

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第四次中間とりまとめ

令和3年6月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

目 次

1. はじめに	2
2. 市場整備の方向性(各論)	4
2. 1. ベースロード市場	4
2. 2. 容量市場	25
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	62
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	66

1. はじめに

戦後 60 年余り続いた我が国の電気事業制度の下では、垂直一貫体制の一般電気事業者が国民の生活に不可欠な電力の供給義務を負い、その代わりに、地域独占と規制料金によって投資回収を保証されてきた。こうした供給体制が、大規模電源の技術革新や、計画的な発電所の建設・維持を可能にし、我が国の電力の安定供給や競争力の基盤を創ってきた。しかしながら、こうした仕組みの中では、我が国の電気料金が国際的に割高な水準にとどまり続ける恐れがあった。1995 年以降、4 次にわたって重ねてきた一連の電力システム改革は、こうした懸念に対処し、経済合理的な電力供給体制と競争的な市場の実現を目指したものである。とりわけ 2011 年 3 月の東日本大震災以降は、①安定供給を確保しながら、②電気料金の最大限の抑制や、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を実現するための電気事業制度の抜本的な改正を進めてきた。その一環として、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下「貫徹小委員会」という。）において 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）の創設が提言され、その具体の制度設計は制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）が担うこととされた。本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 4 回目の中間とりまとめとなる（2018 年 5 月に第一次中間とりまとめ、2019 年 5 月に第二次中間とりまとめ、2020 年 7 月に第三次中間とりまとめを公表）。

今回の取りまとめでは、貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場のうち、初回オークション結果を踏まえて制度の見直しを行う容量市場、利便性の向上に向けて見直しを行うベースロード市場について、2020 年秋以降に検討・審議した内容を示している。

まず、容量市場については、2020 年 7 月に実施した初回オークションの結果を踏まえ、その約定価格の適正性、価格形成の在り方を中心に多方面から問題提起をいただいた。そのため、次回オークションを迎えるにあたっては、本作業部会において制度全体の見直しを前提に、半年以上にわたって公開の場で丁寧な議論を重ねてきた。初回の約定結果の背景のひとつには、我が国全体で将来（4 年後の実需給年度）に確実に稼働できる供給力の不足があると考えられる。まず、再生可能エネルギーの大量導入を背景とした卸電力市場の取引価格の下落等により、不採算性のために廃止される発電設備が増加傾向にある。2016 年以降の過去 5 年間を見ても、約 1,000 万 kW の石油火力が廃止されているほか、電気事業者が毎年度提出している供給計画（電気事業法に基づき電気事業者に提出が義務づけられている今後 10 年間の供給力の見通し計画）に供給力として計上されている発電設備の中には、建

¹ 本作業部会は、2017 年 3 月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会（以下「基本政策小委員会」という。）の下に設置されたものである。

設から経た年数を踏まえると、必要な手続きを完了したタイミングで速やかに長期間の停止・廃止に移行予定の発電設備が多数存在するものと想定される。また、脱炭素化という世界的潮流の中、発電をめぐる新規の設備投資は厳しさが増しており、事業の採算性の観点で新設計画を中止する例も出始めている。こうした状況を総合的に勘案すると、再生可能エネルギーの導入による供給力の増加や、それに伴う電源構成の転換が今後も期待される一方で、時間帯や季節に発電量が左右される再生可能エネルギーのバックアップを担う調整電源の供給力も今後重要になっていくものと想定され、安定供給の観点から必要な供給力を確保する仕組みがますます重要になってくる。中長期的な供給力の確保については、各国が悩みながら取り組んでいる課題であるが、我が国においても、不断に制度を見直ししながら積極的に手を打っていかねばならない。

次に、旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフィッティングを図り、更なる小売競争の活性化を図る観点から創設されたベースロード市場については、2019 年 7 月に初回オークションが開催された。取引開始直後は、売り手と買い手の需要がマッチせず、価格の乖離や入札量に占める約定量の割合が低調であったが、取引回数を重ねるごとに少しずつ売り・買いの価格水準の乖離が縮小するなど、改善がみられている。しかしながら、市場の活性化に向けてさらに利便性の向上をはかるため、本作業部会において必要な対策を検討し、市場開設時期の見直し及び取引に必要な預託金の水準を引き下げる方向性を決定した。今後、預託金の水準に係る具体的な検討は JEPX(日本卸電力取引所)で進められるが、さらなる市場の活性化に向けて引き続き不断の見直しは必要である。小売電気事業者が、リスクの分散の観点からこうしたヘッジ手段も積極的に活用し、公正で競争的な電力市場を構築していくことが期待され、そのために必要な対策は今後も講じていく。

貫徹小委員会では、電力システム改革を貫徹するという総意の下、我が国の電力市場の競争の深化や、環境適合・安定供給などの公益的課題の達成を目指すとした。その目的は現在も変わることはない一方、制度設計の段階から実際の運用開始の段階への移行に伴い、目的達成のための施策の在り方については、貫徹小委員会当時とは必ずしも一致しない。現在の電力産業を取り巻く環境の変化や国際情勢等を考慮し、より実態を踏まえた施策の実現のために、引き続き丁寧に検討を進め、安定的な電力供給を、健全な競争市場の下に、事業者の創意・工夫によって実現される電力システムを目指していく。

2. 市場整備の方向性(各論)

2. 1. ベースロード市場

(1)背景

2016 年の小売全面自由化後、新規参入者(新電力)と旧一般電気事業者(大手電力会社)の間で公平な競争条件を整備することが課題となっている。とりわけ、石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源²については、主に大手電力会社が保有してきており、その大部分は自社需要や相対契約で占められている。新電力のアクセスが極めて限定的である結果、新電力はベースロード需要を LNG 等のミドルロード電源で対応せざるを得ない一方、それらの電源は価格競争力等の観点でベースロード電源に劣後するため、大手電力会社と比して新電力は十分な競争力を有しない状況が指摘されていた。

この課題に対処するためには、大手電力会社と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフッティングを図ることが重要である。このため、貫徹小委員会において、ベースロード市場(以下「BL 市場」という。)を創設し、新電力のベースロード電源へのアクセスを容易にすることで更なる小売競争の活性化を図ることが適当とされた。具体的には、同市場を先渡市場の一種と位置づけ、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源等により発電された電気の一部を、適正な価格で市場供出することを、制度的に措置することとされた。

貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場の詳細設計は遅くとも 2020 年度から電気の受け渡しを開始できるように検討を行うこととされた。本作業部会においては、関連するその他の制度・規制との関係も踏まえつつ市場の詳細設計を行い、2019 年 7 月に初回取引を実施した。

市場開設以降、取引を数回重ねる中で、事業者からは BL 市場に対して利便性の向上に関する要望(例:翌期の契約交渉が本格化する 1~2 月頃にオークションを開催して欲しい)も寄せられた。また、2021 年 1 月の電力需給ひっ迫の検証においては、買手事業者のヘッジに向けた意識を高めていくことの重要性(第 55 回制度設計専門会合(2021 年 2 月 5 日))や、需給ひっ迫時の価格高騰リスクを軽減する観点から、ヘッジ市場を活用していくことの重要性(第 29 回電力・ガス基本政策小委員会(2021 年 1 月 19 日))が示されており、来冬までに実施すべき対策の一つとして、小売電気事業者が活用するヘッジ市場の活性化が挙げられる。BL 市場に求められる役割はますます大きくなっていることを踏まえ、2019 年度および 2020 年度のオークション結果を振り返るとともに、BL 市場の利便性の向上に向けた制度見直しの検討を行い、本取りまとめにおいて、その検討状況を総括する。

² 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭火力を指す。

(2) 2020 年度オークション結果総括

2020 年度オークションは、売り入札量 23,035.0MW（年間換算量で約 2,017.9 億 kWh）に対し、買い入札量は 6,381.7MW（年間換算量で約 559.0 億 kWh）と、約 28%の入札割合であった。そのうち約定量は 332.1MW であり、買い入札量の約 5%であった。

他方、約定価格は 2019 年度と比較し約 2～3 円/kWh 低下していた。これは BL 市場の価格水準の参考となるスポット市場の価格下げ幅（2018 年度以降で約 2～2.5 円/kWh）を若干上回る水準となっている。

(参考図 1-1)2020 年度オークション結果概要

＞ オークション約定量

	2019年度取引（カッコ内は年間換算量）			2020年度取引（カッコ内は年間換算量）		
	売り入札量	買い入札量	約定量	売り入札量	買い入札量	約定量
北海道	711.6MW (62.3億kWh)	298.6MW (26.2億kWh)	27.8MW (2.4億kWh)	922.0MW (80.8億kWh)	232.5MW (20.4億kWh)	11.6MW (1.0億kWh)
東日本	10,261.6MW (898.9億kWh)	4,094.7MW (358.7億kWh)	308.6MW (27.0億kWh)	10,786.2MW (944.9億kWh)	3,637.3MW (318.6億kWh)	107.7MW (9.4億kWh)
西日本	10,298.5MW (902.1億kWh)	2,993.3MW (262.2億kWh)	197.9MW (17.3億kWh)	11,326.8MW (992.2億kWh)	2,511.9MW (220.0億kWh)	212.8MW (18.6億kWh)
総計	21,271.7MW (1,863.4億kWh)	7,386.6MW (647.1億kWh)	534.3MW (46.8億kWh)	23,035.0MW (2,017.9億kWh)	6,381.7MW (559.0億kWh)	332.1MW (29.1億kWh)

＞ オークション平均約定価格（円/kWh）

商品エリア	2019年度取引※1	2020年度取引※1
北海道	12.43	8.92
東日本	9.71	7.50
西日本	8.62	6.22

各エリアにて
約2～3円
/kWhの低下

＞ 年間平均スポット価格（円/kWh）

2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度※2
8.5	9.7	9.8	7.9	5.3

約2～2.5円/kWhの低下

※1 各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を算出

※2 オークション直近月となる2020年4月～11月の平均スポット価格 z

(2020 年度オークション監視結果総括)

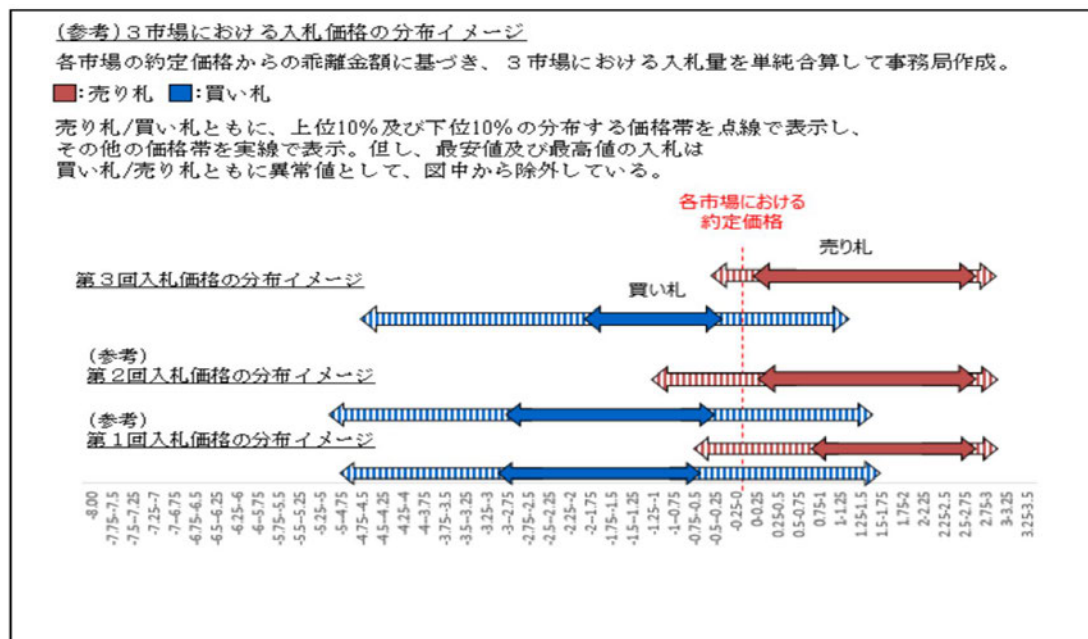
監視等委員会によるオークションの監視結果は、以下のとおり分析されている。

- － オークション回数を重ねるにつれ、売り手と買い手の求める価格水準の乖離は縮小する傾向にあった。
- － 売り手及び買い手にヒアリングを行ったところ、翌年のスポット市場価格や相対契約価格を想定し、それをベースとして入札したとの回答があった。

今後は、大規模発電事業者の自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、BL 市場へ供出した価格を不当に下回っていないか等について、引き続き監視を行うこととされている。³

³ 2020 年度オークション分の受渡しは、2021 年 4 月から開始となる。

(参考図 1-2)2020 年度オークション入札価格の分布イメージ



(出所)「2021 年度分ベースロード取引市場(第3回オークション)に係る監視結果について」

(令和2年12月21日)(電力・ガス取引監視等委員会)より

(参考図 1-3)監視委員会による2020年度オークションヒアリング結果

監視等委員会によるヒアリング結果

- 2020年度のオークション状況について、監視等委員会が、買入札事業者からヒアリングした結果、以下のような意見が見られた。

【約定結果について】

- 約定量は少ないが、約定価格は、オークション以降の相対契約交渉時の指標として有用である。
- 約定価格は、全体的に昨年と比べ安くなっているが、北海道エリア及び東日本エリアは依然として高く、割高感がある。他方で、西日本エリアは妥当な価格水準になってきている。

【預託金について】

- 年間約定総額の3%や、約定日の翌日から最長で21ヶ月間預託金の拘束期間があるため、預託金の負担が大きい。

【開催時期について】

- 翌期の相対契約の交渉が本格化するのは12月～2月頃であることから、7月、9月、11月のオークション開催時期を後ろ倒しにして欲しい。そうすることで、考慮される燃料費の価格変動のリスクプレミアムが小さくなり、売り手と買い手の価格水準の乖離が小さくなるのではないかと。
- 前年度の早い時期に一定の数量・価格を固定できることはメリットと考えており、調達ポートフォリオの一つの手段になり得る。

9

(出所)「2021 年度分ベースロード取引市場(第3回オークション)に係る監視について」

(令和2年12月21日 電力・ガス取引監視等委員会)をもとに事務局にて作成

(3) ベースロード市場の現状

2019 年度は、売り入札量 1,863.4 億 kWh に対し、買い入札量は 647.1 億 kWh と、約 34.7% の入札割合であった。そのうち約定量は 46.8 億 kWh と買い入札量の約 7.2%であった。

他方、2020 年度は、売り入札量 2,017.9 億 kWh に対し、買い入札量は 559.0 億 kWh と、約 27.7%の入札割合であった。そのうち約定量は 29.1 億 kWh と買い入札量の約 5.2%であり、前年度と比較して低下している。

約定価格については、両年度の全エリアにて、取引前年度のエリアプライスを下回っているにも関わらず、約定は一部にとどまっている。加えて、2020 年度の約定価格は前年度と比較しても安値で取引されている。

(参考図 1-4)2019 年度～2020 年度のオークション結果

➤ オークション実績

エリア	2019年度取引 (2020年度受渡し)				2020年度取引 (2021年度受渡し)			
	売り入札量 (億kWh)	買い入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※ (円/kWh)	売り入札量 (億kWh)	買い入札量 (億kWh)	約定量 (億kWh)	約定価格※ (円/kWh)
北海道	62.3	26.2	2.4	12.43	80.8	20.4	1.0	8.92
東日本	898.9	358.7	27.0	9.71	944.9	318.6	9.4	7.50
西日本	902.1	262.2	17.3	8.62	992.2	220.0	18.6	6.22
総計	1,863.4	647.1	46.8	—	2,017.9	559.0	29.1	—

➤ (参考) 年間平均スポット価格

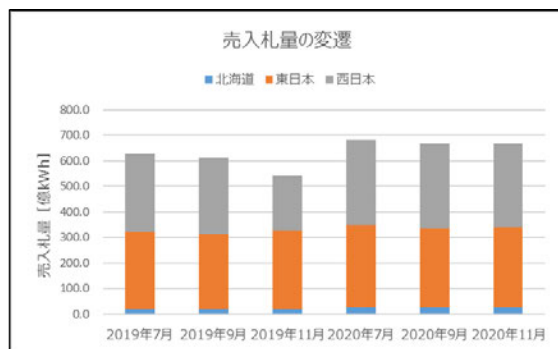
エリア	基準エリアの2018年度エリアプライス(円/kWh)	基準エリアの2019年度エリアプライス(円/kWh)
北海道	15.03	10.73
東日本	10.68	9.12
西日本	8.88	7.17

(入札量および約定量の結果)

2020 年度オークションは、売り入札量 2,017.9 億 kWh と、前年度比で約 8.2%増加に対し、買い入札量は 559.0 億 kWh と前年度比で約 13.6%減少している。

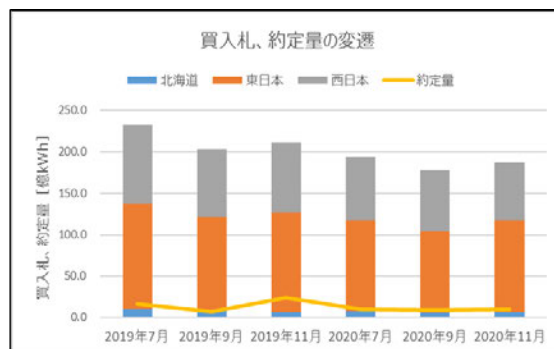
他方、2020 年度の約定量は 29.1 億 kWh(買い入札量の約 5.2%)と、前年度の 46.8 億 kWh(買い入札量の約 7.2%)と比して低調な結果であった。

(参考図 1-5) 入札量、約定量の変遷



➤ 売り入札量 (単位: 億kWh)

取引結果	2019年度	2020年度
売り入札量	1,863.4	2,017.9



➤ 買い入札量、約定量 (単位: 億kWh)

取引結果	2019年度	2020年度
買い入札量	647.1	559.0
約定量	46.8	29.1

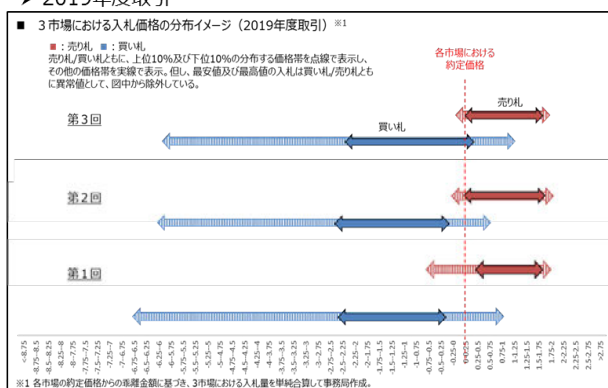
(入札価格)

2019 年度、2020 年度の入札価格は、両年度ともに、比較的分散した価格帯にて入札されており、回数を重ねるにつれ、売り・買いの価格水準の乖離が縮小する傾向が見られた。このため、今後、この価格差をいかに縮めていくかが課題となる。

この売り・買いの価格差が回数を重ねるにつれ縮小する傾向を踏まえると、仮に第 4 回オークションを開催した場合、この価格差がさらに縮小し、一定程度の約定量が期待できるとも考えられる。

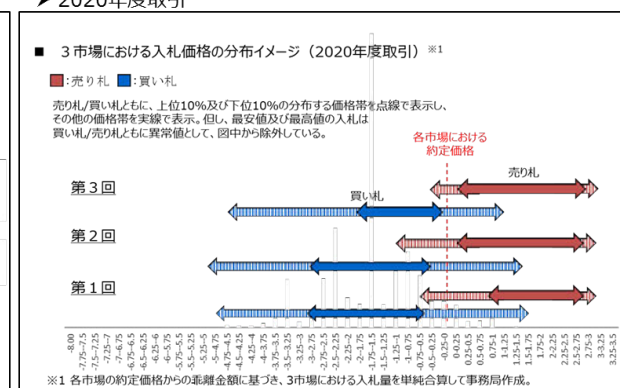
(参考図 1-6) BL 市場における入札価格の分布イメージ

➤ 2019年度取引



出所: 「ベースロード市場の監視結果について」(令和元年12月9日 電力・ガス取引監視等委員会)より(一部更新)

➤ 2020年度取引



出所: 「2021年度ベースロード取引市場(第3回オークション)に係る監視結果について」(令和2年12月21日 電力・ガス取引監視等委員会)より(一部更新)

(参考:約定量のシミュレーション)

年度内のオークションのうち、回数を重ねるにつれ価格差が縮まっていることに着目し、仮に第4回のオークションを開催した場合に、どの程度の約定が見込めるか、約定量のシミュレーション⁴を行った。

シミュレーションでは、2020年度の第3回オークションを前提とし、①買手入札価格が0.5円増加する場合、②さらに売手入札価格が0.5円減少する場合という簡易な前提に基づいて約定量を試算した。その結果、両ケースともに4倍以上の増加が見込まれる内容であった。

(参考図 1-7)2020 年度第 3 回オークションによる約定量シミュレーション

オークション約定量結果			シミュレーション結果	
	オークション	約定量[億kWh]	① 買手入札価格が0.5円増加する場合	
2020年度	第1回	9.7	約定量[億kWh]	約定量比
	第2回	9.5	44.4	約4.5倍増
	第3回	9.8	② ①+売手入札価格が0.5円の減少する場合	
	計	29.1	約定量[億kWh]	約定量比
			58.9	約6.0倍増

(BL 市場の検討課題)

第31回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月10日)において、2020年度冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性(案)として、「ヘッジ市場の活性化」が改めて示された。その中では、BL市場含むヘッジ市場全体の活性化に向けては、先渡市場などのヘッジ手段と一体となって、利用拡大に向けた更なる検討が必要と整理されており、BL市場については、需給ひっ迫を受け、次回のオークションまでに速やかに適用可能な、短期視点での対策も求められている。

BL市場の現状や事業者からの意見も踏まえると、4つの主な課題が考えられる。

⁴ 本シミュレーションは、入札価格を単純に見直して試算したものだが、実際の入札価格は、買手/売手とともに、様々な要素で決定されるものであることから、本シミュレーションが、実際のケースに必ずしも該当するものではない。

(参考図 1-8)BL 市場の現状の課題

主な課題		内容
オークション日程が買手の小売活動時期に合わない		➢ 現在のオークション日程は、BL市場の主たる供出事業者となる旧一般電気事業者の翌年度に向けた供給計画策定期間（11月末）等を軸に組み立てられているが、買い入札事業者の販売活動等に合わず、その結果、入札行動に結びつかないことが考えられる。
売買取手の不一致	価格	➢ 将来の需給状況や卸電力市場の動向を考慮し、また期間中の燃料費の変動など様々なリスクが盛り込まれるため、売り入札価格が高く、買い入札価格は安くなる傾向にあり、売買入札価格に乖離が生じている。
預託金の負担が大きい		➢ BL市場では、買い代金に対し一律3%の預託金が発生する。また、その預託金の支払が約定直後に発生し、拘束期間が最長21ヶ月となることもあり、それが買い手の負担となり、応札行動の足かせになっていることが考えられる。
事業者の価格固定ニーズが乏しい	売手事業者	➢ 売手事業者にとっては、燃料費の変動やエリア間値差リスク等により一年物商品としての価格固定ニーズが乏しく、一定量以上約定することが逆にリスク要因となっているが。
	買手事業者	➢ 買手事業者にとっては、相対契約や、価格の安いタイミングでスポット市場から都度購入することの方が、有益と考えられている場合もあり、一年間、価格固定で購入することのニーズが乏しいのではないかと。

(参考図 1-9)2020 年度冬の需給ひっ迫検証を踏まえた対応の方向性

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証を踏まえた対応の方向性（案）			
引き続き詳細分析は進めるも、これまでの検証も踏まえ、迅速に効果を発揮できるように来冬までに実行すべき「短期対策」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理してはどうか。			
対応の方向性（案）			
		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ハッジ市場の活性化	● ハッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ハッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がない等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者関係者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者関係者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予報率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルール明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用等の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
	kWh不足に対するセーフティネット	● 暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
③ 構造的対策	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給に必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置 ● カーボニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力系統のマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

(出所)第31回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月10日)資料5より

(4) ベースロード市場の活性化に向けた対策

(市場開設時期)

現在の市場開設時期(7月、9月、11月)は、BL 電源を供出する旧一般電気事業者等が、BL 市場での約定結果も踏まえた次年度の発電計画や供給計画等の策定を行う時期(年末頃にかけて)を考慮し、日程を組み立ててきた。

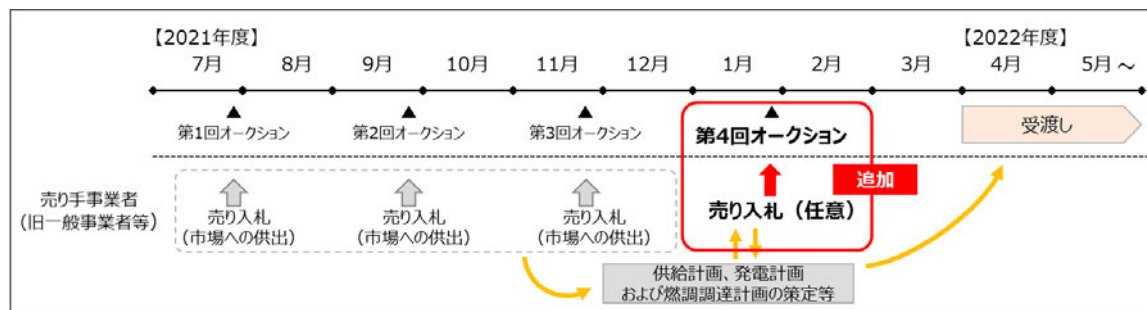
他方、新電力を中心とする買手事業者は、公共入札や相対契約の交渉等の販売活動が1～2月に本格化するが、これが現在の市場開設時期とは必ずしも一致しておらず、開設時期の見直しを求める意見もある。⁵

これらを踏まえ、BL 市場での取引に厚みを持たせるべく、買手事業者の商流を踏まえて、年明け(例えば、1月下旬)にオークションをもう1回、追加開催することとする。

一方、追加するオークションについては、旧一般電気事業者等の供給計画策定等への影響を勘案し、旧一般電気事業者等に対しては市場への供出を制度的に求めず、各社の判断による任意参加とする。⁶

なお、その際は、旧一般電気事業者等への供出上限価格の設定や、買手事業者の購入可能量の制限等を追加オークションでも適用することとし、監視は、価格面についてのみ行うこととする。

(参考図 1-10)オークション追加時の市場開設スケジュール(イメージ)



また、市場開設時期の見直しにあたり、BL 市場の適切な運営を目指すための指針が示されている「ベースロード市場ガイドライン」に適切な修正を行う。(別添1を参照のこと)

⁵ BL 市場の未約定分を先渡市場等へ供出することを制度的に求めてはどうか、とのオブザーバーからの意見もあった。

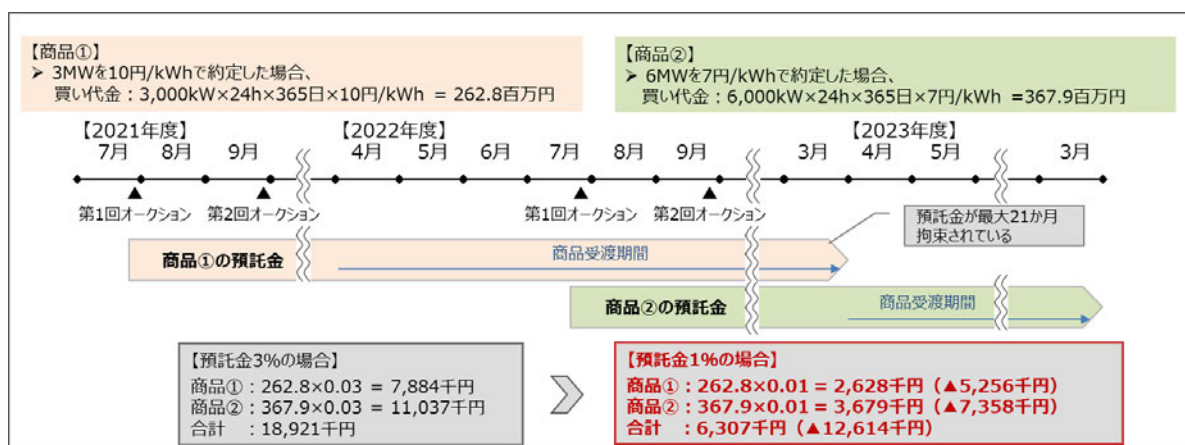
⁶ 任意参加の場合においても、事業者へのヒアリング結果より、一定程度の約定量が期待できる。

(預託金水準)

BL 市場では、JEPX の取引規程上、買い代金に一律 3% を乗じた額が、預託金とされている。また、BL 市場で取引された商品の受け渡し完了するまで、JEPX へ預託する規程となっている。

本市場では、一年間の受渡し商品のみを扱っているが、商品の受渡し前年度にオークションする制度であるため、一定期間(最長 21 か月)の預託金が発生する。長期受渡し商品扱う性質から、預託金は、購入代金の不払いなどの債務を担保する目的で導入されており、同じような趣旨の他制度においても採用されているものであることから、制度自体は妥当なものと考えられる。一方、買手の事業者の負担となり、応札行動の足かせになっていることが、事業者の意見として挙げられている。このため、市場の運用状況を踏まえつつ、BL 市場の利便性向上に向け、預託金の水準を引き下げる方向で、JEPX にて具体的な検討を進めていただくこととする。

(参考図 1-11) 預託金を見直した場合の支払額(イメージ)



(5) 最後に

ベースロード市場は、新電力が、低コストで昼夜・時期を問わず安定的に稼働できる電源から電力を調達する機会を増やすことで、旧一般電気事業者と新電力のイコールフィッティングを図ることを可能とする制度である。近年の卸電力市場の価格の下落等を背景に、ベースロード市場を含めた先物市場にみられる価格固定での取引に対するニーズそのものに対するマイナスな声も聞かれる一方で、電源を必ずしも有さない事業者からは、引き続き、ベースロード電源に対する強いニーズ、ベースロード市場に対する改善の要望も寄せられており、追加するオークションのフォローも含め、制度の利便性の向上に向けた継続的な議論が必要である。

特に、この冬の電力需給ひっ迫の検証を踏まえ、小売電気事業者が抱えるリスクのヘッジ手段としてベースロード市場に期待される役割は大きくなっている。本来、この市場は小売電気事業者が供給力確保義務を果たす際の調達手段の多様化に資する制度であることにも鑑み、制度趣旨への理解をさらに深め、また今後ますます活用されるよう、制度をとりまく環境の変化も踏まえながら不断に見直しを行っていくこととする。

ベースロード市場ガイドライン (案)

策定 2019年3月19日

改定 2021年4月7日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱等のいわゆるベースロード電源については、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった発電事業者（以下、「区域において一般電気事業者であった発電事業者」という。）及び卸電気事業者であった発電事業者が多くの発電所を保有する状態が続いている。

ベースロード電源は、開発拠点の制約や、初期投資に要する費用が高額となることから、新規に開発することは容易ではないと考えられる一方で、一般に、運転コストが低く、高効率な発電が可能である。ベースロード電源は、我が国の電気事業において、低廉で安定的な電気の供給を実現する上で、重要な役割を果たしている電源である。

一方で、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった小売電気事業者（以下、「区域において一般電気事業者であった小売電気事業者」という。）は、自己又はグループ内の発電部門との内部取引に加えて、卸電気事業者であった発電事業者との長期かつ固定的な相対契約を維持している。

区域において一般電気事業者であった小売電気事業者が継続的な契約を締結し、ベースロード電源の運転・維持に要する費用を支払ってきたことによって、ベースロード電源の開発や維持が行われてきた側面がある一方で、電力自由化により新規参入した小売電気事業者は、ベースロード需要をLNG等のミドルロード電源や卸電力取引所から調達した電気によって供給する状況が生じている。

こうした中、電力自由化により新規参入した小売電気事業者が、区域において一般電気事業者であった小売電気事業者と同様の環境でベースロード電源を利用できる環境を実現することで、小売電気事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコルフットィングを図り、小売競争を活性化させるため、平成31年度から新たにベースロード市場が創設されることになった。

ベースロード市場においては、一定の期間にわたり固定的な価格で電気の受け渡しが行われることとなり、小売電気事業者にとっては前日スポット市場の価格変動リスクを回避しながら安定的に電気を調達することができるとともに、発電事業者にとっても安定的な電気の供給先を確保することが可能となる。

電気事業制度改革の目的である安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、

事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を実現するためには、卸電力取引所など卸電力市場の活性化が不可欠であり、新たに創設されるベースロード市場についても、積極的に活用されることが重要である。

本文書は、ベースロード市場の基本的な考え方を示すことで、ベースロード市場の適切な運営を目指すものである。

(注) ベースロード電源とは、地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭火力を指す。

2. 考え方

(1) ベースロード市場の概要

ベースロード市場は、卸電力取引所に開設される市場の一つであり、ベースロード市場で約定した場合、受渡期間にわたり、卸電力取引所の先渡市場と同様に、前日スポット市場を通じて、約定した量の電気が受け渡される。このとき、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との値差については、卸電力取引所において清算が行われることになる。

また、ベースロード市場での取引は、原則として受渡年度の前年度の7月、9月、11月、1月に実施し、1月の開催回では、大規模発電事業者のベースロード市場への参加は任意とする。

(注) ベースロード市場には、複数の市場範囲が設定され、それぞれに基準エリアプライスが設定される。沖縄エリアにおいては、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、ベースロード市場は開設されない。

(2) 大規模発電事業者によるベースロード市場への投入電力量

大規模発電事業者がベースロード市場に投入する量は、本項の算定式に従って資源エネルギー庁が算定した量を下回らないこととする。ただし、大規模発電事業者のベースロード市場への参加が任意の開催回の場合はこの限りではない。

(注) ここでいう大規模発電事業者とは、全国で500万kW以上の発電規模を有する発電事業者、その親会社又は当該発電事業者若しくはその親会社から3分の1以上の出資を受ける発電事業者である。

(a) 電力自由化により新規参入した小売電気事業者の9供給区域におけるベースロード需要を勘案した量 (A)

(A) = (9供給区域における全小売電気事業者の総販売電力量 (e)) ×
(9供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量の9供給区域における全小売電気事業者の総販売電

力量に対する比率 (p)) × (ベースロード比率 0.56) × (電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数 (d))

※総販売電力量等については、入札前年度の実績値を使用する。

電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数 (d) については、以下の算定式による

$$d = -(100/45) \times (p - 0.15) + 1$$

ただし、 $p < 0.15$ のときは $d=1$ であり、 $p > 0.3$ のときは $d=0.67$ とする。

(b) 各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者のベースロード需要を勘案した量 (B)

$$(B) = (A) \times \{ (各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力の 9 供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力に対する比率 (a)) \times 0.25 + (各供給区域における大規模発電事業者が所有するベースロード電源の設備容量の 9 供給区域における大規模発電事業者が所有するベースロード電源の総設備容量に対する比率 (b)) \times 0.25 + (各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による販売電力量の 9 供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量に対する比率 (c)) \times 0.5 \}$$

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画における受渡年度の数値、大規模発電事業者が所有するベースロード電源の設備容量は受渡年度の前々年度の実績値、電力自由化により新規参入した小売電気事業者の販売電力量は受渡年度の前々年度の実績値を使用する。

(c) 各供給区域において各大規模発電事業者が投入する配慮が求められる取引量

$$(C) = (B) \times (各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力のうち各供給区域における各大規模発電事業者が供出する供給能力の各供給区域における大規模発電事業者が供出する総供給能力に対する比率 (f)) - (入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量 (g)) - (旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量 (h)) - (電発電源の切り出しインセンティブ (i))$$

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画におけ

る受渡年度の数値を使用する。

※「入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量 (g)」

前年度の常時バックアップ契約に基づく契約量及び実供給量をベースロード市場における供出量等から控除することとする。ただし、初年度(2020年度受渡し分)と2年度(2021年度受渡し分)については、ベースロード市場導入直後の常時バックアップの使用量を予見することは困難であることから、前年度の常時バックアップの供給量の半分を控除することとする。

※「旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量(h)」

旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で一定条件の下で結ばれた相対契約（以下「適格相対契約」という。）の取引量（以下「適格相対契約量」という。）をベースロード市場における供出量等から控除することとする。具体的な条件としては、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも契約期間における負荷率が70%以上、かつ、契約期間が6ヶ月以上の契約であって、価格についてもベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格と著しく乖離がない契約を対象として、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、その基準に満たない場合は、その未達量 [kWh] を減算して算定することとする。

具体的には、以下の算定式に従って算定する。

実績の負荷率=R、受給契約電力=W [kW] とした場合、

① $R \geq 95\%$

$$(h) = W \times R \times \text{該当年度の契約期間 [h]}$$

② $95\% > R \geq 70\%$

$$(h) = (W \times R \times \text{該当年度の契約期間 [h]}) - \{W \times (0.95 - R) \times \text{該当年度の契約期間 [h]}\}$$

③ $70\% > R$

控除なし（対象外）

この際、相対契約の受電実績から控除の算定を行うため、「受渡年度－2年度」の契約を対象とし、複数年度にわたる契約については、「受渡年度－2年度」の期間分のみを控除量算定の対象とする。また、旧

一般電気事業者等が、自エリアが含まれる市場範囲において自己又はグループ内の小売部門と締結した相対契約については控除対象としない。

なお、控除可能量は、当初は供出量の10%に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討することとする。

「電発電源の切り出しインセンティブ (i)」

区域において一般電気事業者であった発電事業者が、ベースロード市場創設前に電発電源（電源開発の保有する電源をいう。）の切り出し等を行った場合、事前に切り出した総量分[kWh]を、区域において一般電気事業者であった発電事業者の供出量から控除することとする。

※電発電源を切り出す際、ベースロード市場において取り扱う価値は電力量[kWh]としているが、電発と区域において一般電気事業者であった小売電気事業者等との受電に係る契約は供給力[kW]にて取引がなされているため、電発電源の切出し量を算定する際は、kWhからkWに算定し直す必要がある。

この算定の際は定期検査等を踏まえた稼働率を考慮し、火力については、以下の算定式により契約解除量を決定することとする。

$$\text{電発切出し量 [kW]} = \text{電発供出義務量 [kWh]} \div (8760 [\text{h}] \times 85\%)$$

部分供給は需要家ごとにその供給形態が異なるため、競争活性化の観点から、市場開始後当面の間は、ベースロード市場からの部分供給分を供出量から控除しないこととし、今後の状況変化に応じて、適宜見直しを行うこととする。

なお、大規模発電事業者がグループを形成している場合、グループ内の各発電事業者からの供出量については、大規模発電事業者において任意に設定することとする。

(3) ベースロード市場への供出価格

ベースロード市場の目的を踏まえると、大規模発電事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入する

ことが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

大規模発電事業者におけるベースロード電源の発電平均コストは、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて（注）算定される、当該大規模発電事業者のベースロード電源に係る受渡期間における水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計をベースロード電源の想定発電電力量で除したものとすることが適当である。

その際、大規模発電事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計は、以下の手順で算定することが適当である。なお、みなし小売電気事業者以外の大規模発電事業者については、本項の考え方を基本としつつ、ベースロード市場の目的を勘案して個別に考え方を確認するものとする。

（注）ベースロード市場への供出上限価格算定においては、小売料金改定と同様の作業を想定しているものではなく、ベースロード電源に係る費用を合理的に算定することが重要と考えており、現実的に対応可能な範囲であって、かつ、受渡年度の翌年度において、実績と想定との乖離に係る合理性を確認可能な範囲での作業を想定している。例えば、社内における予算計画の数値を用い、予算策定後の事情の変更については、必要に応じて、公平かつ適切に反映することが考えられる。

（a）費用の算定

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第3条第2項各号の方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。ただし、同項第2号に定める燃料費に関して、ベースロード取引は受渡期間を通じて固定価格で電気の受け渡しを行うものであるため、供給計画等を基に算定した数量に乗じる単価としては、価格変動リスクを勘案した価格（燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格）を用いる。

（b）事業報酬の算定

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第4条の方式に従い、電気事業報酬の額を算定する。ただし、事業報酬率（注）については、合理的に説明できる場合に限り、ベースロード電源を保有する自己又はグループ内の発電部門固有の事業報酬率を用いることを妨げない。

(注) 事業報酬について、自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金に含まれると考えられる事業報酬を上回らない範囲で設定することに留意する。

(c) 費用等の整理

以上の(a)及び(b)において算定された費用及び事業報酬の合計額を、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第6条第1項の方式に従い、同項各号に掲げる部門に配分することにより整理する。ただし、ベースロード電源に係る費用を特定するため、第1号「水力発電費」は「流れ込み式水力発電費」(該当する場合にはこれに加え、「貯水池式の一般水力発電費(ベース運用部分)」)及び「その他水力発電費」に、第2号「火力発電費」は「石炭火力発電費」及び「その他火力発電費」に、第4号「新エネルギー等発電費」は「地熱発電費」及び「その他新エネルギー等発電費」に、それぞれ配分することにより整理する。

また、第6条第2項の方式に従い同条第1項第9号「一般管理費等」の額を配分する際は、第1項に準じて整理した他の部門に対してそれぞれ配分する。受渡年度において大規模発電事業者が送配電事業に係る費用を負担する場合においては、同条第4項ないし第6項に従って離島供給費及びアンシリリーサービス費への配分を行うなど、送配電事業に係る費用を適切に算定し、これを発電費から控除する。

(d) 費用の集計

(c)の整理を行った上で、「流れ込み式水力発電費」(及び該当する場合には「貯水池式の一般水力発電費(ベース運用部分)」)、「石炭火力発電費」、「原子力発電費」及び「地熱発電費」に配分された金額の合計額を、大規模発電事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計とする。

(e) その他考慮すべき事項

容量市場からの期待収入は、受渡期間に対応する期待収入の金額が確定している場合、(d)で集計された金額から当該期待収入の額を控除することが適当である。

(注) ベースロード電源(石炭火力、流れ込み式水力、原子力、地熱)のみでは、制度的措置に基づき求められる市場供出を履行できない場合

は、貯水池式の一般水力のベース運用部分のコスト等に基づき、供出上限価格を算定することも認める。

(4) 小売電気事業者によるベースロード市場の利用

ベースロード市場の目的を踏まえれば、小売電気事業者が各市場範囲における自らのベースロード需要に相当する量（以下、「ベースロード需要量」という。）を超えない範囲でベースロード市場を利用することが重要であり、卸電力取引所等において、小売電気事業者が以下の考え方に適合する形で取引を行うこととなるよう、所要の取引規程を定めるなどの環境整備を行うことが望まれる。

(a) 購入可能量の算定

各小売電気事業者の購入可能量は、各市場範囲における当該小売電気事業者のベースロード需要量から、適格相対契約量を控除した量とする。

小売電気事業者は、正確性を期すため一般送配電事業者からの証憑等を添付した上で、卸電力取引所にベースロード需要量を申請し、各入札における購入可能量は、卸電力取引所が小売電気事業者からの申請、過去の入札における当該小売電気事業者の約定量及び適格相対契約量を確認した上で、設定を行う。

なお、バランシンググループの代表者は、バランシンググループに参加する小売電気事業者全体でのベースロード需要量に基づきバランシンググループ全体での購入可能量を申請するとともに、バランシンググループに参加する各小売電気事業者の購入可能量の内訳も同時に提出する。

ベースロード需要量については、本項(i)～(ii)の方法によって算定する。

(i) 直近一年間の実績を有する事業者の算定方法

ベースロード需要量は、ベースロード市場の入札を行う年度の前年度の実績を用いて算定することが基本となる。

小売電気事業者のベースロード需要は、需要家の獲得・喪失がなければ年間を通じて比較的安定していると考えられる一方で、正月や8月の一時期等に工場等が稼働を停止することなどが考えられることから、小売電気事業者の一日当たりの最低需要のうち、年間18日の下位

の需要を除いた需要に年間の日数を乗じたものを、当該小売電気事業者のベースロード需要量とする。ただし、需要家の獲得等によりベースロード需要が継続的に増加傾向にある場合においては、受渡年度における実際のベースロード需要により近い量を購入できるよう、入札前の利用可能な直近一年間の実績を用いてベースロード需要量を算定することも可能とすることが適当である。

(ii) 直近一年間の実績を有しない事業者の算定方法

小売電気事業者が、事業の開始後 1 年間を経ておらず、直近一年間の実績を有しない場合には、小売電気事業登録における最大需要電力の見込み量の範囲内でベースロード需要量を設定することが適当である。

この場合において、当該小売電気事業者が、受渡年度における実際のベースロード需要量以上に購入を行った場合、超過量は受渡年度の翌年度の購入可能量から差し引くことが適当である。

この点に関し、当該小売電気事業者は、入札年度の 2 月末日までに受渡年度の需要見込みについて説明を行うとともに、例外的にベースロード市場からの購入量の取消や下方修正を行えることとする。

(5) ベースロード市場の透明性

ベースロード市場の目的を踏まえると、大規模発電事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入することが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会（以下「委員会」という。）においては、ベースロード市場の受渡年度の前年度及び翌年度において、以下の内容を監視することが期待される（注）。なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等は、当該供出事業者等の競争情報に当たることから、原則として非公開とすることが適切と考えられる。

監視の具体的内容や手法の詳細については、委員会が必要に応じて検討を行う。

(a) ベースロード市場の受渡年度の前年度

オークション終了後 (大規模発電事業者の参加が任意の開催回を除く。) に、供出量について、大規模発電事業者を対象として、必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。また、供出価格については、大規模発電事業者を対象として、当該事業者に供出上限価格とその算定根拠の提示を求める。

適切な量が市場に供出されていない場合又は供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(b) ベースロード市場の受渡年度の翌年度

- (i) 必要に応じて大規模発電事業者から実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・想定発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、実績と想定との乖離に係る合理性を確認する。

実績と想定との乖離に合理性が乏しいと判断される場合には、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

- (ii) 大規模発電事業者から、ベースロード市場への供出価格と自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格との比較に必要な根拠の提出を求め、自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていないかについて確認を行う。

小売部門の収益・費用の構造や小売平均料金を参照した上で、自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、ベースロード市場へ供出した価格を不当に下回るおそれ(注)がある場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(注) 自己又はグループ内の小売部門に対するベースロード電源に係る卸供給価格と推定される価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていた場合、通常、ヒアリング等の対応を行うこととなると考えられる。

今後の市場運用に当たり、委員会による監視の結果、事業者からの説明に客観的かつ合理的な説明が確認されない場合には、事業者に対する注意喚起

を行うほか、適切な量を市場に供出していない、供出上限価格を適切に算定していない、適正な価格による供出をしていないといった不適切な行動が見られる場合等には、必要な手続を踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する等の対応を行う。

なお、今後において、監視結果や市場の状況等を踏まえながら、必要に応じて制度の見直しを行う

また、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、ベースロード市場を終了することが望ましいと考えられる。どのような段階で終了するかについては、今後の競争の進展状況等を踏まえて検討することが必要となる。

2. 2. 容量市場

(1) 背景

容量市場は、4 年後に確実に発電できる電源に対し、その発電能力(kW 価値)に対価を支払うための仕組みである。電力自由化以前の発電事業は、地域独占と規制料金によって投資回収が保証された電力会社が、供給義務を果たすために必要となる発電設備を計画的に建設・維持してきた。しかしながら、電力自由化以降、必ずしも発電設備を保有しない小売電気事業者が増えるとともに、卸電力市場での電力取引量の拡大、再生可能エネルギーの大量導入等に伴う市場価格の低下等の影響により、発電設備の維持費等の回収の見通しが不透明になることから、自由化が先行した欧米各国における導入制度を参考として容量市場の導入が進められてきた。

容量市場によって、発電事業者は一定の投資回収の予見性を確保できる一方、供給力確保義務を課された小売電気事業者は、将来の供給力を早い段階から市場を通じて確保することが可能となる。将来の発電能力について価格形成がなされるため、安定供給上、必要な電源の休廃止を防止するとともに、卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者が安定して事業運営を行えるようになることが期待される。電気料金の安定化は需要家にもメリットがもたらされるほか、再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響しているため、容量市場は、必要な供給力を、最も効率的に確保することを可能とする手段であるという考え方を軸に、これまで制度の詳細な検討が進められてきた。

容量市場の初回メインオークション(2024 年度向け)は 2020 年 7 月に開催され、その約定結果が 9 月に公表された。結果は以下のとおりである。

- 約定総容量は、1 億 6,769 万 kW
- 約定価格は、14,137 円/kW
- 経過措置の対象となる電源等の価格は、8,199 円/kW
- 落札された電源等全体の約 78%が経過措置の対象であり、それを踏まえた総平均価格は、9,534 円/kW

※2010 年度末以前に建設された電源の容量確保契約金額に対しては、経過措置として 42%の控除率が課される

- 経過措置を踏まえた約定総額は、1 兆 5,987 億円

電力・ガス取引監視等委員会が公表した監視の報告によると、不当な入札行為は認められていない。一方で、経過措置及びその対象電源の逆数入札の在り方や維持管理コストの計算方法について課題提起がなされた。また、関係者からも多くの要望・意見が示され、本作業部会の事務局においても、計 100 社以上にものぼる関係者から、要望をいただき、意見交換を実施した。ご指摘やご要望について、おおよその方向性を踏まえながら整理すると、主な意見は以下のとおりであった。

- 小売事業環境に対する影響緩和
- 供給力を増やすことや目標調達量の見直しによる市場競争の適正化

- その他、制度全般に係る意見（石炭フェードアウト、情報公開など）

（参考図 2-1）電力・ガス取引監視等委員会の中間報告内容（抜粋）

来年度以降に向けて検討すべき事項
経過措置及びその対象電源の逆数入札の在り方 ・ 約定価格近傍の入札電源の多くが、経過措置対象かつその割引分を逆数入札したもの ・ 逆数入札を認めたことは、それを維持するために必要な金額を確保する機会をあたえる観点から合理的であったが、約定価格を引き上げる結果となっている 維持管理コストの計算方法 ・ 維持管理コストの計算方法について、ガイドライン上、直ちに問題となるものではないが、以下のように、その合理性に疑義があるものも見受けられた

▼

電力・ガス取引監視等委員会からの指摘事項を踏まえ、次年度以降のオークションに向けて必要な検討を行う

電力・ガス取引監視等委員会による監視の結果や関係者等からの様々な要望・意見を踏まえ、あらためて、本作業部会において、容量市場の必要性を確認するとともに、次回のオークションに向けて初年度の結果について検証を深めるとともに、具体的見直しについて丁寧な議論を行った。

（2）制度見直しの方向性

①供給力の管理・確保

（背景）

容量市場が適切に機能するためには、4 年後に確実に発電する能力を有する全国の供給力のうち、十分な量が市場において取引されることが必要である。発電事業者に応札義務を課していない以上、全国のすべての供給力が容量市場において取引されとは限らない。市場に参加する供給力が多ければ多いほど、市場メカニズムを通じた供給力確保の実効性が高まる。なお、初回オークションにおいて、相対的に数多くの電源を有する旧一般電気事業者等の市場支配的事業者に「売り惜しみ」に該当する行為はなかったことを電力・ガス取引監視等委員会が確認している。

全国の供給力は、全発電事業者が、毎年度末、広域機関を通じて経済産業大臣に提出する供給計画によって管理・把握されている。このため、初回オークションに参加しなかった供給力について、供給計画を基礎にカテゴリーを分類の上、来年度のオークションへの参加を促す方策や、非応札電源を潜在的な供給力として見込むかどうか、また、仮に見込む場合にどのような方策があり得るかなどについて、検討を行った。

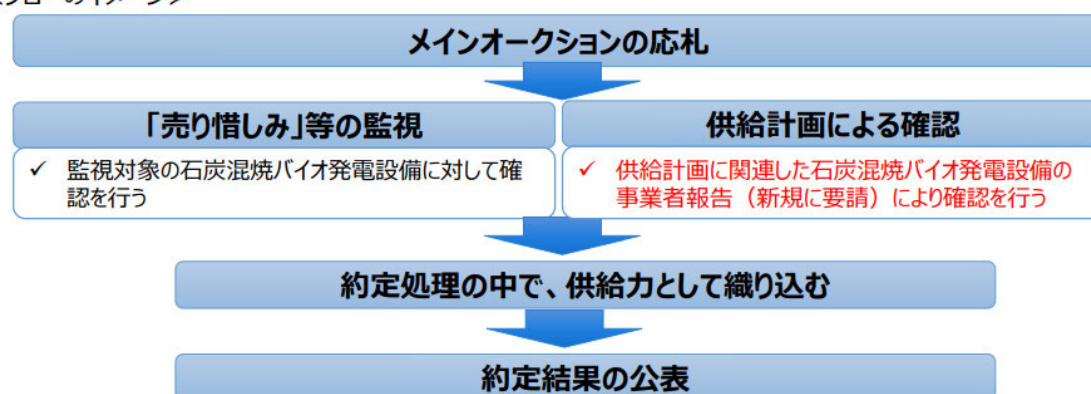
（石炭混焼バイオマス発電）

電力・ガス取引監視等委員会より、FIT 認定を予定する等、入札対象外となる見込みとなつたために、期待容量は登録したものの応札しなかった電源および期待容量は登録したものの

応札しなかった電源が約 140 万 kW 程度あったことが報告された。当該 140 万kW のうち、大部分を占めるのが石炭バイオマス混焼であり、こうした応札しなかった石炭混焼バイオマス発電設備については、容量市場の在り方等に関する検討会において、次回以降、供給計画で確認された電源から応札しなかった電源を特定し、事後的に供給力として織り込むという整理を行った。この整理に従い、次回以降のオークションにおいて、応札しなかった石炭混焼バイオマス発電設備を把握する仕組みとして、監視対象の電源と、供給計画で確認された電源から対象を特定することとし、約定処理の中で、供給力として織り込むこととした。

(参考図 2-2) 石炭混焼バイオマス発電設備を把握する仕組み (第 29 回容量市場の在り方等に関する検討会 資料 3)

<フローのイメージ>



(休廃止を予定している電源)

2020 年度供給計画において、2024 年度の休止電源は約 2,300 万 kW となっている。その約半分は短期的な立ち上げが困難なものであり、残りの 600～1,300 万 kW は、適切な時期に判断・準備を行った上で、1 年程度での再立ち上げが可能な電源とされている。容量市場の入札ガイドラインにおいて、休止電源は容量市場に参加しない正当な理由に掲げられている一方、初回オークションにおいては、休止予定とされていた約 200 万 kW の電源が落札した。計画停止または休廃止予定の電源の応札は、オークションの競争性の向上の観点からは望ましいことである一方、応札するか否かを事業者毎の判断に委ねた場合、その判断の透明性・妥当性を確保することが困難となる懸念がある。このため、市場支配的事業者については、計画停止または休廃止の予定の有無にかかわらず、基本的にすべての電源について応札することとした。その上で、例えば、既に停止後数年経過しており、稼働させるには 1 年以上要する場合など、応札不要の場合について一定の基準を設けることとし、基準を満たさないものの個社の判断により応札しない場合は、事前に電力・ガス取引監視等委員会の確認を得ることとした。

【応札不要とする電源の基準】

メインオークション応札受付開始時点で休止しており、当時点で1年以上休止している場合は応札不要である。この基準を満たさない場合でも以下の基準のいずれかを満たす場合には応札不要である。

- ① 実需給年度において、休廃止以外の理由(補修工事等)によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ② メインオークション応札受付開始時点で廃止していないが、当時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ③ 実需給年度において FIT 認定を予定している等、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ④ 上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

(メインオークションにおける調達量の考え方: 未稼働原子力、自家用発電設備、その他、DRなどの発動指令電源)

これまで、容量市場は適切な供給信頼度の維持を図るために、予め必要な供給力を確保する手段として議論してきた。他方で、4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源も存在しうる。例えば、自家用発電設備や原子力については、4年前には稼働の見通しがなかったものの、1年前には、稼働の見通しが立ち、容量市場への参加が可能になっていることもありえるものと考えられる。また、DRについても、実需給が近づけば近づくほど、容量市場への参加の可能性が高まるものと考えられる。そのような供給力を確保するためにも、メインオークションでは全量を調達せずに、追加オークションで調達することも考慮すべきといった意見があった。そのため、従前のメインオークションで目標調達量全量を確保する方法に加え、追加オークションと分割して目標調達量を確保する方法について、比較を行いつつ、具体的な対応の方向性について検討を行った。

複数回にわたる議論の結果として、実需給年度の直近まで、稼働を見通せない電源等にも取引の機会を与えるため、追加オークションでの調達を前提とする案が妥当であると考え、具体的には、DRの増加が期待されること、自家用発電設備の容量市場への参加や未稼働原子力の稼働などにより、一定の供給力の確保が期待できることを考慮し、H3 需要の2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達することとした。また、追加オークションでの調達量については、発動指令電源で1%、安定電源で1%を基本としつつ、需要や供給力変動、実需給年度の2年前に実施される発動指令電源の実効性テストの結果等を踏まえた上で、追加オークションで調達する量を決定することとした。

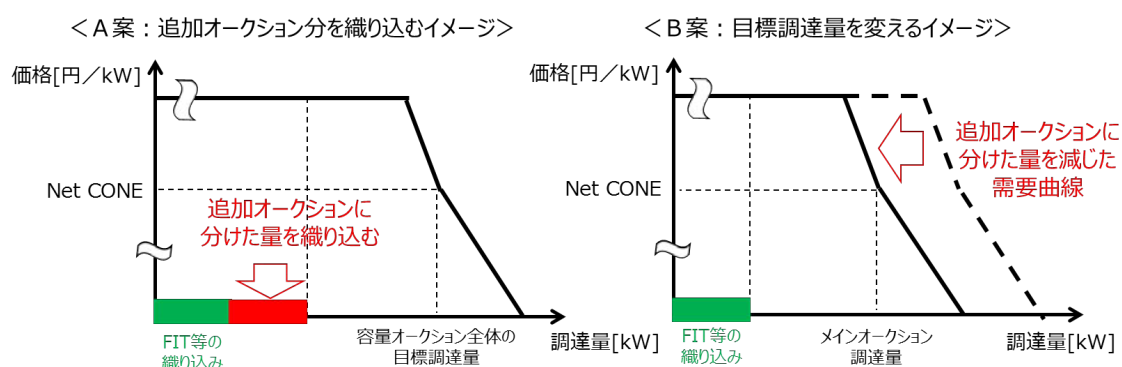
なお、メインオークションで非落札となった電源が追加オークションを待たずに退出するリスクが考えられ、容量市場が実需給年度を迎え、本格的に運用が開始されるまでの電源の退出防止策については、別の委員会とも連携をして、今後具体的な方策に向けて更なる検討を深めていくこととした。

(メインオークションの需要曲線の設定方法)

H3 需要のうち 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、その分は基本的には追加オークションで調達することとして整理を行った。また、メインオークションの需要曲線の設定方法については、第 30 回容量市場の在り方等に関する検討会(3 月 16 日)において、追加オークションで調達する量の設定は、以下の A 案と B 案の 2 つの方法で議論が行われた。

- A 案: 需要曲線の中で、FIT 電源等の期待容量に加えて、追加オークションに分ける量を織り込む
- B 案: 目標調達量より追加オークションに分ける量を減じて、新たな需要曲線を作成する

(参考図 2-3)メインオークションと追加オークションに調達を分けた場合の、需要曲線の設定方法(第 30 回容量市場の在り方等に関する検討会 資料 3)



容量市場の在り方等に関する検討会では、これまでの議論と整合的であること、また、B 案は調達量を縮減する形となり、その結果として、約定処理に用いる供給信頼度を変更する必要があるなど、新たな措置の検討が伴うというデメリットがあることなどを踏まえて、A 案が支持された。その検討を踏まえて、2021 年度オークション(実需給 2025 年度)においては、需要曲線の中で、FIT 電源等の期待容量に加えて、追加オークションに分ける量(2%)を織り込むこととした。

(発動指令電源(DR)の拡充について)

今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待される DR を含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度運用が望ましいと考えられる。電源 I' の実績と比較して容量市場の初回オークションの発動指令電源の調達量は大きく増加しており、このような点も踏まえて、発動指令電源の調達上限については、3%から全体として 4%に拡充することとした。メインオークションでの調達量は初回オークションの調達上限と同様の 3%とし(上限に達しなかった場合には他の

電源区分の電源を調達)、追加オークションでは拡充分の 1%を上限として確保することとした。その上で、追加オークションで拡大する部分に絞って調整係数を詳細化することとした。なお、発動指令電源の調整係数については広域機関において検討を行う。

(容量抛出金の一般送配電事業者負担額について)

初回オークションにおいて、容量抛出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3 需要の 6%とされた。H3 需要の 6%相当を託送料金負担とすることは、2016 年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定された。これは、確保すべき調整力をH3 需要の 7%とした上で、従前の託送料金原価に 5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分 2%の半分に相当する 1%を控除して定められたものである。その際、小売負担分を 2%でなく 1%とした理由として、以下が示されている。

- 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
- その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしくなる可能性も否定できない。
- こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。

その後、約 5 年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去 5 年間で当時の休廃止計画を上回る 1,600 万 kW 超の火力電源が廃止された。また、さらに、火力電源の休廃止が進む計画となっている。こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分 1%を送配電負担とし、容量抛出金の送配電負担を 7%としたうえで、2025 年度以降、一般送配電事業者が負担する容量抛出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととした。⁷

②入札価格の妥当性の確保

(背景)

容量市場が適切に機能するためには、供給力の適切な管理・確保とともに、入札価格の妥当性の確保が不可欠である。個別の入札価格は公表されず、約定価格のみが公表される以上、個別の入札価格があらかじめ定められたルールに従って適切に算定されており、価格つり上げのような不当な行為がなされていないことを担保する仕組みが重要となる。入札価格の基礎となる維持管理コスト及び他市場収益の計算方法については、容量市場における入札ガイドラインに定められているが、基本的事項の整理にとどまり、詳細は規定されていない。その結果、規定のない方法でコストの算定を行っていた例があり、その合理性に疑義がある

⁷ オブザーバーから、確保すべき調整力に稀頻度リスクを加味するべき、という意見があった。

旨、初回オークション結果の監視を行った電力・ガス取引監視等委員会から意見があった。

また、容量市場における入札ガイドラインに沿った費用等の算定がなされることを担保する仕組みとして、初回オークションで行った電力・ガス取引監視等委員会による事後監視のほかに、行政コストは踏まえつつも、維持管理コストを超える価格設定を抑止するため、一定の価格以上の入札については事前監視を求めることとした。

(入札価格の事前監視)

● 対象事業者

現行の容量市場における入札ガイドラインは、監視対象を大手電力など市場支配的事業者に限定している。こうした中で、新たな入札価格の事前監視の対象についても、監視対象の限定を踏まえて、市場支配的事業者のみとすることについて、支持する意見をいただいた。そのため、市場支配的事業者を入札価格の事前監視対象事業者とすることとした。

なお、2021 年度オークション(実需給 2025 年度)においても、2020 年度オークション(実需給 2024 年度)と同様に 500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者を市場支配的事業者とすることとした。

● 基準価格

事前監視対象の電源を広くすると、制度の透明性・信頼性が向上する一方、確認に係る行政コストが上昇するため、対象は一定額以上の入札を予定する電源とした。

初回オークションの結果を踏まえて、約定価格の妥当性を確認する必要があり、より幅広く監視するために、基準価格については、NetCONE の半分としてはどうかという意見もオプザーバーからあったが、初回オークションにおける価格つり上げの監視は、38 件であり、その結果をもとに次回オークションで NetCONE 以上となる見込みの電源は 50 件程度と想定され、一定の基準を満たす休止電源についても応札を要することを求めることでさらに監視の範囲が広がることから、行政コストを考慮した上で、前年度の NetCONE を基準価格とすることとした。

● 手続

初回のオークションにおいては、監視委員会の事後監視について、2 ヶ月超の期間を要したこと、監視対象の範囲が前回と比べて広がりを踏まえ、事前監視の受付については、入札の 2 ヶ月前を目安とした。これについて、事前監視期間中の算定諸元の変動を考慮して、2 か月前を締め切りとするのではなく、状況の変化に応じて随時、受付けていただきたいという事業者の意見があった。算定諸元の変動については、監視手続に係る時間も考慮した上で、監視完了の一定期間前までに電力・ガス取引監視等委員会に届け出ることとした。また、入札価格の事前監視に関して、事業者が電力・ガス取引監視等委員会の指摘に応じない場合や事前監視を受けずに応札する場合が考えられ、この場合の応札価格、事前監視の実施状況については、応札後に確認することとし、事前監視の結果と整合しない場合には、必要な手続きを踏まえた上で、応札を取り消すこととした。

(維持管理コストの明確化)

- 複数年度分の計上

電力・ガス取引監視等委員会による監視の結果、監視対象の電源の中には、2024 年度まで電源を維持する必要性に鑑み、複数年度分の維持管理費用を含めて維持管理コストを計上している事例がみられた。容量市場における入札ガイドライン上、直ちに問題となるものではないが、「平準化した単年度分の費用のみを計上することがより合理的とも考えられる」という電力・ガス取引監視等委員会の指摘を踏まえ、事務局において検討を行った。容量市場における入札ガイドライン上、来年度のオークションでは、平準化した単年度分の費用のみを計上することが合理的であることを明記することとした。

- 事業報酬、事業税、法人税の計上

電力・ガス取引監視等委員会による監視の結果、「事業報酬、事業税・資本割、法人税を維持管理コストに計上している事例がみられたが、それぞれ維持管理コストに含めないことがより合理的とも考えられる」、という指摘を踏まえ、事務局において検討を行い、容量市場における入札ガイドライン上、事業報酬、事業税(資本割)、法人税を維持管理コストに含めないことについて、明確にすることとした。また、事業税の付加価値割についても、電源を維持することで支払う性質のコストではないとも考えられ、維持管理コストの算定方法を統一する観点からも、事業税の付加価値割を維持管理コストに含めないことを明確にすることとした。

- 事業税の算定方法

電力・ガス取引監視等委員会による監視の結果、実績を基に計上し、上限価格×応札容量に税率を乗じて算定した額を上回っている事例がみられた。「上限価格×応札容量に税率を乗じて算定した額を越えないようにするという考え方が合理的とも考えられる」という監視等委員会の指摘を踏まえ、事務局において検討を行い、容量市場における入札ガイドライン上、維持管理コストに含める事業税は収入割部分とし、「電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率)」として算定することを明確化することとした。

- 他市場収益の例示

他市場収益に係る算出方法について、より詳細な情報を求める声をいただいた。他市場収益及び監視手続の例については、2020 年 10 月の本部会における価格つり上げの監視結果として、電力・ガス取引監視等委員会より、報告いただいたが、今般、これまでの議論を踏まえて、他市場収益の内訳ごとに具体的な事例について情報提供いただいた。他市場収益の算定における市場価格や限界費用の考え方は、その性質を踏まえると事業者ごとに必ずしも共通するわけではない。⁸そのため、容量市場における入札ガイドラインの明確化にあたって、基本的には、ある程度幅を持った形で例示を示すこととした。

- 減価償却費

「容量市場における入札ガイドライン」では、電源を維持することで支払うコストに減価償却

⁸ オブザーバーから、他市場収益算定における市場価格について、将来価格を算定する際はスパイクを加味するべきである、という意見がからあった。

費が含まれるかどうかについて、明記されていないため、明確化すべきというオブザーバーからの意見があった。取り扱いを明確化するため、電源を維持するために支払うコストに減価償却費を含めないことを明記することとした。

- 発電側課金

制度設計専門会合では、発電側課金の kWh 課金の導入について議論が行われており、kW 課金と kWh 課金の比率については 1:1 とする方向で議論が進んでいる。「容量市場における入札ガイドライン」では、電源を維持することで支払うコストに発電側課金が例示されている。kW 課金と kWh 課金の比率が 1:1 ということを前提として、その例示には kW 課金分のみを含めることとした。

- 休止電源の立ち上げにかかるコスト

供給力の管理・確保の観点から、実需給年度において、休廃止を予定している電源についても、一定の基準を設けた上で、基本的に応札することとして整理を行った。これらの電源の中には、実需給年度以前に休止を予定している電源も想定される。そのような電源が、落札され、実需給年度にリクワイアメントを満たし、供給力として稼働するためには、実需給年度までに稼働のための修繕工事等が完了する必要となる。このような実需給年度以前に要する稼働のためのコスト(修繕費・経年改修費)については、応札価格に織り込むことが合理的と考えられる。そのような趣旨を踏まえて、ガイドラインにおいて明確化することとした。

(適正な電力取引についての指針及び容量市場における入札ガイドライン)

本作業部会での議論の内容に基づき、適正な電力取引についての指針及び容量市場における入札ガイドラインの見直しを行う。(別添2を参照のこと)

③小売事業環境の激変緩和

(背景)

2020 年 7 月に実施された初回のオークションにおいては、容量市場の導入に伴い新たな費用負担の発生する小売事業者への影響を緩和するため、2010 年度末以前に運転開始した安定電源および変動電源(単独)に対する支払いを約6割に減額する経過措置が設けられた。同時に、減額措置があっても維持管理コストの適切な回収を行えるよう、割引分の逆数を乗じた入札(逆数入札)が認められた。結果として、入札価格を引き上げることとなった一方、経過措置・逆数入札がなかった場合の電力・ガス取引監視等委員会におけるシミュレーションと比較すると、約 1,400 億円の負担軽減効果があったことが確認されている。容量市場における小売負担の軽減措置は、新制度発足時の激変緩和策として講じられたものであり、その必要性は、次回オークションにおいても変わりはないと考えるのが妥当である。他方、本来、容量市場が適切に機能している限りにおいて、小売事業者の負担を恒常的に軽減する必要はないと考えられ、あくまでも経過措置とすべきであるとする従前の考え方が妥当と考えられる。また、小売負担の軽減措置としては、異なる方策もあり得るところであり、本作業部会に

においても、また、それ以外の場においても、様々な意見をいただいた。これらの意見を十分に考慮して、小売負担の軽減措置については、現行の経過措置・逆数入札をいったん廃止し、基本的方向性について認識を共有の上、具体的な方策について検討を深めていくこととした。また、検討にあたっては、可能な範囲でシミュレーションを行うなど検討が深まる工夫を行っていくこととした。

(減額方法)

現行の経過措置・逆数入札に替わる新たな措置として、時限的に電源等に関する支払額を減額する場合、「電源等の経過年数に応じて減額する方法」と、「入札価格等の入札内容に応じて減額する方法」があり、その方向性として、両方の減額方法を併せて適用する方向で整理を行った。

- 電源等の経過年数に応じて減額する方法

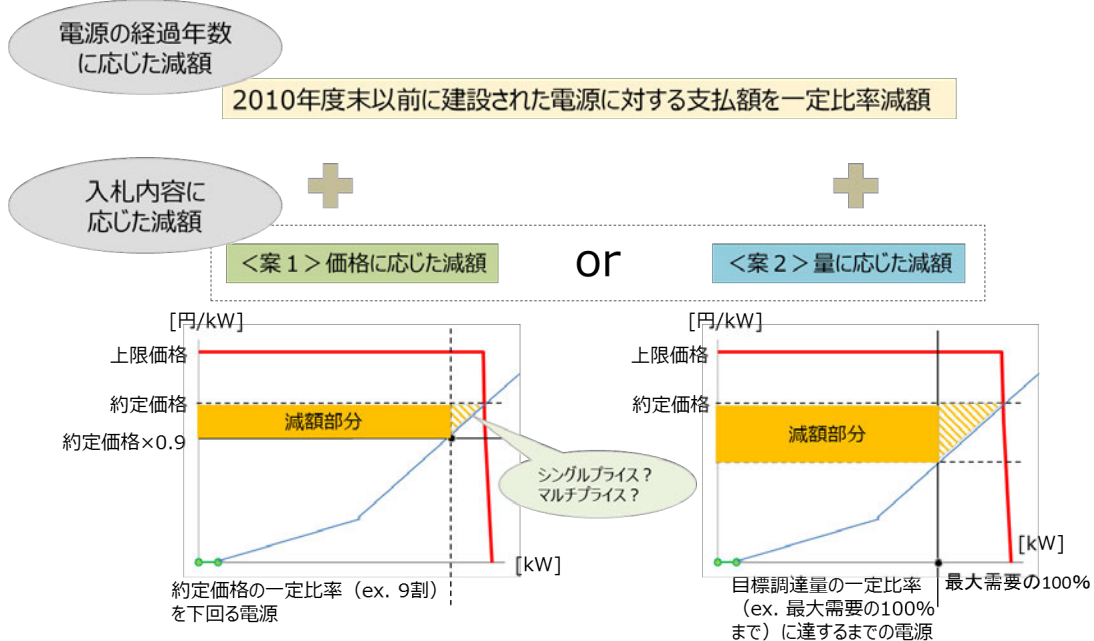
対象となる電源は、制度の継続性の観点から初回オークションで設定していた 2010 年度末以前に建設された安定電源および変動電源(単独)として減額することとした。

- 入札内容に応じた減額

入札内容に応じて減額する場合、入札価格が約定価格の一定比率を下回る電源を減額する方策と、目標調達量の一定比率を下回る電源を減額する方策がある。入札価格ベースの場合、減額幅は事前に明確になるが、減額される電源の量が入札結果に左右される。一方、目標調達量ベースの場合、減額される電源の量は事前に明確になるが、減額幅が入札結果に左右される。入札者から見た場合、いずれにおいても減額後の受取額は入札価格を下回らないが、どちらが入札行動により大きな影響を与えるか検討を行った。予見可能性が高い観点から、入札価格に応じた減額を支持する意見をいただいたため、入札価格に応じた減額を前提として検討を進めることとした。

また、約定価格を 2 段階とした場合、参考図 2-4 の斜線部分について、価格をマルチプライスにすることも考えられるが、マルチプライスを一部導入することで約定価格のつり上げにつながることを懸念されること、これまでも容量市場の約定価格の決定方法としてシングルプライスを採用してきており、それを前提として、維持管理コストを計算するなど制度設計を行ってきており、一部だけマルチということは必ずしも適切ではないこと、等を踏まえて、シングルプライスで約定することとした。

(参考図 2-4) 激変緩和措置(減額方法の考え方)のイメージ



(減額の規模)

電力・ガス取引監視等委員会のシミュレーションによると、初回オークションでの経過措置の効果は、約 8%であった。初回オークションの経過措置の対象電源は落札した電源等全体の約 78%となっており、2025 年度の控除率が 35%とされていたことを踏まえると、単純に計算すると、最大でも約 27%が経過措置の規模感であるとも試算される。そのため、経過措置の具体的な数字を決めるにあたっては、この約 8%から約 27%の間で考えていくこととした。

今後は、初回オークションで採用した逆数入札を認めないことを前提として、事務局からは 22%という案を提示した。委員からは、経過措置以外の制度の見直しは本来あるべき姿に近づけたということであって、価格が下がる方向ということを考慮すべきではなく、当初設定した 27%に近い水準にすべきといった意見があった一方で、減額の規模感が大きくなりすぎて安定供給上のリスクを高めないかという配慮が必要、大きくしすぎると残したい電源の退出の可能性を高め、22%という水準はよい水準、といった意見があった。これらの意見も踏まえた上で、シミュレーション結果を用いて、①電源等の経過年数に応じた減額と②入札価格に応じた減額をあわせて 22%程度となるように設定することとした。

激変緩和措置として、①電源等の経過年数に応じた減額と②入札価格に応じた減額を組み合わせることとしているが、その割合として、事務局の案として①5～10%、②8割～9割前後という幅を示しつつ、①5%、②8割、という案を提示した。それに対して、委員からは、経過年数に応じた減額に大きく振るべき、電源の新陳代謝という制度趣旨を踏まえて上限の 10%で、という意見がある一方で、5～10%は穏当な数字であり、間をとる、例えば 7.5%といった

検討があってもいいのでは、といった意見をいただいた。今回のオークションでは、逆数入札を無くすという前提で全体の折り合いをつけて前に進もうとしていることも踏まえると、経過年数に応じた減額を大きくすることには一定の課題が残るものの、電源の新陳代謝という容量市場の大きな目的を果たすという観点も重要であり、事務局案を一部見直しし、①電源等の経過年数に応じた減額については 7.5%、②入札価格に応じた減額方法については、約定価格×0.82 とすることとした。⁹

なお、この経過措置の扱いについては、これまで相当の議論があったテーマであり、2021 年度オークション(実需給 2025 年度)結果を踏まえて、事後の検証は当然行っていくべきものであり、その検証次第では、あらためて見直しを行っていく可能性は排除されるものではない。また、経過措置以外のこれまで整理を行ってきた 2021 年度オークション(実需給 2025 年度)に向けた見直しには、約定総額を一定程度引き下げる効果があるものと考えられる。¹⁰

その結果として、約定価格の水準が大きく下がることも考えられ、そのような場合の対応については、次回のオークションの結果を踏まえて、その次のオークションのための見直しとして検討を行っていくこととした。

(参考図 2-5) 激変緩和措置(減額割合)

①電源等の経過年数 に応じた減額	②入札価格 に応じた減額	この場合の減額の規模感 (シミュレーション結果)
7.5%	約定価格×0.82	22%

初回オークションにおける経過措置の対象は、安定電源と変動電源(単独)であった。2021 年度オークション(実需給 2025 年度)オークションにおける激変緩和の対象についても、同様の取扱いとする。また、減額率についても、時限的に支払額を減額するものであるため、段階的にその減額を縮減していくにあたり、(参考図 2-6)に基づいて対象となる電源の容量確保契約金額の控除の設定を行うこととした。

⁹ ①と②が対象の場合の減額については、約定価格×①の減額割合×②の減額方法をもとに算定される。また②の対象かどうかの判定は、①で減額する前の入札価格を用いる。

¹⁰ 例えば、以下の見直しが約定総額を一定程度下げる効果があるものとして考えられる。

- ・ H3 需要の 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達
- ・ 石炭混焼バイオマスの取扱い
- ・ 維持管理コストの明確化
- ・ 約定点において複数の同一価格の札が生じた場合等の扱い
- ・ 非効率石炭の誘導措置

(参考図 2-6) 激変緩和措置(①の減額割合、②の減額方法)

	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
①電源等の経過年数に応じた減額	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%
②入札価格に応じた減額	18.0%	14.4%	10.8%	7.2%	3.6%

＜容量確保契約金額の控除の算定方法（2025年度の場合）＞
 約定価格×（①の対象は1-7.5%）×（②の対象は1-18.0%）

④オークション結果の情報公開

（背景）

オークションの結果については、最大の利害関係を有する小売事業者に対し、相対契約の協議を目的とした場合に情報開示が行われることとなっているが、落札電源に関する情報を一般に公開すべきではないか、という声もあった。諸外国においても、どのような情報をどのような形で提供するか、対応は分かれており、例えば、イギリスは符号化されたユニット ID 毎に落札したかどうかとも公表する一方、米 PJM は、そうした情報を一切公表していない。情報公開のメリット・デメリットを踏まえて、情報公開のあり方について検討を行った。

（情報公開の方法）

情報公開のデメリットとして、休廃止に向けた関係者との調整について最も懸念されていたところであるが、メインオークションで非落札となった電源が必ずしも休廃止の判断に至るとは限らないと考えられ、また、追加オークションへの参加も考慮すると当該デメリットとされていた点は、一定程度、解消されたと考えられる。¹¹そのため、最終需要家を含めて非常に大きな関心ももたれている中で、制度の理解を一層深めていく観点から、事業者名、電源 ID（応札単位の附番¹²）、落札容量という内容についてオークション結果として広く公表することとした。

¹¹ オブザーバーから、発電所の立地地点は過疎が進んでいる地域もあり、雇用問題も含め、地域経済への影響があり、4年前のメインオークションで非落札が公表されると、発電所存続について、地域、従業員に丁寧に説明していく必要がある、との意見があった。

¹² 毎年度、落札した電源等に対して、応札単位ごとに附番を設定する。

(参考図 2-7)情報公開のイメージ

参加事業者名	電源ID	落札容量
〇〇電力	00001	3万kW
△△電力	00002	5千kW
〇〇風力株式会社	00003	2千kW
・ ・ ・	・ ・ ・	・ ・ ・

※応札単位の附番:毎年度、落札した電源等に対して、応札単位ごとに附番を設定

⑤カーボンニュートラルとの整合性確保(非効率石炭フェードアウト)

(背景)

第 26 回電力・ガス基本政策小委員会(2020 年 7 月 13 日)において、2030 年に向けた非効率な石炭火力のフェードアウトに向けた検討の方向性・論点等が示され、非効率石炭火力の休廃止を促しつつ安定供給を確保する仕組みは、容量メカニズムと類似性を有することから、本作業部会で議論すると整理されたことを受け、本作業部会において、必要な措置を検討することとした。

その後、2050 年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保という新たな課題に対応しつつも、容量市場の本来の制度目的である安定供給を損うことがないように制度設計を進める必要性を提起し、対象電源の考え方及び基準、誘導措置におけるインセンティブ設計など、具体的な検討を行った。

(対象範囲の考え方)

カーボンニュートラルに向けた電力分野の脱炭素化という政策の基本的方向性を踏まえると、誘導措置の対象としては、①CO₂を排出する火力全体とする方策と、②火力の中でも最も多くCO₂を排出する石炭火力に絞る方策が考えられる。カーボンニュートラルとの整合性を高める観点からは、火力全体を対象とする方が妥当と考えられる一方、現状、必ずしも供給力に十分な余裕がなく、総発電量の約 7 割を火力が占めている中、電源の大半を対象に誘導措置を検討することは時期尚早とも考えられ、「供給力への影響やガス火力へのトランジションの観点から、対象電源は化石全体ではなく、非効率な石炭火力に限定していくべき。」といった意見があった。こうした点も踏まえ、安定供給を確保しつつ脱炭素化を進める観点から、対象を非効率な石炭火力に限定することとした。

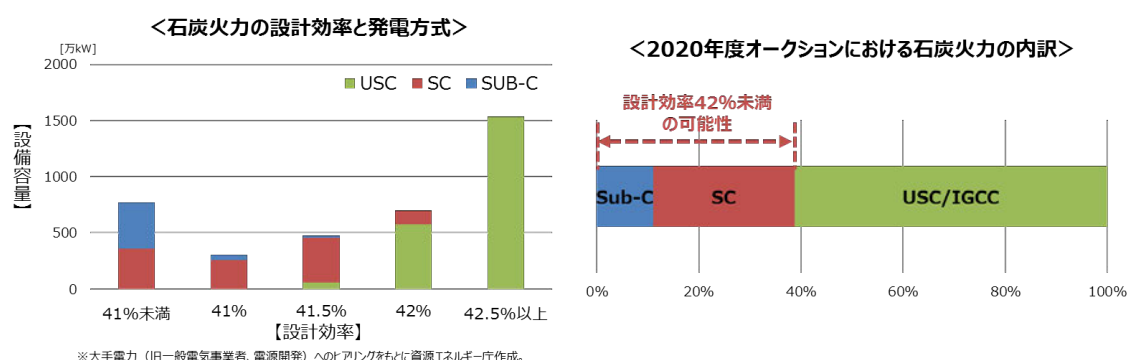
(対象電源の基準)

石炭火力の非効率性を判断する基準としては、発電効率または発電方式が考えられるが、発電方式は、事後的なタービン改造等の事業者の高効率化の取組を反映できない恐れ

があり、また省エネ法に基づく規制的措置の議論においても、発電効率を基準としている。このため、非効率石炭火力の対象範囲を定める基準としては、発電効率で考えることとした。ただし、発電効率の実績値を用いる場合、発電効率は稼働状況によって変動し、再エネの導入拡大による設備利用率の低下に伴い、発電効率も低下する傾向にある。そうした中で、毎年変動する発電効率実績に応じて対象範囲を定めることは、制度的な安定性ひいては事業者の予見可能性を損なう恐れがある。このため、発電効率の判断基準は、入札時点で定まっている設計効率を用いることとした。

そのうえで、非効率の基準については、あまりに高い基準の設定は過度な退出による安定供給上のリスクを抱えるおそれがある中で、第5次エネルギー基本計画における定義等も踏まえ、設計効率¹³で、超々臨界(USC)並みの発電効率42%以上/未滿を基準として設定することとした。

(参考図 2-8) 石炭火力の設計効率と発電方式、石炭火力の内訳



発電事業者は、電源等情報登録において、石炭火力¹⁴のうち、減額対象ではない発電所（設計効率42%以上）の設計効率とその証憑書類を広域機関に提出する。証憑書類としては、当該発電所を保有する事業者以外が示す書類（着工後の試運転期間中に実施される性能試験の結果報告書、建設時の契約書等）とする。ただし、上記証憑書類の準備が困難な場合¹⁵は、事前に資源エネルギー庁に相談し、設計効率の計算過程等の妥当性の確認を得ることとした。

アンモニア混焼について、混焼のインセンティブを損なわないように考える必要があるといった意見が委員からあった。容量市場においては4年前に供給力として見通しが立つ電源

¹³ 設計効率は建設時の計画値を使用し、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外である。

¹⁴ 石炭火力とは、主燃料が石炭である発電所を指している。例えば、複数の燃料種を混焼している発電所において、石炭の割合が最も高い場合、石炭火力に該当する。

¹⁵ タービン/ボイラーを別メーカーから購入している場合等。このとき、機器メーカーは自社機器の効率のみ試験・保証しており、総合効率については、各機器のメーカー保証効率も用いつつ発電事業者が算出することとなる。

が対象となる中で、アンモニアについては、現時点では実証段階である。今後、実装が進められていくことが見込まれる中で、その取組を支援していくことは大事な方向性と考えられる。そのような状況を踏まえつつ、容量市場においても、具体的に何ができるか検討していくことが望ましい。

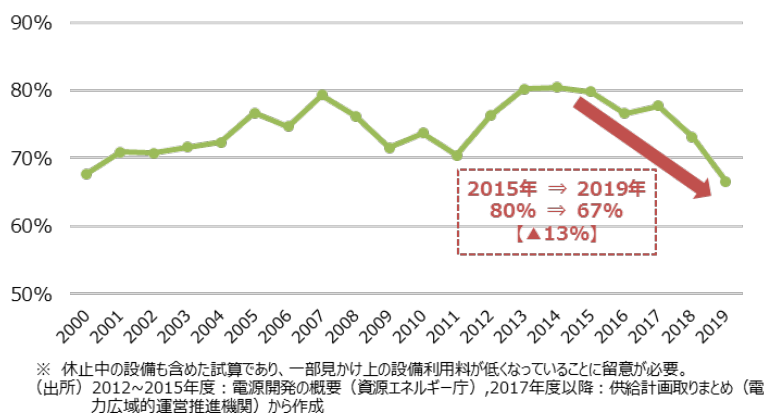
（誘導措置におけるインセンティブ設計）

容量市場は、中長期的な供給力不足への対処や、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保を目的として、発電事業者の投資回収の予見性を高める制度として創設されたものである。このため、容量市場の中で誘導措置の検討に当たっては、必要な供給力(kW)の確保を大前提としつつ、2030年度のエネルギーミックス達成に向けて、非効率な石炭火力の発電量(kWh)を抑制する仕組みとすることが重要と考えられる。こうした点も踏まえ、稼働抑制に対するインセンティブ付与の仕組みとして、誘導措置の対象電源については一律に減額するのではなく、設備利用率が低い電源については減額幅を緩和するなど、設備利用率の高低によって差をつけていくこととした。

基準となる設備利用率については、再エネの導入拡大に従い毎年低下している足下の設備利用率を参照しつつ、需給逼迫時の稼働も勘案しながら、2030年度のエネルギーミックス実現を念頭に具体的な基準を設定することとした。このとき、①足下の設備利用率は約70%で、ここ数年は低下傾向にあり、エネルギーミックスを念頭におくと、少なくとも足下よりも設備利用率を落としていく必要があること、②非効率石炭の発電量を着実に削減しつつも、安定供給の観点から夏冬の高需要期のフル稼働も見込んでおくこと、といった観点を考慮すると、春秋は停止しつつも夏冬はフル稼働することを想定した設備利用率として、減額の閾値を設備利用率50%とした。また、実需給2026年度以降の設備利用率の基準については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、必要に応じて見直しを検討することとする。なお、ここで用いる設備利用率については、容量市場の中での措置であることを踏まえて、発電所のもつ定格出力のうち契約容量分(kW)を分母、TSOが把握しているメーター値(送電端 kWh)を分子として算出された数値とする。¹⁶

¹⁶ 年間設備利用率={計量値(送電端)－需給逼迫時の計量値(送電端)}÷(契約容量×8760時間(年間時間))をもとに算定

(参考図 2-9) 石炭火力の設備利用率の推移



需給逼迫時¹⁷の設備利用率算定の運用については、「緊急時に動かすと損をすることにならない仕組みにすべき。」「需給逼迫時の石炭火力の役割は、ある意味燃料の多様性を確保する意味で重要。」といった安定供給面への配慮についての意見があったように、非効率石炭火力のフェードアウトを進めつつも、安定供給を確保することは大前提となるため、需給逼迫時のリクワイアメントに応じて稼働や市場応札等を行った場合は、需給逼迫時における発電量を控除して、設備利用率の算定を行うこととした。

(参考図 2-10) 設備利用率の考え方

一般に使われる、発電端[kWh]と定格出力[kW]ではなく、以下の計算式を使用。

$$\text{年間設備利用率 [\%]} = \frac{\text{メーター値 (送電端) [kWh]} - \text{メーター値：需給逼迫時の発電量 (送電端) [kWh]}}{\text{契約容量 [kW]} \times 8760 [\text{h}]}$$

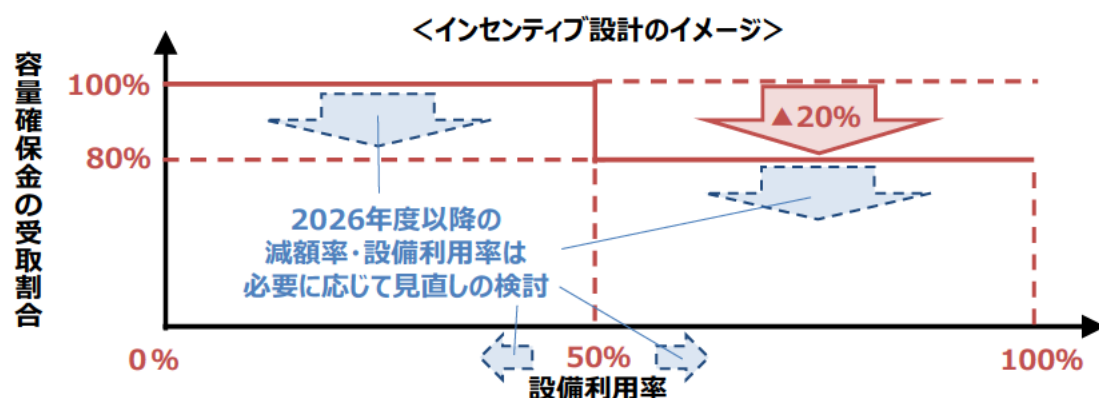
※各発電所のメーター値（送電端）や契約容量については、広域機関で把握する。

また、具体的な容量確保契約金額の減額幅については、①脱炭素化を進める観点からは、インセンティブを高めて非効率な石炭火力の稼働を強く抑制することが求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要があること、②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力を再稼働させることは極めて困難である一方、非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化すること、という考えの下で定めていくこととした。このとき、足下の平均設備利用率 67%から減額の閾値 50%まで稼働抑制する場合、約 20%分の稼働抑制(収入減少)が発生する。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置にお

¹⁷ 容量市場において、「需給逼迫のおそれがある」とは、広域予備率が 8 %未満となること指している。

いては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保契約金額の減額措置を講じることが考えられ、係る観点から、2021 年度オークション(実需給 2025 年度)においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、まずは設備利用率 50%超の電源の減額率を 20%として、2022 年度オークション(実需給 2026 年度)以降の減額率については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、必要に応じて見直しを検討することとした。

(参考図 2-11) インセンティブ設計のイメージ



誘導措置において、減額の判定に用いる閾値となる年間設備利用率は実需給年度の実績を使用する。このため、実際に減額対象となった石炭火力を持つ事業者が受け取る容量確保契約金額は、実需給年度が終わり、翌年度の一定期間後に設備利用率が算出された後に確定することとなる。したがって、容量確保契約金額の支払い方法については、以下の2種類の方式が考えられる。

- ① 設備利用率 50%を下回る前提で、20%の減額分は無しとして毎月の支払いを行い、当該年度の設備利用率が最終月の実績で確定した後に、設備利用率 50%超であった石炭火力に対しては、20%の減額分の精算を行う。
- ② 設備利用率の前提は置かず、20%の減額を除いた金額で毎月の支払いを行い、当該年度の設備利用率が最終月の実績で確定した後に、設備利用率 50%以下であった石炭火力に対しては、20%の減額分の追加的な支払いを行う。

このとき、①の方式の場合、一度支払いを受けた後に時期がずれてまとめて減額が生じることに伴う発電事業者の負担感や支払いと減額を同時に行うことができないために減額分の金額が回収できなくなるリスクが存在。また、容量拠出金へ反映されることも踏まえ、支払い方法としては、②の方式で、設備利用率 50%以下を達成した事業者、事後的に 20%分の支払いを行う方式を採用することとした。

⑥その他

(FIP 電源の扱い)

FIP 電源の扱いについては、2021 年 2 月 26 日の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とりまとめにおいて、以下のとおり整理が行われている。

(参考)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とりまとめ
容量市場と FIP 制度の双方からの kW 価値二重取り防止、及びシンプルな制度設計の観点から、FIP 電源は、容量市場に参入可能な対象電源から除外することとした。

FIT 電源と同様の整理であり、これらを踏まえて、2021 年度オークション(実需給 2025 年度)においては、FIP 電源は容量市場の参加対象外としてオークションを実施することとした。

(NetCONE の算定方法)

指標価格(NetCONE)については、予め定められた考え方に従い、最新の経済指標等の値を代入し、それ以外については、包括的な検証のタイミングを目途として、改めて検討を行うこととしてきた。2021 年度オークション(実需給 2025 年度)については、前年度末までに確定した最新の経済指標等を用いて NetCONE を算定することとした。

(3)最後に

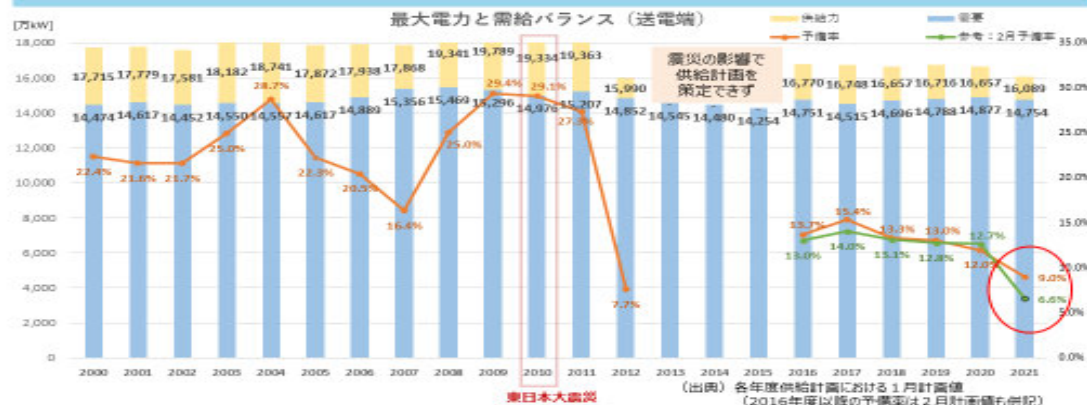
(我が国の供給力をとりまく環境の変化)

我が国における供給力の在り方は、とりわけ 2011 年 3 月の東日本大震災以降、大きく変容している。それまで供給量の 3 割超を占めていた原子力の再稼働が一定にとどまっており、結果として我が国の火力電源への依存度を高める結果となっている。一方で、再生可能エネルギーの導入が確実に進んでおり、火力電源は、時間帯や季節に発電量が左右される再生可能エネルギーの調整力としての機能も果たすため、再生可能エネルギーの大量導入を支えるバックアップ電源としての役割もますます期待されるようになってきている。とりわけ再生可能エネルギーによる供給力が急激に減少する時間帯(日没など)に備え、出力変化速度の速い調整力としての火力電源を待機させておく必要性がますます高まってきている。

(参考図 2-12) 冬季も供給予備率の長期推移

冬季の供給予備率の長期推移

- 冬季における需要量は、過去20年間一定の水準で推移。一方で、震災後の供給力の大幅な低下（原子力の停止、火力の廃止の拡大）が急速に進展し、近年、安定供給に必要な水準（予備率8%）近傍まで低下している。
- 2021年度供給計画では、安定供給水準を下回る恐れがある。加えて、事業者による採算性の低い老朽火力を早期退出させる検討が加速している状況。



(足下の供給力の見通し)

一方で、自由化の進展に加えて近年の卸電力市場の取引価格の下落もあり、火力電源の不採算化の加速、それに伴う休廃止の加速が顕在化しつつある。2021年度の供給計画とりまとめによれば、容量市場の運用が始まる2024年以前において、とりわけ高需要期の夏季・冬季の一部のエリアで、望ましい供給力量が確保できない見込みも示されている。容量市場の制度設計を議論していた2018年度において、容量市場を導入するまでの期間に供給予備力が不足する見通しとなったことから、容量市場の早期開設について検討を行った（第28回・29回制度検討作業部会）。小売電気事業者の経済的負担等の課題を踏まえ、最終的に前倒しでの導入は行わないこととしたが、2021年度の供給計画においても、同時期の供給予備力が予断を許さない状況であることが判明した。この冬には厳しい寒さが続いたことから需給逼迫が発生したが、それを教訓として同じ事態を繰り返さないために、適切な対応策をとる必要があるが、併せて、再生可能エネルギーの出力変動に対応する調整電源や、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの必要性の観点から、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みの構築が重要である。そのような観点から、容量市場の必要性もあらためて確認をされたところである。

(容量市場の意義とこれから)

再生可能エネルギーの大量導入が進んでいる自由化先進諸国・地域において、発電設備の固定費改修が困難となっている問題（ミッシングマネー問題）は共通の課題であり、その対応策として容量市場を含めた容量メカニズムが導入されてきた。各国とも、取引結果を踏まえて不断の制度の見直しを行っており、試行錯誤の状況が続いている。我が国においても、供給力の減少が加速しているという構造的な課題に対し、中長期的な供給力確保策である容量市場の存在意義は高まっている。供給力不足が顕在化してから対策をとるのは遅きに失するのであり、容量市場を

通じた一部の維持管理コストの回収が、発電設備を保有するインセンティブとして機能する限り、早急に供給力確保に努めなければならない。今回２回目のオークションに向けて徹底的な議論を行って、一つの結論を導いてきた。今後行われるオークションの結果をしっかりと検証し、必要に応じて、躊躇することなく改良を加えていくことが重要である。また、引き続き電力を巡る状況を慎重に見極め、実態を踏まえて不断の見直しをしていくのが、国民生活や経済活動に不可欠な電力の安定供給に対する責任を負う者としての務めであることを肝に銘じることとしたい。

容量市場における入札ガイドライン (案)策定 2020年5月29日改訂 2021年●月●日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

かつての総括原価方式の枠組みの下では、発電投資は規制料金を通じて安定的に投資回収がなされてきた。総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、または市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みに移行していくと考えられる。このため、固定価格買取制度の対象となる再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）電源等を除けば、発電投資の投資回収予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較して、低下すると考えられる。

また、固定価格買取制度等を通じて、再エネ電源比率が高まるにつれ、再エネ以外の電源の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が稼働する時間帯における市場価格の低下により売電収入も低下すると考えられる。

これらの結果、電源の将来収入見通しの予見性が低下し、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を減退させる可能性がある。今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレイス等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような状況が中長期的に続くと供給力不足の問題が顕在化し、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられ、また、電源開発には一定のリードタイムを要することから、これらの問題が長期化してしまうことが考えられる。

こうしたことから、単に卸電力市場（kWh 価値の取引）等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力を確保できるようにすることが求められた。

検討を進めた結果、①あらかじめ必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること 等、などを踏まえた上で、最も効率的に中長期的に必要な供給力

等を確保するための手段として、~~令和2年度~~2020年度から新たに容量市場制度が創設されることとなった。

将来の供給力の見通しについては、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）が毎年度取りまとめる供給計画において確認しているが、近年、経年火力の休廃止等を通じて供給力が急速に減少していることが指摘されている。背景には、市場価格の下落傾向が続く中で競争環境が厳しくなっていること、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低い小売電気事業者が増加していることなどが要因としてあり、電源の将来収入見通しの予見性はより一層低下している。

発電事業者を取り巻くこうした環境の変化を踏まえつつ、2021年度の第二回オークションを実施するにあたっては、必要な容量を確保するにあたってかかるコストを最適化するとともに、制度の透明性をさらに担保し、2050年カーボンニュートラルの実現に整合的な制度とする観点から、制度を全面的に見直した。本文書は、容量市場における入札に係る基本的な考え方を示すことで、容量市場制度の適切な運営を目指すものである。

2. 容量市場制度

容量市場制度は、いくつかのオークションからなり、開催時期とその目的によって以下のように分類される。また、いずれのオークションにおいても、市場管理者としては ~~電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)~~ が担うこととなる。

(1) 容量オークション

将来の一定期間（実需給年度）における需要に対して必要な供給力をオークションで募集する仕組みであって、下記に掲げるものをいう。

(ア) メインオークション

メインオークション募集要綱で定める供給力を調達するため、実需給年度の4年前に開催される実施する。2025年度分以降のオークションであり、実需給年度に必要とされる供給力を目標においては、H3需要の2%分をメインオークションの調達量としてから減少させた上で、追加オークションで調達を判断する。

(イ) 追加オークション

実需給年度の前年度に、発電事業者による発電計画の変更や、市場管理事業者による想定需要の変化に応じた追加調達等の観点から、必要に応じて開催されるオークションであり、①メインオークション以

降に生じた実施後の 想定需要 の変化又は②、メインオークション 以降の落札された電源等の故障等による供給力の変化に対応する量を調達で調達した供給力及びその増減等を考慮し、必要に応じて、実需給年度の 1 年前に実施する。2025 年度分以降のオークションにおいては、H3 需要の 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達を判断 する。

オークションの参加登録の対象は、電気供給事業者（電気事業法第 22 条の 3 に規定する電気供給事業者をいう。）であり、自ら又は他者が所有する電源等を用いてオークションに応札する意思がある者は、参加登録や電源登録、期待容量¹⁸登録を行い、広域機関の審査を受けた上で応札を行い、落札された電源等を実需給年度における供給力として確保する対価として、容量確保契約金額を広域機関から受け取る¹⁹。また、小売電気事業者は、供給能力確保義務を達成するための対価として、容量拠出金を広域機関へ支払う²⁰。

（２） 特別オークション

容量オークションにおける調達不足の場合又は事前に決まっていない政策的な対応が必要となった場合等に実施するオークションをいう。

3. 容量市場メインオークション

容量市場メインオークションにおいて応札するために必要な内容の詳細は、広域機関において作成する「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

~~なお、容量市場メインオークション以外のオークションの取扱いについては、今後オークション開催の必要性に応じて、別途定められる。~~

（１） 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源である。

応札容量の最小値は 1,000 キロワットとし、応札容量の最大値はそれぞれの電源等情報に登録済の期待容量とする。

¹⁸ 期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」を指す。

¹⁹ ペナルティとして、容量確保契約金額を減額することや、容量確保契約金額に対して、追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む。

²⁰ なお、一般送配電事業者においても、周波数調整に必要な調整力を確保する必要がある、託送料金に算入されている相当額の費用を支払う。

容量を提供する電源等の区分		電源等要件
安定電源		次の（ア）から（エ）までのいずれかに該当し、期待容量が 1,000 キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの。 （ア） 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。） （イ） 火力電源 （ウ） 原子力電源 （エ） 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。）
変動電源	変動電源 （単独）	次の（ア）又は（イ）のいずれかに該当し、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 （ア） 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。） （イ） 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。）
	変動電源 （アグリゲート）	次の（ア）又は（イ）のいずれかに該当する電源（ただし、同一供給区域に属しているものに限る。）を組み合わせることにより、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 （ア） 期待容量が 1,000 キロワット未満の水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。） （イ） 期待容量が 1,000 キロワット未満の再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。）
発動指令電源		次の（ア）から（ウ）までのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼（電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 8 号に規定する特定制御依頼をいう。）等により、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力（同一供給区域に属する複数の電源等を組み合わせる場合を含む。）を提供するもの。ただし、変動電源及び変動電源のみを組み合わせたも

	のを除く。 (ア) 安定的に電気を供給することが困難な事業用電気工作物 (イ) 特定抑制依頼 (ウ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の発電設備等
--	--

(2) 約定価格の決定方法

原則として、落札された電源のうち最も高い応札価格を約定価格とし、当該応札価格が単一の約定価格となるシングルプライス方式で決定される。

オークション開催にあたり、広域機関は目標調達量及び指標価格²¹を算定し、当該数値を基準に需要曲線の前案作成を行う。その後、国の審議会による需要曲線に関する審議を踏まえ、広域機関は需要曲線を公表する²²。

オークションの応札後、広域機関は、応札情報を基に応札価格の低い順に並び替えて供給曲線を作成する。

全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点を約定点とし、市場分断等が無い場合は²³、約定点の価格以下で応札した電源が落札されることとなる。²⁴

(3) 容量確保契約書の締結

電源を落札した事業者は、容量確保契約締結のため、広域機関との間で容量確保契約を締結する。容量確保契約に基づき、容量確保契約金額は実需給年度のアセスメント後に、広域機関から支払われる。

²¹ NetCONE を指標価格とする。NetCONE とは新規発電設備の固定費用から電力量取引等による利益を差し引いた正味の固定費用である。

²² 全国の需要曲線を作成する。目標調達量は FIT 電源等の期待容量も含めた調達量とする。

²³ ただし、市場が分断した場合等においては、約定価格の決定方法が異なる。市場が分断した場合等における約定価格の決定方法は、「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

²⁴ 経過措置として、応札価格に応じた減額が行われる。約定価格を基準として、一定の割合以下の応札をした電源は、その一定の割合の価格で約定することとなる。なお、一定の割合については、その後段階的に増加し 2030 年度以降は経過措置を撤廃する。

容量確保契約金額(円)=約定価格(円/kW)×容量確保契約容量(kW)×経過措置
~~係数の割合~~(%)²⁵-調整不調電源に科される経済的ペナル
ティ(円)

(4) リクワイアメント

落札された電源等は、実需給年度において、容量を提供する電源区分毎に課される供給力を提供するための義務（リクワイアメント）を達成することが求められる。また、広域機関はアセスメント結果を容量提供事業者へ通知し、リクワイアメント未達成の場合には、容量確保契約に ~~もとづいて~~基づいて 算定される経済的ペナルティが課される。

4. 容量市場の活性化

(1) 市場支配力を有する事業者の監視

容量市場において市場支配力を有する事業者（以下「市場支配的事業者」という。）が、正当な理由なく、~~稼働が決定している~~電源を応札しないこと（売り惜しみ）又は電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札すること（価格つり上げ）によって、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益を阻害するおそれがあるなど、容量市場の趣旨に反すると考えられる。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会においては、メインオークション実施年度において、以下の内容を監視することが期待される。

(2) 市場支配的事業者の定義

メインオークションでは、前年度のメインオークションにおいて、容量市場の目標調達量を満たすために、ある事業者の保有する電源が不可欠となる場合に、当該事業者は市場支配的事業者に該当する。また、市場分断が生じた場合には分断した市場エリアごとに市場支配的事業者の判定を行う。

なお、市場支配的事業者の判定結果については、~~次当該~~当該年度のメインオークションの前までに公表することとし、~~令和2年度2021年度~~2021年度に実施される容量市場オークションでは、前年度実績 ~~がないため、当年度において及びそれ~~

²⁵2010年度末までに建設された安定電源および変動電源（単独）については、経過措置が講じられる。~~容量確保契約金額の算定にあたりとして、経過措置を乗じることで、一定期間、容量確保契約金が年数に応じた減額される。2024が行われる。2025年度実需給分の経過措置対象電源の経過措置係数は0.58として、その後割合から、段階的に増加減少し2030年度以降は経過措置を撤廃する。~~

を踏まえた制度変更を考慮し、500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者が該当とする。

原則として、事業者それぞれの供給力を単独で評価するが、協調行動のおそれが見つかった場合には、追加的な措置を行う。

(3) 監視対象行為

(ア) 売り惜しみ

市場支配的事業者が、正当な理由なく、~~稼働が決定している~~電源を応札しない又は期待容量を下回る容量で応札することで、本来形成されるべき約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、売り惜しみに該当すると考えられる。

容量市場のリクワイアメントを満たすことが難しい 等などの特段の事情がある電源以外は、容量市場へ参加することが経済合理的な選択であることから、容量市場に参加しない ~~正当な理由~~ に正当性が認められる場合は限定的であると考えられる。~~正当な理由~~ たとえば、メインオークション応札受付開始時点ですでに 1 年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合は、容量市場に参加しない場合でも、原則として ~~は、売り惜しみには該当しない。~~ また、この基準を満たさない場合でも、以下の ~~ものがある~~ いずれかを満たす場合は、容量市場に参加しない正当な理由があると考えられる。

- ① 実需給年度において、~~計画停止または~~休廃止 ~~を予定している又は~~ 以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成する稼働見通しが不確実である場合
- ② メインオークション応札受付開始時点より 1 年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ③ 実需給年度において FIT 認定を予定している 等など、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ④ 上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配的事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。^{26 27}

²⁶ 新設電源について、オークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で応札することは、価格つり上げに該当しないと考えられる。また、新設電源とは、新たに建設、または主要な電気設備の全てを更新する等のリプレースを行う電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給年度での稼働を予定しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。

²⁷ 経過措置年数に応じた減額が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の控除率経過措置の逆数を乗じなければ電源の維持が困難な場合において、当該控除率割合の逆数を乗じた価格で応札することは、価格つり上げに該当しない~~と~~考えられる。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる。²⁸ ²⁹ なお、定期検査等、実需給年度までに要する複数年度分の費用については、単年度に一括計上するのではなく、平準化した単年度分の費用のみ計上することが合理的と考えられる。また、供給計画、実需給年度までに休廃止を予定している電源を稼働するための工事に係るコスト（修繕費・経年改修費）については、電源を維持することで支払うコストに含めて算定することが考えられる。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側 <u>基本料金</u> <u>課金</u>	当該電源に係る発電側 <u>基本料金</u> <u>課金</u> の <u>額のうちkW 課金部分</u>
<u>事業税</u> (収入割)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額 <u>(電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率))</u>

この際、実需給年度に発生するコストを 見積もる 見積る に当たっては、合理的に 見積もる 見積り 可能な範囲で算定することが適当である。ただし、実需給年度のコストを適切に 見積もる 見積る ことが困難な場合には、直近複数年度の実績平均値を用いる方法等が考えられる。

また、上記の項目のうち、複数の電源にまたがって発生するコストについては、客観的に合理性が認められる一定の配賦基準を用いて各電源に配賦することに留意する。

²⁸ 例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

²⁹ 維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

- ・ 事業報酬
- ・ 事業税（資本割・付加価値割）
- ・ 法人税
- ・ 減価償却費

② 他市場収益

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を 見積もる 見積る に当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配的事業者は合理的に 見積もる 見積り 可能な範囲で算定することが適当である。 例えば以下の項目を含めて算定することも考えられる。

（2020 年度メインオークションの実績を参考とした一例）

<u>kWh 価値</u>	<u>将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界費用の差分（利益分）を基に算定</u>
<u>ΔkW 価値</u>	<u>過去の調整力公募実績を基に算定</u>
<u>非化石価値</u>	<u>非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給計画ベースの発電量、または、過去の発電量実績平均を基に算定</u>
<u>相対取引</u>	<u>過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定</u>

（４） 監視方法

（ア） 売り惜しみ （事前監視）

メインオークション終了後 応札の受付期間開始まで に、市場支配的事業者を対象として、容量市場に 応札しなかった しない 電源のリスト 、その及び応札しない 理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、メインオークション応札受付開始時点ですでに 1 年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合や【4（３）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～③のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ） 売り惜しみ （事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配的事業者を対象として、容量市場に 応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。（事前監視において対象となった電源を除く）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績（3カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

(ウ) 価格つり上げ（事前監視）

~~メインオークション~~ 応札の受付期間開始までに、市場支配的事業者を対象として、基準価格³⁰以上の応札価格になる見込みの電源については、当該価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。

なお、当該監視で確認された価格を超える価格で応札した場合や、当該監視を受けず基準価格以上で応札した場合は³¹、必要な手続きを踏まえた上で当該応札を取り消すこととする。

(エ) 価格つり上げ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配的事業者を対象として、以下の電源については、応札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。³²

- ① ~~また、事業者による説明の結果、維持管理コストを超えた応札が判明した電源に対しては、価格つり上げに該当していないか、その価格の合理性を確認する。~~ 約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
- ② 市場支配力を有する事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から3電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
- ③ その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性がある
と判断した場合に限る。

³⁰ 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

³¹ 電力・ガス取引監視等委員会は、事前監視で確認した価格を事業者に通知し、応札の受付開始後、実際の応札データとの整合性を確認する。

³² 非支配的事業者の応札電源は原則として監視対象としないが、極めて限定的な状況(分断されたエリア毎の支配的事業者の応札電源が全て約定価格未満である場合等)では、約定価格を決定した電源について監視対象となりうる。

(オ) 監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

<u>概要</u>	<u>スケジュール</u>
① <u>事前監視対象電源の情報提出期日</u>	<u>「X-2月●日」</u>
② <u>事前監視対象電源の応札価格上限の修正期日</u> ³³	<u>「③の数週間前」</u>
③ <u>応札の受付開始日</u>	<u>「X月●日」</u>
④ <u>応札の受付終了日</u>	<u>「X月●日」</u>
⑤ <u>事後監視の実施期間</u>	<u>「④～⑥の期間」</u>
⑥ <u>約定結果の公表日</u>	<u>「Y月●日」</u>

(5) 監視結果

電力・ガス取引監視等委員会において、監視の結果、事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合には、注意喚起を行う。また、売り惜しみや価格のつり上げが判明した場合には、必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する。

さらに、特に公正を害する応札行為を防止するため、市場管理者たる広域機関は、募集要綱等に盛り込むペナルティについて検討を行う。例えば、一定期間の容量オークションへの参加制限、期待容量の評価引き下げ等が考えられ、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と協議のうえ、適切な措置の検討を行う。

なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等の情報が、当該供出事業者等の競争情報に当たる場合には、非公開とすることが適切である。

5. カーボンニュートラルとの整合性

(1) 非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置

脱炭素化という世界的な潮流の中、資源の乏しい我が国において、エネルギー安定供給に万全を期しながら、2050年カーボンニュートラル社会をいかに実現していくかという、大きな課題に取り組んでいく必要がある。そのような趣旨を踏まえ、容量市場において、非効率石炭火力フェードアウトに向けた「誘導措置」を講じることとなった。この誘導措置の具体的な仕組みについては、下記の通りである。

³³ ただし、特段の事情がある電源を除き、①以降における、応札価格上限の修正は認めないこととする。

(ア) 対象電源の基準

設計効率が 42%未満の石炭火力を、容量確保契約金額が減額される対象電源とする。

このとき、設計効率は建設時の計画値であり、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外となる。

また、石炭火力とは、主燃料が石炭である発電所を表しており、例えば複数の燃料種を混焼している発電所において、石炭の割合が最も高い場合、石炭火力に該当することとなる。

(イ) インセンティブ設計

誘導措置の対象電源については稼働抑制に対するインセンティブを付与するため、対象電源の一律の減額ではなく、実需給年度の設備利用率が 50%以下の電源については減額無し、設備利用率 50%超の電源の減額率を 20%として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとする。

このとき、設備利用率は、需給逼迫時のリクワイアメントに応じて稼働や市場応札等を行った場合も考慮して、「年間設備利用率[%] = (メーター値 (送電端) [kWh] - メーター値 (需給逼迫時の送電端発電量) [kWh]) / (契約容量[kW] × 8,760[h])」で算出される。

(2) 誘導措置の対象電源の確認方法

減額の対象電源の特定のため、発電事業者は電源情報等登録時に、減額対象ではない電源（設計効率 42%以上）の設計効率と証憑書類を広域機関に提出し、減額対象ではないことを証明する必要がある。

このとき、設計効率の定義としては、「設計効率（建設時の計画値）=タービン効率×ボイラー効率×（1-プラント損失率）」で算出される数値とする。

また、証憑書類の要件としては、以下のとおりである。

- ①発電事業者以外が設計効率の数値を担保していること
- ②発電事業者が提出する設計効率と同じ数値が書類中に記載されていること
- ③当該設計効率がどの発電所のものであるか、特定されていること

(ア) 設計効率を示す証憑書類が存在する場合

上記の証憑書類を保有する発電事業者は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、広域機関に書類等を提出する。証憑書類は機

微情報を含むため、証憑書類の要件以上の情報については黒塗りとすることも可能である。

(イ) 設計効率を示す証憑書類の提出が困難な場合

タービンとボイラーを別メーカーから購入しており、性能試験結果報告書が機器別に発行されている場合、各機器効率の証憑書類は存在するものの、プラント全体の設計効率を示す証憑書類の提出は困難となる。こうした場合には、広域機関による「容量市場メインオークション募集要綱」の公表後、電源等情報登録までに、資源エネルギー庁が事業者からの相談を受けて、設計効率の計算過程等の妥当性を確認する。相談を要する事業者は資源エネルギー庁の窓口（電力・ガス事業部電力基盤整備課）に連絡を取ることで、資源エネルギー庁による確認プロセスが開始される。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記（２）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（１－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

・タービン効率やボイラー効率については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。

※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。

・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類を提出。

・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類を提出。

特にプラント損失率については技術的な内容を含むため、資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明を求めることとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

② 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、その設計効率を確認した旨を当該事業者へ通知する。また、当該事業者は、本通知を証憑書類として、電源等情報登録時の添付書類として広域機関に提出する。

(ウ) 実需給年度までに設計効率に変更がある場合

応札年度以降にタービンの設備改造を実施する等の理由で、将来的に設計効率が変わる計画を持っており、設備改造等による効率向上で誘導措置の対象電源から外れる（設計効率 42%以上となる）場合は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、電源情報等登録時に事前申請を行う。

※この時の設計効率の算出方法は、下記（ウ）①を参照。

この場合においては、設備改造等後の設計効率の妥当性の確認が必要となるため、タービン或いはボイラーの設備改造等を完了した時点で、発電事業者は、すみやかに資源エネルギー庁に連絡を取ることとする。

その後、資源エネルギー庁は当該事業者の相談を受けて妥当性の確認を完了し、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出することとする。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記（2）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（1－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

・タービン効率やボイラー効率については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。ただし、設備改造の場合、改造した設備は改造後の機器効率（計画値）を使用し、改造していない設備は建設時の機器効率（計画値：前項（イ）①と同様の数値）を使用。

※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。

- ・ プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類の提出
- ・ 上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類の提出

資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明の機会を設定することとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

③ 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、設計効率を確認した旨を当該事業者に通知する。また、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出する。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日 15:00～17:00	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第 2 回	平成 29 年 3 月 28 日 17:00～19:00	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 3 回	平成 29 年 4 月 10 日 12:45～14:45	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度(2016 年度)中間取りまとめについて
第 4 回	平成 29 年 4 月 20 日 10:00～12:00	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 5 回	平成 29 年 5 月 15 日 13:00～15:00	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第 6 回	平成 29 年 5 月 22 日 14:00～16:00	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第 7 回	平成 29 年 6 月 6 日 10:00～12:00	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第 8 回	平成 29 年 6 月 30 日 16:00～18:00	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第 9 回	平成 29 年 7 月 26 日 10:00～12:00	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第 10 回	平成 29 年 9 月 6 日 10:00～12:00	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日 8:30～10:30	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日 16:00～18:00	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日 10:00～12:00	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について

第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日 16:00~18:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日 14:00~16:00	(1)需給調整市場について (2)非化石価値取引市場について (3)その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日 9:30~12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日 12:00~14:00	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日 13:00~15:00	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日 9:00~11:00	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日 10:00~12:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日 9:00~11:00	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日 16:00~18:00	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日 16:00~18:00	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日 14:00~16:00	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日 10:00~12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日 16:00~18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について

	10:00～12:00	(2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日 16:00～18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱い の明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日 16:00～18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日 14:30～16:00	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日 10:00～12:00	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日 10:00～12:00	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日 16:00～18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日 13:00～15:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日 10:30～12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について

	10:00～12:00	(2) 第三次中間とりまとめ(案)について
第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日 13:00～15:00	(1)第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日 10:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日 17:00～19:00	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 45 回	令和 2 年 12 月 24 日 16:00～18:00	容量市場について
第 46 回	令和 3 年 1 月 25 日 17:00～19:00	容量市場について
第 47 回	令和 3 年 3 月 1 日 15:00～18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 48 回	令和 3 年 3 月 26 日 9:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第 49 回	令和 3 年 4 月 15 日 9:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について

※網掛け回は第四次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長

(令和3年4月現在)

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学経済学部 教授
大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 准教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 准教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所 代表
又吉 由香	みずほ証券株式会社 ディレクター
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
◎横山 明彦	東京大学大学院 工学系研究科 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略

(令和3年4月現在)

阿部 公哉	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
石坂 匡史	東京ガス株式会社 エネルギー需給本部 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
加藤 英彰	電源開発株式会社 執行役員 経営企画部長
上手 大地	イーレックス株式会社 経営企画部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
竹廣 尚之	株式会社エネット 取締役 経営企画部長 兼 需給本部長
都築 直史	電力広域的運営推進機関 理事・事務局長
花井 浩一	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
渡辺 宏	出光興産株式会社 上席執行役員 電力・再エネ企画開発部長

(関係省庁)

環境省