

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会
第二十二次中間とりまとめ

令和7年8月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会

目次

| | |
|-----------------------------------------------------|----|
| 1. はじめに | 4 |
| 2. 市場整備の方向性(各論) | 5 |
| 2. 1. 長期脱炭素電源オークション | 5 |
| (1) 背景 | 5 |
| (2) 第3回入札に向けた制度の見直し | 6 |
| ① 第7次エネルギー基本計画 | 6 |
| ② 対象 | 7 |
| (a) CCS付火力 | 7 |
| (b) 水素・アンモニア・CCS | 13 |
| (c) 長期エネルギー貯蔵システム | 14 |
| ③ 募集量 | 16 |
| (a) 脱炭素電源の募集量 | 16 |
| (b) 脱炭素電源の募集量のうち、「脱炭素火力」「蓄電池・揚水」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限 | 16 |
| (c) LNG専焼火力の募集量 | 19 |
| ④ 入札価格の在り方 | 21 |
| (a) 事業報酬率 | 21 |
| (b) インフレ、金利変動等への対応 | 22 |
| (c) 事後的な費用増加への対応 | 27 |
| (d) 原子力の廃棄費用 | 30 |
| (e) 応札価格に含まれる設備等を利用して得た収入の他市場収益の計算上の扱い | 30 |
| ⑤ 上限価格 | 31 |
| (a) 閾値の引き上げ | 31 |
| (b) 水素・アンモニア・CCSの上限価格・可変費の支援範囲 | 32 |
| (c) バイオマス | 41 |
| (d) 上限価格の一覧 | 42 |
| ⑥ リクワイアメント・ペナルティ等 | 45 |
| (a) 年間混焼率リクワイアメント | 45 |
| (b) 脱炭素化ロードマップの審査 | 45 |
| (c) 具備すべき調整機能の変更 | 46 |

| | |
|------------------------------------------------------|----|
| (d) 事業規律の強化..... | 47 |
| (e) 市場退出ペナルティの特例 | 48 |
| ⑦投資回収の仕組み | 49 |
| (a) 事業期間中の費用・収入の変動に、セーフティネット的に対応する新たな仕組 みの検討..... | 49 |
| 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会 | 50 |
| 直近の開催状況 | 50 |
| 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿..... | 51 |

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下「貫徹小委員会」という。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。

本作業部会での討議内容については、定期的にとりまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 22 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。

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

2. 市場整備の方向性(各論)

2. 1. 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。

第2回入札は2025年1月に実施され、2025年4月には、第2回入札の結果が以下のとおり公表された。

こうした第2回入札の結果も踏まえ、第3回入札に向けた検討として、制度の在り方の検討を行った。

本中間とりまとめでは、その検討結果をとりまとめる。

(参考図1) 第2回入札の募集量と落札容量と約定結果



| | 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500万kW) | 503.0 | 3,464 | 過去3年平均 945 (過去5年の各年度 △176~1,624) |
| LNG火力 (募集量224万kW) | 131.5 | 456 | 過去3年平均 △52 (過去5年の各年度 △495~195) |

※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。

(2) 第3回入札に向けた制度の見直し

①第7次エネルギー基本計画

2月18日に閣議決定された第7次エネルギー基本計画では、脱炭素電源への投資環境整備として、以下のような記述がなされたことを踏まえ、第3回入札に向けた制度の見直しについて、検討を行った。

V. 2040年に向けた政策の方向性

3. 脱炭素電源の拡大と系統整備(1)基本的考え方 ③ 事業環境整備・市場環境整備
電源投資を取り巻く足下の環境を踏まえると、インフレや金利上昇などの要因により、今後も電力分野の建設コストは上昇していく可能性がある。特に、大型電源については投資額が巨額となり、総事業期間も長期間となるため、収入と費用の変動リスクが大きく、電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が高い。こうした中では、長期の事業期間を見込む投資規模の大きな投資や、技術開発の動向、制度変更、インフレ等により初期投資や費用の変動が大きくなることが想定される投資については、事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。

そのため、これらのリスクや懸念に対応し、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の新たな投資を促進し、電力の脱炭素化と安定供給を実現するため、事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できるような制度措置や市場環境を整備する。

4. 次世代エネルギーの確保／供給体制 (2)水素

電力分野については、大量の水素需要が見込めることから水素利用拡大のために引き続き重要であり、燃焼器の技術開発や発電の実機実証を着実に進めていく。また、長期脱炭素電源オークションにおいて、第2回入札から、水素・アンモニアの燃料費のうち、固定的な支払部分を支援対象に追加したが、上限価格の引上げ等を含め、更なる制度対応の必要性も継続的に検討しつつ、着実な社会実装を進めていく。

6. CO2回収・有効利用・貯留 (2)CCS

今後、諸外国の支援措置や「先進的CCS事業」を通じて得た知見等を踏まえ、我が国の地理的状況やエネルギー政策の方向性に合致する形で、継続的なコスト低減や事業者間競争を促す視点も含めて、事業者によるCCS事業への投資を促すための支援制度を検討していく。その際、CCSの分野別投資戦略を踏まえた投資促進策の検討や、GX-ETSやJ-クレジット、長期脱炭素電源オークションなど他の制度との連携、エネルギー・GX産業立地の議論との連携を考慮していく。

VI. カーボンニュートラル実現に向けたイノベーション 2. 各論 (3)次世代電力ネットワーク(系統・調整力)

加えて、蓄電池等の蓄電技術の向上に取り組むとともに、再生可能エネルギーの普及拡大が進むにつれて必要性が高まると考えられる長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム(LDES)の導入も目指す。

②対象

(a) CCS 付火力

(a-1) 第3回入札での対象への追加

CCS 付火力²は、第 2 回入札では応札案件が想定されないこと等を踏まえ、対象外と整理していた。

第 3 回入札では、既設火力を CCS 付火力に改修することを検討中の事業者も存在することから、「既設改修案件」を対象とする方向で、具体的な制度の中身について検討を行った。

なお、新設・リプレース案件については、引き続き応札案件が想定されず、リクワイアメント等を検討することが困難であることから、第 3 回入札でも対象外とし、将来の検討課題とした。

また、既設バイオマス火力を CCS 付火力に改修する案件(BECCS)については、バイオマス部分の kW は基本的に FIT による支援を受けており、本制度を活用しようとする案件は現時点では想定されないことを踏まえ、当面の間、本制度では対象外とし、本制度における優先順位としては、まずは石炭・LNG 部分の kW³を CCS 化していくことを優先することとした。

(参考図 2)第3回入札の CCS 付火力の対象

| | 新設・リプレース | 既設の改修 |
|-------|----------|-------|
| LNG | 対象外 | 対象 |
| 石炭 | 対象外 | 対象 |
| バイオマス | 対象外 | 対象外 |
| 石油 | 対象外 | 対象外 |

² 燃焼排ガスからの回収 (Post-Combustion) が前提。燃焼前 CO₂ 回収 (Pre-Combustion) は、ブルー水素発電として整理。

³ 石油火力も案件が想定されないため、現時点では対象外とした。

(a-2) 最低 CO2 回収率

本制度では、脱炭素電源を対象としていることから、本来、脱炭素技術による専焼の発電所のみを対象とすることが望ましい。しかし、水素・アンモニアは、技術的な課題等を踏まえ、いきなり「専焼」から導入していくのではなく、まずは「混焼」から進めていくこととしている(水素は 10%、アンモニアは 20%)。一方で、バイオマスは、技術的な課題等が存在しないため、「専焼」のみを対象としている⁴。

CCS 付火力は、技術的には 100%に近い CO2 回収率を実現することは可能だが、既設火力を改修して CCS 化する場合は、敷地条件により CCS 化に必要な設備(CO2 の分離回収設備や蒸気供給用のボイラー等)の設置に制約が生じる場合があること等を踏まえれば、100%の CO2 回収率を求めることは適切ではない。

一方で、あまりに低い CO2 回収率を許容するのは、脱炭素化を促進する制度として望ましくないことから、技術的制約のある水素・アンモニアの最低混焼率(水素 10%、アンモニア 20%)と同程度の CO2 回収率を求める観点から、20%以上、かつ、当該電源で最大限 CO2 を回収・貯留する前提(エネルギー省が応札前に確認)である定格出力時における回収率を求めることとした。

その上で、他の火力電源と同様に、2050 年に向けた脱炭素化ロードマップの提出を求め、その実現への取り組みを求めることとした。

(参考図 3) CO2 回収率の定義

$$\text{CO2回収率} = \frac{\text{改修後の定格出力時のCO2回収量}}{\text{改修後の定格出力時のCO2発生量※}}$$

※ 電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO2に限る。
(所内率分の発電に伴って発生するCO2を含む。CO2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO2は含まない。)

(a-3) 対象とする kW の範囲

既設火力を水素・アンモニア混焼に改修する案件は、「全体の kW × 新たに生じる水素・アンモニアの混焼率」を本制度の対象としている。

既設火力を CCS 付火力に改修する案件は、以下の点を踏まえ、「化石燃料部分の kW(送電端) × 新たに生じる CO2 回収率」を本制度の対象とした。

- 改修前でも、既に一部の kW が水素・アンモニアにより脱炭素化され、CO2 を排出しない kW 部分が存在する場合がある。
- 前述のとおり、バイオマス部分の kW は対象外としている。
- 石炭とバイオマスを混焼する電源において CCS を行う場合は、高度化法の整理も踏まえ、石炭から発生する CO2 を回収する整理とする。

⁴ これは、kW (設備) の整理であり、kWh (燃料) は 7 割を脱炭素燃料で発電するリクワイアメントを課している。

(参考図 4) 対象とする kW の範囲

＜既設火力をCCS付火力に改修する場合＞
 本制度の対象
 = **化石燃料部分のkW** × 新たに生じるCO2回収率
 (例) 100万kWの既設火力 (20%アンモニア、20%バイオマス、60%石炭) について、石炭部分のkWから排出されるCO2の50%をCCSするための改修を行う場合



＜(参考) 既設火力を水素・アンモニア混焼に改修する場合＞
 本制度の対象
 = **全体のkW** × 新たに生じる混焼率
 (例) 100万kWの既設火力 (20%バイオマス、80%石炭) について、石炭部分を改修してアンモニア20%混焼にする場合



(a-4) 最低応札容量

最低応札容量は、水素・アンモニアと同様に、既設火力の改修案件は 5 万 kW とした。

(参考図 5) 第 2 回入札における脱炭素電源の最低応札容量

| 対象 | 第2回入札における脱炭素電源の最低応札容量 |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 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 ※④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・水素混焼にするための改修案件 | 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加する場合は、追加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 | 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・リプレース案件は発電可能時間3時間以上のものに限る |

(a-5) 供給力提供開始期限

供給力提供開始期限は、水素・アンモニアと同様に、11 年(アセス済みの場合は 7 年)とした。

(参考図 6) 第 2 回入札の供給力提供開始期限

| 電源種 | 第2回入札の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 | 6 年後の日が属する年度の末日 |

(a-6) 年間 CO2 貯蔵率リクワイアメント

水素・アンモニア混焼では、起動停止中や出力変更時は水素・アンモニアを混焼することが困難であることや、設備利用率が想定外に上昇した場合に水素・アンモニアを機動的に追加調達することが困難であることを踏まえ、水素・アンモニア部分の kW で燃焼する燃料のうち、年間で7割以上は実際に水素・アンモニアを使用する「年間最低混焼率リクワイアメント」を課し、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定している。

CCS 付火力が CO2 を排出しない電源(脱炭素電源)として評価されるためには、発電に伴って発生した CO2 排出量を実際に貯蔵することが必要であり、発電事業者がトレーサビリティ含めて貯蔵に責任を持つことを担保するため、年間の CO2 貯蔵率に対してリクワイアメントを課すこととした。

ただし、起動停止中は CCS を行うことが困難であることや、貯留地ポテンシャル及びバリューチェーンが限定的である黎明期においては、貯留地開発状況等が CO2 貯蔵率の制約になり得る。

このため、(水素・アンモニアと同様に、)対象 kW から生じる CO2 発生量のうち、年間で7割以上は実際に CO2 を貯蔵まで行うことを求め、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定した。

(参考図 7) 年間 CO2 貯蔵率の定義とペナルティ

$$\text{年間CO2貯蔵率}^{\ast 1} = \frac{\text{実際に貯蔵}^{\ast 2}\text{されたCO2貯蔵量}^{\ast 3}}{\text{応札容量の発電に伴って排出したCO2排出量}^{\ast 4}}$$

※1 年間CO2貯蔵率の定義は、将来的に高度化法やGX-ETSにおける扱いが整理・変更された場合には、整合性を図るために、過去の落札案件にも遡及的に適用する可能性がある。(例：CO2の分離回収・輸送・貯留のCCS過程に発生するCO2の扱い等)ただしその場合には、求める年間CO2貯蔵率を変更することも含めて検討する。

※2 貯蔵とは、CO2を地中に貯留する方法や、コンクリート製造時にCO2を固定化する方法が挙げられる。

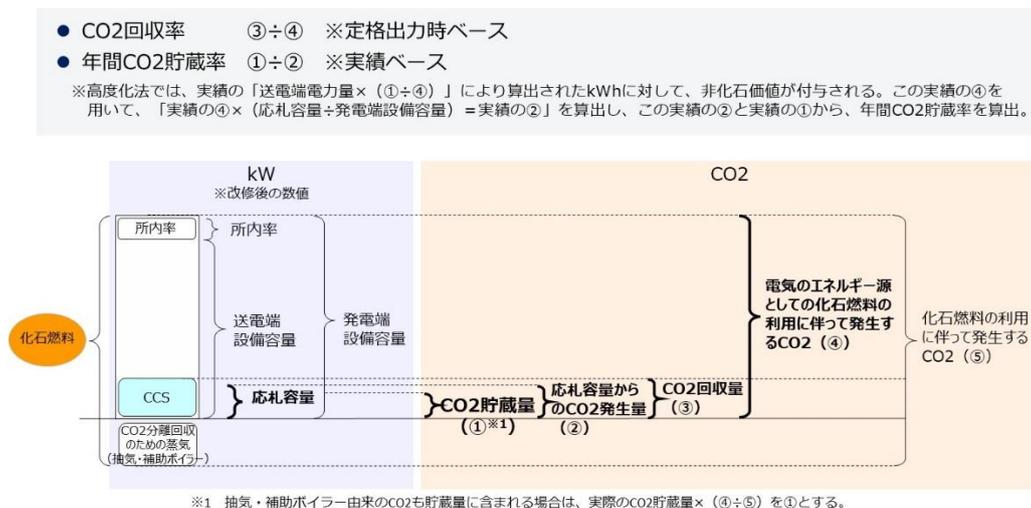
※3 CO2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO2は含まない。

※4 電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO2に限る。

(所内率分の発電に伴って発生するCO2や、CO2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO2は含まない。)

| 減額割合 | 年間CO2貯蔵率 |
|------|---------------|
| 1割 | 35% ≤ X < 70% |
| 2割 | 0% ≤ X < 35% |

(参考図 8) CCS を行う際の概念図



(a-7) 他の支援制度との関係

水素・アンモニアへの支援制度は、本制度の他に、「価格差に着目した支援制度」や「拠点整備支援制度」があるため、各制度において支援が重複しないような様々な調整措置を講じているところ。

CCSについては、本制度の他に、「CCS事業への投資を促すための支援制度(以下「CCS 支援制度」という。)」を検討中だが、両制度において支援が重複しないように、CCS 支援制度の支援対象及び基準価格には、本制度の支援範囲の費用を含めないこととしている。

このため、水素・アンモニアと同様に、以下の調整措置を講ずることとした。

- (CCS 支援制度での支援が決定していない場合)、本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内に CCS 支援制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合に、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さない。
- 本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内に CCS 支援制度の適用を受けることが決定すれば、その時点から供給力提供開始期限のカウントを開始。

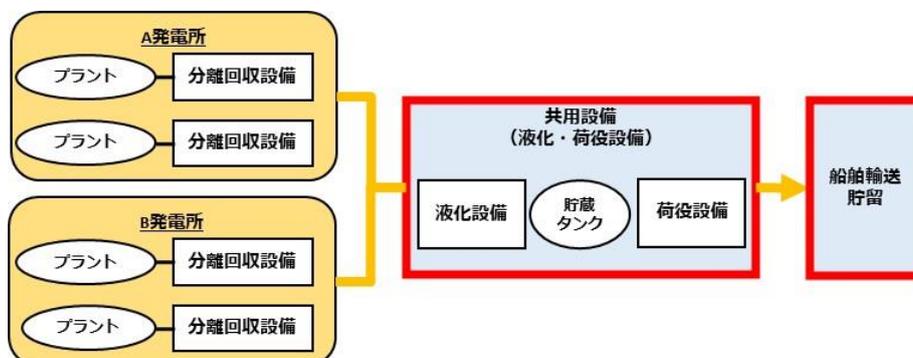
(a-8) 同時落札条件付き入札

近隣の複数のプラントにて共用設備を建設する場合、片方の電源が非落札となれば、共用設備の投資判断が困難となる可能性があるため、同時落札条件付の入札を行うことが可能とされている。

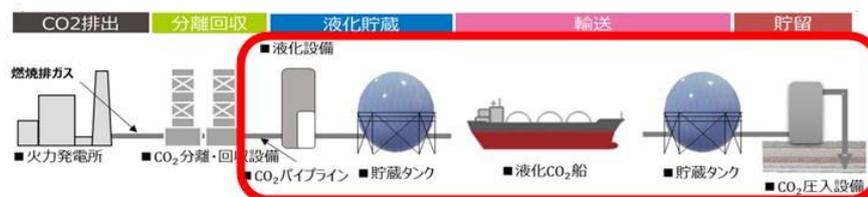
CCS 付火力においても、CO2 液化・荷役設備(コンプレッサー、貯蔵タンク、ローディングアーム他)や輸送・貯留設備については、近隣の複数プラントで共用することが考えられることから、同時落札条件付の入札を可能とした。

また、その他の共用設備についても、今後は限定することなく、同時落札条件付の入札を可能とした。

(参考図 9) CCS 付火力における共用設備



CCS事業全体のバリューチェーン



(b) 水素・アンモニア・CCS

(b-1) 混焼率・CO2 回収率を向上させるための投資

本制度等により火力発電所の一部の kW を水素・アンモニア混焼又は CCS 付にした後に、本制度に参加して、混焼率や CO2 回収率を向上させるための改修投資を行う場合が想定される。

この場合、混焼率や CO2 回収率の増加率が小さい改修投資案件まで本制度に参加することを認めた場合、非効率な投資を支援する可能性があることから、最低混焼率と同様に、水素は+10%以上、アンモニア・CCS は+20%以上⁵の混焼率・CO2 回収率の増加を伴う改修投資案件に限り、本制度の対象とすることとした⁶。

また、初回・第 2 回において、「価格差に着目した支援制度」や「拠点整備支援制度」(以下「両支援制度」という。)を活用することを前提に、既設の火力発電所の一部の kW を水素・アンモニア混焼に改修する案件として落札し、第 3 回において(両支援制度の活用を前提とせず)上記のとおり混焼率を向上させるための投資案件として落札する場合が考えられる。

この場合、両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合には、初回・第 2 回で落札した投資自体が困難となるだけでなく、第 3 回において落札した投資も困難となる場合が想定されることから、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さないこととした。

(b-2) 専焼の範囲

第 3 回入札では、アンモニア専焼の新設・リプレースを新たに対象に追加し、上限価格も設定している。一方で、アンモニア「専焼」ではないものの、定格出力で「9 割以上」をアンモニア燃料で発電できるような新設・リプレース案件⁷も想定される。

こうした案件は、能力的に専焼に近い段階まで到達していることや、過去の本会合でも「完全に脱炭素化することを考えると急激にコストが上がるので、少し柔軟性を持って、厳格に脱炭素といたすぎない方がよい」といった御意見があったことを踏まえれば、リクワイアメントは専焼と同じ内容を求める⁸ことを前提に、専焼案件として本制度に参加することを認めることとした。

こうした扱いは、アンモニアに限らず水素も、新設・リプレースに限らず既設改修も、同様の扱いとした。

⁵ CCS は、20%以上かつ最大限。

⁶ 上限価格は、既設改修案件の上限価格で共通とする。

⁷ 数%は化石燃料で混焼する。

⁸ 全体の kW をアンモニア kW として扱い、例えば、年間の混焼率リクワイアメントでは、年間設備利用率 40%までは、全 kWh の 7 割以上をアンモニア燃料で発電する必要。

(c) 長期エネルギー貯蔵システム

(c-1) 第3回入札での対象への追加

系統から電気を受電してエネルギーとして貯蔵し、再度、系統に電気を逆潮する技術としては、既に「揚水発電」や「蓄電池」が本制度の対象となっている。

これらと同様の機能を有する新技術として、長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム(LDES: Long Duration Energy Storage)が存在する。

LDESは、低コストで長時間容量のエネルギーを貯蔵可能・慣性力を提供可能といった特徴を有し、再エネ普及拡大に伴い必要性が高まる技術であり、第3回入札以降の応札が想定される。

このため、第3回入札では、「長期エネルギー貯蔵システム」として、「揚水」と同じ競争条件(募集上限、上限価格、最低応札容量、調整係数等⁹)で、対象に追加することとした。

(参考図 10) 長期エネルギー貯蔵システムの種類¹⁰

| 分類 | 概要 | 例 |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 機械式 | 位置エネルギーや運動エネルギーにて貯蔵するシステムを示す。例えば、外部から調達した電気エネルギーにより重量物を持ち上げて位置エネルギーとして貯蔵し、必要な時に落下させることで電気エネルギーに変換するという機構となる。 | <ul style="list-style-type: none"> 揚水 重力蓄電 CAES^{注1}、LAES^{注2} CO₂バッテリー |
| 蓄熱式 | 熱エネルギーにて貯蔵するシステムを示す。例えば、固体媒体等の蓄熱材の熱容量を利用して熱エネルギーを貯蔵し、この熱を使用してタービンを駆動して電力を生成する機構となる。 | <ul style="list-style-type: none"> 岩石蓄熱 PTES^{注3} |
| 化学式 | 化学結合の形成を通じて電気を貯蔵するシステムを示す。例えば、電気によってガスを製造し、高圧タンク等に貯蔵し、ガスを電気に変換する機構となる。 | <ul style="list-style-type: none"> PtGtP^{注4} |
| 電気化学式 | 電気化学反応を利用してエネルギーを貯蔵・放出するシステムを示す。小容量のものから大容量のものまで幅広く実用化されている。 | <ul style="list-style-type: none"> LIB レドックスフロー電池 ナトリウム-硫黄電池 |

注1: 圧縮空気貯蔵システム
 注2: 液化空気貯蔵システム
 注3: ヒートポンプ技術を使った蓄熱蓄電システム
 注4: 電気をガスに変換し、ガスを電気に変換するシステム
 出所) LDES Council, "Net-zero power Long duration energy storage for a renewable grid", 閲覧日: 2024年10月21日,
<https://www.ldescouncil.com/assets/pdf/LDES-brochure-F3-HighRes.pdf>, を基にMRI作成

| 分類 | 対象技術 | メリット | デメリット |
|-------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 電気化学式 | LIB | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 技術が確立している ✓ 応答時間が早い ✓ 充放電効率⁹が高い(90%以上) ✓ 制度面での整理が進んでいる | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 容量劣化がある ✓ 耐用年数が短い ✓ 火災のリスクがある ✓ 希少資源を使用し資源制約が大きい場合がある |
| 機械式 | 揚水 重力蓄電 CAES LAES CO ₂ バッテリー | <ul style="list-style-type: none"> ✓ (他のLDESと比較して) 充放電効率が高い(50~85%程度) ✓ 熱利用による高効率化が可能(LAES) | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 立地制約がある |
| 蓄熱式 | 岩石蓄熱 PTES | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 熱供給が可能 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 応答時間が遅い ✓ 充放電効率が低い ✓ kW単価が高い ✓ 技術成熟度が低い ✓ (他のLDESと比較して) 充放電効率が低い(50%程度) |
| 化学式 | PtGtP | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 生成した水素を燃焼等他の用途に利用可能 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ (他のLDESと比較して) 充放電効率が低い(30~40%程度) |

注: 本資料における「充放電効率」は出力電力/入力電力とする。
 出所) 事業者へのヒアリングを基に三菱総合研究所作成

⁹ 供給力提供開始期限は蓄電池と同じ4年。

¹⁰ 第5回 定置用蓄電システム普及拡大検討会 2025年1月30日 資料3より抜粋

(参考図 11)長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム(LDES)の例

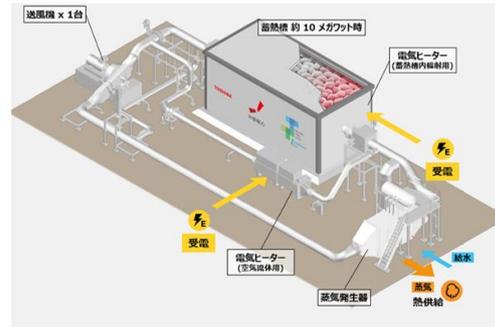
- LAESは、電力により空気を圧縮・液化し、液化空気として貯蔵し、電力必要時に液化空気を加熱・気化して膨張させ、タービンを駆動して発電、供給する電力貯蔵システム。
- 岩石蓄熱は、電力を蓄熱材である岩石に熱エネルギーとして蓄え、必要時に発電、供給する電力貯蔵システム。

液化空気エネルギー貯蔵(LAES)



出所：住友重機械（株）HP

岩石蓄熱



出所：東芝エネルギーシステムズ（株）HP

③募集量

(a) 脱炭素電源の募集量

第2回入札の脱炭素電源の募集量は、初回入札の応札容量が募集量を大幅に超えたことや、「既設原発の安全対策投資」等を対象に追加したこと、今後10年間の電力需要の想定が大幅増になったことを踏まえ、500万kW(応札容量ベース)とした。

第2回入札の応札容量は、募集量の約2.5倍となる1230万kWとなり、募集量を大幅に超えた。

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、昨年公表の想定よりも需要が伸びていく想定となっている。

一方で、第3回入札では、上限価格の閾値を20万円/kW/年に引き上げる等、国民負担にも影響しうる制度変更も検討しているところ。

これらの点を踏まえ、第3回入札の募集量は、第2回入札と同様に500万kWとした。

(参考図12) 今後10年間の電力需要の想定

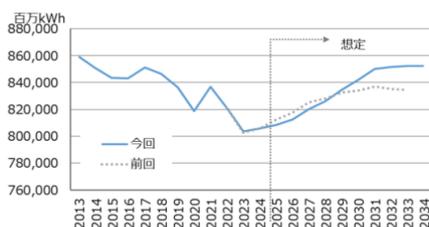


図2 需要電力量全国合計(使用端)(百万kWh)

(出典) 電力広域的運営推進機関 全国及び供給区域ごとの需要想定(2025年度) 2025年1月22日

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

第2回入札では、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」と「既設原発の安全対策投資」について募集上限を設定した。

第3回入札では、後述のとおり、水素・アンモニア・CCSの上限価格を閾値20万円/kW/年に関わらず、導入が可能となる水準まで引き上げる前提として、「既設火力の改修案件」の募集上限は撤廃し、「脱炭素火力(水素・アンモニア・CCS)¹¹」について募集上限を設定することとした。

「脱炭素火力」の上限価格(後述のとおり)の平均は40万円(閾値20万円/kW/年の約2倍)とする中で、需要家負担にも配慮し、脱炭素火力の募集上限は50万kW¹²(第2回入札の既設火力の募集上限100万kWの半分。応札容量ベース。)とした。

¹¹ 新設・リプレース・既設改修の全て。バイオマスは含まない。

¹² 新設案件は、脱炭素部分のkWでカウント。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も、脱炭素火力は募集上限まで。

また、こうした募集上限を設ける中で、できるだけ政策的意義及び実現可能性の高い案件間での競争を担保するため、燃料サプライチェーン¹³や CO2 輸送貯留に係る事前審査を行うこととした。

(参考図 13) 脱炭素火力の上限価格と募集上限

| 上限価格 (単位：万円/kw/年) | | 第1回 (国内固定費のみ) | 第2回 (国内固定費+上流固定費) | 第3回 (国内固定費+燃料費価格差・設備利用率40%) |
|----------------------|-------------------|-------------------|------------------------------|--------------------------------|
| 新設 | 水素10%以上混焼 | 4.8 | 10 | 13.4 |
| | 水素専焼 | — | — | 79.5 |
| | アンモニア専焼 | — | — | 30.3 |
| 既設改修 | 水素10%以上混焼 | 10 | 10 | 76.2 |
| | アンモニア 20%以上混焼 | 7.4 | 10 | 37.8 |
| | 20%CCS (LNG) | — | — | 13.7 |
| | 20%CCS (石炭) | — | — | 34.3 |
| 募集上限 | 既設火力の改修 100万kW | 既設火力の改修 100万kW | 脱炭素火力の新設・リプレース・既設改修 50万kW | |

注：図中の注釈は、第3回価格の平均値が約40万円/kw/年であり、新設水素専焼の価格が約2倍、既設改修水素10%以上混焼の価格が1/2倍であることを示している。

「蓄電池・揚水・LDES」については、初回・第2回ともに、募集上限を上回る落札容量となった(初回:募集上限 100 万 kW⇒落札容量 166.9 万 kW。第2回:募集上限 150 万 kW⇒落札容量 173.1 万 kW)ことを踏まえ、第3回では募集上限を 80 万 kW に減少させることとした。

なお、蓄電池の運転継続時間3時間以上 6 時間未満の案件は、本制度の適用を受けずに導入されている案件も一定数あることや、再エネ導入拡大や出力抑制拡大に伴い長時間の運転継続ができる案件の導入を促進する必要性が高まっていることを踏まえ、運転継続時間が 6 時間以上の案件に限定して募集することとした。

また、6時間以上の案件については、以下の点を考慮し、「揚水のリプレース等案件とリチウムイオン蓄電池の案件」の募集上限と「揚水の新設案件とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池と LDES の案件」の 募集上限を別々に設定することとし、それぞれ 40 万 kW とした。

- 初回・第2回では、揚水のリプレース等案件と蓄電池の案件(リチウムイオン蓄電池が大宗を占めるものと考えられる)が落札したが、エネルギーセキュリティ等の観点から、特定技術に過度に依存するのは望ましくない。
- 揚水や LDES の寿命は、リチウムイオン蓄電池に比べて長いものが多く(次頁参照)、一度建設されれば、長期間にわたって供給力が提供されることが期待される。

¹³ 水素・アンモニアの案件については、別の審議会です事前審査の要件を検討し、事業者がその要件に対応した上流案件を形成するための準備期間を設けるため、第4回入札から事前審査を行う。

- ▶ 特に、揚水の新設案件は、慣性力やブラックスタート機能等の多機能を有するメリットを有するが、揚水のリプレース等案件や蓄電池の案件よりも建設費の金額規模が大きく、上限価格も差別化して高く設定¹⁴している。

(参考図 14) LDES の寿命、揚水と蓄電池の比較

IV. 長期エネルギー貯蔵システムの動向調査 2. 技術動向の整理 MRI

LDESにおける現状のコスト、技術レベル

- LDESの技術によっては、現在のCAPEXがLIBよりも高いものもあるが、今後の技術開発によって将来的にはさらに低減すると期待されている。
- 揚水・CAESについては商用化レベルであるものの、その他LDESについては実証フェーズのものも多い。

コスト、技術レベルの現状比較

| 分類 | 対象技術 | 標準的な容量 | CAPEX ^{注1} (10時間率) | OPEX ^{注1} (10時間率) | 応動時間 | 充放電効率 ^{注2} | 寿命 | 技術レベル |
|-------|-----------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| 電気化学式 | LIB ^{注3} | ～数百MW | 4.3万円/kWh ^{注1} | 0.1万円/kWh ^{注1} | 1秒未満 | 80%以上 ^{注2} | 13年 ^{注2} | 商用化 |
| | 揚水 | 数百MW～数GW | 5.0万円/kWh ^{注1} | 0.4万円/kWh ^{注1} | 15分 ^{注2} | 70～85% ^{注3} | 60年 ^{注2} | 商用化 |
| | 重力蓄電 | 数百kW～数GW | 6.6万円/kWh ^{注1} | 0.4万円/kWh ^{注1} | 1秒未満 ^{注4} | 80% ^{注5} | 30年以上 ^{注5} | 実証～商用化(時期不明) |
| 機械式 | CAES | 数十～数百MW | 1.6万円/kWh ^{注1} | 0.2万円/kWh ^{注1} | 1分 ^{注6} | 52% ^{注2} | 60年 ^{注2} | 商用化 |
| | LAES | 数十～数百MW | 2.7～7.9万円/kWh ^{注1} | 0.2～0.4万円/kWh ^{注1} | 1分 ^{注7} | 50～55% ^{注2} | 30年以上 ^{注7} | 実証～商用化(2026年初頭見込み) ^{注7} |
| | CO ₂ バッテリー | 数～数十MW | 3.2万円/kWh ^{注8} | 0.3万円/kWh ^{注8} | — | 75%以上 ^{注9} | 30年以上 ^{注9} | 実証～商用化(2024年内見込み) ^{注9} |
| 蓄熱式 | PtHTP | 数百kW～数十MW | 4.4万円/kWh ^{注1} | 0.5万円/kWh ^{注1} | 5～300秒 ^{注10} | 電気のみ:40% 熱電供給:90% ^{注11} | 30年以上 ^{注11} | 実証(商用化時期不明) |
| 化学式 | PtGTP(水素) | 入力:数百～数GW 出力:数百kW～数百MW | 4.3万円/kWh ^{注1} | 0.3万円/kWh ^{注1} | — | 50%以下 | 30年 ^{注2} | 実証～商用化(2025年見込み) ^{注12} |

注1:1USD=144円(2023年度末年平均値)として日本円に換算 注2:充放電効率はインプットする電力量/アウトプットする電力量 注3:LIBの応動時間、寿命は一般的な数値を記載 注4:データは様々な諸元に基づく代表的なコストを反映したものであることに留意。

出所:1) PNNL「Energy Storage Cost and Performance Database v2024」より、100MW(10時間率)の値を引用。重力蓄電と水素は2021年度のデータ、LIBはLFPのデータ、PtHTPはLAESも含むデータ。*2 DOE「Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022」*3 NREL「Annual Technology Baseline」*4 Grabitricity HP *5 Energy Vault/Ground breaking energy storage technology Enabling a planet covered by renewable resources *6 PNNL Pacific Northwest National Laboratory HP より(https://caes.pnnl.gov) *7 Highviewpower HP *8 Energy Dome社へのインタビューより、この数字はイタリヤの商業用の実証機であり、本表におけるCAPEX値は実証機値と異なるとのこと。また、異なるCAPEXの値に電力伝送設備などを進行中であることに留意。*9 Energy Dome「LDES National Consortium Works hop 2024」*10 Renewable and Sustainable Energy Reviews 159 2022」*11 Evaluating emerging long duration energy storage technologies *12 California Energy Commission「Antora Energy Comments Re Draft Solicitation Concept for Energy Storage Innovations to Support Grid Reliability,TN #253877」*13 三菱重工株式会社「プレスリリース」

Copyright © Mitsubishi Research Institute 61

(出典) 定置用蓄電システム普及拡大検討会とりまとめ (2025年3月7日)

5. 揚水発電所の種類・機能および蓄電池との比較 8

● 揚水発電所は揚水時に動力が一定の定速機と変動可能な可変速機とがある。両者を組み合わせ運用。

● 揚水発電所は火力と比べ、起動時間が短い、電圧調整範囲が広い、慣性力が高い、再エネ吸収力あり(揚水運転)などの特徴あり。蓄電池に比べ、揚水発電所は電圧調整、慣性力などを提供できる特徴あり。

| 内容 | 揚水定速機 | | 揚水可変速 | | 蓄電池 |
|--------------|-----------------------------|-------|-------------|---------|-----------------------------------|
| | 発電 | 揚水 | 発電 | 揚水 | |
| 発電電力(2019年) | 137GW (27.5GW×5Hで算出) | | | | 1.2GWh (2030年まで家庭、業務・産業用24GWh 目標) |
| 出力容量 | 100MW～数1000MW | | | | ～100MW |
| 貯蔵継続時間(蓄電容量) | 5～14時間、平均7.9時間 | | | | ～6時間 |
| 総合効率(充放電効率) | 70%～85% | | | | 80%～90% |
| 運転可能出力範囲 | 最低出力以上の任意出力 | 出力固定 | 一定範囲で出力変化可能 | | 充放電とも任意の出力設定 |
| 起動時間 | 数分(1～10分) | | | | 数秒から1分 |
| 出力応答時間 | 数秒 | | | | 数秒 |
| 発電・充電切換 | 発電と揚水の間に切替のための10～15分程度停止が必要 | | | | 停止なし連続 |
| 電圧調整(調相) | 有 | 有 | 有 | 有 | 可 |
| 慣性力 | メカニカル | メカニカル | シンセティック | シンセティック | シンセティック |
| 電圧維持力(短絡容量) | 有 | 有 | 有 | 有 | 無 |
| ブラックスタート対応 | 有 | — | 無 | — | 無 |
| 稼働年数 | 40～60年 | | | | 10年～20年(目標) |

建設コストの内、揚水kW単価と蓄電池のkWh単価は発電コスト検証に関するこれまでの議論について、総合資源エネルギー調査会、発電コスト検証ワーキンググループ(第7回会合)資料2、令和3年7月12日)と、揚水のkW単価は「経済産業省 蓄電池戦略PJ」による「蓄電池戦略」、平成24年7月)を参照

出所:【産業競争力懇談会 2022年度 プロジェクト 最終報告】カーボンニュートラル実現に向けた水力発電システム, p.11, 産業競争力懇談会COCN, 2023年2月9日, <http://www.cocn.jp/report/2022/> より抜粋し、赤特追加。

©TEPCO Renewable Power, Inc. All Rights Reserved. 目的外使用・無断転載はご遠慮ください。2023.6.13 東京電力エニューアブルパワー株式会社

(出典) 第2回 将来の電力需給に関する在り方勉強会 (2023年6月13日) 資料 4

14 第2回の上限価格：揚水（新設）10万円、揚水（リプレース等）・蓄電池 5.6万円～9.3万円

「既設原発の安全対策投資」については、第2回では落札容量が315万kWとなり、募集上限200万kWを大きく上回ったことを踏まえ、第3回では募集上限を150万kWに減少させることとした。

(参考図15) 第3回入札の脱炭素電源の募集量の全体像

第3回入札の脱炭素電源の募集量：500万kW



※揚水（リブレース等）・リチウムイオン蓄電池の募集上限40万kW
揚水（新設）・リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池・LDESの募集上限40万kW
いずれも、6時間以上の案件に限る。

(注)

- ・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、初回と同様（募集量を跨ぐ案件は10倍ルール。募集上限は制約なし。）
- ・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は、以下のとおり。
脱炭素火力は募集上限（跨ぐ案件を含む）まで。
蓄電池・揚水・LDESは、第2回と同様に、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）。
既設原発の安全対策投資は、第2回と同様に、募集上限を超えて落札する。
- ・脱炭素火力の新設案件は、脱炭素部分のkWでカウント。

(c) LNG 専焼火力の募集量

LNG 専焼火力の募集量については、2023—2025 年度の3年間で600万kWとしていたが、初回オークションで募集量の大半が落札されたことや、電力需要が増加傾向となる見通しが示されたことを踏まえ、400万kWを追加募集することとしていた。

具体的には、応札案件間の価格競争を促す観点から、2024・2025年度のオークションで200万kWずつ、合計400万kWを追加募集することとしていたところ。2025年度オークションにおけるLNG専焼火力の募集量については、昨年の本部会における整理の通り、200万kWと設定した。

加えて、2024年度オークションでは、追加募集分200万kWに初回の残余分約24万kWを加えた、約224万kWを募集することとしていた。2024年度オークションでも、約93万kWの残余が生じたところ、この残余分についても、2025年度オークションであわせて募集することとした（合計募集量約293万kW）。

なお、LNG火力については、第7次エネルギー基本計画において、電源の脱炭素化に向けたトランジションの手段として活用する必要があるとされており、需給バランスの将来動向も見ながら、将来的な脱炭素化を前提とした新設・リブレースを一層促進することとされている。

今後の電力需要は、本年1月に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定によると、2033年度の最大需要電力が、昨年と比較して約300万kW上振れているなど、増加傾向が継続。供給力については、脱炭素電源やLNG火力の運転開始も見込まれる一方、老朽火力の休廃止は更に進展すると想定される。

こうした状況を鑑みると、電力需給は予断を許さない状況が継続すると考えられるため、安定供給に必要な供給力を確保する観点から、2026年度オークション以降におけるLNG専焼火力の追加募集についても検討が必要である。

具体的な募集容量は、上記の最大需要電力の増加に対応する追加供給力の確保を念頭に、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、200～300万kW/年程度の追加募集を基本としつつ、電力需要想定や、脱炭素電源の導入状況など、2025年度オークション後の最新状況を見極めつつ判断することとした。

④入札価格の在り方

(a) 事業報酬率

本制度では、応札価格に算入できる事業報酬は、電源種一律で税引前 WACC5% を上限としている。

発電事業者からは、投資先として、建設リードタイムが短くリスクも小さい電源種と、建設リードタイムが長くリスクも大きい電源種を比較した場合、後者への投資判断が困難、との意見がある。

こうした意見を踏まえ、「電源種毎」のリスクを定量化し、電源種毎に事業報酬率を差別化して設定する方法も考えられるが、実際には電源種毎のリスクの定量化は非常に難しい。

一方で、「建設リードタイム」については、一般的には、長い期間を要する電源種の方が、事業リスクは高くなる。

また、事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、投下資本の早期回収の観点から、建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすいが、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、エネルギーミックスの観点から望ましくない。

したがって、多様な電源種への投資を確保するため、事業報酬率は 5%をベースとして、建設リードタイム(供給力提供開始期限)が 10 年以上の長い案件¹⁵はリスクプレミアムとして 1%加算できることとし、5 年未満の短い案件は 1%減じることとし、参考図 16 のとおりとした¹⁶。

(参考図 16) 電源種毎の事業報酬率

| 建設リードタイム (供給力提供開始期限) | ~5年未満 | 5年以上10年未満 | 10年以上 |
|-------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 事業報酬率 (税引前WACC) | 太陽光・風力・地熱 (アセス済) 、蓄電池、LDES 4% | 太陽光、風力、地熱、 一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス (アセス済・不要)、LNG専焼 5% | 一般水力・揚水、 水素・アンモニア・CCS・バイオマス、 原子力 6% |

¹⁵ 電源種毎に事業報酬を設定するのではなく、実際の案件毎の建設リードタイムによって事業報酬率を設定する方法も考えられるが、運転開始時期を無用に遅くするインセンティブが働くことから、不適切。

¹⁶ 電源種毎の上限価格も、同じ事業報酬率 (アセスが必要な電源種は高い方) で算定。

(参考図 17) 電源種毎の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、アンモニア専焼、 既設火力の改修（水素・アンモニア混 焼・専焼、CCS、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、LDES | 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) インフレ、金利変動等への対応

第7次エネルギー基本計画では、大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、そのようなリスクに対応するための事業環境整備が必要とされた。

エネルギー基本計画

V. 2040年に向けた政策の方向性

3. 脱炭素電源の拡大と系統整備

(1) 基本的考え方

③ 事業環境整備・市場環境整備

電源投資を取り巻く足下の環境を踏まえると、インフレや金利上昇などの要因により、今後も電力分野の建設コストは上昇していく可能性がある。特に、大型電源については投資額が巨額となり、総事業期間も長期間となるため、収入と費用の変動リスクが大きく、電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が大きい。こうした中では、長期の事業期間を見込む投資規模の大きな投資や、技術開発の動向、制度変更、インフレ等により初期投資や費用の変動が大きくなることが想定される投資については、事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。

そのため、これらのリスクや懸念に対応し、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の新たな投資を促進し、電力の脱炭素化と安定供給を実現するため、事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できるような制度措置や市場環境を整備する。

現行制度では、落札価格は、1年毎に消費者物価指数(コア CPI)で物価補正を行うこととしている。

しかし、昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえれば、消費者物価指数(コア CPI)で物価補正を行うのは実情にそぐわず、事後的な費用変動リスクへの対応として不十分な面がある。

このため、事後的な費用変動リスクにきめ細かく対応するため、参考図 18 のとおり、応札価格に含まれる各費用について、各種指標で自動補正することとした¹⁷。

(参考図 18) 自動補正の指標

| | 資本費 | 運転維持費 | 可変費 | 事業報酬 |
|---------|---------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| 現行制度 | 落札価格全体に対して 1年毎に消費者物価指数(コアCPI) で補正 | | | |
| 今般の見直し後 | 運開時の1回に限り、建設工事デフレーター(電力) で補正 | 1年毎に 企業物価指数(総平均) で補正 | 1年毎に 為替レート、海外の消費者物価指数(コアCPI)等 で補正 | ・ 運開時の1回に限り、建設工事デフレーター(電力) で補正 ・1年毎に、 日本銀行の貸出約定平均金利(新規・長期) で補正 |

自動補正は、参考図 19 の計算式に則り、原則、各年度の期首に1回行うこととした。

ただし、例えば、建設費はメーカーとの関係で固定額になっているケースや、金利は銀行との間でプロジェクトファイナンスによって固定化されているケース等、補正の必要性がなく、補正すること自体が逆にリスクとなる場合も考えられる。

したがって、自動補正を行う費用項目¹⁸を選択できることとした。

また、事業者間の公平性に鑑み、第1回・第2回入札の落札案件も、選択できることとした。

¹⁷ 調整後の価格が、上限価格を超えることは可。

¹⁸ 「建設費・廃棄費用・系統接続費」「運転維持費」「事業報酬(建設工事デフレーター)」「事業報酬(金利)」「可変費」の単位。非選択項目は、自動補正なし。選択項目が1つもない場合は、現状通り落札価格全体にCPIで補正を行う。応札時に選択して、以降の変更は認めない。

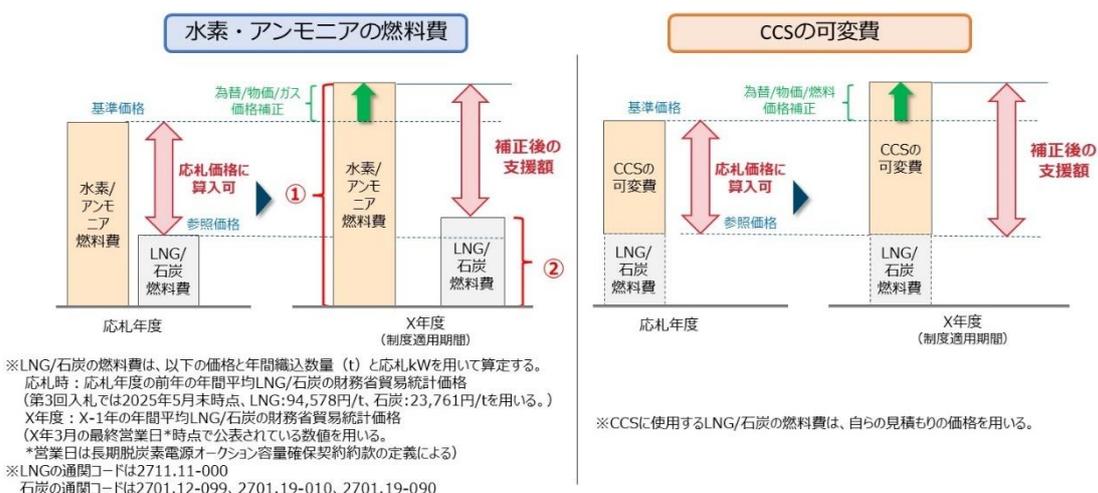
(参考図 19) 自動補正の計算式

$$\begin{aligned}
 X \text{ 年度の容量確保契約金額} = & \left(\text{建設費} + \text{廃棄費用} + \text{系統接続費} \right) \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 & + \text{運転維持費} \times \frac{X-1 \text{ 年の企業物価指数}}{\text{入札年度の前年の企業物価指数}} \quad \ast 1 \text{ 補正は 1 回のみ} \\
 & + \text{事業報酬} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 & \quad \times \frac{5\% + (X-1 \text{ 年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})^{\ast 2}}{\text{ベースのWACC (5\%)}} \\
 & + \text{可変費 (水素・アンモニアの燃料費、CCSの可変費) の補正}
 \end{aligned}$$

※2 小数点第三位を四捨五入。株式の期待収益率は「リスクフリーレート+β×リスクプレミアム」となり、ベースにリスクフリーレート（10年国債利回り）が含まれているため、金利変動分は他人資本比率分のみならず、自己資本比率分も含めた事業報酬全体を補正する。

なお、水素・アンモニア・CCS の可変費は、後述のとおり、LNG・石炭の燃料代との価格差部分に限定し、かつ、発電所の設備利用率4割分までを応札価格に算入できることとしたが、具体的には、参考図 20 のとおり、応札時に応札価格を算定し、制度適用期間における各年度で為替等で期首に自動補正（上げ下げ両方）を行うこととした。

(参考図 20) 可変費の自動補正の方法



その上で、制度適用期間の各年度における可変費の自動補正は、参考図 21 の計算式¹⁹のいずれかを応札時に選択して行うこととした。

¹⁹ これらの計算式は第3回入札に適用。今後、新燃料等の調達・契約条件の決定を踏まえ、第4回入札以降、必要に応じて計算式を追加。

(参考図 21) 自動補正のフォーミュラ

水素・アンモニアの燃料費

| | | ①水素/アンモニアの燃料費 (下記の合計) | | ②LNG/石炭の燃料費 |
|------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| | | 原料代/電気代 | 水素/アンモニアの製造・輸送費 | |
| グレー・ブルーの水素・アンモニア | 天然ガスマーケット連動 | 天然ガスの燃料費 ×天然ガス価格指標 (HH/ブレント [原油価格連動の場合] を選択) の変化率 ×米ドル為替レートの変化率 | (水素/アンモニアの燃料費-天然ガスの燃料費) のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率 + (水素/アンモニアの燃料費-天然ガスの燃料費) のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率 | LNG/石炭の燃料費 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 ×水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率 |
| | 天然ガスエスカレ補正 | 天然ガスの燃料費 ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率 | (水素/アンモニアの燃料費-電気代) のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率 + (水素/アンモニアの燃料費-電気代) のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率 | |
| グリーン水素・アンモニア | 電気料金マーケット連動 | 電気代 ×米ドル為替レートの変化率 | | |

※CAPEXとは、建設費、運転開始前に必要となる費用 (許認可の取得等)、資金調達コスト、利益、税金を指す。OPEXとは、水素等の継続的な供給に必要な費用を指す。
 ※変化率は、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。
 X-1年と実績 (X年度) には差分が生じ、事業者利益の方向 (為替であれば円高) の場合は他市場収益の還付要因となり、事業者損失の方向 (為替であれば円安) の場合は燃料費の回収遅れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差分影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分 (X-1年とX年の指標の差分) のみの累積損益 (各年度の累積損益がプラスの場合は0とする) がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。
 ※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用 (円/応札kW/年) であり、応札時に申告する。
 広域機関は、その申告値を用いて、赤字の指標を用いて自動補正を行う。
 ※為替レートは、売主との売買契約では米ドル建てが一般的であることから、米ドル通貨レートで補正。
 ※水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率は、発電コスト検証のLHVの数値 (水素120MJ/kg、アンモニア18.6MJ/kg、LNG49.84MJ/kg、石炭24.8MJ/kg) から算定し、水素LNG混焼・水素専焼の場合は2.41、水素石炭混焼の場合は4.84、アンモニア石炭混焼の場合は0.75、アンモニア専焼の場合は0.37を用いる。(制度適用期間で一律)。
 ※①水素・アンモニアの燃料費が下落し、②LNG・石炭の燃料費が上昇し、①と②の大小が逆転する (①-②が負の数となる) 形で容量確保契約金額に反映することも想定される。

CCSの可変費

| | 分離回収費用 (燃料費、電気代) | 分離回収費用 (アミン溶液等のその他費用) | 輸送・貯留費用 |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 国内貯留 | | | 輸送・貯留費用 (CAPEXに限る) ×供給力提供開始年度の前年の国内企業物価指数÷入札年度の前年の国内企業物価指数 + 分離回収費用 (その他費用) と輸送・貯留費用 (OPEXに限る) の合計 ×国内企業物価指数の変化率 |
| 海外貯留 | CO2分離回収に要する燃料費/ (外部調達する場合) の蒸気代 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 + (外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合) CO2分離回収に要する電気代 ×国内スポット市場価格 (システムプライス) の変化率 | 分離回収費用 (その他費用) ×国内企業物価指数の変化率 | (輸送費用のうちのCAPEX) ×供給力提供開始年度の前年の米国生産者物価指数÷入札年度の前年の米国生産者物価指数 + 輸送費用のうちのOPEX ×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の貯留対象国の企業物価指数÷入札年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 + 貯留費用のうちのOPEX ×貯留対象国の企業物価指数の変化率) ×米ドル為替レートの変化率 |

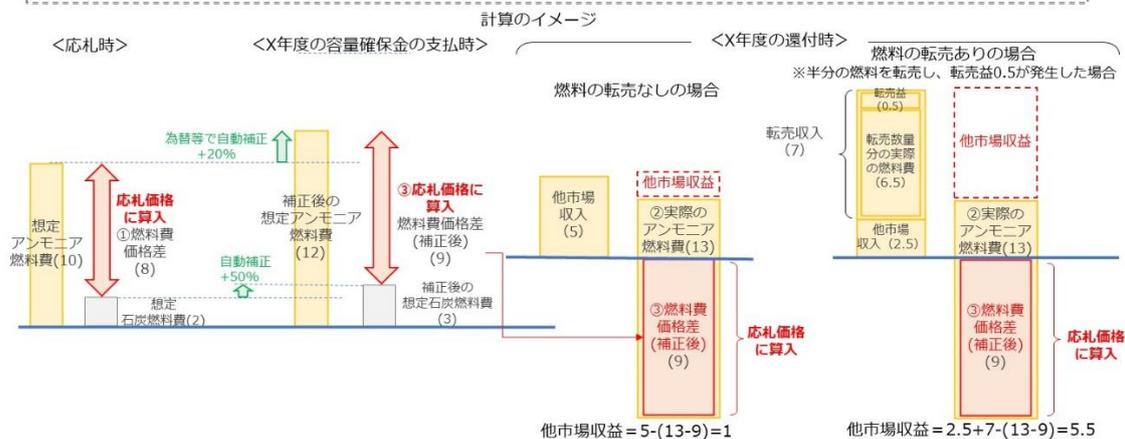
※CAPEXとは、建設費、運転開始前に必要となる費用 (許認可の取得等)、資金調達コスト、利益、税金を指す。OPEXとは、継続的な輸送・貯留に必要な費用を指す。
 ※変化率は、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。
 X-1年と実績 (X年度) には差分が生じ、事業者利益の方向 (為替であれば円高) の場合は他市場収益の還付要因となり、事業者損失の方向 (為替であれば円安) の場合は燃料費の回収遅れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差分影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分 (X-1年とX年の指標の差分) のみの累積損益 (各年度の累積損益がプラスの場合は0とする) がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。
 ※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用 (円/応札kW/年) であり、応札時に申告する。
 広域機関は、その申告値を用いて、赤字の指標を用いて自動補正を行う。
 ※海外貯留の輸送貯留費用については、世界的に最も決着で用いられることが多い米ドル為替レートを用い、輸送費用のOPEXの変動要因としては入渠費用、船員費、燃料費等が考えられ、排出地域・貯留地域いずれにも提らないグローバル要因の費用増減と考えられるため、グローバル指標の代表例として、米国生産者物価指数を用いる。
 ※液化設備・CO2貯蔵設備・荷役設備へ蒸気・電力を供給 (外部調達含む) する場合は燃料費・電気代は、「分離回収費用 (燃料費、電気代)」に含めて自動補正を行う。

(参考図 22) 第 3 回における燃料転売時の他市場収益の計算方法

- 第3回入札において、水素・アンモニアの可変費に支援を行い、その後燃料の転売を行った場合の他市場収益の計算方法は以下のとおり。 ※調達した消費できなかった燃料を転売することで、還付金が増加し、国民負担軽減に資することから、転売は可能。

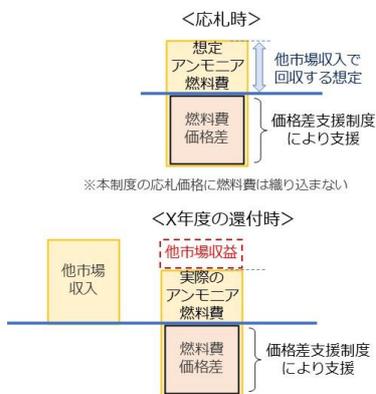
他市場収益 = 実際の他市場収入 - 実際の可変費

※ 応札価格に①燃料費の一部（第2回は固定費部分。第3回は価格差部分）を算入した場合、②実際の燃料費から、③応札価格に含めた燃料費（各年度の自動補正後。最終年度の容量確保契約金額に加算する、X-1年とX年の差分補正分は含まない。）を引いた金額（負の数となる場合もある。）を、実際の可変費に計上する。価格差支援を受けた場合は、その支援金額を可変費から控除する。



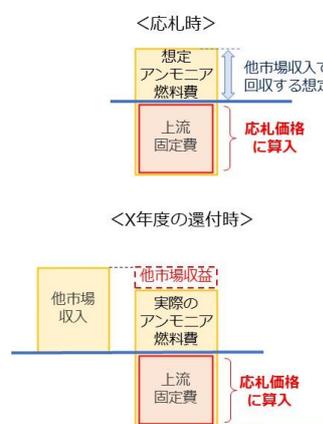
(参考図 23) 第 1 回・第 2 回における他市場収益の計算方法

第1回
他市場収益 = 実際の他市場収入 - 実際の可変費



第2回
他市場収益 = 実際の他市場収入 - 実際の可変費

※ 応札価格に燃料費のうち固定費を算入した場合、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（負の数となる場合もある。）を、実際の可変費に計上する。



(c) 事後的な費用増加への対応

事業者の帰責性がなく入札後にコスト(固定費)が増加した場合には、事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、必要な制度的対応を検討することとしている。

第十一次中間とりまとめ

⑦事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応

本制度では、⑥のとおり、入札時からの物価変動は、事後的に落札価格に反映するが、物価変動以外にも、入札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で増加又は減少することが考えられる。

しかし、以下ような本制度の内容を踏まえると、事業者の帰責性がない理由であっても、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではない。

- (ア)競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、
- (イ)建設費には予備費として10%を織り込むことを認めていること、
- (ウ)事業報酬として税引前WACC5%を織り込むことを認めていること、
- (エ)他市場収益の約1割は留保することを認めていること等

ただし、コストが増加した場合には、その規模によっては事業の継続が困難となり、市場退出を余儀なくされ、脱炭素化への投資が進まなくなる可能性もある。

したがって、将来的に、何らかの状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、本制度外でコスト増加の影響を緩和する措置が講じられているか否かも踏まえつつ、例えば、再度本制度への入札を認めるなど、脱炭素電源への投資に係る長期予見性を確保するという観点から必要な制度的対応を検討することとした。

一方で、昨年9月の再エネ大量導入小委では、投資規模が数千億円単位になる洋上風力発電について、収入・費用の変動リスクに対応し、電源投資を確実なものとしていく必要性が大きいため、制度的対応の要否について検討を進めることとされ、その後、価格調整スキームの導入等の措置が講じられた。

本制度においても、物価変動や金利変動に対応するための自動補正スキームを導入することとしているが、これに加えて、長期(建設期間が10年超)かつ大規模(投資額が数千億円規模)となる大型電源の新設・リプレース投資については、法令対応等の他律的に発生する費用増のリスクも大きいものと考えられることから、当該リスクに対応するための仕組みを導入することとした。

具体的な制度措置の内容は、以下のとおりとした。

- 対象:供給力提供開始期限が10年以上となり、かつ、(建設費の多くが千億円以上となる水準である)対象kWの送電端設備容量ベースで30万kW以上の大

型電源の新設・リプレース投資²⁰。

- 発動基準:「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」が入札後に大幅に増加²¹し、事業者から申請があった場合
- 手続: 落札事業者からの申請に基づき、資源エネルギー庁・広域機関において発動の必要性の有無の確認を行い、電力・ガス取引監視等委員会において増加金額の監視を行う²²。
- 手段: 監視を経て認められた増加金額(建設費は予備費として応札価格に算入した金額(運開後は建設工事デフレーター補正後)を控除後)の9割(モラルハザード防止やコスト効率化インセンティブ確保のため、1割は事業者負担)に限り、次の手段にて回収を認める。

(参考図 24) 電源種毎の建設費の規模

| | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 | 地熱 | 一般水力 | 揚水 | 原子力 | バイオマス | 水素 |
|--------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|-------|-------|
| 建設費※ (万円/kW) | 13.5 | 27.1 | 38.8 | 79 | 55.5 | 72.6 | 47.3万円/kW+1,762億円 | 41.1 | 41.2 |
| 10万kW | 135 | 271 | 388 | 790 | 555 | 726 | 2,236 | 411 | 412 |
| 20万kW | 270 | 542 | 776 | 1,580 | 1,111 | 1,452 | 2,709 | 822 | 824 |
| 30万kW | 405 | 813 | 1,164 | 2,370 | 1,667 | 2,178 | 3,182 | 1,233 | 1,236 |
| 40万kW | 540 | 1,084 | 1,552 | 3,160 | 2,222 | 2,905 | 3,655 | 1,644 | 1,648 |

※本制度の各電源種の新設案件の上限価格の諸元(発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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。)

建設費が増加した場合、追加投資の金額が合理的に見積もることができた時点以降で申請を行い、参考図 25 のとおり落札価格を修正することとした²³。

²⁰ 物価・為替・金利等の自動補正と同様に、第1回・第2回の落札案件にも遡及適用。既設の電源についても法令対応等の他律的に発生する費用増のリスクを抱えており、新設・リプレースと同様に事後的な費用増加への対応措置を講じるべきとの意見もあった。

²¹ 建設費・制度適用期間に発生する運転維持費について、予備費として応札価格に算入できる「建設費の10%(運開後は建設工事デフレーター補正後)」を超える増加が生じた場合(複数事象により累積して超過した場合を含む)。単なる資材価格・人件費の高騰は、物価補正をするため、対象外。

²² 手続・運用の簡素化の観点から、費用増加が発生した1つの事象毎に原則1回(審査のように複数年に渡る事象はまとめて1回)の申請に限る。

毎年の本制度の入札の事前手続の期間においてエネ庁・広域機関の審査を行い、毎年の本制度の入札の価格監視の期間において監視委の監視を行う。

²³ 申請時点では資本費と運転維持費の増加金額のみ確認・監視を行う。工事完了時点で追加の落札価格を算定し(事業報酬の不必要な増加を防ぐ観点から、確認・監視を受けた建設費の増加金額は全額、工事完了時点で発生したものと扱い、翌年度以降に追加落札価格が加算される前提で、追加の落札価格を算定。監視委が確認。)、その翌年度から新たな落札価格で支払いを開始。

(参考図 25) 落札価格の修正の方法



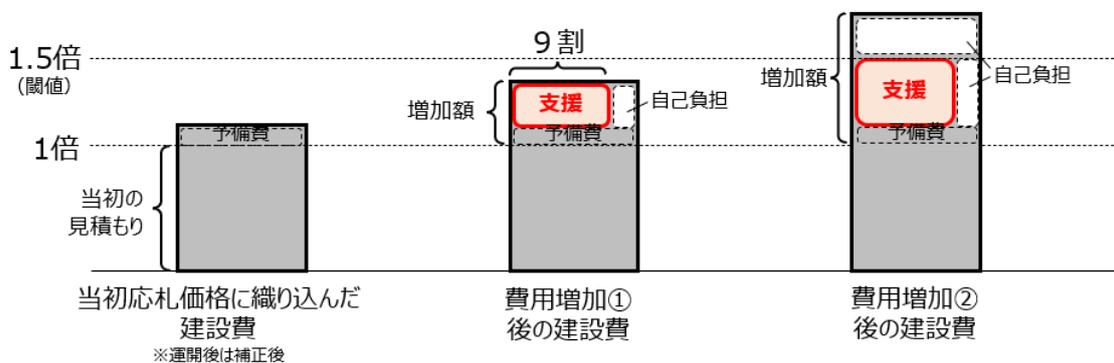
運転維持費のみが増加した場合、申請が認められた時点の翌年度以降の制度適用期間に渡り、当該増加金額分だけ、落札価格に反映することとした。(資本費、事業報酬²⁴、制度適用期間は変更無し。)

ただし、事後的な費用増加を際限なく落札価格に反映することは、需要家負担への影響の観点からも、望ましくない。

このため、事後的な費用増加の落札価格への反映は、建設費は当初応札価格に織り込んだ建設費(予備費を除く。運開後は建設工事デフレーター補正後)の1.5倍を上限とし、運転維持費は当初応札価格に織り込んだ運転維持費(申請時点の最新の自動補正後)の年間あたり費用の1.5倍を上限とした²⁵。費用増加の状況(落札価格の増加率)は、公表することとした。

また、監視を経て認められた事後的な費用増加が生じた場合には、市場退出ペナルティ無しで市場退出できることとし、再度本制度に参加することができることとした。

(参考図 26) 建設費の事後的な増加への支援範囲



²⁴ 「事業報酬」は言葉の意義が明確でないため、今後は「資本コスト」に呼称を変更することとした。

²⁵ こうした上限を設けるため、監視委による増加金額の監視は、いわゆる「2倍の水準」を超えない部分の監視と同様に行う。

(d) 原子力の廃棄費用

応札価格に算入できる原子力の廃棄費用は、発電コスト検証の数値を元に、建設費の12%としていた。

直近の発電コスト検証の数値を元に改めて計算すると、参考図 27 のとおり、建設費の11%となっている。

このため、応札価格に算入できる原子力の廃棄費用は、応札価格に算入する建設費の11%とした。

(参考図 27)原子力の廃棄費用

論点3-2. 廃棄費用

- 廃棄費用は、運転終了後に発生するコストであるため、入札時点で正確な見積もりが困難。このため、発電コスト検証における廃棄費用の見積もり方法を参考として、電源種毎に下の表の金額を廃棄費用として織り込むことができることとしてはどうか。
- また、これまでの議論において、地熱・水力（揚水含む）のリプレース案件は「投資額＋使用を継続する設備の残存簿価」を、既設火力の改修案件は「改修投資額＋本制度対象kW分の残存簿価」を入札価格に織り込むことができることとしていることを踏まえ、これらの金額の5%を、廃棄費用として織り込むことができることとしてはどうか。

※ FIT認定を受けているバイオマス混焼設備について、石炭部分をアンモニア・水素混焼又はバイオマス専焼にするために改修する場合は、過去のFIT収入によって残存簿価に係る廃棄費用の回収が図られてきた可能性があることを踏まえ、「改修投資額のみ」とする。
※ 今後、発電コスト検証の見直し等が行われた場合には、必要に応じて見直し。

| 電源種 | (参考) 発電コスト検証の諸元における廃棄費用 | 本制度で織り込むことができる廃棄費用 |
|-----------------------------|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| 太陽光（事業用） | 1万円/kW | 1万円/kW |
| 風力、水力、地熱、バイオマス、LNG火力、水素混焼 | 建設費の5% | 建設費の5% |
| 蓄電池 | - | 建設費の12% |
| 原子力 | 750億円 | ※原子力の発電コスト検証の廃棄費用（750億円）は、建設費用（4,800億円）と追加的安全対策費用（1,369億円）の合計額（6,169億円）の12%であるため |
| 地熱・水力のリプレース | - | 「投資額＋使用を継続する設備の残存簿価」の5% |
| 既設火力の改修（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼） | - | 「改修投資額＋本制度対象kW分の残存簿価」の5% ※FIT認定を受けている石炭部分の場合、改修投資額の5% |



発電コスト検証ワーキンググループ（令和7年2月）報告書 資料2における原子力の**廃棄費用（786億円）**は、建設費用（5496億円）と追加的安全対策費用（1707億円）の**合計額（7203億円）の11%**

（出典）第72回制度検討作業部会（2022年11月30日）資料6

(e) 応札価格に含まれる設備等を利用して得た収入の他市場収益の計算上の扱い

本制度の落札電源は、他市場収益の約9割を還付することとしているが、他市場収益の計算における「他市場収入」は、これまでは「kWh 収入」、「ΔkW 収入」および「非化石価値収入」としていた。

一方で、応札価格に算入した設備や物品等を利用して、上記以外の収入（例：LNG タンク²⁶を第三者に利用させて得た収入、水素燃料を転売して得た収入）を得ることも想定されることから、こうした収入についても他市場収益の計算における他市場収入に算入することとした。

また、応札価格に固定費を算入し、支援を受けていることに鑑みれば、過去の落札案件にも適用して得られる収入の約9割を還付することを求める必要性・合理性はあるものと考えられることから、初回・第2回入札の落札案件にも適用することとした。

²⁶ 当初から第三者と共有する予定の場合は、想定される利用比率等で按分して応札価格に算入する。その場合は、自社割合部分を第三者に利用させた場合。

⑤上限価格

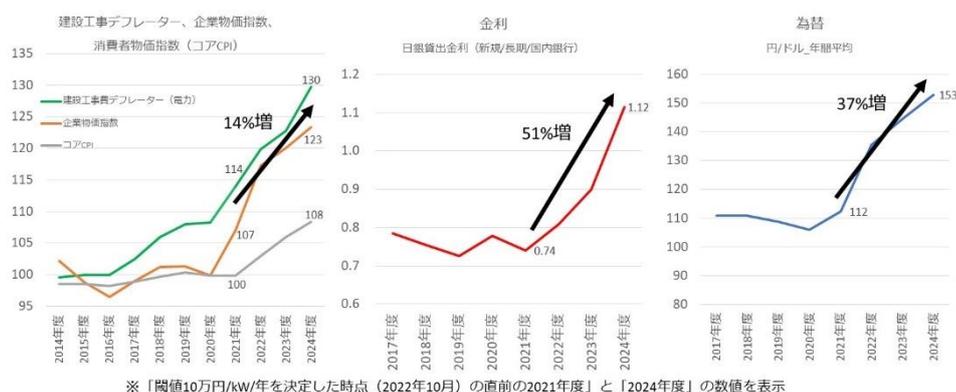
(a) 閾値の引き上げ

本制度では、電源種毎に上限価格を設定しているが、競争力のある電源同士の競争を確保し、過度な国民負担の発生を防止するため、10万円/kW/年を上限価格の閾値としている。

初回入札では、募集量を大きく超える応札容量があったものの、蓄電池・揚水以外の新設・リプレース案件の応札量・落札量は少なく、応札のあった全量が約定となったことから、新設・リプレース案件の投資判断を強く後押しする結果になったとは言い難い。

昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえ、応札価格は上昇していく可能性がある。

(参考図 28) 物価、金利、為替の変動状況



こうした中で、第2回入札における上限価格は、多くの電源種で閾値10万円/kW/年となっており、閾値の水準(10万円/kW/年)が低いため、応札数が低調となっている可能性がある。

このため、多様な脱炭素電源への新規投資を確保するべく、各電源種の補正前の上限価格が一定程度網羅できるような水準として、上限価格の閾値を20万円/kW/年に引き上げることとした。

(参考図 29) 第 2 回入札の上限価格²⁷

<新設・リブレース等^{※1}の大規模投資>

(円/kW/年)

| | 新設の上限価格 | リブレース等の上限価格 |
|------------------|------------|---------------------------------|
| 太陽光 | 10.2~34.1→ | 100,000 |
| 陸上風力 | 10.1~20.5→ | 100,000 |
| 洋上風力 | 19.0~38.4→ | 100,000 |
| 一般水力 | 10.8→ | 100,000 |
| 揚水 | 10.5→ | 100,000 |
| 蓄電池 | | 50,884 |
| | | 6時間未満：56,545~77,509 |
| | | 6時間以上：87,683~93,883 |
| 地熱 | 12.6→ | 100,000 |
| | | 全設備更新型：97,104 |
| | | 地下設備流用型：58,262 |
| バイオマス | 15.9→ | 100,000 |
| 原子力 | 12.0→ | 100,000 |
| (既設原発の安全対策投資を含む) | | |
| 水素 (10%以上) | 14.9→ | 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%以上の混焼するための改修 | 113.7→ 100,000 |
| アンモニア20%以上の混焼するための改修 | 97.7→ 100,000 (76,653 ^{※2}) |
| バイオマス専焼するための改修 | 11.8→ 100,000 (84,008 ^{※2}) |

(b) 水素・アンモニア・CCS の上限価格・可変費の支援範囲

水素・アンモニア、更には第 3 回入札から対象に追加する CCS 付火力は、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、投資を促進するため、以下の A・B の措置を講じることとした。

- A) 水素・アンモニア・CCS 付火力の上限価格は、(前述の) 閾値 20 万円/kW/年に関わらず、(後述の) 導入が可能となる水準まで引き上げる。
- B) 燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とする。

ただし、需要家負担にも配慮し、上記 A・B の措置は以下の C・D を前提とすることとした。

- C) 応札価格に算入可能とする水素・アンモニア・CCS 付火力の可変費は、(水素・アンモニアの価格差支援制度を参考として) LNG・石炭の燃料代との価格差部分²⁸に限定し、かつ、以下の点を考慮して発電所の設備利用率4割分²⁹までとする。
 - 足下の火力発電所の平均的な設備利用率は、石炭火力が 6 割弱、LNG 火力が 4 割強だが、将来 CP(炭素税)が一定の金額になれば、石炭火力と LNG 火力の可変費(メリットオーダー)が逆転する可能性。

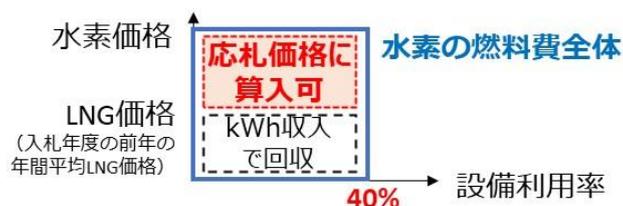
²⁷ 閾値補正前の数値(単位は万円/kW/年)を赤字で追記

²⁸ CCS 付火力の可変費は、CCS を行うことで追加的に発生する部分。

²⁹ 今後の応札状況や、設備利用率の動向も踏まえ、柔軟に見直していくことや、状況に応じて追加措置などを検討いただきたいとの意見もあった。

- 設備利用率 5 割分の可変費を支援対象とした場合、実際の設備利用率が 5 割を切れれば過剰支援となる。
 - 設備利用率 3 割分の可変費を支援対象とした場合、燃料の上流案件としての規模が小さくなり、案件形成が困難となるリスク。
- D) 水素・アンモニア・CCS 付火力の募集上限を設け、第 2 回入札の既設火力の 100 万 kW の募集上限よりも量を絞る³⁰。

(参考図 30) 水素の場合の可変費の支援範囲



水素・アンモニアの上限価格は、(第 2 回入札と同様に)国内固定費の値に加え、直近の発電コスト検証(2025 年 2 月)における燃料費の諸元を基に、燃料費は「燃料費全体(固定的な負担部分に限定せず、可変的な負担部分も含む。)から、LNG・石炭の燃料費を控除した、価格差部分に限り、設備利用率 40%分」を算入する前提で、燃料の製造方法毎(ブルー・グリーン)に上限価格の案を計算すると、参考図 31 の※1に記載の数値となる。

第 3 回入札における水素・アンモニアの上限価格は、第 2 回入札と同様にグリーン燃料の諸元をベースとして設定することとし、参考図 31 のとおりとした。

(参考図 31) 第 3 回入札の水素・アンモニアの上限価格

| 単位：万円/kw/年 | | 第1回 (国内固定費のみ) | 第2回 (国内固定費 + 上流固定費) ※グリーン燃料をベースとしつつ、 関値10万円で設定 | 第3回 (国内固定費 + 燃料費価格差・設備利用率40%) ※グリーン燃料をベースとして設定 |
|------------|------------------|------------------|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| 新設 | 水素10%以上混焼 | 4.8 | 10 ※グレー・ブルー8.4、グリーン14.9 | 13.4 ^{※2} ※1ブルー10.0、グリーン13.4 |
| | 水素専焼 | — | — | 79.5 ^{※2} ※1ブルー45.3、グリーン79.5 |
| | アンモニア専焼 | — | — | 30.3 ^{※2} ※1ブルー16.8、グリーン30.3 |
| 既設改修 | 水素10%以上混焼 | 10 | 10 ※グレー・ブルー48.9、グリーン113 | 76.2 ^{※2} ※1ブルー42.0、グリーン76.2 |
| | アンモニア 20%以上混焼 | 7.4 | 10 ※グレー・ブルー17.7、グリーン97.7 | 37.8 ^{※2} ※1ブルー20.4、グリーン37.8 |

※2「価格差に着目した支援制度」の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除く部分の上限価格も設ける。
※新設の「水素専焼」や「アンモニア専焼」も、検討している事業者も存在することから、上限価格を設定。グレー燃料も対象。

³⁰ 具体的な量は、募集上限にて記載。代わりに、既設火力の募集上限は撤廃。

(参考図 32) 第 3 回入札の水素混焼の上限価格の計算方法

- 第3回入札の水素の上限価格は、**国内の燃料関連設備等と燃料費**を基に、燃料費は「水素の燃料費全体からLNGの燃料費を控除した価格差部分に限り、設備利用率40%分」を算入する前提で計算。
- ただし、「**価格差に着目した支援制度**」により**燃料費支援を受ける案件**に対して、同じ上限価格のみを適用するのは不適切であるため、同制度の適用を希望する案件は、**別途、燃料費を除いた部分の上限価格も設定**する。

| | 燃料種ごとに算定した場合の上限価格 | 主な諸元 (発電端kW単価) |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 水素 (10%以上) の新設 | ブルー水素 10.0万円/kW/年 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を8.9万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費 (27.6万円/kW) ※1 + 燃料関連設備の建設費 (13.6万円/kW) ※2 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差 (0.6万円/kW/年) ※4 |
| | グリーン水素 13.4万円/kW/年 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を8.9万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費 (27.6万円/kW) ※1 + 燃料関連設備の建設費 (13.6万円/kW) ※2 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差 (2.9万円/kW/年) ※4 |
| 既設火力を 水素10%以上の 混焼にするための 改修 | ブルー水素 42.0万円/kW/年 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を31.2万円/kW/年とする) | 建設費：燃料関連設備の建設費 (136.0万円/kW) ※2 + 燃焼設備の改造費 (3.8万円/kW) ※3 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差 (6.9万円/kW/年) ※4 |
| | グリーン水素 76.2万円/kW/年 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を31.2万円/kW/年とする) | 建設費：燃料関連設備の建設費 (136.0万円/kW) ※2 + 燃焼設備の改造費 (3.8万円/kW) ※3 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差 (29.0万円/kW/年) ※4 |

- ※1 発電コスト検証のデータ (2023年時点) を基に、2024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。
- ※2 燃料関連設備の建設費は、次図のとおり試算。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 燃焼設備の改造費は、第11次中間とりまとめ参考図68のとおり試算。ただし、調査報告書公表時 (2019年) から2024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。
- ※4 水素燃料費は、次々図のとおり試算。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。
- ※ 事業報酬率は6%。

(参考図 33) 水素の国内固定費 (燃料関連設備建設費) の試算

- 初回・第2回入札の上限価格の算定に用いた国内固定費の諸元について、最新のデータを反映すると、以下のとおり。

| | | 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 ³ ×5基) を含む 受入・貯蔵機能の建設費 | 1,597.2,518億円 (②) | 「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) J7頁の液化水素貯蔵タンク75万m ³ ×5基 (1t=14m ³ で換算すると①17,857t) を含む受入・貯蔵機能の建設費 (CAPEX) を①1,597億円と試算と同等の受入・貯蔵機能を有する設備の建設費 (CAPEX) としてGI基金事業 (液化水素サプライチェーンの商用化実証) (https://www.met.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/energy_structure/pdf/024_05_00.pdf#page=5) での検討状況 (2024年9月) を踏まえ②2,518億円と試算。 |
| | 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 ₂ 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、④47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) | ①17,857t÷③47日×24h |
| | 出力換算 | 35.634.3万kW (⑤) | ①15.8t/h×142MJ/kg ^{※1} ×5754.9% ^{※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5754.9% ※2 1kWh=3.6MJ |
| | 建設単価 | 44.873.4万円/kW (⑥) | ②1,597.2,518億円÷⑤35.634.3万kW |
| 水素ガス パイプライン | 建設費 | 513.2,146億円 (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) J7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513億円と試算のフェーズ1 (基地から発電所まで) の水素ガスパイプラインと同等の機能を有する設備の建設費として上記のGI基金事業 (液化水素サプライチェーンの商用化実証) での検討状況 (2024年9月) を踏まえ⑦2,146億円と試算。 |
| | 建設単価 | 14.462.5万円/kW (⑧) | ⑦513.2,146億円÷⑤35.634.3万kW |
| 燃料関連設備の建設単価 | | 59.2136.0万円/kW | ④44.873.4万円/kW + ⑧14.462.5万円/kW |

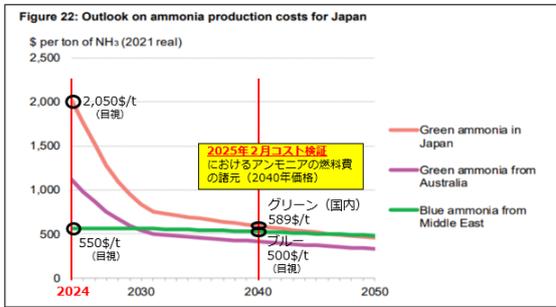
* 計算途中の端数については切捨て記載しているが、続く計算では切捨てずに計算している。以降のスライドも同様。

(参考図 34) 水素の燃料費の試算 ※今回作成

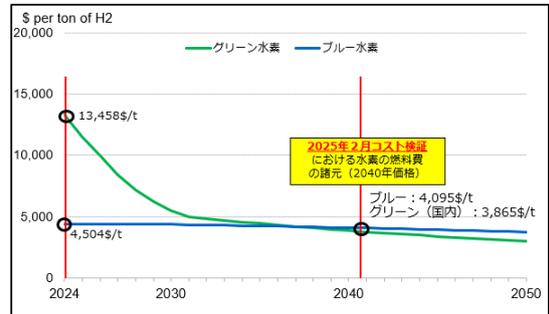
| 算定根拠 | | | |
|------------------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 燃料の換算において使用する提案条件 | 水素1tあたりの発電量電力 | 21,655kWh/t (④) | 2025年2月の発電コスト検証の水素混焼より、水素の発熱量①142GJ/t、1kWh=③3.6MJ、熱効率は2024年時点におけるLNGの②54.9%を用い、1tあたりの発電量 (kWh/年) は、①142GJ/t×②54.9%÷③3.6MJ/kWh。 |
| | 設備利用率40%相当の発電電力量 | 210,240MWh (⑧) | 2025年2月の発電コスト検証の水素混焼より、モデルプラントの発電端設備容量⑤60万kW、水素混焼率⑥10%を用い、設備利用率は⑦40%と仮定すると、年間の発電電力量は、⑤60万kW×⑥10%×8,760h×⑦40%。 |
| | 必要水素数量 | 9,708t (⑩) | 設備利用率40%相当の発電電力量⑧210,240MWhを発電するために必要な水素数量は、⑧210,240MWh÷⑨21,655kWh/t。 |
| ブルー水素の燃料費 | 燃料単価 | 4,504\$/t (⑩) | 2025年2月のコスト検証WGにおけるブルー水素燃料価格は、IEA「The Future of Hydrogen」(2019)において、ブルー水素製造時のCO2 対策費用・CCS費用や輸送費用を含めた日本向けの海外ブルー水素の2030年のコストを基準として2040年の価格を、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて4,095\$/tとしている。 一方で、本制度における上限価格の算定にあたっては、事業者が足元の状況を織り込んで燃料調達先との交渉を開始する時点として想定される2024年度における価格を利用する。 上述のIEA「The Future of Hydrogen」(2019)では2030年のコストしか開示されておらず、直接2024年のコストを観測することができないため、発電コスト検証における2040年のブルー水素価格4,095\$/tを基準として、発電コスト検証におけるアンモニア燃料価格の諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における中東産日本向け海外ブルーアンモニアのコストカーブを用いて、2024年のブルー水素価格を算定した。(次回参照) |
| | 燃料費 | 11.1万円/kW/年 | 2024年の年間平均為替レートは、⑪152.58円/\$*のため、燃料単価に上記で算定した必要水素数量を乗じると、⑩4,504\$/t×⑩9,708t×⑪152.58円/\$=⑫66億円。 kWに換算すると、⑫66億円/年÷(⑬60万kW×⑭10%)=11.1万円/kW/年 ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2024年平均為替レート (TTS) |
| グリーン水素の燃料費 | 燃料単価 | 13,458\$/t (⑫) | ブルー水素燃料価格と同様に、発電コスト検証においてアンモニア燃料価格の諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における国内グリーンアンモニアの製造コストのコストカーブを用いて、2024年のグリーン水素価格を算定した。(次回参照) |
| | 燃料費 | 33.2万円/kW/年 | 燃料単価に上記で算定した必要水素数量を乗じると、⑫13,458\$/t×⑩9,708t×⑪152.58円/\$=⑬199億円。 kWに換算すると、⑬199億円/年÷(⑬60万kW×⑭10%)=33.2万円/kW/年 |
| 燃料支援を値差部分とするために除外する燃料費 (LNG) | | ▲4.2万円/kW/年 | 2025年2月の発電コスト検証WGにおける資料から、LNG火力の2024年における調達単価は、⑯656\$/t (STEPS)。LNGの発熱量⑰54.7GJ/t、熱効率⑱54.9%、1kWh=⑲3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率⑳40%部分について応礼価格に織り込むことを認めているため、支援金額を水素とLNGの値差部分とするために燃料費から控除すべき金額は、⑯656\$/t×⑱152.58円/\$×(8,760h×⑳40%)÷(⑰54.7GJ/t×⑱54.9%÷⑲3.6MJ/kWh)=4.2万円/kW/年。 |

(参考図 35) アンモニアのコストカーブをベースとした場合の水素の価格

- 2024年の水素の価格を以下のとおり計算 (端数切捨)。
 ブルー : $4,095 \times (550 \div 500) = 4,504 \text{ \$/t}$
 グリーン : $3,865 \times (2,050 \div 589) = 13,458 \text{ \$/t}$



(出典) BNEF 「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」 (2022)



※2040年の水素のコストを起点に、アンモニアのコストカーブをトレース。

(参考図 36) 第3回入札のアンモニア混焼の上限価格の計算方法

- 第3回入札のアンモニアの上限価格は、第2回入札の上限価格の算定に用いた国内固定費(燃料関連設備等)の公表情報に加え、最新の発電コスト検証(2025年2月)における燃料費の諸元を基に、「アンモニアの燃料費全体から石炭の燃料費を控除した価格差部分に限り、設備利用率40%分」を算入する前提で計算。
- ただし、「価格差に着目した支援制度」により燃料費支援を受ける案件に対して、同じ上限価格のみを適用するのは不適切であるため、同制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格も設定する。

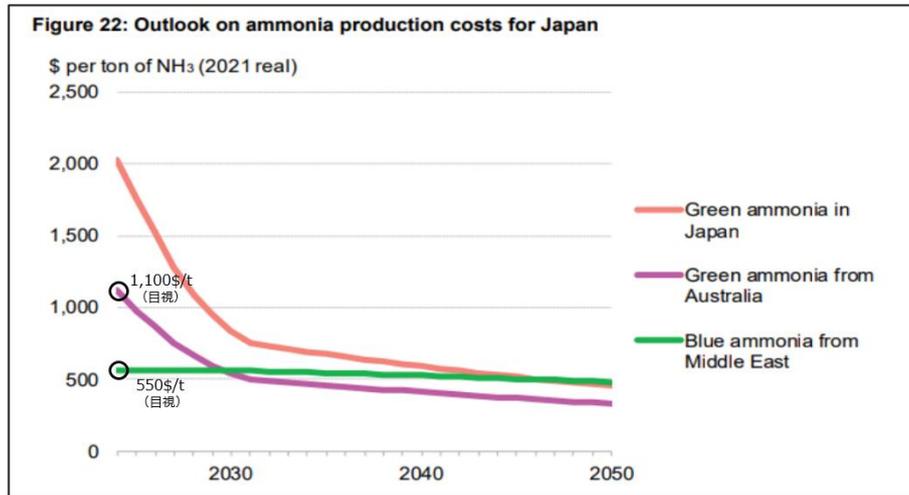
| | 燃料種ごとに算定した場合の上限価格 | 主な諸元(発電端kW単価) |
|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 既設火力をアンモニア20%以上の混焼にするための改修 | ブルーアンモニア 20.4万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を7.9万円/kW/年*1とする) | 建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費 (23.8万円/kW) *2 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 燃料費：アンモニアと石炭の燃料費の価格差 (7.8万円/kW/年) *3 |
| | グリーンアンモニア 37.8万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格を7.9万円/kW/年*1とする) | 建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費 (23.8万円/kW) *2 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：発電コスト検証における石炭火力発電の算定方法 燃料費：アンモニアと石炭の燃料費の価格差 (18.6万円/kW/年) *3 |

*1 初回入札の上限価格 (7.4万円/kW/年) の諸元に、2024年(暦年)までの物価変動(総固定資本形成デレター)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CO2フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討(7頁参照)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2024年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デレターにより補正し、エント出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。
 *3 アンモニア燃料費は、次回のとおり試算。
 ※ 重畳報酬率は6%。

(参考図 37) アンモニア混焼の燃料費の試算 ※今回作成

| | | 算定根拠 | |
|-----------------------------|------------------|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 燃料の換算において使用した前提条件 | アンモニア1tあたりの発電電力量 | 2,712kWh/t (④) | 2025年2月の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①22.5GJ/t、熱効率②43.4%、1kWh=③3.6MJであることから、1tあたりの発電電力量 (kWh/年) は、①22.5GJ/t×②43.4%÷③3.6MJ/kWh。 |
| | 設備利用率40%相当の発電電力量 | 490,560MWh (⑥) | 発電コスト検証のアンモニア混焼より、モデルプラントの発電端設備容量⑤70万kW、アンモニア混焼率⑥20%を用い、設備利用率を⑦40%と仮定すると、年間の発電電力量は、⑤70万kW×⑥20%×8,760h×⑦40%。 |
| | 必要アンモニア数量 | 180,852t (⑧) | 設備利用率40%相当の発電電力量⑥490,560MWhを発電するために必要となるアンモニア数量、⑧490,560MWh÷④2,712kWh/t。 |
| ブルーアンモニアの燃料費 | 燃料単価 | 550\$/t (⑩) | 2025年2月の発電コスト検証において諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022) における、2024年の中東産日本向け海外ブルーアンモニアの調達コスト。(次図参照) |
| | 燃料費 | 10.8万円/kW/年 | 2024年の年間平均為替レートは、⑨152.58円/\$のため、燃料単価に⑩で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑩550\$/t×⑧180,852t×⑨152.58円/\$=⑪151億円。kWに換算すると⑪151億円/年÷(⑤70万kW×⑥20%)=10.8万円/kW/年 ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2024年平均為替レート (TTS) |
| グリーンアンモニアの燃料費 | 燃料単価 | 1,100\$/t (⑬) | 2025年2月の発電コスト検証において諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022) における、2024年の豪州産グリーンアンモニアの調達コスト。(次図参照) |
| | 燃料費 | 21.6万円/kW/年 | 為替レートは⑨152.58円/\$のため、燃料単価に⑬で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑬1,100\$/t×⑧180,852t×⑨152.58円/\$=⑭303億円。kWに換算すると⑭303億円/年÷(⑤70万kW×⑥20%)=21.6万円/kW/年 |
| 燃料支援を値差部分とするために除外する燃料費 (石炭) | | ▲3.0万円/kW/年 | 2025年2月の発電コスト検証WGにおける資料から、石炭火力の2024年における調達単価は、⑯177 \$/t (STEPS)。石炭の発熱量⑰26.08GJ/t、熱効率⑱43.4%、1kWh=⑲3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率⑳40%部分について応札価格に織り込むことを認めているため、支援金額をアンモニアと石炭の値差部分とするために燃料費から控除すべき金額は、⑯177 \$/t×⑨152.58円/\$×(8,760h×㉑40%)÷(⑰26.08GJ/t×⑱43.4%÷⑲3.6MJ/kWh)=3.0万円/kW/年。 |

(参考図 38) アンモニアの燃料費の見通し価格



(出典) BNEF 「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」 (2022)

(参考図 39) 第 3 回入札の水素・アンモニア専焼の上限価格の計算方法

- 第3回入札では、水素・アンモニアの専焼案件を検討している事業者も存在することから、新たに水素・アンモニア専焼の上限価格を設定。
- 計算方法は、混焼（水素10%・アンモニア20%）案件と同様だが、燃料の価格差部分の計算は、水素・アンモニアの燃料費からLNGの燃料費を控除した。

| | 燃料種ごとに算定した場合の上限価格（事業報酬率6%） | 主な諸元（発電端kW単価） |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 新設の水素専焼 | ブルー水素 45.3万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格34.5万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証における水素専焼の建設費（27.6万円/kW）※1 + 燃料関連設備の建設費（136.0万円/kW）※2 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差（6.9万円/kW/年）※3 |
| | グリーン水素 79.5万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格34.5万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証における水素専焼の建設費（27.6万円/kW）※1 + 燃料関連設備の建設費（136.0万円/kW）※2 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：水素とLNGの燃料価格差（29.0万円/kW/年）※3 |
| 新設のアンモニア専焼 | ブルーアンモニア 16.8万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格10.2万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証におけるアンモニア専焼の建設費（27.6万円/kW）※1 + 燃料関連設備の建設費（19.9万円/kW）※4 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：アンモニアとLNGの燃料価格差（4.3万円/kW/年）※5 |
| | グリーンアンモニア 30.3万円 (価格差支援制度の適用を希望する案件は、別途、燃料費を除いた部分の上限価格10.2万円/kW/年とする) | 建設費：発電コスト検証におけるアンモニア専焼の建設費（27.6万円/kW）※1 + 燃料関連設備の建設費（19.9万円/kW）※4 廃棄費用：建設費の5%、運転維持費：発電コスト検証と同様 燃料費：アンモニアとLNGの燃料価格差（12.9万円/kW/年）※5 |

※1 発電コスト検証における、水素・アンモニア専焼の建設費26.8万円/kWは2040年の前提であるが、LNG火力と同じ設備を使った水素・アンモニア専焼発電を想定しており、2023年のLNG火力のモデルプラントと同一の諸元を使用しているため、2024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。
 ※2 燃料関連設備の建設費は、参考図33のとおり試算。
 ※3 水素燃料費は、参考図34のとおり試算。同図においては混焼率10%前提の数量での試算値が計算されているが、専焼においても燃料費単価は同一とする。
 ※4 SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂-フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討（7頁参照）」における、アンモニア20%混焼のために必要な設備コスト250億円から燃焼設備の改造コスト40億円を除いた210億円をもち、調査報告書公表時（2019年）から2024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。
 ※5 アンモニア燃料費は、次回のとおり試算。

(参考図 40) アンモニア専焼の燃料費の試算 ※今回作成

| | | 算定根拠 | |
|----------------------------|------------------|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 燃料の換算において使用した前提条件 | アンモニア1tあたりの発電電力量 | 3,431kWh/t (㉔) | 2025年2月の発電コスト検証のアンモニア専焼より、アンモニアの発熱量①22.5GJ/t、熱効率②54.9%、1kWh=③3.6MJであることから、1tあたりの発電量（kWh/年）は、①22.5GJ/t×②54.9%÷③3.6MJ/kWh。 |
| | 設備利用率40%相当の発電電力量 | 2,102,400MWh (㉕) | 発電コスト検証のアンモニア専焼より、モデルプラントの発電端設備容量⑤60万kW、アンモニア混焼率⑥20%を用い、本制度における支援対象とする設備利用率の⑦40%を前提とすると、年間の発電電力量は、⑤60万kW×8,760h×⑦40%。 |
| | 必要アンモニア数量 | 612,721t (㉖) | 設備利用率40%相当の発電電力量②1,102,400MWhを発電するために必要となるアンモニア数量、②1,102,400MWh÷④3,431kWh/t。 |
| ブルーアンモニアの燃料費 | 燃料単価 | 550\$/t (㉗) | 2025年2月の発電コスト検証において諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における、2024年の中東産日本向け海外ブルーアンモニアの調達コスト。（前々図参照） |
| | 燃料費 | 8.5万円/kW/年 | 2024年の年間平均為替レートは、⑧152.58円/\$のため、燃料単価に⑨で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑧550\$/t×⑨612,721t×⑩152.58円/\$=⑩514億円。kWに換算すると⑩514億円/年÷⑤60万kW=8.5万円/kW/年 ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2024年平均為替レート（TTS） |
| グリーンアンモニアの燃料費 | 燃料単価 | 1,100\$/t (㉘) | 2025年2月の発電コスト検証において諸元として利用されているBNEF「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)における、2024年の豪州産グリーンアンモニアの調達コスト。（前々図参照） |
| | 燃料費 | 17.1万円/kW/年 | 為替レートは⑩152.58円/\$のため、燃料単価に⑨で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑩1,100\$/t×⑨612,721t×⑩152.58円/\$=⑩1,028億円。kWに換算すると⑩1,028億円/年÷⑤60万kW=17.1万円/kW/年 |
| 燃料支援を値差部分とすために除外する燃料費（LNG） | | ▲4.2万円/kW/年 | 2025年2月の発電コスト検証WGにおける資料から、LNG火力の2024年における調達単価は、⑪656\$/t（STEPS）。LNGの発熱量⑫54.7GJ/t、熱効率⑬54.9%、1kWh=⑭3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率の⑮40%部分について応札価格に織り込むことを認めているため、支援金額をアンモニアとLNGの値差部分とするために燃料費から控除すべき金額は、⑪656\$/t×⑭152.58円/\$×（8,760h×⑮40%）÷（⑫54.7GJ/t×⑬54.9%÷⑭3.6MJ/kWh）=4.2万円/kW/年。 |

※アンモニア混焼と異なる部分を赤字で記載

発電コスト検証における CCS 付火力のコストは、石炭と LNG で別々に算定されているため、本制度における上限価格も石炭と LNG で別々に設定することとした。

また、発電コスト検証における CCS 付火力のコストは、船舶輸送とパイプライン輸送の2パターンで算定されているが、両者の案件が競争してコスト競争力の高い案件から導入していく観点から、パイプライン輸送に比して相対的にコストが高い船舶輸送の諸元を用いて、1つの上限価格を設定することとした。

具体的には、発電コスト検証の諸元に加え、公表されているデータ等を基に、参考図41のとおり、石炭とLNGで別々の上限価格を設定することとした。

(参考図41)第3回入札のCCS付火力の上限価格

| | | 上限価格 |
|------|-------------------|-------------|
| 既設改修 | 20%以上CCS (石炭) | 34.3万円/kW/年 |
| | 20%以上CCS (LNG) | 13.7万円/kW/年 |

※事業報酬率は6%。

※CO2分離回収のための蒸気を発生させるための化石燃料の使用に伴うカーボンプライシングに係る費用（化石燃料賦課金及び排出量取引制度に基づく負担）は、上限価格の諸元には含まない。応札価格にも算入せず、他市場収益の還付計算における可変費に計上する。ただし、今後の制度検討次第では変更の可能性がある。

※CO2分離回収のための蒸気を発生させる方法として、発電所で生じる蒸気を抽気する方法（抽気ケース）と追設ボイラを別置して当該ボイラから蒸気を供給する方法（追設ボイラケース）がある。既設改修で高いCO2回収率を実現するためには、追設ボイラケースが必要となる場合も想定されるため、CCSの上限価格の算定においては、追設ボイラケースを想定してコストの積み上げ計算を行っている。

(参考図42)CCS付火力(既設石炭の改修)の上限価格の諸元

| | | 金額 | 計算式 |
|-----------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 建設費 | モデルプラントのCCS部分のkW(対象kW)の発電端(送電端) | 14万kW (②) (13.1万kW) | コスト検証では、石炭火力のモデルプラントは設備容量①70万kW、所内率5.6%だが、CCS付石炭火力のモデルプラント(CO2回収率90%)は、発電した電気の一部をCO2分離回収装置で使用するため、所内率9.3%となる。本制度の上限価格の算定では、最低CO2回収率の③20%を前提とし、上記の石炭火力とCCS付石炭火力(CO2回収率90%)の所内率から、CO2回収率③20%の場合の所内率を線形補間により算定すると④6.4%。抽気蒸気及び分離回収するケースと追設ボイラを別置して分離回収するケースいずれも必要とする電力量は同水準であることから、上限価格算定においても④6.4%を利用する。したがって、CCS付石炭火力(CO2回収率③20%)のCCS部分の発電端設備容量は①70万kW×④20%=④14万kW、所内率④6.4%を考慮すれば、CCS部分の送電端設備容量は、④14万kW×(1-④6.4%)=13.1万kW。 |
| | 分離回収設備 | 48.7万円/kW (⑤) | コスト検証におけるCO2分離回収設備の建設費(石炭併設)は⑤43.9万円/kW。これはモデルプラント全体の設備容量に対して、CO2回収率90%を前提としたCO2分離回収設備の建設費。本制度では、CO2回収率分々のkWが制度対象kWとなり、このkWから排出するCO2全量を回収する前提であるため、⑤43.9万円/kW×(100%-90%)=⑤4.87万円/kW。 |
| | LNGタンク(基地建設費) | 25.8万円/kW (⑥) | コスト検証では新設プラントにおいて抽気によるCO2分離回収を前提としているが、本制度では既設改修案件を対象としており、高CO2回収率を実現するためには追設ボイラによりCO2分離回収のための蒸気を発生させる必要があるケースも想定される。追設ボイラに燃料としてLNGを使用する場合、LNGタンクの追設が必要となるケースも想定される。LNGタンクの建設費は、第11回ガスタンク改革小委員会(2014.7.17)資料3の5頁のLNG基地建設の設備投資額から近似曲線を作成し、モデルプラントに当てはめて計算した場合、②361億円と算出。kWあたり換算すると、②361億円÷④14万kW=②25.8万円/kW。 ※追設ボイラの建設費は、公表データ等の入手が困難なため、加算しない。 |
| | CO2輸送・貯留 | 30.1万円/kW (⑦) | コスト検証では、年間CO2輸送・貯留量が③300万t-CO2/年の場合のCO2輸送・貯留コストを算定しており、CO2輸送・貯留に必要な建設費は、船舶輸送に係る設備(液化CO2船、陸上設備)の建設費を、303億円、貯留に係る建設費(掘削費、圧入ポンプ)を694億円、合計①1,996億円としている。コスト検証では、発電端設備容量①70万kWの石炭火力発電設備が設備利用率70%で運転した場合に生じるCO2量は③317万t-CO2/年としているが、上限価格算定用のモデルプラントの対象kWから排出・回収する年間CO2量は、③317万t-CO2×③20%=③63.4万t-CO2。よって、①1,996億円×(③63.4万t-CO2÷③300万t-CO2)÷④14万kW=③30.1万円/kW。 |
| 廃棄費用 | 建設費の5% | (⑥48.7万円/kW+②25.8万円/kW+③30.1万円/kW)×④14万kW×5%。 | |
| 発電所の運転維持費 | 右のとおり | コスト検証におけるCCS付石炭火力の算定方法により、以下のとおり。 人件費：5.8億円/年×回収率20%=1.16億円/年 修繕費：建設費(発電所新設分+分離回収設備分+LNGタンク分)×2.0%/年=(26.5万円/kW×④14万kW+(⑤48.7万円/kW+②25.8万円/kW)×④14万kW)×2.0% 諸費：建設費(発電所新設分+分離回収設備分+LNGタンク分)×2.3%/年=(26.5万円/kW×④14万kW+(⑤48.7万円/kW+②25.8万円/kW)×④14万kW)×2.3% 業務分担費(一般管理費)：直接費×12.5%/年 | |
| 運転維持費 | CO2分離回収に要する燃料費 | 2.30万円/kW/年 (⑧) | 2025年2月の発電コスト検証WGにおける資料によると、LNG火力の2024年における調達単価は、⑧656\$/t(STEPS)、LNGの発熱量⑧54.7GJ/t、1kWh=③3.6MJ、上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量③63.4万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑧63.4万t-CO2×2.5GJ/t=⑧158万GJ/年。必要熱量を発生させるために要するLNG量は、LNGの発熱量⑧54.7GJ/tおよびボイラ効率⑨90%を用いて、次の通り算出。⑧158万GJ÷(⑧54.7GJ/t×⑨90%)=⑧32.207t。以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、⑧656\$/t×⑧32.207t=⑧21,322.07t。kWあたり換算すると、⑧32.207t×④14万kW=②2.30万円/kW/年。 ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2024年平均為替レート(TTS) |
| | 人件費 | 4.3億円/年 | コスト検証における船舶輸送に係る人件費(液化CO2船11億円/年、陸上設備4.9億円/年)と貯留に係る人件費4.7億円/年の合計額が②20.6億円/年。これを③63.4万t-CO2/年ベースに換算すると、②20.6億円/年×(③63.4万t-CO2÷③300万t-CO2)=④4.3億円/年。 |
| | 修繕費 | 0.79万円/kW/年 | コスト検証における船舶輸送に係る修繕費(液化CO2船は建設費の9%/年、陸上設備は建設費の2%/年)と貯留に係る修繕費(建設費の2%/年)の合計は、530億円×5%+771億円×2%+548億円×2%=26.5億円+15.4億円+10.9億円=⑤22.9億円。これを、③63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、⑤22.9億円×(③63.4万t-CO2÷③300万t-CO2)=⑤11.1億円/年。kWあたり換算すると⑤11.1億円/年÷④14万kW=0.79万円/kW/年。 ※貯留に係る建設費694億円のうち、調査費・試験費等の修繕費が生じない項目(41億円+105億円=146億円)を除外した建設費 |
| | 諸費 | 0.19万円/kW/年 | コスト検証における貯留に係る諸費として、モニタリング費10.5億円/年(※1)+廃材費2.4億円/年(※2)=⑩12.9億円/年を③63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、⑩12.9億円×(③63.4万t-CO2÷③300万t-CO2)=⑩2.7億円/年。kWに換算すると⑩2.7億円/年÷④14万kW=0.19万円/kW/年。 ※1 廃棄中のモニタリング費用は、コスト検証資料3「発電コスト検証シナリオ」における「表4 CO2輸送・貯留費用試算」に記載の金額 ※2 廃材費用14億円(試験後のモニタリング費用)を制度適用期間20年間で均等費用化した金額 |
| | 業務分担費 | 直接費×12.5% | 発電所の運転維持費の計算方法と同様、直接費(4.3億円/年+11.1億円/年+2.2億円/年)×12.5%/年=2.2億円/年。 コスト検証WGレポート表4の船舶輸送に係る可変費(船舶燃料費9.9億円、電気代105億円、消耗品費7億円)122.5億円/年と貯留に係る可変費(電気代)0.8億円/年、CO2回収量③63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、123.3億円×(③63.4万t-CO2÷③300万t-CO2)=②26.0億円/年。kWに換算すると②26.0億円/年÷④14万kW=1.8万円/kW/年 |
| 可変費 | 1.8万円/kW/年 | | |

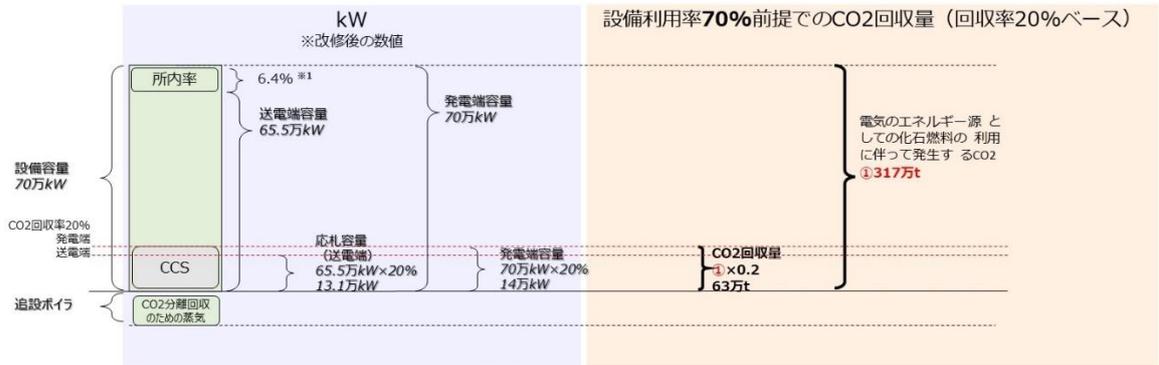
※「コスト検証」とは、2025年2月の発電コスト検証WGの報告書のこと。上限価格の算定にあたっては、2024年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。赤字箇所は輸送と貯留の費用。

(参考図 43) CCS 付火力(既設 LNG の改修)の上限価格の諸元

| | 金額 | 計算法 | |
|-----------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| モデルプラントの CCS部分のkW (対象kW)の発電端(送電端) | 12万kW (④) (11.6万kW) | コスト検証では、LNG火力のモデルプラント(2040年)は設備容量①60万kW・所内率2.2%だが、CCS付LNG火力のモデルプラント(CO2回収率90%)は、発電した電気の一部をCO2分離回収設備で使用するため、所内率が5.9%となる。本制度の上限価格の算定では、最低CO2回収率の②20%を前提とし、上記のLNG火力とCCS付LNG火力(CO2回収率90%)の所内率から、CO2回収率③20%の場合の所内率を線形補間により算定すると③3.0%。抽気蒸気により分離回収するケースと追設ボイラを別置して分離回収するケース1つずれも要する電力量は同水準であることから、上限価格算定においても左記③3.0%を利用する。したがって、CCS付LNG火力(CO2回収率20%)のCCS部分の発電端設備容量は、①60万kW×20%=②12万kW、所内率③3.0%を考慮すれば、CCS部分の送電端設備容量は、④12万kW×(1-③3.0%)=11.6万kW。 | |
| 建設費 | 分離開回収設備 24.7万円/kW (⑤) CO2輸送・貯留 13.0万円/kW (⑥) | コスト検証におけるCO2分離回収設備の建設費(LNG併設)は⑤12.2万円/kW、これはモデルプラント全体の設備容量に対して、CO2回収率90%を前提としたCO2分離回収設備の建設費。また、コスト検証では、ベキ乗則(0.6乗則)により、必要となるCO2分離回収可能量で補正して算出していることから、CO2回収率20%を前提とした場合、ベキ乗則(0.6乗則)によるスケールアップ補正を行う。その場合、(①60万kW×⑤12.2万円/kW)×(②20%/90%) ^{0.6} ÷④12万kW=⑤24.7万円/kW。 コスト検証では、年間CO2輸送・貯留量が⑦300万t-CO2/年の場合のCO2輸送・貯留コストを算定しており、CO2輸送・貯留に必要な建設費は、船舶輸送に係る設備(液化CO2船、陸上設備)の建設費を1,303億円、貯留に係る建設費(掘削費、圧入ボンプ)を694億円、合計1,996億円としている。 コスト検証では、発電端設備容量①60万kWのLNG火力発電設備が設備利用率70%で運転した場合に生じるCO2量は⑧118万t-CO2/年としているが、上限価格算定用のモデルプラントの対象kWから排出する年間CO2排出量は、⑨118万t-CO2×CO2回収率20%=⑩23.6万t-CO2、①1,996億円×(⑩23.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2)÷④12万kW=⑪13.0万円/kW。 | |
| 廃棄費用 | 建設費の5% | (⑤24.7万円/kW+⑥13.0万円/kW)×⑫5%。 | |
| 発電所の運転維持費 | 右のとおり | コスト検証におけるCCS付LNG火力の算定方法により、以下のとおり。 人件費：4.6億円/年×回収率20%=0.92億円/年 修繕費：建設費(発電所新設分+分離開回収設備分)×2.4%/年=(26.8万円/kW×④12万kW+⑤24.7万円/kW×④12万kW)×2.4% 諸費：建設費(発電所新設分+分離開回収設備分)×1.1%/年={26.8万円/kW×④12万kW+⑤24.7万円/kW×④12万kW}×1.1% 業務分担費(一般管理費)：直接費×14.0%/年 | |
| CO2分離回収に要する燃料費 | 1.20万円/kW/年 (⑬) | 2025年2月の発電コスト検証WGにおける資料によると、LNG火力の2024年における調達単価は、⑭656\$/t(STEPS)、LNGの発熱量⑮54.7GJ/t、1kWh=⑯3.6MJ、上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量⑰23.6万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑰23.6万t-CO2×⑲3.0GJ/t=⑳70万GJ/年、必要熱量を発生させるために要するLNG量は、LNGの発熱量⑮54.7GJ/およびボイラ効率⑳90%を用いて、次の通りに算出。㉑70万GJ÷(⑮54.7GJ/t×⑳90%)=㉒14,403t、以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、㉒656\$/t×㉒152.58万\$/t×㉒14,403t=㉓14,403t、kWあたりに換算すると、㉓14億円÷㉔12万kW=㉕1.20万円/kW/年。 ※三菱UFリサーチ&コンサルティング公表の2024年平均為替レート(TTS) | |
| CO2輸送・貯留費用 | 人件費 | 1.6億円/年 | コスト検証における船舶輸送に係る人件費(液化CO2船11億円/年、陸上設備4.9億円/年)と貯留に係る人件費4.7億円/年の合計額が②0.6億円/年、これを②3.6万t-CO2/年ベースに換算すると、②0.6億円/年×(②3.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=1.6億円/年。 |
| | 修繕費 | 0.34万円/kW/年 | コスト検証における船舶輸送に係る修繕費(液化CO2船は建設費の5%/年、陸上設備は建設費の2%/年)と貯留に係る修繕費(建設費の2%/年)の合計は、530億円×5%+771億円×2%+548億円×2%=26.5億円+15.4億円+10.9億円=⑤2.9億円/年、これを、②3.6万t-CO2/年ベースに補正すると、⑤2.9億円×(②3.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=④1.1億円/年、kWあたり単価に換算すると④1.1億円/年÷④12万kW=0.34万円/kW/年。 ※貯留に係る建設費694億円のうち、調査費・試運転費等の修繕費が生じない項目(41億円+105億円=146億円)を除外した建設費 |
| | 諸費 | 0.08万円/kW/年 | コスト検証における貯留に係る諸費として、モニタリング費10.5億円/年(※1)+廃坑費2.4億円/年(※2)=⑥12.9億円/年を②3.6万t-CO2/年ベースに補正すると、⑥12.9億円×(②3.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=④1.0億円/年、kWあたり単価に換算すると④1.0億円/年÷④12万kW=0.08万円/kW/年。 ※1 採集中のモニタリング費用は、コスト検証 資料3 発電コスト検証レポートにおける「表4 CO2輸送・貯留費用試算」に記載の金額 ※2 廃坑費用14億円と閉鎖後のモニタリング費用35億円を制度適用期間20年間で均等費用化した金額 |
| | 業務分担費 | 直接費×14.0% | 発電所の運転維持費の計算方法と同様に、直接費(1.6億円/年+4.1億円/年+1.0億円/年)×14.0%/年=0.9億円/年。 |
| | 可変費 | 0.80万円/kW/年 | コスト検証WGLベニューシート表4の船舶輸送に係る可変費(船舶燃料費9.9億円、電気代105億円、消耗品費7億円)122.5億円/年と貯留に係る可変費(電気代)0.8億円/年を、CO2回収量⑰23.6万t-CO2/年ベースに補正すると、123.3億円×(⑰23.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=⑨9.7億円/年、kW単価に換算すると⑨9.7億円/年÷④12万kW=0.80万円/kW/年 |

※「コスト検証」とは、2025年2月の発電コスト検証WGの報告書のこと。上限価格の算定にあたっては、2024年(暦年)までの物価変動を総固定費形成デフレーターにより補正。赤字箇所は輸送&貯留の費用。

(参考図 44) CCS 付石炭火力(追設ボイラケース)の応札 kW の概念図 ※上限価格の前提

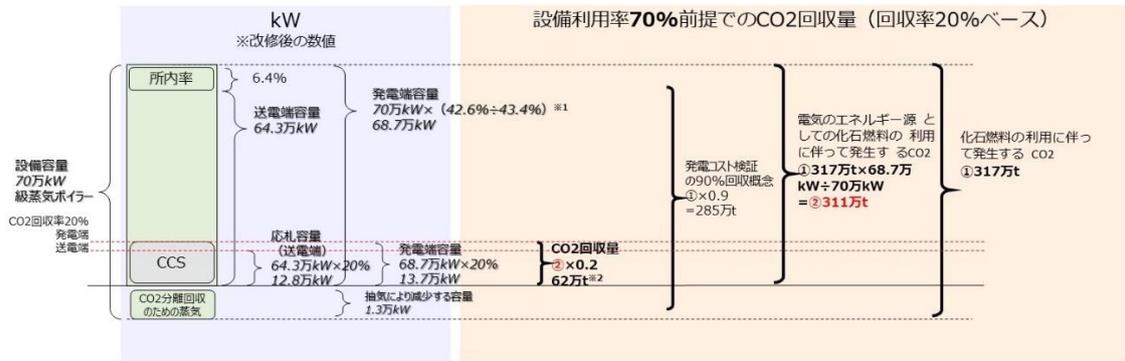


※1 所内率については、コスト検証における、石炭火力のモデルプラントの所内率5.6%とCCS付石炭火力のモデルプラント(CO2回収率90%)の所内率9.3%から、CO2回収率20%の場合の所内率を線形補間により算定した6.4%を採用している。
その他諸元については、2025年2月の発電コスト検証WGにて示されている数値を採用している。

$$\text{CO2回収率} = \frac{\text{改修後の定格出力時のCO2回収量}}{\text{改修後の定格出力時のCO2発生量}^*}$$

※ 電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO2に限る。(所内率分の発電に伴って発生するCO2を含む。CO2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO2は含まない。)

(参考図 45) CCS 付石炭火力(抽気ケース)の応札 kW の概念図 ※上限価格の前提ではない



※1 考慮している数値は発電効率の減少分。抽気ケースでは蒸気の一部を発電ではなくCCSに使用するため、発電効率が低下する。70万kWの石炭火力プラントにおける発電効率43.4%を基準に、当該発電効率とCCS付石炭火力のモデルプラント (CO2回収率90%) の発電効率39.6%からCO2回収率20%の場合の所内率を線形補間により算定した42.6%へと発電効率が下落することによる出力の減少を考慮している。

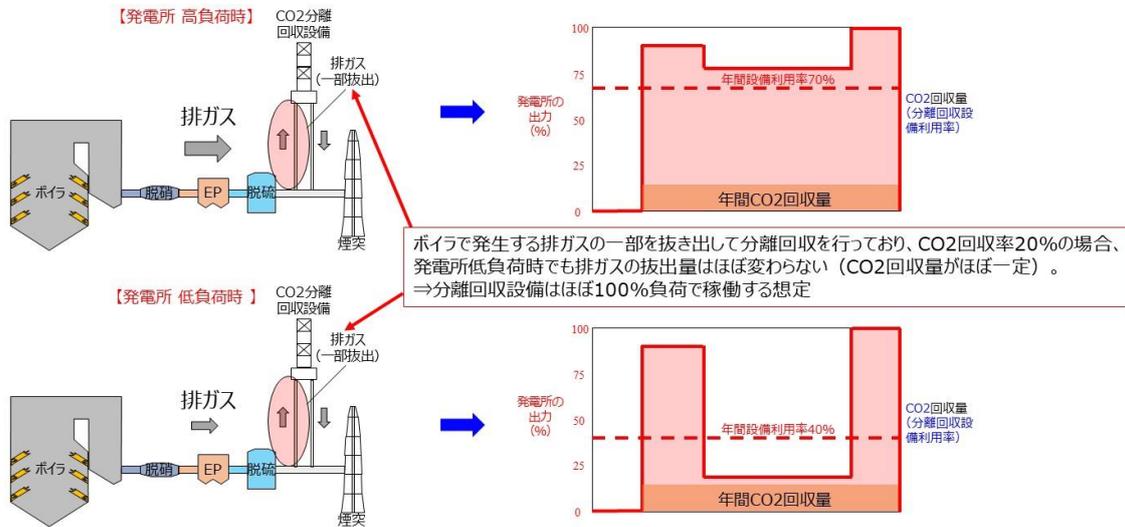
※2 概念図に記載する62万tには、「CO2分離回収のための蒸気」相当のCO2回収量も含まれているものの、概念図上は全量が発電端から生じるCO2回収量と観念して記載している。

この点、本制度におけるCO2回収率は前ページ右下の式で計算され、また、CCS付火力電源の対象kW (応札容量) は、化石燃料部分のkWに新たに生じるCO2回収率を乗じることによって計算される。

そのため、CO2回収量と応札容量の対応関係を図示するために上記の記載方針としている。

(参考図 46) 発電所、分離回収の設備利用率について

- CO2回収率20%の場合、発電所の停止時等を除いて、分離回収設備はほぼ100%負荷で稼働すると想定され、発電所の設備利用率に影響されない。



(c) バイオマス

バイオマスは、水素・アンモニアのような黎明期のエネルギーではなく、FIT/FIP 制度等の支援により既に一定の導入が進んでいる状況であるため、本制度の原則的な支援範囲も踏まえると、燃料費支援は必須ではない³¹。

このため、第 3 回入札におけるバイオマスの扱いは、燃料費支援は行わないこととした。

また、FIT/FIP の対象電源種の再エネの上限価格は、再エネのコスト低減インセンティブを削がない方法で設定することとしており、具体的には、原則 FIT/FIP 制度の翌年度(無い場合は直近)の上限価格をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定することとしている³²。

FIT/FIP 制度におけるバイオマス(一般木質等)の直近(2024 年度)の上限価格は 17.8 円/kWh であり、これを換算すると、 $17.8 \text{ 円/kWh} \times 8760 \times 0.78 = 12.1 \text{ 万円/kW/年}$ となる。ただし、これは燃料費も含まれる金額となるため、燃料費分を差し引くとより低額とすることが適切だが、初回・第2回入札におけるバイオマスの上限価格よりも低い値となることは公平性の観点で問題がある。

これらを踏まえ、バイオマスの上限価格は初回入札と同水準とし、参考図 47 のとおりとした。

なお、上限価格は閾値 20 万円/kW/年未満であることから、新設・既設改修ともに、募集上限の設定は行わないこととした。

³¹ 実際に、燃料費の支援が無かった第 1 回入札でも 2 案件が落札している。

³² 前述のとおり、上限価格の閾値を 20 万円/kW/年に引き上げたとしても、FIT/FIP の上限価格を上回ることはない、という整理自体は変わらない。

(参考図 47) バイオマスの上限価格³³

| 単位 万円/kW/年 | 第1回 | 第2回 | 第3回 | 主な諸元 |
|---------------|-----|-------------------------------------------------|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 新設・ リブレース | 10 | 10 | 10 | 建設費：発電コスト検証におけるバイオマスの建設費（41.1万円/kW）※2 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証のバイオマス（木質専焼）と同じ（4.9万円/kW/年）※2 |
| 既設改修 | 7.4 | 10 ※上流コストを 除いた部分の上 限価格は 8.4万円 /kW/年 | 10※1 | 建設費：ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費（18.7万円/kW）※3 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証のバイオマス（木質専焼）と同じ（4.9万円/kW/年）※2 |

※1 第2回の「上流コストを除いた部分の上限価格の8.4万円/kW/年」と同様の算定方法により、諸元を2025年2月発電コスト検証WGの数値に更新して算出すると12.3万円となるが、新設と同様の10万円/kW/年としている。

※2 発電コスト検証のデータ（2023年時点）を基に、2024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

※3 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))にヒアリングした結果、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、2024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。

(d) 上限価格の一覧

第3回入札における電源種毎の上限価格は参考図 48 のとおりとした。

なお、一部の電源種については、これからが導入の初期段階であることや、建設場所等によってもコストが大きく変動し、コストの算定にあたって不確実性が伴うことから、更に尤度を持たせるべきではないか等の意見があった。こうした意見を踏まえ、今後の本制度における応札状況や、電源種毎のコストの実績及び見通し等を不断に確認しつつ、必要に応じて上限価格の見直しを行っていく必要がある。

³³ 本制度で支援対象とするバイオマスの燃料種は、FIT/FIP 制度で対象となっているバイオマス種と同様としている（第 11 次中間とりまとめ）。これは、将来の自立化が期待され、本制度においても支援する合理性がある燃料種についてのみ支援するためである。一方で、本年 2 月の調達価格等算定委員会が公表した「令和 7 年度以降の調達価格等に関する意見」では、同委員会における事業者団体ヒアリングにおいては、事業者団体から、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあったことや、2022 年度以降、FIT/FIP 制度における入札件数が 0 件である状況が続いていること等を踏まえ、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることとされている。これを踏まえ、本制度においても、将来の自立化が期待され、脱炭素電源としての持続可能性が認められるバイオマス種に限って支援を行うべく、第 4 回入札から、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料は、支援対象となるバイオマス燃料から除外する。これについて、供給力不足リスクがある中で、脱炭素と供給力確保という本制度の趣旨を踏まえた議論が必要ではないか、との意見があった。

(参考図 48) 上限価格一覧

| | | 上限価格 | |
|-------------|-----------------------------|---------------------|---------------|
| 新設・リプレース等※1 | 太陽光 | 93,712~200,000 | |
| | 陸上風力 | 89,178~197,120 | |
| | 洋上風力 | 180,655~200,000 | |
| | 一般水力 | 新設 | 118,812 |
| | | リプレース | 54,974 |
| | LDES | 新設 | 116,393 |
| | | リプレース等 | 76,205~80,657 |
| | 揚水 | | |
| | 蓄電池 | 新設 | 126,236 |
| | | 全設備更新型 | 97,104 |
| | 地熱 | 新設 | 58,262 |
| | | 地下設備流用型 | 100,000 |
| | バイオマス | | |
| | 原子力 (既設原発の安全対策投資を含む) | 135,602 | |
| | 水素混焼 (10%以上) | 134,414 (89,424※2) | |
| | 水素専焼 | 795,735 (345,825※2) | |
| | アンモニア専焼 | 303,129 (102,583※2) | |
| LNG | 55,242 | | |
| 既設火力の改修 | 水素10%以上の混焼又は専焼にするための改修 | 762,865 (312,955※2) | |
| | アンモニア20%以上の混焼又は専焼にするための改修 | 378,807 (79,243※2) | |
| | 既設石炭火力を20%以上のCCS付きにするための改修 | 343,799 | |
| | 既設LNG火力を20%以上のCCS付きにするための改修 | 137,939 | |
| | バイオマス専焼にするための改修 | 100,000 | |

※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」が含まれる。
 ※2 水素・アンモニアは、価格差に着目した支援制度の適用を希望する案件は、可変費を除いた部分の上限価格も設定。
 ※ 脱炭素火力（水素、アンモニア、CCS）を除き、間値の20万円/kW/年を超える場合は20万円/kW/年。
 ※ アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレース、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（アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレースは、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が示されていない。）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、第3回入札では対象外。

(参考図 49) 調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格

| | (円/kW/年) | | | | | | | | |
|-----------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
| 太陽光 | 200,000 | 148,473 | 155,835 | 129,438 | 93,712 | 129,242 | 119,163 | 101,037 | 200,000 |
| 陸上風力 | 133,240 | 109,334 | 129,124 | 112,962 | 159,556 | 105,301 | 152,755 | 89,178 | 197,120 |
| 洋上風力 | 200,000 | 200,000 | 200,000 | 200,000 | 200,000 | 200,000 | 200,000 | 180,655 | 200,000 |
| 揚水 (リプレース) ・蓄電池 | 77,033 | 76,205 | 80,657 | 77,218 | 76,634 | 77,041 | 76,284 | 76,278 | 78,656 |

※LDESと蓄電池は、揚水と同じ調整係数を適用。
 ※揚水の調整係数は、エリア毎の運転継続時間6時間の調整係数を適用。
 ※上限価格の算定に利用した調整係数は、以下のとおり。（2025年度供給計画で用いる調整係数の第10年度（2034年度）の「(参考)年間値」を適用）
 ※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100%（2034年度）であるため、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。

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 太陽光 | 4.5 | 9.3 | 8.8 | 10.7 | 14.7 | 10.7 | 11.6 | 13.6 | 4.0 |
| 陸上風力・洋上風力 | 23.0 | 28.0 | 23.7 | 27.1 | 19.2 | 29.0 | 20.0 | 34.3 | 15.5 |
| 揚水 (リプレース) ・蓄電池 | 94.0 | 95.0 | 89.8 | 93.8 | 94.5 | 94.0 | 94.9 | 94.9 | 92.0 |

(参考図 50) 上限価格の諸元

| 諸元 | 新設・リプレイス等の大規模投資 | | | | | | | | | | | 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、 LDES | 揚水(新設 以外)、 蓄電池 | 原子力 | LNG | バイオ マス | 水素 (10%以上) | 水素専焼 | アンモニア 専焼 | 水素 (10%以上) | アンモニア (20%以上) | CCS LNG | CCS 石炭 | 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 | | | 予算事業 採択案件 | | | 発電コスト検証等 | | | | | | | |
| 出力(万kW) | — | | | 7.7 | 34.2 | 3.1 | 120 | 60 | 0.63 | 60 | 60 | 60 | 6 | 14 | 12 | 14 | 11 |
| 所内率 | — | | | 0.1% | 0.5% | 9.4% | 4.0% | 2.2% | 16% | 2.2% | 2.2% | 2.2% | 2.2% | 5.6% | 3.0% | 6.4% | 16% |
| 建設費(万円/kW) | — | | | 55.5 ※新設 13.1 ※リプレイス | 72.4 | 45.1 | 47.3+ 1,762億円 ※追加安全対策費用 | 26.3 | 41.1 | 41.2 | 163.7 | 47.6 | 139.8 | 23.8 | 39.0 | 107.3 | 18.7 |
| 系統接続費 | — | | | 建設費の5% | | | 1,560円/kW | | | 建設費の5% | | | | | | | |
| 廃棄費用 | — | | | — | | | — | | | — | | | | | | | |
| 固定資産税 | — | | | — | | | — | | | — | | | | | | | |
| 発電割賦金 事業税 | — | | | — | | | — | | | — | | | | | | | |
| 人件費 | — | | | 1.3 億円/年 | 2.4 億円/年 | — | 23.2 億円/年 | 4.7 億円/年 | — | 4.7 億円/年 | 4.7億円/年 ×混焼比 率10% | 5.9億円/年 ×混焼比 率20% | 4.7億円/年 ×回収率 20% +1.6億 円/年 | 5.9億円/年 ×回収率 20% +4.5億 円/年 | — | — | — |
| 修繕費 | — | | | 0.1万円 /kW/年 | 0.04万円 /kW/年 | 0.6万円 /kW/年 | 1.7%/年 (建設費比 率) | 2.4%/年 (建設費比 率) | 4.9 万円/kW/年 | 2.4%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | 2.4%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | — | — | 4.9 万円/kW/年 |
| 諸費 | — | | | 1.8万円 /kW/年 | 0.2万円 /kW/年 | — | 113.0 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) | 2.3%/年 (建設費比 率) | 1.1%/年 (建設費比 率) | 2.3%/年 (建設費比 率) | — | — | — |
| 業務分担保 (一般管理費) | — | | | — | — | — | 13.1%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | — | 14.0%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | 12.5%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | 12.5%/年 (直接費比 率) | — | — | — |
| 可変費 | — | | | — | — | — | — | — | — | 2.9万円 /kW/年 | 29.0万円 /kW/年 | 12.9万円 /kW/年 | 29.0万円 /kW/年 | 18.6万円 /kW/年 | — | — | — |
| 資本コスト | — | | | 6% | 6% | 4% | 6% | 5% | — | — | — | — | 6% | — | — | — | — |
| 上限価格 | 上記合計の1.5倍 | | | | | | | | | | | | | | | | |

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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した後の数字。
 ※ 上記の表のWは発電端コストの数字だが、上限価格は所内率を考慮し、送電端コストで算定している。
 ※ 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に関する検討会資料4)。
 ※ 一般水力のリプレイス案件の系統接続費は計上しない。
 ※ 業務分担保の「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」の「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、CCSはLNG/石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額で計算している。
 ※ 資本コストは、税引前WACCの値。また、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。

(参考図 51) 入札価格の監視における2倍の水準の諸元

| 諸元 | 新設・リプレイス等の大規模投資 | | | | | | | | | | | 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、 LDES | 揚水(新設 以外)、 蓄電池 | 原子力 | LNG | バイオ マス | 水素 (10%以上) | 水素専焼 | アンモニア 専焼 | 水素 (10%以上) | アンモニア (20%以上) | CCS LNG | CCS 石炭 | 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 | | | 予算事業 採択案件 | | | 発電コスト検証等 | | | | | | | | |
| 出力(万kW) | — | | | 7.7 | 34.2 | 3.1 | 120 | 60 | 0.63 | 60 | 60 | 60 | 6 | 14 | 12 | 14 | 11 | |
| 所内率 | — | | | 0.1% | 0.5% | 9.4% | 4.0% | 2.2% | 16% | 2.2% | 2.2% | 2.2% | 2.2% | 5.6% | 3.0% | 6.4% | 16% | |
| 建設費(万円/kW) | 13.5 | 27.1 | 79 ※新設、全設 備更新型 48 ※地下設備 流用型 | 38.8 | 55.5 ※新設 13.1 ※リプレイス | 72.4 | 45.1 | 47.3+ 1,762億円 ※追加安全対策費用 | 26.3 | 41.1 | 41.2 | 163.7 | 47.6 | 139.8 | 23.8 | 25.5 | 76.2 | 18.7 |
| 人件費 | — | | | 1.3 億円/年 | 2.4 億円/年 | — | 23.2 億円/年 | 4.7 億円/年 | — | 4.7 億円/年 | 4.7億円/年 ×混焼比 率10% | 5.9億円/年 ×混焼比 率20% | 4.7億円/年 ×回収率 20% +1.6億 円/年 | 5.9億円/年 ×回収率 20% +4.5億 円/年 | — | — | — | |
| 修繕費 | 0.42 万円/kW/年 | 0.85 万円/kW/年 | 3.3 万円/kW/年 | 1.3 万円/kW/年 | 0.1万円 /kW/年 | 0.04万円 /kW/年 | 0.6万円 /kW/年 | 1.7%/年 (建設費比 率) | 2.4%/年 (建設費比 率) | 4.9 万円/kW/年 | 2.4%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | 2.4%/年 (建設費比 率) | 2.0%/年 (建設費比 率) | — | — | 4.9 万円/kW/年 |
| 諸費 | — | | | 1.8万円 /kW/年 | 0.2万円 /kW/年 | — | 113.0 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) | 2.3%/年 (建設費比 率) | 1.1%/年 (建設費比 率) | 2.3%/年 (建設費比 率) | — | — | — | |
| 業務分担保 (一般管理費) | — | | | — | — | — | 13.1%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | — | 14.0%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | 12.5%/年 (直接費比 率) | 14.0%/年 (直接費比 率) | 12.5%/年 (直接費比 率) | — | — | — | |
| 可変費 | — | | | — | — | — | — | — | — | 2.9万円 /kW/年 | 29.0万円 /kW/年 | 12.9万円 /kW/年 | 29.0万円 /kW/年 | 18.6万円 /kW/年 | — | — | — | |
| 資本コスト | — | | | 6% | 6% | 4% | 6% | 5% | — | — | — | — | 6% | — | — | — | — | |

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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した後の数字。
 ※ 太陽光・陸上風力は、「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2026年度以降のFIP基準価格の内訳。洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限値の内訳(対象促進区域：青森県沖日本海(南側)・山形県遊佐町沖)。
 ※ 業務分担保の「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」の「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、CCSはLNG/石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額。
 ※ 水素・アンモニアを国内で製造する案件は、上記の可変費の数値の1/3(建設費と運転維持費と資本コストに大まかに3等分すると仮定)を建設費に加算し、その分を可変費から控除する。
 ※1 分離回収装置の燃料費1.2万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費13.5万円/kW+人件費1.6億円/年+修繕費0.4万円/kW+諸費0.08万円/kW+業務分担保14.0%/年(直接費率)+可変費0.8万円/kW/年)
 ※2 分離回収装置の燃料費2.3万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費31.1万円/kW+人件費4.5億円/年+修繕費0.8万円/kW+諸費0.2万円/kW+業務分担保12.5%/年(直接費率)+可変費1.9万円/kW/年)

⑥リクワイアメント・ペナルティ等

(a) 年間混焼率リクワイアメント

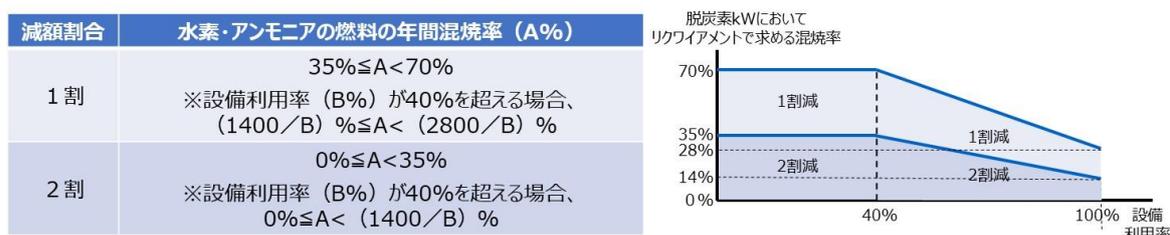
水素・アンモニア混焼では、水素・アンモニア部分の kW で燃焼する燃料のうち、年間で7割以上は実際に水素・アンモニアを使用する「年間最低混焼率リクワイアメント」を課し、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定している。

前述のとおり、応札価格に算入できる水素・アンモニアの変費を設備利用率 40% 分までに限定した場合、需給の状況によって実際の設備利用率が 40% 以上に高くなった場合には、水素・アンモニアによって発電できず、LNG・石炭で焚き増しを行わざるを得ないことも想定される。

このように、結果的に年間最低混焼率リクワイアメントを満たせない場合に、事業者に対してペナルティを課すことは酷とも考えられる。

このため、参考図 52 のとおり、設備利用率が 40% を上回った場合には、その分、年間最低混焼率リクワイアメントの内容も緩和することとした³⁴。

(参考図 52) 年間混焼率リクワイアメントの内容



(b) 脱炭素化ロードマップの審査

火力電源に対して提出を求めている「脱炭素化ロードマップ」では、2050年の脱炭素化に向けて、段階的に脱炭素化を進めていくプロセスについて記載することを求めている。

これに関し、2022年10月の第8次中間とりまとめでは、既設火力の改修によって導入される設備は、専焼化後も流用可能であることを踏まえ、既設火力の改修案件を本制度の対象とした。

こうした経緯に鑑みれば、例えば、既設改修を「水素混焼」で行う場合は、最終的に電源全体を脱炭素化する姿も「水素専焼リプレイス」や「水素混焼+CCS」で行う、とい

³⁴ 応札価格に設備利用率4割未満の変費しか算入しない場合も、同様のリクワイアメントを課す。水素専焼やアンモニア専焼も、同様とする。CCS付火力に対する年間CO₂貯蔵率リクワイアメントも、同様とする。

ように、基本的に、既設改修のトランジション期の脱炭素技術と、2050年のCN達成時の脱炭素技術に齟齬³⁵がない必要がある。

(c) 具備すべき調整機能の変更

本制度に参加する揚水・蓄電池は、調整力として活躍することが期待される電源として、調整機能の具備を求めている。

具体的な調整機能のスペックについては、グリッドコードとして規定することが重要であるが、第2回入札まではグリッドコードでの要件化が未了であったことから、暫定的な対応として、火力のグリッドコードで求められている調整機能を参照する形で定められている。

その後、第16回グリッドコード検討会にて、揚水のグリッドコード要件化について整理され、2025年4月に系統連系技術要件が改定され、調整機能についても規定されている³⁶。

これにより、第3回以降の本制度における揚水の調整機能については、火力のグリッドコードを参照する形から、揚水のグリッドコードを満たすものに変更することとした³⁷。

また、蓄電池については、グリッドコードの検討中であるが、本制度においては揚水とできる限り同じ条件で競争すると整理していることから、揚水のグリッドコードを参照することとした。

LDES(揚水・蓄電池を除く。)については、さまざまな方式がある中で、設備が火力に類似する発電方式があることも踏まえ、一旦は火力のグリッドコードを参照することとした。

なお、制御回線に関しては、LDESも揚水・蓄電池と同様に、原則専用線の設置を求めることとした³⁸。

³⁵ 今後、特定の脱炭素技術における技術革新等により、脱炭素化のプロセスを変更した方が経済性を確保できる場合も十分に想定されるため、今後の状況変化によって柔軟な見直しが可能となるよう検討いただきたいとの意見もあった。

³⁶ 揚水の周波数調整機能については、2025年4月改定以降に接続検討や契約申込する発電設備から適用され、改定以前のものには適用されない。

³⁷ 系統連系技術要件改定前に契約申込済みの電源は、火力の要件を参照した調整機能での応札を認める。

³⁸ 100MW未満のうち、光ケーブル回線で施工できない設備については、簡易指令システムも認め、この場合、LFC機能は必須としない。

(参考図 53)揚水のグリッドコードにおける調整機能

| 調整機能の規定案 | | | |
|----------|------------------|-------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| | 揚水発電設備（発電方向） | 火力発電設備（GT/GTCC） | |
| 機能・仕様等 | 発電機定格出力 | 10MW以上 | 100MW以上 |
| | GF調定率 | 5%以下 | 5%以下 |
| | GF幅 | 最低～定格出力 | 5%以上（定格出力基準） |
| | GF制御応答性 | 2秒以内に出力変化開始， 10秒以内に変化量を完了 （定格出力の5%到達にて 出力変化の完了とする） | 2秒以内に出力変化開始， 10秒以内にGF幅の変化量を完了 |
| | LFC幅 | 最低～定格出力 | ±5%以上（定格出力基準） |
| | LFC変化速度 | 10%/分以上（定格出力基準） | 5%/分以上（定格出力基準） |
| | LFC制御応答性 | 10秒以内に出力変化開始 | 20秒以内に出力変化開始 |
| | EDC変化速度 | 10%/分以上（定格出力基準） | 5%/分以上（定格出力基準） |
| | EDC制御応答性 | 10秒以内に出力変化開始 | 20秒以内に出力変化開始 |
| | EDC+LFC変化速度 | 10%/分以上（定格出力基準） | 10%/分以上（定格出力基準） |
| | 最低出力 （定格出力基準） | － | 30%以下 DSS機能具備 |

第16回 グリッドコード検討会
(2024年3月22日) 資料4

(d) 事業規律の強化

本制度を通じて蓄電池の導入が急速に進みつつある中で、サイバーセキュリティの観点での懸念が高まりつつある。このため、一層のサイバーセキュリティの確保を図るため、情報処理推進機構(IPA)の運用するJC-STAR ラベリング制度の★1の取得を新たな要件とすることとした³⁹。

具体的には、バックドアの設置等を含むサプライチェーンリスクを通じたサイバー攻撃等への対策が重要であることを踏まえ、蓄電システムにおけるセキュリティに対する制御システム関連の部品であるBMS, PCS, EMS等⁴⁰についてJC-STAR制度の★1の取得を要件とすることとした。

蓄電池の安定供給確保のため、サプライチェーンの途絶リスクの高いセル(日本国外で製造されたセル)を搭載した蓄電池に対して、セル製造国の1国当たりの募集上限(kWベースで30%未満⁴¹)を設けることとした。

本制度の第1回・第2回において、多くのリチウムイオン蓄電池の案件が落札したが、蓄電池の価格が数年後に下がることに期待して、現時点では実現困難なレベルの

³⁹ 太陽光・風力発電設備を構成するPCSに対しても同じ要件を課す。

⁴⁰ BMS：バッテリーマネジメントシステム、PCS：パワーコンディショナ、EMS：エネルギーマネジメントシステム等の設備・装置であり、外部と直接通信を行わない場合でも、外部との間接的な通信などを通じて、設備全体に影響を及ぼす可能性のある設備・装置を含む。

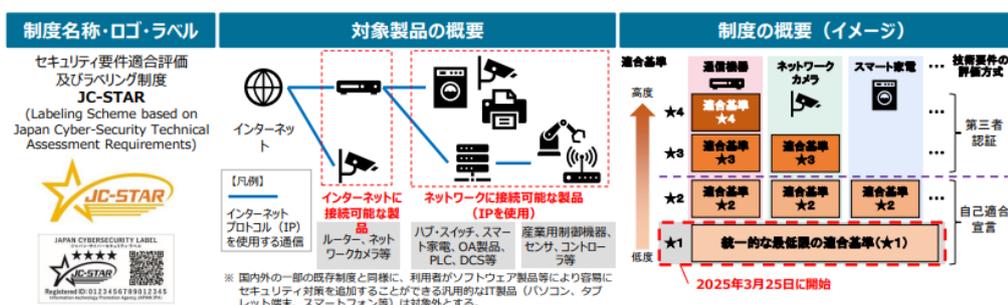
⁴¹ リチウムイオン蓄電池とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池で、それぞれ30%未満の制限をかけることとする。30%を跨ぐ案件は不落札とする。落札後に、審査に合格した場合は導入する蓄電池を変更することは可能だが、セルの製造国を変更することは不可。

金額で応札し、将来、蓄電池の価格が下がらなければ、ペナルティを支払って市場退出するつもり案件が横行しているのではないかと、との指摘がある。

このため、蓄電池の応札規律に関しては、応札後の計画断念が頻繁に起きていないか、今後も引き続き確認し、市場退出ペナルティの引き上げや保証金の設定等について、必要に応じて検討していくこととした。

(参考図 54)IoT セキュリティ適合性評価制度(JC-STAR)の概要

- IoT製品の脆弱性を狙ったサイバー脅威が高まっていることを踏まえ、IPAを運用主体とし、**IoT製品のセキュリティレベルを見る化するラベリング制度 (JC-STAR)**を導入。
- 2025年3月25日、**IoT製品に共通した最低限の脅威に対応するための基準 (★1) に対する申請受付を開始。**



(e) 市場退出ペナルティの特例

本制度では、両支援制度(「価格差に着目した支援制度」と「拠点整備支援制度」と本制度を組み合わせることで投資判断することができるようにするため、両支援制度の両方又は片方の制度の適用を受けることを前提に本制度で落札した後、3年以内に両支援制度の制度の適用を受けることが決まらない等の場合、本制度から市場退出するとき、市場退出ペナルティを課さないこととしている。

第3回入札の応札案件については、「価格差に着目した支援制度」の申請期限は2025年3月31日まで、「拠点整備支援制度」の申請期限は2025年6月30日までであるため、これらの期限までに申請していない案件は、上記の市場退出ペナルティの特例は適用できないこととした。

また、本制度に参加する発電事業者は、他の事業者とパートナーを組んで、水素・アンモニア・CCSへの投資を行うことも想定されるが、発電事業者が投資判断を行うためには、パートナー事業者が拠点整備支援制度やCCS支援制度の適用を受けることが条件となることも想定される。

このため、発電事業者自身が本制度の落札から3年以内に拠点整備支援制度やCCS支援制度の適用を受けることが決まらない等の場合に加えて、パートナー事業者

が同期限内に拠点整備支援制度や CCS 支援制度の適用を受けることが決まらない等の場合にも、市場退出ペナルティの特例を適用できることとした⁴²。

⑦投資回収の仕組み

(a) 事業期間中の費用・収入の変動に、セーフティネット的に対応する新たな仕組みの検討

本制度では、落札案件の固定費全体に対して常に支援する一方で、他市場収益の大半(約9割)の還付を求めることとしている。

こうした仕組みの元で、これまで2回の入札を行い、一定の電源投資が進みつつあるが、一方で、発電事業者からは、現行の仕組みの他に、事業者がより創意工夫しながら収益の確保を模索できる仕組みを導入してほしい、との意見がある。

こうしたニーズに対応するため、事業者の創意工夫を活かしつつ、事業期間中の費用・収入の変動にセーフティネット的に対応する投資回収の仕組みについて、第4回入札からの導入を視野に、今後進められていく中長期の取引市場整備等の他制度との関係や既存の仕組みとの内容の違い・バランス等に留意しつつ、検討することとした。

(参考図 55)新たな入札方式のイメージ(案)

- 入札時は、他の脱炭素電源と同様に、想定費用を応札容量・制度適用期間で除したkW単価で入札。
- 落札後、平時は卸収入から費用を回収し、制度からの支援はメインオークションにおける容量確保契約金額相当のみとする。
- 落札事業者は、セーフティネット的な支援を受けるための負担金として、平時から一定額の支払を行う。
- 落札後に大幅な費用・収入の変動が生じた場合にも、セーフティネット的な支援として、事業の継続に支障を生じないよう、その費用・収入の変動分の一部について、広域機関・エネ庁が対応の内容・必要性、監視委が費用の適切性について確認の上、本制度から支援を行う。

⁴² 国内でブルー水素を製造する案件のパートナー事業者が、CCS 支援制度の適用を受けようとする場合も同様とする。

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会

直近の開催状況

| 開催回数 | 開催日時 | 議題 |
|---------|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 第 98 回 | 令和 6 年 12 月 24 日 | (1) 需給調整市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 非化石価値取引について |
| 第 99 回 | 令和 7 年 2 月 5 日 | (1) 容量市場について (2) 予備電源について |
| 第 100 回 | 令和 7 年 2 月 26 日 | (1) 非化石価値取引について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) 容量市場について (4) 予備電源について (5) ベースロード市場について |
| 第 101 回 | 令和 7 年 4 月 1 日 | (1) 非化石価値取引について (2) 間接送電権について (3) ベースロード市場について (4) 容量市場について (5) 予備電源について |
| 第 102 回 | 令和 7 年 4 月 23 日 | (1) 容量市場について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) 非化石価値取引市場について |
| 第 103 回 | 令和 7 年 5 月 28 日 | (1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について (3) 予備電源制度について |
| 第 104 回 | 令和 7 年 6 月 23 日 | (1) 長期脱炭素電源オークションについて |
| 第 105 回 | 令和 7 年 6 月 25 日 | (1) 需給調整市場について (2) 容量市場について |

※網掛け回は第 22 次中間とりまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(令和7年8月現在)

| | |
|--------|-------------------------------------------------|
| ○秋元 圭吾 | 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究Gグループリーダー |
| 安藤 至大 | 日本大学経済学部 教授 |
| ◎大橋 弘 | 東京大学大学院経済学研究科 教授 |
| 男澤 江利子 | 有限責任監査法人トーマツ 公認会計士 |
| 河辺 賢一 | 東京工業大学 工学院 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 パートナー 弁護士 |
| 武田 邦宣 | 大阪大学大学院法学研究科 教授 |
| 辻 隆男 | 横浜国立大学大学院工学研究院 知的構造の創生部門 教授 |
| 又吉 由香 | SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部 マネジング・ディレクター |
| 松村 敏弘 | 東京大学社会科学研究所 教授 |

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(令和7年8月現在)

| | |
|--------|---------------------------------------------|
| 今井 敬 | 電力広域的運営推進機関 企画部長 |
| 加藤 英彰 | 電源開発株式会社 常務執行役員 |
| 國松 亮一 | 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長 |
| 小林 総一 | 出光興産株式会社 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 |
| 佐藤 英樹 | 東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長 |
| 新川 達也 | 電力・ガス取引監視等委員会事務局長 |
| 中谷 竜二 | 中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長 |
| 渡邊 崇範 | 東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長企画部長 |

(関係省庁)

環境省