

長期脱炭素電源オークション

2025年4月23日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（第3回入札に向けた検討）

- 本日も、前回に引き続き、本年2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画の内容を踏まえつつ、長期脱炭素電源オークションの第3回入札に向けて、以下の論点について御議論いただきたい。

項目	論点
事業報酬率	① 電源種別の事業報酬率の設定
上限価格	① 閾値の引き上げ
水素・アンモニア・CCS付火力	① 上限価格・可変費の支援範囲 ② 年間混焼率リクワイアメント ③ 脱炭素化ロードマップの審査
バイオマス	① 可変費の支援範囲、上限価格、募集上限
落札価格の補正	① 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

- 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、本日以降の会合において御議論いただきたい。

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

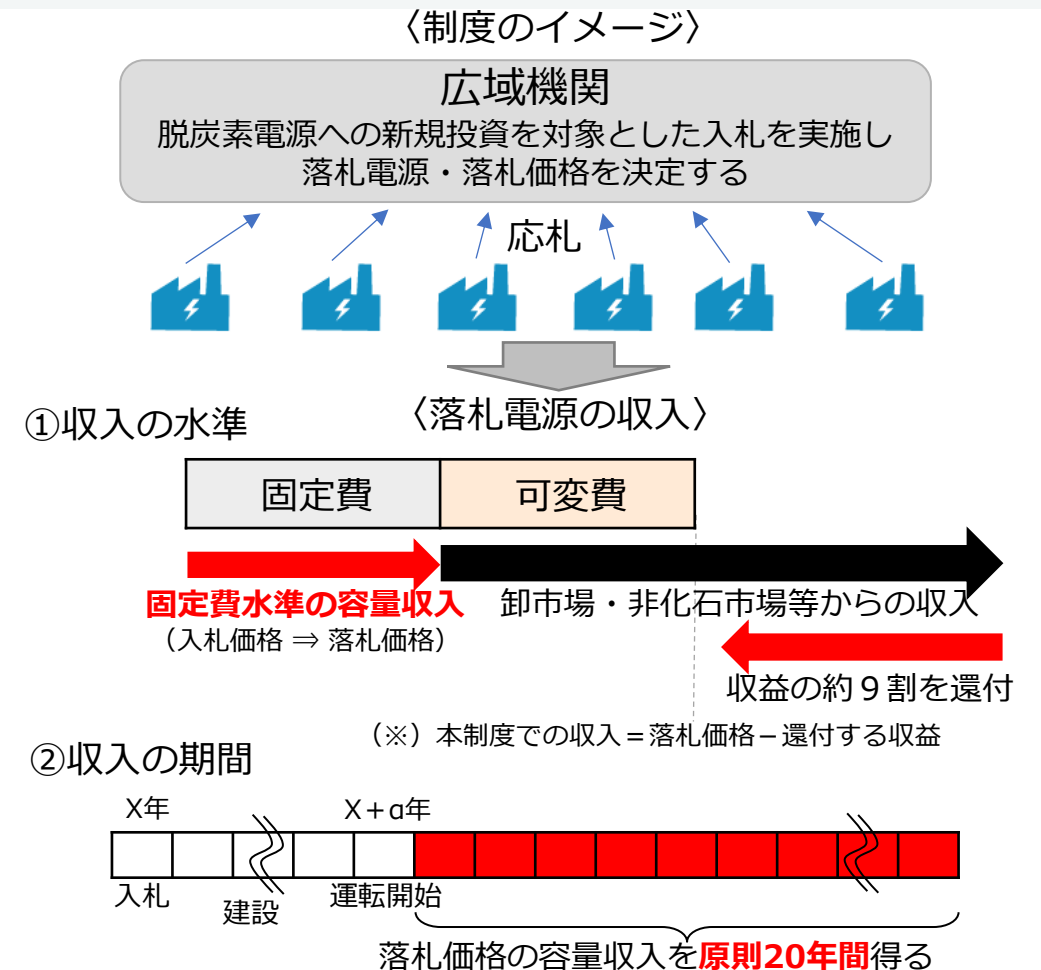
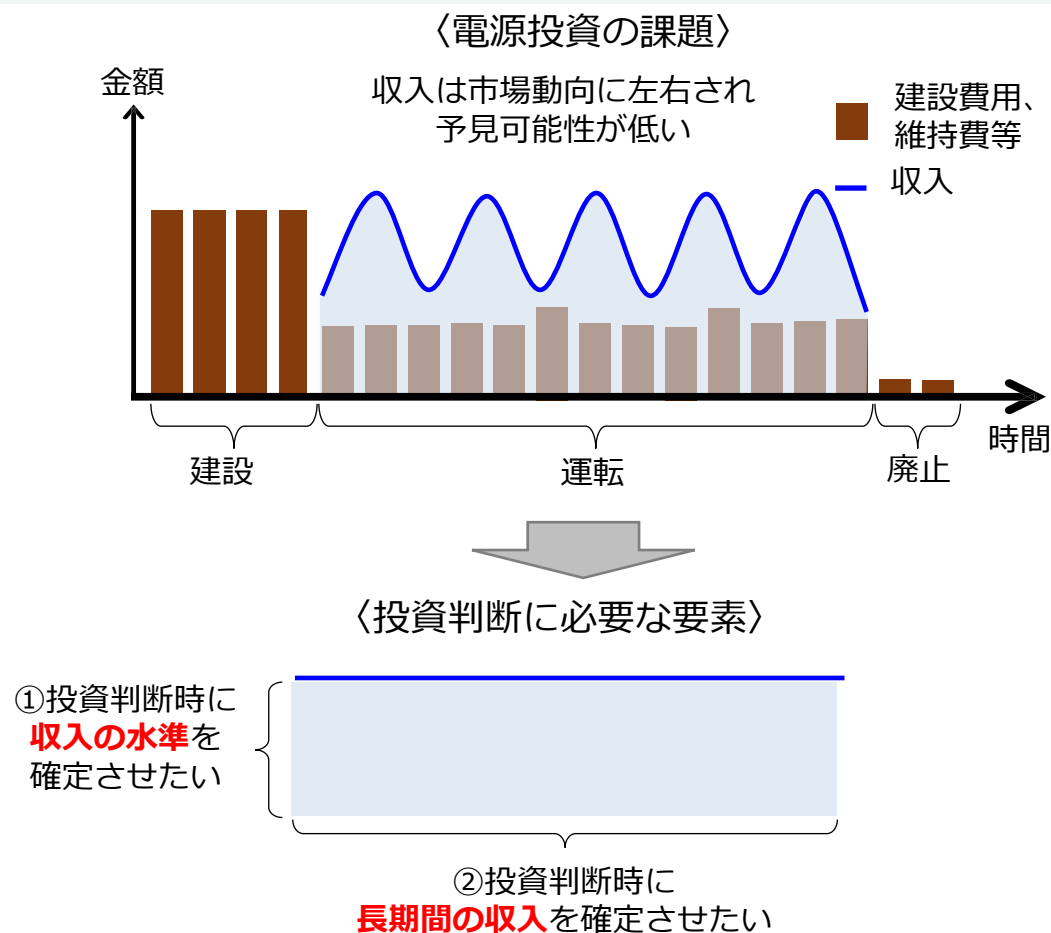
今後、諸外国の支援措置や「先進的CCS事業」を通じて得た知見等を踏まえ、我が国の地理的状況やエネルギー政策の方向性に合致する形で、継続的なコスト低減や事業者間競争を促す視点も含めて、事業者によるCCS事業への投資を促すための支援制度を検討していく。その際、CCSの分野別投資戦略を踏まえた投資促進策の検討や、GX-E-T-SやJ-クレジット、**長期脱炭素電源オークションなど他の制度との連携**、エネルギー・GX産業立地の議論との連携を考慮していく。

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。**

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

- 脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には固定費水準の容量収入を原則20年間得られることとすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。



<事業報酬率> 論点① 電源種別の事業報酬率の設定

- 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。

(3)事業報酬（資本コスト）

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

< ①入札価格に織り込める水準>

- 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率（税引前WACC）の5%と同様に、全電源種一律に税引前WACC5%を上限として、入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。

現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) に赤字追加

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標^{※1}等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	3.13%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 $\text{インフレーション率} = \frac{\text{2020年(暦年)の総固定資本形成}}{\text{2014年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年（2014年）：99.1%、2019年：102.2%	内閣府 国民経済計算（GDP 統計） 暦年デフレーター（暦年）の総固定資本形成
期待インフレーション率 ^{※2}	0.34%	将来の物価上昇率の予測値における過去10年の平均値。 期待インフレーション率 $= 0.4 \times \text{前年度のコア CPI 変化率} + 0.6 \times \text{前年度の期待インフレーション率}$	総務省統計局 消費者物価指数（コア CPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表：app1-1 参照
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） $= \frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	42.9%	2018 年度の資本金 1 億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省（経済産業省企業活動基本調査） 統計表：3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	経済産業省 持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト 伊藤レポート（本文）P44 参照
他人資本比率	57.1%	$1 - \text{自己資本比率}$	
他人資本コスト	0.86%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去10年の平均値。	日本銀行（金融経済統計月報） 公表データ：金融 1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 $= \text{法人税} \times (1 + \text{地方法人税} + \text{法人住民税})$ 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2020 年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。

<事業報酬率> 論点① 電源種別の事業報酬率の設定

- 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、下の表のとおりとしてはどうか。

※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。

※電源種毎の上限価格も、下の表の事業報酬率（アセスが必要な電源種は高い方）で算定。

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%

(参考) 供給力提供開始期限

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

<上限価格> 論点① 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。

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

【論点⑥】入札価格に対する規律について

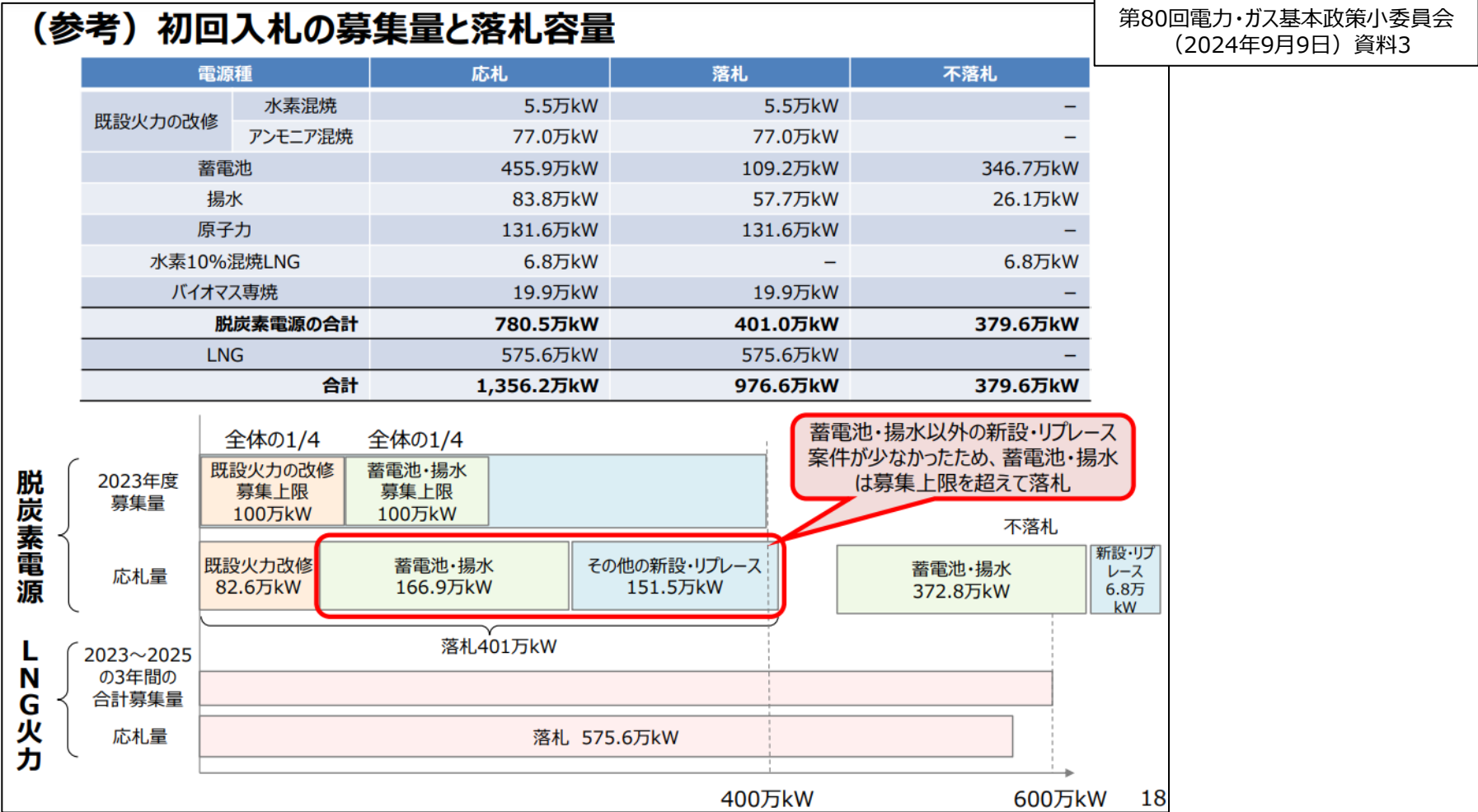
- 論点②の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれで、電源種毎の上限価格を試算した結果は下の表のとおり。なお、設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に（※）国民負担は変わらない。 ※設定方法①で、事後的な補填が一部に留まる場合には、差は生じ得る。
- 電源種によって数万円～数十万円とばらつきがあることから、現行容量市場のように、モデルプラントとなる電源種を設定して、その電源種のNetCONEを基に全電源一律の上限価格を設定するのではなく、**電源種毎に上限価格を設定してはどうか。**（上限価格は実際の入札時に改めて計算予定。）
- ただし、論点②において入札時の他市場収益の設定方法を、事務局提案のとおり設定方法②とする場合には、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、**上限価格に閾値を設けることとしてはどうか。** 閾値の水準は、上記趣旨を踏まえ、競争力のある電源の上限価格の水準や、電源投資促進の観点、他の関連制度との整合も踏まえた水準として、例えば**10万円/kW/年**を一つの目安としてはどうか。

単位：万円/kW/年	設定方法①		設定方法②		
	NetCONE÷調整係数	上限価格	NetCONE÷調整係数	上限価格	
太陽光（事業用）	2.4～10.5	3.6～15.8	13.5～58.3	20.2～87.5	FIT/FIPの 対象電源
陸上風力	4.5～8.7	6.7～13.1	11.5～22.4	17.3～33.6	
洋上風力	10.0～19.5	15.0～29.2	19.2～37.3	28.8～56.0	
中水力	8.0～12.8	12.1～19.3	18.2～29.0	27.3～43.5	
地熱	3.9	5.8	11.7	17.6	
バイオマス（木質専焼）	6.2	9.4	7.6	11.4	
原子力	1.3	1.9	7.0	10.6	
CO2分離回収型石炭	1.9	2.9	5.0	7.6	
CO2分離回収型IGCC	2.9	4.4	6.5	9.7	
CO2分離回収型LNG	0.1	0.2	3.1	4.6	
水素専焼	0.9	1.3	2.3	3.4	
水素10%混焼	▲0.1	▲0.1	2.3	3.4	
既設石炭の改修（アンモニア20%混焼）	1.3	1.9	3.3	5.0	
蓄電池	—	—	2.6	3.9	

※ 上記の試算は発電コスト検証のデータを基に算出したものであり、詳細については今後検討していく。
設定方法①は、45頁の計算方法を基に、2018年～2020年のスポット価格より試算。
蓄電池は、可変費（充電時の電力価格）の仮定が困難なため、設定方法①の試算は省略。また、蓄電池・揚水は、放電可能時間によって固定費・入札価格が大きく増減するため、公平な競争の在り方・入札価格の在り方・上限価格の設定方法を別途要検討。

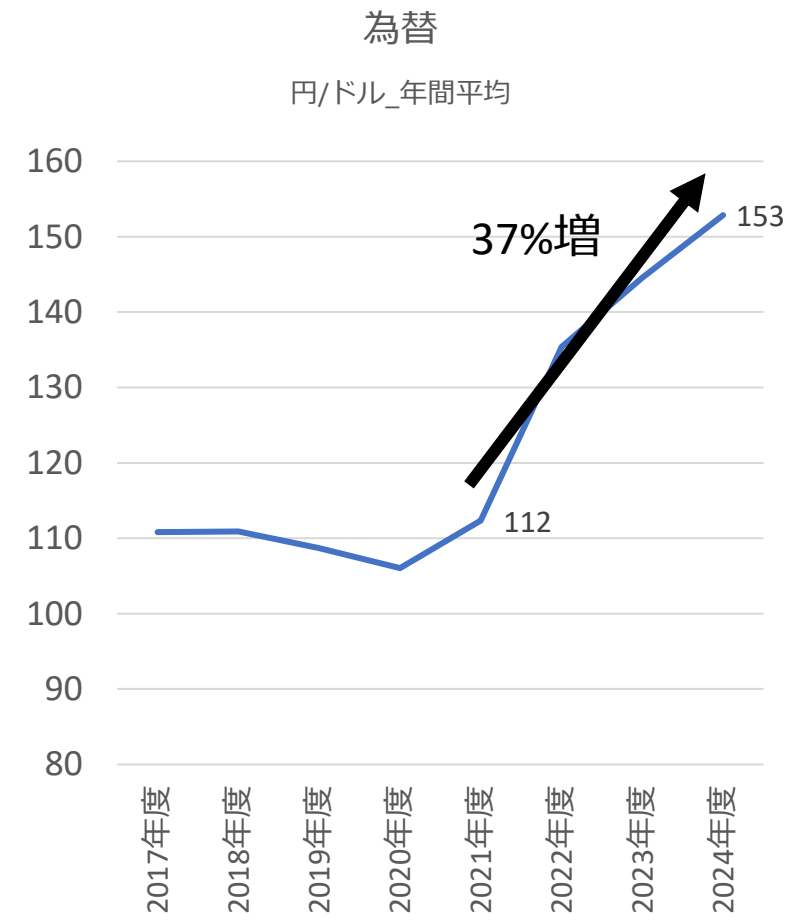
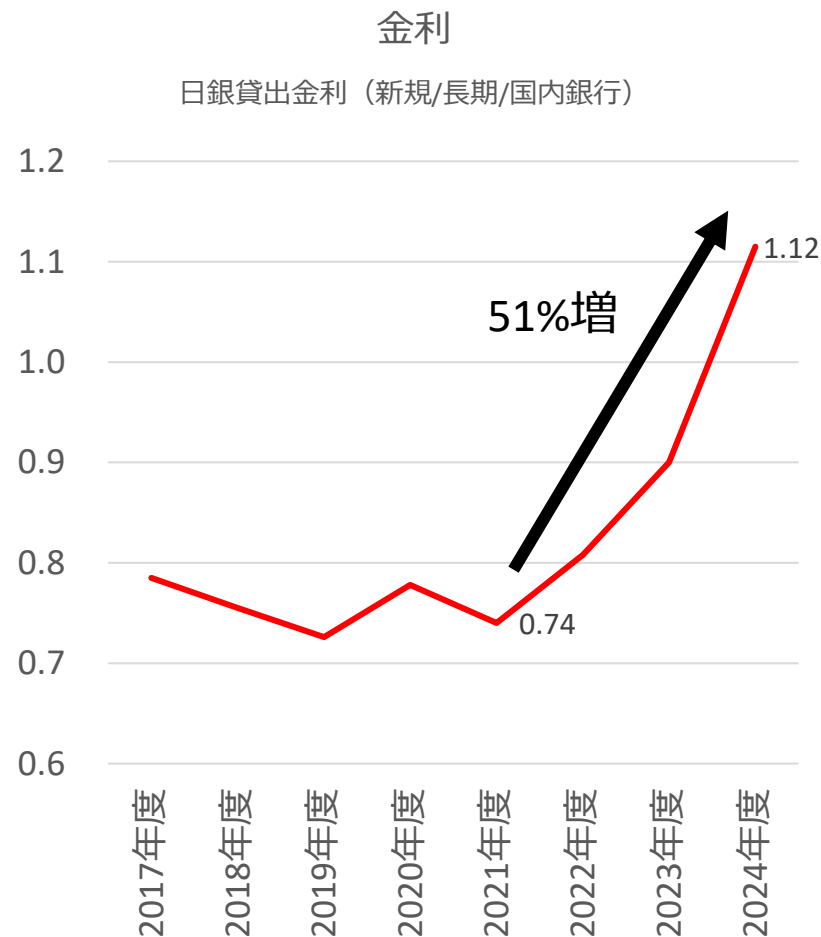
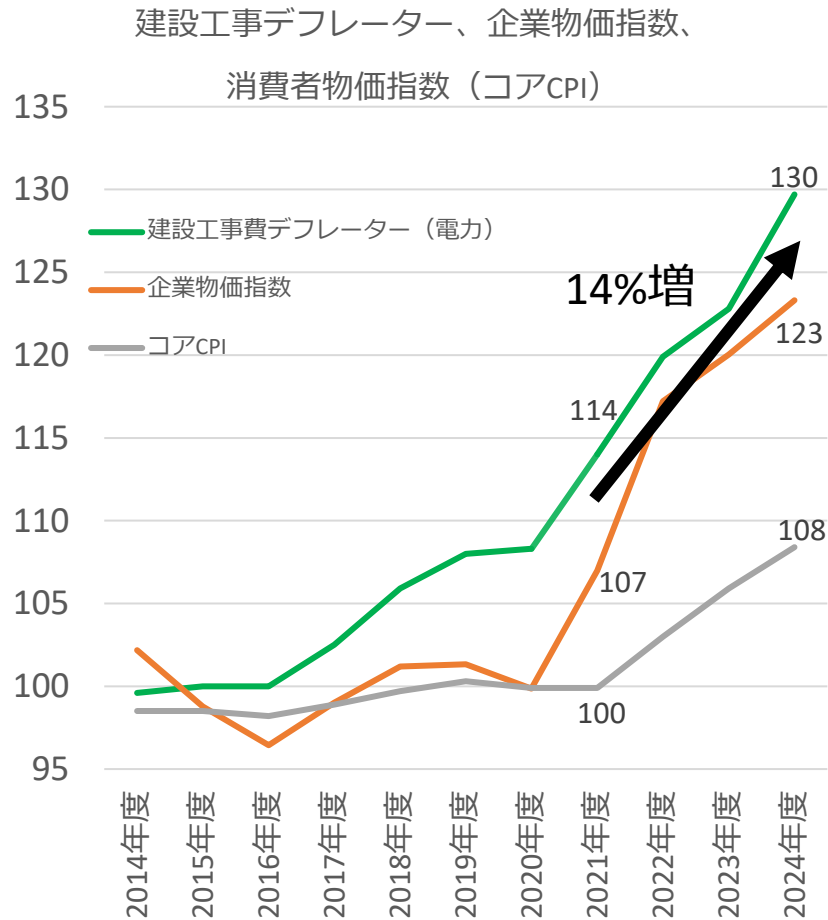
<上限価格> 論点① 閾値の引き上げ

- 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。



<上限価格> 論点① 閾値の引き上げ

- 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。



※「閾値10万円/kw/年を決定した時点（2022年10月）の直前の2021年度」と「2024年度」の数値を表示

<上限価格> 論点① 閾値の引き上げ

- 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てはどうか。

論点⑤ 第2回入札の各電源種毎の上限価格

- 初回入札の上限価格の数値から、物価補正等の更新を行い、改めて計算を行った結果、第2回入札の上限価格は以下のとおり。

<新設・リプレイス等※1の大規模投資>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リプレイス等の上限価格
太陽光	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%以上の混焼にするための改修	113.7→ 100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	97.7→ 100,000（76,653※2）
バイオマス専焼にするための改修	11.8→ 100,000（84,008※2）

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

※2「水素の燃料費のうちの固定費部分（当該部分の事業報酬を含む）」を除いた部分

※ 12頁の諸元を元に算定。閾値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年。

第94回制度検討作業部会
(2024年6月28日) 資料4-1
**閾値補正前の数値（単位は万円
/kW/年）を赤字で追記**

<水素・アンモニア・CCS> 論点① 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①②の措置を講じてはどうか。
 - ① 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。**
 - ② **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①②の措置は以下の③④を前提としてはどうか。
 - ③ ②の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※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割分までとする**。 ※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。
 - 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（次頁参照）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。
 - 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。
 - ④ 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**。 ※具体的な量は後日議論。代わりに、**既設火力の募集上限は撤廃**。

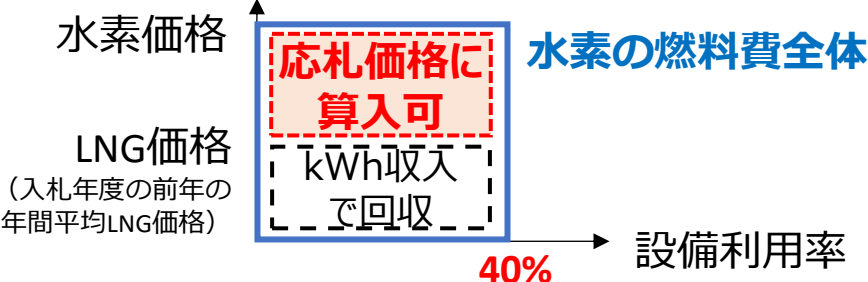
<第2回入札の上限価格>

<既設火力の改修>		(円/kW/年)
	上限価格	
水素10%以上の混焼にするための改修	113.7→	100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	97.7→	100,000 (76,653※2)

(出典) 第94回制度検討作業部会（2024年6月28日）資料4-1

閾値補正前の数値を赤字で追記

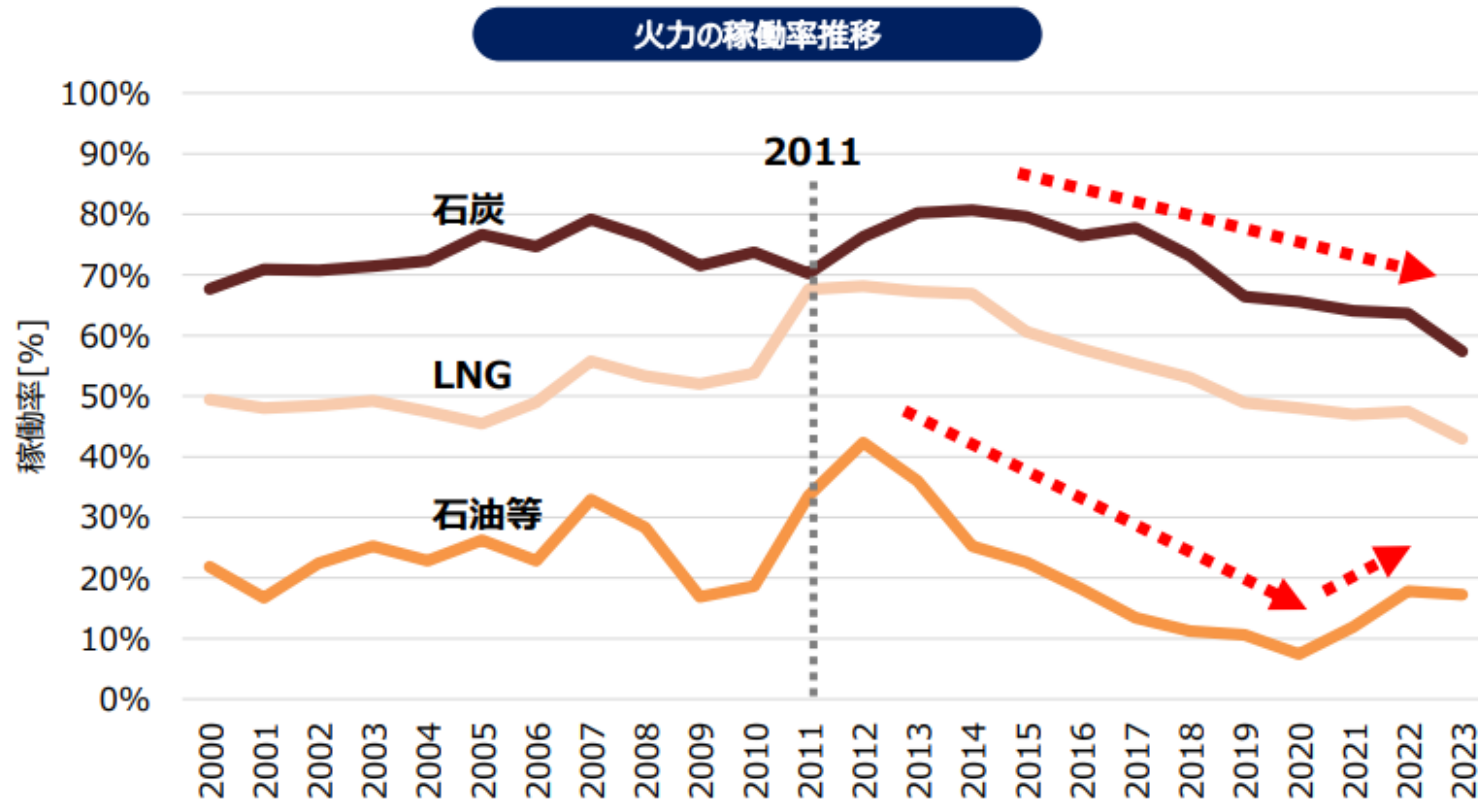
<水素の場合の可変費の支援範囲>



(参考) 火力の稼働率の推移

第74回 電力・ガス基本政策小委員会
(2024年5月8日) 資料10

- 足元における火力の稼働率は、震災後、特にLNG・石油火力を中心に増加したものの、足元においては燃料種を問わず低下傾向。
- 一方、2021～22年にかけては、電力需給の厳しさや、LNG・石炭の価格高騰によるメリットオーダーの逆転等により、石油火力の稼働率が増加傾向に転じた。



(出典) 2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2016年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成

(注) 燃料ごとの発電電力量を、設備容量に1年の時間（24時間×365・366日）を乗じた値で除して算出している。

発電容量には、休止中の火力発電所の発電容量も含まれることに留意。

<水素・アンモニア> 論点① 上限価格

- 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、下の表の※1に記載の数値となる。 ※計算方法は次頁以降参照。
- 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、以下の表のとおりとしてはどうか。

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、 閾値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、 <u>グリーン13.4</u>
	水素専焼	—	—	79.5 ※2 ※1 ブルー45.3、 <u>グリーン79.5</u>
	アンモニア専焼	—	—	30.3 ※2 ※1 ブルー16.8、 <u>グリーン30.3</u>
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、 <u>グリーン76.2</u>
	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、 <u>グリーン37.8</u>

※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。

(参考) 第2回入札の水素上限価格の計算方法

- 第2回入札の水素の上限価格は、LNG火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、公表されている「国内の燃料関連設備等」と「海外の上流設備」のコストを加算し、グリーン水素の諸元により、上限価格を設定した。

<水素> 論点② 上限価格

- 初回入札における水素発電の上限価格は、LNG火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、「国内の燃料関連設備等※」のコストを加算して設定した。
※ 液化水素貯蔵タンク、水素ガスパイプライン、既設改修の場合は燃焼設備の改造費
- 第2回入札における水素発電の上限価格は、上記に加え、公表されている「海外の上流設備※」のコストを加算して設定してはどうか。
※ 水素液化設備、積地貯蔵設備、グレー・ブルーは褐炭ガス化設備、グリーンは水電解装置・再エネ設備
- なお、海外の上流設備は、グレー・ブルー・グリーンといった水素の製造方法によって異なるため、上限価格を別々に設定することも考えられる。しかし、ブルー水素とグリーン水素を混合で調達することが考えられることを踏まえると、第2回入札では、グリーン水素の諸元（次頁参照）をベースとして、下表のとおり、新設案件と既設火力の改修案件でそれぞれ1つの上限価格を設定してはどうか。
- ただし、新設案件の上限価格（初回入札では4.8万円/kW/年）を10万円/kW/年とした場合、第2回入札の時点では、水素・アンモニアについては別途「価格差に着目した支援制度」が存在し、上流コストの全部又は一部は当該制度から支援を受けることができることから、当該支援を受ける案件に対してまで、本制度の上限価格を10万円/kW/年とするのは過剰とも考えられる。
- したがって、新設案件の上限価格は、上流コストを除いたコスト部分（その部分の事業報酬含む）の上限価格を5.0万円/kW/年※とし、上流コストを含む水素発電全体としての上限価格は10万円/kW/年としてはどうか。
※ 初回入札の上限価格（4.8万円/kW/年）の諸元に、2023年（暦年）までの物価変動（総固定資本形成デフレーター）を反映して算定

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

(参考) 水素の上限価格の諸元

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

（出典）第90回制度検討作業部会（2024年3月22日）資料5

(参考) 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ーターにより補正。

※2 燃料関連設備の建設費は、次頁のとおり試算。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、20頁のとおり試算。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ーターにより補正。

※4 水素燃料費は、18頁のとおり試算。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）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 ）」7頁の液化水素貯蔵タンク5万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.meti.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、③47日分のアンモニアを貯蔵することを想定。
	水素の消費量	15.8t/h (④)	①17,857t÷（③47日×24h）
	出力換算	35.6 34.3 万kW (⑤)	④15.8t/h×142MJ/kg※1×57 54.9 %※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57 54.9 % ※2 1kWh=3.6MJ
	建設単価	44.8 73.4 万円/kW (⑥)	②1,597 2,518 億円÷⑤35.6 34.3 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 ）」7頁のフェーズ2（基地から周辺エリアまで）の水素ガスパイプライン機能の建設費（1049億円）から、増設額536億円を控除し、フェーズ1（基地から発電所まで）の水素ガスパイプライン機能の建設費を513億円と試算のフェーズ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	14.4 62.5 万円/kW (⑧)	⑦513 2,146 億円÷⑤35.6 34.3 万kW
燃料関連設備の建設単価		59.2 136.0 万円/kW	⑥44.8 73.4 万円/kW + ⑧14.4 62.5 万円/kW

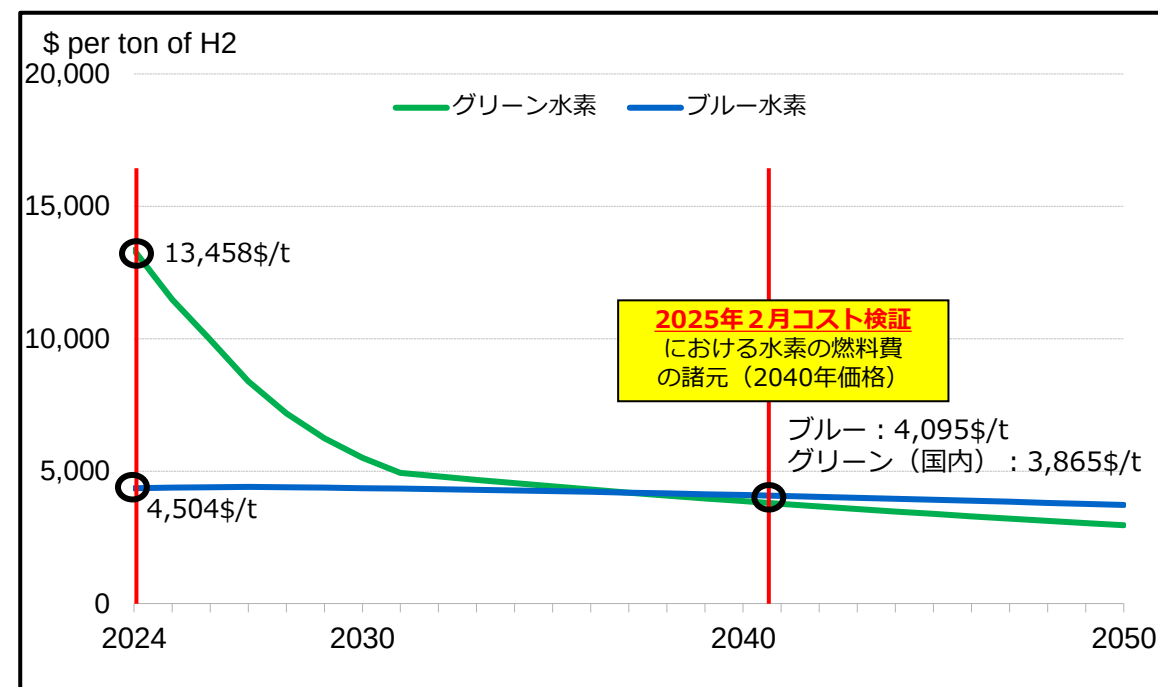
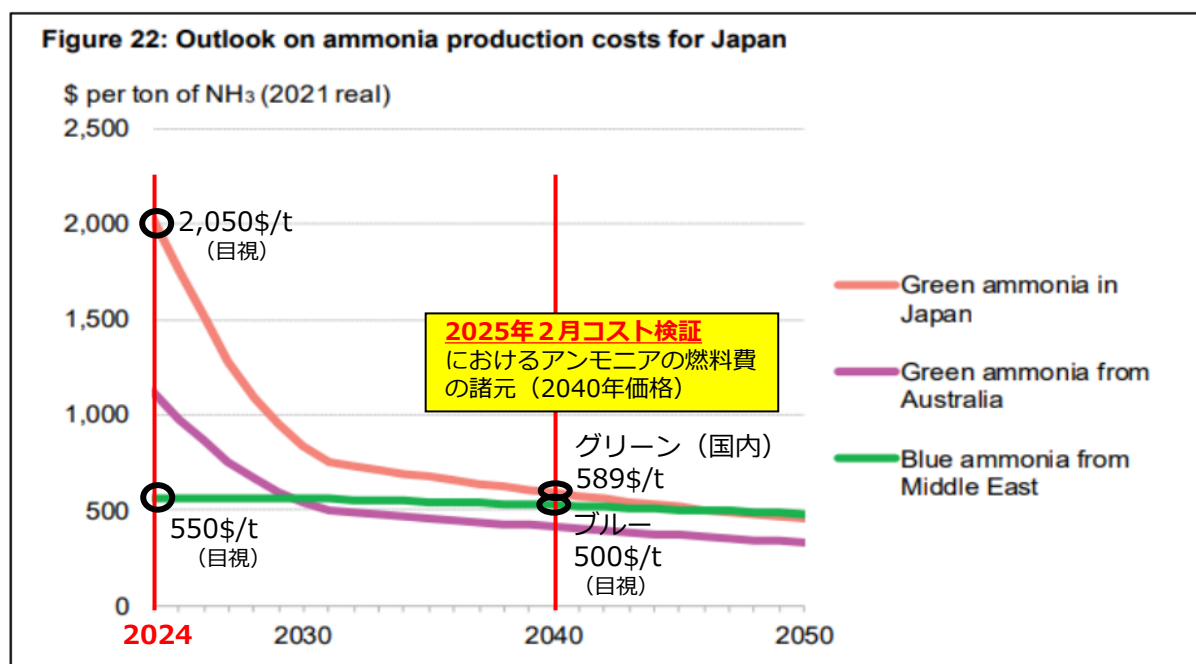
※ 計算途中の端数については切捨てで記載しているが、続く計算では切捨てずに計算している。以降のスライドも同様。

(参考) 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 (⑪)	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費用や輸送費等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うる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。（次頁参照）
	燃料費	11.1万円/kW/年	2024年の年間平均為替レートは、⑫152.58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、⑪4,504\$/t×⑩9,708t×⑫152.58円/\$=⑬66億円。 kWに換算すると、⑬66億円/年÷（⑤60万kW×⑥10%）=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 (⑭)	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）における国産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。（次頁参照）
	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、⑭13,458\$/t×⑩9,708t×⑫152.58円/\$=⑮199億円。 kWに換算すると、⑮199億円/年÷（⑤60万kW×⑥10%）=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②54.9%、1kWh=③3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率⑦40%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×⑫152.58円/\$×（8,760h×⑦40%）÷（⑰54.7GJ/t×②54.9%÷③3.6MJ/kWh）=4.2万円/kW/年。

(参考) 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) 水素の燃焼設備の改造費の試算

- 水素の燃焼設備の改造費は、参考となる見積金額が無いことから、既設石炭火力をアンモニア20%混焼にするための燃焼設備の改造費用と同等として試算。
- 具体的には、SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア混焼バーナー・アンモニア供給系統・制御装置等の概算額**40億円**を、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である**12万kWで除して、3.3万円/kWと試算**。

3-2-7. 発電コスト評価

国内石炭火力発電所でアンモニア混焼するには、液体アンモニア船からアンモニアを受入・貯蔵・払出するための設備の新設と、既設ボイラーの微粉炭バーナーの改造が必要になる。

本検討においては、**アンモニア 20cal.%混焼**を安定的に行うこと、設備の初期投資を最小限に抑えることを前提とした。尚、保全設備および防災設備は対象外とした。アンモニアの受入から混焼までの設備コストを表 11.に示す。

表 11. 設備コスト

設備項目	概 要	概算額
受入・貯蔵・払出設備	ローディングアーム、受入配管、貯蔵タンク、ブリージングタンク、アンモニア払出ポンプ、気化器、BOG処理設備、アンモニア除害設備、ユーティリティ設備、電気計装設備等	210 億円
混焼設備	アンモニア混焼バーナー、アンモニア供給系統、制御装置等	40 億円
合 計		250 億円

発電コストの試算は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループの「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（平成 27 年 5 月）」^[5]での計算方法、諸元に基づき算出した。

発電コスト試算にあたっては、発電コスト検証ワーキンググループでの試算諸元をベースとし、今回の**モデルプラント (600MW)**、設備利用率 70% の場合に変更となる項目のみを見直して、石炭専焼、石炭専焼+国内 CCS との発電コスト比較を行った。発電コスト試算の前提条件を表 12.に示す。

(出典) 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」

(参考) 第2回入札のアンモニアの上限価格の計算方法

- 第2回入札のアンモニアの上限価格は、石炭火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、公表されている「国内の燃料関連設備等」と「海外の上流設備」のコストを加算し、グリーンアンモニアの諸元により、上限価格を設定した。

<アンモニア> 論点② 上限価格

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

※ 受入・貯蔵・払出設備、既設改修における燃焼設備の改造費

- 第2回入札におけるアンモニア発電の上限価格は、水素発電と同様に、上記に加え、公表されている「海外の上流設備※¹」のコストを加算し、下表のとおり上限価格※²を設定してはどうか。

※¹ アンモニア生産設備（窒素製造設備、アンモニア合成設備、積地貯蔵設備、ブルーは天然ガス改質設備、グリーンは水電解装置・再エネ設備）

※² 水素発電と同様に、グリーンアンモニアの諸元をベースとして、上限価格を設定する。

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

(出典) 第90回制度検討作業部会（2024年3月22日）資料5

(参考) 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（総固定資本形成デフレーター）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フレーターにより補正し、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。

※3 アンモニア燃料費は、23頁のとおり試算。

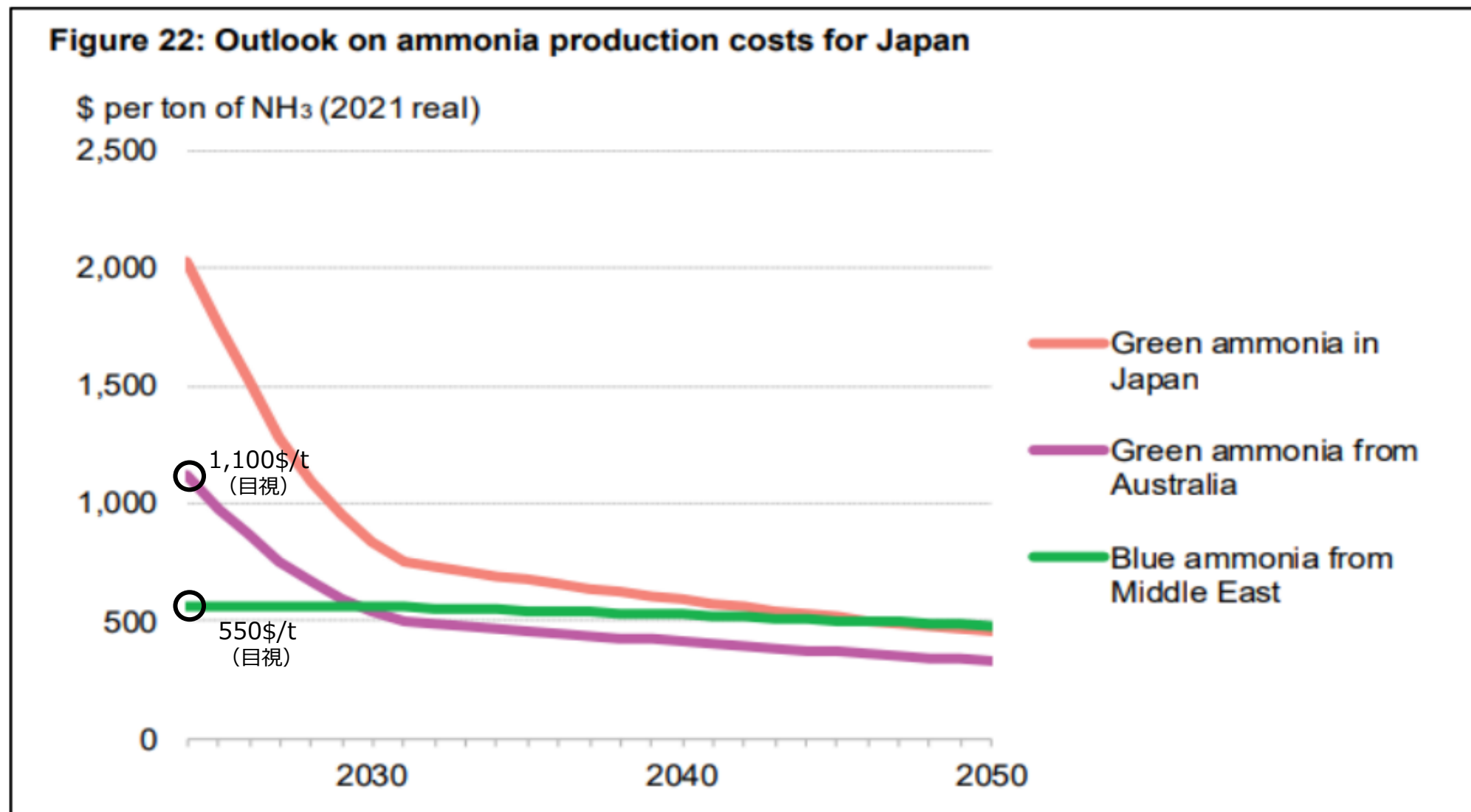
※ 事業報酬率は6%。

(参考) 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 (⑧)	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 (⑨)	設備利用率40%相当の発電電力量⑧490,560MWh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。（次頁参照）
	燃料費	10.8万円/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⑨で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑩550\$/t×⑨180,852t×⑪152.58円/\$=⑫151億円。 kWに換算すると⑫151億円/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。（次頁参照）
	燃料費	21.6万円/kW/年	為替レートは⑪152.58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、⑬1,100\$/t×⑨180,852t×⑪152.58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、⑮177 \$ /t（STEPS）。石炭の発熱量⑯26.08GJ/t、熱効率②43.4%、1kWh=③3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率⑦40%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、⑮177 \$ /t×⑪152.58円/\$×（8,760h×⑦40%）÷（⑯26.08GJ/t×②43.4%÷③3.6MJ/kWh）=3.0万円/kW/年。

(参考) 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) 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）※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：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ーターにより補正。

※2 燃料関連設備の建設費は、17頁のとおり試算。

※3 水素燃料費は、18頁のとおり試算。18頁においては混焼率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なる。

※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210億円をもとに、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フレーターにより補正し、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、次頁のとおり試算。

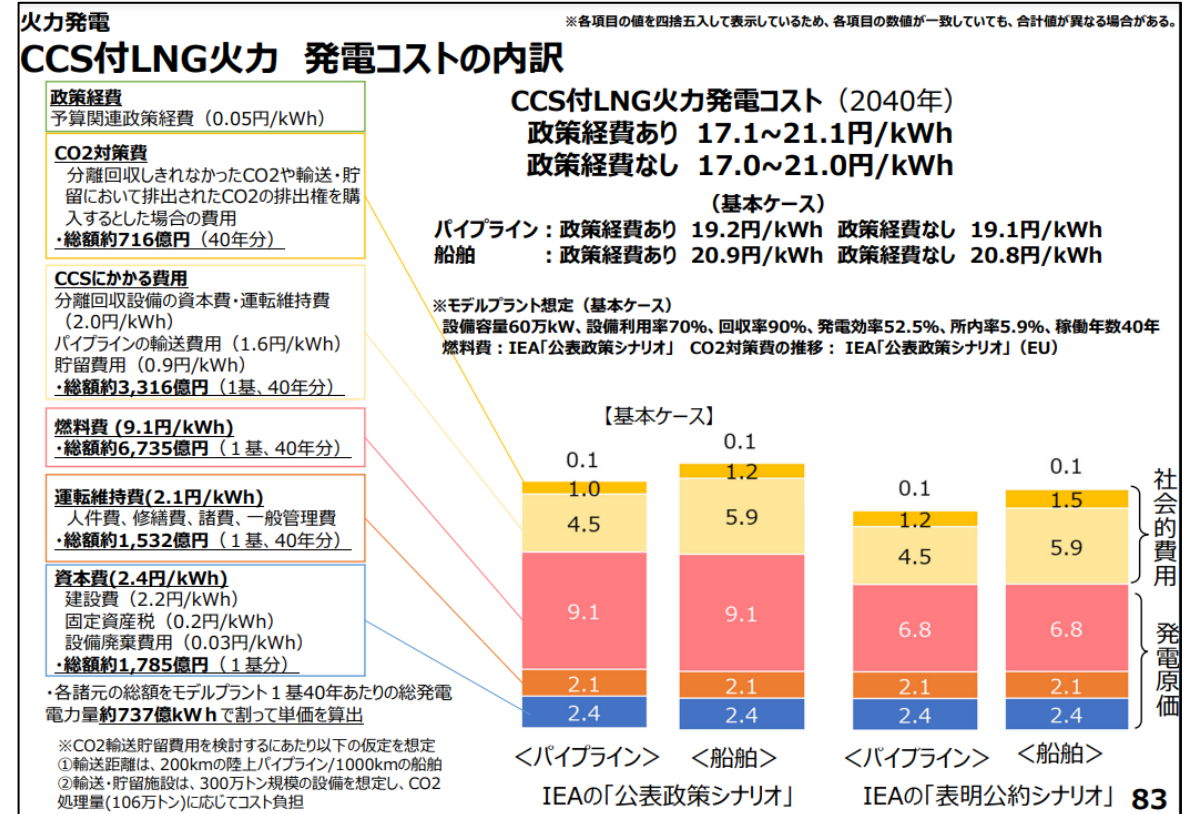
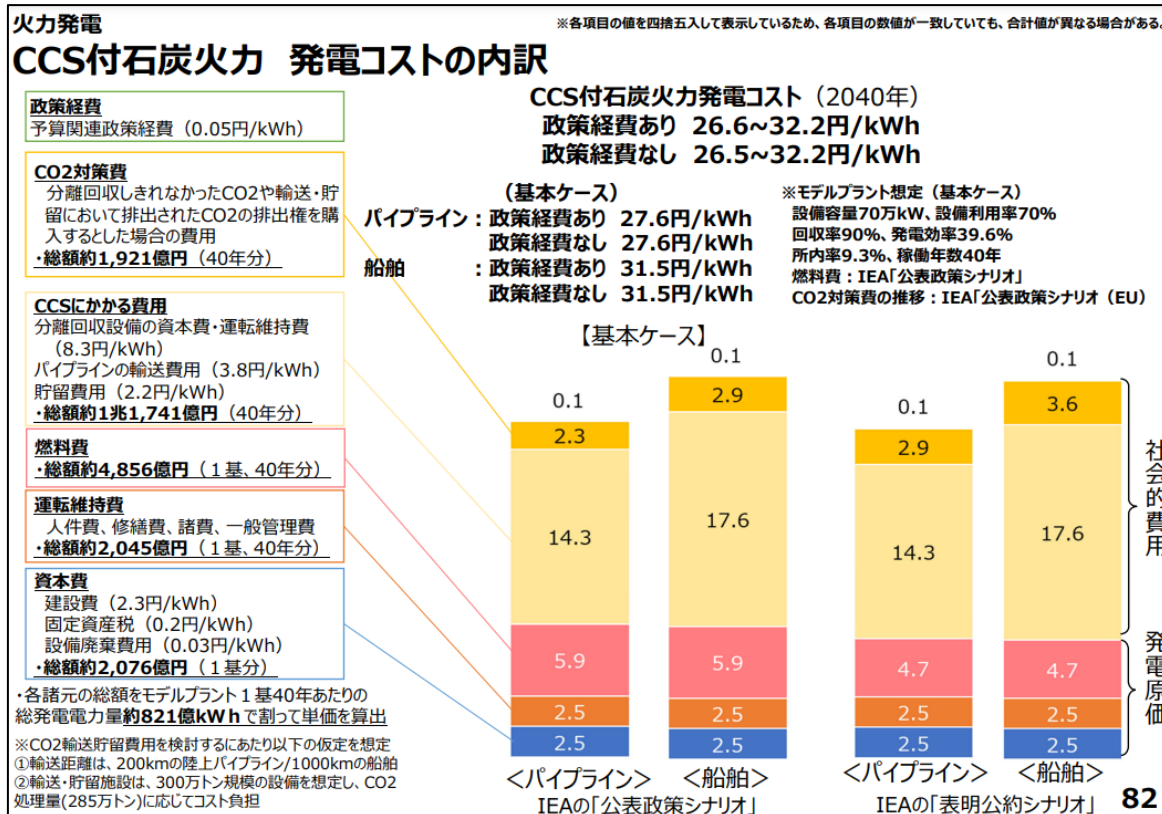
(参考) アンモニア専焼の燃料費の試算

※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 (④)	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 (⑧)	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 (⑨)	設備利用率40%相当の発電電力量⑧2,102,400MWhを発電するために必要となるアンモニア数量、⑧2,102,400MWh÷④3,431kWh/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。（次頁参照）
	燃料費	8.5万円/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⑨で算定した必要アンモニア数量を乗じると、⑩550\$/t×⑨612,721t×⑪152.58円/\$=⑫514億円。kWに換算すると⑫514億円/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 (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。（24頁参照）
	燃料費	17.1万円/kW/年	為替レートは⑪152.58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、⑬1,100\$/t×⑨612,721t×⑪152.58円/\$=⑭1,028億円。kWに換算すると⑭1,028億円/年÷⑤60万kW=17.1万円/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、⑮656\$/t（STEPS）。LNGの発熱量⑯54.7GJ/t、熱効率②54.9%、1kWh=③3.6MJ、本制度においては、可変費のうち年間の設備利用率⑦40%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、⑮656\$/t×⑪152.58円/\$×（8,760h×⑦40%）÷（⑯54.7GJ/t×②54.9%÷③3.6MJ/kWh）=4.2万円/kW/年。

<CCS付火力> 論点① 上限価格

- 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てはどうか。
- 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、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てはどうか。



<CCS付火力> 論点① 上限価格

- 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、以下の表のとおり、石炭とLNGで別々の上限価格を設定することとしてはどうか。

		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めない。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。

※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。）」を検討していくこととしている。

CCS支援制度で、CO₂分離回収のためのコストと輸送・貯留コストの全部又は一部の支援を受ける場合には、当該支援を受ける案件に対してまで、同じ上限価格を適用するのは過剰とも考えられる。

したがって、（水素・アンモニアと同様に）CCS支援制度の適用を希望する案件の上限価格は、①CCS支援制度で想定される支援対象費用を除いたコスト部分の上限価格と、②（CCS支援制度で想定される支援対象費用を含む）全体の上限価格の2段階で設定する。

①の上限価格は、CCS支援制度で想定される支援対象費用の決定後に算定する予定。

※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) CCS付火力（既設石炭の改修）の上限価格の諸元

		金額	計算方法
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 (④) (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、所内率が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②6.4%。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い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②6.4%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×③20%=④14万kW。所内率②6.4%を考慮すれば、CCS部分の送電端設備容量は、④14万kW×(1-②6.4%)=13.1万kW。
建設費	分離回収設備	48.7万円/kW (⑥)	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%）=⑥48.7万円/kW。
	LNGタンク (基地建設費)	25.8万円/kW (⑧)	コスト検証では新設プラントにおいて抽気した蒸気による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、高い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回ガスシステム改革小委員会（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、⑦361億円となる。kWあたり単価に換算すると、⑦361億円÷④14万kW=⑧25.8万円/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 (⑬)	コスト検証では、年間CO2輸送・貯留量が⑨300万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、圧入ポンプ）を694億円、合計⑩1,996億円としている。 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⑪317万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、⑪317万t-CO2×③20%=⑫63.4万t-CO2。よって、⑩1,996億円×（⑫63.4万t-CO2÷⑨300万t-CO2）÷④14万kW=⑬30.1万円/kW。
廃棄費用		建設費の5%	(⑥48.7万円/kW + ⑧25.8万円/kW + ⑬30.1万円/kW) × ④14万kW × 5%。
運転維持費	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 + (⑥48.7万円/kW + ⑧25.8万円/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 + (⑥48.7万円/kW + ⑧25.8万円/kW) × ④14万kW} × 2.3% 業務分担費（一般管理費）：直接費×12.5%/年
	CO2分離回収 に要する燃料費	2.30万円/kW/年 (⑳)	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=⑰3.6MJ。上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量⑫63.4万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑫63.4万t-CO2×2.5GJ/t=⑱158万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/tおよびボイラ効率⑲90%を用いて、次の通りに算出。⑱158万GJ÷（⑮54.7GJ/t×⑲90%）=⑳32,207t。 以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、⑭656 \$ /t×152.58円/\$×⑳32,207t=㉑32億円。kWあたり換算すると、㉑32億円÷④14万kW=㉒2.30万円/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）
	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㉓20.6億円/年。これを⑫63.4万t-CO2/年ベースに換算すると、㉓20.6億円/年×（⑫63.4万t-CO2÷⑨300万t-CO2）=4.3億円/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=㉔52.9億円。これを、⑫63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、㉔52.9億円×（⑫63.4万t-CO2÷⑨300万t-CO2）=㉕11.1億円/年。kWあたり単価に換算すると㉕11.1億円/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・試掘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）+廃坑費2.4億円/年（※2）=㉖12.9億円/年を⑫63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、㉖12.9億円×（⑫63.4万t-CO2÷⑨300万t-CO2）=㉗2.7億円/年。kWに換算すると㉗2.7億円/年÷④14万kW=0.19万円/kW/年。 ※1 操業中のモニタリング費用は、コスト検証 資料3 発電コスト検証レビューシートにおける「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に、直接費（4.3億円/年+11.1億円/年+2.7億円/年）×12.5%/年=2.2億円/年。
	可変費	1.8万円/kW/年	コスト検証WGレビューシート表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⑫63.4万t-CO2/年ベースに補正すると、123.3億円×（⑫63.4万t-CO2÷⑨300万t-CO2）=㉘26.0億円/年。kWに換算すると㉘26.0億円/年÷④14万kW=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&貯留の費用。

(参考) CCS付火力（既設LNGの改修）の上限価格の諸元

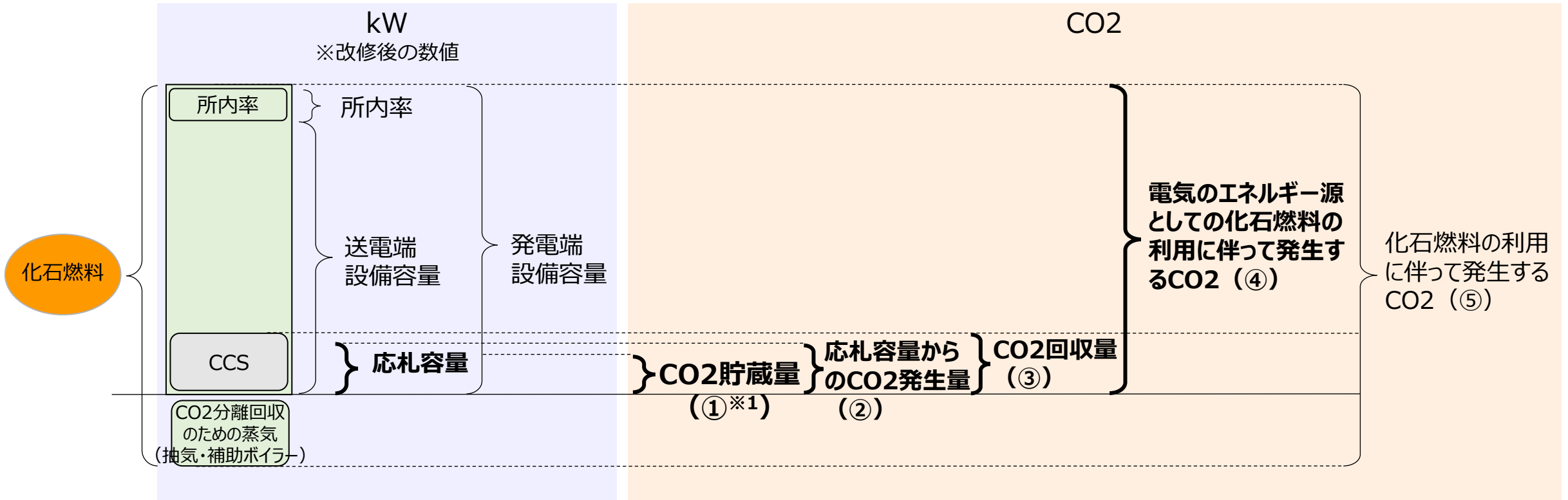
		金額	計算方法
モデルプラントの CCS部分のkW (対象kW) の発電端 (送電端)		12万kW (④) (11.6万kW)	コスト検証では、LNG火力のモデルプラント（2040年）は設備容量①60万kW・所内率2.2%だが、CCS付LNG火力のモデルプラント（CO2回収率90%）は、発電した電気の一部をCO2分離回収装置で使用するため、所内率が5.9%となる。本制度の上限価格の算定では、最低CO2回収率の③20%を前提とし、上記のLNG火力とCCS付LNG火力（CO2回収率90%）の所内率から、CO2回収率③20%の場合の所内率を線形補間により算定すると④3.0%。抽気蒸気により分離回収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い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②3.0%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%=④12万kW。所内率②3.0%を考慮すれば、CCS部分の送電端設備容量は、④12万kW×(1-②3.0%)=11.6万kW。
建設費	分離回収設備	24.7万円/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)によるスケールダウン補正を行う。その場合、（①60万kW×⑤12.2万円/kW）×（③20%÷90%）^0.6÷④12万kW=⑥24.7万円/kW。
	CO2輸送・貯留	13.0万円/kW (⑩)	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、圧入ポンプ）を694億円、合計⑧1,996億円としている。 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⑨118万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。⑧1,996億円×（⑩23.6万t-CO2÷⑦300万t-CO2）÷④12万kW=⑩13.0万円/kW。
廃棄費用		建設費の5%	（⑥24.7万円/kW + ⑩13.0万円/kW）×④12万kW×5%。
運転維持費	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+分離回収設備分）×2.4%/年 = {26.8万円/kW×④12万kW + ⑥24.7万円/kW×④12万kW} ×2.4% 諸費：建設費（発電所新設分+分離回収設備分）×1.1%/年 = {26.8万円/kW×④12万kW + ⑥24.7万円/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 (⑳)	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、⑫656 \$ /t（STEPS）。LNGの発熱量⑬54.7GJ/t、1kWh=⑭3.6MJ。上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量⑯23.6万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑯23.6万t-CO2×3.0GJ/t=⑰70万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⑬54.7GJ/tおよびボイラ効率⑰90%を用いて、次の通りに算出。⑰70万GJ÷（⑬54.7GJ/t×⑰90%）=⑱14,403t。 以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、⑫656 \$ /t×152.58円/\$※×⑱14,403t=⑲14億円。kWあたりに換算すると、⑲14億円÷④12万kW=⑳1.20万円/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）
	CO2輸送・貯留費用	人件費	1.6億円/年
		修繕費	0.34万円/kW/年
		諸費	0.08万円/kW/年
		業務分担費	直接費×14.0%
	可変費		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資本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) CCSを行う際の概念図

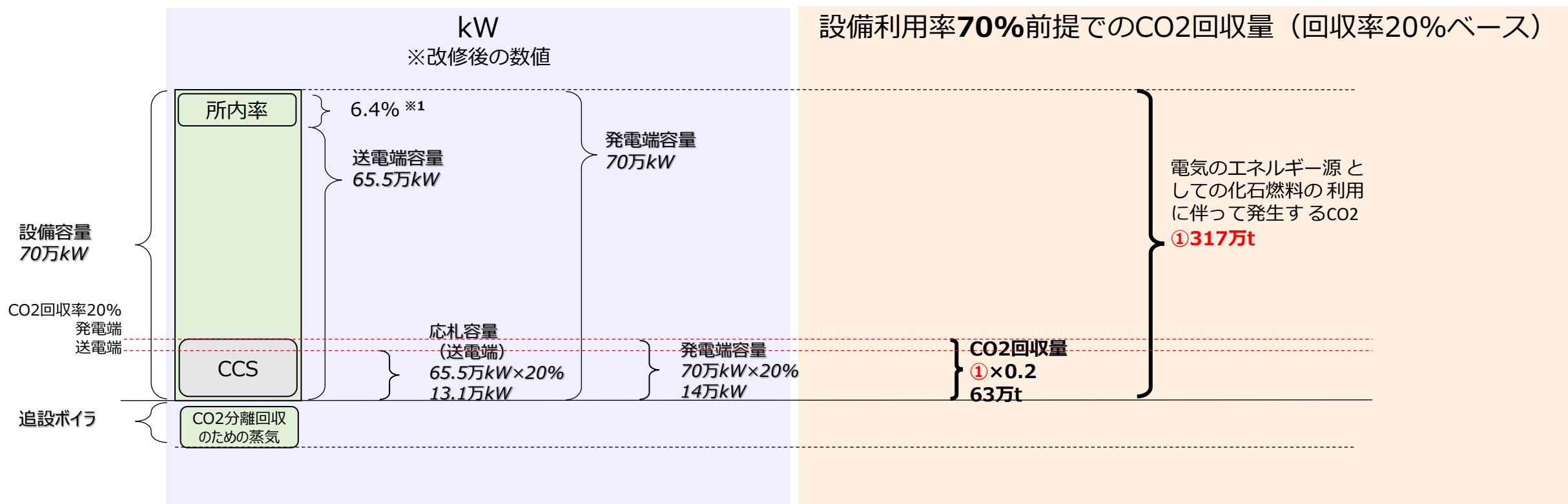
- CO2回収率 $\text{③} \div \text{④}$ ※定格出力時ベース
- 年間CO2貯蔵率 $\text{①} \div \text{②}$ ※実績ベース

※高度化法では、実績の「送電端電力量 $\times$ (① $\div$ ④)」により算出されたkWhに対して、非化石価値が付与される。この実績の④を用いて、「実績の④ $\times$ (応札容量 $\div$ 発電端設備容量) = 実績の②」を算出し、この実績の②と実績の①から、年間CO2貯蔵率を算出。



※1 抽気・補助ボイラー由来のCO2も貯蔵量に含まれる場合は、実際のCO2貯蔵量 $\times$ (④ $\div$ ⑤) を①とする。

(参考) 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



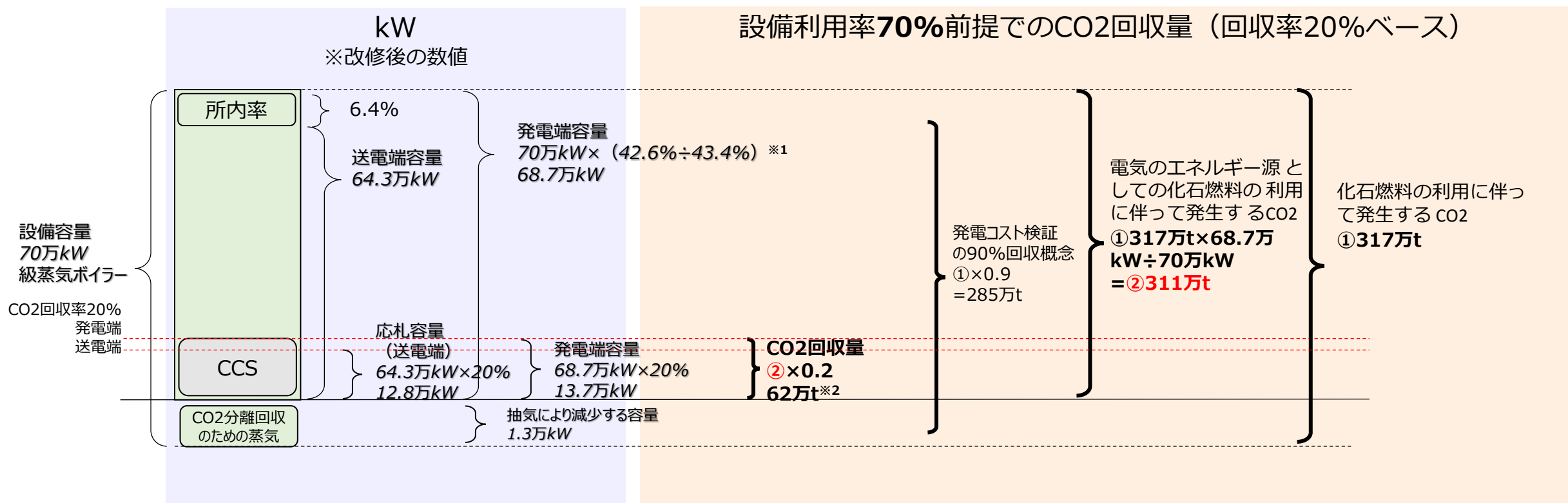
※1 所内率については、コスト検証における、石炭火力のモデルプラントの所内率5.6%とCCS付石炭火力のモデルプラント（CO2回収率90%）の所内率9.3%から、CO2回収率20%の場合の所内率を線形補間により算定した6.4%を採用している。

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）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。

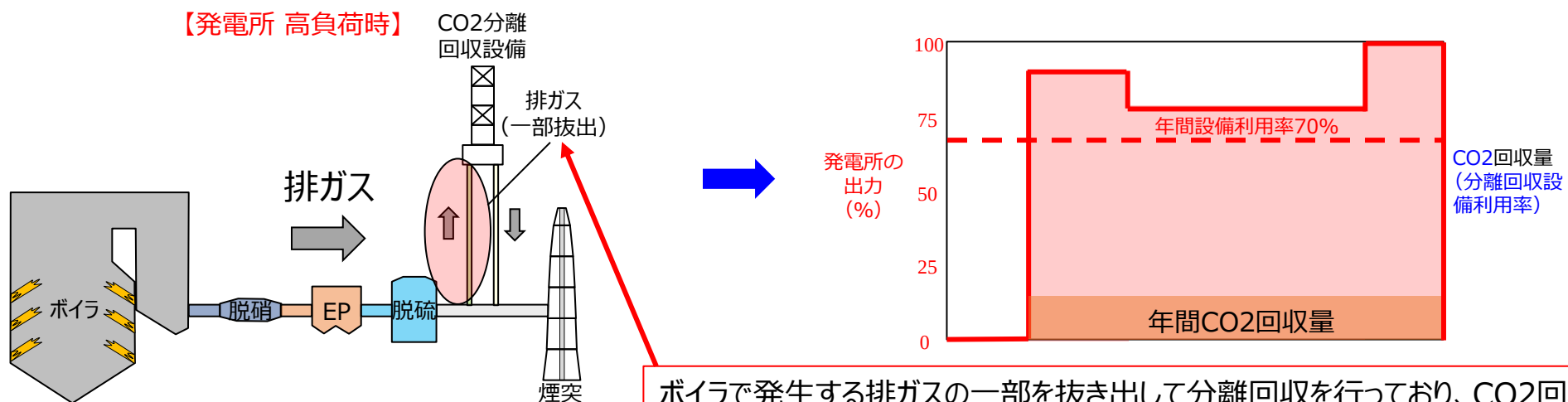
※2 概念図に記載する62万tには、「CO2分離回収のための蒸気」相当のCO2回収量も含まれているものの、概念図上は全量が発電端から生じるCO2回収量と観念して記載している。

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。

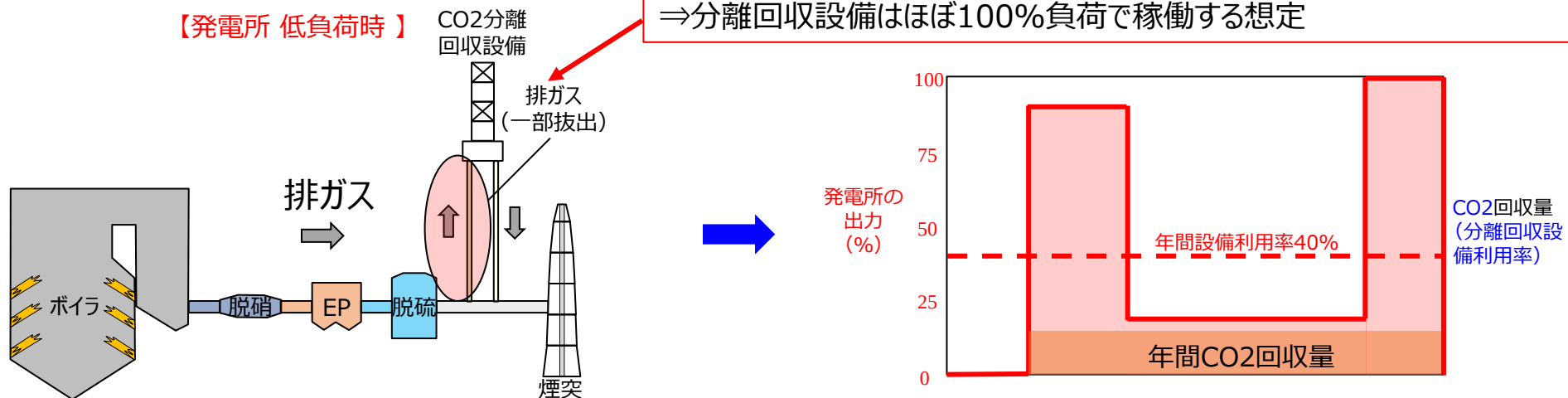
そのため、CO2回収量と応札容量の対応関係を図示するために上記の記載方針としている。

(参考) 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。



ボイラで発生する排ガスの一部を抜き出して分離回収を行っており、CO2回収率20%の場合、発電所低負荷時でも排ガスの抜出量はほぼ変わらない（CO2回収量がほぼ一定）。
⇒分離回収設備はほぼ100%負荷で稼働する想定



(参考) 2025年2月の発電コスト検証WGにおけるCCSの諸元

CO2 分離回収コスト

【分離回収費用】

諸元のベース			先進的 CCS 事業の CO2 分離回収設備の建設費のデータ	
資本費	建設費	石炭併設	43.9 万円/kW	先進的 CCS 事業の複数の建設費のデータから作成した近似直線により、必要となる CO2 分離回収可能量により補正して算出。
		LNG 併設	12.2 万円/kW	先進的 CCS 事業において事例が少ないことから、スケールアップ則(0.6 乗則)により、必要となる CO2 分離回収可能量により補正して算出。
	設備の廃棄費用		建設費の 5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020)で用いられている廃棄費用の一般値を使用。
運転維持費	石炭併設	修繕費	2.0%/年 (建設費における比率)	修繕費、諸費、業務分担費については、分離回収設備が火力発電所にある公害防止のための設備(脱硫装置等)と同じく鋼材で構築されたものであり、構成部品(電動機、吸収液を吹きかけるスプレー、配管等)にも大きな違いがないことから、火力発電のモデルプラントと同一の諸元を使用。
		諸費	2.3%/年 (建設費における比率)	
		業務分担費 (一般管理費)	12.5%/年 (直接費における比率)	
	LNG 併設	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	
		諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	
		業務分担費 (一般管理費)	14.0%/年 (直接費における比率)	

(参考) 2025年2月の発電コスト検証WGにおけるCCSの諸元

CO2 輸送・貯留コスト

【共通事項】

CO2 輸送・貯留量 (二酸化炭素量)	300 万 t-CO2／年	CO2 排出源の集積化により輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、CO2 輸送・貯留量を 300 万 t-CO2／年と設定。
圧入レート	50 万 t-CO2／年・坑	苫小牧 CCUS 実証において、国内の地層状況を踏まえると、国内で圧入する場合には1坑あたり 50 万 t-CO2／年を圧入することが可能とされたことを踏まえ、50 万 tCO2／年・坑と設定。
輸送距離	陸域パイプライン 200km	2040 年新設プラントであることを踏まえ、貯留地と排出地は一定程度離れていると想定されるところ、先進的 CCS 事業における検討状況等を参考に、200km と設定。
	液化 CO2 船舶 1,000 km	先進的 CCS 事業の国内貯留事業における想定や、現在 NEDO において行われている船舶輸送の実証(輸送距離 1,000km)を参考に、1,000 kmと設定。

【輸送費用(船舶)】

諸元のベース			NEDO による令和5年度実証事業(液化 CO2 船舶輸送)等	
資本費	建設費	液化 CO2 船	531 億円	年間輸送量(300 万 t-CO2／年)・輸送距離(1,000km)から船舶の規模(約 3.6 万 t 級)及び船舶数(3 隻)を決定した上で、NEDO の令和5年度実証事業における建造費等をもとに作成した、液化 CO2 船の規模と建造費の相関データを参照して算出。
		陸上設備	772 億円	船舶の規模(約 3.6 万 t 級)や船舶数(3 隻)から必要となる設備の能力(液化設備:液化量 300 万 t/年 貯蔵タンク:約 1 万 t×4 基 荷役設備能力:流量約 3.6 万 t/日)を設定し、NEDO の令和5年度実証事業における建設費等をもとに作成した、当該設備の能力と建設費の相関データを参照して算出。
	設備の廃棄費用		建設費の 5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020)で用いられている廃棄費用の一般値を使用。
	運転維持費	人件費 液化 CO2 船: 11 億円／年 陸上設備: 4.9 億円／年 修繕費 液化 CO2 船:5%／年 陸上設備: 2%／年 (建設費における比率) 燃料費 9.9 億円/年	いずれも NEDO の令和5年度実証事業における想定値。	

【貯留費用】

諸元のベース			石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果等	
資本費	建設費	掘削費	590 億円	石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえ、掘削費として約 444 億円(6本分)、調査費(三次元弾性波探査や地質モデルによるシミュレーション、海域調査等の費用)として約 41 億円、試掘費として約 105 億円(先進的 CCS 事業における検討状況も踏まえ、モデルプラントごとに2回分)を計上。
		圧入ポンプ	104 億円	圧入ポンプの能力を 324kW×2 機とした上で、圧入ポンプの能力と建設費の相関データを参照することで算出。
	設備の廃棄費用		建設費の 5%	IEA/OECD NEA “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition” (2020)で用いられている廃棄費用の一般値を使用。
運転維持費	廃坑費用		14 億円	石油・ガス資源開発分野事業者のヒアリング結果等を踏まえ廃坑する際の費用を算出。
	人件費		4.7 億円／年	石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果より
	修繕費		2%／年 (建設費における比率)	石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果より
モニタリング費用	閉鎖後		35 億円	5 年間で 2 回の三次元弾性波探査(1 回あたり約 2.6 億円)・年 1 回の海洋調査(1 回あたり約 0.7 億円)を 20 年間実施することとして費用を算出。

(参考) CCS支援制度の支援対象範囲

第3回CCS事業の支援措置に関するワーキンググループ
(2025年3月28日) 資料3

基準価格（輸送貯留料金＋排出事業者の分離回収にかかるコスト）の考え方

基本的な考え方

- ・コスト差に着目した支援の「**基準価格**」は、オークションで決まる「**CO2トン当たり輸送貯留料金**」に実際のコストを積み上げた「**排出事業者の分離回収にかかるコスト**」を加えたものとするかどうか。
- ・**排出事業者が複数いる場合の基準価格は排出事業者ごとに設定**してはどうか。
- ・**急激な為替変動など事後的なコスト変動については、一定以上の変動が一定期間以上継続する等の閾値を設け、予め設定したフォーミュラにしたがって機械的に補正できるような仕組みを導入**してはどうか。
- ・輸送貯留料金、排出事業者の分離回収にかかるコストには主として以下が含まれるものとして上限価格や支援対象となるコストを設定してはどうか。

輸送貯留料金

- ・輸送貯留事業にかかるコスト、その他人件費、メンテナンス費、安全管理費等
- ・モニタリング及び廃坑に係るコストの一部
- ・輸送貯留事業者の支払う保険料の一部
- ・IRR（※）

※CCS事業のリスクを踏まえた適切な水準で設定する必要があるのではないかと。

排出事業者の分離回収にかかるコスト

- ・分離回収にかかるコスト、その他人件費、メンテナンス費、安全管理費等
- ・排出事業者の支払う保険料の一部

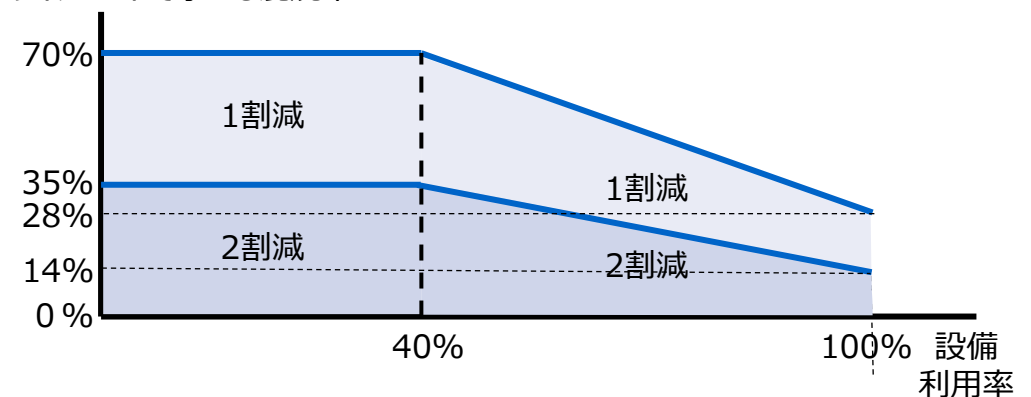
<水素・アンモニア・CCS> 論点② 年間混焼率リクワイアメント

- 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・アンモニアの可変費を設備利用率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、以下のとおり、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てはどうか。

※応札価格に設備利用率4割未満の可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。
CCS付火力に対する年間CO2貯蔵率リクワイアメントも、上記と同様とする。

減額割合	水素・アンモニアの燃料の年間混焼率（A%）
1 割	$35\% \leq A < 70\%$ ※設備利用率（B%）が40%を超える場合、 $(1400/B)\% \leq A < (2800/B)\%$
2 割	$0\% \leq A < 35\%$ ※設備利用率（B%）が40%を超える場合、 $0\% \leq A < (1400/B)\%$

脱炭素kWにおいて
リクワイアメントで求める混焼率



<水素・アンモニア・CCS> 論点③ 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、というように、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がない必要がある**のではないかな。

第8次中間とりまとめ（2022年10月）

① 対象

（【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資）

（略）

また、後述のとおり、制度適用期間が20年以上に設定されれば、長期間の稼働が担保されることになる。更には、アンモニア混焼にするための改修の場合は、設備投資の大半が受入貯蔵設備の建設費であるが、受入貯蔵設備は、その後の混焼率の拡大や、専焼化のためのリプレイス後であっても流用可能であり、2050年時点でも利用されることが想定される。

これらの点を踏まえれば、(b)の既設火力の改修案件は、短期的な供給力の増加には寄与しないものの、中長期的にみて供給力の確保に繋がる投資といえるため、本制度措置の対象とすることとした。

<バイオマス> 論点① 可変費の支援範囲、上限価格、募集上限

- 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のではないか。※なお、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。
- 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**こととしてはどうか。
- 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。

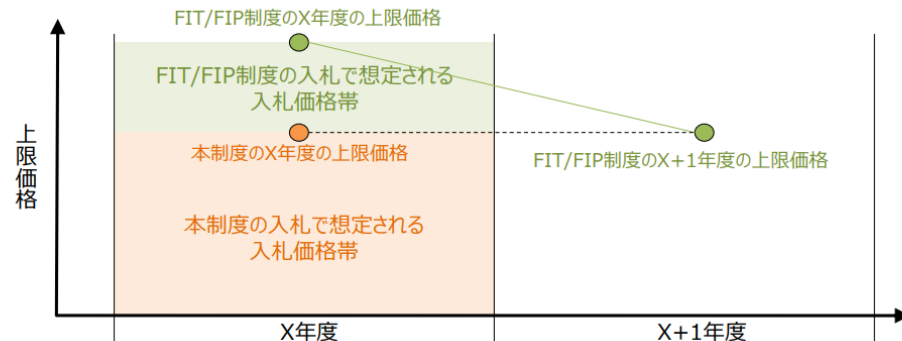
※前述のとおり、上限価格の閾値を20万円/kW/年に引き上げたとしても、FIT/FIPの上限価格を上回ることはない、という整理自体は変わらない。

論点5 FIT/FIPの対象となっている再エネの上限価格

第71回制度検討作業部会
(2022年10月31日) 資料5

- FIT/FIP制度は、「他電源と共通の環境下で競争する自立化」までの途中経過に位置づけられるものであり、本制度は様々な電源種が電源種混合で共通の環境下で競争を行っていく仕組み。
- したがって、**競争的な再エネ電源が、本制度によって導入されていくように、FIT/FIP制度の適用対象の電源種の上限価格を設定してはどうか。**
- 具体的には、FIT/FIP制度の入札で想定される入札価格帯（下図参照）より低い価格であれば、**競争的な再エネ電源**といえることから、**原則FIT/FIP制度における翌年度の上限価格※をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定してはどうか。**

※ 入札がない電源種は、調達価格・基準価格。同じ電源種で複数の上限価格・調達価格・基準価格が存在する場合は、その中の最低価格。
本制度においてリブレースの定義を別途設けた電源種は、リブレースの区分ごとの調達価格・基準価格。
洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく直近の公募の上限価格。
バイオマスは、FIT/FIP制度の上限価格には燃料費が含まれており、燃料費を除いた固定費のみの価格の算出が困難なため、発電コスト検証の数値。



<バイオマス> 論点① 可変費の支援範囲、上限価格、募集上限

- 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、以下のとおりとしてはどうか。
- なお、上限価格は閾値20万円/kW/年末満であることから、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てはどうか。

単位 万円/kW/年	第1回	第2回	第3回	主な諸元
新設・ リプレイス	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。

（注）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なることを踏まえ、本制度においても、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、対象となるバイオマス燃料から除外する。

<落札価格の補正> 論点① 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

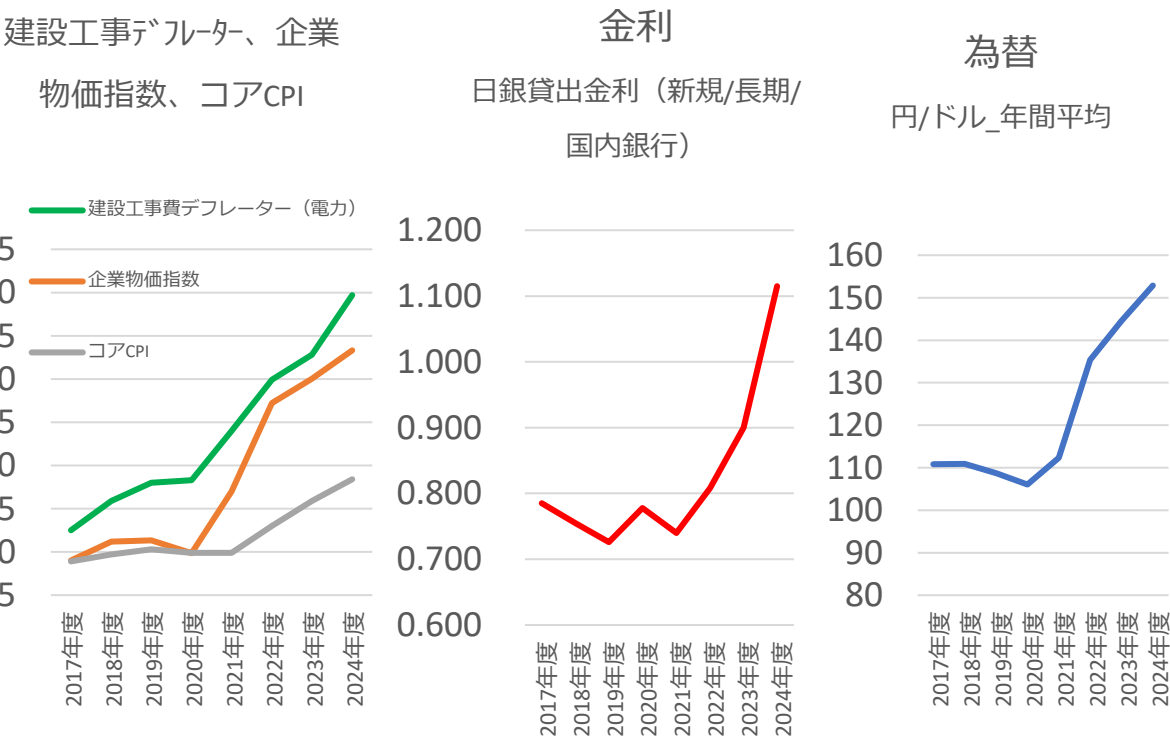
③ 事業環境整備・市場環境整備

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。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 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のではないか。
- 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、右下表のとおり、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てはどうか。 ※調整後の価格が、上限価格を超えることは可。



	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 <u>1年毎に消費者物価指数（コアCPI）</u> で補正			
今般の見直し後	<u>運用時の1回に限り、建設工事デフレーター（電力）</u> で補正	1年毎に <u>企業物価指数（総平均）</u> で補正	1年毎に <u>為替レート、海外の消費者物価指数（コアCPI）等</u> で補正	・ <u>運用時の1回に限り、建設工事デフレーター（電力）</u> で補正 ・ 1年毎に、 <u>日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）</u> で補正

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 自動補正は、以下の計算式に則り、原則、**各年度の期首に1回行う**こととしてはどうか。
- 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※を選択できる**こととしてはどうか。

※「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。

- 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**こととしてはどうか。

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

※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）が内包されているため、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。

(参考) 事業報酬率5%とした際の事務局資料

(3)事業報酬（資本コスト）

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

< ①入札価格に織り込める水準>

- 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率（税引前WACC）の5%と同様に、全電源種一律に税引前WACC5%を上限として、入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。

現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) に赤字追加

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標^{※1}等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	3.13%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 $\text{インフレーション率} = \frac{2020\text{年(暦年)の総固定資本形成}}{2014\text{年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年（2014 年）：99.1%、2019 年：102.2%	内閣府 国民経済計算（GDP 統計） 暦年デフレーター（暦年）の総固定資本形成
期待インフレ率 ^{※2}	0.34%	将来の物価上昇率の予測値における過去 10 年の平均値。 期待インフレ率 = 0.4 × 前年度のコア CPI 変化率 + 0.6 × 前年度の期待インフレ率	総務省統計局 消費者物価指数(コア CPI) 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表：appl-1 参照
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） $= \frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	42.9%	2018 年度の資本金 1 億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省（経済産業省企業活動基本調査） 統計表：3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	経済産業省 持続的成長への競争力とインセンティブへ 企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト 伊藤レポート（本文）P44 参照
他人資本比率	57.1%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.86%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去 10 年の平均値。	日本銀行（金融経済統計月報） 公表データ：金融 1 参照
実効税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2020 年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。