資料５

検証B試算結果を踏まえた
市場価格算定方法について

２０２４年２月５日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

はじめに

- 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。
- また、第5回本検討会（2023年12月27日）においては、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）を報告し、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、深掘り検討することとしていた。

- 今回、パラメータを変えた場合の試算結果（傾向）をお示しするとともに、kWh価格の算定方法に関する考え方、ならびにΔkW価格含めた今後の進め方について検討したため、ご議論いただきたい。

目次

1．燃料費変更時の試算結果と市場価格傾向

2．今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

3．ΔkW価格含めた今後の進め方について
－１．ΔkWの価格算定に関する検証の進め方
－２．その他論点（インバランス・地内混雑）

目次

1．燃料費変更時の試算結果と市場価格傾向

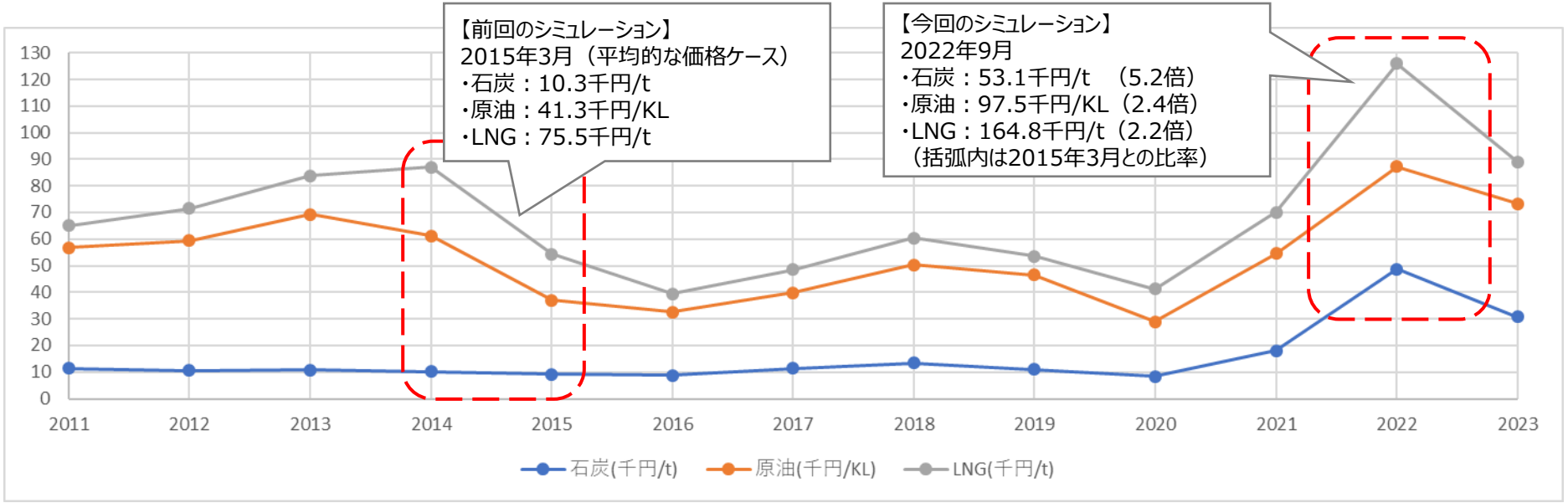
2．今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

3．ΔkW価格含めた今後の進め方について
－１．ΔkWの価格算定に関する検証の進め方
－２．その他論点（インバランス・地内混雑）

今回の試算条件（CIF価格の設定）

- 今回の試算（以下「追加試算ケース」という。）として、市場価格に大きな影響を及ぼす燃料費（パラメータ）に、至近で燃料費が高騰していた2022年9月のCIF価格を採用することにより、kWh価格やUpliftがどのような傾向を示すか検討を行った。
- 選定の考え方としては、前回のCIF価格よりも高値である（高騰している）ことに加え、燃種間の価格比率も変わるため、それらが市場価格（傾向）にどのような影響を与えるのか、前回の試算（以下「基本試算ケース」という。）と比較評価することとした。

【CIF価格の動向（年度別）】



出所）財務省貿易統計を元に作成
https://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm

（参考）2022年9月のCIF価格に基づく限界費用等カーブ

■ 燃種間の価格の比率が変わったことにより、最も安価な石炭とそれ以外の価格差の比率は相対的に小さくなっており、最も安い価格帯と最も高い価格帯の差が前回は5倍程度あったものが、今回は2倍程度の差になっている。

	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
最低出力費用(円/kWh)	20.03	21.14	20.35	21.15	20.86	27.49	25.60	28.74	34.07	29.81
第二区分燃料費(円/kWh)	16.56	15.06	14.67	17.62	19.10	21.46	23.58	22.30	21.40	22.14
第三区分燃料費(円/kWh)	17.10	15.54	14.98	18.06	19.54	22.49	24.40	23.11	22.13	22.23
第四区分燃料費(円/kWh)		16.02	15.28	18.51	19.99	23.53		23.92	22.85	22.33
第五区分燃料費(円/kWh)		16.49	15.58	18.96				24.74	23.58	
第六区分燃料費(円/kWh)			15.89						24.31	
第七区分燃料費(円/kWh)			16.19						25.03	

（参考）2015年3月のCIF価格に基づく限界費用等カーブ

	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	

（参考）2022年9月のCIF価格に基づく平均費用カーブ

	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
最低出力費用(円/kWh)	20.03	21.14	20.35	21.15	20.86	27.49	25.60	28.74	34.07	29.81
第二区分燃料費(円/kWh)	19.45	20.12	19.68	20.50	20.64	25.98	25.26	27.36	31.00	28.27
第三区分燃料費(円/kWh)	18.65	18.67	18.63	19.61	20.33	24.14	24.86	25.55	26.97	26.10
第四区分燃料費(円/kWh)		18.00	18.00	19.27	20.22	23.78		24.98	25.63	25.10
第五区分燃料費(円/kWh)		17.67	17.61	19.16				24.83	25.08	
第六区分燃料費(円/kWh)			17.37						24.86	
第七区分燃料費(円/kWh)			17.21						24.83	

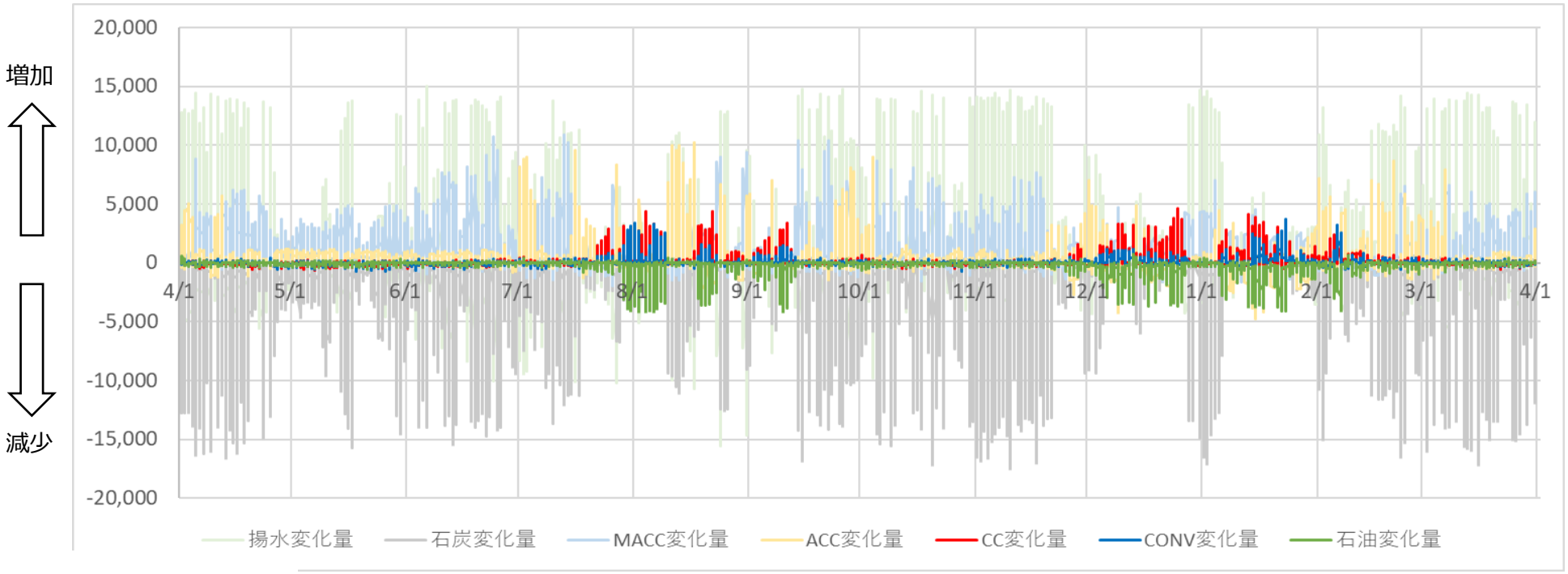
（参考）2015年3月のCIF価格に基づく平均費用カーブ

	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	

発電機態勢（同時最適化結果）の変化

- 燃料費（パラメータ）を変えた結果として、まず、発電機態勢（同時最適化結果）自体も変わり得る。
- 追加試算ケース（今回）と基本試算ケース（前回）において、発電機態勢の差（燃種別の発電量の差）を分析した結果は以下の通りである。
- 基本試算ケースと追加試算ケースの比較において、LNGは石炭・石油に比べ、価格の上昇比率が小さいため、MACC・ACC・CC・CONVの発電量が増加し、石炭・石油の発電量が減少するという結果となった。
- 上記も踏まえた上で、追加試算で市場価格がどのような傾向を示すのか（変わるのか）、次頁以降でお示しする。

発電量【MW】※コマ毎のMW変化量



・全国の発電量の合計値
・基本試算ケースから、発電量が増加した場合を正としている

追加試算ケースの価格算定結果（１／３）

- 追加試算ケースにおける市場価格（傾向）として、案B-1が最も高くなり、案Aと案B-2の水準感が同程度となった点は、前回の基本試算ケースと同様の傾向であった。
- また、基本試算ケースに比べ、年間卸取引費用※に対するUpliftの割合が減少傾向となっているが、これは燃料費が高騰したことで市場価格が上昇した一方、試算条件として起動費は据え置いたことにより、起動費の取漏れ分が相対的に減少したことが要因の一つと考えられる。

※ 各コマにおける「市場価格×総需要」を1年間分足し合わせたもの。

【追加試算ケース（全18パターン）】

追加ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率

基本試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）			案B-1（同時最適のマージナル）			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		**1.00** **2.60**			**1.53** **3.97**			**0.93** **2.41**	
	年間卸取引費用		1.00 2.59			1.50 3.89			0.92 2.38	
	Uplift※（割合）	0.02 (2.0%)	0.01 (1.4%)	0.01 (1.3%)	0.001 (0.1%未満)	0.000 (0.1%未満)	0.000 (0.1%未満)	0.03 (3.0%)	0.02 (1.9%)	0.02 (1.8%)
平均費用カーブ	市場価格平均値		**1.03** **2.68**			**1.54** **4.00**			**1.02** **2.66**	
	年間卸取引費用		1.03 2.68			1.52 3.93			1.01 2.63	
	Uplift※（割合）	0.02 (1.6%)	0.01 (1.2%)	0.01 (1.1%)	0.000 (0.1%未満)	0.000 (0.1%未満)	0.000 (0.1%未満)	0.02 (1.5%)	0.01 (1.0%)	0.01 (0.9%)

※ 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。
また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

■ 前回お示しした基本試算ケースの詳細結果としては以下のとおり。

【基本試算ケース（全18パターン）】

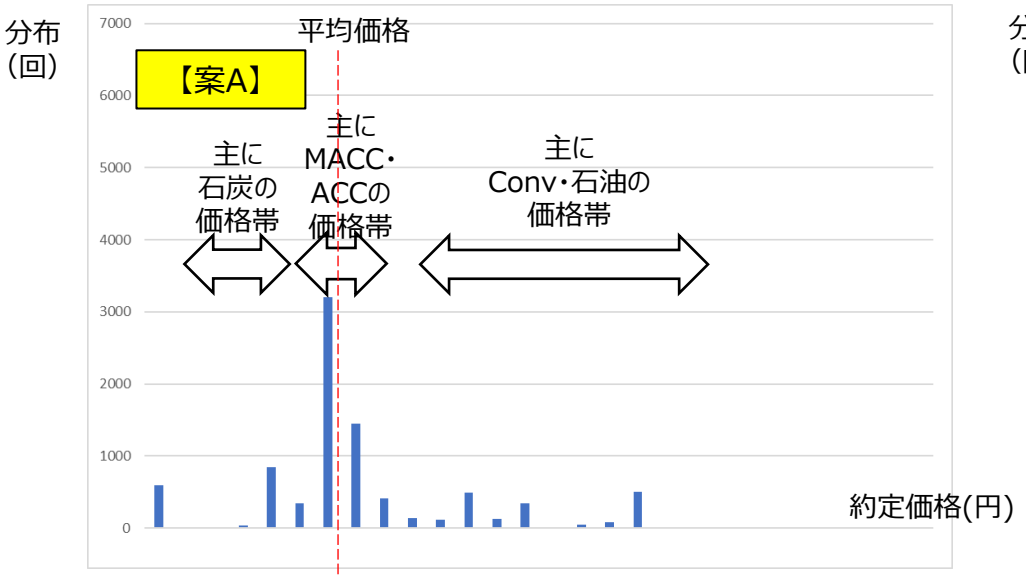
基本試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率

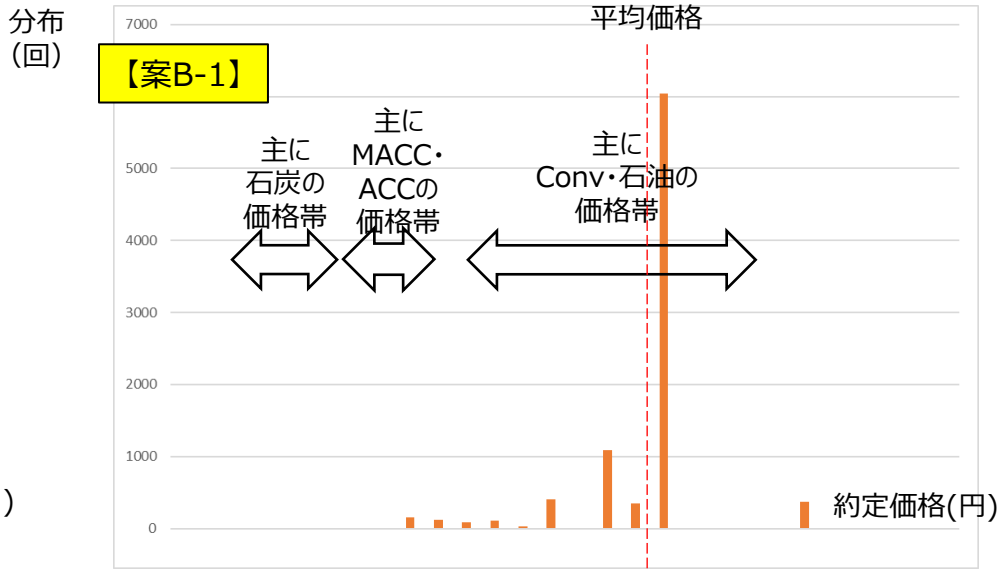
（東京エリアを含む広域ブロックの値）

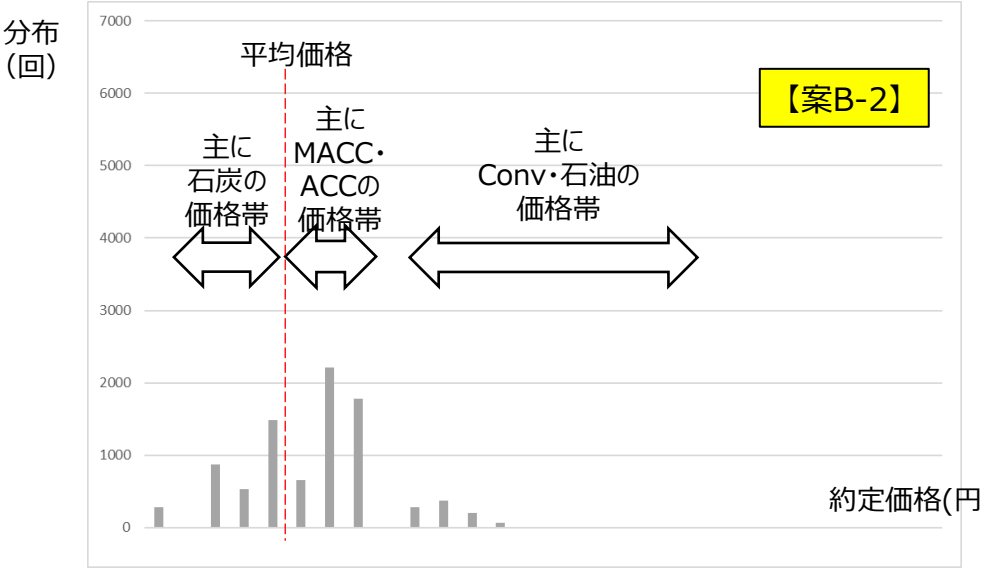
ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）			案B-1（同時最適のマージナル）			案B-2（同時最適のシャドウプライス）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格平均値		**1.00**			**1.77**			**0.97**	
	年間卸取引費用		1.00			1.73			0.96	
	Uplift※（割合）	0.03 (2.6%)	0.02 (2.2%)	0.02 (2.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.03 (3.6%)	0.03 (2.7%)	0.03 (2.7%)
平均費用カーブ	市場価格平均値		**1.04**			**1.77**			**1.06**	
	年間卸取引費用		1.04			1.75			1.05	
	Uplift※（割合）	0.02 (2.2%)	0.02 (1.8%)	0.02 (1.7%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%未満)	0.001 (0.1%未満)	0.03 (2.6%)	0.02 (1.8%)	0.02 (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。
また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

（参考）追加試算ケースにおける市場価格の平均値・分布（限界費用等カーブ）

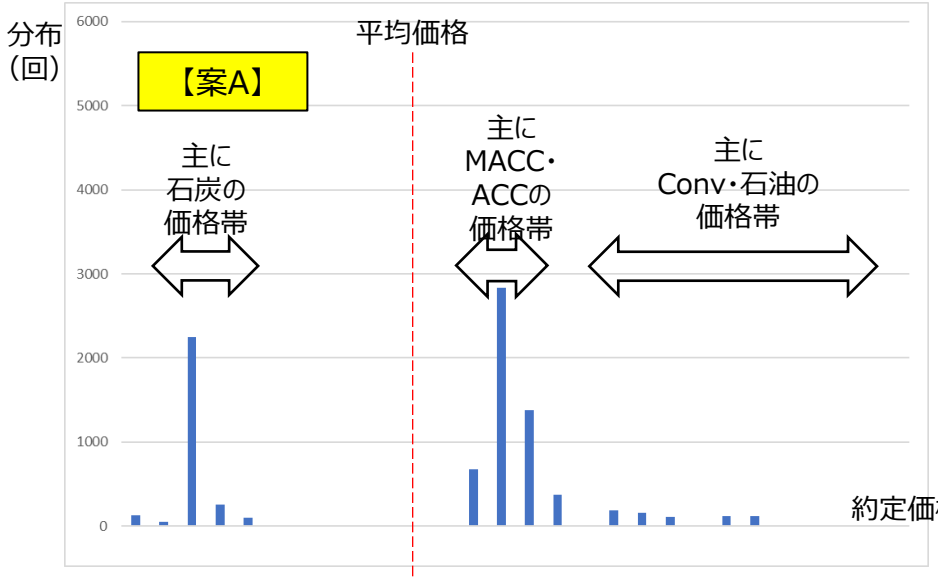


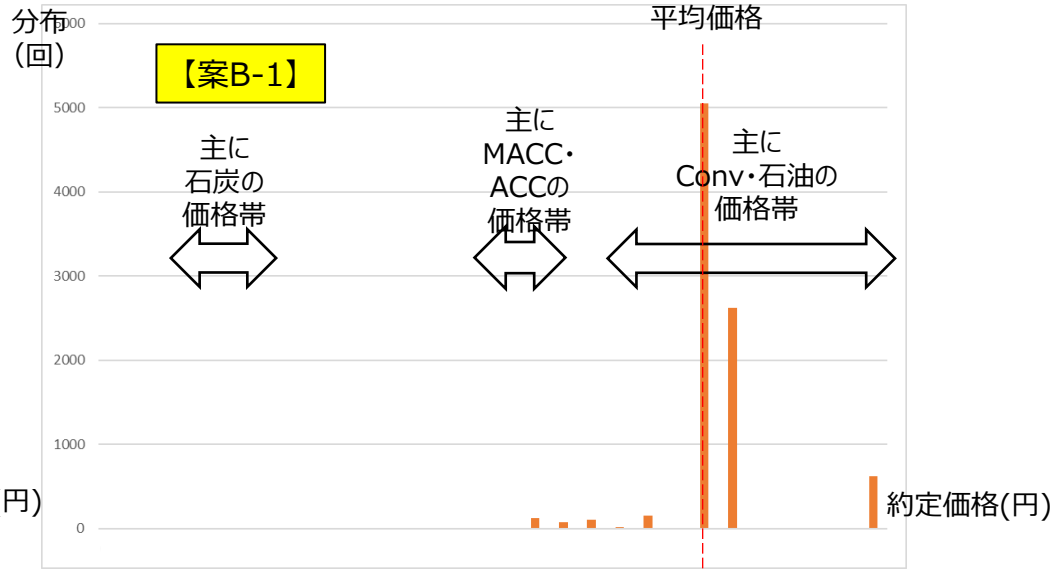


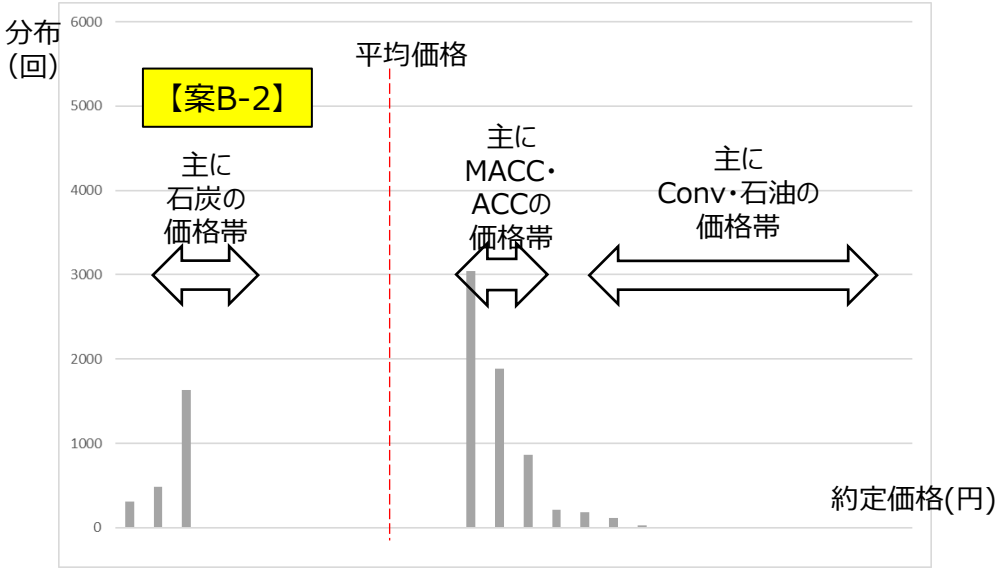


※ 横軸は〇円/kWh刻みとして、ヒストグラムを作成。

(参考) 基本試算ケースにおける市場価格の平均値・分布(限界費用等カーブ)







※ 横軸は〇円/kWh刻みとして、ヒストグラムを作成。

追加試算ケースの価格算定結果（２／３）

■ また、追加試算ケースにおける市場価格平均値の傾向（構造）についても、案B-1が案A、案B-2に比べ高くなる構造的要因※については変わらなかった。

※ 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ことで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かない

■ 他方、基本試算ケースと比較して、案B-1と案A、案B-2の価格差が小さくなっており、この点は、最安価な石炭とその他電源の燃料費の差が小さくなったことで、第一区分で約定していることの影響が小さくなったものと考えられる。

【追加試算ケース（今回）】

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）	案B-1（同時最適のマージナル）	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**	**1.53**	**0.93**
	第一区分約定時間	1433時間（16%）	8547時間（98%）	0時間（0%）
平均費用カーブ	市場価格平均値※1	**1.03**	**1.54**	**1.02**
	第一区分約定時間	1349時間（15%）	8218時間（94%）	0時間（0%）

※1 追加試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

【基本試算ケース（前回）】

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）	案B-1（同時最適のマージナル）	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※2	**1.00**	**1.77**	**0.97**
	第一区分約定時間	1075時間（12%）	8547時間（98%）	0時間（0%）
平均費用カーブ	市場価格平均値※2	**1.04**	**1.77**	**1.06**
	第一区分約定時間	1003時間（11%）	8440時間（96%）	0時間（0%）

※2 基本試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

追加試算ケースの価格算定結果（３／３）

■ Upliftの規模感については、前述のとおり基本試算ケース（前回）に比べ減少傾向であるが、判定期間の違いやkWh価格の決定方法の違いによる、Upliftが卸取引費用に占める割合の傾向については、前回の傾向※と大きな違いはなかった。

※ Uplift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が最も少ないものの、市場価格とUpliftはトレードオフの関係であり、また、起動費等の取漏れを判定する期間については、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

【追加試算ケース（今回）】

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）			案B-1（同時最適のマージナル）			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	2.0%	1.4%	1.3%	0.1%未満	0.1%未満	0.1%未満	3.0%	1.9%	1.8%
平均費用カーブ	Uplift※割合	1.6%	1.2%	1.1%	0.1%未満	0.1%未満	0.1%未満	1.5%	1.0%	0.9%

【基本試算ケース（前回）】

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマージナル）			案B-1（同時最適のマージナル）			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。また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

目次

1．燃料費変更時の試算結果と市場価格傾向

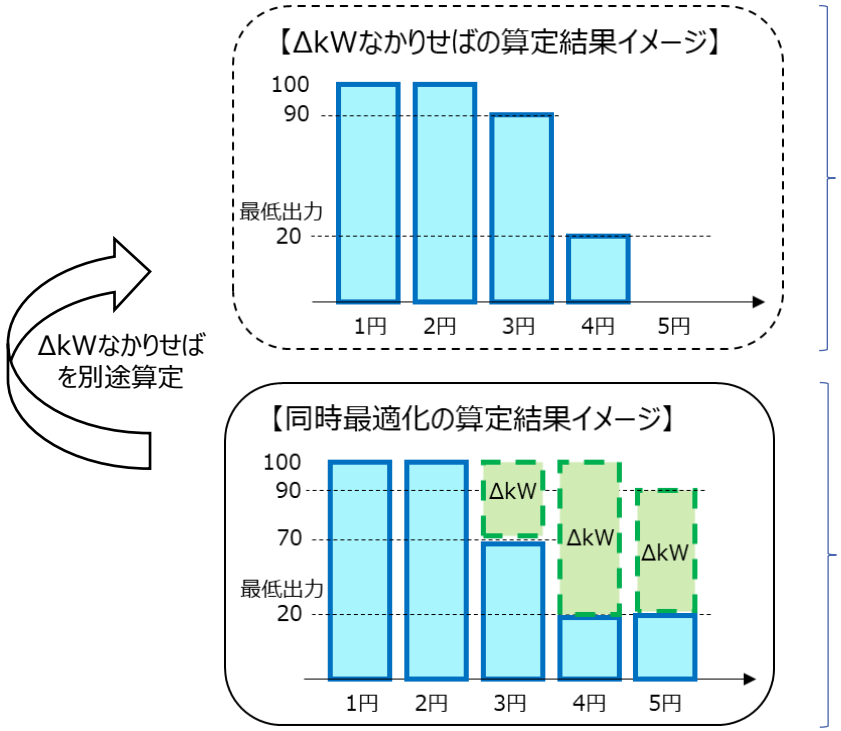
2．今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

3．ΔkW価格含めた今後の進め方について
－１．ΔkWの価格算定に関する検証の進め方
－２．その他論点（インバランス・地内混雑）

今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

- 前回ならびに今回において、kWh価格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）、パラメータを変えた場合に同様の傾向を示すのかについてお示しした。
- また、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）においては、今後、ΔkW価格算定方法含めいくつかの残論点についても検討を進めていく予定。
- 上記にあたっては、kWh価格算定方法が複数存在する場合、各案によってΔkW価格算定の考え方は変わり得て、検証の組合せパターンが膨大になってしまうため、ひとまずの検証の“前提（ベース）”として、これまでの検証結果を踏まえ、kWh価格の算定方法について絞り込みを行うこととしたい※。

※ あくまで検証の前提であり、今回絞り込まれた方法で最終的な制度設計がなされるという趣旨ではない。



【案A】
○市場価格の平均値
○市場価格のボラティリティ
○Upliftの多寡　等

→ 【案A】における
ΔkW価格算定方法
案A-1～案A-○

【案B-1】
○市場価格の平均値
○市場価格のボラティリティ
○Upliftの多寡　等

→ 【案B-1】における
ΔkW価格算定方法
案B-1-1～案B-1-△

【案B-2】
○市場価格の平均値
○市場価格のボラティリティ
○Upliftの多寡　等

→ 【案B-2】における
ΔkW価格算定方法
案B-2-1～案B-2-□

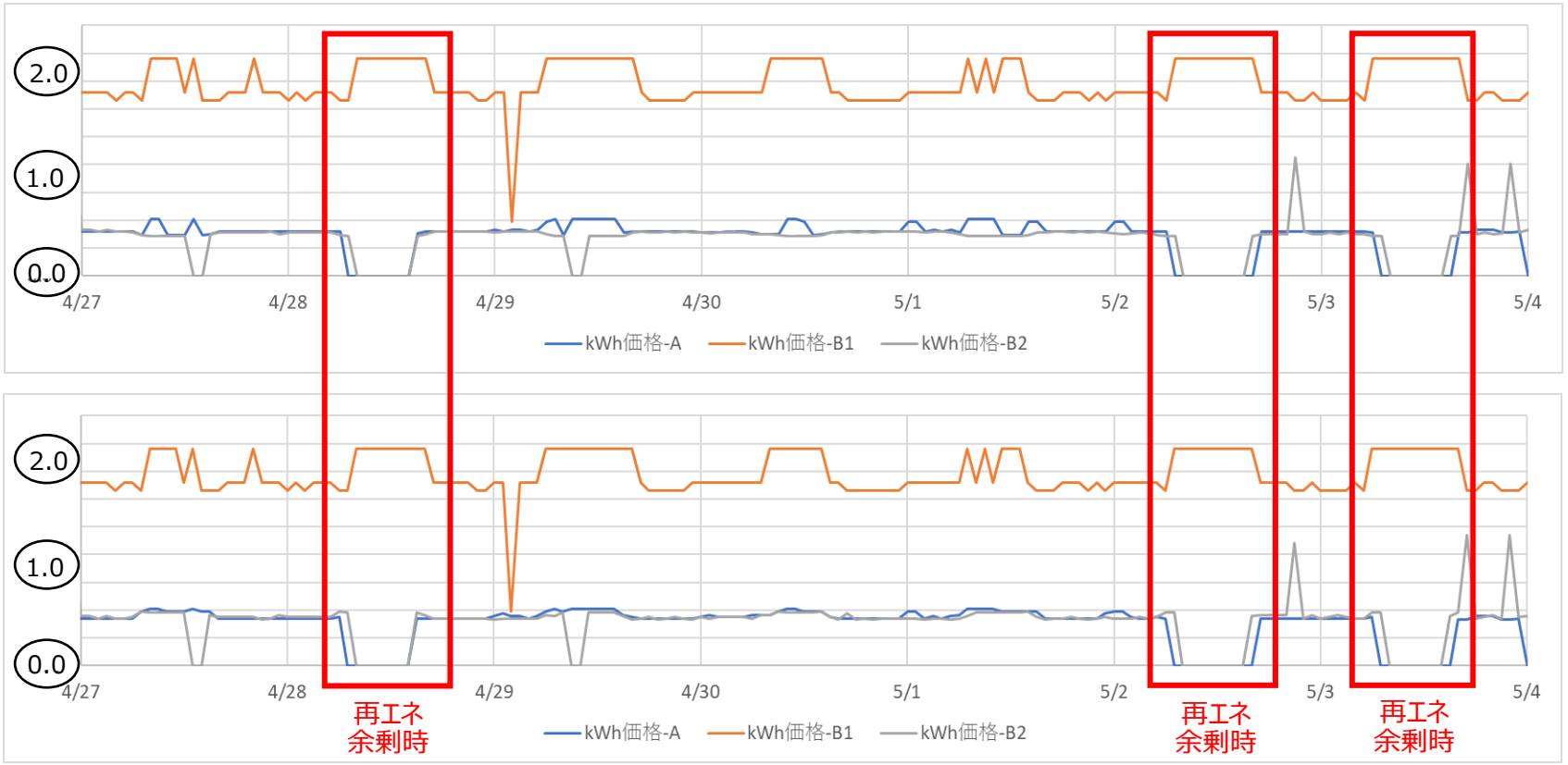
今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み（１／４）

- まず、案B-1については、案A、案B-2と比較し、市場価格平均値は相当高くなる傾向があり、年間卸取引費用とUplift双方の取引合計（全体としてかかるコスト）を踏まえても最も高くなっている。
- また、個別の傾向を見ても、案B-1は軽負荷期等の再エネ余剰時に逆に価格が上がる※（最低出力の並列台数が多くなるため）等、再エネ余剰時に電力需要を増加させるといった行動を促す価格シグナルを発していると言い難いことから、まずもって案B-1は除外することとしてはどうか。

※ 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/kWhになる。

【基本試算ケース（春期の市場価格傾向）】

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

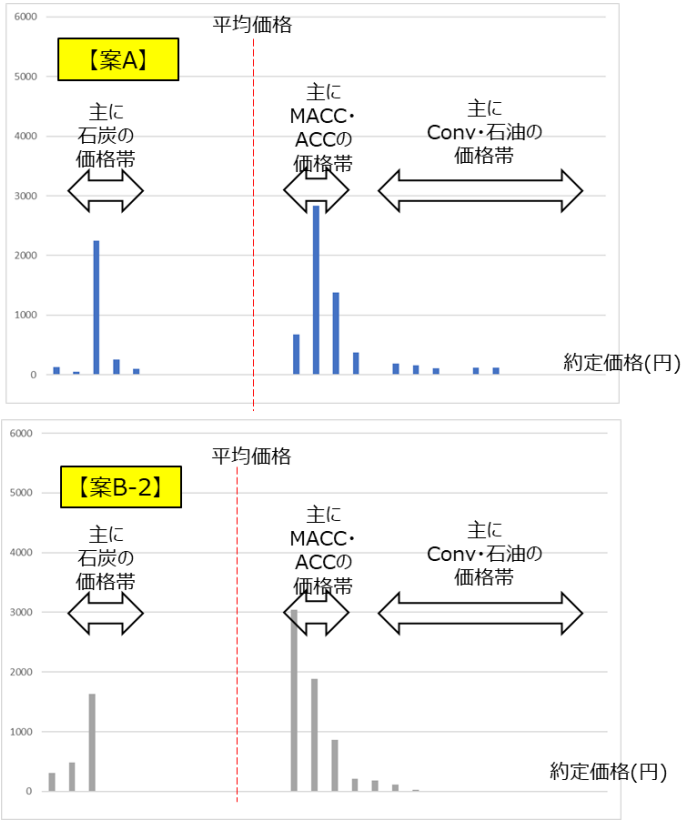


今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み（２／４）

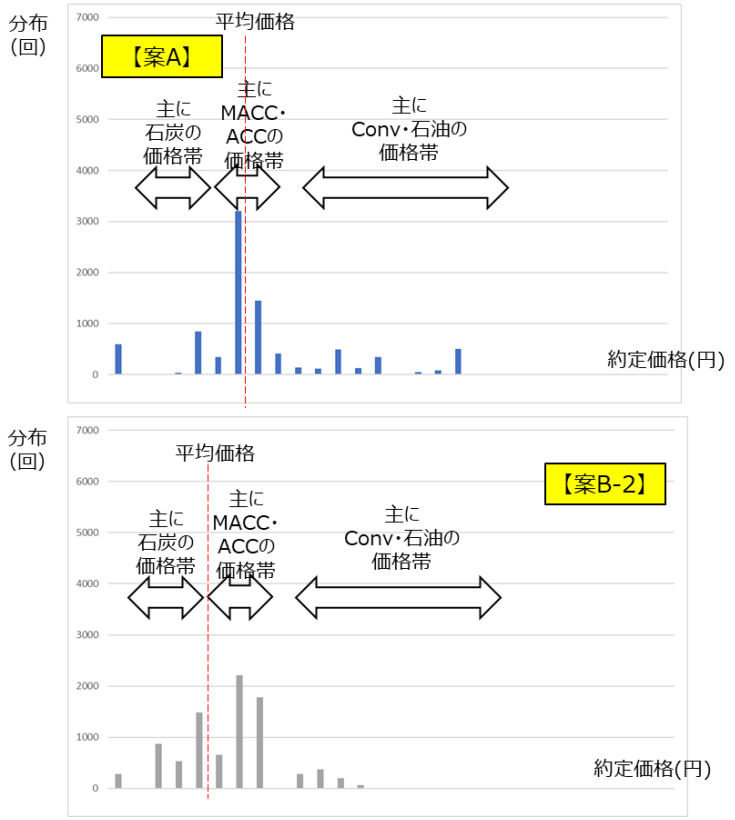
■ 続いて、案Aと案B-2の比較について、基本試算ケース・追加試算ケースともに、第一区分約定が存在する分（案Aで10%程度）、案Aの方が若干、高価格帯の約定が多いものの、市場価格平均値の傾向は大きく変わらない。

■ そのため、まずもってはΔkWなかりせばを別途算定するロジック等を必要とせず、検証簡略化が図れる案B-2をベースにΔkW価格の検証を進め、ΔkW算定方法の絞り込みが進んだ段階で、改めて案A含め評価することとしてはどうか。

【基本試算ケース（平均値・分布）】



【追加試算ケース（平均値・分布）】



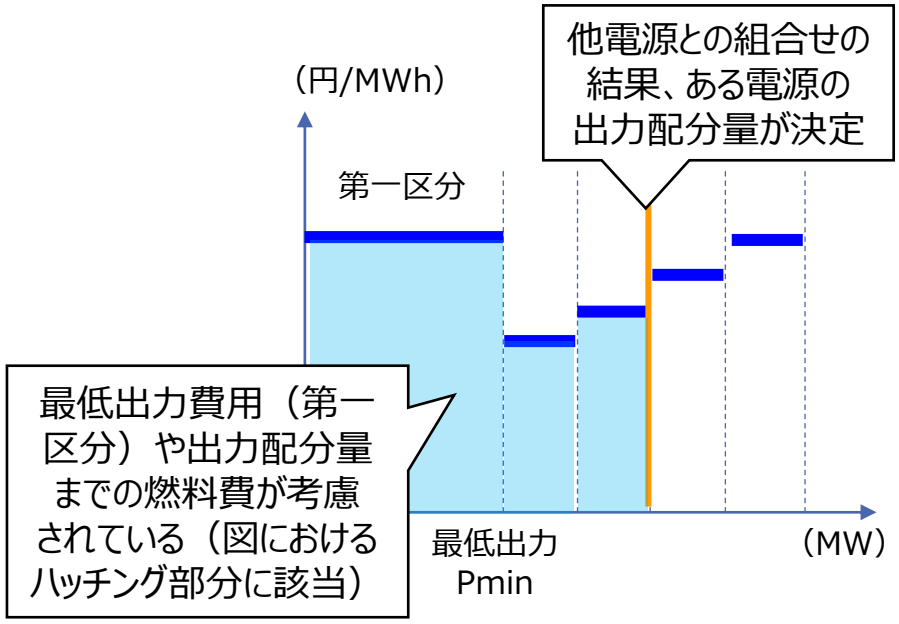
今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み（３／４）

- 次に、「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」の比較について、若干、「②平均費用カーブ」の方が算出される市場価格が高い場合が多い※ものの、全体の傾向としてあまり大きくは変わらない。
- そのためこちらも、まずもってはThree-Part入札情報（約定電源決定時）とkWh約定価格決定時で異なる単価を用いる必要がなく、検証簡略化が図れる「①限界費用等カーブ」をベースにΔkW価格の検証を進め、ΔkW算定方法の絞り込みが進んだ段階で、改めて「②平均費用カーブ」含め評価することとしてはどうか。

※ 加えて、年間卸取引費用とUplift双方の取引合計（全体としてかかるコスト）についても、「②平均費用カーブ」の方が高い。

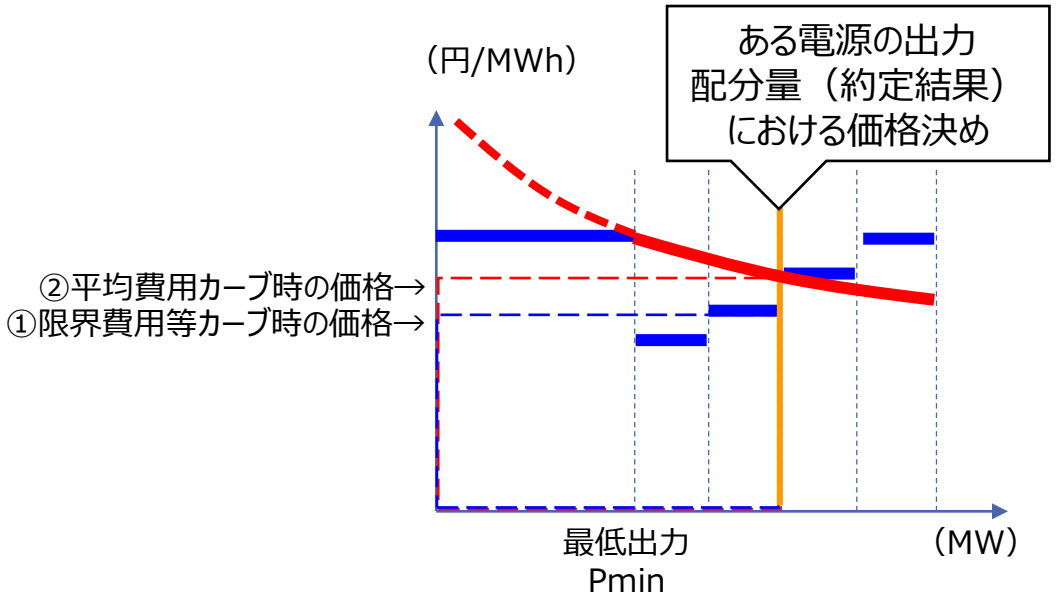
【約定電源決定時】

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



※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み（４／４）

■ 以上を踏まえ、今後の検証の“前提（ベース）”として、kWh価格の算定方法の絞り込みに関する考え方をまとめた結果については以下のとおり。

- kWh価格算定方法は「案B-2:同時最適のシャドウプライス」として、シングルプライスで精算。
- 参照費用は「①限界費用等カーブ」。
- ΔkW算定方法の絞り込みが進んだ段階で、改めて、他の案を含め検証を行う。

kWh価格に関連して今後検討が必要と考えられる内容（Uplift）

- Upliftにおける起動費等の取漏れを判定する期間については、基本試算ケース・追加試算ケースともに、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一方で、どの案においても乖離が大き過ぎる（倍以上に異なる）ということはなかった。
- この点、現時点のUplift試算においては、kWh収入しか見込んでいないため、今後検討のΔkW収入を見込めば、額（割合）は変わり得る（減る）と考えられるため、それらの結果も踏まえて引き続き検討することとしてはどうか。

【基本試算ケース（案B-2）】（東京エリアを含む広域ブロックの値）

ΔkW考慮		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
限界費用等カーブ	市場価格平均値	**0.97**		
	年間卸取引費用	0.96		
	Uplift※（割合）	0.03（3.6%）	0.03（2.7%）	0.03（2.7%）
平均費用カーブ	市場価格平均値	**1.06**		
	年間卸取引費用	1.05		
	Uplift※（割合）	0.03（2.6%）	0.02（1.8%）	0.02（1.8%）

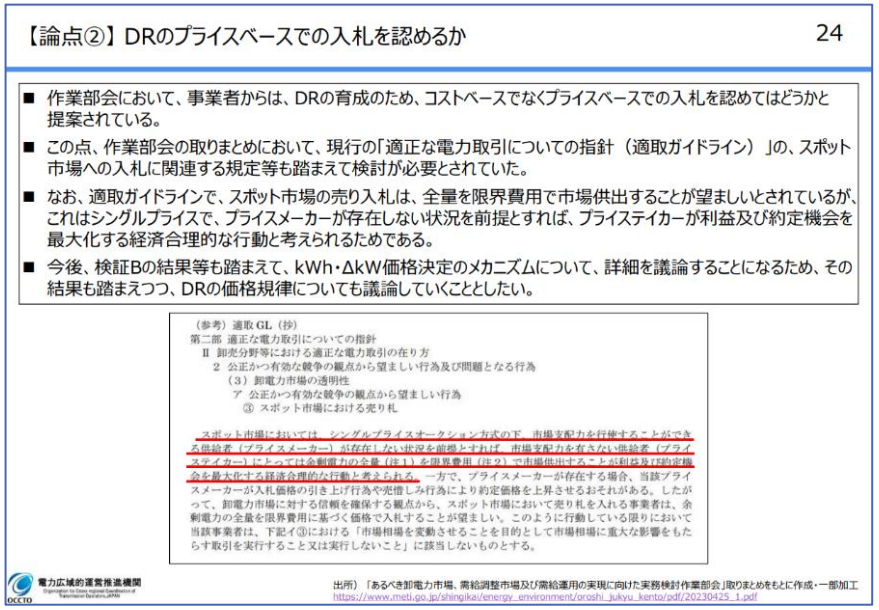
【追加試算ケース（案B-2）】（東京エリアを含む広域ブロックの値）

ΔkW考慮		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
限界費用等カーブ	市場価格平均値	**0.93**	**2.41**	
	年間卸取引費用	0.92	2.38	
	Uplift※（割合）	0.03（3.0%）	0.02（1.9%）	0.02（1.8%）
平均費用カーブ	市場価格平均値	**1.02**	**2.66**	
	年間卸取引費用	1.01	2.63	
	Uplift※（割合）	0.02（1.5%）	0.01（1.0%）	0.01（0.9%）

※ Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後検討の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。
また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

kWh価格に関連して今後検討が必要と考えられる内容（価格規律）

- また、価格の算定方法（ロジック）に加えて、入札価格そのものの規律に関しても議論が必要か。
- 具体的には、プライスベースとコストベース、コストベースの場合におけるマージンの取り扱い（例えば、米国PJMでは10%のマージンの上乗せが可能）、市場支配力との関係等が考えられる。



【論点②】DRのプライスベースでの入札を認めるか　24

- 作業部会において、事業者からは、DRの育成のため、コストベースでなくプライスベースでの入札を認めてはどうかと提案されている。
- この点、作業部会の取りまとめにおいて、現行の「適正な電力取引についての指針（適取ガイドライン）」の、スポット市場への入札に関連する規定等も踏まえて検討が必要とされていた。
- なお、適取ガイドラインで、スポット市場の売り入札は、全量を限界費用で市場供出することが望ましいとされているが、これはシングルプライスで、プライスメーカーが存在しない状況を前提とすれば、プライステイカーが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられるためである。
- 今後、検証Bの結果等も踏まえて、kWh・ΔkW価格決定のメカニズムについて、詳細を議論することになるため、その結果も踏まえつつ、DRの価格規律についても議論していくこととしたい。

（参考）適取GL（抄）
第二部 適正な電力取引についての指針
Ⅱ 卸売分野等における適正な電力取引の在り方
2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為
（3）卸電力市場の透明性
ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為
③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注1）を限界費用（注2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

電力広域的運営推進機関 OCCTO

出所）「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」取りまとめをもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務（最大12オファー提出可）	最低1つ以上のオファー提出が義務（最大12オファー提出可）	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	合計が$2,000/MWhを超えない範囲で、マージン10%または$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能（$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない）	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付きプライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	原則$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。※$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限$1,000/MWhに制限される。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無しプライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能					電源が設定可能 (non-PLS)

※PLS：Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ（Operating parameter）の登録時に一定の登録規律が課される。

出所）第5回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年12月27日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/005_05_00.pdf

出所）第4回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年11月27日）資料5-2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_05_02.pdf

目次

1．燃料費変更時の試算結果と市場価格傾向

2．今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

3．ΔkW価格含めた今後の進め方について
　－１．ΔkWの価格算定に関する検証の進め方
　－２．その他論点（インバランス・地内混雑）

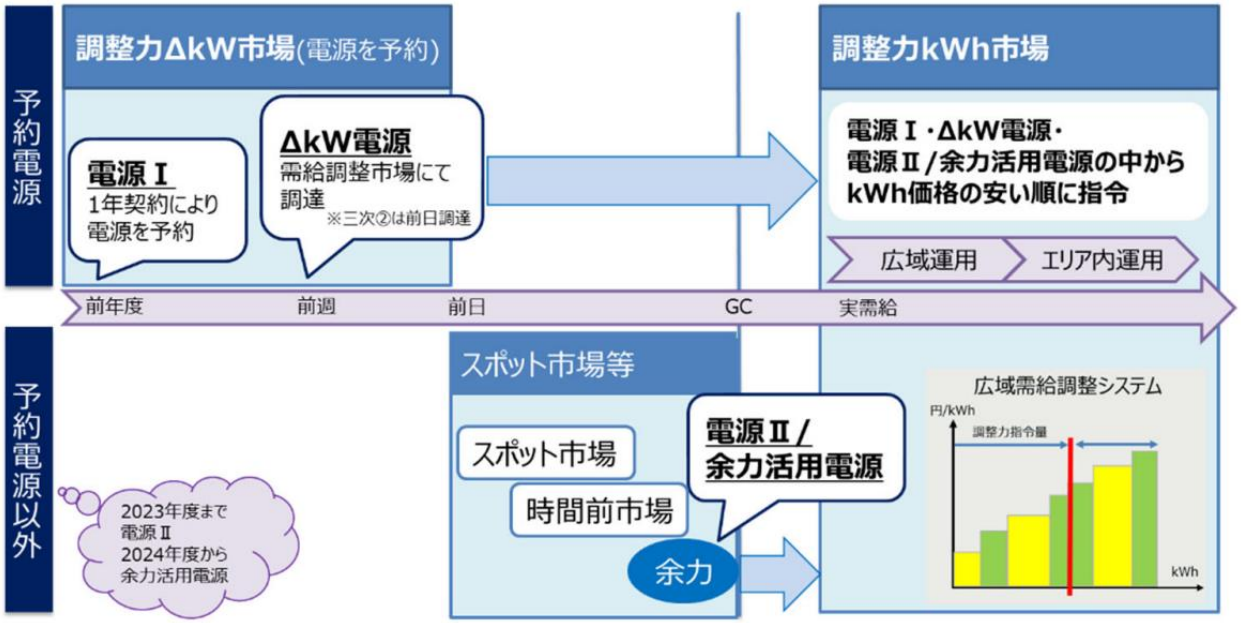
現行の需給調整市場について（１／３）

■ 現行の需給調整市場には、以下の２つの市場が存在する。

調整力 ΔkW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、TSOが、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場。ΔkWの入札価格の安い電源等から落札される**マルチプライスオークション**の市場。

調整力 kWh 市場：予約確保した電源等（以下「予約電源」という。）に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用契約を締結している電源（当面は電源Ⅱ。）も含めた中から、実需給断面において、TSOがkWh価格の安い順に稼働指令を行う市場。登録されたkWh価格（V1／V2単価）で精算される（すなわち、**マルチプライスオークション**の市場である。）。

■ 需給調整市場においては、需給調整市場ガイドライン（改定2023年3月10日、経済産業省）において、調整力ΔkW市場・kWh市場の両方について、一定の規範が示されており、大きな市場支配力を有する事業者については、この規範に基づいて入札を行うことが要請されており、また、それ以外の事業者についても、望ましい行為として規定されている。



出所）需給調整市場ガイドライン（2023年3月10日改定、経済産業省）より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20230310.pdf

現行の需給調整市場について（２／３）

■ このうち、調整力ΔkW市場における具体的な価格規律（現時点）は以下のとおり。

○ ΔkW価格 ≦ 当該電源等の逸失利益（機会費用） ＋ 一定額等

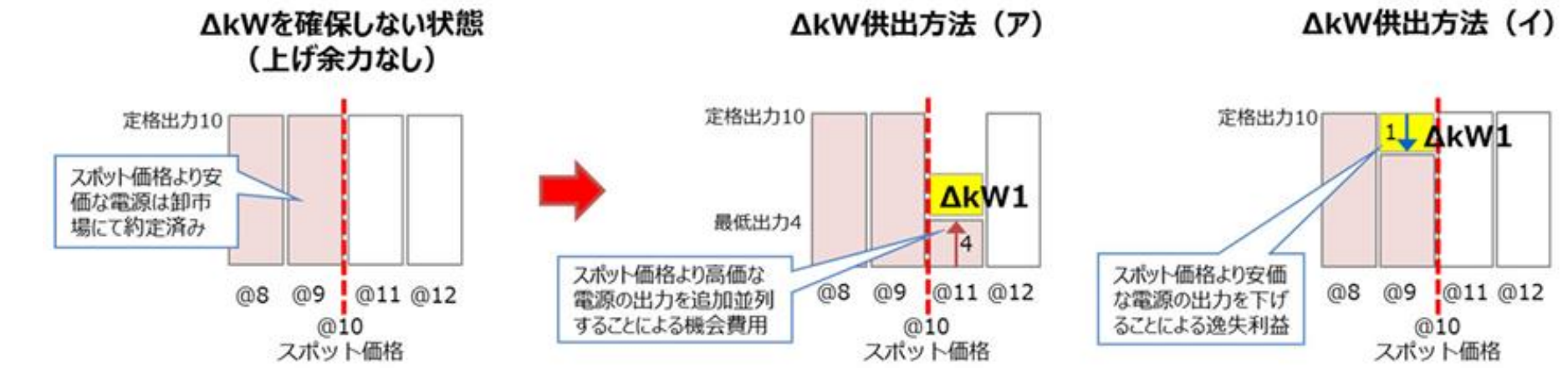
- 逸失利益（機会費用）については、

（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合は、そ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）と限界費用との差額が機会費用として発生し、

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げてΔkWを確保する場合は、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額が逸失利益として発生する。

- 一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）とし、等は売買手数料とする。

■ このため、事業者は事前に卸電力市場価格を予想の上、ΔkW価格を算定し、市場応札を行っている。



出所）需給調整市場ガイドライン（2023年3月10日改定、経済産業省）より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20230310.pdf

市場区分	予約の有無	価格規律
調整力ΔkW 市場	予約電源	● ΔkW 価格≦当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等 ➢ 逸失利益（機会費用）については、 （ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合は、そ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）と限界費用との差額が機会費用として発生し、 （イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げてΔkWを確保する場合は、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額が逸失利益として発生する。 ➢ 一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）とし、等は売買手数料とする。
調整力kWh 市場	予約電源以外（電源Ⅱ、余力活用電源）	● 上げ調整のkWh 価格≦当該電源等の限界費用＋一定額 ● 下げ調整のkWh 価格≧当該電源等の限界費用－一定額 ➢ 一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合） ➢ 揚水発電や一般水力、DR、燃料制約のある火力発電等についての限界費用は「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。機会費用については、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
	予約電源	● 限界費用又は市場価格（＝時間前市場の約定価格の平均値）以下

現行の需給調整市場について（３／３）

- 一方、足元で、調整力の募集量に対する応札不足や調達費用の大幅な上昇等の課題が生じているところであり、価格規律についても見直しの議論がされており、実際、2024年度から、需給調整市場ガイドライン等の改定予定。
- 具体的には、調整力ΔkW市場においては、「一定額等」の考え方が変更（0.33円 or 個別協議）となり、また、調整力kWh市場において、ΔkW約定電源とそれ以外で同じ価格規律（限界費用±10%マージン）になることで、調整力ΔkW市場に応札・約定する方が、調整力ΔkW市場からの収益が増加するため、調整力ΔkW市場に応札するインセンティブが高まることが期待される。（加えて、次ページのとおり、上限価格の設定も予定）

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

電源種	現状	変更案
A種 固定費回収済電源等	逸失利益orマージン（「限界費用」×10%×電源Ⅰ稼働率5%）	機会費用（逸失利益）＋一定額（0.33円）
B種 未回収固定費有電源	機会費用（逸失利益）＋固定費回収のための合理的な額等	機会費用（逸失利益）＋一定額（監視等委員会と協議し決定）

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

限界費用	現状	変更案
安い	市場価格	限界費用＋マージン(上げ「限界費用」×10%)
高い	限界費用	限界費用＋マージン(上げ「限界費用」×10%)

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

固定費	現状	変更案
済	限界費用±マージン(10%)	限界費用±マージン(「限界費用」×10%)
未	限界費用±固定費	

※「起動費等の入札価格への反映は１回分までしか認めない」規律を２回分までとする。
※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年６月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。
※揚水機及び蓄電池の限界費用は以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資＋揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量−ロス量）}}$$

出所）第90回制度設計専門会合（2023年10月31日）資料7より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/090_07_00.pdf

③上限価格の設定

- 週間取引を基本とする2024年度及び2025年度において、週間取引を行う中でも価格高騰を抑制する対応策として、TSOから**上限価格の設定が提案され、監視委において検討を進めてきた**。
- 同委員会の会合では、週間取引される一次～三次①について、一律で**「三次②加重平均単価＋1σ相当（＝約20円/ΔkW･h）」を目安とする案で「差し支えない」**とされた。
- 他方で、**安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じ、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える**とされ、**10月の本小委員会において検討を行った**。
- 一次及び二次①は、二次②及び三次①と異なり、**前日段階で追加的に調達する機会がなく、上限価格の設定には、慎重を期す必要**がある。
- 検討の結果、一次･二次①及び全ての複合商品の上限価格は、**TSOの提案（約20円）より高めに設定することが妥当**とされ、具体的には、**「三次②加重平均単価＋3σ相当（＝約50円/ΔkW･h ）」**とすることとなった。
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、**上限価格の水準については不断に見直す**こととされた。

19

出所）第67回電力･ガス基本政策小委員会（2023年12月7日）資料5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/067_05_00.pdf

ΔkWの価格算定に関する検証の進め方

- 以上を踏まえると、現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
  - 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）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事前に入札情報として登録され、ΔkWの確保と同時にkWhの約定も行われるため、**kWh価格は**、ΔkWの入札事業者が事前に予想する必要はなく、**事後的に同時最適の結果として、算出することが可能**である。
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用や、すでに同時最適の仕組みを導入している米国の事例などを参考に、**③として何が含まれるのか、主に定性的な視点から議論する必要があるのではないか**。
- 加えて、これまで、**検証Aにおいては**Three-Part情報と電源の運用パラメータを元にして、SCUC・SCEDについて検証をしてきたが、**③というこれまで扱っていなかった入札情報を加味した同時最適手法について検証が必要**。
- また、その他の重要な観点として、「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」の取りまとめや、これまでの本検討会での意見を踏まえると、**ΔkWの約定方法として、シングルプライスなのか、マルチプライスなのかという議論も必要であると考えられるのではないか**。

- 以上を踏まえつつ、**こと検証Bにおいては、上記の①②はすでに定量的に算出が可能なため**（前述のkWh検証のために計算した電源態勢はΔkW確保を考慮したものであり、これを利用し、算出が可能。）、**まずはその規模について計算を行い、定量的な観点から示唆を得てはどうか**。

（参考）実務検討作業部会取りまとめ（ΔkW価格算定）

■ 「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、ΔkW入札にあたって、Three-Part情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点や、約定価格の決定方法はシングルプライスか、マルチプライスかといった観点について検討が必要とされている。

以上を踏まえた上で、前日同時市場における kWh の約定価格との関係も考慮しつつ、機会費用、逸失利益、固定費のそれぞれについて、今後、検討を深めることが必要である[60]。具体的には以下のような論点が考えられる。

- 機会費用における起動費については、同時市場の kWh 価格として織り込む起動費の取漏れとの関係も論点であり（詳細は、第 3.3.1.2 目を参照されたい。）、ΔkW 単価に起動費を織り込むかについては当該論点とも整合をとった検討が必要。
- 機会費用における最低出力費用については、第 3.3.1.5 目の案 A、案 B-1、案 B-2、案 A'、案 B'のいずれを選ぶかによって、発生の有無が変わるため、kWh 価格の計算方法と整合を取った検討が必要。
- 現在の需給調整市場における逸失利益の考え方を踏まえると、同時市場における kWh 価格よりも限界費用が安い電源が ΔkW として約定する場合に限って、逸失利益が発生すると考えられるのではないか。
- 固定費を織り込むことを認めるかについては、容量市場での固定費回収や現在の需給調整市場における課題、約定価格の決定方法（シングルプライスか、マルチプライスか）等も踏まえた検討が必要。また、固定費については、前日同時市場における kWh の約定価格での回収の観点も含めて全体を整理する必要があるか。

また、前日同時市場において ΔkW-Ⅱ及びⅢを約定処理するにあたっては、上記の点を踏まえ、どのような費用をどのように加味して決定することが必要かといった観点や、前日同時市場においては、機会費用（最低出力費用及び起動費）については、Three-Part 情報に含まれており、逸失利益については、市場運営者が算出することが可能となっていることを踏まえて、入札にあたって、Three-Part 情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点、約定価格の決定方法はシングルプライスか、マルチプライスかといった観点についても、今後検討が必要と考えられる。[61]

---

[60] なお、この論点については、ΔkW-Ⅰの単価を考える際の論点とも近いため、前目も参考にされたい。

[61] その他、作業部会では、以下のような意見もあった。

- 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、設備は kWh を供するためにも必要であり、容量市場や kWh 市場での回収の観点や、現状の ΔkW 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体の整理が肝要。
- スポット市場はシングルプライスであり、限界費用を上回る価格であれば、そこで固定費を回収できる。また、同時市場であれば、限界費用が高過ぎる電源が調整力のほうに回ってくるのが太宗で、かつ、kWh 市場との関係で、機会費用を補填することが可能であることからすれば、固定費を別途回収するという議論は理屈に合わない。
- ΔkW-Ⅰも含め、調整力の待機の価値や発電の価値が適切に評価される必要。

出所）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
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

■ 委員からは、調整電源に対するインセンティブという観点でも、調整力に対応する価格をシングルプライスにするのか、マルチプライスにするのかといった手段（設計）が、原理的にかなり有効といったご意見を頂いたところ。

（第4回 同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋）

■ 松村委員（東京大学 社会科学研究所 教授）

（前略）今の制度のまま、もしそのまま、ＢＧ制度を引き続いてやるとすると、セルフスケジュールって、むやみに認めると、妙ちくりんなことが起きかねないという制度の下の話と、セルフスケジュールであったとしても、認めたということがあったとしても、普通のまともな事業者だったら、合理的な行動を取って、あまり問題が起きないことが期待できるような全体の制度になっているところの議論を安直に比べて、ここだけでセルフスケジュール、大丈夫ですよねなどというような議論にならないように十分注意していただきたい。

ものすごく極端なケースだと、例えば、BG制度を取っていて、自社のグループを電源が倒れたときのために、予備を取っておきますなどというような運用が横行すると、自社、あるいは自社グループの電源が倒れることはめったにないことに備えてキープしておいて、自由に動かせるようにセルフにしておきます。一方で、ほかの会社の大規模な電源が倒れて、需給がものすごく逼迫したときにも、低い稼働率がそのまま維持されてしまうなどというようなことになったら、社会的にものすごく無駄だし、安定供給の観点からも深刻な状態になる。でも、これが調整力という格好に回っていれば、そのタイミングにもよりますが、合理的に使えることをきちんと考える必要があり、そんな変なことが本当に起きないような制度ができるのかというようなことを考えるべき。過去からの経緯からしても、我が国では調整力の供給が、何でこんなに出てこないのだというようなことがいっぱい問題になったこと、あるいは二重に予備力を取っちゃうなどという事業者が実際に現れたなどというような過去のことを思い浮かべれば、本当にこれで大丈夫なのかは、十分考える必要があると思います。

次に、もし本当にセルフスケジュールではなく、調整力として供給してくれる電源に対してインセンティブを与えるということだとすると、一つの手段として、ここでもこの後、細部を詰めて議論することになると思いますが、調整力に対応するようなところの価格をシングルプライスにするのか、マルチプライスにするのかも原理的にはかなり大きく効くと思います。シングルプライスにすれば、調整力に出てきた電源というのは、それなりにもうかることになる。そうすると、それを反映して、容量市場の控除収益が増えることになり、容量市場の価格は下がるかもしれないのだけれども、同時市場では稼げるようになる。セルフスケジュールというので、しかもコミットメントをした後で、MinimumとMaximumのところでちゃんと供給するというそういう電源はそこで稼げばいいと思いますが、そうでない電源というのに関しては、そこである意味で稼げなくなるということで、セルフスケジュールにする必要のないような電源というのは、むやみにそちらに回らないようにするというインセンティブとしては十分あり得ると思います。

目次

1．燃料費変更時の試算結果と市場価格傾向

2．今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法に関する考え方

3．ΔkW価格含めた今後の進め方について
－１．ΔkWの価格算定に関する検証の進め方
－２．その他論点（インバランス・地内混雑）

その他の論点（市場全体の価格決定の在り方）

■ 前述のkWh・ΔkW約定価格の決定方法に関連して、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についても、今後、検討を進めていきたい。

市場価格に関する検証の進め方について

■ 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。

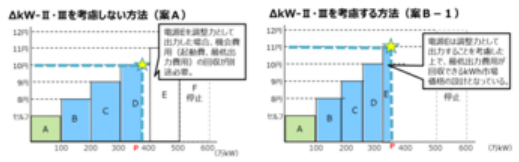


図 39　ΔkW-Ⅱ及びΔkW-Ⅲの取り扱いと費用回収（例）

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。

出所）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
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.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

■ 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 ※	逸失利益（機会費用） ＋　一定額 （0.33円 or 個別協議）	限界費用	なし	限界費用±10%
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

※ 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。

その他の論点（地内混雑発生時の処理方法）

■ また、本検討会では、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行っているが、混雑が発生したときの処理方法等についても、一部検討を進めていきたい。

Ⅲ．約定価格の計算方法や費用の回収方法

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

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

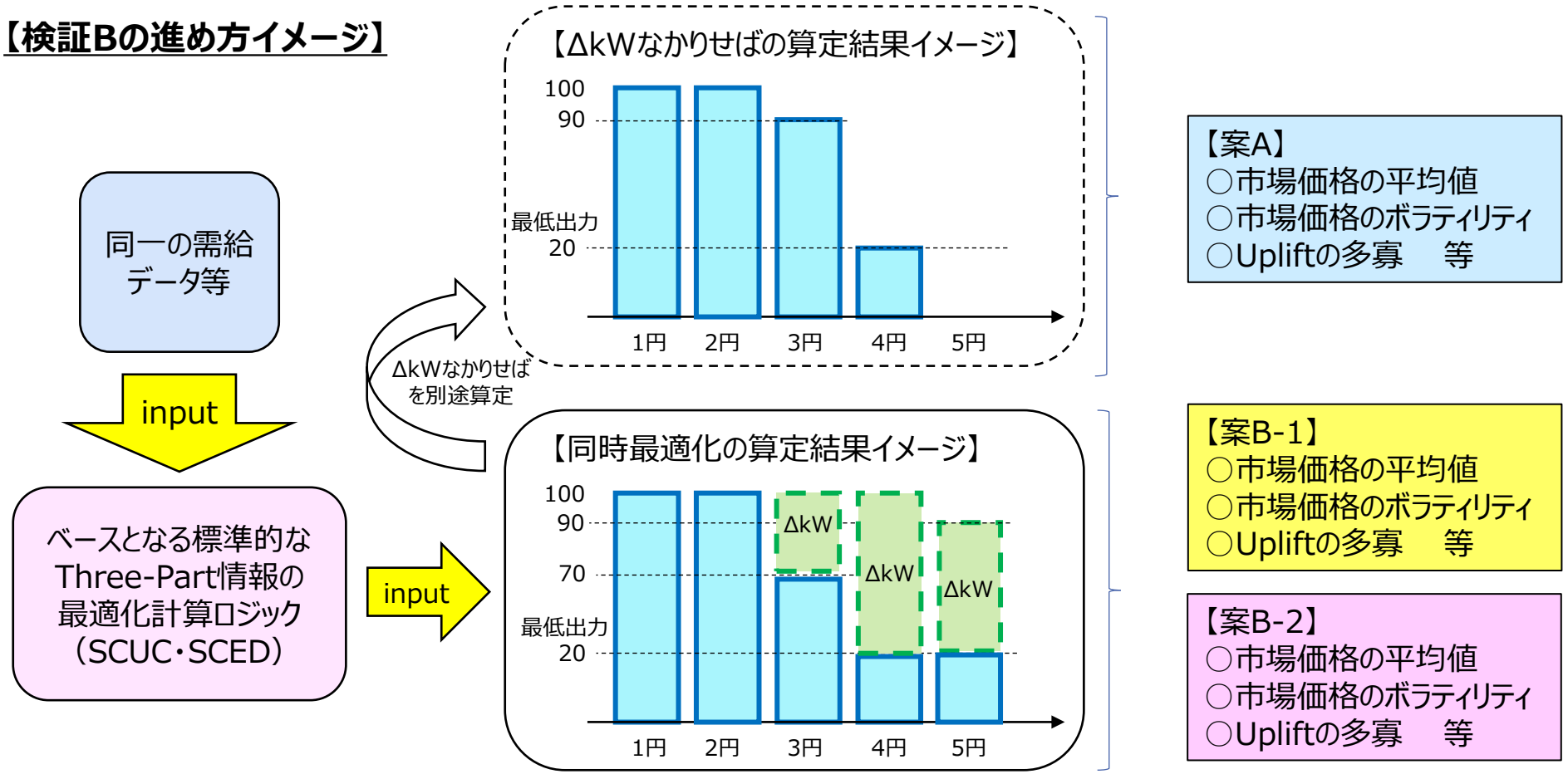
以　上

検証Bの進め方（参考）

検証Bの進め方イメージ

■ 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】

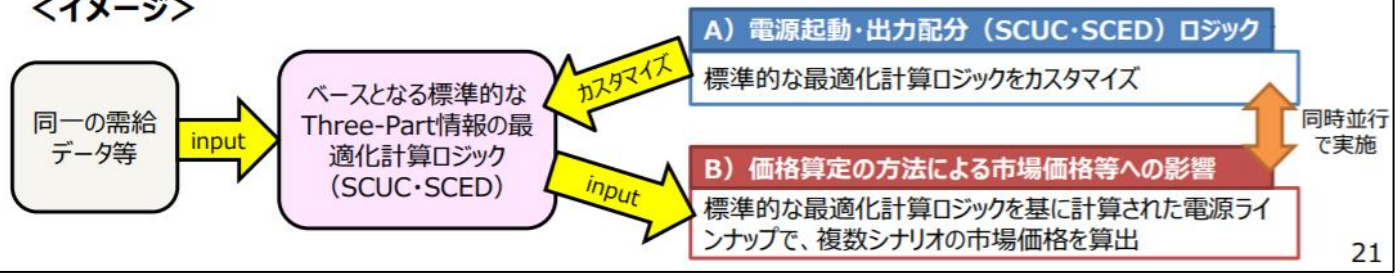


■ 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

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

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

全国需給データの概要

- 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

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

電源データの作成

- ✓ 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

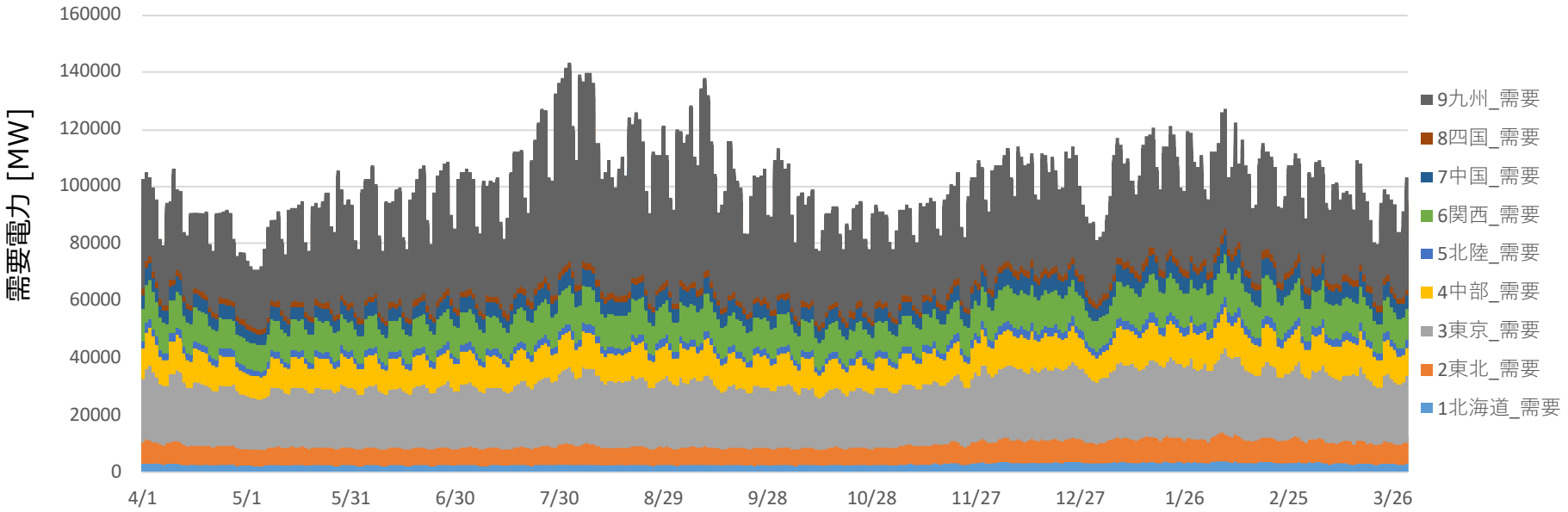
- ✓ 電力需要
  - ○エリア需要の時系列（将来想定）
  - ○エリア需要を負荷ノードに配賦
    （過去の需要ピーク断面実績の比率で按分）

（参考）全国需給データの整備について（1／3）

■ 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ように見えるが、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Tネルギー調査会　再生可能T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７参照

30

出所）2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）（2021年10月22日）より抜粋
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf

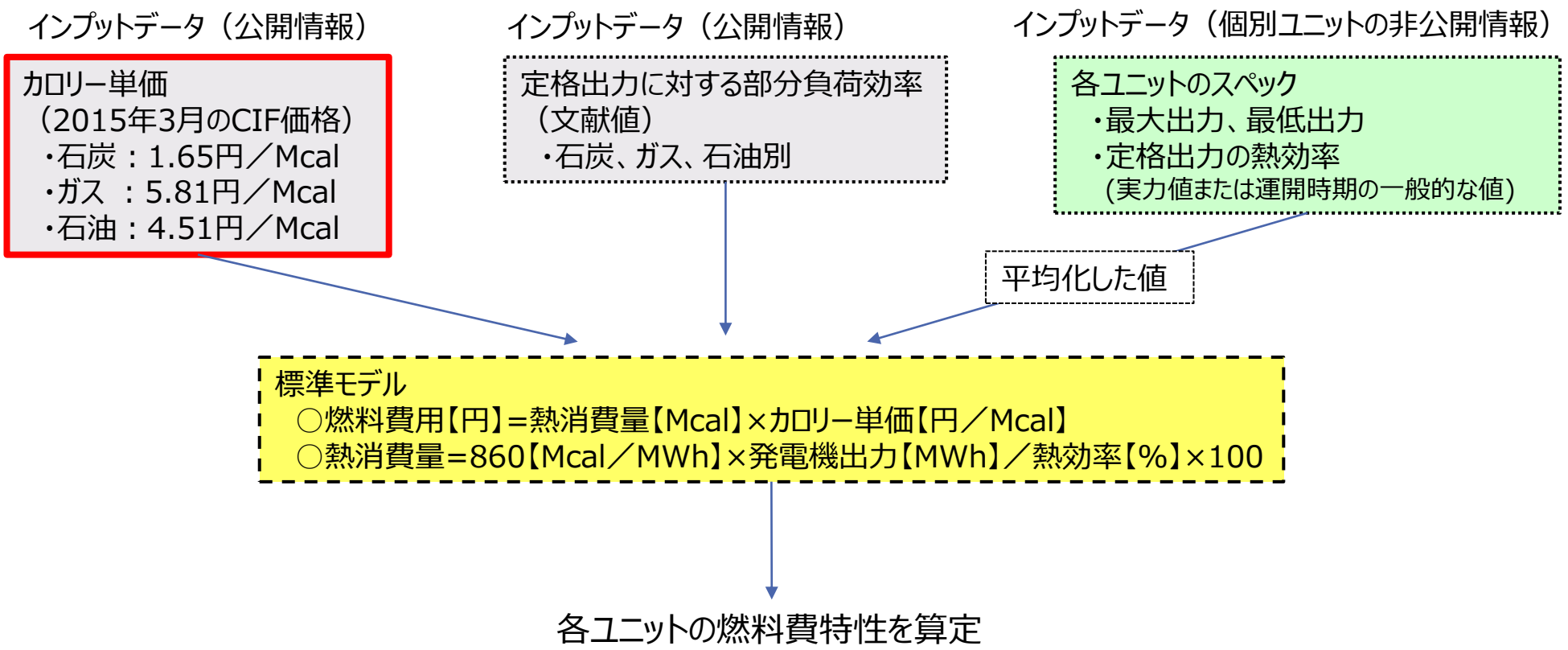
（参考）全国需給データの整備について（3／3）

- 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	

燃料費特性の作成方法

- 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。



標準的なSCUC・SCEDロジックの概要

- 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＜揚水池水位＜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）

複数の価格算定方法（ΔkW考慮有無）

- 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

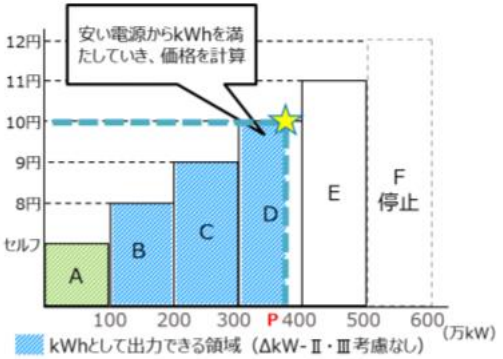


図 31　ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案A）

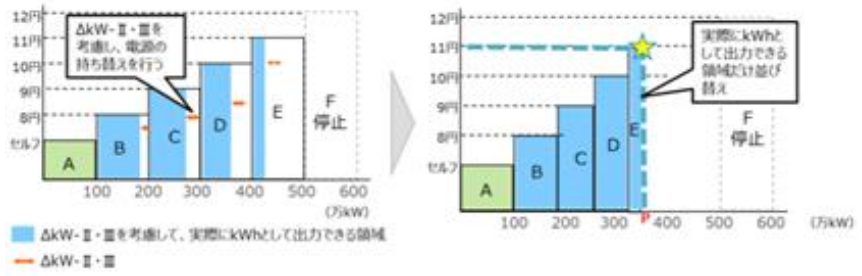


図 32　ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案B-1）

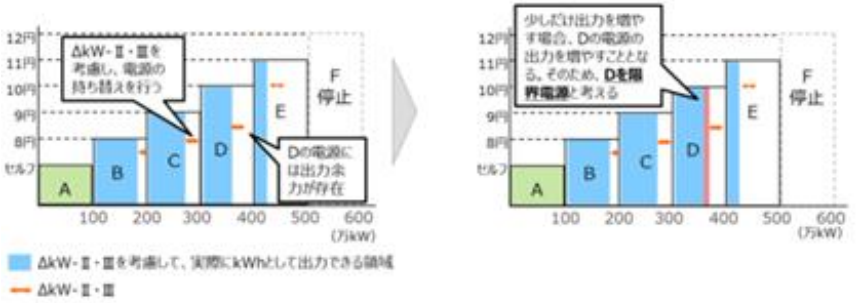


図 33　ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案B-2）

出所）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
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

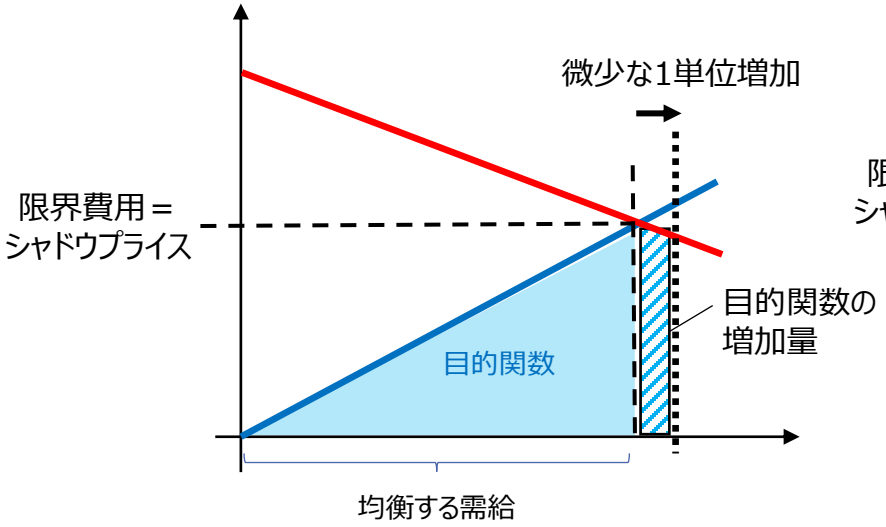
（参考）シャドウプライス（案B-2）について（1／2）

- 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。

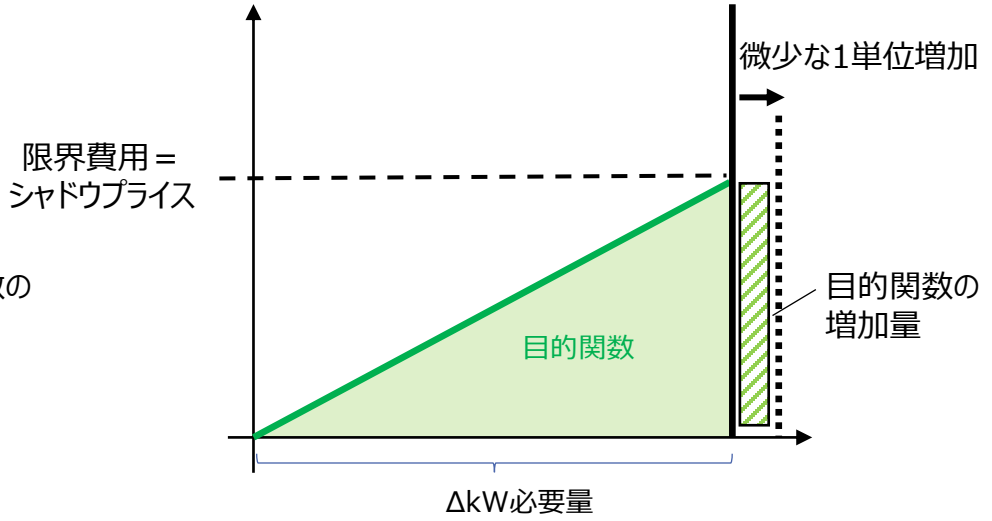
【シャドウプライスの定義】

> 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



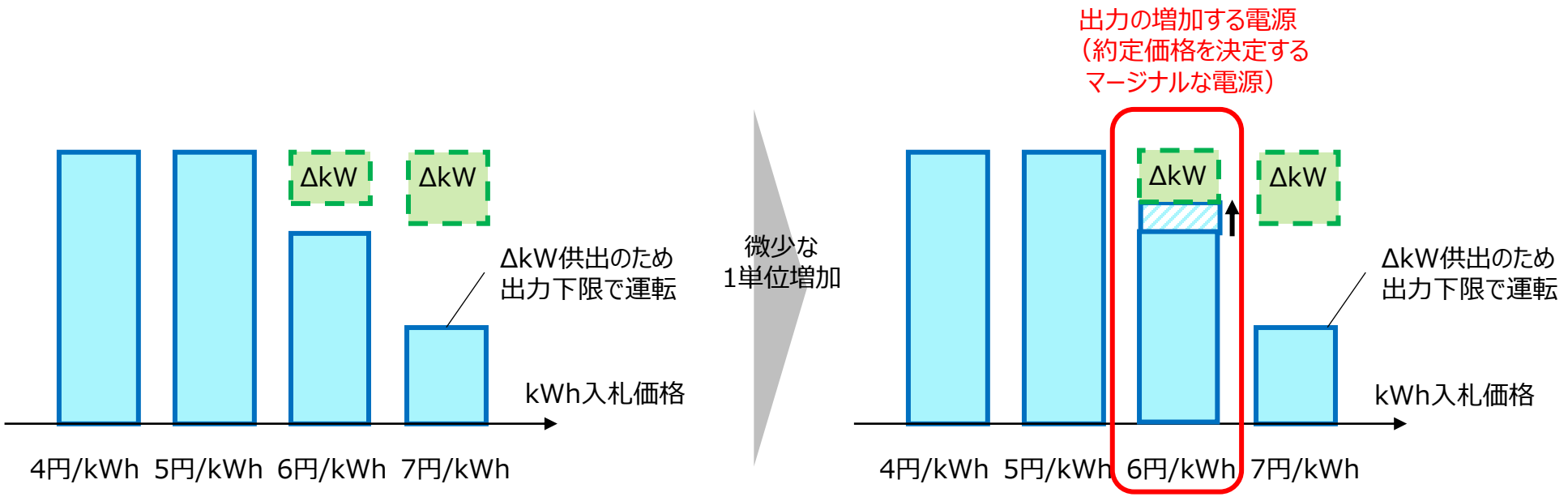
調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス



出所）平成２９年度電力系統関連設備形成等調査事業（日本における調整力確保の在り方に関する調査）報告書（2018年2月）より抜粋
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000212.pdf

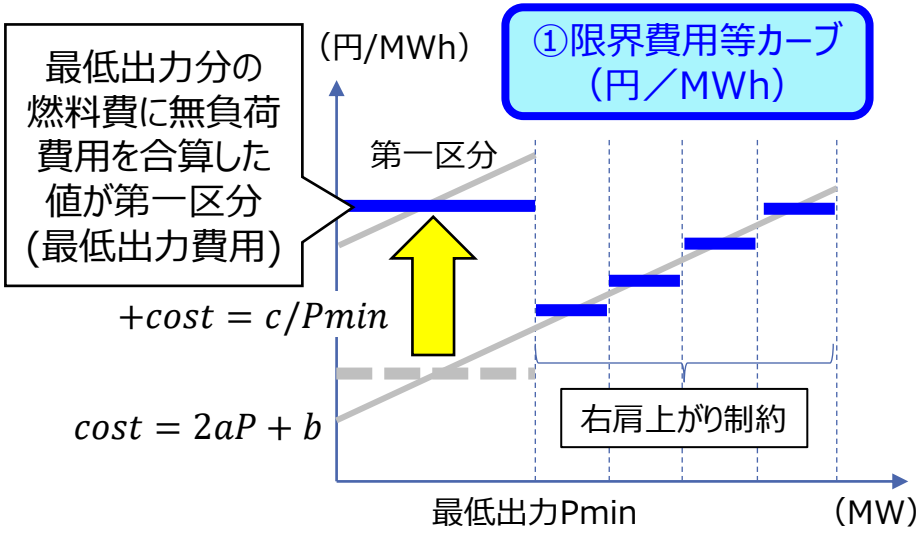
（参考）シャドウプライス（案B-2）について（2／2）

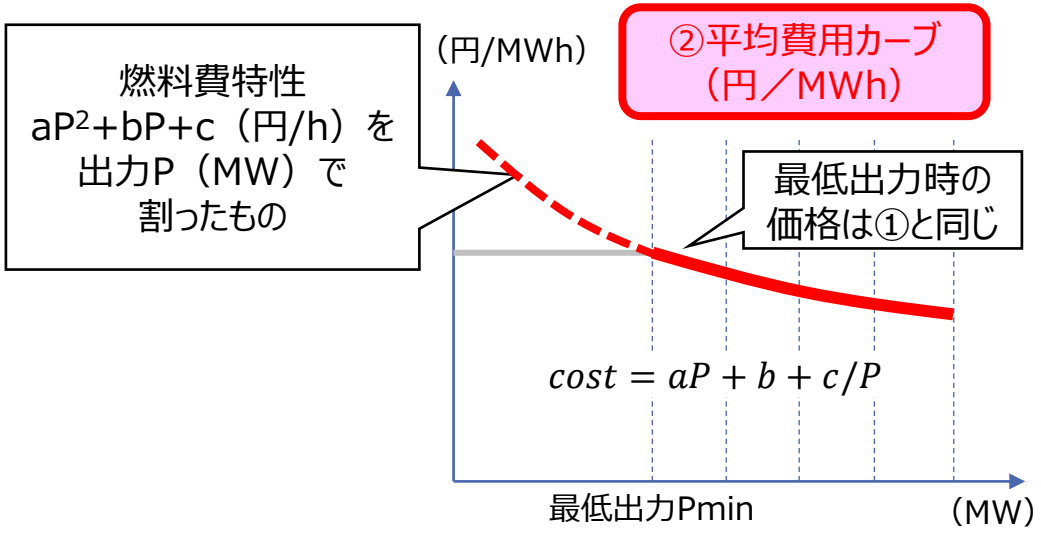
- 需給均衡点における限界費用は、前述どおり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源となる。
- そのため、例えば、調整力確保制約等により出力下限で運転している限界費用が高い電源がある場合等は、それが約定価格を決定するマージナルな電源（需給均衡点における限界費用電源）になるとは限らない。

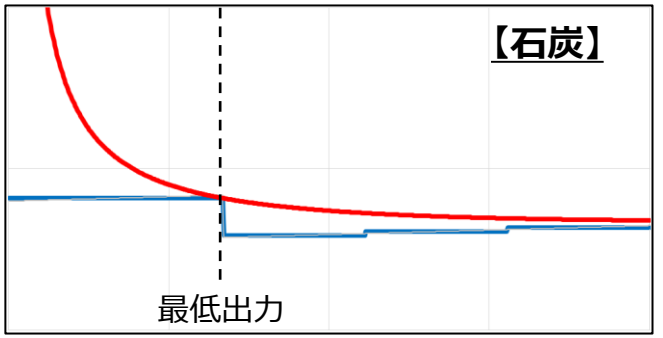


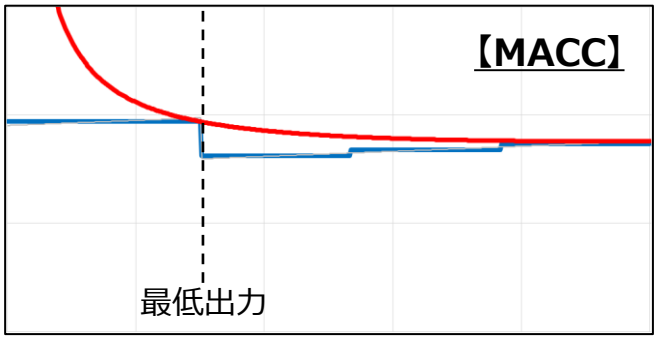
複数の価格算定方法（最低出力費用の取扱い）

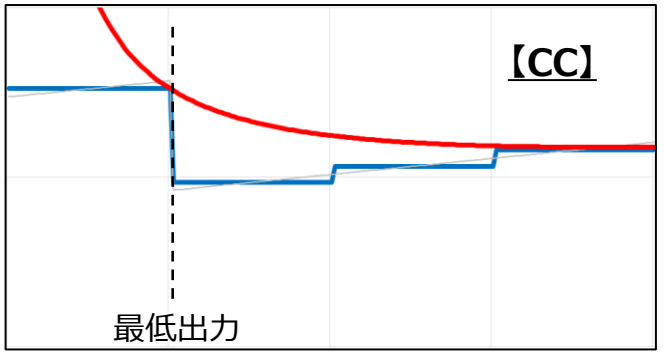
■ 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。









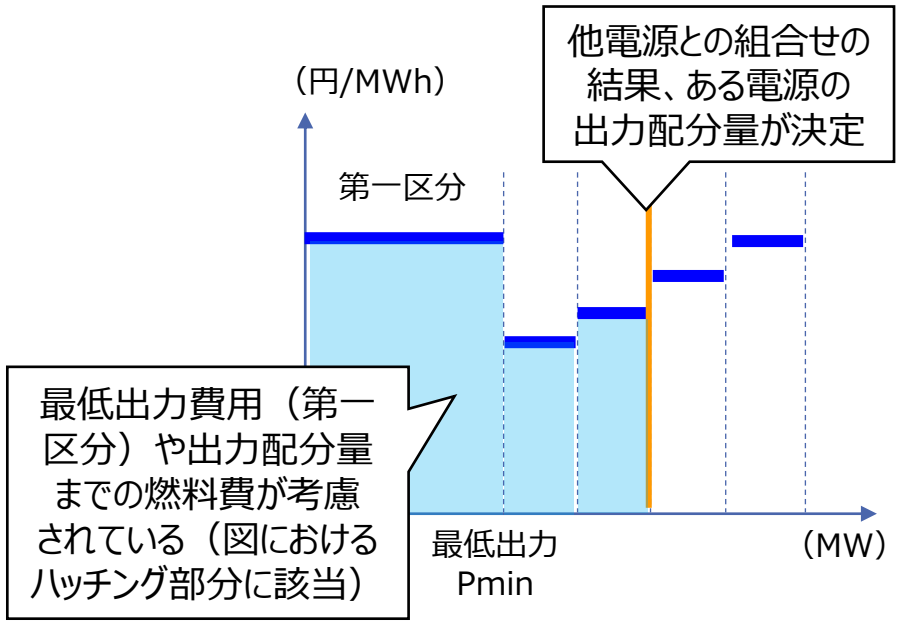


（参考）約定電源決定時と約定価格算定時の費用の取扱いの違い

- 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】

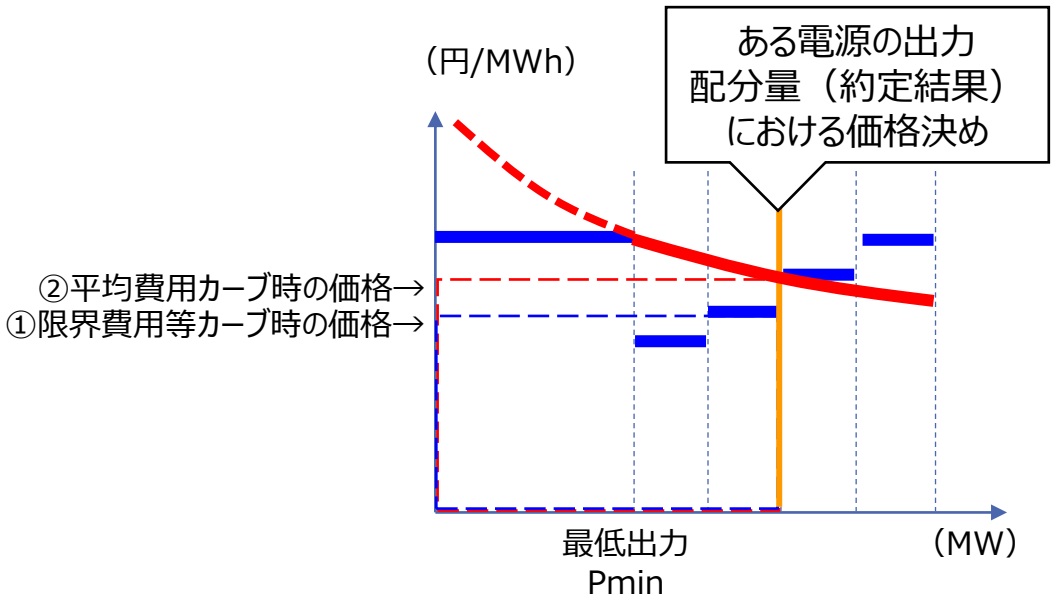
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



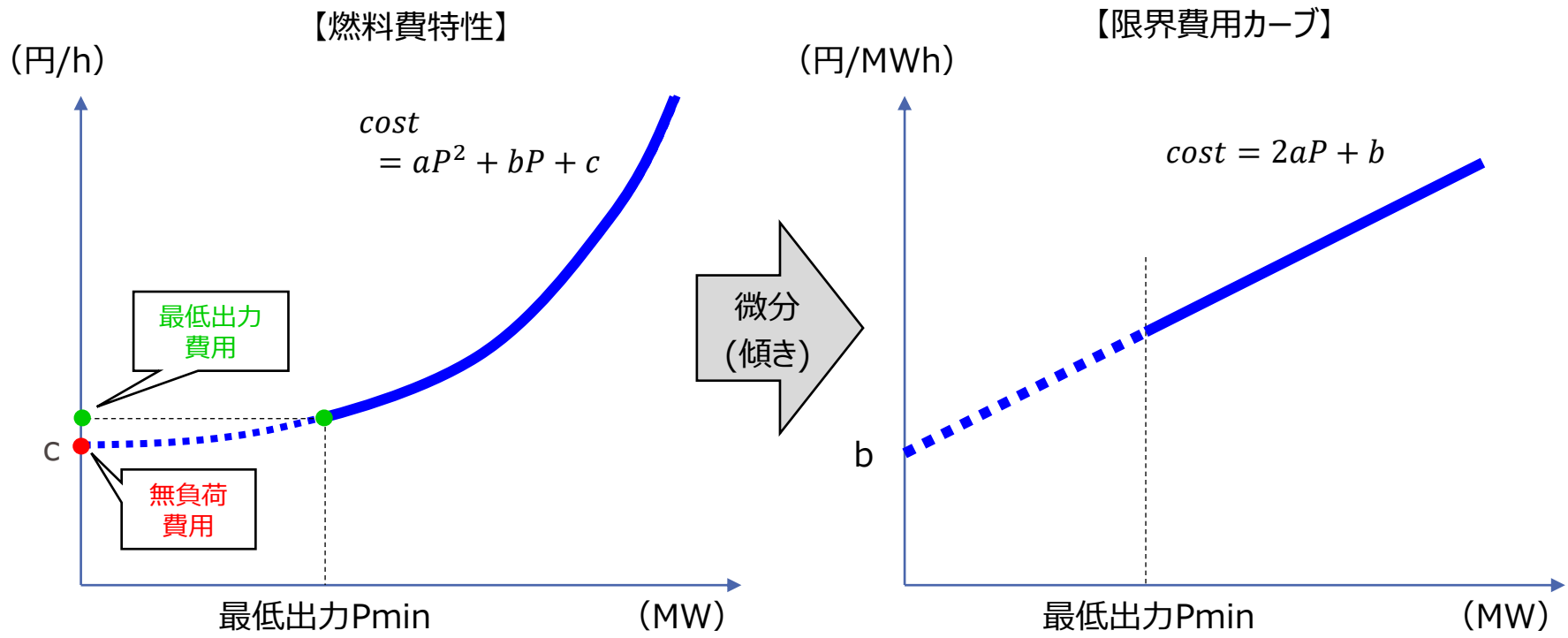
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当



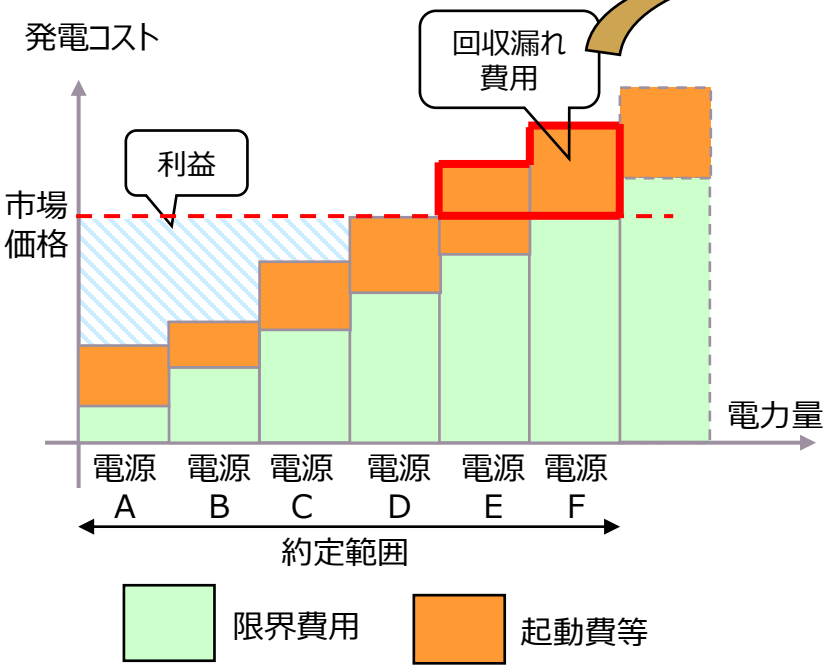
■ 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間当たりに必要となる費用）を一階微分した「2aP+b」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



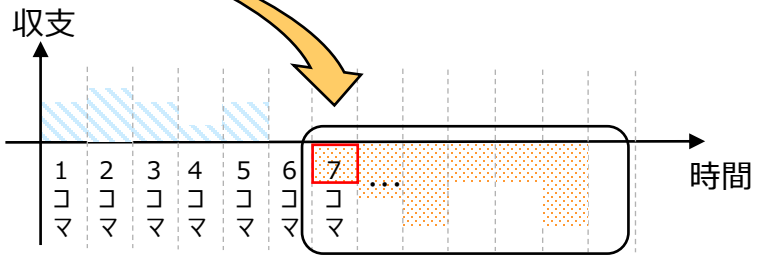
複数の価格算定方法（Uplift の取扱い）

- 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「市場価格ー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（Σ市場価格ーΣ起動費等の各種費用≧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



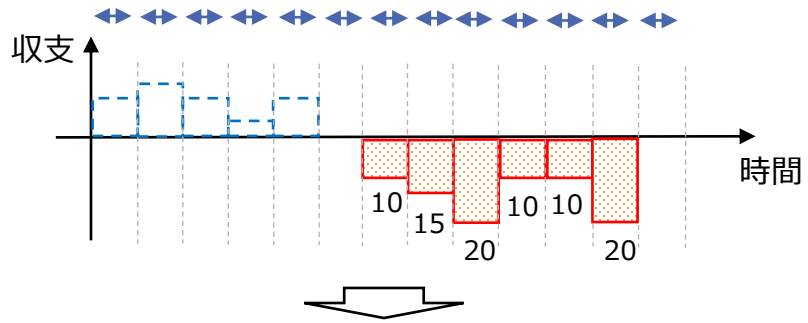
Upliftの仕組みにより取漏れ分を
費用回収

＜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

（参考）起動費等の取漏れ判定期間について

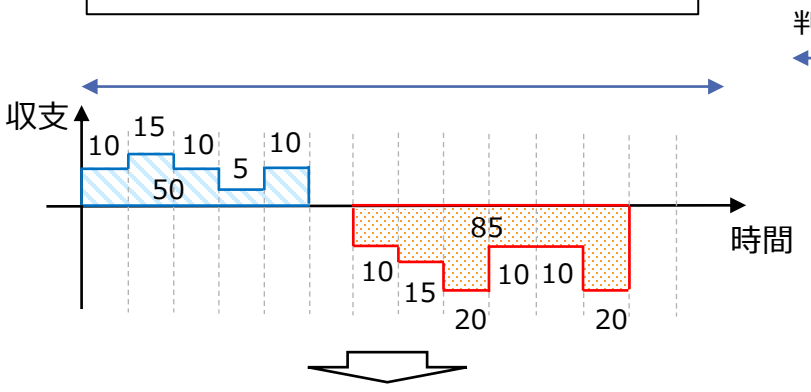
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「② 1 日、1 週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（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）