

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2月5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）および第5回本検討会（2023年11月27日）において、技術検証項目のうち、「⑩基本ロジックの構築」「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」「②週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」の検討状況について、進捗報告を行った。
- 先日、第3回技術検証会（2024年1月25日）を開催し、「⑩基本ロジックの構築」に関連した電源運用制約の取り扱い、「④セルフスケジュール電源の経済差替」を見据えた「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」改良、また、「②週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」に関連した週間計画の取り扱い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。

1．検討状況の概要について

2．検討状況の報告

- －①．基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －②．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －③．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

1．検討状況の概要について

2．検討状況の報告

- －①．基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －②．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －③．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 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①～②の検討状況について報告する。

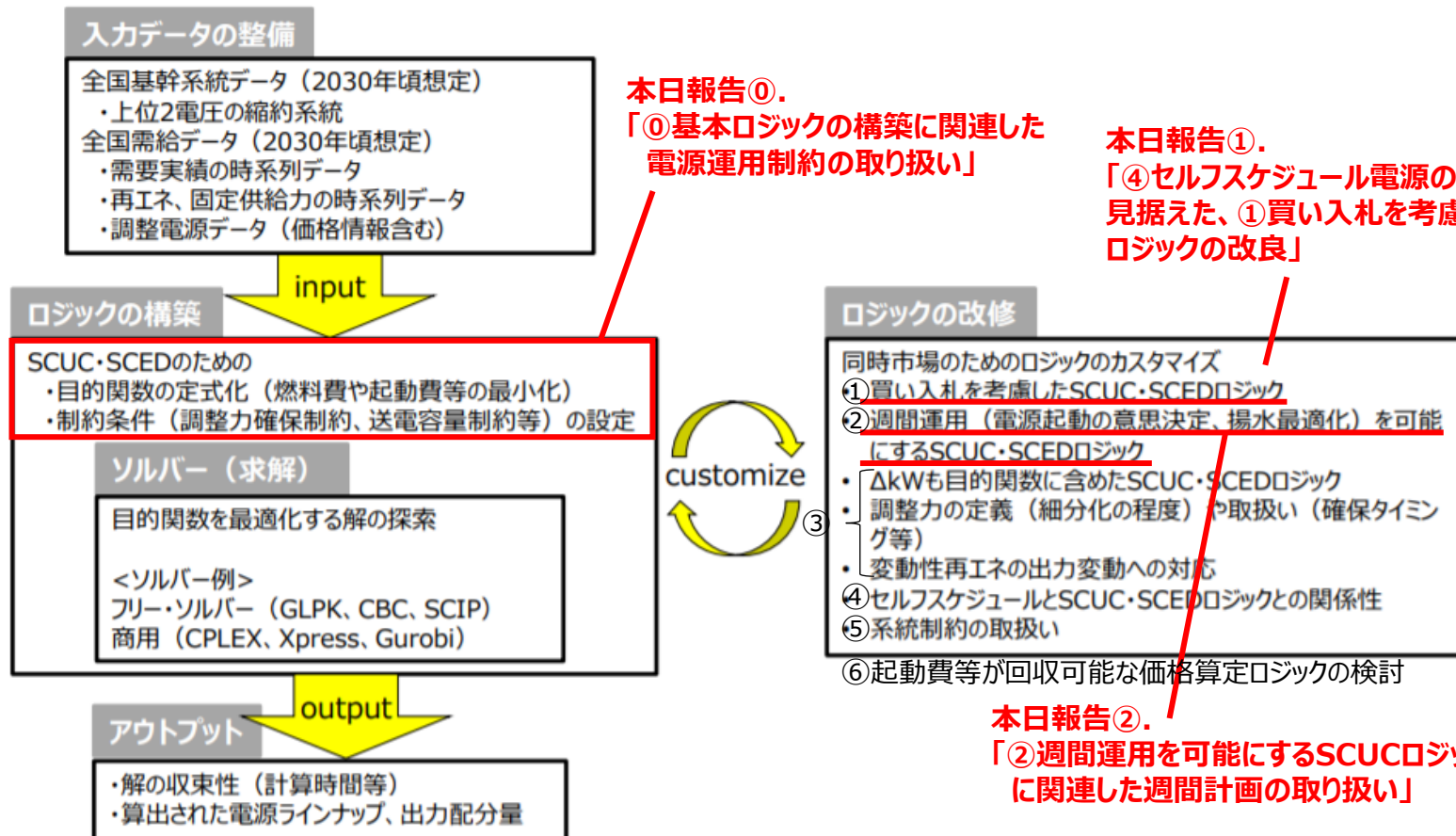
検証項目	検討状況
①基本ロジックの構築	・ロジックを構築・実装し、小規模システムモデルで動作検証済み（今後、収束性向上に取り組む予定） ・<u>各種電源運用制約の取り扱い（対応方法）を整理</u>
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・<u>④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えたロジックの改良を行い、小規模システムモデルで動作検証済み</u> ・<u>実規模モデルの買い入札模擬を行い、求解性の課題ならびに簡略化手法について検討</u>
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	・<u>週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理</u>（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）	・ロジックを構築・実装済み ・小規模システムモデル等での動作検証中
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	・<u>セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容（イメージ）を整理</u>（今後、①の改良を踏まえ、具体的な検証に取り組む予定）
⑤系統制約の取扱い	・検証方針を検討中
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	・検証方針を検討中



（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。

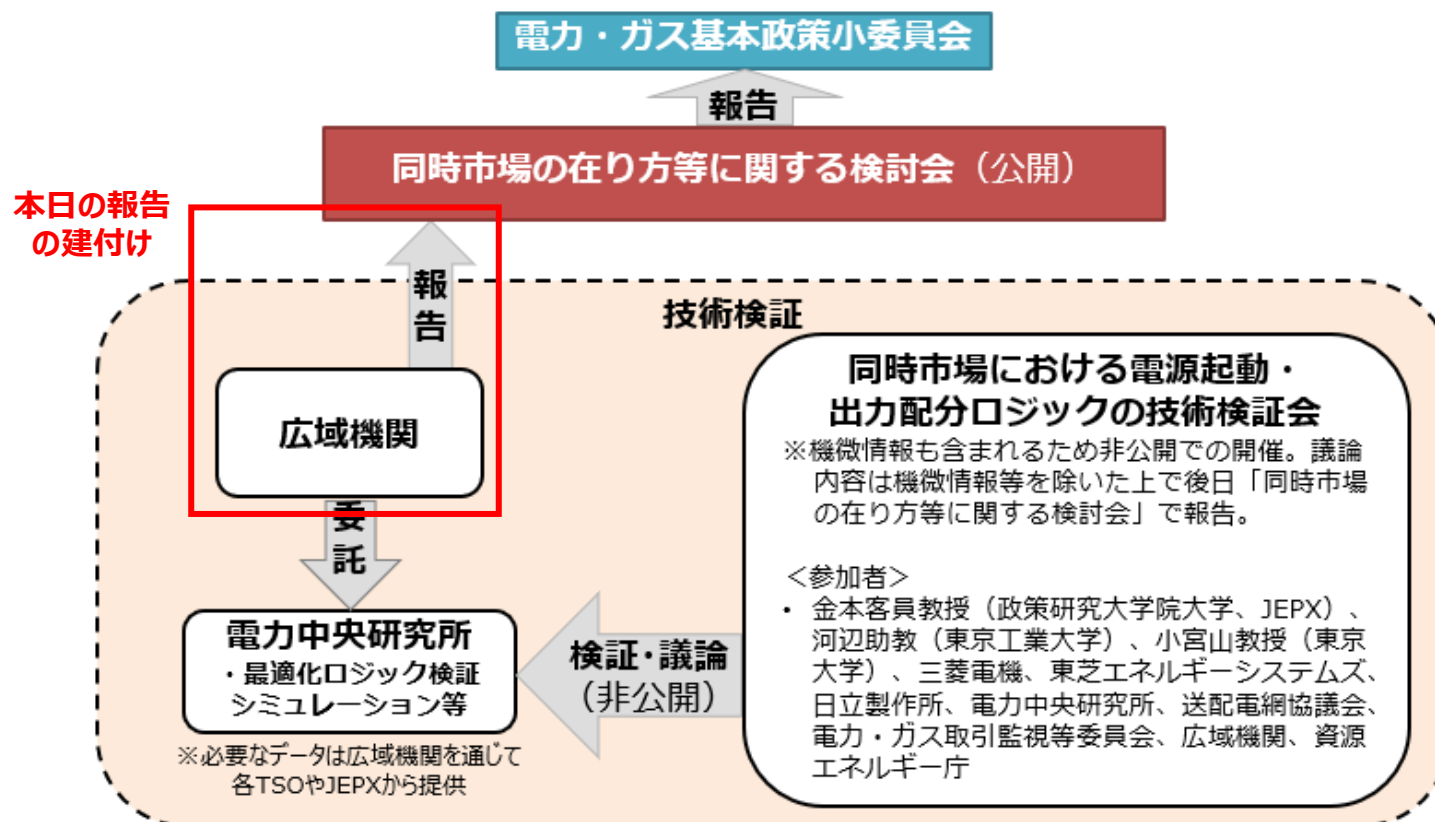
①基本ロジックの構築



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. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）

－ 1. 電源運用制約への対応

－ 2. 運用制約の直接的なモデル化（発電機の応動特性）

－ 3. 運用制約の間接的なモデル化（kW制約・kWh制約）

－②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）

－③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 発電事業者が所有する電源には、燃料調達に起因する制約、設備面に起因する制約等、様々な電源運用制約が存在し、そうした電源運用の実態も踏まえつつ、最適な仕組みの検討が求められている。
- これらの制約は多岐に亘り、電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックに詳細な制約条件を全て織り込むことは現実的ではないとも考えられるものの、可能な限り織り込むことによって、より最適な電源の運用や市場参加者の利便性につながることを期待される。
- 今回、電源運用制約としてどのようなものが存在するかを考慮の上、追加の技術開発・検証要素等を整理したため、報告させていただく。

- 事業者オブザーバからは、燃料調達に起因する制約、設備面に起因する制約等、様々な電源運用制約が存在し、そうした電源運用の実態も踏まえつつ、最適な仕組みの検討が必要とのご指摘を頂いているところ。

(同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋)

- 関西電力 斎藤オブザーバ (第1回)

我が国は米国とは事情が異なりまして、化石燃料のほぼ全てを輸入に頼ってございます。そういったことから、調達までのリードタイムがあるため、燃料消費に起因する運用制約が生じやすいことが考えられます。ほかにも、例えば、設備面では、同一発電所における複数の発電機を同時に起動できないケースがあるなど、発電事業者は様々な運用制約の下で電源を運用している実態がございます。こうした発電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、最適な仕組みを検討いただければと思います。

- enechain 野澤オブザーバ (第2回)

通常、発電事業者さんって、日々変わりゆく需給であったりとか、あと市況ですね、これ市況というのはグローバルの燃料の市況とかになるのですが、ある意味日本の需給と全く関係のない動きをする、その両方を睨みながら、いわゆるこの燃料の貯蔵設備の制約であったりとか、発電設備のオペレーション上の制約というのをみながら、かつ、燃料調達の契約で、これは相手もある話なんです、商業上の制約というのも考慮して燃料調達、配船、そして裏でヘッジ取引というのは、これデリバティブ中心にやっているというような実態があります。

- JERA 東谷オブザーバ (第2回)

我々発電事業者は、燃料運用や設備運用において、平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日ないしは、週間断面だけではなくて、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めております。このような運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは非常に現実的に厳しいんじゃないかなというふうに感じております。

- JERA 東谷オブザーバ (第4回)

この対応策として、問題の単純化というのが検討メニューとして挙げられておりますけれども、第2回検討会でも申し上げましたとおり、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件というものがございますので、ぜひ慎重なご検討をお願いできればと思います。

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

－①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）

－ 1. 電源運用制約への対応

－ 2. 運用制約の直接的なモデル化（発電機の応動特性）

－ 3. 運用制約の間接的なモデル化（kW制約・kWh制約）

－②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）

－③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

■ 電源運用制約には、一例として、下記のような制約が存在している。

設備面に起因する制約：出力・運転方法の制約、起動停止の回数、運用時間帯・負荷率の制限、機器の点検・不具合 等々

燃料調達に起因する制約：燃料の消費量、BOG制約、騒音・排水・排気等の環境影響、燃料搬入船の接岸時期・回数 等々

■ 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックとの関係では、①制約を直接的にロジックに組み込むという方法（設備面に起因する制約に多いと考えられる。）と、②燃料調達や環境規制など個別性が強い制約で事業者により制約がケースバイケースであり、直接的にロジックに組み込むことが難しい場合、入札事業者の判断・申告により、制約を別の条件（kW制約やkWh制約等）に変換した上で、その条件をロジックに組み込むといった 間接的な方法が考えられる。

①直接的にSCUC・SCEDロジック
で表現可能な制約
（主に設備面に起因する制約）

②直接的にSCUC・SCEDロジック
で表現することが難しい制約
（主に燃料調達や環境規制に起因する制約）

入札事業者の判断・申告により
別の条件（kW制約やkWh制約等）に変換

SCUC・SCEDロジックの改良

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

－①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）

－ 1. 電源運用制約への対応

－ 2. 運用制約の直接的なモデル化（発電機の応動特性）

－ 3. 運用制約の間接的なモデル化（kW制約・kWh制約）

－②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）

－③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 現行の電中研SCUCツールにおいて、既に運用制約が直接的にモデル化されている運転パラメータについては以下のとおり。
- これらは、米PJMの事例等を踏まえても、遜色ないレベルであると考えられる。

項目	内容
出力変化速度制約	直前 (t-1) の時間断面からの出力変化量を指定値以下に制限
運転・停止継続時間制約	運転継続時間 (MUT) と停止継続時間 (MDT) を指定断面数以上に制限
起動回数制約	一定期間の起動回数を指定値以下に制限
サイト運用制約	指定の電源グループに対し、並解列台数・合計出力を指定範囲に制限

※ 週間計画など目的に応じて、制約考慮の有無や考慮方法は変わり得る。

- 一般的な電源運用制約については、電中研SCUCツールにおいて、既に運転パラメータモデル化できている。

ロジックの構築（制約条件の設定）

19

- また、電源運用制約（揚水池容量制約等）や、系統運用制約（ ΔkW 確保制約・系統混雑制約）についても、一定程度考慮可能な仕様となっている。

【電中研SCUCツールの主な制約条件】

項目	内容
電源運用制約	出力上下限制約
	出力変化速度制約
	運転継続時間制約
	日間起動回数制約
	サイト運用制約
系統運用制約	蓄電量上下限制約
	需給バランス制約
	予備力制約
	調整力制約
	ネットワーク潮流制約
	系統慣性制約

※ 上記の他、起動カーブについては（線形的な）簡易制約であれば考慮可能であり、どこまで詳細に模擬するかは今後検討。

■ 米PJMにおいても、一般的な電源運用制約は、運転パラメータとして加味されている。

参考 | 発電オファー時に登録する運転パラメータ

- 運転パラメータ登録時に一定の規律を受けるコストベースオファーまたは運転パラメータ制約付き価格ベースオファー(PLS Offer)を提出する場合、下記の登録項目に対して事前合意された運転パラメータ値か、更に柔軟な運転パラメータを登録することが求められる。

最小停止時間：Minimum Downtime

最小稼働時間：Minimum Run time

最大日間起動回数：Maximum Daily Starts

最大週間起動回数：Maximum Weekly Starts

最大稼働時間：Maximum Run time

起動時間：Start-Up Time

通知後起動時間：Notification Time

Economic Min.とEconomic Max.の比：Turn Down Ratio

出所：PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日より三菱総合研究所作成
Copyright © Mitsubishi Research Institute

18

市場への入札情報には、Three-Part Offer (Start-Up Cost, No-Load Cost, Incremental Cost)からなる発電コスト情報)の他、最小稼働時間や起動時間等に関する情報が含まれる

入札情報 (PJM) *1

- エネルギー市場では Three-Part Offer に関する情報、アンシラリーサービス市場では各アンシラリーサービスごとの容量および価格の情報、各市場共通ではランプレートや、運転制約 (最小稼働時間、起動時間等) に関する情報が必要となる。
- エネルギー市場におけるThree-Part Offerのうち、太陽光、風力、水力発電設備、蓄電設備、DRには、Incremental costおよび、Start-Up Costのうち燃料費を除いたものが適用される (また、DRではStart-Up Costに相当するものとしてShutdown Costが適用される)。

－ 主な入札情報 －

対象市場	入札情報の項目	概要
エネルギー市場	Three-Part Offer	Start-Up Cost 起動条件 (Warm, Intermediate, Cold) 毎の、ボイラー、タービン、発電機を起動させるための燃料費、メンテナンス費用等の合計コスト (\$)
		No-Load Cost 発電設備の過去実績等に基づく回帰直線から求められる、理論上の出力0MWにおける熱量や燃料費等から算定されるもの (\$/hour)
		Incremental Cost 任意の最大10点から構成される、出力毎の単位発電費用 (\$/MWh)
アンシラリーサービス市場	上げ/下げ調整力入札	上げ/下げ調整力の入札における容量及び価格 (MW,\$/MW)
	瞬動/非瞬動予備力入札	瞬動/非瞬動予備力の入札における容量及び価格 (MW,\$/MW)
各市場共通	最小稼働時間	発電設備の稼働後に、停止するまでの最小の稼働時間 (hour)
	起動時間	起動条件 (Warm, Intermediate, Cold) 毎の設備の起動に要する時間 (hour)
	ランプレート	エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート
	発電可能量	エネルギー、各アンシラリーサービスにおける最大、最小の発電量 (揚水発電、蓄電設備の場合は最大、最小の貯蔵量を含む)

*1 出所：PJM, Manual 15, 2022年1月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m15.ashx>
PJM, PJM Markets Gateway User Guide, 2022年2月、<https://pjm.com/-/media/etools/markets-gateway-user-guide.ashx>
PJM, Energy Offer Calculation Education, 2021年1月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/2021/20210114/20210114-item-04-energy-offer-calculation-education.ashx>

24

出所) 第4回同時市場の在り方等に関する検討会 (2023年11月27日) 資料5-2をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_05_02.pdf

出所) 令和4年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 (卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する調査事業) - 調査報告書 - (2023年3月17日) をもとに作成
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2022FY/000072.pdf

■ その他、火力機の代表的な応動特性として「出力帯毎の出力変化速度」「出力帯毎のキープタイム」といった制約も存在するが、これらについて、現行はモデル化できていないため、今後、SCUCロジックでのモデル化（運転パラメータモデル化）が可能かどうか検討していくこととしたい。

〈3・1〉 EDC・LFC 運転 EDC や LFC を分担する火力機の出力応動特性として出力上下限制約の他に留意すべき主な点は、設備として可能な出力変化速度、出力レベルに応じた補機の切替時間である。

- 出力変化速度⁽²⁾：ボイラ種別（貫流，ドラム），燃料種別（石炭，原重油，LNG など），出力帯に依存する。例

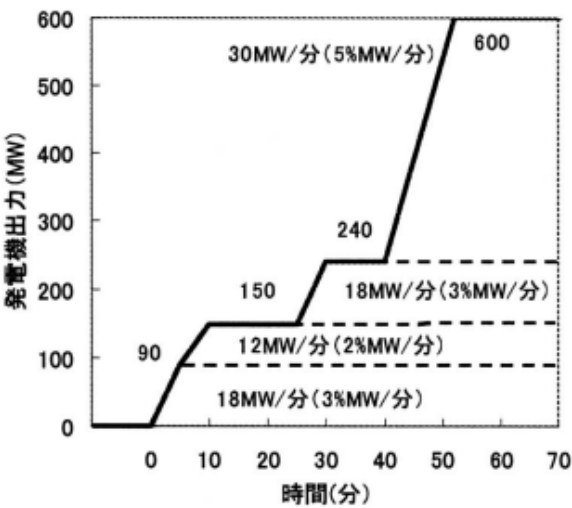


図 3 DSS 火力機 (LNG, 600 MW) の出力上昇パターン例⁽²⁾

Fig. 3. Example of start-up pattern of DSS thermal power plant (LNG, 600 MW).

えば、石炭貫流では1～2%MW/分程度、LNG 貫流では3～5%MW/分程度である。また、低出力帯では変化速度が小さく、高出力帯では大きい。

- 補機の切替時間⁽²⁾：出力レベルに応じてバーナ本数、石炭ミル（微粉炭機）台数、給水ポンプ台数など補機の変更が必要である。また、補機の変更中は出力変更ができず、変更時間も10数分～数十分と長い。

これらの出力応動特性はDSS (Daily Start Stop) 運用のLNG 火力機 (600 MW) の出力上昇パターン例 (図 3) から見てとれる。これは設備として可能な最速の出力上昇パターンであり、特にEDCではこのような出力上昇特性 (制約) は重要な留意点である。

項目	内容
出力帯毎の出力変化速度	出力帯ごとの出力変化速度
出力帯毎のキープタイム	給水ポンプの起動停止や石炭ミル切替等に伴う、出力変化速度の制限

出所) 電気学会論文誌B「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性」(2004年) 124巻3号をもとに作成
https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieejpes/124/3/124_3_343/article/-char/ja

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

－①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）

－ 1. 電源運用制約への対応

－ 2. 運用制約の直接的なモデル化（発電機の応動特性）

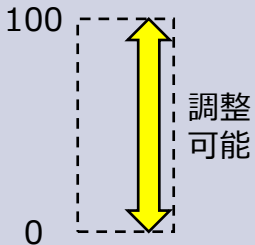
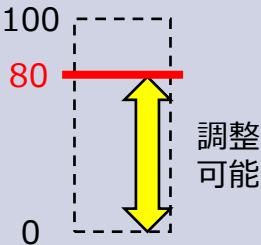
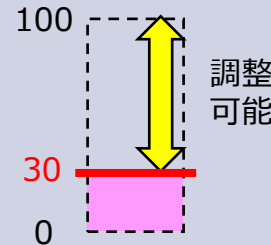
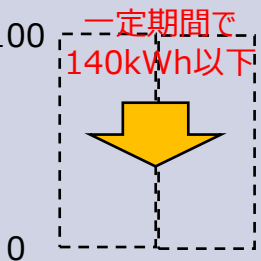
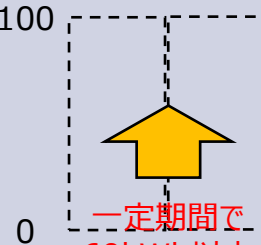
－ 3. 運用制約の間接的なモデル化（kW制約・kWh制約）

－②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）

－③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 燃料制約・環境制約など個別性が強い制約については、事業者の判断・申告により、別の条件（kW制約・kWh制約等）に変換した上で、その条件をロジックに取り込むという間接的な方法が考えられる。
- これらは現行の電中研SCUCツールにおいて既にモデル化できている制約条件であり、各発電制約（燃料制約・環境制約等）を踏まえた設備ステータスとしては下表のような分類になると考えられる。

【各発電制約を踏まえた設備ステータス（イメージ）】

	制約なし	kW制約（上限）	kW制約（下限）	kWh制約（上限）	kWh制約（下限）
設備ステータス					
概要	・起動停止も含めて 0～100で調整可	・一定の出力以下で しか調整不可	・一定の出力以上で しか調整不可	・一定期間における 燃料消費量が、 一定以下の必要	・一定期間における 燃料消費量が、 一定以上の必要
代表的な 制約事項	なし	・機器不具合 ・軸点検	・BOG制約 ・マストラン	・LNGタンクの 在庫不足	・配船計画 ・take or pay条項

※ これ以外にも、各制約の組合せや特殊制約等も有り得る。

- kW制約・kWh制約についても、電中研SCUCツールにおいて、既に運転パラメータとしてモデル化できている。

ロジックの構築（制約条件の設定）

19

- また、電源運用制約（揚水池容量制約等）や、系統運用制約（ Δ kW確保制約・系統混雑制約）についても、一定程度考慮可能な仕様となっている。

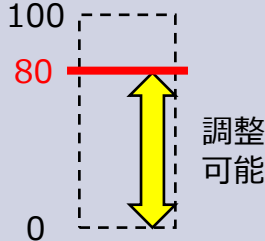
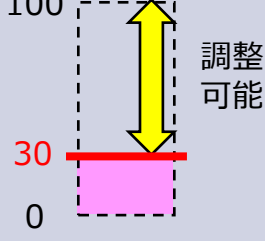
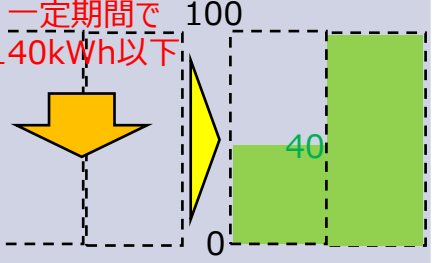
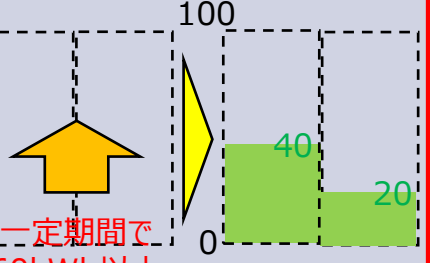
【電中研SCUCツールの主な制約条件】

項目	内容
電源運用制約	出力上下限制約 電源出力 (発電, 充放電) を指定範囲に制限
	出力変化速度制約 直前 (t-1) の時間断面からの出力変化量を指定値以下に制限
	運転継続時間制約 運転継続時間 (MUT) と停止継続時間 (MDT) を指定断面数以上に制限
	日間起動回数制約 日間の起動回数を指定値以下に制限
	サイト運用制約 指定の電源グループに対し、並解列台数・合計出力を指定範囲に制限
	蓄電量上下限制約 充電設備 (揚水, 蓄電池) の電力貯蔵量を指定範囲内に制限
系統運用制約	需給バランス制約 各エリア・各ノードにおいて電力需要と「電源出力合計 + 流入電力」が一致
	予備力制約 各エリアの運転予備力が指定値以上となるように対象電源の上げ代を確保
	調整力制約 各エリアの調整力が指定値以上となるように対象電源の上げ代・下げ代を確保
	ネットワーク潮流制約 各ブランチ (地域間連系線・地内送電線等) の潮流および各フェンス潮流を運用容量の範囲に制限
	系統慣性制約 系統容量に対する系統全体の慣性エネルギーを指定値以上に制限

- kW制約・kWh制約について、米PJMの入札方法等を参考にすると、例えば、下表のような取り扱いが考えられる。
- 両制約とも既にモデル化できているものの、特に揚水・蓄電池用に構築したkWh制約について火力機で検証した例がないため、今後、火力機に適用した際に、対応可能かどうか（どのような挙動を示すか）検証していくこととしたい。

【kW制約・kWh制約の取り扱い例】

火力機に適用可能かを要検証

	kW制約（上限）	kW制約（下限）	kWh制約（上限）	kWh制約（下限）
設備 ステータス				
			※燃料制約（0～140kWh）を 制約条件に組み込み、その範囲 に収まるよう、SCUCで最適化	※燃料制約（60～200kWh）を 制約条件に組み込み、その範囲に 収まるよう、SCUCで最適化
追加 パラメータ 入力例	・Must run=0 ・Economic Min=20（最低） ・Economic Max=80	・Must run=1 or 0 ・Economic Min=30 ・Economic Max=100	・期間=2コマ ・燃料制約（Min）=0kWh ・燃料制約（Max）=140kWh	・期間=2コマ ・燃料制約（Min）=60kWh ・燃料制約（Max）=200kWh
3-Part 情報	・起動費：要 ・最低出力費用：要 ・限界費用：要 （ただし、各項目ゼロも可）	・起動費：不要 or 要 ・最低出力費用：不要 or 要 ・限界費用：要 （ただし、各項目ゼロも可）	・起動費：要 ・最低出力費用：要 ・限界費用：要 （ただし、各項目ゼロも可）	・起動費：要 ・最低出力費用：要 ・限界費用：要 （ただし、各項目ゼロも可）

※ この他、「Must run=1」「Economic Min=Economic Max」とすると完全固定運転、
「Must run=0」「Economic Min=Economic Max=0」とすると運転不可（使用不可）となる。

電源の入札方法(セルフスケジュール・プールスケジュール)



- セルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれを選択する場合でも、発電オファーの提出が求められる。電源起動の方法をセルフスケジュールとして電源起動とするか、プールスケジュールとして起動停止判断をゆだねるかを登録することで、PJMは両者を区別している。
- Economic Min.とEconomic Max.の間の出力は、PJMのEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を表し、セルフスケジュール電源か否かに関わらず存在する。

入札方法

	セルフスケジュール	プールスケジュール
①電源起動を登録	Commitment availability statusを Must run で登録	Commitment availability statusを Economic で登録
②Economic Dispatchに従うことが可能な出力帯を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値 	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値 

出所) PJM, "Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling", 2011年7月14日

Monitoring Analytics, "PJM State of the Market – 2023", p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

■ 第3回技術検証会においては、整理した電源運用制約の取り扱いについて、ご指摘・ご示唆を頂いたところ。

【同時市場における電源運用制約の取り扱い】

- 火力の燃料調達是中長期で考えるものだが、短期のkWh制約を考える目的は何か
 - ⇒配船計画などの関係から、実態として短期的なkWh制約はあり、ロジックとしては受け取れるようにしておく必要があると考えている
 - ⇒需給逼迫時以外でも短期のkWh制約はあり、kWh制約がロジックになくても、BG側でkWに上下限を設定することで運用可能だが、時間帯によってはkWに余力があってもキャップがかかり、非効率が生じる
- 出力帯毎の制約については、時間解像度を意識するとよい。仮に1時間単位ならば、停止から出力最大までの時間が1時間以内のため、単純に線形化したモデルでも許容可能となりうる
- 燃料制約は、事業者がkWh制約に置き換えて入札する方向性を提案するものか。燃料制約については入札者の恣意性が入り、場合によってはゲーミングされるおそれもあるため、最適化計算の対象とせず、セルフスケジュール電源にするという考え方もあるのではないか
 - ⇒事業者の入札の考え方については別議論であり、今回は最低限ロジックとして用意できるよう、技術的なロジックとしての対応の方向性を示したもの
- MIPは燃料制約のような期をまたがる制約が入ると解くのが難しく、フィジブルであるか確認が必要。個社の制約を入れるより、日本全体での制約を考慮する方が全体最適を解く問題になじむか
- 燃料制約があることによりシャドウプライスが上がるため、価格を上げて良いという考え方もあるが、ゲーミングとならないように競争政策上どう考えるかの視点も必要。米PJMでは市場支配力があるときには入札価格をコストベースに置き換えるが、燃料制約がある場合にはどうすべきかという問題がある
 - ⇒kWh制約については、ロジックとしては揚水モデルと似た形となり、技術的には難しくない。ゲーミングについては、単断面でなく日間だと影響は均される気もするが、要素としてはある

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
 - －1. ④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージとロジック改良の方向性
 - －2. ロジック改良と小規模システムモデルでの検証
 - －3. 広域連系システムモデルでの買い入札模擬・検証
 - －4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 前回、米PJMのロジックを参考に、買入札を考慮したSCUC・SCEDの基本ロジックを構築した。
- 具体的には、ベース需要電力からの需要抑制方向の電力量（ Δp_{Dem} ）を変数として、買入札価格（需要調整単価 α_D ）を考慮の上、目的関数を最小化するロジックとしていた。

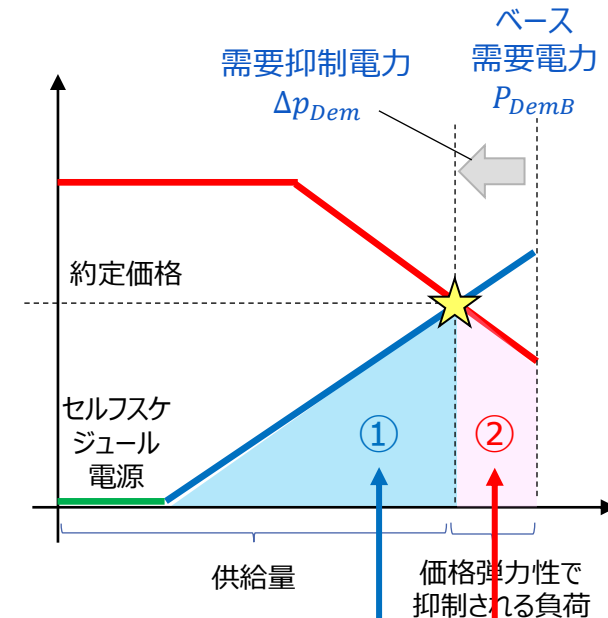
【基本ロジックの概要】

- ノード毎にベース需要電力 P_{DemB} （時系列）、調整単価 α_D を定数として定義
- 需要抑制電力 Δp_{Dem} を変数として定義
- 需要抑制電力に調整単価をかけて、需要調整コストを算定
- SCUCの目的関数「総コスト最小化」に組み込み、価格弾力性を模擬

需要電力 $p_{Dem}(i, t) = P_{DemB}(i, t) - \Delta p_{Dem}(i, t)$ { t: 時間断面番号
i: ノード番号
k: ブランチ番号 }

需要抑制電力 $0 \leq \Delta p_{Dem}(i, t) \leq P_{DemB}(i, t)$

**ノード需給
バランス** $p_{Gen}(i, t) - p_{Dem}(i, t) = \sum_{k \in \{k | Fr(k) = i\}} p_{Flow}(k, t) - \sum_{k \in \{k | To(k) = i\}} p_{Flow}(k, t)$



Minimize: $f_G + f_D$ { $f_D = \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_D} \alpha_D(i) \cdot \Delta p_{Dem}(i, t)$ }

① 総電源
エネルギー費用

② 価格反応需要価値（需要調整単価×需要抑制電力）

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

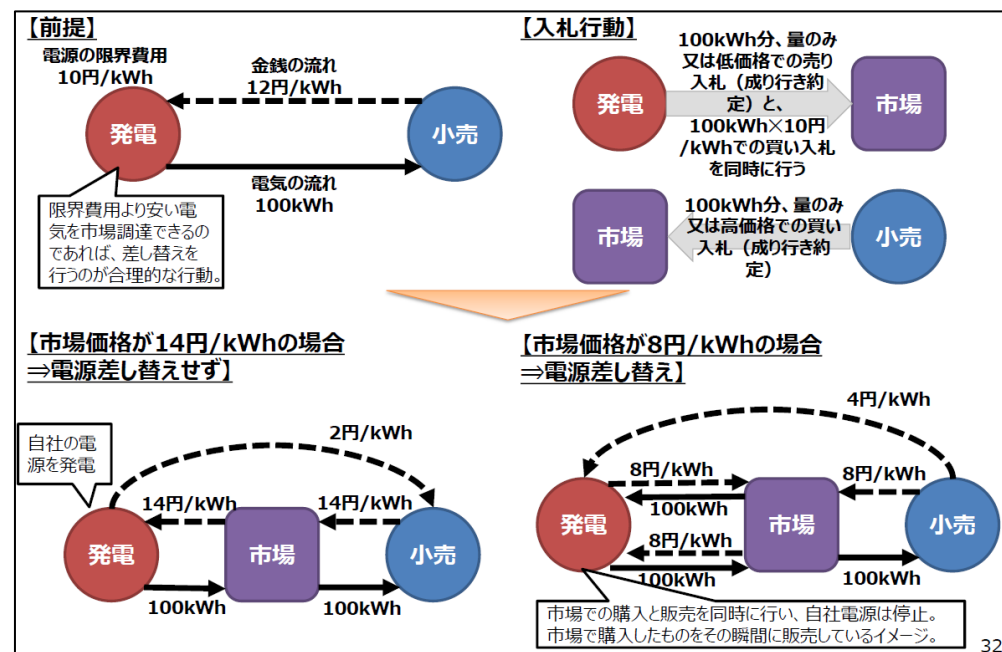
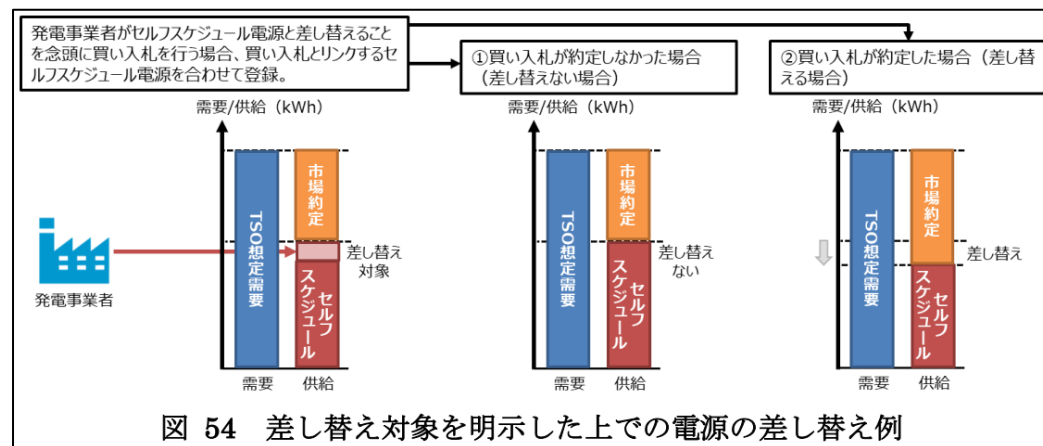
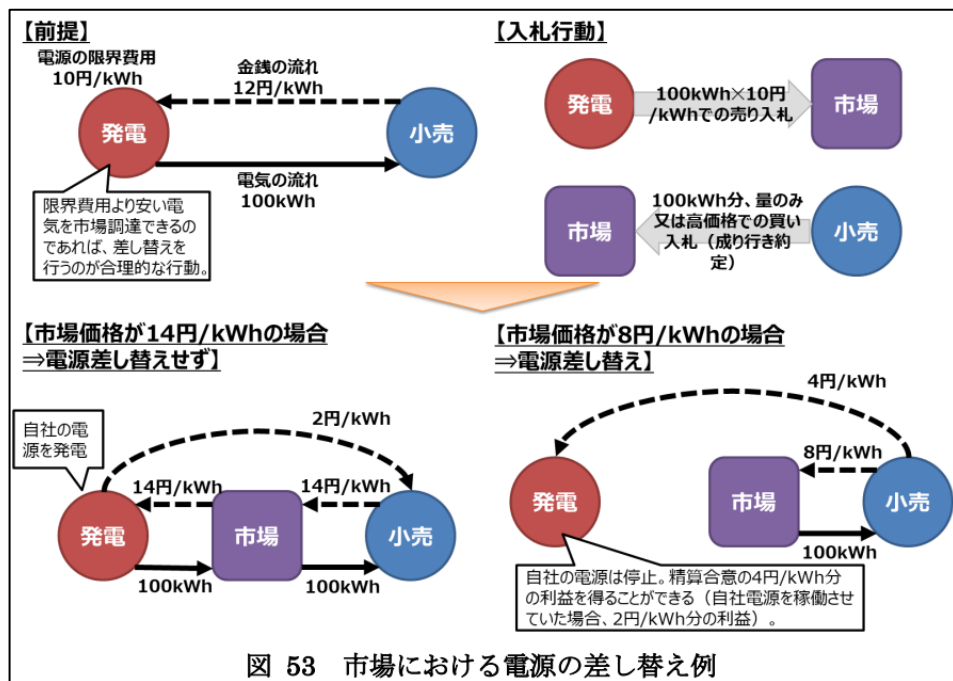
- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
 - －1. ④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージとロジック改良の方向性
 - －2. ロジック改良と小規模システムモデルでの検証
 - －3. 広域連系システムモデルでの買い入札模擬・検証
 - －4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 「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」取りまとめ（2023年4月25日）においては、セルフスケジュール電源とは、発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいい※1、その入札要否や方法等の詳細設計については今後議論予定とされていた。
- これらセルフスケジュール電源においては、限界費用の方が市場価格より高価な場合、発電事業者による市場での経済差替のニーズ等があると考えられ、これまでの議論においては、以下のとおり、複数の電源差替案が提示されたところ、二つ目の案に関しては、収束性の観点から別途技術検証が必要とされていた※2。

※1 米国におけるセルフスケジュール電源の定義とは必ずしも一致しておらず（詳細は第4回検討会（2023年11月17日）資料5-2を参照されたい。）、次回以降の検討会において、改めて電源運用に関する用語の定義を行いたい。

※2 技術的に実現可能かの検証結果も踏まえた上で、今後どの案が取り得るかについて検討する予定。

- ① 次ページ左図のとおり、差し替え希望の電源については、Three-Part 情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定。
※商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要である。
- ② 次ページの上右図と下右図のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。
※計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要である。
- ③ 次々ページにおける入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させた上で、BGに 差し替えの有無を登録させ（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）、その後、TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。
- ④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。
※作業部会においては、「④は経済性の観点から他の案に比べると劣後するのではないか」といった意見があった。

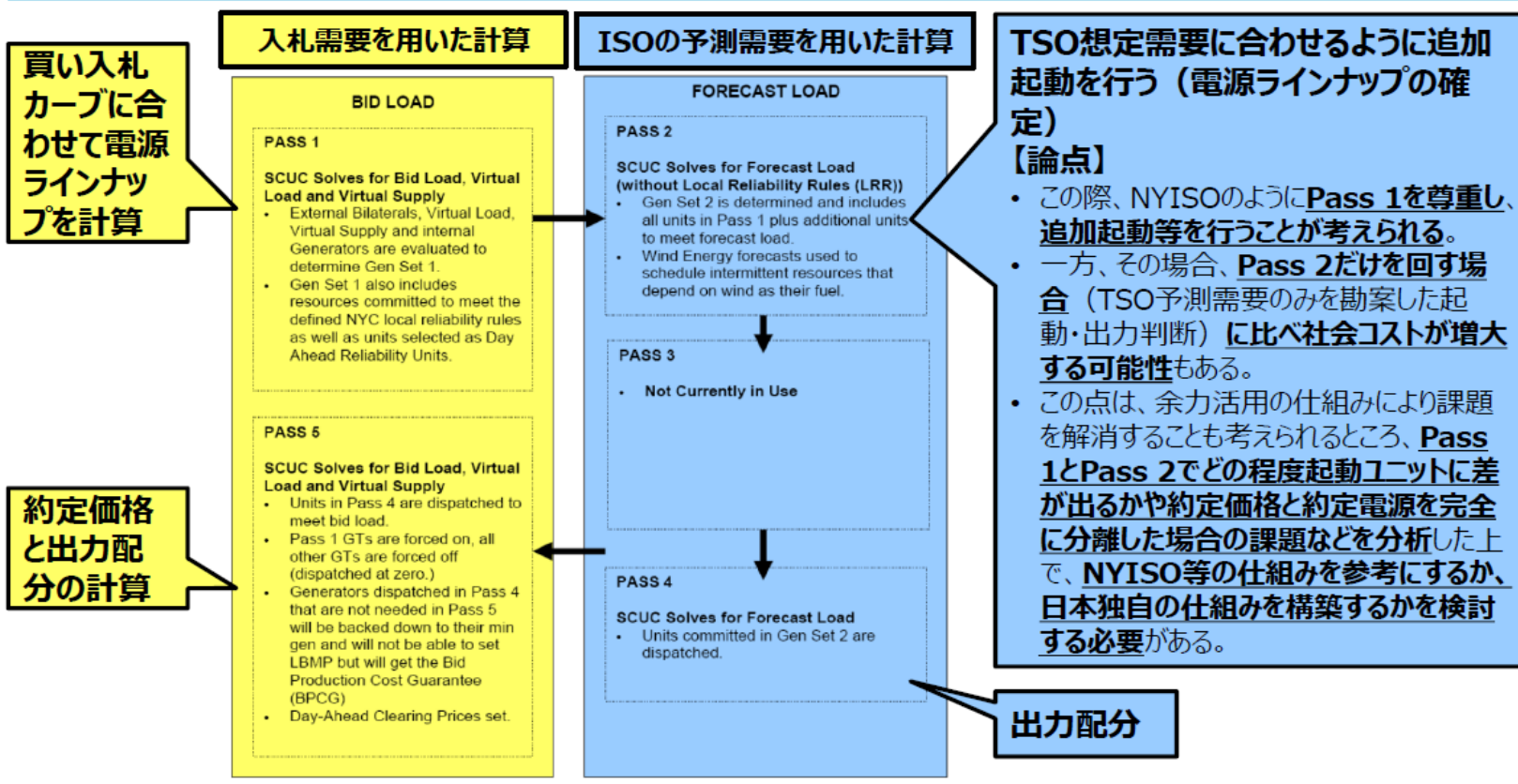


出所)「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

出所) 第4回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（2023年1月31日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/004_04_00.pdf

NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

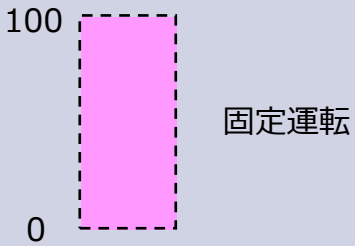
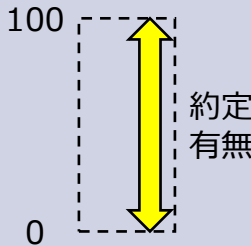
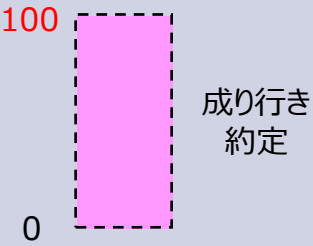
- 「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法①（P.13を参照））と約定電源の決定方法の組み合わせは、以下のNYISOの仕組みと同様に考えることができる。



■ 前述のセルフスケジュール電源の経済差替（二つ目の案）を実現しようと思うと、電源は固定運転で売り入札を行い、電源との差替を念頭に限界費用による買い入札を行う（約定すれば購入と販売が相殺し、電源は出力減少若しくは停止する）ことが考えられ、その場合の具体的な入札方法については、下記のようになると考えられるか（前々ページ下右図参照）。

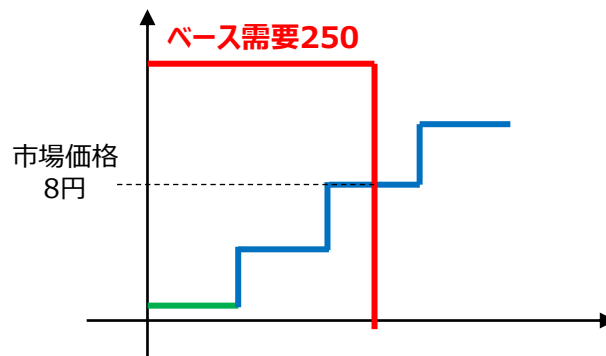
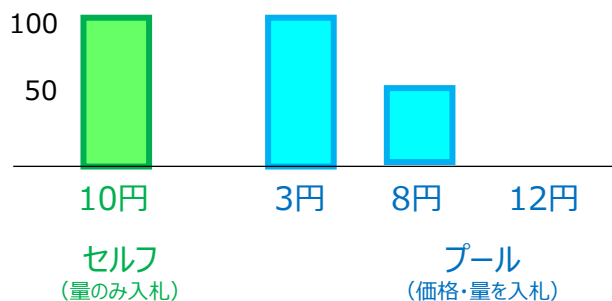
- 電源（売り入札）：固定運転
- 電源差し替え（買い入札）：限界費用による買い入札（電源（売り入札）と紐づけて登録）
- （参考）小売（買い入札）：量のみ又は高価格での買い入札（成り行き約定）

【経済差替時の入札例】

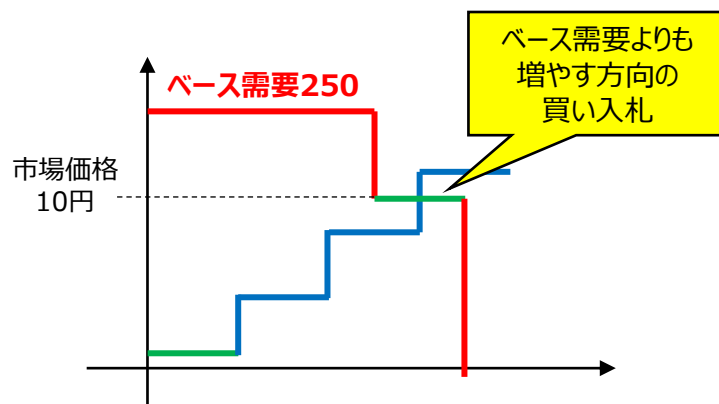
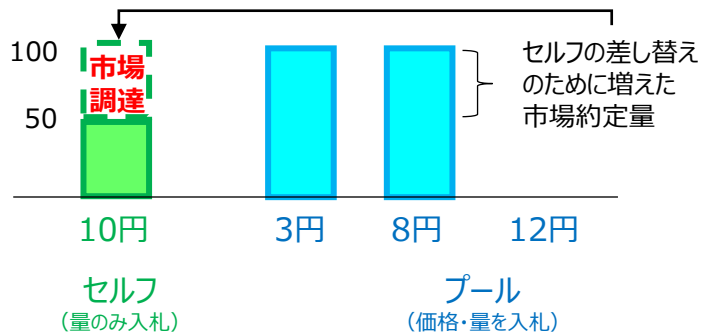
	電源（売り入札）	電源差し替え（買い入札）	（参考）小売（買い入札）
設備ステータス	 固定運転	 約定 有無	 成り行き 約定
追加情報の 入力例	• Must run=1 • Economic Min=100 • Economic Max=100	—	—
Three-Part情報	• 起動費：不要 • 最低出力費用：不要 • 限界費用：不要 (ただし、各項目ゼロでもよい)	【買い入札情報】 • 量=100 • 価格=10円/kWh（限界費用）	【買い入札情報】 • 量=100 • 価格=999円/kWh（なしも可）

- また、前述のセルフスケジュール電源の経済差替（二つ目の案）を行った際の市場全体の簡単なイメージを示すと、下図のようになり、市場価格よりも高いセルフスケジュール電源が買い入札を行うことで、自社発電量を市場調達量に差し替えることとなる。
- これは、市場全体から見ると、ベース需要電力よりも需要を増やす方向の買い入札を行っていることと同義になる（揚水ポンプアップや上げDRを入札した際も同様）。

【セルフスケジュール電源が差替の買い入札をしなかった場合】

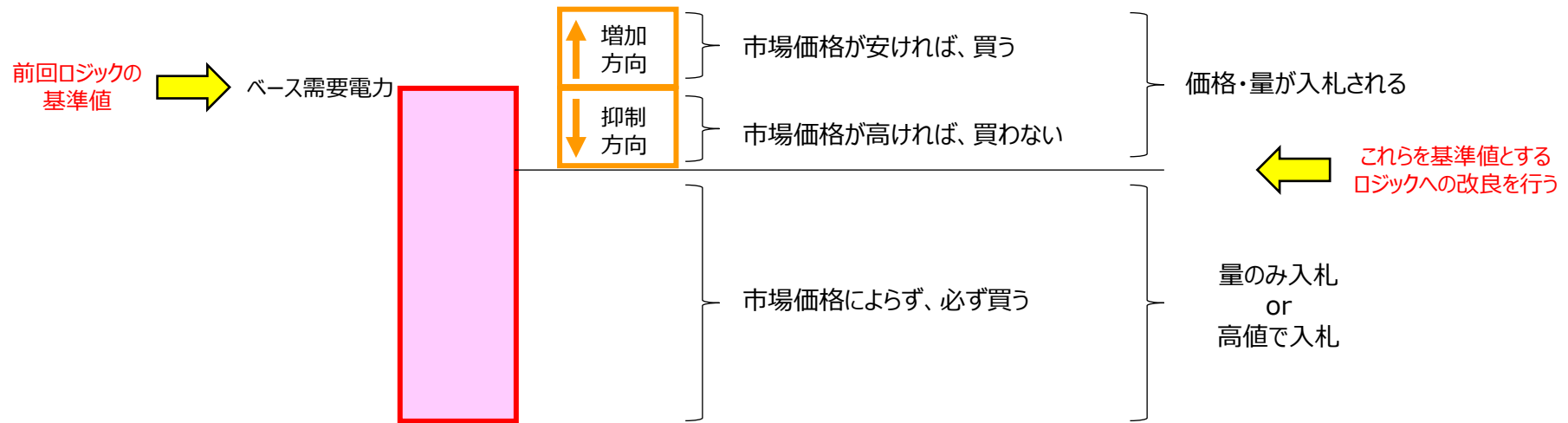


【セルフスケジュール電源が差替の買い入札をした場合】



- 前述の事業者の入札行動等※を考えると、実際の市場の動きとしては、ベース需要電力からの需要抑制方向だけでなく、需要増加方向で約定することも想定される。
- この点、増加・抑制が生じる部分については「市場価格が安ければ買う」「市場価格が高ければ買わない」という視点の違いはあるが、両方とも、市場に約定結果を委ねるために量と価格が入札される点は共通となる。
- 上記を踏まえると、入札情報だけではベース需要電力（基準）が分からず前回構築したロジックでは対応できない（あるいは基準を想定しても、正負が入り混じり複雑になる）ため、市場価格によらず必ず買う電力量を基準とし、需要増加方向の電力量のみを変数として扱うロジックへ改良することが考えられる。

※ 小売電気事業者（あるいはDR事業者）が価格次第で実際の需要を変動させるための入札行動もあれば、発電事業者が経済差し替えを行うための入札行動も考えられる。



1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
 - － 1. ④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージとロジック改良の方向性
 - － 2. ロジック改良と小規模システムモデルでの検証
 - － 3. 広域連系システムモデルでの買い入札模擬・検証
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 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}

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

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

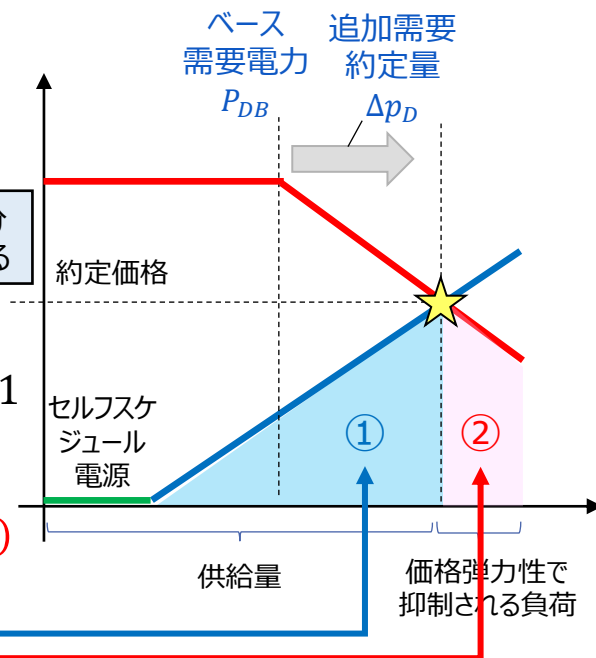
需要上下限 $P_{Dmin}(i, t) \leq p_D(i, t) \leq P_{Dmax}(i, t)$

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

Minimize $f_G + f_D$ $f_D = \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_D} \sum_{k \in S_D} H_{Dseg}(i, t, k) \cdot y_{Dseg}(i, t, k)$

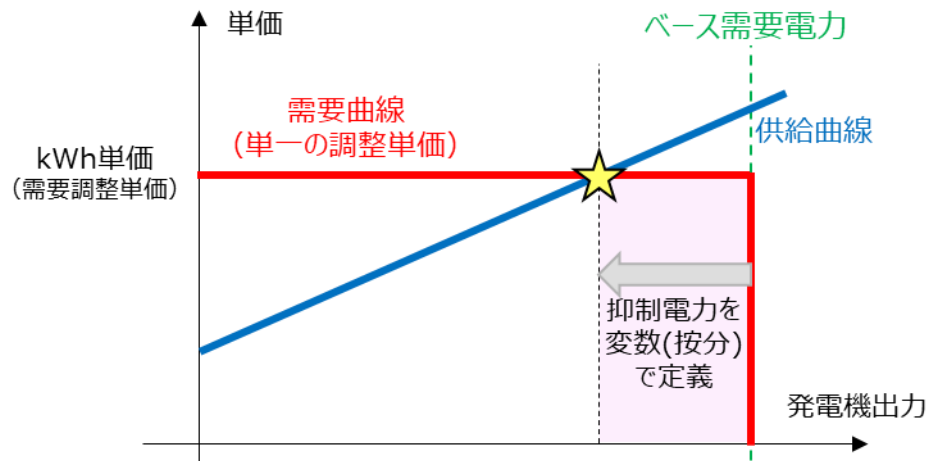
① 総電源
エネルギー費用

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）

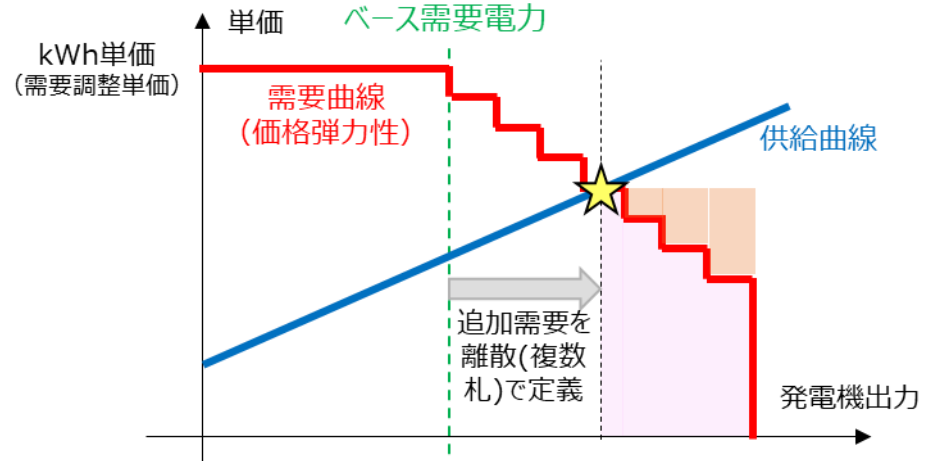


- また今回は、今後検証としていた「価格弾力性のある複数札（買入札）」についても模擬を行った。
- 供給曲線と需要曲線の関係は以下の通りとなり、需要曲線を量のみ入札する領域（ベース需要電力）と量・価格を入札する領域に分けた上で、量のみ入札する領域（ベース需要電力）を基準として、需要増加方向に約定点を採ることで、価格弾力性のある複数札（買入札）に対応するイメージとなる。

【前回の簡易模擬】※価格弾力性模擬前の単一札の約定状況確認

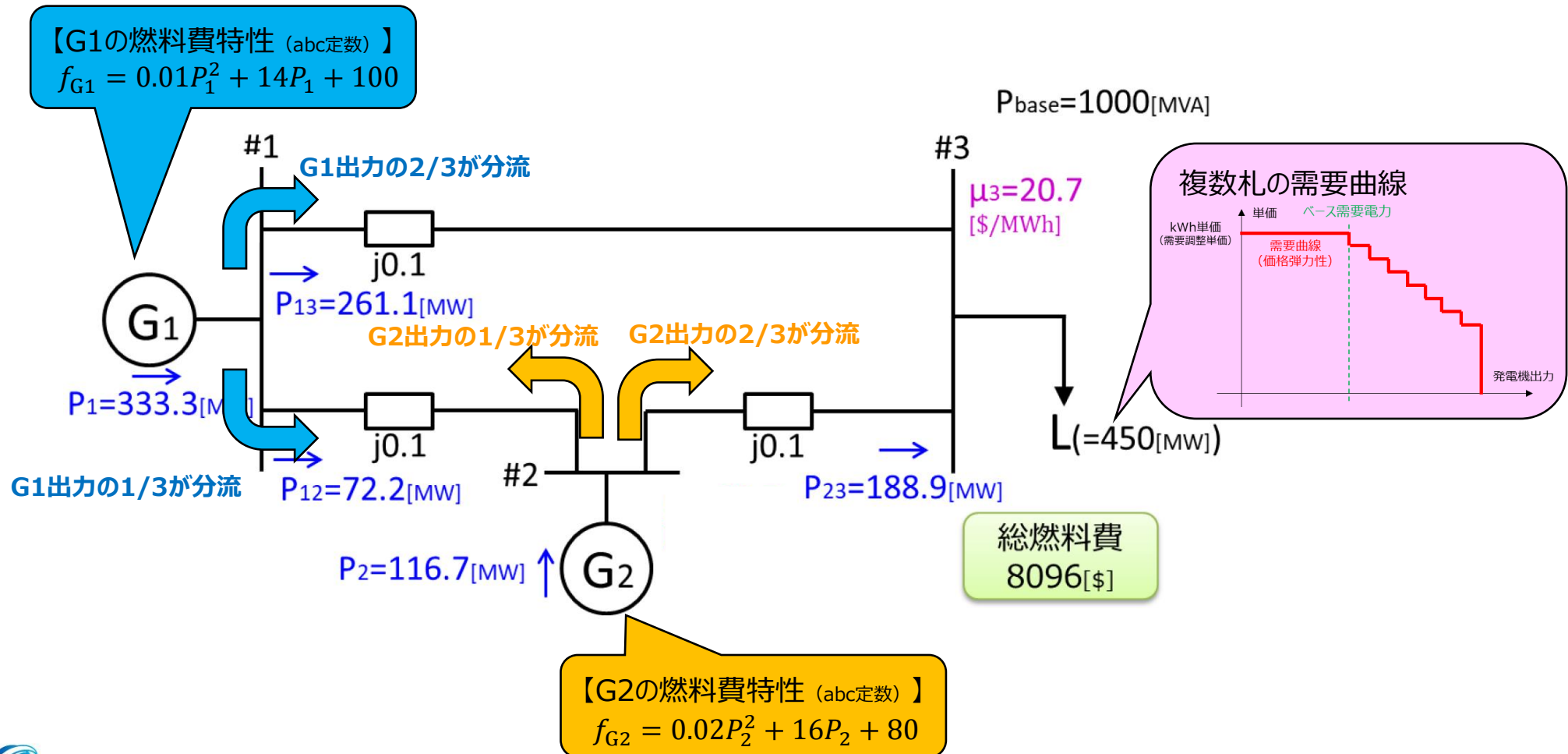


【今回の模擬方法】※各ノードに複数札を用意して価格弾力性模擬



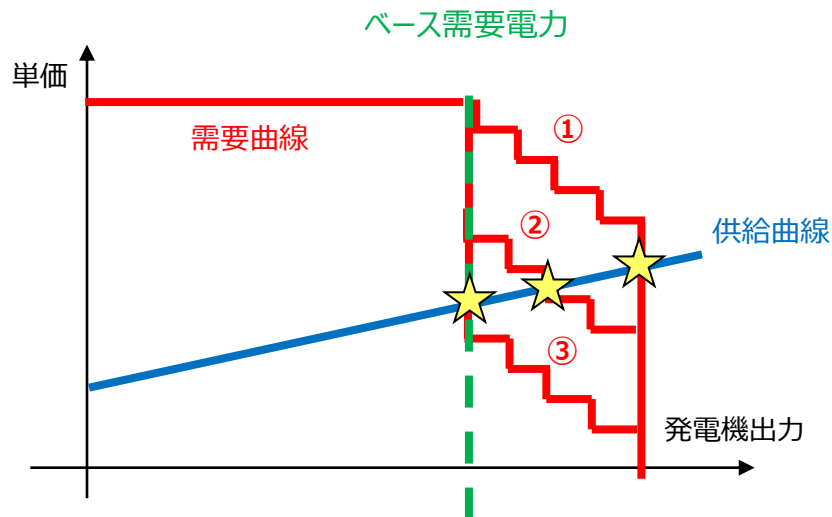
- 改良したロジックの妥当性を確認するため、前回も用いた手計算でも最適化結果が確認可能な小規模システム（2機3母線）モデルを用いて、価格弾力性のある複数札（買い入札）も模擬した上で、ロジック検証を行った。

【小規模システム（2機3母線）モデル】

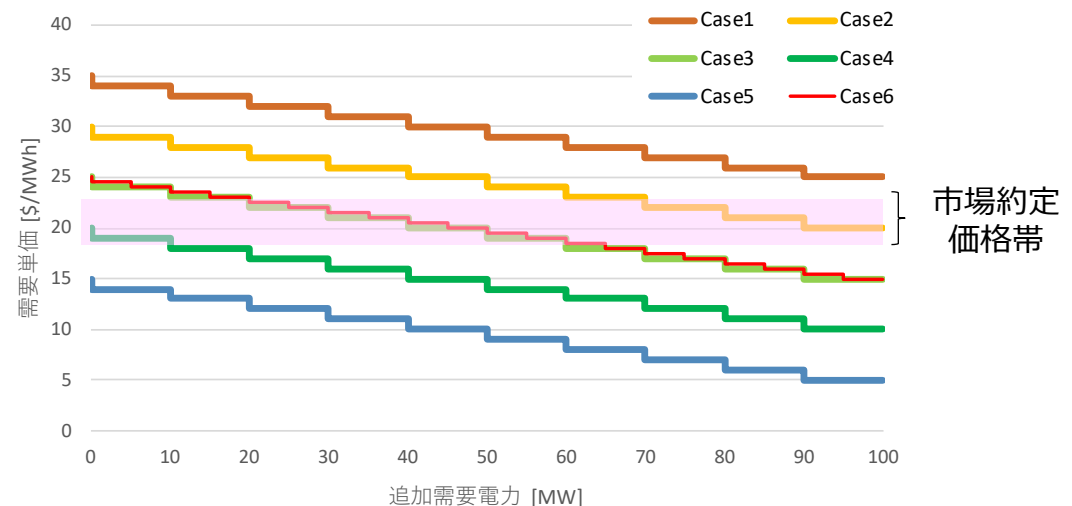


- 検証ケースは、需要増加領域の価格水準を変化させた、全6ケースを設定。
- ケース設定の考え方としては、買い入札価格が市場約定価格よりも高く需要増加領域が全て約定する場合（①）、買い入札価格が市場約定価格と同水準となり需要増加領域が部分的に約定する場合（②）、買い入札価格が市場約定価格よりも安く需要増加領域が全て不発となる場合（③）とし、各ケースが想定されるような挙動を示すかについて確認を行った。

【需要曲線の設定イメージ】



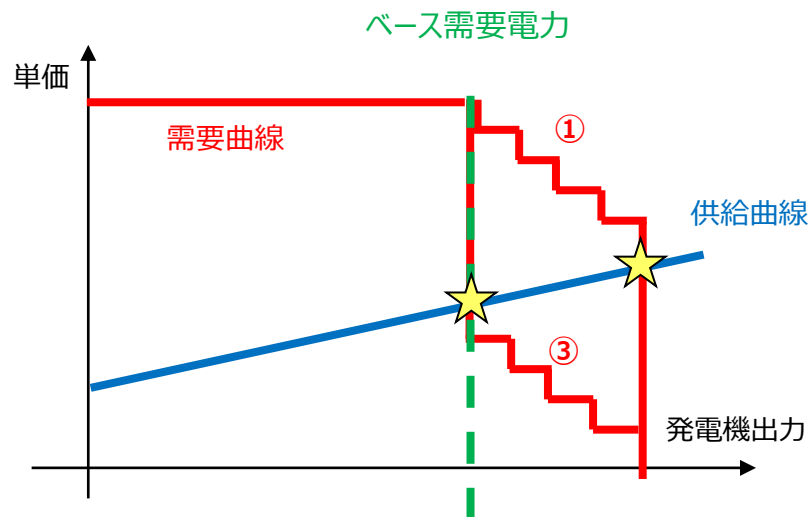
		潮流制約なし
需要増加領域での約定	① 全て約定	Case1
	② 部分的に約定	Case2～Case4、Case6（Case3の刻み細分化）
	③ 全て不発	Case5



- まずは極端なケースとして、需要増加領域が全て約定する場合（①:Case1）と、需要増加領域が全て不落となる場合（③:Case5）の挙動を確認した。
- Case1（①）では、約定点近傍の入札価格（全ての需要の買い入札価格）よりも約定価格が安いいため、需要増加領域が全て約定する結果となるのに対し、Case5（③）では、約定点近傍の入札価格（全ての需要の買い入札価格）よりも約定価格が高いため、需要増加が0（全て不落）となり、約定需要がベース需要と一致している。



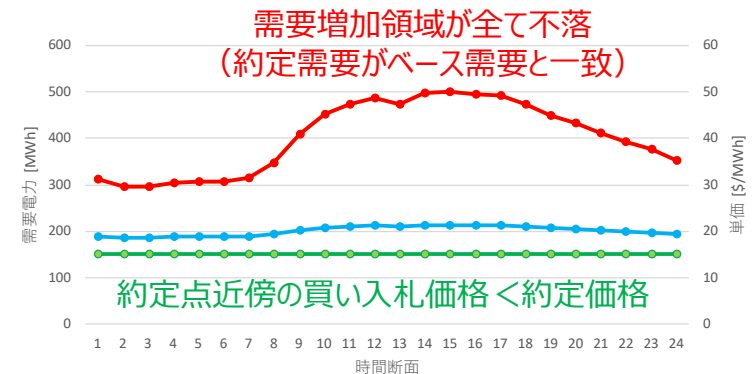
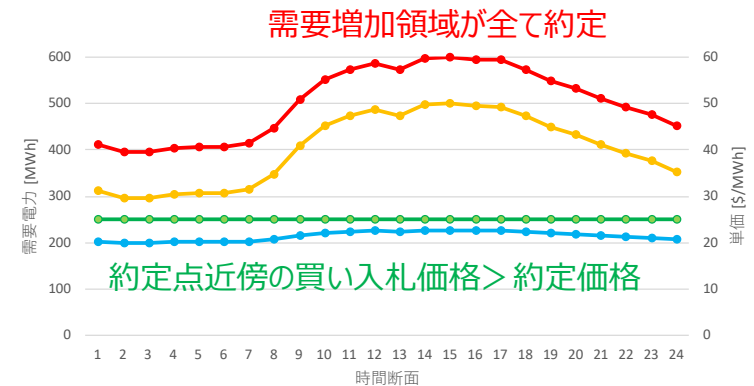
【需要曲線の設定イメージ】



Case1（①）



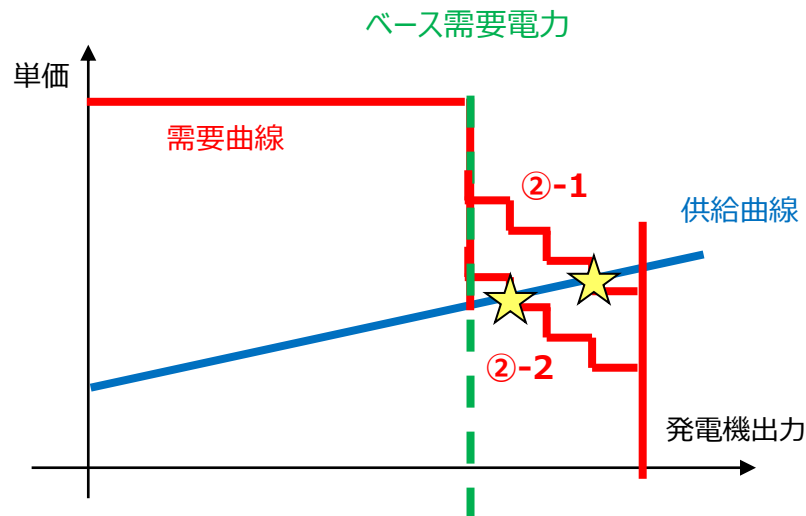
Case5（③）



- 次に、需要増加領域が部分的に約定する場合（②）の挙動を確認した。
- この場合、入札価格水準の高低によっても約定結果は変わり得るため、価格水準の高いケース（②-1:Case2）と価格水準の低いケース（②-2:Case3）について比較した。
- Case2（②-1）、Case3（②-2）ともに、約定点近傍の入札価格と約定価格が一致し、また、約定価格よりも高い入札量が多いCase2（②-1）の方が、需要増加領域の約定量が多い結果となっている。

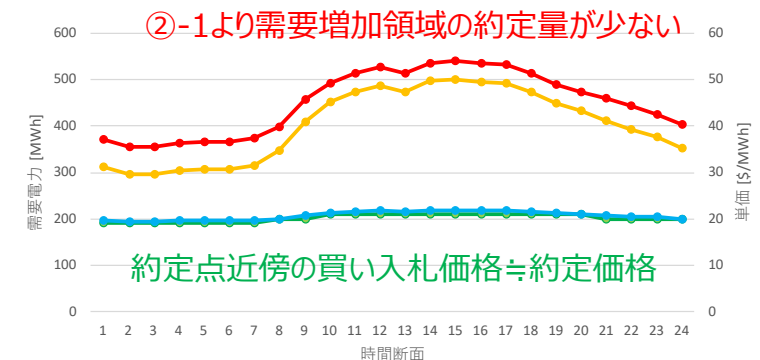
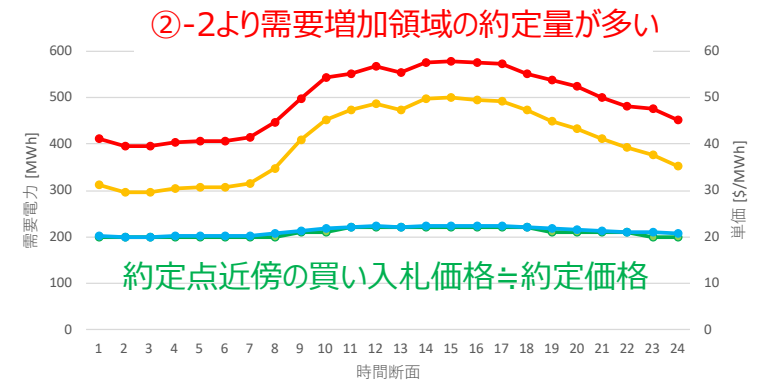


【需要曲線の設定イメージ】



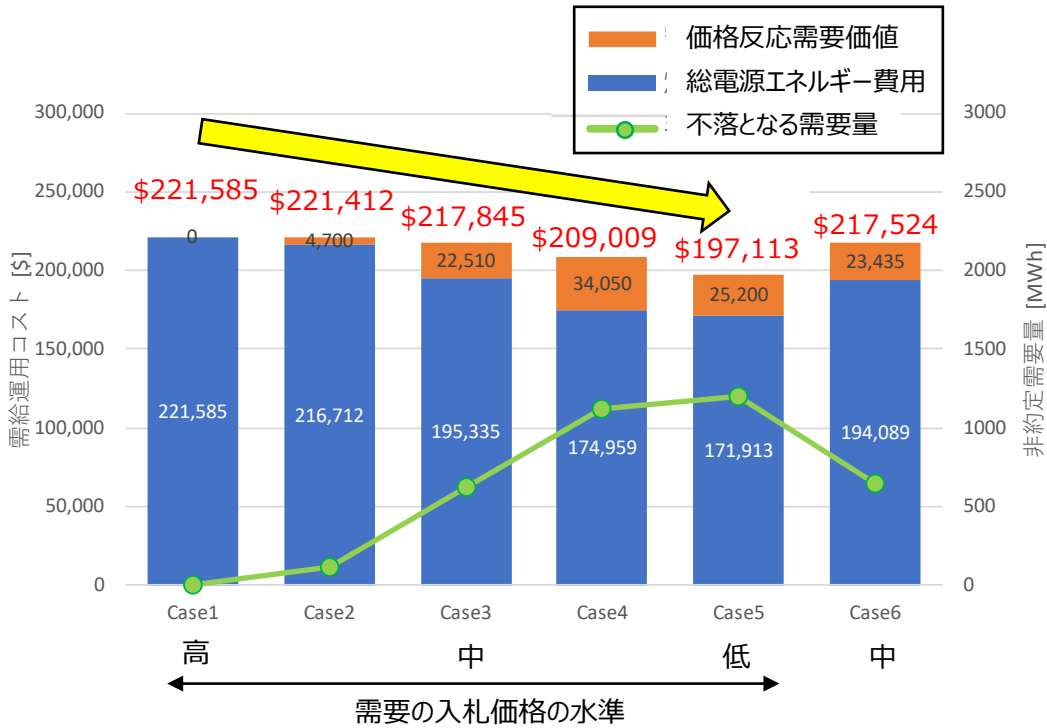
Case2
(②-1)

Case3
(②-2)



- 合計費用については、前回同様に今回の検証ケース（全6ケース）の比較でも、需要の入札価格の水準が低く、不落による需要抑制コストが低いケースほど、需要抑制量（不落となる需要量）が増加し、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値の合計値（目的関数）の増加を抑制し得ることが確認できた。
- 一方で、計算時間については、Case1～5に比べ、Case6（Case3の刻みを細分化したケース）の方が、入札数が増加することに伴い、計算時間が増加する傾向が見受けられた。

【合計費用（目的関数）の比較】



【計算時間の比較】

Case	買い入札 (区分数)	離散 変数※	連続 変数※	計算 時間 [s]
0	0	146 (116)	914 (40)	0.14
1～5	10	410 (207)	1058 (60)	0.17
6	20	650 (326)	1058 (60)	0.27

※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. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
 - －1. ④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージとロジック改良の方向性
 - －2. ロジック改良と小規模システムモデルでの検証
 - －3. 広域連系システムモデルでの買い入札模擬・検証
 - －4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

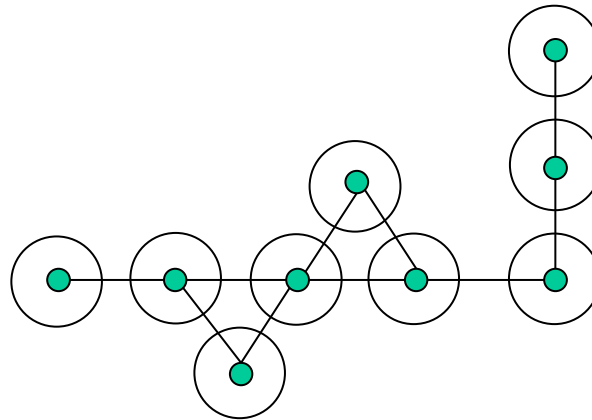
- 小規模系統モデルにて価格弾力性のある複数札（買入札）を考慮した改良ロジックの挙動が確かめられたため、続いて、広域連系系統モデルを用いた検証・分析（計算時間への影響確認等）を行った。
- 広域連系系統モデルを用いた検証にあたっては、基本ロジックの入力データ（系統データ・需給データ）を用いるが、それに加えて、JEPXの実績データを用いて、買入札を考慮した需要曲線の模擬を行った。
- 一方、検証にあたっては、ノード毎に需要曲線を模擬すると買入札量が膨大となり過ぎるため、まずは、ノード需要をエリア単位に集約（系統制約を除外）した上で検証を行うこととした。

本章での検証内容

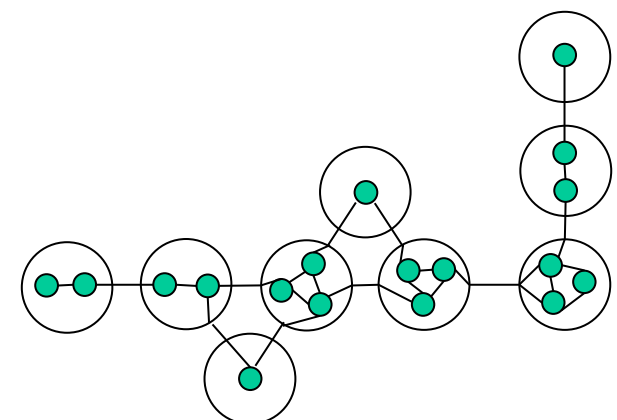
【小規模系統モデル での検証イメージ】



【広域連系系統モデル （エリア単位）での検証イメージ】



【広域連系系統モデル （ノード単位）での検証イメージ】



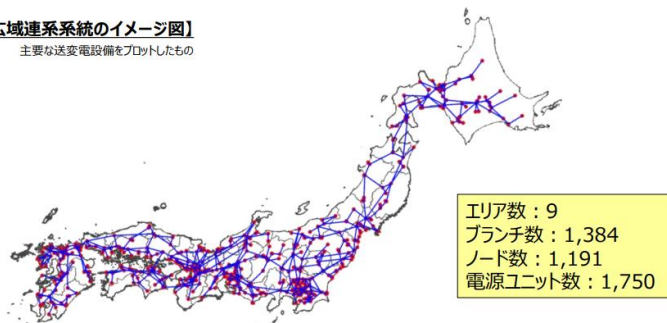
入力データの整備について (1 / 4)

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。

【広域連系系統のイメージ図】

主要な送変設備をプロットしたもの



※ 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

入力データの整備について (3 / 4)

14

- 再エネデータについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の導入見込量（kW）を元に、2019年実績の出力カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。
- これにより、晴天の日（出力大）から曇天・雨天の日（出力小）まで傾向を網羅した検証が可能となっている。

電源（設備量）	9エリア合計（MW）
太陽光	116,879
陸上風力	17,881
洋上風力	5,701
地熱	1,499
水力	23,956
バイオ	7,906
原子力	37,376
揚水	26,744
石炭	51,964
LNG（MACC）	37,934
LNG（ACC）	20,865
LNG（CC）	10,328
LNG（Conv）	16,155
石油	6,847

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量			
● 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、以下の導入状況や認定状況を踏まえて、各省の施策推進による最大限の新規案件形成を見込みにて、3,130GWの導入を見込んでいる（政策対応強化ケース）。			
● その上で、2030年度の適宜効果率46%の達成に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものと、合計3,360～3,530GWの導入（電源構成は36～38%）の再生エネルギーを見込む。			
● なお、この水準は、上層やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が拡大する場合には、更なる高みを目指す。			
GW(kWh)	2030年度の導入見込量	117年度	117年度
太陽光	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)	
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)	
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)	
地熱	1.5GW (113)	1.4~1.6GW (102~113)	
水力	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)	
バイオマス	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)	
再生可能エネルギー	3,360~3,530GW	2,366~2,515GW	

※ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、以下の導入状況や認定状況を踏まえて、各省の施策推進による最大限の新規案件形成を見込みにて、3,130GWの導入を見込んでいる（政策対応強化ケース）。

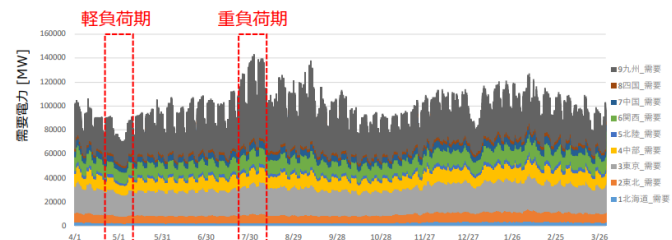
出所 2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）（2021年10月22日）より抜粋
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf

入力データの整備について (2 / 4)

12

- 需要データについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の想定需要（kWh）を元に、2019年実績の需要カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。（最大需要は約143GW）
- ロジックの傾向を見るために、まずもって軽負荷期（春期）、重負荷期（夏期）の2つの期間に着目し、それぞれの1週間（168断面）を対象期間として検証シミュレーションを実施することとした。

	1 北海道	2 東北	3 東京	4 中部	5 北陸	6 関西	7 中国	8 四国	9 九州	総需要
最大需要	4,519	12,679	48,536	22,484	4,564	24,660	9,433	4,387	13,776	143,156
最低需要	1,995	5,441	17,373	7,724	1,736	8,909	3,840	1,602	5,542	55,477

単位
[MW]

【春期】2030年4月27日（土）～2030年5月3日（金）
【夏期】2030年7月27日（土）～2030年8月2日（金）

入力データの整備について (4 / 4)

15

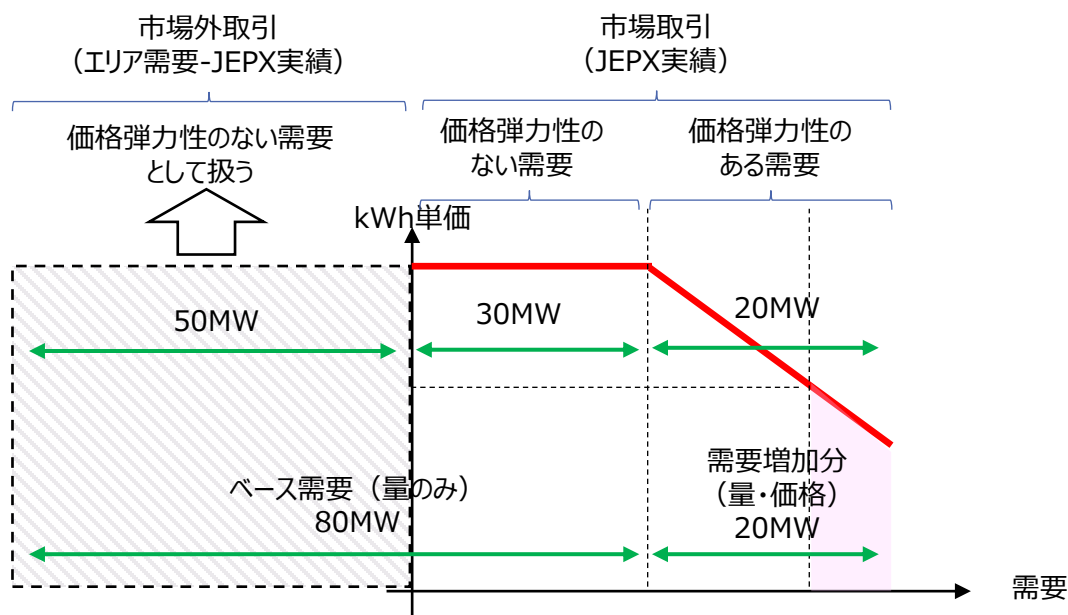
- 調整電源データ（火力・揚水）については、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）の想定設備量に対し、燃料特性や起動費等の特定を防ぐため、燃種毎にいくつかの出力帯毎に平均化した諸元で模擬している。
- 一方、調整電源の諸元平均化については、計算収束性の観点や、現実には確かからずの観点から、平均化し過ぎない（丸め過ぎない）ことも大切であることから、石炭やConv等、小容量機（100MW以下）から大容量機（1000MW）に亘る多様な設備量がある燃種については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。

日本諸名称	石炭(小容量)	石炭(中容量)	石炭(大容量)	MACC	ACC	CC	Conv(小容量)	Conv(中容量)	Conv(大容量)	石油
燃種	Coal S	Coal M	Coal L	MACC	ACC	CC	Conv S	Conv M	Conv L	Oil
設備量(MW)	8	8	8	4	4	4	8	8	8	8
最低出力(MW)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低出力率(%)	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
最低出力率(%)	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
最大出力率(%)	40	42	43	57	54	46	44	44	44	37
最大出力率(%)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低出力(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
最低出力率(%)	1,600,000	4,200,000	6,400,000	1,000,000	900,000	800,000	600,000	1,000,000	1,300,000	1,000,000
WSS総費用(円)	2,400,000	6,100,000	9,200,000	1,500,000	1,300,000	1,200,000	900,000	1,500,000	1,900,000	1,400,000
CSS総費用(円)	2,500,000	6,500,000	9,900,000	1,600,000	1,400,000	1,300,000	1,000,000	1,600,000	2,000,000	1,500,000
DSS-WSS時間(時間)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
WSS-WSS時間(時間)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
LP出力率(MW)	5	30	50	25	15	10	5	30	50	15
燃料費(円/kWh)	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.6	11.34	13.17	15.63	12.64
第2区分費用(円/kWh)	3.2	2.91	2.84	8.07	8.75	9.84	10.81	10.22	9.81	9.30
第3区分費用(円/kWh)	3.3	3	2.89	8.28	8.96	10.31	11.18	10.59	10.14	9.43
第4区分費用(円/kWh)	3.09	2.95	2.88	8.48	9.16	10.79	10.97	10.48	9.48	9.47
第5区分費用(円/kWh)	3.19	3.01	2.91	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第6区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第7区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第8区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第9区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第10区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第11区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第12区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第13区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第14区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第15区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第16区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第17区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第18区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第19区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47
第20区分費用(円/kWh)	3.13	3.13	3.13	8.69	9.37	10.97	11.34	10.81	9.81	9.47

出所 第4回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年11月27日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_04_00.pdf

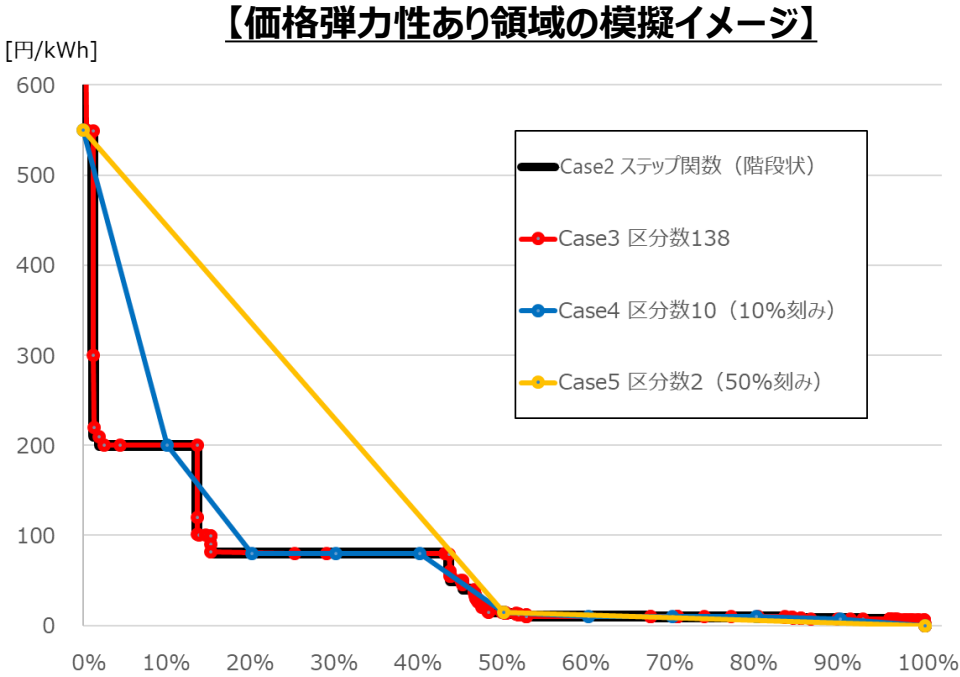
- JEPX実績データを用いて、価格弾力性なしのベース需要電力、価格弾力性ありの買い入札（価格および量）を設定した。
- 具体的には、エリアごとに、JEPX実績のうち価格弾力性のない需要（999円/kWh入札。ベース需要）とある需要（需要増加分）に分け、ベース需要には市場外取引分（エリア需要-JEPX実績）を加えた。

【エリアごとの需要曲線のイメージ】



- また、小規模システムモデルでの検証結果から、価格弾力性の区分数が多くなる（入札数が増加する）と、計算時間が増加する傾向が見受けられたことから、模擬・刻み方法を変えた全5ケースで検証を行った。
- 具体的には、価格弾力性を考慮しないケース（Case1）を基準に、価格弾力性をステップ関数（階段状）模擬したケース（Case2）、ならびに区分線形関数（連続的な直線）模擬したケース（Case3～5）を設定。
- また、区分線形関数（連続的な直線）模擬については、収束性に与える影響を見るため、区分数を簡略化しないケース（Case3）と、区分数を減らして簡略化したケース2つ（Case4、Case5）を設定した。

	価格弾力性の模擬	買い入札 (区分数)
Case1	なし	0
Case2	ステップ関数	45～212
Case3	区分線形関数	45～212
Case4	区分線形関数	10 (10%刻み)
Case5	区分線形関数	2 (50%刻み)



- 委員からは、買入札の考慮（模擬）について、どの程度追加的課題があるのか、計算負荷のハードルが高ければ、需要関数を何らかの形で近似するような実装も考えられる旨、ご意見を頂いたところ。

(第4回 同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋)

- 五十川委員（大阪公立大学 経済学研究科 准教授）

（前略）、買入札を考慮したSCUC・SCEDロジックのパートについては、本来は階段状の需要関数で計算するべきところを、今回かなり簡略化した形で扱ったということで理解しました。この点、今後正確な階段状を考えるに当たって、どの程度追加的な課題があるのかという点が気になっています。恐らく、メカニズム的に難しいということよりは、計算負荷の問題ということだと思いますので、この点のハードルが高ければ、例えば需要関数を何らかの形で近似するような実装も考えられるのではないかと思います。この点、ご感触がもしあれば伺えればと思います。

- 下根マネージャー（電力広域的運営推進機関 事務局）

（前略）、五十川委員をはじめとして、様々ないただきました買入札の模擬に関しまして、こちらは次回以降、買入札をどのように模擬するのかという考え方も含めてご提示させていただこうかなと思ってございます。この点、まず模擬方法といたしましては、JEPXさんにもご協力いただきまして、実際に使われた買入札というところをうまく活用しようかなと思ってございますが、一方、この実績に関しまして、本当に小売事業者が価格が高ければ需要を抑制するという意味での弾力性なのか、あるいは発電事業者が差し替えを行うためなのかというところの判別つかないところもございますので、そういうところはちょっと両方入ってしまっているんだろうなと思ってございます。他方、座長にも補足いただきましたように、実際、そういったところが入り交じったものが市場のビットとして入ってくるということを考えますと、そこでいかに約定させるのかというところは同時市場としても求められるんだと考えてございますので、まずはしっかりとそういったところは模擬した上で、ちゃんと計算時間の中で収束するのかというところは見ていきたいと考えているところでございます。

この点、五十川委員にもいただきましたところ、精緻にできれば理想的ではございますけども、そういったことが難しければ、こういった工夫があり得るのかということに関しまして、まさにそういったところにつながるのかなとも思ってございまして、こういった買入札というところが、段差が非常に多くなりますと計算時間にも影響を及ぼし得ると考えられますので、そういったところで、仮にちょっと難しい、計算時間の中に収まらないということであれば線形近似するとか、いろいろな工夫はあり得ると思うんですが、そういったところも技術検証のメンバーと一緒に少しずつブラッシュアップしていきたいと考えているところでございます。

- 重負荷期の1日（7/31）を対象に、各ケースを試算した結果については下表のとおり。
- 広域連系系統モデル（エリア単位）で、ステップ関数（階段状）模擬（Case2）を行うと、離散的な買い入札の組み合わせが膨大になることから、実行可能解を得ることが困難であった一方、区分線形関数（連続的な直線）模擬したケース（Case3～5）においては実行可能解が得られた。
- 他方、区分数を簡略化しないケース（Case3）は、区分数を減らして簡略化したケース2つ（Case4、Case5）に比べると、計算時間が大幅に増加する結果となっている。

	価格弾力性の模擬	買い入札 (区分数)	離散変数※	連続変数※	計算時間 [s]
Case1	なし	0	60,227 (63,296)	652,394 (73,922)	1,934
Case2	ステップ関数	45～212	151,811 (103,301)	637,658 (91,436)	- (実行可能解得られず)
Case3	区分線形関数	45～212	60,227 (60,566)	729,242 (187,340)	186,995 (約52時間)
Case4	区分線形関数	10 (10%刻み)	60,227 (60,998)	642,410 (96,024)	2,603
Case5	区分線形関数	2 (50%刻み)	60,227 (57,542)	638,954 (92,525)	2,746

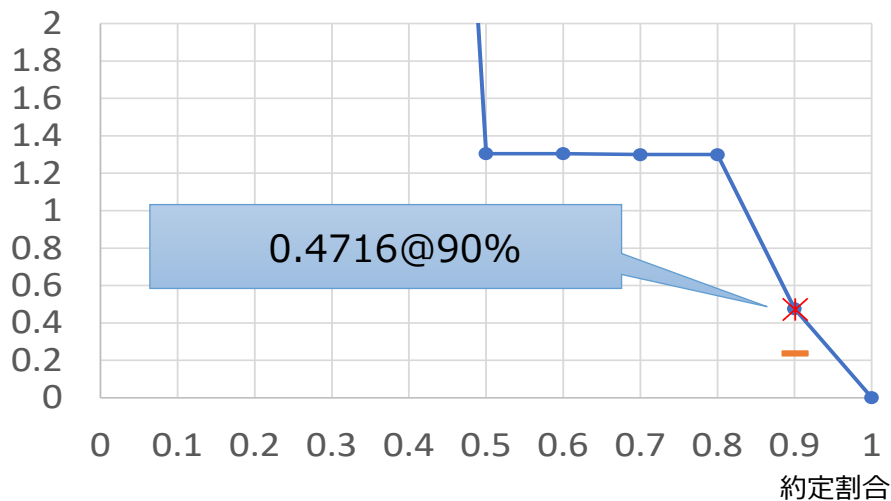
※括弧内はソルバーの前処理 (問題縮小処理) 後の数

- また、Case4（10%刻み）試算結果から、「価格弾力性あり領域」で約定した代表コマを抽出し、約定点（供給曲線と需要曲線の交点）が想定通りの結果となっているかについても確認した。
- 理想的には、供給曲線（発電の限界費用単価）と需要曲線が一致するポイントが約定点になると想定されるが、約定点が需要曲線の区分点（区分同士の切れ目となる点）に収束する傾向が見受けられ、約定価格が発電の限界費用単価と乖離する結果となっていたため、原因について確認が必要な状況となっている。

● 需要曲線 — 発電の限界費用単価 × 約定点

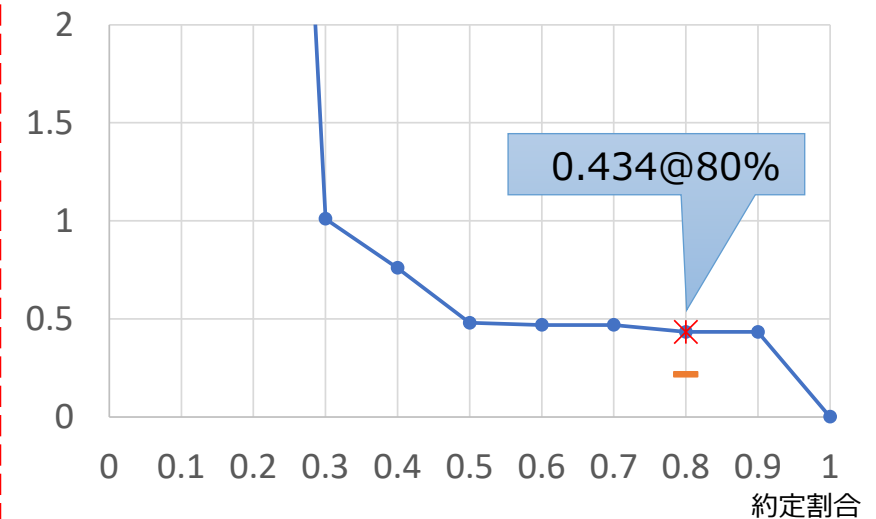
【北陸エリアの約定状況】

[万円/MWh]



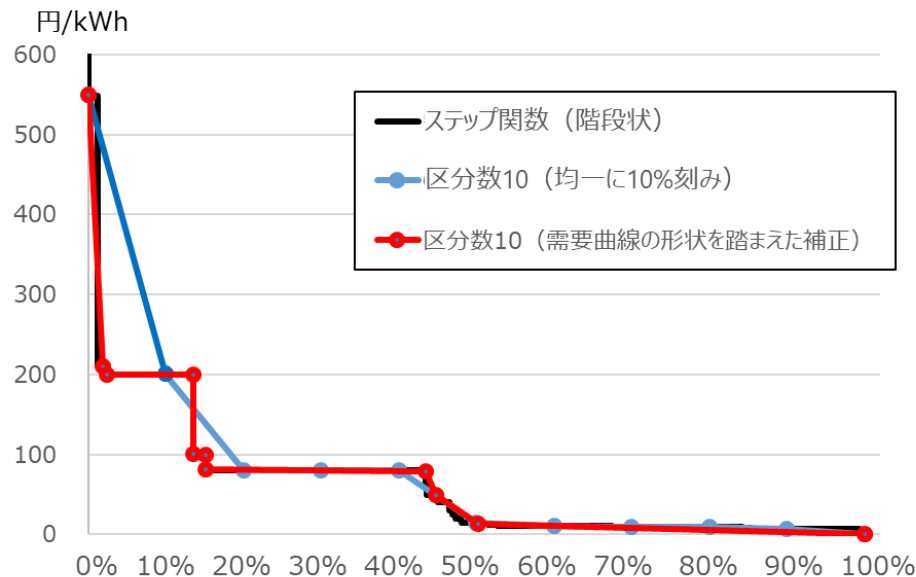
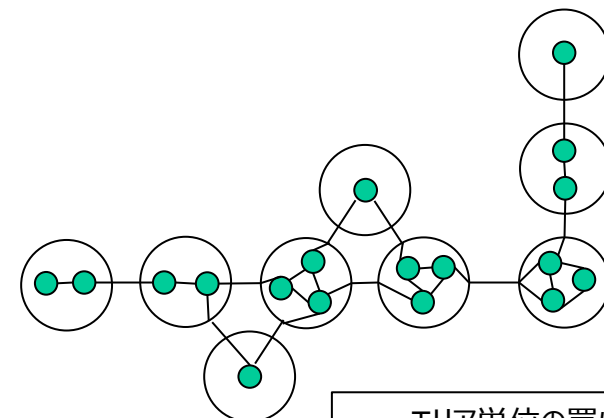
【北海道エリアの約定状況】

[万円/MWh]



- 前述の結果を踏まえると、買入札の考慮（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】

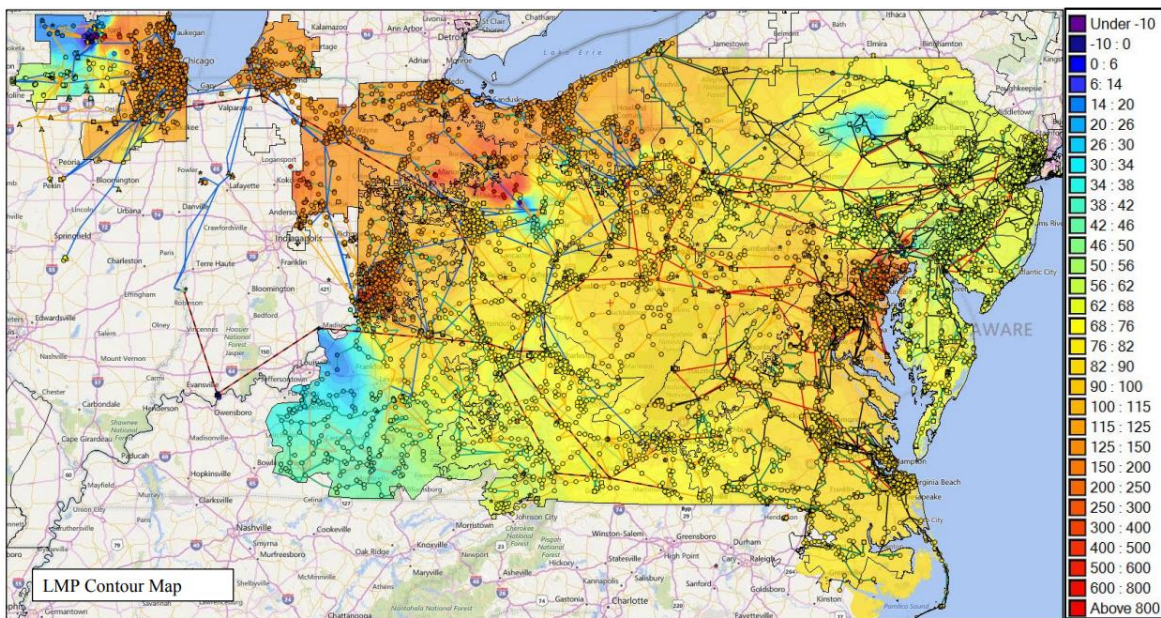
【広域連系系統モデル
（ノード単位）での検証イメージ】

エリア単位の買入札を
どのようにノード単位に配分するか

今後の検証内容

- 米PJMにおけるノード（母線）数は1万箇所を超えている一方、安定した価格シグナルを生成する観点から、「ハブ（ノード集合）」単位で電力取引（入札・精算）を行う工夫も存在している。

PJMエリア ノードの全体図



出所) XO Energy, "Expansion of Biddable Nodes: Promoting Greater Efficiency and Accurate Price Formation in Wholesale Electricity Markets", <https://static1.squarespace.com/static/52ea5ac3e4b0f68329ba2421/t/589ce1ef8419c25ff479aee5/1486676470640/XO+Energy+-+Phase+3+-+Supporting+Analysis.pdf>

PJMエリアのノード（2020.3時点）

ノード (バス)	発電設備、需要を代表する 母線	10,379
ハブ	安定した価格シグナルを生成 するため電力取引の観点から 形成する母線の集合	12
ゾーン	PJMエリア内の送電系統 所有者（TO）毎の託送料金 適用単位のエリア	21
集約バス	複数の母線の集合	172
インターフェース ・バス	RTO間のエネルギー取引の際 に用いられ、価格ノードを形成 する複数の母線の集合	16
LDA (Locational Deliverability Area)	容量オークションにおける市場 分断エリア	27

出所) PJMウェブサイト, "PJM - LMP Model Information"
<https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info>

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
 - －1. ④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージとロジック改良の方向性
 - －2. ロジック改良と小規模システムモデルでの検証
 - －3. 広域連系システムモデルでの買い入札模擬・検証
 - －4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）

- 第3回技術検証会においては、買入札の簡略化手法等について、様々なご指摘・ご示唆を頂いたところ。
- 今後、約定点が乖離する原因を確認しつつ、買入札の簡略化方法（工夫）や、広域連系系統モデル（ノード単位）での買入札の考慮方法（ロジック）について、更なる検討を進めていく。

【買入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

○この検証と検証Bとの関係性について教えて頂きたい

⇒検証AのSCUCロジックにより稼働電源・稼働量を決め、検証Bの価格算定ロジックにより精算する価格を決める関係となる。検証Bでは本来的には価格弾力性を織り込むべきだが、割り切っているロジックの違いがある

○検証Bの結果が入札行動に影響を与え、検証Aの結果が変わるなど、検証Aと検証Bが互いに影響を与えることも考えられる

⇒米PJMでも量を決めた上で、価格を決めており、最終的な価格はリアルタイム市場の価格となる。事業者がPJMの決めた量を守るかどうかは違う話で、守るような制度設計が行われている

○限界費用と市場価格を比較いただいているが、送電制約に抵触すれば、システム価格とゾーン価格が出来るため、両方示した方が分かりやすい

○米国では、変数の数が増える問題は発生していない。これは、個々の入札に対し変数を設定するのではなく、需要曲線に対し、量を変数、価格を複雑な関数でモデル化する工夫によるものなので、参考になる

⇒海外文献も参考にして、区分線形関数でモデル化しているが、階段状に価格が変わると、どの区分にいるかを識別するための変数が必要となり、変数の課題はある程度残る

（また、技術検証会では、今後の広域連系系統モデル（ノード単位）での検証についても議論）

○簡略化の方向性として、粗いゾーンの需給バランスで、ある程度の需要を決め、それを所与としてSCUCロジックを回すことも考えられる

⇒簡略化の方法論としてはありえるが、系統制約を解消する手段が電源だけに限られてしまうことや市場価格への影響を確認する必要がある

○実行可能解が得られないとは、原理的に制約を満たす解がないということではなく、打ち切り時間内に解けなかったという趣旨だと思うが、系統制約がない中でノードごとに同じ価格が入っていると、目的関数値が同じである多様な解の組み合わせが存在するため、ツールが解を出しにくくなっていることも考えられる。需要ノードをまとめると解決できる可能性もある

⇒需要曲線の形状は同じだが、ノードの需要比で按分しており、絶対量が異なる条件としているが、そういった影響もあるかもしれないので参考としたい

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）
 - － 1. 一般送配電事業者への確認事項および結果
 - － 2. 現行における週間計画のイメージ
 - － 3. 同時市場における週間計画の取り扱い
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 第2回技術検証会（2023年11月13日）において、揚水・蓄電池の週間運用を可能にするSCUCロジックに関し、ご議論した際、簡易的に（計算粒度を粗くした）週間計画を作成する案や、そもそもの週間計画の必要性（また、その精緻性）について、言及があった。
- 今回、実運用ならびに計画作成をしている一般送配電事業者に、週間計画の実態を確認したうえで、同時市場における週間計画の方向性（取り扱い）を検討したため、報告させていただく。

- 技術検証会の参加者からは、簡易的に（計算粒度を粗くした）週間計画を作成する案や、そもそもの週間計画の必要性（また、その精緻性）についてもご指摘を頂いているところ。

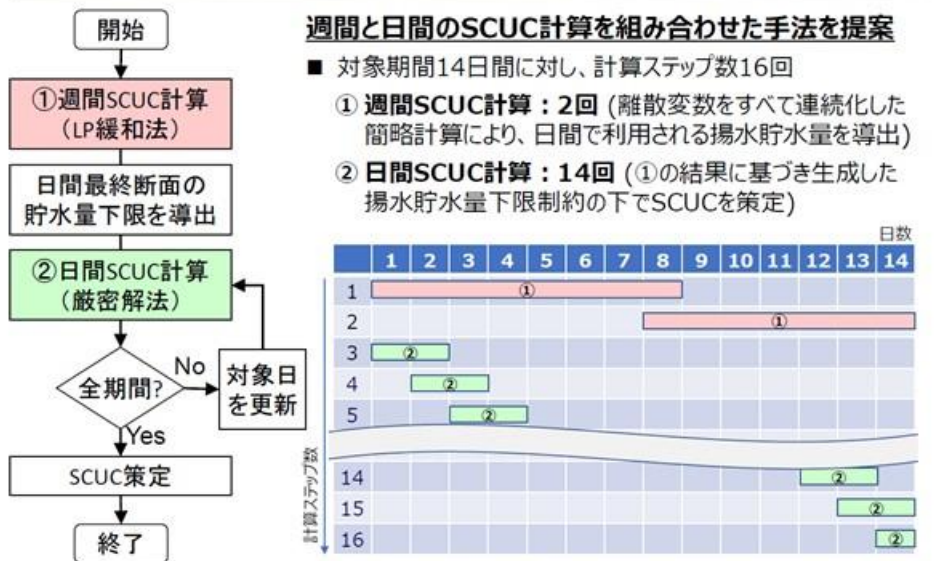
（第2回 同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会 議事抜粋）

- 金本座長

（中略）あと、これに関しては、一日ごとに割と精緻な最適化をしているんですが、それを3日後、4日後、5日後に全部、明日と同じ精度でやる必要は全くないですね、もう一回、3日後って、もう一回最適化をするので。ですから、1週間とか2週間を考えるんだけど、それは明日のことを考えるためには、後ろも考えなきゃいけないと、そういうことなんで、その辺の戦略、ちょっと考えておいたほうがいいと思います。だいぶ前にPJMの人たちが、PJMにMIPを入れたときにどんな戦略で何が起きて、何が困ったとか、いろんなことを書いているんですが、そのときに彼らがやったのは、1週間とかは前日市場ではやらない。前日市場の後に、セキュリティが保てるかというので、もう一回、回し直すと。そのときには価格セキュリティ価格はリアルタイムでつけるということだったんですが、セキュリティのためのシミュレーションは1週間とか10日とか、それぐらいでやっているようなんですね。今やっているかどうか知りませんが、十数年前はそうだったと。それがなかなか収束しないんで何を考えたかという、24時間で2週間やる必要はないんで、今日、明日、明後日は24時間でやるけども、その後は3時間ごとにするとか6時間ごとにするとか、この区間・期間を粗くして、それで解いたというふうなことを書いてますね。そういう意味で、いろんな工夫があり得て、見るとアメリカではいっぱい既にトライされているんですね。かなりの部分がIEEEとかに出ていますので、それを早くレビューをしないといけないというのが私の感想です。

揚水や蓄電池の運用については、技術的なことというよりは、市場設計というか、実際の運用として、週間運用の計画を立てる必要があるかどうかというところを議論すべきかなとは思っています。日々、再エネが入ってきた時点で、やはりそもそも予測の精度って悪くなって、不確実性が高くなっている中で、週間の計画がどこまで実効性があるのかというところは大きな問題だとは思って、私も課題意識は持っていて、揚水を週間で立てたときに、その運用のとおりになりますかといったときに、そんな運用が使われないのであれば、日々、まあ2日、3日に限定した運用計画を立てたりとか、そういう市場設計をしたほうがいいんじゃないかなとは、私は個人的には思いますけども、その辺の合意形成とか、そういう制度の話と、あとは揚水の事業者がどういう運用をしたいのかとか、そちら側に裁量を出して、得られた情報で最適化をしていくということが必要なのかなとは思っています。

計算手順



28

提案手法による簡略化の効果

- IR 電力中央研究所
- ◆ 提案手法を大規模システムモデルへ適用し、発電コスト (燃料費 + 起動停止費) および計算時間への影響を確認
- 合計したコストの増加率は0.02%と小さい。
 - 計算時間が短縮し、適用後の目的関数 (発電コスト) の増加は小さいため、より実用的な手法と言える。



31

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）
 - － 1. 一般送配電事業者への確認事項および結果
 - － 2. 現行における週間計画のイメージ
 - － 3. 同時市場における週間計画の取り扱い
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 同時市場における週間計画作成に関する頻度や精緻性を検討するために、これまで主に週間計画を作成していた一般送配電事業者に対して、以下のアンケートを実施。
- アンケートの主旨としては、過去から現在にかけて電源態勢（再エネ電源の増加）が変わってきている状況を踏まえ、以下No.1～4について確認した。

No	項目	詳細
1	目的	週間計画は、何を目的としていた（もしくはしている）のか
2	対象リソース	目的を達成するために、必要となる（もしくは対象となる）最低限のリソースは何か
3	対象期間	目的を達成するため、必要となる最低限の期間はどの程度か
4	週間計画と週間運用	週間計画と実際の運用に乖離が発生した場合、どのような対応（計画の見直し）をしているか

- 従前においては、電源態勢の確認や揚水池運用の決定、ならびに供給力確保ができていないか、運用容量の超過がないかを確認するために、週間計画を作成していた。
- 現在においても、従前から目的が大きく変わっているものではないものの、制度変更（ライセンス制導入）に伴って、相対的に、安定供給の観点での目的が強くなっている。

時代	週間計画の目的
従前 原子力/火力主体	（経済性の観点）起動時間も考慮したうえで、コストミニマムとなる電源態勢の確認や揚水・貯水池運用の方針を決定するため。 （安定供給の観点）発電機補修計画や作業計画、電源起動時間等を考慮したうえで、供給力確保や上げ下げ余力の確認をするため。 （系統信頼度の観点）流通設備の運用容量を逸脱するおそれはないか、潮流改善の対応策を確認するため。
現在 再エネ余剰含む	（経済性の観点）起動時間も考慮したうえで、調整力電源費用がコストミニマムとなる電源体制の確認や揚水・貯水池運用の方針を決定するため。 （安定供給の観点）発電機補修計画や作業計画、電源起動時間等を考慮したうえで、供給力確保や上げ下げ余力の目安※を確認をするため（その結果も含め、発電機作業等の作業調整を実施）。 （系統信頼度の観点）流通設備の運用容量を逸脱する恐れはないか、潮流改善の対応策を確認するため。 （その他の観点）広域予備率を公表することで、発電・小売電気事業者の需給停止要否の判断材料等を提供し、需給ひっ迫が予見される場合の電源の並列を促すため。 ※現在では、週間計画は、目安でしかない（エリア内の事業者の経済行動により需給状況は大きく左右される）。BG制に伴い、燃料計画等を踏まえた電源の経済運用の観点はBG中給側の役割となり、TSO中給としては経済性は考慮しつつも 安定供給の観点での目的が強くなってきている。

- 従前においては、供給力として、主に旧一電の電源（火力・原子力・水力等）ならびに大型他社電源を考慮し、需要としては、気象条件（気温、湿度）を考慮していた。
- 現在においては、上記に加え、供給力として調整幅の大きい電源、短時間・高頻度に起動停止可能な電源を考慮、需要としては残余需要（純需要＋変動再エネ）を考慮するため、日射量予測を用いるようになった。
- こうした状況は、今後の再エネ導入拡大を踏まえると、同時市場においても同様に考慮すべき事項と考えられる。

時代	週間計画の対象リソース
従前 原子力/火力主体	旧一電および旧IPPの所有する電源、一定規模以上の自家発購入分 ・原子力 ・大型火力 ・水力発電所（各水系の運転目標を含む） ・調整可能な電源（起動、停止及びDSSを含む） ・充放電リソース（揚水および蓄電池） ・需要想定するための気象、気温、湿度
現在 再エネ余剰含む	・一定規模以上の電源 ・大型火力 ・調整幅の大きい電源 ・起動停止を短時間・高頻度で行える電源 ・調整可能な電源（起動、停止及びDSSを含む） ・充放電リソース（揚水・蓄電池） ・需要想定するための気象、気温、湿度、太陽光発電の出力想定をするための日射量予測

- 従前および現在においても、週間計画としては、7日間（48コマ×7日）作成している。
- 一方、目的別に（必要期間で）整理すると、電源起動時間を考慮した供給力確保を目的とした場合は7日間、軽負荷余剰対策または再エネ余剰対策を目的とした場合には3日間必要ということであった。
- なお、現在においては、7日“以上”を対象としているが、これは、現在の計画作成ルール（翌週、翌々週）に基づく期間であり（次頁参照）、実態として翌々週計画（8日目以降）は参考扱いとなっている。

時代	週間計画の対象期間
従前 原子力/火力主体	7日間 （揚水を低需要の休日にポンプし、高需要となる平日に発電するといった経済性等の観点から考慮のうえ週間計画を作成する必要があるため、リソース情報の期間としては最低7日間必要） 電源起動時間を考慮した供給力の確保を目的としては7日間、軽負荷期の余剰対策検討を目的としては3日程度か。
現在 再エネ余剰含む	7日間以上 （揚水を低需要の休日にポンプし、高需要となる平日に発電するといった経済性等の観点から考慮のうえ週間計画を作成する必要があるため。なお、リソース情報の期間としては最低7日間必要。週間計画の精度にもよるが、需給対策が必要な状況を予見できるよう現行週間計画と同程度の期間が望ましい。） 電源起動時間を考慮した供給力の確保を目的としては7日間、再エネ余剰を吸収するための下げ代の確保を目的としては3日程度か。

- 広域機関の指針に基づいて、需要調達計画等は、指定の時刻（2点）の翌週（当該週の土～翌週の金）および翌々週（翌週の土～翌々週の金）の計画（2コマ×14日）分を、毎週水曜日に広域機関に提出される。
- 一般送配電事業者は、その情報を参考に、翌週、翌々週の計画（2コマ×14日）分を、毎週木曜日に広域機関に提出する。なお、一般送配電事業者は、広域機関提出計画を作成するために、48コマ計画を作成している。

別表8-2 発電販売計画等の提出

提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌日計画	当日計画 (※1)
提出期限	毎年 10月末日	毎月1日	毎週水曜日午前10時	毎日 午前12時 (※2)	原則、30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
提出内容	発電計画	各月平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の供給電力	各週平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の供給電力	本機関が指定する2点の時刻の日別の供給電力	30分ごとの供給電力量
	販売計画	各月平休日別の販売電力の最大値及び最小値	各週平休日別の販売電力の最大値及び最小値	本機関が指定する2点の時刻の日別の販売電力	30分ごとの販売分の計画値
	調達計画	各月平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	各週平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	本機関が指定する2点の時刻の日別の調達分の計画値	30分ごとの調達分の計画値

(※1) 翌日計画に変更が生じた場合に提出する。

(※2) 提出日が休業日の場合も含む。

別表8-4 供給区域の需要及び供給力並びに調整力に関する計画の提出

提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌日計画	当日計画
提出期限	毎年 3月25日	毎月25日	毎週木曜日	毎日 17時30分 (※)	30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
提出内容	供給区域 需要電力	各月平休日別の需要電力の最大値及び最小値	各週平休日別の需要電力の最大値及び最小値	本機関が指定する2点の時刻の日別の需要電力	翌日の30分ごとの需要電力量
	供給区域 供給電力	需要電力に対する供給電力	需要電力に対する供給電力	需要電力に対する供給電力	需要電力に対する供給電力
	供給区域 予備力	需要電力に対する予備力	需要電力に対する予備力	需要電力に対する予備力	需要電力に対する予備力
	供給区域 調整力	—	需要電力に対する調整力必要量(上げ)、調整力確保量(上げ)及び調整力確保量(下げ)	需要電力に対する調整力必要量(上げ)、調整力確保量(上げ)及び調整力確保量(下げ)	需要電力に対する調整力必要量(上げ)、調整力確保量(上げ)及び調整力確保量(下げ)

(※) 提出日が休業日の場合も含む。

- 日々の計画（いわゆる翌日計画）は週間計画に基づき計画され、日々の計画に基づいて、日々需給・系統運用されている。なお、実運用においては計画（翌日計画および週間計画）からの乖離が少なからず発生するものの、基本的に週間計画の見直しは行わない。
- 但し、電源脱落や燃料制約など週間計画に大きな影響（大きな乖離）を与える事象が発生した場合は、計画を見直す場合もある。

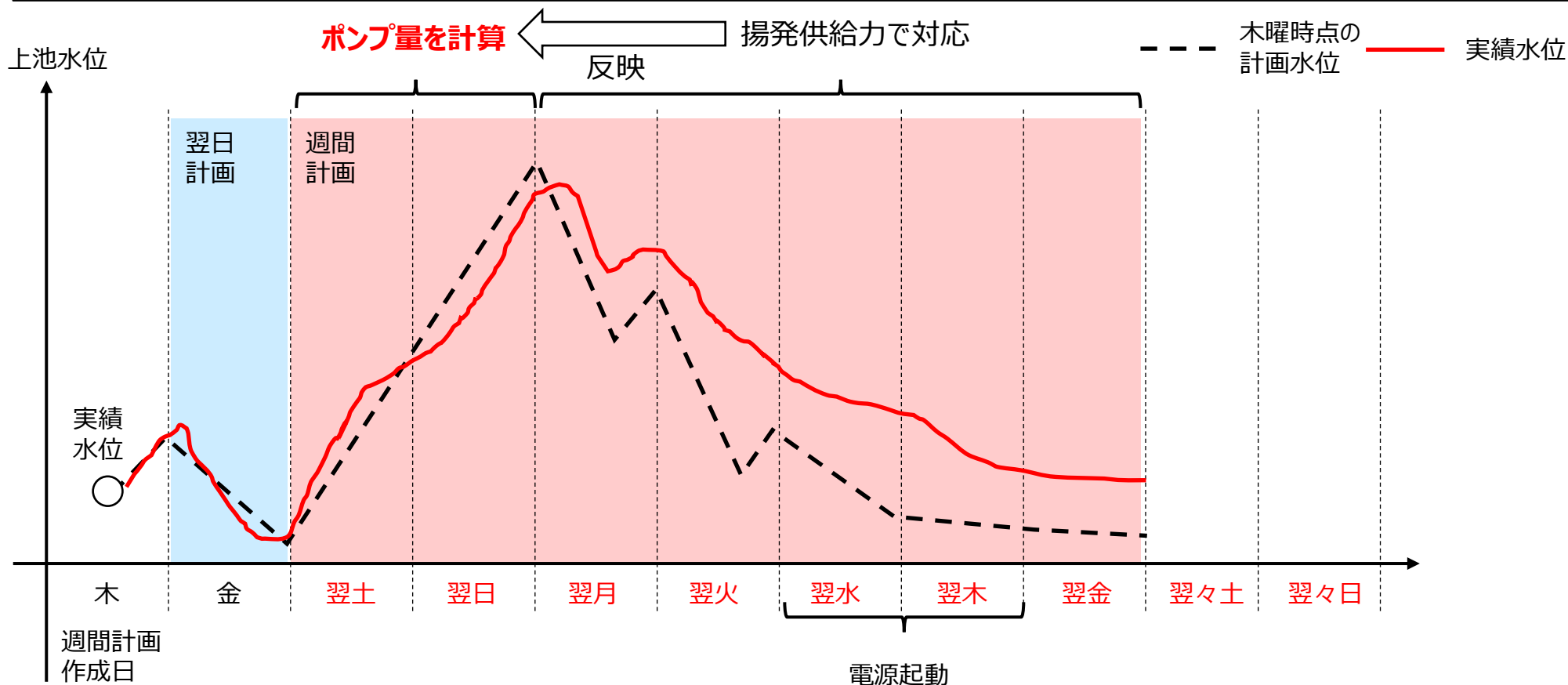
時代	週間計画および週間運用
従前 原子力/火力主体	通常見直しは行わないが、見直しが必要と判断する場合は見直しを行う。需給状況に応じ、日々または週末の目標値(翌週計画も考慮)の見直しを実施。ただし燃料在庫の関係で制約がある場合は、それを順守。電源脱落時や基幹系統作業時に潮流調整に寄与する電源脱落時、主要流通設備の故障時等に週間計画の目的に合うように見直しをする場合あり。
現在 再エネ余剰含む	通常見直しは行わないが、見直しが必要と判断する場合は見直しを行う。需給状況に応じ、日々または週末の目標値(翌週計画も考慮)の見直しを実施。 ただしBGから通知された 燃料在庫の関係で制約がある場合は、それを順守。電源脱落時や基幹系統作業時に潮流調整に寄与する電源脱落時、主要流通設備の故障時等に週間計画の目的に合うように見直しをする場合あり。

1. 検討状況の概要について

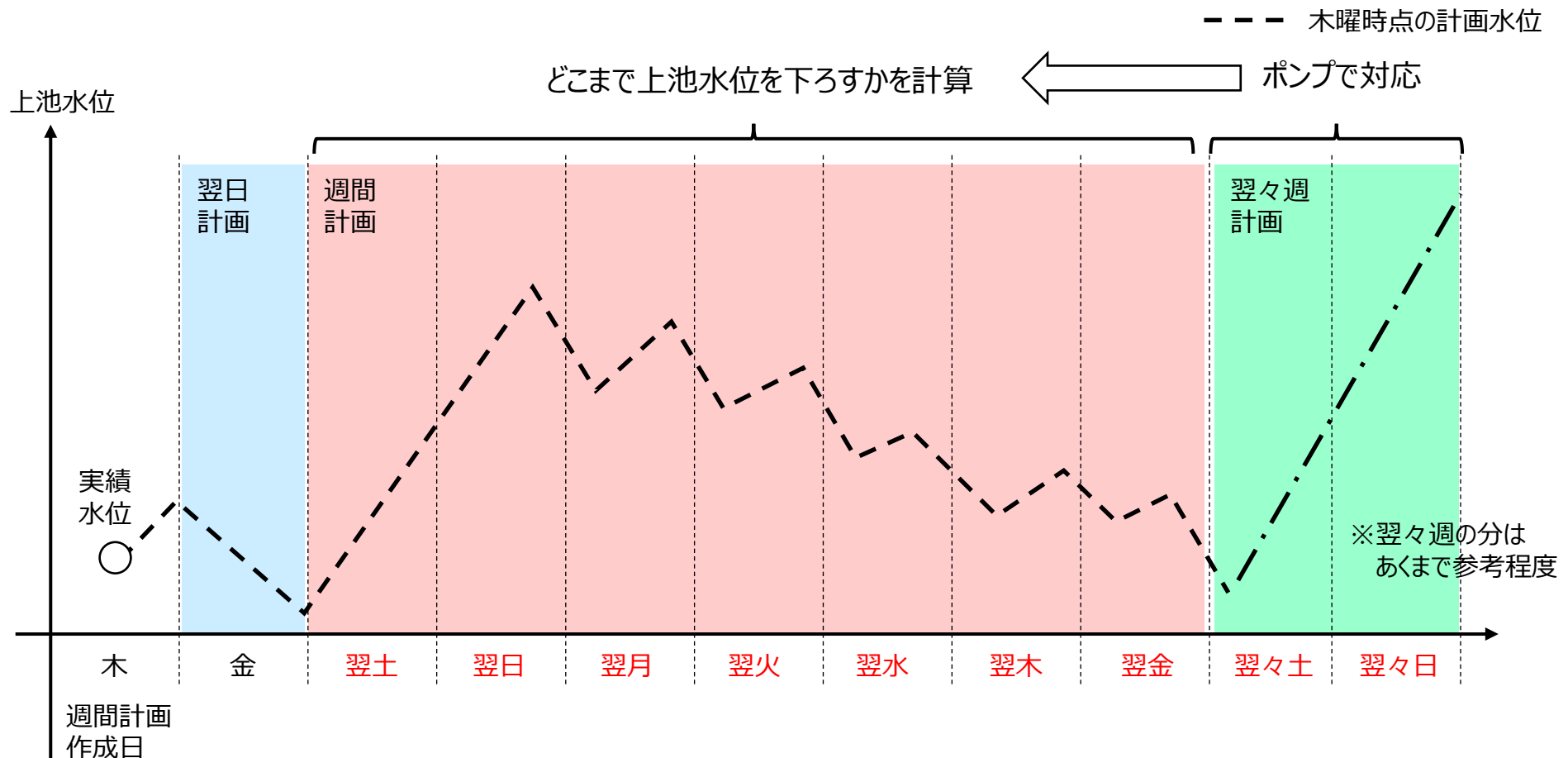
2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）
 - － 1. 一般送配電事業者への確認事項および結果
 - － 2. 現行における週間計画のイメージ
 - － 3. 同時市場における週間計画の取り扱い
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 従前においては、高需要となる平日において、揚水発電の供給力を日々使いつつ運用する（ならび電源起動時間等を踏まえた運用をする）ために、言い換えると、平日に必要な供給力から逆算して、休日にどの程度ポンプアップが必要かを算出するため、7日間（土～金の48コマ）の計画を作成していた。
- また、あわせて、比較的（24時間以上）起動時間を要する電源の起動（供給力）も勘案していた。
- なお、この週間計画については、毎日更新はされず（例えば、金曜日に日～土分の計画作成）、また、基本的には（電源脱落等大きな影響がなければ）見直しも行われない。



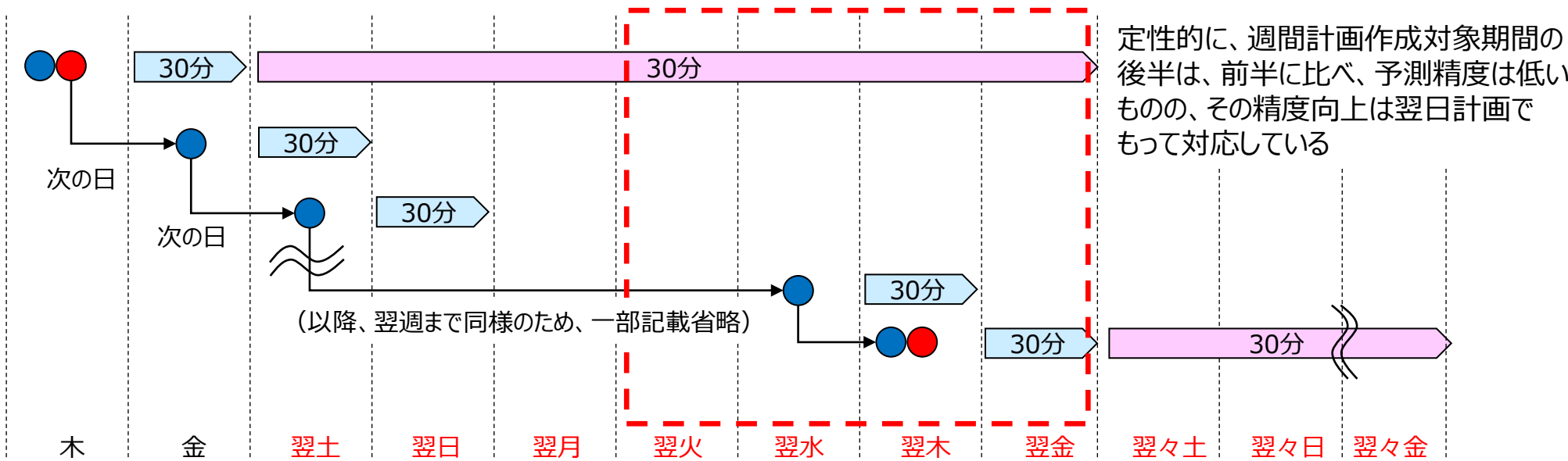
- 現在においては、従前同様、平日の供給力を計算するために週間計画を作成していることに加え、再エネ大量導入により、下げ代を確保するためのポンプ計画として、低需要期の週末（更に翌週末）に向けて、どこまで上池水位を下ろすかを計画している（翌々週計画も作成している）。
- 一方で、下げ代が不足する（再エネ抑制する）場合には、基本的に再エネ余剰によりポンプアップされた量を日々、下ろしていくこととなるため、実際には3日程度の計画があれば十分とのことであった。



- 現在における週間計画作成タイムチャートおよび粒度をまとめると、以下のとおり。
- 基本的には、週間計画および翌日計画の作成粒度は、30分単位（1日当たり48コマ）で作成しているものの、週間計画は一度作成すれば、基本的には見直しを行わず（大規模電源脱落等、状況変化が大きい場合除く）、翌日計画において、予測精度向上（補正）を図っている。

【現在における週間計画作成タイムチャートおよび粒度（イメージ）】

○：計画作成日（●：週間、●：翌日）
◀▶：計画作成対象期間（◀▶：週間、◀▶：翌日、枠内の数値は作成粒度）



※ 実際には広域機関提出用に翌々週計画も作成しているが、あくまで2点計画のため、省略

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

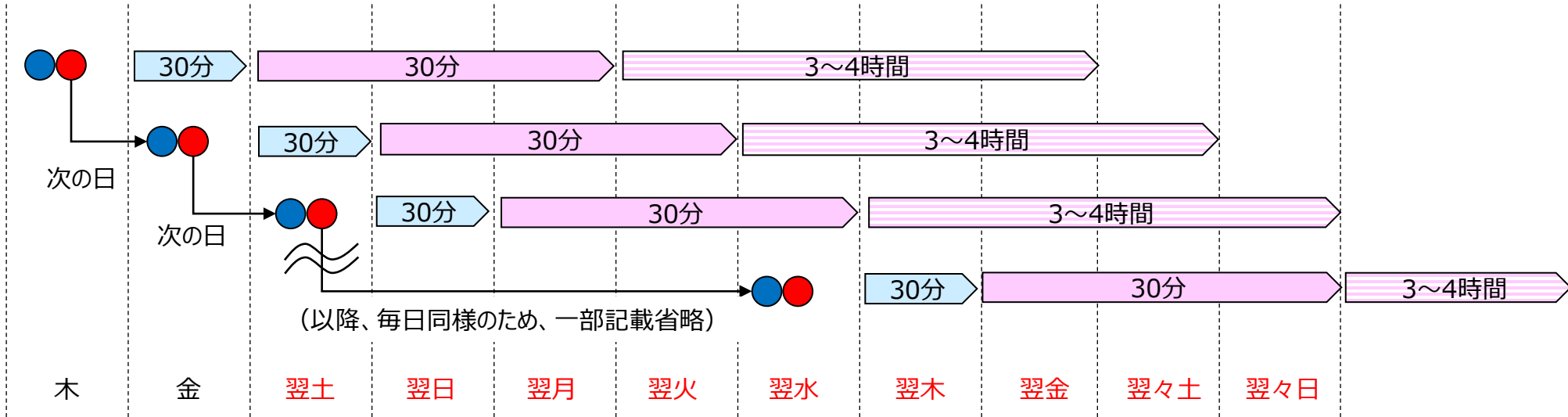
- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）
 - － 1. 一般送配電事業者への確認事項および結果
 - － 2. 現行における週間計画のイメージ
 - － 3. 同時市場における週間計画の取り扱い
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 現在の週間計画は基本的には週1回の作成のみであり、計画期間の後半については、計画時点からの時間的乖離もあり、その精度は週前半に比べると、低くなるものと考えられる（翌日計画により精度向上・補正がなされる）。
- 他方、同時市場においては、週間計画を日々作成（ローリング）していくため、元の週間計画の作成期間後半の精度については日々向上していくことになる。
- これらを踏まえると、同時市場における週間計画の対象期間は7日間とし、計画作成期間の前半（3日）を30分単位（48コマ）、後半（4日）を3～4時間単位としてSCUCロジックに反映（模擬）することで、運用実態反映と計算負荷簡略化の両立を図る方向性が考えられるのではないか。

【同時市場における週間計画作成タイムチャートおよび粒度（イメージ）】

○：計画作成日（●：週間、●：翌日）

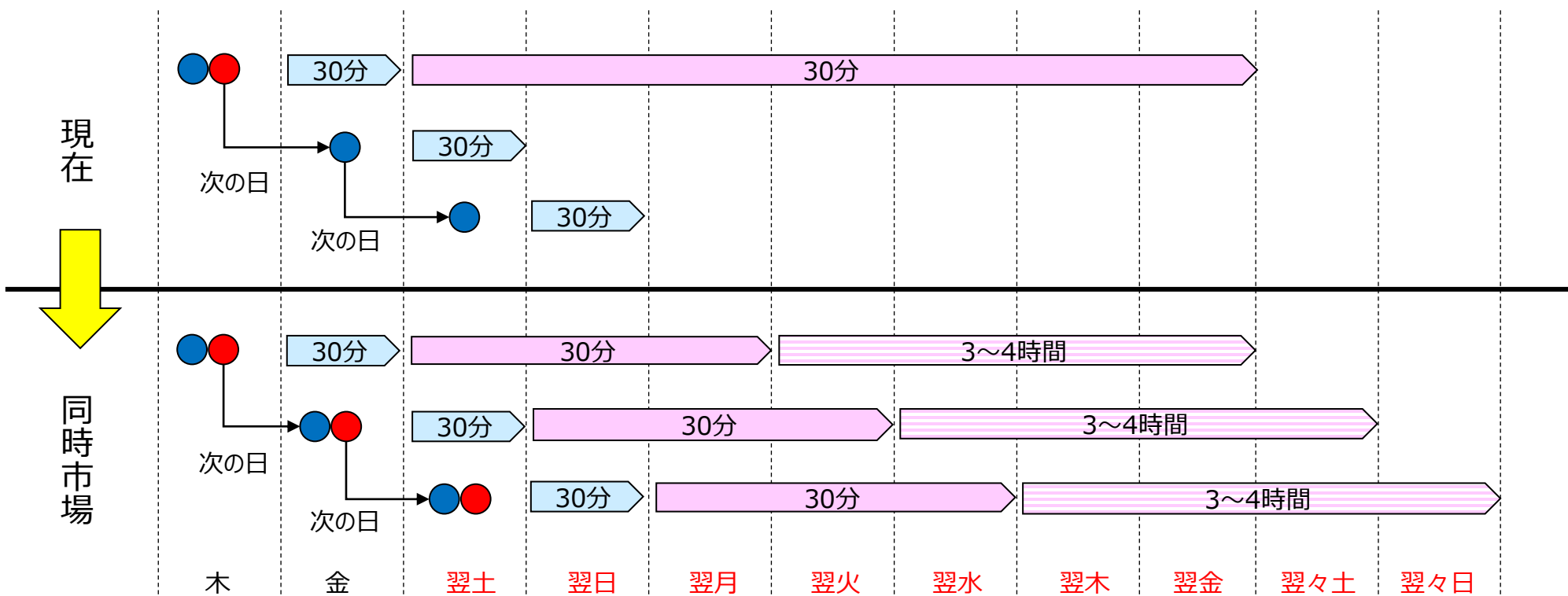
◁▷：計画作成対象期間（◁▷：週間、◁▷：翌日、枠内の数値は作成粒度）



■ 同時市場における週間計画の取り扱いとして、以下の考え方に沿って、まずはロジック構築および検証をしていく。

- 電源起動時間を考慮した供給力確保を目的とした場合は7日間、軽負荷余剰対策または再エネ余剰対策を目的とした場合には3日間必要
- 同時市場においては、週間計画の毎日ローリング（作成期間後半の精度向上）および翌日計画による精度向上・補正が可能
- 上記より、週間計画の対象期間は7日間とし、計画作成期間の前半（3日）を30分単位（48コマ）、後半（4日）は3～4時間単位としてSCUCロジックに反映（模擬）

○：計画作成日（●：週間、●：翌日） ◁：計画作成対象期間（◁：週間、◁：翌日、枠内の数値は作成粒度）



1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築（電源運用制約の取り扱い）
- －①. 買入札を考慮したSCUC・SCEDロジック（④セルフスケジュール電源の経済差替を見据えた改良）
- －②. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック（週間計画の取り扱い）
 - － 1. 一般送配電事業者への確認事項および結果
 - － 2. 現行における週間計画のイメージ
 - － 3. 同時市場における週間計画の取り扱い
 - － 4. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）

- 第3回技術検証会においては、前述の週間計画の取り扱いについて、市場における役割明確化や実装上の工夫、評価方法等について、様々なご指摘・ご示唆を頂いたところ。
- 今後は、頂いたご指摘・ご示唆も踏まえて、具体的なロジックの構築・実装ならびに評価を実施していく。

【同時市場における週間計画の取り扱い】

- 市場側と運用側で必要な週間計画の役割を明確にすることが重要である。同時市場の役割として、電源起動の判断と揚水の水位見通しがあり、前者は広域予備率などがきちんと算定できれば、厳密な最適解でなくてもよいかもしれない。後者の揚水の水位見通しを市場約定に影響させるかで精度が決まってくる
 - ⇒週間計画の役割を考えることは重要で、PJMは前日市場に支障がない規模の電源があるか確認をしており、広域予備率を算定しているのに近い。揚水もBG運用かTSO運用か選べるようになっており、日本の同時市場も同様と考えており、今回は全台がTSO運用としたときの検証
- PJMでかなり前からやっていることを紹介したが、これにこだわる必要はなく、揚水の池運用や電源起動などのニーズに合わせて考えていく必要がある
 - ⇒まずはこの案で進めていくが、市場として何を求めていくのかを見ながら詳細は詰めていく
- ΔkW 確保制約は、前半はきちんと考慮するが、後半は影響量が小さくなるため、精緻に考えない方法もありえる
- 後半をどの程度まで粗く出来るかに関わるが、実績が予測から乖離した場合に、運用上の支障がないかという観点で、ズレを評価する必要がある
- 後半のモデル化も、3時間をブロック化するか、3時間おきに断面を計算するかが考えられ、前者の場合ピークが平均化されてkWの評価が難しく、揚水の水位見通しもずれるため、割り切れるレベルなのも含めて検証・チェックいただければと思う
- この方法により計算時間が短くなる一方で、後半の粗さに合わせてモデリング・入力データを行う必要があり、両者を総合的に評価が必要
 - ⇒計算時間とコストのトレードオフは最低限評価していくが、運用上や安定供給への支障は定量評価が難しいものもあり、定性評価と合わせて検討したい
- 実装段階では、ベンダーからより良い案が出てくる可能性もあり、特定の案に固執することなく、検討いただきたい

(参考)

技術検証会での議論（全体）

【同時市場における電源運用制約の取り扱い】

- 火力の燃料調達では中長期で考えるものだが、短期のkWh制約を考える目的は何か
- 配船計画などの関係から、実態として短期的なkWh制約はあり、ロジックとしては受け取れるようにしておく必要があると考えている
- 需給逼迫時以外でも短期のkWh制約はあり、kWh制約がロジックになくても、BG側でkWに上下限を設定することで運用可能だが、時間帯によってはkWに余力があってもキャップがかかり、非効率が生じる。
- 出力帯毎の制約については、時間解像度を意識するとよい。仮に1時間単位ならば、停止から出力最大までの時間が1時間以内のため、単純に線形化したモデルでも許容可能となりうる
- 燃料制約は、事業者がkWh制約に置き換えて入札する方向性を提案するものか。燃料制約については入札者の恣意性が入り、場合によってはゲーミングされるおそれもあるため、最適化計算の対象とせず、セルフスケジュール電源にするという考え方もあるのではないか
- 事業者の入札の考え方については別議論であり、今回は最低限ロジックとして用意できるよう、技術的なロジックとしての対応の方向性を示したもの
- MIPは燃料制約のような期をまたがる制約が入ると解くのが難しく、フィージブルであるか確認が必要。個社の制約を入れるより、日本全体での制約を考慮する方が全体最適を解く問題になじむか
- 燃料制約があることによりシャドウプライスが上がるため、価格を上げても良いという考え方もあるが、ゲーミングとならないように競争政策上どう考えるかの視点も必要。米PJMでは市場支配力があるときには入札価格をコストベースに置き換えるが、燃料制約がある場合にはどうすべきかという問題がある
- kWh制約については、ロジックとしては揚水モデルと似た形となり、技術的には難しくない。ゲーミングについては、単断面でなく日間だと影響は均される気もするが、要素としてはある

【買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】

- この検証と検証Bとの関係性について教えて頂きたい
- 検証AのSCUCロジックにより稼働電源・稼働量を決め、検証Bの価格算定ロジックにより精算する価格を決める関係となる。検証Bでは本来的には価格弾力性を織り込むべきだが、割り切っているロジックの違いがある
- 検証Bの結果が入札行動に影響を与え、検証Aの結果が変わるなど、検証Aと検証Bが互いに影響を与えることも考えられる
- 米PJMでも量を決めた上で、価格を決めており、最終的な価格はリアルタイム市場の価格となる。事業者がPJMの決めた量を守るかどうかは違う話で、守るような制度設計が行われている
- 簡略化の方向性として、粗いゾーンの需給バランスで、ある程度の需要を決め、それを所与としてSCUCロジックを回すことも考えられる
- 簡略化の方法論としてはありえるが、系統制約を解消する手段が電源だけに限られてしまうことや市場価格への影響を確認する必要がある
- 限界費用と市場価格を比較いただいているが、送電制約に抵触すれば、システム価格とゾーン価格が出来るため、両方示した方が分かりやすい
- 米国では、変数の数が増える問題は発生していない。これは、個々の入札に対し変数を設定するのではなく、需要曲線に対し、量を変数、価格を複雑な関数でモデル化する工夫によるものなので、参考になる
- 海外文献も参考にして、区分線形関数でモデル化しているが、階段状に価格が変わると、どの区分にいるかを識別するための変数が必要となり、変数の課題はある程度残る
- 実行可能解が得られないとは、原理的に制約を満たす解がないということではなく、打ち切り時間内に解けなかったという趣旨だと思うが、系統制約がない中でノードごとに同じ価格が入っていると、目的関数値が同じである多様な解の組み合わせが存在するため、ツールが解を出しにくくなっていることも考えられる。需要ノードをまとめると解決できる可能性もある
- 需要曲線の形状は同じだが、ノードの需要比で按分しており、絶対量が異なる条件としているが、そういった影響もあるかもしれないので参考としたい

【同時市場における週間計画の取り扱い】

- 市場側と運用側で必要な週間計画の役割を明確にすることが重要である。
同時市場の役割として、電源起動の判断と揚水の水位見通しがあり、前者は広域予備率などがきちんと算定できれば、厳密な最適解でなくてもよいかもしれない。後者の揚水の水位見通しを市場約定に影響させるかで精度が決まってくる
- 週間計画の役割を考えることは重要で、PJMは前日市場に支障がない規模の電源があるか確認をしており、広域予備率を算定しているのに近い。
揚水もBG運用かTSO運用か選べるようになっており、日本の同時市場も同様と考えており、今回は全台がTSO運用としたときの検証
- 後半をどの程度まで粗く出来るかに関わるが、実績が予測から乖離した場合に、運用上の支障がないかという観点で、ズレを評価する必要がある。
- 後半のモデル化も、3時間をブロック化するか、3時間おきに断面を計算するかが考えられ、前者の場合ピークが平均化されてkWの評価が難しく、揚水の水位見通しもずれるため、割り切れるレベルなのかも含めて検証・チェックいただければと思う
- ΔkW 確保制約は、前半はきちんと考慮するが、後半は影響量が小さくなるため、精緻に考えない方法もありえる
- この方法により計算時間が短くなる一方で、後半の粗さに合わせてモデリング・入力データを行う必要があり、両者を総合的に評価が必要
- 計算時間とコストのトレードオフは最低限評価していくが、運用上や安定供給への支障は定量評価が難しいものもあり、定性評価と合わせて検討したい
- 実装段階では、ベンダーからより良い案が出てくる可能性もあり、特定の案に固執することなく、検討いただきたい
- PJMでかなり前からやっていることを紹介したが、これにこだわる必要はなく、揚水の池運用や電源起動などのニーズに合わせて考えていく必要がある
- まずはこの案で進めていくが、市場として何を求めていくのかを見ながら詳細は詰めていく

以 上