次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会

制度検討作業部会

第二十一次中間とりまとめ

令和7年6月

総合資源エネルギー調査会　電力・ガス事業分科会

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会

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. 間接送電権市場 4
（１） 背景 4
（２） 新たな連系線での間接送電権の設定 4
（３） 取引の適正化 5
（４） 新たな商品設定 7
（５） 今後の検討の進め方等 10
2. 2. ベースロード市場 11
（１） 背景 11
（２） 2024 年度オークション結果総括 11
（３） 電源開発の供出義務量 14
（４） 2025 年度オークションにおける市場範囲 15
（５） 2026 年度受渡し分以降における値差への対応 17
（６） 2026 年度受渡し分における値差補填・徴収の閾値 18
（７） 今後の方向性について 18
2. 3. 予備電源制度 31
（１） 背景 31
（２） 初回募集に先立ち検討を行った事項 31
（３） 第２回募集に向けた制度の見直しの検討 32
（４） 第２回募集の詳細 44
（５） 本中間とりまとめまでに整理した本制度の概要 49
（６） 第３回以降の募集に向けた継続検討事項 53
次世代電力･ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会 直近の開催状況 64
次世代電力･ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿 73
次世代電力･ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会 オブザーバー名簿 74

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中、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。貫徹小委員会において創設が提言された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）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会[1]（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、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を踏まえ、適時制度の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 21 回目の中間とりまとめとなる。

間接送電権市場においては、2019 年度から値差リスクをヘッジするための手段として導入されて以降約5年が経過する中、これまでの取引実績等を踏まえつつ、一部の事業者に対して市場分断時の値差の補填等を行う経過措置が 2025 年度に終了するなどの制度を取り巻く環境の変化に対応できるよう、JEPX において間接送電権の制度・在り方等に関する検討が行われた。本作業部会においては、「新たな連系線での間接送電権の設定」「取引の適正化」「新たな商品設定」などについて、当該検討会の検討結果の報告を受ける形で検討を行った。

ベースロード市場においては、取引開始以降継続的な制度見直しを行っており、2021 年度には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収を行うスキームを導入した。2023 年度は、事業者のニーズや取引状況等を踏まえた議論を行い、長期商品や事後調整付取引を導入するとともに、内外無差別な卸売の取組状況を考慮しつつ、適格相対契約控除量の上限の見直し等を行った。さらに、2024 年度は、内外無差別が担保されていると評価されたエリアにおける適格相対契約控除量の上限の引上げを行った。今回は稼働抑制リクワイアメントを踏まえた電源開発の供出義務量や、2026 年度及びそれ以降の受渡し分における値差への対応などについて検討を行った。

予備電源制度は、需給の構造が変化していく中で、容量市場で想定されていない、大規模な電源脱落、想定が困難な需要の急激な伸び、想定外の電源退出等に備えるため、一定期間内に稼働が可能な休止電源を確保しておき、供給力が不足する見通しとなる場合に立ち上げることを可能とする枠組みであり、

[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。

2024 年8月に創設された。2024 年度に実施した予備電源の初回募集で応札がなかったことを踏まえ、第２回募集に向け、予備電源の詳細設計について検討を行った。

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うとともに、新たな制度の検討についても取り組んでいく。

2. 市場整備の方向性（各論）

2. 1. 間接送電権市場

（１） 背景

地域間（エリア間）連系線の利用については、従来「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則として、広域機関によって利用計画が管理されていたが、公正な競争環境の下で送電線の利用と広域メリットオーダーの達成を促し、更なる競争活性化を通じた電気料金の最大限の抑制、事業者の事業機会の拡大を実現していくため、連系線利用ルールを見直すこととし、市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」が 2018 年 10 月より導入された。

これに伴い、連系線容量の制約によりエリア間で市場分断が発生し、スポット市場において地域間の価格差（値差）が発生する場合、相対取引等のエリア間取引を行う当事者は、当事者間で合意した取引価格によって電気の受渡しを行うことができないリスクを抱えることから、2019 年度から、値差リスクをヘッジするための手段として、間接送電権が導入された。

間接送電権については、導入時の検討において、その後の活用状況等を踏まえ、改めて制度の見直しについて検討を行うこととされていた。制度導入から約５年が経過する中、これまでの取引実績等を踏まえつつ、一部の事業者に対して市場分断時の値差の補填等を行う経過措置が 2025 年度に終了するなどの制度を取り巻く環境の変化に対応できるよう、日本卸電力取引所（JEPX）において間接送電権の制度・在り方等に関する検討が行われた。

本作業部会においては、当該検討会の検討結果の報告を受ける形で検討を行った。

（２） 新たな連系線での間接送電権の設定

間接送電権の取引に当たっては一定の手数料（0.01 円/kWh）が発生すること等を踏まえ、当初は期待値差が 0.01 円/kWh を上回る蓋然性が高く、ある程度の取引量が見込まれることの条件を満たす５連系線・６商品（北海道→東北（逆方向）、東京→中部（順・逆方向）、関西→四国（逆方向）、中国→四国（逆方向）、中国→九州（逆方向））を発行することとされた。

過去、第4回間接送電権の在り方等に関する検討会（2019 年 12 月５日）において、商品の設定は年間を通じた市場分断の状況等を考慮した上で検討を行うこととされていたことを踏まえ、直近の市場分断の状況等を確認し、間接送電権の導入時と同様、期待値差が 0.01 円/kWh を上回る連系線・潮流方向について、新たに間接送電権を設定することとされた。

具体的には、2023 年４月から 2024 年３月までの間におけるエリア間値差に基づき期待値差を算定すると、既に商品設定がされている連系線・潮流方向に加えて、北海道→東北（順方向）、東北→東京（順方向）、中部→北陸（逆方向）、中部→関西（逆方向）、北陸→関西（逆方向）、関西→中国（逆方向）は期待値差が 0.01 円/kWh を上回っていたことから、これらの連系線・潮流方向について 2026 年度分から新たに商品を設定することとされた。

（参考図 2.1-1)各エリア間における期待値差の状況等

連系線	方向	市場分断時の平均値差（円/kWh)※1	市場分断率（%）※2	期待値差（円/kWh)	間接送電権設定状況
北海道→東北	順	2.83	3.16	0.09	
	逆	3.80	5.30	0.20	○
東北→東京	順	4.35	19.98	0.87	
	逆	0.00	0.00	0.00	
東京→中部	順	2.79	1.77	0.05	○
	逆	3.49	31.99	1.12	○
中部→北陸	順	3.52	0.12	0.00	
	逆	3.01	42.85	1.29	
中部→関西	順	2.09	0.07	0.00	
	逆	2.86	48.70	1.39	
北陸→関西	順	0.00	0.00	0.00	
	逆	1.82	5.92	0.11	
関西→中国	順	0.00	0.00	0.00	
	逆	4.68	1.16	0.05	
関西→四国	順	0.00	0.00	0.00	
	逆	5.53	3.75	0.21	○
中国→四国	順	0.00	0.00	0.00	
	逆	5.70	2.68	0.15	○
中国→九州	順	0.00	0.00	0.00	
	逆	4.09	13.48	0.55	○

※1　市場分断時において、プラス又はマイナスのどちらか一方の値差を抽出した母集団の平均値
※2　全取引のうち、プラス又はマイナスのどちらか一方の値差が生じた割合

（３） 取引の適正化

間接送電権はエリア間取引における値差の影響を固定化する趣旨で導入されたものであり、その制度設計の際には、競争が進むことで間接送電権の約定価格が期待値差に収斂していくことや、エリア間取引に付随して間接送電権が利用されることが想定されていた。

しかし、これまでの間接送電権取引をみると、結果として発生した値差（発生値差）と、約定価格を比較した場合、約定価格が低くなる傾向がみられる。また、個々の取引と間接送電権の紐付けを行う場合に取引スキームが煩雑となること等を踏まえ、間接送電権の利用者は、間接送電権の保有量の範囲内、かつ、スポット市場における電力取引の約定量の範囲内であれば値差の精算を受けられることとしていることで、間接送電権の利用者はエリア間の相対取引等を行っていない場合であっても、スポット市場で約定していれば、「発生値差ー間接送電権の約定価格」分の収益を得ることも可能となっている。

そうした中、間接送電権の原資である値差収益が、値差の影響の固定化ではなく収益を目的とした間接送電権の利用者等へ流れ、結果として、連系線の増強費用に充てられる値差収益が減少するような取引状況は適正ではないとの指摘もある。

このような状況を踏まえ、間接送電権の導入趣旨を考慮しつつ、取引の適正化に向けた対応が必要とされた。

間接送電権の約定価格が発生値差よりも低い状況が恒常的に発生していることが、制度創設当時に想定しなかった収益目的の利用につながっているとも考えられることを踏まえると、こうした状況を是正するための取組が重要である。このような観点から、競争促進に向けた間接送電権の活用例の紹介のほか、間接送電権の売入札価格の見直しについての検討が行われた。

（売入札価格の見直し）

間接送電権の売入札価格は、間接送電権の設定基準とした期待値差と同様に 0.01 円/kWh に設定されており、各連系線・潮流方向によって異なる足下の値差の発生状況を踏まえた価格設定になっていないことも、約定価格が発生値差より低い状況が恒常的に発生している要因となっていると考えられる。こう

したことから、売入札価格の見直しについても、検討が行われた。

そして、売入札価格の見直しに当たっては、間接送電権の約定価格が市場において決まるべきものということを当然の前提としつつ、①市場分断によって必然的に発生する値差リスクを固定化するために、広域取引を推進するためのインフラとして、間接送電権という商品を提供するという目的、②間接送電権市場に係る費用を最小化することで、値差収益を活用した連系線増強のための資金を最大限確保するという目的を同時に達成する観点から行うべきとされた。

また、こうした観点から、新たな売入札価格の設定については、売入札価格を実際の値差の発生状況にリンクさせて決める方式とし、一方で、その際には、売入札価格が急激に上がることで事業者による市場への参加を過度に抑制することがないように一定の配慮を行うこととされた。

（週間商品の売入札価格の基本的考え方）

具体的な週間商品の売入札価格については、前年同時期における値差の実績を参考にしつつ、入札を行う直近の値差の動向（前年からの変動率）を勘案し、基本的には、各連系線・潮流方向別に、①N－１年X月の値差平均　×（②N年X－３月の値差平均／ ③N－１年X－３月の値差平均）の式に基づき算定することとされた。

その際、事業者による市場への参加を過度に抑制することがないように一定の配慮を行う観点から、上述の算定式に一定の調整係数を乗じることとされた。

また、売入札価格については、今般の見直し後の取引状況等を踏まえ、適切なタイミングで必要な見直しを行うこととされた。

（参考図 2.1-2)週間商品の売入札価格の見直し案

<売入札価格の見直し案（N年X月分）>

①N－１年X月の値差平均　×（②N年X－３月※の値差平均 / ③N－１年X－３※月の値差平均）× 調整係数

取引対象月の値差平均（前年）　入札実施月の前月の値差平均（当年）　入札実施月の前月の値差平均（前年）

- 発生値差に比して約定価格が低い状況が恒常的に発生することで、収益目的の利用につながっていると考えられる点も踏まえ売入札価格を見直す趣旨に鑑み、①～③のいずれかが０以下となる場合の売入札価格は0.01円/kWh。ただし、②と③が０の場合は①×調整係数が売入札価格。
- 算定の結果、0.01円/kWhを下回る場合は0.01円/kWhが売入札価格。

※　本資料内においてX－３月はX月の３か月前の月を指す。

（調整係数の考え方）

調整係数については、売入札量に対する約定量の割合が比較的高く一定の競争が働いていると考えられ、かつ、経過措置の影響が限定的で経過措置終了後の取引環境に比較的近いと考えられる中部→東京間（2022 年度・2023 年度）における平均発生値差と間接送電権の約定価格の比を踏まえ、1/3 とすることとされた。

（週間商品の売入札価格の上限設定等）

見直し案に基づく売入札価格を導入した場合、調整係数を設けたとしても、「前年同月の値差平均」や、「前年からの変動率」（②N年X－３月の値差平均 ／ ③N－１年X－３月の値差平均）の数値次第では、売入札価格が過度に高く設定されることも想定される。

こうした事情による過度な売入札価格の上昇に備えた上限設定も必要であり、「前年同月の値差平均」

や、「前年からの変動率」が売入札価格に与える影響の緩和を目的として、以下の数値のうち、最小値を売入札価格の上限とすることとされた。

・ 入札実施直近1年間（N－1年 X－2月～N 年 X－3 月）の値差平均 × 調整係数

・ N－1年X月の値差平均 × 200%（前年からの変動率上限） × 調整係数

また、新たな売入札価格の設定方法については、2026 年度の取引から適用することとされた。

（４） 新たな商品設定

商品設定の検討に当たっては、現物の長期取引の活用に向けた議論の状況を踏まえ、長期の卸取引のヘッジ手段として、新たに間接送電権の長期商品を追加する方向で議論が行われた。

長期商品の設計を行うに当たっては、長期の卸取引の実態を踏まえることが重要である。この点、長期の卸取引については相対の１年商品が基本となっているほか、ベースロード市場の受渡期間も1年が基本となっている。

また、長期取引におけるヘッジ手段を充実させる観点からは、取引期間が異なる複数の長期商品を追加し、様々な取引に対応することが望ましいが、間接送電権が、連系線の空容量を上限として発行されていることを考えると、商品の種類が増加することで各商品の発行量が減少することにも留意が必要である。

更に、長期の卸取引のヘッジに関しては、対象期間が長期になればなるほど、連系線の空容量（間接送電権の発行量）の変動リスクが高まり、間接送電権の発行量の設定次第では、間接送電権の約定後にキャンセルされるリスクが高まるといった点も考慮する必要がある。

これらの点を踏まえ、まずは、現状の週間商品に加えて、新たに4月1日～翌年3月 31 日を対象期間とする年間商品の設定を検討することとされた。また、制度の導入時期については、システム改修等の状況を踏まえつつ、2026 年度以降できるだけ早いタイミングを目指すこととされた。

なお、年間商品等の商品の在り方については、新たな商品追加後の取引状況を見つつ、必要に応じて見直しを行っていくこととされた。

（年間商品の取引のタイミング）

長期の卸取引等のスケジュールを考慮した上で、年間商品の取引のタイミングを設定することが望ましいと考えられることを踏まえ、①旧一般電気事業者による卸販売入札など一年商品の取引が本格化するタイミング（例:９月）で行う、②一年商品の取引が固まるタイミング（例:２月）で行う、③両方のタイミングで行う、という3つの案をベースに議論が行われた。

その結果、それぞれの案にメリット・デメリットがあることから、最終的には実務の観点及び事業者のニーズを踏まえ、案③で具体化を進めることとされた。

ベースロード市場での売買実績が多い事業者等を対象に、「仮に年二回の取引を行う場合には、どのタイミングで間接送電権の取引を行えると最も望ましいか」という点についてヒアリングを実施したところ、９月と2月に取引を行うことを希望する回答が最も多かった。

こうしたことから、年間商品の取引タイミングについては、９月と2月を基本としつつ、具体的な取引日時については、週間商品の取引実務なども踏まえながら、今後 JEPX と資源エネルギー庁において更なる具体化を図ることとされた。

一方で、９月に取引を行うことについては、９月頃は翌年度のヘッジ対象量が未確定であり、需給計画の見通しが立たず応札しづらいなどの意見もあったことから、発行量の配分の検討に際しては、これらの意見も考慮することとされた。

（参考図 2.1−3)年間商品の取引タイミングとそれぞれのメリット・デメリット

	取引タイミング	メリット・デメリット
案①	一年商品の取引が本格化するタイミング（例：９月）	○　早期にエリア間値差の固定化が可能となり、値差を見積もる指標もできることから、エリア跨ぎの販売・購入を行う際の価格の判断がしやすくなる。 ×　年間の需給計画等が固まりきっておらず、事業者によっては取引に参加しにくい場合もあり、競争が限定的になり得る。
案②	一年商品の取引が固まるタイミング（例：２月）	○　年間の需給計画等を固めた状況で値差のヘッジを行うことが可能となり、多くの事業者が取引に参加しやすい。 ×　早期にエリア間値差の固定化を図りたいなどのニーズには応えきれない。
案③	案①と②のいずれのタイミングにおいても取引を実施	○　早期にエリア間値差の固定化を図りたいなどのニーズに応えつつ、年間の需給計画等を固めた状況での取引も可能になる。 ×　各回に取引の参加者が分散されることにより、各回の競争が限定的となり得る。また、各回の商品発行量が減少することの影響にも留意する必要がある。

（年間商品の発行量等）

連系線の空容量の範囲内で間接送電権を発行していることを踏まえると、年間商品の発行量については、対象期間内における空容量の最小値を上限とすることが考えられるが、年間商品の取引が実需給よりも相当程度前に行われることを考えると、連系線の事故などに伴う空容量の変動により約定がキャンセルとなるリスクが高い点について留意する必要がある。また、実需給の2か月前に行われている週間商品の取引にも、引き続き一定の需要があることを考えると、週間商品に対しても一定の発行量を割り振る必要性がある。

これらの点を勘案し、年間商品の発行量の上限については、対象期間内の空容量の最小値の1/2とし、年間商品の取引の残余も含め、残りの空容量は週間商品の発行量に充てることとされた。

その上で、年間商品の発行量を、９月と2月の取引にどのように割り振るかという点についても議論が行われた。この点に関連する事項についても事業者へヒアリングを行ったところ、「９月頃は翌年度のヘッジ対象量が未確定であり、需給計画の見通しが立たず応札しづらい」などと答えた事業者からは、実需が多いタイミングでの取引に、より多く発行量を配分すべきとの意見が多かった。

加えて、９月に間接送電権の取引を行うことについては、①9月の取引に参加しづらいという事業者が一定数いると考えられる中、９月と2月に同等の発行量を配分することで9月の取引における競争が限定的となってしまう、②実需に基づく取引が確定しない中で、エリア間の値差ヘッジを目的としない利用者が約定しやすい環境となることは望ましくない、③取引のタイミングが早いほど、連系線の空容量（間接送電権の発行量）の変動リスクが高まり、９月の発行量の設定次第では、間接送電権の約定後にキャンセルされるリスクが高まるといった点も考慮する必要がある。

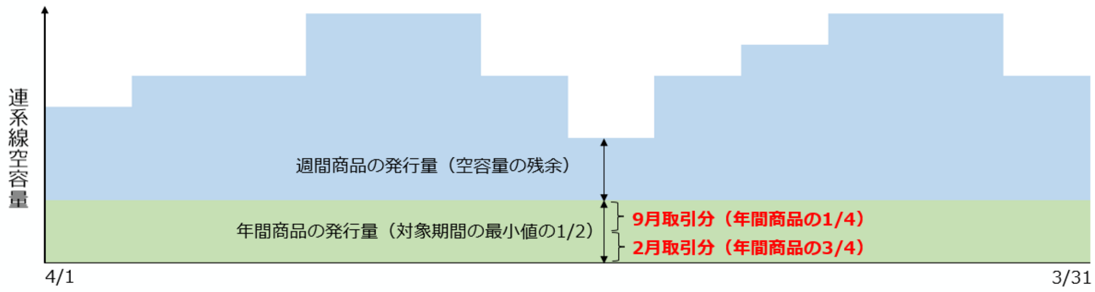
こうしたことを踏まえ、年間商品の発行量については、まずは9月に 1/4、２月に 3/4 を割り振ることを基本とし、９月の取引において未約定があった場合には、２月の取引対象に充てることとされた。

また、各取引タイミングにおける発行量については、年間商品の導入後の取引状況等を踏まえ、適切なタイミングで必要な見直しを行うこととされた。

このほか、間接送電権の発行量の算定について、現在は、週間商品の取引が行われるタイミング（実需給の2か月前）より前に、広域機関がその時点で把握している連系線の空容量情報等を JEPX に対して通知し、その情報を元に JEPX が実際の間接送電権の発行量を算定しているが、年間商品等の発行量

の算定についても、広域機関が一定の役割を担うこととされた。
なお、何らかの事情により連系線の空容量が減少し、実需給断面において年間商品と週間商品の約定量の合計が連系線の空容量を超過した場合におけるキャンセルの取り扱いについては、年間商品と週間商品のそれぞれを按分して約定をキャンセルすることとされた。

(参考図 2.1-4)年間商品と週間商品の発行量



(年間商品の売入札価格の基本的考え方)
年間商品の売入札価格については、週間商品の売入札価格の考え方を参考に設定することとされた。
年間商品の約定価格は、理論的には、当該商品の取引期間の平均値差の値に収斂していくことが想定される。このため、直近の値差の実績を参考としつつ、他方で、市場への参加を過度に抑制しないという観点にも配慮しながら年間商品の売入札価格を定めることとした。
具体的には、年間商品の売入札価格については、入札を行う直近１年間の値差の実績に調整係数(1/3)を乗じて各連系線・潮流方向別に、以下の式に基づき算定することとされた。

＜年間商品の売入札価格案(N 年度分)＞
- ９月取引分 ： N－２年９月～N－１年８月の値差平均 × 調整係数
- ２月取引分 ： N－１年２月～N 年９月の値差平均 × 調整係数

※算定の結果、0.01 円/kWh を下回る場合は 0.01 円/kWh が売入札価格。

(年間商品の売入札価格の上限設定等)
入札を行う直近１年間の値差の実績が特殊事情により近年に比べ著しく高い場合など、売入札価格が過度に高く設定されることも考えられることを踏まえると、週間商品と同様に上限設定も必要であり、具体的には、近年の値差の発生状況と比較して過度に高い価格設定とならないよう、週間商品の上限設定も参考にしつつ、以下の数値を売入札価格の上限とすることとされた。

＜年間商品の売入札価格上限案(N 年度分)＞
- N－４年度～N－２年度の値差平均 × 調整係数 × 200%

なお、年間商品の売入札価格については、今般の見直し後の取引状況等を踏まえ、適切なタイミングで必要な見直しを行うこととされた。

（５） 今後の検討の進め方等

間接送電権の制度・在り方等に関する検討会において検討された事項に係る運用面の詳細については、JEPX 及び資源エネルギー庁において検討・対応することとされた。また、必要に応じて見直しを行っていくこととされた事項については、JEPX 及び資源エネルギー庁において制度の運用実態を把握し、定期的に開催されている国の審議会等で制度の見直しに向けた検討等を行うことで、時宜を逃さず対応を行っていく必要があるとされた。

間接送電権の制度・在り方等に関する検討会では、今後を見据え、エリア間値差のヘッジ手段としての利便性や取引活性化の観点から、約定後のキャンセルリスクの解消やセカンダリー市場の導入など、事業者のニーズに合わせた市場設計が重要との意見もあった。

こうした意見も含め、今後の間接送電権の制度・在り方等については、国で行われている中長期の相対契約等の活性化に係る検討の動向や本検討会における見直し後の状況等も踏まえ、適切なタイミングで改めて議論を深めていくことが必要とされた。

2. 2. 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。

取引状況については、取引開始以降 2021 年度までは新電力シェアの拡大により供出量は増加傾向にあった。一方で、2022 年度以降は適格相対契約控除量及び常時バックアップ控除の増加、各種制度見直し等により、制度的供出量が減少傾向にある。こうしたことから、足下売応札量は減少傾向にあり、買い札量も 2022 年度をピークとして減少傾向にある。今後も、内外無差別な卸売の取組の進展に伴い適格相対契約の増加及びそれによる制度的供出量の控除量の増加等の可能性があり、翌年度以降も引き続き応札状況には注視が必要である。

また、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考えられる。この点、電力・ガス取引監視等委員会が 2023 年度オークションを監視する中では、固定価格取引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、価格変動リスクを相当程度大きく見込む大規模発電事業者も確認された。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なると、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ことから、BL 市場が価格変動リスクに備える手段として機能するよう、引き続き注視が必要であると考えられる。なお、2024 年度のオークションからは、固定価格取引の供出上限価格に織り込む燃料費単価について、原則として燃料先物価格に基づく燃料価格を合理的な価格と考え、監視を行うこととされた。これにより、大規模発電事業者の燃料費の価格変動の織り込み方については一定の改善が見られた。

内外無差別な卸売の進展やエリア間値差の拡大をはじめとして市場設計時点と状況は変化しており、こうした変化に対応した取引環境を整備することが重要である。本とりまとめにおいては、2024 年度のオークション結果を振り返るとともに、電源開発の供出義務量や、エリア間値差への対応に係る検討など、足下の状況変化を踏まえた今後の BL 市場の方針について総括する。

（２） 2024 年度オークション結果総括

（1年商品・固定価格取引）

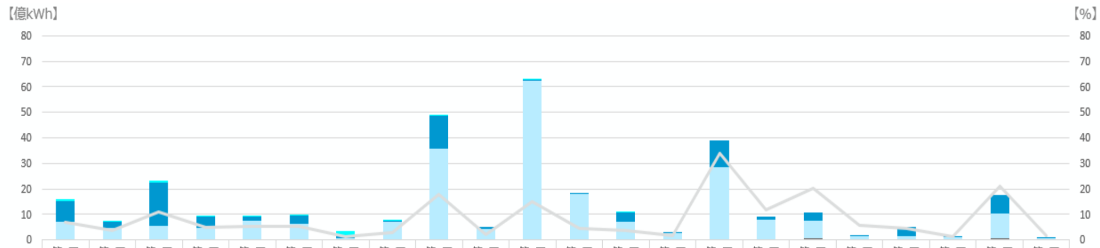
約定量は、約 24.4 億 kWh となり、2023 年度約定量（約 60.7 億 kWh）の約 40.1%と大きく減少する結果となった。

約定率については、2023 年度は例年度と比較して高い約定率を維持し、買手・売手の応札価格の目線が合ってきている様子がうかがえたが、2024 年度は低い水準となった。

---

[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。

（参考図 2.2-1）1年商品・固定価格取引の約定結果

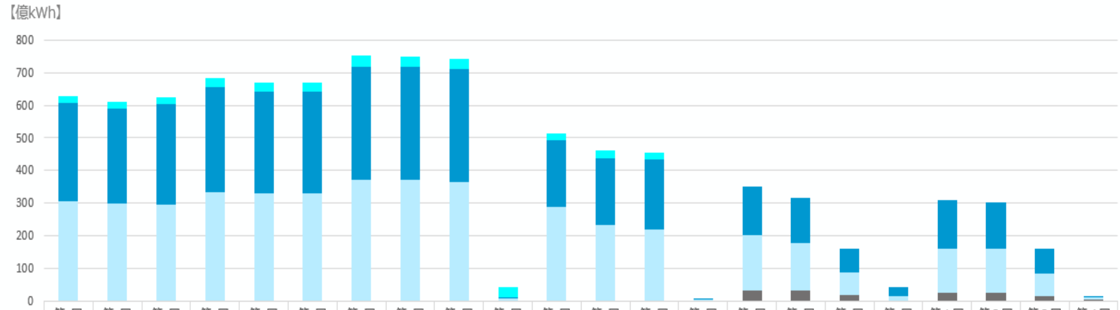


	2019年度			2020年度			2021年度				2022年度				2023年度				2024年度			
	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回
北海道	1.1	0.2	1.1	0.4	0.4	0.2	2.0	0.4	0.4	0.0	0.01	0.0	0.03	0.0								
東日本	7.7	2.4	17.0	4.4	1.7	3.3	0.6	0.4	12.9	0.7	0.2	0.3	3.5	0.1	10.2	1.0	3.2	0.6	3.6	0.1	7.0	0.3
西日本	7.3	4.7	5.4	4.9	7.4	6.3	0.8	7.1	35.9	4.4	62.5	18.2	7.1	2.7	28.4	8.1	7.1	1.4	1.3	0.9	9.7	0.6
九州															0.2	0.0	0.6	0.0	0.03	0.0	0.9	0.0
約定率	7.0	3.5	11.1	5.0	5.3	5.2	1.1	2.9	17.8	2.1	14.8	4.5	3.6	1.9	33.9	11.9	20.2	5.9	4.3	1.4	21.0	1.6

※　表示単位未満を四捨五入しているため、合計が一致しない場合がある

売応札量（最大値）は、2023 年度と比較して減少した。これは、内外無差別な卸売が担保されていると評価されたエリアにおける適格相対契約控除量の上限を引き上げたことにより、制度的供出量に係る控除量が増加したこと等が要因として考えられる。一方、買応札量（最大値）については、大きな変化は見られなかった。

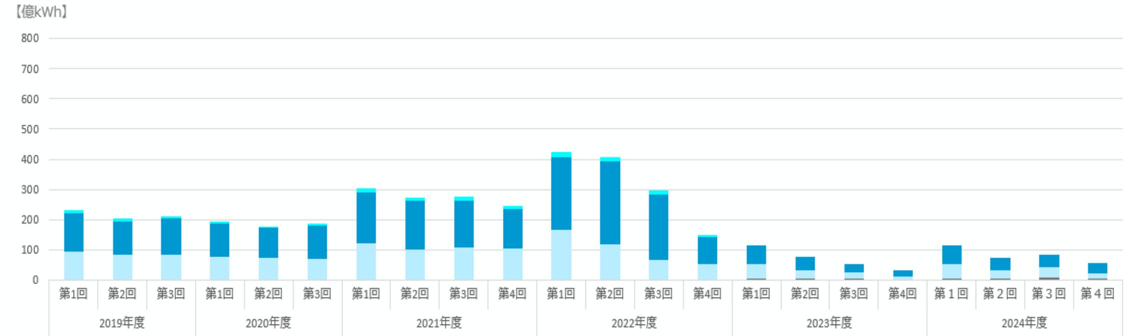
（参考図 2.2-2）1年商品・固定価格取引の売応札量



	2019年度			2020年度			2021年度				2022年度				2023年度				2024年度			
	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
北海道	21.6	20.5	20.3	26.9	26.5	27.4	34.0	31.1	29.8	29.1	22.3	22.3	22.3	0.0								
東日本	299.7	292.0	307.2	321.8	311.5	311.5	348.1	347.8	347.9	5.1	204.7	206.1	214.8	2.5	149.3	138.6	72.5	25.6	148.1	140.9	75.0	5.3
西日本	306.6	299.3	296.3	333.2	330.1	328.9	370.5	369.9	363.1	6.1	287.8	231.5	218.1	4.6	171.3	144.2	70.8	15.1	137.6	136.3	70.4	6.9
九州															31.0	31.7	17.2	0.0	23.5	23.5	13.4	2.6

※　表示単位未満を四捨五入しているため、合計が一致しない場合がある

（参考図 2.2-3）1年商品・固定価格取引の買応札量



	2019年度			2020年度			2021年度				2022年度				2023年度				2024年度			
	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第1回	第2回	第3回	第4回	第１回	第２回	第３回	第４回
北海道	10.2	8.9	7.1	7.6	6.3	6.5	13.2	9.0	12.2	9.7	16.5	16.6	15.8	5.7								
東日本	127.4	112.2	119.1	110.0	98.1	110.6	167.9	160.1	154.4	130.8	240.7	274.8	215.5	90.6	60.5	42.4	27.2	20.2	62.3	40.2	42.4	31.9
西日本	94.8	82.4	85.1	75.8	73.5	70.7	121.1	102.3	109.2	105.5	165.9	117.2	66.5	53.1	48.5	28.6	23.1	11.2	45.3	29.8	32.4	19.1
九州															5.6	5.0	3.5	1.9	6.1	3.9	8.5	4.4

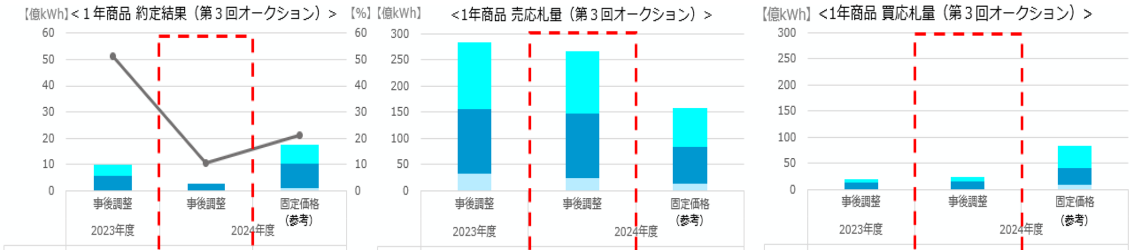
※　表示単位未満を四捨五入しているため、合計が一致しない場合がある

（1年商品・事後調整付取引）

約定量は約 2.6 億 kWh となり、2023 年度約定量（約 9.9 億 kWh）の約 26.5%と大きく減少する結果となった。

売応札量は約 267.3 億 kWh となり、2023 年度売応札量（約 283.8 億 kWh）の約 94.2%と大きな変化はなかった。一方、買応札量は約 24.7 億 kWh となり、2023 年度買応札量（約 19.4 億 kWh）の約 127.3%と増加した。

（参考図 2.2-4）1年商品・事後調整付取引の約定結果等



＜1年商品 約定結果（第３回オークション）＞

	2023年度 事後調整	2024年度 事後調整	2024年度 固定価格（参考）
東日本	4.3	0.0	7.0
西日本	5.7	2.6	9.7
九州	0.0	0.0	0.9
約定率	51.2	10.6	21.0

＜1年商品 売応札量（第３回オークション）＞

	2023年度 事後調整	2024年度 事後調整	2024年度 固定価格（参考）
東日本	127.3	119.4	75.0
西日本	124.5	124.5	70.4
九州	32.0	23.4	13.4

＜1年商品 買応札量（第３回オークション）＞

	2023年度 事後調整	2024年度 事後調整	2024年度 固定価格（参考）
東日本	6.5	8.9	42.4
西日本	12.3	15.0	32.4
九州	0.6	0.8	8.5

※　表示単位未満を四捨五入しているため、合計が一致しない場合がある

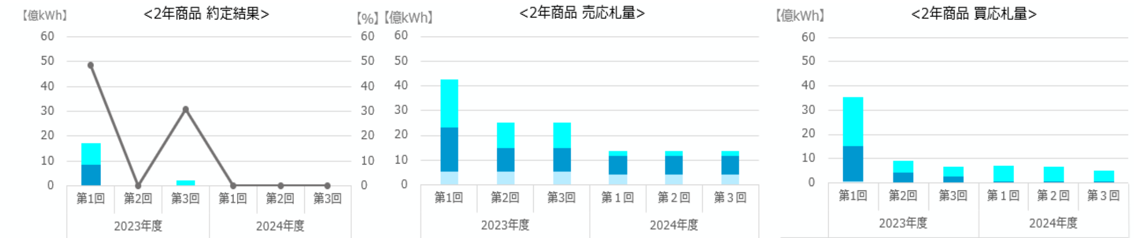
（2年商品・事後調整付取引）

2024 年度オークションにおいては、全エリアにおいて2年商品の約定はなかった。

売応札量（最大値）は、2023 年度と比較して減少した。これは、２年商品に係る制度的供出量の控除対象（長期相対契約量・前年度２年商品約定量）の増加等が要因と考えられる。

買応札量（最大値）も 2023 年度と比較して減少した。これは、2023 年度に2年商品（2024 年度・2025 年度受渡し分）を約定した事業者からの買応札量の減少等が要因と考えられる。

(参考図 2.2-5)1年商品・事後調整付取引の約定結果等



<2年商品 約定結果>

	2023年度 第1回	2023年度 第2回	2023年度 第3回	2024年度 第1回	2024年度 第2回	2024年度 第3回
東日本	8.7	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0
西日本	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
約定率	48.6	0.0	30.8	0.0	0.0	0.0

<2年商品 売応札量>

	2023年度 第1回	2023年度 第2回	2023年度 第3回	2024年度 第１回	2024年度 第２回	2024年度 第３回
東日本	19.2	10.5	10.5	1.7	1.7	1.7
西日本	17.7	9.3	9.3	7.8	7.8	7.8
九州	5.5	5.4	5.4	4.1	4.1	4.1

<2年商品 買応札量>

	2023年度 第1回	2023年度 第2回	2023年度 第3回	2024年度 第１回	2024年度 第２回	2024年度 第３回
東日本	20.3	5.0	4.3	6.5	6.1	4.2
西日本	14.5	4.2	2.4	0.6	0.6	0.6
九州	0.7	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2

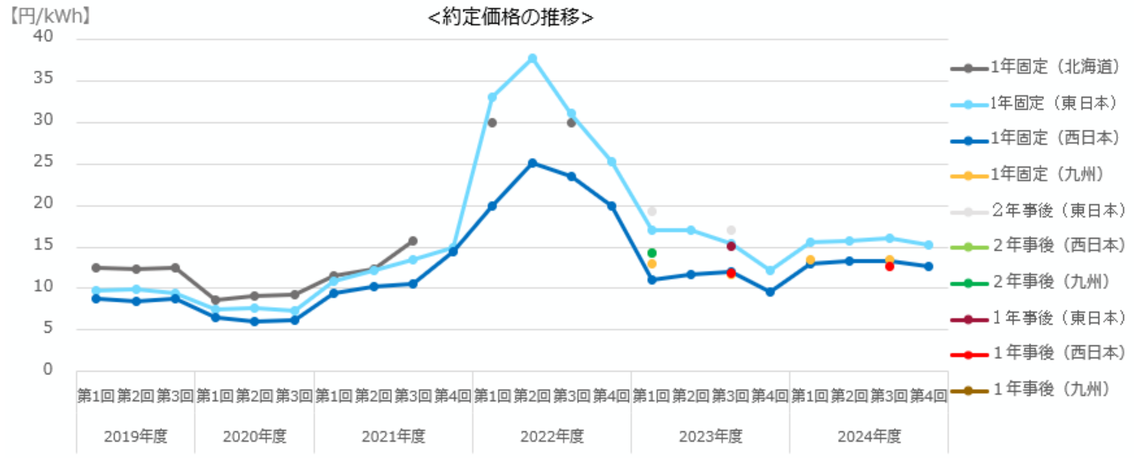
※　表示単位未満を四捨五入しているため、合計が一致しない場合がある

（約定価格）

１年商品・固定価格取引の約定価格については、第１回オークションから第３回オークションまでにかけて上昇し、第４回オークションで下落する傾向となった。

第１回から第４回オークションにおいて、西日本エリアの 1 年商品・固定価格取引の約定価格が 12.58～13.36 円/kWh であったことに対し、東日本エリアは 15.27～16.05 円/kWh となり、市場範囲により価格に差が生じる状況は 2023 年度と同様に続いた。

(参考図 2.2-6)約定価格の推移(商品・エリア別・回数別)



（３） 電源開発の供出義務量

容量市場においては、非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置として、2025 年度実需給分より、対象となる石炭火力ユニットに対し、年間設備利用率が 50%以下となるように稼働抑制することをリクワイアメントとし、 これを超過した電源についてはペナルティとして契約金額の 20%を徴収する扱いとしている（以下「稼働抑制リクワイアメント」という。）。

稼働抑制リクワイアメントとBL市場への供出義務量の関係について、第 90 回制度検討作業部会（2024年 3 月 22 日） では、BL 市場においては供出する電源を指定しておらず、事業者の裁量で非効率石炭火力の稼働を回避可能であることや、非効率石炭火力の全量が BL 市場のみに供出され稼働するものではないこと等も考慮が必要とされた。

この点、各エリア内の大規模発電事業者は、それぞれの供給力等に基づき算定された供出義務量をBL 市場へ供出することとなっているが、そのうち電源開発については BL 市場へ供出できる電源が旧一般電気事業者等から切り出されたものに限られ自主的に電源を確保することに限界があるほか、適格相対契約控除をはじめとした各種供出義務量の控除の適用がなく、BL 市場への供出義務に係る電源開発と旧一般電気事業者等の状況は異なっている。

このような状況の中、2025 年度が受渡期間となる 2024 年度の BL 市場において、電源開発は稼働抑制リクワイアメントを遵守した上で、供出義務量を満足するために、電力スポット市場から不足分を調達することを前提に応札することとなった。なお、この状況については、電力・ガス取引監視等委員会の「ベースロード取引市場 2024 年度第 3 回オークションに係る監視について」(2025 年 1 月 22 日)において、制度的な対応が必要と言及された。

内外無差別な卸取引等の取組により、新電力の電源へのアクセス環境にも一定の進展がある中において、このように、非効率石炭火力以外への電源差替えが困難な状況に対応するために電力スポット市場からの調達に依存しながら供出義務を果たしている現状等を踏まえると、電源開発の BL 市場への供出義務量については、稼働抑制リクワイアメントに整合するよう改めて見直しが必要とされた。

具体的には、各エリアの供出義務量が BL 電源設備量等を考慮して算定されていることや、稼働抑制リクワイアメントが年間設備利用率を 50%以下に設定している点も踏まえ、電源開発の BL 市場への供出義務量から一定の量を控除することとされた。

(参考図 2.2-7)稼働抑制リクワイアメントに伴う控除量

【稼働抑制リクワイアメントに伴う控除量】

供出義務量(控除前) × 稼働抑制リクワイアメント適用電源設備量※1/BL電源設備量※2 × (1－50%)

※1 受渡し年度において稼働抑制リクワイアメントが適用される切出し分
※2 受渡し年度の前々年度の切出し分
(注) 上記計算は各市場範囲単位で実施

（４） 2025 年度オークションにおける市場範囲

BL 市場はスポット市場を介して電気の受渡しを行っており、スポット市場においてエリア分断が発生した場合に生じる値差の影響を受ける。こうしたことから、BL 市場では過大な値差が発生する可能性を低減させるため、エリア間値差の発生状況等を踏まえつつ、年度毎に市場範囲を設定している。

そして、2024 年度オークションの市場範囲は 2023 年度に引き続き、東日本エリア(北海道、東北、東京)、西日本エリア(中部、北陸、関西、中国、四国)、九州エリアの3つに分割することとされた。

市場範囲の判断基準に関しては、第 71 回制度検討作業部会(2022 年 10 月 31 日)において整理がなされ、分断値差発生率や分断値差を基準とし、他に考慮すべき事象がある場合には、そうした点も踏まえて検討することが必要とされている。

(参考図 2.2-8)市場範囲の見直し基準

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
	または
	直近１年間にお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

2025 年度オークションの市場範囲を検討するに当たって、2024 年３月～2025 年２月における各エリア間の分断状況を調査したところ、下表の状況であった。東京－中部間など分断値差発生率の基準のみを上回ったエリア間はあったものの、分断値差発生率及び分断値差が市場分割の基準以上であったエリア間はなかった。

こうしたことを踏まえると、2025 年度オークションの市場範囲を全国で統一することも考えられる。

2024 年３月から１年間の BL 市場のエリア間値差平均について、現在のエリア設定ではなく全エリア統一（基準エリアは東京）であったとして試算した結果は下表のとおり。東京から近いエリアであれば、生じる値差は１円/kWh 程度と大きな変化はないが、四国・九州エリアになると値差は約３円/kWh 程度まで上昇することとなり、過大な値差が発生する可能性を低減させる観点からは、市場範囲を全国統一とすることは適切でないと考えられる。

(参考図 2.2-9)市場範囲を全国統一とした場合の BL 市場の値差

＜市場範囲を全国統一とした場合生じる値差の試算＞
（2024年3月～2025年2月）

エリア	基準エリア	値差（円／kWh）
北海道	東京	-0.97
東北	東京	-0.95
東京	東京	0
中部	東京	-0.93
北陸	東京	**-1.94**
関西	東京	**-2.10**
中国	東京	**-2.12**
四国	東京	**-2.93**
九州	東京	**-2.84**

＜現在の市場範囲における値差＞
（2024年3月～2025年2月）

エリア	基準エリア	値差（円／kWh）
北海道	東京	-0.97
東北	東京	-0.95
東京	東京	0
中部	関西	1.16
北陸	関西	0.16
関西	関西	0
中国	関西	-0.02
四国	関西	-0.83
九州	九州	0

現状の市場範囲により各エリアと基準エリアの値差は最大でも1円程度に抑制できているが、仮に市場範囲を部分的に統合することとした場合、各エリアと基準エリアの値差がこれまで以上に拡大する懸念があるほか、市場範囲が頻繁に見直されることによって事業者の市場予見性が低下するといった点にも配慮が必要である。

また、2024 年度オークションの市場範囲を判断する際においても、今般と同様に分断値差発生率及び分断値差が市場分割の基準以上であったエリア間はなかったが、値差が今後拡大する可能性もある中で市場範囲を頻繁に見直すことについては、制度の継続性の観点から慎重な判断が必要などとされた。

こうしたことを踏まえ、2025 年度オークションの市場範囲については、2024 年度と同様に、東日本エリ

ア(北海道、東北、東京)、西日本エリア(中部、北陸、関西、中国、四国)、九州エリアの3つに分割することとされた。

なお、市場分割・統合の判断基準については、今後必要に応じて見直していくことも考えられるとされた。

（５）2026 年度受渡し分以降における値差への対応

前述のとおり、BL市場はスポット市場を介して電気の受渡しを行っていることから、スポット市場でエリア分断が発生した場合に生じる値差の影響を受ける。

エリア間値差を事業者自らがヘッジできる手段として、間接送電権が導入されているが、間接送電権の発行量は、系統利用ルールを間接オークションへ移行した経過措置の影響を受けており、当該経過措置が 2025 年度末まで継続することとなっている。

こうした中、2022 年度において、エリア間値差が拡大し、売手では費用を適切に回収できないリスクが、買手では約定価格で受渡しができないリスクが増大化した。そこで、間接送電権の発行量等を踏まえ、暫定措置として 2022 年 7 月に値差清算を導入し、2022 年度 7 月以降及び 2023 年度の受渡し分に適用した。

その後の検討の結果、当該経過措置の影響が残る 2024 年度・2025 年度受渡し分については、市場範囲を見直すことで過大な値差が発生する可能性を低減させ、それでもなお発生する閾値以上の値差を清算する方向とし、2026 年度受渡し分以降については改めて検討することとした。

2026 年度受渡し分以降における BL 市場の値差リスクを現行の間接送電権を用いてヘッジすることに関して、過去に実施した事業者へのアンケートでは、BL 市場との取引のタイミング・期間の不整合のほか、間接送電権が設定されているエリア間が限定されている点など、間接送電権をヘッジ手段として十分に機能させるに当たっての様々な課題について意見があった。

第 94 回制度検討作業部会(2024 年 6 月 28 日)では、こうした課題等も踏まえ、間接オークションの経過措置終了に伴い発行量が増加することを契機として、2026 年度受渡し分以降の値差リスクを現行の間接送電権によって対応するものと結論づけることについては、慎重な検討が必要とされた。

そこで、間接送電権取引における実務的な観点等も十分に踏まえた上で、今後の間接送電権の在り方について検討を進めるため、間接送電権市場の開設者である日本卸電力取引所(JEPX)と資源エネルギー庁を共同事務局とした間接送電権の制度・在り方等に関する検討会が設置された。

また、BL 市場における 2026 年度受渡し分以降の値差への対応については、当該検討会における間接送電権の議論の動向等も注視しつつ、現状行っている値差清算の在り方等を引き続き検討していくこととされた。

間接送電権の制度・在り方等に関する検討会では、既に商品設定がされている連系線・潮流方向に加え、北海道→東北(順方向)、東北→東京(順方向)、中部→北陸(逆方向)、中部→関西(逆方向)、北陸→関西(逆方向)、関西→中国(逆方向)について 2026 年度分から新たに商品設定を行うことや、2026 年度以降できるだけ早いタイミングで年間商品の導入を目指す方向性等が示された。

BL 市場の値差リスクを間接送電権を用いてヘッジすることに関しては、BL 市場との取引のタイミング・期間の不整合のほか、間接送電権が設定されているエリア間が限定されている点などの課題が事業者から挙げられていたが、年間商品等の導入後においては、当該課題も一定程度解消することが期待される。

もっとも、 年間商品の導入に伴い必要となるシステム改修等を 2025 年度 BL 市場オークションのタイミングに間に合わせることが困難である旨を JEPX 等に確認しており、そうした状況を踏まえると、少なくとも

2025 年度オークションで約定した１年商品（2026 年度受渡し分）及び２年商品（2026 年度・2027 年度受渡し分）については、値差清算を適用することとされた。

また、2026 年度オークション以降における値差清算の在り方等については、年間商品の導入時期等も踏まえつつ、改めて検討を深めていくこととされた。

（６） 2026 年度受渡し分における値差補填・徴収の閾値

2026 年度受渡し分については、これまでと同様に、閾値以上の値差損益について、売手買手双方を対象に補填及び徴収を行うこととされた。

これまで値差清算の閾値は、各大規模発電事業者の供出上限価格とスポット市場価格をもとに、電源持替により低減可能と考えられる石炭火力の可変費を算出し、定めることとしている。

前年度と同様の方法で、全エリアの閾値の加重平均を算出したところ、約５％という結果になったことから、2025 年度オークション（2026 年度受渡し分）における値差補填及び徴収の閾値は5%とすることとされた。

（７） 今後の方向性について

BL 市場は、新電力が、BL 電源から電力を調達する機会を増やすことにより、旧一般電気事業者と新電力のイコールフッティングを図ることを可能とする制度である。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、こうした制度的措置は終了することが望ましく、制度をとりまく環境の変化等も考慮しながら、見直しを行っていく必要がある。

今回は、稼働抑制リクワイアメントを踏まえた電源開発の供出義務量について議論を行ったほか、エリア間値差の発生状況等を分析し、2025 年度オークションにおける市場範囲等について検討を行った。

今後も、エリア間値差の動向等を踏まえつつ、2026 年度オークション以降の値差への対応の判断に必要な検討を深めるなど、引き続き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７月１８日
改定　２０２４年８月１４日
改定　２０２５年●月●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ティングを図り、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一方で、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、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 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し年度の数値、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し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し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)) －(非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置に基づく控除量(j))

※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し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、

①R≧95%

（h）＝W × R × 該当年度の契約期間[h]

②95%＞R≧70%

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

③70%>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、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、供出量の 30%（内外無差別な卸売を行っていると評価されたエリアの大規模発電事業者は 70%）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。

電発切り出し量[kW] ＝ 電発供出義務量[kWh]÷(8760[h]×85%)

「非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置に基づく控除量(j)」

非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置として、容量市場では対象となる石炭火力ユニットに対し、年間設備利用率が 50%以下となるように稼働抑制することをリクワイアメントとしている。(以下「稼働抑制リクワイアメント」という。)受渡し年度において稼働抑制リクワイアメントが適用される非効率石炭火力を電源開発が所有する場合、電源開発の供出量から以下の算定式に従って算定された量を控除することとする。

(j) =(C)×各市場範囲における電源開発が所有する稼働抑制リクワイアメント適用電源の設備容量の各市場範囲における電源開発が所有するベースロード電源の設備容量に対する比率 × (1－50%)

※電源開発が所有する稼働抑制リクワイアメント適用電源の設備容量は受渡し年度の切り出し分の数値、電源開発が所有するベースロード電源の設備容量は受渡し年度の前々年度の切り出し分の実績値を使用する。

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、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)×15%−(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(k))

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)×85%−(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(k))

※「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(k)」

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、

(k) ＝W × R × 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で供出を求められる量において、未約定分であった売札は、燃料費の変動を事後的に調整する取引に全量を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

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。受渡し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、受渡し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、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。

✓ 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、受渡し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。

✓ 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、受渡し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、超過量は受渡し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 月末日までに受渡し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し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し年度の前年度

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し年度

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し年度および受渡し年度の翌年度

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し年度の翌年度

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清算

前日スポット市場の値差が拡大し、約定価格での受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、取引状況を踏まえつつ必要に応じて毎年度毎に見直すことが適当である。

閾値は、売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に適用する。売手事業者においては供出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、買手事業者においては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。

2. 3. 予備電源制度

（１） 背景

2022 年3月に生じた東京エリアの電力需給ひっ迫を受け、想定が困難な需要への対応、大規模な電源脱落、想定外の市場退出など、容量市場において想定されていない事象が発生し、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐことを目的に、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組みとしての「予備電源制度」に関する設計について、本作業部会において議論を行ってきた。

第十三次中間とりまとめでは、緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、一定期間内に立ち上げが可能な休止電源を維持する仕組みである予備電源制度について、予備電源の位置づけ、対象電源、調達方法など、制度の大枠について一定の整理を行った。

第十七次中間とりまとめでは、第十三次中間とりまとめを基本とし、予備電源が大規模災害等への備え等として、直ちに供給力を供出するものではないが、「準供給力」と位置づけられること、予備電源として想定する電源が高経年火力であり個別に事情が大きく異なり得ること、予備電源制度が容量市場で2年連続不落札又は未応札となった電源を対象としていること等を踏まえて、初回募集の実施に向けてより詳細な論点の整理を行った。

これらの整理に加えて、第 93 回制度検討作業部会（2024 年5月 27 日）の検討を踏まえて、予備電源の初回募集を 2024 年8月 30 日から9月 30 日までを応札の受付期間として実施したが、結果として「応札はなし」であった。

こうした初回募集の結果を踏まえ、第2回募集に向け、事前に 10 万 kW 以上の火力電源をもつ発電事業者を中心にアンケート（以下、発電事業者へのアンケートとする）を実施し、その結果を踏まえ、電源を休止することにインセンティブが生じないように留意しつつ、予備電源を確保するために予備電源制度の対象を広げる方針の下、予備電源制度の要件について、第 97 回作業部会（2024 年 10 月 30 日）から第 101 回作業部会（2025 年4月１日）まで検討した。

本章は、第2回募集に向け、以上の検討結果をとりまとめたものである。

（２） 初回募集に先立ち検討を行った事項

初回募集に先立ち、追加の詳細論点である以下の事項について整理を行った。

① エリアに限って追加オークションを開催する場合の予備電源の応札要否

長期立ち上げの予備電源については、追加オークションのうち調達オークション（以下、調達オークションとする）前の全国での供給力確保量と、調達オークション開催判断時の目標調達量の差分が、メインオークション時のH3需要の２％分を上回っている場合に限り、リクワイアメントとして調達オークションへの応札が求められることとしていた。他方で、2025 年度実需給向け調達オークションについては、全国では調達オークションを開催しないが、供給信頼度が基準に達していないエリア（不足エリア）に限り、調達オークションを行うこととしたため、こうした場合に予備電源の応札を求めるかどうか、整理を行うこととした。

これまでの整理に則ると、調達オークションまでに全国で確保された供給力が目標調達量を上回っている状態であれば、予備電源に対しては応札を求めないこととなる。しかし、調達オークションを開催する不足エリアにおいて、供給信頼度の充足に必要な供給力の推測値が多くなる可能性を否定できない

[3]。

したがって、不足エリアに限って調達オークションを開催する場合の当該不足エリアに存在する長期立ち上げの予備電源の応札要否については、供給信頼度を充足するまでに必要な供給力の推測値が当該エリアのメインオークション時のH3需要の2%分を上回っているかどうかを目安として、調達オークションの開催と併せて国の審議会で判断することとした。

②予備電源の落札結果の公表項目

予備電源制度は、供給力不足に備える保険的措置という位置付けを踏まえ、容量市場や長期脱炭素電源オークションと同様に、落札結果を公表する必要があり、公表項目の検討に当たっては、応札の透明性を大前提としつつ、事業者の経営情報（個別電源の応札価格等）の扱いに留意する必要がある。予備電源制度では、容量市場や長期脱炭素電源オークションにおける約定結果の公表項目を参考に、参考図 2.3-1 のイメージのとおり、落札結果を公表することとした[4]。

（参考図 2.3-1）落札結果の公表イメージ

落札総容量[kW]	落札金額合計[億円]
X	○

No.	落札事業者名	落札電源名	エリア	場所	電源種	落札容量[kW]	制度適用期間	立ち上げ期間
1	A株式会社	○発電所a号機	東	○県○市	LNG	x	○年○月～●年●月	短期
2	B株式会社	△発電所b号機	西	△県△市	石炭	y	△年△月～▲年▲月	短期
3	C株式会社	□発電所c号機	東	□県□市	石油	z	□年□月～■年■月	長期
4	・・・・	・・・・	・・・・	・・・・	・・・・	・・・・	・・・・	・・・・

（３） 第２回募集に向けた制度の見直しの検討

①発電事業者へのアンケート結果及び議論を深めるべき論点

初回募集で応札がなかったことを踏まえ、第2回の予備電源募集に向け、その背景や状況を把握しながら検討を進めるべく、10 万 kW 以上の火力電源をもつ発電事業者を中心に以下の項目（参考図 2.3-2）を質問項目として、アンケートを実施した。

（参考図 2.3-2）第2回募集に向けた発電事業者へのアンケート項目

[3] 例えば、2025 年度向け調達オークションでは、供給信頼度が不足する北海道・東京・九州の各エリアでは、充足までに必要な供給力の推測値が、各エリアのＨ３需要の２％を超えていた。
[4] 第２回募集における落札結果の公表項目については、第 103 回（2025 年５月 28 日）の本作業部会で示した内容で公表することとした。

- 質問項目
  - No. 1 ：応札の検討が可能であった電源数について
  - No. 2 ：容量市場メインオークションで２年連続不落札又は未応札等について
  - No. 3 ：制度適用期間について
  - No. 4 ：目安の価格について
  - No. 5 ：対象費用について
  - No. 6 ：契約金額・支払いについて
  - No. 7 ：リクワイアメント（休止状態の維持と立ち上げプロセスへの応札）について
  - No. 8 ：ペナルティについて
  - No. 9 ：その他の要件に関する事項（想定立ち上げコスト、休止届出の提出等）
  - No.10：本制度以外の事項（規制対応等）
  - No.11：休廃止時に予備電源制度があった場合の検討状況
  - No.12：その他、本制度に対する御意見

また、発電事業者へのアンケート結果より得られた主な意見は以下（参考図 2.3-3）のとおり。

（参考図 2.3-3）発電事業者へのアンケートから得られた主な意見項目

No.1	応札が可能であった電源数について
	● 数社・数電源が予備電源の初回募集への応札を検討していた。 ● しかし、全ての要件を満たした電源はゼロであり、予備電源制度への応札には至らなかった。
No.2	容量市場メインオークションで2年連続不落札又は未応札等について
	● 容量市場に約定しており「容量市場メインオークションにおいて2年連続で不落札若しくは未応札となった電源又は電源等差替のうち経済的な電源等差替による差替元電源」（以下、2年連続不落札等とする）の要件を満たせない。 ● 容量市場メインオークションの約定率が高い状況が続いており、2年連続不落札等の要件を満たすことが難しいため、「容量市場メインオークションにおいて単年度の不落札若しくは未応札となった電源又は電源等差替のうち経済的な電源等差替による差替元電源」に要件を見直してはどうか。 ● 経済的ペナルティを払って容量市場から退出した電源や、電源等差替のうち発電機トラブルにより差替元となった電源、リリースオークションに落札した電源についても、予備電源制度に応札できるようにしてはどうか。
No.3	制度適用期間について
	● 修繕に必要な資材の納品や修繕に時間を要するため、より長期の修繕期間を確保できるよう募集時期を早期化していただきたい。 ● 制度適用期間が 12 か月未満であっても、予備電源制度へ応札できるようにしてはどうか。 ● 制度適用期間は「立ち上げプロセスへの応札が可能な期間」であるが、短期立ち上げ電源において立ち上げプロセスへの落札後に供給力を提供する期間は不明であり、稼働ができる期間に制限のある電源においては制度適用期間の設定が困

	難である。このため、制度適用期間の定義を「立ち上げプロセスにおいて稼働ができる期間」に見直してはどうか。
No.4	目安の価格について
	● 修繕に必要な資材の納品を踏まえた修繕期間を考慮すると、立ち上げプロセスへの応札前に、稼働を見据えた修繕等を実施する場合もある。休止状態の維持に加え、こうした修繕に要する費用を織り込んだ応札価格は高額となるため、初回募集における目安の価格を下回らない。 ● 修繕費の事後精算は認められていないため、想定される全ての修繕費を応札価格に織り込む必要があり、初回募集における目安の価格を下回らない。 ● 初回募集における目安の価格では、経済合理性を考えると予備電源制度に応札するインセンティブがない。 ● 予備電源制度に落札後、休止状態の維持や修繕を行う中で、新たな修繕が生じることもあり、制度応札時点で、全ての修繕を見通すことは困難であるため、事後的な修繕が生じた際の費用を補填していただきたい。 ● 過去の容量市場には約定価格が低い時期があるため、その約定価格を参照した目安の価格では必ずしも固定費を回収することができない。加えて、予備電源は稼働による kWh 収入の予見性もないため、少なくとも固定費の回収を念頭に目安の価格を検討すべきでないか。例えば、足下の容量市場の約定価格よりも高く設定するべきではないか。
No.5	対象費用について
	● 特になし。
No.6	契約金額・支払いについて
	● 特になし。
No.7	リクワイアメント（休止状態の維持と立ち上げプロセスへの応札）について
	● 発電事業休止届出書との関係により、制度適用期間中に事業者判断による負荷を伴う試運転が認められていないため、設備健全性の確認が十分できず、立ち上げプロセスにおいて不具合が判明し稼働できないリスクがある。 ● 社内リソースの観点から、他の稼働する電源と比べて収益が劣後する休止電源（予備電源）に、人員を割くことは困難である。 ● 石油火力の燃料については、サプライヤーからターム契約を求められており、スポット調達はできないため、短期・長期立ち上げ電源に関わらず、立ち上げプロセスへの応札後の燃料の確保は困難である。 ● 予備電源は大規模災害等の緊急時に稼働が求められるため、稼働ができなかった場合に事業者としてのレピュテーションリスクが大きい。
No.8	ペナルティについて
	● 特になし。
No.9	その他の要件に関する事項（想定立ち上げコスト、休止届出の提出等）
	● 予備電源の応札価格に十分な修繕費用を織り込めない場合、立ち上げプロセス落札後に実施する修繕の費用が高額となるため、「長期立ち上げ電源の場合、想定

	立ち上げコストが予備電源の制度適用期間における第一年度の容量市場メインオークションの上限価格を下回ること」の要件を満たすことが困難である。
No.10	予備電源制度以外の事項（規制対応等）
	● これまで休止していたため、稼働に必要な法規制対応（PCB 特措法や計量法に即した機器更新）をしておらず、立ち上げプロセスを通じた稼働が困難である。
No.11	休廃止時に予備電源制度があった場合の検討状況
	＜応札を検討した＞ ● 発電所の休廃止にあたり、あらゆる手段の活用を検討するため。 ● 1地点に複数ユニットがある発電所において、その内の1ユニットのみを予備電源にする場合、人員、燃料の確保が容易であるため。 ● 予備電源制度は大規模災害等のリスクに対して「準供給力」を確保するものであり、安定供給確保の面から重要な枠組みであると考えているため。 ＜応札を検討しなかった＞ ● 稼働に向けて大規模な改修工事が必要であり、予備電源としての維持も難しい状況であったため。 ● 容量市場に落札していない電源は競争上劣後しており、初回募集における制度内容では予備電源になるよりも休廃止を選択する方が経済合理的であるため。 ● 予備電源制度は事業者が負うべきリスク（追加修繕費用が自己負担になる点、稼働できなかった場合のレピュテーションリスク等）が大きく、予備電源になるメリットが小さいため。 ● 1地点1ユニットの発電所については、人員の配置、燃料サプライチェーンの維持、土地の有効利用の観点から予備電源制度を活用するインセンティブが小さいため。
No.12	その他、予備電源制度に対する御意見
	● 容量市場メインオークションに応札したが競争上劣後し不落札となった電源は、未応札の電源よりも稼働の蓋然性が高いことやメンテナンス費用が低いことが見込まれるため、不落札となった電源を確保できる制度設計が重要ではないか。 ● 2030 年に向けて非効率な石炭火力のフェードアウトが進むことを踏まえ、予備電源制度をフェードアウトに対する政策の一つとして明確に位置付けることが必要ではないか。 ● 予備電源の稼働に伴う CO_2 の排出により、GX 排出量取引制度における負担増やレピュテーションリスクがあるのではないか。 ● 非効率な石炭火力を予備電源として所有したり、稼働したりする場合、ファイナンスド・エミッションの観点で、金融機関から融資を受けにくくなる可能性がある。 ● 現行の容量市場と一体となった、予備電源制度の在り方を検討すべきではないか。

本アンケート結果を踏まえるとともに、第2回の予備電源募集に向けて、電源を休止することにインセンティブが生じないように留意しつつ、予備電源を確保するために予備電源制度の対象を広げる方針

で要件を見直すこととし、第２回募集に向けて議論を深めるべき論点については以下（参考図 2.3-4）のとおり整理した。

（参考図 2.3-4）第２回の予備電源募集に向けて議論を深めるべき論点

項　目	論　点
①参加要件	・応札が可能な電源（２年連続不落札等の条件）
②制度適用期間	・募集対象年度
③価格規律及び評価方法	・目安の価格 ・目安の価格を上回っても落札できる限定的な条件の整理
④リクワイアメント・ペナルティ	・休止状態の維持期間における設備健全性の確認
⑤その他	・調達エリア ・募集スケジュール ・募集量 ・調達方式

そのほか、予備電源制度を継続的に運営する上で留意すべきと考えられる論点についても、以下（参考図 2.3-5）のとおり整理し、今後必要に応じて検討することとした。

（参考図 2.3-5）継続的に議論を深めるべき論点

項　目	論　点
①参加要件	-
②制度適用期間	・制度適用期間の定義の見直し
③価格規律	・予備電源制度のインセンティブの在り方
④リクワイアメント・ペナルティ	・制度適用期間における稼働の可否
⑤その他	・非効率な石炭火力のフェードアウトを進める中での予備電源制度の位置付け ・稼働に伴うCO_2排出による、GX排出量取引制度における負担の取り扱い ・容量市場と一体となった、予備電源制度の在り方の検討

②参加要件

電源を休止することにインセンティブが生じないように留意しつつ、予備電源を確保するために予備電源制度の対象を広げる方針の下、第２回募集に向けて参加要件の見直しを検討した。

初回募集における参加要件は、「容量市場メインオークションにおいて２年連続で不落札若しくは未応札となった電源又は電源等差替のうち経済的な電源等差替による差替元電源（以下、２年連続不落札等とする）」としていたが、発電事業者へのアンケートにおいて、「容量市場メインオークションの約定率が高い状況が続いており[5]、２年連続不落札等の要件を満たすことが難しいため、「容量市場メインオークションにおいて単年度の不落札若しくは未応札となった電源又は電源等差替のうち経済的な電源等差替による差替元電源（以下、単年度不落札等とする）」に要件を見直してはどうか」、「修繕に必要な資材の納品や修繕に時間を要するため、より長期の修繕期間を確保できるよう募集時期を早期化していただきたい」との意見があった。

初回募集においては、容量市場のメインオークションで一度不落札・未応札となった電源を即座に予備電源制度の対象とすると、必要以上に火力電源の休止を促してしまうおそれがあり、供給力の確保

[5] 容量市場メインオークションの約定率　2026 年度分：92.4%、2027 年度分：97.6%、2028 年度分：96.6%

に影響を及ぼすとの懸念があった。そのため、２年連続不落札等としていた対象電源の要件を「単年度不落札等」に見直した場合、新たに候補となる電源を整理したうえで、生じうる懸念も踏まえながら、単年度不落札等を採用するか検討することとした。

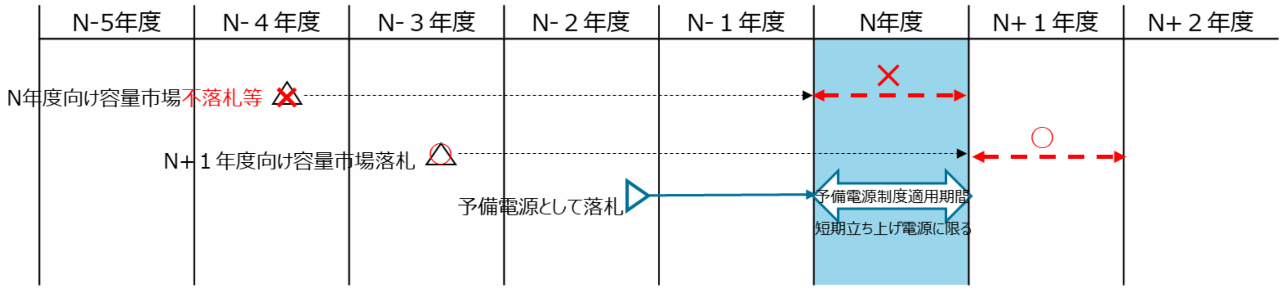
また、対象電源の要件の検討にあたり、募集対象年度により、新たに候補となる電源が変わってくるため、募集対象年度も併せて整理を行うこととした。

(ア)対象電源

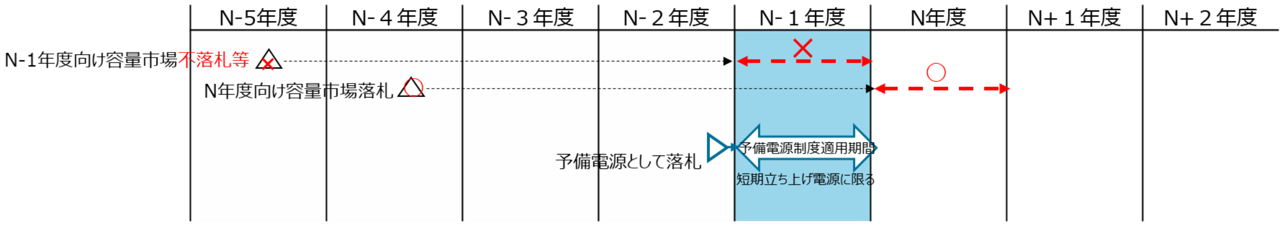
初回募集において、N 年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源は基本的に N+1年度実需給向けメインオークションの約定結果公表後（N−2年度を想定）に募集することとしていたが、直近で予備電源となることが可能な電源も確保しておくことは、制度趣旨からも望ましいとして、N 年度に加えて N−1年度を制度適用第一年度とする予備電源も併せて募集することとしていた。初回募集において、予備電源を確保できなかったことを踏まえると、第2回募集でも、初回募集と同様に、N−2年度おいて N 年度を制度適用第一年度とする予備電源と N−1年度を制度適用第一年度とする予備電源を募集することが考えられる。加えて、対象電源の要件を「単年度不落札等」とした場合は、N−2年度の予備電源募集時には N+1年度の容量市場メインオークションの約定結果が判明していることを考慮すると、N−2年度に N+1年度を制度適用期間の第一年度とする電源も募集することが考えられる。

このため、初回募集と同様の内容で、対象電源の要件のみを「２年連続不落札等」から「単年度不落札等」に見直した場合において、N−2年度に N−1年度、N 年度及び N+1年度を制度適用期間の第一年度とした募集を実施すると、どのような条件で新たに候補となる電源が生じるか検討した結果（参考図 2.3−6、2.3−7、2.3−8）、新たに追加となる予備電源候補を整理すると参考図 2.3−9 となる。

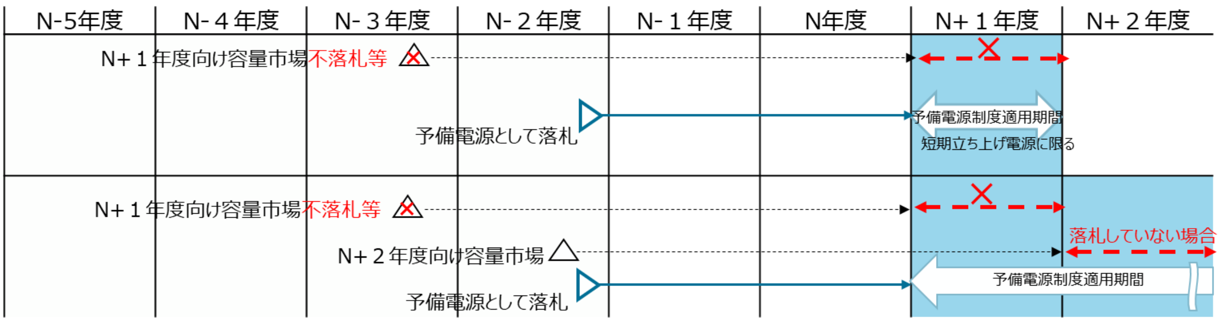
（参考図 2.3−6）N−2年度に N 年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源を募集する場合



（参考図 2.3−7）N−2年度に N−1年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源を募集する場合



（参考図 2.3−8）N−2年度に N+1年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源を募集する場合



（参考図 2.3-9）単年度不落札等を参加要件とした場合に新たに追加となる電源

制度適用期間の第一年度	制度適用期間	予備電源の種別	その他の条件
N-１年度	12か月（４月から３月）に限る	短期立ち上げに限る	―
N年度	12か月（４月から３月）に限る	短期立ち上げに限る	―
N+１年度	12か月（４月から３月）に限る	短期立ち上げに限る	―
	12か月以上36か月以下	短期立ち上げ 長期立ち上げ	N+２年度を実需給とした容量市場メインオークションに落札していないこと

ここでは、対象電源の要件のみを「２年連続不落札等」から「単年度不落札等」に見直した場合に生じうる懸念点等を検討することとした。

まず、N−１年度及び N 年度を制度適用期間とする短期立ち上げ電源は、制度適用期間の翌年度を実需給とする容量市場メインオークションに落札していることを踏まえると、落札できなかった期間は休止とはせず、容量市場からの収入に頼ることなく稼働することも考えられるため、当該電源を予備電源として確保し、休止維持費用等を負担する意義は限定的であると考えられた。

また、N+1年度を制度適用期間の第一年度とする募集の場合、N 年度を制度適用第一年度とする電源と比べ、より長期の修繕期間を確保することが可能となるものの、「単年度不落札等」の要件を満たせば「12 か月（４月から3月）を制度適用期間とした短期立ち上げ電源」に応札できるため、委員から御指摘もあったとおり、予備電源の要件を満たすことを目的に意図的に容量市場に高めの金額で応札する等、容量市場の応札行動が変わることも懸念された。加えて、制度適用期間の始期及び終期を月単位で設定できることを踏まえると、始期を N+1年度の５月以降とし、かつ制度適用期間を 36 か月とした場合などは、N+4年度までを制度適用期間に含めることができるため、容量市場よりも先行して予備電源となる期間が長くなり、供給力に影響を及ぼす可能性があると考えられた。

以上のように、対象電源の要件を「単年度不落札等」に見直すことにより、予備電源の候補は増加するが、それらを確保する意義は限定的である。N+1年度を制度適用期間の第一年度とする電源を募集することで、より長期の修繕期間を確保することが可能になるものの、容量市場での供給力の確保に影響を及ぼすことも否定出来ない。このため、第2回募集における参加要件の「単年度不落札等」への見直しは実施しないこととした。

このほか、発電事業者へのアンケートにおいて、参加要件について、「経済的ペナルティを払って容量市場から退出した電源や、電源等差し替えのうち発電機トラブルにより差し替え元となった電源、リリースオークションに落札した電源についても、予備電源制度に応札できるようにしては」との意見があったため、これらを予備電源制度の対象に追加するか検討した。

（イ）経済的ペナルティを払って容量市場から退出した電源

容量確保契約約款において、容量市場からの退出の規定があり、「経済的ペナルティを払って容量市場から退出する電源」とは、「契約電源の休止・廃止を決定し、実需給年度に供給力の提供が不可能となる場合」や、「募集要綱で定められた提出書類を期限までに提出しない場合」や、「必要な契約手続きを行わない場合」等の理由が該当する。そのうち、「提出書類を提出しない」や「必要な手続きを行わない」等の容量市場での求めに応じないことが退出理由である電源は、予備電源制度の対象とすべきではないと整理された。このため、容量市場からの退出理由のうち「契約電源の休止・廃止を決定し、実需給年度に供給力の提供が不可能となる場合において、容量提供事業者が電源等差し替えを行わずに市場退出を希望する場合」に該当する電源を予備電源制度の対象とするか検討した。

まず、容量市場への影響の観点では、当該電源の退出により実需給年度の供給力の一部が損われることになるとともに、予備電源制度と容量市場を比較した際に予備電源制度を活用したい電源にとっては、予備電源になることを目的に休止決定等を行い容量市場から退出する可能性があり、「経済的ペナルティを払って容量市場から退出した電源」を予備電源制度の対象とすることで、予備電源制度が容量市場からの電源の退出を促進する可能性があるため、第2回募集においては予備電源制度の対象に追加しないこととした。

一方で、今後は、容量市場からの電源の退出状況を踏まえつつ、こうした電源を予備電源制度の対象に追加するか検討することとした。

（ウ）電源差し替え等のうち発電機トラブルにより差し替え元となった電源

容量市場業務マニュアル（電源等差替編）において、「電源差し替え等のうち発電機トラブルにより差し替え元となった電源」とは差し替え元電源等が稼働不可能となり、当該電源等で供給力を提供することが困難な場合とされている。

まず、容量市場への影響の観点では、発電機トラブルにより差し替え元となった電源は、容量市場から退出する際に、差し替え先の電源と差し替わるため、実需給年度の供給力に影響はないと考えられた。また、当該電源は稼働不可能となり容量市場から退出しているため、供給力の提供が困難な状態であると考えられ、仮に予備電源になる場合、休止状態の維持及び立ち上げプロセスの応札に向けて一定程度の修繕を行うことが想定された。

以上より、「電源差し替え等のうち発電機トラブルにより差し替え元となった電源」は、予備電源になる場合、一定程度の修繕が必要であるため応札価格が高いことが想定される。しかしながら、容量市場の供給力には影響を与えないため、経済的理由による差し替え元電源と同様に予備電源制度の対象に追加することとした。

(エ)リリースオークションにより容量市場から退出した電源

リリースオークションは容量確保契約約款において、「必要供給力に対し、メインオークションで調達した供給力に余剰が認められた場合に、容量をリリースする容量提供事業者を募集するオークション」とされている。

まず、容量市場への影響の観点では、リリースオークションによる容量市場からの退出は、供給力に余剰が認められ実施するものであり、実需給年度の供給力に支障はないと考えられる。また、リリースオークションに落札する電源は設備状況が様々であることが想定され、少ない修繕で稼働が可能な電

源が含まれると考えられた。

このことから、リリースオークションに落札した電源は、容量市場メインオークションに不落札や未応札の電源と同様に予備電源制度の対象に追加することが適していると考えられた。一方で、リリースオークションは実需給年度の１年度前に実施されるため、N−２年度に N 年度を制度適用第一年度とする予備電源を募集する場合、募集時に N−１年度を実需給期間としたリリースオークションが実施されている可能性があるため、予備電源制度の対象となるには、下記の（ｉ）と（ⅱ）の条件を満たす場合に限られる。

(i) N−２年度に N 年度だけでなく、N−１年度を制度適用第一年度とした予備電源を募集する場合。

(ii) （ｉ)の募集への応札前に、N−１年度を実需給期間としたリリースオークションの落札結果が判明する場合。

以上を踏まえると、リリースオークションにより容量市場から退出した電源については、今後のリリースオークションの開催状況を考慮しつつ、募集年度の翌年度を制度適用期間の第一年度とした電源を募集する場合において、必要に応じて予備電源制度の対象に追加することとした。

以上の検討結果を踏まえて、第２回募集における参加要件は「容量市場メインオークションで２年連続不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源」とすることとした。

③制度適用期間

発電事業者へのアンケートにおいて、「制度適用期間が 12 か月未満であっても、予備電源制度へ応札できるようにしてはどうか」との意見があったところ、制度適用期間についても検討することとした。

まず、制度適用期間は長すぎると設備の劣化等につながり、また、短すぎると事業者の予見性等に懸念が生じることから、２年間又は３年間を基本とした。なお、初回募集においては個別電源ごとに柔軟性を持たせるために、応札事業者にて 12 か月以上 36 か月以下の範囲内において、月単位で始期及び終期を設定できることとしてきた。他方、立ち上げプロセスへの応札が予備電源のリクワイアメントである中で、12 か月未満の制度適用期間を認めた場合、調達オークションや kW 公募等の立ち上げプロセスの実施時期の傾向を踏まえ、立ち上げプロセスの募集が見込まれる時期を制度適用期間から外して応札する可能性がある。こうしたモラルハザードを防ぐためには制度適用期間を 12 か月以上とする必要があると考えられた。

このため、第２回募集の制度適用期間は初回募集と同様に、「応札事業者にて 12 か月以上 36 か月以下の範囲内において、月単位で始期及び終期を設定できる」とすることとした。

④募集対象年度

これまでの検討では、N 年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源は、基本的に、N+1年度実需給向け容量市場メインオークションの約定結果公表後（N−２年度を想定）に募集することとしていた。このため、2024 年度に行われた初回募集では、募集の２年後に制度適用開始となる電源のみならず、直近でも予備電源となることが可能な電源を確保しておくことが制度趣旨から望ましいとし、2026 年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源（2026 年度向け）に加えて、2025 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2025 年度向け）も対象として募集することとした。

第２回募集では、初回募集時と同様に予備電源を確保できていないところ、募集の２年後に制度適用開始となる電源のみならず、直近でも予備電源となることが可能な電源を確保しておくことが望ましいと考えられた。加えて、第２回募集において 2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度

向け）を募集することにより、初回募集では価格等が原因で応札に至らなかった電源に対して、再度予備電源に応札する機会を確保することにもなるとされた。

このため、2025 年度に第２回募集を実施する場合には、2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度向け）と、2027 年を制度適用第一年度とする予備電源（2027 年度向け）を対象として募集することとした。

⑤価格規律及び評価方法

発電事業者へのアンケートにおいて、「修繕期間の関係から立ち上げプロセスの応札前に修繕を実施せざるを得ない場合もあり、こうした修繕費用を織り込んだ応札価格は高額になる」、「事後精算が認められていないため想定される修繕を全て織り込んだ応札価格は目安の価格（6,429 円/kW）を下回らない」との意見があったところ、目安の価格や事後精算を中心に価格規律について見直しを行った。

（ア）目安の価格

発電事業者へのアンケートを踏まえると、休止状態の維持にかかる費用だけでなく、立ち上げ決定後から修繕を開始すると実需給に間に合わない場合、立ち上げプロセスに応札し稼働する可能性に備えた修繕費用の一部を予備電源の応札価格に織り込むことが考えられる。その場合、初回募集と同様の目安の価格（6,429 円/kW）では、こうした修繕費用を織り込んだ応札価格は目安の価格を下回らず、第２回募集においても応札がないことが想定され、予備電源を確保するためには、初回募集よりも目安の価格を引き上げる必要があると考えられた。

一方で、これまでの検討では、休止状態の維持に必要なコストは、稼働状態の維持に必要なコストよりも一般的に低くなるといった考えの下、初回募集においては稼働電源の価格シグナルの意味合いを持つ容量市場の約定価格と比較し、容量市場の過去４年度間における経過措置を考慮した総平均単価の平均値（6,429 円/kW）を下回ることを求めることとしてきた。

他方で、第２回募集においても、初回募集と同様に参加要件は容量市場で２年連続不落札等と整理したところ、予備電源の候補電源の稼働状態の価格は、容量市場の約定価格以上であるため、当該電源の休止状態の維持に必要なコストは、容量市場の約定価格を参考にした初回募集時の目安の価格を下回らない可能性がある。

その上で、大規模災害等の緊急時に備え、電源を供給力として常に稼働可能な状況に維持しておくことは、社会コストを上昇させることに繋がり兼ねないと考えられるため、供給力の外数として、休止電源として予備電源を手当することが必要とされてきたところ、予備電源の確保可能価格は、容量市場の確保可能価格を下回ることが適切であると考えられた。加えて、立ち上げプロセスを経て「確実に」稼働することを求めず、立ち上げプロセスに応札することを求め、稼働電源以上に修繕等のコストがかからないような制度設計を目指してきており、予備電源に支払われる金額が容量市場の落札電源に支払われる金額を大きく上回ると、容量市場で供給力として確保されるべき電源に対し予備電源化へのインセンティブが生じ、制度間のバランスを崩す可能性や、社会コストの過度な増加につながる可能性がある。

他方で、第２回募集でも予備電源の落札がなく、２回連続で予備電源を確保できなかった場合、緊急時の供給力確保に支障をきたす恐れがあるところ、第２回募集においては予備電源を確保することを目指し、予備電源に落札できる最大価格として容量市場の上限価格（指標価格の 1.5 倍）を用いることとした。また、容量市場の上限価格は年度毎に変動があり、こうした変動の影響をできるだけ抑える観点から、第１回～第５回の容量市場メインオークションの上限価格の平均値（14,399 円/kW）を予備電源

に応札できる最大価格とした。なお、初回募集においては、予備電源の応札価格は目安の価格を下回ることを求めていたことを踏まえ、予備電源の目安の価格を 14,399 円/kW としつつ、その目安の価格以下での応札を求めることとした。

第２回募集の参加要件は「容量市場メインオークションで２年連続不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源」と整理されたため、ペナルティを払って容量市場から退出した電源は予備電源の参加要件を満たせないことから、第２回募集の目安の価格を 14,399 円/kW とし、初回募集よりも目安の価格を大幅に引き上げたとしても、第2回募集においては容量市場の落札電源が予備電源に流れ込むことはないと考えられた。また、容量市場の落札可能価格は上限価格であり、こうした価格で容量市場に落札した電源は容量市場からの収入だけでなく、稼働に伴う収入も得ることができる。一方で、予備電源の目安の価格を容量市場の上限価格の平均値とし、目安の価格以下での応札を求めることとしたが、予備電源の落札可能価格は足下の容量市場の上限価格（第5回容量市場メインオークションの上限価格（14,813 円/kW））よりも低く、予備電源として落札しても、立ち上げプロセスで落札しない限り、稼働に伴う収入を得ることができない。このため、目安の価格を 14,399 円/kW としても、容量市場よりも予備電源を選択する経済的なインセンティブを与えないと考えられた。さらに、予備電源の応札価格のうち容量市場と重複する費用は、当該電源が容量市場に応札した価格における費用と比較し、それを上回らないことを基本としていることから、予備電源の応札価格は容量市場の応札価格よりも非常に高い価格が設定されることはなく、予備電源制度と容量市場の制度間のバランスを崩さないと考えられた。

他方で、第２回募集の予備電源の応札価格が目安の価格を大きく下回る可能性があることや、容量市場の約定率が高い状況が続き、既に休廃止をしている電源が予備電源の主な候補電源となることも想定されるため、目安の価格については、予備電源の応札状況や容量市場の状況も見つつ、今後必要に応じて検討していくこととした。

（イ）事後的な精算について

第2回募集において、目安の価格を第１回～第5回の容量市場メインオークションの上限価格の平均値（14,399 円/kW）としたため、目安の価格が初回募集よりも上昇しており、想定される修繕費を応札価格に十分に織り込むことができる可能性が高まっていると考えられた。また、事後精算を認めた場合、予備電源全てに対し、全ての修繕の実施の有無を事後的に確認して精算を行うこととなり、全ての修繕作業に関する証憑提出や実施した修繕も含めた額の確定作業が必要となり、事務的負担が大きくなることが想定されたため、第2回募集においては、事後精算を認めないこととした。

⑥リクワイアメント・ペナルティ

発電事業者へのアンケートにおいて、「発電事業休止届出書との関係により、制度適用期間中に事業者判断による負荷を伴う試運転が認められていないため、設備健全性の確認が十分できず、立ち上げプロセスにおいて不具合が判明し稼働できないリスクがある。」との意見があったところ、制度適用期間中における試運転の取り扱いについて検討した。

（ア）制度適用期間中の試運転

まず、負荷を伴う試運転には、電気事業法第 55 条に基づく定期自主検査に伴うものや修繕の完了を確認するものなど立ち上げプロセスへの応札を見据えて実施する必要がある試運転と、設備健全性の確認を目的として事業者判断で行う試運転があると考えられる。他方で、予備電源はリクワイアメント

として休止状態の維持が求められているものの、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に稼働できる休止電源を確保する制度趣旨を踏まえると、一定期間内で立ち上げを行うために事前に実施する必要がある試運転を認めることも考えられたため、制度適用期間中に実施する負荷を伴う試運転は「電気事業法第 55 条に基づく定期自主検査に伴う試運転」や、「機器の修繕の完了を確認をするために必要な試運転」といった、予備電源の応札価格における修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴うものに限り認めることとした。

また、制度適用期間中に、修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴い実施する負荷を伴う試運転を認めるにあたり、発電事業届出との関係、リクワイアメントとの関係、試運転の費用の取り扱い及び試運転に伴い発生した収入の取り扱いについても整理した。

（イ）発電事業届出との関係

予備電源は、電気事業法施行規則に基づく休止の届出を行う必要があるが、休止の届出との関係では、電力を一時的又は試験的に発電する場合等は事業には含まれないとの電気事業法の解釈が示されていることを踏まえると、一時的、試験的に発電することとなる負荷を伴う試運転は、事業には含まれず、届出における休止の状態から届出を行わずとも実施可能であるとした。

（ウ）リクワイアメントとの関係

予備電源のリクワイアメントは休止状態の維持を求めており、これに反して予備電源を立ち上げた場合には、立ち上げ時点に遡り、契約解除と併せて退出ペナルティを科すこととしたが、修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴い実施する負荷を伴う試運転は立ち上げの一部に該当すると考えられるものの、これをリクワイアメント違反とすることは適切でない。そのため、当該試運転は、制度適用期間中における休止状態を維持するリクワイアメントの対象外とした。なお、当該試運転の実施状況は、応札時に当該試運転の実施見込の提出を求めた上で、予備電源維持運用者に求める事前修繕の完了報告により確認することとした。

（エ）負荷を伴う試運転の費用の取り扱い

第十三次中間とりまとめにおいて、「求められる期間内での立ち上げを行うために必要な試運転等の費用についても休止維持コストに含まれると考えられる。」とされており、予備電源制度で、修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴い実施する負荷を伴う試運転の実施を認めることとし、その費用は、燃料費を含めて修繕費への織り込みを認めることとした。

（オ）応札価格に織り込まれた負荷を伴う試運転費用のうち、未実施費用の取り扱い

修繕費は応札価格に織り込んだものの、実施しなかった場合の取り扱いについて整理されており、定期自主検査・修繕に伴い実施する負荷を伴う試運転の費用を修繕費に織り込むことを認めることとしたため、未実施の修繕費の取り扱いと同様に、事業者から当該試運転が未実施[6]であった旨の申告がある場合、又は修繕完了時の連絡等において明らかに未実施と判断できる場合において、修繕費の一部として費用の精算を行うこととした。

（カ）試運転に伴い発生する収入の取り扱い

[6] 燃料を購入しなかった場合や購入した燃料が余った場合も含まれる。

修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴い実施する負荷を伴う試運転を実施した場合は、電力が発生することになるが、燃料費を含めた試運転に係る費用すべてを予備電源制度で負担することとしたため、当該試運転に伴い発生した収入は返還を求めることが適切であると考えられた。このため、応札価格に試運転に係る費用を織り込んだ場合、負荷を伴う試運転に伴い発生した収入は石油火力の燃料関係費用の考え方[7]を参考に、収入の確認を行うと共に、その9割の還付を求めることとした。

（４） 第２回募集の詳細

①対象年度

2024 年度に実施した初回募集においては、N 年度を制度適用期間の第一年度とする予備電源は基本的に、N+1年度実需給向けメインオークションの約定結果公表後（N−2 年度を想定）に募集することとした。その上で、２年後に制度適用開始となる電源のみならず、直近で予備電源となることが可能な電源も確保しておくことは、制度趣旨からも望ましいとし、2025 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2025 年度向け）と、2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度向け）を対象として募集することとした。第2回募集も初回募集と同様の考え方に基づき、2025 年度に第2回募集を実施する場合には、2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度向け）と、2027 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2027 年度向け）を対象として募集することとした。

また、初回の募集量は 2025 年度向けと 2026 年度向けの総量として設定し、同一の区分として募集を行い、落札電源を決定することとしたため、第2回募集の募集量も 2026 年度向けと 2027 年度向けの総量として設定し、同一の区分として募集を行い、落札電源を決定することとした。

②募集区分

初回募集では、2025 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2025 年度向け）と 2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度向け）を募集することとしており、募集量は2年度間の総量として同一の区分として募集すると共に、予備電源が一定範囲に集中することが望ましくないため、東エリア/西エリアは別々に募集を行った。その上で、長期立ち上げの予備電源と短期立ち上げの予備電源で区分を分けた場合には、各区分の募集量が少ないことから、応札電源がない区分がある一方、募集量超過により不落となる電源が生じる区分が発生する可能性がある。そのことを踏まえ、応札された予備電源を可能な限り調達できるよう、東エリア/西エリアについては別々に募集するが、短期立ち上げ/長期立ち上げについては１つの募集区分として競争させ、落札電源を決定することとした。

第2回募集時と初回募集時で予備電源の確保状況が変化していないため、第2回募集は初回募集と同様に、2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2026 年度向け）と 2027 年度を制度適用第一年度とする予備電源（2027 年度向け）の募集量は2年度分の総量として同一の区分とすると共に、東エリア/西エリアについては別々に募集を行うが、長期立ち上げ/短期立ち上げについては、1 つの募集区分として競争させ、落札電源を決定することとした。

7 燃料関係費用が予備電源制度から支払われていることを踏まえると、残った燃料については、事業者において売電又は燃料転売を行うこととし、得られた収益の一部還付を求めることとした。具体的には、長期脱炭素電源オークションにおける他市場収益の扱い等を参考に、９割の還付を求めることとした。

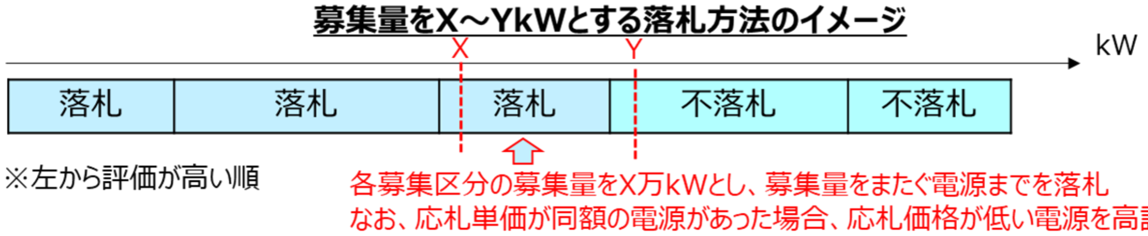
③募集量

第十七次中間とりまとめにおいて、長期立ち上げ・短期立ち上げを合わせた予備電源の量を全国合計で 300～400 万 kW 程度とし、制度適用期間を最大3年間とした。初回募集では 2025・2026 年度向けの2年度分を募集することから、全体の3分の2に相当する 200～300 万 kW 程度を募集することとし、幅のうち低い方（200 万kW）を募集量として設定し、募集量をまたぐ電源まで落札することとした。さらに東エリア／西エリアは別々に募集するため、東エリア／西エリアのそれぞれで 100 万 kW（長期立ち上げ・短期立ち上げの合計）を募集量として設定した。

第２回募集では初回募集と同様に2年度分（2026・2027 年度向け）を募集することとしたため、第２回募集でも募集量は 200 万 kW に設定した。さらに東エリア／西エリアを別々に募集しつつ、それぞれで 100 万 kW（長期立ち上げ・短期立ち上げの合計）を募集量として設定し、募集量をまたぐ電源まで落札することとした。加えて、応札単価が同額の場合、同額の電源を全てを落札とすると、落札量が必要以上に多くなり国民負担の過度な増加が懸念されたため、応札単価が同額であった場合には国民負担低減の観点から、応札価格（燃料関係費用を除く）の低い電源をより高評価とした（参考図 2.3-10）。

なお、第３回募集以降については、電源の確保状況を踏まえて改めて検討することとした。

（参考図 2.3-10）落札量を X～Y kW とする落札方法のイメージ



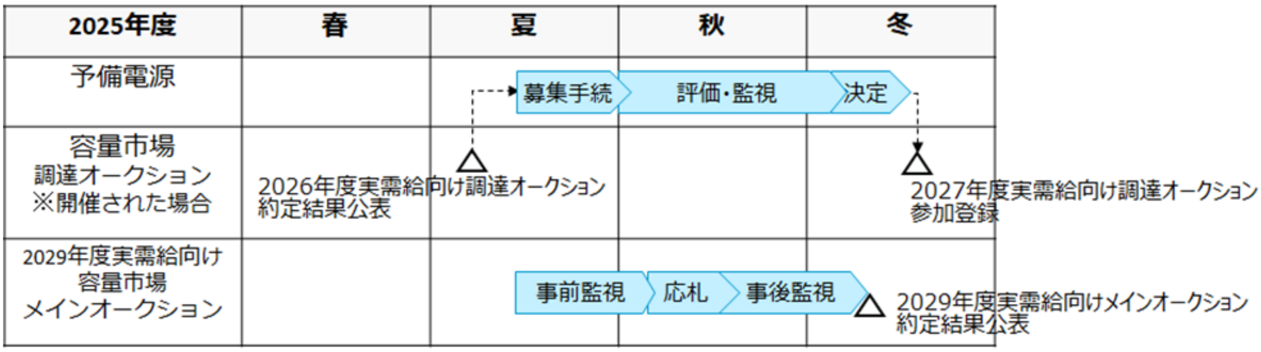
④募集スケジュール

（ア）第２回募集のスケジュール

第２回募集では、2025 年度に 2026 年度向け及び 2027 年度向けを募集することを踏まえ、2025 年度に実施される容量市場のオークションとの関係を整理した（参考図 2.3-11）。まず、2026 年度実需給向け調達オークションが開催される場合、その結果公表は 2025 年7月末頃を予定しているため、予備電源の募集はその後に行うことが適切と考えられた。また、2026 年度を制度適用期間とした長期立ち上げの予備電源は最速で 2027 年度実需給向け調達オークション（2026 年度に実施）への応札が求められる可能性があることから、2026 年３月頃（想定）に行われる、調達オークションの参加登録までに予備電源として落札決定していることが望ましいと考えられた。

以上を踏まえ、第２回募集は募集手続を 2025 年度夏頃に開始し、2025 年度冬までに落札決定とするスケジュールとした。他方、2029 年度実需給向け容量市場メインオークションは 2025 年度に実施され、このスケジュールは予備電源の募集スケジュールと重複するが、予備電源の応札電源の中には 2029 年度を含めて制度適用期間とすることがあるため、2029 年度を実需給期間とした容量市場メインオークションと予備電源の関係についても整理することとした。

（参考図 2.3−11）第2回募集の募集スケジュール（概要）



（イ）第2回募集において 2029 年度を制度適用期間とする応札電源の取り扱い

予備電源の応札電源は 2029 年度（長期立ち上げの応札電源の場合は 2028 年度及び 2029 年度）を制度適用期間に含めることもできるが、容量市場における入札ガイドラインに定める売り惜しみに該当する場合、2029 年度実需給向け容量市場メインオークションに応札する必要がある（参考図 2.3−12）。なお、第十七次中間とりまとめにおいては、予備電源として落札された電源に対してのみ、制度適用期間と重複する年度を実需給とするメインオークション（長期立ち上げの予備電源は、制度適用期間と重複する年度に加え、制度適用終了年度の翌年度を実需給とするメインオークション）への応札は認めないこととしている。

2029 年度制度適用期間とする予備電源の応札電源が 2029 年度実需給向けの容量市場メインオークションに落札した場合には、準供給力である予備電源でなく、供給力である容量市場を優先すべきと考えられる。また、このような場合、制度適用期間及び応札価格を見直すことで、再び予備電源の候補電源になることも考えられるが、容量市場メインオークションの結果の公表後に再び予備電源の評価・監視を行う場合、2026 年３月頃（想定）に行われる調達オークションの参加登録までに予備電源として落札決定することが困難であると考えられる。

このため、第2回募集において 2029 年度（長期立ち上げの応札電源の場合は 2028 年度及び 2029 年度）を制度適用期間に含める予備電源の応札があった場合、かつ、当該電源が 2029 年度実需給向け容量市場メインオークションに約定した場合には、次のとおりとした。

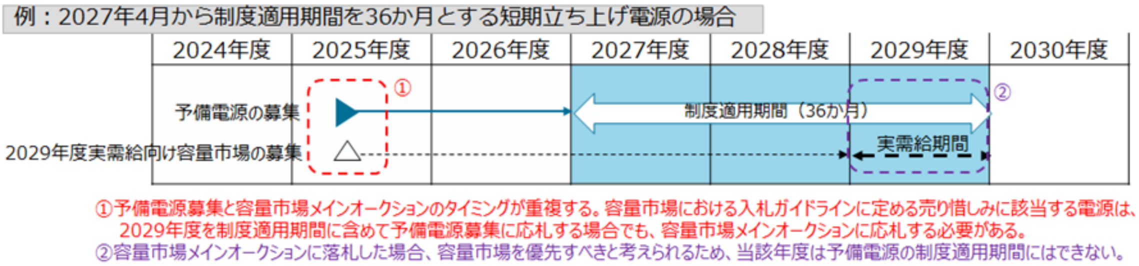
(i) 予備電源の落札が決定される前に、容量市場メインオークションの約定結果が公表される場合は、当該電源は予備電源制度の応札から辞退する。

(ii) 予備電源の落札が決定し、既に予備電源となった後に、容量市場メインオークションの約定結果が公表される場合は、当該電源は予備電源制度から退出する[8]。

なお、第2回募集の 2025 年度冬までに落札決定とするスケジュールを踏まえると、第2回募集の落札結果公表直後に追加調達を行ったとしても、追加調達の落札結果公表が 2026 年度に差し掛かるおそれがあるため、2026 年度を制度適用第一年度とする予備電源については、追加調達を行わないこととした。他方で、2027 年度を制度適用期間第一年度とする予備電源の追加調達については、第2回募集の落札決定とするスケジュールを踏まえつつ、第2回募集での予備電源の確保状況を考慮しながら、必要に応じて検討することとした。

[8] 本ケースは事業者が適切に対応していたとしても退出を避けられないため、退出ペナルティを科さないこととした。

（参考図 2.3-12）予備電源と容量市場の募集スケジュールの関係



⑤第２回募集の調達方式

初回募集では予備電源の候補となる電源の状態が個別に大きく異なることや、対象となり得る候補電源が限られている状況を踏まえ、個別電源の事情を考慮・評価しやすくするため、調達方式は事業者提案（総合評価）方式とし、事業者提案に基づく総合評価方式を用いて、価格以外の評価（技術評価）及び価格評価によって落札電源を決定することとした。なお、価格以外の評価（技術評価）については、休止状態を適切に維持し、立ち上げプロセスへの応札を行うために技術的に最低限の条件を満たしているかを、広域機関及び広域機関が設置する委員会において確認することとした。

第２回募集においても、予備電源の対象電源について初回募集と大きな変化がないため、第２回募集の調達方式は初回募集と同様に事業者提案（総合評価）方式とし事業者提案に基づく総合評価方式を用いることとした。

⑥参加要件

初回募集の参加要件について、これまでの整理を踏まえ、対象年度ごとに以下のとおりとした。

（ア）2027 年度を制度適用期間の第一年度（2027 年度向け）とする場合

2027 年度向けについては、長期立ち上げ・短期立ち上げともに、2027 年度及び 2028 年度実需給向け容量市場メインオークションで不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源であることを参加要件とした。

（イ）2026 年度を制度適用期間の第一年度（2026 年度向け）とする場合

2026 年度向けについては、2025 年度夏以降に第２回募集を行うことを想定した場合、2028 年度実需給向けメインオークション及び 2026 年度実需給向け追加オークションが終了していることを踏まえ、参加要件を別途整理した。

まず、既に 2028 年度実需給向け容量市場メインオークションに落札した電源は、容量市場のリクワイアメントに従い、2028 年度を予備電源の制度適用期間に含めることを認めないこととした。また、2026 年度実需給向け調達オークションに落札した電源は、2026 年度を予備電源の制度適用期間に含めることを認めないこととした。

2026 年度向けの短期立ち上げの予備電源については、2026 年度及び 2027 年度実需給向け容量市場メインオークション、及び 2026 年度実需給向け調達オークションで不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源であることを参加要件とした。そのため、仮に 2028 年度実需給向け容量市場メインオークションに落札している場合、制度適用期間は 2027 年度末までの最大 2 年間となる。なお、2028 年度を制度適用期間に含める場合には、2028 年度実需給向け容量市場メインオークションで不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源である必要が

ある。

また、2026 年度向けの長期立ち上げの予備電源についても、2026 年度及び 2027 年度実需給向け容量市場メインオークション、及び 2026 年度実需給向け調達オークションで不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源であることを参加要件とした。初回募集においては、2025 年度の単年度を制度適用期間とした電源を予備電源とする意義は限定的としていたが、第２回募集においては電源を広く募集する観点から、制度適用期間を 2026 年度の単年度とする電源も認めることとした。なお、長期立ち上げの予備電源の場合、2028 年度実需給向け容量市場メインオークションに落札していると、2028 年度実需給向け調達オークション（2027 年度に実施）に応札できないため、2027 年度を制度適用期間に含める場合、予備電源のリクワイアメントを満たせない。このため、2026 年度に加えて、2027 年度又は 2028 年度を制度適用期間に含める場合には、2028 年度実需給向け容量市場メインオークションで不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源である必要がある。

以上を踏まえ、第２回募集の参加要件についてまとめると、（参考図 2.3-13）のようになる。表中の★の年度において、容量市場で不落札若しくは未応札又は差し替え元電源となっている必要がある。

（参考図 2.3-13）予備電源の第２回募集における参加要件のまとめ

予備電源対象年度	長期立ち上げ／短期立ち上げ	メインオークション			調達オークション
		2026 年度実需給向け	2027 年度実需給向け	2028 年度実需給向け	2026 年度実需給向け（※）
2026 年度向け	長期立ち上げ	★	★	☆	★
	短期立ち上げ	★	★	☆	★
2027 年度向け	長期立ち上げ	－	★	★	－
	短期立ち上げ	－	★	★	－

※2026 年度実需給向け調達オークションが開催された場合のみ。

★：予備電源に応札する場合、容量市場で不落札、未応札又は差し替え元電源である必要がある。

☆：当該年度又は、当該年度の前年度を制度適用期間に含める場合、容量市場で不落札若しくは未応札又は差し替え元電源である必要がある。

☆：当該年度を制度適用期間に含める場合、容量市場で不落札若しくは未応札又は差し替え元電源である必要がある。

⑦予備電源全体のバランスを踏まえた調達

第十三次中間とりまとめでは、全体として調達の最適化を図る観点から、長期立ち上げ・短期立ち上げの双方での応募を認めることとしている。しかし、現時点では調達実績や予備電源制度の運用実績がない中、どちらの立場を優先して落札とすべきか、どこまでの価格であれば高価でも優先して落札とするかといった点について、定量的・合理的な基準をあらかじめ設定することは困難であると考えられた。よって、初回募集においては、簡易的に、長期立ち上げと短期立ち上げのどちらにするかについて

は、事業者において電源ごとに選択した上で応札することとした。

また、同とりまとめでは予備電源全体を見て判断すべき要素（燃料種や全体の電源立地のバランス等）の観点を特に重視して評価することとしているが、特に全体の電源立地の観点は、既に確保している予備電源がない中で、合理的な基準を設定することは困難と考えられた。

第十七次中間とりまとめにおいて初回募集では、これらの点について特段の仕組みを設けず、初回以降の落札結果等を踏まえ、必要に応じて検討することとした。初回募集において応札がなかったことを踏まえ、第2回募集は初回募集と同様に、これらの点について特段の基準を設けないこととした。

（５）本中間とりまとめまでに整理した本制度の概要

第十三次中間とりまとめ、第十七次中間とりまとめ及び本とりまとめの 2. 3（3）から（4）で整理した内容を基に、本制度の概要をまとめると、以下のとおりとなる。

①背景・目的

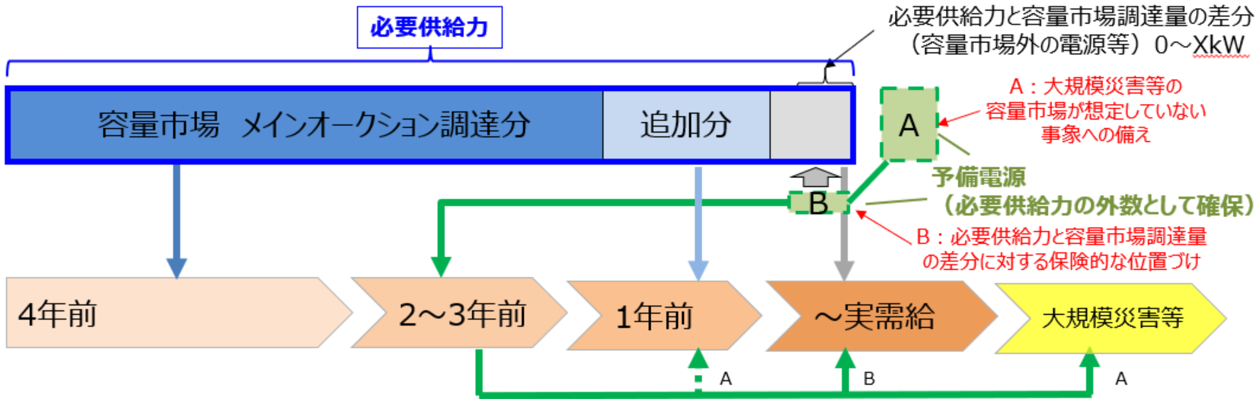
本制度は、緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組みである。2022 年３月の電力需給ひっ迫を受け、休止電源を活用した需給ひっ迫対応策として、議論が開始された。大規模災害等による電源の脱落や、中長期的な需要増など、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の予備電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐことが目的である。

予備電源は稼働の判断がなされるまでは休止電源となるため、供給力とはならないが、稼働した電源は供給力の内数となる。つまり、直ちに供給力を供出するものではないが、「準供給力」との位置付けとして考える。

②役割

予備電源の役割は、基本的には大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備え（参考図 2.3-14 の A）である。加えて、必要供給力と容量市場調達量の差分に対する保険的な位置付けとして、実需給近傍の供給力を補完する役割（同図の B）も担う。

（参考図 2.3-14）必要供給力と容量市場における調達量、予備電源の関係（イメージ）



③対象電源

本制度の対象電源は、容量市場において2年連続で不落札若しくは未応札となった電源又は容量市

場における差し替え元電源の 10 万 kW 以上の火力電源とする。また、制度適用期間の終了後に、本制度に再度応札することを認め、加えてその電源の落札も可能とする。

④立ち上げ期間

立ち上げの判断がなされてから実際に稼働するまでの期間（立ち上げ期間）については、短い期間で立ち上げようとすると、事前に必要な定期点検・修繕等を済ませる必要があるほか、維持管理に関しても稼働電源と近い水準で行う必要があるなど、稼働電源並みにコストがかかってしまう可能性がある。そのため、本制度では、必要な定期点検・修繕等を事前に済ませておくことで短期（３か月程度）での立ち上げを可能とする電源と、基本的に、必要な定期点検・修繕等を立ち上げが決まってから行って長期（10 か月～１年程度）で立ち上げることを想定する電源に分けることを基本とする。

必要供給力と容量市場調達量の差分に対する保険的な位置づけとしての予備電源（参考図 2.3-14 上の B）は、実需給近傍で立ち上げの判断を求められるため、短期立ち上げの予備電源を充てることとする。また、大規模災害等の容量市場が想定していない事象への備えとしての予備電源（同図上の A）は、長期立ち上げの予備電源を充てることとするが、供給力が不足した緊急時には、短期立ち上げの予備電源の活用も考えられる。

⑤立ち上げプロセス

短期立ち上げの予備電源に応札を求める立ち上げプロセスは、落札から実需給まで3か月程度の期間で立ち上げを求められる公募等（例えば kW 公募等）とする。

長期立ち上げの予備電源に応札を求める立ち上げプロセスは、容量市場の追加オークションのうちの調達オークションとする。ただし、電源の新陳代謝を促す観点から、容量市場メインオークションから調達オークションまでの間に約定電源の退出が進むなど、調達オークション前の供給力確保量と、調達オークションでの目標調達量の差分が、H3需要の２％分[9]を上回っている場合に限り、長期立ち上げの予備電源に応札を求めることとする。

⑥制度適用期間

制度適用期間は「事業者が、立ち上げプロセスへの応札が可能なまま予備電源の休止状態を維持するものとして設定し、広域機関が認めた期間」とし、「立ち上げプロセスへの応札が可能となる時点」が始期となるよう、また、12 か月以上 36 か月以下となるよう、事業者が本制度への応札時に始期と終期を適切に選択する。

⑦リクワイアメント・ペナルティ

制度適用期間中に実施される立ち上げプロセスに応札することを基本的なリクワイアメントとする。合理的な理由なく立ち上げプロセスに応札しなかった場合、ペナルティとして契約金額のうち年額の 10%を科す。ただし、あらかじめ制度実施主体等に適切に連絡していることを前提に、立ち上げプロセスへの応札ができなくてもやむを得ない。

予備電源の契約締結後に、事業者がその容量の一部又は全部の退出を希望する場合は、退出ペナルティとして、制度適用期間前（適用始期を含む年度の開始前）に退出を申し出た電源は契約金額のう

[9] 容量市場において、2021 年度（実需給年度 2025 年度）以降のメインオークションでは、調達量からＨ３需要の２％分を控除し、追加オークションで調達することとされている。

ち年額の5%、制度適用期間後（適用始期を含む年度の開始後）に退出を申し出た電源は契約金額のうち年額の 10%を科す。

立ち上げプロセスへの応札というリクワイアメントが制度適用期間を通して満たせないことが見込まれる場合は、制度退出又は契約解除すべきと考えられる。契約解除となった場合は、事業者からの申出に基づく退出の場合と同様に考え、5%又は 10%の退出ペナルティを科す。

立ち上げプロセスへの応札以外の項目は、事業者に遵守を求め、守られない時には事業者への説明等を求め、必要に応じてその状況の公表等も行いつつ、最終的には契約解除できる。

具体的に、まず制度適用期間中に休止状態を維持し続けることをリクワイアメントとして[10]これに反して予備電源を立ち上げた場合は、立ち上げ時点に遡り、契約解除とし、併せて 10%の退出ペナルティを科す。

次に、大規模災害等によって立ち上げプロセスの手続きを待てないような緊急事態においては、資源エネルギー庁や制度実施主体からの立ち上げ要請に応じる旨を努力義務とする。ただし、要請に対して適切に連絡しており、かつ、事業者において適切に立ち上げに向けた検討や取組が行われていることを前提として、仮に立ち上げに応じられなかったとしてもやむを得ないとする。なお、合理的な理由なく立ち上げに応じない場合は、必要に応じてその状況の公表等を行いつつ最終的には契約解除できる。

また、立ち上げプロセスへの応札価格は予備電源応札時の想定立ち上げコストを超えないことを求めるが、あらかじめ根拠をもって合理的な水準を設定することはせず、守られない時には事業者等への説明を求め、必要に応じてその状況の公表等も行いつつ最終的には契約解除できる。

⑧調達

調達エリアについては、東エリア（北海道、東北、東京）と西エリア（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）に分けることを基本とする。

募集・調達タイミングは、N 年度実需給断面に向けた予備電源は、原則 N+1年度実需給向け容量市場メインオークションの約定結果公表後とする。ただし、当該タイミングでの募集・調達が行われた後であっても、必要量を満たせない場合など、追加的に予備電源を調達することについては、今後必要に応じて検討する。

全体の募集量は、短期立ち上げの電源は 100～200 万 kW 程度、長期立ち上げの電源は 200～300 万 kW 程度（合計で 300～400 万 kW 程度）とする。

調達方式について、候補電源等が限定的となること、個別電源ごとに必要となる定期点検や修繕、立ち上げ時の燃料調達等の状況が大きく異なることを踏まえ、事業者提案に基づく総合評価方式とし、価格評価及び価格以外の評価を行う。

価格評価においては、目安の価格を設定し、その目安の価格以下である電源のうち応札単価が低い電源が高評価となる。加えて、応札単価が同額であった場合、応札価格（燃料関係費用を除く）の低い電源が、より高評価となる。なお、第2回募集では目安の価格を第1回～第5回の容量市場メインオークションの上限価格（指標価格の 1.5 倍）の平均値（14,399 円/kW）とし、目安の価格以下での応札を求めることとする。

価格以外の評価においては、休止状態を適切に維持し、立ち上げプロセスへの応札を行うという基

[10] ただし、立ち上げが決定した場合、立ち上げ作業から稼働終了までの期間はリクワイアメントから除く。また、2.3.（３）⑥（ウ）の通り、予備電源の応札価格における修繕費に織り込んだ定期自主検査・修繕に伴う試運転はリクワイアメントの対象外とする。

本的なリクワイアメントを満たすべく、技術的に最低限の条件をクリアしているかどうかを確認する。

なお、募集にあたり、その年の予備電源の調達方針を毎年度作成し、国の審議会で示していくことで、適切な調達を図る。

⑨価格規律、応札価格に織り込むことが認められるコスト

本制度は、候補となる高経年火力電源等の数が限られるため、応札容量が大規模な電源は募集量を満たすために落札不可欠となり、高値で応札されても落札となる可能性があると考えられることを踏まえ、応札価格に一定の規律を設ける。

本制度の応札価格に織り込むことができる主な費用は、容量市場で応札価格に織り込むことが認められている人件費・修繕費[11]・固定資産税・事業税（収入割）・発電側課金と、容量市場では応札価格に織り込むことが認められていない法人税・休止維持費[12]・燃料関係費[13]・事業報酬[14]とする。

予備電源の応札価格のうち容量市場と重複する費用は、当該電源が容量市場に応札した価格[15]と比較し、それを上回らないことを基本とする。具体的には、費用別の容量市場の応札価格との関係を以下とする。

- 容量市場の応札価格に織り込まれたコストと同額以下：修繕費、固定資産税、事業税（収入割）等
- 容量市場の応札価格に織り込まれたコストから一定割合を減じた額：人件費、発電側課金等
- 追加で応札価格に織り込み可能：法人税、休止維持費、燃料関係費、事業報酬等

応札価格が上記の価格規律を満たしているか、電力・ガス取引監視等委員会が監視する。

⑩費用負担

本制度の費用負担は、容量市場の外側から安定供給を支える制度として託送負担とし、レベニューキャップ制度の収入の見通しの一部として回収する。一方、立ち上げプロセスの費用負担は、小委員会で議論されている供給力確保の在り方と併せて、別途検討を進める。

⑪制度実施主体

予備電源の調達等のプロセスにおける制度実施主体は、広域機関が望ましいと考えられ、広域機関とも連携して、詳細の制度設計を進めてきた。なお、立ち上げプロセスの主体は、小委員会で議論されている供給力確保の在り方と併せて、別途検討を進める。

---

11 休止措置に関連して必要となる修繕の中に、例えば、電源の防錆措置としての窒素封入費用が含まれる。また、電気事業法第 55 条に基づく定期自主検査に伴う試運転や機器の修繕の完了を確認をするために必要な試運転など定期自主検査や修繕に伴う試運転に限り、必要な費用を修繕費に含むことも可能とする。修繕費を応札時の価格から事後的に増額することは認めず、未実施の修繕は精算する。ただし、応札価格の範囲内であれば追加的な修繕も可能とする。

12 例えば、電源の防錆措置のために封入した窒素の圧力が経時的に低下した場合に行う、窒素の追加圧入措置が含まれる。

13 石油火力に関して、立ち上げが決まってからでは燃料の確保が難しい場合に限り、あらかじめ発電所等のタンクに必要最低限の燃料を保管しておくための燃料購入等に係る費用。

14 本制度に係る総営業費用相当額×当該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。

15 当該電源が選択した予備電源の制度適用期間を実需給年度とする容量市場において、当該電源が不落札かつ監視対象だった場合は、その応札価格を参照する。他方、当該電源が不落札だったが監視対象外だった場合、又は未応札だった場合は、当該電源の過去の修繕等の実績値等を参照する。

⑫その他

本制度は、広域機関が制度実施主体となって託送料金負担で供給力を確保する「電源入札等」の一類型と位置付ける。

（６） 第３回以降の募集に向けた継続検討事項

第十七次中間とりまとめ以降、本作業部会において、予備電源制度の実施に必要な詳細論点について議論した。その中で、調達実績等を踏まえ検討を進めることとした事項について、以下（参考図 2.3-15）のとおり整理する。

（参考図 2.3-15）第3回以降の募集に向けた継続検討事項

継続検討事項	出所	第2回募集時の対応
・調達エリアについて、予備電源制度の開始以降、予備電源の調達状況や高経年火力の立地の状況を踏まえ、 適宜見直す。	・第十三次中間とりまとめ（p.48）	・初回募集と同様に、東エリア（北海道、東北、東京）と西エリア（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）に分ける。
・予備電源全体を見て判断すべき要素（燃料種や全体の電源立地のバランス等）の観点を特に重視して評価する。	・第十三次中間とりまとめ（p.51）	・初回募集と同様に、これらの点について特段の仕組みを設けず、初回以降の落札結果等を踏まえ、必要に応じて検討する（第 90 回作業部会（2024 年3月 22 日））。
・短期立ち上げ・長期立ち上げの双方での応募を認める。	・第十三次中間とりまとめ（p.52）	
・立ち上げプロセスの費用負担の在り方及び立ち上げプロセスの主体について、電力・ガス基本政策小委員会で議論されている供給力確保の在り方と合わせて別途検討。	・第十三次中間とりまとめ（p.57）	・初回募集と同様に、応札を求める立ち上げプロセスは、供給力（kW）を確保するための以下のオークション又は公募等とする。 ✓長期立ち上げの予備電源については、容量市場の追加オークションのうち調達オークション ✓短期立ち上げの予備電源については、落札から実需給まで短期間で立ち上げを求められる公募等（例えば kW 公募等）
・対象電源種について、今後、容量市場の不落札電源等の状況を見ながら、必要に応じて対象電源種を見直す。	・第十七次中間とりまとめ（p.5）	・初回募集と同様に、まずは火力のみを対象にする。

・立ち上げプロセスへの応札以外の項目（緊急時の立ち上げ要請、休止状態の維持、想定立ち上げコスト）については、少なくとも制度開始当初は、リクワイアメントの達成基準となる数値的な線引きや、遵守状況のつぶさな確認、経済的なペナルティをあらかじめ設定することはしない。 ・今後、具体的な事例が生じ、数値基準を決められる段階で、具体的な基準の検討を行う。	・第十七次中間とりまとめ（p.7）	・初回募集と同様に、立ち上げプロセスへの応札以外の項目については、事業者に遵守を求め、守られない時には、事業者への説明等を求め、必要に応じてその状況の公表等も行いつつ、最終的には契約解除できる。（第 85 回作業部会（2023 年 10 月 13 日）） ・なお、休止状態の維持に反して予備電源を立ち上げた場合は、他市場収益に関するペナルティではなく、立ち上げ時点に遡り、契約解除と併せて退出ペナルティ（10%）を科す。（第 86 回作業部会（2023 年 11 月 29 日）） ・また、緊急時の立ち上げ要請については努力義務とする。（第 87 回作業部会（2023 年 12 月 25 日））
・短期立ち上げの予備電源における想定立ち上げコストのあるべき水準については、継続的に検討を深める。	・第十七次中間とりまとめ（p.28）	・初回募集と同様に、短期立ち上げの予備電源については、想定立ち上げコストについて特段の条件を設けない。（第 89 回作業部会（2024 年2月 28 日））
・予備電源の応札価格と比較する容量市場の目安の価格について、まずはこれまでに実施した過去 4 回の容量市場の価格の平均を目安の価格として設定する。 ・目安の価格の在り方については、調達実績も踏まえ必要に応じて見直す。	・第十七次中間とりまとめ（p.39）	・初回募集とは異なり、予備電源の応札の目安とする価格は、第１回～第５回の容量市場の上限価格の平均値（14,399 円/kW）とする。（第 101 回作業部会（2025 年4月1日））
・制度開始当初は短期立ち上げと長期立ち上げで目安の価格に差を設けないこととし、調達実績を踏まえ必要に応じて見直す。	・第十七次中間とりまとめ（p.27）	・初回募集と同様に、短期立ち上げと長期立ち上げで目安の価格に差を設けない。（第 89 回作業部会（2024 年2月 28 日））
・初回募集においては、既に確保している予備電源は存在しないため、上記の条件　が当てはまる可能性	・第十七次中間とりまとめ（p.27）	・初回募集と同様に、目安の価格を上回っていても落札とできる限定的な条件は適用しない。第 89 回

が高くなるが、そのことが事業者の応札行動に変化をもたらす可能性があるため、初回募集については上記の条件を適用せず、初回募集時の調達状況 を踏まえ第2回募集以降から本条件を適用することとする。		作業部会(2024 年2月 28 日))
・制度開始当初は追加調達を行わず、予備電源の制度開始以降の募集の実績等を踏まえ、検討を行う。	・第十七次中間とりまとめ(p.29)	・初回募集と異なり、2027 年度を制度適用期間第一年度とする予備電源の追加調達は、第2回募集での予備電源の確保状況を踏まえ、必要に応じて検討する。(第 101 回作業部会(2025 年4月1日))
・募集量について、第2回募集以降については、初回募集で確保できた電源を踏まえ、あらためて検討する。	・第十七次中間とりまとめ(p.34)	・初回募集と同様に、東エリアと西エリアのそれぞれで 100 万 kW(長期立ち上げ・短期立ち上げの合計)を募集量として設定する。(第 101 回作業部会(2025 年4月1日))
・事業者アンケートにより得られた以下の論点は、今後必要に応じて検討する。 ✓ 制度適用期間の定義の見直し ✓ 予備電源制度のインセンティブの在り方 ✓ 制度適用期間における稼働の可否 ✓ 非効率な石炭火力のフェードアウトを進める中での予備電源制度の位置付け ✓ 稼働に伴う CO2 排出による、GX 排出量取引制度における負担の取り扱い ✓ 容量市場と一体となった、予備電源制度の在り方の検討	・第 98 回作業部会(2024 年 12 月 24 日)資料 4(p.12)	・今後必要に応じて検討する。(第 98 回作業部会(2024 年 12 月 24 日))
・今後は、容量市場からの電源の退出状況を踏まえつつ、経済的ペナルティを払って容量市場から退出し	・第 100 回作業部会(2025 年2月 26 日)資料 6(p.13)	・第2回募集では経済的ペナルティを払って容量市場から退出した電源は、予備電源制度の対象に追

た電源を予備電源制度の対象に追加するか検討する。		加しない。（第 100 回作業部会（2025 年2月 26 日））
・リリースオークションにより容量市場から退出した電源については、今後のリリースオークションの開催状況を踏まえつつ、募集年度の翌年度を制度適用期間の第一年度とした電源を募集する場合において、必要に応じて予備電源制度の対象に追加する。	・第 100 回作業部会（2025 年2月 26 日）資料 6（p.15）	・第2回募集では募集年度の翌年度を制度適用期間の第一年度とした電源を募集するため、リリースオークションが開催された場合には、予備電源制度の対象に追加する。（第 100 回作業部会（2025 年2月 26 日））

予備電源制度ガイドライン（案）

策定　２０２４年８月１日

改定　２０２５年　月　日(後日記載予定)

資 源 エ ネ ル ギ ー 庁

１．本文書の位置づけ

電力自由化の進展や、再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、電源の将来収入の予見性が低下し、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、より効率的に必要な供給力を確保できるようにするため、２０２０年度から容量市場制度が創設された。

他方、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」という。）が毎年度取りまとめる供給計画において、近年、高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考えられる。

こうした中で、２０２１年度冬季から２０２３年度夏季にかけて、夏・冬の電力需給が極めて厳しくなることが見込まれたことから、緊急的な供給力対策である追加供給力公募（以下「kW 公募」という。）を実施することとなった。この kW 公募により、休止電源が稼働し、対象期間における供給予備率は改善した。

加えて、２０２２年３月には、地震等による発電所の停止や真冬並みの寒さによる需要の大幅な増大などにより、東京電力及び東北電力管内の電力需給ひっ迫が発生した。これを受けて、電力需給対策について改めて課題の整理と対策の方向性が議論され、休止電源を活用した需給ひっ迫対応策についても検討を行うこととなった。

具体的には、需給の構造が変化していく中で、容量市場で想定されていない、大規模な電源脱落、想定が困難な需要の急激な伸び、想定外の電源退出等に備えるため、一定期間内に稼働が可能な休止電源を確保しておき、供給力が不足する見通しとなる場合に立ち上げることを可能とする枠組みである「予備電源制度（以下「本制度」という。)」を、容量市場を補完する位置づけとして創設することとなった。

本文書は、本制度の基本的な考え方を示すことで、その適切な運営を目指すものである。

２．本制度の概要

本制度の概要は以下のとおり。制度実施主体は広域機関が担うこととなり、応札するために必要な内容の詳細は、本文書等を踏まえて広域機関において策定・公表する本制度に係る募集要綱で定めるものとする。

（１）対象となる電源

対象となる電源は、容量市場に応札可能な電源種のうち、安定電源に区分される火力電源である。また、応札を行う事業者は、容量市場メインオークションにおいて２年連続で不落札若しくは未応札となった電源又は容量市場における差し替え元電源[1]を本制度に応札できる。

本制度への応札容量は、送電端容量で１０万 kW 以上であることを条件とし、これまで容量市場に応札した際の応札容量や供給計画に計上した供給力を参照して設定するものとする。

（２）予備電源維持運用者の決定方法

原則として、広域機関は、東エリアの電源（５０Ｈｚ系統に接続している発電設備）と西エリアの電源（６０Ｈｚ系統に接続している発電設備）で別々に募集量を設定し、事業者は別々に応札を行う。その際、事業者は、２．（５）で後述する短期立ち上げの電源とするか、長期立ち上げの電源とするか選択するものとする。

応札後、広域機関及び広域機関が設置する委員会において価格評価及び価格以外の評価が行われ、事業者提案に基づく総合評価方式で予備電源維持運用者（本制度で電源を落札した事業者をいう。以下同じ。）を決定する。

価格評価においては、容量市場の価格（第１回～第５回メインオークションにおける上限価格[2]の平均値（１４，３９９円/kW[3]））を目安とし、燃料関係費用を除いて算出した応札単価[4]（円/kW・年）がこの目安以下となる電源の中から応札単価[4]が低い電源を高評価とする。また、応札単価が同額の場合、燃料関係費用を除いた応札価格が低い電源をより高評価とする。なお、落札電源の応札価格が約定価格となるマルチプライス方式を用いる。

価格以外の評価においては、２．（５）で後述するリクワイアメントを満たすべく、技術的に最低限の条件を満たしているかどうかを確認する。

（３）落札結果の公表

予備電源維持運用者が決定した後、広域機関は、募集要綱に基づき、落札結果を公表する。

（４）予備電源契約の締結

---

[1] 広域機関の策定する容量確保契約約款に基づき、電源等差し替えが行われた差し替え元電源をいう。

[2] 容量市場メインオークション需要曲線作成要領において規定されている「需要曲線における調達価格の最大値」を指す。

[3] 容量市場において、電源を落札した事業者が締結する契約期間は１年間のため、上限価格の平均値は１年当たりの kW 単位の価格である。

[4] 容量市場の価格と比較する、燃料関係費用を除いて算出した応札単価（円/kW・年）、価格評価における応札単価（円/kW・年）＝事業者が３．（２）で後述する算出ルールに基づいて応札価格に織り込んだ各コストの合計値から燃料関係費用を除いた値（円）÷｛応札容量（kW）×制度適用期間の月数（月）÷１２（月/年)｝

予備電源維持運用者は、広域機関との間で予備電源契約を締結する。予備電源に係る費用は、予備電源契約に基づき、電源入札等補填金[5]として、制度適用年度の翌年度に一括で、広域機関から支払われる。年度当たりの電源入札等補填金は以下のとおり。

電源入札等補填金(円)＝契約単価(円/kW・年)[6]×予備電源契約容量(kW)×当該年度に含まれる制度適用期間[7]の月数(月)÷１２(月/年)－減算費用（円）[8]

（５）リクワイアメント

予備電源維持運用者は、制度適用期間において、落札電源の休止状態を適切に維持[9]し、供給力が不足する見通しとなる場合に開催される立ち上げプロセスに応札する義務（リクワイアメント）を達成することが求められる。

応札する義務が課される立ち上げプロセスは、電源ごとに、立ち上げプロセスでの落札から立ち上げまでに要する期間に応じて以下のとおりとする。

・短期立ち上げの予備電源の場合、落札から実需給まで３か月程度で立ち上げを求められる公募等
・長期立ち上げの予備電源の場合、容量市場追加オークションのうち、調達オークション[10]

制度適用期間においてリクワイアメントを達成できなかった場合には、広域機関から予備電源維持運用者にその旨が通知され、予備電源契約に基づいて算定される経済的ペナルティが科される。

---

[5] 本制度は、広域機関における電源入札等の一類型と位置付けられる。本制度に係る費用は、一般送配電事業者（沖縄電力を除く９者）が電源入札拠出金として広域機関に支払い、広域機関はこれを原資として、予備電源維持運用者に対して電源入札等補填金を支払う。

[6] 契約単価（円/kW・年）＝予備電源維持運用者が３．（２）で後述する算出ルールに基づいて応札価格に織り込んだ各コストの合計値（円）÷｛予備電源契約容量（kW）×制度適用期間の月数（月）÷１２（月/年)｝

[7] 予備電源維持運用者が、落札電源について、本制度のリクワイアメントである「立ち上げプロセスへの応札」が可能なままその休止状態を維持するものとして設定し、広域機関が認めた期間をいう。以下同じ。リクワイアメントの詳細は２．（５）に後述。

[8] 減算費用は以下の費用が該当する
・経済的ペナルティ：２．（５）で後述するリクワイアメントを達成できなかった場合に加えて、予備電源維持運用者が本制度から退出する場合及び広域機関が予備電源維持運用者との予備電源契約を解除する場合に、予備電源契約に基づいて算定され、科される経済的ペナルティ。
・未実施の修繕費用：後述の３．（２）に則って精算される費用。
・燃料関係費用：後述の４．（２）、４．（３）、４．（４）に則って精算される費用。なお、精算の結果、電源入札等補填金を増加させる調整を行う場合、当該精算費用は負値として計上する。
・試運転に伴う収入の還付：後述の５．（１）に則って精算される費用。

[9] 応札価格の修繕費に織り込んだ修繕・定期自主検査に伴い実施する負荷を伴う試運転を実施しても、休止状態が適切に維持されているものとみなす。

[10] 全国を対象として開催する調達オークションにあっては、調達オークション前の供給力確保量と調達オークション開催判断時の目標調達量の差分がメインオークション時のＨ３需要の２％分を上回っており、国の審議会で予備電源の応札を求めると判断した場合に開催されるものに限る。特定のエリアを対象として開催する調達オークションにあっては、当該エリアにおいて供給信頼度を充足するために不足すると推測される供給力の値が当該エリアのメインオークション時のＨ３需要の２％分を上回っているかどうかを目安として、国の審議会で予備電源の応札を求めると判断したものに限る。

３.応札価格の考え方

（１） 応札価格の監視

本制度は、予備電源候補となる高経年火力の数が限られるため、応札容量が大規模な電源は募集量を満たすために落札が不可欠となり、価格つり上げが生じる可能性がある[11]。このため、応札価格について、電力・ガス取引監視等委員会（以下「監視等委」という。）において、応札後に、以下の内容を監視することが期待される。なお、監視対象は、落札候補となる応札案件である。

（２） 応札価格に織り込むことが認められるコスト

応札価格に織り込むことが認められるコストは、休止措置及び休止状態の維持に係るコストとして、主に以下の項目が考えられる。なお、応札価格に織り込んだコストの事後的な増額は、燃料関係費用（４． に後述）を除いて認めない。

短期立ち上げの予備電源は、立ち上げ決定後から修繕を開始すると実需給に間に合わない場合、事前に修繕が必要となり、修繕費が本制度への応札価格に織り込まれることとなる。一方、長期立ち上げの予備電源は、基本的に、必要な修繕等を立ち上げが決まってから実施することが可能と考えられるため、本制度への応札価格は短期立ち上げの予備電源より一定程度低くなることが見込まれる。

修繕費[12]	当該電源の休止措置[13]に関連して必要となる修繕・定期点検に係る費用[14]
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の額
事業税（収入割）	当該電源の休止状態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（本制度の応札価格に織り込んだ総費用（事業税（収入割）を除く）×税率/（1-税率））
人件費	当該電源の休止状態の維持に関連して必要となる人員に対する給与手当等
発電側課金	当該電源の休止状態の維持に係る発電側課金（kW 課金）[15]

11 本制度においては、調達量が募集量から多少増減することを許容しているため、募集量を満たす量の電源を落札させることが必須ではない。

12 応札価格に織り込んだ修繕・定期点検に係る費用について、予備電源維持運用者から修繕・定期自主検査やそれに伴う試運転が未実施であった旨の申告や試運転を実施したが燃料が余った旨の申告があった場合、又は修繕等完了時の連絡等において明らかに未実施や未使用と判断できる場合においては、当該費用を精算する。仮に当該申告若しくは当該連絡等をせず、又は当該申告若しくは当該連絡等の内容に虚偽があった場合、広域機関は予備電源契約を解除できる。

また、前述のとおり修繕費の事後的な増額は認めないが、応札価格に織り込まなかった修繕やそれに伴う試運転が発生した場合、応札価格の範囲内であれば、広域機関に事前連絡した上で、予備電源維持運用者の判断で追加的な修繕やそれに伴う試運転を行うことも可能とする。

13 休止状態に入るために必要な措置や制度適用期間に向けて必要となる措置。

14 休止措置に関連して必要となる修繕の中に、例えば、電源の防錆措置としての窒素封入費用が含まれる。また、機器の修繕の完了を確認をするために必要な試運転や電気事業法第 55 条に基づく定期自主検査に伴う試運転など修繕・定期自主検査に伴う試運転に限り、必要な費用を修繕費に含むことも可能とする。また、試運転に必要な燃料の見積りに用いる燃料市況価格の種類等は、当該電源を応札した事業者が過去に当該電源用の燃料を購入した際と同等であることを基本とする。

15 系統連系受電契約を結ぶ一般送配電事業者が、電源の系統への逆潮流の実績がなく不使用月と判定

法人税	当該電源の休止状態の維持によって得られる収益に対して発生する法人税の額
休止維持費	当該電源の休止状態の維持のために必要となる費用[16]（ただし、固定資産税、人件費、発電側課金、法人税を除く）
燃料関係費用	当該電源（石油火力に限る。[17]）のためにあらかじめ保管しておく燃料等[18]の購入に係る費用（応札時の燃料市況価格に基づく燃料単価の見積り[19]×保管予定である燃料の量[20]）
事業報酬	本制度に係る総営業費用相当額[21]×当該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

予備電源の応札価格に織り込むことが認められたコストのうち、容量市場の応札価格に織り込まれたコストと重複するものは、当該電源の容量市場の応札価格[22]との関係がコスト別に以下のとおりになっている必要がある。

①修繕費、固定資産税、事業税（収入割）等：当該電源の容量市場における応札価格に織り込まれたコストと同額以下[23]

②人件費、発電側課金等：当該電源の容量市場における応札価格に織り込まれたコストから一定割合を減じた額エラー! ブックマークが定義されていません。

（３） 応札価格の監視方法

監視等委は、応札の受付期間終了後に、落札候補となる案件について、当該案件を応札した事業者に対し、応札価格の算出方法及び算出根拠についての説明を求める。説明を求められた事業者はこれに速やかに応じ、資料の提出を行う。

事業者による説明等に基づいて、監視等委は、応札価格に織り込まれた各コストが３.（２）において定められた算出ルールに則って算出されているかを監視する。

した場合、発電側課金（kW 課金）は半額となる。

16 例えば、電源の防錆措置のために封入した窒素の圧力が経時的に低下した場合に行う、窒素の追加圧入措置が含まれる。

17 詳細は４．に後述。

18 当該電源のためにあらかじめ保管しておく燃料に加え、燃料タンクの加温に用いる燃料を指す。

19 見積りに用いる燃料市況価格（大手石油元売事業者が公表している産業用Ｃ重油の公示価格等）の種類等は、当該電源を応札した事業者が過去に当該電源用の燃料を購入した際と同等であることを基本とする。

20 短期立ち上げの予備電源の立ち上げプロセスを kW 公募と仮定し、本制度のリクワイアメントを満たす必要最低限の量として、kW 公募２回分の発動回数の要件を満たせる量にデッド分や起動に要する分の燃料を加味した量とする。

21 予備電源の制度適用期間分の営業費用（応札価格に織り込んだコストをいう。）を指す。ただし、燃料関係費用、事業報酬の発生に伴う法人税相当分、その他の税金分は、この総営業費用相当額には含めない。

22 当該電源が選択した予備電源の制度適用期間を実需給年度とする容量市場において、当該電源が不落札かつ監視対象だった場合は、その応札価格を参照する。他方、当該電源が不落札だったが監視対象外だった場合、又は未応札だった場合は、当該電源の過去の修繕等の実績値等を参照する。

23 容量市場への応札価格を上回った物価上昇等の織り込みは原則認めないが、容量市場の応札時点から本制度の応札時点までの実績値を合理的に反映させるなど、事業者による合理的な説明が可能となっている場合に関しては、上記の監視を柔軟に運用することもあり得る。

（４） 応札価格の監視結果

監視等委は、監視の結果、個別の費用項目について応札価格に織り込むことが認められない金額があった場合には、事業者及び広域機関に対してその旨を通知する。事業者はこれを反映した応札価格を再度算定[24]し、監視等委の確認を経た上で、その金額を応札価格とし、通知のあった日から１４日以内に、広域機関に応札価格の修正を申し出る。ただし、事業者は、監視等委から応札価格に織り込むことが認められない金額の通知があった日から１４日以内であれば、広域機関に対して応札の取下げを申し出ることができる。

監視等委は、応札の取下げによって追加的に監視が必要となった場合には、新たに落札候補となった案件について監視を行う。

４．石油火力の燃料関係費用の考え方

（１）応札時の価格規律

本制度では、短期立ち上げの石油火力に限り、立ち上げが決まってからの燃料の確保が難しい場合は、発電所等のタンクにあらかじめ必要最低限の燃料を保管しておくための燃料関係費用を応札価格に織り込むことを認める。当該燃料関係費用は、３．（２）に記載のとおり「応札時の燃料市況価格に基づく燃料単価の見積り[エラー！ブックマークが定義されていません。]×保管予定である燃料の量[エラー！ブックマークが定義されていません。]」による算出を求める。

（２）応札時から購入時までの燃料市況価格変動の精算

応札時から実際の燃料購入までに燃料単価が変動した場合は、燃料単価の変動を反映すべく、応札時の燃料関係費用に対して精算を行う。その際、広域機関は、応札時の燃料関係費用に代えて、「購入時の燃料単価×応札時に届け出た燃料の量」により算出した燃料関係費用が予備電源維持運用者に支払われるよう、電源入札等補填金の額を調整する。

「購入時の燃料単価」には、仮に応札時の燃料市況価格に基づく燃料単価の見積りに購入時の燃料市況価格を反映した値より高い燃料単価で燃料を購入した場合、応札時に届け出た燃料市況価格の変動のみを反映する。一方、応札時の燃料市況価格に基づく燃料単価の見積りに購入時の燃料市況価格を反映した値以下の燃料単価で燃料を購入した場合は、当該燃料単価を「購入時の燃料単価」として精算する。

（３）立ち上げプロセスでの稼働に要した燃料費相当分の精算

燃料関係費用を応札価格に織り込んだ短期立ち上げの予備電源が立ち上げプロセスを経て稼働した場合、稼働に要した燃料費相当分を「購入時の燃料単価（＝４．（２）に則って精算した後の燃料単価と同値）×立ち上げプロセスでの稼働で消費した燃料の量」によって算出し、当該燃料費相当分が広域機関に全額還付されるよう、広域機関から予備電源維持運用者に支払う電源入札等補填金の額を調整する。

---

[24] 事業報酬や事業税（収入割）、法人税も再度計算を行い、反映する。

（4）制度適用期間終了後又は制度適用期間中に応札を求められた立ち上げプロセスによる稼働終了後[25]に残った燃料の扱い

応札価格に燃料関係費用を織り込んだ電源について、当該費用を用いて購入した燃料が、制度適用期間終了後又は制度適用期間中に応札を求められた立ち上げプロセスによる稼働終了後エラー! ブックマークが定義されていません。に残った場合、予備電源維持運用者は１年程度以内に残った燃料を用いた売電又は燃料転売を行い、得られた収益（＝売電又は燃料転売による収入－諸費用[26]）の９割を還付する必要がある。この際、売電又は燃料転売に当たって追加の費用が必要となった場合でも、広域機関はその費用の支払を行わない。

収益の算出元となる売電又は燃料転売による収入と諸費用の双方について、予備電源維持運用者が価格を不当に操作しないことが求められる。具体的には、売電又は燃料転売による収入は不当に低くない水準[27]である必要がある。また諸費用は、過去の実績等と照らして過大に計上しないことが求められる。

なお、収益を得られなかった場合についても、意図的に還付額を減らそうとしていないことが求められる。

５．応札価格の修繕費に織り込んだ試運転に伴う収入の還付の考え方

（1）試運転に伴う収入の精算

応札価格の修繕費に修繕・定期自主検査に伴い実施する負荷を伴う試運転に係る費用を織り込んだ電源について、当該費用を用いて実施した試運転に伴い収入が生じた場合、予備電源維持運用者は得られた収入（＝売電による収入）の９割を還付する必要がある。

収入の算出元となる売電収入について、予備電源維持運用者が価格を不当に操作しないことが求められる。具体的には、売電による収入は不当に低くない水準[28]である必要がある。

---

[25] 制度適用期間終了後に、制度適用期間中に応札を求められた立ち上げプロセスによる稼働が終了した場合に限る。

[26] 売電の場合、当該電源の立ち上げや維持に要する費用を想定。燃料転売の場合、燃料払出設備の設置等に要する費用を想定。

[27] 燃料の処理方法に応じて、例えば以下のとおりとする。

・売電の場合：その時点におけるスポット市場価格と同等の水準であることを求める。

・燃料転売の場合：複数の事業者と販売交渉を行う等、燃料市況価格に近い水準での転売を試みることを求める。

[28]例えば、その時点におけるスポット市場価格と同等の水準であることを求める。

次世代電力･ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会

直近の開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日	(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	(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	(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	(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	(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	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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 (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	(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	(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	(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	(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	(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	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(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	(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	(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	(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	(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 (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	(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	(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	(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	(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	容量市場について
第 46 回	令和 3 年 1 月 25 日	容量市場について
第 47 回	令和 3 年 3 月 1 日	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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 8 月 5 日	(1)ベースロード市場について (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	(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	(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	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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	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 (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	(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	(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	(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	(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	(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	(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	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 (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	(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	(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 5 年 4 月 26 日	(1)高度化法義務達成市場について (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	(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)高度化法義務達成市場について
第 80 回	令和 5 年 6 月 6 日	第十二次中間とりまとめ(案)について
第 81 回	令和 5 年 6 月 21 日	(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 (4)第十一次中間とりまとめ等に関するパブリックコメントについて (5)長期脱炭素電源オークションについて
第 82 回	令和 5 年 7 月 7 日	第十三次中間とりまとめ(案)について
第 83 回	令和 5 年 7 月 31 日	(1)需給調整市場について (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 84 回	令和 5 年 9 月 11 日	(1)高度化法第一フェーズ中間達成状況の評価について (2)非化石価値取引について (3)予備電源について (4)需給調整市場について (5)ベースロード市場について
第 85 回	令和 5 年 10 月 13 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)非化石価値取引市場 2022 年度監視結果の報告 (4)高度化法義務達成市場について
第 86 回	令和 5 年 11 月 29 日	(1)予備電源について

		(2)非化石価値取引について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)需給調整市場について (5)ベースロード市場について
第 87 回	令和 5 年 12 月 25 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (3)ベースロード市場について
第 88 回	令和 6 年 1 月 31 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)第十四次中間とりまとめ(案)について
第 89 回	令和 6 年 2 月 28 日	(1)予備電源について (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)ベースロード市場について (6)第十五次中間とりまとめ(案)について
第 90 回	令和 6 年 3 月 22 日	(1)非化石価値取引について (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)ベースロード市場について (5)第十六次中間とりまとめ(案)について
第 91 回	令和 6 年 4 月 22 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について (3)第十七次中間とりまとめ(案)について
第 92 回	令和 6 年 5 月 10 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)需給調整市場について
第 93 回	令和 6 年 5 月 27 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)需給調整市場について (3)予備電源について
第 94 回	令和 6 年 6 月 28 日	(1)需給調整市場について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)ベースロード市場について (4)第十八次中間とりまとめ(案)について
第 95 回	令和 6 年 7 月 23 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について

第 96 回	令和 6 年 9 月 27 日	(1)需給調整市場について (2)非化石価値取引について (3)ベースロード市場について (4)容量市場について
第 97 回	令和 6 年 10 月 30 日	(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)需給調整市場について
第 98 回	令和 6 年 12 月 24 日	(1)需給調整市場について (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 (5)第十九次中間とりまとめ(案)について
第 99 回	令和 7 年 2 月 5 日	(1)容量市場について (2)予備電源について
第 100 回	令和 7 年 2 月 26 日	(1)非化石価値取引について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)容量市場について (4)予備電源について (5)ベースロード市場について
第 101 回	令和 7 年 4 月 1 日	(1)非化石価値取引について (2)間接送電権について (3)ベースロード市場について (4)容量市場について (5)予備電源について (6)第二十次中間とりまとめ(案)について
第 102 回	令和 7 年 4 月 23 日	(1)容量市場について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)非化石価値取引市場について (4)第二十一次中間とりまとめ(案)について
第 103 回	令和 7 年 5 月 28 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)需給調整市場について (3)予備電源制度について
第 104 回	令和 7 年 6 月 23 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて

※網掛け回は第二十一次中間とりまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築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 7 年 6 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	東京科学大学　工学院　准教授
小宮山　涼一	東京大学大学院工学系研究科　教授
曽我　美紀子	西村あさひ法律事務所・外国法共同事業 パートナー　弁護士
武田　邦宣	大阪大学　理事・副学長
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　教授
又吉　由香	SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部 マネジング・ディレクター
松村　敏弘	東京大学社会科学研究所　教授

次世代電力･ガス事業基盤構築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７年６月現在）

今井　敬	電力広域的運営推進機関　企画部長
加藤　英彰	電源開発株式会社　取締役常務執行役員
國松　亮一	一般社団法人日本卸電力取引所　企画業務部長
小林　総一	出光興産株式会社　専務執行役員
齊藤　公治	関西電力株式会社　執行役員 エネルギー･環境企画室長
斎藤　祐樹	株式会社エネット　取締役　経営企画部長
佐々木　邦昭	イーレックス株式会社　小売統括部長
佐藤　英樹	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
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
渡邊　崇範	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長

（関係省庁）

環境省