

同時市場の制度に関する論点について②

(入札・電源運用)

2025年4月22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

- 前回の本検討会では、同時市場の導入の是非を判断する上で整理が必要と考えられる論点を中心に、課題や検討の方向性について幅広く御議論をいただいた。
- 前回の御議論を踏まえ、今後の本検討会では、数回にわたり、同時市場の中核となる機能（入札、約定、精算等）に関して残されている論点を取り扱い、一定の整理を行うこととしたい。
- ついては、本日は、主に入札に関する論点について御議論いただきたい。

(参考) 検討予定の論点

制度設計に関する検討事項

- 同時市場の根幹となる入札・約定・価格算定・精算機能の観点から、同時市場の制度設計に関する主な検討事項を挙げると以下が考えられる。このうち、前日市場以降の論点については、同時市場の導入の是非の判断を行う上で、現時点で特に検討が必要と考えられるため、次ページ以降で論点の整理を行った。

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
2	前日市場に関する論点	市場制度	開催時間、参加資格、取引単位等
		入札	売り入札義務の在り方、入札方法 買い入札義務の在り方、入札方法
		約定	TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方
		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 Δ kWh価格：価格算定方法、シングルプライス化の是非 アップリフト：対象費用、算定方法、負担方法
3	時間前市場に関する論点		時間前同時市場の開催回数、開催タイミング TSOの想定需要に基づく電源確保の在り方 Δ kWhの取引の有無、精算方法 前日市場からの入札変更の時間的・内容的限界
4	実需給に関する論点		調整力kWh価格の算定方法 インバランス料金の算定方法

今回検討の論点

時間前市場における入札



1. 週間運用・前日市場以前の起動の仕組み

2. 市場運営等に関する事項

3. 発電事業者等の売り入札

4. 小売電気事業者等の買い入札

電源の週間運用と前日市場以前の起動の仕組み

- 前回の本検討会では、揚水発電等を想定した週間運用や、起動に長時間を要する電源の起動の仕組みについて、①週間SCUCを用いること、②発電BGに電源起動を指令する仕組みが必要であること、③起動電源については前日市場において発電費用の回収を可能とすること等が提案され、主に以下の意見があった。
 - 今後、非効率石炭火力を中心に、kWhを抑制してkWを維持していくという方針が示されている中で、供給力として一定程度貢献していくためには、このような仕組みが必要であると考えている。なお、前日市場に先行して起動したことに伴う費用回収については、基本的には前日市場で回収する方向かと思われるが、レアケースとして、前日市場で約定しなかった場合の回収の考え方についても整理しておくことが必要。
- この点も含め、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改めて整理をすると、次ページに示すような仕組みが考えられるか。

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。

(参考) 需要調達計画・発電販売計画

- 現行制度において、需要調達計画及び発電販売計画等については以下のとおりの提出が求められている。

別表 8-1 需要調達計画等の提出

提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌々日計画	翌日計画 (※1)	当日計画 (※2)
提出期限	毎年 10月末日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時 (※3)	毎日 午前12時 (※3)	30分ごとの 実需給の 開始時刻の 1時間前
提出内容	需要計画	各月平休日別の需要電力の最大値及び最小値	各週平休日別の需要電力の最大値及び最小値	本機関が指定する2点の時刻の日別の需要電力	30分ごとの需要電力量	30分ごとの需要電力量
	調達計画	各月平休日別の需要電力の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	各週平休日別の需要電力の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	本機関が指定する2点の時刻の日別の調達分の計画値	30分ごとの調達分の計画値	30分ごとの調達分の計画値
	販売計画	各月平休日別の需要電力の最大値及び最小値発生時の販売分の計画値	各週平休日別の需要電力の最大値及び最小値発生時の販売分の計画値	本機関が指定する2点の時刻の日別の販売分の計画値	30分ごとの販売分の計画値	30分ごとの販売分の計画値

(※1) 翌々日計画に変更が生じた場合に提出する。

(※2) 翌日計画に変更が生じた場合に提出する。

(※3) 提出日が休業日の場合も含む。

別表 8-2 発電販売計画等の提出

提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌々日計画	翌日計画 (※1)	当日計画 (※2)
提出期限	毎年 10月末日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時 (※3)	毎日 午前12時 (※3)	原則、30分 ごとの実需給 の開始時刻の 1時間前
提出内容	発電計画	各月平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の供給電力	各週平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の供給電力	本機関が指定する2点の時刻の日別の供給電力	30分ごとの供給電力量	30分ごとの供給電力量
	販売計画	各月平休日別の販売電力の最大値及び最小値	各週平休日別の販売電力の最大値及び最小値	本機関が指定する2点の時刻の日別の販売電力	30分ごとの販売分の計画値	30分ごとの販売分の計画値
	調達計画	各月平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	各週平休日別の販売計画の最大値及び最小値発生時の調達分の計画値	本機関が指定する2点の時刻の日別の調達分の計画値	30分ごとの調達分の計画値	30分ごとの調達分の計画値

(※1) 翌々日計画に変更が生じた場合に提出する。

(※2) 翌日計画に変更が生じた場合に提出する。

(※3) 提出日が休業日の場合も含む。

（参考）同時市場における週間計画の方向性

同時市場における週間計画の取り扱い（３／３）

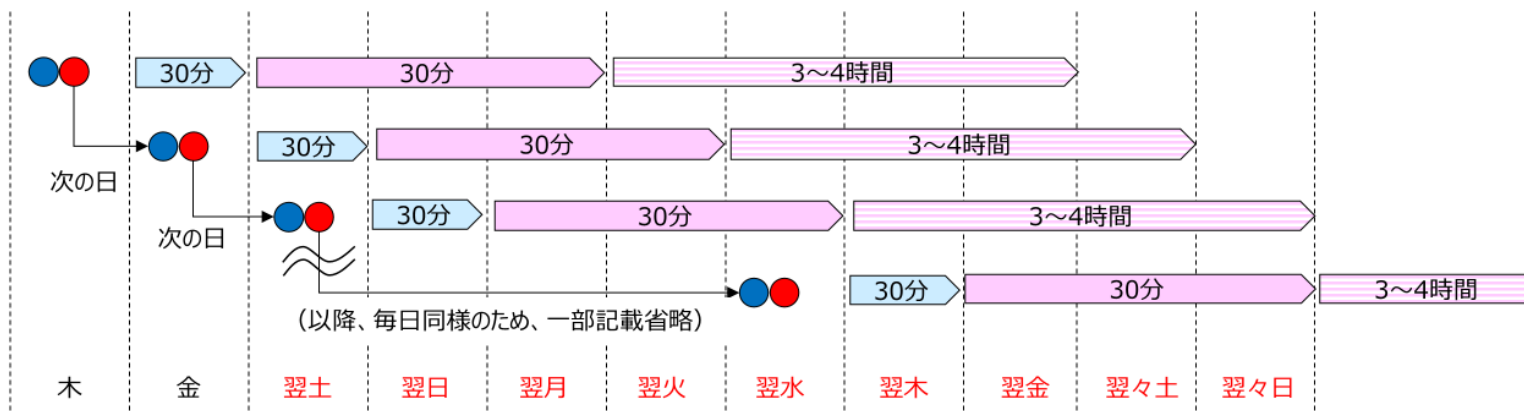
50

- 現在の週間計画は基本的には週1回の作成のみであり、計画期間の後半については、計画時点からの時間的乖離もあり、その精度は週前半に比べると、低くなるものと考えられる（翌日計画により精度向上・補正がなされる）。
- 他方、同時市場においては、週間計画を日々作成（ローリング）していくため、元の週間計画の作成期間後半の精度については日々向上していくことになる。
- これらを踏まえると、同時市場における週間計画の対象期間は7日間とし、計画作成期間の前半（3日）を30分単位（48コマ）、後半（4日）を3～4時間単位としてSCUCロジックに反映（模擬）することで、**運用実態反映と計算負荷簡略化の両立を図る方向性**が考えられる。

【同時市場における週間計画作成タイムチャートおよび粒度（イメージ）】

○：計画作成日（●：週間、●：翌日）

□: 計画作成対象期間 (■: 週間、■: 翌日、枠内の数値は作成粒度)



1. 週間運用・前日市場以前の起動の仕組み

2. 市場開設等に関する事項

3. 発電事業者等の売り入札

4. 小売電気事業者等の買い入札

同時市場の開設・参加に関する詳細事項

- 同時市場の導入に当たっては、同時市場の開設・運営や事業者の市場参加に関する詳細な事項（開催時刻、参加資格、取引単位等）を定める必要もある。もっとも、これらの点については、同時市場の導入が決定され、市場の詳細設計が行われる段階で、その時点の市場環境や技術的な要請を考慮して決定することによいのではないか。
- 他方、本検討会の議論の参考として、暫定的なイメージを示すと、以下のような形が考えられるか。
 - **開催時刻**：翌日計画を引き続き午前12時提出とする場合、前日市場は現在同様午前10時入札締切か。
 - **参加資格**：現在のJEPXの会員資格に準じ、小売電気事業者、発電事業者、DR事業者・アグリゲーター等（接続供給契約、発電量調整供給契約、需要抑制量調整供給契約を締結している者）及び調整力の取引を踏まえ、一般送配電事業者とすることが考えられるか。ただし、同時市場導入までの議論や制度の進捗を反映させることが必要。
 - **取引単位**：現行制度を踏まえると、入札時間単位は30分（1日48コマ）等で、kWh市場は0.1MW（1コマ当たり50kWh）、調整力市場は最低入札量1MW、刻み幅1kWとなる。この点は、DERの取扱い等との関係でも議論がありうるところであり、今後議論の進捗があった場合には、それも踏まえて適切に設定すべきと考えられる。

- 
1. 週間運用・前日市場以前の起動の仕組み
 2. 市場開設等に関する事項
 - 3. 発電事業者等の売り入札**
 4. 小売電気事業者等の買い入札

論点①：自己計画電源の入札及び登録について

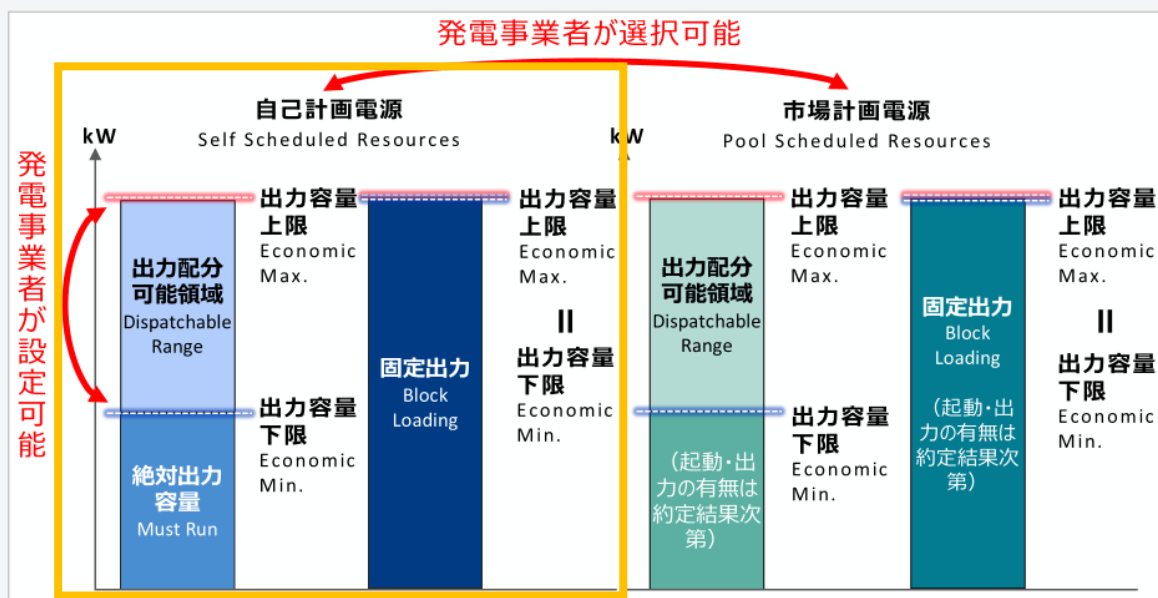
- 発電事業者が、相対契約に基づき供給を行う予定の自己計画電源について、同時市場への入札を必須とするかどうかについては、①入札を必須とした場合、相対契約を締結している当事者間において、更に**市場取引の負担**が生じる点が問題となる。一方で、②入札を必須としない場合、市場外で取引される自己計画電源にも、必要な場合には**公平に制約を及ぼす仕組み**が必要となる。さらに、前回検討会では、本論点について主に以下のような意見があった。
 - 選択肢①の場合、市場との間でも電力の取引・決済が必要となるということの具体的な意味が重要。具体的には、手数料やキャッシュの準備の負担等が、取引所を経由する場合の実務的な問題か。仮にこれが大きな負担になるとすると、選択肢②は一つの合理的な方向性だが、両案で大きな違いはないと思われるので、運用上の都合等を踏まえて整理すればよいのではないか。
 - 自己計画電源について、市場に出したものと市場に出さなかったものを比較すると、透明性は明らかに市場に出した方が高い。市場に出さなかったものについては、本来はもっと厳しく、支配力を行使していないか監視が必要になるとも考えられる。特に、自己計画電源について、市場の約定結果によらず自分の判断で止めることがあるとすると、前日市場における入札だけを監視するのでは不足ということにもなりうる。

	選択肢		
入札・登録方法 (市場運営者が必要な情報を把握する方法)	① 必ず入札を求める	② 発電計画等の情報登録のみ行うことを認める（入札も可）	
絶対出力容量・ 固定出力の取扱い	<市場取引> 量のみ入札	(1) 相対契約が紐づいていない場合	(2) 相対契約が紐づいている場合
		<市場取引> 量のみ入札	<市場外取引> 量のみ登録可

(参考) 自己計画電源について

自己計画電源としての入札（セルフスケジュール）

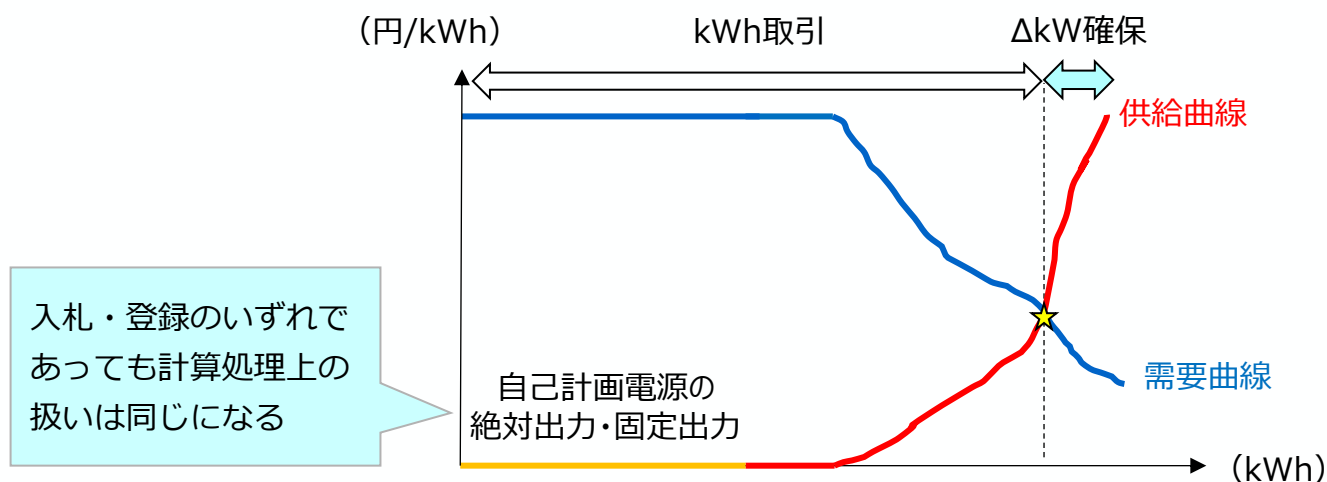
- 以上のとおり、同時市場の仕組みには様々なメリットが認められる一方で、発電事業者の観点からは、Three-Part Offerの導入等により約定結果の見通しが立てにくくなり、**発電事業の予見性**が低下するおそれが指摘された。
- 同時市場は短期的な取引の最適化を図る枠組みであり、**電源の設備投資**や**燃料調達**の観点からは、**中長期的な取引**との整合性も重要である。また、電源の運転制約の中には、現時点ではSCUCロジックでの考慮が難しいものもある。



- これを踏まえ、本検討会では、発電BGは、**自己計画電源**（自ら起動を確定させる電源）としての入札と、**出力容量の上限・下限**を原則として任意に選択・設定可能とされた。これにより、発電BGは、自らの発電計画に基づく運転が可能となる。
- ただし、①**相場操縦等の防止**の観点からの取引規律や監視、②**容量市場リクワイアメント**への対応、③**需給ひっ迫等緊急時の一般送配電事業者による電源運用**、④**再エネ出力制御や混雑対応**については引き続き議論が必要である。

論点①：自己計画電源の入札及び登録について（続き）

- 自己計画電源については、市場内外のいずれで取引されたとしても、発電余力が出力配分可能領域として市場供出される場合には、**SCUC・SCEDの結果の電源態勢は同じ**になる（下図参照）。その点を踏まえると、特に大きなメリット又はデメリットがない限り、市場取引を強制する必要まではないと考えられる。
- このため、自己計画電源については、安定供給の観点から**必要な場合に制約を及ぼす仕組みの導入**（市場外で取引する場合も、入札時と同様の電源情報を登録し、公平に制約に服すること）を前提に、**市場入札を必須としないこと**を基本的な方針としてよいのではないか。
- ただし、同時市場においてSCUC・SCEDで電源態勢を決定する必要上、市場外で取引された電力が前日市場・時間前市場に売り入札された場合の処理方法等、技術的な観点を含めた実現性の検討は必要と考えられる。



論点①：自己計画電源の入札及び登録について（続き）

- 以上を踏まえ、選択肢②を採用する場合には、自己計画電源の入札・登録方法についてはおおむね以下のような方法が考えられるか。
 - 入札・登録の際は、①**自己計画電源である旨**と②**発電計画（出力量）**の登録に加え、③**電源情報（Three-Part 情報、運転パラメータ）**を登録する。
 - 自己計画電源について、売り入札・登録と合わせて買い入札を行う方法により経済差替えを行う場合、後記のとおり、買い入札は差替対象電源の地点を特定して行う。この場合において、買い入札が成立し、自己計画電源としての出力を行わない計画とするときは、当該出力について、以降の市場において市場計画電源の出力配分可能領域として入札し、約定しなかったことをもって停止や出力減を行うこととする（※）。
 - ※ この運用は、現在の入札義務の考え方（発電余力の全量供出）から当然に導かれるものであるが、このような運用を明確化することによって、作業部会で指摘された、自己計画電源が発電事業者の判断で差し替えられることによる安定供給上の問題を解決できるメリットもあるのではないかと。ただし、入札内容の変更に関する規律との関係は今後の検討が必要か。
 - なお、発電事業者は、保有する電源の出力量について、相対契約先への供給分を除き、原則として全て市場に入札する必要がある。この観点から、発電事業者は、自らが保有する電源について、**相対契約が紐付く自己計画電源**として市場外で取引を行おうとする場合には、**相対契約に基づく供給予定量を自社電源に適宜割り付け**、割り付けた出力量を市場外で取引するものとして同時市場に登録し、余力は入札することになる。

論点②：自己計画電源の制約の考え方

- 前回の本検討会では、**自己計画電源に対する制約の考え方**について、現行制度を踏まえた整理の方向性が提案され、おおむね以下のような議論が行われた。特に、自己計画電源について、あらかじめ任意領域か絶対領域かを登録しておくとした点に関する意見が多かった（以下、前回検討会の議題 1 及び 4 に関する意見を適宜集約して記載）。
 - 自己計画電源の入札が制限される場合の考え方を議論するに当たっては、現行制度との差分を整理することが重要。適取GLの相場操縦規制や容量市場リクワイアメントに基づいて起動しなければならないことは現行と変わらない。ひっ迫時の供給指示や、供給余剰の場合の出力抑制も、考え方としてはこれまでと同じであり、相対契約に基づく供給も制約に服しているはず。一方で、出力抑制の順位が、市場の中でのメリットオーダーに変わっていくということだとすれば、そこが一つ大きな差分ということになると思う。この点について、現行の制度との違いが出てくるのかどうかも含めて整理してほしい。
 - 自己計画電源の制限は、安定供給上真にやむを得ない場合に限定されるべき。先般、広域予備率に紐付く容量市場のリクワイアメントの供給力提供通知が頻発されたように、実態とかけ離れた需給の見立てによって制限が過度に発動されることのないようにすることが必要。供給不足、供給余剰や系統混雑が見込まれる場合には、市場計画電源から調整してなお調整しきれない場合に自己計画電源に制限をかけるのが合理的。また、現在は協議によって調整しているものを、事前登録によって一律に調整してしまうことには懸念があり、任意セルフ電源と絶対セルフ電源の線引きについては、協議を省略するという現行制度との違いを踏まえた慎重な検討が必要。
 - 同時市場でSCUC・SCEDを行う上で、市場計画に委ねる領域を拡大していくことが日本全体の電力システムのコスト低減につながる。その観点から、任意セルフ電源と絶対セルフ電源との区分を設けることには賛同。今後、市場計画に委ねる部分を拡大することがコスト削減につながるというシミュレーションを行うことで、任意セルフ電源の意義を理解していくことが重要。

論点②：自己計画電源の制約の考え方（続き）

（続き）

- 自己計画電源を「任意」と「絶対」に分ける区分自体に異論はないし、あらかじめ登録しておくことも理解できるが、抑制側、焚増側それぞれについて、何が絶対セルフ電源になるかという区分はそれほど簡単ではない可能性がある。今回提示された考え方自体は合理的であり、これを基礎として議論を進めることでよいのではないか。
- 資料をみて、絶対セルフ電源、任意セルフ電源は、新しい概念ではないと考えていた。同時市場があろうとなかろうと外からの制約が当然あるのであり、それについて同時市場でどう表現し、対応するかという議論をしているだけで、既にある問題だと思う。現行制度でも、再エネよりも後に抑制される電源はあり、それは理由があってそうしているわけなので、同時市場でもそれを引き継ぐ形で整理されていると理解。そうすると、絶対セルフ電源とは、外生的なあるいは技術的な理由で再エネよりも後に抑制せざるを得ない電源が全部ここに入るという整理だと受け止めた。その上で、需給バランスや系統混雑により制約が必要となるときにはフェアにやるという大原則が提案されたと思っている。この点について、例えば、系統混雑により抑制しなければならないときに、市場計画電源は先に抑制するなどの順位をつけると、送電線に対して優先権を与えているのと同じになり、不公正な制度になる。抑制は本当に必要なときに限定すべきというのは正当な議論だが、市場に参加しない電源の方が優先されるなどという発想はありえないと思う。
- 市場に参加しない電源が優先され、市場取引される再エネが抑制されるというのはおかしい。電源の抑制が必要となっている場合に、どの電源が抑制されるかされなくていいかを選択できるというのは変な話であり、抑制されない電源があるとすれば、きちんと混雑処理費用等を支払うのが当然ではないか。

(参考) 前回検討会で提案された整理

- 現行制度では、供給区域で供給余剰、供給不足が見込まれる場合の措置として、優先給電ルールや供給力追加措置が定められており、自己計画電源の制約が必要となる場合についても、同様の考え方で整理する方針が提案された。

現状の制度・ルール（抑制側）

12

- 現状、調整電源や電源Ⅲに関しては、TSOは原則起動停止を行わないものとしているが、抑制を行わなければ安定供給上問題がある場合として、「供給力余剰時（優先給電ルール）」「系統混雑時」には、TSOによる停止・出力抑制が行われており、抑制順位に則った詳細な取り扱いは下表のとおりとなる。
- 抑制順位（概要）：調整電源→電源Ⅲ（→連系線（供給力余剰時））→再エネ→長期固定電源
- したがって、同時市場において抑制側の「一定の制約」が発生する状況としては、現行の調整電源や電源Ⅲに対し、停止・出力抑制を行う場合に準ずる（あるいはこれを参考に簡略化する）ことが考えられる。

	抑制電源種別	供給力余剰時（優先給電ルール）		系統混雑時	
		電源Ⅲ抑制時	再エネ抑制時	電源Ⅲ抑制時	再エネ抑制時
①入札制約なく登録されている出力領域（発電計画～最低出力または停止）	調整電源	出力抑制・停止ともに行う			
	電源Ⅲ	技術的に合理的な範囲で最大限抑制			
②入札制約領域（協議による調整可、発電計画～出力容量下限）※停止・抑制可を指す	調整電源	制約考慮なし（協議による）		制約考慮なし（協議による）	
	電源Ⅲ	制約考慮なし（協議による）		制約考慮なし（協議による）	
③入札制約領域（協議による調整不可、発電計画～出力容量下限）※停止・抑制不可を指す	調整電源	制約考慮あり			
	電源Ⅲ				

ケース例
②燃料消費のためマストラン（協議により調整可能）
③河川制約によりマストラン（協議による調整不可）



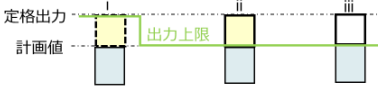
現状の制度・ルール（焚増側）

14

- 現状、調整電源や電源Ⅲに関しては、需給ひっ迫時等、焚増を行わなければ安定供給上問題がある場合として、「調整力不足」「供給力不足」時に、TSOの追加供給力対策による追加起動・焚増が行われており、広域予備率が低下する等の状況に則った詳細な取り扱いは下表のとおりとなる。
- 焚増順位（概要）：調整電源の起動→揚水のTSO運用（調整力不足時）、容量市場電源の起動・焚増→容量市場外電源の焚増→安定供給上リスクを伴う需給対策（供給力不足時）
- したがって、同時市場において焚増側の「一定の制約」が発生する状況としては、現行の調整電源や電源Ⅲに対し追加起動・焚増を行う場合に準ずる（あるいはこれを参考に簡略化する）ことが考えられる。

	起動・発電 電源種別	調整力不足			起動・発電 電源種別	供給力不足		
		調整電源の 起動で充足	揚水TSO運用 で充足	揚水TSO運用 でも調整力不足		容量市場電源 起動・発電	容量市場外電源 起動・発電	安定供給上リスク を伴う需給対策
ⅰ 入札制約なく 登録されている出力 領域（定格出力 ～発電計画）	調整電源	追加起動・発電ともに行う			容量市場 電源	追加起動・発電ともに行う		
	電源Ⅲ	－			容量市場外 電源	－	発電を行う（要請または 余力活用契約に基づく指令）	
ⅱ 定格出力 ～出力容量上限 （協議による調整可） ※起動・発電可	調整電源	制約考慮あり	制約考慮なし （協議による）		容量市場 電源	制約考慮なし （リクワイアメントあり、ペナルティ免除とならない）		
	電源Ⅲ	－			容量市場外 電源	－	制約考慮あり	
ⅲ 定格出力 ～出力容量上限 （協議による調整不可） ※起動・発電不可	調整電源	制約考慮あり			容量市場 電源	制約考慮あり（リクワイアメントはあるが、 異議申し立てによりペナルティ免除）		
	電源Ⅲ	－			容量市場外 電源	－	制約考慮あり	

ケース例
ii 燃料節約のため出力容量上限抑制（調整可）
iii 河川制約による出力容量上限抑制（調整不可）



論点②：自己計画電源の制約の考え方（続き）

- 自己計画電源の仕組みは、同時市場において、Three-Part Offerに基づく約定方法が導入されることを踏まえ、燃料調達等を含む中長期的な取引との整合性を図るため、**電源稼働の予見性を確保**する目的で導入されるもの。前回検討会における議論のとおり、現行の優先給電ルール等の例外を新たに設けるものではなく、出力制御時や地内系統の混雑発生時に優先的な送電権を認める趣旨ではない。
- この考え方に基づく、自己計画電源の制限の発動は**真に必要な場合に限定されるべき**ではあるものの、需給バランスや系統制約の観点から、**再エネ出力制御**や**下げ調整力不足**に至りうる状況となった場合には、**自己計画電源も公平に制約に服する**ことが必要ではないか。
- 以上を踏まえ、自己計画電源の制約については次の整理としてはどうか。
 - ① **自己計画電源の制約が必要か否かの判断方法**としては、対象となる市場の直近で実施されたSCUCにおいて、市場計画電源を調整してもなお**再エネ出力制御**や**下げ調整力不足等の事態が生じるか否か**で判断する（前回検討会の整理案と同じ。これは、再エネ出力制御や下げ調整力不足が生じない限りは、自己計画電源が優先されることを意味する）。
 - ② **制約が必要と判断された場合**には、自己計画電源を優先せず、**メリットオーダーで公平に出力配分**を行う。
- ただし、前回検討会の議論のとおり、自己計画電源の中には、出力制御に応じることが可能な電源と、困難な電源がある。この区分や対応方法についても、次ページのとおり、現行制度の考え方を踏襲してはどうか。

論点②：自己計画電源の制約の考え方（続き）

- 現行制度の考え方について、抑制側の場合を例にとると、優先給電ルールでは、火力発電等は変動性再エネよりも先に抑制され、長期固定電源の抑制順は最後とされている。また、火力発電であっても、出力制御が困難な電源の必要最低限の出力は抑制対象外とされている。
- そこで、自己計画電源の区分についてもこの考え方を踏襲し、発電事業者が任意セルフ電源か絶対セルフ電源かを選択して登録するのではなく、**自己計画電源の入札・登録情報から抑制順を判断する仕組み**としてはどうか。
- すなわち、自己計画電源の制限が発動された場合には、入札・登録情報に基づき長期固定電源に当たるか否かを判断し、長期固定電源の抑制順は最後にする。それ以外の自己計画電源については、制限が発動された場合には、市場計画電源を含めてメリットオーダーにより出力配分を行う。
- ただし、現在の運用でも、一部の石炭火力の最低出力や、LNGのBOG消費に必要な出力は抑制対象外とされていることを踏まえ、発電事業者は、**一定の出力を確保しなければならない運転制約**がある場合には、当該制約を登録し、**最低限の出力を確保**することを可能とする（前回検討会における絶対セルフ電源と同趣旨）（※）。

※ どのような運転制約がありうるかは今後の検討。また、上記は需給バランス制約に基づく出力制御（優先給電ルール）の場合を念頭に置いた議論であり、どのような運転制約を認めるかについては、系統制約に基づく出力制御ルールの内容も踏まえて検討を行う必要がある。

論点②：自己計画電源の制約の考え方（続き）

- 前ページの整理は、現行制度との差分としては、主に**火力発電の抑制方法**が変更点となる。すなわち、現行の優先給電ルールでは、抑制順が同列の電源については個別協議により抑制を行っているのに対し、今回の提案では、より透明性が高く、メリットオーダーで抑制が行われることになる（※）。

※ 系統制約に基づく出力制御は、同列の電源については現行ルールでもメリットオーダー（又は一律）である。

- この点の評価や対応としては、以下のように考えられるのではないかと。
 - 個別協議を行わない点については、現行の個別協議においても、抑制対象外とすることが自由に認められているわけではなく、一定の理由がある場合に、必要最低限の出力が認められているものと考えられる。したがって、どのような場合に抑制対象外とされうるかをあらかじめ明確化しておき、それを踏まえて、**発電事業者が出力制御が困難である理由（運転制約）を事前に登録**することにより、多くの場合については対応が可能ではないか。なお、どのような運転制約が認められるかを含め、運転制約の登録規律については引き続き検討する必要がある。
 - また、**事前登録による対応が困難な例外的な場合**については、発電事業者が、市場約定後に、約定結果に従うことができない旨を連絡し、**個別調整**を行うこととしてはどうか。例えば、発電事業者は、約定結果にかかわらず、当該電源の抑制に応じることができない以上、抑制しない前提で発電計画を作成・提出し、次の市場で、抑制が困難な運転制約がある電源として登録する。同時市場は、これに基づいてSCUC・SCEDを行い、電源態勢を補正することなどが考えられる。
 - メリットオーダーについては、抑制順位が同列の電源の出力配分をする上で、一つの公平な仕組みであると考えられる。さらに、Three-Part 情報について、**実コストよりも低価格で登録**することも可能とすれば、発電事業者は、**その時点における電源稼働の必要性を加味した登録**ができ、その結果、その時点の状況をより反映したメリットオーダーとなるのではないかと。

論点②：自己計画電源の制約の考え方（続き）

- 自己計画電源の入札・登録方法と制約についての以上の考え方をまとめると下記のとおり。これまで抑制側を例に検討をしたが、焚増側も基本的に同様と考えられる。このような仕組みとすることについて、どのように考えられるか。
 - 発電事業者は、電源の入札・登録時に、自己計画電源であること、発電計画（出力量）、Three-Part 情報等の電源情報を登録する。この際、自己計画電源に限らず、**Three-Part 情報を実際の費用より低価格で入札することも可能**とする。
 - 自己計画電源の定格出力と登録された出力量との間に差分がある場合には、当該差分（余力）については、市場計画電源の出力配分可能領域として上記 Three-Part 情報で入札されたものとする。
 - 自己計画電源の制限が必要か否かは、対象となる市場の直近で実施されたSCUCにおいて、**変動性再エネの出力制御に至ったか否か**（抑制側）及び**広域予備率不足に至っているか否か**（焚増側）等で判断する。なお、この判断方法を採用する場合、制限の解除方法（解除のタイミングや条件）については検討が必要。
 - 自己計画電源の制限が行われた場合、**長期固定電源及び所定の運転制約に基づく最低出力**については、**原則として抑制順を最後**にする。それ以外の自己計画電源については、抑制側の制限においては、絶対出力の登録が認められず、市場計画電源と横並びで、**Three-Part 情報に基づくメリットオーダーで起動停止・出力配分**が行われる。焚増側の制限においては、自己計画電源として設定された出力容量上限にかかわらず、原則として定格出力の範囲で、メリットオーダーで出力配分が行われる（もっとも、制限が発動されていない場合でも、発電余力は出力配分可能領域として入札されていることが原則である）。
 - なお、自己計画電源は自ら起動を確定させるものであるため、**起動費等の個別補償（アップリフト）の対象とはならない**（第4回本検討会で扱われた北米市場の例と同じ整理）。

(参考) 下げ調整力が不足する場合の措置

● 電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針（平成27年4月28日施行、令和7年1月6日変更）（抄）

（下げ調整力の活用）

第173条 一般送配電事業者及び配電事業者は、電力設備の故障、需要予測又は発電予測の誤差等によって、供給区域の需要に対する電気の供給が余剰になると見込まれる場合は、一般送配電事業者及び配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について次の各号に掲げる措置を講じる。

- 一 発電設備等の出力抑制
- 二 揚水発電設備の揚水運転
- 三 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

（下げ調整力が不足する場合の措置）

第174条 一般送配電事業者は、前条の措置を講じても一般送配電事業者の供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位に従って同号に掲げる措置を講じる。

- 一 一般送配電事業者及び配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について次のアからウまでに掲げる方法（第3号から第5号まで及び第7号に掲げる方法を除く。）

ア 火力電源等（出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。以下同じ。）の発電設備等の出力抑制

イ 揚水発電設備の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

- 二 長周期広域周波数調整
- 三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域資源バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制
- 四 地域資源バイオマス電源の出力抑制
- 五 自然変動電源の出力抑制
- 六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- 七 長期固定電源の出力抑制

2 一般送配電事業者は、前項各号の措置の実施に要する時間等を考慮した上で、配電事業者及び関係する電気供給事業者に対し、実施に必要となる要請又は指令を行う。

(参考) 下げ調整力不足時の発電設備（火力）の対応方法

- 再エネ出力制御の検証において、下げ調整力不足時の調整電源（火力発電）の対応方法が公表されている。以下は九州電力送配電の例であるが、他の送配電事業者も基本的に同じ。

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力） 11

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、九州電力送配電が公表している「給電運用基準－需給運用ルール 第3章 平常時の需給運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

可能な限り毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応する。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

③LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力（2%）を確保したうえで、BOG（Boil Off Gas）消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。具体的には以下のとおりとする。

- ・新大分発電所は、1号系列×6台、2号系列×4台、3号系列×4台の合計14台の発電機のうち、各系列において補助蒸気確保に必要な発電機のみ確保し、それ以外は停止する。
 - ・1号系列、2号系列は、それぞれ1台を残しLFC最低出力運転
 - ・3号系列は、4台のうち1台を残しLFC調整力2%を確保

〔火力機の運転範囲〕



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限



(参考) Upliftに関する北米市場の例

MRI

pjm

Uplift を受け取る権利を有する電源の整理

- Uplift を受け取る権利は、ディスパッチの分類と電源起動の特性に応じて以下のように整理される。
 - プールスケジュール電源はディスパッチの分類に関わらず、Uplift を受け取る権利を有する。
 - セルフスケジュール電源は PJM によるディスパッチ可能な範囲(Dispatchable)に対してのみ、Lost Opportunity Cost を受け取る権利を有する。

Uplift を受け取る権利の有無

ディスパッチの分類 (出力範囲)	セルフスケジュール電源 (電源がユニットコミットメントを実施)		プールスケジュール電源/ PJMのディスパッチ指示に従う電源 (PJMがユニットコミットメントを実施)	
	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost
Block Loaded Economic MinとEconomic Max. を同一値で登録した場合	無	無	有	有
Economic Minimum Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値の場合	無	無	有	有
Dispatchable Economic MinとEconomic Max. の間の出力までディスパッチされた倍	無	有	有	有

出所) Monitoring Analytics , “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日, https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdf を基に三菱総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

24

論点③：運転パラメータの登録

- 前回検討会で提示したとおり、運転パラメータについては、原則として**電源の仕様・性能に基づき登録**することとし、市場の約定結果に従った起動・出力が困難な場合には、発電事業者がその旨を連絡し、**個別に調整**（例えば、修正後の起動時間に基づいて、次の市場におけるSCUC・SCEDを行い、電源態勢を補正する等）を行うこととしてはどうか（※）。

※ なお、中間取りまとめの整理のとおり、このような場合を含め、発電BGは、当該電源の起動・出力不足による計画発電量と実発電量の差分について、**前日市場で約定しなかった自社電源の追加起動・出力**によって対応することも可能。その方法としては、例えば、発電BGは、余力の追加起動・出力を織り込んだ発電計画を作成・提出した上で、発電BGの判断で追加起動・出力させる電源を自己計画電源として登録又は次の市場で入札すること等が考えられる。この方法の場合、自己計画電源の制限が発動されていない限り、発電BGの主体的な電源運用が可能。

- 登録すべき運転パラメータは、現行制度において、送配電事業者が調整電源について把握している内容（次ページ参照）や、現在の技術検証で用いられているSCUCの制約条件、北米市場の事例等を参考として、同時市場の詳細設計を行う段階で決定してはどうか。
- その際、例えば、起動時間について、停止時間の長短に応じた複数の起動時間の設定を可能とするなど、柔軟かつ負担の少ない電源運用を可能とする観点から検討を行うことが重要ではないか。

(参考) 送配電事業者が把握している電源情報

2. 一般送配電事業者が把握している電源等の情報

10

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。
需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は 調整単価等多くの情報を把握しています。
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

		電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 厳気象III需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○	○※1
	最低出力	○	○	—	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○	—
	運転制約	○	○	○	—
	調整単価（V1,V2）	○	○	○	—
	起動費（V3）	○	○	—	—
	起動カーブ	○	○	—	—
	起動時間	○	○	—	—
	出力変化速度	○	○	—	—
	一送による起動停止可否	可	可	可	否
	設備量※2	1,111万kW（約4%※3）	13,381万kW（約50%※3）	427万kW※4	—

※1 電源の系統連系に伴い取得

※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）

※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネ庁電力調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合

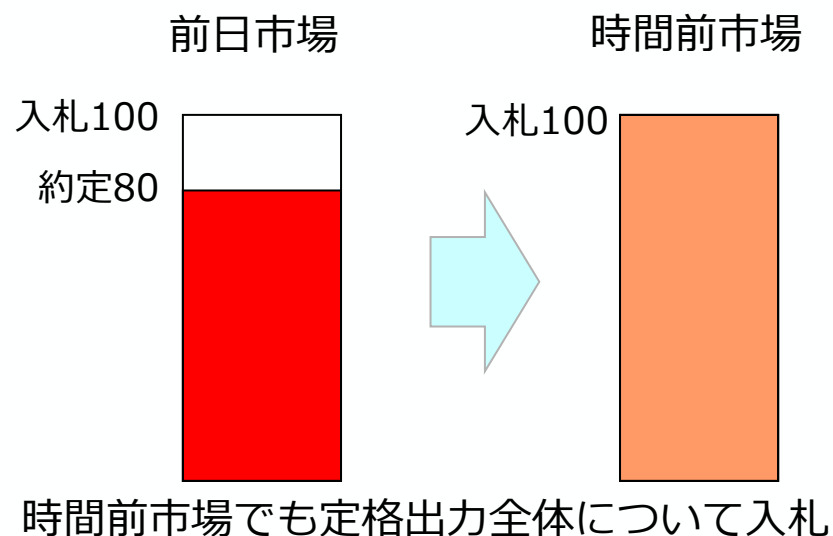
※4 DR含みの量

transmission & Distribution Grid Council

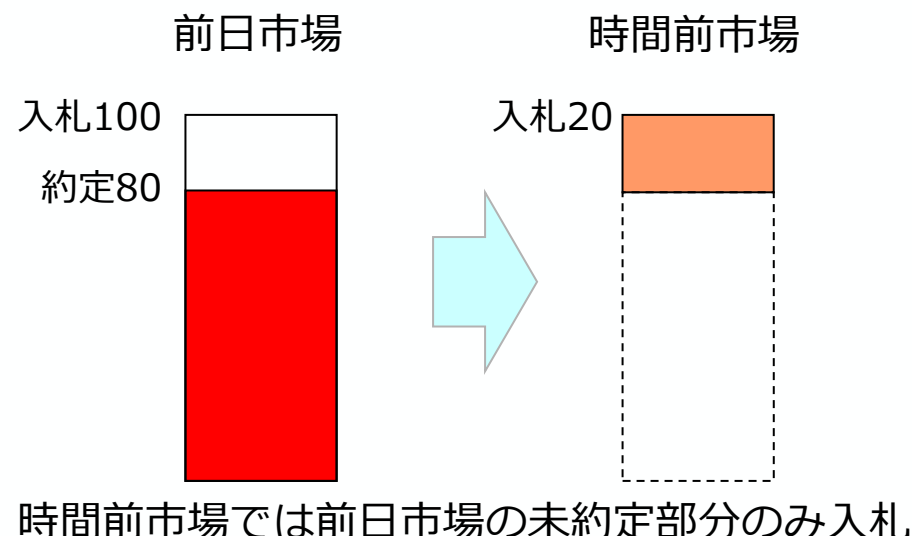
論点④：時間前市場における電源の入札

- 前回の本検討会では、**時間前同時市場における入札対象や取引対象**について、主に以下の意見があった。
 - 時間前市場における取引対象について、前日同時市場の約定結果を尊重し、その差分のみを対象にするのか、あるいは前日同時市場の約定も含めて対象にするのか。その場合、前日同時市場結果の対価の扱いをどうするのかについても整理が必要。
- 時間前同時市場における発電事業者の入札については、①前日市場における約定結果による収入・支払を前提として、前日市場の約定結果にかかわらず、**電源の定格出力全体について入札を行う方法**と、②**前日市場で未約定の部分**（売れ残った部分）に**限定して入札を行う方法**が考えられる。

選択肢①



選択肢②

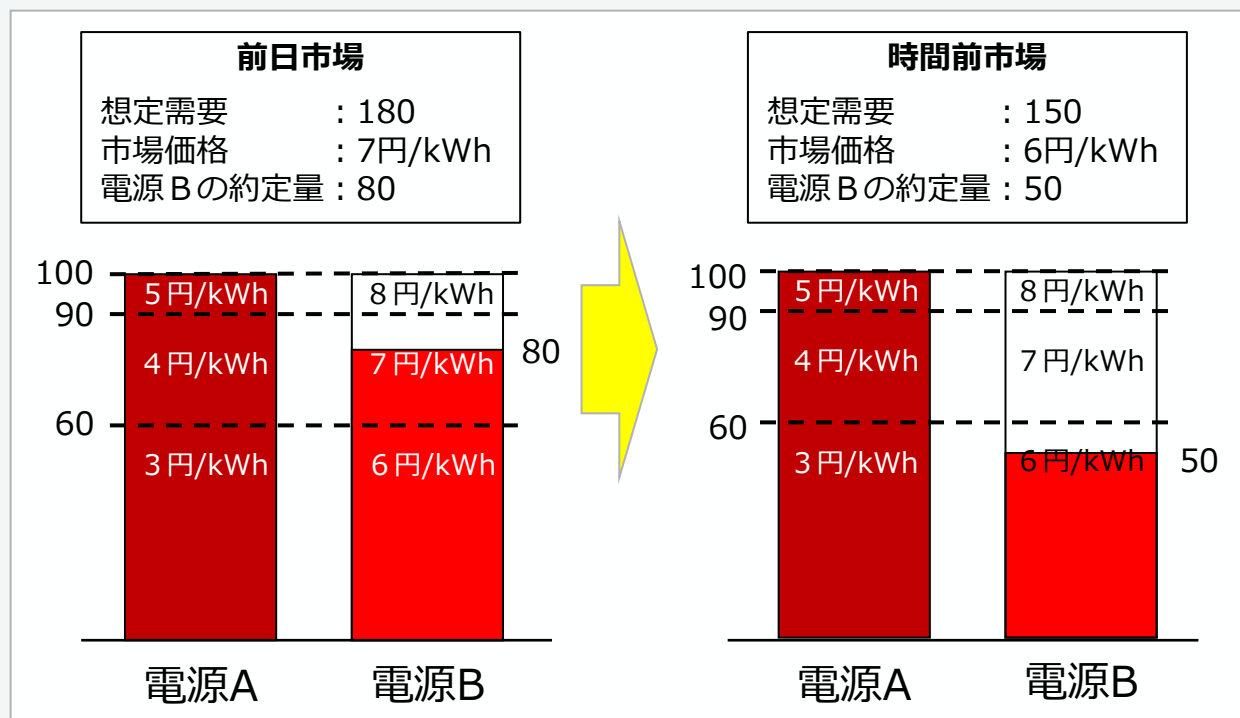


論点④：時間前市場における電源の入札（続き）

- この点について、現在検討中の同時市場において、時間前同時市場の導入を目指すこととした目的は、前日市場後、実需給までの間の需給予測の変化に応じ、**柔軟な電源態勢の組替え**を可能にすることにある。
- 選択肢②を採用した場合、前日市場後に想定需要が増加していく方向であれば大きな問題はないと思われるものの、**想定需要が減少していく場合**や、**変動性再エネの想定出力が大幅に増加した場合**、また、それらの結果前日市場では想定していなかった地点で混雑が発生する場合などにおいて、前日市場の約定部分が固定されていると、時間前同時市場の約定を通じた対応が困難になる。その点を考慮すると、**定格出力全体について入札**を行う**選択肢①**が適当ではないか。
- この場合、取引対象については、検証Bにおいて示されているとおり、**前日市場と時間前市場の約定量の差分について精算を行う仕組み**とすることが考えられる。これは、時間前市場において、前日市場の約定量との差分を取引することと経済的には同じであり、発電事業者にとっても、より経済的な電源運用が可能となると思われる。
- また、同時市場のシステム上、前日市場との差分について、約定量が増加した場合には発電事業者が売ったこととみなし、約定量が減少した場合には発電事業者が買い戻したこととみなして取引結果を作成し、精算する仕組みを設ければ、発電事業者が、時間前市場において、**前日市場の約定量に応じて売り入札と買い入札を使い分ける必要はなく、入札方法としては定格出力全体についてThree-Part Offerを行うことで足りることになり、簡明な方法となるのではないか。**

(参考) 差分精算の例

- 下記設例では、電源 A については、前日市場と時間前市場とで約定量が変わらないため、時間前市場で精算は発生しない。すなわち、時間前市場において、前日市場のkWh収入700円を返し、600円を受け取ることはならない。
- 電源 B については、前日市場のkWh収入は560円。時間前市場では、前日市場の約定結果を無視して市場に560円を返し300円を受け取るのではなく、約定量の減少分30に時間前市場価格6円/kWhを乗じた額180円を市場に支払う。これにより差引380円のkWh収入となり、燃料費300円を引いた80円が利益となる。これに対し、発電事業者は、時間前市場において電源 B を自己計画電源として入札し、前日市場の約定結果を固定することも可能であるが、その場合は燃料費500円の負担により利益は60円となる。



- 以上のとおり、時間前市場において差分精算を行うことにより、前日市場の約定結果との差分を取引対象としていることになる。
- また、想定需要の増加局面で市場価格が上がり、減少局面で市場価格が下がることを前提とすれば、選択肢①を採用し、差分精算の仕組みを導入することで、電源の売り手にとってより経済的な電源運用が可能となる。

※ 左記棒グラフ中のkWh単価は出力帯（～60kW、60～90kW、90～100kW）ごとの燃料費を記載している。

(参考) 前日・時間前市場の市場価格検証結果

時間前市場価格・インバランス価格に関する試算結果（1 / 2）

73

- 前述の検証条件に基づき、時間前市場価格・インバランス価格について試算した結果は下表のとおり。
- まず、需要上振れ時には、基本的には価格は上昇（下振れ時は低下）し、「前日市場価格 < 時間前市場価格 < インバランス価格」（下振れ時は逆）といった傾向になるといった試算結果が示された。

前日市場価格（基本試算ケースにおける増分費用等カーブ・案B-2の市場価格平均値[円/kWh]）を基準にした比率

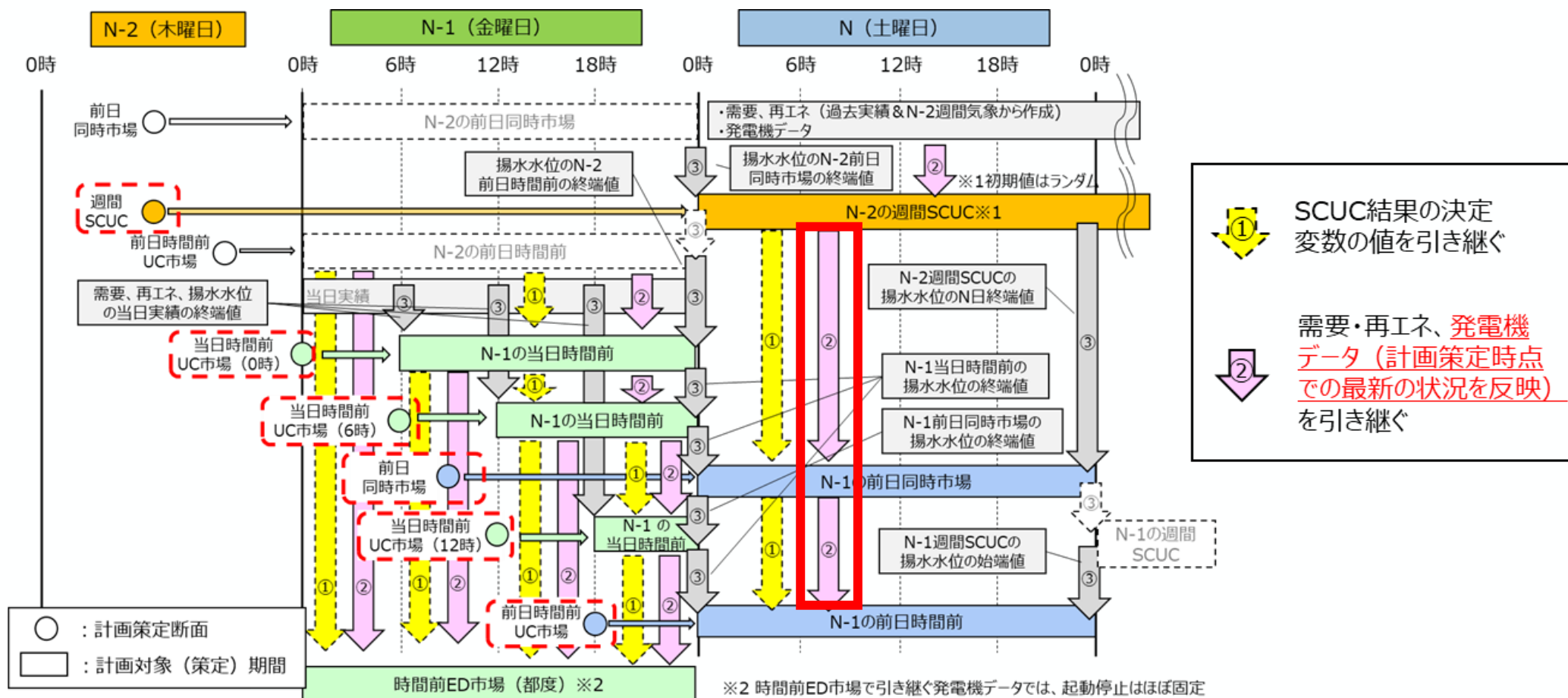
	前日市場価格 (前日同時市場)	時間前市場価格 (時間前同時市場)	インバランス価格（調整力kWh市場）	
			V1/V2単価	Three-Partの 増分費用カーブ
需要増加ケース (時間前101%・ 実需給102%)	1.00	1.05	1.23	1.12
需要減少ケース (時間前99%・ 実需給98%)		0.95	0.86	0.87

論点④：時間前市場における電源の入札（続き）

- 他方、前日市場の約定結果を尊重すべきとの意見には、経済的な観点だけではなく、**発電事業者の電源運用の負担**を考慮すべきとの観点も含まれていると考えられる。すなわち、時間前市場において、直前の市場の約定結果に反する起動・停止が頻繁に求められるとすると、発電事業者の対応負担が大きくなる可能性がある。
- もっとも、この点については、時間前市場におけるSCUCは、本検討会で報告されているとおり、前日市場の需要、再エネ、発電機データを、最新の状況を反映して引き継ぐ想定である。そうすると、前日市場と同様のロジックで発電コストを最小化する計算処理を行うならば、需給の状況に大きな変化がない限り、**前日市場と大きく異なる電源態勢となることは通常はない**と考えられる。
- また、発電事業者は、時間前市場において**最低出力までを自己計画電源の絶対出力として入札**することにより、起動状態を固定することも可能であり、そのような方法により、発電事業者の負担を軽減する対応も可能ではないか。

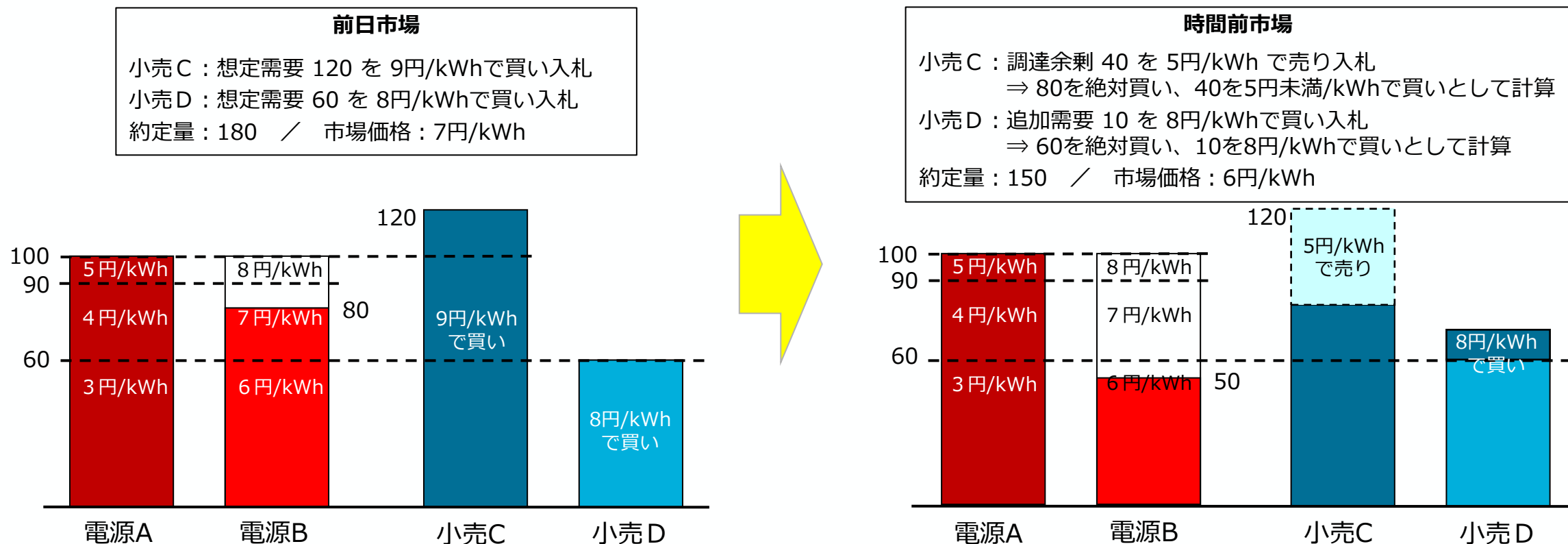
(参考) SCUCにおけるデータの引継ぎ

- 技術検証で示されているとおり、前日・時間前市場のSCUCは最新の状況を反映した電源データに基づいて行う。



(参考) 小売電気事業者の売り入札

- なお、時間前市場において電源の定格出力全体を入札の対象とする（選択肢①）としても、計算処理の方法を工夫することにより、小売電気事業者が前日市場等で調達した電力を時間前市場で売る仕組みの設計は可能と考えられる。以下は一例である。
- 精算については、この場合も、約定結果に基づいて差分精算を行う。下記の例では、小売Cは40の売り（需要の減少）について時間前市場から240円を受け取り、小売Dは10の買い（需要の増加）について60円を支払う。前掲のとおり、電源Bは時間前市場で180円を支払うので、収支は一致する。ただし、この点も、同時市場の詳細設計を行う段階で技術的な観点も含めて検討が必要。



- 
1. 週間運用・前日市場以前の起動の仕組み
 2. 市場開設等に関する事項
 3. 発電事業者等の売り入札
 - 4. 小売電気事業者等の買い入札**

論点①：買入札の方法について

- **小売電気事業者及び発電事業者の買入札**について、前回検討会では、主に以下の意見があった。
 - SCUCを行う上で、需要がどのノードに属しているかを情報として持っておくということはとても重要であり、検討の方向でよいのではないかとと思うが、需要がどのノードに属しているかは系統構成によっても変わりうるのではないかとと思う。現在のSCUCでは、上位二電圧階級を対象に最適化計算を行っているが、上位二電圧階級のどの変電所に属しているかは、系統構成を変えれば変わりうると思われるので、需要家側で情報を出すということができるのか。それとも需要家側はどの需要を入札したいのかというIDのようなものだけを出して、どのノードに属しているかは、むしろTSO側でないと把握できないようなことになるのか。
 - 小売事業者の買入札について、現在と同様にエリアごと、コマごとに情報を登録するという整理は、小売はエリアごとの総需要を全体として想定しているケースがほとんどだと思うので、実務にもフィットするのではないかと感じた。その上で、揚水や電源差替えなど一定の買入札について地点を特定した入札を求めることについては、相対契約において特定の電源が紐付くケースはあまりなく、通常はポートフォリオで売っているケースが多いと思うので、電源を差し替えたときに、その電源をどの卸契約に目掛けて買入札をしに行くのかみたいな話を1対1で紐付けるのは、実務的にはしていないのではないかと。特に差し替えのところは事業者の実務の観点も検討したほうがよいのではないかと。
 - 買入札に関する論点でも、ご承知のとおり、電源側で買入札するということも結構起こりうると思っていて、太陽光の場合は、前日市場でたくさん発電すると思っていたら、当日は思ったより発電しないという場合は買い戻すということが起こると思うので、そのときは電源で買いが入る。しかも、場所が分かっているので、そういう場合は、どういうふうな入札が望ましいのかというのは、電源が買入札を入れる場合の論点というのは必要かと思う。

論点①：買入札の方法について（続き）

- 前回検討会における指摘のとおり、一般的には、小売電気事業者が地点を特定して需要量を把握することは、現在の実務の運用だけでなく、技術的にも困難な面があると考えられる。このため、この点は将来的な課題とし、現時点では、前回検討会において提示された方向性のとおり、小売電気事業者は、**エリア・コマごとに希望する量と価格を登録**して買入札を行うことを原則としてはどうか。また、価格を登録しない買入札も可能としてはどうか。
- 一方で、発電事業者等が行う、**揚水発電のくみ上げの需要**や、**大型の火力発電の経済差替えのための買入札**等で、**地点が特定可能なもの**については、同時市場が行うSCUCの結果をより実態に合致したものとし、計算の収束性を向上させる観点から、**地点を特定した入札を求める**こととしてはどうか。この点について、現在の相対取引の実務では、供給元の電源を特定していない点に留意する必要があるものの、経済差替えのために買入札を行う場合、差し替えにより停止を想定する電源は、買入札の時点では特定が可能であるとも考えられるのではないか。
- さらに、**データセンター等大規模の需要**で、使用電力量の変動が大きく、かつ地点を特定可能なものについても、可能な範囲で地点を特定した入札を求めることも考えられるか。

論点②：相対契約が紐付く需要の入札義務

- 前記3．論点①のとおり、相対契約が紐付く自己計画電源の入札義務に関して、市場取引の強制による負担増を避ける等の観点から入札を必須としない場合（選択肢②）には、**相対契約が紐付く需要**についても、市場に買い入札をすることを強制する必要はなく、**市場外で供給を受ける需要量として登録**をすることも認めてよいと考えられる。
- この場合の需要量の登録方法については、発電事業者の自己計画電源の登録と同様、同時市場に対し、入札の代わりに登録を求める方法だけでなく、実需給の前日に提出する需要調達計画（翌日計画）をもって代替する方法等も考えられるが、この点は、合理的な制度設計が可能であり、かつ事業者にとって負担の少ない方法を検討することとすればよいのではないかと考えられる。