

# 市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告について （約定電源と約定価格の相互関係性）

2025年5月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第13回本検討会（2025年2月19日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響検証）の中間取りまとめ（2024年8月19日）では未着手（あるいは要深掘り）であり、今後検証が必要と考えられる追加論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「各課題等を考慮した $\Delta$ kW市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等を挙げ、今後の検証の進め方について整理を行った。
- 今回、「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」について、青黄ロジックの問題構造を深掘りした上で、相互関係性（ケーススタディ）について検討したため、ご議論いただきたい。

## まとめと今後の検証の進め方について

69

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

1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
  - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
  - － 2. 案①の概要とケーススタディ
  - － 3. 案②の概要とケーススタディ
  - － 4. 電源差替等の反映（連携）
  
2. まとめと今後の進め方について

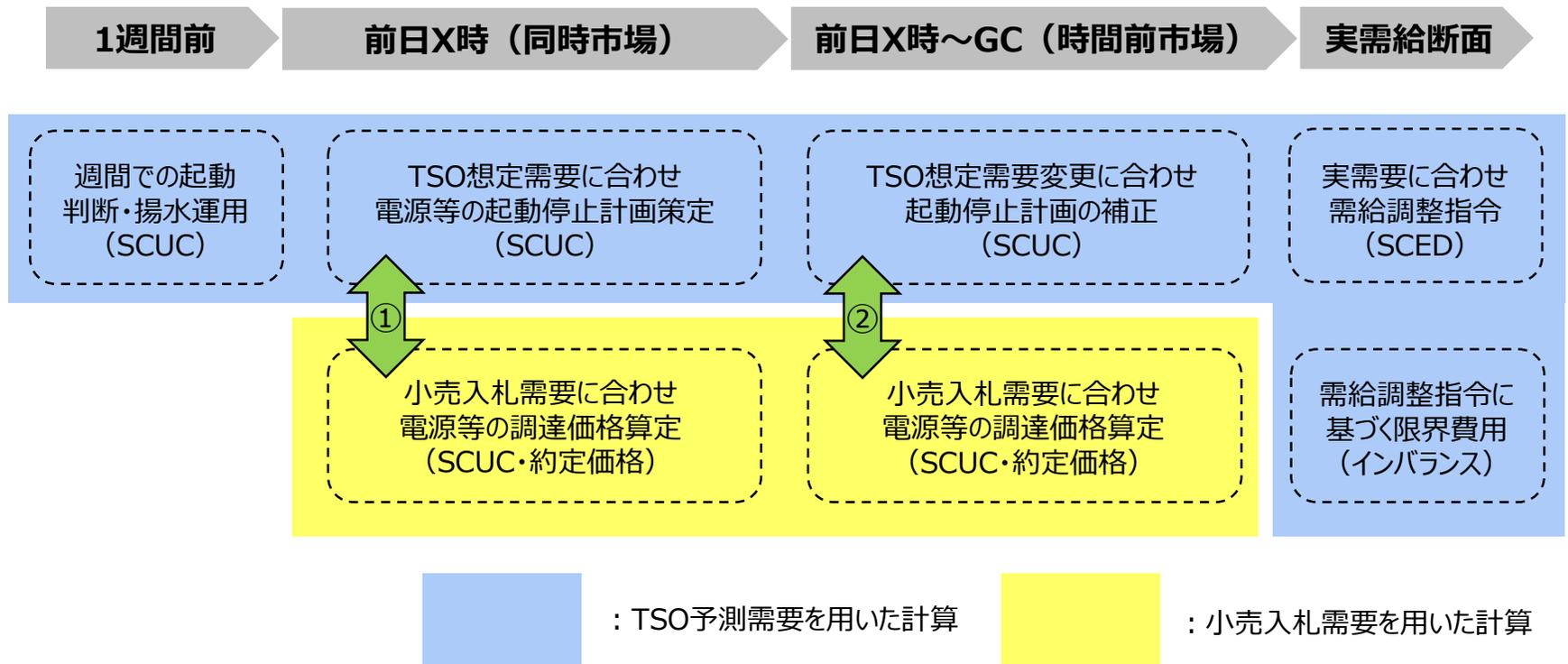
## 1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性

- － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
- － 2. 案①の概要とケーススタディ
- － 3. 案②の概要とケーススタディ
- － 4. 電源差替等の反映（連携）

## 2. まとめと今後の進め方について

- 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。



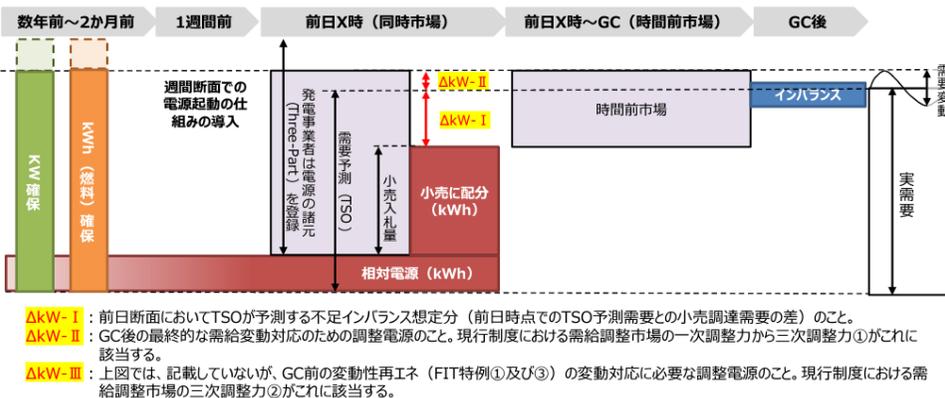
- 前述の議論をまとめると、「青色ロジック」と「黄色ロジック」の建付け（意味合い）としては以下の通りとなる。
  - 「青色ロジック」：安定供給のため、TSO想定需要に合わせて、実際の電源起動を決めるロジック
  - 「黄色ロジック」：市場取引のため、小売入札需要に合わせて、価格算定（市場約定価格）を行うロジック（また、上記の違いから、黄色ロジックでは価格弾力性のある需要を扱う必要が出てくる）
- この際、下記のような場合において、決定方法をどのように組み合わせるか（取り扱うか）が継続課題となっている。
  - 【TSO想定需要＞小売入札需要】
    - ✓ 安定供給のため、実際の電源起動はTSO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。

1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
  - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
  - － 2. 案①の概要とケーススタディ
  - － 3. 案②の概要とケーススタディ
  - － 4. 電源差替等の反映（連携）
2. まとめと今後の進め方について

- 過去の議論において、**青色ロジック**と**黄色ロジック**の相互関係性については、専ら「前日同時市場」における「kWh取扱」（前日段階でのTSO想定需要と小売入札需要との差分）のみに着目して検討を進めていた。
- この場合、各ロジックにおけるkWh取扱の有無（ $2 \times 2 = 4$ 通り）に応じて、以下のような論点提起をしていたところ。
  - 青色ロジック「kWhあり」、黄色ロジック「kWhなし」・・・TSO想定需要のために追加確保した領域（ $\Delta kW-I$ ）の取り扱い
  - 青色ロジック「kWhなし」、黄色ロジック「kWhあり」・・・実際に必要ない蓋然性が高い電源の物理的な取り扱い
  - 「kWhあり・あり」 or 「kWhなし・なし」・・・青色ロジックと黄色ロジックで取り扱いが一致しているので論点なし

## 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予測需要に合わせての電源起動が合理的**。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。



15

## $\Delta kW-I$ の取り扱い（論点）

### ① $\Delta kW-I$ の性質（kWhか、 $\Delta kW$ か）

- 仮に、kWhとして約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、同時市場における小売約定分と $\Delta kW-I$ のkWh単価は、別々に設定することが適切ではないか。
- 一方で、 $\Delta kW$ として約定処理する場合、小売約定分のkWh単価とは別に $\Delta kW$ 単価とkWh単価をそれぞれ設定することとなる。
- また、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすためのkWhとして出力されるとは限らないため、予約電源として、 **$\Delta kW-I$ は、 $\Delta kW$ として確保することとしてはどうか。**

56

出所) 第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）資料4-1より抜粋

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/062\\_04\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/062_04_01.pdf)

出所) 第3回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（2022年12月2日）資料5より抜粋

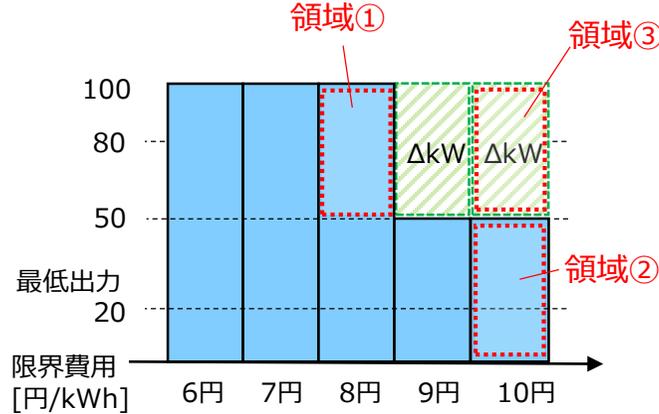
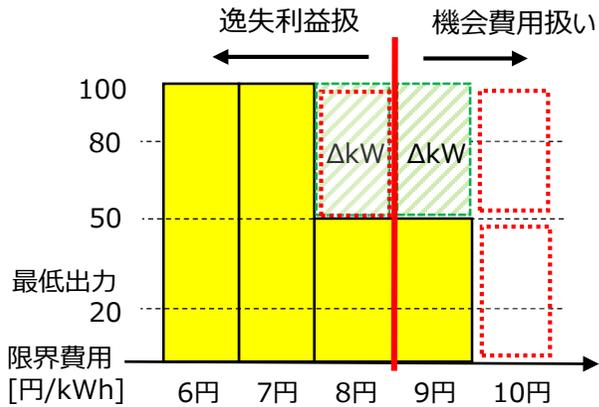
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/oroshi\\_jukyu\\_kento/pdf/003\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/003_05_00.pdf)

■ しかしながら、同時市場においてはkWhとΔkWの同時最適を行うことから、実際の各ロジックにおいてはkWh取扱とΔkW取扱両方が存在し、本来的にはΔkW取扱も含めた組合せ (3×3=9通り) について整理する必要がある。

【小売入札需要 : 300】

<

【TSO想定需要 : 400】



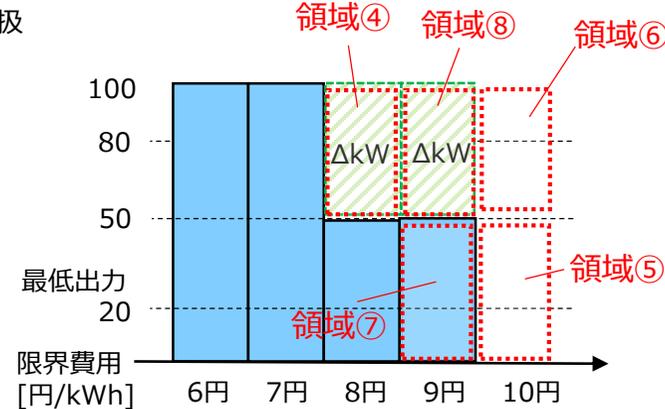
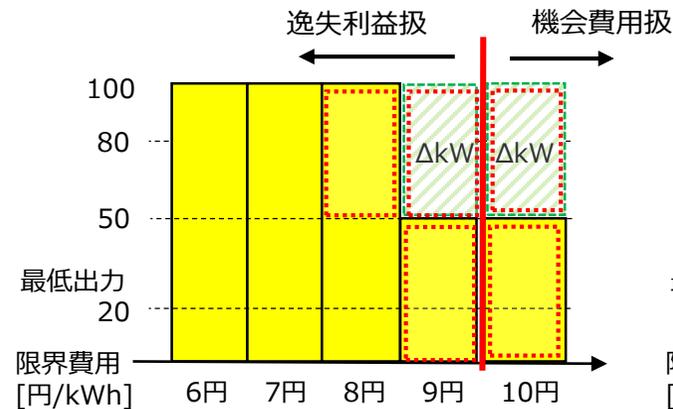
領域	黄色ロジック	青色ロジック
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

(=当初論点)

【小売入札需要 : 400】

>

【TSO想定需要 : 300】



領域	黄色ロジック	青色ロジック
④	kWh	ΔkW
⑤	kWh	なし
⑥	ΔkW	なし

(=当初論点)

領域	黄色ロジック	青色ロジック
⑦	kWh	kWh
⑧	ΔkW	ΔkW
⑨	なし	なし

計画通り

- 更には、実需要が小売入札需要に比べ上振れしたのか（不足インバランスが生じたのか）下振れしたのか（余剰インバランスが生じたのか）等によっても、調整力kWh市場における精算パターンは変わり得る。

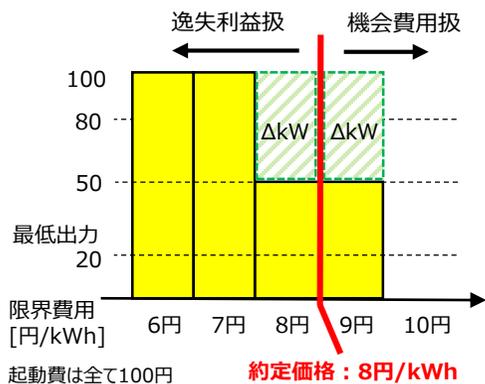
領域	黄色ロジック	青色ロジック	実需給（出力あり）	実需給（出力なし）
①	$\Delta$ kW確保	kWh確保		
②	確保なし	kWh確保		
③	確保なし	$\Delta$ kW確保		
④	kWh確保	$\Delta$ kW確保		
⑤	kWh確保	確保なし		
⑥	$\Delta$ kW確保	確保なし		
⑦	kWh確保	kWh確保		
⑧	$\Delta$ kW確保	$\Delta$ kW確保		
⑨	確保なし	確保なし		

- この点、シンプルに**黄色ロジック (SCUC①)**と**青色ロジック (SCUC②)**をそれぞれ独立して(並行で)計算し、**SCUC①**で価格算定とBG計画策定を、**SCUC②**で実際の電源起動・出力配分を行い、追加起動が必要な電源(10円電源)には起動のみ指示し、費用は事後精算とする方法(案①)が考えられる。
- この場合でも、10円電源の起動費・最低出力費用は事後的に補償される(取り漏れはない※)一方で、実際の $\Delta kW$ 価値が正しく評価されない点や、実際の電源態勢と発電計画が整合しない点が課題と考えられる。
- 上記を踏まえ、どのような対応があり得るか、次章以降において更なる深掘り検討を実施した。

※ 様々な状況における詳細なケーススタディは次頁以降を参照されたい。

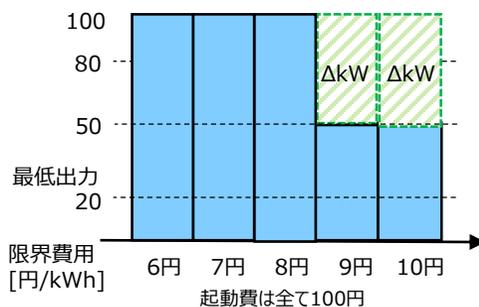
SCUC① (黄色ロジック) **【価格算定】**  
**【BG計画】**

小売入札需要 : 300  
調整力必要量 : 100



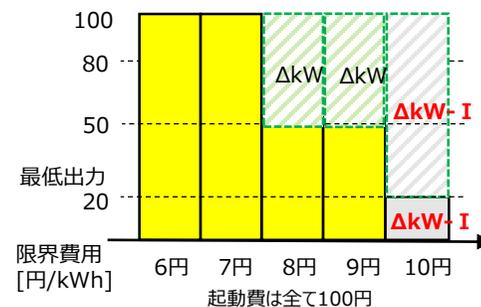
SCUC② (青色ロジック) **【電源起動・**  
**出力配分】**

TSO想定需要 : 400  
調整力必要量 : 100



実際の取り扱い (前日断面)

小売入札需要 : 300  
調整力確保量 : 100  
 **$\Delta kW - I$  は並列指示のみ**  
(費用は事後精算、計画上の取扱いが不明瞭)



各ロジックは独立して (並行で) 計算

- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要がTSO想定需要以上であった場合の金銭の流れは以下の通り。  
(実需給断面の出力配分 (SCED) は、GC時の電源態勢 (ここでは**青色ロジック**の電源起動) において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要がTSO想定需要と一致していたとしても**青色ロジック**結果とは一致しない)
- ここで、**青色ロジック**がTSO想定需要のために追加確保した領域② (あるいは領域①) については、起動済のため**インバランス料金**の差分決済対象となり、何らかし上げ収益が発生する (かつ、取漏れ時はupliftで回収できる)。

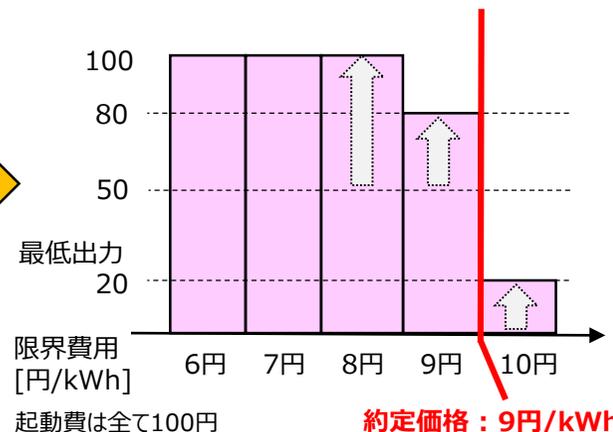
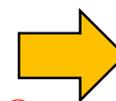
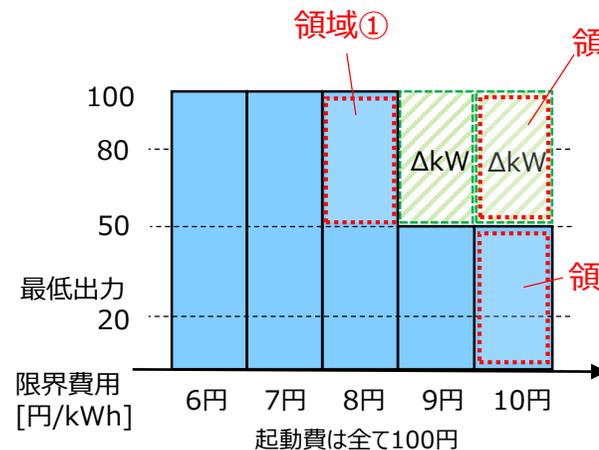
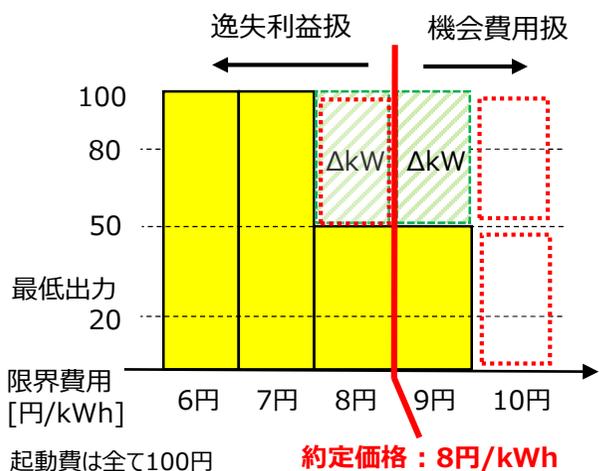
【小売入札需要 : 300】

<

【TSO想定需要 : 400】

【実需要 : 400】

・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	800	800	400	400	0
ΔkW収入	0	0	0*	0*	0
費用 (起動費込)	700	800	500	550	0
収支	+100	±0	▲100	▲150	±0

\* 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

領域	BG計画	TSO計画
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

(=当初論点)

インバランス kWh収入	0	0	450	270	180
追加費用 (起動費込)	0	0	400	270	300
収支	±0	±0	+50	±0	▲120
uplift (前日含め)	-	-	50	150	120

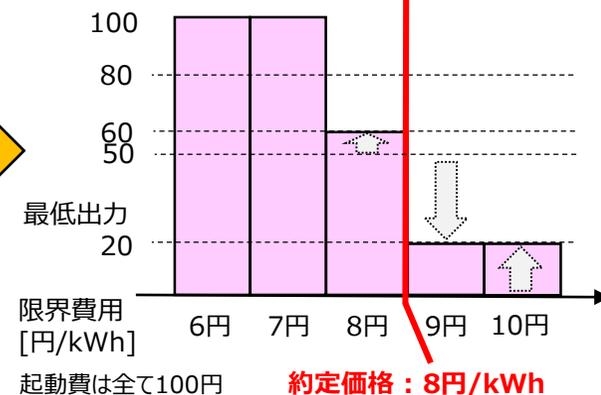
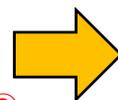
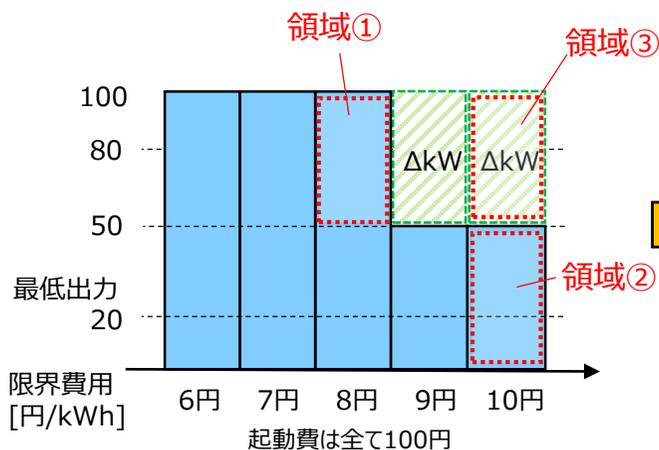
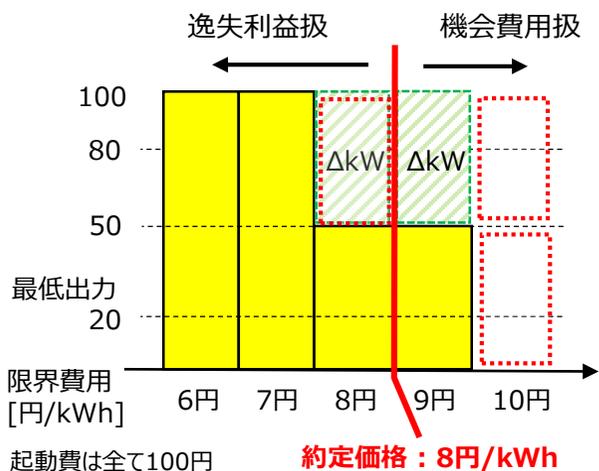
- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要がTSO想定需要未満であった場合のお金の流れは以下の通り。  
 (実需給断面の出力配分 (SCED) は、GC時の電源態勢 (ここでは**青色ロジック**の電源起動) において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要が小売入札需要と一致していたとしても黄色ロジック結果とは一致しない)
- ここで、**青色ロジック**がTSO想定需要のために追加確保した領域② (あるいは領域①) については、起動済のため**インバランス料金**の差分決済対象となり、何らかし上げ収益が発生する (かつ、取漏れ時はupliftで回収できる)。

【小売入札需要 : 300】



【TSO想定需要 : 400】

【実需要 : 300】 ・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	800	800	400	400	0
ΔkW収入	0	0	0*	0*	0
費用 (起動費込)	700	800	500	550	0
収支	+100	±0	▲100	▲150	±0

領域	BG計画	TSO計画
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

(=当初論点)

インバランス kWh収入	0	0	80	▲240	160
追加費用 (起動費込)	0	0	80	▲270	300
収支	±0	±0	±0	+30	▲140
uplift (前日含め)	-	-	100	120	140

\* 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要がTSO想定需要以下であった場合のお金の流れは以下の通り。  
 (青色ロジックにおいて起動されない電源を物理的に立ち上げるのは、総エネルギーコストの観点では非効率なため、ここでは青色ロジックの電源態勢とした場合の精算が不明瞭にならないかといった観点で確認を行った)
- ここで、黄色ロジックが小売入札需要に基づき精算した領域⑤ (あるいは領域④) については、インバランス料金の差分決済対象となり、何らかの下げ収益が発生する。

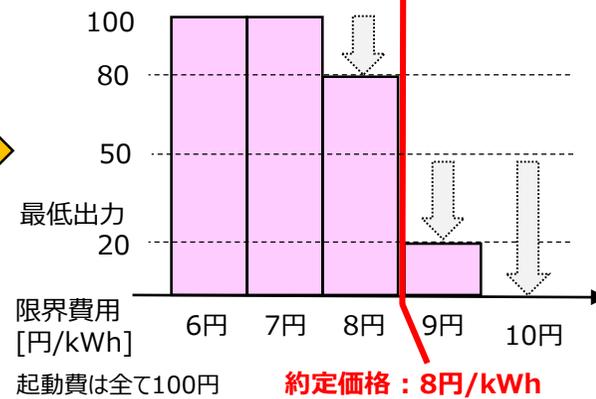
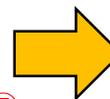
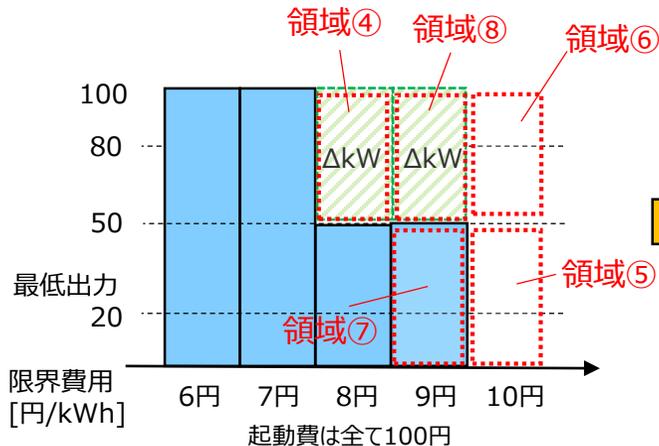
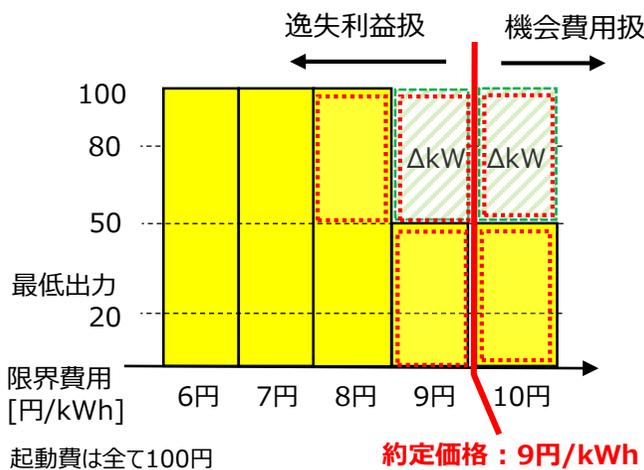
【小売入札需要 : 400】

>

【TSO想定需要 : 300】

【実需要 : 300】

・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	900	900	900	450	450
ΔkW収入	0	0	0	0*	0*
費用 (起動費込)	700	800	900	550	600
収支	+200	+100	±0	▲100	▲150

\* 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

領域	BG計画	TSO計画	
④	kWh	ΔkW	(=当初論点)
⑤	kWh	なし	
⑥	ΔkW	なし	} 計画通り
⑦	kWh	kWh	
⑧	ΔkW	ΔkW	

インバランス kWh収入	0	0	▲160	▲240	▲400
追加費用 (起動費込)	0	0	▲160	▲270	▲600
収支	±0	±0	±0	+30	+200
uplift (前日含め)	-	-	-	70	-

- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要がTSO想定需要より大きかった場合のお金の流れは以下の通り。  
(実需給断面の出力配分 (SCED) は、GC時の電源態勢 (ここでは青色ロジックの電源起動) において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要が小売入札需要と一致していたとしても黄色ロジック結果とは一致しない)
- ここで、黄色ロジックが小売入札需要に基づき精算した領域⑤については、インバランス料金の差分決済対象となり、何らか下げ収益が発生する。

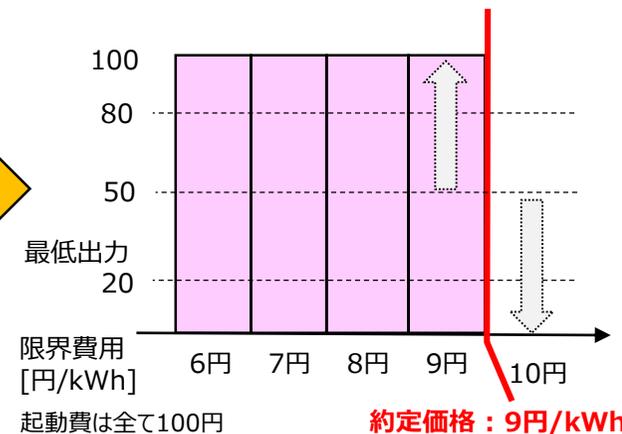
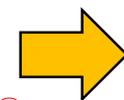
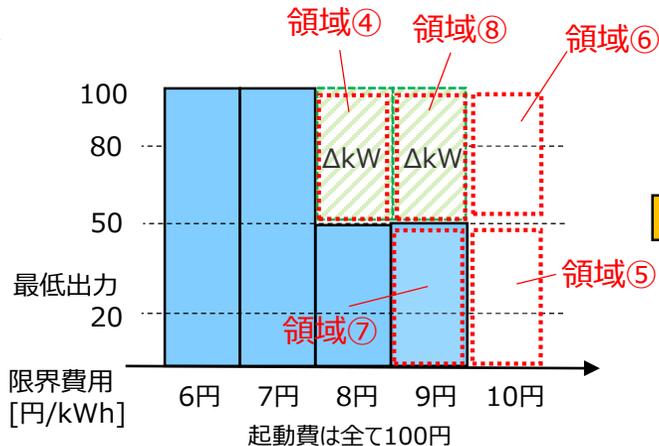
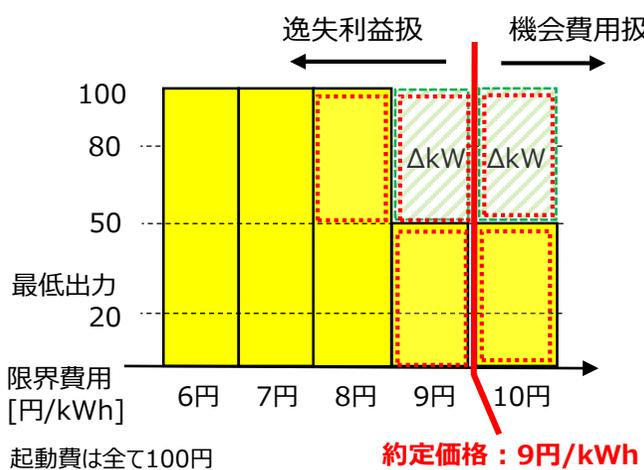
【小売入札需要 : 400】

>

【TSO想定需要 : 300】

【実需要 : 400】

・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	900	900	900	450	450
ΔkW収入	0	0	0	0*	0*
費用 (起動費込)	700	800	900	550	600
収支	+200	+100	±0	▲100	▲150

※ 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

領域	BG計画	TSO計画	
④	kWh	ΔkW	(=当初論点)
⑤	kWh	なし	
⑥	ΔkW	なし	} 計画通り
⑦	kWh	kWh	
⑧	ΔkW	ΔkW	

インバランス kWh収入	0	0	0	450	▲450
追加費用 (起動費込)	0	0	0	450	▲600
収支	±0	±0	±0	±0	+150
uplift (前日含め)	-	-	-	100	-

- TSO想定需要と小売入札需要が異なる場合の、全ての組合せ（9通り）について検討した結果は以下のとおり。
- いずれのパターンにおいても、**インバランス料金**の差分決済対象となり、何らかの上げ収益あるいは下げ収益が発生（かつ、取漏れ時はupliftで回収）し、不合理な金銭の流れとなる（事業者に損失が発生する）ことはなかった。

領域	黄色ロジック	青色ロジック	実需給（出力あり）	実需給（出力なし）
①	ΔkW確保	kWh確保	前日ΔkW精算 + 上げ調整精算	前日ΔkW精算 + （調整なし）
②	確保なし	kWh確保	（前日なし） + 上げ調整精算 ※起動費はupliftで精算	（前日なし） + （調整なし） ※起動費はupliftで精算
③	確保なし	ΔkW確保	（前日なし） + 上げ調整精算	（前日なし） + （調整なし）
④	kWh確保	ΔkW確保	前日kWh精算 + （調整なし）	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑤	kWh確保	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑥	ΔkW確保	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	前日ΔkW精算 + （調整なし）
⑦	kWh確保	kWh確保	前日kWh精算（調整なし）	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑧	ΔkW確保	ΔkW確保	前日ΔkW精算 + 上げ精算調整	前日ΔkW精算 + （調整なし）
⑨	確保なし	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	未稼働電源

- 前述の課題（ $\Delta kW$ 価値が正しく評価されない、電源態勢と発電計画が整合しない）を踏まえると、本質的には「同時市場の約定結果の通知をもって、BG計画を組めるようにする」ことが重要だと考えられる。
- 上記の考え方を踏まえると、青黄ロジックの運用・精算としては、例えば下記2案が考えられるのではないか。

案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案

案②：黄色ロジック（SCUC①）と青色ロジック（SCUC②）をそれぞれ独立して（並行で）計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案

- 次章で、各案それぞれについて、「TSO想定需要 > 小売入札需要」・「小売入札需要 > TSO想定需要」時の処理、また系統混雑が発生した時の処理など様々なケーススタディを行い、各案の特徴や得失などを整理する。

1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
  - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
  - － 2. 案①の概要とケーススタディ
  - － 3. 案②の概要とケーススタディ
  - － 4. 電源差替等の反映（連携）
2. まとめと今後の進め方について

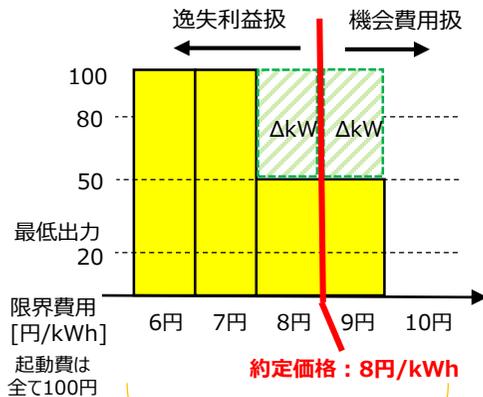
■ 案①のSCUCロジックの概要については以下のとおり。

案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案

■ 本ケース（TSO想定需要 > 小売入札需要）では、 $\Delta kW$ を含めTSO想定需要に基づき安定供給に必要な量は確保されており、かつ、同時市場の約定結果の通知をもってBG計画を組めるようにする点は満足しているといえる。（追加確保領域である $\Delta kW - I$ と調整力である $\Delta kW$ をどのように区別し、約定・精算するかは別途整理を要する⇒詳細は次頁）

## SCUC①（黄色ロジック）

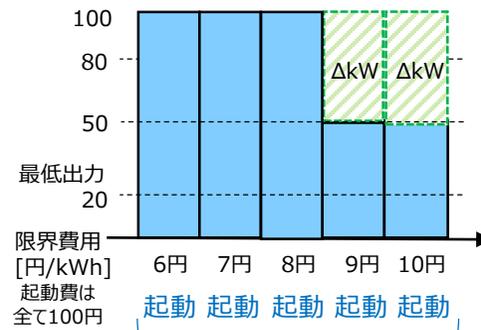
小売入札需要：300（弾力性有）  
調整力必要量：100



価格弾力性のある需要札を取り扱い小売需要量を確定（固定）させる

## SCUC②（青色ロジック）

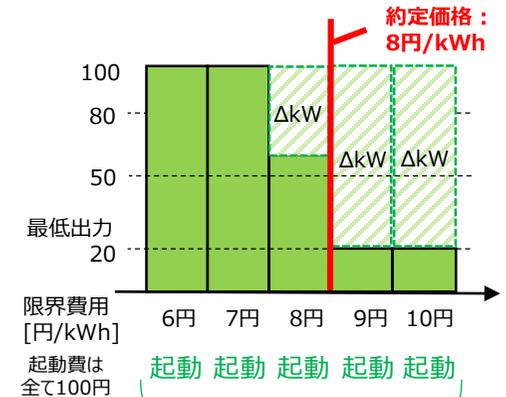
TSO想定需要：400  
調整力必要量：100



TSO需要予測に基づく電源態勢

## SCUC③（緑色ロジック）【価格算定】

小売入札需要：300 【BG計画】  
調整力確保量：100+a 【電源起動・出力配分】  
( $\Delta kW$ の区別は別途整理)

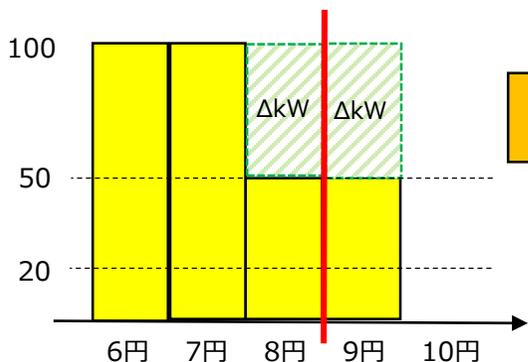


電源態勢を固定して小売需要量（固定）で改めて算定

■ **緑色ロジック (SCUC③)** の処理としては、**青色ロジック (SCUC②)** の電源起動 (態勢) を前提とした上で、「小売入札需要」「 $\Delta kW$ 必要量」に基づく**緑色ロジック**を回す ( $\Delta kW$ - I については差分を事後で割り当て) 方法 (SCUC③-1)、ならびに「小売入札需要」「 $\Delta kW$ 必要量」「 $\Delta kW$ - I の量 (SCUC①とSCUC②の結果から算定)」に基づく**緑色ロジック**を回す方法 (SCUC③-2) が考えられ、本案を深掘りする際には別途整理を要する。

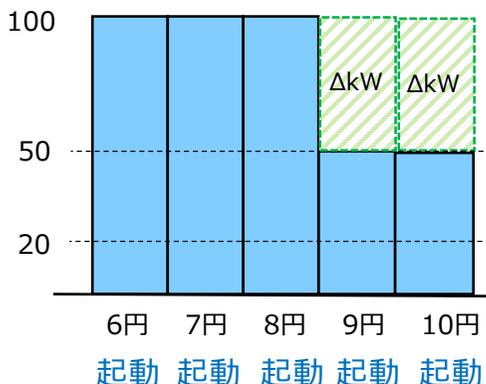
【SCUC①】

小売入札需要 : 300 (弾力性有)  
 $\Delta kW$ 必要量 : 100



【SCUC②】

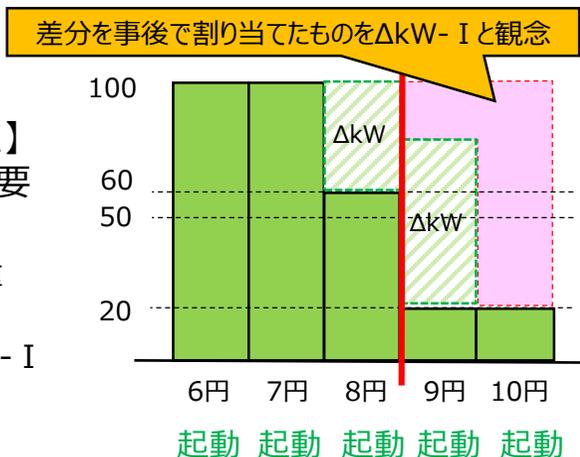
TSO想定需要 : 400  
 $\Delta kW$ 必要量 : 100



TSO需要予測に基づく電源態勢

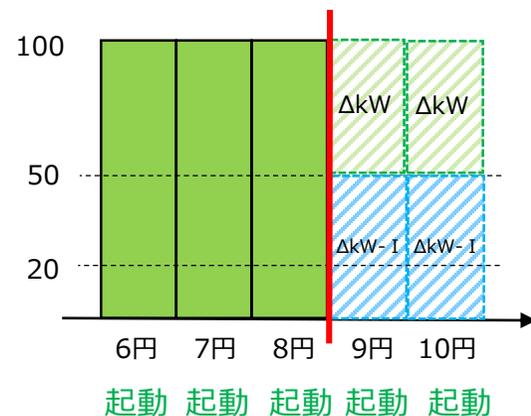
【SCUC③-1】

小売入札需要 : 300  
 $\Delta kW$ 必要量 : 100  
 (差分を $\Delta kW$ - I と事後認識)



【SCUC③-2】

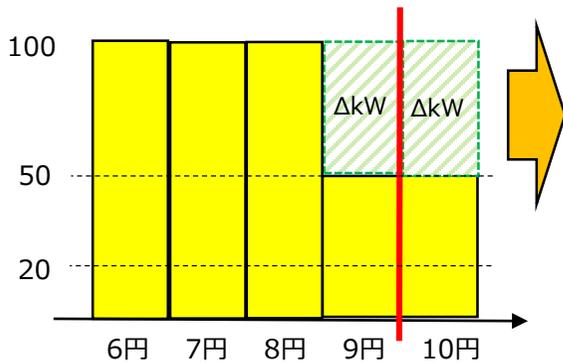
小売入札需要 : 300  
 $\Delta kW$ 必要量 : 100  
 $\Delta kW$ - I の量 : 100  
 (=400-300)



- 続いて、「小売入札需要（400） > TSO想定需要（300）」となる場合のケーススタディは以下の通り。
- この時、SCUC③の処理として、青色ロジック（SCUC②）の電源起動（態勢）を前提とした上で、緑色ロジックを回す方法（SCUC③-1）だと起動台数が足りず解が収束しないこととなる。
- 一方で、過去の議論では、こういった場合に市場での売り切れを回避する観点から、小売入札需要に合わせて約定させることが適切としたため、ロジックとしてはSCUC①とSCUC②を比較し小売入札需要の方が大きい場合はルールベース（条件式）としてSCUC①を再計算する方法（SCUC③-3）が考えられる。

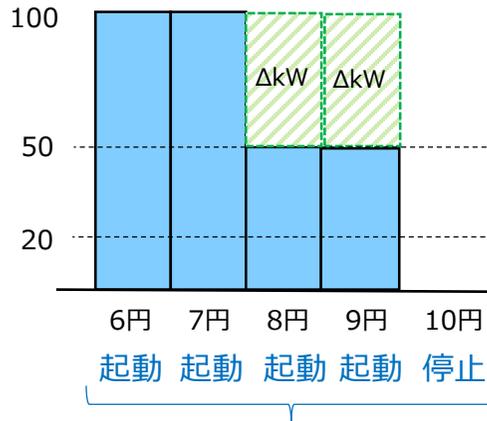
【SCUC①】

小売入札需要：400（弾力性有）  
ΔkW必要量：100



【SCUC②】

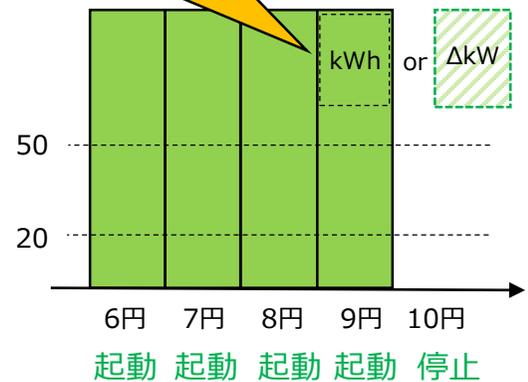
TSO想定需要：300  
ΔkW必要量：100



TSO需要予測に基づく電源態勢

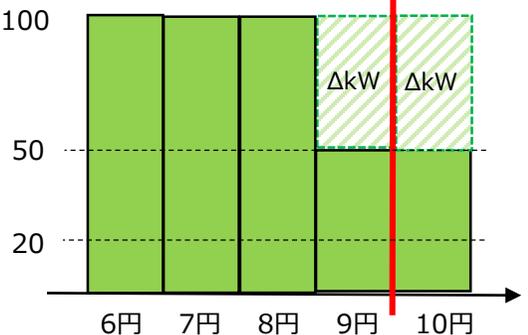
【SCUC③-1】

小売入札需要：400  
ΔkW必要量：100



【SCUC③-3】

小売入札需要：400  
ΔkW必要量：100  
(SCUC①の再計算に該当)

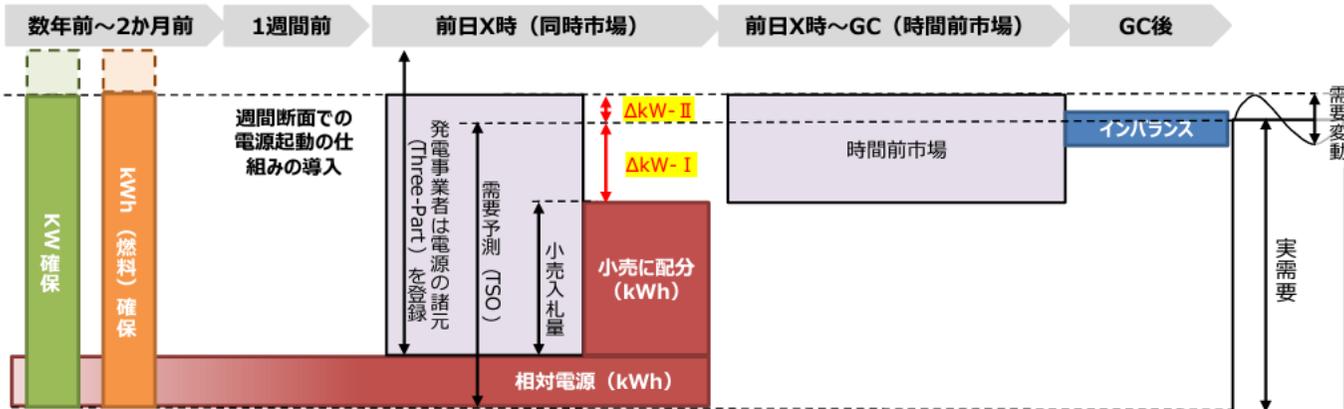


同時最適できない

- 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想定需要に合わせた電源起動が合理的」である一方で、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」と整理されている。

### 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予測需要に合わせての電源起動が合理的**。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。

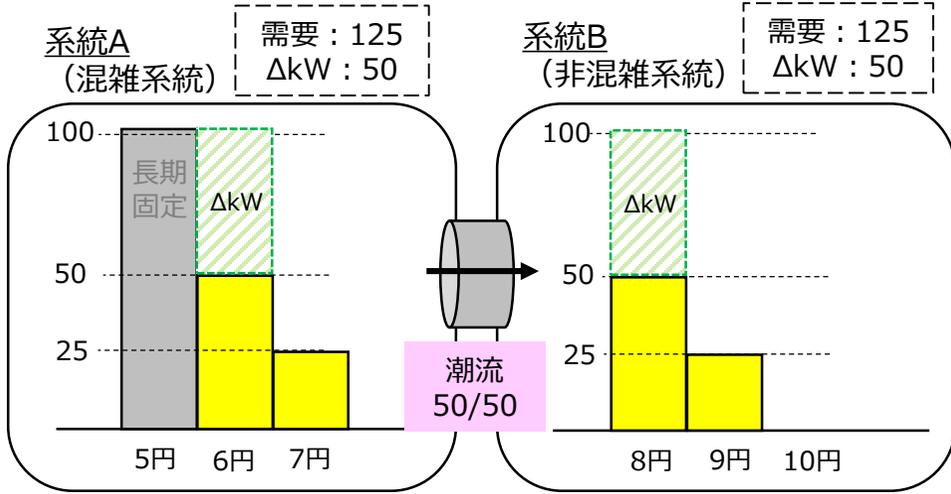
**ΔkW-II** : GC後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに該当する。

**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。

■ 一方、前述のルールベースにおいて、地内混雑が発生した場合、本ケース※では、TSO想定需要 > 小売入札需要のため、SCUC②で電源態勢確定も、SCUC③-1を計算すると解が収束しない可能性が考えられる。

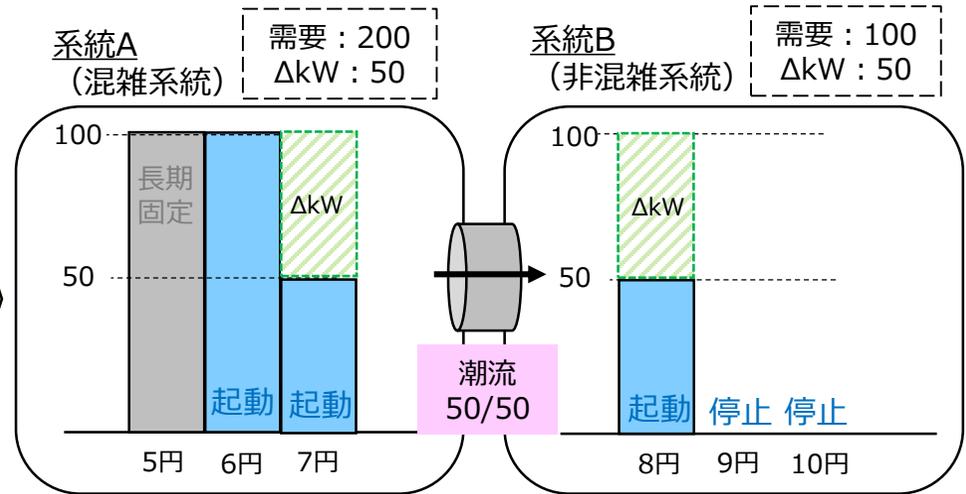
※ 実際にはSCUC①②で混雑箇所そのものが異なり、混雑・非混雑毎の大小判別が困難と考えられるため、エリア全体の大小関係で判別したケースを例示。

【SCUC①:小売入札需要250】



<

【SCUC②:TSO想定需要300】



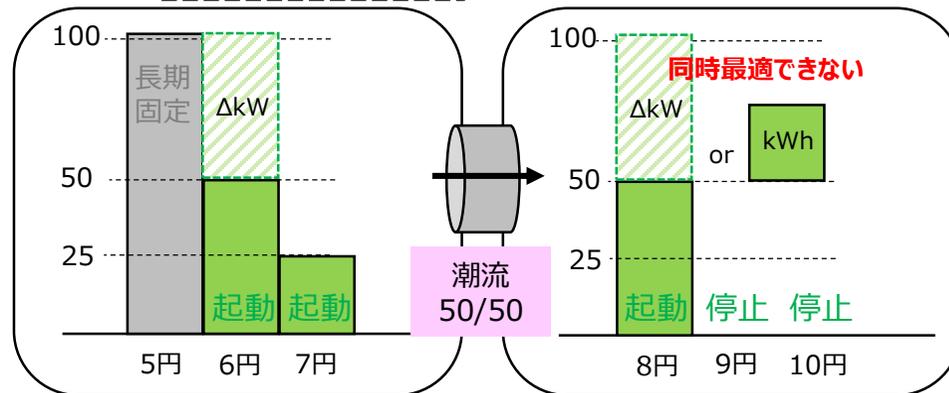
系統A (混雑系統)

需要:125,ΔkW:50

系統B (非混雑系統)

需要:125,ΔkW:50

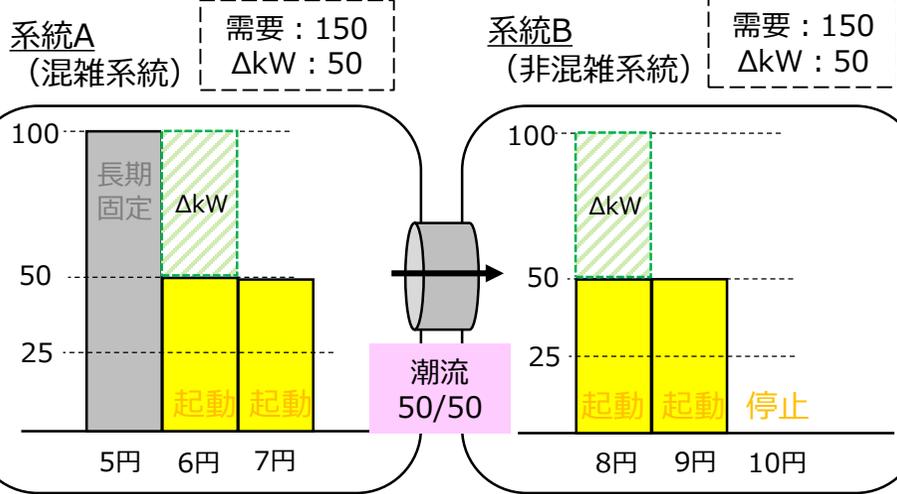
【SCUC③-1:  
小売入札  
需要250】



■ また、こちらのケース※においては、小売入札需要 > TSO想定需要のため、SCUC③-3で電源態勢確定も、実需給断面でSCED計算すると、下げ代不足で解が収束しない可能性が考えられる。

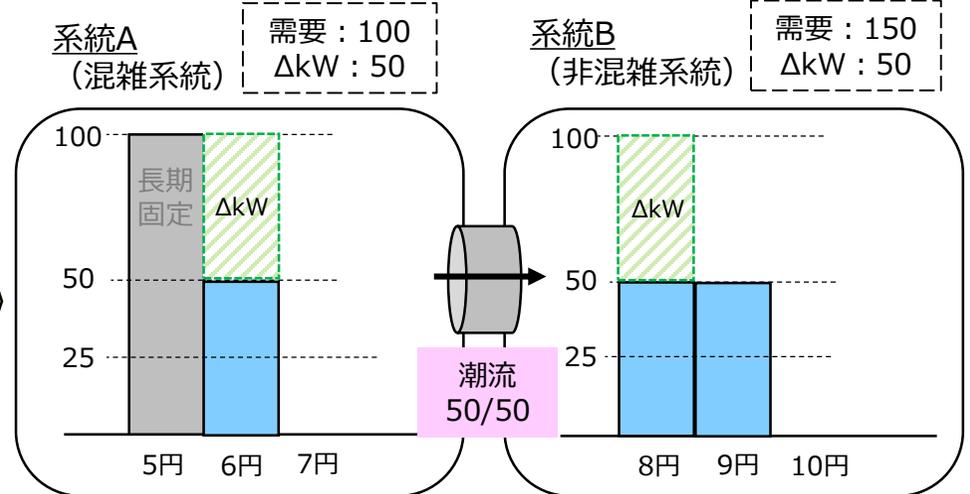
※ 実際にはSCUC①②で混雑箇所そのものが異なり、混雑・非混雑毎の大小判別が困難と考えられるため、エリア全体の大小関係で判別したケースを例示。

【SCUC①:小売入札需要300】



>

【SCUC②:TSO想定需要250】



系統A (混雑系統)

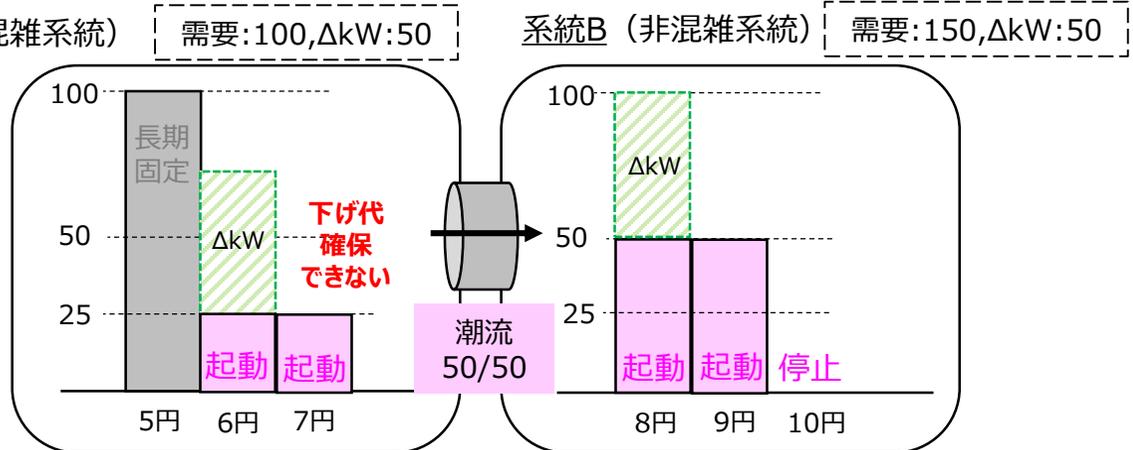
需要:100,ΔkW:50

系統B (非混雑系統)

需要:150,ΔkW:50

【SCUC③-3: 小売入札需要300】  
 ※SCUC①と同じ

【実需給 SCED: TSO想定需要250】



- 案①のSCUCロジックは、**黄色ロジック（SCUC①）**と**青色ロジック（SCUC②）**を計算し、その結果の大小によりルールベース（条件式）で、**緑色ロジック（SCUC③）**の処理を変えるものとなるため、系統混雑が発生した時の処理について以下のような新たな課題が発生することが分かった。

**【新たな課題①（混雑発生＋「TSO想定需要＞小売入札需要」の処理）】**

- 前述の課題については、**SCUC③**の使い分け（条件式）において、TSO想定需要と小売入札需要の大小関係で判別しているものの、以前の技術検証でもお示したように、精々エリア単位での判別しか出来ないことにより、エリア全体の大小関係と混雑・非混雑系統毎の大小関係が逆転することによって生じている。  
（実際には前述のケース以上に複雑で、**SCUC①**と**SCUC②**で混雑箇所そのものが異なることが想定される）

**【新たな課題②（混雑発生＋「小売入札需要＞TSO想定需要」の処理）】**

- 本ケースは、実際に系統余剰（下げ代不足）となる際には電源停止が必要であり、「小売入札需要＞TSO想定需要」時は**SCUC③-3**（実質的に小売需要のSCUC①で電源態勢を決める）とするルールベースとのバッティングをどうするか（更に追加のルールベースが必要か）という課題と考えられる。
- 上記については、更に複雑なルールベースを組み合わせる方法も考えられるものの、ルールベース（条件式）追加は解の収束性悪化に繋がる、また他にも様々な課題断面が顕在化し、都度ルールベースの考案・検証を要するため、本案を深掘りする際には技術検証においてしっかり精査することが必要となる。（また上記課題をシンプルに考えると、安定供給の観点から、結局はTSO想定需要に基づいた電源起動・停止を阻害すべきでないという結論になりうる）
- また、案①は、**黄色ロジック（SCUC①）**・**青色ロジック（SCUC②）**と**緑色ロジック（SCUC③）**で逐次処理（シリアル処理）となり、計算時間長期化も懸念されるため、この点も技術検証において精査することが必要。

## 1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性

- － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
- － 2. 案①の概要とケーススタディ
- － 3. 案②の概要とケーススタディ
- － 4. 電源差替等の反映（連携）

## 2. まとめと今後の進め方について

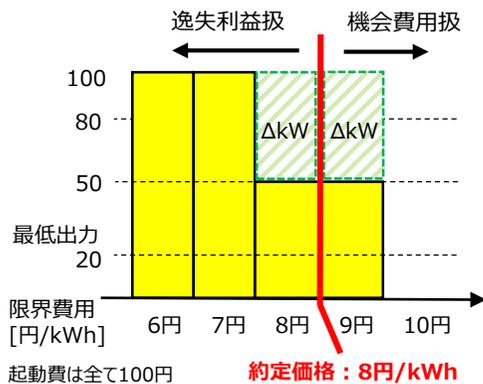
■ 案②のSCUCロジックの概要については以下のとおり。

案②：黄色ロジック (SCUC①) と青色ロジック (SCUC②) をそれぞれ独立して (並行で) 計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$  (+時は買い、-時は売り) と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案

■ こちらの案であっても、同時市場の約定結果の通知をもってBG計画を組めるようにする (実際の電源態勢と発電計画が整合する) 点は満足しているといえる。

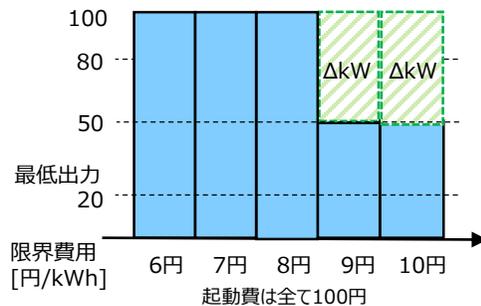
## SCUC① (黄色ロジック) 【価格算定】

小売入札需要：300 (弾力性有)  
調整力必要量：100



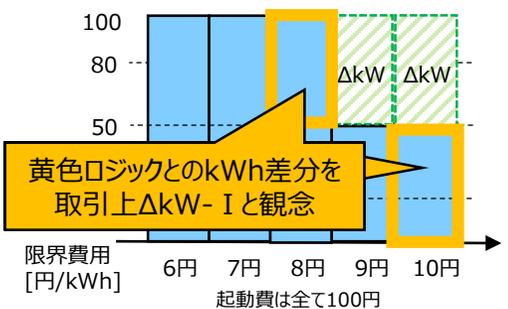
## SCUC② (青色ロジック) 【電源起動・出力配分】

TSO想定需要：400 【BG計画】  
調整力必要量：100



## 実際の取り扱い (前日断面)

小売入札需要：300  
調整力確保量：100  
差分を $\Delta kW-I$ として確保  
(kWhとして取り扱い、費用は差分精算)



各ロジックは独立して (並行で) 計算

- 一方、前述の処理方法は $\Delta kW-I$ をkWhとして取り扱っていることに他ならず（ $\Delta kW$ として取り扱った場合に比べ）TSO負担が極端に増加しないかの懸念、ならびに実際に発電・需要を有しないTSOが前日同時市場で売買したkWhがどうなるのか（適切に処理できるのか）について、整理を要すると考えられる。
- そのため、次章では上記処理方法を取った場合に、前日以降～実需給（インバランス精算）まで含め、どのような電気とお金の流れになるのか検証（確認）を行った。

## $\Delta kW-I$ の取り扱い（論点）

### ① $\Delta kW-I$ の性質（kWhか、 $\Delta kW$ か）

- 仮に、kWhとして約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、同時市場における小売約定分と $\Delta kW-I$ のkWh単価は、別々に設定することが適切ではないか。
- 一方で、 $\Delta kW$ として約定処理する場合、小売約定分のkWh単価とは別に $\Delta kW$ 単価とkWh単価をそれぞれ設定することとなる。
- また、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすためのkWhとして出力されるとは限らないため、予約電源として、 **$\Delta kW-I$ は、 $\Delta kW$ として確保**することとしてはどうか。

- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要がTSO想定需要と同じであった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を購入したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を売り入札（反対売買により相殺）する形となり、本ケースにおいては不足インバランス充当に活用される。
- 上記、前日～実需給の取引により、TSO収支はプラスとなり、これは $\Delta kW-I$ 確保費用について前日予測を外した小売がインバランスという形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。

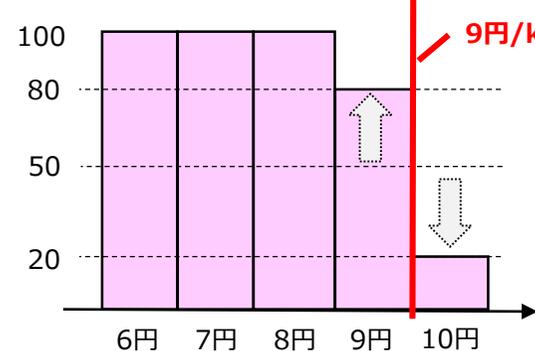
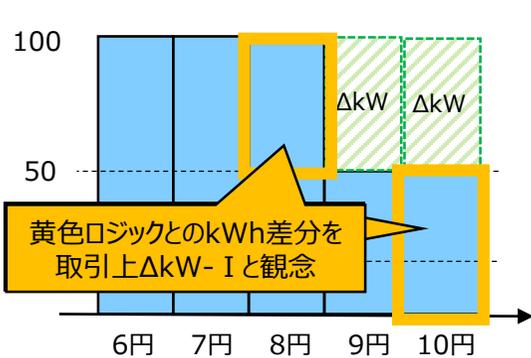
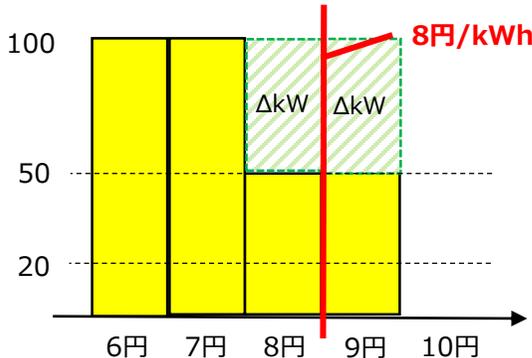
【小売入札需要：300】

<

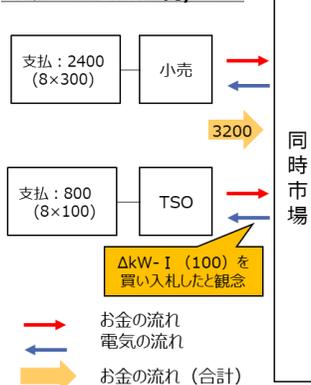
【TSO想定需要：400】

【実需要：400】

・実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保

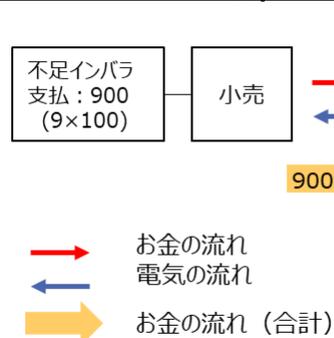


エリアkWh価格: 8円/kWh



6円 電源	燃料費：600(6×100) kWh収入：800(8×100) 収支：200
7円 電源	燃料費：700(7×100) kWh収入：800(8×100) 収支：100
8円 電源	燃料費：800(8×100) kWh収入：800(8×100) 収支：±0
9円 電源	燃料費：450(9×50) kWh収入：400(8×50) 収支：▲50
10円 電源	燃料費：500(10×50) kWh収入：400(8×50) 収支：▲100

インバランス価格: 9円/kWh



9円 電源	燃料費：270(9×30) kWh収入：270(9×30) 収支：±0
10円 電源	燃料費：▲300(10×30) kWh収入：▲270(9×30) 収支：30
調整力 kWh市場	燃料費：0(0×100) kWh収入：900(9×100) 収支：900

前日購入した  $\Delta kW-I$  を売り入札

TSO収支は+100

→ お金の流れ  
← 電気の流れ  
→ お金の流れ (合計)

→ お金の流れ  
← 電気の流れ  
→ お金の流れ (合計)

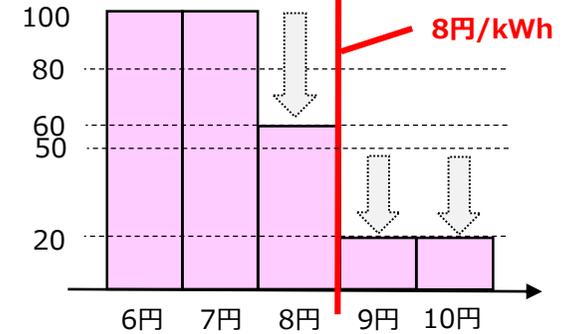
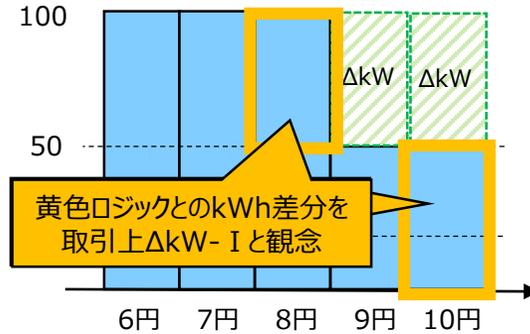
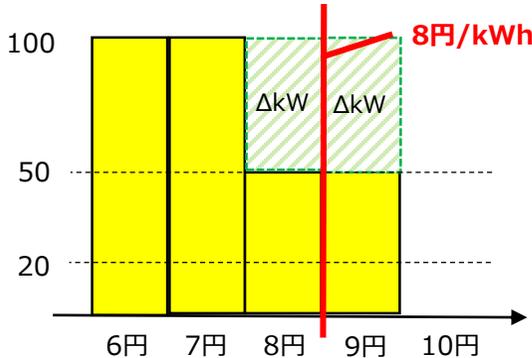
- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要が小売入札需要と同じであった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を購入したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を売り入札（反対売買により相殺）する形となり、本ケースにおいては発電機の下げ調整に活用される。
- 上記、前日～実需給の取引により、TSO収支は $\pm 0$ またはマイナス※となり、これは $\Delta kW-I$ 確保費用について前日予測を外したTSOが収支相殺の形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。

※ 本ケースにおいて、実需要が更に小さくなり、前日市場価格>インバランス価格となると、TSO収支がマイナスになるケースが発生しうる。

【小売入札需要：300】

【TSO想定需要：400】

【実需要：300】  
\*実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保



エリアkWh価格:8円/kWh

支払：2400 (8×300) 小売

支払：800 (8×100) TSO

$\Delta kW-I$  (100) を  
買い入札したと観念

→ お金の流れ  
← 電気の流れ  
→ お金の流れ (合計)

電源	燃料費	kWh収入	収支
6円 電源	600(6×100)	800(8×100)	収支：200
7円 電源	700(7×100)	800(8×100)	収支：100
8円 電源	800(8×100)	800(8×100)	収支：±0
9円 電源	450(9×50)	400(8×50)	収支：▲50
10円 電源	500(10×50)	400(8×50)	収支：▲100

インバランス価格:8円/kWh

インバランし  
収支：±0 (9×0) 小売

→ お金の流れ  
← 電気の流れ  
→ お金の流れ (合計)

電源	燃料費	kWh収入	収支
8円 電源	▲320(8×40)	▲320(8×40)	収支：±0
9円 電源	▲270(9×30)	▲240(8×30)	収支：30
10円 電源	▲300(10×30)	▲240(8×30)	収支：60
TSO	0(0×100)	800(8×100)	収支：800

前日購入した  
 $\Delta kW-I$ を売り入札

TSO収支は±0

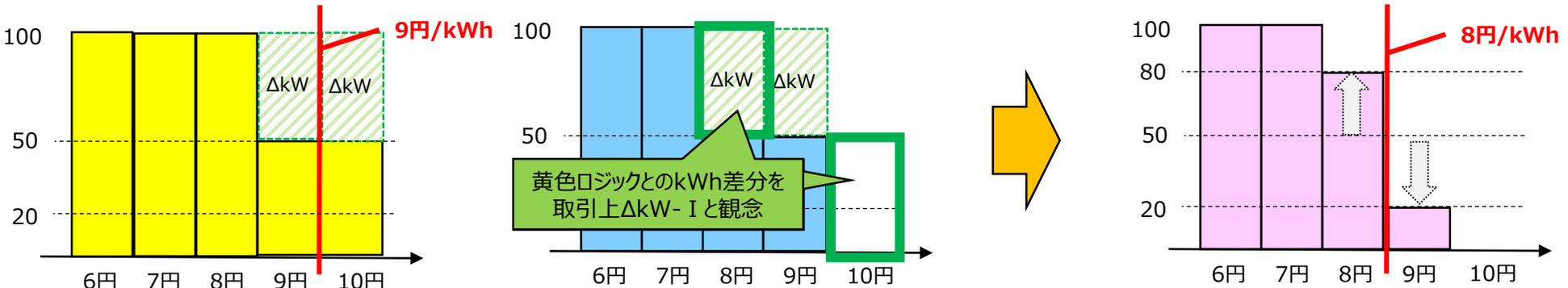
- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要がTSO想定需要と同じであった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を売電したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を買い入札 (反対売買により相殺) する形となり、本ケースにおいては余剰インバランス吸収に活用される。
- 上記、前日～実需給の取引により、TSO収支はプラスとなり、これは $\Delta kW-I$  確保費用について前日予測を外した小売がインバランスという形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。

【小売入札需要：400】

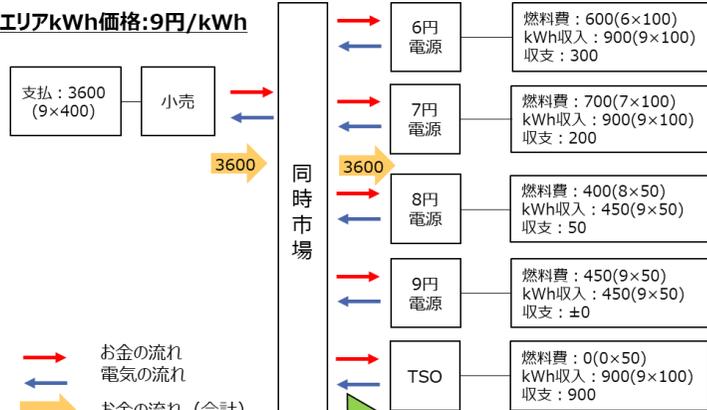
>

【TSO想定需要：300】

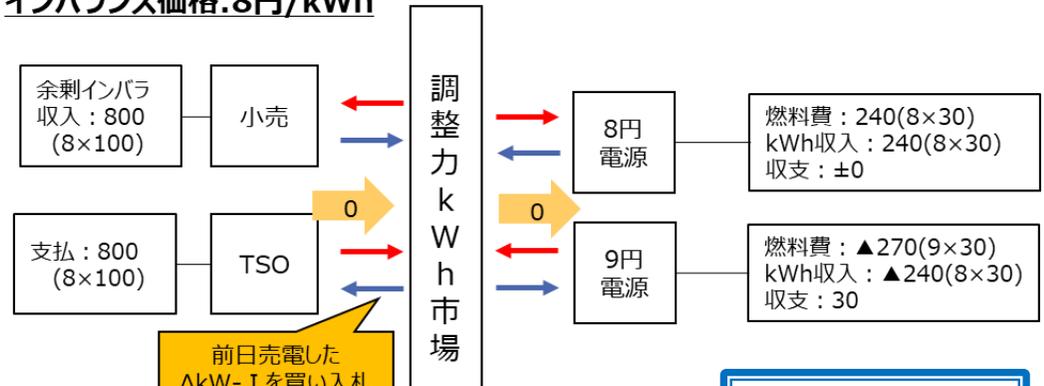
【実需要：300】 ・実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保



エリアkWh価格: 9円/kWh



インバランス価格: 8円/kWh



TSO収支は+100

- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要が小売入札需要と同じであった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を売電したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を買い入札 (反対売買により相殺) する形となり、本ケースにおいては発電機の上げ調整に活用される。
- 上記、前日～実需給の取引により、TSO収支は $\pm 0$ またはマイナス※となり、これは $\Delta kW-I$ 確保費用について前日予測を外したTSOが収支相殺の形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。

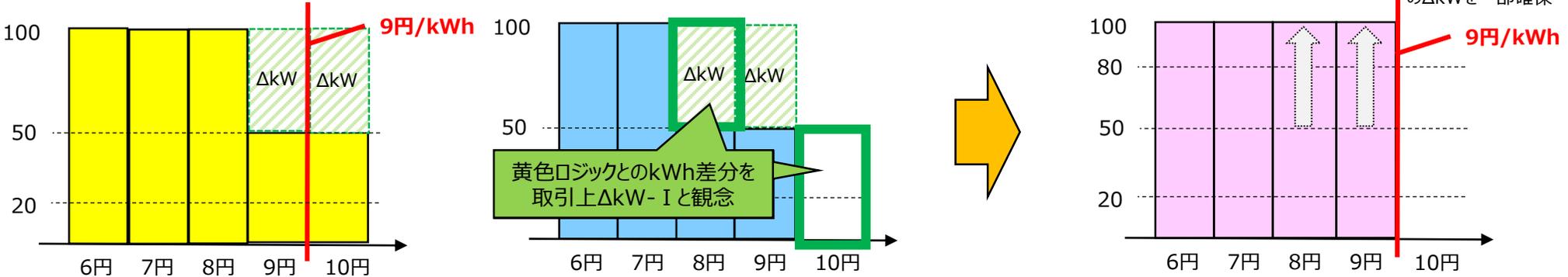
※ 本ケースにおいて、実需要が更に大きくなり、前日市場価格 < インバランス価格となると、TSO収支がマイナスになるケースが発生しうる。

【小売入札需要 : 400】

> 【TSO想定需要 : 300】

【実需要 : 400】

・実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保



エリアkWh価格: 9円/kWh

支払: 3600 (9×400)

小売

3600

同時市場

6円 電源

7円 電源

8円 電源

9円 電源

TSO

6円 電源	燃料費: 600(6×100) kWh収入: 900(9×100) 収支: 300
7円 電源	燃料費: 700(7×100) kWh収入: 900(9×100) 収支: 200
8円 電源	燃料費: 400(8×50) kWh収入: 450(9×50) 収支: 50
9円 電源	燃料費: 450(9×50) kWh収入: 450(9×50) 収支: ±0
TSO	燃料費: 0(0×50) kWh収入: 900(9×100) 収支: 900

→ お金の流れ  
← 電気の流れ  
→ お金の流れ (合計)

ΔkW-Iを売り入札したと観念 (I-100の買いI=100の売り)

インバランス価格: 9円/kWh

インバラなし 収支: ±0 (9×0)

小売

900

TSO

支払: 900 (9×100)

調整力 kWh市場

8円 電源

9円 電源

前日売電した ΔkW-Iを買い入札

調整力 kWh市場

8円 電源

900

9円 電源

8円 電源

9円 電源

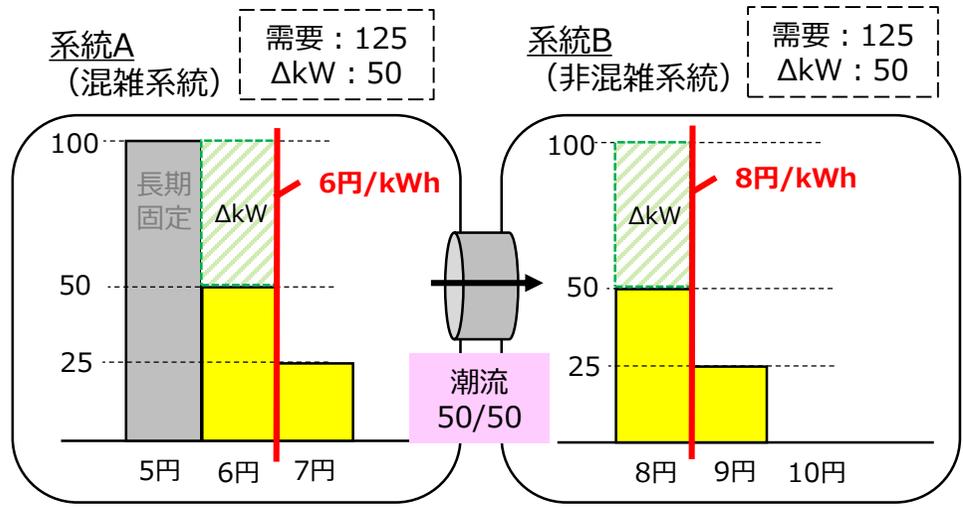
燃料費: 400(8×50)  
kWh収入: 450(9×50)  
収支: 50

燃料費: 450(9×50)  
kWh収入: 450(9×50)  
収支: ±0

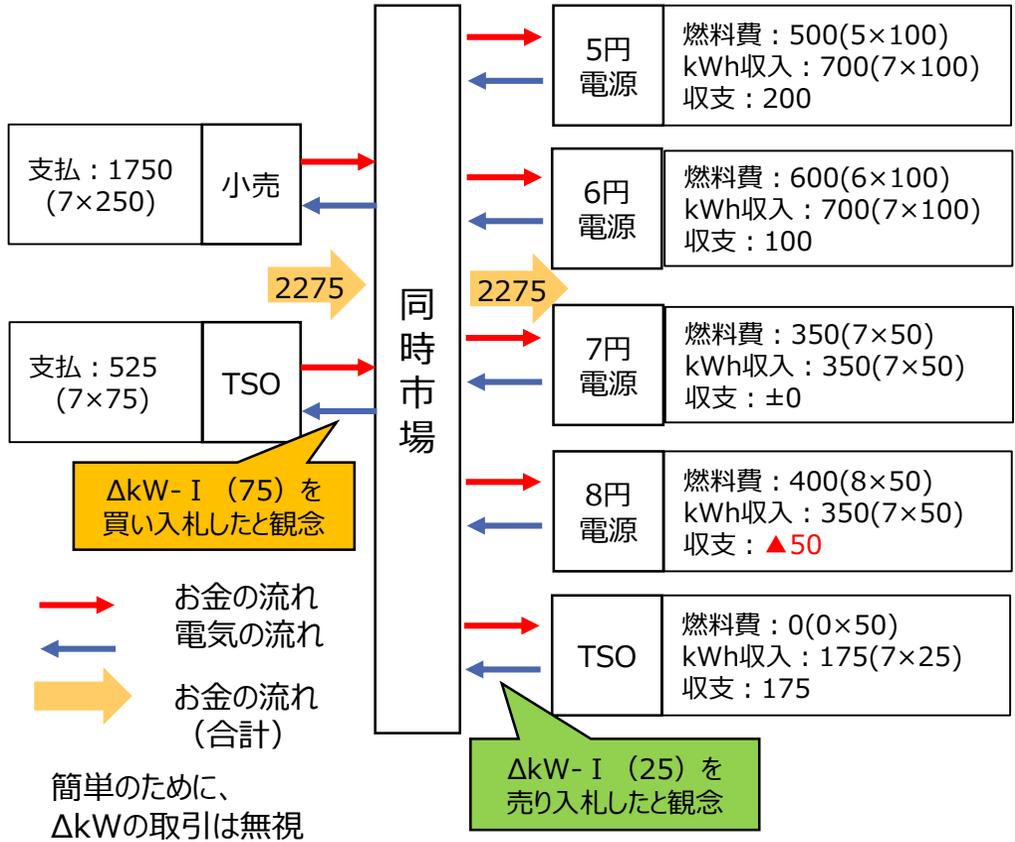
TSO収支は±0

■ 案①で課題となった混雑発生時も、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$  (+時は買い、-時は売り)と観念して、青色ロジック結果で市場取引を行えば、約定・精算ならびにBGの同時同量計画は一致する。

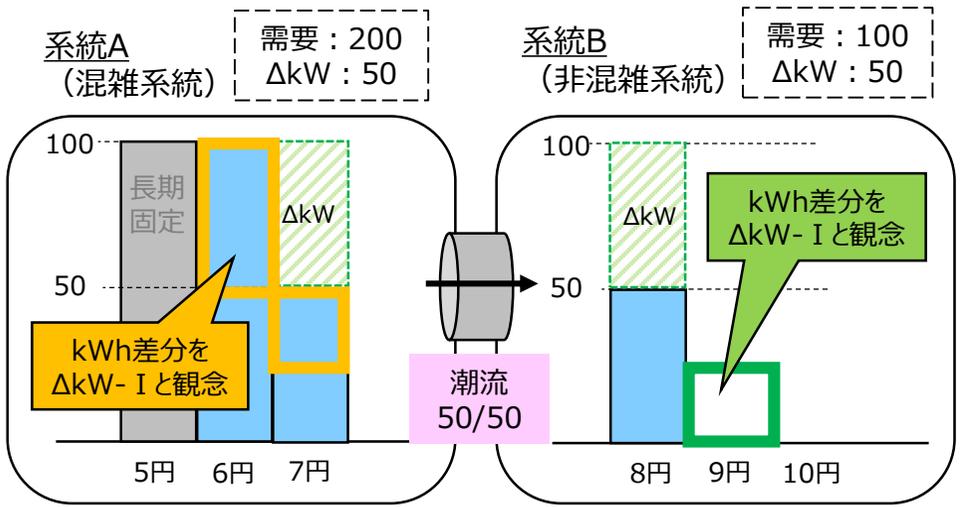
【SCUC①:小売入札需要250】



エリアkWh価格: 7円/kWh  
 $((6 \times 125 + 8 \times 125) / 250)$

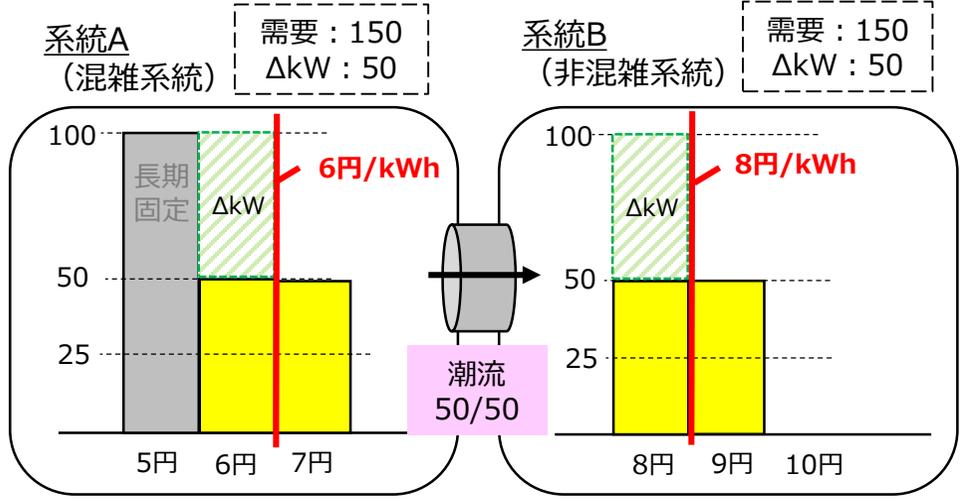


【SCUC②:TSO想定需要300】

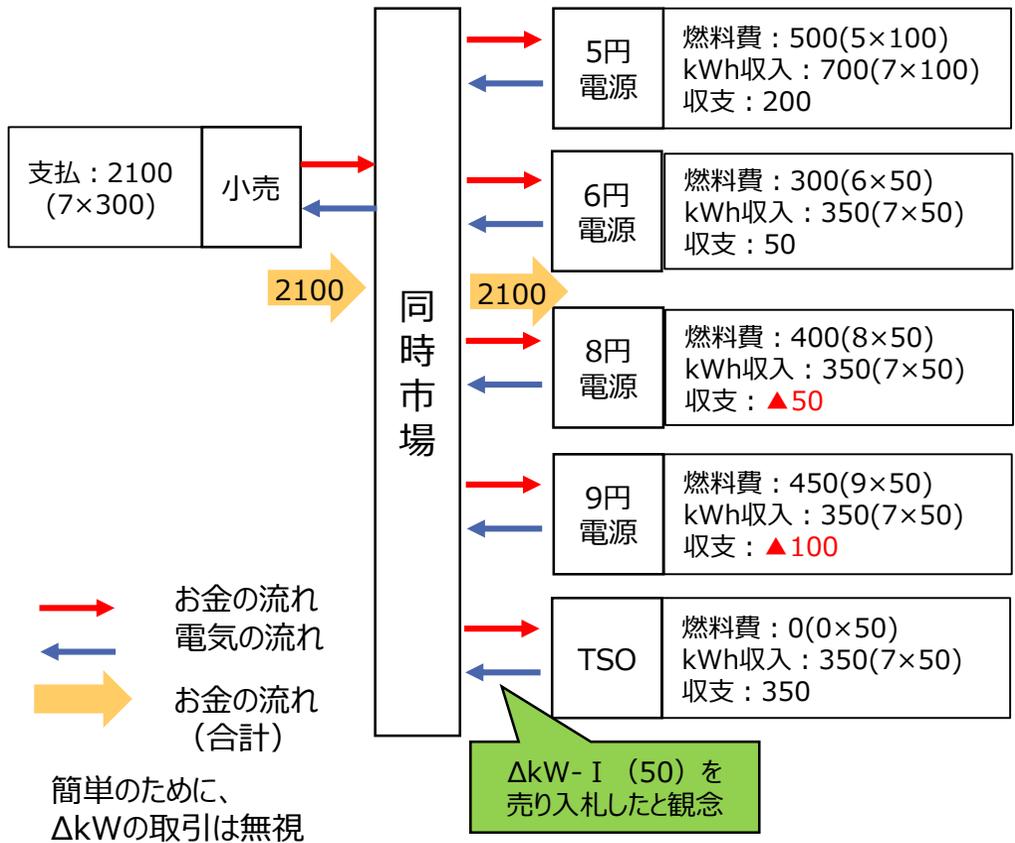


■ 案①で課題となった混雑発生時も、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$  (+時は買い、-時は売り)と観念して、青色ロジック結果で市場取引を行えば、約定・精算ならびにBGの同時同量計画は一致する。

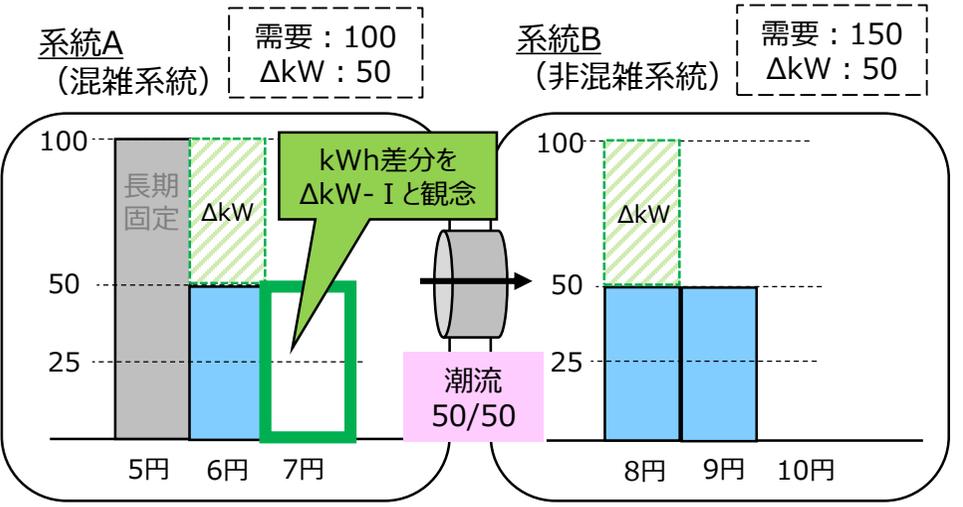
【SCUC①:小売入札需要300】



エリアkWh価格: 7円/kWh  
 $((6 \times 150 + 8 \times 150) / 300)$



【SCUC②:TSO想定需要250】

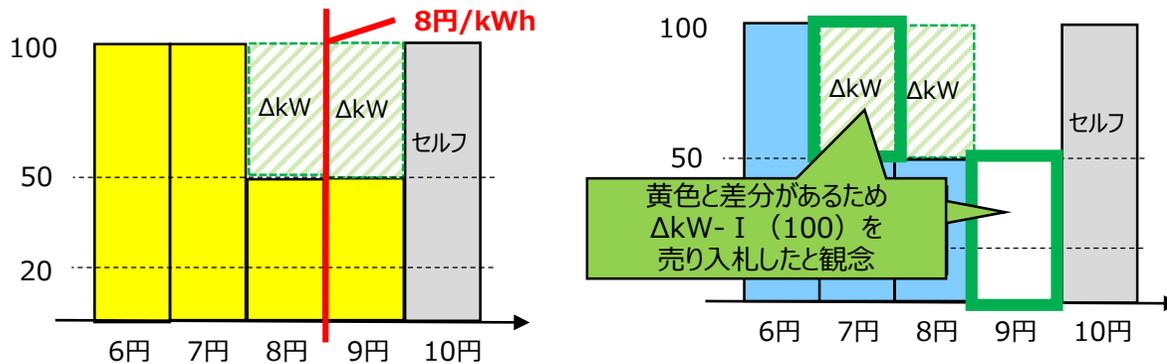


簡単のために、 $\Delta kW$ の取引は無視

- また、SCUC①の入札には小売買い入札だけでなく、経済差替用の発電買い入札が存在することもある。
- これによって、SCUC①の入札需要とSCUC②の想定需要に乖離 ( $\Delta kW$ -I 取引) が発生することもあり得るが、経済差替対象であるセルフ電源はプライステイカーであり、かつ、経済差替成立後はセルフ電源・発電買い入札共になくなる (次の断面で相殺される) ため、経済差替行動は $\Delta kW$ -I のお金の流れに影響を与えないと考えられる。

【入札需要 : 300+100 (差替)】 > 【TSO想定需要 : 300】

前日同時市場

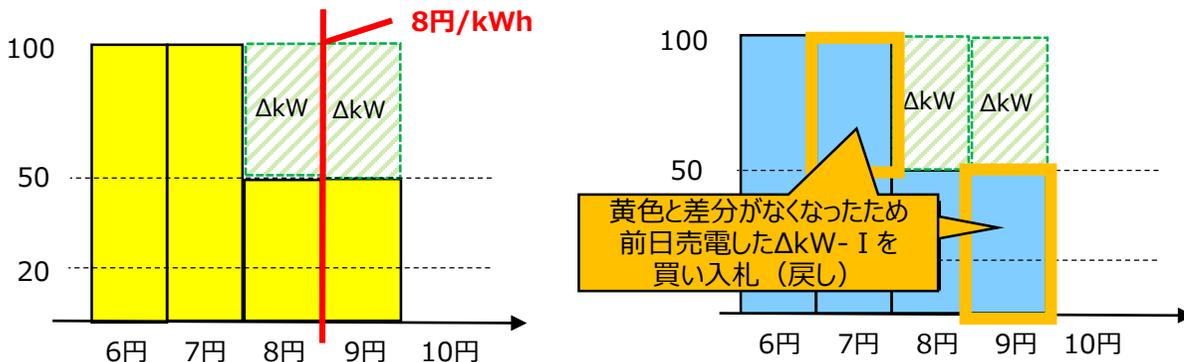


【 $\Delta kW$ -I のお金の流れ】  
(前日同時市場断面)  
・8円で100売り (800円収入)  
(時間前同時市場断面)  
・8円で100買い (800円支出)  
(実需給断面)  
・青黄の差分がないため取引なし  
⇒TSO収支は±0

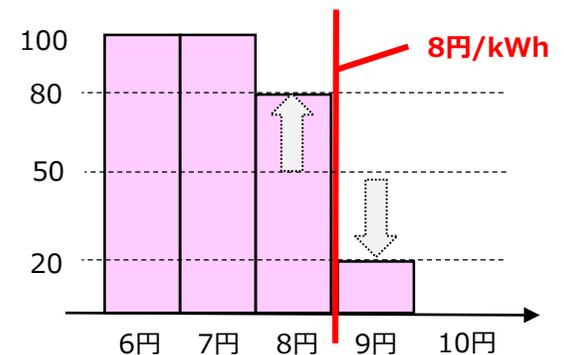
※ 経済差替用の買い入札が約定したことで  
セルフ電源 (10円) は次の断面で停止

【入札需要 : 300】 = 【TSO想定需要 : 300】

時間前同時市場



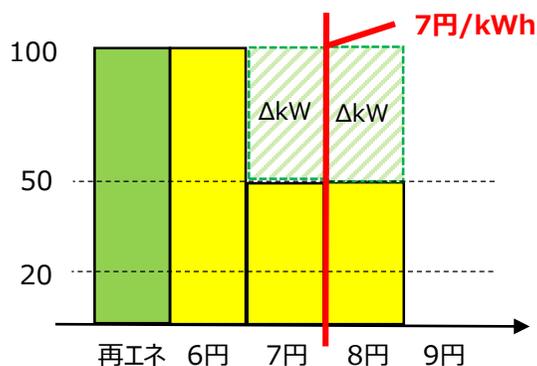
【実需要 : 300】 ・実際にはGF/LFC用の  
 $\Delta kW$ を一部確保



- その他、SCUC①の約定価格は、小売入札需要だけでなく、変動性再エネの上振れ・下振れによっても変わり得る。
- この点、 $\Delta kW-I$  取引量はSCUC①の入札需要とSCUC②の想定需要の差によって決まる一方で、 $\Delta kW-I$  取引価格が変動性再エネの上振れ・下振れ等その他要因によって変わることによって、 $\Delta kW-I$  のお金の流れがどのようになるのか（整合的となっているか）次頁以降において確認を行った。

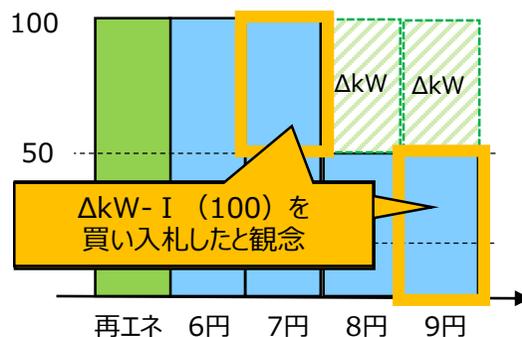
前日同時市場

【入札需要：300】



<

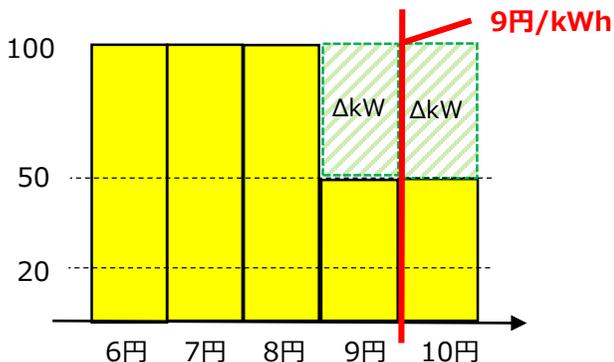
【TSO想定需要：400】



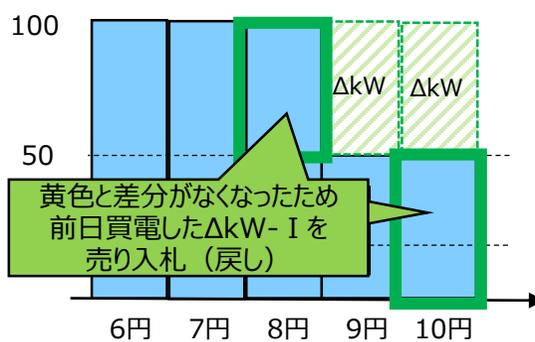
【 $\Delta kW-I$  のお金の流れ  
(前日同時市場断面)  
・7円で100買い (700円支出)  
(時間前同時市場断面)  
・9円で100売り (900円収入)  
(実需給断面)  
・青黄の差分がないため取引なし  
⇒TSO収支は+200円

※ 前日～時間前にかけて変動性再エネが下振れ (100→0) した場合

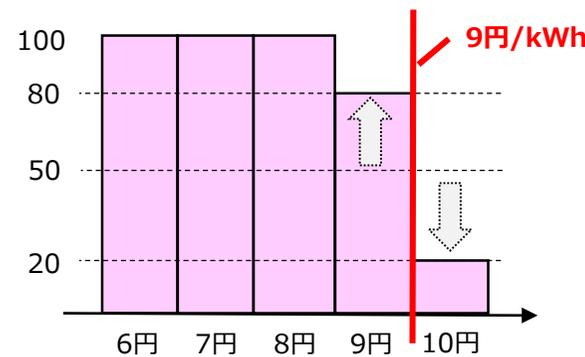
【入札需要：400 (想定見直し)】



【TSO想定需要：400】



【実需要：400】 ・実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保



時間前同時市場

- TSOの前日予測が当たっていることを前提に、再エネ上振れ・下振れの大小、「TSO想定需要>小売入札需要」「小売入札需要>TSO想定需要」時の処理など様々なケーススタディを行った結果は下表のとおり。
- 「TSO>小売における再エネ上振れ量>小売見直し量」・「小売>TSOにおける再エネ下振れ量>小売見直し量」の一部ケースにてTSO収支が赤字になるも、再エネの上振れ・下振れは機会均等であり、それ以外のケースも含めて平均化するとTSO収支は黒字となることから、 $\Delta kW-I$ のお金の流れとしては概ね整合的になっていると考えられる。

		ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥	ケース⑦	ケース⑧
前日 同時市場	小売入札需要	300	300	400	400	300	300	400	400
	TSO想定需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ予測	100	100	100	100	100	100	100	100
	約定価格	7円	7円	8円	8円	7円	7円	8円	8円
	$\Delta kW-I$ 取引	700円支出 (100買い)	700円支出 (100買い)	800円収入 (100売り)	800円収入 (100売り)	700円支出 (100買い)	700円支出 (100買い)	800円収入 (100売り)	800円収入 (100売り)
時間前 同時市場	小売入札需要	350	350	350	350	400	400	300	300
	TSO想定需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ予測	200 (上振れ)	0 (下振れ)	200 (上振れ)	0 (下振れ)	150 (上振れ)	50 (下振れ)	150 (上振れ)	50 (下振れ)
	約定価格	6.5円	8.5円	6.5円	8.5円	7.5円	8.5円	6.5円	7.5円
	$\Delta kW-I$ 取引	325円収入 (50売り)	425円収入 (50売り)	325円支出 (50買い)	425円支出 (50買い)	750円収入 (100売り)	850円収入 (100売り)	650円支出 (100買い)	750円支出 (100買い)
実需給断面 (調整力 kWh市場)	実需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ実績	200	0	200	0	150	50	150	50
	インバランス価格	7円	9円	6円	8円	7.5円	8.5円	6.5円	7.5円
	$\Delta kW-I$ 取引	350円収入 (50売り)	450円収入 (50売り)	300円支出 (50買い)	400円収入 (50買い)	取引なし	取引なし	取引なし	取引なし
TSO収支		▲25円	+175円	+175円	▲25円	+50円	+150円	+150円	+50円

※ 約定価格は簡単のため、残余需要(需要-再エネ)が50変化すると0.5円ずつ変化するものとした。

- 案②のSCUCロジックは、**黄色ロジック（SCUC①）**と**青色ロジック（SCUC②）**をそれぞれ独立して（並行で）計算し、**SCUC①**と**SCUC②**のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、**SCUC①**で価格算定、**SCUC②**でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案となる。
- 上記の処理方法を取った（ $\Delta kW-I$ をkWhとして取り扱った）場合に、前日～実需給（インバラ精算）まで含め、どのような電気とお金の流れになるのか検証（確認）を行った結果については以下のとおり。

#### 【案②における前日～実需給の電気とお金の流れ】

- 前日のTSO想定需要が小売入札需要より高い（ $\Delta kW-I$ を買い入札する）ケースにおいて、実際にはTSOは、発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を売り入札（反対売買により相殺）する形となり、お金の流れとしては、前日予測を外した側（小売 or TSO）に $\Delta kW-I$ 確保費用の負担が寄ることとなる。
- 前日のTSO想定需要が小売入札需要より低い（ $\Delta kW-I$ を売り入札する）ケースにおいて、実際にはTSOは、発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を買い入札（反対売買により相殺）する形となり、お金の流れとしては、前日予測を外した側（小売 or TSO）に $\Delta kW-I$ 確保費用の負担が寄ることとなる。
- この点、過去の議論（実務検討作業部会）では、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売入札需要との差分であって、実需給断面においてkWhとして出力されるとは限らないため、予約電源（ $\Delta kW$ ）として確保すると整理した一方で、今回提案したような反対売買により前日～実需給で相殺する形を取るのであれば、kWhとして出力されようがされまいが、電気とお金の流れ、ならびに負担の考え方も整合的となるため、 **$\Delta kW-I$ の取り扱いとしてはむしろ、+側・-側ともにkWhとして確保することが整合的になると考えられる**のではないかと。

- 前述の通り、小売とTSOの負担の考え方としては整合的となるものの、青黄ロジックで電源起動・出力配分が異なる電源（増分となる領域）について、前日の当該電源の起動が織り込まれていない価格で精算され、 $\Delta kW-I$ として追加起動した価値（対価性）が正しく評価されていない点が課題となりうる。
- この点、例えば、市場取引（反対売買）の剰余金であるTSO収支の一部を用いて、前日価格とインバランス価格の差額分（下図例では100円（ $= (9円-8円) \times 増分領域100$ ））を補填することも考えられる※ののではないか。

※ 混雑発生時など、増分・減分両方あり得る場合は剰余金では賄えない（原資が不足する）状況になるため、剰余金の範囲内にする等別途工夫が必要。

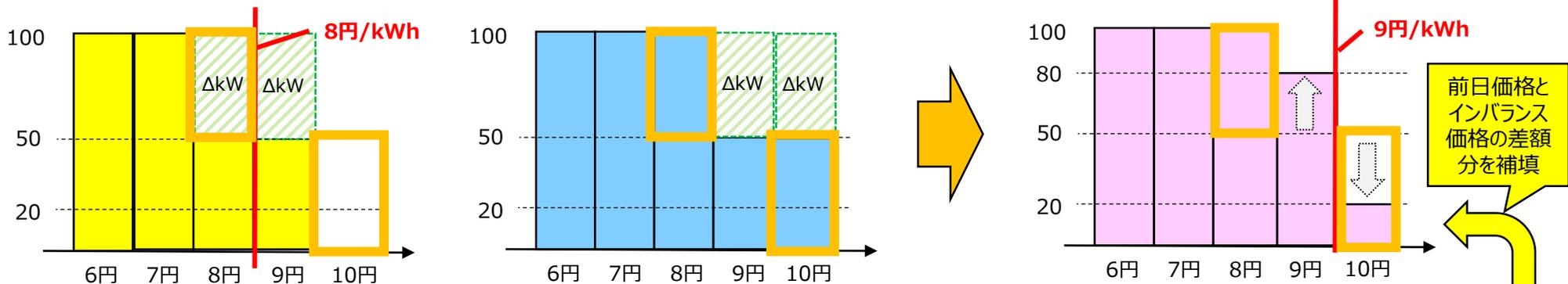
【小売入札需要：300】

<

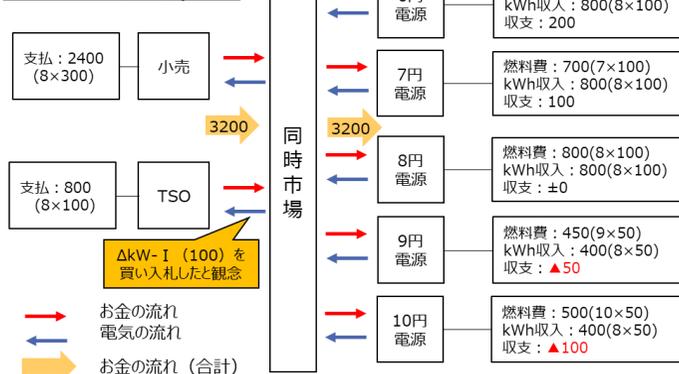
【TSO想定需要：400】

【実需要：400】

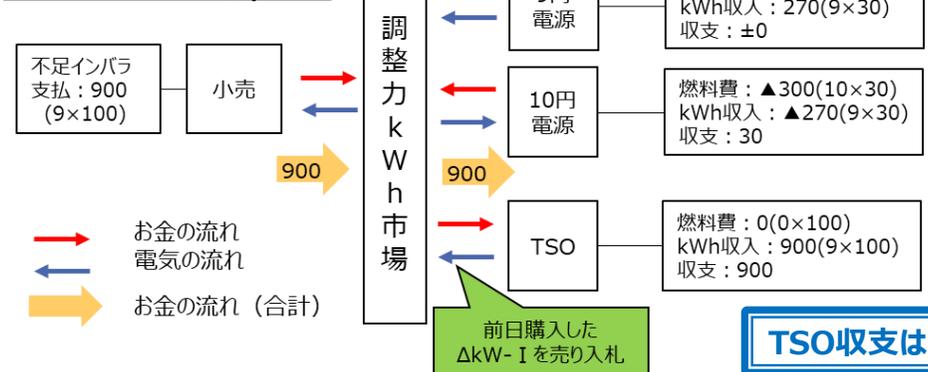
・実際にはGF/LFC用の $\Delta kW$ を一部確保



エリアkWh価格:8円/kWh



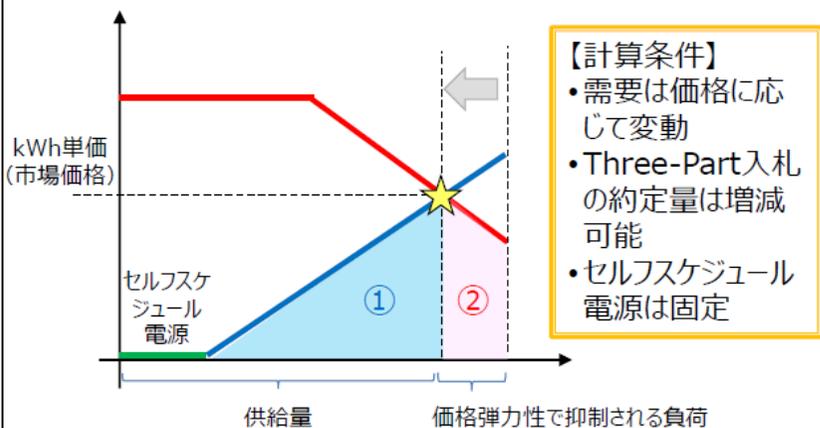
インバランス価格:9円/kWh



1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
  - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
  - － 2. 案①の概要とケーススタディ
  - － 3. 案②の概要とケーススタディ
  - － 4. 電源差替等の反映（連携）
2. まとめと今後の進め方について

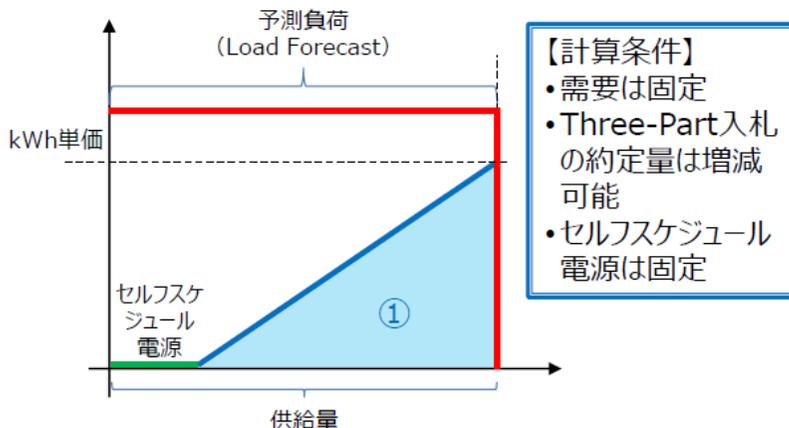
- 第13回本検討会でお示した通り、市場取引（**黄色ロジック**）による電源差替等（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札）については、例えば、セルフスケジュール電源解列や揚水ポンプ負荷増加に繋がる等、電源起動・出力配分ロジック（**青色ロジック**）の計算条件自体が変更になることと同義になる。
- そのため、**黄色ロジック**による電源差替等の結果について、**青色ロジック**に反映（連携）する方法についても、今回検討を行った。

**価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジック**



買い入札の価格弾力性を考慮して、総起動費や燃料費等が最小となる電源起動・出力配分を算出。  
⇒需給の交点を求めることや社会的余剰を最大化することと同義

**従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック**



「予測負荷量 = 供給量」を満たし、かつ、総起動費や燃料費等が最小となる電源起動・出力配分を算出。

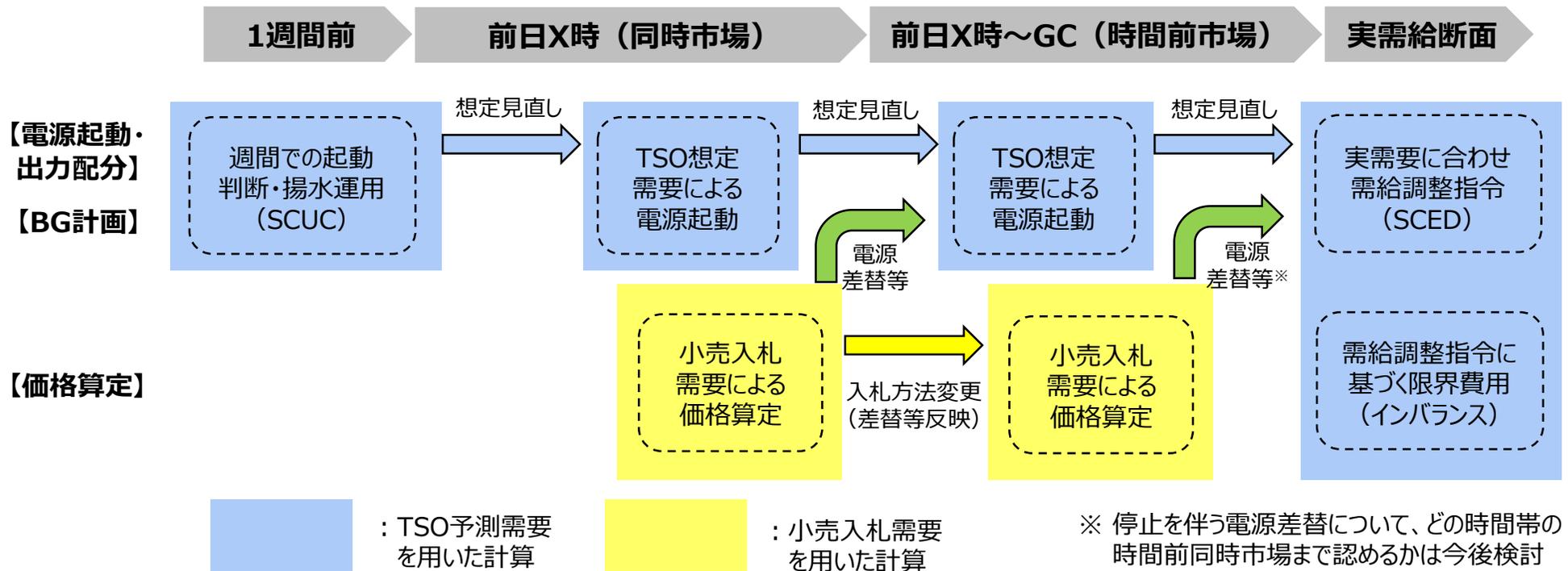
**黄色ロジックによる電源差替等の結果**

青色ロジックの計算条件自体の変更に該当

※セルフスケジュール電源：発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいう。発電量を自社で確定させたい電源の入札の可否や入札の方法については、作業部会取りまとめの第3.7.3項を参照されたい。詳細な設計は今後の検討会で議論が必要。）

- この点、例えば前述の案②とした場合、**黄色ロジック（SCUC①）**・**青色ロジック（SCUC②）**はそれぞれ独立して（並行で）計算するため、**青色ロジック**の計算条件として、**黄色ロジック**による電源差替等を反映する場合、下図の通り、**シンプルに次の時間帯の同時市場に反映することが考えられる**のではないかと。（現行制度において、市場取引後に電源差替等を反映した発電計画を提出することと同じ構図となる）
- この点、次の時間帯まで反映できない遅延時間分だけ、追加起動できる電源が減少する懸念も有り得ることから、特に停止を伴う電源差替について、どの時間帯の時間前同時市場まで認めるかについては、技術的観点を含めた検討が必要と考えられる。（今後、詳細検討の際に、実際の影響等を踏まえて深掘りしていく）

【同時市場における約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法の相互関係性（イメージ）】



1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
  - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
  - － 2. 案①の概要とケーススタディ
  - － 3. 案②の概要とケーススタディ
  - － 4. 電源差替等の反映（連携）
  
2. まとめと今後の進め方について

- 今回、「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」について、青黄ロジックの問題構造を深掘りした上で、相互関係性（ケーススタディ）について検討した結果は以下のとおり。
- 青黄ロジックとして、本質的に「同時市場の約定結果の通知をもって、BG計画を組めるようにする」ことが重要と整理の上、青黄ロジックの運用・精算として、下記2案について、各案の特徴や得失などを整理を行った。

案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案

⇒案①は、ルールベース（条件式）で緑色ロジック（SCUC③）の処理を変えるものとなるため、系統混雑発生時の処理について課題が見受けられ、本案を深掘りする際には技術検証においてしっかり精査することが必要（計算時間長期化も懸念されるため、この点も技術検証において精査することが必要）

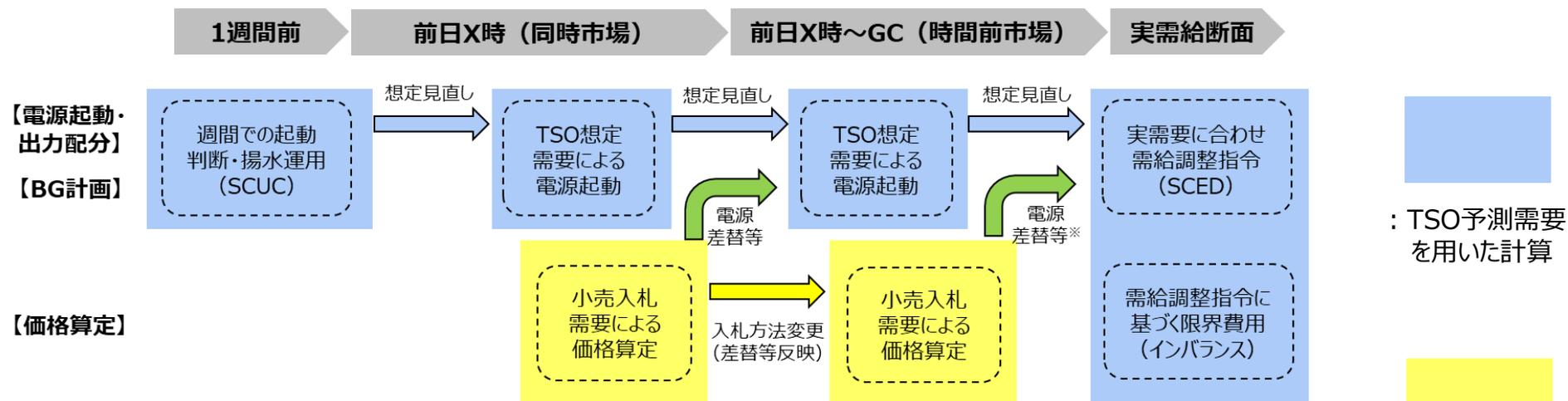
案②：黄色ロジック（SCUC①）と青色ロジック（SCUC②）をそれぞれ独立して（並行で）計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案

⇒案②について、前日～実需給（インバラ精算）まで含め、どのような電気とお金の流れになるのか検証した結果、 $\Delta kW-I$ をkWhとして取り扱うことで、電気とお金の流れ、ならびに負担の考え方も整合的になることを確認（補論として、青黄ロジックで増分（青>黄）となる領域について、差額分を補填することも考えられる）

- 上記を踏まえると、今回提案した2案は、いずれも本質的に重要な点は満足していることから、現時点では、案①と案②のいずれもありうるものとして、検討を進めていくことも考えられるか。（また、電源差替等の反映について、案②の場合、次の時間帯の同時市場に反映することが考えられ、詳細については技術的観点を含め引き続き検討）

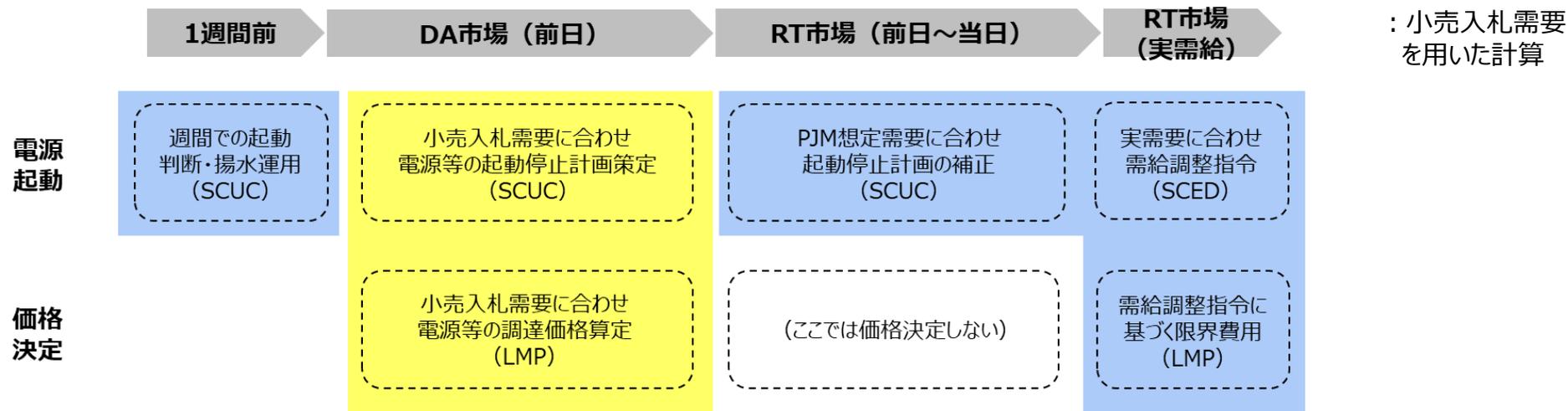
■ 今回整理した同時市場の決定方法(相互関係性)と、米PJMの決定方法(相互関係性)を比較。

**【同時市場の決定方法(相互関係性)】**



**【米PJMの決定方法(相互関係性)】**

※ 停止を伴う電源差替について、どの時間帯の時間前同時市場まで認めるかは今後検討



以上