

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会  
第十八次中間とりまとめ

令和6年8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
(1) 背景	4
(2) 2023 年度オークション結果総括	5
(3) 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制度的供出量	8
(4) 2024 年度オークションにおける市場範囲	11
(5) 2025 年度受渡し分における値差補填・徴収の閾値	13
(6) 2026 年度受渡し分以降における値差への対応について	13
(7) 今後の方向性について	14
2. 2. 長期脱炭素電源オークション	15
(1) 背景	15
(2) 第2回入札に向けた制度の見直し	17
①初回入札の結果を踏まえた制度の見直しに向けた基本的な考え方	17
②対象	18
③募集量	26
④入札価格の在り方	30
⑤上限価格	33
⑥リクワイアメント・ペナルティ等	43
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	45
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	53

## 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<sup>1</sup>（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 18 回目の中間とりまとめとなる。

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。

---

<sup>1</sup> 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。)<sup>2</sup>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。

市場創設以降も制度の検討は進み、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。そして、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。

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 2023 年度は大きく下落している。その中でも、約定率は従前と比較して高く推移している状況にある。これは、買手・売手の応札価格の目線が合ってきていることも一つの要因として挙げられる。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

<sup>2</sup> 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。

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においては、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。

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、2023 年度のオークション結果を振り返るとともに、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制度的供出量や、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) 2023 年度オークション結果総括

2023 年度オークションにおける約定量は、合計 90.0 億 kWh と過去最大の約定量となった 2022 年度を僅かに下回る結果となった。(2019 年度約定量の 1.92 倍、2020 年度約定量の 3.09 倍、2021 年度約定量の 1.37 倍、2022 年度約定量の 0.95 倍)。

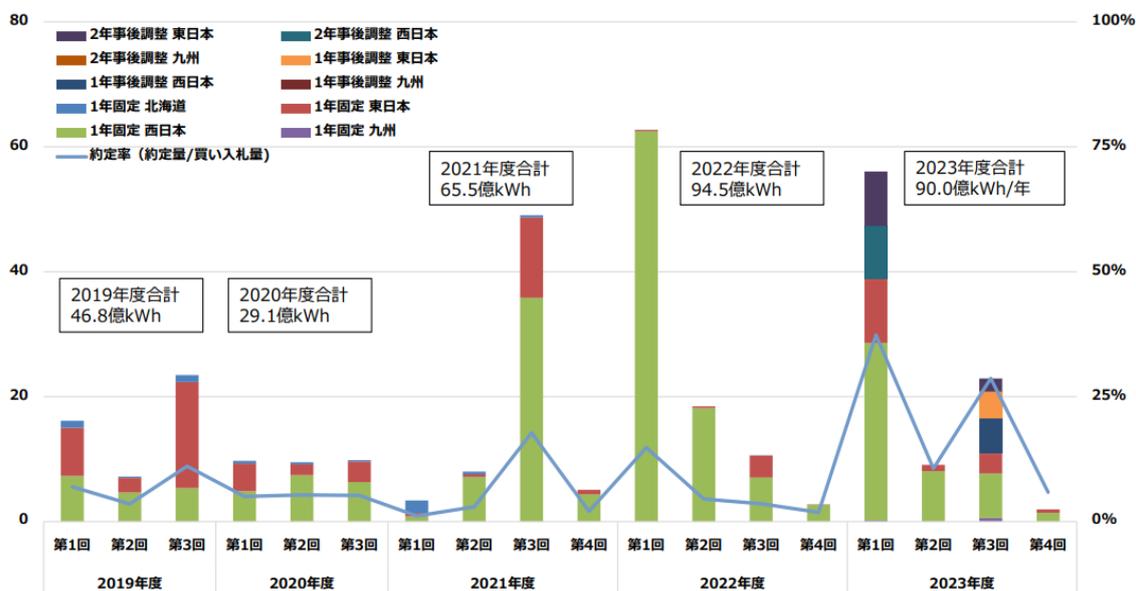
2022 年度オークションでは、西日本エリアにて全エリア年間総約定量の 95%を占める約定となる等、市場範囲によって約定量に大きく差が生じたものの、2023 年度オークションにおいては、西日本エリア(2023 年度より市場分断された九州エリアを除く)における年間総約定量は 59.1 億 kWh と、全エリア年間総約定量の約 66%にとどまった。残りの 33%は東日本エリア(30.0 億 kWh、2023 年度より統合された北海道エリア含む。)、1%は 2023 年度より新しく市場分断された九州エリア(0.8 億 kWh)での約定となった。

商品毎に見ると、1 年商品・固定価格取引の年間総約定量が 60.7 億 kWh と、全体の 67%を占めており、残りの 11%は 1 年商品・事後調整付取引(11.0 億 kWh)、21%は 2 年商品・事後調整付取引(19.3 億 kWh)となった。

回毎に見ると、第 1 回での約定が全エリア合計 56.0 億 kWh と、全体の 62%を占めており、昨年と同様第 1 回での約定が一番多い結果となった。残り 10%は第 2 回(9.1 億 kWh)、25%は第 3 回(22.9 億 kWh)、2%は第 4 回(2.0 億 kWh)となった。

約定率については、例年と比較して高い水準を 2023 年度は記録しており、買手・売手の応札価格の目線が擦り合ってきている様子もうかがえる。一定量の取引の存在や取扱商品の増加により、市場としての流動性も出てきている。

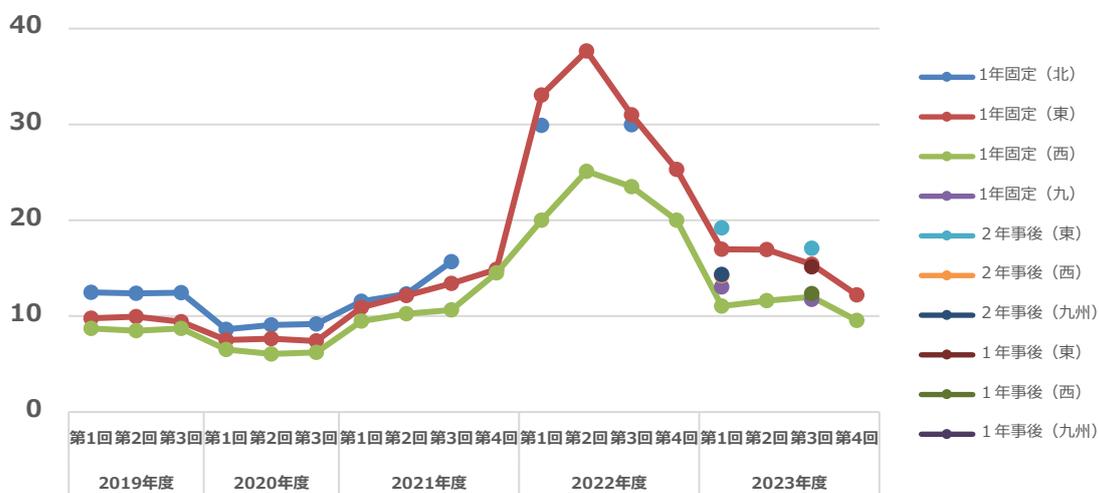
(参考図 2-1)BL 市場の約定量(商品・エリア別・回数別)及び約定率



また、2023 年度オークションでは、2022 年度と比較して燃料費が下落したことを受け、約定価格は前年度と比較して全エリアで下落している。一方で、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 9.6~12.0 円/kWh であったことに対し、東日本エリアは 12.2~17.0 円/kWh となり、市場範囲により価格に差が生じる状況は 2022 年度と同様に続いた。

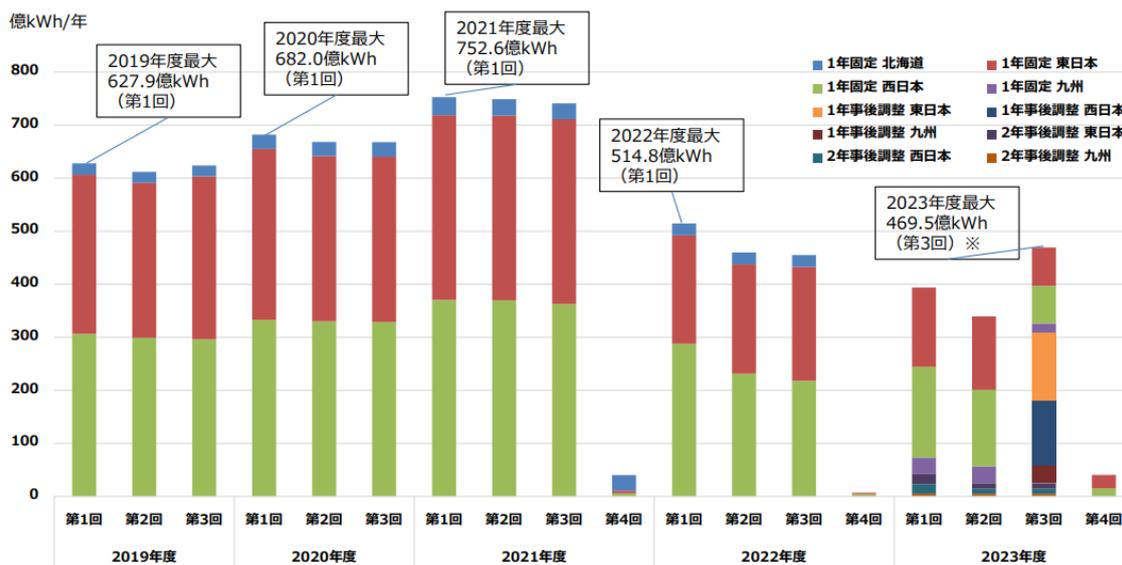
なお、2023 年 12 月 26 日に電力・ガス取引監視等委員会より公開された 2023 年度第 3 回オークション監視結果にて、大規模事業者のうち 1 社においては燃料費の価格変動リスクの見積り手法についてガイドラインに定められた算定手法とは認められないことが確認された。

(参考図 2-2)BL 市場の約定価格の推移(商品・エリア別・回数別)

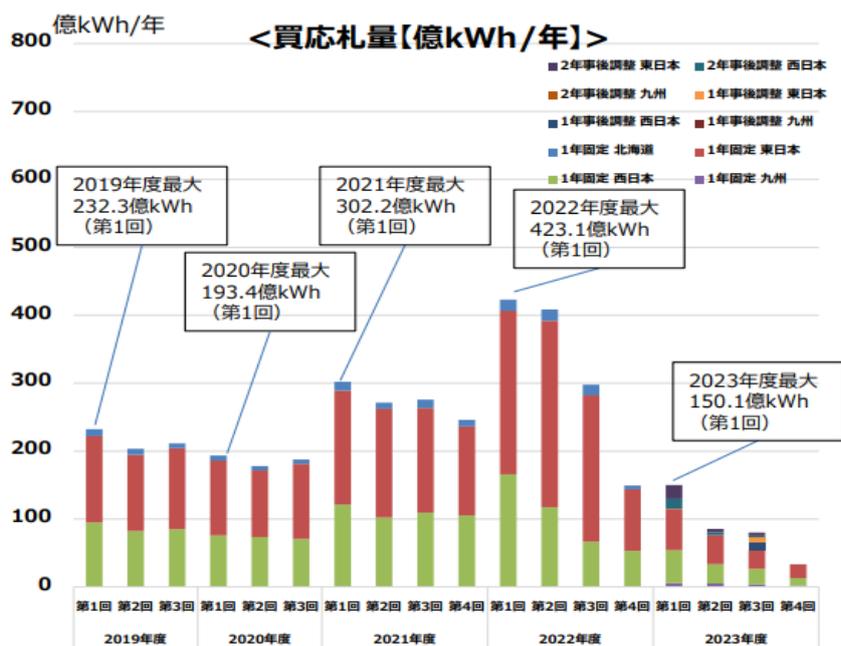


売入札量については、2022 年度と比較し減少した。これは、前年度と比較し、適格相対契約量の増加、常時バックアップの利用量の増加によって、制度的な供出量の控除量が増加したことが主要因として考えられる。一方で、2023 年度においては、第 3 回にて最大量の売入札が入っている。これは、このタイミングで1年商品・事後調整付取引の取扱いが始まり、1年商品・固定価格取引の未約定分が売応札として再投入されたことによる。また、買入札量についても、2022 年度と比較して減少し、2023 年度は最も少ない結果となった。

(参考図 2-3) 売入札量の推移

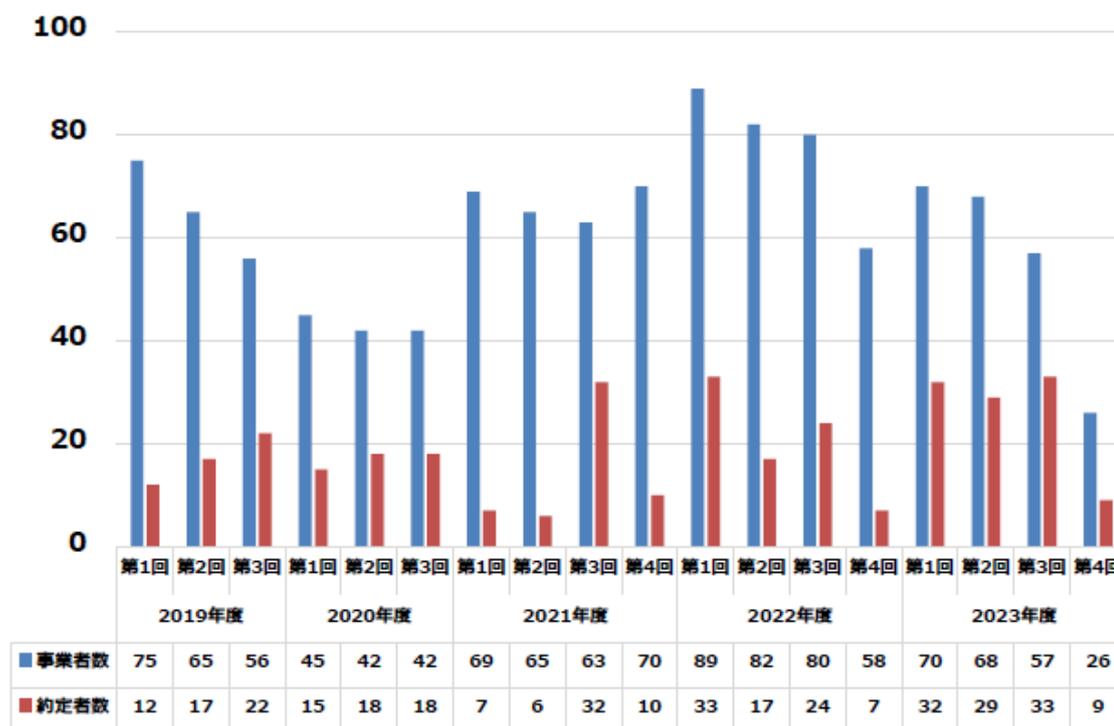


(参考図 2-4) 買入札量の推移



買手の応札事業者数については 2022 年度と比較して総じて減少した。一方で、約定事業者数は 2022 年度と比較して総じて増加している。前述の通り、年間通して約定率が高く推移したことを受けたものであり、より多くの新電力事業者にベースロード電源が行き渡ったことを示している。

(参考図 2-5)買手事業者数と約定事業者数の推移



### (3) 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制度的供出量

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。

控除に関しては、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、これまで検討が行われてきた。そして、第 76 回、第 77 回制度検討作業部会においては、適格相対契約や、常時BUについて、内外無差別な卸売の取組の進捗状況に応じて、見直しを行うことが示された。

また、第 86 回制度設計専門会合では、2023 年度受渡しの相対卸契約について、エリア毎に旧一般電気事業者各社の内外無差別な卸売の取組の進捗評価が行われ、一部は内外無

差別的な卸売が担保されていると評価された。

こうした BL 市場を取り巻く環境変化等を踏まえ、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制度的供出量について改めて検討を行った。

(内外無差別が担保された後の制度的供出量の考え方)

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いては、新電力が旧一般電気事業者の小売部門と同様に、BL電源を利用できる環境へと改善している可能性があると考えられる。

一方で、内外無差別な卸売の取組による小売競争の活性化具合や、新電力シェアの傾向、新電力側から見たBL市場を通じたBL電源へのアクセス性確保の必要性については、確認・検証が必要となる。

こうしたことから、BL 市場での調達・売買実績が多い新電力及び旧一般電気事業者(グループ会社を含む)を対象に、内外無差別が担保された後に制度的措置の緩和・撤廃を想定するうえで、BL 市場へ求めるニーズ等について、ヒアリング・アンケートを実施した。

その結果、多くの新電力からは、電源へのアクセス環境が改善することから、内外無差別な卸売が担保されていると評価された場合、BL 市場への制度的供出量が減少することに違和感はないと回答があった。その一方で、小規模新電力が参入できるアクセス性の容易性や、相対卸契約への急激な移行への懸念から、制度的措置の緩和・撤廃には、移行期間や制度的措置の残存を希望する意見が多かった。また、内外無差別な卸売が担保されていると評価されたとしても、小売の価格競争や、与信の困難さから、電源へのアクセスができないのではないかという懸念から、引き続き BL 市場からの調達を望む回答があった。

一方、旧一般電気事業者からは、内外無差別な卸売が担保されていると評価された場合は、即時制度的措置の撤廃を希望し、BL 市場に供出していた分の電力については、自社の相対卸契約に移行したいといった回答のほか、制度的措置がなくなった後も、販路の一つとして BL 市場を活用する可能性があるとの回答があった。

また、内外無差別な卸売へ全量供出できないことによるアクセスの阻害や、BL 市場の結果をまって相対契約交渉が始まるなど、制度的措置があることで、大規模発電事業者の卸売に一部弊害が生じている可能性もある。

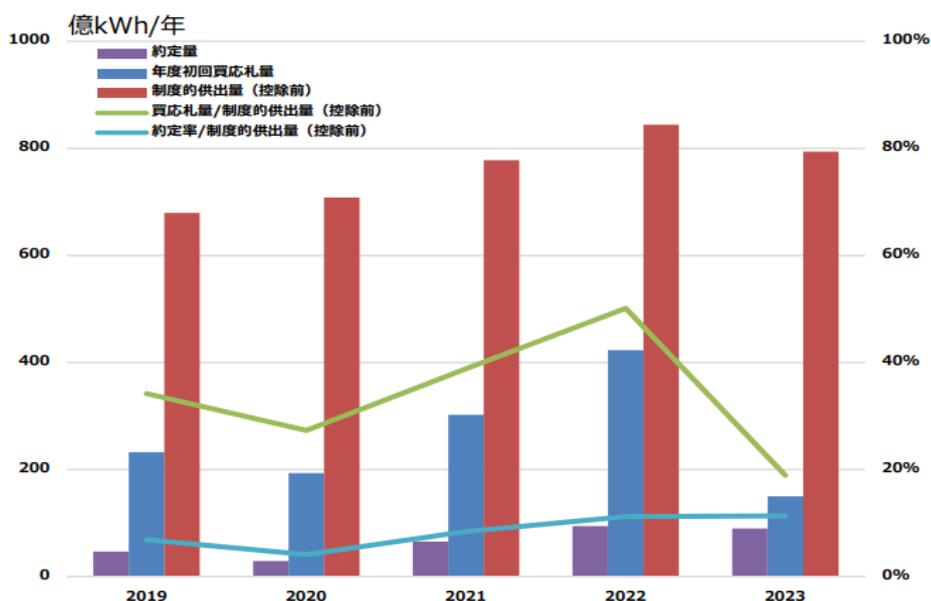
これらを踏まえると、内外無差別な卸売が担保されていると評価されたエリアにおいては、制度的措置を緩和していくことは妥当である一方で、BL 市場での取引を一定量確保する必要もある。

そこで、BL 市場のアクセスを確実に担保したうえで、より取引を柔軟にできるように、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限り、現状の適格相対契約控除の上限値を緩和することとした。

(内外無差別が担保された後の適格相対契約控除量)

過去のBL市場の取引状況は、売札に対し、買札が少ない傾向が続いており、控除前の制度的供出量と比較すると買札は約 20~50%程度、約定量については5~12%程度であることから、制度的供出量が 20%程度であれば、売札量が約定量を上回り、買札と同等量が市場に応札されるため、市場の流動性に与える影響は少ないと考えられる。

(参考図 3-1)制度的供出量(控除前)、買応札量、約定量



制度的供出量が 20%程度になるよう控除量上限値を求めたところ、上限値 70%であれば、制度的供出量(控除前)全体の約 21%程度が1年商品・固定価格取引に供出されることとなり、こうしたことから、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量の控除上限は 70%とされた。また、控除上限については引き続き、取引状況の検証を行い、全量控除の可能性を目指し検討していくこととされた。

(参考図 3-2)制度的供出量(控除前)、買応札量、約定量

適格相対控除上限 (%)	30現状	50	60	70	80	90
①制度的供出量(控除前)	100	100	100	100	100	100
②(①×上限) 適格相対控除量×全量控除の場合	30	50	60	70	80	90
③(①-②) 制度的供出量(商品毎配分前)	70	50	40	30	20	10
④(③×30%) 長期相対契約量×全量控除の場合	21	15	12	9	6	3
⑤(③-④) 制度的供出量(控除後)	49	35	28	21	14	7

なお、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ついては、常時バックアップは廃止されるものの、過年度において常時バックアップに供出していた分は相対契約控除へ移行すると考えられる。このため、常時バックアップが廃止されたとしても、適格相対控除枠が70%まで拡大することで不利になることはないと考えられる。

#### (4) 2024 年度オークションにおける市場範囲

BL市場については、スポット市場を介して電気の受渡しを行っているため、スポット市場においてエリア分断が発生した場合に生ずる値差の影響を受ける。そこで、BL 市場の創設に際しては、エリア間の分断発生や値差の発生状況を踏まえ、北海道、東日本、西日本の3つの市場範囲を設定した。

エリア間値差については、事業者自らが間接送電権を購入することにより対応できるようになっているところであるが、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、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 年度にエリア間値差が拡大し、売手においては費用を適切に回収できないリスク、買手において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月に値差の清算を導入し、2022年度7月以降及び2023年度の受渡し分に適用した。なお、2022年度の値差清算については、受渡し期中に導入したことから値差損による補填のみを行うとし、以降の値差清算は値差損益に対し補填・徴収を行うこととした。

そして、間接オークションの経過措置の影響が残る2025年度までの受渡し分については、2026年度以降と切り分けて検討することとされ、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ることとし、それでもなお発生する閾値以上の値差については清算する方向とした。

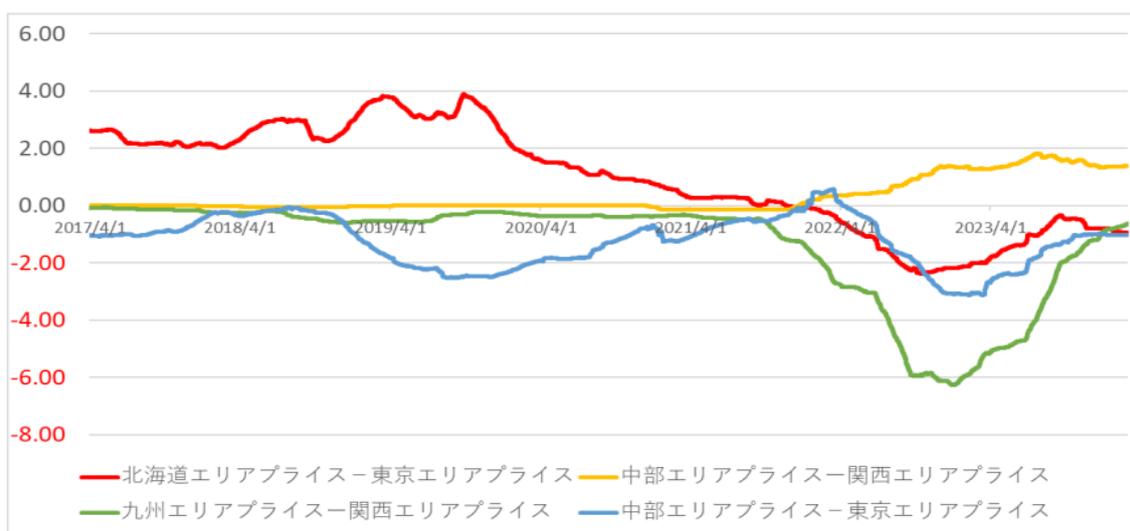
2025年度受渡し分までのBL市場においては、毎年度オークション前に市場範囲を見直すこととしており、第71回制度検討作業部会において分断値差発生率・分断値差に関する条件の双方を充足するエリア間で市場範囲の分割を行うことが提示された。2024年度受渡し分については、九州-中国間の大きなエリア間値差の発生状況等を踏まえ、市場範囲を東日本、西日本、九州の3つとした。

(参考図 4-1)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 年度受渡し分の市場範囲を検討するにあたり、2023 年 3 月～2024 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、分断値差発生率・分断値差に関する条件の双方を充足するエリアはなかったものの、分断値差発生率について、2022 年度と比較して東京-中部間と同水準、中部-関西間では 2022 年度を上回る水準となっており、分断条件に該当していた。

(参考図 4-2)エリア間値差実績



また、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）であったとして値差を試算したところ、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ものの、北陸・関西以西のエリアになると値差は最大3円/kWh 程度まで引き上がることが想定された。

(参考図 4-3)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>  
(2023年3月～2024年2月)

エリア	基準エリア	値差 (円/kWh)
北海道	東京	-0.92
東北	東京	-0.95
東京	東京	0
中部	東京	-1.03
北陸	東京	<b>-2.33</b>
関西	東京	<b>-2.43</b>
中国	東京	<b>-2.48</b>
四国	東京	<b>-2.63</b>
九州	東京	<b>-3.06</b>

<現在の市場範囲における値差>  
(2023年3月～2024年2月)

エリア	基準エリア	値差 (円/kWh)
北海道	東京	-0.92
東北	東京	-0.95
東京	東京	0
中部	関西	1.39
北陸	関西	0.10
関西	関西	0
中国	関西	-0.06
四国	関西	-0.20
九州	九州	0

この点、第 71 回制度検討作業部会では、定量的な判断基準に加え、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あたり考慮すべき事象がある場合には、こうした事情を踏まえて検討することが必要と整理されている。また、値差の拡大の可能性があるなかで、分断値差発生率・分断値差の条件をそのまま適用することは制度の継続性の観点から慎重な判断が必要であるほか、頻繁な見直しは市場の予見性低下につながりかねない。

こうしたことから、2024 年度オークションの市場範囲については、2023 年度と同様に、東日本、西日本、九州の3つに分割することとした。

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) 2025 年度受渡し分における値差補填・徴収の閾値

2025 年度受渡し分については、2023 年度受渡し分・2024 年度受渡し分と同様に、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が行われる。

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。

前年と同様に商品毎に全エリアの閾値の加重平均を算出したところ、大きな差は生じず、どの商品においても約 10%といった結果になったことから、2024 年度オークション(2025 年度受渡し分)における値差補填及び徴収の閾値は 10%とすることとされた。

#### (6) 2026 年度受渡し分以降における値差への対応について

間接オークションの経過措置の影響により間接送電権の発行量は制限されている状況にあるが、2026 年度以降は増加が見込まれる。

この点、市場分断時における市場間値差をヘッジする商品として間接送電権が導入されたことや、経過措置の影響が残る状況に鑑み値差清算が導入された経緯等を踏まえると、2026 年度受渡し分以降における値差への対応については、間接送電権による対応を基本とすることも考えられる。

こうしたことを踏まえつつ、値差への対応の判断に必要な検証を進めるため、旧一般電気事業者(グループ会社を含む)及びBL市場での調達・売買実績が多い新電力を対象に、2026 年度受渡し分以降における値差への対応に係る考慮事項等について、アンケートを実施した。

BL 市場における値差リスクに対し間接送電権を用いてヘッジすることに関して、事業者からは BL 市場との取引のタイミング・期間の不整合や、間接送電権の発行量・約定可能性等への懸念のほか、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。

こうした課題等を踏まえると、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は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、慎重な検討が必要であり、2025 年度オークションの実施に向けて値差清算や間接送電権の在り方等に係る検討を引き続き深めていくこととされた。

なお、2024 年度オークションで約定した2年商品については 2026 年度にも受渡しが生じることとなるが、入札時において値差への対応を明確にし、事業者の予見性を確保する観点から、2024 年度オークションで約定した2年商品については 2026 年度受渡し分にも値差清算を適用することとされた。

#### (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トイ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、内外無差別の進展状況等を踏まえ、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制度的供出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、2024 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、2025 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。

## 2. 2. 長期脱炭素電源オークション

### (1) 背景

長期脱炭素電源オークション(以下「本制度」という。)は、発電事業者の投資回収の予見性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促すことにより、2050年カーボンニュートラルを実現し、需要家に対して、脱炭素電力の価値を提供するとともに、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する。すなわち、発電事業者の予見可能性確保と需要家の利益保護を同時に達成することを目的として、2023年度より開始された。

初回入札は2024年1月に実施されたが、それに先立つ昨年10月には、電力・ガス基本政策小委員会において、中長期的な電源のゼロエミ化について議論が行われた。

この中では、2030年度のエネルギーミックスにおける非化石電源比率59%の達成に向けて、残された時間は僅かである中で、電源のゼロエミ化をより一層促進していくため、本制度の最大限の活用等の検討を進めていくこととされた。

これを受けて、本制度検討作業部会では、昨年11月から、本制度の第2回入札以降に向けた検討として、次のような具体的な課題について、検討を行った。

- 水素・アンモニア: GX 経済移行債を活用した初期支援に加えて、持続的な水素・アンモニア投資を支えるための制度の在り方
- 合成メタン: 合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の在り方
- CCS 付火力: 別途検討中の CCS 事業への政府支援策と長期脱炭素電源オークションとの関係や、CCS のコスト構造を踏まえた上限価格の在り方
- 原子力: 既設原子力の安全対策投資の扱い
- 水力: 既設水力の在り方

また、2024年4月には、初回入札の結果が以下のとおり公表された。

(参考図 5) 初回入札の募集量と落札容量



(参考図 6) 初回入札の約定結果

	約定総容量 (万kW)	約定総額 (億円/年)	還付※控除後の 約定総額 (億円/年)
脱炭素電源 (募集量400万kW)	401.0	2,336	過去3年平均 706  (過去5年の各年度 △43~1,560)
蓄電池・揚水 (募集上限100万kW)	166.9		
既設火力の改修 (募集上限100万kW)	82.6		
LNG火力 (募集量600万kW)	575.6	1,766	過去3年平均 △1,343  (過去5年の各年度 △3,163~1,062)

※過去3~5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に、還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

こうした初回入札の結果も踏まえ、第2回入札に向けた検討として、以下の検討項目(例)を例示し、制度の在り方の検討を行った。

(参考図 7) 第2回入札に向けた検討項目(例)

検討事項(例)	具体的な内容
募集量・ 募集上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 初回の脱炭素電源の募集量は400万kWとしたが、募集量を超える780万kWの応札があったことを踏まえ、第2回の募集量はどのように設定すべきか。</li> <li>● 初回の「既設火力の改修案件」の応札量は82万kWとなり、募集上限100万kWには到達せず、結果として、応札案件の全てが落札となったが、第2回の募集上限はどのように設定すべきか。</li> <li>● 募集上限を大きく超える応札があった「蓄電池・揚水」の第2回の募集上限はどのように設定すべきか。</li> <li>● LNG火力の3年間(2023~2025年度)の募集量600万kWのうち、初回で575万kWが落札したが、第2回の募集量をどのように考えるか。</li> </ul>
エリア偏在	● 初回の落札電源は、一定程度全国のエリアに配分されたと考えられるが、今後、偏りが生じるような場合に、どのような工夫が考えられるか。
上限価格	● 初回の落札電源は、ある程度様々な電源種が落札することになったが、第2回の上限価格の設定において考慮すべき点はあるか。
事業報酬・ 他市場収益の 還付	● 電源種毎に応札量のばらつきがみられたものの、募集量を大きく超える応札があったが、事業報酬率の税引前WACC5%の水準や、他市場収益の約9割の還付(事業報酬が1~2%程度増加※)について、どのように考えるか。 ※市場価格等一定の前提を踏まえた試算結果(次頁の右下を参照)
制度適用期間	● 運転開始から原則20年間としているが、「建設期間中の支払いが無い」との指摘もある中で、どのような対策が考えられるか。
落札後の 固定費変動	● 第2回入札から海外の上流固定費を対象にする場合、為替変動や海外の物価変動に対する制度上の仕組みがないことに対する指摘について、どのような対策が考えられるか。

本中間とりまとめでは、以上の検討結果をとりまとめる。

## (2) 第2回入札に向けた制度の見直し

### ①初回入札の結果を踏まえた制度の見直しに向けた基本的な考え方

初回入札では、全体の応札量が募集量 400 万 kW の約2倍となったが、募集上限のある既設火力の改修は、応札量が募集上限 100 万 kW を下回った。また、募集上限のない新設・リプレースは、応札全量が約定となった。今後、本制度を活用しつつ、脱炭素電源への新規投資を一層促進していく上では、一定の応札量を継続的に確保していくことが欠かせない。

そのためには、事業報酬率や他市場収益の還付率、上限価格の見直しなどにより、応札インセンティブを高めることが効果的である。

他方、これらの見直しは、需要家負担の増加に直結するほか、事業報酬率や他市場収益の還付率の見直しは、初回入札参加者との公平性の問題も生じ得る。

また、既設火力の改修と同様に 100 万 kW の募集上限が設定された揚水・蓄電池について、応札量が募集上限の5倍超となったことを踏まえると、現行のインセンティブは必ずしも不十分ではないと考えられる。

更に、水素・アンモニア混焼等に関する上限価格の引上げは、現時点での建設費諸元等を前提とする限り相当の引上げが不可欠となり、需要家の大幅な負担増につながる可能性が高い。

この点、募集量を引き下げれば負担の増加は抑制可能であるが、スモールスタートで開始した本制度において、募集量の引下げには慎重な対応が求められる。

このため、第2回入札で直ちに応札インセンティブを高めることはせず、応札インセンティブの在り方については、引き続き今後の課題とした。

なお、初回入札における揚水・蓄電池の多数の応札は、競争を通じて脱炭素電源への新規投資の効率化につながるものである。

他方、既設電源の改修等に比べて応札量が極めて多かったことからすると、例えば、最低入札容量など、相対的に応札のハードルが低かった可能性もある。また、蓄電池については、電源建設に比べて土地の確保や地元調整等の応札に向けた準備作業の負担が相対的に小さいほか、事業者によって準備状況にばらつきがあるとの指摘もある。

このため、競争条件を可能な限り共通化する観点から、特に蓄電池については、応札条件の見直しを検討することとした。

その上で、既設電源の改修を含めた各リソースの募集量・募集上限については、これから本格化する新たなエネルギー基本計画策定に向けた議論を見据えつつ、電力の安定供給及び脱炭素化の促進の観点から、最終的に判断することとした。

## ②対象

### (a) 水素・アンモニア

#### (a-1) 上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い

水素・アンモニアは、「価格差に着目した支援制度」や「拠点整備支援制度」と連携しながら、発電事業者の投資判断を促進する<sup>3</sup>こととしている。

具体的には、国内製造の場合は上流側の固定費も支援対象となっているが、海外で製造した水素・アンモニアを国内に輸送する場合には、陸揚げより上流側の固定費は（通常は燃料費として整理されることを踏まえ）本制度の支援対象外（「価格差に着目した支援制度」でカバーする）と整理している。

しかし、「価格差に着目した支援制度」は、パイロットサプライチェーンを2030年度までを目処に構築することを目的とし、2030年度までに供給開始が見込まれることを必須条件とする方向で検討が進められている。こうした中で、それ以降の後続サプライチェーンにも持続的な水素・アンモニアの導入を促進していくため、従来は、「価格差に着目した支援制度」においてカバーするものと整理していた上流側のコストのうち、固定費に当たる部分については、公平性の観点も考慮しつつ、支援の対象として再整理<sup>4</sup>することを検討した。

海外製造・海上輸送の場合の上流側の固定費として想定されるのは、次のような設備の建設費・維持費・事業報酬が想定される。

- 水素(アンモニア)製造設備
- 海上輸送船
- CO<sub>2</sub>分離・回収・貯留設備 ※ブルーの場合
- 再エネの発電設備 ※グリーンの場合

こうした設備は、本制度に応札する国内の発電事業者自身が直接海外において建設することは想定されず、現地法人が建設・維持することとなるが、国内の発電事業者の関与の仕方としては、次の2パターンが想定される。

- A) 海外における建設主体となる現地法人に出資<sup>5</sup>して、その現地法人から水素・アンモニアを直接購入する。
- B) 現地法人に出資せず、現地法人から直接又は商社等を介して、水素・アンモニアを購入する。

従来のLNGや石炭の調達の場合は、上記のA・Bのいずれの場合でも、上流の固定費は、燃料代の中に含まれ、従量料金の形で国内の発電事業者は負担しているものと考えられる。ただし、上流事業者（現地法人）は上流設備の投資回収を担保するた

<sup>3</sup> 第十一次中間とりまとめにおいて、海外で製造した水素・アンモニアを国内に輸送する場合には、陸揚げより上流側のコストは（通常は燃料費として整理されることを踏まえ）「価格差に着目した支援制度」でカバーすると整理した。

<sup>4</sup> これに伴い、上限価格も見直した。

<sup>5</sup> 通常は、海外の別の事業者との共同出資が想定される。

め、国内の発電事業者と長期契約を締結する場合には、「take or pay 条項」を定め、引取数量が減少した場合でも、一定の金銭負担を求めることがあり、国内の発電事業者は固定的な支払いが必要となる場合もある。

水素やアンモニアの調達に当たっては、黎明期はスポットマーケットがないため、長期契約によって調達する必要があるが、この場合、LNGと同様の「take or pay 条項」であったり、更には、本制度において上流固定費を応札価格に算入できることと整理した場合には、その分を基本料金として切り出し、2部料金制(基本料金+従量料金)の燃料調達契約とすることも考えられる。

したがって、燃料費として支払う費用のうち、「take or pay 条項」の対象引取量分の燃料費や、2部料金制における基本料金など、固定費と認められる合理的な説明があった部分については、本制度の応札価格(運転維持費のその他コスト)に算入することを認めることとした<sup>6</sup>。

なお、2部料金制における基本料金には、必ずしも上流固定費だけが含まれるとは限らず、上流の可変費(原料となる化石燃料の燃料費、運搬の燃料費等)が含まれることも考えられる。これについては、次の点を踏まえると、必ずしも問題としないと考えられる。

- ▶ 本制度における応札価格が高くなり、不落札リスクが高くなること
- ▶ 応札価格に固定費として算入した金額の分だけ、他市場収益の還付の計算における可変費が小さくなり、還付金額が大きくなる可能性があること

また、上記の整理は、水素・アンモニアの上流固定費に限った特別な整理ではなく、電源種・上流・下流、国内・海外問わず、他社との共用設備の費用負担の在り方に共通する整理と考えられることから、全ての電源種共通の整理とした<sup>7</sup>。

---

<sup>6</sup> こうして応札価格に算入することとした固定費分の燃料費については、他市場収益の還付の計算における可変費に計上することは認められない。(実際の燃料費から、応札価格に含めた固定費を引いた金額を、他市場収益の還付の計算における可変費に計上することとする。これにより、仮に燃料の転売があった場合には、他市場収益の還付に繋がる。)

<sup>7</sup> 国内の共用水素タンクの費用負担も、完全従量料金とする方法や、2部料金制とする方法もあり、いずれにせよ、固定費と認められる部分については、本制度の応札価格に算入できる。しかし、LNGはスポットマーケットが整備されており、需給の状況に応じて転売も想定されるため、特定の発電設備の固定費として認められる(特定の発電設備に完全に紐付く)ことは基本的には想定されない。一方で、LNGの長期契約の確保は重要であるため、本制度におけるLNGの燃料費の扱いについては、今後、燃料政策の在り方議論の際に検討することとし、第2回入札においては、LNGの燃料費は応札価格に算入できないこととし、上限価格にも上流固定費を加算しないこととした。

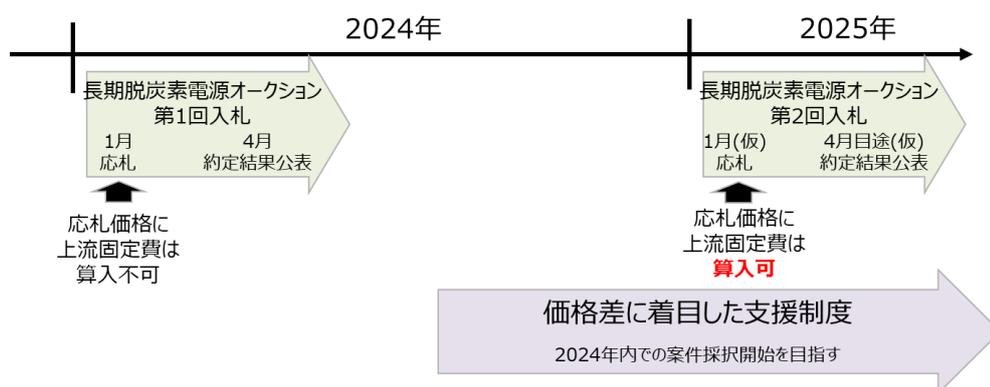
## (a-2) 事業者間の公平性

現行の仕組みにおいても、水素・アンモニアを国内製造する場合には、既に水素製造装置などは「本制度」と「価格差に着目した支援制度」の両方の支援対象となっている。

したがって、論点(a-1)において、上流の固定費を応札価格に算入可能とするのは、「価格差に着目した支援制度」の支援案件の決定後まで待つ必要はなく、本制度の第2回入札から適用することとした。

この場合、本制度の第2回入札より前に「価格差に着目した支援制度」の支援を受けることが決定した場合、上流固定費は「価格差に着目した支援制度」により支援され、当該案件は、本制度の第2回入札の応札価格に上流固定費を織り込まないため、「価格差に着目した支援制度」の非採択案件よりも相対的に競争上優位となる。これは、他の補助金制度の採択案件と非採択案件についての本制度における競争関係と同じであることから、許容することとした。

(参考図 8) 事業者間の公平性



## (b) 原子力

### (b-1) 既設原子力発電所の安全対策投資の扱い

原子力の新設・リプレースは、既に本制度の対象となっているが、既設原発の安全対策投資<sup>8</sup>の扱いについては、これまで整理されていなかった。

本制度は、投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度であり、現状でも既設揚水の大規模改修<sup>9</sup>や既設火力の脱炭素化のための改修は対象となっている。したがって、既設原発の安全対策投資に

<sup>8</sup> 東日本大震災後に導入された新規制基準に対応するための工事等

<sup>9</sup> オーバーホールを行い、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新する改修

ついても、オークションの対象とすることで投資回収の予見可能性を確保することは、本制度の趣旨に合致する。

また、本制度は、様々な脱炭素電源を対象とした電源種混合の競争入札であり、競争に勝った案件のみが支援対象になることから、オークションを通じて既設原発の安全対策投資も促していくことは、費用対効果の観点からも望ましい。

このため、既設原発の安全対策投資も、長期脱炭素電源オークションの対象とする方向で、具体的な対象範囲や上限価格等の詳細を、事業者間の公平性の観点も考慮しつつ、検討することとした。

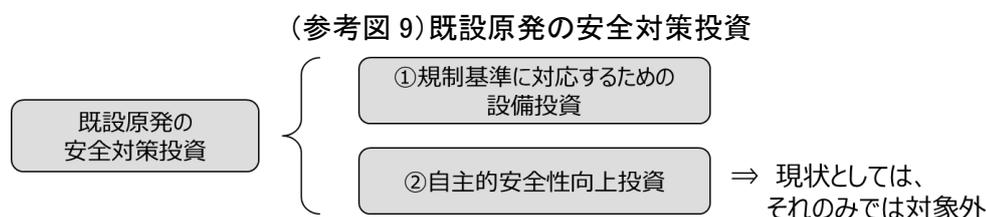
既設原発の安全対策投資とは、既設の原発の安全性を確保するために行う設備投資であり、大別すると、以下のA・Bが挙げられる。

- A) 原子炉等規制法に基づき定められる規制基準に対応するための設備投資
- B) Aの規制への充足に留まらず、自主的に安全性を向上させるために行っていく安全対策のための設備投資

本制度では、巨額の初期投資が必要な案件を対象としており、具体的には、脱炭素電源の新設・リプレース案件等のほか、既設揚水の大規模改修案件<sup>9</sup>を対象としている。

既設揚水の大規模改修案件を対象としているのは、投資金額が100億円程度となり一定程度巨額となるため、休廃止も含めた投資判断<sup>10</sup>が必要となることを踏まえたものである。

したがって、既設原発の安全対策投資を対象とするに当たっても、「投資金額が一定程度巨額となり、休廃止を含めた投資判断が必要となるような案件」に限定することが必要であり、こうした観点からは、Bの自主的安全性向上投資は、現状としては、これまで休廃止も含めた投資判断が必要となるような事例は生じておらず、少なくとも現状としては、Bのみで対象とすべき案件はないと考えられる。



一方で、Aの規制基準は、東京電力福島第一原発事故の教訓を踏まえ、2013年7月に最初の新規制基準が施行されたが、原子力の安全の追求に終わりはなく、新たな知見が得られ、規制への反映が必要と判断された場合には、バックフィットとして規制

<sup>10</sup> 投資をせずに発電所を休廃止とするか、投資を行って引き続き発電所を維持するか、いずれの選択肢をとるかという判断。

基準に反映され、既設原発にも適用されていくこととなるため、これまでに参考図 10 のとおり 13 件のバックフィットが実施されている。

こうした 13 件のバックフィット投資案件のうち、参考図 10 の 1 の「2013 年 7 月に施行された新規制基準に対応するための投資案件」は、投資金額が一定程度巨額となり、実際に一部の原発については廃炉に至った案件も存在することから、上記の「投資金額が一定程度巨額となり、休廃止を含めた投資判断が必要となるような案件」に該当すると考えられる。

(参考図 10)バックフィット事例一覧

バックフィット事例一覧		
番号	案件名	施行日等
1	新規制基準	2013.7.8 (実用炉) 2013.12.18 (サイクル施設)
2	電源系統の一相開放対策	2014.7.9 (実用炉) 2014.10.29 (再処理)
3	有毒ガス防護対策	2017.5.1
4	高エネルギーアーク損傷(HEAF)対策	2017.8.8
5	地震時の燃料被覆材の放射性物質の閉じ込め機能に係る措置	2017.9.11
6	地震時又は地震後に機能保持が要求される動的機器の明確化	2017.11.15
7	降下火砕物(火山灰)対策	2017.12.14
8	柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉の新規制基準適合性審査を通じて得られた技術的知見の反映	2017.12.14
9	溢水による放射性物質を含んだ液体の管理区域外漏えい防止対策	2018.2.20
10	火災感知器の設置要件の明確化に係る対応	2019.2.13
11	大山生竹テフラの噴出規模の見直し	2019.6.19
12	警報が発表されない可能性のある津波への対策	2019.7.31
13	震源を特定せず策定する地震動に係る標準応答スペクトルの取入れ	2021.4.21

原子力規制庁資料より引用  
(バックフィットの概要 令和5年3月9日)

したがって、第2回入札の対象に追加するのは「2013 年 7 月に施行された新規制基準に対応するための投資案件<sup>11</sup>」とし、今後、新たなバックフィットが行われた際や、巨額の自主的安全性向上投資が行われる際に、必要に応じて、本制度への対象の追加の必要性を検討することとした。

なお、A のその他のバックフィット投資案件や、B の自主的安全性向上投資は、そのみでは本制度の対象にはならないが、A の「2013 年 7 月に施行された新規制基準に対応するための投資案件」として本制度に参加する場合は、当該投資と併せて行

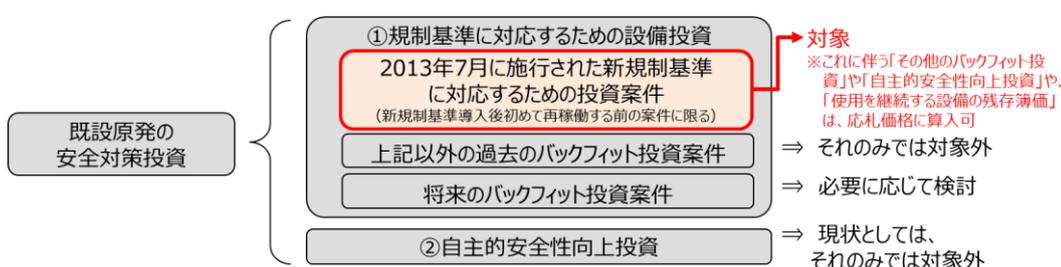
<sup>11</sup> 本制度は運転開始前の案件を対象としていることから、本件では新規制基準導入後初めて再稼働する前の案件が対象となる。

う A のその他のバックフィット投資や、B7の自主的安全性向上投資は、以下の点を踏まえ、応札価格に算入できることとした。

- ▶ 他市場収益の約9割は還付が必要となるため、応札価格に算入不可となれば、これらの投資の回収は不可能となり、投資できなくなる。
- ▶ 過度に応札価格に算入すれば不落札リスクが高まるため、無駄な投資を助長することにはならない。

また、既設揚水の大規模改修案件と同様に、使用を継続する部分の設備の残存簿価は応札価格に算入できることとした。

(参考図 11) 具体的な対象範囲

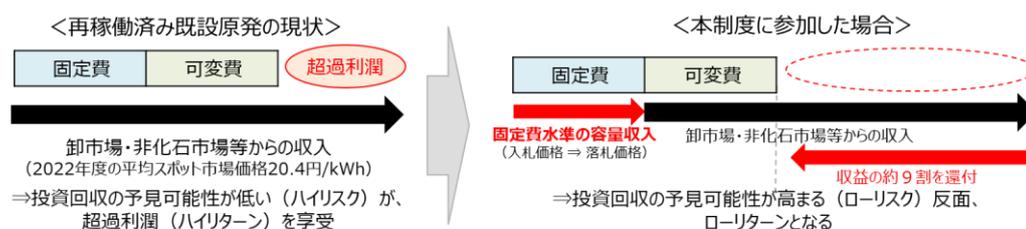


### (b-2) 事業者間の公平性

(b-1)の整理とした場合、既に再稼働した既設原発は本制度に参加不可となり、まだ再稼働していない既設原発は参加可能となるが、こうした事業者間の公平性については、以下の2点を考慮すれば、一定の公平性は確保されと考えられる。

- ▶ 本制度では固定費に対して支援を受けることでローリスクとなる代わりに、他市場収益の約9割の還付を求めることでローリターンとなることから、必ずしも収益性が改善する訳でもない。
- ▶ これまでに再稼働した既設原発も、今後、新たな知見が得られ、バックフィットとして規制基準に反映され、その追加された基準に対応するための投資案件が本制度の対象に追加された場合には、本制度に参加可能<sup>12</sup>となる。

(参考図 12) 事業者間の公平性



<sup>12</sup> その際は、過去に行った安全対策投資に係る残存簿価も応札価格への算入が可能。

(c) 一般水力

既設の水力発電所は、東日本大震災前から日本のエネルギーミックスの 10%弱を担ってきた重要なゼロエミ電源である。

水力のうち、一般水力(自流式・貯水式)は、FIT/FIP 制度において3万 kW 未満の新設・リプレース案件を対象とし、長期脱炭素電源オークションでは 10 万 kW 以上の新設・リプレース案件を対象として、投資促進を図っている。

また、揚水は、蓄電池と同様に変動再エネの調整力として重要性が増していることから、蓄電池と同じ競争条件とするべく、本制度では最低入札容量を3万 kW<sup>13</sup>と低めに設定し、新設・リプレース及び大規模改修案件<sup>9</sup>を対象としている。

今後も、水力発電を我が国における重要なゼロエミ電源として位置付けていくためには、3万 kW 未満の中小一般水力は、開発できる地点が多く残されており、FIT/FIP 制度を通じて新規地点の開発を着実に進めていく必要がある。

一方で、3万 kW 以上の大規模一般水力については、既に多くの地点で開発が進められ、新たなダムを建設できる場所は限定的であることから、既設の水力発電所を長期間有効活用していくことが重要である。このため、3万 kW 以上 10 万 kW 未満の一般水力の新設・リプレース案件を新たに対象に追加することについて、検討することとした。

(参考図 13)一般水力、揚水における各制度の対象範囲

	中小水力 (3万kW未満) ※新規開発できる余地あり	大規模水力 (3万kW以上) ※新たなダムは限定的。既設の維持が重要
一般水力 (自流式・貯水式)	FIT/FIP	10万kW以上 長期脱炭素電源オークション
揚水		3万kW以上 長期脱炭素電源オークション

我が国に存在する一般水力(自流式・貯水式)のうち、3万 kW 以上 10 万 kW 未満の容量を有するものは 753 万 kW と全体の3割超を占め、一定の規模を有する。

こうした一般水力を中長期にわたって維持していくことは、電源の脱炭素化の観点から大変重要であることから、3万 kW 以上 10 万 kW 未満の一般水力の新設・リプレース案件を、新たに本制度の対象に追加することとした。

<sup>13</sup> 初回入札では 1 万 kW だったが、(d)の検討により、第 2 回入札から 3 万 kW に変更。

(参考図 14) 既存一般水力のポテンシャル

	3万kW未満	3万kW以上 10万kW未満	10万kW以上	合計
出力	934万kW	753万kW	506万kW	2,194万kW

(出所) 資源エネルギー庁のHP「出力別包蔵水力(2022年3月31日現在)」から既開発区分を出力別に集計。数字は切り捨て。  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/hydroelectric/database/energy\\_japan006/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan006/)

(d) 揚水・蓄電池

本制度は、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、制度の運用コストが一定程度必要になることを踏まえ、最低入札容量を 10 万 kW(送電端設備容量ベース)に設定した。

ただし、初回入札における蓄電池の最低入札容量は、直近の導入状況(補助金制度における採択案件の平均容量 1.9 万 kW)に鑑み、現実的に応札案件が想定される水準として、1万 kW(送電端設備容量ベース)と設定<sup>14</sup>した。

初回入札に応札した蓄電池案件の設備容量(送電端)は、平均 3.5 万 kW であった。これを踏まえ、本制度では原則 10 万 kW 以上の大規模な電源投資案件を対象としていることから、第2回入札では、蓄電池・揚水の最低入札容量を引き上げ、一般水力と同様の3万 kW(送電端設備容量ベース)とした<sup>15</sup>。

(参考図 15) 初回入札に応札した案件の設備容量

設備容量 (送電端)	蓄電池	(参考) 揚水	
1~2万kW	59件		← 初回入札の 最低入札容量 (送電端1万kW)
2~3万kW	27件		
3~4万kW	23件		← 第2回入札の 最低入札容量 (送電端3万kW)
4~5万kW	31件		
5~10万kW	28件	4件	
10万kW~	4件	3件	
(平均)	(3.5万kW)	—	

<sup>14</sup> 揚水も、同じ競争条件とするべく、1万 kW と設定。

<sup>15</sup> 複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合、1 案件の最低入札容量は、(蓄電池・揚水の最低入札容量の) 1 万 kW (送電端設備容量ベース) としていたが、3 万 kW (送電端設備容量ベース) に引き上げる。

上記の整理により、第2回入札の最低入札容量は、参考図 16(赤字部分が変更点)のとおりとなる。

(参考図 16) 最低入札容量のまとめ

対象	最低入札容量
①新設・リプレース案件 及び既設原発の 安全対策投資案件 ※④⑤を除く	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
②既設火力の化石kW 部分の全てをバイオマス化 するための改修案件	10万kW ※新たに生じるバイオマスkW部分の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
③既設火力の アンモニア・水素混焼 にための改修案件	5万kW ※新たに生じるアンモニア・水素kW部分の送電端設備容量ベース。 ※同一場所の発電所の別の③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計5万kW以上となる場合も可 ※既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、追設するガスタービン発電設備（その排熱由来の蒸気を用いて蒸気タービン・発電機で発電する部分も含む）の送電端設備容量が10万キロワット以上必要 ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
④一般水力・揚水 ・蓄電池の 新設・リプレース案件 及び既設揚水の大規模 改修案件	3万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※揚水・蓄電池の新設・リプレース案件及び既設揚水の大規模改修案件は発電可能時間3時間以上のものに限る
⑤LNG火力の 新設・リプレース案件	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の⑤の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可

※複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合の1案件の最低入札容量は3万kW（送電端設備容量ベース）

#### (e) 合成メタン、CCS 付火力

合成メタン・CCS 付火力は、本制度の対象であるが、現時点では応札案件が想定されないことや、上限価格の設定が困難（CCS は、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定）であることを踏まえ、初回入札では対象外として整理し、今後応札が想定されるタイミングまでに、上限価格やリクワイアメント等の論点を整理することとしている。

こうした事情は現時点においても大きな変更はないことから、第2回入札でも対象外とし、検討を継続することとした。

### ③募集量

#### (a) 脱炭素電源の募集量

初回入札の脱炭素電源の募集量は、以下の点を踏まえ、400 万 kW(応札容量ベース)とした。

- 2050 年カーボンニュートラルを達成するためには、足元の容量市場で確保されている約 1.2 億 kW の化石電源の全てを 20 年程度で脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約 600 万 kW 程度の導入が必要。

- ▶ 一方で、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあることから、本制度の初期段階における脱炭素電源の募集量は、スムーズスタートを基本としていくべき。

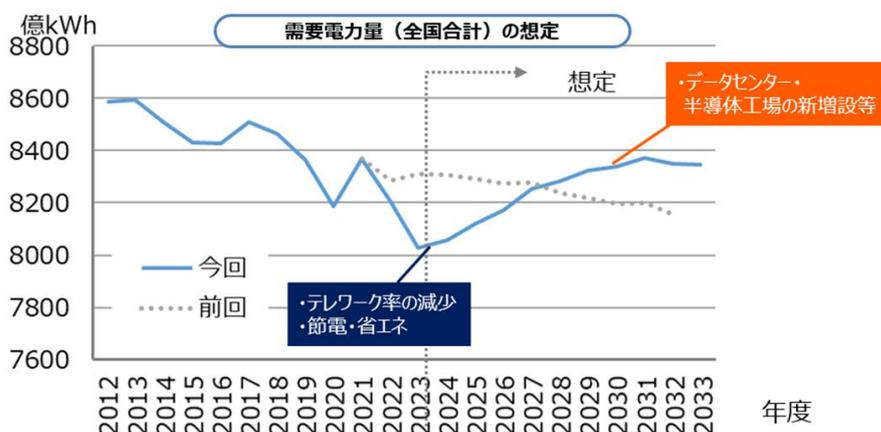
初回入札の応札容量は、募集量の2倍弱となる 780 万 kW となり、募集量を大幅に超えた。

第2回入札から、「既設原発の安全対策投資」や「3万 kW 以上 10 万 kW 未満の一般水力の新設・リプレース案件」が新たに本制度の対象に追加された場合、応札容量は数百万 kW レベルで大幅に増加する可能性がある。

また、本年1月に広域機関が公表した今後 10 年間の電力需要の想定は、データセンターや半導体工場の新増設等により大幅増となり、人口減少や節電・省エネ等により減少傾向を見込んでいた昨年までの見通しから一変した。このため、電源投資の必要性は従来以上に高まっている。

これらの点を踏まえ、第2回入札の募集量は、初回入札の募集量 400 万 kW を超える水準として、500 万 kW(応札容量ベース)<sup>16</sup>に設定することとした。

(参考図 17) 需要電力量(全国合計)の想定



(出典) 電力広域的運営推進機関HP 2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

(b) 脱炭素電源の募集量のうち、「既設火力の改修案件」「蓄電池・揚水」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限

初回入札では、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」は、必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないこと、供給力としての価値が限定的であることを踏まえ、それぞれ 100 万 kW(応札容量ベース。全体の 1/4)の募集上限を設定した。

<sup>16</sup> 募集量・募集上限を跨ぐ案件の扱いは、LNG 専焼火力も含めて、初回の扱いと同様とした。

「既設火力の改修案件」は、初回入札の応募容量・落札容量が 82 万 kW と、募集上限の 100 万 kW に届かなかったが、引き続き水素・アンモニア等への投資を促進するため、初回入札と同じ水準として募集上限を 100 万 kW とした。

「蓄電池・揚水」は、初回入札では、応募容量が 539 万 kW と、募集上限 100 万 kW を大きく超える応募・落札があったことを踏まえ、⑥(b)蓄電池に対する規律の在り方のおり事業規律の確保を求めると共に募集上限を増加させることとした。

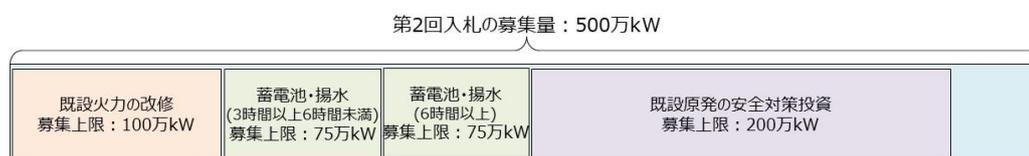
ただし、本制度は kW 当たりの価格で競争する仕組みであるため、長時間の運転継続ができる蓄電池より、短時間の運転継続しかできない蓄電池の方が価格面で有利となるが、再エネの出力制御量の抑制に活用することを考慮すれば、長周期変動にも対応しやすい長時間の運転継続ができる蓄電池の導入を促進していくことが必要と考えられる。このため、蓄電池・揚水の募集上限は、運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件の募集上限と、運転継続時間が6時間以上の案件の募集上限に分けて設定することとし、それぞれの募集上限を 75 万 kW とした。

また、第2回入札から対象に追加する「既設原発の安全対策投資」は、新設・リプレース案件と同様に、投資によって発電所全体の kW が新たに供給力として活用できるようになるものの、既に、最初の運転開始から一定期間経過している点が新設・リプレース案件と異なる。既設原発の再稼働を加速しつつ、脱炭素電源の新設・リプレースを着実に進める観点から、既設原発の安全対策投資については、一定の募集上限を設定することとして、募集上限を 200 万 kW とした。

なお、落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合の扱いについては、初回入札と同様に、募集上限を超えて落札することとした<sup>17</sup>。

ただし、その場合でも、蓄電池・揚水については、「放電・発電のためには蓄電・ポンプアップが必要であり、供給力としての価値が限定的である」という募集上限を設定している理由を踏まえ、募集上限を超えて落札するのは最大でもそれぞれの募集上限の2倍まで(跨ぐ案件を含む)とした。

(参考図 18) 2024 年度の脱炭素電源の募集量の全体像



### (c) LNG 専焼火力の募集量

LNG 専焼火力の募集量については、火力発電の供給力が 2030 年までに約 900 万 kW 減少する可能性があること、2030 年のエネルギーミックスでは足元で7割強を占め

<sup>17</sup> 新たに募集上限を設ける「既設原発の安全対策投資」も同様。

る火力比率を約4割に引き下げることとしていること等を鑑み、2023—2025年度の3年間で600万kWの募集としていた。

初回入札では、募集量600万kWに対して落札容量575万kWと、募集量の大半を占める結果となった。

他方、LNG専焼火力の募集量の議論を行ったときからの状況の変化として、電力広域的運営推進機関が2024年1月に公表した今後10年間の電力需要の想定は、データセンターの新增設等により、増加する見通しとなった。

また、2031年以降についても、引き続き、既存の高経年の火力電源の退出が進展していくと考えられるなど、2030年やそれ以降を見据えた際の供給力の確保については予断を許さない。

以上を踏まえ、LNG専焼火力の募集量については、増加させる方向で検討を進めることとした。

具体的な電力需要は、足元2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加すると見込んでおり、これに対応するための追加供給力を確保する必要があると考えられる。

これに加え、太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心であることを踏まえ、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集することとした。

なお、募集方法については、応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集することとした<sup>18</sup>。

また、供給力提供開始期限について、初回入札では短期的な供給力の確保を目的としていたため、供給力提供開始期限は6年と設定していたものの、今後中期的な供給力確保を行うことや、初回入札の結果によりメーカー側の工事ひっ迫も想定され、現状の期限6年では応札案件が限定される可能性もあることなどから、LNG専焼火力の供給力提供開始期限を延長する方向で検討を進めることとした。

LNG専焼火力への支援は、電力安定供給に万全を期すための緊急的な支援であることを踏まえ、短期での供給力提供を求めることが基本である。他方、電力需要の見通しが増加に転じたことなどを踏まえると、安定的な供給力を中長期的に確保することの重要性も増している。

また、発電事業者へのヒアリング等において、本オークションの結果等によるプラントメーカーのリソースのひっ迫に対する懸念の声が聞かれている。こうした情勢変化を踏まえ、引き続き応札案件を安定的に確保するため、供給力提供開始期限を2年延長し、8年と設定した。

---

<sup>18</sup> 24年度募集量は、追加募集分200万kWに、23年度オークションの残余分約24万kWを合計し、約224万kWとなる。

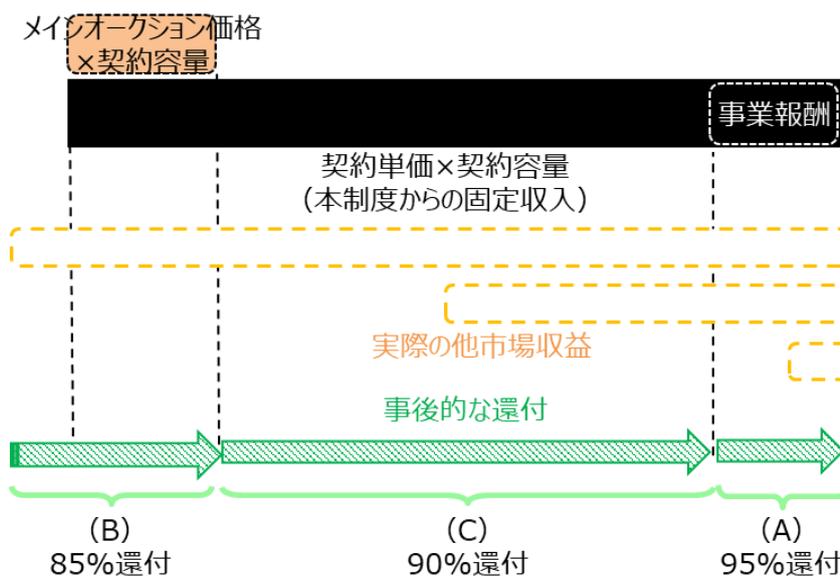
#### ④入札価格の在り方

##### (a) 他市場収益の還付割合

本制度の落札電源については、実際のお市場収益の約9割を広域機関に還付することとしているが、具体的には、次のように年間の他市場収益の多寡に応じて、還付率を3段階に分けることとしている。

- (A) 実際のお市場収益のうち、応札価格に織り込まれている「事業報酬(円/年)」までの部分は、その95%を還付
- (B) 実際のお市場収益が、「契約単価×契約容量」と供給力提供年度における「容量市場のメインオークション価格(当該電源が立地するエリアプライス)×契約容量」の差額を超える場合は、メインオークションよりも国民負担が小さくなることを踏まえ、その超過額分の85%を還付
- (C) (A)と(B)の間のお市場収益は、その90%を還付

(参考図 19) 他市場収益の還付割合



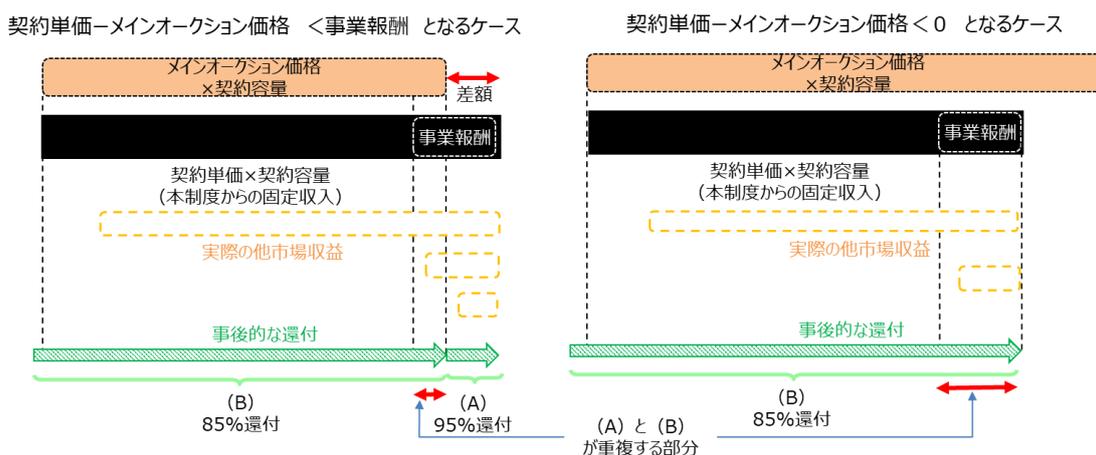
ただし、本制度の落札価格(契約単価)が小さい場合には、(A)と(B)が重なり合う場合も想定されるため、この場合の扱いを整理した。

参考図 20 の左図のように、「契約単価－メインオークション価格 < 事業報酬」の場合は、(A)と(B)が重なり合うため、重複部分を(A)の95%還付とする方法と、(B)の85%還付とする方法の2通りが考えられる。この重複部分は、(B)を設定した趣旨(メインオークションよりも国民負担が小さくなることある)を踏まえ、(B)の85%還付とすることとした。

また、参考図 20 の右図のように、「契約単価－メインオークション価格<0」の場合にも、(A)と(B)が重なり合うが、上記と同様に、重複部分は(B)の 85%還付とすることとした。

なお、上記の整理は、初回入札の落札電源でも該当しうることから、初回入札の落札電源にも適用することとした。

(参考図 20) 還付割合が重なる場合の扱い



#### (b) FIT 認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力の扱い

FIT 認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力について、石炭部分の kW をアンモニア混焼等に改修する場合、(改修する石炭部分の)残存簿価は、FIT 支援を受け続けているバイオマス部分の収入により、石炭部分の残存簿価を回収できる可能性があることを踏まえ、応札価格に算入することは認めないこととしている。

しかし、バイオマス部分について FIT 制度による支援から外れる場合は、以下の点を踏まえ、石炭部分の残存簿価を本制度の応札価格に算入できることとした。

- A) FIT 制度による支援から外れる場合には、バイオマス部分の収入によって石炭部分の残存簿価を回収できる可能性は低い。
- B) 改修する石炭部分の残存簿価を本制度の価格に算入できない場合には、アンモニア混焼等に改修する上で強いディスインセンティブとなりうる。
- C) メインオークションにおいて、バイオマス部分について FIT 制度による支援から外れる場合<sup>19</sup>は、全量を参加可能となっており、石炭部分の残存簿価も回収しうる。

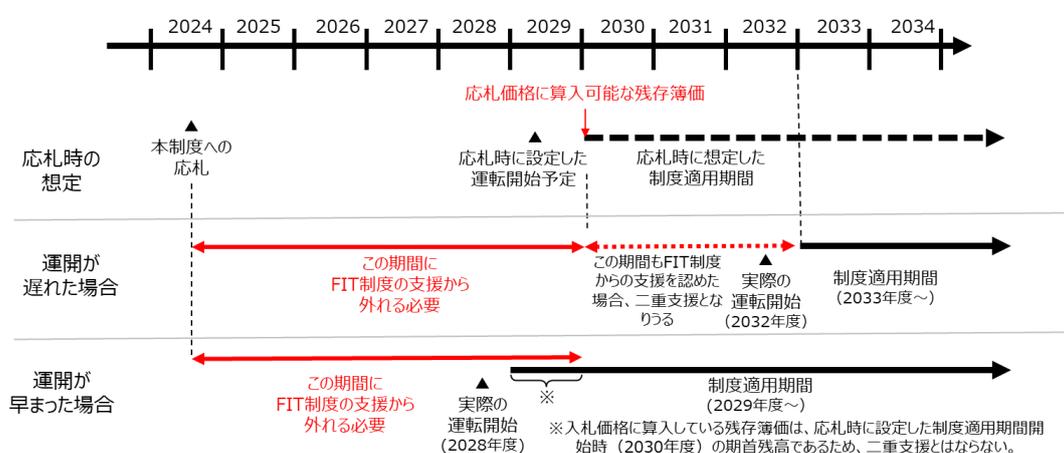
<sup>19</sup> この場合、再度 FIT 制度の支援を受けることは不可となる。

また、メインオークションでは、バイオマス部分について FIT 制度の支援から外れる手続きは、実需給開始前に行うこととされており、実需給開始前は FIT 制度の支援を受けることが可能となっている。

これに倣い、本制度でも、FIT 制度の支援から外れる時点を、「実際の制度適用期間の期首までの間」とした場合、応札時点で想定していた運転開始予定時期よりも、実際の運転開始時期が遅れると、FIT 制度の支援期間も延び、本制度の応札価格に算入した残存簿価を、FIT 制度により回収しうることとなる。

よって、FIT 制度の支援から外れる時点は、「応札時に設定した制度適用期間の開始時点までの間」とした。

(参考図 21) FIT 制度の支援から外れる時点



(c) 相対契約の規律

本制度では、実際その他市場収入を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、(A)内外無差別規律と(B)市場価格規律のいずれかの規律を満たす必要がある。

このうち「(A)内外無差別規律」は、社内・グループ内の存在を前提とした概念であるため、社内・グループ内に小売部門を持たない場合、又は、社内・グループ内の小売部門を卸売の対象としない場合には、この「(A)内外無差別規律」を採用することができず、「(B)市場価格規律」しか採用することができなくなってしまうが、これは不適切である。

したがって、「(A)内外無差別規律」を「(A)無差別規律」に改め、社内・グループ内の存在の如何に関わらず、社外・グループ外のみが交渉相手となる場合も含めて、無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること、とした規律に改めることとした。

## ⑤上限価格

### (a) 水素発電

初回入札における水素発電の上限価格は、LNG 火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、「国内の燃料関連設備等<sup>20</sup>」のコストを加算して設定した。

②(a)(a-1)上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱いのとおり、水素・アンモニア等の上流側の固定費については、燃料費として支払う費用のうち、固定費と認められる合理的な説明があった部分については、本制度の応札価格に算入することを認めると整理したことを踏まえ、第2回入札における水素発電の上限価格は、上記に加え、公表されている「海外の上流設備<sup>21</sup>」のコストを加算して設定することとした。

なお、海外の上流設備は、グレー・ブルー・グリーンといった水素の製造方法によって異なるため、上限価格を別々に設定することも考えられる。しかし、ブルー水素とグリーン水素を混合で調達することが考えられることを踏まえると、第2回入札では、グリーン水素の諸元(参考図 23 参照)をベースとして、参考図 22 のとおり、新設案件と既設火力の改修案件でそれぞれ1つの上限価格を設定することとした。

ただし、新設案件の上限価格(初回入札では 4.8 万円/kW/年)を 10 万円/kW/年とした場合、第2回入札の時点では、水素・アンモニアについては別途「価格差に着目した支援制度」が存在し、上流コストの全部又は一部は当該制度から支援を受けることができることから、当該支援を受ける案件に対してまで、本制度の上限価格を 10 万円/kW/年とするのは過剰とも考えられる。

したがって、新設案件の上限価格は、上流コストを除いたコスト部分(その部分の事業報酬含む)の上限価格を 5.0 万円/kW/年<sup>22</sup>とし、上流コストを含む水素発電全体としての上限価格は 10 万円/kW/年とした。

(参考図 22)水素の上限価格

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格
水素(10%以上)の新設	4.8万円/kW/年	10万円/kW/年 (上流コストを除いた部分の上限価格は5.0万円/kW/年)
既設火力を水素10%以上の混焼にするための改修	10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は13.7万円/kW/年)	10万円/kW/年

<sup>20</sup> 液化水素貯蔵タンク、水素ガスパイプライン、既設改修の場合は燃焼設備の改造費

<sup>21</sup> 水素液化設備、積地貯蔵設備、グレー・ブルーは褐炭ガス化設備、グリーンは水電解装置・再エネ設備

<sup>22</sup> 初回入札の上限価格(4.8 万円/kW/年)の諸元に、2023 年(暦年)までの物価変動(総固定資本形成デフレーター)を反映して算定

(参考図 23) 水素の上限価格の諸元

	燃料種ごとに算定した場合の 上限価格	主な諸元
水素 (10%以上) の新設	グレー・ブルー水素 8.4万円/kW/年	建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費 (17.7万円/kW) ※1 + 燃料関連設備の建設費 (6.0万円/kW) ※2 + 上流関連設備の建設費 (16.3万円/kW) ※4 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法※3 + 上流関連設備の的人件費※4 (11.7億円/年) ※4
	グリーン水素 10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は 14.9万円/kW/年)	建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費 (17.7万円/kW) ※1 + 燃料関連設備の建設費 (6.0万円/kW) ※2 + 上流関連設備の建設費 (49.1万円/kW) ※4 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法※3 + 上流関連設備の的人件費 (11.7億円/年) ※4
既設火力を 水素10%以上の 混焼にするための 改修	グレー・ブルー水素 10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は 48.9万円/kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費 (60.9万円/kW) ※2 + 燃焼設備の改造費 (3.6万円/kW) ※5 + 上流関連設備の建設費 (163万円/kW) 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法※3 + 上流関連設備の的人件費※4 (11.7億円/年) ※4
	グリーン水素 10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は 113万円/kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費 (60.9万円/kW) ※2 + 燃焼設備の改造費 (3.6万円/kW) ※5 + 上流関連設備の建設費 (491万円/kW) ※4 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法※3 + 上流関連設備の的人件費※4 (11.7億円/年) ※4

※ 赤字箇所は第2回オークションにおいて追加する上流側の固定費。

※ 「入札価格の監視における2倍の水準」は、基本的な上限価格算定の諸元により設定しているが、本制度に応ずる国内の発電事業者は、上流の固定費を燃料費として負担することから、応札価格には「運転維持費のその他コスト」として算入することとしている。このため、「入札価格の監視における2倍の水準」は、上流の固定費を「運転維持費のその他コスト」に加算して設定する。

※1 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。

※2 燃料関連設備の建設費は、参考図24のとおり試算。ただし、諸元公表時(2022年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。

新設は、対象kWが発電所全体のkWであることから、既設改修案件の1/10となる。

※3 運転維持費の内の修繕費・諸費は、参考図26と同じ考え方で算定。

※4 上流側固定費は、参考図27・28のとおり試算。

※5 燃焼設備の改造費は、参考図25のとおり試算。ただし、調査報告書公表時(2019年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。

(参考図 24) 水素の燃料関連設備の建設費の試算

		算定根拠	
液化水素 貯蔵タンク	液化水素貯蔵タンク (5万m <sup>3</sup> ×5基) を含む 受入・貯蔵機能の建設費	1,597億円 (①)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7頁では、液化水素貯蔵タンク5万m <sup>3</sup> ×5基(1t=14m <sup>3</sup> で換算すると②17,857t)を含む受入・貯蔵機能の建設費(CAPEX)を①1,597億円と試算
	タンクの貯蔵量	47日分 (③)	SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO <sub>2</sub> フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」では、石炭火力でアンモニア混焼を行う場合の想定ケースとして、タンク容量47,000t、アンモニア使用量1,000t/日とされており、③47日分のアンモニアを貯蔵することを想定。
	水素の消費量	15.8t/h (④)	②17,857t÷(③47日×24h)
	出力換算	35.6kW (⑤)	④15.8t/h×142MJ/kg※1×57%※1÷3.6MJ※2 ※1 発電コスト検証における水素の燃料発熱量142MJ/kg、発電効率57% ※2 1kWh=3.6MJ
	建設単価	44.8万円/kW (⑥)	①1,597億円÷⑤35.6kW
水素ガス パイプライン	建設費	513億円 (⑦)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7頁のフェーズ2(基地から周辺エリアまで)の水素ガスパイプライン機能の建設費(1049億円)から、増設額536億円を控除し、フェーズ1(基地から発電所まで)の水素ガスパイプライン機能の建設費を513億円と試算
	建設単価	14.4万円/kW (⑧)	⑦513億円÷⑤35.6kW
燃料関連設備の建設単価		59.2万円/kW (⑨)	⑥44.9万円/kW+⑧14.4万円/kW

(参考図 25)水素の燃料設備の改造費の試算

- 水素の燃焼設備の改造費は、参考となる見積金額が無いことから、**既設石炭火力をアンモニア20%混焼にするための燃焼設備の改造費用と同等**として試算。
- 具体的には、SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO<sub>2</sub>フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア混焼バーナー・アンモニア供給系統・制御装置等の概算額**40億円**を、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である**12万kW**で除して、**3.3万円/kW**と試算。

(参考図 26)既設火力の改修の場合の修繕費・諸費の計算方法

- 発電コスト検証における修繕費・諸費は、「建設費における比率」として計算される。
  - 運転維持費は、改修投資によって新設した設備に加え、既存設備に対しても必要となることから、修繕費・諸費を算定する際の「建設費」は、発電コスト検証におけるLNGの新設時の建設費(16.4万円/kW※)に、改修投資額(62.6万円/kW)を加算した金額(79.0万円/kW)を元に、以下のとおり計算。  

$$\text{修繕費} = 79.0 \text{万円/kW} \times 2.4\% / \text{年} = 1.89 \text{万円/kW/年}$$

$$\text{諸費} = 79.0 \text{万円/kW} \times 1.1\% / \text{年} = 0.86 \text{万円/kW/年}$$
- ※ 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2021年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正

(参考図 27)グレー・ブルー水素の海外の上流関連設備の固定費の試算

		算定根拠	
褐炭ガス化設備	水素製造量	11.3億Nm <sup>3</sup> /年 (⑧)	6頁の国内の受入基地の水素タンク容量①25万m <sup>3</sup> (5万m <sup>3</sup> ×5基)および②貯蔵日数47日より、基地での液化水素の年間取扱量は、発電コスト検証の水素発電の設備利用率③70%を用いると、①25万m <sup>3</sup> ×365日×③70%÷②47日=135万m <sup>3</sup> /年(1t=14m <sup>3</sup> で換算すると④9.7万t/年) 「令和4年度エネルギー需給高度化対策に関する調査等事業(競争的な水素サプライチェーン構築に向けた水素コスト分析に関する調査)報告書(以下「報告書」という。)」142頁よりWtGとWtTの水素1Nm <sup>3</sup> のコストの変換係数⑤1.05*から年間製造量は④9.7万t/年×⑤1.05=⑥10.2万t/年。 気体の水素密度⑦0.08989kg/m <sup>3</sup> ( <a href="https://www.ena.or.jp/WE-NET/phs/butsu.html">https://www.ena.or.jp/WE-NET/phs/butsu.html</a> )より、年間水素製造量は⑥10.2万t/年÷⑦0.08989kg/m <sup>3</sup> ※マレーシア、蒙州、UAE、サウジの平均
	建設費	1,134億円 (⑪)	報告書15、19頁より、水素製造量⑩25億Nm <sup>3</sup> における褐炭設備の建設費は⑨1,818億円。水素製造量⑧11.3億Nm <sup>3</sup> における建設費は、スケールダウンによる減少額を0.6乗則で考慮し、⑨1,818億円×(⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年÷⑩25億Nm <sup>3</sup> /年) <sup>0.6</sup> 。
水素液化設備	建設費	1,412億円 (⑬)	報告書23頁より、⑩25億Nm <sup>3</sup> /年に対する建設費は⑫2,264億円。スケールダウンによる減少額を0.6乗則で考慮し、⑫2,264億円×(⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年÷⑩25億Nm <sup>3</sup> /年) <sup>0.6</sup> 。
積地貯蔵設備(出荷基地)	建設費	1,398億円 (⑭)	報告書23頁より、建設費は⑬1,398億円。 ※海上輸送時の船舶のサイズは、製造量に関わらず変わらないことから積地貯蔵の必要規模も変わらない想定で試算。
海上輸送設備	建設費	609億円 (⑯)	報告書23頁より、水素製造量⑩25億Nm <sup>3</sup> における船舶数2隻に対する建設費は、⑰1,219億円。想定規模は⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年のため、必要船舶数は1隻となり、⑰1,219億円÷2。
上流関連設備の建設費合計		4,554億円 (⑰)	⑪+⑬+⑭+⑯
上流関連設備の建設費単価		127万円/kW (⑱)	⑰4,554億円÷35.6万kW※ ※6頁における液化水素貯蔵タンクの出力換算値
人件費		9.2億円/年 (⑲)	報告書14頁より水素製造、液化設備、積地貯蔵、海上輸送におけるそれぞれの人件費1.2億円、4.8億円、1.2億円、2.0億円を合計。
為替レートの影響を加味した上流関連設備の建設費単価		163万円/kW (⑳)	報告書15頁より上流関連設備の為替レートは㉑110.63円/\$。2023年の年間平均為替レートは、㉒141.56円/\$*のため、㉑127万円/kW×㉒141.56円/\$÷㉑110.63円/\$ ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2023年平均為替レート(TTS)
為替レートの影響を加味した人件費		11.7億円/年 (㉓)	同上より、㉒9.2億円/年×㉒141.56円/\$÷㉑110.63円/\$

※ ブルー水素製造時のCO<sub>2</sub>回収貯留費は固定費と可変費の整理が不明であり、可変費として整理。

(参考図 28)グリーン水素の海外の上流関連設備の固定費の試算

算定根拠			
再生エネルギー設備	必要となる再生エネルギー容量	270万kW (26)	・水電解装置に必要な再生エネルギー設備容量：④238万kW ・液化設備に必要な再生エネルギー設備容量：水素製造量×原単位÷(365日×24h×電源の利用効率) = ⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年×0.55kWh/Nm <sup>3</sup> ※÷(365日×24h×②4.5%) = ②29万kW ・積地貯蔵設備に必要な再生エネルギー設備容量：水素製造量×原単位÷(365日×24h×電源の設備利用率) = ⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年×0.055kWh/Nm <sup>3</sup> ※÷(365日×24h×②4.5%) = ②2.9万kW ・以上により、必要となる再生エネルギー容量は④238万kW + ②29万kW + ②2.9万kW ※原単位は報告書23頁
	太陽光の建設費	4,020億円 (29)	CSIRO「GenCost 2022-2023」71頁より、豪州における太陽光の建設費は②1,572\$/kWであり、必要となる太陽光の容量は②270万kW×②66.7% = ②180万kWのため、②1,572\$/kW×②141.56円/\$×②180万kW
	風力の建設費	3,368億円 (30)	CSIRO「GenCost 2022-2023」71頁より、豪州における風力の建設費は②2,642\$/kWであり、必要となる風力の容量は②270万kW×③33.3% = ③90万kWのため、②2,642\$/kW×②141.56円/\$×③90万kW
	建設費合計	7,388億円 (31)	②4,020億円 + ②3,368億円
水電解装置	1kWあたりの建設費	24.0万円/kW (34)	「GlobalHydrogenReview2023 (IEA)」74頁より1,700\$/kW～2,000\$/kW。下限の1,700\$/kWを採用し、1,700\$/kW×為替レート②141.56円/\$
	水電解の設備利用率	24.5% (39)	報告書20頁より水電解設備の設備利用率は再生エネルギーの設備利用率に準ずるものとし、報告書21頁より、電源の設備利用率は⑤太陽光19.5%、⑥風力34.6%。豪州における太陽光と風力の比率(kWh)※10.4%：9.2%よりkWベースでの比率は太陽光：風力 = ⑦66.7%：③33.3%。電解の設備利用率は⑤19.5%×⑦66.7% + ⑥34.6%×③33.3% ※IEAのデータ (https://www.iea.org/countries/australia) を資源エネルギー庁集計
	水電解容量	238万kW (41)	第2回 水素・燃料電池戦略ロードマップ評価ワーキンググループ資料3より、水素1Nm <sup>3</sup> の製造に必要な電力量(2020年)は④4.5kWh/Nm <sup>3</sup> 。必要な水電解容量は⑧11.3億Nm <sup>3</sup> /年÷(365日×24h×②4.5%÷④4.5kWh/Nm <sup>3</sup> )
	建設費	5,743億円 (42)	②24.0万円/kW×④238万kW
水素液化設備	建設費	1,412億円 (43)	前頁と同様。
積地貯蔵設備(出荷基地)	建設費	1,398億円 (44)	
海上輸送設備	建設費	609億円 (45)	
上流関連設備の建設費合計		1兆6,552億円 (46)	③ + ④ + ⑤ + ⑥ + ⑦
為替レートの影響を加味した上流関連設備の建設費単価		491万円/kW (47)	報告書15頁より、上流関連設備の為替レートは②110.63円/\$。2023年の年間平均為替レートは、②141.56円/\$のため、{(④水素液化設備1,412億円 + ④積地貯蔵設備1,398億円 + ⑤海外輸送設備609億円) × ②141.56円/\$ ÷ ②110.63円/\$ + ③再生エネルギー設備7,388億円 + ②水電解装置5,743億円} ÷ 35.6万kW※ ※参考図24における液化水素貯蔵タンクの出力換算値
人件費		11.7億円/年 (48)	前頁と同様。

(b) アンモニア発電

初回入札におけるアンモニア発電の上限価格は、石炭火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、「国内の燃料関連設備等<sup>23)</sup>」のコストを加味して設定した。

第2回入札におけるアンモニア発電の上限価格は、水素発電と同様に、上記に加え、公表されている「海外の上流設備<sup>24)</sup>」のコストを加算し、参考図 29 のとおり上限価格<sup>25)</sup>を設定することとした。

23 受入・貯蔵・払出設備、既設改修における燃焼設備の改造費

24 アンモニア生産設備(窒素製造設備、アンモニア合成設備、積地貯蔵設備、ブルーは天然ガス改質設備、グリーンは水電解装置・再生エネルギー設備)

25 水素発電と同様に、グリーンアンモニアの諸元をベースとして、上限価格を設定する。

(参考図 29) 既設火力をアンモニア混焼にするための上限価格

	初回入札 の上限価格	第2回入札 の上限価格	諸元	
			燃料種ごとに算定した場合	具体的な諸元
既設火力を アンモニア20% 以上の 混焼にするため の改修	7.4万円 /kW/年	10万円/kW/年 (上流コストを除いた 部分の上限価格は 7.6万円/kW/年 ※1)	グレー・ブルーアンモニア 10万円 (諸元を元に計算した結果は 17.7万円/kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費 (23.0万円/kW) ※2 + 上流関連設備の建設費 (40.3万円/kW) ※4 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における石炭火力発電の算定方法※3 + 上流関連設備の的人件費 (7.1億円/年) ※4
			グリーンアンモニア 10万円 (諸元を元に計算した結果は 97.7万円/kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費 (23.0万円/kW) ※2 + 上流関連設備の建設費 (396万円/kW) ※4 廃棄費用：発電コスト検証におけるアンモニア発電の算定方法と同様 運転維持費：ブルーアンモニアと同様

- ※ 赤字箇所は第2回オークションにおいて追加する上流側の固定費。
- ※ 「入札価格の監視における2倍の水準」は、基本的に上限価格算定の諸元により設定しているが、本制度に応札する国内の発電事業者は、上流の固定費を燃料費として負担することから、応札価格には「運転維持費の他のコスト」として算入することとしている。このため、「入札価格の監視における2倍の水準」は、上流の固定費を「運転維持費の他のコスト」に加算して設定する。
- ※ 1 初回入札の上限価格 (7.4万円/kW/年) の諸元に、2023年 (暦年) までの物価変動 (総固定資本形成デフレター) を反映して算定
- ※ 2 SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO<sub>2</sub>フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア20%混焼のために必要な設備コスト250億円を基に、調査報告書公表時 (2019年) から2023年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正し、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。
- ※ 3 運転維持費の内の修繕費・諸費は、参考図26と同様の考え方で算定。
- ※ 4 上流側固定費の固定費は、参考図30・31のとおり試算。

(参考図 30) グレー・ブルーアンモニアの海外の上流関連設備の固定費の試算

		算定根拠	
アンモニア 生産設備	建設費	1,739億円 (⑤)	「燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの中間とりまとめ (2022年9月)」10頁より、減価償却は①61.5\$/t*であり、同報告書7頁より、アンモニアの生産量は②100万t/年、プロジェクト期間は③20年、為替レートは参考図27より④141.56円/\$のため、①61.5\$/t×②100万t/年×③20年×④141.56円/\$ ※ 中東1、北米、オセアニア、中東2の各エリアの平均
	出力換算	44.3万kW (⑧)	発電コスト検証のアンモニア混焼より、アンモニアの発熱量⑥22.5GJ/t、熱効率⑦43.5%、設備利用率⑧70%と仮定すると、アンモニア100万t/年を消費するのに必要な発電出力は、②100万t/年×⑥22.5GJ/t×⑦43.5%÷ (3.6MJ/kWh*×8,760h×⑧70%) ※ 1kWh=3.6MJ
	建設単価	40.3万円/kW (⑩)	⑤1,739億円÷⑧44.3万kW なお、「燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの中間とりまとめ (2022年9月)」は2022年に公表されているため、2022年 (暦年) から2023年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。
	人件費	7.1億円/年 (⑫)	「燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの中間とりまとめ」10頁より、人件費は⑩4.9\$/t*のため、人件費は⑩4.9\$/t×②100万t/年×④141.56円/\$ なお、建設単価と同様に2022年 (暦年) から2023年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。 ※ 中東1、北米、オセアニア、中東2の平均

- ※ 「燃料アンモニア・サプライチェーン官民タスクフォースの中間とりまとめ (2022年9月)」において、ブルーアンモニア製造時のCO<sub>2</sub>回収貯留費は可変費として整理されている。また、輸送コストについては、固定費、可変費の整理は明記されておらず、内訳も示されていない。したがってこれらの費用は、上限価格算定時においては可変費として整理し、上限価格に含めていない。

(参考図 31) グリーンアンモニアの海外の上流関連設備の固定費の試算

		算定根拠	
グリーンアンモニアの生産設備	燃料単価	741\$/t (⑬)	日本エネルギー経済研究所「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較」17頁のGreen (Base) のエリア平均。ただし、当該諸元は2021年に公表されているため、2021年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。
	うち除外する固定費	41.9\$/t (⑭)	建設費を算出するため、⑬に含まれる人件費・修繕費・諸費を控除する。ただし、⑬に含まれるこれらの費用は不明であるため、前頁のブルーアンモニアの人件費・維持修繕費・一般管理費・保険税/賃料の各エリア平均に、ブルーアンモニアと同様に2022年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正した41.9\$/tを控除する。
	うち除外する可変費	46.7\$/t (⑮)	建設費を算出するため、⑬に含まれる輸送費を控除する。ただし、⑬に含まれる輸送費は不明であるため、前頁のブルーアンモニアの輸送費の各エリア平均に、ブルーアンモニアと同様に2022年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正した48.0\$/tを控除する。
	建設費相当の燃料単価	651\$/t (⑯)	⑬ - ⑭ - ⑮
	建設費総額	1兆8,449億円 (⑰)	参考図30と同様にアンモニアの生産量⑩100万t/年、プロジェクト期間⑱20年、為替レート④141.56円/\$と仮定すると、グリーンアンモニアの上流関連設備の建設費は、⑯651\$/t×⑰100万t/年×⑱20年×④141.56円/\$
	建設費単価	416万円/kW (⑲)	⑰1兆8,449億円÷⑱44.3万kW※ ※参考図30におけるブルーアンモニア生産設備の出力換算値
	上流関連設備の建設費単価	396万円/kW (⑳)	上記建設費単価の中には、受入側の設備費用が含まれているため、当該設備の想定費用⑲19.3万円/kW※を減算し、上流関連設備の建設費単価は⑲416万円 - ⑲19.3万円/kW ※「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較(日本エネルギー経済研究所)」では、設備ごとの内訳金額が不明であるため、SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO <sub>2</sub> フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における受入・貯蔵・払出設備210億円を基に、調査報告書公表時(2019年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正し、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。
人件費	7.1億円/年 (㉑)	参考図30のブルーアンモニアの人件費と同様	

## (c) バイオマス発電

初回入札における「新設のバイオマス発電」の上限価格は、発電コスト検証の固定費をベースとして設定し、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件」の上限価格は、発電コスト検証の固定費をベースとし、ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費のコストを加味して設定した。

第2回入札におけるバイオマス発電の上限価格は、水素発電と同様に、上記に加え、公表されている「海外の上流設備(木質ペレット生産設備)」のコストを加算して設定することとした。

(参考図 32) バイオマスの上限価格

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格	主な諸元
バイオマス専焼の新設	10万円/kW/年	10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は15.9万円/kW/年)	建設費：発電コスト検証におけるバイオマスの建設費(43.8万円/kW)※ <sup>2</sup> + 上流関連設備の建設費(12.8万円/kW)※ <sup>3</sup> 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス(木質専焼)の算定方法(2.9万円/kW/年)※ <sup>2</sup> + 上流関連設備の維持管理費(0.7万円/kW/年)※ <sup>3</sup>
既設火力をバイオマス専焼にするための改修	8.1万円/kW/年	10万円/kW/年 (上流コストを除いた部分の上限価格は8.4万円/kW/年※ <sup>1</sup> ) (諸元を元に計算した結果は11.8万円/kW/年)	建設費：ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費(18.0万円/kW)※ <sup>4</sup> + 上流関連設備の建設費(12.8万円/kW)※ <sup>3</sup> 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス(木質専焼)の算定方法(2.9万円/kW/年)※ <sup>2</sup> + 上流関連設備の維持管理費(0.7万円/kW/年)※ <sup>3</sup>

※ 赤字箇所は第2回オークションにおいて追加する上流側の固定費。

※ 「入札価格の監視における2倍の水準」は、基本的に上限価格算定の諸元により設定しているが、本制度に応募する国内の発電事業者は、上流の固定費を燃料費として負担することから、応札価格には「運転維持費のその他コスト」として算入することとしている。そのため、「入札価格の監視における2倍の水準」は、上流の固定費を「運転維持費のその他コスト」に加算して設定する。

※ 1 初回入札の上限価格(8.1万円/kW/年)の諸元に、2023年(暦年)までの物価変動(総固定資本形成デフレター)を反映して算定

※ 2 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正

※ 3 上流側固定費の固定費は、参考図33のとおり試算。

※ 4 11万kWクラスの既設石炭火力を改造する場合の、ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費について、資源エネルギー庁から事業者(三菱重工(株)、(株)IHI、住友重機械工業(株))にヒアリングの結果、平均金額が193億円であり、11万kWで除して算定。ヒアリングは2022年に実施しているため、2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。

(参考図 33) バイオマスの海外の上流関連設備の固定費の試算

		算定根拠	
木質ペレット 生産設備	建設費	27.6億円 (③)	IRENA (2019) 「Solid Biomass Supply for Heat and Power (以下「同報告書」という。)」28頁より、木質ペレットの製造コストは①19.5百万\$。為替レートは参考図27より②141.56円/\$のため、木質ペレット生産設備に係る建設費は、①19.5百万\$×②141.56円/\$。
	出力換算	2.3万kW (⑧)	生産能力は④12.3万t/年、及び木質ペレットの発熱量は⑤17.5GJ/t (いずれも同報告書28頁より)、熱効率率は⑥30% <sup>※1</sup> 、設備利用率は⑦87% <sup>※2</sup> とすると、木質ペレット12.3万t/年を消費するための発電出力は、 ④12.3万t/年×⑤17.5GJ/t×⑥30%÷(3.6MJ/kWh <sup>※3</sup> ×8,760h×⑦87%) ※1 林野庁HP <a href="https://www.rinya.maff.go.jp/j/sanson/kassei/pdf/shishin_s2-2_1~2.pdf">https://www.rinya.maff.go.jp/j/sanson/kassei/pdf/shishin_s2-2_1~2.pdf</a> ※2 発電コスト検証のバイオマス(木質専焼)の設備利用率 ※3 1kWh=3.6MJ
	建設単価	11.6万円/kW (⑨)	③27.6億円÷⑧2.3万kW
	物価補正後の 建設単価	12.8万円/kW (⑩)	同報告書は2019年に公表されているため、2019年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。
維持管理費	0.7万円/kW/年 (⑪)	同報告書28頁より、年間保守コストは建設費の2%、その他コストは建設費の4%。よって維持管理費は、建設単価⑩12.8万円/kW×6%	

※ 同報告書において、輸送コストについては、固定費、可変費の整理は明記されておらず、内訳も示されていないため、上限価格算定時においては可変費として整理。

#### (d) 既設原子力発電の安全対策投資

②(b)(b-1)既設原子力発電所の安全対策投資の扱いのとおり、第2回入札の対象に追加する既設原発の安全対策投資の具体的な対象範囲は、「2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資案件<sup>26</sup>」と整理した。

本制度における上限価格は、基本的に、電源種毎に直近(2021年)の発電コスト検証の数値をベースとして、電源の投資インセンティブに十分な価格水準・国民負担の観点から、その1.5倍の水準で上限価格を設定することとしている。

したがって、既設原発の安全対策投資の上限価格について、発電コスト検証における原子力のコストの内の追加的安全対策費(モデルプラント補正前の2,000億円/基)をベースとして、その1.5倍の水準とすることが考えられる。

一方で、既に原子炉等規制法の設置変更許可を取得し、再稼働の地元理解が表明されている案件の中では、原子力の新設案件の建設費と同程度の水準となるようなケースがある<sup>27</sup>。

したがって、既設原発の安全対策投資は、原子力の新設案件と同じ上限価格の下で競争し、経済合理性のある案件が本制度の支援対象となり得ることとした。

<sup>26</sup> 本制度は運転開始前の案件を対象としていることから、本件では新規制基準導入後初めて再稼働する前の案件が対象となる。

<sup>27</sup> 発電コスト検証の新設原子力の建設費(物価補正後)は6,796億円。東北電力女川2号の安全対策費は7,100億円程度

(参考図 34) 既設原発の安全対策投資の上限価格

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
既設原発の安全対策投資※ ※2013年7月に施行された新規基準に対応し、 新規基準導入後初めて再稼働する前の案件	10.0	原子力の新設と同じ 建設費：5,288億円※1 + 追加的安全対策費用1,508億円※2 廃棄費用：建設費の12% 運転維持費：発電コスト検証の原子力の算定方法と同じ

※1 発電コスト検証のデータ（2020年時点）を基に、2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正し、出力120万kWを乗じて算定。  
※2 補正前の2,000億円/基から、モデルプラントの建設費に計上すべきでない費用を控除し、2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。

(e) 一般水力

初回入札の一般水力の上限価格は、直近の10万kW以上の開発案件の実績を元に、算定していた。

②(c)一般水力のとおり、一般水力(自流水・貯水式)は3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を対象に追加するため、第2回入札の一般水力の上限価格は、3万kW以上の一般水力を対象として事務局において調査した4プラントの実績を元に、平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の1.5倍として、上限価格を設定することとした。

(参考図 35) 一般水力の上限価格

		新設	リプレース(既設水路活用型)
モデルプラント (名称、定格出力、運転開始年)		中部電力(株)徳山発電所 16.4万kW 2014年 北海道電力(株)滝里発電所 5.7万kW 1997年 関西電力(株)新柳河原発電所 4.1万kW 1993年 電源開発(株)秋葉第三発電所 4.6万kW 1991年	
モデルプラントの平均出力		7.7万kW	
資本費	建設費	53.8万円/kW	12.7万円/kW
	廃棄費用		建設費の5%
運転維持費	人件費		1.3億円/年
	修繕費		0.1万円/kW/年
	その他		1.8万円/kW/年

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格
新設	7.2万円/kW/年	10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は10.8万円/kW/年)
リプレース	3.7万円/kW/年	5.0万円/kW/年

※ 新設案件の建設費は、旧一般電気事業者と電源開発(株)が直近に建設した発電所4基(3万kW以上)の初号機の建設費を基に、2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正し、その平均金額とした。ただし、中部電力(株)徳山発電所は、1号機(2016年)より2号機(2014年)の方が運転開始が早い一方で、2号機の出力が2.5万kWと3万kWを下回るため、1号機(13.9万kW)と2号機(2.5万kW)の合計した出力16.4万kWにて、建設費を試算。また、関西電力(株)の新柳河原発電所は、柳河原発電所の建て直した発電所であるため、建設費の中にダムや導水路等の一部土木設備の建設費用は含まれず、電源開発(株)の秋葉第三発電所は、既存のダムを活用して新設した発電所であるため、建設費の中にダムの建設費用は含まれていない。  
※ リプレース案件の建設費は、既設水路活用型の定義(水車及び発電機、変圧器その他の電気設備の全部並びに水圧管路の全部若しくは一部のみを新設し、又は更新するもの)に該当する実績がないため、新設案件の建設費の実績を基に、リプレースの対象設備の建設費のみ抽出し、現時点までの物価変動を考慮して試算。  
※ 運転維持費は、中部電力は2019-2021年度の3カ年実績平均。それ以外のプラントは、2020-2022年度の3カ年実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、3カ年の実績平均。中部電力の運転維持費は2022年（暦年）から2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。

(f) 揚水・蓄電池

初回入札では、蓄電池の新設・リプレース案件と揚水のリプレース案件の共通の上限価格は、以下の考え方により算定した。

- 資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された蓄電池の新設案件(平均運転継続時間は3時間)の申請情報(建設費、運転維持費)を元に算出した

単価(円/kW/年)を、各エリアの運転継続時間 3 時間の調整係数で除して算定。

③(b)脱炭素電源の募集量のうち、「既設火力の改修案件」「蓄電池・揚水」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限のとおり、蓄電池・揚水の募集上限を、運転継続時間が 3 時間以上 6 時間未満の案件と、運転継続時間が 6 時間以上の案件とで、別々に設定する場合、上限価格も(運転継続時間の長さによってコスト構造が異なることから)以下のとおり別々に設定することとした。

- 運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件: 初回入札の上限価格と同様に算定
- 運転継続時間が6時間以上の案件: 初回入札の諸元を元に、建設費が 2 倍となる前提<sup>28</sup>で、算定

(参考図 36)揚水・蓄電池の上限価格

	揚水	蓄電池
新設	10万/kW/年	
リプレイス <sup>※1</sup>	運転継続時間3時間以上6時間未満: 4.6万円/kW/年 ÷ 各エリアの運転継続時間3時間の調整係数 運転継続時間6時間以上: 8.1万円/kW/年 ÷ 各エリアの運転継続時間6時間の調整係数	

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
運転継続時間が3時間以上6時間未満	5.8	5.6	7.7	5.6	6.2	6.4	5.7	5.6	6.3
運転継続時間が6時間以上	8.8	8.7	9.3	8.9	8.9	8.9	8.7	8.7	8.9

※算出の考え方は参考図37参照

※1 揚水のリプレイス案件は、蓄電池の新設・リプレイスと同じ上限価格としているため、揚水のリプレイス案件の上限価格も運転継続時間6時間未満と6時間以上の2つに区分される。

<sup>28</sup> 令和4年度予算事業において採択された蓄電池の申請情報では、運転継続時間6時間以上の案件はないため。

(参考図 37) 揚水・蓄電池の上限価格の諸元

		揚水 (新設)	蓄電池
モデルプラント※ (名称、定格出力、 運転開始年)		北海道電力(株)京極発電所 20kW 2014年 九州電力(株)小丸川発電所 30kW 2007年 東京電力リニューアブルパワー(株)神流川発電所 47kW 2005年 東京電力リニューアブルパワー(株)葛野川発電所 40kW 1999年	令和4年度補正 「再生可能エネルギー導入拡大に資する 分散型エネルギーリソース導入支援事業費補助金」 にて採択された1万kW以上の蓄電池
モデルプラントの平均出力		34.2kW(運転継続時間9.3時間)	2.1kW(運転継続時間3.0時間)
資本費	建設費	70.1万円/kW	6時間未満：25.7万円/kW 6時間以上：51.4万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	2.3億円/年	
	修繕費	0.04万円/kW/年	0.5万円/kW/年
	その他	0.2万円/kW/年	

※上記の表の注釈

- ・「揚水」の建設費は、旧一般電気事業者が直前に建設した発電所4基の初号機の建設費を基に、2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正し、その平均金額とした。
- ・九州電力(株)小丸川発電所実績は、初号機~4号機(30kW×4号機)を同時に建設しており、合計の建設費のみ把握できるため、それを元に試算
- ・運転維持費は、2019-2021年度の3か年実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、2019-2021年度の3か年実績平均。また、2022年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。
- ・蓄電池は、令和5年度当初の予算事業で採択された案件のうち、1万kW以上の出力要件を満たす案件が1件であったことから、初回オークションの諸元(令和4年度補正の予算事業の採択案件)を引き続き上限価格として設定。また、2022年(暦年)から2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正。

※参考図36の上限価格の表の詳細な考え方

- ・揚水の新設のモデルプラントの平均運転継続時間は9.3時間であり、運転継続時間9時間の調整係数は、2033年度だと98.9%~100%とエリア毎の差異が小さいため、揚水の新設の上限価格の設定において、調整係数は考慮しない。
- ・蓄電池は揚水と同様に「安定電源」に区分し、揚水と同じ調整係数を適用すると整理していることから、「揚水のリプレイス」と「蓄電池」は、調整係数を反映して上限価格を設定。揚水の調整係数は、エリアごと・運転継続時間ごとに設定されているが、上記の予算事業において採択された案件の平均運転継続時間は3.0時間であるため、6時間未満の上限価格の設定においては、**エリア毎に3時間の調整係数で除して上限価格を設定**。また、6時間以上の上限価格の設定においては、**エリア毎に6時間の調整係数で除して上限価格を設定**。
- ・なお、発電コスト検証における水力のコストは、「中水力(モデルプラントの出力規模5000kW)」と「小水力(モデルプラントの出力規模200kW)」のコストであり、FITで導入された「流込式(ダム無し)」や「調整池式・貯水式(ダム1つ)」の案件のデータを基に算出されているため、ダムが上池と下池の2つ必要となる「揚水」とはコスト構造が異なるため、本制度の「揚水」の上限価格の諸元とすることは望ましくない。また、発電コスト検証では、蓄電池のコストは算定されていない

(g) 上限価格の一覧

第2回入札における電源種毎の上限価格は以下のとおり。

(参考図 38) 上限価格一覧

<新設・リプレイス等※1の大規模投資>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リプレイス等の上限価格
太陽光		100,000
陸上風力		100,000
洋上風力		100,000
一般水力	100,000	50,884
揚水	100,000	6時間未満：56,545~77,509 6時間以上：87,683~93,883
蓄電池		全設備更新型：97,104 地下設備流用型：58,262
地熱	100,000	
バイオマス		100,000
原子力 (既設原発の安全対策投資を含む)		100,000
水素(10%以上)	100,000	(50,062※2)
LNG		38,014

<既設火力の改修>

(円/kW/年)

	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	100,000 (76,653※2)
バイオマス専焼にするための改修	100,000 (84,008※2)

※1「等」には、「既設揚水の大規模改修案件(オーバーホールを行う場合であって、主要な設備(発電機(固定子)、主要変圧器、制御盤)の全部を更新するもの)」と「既設原発の安全対策投資」の2つが含まれる。(前者は、これまではリプレイスの定義に便宜上含めていたが、第2回入札から変更。)

※2 応札価格から、応札価格に含めた「水素等の燃料費のうちの固定費部分(当該部分の事業報酬を含む)」を除いた部分の上限価格

※ 参考図39の諸元を元に算定。閾値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年。

※ CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイス、アンモニア専焼火力の新設・リプレイス、合成メタンを燃料とする発電所は、応札が想定されないことや、上限価格を設定することが困難(CCS付火力は、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定。アンモニアは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。)であること、合成メタンに必要なコスト(投資金額等)、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、オークションの対象外。

(参考図 39) 上限価格の諸元一覧

諸元	新設・リブレース・大規模投資								既設火力の改修					
	太陽光、陸上風力	地熱	洋上風力	一般水力	揚水の 新設	揚水(新設 以外)、 蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	水素(10%以上)	水素(10%以上)	アンモニア(20%以上)	バイオマス	
FIT/FIP制度	再エネ海域 利用法			資源エネルギー庁による 調査			発電コスト検証		発電コスト検証および資源エネルギー庁による調査					
出力(万kW)	—			7.7	34.2	2.1	120	85	0.57	85	8.5	12	11	
所内率	—			0.1%	0.5%	6.2%	4.0%	2.3%	16%	2.3%	2.3%	5.5%	16%	
資本費	建設費(万円/kW)	翌年度の上 限価格	翌年度の 基準価格	53.8	70.1	25.7	44.0+	1,508億円	17.7	56.7	73.0 (23.8)	556	419 (22.9)	30.9 (18.0)
	系統接続費	※前項は 2025年度 の太陽光 (地上設置 50kW以上 事業税 入札対象 範囲外)の調 達価格・基 準価格8.9 円/kWhを 設備利用率 18.3%で円 /kW/年に 換算、 2025年度 の陸上風力 13円/kWh を設備利用 率29.1%で 円/kW/年 に換算	※前項は 2025年度 の基準価格 26円/kWh (新設)、 20円/kWh (全設備更 新型)、12 円/kWh(側 型)・山形 (地下設備 遊佐町沖 流用型)を に 設備利用率 限価格18 円/kWhを /kW/年に 換算し、 FIP39.3% を円/kW/年 に換算	直近の 公募の 上限価格	建設費の5%		826億円	建設費の5%		—				
運転維持費	固定資産税	—			—		1.4%		900円/kW/年					
	発電側課金	—			—		—		収入割: 1.05%、資本割: 0.15%、付加価値割: 0.37%					
	人件費	20円/kWh	20円/kWh	1.3 億円/年	2.3 億円/年	—	24.4 億円/年	6.8 億円/年	—	18.6 (6.8) 億円/年	6.8億円/年 ×混焼比率 10% +11.7億 円/年	4.8億円/年 ×混焼比率 20%+7.1 億円/年 (4.8億円/年 ×混焼比率 20%)	3.7 (2.9) 万円/kW/年	
	修繕費	—	—	0.1万円 /kW/年	0.04万円 /kW/年	0.5万円 /kW/年	1.9%/年 (建設費比 率)	2.4%/年 (建設費比 率)	3.7 万円/kW/ 年	2.4%/年 (建設費比 率)	2.4%/年 (建設費比 率)	2.4%/年 (建設費比 率)	—	
	諸費	—	—	1.8万円 /kW/年	0.2万円 /kW/年	—	103.6 億円/年	1.1%/年 (建設費比 率)	—	1.1%/年 (建設費比 率)	1.1%/年 (建設費比 率)	2.2%/年 (建設費比 率)	—	
業務分担保費(一般管理費)	—	—	—	—	—	—	12.8%/年 (直接費比 率)	12.0%/年 (直接費比 率)	—	12.0%/年 (直接費比 率)	12.2%/年 (直接費比 率)	—		
事業報酬 上限価格	税引前WACC5% (0年目に建設費を全て支出し、1~20年目に運転維持費が発生する前提で計算) 上記合計の1.5倍													

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)等を基に、2023年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレターにより補正した後の数字。  
 ※ 水素(10%以上)の新設、アンモニア(20%以上)およびバイオマスにおける既設火力の改修は、( )において上流コストを除いた部分の諸元を記載。  
 ※ 上限価格は所内率を考慮し算定している。 ※ 系統接続費は、現行の容量市場の上限価格の算定と同額(第38回容量市場の在り方等に関する検討会資料4)。  
 ※ 一般水力のリブレース案件の系統接続費は計上しない。 ※ 廃棄費用は、21年目に支出する前提で計算。  
 ※ 業務分担保費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。  
 ※ 既設火力の改修における「建設費比率」「建設費」は、発電コスト検証における新設時(水素はLNG、アンモニアは石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

## ⑥リクワイアメント・ペナルティ等

### (a) 供給力提供開始期限

本制度では、落札した電源に対して、電源種毎に設定された供給力提供開始期限までに供給力を提供開始することを求めている。

供給力提供開始期限は、電源種ごとの建設リードタイムの実態を踏まえ設定しており、「法・条例アセス済・不要の案件」と「それ以外の案件」との間で差を設けている。

初回入札では、国内の陸揚げ以降の設備の固定費が本制度の支援対象であったため、法・条例アセスは国内の手続を想定していたが、第2回以降の入札では、海外の上流設備も本制度の支援対象となるため、海外の環境アセスメントの手続が必要となる場合も想定される。

したがって、「法・条例アセス済・不要の案件」に該当するか否かの判断は、海外の環境アセスメントの手続の実施状況・要否も含めて判断することとした。

(参考図 40) 第2回オークションにおける供給力提供開始期限

電源種	供給力提供開始期限
太陽光	5年（法・条例アセス済の場合：3年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8年（法・条例アセス済の場合：4年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む）	12年（法・条例アセス済の場合：8年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼、水素混焼のLNG、水素専焼、 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）	11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）後の日が属する年度の末日
原子力	17年（法・条例アセス済の場合：12年）後の日が属する年度の末日
蓄電池	4年後の日が属する年度の末日
LNG 専焼火力	8年後の日が属する年度の末日

(b) 蓄電池に対する規律の在り方

本制度で導入される再エネについては、基本的に FIT/FIP 制度で課されている規律を求め、事業規律の確保を求めていることとしている。本制度で導入される蓄電池についても、資源エネルギー庁が実施している蓄電池の導入支援事業（補助金）と整合性のある形で、事業規律の確保を求めていることとした。

(参考図 41) 蓄電池の導入支援事業（補助金）の公募要領（抜粋）

令和5年度系統用蓄電池等導入・配電網合理化等再生可能エネルギー導入加速化事業費補助金  
（系統用蓄電池等導入支援事業）公募要領（抜粋）

1-6 補助対象設備 下記1)又は2)いずれかの設備であること。  
 1) 蓄電システム 下記①～⑤の要件を全て満たす蓄電システムであること。  
 ③ 蓄電池種別毎に下記要求事項を全て満たす設備であること。  
 「リチウムイオンのみ」 類焼に関する安全設計：耐類焼性を有していることの証明書等の提出  
 ⑤ その他消防法等の各種法令等に準拠した設備であること。なお国内外に設置された定置用大型蓄電システムにおいて、過去に「発煙・発火」に類する事故を起こしたメーカーの蓄電池モジュールを組み込んだ蓄電システムの導入を予定している場合は、当該蓄電池モジュールメーカーより事故の原因と対策を示した資料を取得し、原則交付申請時に提出すること。

3-2 審査項目  
 1) 要件審査 「要件審査」において以下の項目を確認し、ひとつでも要件を満たさない場合は不採択となる。

審査項目	小項目	評価基準
5. 補助事業計画	(6) 公衆安全の確保	消防法等の適用各種法令等に準拠した計画・設備導入や、保安体制・事故検知設備の設置に加え、事故発生時の対応・体制の構築がされること
	(7) セキュリティ対策	各種ガイドライン等に基づいた適切かつ十分なセキュリティ対策等が取られる見込みであること
	(8) 事業実施の前提となる事項及び実施上問題となる事項	系統連系協議の見通し等、事業実施の前提となる事項、及び地元調整や許認可等について対策が取られる見込みであること
	(9) 設備の保守管理計画	定期的に適切な保守管理を行うとともに、異常発生時にも迅速に対応・復旧できる体制が確保できる見込みであること

2) 採点審査 「採点審査」は、設備毎の下記審査項目に基づき、総合的に審査を行う。

審査項目	評価基準
4 その他	4-①、廃棄物処理法上の広域認定取得 4-②、レジリエンス
	採用予定の蓄電システムの製造、加工、販売等の事業を行う者が、廃棄物処理法上の広域認定において蓄電池関連製品での認定を取得しているか (a) 蓄電システムの早期復旧や原因説明が可能な体制が整えられている (b) 蓄電システムに異常が見つかった場合に備えて、代替する電池システムの主要部品（電池セル等）を迅速に供給できる拠点が整えられている

## 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	(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

※網掛け回は第十八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6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<br>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 准教授                                  |
| 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・外国法共同事業<br>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<br>知的構造の創生部門 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  | SMBC 日興証券株式会社<br>産業・サステナビリティ戦略部<br>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                                  |

## 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6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
加藤 英彰 菊池 健	電源開発株式会社 常務執行役員 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
小林 総一	出光興産株式会社 常務執行役員
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 需給本部長
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 小売統括部長
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)

環境庁