

市場価格算定方法（検証B）における 検証の進め方について

2025年2月19日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）として考えられる複数の価格算定を実施し、算出された市場価格の比較（影響）分析の実施や、起動費や最低出力費用について回収漏れ費用の補填（Uplift）がどの程度発生するかについての検証を行うこととされた。
- その後、複数回に亘って検証状況の進捗報告を行い、第11回本検討会（2024年8月19日）にて、同時市場における価格算定方法の検証（検証B）に関する中間とりまとめが、また、第12回本検討会（2024年9月25日）以降において、それら内容も包含した本検討会の中間取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ため、ご議論いただきたい。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）

2. 今後検証が必要と考えられる論点

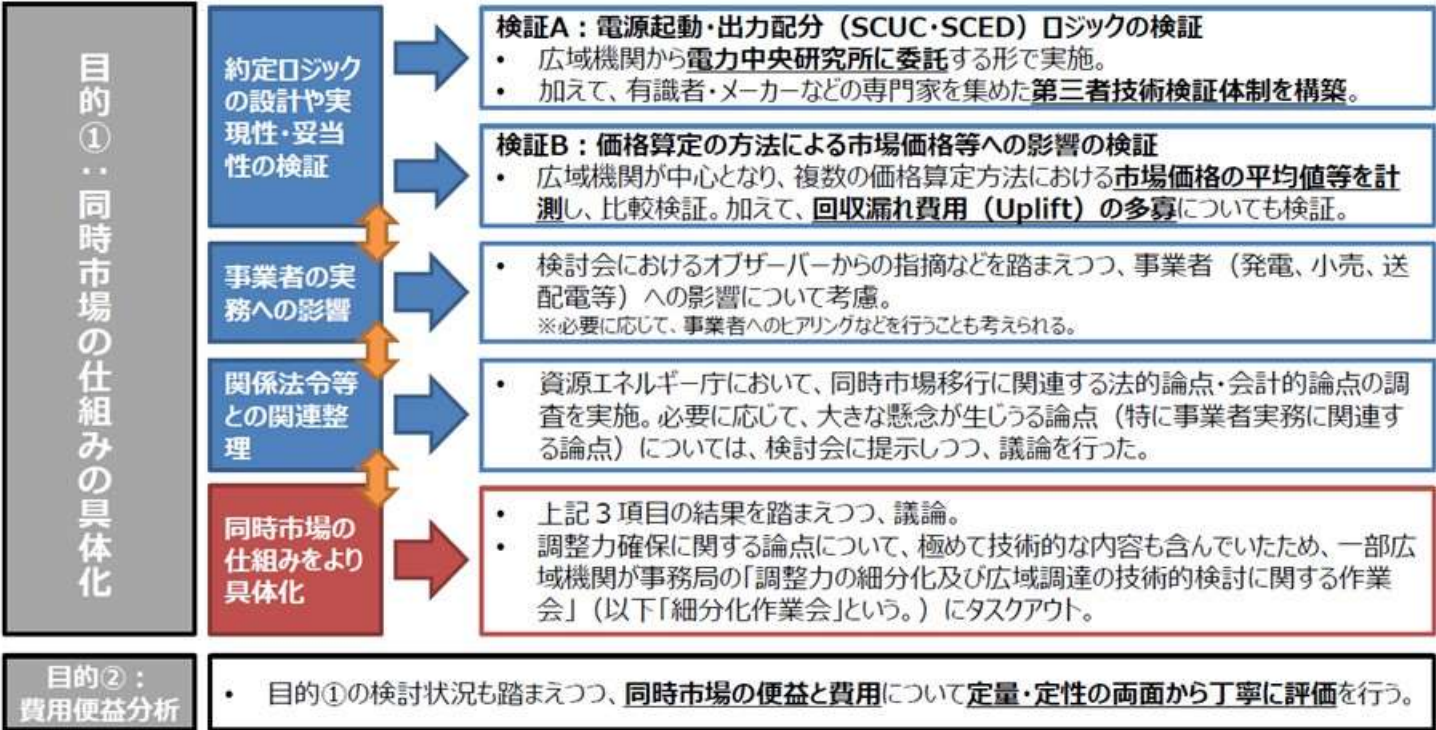
- － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
- － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
- － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
- － 4. 今後の検証の全体像

3. まとめと今後の検証の進め方について

■ 検証Bは、同時市場の仕組みを具体化ならびに実現性・妥当性に関する議論を行うにあたり、価格算定の方法による市場価格等への影響の検証を行ったものである。

同時市場に関する検討の全体像

● 前ページの目的に照らし合わせて、技術的・定量的な分析も含めて、以下のとおり、検証・議論を行った。



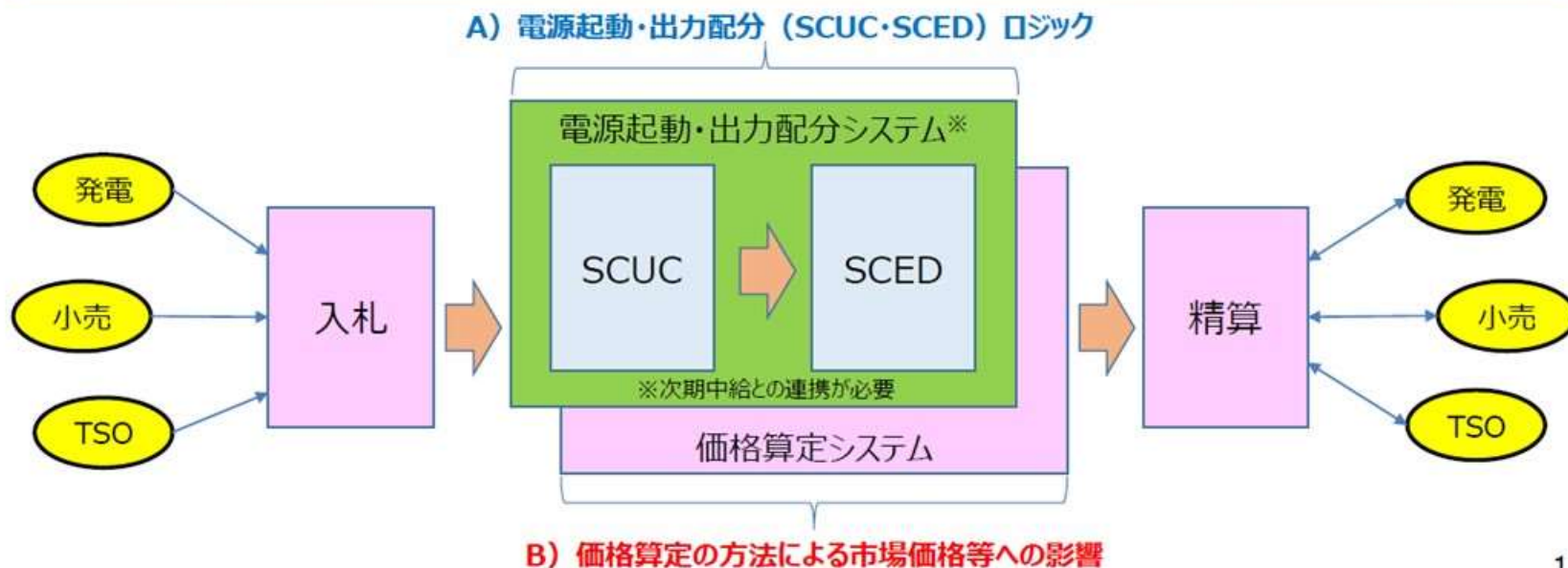
約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

A) 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジック

B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。
Security Constrained Unit Commitmentの略。
※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。
Security Constrained Economic Dispatchの略。



■ **検証Bとしては**、大きく分けて「kWh・ΔkWそれぞれの市場価格（平均値やボラティリティ）の計測、比較検証」と「回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡の検証」の二つの項目から、**前日市場・時間前市場・インバランス価格（前日から実需給まで）の検証を行ってきた。**

【本検討会で実施した検証の概要】

	前日市場	時間前市場	インバランス価格
kWh価格	- 価格決定方法でΔkWを考慮するかどうか（同時最適結果で行うかどうか） - 価格決定方法は最低出力に係る平均費用カーブと増分費用カーブのいずれで行うか	- 前日市場からの需要増減によって市場価格傾向が合理的であるか（BGの同時同量インセンティブを生む市場価格構造であるか） - インバランス価格の価格決定方法は、前日市場と同じThree-part情報とするか、V1/V2単価とするか	
ΔkW価格	- ΔkW約定量の特定方法に応じて約定価格がどのように変化するか - Three-part情報以外のΔkW入札情報を与えた場合に、同時最適結果にどのように影響するか	前日以降にΔkWの差替えが行われる場合、機会費用・逸失利益の扱いをTwo Settlement（差分決済方式）でどのように扱うか	
回収漏れ費用の補填(Uplift)	起動費等の回収漏れの多寡が判定期間により、どのように変化するか		

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

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。**

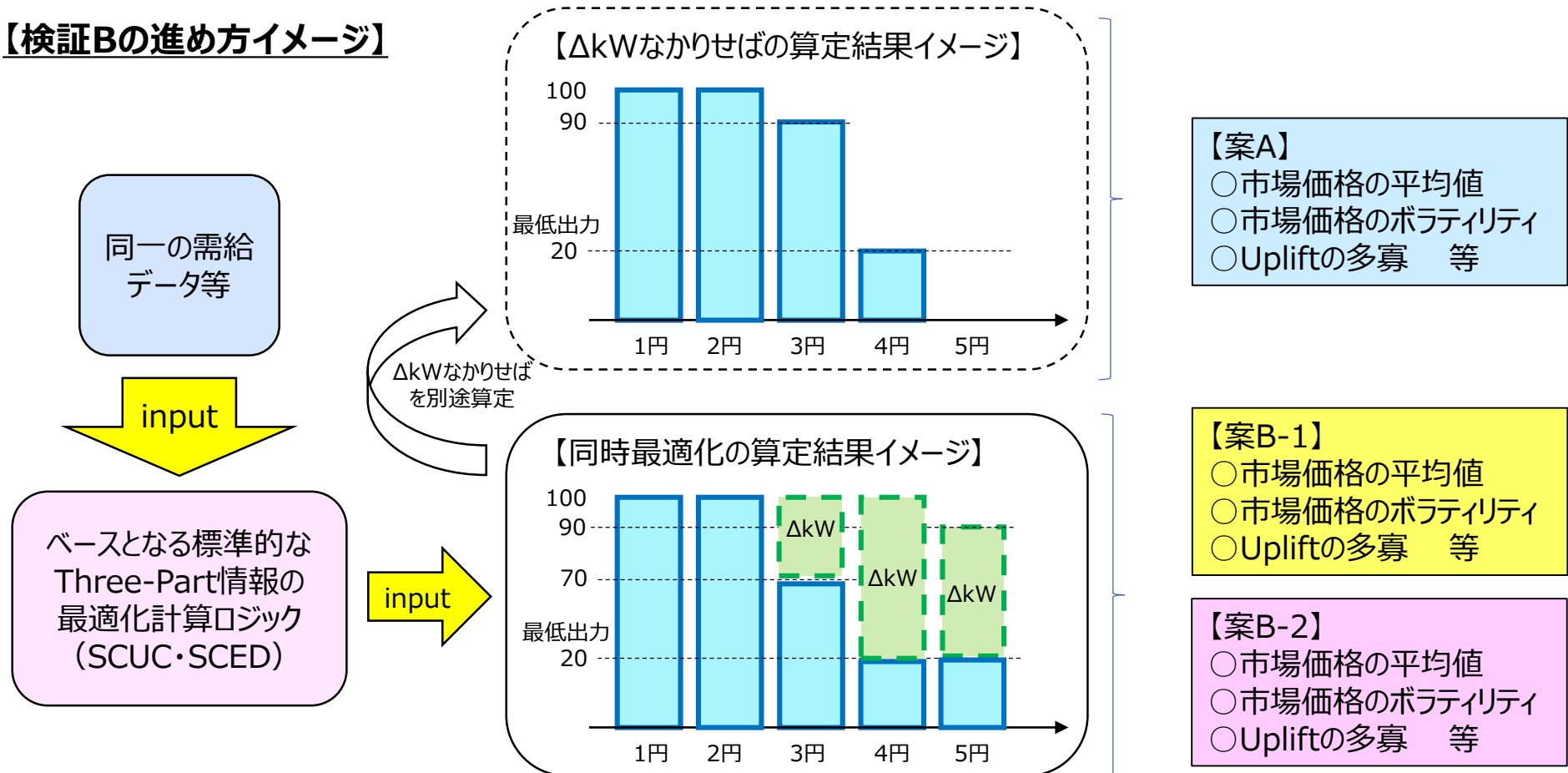
<イメージ>



21

- 標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適化）としては、一つの（下中図）算定結果が一意に求まるだけであり、この算出結果に対して、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・比較検証した。

【検証Bの進め方イメージ】



- 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。

※ 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

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

- ✓ 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）

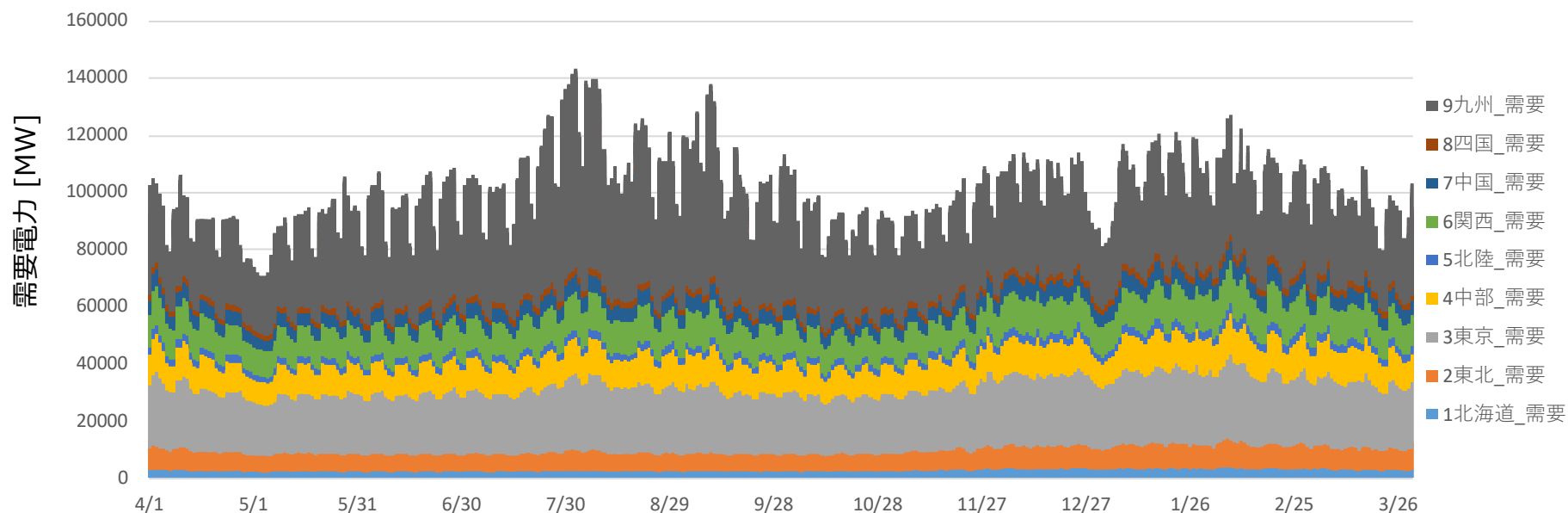
需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 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

- 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※¹については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。
- また燃料費については、市況によって変動があるため、基本試算ケースとして平均的な価格の条件、追加試算ケースとして燃料費が高騰した価格の条件を採用することによって、燃種間の価格比率が変わるときに市場価格（傾向）にどのような影響を与えるかという点についても評価を行えるようにした。

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

	石炭			MACC	ACC	CC	Conv			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大（MW）	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最小（MW）	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
LFC幅（%）	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
起動費（万円）	250	650	990	160	140	130	100	160	200	150

- 燃種間の価格比率が異なるため、基本試算ケース（2015年3月CIF価格を元に作成）に比べ、追加試算ケース（2022年9月CIF価格を元に作成）では最も安価な石炭とそれ以外の燃種の価格差の比率は相対的に小さい。

【基本試算ケースの増分費用等カーブ】

	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	

【基本試算ケースの平均費用カーブ】

	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	

【追加試算ケースの増分費用等カーブ】

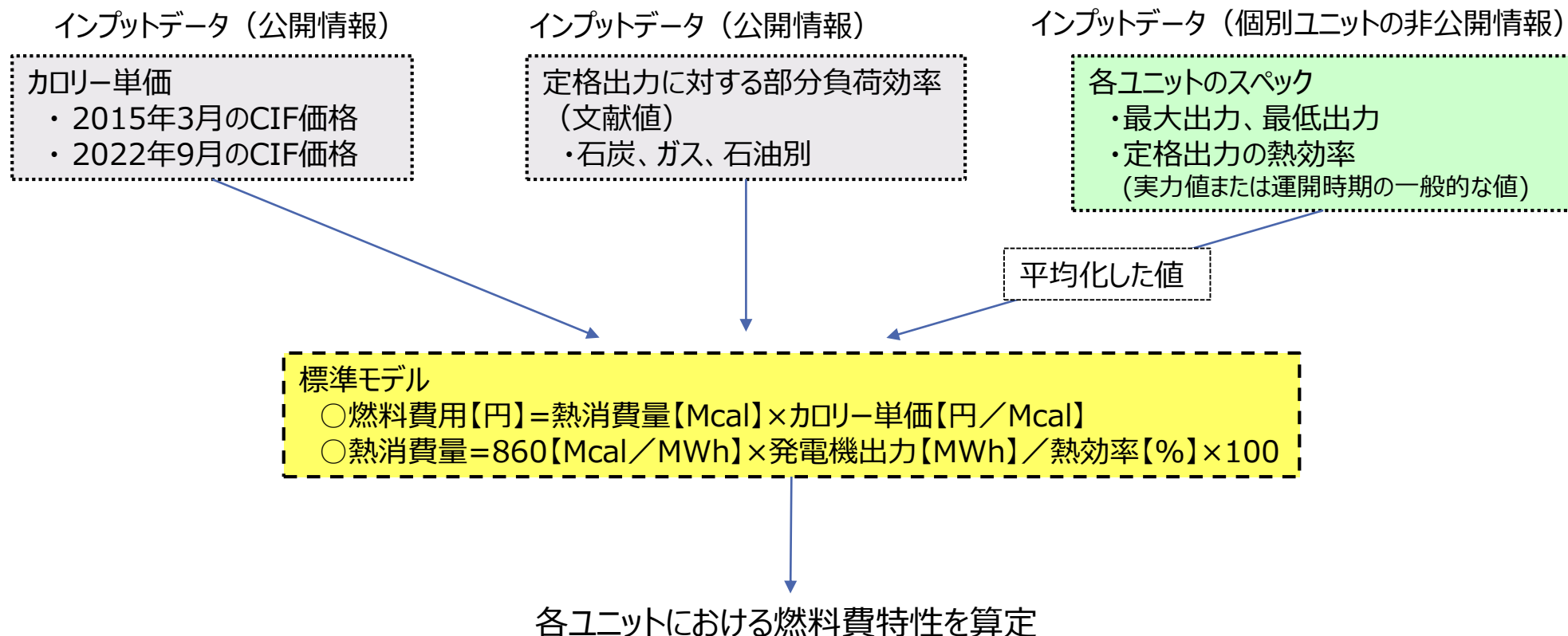
	石炭			MACC	ACC	CC	CONV			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大(MW)	100	600	1,000	500	300	200	100	600	1,000	300
最低出力費用 (円/kWh)	20.03	21.14	20.35	21.15	20.86	27.49	25.60	28.74	34.07	29.81
第二区分燃料費 (円/kWh)	16.56	15.06	14.67	17.62	19.10	21.46	23.58	22.30	21.40	22.14
第三区分燃料費 (円/kWh)	17.10	15.54	14.98	18.06	19.54	22.49	24.40	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	

【追加試算ケースの平均費用カーブ】

	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	

- 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、各ユニットにおける燃料費特性を算定している。

※ 燃料費については、市況によって変動（幅）があるため、複数ケースの検証を行った。



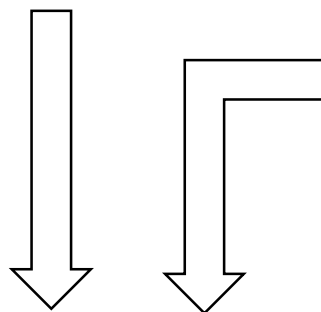
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元にして、各シナリオにおけるkWh・ΔkWそれぞれの市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価した。

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 $\times 107\%$
< 原子力・再エネ発電量 + 火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要 $\times 2\%$
< 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 $\times$ 可変費（円/kWh） + 起動量 $\times$ 起動費（円/kW・回）

- 検証Bの各項目についてこれまでの検証状況をまとめると以下の通りとなり、**ここまで一定の方向性について整理を行ったが、 Δ kW約定のタイミング・価格決定方法等、今後より詳細な検証が必要な論点も存在**している。

【これまで実施した検証Bのまとめ】

	前日市場	時間前市場	インバランス価格
kWh価格	- 同時最適のマージナル（案B-1）は、市場価格が最も高くなった一方、ΔkWなかりせばのマージナル（案A）と同時最適のシャドウプライス（案B-2）は同水準となった（→検証上は案B-2をベース） - 増分費用等カーブと平均費用カーブでは、平均費用カーブの方が市場価格が高いものの、全体の傾向は大きくは変わらなかった（→検証上は増分費用等カーブをベース）	- インバランス価格決定方法でマルチプライス精算とシングルプライス精算のどちらもBGの同時同量インセンティブを生む市場価格構造になっている - 時間前市場、調整力kWh市場ともに前日同時市場と同じ価格規律、精算方式（案B-2）にすることで経済性の観点の懸念が解消される - その場合にはさらに発電事業者（調整力提供者）にも調整力応動のインセンティブを生む構造になる	
Δ kW価格	ΔkW精算をシングルプライスとした場合には高額になる傾向になっている - 一部電源がΔkW入札価格を計上すると、逆にΔkW収入機会自体の減少に寄与する可能性がある ΔkWに対する適切な対価の支払い方法の検討が必要である	ΔkWのTwo Settlement（前日同時市場と時間前同時市場）についてケーススタディを行い論点を抽出 ΔkWでは回収できない（Upliftでしか回収できない）電源の起動費、無負荷費用との平仄を踏まえて、その断面のΔkWの取引、対価性にどういった意味があるか、機会費用・逸失利益をいつ確定するか等の整理が必要である	
		⇒ 今後の課題： Δ kW約定のタイミング、対価性を踏まえた価格決定方法	
回収漏れ費用の補填(Uplift)	- kWh収入とΔkW収入の両方を見込むと、卸取引費用の0～1%程度の規模感となる - 市場価格とUpliftはトレードオフであり双方の取引合計に着目が必要である		
		⇒ 今後の課題：判定期間と費用負担の在り方	

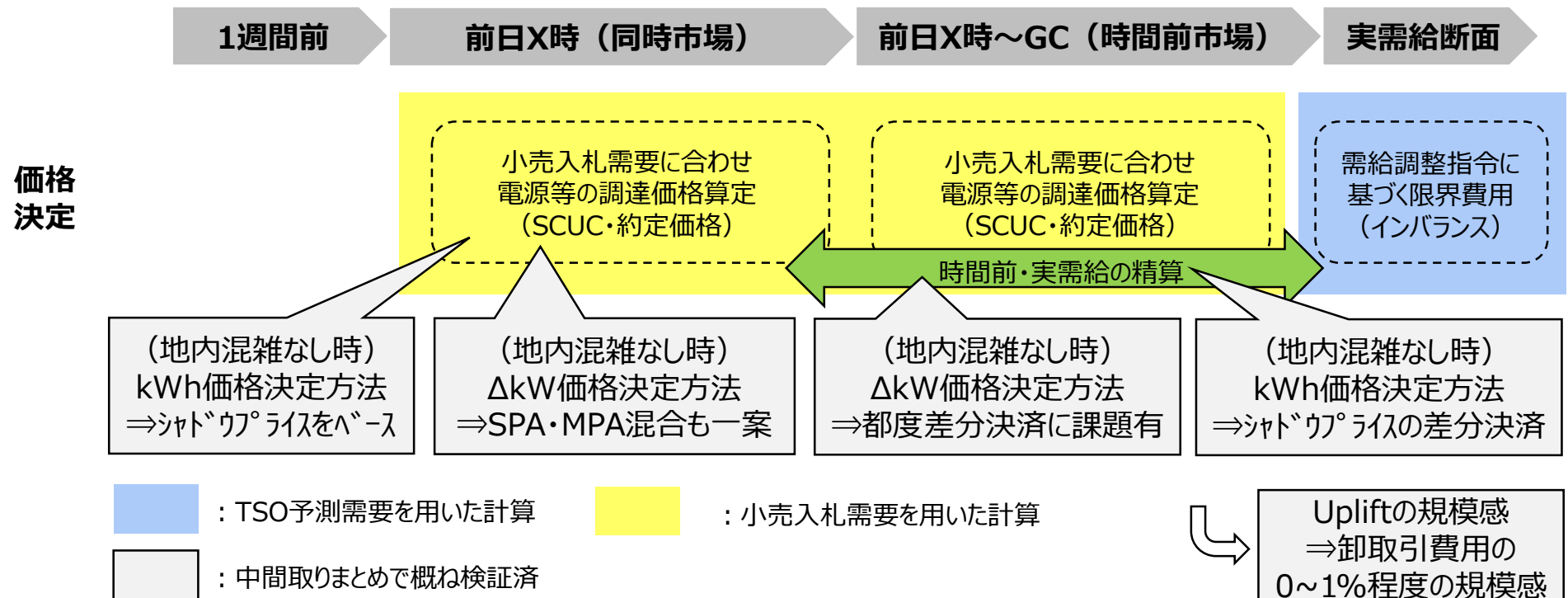
5.2 同時市場における価格算定・費用回収（続き）

- 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）

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 検証Bにおけるこれまでの検証（振り返り）を踏まえると、前日～時間前～実需給にかけての市場価格算定方法ならびにUpliftの規模感は下図のとおりとなる。
- 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するため、次頁以降で、追加論点の概要とそれらも合わせた検証の全体像についてお示しする。
 - 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



1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 検証Bにおいてこれまでは、同時市場（同時最適）の仕組みの基本的な検証を進めるために、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きた。
- 他方、電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証（検証A）において、地内基幹系統の系統制約を考慮した全国大のSCUCロジック検証を進めており、同時市場の価格算定においても、今後、系統混雑を考慮した市場価格の設定方法の検討が必要と考えられる。
- 今回、系統混雑時の市場価格決定方法について、海外事例を参考にしつつ、今後の検証の進め方を整理した。

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、 Δ kW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。

- 北米の代表的混雑管理である市場主導型を構成する要素は、大きく分けて以下2点に分類される。
 - ① 市場統合によるCentral Dispatchと混雑管理を踏まえた「スケジューリング&ディスパッチ（SCUC・SCED）」
 - ② 混雑を市場価格に反映させ、価格シグナルを出す「ノードプライシング（LMP）」
- 価格シグナル（市場価格）の仕組みとして、LMPを用いる米国ISO型、シャドウプライスは計算するが市場価格に反映しないカナダIESO型、LMP・シャドウプライスともに導入しない欧州アイルランド型と大きく三つの考え方がある。
- まずは、代表的な米国PJMや、特徴的なカナダIESOにおいて、どのような市場価格決定を行っているか参照の上で、今後どのような検証を行っていくか整理する。

ノード制の要素				ノード制の導入タイプ（参考情報）		
No.	機能の切り分け	機能の内容	対応する機能	米国ISO型	カナダIESO型	欧州アイルランド型
①	スケジューリング & ディスパッチ	市場統合によるCentral Dispatchと、系統制約を考慮した同時最適化による混雑管理*2	SCUC	電源単位でスケジュール (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で スケジュール*3
			SCED	電源単位でディスパッチ (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で ディスパッチ*3
②	価格シグナル・精算	地点別の混雑を価格に 反映するノードプライシング	LMP/ Shadow Price	○ (LMPの計算を行い精算 に用いている)	△ (Shadow Priceの計算は 行っているが、市場価格へ の反映は行っていない)	× (LMP、Shadow Price共 に導入されていない)

*1 出所：各国のISO/RTO、規制機関、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 入札情報を基にした計画及び給電指令の同時最適化と、系統制約を考慮した上で混雑エリアの電源は約定されないという約定ロジックを含む混雑管理の仕組みは切り離せない要素であると思慮

*3 アイルランドでは、市場で約定された結果（事業者の発電及び需要計画）からの乖離がコスト的に最小となるよう目的関数が設定されている。

- 日本の同時市場における地内混雑発生時の市場価格を検討するため、まずもって米国PJMやカナダIESOにおける取り扱いについて、デスクトップリサーチ・対面ヒアリングを通じて確認を行った。

【日程】

2024/10/9

2024/11/21～24

【調査先】

- ・PJM (10/9) (Web)
- ・IESO (11/22)

【調査項目※】

- ・需要側の入札・精算方法
- ・市場の約定価格
- ・小規模リソースの取り扱い
- ・送電ロスの取り扱い

※ デスクトップリサーチ含む



注) ヒアリングで得られた情報については、できる限り編集を加えず、資料を作成しているため、ニュアンスの違い等により、北米の各機関 (PJM・IESO) 等が公表している資料と比較し、内容の解釈や粒度等に差が生じている場合がある。

- PJMは米国の独立系統運用者、地域送電機関（ISO/RTO）であり、ペンシルバニア（P）、ニュージャージー（J）、メリーランド（M）、デラウェア、バージニア、オハイオ、ウエストバージニア等の各州とワシントンD.C.の系統運用を行う。
- 最大需要は14,793万kW（日本全体とほぼ同じレベル感）である一方、再エネ比率は太陽光、風力合わせても10%程度と低い水準に留まっている。

【PJMの系統】



【PJMの歴史】

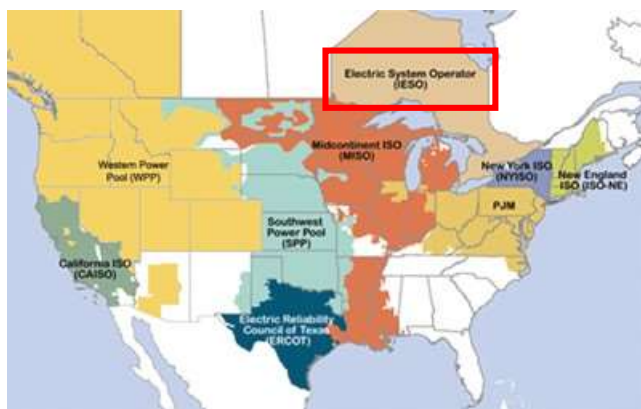
1927	創立（数州の事業者による相互接続）
1996	FERC Order888（ISO設立推奨） FERC Order889（第三者アクセス）
1997	米国初のISOとして認可
1999	FERC Order2000（RTO設立要請）
2002	米国初のRTOとして認可

【市場設計の歴史】



- IESOはカナダの独立系統運用機関（ISO）であり、オンタリオ州の系統運用を行う。
- 最大需要は2,701万kW（日本全体の約1/6）であり、原子力・水力が約80%を供給する。（風力10%弱）
- IESOはTwo schedule systemと呼ばれる、系統制約を考慮した電源起動・出力配分を行うが、域内統一価格での精算を行うシステムを導入しており、2025年の市場改革（MRP）で域内統一価格方式を廃止予定である。

【IESOの系統】



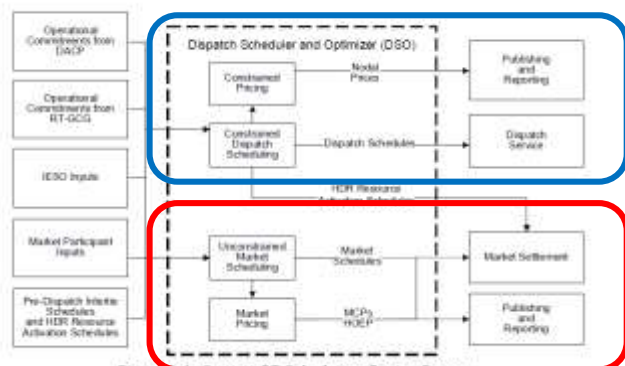
【市場設計の歴史】

1998	エネルギー競争法制定
2002	卸・小売市場の全面自由化開始 Two schedule system導入 (当初は18か月のみの予定)
2025	Market Renewal Programにより域内統一価格方式廃止予定

【IESOの外観写真】



【Two schedule systemの概要】



系統制約を考慮した
電源起動・出力配分

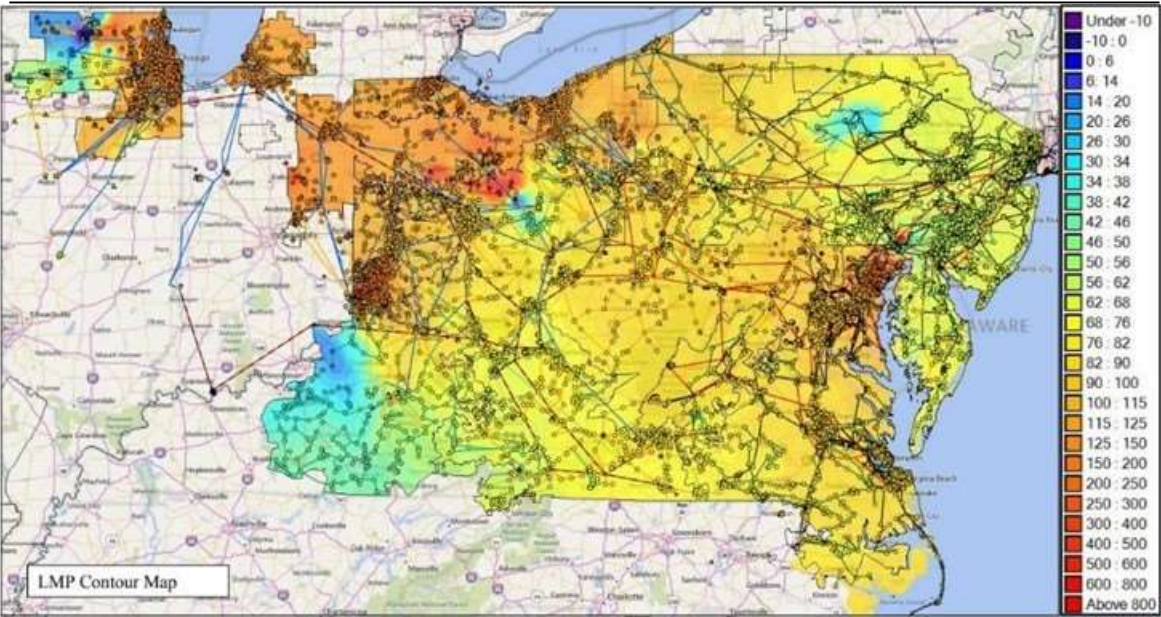
系統制約を考慮しない
域内統一価格での精算



- 米PJMは市場主導型（ノードル制）が導入されているため、電源起動・出力配分については系統制約を考慮したSCUC・SCEDが行われた後、ノード単位の地点別限界価格（LMP）が算出されることとなる。
- このうち、発電設備については、基本的にノード単位のLMPで精算※されることとなる。

※ 安定した価格シグナルを生成するため「ハブ（ノード集合）」という概念（先物など電力デリバティブ商品の仮想的な受け渡しに使われる）で各ノードの加重平均単価で取引するといった工夫なども存在。

PJMエリア ノードの全体図



出所) XO Energy, “Expansion of Biddable Nodes: Promoting Greater Efficiency and Accurate Price Formation in Wholesale Electricity Markets”, <https://static1.squarespace.com/static/52ea5ac3e4b0f68329ba2421/t/589ce1ef8419c25ff479aee5/1486676470640/XO+Energy+-+Phase+3+-+Supporting+Analysis.pdf>

PJMエリアのノード（2020.3時点）

ノード (パス)	発電設備、需要を代表する 母線	10,379
ハブ	安定した価格シグナルを生成 するため電力取引の観点から 形成する母線の集合	12
ゾーン	PJMエリア内の送電系統 所有者（TO）毎の託送料金 適用単位のエリア	21
集約バス	複数の母線の集合	172
インターフェース ・バス	RTO間のエネルギー取引の際 に用いられ、価格ノードを形成 する複数の母線の集合	16
LDA (Locational Deliverability Area)	容量オークションにおける市場 分断エリア	27

出所) PJMウェブサイト, “PJM - LMP Model Information” <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info>

- 他方、需要側については、単一ノードに接続されており他負荷と区別可能な需要では、単一ノードでの入札・精算が可能である一方で、多くの需要（約90%）は集約ノード（ゾーン単位）での入札・精算となっている。
- このうち集約ノード（ゾーン単位）の需要側入札は、過去実績をもとに作成された係数（Distribution factor）により、各ノード単位に分配され、最適化計算（SCUC・SCED）に連携された上で、ノード単位のLMPを係数にて加重平均した価格（≡ゾーン単位の市場価格）に基づいて、ゾーン単位で精算されている。

対象エリア	概要、該当要件*1	各ノードへの分配に関する扱い*2
単一ノード	LSEから、ノード単位での精算対象とする申請が行われた負荷のうち、単一のノードに接続されているか、時間単位での計測が可能か（同一ノードの他負荷と区別可能か）等を踏まえ、適格性が認められたもの。	-
集約ノード (Residual Metered Load Aggregate)	各EDC（配電事業者）の管轄区域内の負荷を、単一ノードで精算を行う負荷を除き集約されたもの。	リアルタイム市場におけるLMPは、前日時点に設定されたDistribution factor（各負荷の重みづけのための係数）を用いて算定される。

対象エリアの設定背景*3

従来は、単一ノードで精算が行われる負荷も含めてゾーン単位での集約が行われていたが、価格算定の精度向上を目的として2015年6月に、単一ノードで精算を行う負荷は集約対象から除かれる形に変更された。

Distribution factorの設定方法*2

- ・ 前日断面：1週間前の各同一時間帯の負荷実績に基づき設定される。
- ・ リアルタイム断面以降：インターフェース（InSchedule）に登録された各ノードの負荷実績に基づき更新される。

*1 出所：PJM、Manual 27 Open Access Transmission Tariff Accounting、2023年12月、p.33、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m27.ashx>

*2 出所：PJM、Manual 28 Operating Agreement Accounting、2023年12月、p.25-26、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx>

*3 出所：ENGIE Resources、New PJM Plan Seeks To Deliver Greater Accuracy In Load Pricing; Impact On Customers Expected to be Negligible、<https://www.engieresources.com/new-pjm-plan-seeks-to-deliver-greater-accuracy-in-load-pricing;-impact-on-customers-expected-to-be-negligible>

－需要側のノード、ゾーン単位での精算の実施割合（2023年6月）

*1*2*3

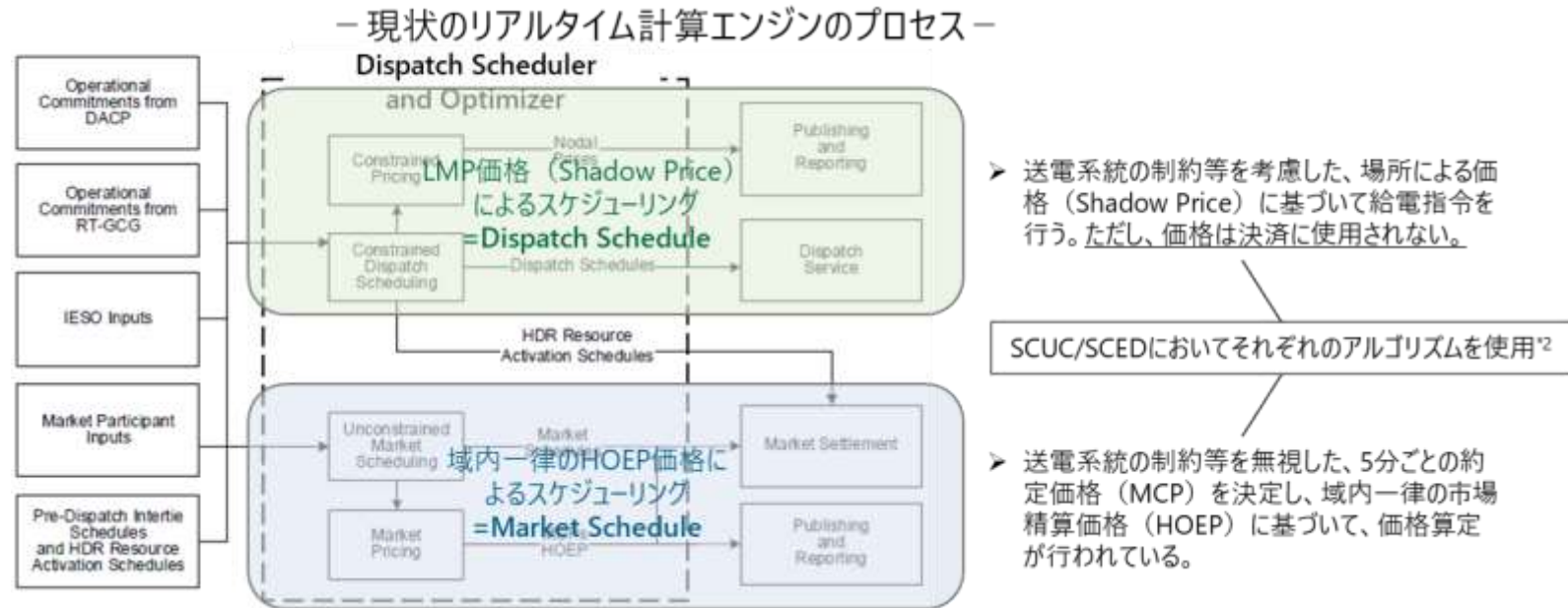
Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %	Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %
Atlantic Electric	92.95%	7.05%	Delmarva	65.79%	34.21%
AEP	94.13%	5.87%	MetEd	99.66%	0.34%
AEP OHIO	87.34%	12.66%	ATSI-Ohio	90.29%	9.71%
AEP APCO	95.78%	4.22%	Penelec	99.34%	0.66%
AEP I&M	93.42%	6.58%	Penn Power	96.71%	3.29%
Allegheny Power	98.69%	1.31%	PEPCO	88.09%	11.91%
ComEd	96.51%	3.49%	PPL	96.52%	3.48%
Dayton	90.29%	9.71%	PSEG	99.57%	0.43%
Duke Ohio	82.95%	17.05%			
Overall PJM	91.86%	8.14%			

*1 出所：PJM, Nodal vs. Zonal MWh Priced Load by Electric Distribution Company, 2023年9月、p.7、<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/residual-metered-load-pricing/nodal-vs-zonal-load-by-edc.ashx>

*2 各割合の算定根拠（MWhの実績によるものか）等については記載が無く詳細は不明。

*3 管轄区域内にノード単位で精算が行われる負荷が存在しないEDCは、本表からは除かれている。

- カナダIESOは1999年に設立された、カナダ・オンタリオ州の独立系統運用機関であり、カナダIESOの設立と同時に Market Design Committee（政府機関）によって、Two-schedule systemを採用することが決定された。
- Two-schedule systemとは、電源起動・出力配分については系統制約を考慮したSCUC・SCEDを行う一方で、価格決定においては系統制約を無視した出力配分を別途計算し、それに基づいてカナダIESO域内の統一価格を算定・精算する仕組み（プロセス）である。



*1 出所：Market Renewal Program: Energy Real-Time Calculation Engine Detailed Design Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_RT-Calculation-Engine_Chapter_V2.ashx

*2 出所：Queen's Economics Department, A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

*3 出所：現在のリアルタイム市場の中にOperating Reserveとして予備力が含まれている、IESO、Operating Reserve Markets、2025年1月、<https://www.ieso.ca/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Operating-Reserve-Markets>

- カナダIESOが設立時にTwo-schedule systemという域内統一の市場価格を導入した背景としては、歴史的にオンタリオ州では数十年にわたって域内統一価格を採用しており、米PJMのようなLMPを導入するといった制度変更に対して大きな抵抗感があったためとも言われている。
- 他方で、地点毎に価格決定する手法（LMP）がシステム全体として効率的であるという観点からは、設立当初より最終的に目指す制度と位置付けており、Two-schedule system導入当初においては、18か月間のトライアルに限り、域内統一価格を用いることにしていた（LMPへの早期移行を図る予定であった）。
- その後、2002年にシステムが稼働して以降、適宜システム改修等を繰り返すことで、結果的に今日までこの運用の継続を行っているが、Two-schedule systemには系統混雑のリスクと信頼性の問題があるとされており、カナダIESOでは、MRP（市場改革プログラム、Market Renewal Program）が進められており、取組みの一つとして、**2025年5月にTwo-schedule systemを廃止しSingle-schedule system（LMP）への移行を予定。**

MRPの基本方針

効率性	競争	実現可能性	確実性	透明性
市場外の支払いを減らし、効率的な成果（電力）を提供することに重点を置き、システムコストを削減する。	進化し続けるシステムのニーズを満たすために、参加者にオープンで公正かつ差別のない競争の機会を提供する。	ステークホルダーと協力し、実現可能かつ実用的な方法で市場を発展させる。	明確で効率的な価格シグナルを伝え、安定かつ持続的な市場ベースのメカニズムを確立する。	参加者が効果的に市場に参加できるよう、正確でタイムリーかつ適切な情報が入手可能であること。

MRPが市場の効率を向上させるための要素

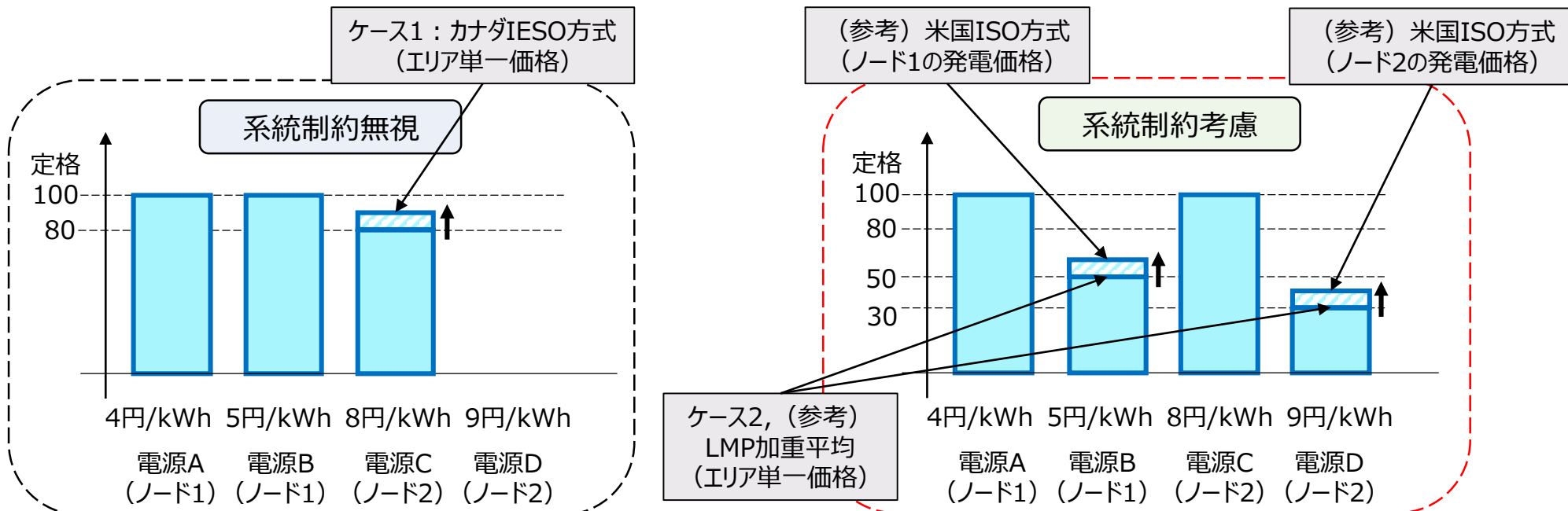
Two-scheduleシステムの廃止	1日前市場の導入	拡張リアルタイムユニットコミットメントの実施
Two-scheduleシステムをSingle-scheduleシステム（単一スケジュール）に置き換え、価格とスケジューリングとディスパッチの不一致を解消し、不要な市場外の支払いの必要性を排除する。	運用上の確実性を高め、IESOと市場参加者の財務上の確実性を向上させることにより、発電コストが下がり、システムのニーズを満たすために最適なリソースを投入することができる。	現在のリアルタイム発電コスト保証（RT-GCG）プログラムに代わる拡張リアルタイムユニットコミットメント（ERUC）イニシアチブを実施し、1日前からリアルタイムに変化する際の需要を満たすためのスケジューリングとディスパッチのコストを削減する。

*1 出所：APPRO、The IESO's Market Renewal Project、2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24

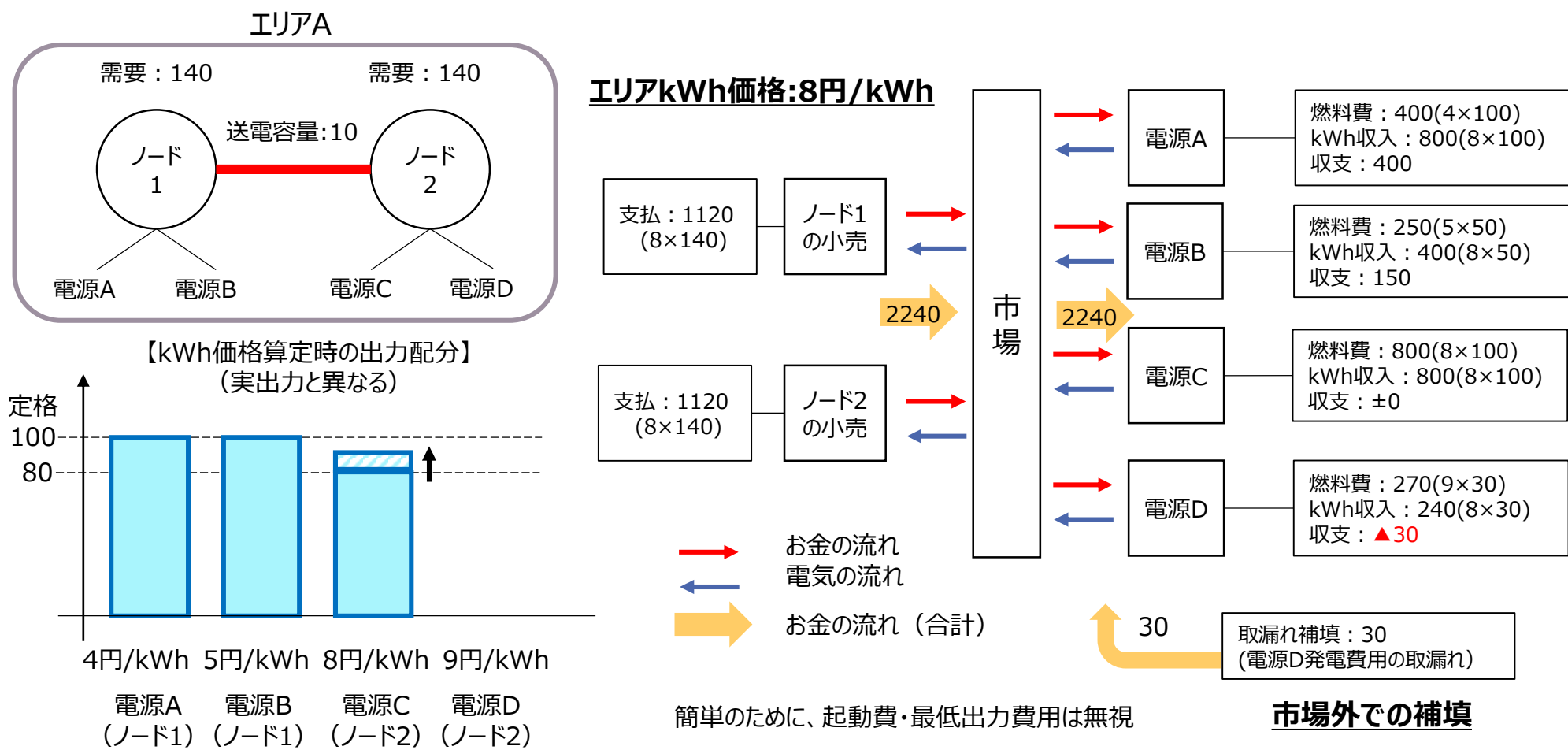
*2 出所：IESO、Market Renewal Mission and Principles、2024年9月11日閲覧、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/market-renewal-mission-principles.pdf>

- 前述の通り、カナダIESO方式は発電・需要共に、また米PJM方式においても大宗の需要については、エリアあるいはゾーン単位の市場価格で算定・精算が行われている。
- このため、カナダIESO方式と米PJM方式も参考に、全国9エリアでエリアプライスを算定する前提の日本の同時市場において、いくつか考えられる手法についてケーススタディを行うことで、まずは各手法の得失を洗い出すこととしたい。
 1. 系統制約を無視した出力配分（そのシャドウプライス）により、エリア単一のkWh価格決定を行う（カナダIESO方式）
 2. 系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMPから、加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（参考）系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMP算出の上、発電側はノード毎のLMPで、需要側は加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（米PJM方式）

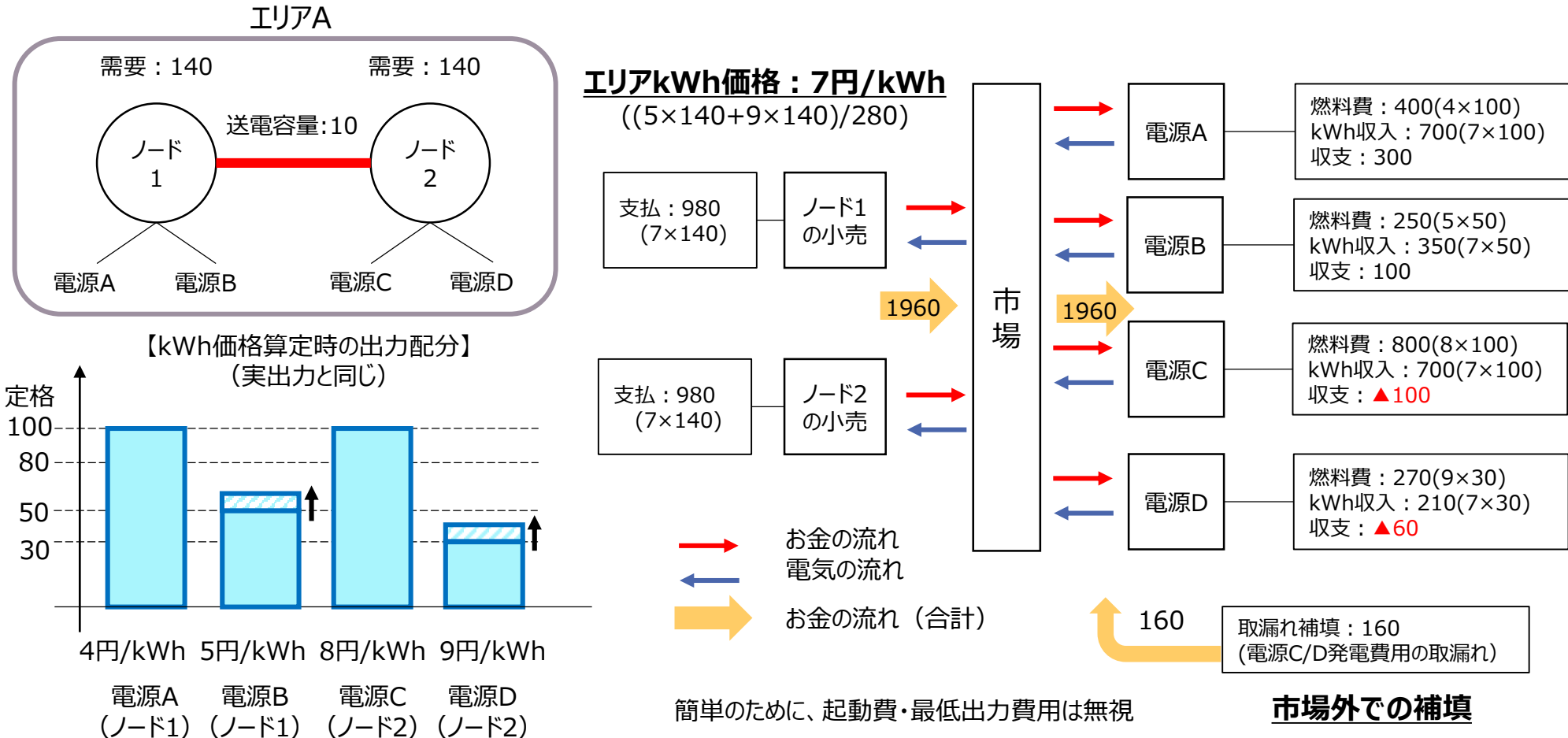
【各手法におけるkWh価格のイメージ】



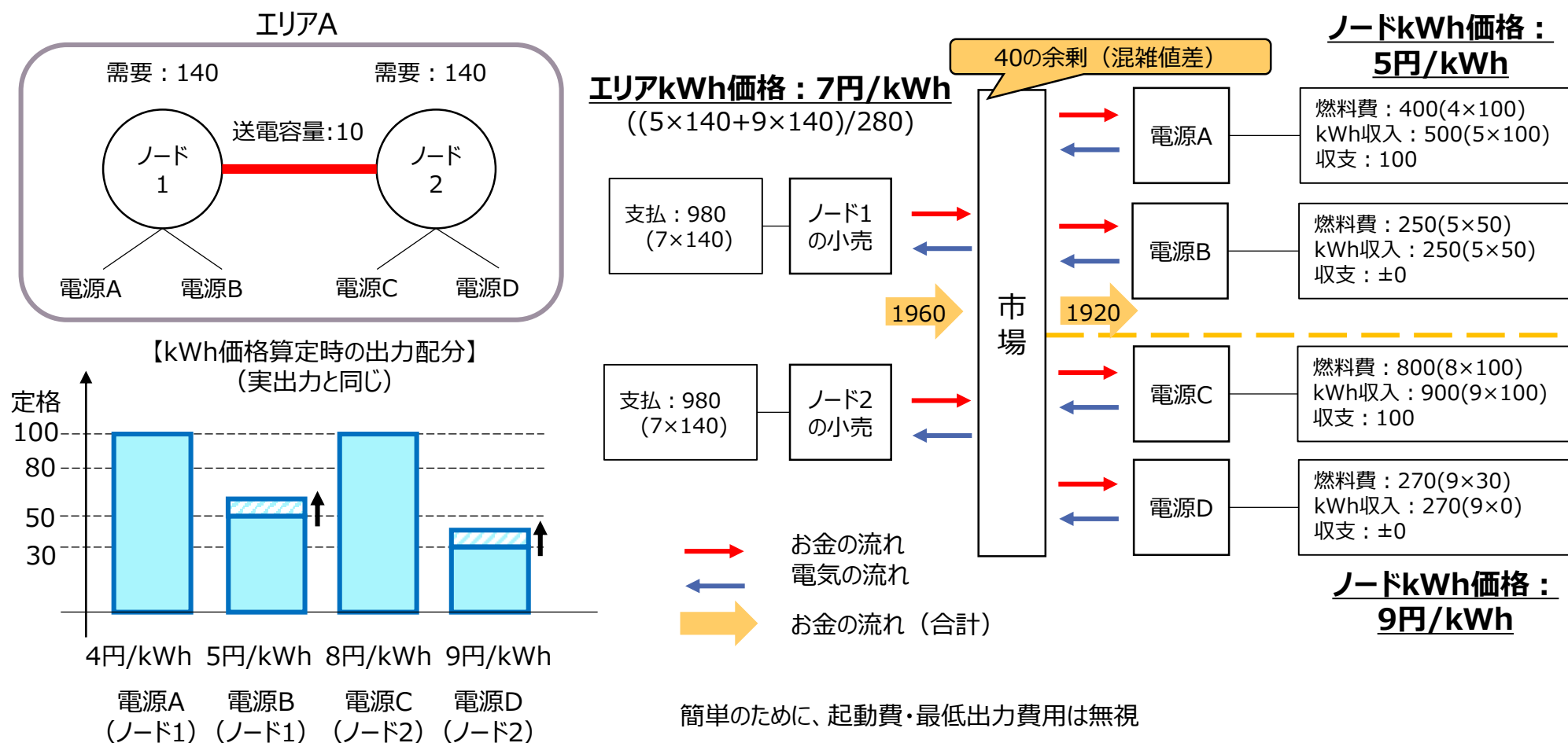
- カナダIESO方式による市場価格は、系統制約を無視した出力配分結果に基づくシャドウプライス（≒マージナル）で算出されることで、エリア単一（域内統一）価格となる。
- その際、下図の電源Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、これらの取漏れ費用等を、市場外で補填する仕組みが合わせて必要となる。



- 価格決定方法の一案として、ノード毎のLMP価格を算定しつつ、各LMPをノード毎の需要で加重平均をとることでエリア単一価格決定を行う方法も考えられる（米PJMのゾーン別需要側料金を発電側にも適用するイメージ）。
- この場合、下図の電源C・Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、取漏れ費用等を市場外で補填する仕組みが合わせて必要となるか。

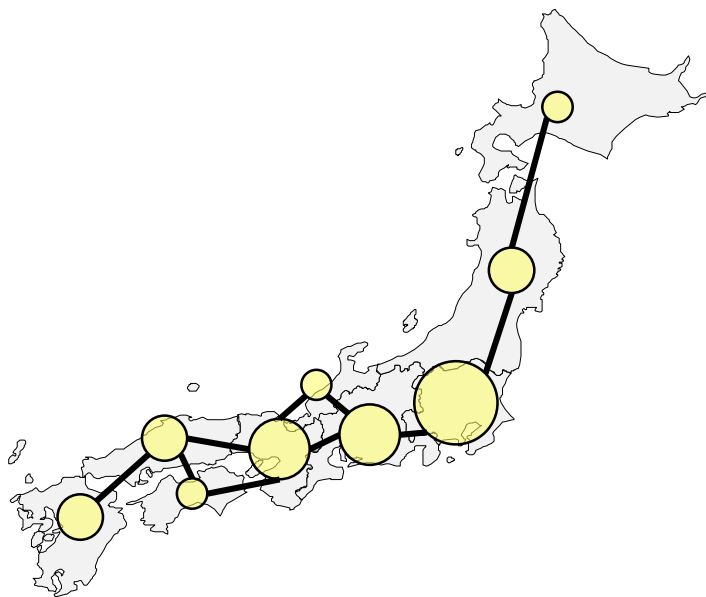


- 参考事例ではあるが、米国ISO方式のようにノード単位で価格（LMP）算定を行う場合、各ノードのkWh価格と事業者間のお金の流れのイメージは下図のようになる。
- 混雑が発生していることから、市場運営者に余剰（混雑値差）が発生することに加えて、（起動費等を除けば）発電費用の取漏れ等も発生しない構図となる。



- 前述の通り、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。
- それらについて、(これまでの検証B同様に) **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を洗い出す**ことでどうか。
- 具体的な検証の進め方としては、従来の9地点を模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割することで比較検証していくことが考えられる。

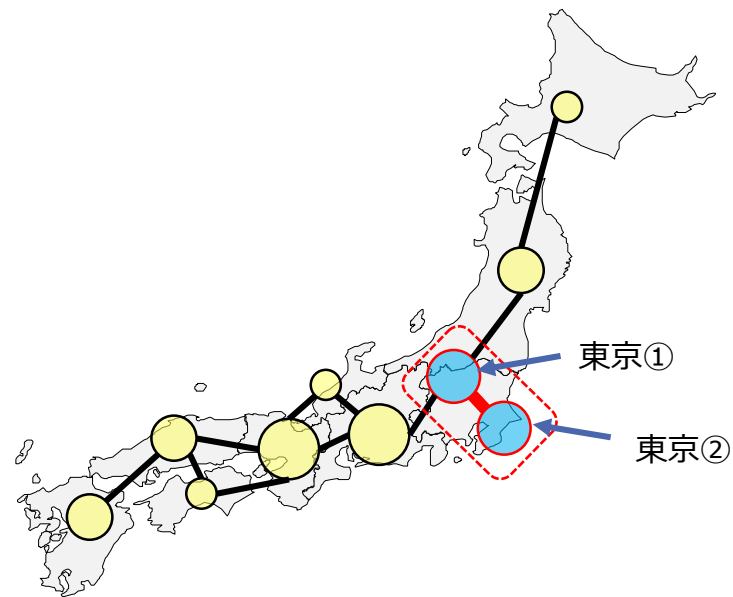
【これまでの検証の概念図】
全国を9地点で模擬



東京のkWh価格

【今回の検証の概念図】

東京エリアを分割して、それぞれのゾーンで価格検証



東京①のkWh価格
東京②のkWh価格

比較検証

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 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。

【第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）】

■山本オブザーバー

本同時市場における電源起動は kWh と ΔkW の両方のために動かしているケースも考えられますので、今後の費用負担を議論する際はそういったことも念頭に置いてご検討いただきたいと思います。

■金本座長

同時最適化すると、起動費用は kWh 市場と ΔkW 市場で両方で共通なものなので、 ΔkW 市場だけそれがあるとかというのは何か不思議な感じなので、ちょっとこの辺、少し明確にしていきたいと思います。

【第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）】

■國松オブザーバー

42ページの図の赤線の左側に関しまして、 ΔkW については、ある程度逸失利益として 金額を払う理由はあろうかと思うのですが、5 円の、赤線よりも右側にある ΔkW にお金を払う必要はあるのか、ないのか。ここは機会費用ということで、5 円電源に対して他で売る機会があるか、無いかだと思っているのですが、セルフスケジュールの変更はいつまでできて、発電者は独自で発電力を増すことはできたのでしょうか。これでSCEDの出力配分で 5 円電源に対して増しにくいというのであれば、収入がかさむので、特に ΔkW としてお金を払う必要性は全くないように思います。

【第77回電力・ガス基本政策小委員会（2024年6月24日）】

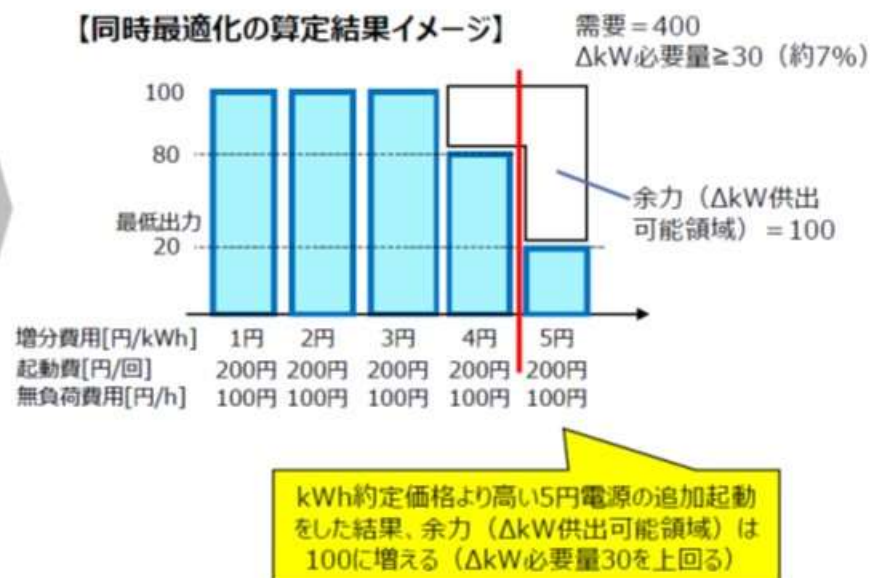
■松橋委員

kWh のほうをシャドウプライスでお決めになるということですが、なぜ ΔkW についてはシャドウプライスでないのかという点を、少しお尋ねしたいと思います。 ΔkW についても各種の調整力があり、その制約式があるはずで、その制約式の右辺の値のシャドウプライス、これを取れば、 ΔkW の価値も求まるはずだと思うのですが、機会費用とか逸失利益という話が出てまいりました。それは単一でその商品だけ決めるのだったら、機会費用の損失を考えるべきだと思うのですが、同時市場になっているわけですから、そういう意味では ΔkW についても、シャドウプライスでできるのではないかと思います。

ΔkW 約定量特定の必要性

39

- また、kWhと ΔkW の同時最適化においては、 ΔkW 確保制約を満足する発電機態勢のうち、Three-Part情報に基づくエネルギーコストが最も安価となる発電機態勢が求まる。
- 一方、需要と供給の一致制約に加えて発電機には起動停止や最低出力など離散的な要素があることから、 ΔkW 確保制約は、等式条件でなく、不等式条件 ($\Sigma \Delta kW \text{ 供出量} \geq \Delta kW \text{ 必要量}$) となる。
- この場合、余力 (ΔkW 供出可能領域) は ΔkW 必要量を上回ることから、 ΔkW 約定量をどう割り当てるか (特定するか)、それを踏まえて、 ΔkW 約定価格をどのように算定するかについて整理が必要になると考えられる。

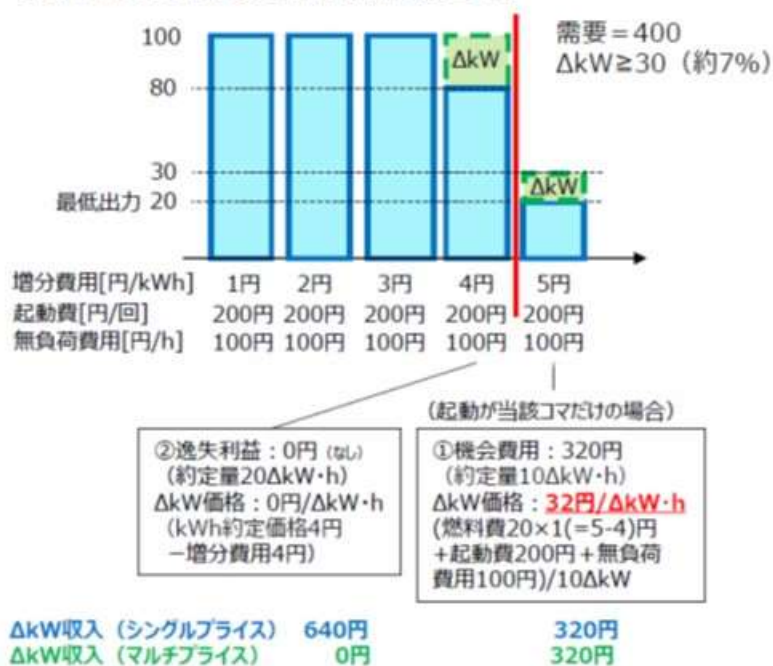


ΔkW 約定量の特定方法について (1/3)

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】



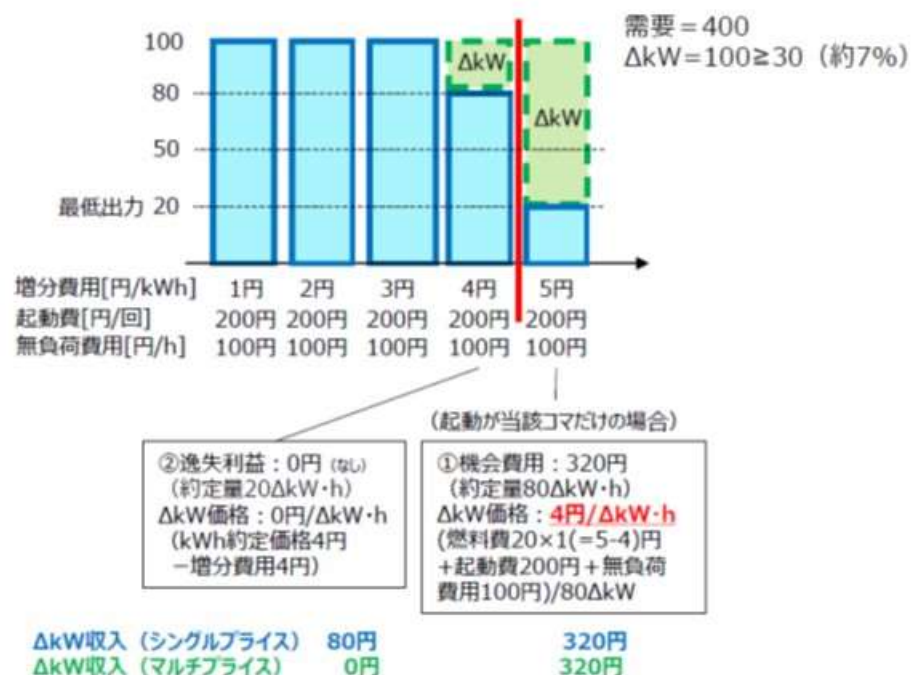
【例Ⅱ: 増分費用の高額な順に割り当て】



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】

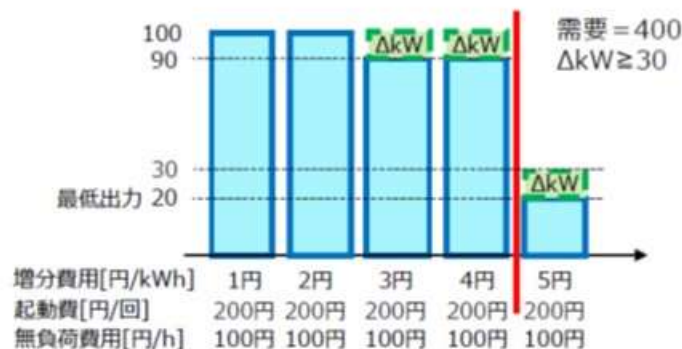
ΔkW 約定量の特定方法について (3/3)

42

- 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）なども考えられる。

※ 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】



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
 -増分費用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
 -増分費用4円)

(起動が当該コマだけの場合)
 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、増分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ギナルを引用（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			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
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)	

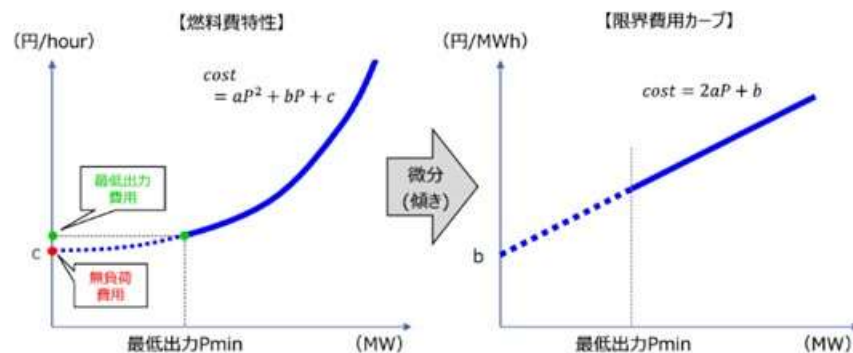
- 頂いたご意見を踏まえると、kWhとΔkWのどちらの用途にも使用される「起動等に関する費用」をΔkW価格の構成要素に含めない方向が考えられるところ。
- 一方、いわゆる「機会費用」には、「**起動費**」と「**最低出力費用**」が含まれており、どこまでを「起動等に関する費用」と見做すかによってΔkW価格の決定方法は複数存在することとなる。
 - 「機会費用」= 「**起動費**」 + 「**最低出力費用**」

（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。

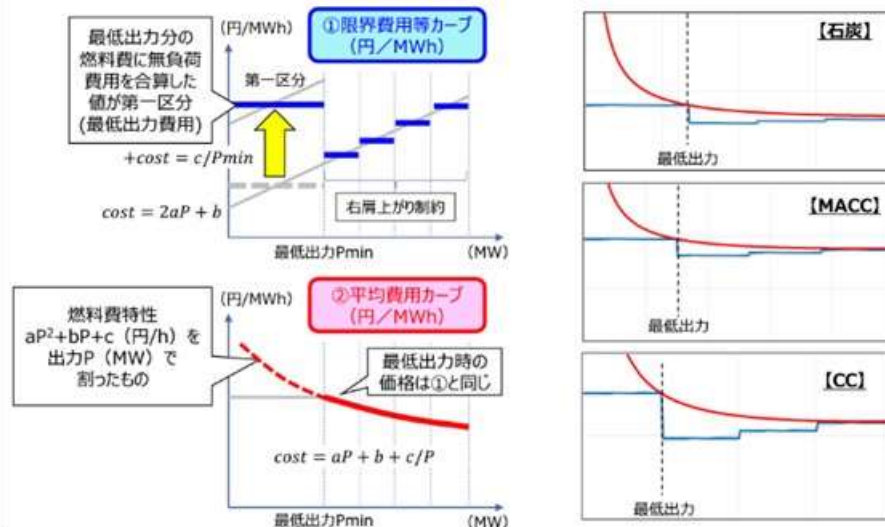
- ・ 発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用を、燃料費特性として、「 $aP^2 + bP + c$ 」（ P は出力（MW）。 a 、 b 、 c は発電機のコスト特性に合わせた定数。）の二次関数で表現する。
- ・ PJMで登録している無負荷費用（円/h）は、 $P=0$ とした際の費用「 c 」を意味する。一方で、最低出力費用（円/h）は、最低出力時の燃料費特性から算出される費用となる。
- ・ また、燃料費特性を一階微分した「 $2aP + b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



最低出力費用の取扱いについて（2 / 2）

19

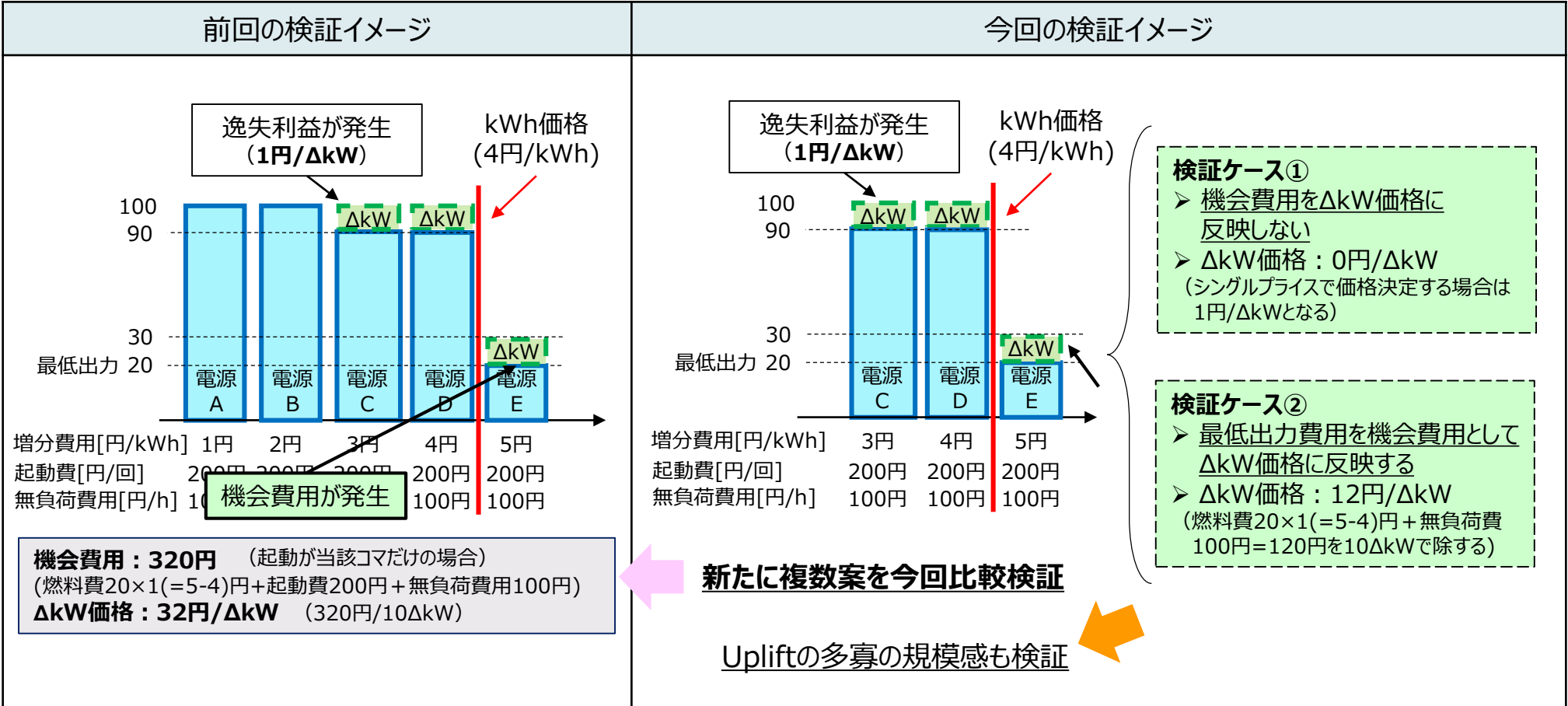
- 「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、基本的に②が高くなる（定格付近で逆転することもある）ため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行っていく。



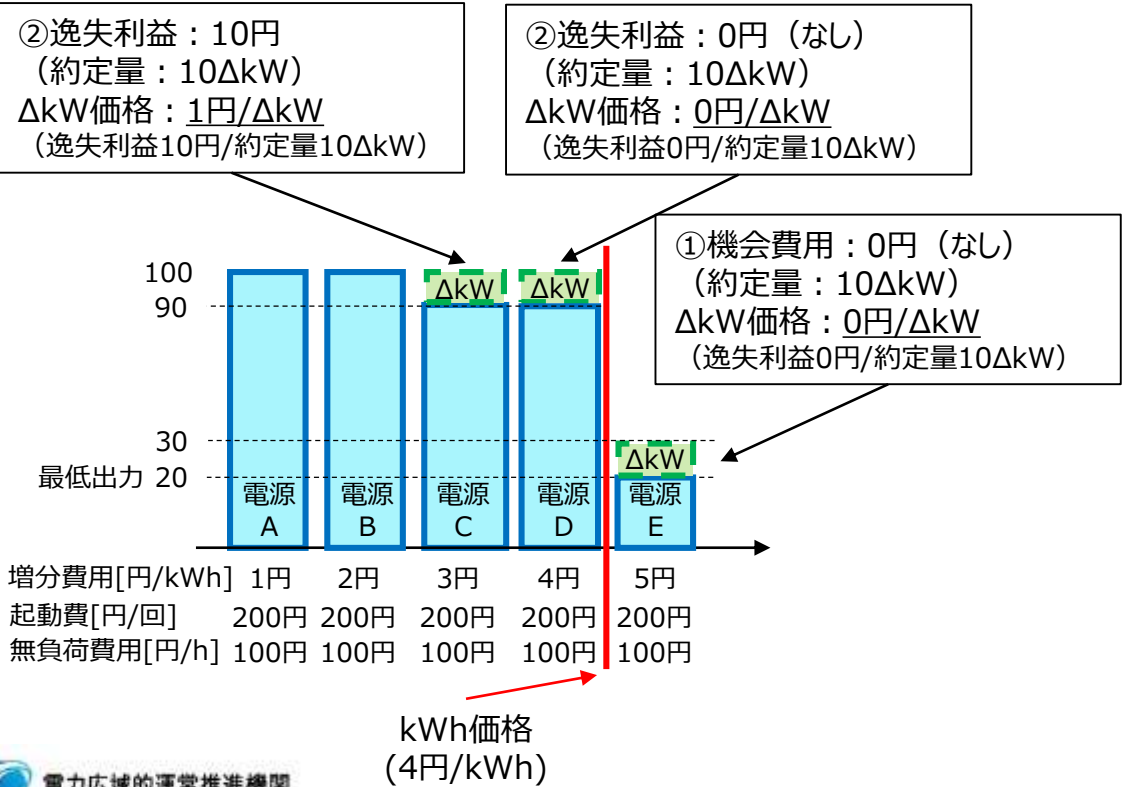
出所）第2回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

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。



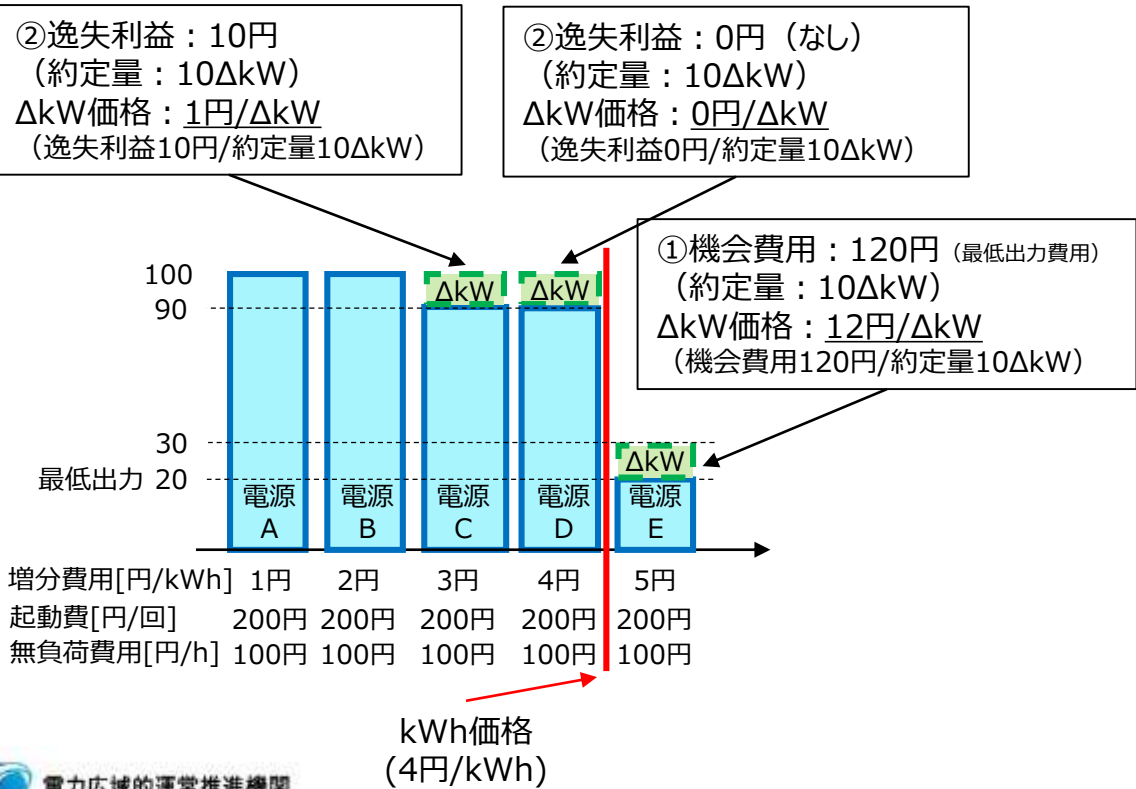
ΔkW の精算

	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。



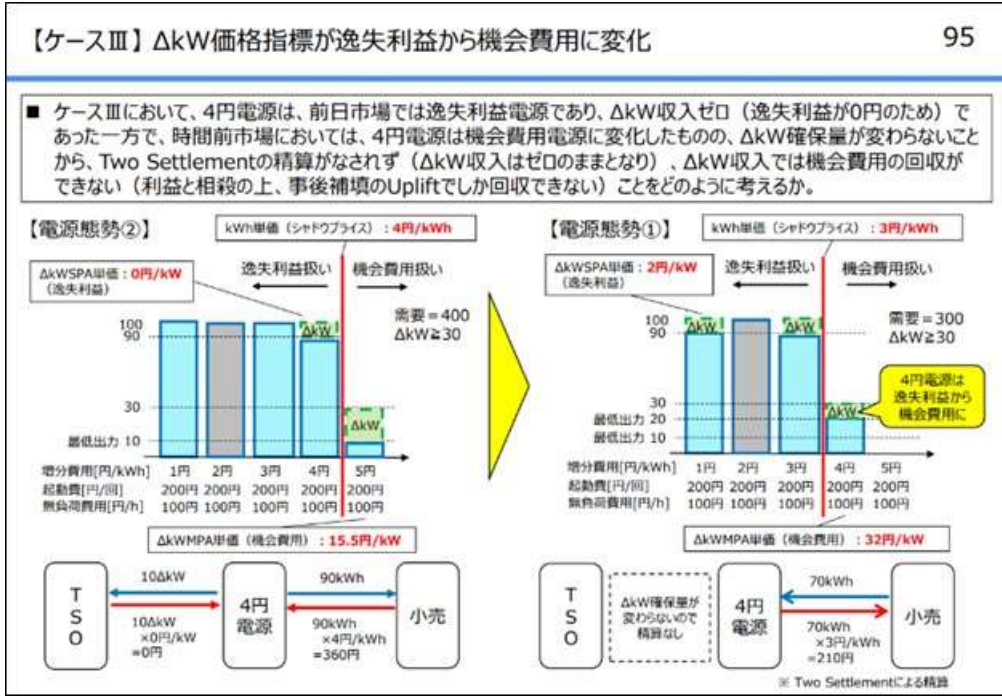
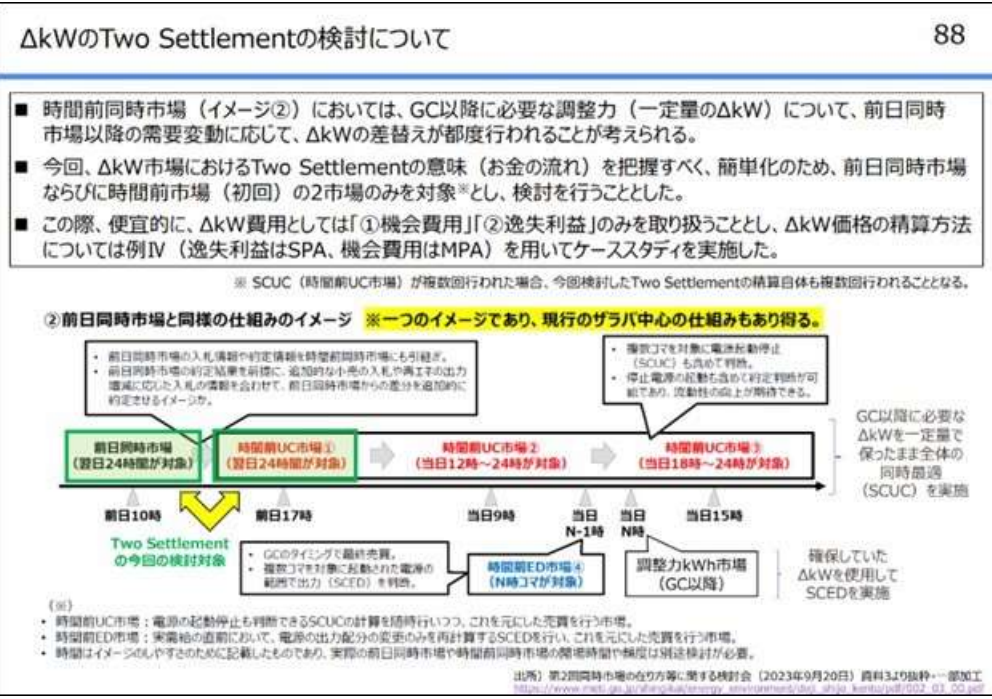
ΔkWの精算

	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)

- 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**ことでどうか。
- 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。



- 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】

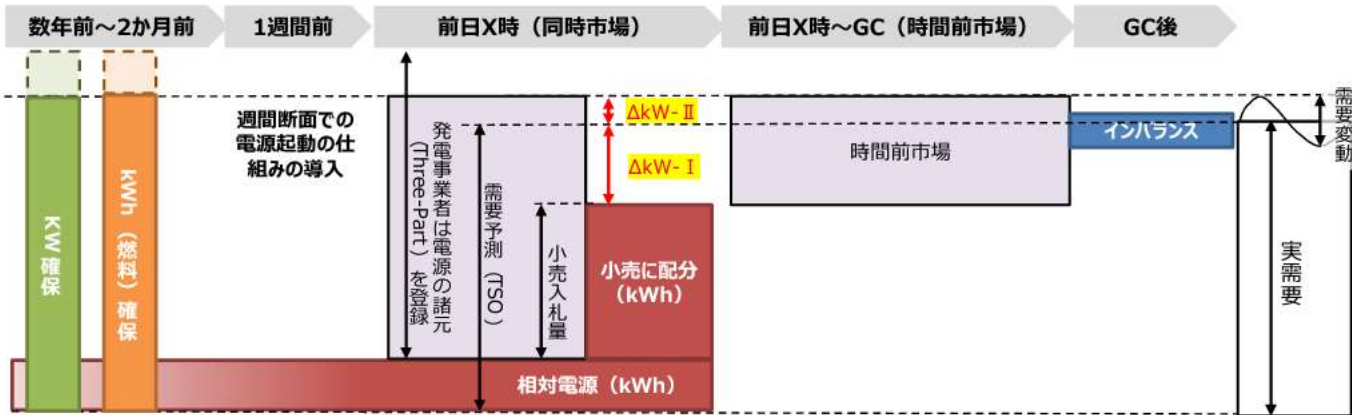
- 市場価格の算定においては、検証Aのとおり、どのように市場を設計しても起動費等の取り漏れ（Uplift）は発生しうる。これについては、作業部会の議論のとおり、確実な回収が必要と考えられる。
- その場合に、このUpliftの算定期間や、回収・負担方法をどうするか。
- まず、算定期間については、同時市場が1日単位で実施されることや、米国市場の例を参考にすると、**1日単位**とすることがよいとも考えられる。
- 次に、Upliftの回収・負担方法については、全買い約定に均等配分する方法、全小売電気事業者に均等に配分する方法、インバランスに賦課する方法等が考えられる。
- Upliftに関する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

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 過去議論においては、前日同時市場で調達する電力の範囲として「TSO予測需要に合わせた電源起動が合理的」「（小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は）小売調達需要に合わせて約定させることが適切」と整理され、その結果、過剰な電源起動が発生する場合の取り扱いについては別途検討が必要とされていた。

前日同時市場：調達する電力の範囲

- 作業部会においては、前日時点におけるTSO予測需要と小売電気事業者の需要想定それぞれの精度について、確認が行われ、前者の精度が高いことが分かった。これを踏まえると、**TSO予測需要に合わせた電源起動が合理的**。便宜的に、調達する電力の用語は下図のとおり定義した。
- また、**小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は**、市場での売り切れを回避する観点から、**小売調達需要に合わせて約定させることが適切**。一方、その結果、過剰な電源起動が発生する場合、その取り扱い（余力活用契約等の整理）は別途検討が必要。



- ΔkW-I**：前日断面においてTSOが予測する不足インバランス想定分（前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差）のこと。
- ΔkW-II**：GC後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに該当する。
- ΔkW-III**：上図では、記載していないが、GC前の変動性再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応に必要な調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。

- 前日想定需要については、小売想定需要よりTSO想定需要の方が平均的な精度は高く、小売想定需要の場合、平均的に±2%（98%～102%）の誤差が存在していた。

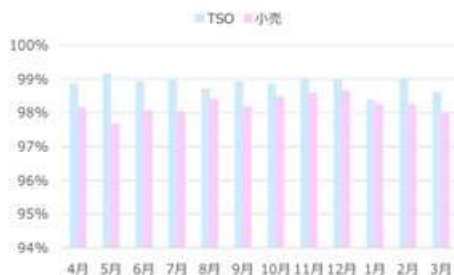
前日想定需要の正確性について（2/3）

全体データ 過小データ 過大データ

14

- 次に、「全データ」から「過小データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要は、年間を通して小売想定需要より高く、年平均で小売想定需要に比べ約0.7%精度が高かった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、年間合計で約17億kWh少なかった。これは、安定供給面で不足分が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

前日想定需要の正確性について（3/3）

全体データ 過小データ 過大データ

15

- 最後に、「全データ」から「過大データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要が、小売想定需要より高い場合もあれば、低い場合もあり、特に傾向は見られなかった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、比率と同様の傾向であった。一方で、年間合計ではTSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、約4億kWh少なかった。これは、不要となる電源起動が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



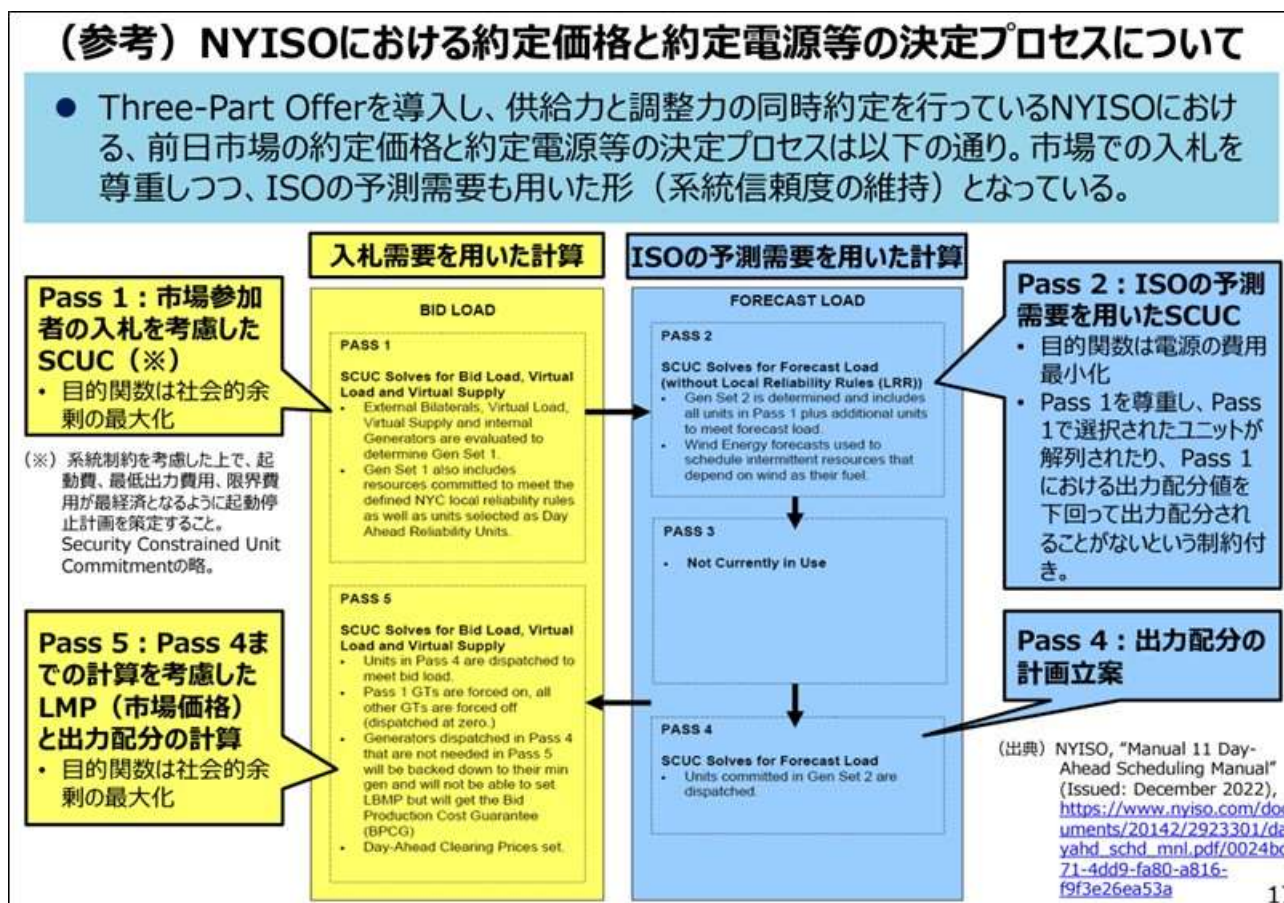
(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

- NYISOにおける約定電源等と約定価格の決定プロセスでは、市場での入札需要を用いた計算（**黄色ロジック**）も尊重しつつ、安定供給（系統信頼度維持）のためISO予測需要を用いた計算（**青色ロジック**）も行っている。
- これらを参考に、今後の日本において、各計算ロジックでどの程度差が出るか等の課題を踏まえ、具体的な決定方法の組合せを検討する必要があるとされていた。



- また、電源差替等（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札）も可能とする仕組みを整備することが求められ、その設計にあたっては、**黄色ロジック**と**青色ロジック**をうまく組み合わせることが肝要とされた。
- これは言い換えると、安定供給のためTSO予測需要を用いた電源起動（**青色ロジック**）を行うにあたって、市場取引（**黄色ロジック**）による電源差替等の結果を反映（連携）した上で、計算する必要があることを示している。

小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札

- 「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」（以下「作業部会」という。）の取りまとめ（2023年4月25日）においては、時間前市場で想定される売買例として、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札についても触れていたところ。また、そもそも前日同時市場においても、事前の相対取引や先渡取引との関係で、ポジションの調整等のため、これらの取引が想定され得る。



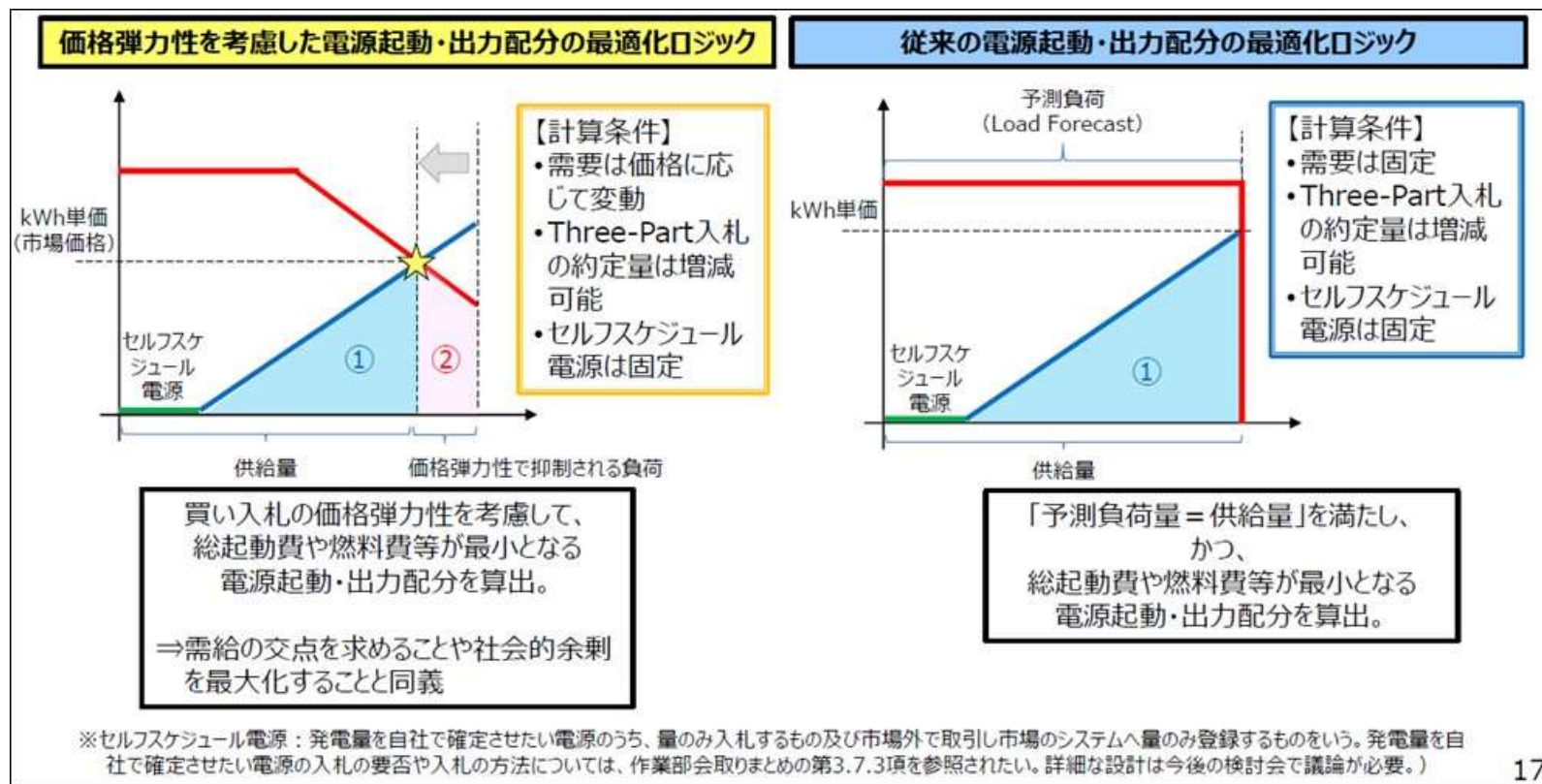
小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札（続き）

- そのため、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札についても一定程度考え方を再整理する。
- 作業部会においては、NYISOの事例として、「入札需要を用いた計算」と「ISOの予測需要を用いた計算」の2つのプロセスを組み合わせながら、市場での約定（経済行為）と系統の安定性の両立を図っていることを紹介した。また、前ページのとり、各事業者においては、実需給に向けてより精緻になっていく再生エネルギー出力予測や需要予測に応じた売買のニーズがある。
- これらを踏まえると、同時市場（前日同時市場及び時間前市場）においては、小売電気事業者の買い入札（需要家の電力消費量を満たすための購入）や発電事業者の売り入札（発電機を実際に発電し、その発電量を小売電気事業者に受け渡すための販売）だけでなく、**小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も可能とする仕組みを整備することが求められるのではない**。また、その設計にあたっては、NYISOの事例を踏まえると、「入札需要を用いた計算」（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も含めた計算）と「ISOの予測需要を用いた計算」（実発電機の出力や実需要（TSOの予測需要）を踏まえた計算）をうまく組み合わせることが肝要ではないか。
- なお、前ページのとり、**発電事業者は、電源の経済差替を目的とした買い入札を行うことも考えられる**。この点については、第7回検討会（2024年3月18日）で事務局から提示したとおり、**Three-Part Offer（売り入札）を行う形で電源差替を行うことが経済合理的となるように、更に検討を深めることが重要だ**と考えられる。

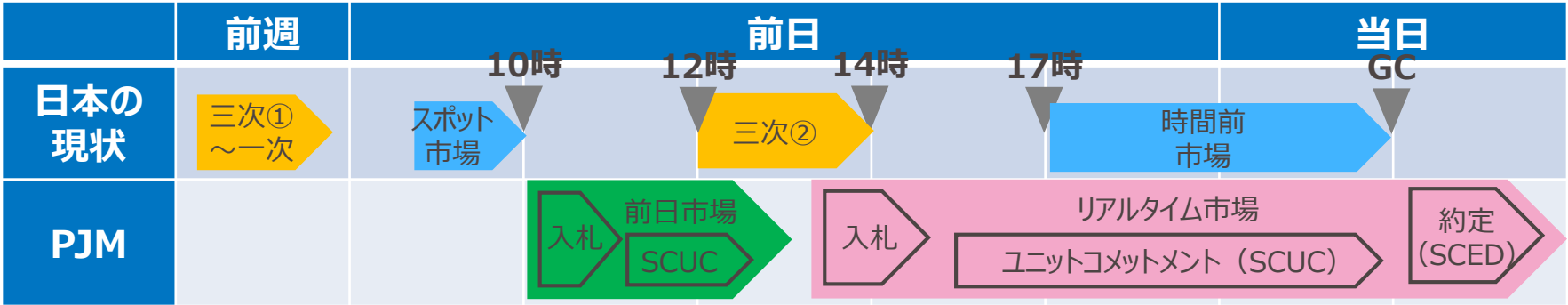
- 前述の議論をまとめると、「青色ロジック」と「黄色ロジック」の建付け（意味合い）としては以下の通りとなる。
 - 「青色ロジック」：安定供給のため、TSO想定需要に合わせて、実際の電源起動を決めるロジック
 - 「黄色ロジック」：市場取引のため、小売入札需要に合わせて、価格算定（市場約定価格）を行うロジック
 （また、上記の違いから、黄色ロジックでは価格弾力性のある需要を扱う必要が出てくる）
- この際、下記のような場合において、決定方法をどのように組み合わせるか（取り扱うか）が継続課題となっている。
 - 【TSO想定需要＞小売入札需要】
 - ✓ 安定供給のため、実際の電源起動はTSO想定需要に基づいて実施する（青色ロジック）
 - ✓ 市場約定価格は小売入札需要に合わせて算定する（黄色ロジック）が、TSO想定需要のために追加確保した領域（いわゆる $\Delta kW-I$ ）の金銭的な取り扱いをどうするか
 - 【TSO想定需要＜小売入札需要】
 - ✓ 市場約定価格は小売入札需要に合わせて算定する（黄色ロジック）
 - ✓ TSO想定需要を用いた計算（青色ロジック）においては起動されない（実際に必要ない蓋然性が高い）電源の物理的な取り扱いをどうするか（実際に起動させるのか否か）
- また、安定供給のためTSO予測需要を用いた電源起動（青色ロジック）を行う際に、市場取引（黄色ロジック）による電源差替等（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札）の結果を反映（連携）した上で、計算する必要もある（具体的にどのように組み合わせるかの設計が肝要）。
- 上記を踏まえ、海外事例（米PJM）も参考に、日本の同時市場において具体的にどのような論点が有り得るのか、今回整理を行った。

- 米国電力市場においては、左下図の領域②（価格反応需要価値）を含め、領域①（総電源エネルギー費用）と領域②を最小化するロジックを活用しながら、市場約定処理を行っており、日本でも参考になると考えられる。
- 買い入札データについては、過去のJEPX取引実績等を参考に模擬し※、価格弾力性を考慮できるようにし、従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック（下右図）で求められる解との比較や、収束性等計算負荷へ与える影響等について検証を行っているところ。

※ エリア毎の買い入札データを、SCUC・SCED計算のために、どのようにノード毎に配分するか等は別途検討。



- 前日（DA）市場では全電源を入札・登録させた上で、電源起動・出力配分（SCUC）と価格（LMP）を決定。
- それ以降のリアルタイム（RT）市場では、入札情報を引継いで、SCUC補正（RAC処理）を行いつつ、実需給で最適潮流計算に基づき実指令（SCED）と価格（LMP）を決定する。



		DA市場（前日）	RT市場（前日～当日）	RT市場（実需給）
電源 起動 出力 配分	□ジック	SCUC （3-Part情報を用いた 同時最適化問題）	SCUC（RAC） （3-Part情報を用いた 同時最適化問題）	SCED （増分燃料費の最適化問題）
	需要	小売想定需要 （価格弾力性あり）	PJM想定需要 （固定負荷）	実需要 （固定負荷）
価格 算定	□ジック	LMP （増分燃料費の最適化問題）	—	LMP （増分燃料費の最適化問題）
	需要	小売想定需要 （価格弾力性あり）	—	実需要 （固定負荷）

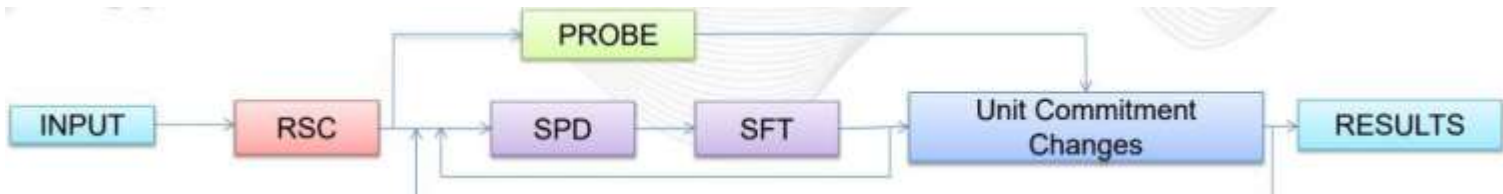
- 米PJMにおけるスケジューリングプロセスは、前日市場、RAC (Reliability Assessment and Commitment)、リアルタイムオペレーションに区分される。
- 前日市場において入札需要を満たすようにスケジューリングされ、RACにおいてPJM予測需要を満たすように追加のリソースがスケジューリングされる。(両者ともSCUCに相当)
- リアルタイムオペレーションにおいては、潜在的な送電制約等を満たすようにスケジューリングされると記載されているが、リアルタイムオペレーションは実需給1時間前であり、大宗の電源の追加起動指令が間に合わない想定されるため、発電機態勢はRACの結果を引き継ぎ、SCEDのみ実施されるものと考えられる。

The PJM scheduling objective varies depending on the scheduling time horizon (Day-ahead, Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run, Real-time Operations). The PJM scheduling process in the Day-ahead Energy Market is to schedule generation to meet the aggregate Demand bids that result in the least-priced generation mix, while maintaining the reliability of the PJM RTO. During the RAC Run, PJM schedules additional resources as needed to satisfy the PJM Load Forecast and the Operating Reserve objective based on minimizing the scheduling cost. PJM also schedules resources based on economics to control potential transmission limitations that are binding in the Transmission Reliability analysis that is performed in parallel with and subsequent to the Day-ahead Market analysis. The scheduling process evaluates the price of each available resource compared with every other available generating resource. The process for scheduling the PJM RTO requires:

- In the Day-ahead Energy Market:
 - Scheduling sufficient generation to cover aggregate Demand bids and Day-ahead Scheduling Reserve (Operating Reserve) requirements calculated as a function of such Demand bids.
- In the Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run (subsequent to the Day-ahead Energy Market):
 - Scheduling sufficient generation to cover the PJM Load Forecast and Operating Reserve requirements.
- In Real-time Operations:
 - Scheduling sufficient generation to control potential transmission limitations that are binding in the Transmission Reliability analysis.
 - Scheduling sufficient generation to satisfy the PJM Regulation Requirement, PJM Primary Reserve Requirement, and other ancillary service requirements of the PJM RTO.
 - Ensuring PJM Members participate in the analysis and elimination of conditions that threaten the reliable operation of the PJM RTO.

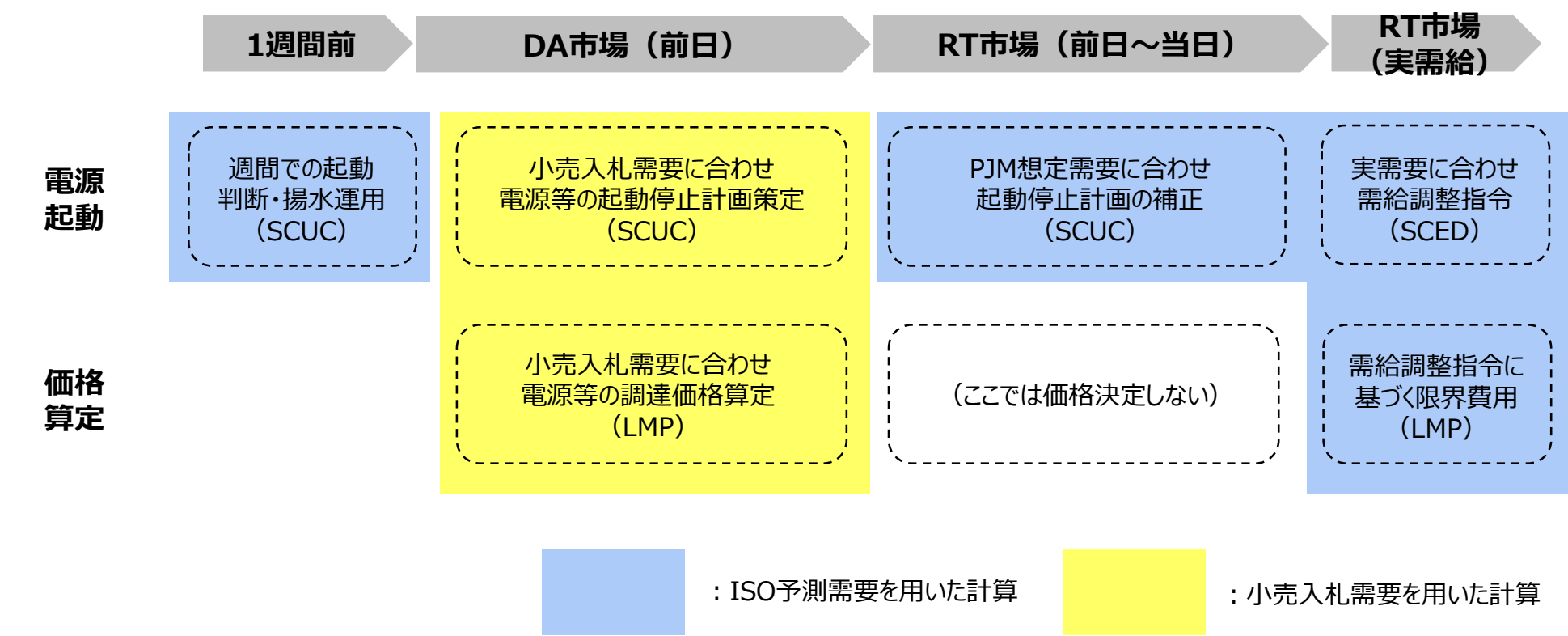
- RSC (Resource Scheduling & Commitment) では、市場参加者の入札情報と信頼度基準に基づき、混合整数計画問題を解き (3-Partの同時最適化)、発電機態勢を決定する。(SCUCに相当)
- SPD (Scheduling, Pricing & Dispatch) では、RSCにより決定された発電機態勢を用い、増分燃料費のみの同時最適化を行い、1時間ごとの発電機出力レベル、LMP、予備力商品 (Reserve) の市場価格を算定する。(LMP算定に相当)

【前日 (DA) 市場の決定プロセス】



Resource Scheduling and Commitment (RSC)	前日市場の決済プロセスの初めのステップ。主要な送電制約をモデル化して、各事業者の入札情報（増分・減分入札情報、価格と需要の反応、経済的な需要反応、輸出入の入札）を基に発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）を提供する線形混合モデル（mixed linear program）。
Scheduling Pricing and Dispatch (SPD)	RSCの次のステップ。主要な送電制約だけでなく、全ての制約をモデル化し、LMP価格も含むディスパッチソリューションを導出。
Simultaneous Feasibility Test (SFT)	SPDに続いて実行される分析。ベースケースと事故発生時の潮流解析（contingency power flow analysis）も実施する。SPDに対して過負荷制約も導出する。
PROBE	SPDとSFTと同時に実行される。前日市場の運用者に対して、RSCに基づく発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の結果に変更が必要である可能性がある場合に、推奨を行う。PROBEは全ての制約をモデル化する。また、潜在的な局所的市場支配力を計測するためのThree Pivotal Supplier（TPS）テストを含み、揚水発電の最適化運用も考慮する。
Unit Commitment Changes	PROBEにより指摘された推奨事項、リアルタイムの系統制約状況、運転時間の調整を踏まえて、発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の変更を行い、最終的な結果に反映する。

- 前述までの米PJMにおけるスケジューリングプロセスを踏まえると、下図のような約定電源等と約定価格の決定方法（相互関係性）になると考えられる。
- 小売入札需要を用いた電源と価格の決定は全て前日（DA）市場で完結しており、それ以降のリアルタイム市場の時間帯は、全てISO予測需要を用いた電源と価格の決定になる等、シンプルな関係性になっているといえる。

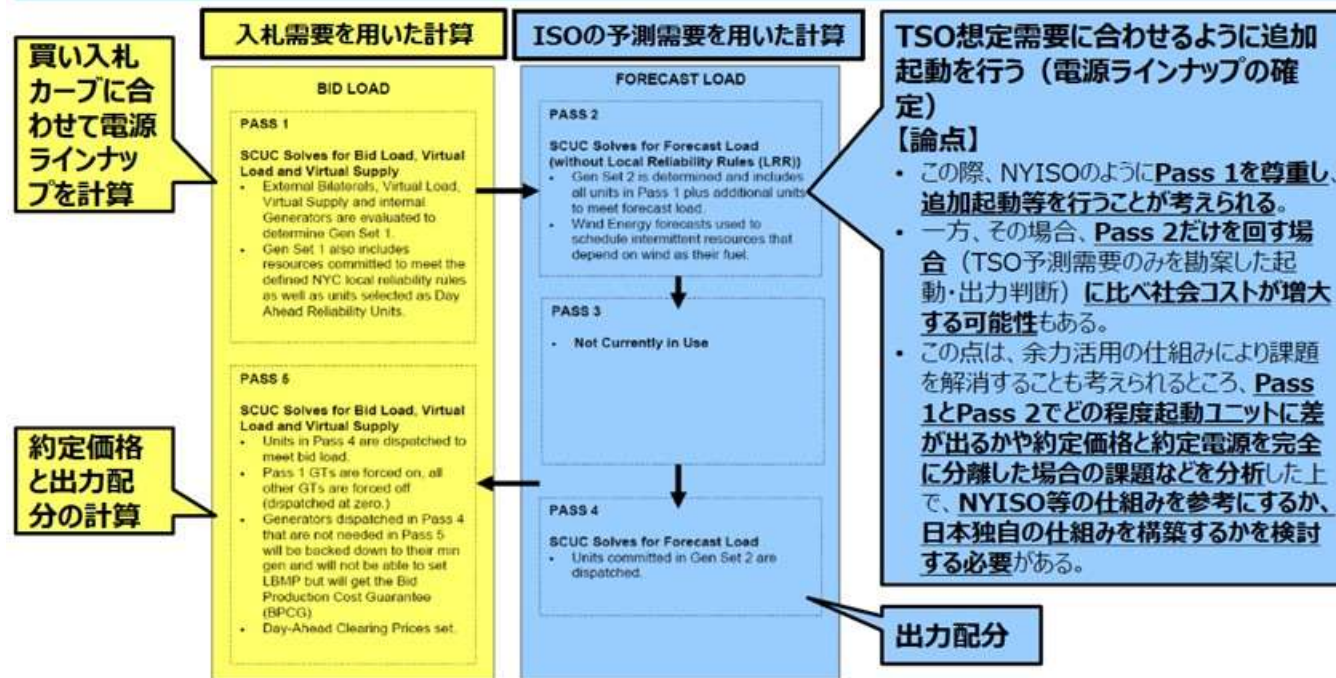


- NYISOにおいては、前日（DA）市場において小売入札需要・ISO予測需要の双方を用いた計算を行っているが、前日（DA）市場の価格（LBMP）自体は小売入札需要を元に計算（決定）されており、前日以降の時間帯においてはISO予測需要を用いた電源と価格の決定しか行われない点はPJMと同じ※である。

※ PJMにおいて、前日（DA）以降に行っているISO予測需要に基づくSCUC補正を、前日（DA）市場の時間帯において行っているだけの違い。

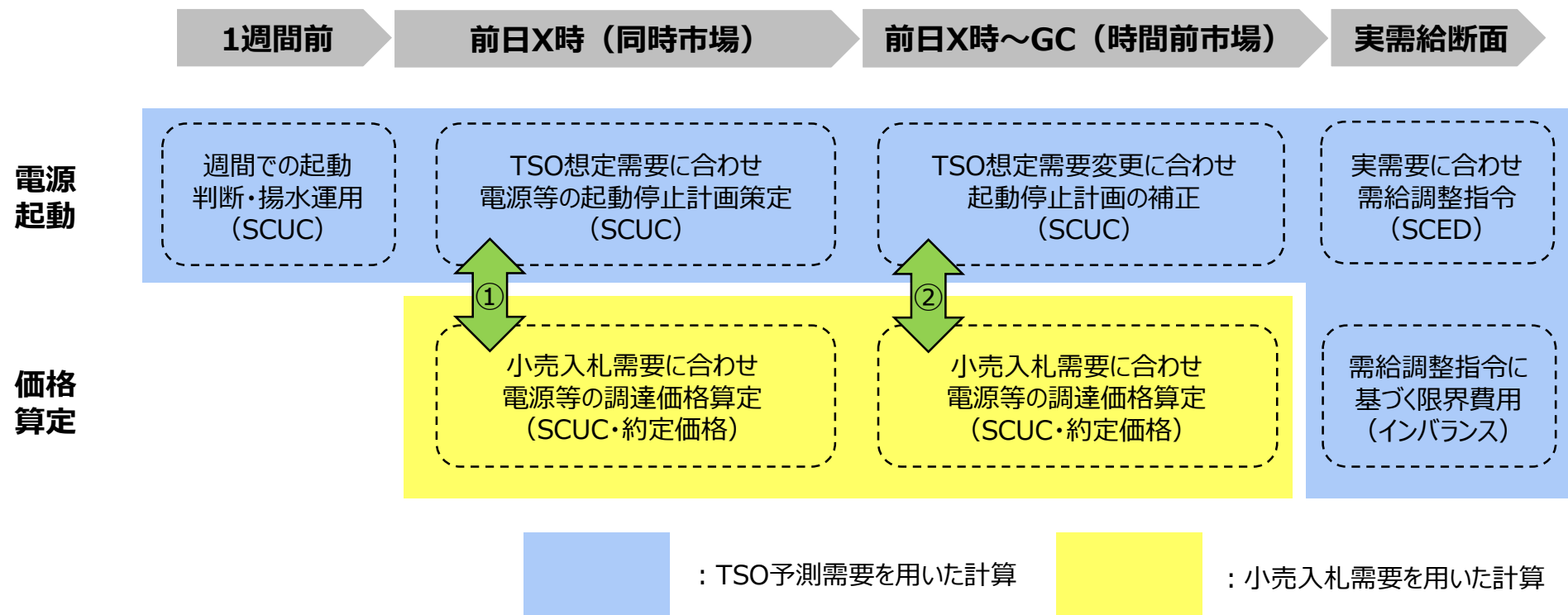
NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

- 「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法①（P.13を参照））と約定電源の決定方法の組み合わせは、以下のNYISOの仕組みと同様に考えることができる。



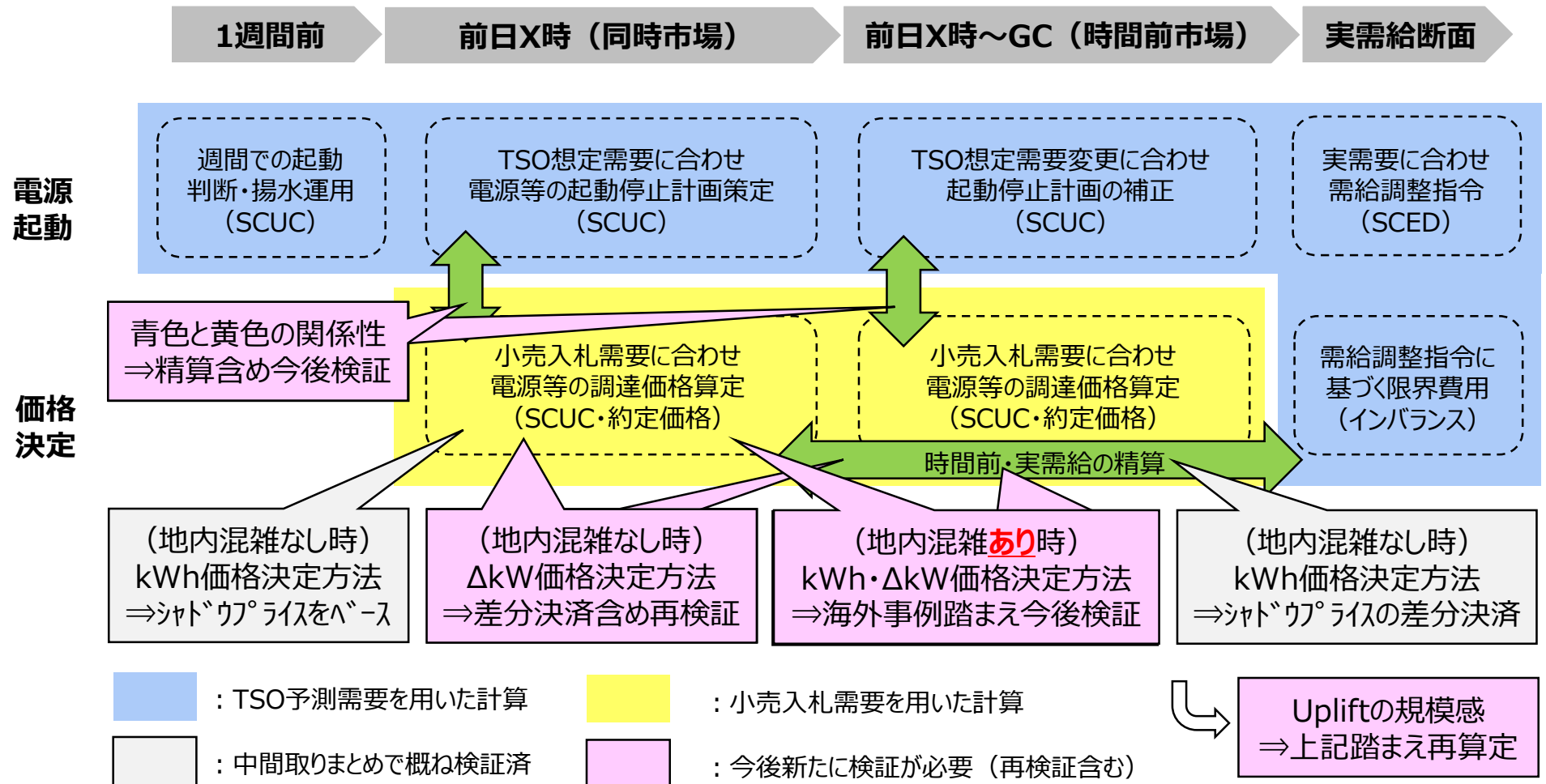
- 一方、日本においては、前述のとおり、前日同時市場においてTSO想定需要を用いた電源起動（安定供給）と、小売入札需要を用いた価格算定（市場取引）を両立させる（相互関係性を整理する）必要（①）がある。
- また、米国と異なり、GCまで時間前市場を開場するのであれば、TSO想定需要を用いたSCUC補正（安定供給）と、小売入札需要を用いたBG計画補正（市場取引）も両立させる必要（②）もある。
- この際、前日断面・時間前断面における電源起動ロジックと価格算定ロジックの差異（①②の相互関係性）について、どのように取り扱うのか検討を行う必要※がある。

※ 小売入札需要を用いた価格算定（市場取引）において電源差替等も行われるため、完全に独立した関係とすることも困難と考えられる。

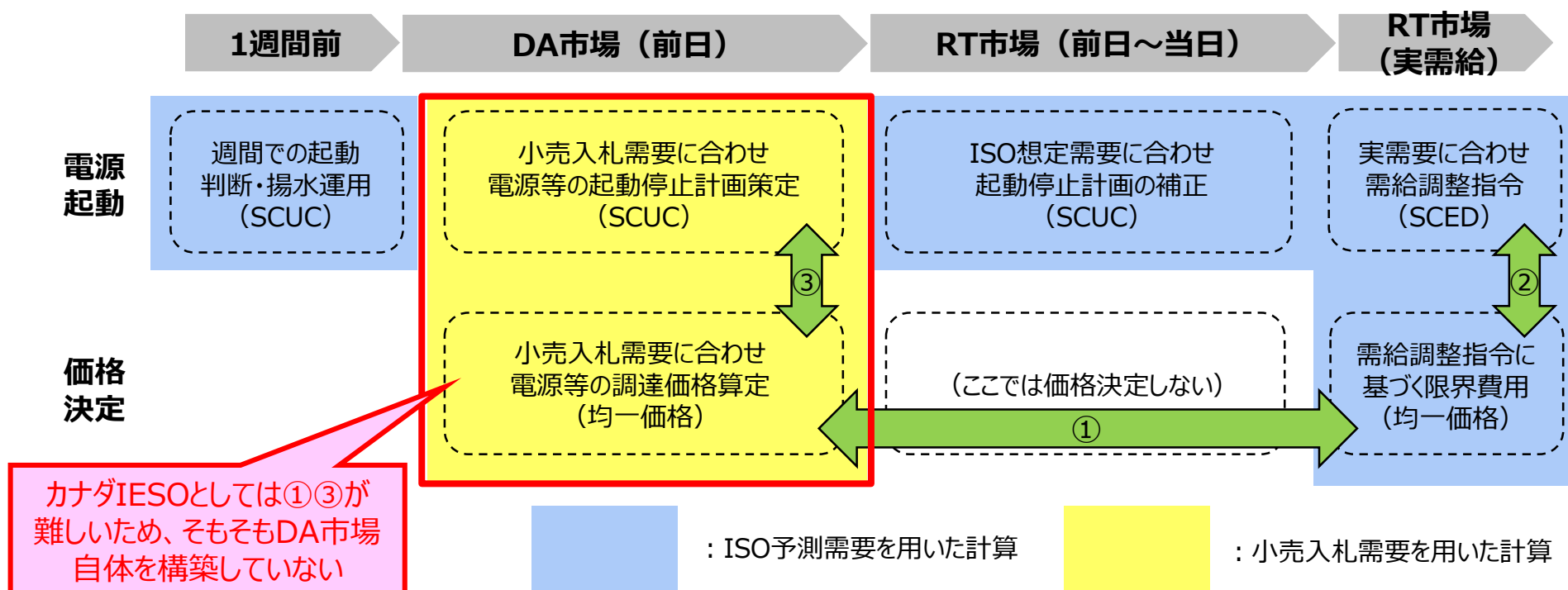


1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 検証Bにおけるこれまでの検証状況に加え、今回新たに提示した3つの論点を加えた検証の全体像は下図のとおり。
- 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。



- ここまでカナダIESOのTwo-schedule systemを参考に検討を進めてきたが、実際のところ、カナダIESOでは前日市場は存在しておらず（Two-schedule systemはあくまでRT市場のみ）、その理由をヒアリングした結果、**Two Settlement（異なる時間の差分決済）とTwo-schedule systemの両立が難しい**ためという回答であった。
- つまり、同時市場の検討においては、今後、前日同時市場において地内混雑発生時の市場価格精算を行った上で、時間前・RT市場（実需給）でも同様のことを行うにあたっては、世界でも類を見ない複雑な精算制度の構築（①）が必要になると考えられるところ。（また、RT市場ではkWh取引しか行わないため、前述の単純な仕組み（②）で対応できたが、前日のkWh・ΔkW同時最適時のTwo-scheduleをどうするか（③）といった課題もある）



- カナダIESOでは1990年代後半に初めて電力市場が設置されたが、当時は、米国においても前日市場は一般的なものではなかった。
- そのため、前日市場の有効性は当初より認識されていたものの、2002年の**Two-schedule system導入時に****おいて一旦は前日市場は除外して市場運営をスタート**した。
- その後、前日市場の導入に向けた検討が行われたが、Two-schedule systemの複雑性が障害と認識され、2006年に前日市場ではなく、DACP（Day-Ahead Commitment Process）の導入が決定された。
- 他方で、**MRPによってSingle-schedule移行も予定しており、カナダIESOでも前日市場の導入が可能**となる。
- カナダIESOも前日市場の導入によって、前日とリアルタイムの両方において約定価格が決定されるため、供給者にとっては燃料確保などの手配をより適切に管理できるようになり、消費者にとっても（リアルタイム市場のみの場合と比べ）想定外に高いリアルタイム価格にさらされる可能性が低下するという点でメリットがあるとしている。

	旧システム（DACP）	新システム（Day-Ahead Market）
参加目的	発電事業者は主にリアルタイム市場における稼働状況を知らせるために入札を実施（IESOが稼働状況を把握するため、リアルタイム市場の参加にはDACPの入札を義務付けている）	発電事業者は1日前市場の価格及びスケジューリングを目的として他参加者と競うために入札を実施
スケジューリング	域内の需要（IESO想定需要）を満たすようにスケジューリングを行い、翌日の運営を大まかに把握できる。	市場全体の需要を満たすようスケジューリングを行い、翌日の運営をより正確に把握できる。
価格競争	市場原理による価格競争がない。	市場原理による価格競争がある。
参加者へのインセンティブ	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者（Exports）は参加可能であるが、インセンティブはない。	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者（Exports）は参加可能であり、インセンティブがある。

*1 出所：IESO、Day-Ahead Market High-Level Design、2019年8月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/dam/DA-M-High-Level-Design-Aug2019.pdf>

*2 出所：IESO、Quick Takes: Day-Ahead Market（DAM）、2023年10月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証（振り返り）
2. 今後検証が必要と考えられる論点
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. 各課題等を考慮した Δ kW市場価格
 - － 3. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 4. 今後の検証の全体像
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 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）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。

以 上