

電源起動・出力配分ロジックの技術検証 (検証A) の進捗報告について

2025年6月25日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、「同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会（以下「技術検証会」という。）」を設置したこと、また、同時市場に関するロジック技術検証（検証A）の進め方、ならびに具体的な技術検証項目（アウトプットの評価方法やロジックのカスタマイズ等）について、報告を行った。
- その後、複数回に亘って検証状況の進捗報告を行い、第11回本検討会（2024年8月19日）にて、それまでの検討状況について、中間取りまとめを行った。
- さらに、その後の技術検証会の内容について、第13回本検討会（2025年2月19日）、第14回本検討会（2025年3月24日）および第15回本検討会（2025年4月22日）において進捗報告を行い、これまでに設定した検証事項については、概ね議論を完了したものの、追加論点については引き続き技術検証会で検証を進めていくこととした。
- また、同時市場における調整力の区分・必要量については、第14回本検討会（2025年3月24日）において三次インセンティブ設計についてロジック検証を行い、その後、「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。）」において深掘り検討をしていくこととしていた。
- 先日、第72回調整力細分化作業会（2025年4月22日）および第11回技術検証会（2025年5月16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。
 - 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
 - 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
4. まとめと今後の検証の進め方について

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 検証A（同時市場に関するロジック技術検証）における検証項目と、各検討状況については下表のとおり。
- 本日は、検討に進捗があった項目の内、③および⑨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	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装し、動作検証済み ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み （完了）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済 （完了）
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み （完了）
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）	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジック、三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済 （後者は細分化作業会で深掘り）
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施 （完了）
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み （完了） ・適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た（今後、運用容量等作業会で深掘り予定）
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 （一旦完了） （今後、制度論として将来の日本での導入要否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 （完了） ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）も今後精査
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証

（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。

入力データの整備

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

①基本ロジックの構築

ロジックの構築

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

ソルバー（求解）

目的関数を最適化する解の探索

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



ロジックの改修

同時市場のためのロジックのカスタマイズ

- ① 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック (完了)
- ② 週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック (完了)
- ③ 調整力の定義（細分化の程度）や取扱い（確保タイミング等） (完了)
- ④ セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性 (完了)
- ⑤ 系統制約の取扱い (完了)
- ⑥ 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討 (一旦完了)
- ⑦ 前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックの検討 (完了)
- ⑧ 自己計画電源等に一定の制約を課すロジック
- ⑨ 送電ロスを考慮したSCUCロジック

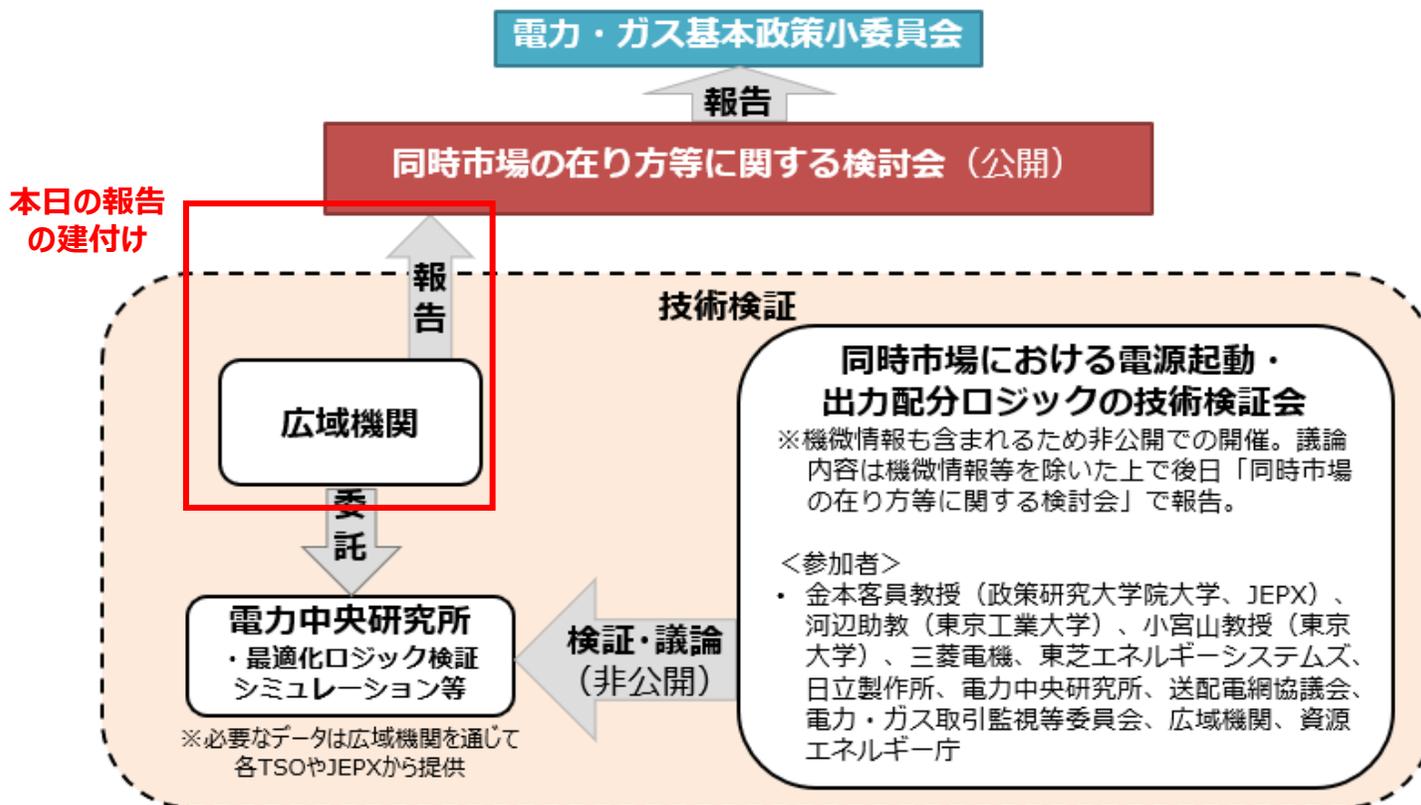
アウトプット

・解の収束性（計算時間等）
 ・算出された電源ラインナップ、出力配分量

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

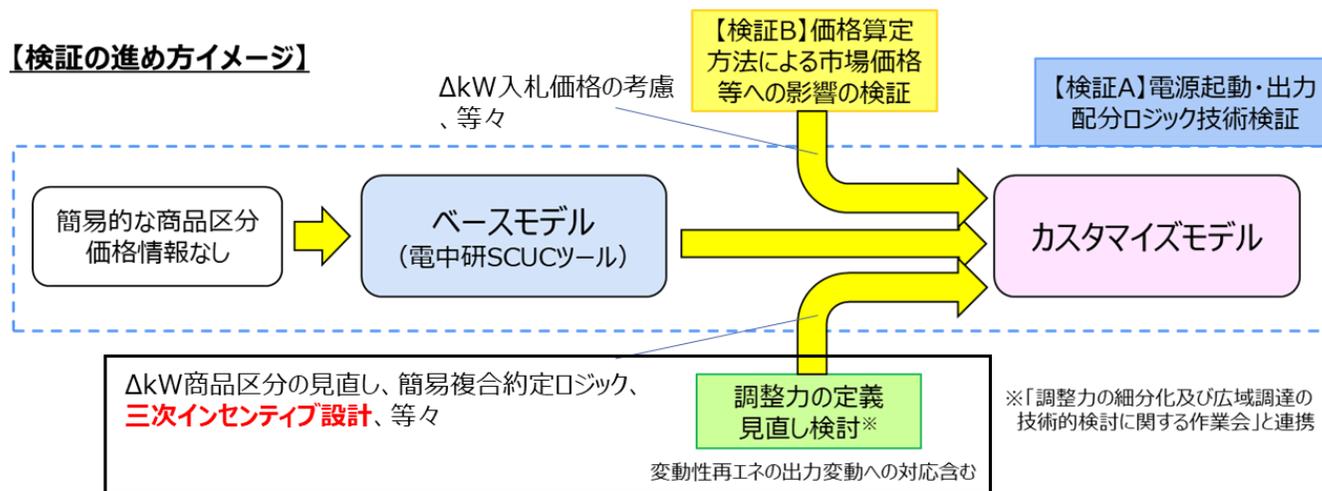
8

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. 「③kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
 - － 1. 前回までの振り返り
 - － 2. 三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 第2回本検討会（2023年9月20日）では、kWh・ΔkW同時最適ロジックの検証にあたっては、検証B（価格算定方法による市場価格等への影響の検証）ならびに調整力の定義見直し検討の結果を得られた後に、改めて必要なΔkW費用項目や制約条件等を追加するカスタマイズを行って、実現性・妥当性評価を行うこととしていた。
- これらについて、第8回本検討会（2024年4月19日）では、「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（以下「調整力細分化作業会」という。）」の検討結果を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに挙動確認を、また、第10回本検討会（2024年6月19日）では、検証Bの議論状況を踏まえた、ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに挙動確認を行った。
- さらに、第14回本検討会（2025年3月24日）では、三次インセンティブ設計について考えられる3案に対しロジックの構築を行い正しく動作することを確認し、これをもって検証Aとしては検討完了し、最終的な案については、調整力細分化作業会において、将来の運用の考え方とも平仄が取れるよう深掘り検討をしていくこととしていた。
- その後、調整力細分化作業会において検討がなされ、一定の結論が出たため、今回はその内容について報告する。



調整力細分化作業会へのタスクアウト

- 具体的には、第14回本検討会において、三次インセンティブ設計として考えられる案①～③について、正しく動作する（ロジックとしては構築できた）ことを確認し、各案の概要・導入時論点・特徴等を下表のとおり整理した。
- このうち、最終的にどの案とするのかについては、前回の検証結果も踏まえながら、調整力細分化作業会（調整力の定義見直し検討）において、将来の運用の考え方とも平仄が取れるよう深掘り検討していくこととしていた。

三次インセンティブ設計案	概要	導入時の論点	特徴
案① ペナルティ係数	低速調整力を確保するコスト（高速調整力を確保しない損失）を、目的関数に追加	どのように、低速調整力を確保するコスト単価（ペナルティ係数）を設定するか	<ul style="list-style-type: none"> ・低速調整力に対してペナルティ単価を与えることで、高速調整力の確保量を増加できる ・全てを金銭価値として評価可能だが、ペナルティ係数次第で、全く確保しない（0%）あるいは全て確保する（100%）結果となりやすく、どのように単価を決定するかが課題となる
案② 確保制約（グループ比率）	高速調整力の確保量が一定以上となる制約条件を追加	どのように、高速調整力の確保量（閾値）を設定するか	<ul style="list-style-type: none"> ・高速調整力比率の設定により、高速調整力の確保が確実にできる ・安価で低速な電源のみで十分な調整力を確保可能な場合でも、高価で高速な電源を確保することで、総燃料費が高くなる可能性がある
案③ 確保制約（全体パフォーマンス）	中間点における電源全体の調整力応答可能量の合計が、一定以上となる制約条件を追加	どのように、中間点における調整力確保量（閾値）を設定するか	<ul style="list-style-type: none"> ・中間点における応答可能量をもとに調整力を確保することで、安価で低速な電源だけでは調整力が不足する場合に、高価で高速な電源を確保できる

(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の割合を一定未滿とする (グループAの割合を一定以上とする) 制約を設ける、あるいは目的関数の一項にグループBの割合に応じたペナルティ項を付け加えることが考えられるか (K値 or P値の設定や、ロジックの実現性、その他の制約条件がないか等は引き続き検討)。

【三次①インセンティブ案の制約条件 (イメージ)】

制約式 1 : $\sum_{n=1}^N T_n \geq T$

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

制約式 3 : $N = N_a + N_b$

制約式 4 : $K > \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$
 (下段はペナルティ項を加える場合) $\text{Group B ratio} = \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$

【記号の説明】

記号	説明
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)】

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

(参考) 三次インセンティブ設計(案)の定式化について

49

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

■ 案①：低速調整力にペナルティを与えた目的関数

$$\min F = \sum_t Cost_G(t) + \sum_t Cost_D(t) + \sum_t Cost_R(t)$$

総エネルギー費用 価格反応需要価値 低速調整力を確保するコスト

$$Cost_R(t) = W_{R_{up}} \cdot \frac{\sum_{i \in N_{Slow}} r_{up}(i, t)}{R_{up}^{Req}(t)} + W_{R_{dn}} \cdot \frac{\sum_{i \in N_{Slow}} r_{dn}(i, t)}{R_{dn}^{Req}(t)}$$

ペナルティ係数 (上げ調整) 低速調整力の比率 (上げ調整) ペナルティ係数 (下げ調整) 低速調整力の比率 (下げ調整)

■ 案②：高速調整力比率の確保制約

$$\sum_{i \in N_{Fast}} r_{up}(i, t) \geq K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t) \quad (\text{上げ調整})$$

$$\sum_{i \in N_{Fast}} r_{dn}(i, t) \geq K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{dn}^{Req}(t) \quad (\text{下げ調整})$$

高速調整力確保量 高速調整力比率 調整力必要量

■ 案③：調整力全体のパフォーマンス確保制約

$$\sum_i r_{Mup}(i, t) \geq K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t), \quad r_{Mup}(i, t) \leq RR_M(i) \quad (\text{中間点の上げ調整})$$

$$\sum_i r_{Mdn}(i, t) \geq K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{dn}^{Req}(t), \quad r_{Mdn}(i, t) \leq RR_M(i) \quad (\text{中間点の下げ調整})$$

中間点における調整力応答可能量 中間点の必要量比率 調整力必要量 中間点までの最大供出量

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ Δ kW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
 - － 1. 前回までの振り返り
 - － 2. 三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 三次インセンティブ案に係る3つの案を検討していくにあたり、将来の運用の考え方との平仄を踏まえつつ、**安定供給の観点と社会コスト（経済性）**の2つの判断軸で検討を行っていくこととされた。
- 具体的には、安定供給の観点としては、二次②相当の早い指令にも対応可能となることが重要となることから、「三次インセンティブ案全体のPS※を5分時点で必要な応動量を確保できるように調整すること」を判断基準とした。
- 社会コストの観点としては、「当該案を選択した場合、社会コストを最小化する設計（設定）が可能か（過大な社会コストがかからないことの担保が可能か）」を判断基準とした。

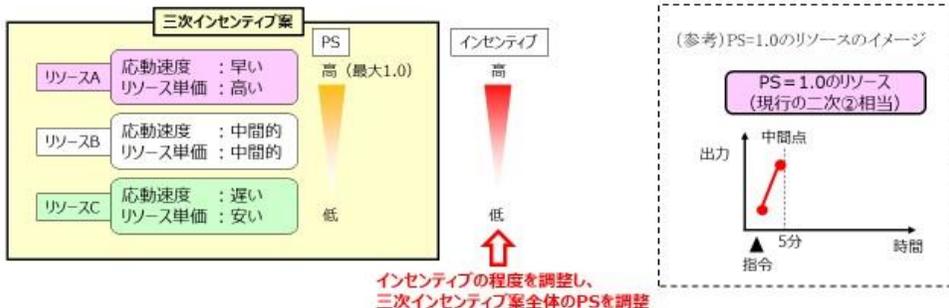
※ 制御指令から一定時間後（ここでは5分後）を中間点として設定し、中間点における調達した調整力全体の応動実績量をPSとする考え方。

設計案選択の基本的な考え方（3 / 4）

19

- 前頁の検討を踏まえると、三次インセンティブ案として二次②相当の早い指令に対応可能かが重要と考えられることから、二次②相当のリソース（中間点の設定を指令から5分後とした場合、PS=1.0に近いリソース）に対してインセンティブを与えつつ、指令から5分時点で必要な応動量を確保できるような設計案を選択する方向性が基本と考えられる。
- 上記を踏まえ、安定供給の観点から、具体的には以下の判断基準で各案を判断してはどうか。
 - 当該案を選択した場合、二次②相当のリソースに対してインセンティブを与えつつ、三次インセンティブ案全体のPS※を5分時点で必要な応動量を確保できるように調整することは可能か
- なお、三次インセンティブ案全体のPSを実際にどの程度に設定すべきかについては、今回の検討（具体的な設計案の選択検討）のスコープ外であるものの、後段の補論にて検討を行う。

※ 制御指令から一定時間後（ここでは5分後）を中間点として設定し、中間点における調達した調整力全体の応動実績量をPSとする考え方。



設計案選択の基本的な考え方（4 / 4）

21

- また、前述までの安定供給の観点は最重要である一方、過大な社会コストがかかる設計案を選択することは望ましくないことから、**社会コスト（経済性）**の観点も判断軸の一つとして考慮する必要があると考えられる。
- 具体的な判断基準としては、「当該案を選択した場合、社会コストを最小化する設計（設定）が可能か（過大な社会コストがかからないことの担保が可能か）」が考えられる。
- ここまでの設計案選択の基本的な考え方（判断軸）に係る整理を踏まえ、三次インセンティブ案の望ましい設計案について検討を深めることとする。

- 以上の判断基準をもとに検討がなされた結果、安定供給と社会コストの2つの基準を満足する案C（本検討会での案③であり、中間点における電源全体の調整力応動可能量の合計が一定以上となる制約条件を追加する案）が望ましいとされた。
- また、三次インセンティブ案全体のPS（中間点の調整力比率）をどのように算定するかについては引き続き検討を行っていくものとされた。

各案の検討結果まとめ

32

- ここまでの案A～Cに係る検討をまとめた結果は下表のとおりであり、安定供給ならびに社会コストの観点から踏まえると、**三次インセンティブ案としては案C（全体パフォーマンス制約案）が望ましいと考えられるのではないかと**。

<各案の検討結果まとめ>

案	名称	概要	安定供給	社会コスト
A	ペナルティ係数設定案	低速調整力を確保するコストにペナルティを設定し、目的関数に追加する案	×	×
B	一定比率設定案	高速調整力の確保量が一定の比率以上となるよう制約条件を追加する案	○	△
C	全体パフォーマンス制約案	中間点における電源全体の調整力応動可能量の合計が一定以上となる制約条件を追加する案	○	○

まとめ

41

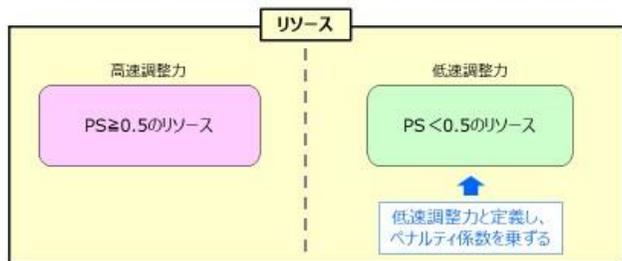
- 「三次インセンティブ案」の具体的な設計案として考えられる以下の3案について、安定供給・社会コストの観点から、いずれの案が望ましいか詳細検討を行った。
 - 案A：ペナルティ係数設定案
 - ✓ 低速調整力を確保するコストにペナルティを設定し、目的関数に追加する案
 - 案B：一定比率設定案
 - ✓ 高速調整力の確保量が一定の比率以上となるよう制約条件を追加する案
 - 案C：全体パフォーマンス設定案
 - ✓ 中間点における電源全体の調整力応動可能量の合計が一定以上となる制約条件を追加する案
- 詳細検討の結果は下表のとおりであり、安定供給ならびに社会コストの観点から踏まえると、**三次インセンティブ案としては案C（全体パフォーマンス制約案）が望ましいと考えられる。**
- また、案Cの場合、三次インセンティブ案全体のPS（中間点の調整力比率）をどのように算定するかについて整理を要し、例えば、現行の二次②、三次①、三次②における必要量を参考に算定する方法、シミュレーション等によって直接算定する方法等が考えられるため、具体的なPSの設定方法については引き続き検討することとしたい。

案	名称	概要	安定供給	社会コスト
A	ペナルティ係数設定案	低速調整力を確保するコストにペナルティを設定し、目的関数に追加する案	×	×
B	一定比率設定案	高速調整力の確保量が一定の比率以上となるよう制約条件を追加する案	○	△
C	全体パフォーマンス制約案	中間点における電源全体の調整力応動可能量の合計が一定以上となる制約条件を追加する案	○	○

案A：ペナルティ係数設定案（2 / 3）

24

- まず、安定供給の観点から、「二次②相当のリソースに対してインセンティブを与えつつ、三次インセンティブ案全体のPSを5分時点で必要な応動量を確保できるように調整することは可能か」について検討を行う。
- 本案における変数はペナルティ係数であり、基本的にはペナルティ係数を大きくすればするほど、低速調整力の割合が小さくなり（高速調整力の割合は大きくなり）、三次インセンティブ案全体のPSは高まる方向と考えられる。
- この点、本案の特徴（ペナルティ係数次第で全く確保しないあるいは全て確保する結果となりやすい）を踏まえると、必ずしも5分時点で必要な応動量を確保できるように設定できる訳ではないことから、安定供給の観点では劣化する案になると考えられる。



案A：ペナルティ係数設定案（3 / 3）

25

- 次に、社会コスト（経済性）の観点から、「社会コストを最小化する設計（設定）が可能か」について検討を行う。
- 本案は、ペナルティ係数の値を変化させることで低速調整力の割合を変化させることが可能であることから、ペナルティ係数を可能な限り小さく設定することで、社会コストを最小化する設定は可能と考えられる。
- 他方、前頁の安定供給の観点を踏まえると、ペナルティ係数を可能な限り小さく設定することは難しく（三次インセンティブ案全体のPSが確保できない）、結果的に社会コストを最小化する設定は困難である（社会コストを助案したペナルティ係数設定とするための選択幅がない）と考えられるところ。

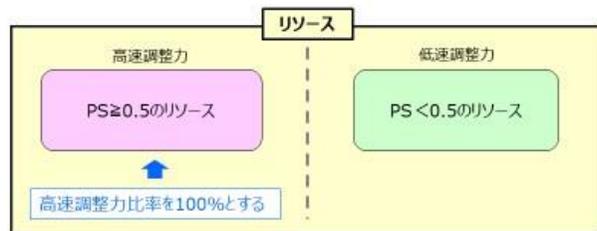
<ペナルティ係数と社会コストの関係性のイメージ>



案B：一定比率設定案（2 / 3）

27

- まず、安定供給の観点から、「二次②相当のリソースに対してインセンティブを与えつつ、三次インセンティブ案全体のPSを5分時点で必要な応動量を確保できるように調整することは可能か」について検討を行う。
- 本案における変数は高速調整力比率であり、基本的には比率を大きくすればするほど、高速調整力の比率が大きくなり、三次インセンティブ案全体のPSは高まると考えられる。
- この点、“仮に”高速調整力比率を100%と設定すれば、（実質的に低速調整力を活用しないこととなるものの）確実に5分時点で必要な応動量を確保できるため、安定供給の観点では問題ない案になると考えられる。
- また、実際にはリソースのPS分布等を分析することによって、高速調整力比率を100%より小さく設定した場合でも、三次インセンティブ案全体のPSを確保できるよう調整することは可能と考えられる。（具体的な比率については要検討）

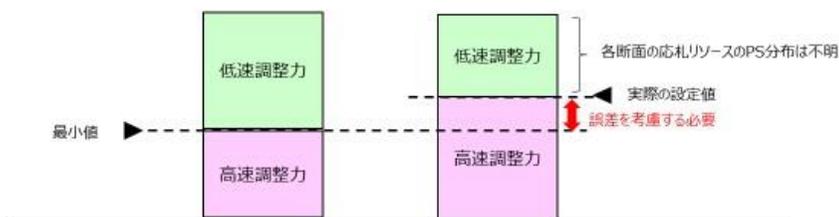


案B：一定比率設定案（3 / 3）

28

- 次に、社会コスト（経済性）の観点から、「社会コストを最小化する設計（設定）が可能か」について検討を行う。
- 本案では、高速調整力比率を変化させることで社会コストを変化させることが可能であることから、精緻なデータ分析等を実施し、必要最小限の高速調整力比率とすれば、理想的には社会コストを最小化することは可能と考えられる。
- 他方、各断面の応札リソースのPS分布は一定でないことを踏まえると、低速調整力のリソース群におけるPSの想定誤差等を考慮し、やや余裕のある高速調整力比率を設定せざるを得ないと考えられる。
- 加えて、安価な低速調整力を大量に活用することで高速調整力に匹敵するPSを実現することが可能な断面でも、常に一定の高速調整力を確保するロジックであることから、非効率的な調達になる場合もあると考えられるところ。
- 上記を踏まえると、本案において、現実的には社会コストを最小化する難易度は高いと考えられるか。

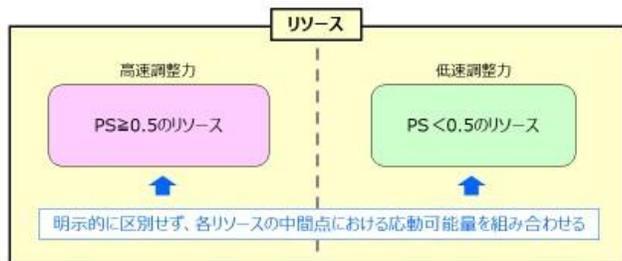
<高速調整力比率の最小値と設定値のイメージ>



案C：全体パフォーマンス制約案（2 / 3）

30

- まず、安定供給の観点から、「二次②相当のリソースに対してインセンティブを与えつつ、三次インセンティブ案全体のPSを5分時点で必要な応動量を確保できるように調整することは可能か」について検討を行う。
- 本案における変数は中間点の調整力比率であり、高速・低速調整力を明示的に区別せず、各リソースの中間点における応動可能量をもとに、中間点時点で必要な調整力を確保する（組み合わせる）案であることから、中間点を5分時点と定義して調整力確保量（閾値）を設定すれば、確実に5分時点で必要な応動量を確保できるため、安定供給の観点では問題ない案になると考えられる。



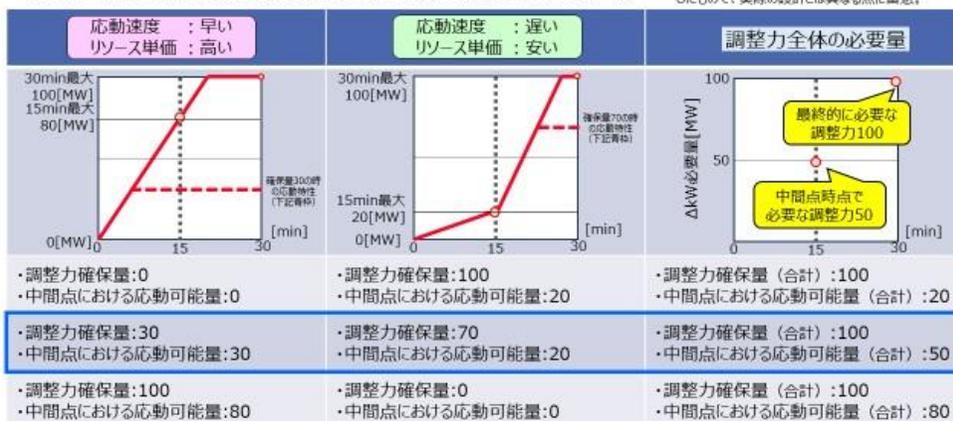
案C：全体パフォーマンス制約案（3 / 3）

31

- 次に、社会コスト（経済性）の観点から、「社会コストを最小化する設計（設定）が可能か」について検討を行う。
- 本案は、各リソースの中間点における応動可能量をもとに、中間点時点で必要な調整力を確保するにあたり、目的関数（総燃料費）を最小にするように各リソースを組み合わせる案であることから、社会コストを最小化する設定は可能と考えられる。

<各リソースの中間点における応動可能量をもとにした組み合わせイメージ>

※下記イメージは応動時間30分、中間点15分としたもので、実際の設計とは異なる点に留意。



1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取扱い
 - － 2. 送電ロスを考慮したSCUC計算
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 第15回本検討会（2025年4月22日）において、今後の同時市場の導入に向けた技術検証項目の一つとして、これまで明示的に取り扱ってこなかった「送電ロスを考慮したSCUCロジック」についても、検証していくこととした。
- 今後、同時市場のSCUCロジックにおける送電ロスの考慮方法を検討するにあたり、まずもって現状の日本における送電ロスの取り扱い、ならびに海外のSCUCロジックにおける送電ロスの取り扱いを調査・整理したので、今回はその内容について紹介する。
- また、送電ロスを考慮したSCUCロジックについて、いくつかの手法を紹介の上、今後の進め方について整理を行った。

今後の検証について（2 / 2）

57

- そのため、技術検証会についても、引き続き、継続開催して検証を進めていくこととした。
- まずもって今後の検証項目としては、同時市場の導入に向けた検討に資する、「①自己計画電源等に一定の制約を課すロジック」および「②送電ロスを考慮したSCUCロジック」等を検証していくこととした。
- また、今後の本検討会での議論も踏まえ、適宜、必要な検証事項についても、追加検証していくこととした。

項目	検証内容
⑧ 自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨ 送電ロスを考慮したSCUCロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証

(参考) ⑨送電ロスを考慮したSCUC・SCEDロジック

61

- 第4回技術検証会（2024年3月25日）において、送電ロスの取り扱いについてご意見・ご示唆をいただいた。
- この点、将来の同時市場の導入に向けて、送電ロスを考慮したロジックの実現性（あるいは、そもそもSCUC・SCEDロジックにおいて送電ロスをどのように考慮するのか）について検討しておくことは意義があるため、海外事例も参考に、送電ロスを考慮したSCUC・SCEDロジックの構築を進め、挙動について検証を行うこととした。

第4回技術検証会での議論と今後の進め方について

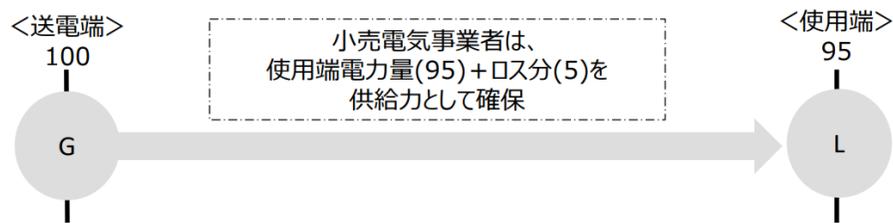
33

- 第4回技術検証会においては、結果の分析方法や潮流計算の工夫等について、様々なご指摘・ご示唆を頂いたが、買入入札を考慮したロジックが、系統制約（広域連系システムモデルでは連系統のみ）を考慮した際に、想定通りの挙動となっていることは確認いただいた。
 - 引き続き、最終的な広域連系システムモデル（ノード単位）での検証に向けて、更なる検討を進めていく。
- 【買入入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】
- 可能な5北海道以外のノード数の少ない系統でシミュレーションしてはどうか
 - 買入入札の実績はエリア毎にしかなく、エリア内の各地域へ、どのように配分するかが難しい点だが、その点を何らかしだ想定できれば、ノードモデルでも検証が可能
 - 自給開放がGとDで構成されるが、どちらか側みかけの大きい方に最適化結果が引きずられる構造となっていると思うので、確認が必要
 - 比較的Gの方がボリュームが大きくなるが、約定金がずれたときに自給開放の値がどれくらい変わる、つまりカーブの傾きが重要である
 - 買入入札の考慮は連系モデルの前提として、供給と需要のマージナルコストで市場価格が決まることを考える
 - 広域連系システムモデルの結果を見ると、中部・北陸間で余剰な潮流が印旛湖のループになっていて、最適化計算後に再配、潮流計算が必要と考える
 - 潮流に對してコストがかわらなくても、ループの相対の有無で自給開放値が変わらなければならない。解消のためには、2段階で計算する。送電ロスや送電ロスを実施するなどの工夫が必要である
 - ロスの考慮は実運用では行わず、市場で扱うことはできない

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取扱い
 - － 2. 送電ロスを考慮したSCUC計算
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 送電ロスとは、発電所で発電された電気が需要家に供給されるまでの間に失われる電力量である。
- 現行の日本の制度上では、毎年過去3年分の実績値の平均値を用いて電圧階級別（特別高圧・高圧・低圧）に送電ロス率を設定しており、需要地点の電圧階級に応じて、小売電気事業者がロス分も含めた電力量を調達することで、小売電気事業者が送電ロスを負担している。**（送電ロスを「量」で考慮し、小売が負担）**

※送電ロス率が5%の場合のイメージ



約款に定められている送電ロス率 $(= (\text{送電端電力量} - \text{使用端電力量}) \div (\text{送電端電力量}) \times 100)$

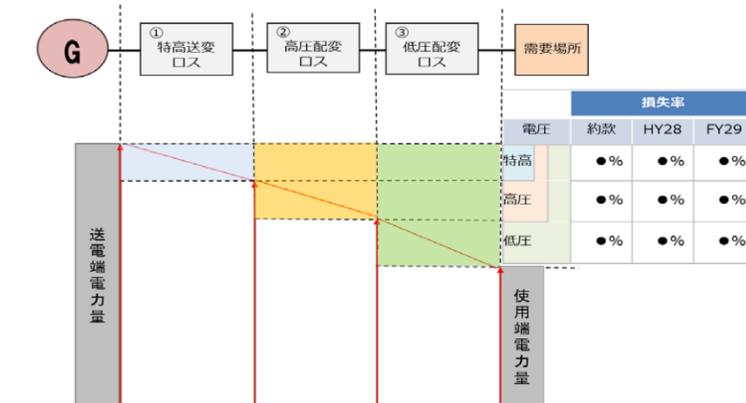
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧	1.7%	1.8%	1.3%	2.1%	1.7%	2.7%	2.2%	1.6%	1.3%	0.8%
高圧	4.2%	4.7%	3.9%	3.6%	3.3%	3.9%	4.5%	4.2%	3.0%	2.7%
低圧	7.4%	7.9%	6.6%	6.7%	7.5%	7.4%	7.6%	8.2%	8.1%	5.7%

※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定

※小売が調達する電力量（供給力） = 使用端電力量 ÷ (1 - 約款上の送電ロス率)

3

【イメージ図】



※変電所・変圧器のロスは、特別高圧・高圧・低圧にそれぞれ発生している

7

(参考) 送電ロスに影響を及ぼす要素

- 送電ロスは、送配電線・変圧器の抵抗損失や変電所内の消費電力等が原因で生じるものであり、その量については、これらの性能に加え、発電や需要の動向等、送配電事業者ではコントロールできない要因によっても影響を受ける。

(1) 送電ロスの発生イメージ

① 送配電線・変圧器等の抵抗損失
(潮流に応じて発生するロス)

$$(\text{電流})^2 \times (\text{抵抗})$$



② 変電所内の消費電力
(潮流によらず発生するロス)

(変電所内の消費電力)

(2) 送電ロスの変動要因

① 発電の動向

- ✓ 大規模電源や分散型電源の立地状況、発電量の増減
- 需要地に遠い場所での発電量が多くなるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

② 需要の動向

- ✓ 需要変動
- 需要が大きくなるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

③ 送配電設備の性能

- ✓ 低ロス設備の導入
- ✓ 送配電設備の新設・スリム化
- 低ロス設備が導入されるほど、送電ロス量は小さくなる傾向にある。
- 送配電設備がスリム化されるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

注：本資料は代表的な要因を記載しているものであり、上記以外の要因がないことを示すものではない。

対応の方向性 (案)

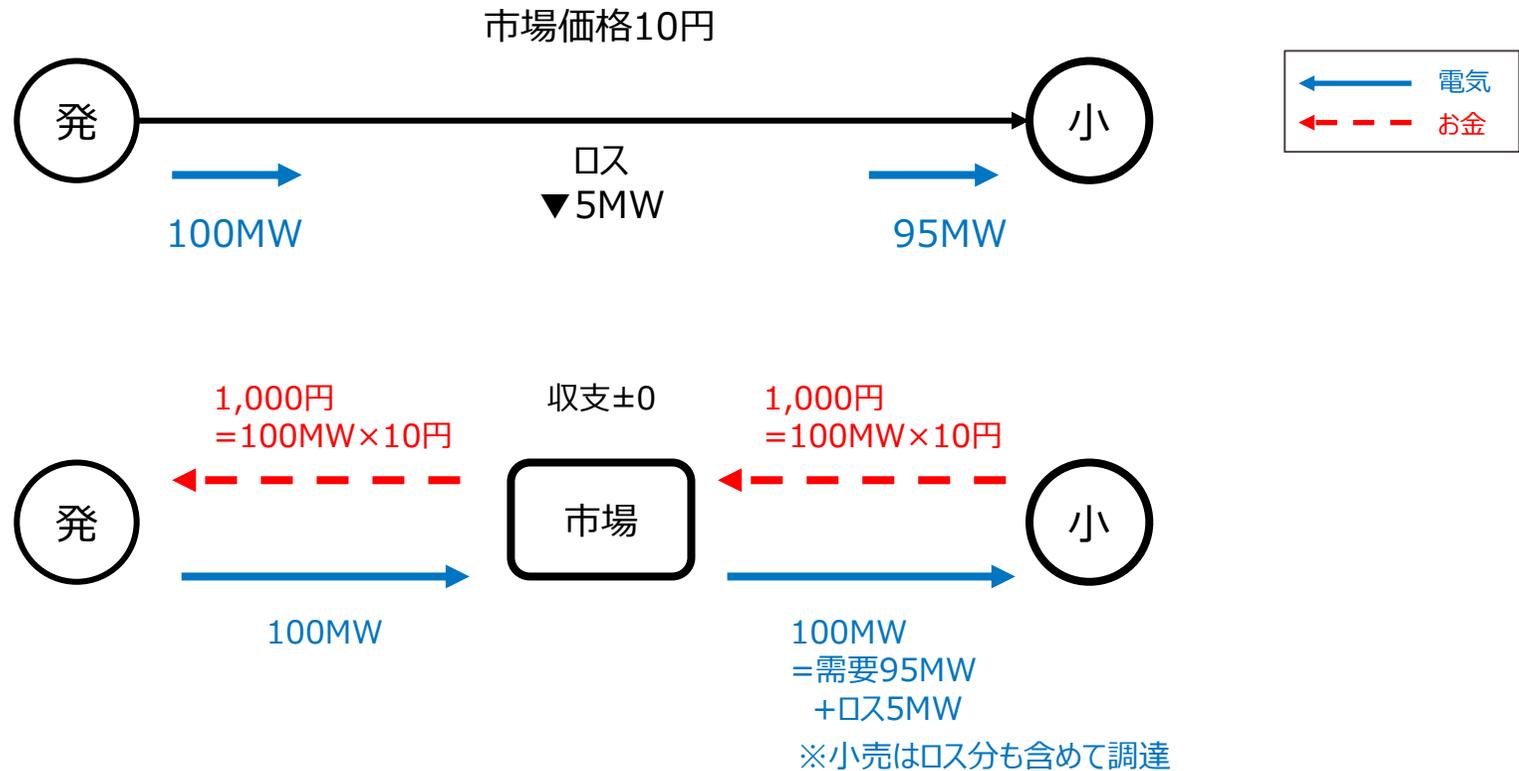
- 既にスマメの設置が完了した東電PG以外の一般送配電事業者についても、計画通りに設置が進めば、2024年度までには、新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一化され、両者の公平性が担保される見込み。
- しかしながら、約款ロス率と実績ロス率の乖離幅については、その改善を図る観点から、現在、過去3年分の実績値の平均値を用いて約款ロス率を毎年度改訂しているところ、その性質上、外生要因等により、年度毎に実績ロス率が大きく上下する可能性※は否定できないため、現状の約款ロス率の設定方法を現時点で見直す必要はないのではないか。

※結果として、約款ロス>実績ロスの乖離幅が拡大した場合、小売は必要量よりも多く調達することになるため、エリアの供給力過剰となり、一送が下げ指令を実施することで、一送の収入増となる可能性

- 一方で、2023年度から導入予定の新たな託送料金制度 (レベニューキャップ制度)においては、規制期間 (5年間) を設け、特定の費用については事後調整を行う方向で議論がなされているところ。
- これを踏まえ、レベニューキャップ制度下における約款ロス率については、各規制期間の期初に約款ロス率を設定し、これに係る費用 (「他社購入電源費」、「他社販売電源料」といった調整力可変費) については、上記制度の検討において事後検証を行う費用と整理されていることから、期中の乖離により発生する変動分について、事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整することとしてはどうか。
- なお、期初時点で、スマメ設置が未完了の一般送配電事業者については、新電力と旧一電小売間の公平性が担保できていない状況も鑑み、設置完了までは引き続き、過去3年分の実績値の平均値を用いて毎年改訂を行うこととし、設置完了以降の年度においては、直近改訂値を残りの規制期間に用いる整理としてはどうか。

(例：沖縄電力であれば、スマメ設置が完了する2024年度まで毎年度約款ロス率の改訂を行い、2025年～2027年までは2024年度に設定した約款ロス率にて運用)

- 具体的に、現状の日本における送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のようになる。
- 発電・小売ともに送電端の電力量・価格で取引を行うため、送電ロスがあっても、市場運営者の収支は±0となる。



- 同時市場のSCUCロジックにおける送電ロスの考慮方法を検討するにあたり、まずもって米国のPJM・NYISOおよびカナダのIESOにおける取り扱いについて、デスクトップリサーチ・ヒアリングを通じて確認を行った。

【日程】

2024/10/9

2024/11/21～11/24

【調査先】

- ・PJM (WEBヒアリング)
- ・NYISO (WEBヒアリング)
- ・IESO (対面ヒアリング)

【調査項目※】

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

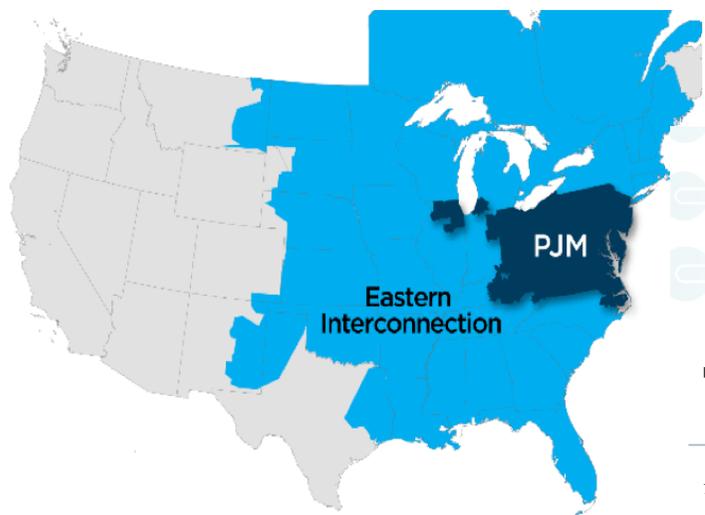


※ デスクトップリサーチ含む

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

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

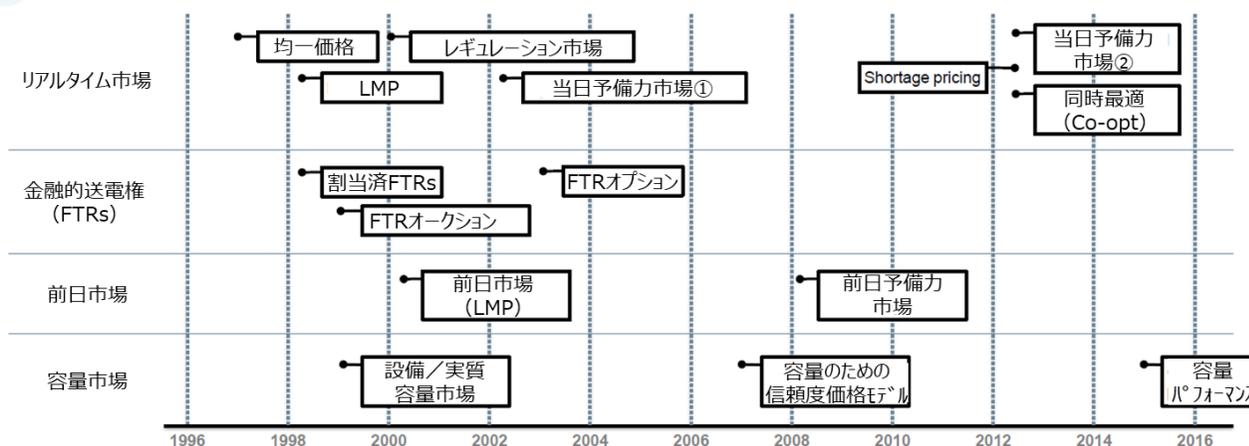
【PJMの系統】



【PJMの歴史】

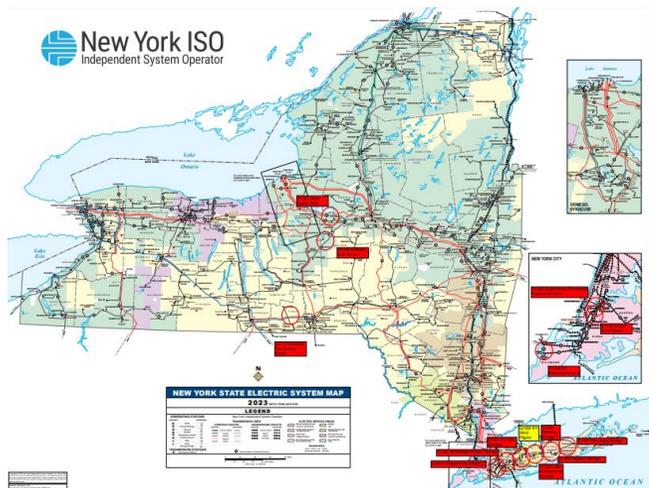
1927	創立 (数州の事業者による相互接続)
1996	FERC Order888 (ISO設立推奨) FERC Order889 (第三者アクセス)
1997	米国初のISOとして認可
1999	FERC Order2000 (RTO設立要請)
2002	米国初のRTOとして認可

【市場設計の歴史】



- NYISOは米国の独立系統運用機関 (ISO) であり、ニューヨーク州の系統運用を行う。
- 最大需要は3,129万kW (日本全体の約1/6) であり、再エネ比率は太陽光、風力合わせても4%程度と低い水準に留まっている。

【NYISOの系統】



【NYISOの歴史】

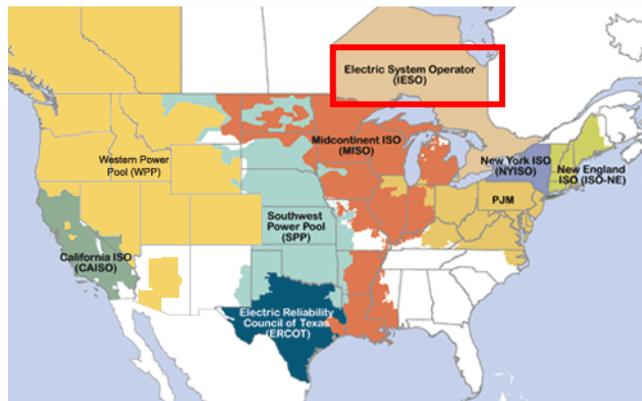
1966	大規模停電事故を受けて、前身のNYPP (New York Power Pool)を設立
1996	州規制委員会が卸売・小売市場の導入を決定
1999	NYISOが発足し、送配システムの運用および電力取引市場の運営を行う

【NYISOオペレーション室の写真】



- IESOはカナダの独立系統運用機関 (ISO) であり、オンタリオ州の系統運用を行う。
- 最大需要は2,701万kW (日本全体の約1/6) であり、原子力・水力が約80%を供給する。(風力10%弱)
- IESOはTwo schedule systemと呼ばれる、系統制約を考慮した電源起動・出力配分を行うが、域内統一価格での精算を行うシステムを導入しており、2025年の市場改革 (MRP) で域内統一価格方式を廃止予定である。

【IESOの系統】



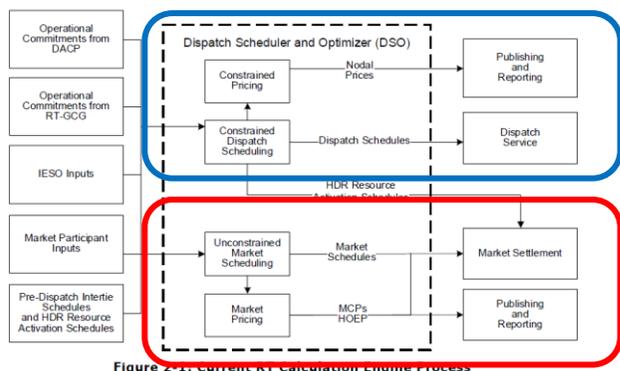
【市場設計の歴史】

1998	エネルギー競争法制定
2002	卸・小売市場の全面自由化開始 Two schedule system導入 (当初は18か月のみの予定)
2025	Market Renewal Programにより域内統一価格方式廃止予定

【IESOの外観写真】



【Two schedule systemの概要】



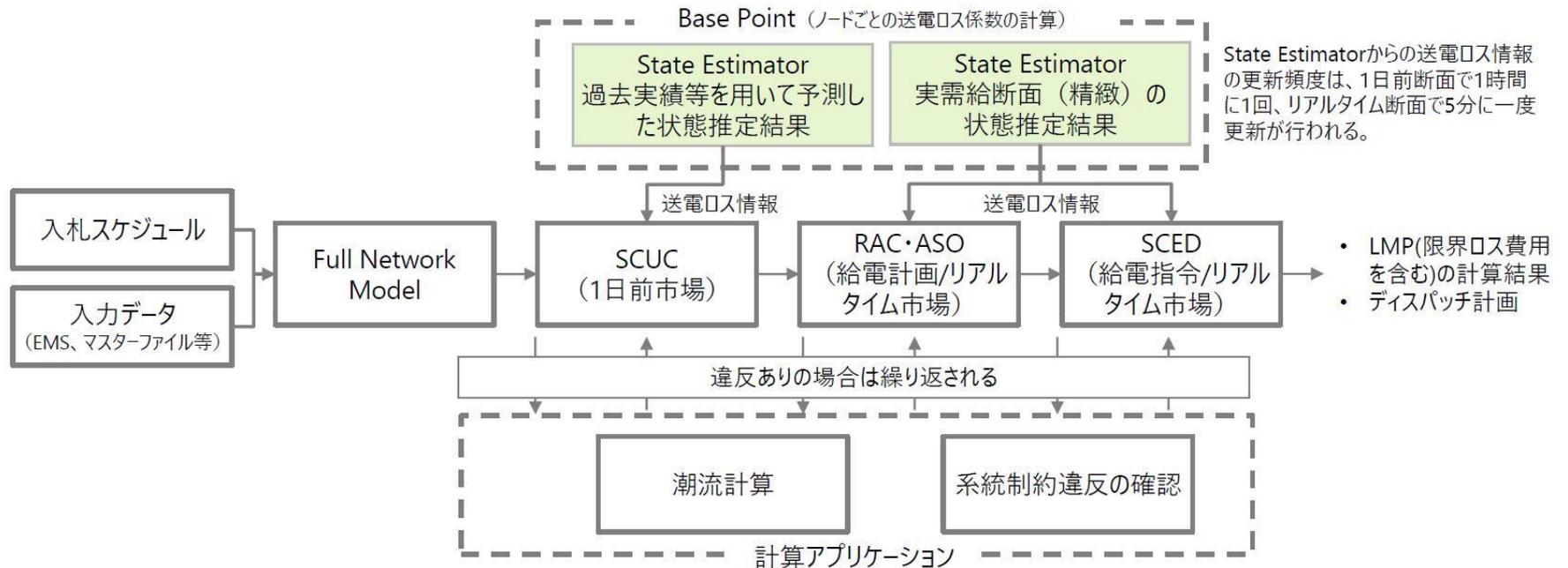
系統制約を考慮した
電源起動・出力配分

系統制約を考慮しない
域内統一価格での精算



Figure 2-1: current RT Calculation Engine Process

- まず米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて確認したところ、過去実績等をもとに作成した送電ロスに関する係数 (Loss Penalty factor) を、外生的に最適化計算 (SCUC等) に与えることで、送電ロスを考慮している。



*1 出所：PJM、Manual 11、2024年12月、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf>

*2 出所：PJM、Markets Gateway User Guide、2024年7月、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

*3 出所：PJM、PJM Manual 29、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m29.ashx>

*4 出所：PJM、14A. 2 Inclusion of Transmission Losses section 3F.2、2010年9月、<https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/1/20100917-er10-2710-000.pdf>

*5 出所：FERC、Recent Advances in Solving Security Constrained UC ACOPF、2024年7月、<https://www.ferc.gov/media/presentation-recent-advances-solving-large-scale-security-constrained-uc-acopf>

- より具体的には、PJMの最適化計算において、PJMシステムに入る電力量（発電所の発電量、米PJM外との連系線潮流量、および需要抑制負荷量）から、送電ロスを差し引いて、需給を一致させている。
- つまり、小売事業者は、需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達しておらず、「量」において送電ロスを考慮している日本とは異なる考え方となっている。

【米PJMの最適化計算における需給バランス制約】

A. Power Balance Constraint

The power balance constraint in SCED ensures that all energy injected into the PJM system during the dispatch interval balances with all energy withdrawal including losses in the system.

$$\sum_{i=1}^n (1 - \underline{LS(i)}) * Energy_{MW(i)} + \sum_{i=1}^{importTran.} (1 - \underline{LS(i)}) * Import_{Transaction_{MW(i)}} - \sum_{i=1}^{ExportTran.} (1 - \underline{LS(i)}) * Export_{Transaction_{MW(i)}} - \sum_{i=1}^{PRD} (1 - \underline{LS(i)}) * PRD_{MW(i)} = Load\ Forecast$$

送電ロスに関する係数

- 他方で、米PJMにおける市場価格（LMP）には、送電損失に相当する限界ロス費用（Marginal Loss）が含まれており、市場価格を通じて、小売事業者が送電ロスを負担していると観念される。
（送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）

$$\text{LMP} = \text{System Energy Price}^{*2} (\text{システムプライス}) + \text{Congestion Cost} (\text{混雑費用}) + \text{Marginal Loss} (\text{限界ロス費用})$$

限界ロス費用の算定方法

- 限界ロス費用は、発電設備の出力が増減した際のロスの増減に関わる費用であり、システムプライス及びLoss Penalty Factor^{*3}から算定される。

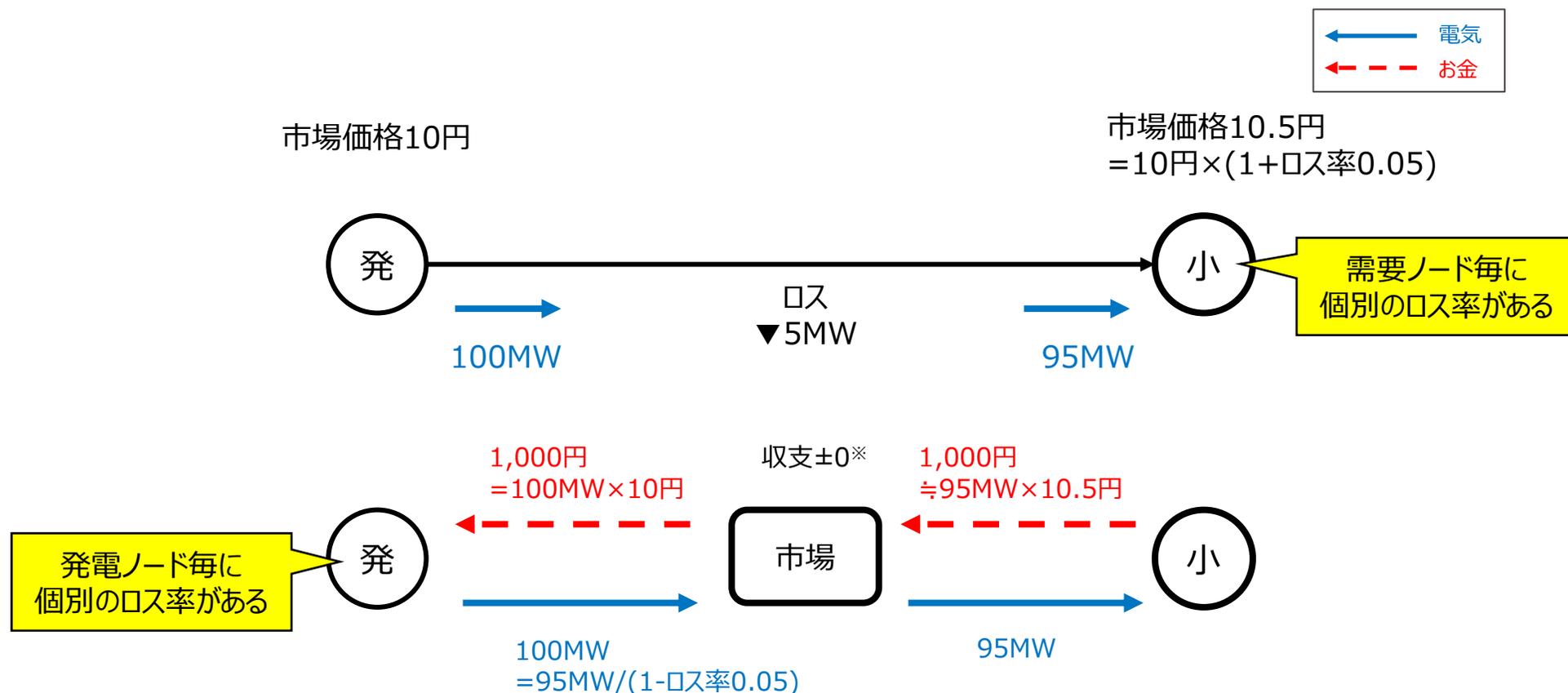
$$\begin{aligned} \text{限界ロス費用} &= \text{システムプライス (基準価格)} \times (1 / \text{Loss Penalty Factor} - 1) \\ &= \text{システムプライス (基準価格)} \times (-\Delta P_L / \Delta P_i) \end{aligned}$$
- Loss Penalty Factor = $1 / (1 - \Delta P_L / \Delta P_i)$ ⇒ 発電側・需要側を含む各ノードごとに算定され、（例として）とあるノードの出力を1MW上げた際にロスがどれだけ増えるか又は減るかの値（係数）である。
 - ΔP_i : Reference busの負荷の増加に対応するための、対象のbusにおける出力の増加量
 - ΔP_L : 出力の増加に伴う、系統全体のロスの増加量
 - Penalty Factorが1.0より大きい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも大きくなるという意味となる。
 - Penalty Factorが1.0より小さい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも小さくなるという意味となる。

- 各ノードのLMPにLoss Penalty Factorから算出される限界ロス費用が含まれており、米国ではLMPを通して市場参加者が送電ロス費用を支払っている。

*1 出所：PJM、Marginal Losses Implementation Training、2007年、<https://www.pjm.com/~media/training/new-initiatives/ip-ml/marginal-losses-implementation-training.ashx>

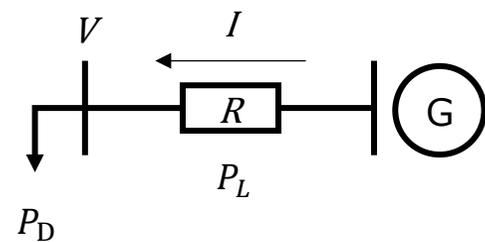
*2 System Energy Price：システムプライスは、Reference busにおける限界費用であり、混雑費用と限界ロス費用を差し引いたLMPを表す。追加の出力を供出可能な発電設備の Adjusted Offerのうち最低価格を指し、全電源に適用される。

- 具体的に、米PJMにおける送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のイメージとなる。
- 小売は需要地点の消費電力量のみ調達し、発電は需要量を(1-ロス率)で除した発電量を販売、この時、小売の地点の市場価格は、発電の地点の市場価格に(1+ロス率)を掛けた価格となるため、小売が市場に支払う額は、発電が市場から受け取る額と一致し、市場運営者の収支は±0[※]となる。(後述の米NYISOも同じ)



※ この例では価格で負担することを明示的に示すために収支±0となるよう記載しているが、実際は「限界ロス費用」を用いて精算されるため、「量」で負担する場合と比較して多めにロス費用を徴収する(市場運営者の収支として貯まる)こととなる。(詳細は次ページ)

■ 限界ロス費用は、下図のとおり、実際に要したロス費用の2倍相当の値になるため、小売から多めにロス費用を徴収する（市場運営者の収支として貯まる）こととなる。

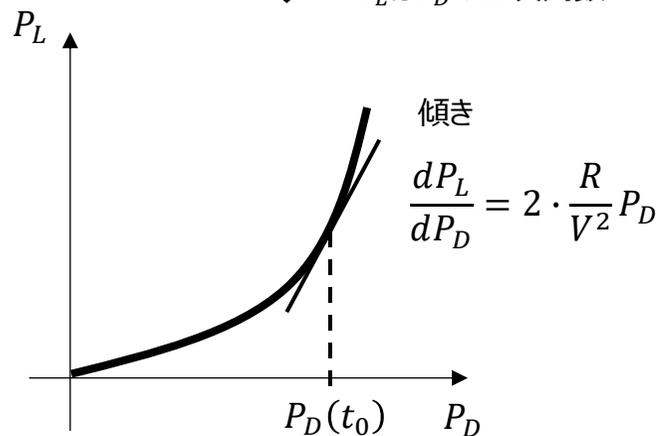


$$P_D = VI \rightarrow I = \frac{P_D}{V}$$

$$P_L = I^2 R = \frac{R}{V^2} P_D^2$$



V一定とすると、 P_L は P_D の二次関数



単純例として、左図のとおり、1発電所+1負荷の系統を想定する。

負荷が $P_D(t_0)$ のとき、システムプライスを p_s 、需要家D地点のLMPを p_D とすると、LMPは下記のとおりとなる。（簡単のため混雑処理費用は考慮しない）

$$p_D = p_s + p_s \times \frac{\Delta P_L}{\Delta P_D} = p_s \times \left(1 + 2 \cdot \frac{R}{V^2} P_D(t_0) \right) \quad \text{限界ロス費用}$$

従って、当該需要家（に電力を供給する小売）が負担する金銭的負担を C_D とすると、下記のとおり表現される。

$$C_D = P_D(t_0) \times p_D = \left(P_D(t_0) + 2 \cdot \frac{R}{V^2} P_D(t_0)^2 \right) \times p_s$$

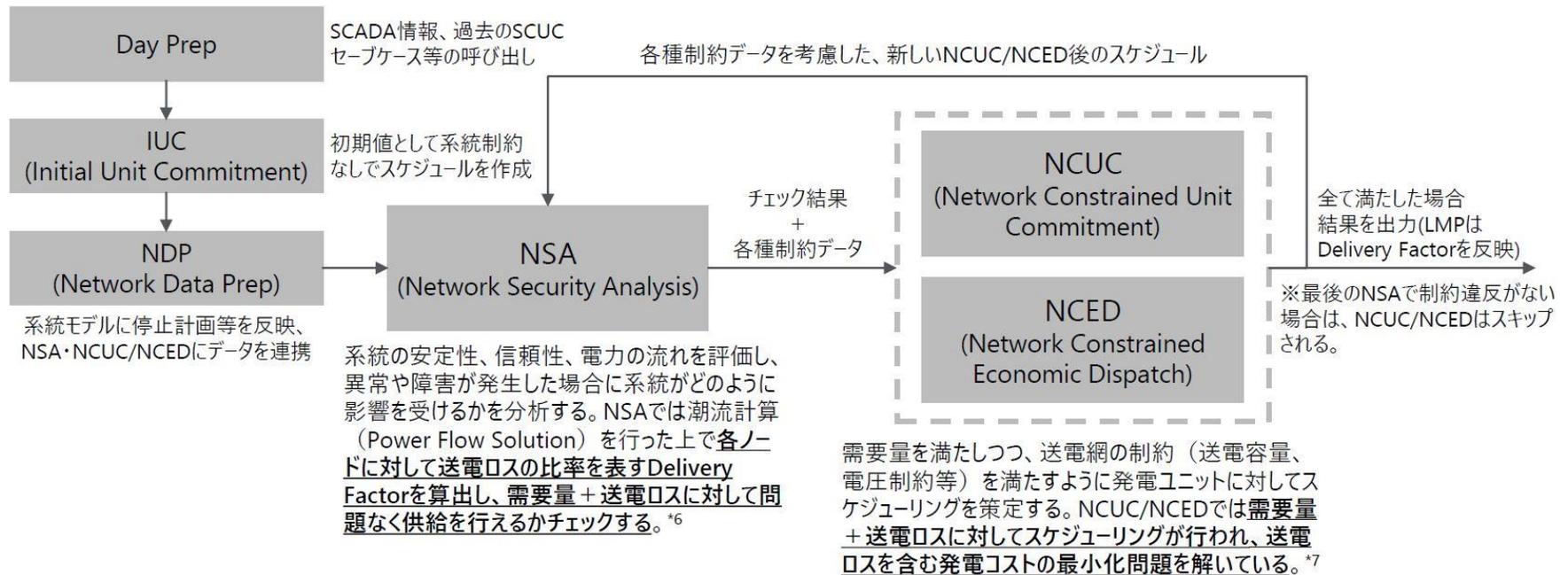
他方、送電端の発電所がシステムプライスを形成するReference Busとすると、当該発電所（を有する発電事業者）はシステムプライスでの精算となるため、発電事業者の金銭的収入を C_G とすると、下記のとおり表現される。

$$C_G = (P_D(t_0) + P_L) \times p_s = \left(P_D(t_0) + \frac{R}{V^2} P_D(t_0)^2 \right) \times p_s$$

以上より、市場全体の収益を計算すると下記のとおりとなり、実際に要したロス費用の2倍相当を小売から徴収していることになる。

$$C_D - C_G = \frac{R}{V^2} P_D(t_0)^2$$

- 次に米NYISOの送電ロスの取り扱いを確認したところ、潮流計算を行うNSA（Network Security Analysis）で、各ノードにおける送電ロス率を表す係数（Delivery Factor）を算出し、最適化計算（NCUC等）で需要量 + 送電ロスに対して発電コストが最小化されるよう電源起動・出力配分を行う処理を、繰り返す仕組みとなっていた。
- 繰り返し計算により、送電ロス率を精緻化する工夫が行われているものの、小売事業者は需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達していないという点で、米PJMと同様の考え方となっている。



*1 出所：NYISO、Manual 11、2024年10月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a

*2 出所：NYISO、Manual 12、2024年8月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/trans_disp.pdf

*3 出所：NYISO、Day Ahead Network Constrained Unit Commitment Performance、2020年6月、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-2_Musto_0.pdf

*4 出所：IEEE Task Force、Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market、2022年11月、<https://www.osti.gov/servlets/purl/1899996>

*5 出所：NYISOへのヒアリングより情報追記

*6 Delivery Factorの繰り返し計算の頻度については、Time Stepごとに算定が行われ、後続の制約データやネットワークポロジに反映される点がマニュアルに記載されている。

*7 SCUCに加え、リアルタイム断面の算定機能であるRTC、RTDにおいても同様の送電ロス算定が行われている。

- また、米NYISOにおける市場価格（LBMP）においても、送電損失に相当する限界ロス費用（Marginal Loss Price）が含まれており、市場価格を通じて、小売事業者が送電ロスを負担していると観念される。
（送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）



LBMP Components

- Three Components Comprise the LBMP
 - Marginal Energy Price Component
 - Marginal Loss Price Component
 - Marginal Congestion Price Component

LBMP = Energy + Loss - Congestion

©COPYRIGHT NYISO 2024. ALL RIGHTS RESERVED FOR TRAINING PURPOSES ONLY 8

- 最後に、加IESOの送電ロスの取り扱いについて確認した。
- 加IESOは、系統制約を考慮した電源起動・出力配分を行うが、域内統一価格での精算を行う、Two schedule systemを採用※している。

※ 導入当初より、地点毎に価格決定する手法が最終的に目指す制度と位置付けられており、18か月間のトライアルに限り、域内統一価格を用いることにしていたが、修正パッチを繰り返して、今日まで稼働が続いている。Market Renewal Programにより2025年5月にSingle Scheduleへ移行予定である。

系統制約を考慮した電源起動・出力配分

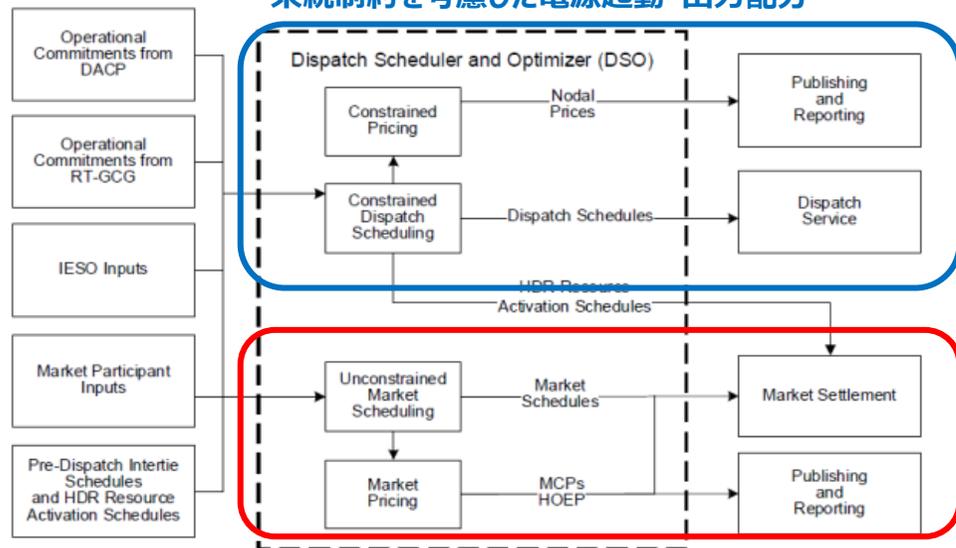


Figure 2-1: Current RT Calculation Engine Process

系統制約を考慮しない域内統一価格での精算

その他、検証が必要と考えられる論点について

99

- これまでは基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行ったが、混雑が発生したときの処理方法等についても、一部定量評価を行いながら検討を進める必要があると考えられる。

Ⅲ. 約定価格の計算方法や費用の回収方法

- 作業部会の取りまとめを踏まえると、kWh市場の約定価格の計算方法（起動費や最低出力費用のkWh単価への織り込み方法、買入札価格を考慮した約定価格の計算方法）、Upliftが発生した場合の回収方法、ΔkW価格の算定における機会費用・逸失利益・固定費等の取扱い、等が中心的な論点として考えられる。
- また、本検討会は同時市場（同時最適）の仕組みを検討するものであるため、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行う。一方、検証Aのとおり、技術的には全国大のSCUC（系統制約付き電源起動停止）は可能であると考えられるため、同時市場における、混雑も一定程度考慮した市場価格の設定の仕方等や混雑が発生したときの処理方法については、一部検討が必要か。

出所) 第2回 同時市場の在り方に関する検討会 (2023年9月20日) 資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_03_00.pdf

出所) “Market Renewal Program: Energy Real Time Calculation Engine Detailed Design Issue2.0” (2021年1月) を元に作成・一部加工
https://www.ieso.ca/ca/--/media/Files/IESO/Document Library/market_renewal/MRP_RT-Calculation_Engine_Chapter_V2.ashx

- 加IESOのTwo schedule systemでは、出力配分ロジックでは送電ロス（設定単位は不明）は考慮され、市場価格算定ロジックでは送電ロスは考慮されていない。
- 出力配分ロジックで送電ロスを考慮していることから、米PJM等と同様に、小売事業者は、需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達していないと考えられる。

		IESO ^{*1}		米国 ISO
		旧システム	新システム（2025年以降）	
S C E D	指令の種類	<u>系統制約なし 指令</u>	<u>系統制約付き 指令</u>	系統制約付き指令
	最適化区間	単一区間	マルチ インターバル ^{*2}	マルチインターバル
	限界送電損失の 考慮有無	なし	あり	あり
	潮流計算 ^{*3}	不明	AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow ^{*3}	AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow ^{*3}
	Contingency 分析	-	あり（線形DC潮流計算を実施）	あり（線形DC潮流計算を実施）
	指令粒度	5分単位	5分単位	5分単位
	系統混雑による市場外の追加決済の有無	あり（Congestion Management Settlement Credit）	なし	なし

*1 出所：IESO、MRP Detailed Design Real-time Calculation Engine、2021年、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-Detailed-Design-Real-Time-Calculation-Engine.pdf>

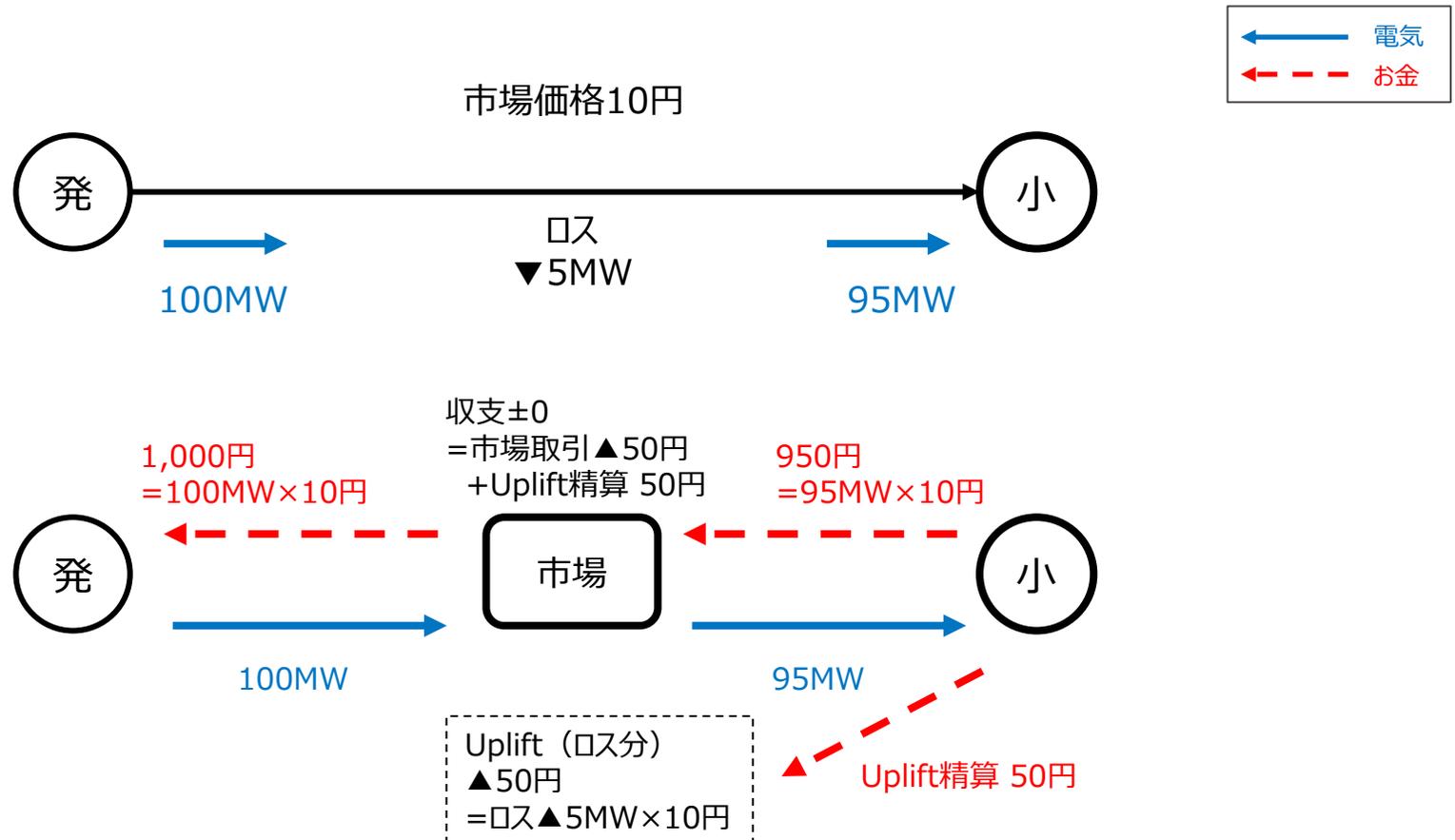
*2 マルチインターバルとは複数の時間区間（10区間まで）にわたり最適化を同時に行われ、将来の助言的な給電指令を作成するために使われている。

*3 最適化計算外の潮流計算（Base Case Power Flow）を指す。

- 他方で、市場価格算定ロジックには送電ロスが考慮されていないものの、Upliftの中に送電ロス費用が含まれており、Upliftとして精算されることで、小売事業者が負担している。
- 市場外価格であるUpliftで精算される点は異なるものの、量ではなく、価格において送電ロスを考慮している点では、米PJM等と同様の考え方となっている。**（送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）**

Wholesale Market Service Charges	
Hourly Uplift - Congestion Management Settlement Credits (CMSC)	CMSC is paid to dispatchable resources, such as generators or large consumers, who responded to instructions from the IESO to take specific actions to avoid possible overloads of the transmission system, or to maintain the balance between supply and demand.
Hourly Uplift - Intertie Offer Guarantees (IOG)	IOG is paid to electricity imports into Ontario if the hourly pre-dispatch price exceeds the five-minute prices set in the market
Hourly Uplift - Other	These include <u>energy losses</u> and operating reserve costs.
Daily Uplifts	These costs are incurred to commit generators to day-ahead schedules through the Day-Ahead Commitment Process.
Monthly Uplifts	Monthly costs cover the services required to ensure the reliability of the Ontario power network, and to meet commitments to other system operators throughout North America, including Black Start Capability, Voltage Support, and Regulation Service. The monthly uplift costs are shared among all wholesale customers on a pro rata basis.

- 最後に、加IESOにおける送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のイメージとなる。
- 市場取引としては、小売は需要地点の消費電力量のみ調達し、市場運営者への支払いを行うが、市場運営者に▲50円の不足が生じていることから、小売との精算 (Uplift) により、結果的に小売は送電ロス分を負担し、市場運営者の収支は±0となる。



- 現状の日本ならびに海外のSCUCロジックにおける送電ロスの取り扱いをまとめると下記のとおり。
 - 現状の日本では、小売が需要に加えて送電ロスも調達することで、「量」で送電ロスを考慮（負担）している
 - 海外においては、小売は需要量のみを調達する（発電が需要量を（1-ロス率）で除した発電量を販売し、小売側の「量」においては送電ロス考慮されていない）一方、市場価格やUpliftといった形で、「価格」において*送電ロスを考慮（負担）している
- この点、海外方式の大きな特徴として、潮流計算精緻化のため、送電ロス率が頻繁に変化すると、小売側の入札（「量」の変更）に反映することが現実的に困難であるため、「価格」に反映の上、負担させているものと考えられる。
- 今後、日本の同時市場においてどのように取り扱うかは、技術（送電ロス算定方法等）のみならず、制度（価格算定・負担方法等）との両輪で考える必要があるため、まずは技術検証において、SCUCロジックにおける送電ロス考慮方法として具体的にどのような手法があり得るのかを検証し、整理を進めることとしたい。

	現状の日本	米PJM	米NYISO	加IESO
送電ロス率の設定	電圧階級別 (過去実績)	発電・需要ノード別 (足元実績)	発電・需要ノード別 (交流法の繰り返し計算 による精緻化)	不明
電源起動・出力配分ロジックでの送電ロス考慮	・小売が需要+送電ロスを調達	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売
価格算定ロジックでの送電ロス考慮	特になし	市場価格の一要素	市場価格の一要素	Upliftの一要素
送電ロスの負担	小売が「量」で負担	小売が「価格」で負担	小売が「価格」で負担	小売が「価格」で負担

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取扱い
 - － 2. 送電ロスを考慮したSCUC計算
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
4. まとめと今後の検証の進め方について

- SCUC内で送電ロスを取り扱う際の方法を分類すると、「①SCUC内で制約条件として送電ロスを組み込み最適化」「②1回のSCUC内では送電ロスを固定し、繰り返し計算の中で送電ロスを精緻化」という2パターンが考えられる。
- さらに細かく分類すると、①においては交流法で厳密に解く方法と直流法で簡易的に解く方法、②においては固定する送電ロスの表現方法（ロス率 or ロス量）と付加対象（ブランチ or ノード）の組み合わせで4つの方法が考えられ、これらを分類すると下表のとおりとなる。
- 前述のPJMやNYISOにおいては、②-2が採用されていると考えられるが、まずもって電力中央研究所において過去検証されたことのある①-2, ②-1, ②-4を紹介の上、各手法の得失について確認した。

①SCUC内で最適化（SCUCは1回）

制約条件	
非線形解法 (AC法)	線形近似 (DC法)
①-1	①-2 近似解法①

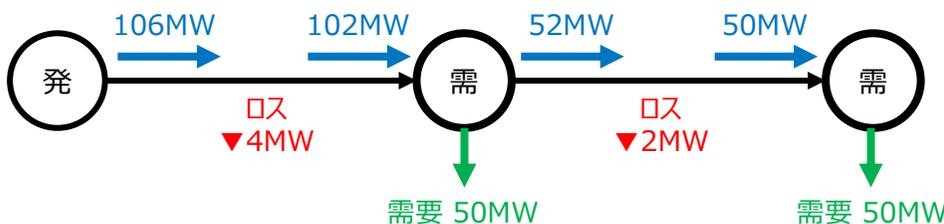
②SCUC内では固定（SCUCの反復計算）

		ロスの付加対象	
		ブランチ	ノード
ロス固定方法	ロス率	②-1 近似解法②	②-2
	ロス量	②-3	②-4 近似解法③

PJM, NYISO

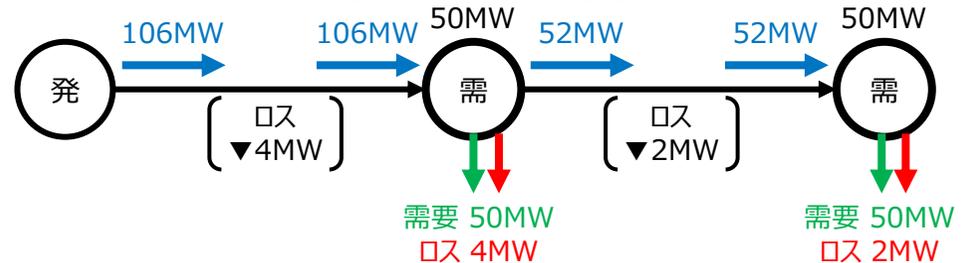
ブランチ付加

：線路潮流による模擬により厳密にモデリング



ノード付加

：ノード注入電力による模擬により簡易的にモデリング



- 今回紹介する過去事例（近似解法①～③）において、モデルとしては電気学会標準系統モデル「IEEJ-East30」が用いられている（下図）。
 - 需要カーブは東京エリアの2019年度実績を使用
 - 日間24断面（軽負荷、重負荷）を対象に最適化
 - 予備力は広域系統毎に需用比7%を確保、運用容量は初期値
 - 下図緑枠ノードに単価ゼロの供給力2GWを追加し、送電ロス分の供給力を確保
- また、広域連系系統モデルでの計算事例として、小宮山委員からいただいた検証内容についても紹介する。

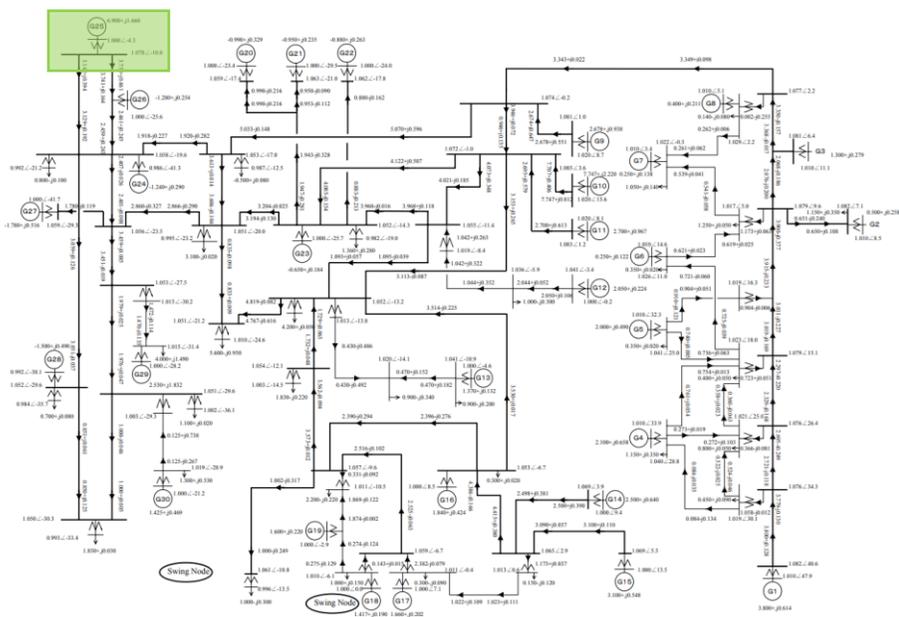
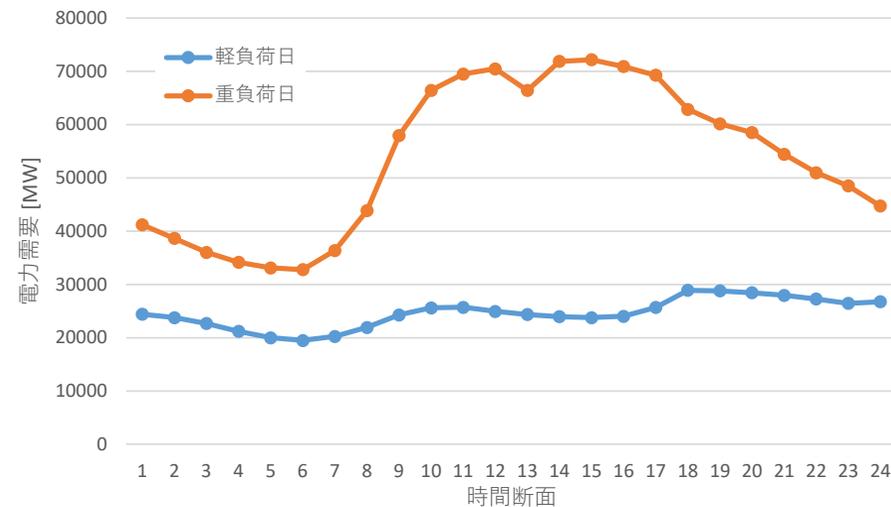
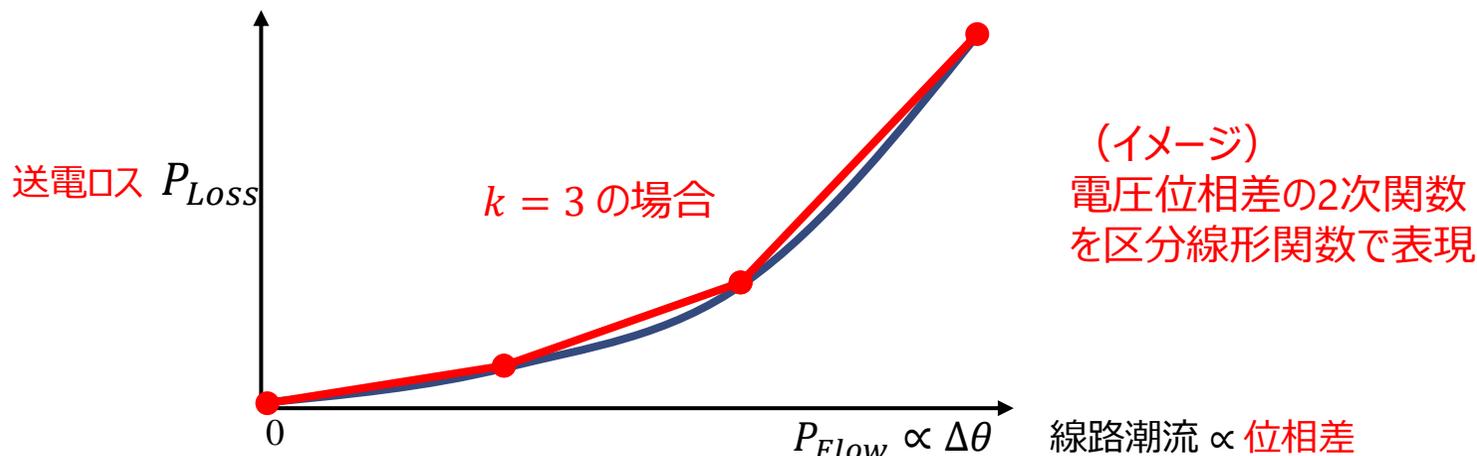


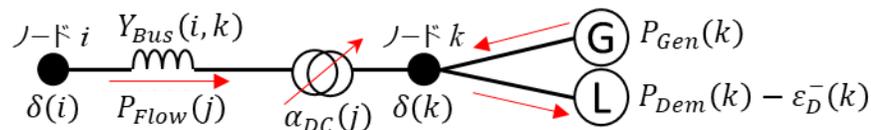
Fig.4.3(b) IEEJ EAST 30-machine System Model (Load Flow Map : Nighttime Condition)



- 近似解法①においては、直流法のモデルに基づき、線路の潮流と抵抗から送電ロスの評価を実施。
- 線路潮流は電圧位相差に比例するため、送電ロスは電圧位相差の二次関数となる。これを区分線形化することによって、線形関数問題として解を求める。
 - 厳密表現：線路潮流の二次関数（線路抵抗×線路潮流²） ⇒電圧位相差の二次関数
 - 簡易表現：線路潮流と送電ロスの関係を線形化 ⇒電圧位相差と送電ロスの関係を線形化
- 区分数は、計算時間と精度のトレードオフとなるため、今回は区分数kをパラメータとした上で、4ケース（k=2,5,10,100）について実施した。
- 評価の対象については、送電ロスの誤差率とし、下記数式のとおり算出した。
 - 真値： $P_{Loss}^{True}(j, t) = R(j) \cdot P_{Flow}(j, t)^2 \quad j \in B, t \in T$
 - 誤差率： $\epsilon_{Loss}(t) = \sum_{j \in B} \left| \frac{P_{Loss}(j, t) - P_{Loss}^{True}(j, t)}{P_{Loss}^{True}(j, t)} \right| \quad t \in T$



※線形化した値は上図のとおり、真値より大きくなるため、区分数が少ないほど偏差は大きくなる点に留意が必要。



◆ 変数：電圧位相差で定義

$$\Delta\theta_L(j) \in \mathbb{R}, \quad P_{Lp}(j), P_{Ln}(j) \geq 0 \quad \forall j \in B$$

◆ 制約条件

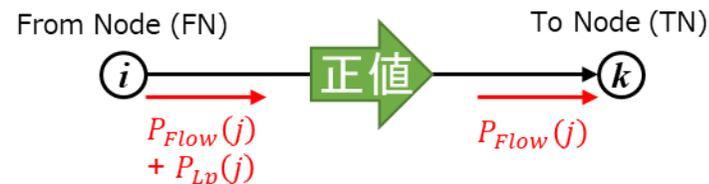
潮流方向 $\delta(i) - \delta(k) = \Delta\theta_L(j) \quad i, k \in N, \forall j \in B$

大きさ $P_{Loss}(j) = \frac{R(j)}{X^2(j)} \{\delta(i) - \delta(k)\}^2 \Rightarrow P_{Lp}(j) + P_{Ln}(j) = \frac{R(j)}{X^2(j)} \Delta\theta_L^2(j) \quad \forall j \in B$

ノード需給バランス
$$P_{Gen}(i) = P_{Dem}(i) + \sum_{\substack{FN(j)=i \\ j \in B}} \{P_{Flow}(j) + P_{Lp}(j)\} - \sum_{\substack{TN(j)=i \\ j \in B}} \{P_{Flow}(j) - P_{Ln}(j)\} \quad \forall i \in N$$

運用容量 $P_{Flow}^{min}(j) + P_{Ln}(j) \leq P_{Flow}(j) \leq P_{Flow}^{max}(j) - P_{Lp}(j) \quad \forall j \in B$

○ 順方向潮流の場合



○ 逆方向潮流の場合

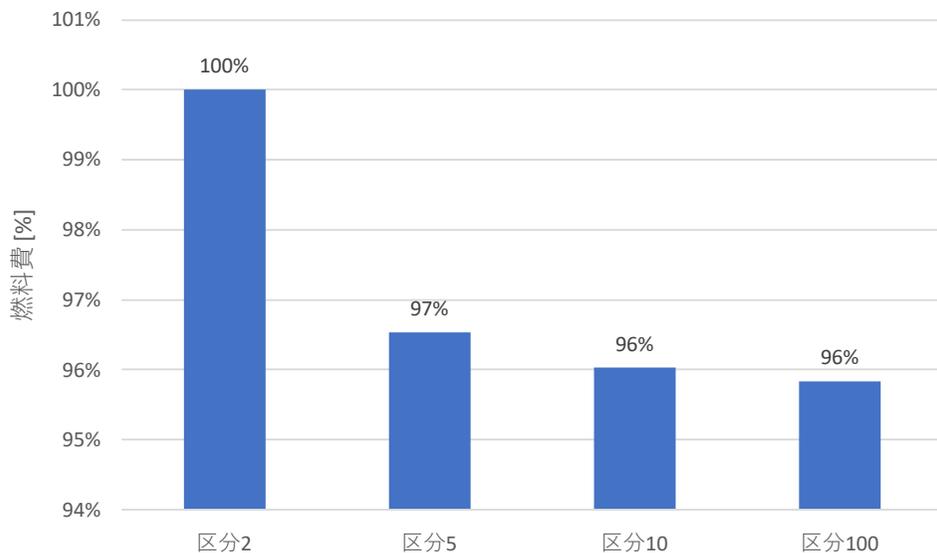


- 前述の条件で各ケースについて軽負荷日・重負荷日において計算を行い、送電ロスの誤差について評価した結果は下表のとおり。
- 区分数が増加するとともに計算時間は増加する一方で、誤差率については減少していく様子を確認できた（想定通りの挙動）。
- 仮に送電ロスの許容誤差率を0.1%と設定すると、軽負荷日・重負荷日ともにk=5以上で許容誤差率に到達した。

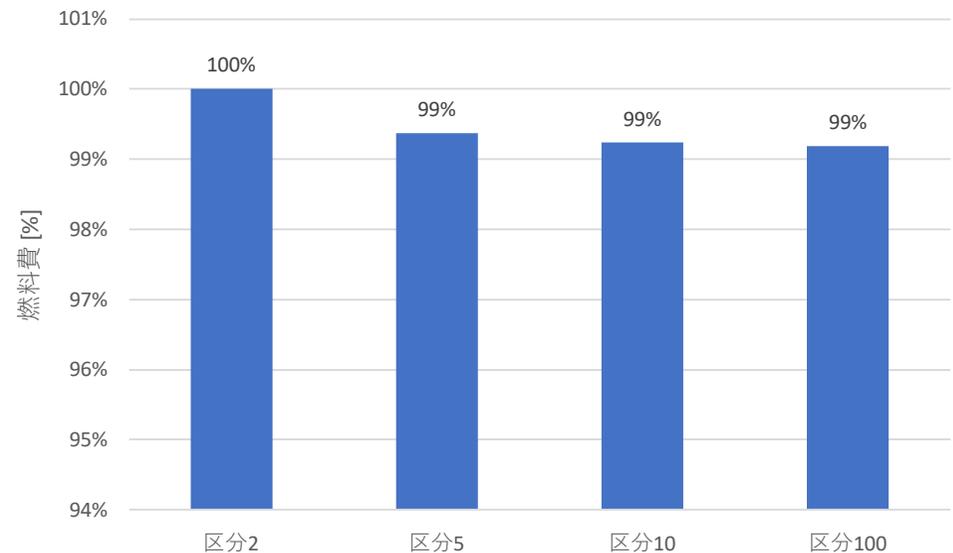
	軽負荷日24断面				重負荷日24断面			
	Case1 (k=2)	Case2 (k=5)	Case3 (k=10)	Case4 (k=100)	Case1 (k=2)	Case2 (k=5)	Case3 (k=10)	Case4 (k=100)
誤差 [MWh]	2,793	489	129	1	3,786	567	139	1
誤差率 [%]	0.47%	0.08%	0.02%	0.00%	0.29%	0.04%	0.01%	0.00%
計算時間[s]	13.0	16.4	22.0	148.1	8.9	13.7	16.7	92.8

- 続いて、各ケースの計算結果における全体の発電電力の燃料費についても確認を行ったところ、区分数増加に従い、燃料費合計については低下している結果が確認された。
- 今回の送電ロスの区分線形化においては、二次関数の上側で線形化を行っているため、誤算は常に正（厳密表現より大きな送電ロス）となり、誤差が大きいほどに燃料費が大きくなったものと考えられる。
- この点、送電ロスの算定方法としては、必ずしも大きめに見込む必要もないと考えられることから、区分線形化の方法として、より全体の誤差を小さくするような取り方も有効な手段と考えられるか。

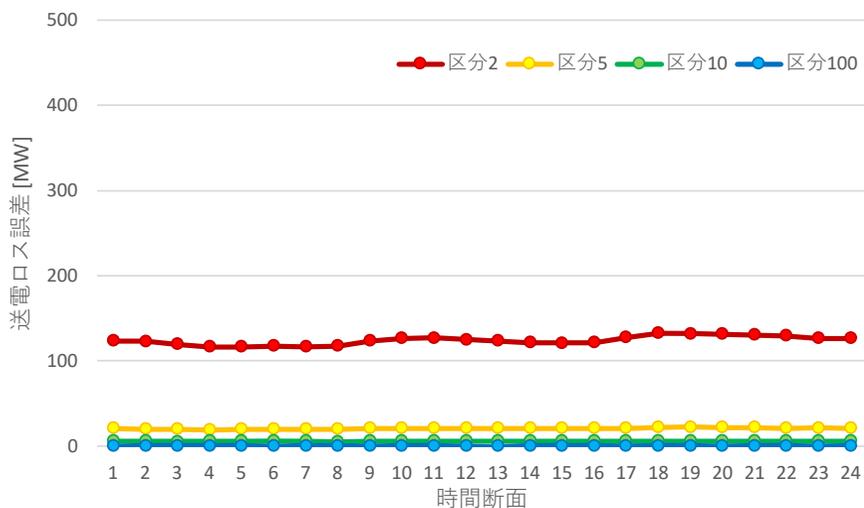
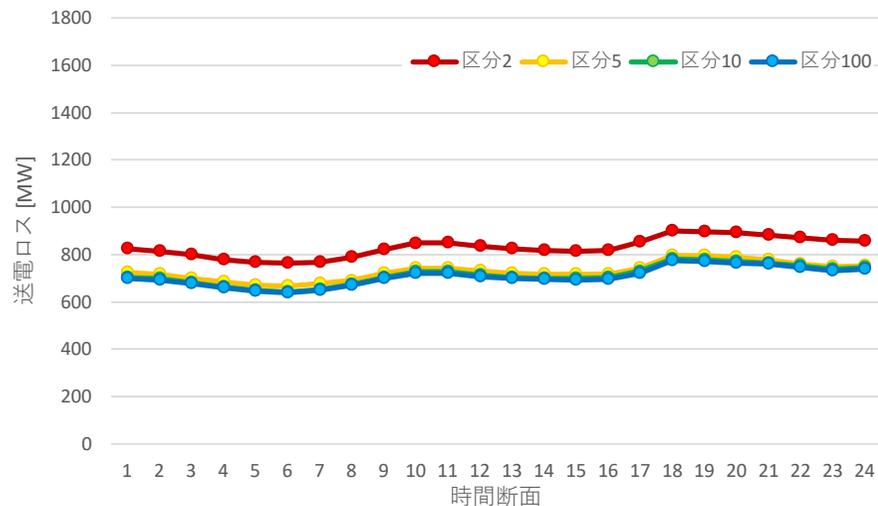
【軽負荷日の燃料費合計】



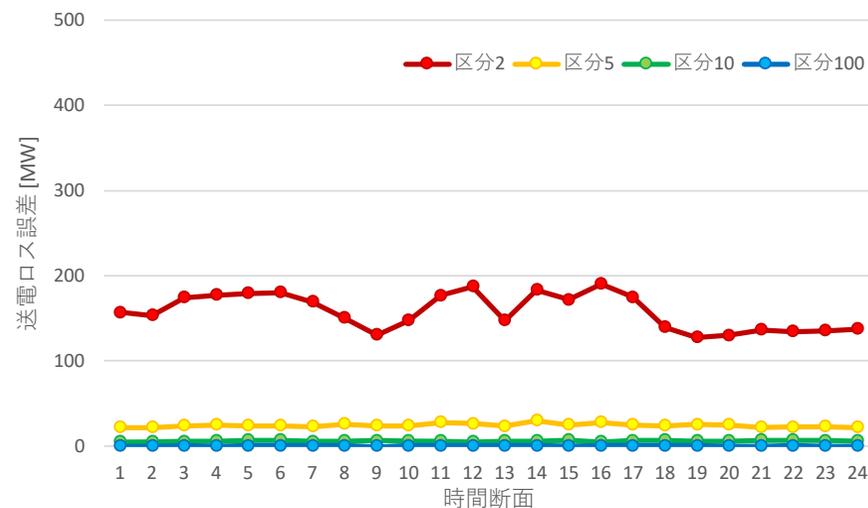
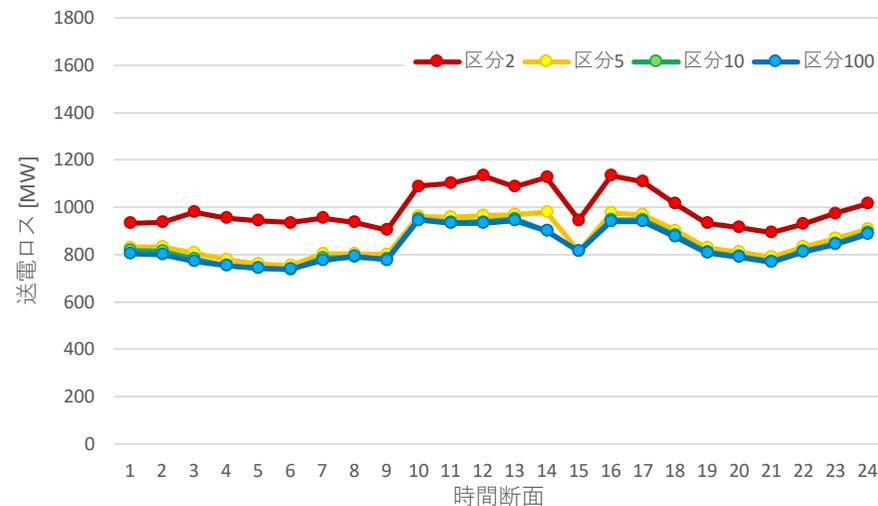
【重負荷日の燃料費合計】



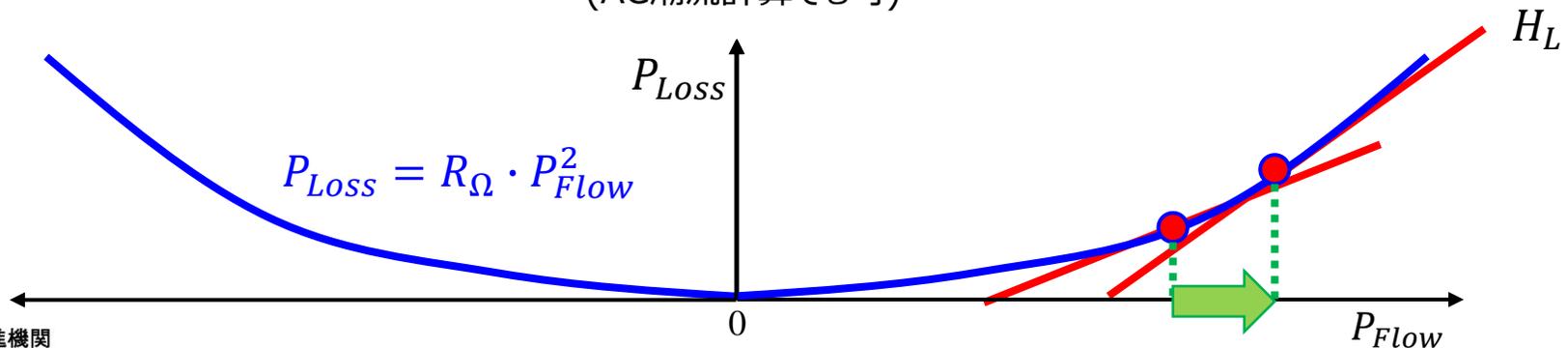
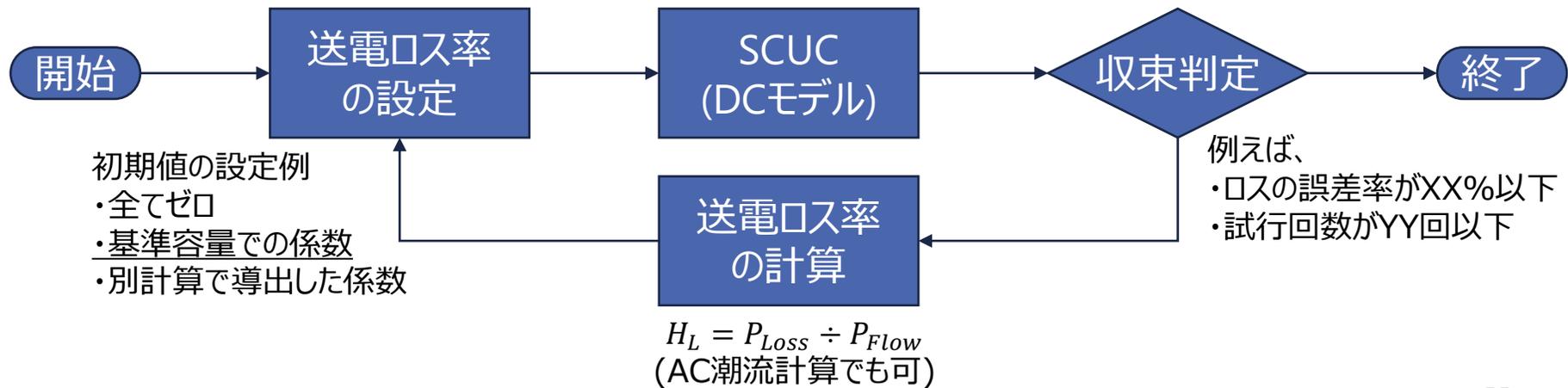
【軽負荷日の送電ロス】



【重負荷日の送電ロス】



- 次に、SCUCの中で送電ロスを制約条件に入れるのではなく、一定の条件で送電ロスを固定し、SCUCを反復計算する中で送電ロスを補正していく手法を紹介する。
- まず、近似解法②においては、送電ロスを「ブランチ」に付加し、潮流に対する送電ロスの比率を「送電ロス率として固定（下図の赤線のとおり潮流に対する送電ロスの傾きを固定）」し、各SCUCを行う方法となる。
- 反復するSCUCの中で送電ロス率の適正化を行い、一定の収束性が見られたら計算を終了する。

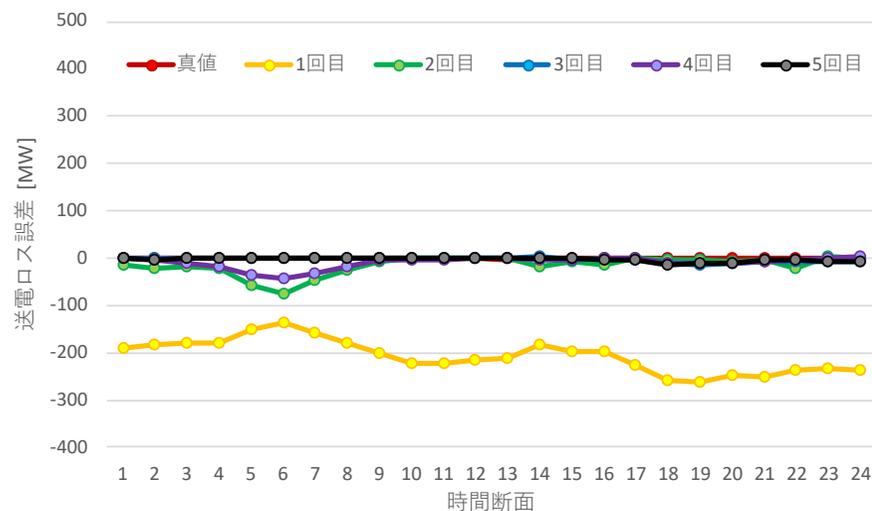
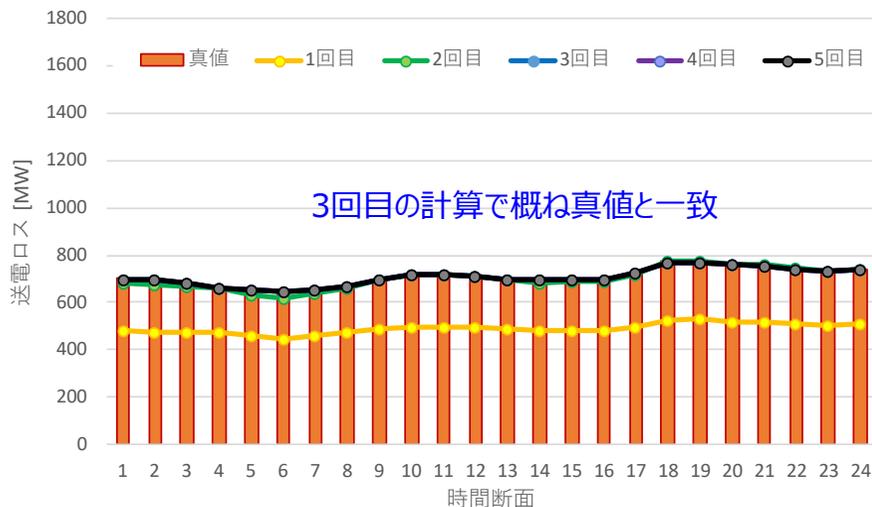


- 以上の条件で、軽負荷日・重負荷日において計算を行った結果は下表のとおり。
- さきほどと同様、仮に誤差率の許容閾値を0.1%とすると、軽負荷日・重負荷日ともに2回目の計算結果で基準を満たす結果が算出された。
- 他方で、SCUCの反復計算の過程で電源態勢が変化する場合、線路潮流が不連続に変化し、送電ロスが単調な変化とならないため、送電ロスの収束性は高くなく、回数を重ねると逆に誤差率が増加する結果も見受けられた。

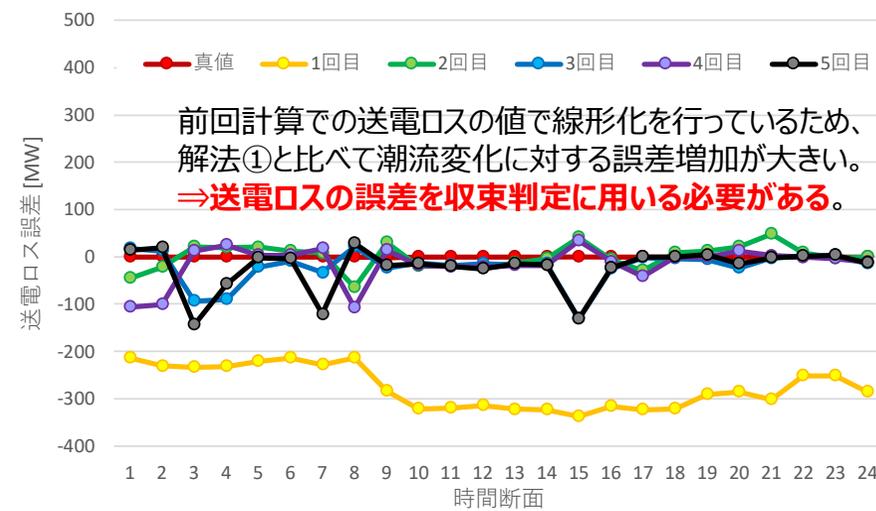
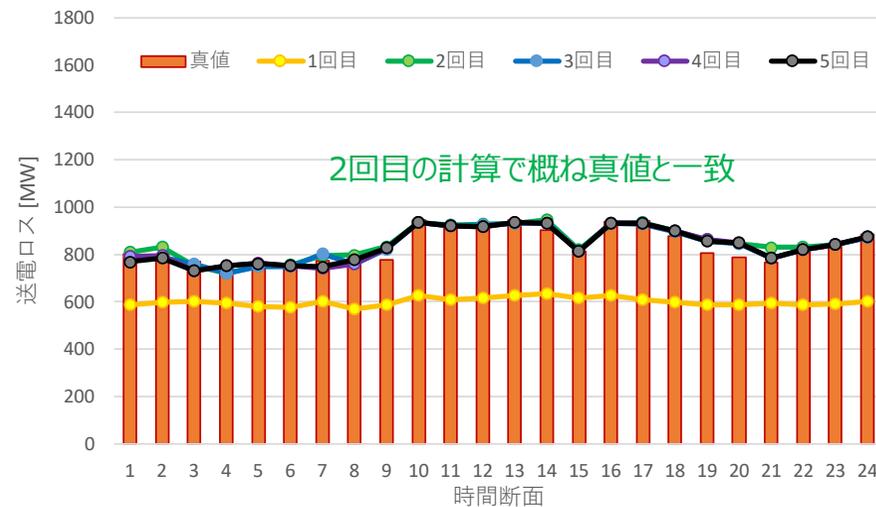
	軽負荷日24断面				重負荷日24断面			
	1回目	2回目	3回目	4回目	1回目	2回目	3回目	4回目
誤差※ [MWh]	-4,957	-369	-64	-211	-6,640	1	-510	-357
誤差率 [%]	0.47%	0.06%	0.01%	0.04%	0.51%	0.01%	0.04%	0.03%
計算時間[s]	13.0	24.7	36.8	45.6	8.9	11.2	13.4	15.4

※ 潮流の二次関数で求めた値との差分を誤差として評価。

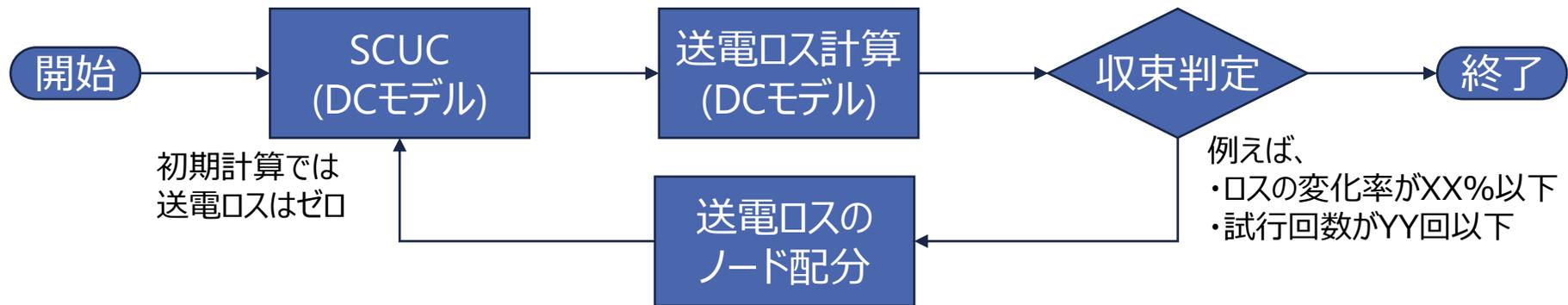
【軽負荷日の送電ロス】



【重負荷日の送電ロス】

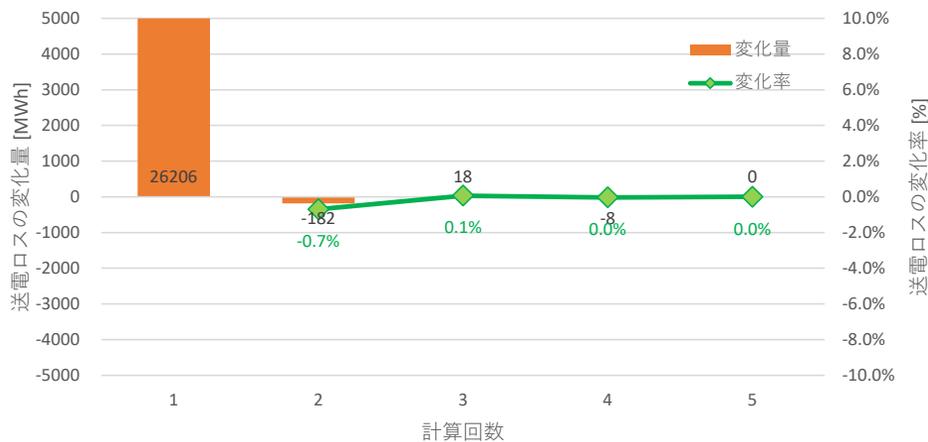
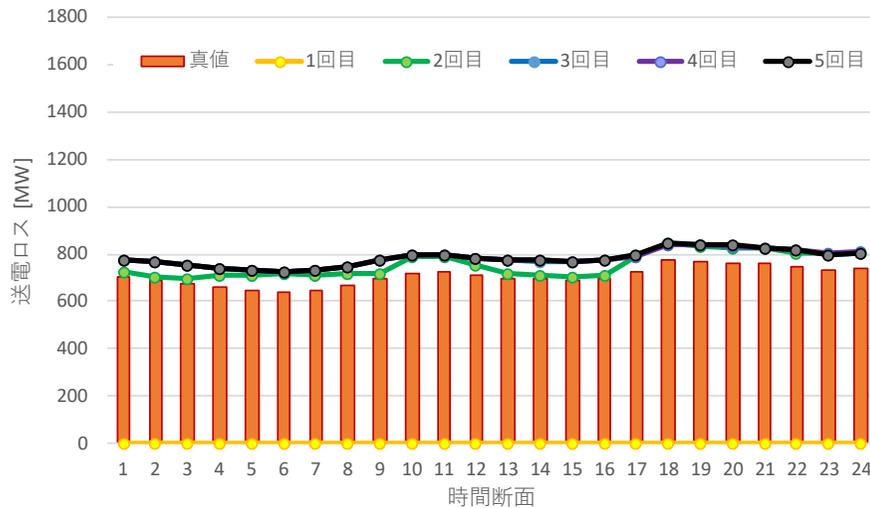


- 続いて、近似解法③として、送電ロスを「ノード」に付加し、送電ロス「量」を前回SCUC結果で固定する案について、検証した結果を紹介する。
- 送電ロスをノードに付加する際には、線路潮流の正負を基に、下流側ノードに需要電力として配分している。
- また、本案においては、送電ロスの誤差を小さくすることができなかつたため、前回計算からの変化率を収束判定に用いている。

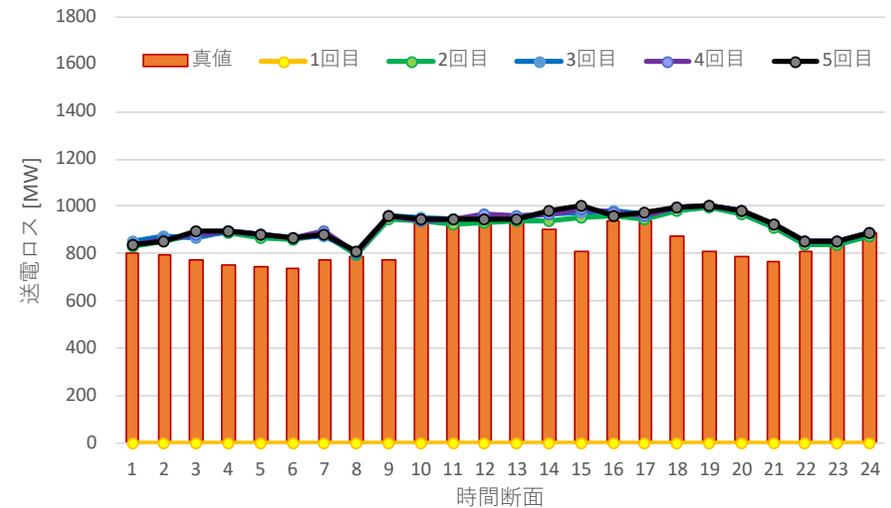


- 以上の条件で、軽負荷日・重負荷日において計算を行った結果は下図のとおり。
- 本解法においては、各SCUC内では送電ロス量を固定した状態でコスト最小化を行うため、送電ロスの増減が考慮されず、結果として精度の低い解に収束した。

【軽負荷日の送電ロス】



【重負荷日の送電ロス】



- ここまでの事例は「IEEJ-East30」モデルでの検証となるが、第11回技術検証会（2025年5月16日）において、小宮山委員からいただいた広域連系システムモデルでの検証内容についても紹介する。
- 当該計算モデルにおいては、前述の近似解法①に近い形（区分数1）で送電ロスを考慮し、近似解法③に近い形でブランチで生じるロスを両端ノードに均等に割り付ける形で計算を行っている。また、計算負荷の削減のため、発電機の起動停止状態については、線形緩和（0~1の間の実数値）を実施して計算を行っている。
- 以上の条件で年間8,760時間の最適化を行った結果、約46時間で解が得られ、広域連系システムにおける送電ロスを考慮したSCUC計算の有効性が確認された。
- 他方で、区分数の増加や線形緩和の除外を行うと計算量が膨大となり、実用に向けては更なる工夫が必要であるという示唆が得られた。

第8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、資料5、2024年11月27日

最適電源構成モデル(概要)

※入力データは本検証会検証用データを利用

【入力データ】

- 火力・原子力：起動費、最低出力、燃料費、設備容量、所内率、定格熱効率(Mcal/kWh)、最低負荷運転時熱効率(Mcal/kWh)、最小停止時間、最小運転時間、空冷日数、負荷変動率、機軸コスト、燃料費係数、運転維持費、CO2回収(CO2回収設備コスト)、CO2回収設備制年数、CO2回収効力、調整力提供可能量、慣性力供給量、燃料消費量、CO2削減率
- 揚水水力：設備容量(出力、池容量)、充放電コスト、発電時最低効率、ボイラ時最低効率、慣性力供給量、建設コスト、制年数、運転維持費、貯電コスト、最大年平均稼働率
- 系統警備電圧(負荷調整用定率、定率制御用定率)：設備コスト(充放電容量[yen/kWh]、インバータ等[yen/kWh])、サイクル効率、自己放電率、最大年平均稼働率、ランダー寿命、サイクル寿命、時間容量、ルート
- 太陽光(電力(送・受)上)：設備利用率(時間帯別)、建設コスト、制年数、運転維持費、出力制約モード
- 一般水力、地熱等：設備容量、稼働率、建設コスト、制年数、運転維持費、調整力提供可能量、慣性力供給量
- 送電機：送電線建設コスト、送電機出力アップス、送電機容量上下限制約、送電線運用上限制約、送電損失率
- 電力日負荷曲線

最適電源構成モデル*
(東京大学「橋井・小宮山研究室」にて開発)

【目的関数】
総定費(発電・送電線・電力貯蔵設備) + 可変費(電源起動費・燃料費等)
【制約条件】
電力供給時容量制約、設備容量上下限制約、供給予備力制約、送電容量制約(有効電力制限、上下限調整力)、送電損失(送電能力の2乗に比例)、電圧制約(電圧低下/電圧上昇/電圧変動率制約)、最小停止時間制約、最小運転時間制約、設備容量制約(上げ調整力供給上限制約)、最低負荷運転制約(下げ調整力供給上限制約)、上げ調整力・下げ調整力提供可能制約、部分負荷運転制約(部分負荷運転時の効率低下)、揚水起動停止制約(発電・放水時効率の低下)、揚水設備容量制約(上げ/発電時・下げ/発電時)調整力供給上限制約)、揚水最低効率運転制約(上げ/発電時)調整力供給上限制約)、揚水電力貯蔵可能容量制約、電力貯蔵量・充放電電制約(充電力制約、上げ/充電力・下げ/放電力提供可能量、蓄電定率制約(フルチャージ制約)、慣性力確保制約(慣性力に関する制約)、系統用蓄電池貯蔵レベル制約)、系統用蓄電池充放電サイクル制約(サイクル寿命、ランダー寿命を考慮)、再生素出力制約モード制約(太陽光、風力)、二酸化炭素削減率制約、等

投資(設備容量)、出力配分、起動停止、調整力、電力潮流(地内・地域間、直流法)
→日本全国の電力システム総コスト最小化を通じて決定(混合整数計画法)[線形緩和も可能]

【出力データ】
新設設備容量(電源、送電線等)、発電電力量、有効電力潮流(地域間、送電線)、電機コスト、設備力供給量、燃料消費量、CO2排出量、出力配分(ターン)、起動停止(ターン)、上げ/下げ調整力確保量、送電線増強シャドープライス、電力システム総コストなど

電力送電線ネットワーク
(地点数1,191地点、基幹送電線1,384本)

- 地点数 1,191地点
- 基幹送電線 1,384本
- 時間解像度：1時間値、年間8,760時間
- 火力・原子力：647基、揚水式水力：39基
→ 起動停止状態を考慮
- 目的関数[電力システム総コスト]
→ パナリティ項は調整力必要量制約にて考慮
- 電力需要固定(価格弾力性ゼロ)
- 計算条件：MIP GAPの許容範囲→10⁻⁶(0.01%)
[CPLEXデフォルト値]

送電損失(年間)の試算結果(年間8,760時間累計、地点数1,191地点・送電線1,384本)

起動停止状態の整数変数(0もしくは1)を線形緩和(0~1の間の実数値)して、地点数1,191地点・送電線1,384本にて年間8,760時間にわたり最適化
※計算時間：約46時間(起動停止状態の線形緩和、地点数1,191地点・送電線1,384本、8,760時間での最適化)

各送電線路の年間送電損失量(年間8,760時間累計)

※線の太さの最大値：約180GWh/年
※年間送電損失量(送電線1,384本合計)：約930GWh/年

送電損失のモデリング(最適電源構成モデル)

三相交流送電のブランチの電力潮流は直流法(式(1))により計算(基準ノードを除く全ノードの位相角を一意に決定)

$$Tp_{b,d,h} - Tn_{b,d,h} = \sum_{n=1}^{N-1} \left(cc_{n,b} \cdot \frac{\theta_{n,d,h}}{x_b} \right) \quad (1)$$

n : ノード、 b : 送電線(ブランチ)、 d : 日、 h : 時間帯、 $cc_{n,b}$: ネットワーク接続行列、 $Tp_{b,d,h}$ ・ $Tn_{b,d,h}$: 有効電力潮流(順方向・逆方向)、 $\theta_{n,d,h}$: ノード n の相角、 x_b : 送電線路 b のリアクタンス

送電線路における送電損失 $Loss_{n,d,h}$ は主としてジュール損であり、送電電力の2乗に比例するが、線形近似して簡易的に定式化。送電損失を1/2倍して送電線(ブランチ)両端の2つのノードに分配し、送電損失を各ノードでの追加的な電力消費として定式化(式(2))。

$$Loss_{n,d,h} = \frac{1}{2} \sum_{b=0}^{B-1} |cc_{n,b}| \cdot loss_b (Tp_{b,d,h} + Tn_{b,d,h}) \quad (2)$$

$loss_b$: 送電線 b の送電損失率

電力需給バランス式(各ノードの有効電力の流出入および発生、消費に関するバランス式)にて送電損失(左辺第4項)を考慮((3)式)

$$\sum_{i \in I_n} \{(1 - ocr_i) \cdot P_{i,d,h}\} + \sum_{j \in J_n} (Dis_{j,d,h} - Cha_{j,d,h}) + \sum_{b=0}^{B-1} cc_{n,b} \cdot (Tp_{b,d,h} - Tn_{b,d,h}) - Loss_{n,d,h} = load_{n,d,h} \quad (3)$$

$P_{i,d,h}$: 発電設備出力、 $Cha_{j,d,h}$ ・ $Dis_{j,d,h}$: 電力貯蔵装置の充電量・放電量、 ocr_i : 所内消費率、 I_n : ノード n に存在する発電設備の集合、 J_n : ノード n に存在する電力貯蔵設備の集合、 $load_{n,d,h}$: 電力負荷

- 送電ロスをSCUC計算において考慮する方法について、過去事例をもとに、複数手法の検証結果を確認した。
- いずれの手法においても一定の示唆は得られたものの、実運用を見据えたロジックの構築については課題がある状況。
- また、前述の海外事例も踏まえると、今回検証したケース以外についても実効性のある案となりうるため、引き続き、送電ロスを考慮したSCUC計算ロジックについて、検討していくこととしたい。

解法	SCUC問題	計算回数	AC/DC	SCUCにおける送電ロスの考慮	検証モデル	検証結果
厳密解法	混合整数二次計画問題 (非線形)	1回	AC	変数	(未検証)	(未検証)
近似解法①	混合整数線形計画問題 (線形)	1回	DC	変数	IEEJ-East30	<ul style="list-style-type: none"> ・区分数を適切に設定することで高精度の解が得られた ・区分線形関数の設定方法や、広域連系系統における収束性には課題あり
近似解法②	混合整数線形計画問題 (線形)	数回 ※送電ロス率更新	DC	変数 ※ロス率を固定	IEEJ-East30	<ul style="list-style-type: none"> ・短時間で高精度の解が得られた ・送電ロス率の更新や収束性については課題あり
近似解法③	混合整数線形計画問題 (線形)	数回 ※送電ロス量更新	DC	定数	IEEJ-East30	<ul style="list-style-type: none"> ・精度の高い解は得られなかった
小宮山委員解法	混合整数線形計画問題 (線形)	1回	DC	変数	広域連系系統モデル	<ul style="list-style-type: none"> ・一定の解は得られた ・区分数の設定や、線形緩和の除外による計算負荷については課題あり

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取扱い
 - － 2. 送電ロスを考慮したSCUC計算
 - － 3. 今後の進め方（技術検証会での議論内容）
4. まとめと今後の検証の進め方について

- 第11回技術検証会においては、海外事例の深掘り、同時市場において考慮すべき事項（上位2階級未満の送電ロスの取扱い等）、ロス算定の技術的課題（交流法と直流法の使い分け）等について、ご示唆を頂いた。
- 上記ご議論によって、送電ロスをSCUCで考慮する際の課題感について一定程度明確になったため、頂いたご示唆も踏まえて、送電ロスをSCUCにおいて考慮する方法について、制度との整合性も見据えながら、引き続き、深掘り検討していくこととしたい。

【⑨送電ロスに関する議論概要】

（海外事例の深掘りについて）

- PJMにおいては外生的にロス率を与えるということだが、どのように計算し、その妥当性を担保しているのか。
 - ⇒各断面でロスを計算することが本質的なロス量だが、過去実績から一定程度確からしいものを計算していると推測。NYISOにおいてはAC法で計算したロスと比較して反復計算をすることでより精緻なロスを算出できていると思われるが、系統規模がPJMの5分の1くらいであるため実現しているものと思われる。PJMにおいては結果論的に、系統規模とマシンパワーの限界と、一定程度の確からしさはあるところの間を取った形で現行制度がとられていると推測している。
- カナダのアップリフトにおいて考慮しているロスは、ノードごとか。
 - ⇒精緻に調査しきれていないが、市場取引では回収しきれない項目をアップリフトとして盛り込んでいるものと認識しているため、おそらくノード単位というほどの細かい考慮はしていないのではと推測している。
- PJMやNYISOはノードごとなので、発電側にも立地誘導が効いているが、意図しているのか、原理原則に従って制度が作られた結果そうなったのか。
 - ⇒需要側だけではなく発電側の価格にも考慮されてくるため、立地誘導が効いている。PJMについては、創立当時から限界ロスを価格に入れており、LMPについては各地点における電気の出入りに対し、教科書通りに社会的限界費用を計算している。欧州はこういったことはしていないので、哲学が異なる。
- カナダにおいては、価格算定においては一切系統制約を考慮していないとのことだが、この理由はどういったものか。系統構造が単純で、系統制約の考慮によって大きな変化がないからか。
 - ⇒概要しか把握はできていないが、量としての一致が図られていないなかで、市場価格についてもエリア均一という制約があるので、制度面で最終的にこうせざるを得なかったというところがあると想像している。
 - ⇒カナダについても、LMPに移行すると聞いている。現行のやり方がいいからやっている、というわけではないと思われる。テキサスやカリフォルニアでは、最初はゾーン価格だったが、数年続けた結果耐えられず、再給電等の問題が発生し、LMPに移行した。

【⑨送電ロスに関する議論概要】

（海外事例の深掘りについて（続き））

- PJMの事例では実際に必要な費用の2倍を徴収しているということだが、その狙いはどういったものか。
 - ⇒ 限界費用で価格を算定することが、効率的である（総費用を最小化する、あるいは社会厚生を最大化する）ということと理解している。
 - ⇒ 実際の系統においては有効電力だけではなく無効電力もあり、流れる潮流は資料の理論式よりも多くなるため、これも考慮している可能性がある。
- 海外の文献を参照しても、送電ロスについてはいろいろと分析がされている。交流法と直流法があるが、交流法は現実的には計算負荷の観点から難しく、分析で使われるものは直流法となる。実際に交流法と直流法で計算した送電ロスやLMPを比較すると、誤差は非常に小さいという分析結果もあり、こういったところから直流法が使われていると思われる。よく用いられる手法としては、直流法で潮流計算を解き、計算された潮流でロスを算出し、次の計算に使う。そうして繰り返し計算を行う中で、解が収束した時点で打ち切る。そうすると、結果として交流法での計算結果との誤差が小さくなる。
- NYISOは交流法も使っているということだが、米国も欧州も基本は直流法で計算しているという理解。FERCが交流法の研究を推奨してきているが、まだ実用には至っていないとの理解。このあたりは今後も調査してほしい。
 - （同時市場において考慮すべき事項について）
- 同時市場は、上位2階級の基幹系統を取り扱うため、対象系統以外のロスは考慮されない。配電系統など、下位系統の送電ロスを何らかの形で考慮する必要がある。
- 今回説明いただいた内容は、上位2階級のロスを模擬していると認識。一方で、ローカル系統や配電系統の送電ロスも価格算定においては重要となる。今後はこれらより低い電圧階級のロスについても織り込んでいくのか。どこにフォーカスして検討を進めていくか。
 - ⇒ 海外においても配電系統までは模擬していないと思われる。そういった海外事例も調査しながら検討を進めていく。
- TSO需要といわれるものに送電ロスは含まれているか。今後TSO需要と小売需要をどのように整合させていくか。
 - ⇒ 送電端で運用しているため、送電ロスも含まれている認識。
 - ⇒ 次期中給の予測においても送電ロスは含まれているが、今後は配電系統など、考慮されていない送電ロスをどのように考慮して負担させるかが難しい問題。
- 価格決めのためのSCUCなのか、系統運用のためのSCUCなのか、これによっても考えることが変わってくる。価格決めが目的だとすると、上位2系統未満の送電ロスも考慮しないと価格が決められないが、系統運用の観点だとすると、各ノード需要にあらかじめ上位2階級未満におけるロス分を織り込んでおけばいいと思う。
 - ⇒ 最終的には価格決めの観点も踏まえて検討すべきと考えている。運用側と価格側で乖離があることも問題になると考えているが、配電系統はみなしロスのような形で考慮せざるを得ないと思う。

【⑨送電ロスに関する議論概要】

（ロス算定の技術的課題について）

- 実際に送電ロスがどうなるかというのは結果論でしかない。交流法がなかなか採用されないのは、収束性の問題に加え、タップの問題もある。経済性だけではないところに左右され、本当に精緻な値を出すことはできない。そのため、ある程度のオーダー感というところで直流法が使われている。とはいえ、電源1台分とかの規模で送電ロスに差が出てくるとすると、供給力・調整力の確保が大事になってくるので、ぜひ今後も議論を深めていきたい。
- 計算結果精度の評価基準として、近似解法①の区分数100のケースからの誤差率で評価している。ここでは、交流法での計算結果との誤差を評価するというやり方もあるのではないか。あるいは、交流法と直流法に誤差は少ないため、現状の評価で十分という理解か。
 - ⇒交流法のほうが精度が高いのであれば、交流法と比較するのが良いとは思いますが、今時点ではそこまで計算ができていない。発電機の特長、AVR、AQR、変圧器のタップ、負荷特性など、影響を与えるファクターが多いため、広域系統で計算するには直流法でやるしかないというところ。
 - ⇒交流法の計算においては色々な設定が必要となり難しいが、交流法による検証をせずに進めてしまってよいかどうかは今後検討をすべき。
- 近似解法②の収束判定について、計算ごとに誤差率が上下しているが、これは繰り返し計算を重ねると収まっていくのか。
 - ⇒電源の起動停止次第でもあるので収束は担保はできない。ある程度のところで収束判定をするしかない。
- ブランチによって誤差率が収束するブランチ、暴れるブランチ等の特性はあるか。
 - ⇒起動停止の結果が変わる発電機近傍のブランチは暴れる。揚水等、時間を超えて計画に影響がある部分もあり、なかなか解決策が見えていないところ。
- 近似解法①について、区分線形とせず、2次関数のままでは解くことはできないか。
 - ⇒大規模モデルだと到底解くことはできない印象。区分線形でも大規模モデルだと難しい。区分線形の取り方については、工夫の余地はあり、現状はかなり大きな θ を与えて計算しているため、誤差の大きい領域での計算となっているが、現実的な値で設定すれば、もう少し滑らかな二次関数で模擬可能。ただし、やはり計算負荷の観点からは近似解法②が落としどころかと思う。
- 二次関数で入れるとすると、二次錐計画問題だと思うが、Gurobiについては背伸びした仕様で入っているので、規模が大きくなるとまだ難しい。
 - ⇒二次関数で解けるのであれば解いていくということでもいいが、交流法を使わずに直流法で近似しているのに、ここでは二次関数で厳密に解くというのもアンバランス。どこに精度を求めるかはよく考える必要がある。
- 現行制度においては、電圧階級ごとに損失率を定めているということだが、どういった方法で配分しているか。何かしらモデルを前提にしているのか、計測値か。
 - ⇒毎年TSOにおいて、下位系統も模擬したうえでかなりのマンパワーをかけて計算している。データがないところは推定でやっている部分もあると思うが、可能な範囲で情報を集めている。

【⑨送電ロスに関する議論概要】

（今後の検討の進め方について（制度との整合性））

- これから送電ロスの在り方を決めていくと思うが、量/価格の方向性は、最終的にはどういった観点で決めていくのか。
 - ⇒いろいろ検証する中で検討を深めていくところだが、現行の日本は平均値から計算した量でみなし、差分は調整電源で調整している。これがどの程度の誤差を生んでいるかを確認する必要もあるが、量の誤差だけでは済まず、潮流分布が変わってしまうことで混雑個所の特定がうまくいかない等、系統運用への影響もあるかもしれない。このあたり程度問題でもあるので、比較検証しながら進めていく。
- 量が価格かというところについては、同時同量制度を考えると、量で勘案するのがわかりやすい。
- 現行制度における送電ロスの取扱いは、長い目で見れば適切であるとも言えるところ。制度を変更すると、発電・小売事業者の仕事のやり方自体を変えることになるので、その点も考慮が必要と考えている。
- 量と価格という切り分けの意図について、現行制度においてもシングルプライスオークションで小売が多めに調達しているため、価格が割増しで増えているととらえることもできる。量で織り込むということは入札カーブへの影響の観点で見ているのか。事業者行動にどう影響があるか。
 - ⇒同時同量制度の観点で、入札時点で調達するかどうかという違いのみ。最終的に小売が負担しているというところは変わらず、プロセスの違いだととらえている。

1. 検討状況の概要について
2. 「③kWh・ΔkW同時最適ロジック」における三次インセンティブ案の詳細検討結果
3. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
4. まとめと今後の検証の進め方について

■ 今回、「③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック」「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検討結果をお示した。次回以降、残る検証項目（⑧、⑨）について進捗を報告する。

検証項目	検討状況
①基本ロジックの構築	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装し、動作検証済み ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み (完了)
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済 (完了)
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み (完了)
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) 今回報告	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジック、三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済 (後者は細分化作業会で深掘り)
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施 (完了)
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み (完了) ・適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た（今後、運用容量等作業会で深掘り予定）
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 (一旦完了) （今後、制度論として将来の日本での導入要否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 (完了) ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）も今後精査
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック 次回以降報告予定	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑・非混雑システムの特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック 今回整理、引き続き検討	<ul style="list-style-type: none"> ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証