

入札
(着床式洋上風力第 2 回・バイオマス第 6 回) の
上限価格設定に当たっての参考資料

2023年10月
資源エネルギー庁

本日御議論いただく事項

- 着床式洋上風力発電については、再エネ海域利用法適用対象における複数事業者の参加状況や評価結果をふまえ、再エネ海域利用法適用外を含め、国内の着床式洋上風力発電において一定程度の競争効果が見込まれることから、2023年度から改めて入札制を適用することとした。昨年度の本委員会では、**国内の着床式洋上風力発電が競争的であることは変わらないことから、2024年度についても、同様に入札制を適用することとした。**
- **バイオマス発電**については、「10,000kW以上の一般木材等バイオマス」・「全規模のバイオマス液体燃料」が2018年度より入札制に移行しており、**今回は6回目の入札**となる。
- 入札の詳細は、昨年度の本委員会において御議論いただき決定済。具体的には、以下のとおり。
 - 入札実施スケジュール：次のページのとおり。
 - 上限価格：**入札募集開始（2023年10月16日）までに決定し、非公表。**（開札後に公表）
 - 入札量：着床式洋上風力 **190MW**
バイオマス **120MW**
- 本日の委員会では**着床式洋上風力第2回入札・バイオマス第6回入札の上限価格**について御議論いただきたい。

	着床式 洋上風力		バイオマス					
	第1回	第2回	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
実施時期	2020年度 下期	2023年度	2018年度 下期	2019年度 下期	2020年度 下期	2021年度 下期	2022年度 下期	2023年度 下期
入札対象	全規模	全規模	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模					
募集容量	120MW	190MW	一般木材等： 180MW 液体燃料： 20MW	120MW	120MW	120MW	120MW	120MW
上限価格	34.0円/kWh 事前非公表	事前非公表	20.6円/kWh 事前非公表	19.6円/kWh 事前非公表	19.6円/kWh 事前非公表	18.5円/kWh 事前非公表	18.0円/kWh 事前非公表	事前非公表

(参考) 2023年度の入札実施スケジュール

	2023年度				第3回陸上風力（・追加） 第2回着床式洋上風力 （再エネ海域利用法適用外） 第6回ハイオマス
	第16回太陽光	第17回太陽光	第18回太陽光	第19回太陽光	
4月	入札説明会 事業計画受付(4/17)				
5月	事業計画受付〆切 (5/12) 事業計画審査〆切 (5/26) 入札募集開始 (6/5)				
6月	入札募集〆切 (6/16) 入札結果公表 (6/23)	事業計画受付(6/26)			
7月		事業計画受付〆切 (7/14) 事業計画審査〆切 (7/28)			
8月		入札募集開始 (8/7) 入札募集〆切 (8/18) 入札結果公表 (8/25)			
9月			事業計画受付 (9/25)		事業計画受付 (9/4) 事業計画受付〆切 (9/22)
10月			事業計画受付〆切 (10/13) 事業計画審査〆切 (10/27)		事業計画審査〆切 (10/6) 入札募集開始 (10/16) 入札募集〆切 (10/27)
11月			入札募集開始 (11/6) 入札募集〆切 (11/17) 入札結果公表 (11/24)		入札結果公表 (11/2)
12月					陸上風力追加入札※
2024年 1月	認定補正期限 (1/9) 認定取得期限 (1/23)			事業計画受付(1/8) 事業計画受付〆切 (1/26)	事業計画受付(1/22)
2024年 2月				事業計画審査〆切 (2/9) 入札募集開始 (2/19)	事業計画受付〆切 (2/9) 事業計画審査〆切 (2/23)
2024年 3月		認定補正期限 (3/11) 認定取得期限 (3/25)		入札募集〆切 (3/1) 入札結果公表 (3/8)	入札募集開始 (3/4) 入札募集〆切 (3/15) 入札結果公表 (3/22)
2024年 4月以降			認定補正期限 (6/10) 認定取得期限 (6/24)	認定補正期限 (9/24) 認定取得期限 (10/8)	認定補正期限 (5/20) 認定取得期限 (6/3) 認定補正期限 (10/8) 認定取得期限 (10/22)

※陸上風力発電の追加入札については、第3回陸上風力の入札容量が1.3GWを超えた場合に実施する。

**1. 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）
第2回入札の上限価格について**

2. バイオマス第6回入札の上限価格について

(1) 国内の動向：着床式洋上風力発電のこれまでの調達価格

- **着床式洋上風力発電**（再エネ海域利用法適用外）については、**2023年度から改めて入札制を適用**したところ。**今回が2回目の入札**となる。
- 2014年度に**洋上風力発電の区分**が新設され、2022年の調達価格は29円/kWh。2023年6月末までの**FIT導入件数・導入容量は4件・142MW**であり、いずれも再エネ海域利用法適用外。
- **FIT認定件数・認定容量は14件・2,513MW、うち再エネ海域利用法適用外は11件・771MW**となっている（2023年9月現在）。

	着床式洋上風力									
	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	36円/kWh						入札制 (第1回34.0円)	32円/kWh	29円/kWh	入札制 (第2回 事前非公表)

(参考) 都道府県条例・港湾法に基づく海域占用許可

石狩湾新港内
＜導入エリア 約500ha(11.2万kW)＞

事業主体: 合同会社グリーンパワー石狩(GPI)
事業スケジュール:
2022年5月 海上工事着工
2023年末 運転開始(予定)

むつ小川原港内
＜導入エリア 約1,000ha(最大8万kW)＞

事業主体: むつ小川原港洋上風力開発株式会社
(六ヶ所エンジニアリング、開発電業等)
事業スケジュール: (未定)



能代港内＜導入エリア 約380ha(8.4万kW)＞
秋田港内＜導入エリア 約350ha(5.5万kW)＞

事業主体: 秋田洋上風力発電株式会社
(丸紅、大林組、東北電力、関西電力等)
事業スケジュール:
2021年3月 海上工事着工
2023年1月 運転開始

福島県楢葉町、富岡町沖(導入量3万kW程度)
2023年より環境アセスメント開始

事業主体: 東京ガス



鹿島港内
＜導入エリア 約680ha(16万kW)＞

事業主体: 株式会社ウインド・パワー・エナジー
(東京ガス、日本風力エネルギー、ウインド・パワー・グループ)
事業スケジュール:
2024年度 海上工事着工(予定)
2026年内 運転開始(予定)

福岡県北九州市沖
(導入量0.3万kW程度)
2019年に運転開始

実施主体: 丸紅

千葉県銚子市南沖(導入量0.24万kW程度)
2017年に認定、2019年1月に運転開始

事業主体: 東京電力リニューアブルパワー

北九州港内
＜導入エリア 約2,700ha(最大22万kW)＞

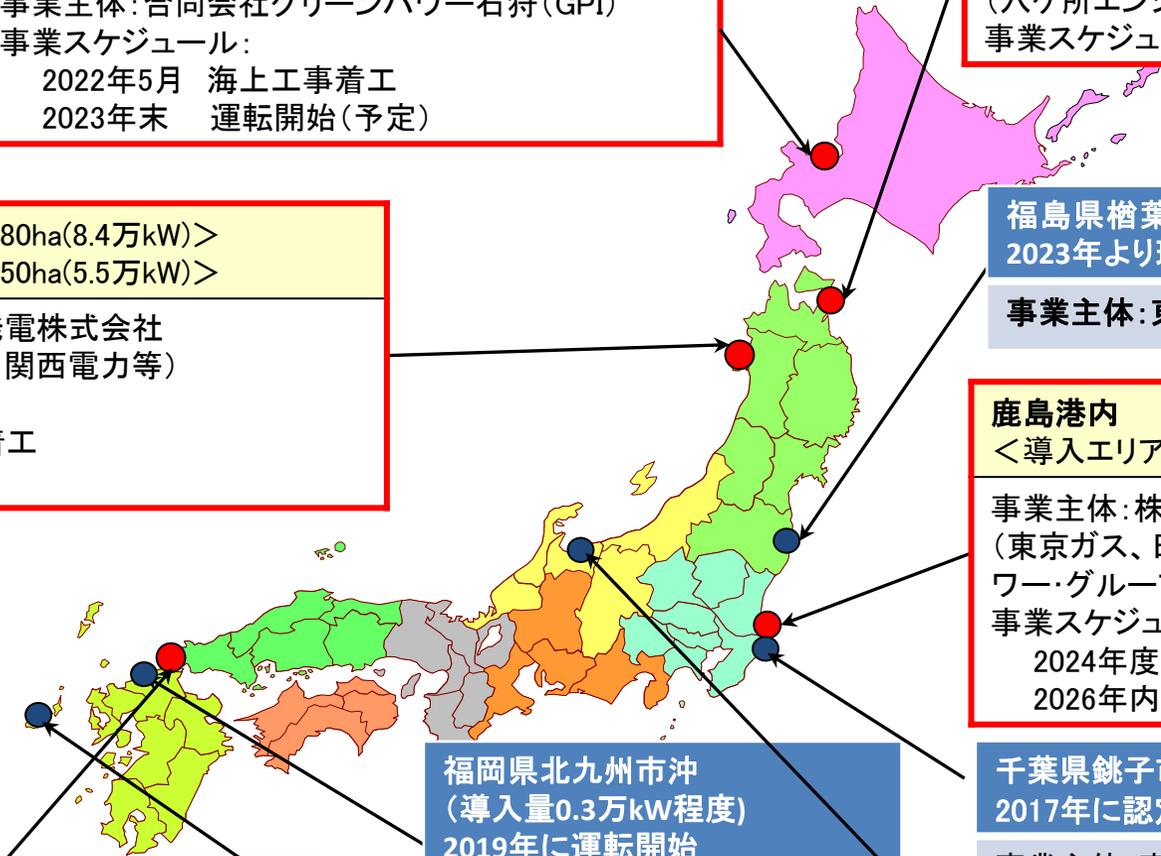
事業主体: ひびきウインドエナジー株式会社
(九電みらい、Jpower、北拓等)
事業スケジュール:
2023年3月 海上工事着工
2025年度 運転開始(予定)

長崎県五島列島沖
(導入量0.19万kW程度)
2015年に認定、2016年に運転開始

実施主体: 五島フローティングウインド
パワー合同会社

富山県入善町沖(導入量0.9万kW程度)
2018年に認定、2023年3~4月頃着工予定

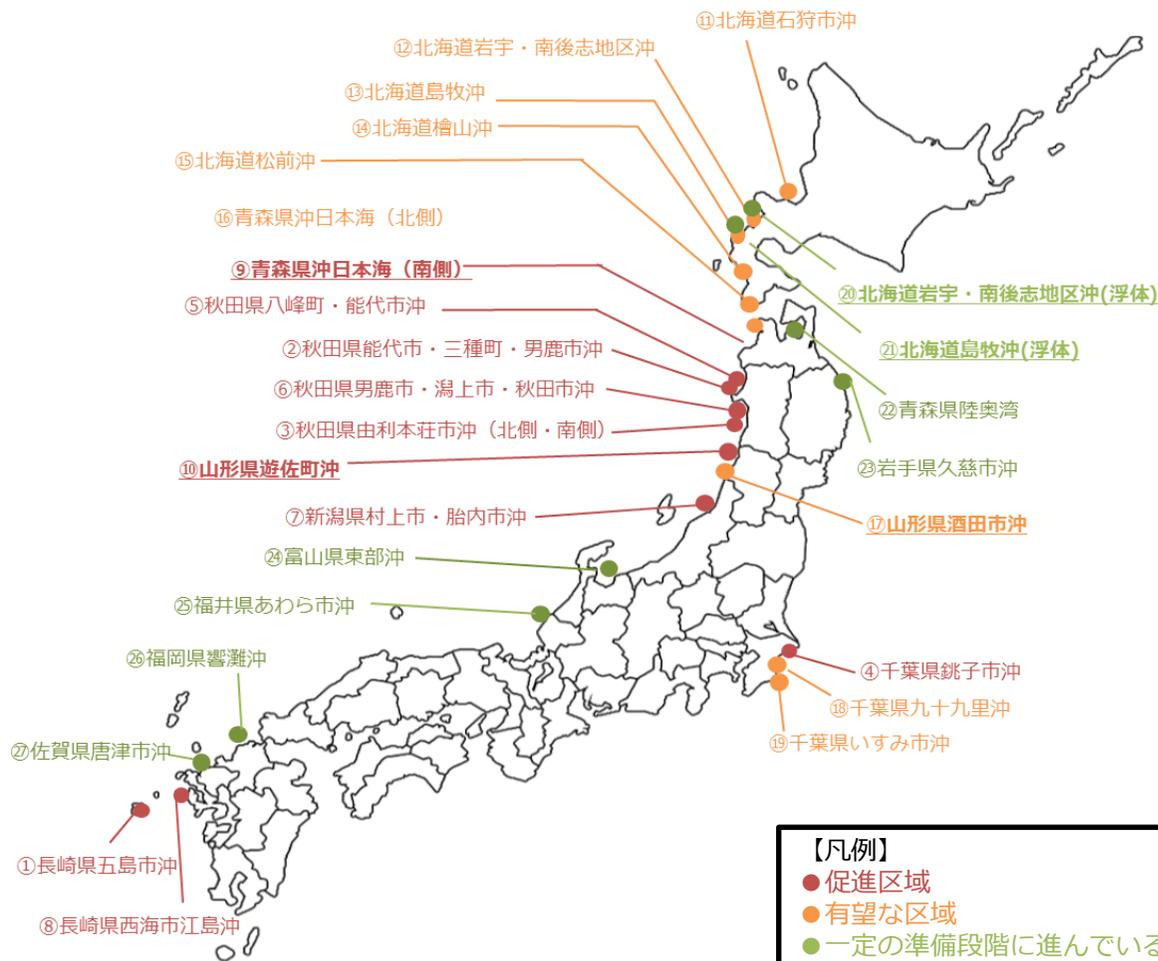
事業主体: ウェンティ・ジャパン、JFEエンジニアリング、北陸電力



(参考) 再エネ海域利用法の施行等の状況

- 2023年10月3日に新たに**2区域**（**青森県日本海（南側）**、**山形県遊佐町沖**）を**促進区域**に指定。
- 現在、計**4区域**（**秋田県八峰町能代市沖**、**秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖**、**新潟県村上市・胎内市沖**、**長崎県西海市江島沖**）について事業者の選定評価中であり、**年度内を目途に結果を公表予定**。（系統容量 計約**180万kW**）

区域名	万kW		
事業者選定済	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	47.88	
	③秋田県由利本荘市沖	81.9	
	④千葉県銚子市沖	39.06	
	促進区域	⑤秋田県八峰町能代市沖	36
		⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	34
		⑦新潟県村上市・胎内市沖	35,70
		⑧長崎県西海市江島沖	42
		⑨青森県沖日本海（南側）	60
		⑩山形県遊佐町沖	45
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114	
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71	
	⑬北海道島牧沖	44～56	
	⑭北海道檜山沖	91～114	
	⑮北海道松前沖	25～32	
	⑯青森県沖日本海（北側）	30	
	⑰山形県酒田市沖	50	
	⑱千葉県九十九里沖	40	
	⑲千葉県いすみ市沖	41	
	準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖（浮体）	㉔富山県東部沖（着床・浮体）
㉑北海道島牧沖（浮体）		㉕福井県あわら沖	
㉒青森県陸奥湾		㉖福岡県響灘沖	
㉓岩手県久慈市沖（浮体）		㉗佐賀県唐津市沖	
		㉘長崎県唐津市沖	



【凡例】

- 促進区域
- 有望な区域
- 一定の準備段階に進んでいる区域
- 太字下線は新たに指定・整理した区域

※ 浮体式の公募では売電価格は固定価格とし、事業性評価のみで選定。

(参考) 再エネ海域利用法に基づく公募プロセスの全体像

第17回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2022年10月28日）資料1より抜粋

<促進区域の指定>

<「一般海域における占用公募制度の運用指針」に基づき公募占用指針を作成>

評価基準

供給価格上限額

その他の事項
(参加資格等)

都道府県知事と学識経験者
への意見聴取

調達価格等算定委員会への意見聴取

公募占用指針の決定

国が行う
調査
(公募に当
たり必要
な情報
の提供)

【2か月～】

▶ 都道府県知事等へ意見聴取をしながら、区域ごとの事情等も考慮して公募占用指針の案を作成。

<公募の実施>

公募開始
(公募占用指針の公示)

事業者から公募占用計画の提出

第1段階 公募占用計画の審査 (事務局で審査)

第2段階 公募占用計画の評価

地域との調整、地域経済等への波及効果についての都道府県知事からの意見の参考聴取

第三者委員会における評価

【原則6か月】

▶ 公募に必要な期間は原則6か月

【2か月～】

▶ 適合審査に必要な期間は2か月程度

【3か月～】

▶ 評価に必要な期間は3か月程度

<事業者選定>

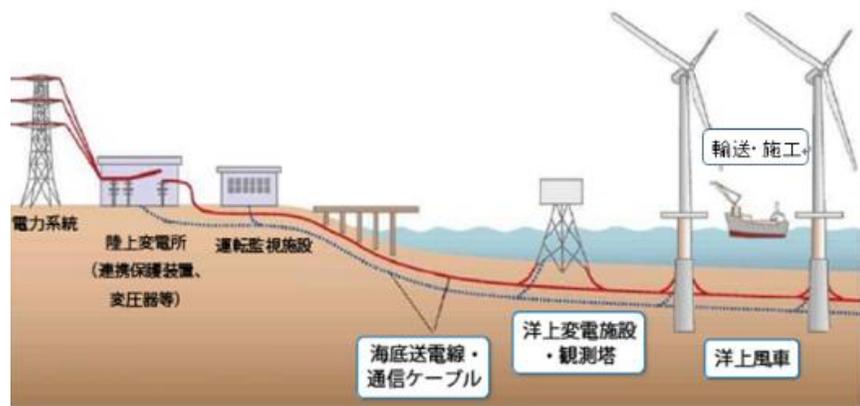
- これまでの着床式洋上風力発電の公募における供給価格上限額については、同時期における公募ごとに、以下の①～④の方法で決定した。
 - ① 商用案件の国内実績がない等のデータ制約をふまえ、国内外における着床式洋上風力発電の複数のコストモデル事例や欧州における実績等を参照して資本費、運転維持費、設備利用率等を定式化した**NEDO着床式洋上風力発電コスト調査**（注1）の算定式に、**対象区域の平均的な自然条件等を代入**。ただし、当該調査は、日本における着床式洋上風力に関する環境が現在の欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合を想定して定式化したものであり、現状の内外価格差が考慮されていないことに加え、当該調査では、接続費のうち陸上変電所より電力系統連系点側の部分や、IRR（注2）については、考慮されていない。
 - ② **①で得られた資本費や運転維持費、撤去費を、現状の内外価格差をふまえて適正な水準となるように補正。**
 - ③ **①で考慮されていない、陸上変電所より電力系統連系点側の範囲の接続費**について、接続検討回答において電力会社が提示した**接続費（洋上風力）の全国的な分布をふまえて、加味。**
 - ④ **適正なIRR**を加味。
- 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖及び千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電の公募は事業者選定まで終了しているが、引き続き**国内の商用案件のコスト実績データはなく、また、海域毎の自然条件等の差異**もあることから、引き続き、**NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式を基礎とした上記①～④の方法**に基づき、**前回の競争的な公募結果等**も勘案しつつ供給価格上限額を決定することとしてはどうか。
- その際、前回活用したNEDO着床式洋上風力コスト調査は、2019年度に、国内外における着床式洋上風力発電の複数のコストモデル事例や欧州の実績等を参照して設定したものであることから、今回は**欧州の最新情報を基に更新したもの**を活用する。
- また、今回の対象区域のうち、**長崎県西海市江島沖**だけは、**岩盤地盤**であるため、他区域と**異なる設置の形態・施工法（ジャケット式）**が見込まれる。今後の洋上風力発電の導入拡大に向けては、**ジャケット式のコスト低減・導入拡大**も重要であることから、同海域については、**供給価格上限額を他の区域と区別して設定すること**としてはどうか。その上で、**ジャケット式**についても、**コスト低減と導入拡大を適切に促していく。**

（注1）NEDOによる風力発電事業等導入支援事業/着床式洋上風力ウィンドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）

（注2）資金調達コストを念頭に置いた割引率を考慮しているものの、適正な利潤としてのIRRは考慮されていない。

- NEDO着床式洋上風力発電コスト調査は、**国内外において着床式洋上風力発電事業の発電コスト等を計算した事例を整理し、その結果を基に、日本の海域条件に適用可能性が高くなるよう、水深、離岸距離及び風速等の条件をパラメーターとした発電コストが算出可能な前提条件及び計算式を整理したもの。**
- 2019年度の調査では、**10MW級の着床式洋上風力発電設備を想定した発電コストモデル**を構築。今回の調査では、**大型化する風車や大規模化するプロジェクトのデータ**が蓄積されていること等をふまえて、**欧州の最新の情報を基に12MW級の着床式洋上風力発電設備等を想定した発電コストモデル**に更新。
- 今回の更新内容についても、2019年度の調査と同様、**工学や金融など各分野の有識者で構成される委員会**を開催し、各有識者がそれぞれの専門的知見から着床式洋上風力の発電コストモデルについて検討を行うとともに、専門家へのヒアリングや、**発電コストモデルと欧州の着床式洋上風力プロジェクトの実績値と比較し妥当性を確認している。**
- なお、日本における着床式洋上風力の導入実績は乏しいため、**将来の日本における着床式洋上風力に関する環境が現在の欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合**を想定しているものであり、例えば国内外での価格差等は考慮されていない。

<発電コストモデル 概略図>



発電コストモデル対象範囲

<有識者で構成される委員会 委員名簿>

氏名	専門分野	所属
永尾 徹	風車工学	足利大学 特任教授【委員長】
池谷 毅	沿岸海洋工学	東京海洋大学 海洋資源エネルギー学部門 教授
原田 文代	金融	株式会社日本政策投資銀行 常務執行役員
本田 明弘	風工学	弘前大学地域戦略研究所 教授

- 資本費は、着床式洋上風力の発電コストを計算した事例や欧州の実績等をふまえて定式化された諸項目から構成される。
- 工事費は日本海域の波高などによる影響をふまえたものとしている。一方で、資本費全体として、日本における着床式洋上風力の実績の蓄積がないことから、内外価格差は考慮されていない。また、接続費のうち、風車から陸上変電所までの範囲を除く部分については考慮されていない。
- 今回の更新では、欧州の最新の情報を基に、モノパイル寸法や輸送・施工能力の算定方法等を更新。
- なお、本コストモデルでは、モノパイル式を想定して算出した資本費に対して、地盤条件補正項に基づき補正を行うことで、ジャケット式を想定した資本費を算出する形。

<資本費の構成と諸項目の概要>

項目	概要
風力発電機設備費	風力発電設備の費用は当該設備の出力に比例するものと仮定。
基礎構造物設備費	モノパイル式の基礎構造物の設備費は重量に比例するものと仮定。
アレイケーブル設備費	洋上風力発電設備の配置を正方形格子等間隔とした場合のアレイケーブルの長さを想定。
送電ケーブル設備費	事故等の発生時の冗長性確保のため、送電ケーブルを2本敷設する場合を想定。
変電所設備費	陸上発電所設備の費用を想定。
工事費	工事費 = 基礎工事費 + 風車工事費 + ケーブル工事費 + 洋上変電所工事費 + その他施工費 洋上における工事は、気象や海象の影響を受けるため、風速や波高によって施工日数が限られる。 施工日数が施工期間（1年 / 船舶供用係数と想定）を過ぎた場合、次年度以降に引き続き工事を実施するものと想定。
港湾費	工事等で港湾を使用する際に係る費用。英国の事例等を踏まえ風車基数に比例するものと想定。
設計・調査費	英国の事例等を踏まえ、資本費の5%と想定。
地盤条件補正項	ジャケット式の場合、水深に比例する補正項を適用。

（運転維持費）

- 運転維持費は、着床式洋上風力発電の導入が進み、着床式洋上風力発電に関するインフラやサプライチェーンが比較的整っている欧州の実績をふまえた一定値（0.97万円/kW/年）を想定している。
- なお、着床式洋上風力発電の導入拡大によりインフラやサプライチェーンの形成やメンテナンス技術の向上等によって、欧州では年を追うにつれて運転維持費が低下している傾向にあると考えられることに留意が必要である。

（撤去費）

- 撤去費については、国際的な認証機関であるDNV-GLの試算によると施工費（NEDO着床式洋上風力発電コスト調査では工事費）の約60～70%であることをふまえて、工事費の70%を想定している。

（※）ジャケット式の場合、資本費のうち地盤条件補正項分には、一定の割合（資本費に占める工事費の割合）で工事費が含まれるものと想定。

（※）運転維持費・撤去費ともに、2019年の調査時点と最新の情報が大きく変わらないことから、2019年度の発電コストモデルと同様。

（設備利用率）

- 設備利用率は、**着床式洋上風力発電設備の稼働率、送電損失及びウェイク損失などの各種損失を加味した年間推定発電量**を用いて機械的に算出されるもの。
- 2019年度の調査では、**10MW級の着床式洋上風力発電設備**を想定した風車のパワーカーブを利用していたが、今回、**12MW級の着床式洋上風力発電設備等**を想定した風車のパワーカーブを利用。

<設備利用率の算出方法>

<各種損失一覧>

➤ **設備利用率**は、風車のハブ高にも依存する**年間平均風速で変化する**。

項目	数値[%]	備考
稼働率	95.0	欧州のデータなどを参考に決定
送電損失	3.1	100km当たりの送電損失
ウェイク損失	10.0	風上の風車によって生じる速度欠損による損失（WAsPによる計算及び欧州のデータを参考に決定）
その他	3.0	高風速時のヒステリシス損失（※）、所内使用電力などを考慮し仮定

年間推定発電量
(各種損失考慮無し)

ワイブル分布、風車出力曲線及び年間時間の積 (※)

×

各種損失
を考慮し
た効率

発電設備の容量×年間時間

※ワイブル分布とは、年間平均風速から風速出現率を推定する一般的な確率分布。
ここでの年間時間は、閏年を考慮した8766時間としている。

※高風速時のヒステリシス損失とは、高風速時に風車が停止したのち、風速が低下し再度発電状態になるまでにタイムラグが生じ損失する発電量。

(参考) 供給価格上限額：①各算定式に代入する自然条件等

第80回調達価格等算定委員会（2022年11月4日）資料1を一部加工

- これまでと同様、以下のとおり、**今回、対象となる4区域の自然条件等を示す値の平均値**を代入することとしてはどうか。ただし、岩盤地盤のためジャケット式が活用される**長崎県西海市江島沖**だけは、供給価格上限を区別して設定するため、**当該区域の自然条件等を示す値**を代入することとしてはどうか。

項目	代入する数値	考え方等
出力	風車1基：12MW ウィンドファーム全体： 456MW (12MW × 38基)	<ul style="list-style-type: none"> 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖及び千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電の公募における事業計画で想定されている風車の定格出力等をふまえ、12MW級の風車を想定。 また、今回対象の4区域について提供のあった系統（2者以上から提供があった場合は事業者毎の系統容量が大きい方）（秋田県八峰町・能代市沖：356MW、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖：336MW、新潟県村上市・胎内市沖：700MW、長崎県西海市江島沖：424MW）の4区域単純平均約456MW（12MW基単位で最も近い値に近似）を代入。 なお、前回公募結果が公表された3か所4区域については、秋田県能代市・三種町・男鹿市沖：415MW、秋田県由利本荘市沖（北側）：373MW、秋田県由利本荘市沖（南側）：357MW、千葉県銚子市沖：370MW）の4区域単純平均（ただし、10MWの風車を想定するため1の位以下は切り捨て）は370MWを利用。
ハブ高	140 m	<ul style="list-style-type: none"> 12MW級の一般的なハブ高。
年平均風速	7.42 m/s	<ul style="list-style-type: none"> 今回対象の4区域の平均風速（ハブ高140m想定）（秋田県八峰町・能代市沖：7.70m/s、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖：7.42m/s、新潟県村上市・胎内市沖：6.84m/s、長崎県西海市江島沖：7.72m/s）の単純平均を代入。 なお、前回公募結果が公表された3か所4区域の平均風速単純平均（ハブ高100m想定）は7.56m/s（秋田県能代市・三種町・男鹿市沖：7.50m、秋田県由利本荘市沖（北側）：7.51m/s、秋田県由利本荘市沖（南側）：7.62m/s、千葉県銚子市沖：7.62m/s）
水深	19.3 m	<ul style="list-style-type: none"> 今回対象の4区域の水深（秋田県八峰町・能代市沖：0～32m、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖：0～29m、新潟県村上市・胎内市沖：0～45m、長崎県西海市江島沖：0～48m）の最大と最小の単純平均を代入。 なお、前回公募結果が公表された3か所4区域の水深の最大と最小を単純平均（秋田県能代市・三種町・男鹿市沖：0～31m、秋田県由利本荘市沖（北側・南側）：0～44m、千葉県銚子市沖：9～21m）の4区域単純平均は18.6m。
離岸距離	4.6 km	<ul style="list-style-type: none"> 今回対象の4区域の離岸距離の最大（秋田県八峰町・能代市沖：4.0km、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖：4.6km、新潟県村上市・胎内市沖：5.5km、長崎県西海市江島沖：4.4km）の単純平均を代入。 なお、前回公募結果が公表された3か所4区域（秋田県能代市・三種町・男鹿市沖：4km、秋田県由利本荘市沖（北側）：5km、秋田県由利本荘市沖（南側）：5km、千葉県銚子市沖：約10km）の4区域単純平均は6km。
船舶共用係数	2.05	<ul style="list-style-type: none"> 海域毎の工事日数の違いは海域における風速や波高による輸送及び施工に係る日数の違いを表す係数。 NEDO着床式洋上風力発電コスト調査に基づき、今回対象の4区域の船舶共用係数（秋田県八峰町・能代市沖：2.25、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖：2.25、新潟県村上市・胎内市沖：2.05、長崎県西海市江島沖：1.65）の単純平均を代入。 なお、前回公募結果が公表された3か所4区域（千葉県銚子市沖：3.7、ほか3区域：2.25。）の単純平均は2.61。

※長崎県西海市江島沖は、供給価格上限を区別して設定するため、当該区域の自然条件等を示す値を代入。また、ジャケット式としてコストモデルで計算。

※また、全区域で、アレケーブル容量は33kV、送電ケーブル容量は66kV、拠点港までの距離は50kmとして代入。

注) なお、算定式では、資金調達コストを念頭に置いた割引率3%は考慮されているが、適正な利潤としてのIRRは考慮されていない。

- 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖及び千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電の公募については、**競争的な公募結果**であったものの、引き続き**国内の商用案件のコスト実績データはない**ことから、こうした**競争的な公募結果**も念頭に置きつつ、**関連するデータを参照し、内外価格差を考慮してはどうか。**
- 具体的には、これまでと同様に、**発電設備や事業者の類似性が一定程度ある陸上風力発電にかかる価格差を参考にする**ということも考えられるが、一方で、**欧州ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾や米国**といった日本と比較的、類似の状況にある国においても、**落札案件の運転開始に向けたプロセスの進捗**が見られることから、こうした国の**着床式洋上風力発電のコストデータを参考にする**ことも考えられる。
- 具体的には、民間の調査会社のデータに基づくと、**欧州諸国と、欧州諸国ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾・米国**における、**直近の着床式洋上風力発電の大規模・商用プロジェクトの資本費**を比較すると、**約1.3倍の差異**が見られた。こうした点や、**運転維持費や撤去費では、インフラ・サプライチェーンの差異に基づく内外価格差が資本費より小さいことが考えられること**をふまえて、資本費・運転維持費・撤去費のいずれも、**1.3倍の内外価格差を考慮すること**としてはどうか。

対象	資本費 CAPEX
台湾・米国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	5.5 \$m/MW
欧州諸国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	4.3 \$m/MW
価格差（台湾・米国／欧州諸国）	1.3 倍

※台湾・米国の案件を念頭に、2019年以降の200MW以上の案件のCAPEXデータを参照。

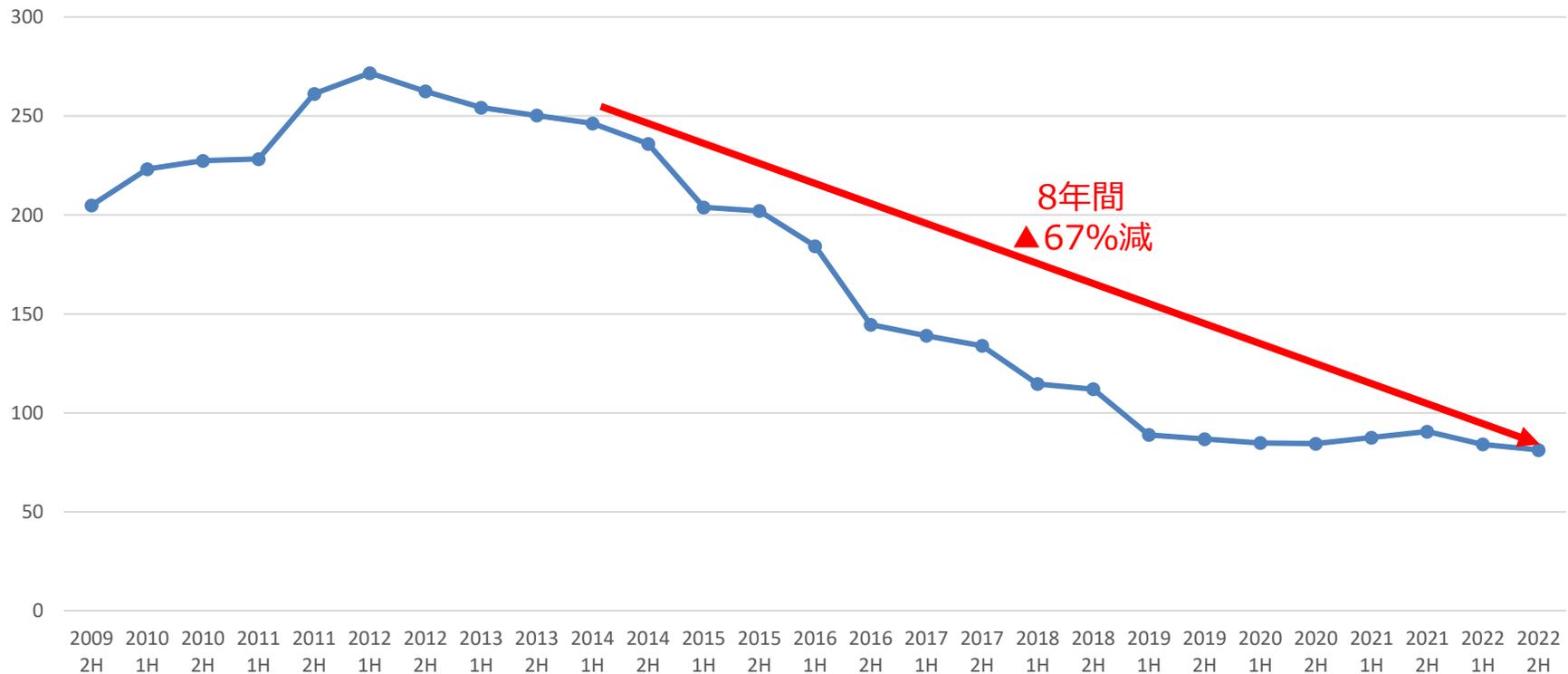
- 洋上風力発電について、以下のとおり資本費、運転維持費の定期報告データおよび設備利用率のデータをえられた。
- 資本費の定期報告データは4件得られた。そのうち**実証機2件の平均値は205.6万円/kW**であり、**想定値(56.5万円/kW)を上回った**。**商用機2件の平均値は想定値を上回ったものの、実証機の平均値を大きく下回った**。
- 運転維持費の定期報告データは実証機1件で、**2.5万円/kW/年**であり、**想定値(2.25万円/kW/年)をやや上回った**。
- また、設備利用率のデータは実証機2件で、**28.7%**であり、**想定値(30.0%)をやや下回った**。

(2) 世界の動向：世界における洋上風力発電のLCOEの推移

- 民間調査機関のデータによると、**世界の洋上風力発電では大幅なコスト低減が進んでおり、洋上風力の調達価格を設定した2014年度から直近までの約8年間で▲67%減**となっている。

<世界における洋上風力発電のLCOEの推移>

(USD/MWh)

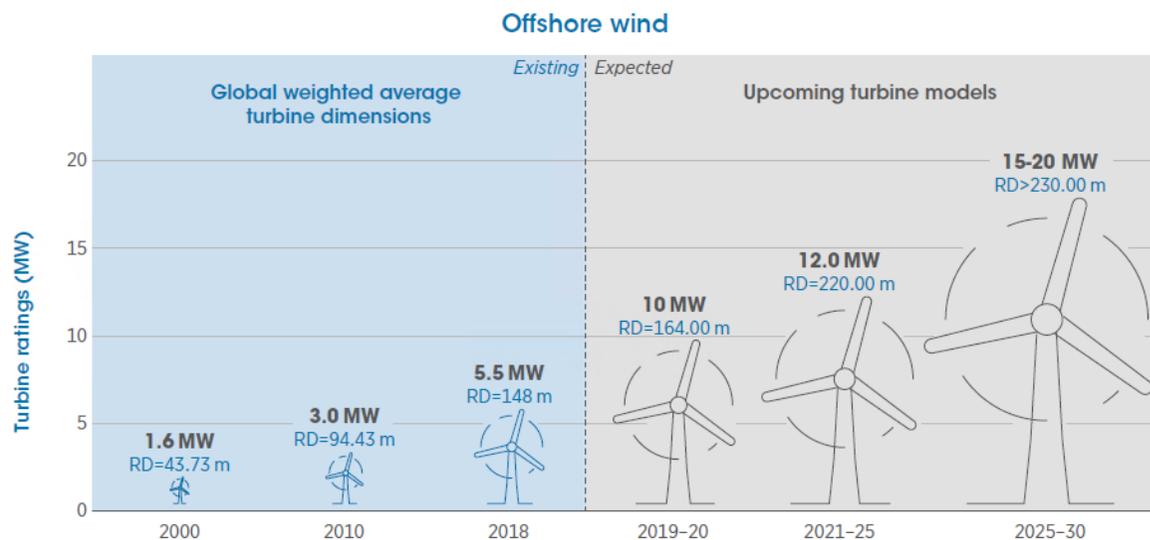


出典：BloombergNEFのデータ（2023年9月時点）を基に資源エネルギー庁作成。

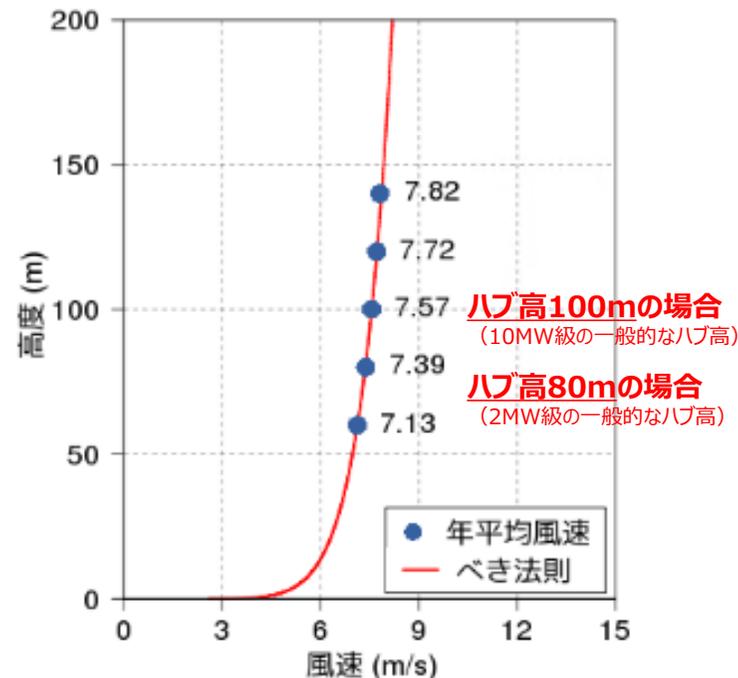
※ H1：上半期 H2：下半期
※ 着床式洋上風力発電も浮体式洋上風力発電も含む。

- 国際機関の報告書によると、世界の洋上風力発電設備の規模は大型化の傾向にある。2000年代には2MW級であった1基当たり出力は、今後、10MW級以上が主流となると予測されている。
- 洋上風力発電設備の規模の大型化によってハブ高も高くなっており、理論的に高度が高ければ高いほど風速も増大することから、設備利用率も向上すると考えられる。
- なお、日本の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においても、北九州港内のプロジェクトでは1基当たり9.6MWの風車導入を予定するなど、大型化の傾向が見られる。

<着床式洋上風力発電設備の風車規模の推移>



<風速の鉛直分布>



Source: GE Renewable Energy, 2018; IRENA, 2019c, 2016b; MHI Vestas, 2018.

出典：FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (IRENA)

出典：日本型風力発電ガイドライン
(独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)

(3) 着床式洋上風力第2回入札の上限価格の設定方法について (案) 19

- 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）は2回目の入札となるが、入札制の趣旨は、事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を実現していくことにあり、2019年4月の再エネ海域利用法の施行により市場の競争が進んできている。着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の第1回公募では3区域でそれぞれ11.99円/kWh、13.26円/kWh、16.49円/kWhで事業者が選定されている。
- 促進区域における公募と今回の着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の入札には相違点もある。
 - 例えば、促進区域における公募は、今回の着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の入札と比較し、30年間の占用許可を受けて事業を実施可能であるなど、事業の安定性や予見可能性が高い。
 - 一方、再エネ海域利用法適用外の入札は、特定の海域を念頭に置いた入札ではない。
- 他方で、世界の着床式洋上風力発電は規模の大型化等による効率化・大幅なコスト低減が進んでおり、我が国における着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外・適用対象含む）の案件においても大型化の傾向がみられる。
- これらを踏まえると、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）については、再エネ特措法を踏まえ費用効率的な事業実施を促していく観点から、特定の海域を念頭に置くことなく、調達価格/基準価格や上限価格を設定するべきではないか。
- 上記の点もふまえ、着床式洋上風力第2回入札の上限価格として、どのような水準が適切か。

1. 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）
第2回入札の上限価格について

2. バイオマス第6回入札の上限価格について

(1) これまでの入札結果：バイオマス（一般木材等・液体燃料）

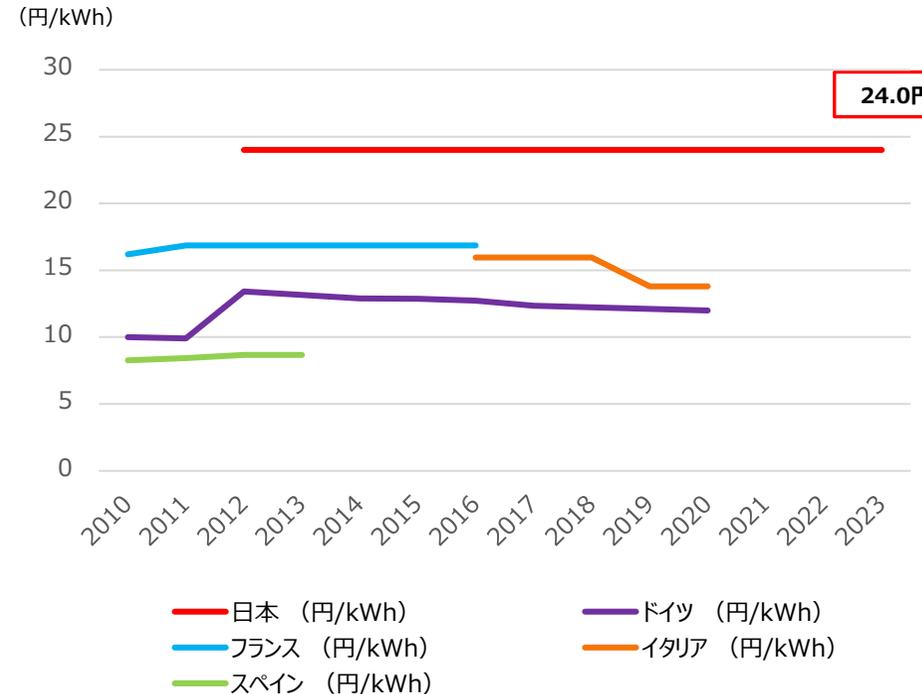
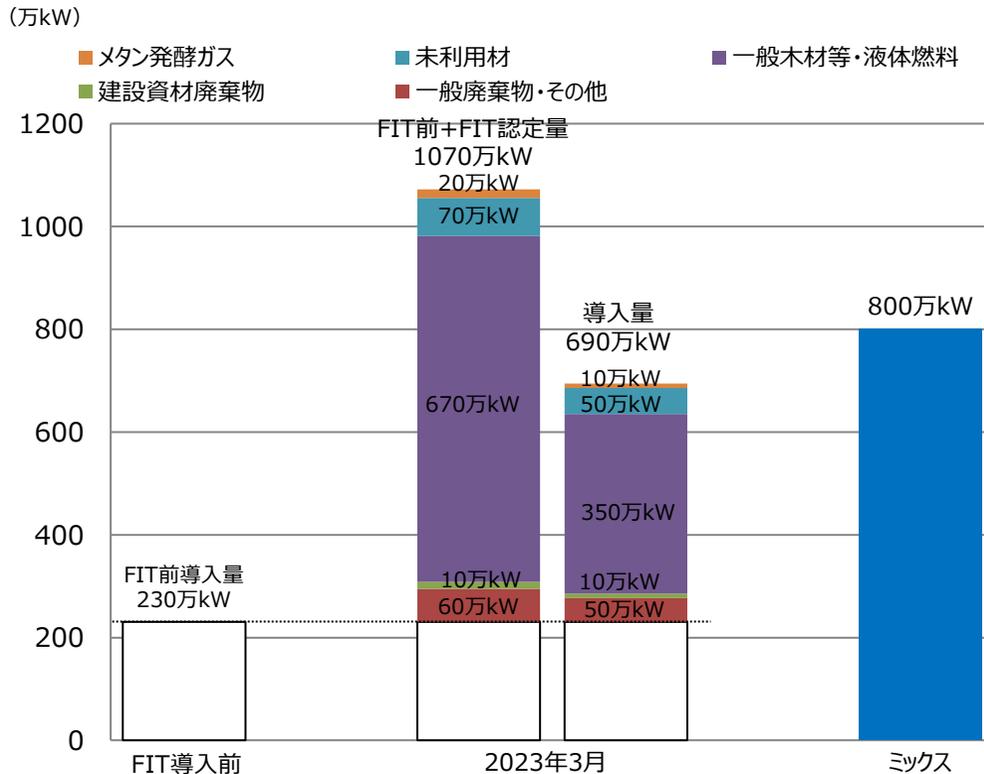
■ 10,000kW以上の一般木材等バイオマス、全規模のバイオマス液体燃料は、2018年度より入札制に移行した。

	バイオマス						
	第1回		第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
実施時期	2018年度 下期		2019年度 下期	2020年度 下期	2021年度 下期	2022年度 下期	2023年度 下期
入札対象	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模						
募集容量	一般木材等： 180MW	液体燃料： 20MW	120MW	120MW	120MW	120MW	120MW
上限価格	20.6円/kWh (事前非公表)		19.6円/kWh (事前非公表)	19.6円/kWh 事前非公表	18.5円/kWh 事前非公表	18.0円/kWh 事前非公表	事前非公表
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	264MW (7件) ※100MW	169MW (26件) ※47MW	101MW (20件) ※39MW	319MW (7件) ※112MW	129MW (3件) ※75MW	0MW (0件)	
参加資格を得た容量（件数）	95MW (4件)	11MW (5件)	6MW (4件)	164MW (3件)	129MW (3件)	0MW (0件)	
入札容量（件数）	35MW (1件)	2MW (1件)	4MW (3件)	2MW (1件)	54MW (2件)	0MW (0件)	
平均入札価格	19.60円 /kWh	23.90円 /kWh	20.55円 /kWh	18.50円 /kWh	18.53円 /kWh	-	
落札容量（件数）	35MW (1件)	0MW (0件)	0MW (0件)	2MW (1件)	51MW (1件)	-	
落札価格	19.60円 /kWh (第2次保証金を納付せず 辞退)	-	-	18.50円 /kWh	18.50円 /kWh	-	
調達価格決定方法	応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)						※ バイオマス比率考慮済。

- バイオマス発電については、FIT制度開始前の導入量と2023年3月時点のFIT・FIP認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で**1,070万kW**となっており、**エネルギーミックスの水準（800万kW）を超えている**。
- なお、2023年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW未満）では24円/kWhであり、また一般木材等（10,000kW以上）は入札対象となっているが、**海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援対象でない場合が多い**。

＜バイオマス発電のFIT・FIP認定量・導入量＞

＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。
 ※ バイオマス比率考慮済。

※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。
 入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
 フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

- 諸外国では、容量や燃料種、設備形態によって支援対象を一部に限っており、大規模な一般木材等区分は支援対象ではない国も存在する。

<諸外国におけるバイオマス発電の支援状況>

ドイツ (2022年12月時点)

100kW以下	FIT/FIP入札
100～150kW	FIP入札
150～20MW	FIP入札
20MW超	支援対象外

フランス(2023年2月時点)

バイオガス	500kW未満	FIT
	500kW～12MW	FIP

英国(2023年3月時点)

5 MW以下	【嫌気性消化】 売電価格保証※の支援制度
5 MW超	【嫌気性消化】 Cfd入札
全ての容量	【バイオマス専用燃焼（熱電併給）、高度変換技術】 Cfd入札

イタリア (2023年7月時点) (バイオガスとバイオマス)

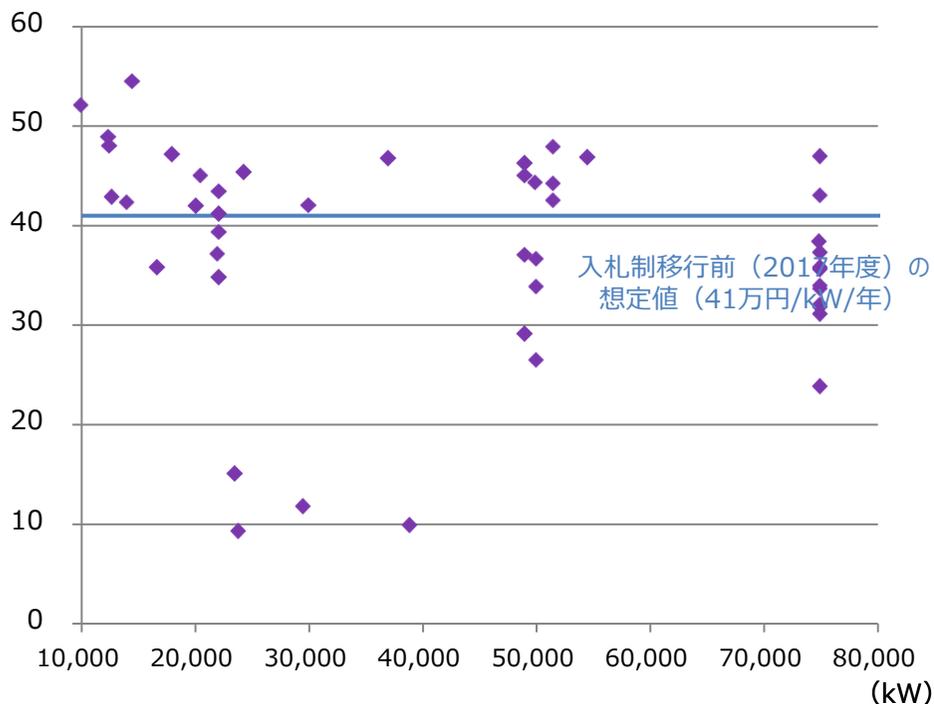
1MW以下	FIT / Cfd
1MW超	Cfd
自家消費1MW以下	FIT

※ 2020年1月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）

- 一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料の資本費のコストデータは54件。
- **平均値 39.3万円/kW、中央値 37.9万円/kW**であり、入札制移行前（2017年度）の調達価格の**想定値を下回る**。

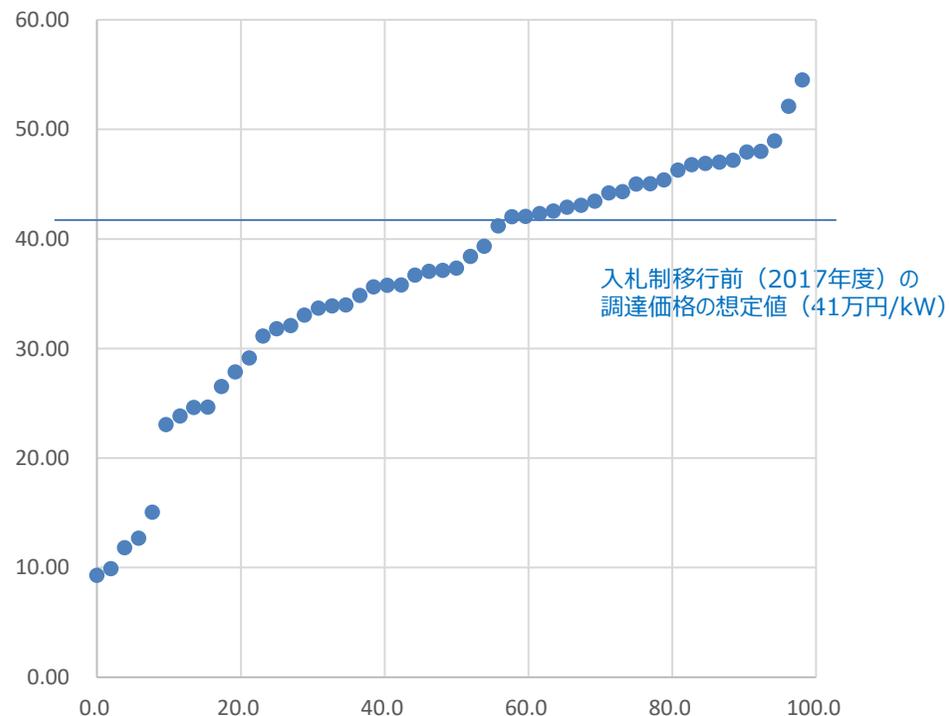
＜一般木材等（10,000kW以上）、バイオマス液体燃料の資本費＞

(万円/kW)



※グラフから10,000kW未満の液体燃料設備データ及び著しく高額な資本費データを捨象

(万円/kW)

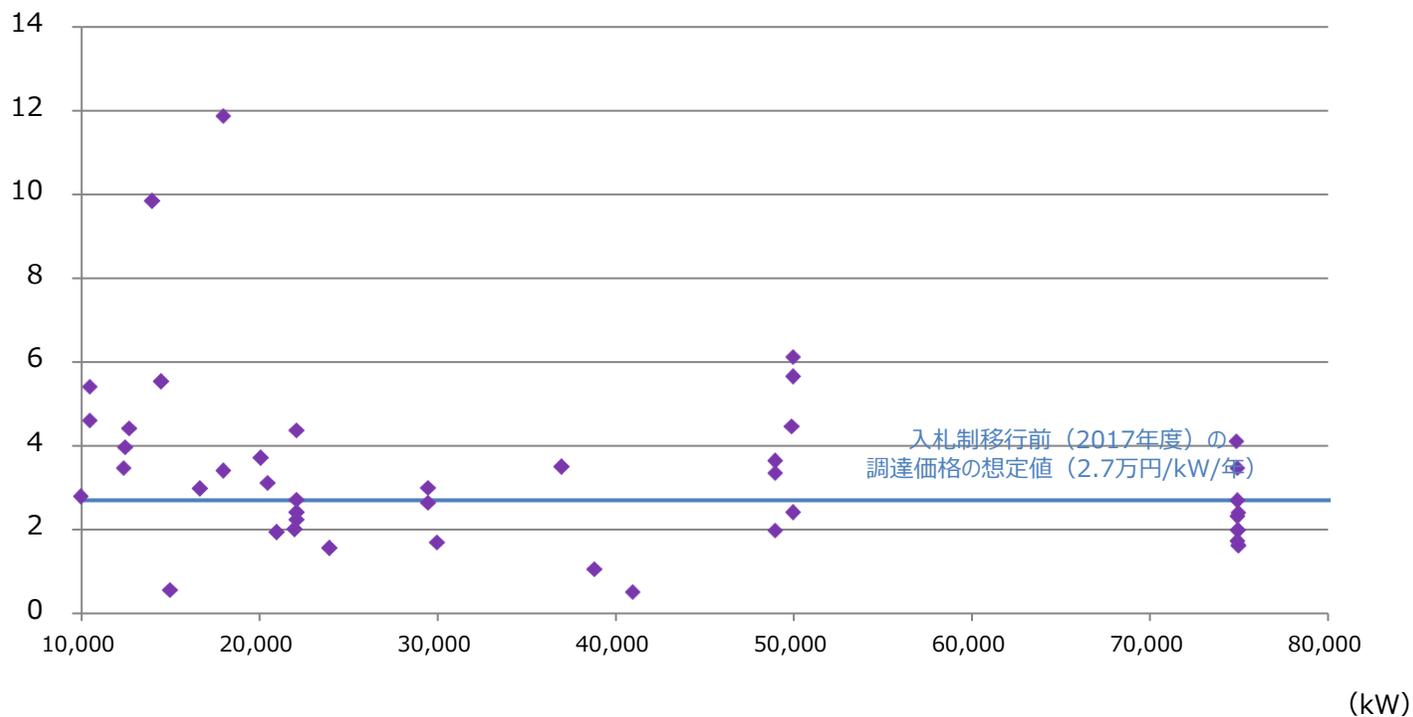


※著しく高額な資本費データを捨象

- 一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料の運転維持費のコストデータは47件。
- 平均値3.3万円/kW/年、中央値2.8万円/kW/年であり、入札制移行前（2017年度）の調達価格の想定値を上回る。

＜一般木材等（10,000kW以上）、バイオマス液体燃料の運転維持費＞

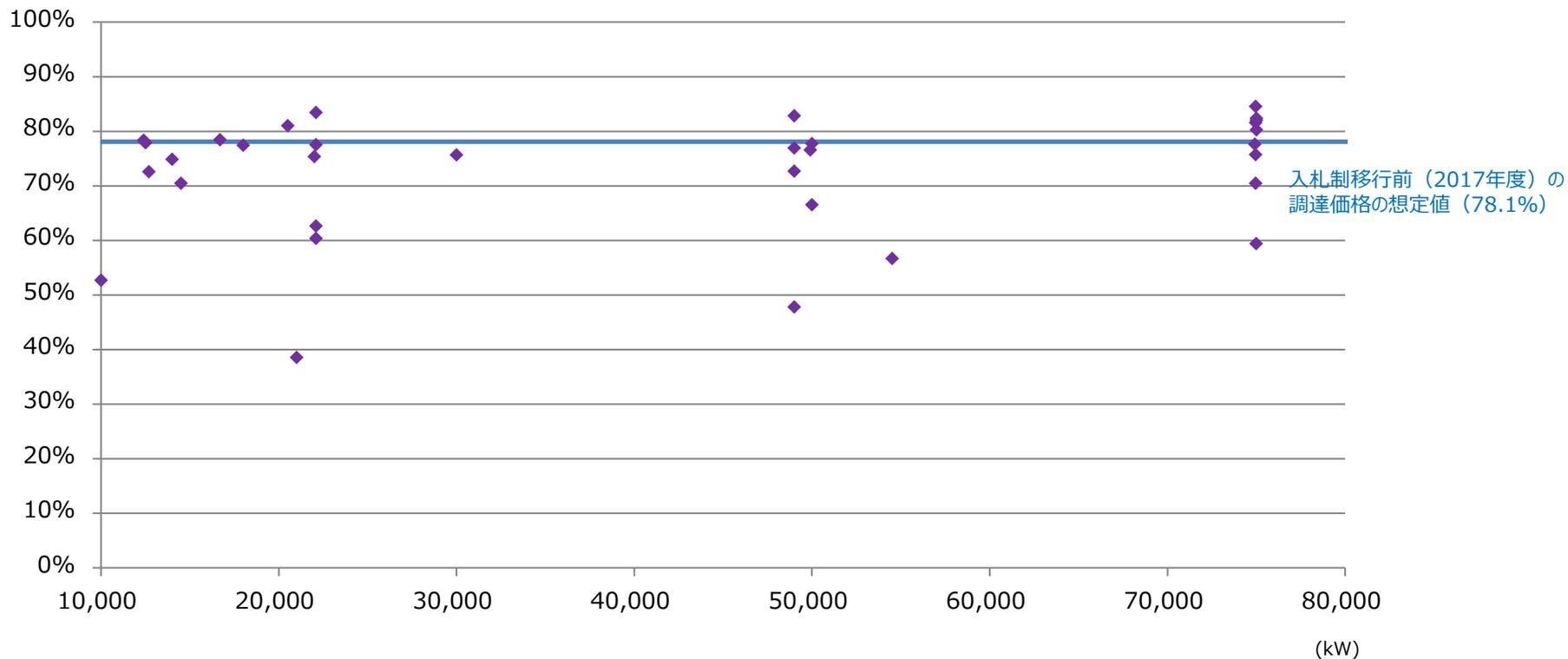
(万円/kW/年)



※10,000kW未満の液体燃料設備データを捨象

- 一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料の設備利用率は、**平均値70.9%、中央値75.7%**であり、一般木材等区分の**想定値と概ね同水準**。

＜一般木材等（10,000kW以上）、バイオマス液体燃料の設備利用率＞

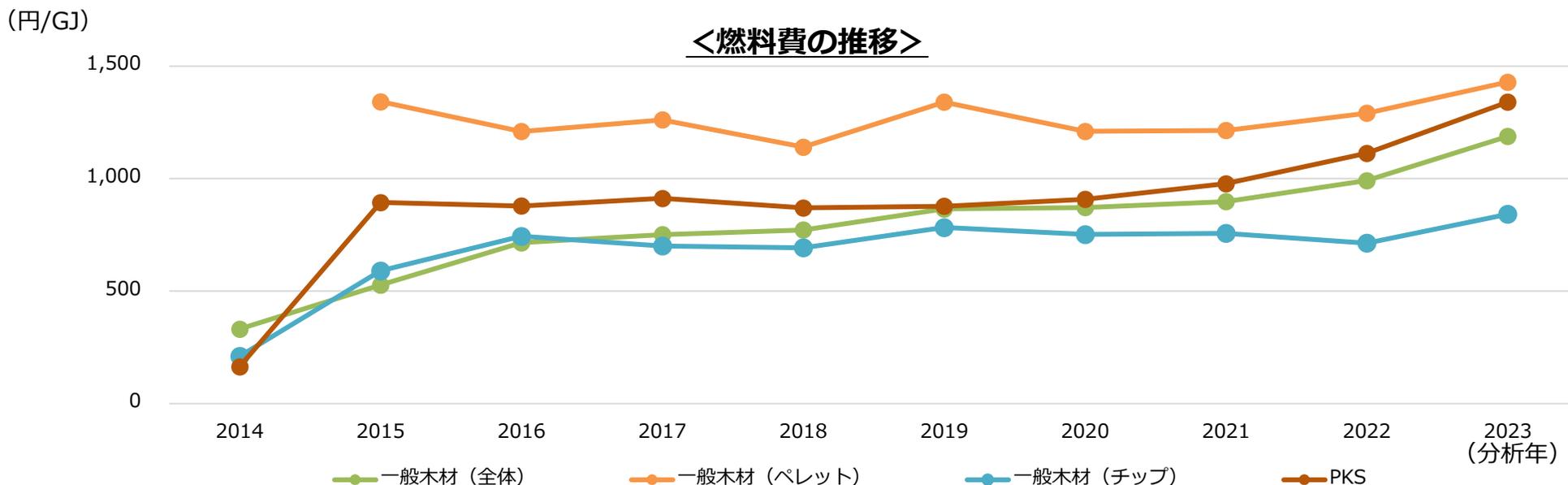


※グラフから10,000kW未満の液体燃料設備データを捨象 ※分析対象から著しく設備利用率が低い設備データを除外

(4) 国内の動向：燃料費

- 一般木材等の燃料費のコストデータは232件。燃料種によってばらつきがあるものの、**平均値は1,061円/GJ、中央値は1,020円/GJ**となり、**想定値(750円/GJ)を上回る**。
- 2018年度から入札対象となっている**バイオマス液体燃料**の燃料費のコストデータは4件。**平均値は2,844円/GJ、中央値は2,328円/GJ**であった。

		実績平均値 (熱量ベース)		想定値 (熱量ベース)	(参考) 実績設備利用率
一般木材等	ペレット	1,061円/GJ (232件) ※ペレット、チップ、PKS以外も含む	1,374円/GJ (53件)	750円/GJ	73.3%
	チップ		752円/GJ (111件)		51.1%
	PKS		1,115円/GJ (32件)		73.8%



- バイオマス入札については、これまで5回を実施。入札制移行前（2017年度）と比較し、第4回入札の落札価格は2.5円/kWh（21円/kWh⇒18.50円/kWh）低減。
- **前回の第5回入札は18.00円/kWhを上限価格としたところ、入札数は0件であった。**
- 他方、一般木材等バイオマス・バイオマス液体燃料については、2016年から2017年にかけてFIT認定が急増。**当該区分において約670万kWのFIT認定量が存在**しており、市場が拡大する中でのコスト低減の可能性もある。
- **事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を実現する**という入札制の趣旨を踏まえると、これまでの入札結果や直近の市場の競争状況を反映させることが重要である。上記を踏まえつつ、競争性を確保してコスト低減につなげるためには、**どのような上限価格の設定によって効率的な事業が誘導されるか。**