

算定方法等の違いによる市場価格傾向について (検証B進捗報告)

2023年12月27日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

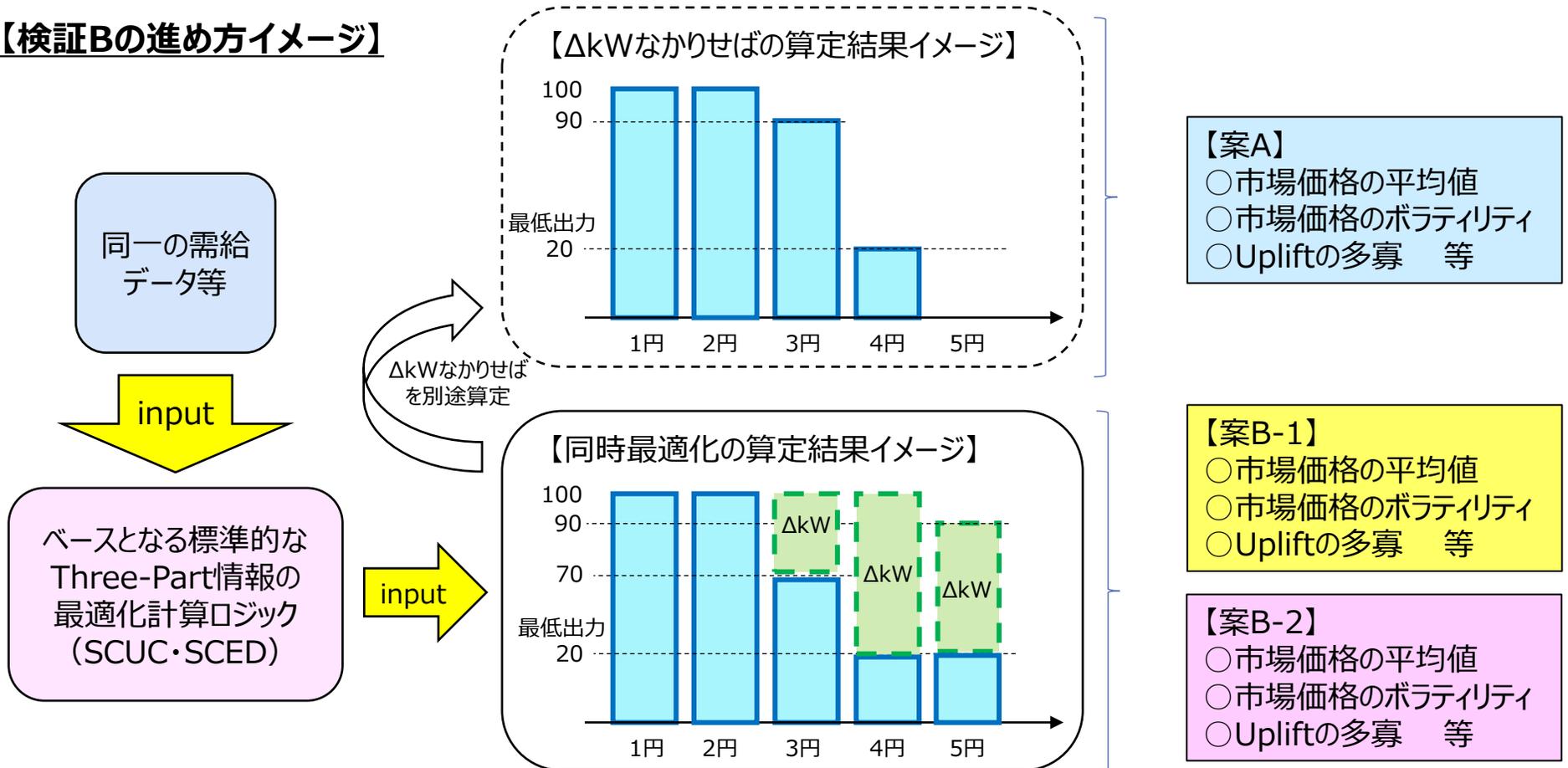
- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）として、考えられる複数の価格算定方法において、算出された市場価格の比較（影響）分析の実施や、起動費や最低出力費用について回収漏れ費用の補填（Uplift）がどの程度発生するかについての検証を行うこととされた。
- 今回、一定の前提条件の下で試算した結果より、算定方法等の違いによって市場価格やUpliftの多寡がどのような傾向を示すのか（価格構造がどうなっているのか）が一定程度把握できたため、今後の議論に活用すべく、その内容について報告させていただく。
- 一方、今回の試算結果はあくまで一例に過ぎず（将来の市場価格自体を示している訳ではない）、今後パラメータを変えた上で同様の傾向を示すのか等、引き続き、価格算定方法の検討は深掘りしていくことにご留意いただきたい。

1. 議論の振り返り（検証の進め方）
2. 試算結果と市場価格傾向（価格構造）
3. 今後の進め方について

1. 議論の振り返り（検証の進め方）
2. 試算結果と市場価格傾向（価格構造）
3. 今後の進め方について

■ 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】

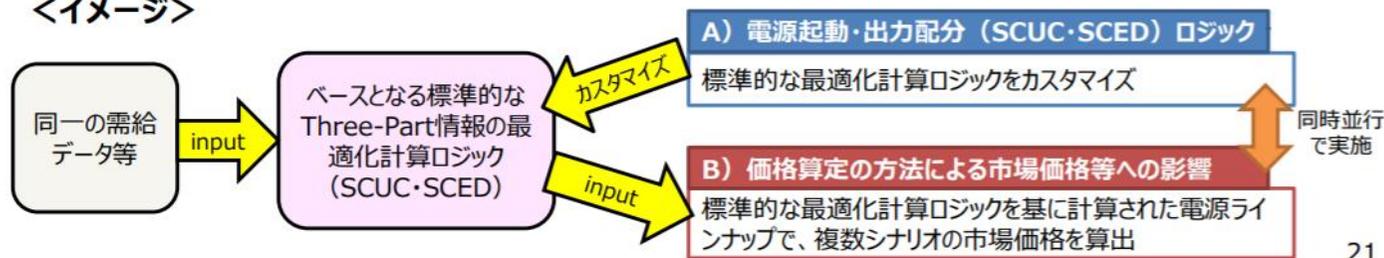


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

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

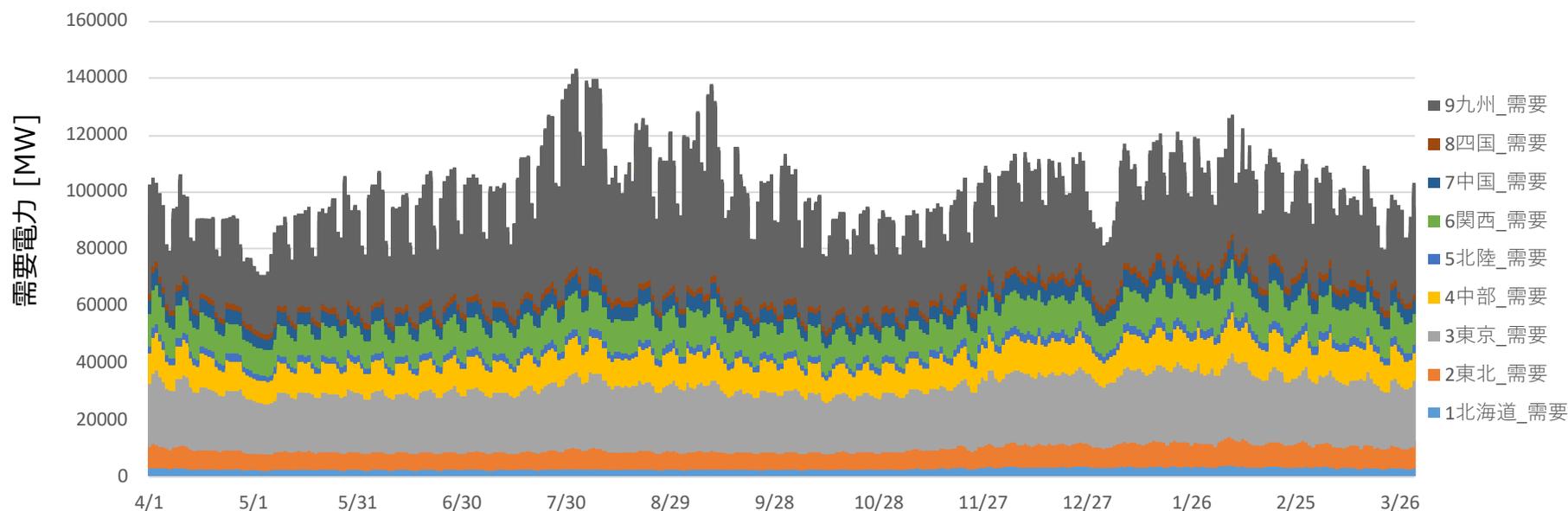
- ✓ 調整電源
 - 火力：石炭、LNG、石油
 - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
 - 再エネ（将来想定）
 - 固定供給力（原子力、一般水力等）

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	単位 [MW]
最低需要	1,995	5,441	17,373	7,724	1,736	8,909	3,840	1,602	5,542	55,477	



※ 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。

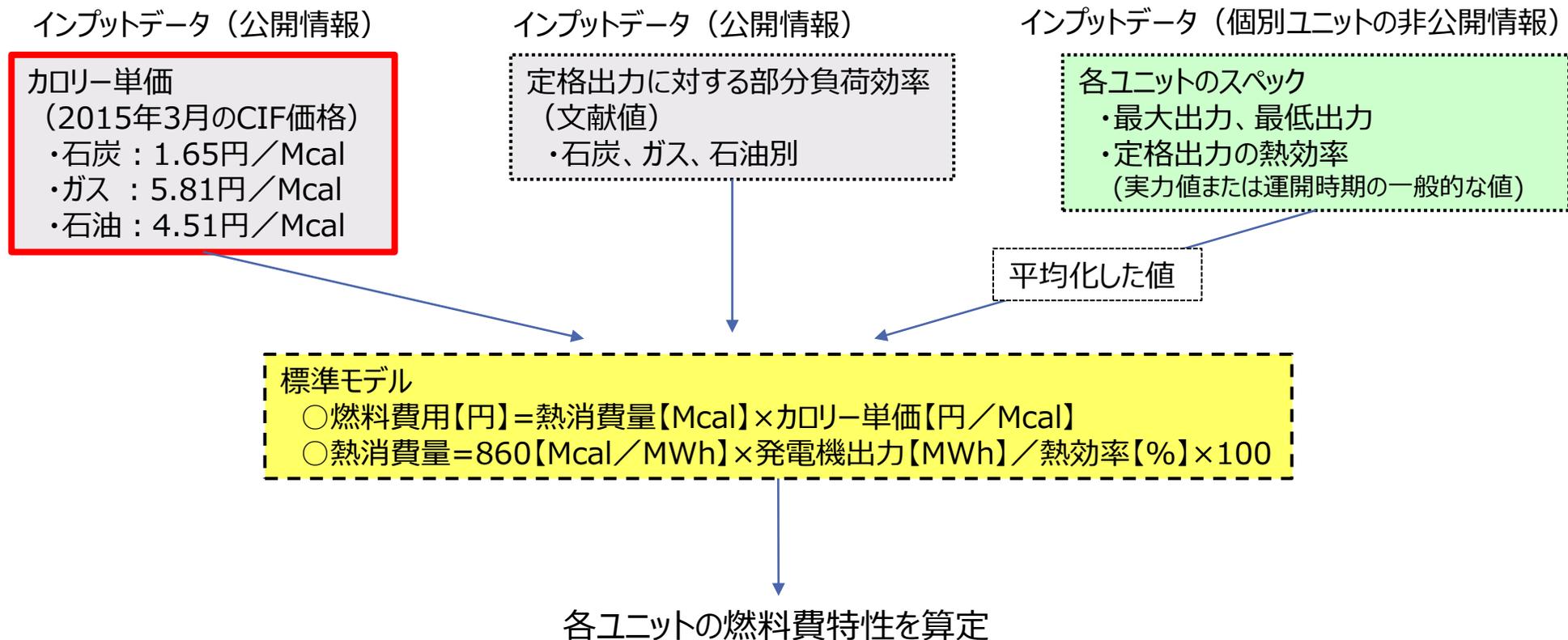
電源 (設備量)	9エリア合計 (MW)
太陽光	116,879
陸上風力	17,881
洋上風力	5,701
地熱	1,499
水力	23,956
バイオ	7,906
原子力	37,376
揚水	26,744
石炭	51,964
LNG (MACC)	37,934
LNG (ACC)	20,865
LNG (CC)	10,328
LNG (Conv)	16,155
石油	6,847

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量		
<ul style="list-style-type: none"> ● 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

- 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。



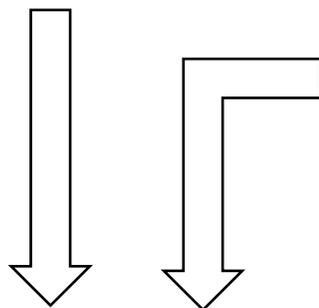
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

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）

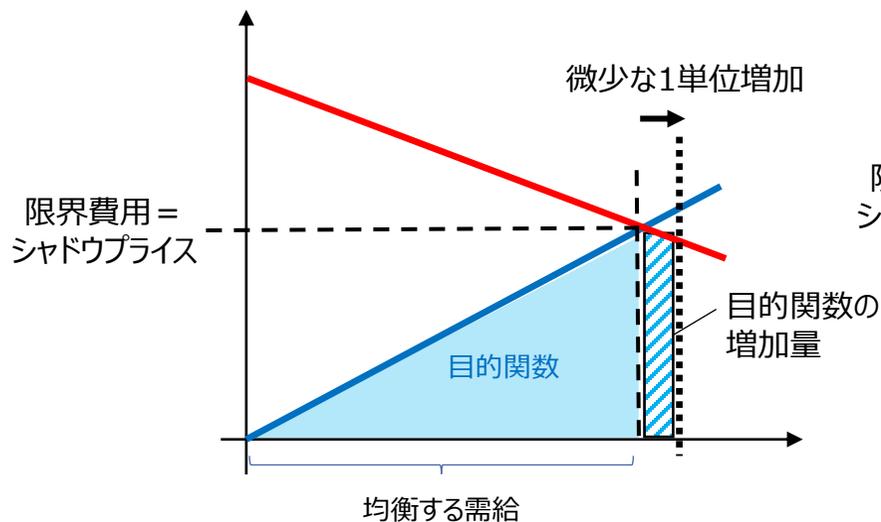
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

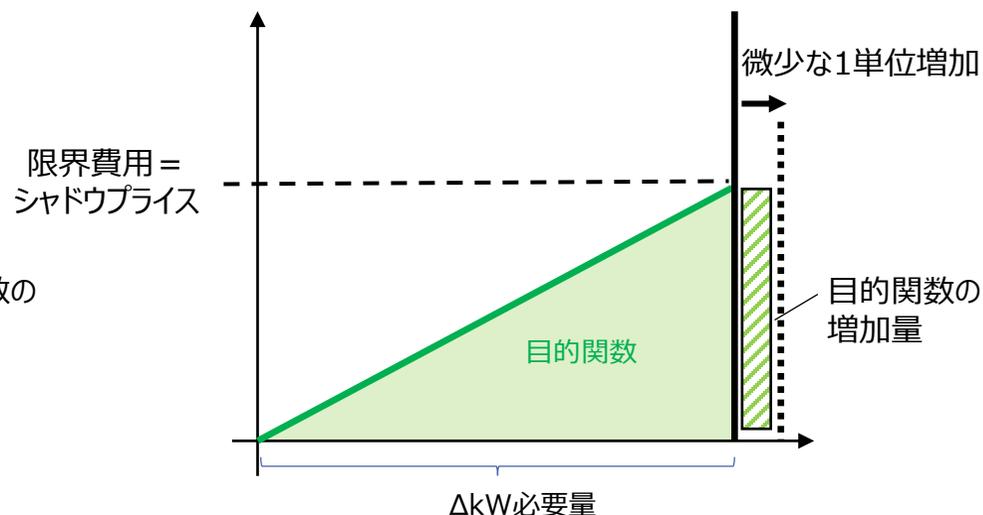
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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。

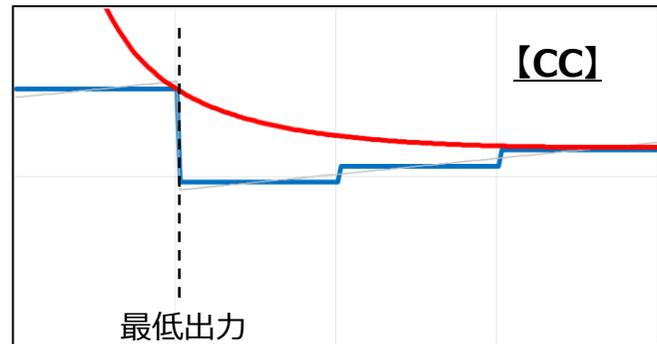
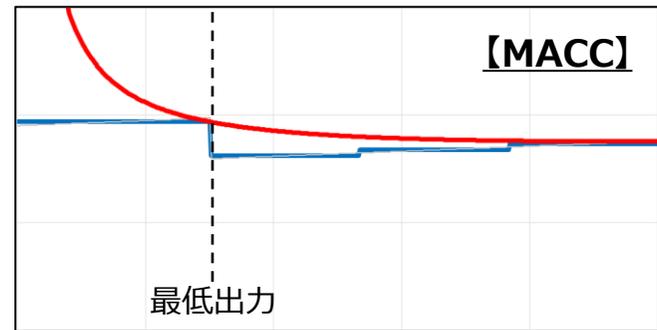
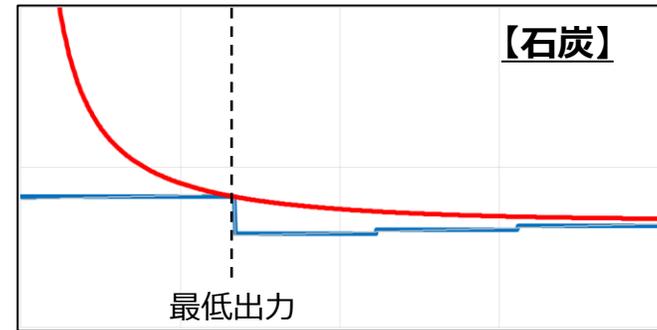
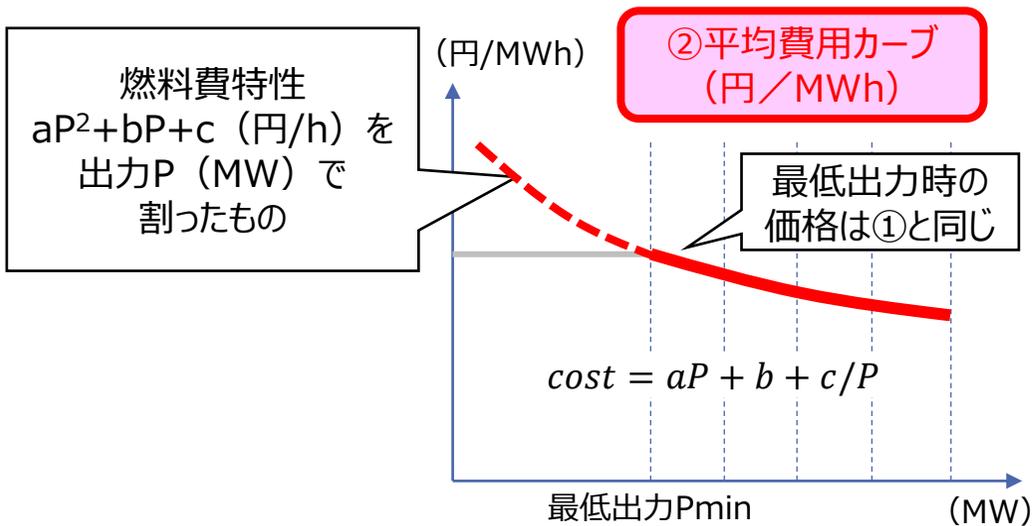
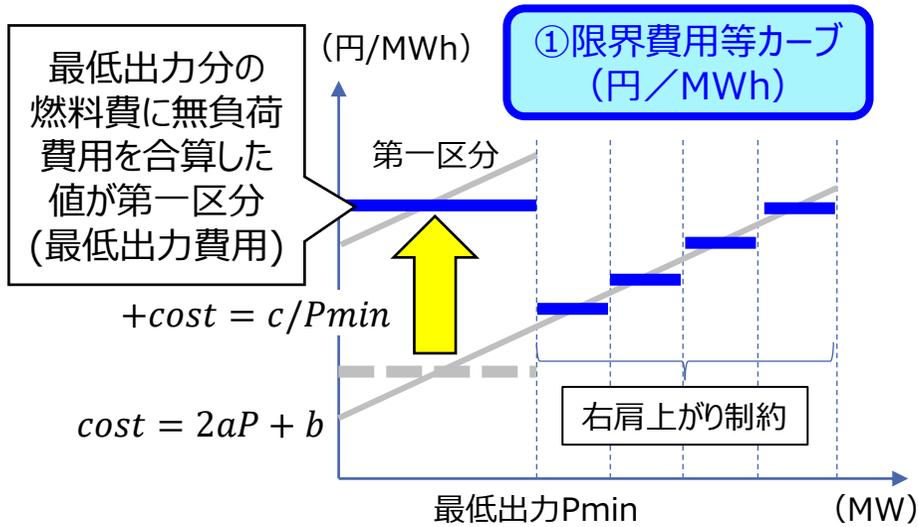
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



調整力（ ΔkW ）確保制約に対応するシャドウプライス



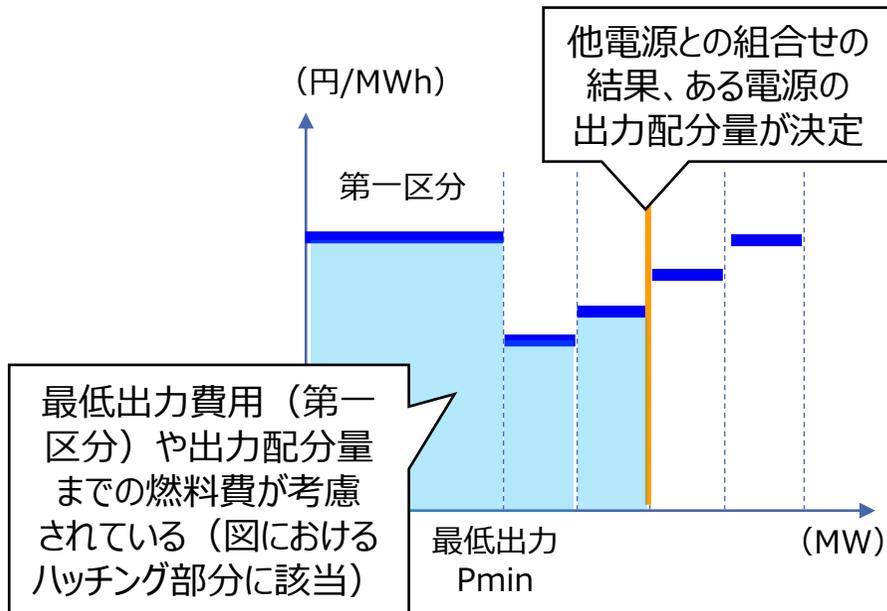
- 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



- 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】

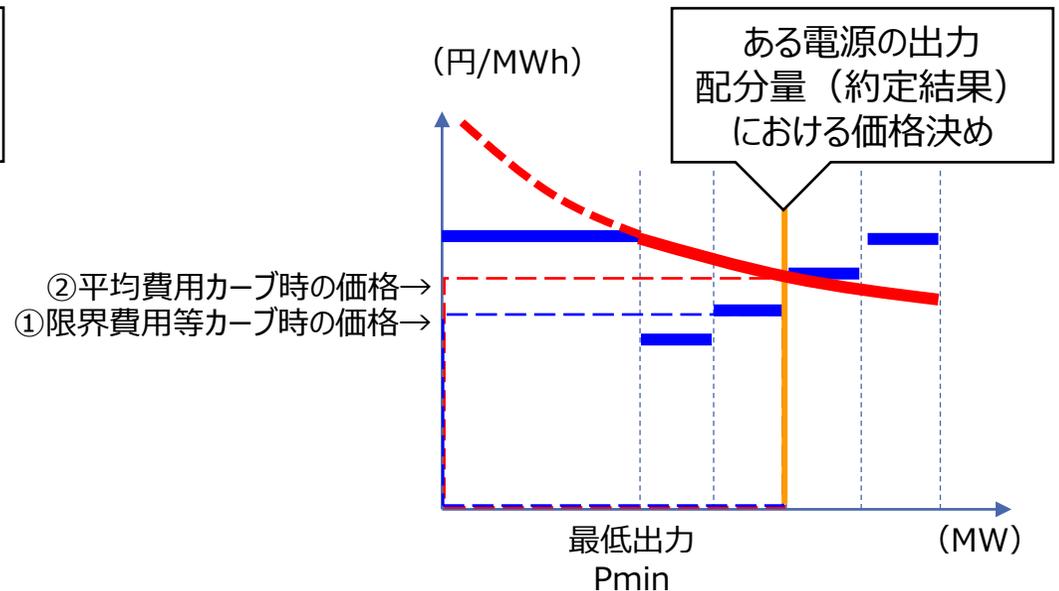
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



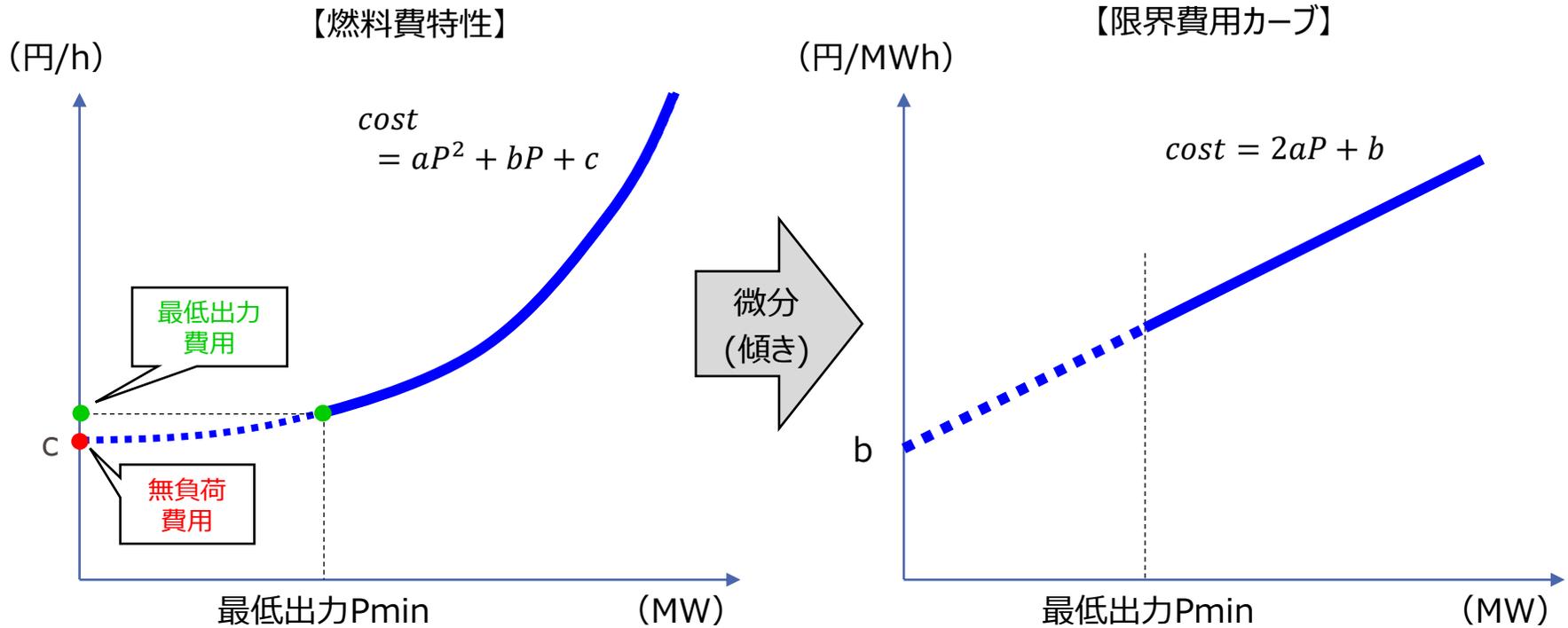
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

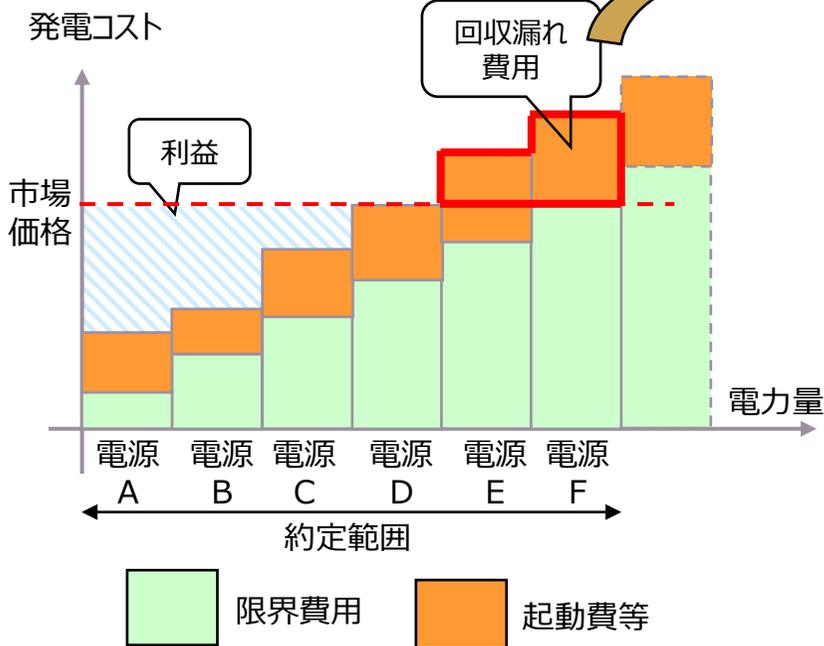


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

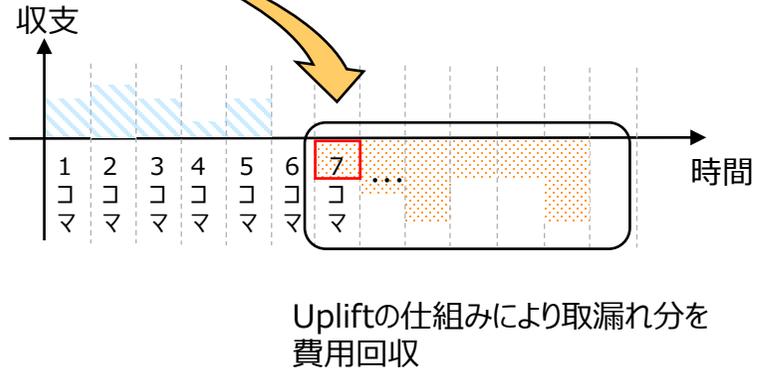


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費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



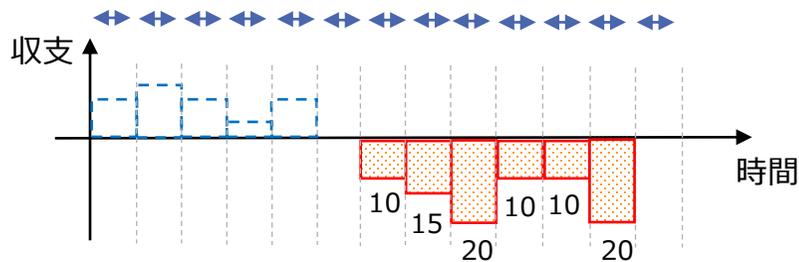
ある電源（F）における一定期間の収支イメージ



<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

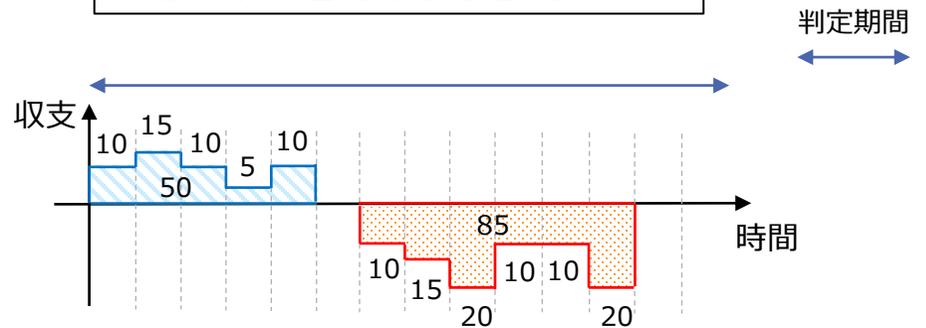
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（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



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
($85-50=35$)

1. 議論の振り返り（検証の進め方）
2. 試算結果と市場価格傾向（価格構造）
3. 今後の進め方について

■ 前章の検証の進め方を踏まえると、検証ケース（複数の価格算定方法の組合せ）は全18ケースとなり、今回の（一定の）前提条件の下で試算した各価格算定方法毎の結果については、下表のとおりとなった。

【検証ケース（全18ケース）】

(東京エリアを含む広域ブロックの値)

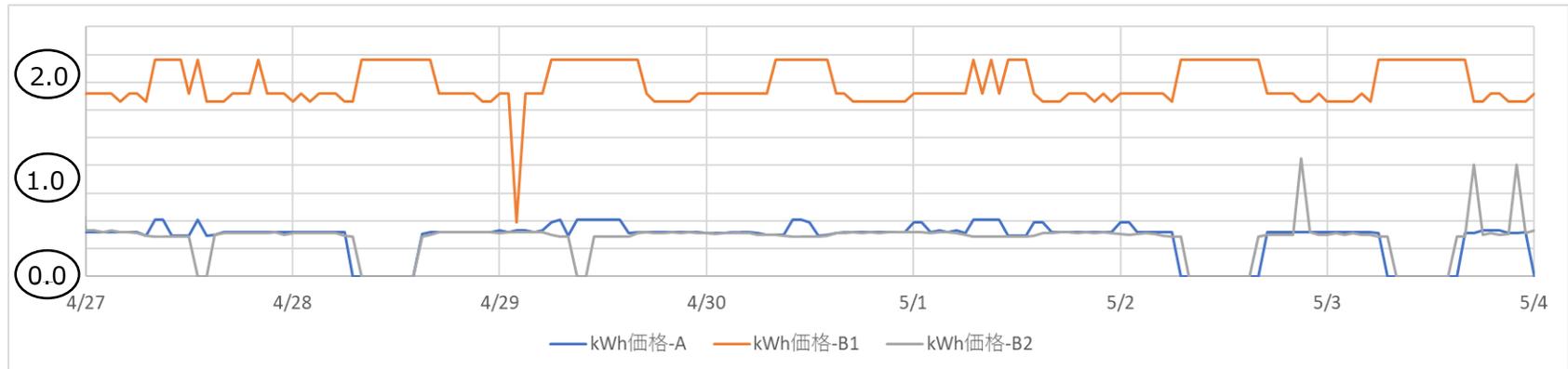
ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマーヅナル）			案B-1（同時最適のマーヅナル）			案B-2（同時最適のシャドウプライス）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格 平均値※1	1.00			1.77			0.97		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.6%	2.2%	2.1%	0.1%	0.1%	0.1%	3.7%	2.9%	2.8%
平均費用カーブ	市場価格 平均値※1	1.04			1.77			1.06		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.2%	1.8%	1.7%	0.1%	0.1%未満	0.1%未満	2.7%	1.9%	1.8%

※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

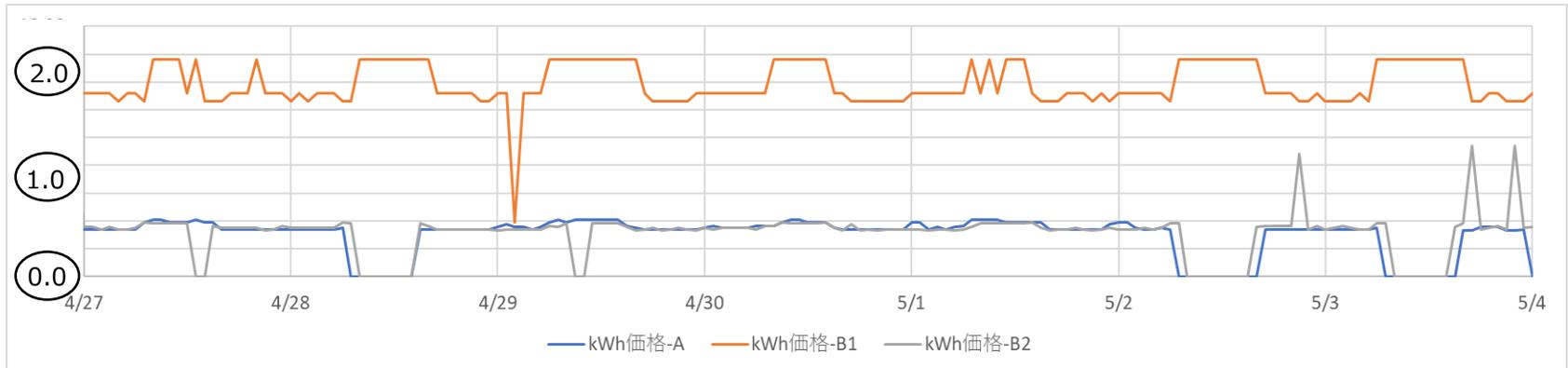
※2 Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。

- 春期(4/27~5/3)の市場価格傾向としては、限界費用等カーブ・平均費用カーブで以下の通りとなっている。
- いずれの場合にも、案B-1の場合には、限界費用等カーブの第一区分で約定価格が決定されており、市場価格は高くなる傾向。
- 再エネ余剰時は、案A(火力なしでkWh上バランスする)とB-2(再エネ制御量が1MW変化することを評価)は0円になる。

限界費用等カーブ



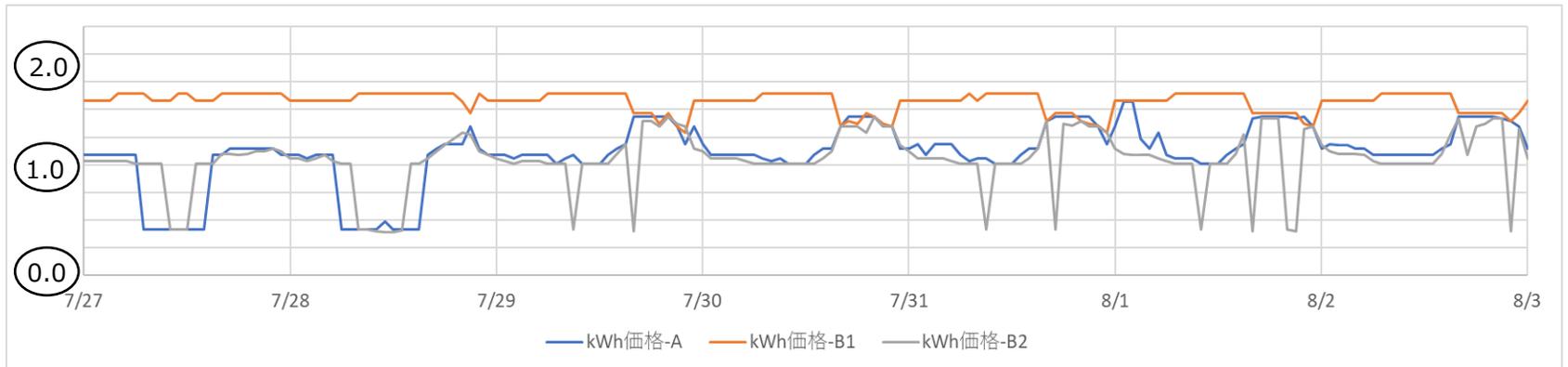
平均費用カーブ



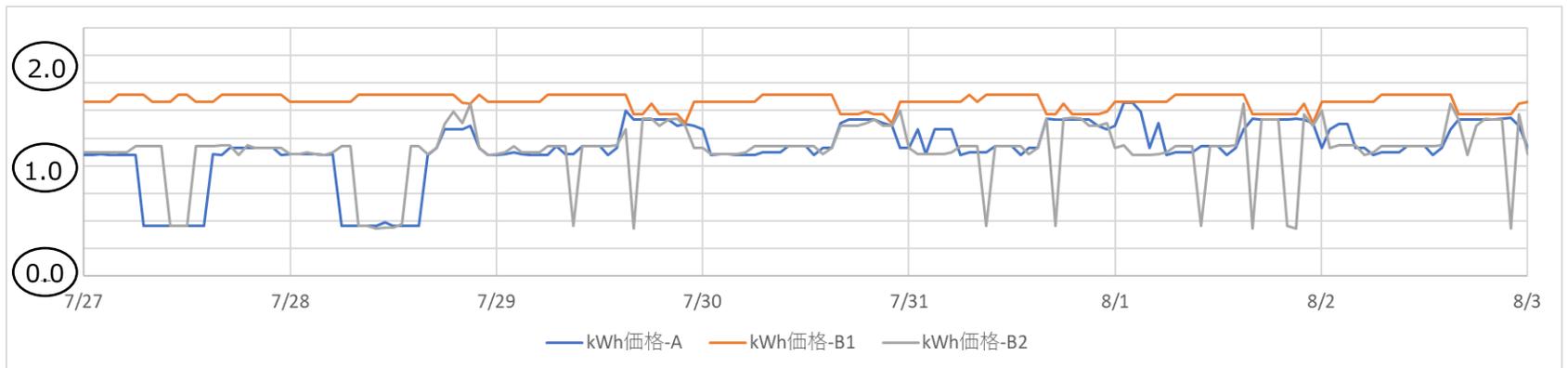
(東京エリアを含む広域ブロックの値)

- 夏期(7/27~8/2)の市場価格傾向としては、限界費用等カーブ・平均費用カーブで以下の通りとなっている。
- いずれの場合にも、案B-1の場合には、限界費用等カーブの第一区分で約定価格が決定されており、市場価格は高くなる傾向。
- 案Aと案B-2は、概ねMACCやACCの限界費用で約定価格が決定されている。

限界費用等カーブ

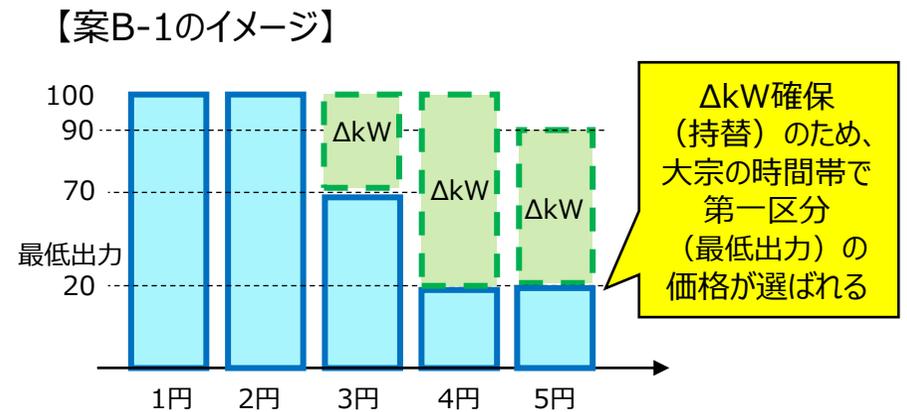
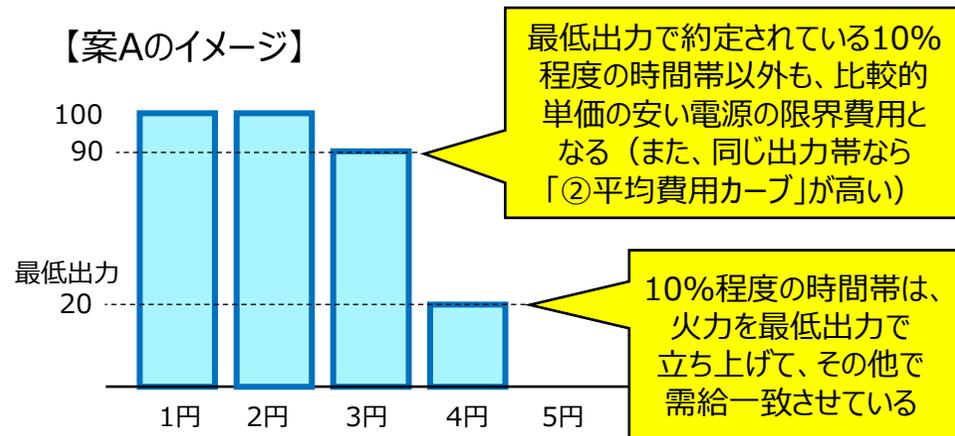


平均費用カーブ



(東京エリアを含む広域ブロックの値)

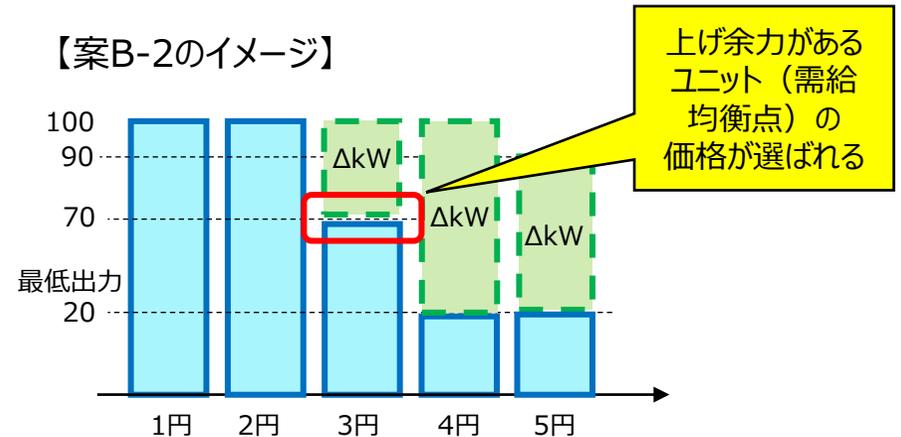
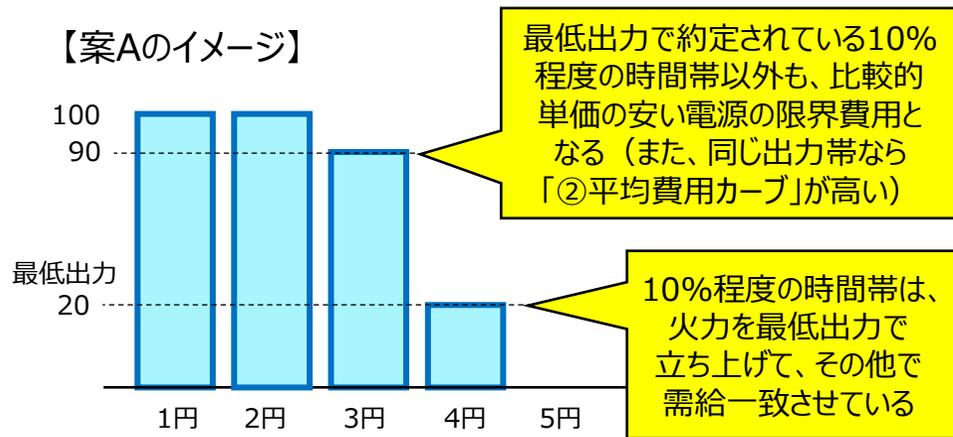
- 基本的には、どの電源種においても最低出力費用が含まれる第一区分の価格が最も高いため、市場価格平均値の傾向（多寡）は、第一区分（最低出力）で約定する時間帯がどの程度存在するか大きく依存する。
- この点、案B-1においては、 ΔkW 確保（持替）のために大宗の時間帯において最低出力の電源が存在するため、市場価格平均値が最も高くなり、また「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」共に最低出力時の価格は同じとなるため、両者で大きな差がついていないと考えられる。
- また、案Aにおいても、最低出力の電源が存在するケースはあるが、その時間が少ないことや、そもそもがkWhのみのバランスであり単価の高い電源が起動していない等の要因により、案B-1と比較すると低廉になっていると考えられる。



ΔkW 考慮		案A（ ΔkW なかりせばのマーヅナル）	案B-1（同時最適のマーヅナル）
限界費用等カーブ	市場価格平均値※1	1.00	1.77
	第一区分約定時間	1075時間（12%）	8547時間（98%）
平均費用カーブ	市場価格平均値※1	1.04	1.77
	第一区分約定時間	1003時間（11%）	8440時間（96%）

※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

- 一方で、案B-2はマージナル（最高）価格ではなく、シャドウプライス（需給均衡点における限界費用）で決まり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源が選ばれる。
- この点、同時最適（ ΔkW 確保）の結果としては、比較的単価の安い電源にも上げ余力が存在することから、それらが約定価格として選ばれる等の要因により、案B-1と比較すると低廉になっていると考えられる（案Aと同じ水準感になったのは、結果論と考えられるか）。



ΔkW 考慮		案A（ ΔkW なかりせばのマージナル）	案B-2（同時最適のシャドウプライス）
限界費用等カーブ	市場価格平均値※1	1.00	0.97
	第一区分約定時間	1075時間（12%）	0時間（0%）
平均費用カーブ	市場価格平均値※1	1.04	1.06
	第一区分約定時間	1003時間（11%）	0時間（0%）

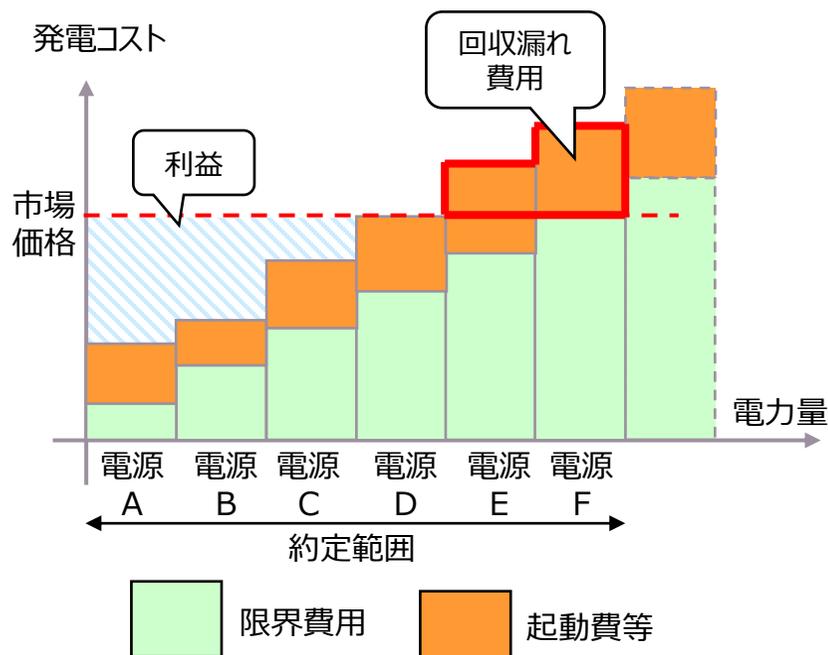
※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

	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
最小(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
最低出力費用 (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	

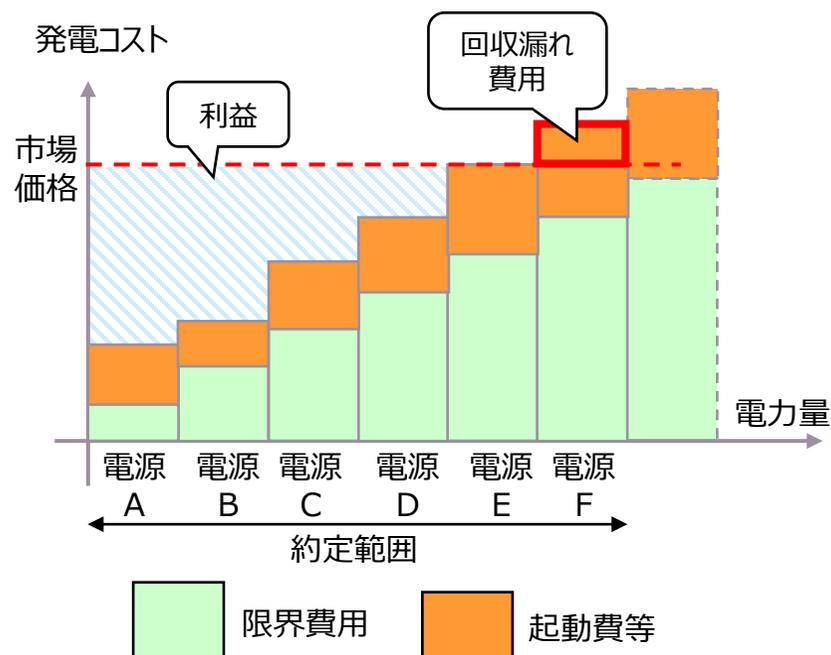
	石炭			MACC	ACC	CC	CONV			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大(MW)	100	600	1,000	500	300	200	100	600	1,000	300
最小(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
最低出力費用 (円/kWh)	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.60	11.74	13.17	15.62	12.64
第二区分燃料費 (円/kWh)	3.76	3.89	3.80	9.39	9.46	11.91	11.58	12.54	14.21	11.99
第三区分燃料費 (円/kWh)	3.60	3.61	3.60	8.99	9.32	11.07	11.40	11.71	12.36	11.06
第四区分燃料費 (円/kWh)		3.48	3.48	8.83	9.27	10.90		11.45	11.75	10.64
第五区分燃料費 (円/kWh)		3.41	3.40	8.78				11.38	11.50	
第六区分燃料費 (円/kWh)			3.36						11.40	
第七区分燃料費 (円/kWh)			3.33						11.38	

- 一方で、Upliftの総額ならびに卸取引費用における割合については案B-1が最も少ない結果になった。
- これは約定電源（電源起動・出力配分）自体は変わらない中、市場価格のみ上がることに伴い、電源の回収漏れ費用が減少することが要因と考えられるが、市場価格が上がることに伴い卸取引費用自体は上昇している。
- すなわち、市場価格とUpliftはトレードオフの関係であり、Upliftが少なければ良いという単純な話ではなく、双方の取引の合計（全体としてかかるコスト）にも着目する必要があると考えられる。

【市場価格が安い場合】



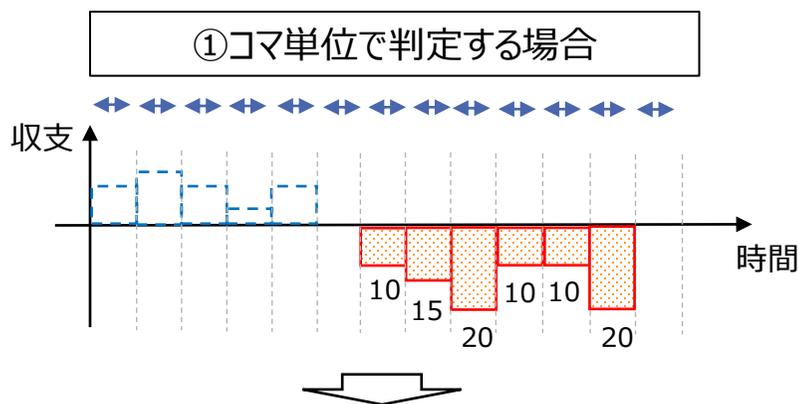
【市場価格が高い場合】



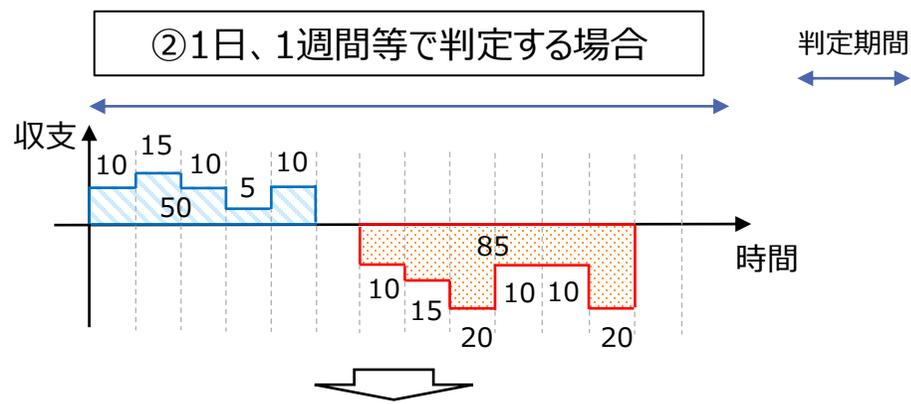
- また、起動費等の取漏れを判定する期間については、どの案においても、「コマ単位 > 1日単位 > 1週単位」の費用規模となり、利益と相殺する期間が長いほど、Upliftの規模が減少する傾向であることが分かった。
- ただし、どの案においても乖離が大き過ぎる（倍以上異なる）ということにはなかった（また、米PJMの例を参考にすると1日単位での精算が行われているようである）。

ΔkW考慮		案A (ΔkWなかりせばのマーヅナル)			案B-1 (同時最適のマーヅナル)			案B-2 (同時最適のシャドウプライス)		
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
限界費用等カーブ	Uplift※割合	2.6%	2.2%	2.1%	0.1%	0.1%	0.1%	3.6%	2.7%	2.7%
平均費用カーブ	Uplift※割合	2.2%	1.8%	1.7%	0.1%	0.1%未満	0.1%未満	2.6%	1.8%	1.8%

※ Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。



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)



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)

- 米PJMにおける起動費等の取漏れ判定 (Uplift計算) 期間は、1日 (1時間×24コマ) で計算、すなわち1日における起動費等を含む総発電費用から、1日における前日市場収入を差し引くこと (1日単位) で計算している。

前日市場における

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法と算定単位

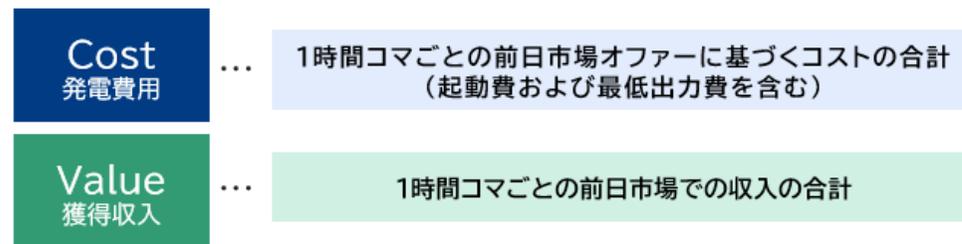
MRI



- 信頼性の高い運用を行うために、PJMが前日市場において約定させたプールスケジュール電源の中で起動費等の取り漏れが発生した場合、Day-Ahead Make Whole Creditとして回収漏れ費用が補填される。
 - ▶ ただし、その電源がリアルタイムにおいて指定された供給力を、指定されたコマ全てで提供できない場合はCreditを受け取る資格は無い。
- Day-Ahead Make Whole Creditは以下の計算式に基づいて、1日(1時間×24コマ)単位で計算される。
 - ▶ 1日における起動費等を含む総発電費用から、1日における前日市場収入を差し引く。この結果、正となった場合は起動費等の取り漏れが発生しており、当該額がDay-Ahead Make Whole Creditとして補填される。0ないし負となった場合は、前日市場収入によって起動費等の費用は回収済みであるためDay-Ahead Make Whole Creditは支払われない。
 - ▶ 上記の差額をDay-Ahead Make Whole Creditとして1日毎に精算をする。

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Make Whole Credit} = \text{Cost} \text{ minus } \text{Value} \text{ (floored at zero)}$$

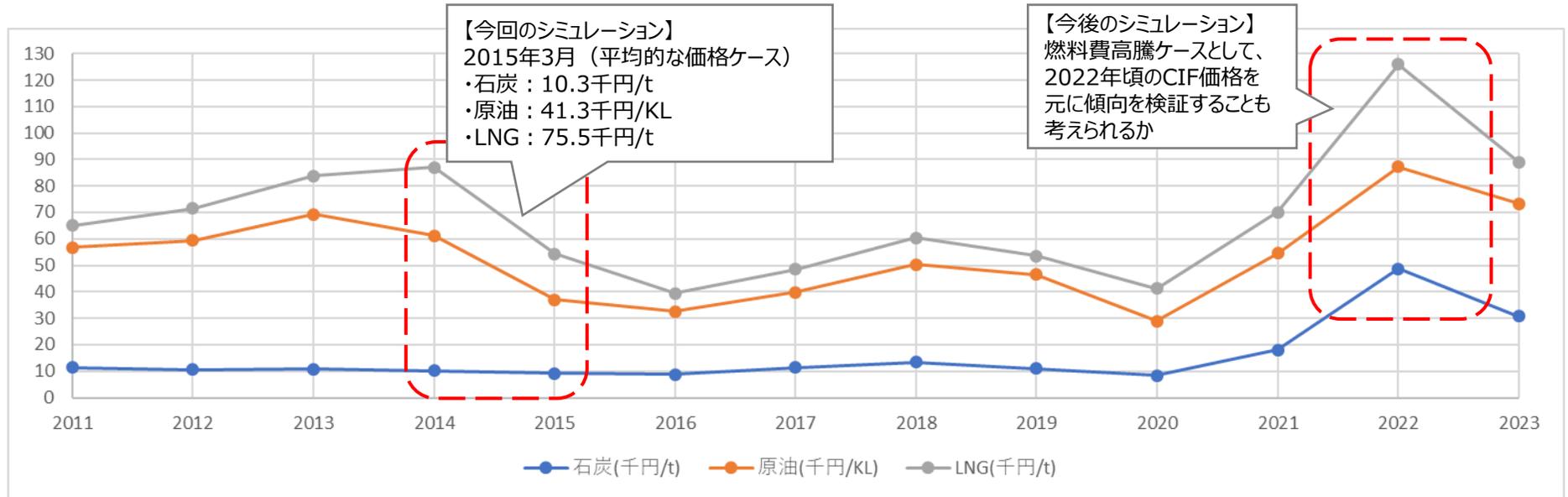


出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>.
PJM, "Operating Reserves Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx>
PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日

1. 議論の振り返り（検証の進め方）
2. 試算結果と市場価格傾向（価格構造）
3. 今後の進め方について

- 今回の試算結果からは、案Aと案B-2は同様の傾向を示すことが分かり、また、案B-1は Δ kW確保に伴う最低出力（第1区分）で大宗の市場価格が決定しており、市場価格が他の案に比較して高いことが分かった。
- また、市場価格とUpliftはトレードオフの関係であることや、取漏れ判定期間によって大きな差異はないことが分かった。
- 一方、今回の試算結果はあくまで一例に過ぎず（将来の市場価格自体を示している訳ではない）、今後CIF価格等のパラメータを変えた上で同様の傾向を示すのか等、引き続き、価格算定方法の検討を進めていく。
- また、それらの結果も踏まえて、引き続き、kWh価格と Δ kW価格の決定方法等について、深掘りしていくこととしたい。

【CIF価格の動向（年度別）】



以上