

第35回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～時間前市場の活性化について～

平成30年12月17日（月）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議論の内容

- 前回会合においては、日本卸電力取引所（JEPX）の取引参加者に対するアンケート等で把握した時間前市場の利用実態を踏まえて、「A）将来的な取引量増加を見据えた市場活性化策の検討」について、必要な対応策についてご議論いただいた。その結果、足元で実施する具体策として、「①入札可能量の提出」と「②売り入札に関するルールの整備」について、今後、早期に取組を具体化する方針で概ねご了承いただいた。
- 今回は、「1.足元で実施する詳細ルール」の具体化についてご議論いただくとともに、資源エネルギー庁で議論されているインバランス制度の見直し等を見据え、「2.将来的な市場環境変化等を見据えた時間前市場の在り方」について考え方の整理を行った。

他制度変更等の影響要因

常時バックアップや足元でのインバランス料金制度等の見直し(k,lの導入)による需給調整ニーズの高まり

FIT特例制度の見直しや卒FIT電源の発生・増加、将来的なインバランス料金制度の見直し等により、需給調整の範囲を超えて、時間前市場の役割の変更が生じる可能性（例えば、発電機の追加起動を可能とする等）。

時間前市場における検討課題

A) 将来的な取引量増加を見据えた市場活性化策の検討（最終的な需給調整の場としての役割を維持する前提）

B) 将来的なインバランス料金制度の見直し、卒FIT電源の発生・増加等を等を見据えた時間前市場の在り方の検討

本日の内容

1. 足元で実施する具体策
①入札可能量の提出・公表
②売り入札に関する旧一般電気事業者への要請事項

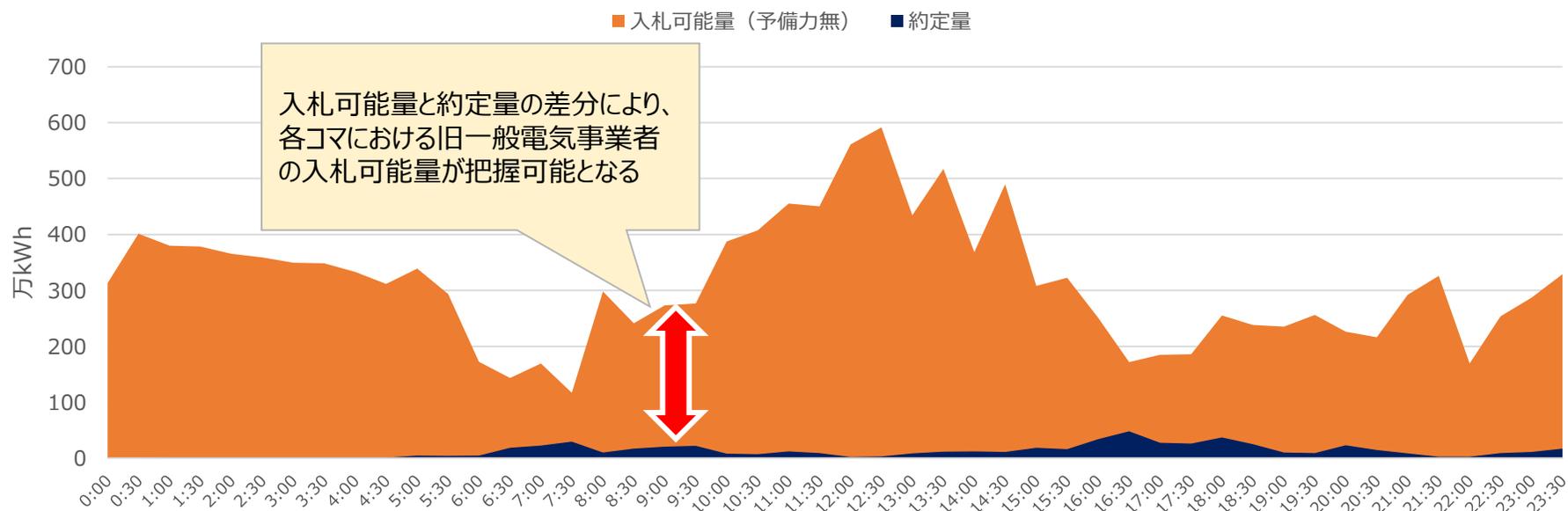
2. 将来的な市場環境変化等を見据えた時間前市場の在り方について

1. 足元で実施する具体策

①入札可能量の提出・公表（案）

- 入札可能量の提出については、旧一般電気事業者に対して入札可能量の提出を求め、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」（事務局において四半期に一度作成し、本専門会合に報告・公表）において、事務局が選定した各月の任意の特定日の全コマについて、事後的に時間前市場への入札可能量を可視化して公表してはどうか。「可視化」の具体的なイメージは次のとおり。
- なお、入札可能量については、個社の取引に関わる情報であることや時間前市場がエリアを区別せず取引されることを考慮し、特に必要がない限り、沖縄を除く旧一般電気事業者9社の合計値を公表することとしてはどうか。

旧一般電気事業者（9社）の時間帯別の入札可能量（2017年12月14日）



(出所) 旧一般電気事業者提供データより事務局作成

※入札可能量は、各時間帯のGC時点における入札制約等を除いた旧一般電気事業者の余剰量を算出。小売予備力については、北海道電力を除く8社についてはGC時点で0%、北海道については最大機から北本連系線マージンを差引いた量を予備力として計上。

②売り入札に関する旧一般電気事業者への要請事項（案）

- 時間前市場における旧一般電気事業者の平均的な売り札の入札件数は、現状では、ほとんどの時間帯で1件程度であり、市場の流動性に対する信頼を買手から得にくい可能性がある。このため、旧一般電気事業者の売り入札については、原則として以下に示す方針によって、すべてのコマにおいて、入札可能量の一部を常に板に示すよう要請することとしてはどうか。
- なお、事務局が実施したアンケート結果によれば、回答した半数程度の事業者が夜間も取引を行っていること回答しており、実際に売買入札も活発に実施されていることから、夜間時間帯についても、原則、対応するよう要請することとしてはどうか。

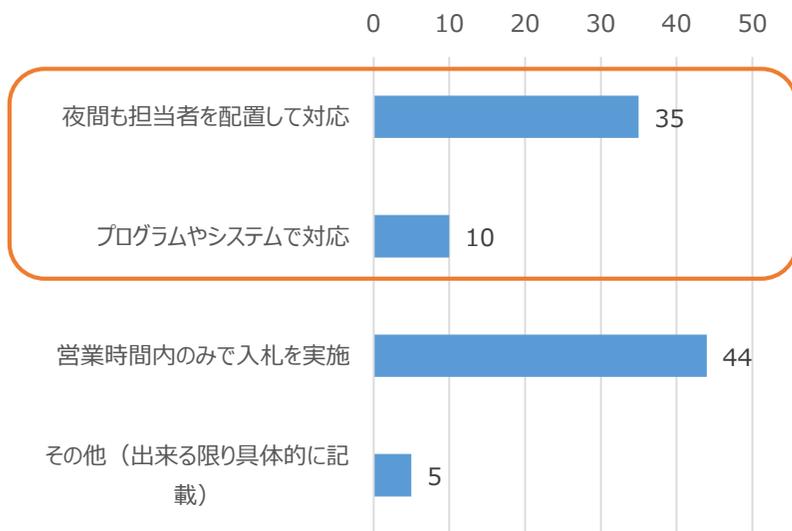
旧一般電気事業者（9社）の売り入札の方針（案）

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

(参考)時間前市場における時間帯別の取引状況

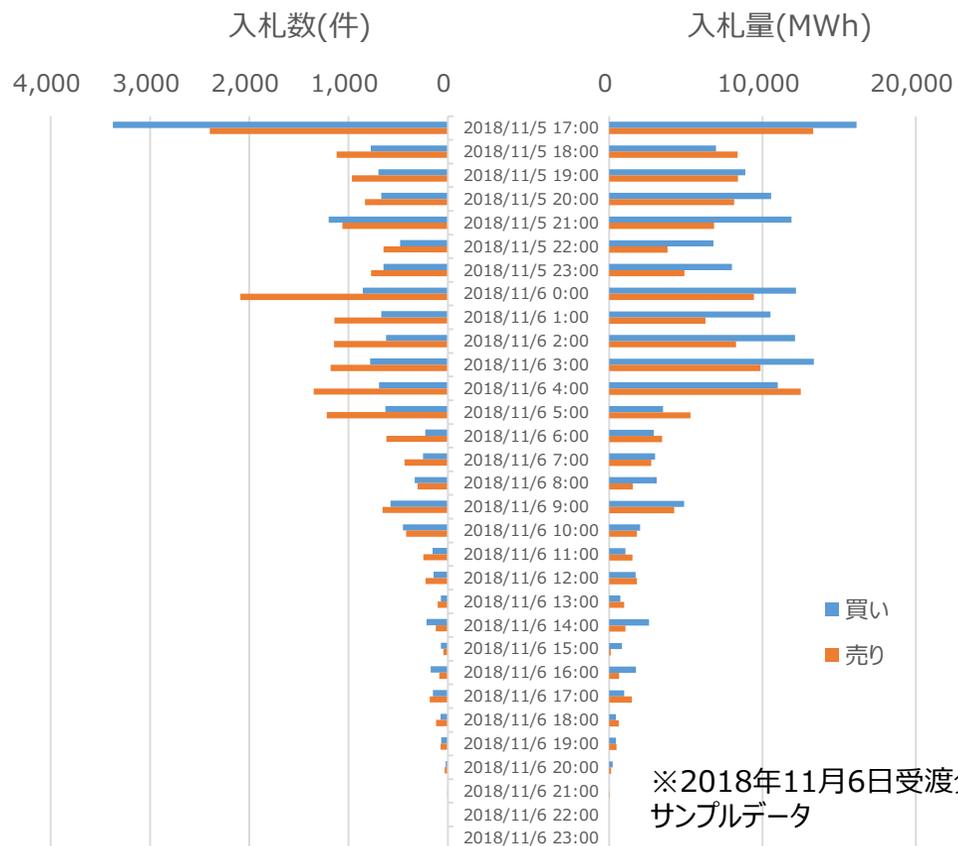
- 事務局で実施したアンケート結果をみると、担当者の配置やシステムによって夜間においても時間前市場への入札対応を行っているとする事業者が一定程度みられた。
- なお、実際の時刻別の取引状況をみると、当日午前0時以降から翌日朝の5時頃においても売買共に活発な入札が行われている状況。

時間前市場における夜間入札への対応状況



(出所)アンケート結果を基に事務局作成

時間前市場における時間帯別の売買入札件数及び入札量



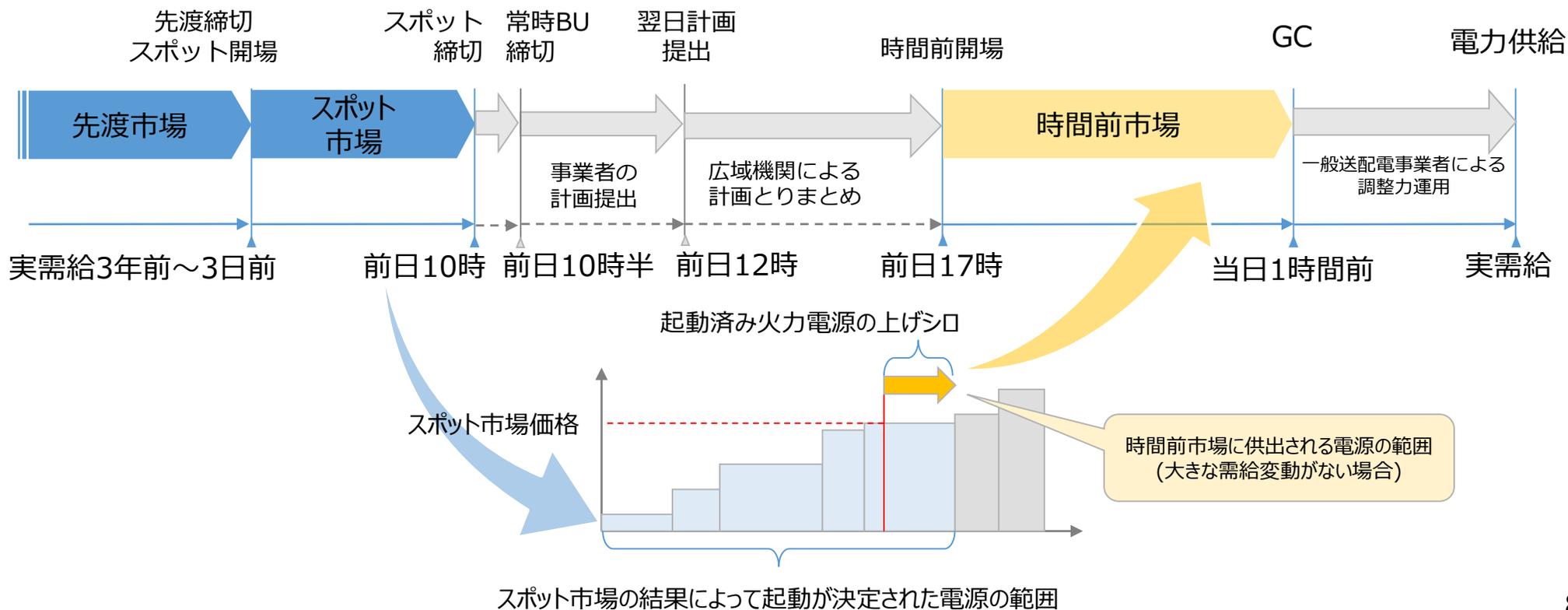
※2018年11月6日受渡分のサンプルデータ

2. 将来的な市場環境変化等を見据えた 時間前市場の在り方について

時間前市場の役割と特徴

- 現在の卸電力市場では、スポット市場において、その時点の想定需要に基づいて実需給に必要な供給力（発電機の起動量）のベースが決定される。これに対し、時間前市場は、需給を極力一致させるために最終的な需給調整を行う場として位置づけられており、スポット市場とは異なり、原則、発電機の新たな起動を前提としない（= 売り入札として供出されるのは起動済み火力電源の上げシロとなる）という特徴がある。
- このため、大幅な需要減少等により供給余剰が発生しない限りは、時間前市場に供出される電源の売り入札価格は、メリットオーダー上ではスポット市場価格近傍もしくは高くなることが一般的であると考えられる。

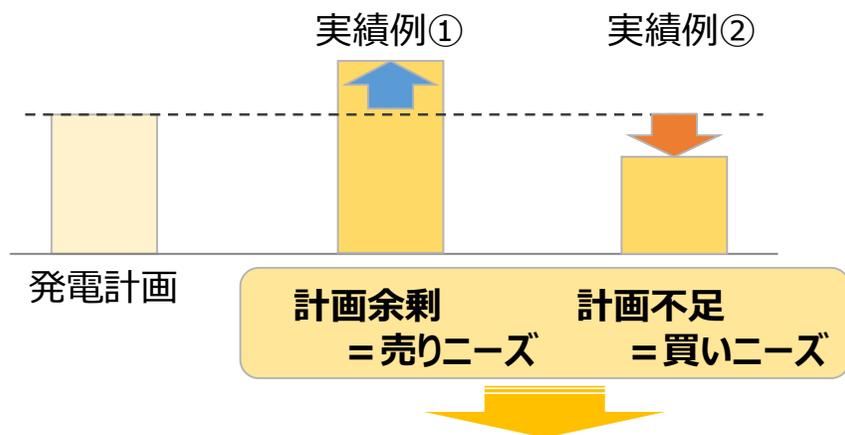
ゲートクローズまでの電力取引の流れとメリットオーダーの関係性のイメージ



時間前市場における需給調整ニーズの現状

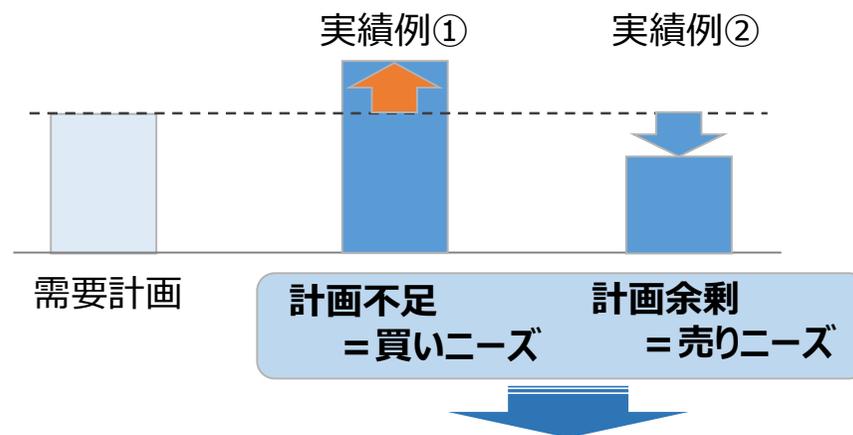
- 時間前市場における取引ニーズは、前日正午に翌日計画を広域機関に提出した後に発生する小売側の需要計画と発電側の発電計画からの変動誤差がその源泉となると考えられる。
- 気温の変化等に起因する小売側の需要計画の変動誤差については、新電力を中心に時間前市場において需給調整が行われていると考えられるが、発電側の発電計画の変動誤差の取り扱いは少ないと考えられる。
（日常的に発生し、かつ規模も大きい太陽光発電の予測誤差がFITインバランスとして、小売事業者（買取事業者）には需給調整の必要がない特例として扱われており、この結果、調整力で対応されているため。）

発電計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性



主な発生要因	<ul style="list-style-type: none"> ① 不調・故障等による発電機の停止 ② 太陽光発電等の予測誤差・出力変動
現状の調整方法	<ul style="list-style-type: none"> ① 送配電による調整力、時間前市場等 ② 大半がFITインバランス制度として処理

需要計画誤差と時間前市場取引ニーズの関係性

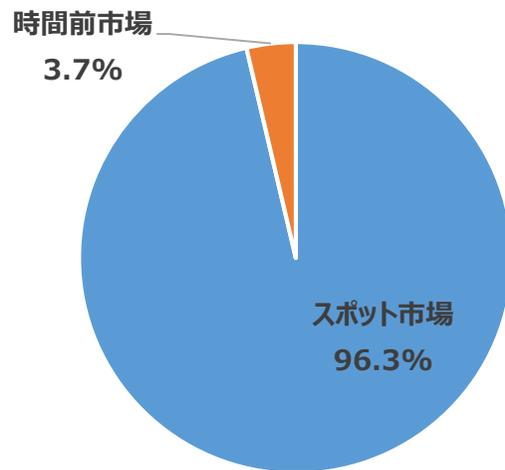


主な発生要因	天候の変化等に伴う需要の変動
現在の調整方法	<ul style="list-style-type: none"> ● 火力電源による調整 ● 時間前市場

(参考)時間前市場における現在の約定量について

- 時間前市場は、スポット市場後の最終的な需給調整の場として位置づけられており、その取引ニーズの大きさは、基本的には、需給変動予測誤差の大きさに依存するものと考えられる。
- このため、現在の時間前市場の取引量（取引電力量全体の4%弱）が、各エリアの前日正午時点の計画からの需要予測誤差の平均値+標準偏差とそれほど離れた値となっていない状況も、このような考え方に基づけば、一定の整合性はあると考えられる。なお、これは、スポット市場以降実需給までの間に天候予測が急変した場合など逼迫時における時間前市場の流動性向上策の必要性を否定するものではなく、引き続き、可能な方策を検討する必要がある。

スポット市場と時間前市場の約定量の比較(2017年度)



(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

2017年度の前日正午時点の計画からの小売需要予測誤差

エリア	平均値 (対H3比)	標準偏差σ (対H3比)	平均値+σ	平均値-σ
北海道	-2.4%	3.1%	0.7%	-5.5%
東北	-0.9%	2.3%	1.4%	-3.2%
東電PG	-0.8%	2.1%	1.4%	-2.9%
中部	-0.3%	1.9%	1.6%	-2.2%
北陸	-0.8%	2.4%	1.6%	-3.2%
関西	-0.3%	2.1%	1.8%	-2.3%
中国	-0.8%	2.4%	1.6%	-3.2%
四国	-1.9%	2.6%	0.7%	-4.5%
九州	-1.3%	2.7%	1.4%	-3.9%
単純平均	-1.0%	2.4%	1.4%	-3.4%

※平均値と標準偏差は、月ごとの平均値と標準偏差を対H3比にした割合を、12か月の単純平均で算出

(出所) 広域機関提供データをもとに事務局作成

(参考) FITインバランス特例制度の概要

- 現行のFITインバランス特例制度下では、特例①と特例③によって買取されている電源については、発電量の予測(計画発電量の設定)は送配電事業者によって行われており、発電量予測の誤差については、インバランスとして送配電事業者が調整を行い、小売事業者は需給調整を行わない仕組みとなっている。
- 住宅用のFIT太陽光発電については、そのほとんどが特例①及び③の対象となっているため、現状ではFIT太陽光の予測誤差が時間前市場において調整されることは稀であると考えられる。

<FITインバランス特例制度の累計>

特例制度の 類型	計画発電量 の設定	インバランス 精算主体等	FIT小売買取		
			適用の有無	FIT送配電買取 適用の有無	引き渡し形態
特例制度①	一般送配電 事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	○	○	(2-1) 電源を特定した小 売電気事業者との相対供給 ※小売に選択権あり
特例制度②	小売電気 事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	○	○	
特例制度③ (新設)	送配電事業者	送配電事業者	—	○	(1) 市場経由の引渡し (2-2) 電源を特定しない 小売電気事業者との相対供給

※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。

※ (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、発電BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。

※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度時同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)

※ インバランスリスク分も引き続きFIT交付金対象とする。

将来的な市場環境の変化を見据えた検討の必要性

- 時間前市場は、現在、GC前の最終的な需給調整の場として位置づけられており、現状の取引ニーズの中心は需要予測誤差の調整であり、発電機の追加起動を想定した入札ができる仕組みは備えられていない。
- 一方で、FITインバンス特例制度の見直しやインバンス料金制度の見直しなど現在予定されている諸制度の変更や卒FIT電源の将来的な増加等を踏まえると、スポット市場取引以降のゲートクローズにより近い時間帯に、電源の追加起動を行ったり、翌日計画策定後に判明した太陽光発電量予測の変動誤差分等を売買する取引ニーズが今後、増大する可能性がある。この場合、これまでとは異なり、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について改めて検討する必要がある。

※注 このほか、ザラ場取引のみである現行の時間前市場では、1～3時間にわたって発動される経済DR（下げ、上げ）の（歯抜け約定を防止する）売買が困難であるとの指摘もある。

需給調整ニーズに影響を与える可能性のある将来的な市場環境の変化

想定される環境変化		内容
① 将来的なインバンス料金制度の見直し (P.12)		<ul style="list-style-type: none"> ● 系統不足時等においてはインバンス料金が市場価格以上となるよう設計を行う方向で議論が行われており、需給ひっ迫時には停電リスク等も考慮する可能性も検討
② FIT制度による再エネ増加に伴う変化 (P.14)	FITインバンス特例制度の変更	<ul style="list-style-type: none"> ● FITインバンス特例①の対象となるFIT電源の発電量について、GCまでの間に、送配電事業者が発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を系統利用者が自律的に行う方向で運用の見直しを検討
	家庭用太陽光発電設備のFIT買取期間の終了	<ul style="list-style-type: none"> ● 2009年に余剰電力買取制度で導入された10kW未満の住宅用太陽光発電について、2019年11月からFIT買取期間が順次終了。累積では、2023年までに約165万件・670万kWに達する見込み

想定される市場環境の変化① 将来的なインバランス料金の在り方

- 現行インバランス制度下では、需給調整インセンティブが十分に機能しておらず、市場参加者の時間前市場における需給調整インセンティブを抑制する方向に働いている可能性もあると考えられることから、資源エネルギー庁及び監視等委員会において、将来的なインバランス料金制度のあるべき姿について検討が行われている。
- 将来的なインバランス料金制度においては、当該時間帯における電気の価値が適切に反映されることが重視されており、それが達成されるまでの補助的施策として、系統不足時等においてはインバランス料金が市場価格以上となるよう設計を行う方向で議論が行われており、需給ひっ迫時には停電リスク等も考慮する可能性も検討されている。
- このような制度変更が行われた場合、現状と比較して、系統利用者にとってインバランスを発生させた際の事業リスクが上昇し需給調整インセンティブが強まることが想定され、時間前市場における取引手法の多様化や取引の円滑化等がより一層重要となると考えられる。

第11回電力・ガス基本政策小委員会資料(平成30年9月18日)資料より抜粋・一部加筆

補助的施策としてのインバランスの基本設計の方向性

系統不足時	不足 B G	余剰 B G
$P > V_1$	P	V_1
$P < V_1$	V_1	V_1

系統余剰時	不足 B G	余剰 B G
$P > V_2$	V_2	V_2
$P < V_2$	V_2	P

系統不足時の不足インバランス料金は、市場価格以上となる

系統余剰時の余剰インバランス料金は、市場価格以下となる

P : 卸市場を参照した価格

V_1 、 V_2 : 上げ調整力価格、下げ調整力価格

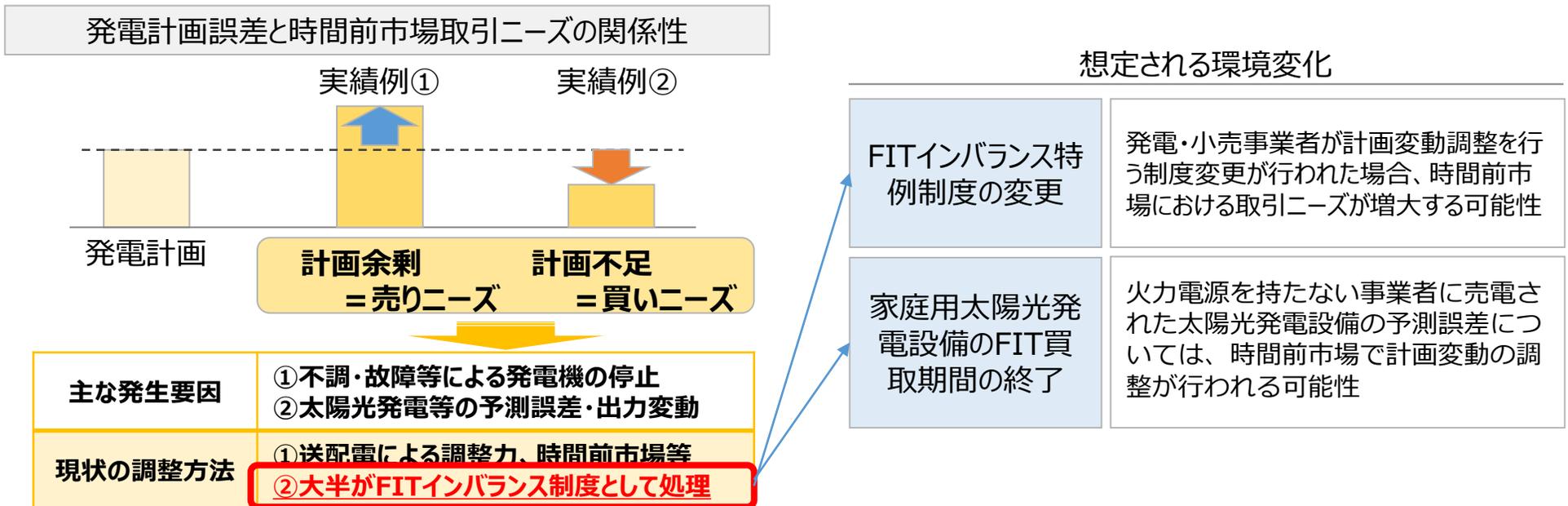
(参考)将来的なインバランス料金の基本設計の方向性

- インバランス料金は、実需給の電気の価値を表すべきものであること、また、一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収するものであることを考えると、調整力価格（＝需給調整市場開設後は需給調整市場における上げkWh価格＝ V_1 ）を諸元として設定することが基本となると考えられる。
- また、スポット市場約定の後、売れ残った電源（＝より限界費用の高い電源）が時間前市場、さらにはGC後の余力を含め調整力として発動されていく流れとなることを前提とすれば、例えば、需給ひっ迫時は、
スポット市場価格 < 時間前市場価格 < 調整力価格（ V_1 ）
という価格の大小関係が成立すると考えられる。
- このように、 V_1 をインバランス料金とすることにより、①一般送配電事業者が適切なコスト回収を行えるとともに、②系統利用者にも適切なインセンティブが機能し、③その価格が実需給の電気の価値を表したものとなると考えられるのではないか。（※ V_1 の具体的な決め方については、詳細な検討が必要。）



想定される市場環境の変化② FIT制度による再エネ増加に伴う変化

- 太陽光の導入拡大に伴いFITインバランスが急速に増大しており、100万kWh以上のFITインバランスが発生する地域も見られている。このため、必要な調整力を最小限にとどめ国民負担を軽減する観点から、系統利用者が計画変動の調整を時間前市場等も活用して自律的に行うことが、資源エネルギー庁において議論されている。
- また、2019年11月から住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間が順次終了し、2023年までに平均で毎年100万kW以上が自家消費又は余剰電力の自由売電に移行することが予定されているが、このうち火力電源を持たない事業者に売電された太陽光発電設備の予測誤差については、時間前市場で計画変動の調整が行われるものと想定される。
- 2017年度における時間前市場の平均約定量が25万kWhであったことを踏まえると、これらの太陽光発電設備の予測誤差の規模は数倍以上となることが想定される。また、発生の様態についても需要変動誤差とは大きく異なる可能性があり、時間前市場において新たな取引方法等が必要となる可能性も想定される。



(参考)FIT太陽光の計画誤差の規模

- 現行のFIT制度下では、FIT特例①※1太陽光の計画誤差がエリアインバランス中の大きな割合を占めている日が多く、エリアインバランスが大きかった上位1%のコマでは、平均で100万kWh以上の予測外れが発生している地域もみられている。今後は、FIT特例③ ※2の増加に伴う太陽光計画誤差も増大すると見込まれる。

※1 FIT特例①：送配電事業者が計画発電量の設定を行い、小売電気事業者がインバランス精算主体となる（リスクなし）

※2 FIT特例③：計画発電量の設定、インバランス精算主体の両方を送配電事業者が行う

エリアインバランスに占めるFIT特例①（太陽光）外れが占める割合

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋・一部追記

エリアインバランスが大きかった上位1%のコマ(103)におけるFIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合(2017/4/1~10/31)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
余剰										
余剰インバランスが大きかった ① 上位1%のコマの平均インバランス量 (千kWh)	207	515	1,766	876	174	1,023	582	296	1,064	57
上記コマにおけるFIT特例 ② ①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	27	229	1,395	579	70	37	402	242	971	
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (② / ①)	13%	45%	79%	66%	40%	4%	69%	82%	91%	8%
不足										
不足インバランスが大きかった ③ 上位1%のコマの平均インバランス量 (千kWh)	208	496	1,472	828	168	747	354	278	985	52
上記コマにおけるFIT特例 ④ ①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	86	321	1,362	632	32	152	385	257	1,081	14
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (④ / ③)	41%	65%	93%	76%	19%	20%	109%	92%	110%	27%
(参考) H3需要 (千kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

2017年4月～10月末までの間で、エリアインバランスが大きかった上位1%のコマ(103)では、東京及び九州エリアにおいて平均で100万kWh以上のFIT特例①太陽光の予測外れが発生

時間前市場のコマ当たり平均約定量：25.4万kWh(2017年度)

※FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※H3需要に対する比率 = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3需要

(参考)FITインバランス特例制度見直し

- 太陽光の導入拡大に伴い急速に増大しているFITインバランスについて、必要な調整力を最小限にとどめ国民負担を軽減する観点から、系統利用者が計画変動の調整を自律的に行うことが、資源エネルギー庁において議論されている。この環境整備の一環として、事業者がFIT誤差分を時間前市場で取引する可能性についても、実際に予想される取引規模を踏まえ、議論を深める必要がある。

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

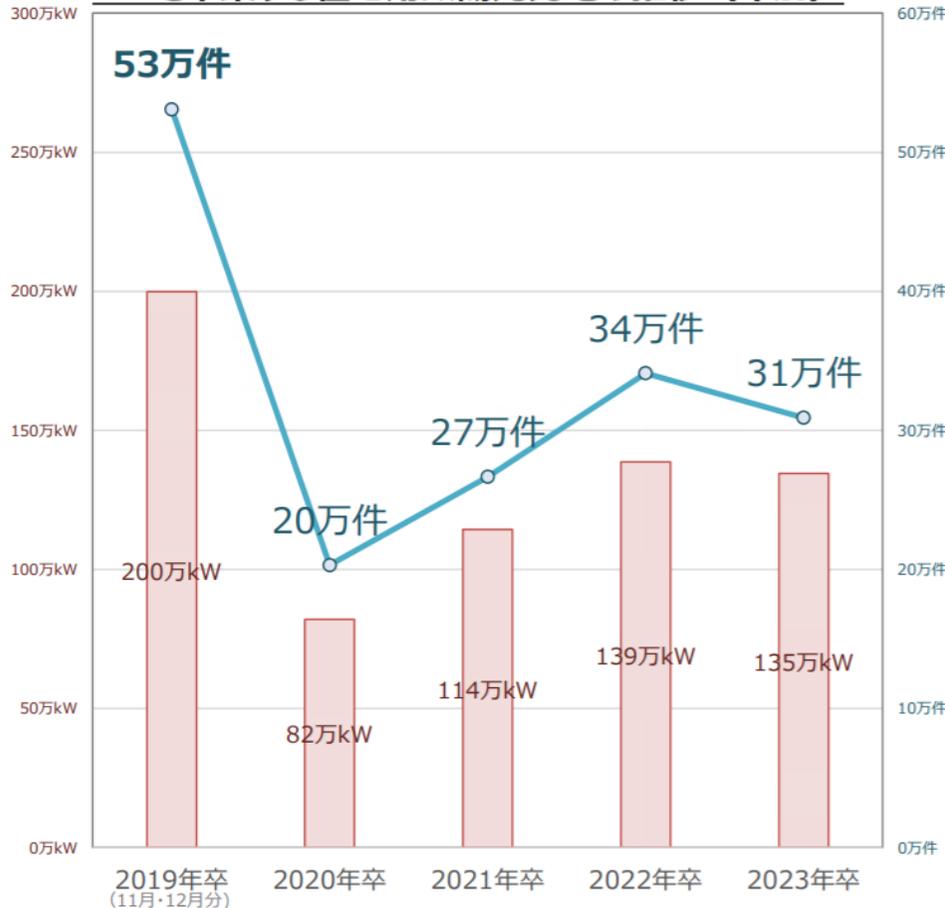
- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

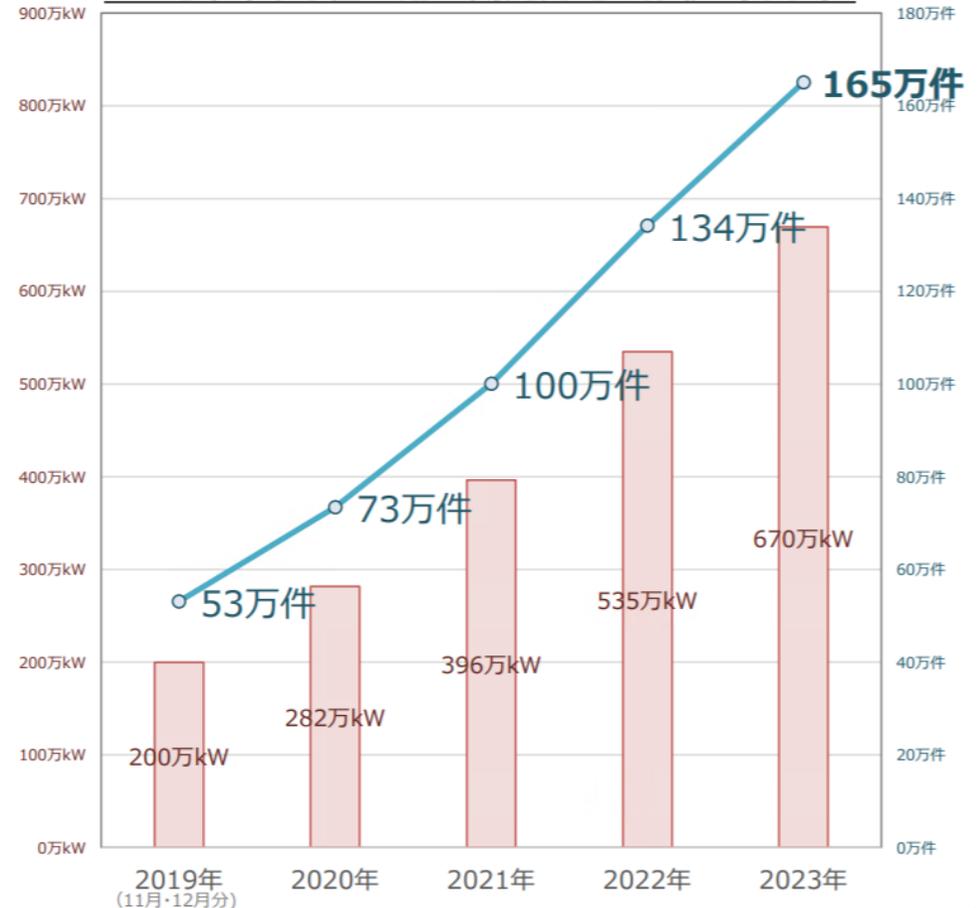
(参考)卒FIT太陽光の増加の見通し

- 2009年に余剰電力買取制度で導入された10kW未満の住宅用太陽光発電について、2019年11月からFIT買取期間が順次終了。2019年の11月・12月だけで約53万件が対象。
- 累積では、2023年までに約165万件・670万kWに達し、これらが自家消費又は余剰電力の自由売電に移行していくこととなる。

FITを卒業する住宅用太陽光発電の推移（年別）



FITを卒業する住宅用太陽光発電の推移（累積）



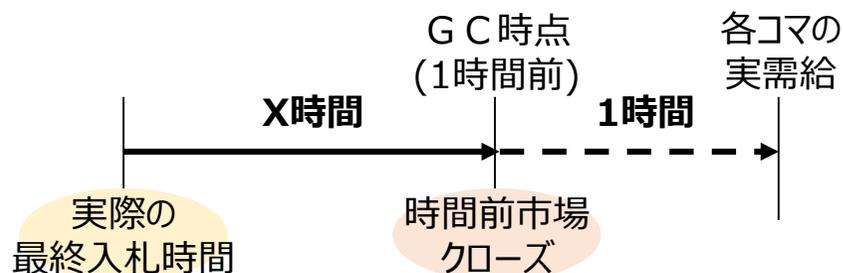
(出典) 費用負担調整機関への交付金申請情報、設備認定公表データをもとに作成。一部推定値を含む

想定される市場環境の変化による影響: GC直前までの需給調整ニーズの増大

- 現状では、小売電気事業者は、GC時点までに広域機関へ当日計画を提出しなければならないが、一時間前市場の閉場時間（実需給の1時間前）又はその直前まで取引を行うことは現実的に困難であり、旧一般電気事業者各社についても、概ねGC時点の1～3時間前に入札を取り下げている。
- 他方、将来的にインバランス料金制度が見直され、卒FITにより太陽光発電の予測誤差等が発電・小売事業者のインバランスとして扱われるようになると、GC直前まで時間前市場において取引を行い、インバランスの発生を最大限回避する傾向が高まることが想定される。

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋・一部修正

実際の一時間前市場の最終入札状況



- 時間前市場では、各コマの実需給の1時間前まで、入札可能。
- しかしながら、実際は、約定後には広域機関に対する計画変更等の作業が発生することから、各コマのゲートクローズの数時間前に入札の取り下げが行われている。

各社の対応状況

北海道電力	● <u>ゲートクローズの2時間前～9時間前</u>
東北電力	● <u>ゲートクローズの1時間半前</u>
東京電力EP	● <u>ゲートクローズの1時間半以上前（夜間を除く）</u>
中部電力	● ゲートクローズの1時間前
北陸電力	● ゲートクローズの1時間前
関西電力	● <u>ゲートクローズの2時間前</u>
中国電力	● 原則ゲートクローズの1時間前
四国電力	● 原則ゲートクローズの1時間15分前
九州電力	● <u>ゲートクローズの2～3時間前(夜中・早朝を除く)</u>

将来的な市場環境変化を見据えた時間前市場の在り方

- 想定される環境変化が時間前市場に与える影響を踏まえると、将来的な時間前市場の在り方については、実需給で起動する電源のベースはスポット市場で決定し、価格指標性を確保することを前提としつつ、時間前市場においても、電源の追加起動を想定した入札や大口での取引を可能とする方向で具体的な検討を進めてはどうか。
- 具体的な方策としては、第31回制度設計専門会合において提示した検討テーマのうち、「シングルプライスオークション(SPA)の導入」や「約定結果の計画反映の自動化」が考えられるのではないかと。

対応が求められる可能性のある時間前市場の変化

発電機の追加起動を想定した取引の必要性

- 需給調整ニーズの高まりや、取引対象となる予測誤差の拡大から、これまでとは異なり、ブロック入札等の発電機の追加起動やDRの発動を想定した入札を可能とし、根本的な市場の厚みの増加が必要となる可能性がある。

短期間で大規模ロットを取り扱える取引手法

- 現状でも再エネ予測誤差は相当程度の規模で発生していることから、これが時間前市場で取引される場合、より短期間で大きなロットを取引できるような取引方法が求められる可能性がある。

GC直前までの円滑な取引の実現

- GC直前までインバランスを回避したり、事前予測からの天候の突然変化等への対応に当たり、時間前市場における取引を更に円滑に行うことが必要となる可能性がある。

考えられる対応策

シングルプライスオークション(SPA)の導入

約定結果の計画反映の自動化

(参考)欧州諸国における当日オークションの実施状況

- 欧州各国の当日市場（JEPXの時間前市場に相当）において導入されている当日オークションの概要は以下のとおり。ドイツと英国はザラバ方式と併設されているのに対し、スペインは当日市場もオークションのみで運用されている。
- ドイツでは前日15時の開場時にオークションを行っているほか、英国では前日開場時と当日の朝8時、スペインでは当日に6回程度のオークションを行っている。

国名	ドイツ		英国		スペイン
取引所名	EPEX SPOT DE		EPEX SPOT GB		OMIE
取引方法	ザラバ方式	シングルプライス オークション	ザラバ方式	シングルプライス オークション	シングルプライス オークション
取扱商品	15分単位96コマ ブロック商品 (9-20時、24時間のみ)	15分単位、30分単位、 1時間帯 ブロック商品(任意)	30分単位48コマ ブロック商品 (1~4時間ブロック、夜間、 週末商品等17種類)	30分単位48コマ ※ブロック商品はなし	ブロック商品 (1~5コマ)
最低入札量	0.1MW		0.1MW		0.1MW
開場時間	前日15時開場	前日15時開場 の計1階	各商品コマの2日前	前日17時30分 当日8時の計2回	前日17時、21時 当日0時、4時、8時、 12時の計6回
入札締切	入札対象エリアによって異 なり、最大で実需給5分前 まで入札可能(Local TSO)	(同上)	実需給の15~19分前	(同上)	(同上)
その他	iceberg入札や全量約定 制約を付けた条件付き入 札も可	＝	iceberg入札や全量約定 制約を付けた条件付き入 札も可	＝	ブロック入札において、約定 順序等の制約を付けた条 件付き入札も可

今後の検討の進め方

- 将来的な市場環境の変化を見据え、適切な時期に、時間前市場の需給調整機能を強化し、シングルプライスオークション(SPA)を時間前市場に導入する方向で、詳細な制度設計(※)について検討していくこととしてはどうか。その際、取引参加者のニーズやインバランス料金制度等に関する議論の動向も踏まえながら、海外の状況等も参考に、スポット市場の十分な流動性を確保する必要性等も考慮しながら検討していく必要がある。

※注 シングルプライスオークションを実施する時間帯（GCまでの間に、前日、当日に何回実施するか）、売入札価格の考え方、ザラ場との接続方法、その他導入に当たって解決が必要な課題（市場取引システムの改修等）について、具体的に検討を進めていく必要がある。

- なお、具体的な導入時期については、少なくとも将来的なインバランス料金制度の見直しが行われるまでには、時間前市場においてシングルプライスオークションが導入されていることが必要と考えられる。このため、各事業者においてもシステム面も含めた必要な対応が行われることが望ましい。
- また、導入時期に関しては、卒FIT電源を含め自社で太陽光電源を保有し、自らインバランス責任を果たす事業者が増加する場合には、SPA導入の必要性がより一層増加するものと考えられる。

※注 ただし、この場合でも、自社で火力電源を保有する場合には、火力の出力を上下させることで需給調整が可能であるため、市場で需給調整する必要は相対的に低下すると考えられる。

- 加えて、FIT電源等の増加に対応して、よりゲートクローズに近い断面での需給調整を円滑にすべく、「約定結果の計画反映の自動化」を早期に実現するため、必要な作業を具体化することとしてはどうか。