

市場価格算定方法（検証B） に関する進捗報告について

2024年3月24日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第13回本検討会（2025年2月19日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響検証）の中間取りまとめ（2024年8月19日）では未着手（あるいは要深掘り）であり、今後検証が必要と考えられる追加論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「各課題等を考慮した Δ kW市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等を挙げ、今後の検証の進め方について整理を行った。
- 今回、「各課題等を考慮した Δ kW市場価格」について、 Δ kW市場価格に関する追加の試算および市場価格構造に関する考察を実施したため、ご議論いただきたい。

まとめと今後の検証の進め方について

69

- 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、これまで複数回に亘って、検証状況の進捗報告を行い、ここまで一定の方向性について、同時市場の中間とりまとめが報告されたところ。
- 一方、中間とりまとめでは未着手(あるいは要深掘り)であり、今後検証が必要と考えられる論点も一定程度存在しており、今回、追加論点の概要、ならびに今後の検証の進め方について整理した。
 - 【地内混雑発生時のkWh市場価格】
 - 現時点で考えられる地内系統混雑時の価格決定方法として、大きく2通りの方法考えたため、それらについて、定量的に年間通じた市場価格や補填の多寡を比較検証することで、それぞれの方法の特徴の洗い出しを行う
 - 【各課題等を考慮した ΔkW 市場価格】
 - 今回整理した2通りの ΔkW 価格決定方法のそれぞれについて、 ΔkW 価格とUpliftの規模感を定量評価し、従来の試算結果と比較検証することで特徴の洗い出しを行う
 - 【約定電源(青)と約定価格(黄)の相互関係性】
 - 前日断面・時間前断面における電源起動(後)ロジックと、価格算定(黄)ロジックの差異について、どのように取り扱うのか検討を行う
- 今後、各論点について深掘りしていくと共に、それぞれの論点(ならびに既存論点)は相互に影響を及ぼすことから、制度全体を俯瞰しながら、整合性・連続性を踏まえた議論をしていくこととしたい。

1. ΔkW 市場価格に関する追加検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
2. まとめと今後の進め方について

1. ΔkW 市場価格に関する追加検証

- － 1. 各ケースにおける試算結果
- － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）

2. まとめと今後の進め方について

背景（各課題等を考慮したΔkW市場価格）

38

- これまで同時市場におけるΔkWの約定価格については、現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素に基づき、主に「①機会費用」と「②逸失利益」の観点から検証を行ってきた。
(現行の需給調整市場におけるΔkW費用の構成要素)
 - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
 - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
 - ③ その他（一定額）
- 具体的には、kWhとΔkWの同時最適における発電機態勢での余力に対してΔkW約定量をどのように割り当てるか、価格決定をシングルプライスとマルチプライスどちらにするかといった複数の前提条件に基づいて、ΔkW価格の水準感の検証を行ってきた。
- この点、時間前同時市場における差分決済を行った場合、価格指標（機会費用or逸失利益）が変化するものの適切な精算がなされないといった課題も見受けられたため、ΔkW約定タイミングや対価性を踏まえた価格決定方法については今後の課題としていたところ。
- また、ΔkW価格の決定方法については、起動等に関する費用はkWh・ΔkW同時最適による発電機態勢である（どちらの用途にも使用される）ことを踏まえると、ΔkW価格のみに転嫁する（ΔkW価格の構成要素に含める）のはおかしいといったご意見や、kWh価格の決定方法（シャドウプライスのシングルプライス）と同様に、シンプルに出来ないかといったご意見もいただいているところ。
- 上記の追加論点（新たなΔkW価格の決定方法）に対し、具体的にどのようなΔkW価格決定の考え方（案）があり得るのか、また、その際のΔkW価格やUpliftの水準感がどうなるかについて、今後の検証の進め方を整理した。

今後の検証の進め方について

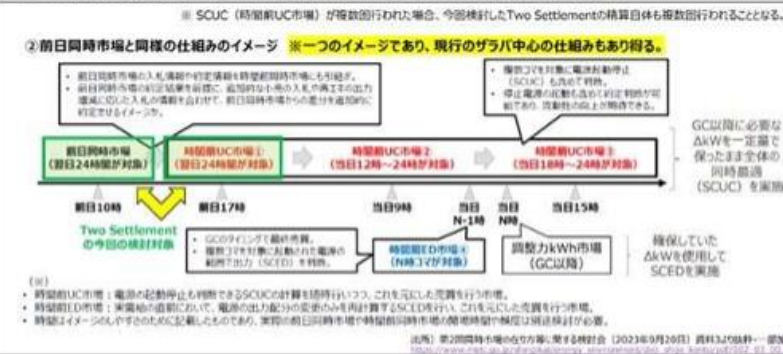
49

- 今回整理した2通りのΔkW価格決定方法のそれぞれについて、ΔkW価格とUpliftの規模感を定量評価し、**従来の試算結果と比較検証することで特徴の洗い出しを行う**ことどうか。
- また、前述のとおり、過去の検討においては、時間前市場においても同時最適化を行う場合（イメージ②）、ΔkWの差替が都度行われることから、前日取引からの数量偏差を最新の市場価格で精算する差分決済方式（Two Settlement）を行う際に、前日同時市場では逸失利益電源であった電源が時間前同時市場で機会費用電源に変化するものの、Two Settlementの精算がなされないといった課題等も見受けられた。
- この点、ΔkW価格決定における機会費用の取扱いの見直しによって、これらの課題（関係性）も変わることになると考えられるため、改めてケーススタディ（試算）を行い、特徴の洗い出しを行う。

ΔkWのTwo Settlementの検討について

88

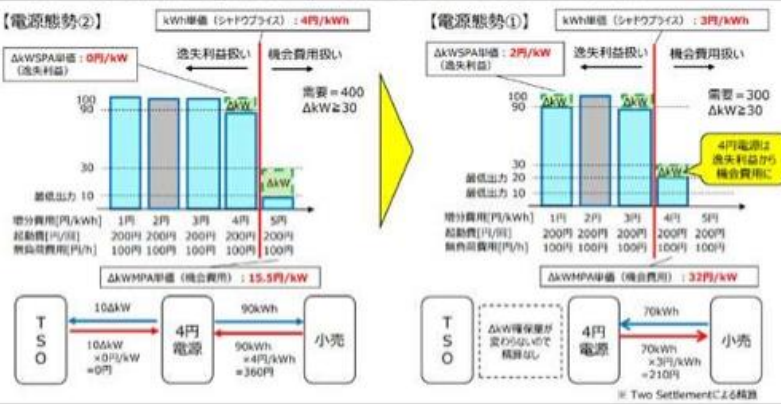
- 時間前同時市場（イメージ②）においては、GC以降に必要な調整力（一定量のΔkW）について、前日同時市場以降の需要変動に応じて、ΔkWの差替えが都度行われることが考えられる。
- 今回、ΔkW市場におけるTwo Settlementの意味（お金の流れ）を把握すべく、簡便化のため、前日同時市場ならびに時間前市場（初回）の2市場のみを対象とし、検証を行うこととした。
- この際、便宜的に、ΔkW費用としては「①機会費用」「②逸失利益」のみを取り扱うこととし、ΔkW価格の精算方法については例Ⅳ（逸失利益はSPA、機会費用はMPA）を用いてケーススタディを実施した。



【ケースⅢ】ΔkW価格指標が逸失利益から機会費用に変化

95

- ケースⅢにおいて、4円電源は、前日市場では逸失利益電源であり、ΔkW収入ゼロ（逸失利益が0円のため）であった一方で、時間前市場においては、4円電源は機会費用電源に変化したものの、ΔkW確保量が変化しないことから、Two Settlementの精算がなされず（ΔkW収入はゼロのままとり）、ΔkW収入では機会費用の回収ができない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）ことをどのように考えるか。



出所）第11回 同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doi_shijo_kento/pdf/013_05_00.pdf

出所）第13回 同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料5をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doi_shijo_kento/pdf/013_05_00.pdf

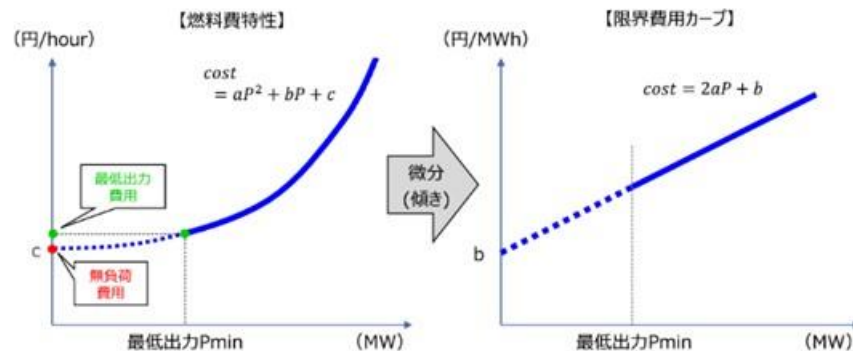
1. ΔkW 市場価格に関する追加検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
2. まとめと今後の進め方について

- 頂いたご意見を踏まえると、kWhとΔkWのどちらの用途にも使用される「起動等に関する費用」をΔkW価格の構成要素に含めない方向が考えられるところ。
- 一方、いわゆる「機会費用」には、「**起動費**」と「**最低出力費用**」が含まれており、どこまでを「起動等に関する費用」と見做すかによってΔkW価格の決定方法は複数存在することとなる。
 - 「機会費用」= 「**起動費**」 + 「**最低出力費用**」

（参考）最低出力費用と無負荷費用

65

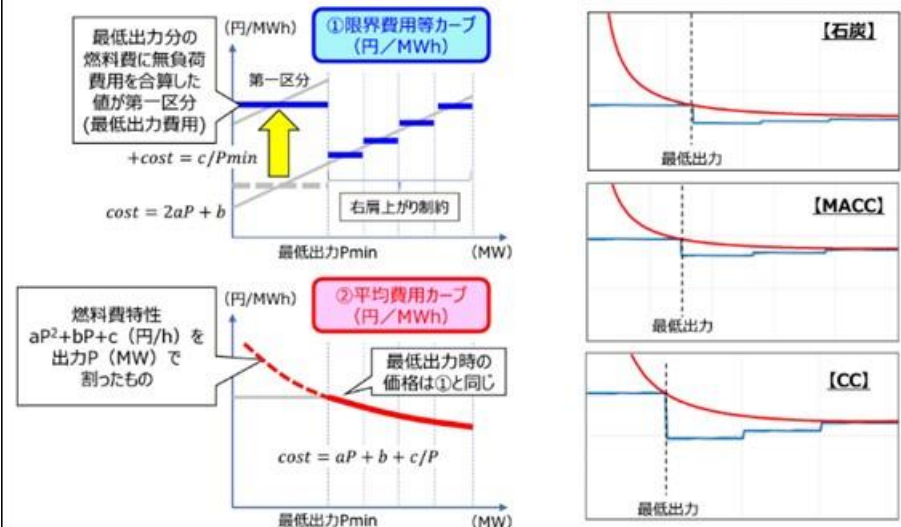
- Three-Part情報の一つとして、最低出力費用の代わりに、無負荷費用を登録させる地域（米PJM等）も存在。
- 最低出力費用と無負荷費用の関係は以下のとおりであり、どちらかを登録させれば、理論上は同様の電源起動や出力配分結果を出すことが可能。
 - ・ 発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用を、燃料費特性として、「 $aP^2 + bP + c$ 」（ P は出力（MW）。 a 、 b 、 c は発電機のコスト特性に合わせた定数。）の二次関数で表現する。
 - ・ PJMで登録している無負荷費用（円/h）は、 $P=0$ とした際の費用「 c 」を意味する。一方で、最低出力費用（円/h）は、最低出力時の燃料費特性から算出される費用となる。
 - ・ また、燃料費特性を一階微分した「 $2aP + b$ 」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。



最低出力費用の取扱いについて（2 / 2）

19

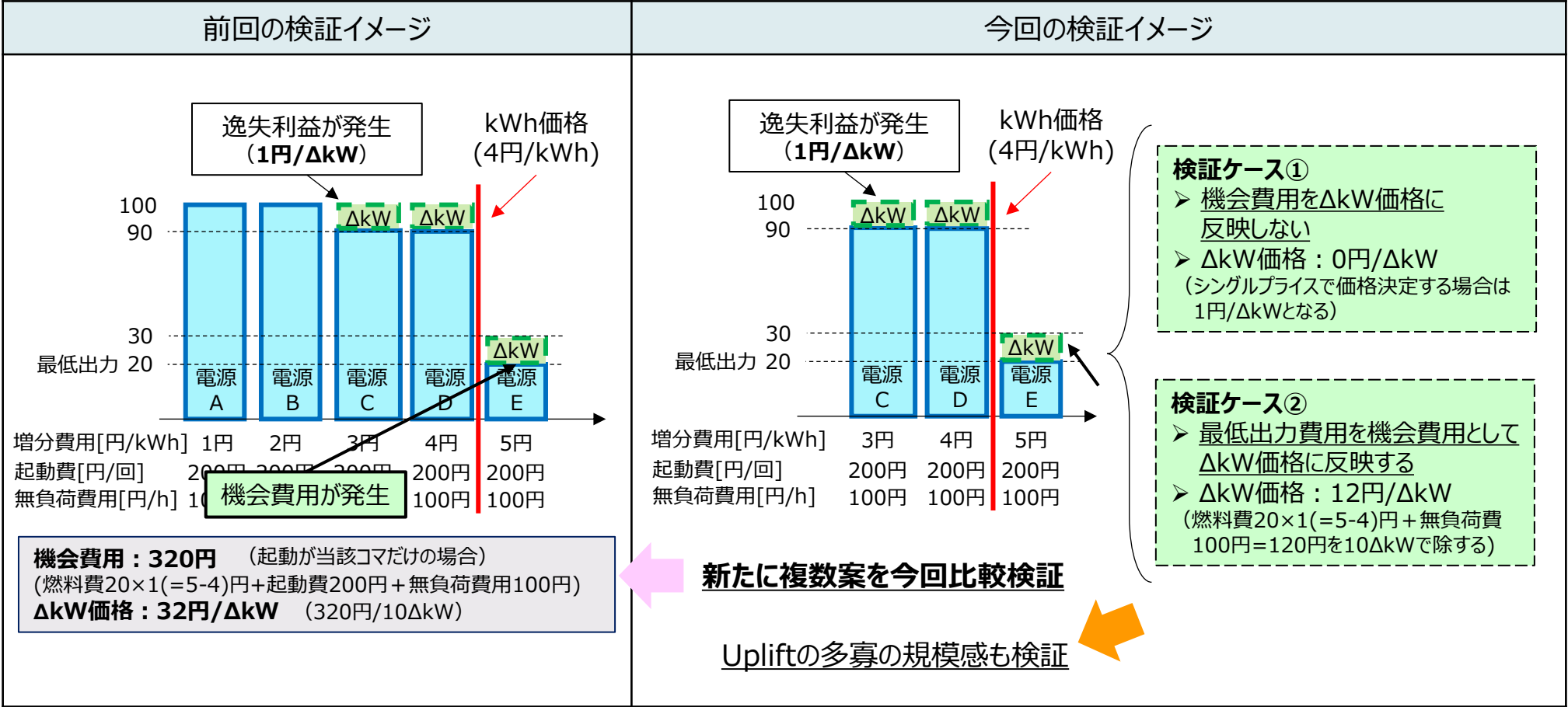
- 「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、基本的に②が高くなる（定格付近で逆転することもある）ため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行っていく。



出所）第2回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

出所）第2回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_05_00.pdf

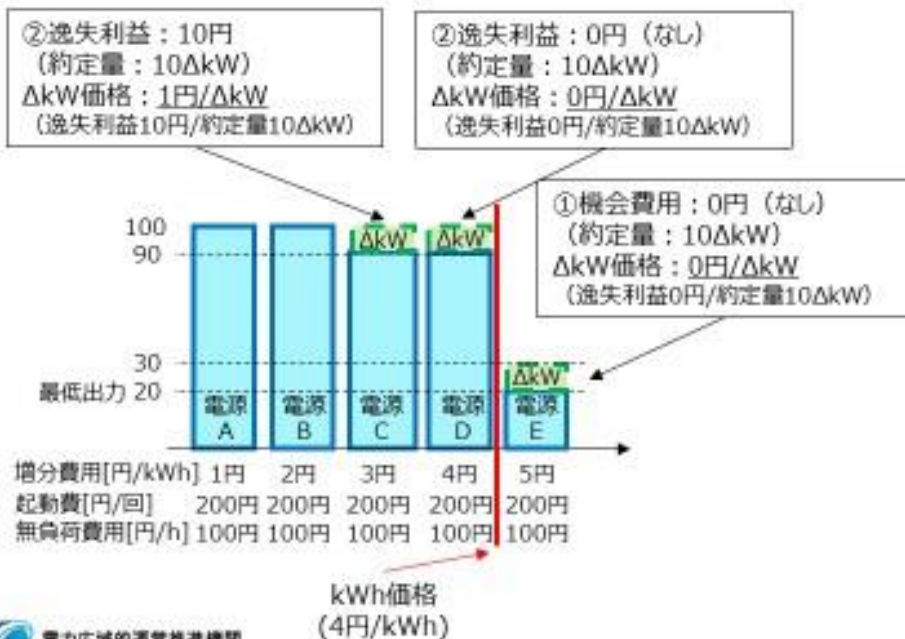
- 「起動等に関する費用」を含めないΔkW価格の決定方法については、以下の2案が考えられる。
- ① 「**起動費**」「**最低出力費用**」全て（つまり機会費用そのもの）を「起動等に関する費用」と見做し、ΔkW価格に反映しない
 - ② 「**起動費**」を「起動等に関する費用」と見做し、ΔkW価格に反映しない（「**最低出力費用**」のみ反映）



検証ケース①(機会費用なし)の特徴(傾向)について

47

- 検証ケース①は ΔkW 価格として機会費用を考慮しないものであり、今回の検証ケースのなかでは ΔkW 価格が最も安くなる傾向にあると考えられる。
- 他方で、このときに、kWh価格より高価な増分費用となる5円電源は取漏れ費用が多くなることから、Upliftによる補填の規模が大きくなる傾向にあるとも考えられる。

 ΔkW の精算

	3円電源 (電源C)	4円電源 (電源D)	5円電源 (電源E)
SPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	10円 (1円/ ΔkW)	10円 (1円/ ΔkW)
MPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)

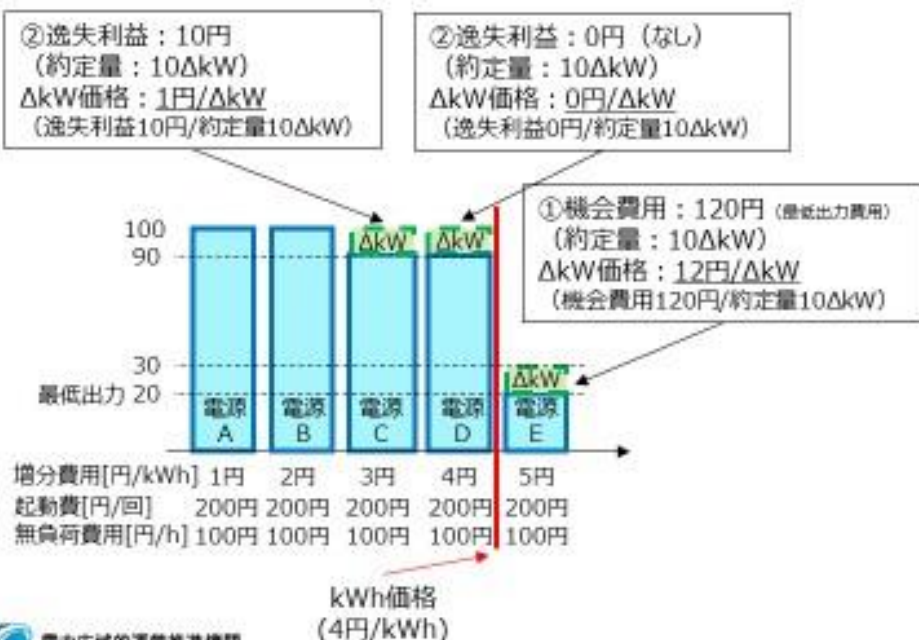
<5円電源の収支構造(SPAの場合)>

- ・発電コスト：400円 (起動がこのコマのみの場合)
(起動費200円+無負荷費用100円+燃料費20×5円)
- ・kWh収入：80円
(発電量20×kWh価格4円)
- ・ ΔkW 収入：10円
(約定量10× ΔkW 価格1円)
- ・Uplift：310円 (このコマのみで算定する場合)
(発電コスト400円-kWh収入80円- ΔkW 収入10円)

検証ケース②(最低出力費用のみ)の特徴(傾向)について

48

- 検証ケース②は ΔkW 価格で機会費用として「**最低出力費用**」のみを考慮するものである。
- 今回の検証ケースの中では ΔkW 価格が最も高くなる傾向にあると考えられ、また、5円電源は取漏れ費用が減少し、Upliftによる補填の規模が最も少なくなる傾向にあるとも考えられる。
- そのため、 ΔkW 精算をシングルプライスとする場合には、3円電源・4円電源の精算価格も大幅に上昇することから ΔkW の取引総額の規模が大きくなると考えられる。

 ΔkW の精算

	3円電源 (電源C)	4円電源 (電源D)	5円電源 (電源E)
SPA精算	120円 (12円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)
MPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)

<5円電源の収支構造 (SPAの場合)>

- ・発電コスト：400円 (起動がこのコマのみの場合)
(起動費200円+無負荷費用100円+燃料費20×5円)
- ・kWh収入：80円
(発電量20×kWh価格4円)
- ・ ΔkW 収入：120円
(約定量10× ΔkW 価格12円)
- ・Uplift：200円 (このコマのみで算定する場合)
(発電コスト400円-kWh収入80円- ΔkW 収入120円)

- 各検証ケースについて、ΔkW価格およびUplift規模感の試算結果は以下の通り。
- このうちケース①（機会費用なし）については、マルチプライス・シングルプライスともにΔkW価格は顕著に低くなる。
（他方でΔkW価格が低減する分だけ、他案に比べupliftの割合は増加傾向となる）
- 一方、ケース②（最低出力費用のみ）は起動費が含まれない分、マルチプライスでのΔkW価格は低減するものの、シングルプライスとした場合は価格高騰する傾向が見受けられた（前回検討で採用を見送った例Ⅰ～Ⅲと同様）。

基本試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率

ΔkW特定方法		前回（機会費用全て、SPAはハイブリッド精算）			ケース①（機会費用なし）			ケース②（最低出力費用）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
ΔkW SPA	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.77 / 0.05			0.33 / 0.02			2.4 / 0.24		
	Uplift 年間総額 (割合)	0.009	0.003	0.001	0.030	0.018	0.015	0.008	0.002	0.001
ΔkW MPA	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.47 / 0.03			0.07 / 0.003			0.44 / 0.03		
	Uplift 年間総額 (割合)	0.011	0.006	0.005	0.035	0.028	0.026	0.013	0.008	0.007

(参考) 今後の検証の前提条件

50

- なお、今後の検証の前提として、前回の Δ kW価格とUpliftの試算と同様に、以下の条件で試算を行う。
 - 燃料費は「基本試算ケース」（2015年3月CIF価格を元に作成）とする
 - 最低出力費用の取扱いは「最低出力にかかる平均費用と増分費用カーブ（増分費用等カーブ）」とする
 - kWh価格決定方法は「案B-2：同時最適結果に対して、米PJMと同様、シャドウプライスを適用」とする
- また、Upliftの算定期間については、米国市場の例を参考として1日単位とすることがよいかとも考えられているため、今後の検証の前提条件としても、この考え方にもとづいて、1日単位での規模感の試算を中心に行う。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

【Uplift】

- 市場価格の算定においては、検証Aのとおり、どのように市場を設計しても起動費等の取り漏れ（Uplift）は発生しうる。これについては、作業部会の議論のとおり、確実な回収が必要と考えられる。
- その場合に、このUpliftの算定期間や、回収・負担方法をどうするか。
- まず、算定期間については、同時市場が1日単位で実施されることや、米国市場の例を参考にすると、**1日単位**とすることがよいかとも考えられる。
- 次に、Upliftの回収・負担方法については、全買い約定に均等配分する方法、全小売電気事業者に均等に配分する方法、インバランスに賦課する方法等が考えられる。
- Upliftに関する論点については、以上の考え方を踏まえつつ、**引き続き議論が必要**。

83

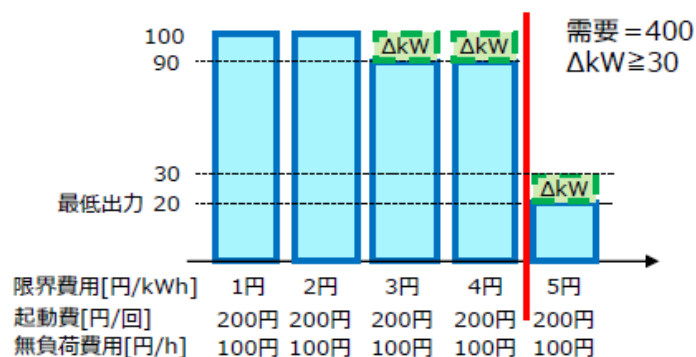
ΔkW 約定量の特定方法について (2 / 2)

11

- 米PJMでは、「②逸失利益」や「③その他 (一定額)」については、形は違えど、一定の配慮はなされている一方、「①機会費用」については考慮されていない (おそらくUplift等で回収) といった日本との違いがある (言い換えると、「①機会費用」の存在が、 ΔkW 約定量特定の論点を複雑にしている※ともいえる)。
- この点、例えば、米PJM同様に「②逸失利益」のみをシングルプライス精算とし、「①機会費用」は ΔkW 供出のために支出自体が確定している (実コスト) と考えれば、個別に「①機会費用」のみをマルチプライス精算するハイブリッド型の方法 (例Ⅳ) など考えられるか。

※ 機会費用も含めてシングルプライス精算を採用する場合、起動費 [円/回] 含む機会費用の単位数 ($\Delta kW \cdot h$) あたりの ΔkW コストを SCUC (同時最適) において最小化する (ΔkW 約定量を特定する) 必要があるが、このようなロジックの確立は困難であるため。

【例Ⅳ: シングル・マルチのハイブリッド精算】



(起動が当該コマだけの場合)

②逸失利益: 10円
(約定量10 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 1円/ $\Delta kW \cdot h$
(kWh約定価格4円
- 限界費用3円)

②逸失利益: 0円 (なし)
(約定量10 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 0円/ $\Delta kW \cdot h$
(kWh約定価格4円
- 限界費用4円)

①機会費用: 320円
(約定量10 $\Delta kW \cdot h$)
(燃料費20×1 (=5-4)円
+ 起動費200円 + 無負荷
費用100円)

【ハイブリッド精算の具体的考え方】

- ΔkW については、調整力発動 (ΔkWh) 費用含め安価とする考え方から、限界費用の安い順に割り当て (特定)
⇒ これにより、逸失利益の取漏れはなくす
- ΔkW 価格 (シングルプライス) としては、「②逸失利益」により算定した価格のマーガナルを引用 (左例では ΔkW 価格: 1円/ $\Delta kW \cdot h$)
- 「①機会費用」はマルチプライスとして (追加で) 個別精算する
⇒ 5円電源としてはマルチ (機会費用) + シングル (逸失利益) の ΔkW 収入となることから、 ΔkW 供出インセンティブも期待できる

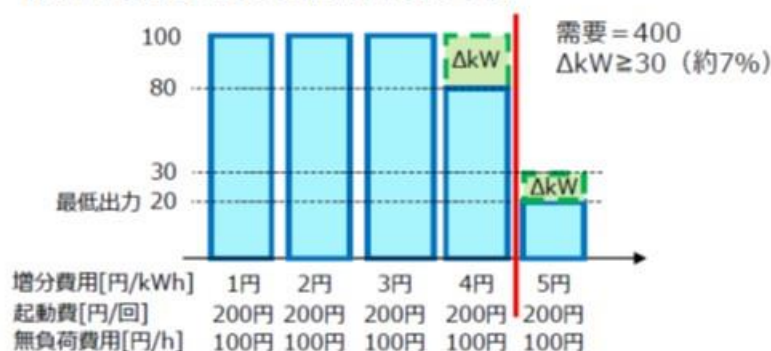
	3円電源	4円電源	5円電源
SPA精算 (逸失利益)	10円 (1×10)	10円 (1×10)	10円 (1×10)
MPA精算 (機会費用)	0円	0円	320円
ΔkW 収入	10円	10円	330円

ΔkW 約定量の特定方法について (1/3)

40

- まず、調整力発動 (ΔkWh) 費用含め安価とする考え方から、増分費用の安い順に割り当てる方法 (例Ⅰ) が考えられる。一方で、「①機会費用」電源の ΔkW 約定量が少量となり、単体量 ($\Delta kW \cdot h$) あたりの ΔkW コストが高額になる (シングルプライスの場合、マージナルとして引用されると全体コスト高となる) 課題が考えられる。
- この点、「①機会費用」支出自体が確定しているのであれば、単体量 ($\Delta kW \cdot h$) あたりの ΔkW コストを低減させる観点から、増分費用の高い順に割り当てる方法 (例Ⅱ) も考えられる。一方、「②逸失利益」電源に ΔkW 約定量が割り当てられず、逸失利益が取り漏れる課題も考えられる。

【例Ⅰ: 増分費用の安価な順に割り当て】



(起動が当該コマだけの場合)

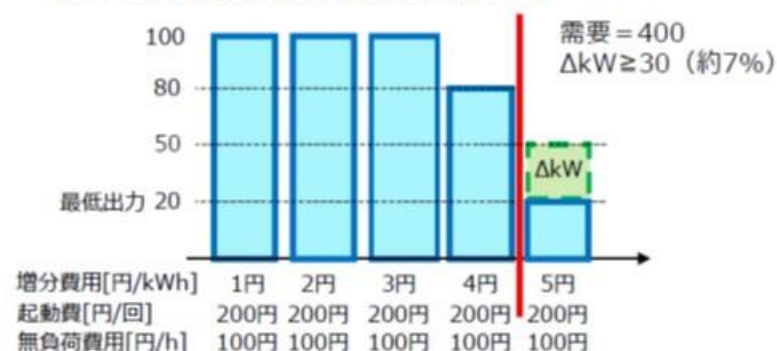
②逸失利益: 0円 (なし)
(約定量20 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 0円/ $\Delta kW \cdot h$
(kWh 約定価格4円
- 増分費用4円)

①機会費用: 320円
(約定量10 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: **32円/ $\Delta kW \cdot h$**
(燃料費20 $\times$ 1(=5-4)円
+ 起動費200円 + 無負荷
費用100円)/10 ΔkW

ΔkW 収入 (シングルプライス) 640円
 ΔkW 収入 (マルチプライス) 0円

320円
320円

【例Ⅱ: 増分費用の高額な順に割り当て】



(起動が当該コマだけの場合)

②逸失利益: 0円 (なし)
(約定量0 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 0円/ $\Delta kW \cdot h$
(kWh 約定価格4円
- 増分費用4円)

①機会費用: 320円
(約定量30 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: **10.7円/ $\Delta kW \cdot h$**
(燃料費20 $\times$ 1(=5-4)円
+ 起動費200円 + 無負荷
費用100円)/30 ΔkW

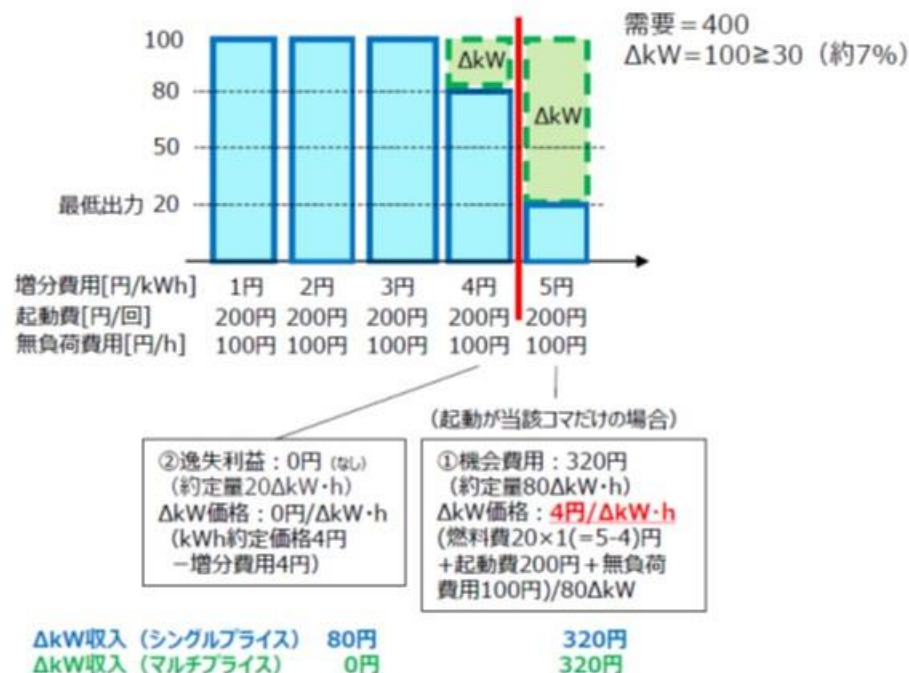
ΔkW 収入 (シングルプライス) 0円
 ΔkW 収入 (マルチプライス) 0円

320円
320円

ΔkW 約定量の特定方法について (2 / 3)

41

- 単体量 ($\Delta kW \cdot h$) あたりの ΔkW コストを低減させつつ、逸失利益の取り漏れを防止する観点からは、同時最適の結果、余力 (ΔkW 供出可能領域) になったものを全て ΔkW 約定量として扱う方法 (例Ⅲ) も考えられる。一方、 ΔkW の必要量以上に対価性を与えていることに対してどのように観念 (定義) するかが課題と考えられる。

【例Ⅲ: ΔkW 供出可能量すべて ΔkW 約定したものとする】

ΔkW価格算定に関する試算結果について

44

- kWh価格、ΔkW価格に関する試算結果については下表のとおり。
- ΔkW精算をシングルプライスとした場合、Ⅰ＞Ⅱ＞Ⅲの順に平均価格・年間取引総額（コマ単位の約定量・約定価格を年間で総計）ともに高額となり、マルチプライスとした場合、年間取引総額に変化はないが、Ⅲについては、ΔkWの約定量が増えるため、平均価格としては低くなった。
- また、例Ⅳ（ハイブリッド精算）の場合、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乗せされた水準感となった。

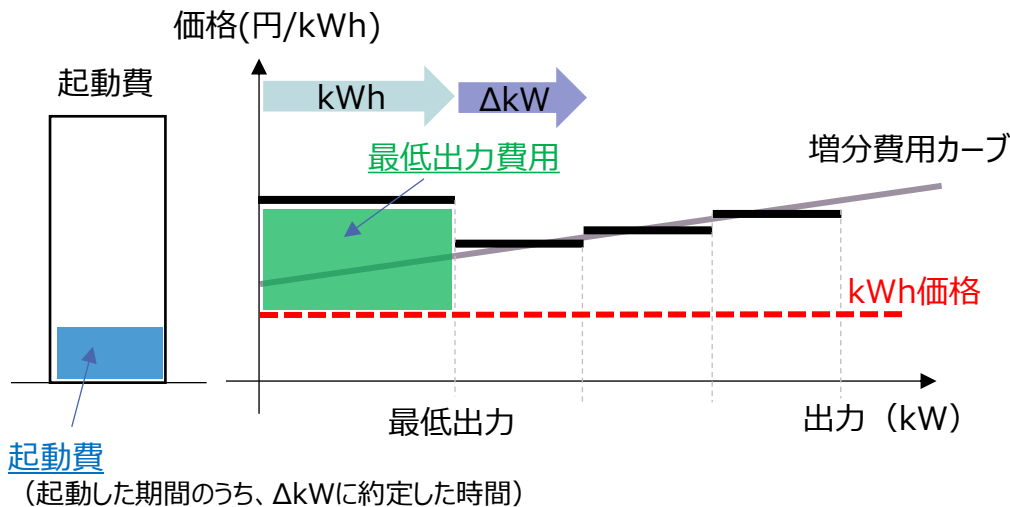
基本試算ケースにおける増分費用等
カーブの案B-2を基準にした比率

ΔkW特定方法		例Ⅰ（増分費用の安価な順）	例Ⅱ（増分費用の高額な順）	例Ⅲ（すべてΔkW約定）	例Ⅳ（ハイブリッド精算）
Δ k W	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0			
S P A	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	4.5 / 0.30	2.8 / 0.19	0.64 / 0.07 (ΔkW約定量が他より多い)	0.77 / 0.05
Δ k W	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0			
M P A	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.47 / 0.03	0.47 / 0.03	0.24 / 0.03 (ΔkW約定量が他より多い)	シングル・マルチの ハイブリッド精算のため 上の枠に包含

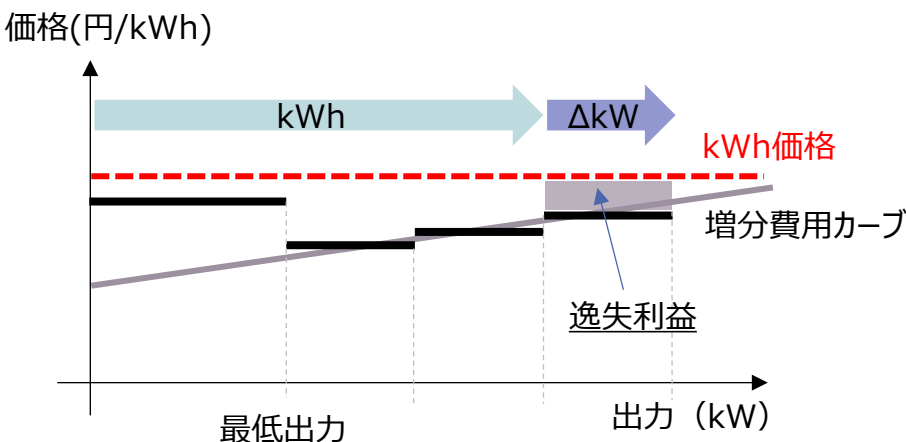
- ΔkWを確保した電源のうち、現行の需給調整市場におけるΔkW費用の構成要素である「①機会費用」とその内訳、ならびに「②逸失利益」の年間総額は以下の通りである。
- 傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなっており、また、「①機会費用」の内訳としては、「起動費」に比べて「最低出力費用」が占める割合が最も大きくなっている。

	①機会費用			②逸失利益
	起動費	最低出力費用	合計	
年間総額 (年間卸取引費用に対する比率)	0.24%	2.21%	2.45%	0.33%

①機会費用のイメージ
(増分費用がkWh価格より高価な電源)

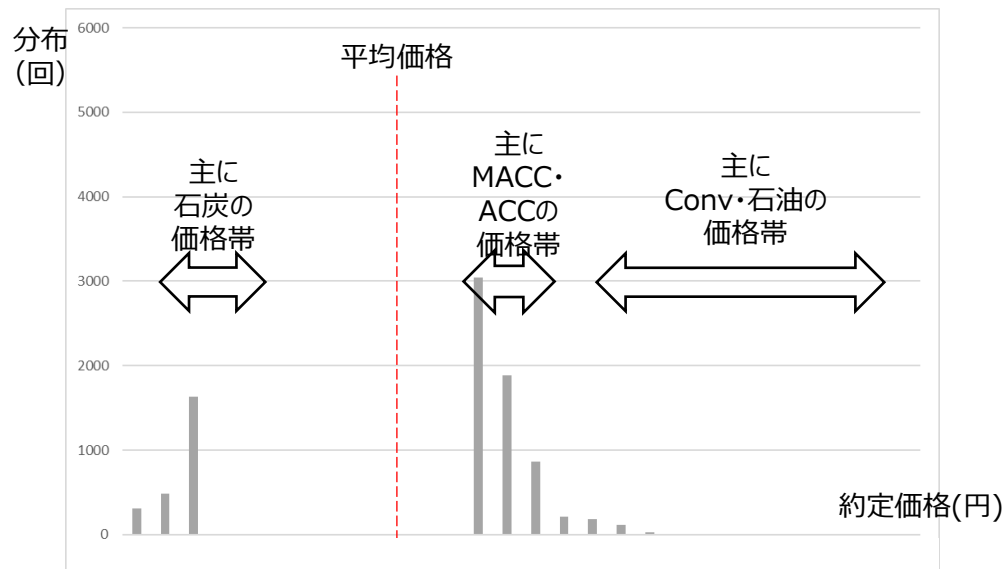


②逸失利益のイメージ
(増分費用がkWh価格より安価な電源)

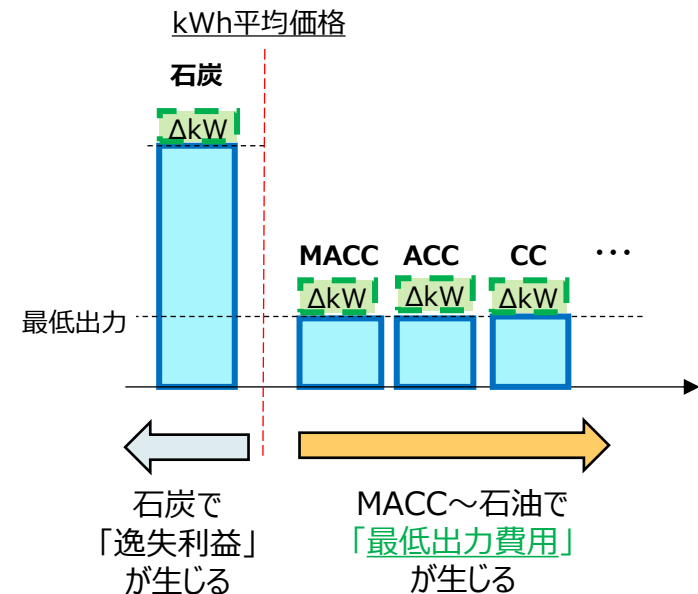


- Δ kW価格として、「**最低出力費用**」が最も大きな要素となった理由についても深掘り（分析）を実施した。
- kWh価格の傾向として、平均価格は、最も安価な石炭の増分費用と次に安価なMACCの増分費用の間にある。
- これにより、逸失利益が生じ得る電源（主に石炭）よりも、機会費用が生じ得る電源（主にMACC・ACC・CC）の方が対象数として多くなり、これらの「**最低出力費用**」に係る費用が相対的に大きくなっている。

kWh価格の分布



Δ kW費用の傾向



		石炭			MACC	ACC	CC	CONV			石油
		小	中	大				小	中	大	
最大 (MW)		100	600	1,000	500	300	200	100	600	1,000	300
最低 (MW)		50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
起動費 (万円)		160	420	640	100	900	80	60	100	130	100
最低出力費用	無負荷費用 ／最低出力 (円/kWh)	0.83	1.31	1.22	1.90	1.22	3.24	1.49	3.39	6.15	3.30
	燃料費 (円/kWh)	3.05	2.77	2.71	7.80	8.34	9.36	10.24	9.79	9.47	9.34
	合計 (円/kWh)	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.60	11.74	13.17	15.62	12.64
第二区分燃料費 (円/kWh)		3.20	2.91	2.84	8.07	8.75	9.84	10.81	10.22	9.81	9.39
第三区分燃料費 (円/kWh)		3.30	3.00	2.89	8.28	8.96	10.31	11.18	10.59	10.14	9.43
第四区分燃料費 (円/kWh)			3.09	2.95	8.48	9.16	10.79		10.97	10.48	9.47
第五区分燃料費 (円/kWh)			3.19	3.01	8.69				11.34	10.81	
第六区分燃料費 (円/kWh)				3.07						11.14	
第七区分燃料費 (円/kWh)				3.13						11.47	

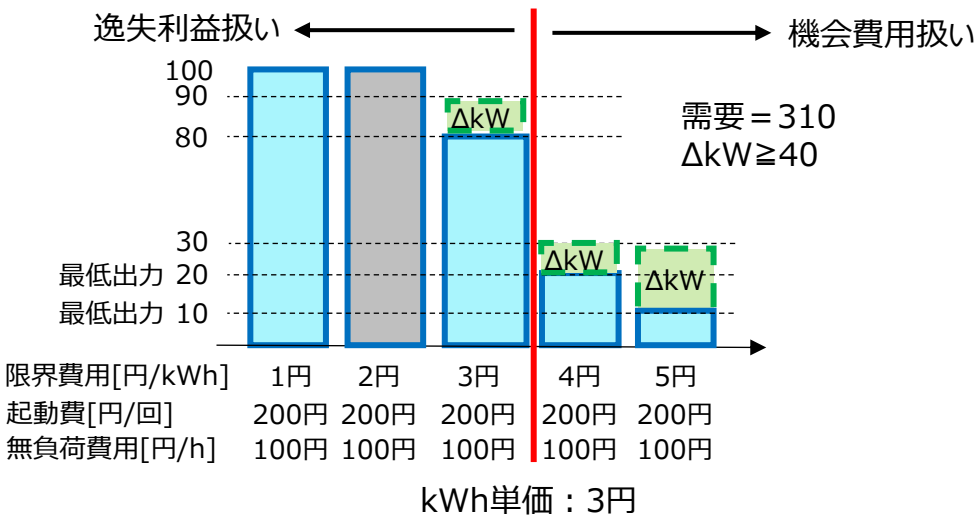
1. ΔkW 市場価格に関する追加検証

- － 1. 各ケースにおける試算結果
- － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）

2. まとめと今後の進め方について

■ 続いて、ΔkWの差分決済方式（Two Settlement）について、前回検証を実施した下記3ケースに対し、ΔkW 価格決定方法を「ケース①（機会費用なし）+SPA」とした際の影響（特徴）の洗い出しを行った。（ケース②の SPAは価格高騰傾向が見受けられたことと、差分決済において前回同様の課題が想定される※ことから検討省略）

No	前日同時市場	時間前市場（初回）	評価軸
ケースⅠ	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW：30	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量が変化（確保あり→なし） （1円電源に着目）
ケースⅡ	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW：30	【電源態勢③】 需要：470 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が機会費用から逸失利益に変化 （4円電源に着目）
ケースⅢ	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW：30	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が逸失利益から機会費用に変化 （4円電源に着目）



※ 起動費の織り込み有無は異なるが、大きく「逸失利益」と「機会費用」の二つの項目を扱っているという意味では前回と同じ状況であるため。

電源（限界費用）	最低出力	ΔkW供出可能量
1円	20	10（最大）
2円	20	0（非調整電源）
3円	20	10（最大）
4円	20	10（最大）
5円	10	20（最大）

- ※ Two Settlementによる精算

【ケース I】当該電源の ΔkW 確保量が変化

41

- ケース I において、1円電源は、前日市場で ΔkW 確保したため、逸失利益として20円の収入があった一方、時間前市場においては、 ΔkW をリリース（数量偏差が発生）したため、Two Settlementの精算がなされるも、時間前の ΔkW 約定価格が0円のため、精算額（還元額）も0円となる（また逆に、時間前の ΔkW 約定価格が前日以上となる場合も想定される）ことをどのように考えるか。

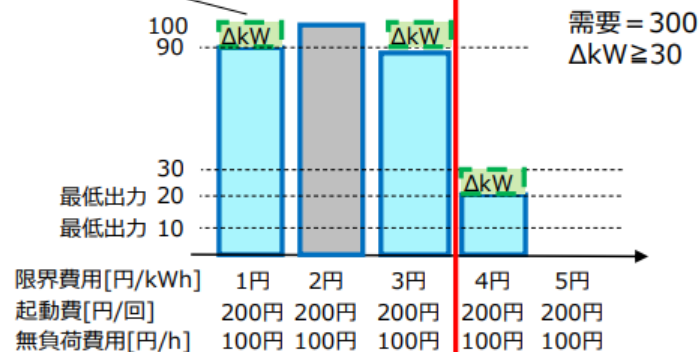
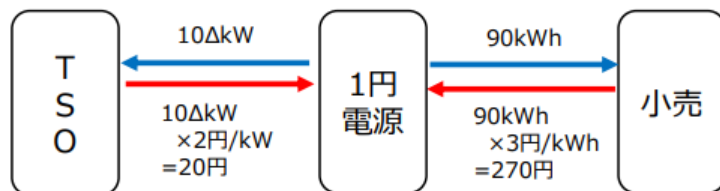
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

 ΔkW WSPA単価：2円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：32円/kW

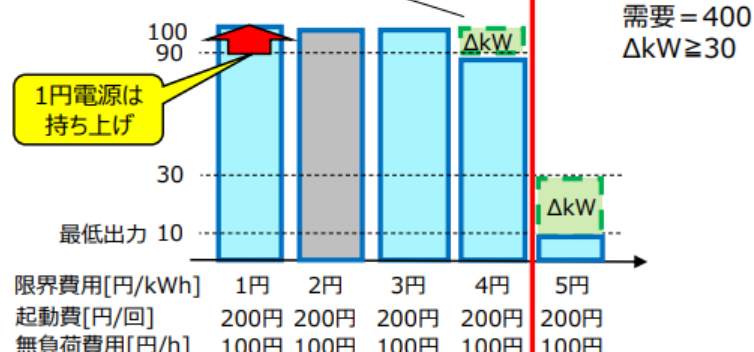
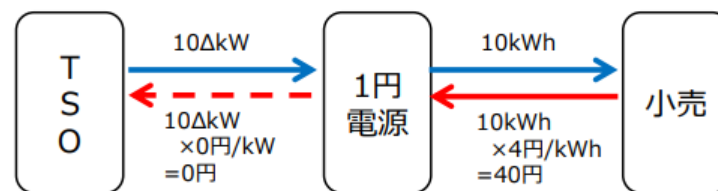
【電源態勢②】

kWh単価（シャドウプライス）：4円/kWh

 ΔkW WSPA単価：0円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：15.5円/kW

※ Two Settlementによる精算

- ケースⅡにおいて、4円電源は前日市場では機会費用電源であり、逸失利益SPA分の20が利益としてあった一方、時間前市場において、逸失利益電源に変化したものの、ΔkW確保量が変わらず、Two Settlement精算としては実施されない結果となった。この点、前回と比較すると、価格指標が変化しない他の逸失利益電源と同じ精算方法になることから、電源間の平仄は取れている（公平性が向上した）状態になると考えられる。

【電源態勢①】

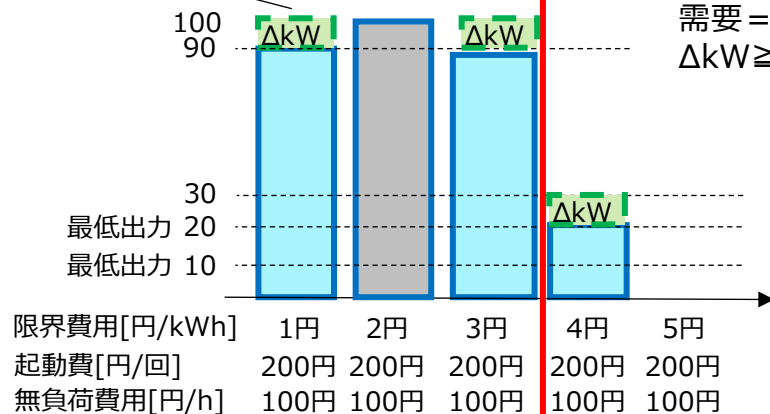
kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

ΔkW単価：2円/kW
（逸失利益のSPA）

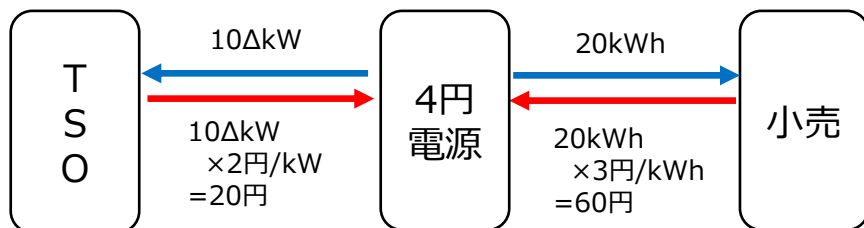
逸失利益扱い

機会費用扱い

需要 = 300
ΔkW ≥ 30



ΔkW単価：2円/kW（逸失利益のSPA）



【電源態勢③】

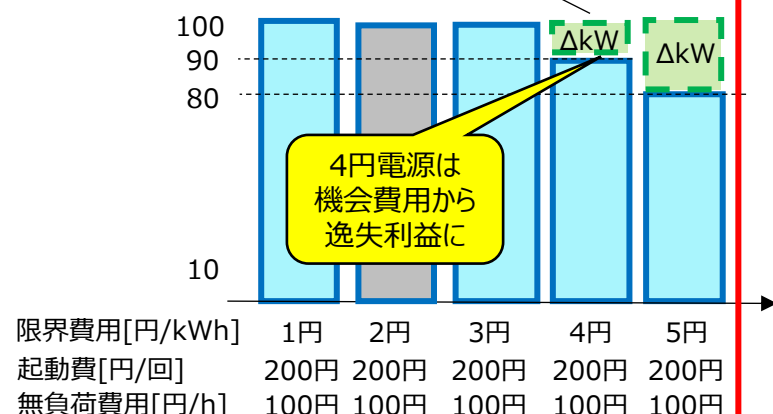
kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

ΔkW単価：1円/kW
（逸失利益のSPA）

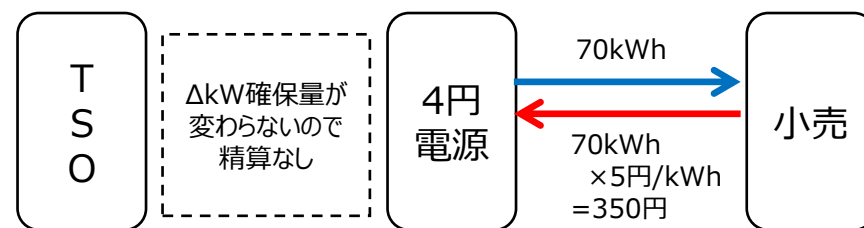
逸失利益扱い

機会費用扱い

需要 = 470
ΔkW ≥ 30



ΔkW単価：1円/kW（逸失利益のSPA）



※ Two Settlementによる精算

【ケースⅡ】 ΔkW 価格指標が機会費用から逸失利益に変化

42

- ケースⅡにおいて、4円電源は、前日市場では機会費用電源であったことから、 ΔkW 収入として起動費等を回収した上で、更に逸失利益SPA分の20が利益としてあった一方、時間前市場において、逸失利益電源に変化したものの、 ΔkW 確保量が変わらず、Two Settlementの精算がなされない。他の電源は逸失利益電源として、Uplift（利益と相殺の上、事後補填）でしか、起動費等の回収はできないことと比較して、どのように考えるか。

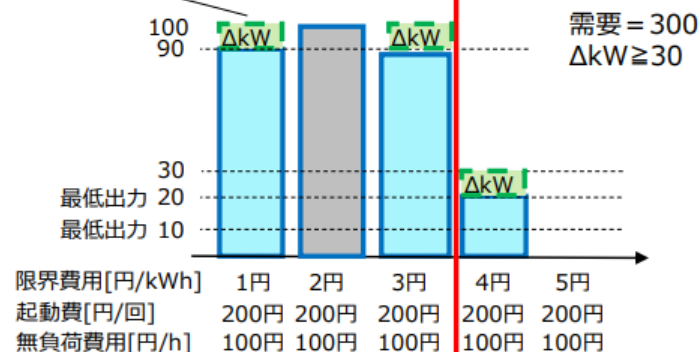
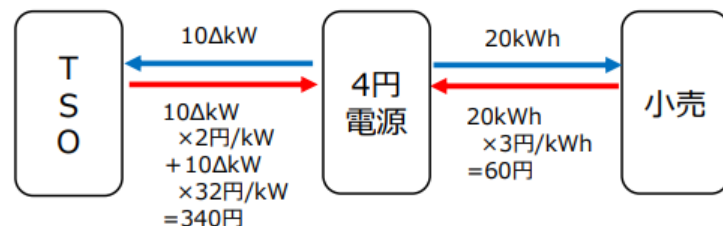
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

 ΔkW SPA単価：2円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：32円/kW

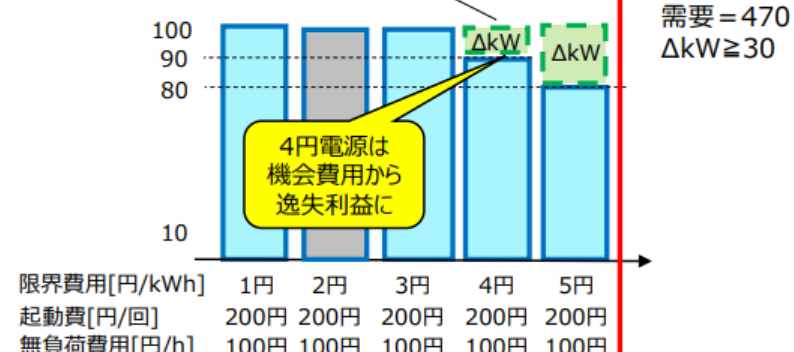
【電源態勢③】

kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

 ΔkW SPA単価：1円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

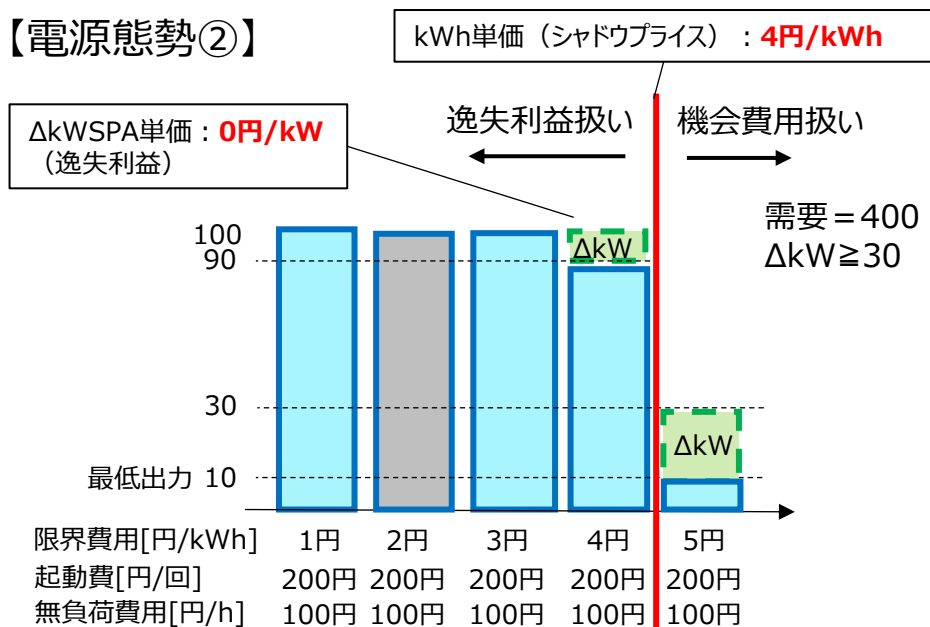
機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：なし

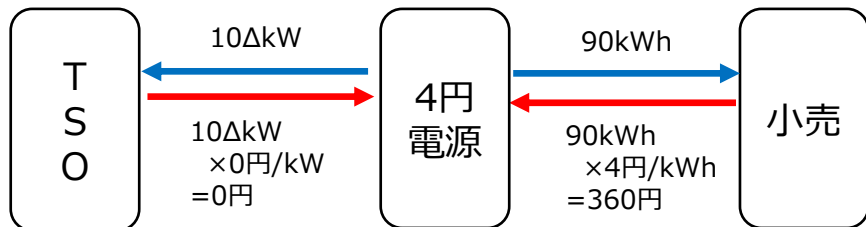
※ Two Settlementによる精算

■ ケースⅢにおいて、4円電源は、前日市場では逸失利益電源であり、ΔkW収入ゼロ（逸失利益が0円のため）であった一方で、時間前市場においては、4円電源は機会費用電源に変化したものの、ΔkW確保量が変わらないことから、Two Settlementの精算がなされない。この点、前回と比較すると、価格指標が変化しない他の機会費用電源と同じ精算方法になることから、電源間の平仄は取れている（公平性が向上した）状態になると考えられる。

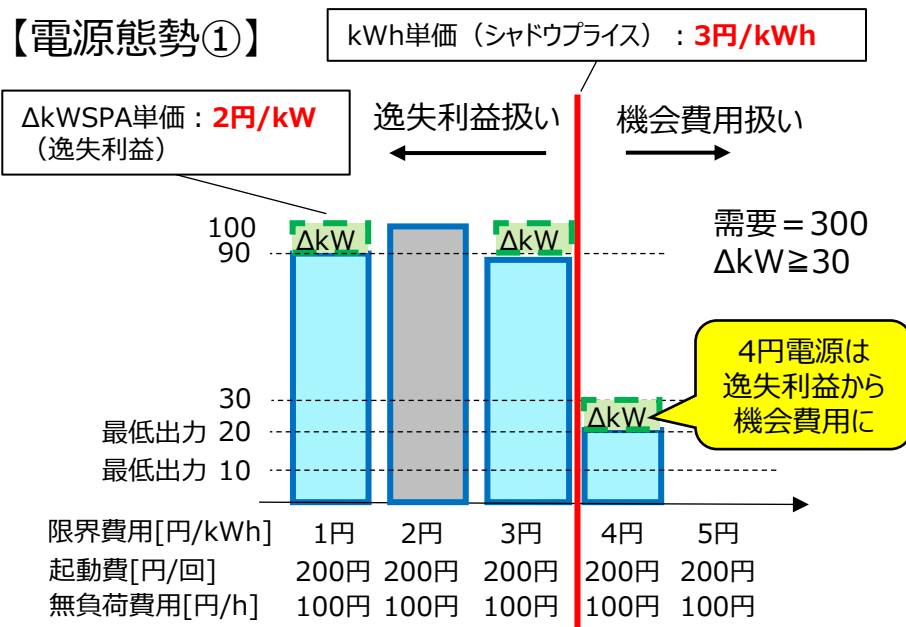
【電源態勢②】



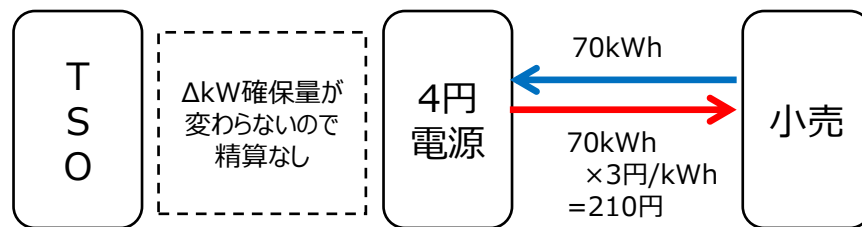
ΔkW単価：0円/kW（逸失利益のSPA）



【電源態勢①】



ΔkW単価：2円/kW（逸失利益のSPA）



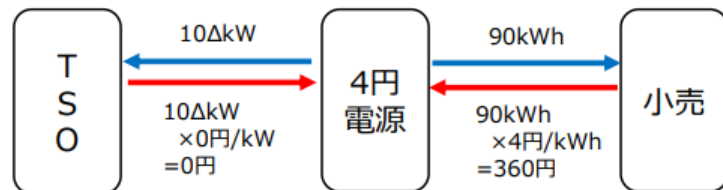
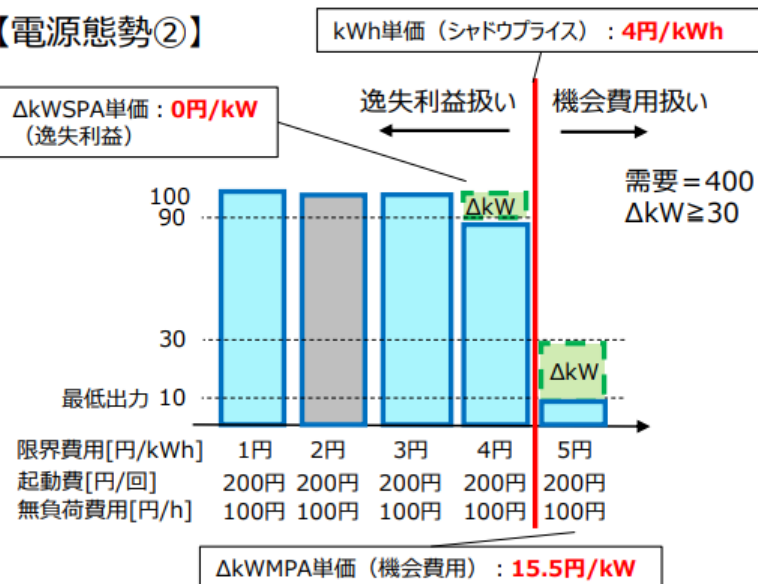
※ Two Settlementによる精算

【ケースⅢ】 ΔkW 価格指標が逸失利益から機会費用に変化

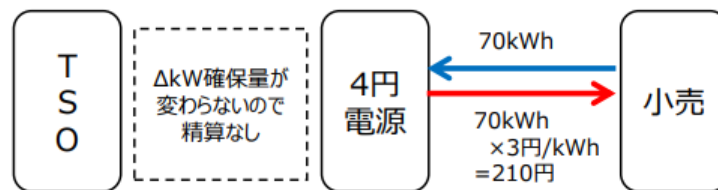
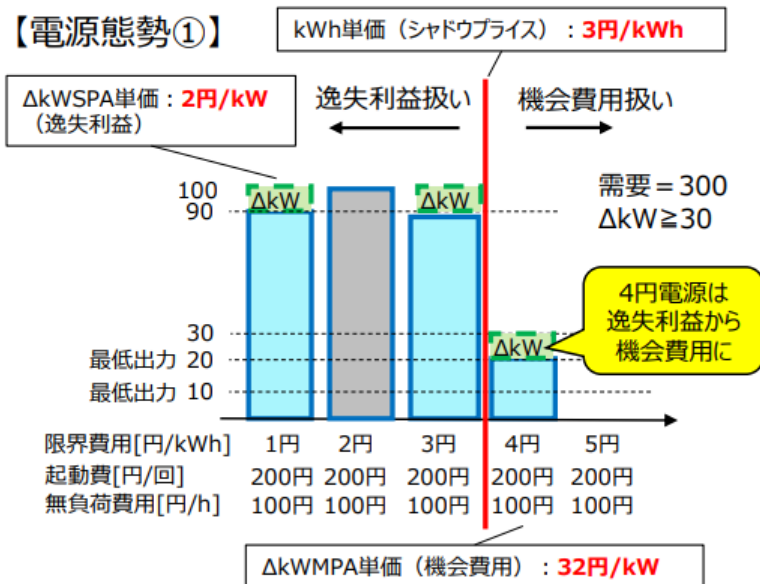
43

- ケースⅢにおいて、4円電源は、前日市場では逸失利益電源であり、 ΔkW 収入ゼロ（逸失利益が0円のため）であった一方で、時間前市場においては、4円電源は機会費用電源に変化したものの、 ΔkW 確保量が変わらないことから、Two Settlementの精算がなされず（ ΔkW 収入はゼロのままとなり）、 ΔkW 収入では機会費用の回収ができない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）ことをどのように考えるか。

【電源態勢②】



【電源態勢①】



※ Two Settlementによる精算

1. ΔkW 市場価格に関する追加検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
2. まとめと今後の進め方について

- 今回、新たに2通りの ΔkW 価格決定方法（案）を提案し、「 ΔkW 価格とUplift規模感の定量評価（試算）」、ならびに「Two Settlement精算時の影響評価」について検討を行い、下記のような示唆が得られた。

- ケース①：「起動費」「最低出力費用」全て（機会費用そのもの）を「起動等に関する費用」と見做し、 ΔkW 価格に反映しない
- ケース②：「起動費」を「起動等に関する費用」と見做し、 ΔkW 価格に反映しない（「最低出力費用」のみ反映）

【 ΔkW 価格とUplift規模感の定量評価（試算）】

- ケース①（機会費用なし）については、マルチプライス・シングルプライスともに ΔkW 価格は顕著に低くなる（他方で ΔkW 価格が低減する分だけ、他案に比べupliftの割合は増加傾向となる）
- 一方、ケース②（最低出力費用のみ）は起動費が含まれない分、マルチプライスでの ΔkW 価格は低減するものの、シングルプライスとした場合は価格高騰する傾向が見受けられた。（前回検討で採用を見送った例Ⅰ～Ⅲと同様）

【Two Settlement精算時の影響評価】

- ケース①（機会費用なし+SPA）で影響評価した結果、前回（ ΔkW 価格は例Ⅳ：逸失利益はSPA、機会費用はMPA）と比較すると、当該電源におけるTwo Settlement精算そのものは変わらない一方で、 ΔkW 価格として機会費用を扱っていないことから、価格指標が変化するケースで生じていたような、電源間の不公平は解消されており、市場価格の精算制度として平仄が取れた状態になるとは考えられる。
- 上記を踏まえると、今回提案した方法のうち、**ケース①（機会費用なし+SPA）についても ΔkW 価格決定方法の有力な候補として、関連論点（ex.増加するupliftの扱い・負担等）の検討を深めていくことが考えられるか。**

- また、現行の需給調整市場における ΔkW 費用の構成要素には、「①機会費用」「②逸失利益」の他に、「③その他（一定額）」が含まれているところ。
- この点については、第8回本検討会（2024年4月19日）において、Three-Part情報を用い機械的に算出される「①機会費用」「②逸失利益」と異なり、「③その他（一定額）」は別途、 ΔkW 入札価格に反映する必要があることから、 ΔkW 入札価格の影響評価を行い、「全ての電源が同じ一定額を選択した場合は、事後的に一律加算しても同じ結果になる」「一部の電源が高い一定額を選択した場合、逆に当該電源の ΔkW 収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう」といった結果（傾向）をお示した。
- これは言い換えると、「③その他（一定額）」を別途、 ΔkW 入札価格に反映する（同時最適ロジックで取り扱う）方法では、 ΔkW に対する適切な対価が受け取れない可能性があることを示しており、それらの結果も考慮しつつ、 ΔkW に対する（他の）適切な対価の支払い方法を検討する必要があるとしていたところ。
- 具体的には、中間取りまとめでもお示した、以下のようなやり方も考えられるため、引き続き、こういったことも念頭に置きつつ、 **ΔkW に対する適切な対価の支払いについて検討を深めていく**こととしたい。
 - ✓ 調整力 ΔkW 市場のシングルプライスオークション化
 - ✓ 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える
 - ✓ 調整力 kWh のシングルプライスオークション化等、 ΔkW 市場とは別の収益機会の設計を工夫する
- 上記に加えて、今後検証が必要と考えられる残論点として「地内混雑発生時の kWh 市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等があるため、引き続き検討を深め、次回以降結果をお示しすることとしたい。

得られた示唆と今後の進め方 (1 / 2)

46

- 今回の各種検討結果から得られた示唆と今後の進め方については以下の通り。

【kWh価格・ Δ kW価格・Upliftに関する試算】

- まず、 Δ kW約定量の特定方法について、いくつかの例をお示しした。

- 例Ⅰ：限界費用の安価な順に割り当て（単位量あたりの Δ kWコストが高額になる課題がある）
- 例Ⅱ：限界費用の高額な順に割り当て（逸失利益が取り漏れる課題がある）
- 例Ⅲ： Δ kW供出可能量すべて Δ kW約定とみなす（必要量以上に対価を与えることが課題）
- 例Ⅳ：ハイブリッド型（特定自体は限界費用の安価な順とし、逸失利益をシングル、機会費用をマルチで精算）

- 試算結果（傾向）として、 Δ kW精算をシングルプライスとした場合、Ⅰ>Ⅱ>Ⅲの順に、平均価格・年間取引総額ともに高額となり、マルチプライスとした場合、年間取引総額に変化はないが、Ⅲについては Δ kWの約定量が増えるため、平均価格としては低くなった。また、Ⅳの場合、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乗せされた水準感となった。

- また、Upliftについて、 Δ kW収入も見込んだ場合、大宗のケースにおいて、卸取引費用の0～1%程度の規模感となった。（傾向として、コマ単位>1日単位>1週単位となることは全ケース共通であった）

【 Δ kW入札価格の影響評価】

- 全ての電源がA種（0.33円）を選択した場合は、発電機態勢・エネルギーコスト（燃料費+起動費）に影響は生じず、言い換えると、 Δ kW入札価格なしの同時最適結果（ Δ kW約定電源）に対し、事後的に一律0.33円（固定マージン）加算しても同じ結果になることが分かった。
- 他方、一部の電源がB種を選択している場合について、 Δ kW入札インセンティブのための措置としての「③その他（一定額）」が逆にB種電源の Δ kW収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう可能性があることが分かった。（また、発電機態勢自体も変わり、エネルギーコスト（燃料費+起動費）増加に繋がるといった影響も考えられる）

5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

- 同時市場における価格算定・費用回収について、本検討会における議論をまとめると以下のとおり。

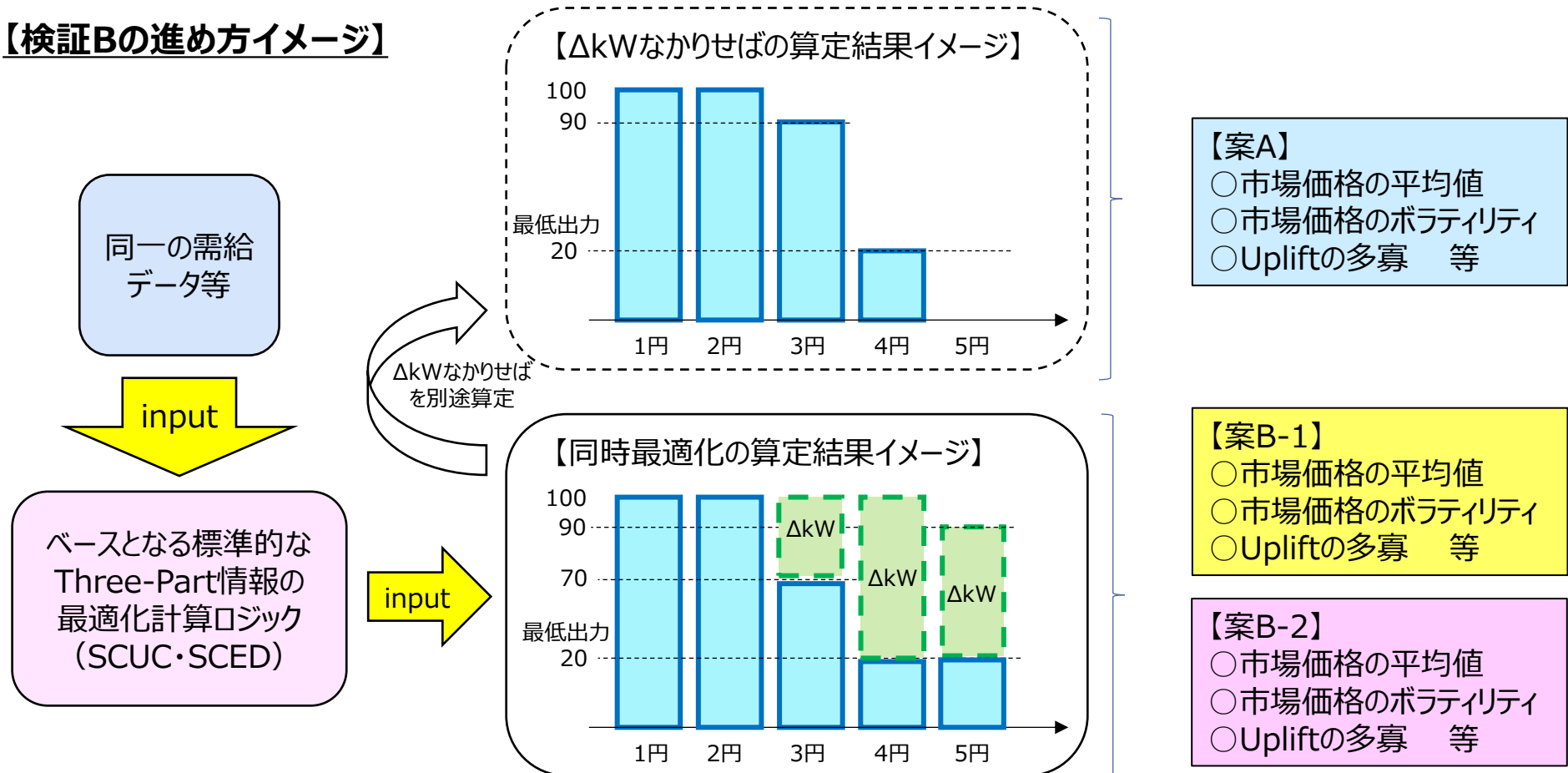
	前日同時市場		実需給	
	①kWh市場	②ΔkW市場	③調整力kWh市場	④インバランス
入札価格規律	● Three-Part Offer に基づいて kWhとΔkWを同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格）で算定。 ● 価格算定は増分費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んでなお、起動費等の取り漏れ（Uplift）が発生しうるため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。（例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）	● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場といった他市場の設計も含め、ΔkWの価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要。 ● 機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。 ● 算出された機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等総合的な観点から、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力kWhのシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。 ※ 機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。	● 調整力kWhに対する対価としては、シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。 ● 入札規律がかかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、シングルプライスの方が望ましいのではないか。	● 現行制度と同様の制度設計（調整力kWhの限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）。 ● BGに不足インバランスを回避することを促す観点からは、Upliftの一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱いの検討などもあり得るか。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）	● シングルプライスの方が望ましいか。	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

以 上

検証Bの進め方（参考）

- 検証Bの進め方としては、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適として一意に求まる算定結果）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・比較検証していくこととしていた。

【検証Bの進め方イメージ】

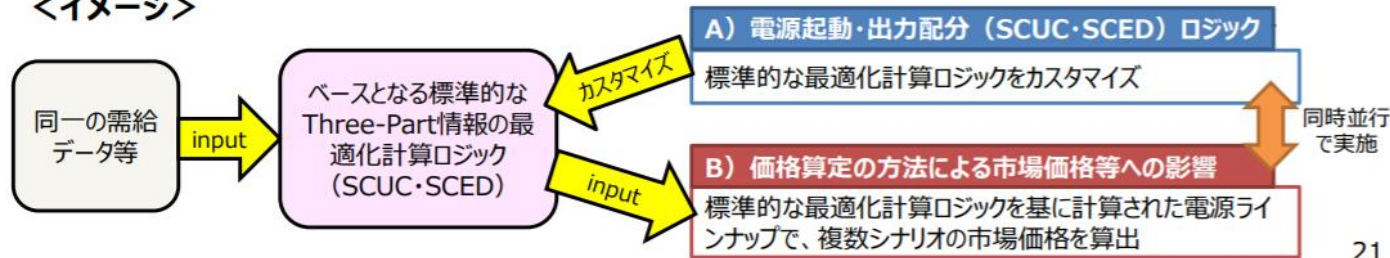


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

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

- 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）

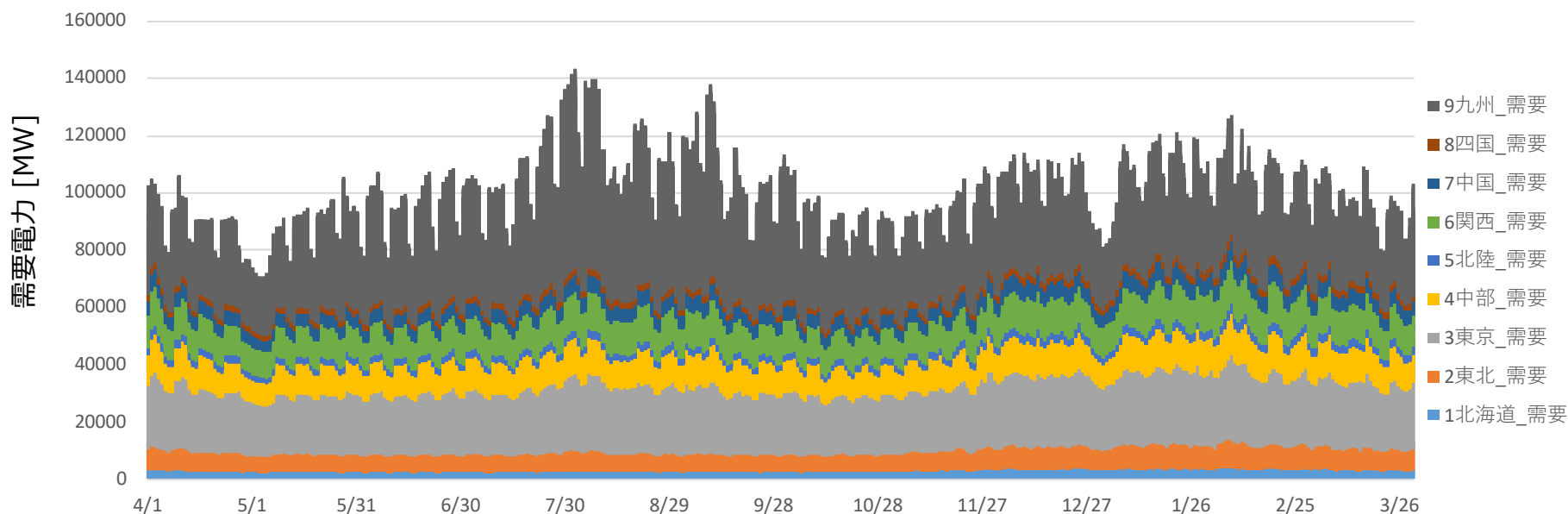
需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 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）

- 需要データについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の想定需要（kWh）を元に、2019年実績の需要カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。（最大需要は約143GW）

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

単位
[MW]



※ グラフについて、九州エリアの需要が大きいのに見えるが、グラフの色・データ処理の関係でこのような描写となっている。
具体的な各エリアの最大需要・最低需要については上の表を参照されたい。

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

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

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、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

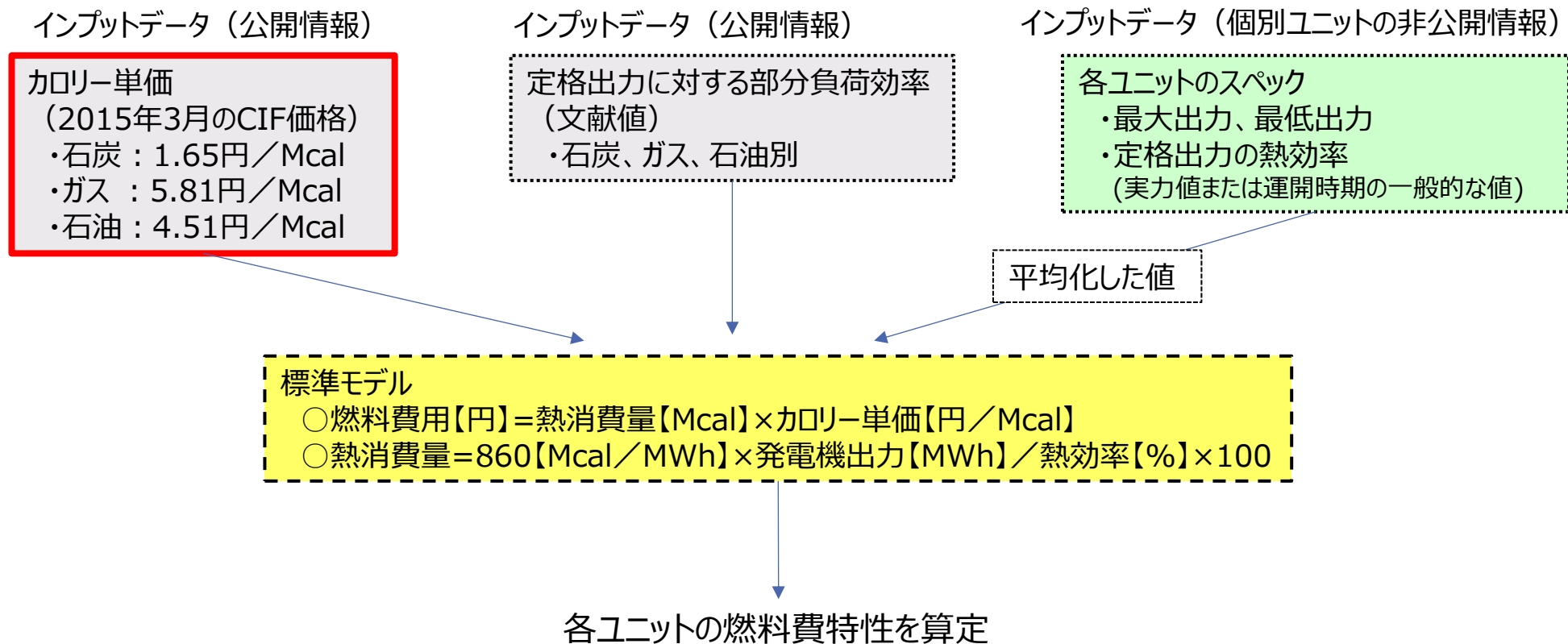
※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2 参照

30

- 調整電源データ（火力・揚水）については、燃料特性や起動費等の特定を防ぐため、実データを用いることはせず、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）の想定設備量に対し、燃種毎にいくつかの出力帯毎に平均化した諸元で模擬している。
- 一方、調整電源の諸元平均化については、計算収束性の観点や、現実には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については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。

日本語名称	石炭(小容量)	石炭(中容量)	石炭(大容量)	MACC	ACC	CC	Conv(小容量)	Conv(中容量)	Conv(大容量)	石油
発電所名	Coal_S	Coal_M	Coal_L	MACC	ACC	CC	Conv_S	Conv_M	Conv_L	Oil
地域	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国
燃種	石炭	石炭	石炭	MACC	ACC	CC	Conv	Conv	Conv	石油
設備量(MW)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低起動時間(時間)	8	8	8	4	4	4	8	8	8	8
最低停止時間、一度停止してから次の運転までのダウンタイム(時間)	8	8	8	4	4	4	8	8	8	8
一日あたりの最大起動回数(回)	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
最大出力時の発電端効率(%)	40	42	43	57	54	46	44	44	44	37
最大出力(MW)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低出力(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
DSS起動費(円)	1,600,000	4,200,000	6,400,000	1,000,000	900,000	800,000	600,000	1,000,000	1,300,000	1,000,000
WSS起動費(円)	2,400,000	6,100,000	9,200,000	1,500,000	1,300,000	1,200,000	900,000	1,500,000	1,900,000	1,400,000
CSS起動費(円)	2,500,000	6,500,000	9,900,000	1,600,000	1,400,000	1,300,000	1,000,000	1,600,000	2,000,000	1,500,000
DSS-WSS時間(時間)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
WSS-CSS時間(時間)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
LFC調整力(MW)	5	30	50	25	15	10	5	30	50	15
最低出力費用(第1区分)(円/kWh)	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.6	11.74	13.17	15.62	12.64
第2区分費用(円/kWh)	3.2	2.91	2.84	8.07	8.75	9.84	10.81	10.22	9.81	9.39
第3区分費用(円/kWh)	3.3	3	2.89	8.28	8.96	10.31	11.18	10.59	10.14	9.43
第4区分費用(円/kWh)		3.09	2.95	8.48	9.16	10.79		10.97	10.48	9.47
第5区分費用(円/kWh)		3.19	3.01	8.69				11.34	10.81	
第6区分費用(円/kWh)			3.07						11.14	
第7区分費用(円/kWh)			3.13						11.47	
第1区分(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
第2区分(MW)	75	300	458	238	200	100	75	263	292	167
第3区分(MW)	100	400	567	325	250	150	100	375	433	233
第4区分(MW)		500	675	413	300	200		488	575	300
第5区分(MW)		600	783	500				600	717	
第6区分(MW)			892						858	
第7区分(MW)			1000						1000	

- このうち、市場価格に最も影響すると思われる、燃料費特性の作成においては、過去のCIF価格（公開情報）に加えて、平均的な部分負荷効率、個別ユニットの非公開情報（出力・熱効率）を平均化した値を元に、各ユニットの燃料費特性を算定している。
- この点、燃料費については、市況（例えばCIF価格）によって変動（幅）があるため、この辺りのパラメータを変えた上での傾向把握も、今後重要になると考えられる。



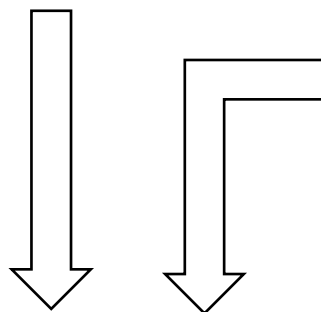
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

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×2%
< 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）

- 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。
- 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめにおいては、kWh価格を決定するにあたり、 ΔkW の考慮有無や費用カーブの取扱いに応じて、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

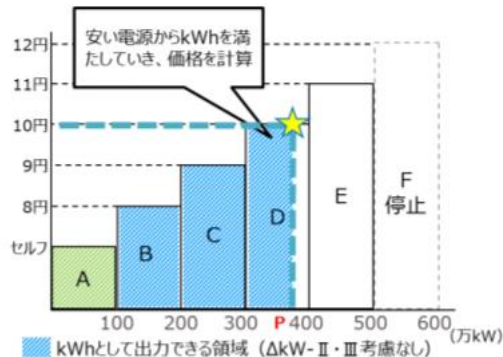


図 31 ΔkW -II・IIIを考慮しない方法（案A）

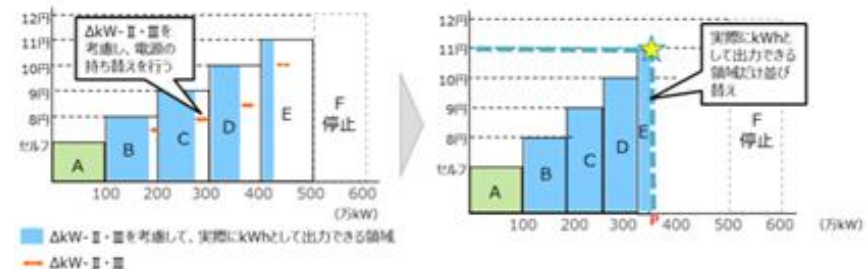


図 32 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-1）

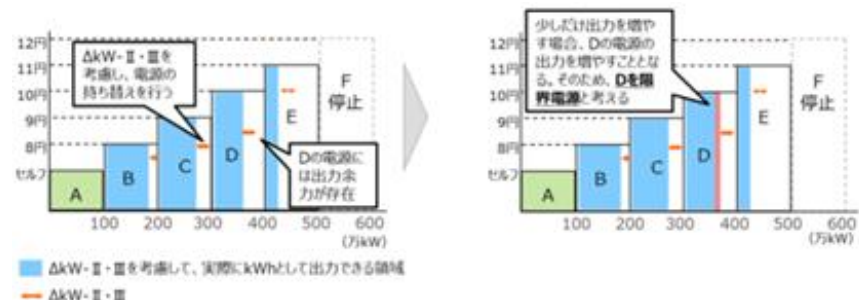


図 33 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-2）

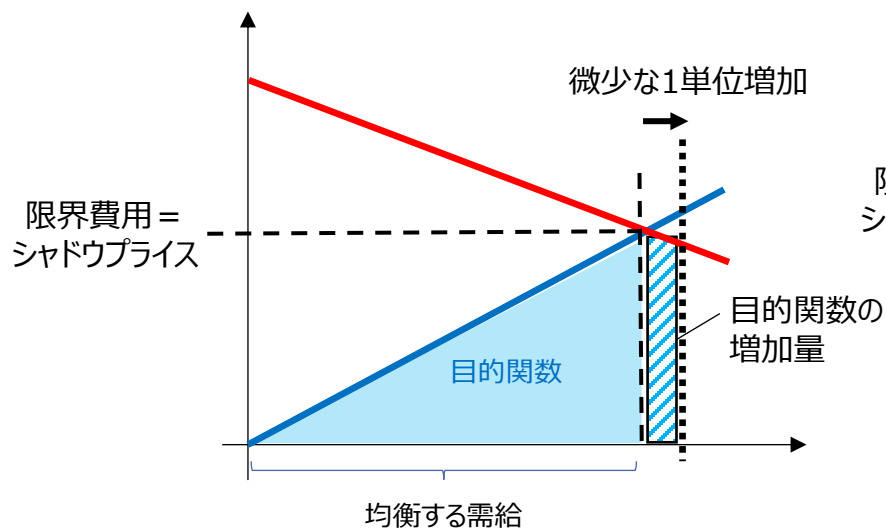
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

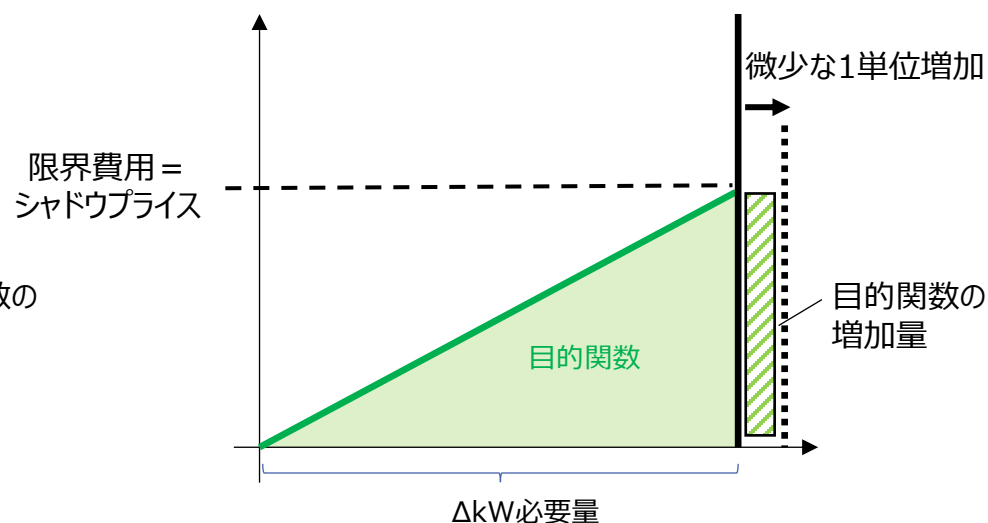
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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。

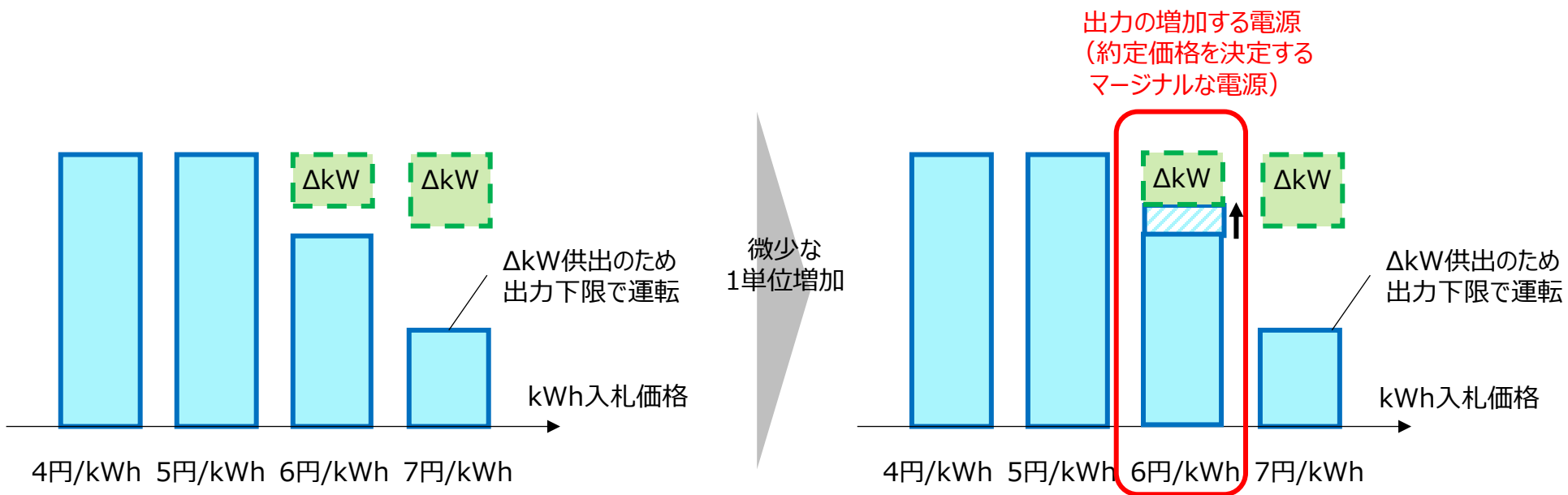
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



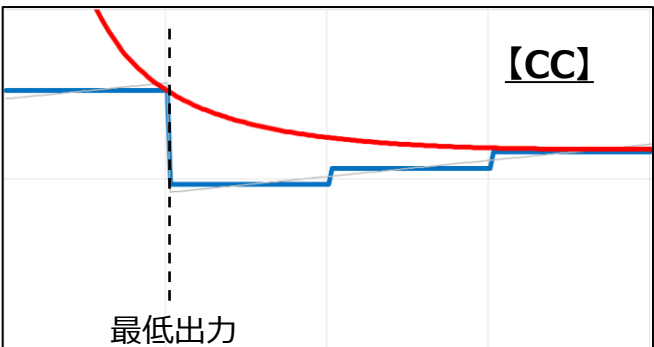
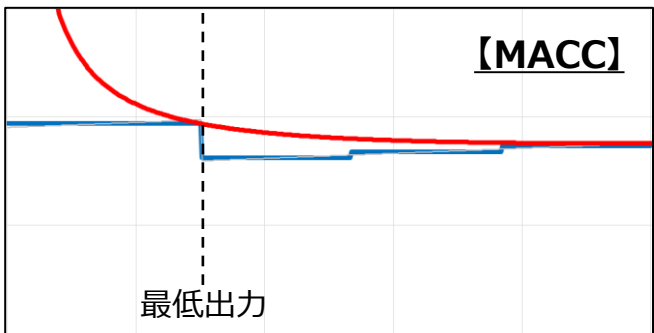
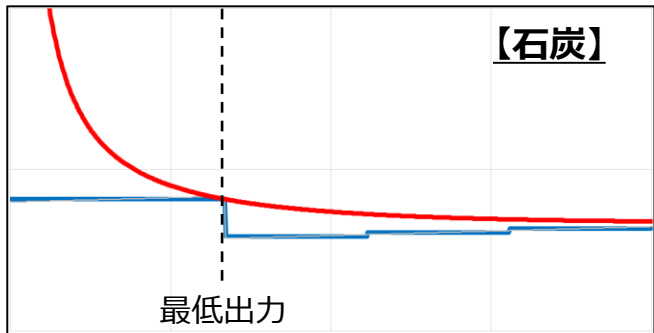
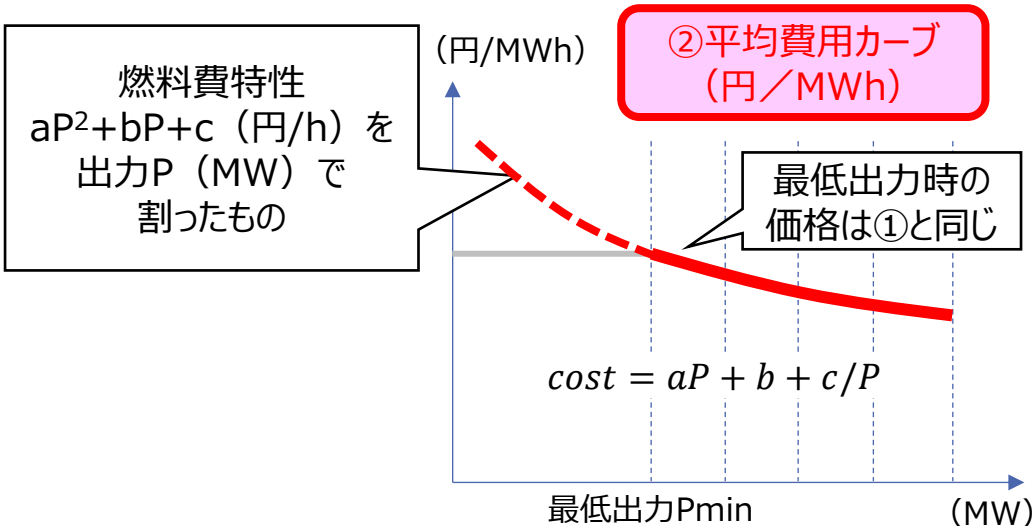
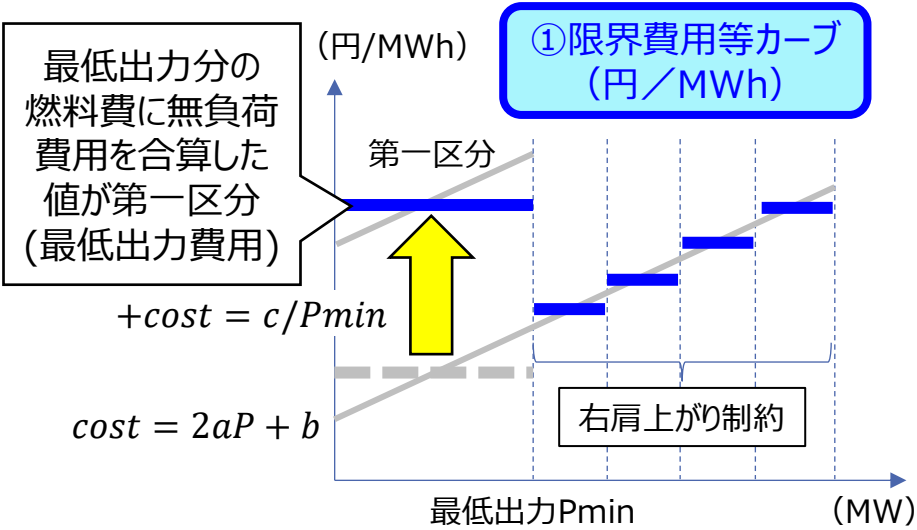
調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス



- 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。



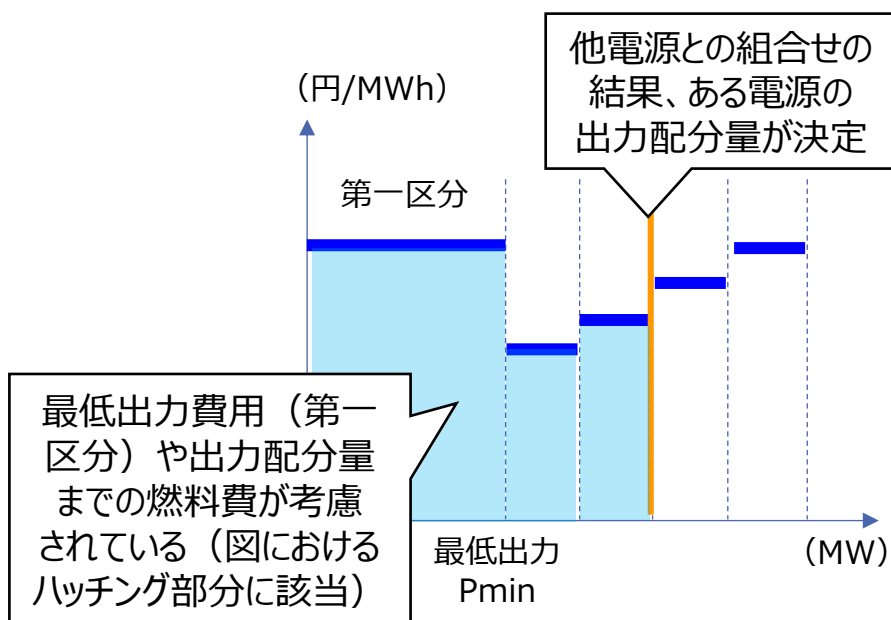
■ 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



- 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】

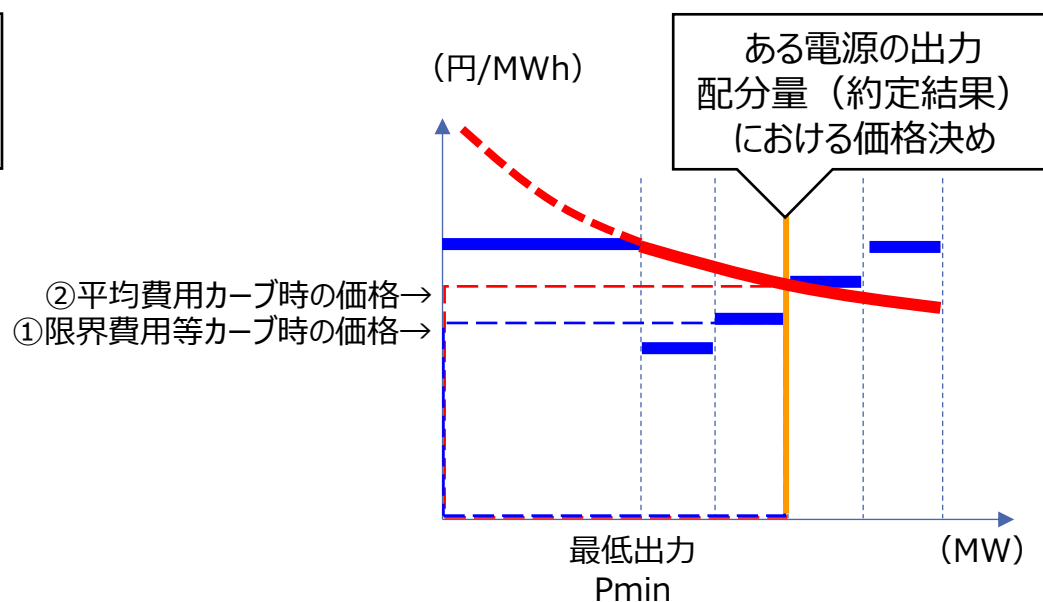
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



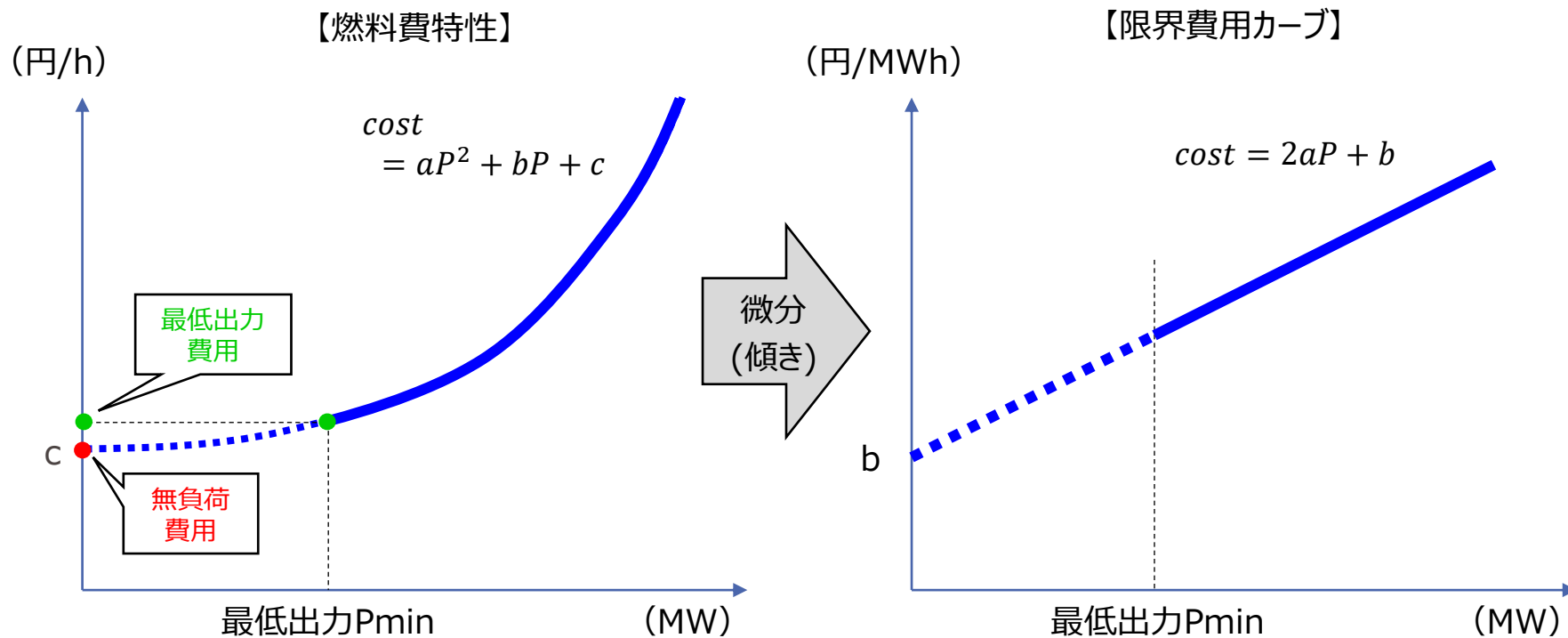
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

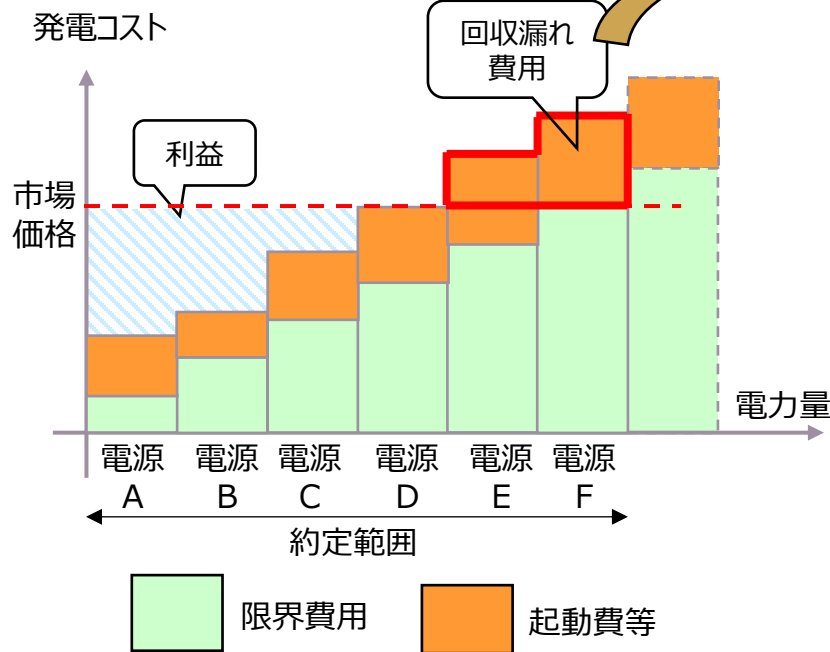


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

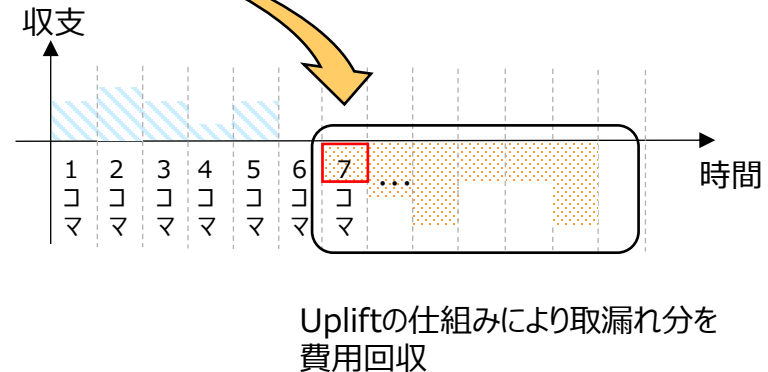


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等の各種費用} \geq 0$ ）ことを判定するかということも論点となっている。

あるコマ（7コマ）における各電源の収支イメージ



ある電源（F）における一定期間の収支イメージ

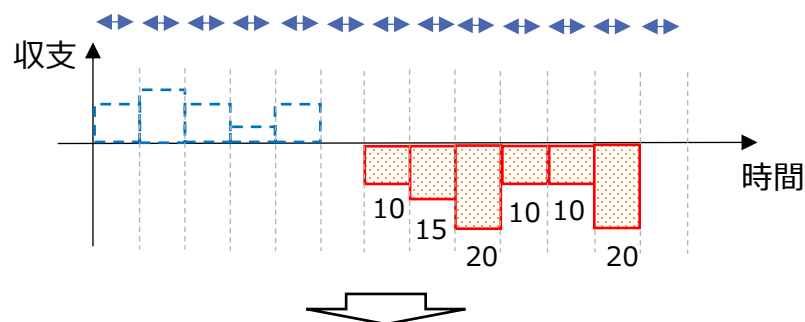


<論点>

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いる。

①コマ単位で判定する場合



②1日、1週間等で判定する場合

