

風力発電の調達価格等算定に関する意見



2019年10月29日

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



■ 意見

1. FIT制度の抜本見直しに対する意見
2. （入札制を導入する場合の）入札制の在り方
- 3-1. 陸上風力発電の取扱い
- 3-2. 洋上風力発電の取扱い

■ 参考資料（JWPAによる実態調査結果他）

- － 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
- － 発電側基本料金に関するJWPAの基本スタンス



< 意見 >

1. FIT制度の抜本見直しに対する意見

- 再生可能エネルギーの主力電源化の実現のため、新たに導入する再生可能エネルギー電源に対する支援制度は自立化を促す方向に段階的に移行すべきであり、具体的な方向性として、競争原理の導入と電力市場・システムへの統合を目指すことについても、基本的に異存なし。
- 但し、以下のような関連する諸制度を欧州並みに整える前の拙速な市場・システムへの統合では、発電事業のリスクが過大になると思料。

市場・システムへの統合のキーワード	リスク	必要な制度整備
① FIT インバランス 特例の廃止	自然変動電源の予測誤差に伴うインバランスについて、発電(及び小売)側には現状十分な低減手段がなく多大なインバランス費用負担が生じる。	◆ 発電(及び小売)側の主要なインバランス低減手段となる <u>当日市場を弾力的で充実した市場に刷新</u> (複数回のオークション方式の採用など)
② 買取義務の廃止	地域毎にほぼ唯一バランシング主体になり得る旧一電の発電/小売部門による買い手市場(買い叩き、買い渋り)となる。	◆ 多数の電源を集め <u>変動を平準化のうえインバランス低減を担うアグリゲーター</u> (→市場売電)やインバランス低減機能に加え <u>長期買取契約が可能な信用力の高い買取者</u> (→小売買取)の育成並びに、それらバランシング主体への全発電事業者からの公平な <u>アクセス確保</u>
③ FIT制度からFIP制度へ移行	欧州のどの国のFIP制度も、日本の電力市場・システムと完全には整合していない。	◆ FIP制度の構成要素毎(上記①、②、入札制など)に国内の電力市場・システムと整合させた <u>日本型FIP制度</u> の確立

1. FIT制度の抜本見直しに対する意見（つづき）

- したがって、国には前述のような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ともに、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。

国民負担の抑制方法

ポイント

④ 適切な買取価格低減メカニズムの適用

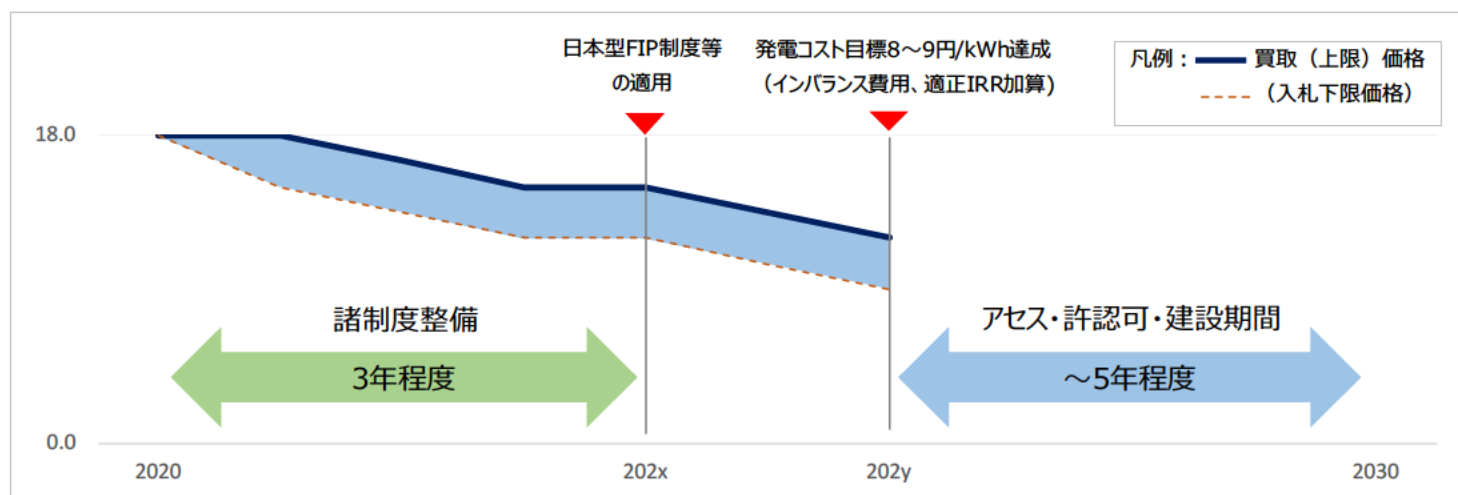
◆ 国内産業育成にを視野に入れた2030年度及び2050年度の導入目標の設定と共に、下記の対応が必要。

(1) 陸上1GW/年+洋上1GW/年程度の認定量の設定

(2) 複数年度分の事前公表（事業予見性の確保のため）

(3) 漸減的な買取価格の設定

(4) 入札制を導入する場合、上限価格の明示、及び、無責任な安値入札の回避策（例：下限価格の設定等）の要件化



認定年毎の買取価格のイメージ【陸上風力の例】

2. (入札制を導入する場合の) 入札制の在り方

■ 計画的な入札枠設定

- 発電事業者だけでなくサプライチェーンを形成する製品メーカー等にとっても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いただきたい。
- 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を行っていただきたい。

■ 入札枠に見合う系統接続量を確保できる仕組みの早期整備

- 再エネの導入拡大に向けた効率的・合理的な系統形成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
- 「試行的な取り組み」（東電PG）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

■ 洋上公募プロセスと新たな系統アクセスの仕組みとの整合

- 現行制度下における系統接続プロセス（電源募集プロセス）は洋上公募プロセスの実施時期とは整合が取れていないため、新たな系統アクセスの仕組み（一括検討プロセス）を適用する場合は洋上公募プロセス（入札制）のスケジュールとの整合を取っていただきたい。

3-1. 陸上風力発電の取扱い



- 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）** が現れていると思料。
※ <参考①> ご参照
- 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
れ始めていると思料。 ※ <参考②> ご参照
- したがって、**年間1GW以上の安定的且つ継続的な導入計画**は策定可能と考える
ため、導入計画の策定をご検討いただきたい。
- なお、**2021年度の陸上風力発電については、**入札制の導入の可否にかかわらず、
現行FIT制度に基づいた早期に実施可能な政策措置である**漸減的な買取価格の
設定**を行っていただきたい。

3-2. 洋上風力発電の取扱い



- 再エネ海域利用法の適用を受ける着床式洋上風力発電については、現在、有望な区域で協議会が設置・開催されたところであり、促進区域の決定時期はまだ定まっていないと思料。
- また、洋上風力発電の開発中の案件は直近一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。 ※ <参考①> ご参照
- さらに、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。
- したがって、再エネ海域利用法の適用を受けない2020年度の着床式洋上風力発電、及び2021年度の浮体式洋上風力発電については、いずれも前年度の価格（36円/kWh）をスライドさせることが現実的であると考える。



< 参考資料 >

<参考①> 我が国風力発電の開発状況（見込み含む）

- 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	3,812	44	6,957	14
方法書	4,769	62	5,312	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)

11

- 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。

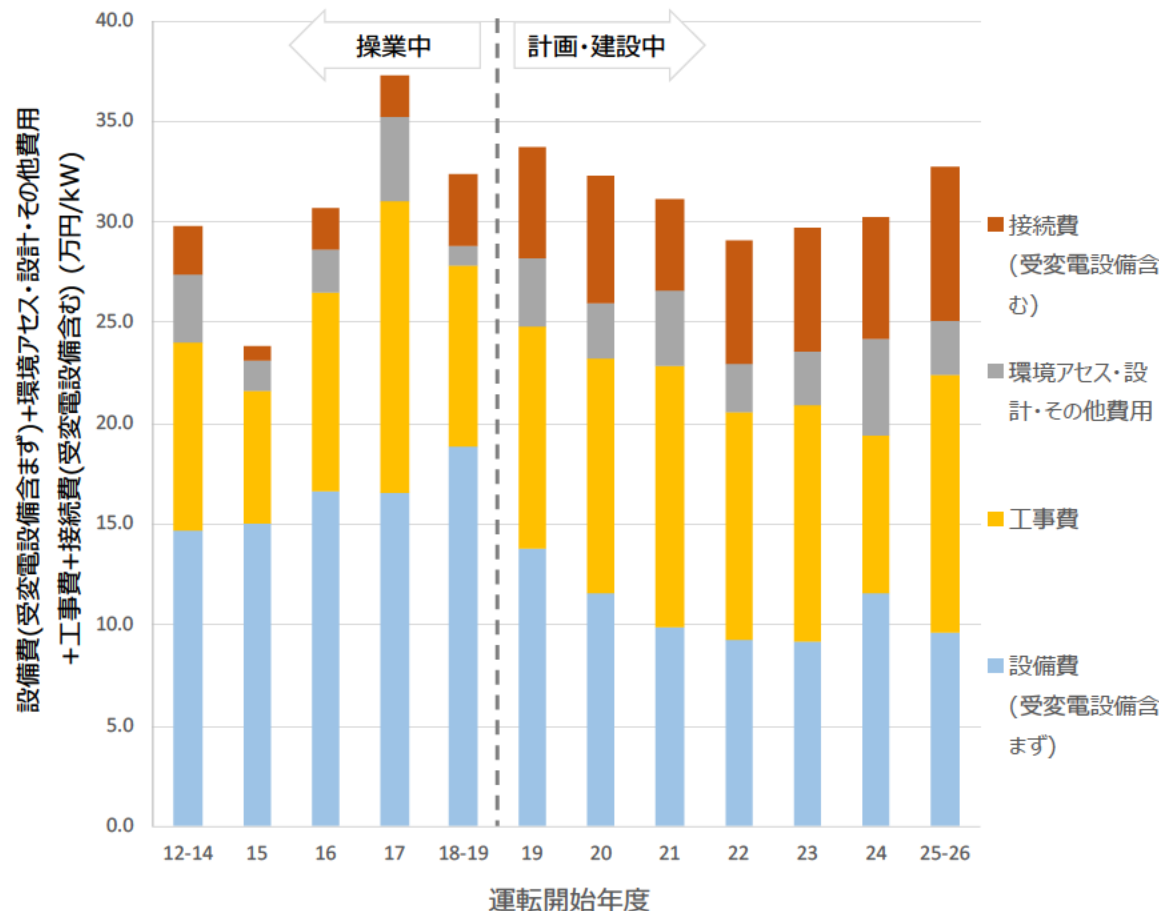


図1 接続費を含む資本費の推移[加重平均値](運転開始年度別:n=86)

＜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 12

（JWPAコスト実態調査結果：接続費）

- 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。

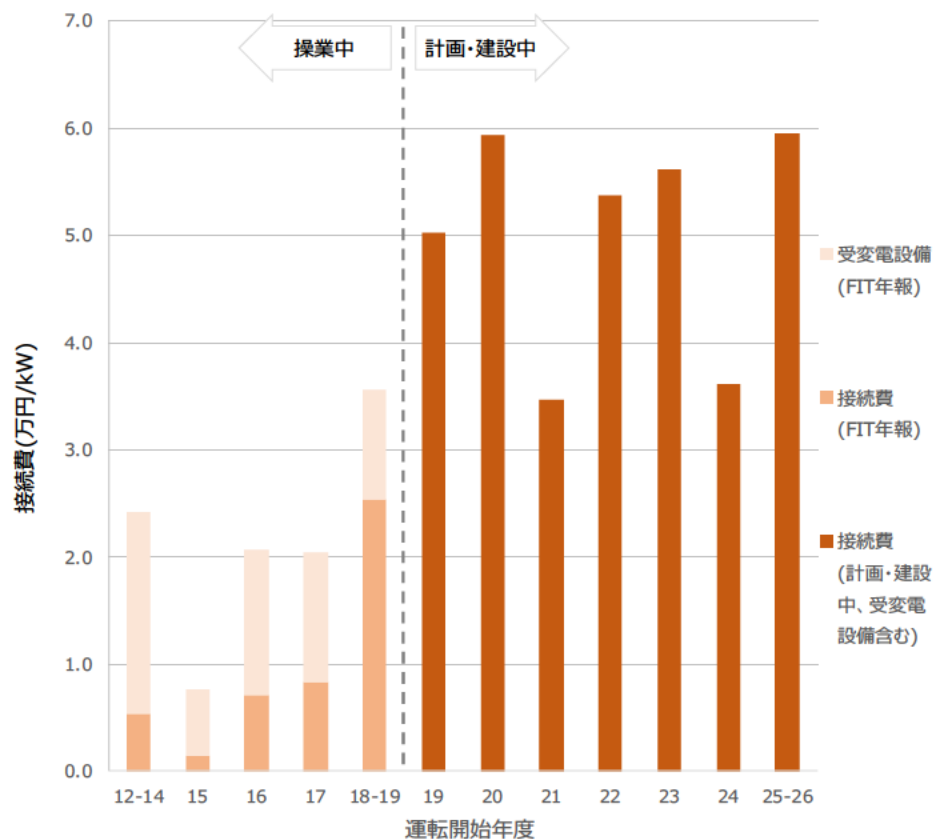


図2 接続費の推移[加重平均値] (運転開始年度別:n=78)

〈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 13

(JWPAコスト実態調査結果：運転維持費)

- 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。

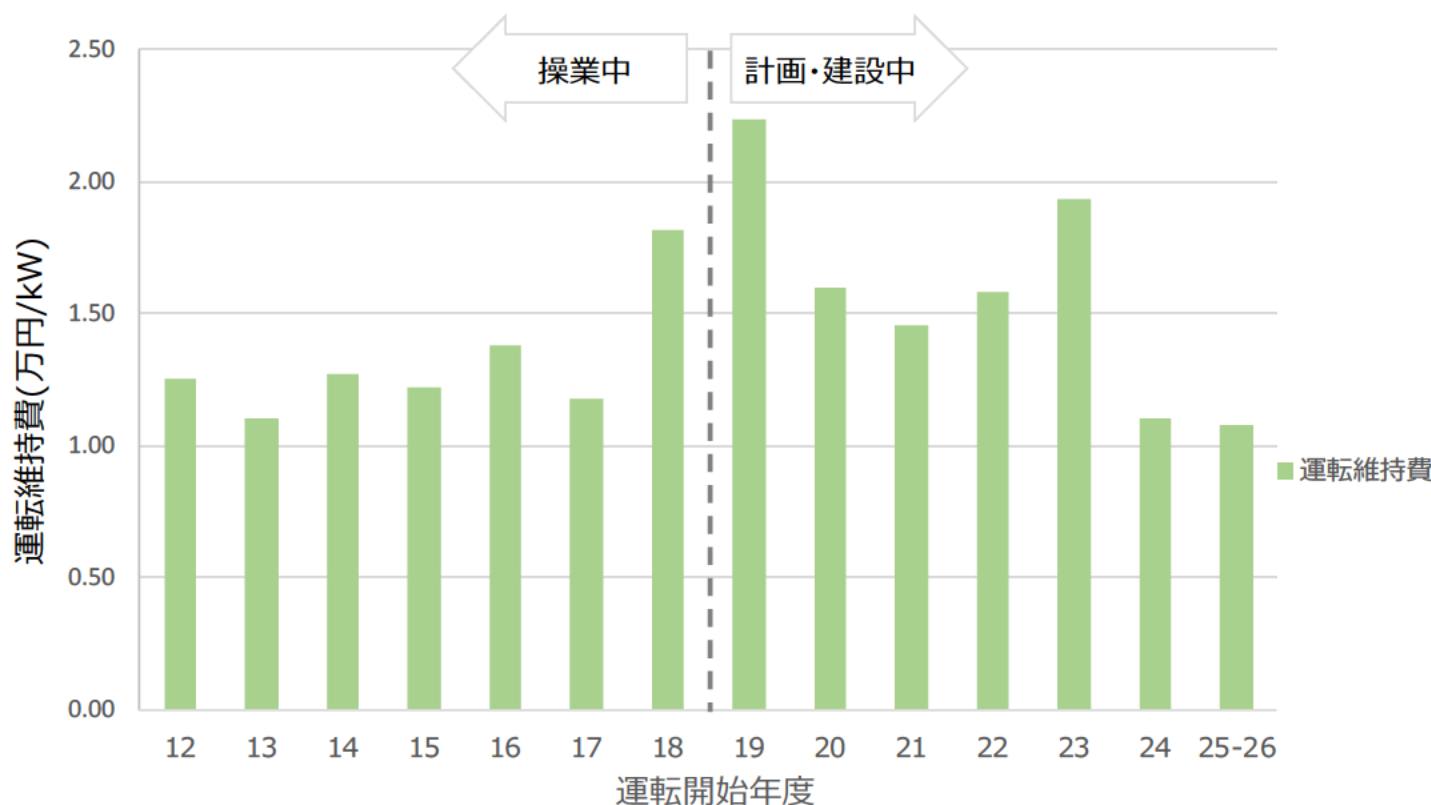


図3 運転維持費の推移[加重平均値](運転開始年度別:n=782)

〈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 14

(JWPAコスト実態調査結果：設備利用率)

- 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。

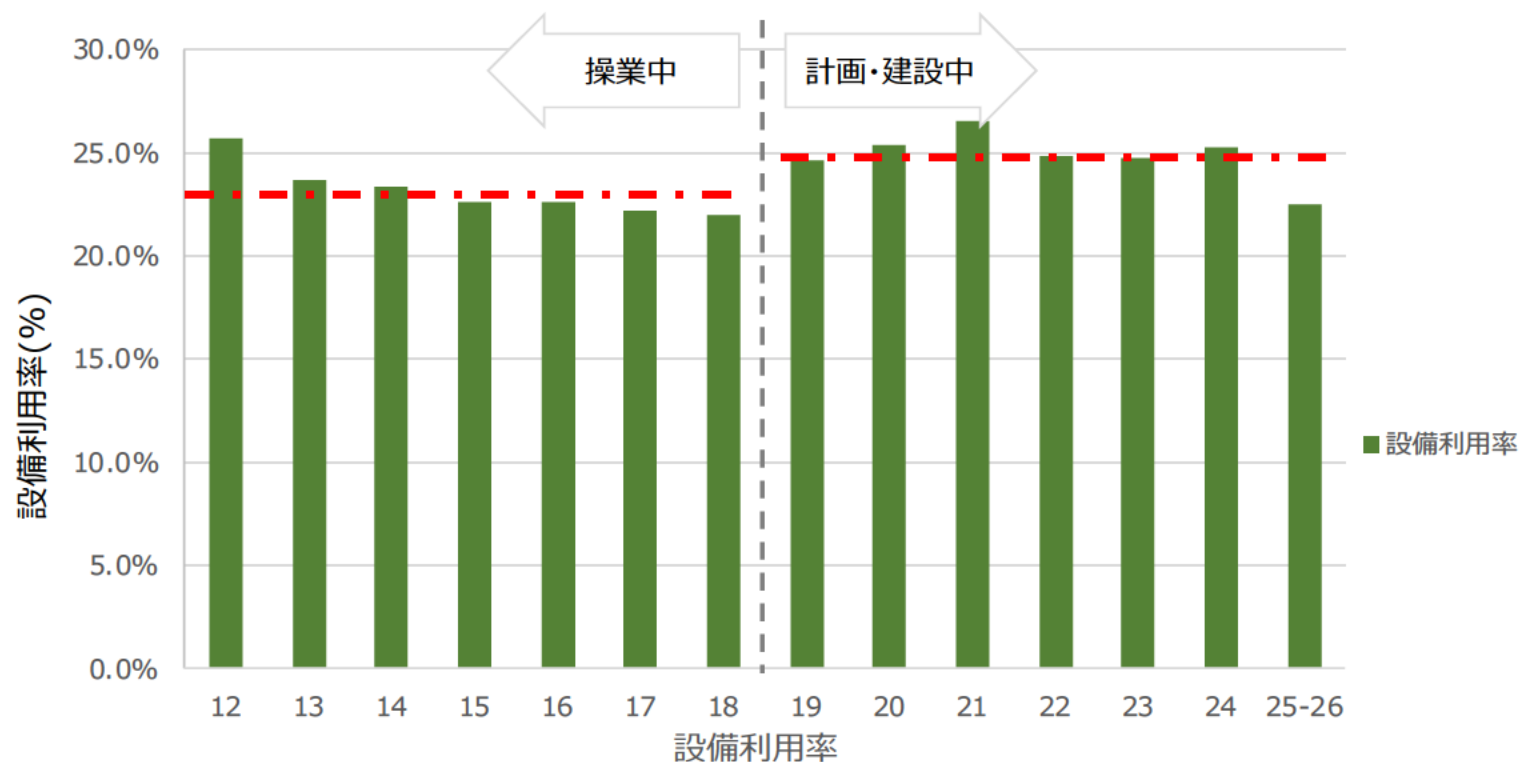


図4 設備利用率の推移[加重平均値](運転開始年度別: $n=605$)



<参考③> 発電側基本料金に関するJWPAの基本スタンス

- 「発電側課金」の導入については、再生可能エネルギー導入拡大に向けた新たな電力ネットワーク構築に資することを前提として基本的に賛同する。但し、FIT電源については2020年度末までにFIT制度の抜本見直しを控えていることから、現行FIT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ともに、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。