

同時市場における費用便益分析の結果について

2024年5月22日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本資料の留意点

- ・定量的な費用便益分析の結果については、一定の仮定を元に試算したものである。今後の同時市場の設計の詳細によって費用・便益は変わり得、本試算が絶対的な指標ではないことに留意いただきたい。
- ・また、資料後段の定性的な評価に記載しているとおり、今回定量的に評価できなかった要素によっても、費用・便益の双方が変化し得、費用便益分析の結果は変わり得ることに留意いただきたい。

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、費用便益分析の今後の進め方として、Three-Part Offerや供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして採用している米国の評価事例も参考にしながら、費用便益項目として何が適切なのか、何が評価可能なのかを議論した上で、抽出された費用便益項目について、定量・定性の両面から、具体的な分析を進めていくこととされた。
- 第7回本検討会（2024年3月18日）では、定量評価可能と考えられる便益項目①②に関するシミュレーション分析方法、ならびに海外事例等に基づく費用評価方法を検討した。
 - 便益①:調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用を算定
 - 便益②:混雑処理の持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用を算定
 - 費用:米ERCOTを元にした英Ofgemの算定結果（2022年）を、系統容量・物価上昇等で補正
- 加えて、これまで頂いたご意見等を踏まえて、定性的な便益や費用等についても抽出・整理を行うとともに、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価（過大と捉えるべきか、過少と捉えるべきか）や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げていくこととした。
- 今回、上記を踏まえ、定量的な費用便益分析（B/C評価）ならびに定性的な費用便益項目の整理を行ったため、その結果についてご報告する。

定量的に評価可能と考えられる「便益」項目について

33

- 前述の米国等における費用便益項目や、日本の市場制度の変遷（何が変更されるのか）等を踏まえて、日本で定量的に評価可能と考えられる便益項目を、設備形成断面（計画フェーズ）・市場約定断面（調達フェーズ）・GC後の実需給（運用フェーズ）に分けて整理すると、下表のようになり、同時市場の便益としては①②が該当すると考えられるか。その他、どのような便益が定量的に評価可能と考えられるか。

	計画フェーズ（数年～10年）	調達フェーズ（週間～当日）	運用フェーズ（実需給）
系統制約	立地誘導インセンティブによる 発電・需要設備形成の効率化		
同時最適		①kWhとΔkWの同時最適化 （取り合いの解消）に伴う 調整力コストの低減	②広域大の混雑処理 （全国メリットオーダーの推進） による費用低減

今後の費用便益分析の進め方

43

- 今回、定量評価可能と考えられる便益項目①②に関するシミュレーション分析方法を、また、海外事例等に基づく費用評価方法について検討・整理を行った。
 - 便益①：調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定
 - 便益②：混雑処理持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定（現行のΔkW必要量を前提に便益②算定の上、SCUC・SCEDロジックを前提に便益①算定の検討順）
 - 費用：米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を、系統容量・物価上昇等で補正
- 今後、それぞれの項目に対して、具体的なシミュレーション・試算を進め、改めて定量的な費用便益分析（B/C）結果をお示しすることとしたい。
- また、第3回本検討会で頂いたご意見等も踏まえて、改めて、定性的な便益や費用等についても抽出・整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価（過大と捉えるべきか、過少と捉えるべきか）や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げることとしたい。

- 1． 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
- 2． 定量的な費用評価結果
- 3． 費用便益分析（B/C）結果
- 4． 定性的な費用便益項目の整理
- 5． とりまとめ

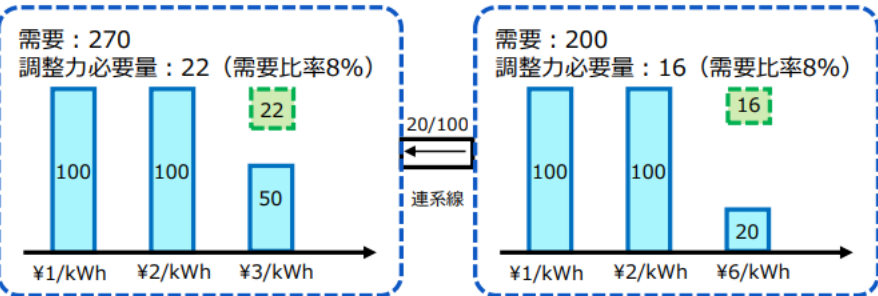
1. 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
2. 定量的な費用評価結果
3. 費用便益分析（B/C）結果
4. 定性的な費用便益項目の整理
5. とりまとめ

- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用をシミュレーションにより算定する。

kWhとΔkWの同時最適化（取り合いの解消）に伴う調整力コストの低減（3 / 3） 21

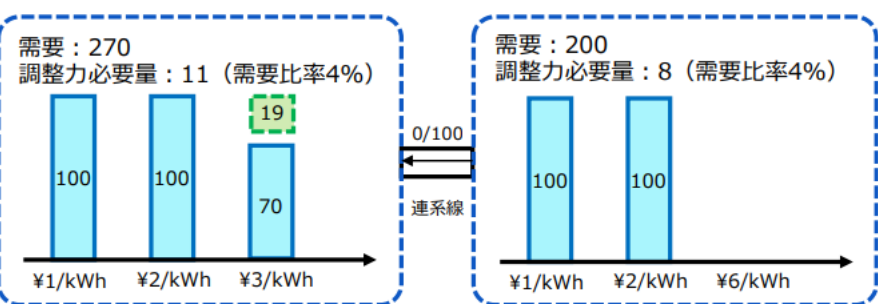
- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、その低減量に応じて、調整力確保を目的として稼働していた高価な電源の稼働が不要になることから、下図イメージのように燃料費・CO₂対策コストが低減する。
- この低減費用を、kWhとΔkWの同時最適（取り合いの解消）による定量的便益として評価することでどうか。

【需給調整市場における調整力必要量（例：エリア需要比8%）】



現行の需給調整市場（導入前）	
確保エリア	各エリア単位
必要量	需要比率8% （仮）
総燃料費 （燃料費・CO2対策コスト）	870円

【同時市場における調整力必要量（例：エリア需要比4%）】



同時市場導入後	
確保エリア	各エリア単位
必要量	需要比率4% （仮）
総燃料費 （燃料費・CO2対策コスト）	810円

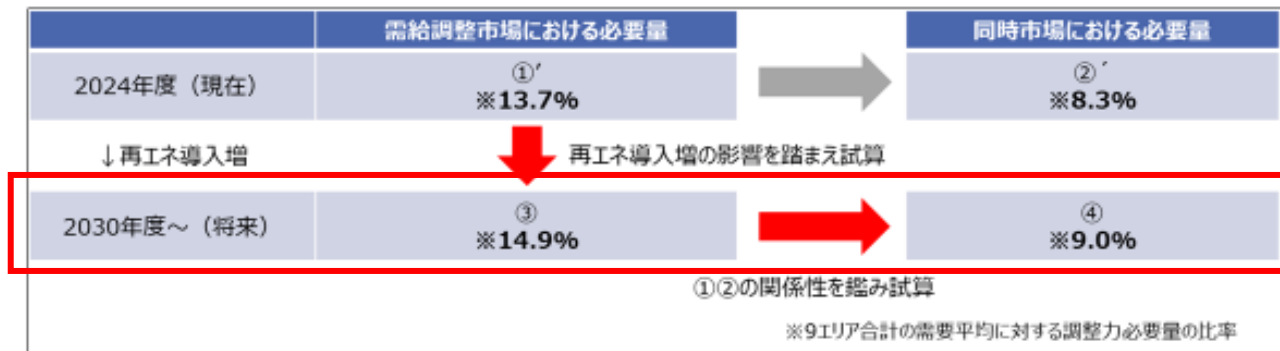
低減額60円が便益

- 具体的な調整力必要量の低減効果については、第8回本委員会（2024年4月19日）で報告された通り、同時市場（イメージ②）において、将来の需給調整市場における必要量「14.9%」に対し、同時市場への移行によって「9.0%」（▲5.9%）に低減可能といった結果が得られている。

論点整理・検討状況＜各商品必要量の算定式＞（5／10）

最終（今回）
報告内容 51

- 前述の予備力の必要量の整理等を踏まえて、試算のベースとなる現在の需給調整市場における必要量（①）や同時市場における必要量（②）の試算値を更新（①'、②'）した上で、将来的な必要量について検討を実施。
- 将来的な需給調整市場における必要量（③）試算にあたっては、①'の試算値をベースとして、必要量のエリア毎の変化割合（2030年における需要・再エネ想定を踏まえた2019年時点必要量からの倍率）を用いて、各事象毎に必要な調整力必要量の試算を実施。そのうえで、複合約定ロジックならびに効率的な調達の導入による補正（足元の低減の取組みの効果）を加え、③の試算が行われた。
- また、将来的な同時市場における必要量（④）については、①と②における必要量の変化率を③に乗ずることにより試算が行われた。
- 調整力必要量の比率としては「領域①'：13.7%」「領域②'：8.3%」「領域③：14.9%」「領域④：9.0%」となり、再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減可能といった結果が得られた。



- 前頁の調整力必要量の低減効果を踏まえ、シミュレーションした分析結果を下表に示す。
- 同時市場への移行によって、調整力必要量が需要比で5.9%低減されるため、調整力確保を目的として稼働していた比較的高価な電源の稼働が不要となり、**燃料費・CO₂対策コストは602～737 [億円/年] 低減**した。

	現行（需給調整市場）	同時市場	差分
確保エリア	エリア単位	エリア単位	---
調整力必要量[%] （エリア需要比率）	14.9%	9.0%	5.9%
総燃料費[億円／年]※ （燃料費＋CO ₂ 対策コスト）	38,830～47,820	38,228～47,083	602～737

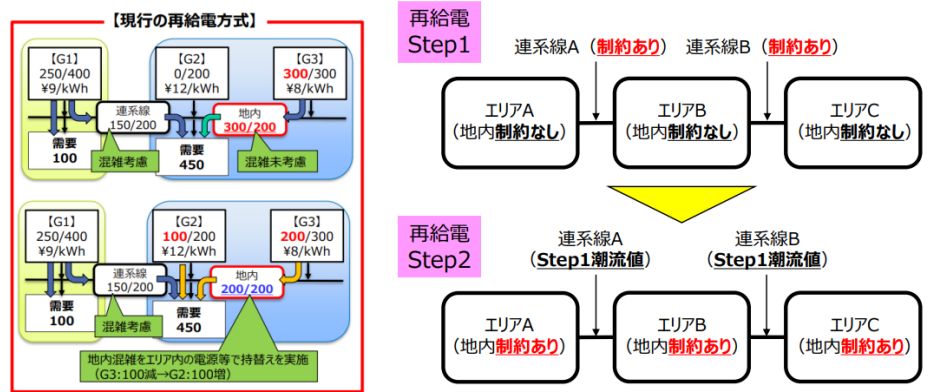
※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

■ また、広域大の混雑処理による費用低減のシミュレーション分析方法は、第7回本検討会（2024年3月18日）でお示した通り、再給電方式を模擬（Step2）したシミュレーション結果と、SCUC・SCEDロジックを模擬した結果の燃料費・CO₂対策コストの差額を便益として算定することとしていた。

広域大の混雑処理（全国メリットオーダーの推進）による費用低減（2／4）

25

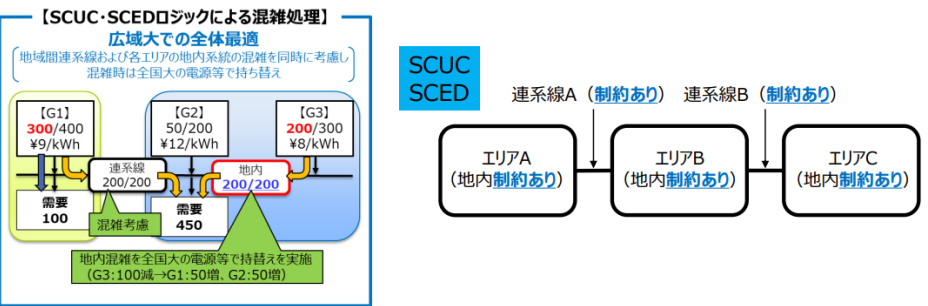
- 現行の再給電方式（エリア単位の個別最適）における混雑処理（それに伴う電源態勢）をシミュレーションツール（PROMOD）において模擬するために、以下の通り、2つのステップに分けて分析を行う。
 - Step1：地域間連系線の制約のみを考慮したシミュレーションを実施（現行の卸電力市場等に該当）
 - Step2：Step1の連系線潮流値を設定し、地内制約を考慮したシミュレーションを実施（再給電方式に該当）



広域大の混雑処理（全国メリットオーダーの推進）による費用低減（3／4）

27

- 同時市場における混雑処理であるSCUC・SCEDロジック（広域大での全体最適）を、シミュレーションツール（PROMOD）において模擬するために、以下の方法で分析を行う。
 - 地域間連系線・地内系統ともに制約を考慮したシミュレーションを実施（同時市場に該当）



- 前頁の分析ステップを踏まえ、シミュレーションした分析結果を下表に示す。
- SCUC・SCEDロジック（広域大での全体最適）によって、再給電方式（エリア単位の個別最適）に比べて、混雑処理の持替をより安価な電源で実現できるため、**燃料費・CO₂対策コストは959～1,252 [億円/年] 低減**した。

	再給電方式（Step1）	再給電方式（Step2）	SCUC・SCED
模擬対象	現行の卸電力市場	再給電方式	同時市場
制約条件	連系線制約：運用容量 地内制約：なし	連系線制約：Step1算定値 地内制約：あり	連系線制約：運用容量 地内制約：あり
総燃料費[億円／年]※ (燃料費+CO2対策コスト)	38,234～46,978	39,789～49,072	38,830～47,820

※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

②広域大の混雑処理による費用低減
➡959～1,252 [億円／年]

1. 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
2. 定量的な費用評価結果
3. 費用便益分析（B/C評価）結果
4. 定性的な費用便益項目の整理
5. とりまとめ

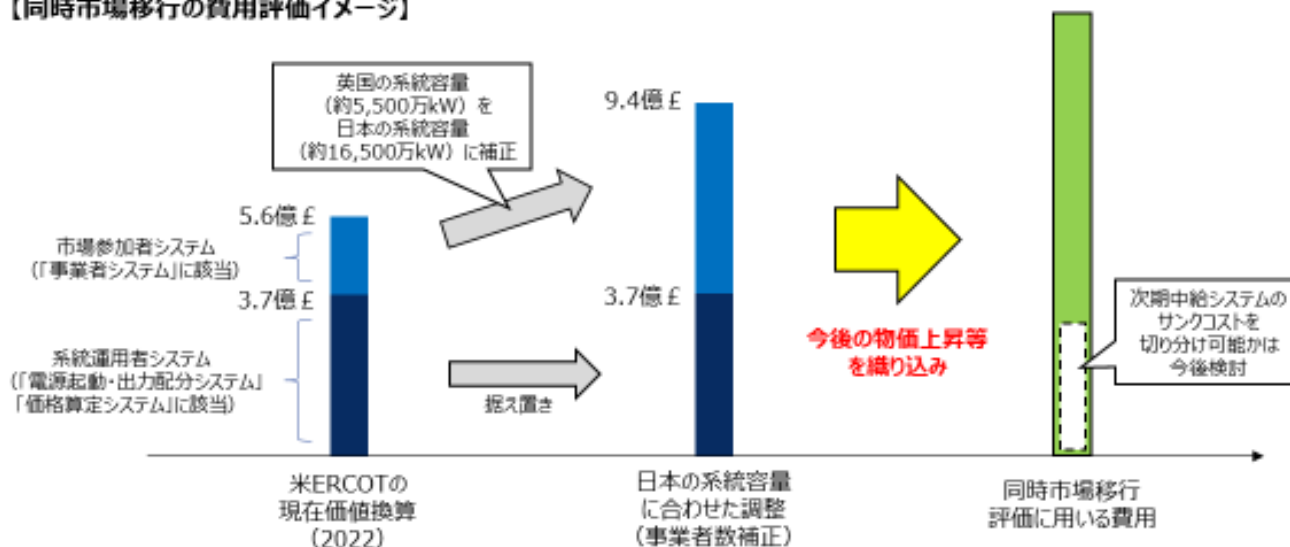
- 第7回本検討会では、本検討会における検討期間等を踏まえ、ひとまず、「海外事例を基にした推定」を基に、今後の物価上昇等を織り込んで、費用評価を行うこととした。

海外事例等に基づく費用評価方法について

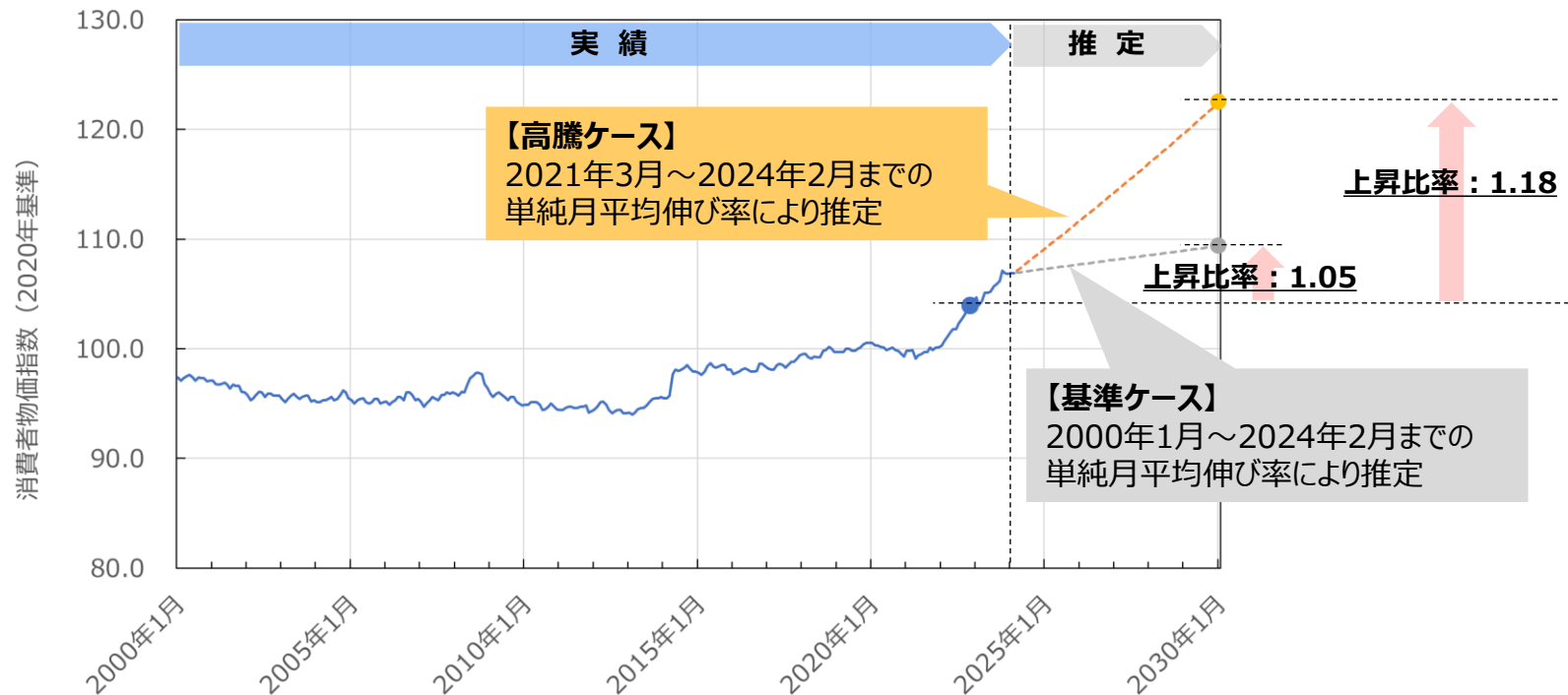
36

- 海外事例でも、新規構築の「系統運用者（市場）システム」と、既存更新の「市場参加者（事業者）システム」に分類の上、「システム費用概算（ヒアリング）」と「海外事例を元にした推定」を基に、費用評価を行っていた。
- 前述のとおり、本検討会においては、「システム費用概算（ヒアリング）」を行うことは現実的には困難と考えられることから、ひとまず、「海外事例を元にした推定」を基に、費用評価を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、英Ofgemの事例を参考に、米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を元に、系統容量に合わせて調整の上、今後の物価上昇等を織り込んで、同時市場移行の費用評価を行うこととした。

【同時市場移行の費用評価イメージ】



- マスタープランや足元の計画策定プロセス等、将来の物価上昇等を定量的に織り込んだ実績はないものの、今回、同時市場の導入に要する費用面でのリスク管理の観点から、今後の物価上昇等を織り込んだ評価を実施した。
- 物価指標としては、一般的に用いられる国内の消費者物価指数を用いることとし、以下の2ケースを設定した。
 - 基準ケース:至近20年程度の消費者物価指数の単純平均伸び率により2030年頃の消費者物価指数を推定
 - 高騰ケース:至近3カ年の消費者物価指数の単純平均伸び率により2030年頃の消費者物価指数を推定
- 以上を踏まえ、2022年（英Ofgemが費用便益評価した年次）の消費者物価指数からの上昇比率である1.05～1.18を今回の費用評価における物価上昇の織り込みに用いた。

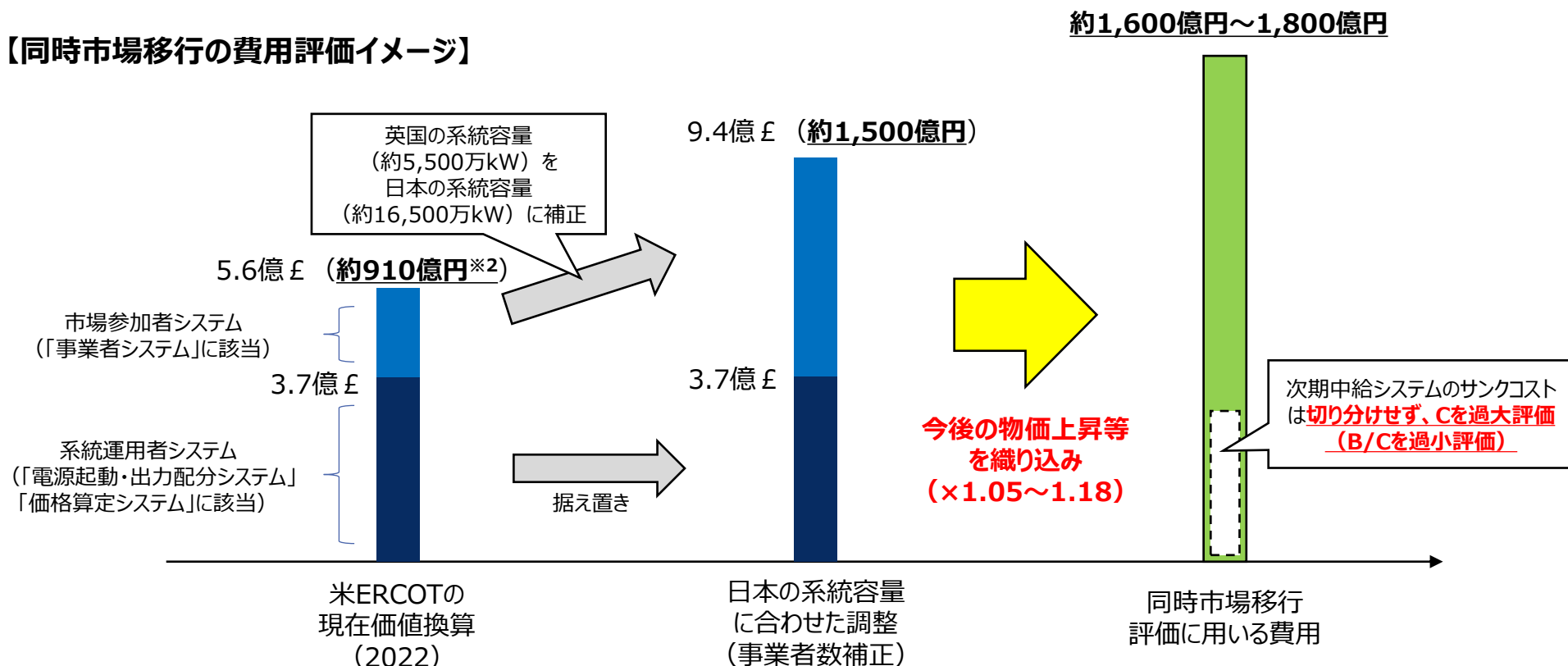


国内の消費者物価指数（実績：2000年1月～2024年2月／推定：2030年1月）

- 前述の消費者物価指数上昇比率（1.05～1.18）を今後の物価上昇として織り込むことで、**同時市場移行の費用は1,600～1,800億円と評価**※1した。
- なお、上記費用のうち、次期中給システムのサunkコストについては、現時点において精緻に切り分けることが困難であるため、今回の費用便益分析では切り分けないこととした。この場合、定量的なB/C評価としては、Cを過大評価（B/Cを過小評価）していると考えられる。

※1 今回の評価は、具体的なシステム費用算定が現時点では困難と考えられることから、海外事例を元にした推定になっている点には留意が必要。

【同時市場移行の費用評価イメージ】



※2 為替は2022年平均値（TTM）を使用（162円/ 円）

1. 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
2. 定量的な費用評価結果
3. 費用便益分析（B/C）結果
4. 定性的な費用便益項目の整理
5. とりまとめ

- 前述までの、定量的な便益分析（シミュレーション）結果ならびに定量的な費用評価結果を踏まえ、10年評価（2030年頃から10年）に換算した結果は以下の通り。
- 同時市場への移行によって、**費用便益分析（B/C）**としては「**6.4～9.2**」という結果が得られた。

		初年度評価 [億円]	10年評価 [億円]
便益	①調整力コスト低減	602 ～ 737	3,880 ～ 4,734
	②混雑処理費用低減	959 ～ 1,252	6,138 ～ 7,992
	合計（①＋②）		10,018 ～ 12,726
費用	割引率・年経費率で換算		1,389 ～ 1,562
費用便益分析（B/C）結果			6.4 ～ 9.2

1. 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
2. 定量的な費用評価結果
3. 費用便益分析（B/C）結果
4. 定性的な費用便益項目の整理
5. とりまとめ

- また、前述の定量的な費用便益分析（B/C）に加えて、定性的な費用便益項目についても整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価や、同時市場を導入する際の留意点の示唆について検討を行った。

今後の費用便益分析の進め方

43

- 今回、定量評価可能と考えられる便益項目①②に関するシミュレーション分析方法を、また、海外事例等に基づく費用評価方法について検討・整理を行った。
 - 便益①：調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定
 - 便益②：混雑処理持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定（現行のΔkW必要量を前提に便益②算定の上、SCUC・SCEDロジックを前提に便益①算定の検討順）
 - 費用：米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を、系統容量・物価上昇等で補正
- 今後、それぞれの項目に対して、具体的なシミュレーション・試算を進め、改めて定量的な費用便益分析（B/C）結果をお示しすることとしたい。
- また、第3回本検討会で頂いたご意見等も踏まえて、改めて、定性的な便益や費用等についても抽出・整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価（過大と捉えるべきか、過少と捉えるべきか）や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げることとしたい。

■ 五十川委員

(前略) 2点目、40ページにあります定量的に評価できない費用や便益についてです。定量的な評価が難しい項目があるというのは致し方ない点かと思いますが、あまりにも多くがこの部分に含められますと費用便益分析の結果の解釈が難しくなる点を懸念します。ベネフィットやコストの一部しか含められていないとすると、B/C、ベネフィットオーバーコストとして出てきた数字が誤解を招くことになりかねません。定性的に議論せざるを得ない項目が定量的なものに比べて、本当にマイナーなのかは丁寧に議論する必要があるかと思います。また、場合によってはB/Cという結果の出し方自体も検討したほうがよいかと思います。特定の項目についてベネフィットはどの程度なのか、コストはどの程度なのかという検証は定性的な項目が別にあっても意味があると思いますけれども、そこからB/Cで評価を行うというのは一段ハードルが高い話だと思います。いずれにしても、47ページにも記述されておりますが、定性的な便益や費用等にどのような項目があるかは今後の議論も踏まえて拾い上げていくということが必要であるかと思っています。例えば私のほうでは、前回の検討会で、運用における解の収束とペナルティー項についてコメントさせていただきました。もし、同時市場を導入する上で数値計算としてハードルが上がり、ペナルティーが大きくなるということがあれば、こういったものも費用項目として想定されるのではないかと考えています。前回のコメントのほぼ繰り返しとなり恐縮ですが、この点、費用便益分析の中でマイナーなのかどうかという点は気になるところであります。3点目、費用便益分析において、費用便益が発生する主体についてです。費用便益の関連する主体のそれぞれにどのような費用あるいは便益が生じるのか。それを足し合わせたものが費用便益分析のベースになるという理解です。もちろん全体として費用と便益がどの程度なのかというのがメインの関心かと思いますが、実際に新しい制度に移行する際には主体別の費用便益というのも論点としてあってもよいかと思いました。

■ 市村委員

定量的な評価だけではなくて定性的な評価とも関わってくるところだと思うんですけど、基本的にこの同時市場の検討という中で言うと、特に今、費用便益の中で強調されているのは、どちらかというとC o - o p t i m i z a t i o nという、そちらの側面かなというふうに思っています。一方で、まさにT h r e e - P a r t O f f e rというところとC o - o p t i m i z a t i o nといったところ、こういったところをやっていくというのが同時市場の一つの大きな柱かなというふうに思っていて、その意味で、T h r e e - P a r t O f f e rに変わったことによる便益というのも、少なくともここは定量的に、定性的にというかですね、その評価は必要なのかなというふうに思っています。その意味で関連して申し上げると、本来的には定量的に評価していたほうがいいんじゃないかなとは思いますが、スライドの25ページ目のところでも記載されていますが、買い入札の模擬についてはなかなか難しいというところもあって、まずはその価格弾力性がないモデルで検討を進めるということだと理解しておりますので、その意味でなかなか買い入札側をどう模擬していくのかというところの難しさというところはあるかなというふうに理解しています。したがって、今後、こちら辺の買い入札の模擬といったところを、まずは弾力性が11 ないモデルで検討を始めるということなんですが、こういった時間軸でその買い入札の模擬も含めてやっていくのかといったところの中で、必要に応じて、今申し上げたようなT h r e e - P a r t O f f e rということ、ブロック入札との違いということが主にはなるかと思いますが、それによる便益といったところの評価といったところも、必要に応じて定量的に評価することもできるのではないかなというふうに思っています。

■ 秋元委員

(前略) 特に今回、一つは今、市村委員もおっしゃいましたけど、価格弾力性の部分に関して、一旦ないものとして計算してみるということで、その方針自体は結構でございますが、それに限らず、様々な部分で非常に計算時間がかかる可能性もあり、そういう中で、単純化しないとモデル計算の解が得られにくいということがあるかと思うので、そういう部分で定量的な評価ができない項目がたくさん出てくるかなという懸念を持っています。できるだけ定量的に評価していくということが重要でございますし、どうしてもできないという部分に関して、しっかり定性的な評価も加えていくということは方針でも書かれていますが、しっかり行っていただきたいと思ひますし、最後に書かれていますように、意見を丁寧に拾い上げていくということでございます。ぜひそういうことをして、全体をやっぱり評価できるものとできないものなどちゃんと整理ができて、できてないものについてもしっかり見ていくということが重要だと思ひますので、その方針で進めていただければというふうに思ひます。

■ 野澤オブザーバー

コストベネフィット分析のところなんですけれども、ちょっと考え方の前提に結構アメリカのPJMだったり、ERCOTであったりが出てきていて、当然、そういうふうになるんだろうなというふうには思ひますけれども、アメリカと日本の制度設計の違いとかというのかなりあるのかなというふうに思ひているので、ちょっと今、日本には存在しない概念、例えばノードルプライスとか、あと、アメリカはネガティブオファーも認められているのでネガティブプライスであったりとか、あと、よく言っているのが燃料調達のやっぱり環境の違いとかというのは、結構大きなポイントとして出てくると思うので、そういった両国の制度設計の違いですかね、それに伴う追加的な便益もあるでしょうし、追加的なコストもあると思うんですけれども、その辺りは、限界はあると思うんですけれども、大きなところだけ漏れがないように評価いただければありがたいなというふうに思ひております。

■ 斎藤オブザーバー

今回、費用分析評価の進め方をご提示いただきましたが、同時市場の導入に伴う発電事業者側の費用や便益は、同時市場の具体的な在り方によっても変わってくると思ひますし、定性的なメリットだけでなく、デメリットも考えられると思ひます。先ほど委員の方からもご発言がありましたけれども、分析結果を提示いただく際には、どのような市場の仕組みを前提としたかに加え、発電事業者、市場運営者及び系統運営者等の各費用便益をどこまで分析に取り入れたのかということを明確に提示いただき、導入の効果をしっかりと議論いただける形でご提示いただければと思ひます。

■ 石坂オブザーバー

3ポチの便益の項目についてなんですけれども、小売事業者の目線でいきますと、今回の施策で、市場で売り切れが起きてスパイクが起これと。3年前の冬に頻発しましたけれども、そういうことが抑止されるという効果が事業者目線では非常に大きいと思ひています。こういうスパイクが減るという効果を定量的に評価するというのはなかなか難しくて、ひよっとすると定性的な評価にならざるを得ないのかもしれませんが、そういう評価もご検討いただければと思ひております。

- これまでの本検討会、ならびに先の勉強会や作業部会※における議論や整理を踏まえると、同時市場の導入による定性的な便益としては、以下のような項目が考えられるか。
- いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、あるいは市場参加者のメリットに繋がるものと考えられる。

※ 「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」、「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」を指す。

定性的な便益（１／２）

- **卸電力取引所の売り切れによる価格高騰の改善**（先の勉強会、作業部会、第3回本検討会（オブザーバー意見））
kWh市場とΔkW市場が別々に運用され、調整力を事前に確保すると、需給ひっ迫時にkWh市場が売り切れ、価格高騰が生じ得る（2020年度冬期価格高騰で発生した事象）。この点、同時市場においては、供給力と調整力を一体で取り扱うことで、このような事象の発生を抑える効果があることが期待できる。
- **需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足等の改善**（第8回本検討会（事務局））
kWh市場とΔkW市場を同時に開催することにより、kWh市場とΔkW市場両方への入札義務を効果的に課すことができ、現行制度における需給調整市場への売り入札不足やそれに伴う価格高騰の改善が期待できる。
- **非効率的な電源態勢（ブロック入札の限界）の改善**（先の勉強会、作業部会）
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待される。定量評価には、ブロック入札より改善されるであろう電源態勢による効果を織り込んでいないため、その評価結果は安全側となる。
- **ブロック入札による逸失利益の改善**（先の勉強会、作業部会）
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待されるため、ブロック入札を原因とする事業者の逸失利益の改善が期待される。
- **便益評価側における今後の物価上昇等の織り込み**（第9回本検討会（事務局））
費用評価側で織り込んだ今後の物価上昇について、燃料費・CO2対策コストの物価上昇想定が困難であることから、便益評価では織り込んでいないことにより、その評価結果は安全側に働くと考えられる。

- これまでの本検討会、ならびに先の勉強会や作業部会※における議論や整理を踏まえると、同時市場の導入による定性的な便益としては、以下のような項目が考えられるか。
- いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、あるいは市場参加者のメリットに繋がるものと考えられる。

※ 「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」、「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」を指す。

定性的な便益（２／２）

- **週間断面での電源の確実な起動等**（先の勉強会、作業部会、本検討会の検証A（週間運用を可能にするロジック検証））
同時市場における週間断面での電源の起動・停止計画の策定により、起動に時間のかかる電源の確実な起動や、揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求が期待できる。
- **時間前市場の流動性の向上**（先の勉強会、作業部会）
今後の時間前市場設計にもよるが、前日同時市場と同様の仕組みとする場合には、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると考えられるため、流動性の向上が期待される。加えて、時間前の断面においても効率的に供給力と調整力を売買することによる経済性の向上も期待される。
- **需給調整市場用の連系線利用枠の解放による電源稼働の改善**（第8回本検討会（事務局））
同時市場では、 Δ kW確保エリアを広域運用単位に拡大し、地域間連系線と地内系統を区別なく扱うことに伴い、新たな運用容量（管理）の考え方になるため、現行の連系線利用枠の取り合いは不要になる予定。
- **事務手続きの低減**（先の勉強会、作業部会）
同時市場の約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入するなど、事務手続きのフローを工夫することで、事業者の手間の低減も期待できるか。

- kWh市場とΔkW市場が別々に運用され、調整力を事前に確保すると、需給ひっ迫時にkWh市場が売り切れ、価格高騰が生じ得る（2020年度冬期価格高騰で発生した事象）。この点、同時市場においては、供給力と調整力を一体で取り扱うことで、このような事象の発生を抑える効果があることが期待できる。

（参考）2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証 中間取りまとめ（2021年6月）（抄）

Ⅲ. 今般の事象の評価と電力システム上の課題

（2）市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題

①市場価格の高騰に係る評価

今冬の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会において、電気の取引という観点から、下記のとおり評価されている。

今回の高騰に関して、kWに余裕があったにもかかわらず売り切れが継続したことについて、制度の欠陥である、といった指摘もある。しかしながら、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。すなわち、**電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性があることに加え、スポット取引断面でBGが策定した計画と実績との間にずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。**

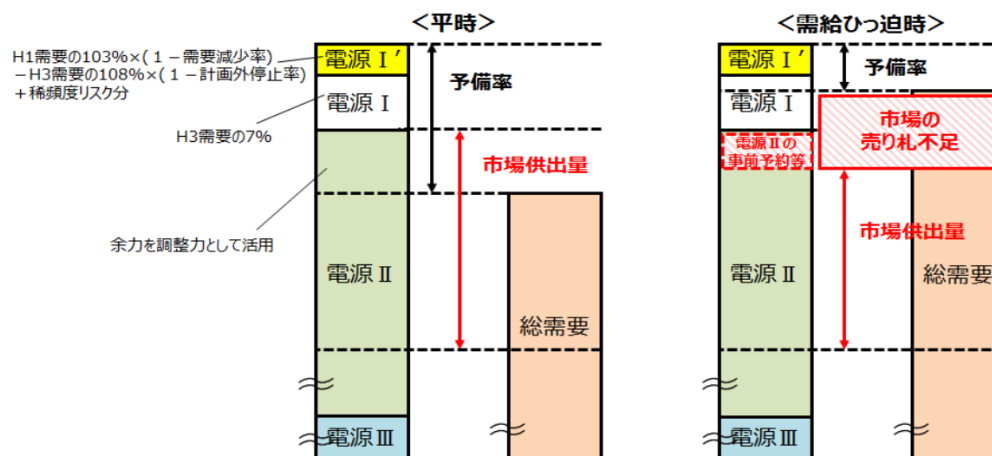
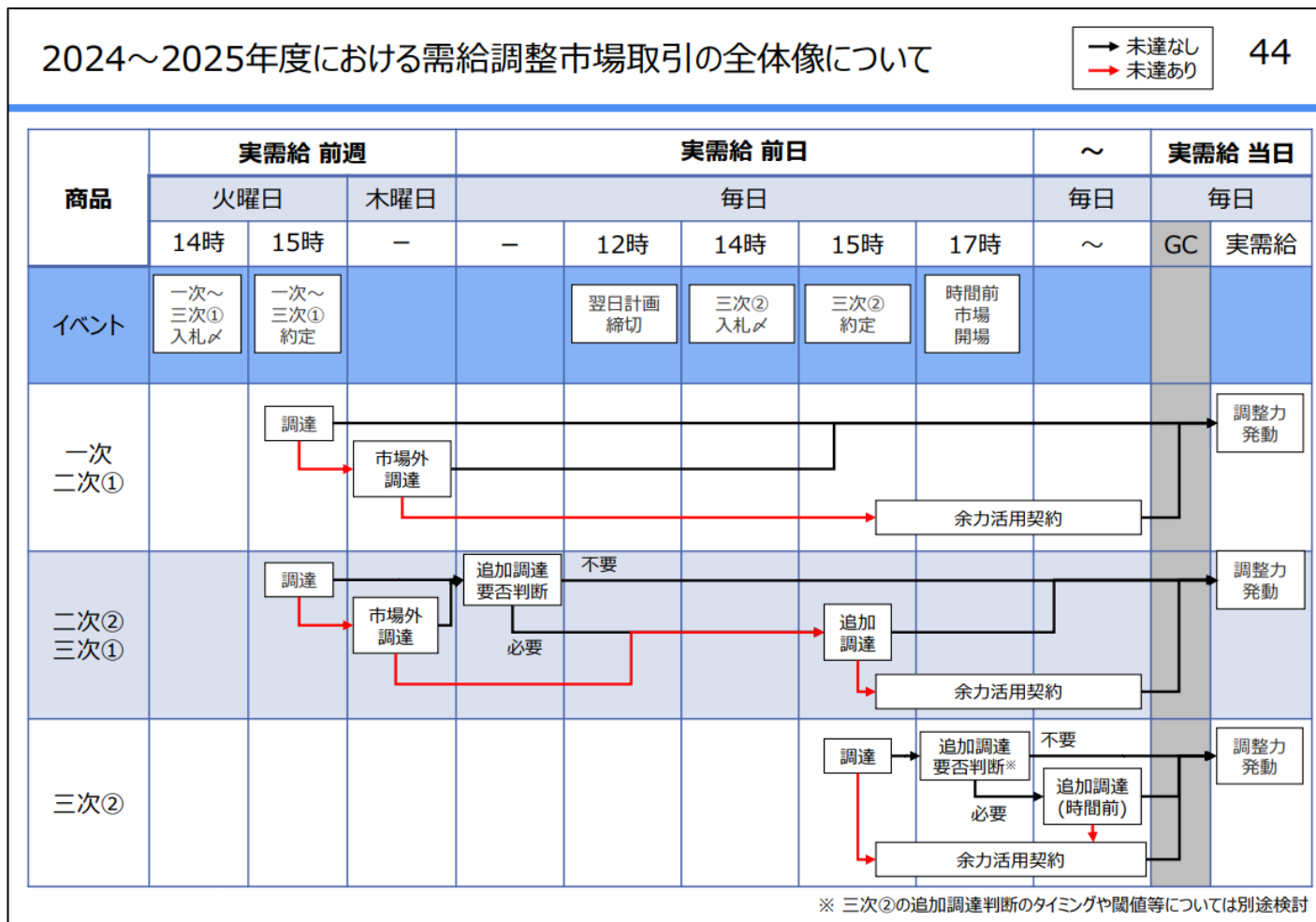


図 49 調整力確保量と市場供出量の関係（イメージ）

- 現行の需給調整市場（調整力ΔkW市場）への入札は、卸電力取引所（スポット、時間前市場）との選択制であり、応募量に対する売り入札不足が生じており、約定価格の高騰が発生している。また、需給調整市場での調達未達時には、市場外調達や余力活用契約等により、実需給に必要な調整力を確保している。



- 第8回本検討会では、調整機能がある電源は、余力の全量を、kWh市場とΔkW市場の両方へThree-Part入札する義務を課すことの必要性が示された。
- これにより、足元のΔkW市場の調達未達が改善することが期待される。

kWh市場・ΔkW市場への入札義務（続き）

- 前ページまでの内容をまとめると以下のとおり。

	適取GL（相場操縦の観点） ※支配的事業者：以下を満たさなければ相場操縦と強く推認、その他：望ましい行為	容量市場リクワイアメント ※容量市場で落札した安定電源
現行制度	● 予備力や入札制約（燃料制約等）、自社想定需要を除いた余力の全量を スポット市場 に入札	● 発電余力（※）を スポット市場・時間前市場又は需給調整市場 に入札 （※）応札時に登録した供給力－発電計画値
同時市場	● 入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出し（※）、 同時市場においては、kWh市場とΔkW市場の両方 にThree-Part入札 （※）第7回同時市場検討会（2024年3月18日）で議論済み	

- スポット市場では、火力電源が相当な起動費・時間等を要することを踏まえて、起動費を加味したブロック単位での入札が認められているが、BGによる市場価格の予想外れの際には、未約定（売残り）となり、逸失利益が生じることが問題視されており、この未約定となった電源が、約定し得る時間帯が存在する場合には、当該時間帯の電源稼働が非効率なものになることとなる。
- この点、同時市場においては、SCUC・SCEDロジックにより、系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用の組合せが最経済となるよう起動停止計画が策定・最経済配分が決定されるため、ブロック入札を原因とする逸失利益の改善が期待される。なお、現行のブロック入札から同時市場の約定ロジックに移行することにより、電源態勢がより効率的になることを、定量的にシミュレーションへ反映することは困難であることから、定量評価には織り込まれていないため、その費用便益分析結果は安全側に働く。

2. ブロック入札において生じている問題

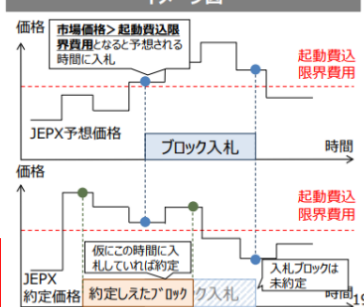
- ブロック入札活用の例としては、事業者による市場価格想定等に基づく「(1)起動停止コストを加味した応札」、「(2)電源特性（出力変化率等）を加味した応札」
- ブロック入札の約定に向けて、市場価格を自社想定するが、想定が外れることも多く、その場合、ブロック全てが落札できないことになり、結果、当社としては多くの収益機会を逸していると理解

ブロック入札の基本的な考え方と約定メカニズム

	基本的な考え方
入札時	✓ BGは、ブロックの高さ（MW）と長さ（時間）を、電源の起動特性（最低運転時間、最低負荷）に応じてブロックの形状を決定し、起動費を含めた限界費用でブロック入札を行う。 ✓ どの時間帯（コマ）に入札するかは、JEPXの市場価格の予想が、起動費を含めた限界費用を超過すると考えられる時間帯に入札することとなる。
約定時	✓ 市場価格がBGの予想から外れ、入札した時間帯の市場価格が入札価格を下回った場合、そのブロックは未約定となる。

※ なお、右の例では、入札ブロックは未約定となっているが、その電源が約定しうる時間帯が存在しており、その時間にその電源が非稼働となることで、電力システム全体として非効率が生じていることとなる。

イメージ図



2021年度冬季に向けた小売電気事業者向け勉強会資料3-1より抜粋

- 先の勉強会、作業部会においては、週間断面での電源の起動・停止計画の策定により、起動に時間のかかる電源の確実な起動や、揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求について、課題提起されていたところ。
- これを踏まえて、本検討会においても週間運用に関するロジック検証を実施中。

(参考)「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

3.5 週間運用

3.5.1 週間断面での電源起動の仕組みの必要性と2024年度以降の仕組み

電力・ガス取引監視等委員会の調査⁶³によると、起動指令後18～24時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能なものの、一部の電源(石炭火力の約半数等)は1日以上の上の起動時間がかかり、前日同時市場のタイミングでは起動の意思決定が間に合わない。もっとも、容量市場が開始される2024年度以降においては、卸電力市場と需給調整市場の競合が起こる蓋然性が高い広域予備率8%未満となった場合には、容量市場のリクワイアメントにより、週間断面から事業者に対しバランス停止機の自発的な起動準備ならびに卸電力市場・需給調整市場への応札を求めることとなっている⁶⁴。そのため、BG が確実に容量市場のリクワイアメントを達成すれば、週間断面での電源起動の問題は解決しているようにも考えられる。

しかしながら、以下の点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとは別途、電源起動に関する追加的な仕組みに関して、検討を行う必要があると考えられる。

- 更なる安定的な起動：

前日同時市場で電源情報の一元的な把握・管理をする場合(詳細は、第3.7.3項を参照されたい。)、週間断面から全体の電源起動や需要、系統状況等を確認し、前日同時市場前に起動が必要な電源を特定し、BG に電源起動を指令することができれば、より確実な電源起動を達成できる。⁶⁵

- 経済性の追求：

- ① 電源の起動を1週間程度のスパンで判断すれば、起動費は高いが限界費用が安い電源等を効率的に活用することができる。
- ② 確実な電源起動には配慮しつつ、市場全体の電源起動状況を踏まえ、電源起動を間に合うタイミングの直前まで引き付ければより効率的な電源運用が可能。

- 先の勉強会、作業部会において、太陽光や風力の導入が進むなかにおいては、変動性再エネのインバンスリスクの最小化に資する「時間前市場」の活性化（時間前市場の流動性の向上等）が課題提起された。

(参考)「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

3.6 時間前市場

3.6.1 時間前市場に求められること

各事業者において、時間前市場へのニーズとして、大きいと考えられるものは以下のとおりである。過去の勉強会の議論⁶⁸を踏まえると、特に再エネの出力変動に伴う調整のための売買に最も大きなニーズがあると考えられる。より具体的な売買例については【参考 2】時間前市場で想定される売買例」を参照されたい。

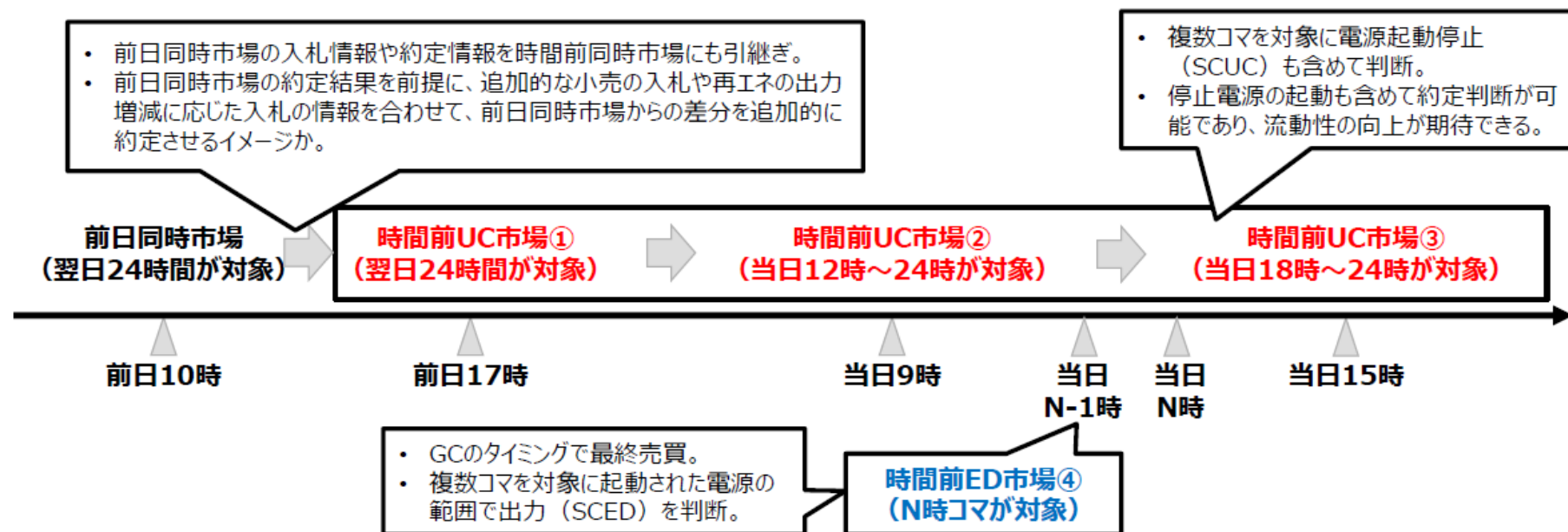
- 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
- 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
- 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り

また、過去の小委員会等では、再エネの市場統合に向けた市場環境の整備の一環として、時間前市場の流動性の向上について議論がなされ、三次調整力②の時間前市場への投入や時間前市場のシングルプライスオークションの導入が議論されている⁶⁹。以上を踏まえつつ、今後の再エネ大量導入を前提とすると、更なる時間前市場の流動性の向上に資する市場の仕組みが重要といえる。

一方、作業部会や市場 WG においては、流動性の向上を求める意見だけでなく、時間前市場の流動性が向上した結果、非効率となる可能性がある懸念や、効率性の向上のために、時間前市場においても前日同時市場のような仕組みを導入することに関する意見もあった。以上を踏まえると、将来の時間前市場については、安定供給の確保を大前提として、流動性と効率性双方のバランスが取れた仕組みの在り方の検討を行うことが重要といえる。

- 同時市場における時間前市場は、設計段階にあるものの、イメージ②（時間前同時市場としたうえで、需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整）とする場合、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると考えられるため、流動性の向上が期待される。

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



(※)

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

- 現行の日本では「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提に、エリア外から広域調達する時のみ、連系線に ΔkW マージン設定することで発動制限を回避しており、地内混雑発生に伴う将来課題（際限なく細分化）や現行手法の非効率性等が指摘された。
- 同時市場では、 ΔkW 確保エリアを広域運用単位に拡大し、地域間連系線と地内系統を区別なく扱うことに伴い、新たな運用容量（管理）の考え方になるため、現行の連系線利用枠の取り合いは不要になる予定である。

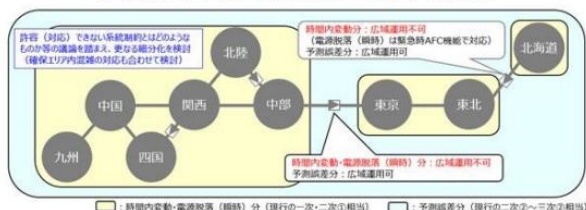
論点整理・検討状況＜各商品必要量の算定式＞（8／10）

最終（今回）
報告内容 68

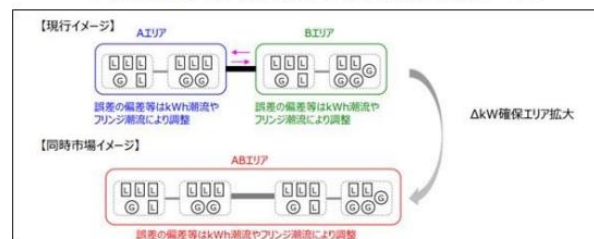
- 前述の米国の考え方、ならびに同時市場（次期中給システムと連携）において調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っていることを踏まえると、許容（対応）できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達することが考えられる。
- これにより、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定が可能になることから、現行に比べ（全商品に対し）、調整力必要量が低減できるメリットが享受できると考えられるため、まず広域運用単位で ΔkW 確保エリア（sub-zone）の細分化を行うことを基本とし、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、また、 ΔkW 確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか※といった方向性で検討を進めることと整理された。
- なお、上記の方向性を基本とすると、拡大した ΔkW 確保エリア単位で必要量を算出し、調整力を調達することとなることから、現行の各エリアで行われている需給調整方法を、 ΔkW 確保エリアへ拡大すると考えるのが整合的であり、言い換えれば、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるのが基本的な考え方となる。

※ 現行の地内運用の考え方等を踏まえ、フリンジ（マージン）を設定するといった対応などが考えられる。

【 ΔkW 確保エリア細分化の基本的な考え方】



【 ΔkW 確保エリア拡大に伴う考え方の変化イメージ】



出所) 第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2023年12月7日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/saigyokai/2023/files/chousei_saigyokai_56_02.pdf

出所) 第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年2月7日）資料3より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/saigyokai/2023/files/chousei_saigyokai_60_03.pdf

- これまでの本検討会、ならびに先の勉強会や作業部会※における議論や整理を踏まえると、同時市場の導入による定性的な費用、その他項目としては、以下のような項目が考えられるか。
- 費用面はマイナス側の費用となり、大宗の項目は費用便益分析を安全側にする方向に繋がるものと考えられる。

※ 「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」、「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」を指す。

費用	詳細
定量評価方法 の観点	● ノーダルプライシングの評価事例を元にしたことによる費用削減（第7回本検討会（事務局）） 海外事例を元にした推定においては、より複雑な制度移行であるノーダルプライシング（同時最適のみならずLMPの導入）評価事例を元に行っているため、同時市場移行の費用評価としては、安全側に働くと考えられる。 ● 次期中給システムのサンクコストの削減（第9回本検討会（事務局）） 同時市場へ移行しなかった場合に要した次期中給システムのリプレース費用（サンクコスト）の切り分けが困難であることから、切り分けなしのリスク側で評価しており、費用評価としては、安全側に働くと考えられる。 ● 同時市場なかりせばのシステム改修費用の削減 同時市場へ移行する際のシステム改修費用を海外事例を元に評価しているが、海外事例においては、市場制度を移行しなかった場合にかかる既存システム更新費用をマイナス側の費用と見做しており、同時市場へ移行する場合にも同様に不要となる既存システム更新費用（マイナス側の費用）が存在すると考えられる。

その他	詳細
シミュレーション モデル	● 価格弾力性のないモデルが費用便益分析へ与える影響 費用便益分析については、需要の価格弾力性がないモデルで検討しており、今回の便益は、需要が小さくなれば（調整力必要量も少なくなり）燃料費削減効果も小さくなると考えられるところ。この点、同時市場導入で価格高騰が改善するのであれば、価格弾力性としては需要増に働き、評価としては、安全側になるとも考えられるか。 ● 最適化ロジックの精度（収束性）が費用便益分析へ与える影響 今後の最適化ロジックの精度（収束性）向上の取り組みにもよるが、一定程度誤差（最適解からの乖離）が残る（生じる）場合には、その分だけ便益が減少し得る点には留意が必要。

- 同時市場の定量的な費用評価においては、「システム費用の概算（ヒアリング）」が困難であることから、ひとまず、「海外事例を元にした推定」を基に、定量的な費用を評価した。
- その際、同時最適に特化した市場制度移行の事例ではなく、より複雑な制度移行であるノードルプライシング（同時最適及びLMP導入）の評価事例を元にしたため、同時市場移行の費用評価としては、安全側に働くと考えられる。

海外の費用評価事例（1 / 3）

37

- 事務局での調査結果の範囲では、同時最適に特化した市場制度移行の費用評価は見つからなかったものの、他の事例として、ノードルプライシング（同時最適及びLMP導入）の評価事例（ERCOT・Ofgem）は見つかった。
- こちらにおいては、より複雑な制度移行の費用評価であるため、同時市場移行の費用評価としては、安全側（B/Cを過少側に捉える方向）に働くと考えられる。

海外において行われている費用便益分析のうち、明確にノードル制の便益を算定している事例として米国ERCOTや英国Ofgemが挙げられる

海外機関における費用便益分析手法のまとめ

ISO・規制機関等	費用便益分析の実施年	ノードル制移行年	費用便益の目的	便益項目	費用項目
ERCOT	2008年	2010年	ノードル制導入による費用便益の予測（ノードル市場導入コストや市場運営効率化等による市場参加者や電源への影響を包括的に評価する）のため	・発電コストの削減 ・新設発電所の立地改善 ・ゾーン制を継続する場合のシステム更新費用等	・人員・システム機器の増加
MISO	2022年	2005年	2005年に二つのエネルギー市場を統合した市場運用者となったMISOが、自身の提供する価値を定量的に評価するため	・信頼性の向上 ・コンプライアンス費の削減 ・市場の効率化 ・再エネの最適化 ・設備容量の共有 ・DRの活用	・託送料金の発生
NYISO	2007年	1999年	NYISO設立以降、発電事業者に生じた事業環境の変化を定量的に評価するため	・発電所運用の最適化 ・O&M費用の削減	-
PJM	2019年	1998年	市場の参加者及びその顧客に対して、自身が提供する価値を定量的に示すため	・発電への投資削減 ・発電コスト削減 ・エネルギー生産コスト削減 ・混雑管理費用の削減	-
Ofgem	2022年	未移行	英国における地点別料金の導入に向けた、市場設計に関するアセスメントのため	・混雑管理費用の削減 ・混雑収入	・市場価格の高騰 ・一時的な費用の増加

出所 電力広域的運営推進機関「欧米における市場主導型（ノードル制）に関する調査委託」最終報告書（2023年11月）より抜粋
https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/files/nordal_kaignaicyousa_houkokusyo.pdf

- 制度の外観が明らかとなっていない現時点においては、同時市場へ移行しなかった場合に要した次期中給リプレイス費用（サンクコスト）の切り分けが困難であることから、切り分けなしの最大リスクで評価しており、同時市場移行の費用評価としては、安全側に働くと考えられる。

2. 次期中給システム開発の検討状況

検討状況 前提条件 SCUC ロジック 8

次期中給システム開発の検討状況（スケジュール）

- 各社中給システムは、経年劣化に伴う保守限界を迎えるにあたり、順次システム更新が必要であり、既に工程はタイトな状況。
- 一方、品質を担保するためには、設計～製作～試験に十分な期間が必要であり、本システムで実現する業務は、この前段の要件定義完了時点までに、適切に仕様へ反映する必要がある。※1
- 同時市場の導入が決定し、制度設計が完了した際には、可能な範囲で次期中給システムの仕様に反映し、運用開始までに反映できなかった内容は、開発と並行して検討を進め、全社運開後、可能な限り早期の追加実装等により対応したい。



※1：後述する3・4章の内容（次期中給システム開発の前提条件や初期開発時点で実装予定のSCUCロジック）はRFPに織り込み済みであり、既に仕様変更は工期やコストに影響を与える可能性がある。

※2：地理的拡大にあたり、1社の切替に要する期間は今後、開発ベンダとの協議も踏まえて決定。可能な限り早期の全社運開を目指したい。

©Transmission & Distribution Grid Council

- 同時市場へ移行する際のシステム改修費用を海外事例を元に評価しているが、海外事例（米ERCOT）においては、市場制度を移行しなかった場合にかかる既存システム更新費用をマイナス側の費用と見做しており、同時市場へ移行する場合にも同様に不要となる既存システム更新費用（マイナス側の費用）が存在すると考えられる。

ERCOTのノーダル制移行後（2009～2020年予測値）の費用便益合計は以下の通り

費用便益分析の詳細（ERCOT、2009～2020年の予測値合計）*1

	評価項目	内容	便益金額 (百万 ドル) *2	算定手法	ベースライン	便益効果の類型*3	
						スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
①	Energy Impact Assessment (EIA) :	発電コストの削減 額	339	-	ノーダル制導入以前の給電指令 に基づく平均的な発電コスト	○	-
②	給電指令の改善による 燃料費等の発電コスト の評価	新設発電所の立地 改善による削減額	181	-	ノーダル制導入以前の発電所立 地計画	-	○
③	Implementatation Impact Assessment (IIA) :	人員・設備増加等 による費用増加額	▲397	-	ノーダル制導入以前の人員や設 備コスト		
④	ノーダル制への移行による システム変更に必要な 費用の評価	ゾーン制を継続した 場合にかかるシステム の更新費用の削減 額	175	-	ゾーン制が継続された際のゾーン 制に基づくシステム更新費用		
⑤	Other Market Impact Assessment(OMIA) :	上記EIA、IIAで分 析できないその他費 用の削減額	222	-	-	△	△

*1 出所：CRA International, Resero Consulting, Update on the ERCOT Nardal Market Cost-Benefit Analysis, 2008年12月、https://interchange.puc.texas.gov/Documents/31600_7_605899.PDF

*2 2008年時点の貨幣価値

*3 ○：ノーダル制による便益効果とみられる項目、△：ノーダル制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノーダル制による便益効果とはみられない項目

- 1． 定量的な便益分析（シミュレーション）結果
- 2． 定量的な費用評価結果
- 3． 費用便益分析（B/C）結果
- 4． 定性的な費用便益項目の整理
- 5． とりまとめ

- 今回、定量・定性の両面から同時市場における費用便益分析を行った結果については、以下の通り。

（定量評価【評価期間：10年】）

- ✓ 費用便益分析の結果、B/Cは 6.4 ～ 9.2 となり、費用を大きく上回る便益が期待できる。

便益（調整力コスト低減＋混雑処理費用低減）： 10,018 ～ 12,726 [億円]

費用：1,389 ～ 1,562 [億円]

（定性評価）

- ✓ 定性的な便益としては、各市場における売り不足（価格高騰）改善や、ブロック入札を原因とした非効率的な電源態勢や発電事業者の逸失利益の改善、あるいは時間前市場の流動性の向上などが期待され、いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、あるいは市場参加者のメリットに繋がるものと考えられる。
- ✓ また、定性的な費用としては、ノードプライシングの評価事例を元にしたことによる削減額や、市場制度を移行しなかった場合にかかる既存システム更新費用の削減額等が考えられ、いずれもマイナス側の費用であり、費用便益分析を安全側にする方向に繋がるものと考えられる。

以 上

(参考) シミュレーション条件

- 費用便益分析の基本的な考え方のうち、便益項目の定量的な分析については、まずは需要の価格弾力性がないモデルで検討を始め、総電源エネルギーコストやCO₂対策コスト低減等を便益として算出する方向とした。

同時市場における費用便益分析の基本的な考え方について

25

- まずもって、費用便益分析の便益については、同時市場を導入する場合・しない場合の両方における社会的余剰（消費者余剰＋生産者余剰）の変化から算定するのが一般的な方法と考えられる。
- 一方、社会的余剰の算出には需要曲線模擬が必要であるが、電力の価格弾力性の設定・需要モデルの構築には課題があるところ。電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）においては、買い入札の模擬※を行う予定であり、この結果も踏まえ、便益を算出することも考えられるが、先ずは、先述したマスタープランの例も踏まえつつ、価格弾力性がないモデルで検討を始め、総電源エネルギーコストやCO₂対策コスト低減等を便益として算出する方向で定量的な分析を進めてはどうか。
- また、費用項目については、例えば、システム構築のコストなどが考えられるが、具体的にどのような費用項目があるか、どの程度まで定量評価が可能かといった点について議論が必要と考えられる。
- 加えて、定量的に評価できない便益や費用、メリットデメリットについても一定程度整理を行うことで、定量的な便益・費用を過大と捉えるべきか過少と捉えるべきかの参考や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げることも考えられるのではないか。このように大局的な観点から同時市場を捉えるためにも、どのような定性的評価があり得るか議論することは有用なのではないか。

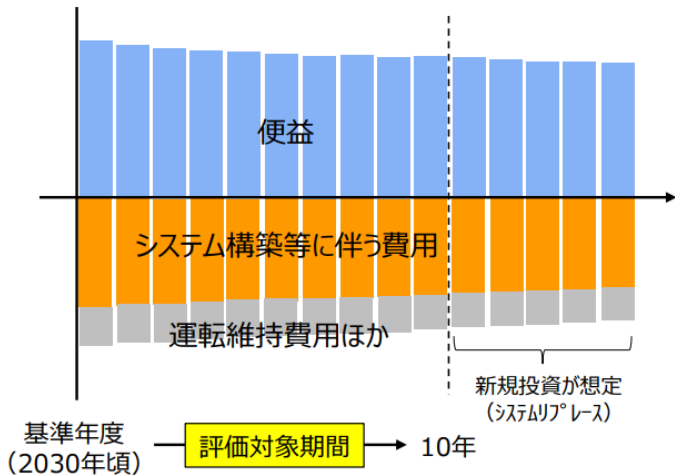
※ あくまで買い入札であり、消費者そのものの電力小売価格に対する弾力性とは異なることに留意が必要。

- また、評価対象期間については、同時市場に関係があると考えられる次期中給運開時期や大規模システムの耐用年数、ならびに海外事例等を踏まえ、「2030年頃から10年」で評価することとした。
- これら評価に必要な割引率・年経費率等は、これまでの審議会での整理等も参考にしながら進めていくことを示した。

同時市場における費用便益分析の評価対象期間について

26

- 費用便益分析の時間軸に関しては、以下の考え方にに基づき、「2030年頃から10年」で評価することとしてはどうか。
 - 同時市場と密接に関係があると考えられる次期中給の運開は2020年代後半以降どこかのタイミングになること
 - 同時市場の費用項目としては、システム構築等が考えられ、一般的に、大規模システムの耐用年数（寿命）は10年～15年程度であり、10年を超える時間軸においては、新規投資が想定されること（算定期間は、設備の投資回収を判断するための期間で設定するという考え方）
 - 海外（ERCOTの費用便益分析）において、分析対象期間を10年とした事例が存在すること
- 上記、時間軸において、割引率・年経費率等も加味しながら、定量的な費用便益分析（定量的に評価可能な項目において $B/C > 1$ となるかどうか）を進めていってはどうか。



検討諸元	考え方
時間軸 (評価対象期間)	2030年頃から10年
割引率	4%（公共事業の 費用対便益と同等）
年経費率	10.7% （変電設備に準じる）
判断基準	$B/C > 1$ と なるかどうか

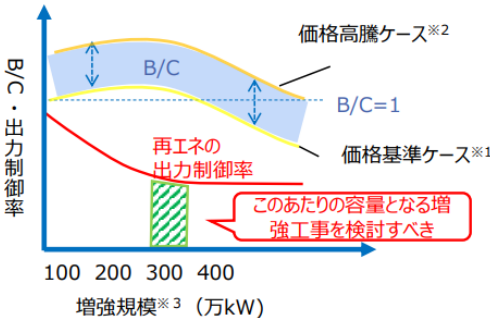
- 燃料費・CO₂対策コストは、至近の「広域連系系統に係る広域系統整備計画のための計画策定プロセス（以下「計画策定プロセス」という。）」や過去のマスタープランにおいても、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせた評価がなされているため、同時市場の費用便益分析においても同様に考慮することとしたい。
- また、その価格変動の幅（範囲）としては、至近の計画策定プロセスで用いられている値を参照することとしたい。

3. 燃料費・CO₂対策コストの考え方

8

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO₂対策コストについて、マスタープランでは、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせて評価していた。
- 今後も燃料費・CO₂対策コストが大きく変動する可能性があるため、今回の**費用便益評価においても、価格変動の幅を持たせて評価すること**としてはどうか。

費用便益評価のイメージ



※1 2021年11月～2022年4月の6か月平均
※2 2022年の燃料価格（年平均）水準
※3 系統増強により拡大される運用容量

<燃料費 + CO₂対策コストの範囲>

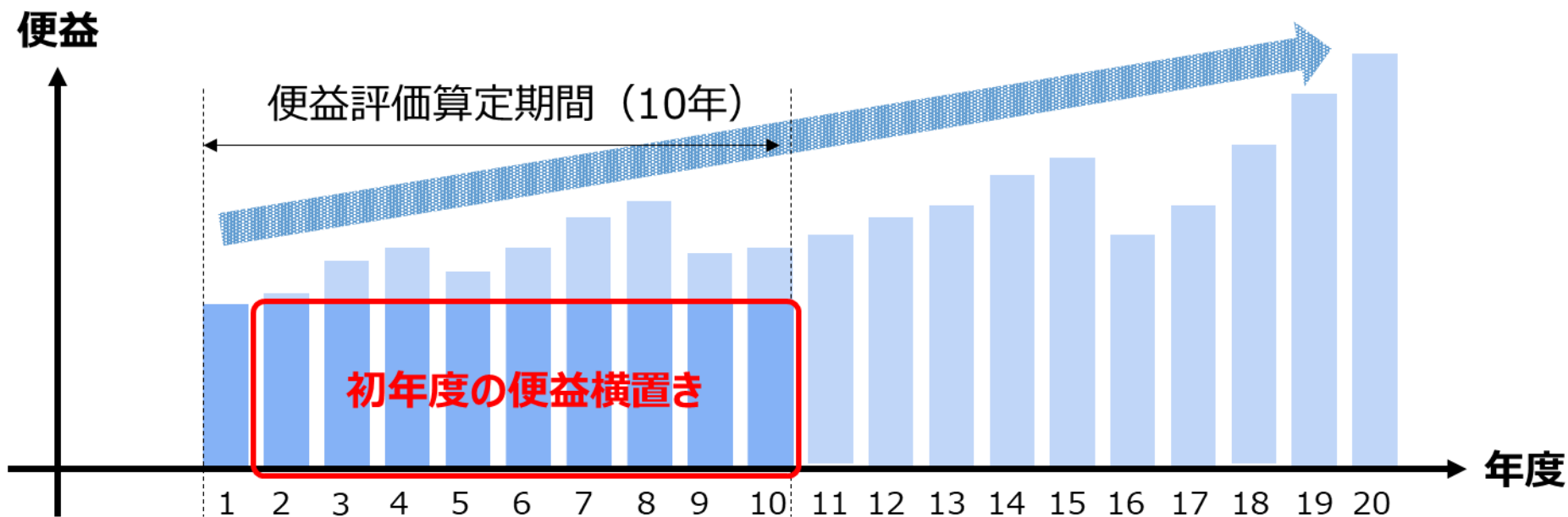
[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンプレッショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO ₂ 対策コスト	10.1～12.5	11.2～14.6	11.4～14.8	12.6～16.3	13.3～17.2	15.5～20.1	23.0～29.4
燃料費	7.3～9.7	10.1～13.4	10.2～13.6	11.0～14.6	11.9～15.9	13.9～18.5	19.3～25.8
CO ₂ 対策コスト							
CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
CO ₂ 輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—



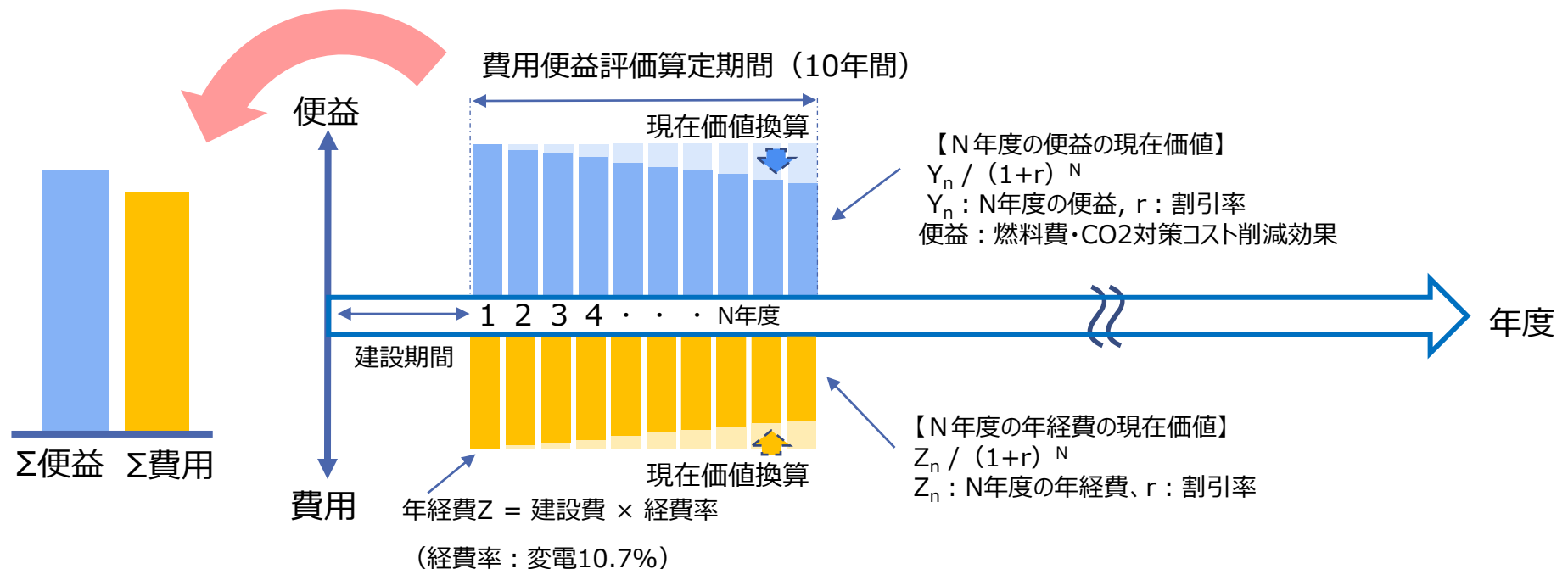
発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO₂分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

- 評価対象期間について「2030年頃から10年」としたところ、定量評価可能な便益である「便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減」「便益②：広域大の混雑処理による費用低減」は、将来（今後）の再エネ導入拡大により、調整力必要量や系統混雑が増加することに伴って、得られる便益も増加することが想定される。
- そのため、厳密には、2030年頃から各年度毎の便益を10年分算定する必要があるが、初年度に算定された年間便益を、以降の年度にも横置きすることで、効率的に便益算定をおこなうこととしたい。



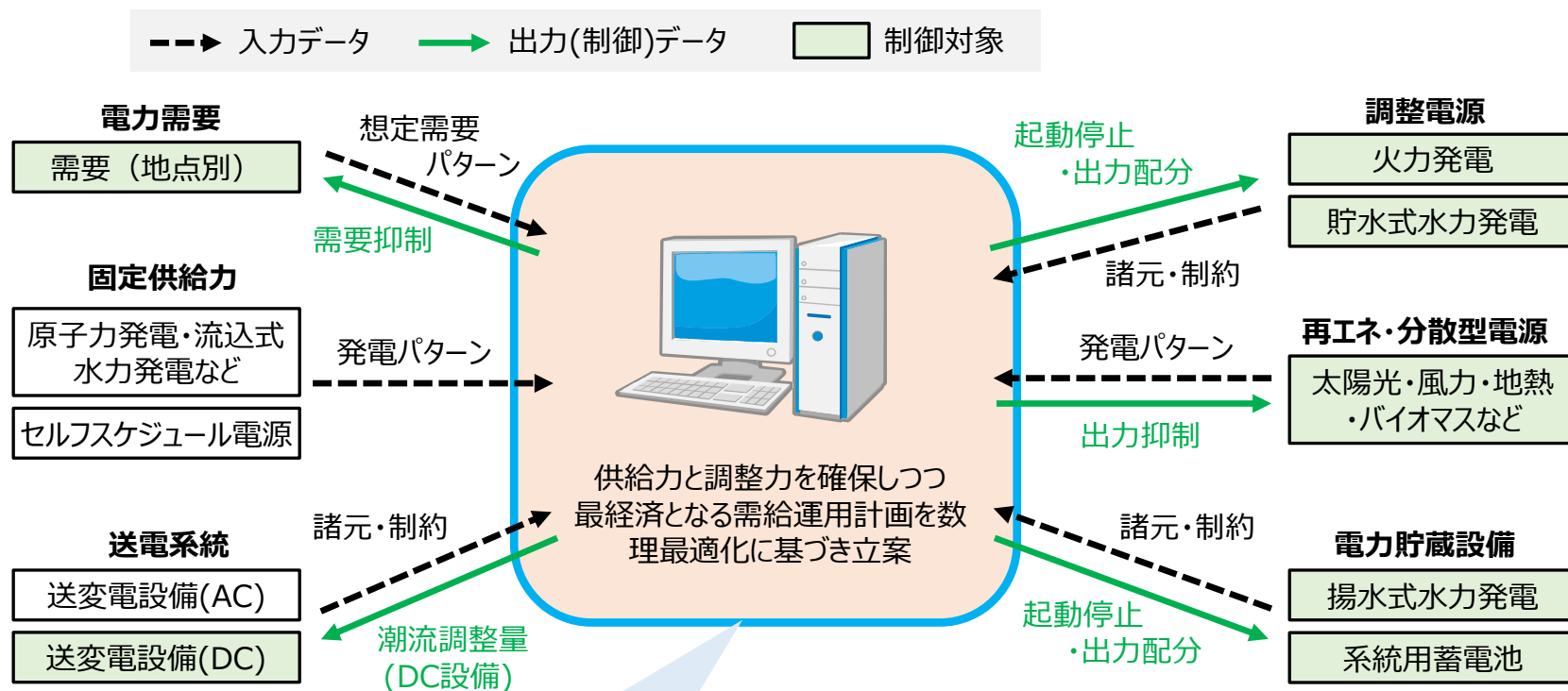
- また、評価対象期間（2030年頃から10年）においては、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率によって将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した便益および費用によって評価を行う。
- このうち、主たる費用項目と考えられるシステム費用については、構築費用（初期投資）だけでなく人件費、修繕費などの費用が毎年発生するため、年経費率によって均等な年間投資額に換算することで評価を行う。

＜費用便益評価のイメージ＞



- 定量評価可能な便益である「便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減」「便益②：広域大の混雑処理による費用低減」について、シミュレーション分析するためには、調整力確保制約や送電容量制約のもと、起動費含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）を最小化（最適化）するツールが必要となる。
- 上記の機能が具備されている汎用的なシミュレーションツールとしては、検証A（電源起動・出力配分ロジックの技術検証）で用いられている電中研SCUCツールのほか、海外でも便益分析を目的とした使用実績のあるPROMOD（MISO:2022年）、PLEXOS（Ofgen:2022年）等が挙げられる。
- これらシミュレーションツールの中では、検証Aで構築されたロジックを精緻に反映可能な電中研SCUCツールを用いることが望ましいとも考えられるが、一方で、検証Aにおける計算ロジックのカスタマイズ（それに伴う第三者技術検証）を遅れさせることが懸念される。
- この点、MISOの便益分析でも用いられたPROMODは、過去の審議会等においても、マスタープランや計画策定プロセスの便益分析にも用いられており、便益分析に必要な環境・ノウハウが既に構築されていることから、効率的に便益分析ができると考えられる。
- 上記を踏まえ、検証Aと並行した効率的な検討（シミュレーション）を行う観点から、マスタープランや計画策定でも使用実績のあるPROMODを用いて、便益分析を進めることとしたい。

- 電中研が所有するSCUCツール（以下「電中研SCUCツール」という。）をベースモデルとして検証Aを進めている。
- 当該ツールの特徴としては、需要・再エネ・電源等の需給データ、送変電設備を始めとした系統データを入力することにより、系統混雑を考慮した発電コスト最小となる電源スケジュールを全国一括で算定することが可能。



① 電源起動停止計画(UC)

- ・電源運用の制約を考慮し、対象期間での系統全体の発電コストが最小となる電源運用を算出

② 電力潮流計算

- ・①の需給データを用いて、送変電設備 (AC・DC) の有効電力潮流・過負荷量を算出

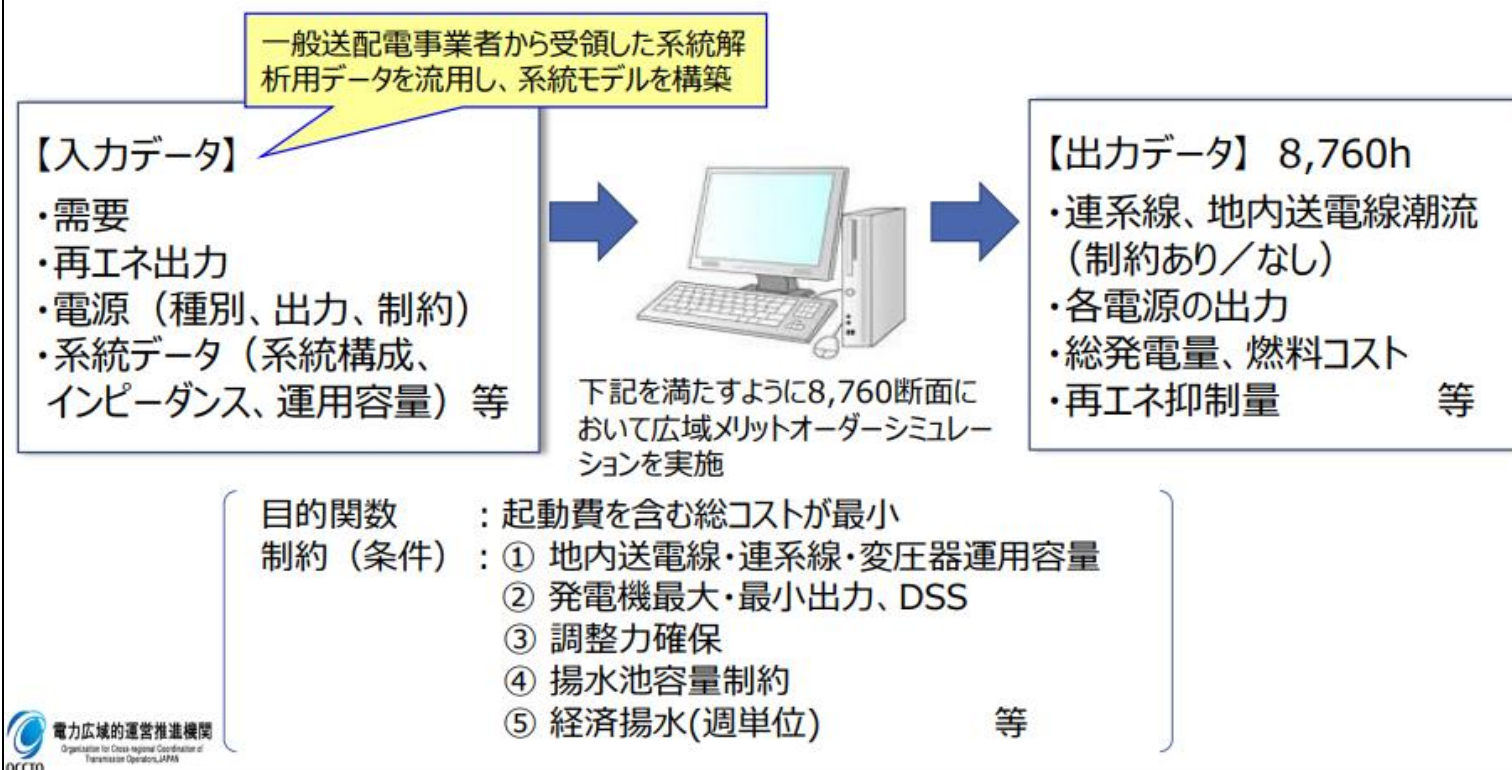
③ 系統運用制約付きUC

- ・①に系統運用の制約とペナルティコストを加味し、電源運用・有効電力潮流・過負荷量を算出

2. シミュレーションツールの概要

5

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総コスト『燃料コスト+CO2対策コスト』が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算



Energy and Ancillary Services

MISO co-optimizes its energy and ancillary services markets to provide more efficient and reliable operation of the power grid. Ancillary services such as frequency regulation and voltage control support the balance between energy supply and demand. By optimizing the provision of both energy and ancillary services, power plants can operate optimally to ensure the stability and reliability of the grid and allow for the integration of growing amounts of renewable energy.

Energy and Ancillary Services = Dispatch of Energy + Regulation + Spinning Reserves

		Low	Average	High
	Dispatch of Energy (<u>PROMOD Output</u>)	\$622	\$654	\$687
+	Regulation (Net Reg MW Savings * Production Cost)	\$142	\$150	\$157
+	Spinning Reserves (Net Spin MW Savings * Production Cost)	\$126	\$133	\$139
=	Annual Benefit \$millions	\$890	\$937	\$983