技術検証会（2024年1月25日）と第6回本検討会（2024年2月5日）、ならびに第4回技術検証会（2024年3月25日）と第8回本検討会（2024年4月19日）において、検証状況の進捗報告を行った。
- 先日、第5回技術検証会（2024年5月29日）を開催し、下記内容に関する議論を行ったため、本日はその内容について進捗報告を行う。なお、「⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」については、検証Aにおいても、時間前同時市場の技術的な実現性を検証するため、新規に追加した検証項目となる。
 - 「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化方法の検討
 - 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮による影響の検証
 - 「⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」における時間前市場の検証方法の整理

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における Δ kW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

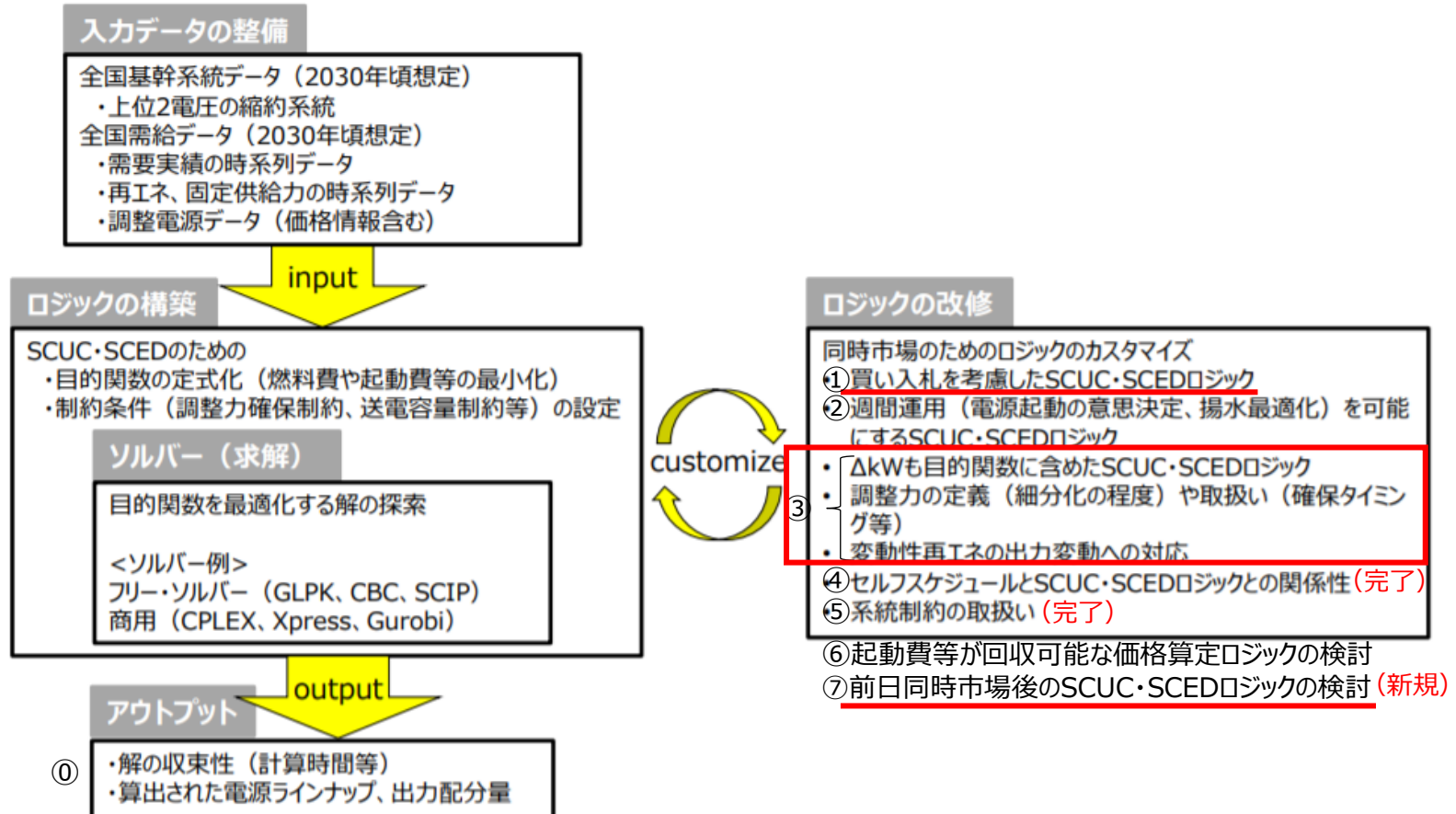
- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- 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①と③、および新規項目⑦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
①基本ロジックの構築	・ロジックを構築・実装し、動作検証済み （今後、収束性向上に取り組む予定）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・エリア単位で買い入札を集約して、系統制約を考慮したモデルで動作検証済み（今後、ノード単位での検証に取り組む予定） ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施
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・ΔkW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を構築・実装し、動作確認済み ・ΔkW入札価格を考慮した影響について小規模系統モデルで検証を実施（今後、広域連系系統モデルでの検証に取り組む予定）
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、調整力の定義見直し等で深掘り予定）
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	・調査中
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック（新規）	・時間前同時市場の検証方法を整理（今後、具体的なロジック構築・実装に取り組む予定）

（参考）Aの検証の具体的なイメージ（全体像）

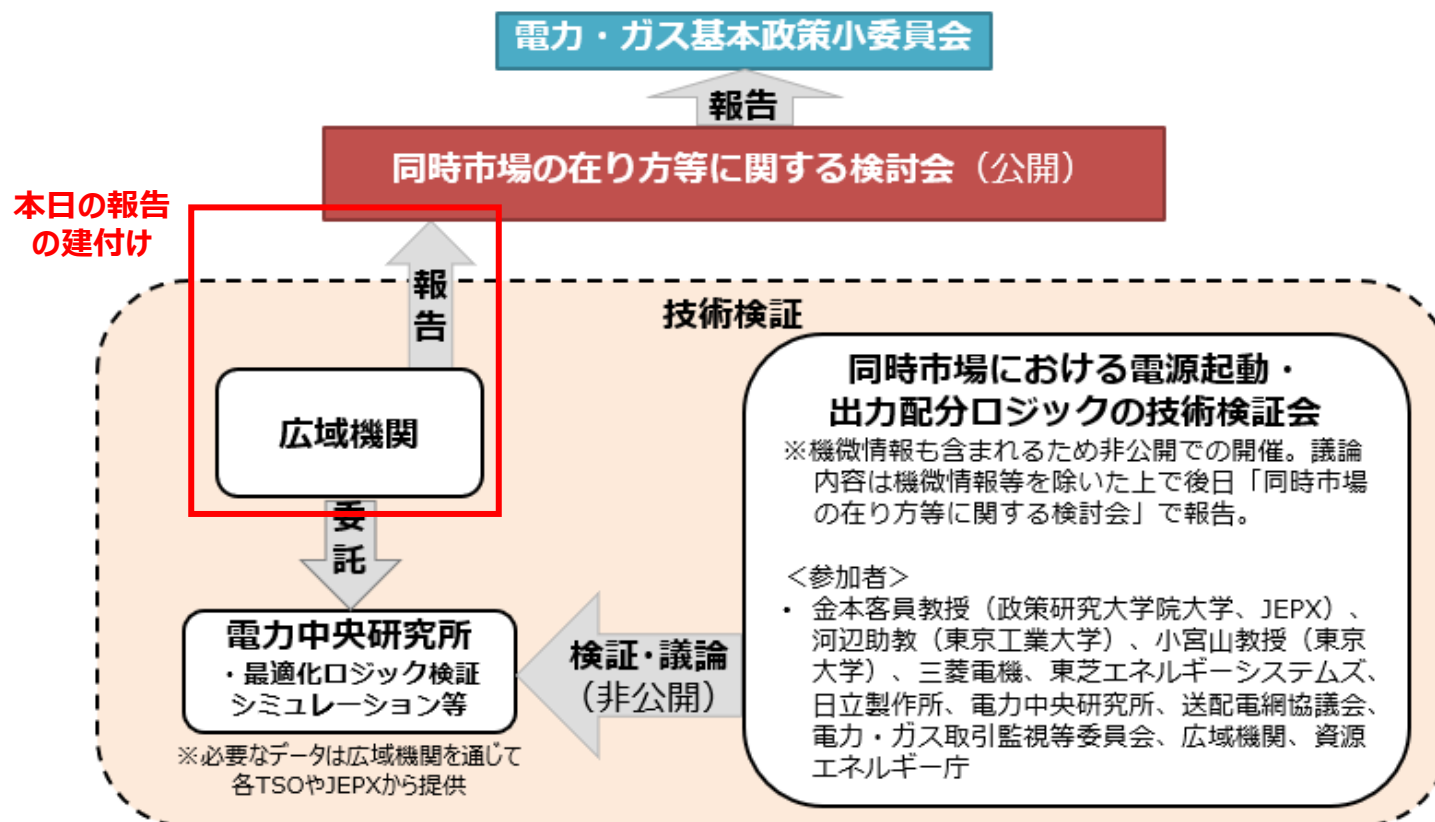
- 全国の需給・系統データの模擬（2030年頃の将来想定）を行い、長期に亘り活用が見込まれる同時市場の最適化ロジックとしての実現性・妥当性を検証。



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

8

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



1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
 - － 1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - － 2. 需要曲線の簡略化手法の検討
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- 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、小規模システムモデルでは、正しい挙動をしていることをお示したところ。

ロジック改良と小規模システムモデルでの検証について（1 / 4）

34

- 前述のロジック改良の方向性を踏まえた、基本ロジックの概要は、以下のとおりとなる。
- ベース基準や変数（抑制方向から増加方向）が変更になっただけであり、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値（不落となる入札が需要抑制されるコスト）との合計値（目的関数）を最小化する考え方は変わらない。

【基本ロジックの概要】

目的関数：発電コスト f_G + 需要コスト f_D の最小化

変数：各ノードの追加需要の約定量 Δp_D 、約定区分 y_{Dseg}

定数：各ノードのベース需要電力 P_{DB} 、追加需要の入札量 P_{Dseg} 、および入札量に対する需要コスト H_{Dseg}

ノード需給バランス

$$p_G(i, t) - p_D(i, t) = \sum_{k \in \{k | Fr(k) = i\}} p_{Flow}(k, t) - \sum_{k \in \{k | To(k) = i\}} p_{Flow}(k, t)$$

需要電力 $p_D(i, t) = P_{DB}(i, t) + \Delta p_D(i, t)$

需要上下限 $P_{Dmin}(i, t) \leq p_D(i, t) \leq P_{Dmax}(i, t)$

追加需要電力 $\Delta p_D(i, t) = \sum_{k \in S_D} P_{Dseg}(i, t, k) \cdot y_{Dseg}(i, t, k), \sum_{k \in S_D} y_{Dseg}(i, t, k) = 1$

Minimize $f_G + f_D$

① 総電源エネルギー費用

② 価格反応需要価値（不落となる入札が需要抑制されるコスト）

需要曲線に応じた変数定義
・ステップ関数：離散 $y = \{0, 1\}$
・区分離形関数：連続 $0 \leq y \leq 1$

ベース需要電力 P_{DB}

追加需要約定量 Δp_D

供給量

価格弾力性で抑制される負荷

セルフスケジュール電源

何れかの区分（入札）を取る

約定価格

供給曲線

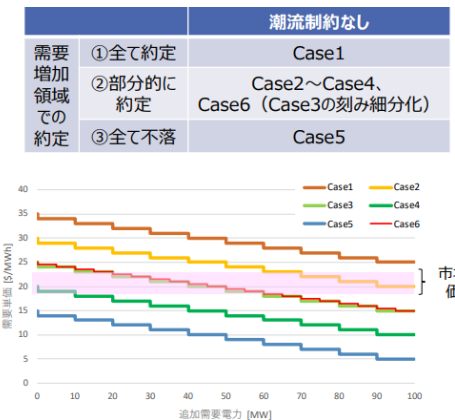
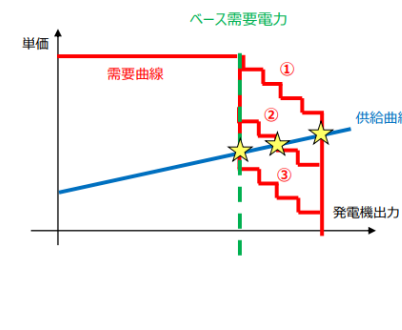
発電機出力

ロジック改良と小規模システムモデルでの検証について（4 / 4）

37

- 検証ケースは、需要増加領域の価格水準を変化させた、全6ケースを設定。
- ケース設定の考え方としては、買い入札価格が市場約定価格よりも高く需要増加領域が全て約定する場合（①）、買い入札価格が市場約定価格と同水準となり需要増加領域が部分的に約定する場合（②）、買い入札価格が市場約定価格よりも安く需要増加領域が全て不落となる場合（③）とし、各ケースが想定されるような挙動を示すかについて確認を行った。

【需要曲線の設定イメージ】

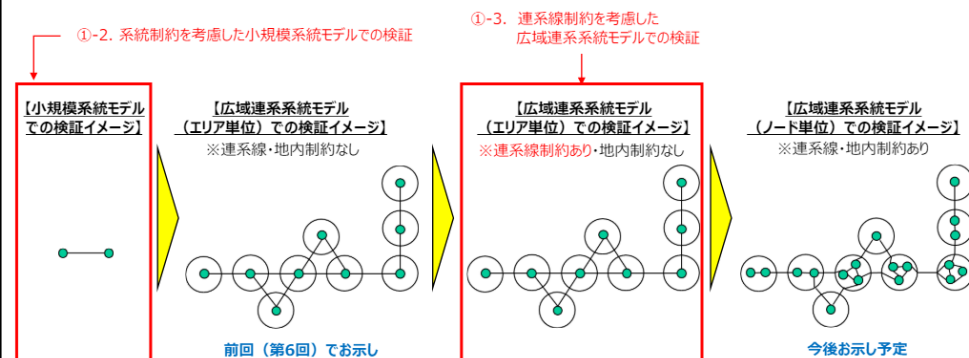


- 他方で、広域連系系統モデルにおいて、ノード単位に買い入札を模擬しようとする、買い入札量が膨大となることで計算時間が大幅に増加することから、まずもっては、買い入札をエリア単位に集約したうえで、系統制約も除外して、収束性（計算負荷）に関する検証を実施した。（第8回本検討会（2024年4月19日）において、連系線のみ系統制約を考慮して検証を実施）
- 今後のノード単位の検証に向けて、買い入札（需要曲線）模擬について誤差が少なくなるように工夫（簡略化）する旨や、エリア単位で入札された買い入札のノード毎への配分方法・ロジック上での取り扱い等を、海外の知見等を参考に深掘りすることとしており、今回は需要曲線の簡略化手法について検討した。

今回の検証項目の位置付け

23

- 今回は、最終的なノード単位での検証に向けた、次ステップとして、系統制約を考慮した場合の動作検証を行った。
- 具体的には、まずは小規模系統モデルで系統制約を考慮して正しい挙動を示すかを確認した（①-2.）うえで、広域系統連系モデルにおいて連系線のみ系統制約を考慮して動作の検証を行った（①-3.）。

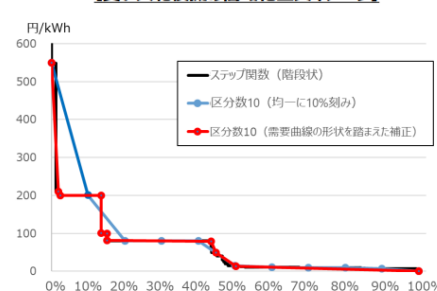


シミュレーション結果の評価（3 / 3）

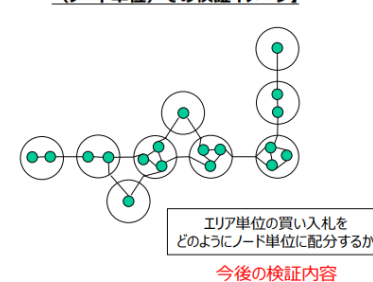
49

- 前述の結果を踏まえると、買い入札の考慮（模擬）には、区分線形関数の区分数を減らして簡略化する工夫が必要と考えられる一方で、今回行った簡略化（Case4の10%刻み）は区分ごとの幅が均等となり、誤差が大きくなると考えられるため、例えば、需要曲線の形状を踏まえた区分に補正するなど、なるべく簡略化による誤差を少なくするといった工夫も必要になると考えられる。
- また今後、広域連系系統モデル（ノード単位）での検証を進めていくにあたり、エリア単位で入札された買い入札をどのようにノード毎に配分してロジック計算を行うのか、海外における需要側の入札・精算単位やロジック上の扱い等も調査の上、深掘りすることが重要となる。

【買い入札模擬の簡略化工夫イメージ】



【広域連系系統モデル（ノード単位）での検証イメージ】



1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
 - － 1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - － 2. 需要曲線の簡略化手法の検討
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －③. 「kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における Δ kW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- 海外においても、買い入札量が多くなることで、SCUCロジックの収束性が悪くなることが懸念されており、需要曲線を階段状に近似するなど、SCUCロジックで取り扱う変数量を減らす工夫がなされている。

◆ 需要入札数の増加は、問題規模の増加や収束性の悪化をもたらすことを懸念

- Y. Chen, et al. "Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market: Modeling, Solution Methods, and Future Challenges", **IEEE Task Force on Solving Large Scale Optimization Problems in Electricity Market & Power System Applications**, 2023.

- Most ISOs include **virtual incremental offers (INCs) that are similar to generation offers** and **virtual decremental bids (DECs) that are similar to demand bids**.
- However, **a large number of virtual transactions may increase the number of decision variables and the time for a MILP solver to solve each LP** [75].
- The number of UTCs could be very large and may have a more significant impact on congestion than INC/DEC bids. **They may cause slow convergence between SCUC and network security analysis SFT** [124][125].

◆ 前日市場の価格弾力性需要モデルには、需要曲線を階段状に近似した関数を使用

- P. R. Thimmapuram, et al. "**Modeling and Simulation of Price Elasticity of Demand Using an Agent-Based Model**", 2010.

- The shape of the demand curve that is bid into the day-ahead market is modeled by adjusting the following parameters for each individual consumer:
- Reference price, Limit for load reduction (percentage), Limit for load increase (percentage), Number of steps on demand curve for load reduction, Number of steps on demand curve for load increase.

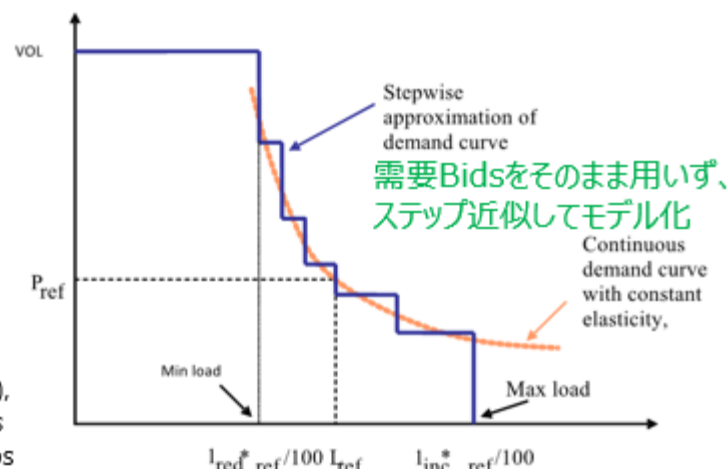
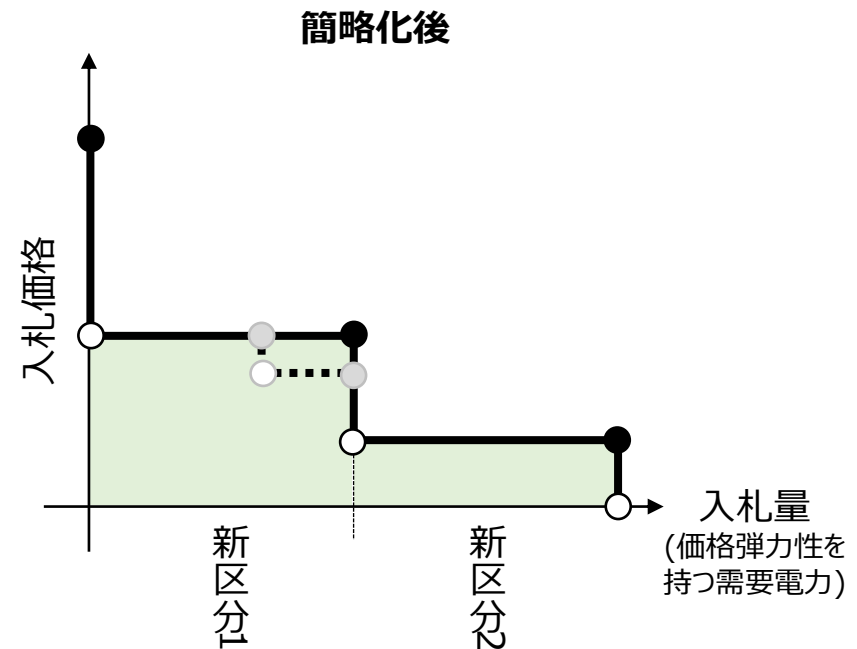
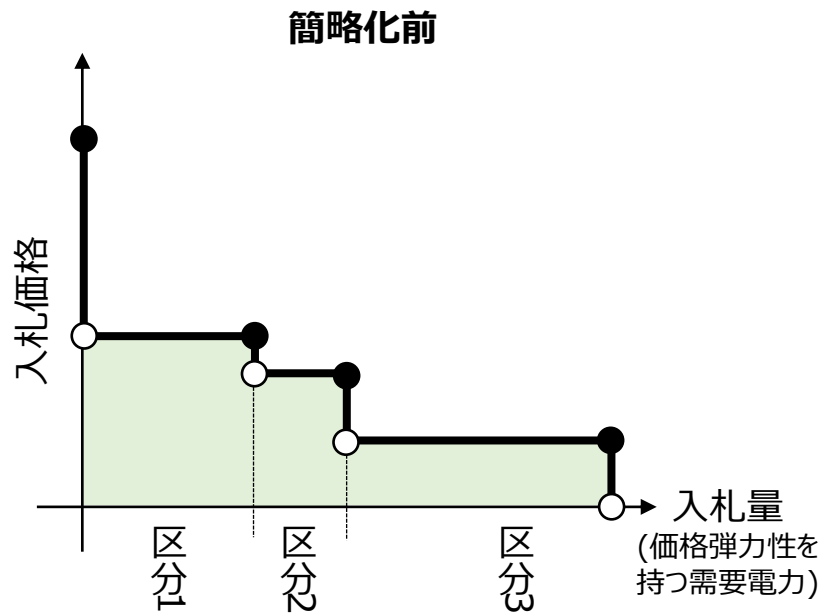


Fig. 2. Price elastic demand in EMCAS

- 需要曲線の簡略化方法としては、下図のように、隣接する区分を集約することで、変数（下図の●および○）を削減することが考えられる。
- この際、区分集約により元の需要曲線からの乖離（誤差）が生じるため、なるべく乖離（誤差）が少なくなるような区分の集約方法が望ましい。

【需要曲線の簡略化イメージ】



■ 前ページの基本的な考え方のもと、以下の手順で簡略化するロジックを構築した。

①簡略化区分の選択：

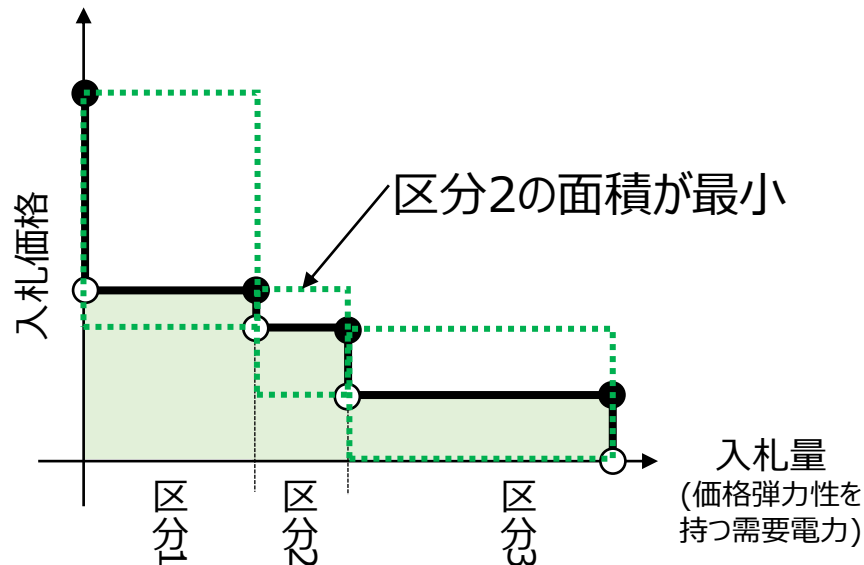
自区分の需要入札量と、隣接区分間の価格差で囲まれる領域（左図の緑点線）が最小となる区分を選択

②簡略化方向の決定：

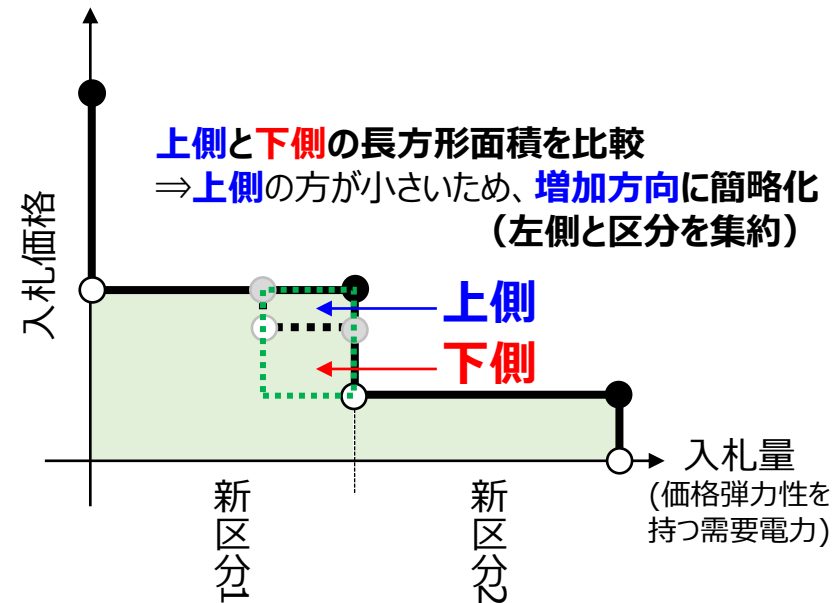
選択した区分について、自区分の価格を境に上側・下側に分割し、面積の小さい方向へ簡略化（上側の方が小さい場合、左側と区分を集約。下側の方が小さい場合、右側と区分を集約）

【需要曲線の簡略化手法の手順イメージ】

①簡略化対象区分の選択

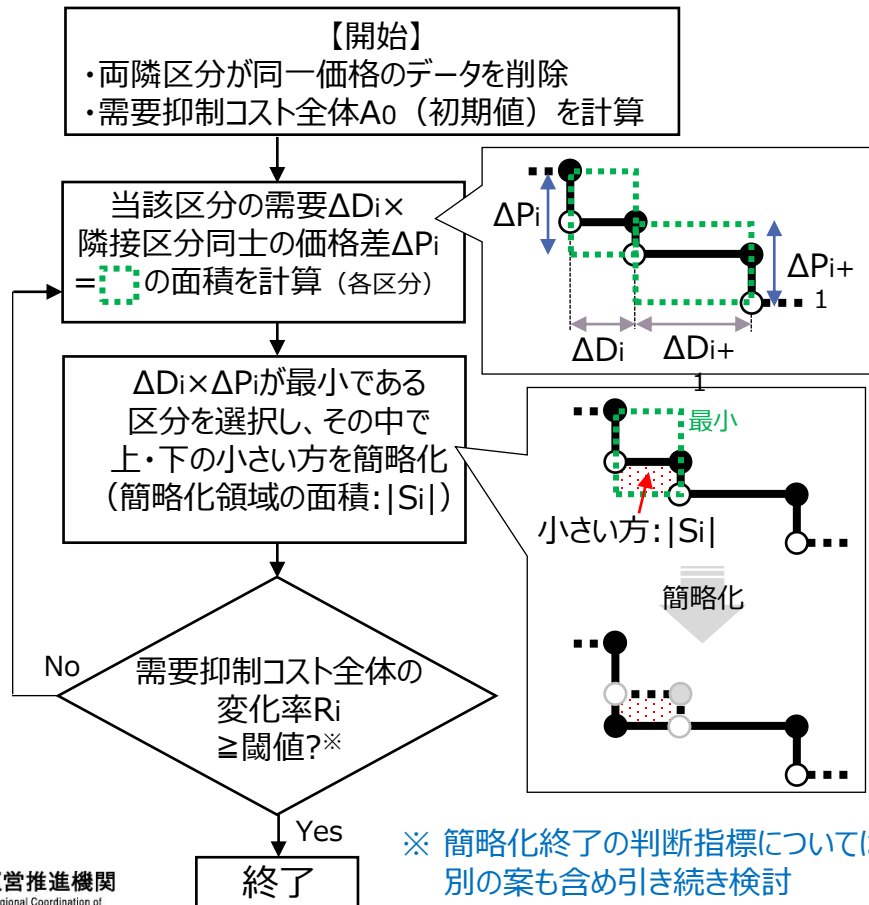


②簡略化方向の決定



- 買い入札が多数ある場合でも、前ページの簡略化手法を繰り返すことで、任意の区分数に削減が可能となる一方、区分が減るほど、元からの乖離（誤差）が生じるため、どこで簡略化を終了するか判断指標が重要となる。
- 簡略化終了の判断指標は、区分数や簡略化による乖離領域の総量など様々考えられるところ、まずは今回、需要抑制コスト全体に対する乖離量の変化率（ R_i ）を評価指標として、検証を行った。

【簡略化処理フロー】

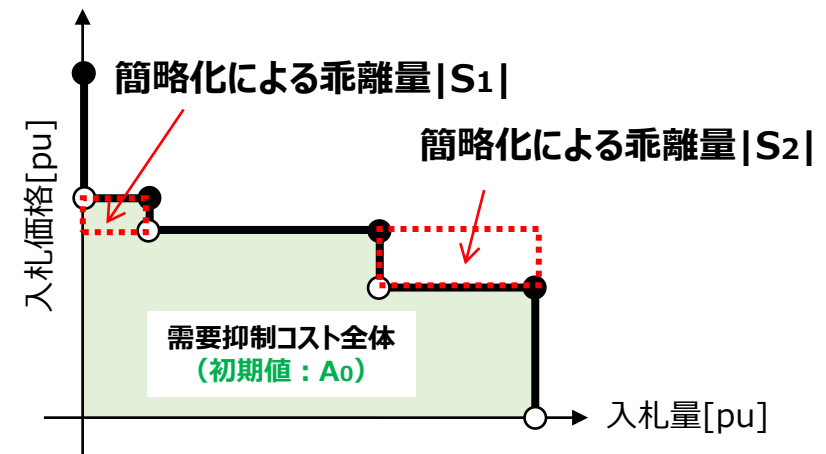


【評価指標のイメージ】

需要抑制コスト全体に対する乖離量の変化率

$$R_i = \sum |S_i| / A_0 [\%]$$

- ・ 乖離量の絶対値 $|S_i|$ を加算していくことで、需要抑制コスト全体の初期値（ A_0 ）からどれだけ乖離したかも把握できる
- ・ エリア・コマ毎にデータ数が異なる場合でも、同一の指標で簡略化精度を定量化できるため、精度のバラつきが生じにくい

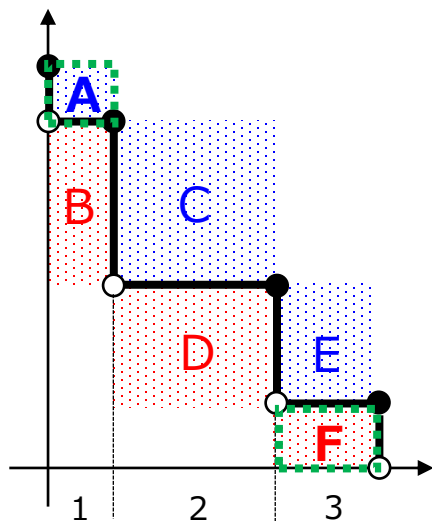


※ 簡略化終了の判断指標については別の案も含め引き続き検討

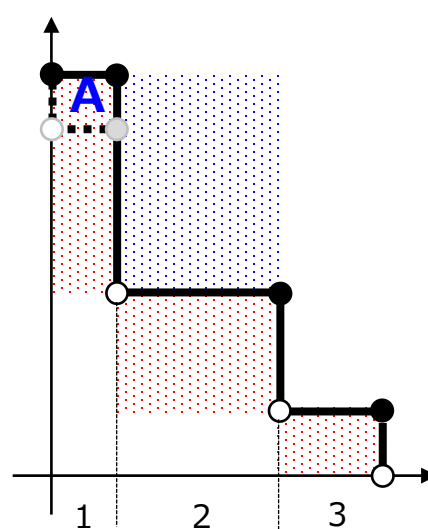
- 下図のように、一番左の区分の価格を増やす簡略化（領域Aの簡略化）と一番右の区分の価格を減らす簡略化（領域Fの簡略化）は、区分数を減らすことに繋がらないため、簡略化の対象外とする。

【簡略化により区分が減らないケース】

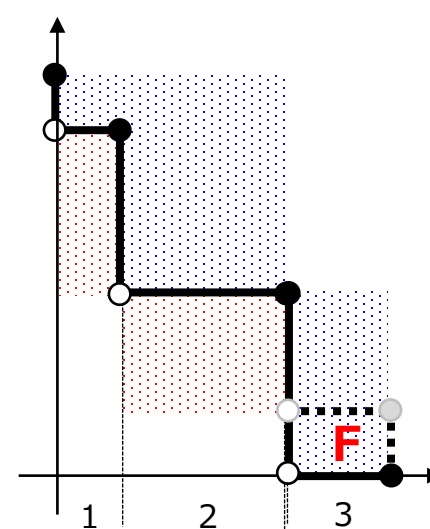
①簡略化前
区分=3



②簡略化後（領域A）
区分=3



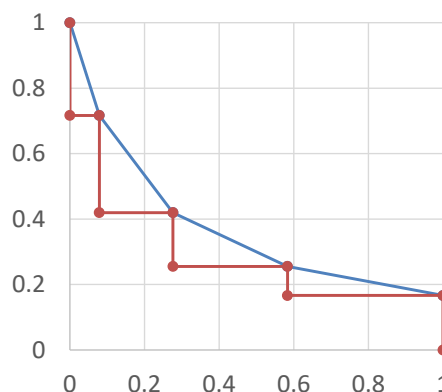
②簡略化後（領域F）
区分=3



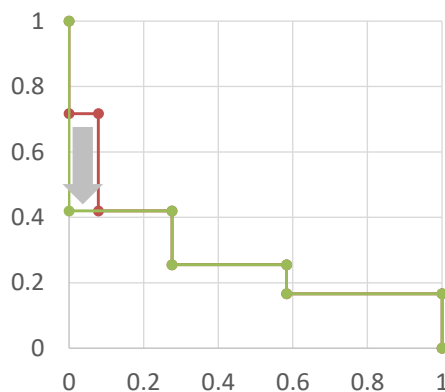
- 簡易データを用いて簡略化手法の動作検証を行った結果は下図のとおり。
- 元の需要曲線からの乖離が小さい順に区分数を減らすロジックとしていることから、簡略化の回数が増える（区分数を減らす）ごとに、乖離量の変化率が次第に大きくなる（正しく動作している）ことが確認できた。

【簡易的なデータによる簡略化の過程】

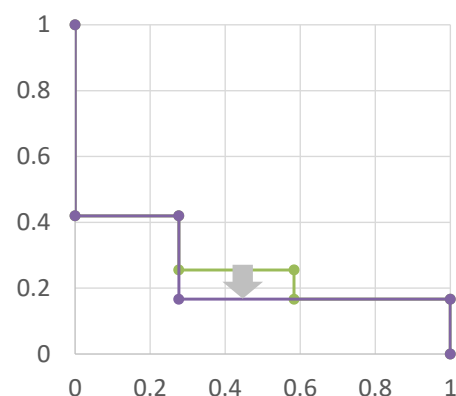
①元データ（区分＝4）



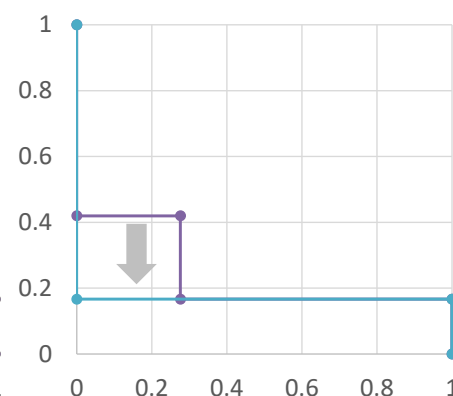
②簡略化1回目（区分＝3）



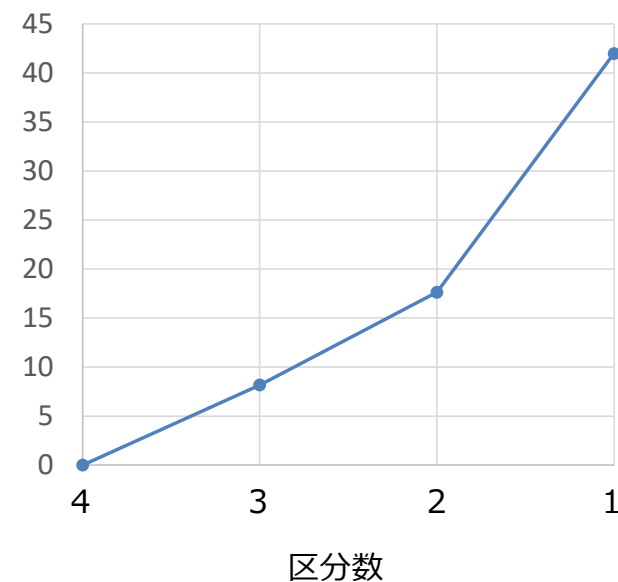
③簡略化2回目（区分＝2）



④簡略化3回目（区分＝1）

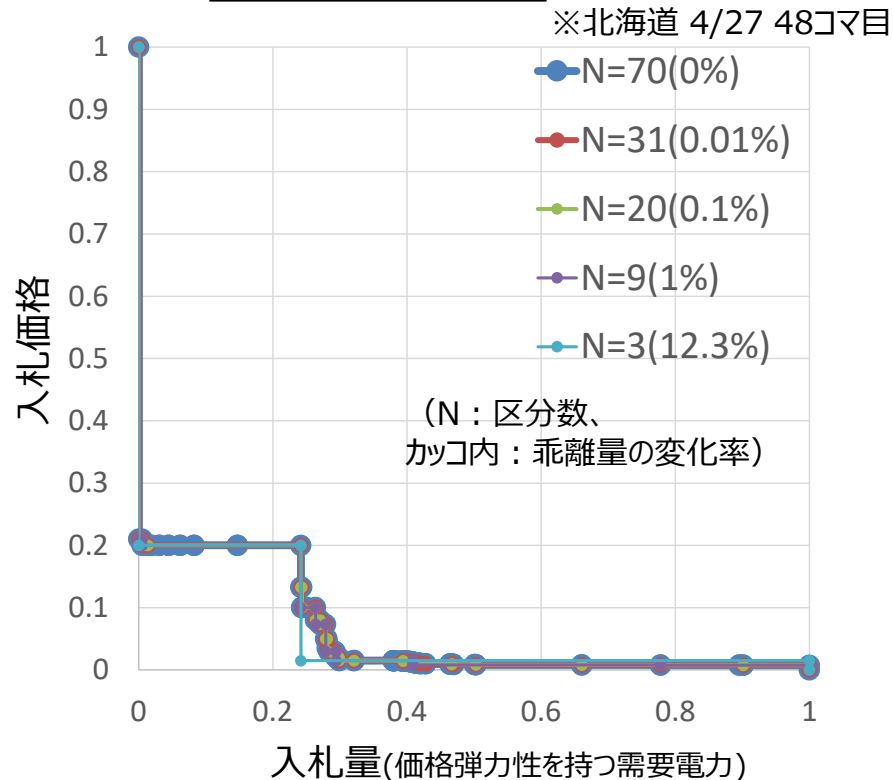


【乖離量の変化率 [%]】

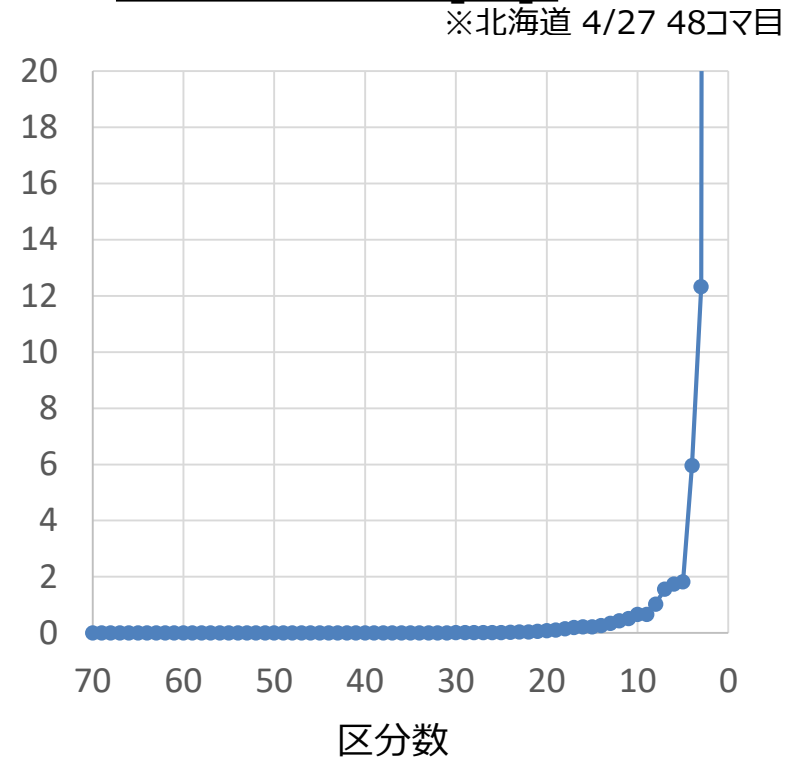


- JEPX実績データを用いて簡略化手法の動作検証（簡略化終了の判断指標を0.01%、0.1%、1%に設定）を行った結果は下図のとおり。
- 元の需要曲線からの乖離が小さい順に区分数を減らすロジックとしていることから、簡略化の回数が増える（区分数を減らす）ごとに、乖離量の変化率が次第に大きくなる（正しく動作している）ことが確認できた。

【需要曲線の推移】



【乖離量の変化率 [%]】

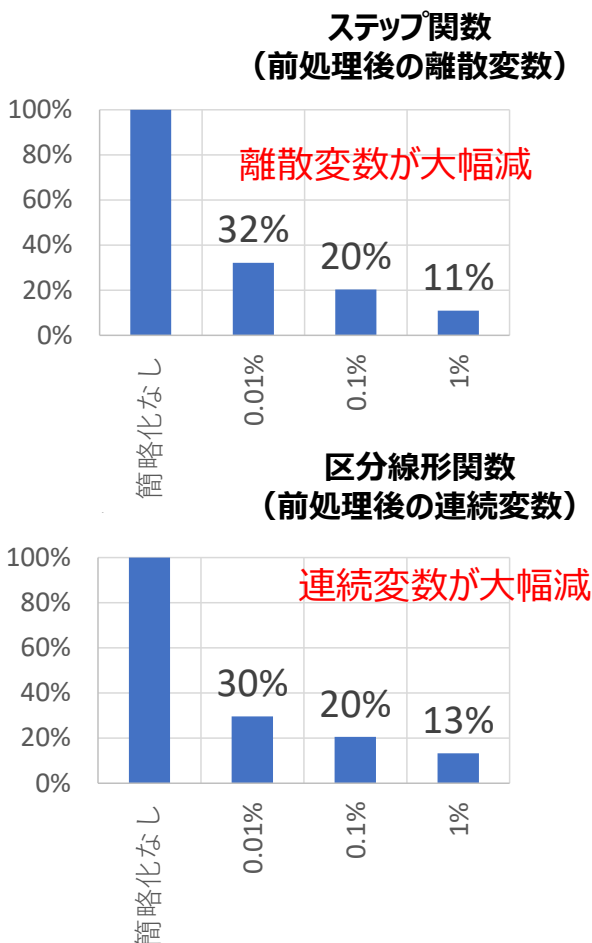


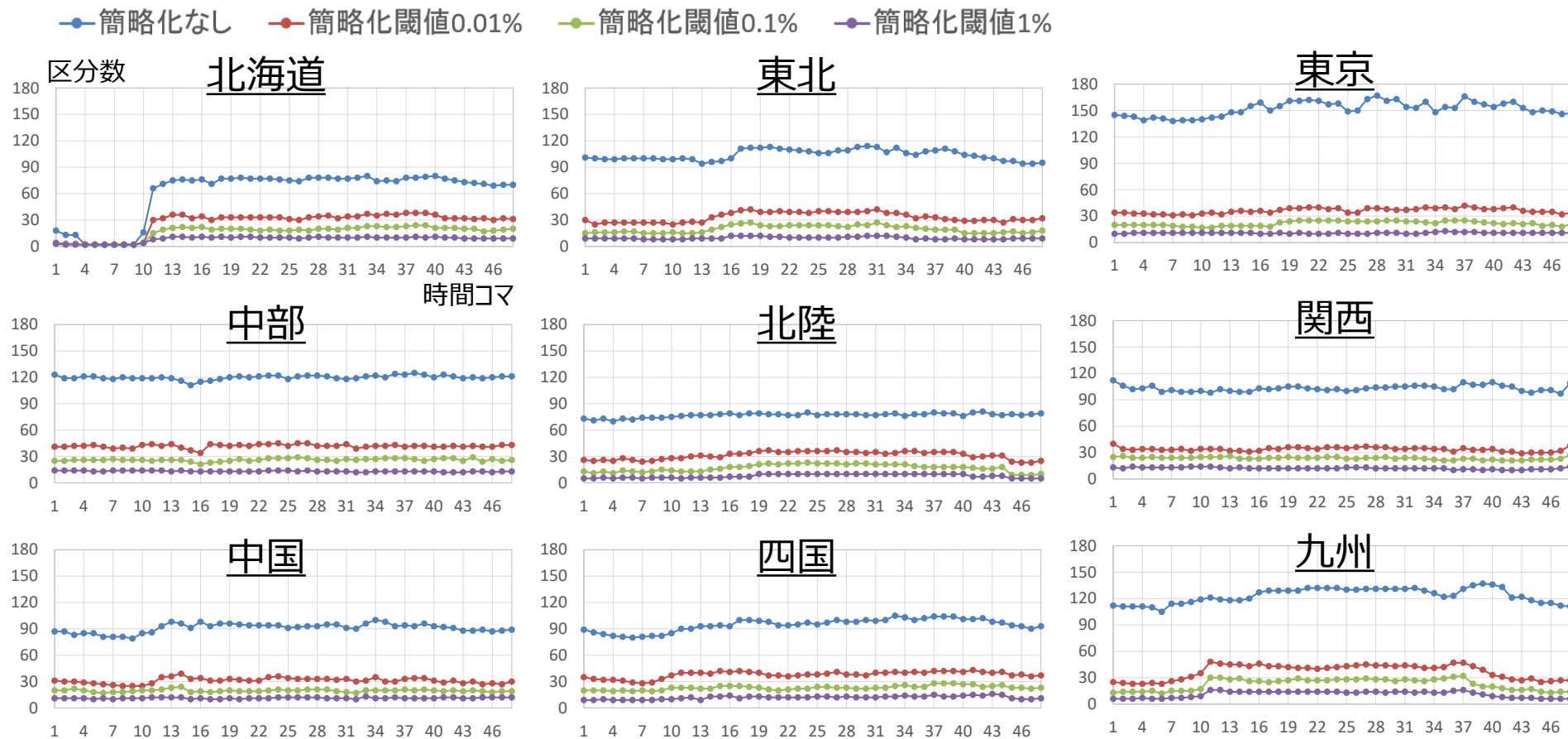
- また、簡略化による変数の削減効果は下表のとおりであり、SCUCロジックの計算（最適化処理）時間についても、相当程度短縮することが期待される。
- そのため今後は、広域連系系統モデル（ノード単位）の検証における計算時間短縮効果と、元の需要曲線からの乖離（誤差）影響を踏まえて、簡略化終了の判断指標等について深掘り検討していきたい。

【簡略化による変数の削減効果】

簡略化閾値	価格弾力性 模擬	買い入札 (区分数)	離散変数※	連続変数※
— (簡略化なし)	ステップ関数	2~167	4,493,075 (2,952,482)	671,210 (211,081)
	区分線形関数		60,227 (63,314)	5,104,058 (4,595,820)
0.01%	ステップ関数	2~48	1,334,339 (949,179)	671,210 (208,591)
	区分線形関数		60,227 (63,314)	1,945,322 (1,359,892)
0.1%	ステップ関数	2~32	909,635 (598,376)	671,210 (208,307)
	区分線形関数		60,227 (63,314)	1,520,618 (940,919)
1%	ステップ関数	2~16	484,931 (321,595)	671,210 (208,243)
	区分線形関数		60,227 (63,309)	1,095,914 (607,035)

※括弧内はソルバーの前処理 (問題縮小処理) 後の数





1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
 - － 1. 前回までの振り返りと今回の検証事項
 - － 2. 需要曲線の簡略化手法の検討
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- 第5回技術検証会において、簡略化手法は一定程度有用と評価いただいた一方で、誤差の評価方法や評価指標についてもご意見（ご示唆）をいただいた。
- 引き続き、最終的な広域連系系統モデル（ノード単位）での検証に向けて、更なる検討を進めていく中で、ご示唆を踏まえて、需要曲線の簡略化手法の深掘りも進めていく。

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

- 0-1の離散変数の増加より、連続変数の増加の方が計算負荷への影響は小さいため、階段状の関数は部分約定ができるとして連続変数として扱えばよい
- 誤差の評価について望ましいのは、需要抑制コストの乖離度合いの合計でなく、簡略化によって均衡点がずれることによる影響であるが、評価に手間がかかるので、やるかどうかは考える必要がある
 - ⇒誤差の評価では、大規模系統モデルで約定点（あるいは下界値）の変化によるコストの変化・影響を見ていく必要があると思っている
- JEPX実績の試算結果を見ると、9区分程度まで減らしても有用そうであり、今後検討を深めるうえで大変よい示唆を示していただいた
- 過去の経験上、発電コストと需要抑制コストの比率によっても計算負荷が異なる。大体的場合、発電コストの方が大きいですが、その場合、発電側で調整しようとして、需要側の影響は小さくなる
- 需要曲線を考慮するロジックを検討する動機の一つとして、系統混雑を発電側だけでなく、需要側・DRでもできるようにすることもあると思っている。その観点で、今回の評価指標だけでなく、簡略化により系統混雑回避ができているかも確認していただければと考える
 - ⇒現状では、入札データがエリア単位となっているので、地内系統の混雑は評価が難しいと考えている。今後、エリア単位の入札をノード単位へ配分する方法を考えていく中で、考えていきたい
- 需要コストの変化率と簡略化誤差という2つの話があるか関係性は？
 - ⇒本質的には同じもので、変化率を累積すると誤差の合計となる
- 系統規模が大きければ、離散変数を減らしても計算負荷自体は同じような感覚だが、かなり違ってくるのか？
 - ⇒実際には離散変数は連続変数に置き換えている。やってみるまで分からないが、約定点によって確保する供給力・調整力が変わってくるので、需要曲線の形により、波及的に計算負荷へ影響すると考えている

- また、技術検証会においては、技術論とは別に（制度論として）想定される需要側の入札行動を踏まえた検討が必要という意見も頂いたため、エリア単位で入札された買い入札をノード毎へどのように配分するのか、海外事例や事業者の運用実態（ヒアリング）を踏まえながら、検討を深掘りしていく。

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

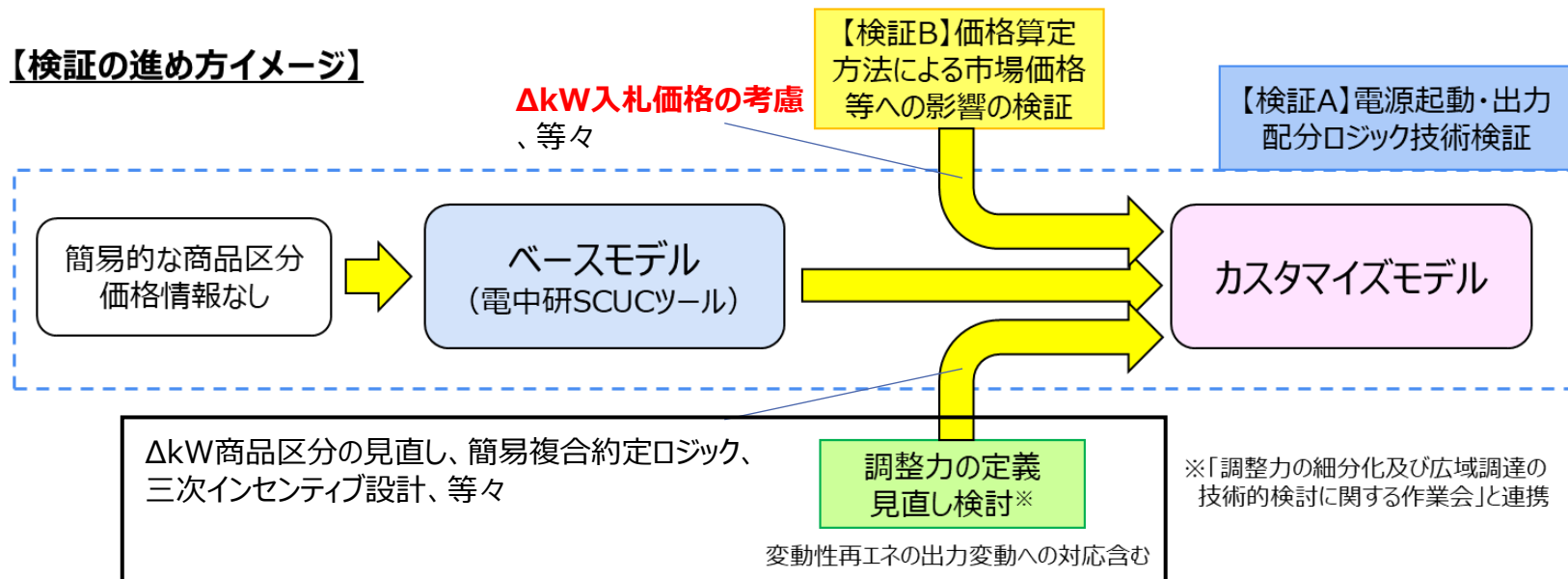
- 米国は、前日市場にバーチャルビッドがあるが、リアルタイム市場では相殺されて意味がなくなるのだが、前日市場でそのような入札を考慮して、SCUCを解いているので計算負荷が大きいことが問題になっている
 - エネ庁・広域の検討事項かもしれないが、需要面をどういう風に想定するかが大事。現在は、大部分は発電機の経済差替えのための入札とかであり、しばらくはノードごとに価格弾力性のある需要入札が出るとは考えづらい。同時市場になったときに、誰がどういう形で入札するかをおさえておく必要があり、BGや発電事業者とヒアリングすることも、急がないが、念頭に置いていただければと考える
- ⇒そもそも需要をどうとらえるか、買い入札をどういうあり方にするかは、難しい問題だと感じている。検討会の方でも、時間前の設計に関して、発電BGに電源の運用実態やニーズをヒアリングする予定であり、海外の仕組みの調査とも合わせて検討していきたい

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における Δ kW入札価格考慮の検証
 - － 1. Δ kW入札価格を考慮したロジックの検証について
 - － 2. Δ kW入札価格を考慮した小規模系統モデルでの検証
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- 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。
- 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行った。
- 今回は、検証Bの議論状況を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック構築・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

- 具体的には、第6回本検討会（2024年2月5日）における検証Bの議論において、ΔkW費用の構成要素として、①機会費用、②逸失利益、③その他（一定額）の3点に分解され、これまで扱ってこなかった③を入札情報に追加（加味）した場合の同時最適化手法について、検証Aにおける検証が必要とされていた。
- これを受けて、今回まずもって、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小規模システムモデルでの挙動確認を行ったので報告する。

ΔkWの価格算定に関する検証の進め方

31

- 以上を踏まえると、現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
 - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
 - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
 - ③ その他（一定額）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事に入札情報として登録され、ΔkWの確保と同時にkWhの約定も行われるため、**kWh価格は、ΔkWの入札事業者が事前に予想する必要はなく、事後的に同時最適の結果として、算出することが可能**である。
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用や、すでに同時最適の仕組みを導入している米国の事例などを参考に、**③として何が含まれるのか、主に定性的な視点から議論する必要があるのではないか。**
- 加えて、これまで、**検証AにおいてはThree-Part情報と電源の運用パラメータを元にして、SCUC・SCEDについて検証をしてきたが、③というこれまで扱っていなかった入札情報を加味した同時最適手法について検証が必要。**
- また、その他の重要な観点として、「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめや、これまでの本検討会での意見を踏まえると、**ΔkWの約定方法として、シングルプライスなのか、マルチプライスなのかという議論も必要であると考えられるのではないか。**
- 以上を踏まえつつ、こと検証Bにおいては、**上記の①②はすでに定量的に算出が可能**なため（前述のkWh検証のために計算した電源態勢はΔkW確保を考慮したものであり、これを利用し、算出が可能。）、**まずはその規模について計算を行い、定量的な観点から示唆を得てはどうか。**

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における Δ kW入札価格考慮の検証
 - － 1. Δ kW入札価格を考慮したロジックの検証について
 - － 2. Δ kW入札価格を考慮した小規模システムモデルでの検証
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

- まずもって基本ロジックにおいて、目的関数にΔkW調達費用（ΔkW入札価格×ΔkW確保量の総和）を追加するカスタマイズを行い、ΔkW入札価格を考慮できるようにロジックの改良・構築を行った。
（同時市場におけるΔkW入札価格の取り扱いは未定であるものの、ロジックとしてΔkW入札価格を取り扱った際の影響（挙動）について検討したものである点に留意）

【ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適化ロジックの目的関数】

$$f = \sum_{t=0}^{n_t} \sum_{i=0}^{n_i} \{ \underbrace{f_G(i, t)}_{\text{電源運用コスト}} + \underbrace{f_C(i, t)}_{\text{ペナルティ項}} + \underbrace{f_{PCR}(i, t)}_{\text{一次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{SCR}(i, t)}_{\text{二次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{TCR}(i, t)}_{\text{三次調整力調達費用}} \}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{PCR}(i, t) = K_{PCRup}(i) \cdot R_{PCRup}(i, t) + K_{PCRdn}(i) \cdot R_{PCRdn}(i, t) \quad \text{一次} \\ f_{SCR}(i, t) = K_{SCRup}(i) \cdot R_{SCRup}(i, t) + K_{SCRdn}(i) \cdot R_{SCRdn}(i, t) \quad \text{二次} \\ f_{TCR}(i, t) = K_{TCRup}(i) \cdot R_{TCRup}(i, t) + K_{TCRdn}(i) \cdot R_{TCRdn}(i, t) \quad \text{三次} \end{array} \right.$$

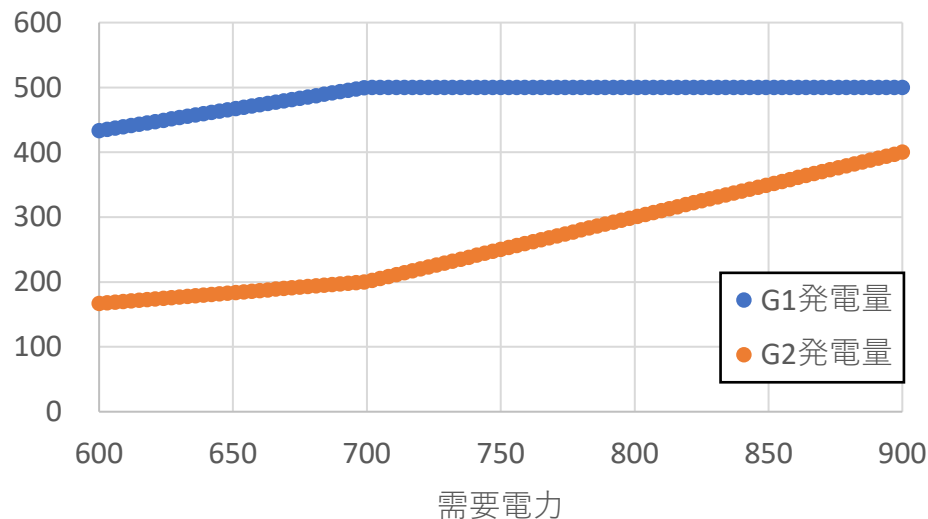
上げΔkW価格 [円/kW] × 上げΔkW確保量 [kW] + 下げΔkW価格 [円/kW] × 下げΔkW確保量 [kW]

- ## 【小規模システムモデル】

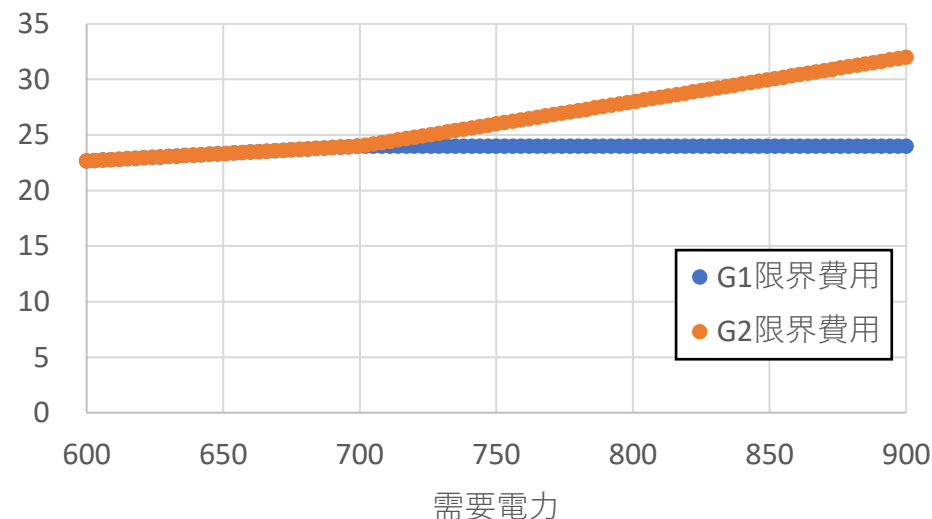


- まずは、 Δ kW入札価格なしの場合について、最適化結果の挙動を確認した。
- 需要電力600～700MWでは、発電機G1・G2の限界費用が同じとなるように出力配分され、相対的に限界費用の安いG1の方がG2よりも出力が大きくなる結果となった。
- 需要電力700～900MWでは、発電機G1が定格出力500MWに達し、残りをG2が出力する結果となった。
（また、その結果、G2の限界費用が上がり続ける結果となった）

【発電機G1・G2出力 [MW]】

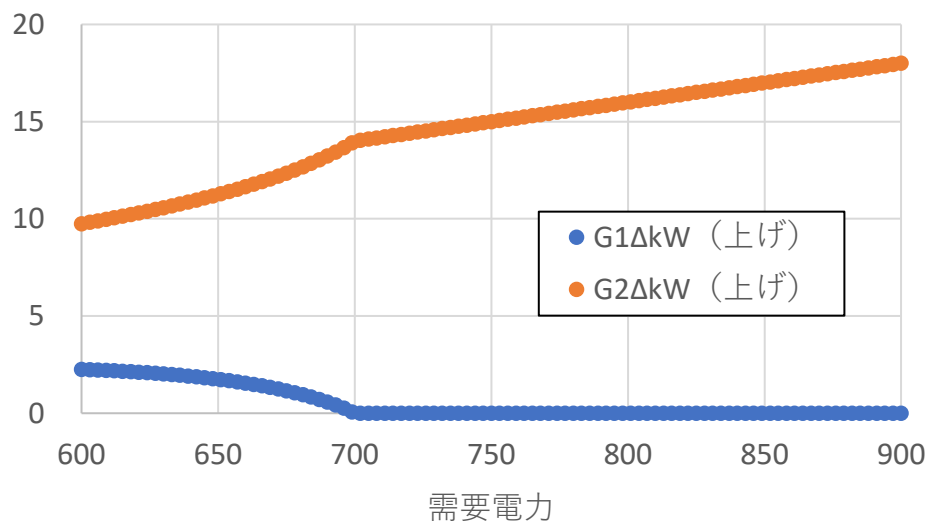


【発電機G1・G2の限界費用 [\$/MW]】

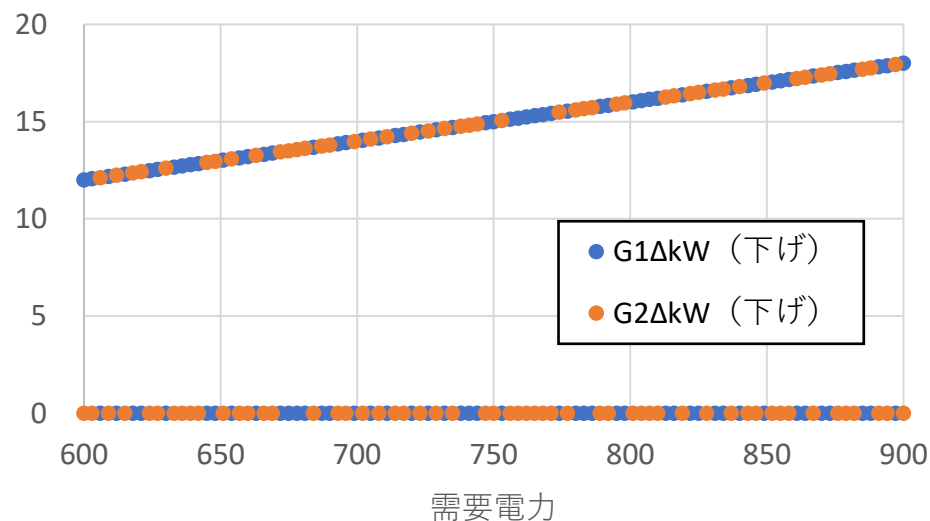


- 続いて ΔkW の確保結果について確認した結果、上げ調整力については、需要電力700～900MWでは、発電機G1は定格出力に達するため、発電機G2のみで ΔkW を確保する結果となった。
- 下げ調整力については、発電機G1・G2ともに下げ代（＝発電機出力）が十分にあり、どちらで確保してもよい（目的関数の値は変わらない）ことから、需要電力の大小による傾向はみられず、どちらか一方で ΔkW を確保するような結果が得られた。

【上げ調整力の確保量 [MW]】



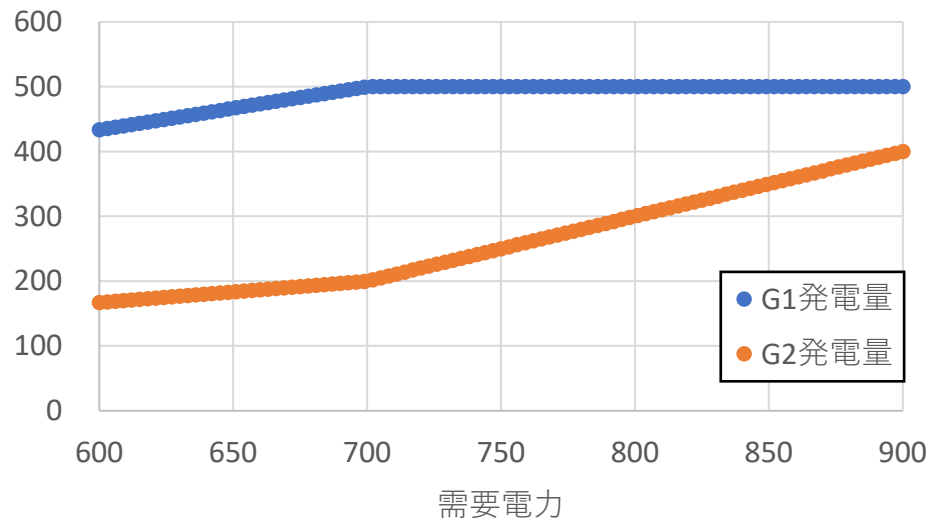
【下げ調整力の確保量 [MW]】



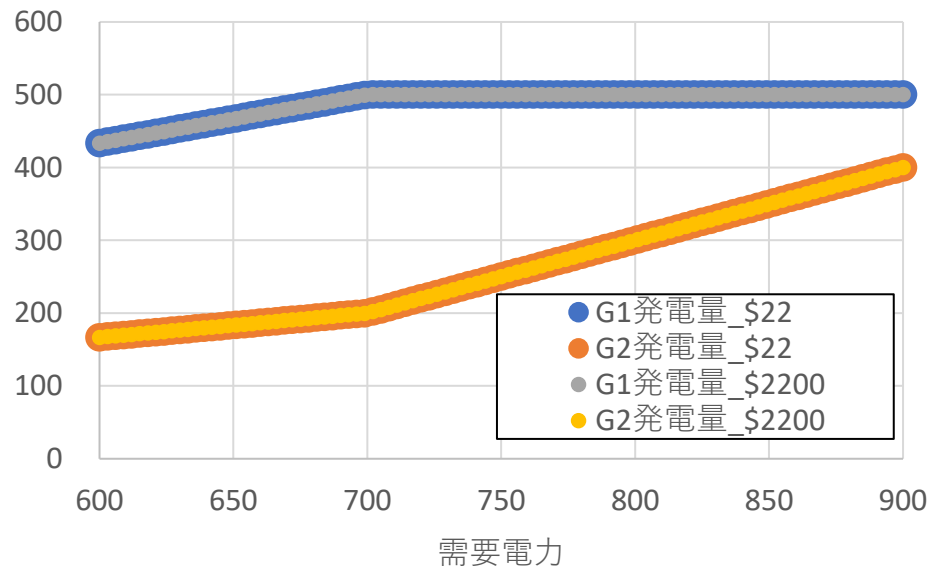
※G1・G2合計が必要量を満たせば、他の計算結果も取りうる

- 続いて、 Δ kW入札価格が電源間で同じ場合として、発電機G1・G2ともに Δ kW入札価格を「\$22/MW」、「\$2,200/MW」と設定し、最適化結果の挙動を確認した。
- 最初に、発電機の出力行配分結果については、 Δ kW入札価格の大小に関わらず、① Δ kW入札価格なしの場合と同じ結果となった。

【 Δ kW入札価格なし】



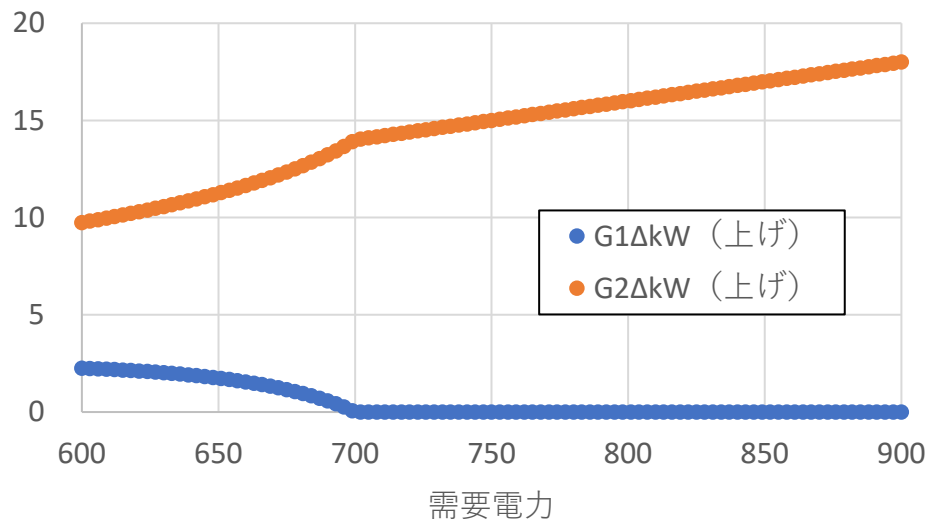
【 Δ kW入札価格あり（電源間で同じ価格）】



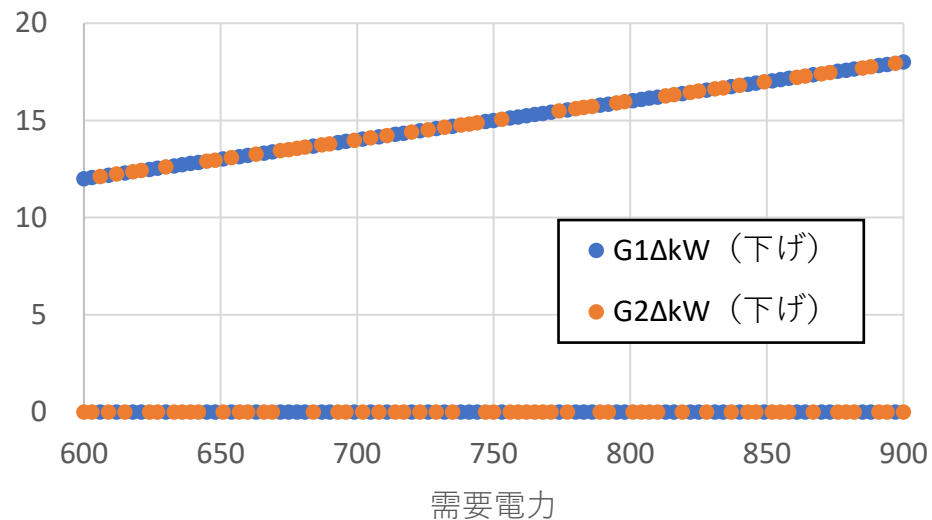
■ また、 ΔkW 確保の結果についても、 ΔkW 入札価格考慮の有無に関わらず、同じ傾向を示した。

【上げ調整力の確保量 [MW]】

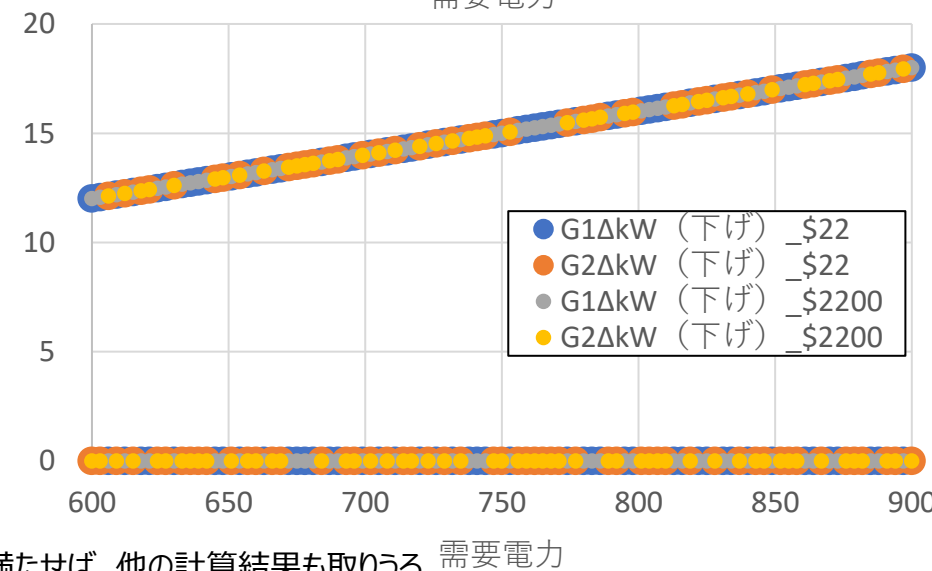
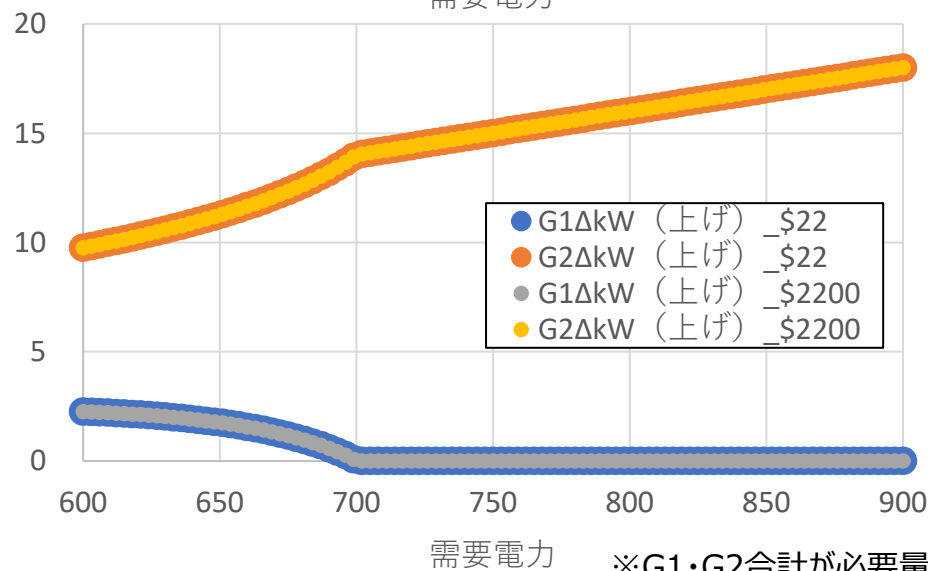
ΔkW 入札価格なし



【下げ調整力の確保量 [MW]】



ΔkW 入札価格あり



※G1・G2合計が必要量を満たせば、他の計算結果も取りうる

- 前述のとおり、電源間でΔkW入札価格が同じ場合、ΔkW入札価格の有無に関わらず、発電機出力とΔkW確保結果が同じ傾向を示した。
- これは、目的関数に調整力調達費用が追加されても、ΔkW入札価格が同じ場合には、発電機G1・G2のどちらでΔkW確保しても調整力調達費用は変わらず、ΔkW確保についてG1・G2の優先度がないことから、電源運用コスト（燃料費）が最小となる発電機の出力配分（+ΔkW確保）結果になったためである。

【ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適化ロジックの目的関数】

$$f = \sum_{t=0}^{n_t} \sum_{i=0}^{n_i} \{ \underbrace{f_G(i, t)}_{\text{電源運用コスト}} + \underbrace{f_C(i, t)}_{\text{ペナルティ項}} + \underbrace{f_{PCR}(i, t)}_{\text{一次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{SCR}(i, t)}_{\text{二次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{TCR}(i, t)}_{\text{三次調整力調達費用}} \}$$

$$f_{PCR}(i, t) = K_{PCRup}(i) \cdot R_{PCRup}(i, t) + K_{PCRdn}(i) \cdot R_{PCRdn}(i, t) \quad \text{一次}$$

$$f_{SCR}(i, t) = K_{SCRup}(i) \cdot R_{SCRup}(i, t) + K_{SCRdn}(i) \cdot R_{SCRdn}(i, t) \quad \text{二次}$$

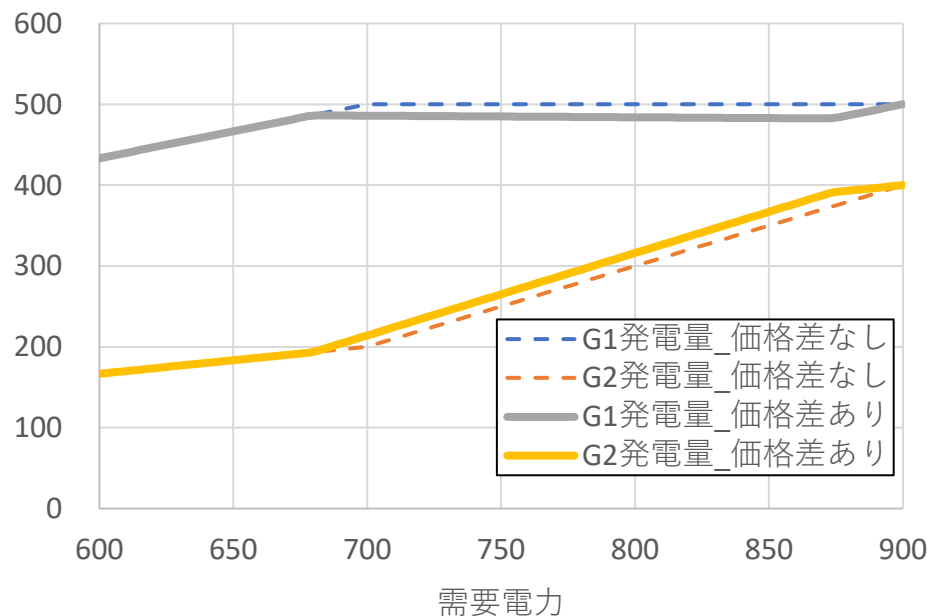
$$f_{TCR}(i, t) = K_{TCRup}(i) \cdot R_{TCRup}(i, t) + K_{TCRdn}(i) \cdot R_{TCRdn}(i, t) \quad \text{三次}$$

$$\text{上げ}\Delta\text{kW価格} \times \text{上げ}\Delta\text{kW確保量} + \text{下げ}\Delta\text{kW価格} \times \text{下げ}\Delta\text{kW確保量}$$

[円/kW] [kW] [円/kW] [kW]

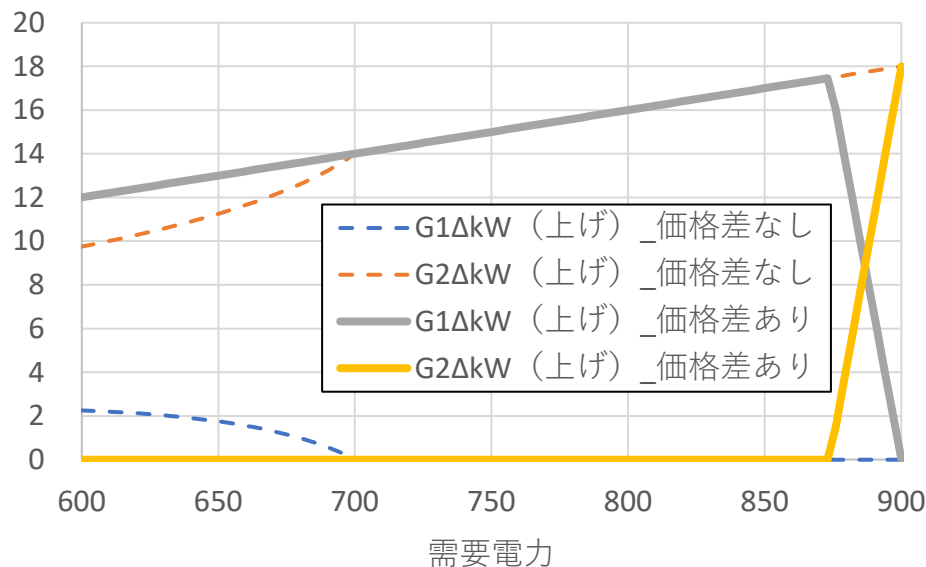
- 次に、 ΔkW 入札価格が電源間で違う場合として、以下2ケースの最適化結果の挙動を確認した。
 - ΔkW 価格差なしケース：G1=22, G2=22（比較元として用意）
 - ΔkW 価格差ありケース：G1=22, **G2=30**
- まず、発電機出力配分については、需要電力700～900MWで、 ΔkW 価格差なしケースに比べて、 ΔkW 価格差ありケースの方が発電機G1の出力が減少し、G2の出力が増加する結果となった。
- これは、後述するように、相対的に ΔkW 入札価格の安いG1において、 ΔkW が多く確保されたためである。

【発電機G1・G2出力 [MW]】

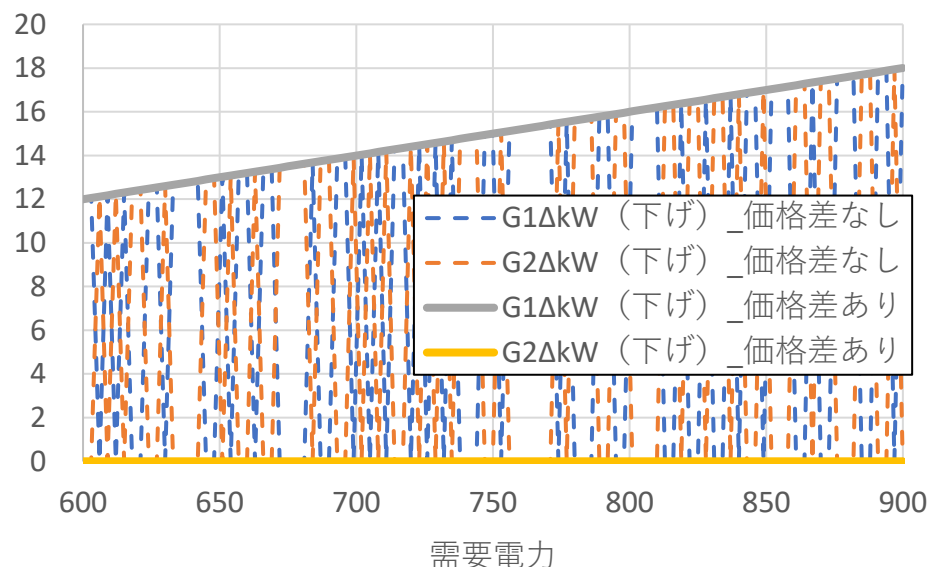


- 次に、 ΔkW 確保結果について確認した結果は以下のとおり。
- ΔkW 価格差ありケースの場合、上げ調整力は、需要電力600～870MWでは、 ΔkW 入札価格の安い発電機G1のみで確保する結果となるが、需要電力870～900MWでは、発電機G2と ΔkW を差し替える挙動を示した。
- 一方で、下げ調整力については、 ΔkW 価格差ありケースの場合、全量を発電機G1のみで確保していた。

【上げ調整力の確保量 [MW]】

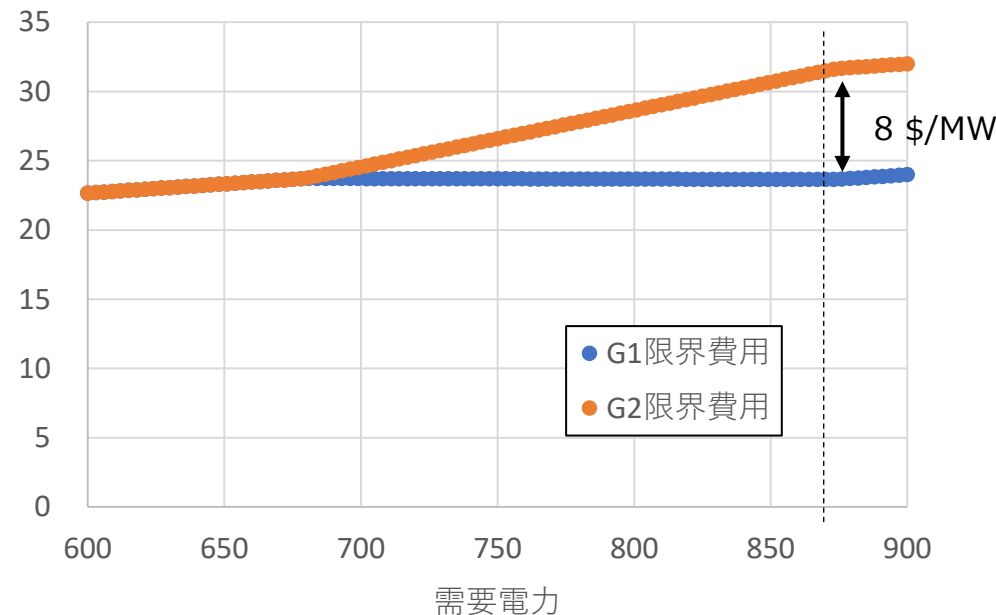


【下げ調整力の確保量 [MW]】



- 前述の挙動（需要電力870～900MWでは、発電機G2と ΔkW 差し替え）を示した要因としては、発電機G2の出力が大きくなり、G1との限界費用の価格差が、G1とG2の ΔkW 入札価格差である 8 [\$/MW]を上回るようになった（kWh価格差と ΔkW 価格差が逆転した）ためである。
- これは、kWhと ΔkW の費用のトレードオフが反映された結果であり、構築したkWh・ ΔkW 同時最適ロジックが正しく動作したと言える。

【発電機G1・G2の限界費用 [\$/MW]】



- 最後に、 Δ kW入札価格の考慮による計算負荷への影響を確認した。
- 下表に示すように、 Δ kW入札価格を考慮した場合でも、計算時間に大きな違いは見られなかった。(1.05倍程度)
- Δ kW入札価格を考慮しない場合も、0円入札としてパラメータ設定しており、この点、価格有無によって変数の数は変わらないことから、定性的にも Δ kW価格考慮による計算時間への影響は小さいと考えられる。
- 他方で、小規模系統モデルでは電源の起動停止の決定がないため、今後は広域連系系統モデルでシミュレーションを実施し、 Δ kW入札価格の求解性・収束性に与える影響を確認する必要がある。

#	G1 Δ kW価格	G2 Δ kW価格	値付け対象	離散変数	連続変数	計算時間 [s]※
1	- (0)	- (0)	-	608	5153	0.166
2	\$22/MW	\$22/MW	上げ (下げは0)	同上	同上	0.175
3	\$22/MW	\$22/MW	下げ (上げは0)	同上	同上	0.172
4	\$22/MW	\$22/MW	上げ・下げ	同上	同上	0.175
5	\$22/MW	\$30/MW	上げ・下げ	同上	同上	0.173

※10回平均

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における Δ kW入札価格考慮の検証
 - － 1. Δ kW入札価格を考慮したロジックの検証について
 - － 2. Δ kW入札価格を考慮した小規模系統モデルでの検証
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法

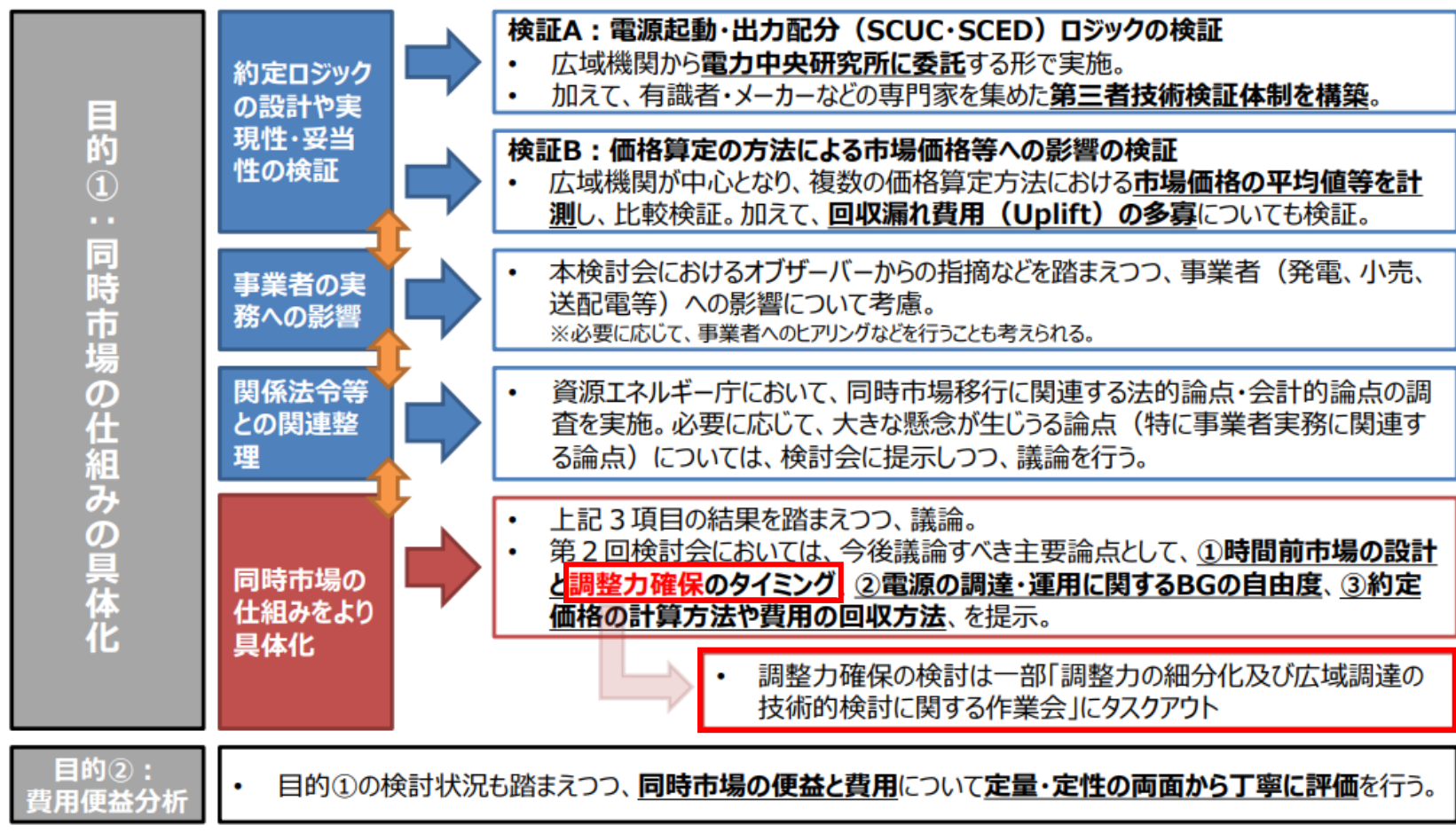
- 第5回技術検証会においては、 ΔkW 入札価格を考慮した $kWh \cdot \Delta kW$ 同時最適ロジックが正しく動作していることが確認できた。
- 引き続き、広域連系系統モデルにおける ΔkW 入札価格を考慮したロジックの検証や、調整力の定義見直し検討における三次インセンティブ設計の実現性などの残課題について、更なる検討を進めていく。

【③調整力定義も踏まえた $kWh \cdot \Delta kW$ 同時最適ロジックに関する議論概要】

- ΔkW 入札価格が電源間で異なる場合の結果で、需要が増えると、 ΔkW 入札価格の安いG1でなく、G2で上げ調整力を確保するようになる結果だが、ロジック的にも $kWh \cdot \Delta kW$ の同時最小化がはかられた結果であり、実運用にもインプリケーションを与える、興味深い結果を示していただいた
- ΔkW を割り当てる際に必要となると考えるので確認だが、発電機の出力変化速度の制約も考慮されているのか？
⇒ 発電機の出力変化速度の制約は、小規模系統モデルでは考慮されていないが、これまでの検討も含めて、広域連系系統モデルでは考慮している
- 下げ調整力が、入れ違いになる結果となっている理由は？
⇒ 最初に見つけた解が出力されているなど、ソルバーに依存した結果と推察される。今回は、断面間を連続して計算していないことも影響している。このように、一意に解が決まらない場合に、どれを約定対象とすべきかという問題が生じるため、純粋なSCUCの計算結果と、約定処理を別にすべきかは論点となる

同時市場に関する今後の検討の全体像

- 前回の検討会までに、本検討会の目的、目的を達成するための各検証の進め方及び今後の主要論点に関する御議論をいただいた。全体をまとめると以下のとおり。



今後の検討の進め方について

47

- 同時市場における調整力確保に関する今後の検討項目のうち、調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、「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」にタスクアウトした上で、適宜、本検討会に報告・フィードバックする進め方としてはどうか。
- その他の検討項目については、他論点とも合わせ、引き続き本検討会にて深掘り検討を進める。

同時市場の在り方等
に関する検討会

タスクアウト

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

主査：横山委員長

主査代理：横浜国立大学 大学院工学研究院 辻准教授

＜作業会メンバー＞

- 広域機関（事務局）
- 一般送配電事業者

＜オブザーバー＞

- 資源エネルギー庁
- 電力・ガス取引監視等委員会

(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)】

$$\text{制約式 1 : } \sum_{n=1}^N T_n \geq T$$

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

$$\text{制約式 3 : } N = N_a + N_b$$

$$\text{制約式 4 : } K > \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j} \quad \text{or} \quad \text{Group B ratio} = \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$$

(下段はペナルティ項を加える場合)

【記号の説明】

記号	説明
T	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_i	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_a	三次①インセンティブ案のうちグループ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プBのリソース台数
K	三次①インセンティブ案のうちグループBの割合上限値
P	ペナルティ定数 (円)

【目的関数 (ペナルティ項を加える場合のイメージ)】

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

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法
 - － 1. 同時市場における時間前同時市場について
 - － 2. 時間前同時市場の検証の方向性について
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、時間前市場の設計について、①現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバ取引）と②前日同時市場と同様の仕組み（時間前同時市場）の二つのイメージが示されている。
- また、第9回本検討会（2024年5月22日）において、時間前市場に対する基本的な方針として「時間前同時市場の導入を第一目標」としつつ、都度SCUC・SCED計算をするシステム設計のハードル（実現性）の高さも示されているところ。
- この点、時間前同時市場の開場時間や頻度等の仕組みの詳細については、そもそも時間前同時市場のロジックが技術的にどの程度実現できるかにも依存するため、ロジック技術検証（検証A）において技術的な検証を行うべく、今回、時間前同時市場の検証の方向性について整理した。

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法
 - － 1. 同時市場における時間前同時市場について
 - － 2. 時間前同時市場の検証の方向性について
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 時間前市場の設計としては、①現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバの取引）と②前日同時市場と同様の仕組み（時間前同時市場）の二つのイメージが示されている。

I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- これまでの勉強会や作業部会で提示してきた同時市場全体のイメージは次ページのとおり。作業部会においては、前日断面においてThree-Part情報を基にkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られているものの、**特に、時間前市場の設計（現行のようなザラバ中心の市場か、時間前同時市場か）や調整力を確保するタイミングについては、複数案を提示しているところであり、参加者のイメージにばらつきがあると考えられる（※）。**

（※）週間断面については、作業部会において、「毎日の同時市場の中で、1週間先まで考慮して、起動停止計画を策定する」形を提案しているところ。

- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。

- ① **前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場（スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とすると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）**
- ② **前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）**

- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。

- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてこういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

- 時間前市場に対する基本的な方針として、「時間前同時市場の導入を第一目標」としつつ、都度SCUC・SCEDの計算をするシステム設計のハードル（実現性）の高さも示されているところ、時間前同時市場の開場時間や頻度等の仕組みの詳細については、そもそも時間前同時市場のロジックが技術的にどの程度実現できるかにも依存するため、ロジック技術検証（検証A）においても技術的な検証を行うこととしたい。

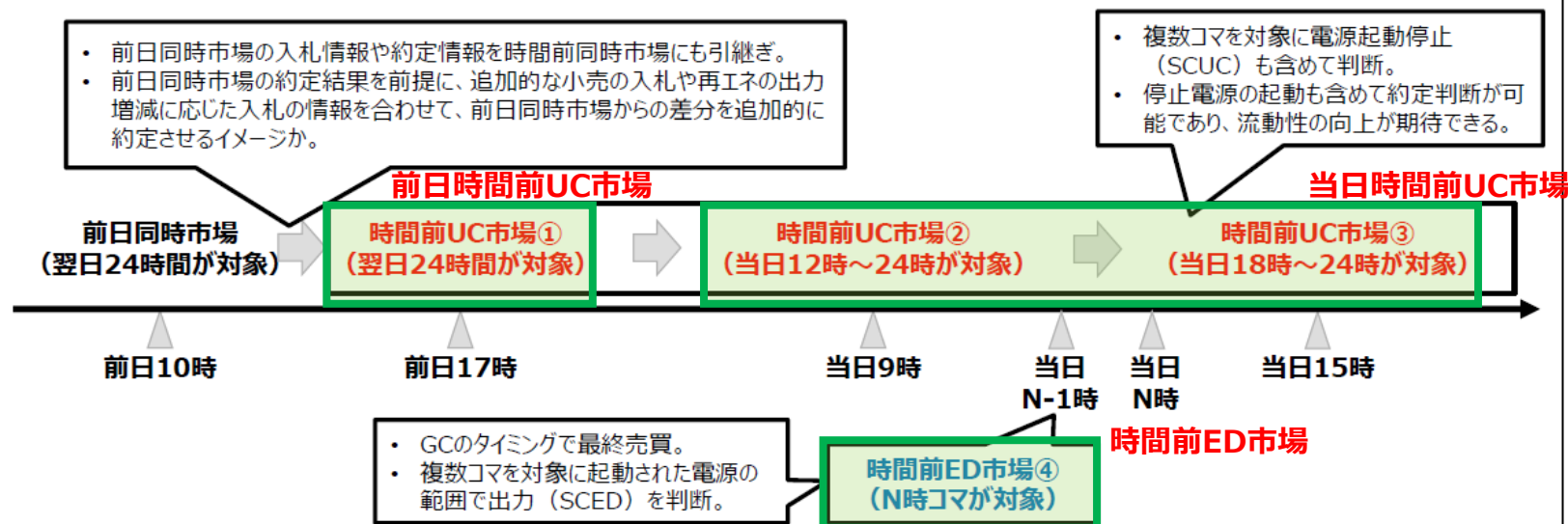
時間前市場の設計に関する基本的な方針

- 第2回検討会（2023年9月20日）において、事務局から時間前市場の設計として、以下2つのイメージを提示していたところ、後者に対する賛成の意見が多かったところ。
 - － ①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場
 - － ②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場（以下「時間前同時市場」という。）
- 一方、北米や欧州の市場において、時間前の断面で、kWhとΔkWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う、②のような仕組みを採用した例は見当たらない。実際、前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して適切な市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実。
- これを踏まえ、**時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」としてはどうか。**
- 以下のスライドでは、時間前同時市場を導入することを念頭に置いた場合の制度設計について御議論いただきたい。

■ 時間前同時市場については、下図イメージが示されており、大別すると、前日夕方の「前日時間前UC市場（下図の時間前UC市場①）」、当日～GCの「当日時間前UC市場（下図の時間前UC市場②および③）」、GC時点の「時間前ED市場（下図の時間前ED市場④）」の3つに分類されると考えられる。

- 「前日時間前UC市場」では、前日同時市場の入札情報・約定結果を引き継ぎ、翌日24時間が計算対象となるイメージ
- 「当日時間前UC市場」は、直前の市場の入札情報・約定結果を引き継ぎ、計算対象時間は日の後半ほど短くなるイメージ
- 最後に、「時間前ED市場」は、直前の市場の入札情報・約定結果を引き継ぎ、計算対象は当該コマとなるイメージ

② 前日同時市場と同様の仕組みのイメージ ※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。



（※）

- 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

- また、時間前同時市場においては、発電機の起動特性も考慮する必要があり、「前日時間前UC市場」から「当日時間前UC市場」にかけて、SCUCにより起動停止を決定できる電源が減り、「時間前ED市場」では起動済の電源のみでSCED（出力配分のみ）を行うこととなる。
- この点、「当日時間前UC市場」も「時間前ED市場」も、計算時点で起動可能なものを考慮して計算を行う点は共通していることから、仕組みとしては、「時間前ED市場」は「当日時間前UC市場」に包含されるものと考えられる。

電源種毎の起動特性の分析結果

70%~85%、85%~100%

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合					
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後
石油・ガス 火力計	85GW	全停止 モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%
コンバインド式ガス 火力	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%
		週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%
		定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%
汽力式 ガス火力	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%
		定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%
石油 火力	9GW	日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%
		週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%
		定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%
石炭火力*2	26GW	全停止 モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%
水力・揚水	32GW	全停止 モード平均	100%					

起動指令後12時間
以上経過すると、
70%以上起動可能。

コンバインド式ガス火
力の方が汽力式より
も起動が早く、9時
間後には日次停止・
週末停止ユニットの
90%以上が起動可
能。

石油火力も12時間
以上経過すると、日
次停止・週末停止の
ユニットの起動可能
量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。

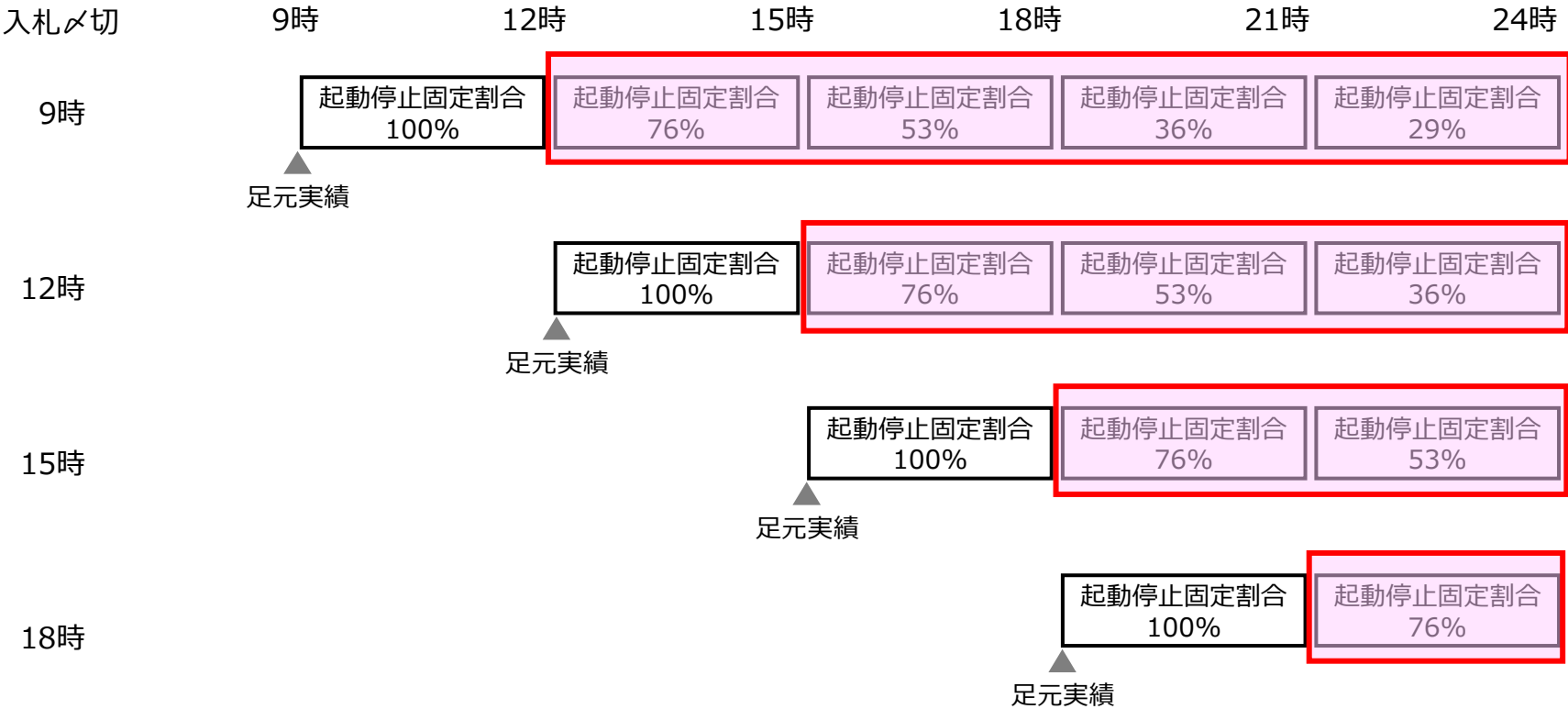
11

- 当日時間前UC市場のイメージとしては、入札×切時点での足元実績を初期時刻として、当日残り時間（時間前ED市場であれば当該コマ）を計算対象期間にするもの※と考えられる。
- この際、発電機の起動特性のため、足元付近では起動停止がほぼ100%で固定され、計算対象期間の後半ほど、固定割合が下がるイメージになると考えられる。

※ この他にも、初期時刻（入札×切時点）から24時間分をローリングし続ける方法（イメージ）等も考えられる。

【当日時間前UC市場のイメージ】

約定対象
コマ



起動停止固定割合は、イメージのため、第62回専門会合の調査結果（石油・ガス火力計）の数値を記載しているが、実際には事業者からの入札情報をもとに決まる

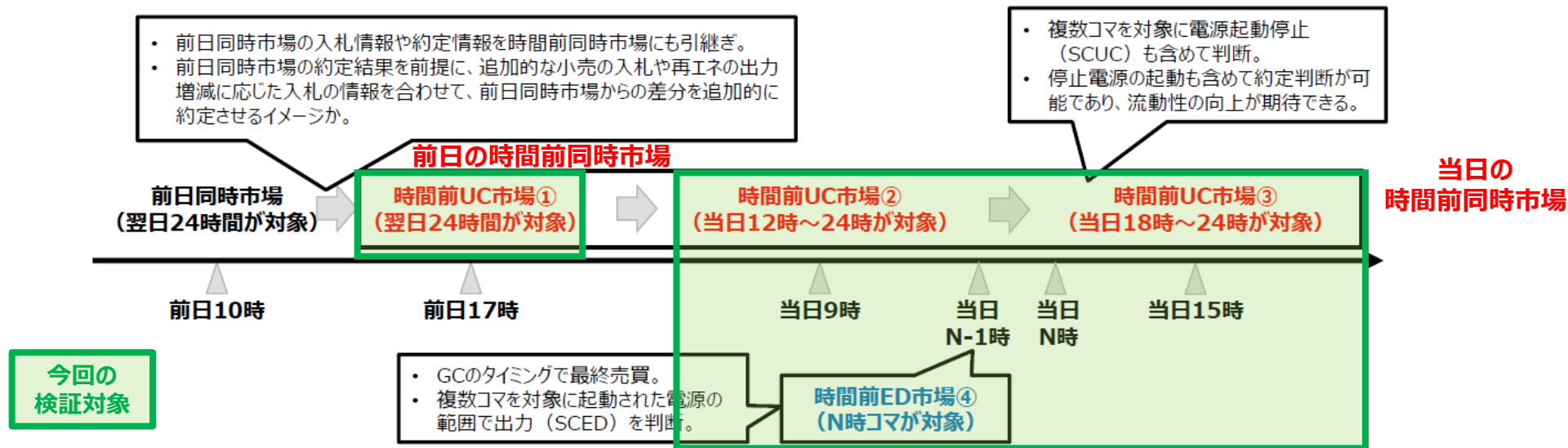
1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法
 - － 1. 同時市場における時間前同時市場について
 - － 2. 時間前同時市場の検証の方向性について
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 前章の時間前同時市場のイメージを踏まえ、「前日の時間前同時市場（下図の①）」と「当日の時間前同時市場（下図の②～④）」を対象に検証を行うこととする。
- この点、前日同時市場よりも時間前同時市場の方が、約定処理にかけられる時間が短くなると考えられることから、前日同時市場を基準に、どの程度収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量が変化するか、評価を行うこととしたい。

② 前日同時市場と同様の仕組みのイメージ ※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。



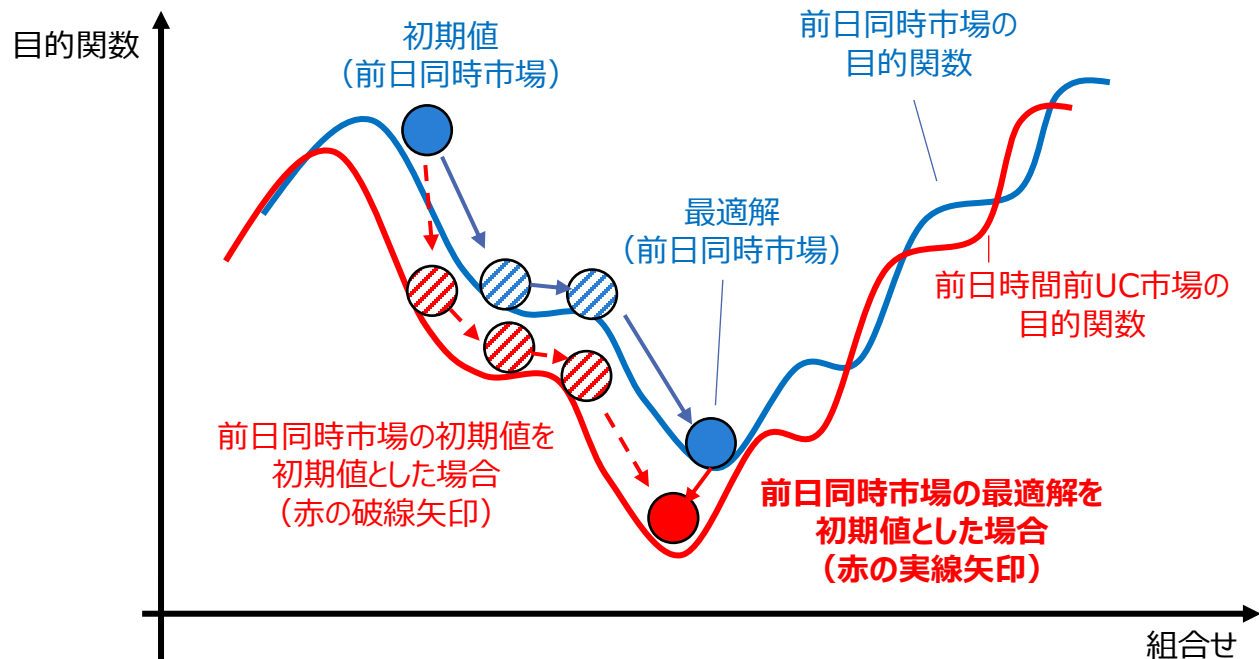
(※)

- ・ 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

- 前日同時市場とは異なり、前日の時間前同時市場では、前日同時市場の約定結果を引き継ぐ、つまり最適解に近い初期値を用いるため、定性的には、収束性は向上する（計算負荷は低くなる）と考えられる。
- 以上を踏まえ、前日同時市場の約定結果を初期値としてSCUCを行い、前日同時市場（初期値はゼロベース）と収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量の比較を行うこととしてはどうか。
- なお、同じ前提条件のまま最適解を初期値とすると、そもそも解の探索が不要（計算が瞬時に終了）となるため、前日の時間前同時市場においては、前日同時市場から一定程度の需要変動等※を与えた条件を設定する。

※ 需要変動だけでなく、再エネ変動を模擬することも考えられる。

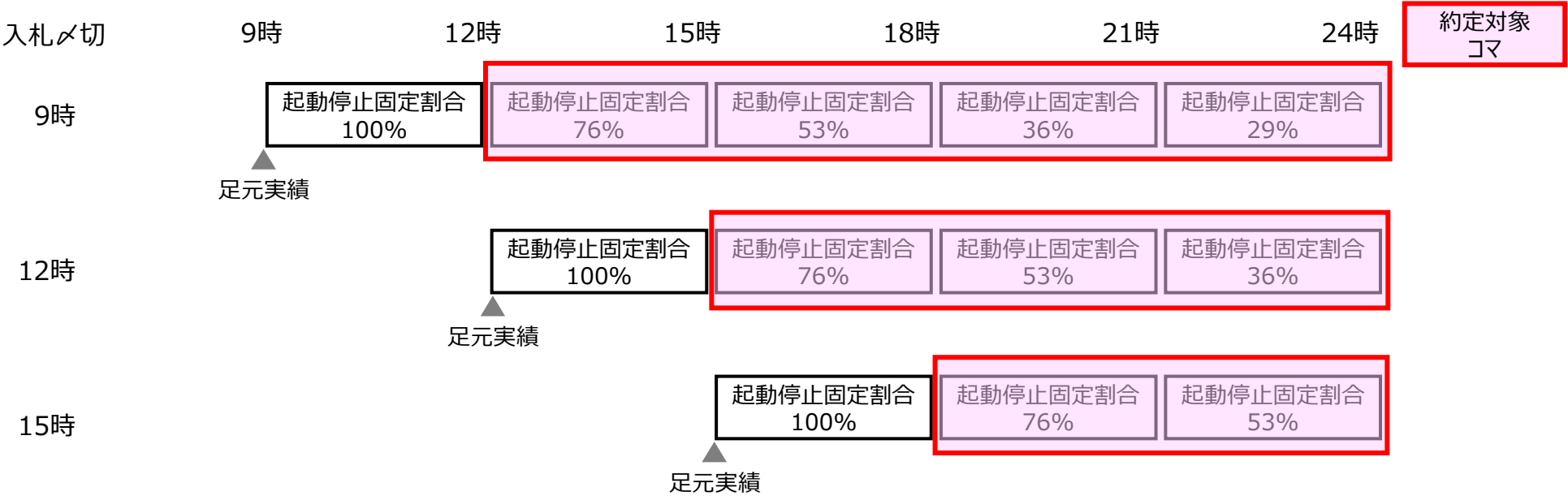
【初期値の違いによる最適解探索の違いイメージ】



- 当日の時間前同時市場では、発電機起動特性により、前日同時市場に比べSCUCにより起動停止を決める電源が減る（解探索空間が狭くなる）ため、定性的には、収束性は向上する（計算負荷は低くなる）と考えられる。
- また、時間の経過とともに、計算対象期間も減少するため、より一層、収束性は向上するものと考えられる。
- 以上を踏まえ、当日のいくつかの断面において、足元実績（前日の時間前同時市場、ならびに直前の当日時間前同時市場）を基準に、一部の電源の起動停止を固定し、計算対象期間の減少も考慮して計算を行い、収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量の比較を行うこととしてはどうか。
- また、こちらも同じ前提条件のまま、足元実績（≡直前の最適解）を初期値とすると、解の探索が不要（計算が瞬時に終了）となるため、当日の時間前同時市場でも、一定程度の需要変動等※を与えた条件を設定する。

※ 需要変動だけでなく、再エネ変動を模擬することも考えられる。

【当日の時間前同時市場のイメージ】



起動停止固定割合は、イメージのため、第62回専門会合の調査結果（石油・ガス火力計）の数値を記載しているが、実際には事業者からの入札情報をもとに決まる

- 前日想定需要については、小売想定よりTSO需要想定の方が平均的な精度は高く、小売想定の場合、平均的に±2%（98%～102%）の誤差が存在している。
- 時間前同時市場の検証にあたっては、例えば上記を参考として、需要変動を±2%（98%～102%）と条件設定して、検証を進めることも考えられるか。
- また、前日以降の変動としては、需要以上に再エネ変動が大きいことも考えられるため、再エネ変動実績を分析の上、条件設定して検討を進めることも考えられる。

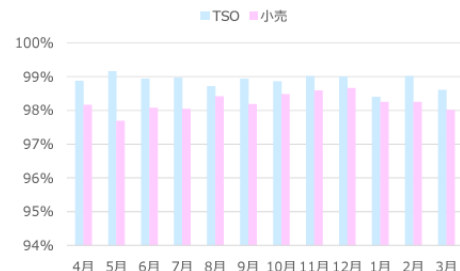
前日想定需要の正確性について（2/3）

全体データ 過小データ 過大データ

14

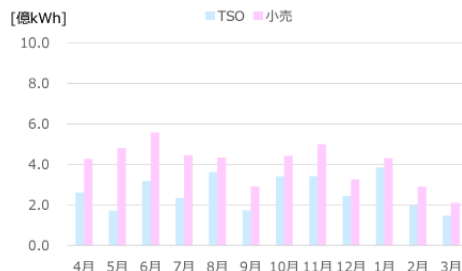
- 次に、「全データ」から「過小データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要は、年間を通して小売想定需要より高く、年平均で小売想定需要に比べ約0.7%精度が高かった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、年間合計で約17億kWh少なかった。これは、安定供給面で不足分が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

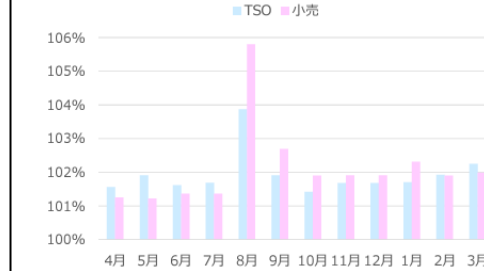
前日想定需要の正確性について（3/3）

全体データ 過小データ 過大データ

15

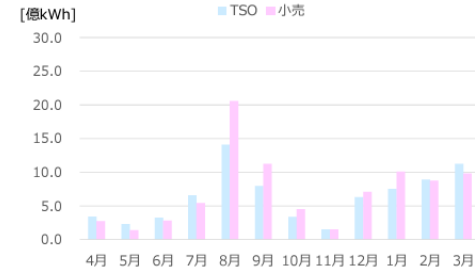
- 最後に、「全データ」から「過大データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要が、小売想定需要より高い場合もあれば、低い場合もあり、特に傾向は見られなかった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、比率と同様の傾向であった。一方で、年間合計ではTSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、約4億kWh少なかった。これは、不要となる電源起動が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における需要曲線の簡略化
- －③. 「kWh・ΔkW同時最適ロジック」におけるΔkW入札価格考慮の検証
- －⑦. 「前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」の時間前市場の検証方法
 - － 1. 同時市場における時間前同時市場について
 - － 2. 時間前同時市場の検証の方向性について
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 第5回技術検証会においては、今後のロジック構築や前提条件に関するご意見（ご示唆）を頂いた。
- 引き続き、ご示唆を踏まえて、今回示した方向性をもとに、具体的なロジックを構築し、検証を進めていく。

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

○検討項目が追加されたが、今後どのようなスケジュールで進めていくのか？

⇒検討会は夏秋ごろまでに取りまとめに動いており、技術的な検証をしているこの場においても、後数回で中間的にとりまとめて、一つの区切りとなる。ただ、同時市場の検討はここで終わるわけではないので、どういう形になるかは未定だが、引き続き検証を進めていく必要があると考えている

○初期値を有効活用して計算負荷を下げるということで、アルゴリズムの組み方が重要な論点かと考えている。離散変数が入っているので使えないが、例えば、シンプレックス法では、吐き出された基底解を使うと劇的に計算速度が変わる場合が多々あり、初期値の与え方が重要となる

○どれくらいの頻度で解くと、時間前市場の便益が得られるか考えている中で、起動時間も機器の特性だけでなく人員の確保など周辺環境に依存するといった話があり、アベイラブルとなるような情報更新も含め総合的に検証していく必要があると考える

○検証の目的として、ザラバとの比較の観点もあると考える。例えば、まずは需要変動からだが、次に再エネ変動などより大きな変化に対して、系統制約違反や ΔkW 発動制限を回避できるメリットがあると思っており、シミュレーション結果により示せば意義が生まれるかと考える

⇒まずは需要変動程度で示し、次に再エネ変動を確認していく中で、系統混雑や ΔkW 確保に関し運用上で上手くできているかも付随的に示しできればと考えている。さらに、入札情報自体が変わったときに結果がどのように変わるかも、次の検討対象に入るかもしれないと考えているので、どういうスケジュール感で出来るか含めて考えたい

○再エネ変動の話があったが、かなり予測精度が向上している印象である。他方で、需要側で、データセンターなどの大きな変動要素が気になっている

○大きく変動があったときにも、電源構成がきちんと切り替わって対応できるか確認することが重要かと考えている。通常の電源脱落に加えて、大規模な電源脱落についても検証いただければと考える

○時間前UC市場の間には一定のタイムラグがあるので、途中で電源脱落が起きたときに、その情報がどのように引き継がれるか気になった

⇒今後、前提条件を作っていく中での意見をいただいたので、最新の動向を踏まえて設定していきたい。ケースを進めていく中で見えてきた課題を具体的な課題や運用フローに落とし込むところも詰めていきたい

- また、第5回技術検証会では、（制度論としての）時間前市場における入札規律や具体的な設計などについても意見をいただいたため、技術検討結果や海外事例等も踏まえて、時間前市場設計の議論の中で検討を深めていく。

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

- 前日市場でBGの出した入札・需要でSCUCをやったとしても、TSOより予測精度が悪い側面があるので、再度、TSO需要でSCUCを回す必要がある。ただ、ここで価格を付けるべきかは、ヘッジの必要性等を鑑みて議論と考える。また、ビッドの変更もありえ、エネ庁での議論かもしれないが、市場支配力抑制のために変更に関制をかけるなども念頭に置く必要がある
 - 当日においても、TSOは高頻度でSCUCを回すことになる。ここで価格付けまでやるかどうか。アメリカでは、起動停止用SCUCと給電SCEDの計算を分けており、SCUCはそこまで詳しく解いておらず、別途詳細なSCEDを回して、さらにその後にプライシングのソフトウェアを回している。最後GCでは必ず価格付けは必要だが、シミュレーションを通して、その前のどのようなロジック、タイミングでプライスを付けるか議論が必要である
 - エネ庁側での議論かもしれないが、当日市場にどの程度の参加者がいそうか見ながら、どのタイミングで価格を付けるか考える必要があるし、ヘッジニーズもどの程度あるか見ておく必要がある。アメリカでは、前日市場からリアルタイム市場にかけて、系統制約のために価格が乱高下するが、当日での価格付けはされておらず、これはバーチャル取引があるためと推察している。日本でバーチャル取引の導入が難しい場合、時間前でのプライシングが必要かもしれず、需要変動や電源脱落による影響をシミュレーションしながら検討する必要がある
- ⇒入札規律については検討会でも論点の頭出しをしており、検討の必要性は認識している。ヘッジニーズやプライシングのタイミング等については、将来のことということで事業者も具体的なニーズを想像しずらく、アメリカでも少しずつ制度を拡充してきたとも推察している。海外事例も深掘りしつつ考えていきたい
- ⇒事業者のニーズ・プライシングをどうするのか決めようとした際に、受け皿としてロジックが回るのかという観点も関係してくる。凡そ想定されるものに対して技術的に回るかの確認や、逆に電源ラインアップへの影響の大小を見せることで、議論が活性化することも考えられるため、制度と技術の両輪で進めていきたい

(参考)
技術検証会での議論（全体）

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】

- 0-1の離散変数の増加より、連続変数の増加の方が計算負荷への影響は小さいため、階段状の関数は部分約定ができるとして連続変数として扱えばよい
- 誤差の評価について、望ましいのは、需要抑制コストの乖離度合いの合計でなく、簡略化によって均衡点がずれることによる影響であるが、評価に手間がかかるので、やるかどうかは考える必要がある
- 誤差の評価では、大規模システムモデルで約定点（あるいは下界値）の変化によるコストの変化・影響を見ていく必要があると思っている
- 米国は、前日市場にバーチャルビッドがあるが、リアルタイム市場では相殺されて意味がなくなるのだが、前日市場でそのような入札を考慮してSCUCを解いているので計算負荷が大きいことが問題になっている
- JEPX実績の試算結果を見ると、9区分程度まで減らしても有用そうであり、今後検討を深めるうえで大変よい示唆を示していただいた
- 過去の経験上、発電コストと需要抑制コストの比率によっても計算負荷が異なる。だいたいの場合、発電コストの方が大きいですが、その場合、発電側で調整しようとして、需要側の影響は小さくなる
- 需要曲線を考慮するロジックを検討する動機の一つとして、系統混雑を発電側だけでなく、需要側・DRでもできるようにすることもあると思っている。その観点で、今回の評価指標だけでなく、簡略化により系統混雑回避ができているかも確認していただければと考える
- 現状では、入札データがエリア単位となっているので、地内系統の混雑は評価が難しいと考えている。今後、エリア単位の入札をノード単位へ配分する方法を考えていく中で、考えていきたい
- エネ庁・広域の検討事項かもしれないが、需要面をどういう風に想定するかが大事。現在は、大部分は発電機の経済差替えのための入札とかであり、しばらくはノードごとに価格弾力性のある需要入札が出るとは考えづらい。同時市場になったときに、誰がどういう形で入札するかをおさえておく必要がある、BGや発電事業者にヒアリングすることも、急がないが、念頭に置いていただければと考える

- そもそも需要をどうとらえるか、買い入札をどういうあり方にするかは、難しい問題だと感じている。検討会の方でも、時間前の設計に関して、発電BGに電源の運用実態やニーズをヒアリングする予定であり、海外の仕組みの調査とも合わせて検討していきたい
- 需要コストの変化率と簡略化誤差という2つの話があるか関係性は？
- 本質的には同じもので、変化率を累積すると誤差の合計となる
- 系統規模が大きければ、離散変数を減らしても計算負荷自体は同じような感覚だが、かなり違ってくるのか？
- 実際には離散変数は連続変数に置き換えている。やってみるまで分からないが、約定点によって確保する供給力・調整力が変わってくるので、需要曲線の形により、波及的に計算負荷へ影響すると考えている

【③調整力定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック】

- ΔkW入札価格が電源間で異なる場合の結果で、需要が増えると、ΔkW入札価格の安いG1でなく、G2で上げ調整力を確保するようになる結果だが、ロジック的にもkWh・ΔkWの同時最小化がはかられた結果であり、実運用にもインプリケーションを与える、興味深い結果を示していただいた
- ΔkWを割り当てる際に必要となると考えるので確認だが、発電機の出力変化速度の制約も考慮されているのか？
- 発電機の出力変化速度の制約は、小規模システムモデルでは考慮されていないが、これまでの検討も含めて、広域連系システムモデルでは考慮している
- 下げ調整力が、入れ違いになる結果となっている理由は？
- 最初に見つけた解が出力されているなど、ソルバーに依存した結果と推察される。今回は、断面間を連続して計算していないことも影響している。このように、一意に解が決まらない場合に、どれを約定対象とすべきかという問題が生じるため、純粋なSCUCの計算結果と、約定処理を別にすべきかは論点となる

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック】

- 前日市場でBGの出した入札・需要でSCUCをやったとしても、TSOより予測精度が悪い側面があるので、再度、TSO需要でSCUCを回す必要がある。ただ、ここで価格を付けるべきかは、ヘッジの必要性などを鑑みて議論と考える。また、ビッドの変更もありえ、エネ庁での議論かもしれないが、市場支配力抑制のために、変更に規制をかけるなども念頭に置く必要がある
- 当日においても、TSOは高頻度でSCUCを回すことになる。ここで価格付けまでやるかどうか。アメリカでは、起動停止用SCUCと給電SCEDの計算を分けており、SCUCはそこまで詳しく解いておらず、別途詳細なSCEDを回して、さらにその後にプライシングのソフトウェアを回している。最後GCでは必ず価格付けは必要だが、シミュレーションを通して、その前のどのようなロジック、タイミングでプライスを付けるか議論が必要である
- エネ庁側での議論かもしれないが、当日市場にどの程度の参加者がいそうか見ながら、どのタイミングで価格を付けるか考える必要があるし、ヘッジニーズもどの程度あるか見ておく必要がある。アメリカでは、前日市場からリアルタイム市場にかけて、系統制約のために価格が乱高下するが、当日での価格付けはされておらず、これはバーチャル取引があるためと推察している。日本でバーチャル取引の導入が難しい場合、時間前でのプライシングが必要かもしれない、需要変動や電源脱落による影響をシミュレーションしながら検討する必要がある
- 入札規律については検討会でも論点の頭出しをしており、検討の必要性は認識している。ヘッジニーズやプライシングのタイミング等については、将来のことということで事業者も具体的なニーズを想像しずらく、アメリカでも少しずつ制度を拡充してきたとも推察している。海外事例も深掘りしつつ考えていきたい
- 事業者のニーズ・プライシングをどうするのか決めようとした際に、受け皿としてロジックが回るのかという観点も関係してくる。おおよそ想定されるものに対して技術的に回るかの確認や、逆に電源ラインアップへの影響の大小を見せることで、議論が活性化することも考えられるため、制度と技術の両輪で進めていきたい
- 検討項目が追加されたが、今後どのようなスケジュールで進めていくのか？

- 検討会は夏秋ごろまでに取りまとめに動いており、技術的な検証をしているこの場においても、後数回で中間的にとりまとめて、一つの区切りとなる。ただ、同時市場の検討はここで終わるわけではないので、どういう形になるかは未定だが、引き続き検証を進めていく必要があると考えている
- 初期値を有効活用して計算負荷を下げるということで、アルゴリズムの組み方が重要な論点かと考えている。離散変数が入っているので使えないが、例えば、シンプレックス法では、吐き出された基底解を使うと劇的に計算速度が変わる場合が多々あり、初期値の与え方が重要となる
- どれくらいの頻度で解くと、時間前市場の便益が得られるか考えている中で、起動時間も機器の特性だけでなく人員の確保など周辺環境に依存するといった話があり、アベイラブルとなるような情報更新も含め総合的に検証していく必要があると考える
- 検証の目的として、ザラバとの比較の観点もあると考える。例えば、まずは需要変動からだが、次に再エネ変動などより大きな変化に対して、系統制約違反や ΔkW 発動制限を回避できるメリットがあると思っており、シミュレーション結果により示せれば意義が生まれるかと考える
- まずは需要変動程度で示し、次に再エネ変動を確認していく中で、系統混雑や ΔkW 確保に関し運用上で上手くできているかも付随的に示しできればと考えている。さらに、入札情報自体が変わったときに結果がどのように変わるかも、次の検討対象に入るかもしれないと考えているので、どういうスケジュール感で出来るか含めて考えたい
- 再エネ変動の話があったが、かなり予測精度が向上している印象である。他方で、需要側で、データセンターなどの大きな変動要素が気になっている
- 大きく変動があったときにも、電源構成がきちんと切り替わって対応できるか確認することが重要かと考えている。通常の電源脱落に加えて、大規模な電源脱落についても検証いただければと考える
- 時間前UC市場の間には一定のタイムラグがあるので、途中で電源脱落が起きたときに、その情報がどのように引き継がれるか気になった
- 今後、前提条件を作っていく中で意見をいただいたので、最新の動向を踏まえて設定していきたい。ケースを進めていく中で見えてきた課題を具体的な課題や運用フローに落とし込むところも詰めていきたい