

同時市場の制度に関する論点について④ (約定、価格算定・精算等)

2025年6月25日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日の議論

- 前回は、再工ネ電源の入札方法と、電源約定及び価格算定における小売・TSO想定需要の扱い方について御議論をいただいた。
- 本日は、約定等に関する残る論点と、価格算定及び精算に関する論点を中心に、引き続き御 議論いただきたい。

(参考)検討予定の論点

• 本日は、前回取り上げた論点と、価格算定・精算に関する論点を主に取り扱う。

1	週間運用に関する論点		起動時間が長い電源の起動の仕組みの検討		第15回
	前日市場・時間前市場に関する論点	市場制度	開催時間、参加資格、取引単位等	第15回	
			時間前市場の開催回数、開催タイミング		
		入札	売り入札の論点(入札義務、自己計画電源、運転パラメータ、再工ネ電源の入札方法)		
			買い入札の論点(地点特定の要否、入札義務)	第45回	
			時間前市場の入札対象		第15回 第16回
2			時間前市場におけるΔkWの取引の有無		
2			入札内容の変更の時間的・内容的限界		
		約定	電源約定における小売・TSO想定需要の扱い方		第16回
		価格算定・ 精算	kWh価格:系統混雑発生時の市場価格の算定方法		
			ΔkW価格:価格算定方法、シングルプライス化の是非		
			精算の考え方(kWh、ΔkW)		
			アップリフト:対象費用、算定方法、負担方法		
3	実需給に関する論点		調整力kWh価格の算定方法		
3			インバランス料金の算定方法		

- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) AkW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

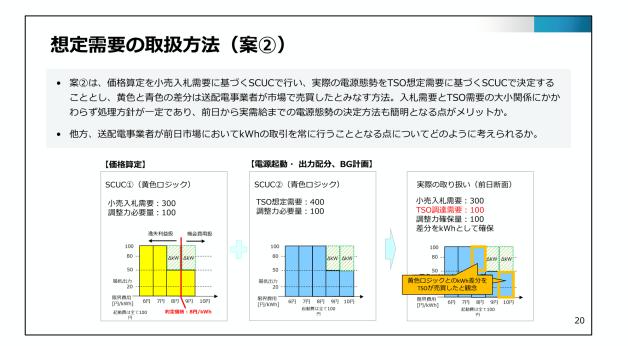
前回の議論

- 前回の検討会では、同時市場の約定・価格算定における小売想定需要とTSO想定需要の取扱いについて、 2つの案が提示され、案①については、逐次処理による計算処理時間や解の収束性に関する懸念、系統 混雑時の処理といった課題がありうるため、技術検証を行うことが望ましいとの意見があった。
- 案②については、TSOが日々市場でkWh取引を行うことは、現行制度におけるTSOの役割、責任範囲を超えているのではないかとの意見や、技巧的な構成であり実務への影響を慎重に検討する必要があるという意見、TSOに損失リスクがあるため定量的な評価を行うことが望ましい旨の意見があった。
- 加えて、本論点の検討には、小売想定需要、TSO想定需要と実需要との関係や傾向が現在どのようなものかの精査や、将来的にどのようになっていくかの検討が必要であり、現在の需要想定の在り方に問題があるのであれば、それを是正することなく、現在の傾向を所与として議論を進めることには懸念がある旨の指摘もあった。
- さらに、本論点は、前日市場と時間前市場の設計といった大きな論点の一部となるものであることを前 提に、修正案として、前日市場で小売想定需要に基づく約定・価格算定を行った後、TSO想定需要で電 源態勢を補正し、その費用は次の時間前市場で精算する仕組みも合理的ではないかとの意見もあった。

(参考) 前回検討会で提示された論点

• 前回検討会では、同時市場による**電源約定と市場価格算定**において、入札需要とTSO想定需要をどのように取り扱うかについて、案①及び案②が示された。

想定需要の取扱方法(案①) • 案①は、SCUC①とSCUC②で決定された起動電源に、小売入札需要(市場約定需要)に基づいて出力量を配分する 方法。SCUC①は、SCUC③の前提として、価格弾力性のある需要の入札に基づく市場約定需要を算出するために必 要となる。この方法の場合、約定結果、実際の電源態勢、発電計画を一致させることが可能。 • なお、資料3-1のとおり、TSO想定需要<小売入札需要の場合もあるため、SCUC③では、単純にSCUC②の起動電 源を前提とするのではなく、SCUC①とSCUC②の電源態勢を比較し、必要な電源を追加起動することも求められる。 【価格算定、電源起動 · 出力配分、BG計画】 SCUC₁ SCUC₂ SCUC(3) 市場約定需要:300 TSO想定需要: 400 市場約定需要:300 調整力確保量:100+α 調整力必要量:100 調整力必要量:100 (+αの要否・負担は別途検討) ΔkW ΔkW 50 50 最低出力 最低出力 最低出力 限界費用 6円 7円 8円 9円 10円 6円 7円 8円 9円 10円 [円/kWh] [円/kWh] 起動費は全て100円 起動費は全て100円 18



(参考)前回検討会で提示された両案の課題

- 案①では、SCUCの結果、適切な起動電源を確定できるのかという点や、少ない想定需要の方が正しくかつ系統混雑が生じているケースの処理方法などについて、技術的な検証を要する点が課題である。案②では、小売入札需要に基づく価格算定と実際の電源態勢に大きな乖離が生じうる点やTSOが恒常的にkWh取引の主体となる点、調整力kWhとして出力されるはずだった電源が前日市場で先取りされるため、当該電源の期待収入が減少する点が課題である。
- こうしたことから、案①と案②のいずれも採用可能であるものの、案①の技術的な検証や、小売・TSOの需要予測に 関する実証的な議論が重要であるとの意見があった。

19

* 案①の場合、SCUC③で、SCUC①とSCUC②の両方の結果を踏まえ、適切に起動電源を確定させることが技術的に可能かどうかは検討が必要。また、両方の結果を踏まえて必要な電源を全て起動することとした場合、下記のように、少ない想定需要の方が正しかったときに、実需給時点のSCEDにおいて下げ調整力が不足する懸念が指摘されており、このような場合の処理方法についても検討が必要。 * 案①のケーススタディ(混雑発生+小売入札需要>TSO想定需要のため、SCUC②・TSの表生需要) * 案②のケーススタディ(混雑発生+小売入札需要>TSO想定需要のため、SCUC②・TSの表生需要) * ※ 第2000年2012年記録所でに対しておりが、は外売入札需要>TSO想定需要のため、SCUC②・TSの表生需要が確定も、実開始所によった場所にはついたの表しました。 1000年3月18日、1000年3月18

想定需要の取扱方法(案②の課題) • 案②は、小売入札需要は市場価格算定のみに用いられる結果となり、小売入札需要とTSO想定需要の乖離が大きい場合には、小売の 買い入札と実際に調達される電力量が大きく乖離し、小売の需要想定が安定供給の確保に果たす役割が曖昧になる懸念があるか。 また、小売想定需要<TSO想定需要の場合で、TSO想定需要が正確であったとすると、前日市場でTSO想定需要に基づき追加起動。 出力された電源は、前日市場で調達されなければ、本来は、より価格が高い調整力kWhとして出力されたはずである。この場合、発 電事業者にとっては、当該電源の収入は期待値よりも減少することになる。この点は、前日市場において、一般的な傾向として、小 売想定需要<TSO想定需要の関係が成り立つとすると、発電事業者にとって問題となるため、このような場合には、資料3-1のとお り、前日価格とインバランス価格の差額分を補填する仕組みを設けることも考えられるか。 【価格算定】 【電源起動 · 出力配分、BG計画】 SCUC① (黄色ロジック) SCUC② (青色ロジック) 実際の取り扱い(前日断面) TSO想定需要: 400 小売入札需要:300 小売入札需要:300 TSO調達需要: 100 調整力必要量:100 調整力必要量:100 調整力確保量:100 差分をkWhとして確保 最低出力 6円 7円 8円 9円 10円 [円/kWh] 記動費は全て100 21

(参考) 前回検討会での意見①

- 案①の課題については、実際に近いできるだけ大きな系統で、技術的課題がどの程度発生するのかをみてみたい。計算時間長期化ということも、実際に起こるのかどうか、逐次処理を3回やることによりどのくらいの増分なのかについて評価をいただきたいと思った。案②については、TSO収支がマイナスになるケースが生じうる点が一番の懸念事項ではないか。そういう意味では大きなネットワークでシミュレーションして、TSO収支がマイナスになることがどのくらいあるのか、1年間を通じてシミュレーションした時にどの程度のバランスになるのかというところをきちんと評価をした上で、案①、案②の比較というのを議論したほうがいいのではないか。
- 案①については地内混雑が発生した場合に解の収束に問題がある可能性が指摘されており、これが運用上どの程度深刻なのか。また、アイデアとしてしっくりきていない点があり、SCUC③で付く価格とはそもそも何なのか。一方で案②については、小売需要とTSO 想定需要の差分をkWhとしてTSOが取引を行うということになると、市場運用の考え方として、かなり大きい変更になるのではないか。この点で、市場参加者に違和感がなければ検討の余地が十分にあるのではないか。
- 案①、案②のいずれも採用しうる方針であると認識。そうした中で、案①は、まず、黄色と青色、小売需要とTSO需要それぞれを踏まえてSCUCロジックを走らせて、その上で実際の電源起動・供給に関わる青色ロジックでのこの計算結果を踏まえて、改めて緑色のロジックを回して、市場取引とも整合する形で全体最適で計算するということで、ロジックとしては全体として大変整合の取れた良いロジック。ただし、実際に緑色のロジックで改めて計算することが、計算時間長期化等で、社会実装の観点から難しい面がないか懸念している。案②は、やはりTSO収支がマイナスになる可能性がある点が懸念。この点についても実証を深めることが重要ではないか。そのように、もう少し深掘りした上で、総合的に見て案①、案②いずれかを選択することを検討してもよいのではないか。

(参考) 前回検討会での意見②

- 将来の系統運用において、ΔkWの発動制限を含んだ系統混雑を避けるためには、地点ごとの需要や再工ネ出力に関するできるだけ正確な予測値に対して、適切な電源態勢を決めておくことが重要。その点では、両案とも基本的にTSOの想定した需要や再工ネ出力に基づいて電源態勢を決める方法になっており、TSO想定が比較的精度が高いという前提に立てば、両案とも安定供給に配慮した案になっていると理解。その上で、案①で示されているSCUC3-③について、TSO想定需要く小売需要の場合、小売の想定需要を用いて電源態勢を決めることもありうると理解。その場合、系統混雑への対応といった観点では支障が生じ得るのではないか。収束性や計算時間の課題だけでなく、SCUCの③-3のような場合に、系統混雑等の観点でも問題が生じないかというところは、慎重に検討していく必要があるのではないか。
- そもそも、小売需要とTSO需要と、真の需要の間にどういう関係があるのか、あるいはどういう傾向があるのかということがファンダメンタルな情報で、そのような情報を共有しないで、この議論を進めることはとても難しい。別の委員会で行われてきたものの紹介だけでなく、今後、おそらく大きく変わってきていると思うので、これが足元で、あるいは将来ではどうなりそうなのかということも情報としてないと、議論がすごく難しく、その精査が必要なのではないか。例えば、夏とか冬とかの需要期というのは、小売のほうが過小に予想している傾向があるだとか、あるいは春とか秋とかの不需要期には逆だという変なことがあるのだとすると、むしろそちらのほうが大きな問題ではないか。それらを是正することなしに、当然ある種の傾向があるものとして議論が進んでもいいのかということについては、少し問題意識を持っている。システマチックな間違いではなく、本当にランダムな間違いであるかということは先に確認しなければいけないのではないか。より正確な需要をした人がより少ない損失になっていて、システマチックな誤りをしていなければ、ある種のストラテジックな誤りをしていなければ大きな損失が発生しないものなのか、そうだったとしても大きな損失が発生するものなのかということは、区別した上で議論していくことが必要。

(参考)前回検討会での意見③

- 案①について、地内系統混雑時で、TSO想定需要 <小売入札需要の場合、解が収束しないとの説明があった。しかし、前回の検討会で、小売の入札方法は原則として地点を特定せず、エリア単位とする方向で整理されたと認識しており、この前提の下では、TSO想定需要の系統ごとの比率等を参考に小売需要を配分することが想定されているから、その場合は資料で示されているようなケースは起こらないのではないか。地点を特定した入札を求める制度設計となる場合を想定しての課題認識ということであれば、ロジック側での対応だけではなく、地点を特定して入札される需要の情報をTSOに連携してもらい、そういった情報をもとにTSO需要を想定することで、同様のケースが発生しないようにする対応策もあるのではないか。実需給断面における下げ代不足となるケースは、優先給電ルールなど運用面で対応する方法もあるのではないか。
- 案①について、SCUCを3回計算することになっているが、SCUC①で小売入札需要が決まれば、TSO想定需要との差引でΔkW-Iの 量を求められるので、これを調整力の必要量に上乗せしてSCUC③を計算すれば、2回のSCUCで電源ラインナップが決まるのではないか。つまり、SCUC②は不要ではないか。
- ΔkW-Iの確保の議論は、TSO想定需要と小売需要を分析した中で、TSO想定需要の方が基本的には信頼性があるとし、その前提に基づいて、電源の起動に関して、基本的にはTSO想定需要を前提とするという議論がされたもの。この点について、足下でもいろいるな課題が発生しているが、それにとどまらず、インバランスの設計や、中長期的な在り方も含めて、より詳細な需要の実態を分析して考えていくことは非常に重要ではないか。
- 案②について、TSOがkWhの売買主体となることにどういうリスクがあるか明らかにする必要があると感じた。TSOが儲かる、損をするというリスクを抱えていること自体が、TSOの位置付けを考えると、本当にそれでよいか。また、電源起動を決める需要想定を行う主体としてのTSOと、取引主体としてのTSOの顔がある中で、情報の非対称性の整理も論点としてはあるのではないか。

(参考) 前回検討会での意見4

- 案①も案②も両方、黄色と青色を同時に行うことにしているが、なぜそれが必要なのか。米国のISOでは、最初は黄色で価格を付けて、入札価格の変更や差し替えはその後に申請ができ、その後にISOの想定需要に合わせてもう一回計算処理を行う。価格については、リアルタイム市場の価格で精算をすることになっている。同様に、黄色の計算処理のあと、青色の計算処理の分は、次の時間前市場の価格で精算ということも可能であり、そのような仕組みがシンプルなのではないか。スケジュール的にも、午前中に黄色を回して、その後ISO需要で回して、翌日に移行するのも合理的ではないか。
- 案①は、実際の電源態勢と価格算定が同一のロジックで決定される点で、市場機能を活用して安定的かつまた効率的に電源運用を行うという同時市場の趣旨に整合的ではないか。今後は案①を軸に検討を深めていただきたいと考えている。案②については、本来よりも電源の収入期待値が減少する可能性があり、それを解消するために補填も考えるとされているが、補填を剰余金の範囲内とすれば十分な補填が行われないケースが出てくるのではないかと思うので、今後慎重に検討をお願いしたい。
- 案①については、約定ロジックだけでは解決が難しい場合には、需要の割り振り方法や、運用側での対応等幅広に対応策を検討すべきであり、検討には協力したい。案①の収束に関する課題が解決困難な場合の次善策として案②が提案されていると認識しているが、、案②ではTSOが日々市場でkWh取引を行うことが前提となっており、現行制度におけるTSOの役割、責任範囲を超えているのではないか。さらに、TSOは需給運用の一環としてエリア需要を想定しているものであり、案②においては、小売事業者の入札行動や自己計画電源の計画見直し、再工ネ電源の出力変動によって生じる市場価格のボラティリティリスクをTSOが負うことになるので、託送負担の増加等により、一般送配電事業者の事業安定性に影響があることが想定される。市場設計においては、そのような各事業者の役割等を、託送負担への影響も踏まえて議論いただきたい。したがって、まずは案①の収束に関する課題の解決について引き続きケーススタディをしながら検討を進めてほしい。

(参考)前回検討会での意見⑤

- 案②について、小売の想定需要が安定供給の確保に果たす役割が曖昧になるという懸念については、結局のところ、ΔkW-Iとは、TSO想定需要の方が相対的に正しいという観点から、小売想定需要で足りない部分をTSO想定需要で確保する考え方であるため、程度問題といえるのではないか。ただし、案②において、差分をTSOが市場で売買したとみなすことはかなり技巧的。それによって実務上どういう影響があるかは慎重に考えていく必要があり、案①の技術的な課題が解決するかどうかが大きな論点となるのではないか。また、資料の最後で、小売事業者が前日市場で入札需要を小さく見積もることについて、相場操縦のリスクがあるとの指摘があるが、相場操縦とは相場を変動させる目的・意図を持って行うものであるから、この規律で問題を解決することについては違和感がある。この点については、前日断面で計画値同時同量義務と同様の規律を設けることも考えられ、どのような懸念があり、どのような規律を設けるべきかをきちんと考えていくべき。
- TSO想定需要と小売入札需要の差分、いわゆるΔkW-IをTSOが確保するということを前提にすると、現行制度に照らし合わせた場合、作業部会での整理のとおり、このΔkW-IはΔkWとして確保するということが自然な考え方で、その意味では案①のほうが現行制度との整合性が取れているのではないか。この場合、 ΔkW-Iは現行の三次調整力のような、予測誤差に近いイメージになるのではないか。他方で、案②は、資料にも記載いただいているとおり、実際に供給力や需要を有さないTSOが恒常的にkWh取引を行うということに違和感がある。ゲートクローズまではBGが計画値同時同量を達成すべくkWh取引を行い、ゲートクローズ以降はTSOが事前に調達したΔkWを元に需給調整を行うという現行制度の基本的な考え方から少しずれてしまうので、慎重に考えるべきではないか。結論として、実現性についてはもう少し詰める必要があるが、案①を軸に検討を深めることが望ましい。
- 案①、②のいずれであっても、小売電気事業者が適切に買い入札をする仕組みを構築することが重要。市場支配力がある事業者が前日市場で買い入札を減らした場合の規律については、同時市場の制度全体を見据え、いかなる規律を設けることが適切な入札を促すことにつながるかということと、実際に監視ができるのかといった視点で規律やインセンティブの在り方を検討していく必要がある。

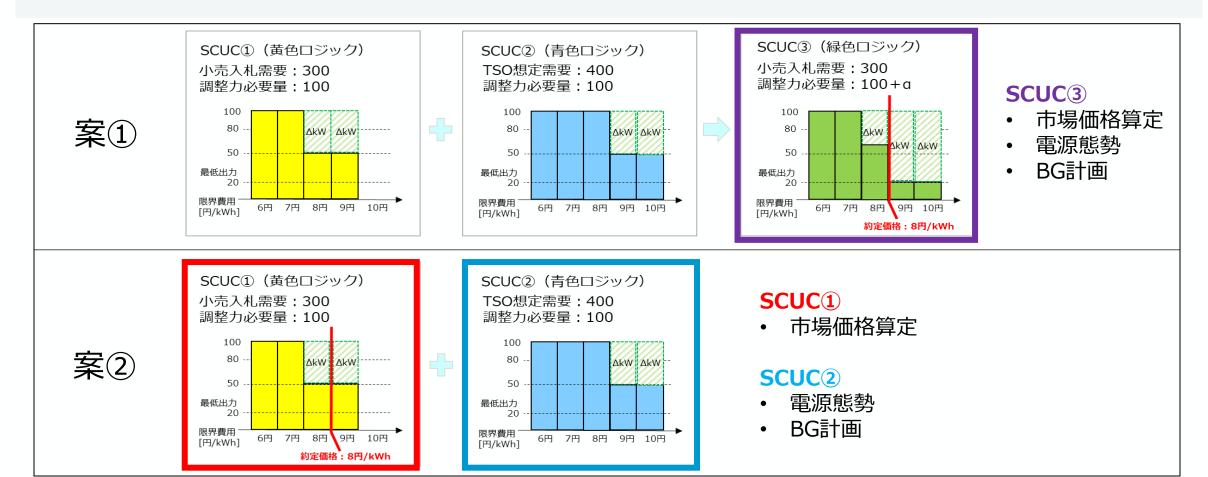
- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)課題及び検討方針の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) AkW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

今後の検討方針

- 前回検討会における御指摘を踏まえ、本論点については、今後、以下の検討を行うこととしてはどうか。
 - ① 小売・TSOの想定需要と実需要との関係・傾向に関する分析(将来の環境変化も考慮するとともに、 小売・TSOの需要想定の精度を高める仕組みの検討も必要に応じて行う)
 - ② 案①を可能とするロジック・運用方法の検討(解の収束性・計算時間の検証を含む)
 - ③ 案②を採用した場合の事業者収支や実務への影響等の検討
 - ④ 以上を踏まえた比較検討
- 検討に当たっては、安定的かつ効率的な電源運用を可能とする市場制度をどのように設計するかという 観点から、必要に応じて案を修正することも含め、柔軟に検討していくことも重要であると思われる。
- 以上を踏まえ、本資料では、以下、各検討項目についての検討方針や課題を整理した。特に、両案の選択に関して、各事業者が安定供給のために担っている役割や責任との関係に言及する意見が多かったため、同時市場の位置付け及び各事業者の役割や責任についても、これまでの議論に基づき改めて整理を行った。

検討項目①:想定需要に関する検討

• 案①の場合、市場価格算定及び電源態勢の決定をSCUC③で行うのに対し、案②では、市場価格算定をSCUC①、電源態勢の決定をSCUC②で行う。小売想定需要とTSO想定需要の精度は、両案の電源運用の安定性、効率性及び技術的な実現可能性に影響を及ぼすと考えられるため、本論点を検討する前提として極めて重要と考えられる。

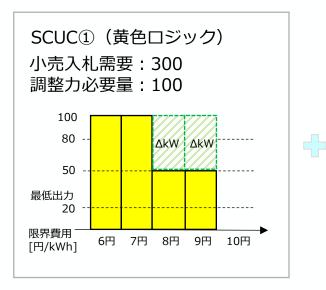


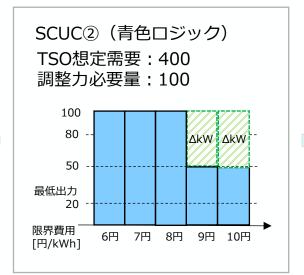
検討項目①:想定需要に関する検討(続き)

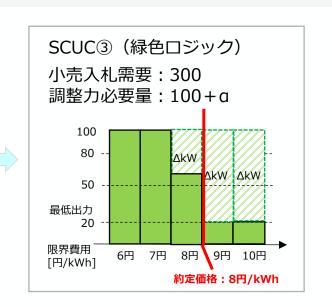
- この点については、前回検討会の以下の指摘を踏まえた検討が必要ではないか。
 - ▶ 小売想定需要及びTSO想定需要と実需要との関係、傾向について、今後おそらく大きく変わりうるので、これが足元で、あるいは将来ではどうなりそうなのかということも情報としてないと、議論がすごく難しく、精査が必要ではないか。例えば、需要期には小売が過小に予想しているとか、あるいは不需要期には逆だなどということがあるとすると、むしろそちらの方が大きな問題。それらを是正することなく、当然にある種の傾向があるものとして議論が進んでもよいかは問題意識を持っている。
- 両案の安定性や効率性を比較する上で、小売想定需要とTSO想定需要の精度・傾向を比較分析することは極めて重要。
 さらに、同時市場という将来の制度の在り方を検討するためには、足下の傾向分析だけではなく、今後の環境変化も想定して、需要想定の在り方が将来どうなっていくかの考察も不可欠ではないか。
- また、作業部会等で実施した想定需要分析では、小売想定需要の精度に関して、市場価格の影響は考慮していない。 小売が、前日時点で、インバランス料金が高くなると予測される場合(多くは重負荷期)に需要を多めに予測し、低くなると予測される場合には少なめに予測することは、経済性の観点からはありうることであり、今後、小売の想定需要の精度に関して、市場価格の影響の考慮も必要ではないか。
- 加えて、市場が行うSCUCとの関係では、小売の想定需要そのものではなく、想定需要に基づく入札需要の正確性が 問題となる。現在の仕組みでは、小売はGCまでに計画値同時同量を行えばよく、前日市場で全量を調達することは 求められていない。想定需要及び入札需要の精度を高める仕組みを検討する上では、その点も考慮することが重要か。

検討項目②:案①のロジック・運用方法の検討

- 案①については、下図のとおり三段階の計算処理を想定しており、この点については、ステップの増加による計算時間の課題や、各想定需要の乖離等に基づく解の収束性の課題があるとして、技術検証の必要性が指摘された。
- 案①の処理方法については、SCUC③において、(1) SCUC①と②の想定需要の大きい方に基づいて電源態勢を決める方法のほかにも、(2) SCUC②の電源態勢を原則とし、なお不足がある場合に追加起動を行う方法(SCUC②の起動は固定し停止は固定しない方法)、今回資料5で検証した(3) SCUC①と②のいずれかで起動した電源を全て起動する条件で出力配分を行う方法のほか、様々な方法が考えられる。
- このため、この点については、海外の事例も参考にしつつ、引き続き技術検証を行うこととしてはどうか。

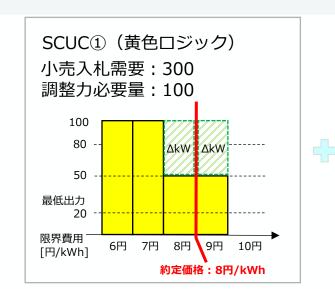


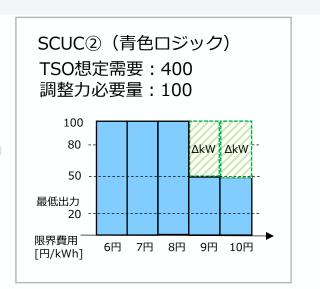




検討項目③:案②の運用等への影響の検討

- 案②については、TSOが常にkWhの取引をすることについて、TSOの役割・責任論からの意見のほか、TSOの収支に与える影響(各事業者の入札行動や再工ネ電源の出力変動といったTSOの予測が難しい事象による市場価格のボラティリティの影響を含む)を検討すべきとの意見や、実務への影響を慎重に検討すべきとの意見があった。
- このうち、市場価格のボラティリティについても十分に考慮は必要であるものの、資料5のとおり、案②は、TSOの方が小売よりも需要予測の精度が高い場合には、TSOに損失は生じにくい仕組みである。このため、この点は、課題①の想定需要の分析を進めることとあわせて検討をしていくこととしてはどうか※。また、TSOがkWh取引を行うことによる実務への影響については、事業者の意見も伺いつつ、検討を進めることとしてはどうか。
 - ※ ただし、前日市場価格とインバランス料金の差額について発電事業者への収入補償を行う場合、その点も考慮が必要



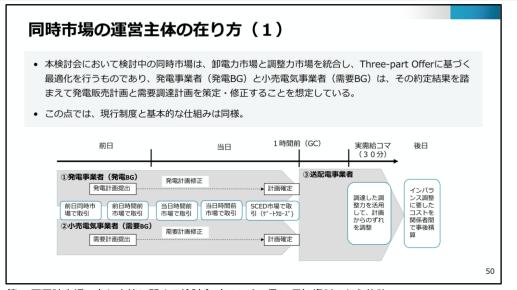


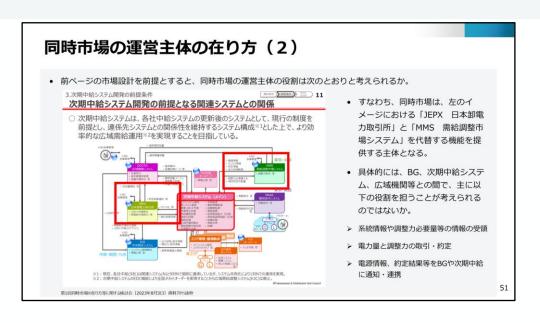
検討項目4:比較検討

- 両案のいずれを選択すべきかについては、様々な考慮要素があると考えられる。
- まず、比較の前提として、案①の技術的な導入可能性、案②におけるTSOの役割・責任論や収支への影響、TSOの kWh取引が実運用にどのような影響を及ぼすかといった、これまでに指摘された事項についてそれぞれ検討を進め、 それらの検討結果を踏まえた比較を行うことが必要。
- また、資料5で示すとおり、案①の処理方法として採用するロジックによっては、小売想定需要よりもTSO想定需要が大きい場合、案②よりも最低出力での起動台数が増加しうる。一方で、案②においては、小売想定需要とTSO想定需要の乖離が大きくなると、実際の電源態勢と市場価格との乖離の問題が生じうる。これらの影響も考慮する必要がある。
- そして、以上の問題は、小売・TSOの需要想定の精度等によってその深刻さが変わりうるため、前記のとおり、想定需要の分析結果を踏まえた検討が重要。
- いずれにしても、比較検討を行うに当たっての基本的な考え方として、足下の傾向を踏まえて両案のいずれが効率的かという検討だけでなく、稀頻度の想定需要の大外しや、将来起こりうる環境変化について、より対応が容易な仕組みをどのように構築するかという観点からの検討が重要ではないか。

同時市場の位置付けと役割分担

- 前記のとおり、前回検討会では、案①と案②の選択に関し、これまで各事業者が安定供給に果たしてきた役割との整合性に言及する意見があったため、以下、同時市場の位置付けや各事業者の役割分担の考え方を改めて整理する。
- 本検討会の議論を前提にすると、同時市場は、kWhと∆kWを同時に取引する場を提供することにより、スポット市場や時間前市場を運営するJEPX、需給調整市場を運営するEPRXが担う機能を代替する主体となる。
- 同時市場は、小売入札需要とTSO想定需要を用い、需給バランスや系統制約も考慮した最適な電源態勢を算出する点で、これまでの市場とは性質が異なるものの、あくまでも電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とする市場であり、発電、小売、送配電の各事業者が安定供給のために果たす役割や責任を根本的に見直すものではない。





同時市場の位置付けと役割分担(続き)

• 前ページの考え方を踏まえると、同時市場の導入後に、発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者の 各事業者が果たすべき役割・責任の基本的な考え方については、以下のように整理できるのではないか。

発電事業者	小売電気事業者等との相対契約、市場取引に基づき、発電計画を策定し、その計画どおりに発電することが求められる。同時市場の導入後は、同時市場への電源の供出義務(発電余力の入札義務)を負うことになる。			
・ 発電事業者との相対契約や市場取引によって、自社の 顧客需要に応じた電力量を調達 した上 ^つ 需要計画を策定し、その計画どおりに顧客需要を管理することが求められる。				
送配電事業者	 同時市場で約定した電源態勢を前提に、必要に応じて電源の追加起動や差し替えも行いつつ、 引き続き、各エリアの周波数維持等に責任を持つ。 なお、現在、一般送配電事業者が行う需給調整業務等を高度化・効率化するものとして、次期 中央給電指令所システムの構築が進められている。 			

同時市場の位置付けと役割分担(続き)

- さらに、同時市場とTSOとの役割分担については、以下のように考えられるのではないか。
- 同時市場は、kWhとΔkWを同時に取引する市場として、事業者の入札等に基づき、市場約定結果として、需給バランスや系統の送電容量など安定供給面も考慮した最適な電源態勢を提供する。
- TSOは、周波数維持義務等に基づき、約定結果等を踏まえてBGが策定した発電計画・需要計画を前提に、ゲートクローズ以降の系統運用、需給運用を行う。
- 現在、実需給断面における需給運用は、TSOから発電BGの調整電源に対する稼働指令の形で行われている。また、BGに生じたインバランスの補給等は、TSOがBGと締結している託送供給等契約に基づき行われている。この仕組みは、上記の役割分担を踏まえると、同時市場の導入後も基本的に変わらないと考えられるのではないか。

同時市場導入後の役割分担

前日~ゲートクローズ	実需給	
同時市場 (前日市場・時間前市場でkWh・ΔkWを同時に約定)	送配電が系統・需給運用	
同時市場の約定結果等を踏まえてBGが計画策定・運用		

同時市場の位置付けと役割分担(続き)

- 前ページまでの整理を踏まえ、案①と案②を比較すると、以下のような点が指摘できるのではないか。
- 案①の方が、発電事業者や小売事業者が市場取引を行って、発電計画や需要計画の策定、電源運用や需 給管理を行い、TSOはこれを前提としてゲートクローズ後の運用を行うという点で、各事業者がそれぞ れ安定供給上の役割を有し、責任を果たす現在の考え方に近い。
- 他方、案②の方が、ゲートクローズ時点の電源態勢・出力配分から、ゲートクローズ以降の出力配分へ の移行がより容易となりうる。



- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) AkW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

週間運用に関するこれまでの議論

- 第15回検討会では、電源の週間運用等に関し、起動に長時間を要する電源については、週間計画(週間 SCUC)により、起動の必要があると判断される場合には、送配電事業者(又は同時市場運営者)が、 当該電源に対して起動指令を行う仕組みを設けることが提案された。
- この点について、前日市場以前の起動指令については、需給ひっ迫のおそれ等がある場合の起動指令だけでなく、週間SCUCの結果、当該電源の起動・出力が経済的と判断された場合に、起動を通知する仕組みを設けることもありうるとの観点からの意見があった。
 - ▶ 電源の週間運用と前日市場以前の起動の仕組みについての表に「起動指令」という表現があるが、市場の計算結果に基づく依頼であると考えると、指令ではなくて通知とするほうが適切ではないか。同時市場においては、市場運営者から発電事業者へ、電源起動を含めた市場約定結果が通知される仕組みになると想定している。したがって、前日市場、時間前市場と同じように、週間においても起動の通知は市場運営者が行う整理としたほうが、アップリフトの精算主体との関係性からも望ましいのではないか。
- この意見を踏まえ、安定供給の観点からTSOが行う起動指令だけでなく、経済性の観点から市場運営者が行う起動通知の仕組みも設けるかどうか、検討する必要があると考えられる。

(参考) 前日市場以前の電源運用についての整理

電源の週間運用と前日市場以前の起動の仕組み(続き)

• 前回検討会までの議論を踏まえると、前日市場以前の電源運用については、おおむね以下の形か。

1	計画提出	 発電事業者・小売電気事業者は、発電販売計画・需要調達計画として、週間計画、翌々日計画、翌日計画等を提出する。各計画の記載内容、提出方法(同時市場、広域機関、送配電事業者の情報連携の在り方を含む)等は今後の検討が必要か。 発電事業者は、計画提出時に電源情報も登録する(特に更新がない限り、既登録のものが引き継がれる)。
2	週間SCUC	送配電事業者(又は同時市場運営者)は、前項の提出計画を踏まえ、毎日、翌日から1週間を対象とした SCUCを行う。揚水発電等の週間運用はこの週間SCUCを用いて行うことも可能。具体的には、発電事業者の 選択に基づき、週間SCUCの結果を前日市場におけるSCUC・SCEDの制約条件とする運用方法によって、市場 約定を通じて貯水池の水位管理を行うこともできる。
3	起動指令	• 週間計画により、起動に長時間を要する電源について起動の必要があると判断される場合には、送配電事業者(又は同時市場運営者)は、当該電源に対し起動指令を行う。指令を受けた発電事業者は、起動指令に応じた起動を行い、それを織り込んだ発電計画を作成・提出する。
4	市場入札	• 発電事業者は、前項の起動電源を前日同時市場に市場計画電源として入札する。週間計画上必要と判断されたこと、前日SCUC・SCEDが最新の電源データ(電源が起動済であること)に基づいて行われることを踏まえると、当該電源はほとんどの場合に約定すると考えられるが、不落の場合でも起動費等は補償される。
5	アップリフト	• 約定電源についての発電費用の未回収部分はアップリフトとして補償の対象となる。なお、アップリフト の算定対象期間を1日とする場合、起動に24時間以上を要する電源等の補償費用の計算方法は検討が必要。

作業部会における整理

- この点について、作業部会では、週間断面で起動指令を行う場合、その判断基準については、需給ひっ迫の場合に限定せず、1週間先までの需給バランスを見て、前日市場以前に起動が必要な電源を判断することが適切とされた。
- 具体的には、前日市場において、翌日の電源起動停止を判断する際に、一週間先までの需給バランスと、前日市場の結果を踏まえ、必要な電源に週間の起動指令(実需給の前々日以前のタイミングでの起動指令)を行う。起動指令を受けた電源は、給電前日の前日市場において、Three-Part 情報での入札を行い、最終的な系統並列(約定)の有無は、当該前日市場において決定される。
- 上記の週間での起動判断は、前日市場での起動判断対象を準備する行為と位置付け、週間の起動指令をした電源の起動費については、前日市場や時間前市場の精算ルールに準じて対応する。すなわち、起動費等について取り漏れが生じた場合、個別に補償されることになる。



図 44 前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係

今後の方針

- 安定供給の観点ではなく、経済性の観点から、発電事業者に対する起動の通知(作業部会における起動指令)を行い、 これに従わせることは、発電事業者の電源運用の主体性の観点から望ましくないとの考え方もありうる。
- 一方で、発電事業者は、同時市場の導入後は、同時市場を含む広義の市場に発電能力の全量を供出することが原則として求められる。また、上記のような仕組みを設けない限り、起動に長時間を要する電源については、市場の約定結果を踏まえた起動の判断ができず、発電事業者が不落リスクを負って、あるいは自己計画電源としてアップリフトを受けられない形で、常に起動せざるを得ないことになる。
- それらを考慮すると、作業部会の提案も踏まえ、起動に長時間を要する電源については、起動通知の仕組みを導入することが適当ではないか。この場合、発電事業者は、市場供出義務を負っていることから、原則として、起動通知に従う義務を負うこととし、義務を負う以上は、不落の場合にも、起動に要した発電コスト等は補償されることとすべきと考えられる。
- そして、この起動通知は、経済性の観点から行われるものであるため、同時市場の運営者が、前日市場の約定結果を 通知するタイミングで、必要な電源に翌々日以降の起動を求める旨の通知を行うこととし、安定供給の観点から必要 な起動指令は、引き続き一般送配電事業者が必要に応じて発令することとしてはどうか。
- ただし、以上の仕組みが効率的に機能するかどうかは、同時市場が行う週間SCUCの精度等に依存するため、この仕組みについては、導入を目標としつつ、将来の技術的な検討結果も踏まえて詳細を決定することとしてはどうか。

- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) △kW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

現在の整理

• 中間取りまとめでは、kWh市場価格について、Three-Part情報に基づく電源態勢のシャドウプライスとしたほか、 おおむね以下の整理を行った。本日は、更に検討が必要と思われる事項を整理したので、御議論いただきたい。

	前日	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∆kW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。	容量市場といった他市場の設計も含め、 ΔkWの価値	● 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。	● 現行制度と同様の制度 設計 (調整力kWhの限 界価格+需給ひつ迫時価 格補正)。
	 ● 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もなお、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) 	● 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(左関)等も更検討が	 ◆ 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。 	● 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の検討などもあり得るか。
価 方格 法算 定	● 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)

論点①:入札価格等の規律

- 前々回の検討会では、買い入札の方法に関連して、kWh市場の価格算定方法や入札価格の設定方法については、これまでに発生した市場高騰の事例も踏まえた議論が必要との指摘があった。
 - ▶ 現在のスポット市場においては、システム上の理由から最低価格は 0.01 円、最高価格は999 円となっていると承知しているが、この市場においてどのように考えるのかはまだ議論されておらず、価格が文字通り青天井になる可能性も否定できない。このような場合の取扱いを検討しつつ、市場価格の算定方法や買い入札の方法に係る議論を進めていく必要があるのではないか。
- 指摘のとおり、市場において売り切れ等が発生し、価格高騰を引き起こす可能性もあることを考慮すると、現在の仕組み同様、入札価格に最低価格や最高価格を設けることや、市場の上限価格を設けるなどの検討も必要か。他方、これらの点は、その時点の電源の状況や市場環境を踏まえた検討が重要であると考えられるため、将来、同時市場の詳細設計を行う段階で、具体的な価格規律等を改めて検討することとしてはどうか。
- また、それとは異なる論点として、これまでの本検討会ではコストベースの入札を前提とした検討を行ってきたが、 現在の市場入札の考え方や、海外の事例も踏まえると、プライスベースの入札を可能とする仕組みも考えられる。た だし、どのような場合にプライスベースの入札が可能かについては、市場支配力の有無を踏まえた規律の検討も必要 であり、この点も、詳細設計を行う段階で、監視の観点から検討を行うこととしてはどうか。

(参考)入札価格規律に関する事例

MR

電源に求められる規律: 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)



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

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

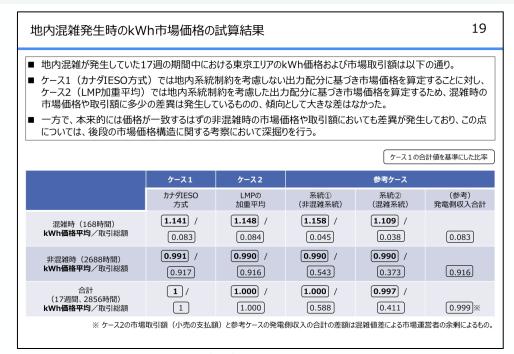
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日 PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

15

論点②:地内系統混雑時のkWh価格

- 市場約定電源のシャドウプライスをkWhの市場価格とする場合、エリア間連系線の混雑時には、エリアごとに異なる価格となる。さらに、エリア内で系統混雑が生じた場合にも、混雑系統と非混雑系統で異なる電源態勢となりうることから、その場合のエリアプライスの算定方法を検討しておく必要がある。この点について、系統混雑がない場合を仮定した電源態勢のシャドウプライスとする案(案A)と、地点ごとの限界価格について地点ごとの需要で加重平均を取ったものとする案(案B)が考えられ、年間を通じた市場価格や補填※の多寡の比較検証を行った。
 - ※ 系統混雑等により、市場価格からは発電費用を回収しきれない電源が起動・出力された場合、当該取漏れ分の補填が必要となることを前提に、補填額を検証した。

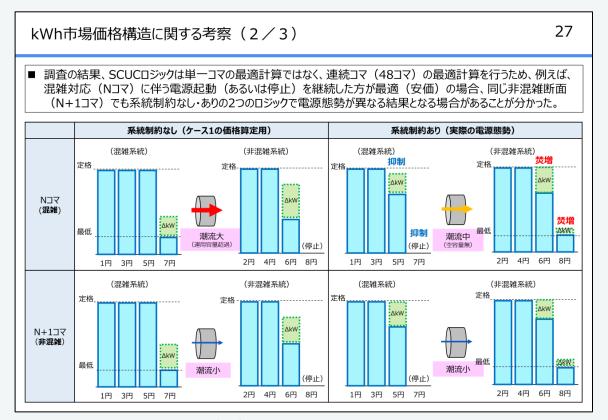




33

論点②:地内系統混雑時のkWh価格(続き)

- 比較検証の結果、市場の平均価格や取引総額に大きな傾向の違いはなかったものの、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額についても差異が発生していた。
- これは、SCUCが単一コマでなく48コマ連続の最適計算を行う関係で、案Aでは、非混雑コマにおいても、実際の電源態勢と市場価格算定用の電源態勢に差異が生じ、その結果、非混雑時においても補填が発生したことによる。



- そもそも、案Aは、系統制約を無視した電源態勢に 基づく価格算定方法であるのに対して、案Bは、系 統制約を踏まえた実際の電源態勢に基づきエリアの kWh価格を算出する。この点を踏まえると、案Bの 方がより実態を反映した価格に近いと考えることも 可能。
- そして、上記のとおり、案Aでは、非混雑時においても補填が発生する課題があることや、系統混雑を無視した電源態勢を別途作成する作業負担も考慮すると、案Bの方が優れた算定方法といえるのではないか。

(参考)検証Bにおける整理

kWh市場価格構造に関する考察(3/3)

28

- 同じ非混雑断面で系統制約なし(ケース1の価格算定用)・系統制約あり(実際の電源態勢)の2つのロジックで電源態勢が異なる結果となる場合、当然、ケース1(カナダIESO方式)・ケース2(LMP加重平均)のkWh市場価格や市場取引額において差異が発生することとなる。
- また、kWh市場価格が異なる以上、ケース1(カナダIESO方式)においては増分費用の取漏れが発生する断面も存在するため、非混雑時における焚増電源の補填(地内混雑発生時の補填)という本来有り得ない概念の費用が発生することに繋がったと考えられる。
- この点、Two-schedule systemを採用しているカナダIESOにおいても、厳密にはRT市場(実需給)にしか適用しておらず(カナダIESOはそもそも前日市場が存在しておらず)、電源態勢が概ね固定されたRT市場のSCED(出力配分)であれば上記のような課題は発生せず、電源態勢自体変わり得る前日市場のSCUC(電源起動・出力配分)に適用した場合特有の課題とも考えられるところ。
- 上記を踏まえると、電源起動も取り扱う(SCUCロジックで最適化計算を行う)日本の同時市場においては、地内 混雑発生時の補填として歪な構造となるケース1(カナダIESO方式)は望ましくなく、実際に起動する電源態勢 に基づきエリアのkWh価格を算出するケース2(LMP加重平均)が実態を反映した価格に近く(価格シグナル としての信頼性も高く)、合理的な算定方法になっていると言えるのではないか。



論点③:前日市場後の入札内容変更

- 同時市場に入札した事業者が、前日市場の後、時間前市場において、入札内容を変更することがありうる。例えば、発電事業者が、前日市場では約定しなかった電源について、約定可能性を高めるため、増分費用を低く登録し直すことや、小売事業者が、前日市場では十分な量を調達できなかったので、より高い価格で買い入札をすることが考えられる。
- また、発電事業者が、電源運用の都合上、前日市場で市場計画電源として約定した電源について、最低 出力分を自己計画電源に変更することで、時間前市場における起動を確定させることもありうる。
- このような入札内容の変更は、基本的には自由に可能とすることが望ましいと考えられるが、GC直前に発電計画の大きな変更を行うことによって、安定供給上の支障や計算処理上の問題が生じることや、約定電源の入札価格を事後的に変更することによって、市場価格に不当な影響を及ぼすことも考えられる。
- このため、前日市場後に入札内容を変更することについて、いつまで変更を認めるか、また、どのよう な内容の変更を認めるかという問題がありうる。

論点③:前日市場後の入札内容変更(続き)

- この点について、前日市場で市場計画電源として入札した電源を、時間前市場以降で自己計画電源に変更することは、同時市場が行うSCUCの計算処理時間や解の収束性の観点から課題となりうる。
- もっとも、自己計画電源への変更は、前日市場後の発電BGの電源運用上のニーズも強いと考えられることから、基本的な方向性として、起動停止の変更が可能な最終の時間前UC市場までは可能とすることとし、技術的な実現可能性については今後検討していくこととしてはどうか※。
 - ※ なお、前々回検討会の整理のとおり、需給バランス制約や系統制約等により自己計画電源入札が制限される場面では、自己計画電源への変更はできない。
- 他方、自己計画電源から市場計画電源に変更することは、一度成行売りをし、約定した電源について、 価格を付して改めて売り入札をすることと同じ意味を持つことから、市場価格に与える影響が懸念されるため、取扱いについては、監視や規律の観点を踏まえ、海外の事例も参考としつつ引き続き検討することとしてはどうか。
- また、前日市場の未約定分について、時間前市場で追加で売り入札を行う場合の入札情報の変更は、価格規律の範囲内で自由に設定できることとしてはどうか。

(参考) 海外における前日市場以降の入札内容変更の取扱い

参考 | 前日市場でセルフスケジュールで入札した電源が リアルタイム市場で入札情報を変更する場合





- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

■前日市場~実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 Fixed demand、price sensitive demand bid、demand reduction bid、Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される(一定の制限を受ける)。 この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	• 前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、 前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載 する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開 ~前日14:15	・PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 ・期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 ・ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを"Economic"に変更する ことはできない。
前日14:15	 リアルタイム市場の入札期間が終了。 PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15~ 実運用日	・PJMは、更新された PJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定 することができる。 ・PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30~ 実運用65分前	・前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の 65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 ・前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースを スケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

出所) PJM," PJM Manual 11", 閲覧日2023年9月30日, https://pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx

Copyright © Mitsubishi Research Institute

11

- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) ΔkW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

現在の整理

 中間取りまとめでは、ΔkW価格については、Three-Part情報に基づき、機械的に算出することとし、事業者が、 Three-Part情報とは別にΔkW単価等を作成して入札する方法は採用しないこととされた。それを前提に、ΔkW価格の構成要素や、シングルプライス化の是非等について、更に検討が必要。

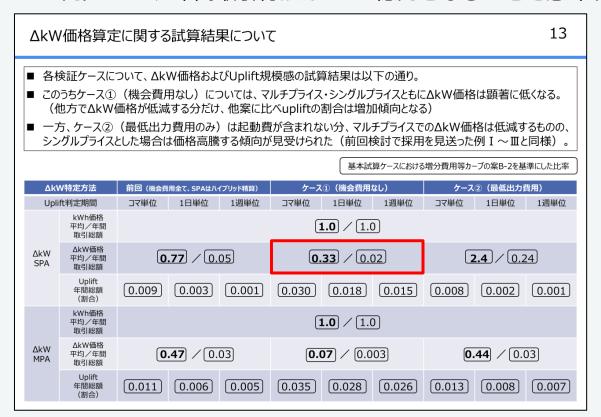
	前日	実需給		
	①kWh市場	②ΔkW市場	③調整力kWh市場	④インバランス
入札価格規律	 Three-Part Offerに基づいて<u>kWhと∆kWを同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス</u>(系統全体で+1kWh出力したときの価格)で算定。 価格算定は<u>増分費用カーブを採用</u>。 ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、<u>増分費用カーブに一定程度のリスク等(+10%程度)を織り込むことを可能とする</u>。 一部電源については、リスク等を織り込んでもなお、<u>起動費等の取り漏れ(Uplift)</u>が発生しうるため、この費用については、<u>確実に回収できる制度を設ける</u>。 (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) 	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	価としては、 <u>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</u> 。 ● 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、 <u>シングルプライスの方が望ましいのではないか。</u>	 現行制度と同様の制度 設計 (調整力kWhの限界価格+需給ひつ迫時価格補正)。 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つ迫時価格補正の取扱の検討などもあり得るか。
価 方格 法算 定	● 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)

論点①: △kW価格の算定方法

- 現在の需給調整市場におけるΔkW価格については、機会費用・逸失利益・その他(一定額)に基づき事業者が作成したΔkW単価に基づいて、マルチプライスで精算が行われている。
- 同時市場では、一つの売り入札(電源入札)に対してkWhとΔkWを同時に約定させる仕組みであるから、kWh市場とΔkW市場の両方を通じて適正な費用回収を図る仕組みとすることが望ましい。
- その観点からは、起動費や最低出力費用は、ΔkWとしてだけでなく、kWhとしても発生・回収しうる費用であるから、両市場の市場価格を通じて回収することとし、取漏れ分は、どちらかの価格に寄せるのではなく、アップリフトを通じて回収する形が望ましいのではないか。
- 一方で、逸失利益(ΔkWの確保のために発電余力を設けたことにより、kWhとして得られなかった利益)は、kWh市場からは回収ができないΔkW固有の費用であるから、ΔkW価格の構成要素とすべきと考えられる。
- したがって、△kW価格の構成要素については、起動費等を除いた逸失利益のみとすることを基本的な考え方とし、 加えて、需給の状況を考慮し、パフォーマンス評価等を踏まえた価格算定も検討することとしてはどうか。
- その場合、マルチプライスとすると、約定点近辺の電源はΔkWとしての価値評価がほとんどなされないことになるため、ΔkW価値に対する適正なインセンティブの観点からは、シングルプライスとすることが適切ではないか。

論点①:∆kW価格の算定方法(続き)

- ΔkW価格を、逸失利益のシングルプライスとした場合、検証 B によると、kWh価格平均/年間取引総額に対する ΔkW価格平均/年間取引総額は0.33/0.02となる。
- これは、kWhについて、例えば、平均価格を10円/kWh、年間取引総額を5兆円と仮定した場合、ΔkW平均価格は 3.3円/ΔkW、年間取引総額は1000億円となることを意味する。



- この金額は、算出されたΔkW価格が上記平均価格 との関係で標準的な分布となる場合には、おおむね 適正な水準といえるか※。
 - ※ そうではなく、多くの場合に0円/ΔkWで、稀に高騰 する結果上記ΔkW価格平均となるような場合には、算 定方法の修正や再検討が必要と考えられる。
- また、上記は、一次調整力、二次調整力及び三次調整力について、等しく逸失利益のみを考慮する仕組みであるが、各調整力商品の需給の状況を考慮し、パフォーマンス評価等も踏まえて算定された価格を支払う等の仕組みも引き続き検討が必要ではないか。

論点②:∆kWの精算

- 前項の整理に従い、ΔkWについて入札単価を設定せず、ΔkW価格を事後的に逸失利益に基づいて算定することとした場合、SCUCにおいて、ΔkWは、kWh価格を最小化するように確保される。つまり、各電源の応動速度等を考慮した上で、増分費用が安価な電源からkWhに割り当てられ、残りが調整力必要量に応じΔkWに割り当てられる。
- このような約定の仕組みを前提とすると、適正な費用回収の観点からは、ΔkWについて時間前市場でも 取り扱うこととする場合は、kWhの精算と同様、差分精算の仕組みを導入することが合理的と考えられ る。
- ◆ なお、現在、△kWで対応する事象には、時間内変動(極短周期成分、短周期成分)、GC〜実需給予測 誤差、前日〜GC予測誤差、電源脱落(瞬時)、電源脱落(継続)がある。このうち、同時市場では電 源脱落(継続)分を確保不要とすることが調整力細分化作業会で提案されている。
- 将来の調整力必要量の考え方については、他の審議会等で検討すべき事項ではあるが、前日~GC予測 誤差に対応するための予備力を除き、同時市場におけるΔkWの必要量は、前日からGCまで不変と考え られ、ΔkW価格の差分精算の仕組みを導入する上ではその点が前提となる。

(参考) ΔkWの精算

• 検証Bにおいて、ΔkW価格を逸失利益に基づいて算定・精算する場合の検証を実施した。

ΔkWのTwo Settlement (ケーススタディ)

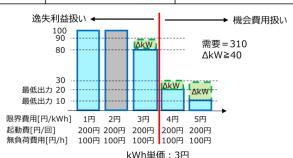
23

まとめ(今回の検証から得られた示唆)

31

■ 続いて、ΔkWの差分決済方式(Two Settlement)について、前回検証を実施した下記3ケースに対し、ΔkW 価格決定方法を「ケース①(機会費用なし)+SPA」とした際の影響(特徴)の洗い出しを行った。(ケース②の SPAは価格高騰傾向が見受けられたことと、差分決済において前回同様の課題が想定される※ことから検討省略)

No	前日同時市場	時間前市場(初回)	評価軸
ケース I	【電源態勢①】 需要:300 ΔkW:30	【電源態勢②】 需要:400 ΔkW:30	当該電源の∆kW確保量が変化(確保あり→なし) (1円電源に着目)
ケースI	【電源態勢①】 需要:300 ΔkW:30	【電源態勢③】 需要:470 ΔkW:30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が機会費用から逸失利益に変化 (4円電源に着目)
ケースⅢ	【電源態勢②】 需要:400 ΔkW:30	【電源態勢①】 需要:300 ΔkW:30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が逸失利益から機会費用に変化 (4円電源に着目)



※ 起動費の織り込み有無は異なるが、大きく「逸失利益」と「機会費用」 の二つの項目を扱っているという意味では前回と同じ状況であるため。

電源(限界費用)	最低出力	ΔkW供出可能量
1円	20	10(最大)
2円	20	0(非調整電源)
3円	20	10(最大)
4円	20	10(最大)
5円	10	20(最大)

■ 今回、新たに2通りのΔkW価格決定方法(案)を提案し、「ΔkW価格とUplift規模感の定量評価(試算)」、ならびに「Two Settlement精算時の影響評価」について検討を行い、下記のような示唆が得られた。

- » ケース①:「起動費」「最低出力費用」全て(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
- » ケース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)

【ΔkW価格とUplift規模感の定量評価(試算)】

- ケース①(機会費用なし)については、マルチプライス・シングルプライスともにΔkW価格は顕著に低くなる(他方で ΔkW価格が低減する分だけ、他案に比べupliftの割合は増加傾向となる)
- 一方、ケース②(最低出力費用のみ)は起動費が含まれない分、マルチプライスでのΔkW価格は低減するものの、 シングルプライスとした場合は価格高騰する傾向が見受けられた。(前回検討で採用を見送った例 I ~Ⅲと同様)

【Two Settlement精算時の影響評価】

- ケース①(機会費用なし+SPA)で影響評価した結果、前回(ΔkW価格は例IV:逸失利益はSPA、機会費用 はMPA)と比較すると、当該電源におけるTwo Settlement精算そのものは変わらない一方で、ΔkW価格として 機会費用を扱っていないことから、価格指標が変化するケースで生じていたような、電源間の不公平は解消されて おり、市場価格の精算制度として平仄が取れた状態になるとは考えられる。
- 上記を踏まえると、今回提案した方法のうち、ケース①(機会費用なし+SPA)についてもΔkW価格決定方法の有力な候補として、関連論点(ex.増加するupliftの扱い・負担等)の検討を深めていくことが考えられるか。

第14回同時市場の在り方等に関する検討会(2025年3月24日)資料5から抜粋

(参考)調整力必要量に関する整理

論点整理・検討状況 <各商品必要量の算定式> (4/10)

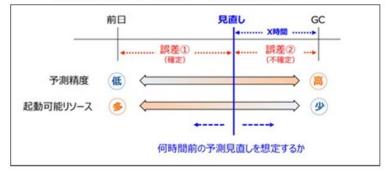
最終(今回) 報告内容

48

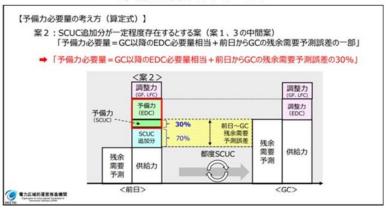
- 将来的な必要量に係る試算の前段として、まず予備力の必要量について追加検討が行われた。
- 前回報告においては、予備力必要量としてSCUC追加分をどう考えるかにより、3案が考えられると整理されたところ、 案の絞り込みにあたっては、安定供給の観点からは予備力が不足しないよう、コストの観点からは予備力を過剰調達 しないよう、前日時点での確保量の検討を進めることが重要。
- この点、GCに近づけば近づくほど予測精度は向上する一方、起動可能なリソースは減少することを踏まえて、ケーススタディが実施され、予備力の必要量としては、GC以降のEDC必要量相当に加え、「前日からGCの残余需要予測誤差の30%程度を確保する(案2)」ことが安定供給・コストの両面から現時点では適切である※と整理された。

※ 今後、仮に同時市場の導入が決まり、将来の運用開始が近づいてきた際には、電源態勢 (リソースの起動特性) が変わっていることも考えられるため、改めて確認する必要がある。

<予測精度と起動可能リソースの関係性イメージ>



<予備力必要量のイメージ>





出所) 第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 (2024年2月7日) 資料2より抜粋 https://www.occto.or.jp/linkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyokai_60_02.pdf

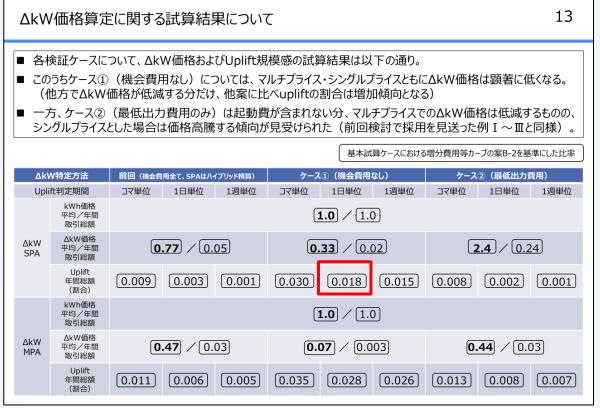
論点③:時間前市場における△kWの取扱い

- ▲kWについては、時間前市場における決済対象とするかどうかも検討課題とされていた。
- 前提として、現在検討中の同時市場においては、時間前の断面における柔軟な電源運用を目的として、時間前市場を複数回開催することとしており、各時間前市場において電源に対するkWhとΔkWの割り当ては変わりうる。その場合、各時間前市場において、kWhに加えてΔkWも決済対象とし、差分精算を行うとすると、約定点近辺の電源については、kWhとΔkWが頻繁に差し替わり、決済が煩雑になる可能性がある。また、現在の需給調整市場と同様に、機会費用(起動費等)と逸失利益等に基づきΔkW価格を算定することとした場合には、kWhの市場価格の変動に伴い、ΔkW価格の構成要素(機会費用か逸失利益か)が頻繁に変化することも考えられる。このため、中間取りまとめ前の本検討会では、ΔkWについては、各時間前市場における決済対象とはしないこと(例えば、前日市場とGC時点の市場のみで決済対象とする)も提案されていた。
- しかし、時間前市場において、ある電源にΔkWが新たに割り当てられたような場合、当該電源は、その時点で、約定分のΔkWを準備して待機することが必要となる。そうすると、その時点でΔkW価値を評価し、決済対象とすることが望ましいのではないか。また、論点①のとおり、ΔkW価格を逸失利益のシングルプライス等とする場合には、価格の構成要素が変化する問題は生じず、処理の煩雑さも許容可能といえるのではないか。
- したがって、ΔkWについても、前日市場及び各時間前市場で決済対象とする方針で、処理方法や技術的な実現可能性を引き続き検討することとしてはどうか。

- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) △kW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

論点①:アップリフトの算定対象期間

- アップリフトは、起動費、最低出力費用等の取漏れと、何らかの理由に基づき出力が下げられた場合の逸失利益、また、系統混雑等に起因して市場価格よりも発電コストが高価な電源が出力された場合の増分費用等から構成される。
- このように、アップリフトについては、市場価格では回収しきれなかった発電コストを補償するものであるが、この 取漏れの算定対象期間をどう設定するかがまず問題となる。



- この点については、日間起動停止を行う電源が多くあること等を踏まえ、海外の事例も参考とすると、1日単位で取漏れを算定するのが適切ではないか。
- その場合、前記∆kW価格の算定方法(逸失利益の シングルプライス)を前提とすると、アップリフトの規模感はkWhの年間取引総額の1.8%となる。
- これは、例えば、kWhの年間取引総額を5兆円と 仮定すると900億円となり、市場の適正な価格シ グナルの観点からも許容範囲といえるか。

(参考) PJMにおけるアップリフトの算定期間

MRI

前日市場における Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法と算定単位



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

■ Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

Make Whole Credit = Cost minus Value (floored at zero)



1時間コマごとの前日市場オファーに基づくコストの合計 (起動費および最低出力費を含む)



1時間コマごとの前日市場での収入の合計

出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc.

 $PJM, \\ \\ \text{"Operating Reserves Education"}, \\ \\ \text{閲覧日2023年9月29日}, \\ \text{https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx}$

PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日

Copyright © Mitsubishi Research Institute

29

論点②:アップリフトの負担・回収の考え方

- アップリフトの回収方法としては、市場におけるkWhの調達量に応じて市場参加者から徴収する方法や、インバランス料金に上乗せする方法、会費等として負担を求める方法、託送料金として回収する方法など、様々なものが考えられる。
- この点について、アップリフトは、基本的には、何らかの要因によって追加的な電源運用が必要となったことにより、 発電費用(起動費・最低出力費用等)が追加的に生じたり、出力下げによる逸失利益が生じたりすることにより発生 すると考えられる(次ページのPJMの整理も参照)。
- そうすると、負担配分の基本的な考え方としては、追加的な電源運用の発生責任者や受益者に負担を求めることが望ましいのではないか。他方、アップリフトとして算定された額を、発生要因ごとに仕分けることは困難であることから、配分方法としては、アップリフトの総額を、過去実績等に基づいてあらかじめ設定した按分割合に基づき、各回収方法に配分することとしてはどうか。その場合、例えば、以下のような回収方法への配分が考えられるか。

	費用の物	回収方法の例	
Α	市場取引を行う小売が負担すべき費用(主	kWhの取引量に応じて配賦	
В	市場取引参加者以外も負担すべき費用	インバランスの増加により増加する費用	インバランス料金に配賦
В		上記以外の需給・系統運用に関する費用	TSO負担(託送料金に配賦)

(参考) アップリフトの発生要因

• アップリフトの発生要因について、米PJMでは以下のとおり整理している。基本的には、何らかの要因で追加的な電源運用が必要となることにより、発電費用(主に起動費・最低出力費用)の取り漏れと、出力減少・停止による逸失利益が生じる。

Upliftの発生要因とその概要



MRI

● Upliftの発生要因は以下の通りであり、PJMでは各要因の概要を以下のように整理している。

Uplift発生要因	概要
混雑 Congestion	送電混雑がコミットメント、ディスパッチ、価格に影響を与えることにより発生
需要·負荷予測 Demand &Load Forecast	天気の変化等により、実需要が予測と著しく異なる場合、高額のアップリフトが発生する可能性 (PJMでは需要予測と実需要をそれぞれ公開)
緊急イベント Emergency Procedure Events	系統の信頼性を担保するために、PJMによる緊急事態時の運用により発生
発電側市場売入札データ Generator Market Offer Data	発電機の運用パラメータ(最低起動時間、毎日の起動回数など)によりアップリフトが発生 (PJMでは、発電事業者による前日市場の売入札の詳細を事後的に公開)
PJM域外との電力融通 Interchange	PJM参加者と域外系統間の電力取引が全体的な需給バランスに影響を与え、場合によってアップリフトが発生
リアルタイム需要・予備力 Real-Time Load & Reserve Megawatts	リアルタイムにおける需給一致と予備力の要件を満たすための指示により発生
設備停止 Outages	送電あるいは発電設備の計画外停止により、信頼性維持のため、追加の発電が必要となることで発生(※PJMでは機密保持のため発電機レベルではなく、集約した状態での発電停止データを公開)
無効電圧サポート Reactive Voltage Support	送電系統の停止あるいは系統状態により電圧の問題が発生し、その制御のために無効電力用の発電設備 を稼働するとreactive services料金がかかり、アップリフトの増大に繋がる可能性
セルフスケジュール電源 Self-Scheduled Generation Megawatts	セルフスケジュール電源がPJMのリアルタイムディスパッチや市場価格に影響を与えることにより発生

Copyright @ Mitsubishi Research Institute

- 1. 電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取扱い
 - (1)前回の議論
 - (2)検討方針及び課題の整理
- 2. 週間運用に関する論点
- 3. 価格算定・精算に関する論点
 - (1) kWh価格の算定・精算
 - (2) ΔkW価格の算定・精算
 - (3) アップリフトの算定方法等
 - (4)調整力kWh価格等の算定方法

検討の方向性

- 前記1(2)の整理を踏まえると、ゲートクローズ後の系統運用及び需給運用は、同時市場ではなく、 周波数維持義務を負うTSOが行うことになる。その場合、調整力kWh価格及びインバランス料金は、系 統・需給運用に要する費用であることから、TSOが実際の精算主体となることが考えられる。
- ただし、調整力kWh価格及びインバランス料金については、同時市場の市場価格との継続性・整合性が 重要であるため、それらの算定は、同時市場の市場価格や、同時市場に登録された電源情報を参照して 行う仕組みとすることが合理的ではないか。
- 具体的には、調整力kWh価格については、検証Bにおいて検討したとおり、同時市場のThree-Part情報に基づいて算出された実需給断面の電源態勢のシャドウプライスとし、シングルプライスとする。また、実需給断面のSCEDは5分単位で行われることから、その結果を加重平均して30分コマの調整力kWh価格を算出することとしてはどうか。
- インバランス料金は、原則として調整力kWh価格と同じとしつつ、ひっ迫時補正の在り方等については、 取引規律や監視の観点から、同時市場の詳細設計を行う段階で検討することとしてはどうか。

(参考) 本検討会で提示された方向性

• 第16回検討会では、前日同時市場から実需給断面まで一貫した価格規律(Three-Part情報)・価格決 定方法(シャドウプライス)をとることや、調整力kWhのシングルプライス化といった基本的な方向性 が示された。

同時市場の調整力kWh市場について(1/3)

39

- 第9回本検討会(2024年5月22日)において、時間前市場価格・インバランス価格ともに、前日同時市場と同じ 価格規律(Three-Part情報)・同じ価格決定方法(シャドウプライス)で、調整力取引・インバランス取引ともに シングルプライス精算とすることで、BGの同時同量インセンティブ(あるいはインバランス価格ヘッジ)を生む市場価格 構造、経済性の観点からの懸念解消、ならびに調整力応動のインセンティブを生む構造になることを確認している。
- これにより、第14回本検討会において、シングルプライス化を基本的な方針とする方向性をお示ししたところ。

時間前市場価格・インバランス価格に関する検証(得られた示唆)

26

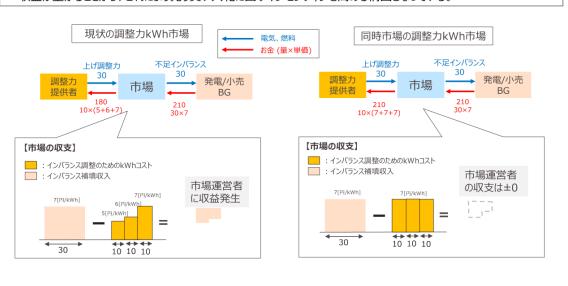
- |■ インバランス価格決定方法としては、V1/V2単価(スプレッドマージン込み)のマージナル価格でマルチプライス精算 (調整力取引のみ)とする案、前日同時市場と同じ規律(Three-Part限界費用カーブ)・同じ価格決定方法 (案B-2:同時最適のシャドウプライス)でシングルプライス精算(両取引とも)とする案が考えられるところ。
- どちらの案であっても需要上振れ時は基本的に価格上昇(下振れ時は低下)し、「前日同時市場価格<時間前 市場価格 <インバランス価格」(下振れ時は逆)になるといった、BGの同時同量インセンティブ(あるいはインバ ランス価格ヘッジ)を生む市場価格構造になっていることが確認できた。
- 他方で、前者(前日同時市場・時間前市場と価格規律が異なる)の場合、燃料費最小となるような電源運用に ならないといった経済性の観点からの懸念が示され、言い換えると、後者(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)とした場合、経済性の観点からの懸念解消されることが確認できた。
- その際、発電(調整力提供者)にとっても、限界費用より市場価格が高ければ売り(上げ調整)、安ければ買い (下げ調整) を行うことで収支プラスになることから、調整力応動のインセンティブを生む構造になっているといえる。
- 更に、時間前市場を、前日同時市場と同様の仕組みにするということは、再エネ変動対応に対して売買のマッチング が図りやすい(流動性が高い)といった効果、また、系統余剰時に不要な電源は確実に停止させることができると いった経済的な効果が得やすいということが想定される。

出所) 第9回 同時市場の在り方等に関する検討会(2024年5月22日)資料3より抜粋

同時市場の調整力kWh市場について(2/3)

44

- |■ インバランス価格について、前日同時市場と同じ価格規律(Three-Part情報)・同じ価格決定方法(シャドウ プライス)で、調整力取引・インバランス取引ともにシングルプライス精算にした場合は下図のとおり。
- 調整力kWh市場の収支構造としては、余剰・不足は発生せず(収支は±0となり)、限界費用が安い電源ほど、 収益が上がることから、これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める構図となっている。



(参考) 本検討会で提示された方向性

同時市場の調整力kWh市場について(まとめ)

57

- 同時市場の調整力kWh市場の市場構造についてケーススタディを行った結果は以下のとおり。
- ▶ 論点① (同一時間帯の上げ下げ混在) については、適切に精算され問題ないことが確認できた。
- ▶ 論点②(30分単位のインバランス料金をどのように算定するか)については、全ての断面、シンプルに各5分コマの限界的なkWh価格(シャドウプライス)の加重平均によってインバランス料金を算定することで、適切に精算され問題ない(ただし一部電源の取り漏れ分については、upliftによる補填が必要)ことが確認できた
- 上記により、同時市場における調整力kWhのシングルプライスオークション化についても、下表の仕組みとすることで、 大きな問題はないと考えられるのではないか。

	調整力	調整力	ノハルニハフ	同一時間帯 (各5分)の 上げ・下げ混在時	インバランス料金	
	調整刀 kWh単価	取引	インバランス 取引		通常	30分コマ内の 上げ下げ混在
現状	V1/V2単価 (限界費用±10%)	マルチ プライス	シングル プライス	KJCの原理上 発生しない	各5分の限界的 なkWh価格の 加重平均	調整量を相殺 後の限界的な kWh価格
同時市場	Three-Part (限界費用)	シングル プライス	シングル プライス	SCEDの原理上 発生も問題なし (適切に精算される)	各5分の限界的な kWh価格の加重平均 ⇒問題なし※ (適切に精算される)	

※ 一部電源の取り漏れ分については、upliftにより回収することが考えられる。

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 計量法により定められた計量器により 30分単位で計量(精算)されるため、 このような算定が必要となる