

あるべき市場の仕組みのイメージについて

2022年12月2日

資源エネルギー庁

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW - II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW - I・II・IIIの価格決定方法

(i) ΔkW - I

(ii) ΔkW - II・III

本日も議論いただきたい内容

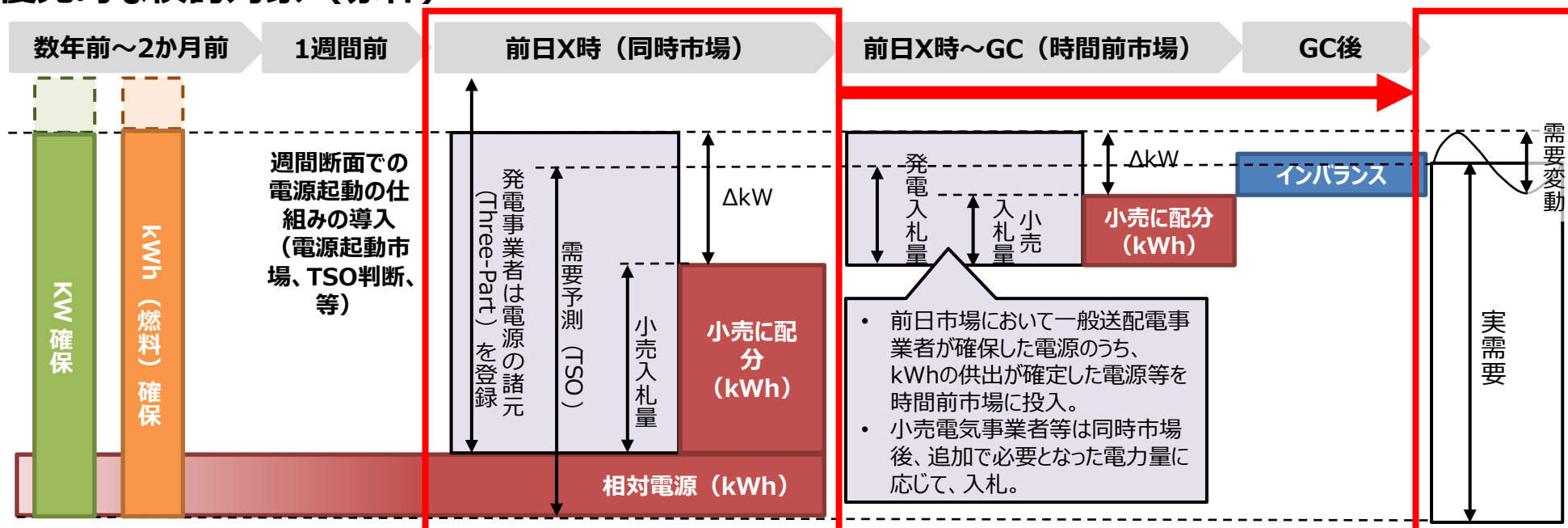
- 前回の「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」（以下「作業部会」という。）においては、「①約定電源等の決定方法」の基本的な考え方について、議論を行った。（次ページを参照）
- 10月と11月に開催した第3回・第4回市場WGにおいては、「②約定価格の決定方法」について、議論を行ってきたところであり、**本日は、「②約定価格の決定方法」の基本的な考え方について、御意見をいただきたい。**
- **本日もいただいた御意見も踏まえ、今後更に議論を深めることとしたい。**

(参考) 検討の進め方・本日まで議論いただきたい内容

第2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10月）資料4より抜粋

- 本作業部会においては、まずは、新しい仕組みの根幹となる同時市場の仕組みについて検討を行うこととしてはどうか。
- また、同時市場の仕組みの検討にあたっては、まずは、「①約定電源等の決定方法」を中心に検討し、その後「②約定価格の決定方法」について検討することとしてはどうか。
- その上で、前日時点では起動が間に合わない電源の週間断面での起動判断や、同時市場で約定した ΔkW の時間前市場への入札の在り方、現行のインバランス制度との関係（価格規律の在り方等）について、同時市場との関係性や連続性も考慮しつつ、検討を行うこととしてはどうか。（※）
（※）議論の中で、同時市場の仕組み等において変更すべき点が出てくれば、適宜チューニングを行う。
- 本日は、同時市場の仕組みのうち、「①約定電源等の決定方法」について、ご議論をいただきたい。

優先的な検討対象（赤枠）



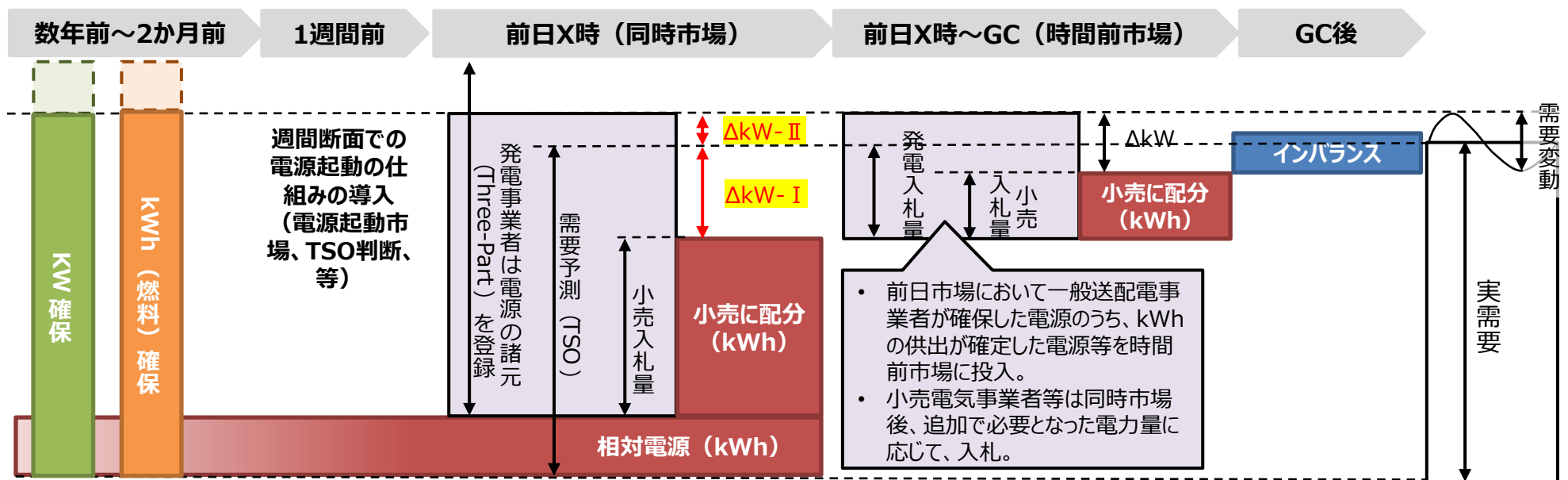
(参考) 用語の定義

第2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10月）資料4より抜粋

- 前日段階でのTSO予測需要との小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、今回の検討においては、それぞれ、便宜的に以下のように定義（※）。

（※）今後の議論の結果、適宜必要な見直しを行う。

- **kWh**：小売約定分
- **$\Delta kW-I$** ：前日断面においてTSOが予測する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）。 ΔkW （TSOの調整電源）とkWh（小売調達需要の差分の埋め合わせ）の両方の性質を持つと考えられる。
- **$\Delta kW-II$** ：GC後の最終的な需給変動対応（一般的に ΔkW といわれるもの。需給調整市場一次調整力～三次調整力①）
- **$\Delta kW-III$** ：GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）



$\Delta kW-III$ ：上図では、記載していないが、GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）のこと。

（※）必要なkWh及び ΔkW が確保されていることを前提。

(参考) 第1回・第2回市場WGにおける議論概要

第2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10月）資料4より抜粋

【全体の進め方等に関する意見】

- 公正な市場や競争環境の整備、イノベーション、安定供給、メルットオーダー、揚水や蓄電池や再エネの扱い、高度化法や省エネ法との関係性、複合約定ロジックの具体的内容、諸外国におけるビジネスモデルなど、様々な視点から検討が必要。
- 広域的な運用や公正・透明な市場原理・メカニズムを念頭に検討を進めることが重要。
- 日本の電気事業制度全体との整合が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- TSO予測需要をベースとすることが適当。
- TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。
- 約定は小売入札に合わせることで賛成。
- kWが充足している状況で市場で売切れが生じないことが重要。
- 前日からGCに向けて、TSOとBGの需要予測はどの程度精度が高くなっているかについても分析があると良い。

【電源起動、出力の確定】（続き）

○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 調整力の確保のタイミングについて、例えば、PJMでは約定を実需給に近づけることによって、EDC領域の調整力を確保しないという効率化を図っており、こういった仕組みも参考になる。
- 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないか。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- 経済合理性などを考えると余力は活用すべき。
- PJMのように、ISOがシングルバイヤーとなって、供給力と調整力を実需給まで運用していく仕組みが簡素であり、良い。
- 余力活用契約について、必要な機能や量はまだ評価が難しく、今後の議論の全体像の中で検討を深めていく必要。
- 仮に電源Ⅲに調整機能の具備が求められる場合、コスト負担等で参入障壁となる可能性に留意が必要。
- 調整力確保のタイミングに応じて、BG計画にどのように反映するか、電源運用がどう変わっていくか等、市場参加者に広く関係するため、プロコンの整理が必要。
- 三次調整力②は多大なコストがかかっており、調整力の確保のタイミングを実需給に近づける（例：PJM）といった考え方は有用な可能性。
- 調整力の約定のタイミングについて、実需給に近づけるほど起動可能な電源が減ると国の審議会で報告があった。こういった実情も踏まえて、調整力が供出可能か検討するべきではないか。

(参考) 第1回・第2回市場WGにおける議論概要 (続き)

第2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10月) 資料4より抜粋

【電源起動、出力の確定】(続き)

○調整力の取り扱い

- $\Delta kW-I$ が調整力なのか、供給力なのかは重要な論点。供給力の場合、余力活用で対応かと思うが、容量市場との整合性も考える必要。調整力の場合、どういう費用回収になるのかの検討が必要。
- $\Delta kW-I$ を同時市場で調達する場合、BGの不足インバランスの低減インセンティブへの影響も考慮した設計が必要。
- $\Delta kW-I$ の議論と同時に時間前市場の厚みに関する議論も必要。
- $\Delta kW-I$ の受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- $\Delta kW-II$ として、調整力の価値が異なる電源を一つにまとめるのは適切ではない。
- 新たな市場において、再エネの調整や予測誤差も含めて、発電計画が組まれるのであれば、 $\Delta kW-III$ は不要ではないか。
- $\Delta kW-III$ は $\Delta kW-II$ と一緒に扱うのが理想的だと思うが、費用回収の関係もあるので、整理が必要。
- 再エネの発電計画が下振れした場合、それを補完できる電源は $\Delta kW-III$ のため、 $\Delta kW-III$ は必要ではないか。
- 再エネも調整力として使えると考えられる (特に出力抑制されているときの上げ調整)。

○その他

- 発電機の起動については、週間で固定するのではなく、あくまで目安として週間断面で確認するだけで、並解列は間に合う直前まで引きつけることが必要ではないか。
- 長期的な重要予測に基づいて、ベース稼働させるべき火力発電等があるのであれば、入札条件以外の観点からも稼働の決定をしてもいいのではないか。
- 入札でなく、BG計画の提出をトリガーとして、電源起動や約定について考えていくべきではないか。加えて、BG計画の取り扱い (BG計画は所与とするか、TSOが書き換えるか) も検討が必要。

【入札情報】

- 昨今、燃料価格が大きく変動している事も踏まえ、コスト情報などについては、柔軟に変更・更新ができるようにすべき。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。
- 限界費用の定義について議論すべき。
- Three-Part情報としてどのような費用をどのように登録するのか、今後議論が必要。

【発電の買い、小売の売り】

- 単純化のため、また、新しい市場においては、メリットオーダーの追求がなされているため、発電の買いと小売の売りは認めない方向でいいのではないか。
- 経済差し替えや小売のDR、電源脱落への対応等のためにも、発電の買いと小売の売りは認めるべき。
- 供給力確保には支障が無いようにする必要。また、小売の売り入札も問題となる行動生じないようにルールメイクする必要。
- 発電の買いと小売の売りを認めない場合、先物市場でのヘッジ行動に変容が生じる可能性。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。(再掲)
- 差し替える場合はTSOとの連携の仕組みも必要ではないか。

（参考）第1回・第2回市場WGにおける議論概要（続き）

【約定価格の決定方法、費用負担】

- ・ セルフスケジュール電源の費用負担は、その電源の稼働に紐づいている小売電気事業者が負担すればよいのではないか。
- ・ 約定エンジンの物理的な制約も考慮しつつ、一定程度のロジックの簡素化は重要。例えば、PJMにおけるLMPは起動費等は考慮せず、限界費用カーブのみで価格を決定し、一部起動費等はUpliftという仕組みで回収している。
- ・ PJMにおいて、市場で費用回収すればいいものを、何故Upliftの仕組みが必要だったのか、その理由を精査する必要。
- ・ kWhとΔkWを同時に約定させ、マージナル電源の価格を最終的な約定価格にすべき。シングルプライスオークションが良い。
- ・ kWhとΔkWの価値とその評価を分けて考える必要。
- ・ 先物市場の設計との関係では、ベースリスクやヘッジ会計等の観点から、同時市場はマルチプライスでなくシングルプライスでの約定の方が合理的。
- ・ PJMのShortage Pricingについて、こういった仕組みの前にkW不足対応を容量市場の議論などで行うことが必要。
- ・ 市場メカニズムで再エネの抑制を行うためにも、ネガティブプライスについての議論が必要。

【再エネやDRの取り扱い】

- ・ 再エネの予測について、BG予測を積み上げるのか、TSOがエリア全体で予測するのか等、検討が必要。TSOの予測の方が精度が高いことを考えるとTSO予測に基づくのが良いと考える。
- ・ 今後、再エネの出力制御が増えていくと想定される中で、どのような抑制量を算定すべきか、コストの低減につながるかについて、検討が必要。
- ・ 古い再エネ電源にオンライン制御を付けるのは難しいが、このような電源をどう活用するか。
- ・ 再エネの大量導入が進んでいる国や地域の情報も参考にすべき。
- ・ 新しい仕組みによって、DRの参入障壁が高くなるのは反対。引き続き、TSOと小売電気事業者から指令できる形にすべき。

【BGの創意工夫等】

- ・ BG計画はBGが変更していくべきではないか。BGの責任をしっかりと持たせた上で、相対契約や経済DR、市場活用させる仕組み等、BGの創意工夫との両立も大事。
- ・ BGがそれぞれ計画を合わせていくのではなく、前日市場で精算をいったん確定して、リアルタイム市場で全体を調整しつつ、最終的な実績に基づいて精算する形がいいのではないか。一方、BGやアグリゲーターが需給バランスを保つために創意工夫した分は報酬が得られるような仕組みを検討すべき。
- ・ Three-Part情報を登録し、市場でのメルिटオーダーに任せる場合、発電事業としてのインセンティブへの影響が懸念される。発電事業者の創意工夫と国全体の最適運用とが両立するような市場運用ルール設計が重要。

【その他】

- ・ 時間の制約もあり、小売電気事業者が時間前市場をフル活用するのは難しく、同時市場までの約定結果を踏まえ、インバランスも勘案していくこととなる。
- ・ 入札量よりも約定量が少なくなっている現状を鑑みつつ、海外のインバランス事例などを参考にしつつ、色々とパターン分けをした検討が必要。
- ・ エリア内も含めて送電制約をしっかりと反映できるようなシステム構築が必要。
- ・ 需給調整と混雑管理を同時に実施していくのかについて、早急に議論が必要。
- ・ 発電設備出力のうち約半分は電源Ⅲが占めており、需給逼迫時の備えとして、その発電余力を把握することが必要。
- ・ 欧州を含め、諸外国の調査は引き続き必要。

(参考) 第2回作業部会における議論概要

【全体の進め方等に関する意見】

- ・ 同時市場に移行した場合の各ルールがどのように適用されるのかを電力市場構造を踏まえ検討する必要。市場の運営者や監視ルール等も検討が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- ・ TSOの方が小売に比較して予測精度がいい理由はどこにあるか。両者の保有している情報の差や、インセンティブの差、諸元の提出タイミングの差などが考えられるか。
- ・ TSO予測需要と小売予測需要の大小にかかわらず、TSO予測需要をベースとすることも考えられるか。他方で、これは売り切れの問題をどの程度重視するかに依存する。
- ・ TSO想定需要に頼った場合に、小売の調達インセンティブがどうなるかという規律の問題を整理する必要。
- ・ TSO想定需要に合わせることで賛成。

【電源起動、出力の確定】(続き)

○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- ・ 調整力確保のタイミングはメリデメ踏まえて検討が必要。
- ・ 同時市場以降の時間帯で追加で調達するか、それとも、先に調達したものを放出するか、現行の市場設計も見ながら検討が必要。
- ・ 時間前市場でも同時市場を行うということや、約定タイミングを実需給に近づけるということ、再エネ出力や需要予測の変化に合わせて都度需給計画を修正するPJMのやり方を参考にしつつ余力活用の仕組みを検討すること等は、経済性や供給信頼度の向上に資するのではないか。
- ・ 調整力の確保タイミングを実需給に近づけると、必要な調整力を少なくできる一方で、起動できる電源が限られるという側面もあり、両面で検討が必要。
- ・ 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。

○調整力の取り扱い

- ・ $\Delta kW-I$ は前日断面で考えられる最適な電源構成を構築したことで生じるコストと考えられ、こういった点を踏まえつつ、受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- ・ $\Delta kW-I$ はTSOのインバランス想定分と考えれば、調整力としてとらえられるのではないか。

○その他

- ・ 電源起動はTSO予測需要でなされて、 ΔkW も含めて計画が作られ、実需要が近づくにしがって、調整力の動かし方が指示されるという形なのではないか。そうであれば、時間前市場は必要ないのではないか。

（参考）第2回作業部会における議論概要（続き）

【セルフスケジュール電源の在り方】

- ・セルフスケジュールが増えると、効率化が図れない。
- ・ ΔkW についても、セルフスケジュール電源からどうやって調整力を供出してもらうかを考える必要。
- ・セルフスケジュール電源を認めることは所与ではない。 kWh の入札価格について、下限値で複数の入札があった場合、どう落札を決定するかというルールの問題はあり得るものの、マイナス無限大の入札が認められればほぼ確実に出力できる。セルフスケジュールを認めるのであれば、議論・整理が必要。
- ・長期的な相対や自社電源の保有によって、発電事業者の事業予見性を高めることが重要で、全量プールはリスクがある。
- ・どのような電源がセルフスケジュールになるかによって、市場の絵姿が変わる。
- ・セルフスケジュール電源を0円やマイナス価格で入札して、確実に約定させたとしても、市場の外で価格ヘッジの必要性は生じる。そういったヘッジ取引が法律面からも可能かどうかの検証が必要。
- ・PJMにおけるセルフスケジュール電源はマストラン電源のようなものを想定しており、相対電源はセルフスケジュールのルールが必ずしも適用されているわけではない。また、過去、英国で全量プールがうまくいかなかった例や、米国でも相対契約を尊重しているという例もある。
- ・間接送電権の例の通り、相対契約を尊重することと市場取引で発電スケジュールが決まることは矛盾しない。英国の例は本当にセルフスケジュールの問題だったかどうかは疑問がある。

【発電の買い、小売の売り】

- ・電源差し替えでセルフスケジュール電源の供給力が減少し、必要な供給力が不足しないようにする必要。
- ・前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。（再掲）

【約定価格の決定方法、費用負担】

- ・どうやって調整機能を優遇するかを検討が必要。
- ・ 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。

【再エネやDRの取り扱い】

- ・DRや蓄電池、再エネの導入のためには同時市場の価格シグナルをしっかりと出すことが重要。

【その他】

- ・BG制が残った状態で、セントラルディスパッチは実現できるのか、疑問。
- ・需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの余力把握は重要。
- ・同時市場の導入で大きく制度が変わると、各社のオペレーション等に影響が出ることは配慮が必要。
- ・ kWh 、 ΔkW - I・II・Ⅲのそれぞれで権利・義務の整理が必要。

(参考) 第3、4回市場WG(2022年10月、11月)における議論概要

【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

○シングルプライス・マルチプライス

- シングルプライスにすべき。
 - ✓ 価格指標性の観点から賛成。
 - ✓ 多数の事業者が参加する中での簡便な精算という観点から賛成。
 - ✓ 再エネやDRがマルチプライスでの約定だと収入が無くなる。
 - ✓ マルチプライスだとFIP制度の抜本修正が必要で、電源ごとに参照価格が変わると、投資回収の判断も難しくなる。
 - ✓ マルチプライスだとザラバ市場のようになり、実務的に非常に困難。またザラバ市場だと入札システムへの投資によって、市場の活用度合いが変わり、ザラバ市場をどこまで有効活用できるかに疑問が生じる。また、生産者余剰と消費者余剰の最大化の観点からはシングルプライスの方がいいのではないか。
 - ✓ 先物市場は最終決済価格の参照価格が一定(シングルプライス)でない設計が難しく、また、シングルだからこそ現物価格と先物の最終決済価格が完全に一致することで会計上もメリットがあり、先物市場の参加者の安心にもつながる。
 - ✓ マルチプライスだと、プライスベースでの入札になり、価格高騰の原因にもなり得る。
 - ✓ シングルプライスだと過剰な利益が生じるのではないかと懸念だが、容量市場では、kWh市場での利益を控除することになるため、必ずしも過剰な利益が出ることは無いのではないかと。
 - ✓ 1日でSCUCの計算をすると起動費が高くなるが、例えば1週間等であれば、価格が高騰するといった問題は防止できるのではないかと。

- マルチプライスにすべき。
 - ✓ 買い手が支払う価格と売り手が受け取る価格が一致する必要は無い。
 - ✓ 同時市場はシングルバイヤーなので、マルチプライスが選択可能。
 - ✓ セルフスケジュール電源をどの程度許容するかという議論と合わせて、シングル・マルチの議論をするべき。
 - ✓ 起動費を含めて最大効率で運転することを考えると、発電事業者にはマルチでの支払いをし、買い手は平均費用で精算するといいいのではないかと。短時間の稼働電源について起動費が織り込まれることにより、市場価格が高騰するのではないかと。
 - ✓ 同時市場により電力市場の姿は大きく変わるので、FIP制度などはその姿に合わせて変更すればいいのではないかと。

○起動費の取り扱い

- kWhに起動費を漏れなく載せ、起動費を織り込んだ市場価格の計算を追求すべき。
 - ✓ これによって、電気の価値を適切に反映できるのではないかと。起動費を入れ込む期間は1週間程度で、極力起動費を反映できる計算方法を検討してほしい。
 - ✓ これによって、従来は起動していなかったような電源も起動できるようにすることが重要ではないかと。
- 起動費を市場価格に反映し、かつシングルプライスにするのであれば、安い電源の利益が大きくなるのではないかと。
- 前日市場で起動停止費用を入れて市場価格を計算する場合は、前日市場が高くなると、時間前市場が相対的に安くなり、前日市場で高く売り、時間前で安く買うといったモラルハザードが発生する可能性があるため、工夫が必要ではないかと。
- 起動費をkWh単価に割り戻して単位を合わせることが足下の価格高騰の一因。SCUCでThree-Part情報で社会費用最小化をしているにも関わらず、市場価格の計算で起動費をkWh単価に戻すことでメリットが無くなるのではないかと。

(参考) 第3、4回市場WG (2022年10月、11月) における議論概要 (続き)

○起動費の取り扱い (続き)

- 起動費の負担者は、受益と負担が一致するように整理が重要。
 - ✓ 市場で約定した電源は、市場調達者へのkWh供給という側面と、 ΔkW は実需給断面での調整力やインバランス供給に利用される側面がある。
 - ✓ kWhと ΔkW の両方で使う電源の負担の配分や、バランス停止後に起動する電源の起動の起因者が市場参加者なのかどうか、などは整理が必要。
 - ✓ 仮に、 ΔkW -Ⅱ・ⅢはTSO側で負担すべきものであるとすると、それがkWh価格に現れないという考え方もあり、起動費の受益と負担が整理されれば、シングルプライスで過剰に価格が高くなるという問題も解消されるのではないか。
- 現行の需給調整市場において、起動するといって入札したのに実際は起動していないというケースも多々あり、市場価格の影響が出たときにどうするかというのも論点ではないか。

○限界費用カーブと平均費用カーブ

- DR等、必ずしも費用カーブが右肩上がりでないものもあることを考えると、限界費用で約定させるという考え方もあるか。また、ドイツ等は平均費用を使っているが、安い風力発電がたくさんあり、多額の利益を得ることを回避する意味もあると思慮。日本の電源構成を考えると、限界費用での価格形成が良いか。
- 限界費用カーブは第一区分が高くなるといった問題はあるものの、PJMでも限界費用は最低出力より上の価格となっているし、(最低出力は)起動費の一部という形で認識するのも一案ではないかと思う。
- 例えば、定格で出力している電源の費用には何が含まれているのか。単純に限界費用や起動費なのか、何らかの利益みたいなものも含まれているかなどの観点も重要か。

○価格弾力性のある需要の取り扱い

- 市場分断が発生する中で、繰り返し計算を行いながら供給曲線を作成する方法は難しい可能性もあり、そういったことも考慮しつつ、最適化ロジックを考える必要。

○ ΔkW -Ⅱ・Ⅲの取り扱い

- kWhだけでなく、 ΔkW に係る費用も含めた総コストを最小化するアルゴリズムが理想。※約定電源等の決定方法(SCUC)にも関連。
- 電気の価値を反映するためにも、 ΔkW -Ⅱ・Ⅲも考慮した上で、kWhの価格を決定する必要。案B-2については、需要が増えると限界費用が上がったり下がったりするので、価格指標性の観点からは歪になる可能性。
- 約定価格の決定方法によって、価格が変わり得る。価格決定手法によって、どの程度価格が変わるのか、ユーザーへの影響はどうなるかなど、様々な観点から検討が必要。特に、価格が高価になった場合に、どういうメリットがあるのかは考える必要。

○その他

- 同時同量のインセンティブの観点から、特に需給がタイトなタイミングでは、前日市場とインバランス料金を比較したときに後者の方が高くなる設計である必要。

(参考) 第3、4回市場WG(2022年10月、11月)における議論概要(続き)

【同時市場における ΔkW -Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの価格決定方法】

○ ΔkW -Ⅰ

- BG制であれば、時間前市場は重要で、今後全体像を踏まえた議論をしてほしい。
- ΔkW -Ⅰは ΔkW として確保が良い。時間前市場に投入する範囲は、安定供給の観点から、TSOが不要なものを投入して、安ければ小売電気事業者が差し替えに活用するのが良いか。また、現状の電源Ⅱのように追加並列して ΔkW -Ⅰを確保しないことで社会的費用を少なくするということも考えられるか。他方で、その場合に、 ΔkW -ⅡやⅢも必要ないという議論になるのは問題があり、ここには一定のルールが必要ではないか。
- 費用負担については、 ΔkW -Ⅰについて、TSOの想定が過大な場合もあるので、託送料金の負担ではないか。kWhが発生したときは時間前市場やインバランスでBGの負担が良いか。
- 時間前市場への投入の範囲は、 ΔkW -Ⅰが ΔkW -Ⅱなどと重複があるかといった観点からも検討が必要。重複がなければ全量投入することもあり得るか。
- ΔkW -Ⅰの受益者については、 ΔkW -Ⅰを確保しない場合に時間前市場で起動が間に合わない電源についても前日同時市場で ΔkW -Ⅰを確保することで時間前市場以降においてもそれらの電源を活用できるということになるため、時間前市場で調達した事業者やインバランスを受給した事業者が受益者であり、受益者に賦課するのがよいのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。
- ΔkW -Ⅰが大きくなる(小売の想定需要が外れる)ということであれば、インバランスの負担に載せるということも考えられるか。
- ΔkW -Ⅰで起動された電源が最終的にkWhとして使われたのか否かなど、起動された電源の受益に基づき起動費の負担者が誰なのかは議論が必要。
- 容量市場の費用分担において、小売とTSOの分担がどうかという論点とも関係するか。

○ ΔkW -Ⅱ・Ⅲ

- 現行の ΔkW はかなり価格差があるので、マルチプライスの方がいいか。ただし、kWhがシングルプライスで ΔkW がマルチプライスのロジックをどう組むかは工夫が必要であり、海外調査なども必要か。
- 固定費については、容量市場での回収が望ましいが、供給力kWhと ΔkW での適切な負担についても検討が必要。
- 低廉な需給運用の観点からはマルチプライスが良いのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。(再掲)
- 同時市場では逸失利益が市場運営者によって一意に算出できる。
- マージナル電源については、期待される値差や約定確率が低いと、固定費の回収予見性も低い。そのため、事業予見性の観点から、しっかり固定費が回収できるような仕組みとして、シングルプライスなのかマルチプライスなのかというのを選択してほしい。
- 固定費については、容量市場やスポット市場での費用回収も含めて全体の整理が必要。
- 固定費を載せられない仕組みになると発電機の廃止に繋がり、安定供給に支障を来す可能性がある点には注意が必要。
- ΔkW -ⅡやⅢがBGの調達後に余った電源で確保されるのだとすると、全国のメルिटオーダーや再エネ大量導入に備えるというという観点からは問題がある。
- 調整力の入札の追加情報としては、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等、第2回作業部会で議論した情報などが必要。

【その他】

- 同時市場において、様々な選択肢がある中で、現行のルールが課題がしっかり解決されているかや、費用対効果がどの程度かや市場価格の水準等の定量的な評価があると、選択肢を絞りやすい。
- 複雑な約定システムの場合に、本当にシステムを実装できるかを考えておく必要。最善策でなかったとしても、前例の有無や簡素かどうかなどで仕組み選択してもいいのではないか。
- 仕組みを作るときはメカニズムの分かりやすさも重要。
- 地内混雑や市場分断も考慮した約定価格の決定方法の検討が重要。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

約定価格の決定方法についての議論構成

- 約定価格の決定方法（※）については、以下の構成で御議論いただきたい。
（※）将来的な系統の混雑状況や混雑管理のルールも念頭に置いた検討が必要。

（Ⅰ）同時市場におけるkWhの価格決定方法

（ⅰ）シングルプライス・マルチプライス

（ⅱ）起動費の取り扱い

（ⅲ）最低出力費用の取り扱い

（ⅳ）価格弾力性のある買い入札の取り扱い

（ⅴ） ΔkW -Ⅱ・Ⅲの取り扱い

（Ⅱ）同時市場における ΔkW -Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの価格決定方法

（ⅰ） ΔkW -Ⅰ

（ⅱ） ΔkW -Ⅱ・Ⅲ

約定価格の決定方法等の評価軸

- 前ページの通り、同時市場のkWh価格や Δ kW価格については、様々な論点が存在。各論点を評価する軸として、例えば、以下が考えられるが、どのように考えるべきか。その他、何が考えられるか。
 - 受益者と負担者の一致が図られているか（市場参加者か、小売電気事業者（ひいては需要家）全体か）。
 - 発電事業者による必要な費用の回収が可能となっているか。
 - 小売電気事業者（ひいては需要家）の支払う費用（託送料金含む）の最小化が図られているか。

検討に当たっての留意事項

- 理想的な市場取引を目指して議論を行い、約定価格や約定量の計算の方法のイメージを検討することとする。
- 他方で、実際には、発電事業者や小売電気事業者からの入札情報を元にして、相当に複雑な計算処理を行うことが想定され、必ずしも理想的なイメージの計算が制限時間内に収束するとは限らない。（※）
（※）現行のスポット市場や需給調整市場の約定処理は数分から十数分程度で終了。ただし、現行制度においても、需給調整市場における複合約定ロジックの導入といったロジックの変更等によって、約定処理にかかる時間が変化する可能性があることに注意。
- そのため、作業部会として、基本的な仕組みのイメージは取りまとめるものの、**実際の約定計算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行い、実現可能な仕組みとなるよう微修正を行うことが重要。**

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

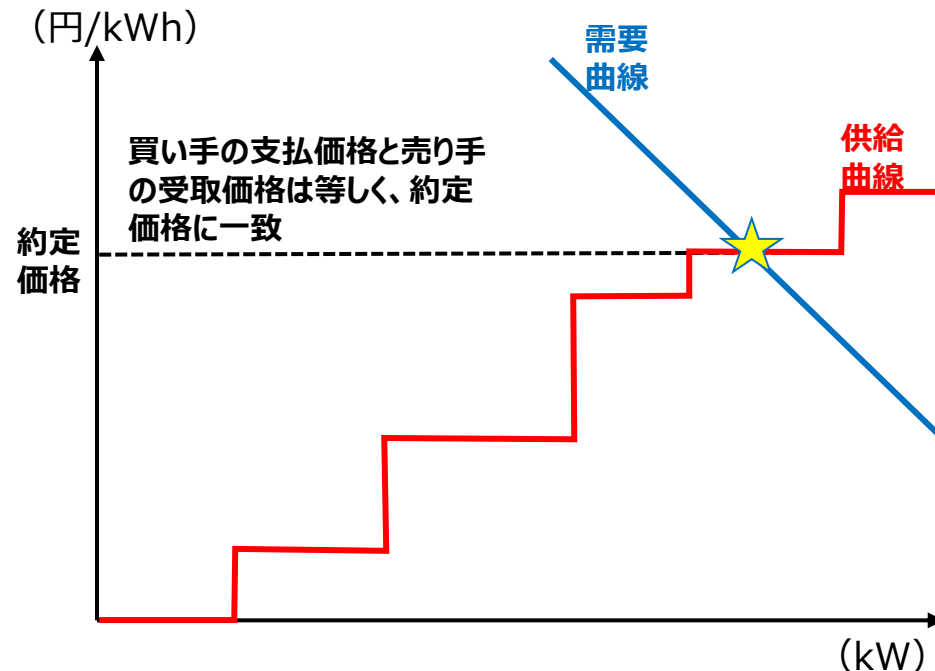
(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

kWhのオークション形式（シングルプライス・マルチプライス）

- 同時市場におけるkWh単価について、シングルプライスオークションとマルチプライスオークションのそれぞれの評価はP.20、21の通りであり、マルチプライスオークションは市場設計の困難性や監視等の観点から課題も多い。また、市場WGにおいては、シングルプライスオークションを支持する意見が多かったところ。そのため、同時市場におけるkWh単価については、シングルプライスオークションを基本線として検討を行うこととしてはどうか。
- また、調整力については、kWh単価の議論を踏まえつつ、検討を行ってはどうか。
(※) なお、市場WGにおいては、シングルプライスオークションについて、短時間の稼働電源について起動費が織り込まれること等により、市場価格が高騰することを懸念する意見があった。起動費については、P.28～36にも論点を記載しているところであり、こちらも御参照されたい。

シングルプライスオークション



マルチプライスオークション

- 買い手・売り手双方がマルチプライスで価格を決定しようとする、ザラバ市場のような仕組みが考えられるが、同時に大量の売買を行うには課題がある（詳細は次ページ）。
- その他、売り手はマルチプライス（売り入札価格）での精算とし、買い手は売り手の約定価格の平均入札価格をシングルプライスで支払うといったことも考えられるが、この場合、需給曲線の交点をどこにするか（買い手・売り手の約定量をどう一致させるか）といった問題が発生する。

各オークション形式の評価

- 各オークション形式の評価は下表のとおり。その他、こういった評価が考えられるか。

	シングルプライスオークション	マルチプライスオークション
現行制度や諸外国の制度との比較	日本におけるJEPXのスポット市場、諸外国におけるkWh市場においては、シングルプライスオークションが主流。また、日本におけるインバランス料金（kWh単価）はTSOが使った電源の限界費用で決定されており、シングルプライスでの清算となっている。	日本の現行制度において、発電事業者等に支払われる調整力kWh単価はマルチプライスオークションとなっている。
価格指標性	単一価格での精算のため、価格指標性は高い。	—
市場設計の困難性	P.28以降の（ii）から（v）の各論点の通り、シングルプライスオークションでも様々な論点が存在。	- 左欄の論点に追加で、以下のような課題が想定される。 - 買い手がTSOだけである調整力市場であれば、マルチプライスオークションでの設計が容易であるが、現行のスポット市場のように不特定多数の者が一斉に売り買いの入札を行う場で、マルチプライスで様々な価格が形成される場合、売り手・買い手双方において、いくら価格での清算を行うかの設計が、シングルプライスオークションよりも困難であることが想定される。 （※）なお、不特定多数の者が複数の価格で売買をする市場として、ザラバ市場が存在。市場参加者は、札や約定の情報から当該商品の需給状況を判断しながら、入札を行うことが想定されることから、大量の売買を一斉に行うには、あまり適していない可能性。 - 売り手はマルチプライス（売り入札価格）での精算とし、買い手は売り手の約定価格の平均入札価格をシングルプライスで支払うといったことも考えられるが、この場合、需給曲線の交点をどこにするか（買い手・売り手の約定量をどう一致させるか）といった問題が発生する。
価格規律・監視等	価格が一意に決まるため、相場操縦によって、市場全体の価格が歪むリスクが存在。そのため、厳格な監視が必要。	発電事業者の入札価格は任意になることが想定される（プライスベースでの入札）。また、ザラバの場合、入札のタイミング等も売り買い双方において、任意になることが想定される。そのため、一般的に、監視はシングルプライスオークションと比較し、困難になる可能性。

各オークション形式の評価（続き）

	シングルプライスオークション	マルチプライスオークション
価格の収斂	—	発電事業者はコストベースでなくプライスベースでの入札を志向することになると考えられるが、売り買い双方の事業者が経済合理的な行動をした場合、結果として、シングルプライスオークションの価格に収斂する。
売り手の利益等	- マージナル電源が高価であるといった理由から約定価格が高価になった場合、一部の電源について、過剰な利益が生じる可能性。 - 一方、発電事業者が事前に小売事業者と差金契約を結んでいたり、先物市場で売りヘッジを行っていた場合、約定価格が著しく高価になると、逆に発電事業者が支払いが発生することになるため、過剰な利益は生じないとも考えられる。	- マルチプライスでの精算の場合、過剰な利益は発生しないようにも思えるが、上欄の通り、買い手がマージナル電源に近い価格で、プライスベースでの入札を行うと、シングルプライスオークションの価格に収斂して、結局、過剰な利益が発生する可能性。 - これを回避するためには、売り手の入札価格に一定の制限をかける必要があるが、この理屈をどのように整理するかは課題が存在。
先物市場との関係	—	マルチプライスの場合、先物市場の清算における参照価格の設定が極めて難しいことが想定される。
その他	市場WGにおいては、シングルプライスを志向する意見が多かった。	—

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（価格決定方式③）

- 2つの方式のメリット/デメリットは下記のように整理できるが、低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用してはどうか。

	シングルプライス	マルチプライス
メリット	・価格指標性が高い ・入札価格によらず約定価格にて取引されるため、安価な電源は値差を得ることができるため、売り手側は自らの最も安い価格で入札する可能性が高い。	・調整力公募による価格決定方法と同様であるため、調整力公募に参加したことのある事業者においてはシステムが理解しやすい。 ・売り札毎に約定価格が決まり、複数の約定価格で取引が実施されることから、入札がコストベースで行われることを前提とすると、約定価格との値差が発生せず買い手側に余分なコストがかからない。 ・現状の託送原価の調整力費用計上の考え方と一致している。
デメリット	・約定価格は1つに決定し、約定した商品は1つの価格にて取引が実施されることから、約定価格との値差が発生し、現状に比べて追加的なコストがかかる可能性がある。	・売り手がコストベースでの入札を行わず、他の入札参加者の入札額を予想しながら自らの受取額を最も高くするような入札行動を行う可能性がある。（この場合、シングルプライスオークションに近づく。）

(参考) 需給調整市場におけるオークション形式をマルチプライスにした際の議論

第14回 制度検討作業部会
(2017年11月) 資料 3 より抜粋

(参考) 諸外国の需給調整市場における価格決定方式

	商品名	応動時間	調達時期	価格決定方式
ドイツ	Primary Control Reserve(PCR)	30秒以内	1 週間前	シングルプライスオークション
	Secondary Control Reserve(SCR)	5分以内		
	Tertiary Control Reserve(TCR)	15分以内	前日	
北欧 (statnett)	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	15分以内	1 週間前	マルチプライスオークション
	Frequency Containment Reserve in Disturbed condition (FCR-D)	30秒以内	1 週間前+前日	
	Frequency Containment Reserve in Normal condition (FCR-N)	2〜3分以内		
	Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	15分以内	ゲートクローズ直前	
イギリス	Short Term Operating Reserve (STOR)	240分以内	年 3 回	マルチプライスオークション
	Frequency Response (Primary)	10秒以内	1 ヶ月前	
	Regulating reserve (Fast Reserve)	2分以内		
	Balancing Mechanism (B M) から調達した調整力	-	ゲートクローズ直前	シングルプライスオークション
アメリカ (PJM)	Secondary Reserve (Day-Ahead Scheduling Reserve)	30分以内	前日	シングルプライスオークション
	Primary Reserve	10分以内		
	Regulation Reserve	5分以内		

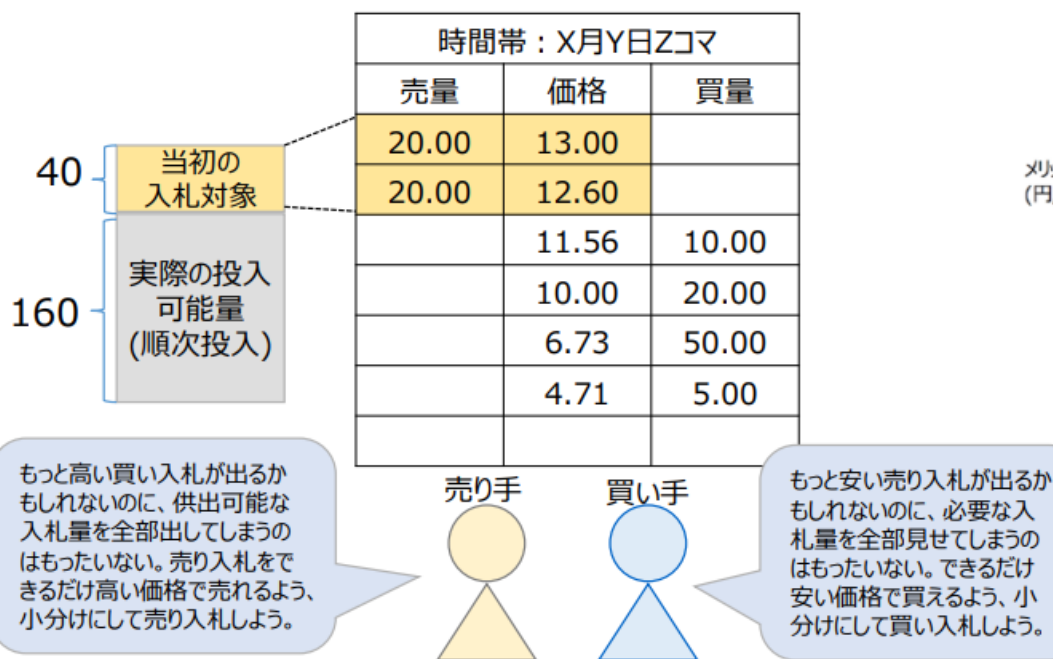
PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017) 等公表資料より作成

(参考) 時間前市場における入札方法について

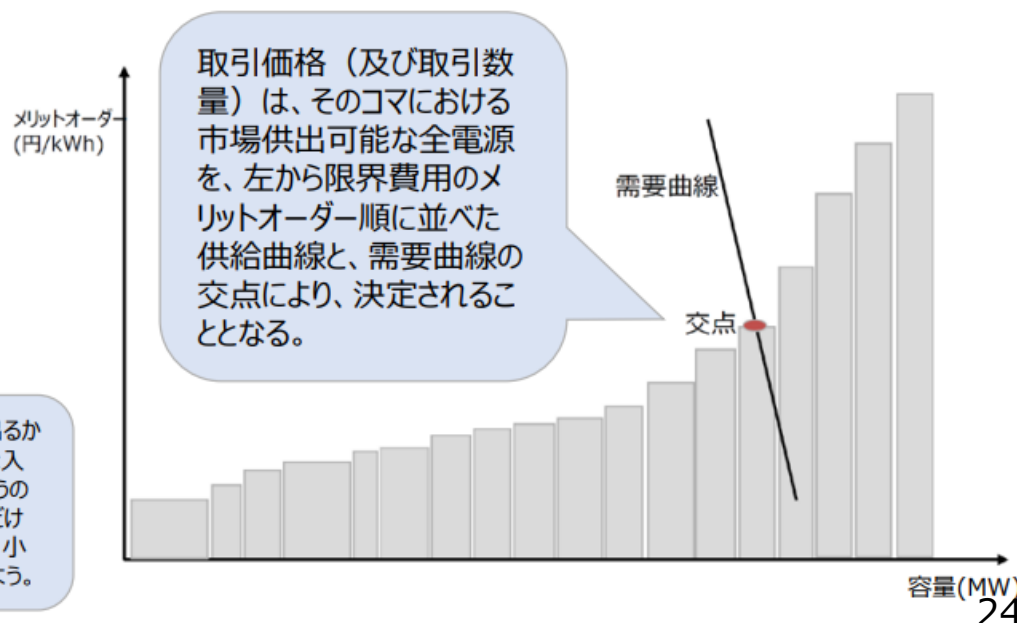
第51回制度設計専門会合
(2020年10月) 資料 6 より抜粋

- 現状の時間前市場の取引方法は**ザラバ方式**であり、2016年4月の計画値同時同量制度導入に伴い、需給計画を精緻化するニーズに応えるため、短時間で必要量の売買を容易にする目的で設定されたもの。ザラバ方式においては、**各参加者が場に出した札がマッチングされ、随時約定が行われる**こととなる。
- ザラバ方式の市場では、**①入札価格が約定価格となること**、**②場に出ている札（価格・量）や約定の情報が見える**ことから、市場参加者は、**札や約定の情報から当該商品の需給状況を判断しながら、入札を行う**ことが想定され、**投入可能量を小分けにする「アイスバーグ方式」**による入札が主となっている。

ザラバ取引の入札イメージ（アイスバーグ方式）



(参考) シングルプライスオークションの例について



時間前市場の活性化のための現行の取組み

- 時間前市場の活性化のため、2018年12月の本会合において、旧一般電気事業者に対して下記の内容の取組みを行うよう要請したところ。
- また、旧一般電気事業者の入札可能量についても、各社に対して提出を求め、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」において公表することとした。

旧一般電気事業者（9社）の売り入札の方針

項目	内容
板に示す売り札の数	・ 入札可能量がある限りは、すべてのコマに対して、原則、常時3件以上の売り入札を行う。
入札量	・ 任意。ただし、3件以上の売り入札量の合計が、入札可能量の範囲で、現状で行っている売り入札量以上となるようにする。
入札価格	・ 任意。ただし、不当に高い価格の札を故意に示すような行為は行わない。
売り札の補充	・ 約定が発生した場合は、入札可能量がある限りは、可能な限り速やかに売り札の補充を行う。 ・ 需給計画や入札価格の見直し等を行った場合、必要な対応が完了した後は、入札可能量がある限りは、速やかに売り札を板に戻すこと。
売り札の引き上げ	・ GC前の引き上げは、販売・調達計画の見直しのオペレーション上可能な範囲で、可能な限りGC直前まで遅らせることが望ましい。
実施時間帯	・ 17時の開場から速やかにすべてのコマに対して入札を開始及び売り札の補充を行うこと。 ・ 夜間時間帯についても、原則実施。

(参考) インバランス料金制度の設計の際の議論 (ザラバの監視の難しさ等)

第40回制度設計専門会合
(2019年7月) 資料 4 より抜粋

前回の事務局案に対するご指摘事項

- 前回、実需給に近い取引から異なる事業者による 5 取引分の価格の単純平均価格を用いる事務局案を提示したところ、主に、①取引価格の引用方法（単純平均/加重平均）及び②一定量（5 事業者・5 取引）が妥当な水準かどうかについてご意見をいただいた。

前回制度設計専門会合における主な意見

- 異なる事業者の 5 取引分の価格の単純平均は、ある程度の合理性は担保されるものの、**5 取引分であれば取引量からすると 1 万kWhにも満たない場合がある。そうすると価格が大きくぶれることも起こりやすいのでは無いか。**一度運用してみてもうまく機能するかどうかを確かめながら制度として定着させていくかを見極めていけば良い。（草薙委員）
- 時間前は市場が薄く小さな量でも札を入れられるため、極端な価格が入ると操作ができてしまう。それを監視すればいいのではという意見はあるが、時間前市場はスポット市場よりもはるかに監視が難しい。時間前市場はザラバのため、限界費用で札を入れることにはならず、適正価格の判断が難しい。**実需給に近い取引をとるという考えは否定しないが監視の実効性に懸念。**（松村委員）
- 時間前市場の 5 取引については、戦略的な操作が除ける方法を検討して欲しい。単純平均は細かい取引をすることにより価格を上げ下げできてしまうのが問題のため、例えば、**5 取引分の取引量に応じた加重平均を行うなど、細かい取引を行っても価格への影響は無視できる範囲になるとか、価格を動かそうとすると大きな取引量でないとできない、それが経済合理的でない形で制度に組み込む**方が監視よりも効率的。（安藤委員）
- **取引量を条件に組み込むと、大手事業者による価格操作が容易となる。**取引件数で考えた事務局案の方が妥当。価格操作の監視は今よりも更に重要になると認識するが、取引量よりも取引件数の方が操作されにくい。（国松オブザーバー）
- 時間前市場では前日 17 時の開場直後が最も活発である。例えば、取引量の多いこの時間帯を含ませることで納得感が得られる。今後はシングルプライスオークションが導入されると状況が変わってくるかもしれないが、例えば、**当面の間、時間前市場の全取引を対象にしてはどうか。**（野崎オブザーバー）

(参考) 価格の決定方法と費用回収の方法（日本の現行制度）

- 日本の現行制度における市場価格の決定方法と費用回収の方法は以下の通り。

スポット市場	価格決定メカニズム	シングルプライスオークション
	入札価格に織り込む費用※1	燃料費等、起動費（必要に応じて、ブロック入札を活用）
	費用負担者	スポット市場において、買い入札を行い、約定した者
需給調整市場	価格決定メカニズム	マルチプライスオークション
	入札価格に織り込む費用※1、※2	• ΔkW：逸失利益（機会費用）＋一定額（固定費回収のための合理的な額） • kWh※：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 ※なお、予約電源以外（電源Ⅱや余力活用電源）は、「限界費用±一定額（固定費回収のための合理的な額）」が合理的な価格とされている。
	費用負担者	• ΔkW：託送料金（三次②は再エネ対応の調整力のため、再エネ賦課金）で回収。つまり、全ての需要家が広く負担していることとなる。 • kWh：インバランス料金で回収。つまり、インバランスを発生させた事業者が負担することとなる。その上で、一般送配電事業者のインバランス収支が相償されていない場合は託送料金で調整。

※1：限界費用での入札が利潤最大化行動となるが、限界費用よりも高い価格や低い価格で入札することが必ずしも禁止されているわけではない（ただし、相場操縦行為と見なされれば、電気事業法や独占禁止法上の問題となり得、基本的には限界費用での入札が望ましい）。

※2：詳細は、需給調整市場ガイドライン（2021年3月30日策定、経済産業省）（<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210330b.pdf>）を参照。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

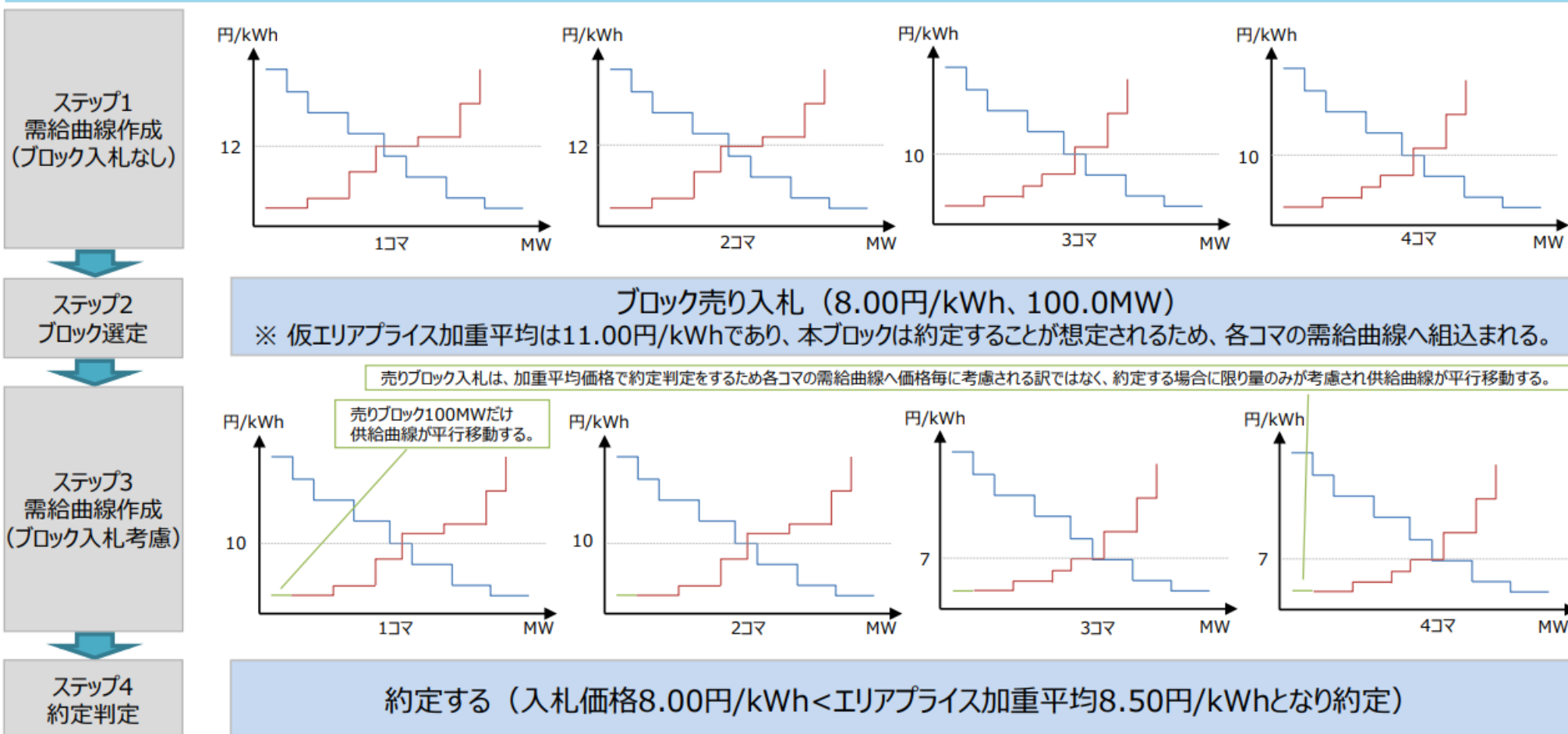
起動費の取り扱い

- 現在のスポット市場の場合、売り入札については、限界費用を基本としてkWh単価で入札し、供給曲線の作成にあたっては、その入札結果を踏まえて、機械的に安い方から順番に売り入札の札を並べるという操作を行う。
- 一方で、同時市場においては、**Three-Part Offerでの入札**となる。具体的には、限界費用カーブに加えて、**起動費**や最低出力費用も入札情報として登録することになり、当該費用も踏まえて約定電源等を決定することが必要となる。
- 最低出力費用については、kWh単価として算出することが可能（※）であることから、**起動費をどのように加味するかが論点の一つ**となる。
（※）第一区分（最低出力部分）が著しく高い電源があることを踏まえたkWh単価への反映方法は、P.38、39を参照。
- なお、現行の制度における起動費の回収については、以下の通り。
 - － 現行の**スポット市場**では、**起動を含め市場約定の結果に委ねる場合、ブロック入札等を通じて起動費を織り込んで入札**することが考えられ、この電源が約定した場合の起動費は**買い約定した事業者が負担**することとなる。ただし、起動費は各コマに均等に割り振られるのでなく、**ブロック入札を行っているコマ全体の加重平均のエリアプライスがブロック入札価格よりも大きい場合に約定**するという仕組みとなっている（詳細はP.30、31）。
 - － **需給調整市場に調整力を供出するために電源を起動させる場合は、 Δ kW単価に機会費用として起動費を織り込むことが認められており、約定した場合の費用は託送料金（三次調整力②についてはFIT賦課金）で回収**される（詳細はP.61～63）。

(参考) 売りブロック入札の約定プロセス

第36回制度設計専門会合
(2019年2月) 資料5より抜粋

- ブロック入札価格がエリアプライス加重平均以下となる場合に約定する。
 - － ステップ1：ブロック入札がない状況で各コマの需給曲線を作成し、各コマの仮エリアプライスを決定する。
 - － ステップ2：ブロック入札対象コマの仮エリアプライス加重平均以下のブロック入札を選定する。それ以外のブロック入札は、未約定となる。
 - － ステップ3：ステップ2で選定されたブロック入札を各コマの需給曲線へ組み込み、各コマのエリアプライスを決定する。
 - － ステップ4：ステップ3の結果、ブロック入札価格がブロック入札対象コマのエリアプライス加重平均以下となれば実際に約定となる。



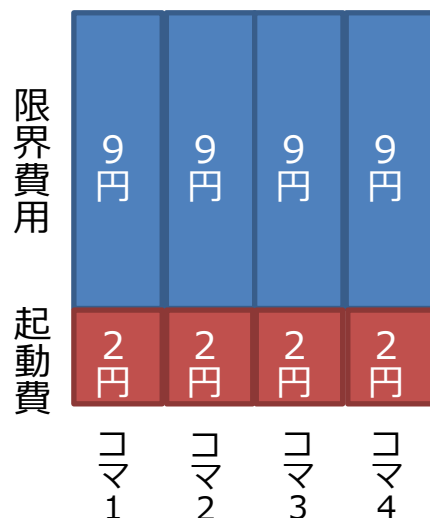
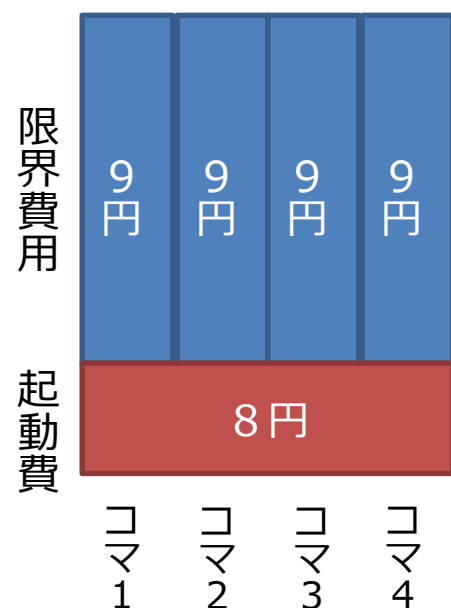
※ 買いブロックにおいても売りと同じ考え方が変わるのみで同様の考え方となる。なお、説明の分かりやすさのため実際のJEPXの約定プロセスとは一部異なる。

(参考) 起動費と約定価格の決定 (イメージ)

- 現行のスポット市場の場合は、パターン2の起動費回収イメージとなる。

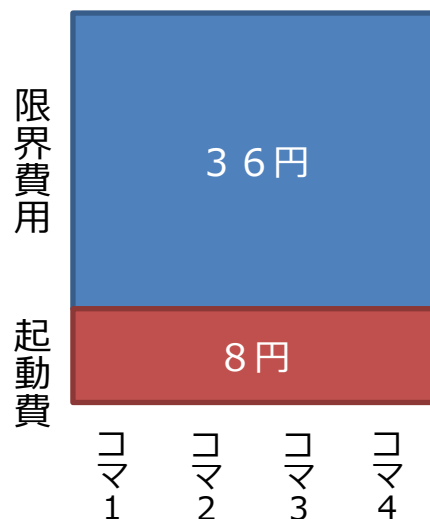
パターン1 : 各コマにkWh単位で起動費を割り付け

電源の費用構成



全てのコマで11円/kWh以上の約定価格であれば約定

パターン2 : コマ全体で費用が回収できれば約定



計44円

4コマの平均約定価格が11円/kWh以上であれば約定（例えば、コマ1が44円/kWhであれば、その他のコマが0.01円/kWhでも約定）

⇒パターン1よりは約定価格を小さくできるロジック

起動費の取り扱い（続き）

- **PJMは、起動電源等のラインナップの計算（SCUC）には起動費も考慮して最適化計算を行う一方で、市場価格（LMP）は限界費用カーブのみを用いて算出（※ 1）した上で、起動費が回収されているかをチェックして起動費の取漏れがあった場合は、別途補填する仕組みを採用している（P.34～36を参照）。**

（※ 1）基本的には限界費用カーブのみを用いているものの、一部の電源（「1 時間以内に起動が可能」といった要件を満たした電源等（Fast-start resources））については、起動費も考慮されるといった例外も存在。

- この方法は、ブロックを組み合わせる主体は異なるものの（※ 2）、現行のスポット市場のブロック入札において、1コマでも入札単価を約定単価が下回った場合に約定しないとするのではなく、入札コマ全体で起動費が回収されている場合に約定させる現行の仕組みと基本的な発想は共通する部分もあるといえる。

（※ 2）JEPXのスポット市場は、発電事業者が主体となって、ブロックの作成をし、入札を行った上で、JEPXの約定システムで約定判定を行うが、PJMは発電事業者はThree-Part情報を入札するだけで、起動タイミングや出力期間などは市場約定システムの中で決定される。

- PJMの仕組みも参考に、起動費を適切に勘案しつつ、起動費による市場価格の高騰等の懸念（※ 3）を解消するためには、**次ページのような論点を整理し、起動費の回収方法を決定してはどうか。**

（※ 3）市場WGにおいては、シングルプライスオークションについて、短時間の稼働電源について起動費が織り込まれること等により、市場価格が高騰することを懸念する意見があった。

起動費の取り扱い（詳細論点）

- 起動費について、以下のような論点が考えられるが、それぞれどう考えるか。その他、どのような論点があるか。

論点		詳細
i)	起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。	前ページの通り、PJMにおいては、市場価格（LMP）の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。<u>本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形での市場価格の設定が望ましい</u>と考えられるものの、P.35の通り、<u>計算負荷等との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要</u>。
 i)が取り得ない場合、PJMのように、 <u>市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出した上で、取漏れた起動費の回収を別途行う方法</u> が考えられる。		
ii)	起動費の取漏れの判定期間	<u>起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。</u> (例) ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。 ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1日、1週間、1か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ市場価格$-\Sigma$起動費等の各種費用≥ 0」か否か）を判定する。
iii)	起動費の取漏れの負担者	<u>調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh市場に参加している者で負担することが適切ではないか。</u> - この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。
iv)	負担割合	負担割合の設定方法として、<u>kWhの約定量で比例配分するか。</u>

(参考) 米PJMにおける起動費の取り扱い

資料 6 より抜粋

米PJMにおける市場約定と価格算定の考え方

3

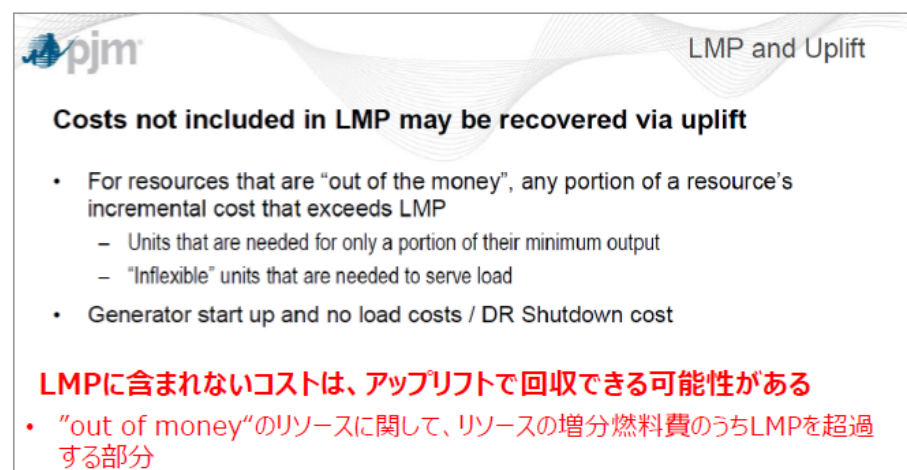
- エネルギー市場において、発電事業者は、①起動費 (startup offer) 、②無負荷コスト (no load offer) 、③増分燃料費 (energy offer curve) の3つの価格を提出。
- 発電機の起動停止計画の決定 (SCUC) には、①～③のすべてが使用されるが、LMP価格 (およびディスパッチであるSCED) は③増分燃料費のみで算定される。
- また、LMPに含まれない (市場で回収漏れとなる起動費や無負荷コストの一部) は、アップリフト (uplift) で回収できる可能性があると考えられている。

発電機起動停止計画およびLMP決定において使用される
発電リソースの売入札価格要素



ディスパッチ・LMP決定

LMPとアップリフトの関係



(参考) 米PJMにおける起動費の取り扱い (続き)

資料 6 より抜粋

米PJMの市場価格 (LMP) 算定ロジック

11

- 3-Part情報にて市場約定を行う場合、前述の通り、系統運用者は全ての発電リソースを対象に、起動停止計画と経済負荷配分に係る最適化処理を行うこととなる。
- 一方で、PJMでは、市場価格 (LMP) の決定にあたり、最適化処理の複雑化を回避する観点から、非凸関数を見做し、最低出力以上の範囲での凸関数に基づく増分燃料費カーブで限界費用価格を算出している。
- 限界費用価格では起動費等を回収できない場合があり、これらの費用は市場外で別途支払われる。(詳細は次ページ)

	非凸関数 (Non-Convex)	凸関数 (Convex)
特 徴	・近似直線に対して、通過する点が2点以上ある。 ・最適化処理が複雑で難しい。 ・探索アルゴリズムでは局所解となる可能性。	・近似直線に対して、通過する点が2点のみ。 ・最適化処理が比較的簡単。 ・基本的に局所解にはならない。
具体例	起動停止計画と増分燃料費の組合せ最適化問題	増分燃料費の最適化問題 (LMPの算定)
イメージ		

(出典) PJM, "LMP Calculation and Uplift" (2018年),
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>

(参考) 米PJMにおける起動費の取り扱い (続き)

資料 6 より抜粋

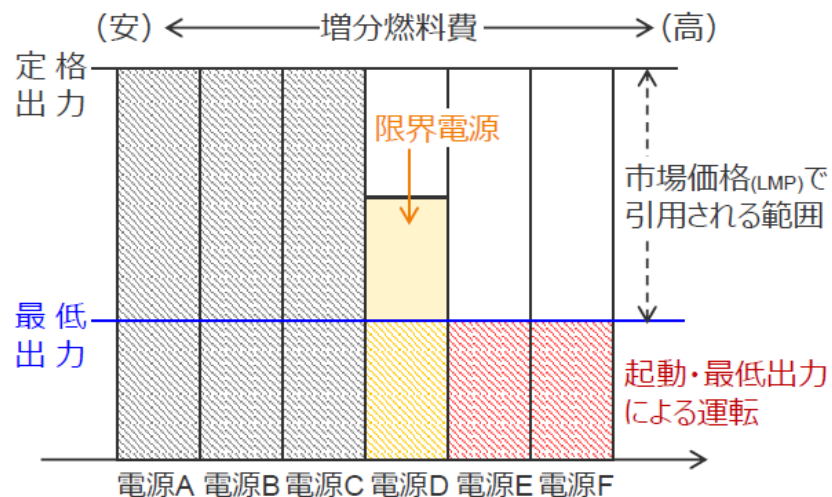
市場外での損失補償スキーム

12

- 起動費や無負荷コストなどを市場外で支払う仕組みは「アップリフト」と呼ばれており、発電事業者の入札データをもとに起動費等を含む発電コスト市場収益と比較して、損失分だけ事後補填することとしている。
- 下図の例では、電源EとFが起動並列しているものの、最低出力となるため市場価格には引用されず、限界価格は電源Dの増分燃料費から決まるため、電源EとFは市場収益がコストを下回ることとなる。
- このため、市場で回収漏れとなる起動費や無負荷コストの一部について、アップリフトにより事後的に補償されることで、発電事業者が市場取引により損失を生じさせないよう、制度上の配慮がなされている。

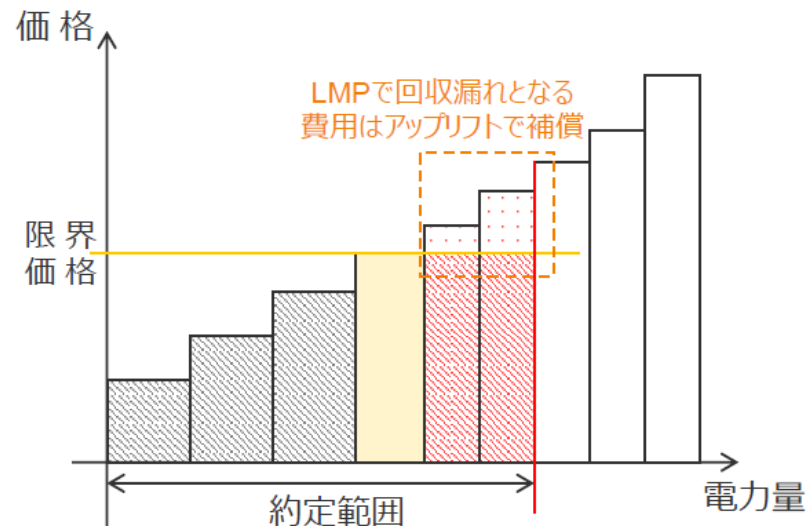
エネルギー市場における限界電源の考え方

- ・市場における限界電源は最低出力以上で、プールスケジュールのユニットの増分燃料費が引用される。



アップリフトのイメージ

- ・市場価格では回収漏れとなるコストを常に算定して補償する (Make-Whole Payments)。



(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある需要の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

(i) ΔkW -I

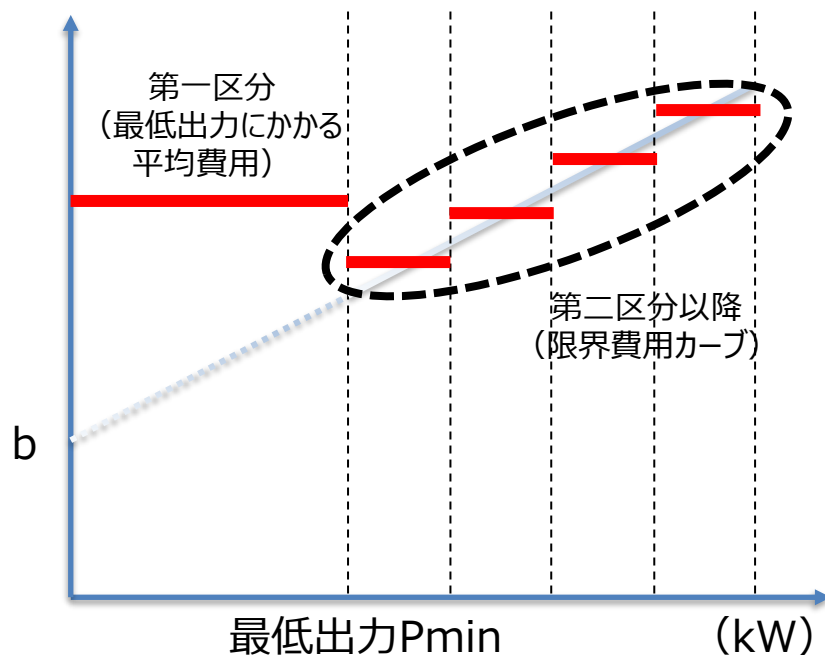
(ii) ΔkW -II・III

最低出力費用の留意点

- Three-Part Offerの情報としては、起動費の他に、最低出力費用と限界費用カーブを入札。例えば、現行の需給調整市場においては、V1単価として、第一区分（最低出力にかかる平均費用）と第二区分以降（限界費用カーブ）の入札を行っており、両者を一体的に扱っている。他方、第一区分が著しく高くなる電源なども存在。そのため、同時市場において、仮に約定価格を第一区分で決定すると、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。

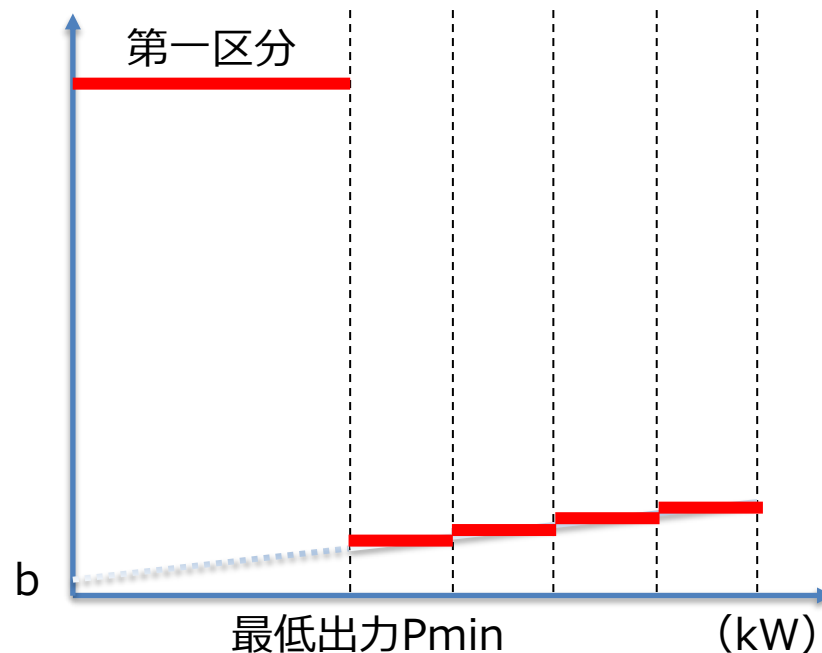
V1単価

(円/kWh)



V1単価（極端な例）

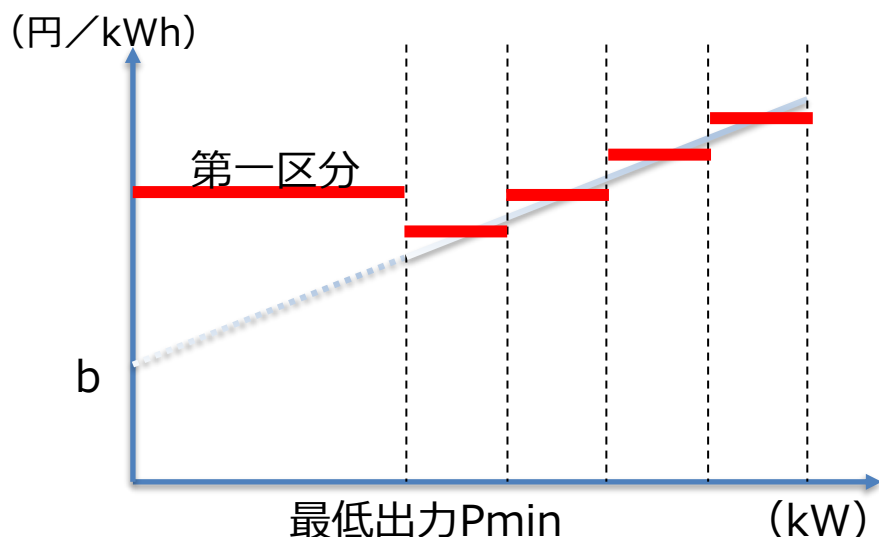
(円/kWh)



限界費用カーブと平均費用カーブ

- PJMにおいては、約定価格は、「追加で1MW出力を増加させるときの費用」で決定しており、第二区分以降（限界費用カーブ）で約定価格を決定することで、第一区分による市場価格の高騰を回避していると思われる（以下の①－2）。一方、最低出力費用の取漏れの発生が生じている可能性も存在。
- また、前ページのような課題を解決するためには、最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブの組み合わせで約定価格を決定するのではなく、平均費用カーブで約定価格を決定する方法も考えられる。いずれの考え方をとることが適切か。最終的には日本の電源の特性も踏まえつつ、シミュレーションを行った上で決定する必要があるか。

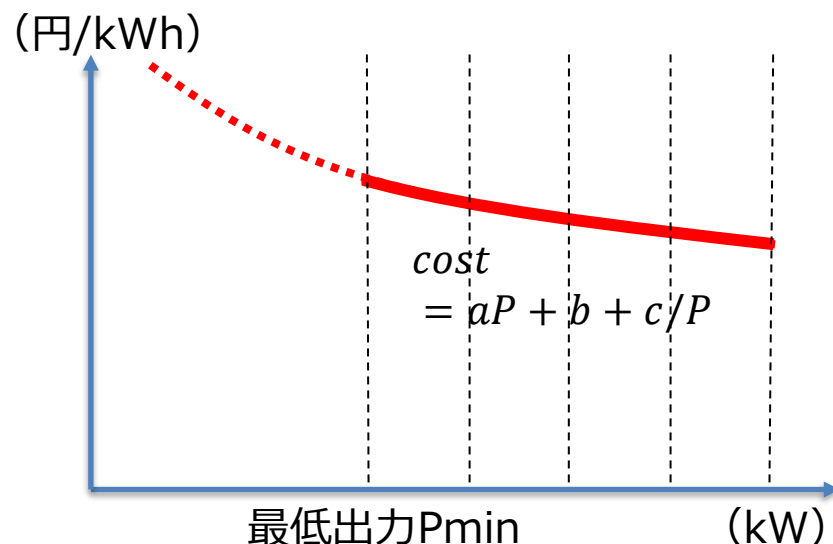
①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



①－1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。

①－2：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

②平均費用カーブ



- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
- Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。

(※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

(i) ΔkW -I

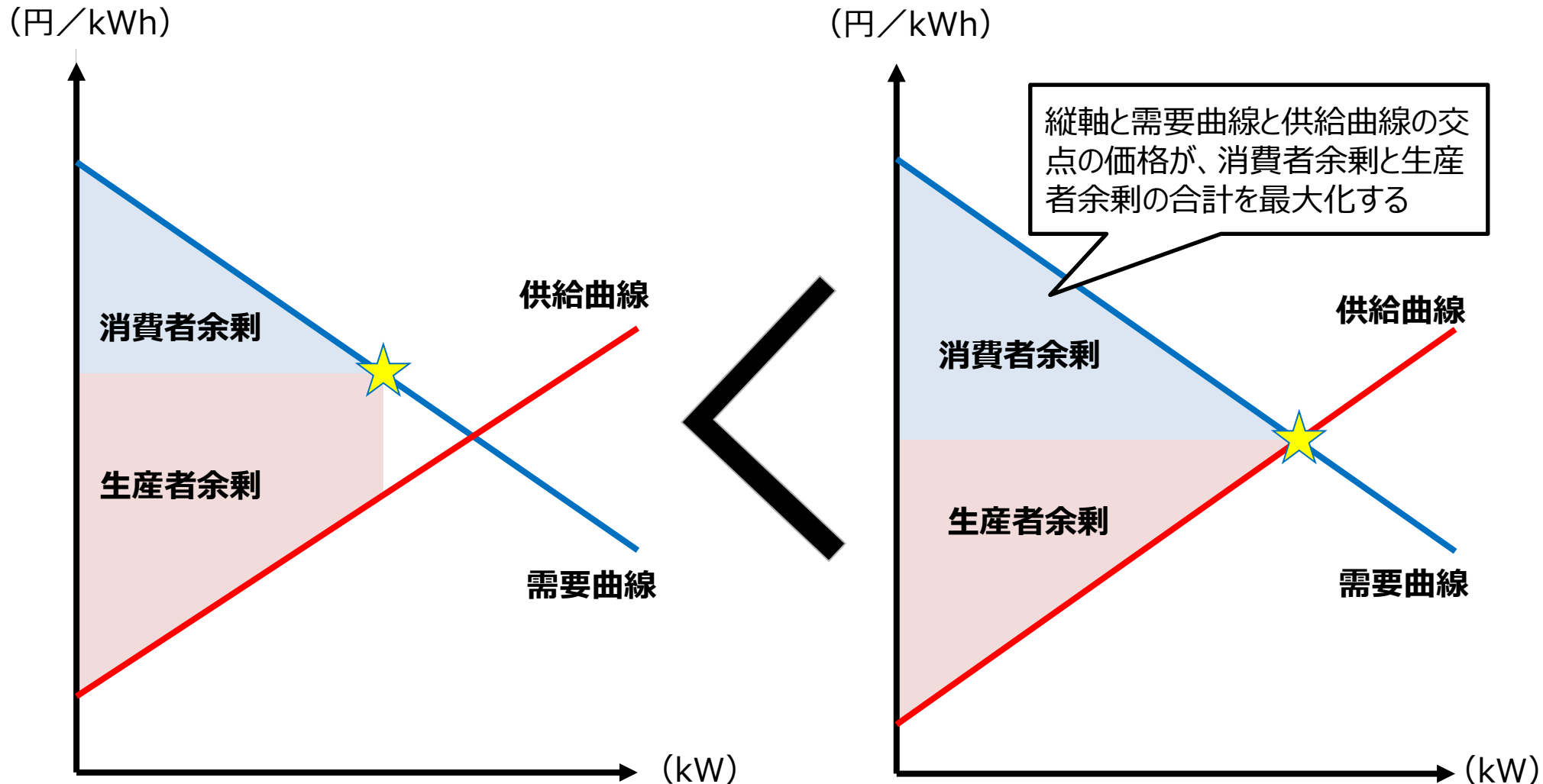
(ii) ΔkW -II・III

価格弾力性のある買入札の取り扱い（基本的な考え方、検討の方法）

- 同時市場においては、**Three-Part Offerでの入札**となり、限界費用カーブに加えて、起動費や最低出力費用も入札情報として登録することになり、当該費用も踏まえて約定電源等を決定することが必要となる。
- このため、**需要量によって約定電源等のラインナップ自体が変化する可能性があるところ、買入札価格によって需要量が変わることから、買入札を尊重して約定価格を決定するためには、P.43の通り、買入札価格を踏まえて、様々な需要を想定した上で、ラインナップの確定とそのラインナップにおける限界電源の価格の算出を繰り返し行い、供給曲線を作成し、需要曲線との交点を探索（※１）することにより、約定価格の計算を行う**、といった対応が考えられる（供給曲線の作成方法①参照）。（※２）
 - （※１） 実際の約定システムを構築する際は「供給曲線と需要曲線の交点を探す」という問題を直接解くのではなく、同値の問題として、「生産者余剰と消費者余剰の合計を目的関数として設定した上で、この最大化を行うことができる電源ラインナップを算出する」という問題を解くというやり方もあり得る（次ページ参照）。以下では、イメージのし易さの観点から、供給曲線と需要曲線を用いて各論点の整理を行った。
 - （※２） この計算にあたっては、単一コマでなく、一定期間のコマの電源ラインナップを同時に考慮することが必要。また、最適化計算をどの期間を単位として行うか（1日48コマかなど）といった点の検討も必要。
- 他方で、**この方法による場合、繰り返し計算による計算負荷が高いなど、実現性に課題があることもが想定**される。そのため、並行して、**その他の方法として、P.44の通り、あらかじめ一定の需要を想定して供給曲線の作成を簡易的に行う方法についても検討**を行った（供給曲線の作成方法②参照）。

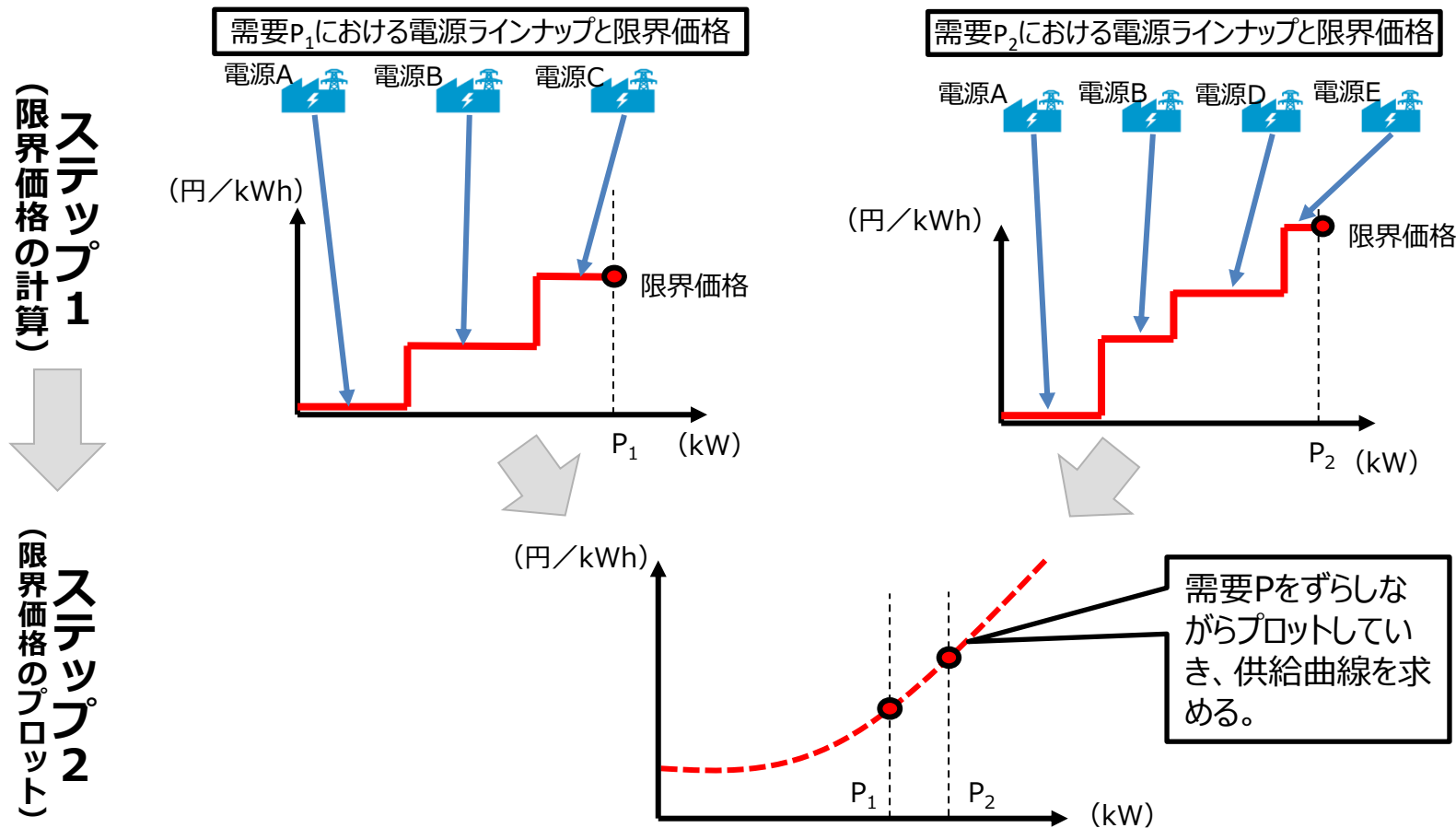
(参考) 需給曲線の交点の探索と社会的余剰の最大化

- 「需要曲線と供給曲線の探索」と「消費者余剰と生産者余剰の合計の最大化」は同値。



価格弾力性のある買入札の取り扱い（供給曲線の作成方法①）

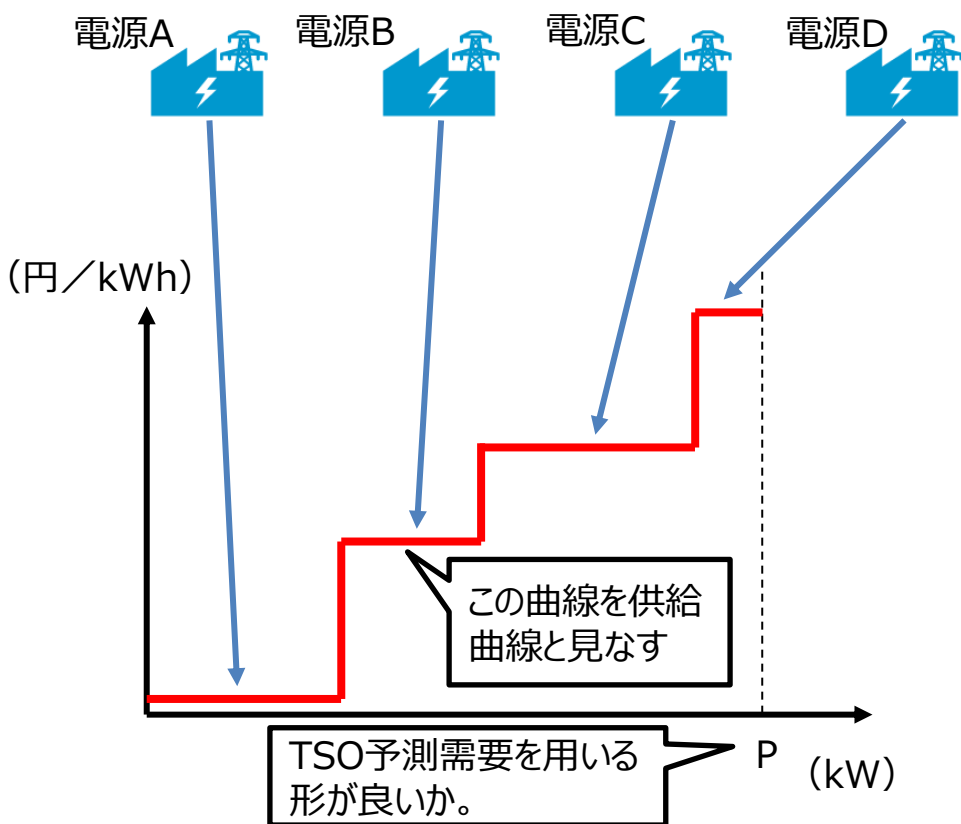
- 需要Pにおける電源ラインナップを計算し、ラインナップの中で最も高い価格の電源をマージナル電源として、需要Pにおける限界価格とする（ステップ1）。小売電気事業者による買入札価格と量を踏まえて、この需要Pを少しずつずらし、電源ラインナップの計算と限界価格の計算を何度も繰り返し行うことで、供給曲線を作成する（ステップ2）。



価格弾力性のある買入札の取り扱い（供給曲線の作成方法②）

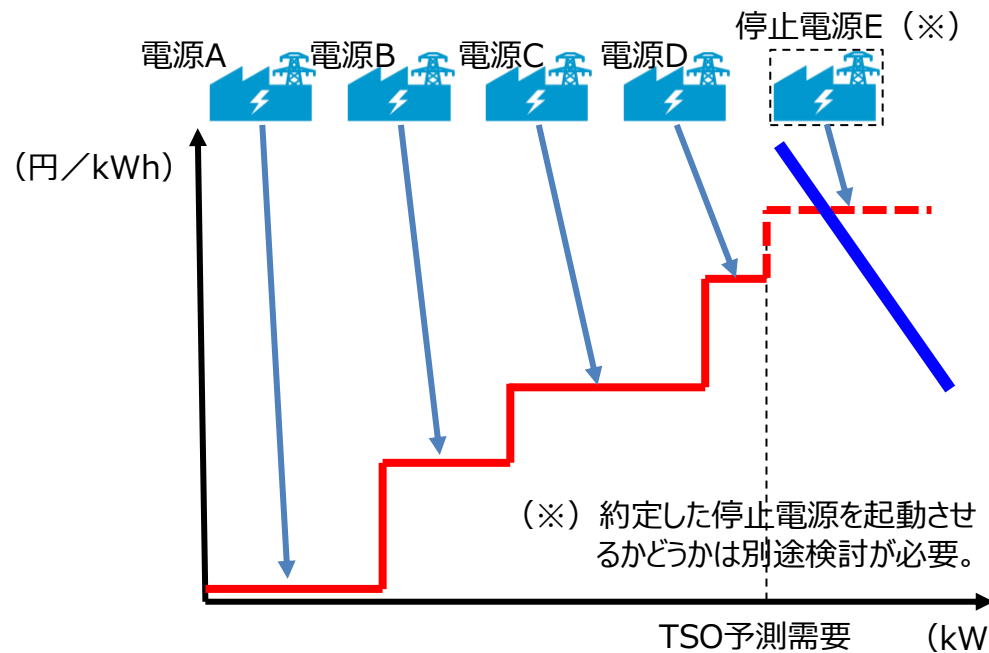
- 前ページのステップ1で限界価格の計算をするにあたって、一定の需要を想定し、それに基づき簡易的に作成した曲線を供給曲線として利用することも案として考えられるか（以下、この簡易的な曲線を「簡易供給曲線」という。）。なお、この際、簡易供給曲線を作成するために想定する需要をどのように設定するかが論点となる。

簡易供給曲線作成のイメージ



【論点】簡易供給曲線の作成のために、想定する需要(P)はどのように設定することが考えられるか。

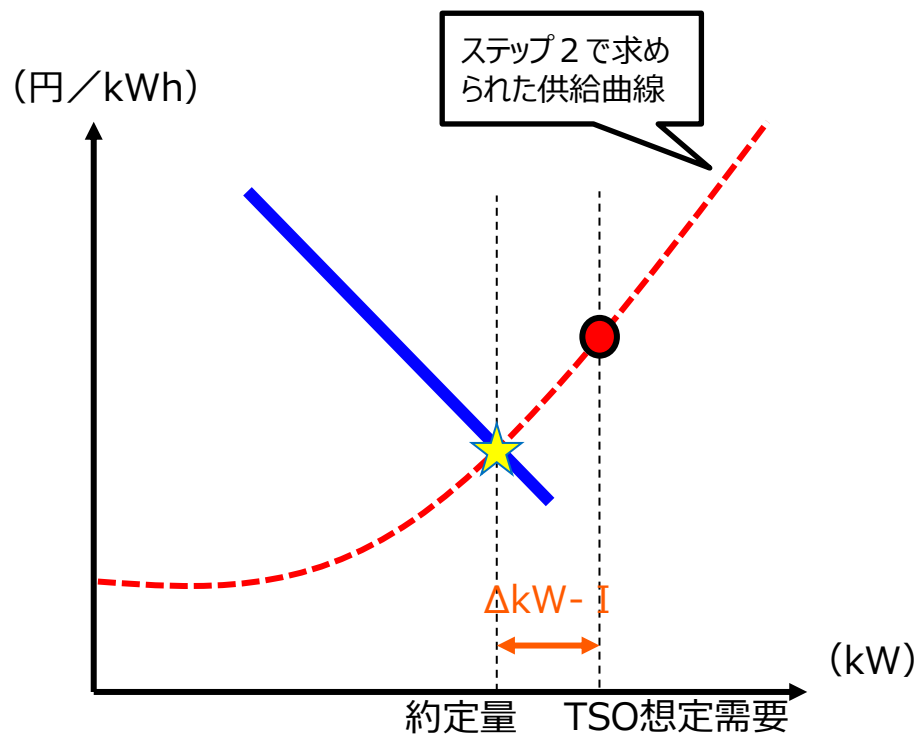
- TSO予測需要に合わせて、簡易供給曲線を設定することを基本とし、需要に比べて簡易供給曲線が足りない場合は、次にkWh単価が安い電源を簡易供給曲線の一番右側に加えていき、簡易供給曲線を右に伸ばしていく、という方法が考えられるか。



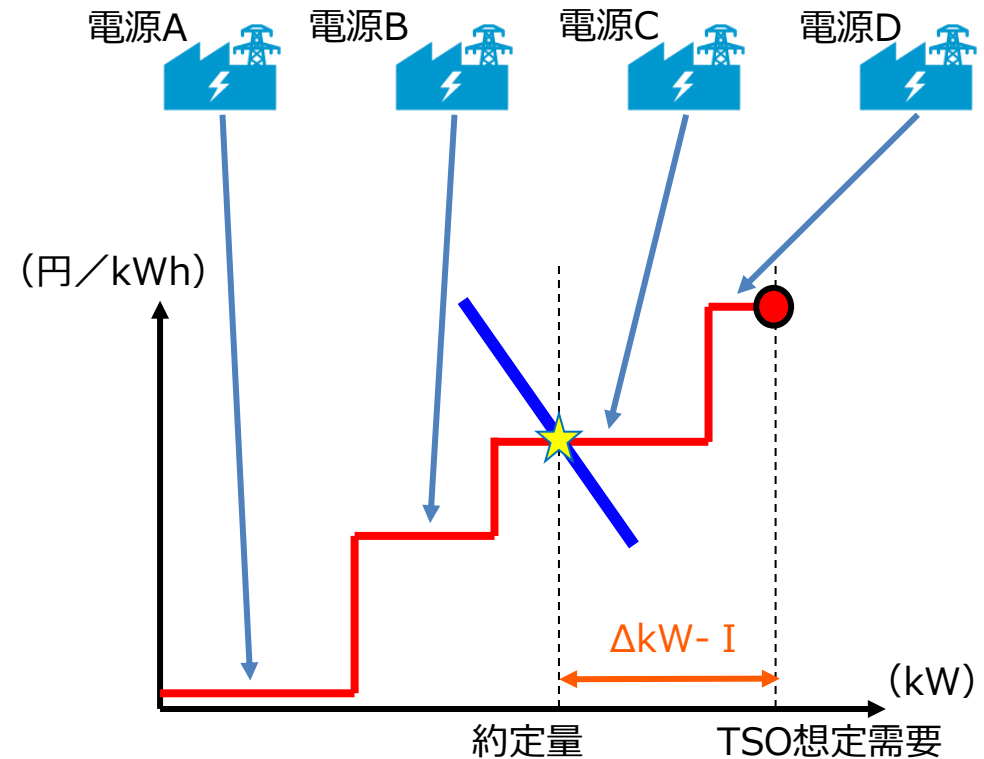
(参考) 需給の交点と $\Delta kW-I$ との関係

- 供給曲線の作成方法①②それぞれについて、需給の交点と $\Delta kW-I$ との関係は以下の通り。

供給曲線の作成方法①



供給曲線の作成方法②



(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

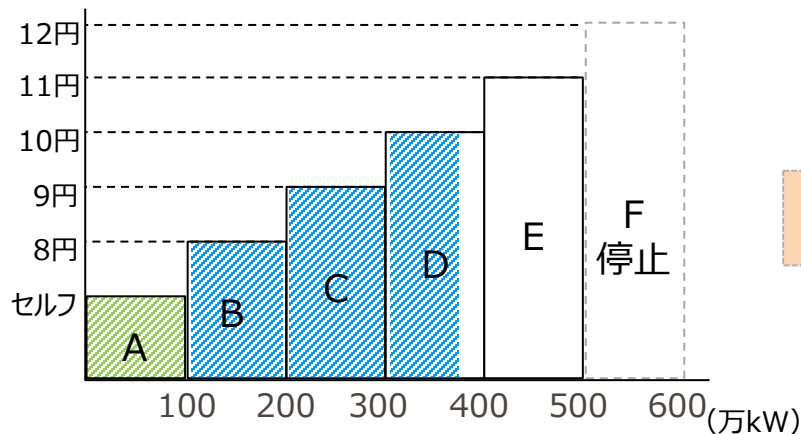
(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（基本的な考え方）

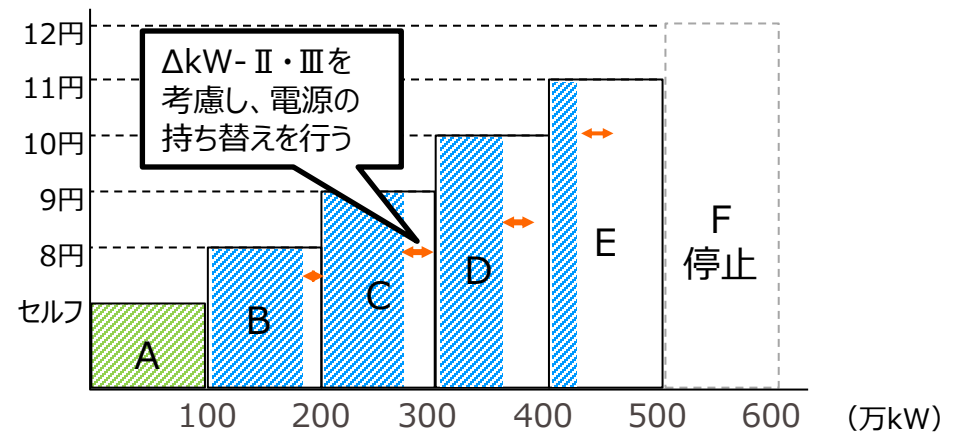
- 同時市場の約定フローイメージ（次ページ参照）のとおり、約定電源等の処理フローとしては、①kWhのみの電源ラインナップを決定し、その後②kWhとして出力を予定していた電源の持ち替えを行うことなどによりΔkW-Ⅱ・Ⅲを確保する流れとなっている。
- この考え方を踏まえると、約定価格の決定にあたり、P.43のステップ1における限界価格を求める方法として、①ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法と②ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法のいずれかが考えられる。
- 次頁以降で、供給曲線の作成方法①・②（P43、44参照）のそれぞれのパターンごとに検討を行った。

①kWhのみの電源ラインナップの決定イメージ



■ kWhとして出力する領域（ΔkW-Ⅱ・Ⅲ考慮なし）

②最終的な電源ラインナップのイメージ
（電源の持ち替え等によりΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保後）



■ ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮して、実際にkWhとして出力する領域

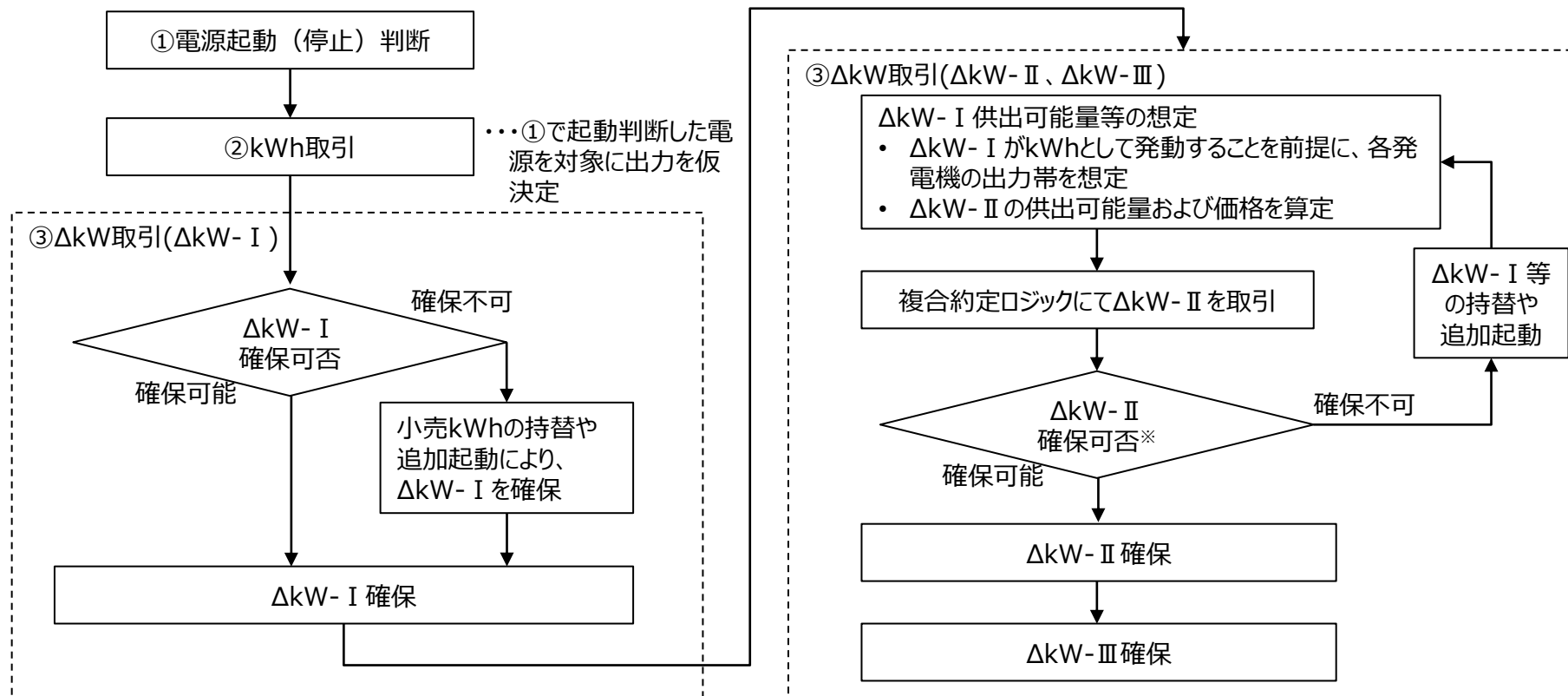
↔ ΔkW-Ⅱ・Ⅲ

(参考) 同時市場の約定フロー

第2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10月）資料4より抜粋

- 前ページまでの同時市場の約定フローの基本コンセプトは以下のとおり。

(同時市場の約定フロー)

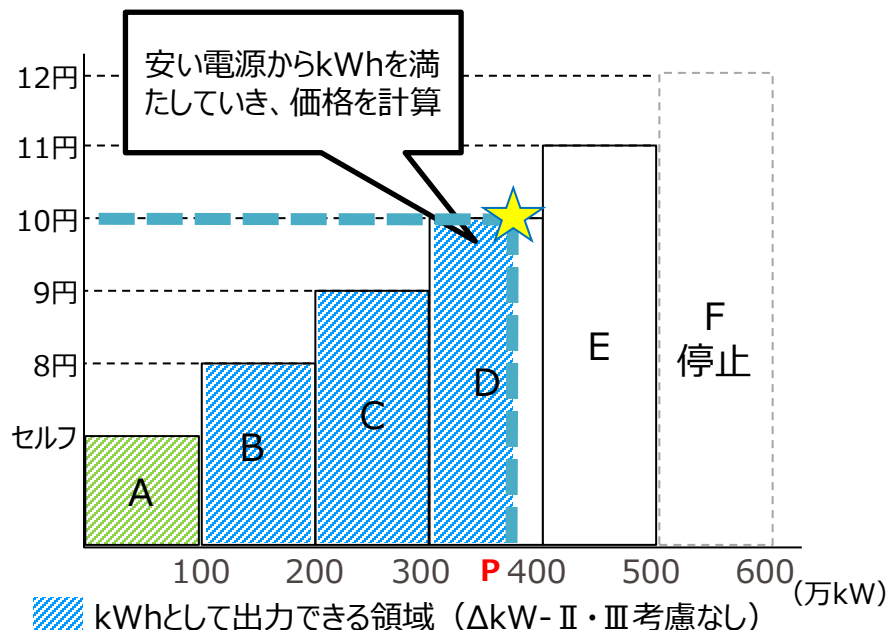


※ ΔkW-IIIも含めて確保可否判断

ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（供給曲線の作成方法①：ステップ1における限界価格の求め方）

- 供給曲線の作成方法①のステップ1の限界価格の求め方における、①ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法と②考慮する方法のイメージ及び評価は以下のとおり。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案A）



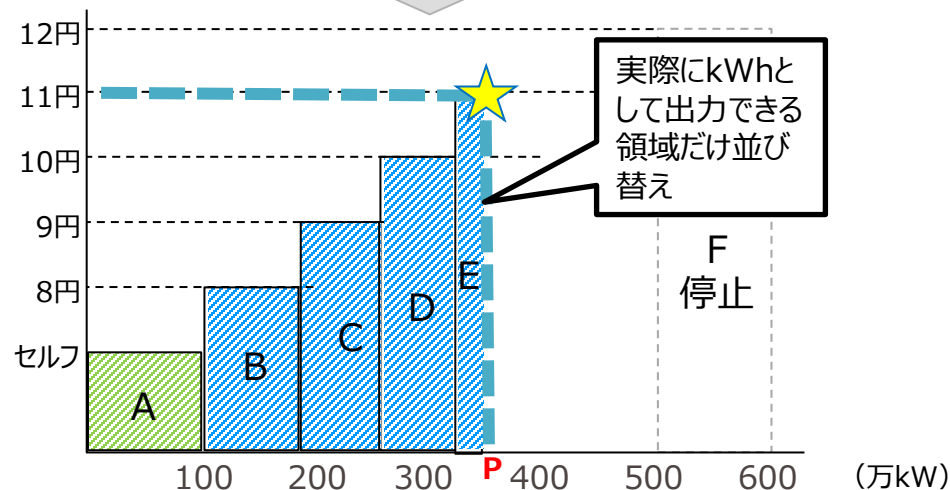
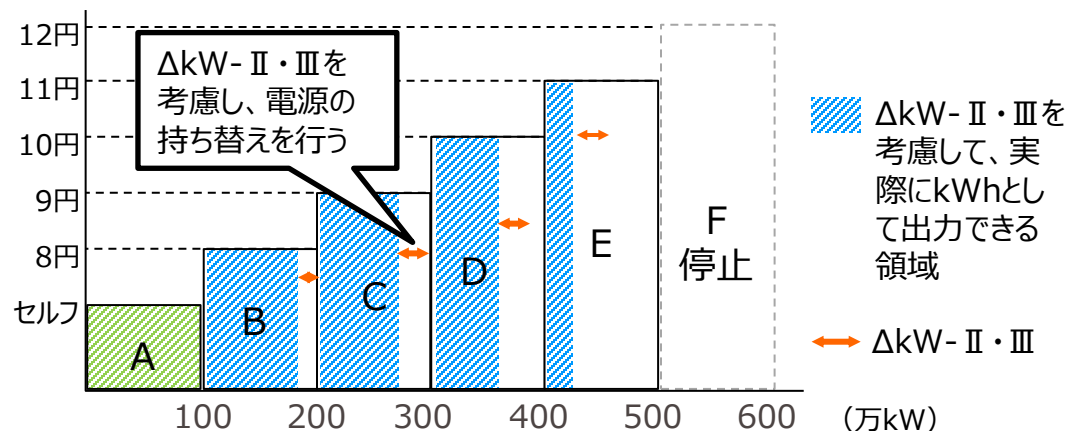
案Aの評価

- ・ ΔkW-Ⅱ・Ⅲが必要なければ、本来はkWhとして出力できていたと考えるのならば、合理的な価格となる。
- ・ 他方、ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保している範囲はkWhとして出力できないため、ΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保範囲次第では、約定電源が限界価格よりも高い費用の電源（図における電源E）となる場合が生じ、別途費用補填が必要になるか。

案B-1の評価

- ・ 約定電源ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保している範囲は除くため、費用補填の必要ない価格設定が可能。
- ・ 他方、①と比較して約定価格が高くなる可能性がある。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案B-1）

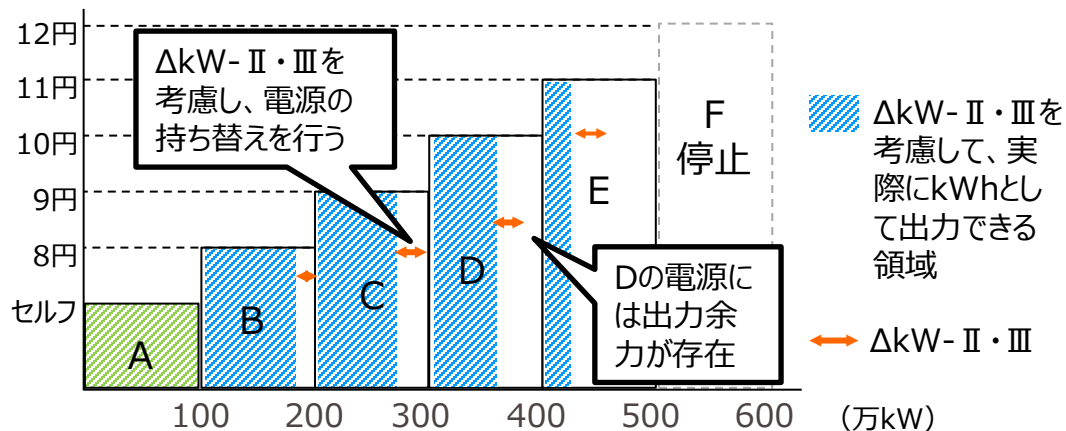


(※) 同時市場におけるΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保の有無・範囲については、調整力の確保のタイミング等で変わり得るため、別途議論が必要。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（供給曲線の作成方法①：ステップ1における限界価格の求め方）

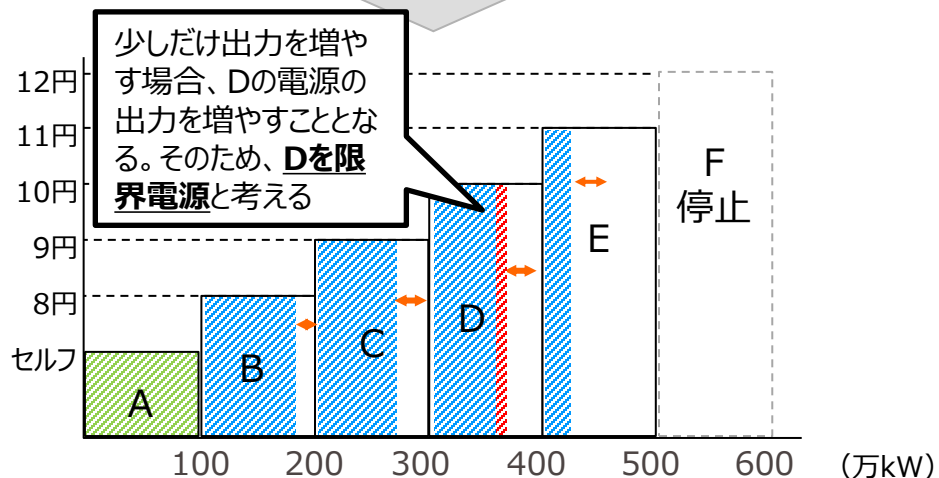
- また、②ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法については、稼働している電源の中で最も高い費用の電源で約定価格を決定するのではなく、「追加で1kW出力を増加させるときの費用」で約定価格を決定する方法も考えられる。どの方が合理的か。その他考えられる方法はあるか。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案B-2）



案B-2の評価

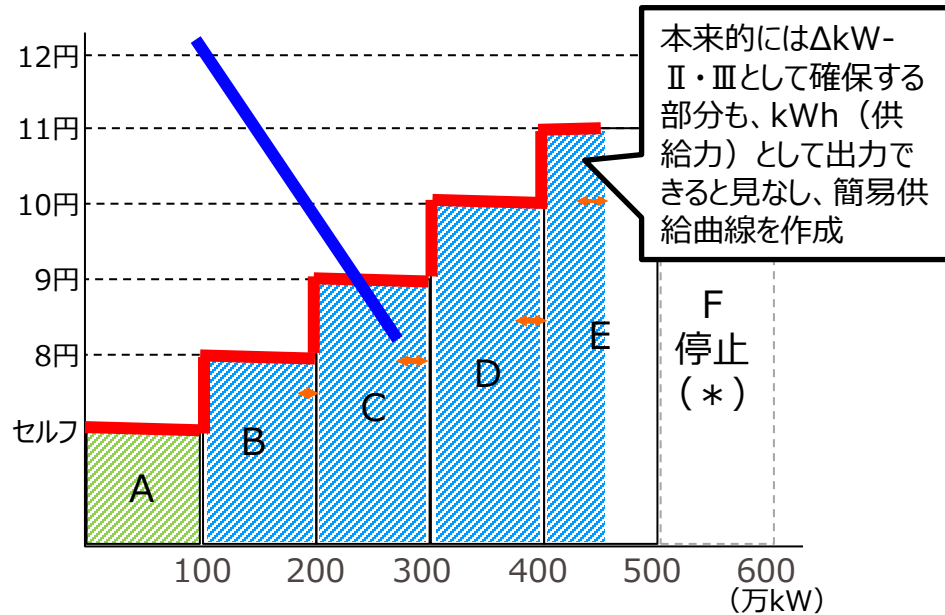
- ・ PJMの約定価格の計算方式と一致。
- ・ 約定電源（電源E）が限界電源（電源D）より高い場合が存在し、この場合、費用補填が必要。



ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（供給曲線の作成方法②（簡易供給曲線））

- 供給曲線の作成方法②の簡易供給曲線の作成方法に関し、①ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法と②ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法のイメージは以下のとおり。

簡易供給曲線作成方法（案A'）： ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない簡易供給曲線

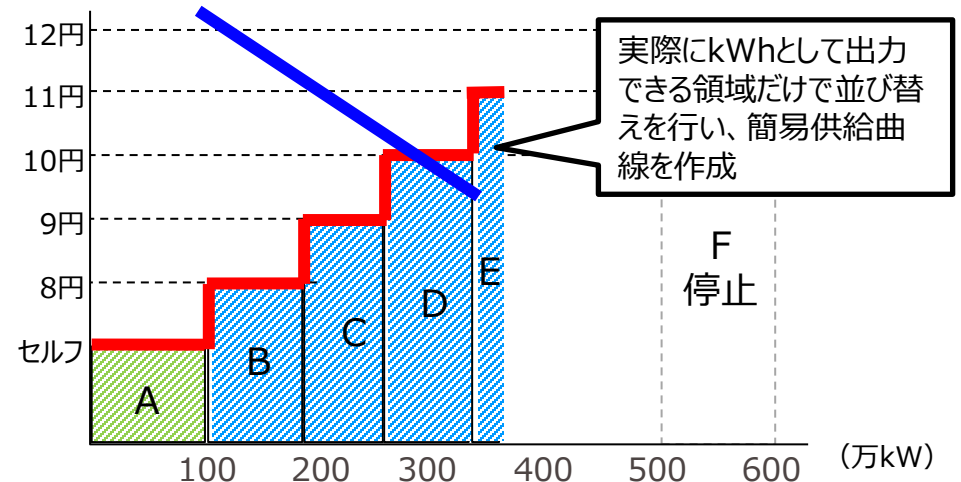
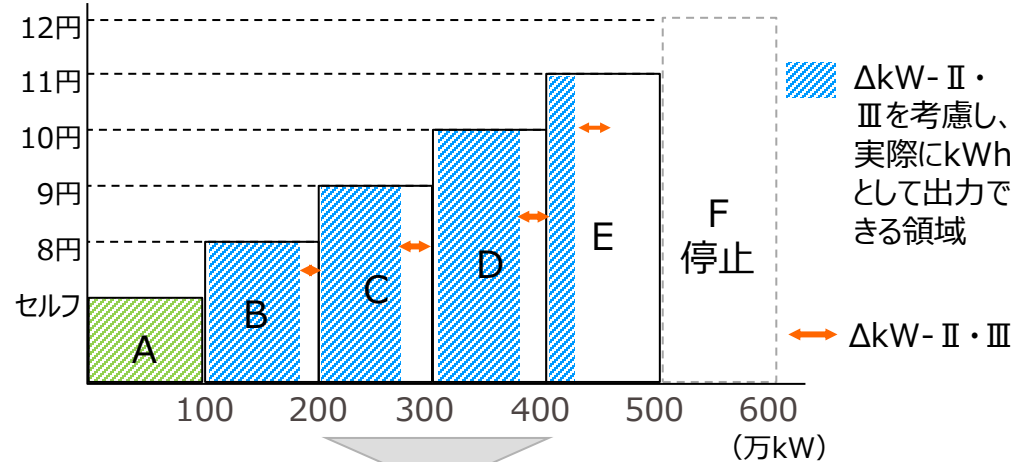


■ kWhとして出力できると見なす領域（調整力考慮前）（= TSO予測需要 + ΔkW-Ⅱ・Ⅲ）

→ 本来的には、ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保する領域

(*) TSO想定需要では起動を想定していない電源（以下同じ。）

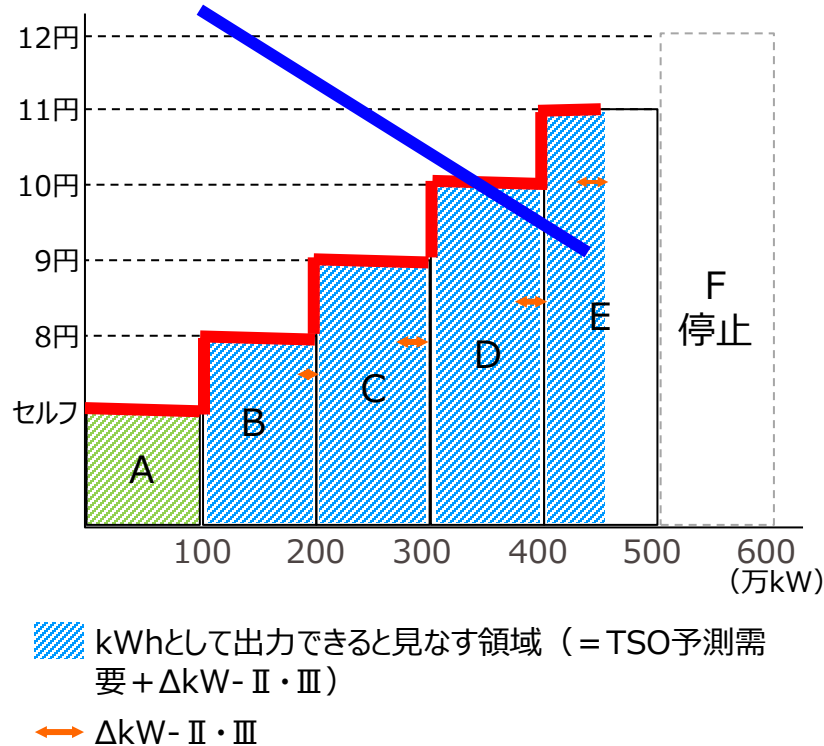
簡易供給曲線作成方法（案B'）： ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する簡易供給曲線



(※) 同時市場におけるΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保の有無・範囲については、調整力の確保のタイミング等で変わり得るため、別途議論が必要。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（案A'の評価）

案A'：ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない簡易供給曲線



メリット

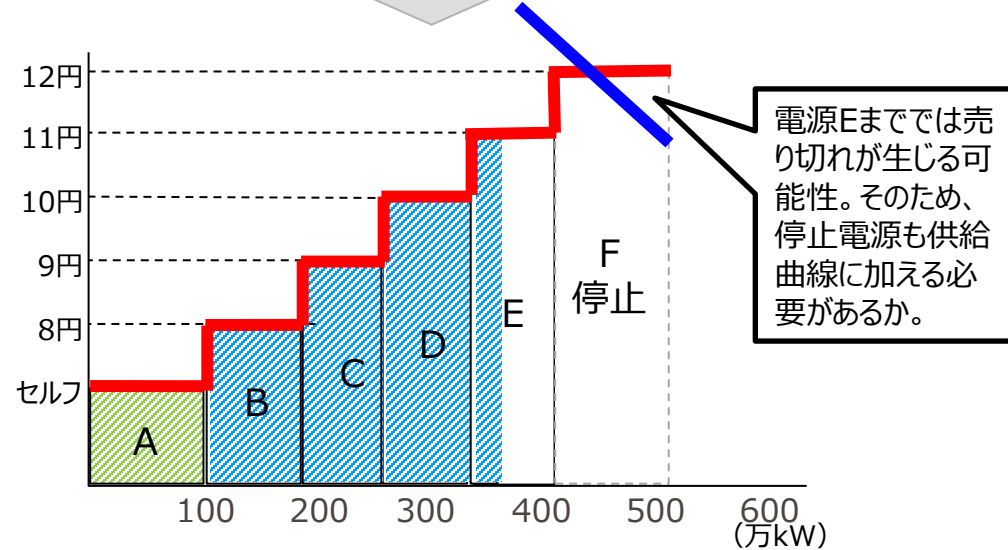
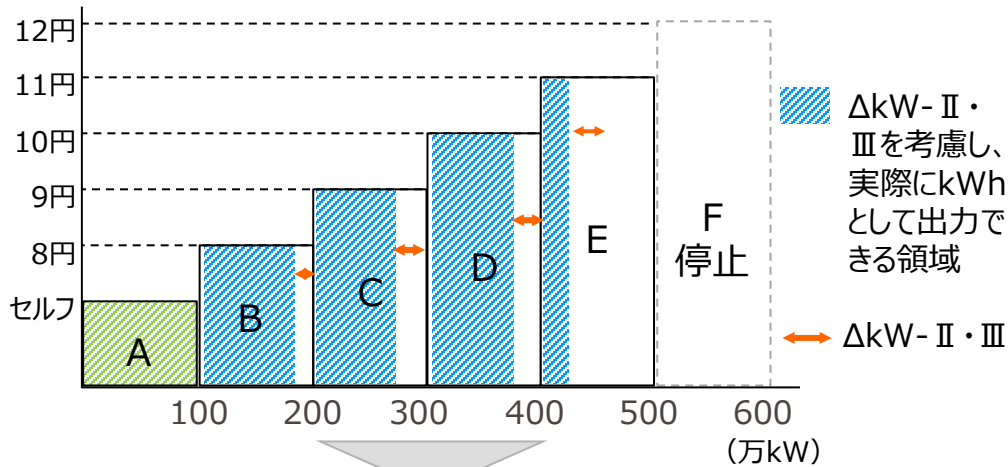
- 調整力が必要なければ、ΔkW-Ⅱ・Ⅲは存在せず、本来はkWhとして出力できていたと考えるのならば、合理的な簡易供給曲線となる（デメリットの1ポツの考え方を採用するなら逆の評価となる）。

デメリット

- ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保されている調整力にもかかわらず、供給力のkWhとして評価されており、実態と乖離している（メリットの1ポツの考え方を採用するなら逆の評価となる）。
- ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保している範囲は発電BGとしてはkWhとして出力できないため、ΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保範囲次第では、約定電源が限界価格よりも高い費用の電源（図における電源E）となる場合が生じ、別途費用補填が必要になるか。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲの取り扱い（案B'の評価）

案B'：ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する簡易供給曲線



メリット

- 供給力のkWhだけが簡易供給曲線として評価されている（デメリットの1ポツの考え方を採用するなら逆の評価となる）。
- ΔkW-Ⅱ・Ⅲで確保した範囲はすでに供給曲線から除いてあるので、ΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保のための電源差し替えによって、約定価格より高い電源が約定するということは発生しない。

デメリット

- 調整力が必要なければ、ΔkW-Ⅱ・Ⅲは存在せず、本来はkWhとして出力できていたと考えるのならば、非合理的な簡易供給曲線となる（メリットの1ポツの考え方を採用するなら逆の評価となる）。
- TSO予測需要よりも小売入札量が多い場合において、TSO予測需要に基づく電源ラインナップだけではカバーできない可能性が案A'よりも高く、その場合、TSO想定需要では起動を想定していない電源（図の電源F）も供給曲線に加え、約定価格を計算することになる。
- 案A'と比較して約定価格が高くなる可能性。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

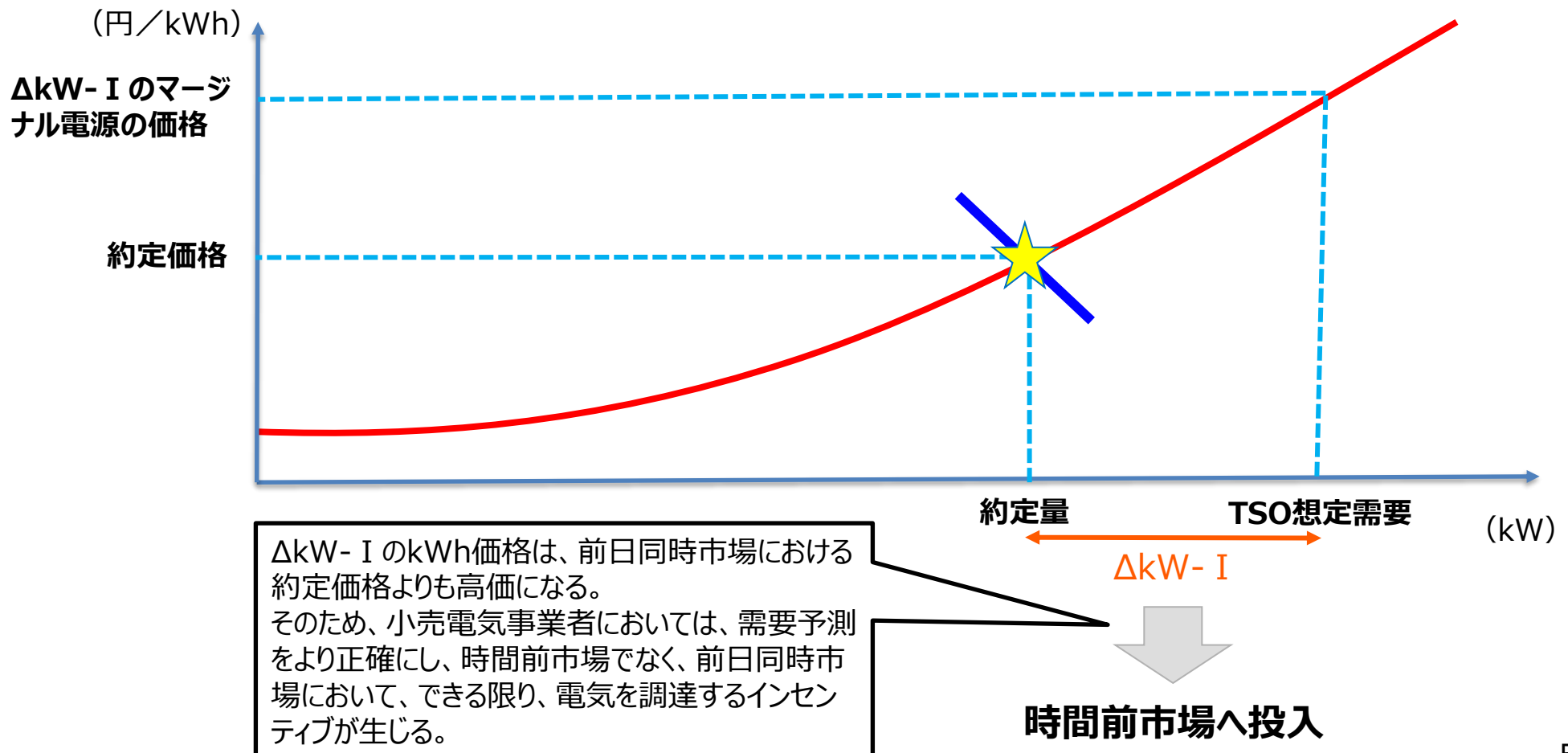
(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

$\Delta kW-I$ の取り扱い

- TSO予測需要 > 小売調達需要となる場合、 $\Delta kW-I$ が存在。 $\Delta kW-I$ のマージナル電源の価格は以下のように計算できると考えられ、また、 $\Delta kW-I$ は時間前市場に投入することが考えられるが、次ページの通り、様々、論点が存在。

$\Delta kW-I$ の概要イメージ



$\Delta kW-I$ の取り扱い（論点）

① $\Delta kW-I$ の性質（kWhか、 ΔkW か）

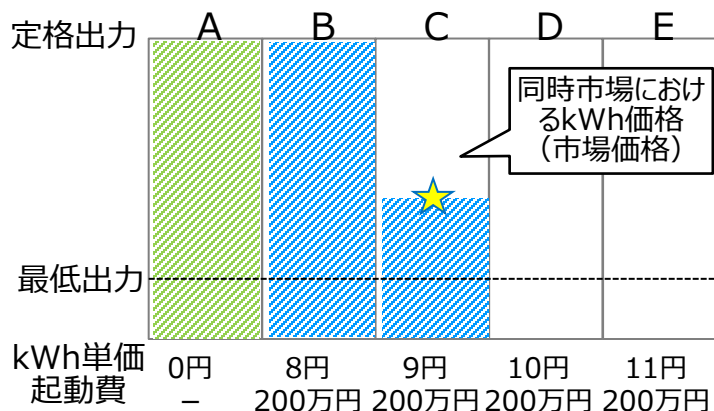
- 仮に、kWhとして約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、同時市場における小売約定分と $\Delta kW-I$ のkWh単価は、別々に設定することが適切ではないか。
- 一方で、 ΔkW として約定処理する場合、小売約定分のkWh単価とは別に ΔkW 単価とkWh単価をそれぞれ設定することとなる。
- また、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすためのkWh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

ΔkW- I の取り扱い（論点）（続き）

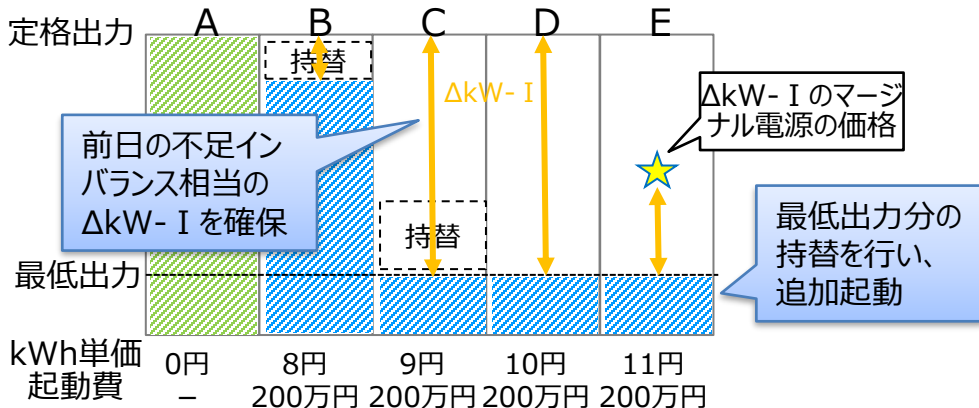
② ΔkWとする場合、ΔkW単価とkWh単価の設定方法

ΔkW- I 確保のイメージ

第2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10月）資料4のP.36の図を一部改変



電源の持替や追加起動を行い、
ΔkW- I を確保



- 左図の例において、同時市場におけるkWh価格（以下、「市場価格」という）は9円/kWh、ΔkW- I のマージナル電源の価格は11円/kWhとなる。

【論点1】電源Bの同時市場との関係で発生する逸失利益

- ΔkW- I 確保のためには電源の持ち替えが生じるため、現行の需給調整市場のルール（P.61～63を参照）を参考にすると、電源Bについては、限界費用と市場価格の差額が逸失利益となり、ΔkW単価に織り込まれる。同時市場においては、このような逸失利益をどう考えるか。

【論点2】電源D、Eの機会費用

- ΔkW- I 確保のためには電源の持ち替えが生じるため、現行の需給調整市場のルール（P.61～63を参照）を参考にすると、電源DやEの起動費や最低出力費用とkWh市場価格との差分は機会費用であり、ΔkW単価に織り込まれる。同時市場においては、このような機会費用をどう考えるか。

【論点3】電源B、C、DのΔkW- I としてのkWh単価

- ΔkW- I のkWh価格をシングルプライスにするか、マルチプライスにするか。
- なお、現行の需給調整市場においては、予約電源については、kWh単価はマルチプライスでの精算であるが、発電事業者が限界費用での入札か、時間前市場の約定価格の平均値での入札かを選択できる（P.61～63を参照）。

【論点4】固定費

- 現行の需給調整市場のΔkW単価には固定費を含めることが認められているが、ΔkW- I のΔkW単価はどう考えるか。また、固定費については、供給力kWh市場での回収の観点も含めて全体を整理する必要があるか。

ΔkW - I の取り扱い（論点）（続き）

③ 時間前市場に投入する電力の範囲

- 時間前市場に投入する電力については、 ΔkW - I として確保したものの全量とするか。又は、TSOとして出力すると判断したものとするか、逆にTSOとして出力させることは不要と判断したものとするか、といった検討が必要となる。
（※）kWhとして処理する場合は、全量となる。
- 本論点は、次回以降の時間前市場における検討において、具体的な検討を進めることとしたい。

④ 費用負担の在り方

- ΔkW - I の ΔkW 単価については、託送料金や時間前市場の料金、インバランス料金で負担することが考えられるか。その他、どのような方法が考えられるか。
- 一方、 ΔkW - I のkWh単価については、以下のように整理することが適切ではないか。
 - ・ 時間前市場で約定した電源：時間前市場で約定した買い入札事業者
 - ・ 時間前市場で約定しなかった電源：インバランス料金としてインバランスを発生させた事業者

（※）上記のほか、時間前市場における入札主体や入札の仕方（規律）及び調整力の確保のタイミングの考え方を踏まえて、 ΔkW - I 確保のタイミング等についても、別途検討が必要。

(1) 本日まで議論いただきたい内容

(2) 約定価格の決定方法

(I) 同時市場におけるkWhの価格決定方法

(i) シングルプライス・マルチプライス

(ii) 起動費の取り扱い

(iii) 最低出力費用の取り扱い

(iv) 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

(v) ΔkW -II・IIIの取り扱い

(II) 同時市場における ΔkW -I・II・IIIの価格決定方法

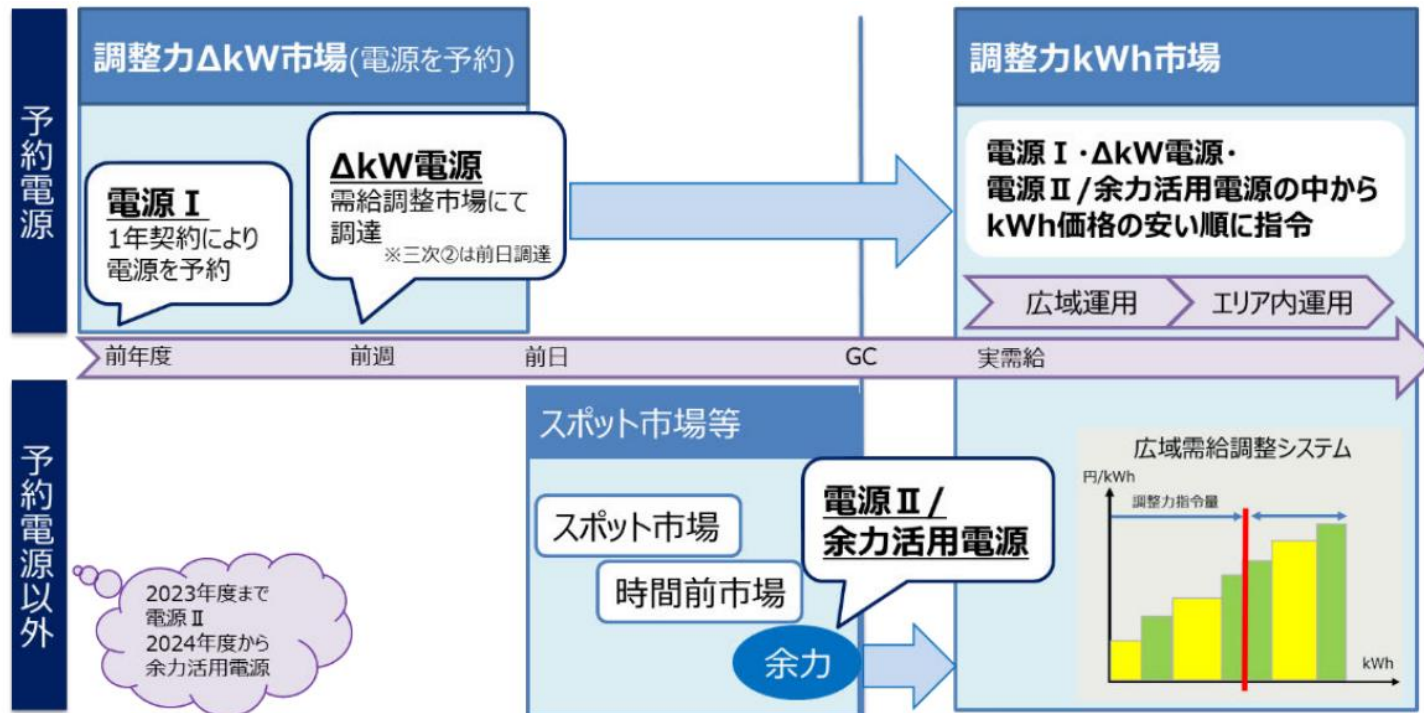
(i) ΔkW -I

(ii) ΔkW -II・III

現行の需給調整市場の仕組み、価格規律

- 需給調整市場には、2つの市場が存在する。（詳細は下図の通り）
 - － 調整力 Δ kW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。 Δ kW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：実需給断面において、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電源（当面は電源Ⅱ）も含めた中から、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（つまり、マルチプライスオークションの市場）。

需給調整市場の概要



※需給調整市場ガイドライン（2021年3月30日策定、経済産業省）
(<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210330b.pdf>) より抜粋。

現行の需給調整市場の仕組み、価格規律（続き）

- 需給調整市場においては、需給調整市場ガイドライン（2021年3月30日策定、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。具体的には下表のとおり。

市場区分	予約の有無	価格規律
調整力 ΔkW市場	予約電源	$\Delta kW \text{ 価格} \leq \text{当該電源等の} \underline{\text{逸失利益（機会費用）}} + \underline{\text{一定額}}$ $\Delta kW \text{ 価格} > \underline{\text{逸失利益（機会費用）}}$ については、 $\Delta kW \text{ 価格} > \text{卸電力市場価格（予想）}$ 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、<u>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、</u> $\Delta kW \text{ 価格} < \text{卸電力市場価格（予想）}$ 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、<u>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。</u> $\Delta kW \text{ 価格} < \underline{\text{一定額}}$ については、<u>一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額</u>（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）
	予約電源以外（電源Ⅱ、余力活用電源）	$\text{上げ調整の kWh 価格} \leq \text{当該電源等の} \underline{\text{限界費用}} + \underline{\text{一定額}}$ $\text{下げ調整の kWh 価格} \geq \text{当該電源等の} \underline{\text{限界費用}} - \underline{\text{一定額}}$ $\text{下げ調整の kWh 価格} < \underline{\text{限界費用}} - \underline{\text{一定額}}$ については、<u>一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額</u>（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） $\text{上げ調整の kWh 価格} > \underline{\text{限界費用}} + \underline{\text{一定額}}$ については、<u>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。</u>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。
調整力 kWh市場	予約電源	$\text{価格} \leq \underline{\text{限界費用}} \text{ 又は } \underline{\text{市場価格}} \text{（＝時間前市場の約定価格の平均値）以下}$

※更に詳細は、需給調整市場ガイドライン（2021年3月30日策定、経済産業省）（<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210330b.pdf>）を参照。

(参考) 逸失利益（機会費用）の考え方

(逸失利益（機会費用）の考え方)

(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

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、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の機会費用が発生

(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

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、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の逸失利益が発生

【図表 4】 調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



(参考) 価格の決定方法と費用回収の方法 (日本の現行制度) (再掲)

- 日本の現行制度における市場価格の決定方法と費用回収の方法は以下の通り。

スポット市場	価格決定メカニズム	シングルプライスオークション
	入札価格に織り込む費用※1	燃料費等、起動費 (必要に応じて、ブロック入札を活用)
	費用負担者	スポット市場において、買い入札を行い、約定した者
需給調整市場	価格決定メカニズム	マルチプライスオークション
	入札価格に織り込む費用※1、※2	• ΔkW : 逸失利益 (機会費用) + 一定額 (固定費回収のための合理的な額) • kWh※ : 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 ※なお、予約電源以外 (電源Ⅱや余力活用電源) は、「限界費用±一定額 (固定費回収のための合理的な額)」が合理的な価格とされている。
	費用負担者	• ΔkW : 託送料金 (三次②は再エネ対応の調整力のため、再エネ賦課金) で回収。つまり、全ての需要家が広く負担していることとなる。 • kWh : インバランス料金で回収。つまり、インバランスを発生させた事業者が負担することとなる。その上で、一般送配電事業者のインバランス収支が相償されていない場合は託送料金で調整。

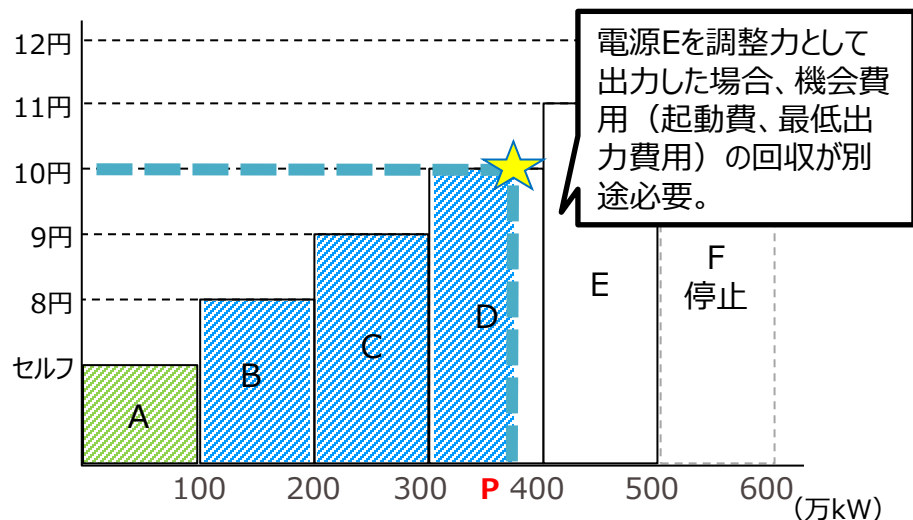
※1 : 限界費用での入札が利潤最大化行動となるが、限界費用よりも高い価格や低い価格で入札することが必ずしも禁止されているわけではない (ただし、相場操縦行為と見なされれば、電気事業法や独占禁止法上の問題となり得、基本的には限界費用での入札が望ましい)。

※2 : 詳細は、需給調整市場ガイドライン (2021年3月30日策定、経済産業省) (<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210330b.pdf>) を参照。

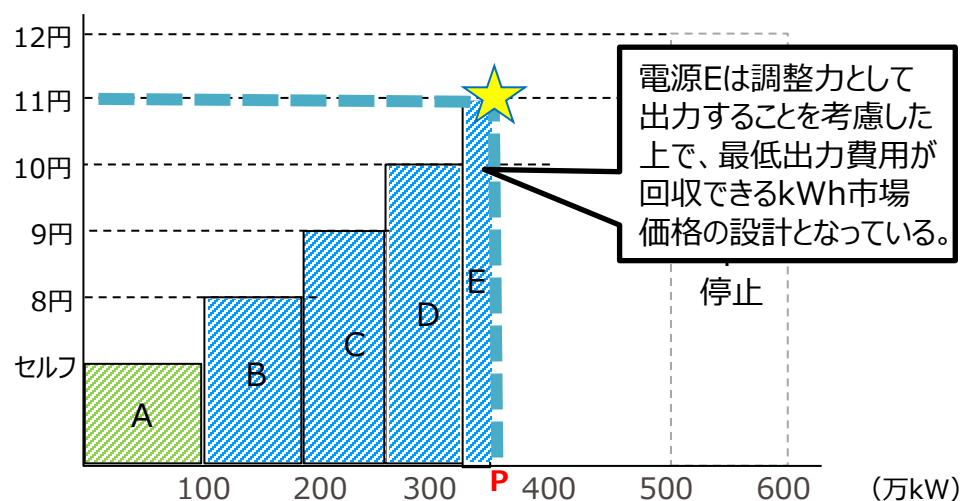
ΔkW-Ⅱ・Ⅲに関する論点

- 現行の需給調整市場における価格規律はP.61～63の通りであり、発電事業者等の売り入札者が機会費用（起動費や最低出力費用）や逸失利益、一定の固定費を回収できる仕組みとなっている。
 - また、P.49～53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、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として調整力市場で回収が必要と考えられる。
 - － 一方、案B－1の電源E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、供給力kWh市場でなく、調整力市場での回収を志向すること考えられるが、最低出力費用については、供給力kWh市場の約定価格に反映されているため（※）、調整力市場で機会費用として回収をする必要は無い。
- （※） P.38、39の通り、限界費用カーブや平均費用カーブの取り扱いによって、最低出力費用に取漏れが発生する可能性もあり、その場合、別途この取漏れの取り扱いの整理が必要。

ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案A）



ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案B－1）



ΔkW -Ⅱ・Ⅲに関する論点（続き）

- 以上を踏まえた上で、供給力kWh市場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、どう考えるか。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、P.57も参考にされたい。
 - ① 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（P.28～36を参照）、 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。
 - ② 機会費用における最低出力費用については、P.49～53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。
 - ③ 現在の需給調整市場における逸失利益の考え方（P.61～63を参照）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。
 - ④ 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（シングルプライスカ、マルチプライスカ）等も踏まえた検討が必要。また、固定費については、供給力kWh市場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、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。
- 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。入札にあたって、Three-Part（起動費、最低出力費用、限界費用カーブ）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。
- 約定価格の決定方法は、シングルプライスカ、マルチプライスカか。

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（価格決定方式③）

- 2つの方式のメリット/デメリットは下記のように整理できるが、低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用してはどうか。

	シングルプライス	マルチプライス
メリット	・価格指標性が高い ・入札価格によらず約定価格にて取引されるため、安価な電源は値差を得ることができるため、売り手側は自らの最も安い価格で入札する可能性が高い。	・調整力公募による価格決定方法と同様であるため、調整力公募に参加したことのある事業者においてはシステムが理解しやすい。 ・売り札毎に約定価格が決まり、複数の約定価格で取引が実施されることから、入札がコストベースで行われることを前提とすると、約定価格との値差が発生せず買い手側に余分なコストがかからない。 ・現状の託送原価の調整力費用計上の考え方と一致している。
デメリット	・約定価格は1つに決定し、約定した商品は1つの価格にて取引が実施されることから、約定価格との値差が発生し、現状に比べて追加的なコストがかかる可能性がある。	・売り手がコストベースでの入札を行わず、他の入札参加者の入札額を予想しながら自らの受取額を最も高くするような入札行動を行う可能性がある。（この場合、シングルプライスオークションに近づく。）

(参考) 需給調整市場におけるオークション形式をマルチプライスにした際の議論 (再掲)

第14回 制度検討作業部会
(2017年11月) 資料 3 より抜粋

(参考) 諸外国の需給調整市場における価格決定方式

	商品名	応動時間	調達時期	価格決定方式
ドイツ	Primary Control Reserve(PCR)	30秒以内	1 週間前	シングルプライスオークション
	Secondary Control Reserve(SCR)	5分以内		
	Tertiary Control Reserve(TCR)	15分以内	前日	
北欧 (statnett)	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	15分以内	1 週間前	マルチプライスオークション
	Frequency Containment Reserve in Disturbed condition (FCR-D)	30秒以内	1 週間前+前日	
	Frequency Containment Reserve in Normal condition (FCR-N)	2～3分以内		
	Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	15分以内	ゲートクローズ直前	
イギリス	Short Term Operating Reserve (STOR)	240分以内	年 3 回	マルチプライスオークション
	Frequency Response (Primary)	10秒以内	1 ヶ月前	
	Regulating reserve (Fast Reserve)	2分以内		
	Balancing Mechanism (B M) から調達した調整力	-	ゲートクローズ直前	シングルプライスオークション
アメリカ (PJM)	Secondary Reserve (Day-Ahead Scheduling Reserve)	30分以内	前日	シングルプライスオークション
	Primary Reserve	10分以内		
	Regulation Reserve	5分以内		

PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017) 等公表資料より作成