

風力発電の調達価格等算定に関する意見



2020年10月30日

一般社団法人 日本風力発電協会
(Japan Wind Power Association)



■ 意見

1. 風力発電の2022年度以降の取扱い
2. 陸上風力発電の2021年度の取扱い
3. 着床式及び浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱い
4. 入札制の在り方に関する提言

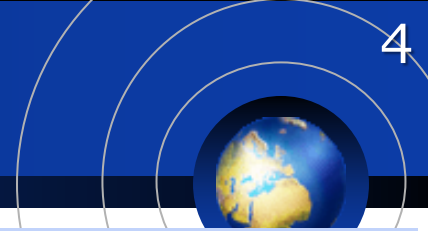
■ 参考資料

- － 我が国風力発電の開発状況（見込み含む）
- － 陸上風力のコスト等に関する実態と今後の見通し
- － 公募占用計画策定において必要となる情報
- － 発電側基本料金に関するJWPAの基本スタンス



< 意見 >

1. 風力発電の2022年度以降の取扱い（1/2）



- 再生可能エネルギーの主力電源化の実現のため、再エネ電源に対する支援制度は電源毎の導入状況に応じて自立化を促す方向に段階的に移行すべき。
- また、競争原理の導入と電力市場・システムへの統合を目指す上では、関連する諸制度及び市場環境を欧州並みに整えることが最優先事項。その前の拙速な市場・システムへの統合では、関連産業が根付かず、安定した発電事業継続のリスクが過大になる可能性が高く、ファイナンス（資金調達）も困難となる。

＜電力市場・システム、関連諸制度の現状＞

- 電力卸市場：弾力的で充実した当日市場への刷新（議論の深化）が必要
- インバランス料金制度：運用開始（料金算定システム導入）時期が2022年4月に延期
- FIP制度：大量導入小委・主力化小委合同会議において詳細設計を検討中

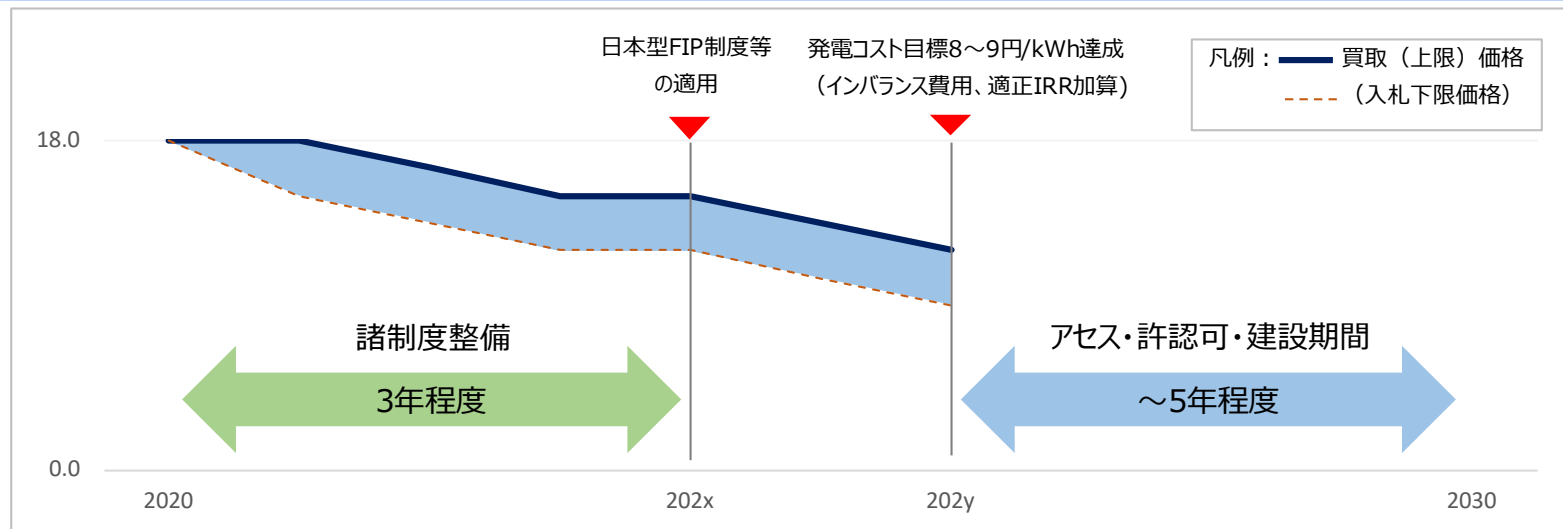


- したがって、関連諸制度を可及的速やかに（3年程度を目途）に整備していただくと共に、制度が整うまでの間は、現行FIT制度のもと、早期に実施可能な政策措置（適切な買取価格低減メカニズムの適用等）によって、国民負担の抑制に努めつつ、主力電源化への取組みを推進いただきたい。

1. 風力発電の2022年度以降の取扱い（2/2）

＜国民負担の抑制方法＝適切な買取価格低減メカニズムの適用＞

- 国内産業育成を視野に入れた、意欲的で明確な中長期（2030年度、2040年度及び2050年度）の導入目標の設定と共に、下記の対応が必要。
 - (1) 陸上1GW/年＋洋上1GW/年程度の認定量（又は入札募集容量）の設定・確保
 - (2) 複数年度分の認定量（又は入札募集容量）の事前公表（事業予見性の確保）
 - (3) 陸上風力の場合、漸減的な買取価格の設定・継続
 - (4) 陸上風力への入札制導入、及び、洋上風力の入札の場合、供給範囲（接続費）の標準化（p.14ご参照）、上限価格の明示、無責任な安値入札の回避策の要件化



認定年毎の買取価格のイメージ【陸上風力の例】

(参考) 意欲的で明確な中長期導入目標の設定

6

第1回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 資料4-1 より抜粋 (一部加筆)

- 2030年：洋上風力10GW（＋陸上18GW）
 - 中間点として目標を設定
 - 投資判断に最低限必要な市場規模(洋上1GW程度×10年間)
- 2040年：洋上風力30～45GW（＋陸上35GW）
 - 産業界が投資回収見通し可能な市場規模(年間当り2～4GW程度)
 - 世界各国と肩を並べる競争環境を醸成できる市場規模
- 2050年：洋上風力90GW（＋陸上40GW＝130GW）
 - 政府目標：GHG排出量80%削減に相応しい目標値
 - 2050年推定需要電力量に対して風力より30%以上を供給



(参考) 導入拡大につながる好循環の形成

第1回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 資料4-1 より抜粋

- 「意欲的で明確な中長期導入目標の設定」が好循環の呼び水に

意欲的且つ計画的・
継続的な中長期の
導入目標を設定

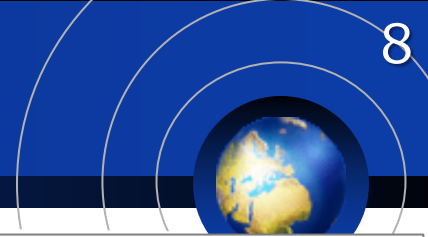
市場形成
市場参加者の増加

コスト低減に伴う
さらなる市場拡大

競争環境の醸成

- 欧米技術の導入・
習熟度向上
- 技術革新
- 産業化の進展

2. 陸上風力発電の2021年度の取扱い（1/2）



- 陸上風力発電の開発中の案件については着実に増加・進行している傾向（今後の導入推移は1GW前後～3GW程度/年の見込み）。 ※＜参考①＞ご参照
- 昨年度に当協会（JWPA）が独自に行った陸上風力発電のコストに関する調査結果では、今後（5～7年程度）については緩やかながら発電コストを低減できる見込みが現れ始めている。 ※＜参考②＞ご参照



- 価格目標（発電コスト8～9円/kWh：買取価格12～13円/kWhと想定）の達成には、年間1GW以上の計画的・継続的な認定量（又は入札募集容量）の設定・確保、供給範囲（接続費）の標準化、系統制約の克服→電力NWの次世代化、環境アセス等開発期間の短縮などの実現が不可欠であり、これらが前提条件。
- 2021年度の陸上風力発電については、現行FIT制度に基づく漸減的な買取価格の設定が現実的且つ効果的（2022年度以降も同様）。
- 仮に、2021年度より陸上風力発電に入札制を導入した場合の価格低減のイメージは次のページの通り。

(参考) 陸上風力発電に入札制を導入した場合

第14回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3 より抜粋（一部加筆）

■ 入札制を導入した場合の価格低減のイメージ（陸上風力）

<前提条件>

- ① 各年度導入量を1～2GWに設定すべき（5年程度で10GWを達成できる見込み）。
- ② 系統制約の克服→電力NWの次世代化が不可欠。
- ③ 運転開始期限（現行8年）の短縮のため、環境アセス期間の2年程度短縮が必要。

<価格低減のイメージ>

年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
上限価格（円/kWh）※1	18.0	18.0	17.0	16.0	15.0	14.0	13.0	12.0	11.0	10.0	10.0
下限価格（円/kWh）		16.0	15.0	14.0	13.0	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0	8.0

（注記）※1：漸減的な買取価格を設定した場合は、その価格低減のイメージを示す。

2. 陸上風力発電の2021年度の取扱い（2/2）



- 我が国の陸上風力発電においては、地域振興・活性化を目的とし、**地方公共団体等（地方自治体）が自ら実施、又は、地方自治体が直接出資している中小規模の風力発電事業**が、新規計画、及び既存リプレイス共に、一定数存在している。
- これら事業については、その全てが、地域の要請に応え、地域に付加価値をもたらし、地域で必要とされている/地域と共生している事業であり、風力発電の持続可能な導入拡大を実現するためには、陸上風力リプレイスの買取価格区分を含め、継続的な普及のための支援・仕組みが必要。
- 特に、我が国風力発電の黎明期を支えた地方自治体の発電事業が長期に亘り継続できるよう、例えば、バイオマス発電と同様に「**地域活用電源**」として**支援**していくべき。

<支援のための要件（案）（既存リプレイスを含む）> ※①と②はどちらか一方

- ① 地方自治体が自ら実施、又は、地方自治体が事業に直接出資するもの
- ② 災害時、発電した電気を地域内で活用することが可能なもの
- ③ 規模要件として、環境影響評価法対象事業規模（1万kW）未満のもの
- ④ リプレイス事業の場合は、現行制度上の3要件を全て満たすもの

3. 着床式及び浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱い (再エネ海域利用法の適用外)

11



- 洋上風力発電の開発中の案件は直近数年間で大幅に増加している状況。その中には数年前より開発に着手し事業の熟度が高まっている案件が複数存在している。今後の長期安定的・計画的な導入推進のためには年間1GW以上の継続的な導入計画の策定が必要（現在の開発量より、策定は十分に可能）。 ※ <参考①> ご参照
- 他方、我が国の洋上風力発電（着床式・浮体式）については、国による実証事業案件と資本費補助案件を除き、商用発電としての稼働案件・着工案件が未だ存在していないため、コスト動向を把握できていない。



- 上記より、再エネ海域利用法の適用を受けない、着床式洋上風力発電（入札制）の上限価格、及び浮体式洋上風力発電の調達価格については、風況・海象・海底地盤・陸上送電線等が事業案件の状況により大きく変わりうることから、現在、開発・工事中の複数の洋上風力案件のコスト実績を踏まえて検討すべき。
- したがって、2021年度の着床式洋上風力発電の上限価格及び2021年度の浮体式洋上風力発電の調達価格については、浮体式洋上風力発電の2020年度価格（36円/kWh）を適用するのが妥当。

4. 入札制の在り方についての提言（1/2） ＜陸上風力及び洋上風力の入札制に共通＞

12

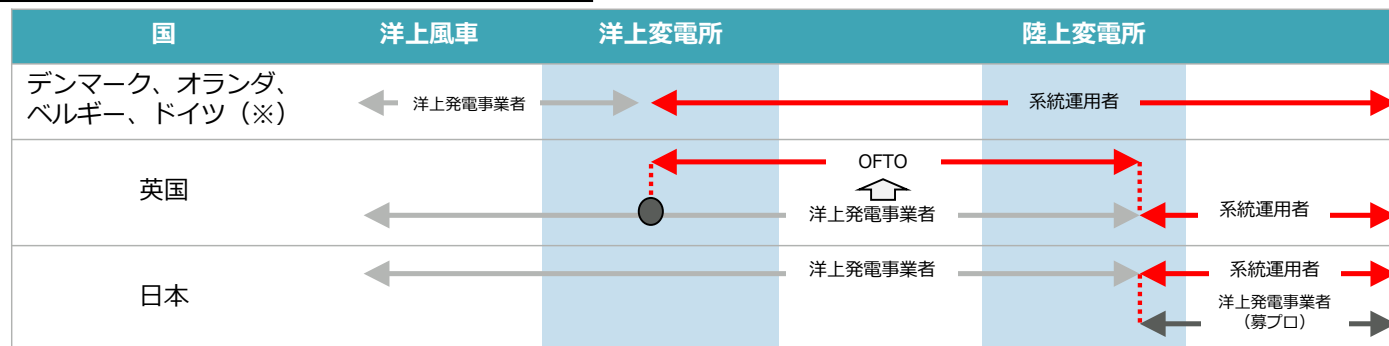


■ 計画的な入札枠設定

- 発電事業者及びサプライチェーンを形成する製品メーカー等の事業予見性が確保され、開発・設備投資の誘発による発電コストの低減に繋がる、意欲的な導入目標を設定
- 意欲的な導入目標に沿った年度毎に十分な量の入札枠（陸上1GW/年＋洋上1GW/年程度の募集量）の設定、上限価格の明示及び複数年度分の事前公表

■ 入札枠に見合う系統接続の確保、責任・費用の分界点の見直し

- 再エネの導入拡大に向けた効率的・合理的な系統マスタープランの早期策定
- FIT賦課金方式も活用したプッシュ型の系統形成の早期実現
- ノンファーム接続の早期全国展開、欧米と同じ実潮流ベースの系統接続の早期実現
- 発電/送配電の責任・費用の分界点は変電所又は集電所までとする欧州各国の仕組みを導入（供給範囲（接続費）の標準化）

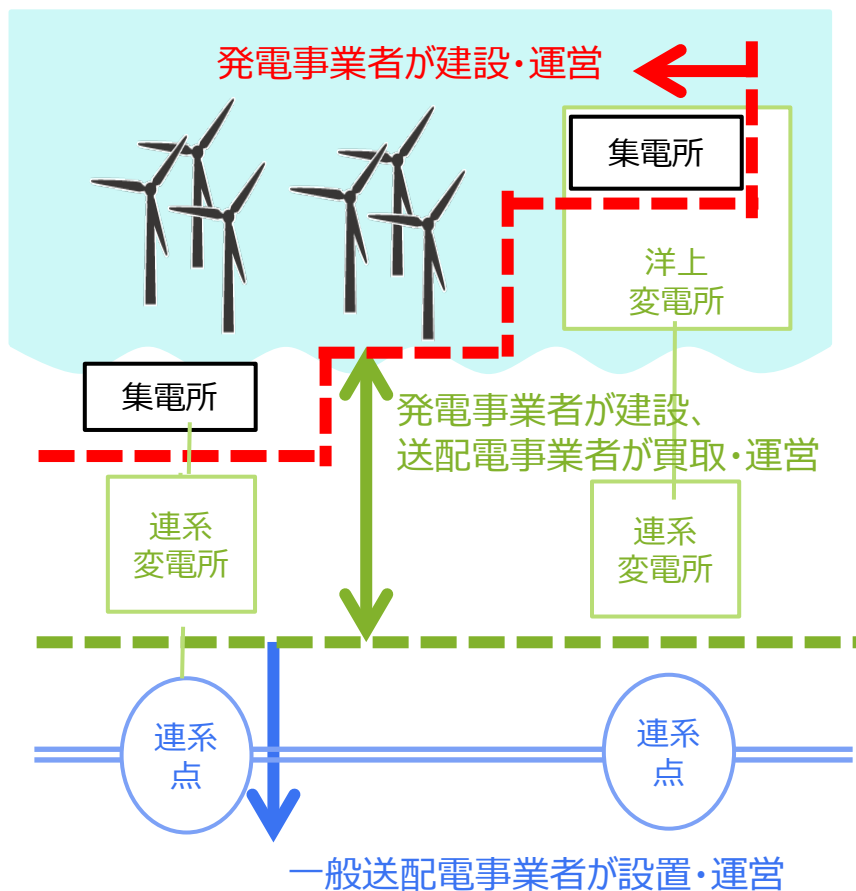


※ドイツの場合は各洋上発電事象者にて変電所を設置し、系統運用者が設置する洋上変電所まで接続を要す

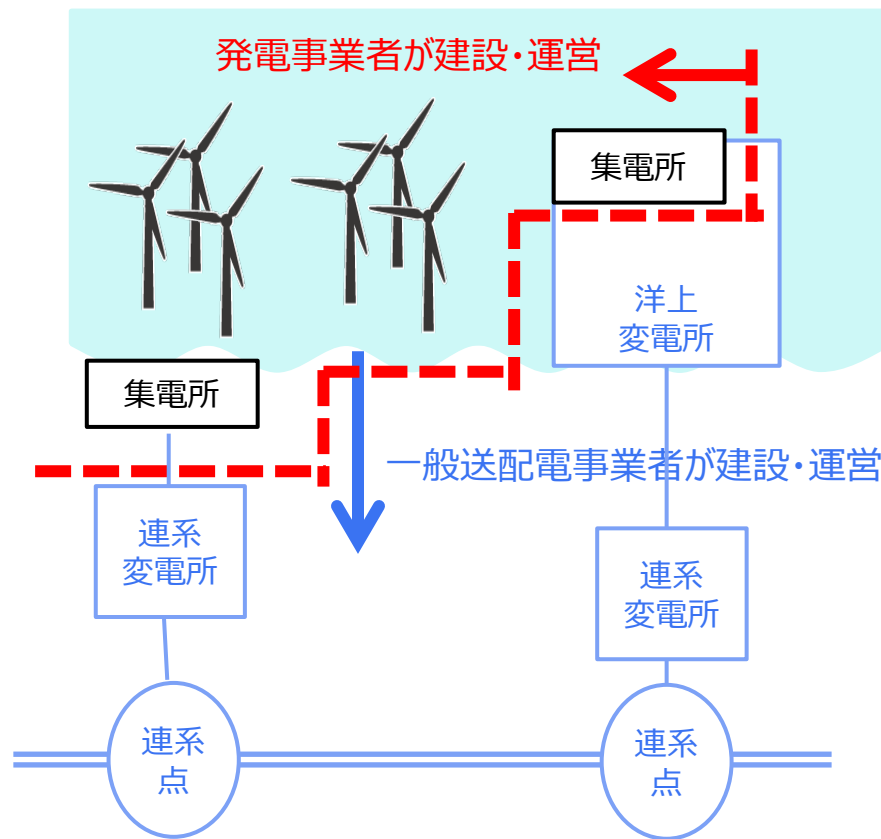
(参考) 発電/送配電の責任・費用の分界点

洋上風力促進WG・洋上風力促進小委 合同会議（第3回） 資料2 より抜粋（一部加筆）

英国の場合



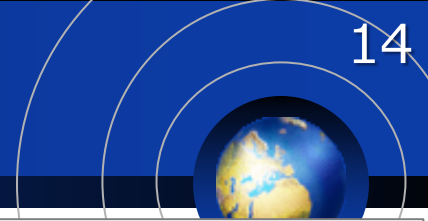
オランダの場合



4. 入札制の在り方についての提言（2/2）

＜陸上風力及び洋上風力の入札制に共通＞

14



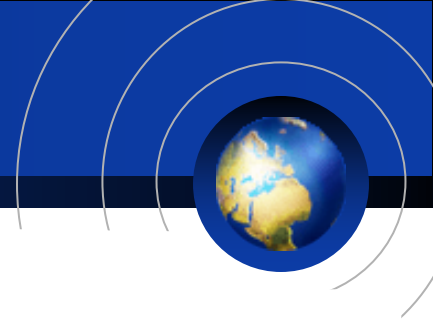
■ 供給範囲（接続費）の標準化

- － 現行制度における買取価格は、再生電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用と、その他の事項を勘案して定めるものとされている。
- － 上記費用として、過去の調達価格等算定委員会で想定された費用中の接続費は以下の通りとされていた（※）。
 - 陸上風力：資本費30万円/kWのうち、接続費は5.2%相当（**1.6万円/kW**）
 - 洋上風力：接続費3～7万円/kWの中間値である**5万円/kW**
- － 上記より、入札制を導入する場合、競争条件の公平性・公正性を確保するため、開発地域により異なる系統接続の制約状況を考慮し、接続費については想定費用の上限までを発電事業者の費用負担の範囲としてはどうか。

（※）出典：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 参考資料2 各電源の緒元一覧
（平成27年5月26日 発電コスト検証ワーキンググループ）

■ 洋上風力：高精度な観測データ等情報の開示・提供 ※＜参考③＞ご参照

- － 洋上風力発電事業においては、現地における高精度な各種データ及び情報を事前に収集・取得することで、事業リスクの低減が見込めると共に事業計画の確度も向上する。
- － 公平且つ公正な入札実施のため、全ての応募希望事業者に対し、国が取得した現地観測データ等の詳細情報（特に風況・海象・海底）を開示・提供すべき。



< 参考資料 >

<参考①> 我が国風力発電の開発状況（見込み含む）

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 我が国風力発電の開発状況（実態）を把握するため、「なっとく！再生可能エネルギーサイト」、「環境影響評価支援ネットワークホームページ」その他公表情報を基にJWPAで独自に抽出・集計し、2030年度までの運転開始予定案件の整理を行った。但し、環境アセスメント手続きが2年以上停滞している案件については本集計より除外した。
- FIT認定の有無については2019年6月末時点、環境アセスメント手続きの進捗については2019年9月末時点の情報を基に集計・整理を行った。
- 現時点では、**陸上風力：11.9GW（171件）、洋上風力：12.6GW（29件）が2030年度までに運転開始する予定**で開発を進めている状況。陸上・洋上とも**今後10年間1～2GW程度/年の認定～導入**が見込まれる。

<集計①：環境アセスメント手続き毎>

	陸上		洋上	
	出力(MW)	件数(件)	出力(MW)	件数(件)
配慮書	3,811	44	6,957	14
方法書	4,769	62	5,313	10
準備書	1,881	36	160	2
評価書	472	6	139	2
終了	989	23	22	1
小計	11,923	171	12,590	29
合計			24,513	200

<集計②：運転開始予定年度毎(単位:MW)>

区分 \ 年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
陸上（FIT認定なし）	0	26	393	213	1,367	2,647	1,189	947	322	420	0	0
陸上（FIT認定あり）	366	208	550	476	1,263	1,171	302	63	0	0	0	0
洋上（全て）	0	0	22	299	0	2,055	6,266	2,169	720	980	0	80
計	366	234	965	988	2,630	5,873	7,757	3,179	1,042	1,400	0	80

<参考②-1> 陸上風力のコスト等に関する実態と今後の見通し (JWPAコスト実態調査結果：資本費)

17

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 設備費（風車等）が2018-19年度あたりから明確に低下傾向を示している。その要因として、風車の単基出力の増加、技術革新や風車メーカーの営業戦略等が考えられる。
- 工事費は全体的に横ばい傾向であるが、計画・建設中案件は見積ベースであるため、今後、コスト低減できると見込んでいる。

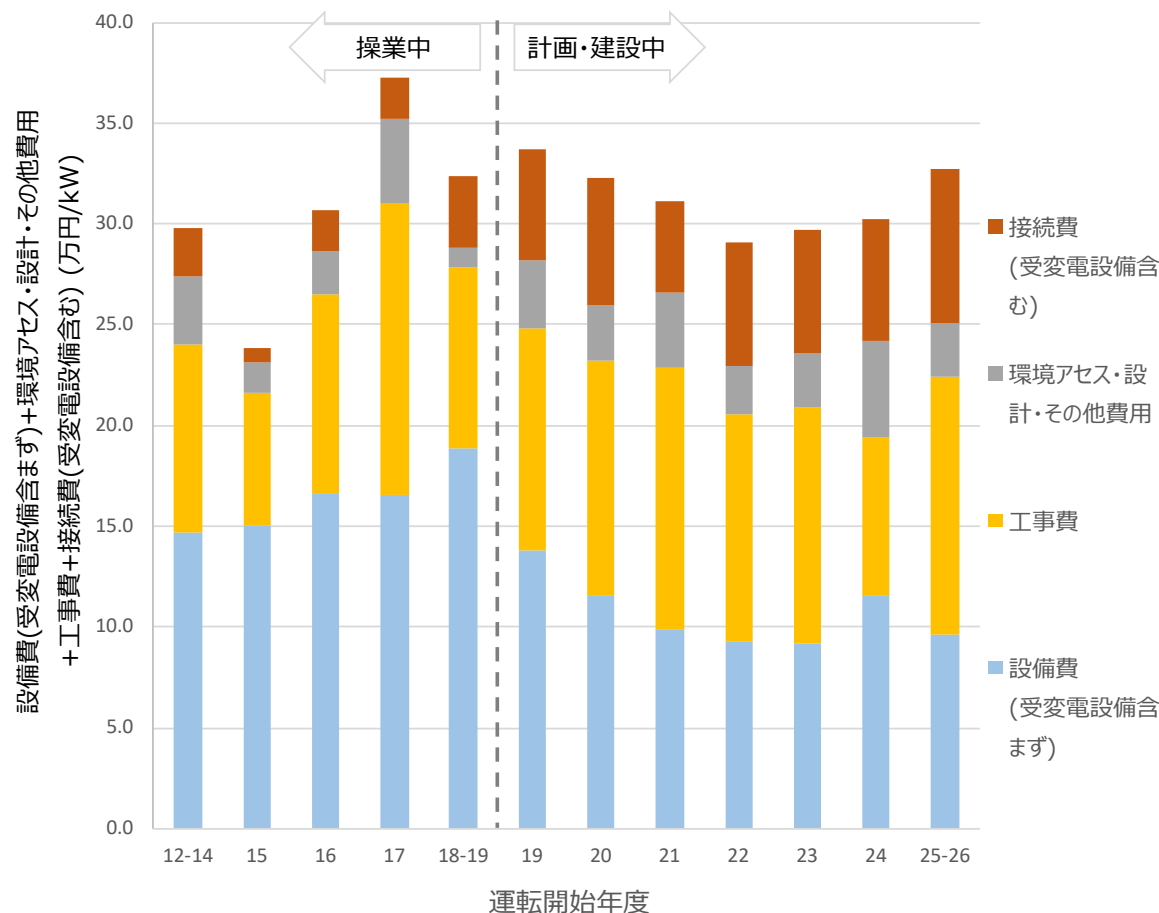


図1 接続費を含む資本費の推移[加重平均値](運転開始年度別:n=86)

<参考②-2> 陸上風力のコスト等に関する実態と今後の見通し (JWPAコスト実態調査結果：接続費)

18

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 操業中案件は概ね2万円/kW程度に対し、計画・建設中案件は年度毎にバラツキがあるも3～6万円/kW程度。
- 計画・建設中案件は、連系点から発電所までの送電線の距離や構内送電線の合計距離がより長距離になっていると共に、連系先送電系統の電圧もより高い電圧の比率が高くなっている傾向であるが、見積ベースであることと接続検討結果の概算を含むことから、今後、低減できる見込みありと史料。

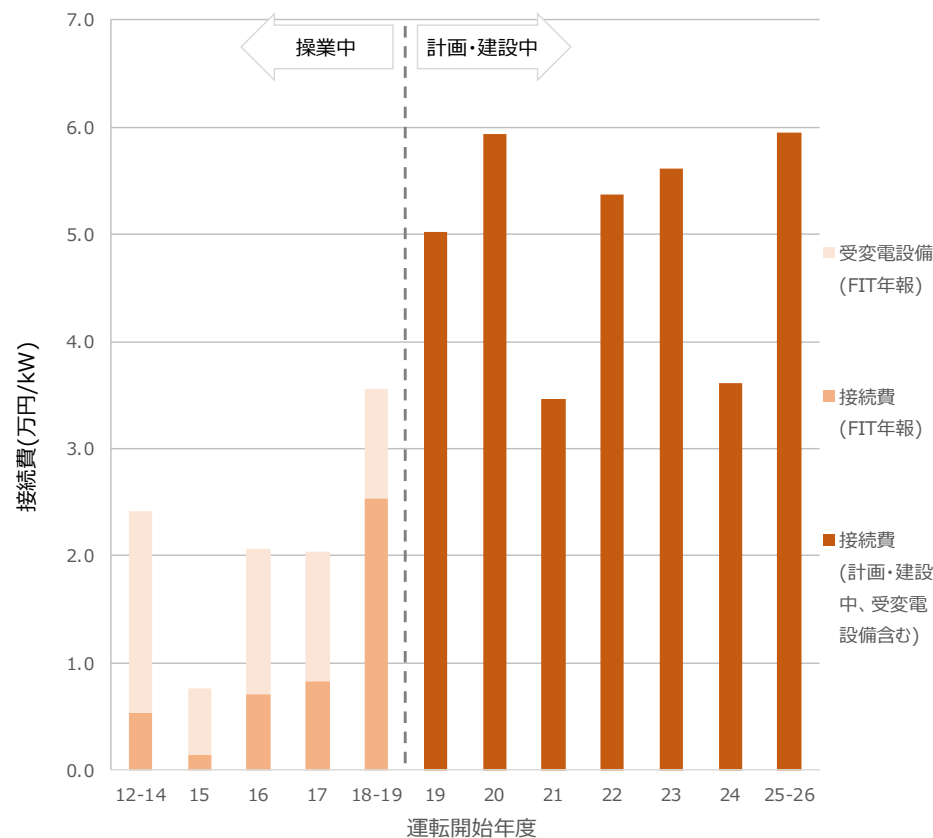


図2 接続費の推移[加重平均値](運転開始年度別:n=78)

<参考②-3> 陸上風力のコスト等に関する実態と今後の見通し (JWPAコスト実態調査結果：運転維持費)

19

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 操業中のデータ件数は年度毎に $n = 59 \sim 155$ 、計画・建設中のデータ件数は年度毎に $n = 4 \sim 11$ であるため、操業中と計画・建設中を比較する場合にはデータ件数のバラツキに留意する必要がある。
- 計画・建設中案件の運転維持費の内、2019年度は特定の案件（規模大・コスト高）の影響で、2023年度は北海道エリア内の蓄電池案件の影響で高い数値となっているが、これら特定案件を除けば、全体的に緩やかな低下傾向を示している。

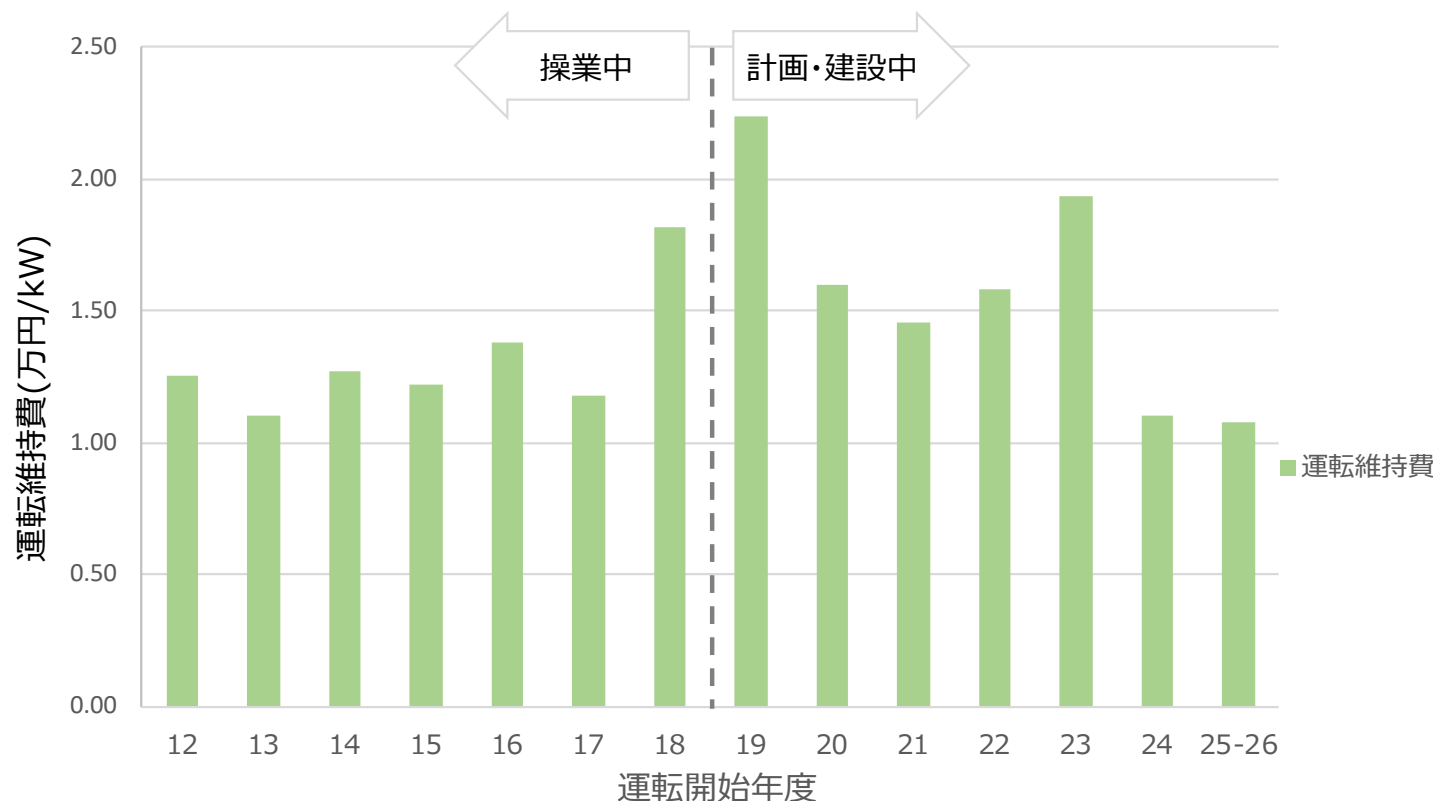


図3 運転維持費の推移[加重平均値]（運転開始年度別： $n=782$ ）

<参考②-4> 陸上風力のコスト等に関する実態と今後の見通し (JWPAコスト実態調査結果：設備利用率)

20

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 操業中のデータ件数は年度毎に $n = 24 \sim 125$ 、計画・建設中のデータ件数は年度毎に $n = 4 \sim 11$ であるため、操業中と計画・建設中を比較する場合にはデータ件数のバラツキに留意する必要がある。
- 全体的にはほぼ横ばいに推移しているが、計画・建設中案件では運転開始が先の案件ほど出力抑制を見込んでいると推察されるものの、若干ではあるが操業中案件よりも高い設備利用率が維持されている傾向を示している。

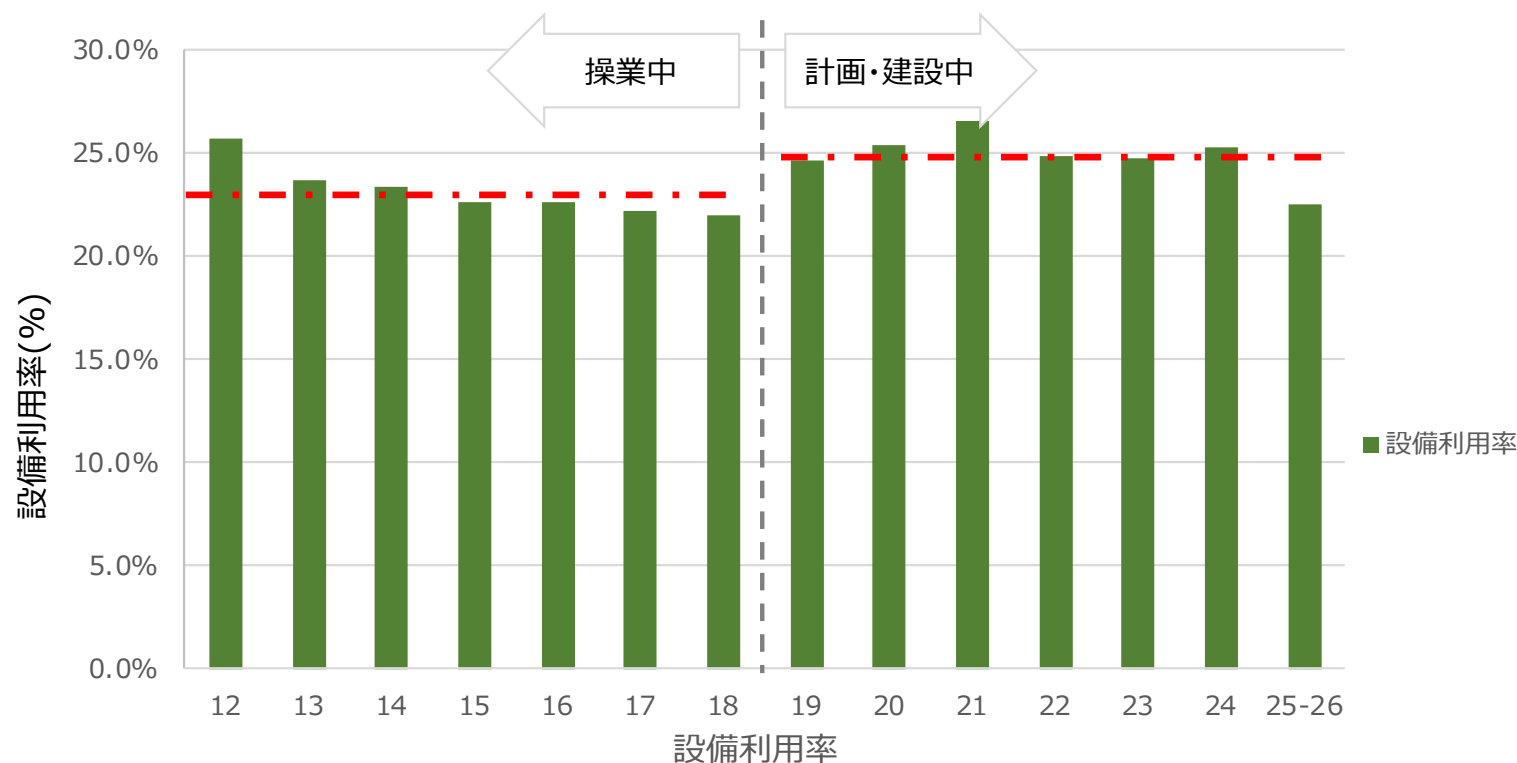


図4 設備利用率の推移[加重平均値] (運転開始年度別: n=605)

<参考③-1> 公募占用計画策定において必要となる情報（1/2）

洋上風力促進WG・洋上風力促進小委 合同会議（第3回） 資料2 より抜粋（一部加筆）

区分	No.	情報項目		主な用途	主な入手方法 精度の高い情報を優先
促進区域	1	促進区域の位置（座標）			国
風況	2	観測情報（座標、高さ、観測装置等）			観測者
	3	通常風 10分平均	年平均風速	風車選定、発電量予測 風車設計、施工計画立案 風速変化のリスク評価	観測データ（1年以上） 解析 文献（風況マップ含む）
	4		月別平均風速		
	5		風配図（風向別出現頻度）		
	6		風速階級別出現頻度		
	7		風速の経年変化		
	8		風速の鉛直分布		
	9		乱流強度		
	10	極値風 再現期間 50年	設計風速（10分平均）	風車選定、風車設計	解析 長期観測データ
	11		極値風速（3秒平均）		
	12		鉛直分布（10分平均）		
	13		乱流強度（10分平均）		
	落雷	14	落雷（夏季・冬季）		風車選定
潮位	15	既往最高・最低潮位		支持物設計、施工計画立案	解析、文献
	16	朔望平均満潮位・干潮位			
	17	平均水面			
波浪	18	有義波高・周期・波向（平均、月別出現頻度）		支持物設計、施工計画立案	観測データ（1年以上） 解析
	19	設計波高・周期・波向（再現期間50年等）		支持物設計	解析、長期観測データ
津波	20	設計津波		支持物設計	解析、文献

公募占用計画策定にあたって優先度の高い情報（観測データ等）

<参考③-2> 公募占用計画策定において必要となる情報 (2/2)

洋上風力促進WG・洋上風力促進小委 合同会議 (第3回) 資料2 より抜粋 (一部加筆)

区分	No.	情報項目	主な用途	主な入手方法 精度の高い情報を優先
海流	21	海流の流速・流向(平均、月別出現頻度)	支持物設計、施工計画立案	観測データ(1年以上) 解析、文献
地震動	22	入力地震動	支持物設計	規程
海底地形	23	水深(海底形状)	基礎形式選定、支持物設計	物理探査、文献
	24	底質	支持物設計	文献
	25	海底面変化	支持物設計	解析、文献
海底地盤	26	海底面下土層構成(支持層含む)	基礎形式選定、支持物設計 施工計画立案	物理探査、ボーリング調査 文献
	27	地盤条件(土層構成、物性値)主要な箇所		ボーリング調査(CPT,SPT)
海底埋設物等	28	輸送管、ケーブル、障害物等	風車配置	物理探査、文献
系統接続	29	系統接続位置、受電容量	施工計画立案	国・電力会社
	30	ケーブルルート(候補)、揚陸部、地形・地盤条件		
基地港	31	建設・維持管理時に利用可能な港湾	施工計画立案	国・港湾管理者
	32	埠頭の水深及び延長		
	33	埠頭の広さ		
	34	埠頭の耐荷重		
	35	利用可能な期間		
	36	インフラ整備状況(水、電気、道路等)		
その他	37	公募に先立ち事業者を示すことが必要な内容	事業リスク評価	国・協議会
社会情報	38	促進区域周辺の社会環境情報 進入禁止エリア、船舶通航量、自然公園等	施工計画立案	文献

公募占用計画策定にあたって優先度の高い情報(観測データ等)

<参考④> 発電側基本料金に関するJWPAの基本スタンス

第47回 調達価格等算定委員会 資料2 より抜粋

- 「発電側課金」の導入について、FIT電源については現行制度の大枠継続を前提に、早期に以下の通り決定されることを希望する。
 1. 発電側課金の導入までに接続契約申込済みのFIT電源（FIT買取開始済み電源を含む）に対する実質的な事後的課金の回避
 2. 発電側課金の導入後に接続契約の申込みを行うFIT電源に対する適切な調整措置（例：課金分を全額補填する仕組み等）の適用
- 予め法定された固定価格で買い取られるFIT電気は、発電側課金による追加コストを価格に転嫁することができないため、託送料金制度変更による事後的課金は、電源の経済性に悪影響を与え、投資家からの訴訟や国際仲裁のリスクとなり、投資環境として海外から日本に対するマイナス評価にもつながると共に、金融機関及び国内投資家に萎縮効果を与えられられる。
- したがって、接続契約申込済みのFIT電源およびFIT買取開始済み電源でFIT買取期間中のものについては実質的な事後的課金を回避すべきであり、発電側課金の導入後に接続契約の申込みを行うFIT電源と共に、FIT買取価格とは別に全額補填する仕組み（発電側基本料金導入に伴う託送料金リバランスによる小売側課金の減額分を発電事業者に戻す仕組みなど）を適用すべきである。なお、新たに接続契約の申込みを行うFIT電源については接続契約締結時点でFIT買取期間中の課金に関する条件（料金単価等）を確定すべきである。
- なお、FIT電源以外の電源のうちノンファーム型接続の電源については、今後の制度設計次第では実際の系統利用実績に応じた従量料金のみとすることが適切となる可能性があり、制度設計と並行して十分な議論をお願いしたい。