

同時市場における価格算定方法の 検証（検証B）の進め方等について

2023年9月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）として、考えられる複数の価格算定を実施し、算出された市場価格の比較（影響）分析の実施や、起動費や最低出力費用について回収漏れ費用の補填（Uplift）がどの程度発生するかについての検証を行うこととされた。
- 今回、本検討会における価格算定方法の検証の進め方についてお示しするとともに、検証の前提条件（入力データの整備）ならびに具体的な検証項目（前日同時市場でのkWh市場価格を決定する複数案やUpliftの多寡等）について検討を行ったため、ご議論いただきたい。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 検証の前提条件（入力データの整備）
3. 市場価格の計測・比較検証
4. 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 検証の前提条件（入力データの整備）
3. 市場価格の計測・比較検証
4. 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

- 第1回本検討会で示された、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）については、以下のとおり、大きく二つの項目について検証していく。
 - 市場価格（平均値やボラティリティ）の計測・比較検証
 - 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

B）価格算定の方法による市場価格等への影響の検証

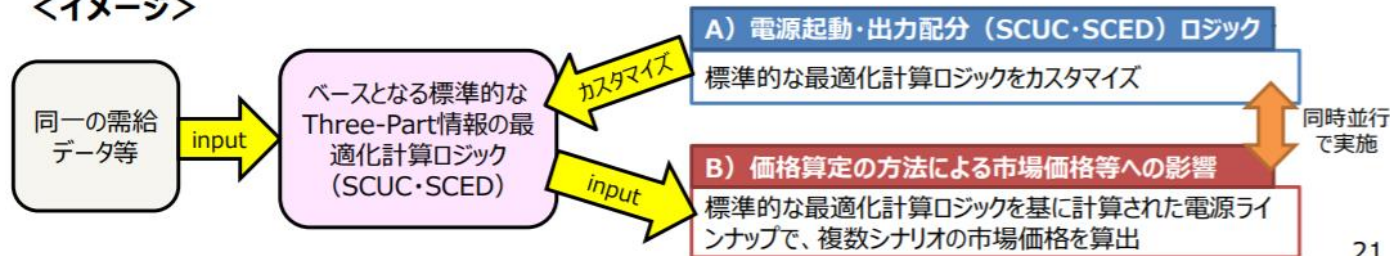
- 作業部会においては、価格算定について、起動費や最低出力費用、 ΔkW 等の取扱い方法について、複数の案を提示していたところ。
- 本検証においては、広域機関が中心となり、限界費用や平均費用での価格算定、 ΔkW を考慮した価格算定等、複数の価格算定を実施し、算出された市場価格の平均値やボラティリティなどを計測した上で、比較検証を行うこととしてはどうか。
- 加えて、起動費や最低出力費用については、回収漏れの論点も存在。米国の電力市場においては、Upliftという形で、回収漏れ費用を補填しているが、この回収漏れ費用がどの程度発生するかは、価格算定方法の決定において重要な考慮要素と考えられる。そのため、回収漏れ費用の多寡についても検証を行ってはどうか。

- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aと同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を実施していく。

補足：検証AとBの関係性

- 「A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック」と「B）価格算定の方法による市場価格等への影響」については、本来的には密接にかかわるため（※）、2つに分けるのではなく同時に検証を行うことも考えられる。
（※） Aのロジックで算出された電源ラインナップは、Bで算出される市場価格の前提であるため。
- 一方、Aについては、週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）や買い入札の考慮、 ΔkW を目的関数に含める等の技術検証をトライ＆エラーで行う必要があり、Bについては、いくつかの価格計算の方法を比較検証していく必要があるため、どちらもシミュレーションのシナリオの数やそれに伴う作業負荷は大きなものだと考えられる。
- そのため、作業をスムーズに進めるためにも、分析の所与となる入力データ等は同一のものを使うものの、**Aによる計算ロジックのカスタマイズ（国内研究機関等が実施）やそれに伴う第三者検証と、Bによる市場価格等への影響分析（広域機関が中心となり実施）を並行的に実施することで、効果・効率的に進めることとしたい。**

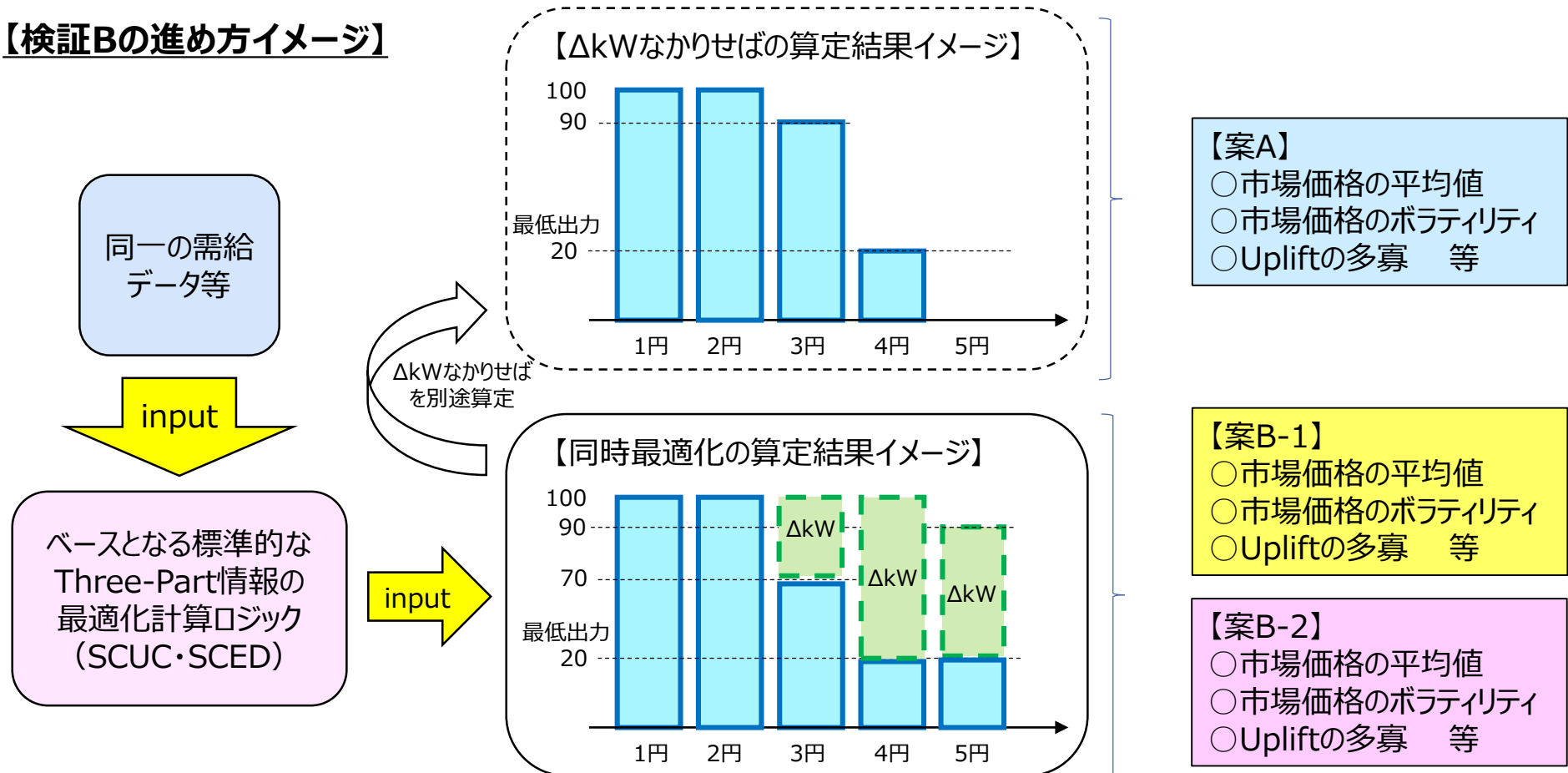
<イメージ>



21

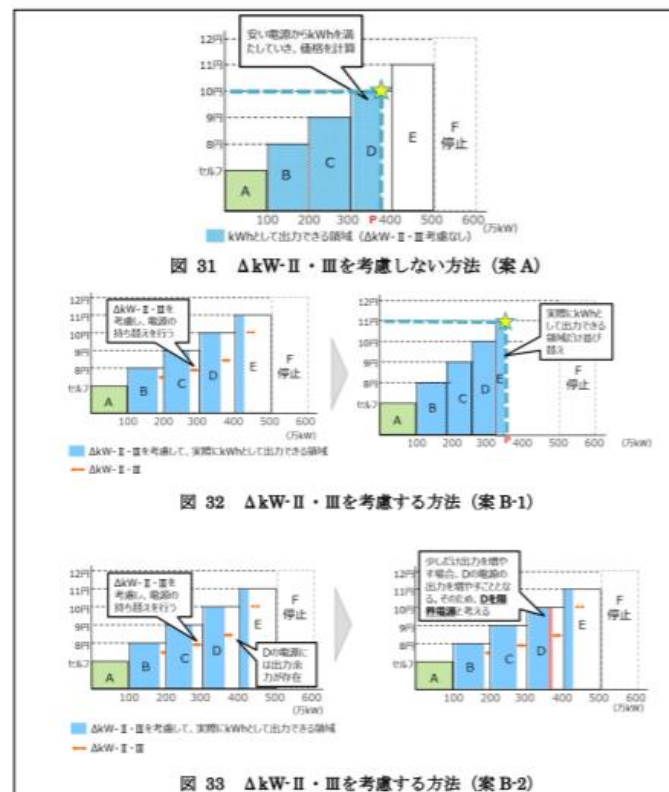
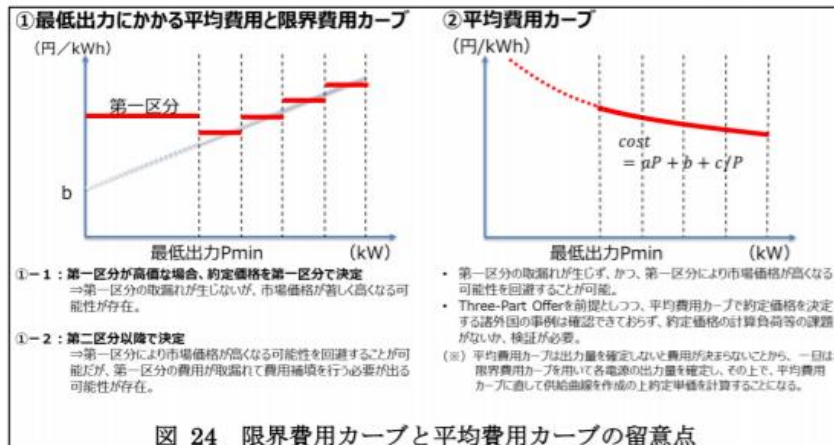
- 前述の、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適化）としては、一つの（下中図）が一意に求まるだけであり、この算出結果に対し、複数の価格算定の考え方を踏まえて、各シナリオにおける市場価格の平均値やボラティリティ、ならびに回収漏れ費用の補填（Uplift）等を計測・比較検証していく。

【検証Bの進め方イメージ】



(参考) 作業部会取りまとめで提示した価格算定の複数案(一例)

- 作業部会取りまとめにおいては、市場価格を算出する際の最低出力費用の取扱いとして、最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブを用いるやり方と平均費用カーブを用いるやり方を提示した(左下図)。
- kWh市場の約定価格の計算方法として、 ΔkW -ⅡやⅢの考慮の仕方として複数の案を提示した(右下図)。



1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 検証の前提条件（入力データの整備）
3. 市場価格の計測・比較検証
4. 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

- 全国需給データについては、検証A（ロジック技術検証）と同様のデータを準備。
- 市場価格の動向（平均値・ボラティリティ）を掴むために、年間365日（8,760時間）のシミュレーション※を実施。
- また、調整力については簡易的な区分、調整電源の固定運転は模擬せずに、まずは作成に着手。

※ 簡単のため、1週間分のシミュレーションを約52回計算することで実施。

SCUCのデータ取り扱いに関連する主だったシミュレーション条件

- ✓ 年間365日（8,760時間）
- ✓ 予備力7%、LFC調整力2%を確保

調整力について、まずは
簡易的な区分で作成着手

電源データの作成

調整電源について
まずは固定運転
（セルフスケジュール）
なしで作成着手

- ✓ 調整電源
 - 火力：石炭、LNG、石油
 - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
 - 再エネ（将来想定）
 - 固定供給力（原子力、一般水力等）

需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 電力需要
 - エリア需要の時系列（将来想定）
 - エリア需要を負荷ノードに配賦
（過去の需要ピーク断面実績の比率で按分）

- 調整電源（火力・揚水）については、2021年度供給計画最終年度（2030年度）の年度末設備量に、一般送配電事業者との契約が申込済みの電源を加えて模擬（ただし、調整電源の個別諸元については、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定数を設定）。
- 再エネについては、第6次エネルギー基本計画における設備量（2030年度の野心的水準）を元に、出力カーブやエリア比率を2019年度実績ベースで補正して模擬。

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 (コンベ)	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、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、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して、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限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増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
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 (110)	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)
発電電力量	3,360～3,530億kWh	2,366～2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2参照

- 一方で、調整電源の諸元平均化については、計算収束性の観点や、現実在即した確からしさの観点から、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※1については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。

※1 また、LNG（液化天然ガス）については、効率毎に以下の4種類に分類。
 MACC: More Advanced Combined Cycle（1500℃級コンバインドサイクル）
 ACC :Advanced Combined Cycle（改良型コンバインドサイクル）
 CC : Combined Cycle（コンバインドサイクル）
 Conv: Conventional（従来型）

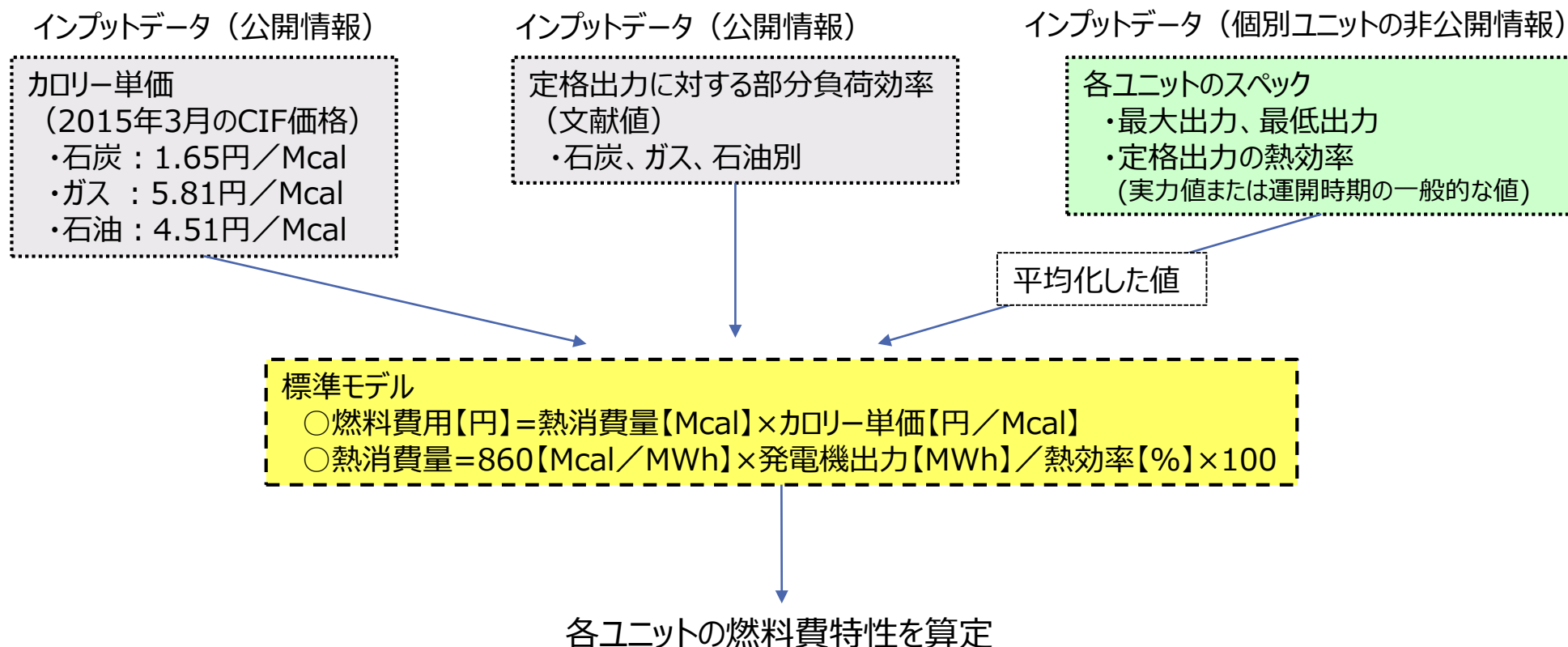
【調整電源の諸元（平均化※2）】

	石炭			MACC	ACC	CC	Conv			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大（MW）	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最小（MW）	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
効率（％）	40	42	43	57	54	46	44	44	44	37
起動費（万円）	250	650	990	160	140	130	100	160	200	150
最低出力費用 （円/kWh）	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.6	11.74	13.17	15.62	12.64
燃料費（低出力） （円/kWh）	3.18	2.93	2.86	8.11	8.75	9.84	10.74	10.28	9.98	9.39
燃料費（中出力） （円/kWh）	3.25	3.05	2.98	8.38	8.96	10.31	10.99	10.78	10.64	9.43
燃料費（高出力） （円/kWh）	3.32	3.17	3.1	8.65	9.16	10.79	11.25	11.28	11.31	9.47
LFC幅（％）	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

※2 容量が大きな電源については、燃料費の出力区分を更に細分化する可能性あり。

- 燃料費特性の作成においては、平均的な部分負荷効率に基づく標準モデル※から作成。
- 個別ユニットの非公開情報（出力・熱効率）を平均化した値をもとに、標準モデルから燃料費特性を算定している。

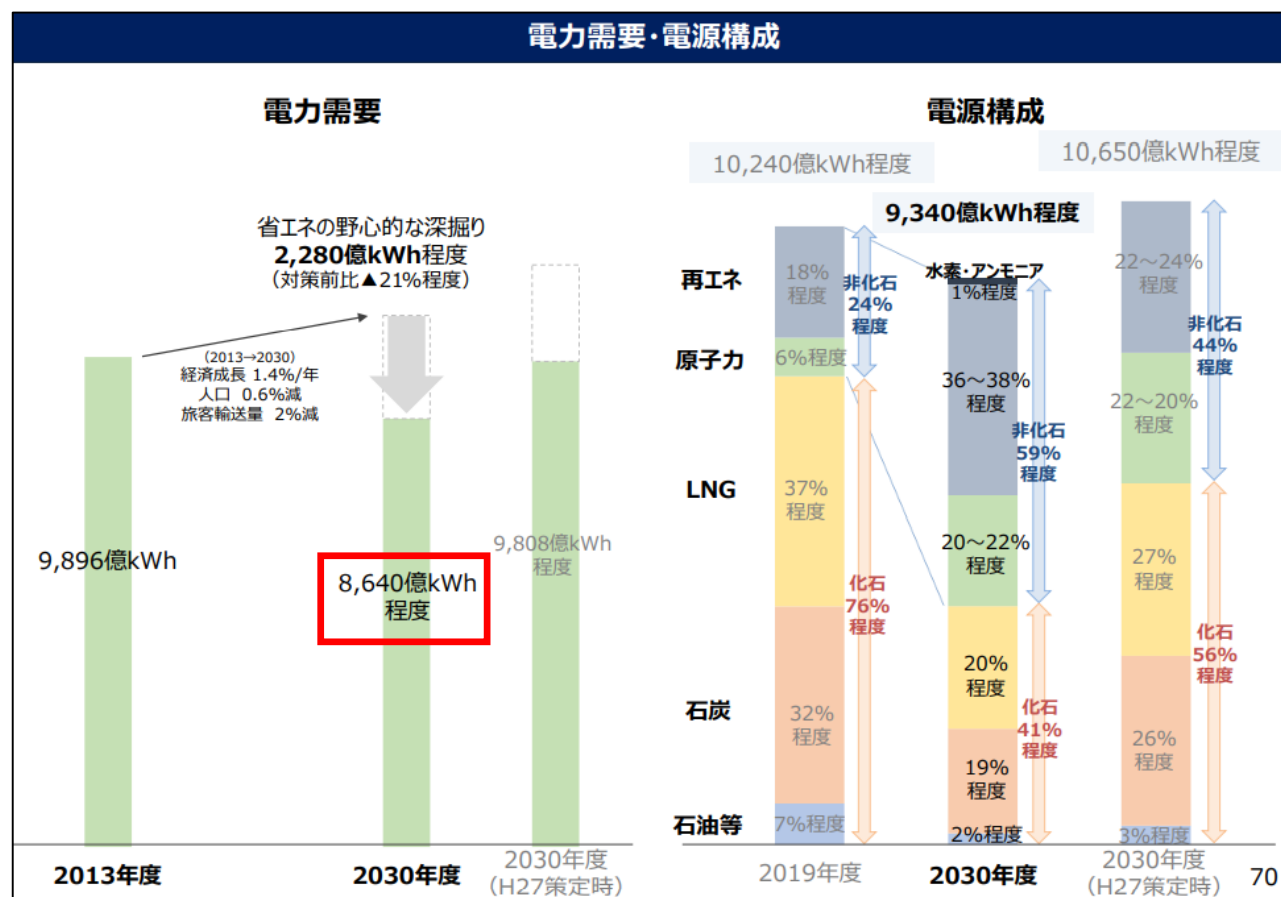
※ 燃料費については、市況によって変動（幅）があるため、今後の検証結果等を踏まえながら、追加的な検証を行うか検討する。



- 需要については、第6次エネルギー基本計画の野心的な需要（8,640億kWh）に、電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要（自家消費を除く。）／総需要の比率（離島分除く）を乗じて算定。

$$\bigcirc 8,640\text{億kWh} \times (\text{送電端需要 (自家消費を除く。)}) / (\text{総需要}) = 7,681\text{億kWh}$$

- 上記を元に、需要カーブやエリア比率を2019年度実績ベースで補正して模擬。



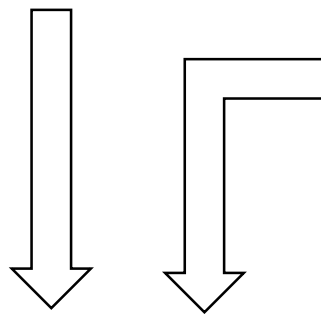
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

最適化変数

- ✓ 計画停止（エリア,燃料種,月）
- ✓ 発電量（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 最低出力（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 連系線通過量（時刻,連系線,方向）

制約条件

- ✓ 発電量 < 設備量 - 計画停止 - 上げ代
- ✓ 連系線通過量 < 空容量
- ✓ $0 < \text{揚水池水位} < \text{上限}$
- ✓ **予備率制約**：需要×107%
< 原子力・再エネ発電量+火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要×107%
< 火力調整力（上げ代）+揚水調整力



目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

発電量×可変費（円/kWh）+ 起動量×起動費（円/kW・回）

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 検証の前提条件（入力データの整備）
3. 市場価格の計測・比較検証
4. 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

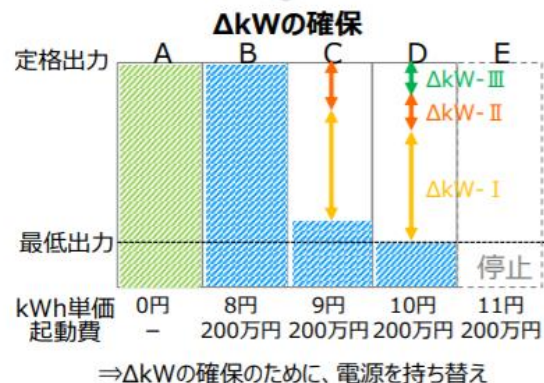
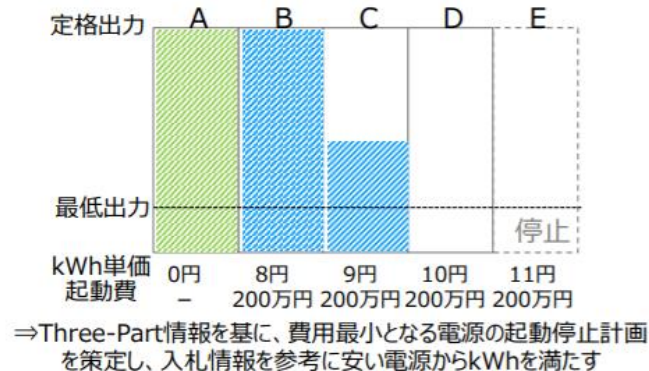
- kWhの約定価格はシングルプライスオークションを基本線とし、その他にもいくつか検討すべき論点が存在している。

前日同時市場：約定電源等・約定価格の決定方法

- 約定電源等の決定方法や約定価格の決定方法のイメージ・論点は以下のとおり。

約定電源等の決定方法のイメージ

kWh（小売需要を満たすために必要な電力量）の確保



約定電源等の決定方法に関する今後検討すべき論点

- ・ 電源の特性や機能も踏まえた調整力の確保
- ・ 調整力必要量・調整力確保のタイミング 等

約定価格の決定方法に関する今後検討すべき論点

(kWh価格関係)

- ・ kWhの約定価格はシングルプライスオークションを基本線に検討。
- ・ kWhの約定価格への起動費の織り込み方法（kWh単価に反映、別途回収、等）
- ・ 最低出力費用の取扱い（限界費用カーブと平均費用カーブのどちらを用いてkWhの約定価格を決定するか、等）
- ・ 供給曲線をどのように作成し、価格弾力性のある買い入札カーブとの交点を探索するか
- ・ ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮して供給曲線を作成するか否か 等

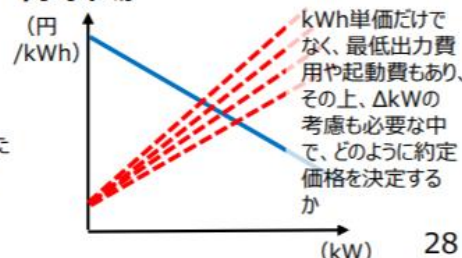
(ΔkW-Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの価格関係)

- ・ 価格の決定方法（起動費等の取扱い、シングルプライスカ、マルチプライスカ、等）、時間前市場への投入方法 等

現行のスポット市場



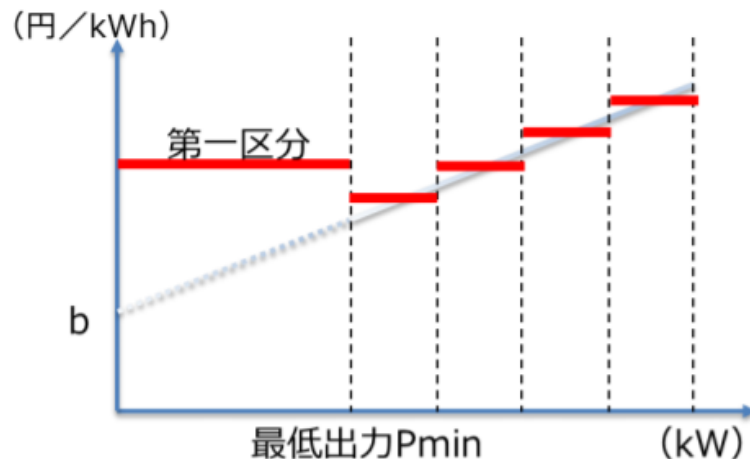
同時市場



起動費の扱いについては次章にて後述

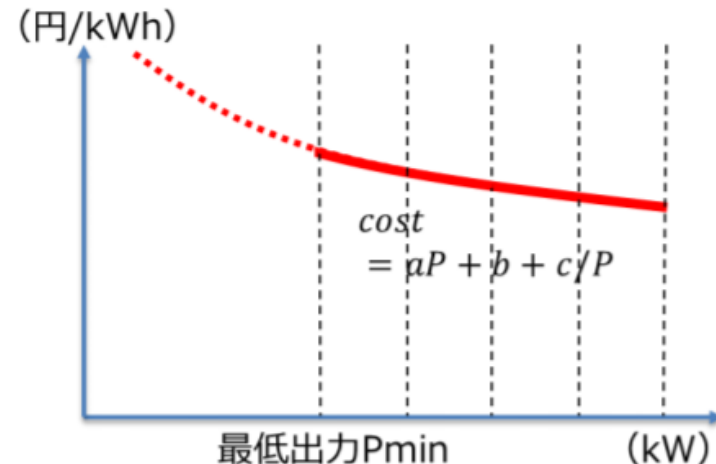
- 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ（以下「限界費用等カーブ」という。）」ならびに「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、それぞれ得失があることから、いずれの考え方をとることが適切かは、最終的に日本の電源特性も踏まえつつ、シミュレーションを行った上で決定する必要があるとされた。

①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



- ①－１：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。
- ①－２：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

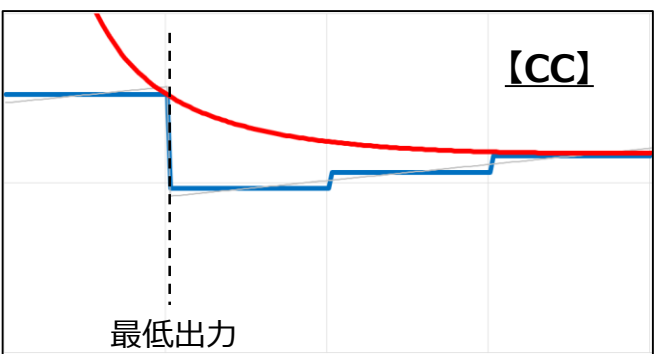
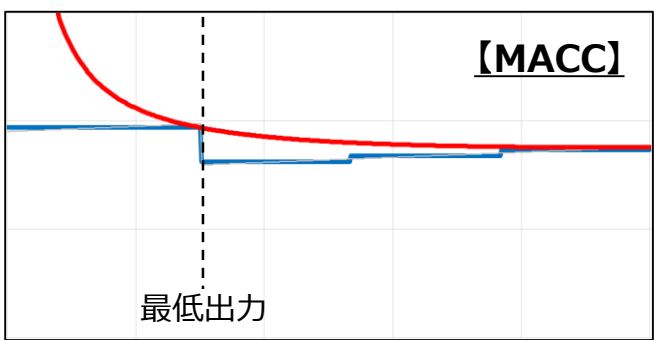
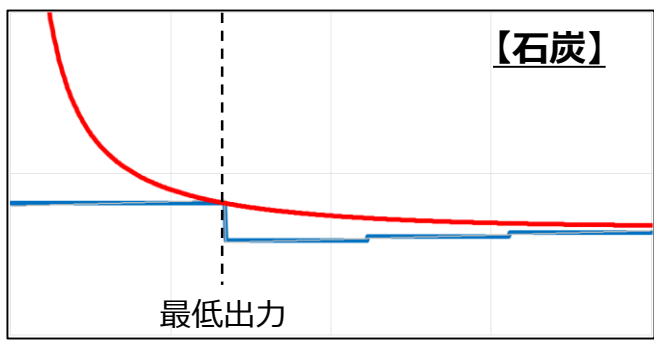
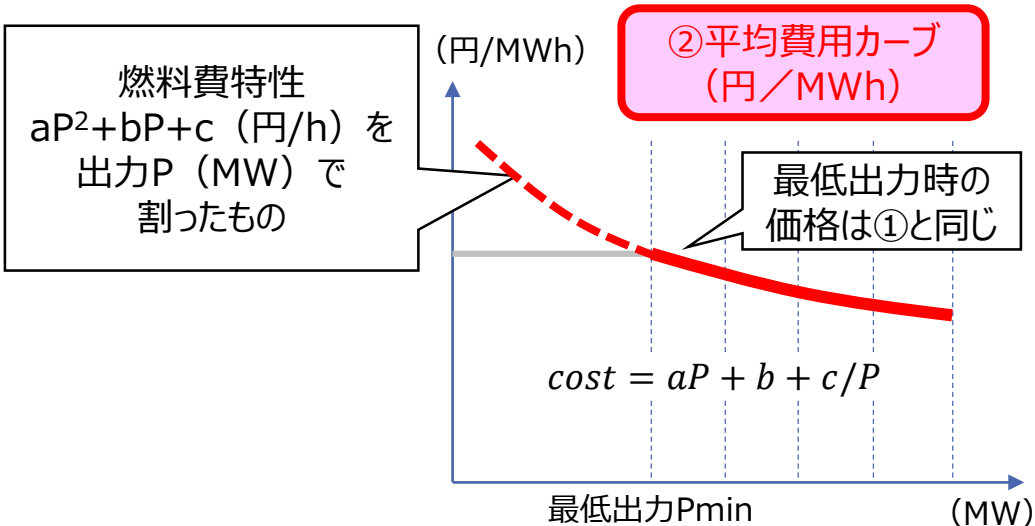
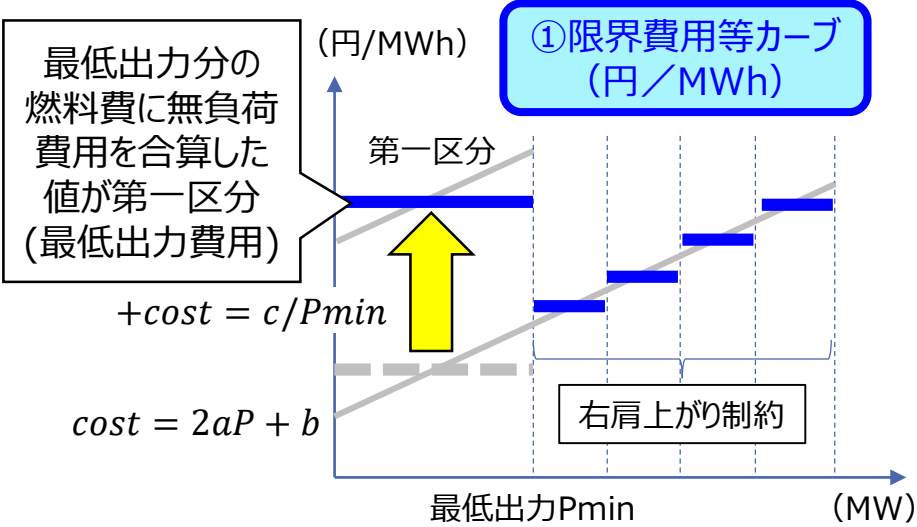
②平均費用カーブ



- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
 - Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。
- (※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

図 24 限界費用カーブと平均費用カーブの留意点

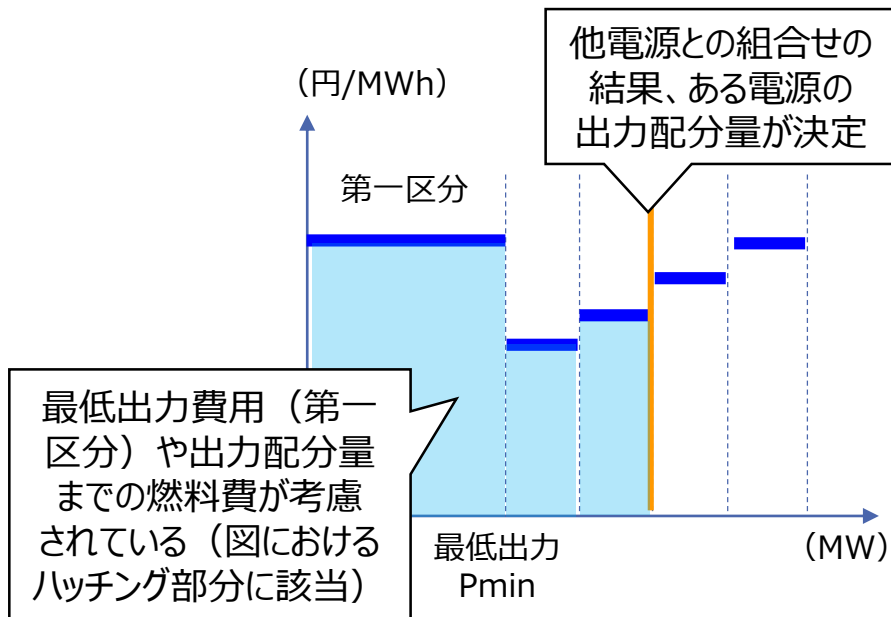
■ 「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、基本的に②が高くなる（定格付近で逆転することもある）ため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行っていく。



- 約定電源を決定する際は、電源起動・出力配分ロジックにおいて、当該電源の最低出力費用（第一区分）や、出力配分量までの燃料費（ならびに起動費）を考慮して、総電源エネルギー費用が最小となる他電源との組合せ（起動有無、出力配分量）を算定している。
- 一方で、今回の「①限界費用等カーブ」と「②平均費用カーブ」のどちらにするかについては、ある電源の出力配分量（約定結果）自体は同じだとしても、価格の算定方法（①or②）が変われば、約定価格の方は変わり得るため、どちらの方法を選ぶかという価格決めの問題となる。

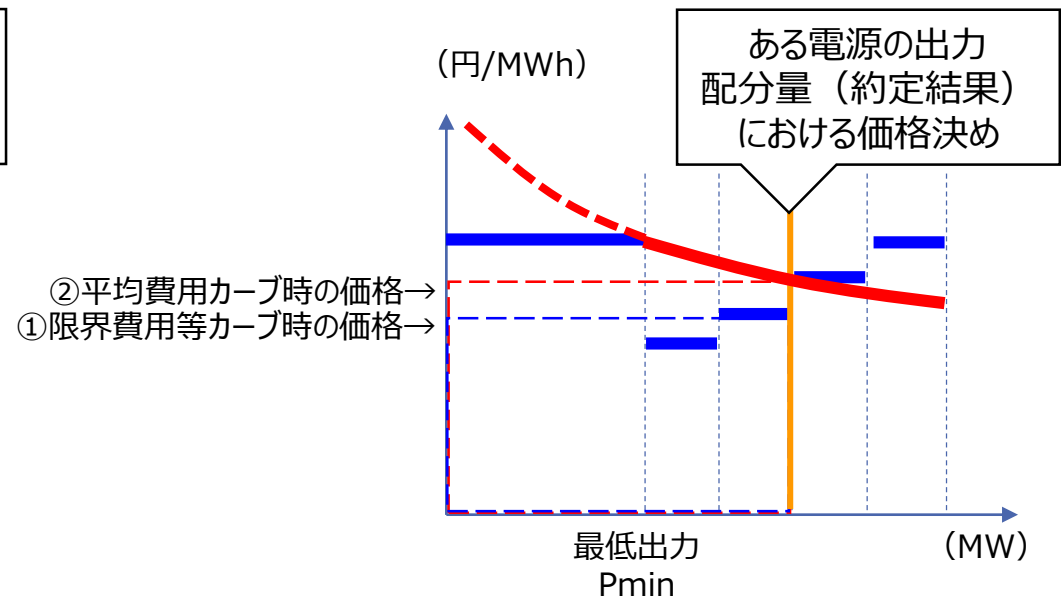
【約定電源決定時】

電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当

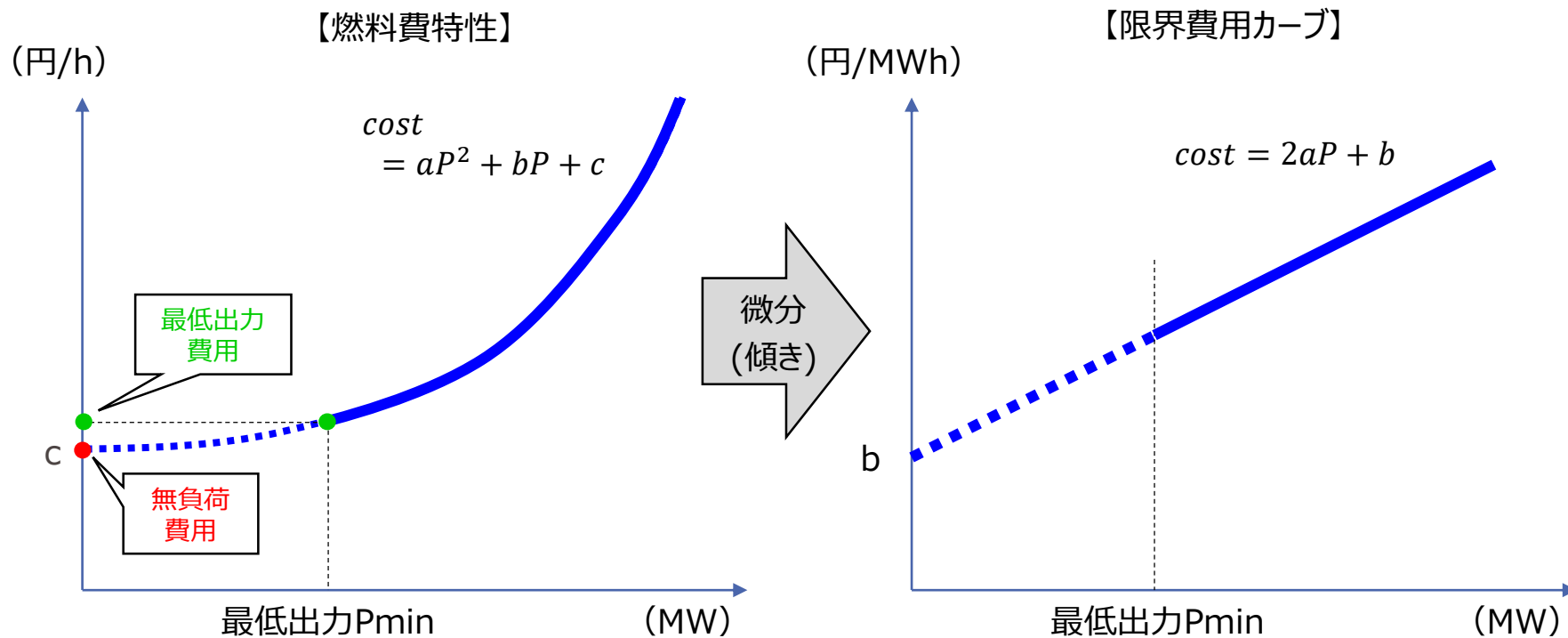


【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当



- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



■ 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックを用いて最適化計算をすることで、kWhとΔkWの同時最適結果が算出されるが、kWh価格を決定するにあたり、ΔkWの考慮有無で複数の決定方法が示されていた。

- 案A ： ΔkWなかりせばの限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
- 案B-1： 同時最適結果の限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
- 案B-2： 同時最適結果に対して、米PJM同様、シャドウプライスを適用した考え方（次頁以降参照）

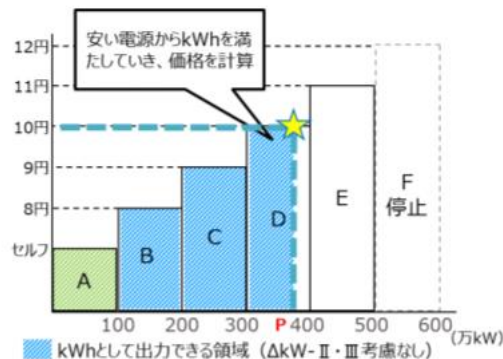


図 31 ΔkW-II・IIIを考慮しない方法（案A）

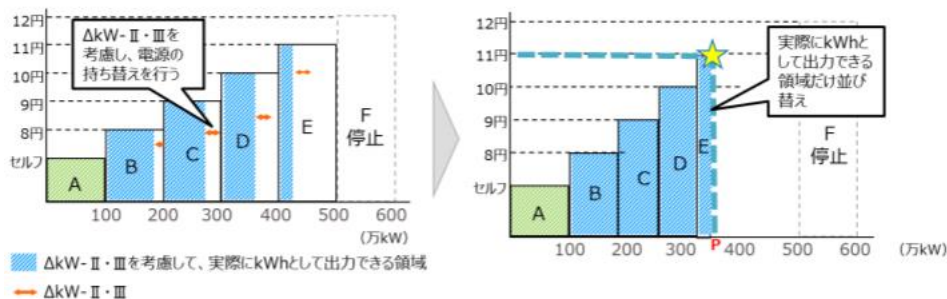


図 32 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案B-1）

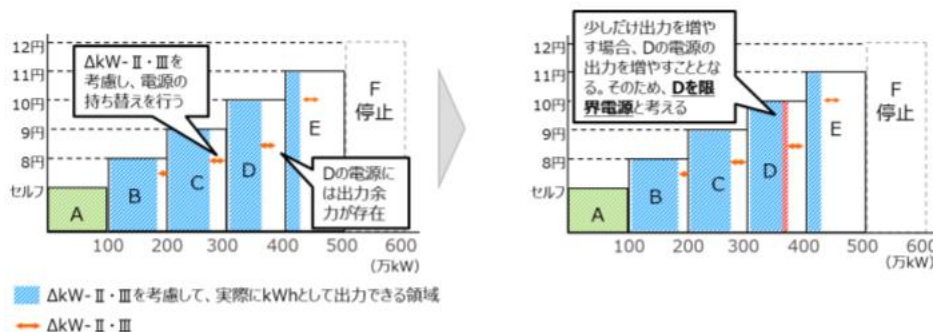


図 33 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案B-2）

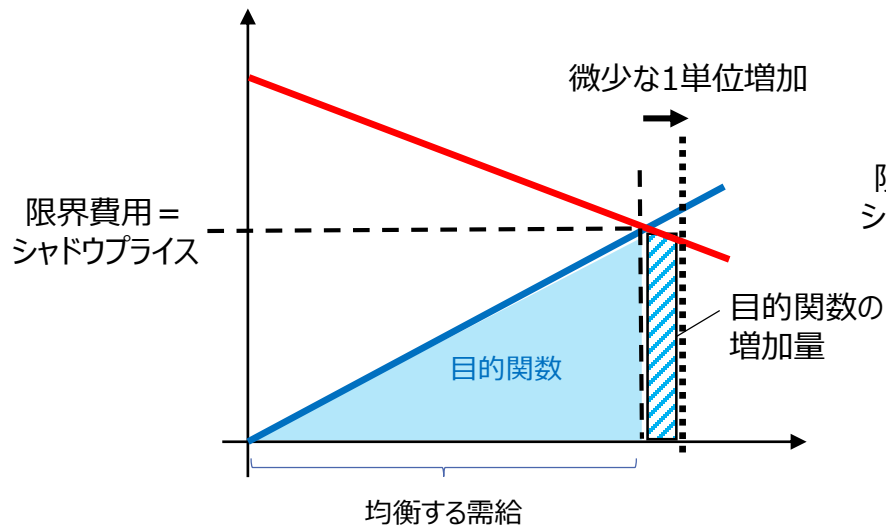
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

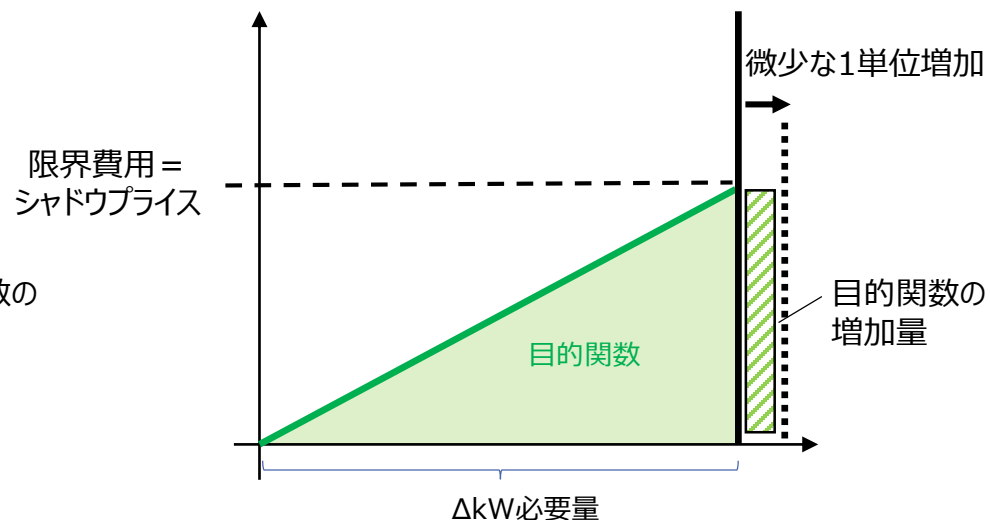
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵⁰。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

⁵¹ 数理計画上、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。

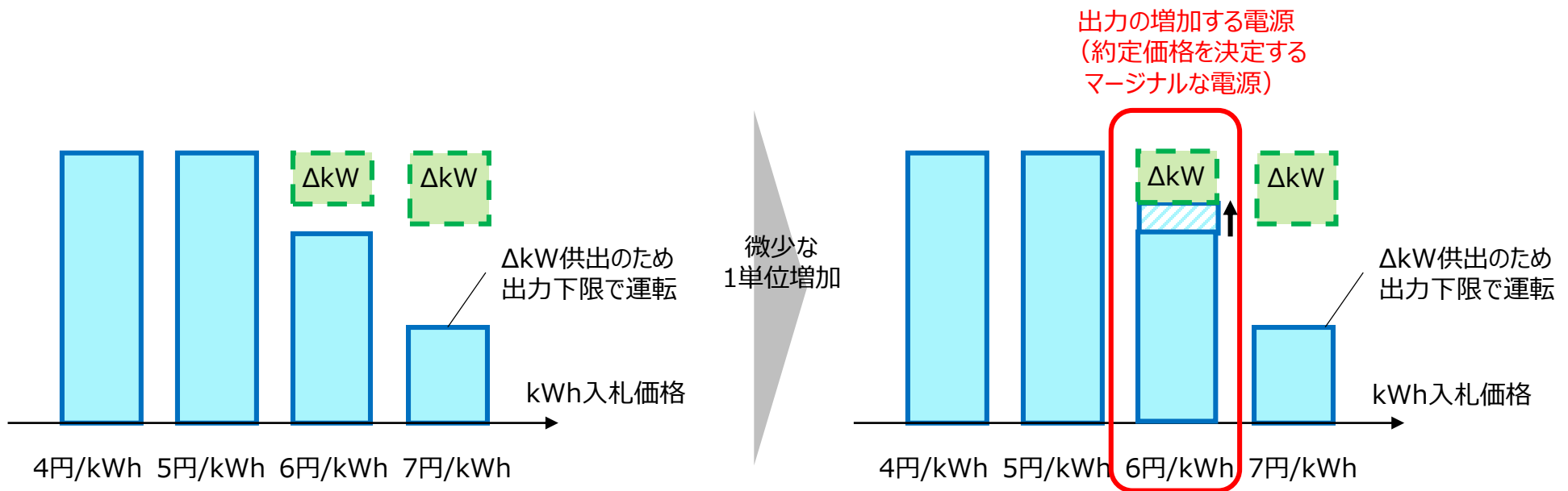
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



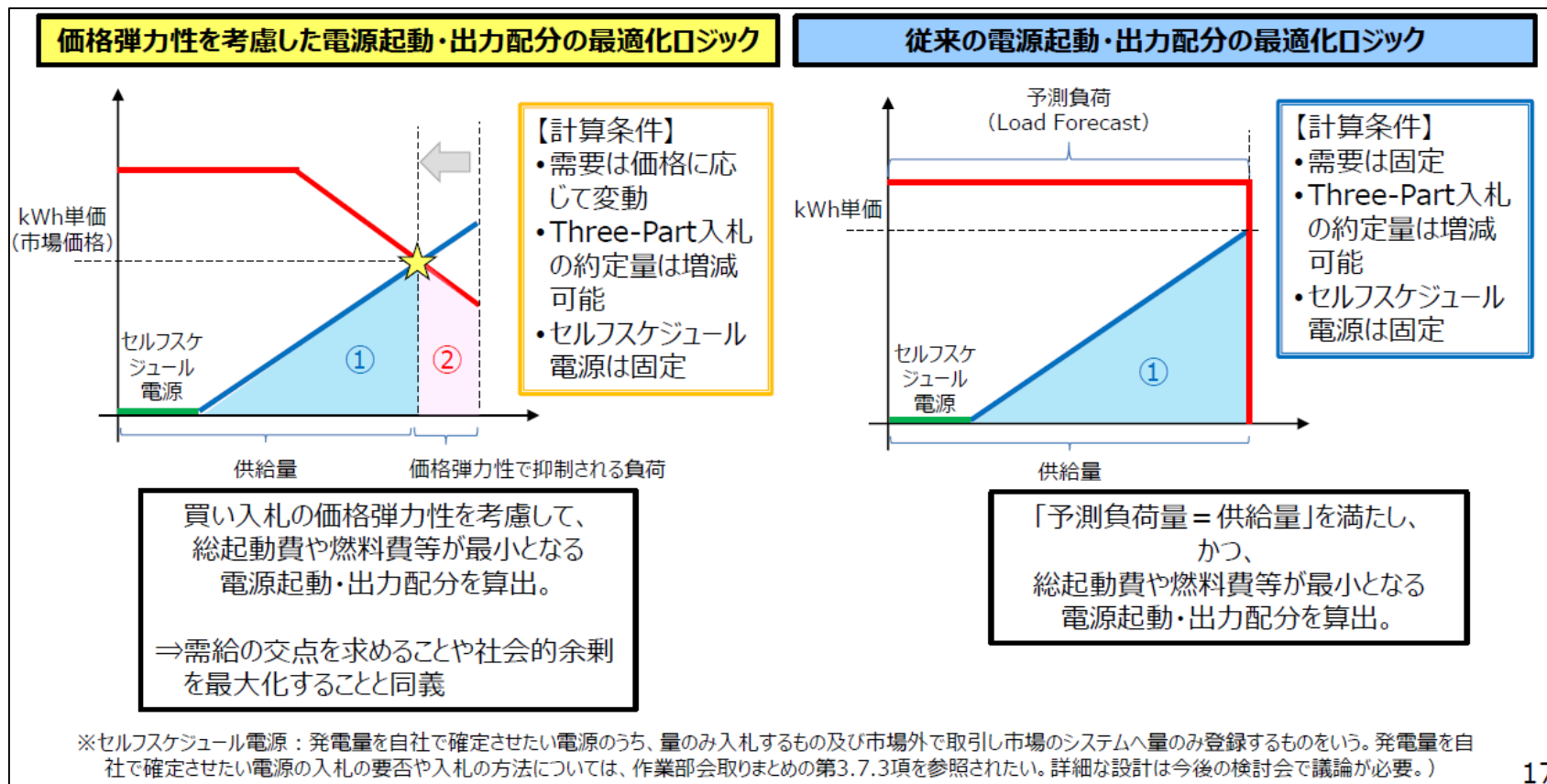
調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス



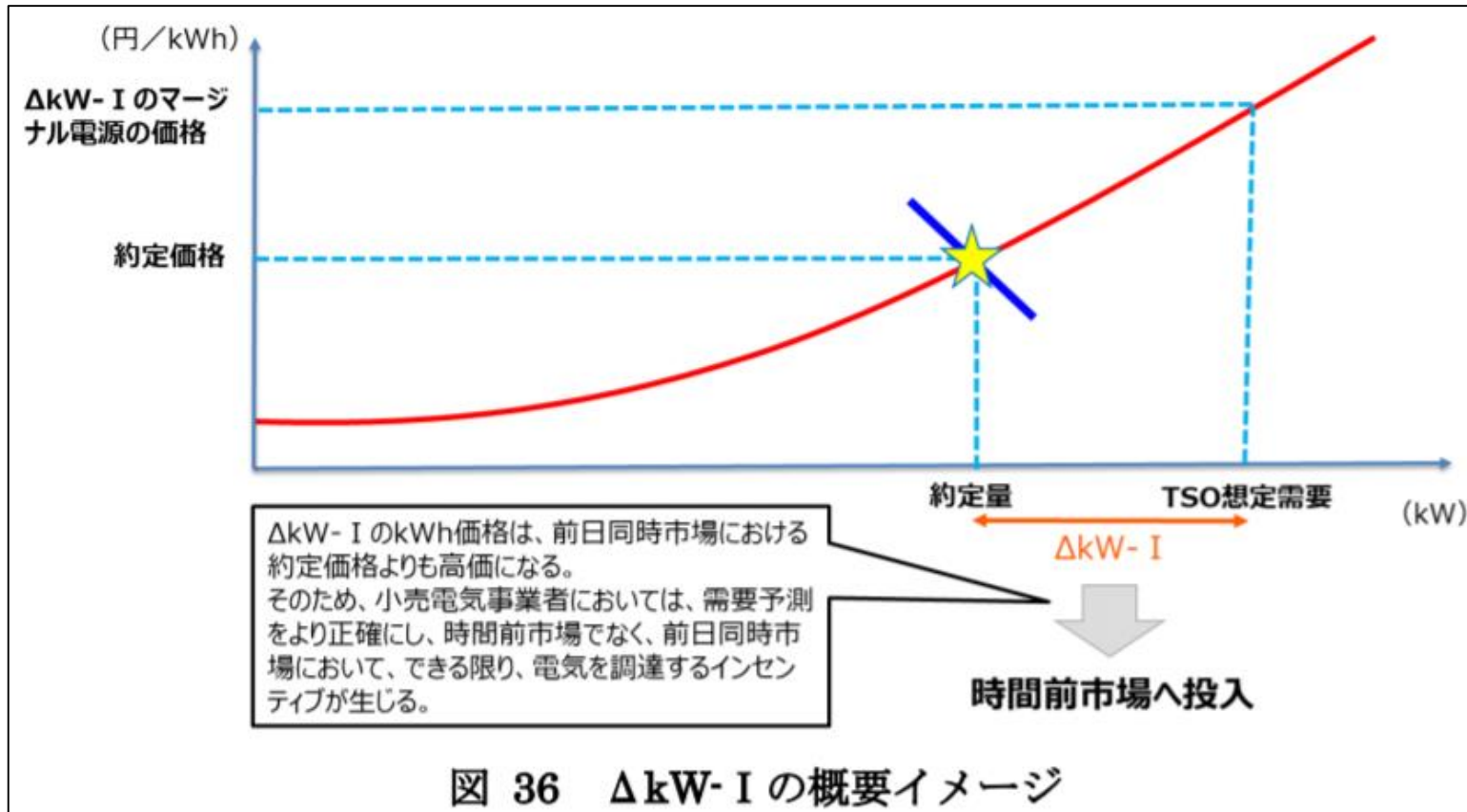
- 需給均衡点における限界費用は、前述どおり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源となる。
- そのため、例えば、調整力確保制約等により出力下限で運転している限界費用が高い電源がある場合等は、それが約定価格を決定するマージナルな電源（需給均衡点における限界費用電源）になるとは限らない。



- 価格弾力性のある買入札の取扱いについては、買入札価格によって需要自体が変化、すなわち約定電源等のラインナップが変化することから、検証A（電源起動・出力配分ロジックの技術検証）において、その実現性・妥当性について検証を始めたところ。
- そのため、本検証Bにおいては、まずもって需要は固定した上で、同時最適結果（電源ラインナップ・出力配分量）を算出し、その算出結果に対し、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）を計測していくこととしたい。



- 同時市場の価格算定においては、 $\Delta kW-I$ （前日時点でのTSO予測需要と小売調達需要の差）を、どのように取り扱うかといった論点も存在する。
- この点、本検証Bにおいては、まずもって需要を固定（TSO予測需要と小売調達需要が一致していることと同義）して検証を進めることから、当面、 $\Delta kW-I$ の価格算定（検証）は出来ないため、価格弾力性のある買い入札の取扱いの検討進捗と合わせて、検証を進めることとしたい。



- まずは、前述の複数シナリオ（最低出力費用の取扱い、 ΔkW の考慮有無）に対し、それぞれ市場価格（平均値やボラティリティ）の計測・比較検証を行い、 kWh 約定価格の決定方法について検討を進めていくこととしたい。
- また、 ΔkW 約定価格については、 kWh 約定価格決定方法によっても変わり得るため、上記を踏まえて検討を進める。
- 加えて、ここまでは前日同時市場における約定価格の議論であったが、作業部会においては、各市場（前日同時市場、時間前市場、調整力 kWh 市場、余力活用契約）の価格規律が異なる場合の経済性の観点からの懸念、BGの同時同量インセンティブ達成のための前日同時市場・時間前市場でヘッジを行うニーズを生む価格決定といった観点に着目しつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要とされており、こちらについても今後、検証を進めていくこととしたい。

前日同時市場においては、第 3.3.1.5 目の案 A、案 B-1、案 B-1、案 A'及び案 B'のいずれを選ぶかによって、以下の例や図 39 のとおり、機会費用や逸失利益が発生するかどうかや、発生する費用・利益の大きさが変わり得る。

- 例えば、案 A の電源 E（図 39）については、調整力のために追加的に起動を行うため、機会費用は ΔkW の価格で回収が必要と考えられる。
- 一方、案 B-1 の電源 E（図 39）については、調整力も考慮した上で、市場価格を決定するため、起動費については、取漏れが発生した場合、前日同時市場における kWh の約定価格でなく、 ΔkW の価格や実際に kWh として実需給断面で稼働した調整力（インバランス）の価格での回収を志向することも考えられるが、最低出力費用については、前日同時市場における kWh の約定価格に反映されているため⁵⁹、調整力の機会費用として回収をする必要は無い。

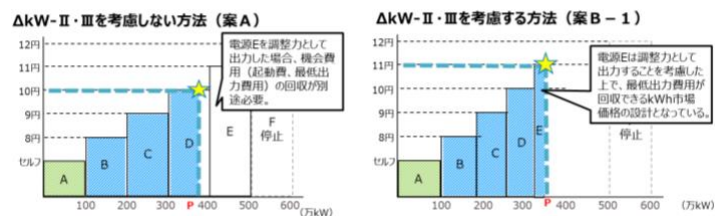


図 39 ΔkW -II 及び ΔkW -III の取り扱いと費用回収（例）

3.7.6 市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

前日同時市場での約定価格、時間前市場での約定価格、インバランス料金での約定価格で異なる価格の決定方式の場合（例えば、①前日同時市場では電源の平均費用カーブで価格が決定し、インバランス料金は限界費用単価が用いられる、②前日同時市場のみ起動費も考慮した価格設定となっている、等）や前日同時市場での Three-Part 情報での入札の価格規律と余力活用契約の価格規律が異なる場合、費用が最小となるような電源運用が可能かといった経済性の観点から懸念が存在する。

また、BG の計画値同時同量のインセンティブの観点からは、小売電気事業者が前日同時市場や時間前市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度⁹⁶や余力活用契約に基づく精算制度とすることが必要である。

このような観点に着目しつつ、実際の約定システムの構築やシミュレーションの過程で十分に検証をしつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要と考えられる。

■ 現状は、時間が異なる複数の市場があり（調整力ΔkW市場・スポット市場・時間前市場・調整力kWh市場）、その実施形態や価格規律、約定価格の決定方法に至るまで、各々、異なっている。



	調整力ΔkW市場	前日スポット市場	時間前市場	調整力kWh市場
実施形態	オークション (前週・前日一括)	オークション (前日一括)	ザラバ	オークション (GC後一括)
価格規律 ※1	逸失利益（機会費用） + 一定額等※2	限界費用	なし	予約電源以外： 限界費用±一定額※2 予約電源： 限界費用又は市場価格以下
約定方法	マルチプライス	シングルプライス	マルチプライス	(調整力取引) マルチプライス (インバランス取引) シングルプライス

※1 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理。
※2 一定額・スプレッドに固定費が織り込まれているのは、あくまで現行の考え方であり、容量市場運開後の織り込みについては懸念の声も上がっていること、ならびに足元においても電力・ガス取引監視等委員会において見直しの議論が行われていることに留意が必要。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 検証の前提条件（入力データの整備）
3. 市場価格の計測・比較検証
4. 回収漏れ費用の補填（Uplift）多寡の検証

- 市場価格においては、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点が存在し、本検証においては、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 一方、何をもって回収漏れと見做すか、その費用の多寡については、起動費の取漏れの判定期間等によって変わり得るため、本検証においてどのような考え方とするか整理を行った。

起動費の取り扱い（詳細論点）

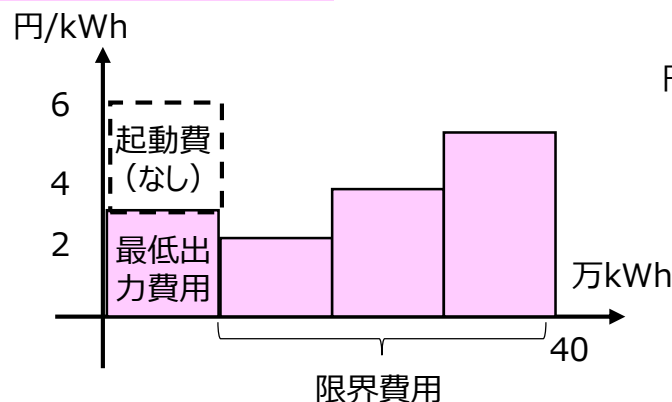
- 起動費について、以下のような論点が考えられるが、それぞれどう考えるか。その他、どのような論点があるか。

論点	詳細
i) 起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。	前ページの通り、PJMにおいては、市場価格（LMP）の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形で市場価格の設定が望ましいと考えられるものの、P.35の通り、計算負荷等との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要。
↓ i) が取り得ない場合、PJMのように、 市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出した上で、取漏れた起動費の回収を別途行う方法 が考えられる。	
ii) 起動費の取漏れの判定期間	起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。 (例) ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。 ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1日、1週間、1か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ市場価格－Σ起動費等の各種費用≥0」が否か）を判定する。
iii) 起動費の取漏れの負担者	調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh市場に参加している者で負担することが適切ではないか。 - この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者に限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。
iv) 負担割合	負担割合の設定方法として、kWhの約定量で比例配分するか。

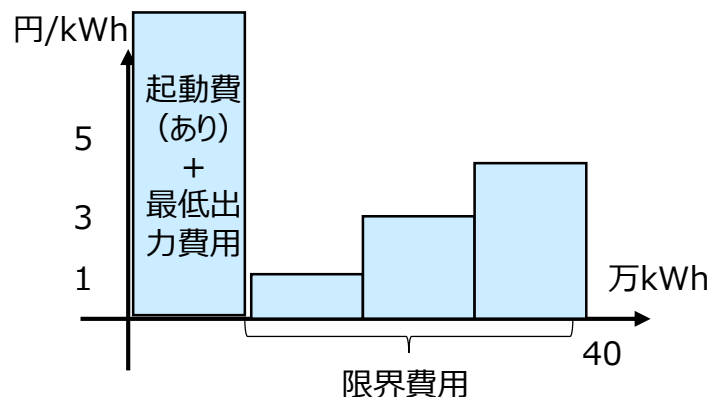
33

- 例えば米PJMにおいては、起動費等も考慮した同時最適化結果であっても、市場価格は「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」から算定されるため、起動費等は市場価格に関係せず、限界費用のみが反映されることとなる。
- その結果、市場価格と限界費用の差分の利潤だけでは、起動費等を賄えない（市場内では全額回収できない）場合があり、不足分を補填するために、米国ではUpliftという制度を設けている。

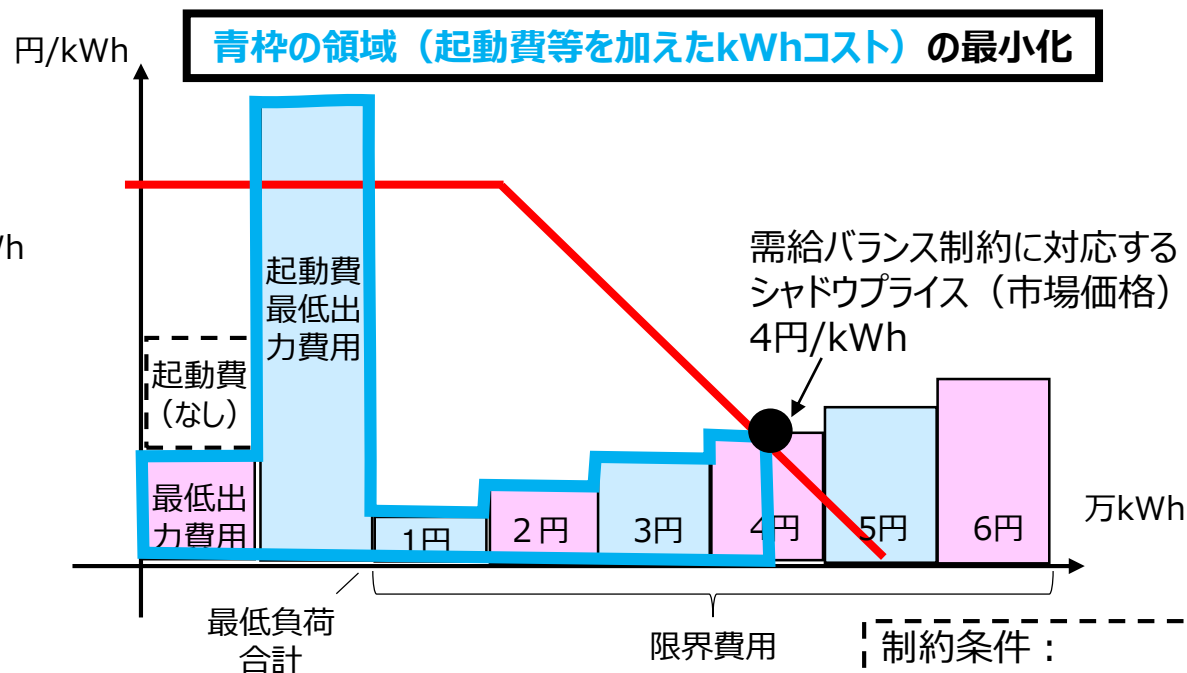
電源A（起動済み）



電源B（停止中）

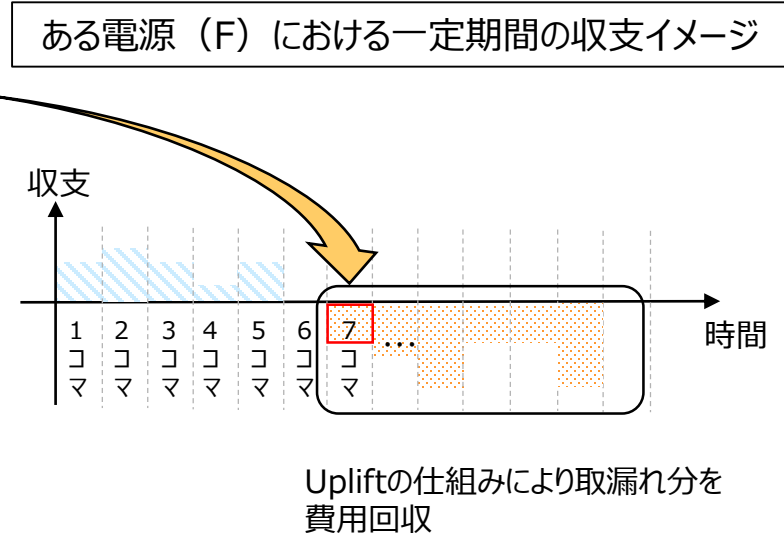
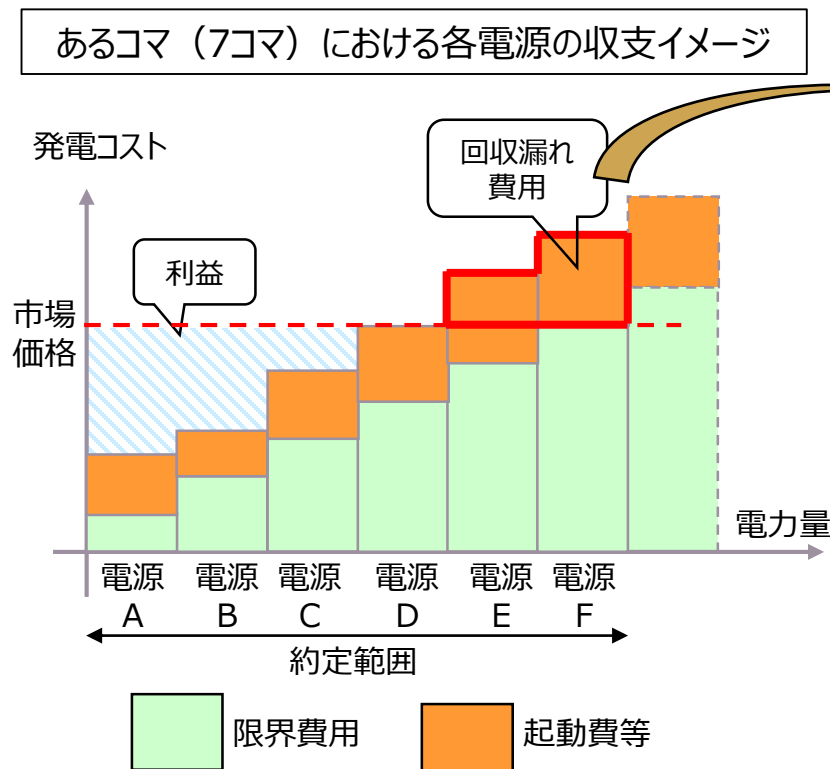


3-Part情報を用いた同時最適化（簡略化のため、価格反応需要価値・調整力確保費用は省略）



制約条件：
 需給バランス制約
 送電容量制約
 リソース能力に関する制約
 調整力確保制約

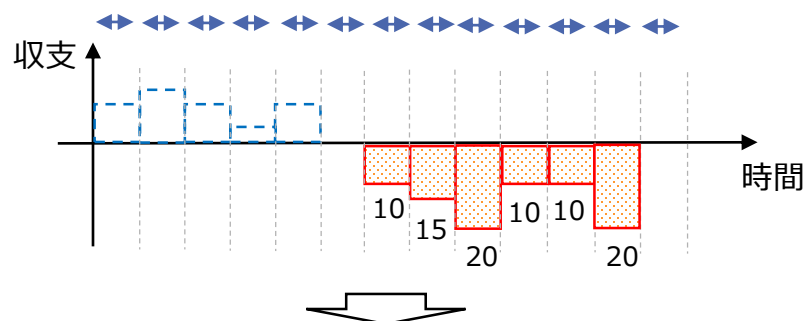
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等の各種費用} \geq 0$ ）ことを判定するかということが論点となる。



<論点>
起動費等の取漏れ判定期間（コマ単位、1日、1週間等）をどのように定めるか

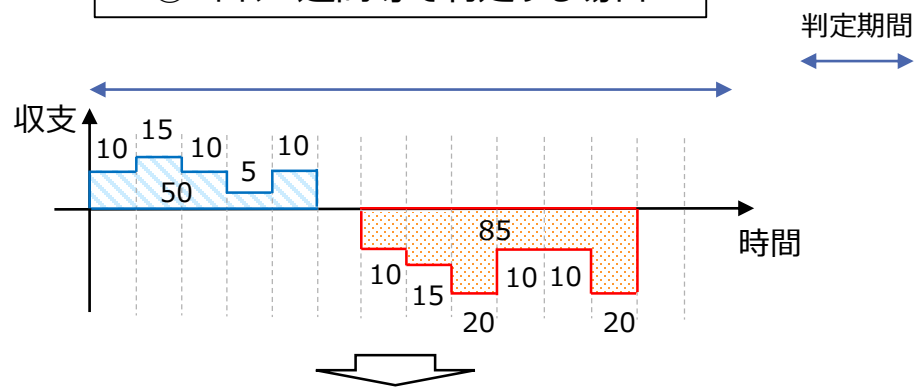
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（発電事業者目線では望ましいものとなる）ものの、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡によっては過度に補填費用が増加する懸念もある。
- これらについては、今回の各シナリオにおいて、それぞれ定量評価して、判定期間（コマ、1日、1週間）の方向性を整理することとしてはどうか。

①コマ単位で判定する場合



取漏れのあるコマの取漏れ分をupliftで回収
($10+15+20+10+10+20=85$)

②1日、1週間等で判定する場合



判定期間内の総収支がマイナスになった分をupliftで回収
($85-50=35$)

以 上