

# あるべき市場の仕組みのイメージについて

2023年3月22日

資源エネルギー庁

# (1) 本日も議論いただきたい内容

## (2) 時間前市場の基本的な考え方

(I) 時間前市場に求められること

(II) 時間前市場に関する最近の議論動向

(III) 時間前市場で想定される売買例

(IV) 望ましい時間前市場の在り方

(V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い

## (3) 電源の差し替えの考え方

(I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項

(参考) 具体的な差し替えにおける売買方法

## (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

## (5) 計画提出と同時市場の関係

## 本日まで議論いただきたい内容

- これまでの「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。）や市場WGにおいては、前日同時市場や週間運用の基本的な考え方について、議論を行ってきたところ。本日は、以下の通り、その他の論点について、ご意見をいただきたい。
- また、本日までのご議論も踏まえ、4月以降にこれまでの議論の取りまとめを行いたい。

### ● 時間前市場の基本的な考え方

- (Ⅰ) 時間前市場に求められること
- (Ⅱ) 時間前市場に関する最近の議論動向
- (Ⅲ) 時間前市場で想定される売買例
- (Ⅳ) 望ましい時間前市場の在り方
- (Ⅴ)  $\Delta kW-I$  の取り扱い

### ● 電源の差し替えの考え方

- (Ⅰ) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項  
(参考) 具体的な差し替えにおける売買方法

### ● 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

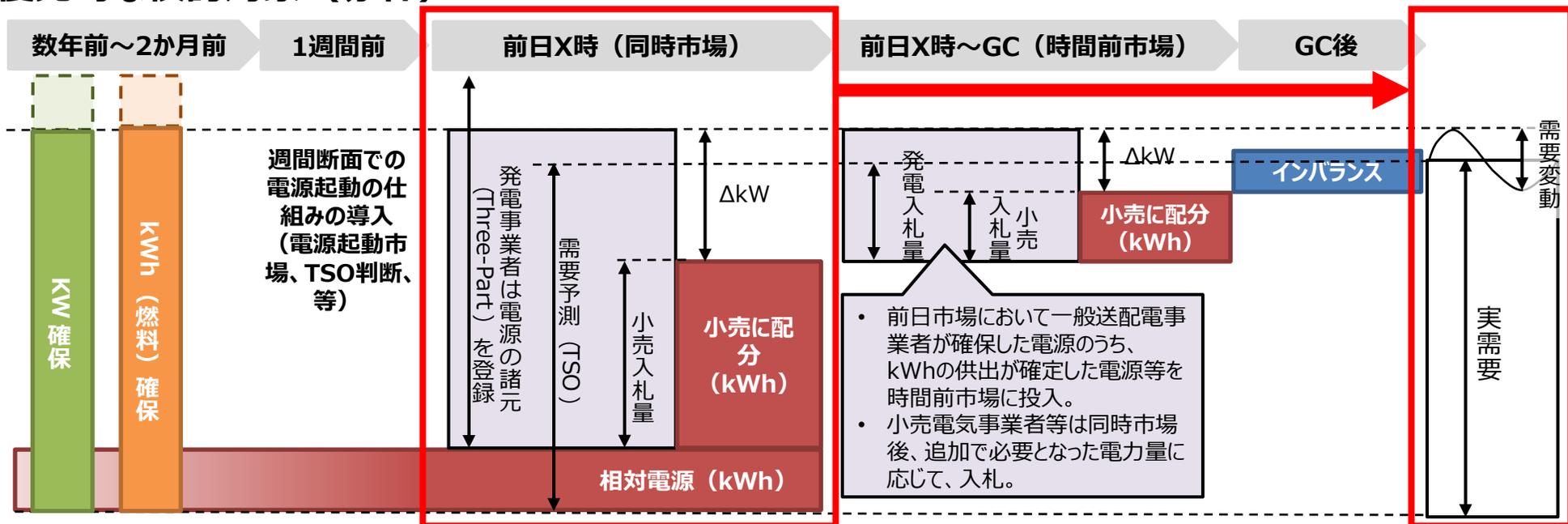
### ● 計画提出と同時市場の関係

# (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

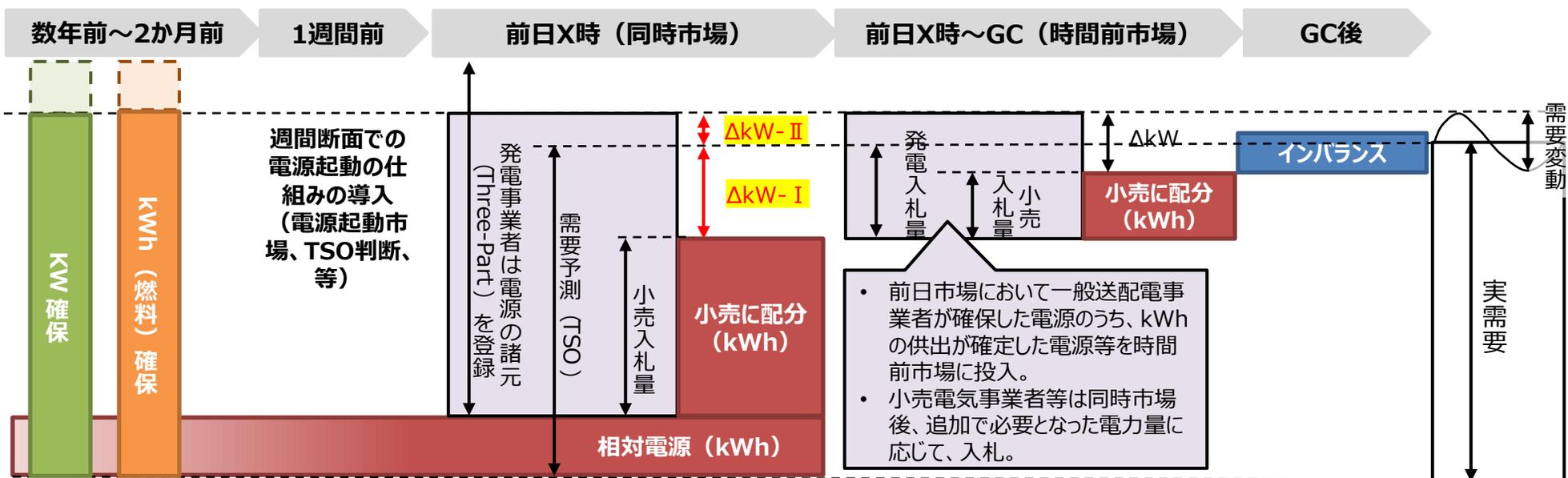
- 本作業部会においては、まずは、新しい仕組みの根幹となる同時市場の仕組みについて検討を行うこととしてはどうか。
- また、同時市場の仕組みの検討にあたっては、まずは、「①約定電源等の決定方法」を中心に検討し、その後「②約定価格の決定方法」について検討することとしてはどうか。
- その上で、前日時点では起動が間に合わない電源の週間断面での起動判断や、同時市場で約定した $\Delta kW$ の時間前市場への入札の在り方、現行のインバランス制度との関係（価格規律の在り方等）について、同時市場との関係性や連続性も考慮しつつ、検討を行うこととしてはどうか。（※）  
（※）議論の中で、同時市場の仕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

- 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）。 $\Delta kW$ （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 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ が確保されていることを前提。

- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方**
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

## 時間前市場に求められること

- 各事業者において、時間前市場へのニーズとして、大きいと考えられるものは以下のとおりか。特に、第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（以下、「勉強会」という。）における一般社団法人日本風力発電協会や一般社団法人太陽光発電協会の発表（第3回勉強会資料7や8を参照。）を踏まえると、特に再エネの出力変動に伴う調整のための売買に最も大きなニーズがあるか。他にどのようなニーズが存在しているか。
  - 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
  - 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
  - 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り
- また、過去の電力・ガス基本政策小委員会等では、再エネの市場統合に向けた市場環境の整備の一環として、時間前市場の流動性の向上について議論がなされ、足下でもP.12以降の通り、三次調整力②の時間前市場への投入や時間前市場のシングルプライスオークション（以下、「SPA」という。）の導入が議論されているところ。
- 以上を踏まえつつ、今後の再エネ大量導入を前提とすると、更なる時間前市場の流動性の向上に資する市場の仕組みが重要と言えるのではないか。

## 時間前市場に求められること（続き）

- 一方、過去の作業部会や市場WGにおいては、流動性の向上を求める意見だけでなく、時間前市場の流動性が向上した結果、非効率となる可能性がある懸念や、効率性の向上のために、時間前市場においても前日同時市場のような仕組みを導入することに関する意見もあったところ。

### （参考）時間前市場の効率性に関する過去の議論（抜粋）

- 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。（第2回作業部会（2022年10月））
- 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。（第2回作業部会（2022年10月））

- 以上を踏まえると、将来の時間前市場については、安定供給の確保を大前提として、流動性と効率性双方のバランスが取れた仕組みの在り方の検討を行うことが重要ではないか。

# (参考) 再エネの市場統合に向けた市場環境整備 (全体像)

第27回電力・ガス基本政策  
小委員会 (2020年7月)  
資料6-1より抜粋

## 再エネ市場統合の促進 + 社会コストの低減

### 1. BGによる計画遵守

BGが計画遵守等を行い、インバランス発生量が低減すると、下記の効果が期待。

- BGのインバランス発生に備えて待機させておくべき調整力 ( $\Delta kW$ ) の低減
- 調整力指令量 (kWh) の低減

#### インセンティブ強化に資するインバランス料金制度

- インセンティブ定数 (K,L) の導入 (2019年4月~)
- 新たなインバランス料金制度の導入 (2022年4月~)
- ✓ 調整力の限界的なkWh価格を引用
- ✓ 需給ひっ迫時補正料金

#### 30分発電量速報値の提供

- 30分発電量速報値が提供されれば、発電計画の正確性向上が期待される。
- 制度設計専門会合で検討中。引き続き同会合で検討予定。

#### インバランス調整のためのBGによる取引機会の拡大

#### 時間前市場の活性化

- BGが予測誤差を調整する場の提供のため、時間前市場の流動性向上が必要。

### 2. 予測誤差に備えた調整力・予備力 ( $\Delta kW$ ) の低減

- 再エネ調整に係る社会コストの低減に向けては、 $\Delta kW$ の低減が重要。
- 再エネ予測誤差への対応をTSO・BGのいずれが行う場合にも、いずれかが $\Delta kW$ を確保する必要がある。

#### (1) 気象予測精度の向上

- $\Delta kW$ 削減には、再エネ出力予測の大外しの低減が重要。
- このためには気象予測の大外しの低減が重要。
- このため、気象の専門家を含めた勉強会を実施。

#### (2) 柔軟な調整力等の確保

- 起動に時間を要する電源に代わり、実需給に近い断面で調達可能な調整力等が増加すれば、より実需給に近い断面でこれらを確保することができる。
- この場合、 $\Delta kW$ 必要量算定に用いる出力予測精度が向上し、 $\Delta kW$ の低減が期待される。
- 需給調整市場を中心に、こうした調整力等の拡大が期待される。

#### (3) FIT特例①通知の後ろ倒し

- 実需給に近い予測値を使用するため、今年4月から、前々日16時の通知後、前日6時に再通知する運用へ変更済。
- これ以上の後ろ倒しには(2)柔軟な調整力の確保が必要であり、これと併せての検討が必要。

#### アグリゲーターの参入拡大 分散型リソースの活用拡大

- DRや蓄電池等の柔軟な調整力等を有する事業者の拡大
- 再エネ等のポジワットを含めたアグリゲーターの参入

#### 新規プレイヤーの育成・発展

- 新規プレイヤーの育成  
→再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会合同会議
- アグリゲーターライセンスの詳細制度設計  
→持続可能な電力システム構築小委員会

# (参考) 時間前市場に関する過去の議論

## ☆第1回・第2回市場WG (2022年9月)

### 【電源起動、出力の確定】

#### ○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 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。

#### ○調整力の取り扱い

- $\Delta kW-I$  の議論と同時に時間前市場の厚みに関する議論も必要。

### 【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。

## ☆第2回作業部会 (2022年10月)

### 【電源起動、出力の確定】

#### ○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 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。
- 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。

#### ○その他

- 電源起動はTSO予測需要でなされて、 $\Delta kW$ も含めて計画が作られ、実需要が近づくに当たって、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。

## ☆第3、4回市場WG (2022年10月、11月)

### 【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

#### ○起動費の取り扱い

- 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。

### 【同時市場における $\Delta kW-I \cdot II \cdot III$ の価格決定方法】

#### ○ $\Delta kW-I$

- 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。
- $\Delta kW-I$  は $\Delta kW$ 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 $\Delta kW-I$  を確保しないことで社会的費用を少なくするという考えられるか。他方で、その場合に、 $\Delta kW-II$  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、 $\Delta kW-I$  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、 $\Delta kW-I$  が $\Delta kW-II$  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。
- $\Delta kW-I$  の受益者については、 $\Delta kW-I$  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 $\Delta kW-I$  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。

# (参考) 時間前市場に関する過去の議論 (続き)

## ☆ 第3回作業部会 (2022年12月)

### 【同時市場における $\Delta kW$ - I・II・IIIの価格決定方法】

#### ○ $\Delta kW$ - I

- 費用負担は、受益者と負担者の一致を図ることが基本。 $\Delta kW$ - Iの受益者は、時間前市場で調達した事業者や、インバランスを発生させた事業者であり、 $\Delta kW$ 単価にそれらの料金を付加するのがよい。

#### ○ $\Delta kW$ - II・III

- 調整力の時間前供出について、現行制度とは大きく議論が違ふ。時間前市場での購入者が自社の電源を無秩序に止めるということがかなり限定されている。

## ☆ 第5回市場WG (2023年1月)

### 【再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い】

- 再エネ誤差の調整のために、時間前市場の流動性向上、調整力の確保、SCUCの運用方法の検討が重要。また、同時同量を求める粒度について、再エネ変動の均し効果を考えると、電源単位でなく、BG単位としてほしい。SCUCの諸元はFIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて検討するという方針には賛成。
- 従来の出力抑制の考え方とは大きく変わる可能性。時間前市場の考え方や、オンラインで制御できる再エネは下げ調整力と考えるか等、様々検討する必要。
- 時間前市場の流動性の向上について、足下の議論なのか、将来を想定した議論なのか重要。足下の流動性が低いと言うが、安い売りや高い買いなら約定できるので、流動性を簡単に説明するのは難しい。

- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方**
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向**
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

# 時間前市場に関する最近の議論動向

- 時間前市場の流動性向上等のため、足下では、三次調整力②の時間前市場への投入や時間前市場におけるSPAの導入が議論されているところ。

## 【三次調整力②の時間前市場への投入】

- 投入主体：TSO（※）  
（※）JEPXの一般会員として入札。なお、最終保障供給が増加したときのスポット調達も一般会員として、FIT特例③は特別会員として入札。
- 投入量：三次調整力②における太陽光の上振れ・下振れに関わらず利用しない領域
- 投入体制：人間系（マニュアル）
- 投入ブロック：ブロック3～6（6:00～18:00）
- 価格規律：未定

## 【時間前市場のSPAの導入】

- FIP制度の導入や再エネ増加等を見据えた、時間前市場のあり方の検討の一環として、ブロック入札も可能な形でSPAを導入する案や、SPAをザラバ取引のオープニングセッションとして導入し、売れ残り札をザラバに残す案が議論されているところ。

- 入札主体は、一般送配電事業者が三次②の上げ調整の指令権を有することから、時間前市場への応札も、一般送配電事業者が入札主体となることが自然であると考えられるのではないか。
- 一方で、一般送配電事業者はその区域における託送供給や電力量調整供給、最終保障供給や離島等供給を担う主体であり、時間前市場に入札する行為が送配電事業に該当するか否かの判断が必要となる。
- さらに、一般送配電事業者はFITインバランス特例③をスポット市場へ売り入札するため、卸電力市場において会費等が不要な特別取引会員となっている。特別取引会員として可能な取引については限定されている状況であり、一般送配電事業者が入札主体となるためには、一般送配電事業者の取引会員の考え方についても整理が必要である。
- また、一般送配電事業者が入札主体となる場合について、実務として直ちに応札ができるような体制になっているかどうか、システム改修等が必要なかどうか等、ネックになりうる点について検討を行う必要がある。
- 一般送配電事業者が入札主体となることが困難である場合、もしくは対応に時間を要する場合は、案2として示されている $\Delta k W$ 落札事業者が入札主体となることも考えられるのではないか。
- 入札主体の在り方については、上記視点のもと、実務との関係も精査したうえで、引き続き検討することとしたい。
- そのほか、時間前市場への供出については、入札価格の在り方や三次② $\Delta k W$ 調達費用に活用している再エネ賦課金との関係等についても検討が必要と考えられるため、関係各所と連携のうえ検討を進めて参りたい。

# (参考) 論点 1 三次②余剰分の時間前市場への入札主体について

第69回制度検討作業部会（2022年8月）資料4より抜粋

- FITインバランス特例に起因する再エネ予測誤差に特化した三次②は、再エネ予測の下振れに備え確保しているもの。第28回需給調整市場検討小委員会で行った事後検証において三次②の使用率を確認したところ、結果として調達量のうち20%程度が再エネ予測誤差に対応していたと考えられる。
- 三次②は調整力であるため、その平均的な使用率は高くないものの、実需給が近づき余剰となることが明らかになった三次②を時間前市場に供出できれば、電源の有効活用にも資すると考えられる。
- 加えて、三次②の $\Delta k W$ 調達費用は再エネ賦課金を活用し交付することとしているため、余剰分を売却し $\Delta k W$ 調達費用を低減させることは、電源の有効活用だけではなく社会コストの軽減にも貢献すると考えられることから、早急な実現を目指し関係各所と連携のうえ検討を進めている状況。
- また、市場への入札主体については、経済的・効率的な需給運用を行うため、調達した調整力の余剰分を時間前市場へ供出する行為についても、電力量調整供給を行い、電圧・周波数の維持を担う一般送配電事業者の業務の一環であると考えられる。よって、電気事業法上も、一般送配電事業者が入札主体となることは問題ないと考えられるのではないか。
- 三次②余剰分の時間前市場供出については、引き続き一般送配電事業者が入札主体となる場合を主軸としたうえで、JEPXの取引会員の在り方や入札価格の考え方等について関係各所と連携のうえ検討を進めていくこととしたい。また、事業者においても、早期に取引が行えるよう事業フローの見直しや社内体制の構築等進めていく必要があるため、引き続き実務面についても整理を進めることとする。

# (参考) 時間前市場への供出量について

第75回制度検討作業部会  
(2023年1月) 資料4より抜粋

- 時間前市場に供出する量としては、まずは3時間ブロックで調達することにより、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない量（領域a）について、時間前市場に供出することとしている。
- そのほか供出可能と考えられる調整力はないか検討を継続しつつ、2025年度には3時間ブロックでの調達を30分単位に見直す予定であることから、本制度の有効性を担保するためにも、2023年度の早期には本制度を実装できるよう、検討を進めているところ。

## 【論点①】供出量について (1/4)

第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料3を一部加工

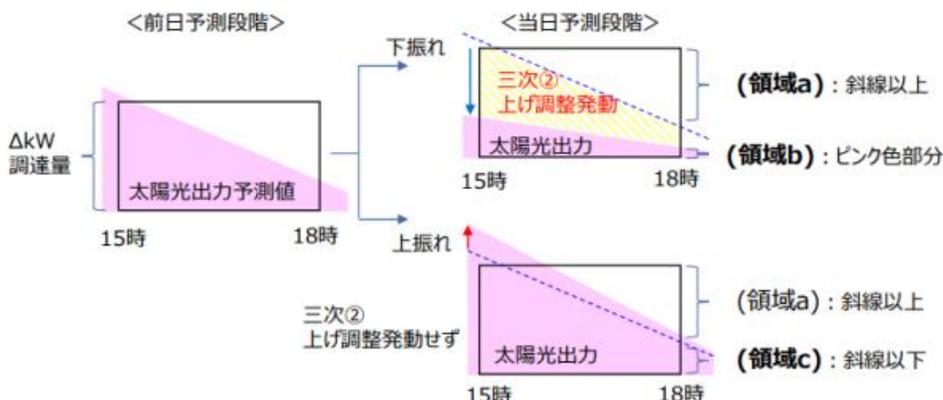
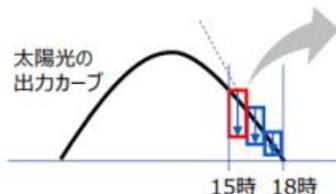
- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6（15-18時）では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりにケース分けし、時間前市場への売り入札の検討を行った。

- **領域 a**：太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域※ → 早期の市場供出を検討
- **領域 b**：太陽光の下振れが発生しても使用しない領域 → 市場供出可能か引き続き検討
- **領域 c**：太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

※入札単位が30分（2025年度開始予定）となれば、この領域は市場調達しない

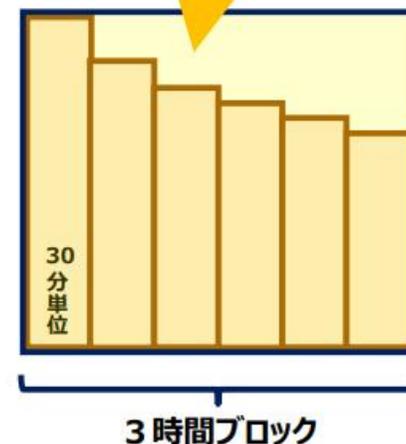
### 三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値（最大値）



太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない領域（領域a）

※2025年度には30分単位の取引に見直す予定



# (参考) 売入札を行う一般送配電事業者の体制について

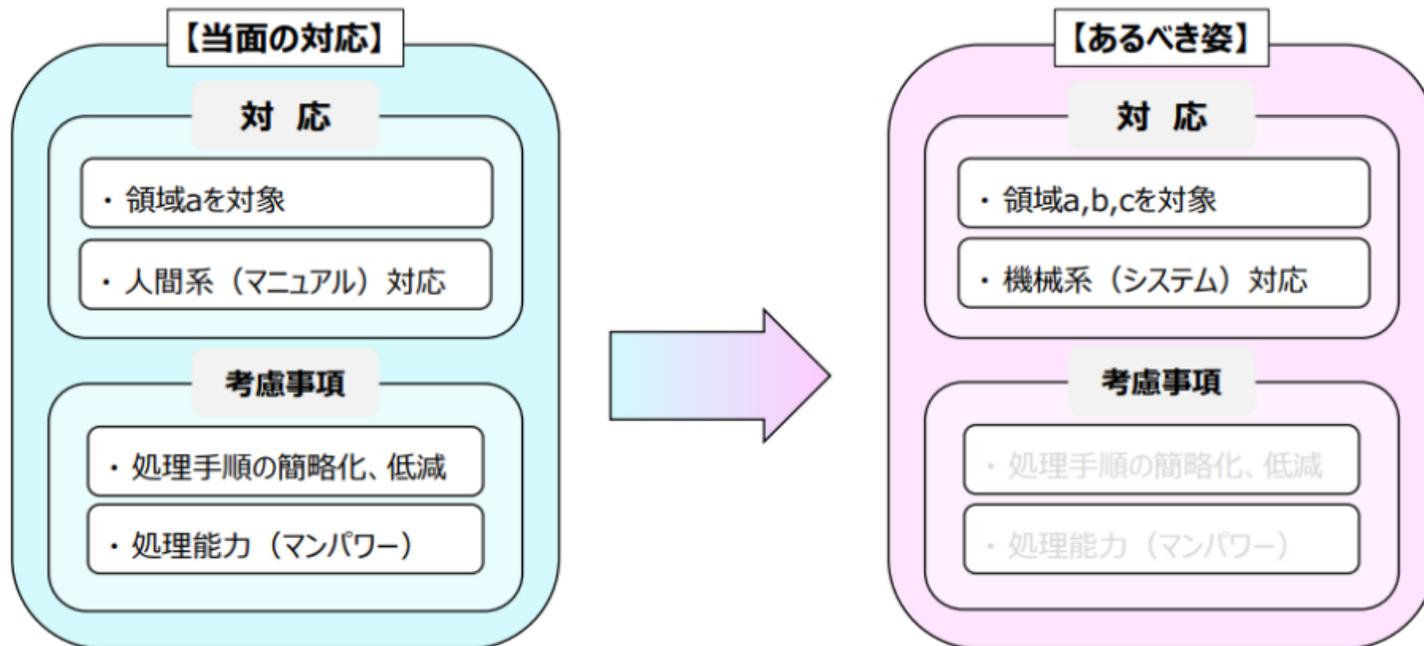
第75回制度検討作業部会  
(2023年1月) 資料4より抜粋

- 三次②の時間前市場供出については、システム対応をあるべき姿としつつ、早期実現のため、制度導入当初は人間系（マニュアル）での対応を予定している。

## 領域aの時間前市場への売り入札に対する検討の基本的な考え方について

第33回需給調整市場検討小委員会  
(2022年11月2日) 資料2より抜粋

- 領域aは、需給調整市場の取引単位が3時間ブロックであることに起因して、実需給断面では使用しない調整力である。そのため、2025年度にブロック時間を30分に短縮すると、時間前市場に供出できなくなることから、早期実現に向け検討を進める必要がある。
- 将来的に（あるべき姿として）は、領域b・cも含め、実務的課題等への対策を整理し、準備（システム構築等）を整えたうえで時間前市場への売り入札を実施したいが、これには相応の期間を要すると考えられる。
- そのため、将来的にはあるべき姿を目指すことを前提に、今回は、早期実現を目的に、主に人間系（マニュアル）で対応することを基本に検討を行った。



# (参考) 想定される売入札量について (1 / 2)

第75回制度検討作業部会  
(2023年1月) 資料4より抜粋

- 人間系で対応することを踏まえ、需給調整など安定供給のための運用に支障が生じないよう、まずは**ブロック5~7 (12:00~21:00)**において調整力を売入札することを検討している。
- その場合、**全ブロックを対象とした際に供出可能と考えられる量のうち、約57%程度が時間前市場に供出可能**であると考えられる。

## 【論点③】入札対象とするブロックについて

第33回需給調整市場検討小委員会  
(2022年11月2日) 資料2より抜粋

- 入札対象とするブロックについては、本来的には全ブロックが時間前市場への入札対象になると考えられる。
- 一方、前述のとおり、約定後の計画等の提出や未約定時の札下げ等の処理を人間系で行うことを考えると、供出量を考慮したうえで、可能な限り、その処理回数を減らしたいところ。
- この点、需給調整など安定供給のための運用に支障が生じることのないよう、可能な限り当直者による対応を回避し、処理の大宗を日勤者で対応可能なブロック5~ブロック7 (12:00~21:00) ※1に限定することも考えられる。  
(この場合の、領域aの供出量の試算値は、年間供出量57.6億ΔkWhの約57%となる)
- 他方で、処理回数については、全体業務フロー (その他の論点) が定まることで見通せるものであることから、実際の入札対象ブロックについては、引き続き検討を進める。合わせて簡易ツール等の作成により、出来る限り早期に入札対象ブロック数を増やす取り組みについても引き続き検討を進めることとしたい。

※1 GCの前には対応を完了する必要があるため、日勤時間帯 (9:00~18:00) とズレが生じる

<エリア毎の供出量の試算値※2>

(億ΔkWh)

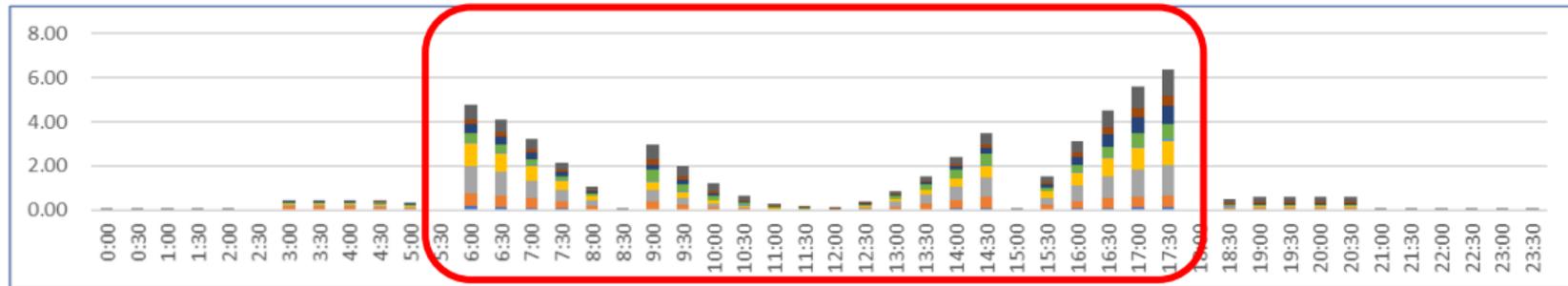
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国計
①全ブロック	1.5	7.4	12.3	9.4	0.8	6.6	5.6	4.1	9.8	<b>57.6</b>
②5B~7B	0.8	3.8	7.1	5.1	0.4	3.9	3.4	2.6	5.7	32.8
②/①	51%	51%	57%	55%	55%	59%	61%	64%	58%	<b>57%</b>

※2 実績データではなく、2022年度三次②事前評価データをもとにした試算値 (調達不足は未考慮) であり、実取引における供出量とは異なる。  
端数処理の関係で全国計と各エリア合計が一致しない場合がある。

## (参考) 入札対象ブロックについて(補足)

28

- 前述の方法（一括で札入れ・札下げ）であれば、日勤者による人間系（マニュアル）での対応であっても、火曜日から土曜日の全ブロックを対象とした売り入札自体は可能となる。
- 一方、太陽光がほとんど発電していないブロック1・ブロック2・ブロック7・ブロック8については、供出可能量が限定的であるにも関わらず、当該ブロックを入札対象とすると、対象ブロックが倍になり（業務量が増大し）、省力化とは言えないことから、人間系（マニュアル）での対応を行う開始当初においては、対象ブロックを限定することとしたい。



	1 B	2 B	3 B	4 B	5 B	6 B	7 B	8 B
月曜日	0%	1%	4%	2%	2%	6%	1%	0%
平日	0%	2%	14%	7%	8%	19%	3%	0%
土曜日	0%	0%	4%	2%	2%	6%	1%	0%
日曜日	0%	1%	5%	2%	3%	6%	1%	0%

= 6.1%

## (参考) 時間前SPAの詳細設計について

- 前述の再エネの導入拡大を中心とした環境の変化から、時間前市場においても**電源の追加起動を前提とした入札が必要となる可能性**があることから、**時間前市場の需給調整機能の強化**がなされるような仕組みが必要となると考えられる。
- そのため、時間前市場にSPAを導入するにあたり、前述の三次調整力②とのあり方に加え、時間前市場SPAにおける**ブロック入札のあり方等の**論点についても設計をしていく必要がある。
- ブロック入札については、以下のような方向性が考えられるところ、導入に係るメリット・デメリットを比較しながら、方針を検討していくこととしてはどうか。
  - **案① スポット市場と同様に、ブロック入札も可能な形でSPAを導入する案**
  - **案② SPAをザラバ取引のオープニングセッションとして導入し、売れ残り札をザラバに残す案**
- また、現在のスポット市場におけるブロック入札では、発電事業者は自社で市場価格を予想し、ブロック幅と高さを設定しているが、市場価格の予想が外れた場合にブロックが約定せず、**社会全体での最適な電源起動とならない場合**が存在する。
- 諸外国では、事業者が入札の際に**電源に係る諸元を入札時に登録**することで、**全体最適な起動・発令となるような約定結果となるアルゴリズムを導入**している事例や**複数のブロックを組み合わせた入札**を実施している事例もあるところ、今後、時間前市場に導入するSPAについては、**諸外国におけるブロック入札の制度**も参照としながら、検討を進めていくこととしてはどうか。
- この他に検討すべき論点はあるか。

# (参考) 欧州諸国における当日市場(intraday market)の実施状況

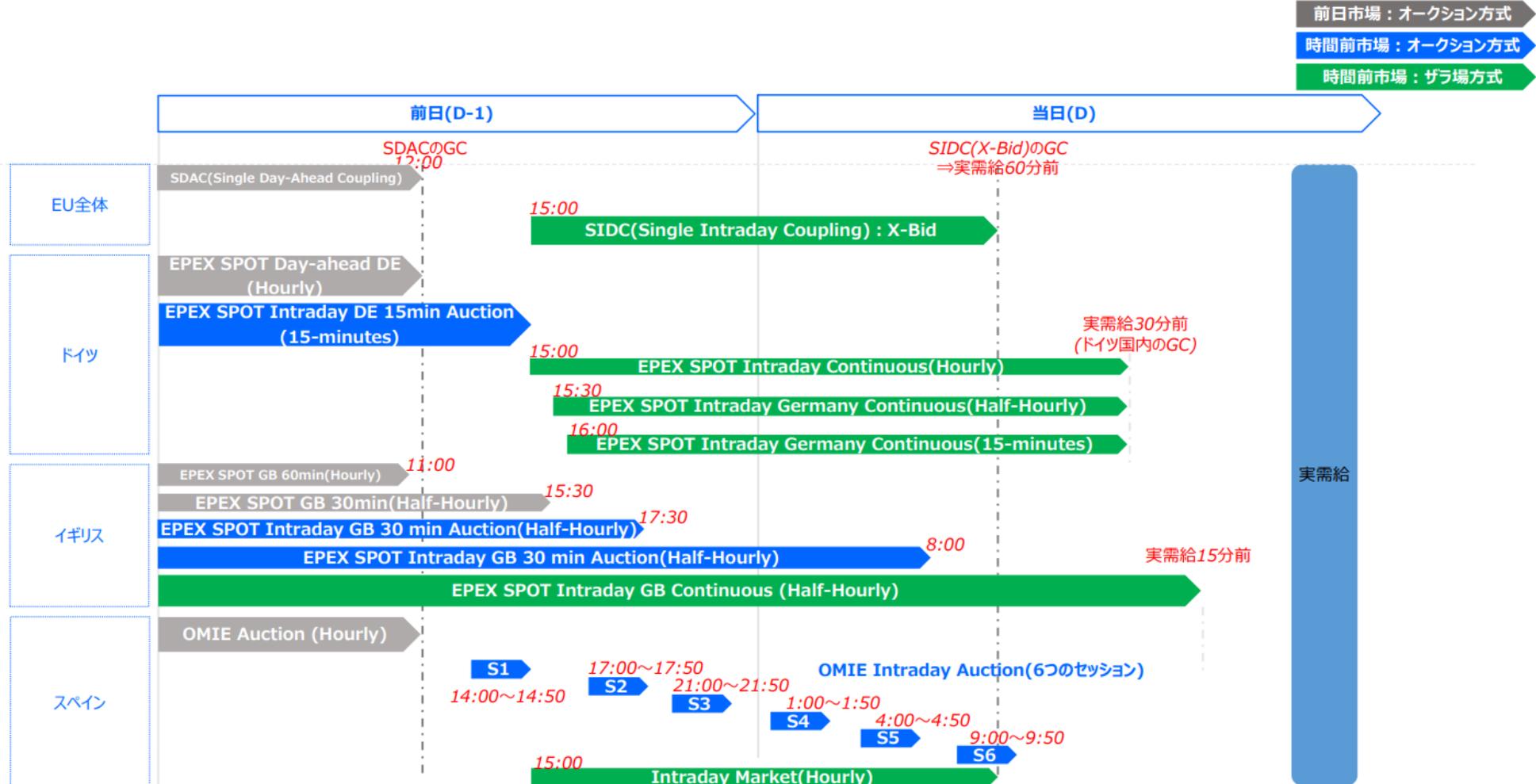
第62回制度設計専門会合(2021年6月)資料7より抜粋

- 諸外国では、時間前市場においてシングルプライスオークションとザラバ市場を併設している国が存在。フランスでは2020年10月よりSPAが導入され、EU域大での統合市場でのSPA導入も検討が進んでいる。

	ドイツ	イギリス	スペイン	フランス	北欧
<b>スポット市場 (Day-ahead)</b>					
取扱商品	60分単位商品、ブロック商品。事前定義商品として、4,6,8,12,24時間単位など計16商品	30分単位、60分単位、ブロック商品。事前定義商品として、計7商品が存在(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等)	60分単位商品、別途規定	60分単位商品、ブロック商品。事前定義商品として、4,6,8,12,24時間単位など計16商品	60分単位商品、ブロック商品、条件付きブロック商品
入札締切(GC時間)	前日12:00	前日11:00 (60分単位商品) 前日15:30 (30分単位商品)	前日12:00	前日12:00	前日12:00
<b>時間前市場ザラバ (Intraday Continuous)</b>					
取扱商品	15分単位、30分単位、60分単位、ブロック商、品(ベースロード(24時間)、ピークロード(9-20時))	30分単位、ブロック商品(1,2,4時間単位、夜間、ピーク、ベース等多数)	60分単位	30分単位、60分単位、ブロック商品(ベースロード(24時間)、ピークロード(9-20時))	60分単位(Single hourly Orders)、ブロック商品(Block Orders)
開場時間	(ドイツ国内の場合(LTS)) ・15分単位の場合、前日16:00 ・30分単位の場合、前日15:30 ・60分単位の場合、前日15:00(XBIDの場合) ・全商品ともに前日18:00	前日0:00	前日15:10	前日15:00	前日14時
入札締切(GC時間)	(ドイツ国内の場合) ・実需給の <b>30分間前</b> ※一部の入札対象エリアは実需給 <b>5分前</b> まで入札可能(XBIDの場合) ・実需給の <b>60分間前</b>	・30分単位: 実需給の <b>15分前</b> ・ブロック商品: 商品により異なる(実需給の <b>17~23分前</b> )	実需給の <b>60分間前</b>	(フランス国内の場合) ・実需給の <b>5分間前</b> (XBIDの場合) ・実需給の <b>60分間前</b>	実需給の <b>60分間前</b> ※フィンランドは <b>実需給直前</b> 、エストニアは <b>30分前</b>
<b>時間前市場SPA (Intraday Auction)</b>					
導入時期	2014年	2017年	開設当初から	2020年	導入なし
取扱商品	15分単位	・30分単位 ※ブロック商品はなし	・ブロック商品(60分単位を1コマとして、最大5コマ)	30分単位	
開場時間	実需給45日前	実需給14日前	S1からS6まで6つのセッションに分けて実施。結果公表は、ゲートクローズ後、7分以内 S1:前日14:00~前日15:00締切 S2:前日17:00~前日17:50締切 S3:前日21:00~前日21:50締切 S4:当日1:00~当日1:50締切 S6:当日4:00~当日4:50締切 S6:当日9:00~当日9:50締切	実需給45日前	
入札締切(GC時間)	前日15:00(15:15以降、結果公表)	・前日17:30(18:10以降、結果公表) ・当日8:00(8:40以降、結果公表)		前日14:30(14:50以降、結果公表)	

# （参考）ドイツ、イギリス、スペイン、EU市場における取引のタイムライン

- ドイツ、イギリス、スペインおよびEU市場における取引のタイムラインは下図のとおり。
- ドイツにおいては前日15:00、英国では前日17:30及び当日8:00、スペインにおいては前日14:00から当日9:50にかけて計6回、SPAが実施されている。



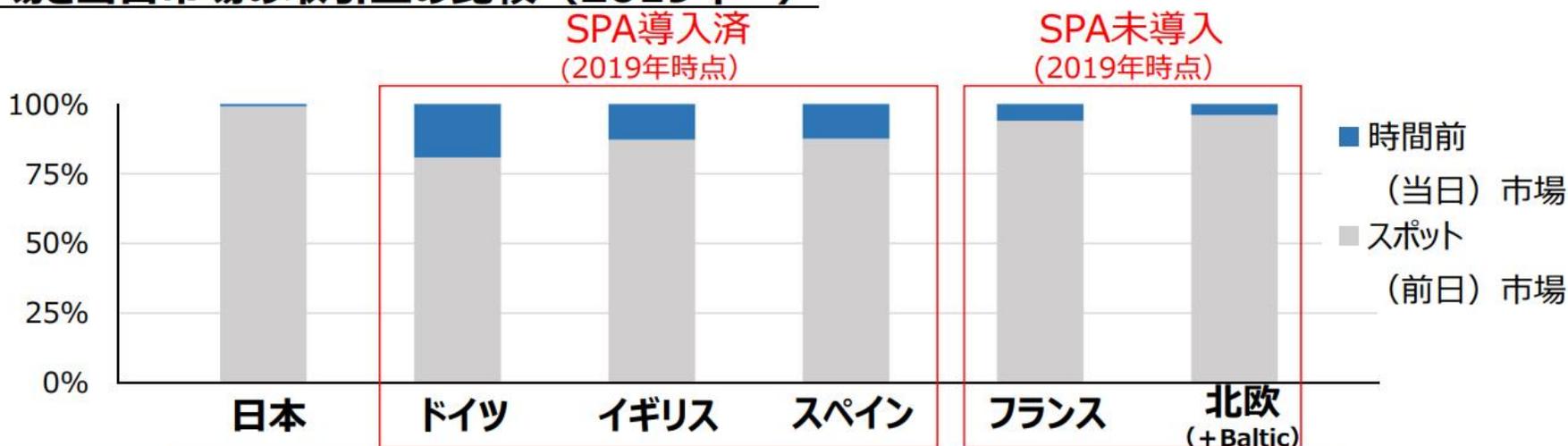
出典：EPEX SPOT HP、Nord Pool HP、OMIE HPより当局作成。2020年12月時点。

# (参考) スポット市場と時間前市場の取引割合の比較

第62回制度設計専門会合  
(2021年6月) 資料7より抜粋

- スポット・時間前市場の取引量合計に対する、2019年度の時間前市場における取引量の割合は、ドイツ・イギリス・スペインでは10~20%程度を占めているのに対し、2019年時点ではSPAが未導入であったフランスおよびSPA未導入の北欧では10%未満となっている。
- 我が国における時間前市場取引割合は現状1%未満に留まり、諸外国と比べ取引量が少ない。

## スポット市場と当日市場の取引量の比較 (2019年\*1)



時間前SPA導入時期	未導入	2014年	2017年	開設当初から*2	2020年*3	未導入
スポット・時間前市場取引合計(TWh/年)	295.1	280.1	168.4	282.8	120.9	397.3
スポット (前日) 市場	292.5 (99.1%)	226.4 (80.8%)	146.8 (87.2%)	247.6*4 (87.6%)	113.2	381.5 96.0%
時間前 (当日) 市場	2.6 (0.9%)	53.7 (19.2%)	21.6 (12.8%)	35.2 (12.5%)	7.7 (6.4%)	8.0程度*5 (2.0%)

出典：JEPX HP、EPEX SPOT HP、Nord Pool HP、OMIE HPより当局作成。

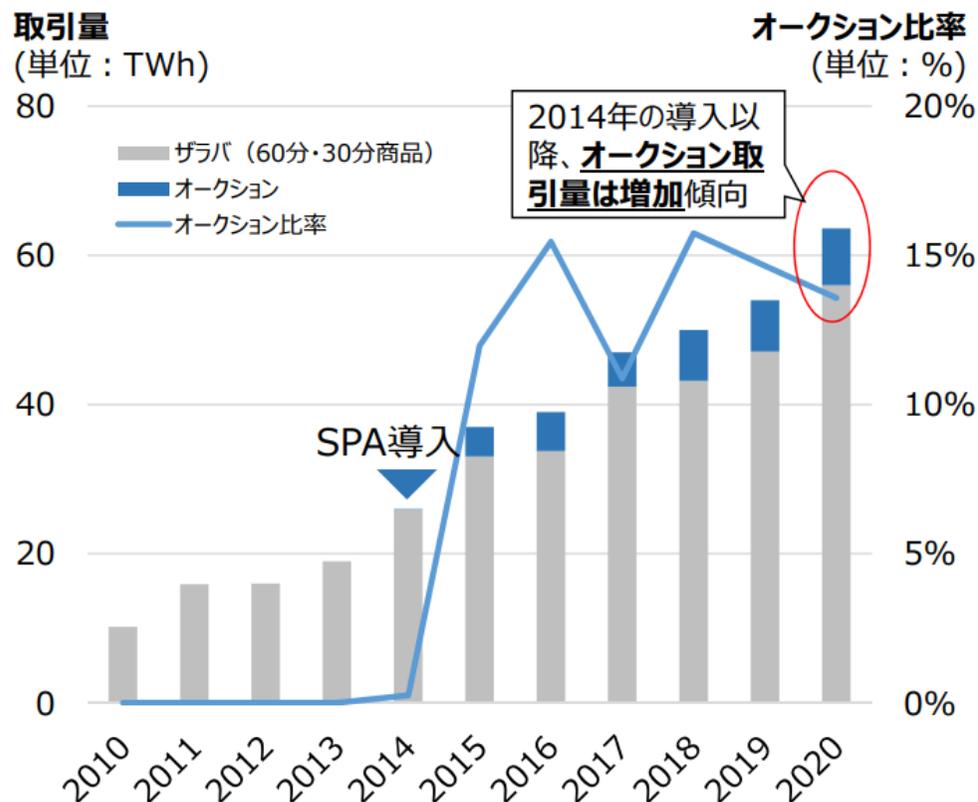
\*1：取引所間でのデータ公開状況に差異があるため、比較可能な19年時点でのデータを掲載。\*2：スペインでは設立当初はSPAのみで、18年にザラバが導入。

\*3：フランスでは2020年10月からSPAが導入されたが、本データはザラバ取引のみのもとなる。\*4：スペインは強制プール制のため、相対取引も含む。\*5：北欧 + Balticにおける時間前市場の取引量はグラフデータのみ公開。

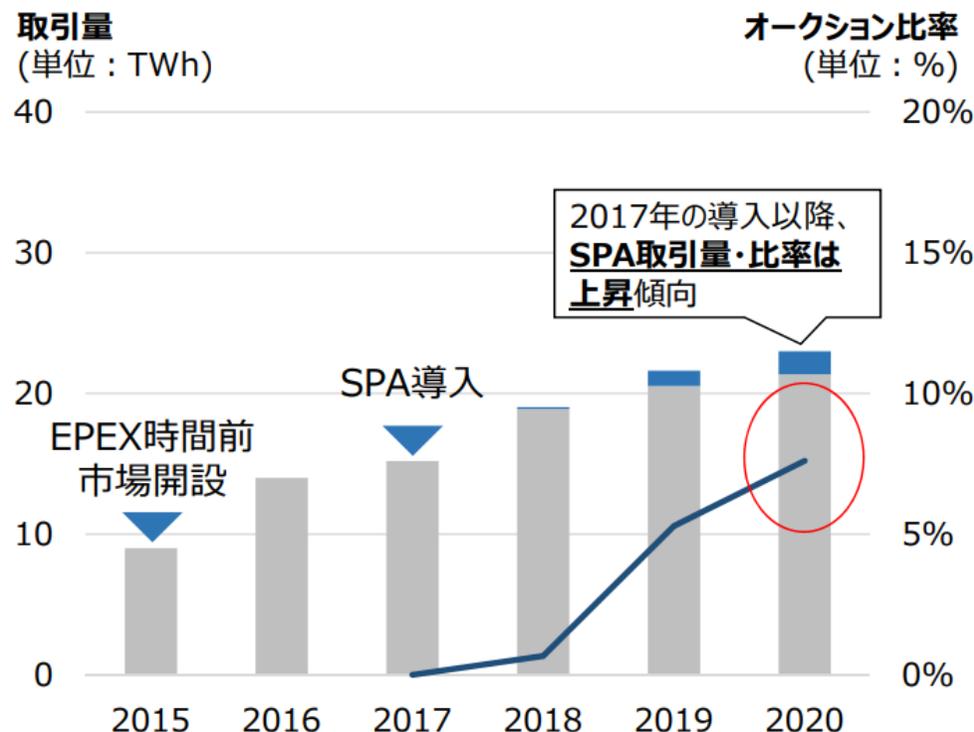
# (参考) SPA導入国 (ドイツ・イギリス) における取引量推移

- EPEXのドイツ市場では2014年に時間前市場にSPAを導入し、現在は当日市場における総取引量の15%程度をSPAが占める。なお、15分商品で見るとSPAの取引量はザラバよりも多い。
- EPEXの英国市場では2017年にSPAを導入し、現在は総取引量の5%以上をSPAが占める。

## ドイツ\*1の当日市場の取引量の推移



## イギリスの当日市場の取引量の推移



\* 1ドイツはオーストリアと同一市場であったが、2017年に分割。本表では2016年まではドイツ+オーストラリア、それ以降はドイツのデータのみを記載  
出典: EPEX SPOT HPより当局作成。

- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方**
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例**
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

## 時間前市場で想定される売買例

- P.7にも記載の通り、時間前市場の売買ニーズとしては、以下のようなものがあると考えられる。時間前市場においては、これらの売買がうまくマッチングされることが機能として求められると考えられる。
  - 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
  - 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
  - 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り
- P.28以降に、具体的なマッチングの内容をケーススタディとして記載。
- なお、発電量を自社で確定させたい電源のことを以下、「セルフスケジュール電源」と記載。  
(※)  
(※) セルフスケジュール電源については、前回の作業部会で議論した通り、市場で約定する場合（量のみ入札する場合、Three-Part情報（価格）も含んで入札する場合が存在。）と市場外で量のみ登録する場合が考えられ、別途検討が必要。

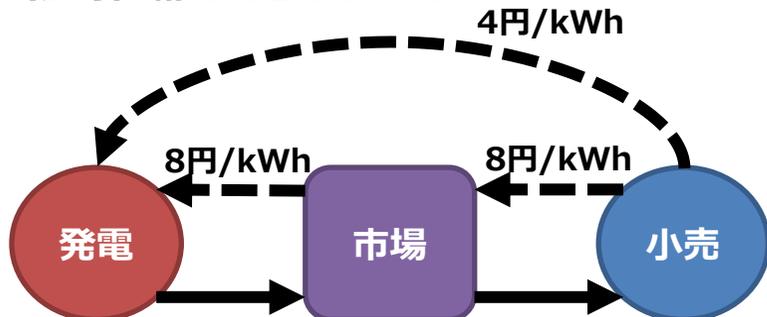
# (参考) 長期固定電源等を前提とした制度設計の具体的な在り方 (続き)

第4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 (2023年1月) 資料4より抜粋

- 前ページまでの検討をまとめると下表のとおりか。また、**選択肢①や②の場合、発電量を自社で確定させたい電源について、市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意をすることを認めれば、市場外で物理的な電力売買に関する合意をする場合と取引価格や量に差は生じない形とすることが可能。**
- 具体的にどのような市場設計が適切かについては、本日の御意見も踏まえ、次ページ以降の課題や、開発するシステムへの負荷やコスト、事業者への影響等を総合的に勘案し、今後検討していくことが必要。

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		<市場約定> 量 + 価格 (Three-Part情報) で入札		
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 (優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外)	<市場約定> 量のみ入札 (優先約定)	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格 (Three-Part情報、 低価格) で入札	

## (参考) 精算合意のイメージ



(※) いずれの電源についても、発電量の一部を自社で確定させ、残りを市場の約定結果に委ねる場合もありうる。

(※) 市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

# ケーススタディの全容

- 売り入札と買い入札の目的は以下の通りか。それぞれの売りと買いの条件が合えばマッチング（売買約定）される。以下の通り、様々なパターンが想定されるが、次頁以降のケーススタディでは、それぞれ代表的なケースを記載。

## 売り入札

小売電気事業者の売り（ロングポジションの調整、DR）

Three-Part電源の売り（前日同時市場で約定した電源の余力の出力や、前日同時市場で約定しなかった電源（停止電源）の起動・出力）

変動性再エネ事業者の売り（再エネの出力が増加）

発電事業者（変動性再エネ以外）の売り（余剰電力）

$\Delta kW-I$  やその他の調整力（ $\Delta kW-II$  や $\Delta kW-III$ ）の売り

## 買い入札

小売電気事業者の買い（ショートポジションの調整、DR）

Three-Part電源の買い（前日同時市場で約定した電源の経済差し替え（出力減））

変動性再エネ事業者の買い（再エネの出力が減少）

発電事業者（変動性再エネ以外）の買い（電源脱落時等や経済差し替え）

$\Delta kW-I$  やその他の調整力（ $\Delta kW-II$  や $\Delta kW-III$ ）の買い（調整力の調達タイミングの後ろ倒し）

ケーススタディA

B

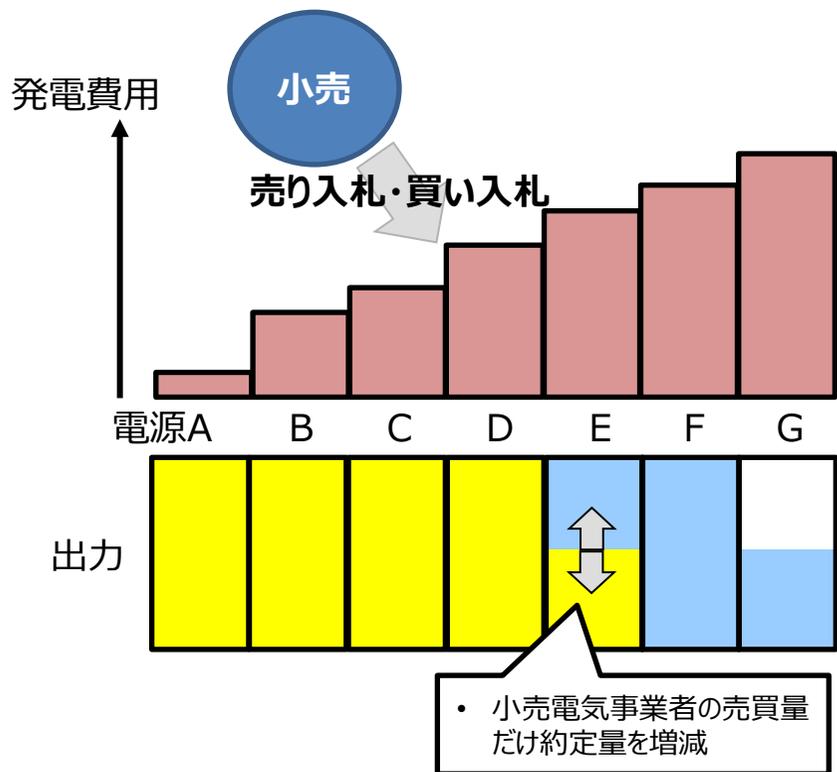
C

D

# ケーススタディA：小売電気事業者の売買

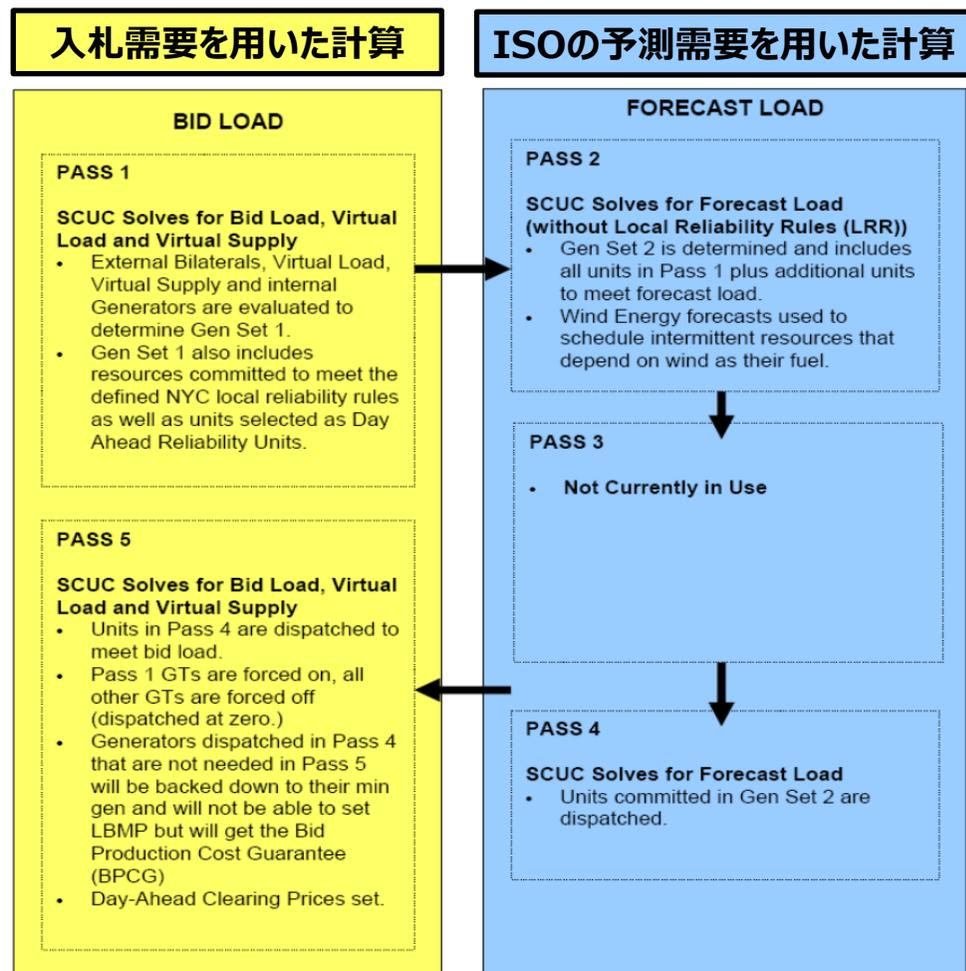
- 小売電気事業者の売買量に応じて、Three-Part電源の売買量がマッチング。

## 小売電気事業者が売買



(※) 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示(ΔkWについては記載していない)。また、最低出力についても考慮していない。

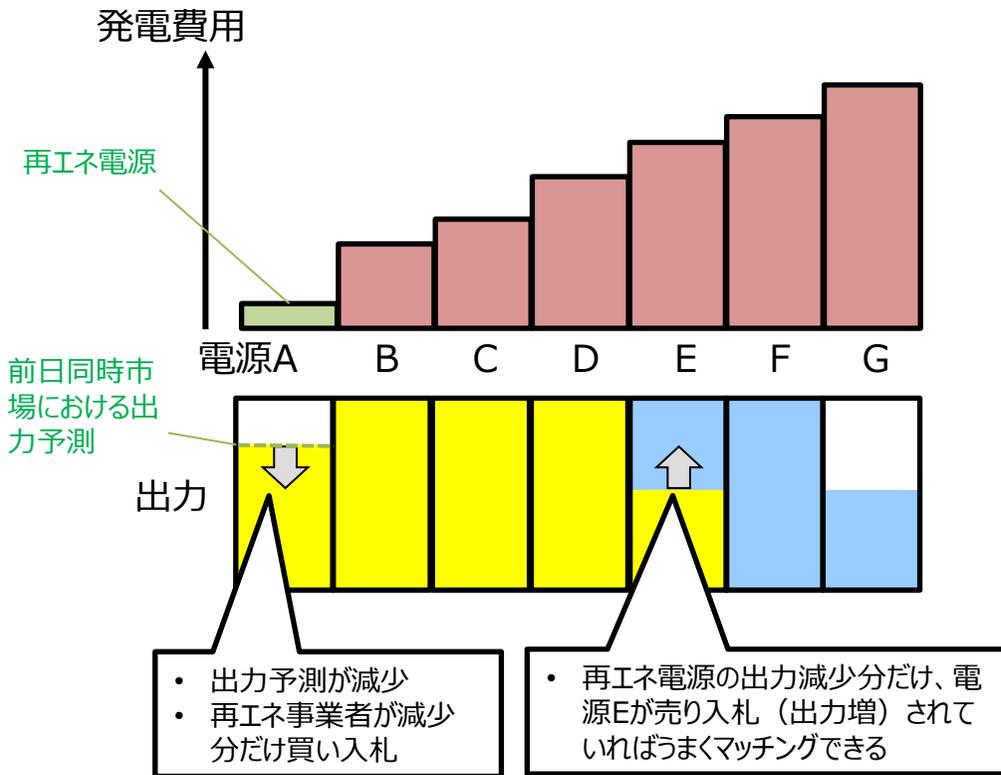
## (参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセス



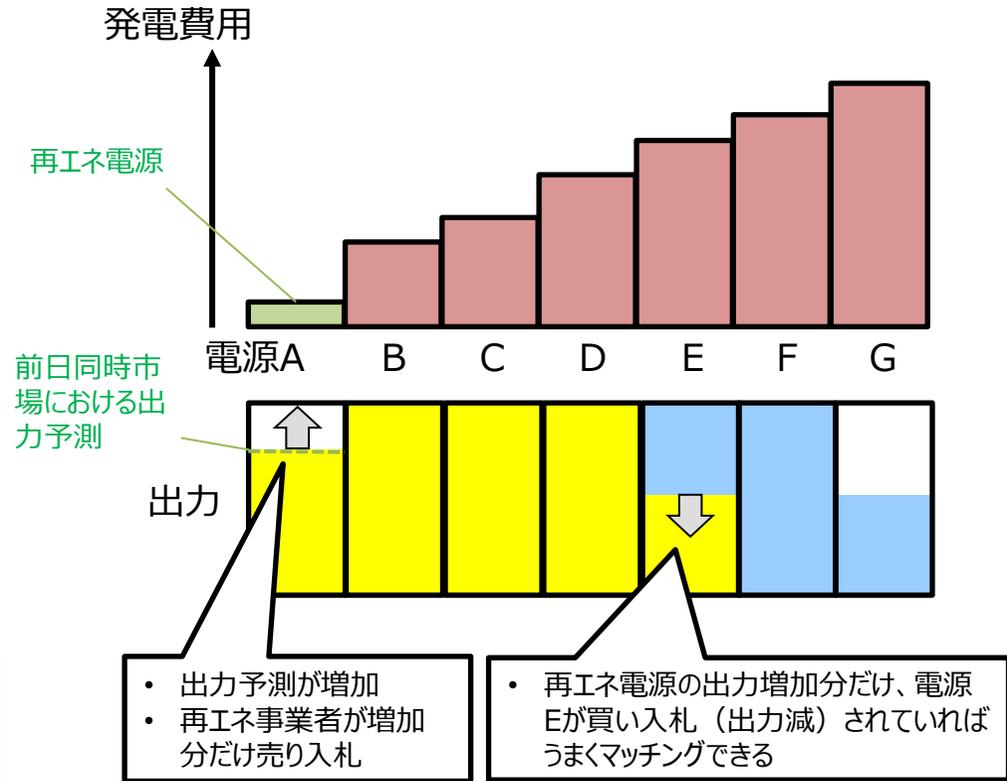
# ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

- 再エネ出力予測に合わせた売買量に応じて、Three-Part電源の売買量がマッチング。

## 再エネ出力予測が減少



## 再エネ出力予測が増加

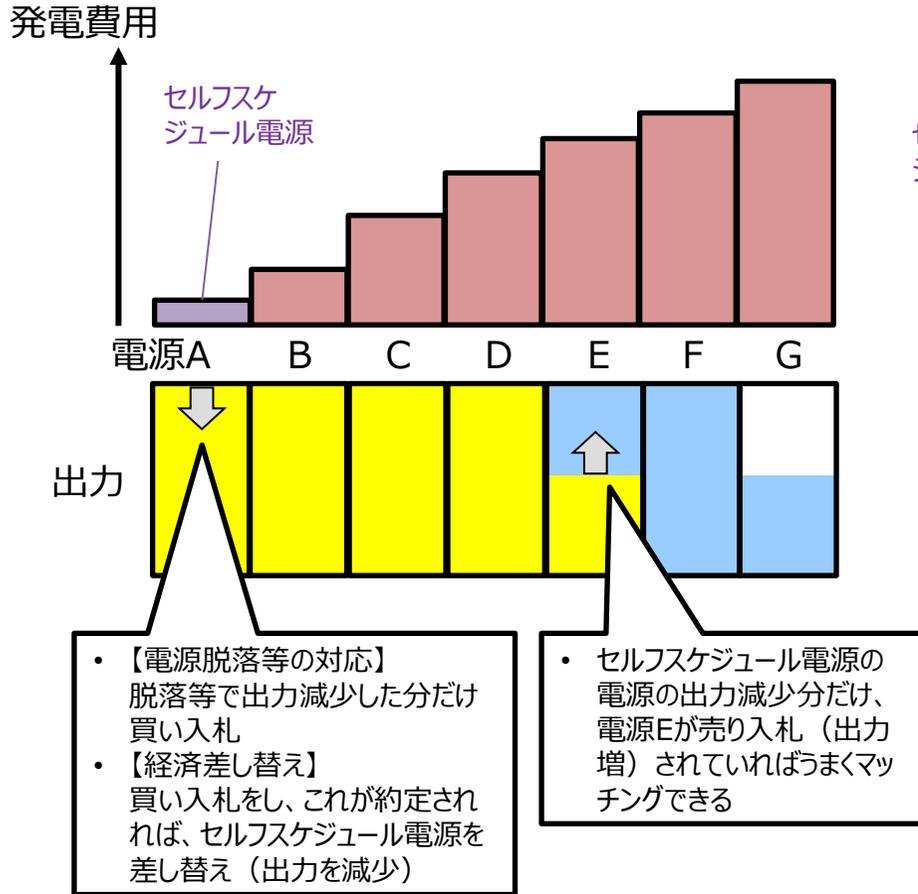


(※) 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示（ $\Delta$ kWhについては記載していない）。また、最低出力についても考慮していない。

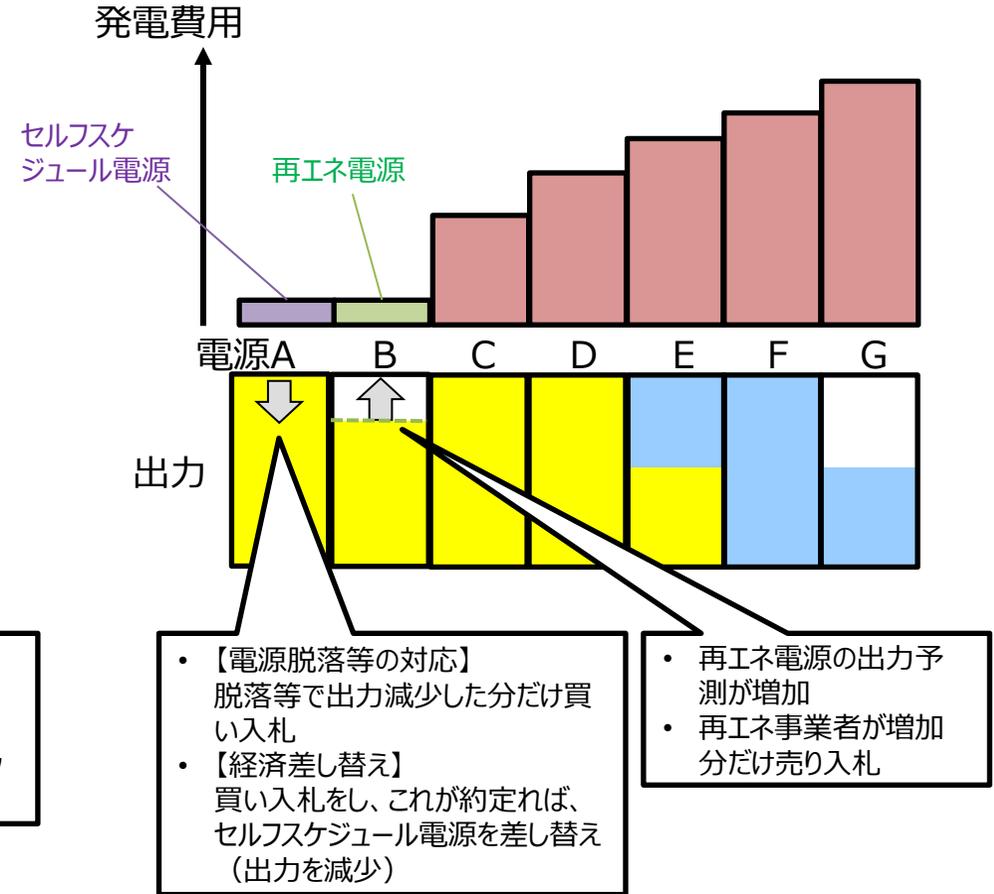
# ケーススタディC : セルフスケジュール電源の差し替え

- 再エネ電源の例と基本的には同じ。

## セルフスケジュール電源の差し替え①



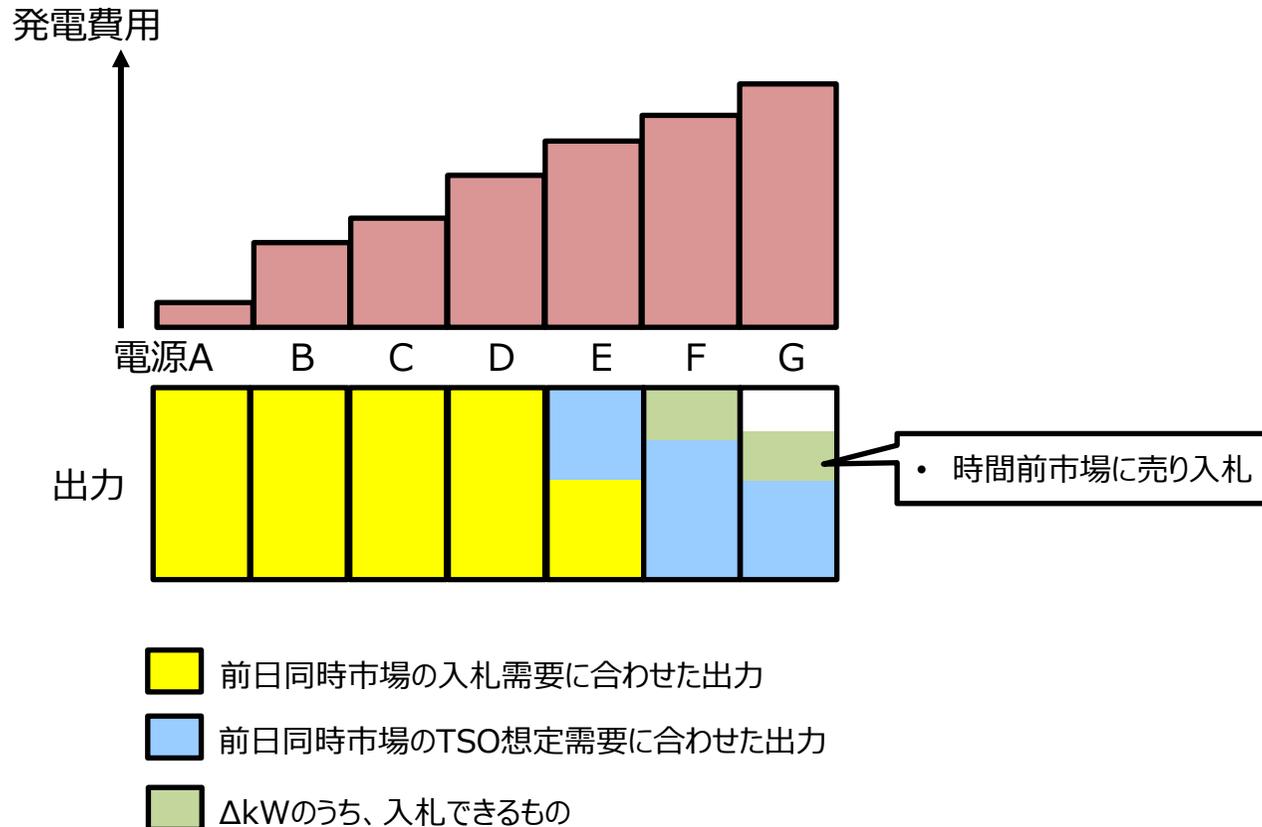
## セルフスケジュール電源の差し替え②



(※) 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示（ΔkWについては記載していない）。また、最低出力についても考慮していない。

# ケーススタディD : 調整力の売買

- 前ページまでのケーススタディの他、 $\Delta kW$ - I やその他の調整力 ( $\Delta kW$ - II や III) (※) について、売り入札を行い、買い入札とマッチングさせることも考えられる。  
(※) これらのうち、どの範囲を入札できるかや、確保・投入のタイミング等は要検討。



- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方**
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方**
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

# 時間前市場の在り方

- P.28～32のケーススタディに記載のような札のマッチングを行う場として、どのような場の形成が考えられるか。前日に同時市場が開設された状況下での時間前市場の在り方としては、大きく分けると、以下の2つの案が考えられるか。
  - ① **現行の時間前市場と同様の仕組み**（ザラバで発電事業者や小売電気事業者が自由に売買を行う方法。足下で議論されている**SPA**が導入されれば、現行のスポット市場のように一斉に売買することも可能となる。）
  - ② **前日同時市場と同様の仕組み**（Three-Part情報を元にした約定。）

## ① 現行の時間前市場と同様の仕組み

- 現行の時間前市場の仕組みと同様の仕組み（ザラバで発電事業者や小売電気事業者が自由に売買を行う方法。足下で議論されているSPAが導入されれば、現行のスポット市場のように一斉に売買することも可能となる。）とした場合、ザラバについては、起動費や最低出力費用を含んだThree-Part情報でなく、kWh単価情報のみでなければ、売り札と買い札をマッチングさせることは難しい。ザラバと並存するSPAについても、ザラバの札をマッチさせやすくするための場の一つと考えると、kWh単価情報のみで売買することが考えられる。
- また、以下の点を踏まえると、現行の時間前市場と同様の仕組みとすることもありうると思われるが、どのように考えるべきか。

### （kWh単価情報のみで売買）

- 前日同時市場と異なり、売買の対象となるのはすでに起動している電源の出力余力である可能性が高いことからすれば、基本的には、kWh単価のみの情報を基に取引をすることでも安定供給・経済性の観点からも問題はないと考えられる。
- 一方、実需給に向けて、寒波等で需要が上振れしたり、起動した電源脱落などの供給力が下振れしたりした場合は、追加の電源起動が必要となることも生じるが、前日同時市場のようなThree-Part情報を元にした起動判断に比べると、経済性の観点からは、kWh価格情報のみによるザラバ中心の仕組みは劣後するか。ただ、安定的な起動という観点からは、少なくとも需給ひつ迫時には余力活用契約等による追加的な起動を行うことができることからすれば、大きな問題はないようにも考えられる。

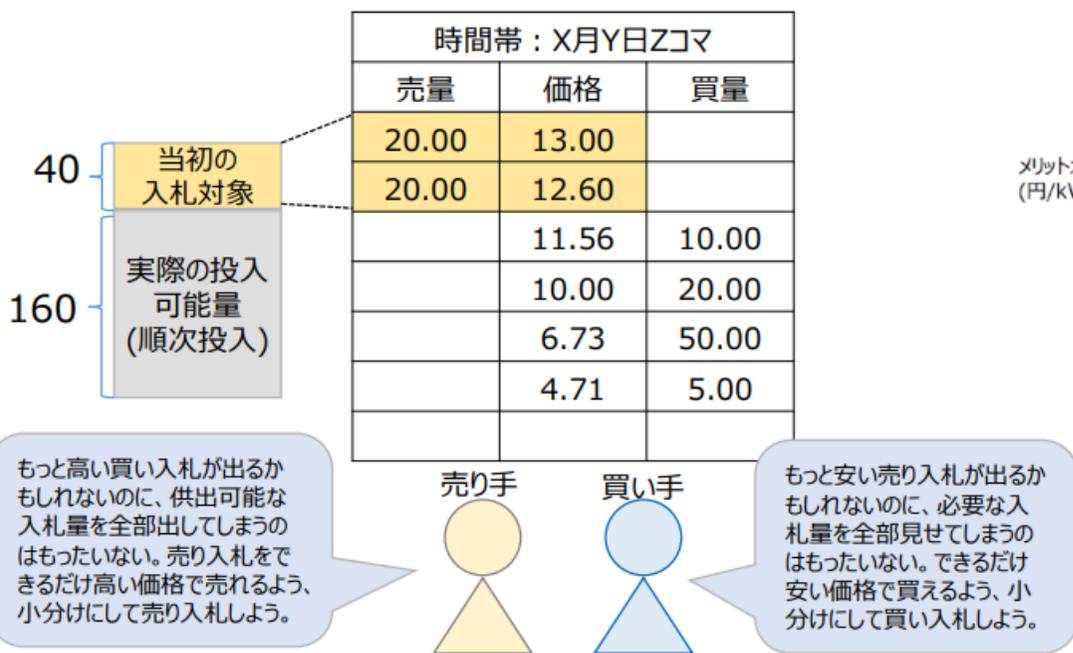
### （流動性の観点）

- 三次調整力②の時間前市場への投入や足下の時間前市場のSPA化の議論状況も踏まえて、判断することが必要であるが、 $\Delta kW-I$  や不要となった他の調整力を時間前市場に投入することで流動性の向上を行うことが可能か。

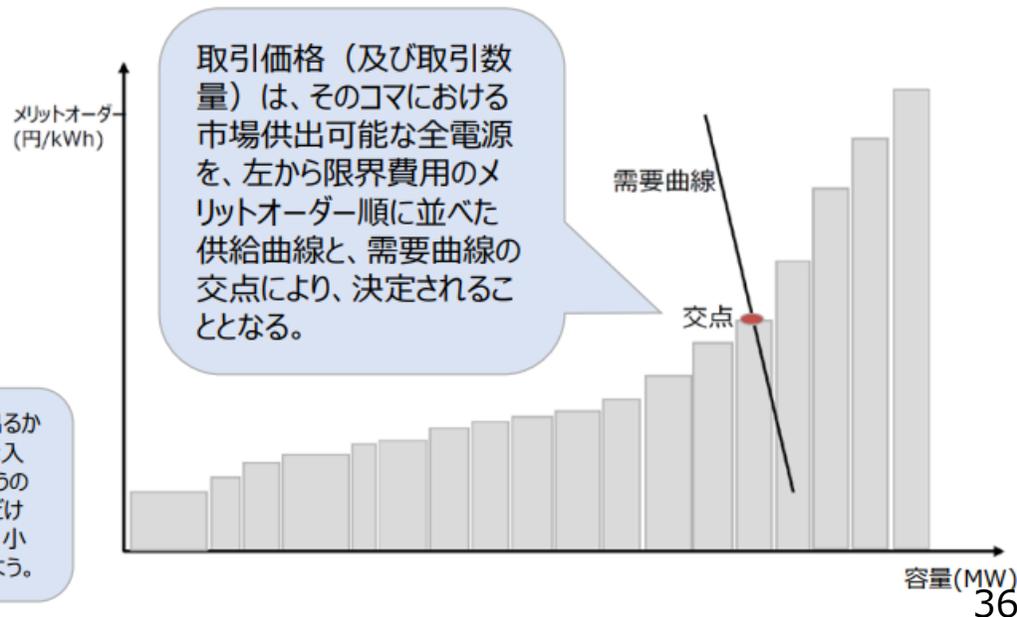
# (参考) 時間前市場における入札方法について

- 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）



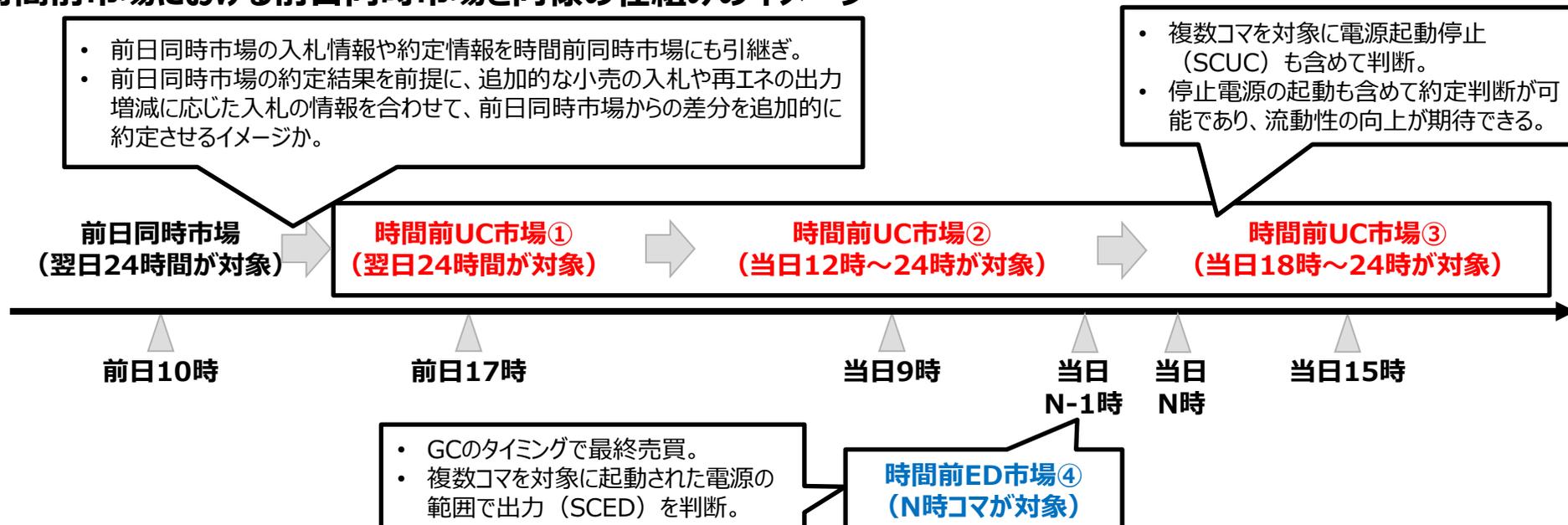
(参考) シングルプライスオークションの例について



## ②時間前市場における前日同時市場と同様の仕組み

- 現行の時間前市場と同様の仕組みでなく、時間前市場においても前日同時市場と同様にTSOがSCUCを実施するタイミングに合わせてThree-Part情報を元に約定処理をする仕組みを構築することも考えられる。具体的には、実需給に向けて市場において電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行うことが考えられるのではないか（以下、この市場を「**時間前UC市場**」と記載。）また、実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行うことも考えられるのではないか（以下、この市場を「**時間前ED市場**」と記載。）これによって、現行の時間前市場と同様の仕組みに比べると、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができるか。
- 約定価格については、P.28～32のケーススタディのような操作を組み合わせ、マージナル電源で価格を決定する（前日同時市場と同じ価格決定方法を使う）形が考えられるか。

### 時間前市場における前日同時市場と同様の仕組みのイメージ



(※) 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方**
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い**
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

# ΔkW- I の取り扱い

- ①現行の時間前市場と同様の仕組みと②前日同時市場と同様の仕組みのそれぞれについて、整理すべき論点や方向性は下表のとおりか。これらを踏まえ、今後更に検討を深めてはどうか。

	①現行の時間前市場と同様の仕組み	②前日同時市場と同様の仕組み
投入量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <u>全量投入</u>するか、<u>TSOとして不要と判断した範囲のものを投入</u>するか、いずれかがありうるところ。</li> <li>● 流動性を高める観点からは、前者とすることが適切のように思われるが、P.46以降の<u>電源差し替えの論点との関係の整理が必要</u>となる。</li> <li>● また、過去の市場WGでは、「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とも考えられるか。」という意見もあり、<u>ΔkW- Iの確保量の考え方についても別途整理が必要か</u>。</li> </ul>	
投入主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <u>発電事業者が投入する形が考えられるか</u>。この際、前日同時市場断面におけるΔkW- Iの調達者から、発電事業者に電源の差し戻しをする際のΔkW費用の清算方法や発電事業者が時間前市場で得た収益の帰属先等の論点について、整理等を行うことが必要か（P.40、41を参照）。</li> <li>● 一方、足下の三次調整力②の時間前市場への投入は、TSOが三次調整力②の上げ調整の指令権を有していることや、電事法上も電力調整業務を行い、電圧周波数の維持を担うTSOの業務の一環と捉えることができること等から三次調整力②の調達者であるTSOが入札主体となる方向で議論が進められているところ。ΔkW- Iについても、<u>ΔkW- Iの調達者が投入することも考えられるか</u>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 前日同時市場の入札を引き継ぎ、時間前市場に投入するのであれば、<u>投入主体は前日同時市場と同じ（つまり、発電事業者）と整理することができるか</u>。</li> <li>● 一方、<u>全く同じフローだとしても</u>、前日同時市場において、ΔkW- Iの発動権がΔkW- Iの調達者に移っていると観念するのであれば、<u>投入主体は当該調達者と整理することもできるか</u>。</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 投入主体をどの事業者にするかは、<u>発電販売計画の提出等の実務的な負担にも配慮することが必要</u>。</li> </ul>	
価格規律	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 足下の三次調整力②の時間前市場への投入の議論を踏まえつつ、<u>今後検討を深めてはどうか</u>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <u>前日同時市場と同じ価格規律とすることが整合的か</u>。どのような規律かは、<u>前日同時市場における規律と並行して今後検討することが必要か</u>。</li> </ul>



## 【論点②】入札主体について (1/2)

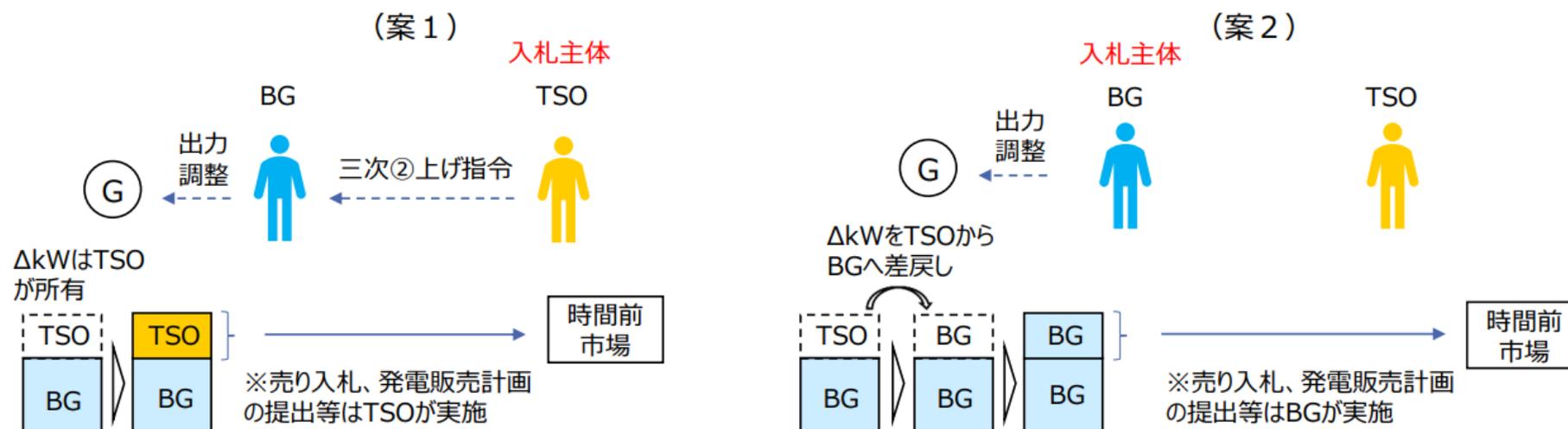
11

- 一般送配電事業者が、実需給の前日に調達した三次②について、再エネ出力の下振れへの対応(上げ調整力)としては使用しない領域を時間前市場へ売り入札するにあたっては、その入札を行う主体を定める必要がある。
- 時間前市場で売り約定した場合は、実際にリソースの出力を増加させる必要がある。それを実行できるのは、三次②への上げ調整の指令権を有する一般送配電事業者、もしくは、その指令を受ける $\Delta kW$ 落札事業者であることから、三次②の余力を時間前市場へ売り入札する際の入札主体としては以下の2つが考えられる。

(案1) 一般送配電事業者が、自ら、時間前市場へ売り入札 ※1

(案2) 一般送配電事業者は上げ調整として使用しない三次②を $\Delta kW$ 落札事業者に差戻し等を行い、差戻しを受けた事業者が時間前市場へ売り入札

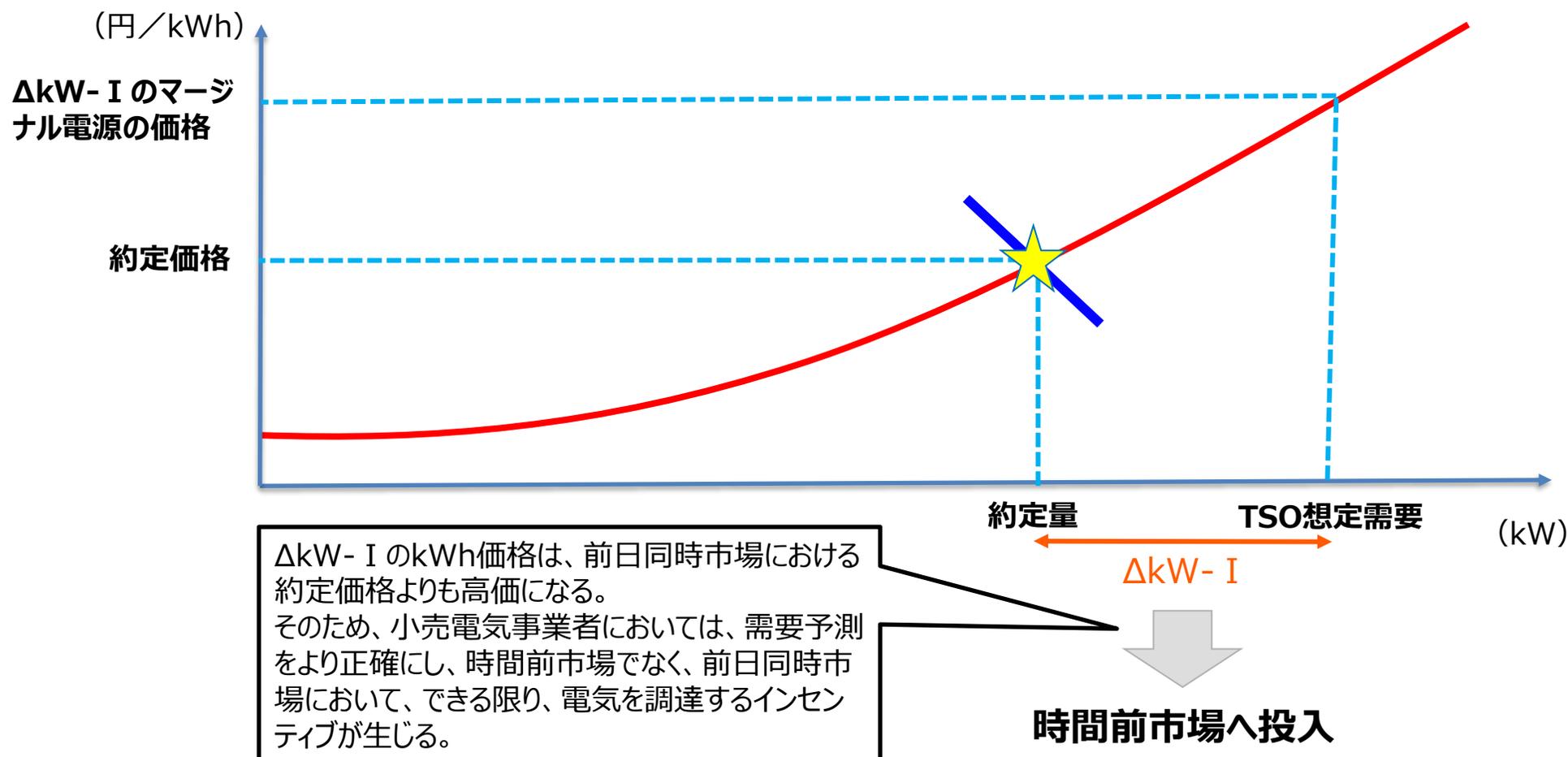
※1 (案1)の変化形として、一般送配電事業者が行う入札業務を第三者に委託する方法もありうるが、電力・ガス取引監視等委員会事務局からは、特定の事業者が委託を受けて入札すること自体が、送配電事業の禁止行為(特定の事業者に不当に有利な扱い、不当に不利な扱いをしない)に抵触するおそれがあるとの指摘を受けている。



# (参考) $\Delta kW-I$ 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



## (参考) $\Delta kW-I$ の取り扱い (論点)

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

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

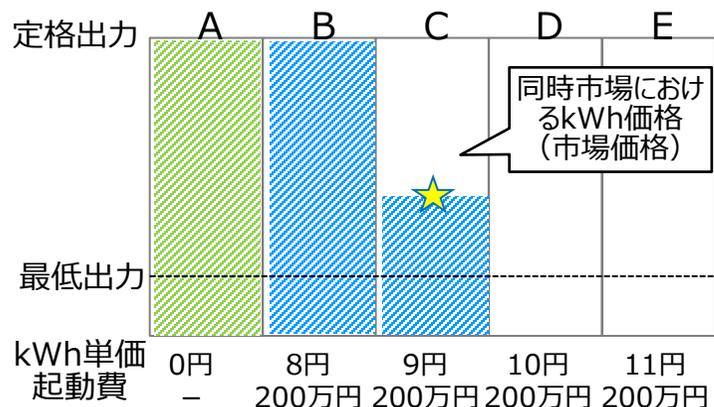
# (参考) $\Delta kW-I$ の取り扱い (論点) (続き)

第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会 (2022年12月) 資料5より抜粋

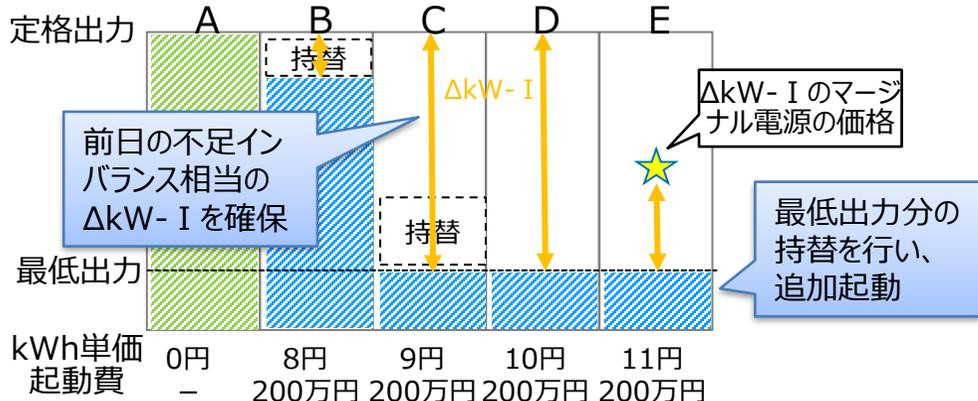
## ② $\Delta kW$ とする場合、 $\Delta kW$ 単価とkWh単価の設定方法

### $\Delta kW-I$ 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、 $\Delta kW-I$ 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、 $\Delta kW-I$  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

- $\Delta kW-I$  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、 $\Delta kW$ 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

- $\Delta kW-I$  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、 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW-I$ としてのkWh単価

- $\Delta kW-I$  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 $\Delta kW$ 単価には固定費を含めることが認められているが、 $\Delta kW-I$  の $\Delta kW$ 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。

## 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、 $\Delta kW-I$  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

- $\Delta kW-I$  の  $\Delta kW$  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、 $\Delta kW-I$  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、 $\Delta kW-I$  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) 時間前市場の基本的な考え方
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方**
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項**  
(参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

# 電源差し替えにあたって留意が必要な事項

- 電源の差し替えについては、発電事業者による経済差し替え等を通じた経済性の追求の観点から、基本的には、現行と同様に認めることを前提として議論を行っているところ。
- 一方で、前日同時市場や時間前市場の約定結果を踏まえ、電源の差し替えが発生し、系統運用者が事前に把握できない形で当該電源が停止される場合、安定供給上必要な電源の起動ができないといった事態が生じる。（※ 1、2）
  - （※ 1）この課題は市場の形態に関わらず、Three-Part情報を元にした前日同時市場や時間前同時市場でも、ザラバを中心とした時間前市場でも、生じうると考えられる。
  - （※ 2）現行のスポット市場においては、FIT電源と他の電源で差し替えが行われ、他の電源が停止して、かつ、FIT電源の出力予測が外れ、再エネの出力量が想定以上に減少したとしても、三次調整力②によって対応ができるため、安定供給は担保できる。また、時間前市場の流動性もあまり高くない現状においては、時間前市場においても安定供給上の懸念はほぼ存在していない。
- 特に再エネ大量導入下において、今後、FIT電源や非FIT電源が変動性の再エネ電源の太宗を占めていくこととなるが、再エネ電源の出力を当てにして、前日同時市場や時間前市場において、再エネ電源の売り入札とその他の電源の買い入札がマッチングし、電源の差し替えが行われると、以下の通り、安定供給上懸念が生じる可能性が高まる。（※ 3）
  - （※ 3）但し、発電所への蓄電池等の併設、変動性再エネのアグリゲートや変動性再エネの予測精度の向上が進めば、そのような懸念は小さくなる。
  - 電源差し替えによって出力量が減少し、かつ、再エネの出力予測が外れ、再エネの出力量が想定以上に減少したとしても、差し替えた電源について、余力活用契約等で上げ調整を行えば、実需給における安定供給を担保することは可能。
  - 一方、電源差し替えによって、出力量が減少するだけでなく、系統運用者が事前に把握できない形で**電源の停止まで行われた場合、追加の起動が実需給までに間に合わない恐れ**があり、安定供給に懸念が生じる。

## 電源差し替えにあたって留意が必要な事項（続き）

- 以上を踏まえると、2050年CNを見据え、再エネの大量導入を前提とする中では、**安定性と経済性のバランスを取った仕組みを検討する必要があるのではないか**。具体的には、電源の差し替えを認めることを基本としつつ、電源の差し替えにより、系統運用者が事前に情報を把握できない形での電源停止がされない仕組みの検討が必要ではないか。
- その仕組みとしては、**以下の4つが考えられるのではないか**。**それぞれの方法についてどう考えるか**。**その他、考えられる方法はあるか**。
  - ① 次ページのとおり、差し替え希望の電源については、Three-Part情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定。（※1）  
（※1）第4回作業部会でお示したとおり、商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要。
  - ② P.50のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。（※2）  
（※2）計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要。
  - ③ P.51における入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させた上で、BGに差し替えの有無を登録させ（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）、その後、TSOの予測需要（青色部分）を用いた計算を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。
  - ④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。

# (参考) 市場における電源差し替えの例①

第4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（2023年1月）資料4より抜粋

## 【前提】

電源の限界費用  
10円/kWh



金銭の流れ  
12円/kWh



電気の流れ  
100kWh

限界費用より安い電気を市場調達できるのであれば、差し替えを行うのが合理的な行動。

## 【入札行動】



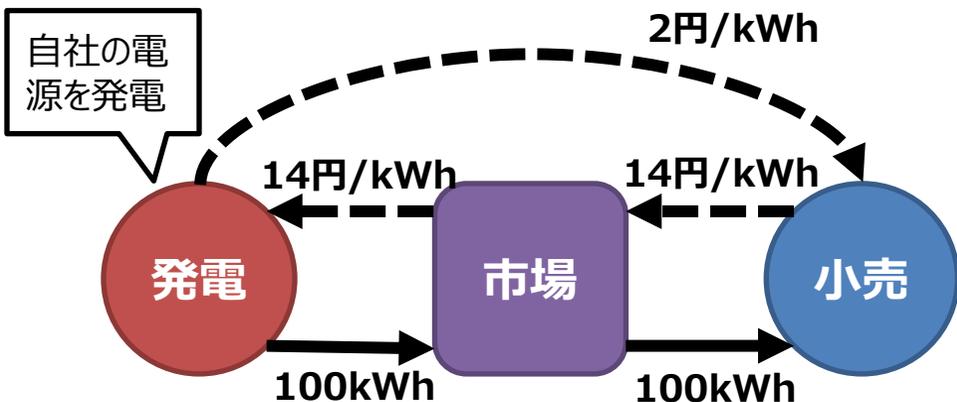
100kWh×10円/kWhでの売り入札



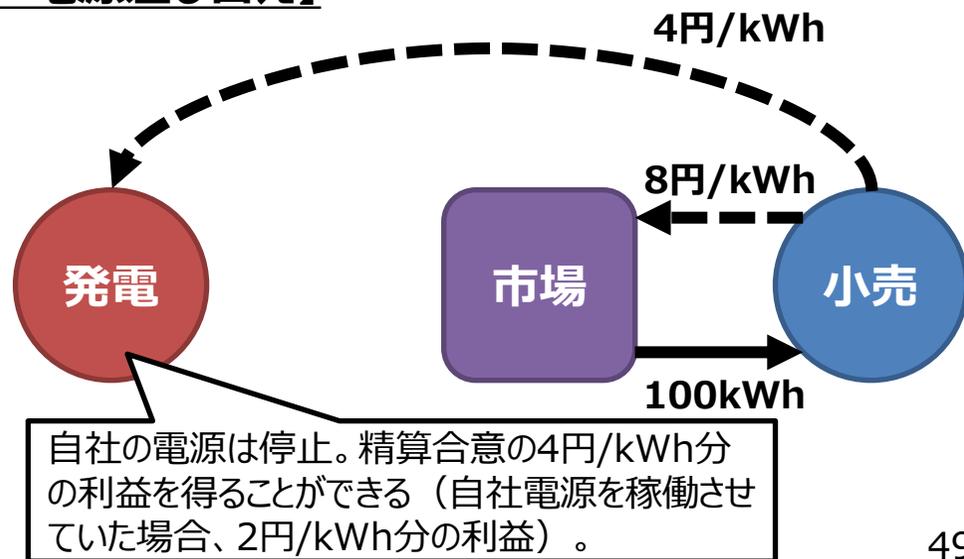
100kWh分、量のみ又は高価格での買い入札（成り行き約定）



## 【市場価格が14円/kWhの場合 ⇒電源差し替えせず】



## 【市場価格が8円/kWhの場合 ⇒電源差し替え】



# (参考) 発電事業者の買入札の取り扱い

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

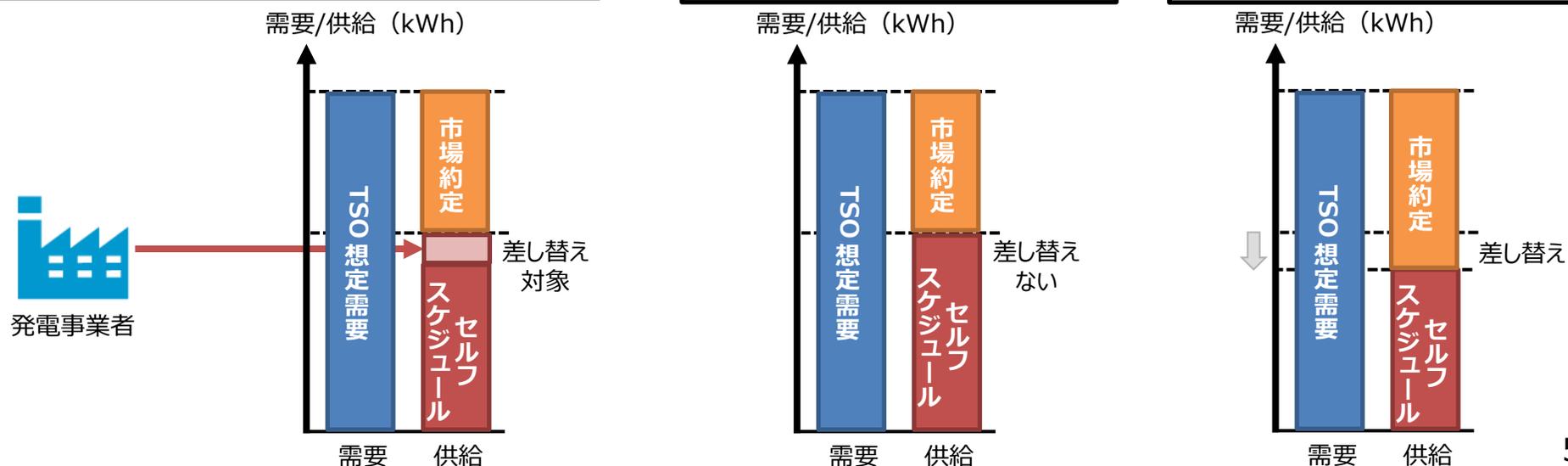
- 市場WGにおいては、発電事業者による経済差し替えのための買入札についての要望が多かったところ。セルフスケジュール電源も含めた最経済を図る観点からは、このような差し替えを認めることが適切と考えられるがどのように考えるべきか。
- 他方で、仮に、TSO予測需要基準とする場合、セルフスケジュール電源と差し替えが行われる場合は、前日段階での必要なkWhの確保が図られない可能性も存在。
- 例えば、下図のように、セルフスケジュール電源に紐づけた形で買入札を行い、差し替えが行われるかどうかを市場運営者が把握できる仕組みとすれば、安定供給と電源差し替えの両立も可能と考えられる。
- 今後、時間前市場における差し替えなども含め、詳細の検討を進めることとしてはどうか。
- なお、小売入札量基準とする場合も、発電事業者の買入札について差し替えを行うことは現行と同様に認めることが考えられるが、どのように考えるべきか。

(例)

発電事業者がセルフスケジュール電源と差し替えることを念頭に買入札を行う場合、買入札とリンクするセルフスケジュール電源を合わせて登録。

①買入札が約定しなかった場合（差し替えない場合）

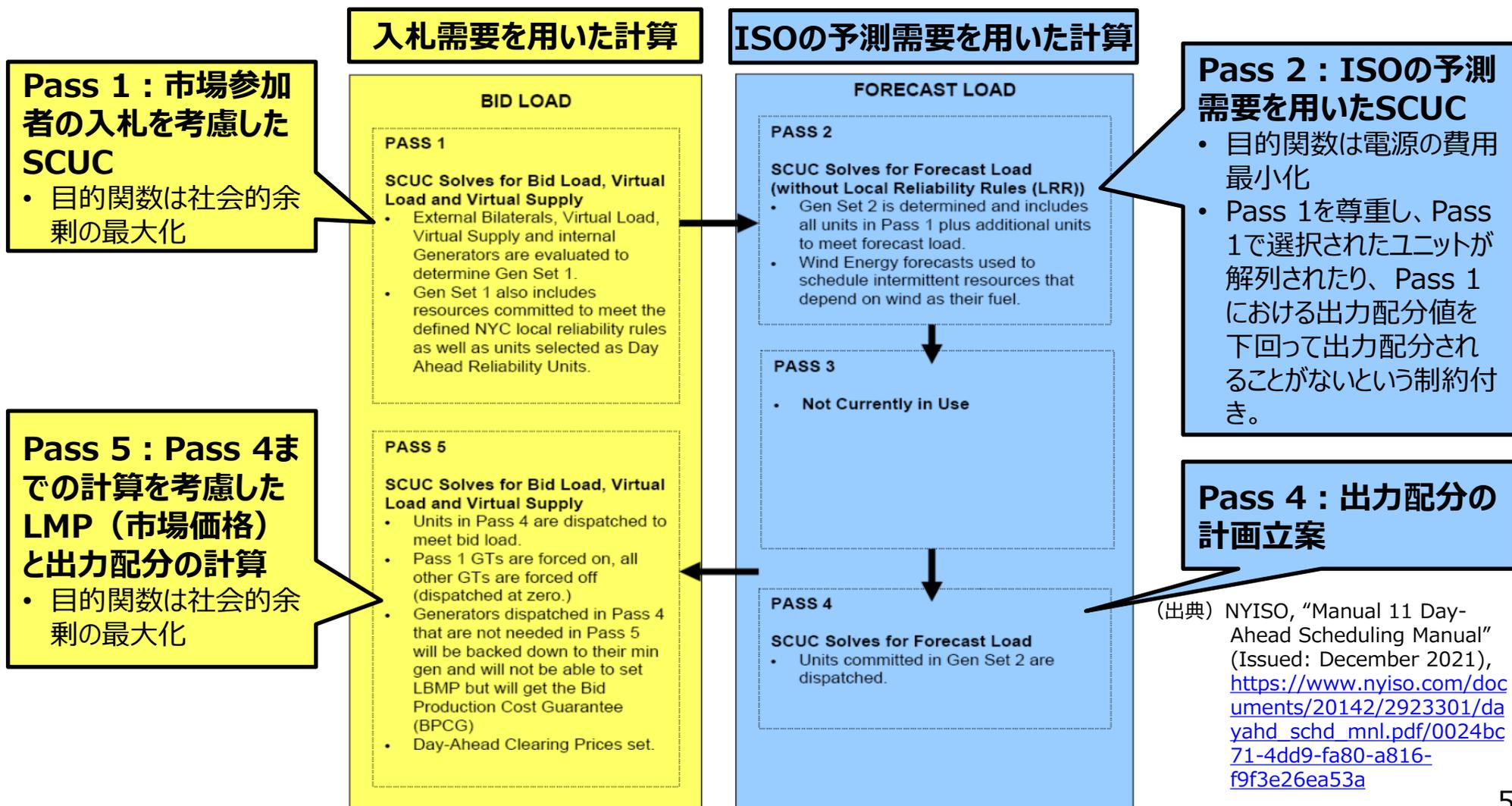
②買入札が約定した場合（差し替える場合）



# (参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

第4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（2023年1月）資料4より抜粋

- 前日時点におけるNYISOの約定価格と約定電源等の決定プロセスは以下の通り。市場での入札を尊重しつつ、ISOの予測需要も用いた形（系統信頼度の維持）となっている。

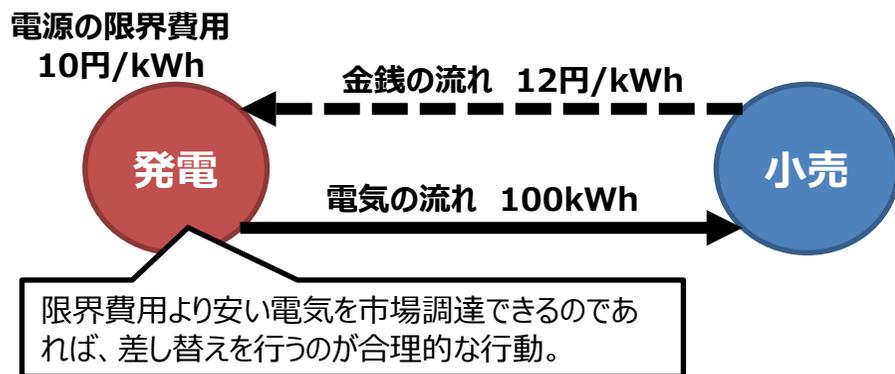


- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方**
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法**
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係

# (参考) 現行の仕組みにおける電源差し替え

- 現行の仕組みにおける電源差し替えについては、様々やり方はあると考えられるが、代表的なものとしては、以下のような形が想定される（以下ではスポット市場の売買を元にした差し替えについて記載。）。

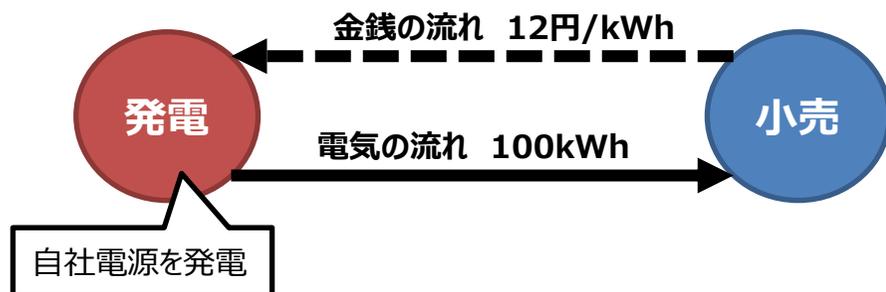
## 【前提（事前の相対契約）】



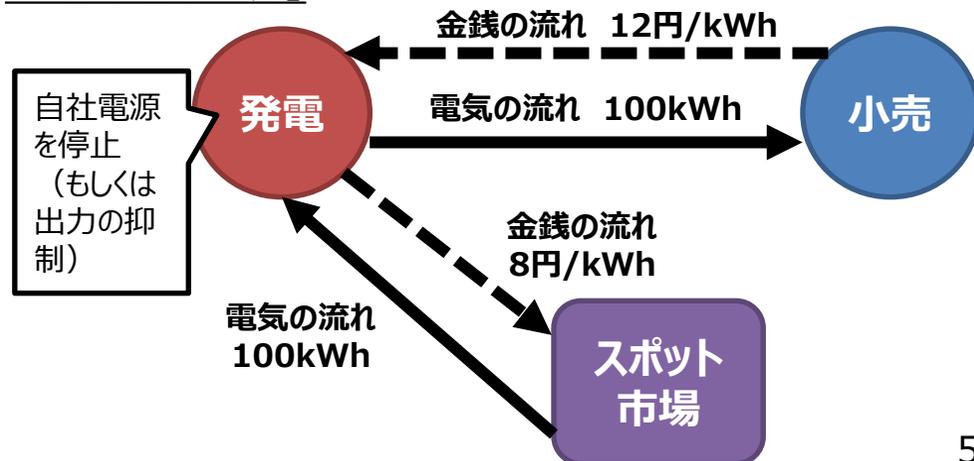
## 【入札行動】



## 【市場価格が14円/kWhの場合 ⇒電源差し替えせず】



## 【市場価格が8円/kWhの場合 ⇒電源差し替え】



## (参考) 現行の仕組みにおける電源差し替え (続き)

- 前ページの例で電源差し替えを行う場合、発電事業者の計画の提出については以下ようになる。
- 差し替えのタイミングが実需給に近づいたり、TSOが差し替えの情報を把握するタイミングが遅ければ、需給運用が難しくなる。**特に再エネが大量導入され、時間前市場の流動性が向上し、差し替えの機会が増えると、安定供給上起動が必要な電源が差し替えによって停止されてしまう可能性がある。**

	スポット取引前の事業者の計画	翌日計画 (スポット市場後)
発電計画	100kWh	0kWh
調達計画	0kWh	100kWh (スポット市場から調達)
販売計画	100kWh	100kWh

TSOはこの発電事業者の発電は0kWhであるという情報を所与に翌日の需給計画を作成し、調整力の運用を行う。

### 仮に時間前市場での売買を元に差し替えを行った場合

	翌日計画 (スポット市場後)	翌日計画 (修正) (時間前市場取引後)
発電計画	100kWh	0kWh
調達計画	0kWh	100kWh (時間前市場から調達)
販売計画	100kWh	100kWh

差し替えのタイミングが実需給に近づくほど、需給運用は難しくなる (電源の起動が間に合わなくなる)。

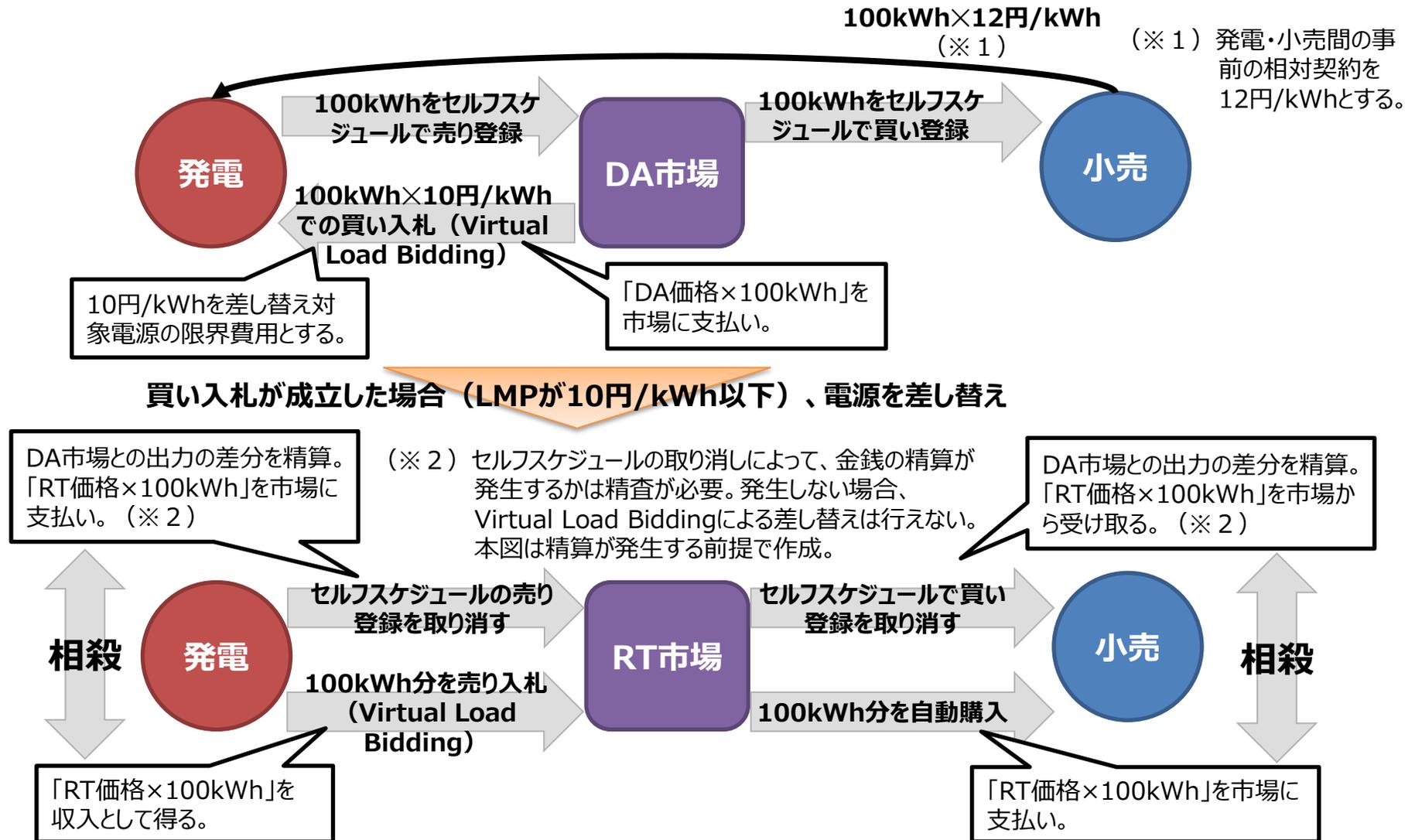
## (参考) 同時市場における差し替え例① (NYISOの例①)

- NYISOにおいては、「**Virtual Bidding**」という入札方法が認められている。具体的には以下の通り。
  - Virtual Load Bidding : **前日市場**で前日市場の約定価格で電力を**購入**し、**リアルタイム市場**でリアルタイム市場の約定価格で電力を**販売**。
  - Virtual Supply Bidding : **前日市場**で前日市場の約定価格で電力を**販売**し、**リアルタイム市場**でリアルタイム市場の約定価格で電力を**購入**。

(出典) NYISO, “Guide 01 Market Participants User’s Guide”, issued: October 2021, <https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>

# (参考) 同時市場における差し替え例① (NYISOの例①) (続き)

- セルフスケジュールの取り消しによって、金銭の精算が発生する場合、NYISOでは Virtual Load Biddingを活用した差し替えが行われているのではないかな。



## (参考) 同時市場における差し替え例① (NYISOの例①) (続き)

- 前ページの取引における発電事業者の収益は以下の通り。

### <発電事業者の利益>

#### 【前提】

- 小売電気事業者との事前の相対契約は12円/kWh。
- 電源の限界費用は10円/kWh。
- DA価格は8円/kWh。

#### 【差し替えしない場合の発電事業者の収入】

- 発電事業者は小売電気事業者から12円/kWhの収入。
- 発電機の稼働で10円/kWhの費用。
- 差引**2円/kWh**の利益。

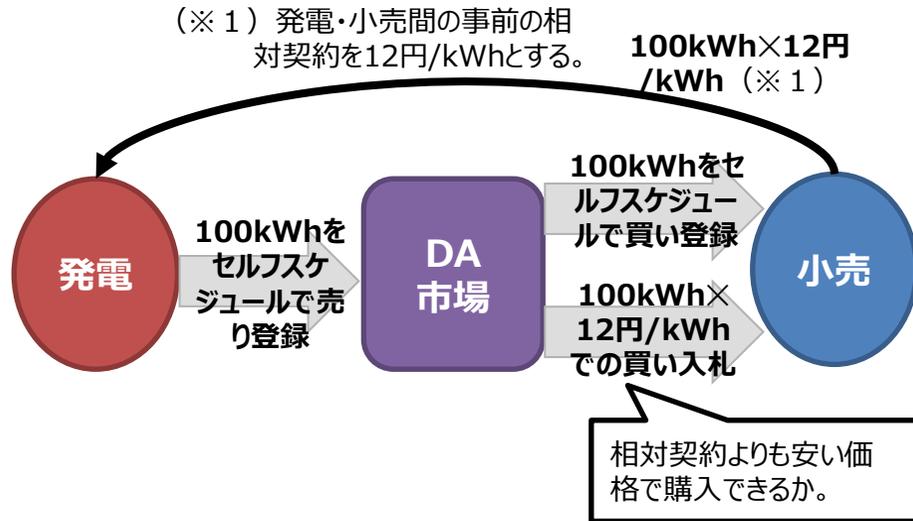
#### 【差し替えをする場合の発電事業者の収入】

- 発電事業者は小売電気事業者から12円/kWhの収入。
- DA市場で買い入札を行っているため、8円/kWhの支払い。
- 発電機は稼働させていないので、費用は掛からない。
- RT市場での売買は相殺。
- 差引**4円/kWh**の利益。

# (参考) 同時市場における差し替え例② (NYISOの例②) (続き)

- セルフスケジュールの取り消しによって、金銭の精算が発生しない場合、以下のような差し替えが行われているのではないか。

## 小売による差し替え

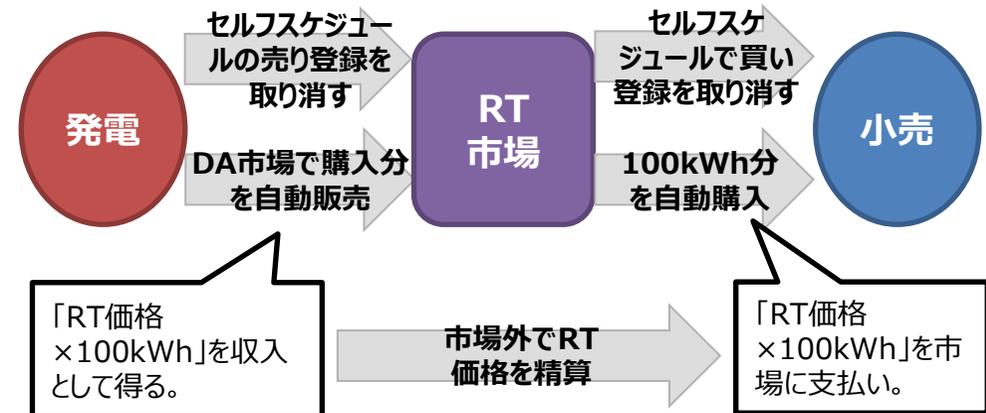
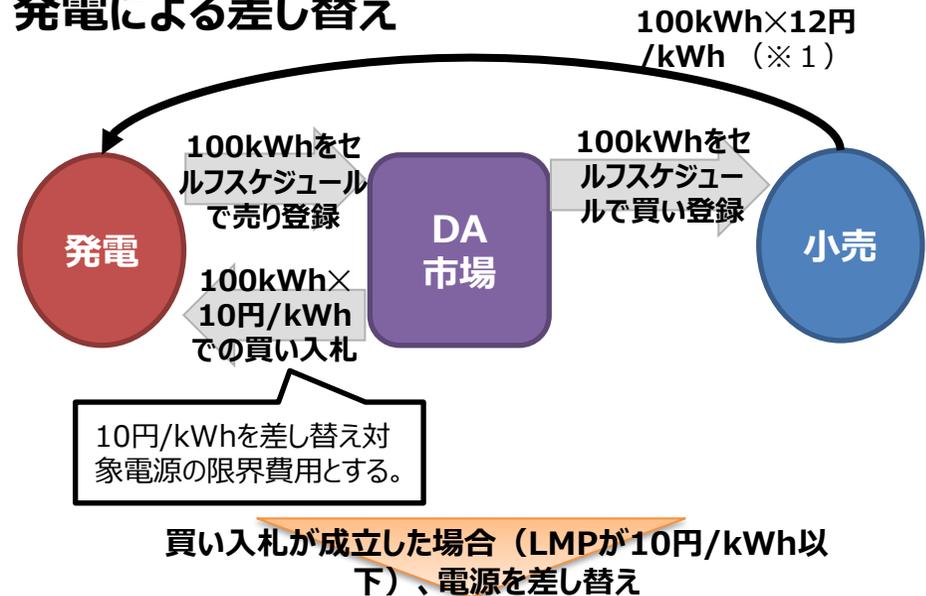


買い入札が成立した場合 (LMPが12円/kWh以下)、電源を差し替え



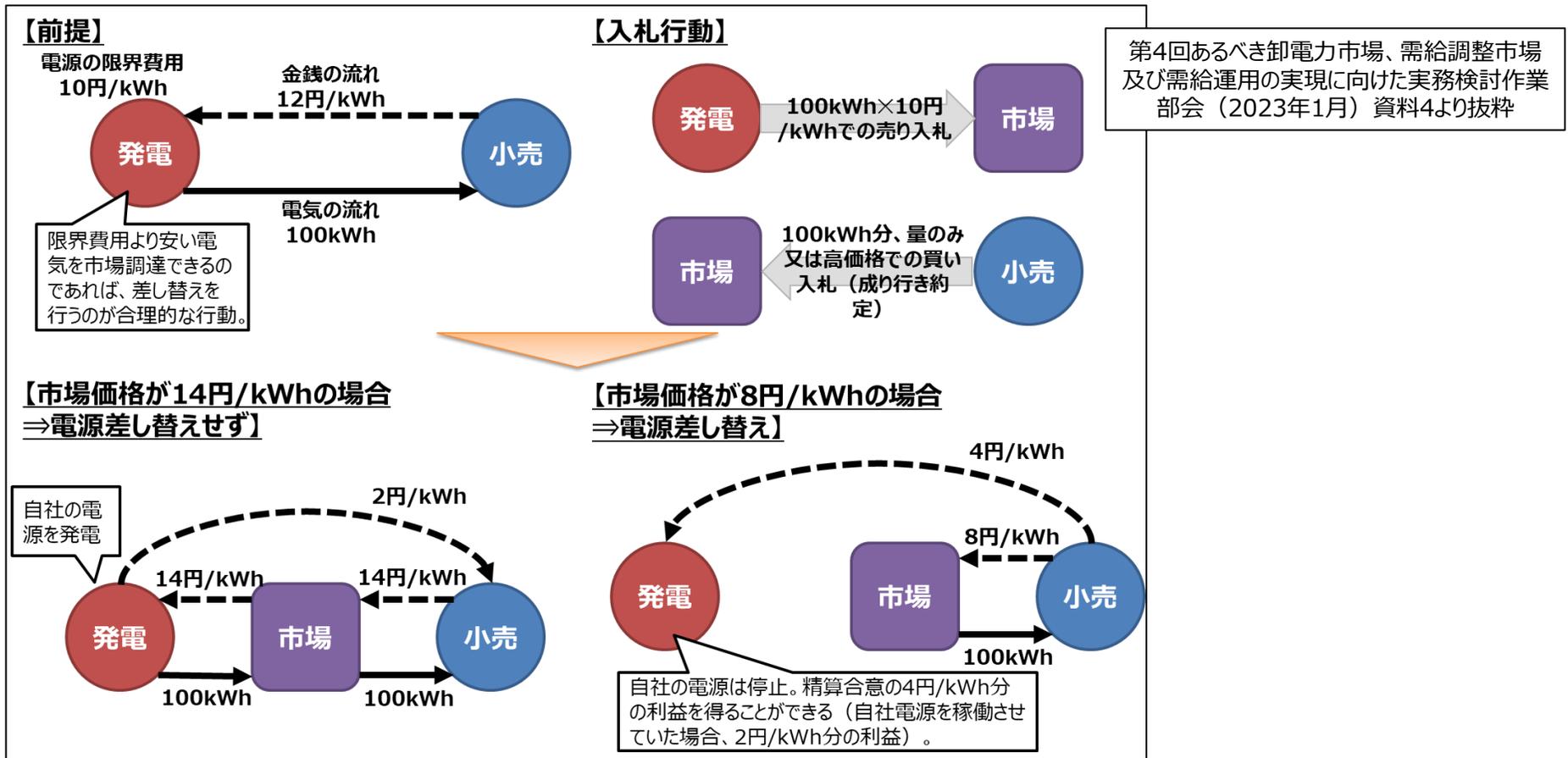
(※ 2) セルフスケジュールの取り消しによって、金銭の精算が発生するかは精査が必要。発生する場合、本図の方法による差し替えは行えない。本図は精算が発生しない前提で作成。

## 発電による差し替え



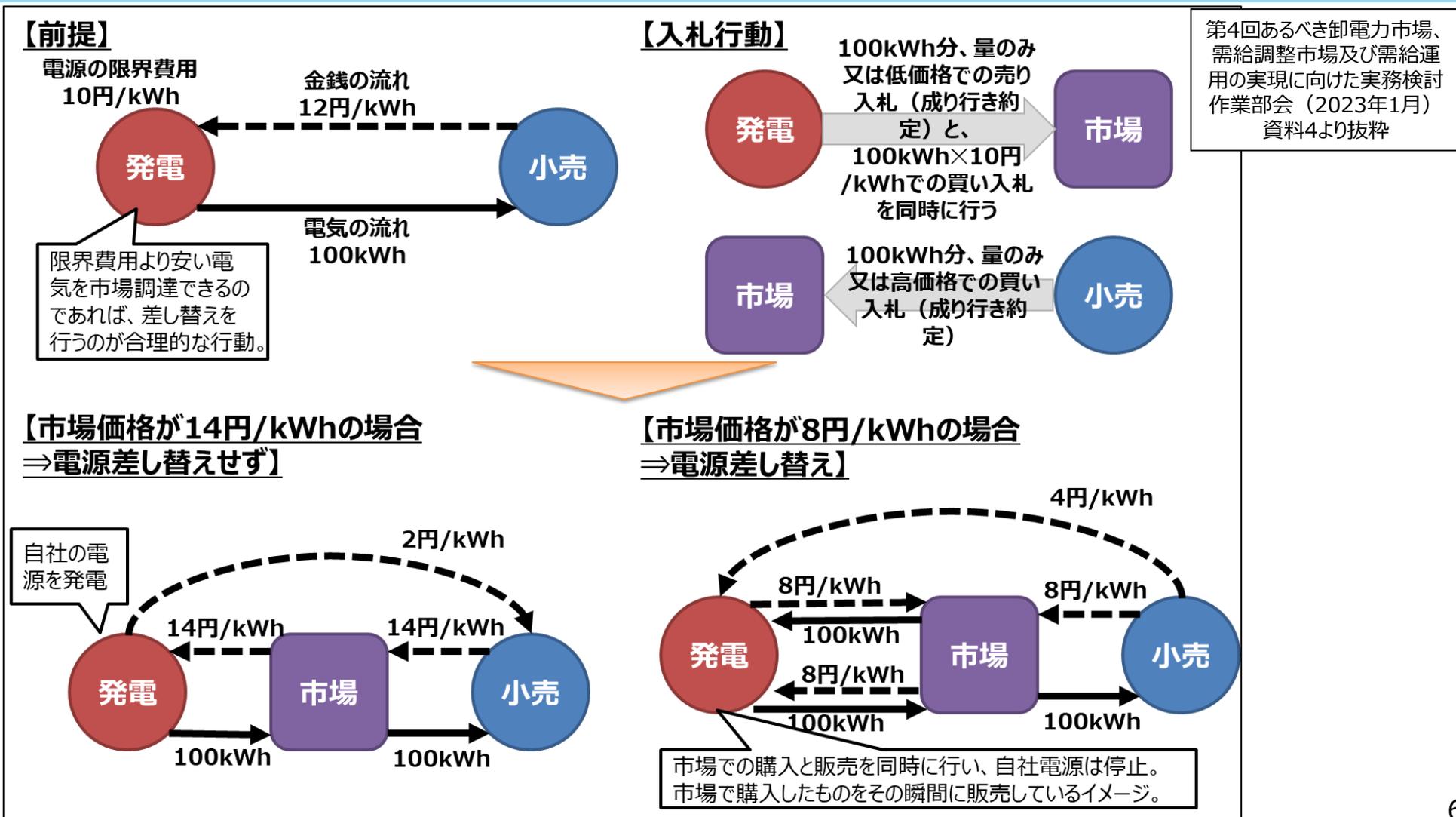
# (参考) 同時市場における差し替え例③

- 最もシンプルな差し替え方法は、差し替え対象の電源をThree-Part情報を市場に入札する電源として、入札することが考えられる。このような入札をした場合、市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定することとなるため、差し替えによる安定供給上の課題は発生しない。
- 一方、第4回作業部会でお示したとおり、商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要。



# (参考) 同時市場における差し替え例④

- 第4回の作業部会でお示した通り、以下のような差し替えの方法が考えられる。
- この場合、系統運用者が把握できない形での電源の停止が行われないうためには、P.48のような対応を行うことが必要か。



- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方
  - (I) 時間前市場に求められること
  - (II) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (III) 時間前市場で想定される売買例
  - (IV) 望ましい時間前市場の在り方
  - (V)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (I) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方**
- (5) 計画提出と同時市場の関係

## 市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

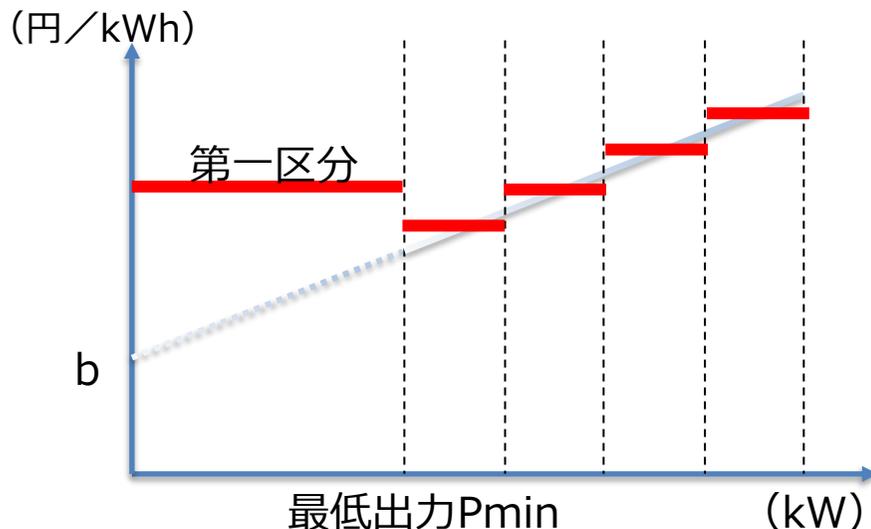
- 前日同時市場での約定価格、時間前市場での約定価格、インバランス料金での約定価格で異なる価格の決定方式の場合（例えば、①前日同時市場では電源の平均費用カーブで価格が決定し、インバランス料金は限界費用単価が用いられる、②前日同時市場のみ起動費も考慮した価格設定となっている、等）や前日同時市場でのThree-Part情報での入札の価格規律と余力活用契約の価格規律が異なる場合、社会コストが最小となるような電源運用が可能かといった経済性の観点から懸念が存在。
- また、BGの計画値同時同量のインセンティブの観点からは、小売電気事業者が前日同時市場や時間前市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度（※）や余力活用契約に基づく精算制度とすることが必要。
  - （※）系統全体が不足の場合は実需給に向けてより高価になること（余剰の場合は逆）や、前日同時市場や時間前市場に比べてインバランス料金の方がボラティリティが高いことなどが考えられる。
- 上記のような観点に着目しつつ、実際の約定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しつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要ではないか。

# (参考) 限界費用カーブと平均費用カーブ

第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2022年12月）資料5より抜粋

- 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。

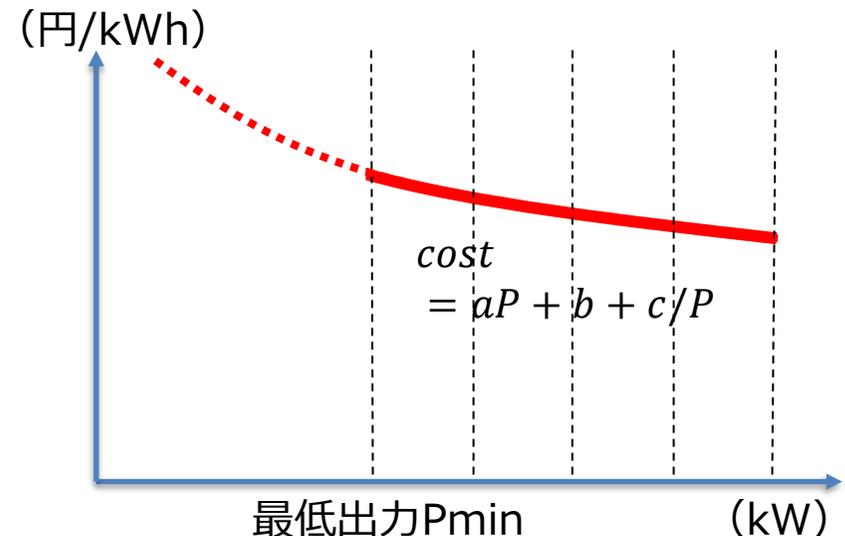
## ①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



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。

# (参考) 起動費の取り扱い (詳細論点)

第3回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会 (2022年12月) 資料5より抜粋

- 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)	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>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。<b>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</b>と考えられるものの、P.35の通り、<b>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</b>。</li> </ul>
	<p>i)が取り得ない場合、PJMのように、<b>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</b>が考えられる。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>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。</b> (例) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 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。</li> <li>✓ 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 (<math>\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等}</math>の各種費用 <math>\geq 0</math>) か否かを判定する。</li> </ul> </li> </ul>
iii)	<p>起動費の取漏れの負担者</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>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。</b></li> <li>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に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。</li> </ul>
iv)	<p>負担割合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>負担割合の設定方法として、<b>kWhの約定量で比例配分するか。</b></li> </ul>

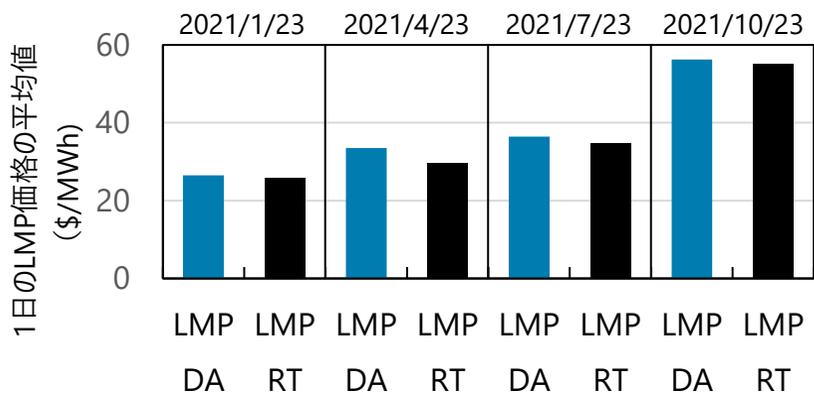
# (参考)

Real-time (RT) LMPよりもDay-ahead (DA) LMPの方が高い傾向がある。一方、ボラティリティについてはRT LMPの方が大きい

## DA LMPとRT LMPの価格差とボラティリティ (PJM) \*1

DA LMPとRT LMPの価格差

■ DA LMP価格はRT LMP価格より高い傾向にある。



DA LMPとRT LMPの価格差に対し、LMPの構成の寄与度\*2を分析した

システムプライス差の寄与度	混雑費用差の寄与度	限界ロス費用差の寄与度
13%-64%	32%-61%	2%-25%

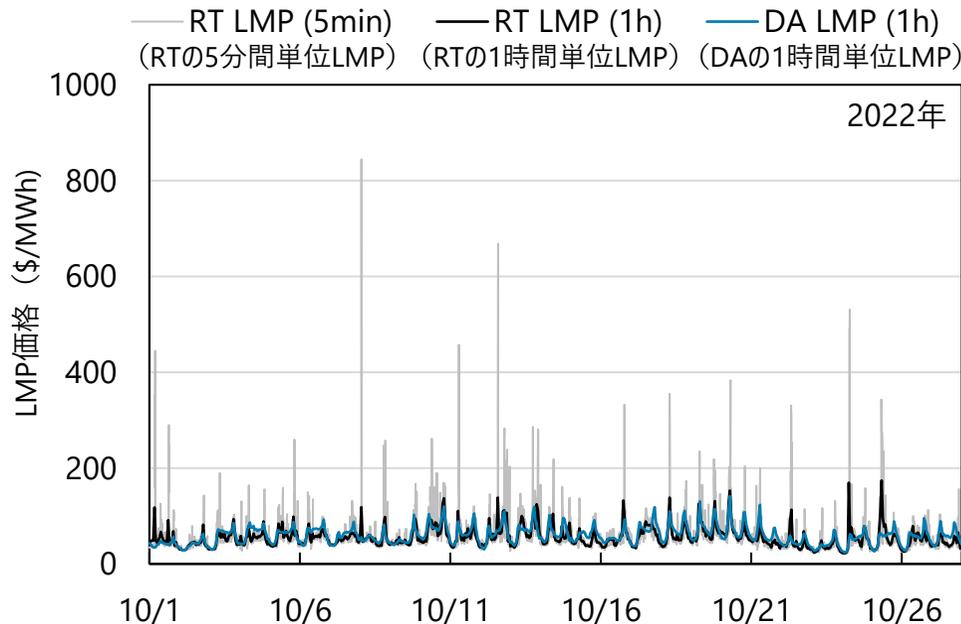
主にシステムプライスと混雑費用の差によって、DA LMPとRT LMP間の価格差が生じている。

\*1 出所：PJMのData Minerサイトを基に、トーマツ作成

\*2 寄与度についてはDA LMPとRT LMPの価格差に対し、各LMPの構成要素（システムプライス、混雑費用、限界ロス費用）の差を計算し、その割合を算出する

LMP価格のボラティリティ

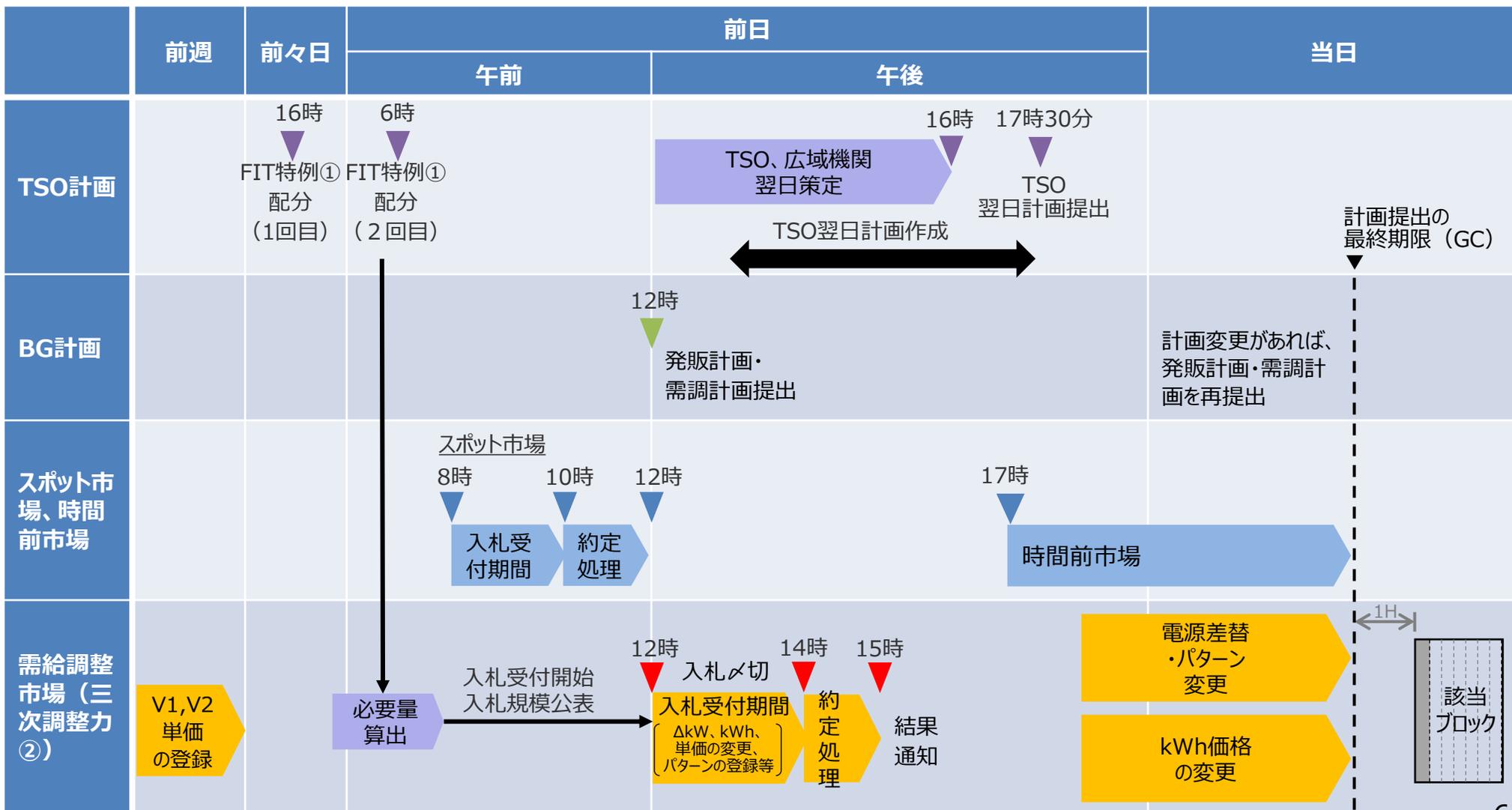
■ RT LMP (5min) はDA LMP (1h) よりボラティリティが大きい。  
 ■ RT LMP (5min) を約定量で加重平均したRT LMP (1h) はDA LMP (1h) よりもボラティリティが若干大きい傾向にある。



- (1) 本日まで議論いただきたい内容
- (2) 時間前市場の基本的な考え方
  - (Ⅰ) 時間前市場に求められること
  - (Ⅱ) 時間前市場に関する最近の議論動向
  - (Ⅲ) 時間前市場で想定される売買例
  - (Ⅳ) 望ましい時間前市場の在り方
  - (Ⅴ)  $\Delta kW-I$  の取り扱い
- (3) 電源の差し替えの考え方
  - (Ⅰ) 電源差し替えにあたって留意が必要な事項
  - (参考) 具体的な差し替えにおける売買方法
- (4) 市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方
- (5) 計画提出と同時市場の関係**

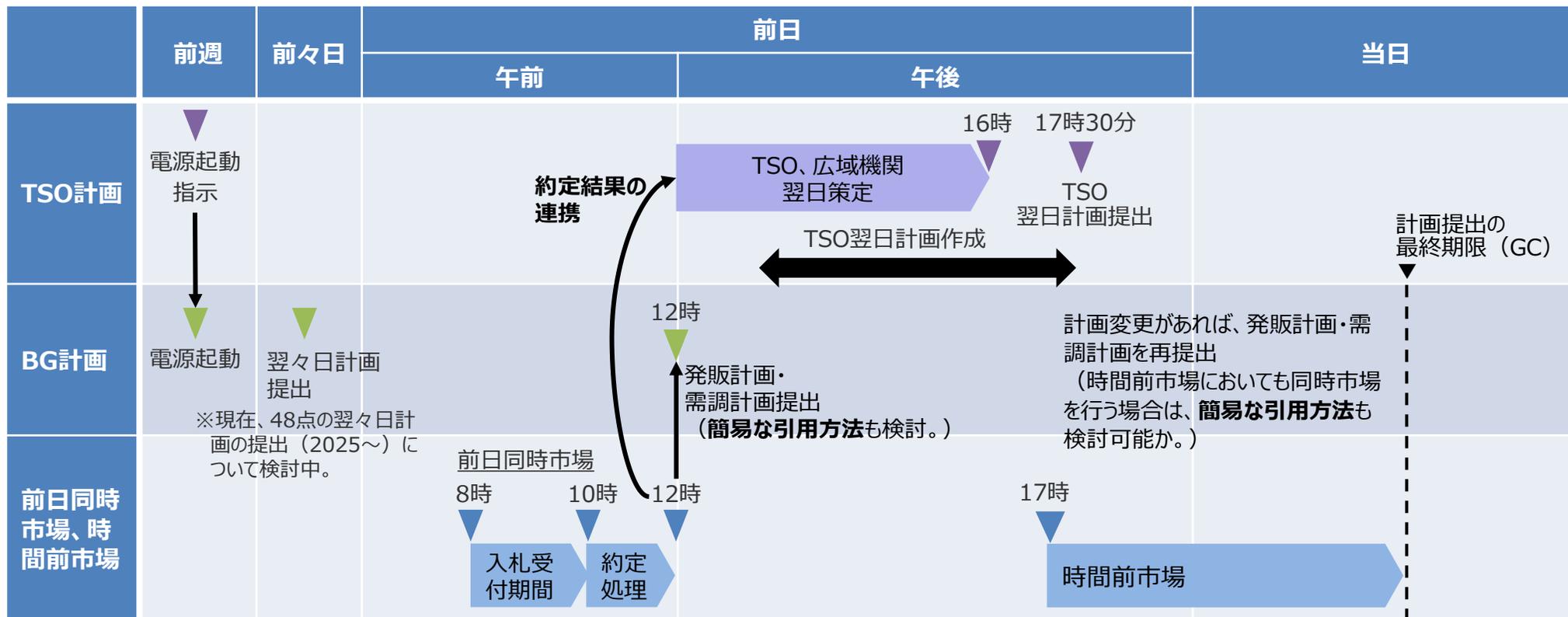
# 現行の計画提出と各種市場の関係

- 現行制度においては以下の通り。BGはスポット市場等での取引を踏まえて、計画を変更し、GCまでに最終版の計画を提出する。



# 同時市場を導入した場合における計画提出

- 現行制度においては、前ページの通り。
- 一方、同時市場を導入した場合について、前回の作業部会では、**電源情報の一元的な把握・管理を行う形について議論したところ。BGによる計画提出の効率化・迅速化を図る観点から、市場における約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入することも考えられるのではないか。**
- この点、今後、市場で把握・管理を行う情報の具体的な内容や、具体的な計画提出のフロー、それを達成するためのシステム負荷等、**総合的に検討していくこととしてはどうか。**



(※) 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

## (参考) 約定処理等に必要なた源等情報の把握・管理の在り方

第4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（2023年1月）資料4より抜粋

- 前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSOの想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差替）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。
- このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的ではないか。（※）  
（※）具体的に必要な情報は、第2回作業部会での整理（P.22を参照）も踏まえ、別途整理することが必要。
- 前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうるところ。

# **(参考) 過去の作業部会や市場WG での議論**

# (参考) 第1回・第2回市場WG (2022年9月) における議論概要

## 【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、メリットオーダー、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も報告があった。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 (2022年9月) における議論概要 (続き)

## 【電源起動、出力の確定】(続き)

### ○調整力の取り扱い

- ΔkW-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。
- ΔkW-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。
- ΔkW-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。
- ΔkW-I の受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- ΔkW-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、ΔkW-IIIは不要ではないか。
- ΔkW-IIIはΔkW-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ΔkW-IIIのため、ΔkW-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 (2022年9月) 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と。
- 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、ベシ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と。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、市場でのメリット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(2022年10月)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、 $\Delta kW$ も含めて計画が作られ、実需要が近づくにしたがって、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 (2022年10月) 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。
- $\Delta$ kW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。
- $\Delta$ kW- 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、セントラルディスプレイは実現できるのか、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には配慮が必要。
- kWh、 $\Delta$ kW- 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、市場の活用の度合いが変わり、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）でないと設計が難しく、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、 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ 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、 $\Delta kW$ - 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、何等か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。

### ○ $\Delta kW$ - II・IIIの取り扱い

- kWhだけでなく、 $\Delta kW$ 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、 $\Delta kW$ - 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 $\Delta kW$ - I・II・IIIの価格決定方法】

### ○ $\Delta kW$ - 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。
- $\Delta kW$ - I は $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ - I を確保しないことで社会的費用を少なくするという事も考えられるか。他方で、その場合に、 $\Delta kW$ - 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、 $\Delta kW$ - 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、 $\Delta kW$ - I が $\Delta kW$ - 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。
- $\Delta kW$ - I の受益者については、 $\Delta kW$ - 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 $\Delta kW$ - 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。
- $\Delta kW$ - 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。
- $\Delta kW$ - 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。

### ○ $\Delta kW$ - II・III

- 現行の $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ 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。
- $\Delta kW$ - 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、全国のメリット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、現行のルールの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。

# (参考) 第3回作業部会 (2022年12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】

### ○起動費の取り扱い

- 基本的には先行事例、特にPJMを踏まえて仕組みを作るのが良いか。ただ、価格算定と約定を分離した上で、透明性があり、効率的な仕組みを構築するのは困難か。理想的には価格算定についても、起動費等は考慮するのが望ましい。
- 現在の需給調整市場三次調整力②においても、起動費に起因した価格高騰が生じるケースあった。現在の需給調整市場はマルチプライスのため、この問題は特定のユニットの価格付けの問題だが、今後シングルプライスの市場ということになると、この問題が他のユニットの価格にも影響し、さらに大きな問題になると理解。今回、PJMの仕組みも参考に現実的な提案が事務局から行われていることについて、評価。前例のない最も効率的な手法を追求するよりも、参考にできる前例が存在しているシンプルな手法のほうが、市場参加者にとっても理解をしやすいのではないか。

### ○価格弾力性のある買い入札の取り扱い

- 価格弾力性を考慮するためには、Three-Part情報に基づく、混合整数非線形計画問題を解く必要があるか。これを単一の時間断面でなく、最低でも1日程度の複数時間断面で同時最適することを考えると、計算が時間内に収束しない可能性もあるので、計算量の削減を図った簡略的な方法も併せて検討することが必要。
- よほど計算上の問題があるということでない限り、起動する電源を効率的に決定するという点が肝要なため、簡易供給曲線でなく、価格弾力性を考慮した形とするべき。

### ○ $\Delta kW$ - II・IIIの取り扱い

- kWhとして出力できる領域で考える案Bが自然か。特に案B-2を念頭に考えてはどうか。

## 【同時市場における $\Delta kW$ - I・II・IIIの価格決定方法】

### ○ $\Delta kW$ - I

- 費用負担は、受益者と負担者の一致を図ることが基本。 $\Delta kW$ - Iの受益者は、時間前市場で調達した事業者や、インバランスを発生させた事業者であり、 $\Delta kW$ 単価にそれらの料金を付加するのがよい。

### ○ $\Delta kW$ - II・III

- $\Delta kW$ - II・ $\Delta kW$ - IIIの取り扱いに関連し、その限界価格の求め方について複数の案が挙げられている。調整力確保のための費用の負担者の考え方に整合的に考えるべきか。託送料金や発電側課金のような形で回収するのであれば、案Aが望ましいが、調整力確保のための費用をkWh市場の参加者で按分するのなら案Bが望ましい。
- 同時市場であれば、kWh市場との関係で、機会費用を補填することが可能であり、固定費を別途回収するという議論は理屈に合わない。
- 調整力の時間前供出について、現行制度とは大きく議論が違う。時間前市場での購入者が自社の電源を無秩序に止めるということがかなり限定されている。
- 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、設備はkWhを供するためにも必要であり、容量市場やkWh市場での回収の観点や、現状の $\Delta kW$ 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体の整理が肝要。
- 逸失利益について、同時市場のkWh価格と限界費用の差額により、市場運営者が一意に算出することが可能。
- Three-Part情報以外で必要な追加情報としては、第2回作業部会の資料4に記載のとおり、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等がある。
- 低廉な需給運用を実施する観点からマルチプライスがよいが、kWh単価の議論を踏まえつつ検討が必要。

# (参考) 第3回作業部会 (2022年12月) における議論概要

## 【その他】

- 実際の電源の起動停止の判断は約定結果に基づくのか、それとも経済性と供給信頼度の追求という観点から、TSOの需要予測に基づくのか。BG制を残す意義にも関連する。TSOの需要予測に基づくのであれば、小売電気事業者に前日段階で需要予測を正確に行ってもらうインセンティブとしては、電源ⅢのようなTSO側から制御できない電源に自主的に動いてもらうことが挙げられるか。余力活用に関する今後の整理の結果によっては、前日段階で約定させる必要性も変わってくるし、約定を実需給に近づける検討も進み得るか。
- 同時市場は、スポット市場と需給調整市場の単純な統合ではない。ほぼ全電源がThree-Part情報で運用が決められる。運転計画が決まった後の費用負担については、PJMのやり方もあれば、全額を応分負担させることもあり得る。よって、約定価格は必ず売りと買いが同じ価格である必要は無い。セルフスケジュールという形で相対電源を別にとっておいて、余剰電力だけでThree-Part約定をやるのはあり得ない。
- 複数案が存在するときに、容易に別の案に変更が可能なのか、膨大なコストがかかるのか等は明確にして議論をしてほしい。今メリットだと思っていたものが実は小さく、小さなデメリットだと思っていたものが非常に大きいということは発生しうる。また、現在の制度に固執しないように注意してほしい。
- 広域機関の資料のP.13のように、コミットメントの量を安定サイドで決めると、コストがかかることを示している。足下の調整力調達でも発生していて、足下の市場改革も一層努力して行うべき。

# (参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要

## 【約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性】

- ・ (売り切れの場合の最適化計算と約定価格の決定について) 現行のスポット市場は売り切れると買い札で値が決まる。同時市場で社会的余剰最大化を目的関数にするのであれば、価格は売り札で決めても買い札で決めても社会的余剰の大きさは変わらない。どういった価格決定になるのか議論が必要。
- ・ 約定価格のルールは、端的には、「約定価格以上の買いは必ず買える、約定価格よりも安い売りは必ず売れる、約定価格と同額の場合は部分的に約定する可能性がある」が原則。買いが多い場合は高い札を入れた者から買えるのは当たり前か。
- ・ 電源ラインナップの確定において、重要なのは社会コストの最小化。Pass 1における起動・出力の調整を余力活用契約で解決することも考えられるかもしれないが、前日市場の価格と余力活用契約の価格には差があるため、この差の取り扱いを考えなければ、社会コストを最小にする仕組みは難しいのではないか。

## 【電源等情報の一元的な把握・管理】

- ・ 発電情報の一元管理は必要。長期固定電源等以外の電源の入札方法としては、② (Three-Part情報 (価格) を入札するが、いずれの情報 (価格) も実際に発電に係る費用にかかわらず、より低い価格で入札し、落札させやすくすることを認める。) の方向か。系統混雑やノーダル・ゾーンの議論の状況を見据えながら検討が必要か。
- ・ 全ての電気のやり取りを市場を通じて行うか、情報だけ同時市場に登録するか、について、記載のとおり会計上の課題等もあると思われることから、課題の解決策や実務面の効率性、システムの効率性考慮して詳細の検討・整理していくことが肝要。
- ・ 市場外での取引はあり得ないのではないか。情報管理をすることによって、カーボンニュートラルやエネルギーセキュリティの担保が可能なのではないか。発電事業者がどうしても電源を売りたいのであれば、安値で入札すればいいだけ。高値の入札は約定価格のつり上げの問題があるかもしれないか、安値の入札は認めればいいのか。相対電源をThree-Part Offerで入札しないのであれば、電源はあるのに市場が売り切れるといったことが発生することも考えられる。

## 【電源等情報の一元的な把握・管理 (続き)】

- ・ BG制は残るものと認識している。同時市場へのBGの関わり方がどうなるかを整理してほしい。BG制が残るのであれば、需給バランスを維持する主体はBGであり、相対と市場の2つを通じて、バランスを取るのだと理解している。そうであれば、同時市場へ入札しない電源を認めるのが原則。安定供給のためにTSOで情報を把握することは重要だが、市場を通じた情報収集に限る必要は無い。
- ・ 全量市場を通す場合の会計上の問題について、現状、先物市場では時価会計を使っている事業者も多い。そのため、時価会計を使う余地が事業者にも生まれてきているのではないか。
- ・ 小規模な小売電気事業者は時価評価に慣れていない。また、地方の小さな金融機関なども対応できないことが想定される。
- ・ 全量市場を通す場合の売買した電源の特定の問題についてだが、再エネに関しては、コーポレートPPAスキームが脚光に浴びており、電源の特定を認める必要がある。
- ・ 全量市場を通す場合の決済の問題について、取引相手の信用力に疑義がある場合はクリアリングハウスを通すことは解決先の一つ。むしろ、コストメリットが生じる可能性もあるので、一長一短あるか。
- ・ 電源Ⅲの発電余力について、自家発の情報を集めるのは難しいのではないか。  
→発電計画の上限値と計画値の差分から余力を把握すべく、現在、広域機関でも検討を進めている。同時市場においても、発電機の入札情報と約定量から余力の把握ができるのではないかと考えている。

# (参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要 (続き)

## 【長期固定電源等を前提とした制度設計】

- 長期固定電源等を優先約定し、それ以外は相対価格と市場価格の差額を特殊契約で調整するという方向性に賛成。承認電源等は燃料制約等を考慮していないので、燃料制約等の取り扱いは今後議論が必要。
- 電源特有の制約や、事業者の発電量を確定させたいニーズなどを踏まえた柔軟性のある運用が認められる方向で議論を進めてほしい。一方、長期固定電源等以外にも出力量の制約がある電源は存在（例えば、再エネ出力抑制時に稼働している火力電源など）。仮に優先約定の対象を長期固定電源等のみに限定した場合、同様の制約を持つ電源のうち、長期固定電源等だけが優先されるので、全ての電源がイコールフットイングとなるような方向で検討が必要。
- 落札の可能性を高める入札方法として、量だけ入札と低価格での入札が挙げられているが、選べる形にするのがいいのではないか。米国では風力は dispatchable な形で入札されているが、税額控除制度によって、ネガティブプライスだとしても利益を得られる水準までは低い価格で入札したいというニーズだと理解している。そのため、低価格の入札も認めるべきではないか。
- 発電量を自社で確定させたいニーズについて、例えば、産業用で自家発の余剰電力を販売（逆潮）している事業者は、構内の消費電力や熱利用の観点から発電量を確定させたいニーズがあると考えられる。こうした電力事業を本業としていない事業者の存在にも留意した制度設計が必要。

## 【再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い】

- インバランスが単なるペナルティーではなく、取引の要素が強まるのであれば、需給管理は小売電気事業者にとって、競争力の一つ。小売電気事業者の戦略的な活動を活性化するには、BG制の機能を確保していくことが重要。
- 再エネ誤差の調整のために、時間前市場の流動性向上、調整力の確保、SCUCの運用方法の検討が重要。また、同時同量を求める粒度について、再エネ変動の均し効果を考えると、電源単位でなく、BG単位としてほしい。SCUCの諸元はFIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて検討するという方針には賛成。
- SCUCの諸元は、精度が高いものを採用するのが効率的。当面はTSOの方が精度が高いと思うが、将来的には蓄電池等の導入でBG計画を活用することになるか。
- 従来出力抑制の考え方とは大きく変わる可能性。時間前市場の考え方や、オンラインで制御できる再エネは下げ調整力と考えるか等、様々検討する必要。
- 太陽光の場合、自家消費が増えている。系統接続されていない場合、BG計画に反映されるのか、自家消費の電源も含めてTSOが把握するか、等一つの課題になり得る。
- 時間前市場の流動性の向上について、足下の議論なのか、将来を想定した議論なのかが重要。足下の流動性が低いと言うが、安い売りや高い買いなら約定できるので、流動性を簡単に説明するのは難しい。

# (参考) 第5回市場WG (2023年1月) における議論概要 (続き)

## 【週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い】

- SCUCの期間が1週間でいいかは、ケーススタディが必要ではないか。1週間ではなく、より短い期間やより長い期間がいいかもしれない。
- 容量市場のリクワイアメントは逼迫時の安定供給のためで、メリットオーダーが目的でなく、市場に間に合う発電機を多めに並列することが目的か。よって、常時の運用として、容量市場のリクワイアメントが使えるかは疑問。常時の運用としては、週間でのメリットオーダーで並列を決め、かつ、並列可能な時間のぎりぎりまで引き付けることで、経済性を追求していくのが良いのではないか。
- 揚水や蓄電池について、カーボンニュートラルのためには再エネは出力抑制をしない方がいいため、電力需給の管理者が揚水等を最大限有効活用するのが良いのではないか。
- 容量市場のリクワイアメントについて、市場で約定するかが不透明な中で、起動準備までするのは悩ましい。前日市場に絡めて先々を予想しながら、起動を判断する方が、発電事業者にとっても予見性が高まるのではないか。
- 起動指令があったが、同時市場で約定しなかった場合、起動準備にかかった費用の取漏れが発生するので、これに配慮して検討してほしい。

## 【その他】

- PJM・NYISO・CAISOと比べて、ERCOTは異質。参考事例として今後紹介いただくのが良いのではないか。

# (参考) 第4回作業部会(2023年1月)における議論概要

## 【電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした制度設計】

- 同時市場を通して必要な情報を把握する仕組みとするという方向性に賛同。
- 発電量を自社で確定させたい電源としては、長期固定電源等に加え、電圧や送電線の熱容量などの系統制約の維持の観点から起動しなければならないマストラン電源や相対契約に基づき稼働する電源が含まれると認識。これらの電源について、あえて市場を通して約定させることの意義がどこにあるのかが気になる。市場を通して約定させた場合でも、市場外で精算可能ではあるが、システムの構築等にかかる費用や預託金・手数料の問題を考えると、これらの影響は無視できないのではないか。
- 全ての電源等に同時市場への入札を求めた場合、事務局が挙げている課題が生じる。また、差金決済を認めれば、選択肢①～③で差が生じない中で、現状では自由に市場外取引を行うことを認めているにもかかわらず、敢えて、制限をして、事業者に入札を求める必要性は無いのではないか。
- 経済的に等価であれば、選択肢①～③までどれもあり得る。一方、差金決済の場合、商先法やデリバティブ会計が実務上課題になる。また、全て市場約定であれば、そのための資金を用意することになる上に、市場で信用リスクを取れないのであれば、キャッシュオンデリバリーに近い形で決済することになり、通常のPPAと比べてキャッシュの用意が必要となる。様々な事情を総合的に勘案して今後検討していくことが必要。
- 市場介した取引がデリバティブと整理されると、事業者には大きな負担。法律上・会計上の問題をクリアできるかをセット議論してほしい。
- 電源としては同時市場に全量を投入し、小売・発電間の相対契約の値差を精算をしていく形について、これによって、発電事業者の投資の予見性という課題はクリアできるか。一方、業界全体、金融機関も含めて、差金決済のような取引がベースになるということを前提とした理解醸成が必要となる。
- 事務局資料に、電源Ⅲの発電余力を把握する等の観点からも、市場で一元的に発電情報を収集することが望ましいと記載いただいております。感謝。需給逼迫時の発電余力の把握や系統の混雑管理のためにも、発電情報は必要だが、その情報を収集する手段としては、入札情報として取り扱うか、情報登録のみとするか、いずれもあり得、それぞれの課題や実務面の効率性などを比較して議論することが肝要。
- 市場外の取引があってもいいが、値差から逃れることはできない。過去に間接オークションを導入したということは、値差は支払うという考え方に統一したこと。今後、ゾーン制やノーダル制を考える場合、今の地域間の値差の考えが、さらに細かい部分に適用されることが必然。混雑を許容して、コストベネフィットで(系統を)増強していくと、一般負担で増強するという考えになるにも関わらず、無料で使えるというのも考えづらい。値差の支払いを考えつつ、検討が必要。
- 市場外の取引を取って認める理由が分からない。全て市場内での取引の場合にシステム負荷が増えるようにも思えず、市場外の取引で不透明性が高まるだけなのではないか。今後、ノーダル制に移行するといったことを考えると、市場を介するのが自然。
- 発電量を自社で確定させたいというニーズについて、どういう電源なら認められるのか、今後詰めていく必要がある。
- 一元的に発電情報を収集することは望ましい。その上で、情報管理が重要。発電量を自社で確定させたいニーズについて、何らかのルールの中で認められる電源を決めなければおかしい。
- 相対契約として契約はしているが、同時市場において、稼働が許諾されない電源が出てきた時に、発電・小売間の契約がどうなるのかが疑問。

# (参考) 第4回作業部会 (2023年1月) における議論概要 (続き)

## 【再エネ電源やデマンドリスポンスの取り扱い】

- FIP電源はBGが出力予測することが前提であり、再エネ予測誤差はGCまでにBGサイドで調整することになる。一方で、SCUCの際は、FIP電源等の導入量が増加し、蓄電池併設電源が増加すると、発電量を合理的に判断できるのはBGであり、BG計画を所与とすることが適当と考えるが、移行期を考慮すると、FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法を検討することでよい。
- カーボンニュートラルを目指すに当たって、再エネ・DRはさまざまなビジネスモデルが出てくる。再エネ・DRはまだ支配的でない状況のため、プライスベースの入札を認めるなど、新しいビジネスモデルが出やすい形が希望される。
- ネガティブプライスの議論を行うべき。特にFIP電源や非FIT電源については、事業者の行動が大きく変わる。需給バランスが市場原理に基づいて取れるようになる。DRや蓄電池についても同様。長期固定電源についても、可能な限り出力を下げるインセンティブや、そのための再投資にもつながり、電力価格の最適化やコストの低減にもつながるのではないかと。
- 予測誤差がある風力発電や太陽光発電については、前日市場の他、時間前市場、インバランス料金制度までトータルで見て、発電事業へのインパクトが決まると認識。再エネの市場動向、最大限の導入を見込んだ需給運用、市場システムを実現できるよう、議論を進めてほしい。

## 【週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り扱い】

- 週間運用は電源の情報があれば可能だと考えている。電源情報の把握が重要。
- 安定供給のための電源起動とメリットオーダーのためには、揚水や蓄電池の週間での運用も考慮した上で、前日同時市場の中で、1週間先までの需給バランスを見て、毎日ローリングしながら電源の起動リミットに合わせて起動判断を行い、前日同時市場で適切な電源ラインナップを整えられるよう準備していくことが有効。
- 起動指令された電源について、すでに起動をしているため、入札する時は起動費ゼロで入れることになる。約定したとしても、結果的に起動費が回収できなかったということがあり得る。一方で、指令された電源は起動指令がなければ起動しなかった電源であり、従って収入もゼロだった電源ということ。収入が過回収の場合もあるため、過回収時・未回収時トータルでマイナスの場合だけ補填するということになると考えられる。自発的な起動を阻害するインセンティブが無いようにするべき。
- 実際の運用を念頭に置きながらルールを検討を行うことが必要。実態に応じた柔軟な運用は重要である一方、ルールが複雑化していくと、監視も難しくなることが想定される。それぞれのルールについて、どのような目的の下でそうした取り扱いを行うのかと、それをどう監視するのかと、監視する必要があるのかどうか等、本検討が具体化していく中で今後詰めていく必要がある。
- 電源の起動判断の頻度やタイミングを毎日1週間先までを対象に実施することで起動判断をより実需給に引き付けて安定性・経済性の追及を目指すことは理解するが、発電事業者の業務負担の増加が懸念される。今後、実務面の負荷や実現性も含めて詳細検討を進めてほしい。

# (参考) 第6回市場WG (2023年3月) における議論概要

## 【時間前市場の基本的な考え方】

- 時間前同時市場において、Three-Part情報を元に全ての電源の計算をし直すと、時間前同時市場に全ての事業者が参加して売買することになり煩雑という問題や前日同時市場と結果が変わったときにどう清算するかという課題が出ると考えられる。一方で、追加の札だけをThree-Part情報で約定するとすると、TSOに特別なロジックが必要になり、また、TSOは全ての電源でSCUCをしているため、これと異なる結果になってしまう。以上を踏まえると、ザラバでいいかもしれない。
- 小売電気事業者は現在のところ、あまり時間前市場を活用できていない。①時間前市場の流動性が低い、②ザラバでオペレーションミスがあると大量に約定してしまうリスクがある、という2点が要因。また、情報公開も課題であり、時間前市場はエリアごとの数値が出ていない。また、約定量は出ているが、入札量は出していない。こういった課題の先に、時間前同時市場か、ザラバか、といった議論があると思う。また、BGのオペレーションコストについても配慮が必要。  
→流動性の定義は明確にすべき。また、情報についても、シングルプライスと違い、ザラバの場合、何度も入札ができるので、カウントは難しいという実態もある。
- 今後の再エネの大量導入を見据えると、時間前市場によって、より実需給に近いタイミングでの取引が促されるし、BGにとっても、より実需給に近いタイミングまで需給を合わせる動きにつながり、創意工夫も促される。時間前同時市場か、ザラバかも含めて、関連する具体的な方法については、システムや事業者の手間なども考慮しながら、さまざまな視点で議論を深める必要。
- 時間前同時市場か、ザラバか、については、前提条件次第。前日同時市場で確保された $\Delta kW$ -Iのラインアップの範囲で(時間前市場での)取引をし、足りなくなれば余力活用契約で新たに電源を立ち上げるとことを前提に置くのか、それとも $\Delta kW$ -Iも足りない前提を置くのか。余力活用契約で起動できるというセーフティーネット的な仕組みがあるのであれば、煩雑性の観点からも、 $kWh$ 単価のみで売買していく方法でいいのではないかと。また、時間前UC市場とED市場が併設されると両方売買するタイミングが出てくるので煩雑になる。時間前ED市場だけやればいいのかもわからないが、それであればなおさら $kWh$ 単価のみで売買していく方法でいいのではないかと。
- SCUCは1週間程度前から複数回行うと理解。これを市場と呼ぶと、時間前の断面では時間前同時市場という名前になるかもしれないし、BGを残した上で他の市場でバランスさせるといった別の考え方もあるのかもしれない。BGを残しながらThree-Part情報を基にした約定を行うイメージがまだできない。
- FITの場合、TSOが三次②の売買などを行うことになるのか。  
→(事務局) 現行制度のままであれば、TSOがFIT電源をスポット市場に投入した上で、予測誤差は三次②で調整していくということになると考える。
- 再エネ予測誤差について、TSOが対応する電源を用意するのか。BGはインバランスを出したくないので、前日市場・時間前市場を活用したいニーズはある一方、小規模な電源もある中で、全てをBGが予測するのも大変。  
→(事務局) 蓄電池の併設型等、アグリゲートもされていくと発電量の調整はTSOでは行えず、BG主体になる。今後の実態の変化に合わせて考える必要。
- リアルタイム市場のような選択肢はあるのか。  
→(事務局) リアルタイム市場とBG制を基にした現行の市場の二項対立ではないと考えている。考えられる仕組みにグラデーションがある中で、市場の機能として、どのようなものが望ましいのかを議論していきたい。
- 流動性や経済性の観点からは、時間前同時市場の仕組みの方が優れていると考える。Three-Part情報を基にした約定について、Three-Part電源全ての売買が可能のため、流動性を最大化できる。また、TSOが一括で管理した上で計算した方が社会コスト最小化にも資する。また、地内混雑の観点も重要。全ての送電線の空き容量を管理してザラバを行うのは困難。混雑を考慮せずに売買されると、それを調整するための調整力等が発生することになり、社会コストは上がるのではないかと。
- 時間前同時市場か、ザラバか、に関連して、実需給に近い断面の時間前市場の流動性を増やすことが、BG制・市場統合を前提として、再エネ導入を図るという観点からは不可欠。ただ、実務的な運用が回るか等は十分なシミュレーション等が必要になるのではないかと。時間前同時市場は流動性の拡大に対して期待が持てる場所。
- ザラバよりは時間前同時市場の方が、その時点での需要予測や電源ラインアップに応じて、Three-Part情報を用いて、起動停止も含めたメリットオーダーで電源を構成できるため、望ましいと思われるが、発電事業者や小売電気事業者のニーズや、混雑管理の観点なども踏まえて、整理・検討・議論が必要。

# (参考) 第6回市場WG (2023年3月) における議論概要

## 【電源の差し替えの考え方】

- 普段から予備率8%で運用を目指すといったことになる場合、電源差し替えで供給力が足りなくなる可能性はあり、対策は考えるべき。いくつか事務局から案が出ているが、前日から当日に向けて事業者が混乱している中では省力化も重要。一番簡素なのは、TSOが不要と考える $\Delta kW-I$ や調整力を時間前市場に入札する形かと思う。
- セルフスケジュール電源の差し替えのニーズが高いと考えており、であれば、事務局提案の①はそもそも成立しない。また、④は、経済性を考えると、少し踏み込みすぎで、TSOに認めてもらえれば停止できるといった形が妥当なのではないか。となると、②③が候補か。また、個別電源でなく、一定の電源群で登録していくというやり方も一つではないか。
- 電源差し替えによって、セルフスケジュール電源の停止等に関して、TSOが事前に情報を把握できない場合に、想定需要に対して供給力・調整力が不足しないように、電源停止に関する情報の適切な把握と電源確保の仕組みの検討が必要。事務局提案の①②については、会計面等の検討をした上で実務面での選択肢となるかどうかの整理が必要。③については、追加の起動が実需給に間に合わないことがないよう、電源差し替えに伴う電源の停止はTSOの予測需要を用いた計算後に停止することとすれば、候補になりうる。④は安定性には寄与するが、経済性の観点からは劣るため、緊急時の電源起動が可能な仕組みを併存する形とするのであれば、一律に停止を認めないことを求めることまでは必要ないのではないか。

## 【市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方】

- BGが需要を小さく見積り、 $\Delta kW-I$ でTSOが発電機を起動させて、後からBGが時間前市場で電気を確保すると、起動費はTSOが払うことができるのではないか。 $\Delta kW-I$ を最終的に使ったBGが起動費を支払うといった仕組みを入れる必要。また、実需給に近づくにつれて安くなると、時間前市場で小売が電気を確保しないこともあり得るので、供給力の不足時にインバランスが高騰するといった仕組みも必要ではないか。

- 供給力確保義務については、小売の立場からも重要なテーマ。金銭的な話だけでなく、この観点からも議論が必要ではないか。  
→ (事務局) 計画値同時同量は前提として、経済的なインセンティブを生じさせるための市場全体(インバランス含む)の価格決定の在り方について、議論をしたい。
- 本論点は重要。また、地内混雑の観点なども重要であり、これらの観点を踏まえて時間前市場の設計の検討が必要。
- 各市場で価格規律が異なる場合は、各市場の電源のメリットオーダーリストが変わるため、同じ価格規律とすることが望ましい。また、計画値同時同量インセンティブの観点からは、インバランスに頼るようなことのない仕組みとすることが肝要。また、前日同時市場と時間前市場の関係においても、前日同時市場で供給力・調整力を確保した上で、前日からの予測需要や供給力の変化に対して、時間前市場で小売及びTSOの調達量確保と、経済性が両立し得る、合理的な価格決定の在り方を検討していくべき。
- 自然変動電源は、GCや各コマの開始時刻に出力予測をしてから計画が変更できたとしても、30分コマの間で予測が外れることもあり得、一定程度のインバランスは生じうる。これに対して直ちにペナルティにならないような制度を希望。

## 【計画提出と同時市場の関係】

- 約定システムの計算時間や、需要予測の更新頻度、計画再提出に要する時間など、実務面を考慮したスケジューリングとすることが肝要。
- 約定結果を自動的にBG計画に反映する仕組みは、時間前市場にこそ導入してほしい。また、GCをより実需給に近づけることも併せて検討をお願いしたい。