

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第十二次中間とりまとめ

令和5年7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	3
2. 市場整備の方向性(各論)	4
2.1. ベースロード市場	4
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	42
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	49

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められるなか、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、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、議論がなされてきた。このうち、貫徹小委員会創設が提言された 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）等の詳細制度設計の検討を目的として、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）が創設され、各市場における取引が開始されている。

これまで、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化の中で見直しを行ってきた。本作業部会での討議内容については、定期的にとりまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 12 回目の中間とりまとめとなる。

ベースロード市場については、2021 年度、利便性の向上を目指し、新電力が支払う預託金の引き下げや、1 月の第 4 回オークションの追加開催等、市場の活性化に向けた見直しを行った。また、2022 年度は、エリア間の分断率の上昇に伴い、エリア間の値差が拡大するといった新たな課題も生じた。ベースロード市場の清算価格が約定価格から大きく乖離することで、売手事業者としては費用を適切に回収できないリスクが、買手事業者としてはベースロード市場約定価格での購入ができないリスクが生じていることを踏まえ、値差リスク軽減のため、値差損益の補填または徴求を行うスキームを導入した。

今回は、足下の状況変化のなか、小売電気事業者間の競争や、適切な経営管理を促進するためにも、新電力が電源にアクセスできる環境や、長期取引が行いやすい環境の整備が重要であるとの認識の下、ベースロード市場が果たす役割について検討を行った。具体的には、事業者のニーズや取引状況を踏まえつつ、ベースロード市場における長期商品のあり方や、燃料価格の変動リスクへの対応方法、長期相対契約や内外無差別な卸売との関係について議論を行った。

エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電気の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行っていかなければならない。

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。

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であった。とりわけ、石炭火力や水力、原子力等の安価なベースロード電源(以下「BL 電源」という。)²は、新電力のアクセスが極めて限定的であったため、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であった。この課題に対処するため、ベースロード市場(以下「BL 市場」という。)が創設され、旧一般電気事業者等が保有する BL 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が制度的に措置された。なお、供出量算定の際には、BL 市場と同等の価値を有すると考えられる一部の相対取引や常時バックアップ、電源開発株式会社が保有する電源(以下「電発電源」という。)の切り出し分については控除することとした。

取引開始以降、内外無差別な卸売に関する議論も進展し、独自のオークションを実施する事業者も現れる等、取引機会の拡大も進んでいる。一方、足下の市況価格を踏まえ、BL 市場の参加者や入札量は増加し、エリア毎に差があり、更なる環境の整備が必要であるものの、約定量も上昇しており、BL 市場のニーズは拡大していると考えられる。今後も、相対契約の契約量は内外無差別な卸売に向けた取組の進展により増加する可能性があるが、引き続き注視が必要である状況であることに加え、現状では、1 年超の取引を行う機会も限られている。

さらに、スポット市場はボラティリティが高く、燃料価格変動リスクを伴う市場であるため、価格変動リスクに備える手段として、相対契約・BL 市場・先渡市場・先物市場の活用による適切なリスク管理の重要性も増しているとも考えられる。一方、電力・ガス取引監視等委員会が 2022 年度第 1 回及び第 2 回オークションを監視した結果、大規模発電事業者の供出上限価格の大宗を占める燃料費(石炭価格)の算定において、価格変動リスクを大きく見積もり、供出上限価格が大幅に上昇している事例も確認された。価格変動リスクの算定については、事業者の裁量の余地が大きく、各社の算定次第では実質的な売り惜しみに繋がる可能性もある。価格変動リスクに備える手段として機能し、取引環境を整備するためには、そのような状況も改善が必要であると考えられる。

足下の環境変化の中、従来どおりのビジネスモデルでは小売電気事業を持続的に経営することが難しく、撤退・縮小が相次いでいる。その状況に対応するためには、小売電気事業者間の競争を促進し、適切に経営管理を行う観点からも新電力が電源にアクセスできる環境を整備することが重要である。特に、安定的な取引の観点からは、長期の取引が行いやすい環境の整備も必要であると考えられる。そのような状況や、市場創設以降の状況の変化を踏まえ、BL 市場の商品のあり方や、BL 市場外の取引状況との関係性に関する今後の方針について、本とりまとめにおいて総括する。

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。

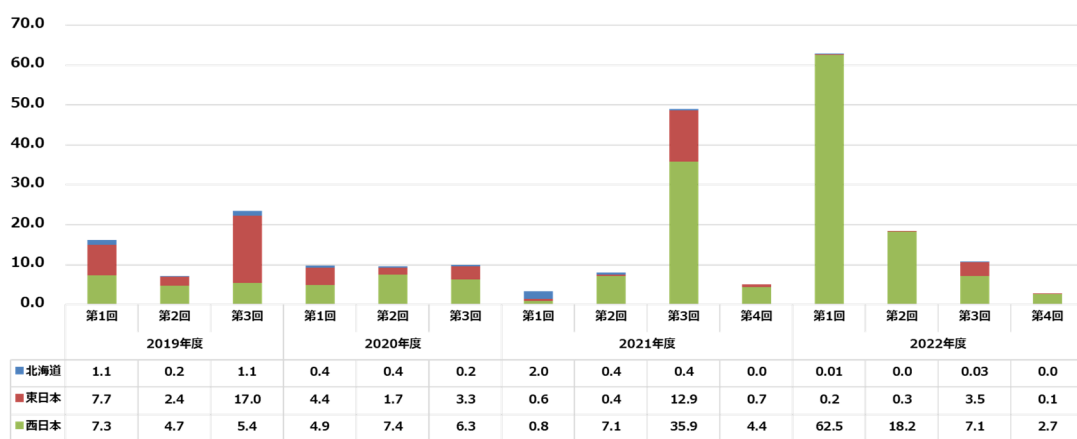
(2)2022 年度オークション結果総括

2022 年度オークションは、合計 94.5 億 kWh と過去最大の約定量となった(2019 年度約定量の 2.0 倍、2020 年度約定量の 3.2 倍、2021 年度約定量の 1.4 倍)。

2022 年度オークションでは、市場範囲によって約定量に大きく差が生じた。西日本エリアは年間総約定量 90.4 億 kWh と約定量全体の 95%を占める一方で、北海道エリア・東日本エリアの年間総約定量は 4.1 億 kWh と、過去最低の約定量となった。なお、北海道エリアについては、開催された 4 回のオークションのうち、第 1 回、第 3 回しか約定しなかった。

また、大規模発電事業者の供出が任意である第 4 回オークションにおいて、大規模規模発電事業者からの売札は供出されず、新電力から売入札のみとなった。

(参考図 2-1)BL 市場の約定量

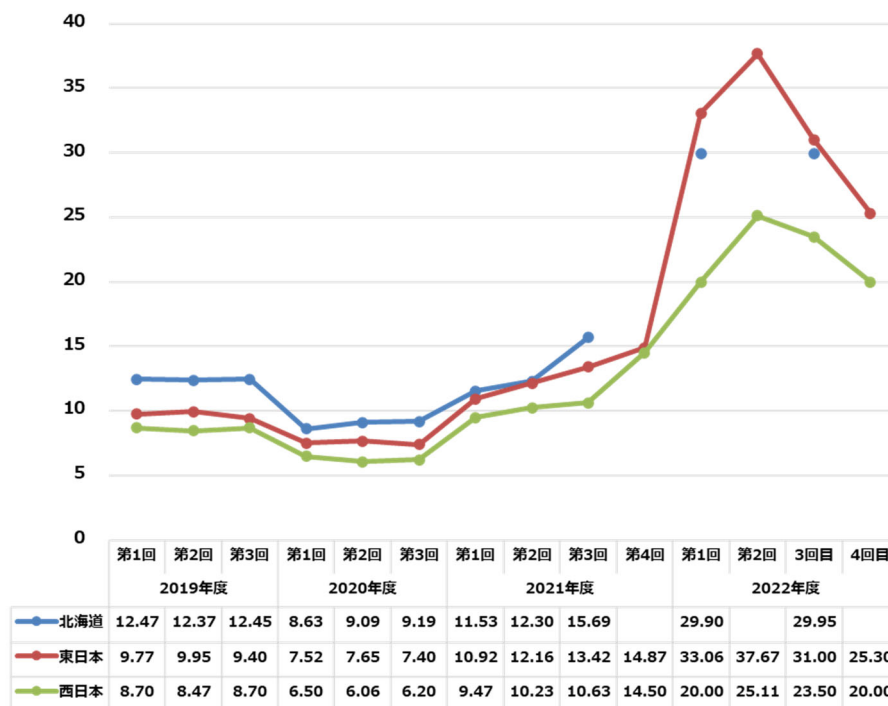


また、2022 年度オークションでは、燃料費の高騰を受け、約定価格は前年度と比較して全エリアで上昇している。また、第 1 回から第3回オークションにおいて、西日本エリアの約定価格が 20～25.1 円/kWh であったのに対し、東日本エリアは 30 円/kWh 超となり、市場範囲により大きな差が生じた。

2021 年度末以降の燃料価格高騰を受けて、大規模発電事業者の翌年度の燃料費見積金額は上昇しており、売札平均価格が上昇傾向であった。

また、2022 年 11 月 25 日に電力・ガス取引監視等委員会より公開された 2022 年度第 2 回オークション監視結果において、事業者によっては価格変動リスクを相当大きく見込んでおり、直近の現物価格や応札時点の燃料先物価格を大きく上回っていることが示された。

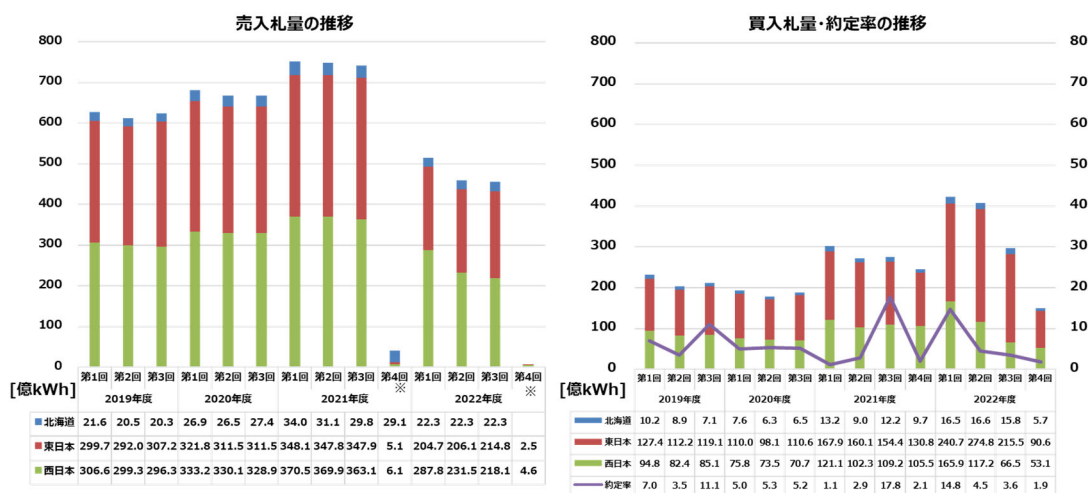
(参考図 2-2)BL 市場の約定価格の推移



売入札量については、2021 年度と比較し減少した。これは、前年度と比較し、適格相対契約量の増加、常時バックアップの利用量の増加によって、制度的な供出量の控除量が増加したことが主要因として考えられる。

買入札量については、2021 年度は過年度と比較し、全エリアにおいて入札量増加傾向であり、スポット市場の価格や相対契約、常時バックアップ、燃料価格の推移等踏まえ、買手側の BL 市場へのニーズが拡大していると考えられる。

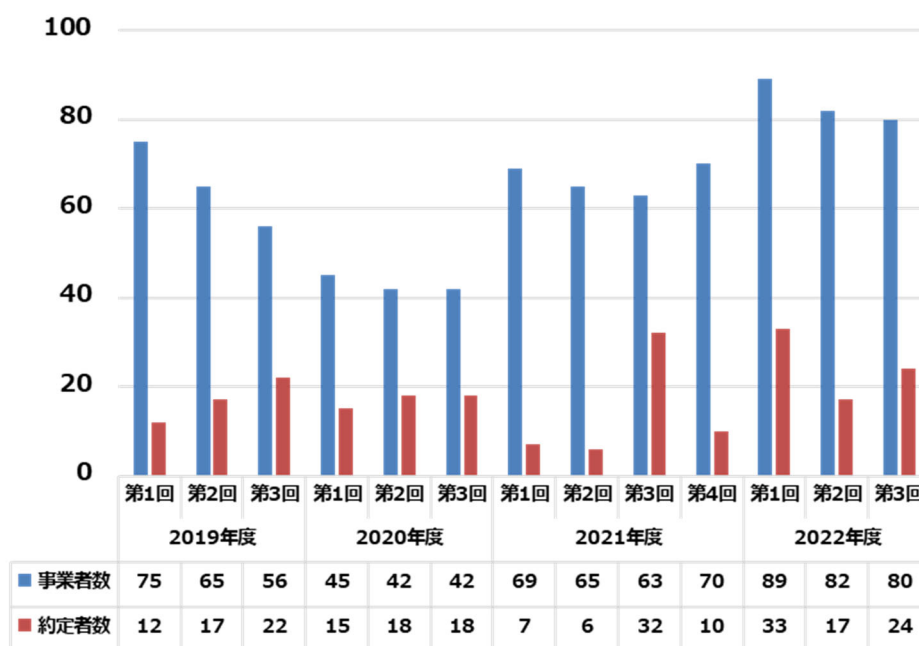
(参考図 2-3)売入札量・買入札量・約定率の推移



2022 年度(3 回目オークションまで)は市場に参加した買手事業者数は 2020 年度と比較し増加した。2022 年度の各回に参加した買手事業者数は、82～98 社と同水準で推移しているが、2022 年度第 3 回目までのオークションに参加した買手事業者の総数は 99 社であり、各回毎に参加事業者が入れ替わっていた。

買手事業者数が増えている要因としては、日本卸電力取引所への預託金水準が引き下げられたこと、スポット市場の価格や相対契約、常時バックアップの状況等が考えられる。

(参考図 2-4)買手事業者数と約定事業者数の推移



(3)BL 市場において取り扱う商品のあり方

BL 市場において取り扱う商品については、BL 電源は長期間常に同じ出力で発電することから、その特性に鑑み、BL 市場はある程度長い期間(例:1年間)を基本とし、一定の電力量を受渡す、標準化された商品を扱うこととした。また、BL 市場は①受渡し開始までの期間及び②受渡し期間及び③受渡し価格の在り方を変更することで、多様な商品が提供可能であるが、事業者ヒアリング等も踏まえ、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点や、供出量を分散させない観点から、まずは燃調等のオプションを具備しない受渡し期間 1 年の商品を先行させることとした。

2019 年 7 月に市場を創設して以降、内外無差別の卸売に関する議論も進展し、相対取引量も増加傾向にあり、事業者の中には独自のオークションを実施する事業者も現れる等、取引機会の拡大も進んでいる。一方で、足下の環境変化のなか、従来どおりのビジネスモデルでは小売電気事業を持続的に経営することが難しく、撤退・縮小が相次いでいる状況でもある。そのため、小売電気事業者間の競争を促進し、適切に経営管理を行う観点からも、新電

力が電源にアクセスできる環境を整備することが重要であり、BL 市場についても、一定の役割を維持しつつ、更なる BL 電源へのアクセス環境の整備や、BL 市場外の調達機会促進等を行うこととした。特に、安定的な取引の観点からは、長期の取引が行いやすい環境の整備も必要であるとされた。

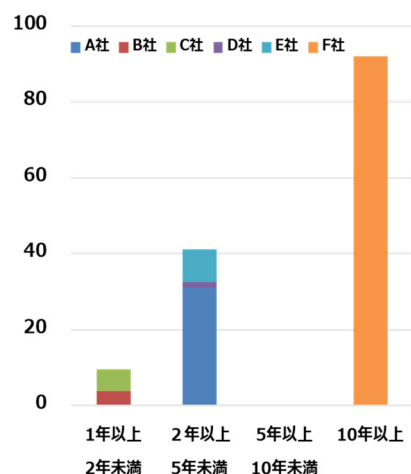
（長期商品の導入について）

市場に参入している事業者にアンケート・ヒアリングを実施したところ、売手・買手両者から、取引期間が1年を超える商品を望む意見があった。一方で、長期商品の導入については、取引条件に関する個別性の高い要素を定型化する必要があり、1 年以上の相対契約の状況を確認のうえ、1 年超の商品の導入可否について検討するべきという意見もあった。

そのような意見を踏まえ、旧一般電気事業者各社に、1年を超える長期相対契約の状況についてアンケートのうえ、ヒアリングを実施した。その結果、新電力と1年を超える長期相対契約を契約していたのは、計 6 社であり、燃料の安定調達等の観点から、受渡し期間 1～3 年程度の契約を結んでいる事例に加え、電源の投資回収等の観点からより長期（10～20 年）の契約を結ぶ事例もみられた。そのうち、長期相対契約を複数の新電力と契約していたのは 2 社であった。また、1年を超える長期相対契約については、その全てが燃料費調整制度付きの契約となっており、固定価格での契約は存在しなかった。

（参考図 3-1）長期相対契約の契約状況について

< 契約期間毎の契約量[万 kW]>



< 契約内容例³>

旧一般電気事業者	需給内容	燃料費調整制度	通告変更権	譲渡・転売禁止
A社	買手需要	有	有	有
	24時間ベース	有	無	有
B社	買手需要	有	無	無
C社	24時間ベース	有	有	有
D社	買手需要	有	有	有
E社	買手需要	有	有	無
F社	買手需要	有	有	無

アンケート結果を踏まえると、1 年を超える相対契約は、売手側には、長期間にわたる供給

³ 買手需要とは、買手が指定した需給パターンや需給カーブに合わせた受渡しを行っていることを指している。

力を安定的に確保できるか、買手側が長期間契約を契約可能な事業者であるか等の懸念がある。そのため、長期の契約を結ぶ際には、電源の計画外停止のリスクや市況変動リスク等もあるなか、各社毎に独自の条件で契約を結んでいることが多い。また、新電力側から長期契約に関する問い合わせはあり、話題には上がるものの、具体的な条件の相談・交渉までは至らないケースもある。結果、契約件数自体は非常に限られている状況であった。

長期取引は、安定的な燃料の確保や、費用の安定回収、経営や小売電気料金の安定化に資する可能性が高く、発電事業者、小売電気事業者双方にとって、活性化されることが望ましいと考えられる。また、長期の相対契約が活性化していない状況において、安定供給や電源投資の観点から、制度的にそのような取引を促進することも重要であると考えられる。そのため、BL 市場の売手・買手双方から長期取引のニーズも出ていることも踏まえ、BL 市場において長期商品を扱うことで、更なるアクセス環境の拡大を図ることを検討することとした。

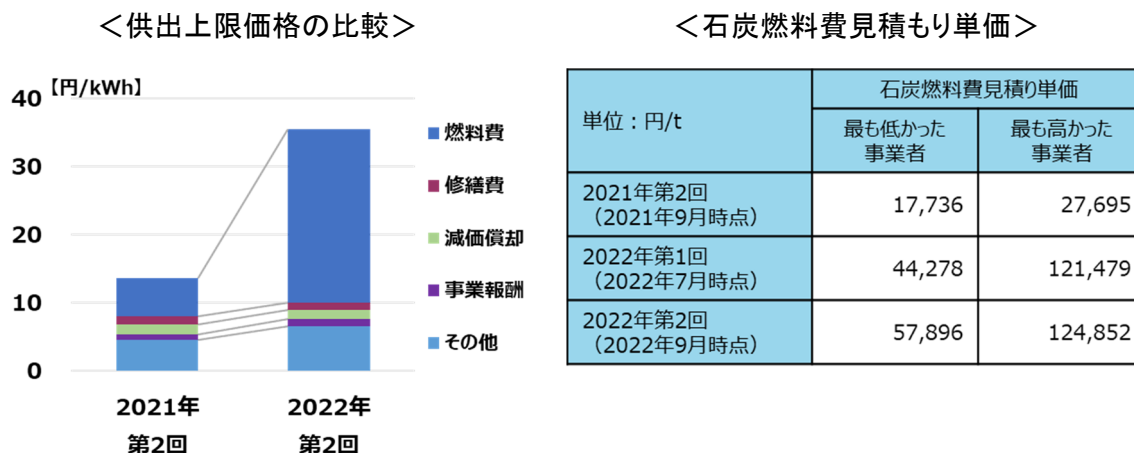
また、その際には、既存の長期相対契約は基本的に燃料費調整制度等の仕組みを活用していることを踏まえ、BL 市場においても、受渡し期間が長期にわたることから、特に燃料価格の変動は、1 年商品に比べ相応のボラティリティが発生する可能性を踏まえ、燃料費調整制度等の価格を変動させる仕組みも合わせて検討することとした。

なお、相対契約における長期取引については、短期間の契約と比較しリスクが高いことから、ヒアリング結果を踏まえると、売手・買手双方の条件（契約期間、受給時間帯、電力量、料金体系、オプション制、譲渡・転売可否等）の摺り合わせが重要であるため、受渡し期間が長期になればなるほど、定型化は難しいと考えられる。そのため、標準化された商品を扱う BL 市場において、受渡し期間が 1 年を超える商品を検討するだけでなく、制度的な供出者が行っている長期の相対契約については、別途 BL 市場の制度的な供出量から控除することとし、長期取引を促進するインセンティブを付与することで、相対契約と合わせて、卸売全体で長期を促進できる仕組みについて検討することとした。

（1 年商品に関する課題と事後調整スキームの導入要否について）

一方、取引当初から取り扱ってきた 1 年商品については、電力・ガス取引監視等委員会が制度的な供出を行う大規模発電事業者の供出価格を監視した結果、燃料費の算定について、現状では、価格変動リスクの具体的な見積もり方法が定まっておらず、事業者の裁量の余地が大きく、実質的な売り惜しみに繋がる可能性があることが指摘された。2022 年度第 1 回オークションにおいては、事業者間で石炭単価に 3 倍近い差が生じていたところ、第 79 回制度設計専門会合では、燃料価格のボラティリティ、リスクプレミアムの折り込み方への対応方法のひとつとして、燃料費調整制度のような事後調整スキームを導入するという案が示された。他方で、固定価格取引によるヘッジという、これまでの BL 市場が有してきた特性にも意義があるため、固定価格取引を維持しつつ、事後調整スキームを有する商品を扱うオークションを追加することも一案として示された。

(参考図 3-2) 供出上限価格と石炭燃料費見積もり単価の比較⁴



また、BL 市場について事業者にアンケートを実施した際にも、年間固定価格であるからこそ意義がある、制度としては極力シンプルにするべきという意見がある一方で、燃料価格のボラティリティが高いなか、燃料費調整制度の導入を求める意見も、売手・買手両者から挙がっていた。そのような事業者の意見や、電力・ガス取引監視等委員会における議論も踏まえ、1 年商品にも燃料費調整制度のような事後調整スキームを導入すべきかどうか、制度検討作業部会において詳細な検討を進めることとした。

(参考 3-3) 燃料費調整制度の導入要否に関する事業者へのアンケート結果 一部抜粋

		必要	不要
価格オプションの必要性について	売手	• 価格のボラティリティ高く、リスク回避のため必要。 • 燃料オプションにより小売価格の予見性は向上。	• 制度はシンプルとし、他は相対取引に任せるべき。 • 固定価格での売買に意義がある。
	買手	• 価格のボラティリティ高く、リスク回避のため必要。 • 価格オプション付の商品もあるのが望ましい。	• 固定価格商品も必要。

(長期商品・1 年商品の相互関係を考慮した商品のあり方)

1 年商品については、従来どおり固定価格取引とするか、燃料費の価格変動リスクに対応するため、事後調整付取引とするか、あるいはその両取引を行うこととするか検討する必要がある。1 年商品について、固定価格取引を継続とした場合、2021 年の電力需給・卸電力市場動向の検証以降、BL 市場の1つの役割とされてきた、固定価格取引による市場価格のヘッジ機能を維持することが可能となる。そのため、先渡市場等がまだ活発化していないなかでは、固定価格取引を提供する市場として、一定の役割を果たすことが考えられる。

一方、1 年商品を事後調整付取引のみとした場合、固定価格取引における課題は解消されるが、固定価格取引を要望する事業者の声もあるなか、固定価格取引によるヘッジ機能は失われることとなる。また、1 年商品の事後調整付取引と、長期商品の事後調整付取引が同様の設計である場合、両商品が完全に重複することで、結果として応札札が分散し、約定量

⁴ 第 79 回制度設計専門会合資料をもとに事務局作成。

が減少することにより、結果として BL 電源へのアクセス機会が低下する可能性も考えられる。そのため、1 年商品への燃料費の事後精算スキームの導入については、燃料価格算定方法への対応という視点だけではなく、長期商品も含め、取り扱う商品とそれらの相互関係等、BL 市場全体の商品性という観点からも検討する必要があるとされた。

1 年商品について、固定価格取引だけではなく、事後調整付取引も行う場合、売入札者は事後調整付取引の約定可能性を踏まえ、固定価格のあり方を見直す可能性がある。さらに、両取引の価格差が明確になることで、固定価格取引の価格設定を見直す動機はさらに強まると考えられる。そのような点や、固定価格でヘッジを行うことが可能という、BL 市場の特性を維持することも意義があることを踏まえると、1 年商品を事後調整付取引のみとすることは、望ましくないと考えられる。そのため、1 年商品については、固定価格取引のみとすることや、固定価格取引と事後調整付取引の両者を扱うことを軸に、検討することとした。その上で、長期商品との相互関係も考慮すると、どのオークションでどの取引を行うかによっても得られる効果が異なると考えられるため、各オークションの取り扱いも踏まえ、検討することとした。

過去の BL 市場の傾向として、固定価格取引は、オークション回数を重ねるなかで売手・買手の価格水準の乖離が縮小し、約定量が増加する傾向がある。そのため、固定価格取引は取引回数を重ねる意義があると考えられるが、一方で、事後調整付取引は、回数を重ねても売入札の価格は大きく変わらない可能性が高く、回数を重ねる意義は小さいとも考えられる。

他方、年に1度しか事後調整付取引を扱わない等、取引機会が少ない場合、事業者の取引錯誤の機会が少なく、売手・買手の目線が揃わないまま、市場が機能しない可能性もある。その点については、事後調整付取引は、1 年商品と長期商品で取引されるため、1 年商品の事後調整付取引、長期商品の事後調整付取引の両者を合わせて複数回実施することで、売手・買手の価格の乖離が縮小する可能性があると考えられる。そのため、どのオークションにおいて、長期商品を取り扱うべきかについては、1 年商品のあり方、1 年商品において事後調整付取引を行う時期と合わせて検討することとした。

長期商品については、固定価格取引と事後調整付取引を同時に取引することで、両者の価格差が明らかになり、売入札者が固定価格取引の設定を見直す動機も強まると考えられるため、1 年の固定価格取引を扱うオークションにおいて、長期商品を同時に取り扱うことが考えられる。また、電源調達時には、通常、長期の取引から確定させていくことを考えると、長期商品は、複数回実施されるオークションのうち、前半で取り扱うことが望ましいと考えられる。

1 年商品において固定価格取引のみを取り扱う場合は、基本的に全オークションで固定価格取引を実施することが考えられる。その場合、長期商品についても、全オークションにおいて長期商品を取り扱うこととすれば、固定価格取引と事後調整付取引の価格差が明らかになるため、固定価格取引の設定を見直す動機が強まると考えられる。

上記を踏まえ、各オークションにおいて取り扱う商品については、さまざまな組み合わせが考えられるなかから、以下3案を提示した。

(参考図 3-4) 相互関係を踏まえた 1 年商品と長期商品の組合せ案

		第 1 回	第 2 回	第 3 回
案①	1 年商品	固定価格取引	固定価格取引	事後調整付取引
	長期商品	事後調整付取引	事後調整付取引	事後調整付取引
案②	1 年商品	固定価格取引	固定価格取引	固定価格取引 事後調整付取引
	長期商品	事後調整付取引	事後調整付取引	事後調整付取引
案③	1 年商品	固定価格取引	固定価格取引	固定価格取引
	長期商品	事後調整付取引	事後調整付取引	事後調整付取引

案①・案②は、固定価格取引と事後調整付取引を同時に行うことで、価格差が明確になるため、固定価格取引の価格設定を見直す動機も強まると考えられる。ただし、案①については、固定価格取引が2回しか行われなため、売手・買手の価格水準の乖離が縮小しない可能性があり、案②は、固定価格取引が3回実施され、目線の乖離は縮小すると考えられる一方で、第3回オークションにおける売入札の振り分けについては検討を要すると考えられる。

案③においては、商品が重複することなく、1 年商品と長期商品の棲み分けが可能な一方で、他案と比較し、固定価格取引の価格設定を見直す動機が弱いと考えられる。

制度の複雑さを回避する観点から、案③もあり得るのではないかという意見もあったものの、札の振り分け方法等の課題を解決でき、複雑さを回避できるのであれば案②を進めるべき、1 年商品にも事後調整付取引を導入するべきという意見もあった。それらの意見や、長期商品と1 年商品の相互関係を踏まえると、固定価格取引が3回実施され、売手・買手の価格水準の乖離が縮小する可能性があるだけでなく、第3回に1 年商品の事後調整付取引を行うことに加え、固定価格取引(1 年商品)と事後調整付取引(長期商品)を同時に扱い、価格差が明確になることにより、固定価格取引の価格設定が見直される動機も強まると考えられる、以下の組み合わせ(案②)が望ましいとされた。

(参考 3-5) 各オークションにおいて取り扱う商品

	第 1 回	第 2 回	第 3 回
1 年商品	固定価格取引	固定価格取引	固定価格取引 事後調整付取引
長期商品	事後調整付取引	事後調整付取引	事後調整付取引

(4) 1年商品について

1 年商品については、長期商品との関係を踏まえ、各オークションで扱う取引を検討した結果、今後は、固定価格取引を基本としつつも、第 3 回オークションについては、事後調整取引も実施するような形式となる。

(第 3 回オークションにおける制度的供出量の考え方)

第 3 回オークションにおいて、固定価格取引と同時に事後調整付取引も行うに当たり、制度的な供出量をどのように振り分けるべきか、検討を行った。供出量の振り分けについては、制度的な供出者の任意とすることも考えられるが、売札がどちらかの取引に偏り、市場が機能しなくなる可能性も考えられるため、まずは、1 年商品における制度的供出量の半量ずつ、固定価格取引と事後調整付取引へ供出することとした。また、第 3 回オークションで事後調整付取引商品を取り扱うことで、約定率が高まり、固定価格を見直す動機が強まると考えられることから、第 3 回オークションの固定価格取引において未約定だった制度的な売入札については、同時に開催する事後調整付取引の売札として全量再投入のうえ、約定処理を行うこととした。

(固定価格取引への対応について)

また、1 年商品の固定価格取引については、燃料費の変動リスクの算定において、大規模発電事業者の裁量の余地が大きく、実質的な売り惜しみに繋がる可能性があることから、制度設計専門会合における議論や、長期商品との相互関係も踏まえつつ、2023 年度以降の対応策について検討を進めてきた経緯がある。そのため、これまでの整理により、価格設定を見直す動機が十分に働くか、検討を行った。

2023 年度以降の固定価格取引については、これまで複数回にわたり議論を重ねてきた経緯があるなか、石炭価格のボラティリティが 2022 度と比較して低下傾向にあることや、電力・ガス取引監視等委員会における議論も踏まえ、第 3 回オークションに 1 年商品の事後調整付取引を導入すること、さらに、固定価格取引において未約定となった制度的な売入札を、事後調整付取引に再投入すること等により、燃料費の変動リスクの算定方法を見直すインセンティブは、一定以上働くと考えられる。

上記を踏まえ、1 年商品については、今回の整理に基づく取引を行うこととし、2023 年度オークションにおける、燃料費の変動リスクの織り込み状況については、電力・ガス取引監視等委員会による事後検証のもと、審議会において状況を報告することとした。そのうえで、対応が不十分であると考えられる場合は、更なる対応を検討することとした。

(5)長期商品について

長期商品については、長期取引に関する事業者のニーズや、売手事業者における電源稼働等の予見性を考慮し、具体的な取引期間や制度的供出量、取引価格等に関する検討を行った。

(取引期間)

取引期間については、第 60 回電力・ガス基本政策小委員会において示された、小売電気事業者へのアンケート調査結果においては、取引期間が1年超～3年未満、5年以上となる取引について、調達実績と希望に乖離があり、それぞれにおいて、取引機会の拡大が必要であると考えられる。

一方、取引期間が長いほど、個別性の高い要素の定型化は難しく、相対契約で取り組むことが望ましいと考えられることから、定型商品を取り扱う BL 市場においては、長期取引のなかでも、比較的受渡期間の短い1年超～3年を主眼に取り組むことが考えられる。また、電源の稼働計画は、容量停止計画の調整業務を実需給の2年前に行うことから、売手事業者は受渡3年目以降の稼働状況を入札時に見通すことは難しいと考えられる。

これらを踏まえ、BL 市場における長期商品においては、取引期間2年の商品を先行して取り扱うこととした。

(売手の制度的な供出量と買手の購入可能量)

また、長期取引を活性化させる観点からは、BL 市場への制度的な供出量のうち、一定以上が長期商品に供出されるよう、設定することが考えられる。そのため、制度的な供出者による入札量については、第 60 回電力・ガス基本政策小委員会において示された、小売電気事業者へのアンケート結果における、1年と1年超～3年未満の希望ポートフォリオの比率を踏まえ、供出量の 15%を長期商品に供出することとした。

合わせて、長期商品についても、BL 市場の目的を踏まえれば、BL 需要に対応する量を確保するものであることから、購入可能量については、BL 需要に相当する量(購入可能量)内とした。

(参考図 5-1)各オークションで取り扱う商品における制度的供出量の割合

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
1 年商品 (制度的供出量割合※1)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (42.5%) 事後調整付取引 (42.5%+α※3)	固定価格取引 (任意供出)
長期商品 (制度的供出量割合※2)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	—

※ 1：同年度オークションの約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

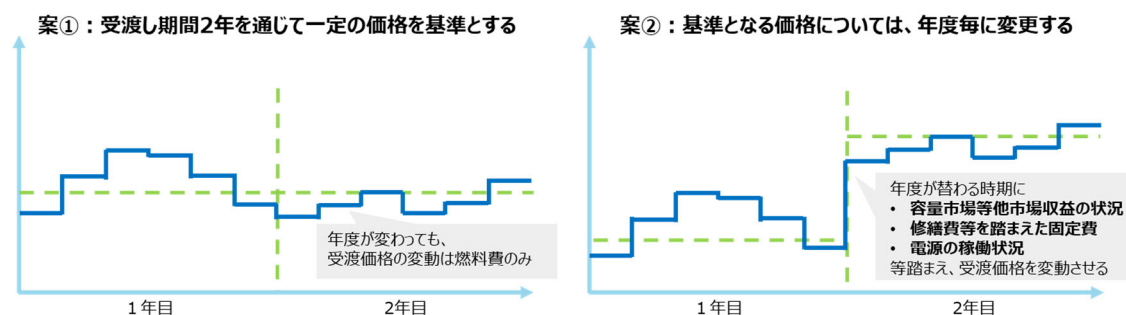
※ 2：前年度及び同年度オークションの長期商品約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※ 3：第 3 回オークションの固定価格取引において約定しなかった売札量α

(長期商品の取引価格の考え方)

取引価格については、事後調整付取引を基本とし、基準となる価格のあり方として、受渡し期間を通じて同一の価格を設定する方法(案①)と、年度毎に価格を見直す方法(案②)の2案を比較のうえ、検討を行った。案①は、基準となる価格に、事後調整による燃料費変動を考慮した価格での受渡しとなり、売手としては、受渡し期間における固定費の変動等を想定しなければならない点に課題がある。一方で、受渡し期間中に価格の見直し等は行われないため、燃料費による変動はあるものの、買手も含め、価格の予見性があることが利点であると考えられる。案②については、基準となる価格を年度毎に見直すことで、売手の費用回収は適切になされることが考えられるが、買手としては、2年目の受渡し価格が完全には想定できず、不透明である点に課題がある。

(参考図 5-2) 長期商品の取引価格の考え方



事業者へのヒアリングを踏まえると、長期相対契約においては、案②のような方法で価格を変動させる方法を採用している例もみられるが、それらの多くは、実受渡し年度前に、契約事業者間で翌年度の受渡し価格について確認のうえ、協議を行うプロセスを取り入れている。

一方、売り・買いの約定者が直接紐付くわけではない BL 市場においては、受渡し前に事業者間で協議を行うことは困難である。そのため、案②を採用する場合、買手のリスクを軽減するためには、翌年度の受渡し価格を踏まえ、2年目の受渡しが始まる前に、買手が約定をキャンセルできるような仕組みを導入することも考えられる。

ただし、そのような手法を採用した場合、安定的な燃料の確保や、BL 電源の安定稼働、費用の安定回収に資するといった、長期商品導入検討時に想定していたメリットが得られない可能性があるだけでなく、制度としての複雑さも増すことになる。また、キャンセルにより、受渡しが1年で終了することもありえるため、実質、長期契約を促進することに寄与しないとも考えられる。

案①を採用する場合、売手事業者が、容量市場の約定価格や、容量停止計画調整による電源の稼働状況の見通し等、予見性のある情報を踏まえ、2年間の基準となる価格を設定することになる。ただし、価格設定を行う際には、従来の商品より受渡し期間がさらに長いため、予見しうる費用だけではなく、受渡し期間中のトラブルによる費用の増加等、予期せぬ事態に

よる費用の上振れ・下振れについても、ある程度考慮することが考えられる。

一方で、そのような費用についても、様々な変動要因により増減した、過去複数年分の固定費を参照したり、今後の投資計画等予見性のある情報を基に想定したりすること等により、ある程度合理的・客観的に算定できるものと考えられる。さらには、案①のような価格で受渡しを行えば、燃料費部分は事後調整されるものの、基準となる価格は一定になるため、発電・小売事業者双方にとって、中長期的な価格変動リスクをヘッジする手段にもなりうると考えられる。

そのような点や、案①であれば、案②において買手に生じていたリスクも発生しないこと等も踏まえ、BL 市場における長期商品の取引価格については、受渡し期間を通じて同一の基準価格をベースとすることとし、燃料費については事後調整を行う手法(案①)を採用することとした。

(6)事後調整スキームについて

(事後調整単価の考え方について)

2023 年度以降は、1 年商品の第 3 回オークションと、長期商品において、燃料費を事後的に調整するスキームを扱うこととなる。事後調整スキームにおける事後調整単価の考え方については、エリア毎に共通の単価を設定する案も考えられる一方、事業者ごとに電源構成が異なり、燃料費の変動による価格への影響が異なるなか、事業者ごとに異なる単価を設定することも考えられる。

電力・ガス取引監視等委員会における議論では、エリア毎の調整単価を定めた場合、売手事業者に一定のリスクが発生し、リスクプレミアムに関する課題が解消されない可能性があるため、事業者毎に異なる事後調整単価を設定することが適切ではないかとされた。一方で、事業者毎に異なる事後調整単価を設定した場合、買手事業者としてはオークション結果が分かるまで、どのような調整単価が適用されることになるか、正確に分からないこととなる。その場合、買手事業者のリスク軽減のため、一定の条件のもと、約定後にキャンセルする権利を付与することも考えられるとされた。

事業者毎に調整単価を設定することによるリスクへの対応として、買手事業者にキャンセル権を付与した場合、キャンセル権に適切な条件が定められていなければ、キャンセルが相次ぐ等、売手事業者に過大なリスクが発生する可能性がある⁵。一方で、エリア毎に共通の単価を設定する場合、事後調整単価と自社の電源構成に基づくコストの差(リスクプレミアム)にどのように対応するかが課題となる。その場合、売手側に発生するリスクを軽減するため、電源構成に基づく調整単価が近い制度的供者が属するエリアをまとめ、1つの市場範囲とすることも考えられるが、市場範囲がより細分化されてしまう可能性が高い。

⁵ 例えば、売入札者が約定後に燃料価格のヘッジを行っていた場合、ヘッジ後に約定量のキャンセルが発生すると、ヘッジの解消を行う必要があり、そのためのコスト等が発生する可能性がある。

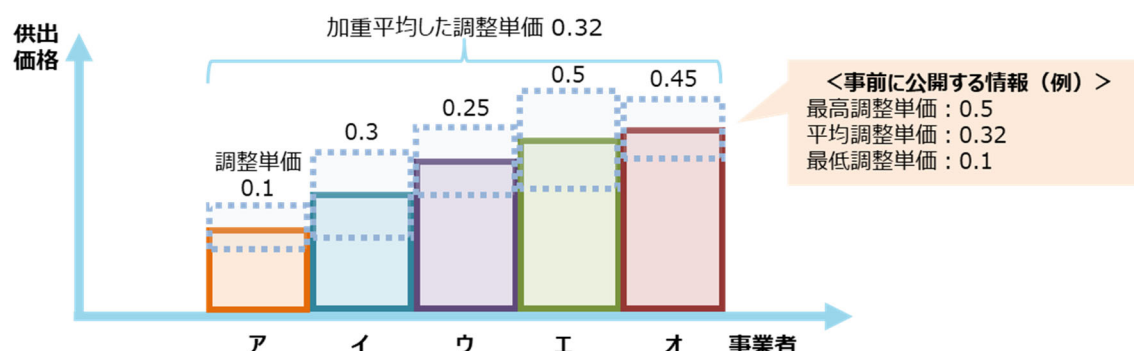
上記の分析を踏まえ、事業者毎に事後調整単価を設定した場合は、発電コストも適切に回収でき、売手・買手に生じるリスクも、約定処理やキャンセル権の設定等で軽減できる可能性があることから、売手・買手事業者へのリスクや市場範囲への影響を踏まえ、事後調整単価については、事業者毎に異なる単価を設定する方法を主軸として、検討を行った。

(買手のリスク緩和策について)

前述のとおり、事業者毎に調整単価を設定する場合、約定結果が明らかになるまで、買手としてはどのような調整単価が適用されるか不明確であることが、リスクとなる可能性がある。リスクを緩和するため、約定後の調整単価を踏まえ、買手が約定をキャンセルできるオプションを設定することも考えられる。一方で、そのような対応は、売手にとってはヘッジ解消コストが発生する等のリスクがある可能性があることに加え、買手のキャンセルありきの応札により、約定価格が上り上がる可能性もある。

上記を踏まえると、売手への影響に配慮したうえで、市場範囲における制度的な供出者の最低・最高・平均調整単価を示し、情報の適切な事前公開等により予見性を高め、買手のリスクを低減させる等、キャンセル以外の方法による対応が妥当であるとされた。

(参考図 6-1) 市場範囲内の売札の価格と事後調整単価の事前公開イメージ



一方で、売手の事後調整単価全てを公開することは、入札者の電源構成等を開示することにもなりえるため、売手・買手双方のリスクを軽減する観点から、情報開示を行う場合における売手への影響についても、考慮する必要がある。そのような視点を踏まえると、対応方法については以下の2案が考えられる。

(参考図 6-2) 事後調整単価の公開方法案

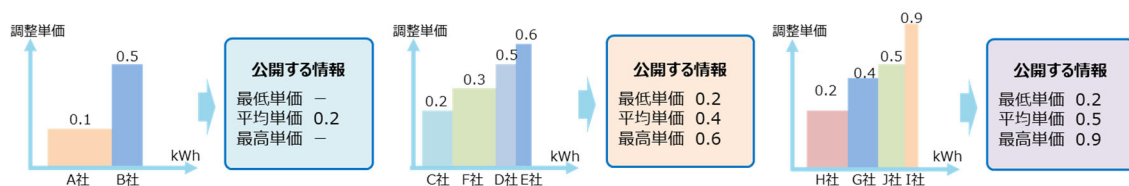
	案① 事後調整単価に関する事前情報は、全市場範囲でまとめ て示すこととする	案② 事後調整単価に関する事前情報は、市場範囲毎に示すこ とし、売入札者が少ない市場範囲においては、情報の 公開方法において別途考慮する												
対応案のイメージ	市場全体で最低0.1、最高0.9、平均0.5 <table border="1"> <thead> <tr> <th>市場範囲①</th><th>市場範囲②</th><th>市場範囲③</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5</td><td>応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3</td><td>応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5</td></tr> </tbody> </table>	市場範囲①	市場範囲②	市場範囲③	応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5	市場範囲ごとに情報を公開 <table border="1"> <thead> <tr> <th>市場範囲① 平均0.2</th><th>市場範囲② 平均0.4</th><th>市場範囲③ 平均0.5</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5</td><td>応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3</td><td>応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5</td></tr> </tbody> </table>	市場範囲① 平均0.2	市場範囲② 平均0.4	市場範囲③ 平均0.5	応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5
市場範囲①	市場範囲②	市場範囲③												
応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5												
市場範囲① 平均0.2	市場範囲② 平均0.4	市場範囲③ 平均0.5												
応札者 単価 A社 0.1 B社 0.5	応札者 単価 C社 0.2 D社 0.5 E社 0.6 F社 0.3	応札者 単価 G社 0.4 H社 0.2 I社 0.9 J社 0.5												
公開する情報	最低 / 最高 / 加重平均 事後調整単価	- 最低 / 最高 / 加重平均 事後調整単価 - 応札者が2社以下である場合、加重平均調整単価のみ												
事業者への影響	売手に配慮された案ではあるが、買手としては、市場範囲の関係上、適用され得ない単価になる可能性	売手・買手ともに配慮された案ではあるが、売応札者が少ない市場範囲では情報が不十分になる可能性												

案①は、売手には配慮された案ではあるが、買手としては、市場範囲の関係上、適用されることがない単価が公開される可能性がある。買手は、燃料費の高騰が想定される断面においては、ヘッジの観点からより低い事後調整単価を望み、下落が想定される断面においては、より高い事後調整単価を望み、応札すること等が想定される。公開情報と燃料費の価格変動をもとに応札することになるが、市場範囲の関係上、公開単価がそもそも適用されることがない場合、買手としては、想定と異なる約定結果、適用単価になる可能性がより高まる可能性がある。

案②は、市場範囲ごとに単価を公開するため、買手の想定と約定結果との乖離は、案①ほどは発生しないと考えられる。他方、売応札者が少ないにも関わらず、情報を多く公開すると、制度的な供出者が存在するなか、応札者の特定に繋がりうる懸念がある。そのため、売応札者が2者以下である場合、公開する情報は加重平均調整単価に限ることが考えられる。

対象エリアが限られる市場範囲においては、公開される情報が限られる可能性があるものの、想定される単価と約定処理結果の乖離が相対的に低く、より電源へのアクセス環境向上に繋が리うと考えられる。エリアが限られる市場範囲においても、最低・最高調整単価の公開を求める意見もあったが、リスク負担のバランスを踏まえ、買手のリスク緩和策として制度的な供出者の事後調整単価に関する情報を公開するに当たり、まずは案②を採用することとした。

(参考図 6-3) 案②を採用した際に公開される情報のイメージ



(事後調整単価の公開スケジュールについて)

また、本取組が買手のリスク緩和策として機能するためには、オークションの入札前に事後調整単価が公開されている必要がある。

例年、BL 市場の取引スケジュールとしては、取引実施日を月末付近の営業日とし、取引実施日を含む入札期間を 10 日程度確保している。事後調整付取引を行うに当たり、制度的な売入札を行う事業者は、入札期間前に事後調整単価を登録することとし、日本卸電力取引所において、登録された情報に基づき、入札開始日までに単価情報を公開することとした⁶。

(参考図 6-4) 取引実施日までの対応スケジュールイメージ

事後調整単価算定・登録	入札期間（10日程度）	取引実施日
情報開示 - 制度的な供出者については、自社の事後調整単価について算定のうえ、事前に登録を行う。 - 登録された単価をもとに、J E P Xにおいて、各市場範囲における事後調整単価に関する情報を事前に公開する。（入札期間前までに公表）	入札 - 売手・買手ともに入札を行う。 - なお、制度的な供出者ではない新電力の売入札については、各市場範囲における加重平均調整単価を踏まえ、入札を行う。	約定処理・約定結果公開 - J E P Xにおいて約定処理を行う。 - 約定処理後、約定価格・約定量に加え、各市場範囲において適用される事後調整単価を算定のうえ、公開する。

(事後調整単価の算定方法について)

事後調整単価の計算方法については、1 年商品において事後調整付取引を検討するに至る背景も踏まえ、制度的な供出者毎に異なる算定をすることがないよう、供出上限価格の諸元に基づき、算定することが妥当である。そのため、電力・ガス取引監視等委員会における議論も踏まえ、供出上限価格の各諸元を参照のうえ算定される、石炭価格が 1,000 円/トン変動した場合の変動額(円/kWh)を、事後調整単価とすることとした。

(参考図 6-5) 供出上限価格・事後調整単価の算定イメージ⁷

基準石炭価格(①)	50,000円/ton	1,000円/ton 増加(⑤)	+1,000円/ton	1,000円/ton 下落(⑥)	▲1,000円/ton
想定消費数量(②)	10,000千ton	想定消費数量(②)	10,000千ton	想定消費数量(②)	10,000千ton
石炭燃料費(①×②)	500,000百万円	石炭燃料費増加(⑤×②)	+10,000百万円	石炭燃料費減少(⑥×②)	▲10,000百万円
修繕費	40,000百万円				
減価償却費	50,000百万円				
その他固定費	210,000百万円				
容量確保契約金額	▲100,000百万円				
合計(③)	700,000百万円				
BL想定発電量(④)	50,000百万kWh	BL想定発電量(④)	50,000百万kWh	BL想定発電量(④)	50,000百万kWh
供出上限価格(③/④)	14.00円/kWh		+0.20円/kWh		▲0.20円/kWh
調整単価 (平均石炭価格が1,000円/ton変動した場合の円/kWh当たりの変動額)	0.20円/kWh				

⁶ なお、事前公開を行うタイミングについては、入札の参考とするべく、できるだけ早い時点での公開を望む意見もあった。

⁷ 第 82 回制度設計専門会合(2023 年 2 月 20 日)資料6より抜粋。

また、算定に当たり使用する基準石炭価格については、現行の規制料金における燃料費調整制度と同様、全日本通関統計価格を参照することが妥当であると考えられるため、売入札時にはオークション直前の統計価格を、受渡し時には受渡し月前の統計価格をそれぞれ参照することとした。

また、既存の燃料費調整制度においては、受渡しの3～5か月前の全日本通関統計価格を使用している。小売料金との親和性や小売事業者の受容性に加え、内外無差別性の観点も踏まえると、BL 市場においても、売入札時の基準石炭価格はオークション直前3か月の全日本通関統計価格を参照し、受渡し時には受渡し月の3～5か月前の全日本通関統計価格を参照することとした⁸。

なお、コストベースの価格で入札される BL 市場においては、規制料金の燃料費調整制度において、需要家保護の観点から設けられている調整上限値(基準価格の 1.5 倍)等は、売手の費用回収の観点から、設けないこととした。

(参考図 6-6)BL 市場における全日本通関統計価格の適用イメージ



(新電力が売入札する場合の対応について)

また、BL 市場においては、新電力の売入札も妨げられていないため、新電力が応札する場合も、同様の考え方に基づき事後調整単価を設定することが考えられる。一方、新電力は、BL 電源以外の電源をもとに入札することも考えられるが、その場合、確立された単価算定手法が存在しないため、各社独自の考え方に基づく単価算定となる可能性がある。

その場合、新電力の事後調整単価が、制度的な供出者の単価から大きく離れたものになる可能性も考えられ、約定処理を行った結果、買手の想定から乖離した約定結果になる可能性も高まると考えられる。そのため、まずは新電力の事後調整単価については、独自の算定を認めるのではなく、新電力の売入札には、事前公開された、各市場範囲における加重平均調整単価を適用することとし、事後調整付取引の取引状況を踏まえつつ、今後の対応について検討することとした。なお、上記の対応となるため、新電力が売入札を行う場合については、事後調整単価を入札期間前に登録する必要はない。

⁸ 統計価格の適用時期については、「実需給年度の実態を踏まえ、実際の収入と費用の状況に著しい乖離が残る場合、相対取引における石炭価格の適用時期の見直し等踏まえつつ、参照月と受渡月にできるだけ近づけることや、過不足を事後的に精算する仕組みなどについて、改めて検討することが望ましい」との意見があった。

(7) 今後の取引スケジュール

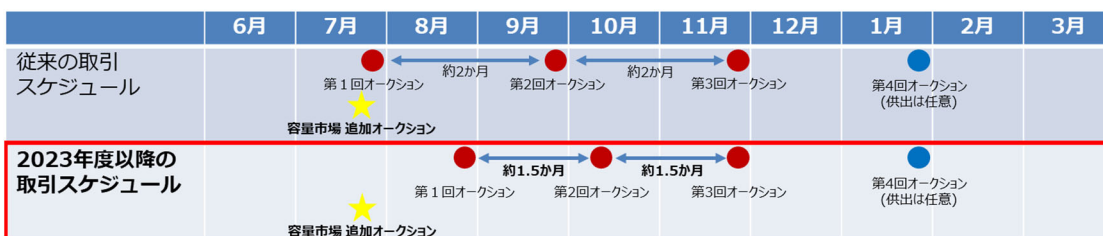
2024 年度以降、容量市場の取引が開始されるに当たり、BL 市場の供出価格算定時には、BL 市場ガイドラインにおいて、容量市場の期待収入を控除することが適当とされている。容量市場については、実需給年度の 4 年前にメインオークションが行われるが、実需給の 1 年度前にも、需要の変動等を踏まえ必要に応じて追加オークションを実施することとしている。追加オークションについては、毎年度実施判断の上で、開催有無が決められるが、最新の供給計画に基づき需給曲線を確定するため、追加オークションが実施された場合、その約定結果は 7 月下旬に公表されることが想定される。

BL 市場については、BL 市場ガイドラインや日本卸電力取引所の取引規程において、原則として 7 月、9 月、11 月、翌年 1 月にオークションを開催することとしている。第 1 回オークションを従来どおり 7 月に開催しようとする、今後は容量市場の追加オークションにおける約定結果を供出価格に適切に反映できない可能性があることから、原則 7 月に開催される第 1 回オークションのあり方について検討を行った。

制度的な売入札により、一定以上の流動性があることを踏まえると、第 1 回から第 3 回オークションについては、内外無差別な卸売に向けた取組が開始されたばかりであり、引き続き注視が必要である現状においては、電源へのアクセス環境整備の観点から、現時点では、オークション回数は維持し、取引機会を確保する意義があると考えられる。

取引回数を維持する場合、取引時期も併せて検討する必要があるが、第 1 回から第 3 回オークションについては、大規模発電事業者が BL 市場の約定結果を踏まえ、次年度の発電計画や供給計画等の策定を行うため、時期を配慮して日程を定めたものである。容量市場の追加オークションとの関係を踏まえ、オークション全体を後ろ倒しにすることも考えられるが、前述した要因や、12 月以降は相対契約交渉が本格化することを踏まえ、制度的な売入札を伴うオークションについては、現状どおり、11 月末までに実施することが望ましい。そのため、容量市場の追加オークションの約定結果を適切に反映する時間を考慮すると、第 1 回オークションを 7 月ではなく、8 月に行うこととし、第 3 回オークションを 11 月に開催することを維持しつつ、第 2 回オークションは 10 月に開催することとする。

(参考図 7-1) 容量市場の追加オークションを考慮した BL 市場取引スケジュール



(8)制度的な供出量の考え方について

大規模発電事業者の制度的な供出量については、新電力等のベース需要に対して十分な量を設定することが重要であり、全国大での BL 市場電源比率、新電力総需要に基づき決定している。大規模発電事業者の制度的な供出量を設定する際には、BL 市場と同等の価値を有すると考えられる、新電力と旧一般電気事業者間で結ばれる相対契約の一部及び常時バックアップの取引量、電発電源切り出し分を控除している。

現在、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売に向けた取組が進むなか、常時バックアップは原則廃止の方向で検討が進められており、電発電源の切り出しに対する市場設計当初のインセンティブも既に終了している状況となっている。

市場設計時からの状況変化や取引機会の拡大状況、新電力の電源へのアクセス状況を踏まえつつ、BL 市場が本来志向していた「BL 電源へのイコールフットイング」が達成されているかという視点のもと、どのように算定された供出量を制度的に求めるべきか、改めて検討を行った。

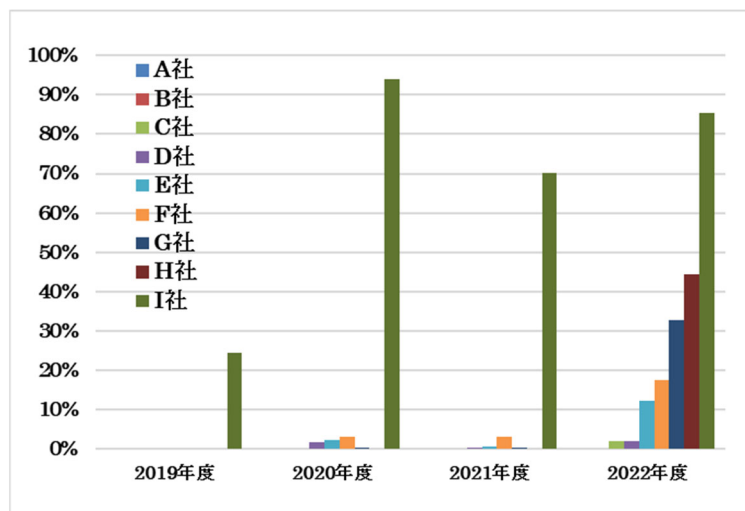
(適格相対契約量控除)

相対契約のうち、BL 市場と同等の価値を有する契約については、適格相対契約⁹と定め、その取引量を、旧一般電気事業者等の BL 市場への供出量及び新電力等の BL 市場購入量上限から控除することとしている。その際、BL 市場に供出される予定であった取引相当量が、特定の新電力との相対契約取引を通じて行われることになれば、新電力等間のイコールフットイングは図られなくなる可能性があるため、新電力等間の公平性を確保する観点から、控除量は一定量とし、控除可能量を供出量の最大 10%とした。

近年では、旧一般電気事業者によるグループ外への相対契約量は増加し、2022 年度 12 月時点では新電力販売電力量の 30%を超える状況であり、BL 市場に限らず、新電力が供給力を確保する機会は増えてきている。そのため、現在は、適格相対契約控除量の上限值に達する大規模発電事業者も複数者存在する状況である。加えて、今後は、独自のオークションや第三者を介した卸売等を実施し、内外無差別を担保する取引が増加する可能性もある。

⁹ 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

(参考図 8-1) 制度的な供出量に対する適格相対契約量



これらの状況を踏まえ、制度的供出者の適格相対契約や内外無差別な卸売のインセンティブを高める観点から、適格相対契約による控除量の上限值を引上げることとした。ただし、内外無差別な卸売への取組の進捗はあるものの、引き続き注視が必要な状況であることから、BL 市場への供出量を一定程度確保するためにも、控除量は引き続き一定値までとし、上限値を 30%とすることとした。

また、適格相対契約のうち特定の新電力との契約が全体の 4 割以上の割合を占めている場合は、電源アクセスの改善に寄与していると判断することが困難であることから、当該契約は 4 割まで差し引いて控除量を算定することとした。

なお、控除量上限値や、適格相対契約の条件については、今後の内外無差別な卸売の取組状況を踏まえ、必要に応じて見直すこととした。

(長期相対契約インセンティブ)

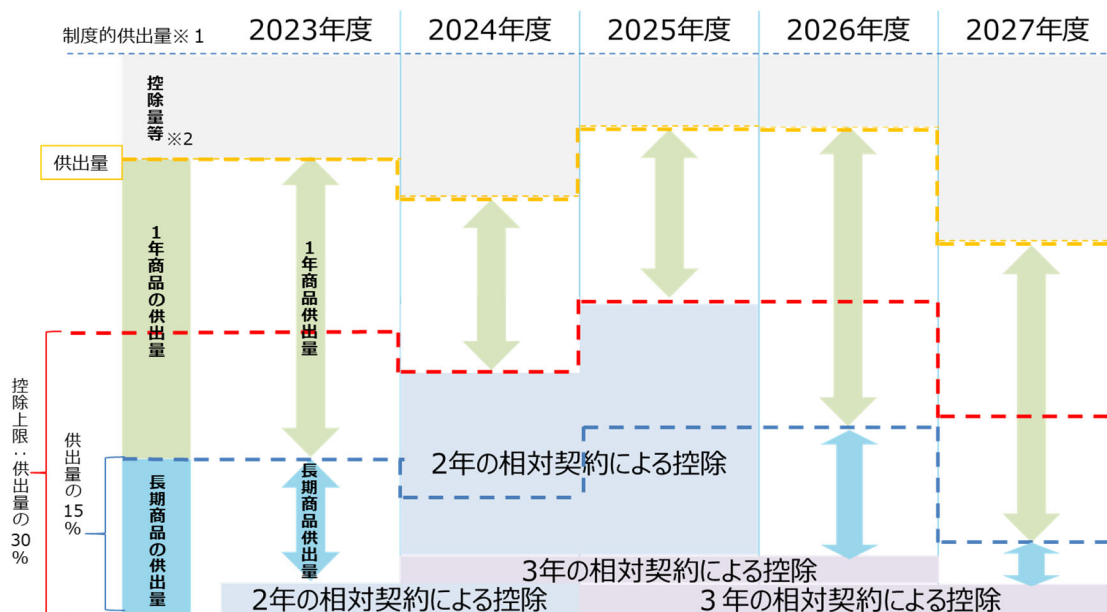
また、長期取引を活性化する方法としては、BL 市場の商品を取り扱うほか、長期相対契約量を別途 BL 市場の制度的供出量から控除する等、インセンティブを付与することと考えられるとして、別途検討を行った。

1 年商品において、供出量の控除対象としている適格相対契約は、BL 市場と同等の価値を有する契約を控除するため、負荷率 70%以上を求める等の一定の条件を付しているが、長期相対契約インセンティブにおける控除は、長期取引の促進が目的であること、契約期間が長いほど売手・買手事業者双方の事情を踏まえた条件設定が必要となり定型化が難しいことから、一定期間以上の契約であれば、負荷率等の条件を定めないこととした。ただし、BL 市場の制度趣旨を踏まえ、旧一般電気事業者の自己またはグループ内の小売部門との契約は対象外とした。

また、控除量については、小売電気事業者が希望するポートフォリオの 1 年超の割合と BL

電源比率を勘案し、控除量上限値を供出量の 30%とした。控除量上限値については、今後の内外無差別な卸売の取組状況と踏まえ、見直すこととした。

(参考図 8-2) 長期相対契約インセンティブ控除量及び長期商品イメージ図



※1：制度的供出量は、毎年エリア需要により変動する。
 ※2：適格相対契約控除、常時B U控除、電発電源切出しインセンティブ

(常時バックアップ)

常時バックアップについても、BL 市場と政策目的が一部重複することから、前年度の契約量実績を制度的な供出量から控除することとしていた。一方、内外無差別な卸売を行っていると判断されたエリアは、今後、常時バックアップを廃止することとされている。常時バックアップが廃止された年度においては、内外無差別の卸売により、BL 市場外での卸売は担保されていることになるため、電源のアクセス環境は確保されていると考えられる。よって、常時バックアップが廃止された年度においても、現在の供出量算定に基づき、控除の対象とすることとした。

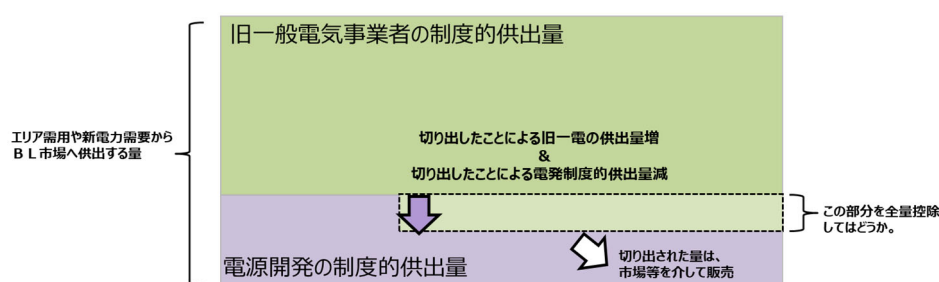
なお、常時バックアップが廃止されたエリアの翌年度の控除量においては、内外無差別な卸売の取扱いを含め、適格相対契約控除等を含めた控除のあり方を見直すこととした。

(電発電源切り出し)

BL 市場における取引と同等の効果を持つと考えられる取組が実施されることは、競争活性化の観点から非常に重要であり、こうした取組の一環として電発電源の切り出しが進められてきた。BL 市場創設時には、市場創設前に電発電源の早期切り出しを行った場合に、制度開始から2年の間、制度的供出量から控除するインセンティブを付与することとした。BL 市場

創設してから4年経過した現在では、大規模発電事業者が電発電源を切り出した量については、別の電源から調達・供出することとなり、電発電源の切り出しがディスインセンティブに働く状況であった。切り出された電発電源は、市場全体の活性化に資するよう活用されることが期待されることから、引き続き電発電源の切り出しは進めていく必要があるため、BL 市場創設後においても自主的に電発電源を切り出した総量分については、制度的供出量から控除することとした。

(参考図 8-3) BL 市場創設後の電発電源切り出しインセンティブイメージ図



(9) 発電側課金の転嫁について

発電側課金については、発電事業者が、FIT/FIP 以外の電源について、相対契約・卸電力市場・容量市場等において、発電側課金負担分を費用回収するものと整理しており、電力・ガス取引監視等委員会や資源エネルギー庁において、議論・検討を行ってきた。

課金対象は、「系統に接続し、かつ系統側に逆潮流をさせている電源全て」¹⁰であることから、BL 市場における制度的な供出量の算定根拠となる BL 電源は課金対象であると考えられるため、今後、発電側課金導入による費用の増加を考慮する必要がある。

課金単価については、規制期間における想定発電電力を踏まえて、期初において課金単価を設定することとされており、オークション時点で受渡し年度の課金単価が判明している場合は、その単価を基に算定することとした。他方、2024 年度受渡し分については、オークション時点で発電側課金単価が判明していない状態でのオークション実施が想定されるため、その場合は、過去に第 57 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において試算された単価(kW 課金単価: 75 円/kW・月、kWh 課金単価: 0.25 円/kWh)を使用することとした¹¹。

その後、第 86 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、各エリア毎に試算された課金単価が新たに示された。第 57 回において示された値より、実受渡し時期に近い時期の試算となることから、試算値を使用する場合は、当該単価を採用することが望ましい。

¹⁰ 逆潮流が 10kW 未満の電源や、調達期間等の既認定 FIT/FIP 電源を除く。

¹¹ なお「試算された単価と実際の課金単価には乖離が生じる可能性があるが、乖離が大幅に発生した場合は、事後的に清算することも検討いただきたい」との意見があった。

(10) 今後の方向性について

(値差への対応について)

BL 市場は、スポット市場を介して電気の受渡しを行うため、エリア分断による値差に影響される。2024 年受渡し分以降における値差方針については、間接オークションの経過措置終了後、間接送電権発行量の増加が見込まれることから、経過措置が終了する 2026 年度以降と、2025 年以前を分けて検討することとした。

また、2024 年度及び 2023 年度受渡し分は、市場範囲を見直し過大な値差が発生する可能性を低減させたうえで、それでもなお発生する値差については、2022 年度同様、閾値以上の値差を試算する方針とした。なお、閾値については、算出において旧一般電気事業者等の BL 市場供出上限価格やスポット市場のエリアプライスを参照しているため、可能な限り直近の状況を反映することが望ましいことから、年度毎に見直すこととした。

また、市場範囲については、分断値差発生率及び分断値差の両方の基準を満たした場合に分割することとし、現在、市場範囲を分割しているエリアについても、当該基準以下となった場合は統合することとした。その際、取引量が多く値差損益額が多額となるエリアがある場合や、受渡し年度において工事等により連系線容量が長期間にわたり低下することが見込まれている等、分断値差発生率や分断値差の他、市場範囲を検討するに当たり考慮すべき事象がある場合は、こうした事情を踏まえ検討することとした。なお、市場範囲の見直し頻度は年度毎とし、見直し時期は、できる限り直近の状況を反映しつつ、かつ市場参加者の予見性を確保するという観点から、オークション前年度末から年度当初とした。なお、そのような基準に基づき、2023 年度オークションにおける市場範囲を見直したところ、九州エリアは分割し、北海道エリアは東日本エリアに統合することとなった。

そのような方針のもと取引を進め、間接送電権との関係を踏まえた 2026 年度以降の対応については、今後改めて議論することとする。

(参考図 10-1) 市場範囲分割判断項目及び基準

判断項目	判断基準
分断値差発生率	直近 1 年間の分断値差発生率の平均が 30%以上
	直近 1 年間に於いて分断値差発生率 30%超の月が 6 ヶ月以上
分断値差	直近 1 年間の年間平均値差が 1.5～2.0円/kWh以上

(今後の BL 市場の検討の方向性について)

BL 市場は、卸電力市場が機能し競争が十分に活性化された段階では、制度的措置は終了することが望ましい。今回は、足下の状況を踏まえ、小売競争の活性化の過渡期と考えられる現状においては、BL 市場は一定の役割があると考え、更なる BL 電源へのアクセス環境の整備や、BL 市場外の調達機会を促進するため、BL 市場における長期商品のあり方や、燃料

価格の変動リスクへの対応方法、BL市場外の取引との関係について議論を行った。今後も、内外無差別の進展状況等踏まえつつ、議論を進めていくこととする。

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6月25日

改定 2022年7月21日

改定 2023年〇月〇日

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電源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ー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や燃料価格の変動を踏まえた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ようで、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に関する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、受渡し期間にわたり、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、原則として受渡し年度の前年度の ~~7月、9月、8月、10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。

8月、10月、11月の開催回では受渡し期間1年間及び2年間の取引を扱うこととし、1月の開催回では、受渡し期間1年の取引を扱うこととする。受渡し期間2年の取引については、燃料費(石炭価格)の変動を踏まえた価格で取引を行うこととし、受渡し期間1年の取引については、固定的な価格での取引を行い、11月の開催回において、固定的な価格及び燃料費(石炭価格)の変動を踏まえた価格の双方の取引を行うこととする。

燃料費(石炭価格)の変動を事後的に調整する取引において約定した場合、受渡し期間において、発電事業者は供出上限価格の諸元に基づき算定した燃料費(石炭価格)の事後調整単価に基づき、小売電気事業者は、各市場範囲において、約定した発電事業者の燃料費事後調整単価を約定量で加重平均した事後調整単価に基づき、卸電力取引所において清算が行われる。

(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ってはならないこととする。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) × {(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)) × 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)) × 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)) × 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) × (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 $\textcolor{red}{L}$ 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 $\textcolor{red}{等}$ から控除することとする。ただし、初年度(2020 年度受渡 $\textcolor{red}{L}$ 分)と2 年度(2021 年度受渡 $\textcolor{red}{L}$ 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 $\textcolor{red}{L}$ 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 $\textcolor{red}{L}$ 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、特定の事業者が控除対象となる契約電力の 40% 以上を占めている場合、当該事業者との契約による控除は 40%を上限としたうえで、当初は供出量の 1030%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。

大規模発電事業者が内外無差別な卸売を行っていると判断され、常時バックアップが廃止されたエリアについては、内外無差別の卸売の取扱いを含め、「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)」を含めた控除量を見直すこととする。

「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、事前に切り出した等を行った総量分[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。

区域において、一般電気事業者であった発電事業者が、ベースロード市場の創設後に、自主的に電発電源の切り出し等を行った場合、切り出した総量分[kWh]を、ベースロード市場への供出量から控除することとする。

※ベースロード市場の供出のため、新たに切り出しを行ったものについては、控除の対象に含めない。

※電発電源を切り出すの切り出し等を行う際、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。

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

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。

(d) 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の分配量

(i) 受渡し期間 2 年での供出を求められる量

$(D) = (C) \times 15\% - (\text{旧一般電気事業者と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との長期間の相対契約に基づく控除量}(j))$

ただし、前年度に受渡し期間 2 年の取引で約定した量については、取引時点で受渡しが確定していることを踏まえ、供出量から控除することが妥当である。

(ii) 受渡し期間 1 年での供出を求められる量

$(E) = (C) \times 85\% - (\text{旧一般電気事業者と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との長期間の相対契約に基づく控除量}(j))$

※「旧一般電気事業者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長期間の相対契約に基づく控除量(j)」

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長期間の相対契約(以下「長期相対契約」という。)の取引量(以下「長期相対契約量」という。)を控除することとする。控除は、「(i) 受渡し期間 2 年での供出を求められる量(D)」を優先に控除することとし、(i)を控除しても、なお控除量が余った量を、(ii)の控除量とする。

控除の具体的な条件としては、契約期間が 1 年 6 ヶ月以上の契約であることとする。

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、

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

この際、相対契約の受電実績から控除の算定を行うため、「受渡し年度－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、「受渡し年度－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、ベースロード市場における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)の 30%に限ることとし、その後の拡大については、内外無差別の卸売状況を見ながら検討

することとする。

オークション開催回において、受渡し期間が同一である取引として、固定
的な価格での取引と燃料費(石炭価格)の変動を事後的に調整する取引が
同時に行われる場合、各大規模発電事業者が投入する配慮が求められる
取引量については、各取引で等分し供出することとする。そのうえで、固定
的な価格での取引において未約定分であった大規模発電事業者による売札
は、燃料費の変動を事後的に調整する取引に供出することとする。

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(平成28年経済産業省令第23号)」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し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等発電等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等発電等費の合計は、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、受渡し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
に定める方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。

(i) 固定的な価格による取引における算定

ただし、同項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し期間を通じて固定価格で電気の受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。

(ii) 燃料費(石炭価格)の変動を事後的に調整する取引における算定

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項第2号に定める燃料費に関して、取引時点の全日本通関統計価格を用いる。燃料費(石炭価格)の価格変動においては、各諸元を参照のうえ算定される、石炭価格が1,000円/トン変動した場合の変動額(円/kWh)を事後調整単価とする。受渡し時の燃料価格の変動分に応じて、卸電力取引所において事後的に清算が行われる。

大規模発電事業者は、取引の入札期間前に事後調整単価を登録することとする。また、卸電力取引所において、市場範囲毎に原則、最低・最大・加重平均単価を公表することとする。ただし、各市場範囲における大規模発電事業者数が限られる場合はその限りではない。

大規模発電事業者以外の発電事業者は、各市場範囲において事前に公表する加重平均調整単価を適用することとし、取引状況を踏まえつつ、今後の対応については検討することとする。

(iii) 受渡し期間2年の取引における算定

燃料費(石炭価格)以外においては、受渡し期間における既に締結済みの契約等により求められる費用や、過去複数年分の費用の変動や供給計画等に基づき、客観的に合理性が認められる手法で算定した費用を用いる。

(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4に定める方式に従い、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4に定める方式に従い、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等費」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_レ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ラ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等発電等費の合計とする。

(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_レ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。

また、ベースロード電源については、発電側課金の課金対象であることから、発電側課金単価を基に算定した額を供出上限価格に含めることが適当である。ただし、事前に発電側課金単価が未確定の場合においては、過去の試算された単価を基に算定することとする。

(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。ただし、前年度に受渡し期間2年で約定した量については、取引時点で受渡しが確定していることを踏まえ、購入可能量から控除することが妥当である。

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、balancingグループの代表者は、balancing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balancingグループ全体での購入可能量を申請するとともに、balancing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_レ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_レ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_レ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_レ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_レ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

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ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格との整合性の確認に必要な根拠の提出を求め、ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、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。ベースロード電源に係る、社内もしくはグループ内取引価格が、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必要な対応を行う。

(注) ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、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。

(c) ベースロード市場の受渡 年度および受渡 年度の翌年度

小売市場重点モニタリングを通じて、社内もしくはグループ内取引の購入コストを適切に認識した上で小売価格が設定されているかについて確認を行う。小売平均価格(託送除き)が社内取引を含む電力調達費用と非化石証書の外部調達費用を下回っている場合には、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。

(d) ベースロード市場の受渡 年度の翌年度

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。

(6) ベースロード市場におけるエリア間値差の精算

~~ベースロード市場は固定的な価格で電気の受け渡しを行うものであるが、~~前日スポット市場の値差が拡大し、約定価格での受け渡しが難しい状況が生じていることを踏まえ、閾値以上の値差について清算を行うこととする。閾値については、全エリア共通とし、取引状況に必要なに応じて毎年度毎に見直すことが適当である。

~~全エリア共通の閾値を5%とし~~は、売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に閾値を適用する。約定価格に年間約定量を乗じた額と年間の取引総額に閾値以上の差が生じた場合、閾値以上の差について、年単位で清算する。

2022 年度においては値差の清算は応急的な措置であることから、値差損となる事業者のみを対象とするが、売手・買手双方の損益の観点から、中長期的な視点で引き続き議論を行い、制度の見直しを行っていくこととする。

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等の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。

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	(1)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
第 50 回	令和 3 年 4 月 26 日 13:00～15:30	(1)第四次中間とりまとめ(案)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 51 回	令和 3 年 5 月 26 日 15:00～17:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2021 年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第 52 回	令和 3 年 6 月 14 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)第四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
第 53 回	令和 3 年 7 月 5 日	第5次中間とりまとめ(案)について
第 54 回	令和 3 年 7 月 16 日 10:00～12:00	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第 55 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)ベースロード市場について

	15:00－17:00	(2)非化石価値取引市場について
第 56 回	令和 3 年 8 月 27 日 17:00－19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2022 年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第 5 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
第 57 回	令和 3 年 9 月 24 日 17:00－19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2020 年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021 年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第 58 回	令和 3 年 10 月 12 日 (書面審議)	(1)第6次中間取りまとめ(案)について
第 59 回	令和 3 年 11 月 29 日 9:00－11:00	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第 60 回	令和 3 年 12 月 22 日 17:00－19:30	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 61 回	令和 4 年 1 月 21 日 15:00－17:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日 9:00－11:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日 16:00－18:30	(1)容量市場について (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
第 64 回	令和 4 年 4 月 25 日 16:00－18:30	(1)容量市場について (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
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日 9:40－12:40	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日 (書面審議)	(1)第7次中間取りまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日	(1)ベースロード市場について

	15:00－18:00	(2)容量市場について (3)電源投資の確保について (4)非化石価値取引市場について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日 13:00－16:00	(1)電源投資の確保について (2)非化石価値取引について (3)需給調整市場について (4)容量市場について (5)第七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
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日 13:00－16:00	(1)ベースロード市場について (2)需給調整市場について (3)非化石価値取引について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)第八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 (5)非化石価値取引について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)非化石価値取引について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)容量市場について (4)長期脱炭素電源オークションについて (5)非化石価値取引について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)需給調整市場について (3)予備電源について (4)容量市場について (5)長期脱炭素電源オークションについて (6)非化石価値取引について
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日 (書面審議)	(1)第九次中間取りまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 日	(1)ベースロード市場について

	16:00－19:00	(2)需給調整市場について (3)予備電源について (4)容量市場について
第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日 10:00－13:00	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第 77 回	令和 5 年 4 月 5 日 12:00－15:00	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)非化石価値取引について (3)予備電源について (4)容量市場について (5)ベースロード市場について
第 78 回	令和 4 月 26 日 16:00－19:00	(1)非化石価値取引について (2)容量市場について (3)予備電源について (4)ベースロード市場について
第 79 回	令和 5 年 5 月 25 日 9:00－12:00	(1)容量市場について (2)予備電源について (3)ベースロード市場について (4)非化石価値取引について

※網掛け回は第十二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、○は座長代理

(令和5年7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
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 助教
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 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	三井住友信託銀行株式会社 ESG ソリューション企画推進部 主管
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 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5年6月現在)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員
菊池 健	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
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
小林 総一	出光興産株式会社 常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省