

# 長期脱炭素電源オークションの制度設計と 所期の目的達成を妨げるリスク

井上 智弘

電力中央研究所 社会経済研究所

作成日 (2023年4月17日)

## 要約:

長期的な安定供給確保を前提に電源の脱炭素化を進めることを目的として、「長期脱炭素電源オークション（以下、本制度）」の検討が進められている。本制度には、投資の予見性を確保することで脱炭素電源への投資を促し、需要家に対して脱炭素電力の価値（脱炭素電源の kWh 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電力市場価格の高騰リスクを抑制するという目的を達成することが期待されている。本稿では、目的達成のために重要な制度設計のポイントとして、本制度の対象となる電源の条件、電源の調達方式と募集量、入札価格に関する論点について説明するとともに、所期の目的達成を妨げる制度設計のリスクを以下のように指摘する。

本制度の目的達成を妨げるリスクを、エネルギー政策の基本方針である安定供給・環境適合・経済効率性に係る内容に分類すると、安定供給確保のために欠かせない既設電源の維持や電源の多様化にもたらす影響として「既設電源の廃止加速リスク」・「電源構成の偏重リスク」、脱炭素電源からの kWh 提供に関する「脱炭素電力の電力量確保リスク」、国民負担抑制の観点から「電力調達費用の上昇リスク」・「負担増加の非受容リスク」・「他市場収益の監視費用増大リスク」として整理できる。本制度に期待されている目的を達成するためには、これらのリスクに十分配慮した制度設計が欠かせない。

2024 年 1 月の初回オークションの開催に向けて、制度の詳細設計議論は大詰めを迎えており、今後は制度運用に向けた具体的な検討が進められていくと見られる。他方で、重要な論点が生じた場合には然るべき検討を行っていかともされていることから、政府審議会における議論の動向については引き続き注視していく。

### 免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

### Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

## 目次

<b>1.はじめに</b>	<b>1</b>
<b>2.長期脱炭素電源オークションの制度設計</b>	<b>2</b>
2.1. 長期脱炭素電源オークションの目的と期待される役割	2
2.2. 制度設計のポイント	3
2.2.1. 対象となる電源種と最低入札容量	3
2.2.2. 調達方式	5
2.2.3. 募集量	5
2.2.4. 入札価格	6
<b>3.所期の目的達成を妨げるリスク</b>	<b>9</b>
3.1. 安定供給に係るリスク	10
3.1.1. 既設電源の廃止加速リスク	10
3.1.2. 電源構成の偏重リスク	11
3.2. 環境適合に係るリスク	12
3.2.1. 脱炭素電力の電力量確保リスク	12
3.3. 経済効率性に係るリスク	13
3.3.1. 電力調達費用の上昇リスク	13
3.3.2. 負担増加の非受容リスク	13
3.3.3. 他市場収益の監視費用増大リスク	14
3.4. 脱炭素電源への投資予見性付与と国民負担増加のバランス	14
<b>4.おわりに</b>	<b>15</b>
<b>5.補論</b>	<b>16</b>
5.1. 制度設計の解説補足	16
5.1.1. 制度適用期間	16
5.1.2. 供給力提供開始期限	17
5.2. 水素・アンモニアのサプライチェーン構築支援制度と本制度との関係	17
5.3. 稼働インセンティブに配慮した他市場収益の還付割合	18
<b>6.参考文献</b>	<b>19</b>

## 1. はじめに

電力システム改革により市場原理の活用が進む中、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の固定価格買取制度（以下、FIT 制度）により再エネの導入が拡大してきたこともあり、近年、火力電源の設備利用率が低下し収益性が悪化している。その結果、電源の休廃止が進み、2020・2021年度の冬季には電力需給の逼迫・電力スポット市場価格の高騰が発生するなど、安定供給や価格高騰のリスクが顕在化してきている。このような市場メカニズムの下での再エネ大量導入による安定供給上の懸念は、日本固有の事情ではなく、わが国に先駆けて市場システムを採用してきた欧米においても、脱炭素化を進める中でいかに安定供給を確保するかは共通の課題であると言える。

このような状況の下、わが国では2020年10月に、菅総理大臣（当時）による「2050年カーボンニュートラル（以下、CN）宣言」がなされた。今後、2050年 CN に向けて、火力電源の廃止傾向はさらに加速すると見られることから（図1）、安定供給や電力市場の価格高騰のリスクはさらに高まる恐れがあり、長期的な安定供給に資する新規電源投資の確保が急務となっている。

供給力の確保施策としては、わが国では2020年度から容量市場が導入されているものの、4年後（追加オークションの場合には1年後）の1年間の供給力提供への対価を支払うものであることから、建設リードタイムの長い電源種の新設案件が応札することは困難な状況である。さらに、容量市場の約定価格は1年ごとに変化するため、長期的な投資回収の見通しを立てづらいという課題もある。そのため、建設リードタイムと投資回収期間の長い大規模な電源への投資が停滞している（文献[2]）。

2021年10月に改定された第6次エネルギー基本計画では、「2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に資する新規投資について、複数年間の容量収入を確保することで、初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法について、詳細の検討を加速化させていく」とされている（文献[3]）。また、電力部門に対しては、再エネや原子力と

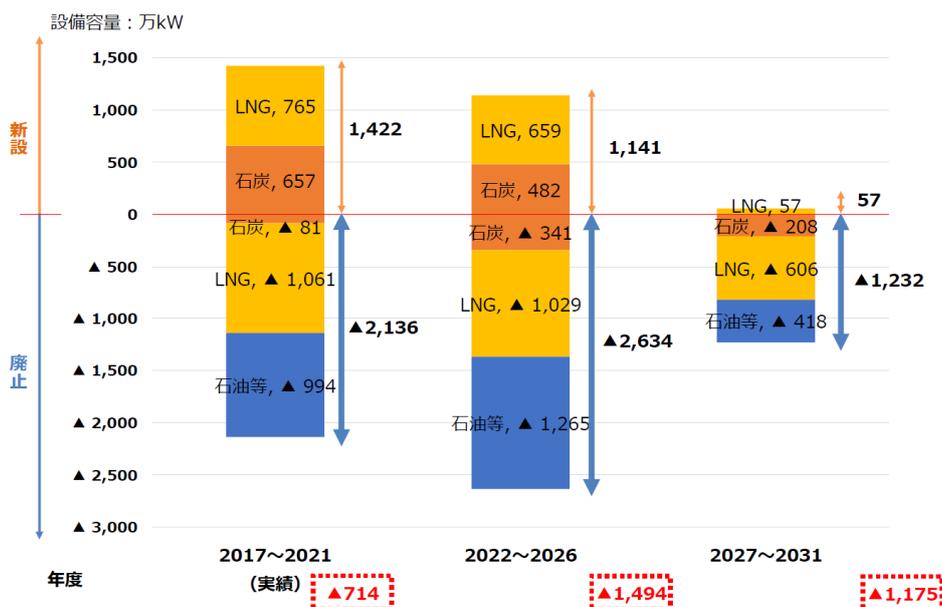


図1 火力供給力の増減見通し

注：期間表示の右下にある赤字▲の数値は、新設と廃止の差を表す。

出典：文献[1]p.20

いった実用段階の脱炭素電源を用いた着実な脱炭素化の実現に加え、水素・アンモニア発電やCCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage：CO<sub>2</sub>回収・有効利用・貯留）のような新たな選択肢の追求、蓄電池や水素の活用等による脱炭素化された調整力の確保等によって電力システムの柔軟性向上を図るといった取り組みが要請されている（文献[4]）。

こうした経緯を背景として、新規投資に限って、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新たな制度措置を導入し、その新規投資の対象を、発電・供給時にCO<sub>2</sub>を排出しない電源（脱炭素電源）とすることになった（文献[5]、[6]）。2021年12月からは、現行容量市場の制度検討が行われている経済産業省 資源エネルギー庁 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（以下、制度検討作業部会）において制度詳細の議論が進められている。当該制度措置は脱炭素電源の容量を長期にわたって確保するための制度であることから、「長期脱炭素電源オークション」（以下、本制度）と名付けられ、容量市場における「特別オークション」の一類型として位置づけられた。容量市場の一部として位置づけられることから、現行容量市場の運営主体である電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が、本制度の運営主体となっており、2023年4月の第77回制度検討作業部会において、初回オークションを2024年1月に開催する方針が示されている（文献[7]）。

本稿では、制度検討作業部会で検討されている制度設計の内容を踏まえて、本制度の所期の目的達成を妨げるリスクを、エネルギー政策の基本方針である安定供給・環境適合・経済効率性（S+3Eの3E）に分類して抽出する。そのために、第2章では、制度創設の目的とその目的達成のために特に重要と考えられる制度設計のポイントを紹介する。その上で、第3章において、その目的の達成を妨げるリスクを抽出する。第4章では、抽出したリスクを踏まえて留意すべき点について述べる。第5章（補論）では、制度設計の補足説明、関連制度との関係、本制度における他市場収益の扱いについて解説する。

## 2. 長期脱炭素電源オークションの制度設計

本制度の政策目的に照らして、制度設計が適切か否かを議論するための準備として、本章では、本制度の目的を確認し、その目的達成に向けて特に重要となる制度設計のポイントについて説明する<sup>1</sup>。

### 2.1. 長期脱炭素電源オークションの目的と期待される役割

本制度には、発電事業者に投資の予見性を確保することで脱炭素電源への投資を促し、需要家に対して脱炭素電力の価値（脱炭素電源のkWh価値）を提供する（環境適合）とともに、中長期的な観点から安定供給上のリスクや電力市場価格の高騰リスクを抑制する（安定供給・経済効率性）という、わが国のエネルギー政策の基本方針である3Eに即した目的の達成が求められている。

この目的の背景には、第1章で述べたように、火力電源の休廃止が進み、安定供給に懸念が生じている中で、2050年CNをいかに実現するかという課題がある。そこで、本制度の

<sup>1</sup> 本稿は、2023年4月上旬時点での制度検討作業部会等の政府審議会における議論の情報に基づいて作成している。

設計にあたっては、英国容量市場の新規電源の扱いを参考に、現行容量市場の価格を長期間固定する仕組みの採用も検討された。しかし、大半の脱炭素電源の固定費に比べて現行容量市場の上限価格は低く、固定費回収の予見性を付与するには不十分である。さらに、英国容量市場では、ガス火力や蓄電池などの固定費の小さい電源種の新設案件が大半を占めていることも踏まえ、安定供給の観点から脱炭素電源の多様性を確保するためには、現行容量市場の価格を長期間固定するだけでは不十分であるとの判断の下、大規模電源の固定費回収の予見性を高める措置を別途検討することとなった。なお、本制度は中長期的な観点から安定供給上のリスクに対応するための制度的措置として位置づけられているものの、2021年度冬季の電力需給逼迫が制度導入を促した面もあり、本制度には短期的な供給力確保策としての役割も期待されている<sup>2</sup>。

また、足もとでは調整力の多くを従来型の火力電源が担っていることから、2050年 CNに向けてこれらの電源が廃止されていく中で、安定供給を維持するための調整用電源の確保も課題となっている。脱炭素調整力としては蓄電池や揚水発電が期待されているものの、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は限定的である。そこで、水素・アンモニア・バイオマスといった脱炭素燃料を用いて火力電源の脱炭素化を促進することも、本制度の重要な役割である。

以上を踏まえると、3Eに即した政策目的を果たすために、本制度には、大規模脱炭素電源の固定費回収予見性の向上、火力電源の脱炭素化も含めた調整用電源の確保という2つの中長期的な役割と、足もとの火力電源の休廃止増加に対応するための供給力確保という短期的な役割が求められている。次節では、この役割を果たすために重要となる制度設計のポイントについて解説する。

## 2.2. 制度設計のポイント

制度の全体像について一通りの議論を経たとして、2022年10月に検討結果のとりまとめが行われた（「第八次中間とりまとめ（文献[2]）」）。そこでは、検討を深めるべき論点として11の項目についての検討内容がまとめられている。その後、2023年4月にかけて、さらに制度詳細の検討が進められた項目があるため、本稿ではその内容も加味して、この11項目を表1のように再構成した<sup>3</sup>。以下では、この中から本制度の目的達成のために重要となる特筆すべき項目について解説する<sup>4</sup>。

### 2.2.1. 対象となる電源種と最低入札容量

上述のように、脱炭素電源への新規投資が本制度の対象となる。より具体的には、CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> 2022年2月に行われた第62回制度検討作業部会において、制度設計が複雑で全体像が見えづらく目的に照らして適切か判断できない、電源種間の公平性や安定供給に必要な電源の要件を担保するような募集量・調達方式になっていない等の意見が多く見られたものの（文献[8]）、2022年3月の東日本における電力需給逼迫を受けて、制度の具体化を急ぐとともに、一定期間内に限って脱炭素化されていない電源の一部を対象とすることも検討されるようになったという経緯がある（文献[9]、[10]）。

<sup>3</sup> 具体的には、「第八次中間とりまとめ」における論点④入札価格の在り方と論点⑦上限価格を統合して「入札価格」とし、論点③リードタイムの考慮を「供給力提供開始期限」に変更した上で、関連する内容ごとに論点の順番を入れ替えている。論点⑩現行容量市場との関係については、「第八次中間とりまとめ」において独立に項目立てされていないため表には含めていないが、参考として、現行容量市場の制度概要についても記載する。

<sup>4</sup> 2.2節の記述は、特段の記載がなければ、文献[2]に基づく。

表1 制度設計のポイント

項目（該当節）	長期脱炭素電源オークション	（参考）現行容量市場
対象（2.2.1）	CO <sub>2</sub> 排出防止対策が講じられていない火力発電所を除く電源・蓄電池への新規投資（DRは対象外）	全電源種（DRを含む）
制度適用期間（補論5.1.1）	全電源種共通で20年を基本としつつ、20年超を希望する場合には認める	1年
調達方式（2.2.2）	電源種混合のマルチプライスオークションによる価格競争方式	電源種混合のシングルプライスオークションによる価格競争方式
募集量（2.2.3）	スモールスタートとし、一部の電源種には上限を設定	目標調達量に基づいて広域機関が必要曲線を設定
供給力提供開始期限（補論5.1.2）	電源種ごとに供給力の提供開始期限を設定し、それまでの間に供給力の提供を求めることをリクワイアメントとして課す	メインオークションは4年後、追加オークションは1年後の実需給年度における供給力提供を求める
リクワイアメント・ペナルティ	原則として現行容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティを適用することとした上で、本制度特有の追加的なリクワイアメント・ペナルティ（脱炭素燃料での発電、脱炭素化ロードマップの遵守等）を設ける	実需給年度開始前の容量停止計画の調整、実需給年度中の供給力の維持等
入札価格（2.2.4）	固定費回収の予見性を確保しつつ国民負担の最小化を図るため、入札価格に織り込むことが適切な費用を整理し、上限価格の設定や入札価格の監視等の入札価格に対する一定の規律を設ける	実需給年度1年間の供給力の維持管理コストから他市場収益を差し引いて入札価格を算定する
調整係数	入札時点から9年後の値を全期間で適用する	実需給年度の値を適用する
抛出金の負担者	小売電気事業者等から容量抛出金を徴収する	小売電気事業者等から容量抛出金を徴収する

出典：文献[2]、[11]、[12]、[13]、[14]に基づいて著者作成

排出防止対策が講じられていない火力発電所（石炭・LNG・石油）を除くあらゆる発電所と蓄電池の新設案件やリプレース案件への新規投資を対象とすることが想定されている。これには、水素・アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設や既設の石炭・LNG・石油火力の改修案件を含むほか<sup>5</sup>、バイオマスについては専焼のみが対象に含まれる<sup>6</sup>。また、短期的な供給力確保策として、早期に運転開始可能なLNG火力の新設・リプレース案件を一定期間内に限って対象とする。これは、2.1節で短期的役割として述べたように、足もとの火力電源の休廃止増加を受けた例外的な対策である。電源の新陳代謝を進めるためには既存電源の最大限の活用のみでは不十分であり、新規電源投資が不可欠であるとの考えの下、電源の新設を促す制度的措置である本制度に盛り込まれることになった（文献[9]、[10]）。ただし、2050年CNとの整合性を確保するため、運転開始から10年後までの間に脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への入札等）を開始することを求めるとともに、脱炭素電源とは別に募集量を設定することとされている（文献[11]）。

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ことを目的としている。さらに、容量市場の「特別オークション」の一類型と位置付けられる特別な支援制度であることから、現行容量市場よりも対象を限定することとしており、最低入札容量を、現行容量市場における1,000kW（期待容量ベース<sup>7</sup>）から引き上げて、10万

<sup>5</sup> 水素・アンモニア混焼を前提とした石炭・石油火力の新設は対象外とする（文献[2]、[7]）。

<sup>6</sup> 水素・アンモニア混焼については、当面は、熱量ベースで、水素は10%以上、アンモニアは20%以上の混焼を求め、今後の技術開発や商用化の状況を踏まえながら、混焼率基準を見直すこととなっている。ただし、2050年までの専焼化に向けたロードマップの提出を求める。バイオマスについては、発電設備は専焼のみを対象とするものの、燃料については、当初は混焼を認め（年間混焼率70%以上）、水素・アンモニアと同様に、2050年までの専焼化に向けたロードマップの提出を求める。いずれも、提出したロードマップが遵守されていない場合、広域機関から契約解除できるものとされている（文献[12]）。

<sup>7</sup> 送電端設備容量のうち実需給期間において確実に発電可能とされる容量分が期待容量である。期待容量は、広域機関が電源種に応じてエリア別に定める調整係数を送電端設備容量に乗じて計算される。この調整係数は、落札電源への対価を支払うにあたって、電源種ごとの供給信頼度に関する特徴に配慮して、供給力を評価するために設定されている。

kW（送電端設備容量ベース）としている<sup>8</sup>。ただし、蓄電池については、直近の導入状況を踏まえると10万 kW 規模の導入は難しいことから、例外的に最低入札容量を1万 kW とし、蓄電池と同様の機能を有する揚水発電についても、できる限り公平な競争環境を整えるため、同様に1万 kW としている。また、既設火力電源を水素・アンモニア混焼にするための改修案件については、新たに生じる混焼部分の kW が本制度の対象となるため、例えば、混焼率10%の水素混焼とする場合、100万 kW（=10万 kW ÷ 10%）以上の電源のみが対象となり、相当程度限定的になってしまうことから、こちらも例外として、混焼部分の kW が5万 kW 以上の電源を対象とすることとなった。

### 2.2.2. 調達方式

電源種混合での競争入札を採用し、運用面を含めた制度全体の効率性向上の観点から、一定の入札参加資格要件と市場退出時の経済的ペナルティを前提に、価格競争方式により落札電源が決定されることになった。これは、様々な電源種間での公平な評価方法の策定が困難であることや、現行容量市場と同様に、リクワイアメントを通じて電源の稼働を担保することを考慮して決められたものである。

落札電源を決定するオークション方式については、本制度が様々な費用構造・特性を有する電源種混合の入札であって、初期投資に対する長期的な収入の予見可能性を付与することを目的としていることに鑑み、入札事業者が投資回収に資する価格で応札し、その価格が落札電源となるマルチプライスオークションを採用する。

### 2.2.3. 募集量

将来のイノベーションにより、効率的に脱炭素電源を導入できるようになる可能性もあることから、初めから募集量を多くすることで競争圧力が働かずに国民負担が増大する恐れがあることにも鑑みて、募集量はスモールスタートとすることになった。初回オークションの募集量は、足もとの現行容量市場で確保されている1.2億 kW の化石電源を、2050年 CN に向けてすべて脱炭素電源に置き換えることを前提に算出されている。具体的には、電源建設のリードタイムを考慮して、およそ20年間で年平均600万 kW の脱炭素電源の導入が必要となることから、募集量は600万 kW 未満としつつ、計画的に脱炭素化を進めていく観点から、必要量の半分に相当する300万 kW を上回る水準として、応札容量ベースで400万 kW とされた（文献[14]、[15]）。2024年度以降の募集量は、落札電源の状況や今後のイノベーションの動向を踏まえて検討することとされている。また、上述のように、電源種混合での価格競争方式を採用するものの、短期的な供給力の増加に寄与しない既設火力電源の改修案件（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）と、放電・発電のために蓄電・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蓄電池・揚水発電については、初回オークションにおいて募集上限が定められることになった。募集量全体の1/4である100万 kW が、それぞれの募集上限として設定されている（既設火力の改修案件100万

---

る（原子力などの安定電源を100%として、0~100%の範囲で設定）。例えば、2026年度向けの容量市場メインオークションにおける東京エリアの太陽光発電の調整係数は9.7%とされており、当該エリアにおける送電端設備容量10万 kW の太陽光発電の2026年度の期待容量は10万 kW × 9.7% = 9,700kW となる。

<sup>8</sup> 期待容量ベースで最低入札容量を設定すると、太陽光・風力発電などの変動電源の最低入札容量が、原子力などの安定電源と比較して大きくなりすぎるため、送電端設備容量ベースで設定することとなった。2026年度の東京エリアの太陽光発電を例にとると、期待容量が10万 kW となる送電端設備容量は、10万 kW ÷ 9.7% ≒ 103万 kW となり、期待容量 = 送電端設備容量である安定電源の約10倍の水準となる。なお、例外とする蓄電池・揚水発電、既設火力電源を水素・アンモニア混焼にするための改修案件の最低入札容量も送電端設備容量ベースで設定される。

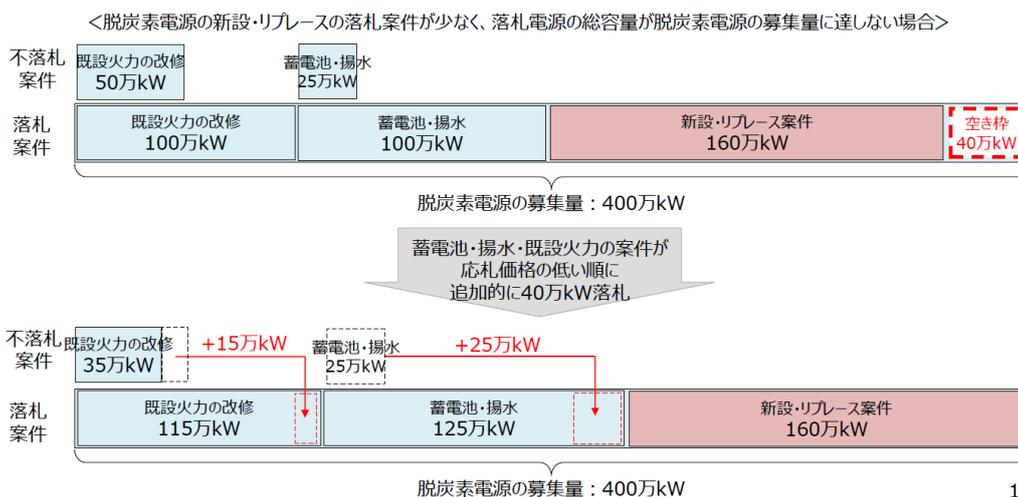


図2 既設火力と蓄電池・揚水発電の募集上限

出典：文献[13]p.13

kW、蓄電池・揚水発電100万 kW)。ただし、落札電源の総容量が400万 kW に達しない場合には、400万 kW に達するまで、各々の募集上限を超えて落札することができることとされた（図2）。また、2.2.1節で説明した一定期間内に限って対象とする LNG 火力については、この400万 kW とは別枠で、初回オークションから3年間で合計600万 kW を募集することとなっている（文献[13]）。

## 2.2.4. 入札価格

### (1) 入札価格の算定方法

初期投資額を含む固定費の回収予見性を確保しつつ、入札を通じて国民負担の最小化を図るため、入札価格に織り込むことが適切な費用を整理し、すべての入札事業者を対象に、上限価格の設定や入札価格の監視等の入札価格に対する一定の規律を設けることとしている。ここで、「入札価格に織り込むことが適切な費用」については、算出ルールを表2のように設定し、(1)式のように入札価格（単位：円/kW/年）を算定することとされている。

$$\text{入札価格} \leq \frac{\text{Net CONE}}{\text{応札容量}} = \frac{\text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益}}{\text{応札容量}} \quad (1)$$

ここで、Gross CONE（Cost Of New Entry）は新規参入の総費用であり<sup>9</sup>、表2の各項目の合計である<sup>10</sup>。Net CONE は、Gross CONE から卸電力市場や需給調整市場などの他市場（相対契約に基づく収益も含む）から得られる収益を差し引いた値である。応札容量は、期待容量を上限として事業者が設定する容量であり、送電端設備容量と入札時点から9年後の調整係数の積として計算される<sup>11</sup>。

<sup>9</sup> 入札価格は応札容量1kW 当たりの1年間の容量収入を表すため、表2の費用は、応札容量と制度適用期間の年数で除したkW/年の単位となる。他方で、(1)式の Gross CONE は、応札容量で除す前の値であることに留意が必要である。

<sup>10</sup> 表2で直接言及されていないが、「第八次中間とりまとめ」において、電源特性に応じて、固定的な性質の費用が発生する場合には、本制度での取り扱いを検討するとされている。水素・アンモニアについては、国内の製造・輸送・貯蔵にかかわる設備なども本制度の対象になると見られる。その一方で、これらは別途検討されている強靱な大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度や効率的な水素・アンモニア供給インフラの整備支援制度の対象にもなり得るため、二重支援防止のため、本制度への入札にあたっては、その支援金額を控除した価格で入札することが求められる。サプライチェーン制度や拠点整備支援制度の概要については、補論5.2節を参照されたい。

<sup>11</sup> 調整係数は供給計画に基づいて算定されるものの、供給計画は当該年度以降10年間の計画しかないので、最も長期的

表2 入札価格に織り込む費用とその算出ルール

		算出ルール	
資本費	建設費	建設費(※1)の1.1倍の金額(※2) ※1 国や県・市町村から、入札対象の発電設備・蓄電池の初期投資に対して補助金を受けている場合は、その金額を控除。逆に、本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除) ※2 地熱・水力のリプレース案件は「使用を継続する設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)」を、既設の改修案件は、「当該発電設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)×本制度対象kW割合」を算入可	を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額
	系統接続費用	最新の工事費負担金の見積額の110%の金額	
廃棄費用	太陽光：1万円/kW その他：建設費(※1)の5%(※2)の金額 ※1 地熱・水力のリプレース案件と既設火力の改修案件は、入札価格に算入した残存簿価を含む。 ※2 原子力は12%		
固定資産税	制度適用期間において生じる見込みの固定資産税の総額		
人件費	制度適用期間において生じる見込みの人件費の総額		
修繕費	制度適用期間において生じる見込みの修繕費の総額		
経年改修費	制度適用期間において生じる見込みの経年改修費の総額 ※その設備・機器の想定使用期間が制度適用期間を跨ぐ場合は、制度適用期間に含まれる期間の比率で按分した金額に限定		
発電側課金	「kW課金部分の目安単価(900円/kW/年)×送電端設備容量÷応札容量」を超えない金額		
事業税 (収入割・資本割・付加価値割)	「収入割(※1)+資本割(※2)+付加価値割(※3)」を超えない金額 ※1 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年)×税率/(1-税率) ※2 建設費×自己資本比率43%×税率 ※3 (当該電源の事業報酬+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率		
その他のコスト (委託費・消耗品費等)	制度適用期間において生じる見込みのその他のコスト(※)の総額を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額 ※事業税(所得割)や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目は除く。		
事業報酬	入札時点において、将来の上記の費用の支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額を超えない金額		

出典：文献[14]p.33

現行容量市場では、入札を行う事業者が4年後（もしくは1年後）の1年間における他市場収益を予測し、電源の維持管理コストから他市場収益を差し引いて入札価格を算定している。それに対して、本制度は供給力提供開始期限が4年よりも長くなることを想定しており、さらに制度適用期間が運転開始後20年間にわたるため、将来かつ長期間にわたる他市場収益を高い精度で見積もることは非常に難しいことから、入札時点での他市場収益はゼロとし、運転開始後に実際に発生した他市場収益を還付させることとなった。ただし、事業者が獲得するすべての利益を還付させると、電源の稼働インセンティブが低下する恐れがあるため、利益の約90%を還付させることになっている<sup>12</sup>。

## (2) 上限価格

現行容量市場と同様に、Net CONE（を応札容量で除した値）の1.5倍を上限価格とする。他方で、このようにして計算される本制度の上限価格は、電源種によって数万～数十万円/kW/年とばらつきがあることから、現行容量市場のようにモデルプラントとなる電源種を設定し、その電源種の Net CONE に基づいて全電源種一律の上限価格を設定するのではなく、電源種ごとに異なる上限価格を設定することになった。Net CONE は直近の発電コスト検証の数値をベースに算定されるが、発電コスト検証の数値が存在しない、または必ずしも発電コスト検証の数値をベースとすることが適切とは言えない電源種については、直近に建設されたプラントの実績値や調査結果に基づいて上限価格が設定されることとなる。さらに、成熟した技術段階にある電源どうしの競争を促し、過度な国民負担の発生を防止するため、上限価格には10万円/kW/年の閾値が設けられることになっており、Net CONE の1.5倍が10万円/kW/年を上回る電源種については、一律、10万円/kW/年を上限価格とすることになった。上限価格は実際の入札前に改めて計算されることとなっているが、2023年4月

な需給状況を反映した入札時点から9年後の調整係数を、制度適用期間の全期間において適用することとなった。

<sup>12</sup> 表2に記載されているように、事業報酬の入札価格への算入を認めているため、追加的に過大な事業報酬を与えることは不適切であるとし、事業報酬率に与える影響の試算結果を踏まえて、還付割合はおおよそ90%となった。実際の還付にあたっては、利益の90%を一律に還付させるのではなく、効率化インセンティブが働くように、年間の他市場収益の多寡に応じて3段階の還付割合が設定される。詳細は補論5.3節を参照されたい。

表3 2023年4月時点での上限価格試算値

＜新設・リプレース＞		(万円/kW/年)	
	新設の上限価格	リプレースの上限価格	
太陽光		10	
陸上風力		10	
洋上風力		10	
一般水力	7.2	3.7	
揚水	10	4.2～5.7	
蓄電池		4.2～5.7	
地熱	10	全設備更新型：9.7 地下設備流用型：5.8	
バイオマス		10	
原子力		10	
水素（10%以上）		4.8	
LNG		3.6	

＜既設火力の改修＞		(万円/kW/年)	
		上限価格	
水素10%以上の混焼のための改修		10	
アンモニア20%以上の混焼のための改修		7.4	
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		8.1	

※参考図73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。

※合成メタンは、水素の中に含まれる。

※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ため、今後、明確化した段階で設定（よってそれまでの間入札はできず、CCSプロジェクトの状況を見つ、今後必要な議論をする）。

※実際は、1円未満を切り捨てて設定（内訳も1円未満は切り捨てて算出）。

出典：文献[16]p.60

時点での上限価格の試算値が示されている（表3）。

### (3) 監視<sup>13</sup>

入札価格の監視は、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）が、落札候補となる応札案件全件の入札価格について、入札後に行う。そのため、監視に要する期間を考慮して、約定結果の公表は入札期間終了時点から3か月後を目途とし、監視の結果を踏まえて、落札案件名・容量を含めた約定結果を公表する。

表2の費用項目のうち、建設費・人件費・修繕費・経年改修費・その他のコストについては、①競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。②競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合や特命発注を行う場合には、「直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準」を超える予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除いて減額する。③「2倍の水準」を超えない予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分を減額する、といった監視ルールが定められている。それら以外の費用である、系統接続費用・廃棄費用・固定資産税・発電側課金・事業税・事業報酬については、表2の算出ルールに則っているかどうかの監視を行うこととされている。

また、落札事業者は、制度適用期間における他市場収益の約90%を還付する仕組みであるため、実際の他市場収益が正しく報告されているかを確認するための監視も、監視等委において実施する。落札事業者は、実際の他市場収入から実際の可変費を控除した額を実際の他市場収益として広域機関に報告し還付金を支払うため、監視等委は、他市場収入としては kWh 収入（需給調整市場からの収入を含む）と非化石価値収入<sup>14</sup>、可変費としては

<sup>13</sup> 本項の記述は、文献[13]に基づく。

<sup>14</sup> 市場取引を行っている場合にはその収入金額を証憑とともに確認する。相対契約の場合には、販売価格が「一定の規律」（供給期間と同じ長さの過去の市場価格の平均、または相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均のいずれかの水準以上であること）を遵守することを求め、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に確認し、事後的にもその契約に基づいて収入を得ているかを確認する。

燃料費・廃棄物処理費・消耗品費・発電側課金（kWh 課金部分）・事業税（収入割）などが正しく報告されているかを確認する。

#### (4) 落札後の状況変化への対応

落札電源について、入札価格水準の容量収入を20年間固定化するものの、何らかの状況変化によって、入札価格に算入した費用が大幅に変動する可能性がある。この不確実性は投資判断を困難にするため、物価変動については、1年ごとに消費者物価指数（コア CPI）を用いて補正する（文献[12]）。

また、事業者の帰責性がない理由で、入札価格に算入した費用が、事業の継続が困難になるほど大幅に増加した場合に限って、必要な制度的対応を検討することとされている。競争入札で落札電源が決定されること、建設費の予備費として10%・事業報酬としてWACC（Weighted Average Cost of Capital：加重平均資本コスト）5%を入札価格に織り込んでいること（図3・表2参照）、他市場収益の約10%を留保することを認めていることから、あらゆる費用増加を事後的に落札価格に自動的に反映させることは認められておらず、事業の継続が困難になるほど大幅に費用が増加した場合に限定されている（文献[14]）。

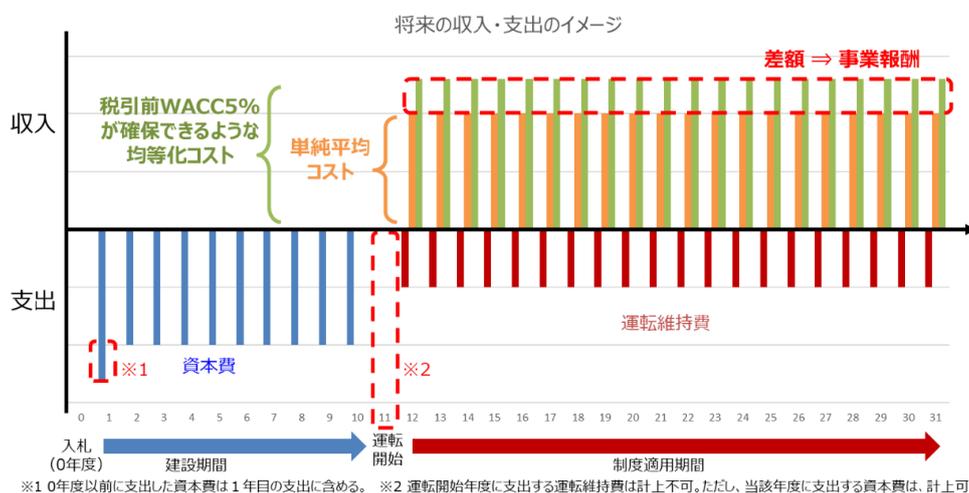


図3 事業報酬の算出イメージ

注：他市場収益がゼロの場合でも、WACC 5%相当の事業報酬を得ることは認められている。  
 出典：文献[16]p.27

### 3. 所期の目的達成を妨げるリスク

2.1節で述べたように、本制度は、エネルギー政策の基本方針である3E（安定供給・環境適合・経済効率性）を前提に、発電事業者の予見性を確保し、需要家の利益を実現するための役割が期待されている。その役割とは、すなわち、①大規模脱炭素電源の固定費回収予見性の向上、②火力電源の脱炭素化も含めた調整用電源の確保、③足元の火力電源の休廃止増加に対応するための供給力の確保の3点である。本稿では、その役割に照らして、特に影響が大きいと考えられる制度設計の項目を2.2節で取り上げた。しかし、この政策目的を達成するためには、3Eに影響する様々なリスクへの配慮が必要となる。本章では、本制度の所期の政策目的達成を妨げるリスクについて、安定供給・環境適合・経済効率性のそれぞれへの影響を踏まえて指摘する。これらの整理を踏まえた上で、特に①大規模脱炭素電源の固定費回収予見性の向上に関しては、3.4節において考察を行う。

### 3.1. 安定供給に係るリスク

電力システム改革により市場原理の導入が進み、長期的な投資回収が不確実になって、大規模な電源投資が停滞してきたことをきっかけに、本制度の検討が開始された。最低入札容量の10万 kW（2.2.1節）、原則20年の制度適用期間（補論5.1.1節）、電源種別の供給力提供開始期限の設定（補論5.1.2節）は、この目的を念頭に設計されたものと見ることができる。ただし、安定供給を確保するためには、電源の新規投資を確保するだけでなく、既設電源の維持も重要であり、電源の多様化も必要となる。以下では、これらの観点を踏まえて、安定供給に係るリスクについて取り上げる。

#### 3.1.1. 既設電源の廃止加速リスク

現行容量市場の上限価格が1.4万円/kW/年程度である一方で、試算値ではあるものの、本制度で想定されている上限価格は3.6万～10万円/kW/年（表3）と、現行容量市場の水準を大きく上回っており、本制度の対象要件を満たす新設電源は、現行容量市場ではなく本制度への応札を選択する可能性が高いと見られる<sup>15</sup>。本制度の落札電源の容量分は現行容量市場の募集量から控除する仕組みとなっており（図4上部）、2050年 CN に向けて、これから建設される電源の多くは脱炭素電源であると考えられることから、新設電源の多くが本制度の下で導入されると、現行容量市場における募集量は減少することになる。FIT 制度による再エネ導入分と同様に、本制度で確保された容量分は現行容量市場の供給曲線を右シフトさせるため（図4下部）<sup>16</sup>、現行容量市場の約定価格は低下する可能性がある。再エ

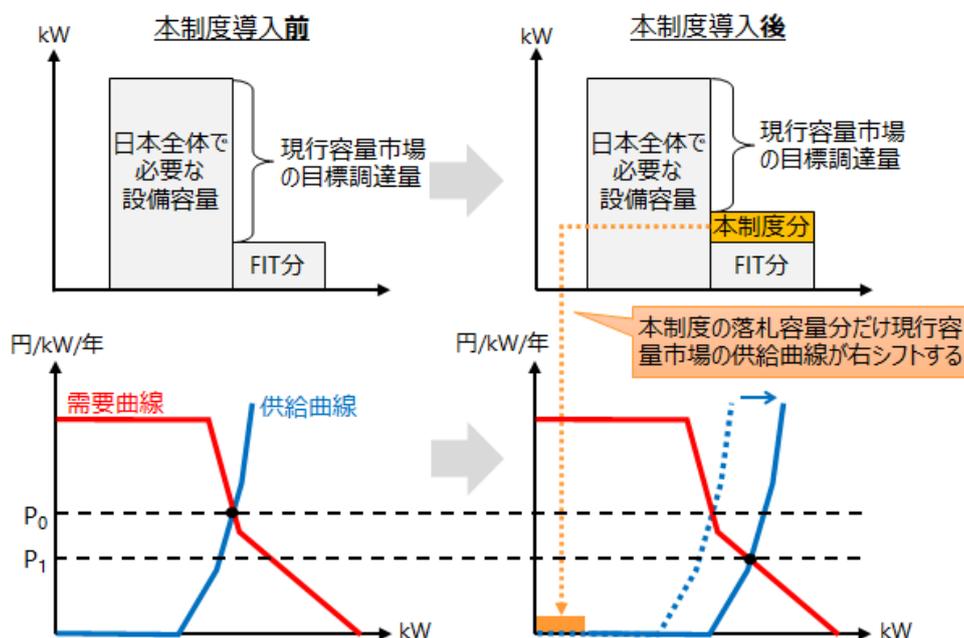


図4 現行容量市場と本制度の調達量の関係（上）と現行容量市場の価格への影響（下）

出典：文献[5]p.84図35を用いて筆者作成

<sup>15</sup> 現行容量市場とは異なり、本制度では落札価格から他市場収益の約90%が差し引かれるため、約定価格だけで収益性を比較することは適切ではない。しかし、大規模電源は固定費が大きいため、変動性再エネの増加により卸電力価格の変動が今後一層高まるとすれば、より確実な固定費の回収という点で、本制度によって不確実性を低減できることの利点は大きいため、本制度を選択する可能性は高いと考えられる。

<sup>16</sup> 本制度がなければ現行容量市場に応札していた新設電源の容量が減少する分、現行容量市場の供給曲線が左にシフトする可能性もある。しかし、2.1節で説明したように、大半の脱炭素電源の固定費は現行容量市場の上限価格よりも高いとすると、供給曲線上における新設電源の入札価格部分は、需要曲線と供給曲線の交点よりも右上に位置することから、新設電源の応札減少が現行容量市場の約定価格にもたらす影響は軽微であると考えられる。

ネの導入拡大により、火力電源を中心に設備利用率が低下し卸電力市場からの収益が悪化している中で、容量市場からの収益も低下すれば、収益性はより一層悪化し既設電源の廃止を加速させる恐れがある。それにより日本全体の供給力が不足すれば、現行容量市場の約定価格が上昇することはあり得るものの、それは市場原理の当然の帰結であり、その中で安定供給を確保するために、政策当局には機動的な制度設計能力が求められる。

足もとの火力電源の廃止増加を受けた短期的な供給力確保策として、初回オークションから3年間、脱炭素電源とは別枠で、LNG 火力を合計600万 kW 募集することになっているものの、これはあくまでも現状の見通しから設定された水準であり（文献[15]）、本制度導入による影響が織り込まれたものではない。2.2.3節で説明したように、2024年度以降の募集量は、落札電源の状況や今後のイノベーションの動向を踏まえて検討するとされているが、それだけでは供給力の確保は不十分となる可能性があり、既設電源の廃止動向も反映した募集量の設計は不可欠である。

### 3.1.2. 電源構成の偏重リスク

蓄電池・揚水発電と既設火力電源の改修案件については募集量に上限が定められているものの、それ以外の脱炭素電源については、電源種ごとの募集量の設定は行われず、電源種混合の価格競争方式が採用されることになっている。これは、近視眼的には脱炭素電源の供給力確保費用を最小化する効率的な仕組みであるものの、技術開発による将来の費用低減効果を織り込むことは難しく、不確実性の低い成熟した発電技術が選ばれやすくなることから、大局的見地に立つと、脱炭素電源は増えても電源構成が偏るリスクを孕んでいると言える。また、2.2.4節の(1)で説明したように、長期間の適正な見積もりが困難であるという理由で、入札時点での他市場収益はゼロに設定されており、入札価格は固定費のみに基づいて算定される。そのため、固定費の低い電源ほど入札価格は低くなり、落札されやすくなる。一般に、電源の固定費と可変費はトレードオフの関係にあるため、本制度では可変費が高くベースロード運転に向かない電源（固定費の低い電源）が落札されるケースが多くなると考えられる。

本リスクについては制度検討作業部会においても度々議論されている。固定費の高い電源が不利になることから電源種間の公平性を図る仕組みが必要であること、既存電源の退出タイミングや再エネの導入状況に応じて、安定供給に必要な供給力・調整力・慣性力は異なるため、2050年 CN へのトランジションを念頭に、供給信頼度要件を踏まえた電源調達に不可欠であることが指摘されている。その上で、このような観点では、電源種混合で同じ枠の中で競争させるのではなく、要件の異なる複数の募集枠を設けて、その枠の中で電源間の競争を促すような調達方式・募集量の設定を検討していくべきという意見も見られる（文献[8]）。学術的見地からも、技術開発に伴う不確実性のヘッジや安定供給のための電源の多様化という観点では、電源種ごとの募集量をあらかじめ定め、その範囲内で電源種ごとに競争させる方が望ましくなる可能性もあると指摘されている（文献[17]）。

電源種別の募集量の設定については、2050年のエネルギーミックスが定められていない現状では困難であることから将来の課題とされており、入札を繰り返す中で、電源種に偏りが生じることが明らかになった場合や、2050年のエネルギーミックスが策定された場合には、調達方式への反映を検討するとされている（文献[2]）。しかし、補論5.1.2の表4の

ように、本制度の対象には供給力の提供開始期限が長い電源種（最長の原子力で17年）もあるため、時間的猶予は限られている。

本制度はスモールスタートとはいえ、初回オークションの募集量は400万 kW であり、仮に募集量上限まで脱炭素電源が落札されれば、FIT 再エネと合わせた導入量は、2050年 CN に必要とされる年平均導入量600万 kW と大差ない水準となる<sup>17</sup>。さらに、初回オークションから3年間で600万 kW 募集される LNG 火力も、2050年までには脱炭素化することが求められることから、その容量も含めると、初回オークションから600万 kW を上回る脱炭素電源の導入が決まる可能性もある。したがって、もし本制度の落札電源種に偏りが出ると、それが日本全体の電源構成にもたらす影響は、スモールスタートという想定を超えて大きくなる可能性もある。ゆえに、本制度の目的達成のためには、将来の電源構成やその前提となる長期の需要想定議論に早急に着手することが求められる。

### 3.2. 環境適合に係るリスク

2050年 CN に向けて、足もとで1.2億 kW 存在する化石電源を、2050年までにすべて脱炭素電源に置き換えるための支援を行うことが、本制度に課された役割の1つである。そのため、脱炭素電源の新設を促す仕組みになっているものの、電源を建設することと、その電源を運用して発電することは必ずしもイコールではない。以下では、この点を踏まえて、環境適合に係るリスクについて説明する。

#### 3.2.1. 脱炭素電力の電力量確保リスク

2.1節で説明したように、本制度の目的の1つは、脱炭素電源への投資を促し、需要家に脱炭素電力の価値（脱炭素電源の kWh 価値）を提供することである。ただし、本制度は、脱炭素電源の kW 価値の提供に対価を支払って、供給力（kW）を確保する制度であり、電力量（kWh）の確保を保証するものではない。現行容量市場と同様に、供給力の維持や需給逼迫時の供給指示への対応といったリクワイアメントは課されるものの、最終的に脱炭素電力の価値がどの程度提供されるかは発電事業者の電源稼働インセンティブに依存する。

本制度では、他市場収益の水準を3段階に分けて、収益が大きくなるほど還付割合を小さくすることで、発電事業者に他市場収益を高める（＝脱炭素電力の提供量を増やす）インセンティブをもたらす仕組みが取り入れられている（補論5.3節参照）。ただし、他市場収益を差し引いた価格で入札を行い、落札事業者が容量収入に加えて実際の他市場収益をすべて獲得することのできる現行容量市場と比べると、本制度では、固定費回収はより確実になるものの、運転開始後20年間の収益の大半が還付対象になることから、他市場収益を増やすインセンティブはそもそも弱い。ゆえに、他市場収益の還付割合設定は、脱炭素電力の供給量を増やすという目的において、発電事業者の電源稼働インセンティブを高める重要な役割を担うものの、段階的な還付割合の設定が脱炭素電源の発電量にどの程度の影響をもたらすかは不透明である<sup>18</sup>。

<sup>17</sup> 足もとの FIT 再エネ導入量は期待容量ベースで年間150万 kW 程度であるため（出典：文献[2]）、合計すると年間の脱炭素電源導入量は550万 kW となる。

<sup>18</sup> 2.2節では取り上げなかったが、脱炭素燃料（バイオマス、水素、アンモニア）に対して、熱量ベースで最低年間7割以上の混焼率を求める（例えば、水素10%の混焼設備であれば、水素の年間混焼率が $10\% \times 0.7 = 7\%$ 以上となることを求める）というリクワイアメントも、脱炭素電源の発電量を一定程度増やす効果を持つと考えられる。ただし、その前提として、化石燃料分も含めた当該電源による発電量の総量をいかに増やすかという課題は残る。

### 3.3. 経済効率性に係るリスク

本制度は、安定供給と環境適合という目的の追求にあたって、経済効率性に配慮して、電源種混合での価格競争方式を採用することとしている（2.2.2節）。さらに、過度な国民負担の発生を防止するために、上限価格に10万円/kW/年の閾値を設定している（2.2.4節（2））。これらは脱炭素電源の拡大によるメリットを踏まえて設計されたものであるとはいえ、本制度による容量拋出金の負担は、現行容量市場に比べて相当程度高くなると考えられる。さらに、本制度において国民負担を抑制するためには、入札価格の設定や他市場収益の報告が適切に行われる必要があり、そのためには、適切な監視が必要不可欠である。その一方で、国民負担の抑制を重視するあまり、入札価格の算定ルールが歪められ、それにより新設電源に固定費回収の予見性を十分に付与することができなくなれば、元来の導入目的を達成できず本末転倒となる。以下では、これらの観点を踏まえて、経済効率性に係るリスクについて検討する。

#### 3.3.1. 電力調達費用の上昇リスク

3.1.2節でも述べたように、本制度の入札価格は固定費に基づいて算定されるため、固定費の割合が高く可変費の割合が低い電源ほど落札されにくくなる。電力供給費用を最小化するためには、こういった電源をベースロード運用し、固定費が低く可変費の高い電源はピーク時にもみ稼働させることが望ましい。しかし、本制度の落札電源の多くが、固定費が低く可変費の高い電源となれば、落札電源による脱炭素電力の供給量が増えるほど、可変費の高い電源の設備利用率が増えることになる。つまり、本制度により供給力（kW）は安く確保できても、電力量（kWh）の費用が高くなることで、全体としては電力供給費用が高くなる恐れがある。

#### 3.3.2. 負担増加の非受容リスク

表3の上限価格は、別枠で募集される LNG 火力を除いて、最も低い一般水力のリプレース案件でも3.7万円/kW/年である。試算結果が閾値の10万円/kW/年を超えるために、上限価格を10万円/kW/年に設定される電源種も多く見られる。電源種混合での価格競争方式となるため、Net CONE の算定が適切であるならば、上限価格の低い（つまり、Net CONE も低い）電源種から優先的に落札されることとなり、上限価格の高い電源種が落札される可能性は低いと考えられる。しかし、これまで3回にわたって開催された容量市場メインオークションの上限価格が1.4万円/kW/年程度（Net CONE は9,500円/kW/年程度）であることを考えると、それでも相当程度高い（図5）。

さらに、本制度の落札電源に対しては、落札価格相当の容量支払いが20年間固定されることから、少なくとも20年間は、オークションを重ねるたびにその負担が累積的に増加し続けることになる。表1で示したように、本制度の容量拋出金は、現行容量市場と同様に小売電気事業者等が負担することになるが、それは電気料金に転嫁して回収することを想定している。しかし、現行容量市場を上回る負担に対して消費者の理解が得られなければ、電気料金への転嫁が困難となる恐れがある。それにより、入札価格に織り込むことが適切となる費用の算出ルールが歪められれば、新設電源の投資への悪影響が懸念される。

2.1節で述べたように、大規模脱炭素電源に固定費回収の予見性を付与するには現行容量市場の価格水準では不十分という議論を踏まえて本制度の導入が決められたため、本制度



る。そこで、2.2.4節の(4)のように、落札後の状況変化に対して何らかの制度的対応がとられることになっている。これは、安定供給を維持するために必要な措置ではあるものの、あらゆる不確実性に対して回収を認めてしまうと、国民負担の過度な増大を招く可能性がある。他方で、この制度的対応の内容次第で、事業者の直面する不確実性は変化するため、入札価格に織り込む必要のある費用の水準も変化する。上限価格はあらかじめ定められていることから、制度的対応が必要とされる費用増加の水準が高すぎたり、対応の内容が不十分であったりすると、投資回収に必要な収入獲得の見通しが立ちづらくなり、必要な新設投資が行われなくなって、安定供給に支障をきたす恐れもある<sup>19</sup>。

本制度には、大規模脱炭素電源の固定費回収予見性の向上、火力電源の脱炭素化も含めた調整用電源の確保という2つの中長期的な役割に加えて、足もとの火力電源の休廃止増加に対応するための供給力確保という短期的な役割も求められている。つまり、1つの制度が複数の性質の異なる役割を担うことになっており、このことが、本制度の適切な設計を困難にしている面は否めない。すべての役割を完全に果たすことのできる制度を構築することは難しいため、政策当局には、本制度で優先的に担うべき役割を見極めて、募集量や上限価格、他市場収益の還付割合といったパラメータを設定することが求められる。

#### 4. おわりに

本稿では、2024年1月に初回オークションが開催される予定の長期脱炭素電源オークションに注目し、導入目的を達成するために重要となる制度設計のポイントを踏まえて、目的達成を妨げるリスクを抽出した。長期的な安定供給に資する新規電源投資を確保し、脱炭素電力の価値を需要家に提供するという目的を達成するためには、発電事業者が直面する不確実性を低減させ、投資回収の予見性を高めることは重要であるものの、国民負担の増加は最大限抑制する必要がある。また、本制度には中長期的な観点からの大規模脱炭素電源の投資予見性の向上や調整用電源の確保だけでなく、足もとの火力電源廃止増加を受けた短期的な供給力確保の役割も期待されている。しかしながら、1つの制度でこれらの目的をすべて実現し、役割を全うすることは困難である。そのため、制度設計においては、安定供給・環境適合・経済効率性（3E）に影響する様々なリスクに配慮しつつ、本制度で優先的に実現すべき政策目的を定め、どの役割に力点を置くかを決めた上で、それに沿ってシステムを構築することが求められる。

現行容量市場もそうだったように、初回オークションの結果を踏まえて、制度設計が大きく変更される可能性もある。特に、上限価格の閾値として設定されている10万円/kW/年という水準は、技術的知見に基づいて決められたものではなく、過度な国民負担の抑制という政策的配慮に基づいて設定されたものであるため、オークションの結果次第で見直される可能性はある。制度適用期間が変更されない限り、少なくとも20年間は、本制度の落札電源に対する容量支払いは累積的に増えていくため、国民負担の増大が深刻になれば閾値の引き下げ機運が高まるであろうし、脱炭素電源の導入ペースが伸び悩めば、閾値の引

<sup>19</sup> 本来であれば、事業の不確実性に応じて必要な資本コストは変化するものの、本制度では一律に税引前 WACC を5%と設定しているため、制度的対応が不十分であることにより投資回収の不確実性が高まれば、実際の資本コストが高くなり、入札価格が引き上げられることで、国民負担が増大する可能性もある。

き上げが議論されることも考えられる。

また、制度に求められる役割は異なるものの、供給力確保や脱炭素化（再エネ拡大）を目的とする制度は他にも存在するため、当面は本制度導入による波及影響を観察しつつ、本稿で指摘したリスクが本制度の所期の目的達成に与える影響について検証することが重要となる。なお、第1章で述べたように、本制度導入の背後にある、市場メカニズムの下で、安定供給を確保しつつ脱炭素化を進めるかという問題は、日本固有のものではなく、各国共通の課題である。本稿では取り上げられていないが、本課題に対する欧米の取り組みを調査し、様々なリスクへの対応を把握することは、本制度の問題点を炙り出し、改善策を検討するのに有益であると考えられることから、今後の課題としたい。

本稿では、これまでの制度設計議論の内容に基づいて、制度設計のポイントと課題について検討してきたが、初回オークションの開催に向けて、制度の詳細設計議論は大詰めを迎えており、今後は制度運用に向けた具体的な検討が進められていくと見られる。他方で、重要な論点が生じた場合には必要に応じて然るべき検討を行っていくともされていることから、政府審議会における議論の動向については引き続き注視していく。

## 5. 補論

### 5.1. 制度設計の解説補足

本節では、2.2節では取り上げなかったものの、本制度の概要を理解する上で有益と考えられる制度設計のポイントについて補足する<sup>20</sup>。

#### 5.1.1. 制度適用期間

発電事業者に投資回収の予見性を付与するために事業計画や耐用年数と整合的な期間であること、負担平準化のために一定程度の長期間とすること、資金調達が可能な期間であることを踏まえて、オークションの落札電源に対して、全電源種共通で、新設・リプレース案件か既設電源の改修案件かを問わず、運転開始から20年間の容量収入を保証する制度となった。なお、事業者が希望する場合には20年よりも長期の適用を認める一方で、長期稼働の促進、国民負担の平準化といった観点から、20年よりも短期の適用は認めないこととなっている。

制度適用期間の終了前に運転を終了するなどして市場退出をする場合には経済的ペナルティの対象となるものの、水素・アンモニア混焼電源を専焼化に向けて建て替える場合にはペナルティの対象から外れ、さらに、建て替えた電源による供給力の提供を条件に、残りの制度適用期間にわたって、未回収分の投資費用が支払われる<sup>21</sup>。

また、本制度は2024年1月に初回オークションを開催する予定であるが、運用システムの構築に2～3年程度かかると考えられるため、落札電源の制度適用期間は、早くとも2027年度以降の開始となる。2027年度よりも早期に供給力提供を開始する案件については、2027年度までの間、現行容量市場の追加オークションに参加することができる。

<sup>20</sup> 5.1節の記述は、特段の記載がなければ、文献[2]に基づく。

<sup>21</sup> 混焼設備の運転停止と新設の専焼化炉の供給力提供開始の間にタイムラグの無い「ビルド&スクラップ」を原則とするが、それが困難な場合には、本制度での専焼化炉の落札後4年後の年度末までの混焼設備による供給力提供の継続を条件に、「スクラップ&ビルド」による建て替えも認める。

表4 供給力提供開始期限

電源種	供給力提供開始期限（案）
太陽光	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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考慮）
水素・アンモニア（専焼）、バイオマス、水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力、既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から4年後の日が属する年度の末日
LNG（時限的に対象）	落札に伴う契約締結日から6年後の日が属する年度の末日

出典：文献[11]p.40

### 5.1.2. 供給力提供開始期限

現行容量市場では入札から4年後の運転開始が求められるため、建設リードタイムの長い電源種については新設電源の入札が難しい。他方で、供給力確保の観点からは、必要以上に長い建設リードタイムは認められない。そこで本制度においては、両者のバランスを踏まえて、電源種ごとに供給力の提供開始期限を設定し（表4）、期限内に供給力の提供を開始することをリクワイアメントとして求めている。設定された供給力提供開始期限を超過した場合には、ペナルティとして、オークションの落札価格を容量収入として得ることのできる期間を超過期間分だけ短縮する<sup>22</sup>。

### 5.2. 水素・アンモニアのサプライチェーン構築支援制度と本制度との関係

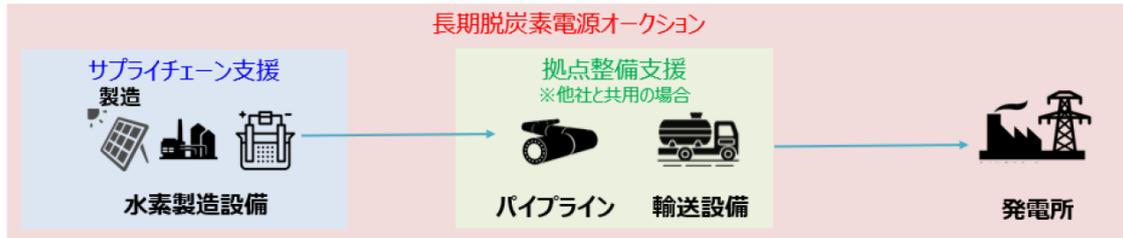
水素・アンモニアについては、技術的に未成熟であるというだけでなく、サプライチェーンが未整備であることから、発電事業で活用するためには、サプライチェーンへの投資も不可欠である。大規模な商用サプライチェーン構築を支援するために、現在、資源エネルギー庁の審議会<sup>23</sup>において、強靱な大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度（以下、サプライチェーン支援制度）と効率的な水素・アンモニア供給インフラの整備支援制度（以下、拠点整備支援制度）の導入に向けた議論が進められている。

サプライチェーン支援制度は、2030年頃までに水素・アンモニア供給を開始する予定の事業者（ファーストムーバー）を S+3E の観点から選定し、事業の予見性を高め、大規模な投資を促すことを目的として支援を行う。水素・アンモニアの国内製造、海外製造・海上輸送を主な支援対象とし、供給者が需要家に販売する水素・アンモニアに対して、その単位量当たりの製造・供給に要する総費用等（＝基準価格）と、需要家への販売価格等（＝参照価格）の差額の全部または一部を、原則15年間（最長20年間）にわたって支援する制度である。

<sup>22</sup> 落札事業者に帰責性がない不可抗力によって供給力提供開始期限を超過した場合には、ペナルティは適用しない。

<sup>23</sup> 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議。5.2節におけるサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度の概要は、文献[18]に基づくものであり、検討中の制度であるため、今後内容が変更される可能性もある。

## ①国内製造



## ②海外製造・海上輸送

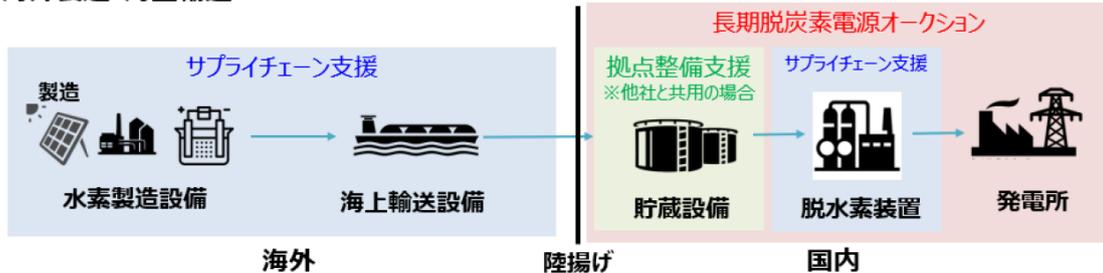


図6 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

出典：文献[16]p.32

拠点整備支援制度は、CN 実現に向けて、水素・アンモニアの安定・安価な供給を可能にする大規模な需要創出と効率的なサプライチェーン構築を実現するため、多数の事業者の水素・アンモニア利用に資するタンク、パイプライン等の共用インフラ<sup>24</sup>を中心に、有望な拠点候補地に重点的な支援を行う制度である。

水素・アンモニアの大規模な商用サプライチェーン構築のためには、調達（サプライチェーン支援）から大規模利用拠点（拠点整備支援）まで支援を行うことで、投資の予見可能性を高めることが必要であり、両者の組み合わせが効果的であることから、両支援制度間の連携を図ることが検討されている。また、本制度（長期脱炭素電源オークション）を含む関連政策との組み合わせも重要であるとされているが、適切な棲み分けが図られない場合には、政策全体が複雑化・非効率化する恐れがあることから、重複支援とならないよう整理すべきという指摘がなされている。本制度との棲み分けについては図6のように整理されており、重複部分が生じるため、本制度への入札にあたっては、両支援制度における重複部分の支援金額を控除して入札価格を設定することとされている<sup>25</sup>。

### 5.3.稼働インセンティブに配慮した他市場収益の還付割合

2.2.4節の(1)で説明したように、本制度では入札価格の算定時の他市場収益は全電源種一律にゼロとし、運転開始後に、実際の他市場収益の約90%を還付させることになっている。その際、他市場収益の90%を一律に還付させるのではなく、効率化インセンティブが働くように、年間の他市場収益の多寡に応じて、還付割合を3段階に分ける。その3段階は、図7における(A)～(C)のように設定されている。

<sup>24</sup> サプライチェーンの軸となり、周辺の需要家が支援の恩恵を受ける水素・アンモニアの受入・貯蔵・配送・脱水素およびこれらに付随するCO<sub>2</sub>の回収・貯蔵・配送に用いる設備が共用インフラの対象となる。

<sup>25</sup> 本制度への入札前に両支援制度の適用が決まっていなかった場合には、支援予想金額を控除して入札価格を設定し、落札後3年以内に制度適用が決まらない、または支援金額が予想額よりも低くなった場合に、それを理由に市場退出をする場合には市場退出ペナルティを科さないこととされている（支援金額が予想額よりも高くなった場合には、その差分だけ、本制度からの容量支払額を修正する）。

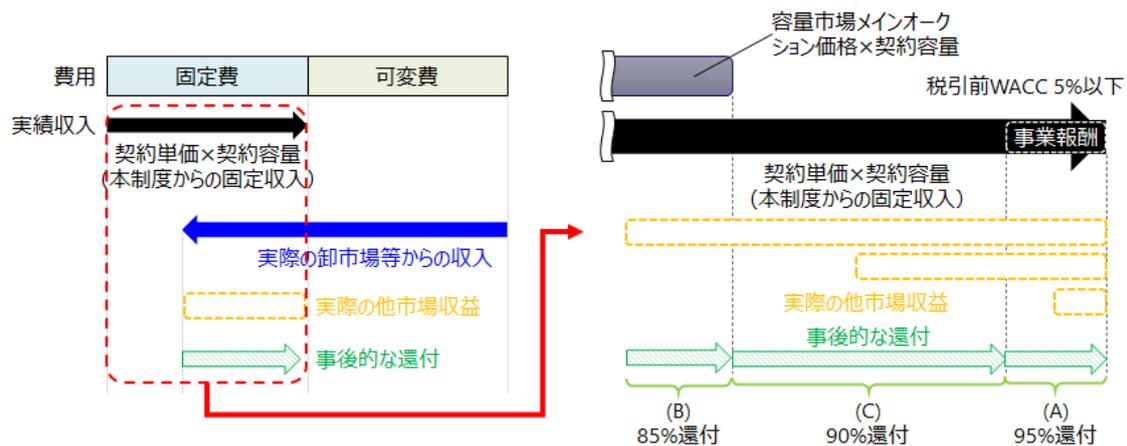


図7 稼働インセンティブに配慮した他市場収益の段階的な還付割合の設定

出典：文献[16]p.43に基づいて著者加工

実際の他市場収益が、入札価格に織り込まれている事業報酬以下の場合、この範囲の他市場収益は固定費に上乗せする事業報酬として入札時に織り込まれていることから、図7の(A)の範囲の他市場収益については還付割合を95%と高く設定する。それとは対照的に、実際の他市場収益が高く、「本制度の契約単価×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（対象電源が立地するエリアプライス）×契約容量」の差額を上回る場合、現行容量市場の落札電源への容量支払額よりも、本制度の落札電源への容量支払額から他市場収益を差し引いた額の方が少なくなり、国民負担が小さくなることを踏まえて、実際の他市場収益のうち、図7の(B)の範囲に入る部分については、還付割合を85%と低く設定する。両者の間の範囲（図7の(C)の範囲）の他市場収益については、還付割合を90%とする。

このように、他市場収益が大きくなるほど還付割合を小さくすることで、発電事業者に他市場収益を高める（＝脱炭素電力の提供量を増やす）インセンティブをもたらす仕組みを取り入れている。

## 6. 参考文献

- [1] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022)「安定供給に必要な供給力の確保について」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（第54回）資料4-1（2022年10月17日）
- [2] 経済産業省 資源エネルギー庁 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 (2022)「第八次中間とりまとめ～脱炭素電源への新規投資を促すための制度の詳細について～」（2022年10月）
- [3] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2021)「エネルギー基本計画」（2021年10月）
- [4] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2021)「電源投資の確保」総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会（第13回）資料3（2021年12月3日）
- [5] 経済産業省 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会 (2021)「第二次中間取りまとめ」（2021年8月）

- [6] 経済産業省 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会 (2022) 「第三次中間取りまとめ」 (2022年1月)
- [7] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2023) 「長期脱炭素電源オークションについて」 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 (第77回) 資料3-1 (2023年4月5日)
- [8] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「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 (第62回) 議事録」 (2022年2月17日)
- [9] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証について」 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 (第48回) 資料4-2 (2022年4月26日)
- [10] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「電源投資の確保について」 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 (第65回) 資料5 (2022年5月25日)
- [11] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「長期脱炭素電源オークションについて」 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 (第70回) 資料5 (2022年10月3日)
- [12] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「長期脱炭素電源オークションについて」 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 (第71回) 資料5 (2022年10月31日)
- [13] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「長期脱炭素電源オークションについて」 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 (第72回) 資料6 (2022年11月30日)
- [14] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「長期脱炭素電源オークションについて」 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 (第73回) 資料8 (2022年12月21日)
- [15] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2022) 「安定供給に必要な供給力確保について」 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 (第56回) 資料4-1 (2022年11月24日)
- [16] 経済産業省 資源エネルギー庁 (2023) 「電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第十一次中間とりまとめ (案) ～長期脱炭素電源オークションの詳細設計について～」 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 (第77回) 資料3-2 (2023年4月5日)
- [17] N Fabra (2021) “The energy transition: An industrial economics perspective”, *International Journal of Industrial Organization* 79, 102734
- [18] 経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部、資源・燃料部 (2023) 「水素政策小委員会/アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 中間整理」 (2023年1月4日)