

電力・ガス取引監視等委員会における取組について (発電情報公開、内外無差別な卸取引の実効性確保、グ ロス・ビディングの廃止、需給曲線の公開)

2022年1月31日（月）



本日のご説明内容

- 本日は、ご依頼のあった下記の事項について取組状況をご説明
 - ① 発電電力量等の発電関連情報の公開
 - ② 旧一般電気事業者の内外無差別な卸取引の実効性の確保
 - ③ グロス・ビディングの廃止
 - ④ 需給曲線の公開の充実
 - ⑤ 小売市場重点モニタリング

① 発電電力量等の発電関連情報の公開

① 発電電力量等の発電関連情報の公開について

(HJKSにおける情報公開ルールの見直しについて)

- 2020年度冬期のスポット市場価格高騰を踏まえ、発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が一層認識されたところ、市場参加者の情報の公正性の観点から、市場に影響を及ぼしうる出力低下の事象が漏れなく開示されることが適切。
- このため、電力適正取引ガイドラインについて、発電情報公開システム（HJKS）の登録対象となる出力低下の要件を拡充する、停止・出力低下の理由（燃料制約等）を開示すべき情報として位置付けるなどの改定を行い、2021年11月4日より適用されている。

(エリア別・電源種別の発電実績公開について)

- 以下の項目の公開に向け、系統情報の公表の考え方（系統情報ガイドライン）の改定が行われ、一般送配電事業者が準備を進めている。
 - エリア毎の需要実績（30分値）、供給実績（電源別、30分値）
 - 欧州のようにグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供する方針

(ユニット別の発電実績公開について)

- 市場の透明性、市場参加者の予見性向上のためには、発電情報の充実にに向けた検討が重要であることを踏まえ、発電事業者に対してユニット毎・コマ毎の発電情報公開に関する影響調査を実施。その結果、一部事業者からは限界費用や運転パターンが一定程度類推可能となり得るため、これらの情報により相対卸交渉等における立場への影響を懸念する意見等があった一方、2020年度冬の価格高騰を踏まえた情報開示の必要性を考慮し、情報開示について前向きに考える必要があるとの意見等もあった。
- また、公開方法については、現在既に取組が実施されているエリア別・電源種別での情報公開と同様、TSO・広域機関での集計・公開を求める声が大勢を占めたが、実現に向けては、①一部のオフライン電源にかかるシステム改修・オンライン化の必要、②多大なデータ処理のためのシステム改修の必要、③システム改修費用の分担等の問題を整理する必要がある、との指摘がある。

今後の進め方について

- 本日の審議を踏まえ、以下を本制度設計専門会合の提言として、電力・ガス取引監視等委員会に報告することとしたい。
 - 2020年度冬期のスポット市場価格高騰を踏まえ、発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が一層認識されたところ、市場参加者の情報の公正性の観点からは、市場に影響を及ぼしうる出力低下の事象が漏れなく開示されることが適切と考えられる。
 - このため、電力適正取引ガイドラインについて、以下のような改定を行うべき。
 - インサイダー情報の開示の対象となる出力低下の要件を現行の「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合」から「継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合」に変更する。
 - インサイダー情報の開示の対象の例外となる「日常的な運用」について、この例外に該当する事象や非該当となる事象の類型を明確化する。
 - インサイダー情報の開示の対象となる出力低下を見込む期間について、停止・出力低下が解消すると合理的に見込まれる時期を登録することが適切である旨を明記する。
 - インサイダー情報の開示の必須項目に、「出力低下・停止の原因」を追加する。

(参考) HJKS登録要件の見直しについて

第63回制度設計専門会合（2021年7月30日）資料4より抜粋

- 昨冬の燃料制約について事業者ヒアリングしたところ、主に需給に余裕のある時間帯において設定し、1日の中でも需給がひっ迫する時間帯は燃料制約を解除するという運用を行っていた。そのため、燃料制約により10万kW以上の出力低下があったとしても、24時間以上継続していないものは登録の対象外となっていた（昨年全燃料制約事象に占める登録対象は50%）。
- 今般、登録要件を①「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合」から④「継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合」に見直すことで、上記のような把握できなかった事象についても登録対象となり、燃料制約事象の大半をカバーすることが可能となる（昨冬を対象としたシミュレーションでは97%が登録対象）。

第61回制度設計専門会合（2021年5月31日開催）資料3より抜粋・一部修正

各登録要件下における2020年度冬期のLNG燃料制約発生量のカバー割合（シミュレーション）

登録要件	カバー割合
①「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合」（現行要件）	50%
②登録要件が「10万kW以上の出力低下が12時間以上継続することが合理的に見込まれる場合」だったケース	72%
③登録要件が「10万kW以上の出力低下が6時間以上継続することが合理的に見込まれる場合」だったケース	89%
④登録要件が「 <u>継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合</u> 」だったケース（見直し案）	97%

※ 事業者提出の燃料制約データ(kWh)に基づき、コマ単位に各登録要件において登録対象となるか否かを判定。2020年度冬期の燃料制約全体(kWh)に対して、登録対象となった制約量(kWh)の割合をカバー率として算出。

(参考) HJKSにおける停止・出力低下の理由の開示

第57回制度設計専門会合（2021年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- HJKSの開示において、停止・出力低下の理由の記載は任意とされている。この経緯としては、過去の議論において、燃料制約といった情報が開示された場合、燃料の売り惜しみや価格の引き上げなど、上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念が指摘されたためである（第46回制度設計専門会合資料等を参照）。
- 実態として、12月中旬以降のHJKSにおける停止及び出力低下の理由の開示状況を確認したところ、理由覧の記入率※2,3は約37%であった。

※2 12/11～1/22の間のHJKS登録を対象、停止・出力低下原因記入件数／全登録件数より算出。

※3 旧一電各社（沖縄電力を除く。東京電力及び中部電力については発電情報を公開しているJERAを対象）に燃料制約に関する理由の開示状況を調査したところ、8社中7社は、今冬の燃料制約について停止・出力低下の原因を記載しておらず、その理由としては調達コストの上昇に繋がり得るためと回答。一方で、四国電力は、足下においては、燃料制約が公知の事実となったことを考慮の上「要因を記載するよう運用を変更」と回答し、出力低下要因として燃料制約である旨を記載。

- 上記のように、HJKS上の停止・出力低下の理由が必ずしも明示されていないことから、市場参加者から、これが故障等によるものなのか、燃料制約によるものなのか、判断がつかず、電力調達の予見性に影響するといった指摘がある。

（3）発電実績の公開（調査結果）

- 今冬のスポット市場価格高騰に際し、新電力から、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望の声があるところ、市場の透明性、市場参加者の予見性の向上のため、発電情報の公開の充実に向けた検討が重要。
- こうした声を踏まえ、発電事業者に対して、発電情報公開に関する影響（発電実績を公開する場合の実務上の負担、ユニット毎・コマ毎に発電実績を公開した場合に生じる競争上の懸念等）にかかる実態調査を実施。調査の結果、事業者からは、ユニット毎の運転状況とシステムプライス・エリアプライスの状況を照らし合わせることにより、限界費用や運転パターンが一定程度類推可能となり得るところ、これらの情報により相対卸交渉等における立場への影響を懸念する声が聞かれた。
- また、個社特有の懸念として、技術実証用のユニットでの技術的な試験運転パターンの判明や製鉄・石油系といった親会社の事業の副生ガスを燃料とするユニットでの、親会社の事業状況の判明を懸念する事業者もいた。
- 一方で、上記のような懸念はありつつも、今冬の価格高騰を踏まえた情報開示の必要性を考慮すると、発電・小売の双方を抱える新電力の立場としては、発電実績の公開を進めるべきとの前向きな回答もあった。また、2024年度には容量市場が開始されることを踏まえれば、その後の情報開示については前向きに考える必要があるとの回答もあった。
- なお、公開方法については、現在既に取組が実施されているエリア・電源種単位での情報公開と同様、TSO・広域機関での集計・公開を求める声が大勢を占めた。

② 旧一般電気事業者の内外無差別な卸取引の実効性の確保

電力会社の販売行動

- 従来、大手電力会社（旧一般電気事業者）では、発電・小売一体体制の元で、自社で発電した電気のほぼ全量を、自社小売部門から需要家に販売していた。
- 2016年に小売が全面自由化され、卸電力取引所での取引が拡大（※）し、相対取引による社外への卸供給も一定程度行われるようになったが、依然として、大手電力会社においては、取引所や新電力などの社外に卸売を行えばより高く売れる状況であっても、こうした比較・判断をせず、当然のように、自社小売から需要家への販売を優先しており、場合によっては、利益を伴わない販売価格で需要家に販売することで、シェアを拡大しようとする行動パターンに陥りがちであった。

※ 電力総需要に占める卸電力取引所取引分の割合は、2016年4月の約2%から、2020年3月には約36%まで拡大。

- すなわち、大手電力会社では、安価で競争力のある電源があった場合、自社小売部門から需要家に安価に販売し、小売シェアを拡大するという販売戦略を採っており、**マスコミをはじめ、世間もこれを当然のことと受け止めてきた。**

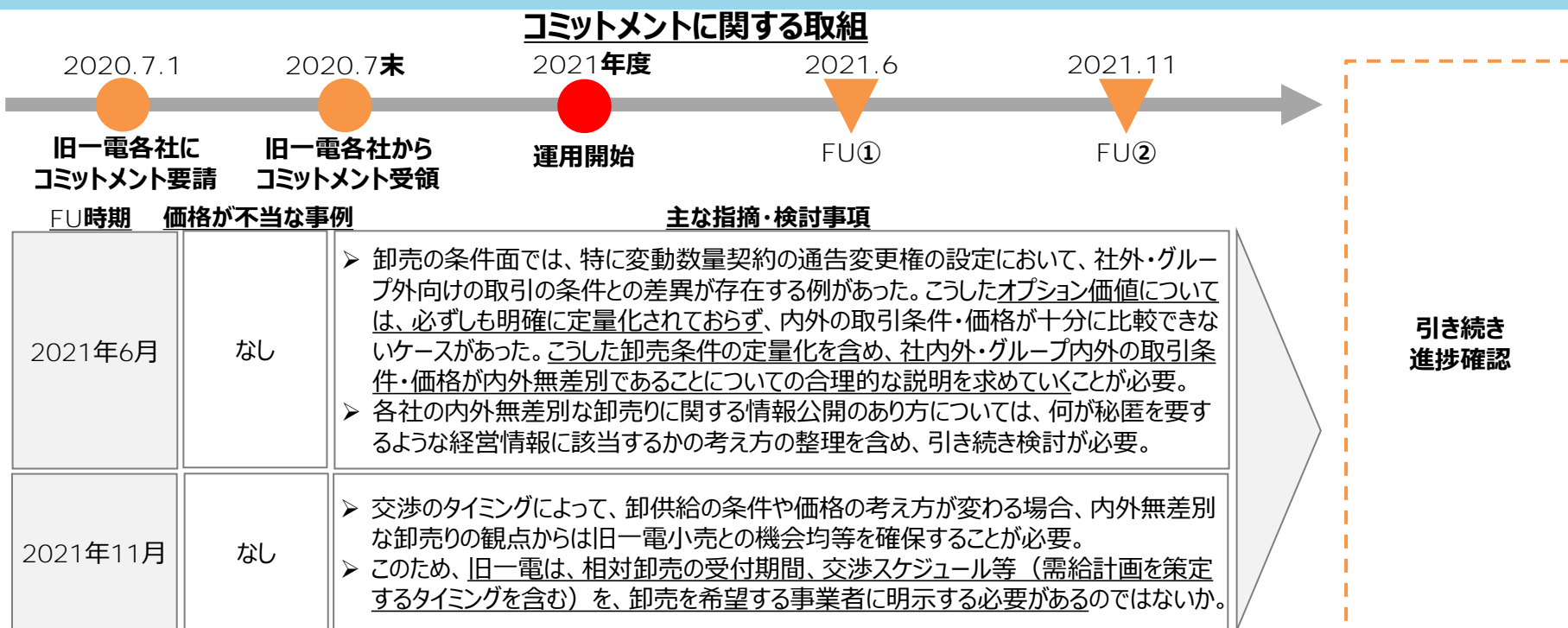
内外無差別な卸売のコミットメントの意義

- 同質財である電気の販売において、安価な電源調達が極めて重要。多くの新電力では、競争力のある電源の保有・建設は容易ではないため、安価な電源を多く保有する大手電力会社が、自社小売部門を優遇し、取引所や新電力と比べて安価に卸供給を行うことは、競争上極めて不利であるとの懸念が指摘されるようになった。
- しかしながら、独禁法において内外無差別を義務付ける規定はない。すなわち、独禁法においては、合理的範囲を超えた供給拒絶や差別的取扱い等でないならば、誰にどのような条件で商品を提供するかは基本的には事業者の自由であると整理されている※。実際、一般的には、グループ内発電部門が自社電源を確保した場合、同小売部門における販売価格が安くなるのが当然のことと受け止められてきた。
- こうした中で、2020年2月以降、監視等委員会の専門会合において内外無差別に関する考え方を整理し、大手電力会社等との調整を重ね、2020年6月の会合で以下の対応を決定し、7月1日に下記について要請を実施。
 - 大手電力各社に対し、「中長期的観点を含む発電利潤最大化の考え方に基づき、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと」へのコミットメントを要請。
 - 電力小売市場の定期的な監視に際して、上記コミットメントの実施状況についても確認。
- こうした対応により、大手電力会社は、同条件で社外へより高く卸売できる場合には、自社小売部門から需要家への販売をしないことを約することとなり、利益を伴わない販売価格で小売シェア拡大を図るのではなく、発電で適切に利益を確保することで全社利潤の最大化を図る行動を促すこととなる。
- これは従来の前提を覆す画期的な取組。

(※)「排除型私的独占に係る独占禁止法上の指針」(2009年10月28日 公正取引委員会) P.21 参照

コミットメントに基づく取組の確認状況

- 2020年7月、旧一電各社より不当な内部補助防止策にかかるコミットメントを受領。2021年度より各社で運用開始。これまでに2回（2021年6月及び11月）フォローアップを実施し、現時点で社内・グループ内の取引価格が、社外・グループ外取引価格の平均水準よりも不当に低い事例は確認されていない。
- 一方で、フォローアップの結果、1) 変動数量契約の通告変更権の設定等におけるオプション価値の明確化、2) 交渉機会のイコールフットについては課題として指摘。
- 1) オプション価値の明確化については昨年6月のフォローアップの際に指摘したところ、昨年11月のフォローアップの際には、事業者によっては、最終通告期限を社内外で統一する動きも進んでいることが確認された。また、2) 交渉機会のイコールフットの観点についても、需給計画の策定タイミングを開示し、内外無差別に交渉機会を提供する取組を開始した事業者も登場。
- コミットメントに基づく各社の取組について引き続きフォローアップを行い、これらの進捗を確認していく。



（参考）旧一電各社へのコミットメント等の要請

- これまでの制度設計専門会合での議論を踏まえ、以下のコミットメントを旧一電各社に要請（7／1）。
 - 第46回制度設計専門会合でも議論したとおり、「会社全体としての利益を最大化するためには、発電部門と小売部門のそれぞれが、中長期的な視点も含めて利潤最大化を目指して行動することが合理的なアプローチ」であることを踏まえ、
 - ① 中長期的な観点を含め、発電から得られる利潤を最大化するという考え方に基づき、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと。
 - ② 小売について、社内（グループ内）取引価格や非化石証書の購入分をコストとして適切に認識した上で小売取引の条件や価格を設定し、営業活動等を行うこと。
- これと併せて、上記①及び②を確実に実施するための具体的な方策について、旧一電各社から監視等委員会への報告を求めたところ。
- 上記の要請については、各社に対し7月末までに回答を求めていたところであり、今回は各社からの回答内容について報告する。

（参考）各社からの回答（概要）

（コミットメントについて）

- 全ての旧一電は、前頁の要請①②について、コミットメントを行うことを表明した。

（コミットメントを確実に実施するための具体的方策について）

- 発電・小売が一体の旧一電（8社）は、具体的な方策について、2021年度目途の運用開始に向けて、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備に着手する、と回答した。また、「卸取引は小売部門から独立した組織で実施する」と回答した会社もあった。（なお、現状、発電・小売一体の旧一電のいずれも、卸供給の窓口は小売以外の部門（企画部門、需給部門等）に置いている状況）
- 発電・小売が分社化されている旧一電グループ（2グループ）は、要請についてはコミットメントを表明した上で「コミットメントを確実に実施するための具体的方策はすでに存在する」、「事業会社間の電力取引は電力受給契約に基づいており、発電・小売間の取引価格が存在する」と回答した。

(参考) 社外相対卸取引の契約件数 (5月末時点)

第67回制度設計専門会合
(2021年11月26日) 資料3より
抜粋 一部改変

- 各社において、年度契約・期中契約を含めて一定の社外相対卸の交渉を実施。
- 多くの事業者では、社外相対卸取引は確定数量契約が変動数量契約に比べて相対的に多い。
- 年度期中の相対取引について、各社からは「**条件面や現下の価格指標等に照らして経済合理性があると考えられる場合には、期中での相対取引にも応じたい**」との回答が見られた。

事業者	相対卸取引			
	交渉件数※2	成約件数	確定数量契約	変動数量契約
北海道	31	16	15	1
	9	9	9	0
東北	36	28	8	20
	0	0	0	0
東電グループ (東電EP)	14	9	1	8
	27	3	3	0
中部グループ (中部ミライズ)	42	30	29	1
	10	0	0	0
JERA	71	20	12	8
	23	5	5	0
北陸	40	16	13	3
	0	0	0	0
関西	57	39	30	9
	54	39	39	0
中国	58	48	35	13
	0	0	0	0
四国	28	23	20	3
	9	1	1	0
九州	18	11	6	5
	5	5	3	2
沖縄※3	41	34	0	34

※1 表枠内上段は受渡期間が1年以上の受給契約、下段は受渡期間が1年未満の受給契約を指す。

※2 交渉件数は、(NDAを締結するなどにより) 価格・条件の具体的な交渉を行ったものを指す。また、交渉が進行中のもの・交渉を行った結果不成立となったものを含む。

※3 常時バックアップを含む。沖縄電力は、新電力からの卸供給の申込は随時受け付けており、また申込には基本的に応じることとしている。なお、契約期間は1年単位のみ。

(参考) 社外相対卸取引の契約件数 (6月～9月末)

- 各社において、期中における相対卸供給の交渉を一定程度実施しているが、1年以上の受給契約に関する交渉は、多くの事業者ではまだ本格化していない模様。

事業者	相対卸取引			
	交渉件数※2	成約件数	確定数量契約	変動数量契約
北海道	0	0	0	0
	44	27	27	0
東北	1	0	0	0
	2	2	1	1
東電グループ (東電EP)	1	1	0	1
	11	11	11	0
中部グループ (中部ミライズ)	20	12	12	0
	9	4	4	0
JERA	0	0	0	0
	35	15	14	1
北陸	0	0	0	0
	16	6	6	0
関西	0	0	0	0
	53	20	20	0
中国	14	7	5	2
	24	16	16	0
四国	0	0	0	0
	7	5	5	0
九州	0	0	0	0
	26	12	10	2
沖縄※3	6	2	0	2

※1 表枠内上段は受渡期間が1年以上の受給契約、下段は受渡期間が1年未満の受給契約を指す。

※2 交渉件数は、(NDAを締結するなどにより) 価格・条件の具体的な交渉を行ったものを指す。また、交渉が進行中のもの・交渉を行った結果不成立となったものを含む。

※3 常時バックアップを含む。沖縄電力は、新電力からの卸供給の申込は随時受け付けており、また申込には基本的に応じることとしている。なお、契約期間は1年単位のみ。

卸売の内外無差別性の確認結果 (1/2)

第67回制度設計専門会合 (2021年11月26日) 資料3より抜粋

- 社内・グループ内取引価格と社外相対卸価格の平均単価の関係 (上期実績) は下記の通り。

事業者	社内外取引価格の関係 (※1) ※上段: 前回報告分、下段: 上期実績に基づくもの (赤字)	(参考) 変動数量契約における通告変更権の設定		
		区分	計画の通告期限 (※2)	通告変更量のアローアンス
北海道	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 < 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	前日まで	契約の範囲内
東北	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 > 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	2営業日前まで	契約の範囲内
東電グループ (東電EP)	グループ内取引価格 < 社外相対卸平均価格 グループ内取引価格 > 社外相対卸平均価格	グループ内	前日まで	契約の範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	前日まで	契約の範囲内 (小売需要の範囲内)
中部グループ (中部ミライズ)	グループ内取引価格 > 社外相対卸平均価格 グループ内取引価格 > 社外相対卸平均価格	グループ内	(変動数量契約なし)	-
		社外	前月まで	契約の範囲内
JERA	東電EP向け取引価格 > 社外相対卸平均価格 東電EP向け取引価格 < 社外相対卸平均価格	対EP	GC直前まで (11月以降は前日まで)	契約の範囲内 (小売需要の範囲内)
	中部ミライズ向け取引価格 < 社外相対卸平均価格 中部ミライズ向け取引価格 < 社外相対卸平均価格	対ミライズ	GC直前まで	契約の範囲内 (小売需要の範囲内)
	-	社外	2日前まで	契約の範囲内
北陸	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 > 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	GC直前まで	契約の範囲内
関西	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 < 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内 (小売需要の範囲内) (12月以降は取り決めの範囲内)
		社外	2日前まで	契約の範囲内
中国	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 > 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	2日前まで	契約の範囲内
四国	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 > 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	2日前まで	契約の範囲内
九州	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 社内取引価格 > 社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	2日前まで	契約の範囲内
沖縄	社内取引価格 > 社外相対卸平均価格 (※3) 社内取引価格 < 社外相対卸平均価格	社内	当日まで	取り決めの範囲内 (小売需要の範囲内)
		社外	当日まで	契約の範囲内 (小売需要の範囲内)

※1 総取引金額÷総電力量で算出した平均値で比較*1*2。

*1 受渡中のものは、上期までの実績と残りの受給期間の見通し値による着地見込みに基づく。

*2 1年以上の受給契約のみならず、(期中で契約締結された等の) 1年未満の受給契約を含む。

※2 需要計画の最終通告期限 (事前の通告や、事前通告に対するアローアンスが設定されているものも存在)。なお社外については、複数の契約のうち最も実需給に近いものを抜粋

※3 沖縄電力の社外相対卸は、利用実績が出るまで単価計算ができないため、2020年度実績との比較を実施

卸売の内外無差別性の確認結果（2/2）

- 2021年度上期までの実績に基づく卸売平均単価は、北海道電力、JERA、関西電力、沖縄電力を除き、社外・グループ外取引価格の平均水準が、社内・グループ内の取引水準と比べ低くなっていた。
- 社内・グループ内の平均単価の方が低い4社のうち、沖縄電力については、グループ内外で同一の卸価格（kW価値+kWh価値）を設定しており、自社小売の受電電力量が相対的に多いこと等による利用率の差異により、結果として平均単価が低くなっているとの説明であった。
- 北海道電力と関西電力については、市況が高めに推移する需要期に限った受給期間について、期中に交渉を行った結果、相対的に高い価格水準での成約があったため価格差が生じたとの説明であった。
- JERAについては、グループ内小売との取引と比して、グループ外への卸売については夏・冬の需要期の供給量が春・秋と比べて多い取引となっており、利用率を加味した比較では、グループ内取引価格がグループ外取引価格を上回る水準であるとの説明があった。（※1、2）。
 - ※1 なお、東電グループ、中部グループの小売事業会社の調達価格という観点ではグループ内からの電力調達の総合単価は、グループ外への卸単価を上回る水準となっていた。
 - ※2 その他の大半の旧一電からも、需要期の供給量の水準や利用率を加味すれば、社内取引単価が社外平均単価を上回る程度がより大きくなるとの説明があった。
- なお、JERA（対東電EP卸）については、先日の第65回制度設計専門会合（2021年10月1日）にてJERAから説明のあったとおり、JERA-東電EP間のPPAは見直され、11月1日から通告変更期限はGC直前→前日（スポット前）に前倒しとされている。

卸売におけるオプション価値について

- 旧一電各社は、**通告量を変動させることのできる変動数量契約を社外・グループ外にも提供している**。当該契約における諸条件の設定状況は下記の通り。なお、**オプションを考慮した卸売価格の設定の考え方は、期待収益や限界費用、市況、交渉状況等によるとの回答であり、各社各様であった**。

変動数量契約における条件設定（2021年度受渡分）

事業者	区分	事前通告の設定	最終通告期限	通告変更量のアロース
北海道	社内	・なし	・GC直前まで	・取り決めた最大kWの範囲内（小売需要の範囲内）
	社外	・なし	・前日まで	・契約kWの範囲内
東北	社内	・なし	・GC直前まで	・供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
	社外	・なし	・2営業日前まで	・契約kWの範囲内
東電G (東電EP)	グループ内	・2か月前に月間計画を通告	・前日まで	・前日通告は、月間計画に対して±10%以内
	社外	・2か月前に月間計画を通告	・前日まで	・前日通告は、月間計画に対して±10%以内
中部G (中部ミライズ)	グループ内	・（該当なし）	・（該当なし）	・（該当なし）
	社外	・契約締結時に需要計画を通告	・前月まで	・前月までに、受給カーブを変更可能。ただし、月間及び年間の利用率制約あり
JERA	対EP	・なし	・前日まで	・契約の範囲内（小売需要の範囲内）
	対ミライズ	・2年前に年間の需要量を通告	・GC1時間前まで	・1年前通告は、2年前通告量に対して±10%以内
		・1年前に四半期毎の需要量を通告		・月間通告は、四半期毎通告量に対して±5%以内
社外	・前月に月間の需要量を通告	・2日前まで	・GC前通告は、当日起動している発電機の空きkWの範囲内 ・2日前通告は、契約kWの範囲内 ・ただし、需要実績量が、事前通告の月間需要量に対して±5%以内	
北陸	社内	・なし	・GC直前まで	・供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
	社外	・なし	・GC直前まで	・契約kWの範囲内
関西	社内	・なし	・GC直前まで ※次年度は2日前まで	・取り決めの範囲内
	社外	・なし	・2日前まで	・契約kWの範囲内
中国	社内	・なし	・GC直前まで	・GC前通告は、取り決めたkWの範囲内（小売需要の範囲内） ・ただし、取り決めたkWに対する月間及び年間の利用率制約あり
	社外	・なし	・2日前まで	・契約kWの範囲内 ・ただし、契約kWに対する月間及び年間の利用率制約あり
四国	社内	・なし	・GC直前まで	・上限は取り決めたkW（小売需要の範囲内）、下限はkWに対して▲59%まで
	社外	・なし	・2日前まで	・上限は契約kW、下限は契約kWに対して▲33%まで
九州	社内	・なし	・GC直前まで	・供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
	社外	・契約締結時に需要計画を通告	・2日前まで	・契約の範囲内
沖縄	社内	・なし	・当日まで	・取り決めた最大kWの範囲内（小売需要の範囲内）
	社外	・なし	・当日まで	・契約kWの範囲内（小売需要の範囲内）

※社外については、複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示として抜粋。

需給計画の策定タイミングと価格の考え方

第67回制度設計専門会合（2021年11月26日）資料3より抜粋

- なお、各社の社内取引を定める書面等の整備状況、次年度の相対卸売に向けた情報開示状況は次の通り。
- 東電EPは、需給計画の策定タイミングを予め卸売希望者に提示し、内外無差別に交渉機会を提供している。

事業者	社内取引を定める書面等に係る整備状況	次年度の卸売にむけた情報開示状況
北海道	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の価格を定めた文書が存在することを確認（需給運用部門及び小売部門間で協議のうえ決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
東北	<ul style="list-style-type: none"> 発電・小売間で社内取引の条件・価格を定めた合意文書が存在することを確認（発電・小売間の協議により社内取引が決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関する交渉を実施している。 需給計画の策定タイミングは非公表。
東電グループ (東電EP)	<ul style="list-style-type: none"> PPAに基づき取引を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関する交渉を実施している。 需給計画の策定タイミングを開示し、内外無差別に交渉機会を提供。
中部グループ (中部ミライズ)	<ul style="list-style-type: none"> PPAに基づき取引を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関する交渉を実施している。 需給計画の策定タイミングは非公表。
JERA	<ul style="list-style-type: none"> PPAに基づき取引を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
北陸	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の条件・価格を定めた社内決裁書が存在することを確認（企画部門が立案し発電・小売部門担務の役員が出席の常務会で審議・決裁）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
関西	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の価格を定めた稟議書が存在することを確認（卸販売を実施する部門と小売部門の双方の本部長が出席する執行役会議にて審議・決裁）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
中国	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の詳細な条件・価格を定めた文書が存在することを確認（需給・トレーディング部門が社内取引を決定）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関する交渉を実施している。 需給計画の策定タイミングは非公表。
四国	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の価格について常務会での承認を得た際の文書が存在することを確認（経営企画部門が立案し、常務会で審議・決裁）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
九州	<ul style="list-style-type: none"> 社内取引の条件・価格を定めた文書が存在するとの説明があった（発電・小売部門を統括するエネルギーサービス事業統括本部長が承認。ただし、文書の存在は直接確認できず）。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関し具体交渉まで進んだ案件はなし。 需給計画の策定タイミングは非公表。
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> 社外に提供する常時BUと需給調整卸の条件を社内にも適用して社内取引を認識していることから、社内取引を定めた文書は存在しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 次年度以降供給の卸売契約に関する交渉を実施している。 新電力からの卸供給の申込は随時受け付けている。

③ **グロス・ビディングの廃止**

グロス・ビディングの廃止にかかるこれまでの審議経過

- グロス・ビディングは、余剰電力を中心に行われていた取引（ネット・ビディング）に加え、旧一電の社内取引分を含めて取引所を介して売買する取組。①市場の流動性向上、②価格変動の抑制、③透明性の向上を目的として、2017年4月に導入された。
- 進捗状況を確認した結果、①及び②については、一定程度達成されていると考えられる一方、③については、社内取引の透明性が確保されているとは言いがたく、社内・グループ内取引における内外無差別な取引の徹底に向けても、引き続き課題がある状況。こうした状況を踏まえ、2021年8月、取引の透明性を高めるための新たな手段に移行することを前提として、当該手段が導入される際に、併せて現在の形でのグロス・ビディングを廃止することとされた。
- 東京エリアについては、JERAと東電EPとの契約変更が取引の透明性、卸売の内外無差別性等に対する実質的な寄与が期待されるものであったことから、2021年11月より先行してグロス・ビディングを休止している。

当初の目的	進捗状況	評価
①市場の流動性向上	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 現在のスポット市場では、2021年3月時点で日本の電力需要の37.6%に相当する量の取引（約定量ベース）が行われており、グロス・ビディングの導入当時（2017年4月）の3.2%と比べ、取引量が大幅に増加。 ➢ 2020年度においては売り入札の約4割が旧一般電気事業者以外によるものとなっているなど、取引参加者が多様化。 	一定程度達成
②価格変動の抑制	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 価格感応度（※）の変化は、2016年8月上旬では売り追加時は▲0.91円、買い追加時は+1.14円であった一方で、2021年8月上旬では売り追加時は▲0.41円、買い追加で+0.40円と、着実に低下。 	一定程度達成
③透明性の向上	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 現状のグロス・ビディングにおいては、供給力が不足する場合の成り行き買いによる全量買い戻しが認められ、限界費用に基づく入札が行われておらず、社内取引の透明性が確保されているとは言いがたい。 ➢ 卸売の条件面についても、必ずしも明確に価値が定量化されていない。 	課題あり

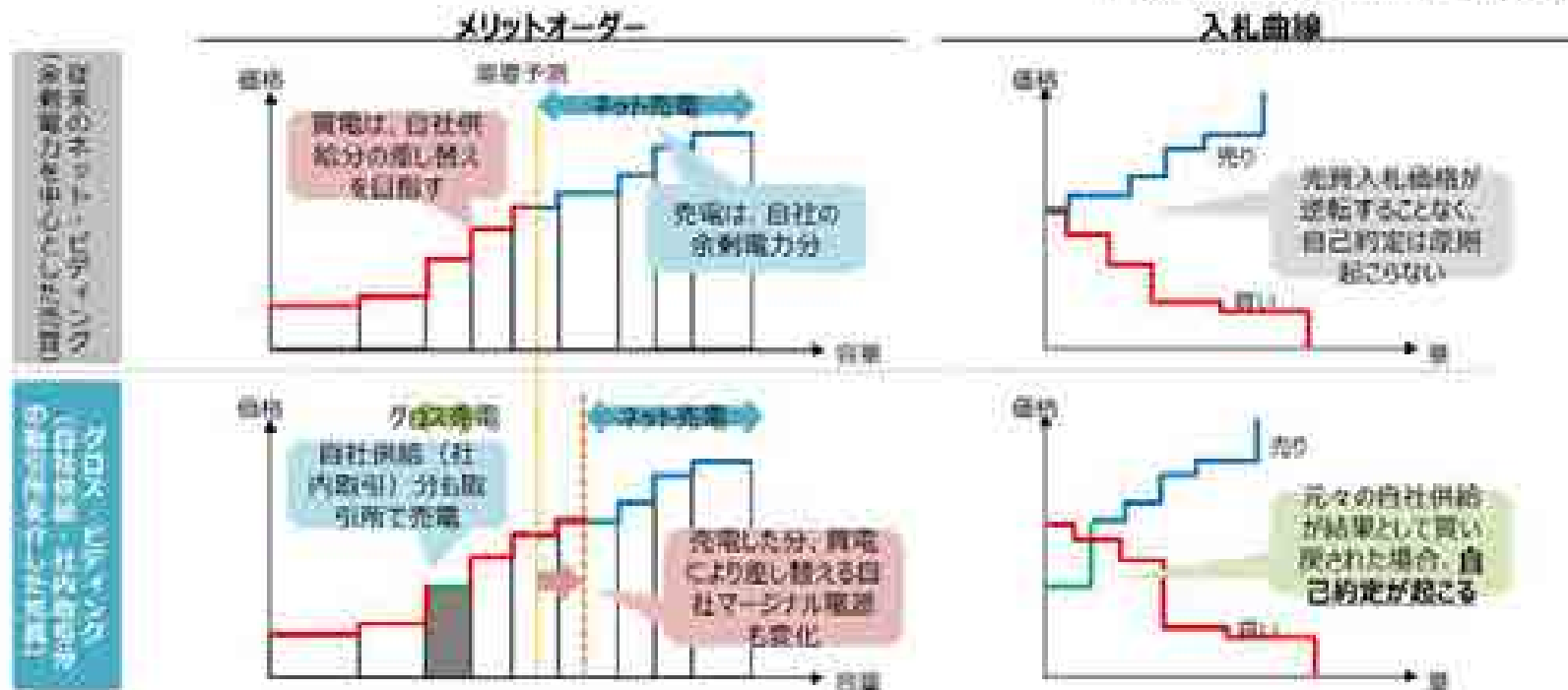
透明性の向上のための新たな手段に移行を前提にグロス・ビディングの廃止を決定

（※）仮想的な売／買入札を追加した際の約定価格の変化

グロス・ビディングの概要

- グロス・ビディングとは、従来、余剰電力を中心に行われていた取引所取引（ネット・ビディング）に加え、旧一般電気事業者の社内取引分を含めて取引所を介して売買する取組。①市場の流動性向上、②価格変動の抑制、③透明性の向上という3つの効果が期待され、導入された。
- 2017年4月以降、旧一般電気事業者（沖縄電力除く）が、順次、グロス・ビディングを開始。同年8月以降、9社全てがグロス・ビディングを実施している。

第28回制度設計専門会合
（2018年3月29日）資料4より抜粋・一部修正



※上記は、グロス・ビディングを実施する際でも供給力が不足しないときのイメージ。需要に対する供給力が足りなくなるおそれがある場合においては、高値での買戻しもあるものと考えられる。

グロス・ビディングに期待された効果・役割の現状①

- グロス・ビディングには、当初、①市場の流動性向上、②価格変動の抑制、③透明性の向上という3つの効果が期待され、2017年4月より順次開始されたところ。
- まず、①市場の流動性向上について見ると、4頁で確認したとおり、スポット市場での取引量は導入当時と比べ大きく増加。また、JEPXの取引会員は、2016年度時点では124社であったところ、2021年7月末時点では270社と約2.2倍に増加し、2020年度においてはスポット市場への売り入札の約4割が旧一般電気事業者以外によるものとなっている（下表参照）など、参加者が多様化している。
- さらに、販売電力量ベースで見た新電力による市場シェアも、着実に上昇している（次頁参照）。
- こうした状況を鑑みても、①市場の流動性向上については、一定程度達成されているものと考えられる。

■ JEPXスポット市場の諸元の年次推移

		年度	2016	2017	2018	2019	2020
		JEPX取引会員数	124	135	163	184	234※1
総入札量 [億kWh/yr]	旧一般※2	売入札量	851	1,208	2,047	2,302	2,344
		買入札量	-	317	1,122	1,273	1,290
	旧一般以外	買入札量	323	659	1,931	2,352	2,379
		売-買	528	549	116	-50	-35
		売入札量	115	183	701	1,215	1,481
		買入札量	284	484	780	1,164	1,380
	売-買	-169	-301	-79	51	101	
総約定量 [億kWh/yr]	旧一般※2	売約定量	139	439	1,425	1,830	1,912
		買約定量	26	201	1,378	1,847	1,875
	旧一般以外	売-買	113	238	47	-17	37
		売約定量	91	147	661	1,094	1,216
		買約定量	203	384	708	1,077	1,253
		売-買	-112	-237	-47	17	-37

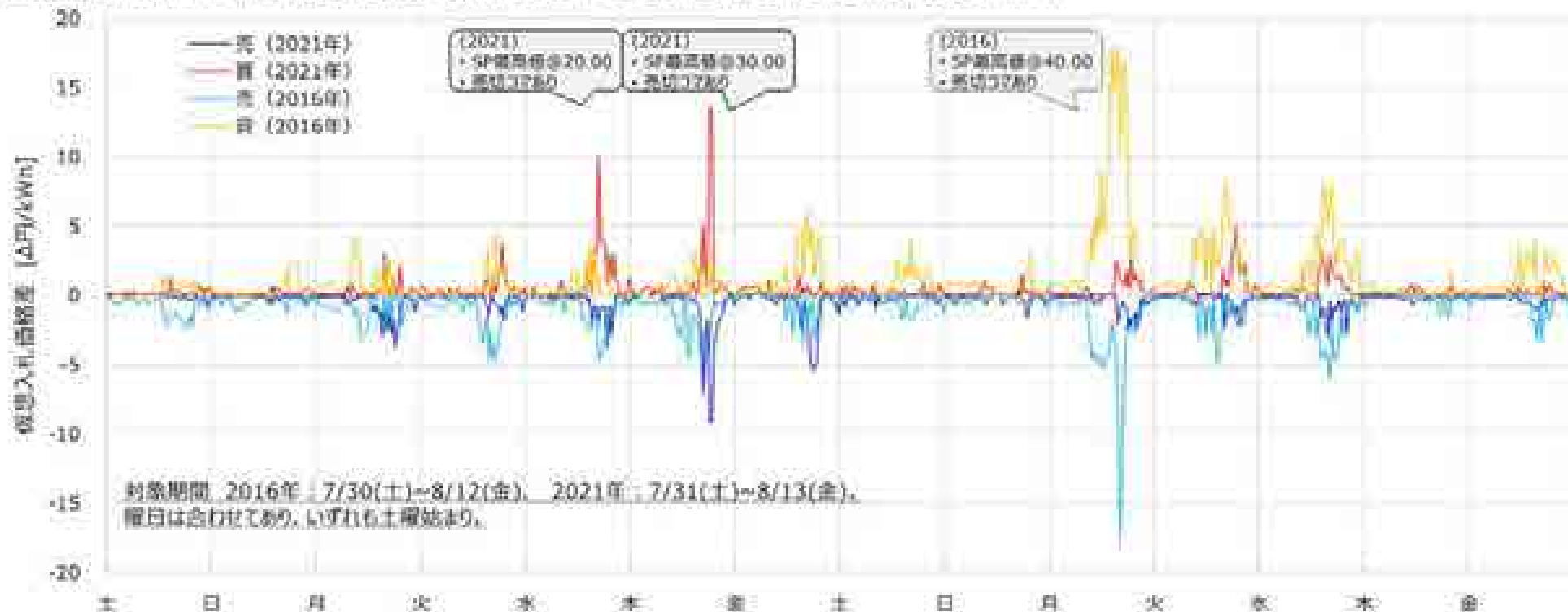
※1：なお、2021年7月末現在では270社。 ※2：グロス・ビディングを行っている旧一般電気事業者による入札量であり、JERAを含まない。 ※3：GBの売入札は専用のアカウントで行われるため区別して集計可能である一方、GBの買入札については専用アカウントがないためGB買入札量を区別して集計していない。

グロス・ビディングに期待された効果・役割の現状②

- 次に、②**価格変動の抑制**に関し、スポット市場の価格感応度（仮想的な売/買入札を追加した際の約定価格の変化）について、グロス・ビディング導入以前（2016年8月上旬）と足下（2021年8月上旬）を比較した。
- その結果、導入以前では、仮想的な売り入札を追加した際の約定価格変化は、▲0.91円、買いを追加した際は+1.14円となっていたが、足下では売りの追加で▲0.41円、買いの追加で+0.40円の変化に留まり、**価格感応度は低下していた**（シミュレーション結果（価格変化）はいずれも期間内の平均）。
- こうした比較を踏まえても、②**価格変動の抑制効果**については、**一定程度達成されているものと考えられる**。

■スポット市場の価格感応度（実際の約定価格と、1,000MWの仮想的な売/買入札を加算した場合の約定価格の差（システムプライス））

※なお、売札切れ時においては買い入札価格によって約定価格が決まり、価格感応度は大きくなる傾向にあることに留意。



グロス・ビディングに期待された効果・役割の現状③

- 一方で、③透明性の向上については、現状のグロス・ビディングにおいては成り行き買いによる全量買い戻しが認められており、限界費用に基づく入札が行われておらず、社内取引の透明性が確保されているとは言いがたい（次頁参照）。こうした点について、2020年度冬期のスポット市場高騰に際しても、多くの委員よりご指摘いただいたところ。
- また、社内・グループ内取引における内外無差別の取引の徹底に向けては、第62回制度設計専門会合（2021年6月29日開催）において旧一般電気事業者の取組状況を確認した結果、卸売の条件面について、必ずしも明確に価値が定量化されていないなど、引き続き課題がある状況。

■委員ご発言抜粋

- グロス・ビディングはやはりやめるべきだと思います。これは大手の電力会社が大量の売りと買い、同時に入れるという行為で、流動性を高めるといふ目的でやられているということなのですが、実際には流動性には全く貢献していない。本来市場というのはリスクを取って買いと売りを入れる、真剣勝負の場であるはずなのですが、ファイアウォールがない状況で、大手の小売部門、つまり本来買い手に当たる方が売りも入れている。市場の常識からすると非常に危険な行為であると思いますので、これを機にぜひやめていただきたいと思います。（2/3 第4回再エネタスクフォース 川本委員）
- 理論的に言えばグロスビディングによって市場に出てくる量が増えたからといって、流動性が高まることはない。グロスビディングは本来は無意味なもの。グロスビディングを導入することで意識が変わり、小売と発電が別の主体として行動することに結びつけば、市場の流動性というのによい影響を与えることになるが、もともと大きな効果のあるものではなかったということはちゃんと考える必要がある。ちゃんと小売と発電が別の主体として行動をするというのを達成するために、もっと透明性の高い形に切り替えていくように議論を変えるのかというようなことは、きちんと考える必要がある。少なくとも市場の流動性や透明性については今冬の現象で十分だとは到底言えないということが明らかになり、なおかつ、発電と小売の不透明性の弊害というのがさらにクローズアップされた後で、これを単にやめるという選択ではなく、もっと前向きな改革につなげるべきなのではないかと思います。（3/2 制度設計専門会合 松村委員）
- 監視機関というのは入札行動については非常に重要なミッションを担っているわけですので、グロスビディングを含めて一連の自主的取組についてもう一回見直すことは重要なのかなと思います。（3/2 制度設計専門会合 大橋委員）

グロス・ビディングに関する今後の方針について（まとめ）

- 以上で確認したとおり、グロス・ビディングの当初の政策目的は、①市場の流動性向上、②価格変動の抑制、③旧一般電気事業者の社内取引の透明性の向上の3点であった。
- これらの各目的の現状を確認すると、現在のスポット市場では、2021年3月時点で日本の電力需要の37.6%に相当する量の取引（約定量ベース）が行われており、グロス・ビディングの導入当時（2017年4月）の3.2%と比べ、取引量が大幅に増加。また、2020年度においては売り入札の約4割が旧一般電気事業者以外によるものとなっているなど、取引参加者が多様化している。
- また、仮想的な売／買入札を追加した際の約定価格の変化である価格感応度の変化を確認したところ、2016年8月上旬では売り追加時は▲0.91円、買い追加時は+1.14円であった一方で、2021年8月上旬では売り追加で▲0.41円、買い追加で+0.40円と、着実に低下していた。
- こうした状況を踏まえると、現在では、上記の政策目的のうち①市場の流動性向上及び②価格変動の抑制については、一定程度達成されているものと考えられる。
- 一方で③透明性の向上については、現状のグロス・ビディングにおいては、供給力が不足する場合の成り行き買いによる全量買い戻しが認められ、限界費用に基づく入札が行われておらず、社内取引の透明性が確保されているとは言いがたい。また、卸売の条件面についても、必ずしも明確に価値が定量化されていないなど、社内・グループ内取引における内外無差別な取引の徹底に向けて、引き続き課題がある状況。
- 上記を踏まえ、取引の透明性をより高めるための新たな手段に移行することを前提として、当該手段が導入される際に、併せて現在の形でのグロス・ビディングを廃止することとしてはどうか。

JERAからの提案に対する考え方

- JERAからの提案は、第64回制度設計専門会合（2021年8月）における、「旧一電の取引の透明性をより高めるための新たな手段に移行することを前提として、当該手段が導入される際に、併せて現在の形でのグロス・ビディングを廃止する」という方向性に、一般論としては沿うものと考えられる。
- これまでは、発販分社会社間の取引であったものの、東電EPはGCまでの通告変更が可能であったため、JERA電源運用の裁量（契約kW分に限る）はGCまで東電EPが有していた。この点、今回の提案のように、発販分社会社間の取引であって、かつ東電EPからの通告期限を前倒してスポット市場入札前に通告量を確定させること、かつ東電EPによるグロス・ビディングを休止することで、スポット以降のJERA電源の運用裁量権を東電EPからJERAに移管したうえで、スポット市場への玉出しを東電EPではなくJERAが行うという取組は、発電・小売間の役割明確化、取引の透明性向上につながるものと考えられる。
- また、グループ間取引の通告期限が前倒されることによって、JERAの卸取引の通告変更権に係るグループ内外での取扱の差異が縮小し、卸売条件の内外無差別性に関して、より透明性・受容性が高まると考えられる。
※なお、第62回制度設計専門会合（2021年6月29日）でも報告したとおり、グループ内外での不当な価格差は確認されていない。
- さらに東電EPも、需給運用をJERAへの通告変更に依存することなく、スポット市場や時間前市場を活用し、小売事業者としての経済合理的な判断に基づく取引を行うことがより一層期待される。
- このような構造的な対処により、取引の透明性、卸売の内外無差別性等に対する実質的な寄与が期待されることから、監視等委としてJERAの提案を受け入れることとしてはどうか。ただし、東電EPによるグロス・ビディングのとりやめはあくまでも一時的な休止という位置付けとしつつ、当委員会はこの取組を注視し、かつ実施結果が取引の透明性向上等、市場の健全な発展に資するものかについて検証を行うことが必要。
※今回グロス・ビディングの一時休止とする対象はあくまで東電EPのJERAとの契約に相当する分に限り、JERA社以外との電力購入契約については対象外。JERAからの提案を受け入れる場合、東電EPによるグロス・ビディングの取引量目標の基準となる販売電力量のベースから、JERAからの調達分を除外することが適当か。
- なお、改定以降は、東電グループではこれまで東電EPが受けていた市場取引に関する当局のモニタリングについて、JERAも対象に加えることを予定。

④ 需給曲線の公開の充実

需給曲線の公開について

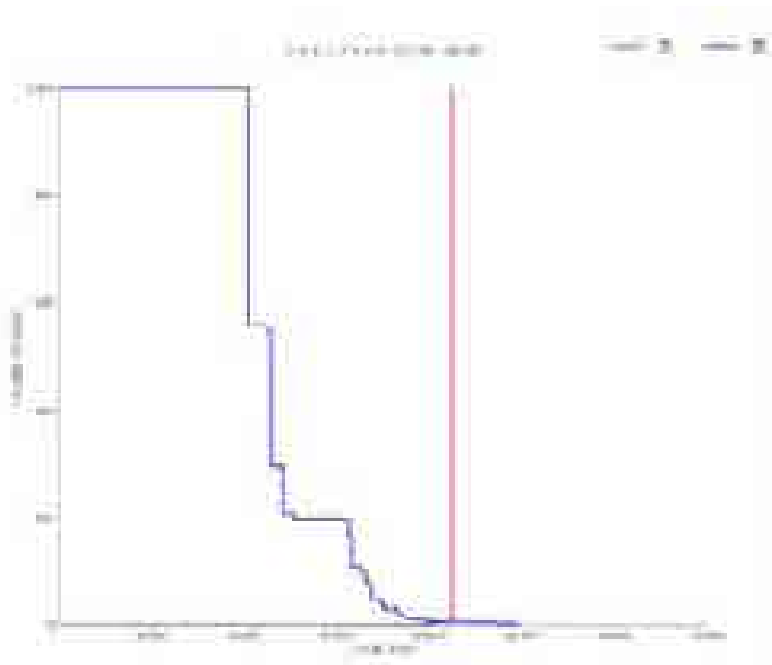
- 2020年度冬のスポット市場価格高騰を踏まえ、日本卸電力取引所において規定変更を実施。
昨年2月27日（土）以降、土日を含む毎日全48コマ分のシステムプライスについて、日本卸電力取引所のホームページにおいて、需給曲線（入札カーブ）の公開を開始した。
- さらに、昨年秋の価格上昇を受け、エリアプライスについても需給曲線を公開してほしいとの要望等を受け、分断エリア別のエリアプライスの需給曲線の公開について、2022年6月の公開を目途に、日本卸電力取引所において公開に向けた準備を進めることとされた。

スポット市場にかかる卸電力取引所の今後の対応事項

項目	スケジュール
全国システムプライスの需給曲線の公開	2021年2月27日【対応済】
価格感応度の公開	2022年1月中
ブロック入札・約定量の公開	2022年2月中
分断エリア別受給曲線の公開	2022年6月目途
ブロック入札ロジックの追加	2022年度中

- 制度設計専門会合での議論を踏まえ、日本卸電力取引所において規程変更を行い、2月27日（土）以降、土日を含む毎日全48コマ分のシステムプライスについて、日本卸電力取引所のホームページにおいて、需給曲線（入札カーブ）の公開を開始（原則取引当日中に公開）。
- 上記に併せ、12月以降の毎日48コマ分の需給曲線（入札カーブ）についても、日本卸電力取引所のホームページにおいて公開。

JEPXにおいて公開されている需給曲線（入札カーブ）



※画像は2月26日 7:30-8:00分
(出典) JEPXホームページ <http://www.jepx.org/market/index.html>

エリアプライスにかかる需給曲線の公開について

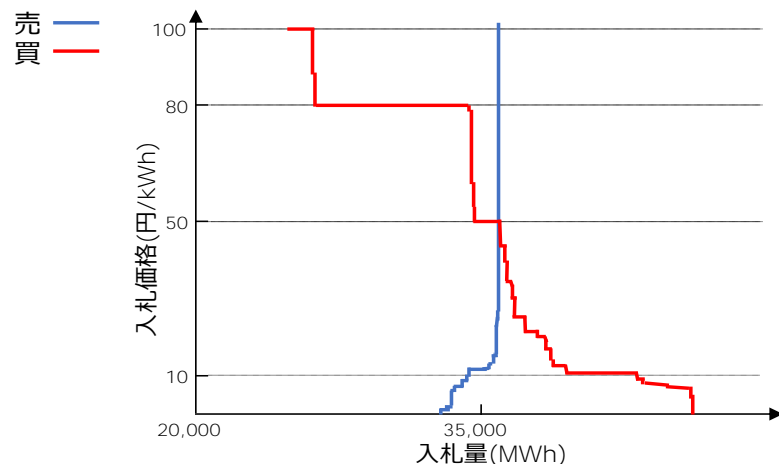
第67回制度設計専門会合（2021年11月26日開催）資料5より抜粋

- 昨冬のスポット市場価格高騰に際して、新電力からの要望を受け、日本卸電力取引所HPにおいて本年2月27日よりシステムプライスの需給曲線の公開を開始。
- さらに、今秋の価格上昇を受け**エリアプライスについても需給曲線を公開してほしいとの要望や、データの形式について、CSV形式も併せて公開することにより利便性が高まるという声がある。****各市場参加者によるより戦略的な買い入札の重要性**を考慮しつつ、**市場分断の発生しやすい一部のエリアにおいては、一部事業者の入札状況が詳らかになってしまう恐れがあること**等も踏まえ、**日本卸電力取引所において、情報公開についての市場参加者のニーズを早急に把握し対応を進めること**としてはどうか。

今秋の高騰コマにおけるエリアプライス需給曲線の例

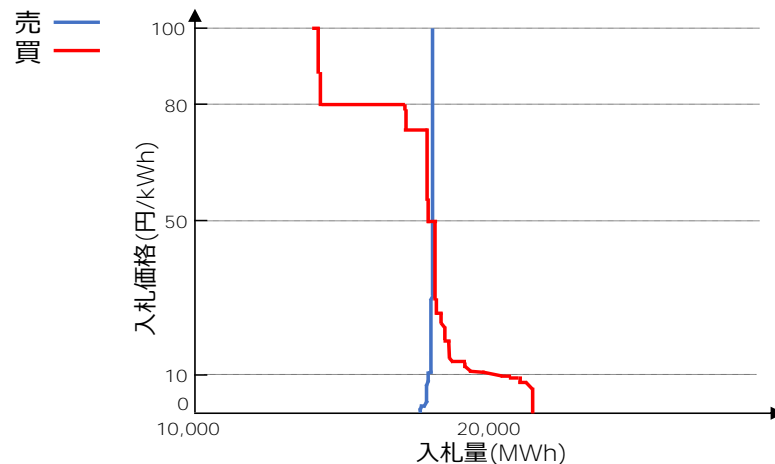
2021年10月8日 16:00-16:30

東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国エリアプライス：50.00円



2021年10月14日 6:00-6:30

中部、北陸、関西、中国、四国エリアプライス：50.00円



※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分等が含まれる。

※ 入札カーブには、約定ブロックは含まれるが、未約定ブロックは含まれない。

情報公開に関する更新予定



電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合等からの意見を受け、以下の情報公開等に関しシステムを更新する。

【スポット市場】

項目	更新時期	更新概要
ブロック入札・約定量の公開	22年2月中	ブロック入札・約定量を「スポット市場取引結果」ファイルに追記する（4列追加）
価格感応度の公開※	22年1月中	価格感応度（50万、100万、500万kW売・買がそれぞれ増えた場合の価格）をHP上に公開する。
分断エリア別入札カーブの公開◇	22年6月目途	現システムプライスの入札カーブ公開に追加して、分断エリア別の入札カーブを公開する（但し、分断エリアが1エリアとなった場合は除く）
ブロック入札ロジックの追加◇	22年度中目途	売りブロック入札オプションに、リンクブロック機能（1つのリンクまで）を追加

※は、JEPXが当初から公開を検討していたもの

◇は、JEPX運営委員会に報告後正式決定

【その他】

項目	更新時期	更新概要
HJKS停止理由の選択式	22年2月中※	HJKSの停止理由をコンボボックスによる選択式とする。

※22年1月中に変更の案内を行い、数週間準備期間を設け、2月に改定する。

⑤ 小売市場重点モニタリング

小売市場重点モニタリングの概要

- 小売市場重点モニタリングとは、一定の価格水準を下回る小売契約について、競争者からの申告や公共入札の状況を踏まえ、取引条件等を含む実態を重点的に把握するための取組。
- 電力・ガス取引監視等委員会においては、2019年9月から当該取組を継続的に実施し、その調査結果を年2回の頻度で公表（直近のモニタリングは2021年上半期のモニタリングであり、2021年12月21日の制度設計専門会合にその結果を報告。）。

取組概要

● **小売市場における公正な競争を確保**するため、競争者からの情報提供等を踏まえ、モニタリング対象事業者（旧一般電気事業者等）の小売契約のうち**一定の価格水準を下回る小売契約につきヒアリングを実施。**

対象となる価格水準等

● モニタリング対象事業者の締結する小売契約のうち、**小売価格がエリアプライス※を下回るもの。**
● モニタリングの対象は、申告時点において有効な（契約期間中の）小売供給契約。
※エリアプライスは、当該小売契約開始月の前月から直近12か月間のスポット市場プライス平均値。

結果の分析・公表

● モニタリングにより得られた情報に基づき、**小売市場の競争状況等を整理。**
● **半期に1回程度の頻度**で、モニタリング結果を**公表。**

2021年上半期のモニタリング結果①

- 期間中の案件（公共入札2,457件、競争者からの申告1件）のうち、エリアプライス以下であることが確認されたのは1,055件であった。これらについて調査（ヒアリング）を行った。
- ヒアリングの結果、九州電力で小売価格（託送除き）が電源可変費を下回る案件が1件確認された。

①公共入札の落札案件

- 2021年1月～6月に小売供給開始となる公共入札案件※¹は2,457件。
- 上記のうちモニタリング対象事業者の落札案件であって、小売単価（託送料金除き）※²が供給開始月の直前12か月のエリアプライス平均以下であることが確認されたものは1,055件。
- このうち、1054件については電源可変費を下回るような事例は見られなかったが、九州電力が落札した公共入札案件について、小売価格（託送除き）が電源可変費を下回る案件を1件確認。

②競争者からの申告案件

- 2021年1月～6月に供給開始となる案件のうち、当局に寄せられた申告件数は1件。
- 小売単価（託送除き）※³が供給開始月の直前12か月のエリアプライス平均以下であることが確認されたものはなかった。

※なお、沖縄エリアでは、システムプライスに加えて同エリアでの常時BU価格（供給実績ベース）を基準価格として公共入札案件等をスクリーニングしているが、ヒアリング対象となる案件はなかった。

※¹ 電気新聞による公共入札データに基づき、2021年1月～6月の間に小売供給契約が開始された/される公共入札の落札案件について抽出。

※² ※¹の案件について、以下のとおり、当局により簡易的に落札単価を試算後（高圧以上。複数の電圧を跨ぐ案件は抽出対象から除く）、事業者が供給実績に基づき落札単価を算出。

・当局による試算：小売単価*¹ = (落札額[円] - 託送料金総額[円]*²) / 使用端電力量[kWh]

・事業者による算出：小売単価*¹ = (落札額[円] - 託送料金総額[円]*²) / 送電端電力量[kWh] ± (あれば) 燃料費調整費(送電端換算)[円/kWh]

*¹:消費税除く、*²:託送約款上の標準メニューでの託送料金、*^{2'}:供給実態に応じて託送約款を適用した託送料金（力率割引・割増等を考慮。※³も同様）

※³ 小売単価（託送除き）*¹ = (契約金額総額[円] - 託送料金総額[円]*²) / 送電端電力量[kWh] *³ ± (あれば) 燃料費調整費(送電端換算)[円/kWh]

*¹:消費税除く、*²:供給実態に応じて託送約款を適用した託送料金 *³:過去実績又は予定量

2021年上半期のモニタリング結果②

- モニタリングの結果、九州電力について公共入札案件において可変費を下回る価格で応札・受注していた事例が1件確認された。同社に対してさらに調査を行った結果、当該事案は見積りデータの入力ミスとチェック漏れに起因するものであった。なお、同様の案件がないか過去1年間の特高・高圧の全契約について報告徴収も行ったが、問題となる契約は確認されなかった。
- このような行為は、その意図がない中であっても、結果として、競合相手を市場から退出させることにもつながりかねないものと考えられるため、同社に対して令和3年12月21日に指導を行い、再発防止のための改善報告を求めるとともに、その旨公表した。

