

長期脱炭素電源オークションについて

2026年6月23日

資源エネルギー庁

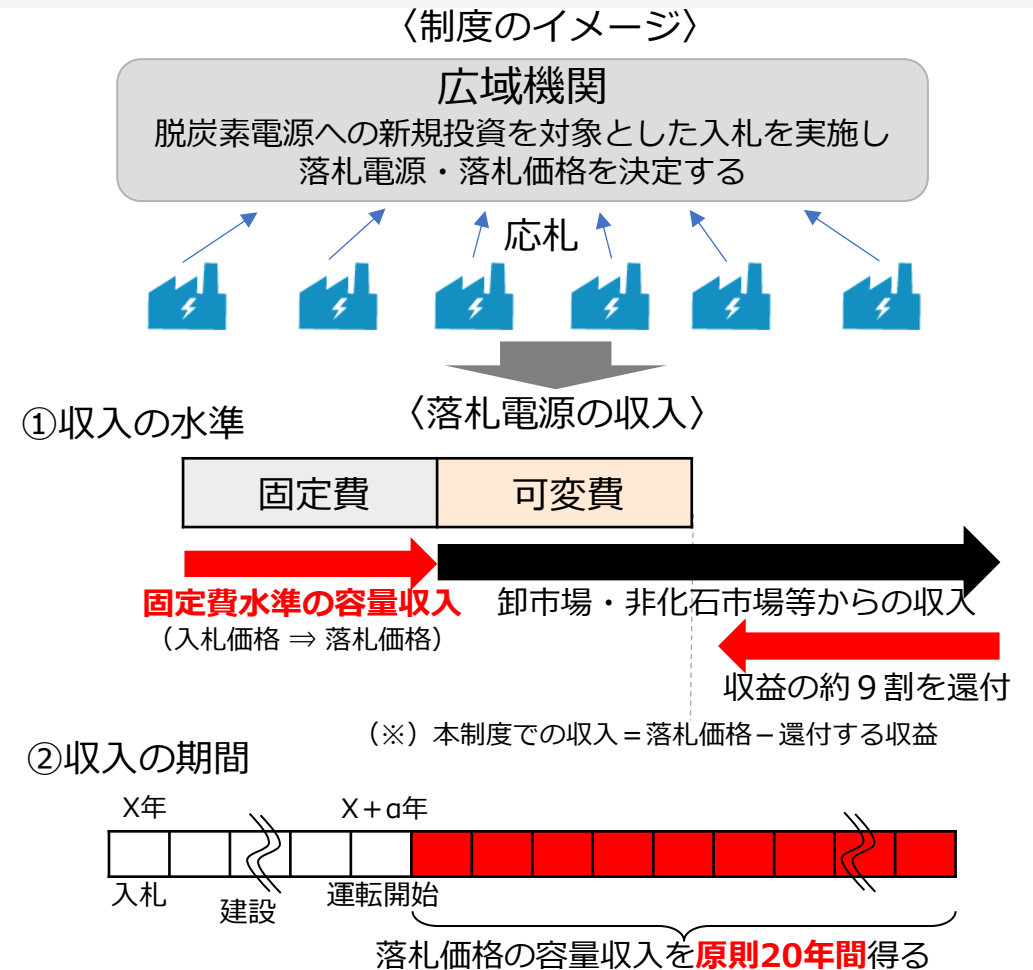
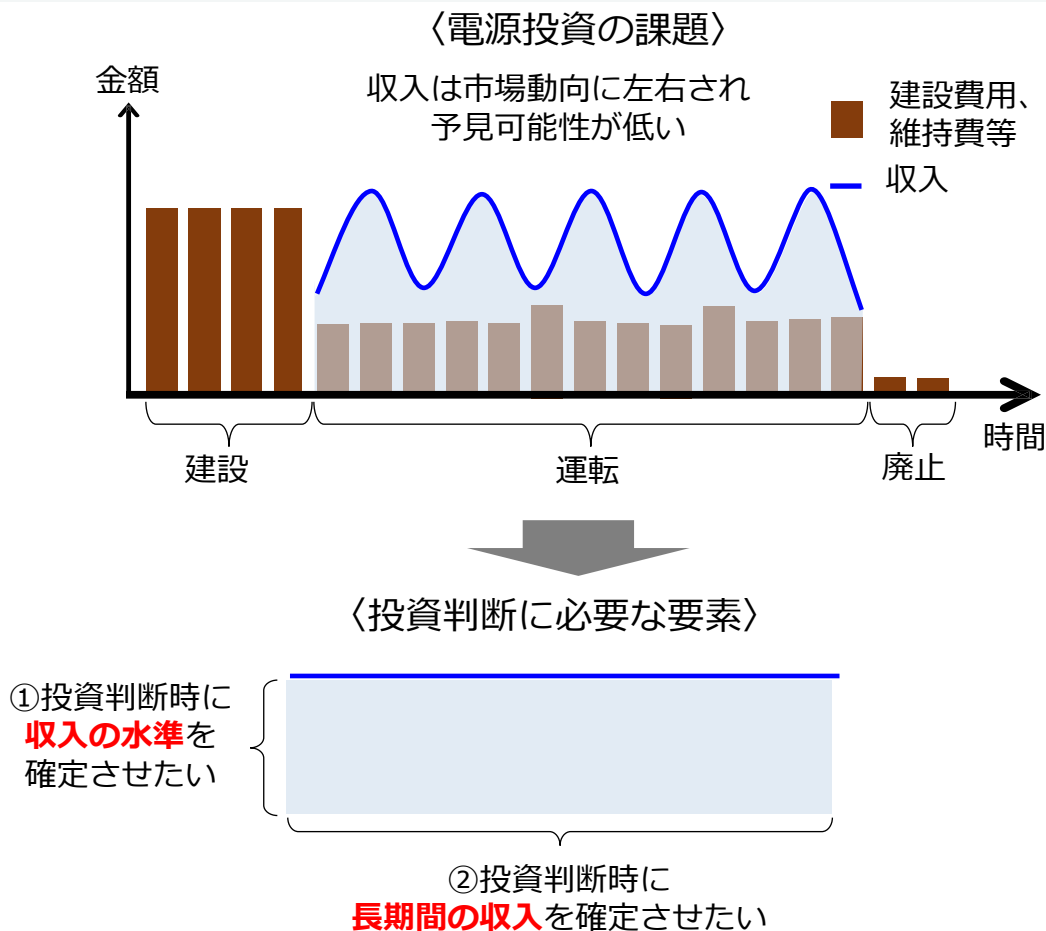
本日御議論いただきたい事項

- 本日も、前回に引き続き、来年1月に予定されている長期脱炭素電源オークションの第4回入札に向けた制度見直しをご議論いただきたい。本日もご議論いただきたい論点は以下のとおり。

項目	論点
資本コスト	論点① 全電源の資本コスト
バイオマス	論点② バイオマスの扱い
上限価格	論点③ LNGの上限価格 論点④ 脱炭素電源の上限価格
制度適用期間	論点⑤ 制度適用期間

(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。



論点① 全電源の資本コスト

- 前回の会合では、本制度の応札価格に算入できる資本コストのベースの5%について、足下の金利上昇により、2025年の金利が1.41%まで上昇していることを踏まえ、0.4%を加算して5.4%とする案について、御議論いただいた。

第2回電力安定供給WG
(2026年6月5日) 資料4

論点⑤ 全電源の資本コスト

- 足下では金利が上昇局面に入っており、2025年の金利（日銀の貸出約定平均金利）は1.41%まで上昇しており、税引前WACCを5%と算定した際の他人資本コスト0.98%※1に比して約0.4%上昇している。
- こうした中で、応札価格に算入できる資本コストのベースを5%のまま維持した場合には、応札事業者にとっては実質的な収益性が低下し、応札が困難となるおそれがある。
- 落札事業者が適正水準の資本コストを確保できるようにするため、第4回入札における資本コストのベースは、5%に足下の金利上昇幅の0.4%を加算して5.4%※2とし、電源種毎に4.4%～6.4%としてはどうか。また、第5回入札以降も、毎年の金利変動を反映して、資本コストを設定してはどうか。

※1 0.98%は、2020年当時の過去10年間の金利の平均値。今般の資本コストの見直しにおいて、足下の金利を過去10年間の平均金利とすると、足下の金利上昇を反映できないため、2025年の1年間の金利1.41%との差分で算出している。

※2 小数点第2位を四捨五入。

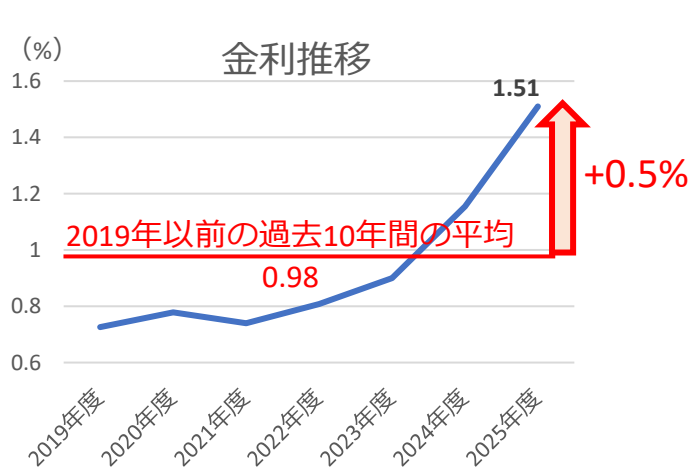


第4回入札の資本コスト

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
資本コスト (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱 (アセス済) 、蓄電池 4% 4.4%	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・LNG 専焼 (アセス済・不要)、 LDES 5% 5.4%	一般水力・揚水、 水素・アンモニア・CCS・バイオ マス・LNG専焼、原子力 6%6.4%

論点① 全電源の資本コスト

- これに関して、複数の委員から、足下の金利は更に上昇しているため、もう少し手前の金利を使った方がよいのではないか、との御意見をいただいた。
- これを踏まえ、前回御提案した「2025年」の平均金利（1.41%）ではなく、より手前の「2025年度」の平均金利（1.51%）を引用し、資本コストのベースの5%は、0.5%を加算して5.5%*としてはどうか。
※ 電源種毎の資本コストは、4.5%~6.5%とする。
- なお、他人資本コストの算定に当たって参照している「日銀の貸出約定平均金利」は、月単位の金利水準は上下していることから、特定の月の数値を参照するのではなく、一定期間（ここでは一年）の平均値を用いることとしてはどうか。また、落札価格に含めた資本コストは、次頁のとおり、毎年の金利状況に応じて、毎年度補正していくことから、今後の金利上昇にも対応できるものと考えられる。



金利	
1月	1.258
2月	1.224
3月	1.348
4月	1.428
5月	1.357
6月	1.359
7月	1.492
8月	1.378
9月	1.536
10月	1.554
11月	1.425
12月	1.53
1月	1.564
2月	1.614
3月	1.885

第4回入札の資本コスト

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
資本コスト (税引前WACC)	太陽光・風力・地熱 (アセス済)、蓄電池 4% 4.5%	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・LNG専焼 (アセス済・不要)、LDES 5% 5.5%	一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス・LNG専焼、原子力 6% 6.5%

第2回電力安定供給WG (2026年6月5日) でいただいた御意見

- 全電源の資本コストについて、今回の改定によりWACC5%の構成要素のうち、他人資本コストについて金利上昇を反映するものと理解しており適切と捉えている。一方で、水準を見ると、2025年の平均貸出約定金利よりも、2026年3月末時点を見るとさらに0.4%高い。足元の金利急騰が表れている。こうした趨勢を踏まえると、平均値をとることが適切かどうかという点は検討が必要ではないか。
- 全電源の資本コストについて、今回、0.4%上昇するという事は第一歩としては賛同するが、足元の急速な金利上昇と電源の不足状況を考えるとこれで十分なのかという懸念がある。もう少し手前の金利を使った方がよいのではないか。

(参考) 落札価格の自動補正

- 前頁の見直しに伴い、落札価格の自動補正における「金利補正」の式は、第4回入札では右下のとおりとなる。

〈落札価格の自動補正（個別補正）の式〉

$$\begin{aligned}
 X \text{ 年度の容量確保契約金額} = & \text{(建設費 + 廃棄費用 + 系統接続費)} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 + & \text{運転維持費} \times \frac{X-1 \text{ 年の企業物価指数}}{\text{入札年度の前年の企業物価指数}} \quad \ast 1 \text{ 補正は 1 回のみ} \\
 + & \text{事業報酬} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\
 & \times \frac{5\% + (X-1 \text{ 年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})^{\ast 2}}{\text{ベースのWACC (5\%)}} \quad \text{〈第4回入札の金利補正の式〉} \\
 + & \text{可変費 (水素・アンモニアの燃料費、CCSの輸送・貯留費用) の補正} \\
 & \frac{5.5\% + (X-1 \text{ 年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})}{\text{ベースのWACC (5.5\%)}}
 \end{aligned}$$

※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。

論点② バイオマスの扱い

- バイオマスは、第1回入札から対象電源に含まれているが、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、**制度検討作業部会第22次中間取りまとめ（2025年8月）では、本制度の第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によるバイオマス発電は、支援対象から除外する方針を示していた。**
- 一方で、関連の審議会において、（一般木質等のバイオマス発電について）FIT/FIP制度から外れても、**長期脱炭素電源オークションに参加し、電源間で価格競争の上で支援対象になるかどうか決まることにすればよいのではない**か、という趣旨の御意見をいただいていたところ。
- こうした御意見を踏まえ、改めて検討し、**需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切**ではないか。
- このため、第4回入札では、**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、引き続き対象とすることとしてはどうか。**その上で、上限価格等は、次回ご議論いただくことにしたい。

○第二十二次中間とりまとめ（令和7年8月制度検討作業部会）

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。

○第106回調達価格算定委員会（令和7年10月31日）

途中で、長期脱炭素オークションにバイオマスが入れないのが問題だという話があったが、**確かにイコールフットिंगをした上で適切なもの、そうでないもの、長期脱炭素オークションで選ばれるかどうかが決まるということも手段として考えられるので、このあたりニュートラルに検討が必要。**

○第113回制度検討作業部会（令和8年4月6日）

調達価格算定委でバイオマス業界からヒアリングした際、大規模なバイオマス発電はFITから外れていて、長期脱炭素電源オークションに参加できないのはおかしいのではという意見があり、それは合理的でもっともな意見で、委員の中でもそういう意見が複数あった。そこについてどういう手当をしていくか。検討する余地はあるのか。

論点③ LNG専焼の上限価格

- LNG専焼の第3回入札の上限価格は、2025年2月の発電コスト検証の諸元を基に算定し、5.5万円/kW/年としていたが、諸元として採用されている一部のモデルプラントでは、LNG基地が既に存在していたため、建設費に「LNG基地※のコスト」が含まれていない。 ※LNGタンクや棧橋やローディングアーム等のLNG基地設備
- 今後、LNG基地の整備が必要な新規地点での新設案件（石炭からLNGへのリプレースを含む） にとっては、第3回の上限価格の水準では建設が困難とも考えられる。

第3回入札の上限価格

		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	116,393	
	揚水	新設	76,205~80,657
		リプレース等	
	蓄電池		
	地熱	新設	126,236
		全設備更新型	97,104
		地下設備流用型	58,262
	バイオマス		100,000
	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	

火力発電 火力発電サンプルプラント		発電コスト検証に関する とりまとめ（2025年2月）
	今回のサンプルプラント	（参考）2021年検証における サンプルプラント
石炭火力発電所	モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.4%、設備利用率70%、稼働年数40年 （モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所） ・横須賀2号（65万kW、2023年） ・西条新1号（50万kW、2023年） ・横須賀1号（65万kW、2023年） ・三隅2号（100万kW、2022年）	モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 （モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所） ・常陸那珂共同火力（60万kW、2021年） ・竹原1号（60万kW、2020年） ・能代3号（60万kW、2020年） ・松浦2号（100万kW、2019年）
LNG火力発電所	モデルプラント規模：60万kW、発電効率54.9%、設備利用率70%、稼働年数40年 （モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所） ・姉崎新1号（64.7万kW、2023年）※2 ・上越1号（57.2万kW、2022年） ・石狩湾新港1号（56.9万kW、2019年） ・富山新港LNG1号（42.5万kW、2018年）	モデルプラント規模：85万kW、発電効率54.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 （モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所） ・石狩湾新港1号（56.9万kW、2019年） ・富山新港1号（42万kW、2018年） ・西名古屋7-2号（119万kW、2018年） ・西名古屋7-1号（119万kW、2017年）
石油火力発電所※1	モデルプラント規模：40万kW、発電効率39%、設備利用率70%、稼働年数40年 （モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所） ・尾鷲三田3号（50万kW、1987年） ・宮津1号（37.5万kW、1989年） ・宮津2号（37.5万kW、1989年） ・知内2号（35万kW、1998年）	

※1 石油火力については、震災後建設されたものは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油転換のもの等であることから、過去の2011年・2015年コスト検証の考え方にあわせてサンプルプラントに採用せず、これまでの検証と同様のプラントを横置きしている。

※2 LNG火力については、直近で運開したものは、上越1号(22年12月)、姉崎新1号(23年2月)、姉崎新2号(23年4月)、姉崎新3号(23年8月)の4プラントが挙げられるが、姉崎新1～3号のコスト構造は同一であり、これら3プラントを含めた4プラントをサンプルプラントとすると、姉崎新1～3号のプラント構造が大きく影響することから、姉崎新1～3号から1プラント採用した上で、姉崎新1～3号以外に直近で運開した3プラントを加えた4プラントをサンプルプラントとしている。

論点③ LNG専焼の上限価格

- 前回の会合で議論いただいたように、今後、LNG専焼の募集を当面継続的に行っていく中では、**新たにLNG基地の整備が必要な新規地点での新設案件**も含めて、投資を促進していく必要がある。
- このため、下の表のとおり、**LNG専焼の上限価格**については、①**LNG基地の整備が必要な案件**と、②**LNG基地の整備が不要な案件**と、**別々に設定すること**としてはどうか。
- **LNG基地を整備する場合の上限価格**は、発電コスト検証のモデルプラントの「LNG基地のコストを除いた建設費」に、**過去20年以内に稼働開始したLNG基地の平均の建設費を加算**し、算定してはどうか。
- なお、LNG専焼の上限価格は、上記のとおり2つ設定するが、価格競争によって国民負担が少ない案件から落札させていくため、**同じ募集量の下で競争させること**としてはどうか。

LNG基地の整備	第3回 上限価格 (万円/kW/年)	第4回 上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
有り※1	5.5	9.2	<ul style="list-style-type: none"> ・建設費：発電コスト検証のモデルプラントの「LNG基地のコストを除いた建設費」+公表資料から算定した「LNG基地のコスト※2」=1,367億円+1,116億円=2,484億円 ・資本コスト6.5%
無し		6.5	<ul style="list-style-type: none"> ・建設費：発電コスト検証のモデルプラントのまま。1,736億円（26.8万円/kW×60万kW×建設工事費デフレーター（電力）による補正）を採用。 ・資本コスト6.5% <p>※第3回の上限価格から第4回の上限価格が上昇するのは、資本コストが5%から6.5%に上昇することと、物価補正の指標を総資本形成デフレーターから建設工事費デフレーター（電力）に変更するため。</p>

※1 LNGタンク、栈橋、ローディングアームの全てを含むLNG基地を新たに整備する案件に限る。

※2 LNG基地のコストは、第11回ガスシステム改革小委員会（2014年7月17日）資料3の図表4-4に記載のあるLNG基地費用のうち、比較的最近（過去20年以内）に稼働開始した案件の費用（建設工事費デフレーター（電力）で2025年まで補正）の平均。

(参考) LNG基地の設備投資額の水準

【図表4-4】LNG基地建設に係る第一期設備投資額と工期の例

所有者	基地名 (稼働開始年月・工期)	設備投資額	設備容量(KI)	備考
北海道ガス	石狩LNG基地 (平成24年12月・約4年5月)	約400億円	180,000×1	・敷地面積 約96,902㎡ ・LNG気化器 40t/h×1基 80t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
仙台市	仙台LNG基地 (平成9年6月)	約369億円	80,000×1	・敷地面積 96,459㎡ ・LNG気化器 30t/h×3基 ・貯蔵形式 地下
東京電力	富津LNG基地 (昭和61年11月)	約1,145億円	90,000×4	・敷地面積 210,000㎡(一期工事範囲) ・LNG気化器 170t/h×3基、60t/h×1基 ・貯蔵形式 地下
東京ガス	扇島工場 (平成10年10月)	約1,700億円	200,000×1	・敷地面積 312,000㎡ ・LNG気化器 150t/h×2基 ・貯蔵形式 地下
国際石油開発帝石	直江津LNG基地 (平成25年12月・約4年5月)	約1,000億円 (土地取得費用 等を含む)	180,000×2	・敷地面積 約250,000㎡ ・LNG気化器 80t/h×3基 130t/h×1基 ・貯蔵形式 地上
清水エル・エヌ・ジー	袖師基地 第1号:平成8年7月 第2号:平成13年1月	約500億円	82,900×1 94,300×1	・敷地面積 89,000㎡ ・LNG気化器 22t/h×5基 ・貯蔵形式 地下
知多エル・エヌ・ジー	知多LNG事業所 (昭和58~59年)	約915億円	80,000×6	・敷地面積 319,540㎡ ・LNG気化器 130t/h×5基 ・貯蔵形式 地上
東邦ガス	四日市工場 (平成3年10月)	約290億円	80,000×1	・敷地面積 86,959㎡ ・LNG気化器 20t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
中部電力	四日市LNGセンター (昭和62年)	約780億円	80,000×4	・敷地面積 151,000㎡ ・LNG気化器 125t/h×4基、60t/h×1基 ・貯蔵形式 地上
大阪ガス	姫路製造所 (昭和59年3月)	約700億円	80,000×4	・敷地面積 465,000㎡ ・LNG気化器 60t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
関西電力	姫路LNG管理所 (昭和54年6月)	約625億円	80,000×3 40,000×1	・敷地面積 190,000㎡ ・LNG気化器 120t/h×5基 ・貯蔵形式 地上
広島ガス	廿日市工場 (平成8年3月)	約240億円	85,000×1	・敷地面積 34,808㎡ ・LNG気化器 4t/h×2基、17t/h×2基 ・貯蔵形式 PL
中国電力	柳井LNG基地 (平成2年11月)	約660億円	80,000×3	・敷地面積 500,000㎡(発電所含む) ・LNG気化器 55t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
西部ガス	福北LNG基地 (平成5年10月)	約230億円	35,000×1	・敷地面積 64,000㎡ ・LNG気化器 20t/h×2基 ・貯蔵形式 地下
大分エル・エヌ・ジー	大分LNG基地 (平成2年5月)	約820億円	80,000×3	・敷地面積 296,000㎡ ・LNG気化器 95t/h×4基 ・貯蔵形式 地上
日本ガス	鹿児島LNG工場 (平成8年3月)	約130億円	36,000×1	・敷地面積 約67,000㎡ ・LNG気化器 7.5t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
【建設中の基地】				
東京ガス	日立LNG基地 (平成27年度・約3年)	約1,200億円 (茨城~栃木幹線を含む)	230,000×1	・敷地面積 - ・LNG気化器 3基 ・貯蔵形式 地上
ひびきエル・エヌ・ジー (西部ガス・九州電力)	ひびきLNG基地 (平成26年11月・約4年)	約700億円	180,000×2	・敷地面積 約325,000㎡ ・LNG気化器 55t/h×3基 50t/h×2基 ・貯蔵形式 地上
【増設中の基地】				
東邦ガス	知多緑浜工場 3号基 (平成28年8月)	約212億円	200,000×1	・敷地面積 - ・LNG気化器 - ・貯蔵形式 地下

第11回 ガスシステム改革小委員会
(2014年7月17日) 資料3

赤枠が、過去20年以内に
稼働開始した案件

(出典)「今後のガス市場整備の基本的な政策のあり方について～グランドデザイン～」
(平成14年4月ガス市場基本問題研究会) 及び事業者資料から資源エネルギー庁作成

論点④ 脱炭素電源の上限価格

- 脱炭素電源のうち、以下の電源種の上限価格については、諸元が一定程度最新の状況を反映しているものと考えられる。
 - FIT/FIP・海洋再エネ整備法の上限価格を引用している電源種（太陽光、風力、地熱）：最新の運転開始案件のデータ等を踏まえて、上限価格が設定されている。
 - 蓄電池：最新の補助金事業の採択案件のデータを踏まえて、本制度の上限価格を設定。
 - 水素・アンモニア・CCS：GI基金事業の最近の検討状況などを引用して、本制度の上限価格を設定。
- 一方で、一般水力や揚水（新設）や原子力は、直近に運転開始したプラントが少なく、主に1990年代から2000年代の比較的古いプラントのデータを基に本制度の上限価格を算定している（次頁参照）。こうした古いプラントのデータは、建設工事費デフレーターで物価補正しているものの、発電事業者からは、建設費の見積もりが、建設工事費デフレーター以上の上昇幅となっているとの指摘が多い。実際に、次々頁のとおり、建設資材価格等の各種指標が建設工事費デフレーター以上の上昇幅となっていることから、こうした物価上昇を上限価格に反映しなければ、応札が困難となる可能性がある。
- これまで、本制度の上限価格は、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、諸元のコストの1.5倍に設定していたが、現下の物価上昇の状況を踏まえ、プラントの参照データが古い一般水力・揚水（新設）・原子力の上限価格は、諸元のコストの2倍に引き上げることとしてはどうか。

※揚水（新設）は、上限価格を引き上げた結果、閾値（20万円/kW/年）を超えるため、20万円/kW/年が上限価格となる。

※LDESは、参照できる価格のデータがないため、同じ募集上限の中での競争相手となる揚水（新設）と同じ上限価格としているが、今回、揚水（新設）の上限価格を引き上げるため、LDESの上限価格も同様に引き上げる。

(参考) 一般水力、揚水・原子力の上限価格の諸元

第90回制度検討作業部会
(2024年3月22日) 資料5

<一般水力> 論点② 上限価格

- 初回入札の一般水力の上限価格は、直近の10万kW以上の開発案件の実績を元に、算定していた。
- 前回の本部会で御議論いただいたとおり、一般水力（自流式・貯水式）は3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を対象に追加するため、第2回入札の一般水力の上限価格は、**3万kW以上の一般水力を対象として事務局において調査した4プラントの実績を元に、平均固定費（資本費+運転維持費+事業報酬）の1.5倍として、上限価格を設定してはどうか。**

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

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

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

<蓄電池・揚水> 論点② 上限価格

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

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

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

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

15. 原子力

諸元のベース

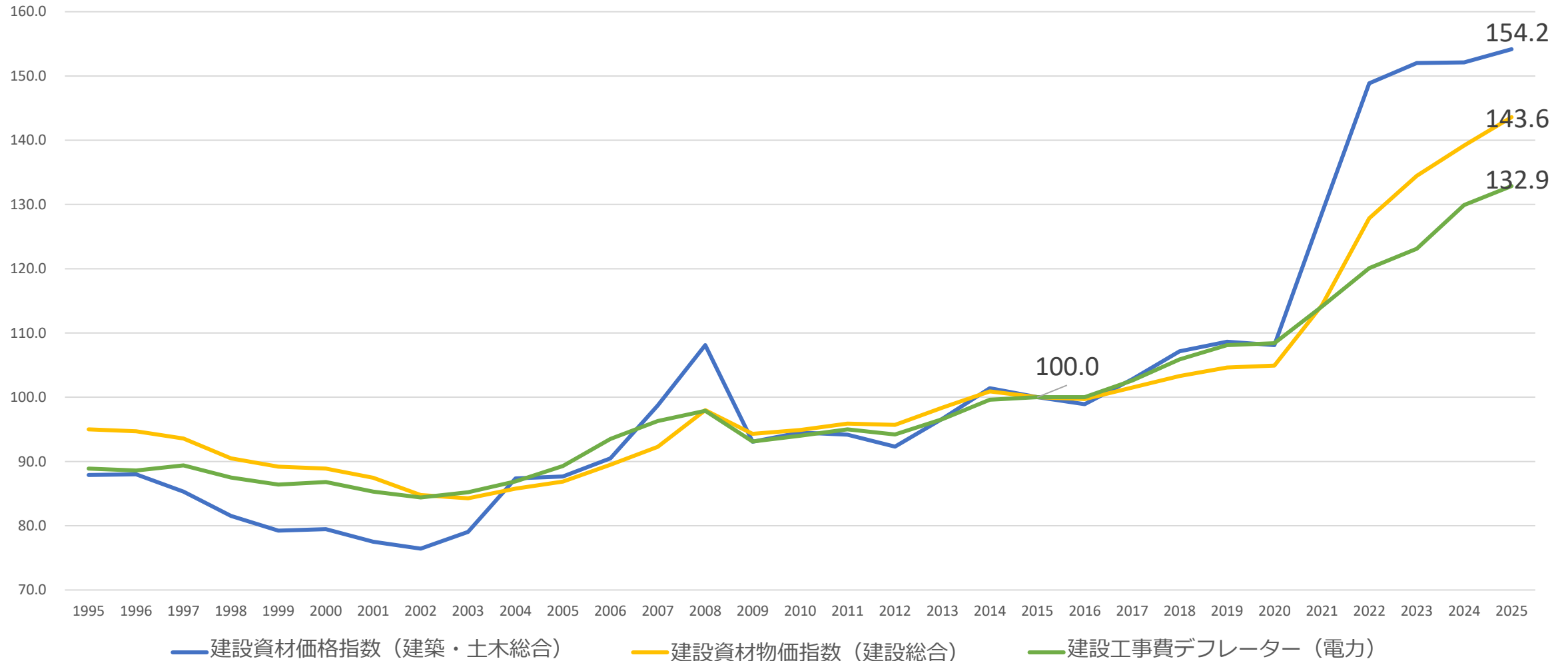
直近、運転開始した発電所(サンプルプラント、4基)の最新のデータ、関連事業者へのヒアリング

- ※ サンプルプラント(名称、定格出力、運転年)
- 東北電力(株)東通1号 110万kW 2005年
- 中部電力(株)浜岡5号 138万kW 2005年
- 北陸電力(株)志賀2号 135.8万kW 2006年
- 北海道電力(株)泊3号 91.2万kW 2009年

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 各電源の諸元一覧

(参考) 物価の推移

建設指標の推移 (2015年度基準に補正)



- ・建設資材価格指数 (建築・土木総合) 一般社団法人 経済調査会<https://www.zai-keicho.or.jp/service/build/price/>
- ・建設資材物価指数 (建設総合) 一般社団法人 建設物価調査会https://www.kensetu-bukka.or.jp/business/so-ken/shisu/shisu_shizai/
- ・建設工事費デフレーター (電力) 国土交通省https://www.mlit.go.jp/statistics/details/t-other-2 tk_000362.html

(参考) 第4回入札の上限価格

- 第4回入札の上限価格は、以下のとおり。諸元の詳細は次頁以降のとおり。

(円/kW/年)

		第3回の上限価格	第4回の上限価格	備考 (WACC、倍数)	
新設・リプレース等※1	太陽光	93,712~200,000	次回議論		
	陸上風力	89,178~197,120			
	洋上風力	180,655~200,000			
	一般水力	新設	118,812	192,739	6.5%、2倍
		リプレース	54,974	83,778	6.5%、2倍
	揚水	LDES	116,393	200,000	6.5%、2倍
		新設	76,205~80,657	70,675~74,417	4.5%、1.5倍
		リプレース等			
	蓄電池	新設	126,236	次回議論	
		全設備更新型	97,104		
		地下設備流用型	58,262		
	バイオマス	100,000			
	原子力 (既設原発の安全対策投資を含む)	135,602	193,810	6.5%、2倍	
	水素混焼 (10%以上)	134,414	132,666	6.5%、1.5倍	
	水素専焼	795,735	739,104	6.5%、1.5倍	
	アンモニア専焼	303,129	289,200	6.5%、1.5倍	
LNG専焼	55,242	65,284	6.5%、1.5倍		
LNG専焼 (基地新設あり)	—	92,068	6.5%、1.5倍		
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	703,352	6.5%、1.5倍	
	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	353,563	6.5%、1.5倍	
	既設石炭火力を20%以上のCCS付きにするための改修	343,799	324,582	6.5%、1.5倍	
	既設LNG火力を20%以上のCCS付きにするための改修	137,939	114,926	6.5%、1.5倍	
	バイオマス専焼にするための改修	100,000		次回議論	

※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。

※ 脱炭素火力（水素、アンモニア、CCS）を除き、閾値の20万円/kW/年を超える場合は20万円/kW/年。

※ 水素・アンモニアは、第3回入札の上限価格は、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別途設定していた。

※ 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しか示されていない。）であること、合成メタンに必要なコスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、第4回入札では対象外。

(参考) 第4回入札の上限価格

- 調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格は以下のとおり。

(円/kW/年)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
揚水 (リプレース) ・蓄電池	71,768	71,140	74,906	71,563	71,273	71,754	71,154	71,621	72,813

※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。(2026年度供給計画で用いる調整係数の第10年度(2035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%(2035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。

上限価格算定に利用した調整係数の一覧

(%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
揚水式水力発電所 (運転継続時間6時間)	94.6	95.5	90.7	94.9	95.3	94.7	95.4	95.5	93.3

(参考) 上限価格の諸元

		新設・リブレース等の大規模投資											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	アンモニア専焼	水素(10%以上)	水素専焼	水素(10%以上)	アンモニア(20%以上)	CCS LNG	CCS 石炭	バイオマス
諸元		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					発電コスト検証等					
出力(万kW)		7.7	34.2	3.1	120	60		60	60	60	6	14	12	14				
所内率		0.2%	0.5%	5.1%	4.0%	2.2%		2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	5.6%	3.0%	6.4%				
資本費	建設費(万円/kW)	68.7 ※新設	92.5	41.6	49.4+1,844億円 ※追加安全対策費用	28.9 ※基地なし	次回検討	50.4	42.9	168.7	143.9	25.6	34.7	108.5			次回検討	
	系統接続費	1,560円/kW																
	廃棄費用	建設費の5%				848億円				建設費の5%								
	固定資産税	1.4%																
発電側課金	事業税	900円/kW/年																
		収入割：1.05%、資本割：0.15%、付加価値割：0.37%																
運転維持費	人件費	次回検討				1.4億円/年	2.6億円/年	24.3億円/年	4.9億円/年	4.9億円/年				4.9億円/年×混焼比率10%	6.2億円/年×混焼比率20%	4.9億円/年×回収率20%+1.0億円/年	6.2億円/年×回収率20%+2.6億円/年	
	修繕費	0.1万円/kW/年	0.05万円/kW/年	0.7万円/kW/年	1.7%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)	次回検討				2.4%/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)				
	諸費	2.0万円/kW/年	0.2万円/kW/年		118億円/年	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)				
	業務分担費(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)	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	-																
資本コスト		6.5%	6.5%	4.5%	6.5%	6.5%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%				
上限価格		2倍	2倍	1.5倍	2倍	1.5倍					1.5倍	1.5倍	1.5倍	1.5倍				

25頁参照

23頁参照

20頁参照

22頁参照

19頁参照

18頁参照

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2025年(暦年)までの物価変動を建設工事費デフレーター(電力)により補正した後の数字。

※ 上記の表のkWは発電端ベースの数字だが、上限価格は所内率を考慮し、送電端ベースで算定している。

※ 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 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4)。

※ 一般水力のリブレース案件の系統接続費は計上しない。

※ 廃棄費用は、21年目に支出する前提で計算。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

※ 既設火力の改修における「建設費比率」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) 入札価格の監視における2倍の水準の諸元

- 入札価格の監視における、建設費等の監視の「発電コスト検証の諸元等の2倍の水準」は、以下の諸元の2倍の水準となる。

		新設・リブレース等の大規模投資											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				
諸元						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				発電コスト検証等											
資本費	建設費(万円/kW)	次回検討				68.7 ※新設	92.5	41.6	49.4+ 1,844億円 ※追加安全対策費用	28.9 ※基地なし	次回検討	42.9	168.7	50.4	143.9	25.6	26.7	89.9	次回検討				
						16.2 ※リブレース				41.4 ※基地あり													
運転維持費	人件費					1.4 億円/年	2.6 億円/年			24.3 億円/年		4.9 億円/年				4.9 億円/年		4.9億円/年×混焼比率10%		6.2億円/年×混焼比率20%	4.9億円/年×回収率20%	6.2億円/年×回収率20%	
	修繕費					0.1万円/kW/年	0.05万円/kW/年		0.7万円/kW/年	1.7%/年(建設費比率)		2.4%/年(建設費比率)			2.4%/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)			
	諸費									118 億円/年		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)			
	業務分担費(一般管理費)	2.0万円/kW/年	0.2万円/kW/年			13.1%/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		-									2.4万円/kW/年	24.0万円/kW/年	11.4万円/kW/年	24.0万円/kW/年	16.6万円/kW/年	※1	※2	-					

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2025年(暦年)までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

※ 既設火力の改修における「建設費比率」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0.5万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費8.0万円/kW + 人件費1.0億円/年 + 修繕費0.2万円/kW + 諸費0.05万円/kW + 業務分担費14.0%/年(直接費率) + 可変費0.4万円/kW/年)

※2 分離回収装置の燃料費1.3万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費18.5万円/kW + 人件費2.6億円/年 + 修繕費0.4万円/kW + 諸費0.1万円/kW + 業務分担費12.5%/年(直接費率) + 可変費1.1万円/kW/年)

(参考) CCS付火力 (既設石炭の改修) の上限価格の諸元 ※赤字更新箇所

● 第3回入札の上限価格の算定諸元から、CO2輸送・貯留量を、設備利用率70%分から40%分に修正。(次頁のCCS付LNGも同様)。

		金額	計算方法	
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 (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した②6.4%を用いる。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。	
	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)	25-834.5万円 /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。また、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デフレターによる補正を行った上で近似曲線を作成し、モデルプラントに当てはめて計算した場合、⑦361483億円となる。kWあたり単価に換算すると、⑦361483億円÷④14万kW=⑧25-834.5万円/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	30-117.2万円 /kW (⑩)	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。また、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、設備利用率40%を前提とすることから、⑪317万t-CO2×③20%×40%÷70%=⑫63-436.2万t-CO2。よって、⑩1,996億円×(⑫63-436.2万t-CO2÷⑨300万t-CO2)÷④14万kW=⑩30-117.2万円/kW。	
廃棄費用	建設費の5%	(⑥48.7万円/kW + ⑧25-834.5万円/kW + ⑩30-117.2万円/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 + ⑧25-834.5万円/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 + ⑧25-834.5万円/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	2-301.22万円 /kW/年 (⑭)	コスト検証における資料によると、LNG火力の2024-2025年における調達単価は、⑭656620 \$/t (STEPS)。LNGの発熱量⑮54.7GJ/t、1kWh=⑯3.6MJ 分離回収に必要な熱量は⑰2.5GJ/CO2-tとする。上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量⑫63-436.2万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑫63-436.2万t-CO2×⑰2.5GJ/t=⑱15890万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。⑱15890万GJ÷(⑮54.7GJ/t×⑲90%)=⑳32,20718,404t。以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、⑭656620 \$/t×⑳32,20718,404t=⑳3217億円。kWあたり換算すると、⑳3217億円÷④14万kW=⑳2-301.22万円/kW/年。 ※三菱UFJリサーチ&コンサルティング公表の2024-2025年平均為替レート (TTS)	
	CO2輸送・貯留費用	人件費	4-32.4億円/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㉑20.6億円/年。これを⑫63-436.2万t-CO2/年ベースに換算すると、㉑20.6億円/年×(⑫63-436.2万t-CO2÷⑨300万t-CO2)=4-32.4億円/年。
		修繕費	0-790.45万円 /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=㉒52.9億円。これを、⑫63-436.2万t-CO2/年ベースに補正すると、㉒52.9億円×(⑫63-436.2万t-CO2÷⑨300万t-CO2)=㉓11-16.3億円/年。kWあたり単価に換算すると㉓11-16.3億円/年÷④14万kW=0-790.45万円/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	0-190.11万円 /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) =㉔12.9億円/年を⑫63-436.2万t-CO2/年ベースに補正すると、㉔12.9億円×(⑫63-436.2万t-CO2÷⑨300万t-CO2)=㉕2-71.5億円/年。kWに換算すると㉕2-71.5億円/年÷④14万kW=0-190.11万円/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 (4-32.4億円/年 + ㉓11-16.3億円/年 + ㉕2-71.5億円/年) ×12.5%/年=2-21.3億円/年。
可変費	1-81.06万円 /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⑫63-436.2万t-CO2/年ベースに補正すると、123.3億円×(⑫63-436.2万t-CO2÷⑨300万t-CO2)=㉖26-014.8億円/年。kWに換算すると㉖26-014.8億円/年÷④14万kW=1-81.06万円/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、2025-2025年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレター 建設工事費デフレター (電力) により補正。青字箇所は輸送&貯留の費用。
 ※ 赤字箇所は前年度の上限価格算定諸元から数値・指標の変更が生じている箇所。

(参考) CCS付火力 (既設LNGの改修) の上限価格の諸元 ※赤字更新箇所

		金額	計算方法
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)	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した④3.0%を用いる。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。
	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、べき乗則(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、べき乗則(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	13.07.4万円 /kW (11)	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。 また、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、 設備利用率40%を前提とすることから 、⑨118万t-CO2×CO2回収率20%×40%÷70%=⑩23.613.4万t-CO2。⑧1,996億円×(⑩23.613.4万t-CO2÷⑦300万t-CO2)÷④12万kW=⑪ 13.07.4万円 /kW。
廃棄費用		建設費の5%	(⑥24.7万円/kW+⑪ 13.07.4万円 /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	1,200.53万円/kW/年 (20)	コスト検証における資料によると、LNG火力の2024-2025年における調達単価は、⑫656620\$/t(STEPS)。LNGの発熱量⑬54.7GJ/t、1kWh=⑭3.6MJ分分離回収に必要な熱量は⑮2.5GJ/CO2-tとする。上限価格算定用のモデルプラントでのCO2回収量⑩23.613.4万t-CO2を回収するために必要な熱量は、⑩23.613.4万t-CO2×⑮2.5GJ/t=⑯7033.7万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。⑯7033.7万GJ÷(⑬54.7GJ/t×⑰90%)=⑱14,4036,848t。以上より、CO2分離回収に要する燃料費は、⑫656620\$/t×⑱14,4036,848t=⑲146.4億円。kWあたりに換算すると、⑲146.4億円÷④12万kW=⑳1,200.53万円/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	1.60.9億円/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⑳20.6億円/年。これを⑩23.613.4万t-CO2/年ベースに換算すると、⑳20.6億円/年×(⑩23.613.4万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=1.60.9億円/年。
	修繕費	0.340.19万円/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=⑳52.9億円。これを、⑩23.613.4万t-CO2/年ベースに補正すると、⑳52.9億円×(⑩23.613.4万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=㉑4.12.3億円/年。kWあたり単価に換算すると㉑4.12.3億円/年÷④12万kW=0.340.19万円/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	0.080.04万円/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)=㉒12.9億円/年を⑩23.613.4万t-CO2/年ベースに補正すると、㉒12.9億円×(⑩23.613.4万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=㉓1.00.5億円/年。kWあたり単価に換算すると㉓1.00.5億円/年÷④12万kW=0.080.04万円/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×14.0%	発電所の運転維持費の計算方法と同様に、直接費(1.60.9億円/年+㉑4.12.3億円/年+㉓1.00.5億円/年)×14.0%/年=0.90.5億円/年。
可変費	0.800.46万円/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⑩23.613.4万t-CO2/年ベースに補正すると、123.3億円×(⑩23.613.4万t-CO2÷⑦300万t-CO2)=㉔9.75.5億円/年。kW単価に換算すると㉔9.75.5億円/年÷④12万kW=0.800.46万円/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、2025-2025年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーター-建設工事費デフレーター(電力)により補正。青字箇所は輸送&貯留の費用。
 ※ 赤字箇所は前年度の上限価格算定諸元から数値・指標の変更が生じている箇所。

(参考) 水素の燃料費の試算 ※赤字更新箇所

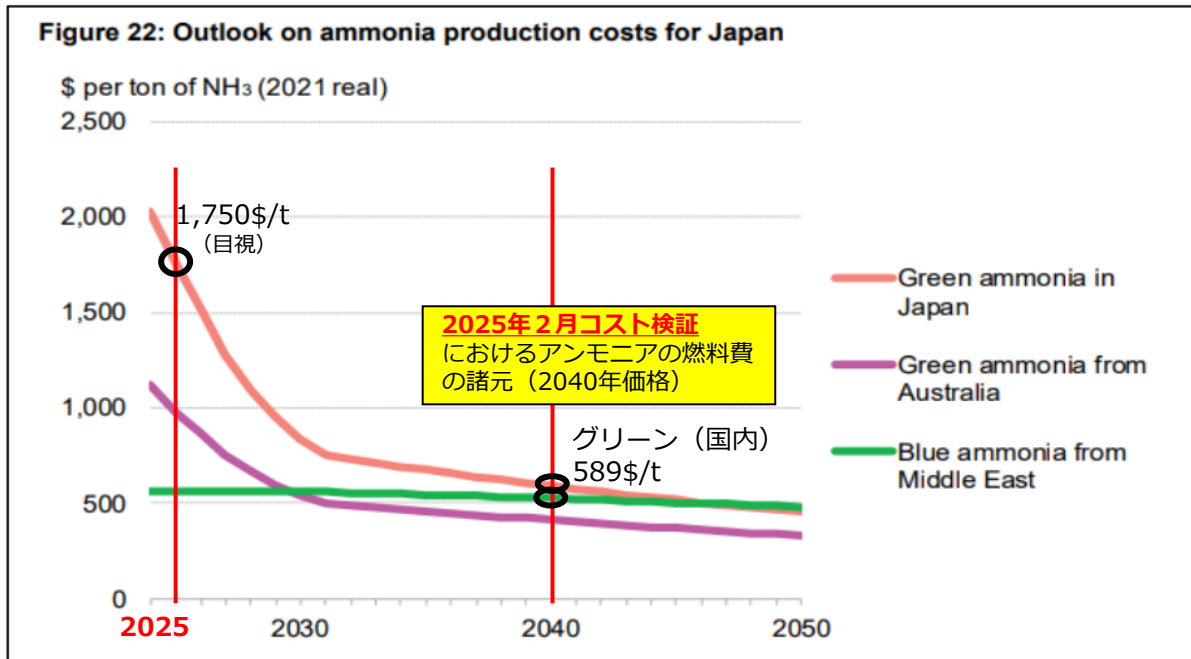
- 第3回入札の水素の上限価格の算定諸元を基に、次頁のコストカーブから2025年の水素の価格を算定し、上限価格に反映。為替等の指標も2025年の数値に更新。

		算定根拠	
燃料の換算において使用する提条件	水素1tあたりの発電電力量 (④)	21,655kWh/t	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 (⑧)	210,240MWh	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 (⑩)	9,708t	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。
グリーン水素の燃料費	燃料単価 (⑭)	13,45811,483\$/t	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 2025 年のグリーン水素価格を算定した。(次頁参照)
	燃料費	33.228.0万円/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、⑭13,45811,483\$/t×⑩9,708t×⑫152.58150.71円/\$=⑮199168億円。kWに換算すると、⑮199168億円/年÷(⑤60万kW×⑥10%)=33.228.0万円/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)		▲4.23.9万円/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 2025 年における調達単価は、⑯656620\$/t (STEPS)。LNGの発熱量⑰54.7GJ/t、熱効率⑱54.9%、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、⑯656620\$/t×⑫152.58150.71円/\$×(8,760h×⑦40%)÷(⑰54.7GJ/t×⑱54.9%÷③3.6MJ/kWh)=4.23.9万円/kW/年。
水素燃料費 -LNG燃料費		2924.0万円/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

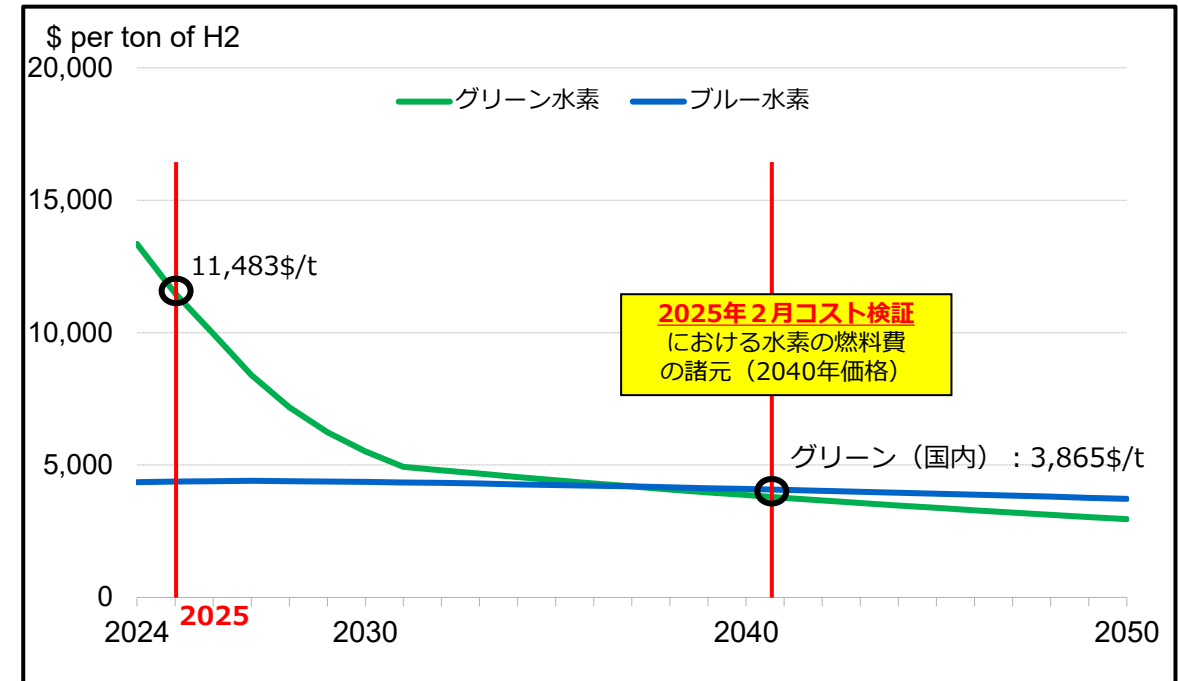
- 2040年のグリーン水素の価格（右下グラフ。3,865 \$/t）に、アンモニアのコストカーブ（左下グラフ）における2040年のグリーンアンモニアの価格に対する2025年のグリーンアンモニアの価格の比率（1,750÷589）を乗じて、2025年のグリーン水素の価格を「11,483 \$/t」と計算（端数切捨）。

アンモニアのコストカーブ



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

水素のコストカーブを擬似的に作成



※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) アンモニア混焼の燃料費の試算

※赤字更新箇所

- 第3回入札のアンモニア混焼の上限価格の算定諸元を基に、24頁のコストカーブから2025年のアンモニアの価格を算定し、上限価格に反映。為替等の指標も2025年数値に更新。

		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。
グリーンアンモニアの燃料費	燃料単価	1,100 1,000 \$/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 2025 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	21.6 19.4 万円/kW/年	為替レートは⑩152.58 150.71 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 1,000 \$/t×⑨180,852t×⑩152.58 150.71 円/\$=⑭303 272 億円。kWに換算すると⑭303 272 億円/年÷(⑤70万kW×⑥20%)=21.6 19.4 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 2.8 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 2025 年における調達単価は、⑮177 167 \$/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 167 \$/t×⑩152.58 150.71 円/\$×(8,760h×⑦40%)÷(⑯26.08GJ/t×②43.4%÷③3.6MJ/kWh)=3.0 2.8 万円/kW/年。
アンモニア燃料費 -石炭燃料費		18.6 16.6 万円/kW/年	-

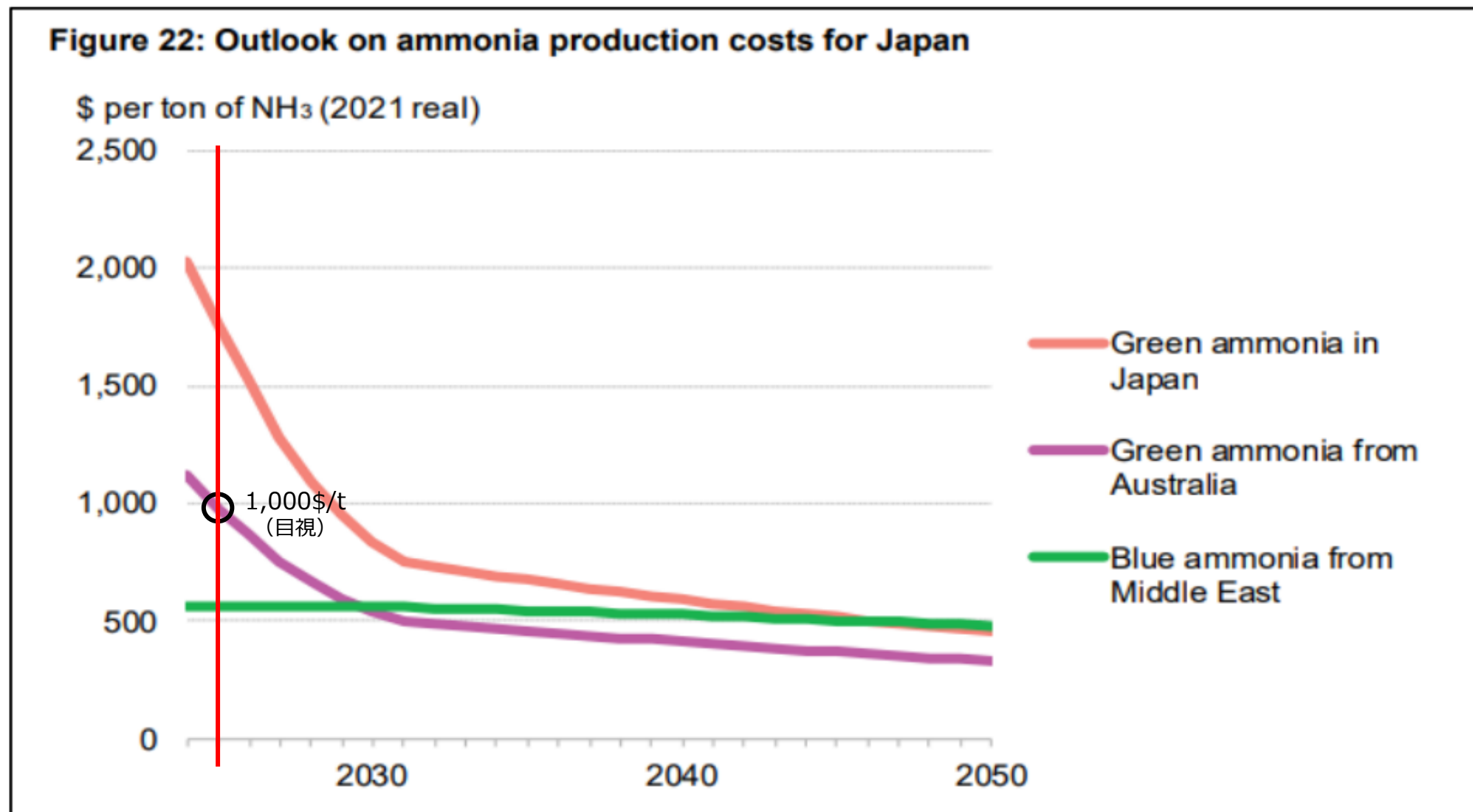
(参考) アンモニア専焼の燃料費の試算

※赤字更新箇所

- 第3回入札のアンモニア専焼の上限価格の算定諸元を基に、次頁のコストカーブから2025年のアンモニアの価格を算定し、上限価格に反映。為替等の指標も2025年数値に更新。

		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、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。
グリーンアンモニアの燃料費	燃料単価	1,100 1,000 \$/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 2025 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	17.1 15.3 万円/kW/年	為替レートは⑪152.58 150.71 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 1,000 \$/t×⑨612,721t×⑪152.58 150.71 円/\$=⑭1,028 923 億円。kWに換算すると⑭1,028 923 億円/年÷⑤60万kW=17.1 15.3 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 3.9 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 2025 年における調達単価は、⑮656 620 \$/t (STEPS)。LNGの発熱量⑯54.7GJ/t、熱効率⑰54.9%、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 620 \$/t×⑪152.58 150.71 円/\$×(8,760h×⑦40%)÷(⑯54.7GJ/t×⑰54.9%÷③3.6MJ/kWh)=4.2 3.9 万円/kW/年。
アンモニア燃料費 -LNG燃料費		12.9 11.4 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) 蓄電池の上限価格の諸元

		第2回入札	第3回入札	第4回入札
モデルプラント※		令和4年度補正 「再生可能エネルギー導入拡大に資する 分散型エネルギーリソース導入支援事業費補 助金」 にて採択された1万kW以上の蓄電池	令和6年度当初 「再生可能エネルギー導入拡大・系統用蓄 電池等電力貯蔵システム 導入支援事業費補助金」 にて採択された3万kW以上の蓄電池	令和7年度当初 「再生可能エネルギー導入拡大・系統用蓄 電池等電力貯蔵システム導入支援事業費 補助金」 にて採択された3万kW以上の蓄電池
モデルプラントの平均出力		2.1万kW	3.1万kW	5.7万kW
モデルプラントの運転継続時間		3.0時間	3.9時間	3.4時間
資本費	建設費※	6時間未満：25.7万円/kW 6時間以上：51.4万円/kW	45.1万円/kW	41.6万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費		0.5万円/kW/年	0.6万円/kW/年	0.7万円/kW/年

※上記の表の注釈

- ・第2回入札におけるモデルプラントについては、令和5年度当初の予算事業で採択された案件のうち、1万kW以上の出力要件を満たす案件が1件であったことから、初回オークションの諸元（令和4年度補正の予算事業の採択案件）を引き続き上限価格として設定。また、2022年（暦年）から2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。
- ・建設費については、モデルプラントにおける建設費総額をkWhベースの定格出力で除すことにより加重平均kWh単価を算出し、当該単価をもとに20年後に6時間容量を確保するために必要となる初期容量を乗じることで算出。

論点⑤ 制度適用期間

- 本制度の制度適用期間は、従来は20年を基本とし、20年より長期とするのは可能としていたが、本年4月の制度検討作業部会における議論を踏まえ、資本コストの過度な増加を防止するため、**40年を上限**とすることとしている。
- こうした中で、論点④のとおり、一部の電源種の**上限価格を諸元の1.5倍（現行）から2倍に引き上げる**ことや、LNG専焼は、基地の整備ありの上限価格の設定や、供給力提供開始期限の延長に伴う**資本コストの1%引上げ等により、上限価格を5.5万円/kW/年から最大9.2万円/kW/年（基地整備あり）に引き上げる**こととしている。
- 上限価格は、元々、**投資インセンティブと国民負担のバランスの観点から、諸元の1.5倍として設定**することとしていたが、今般、**投資インセンティブを向上させる観点から、諸元の2倍等に引き上げる**こととしているため、**支援額の総額が増えないようにする観点から、一般水力・揚水（新設）・原子力とLNG専焼については、制度適用期間の上限40年を30年に短縮**してはどうか。

※LNG専焼は、基地整備ありの案件と無しの案件の競争上の公平性の観点から、一律30年とする。

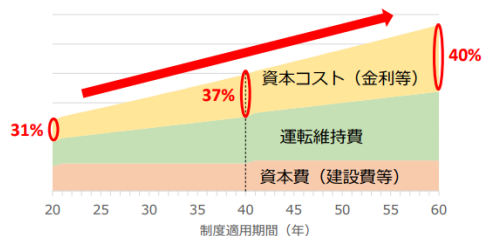
※LDESも、揚水（新設）と同様に上限価格を引き上げることから、制度適用期間の上限も同様に30年に短縮する。

論点⑥ 制度適用期間の上限の設定

第113回制度検討作業部会
(2026年4月3日) 資料3

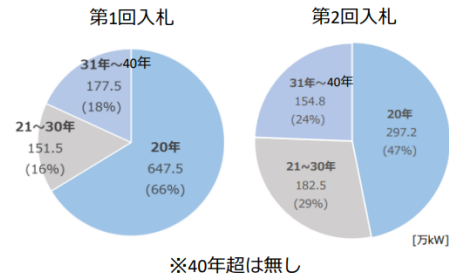
- 一方で、**制度適用期間を長くすればするほど、1年当たりの建設費の回収金額が小さくなり、金利等の資本コストが増加**するため、**支援総額に対する資本コストの割合が大きくなっていく。**
- 本制度の**制度趣旨**は「**巨額の初期投資の回収**に対して長期的な収入の予見可能性を付与する」ことであるため、支援総額に占める**資本コストの割合が過度に高まることは望ましくなく、制度適用期間の長さ**に**上限を設ける必要がある**のではないかと。
- 具体的な上限は、**実態として第1回と第2回の入札では40年を超える案件は存在しない**ことを踏まえ、**40年を上限**としてはどうか。

LNG専焼の制度適用期間を通じた支援総額イメージ
※他市場収益の還付を考慮していない



※発電コスト検証の諸元を元に、建設期間8年（前半4年で20%、後半4年で80%支出）、21年目・41年目にそれぞれ改修費を支出する前提で試算。

過去の落札案件の制度適用期間



【論点⑥】入札価格に対する規律について

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

＜上限価格の設定及び算定方法＞

- 本年1月の本作業部会の事務局資料のとおり、国民負担の最小化を図るため、**上限価格を設定**することとしてはどうか。
- また、その算定方法は、（現行容量市場の上限価格と同様に）**発電コスト検証の数値をベース**として、「論点①入札価格に織り込むことが適切なコスト」・「論点②入札時の他市場収益の設定方法」・「論点⑤調整係数」を踏まえ、算定することとしてはどうか。
- **現行容量市場の上限価格は、諸外国の容量市場における上限価格の設定方法を参考にしつつ、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、Net CONE×1.5倍として設定している。本制度措置における上限価格も、同様の考え方により、以下の算式によって設定**することとしてはどうか。

$$\text{上限価格} = \frac{\text{Net CONE}}{\text{調整係数}} \times 1.5 \quad (\text{単位: 円/kW/年})$$

調整係数: 論点⑤で決めた調整係数

$$\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益}$$

Gross CONE: 発電コスト検証の数値をベースとして「論点①入札価格に織り込むべきコスト」を踏まえて算定
入札時の他市場収益: 論点②で決めた制度側で設定する入札時の他市場収益