

風力発電について

2020年11月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（風力発電）

御議論いただきたい事項

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	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 以降	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	4 0 円	3 6円	3 2 円	2 9円※1 2 7円 ※1 7/1～ (利潤配慮期間終了後)	2 4円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)			7円 (2025 年)	
						2 1円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 8円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 4円 (10kW以上 500kW未満)	1 2円 (50kW以上 250kW未満)				
									1 3円※2 (10kW以上 50kW未満)				
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2円	3 8円	3 7円	3 3円 3 5円※3	3 1円 3 3円※3	2 8円 3 0円※3	2 6円 2 8円※3	2 4円 2 6円※3	2 1円			卸電力 市場価格 (2025年)	
風力 【20年】※4	2 2円(20kW以上)/ 5 5円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	2 0円	1 9円	1 8円			8～9円 (2030 年)	
	3 6円(洋上風力 (着床式・浮体式))					3 6円 (着床式)		入札制 (着床式)					
						3 6円(浮体式)							
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7	2 4円(バイオマス液体燃料)				2 4円 (20,000kW以上)	2 1円 (20,000kW未満)	入札制	入札制				FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	2 4円(一般木材等)				2 4円 (20,000kW以上)	2 1円 (20,000kW未満)		入札制 (10,000kW以上)					入札制 (10,000kW以上)
					2 4円 (20,000kW未満)		2 4円 (10,000kW未満)	2 4円 (10,000kW未満)					
	3 2円(未利用材)			3 2円(2,000kW以上)									
							4 0円(2,000kW未満)						
	その他 (1 3円(建設資材廃棄物)、1 7円(一般廃棄物その他バイオマス)、3 9円 (メタン発酵バイオガス発電 ※5))												
地熱 【15年】※4	2 6円(15,000kW以上)												
	4 0円(15,000kW未満)												
水力 【20年】※4	2 4円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	2 0円(5,000kW以上30,000kW未満)						
							2 7円 (1,000kW以上5,000kW未満)						
	2 9円(200kW以上1,000kW未満)												
	3 4円(200kW未満)												

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。

※4 風力・地熱・水力のリリースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。

※7 石炭（ごみ処理焼却施設で混焼されるコース以外）との混焼を行うものは、2019年度（一般廃棄物その他バイオマスは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前（一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前）に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

本日御議論いただきたい事項（風力発電）

調達価格等算定委員会（第61回）
（2020年9月29日）事務局資料より抜粋

<風力発電>

● 風力発電の2022年度以降の取扱い

- いずれの電源についても規模等によっては2022年度にFIP制度の対象となりうるなかで、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況もふまえつつ、**2022年度にFIP制度の対象となる区分等については一定の目安などを示していくべきではないか。**

● 陸上風力発電への2021年度の取扱い・入札制の導入

- 昨年度の本委員会では、陸上風力発電について、「**2030年に運転開始する案件の平均的な発電コストで8～9円/kWhを目指すという中長期価格目標**の実現に向けて、今後のコストダウンが期待される電源である」こと等をふまえ、「事業者間の競争を促して資本費を低減させつつ、効率的な案件から導入を図ることが重要であり、**早期に入札制を導入することが妥当である**」とされた。他方で、FIT抜本見直しの状況をふまえ、2021年度の取扱いは決定せず、「**来年度の本委員会において、2021年度から入札制を導入することを念頭に検討を行うこと**」とされた。これをふまえ、**2021年度から入札制を導入することを検討すべきではないか。**

● 着床式洋上風力発電の2021年度の取扱い

- 2020年度から、再エネ海域利用法適用外も含め、**着床式洋上風力発電は入札制へ移行済**である。また、秋田県能代市・三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖（北側）、秋田県由利本荘市沖（南側）並びに千葉県銚子市沖の**3か所（4区域）の促進区域**では、**着床式洋上風力発電の公募に向けた準備が進められているところ**。こうした状況変化もふまえつつ、**価格目標の達成も見据えた入札の競争性が確保されるためには、2021年度の再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電について、どのような募集容量や上限価格の設定が適切か。**

● 浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱い

- 本年6月、**長崎県五島市沖の促進区域**では、再エネ海域利用法に基づく**浮体式洋上風力発電の公募が開始**された。案件数は世界的にも着床式洋上風力発電と比べて少ないものの、**国内における状況は着実に変化**してきている。
- **着床式と浮体式の洋上風力発電の類似性や相違点**もふまえつつ、**再エネ海域利用法適用案件については着床式・浮体式を問わず洋上風力発電が入札制に移行していることも念頭に、2021年度の再エネ海域利用法適用外の浮体式洋上風力発電をどう取り扱うか。**

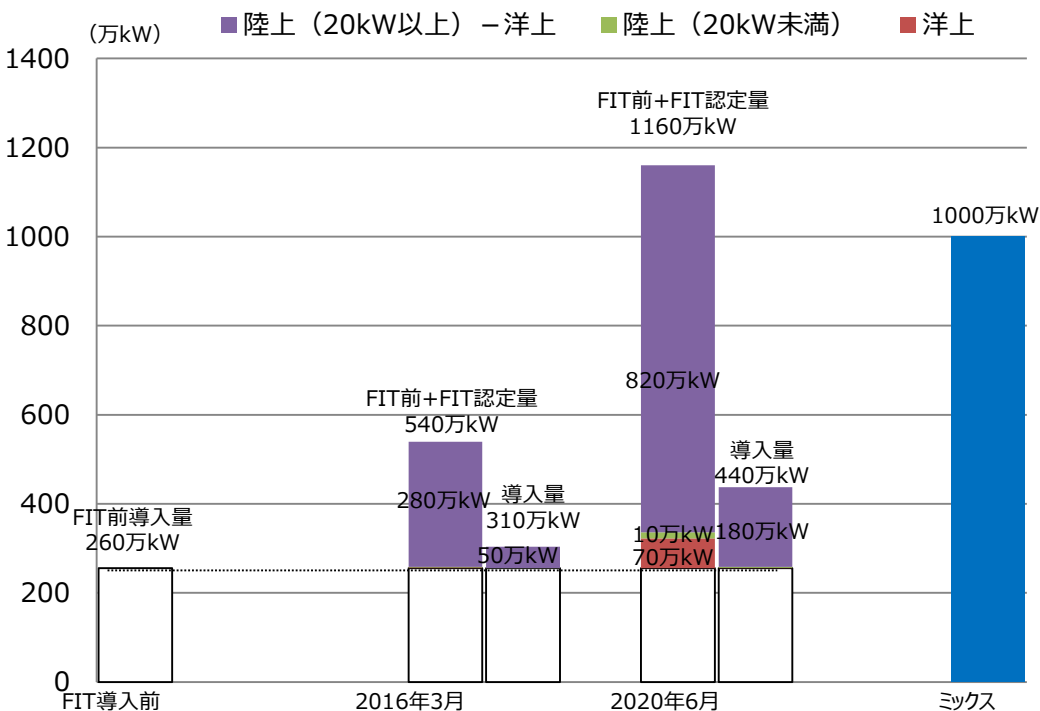
● FIT制度の抜本見直しをふまえた区分等・調達価格等・基準価格等の検討

- 昨年来、再エネ主力化小委員会においてFIT制度の抜本見直しが行われてきた。**昨年度の調達価格等算定委員会**では、**FIT制度の抜本見直しと整合的に検討**を進めるため、以下の基本的な考え方に沿って検討が行われた。
 - ① 再エネ主力化小委員会での検討の視点をふまえて、**現行のFIT制度でも導入できる点は可能な限り反映する**一方、
 - ② 新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、**新制度の適用があり得るもの**については、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、**現行制度における取扱いについては慎重に検討**する。
- **本年6月**、FIT制度の抜本見直しをふまえた「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(再エネ特措法)の改正を含む「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」(**エネルギー供給強靱化法**)が成立。これにより、**FIT制度に加え、2022年4月からFIP制度(新制度)が創設**される。現在、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議において、**FIP制度の詳細設計が実施**されているところ。
- FIP制度を含む諸制度の設計においては、**切れ目ない再エネの導入拡大**、同時に、**国際水準へのコスト低減、価格目標の達成及び国民負担の抑制**の両立の実現を念頭に検討を進めていく必要がある。こうした中で、**2022年4月に改正再エネ特措法を施行し、FIP制度を含む改正再エネ特措法の円滑な施行**を実現するため、改正再エネ特措法施行の1年半前である現時点から、本委員会でも検討を深めていく必要がある。
以上の方向性の下、**今年度の本委員会**では、
 - ① **2022年度にFIP制度の対象となる区分等についても一定の目安などを示す**ことによって、FIP制度の下での発電事業の案件組成や周辺ビジネスの発展を促していくべきではないか。
 - ② また、**自家消費型および地域一体型の地域活用要件**について、**昨年度の整理をふまえて検討**を進めるべきではないか。
 - ③ 加えて、**複数年度の調達価格等の取扱いや価格設定・入札制の適用**についても、昨年度はFIT制度の抜本見直しの状況をふまえ、決定できていないことに鑑み、検討を進めるべきではないか。

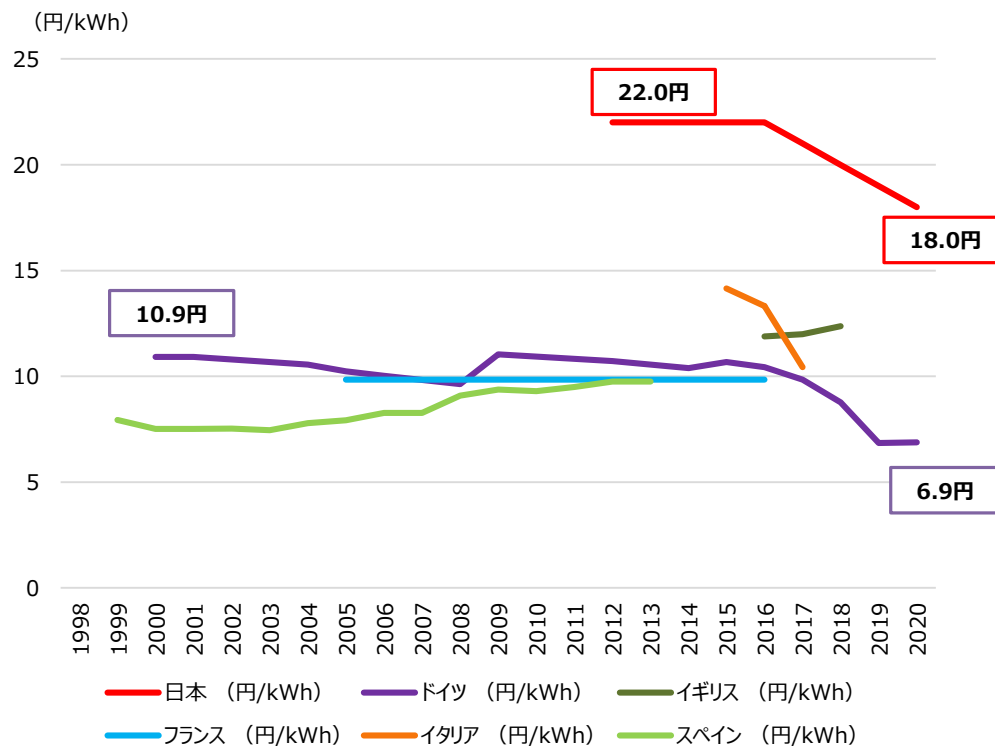
※ **発電側基本料金**については、他の関係審議会での検討・議論状況もふまえ、**必要に応じて、今年度の本委員会でも検討**すべきではないか。

- 風力発電については、**エネルギーミックス（1,000万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,160万kW**、導入量は**440万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**18円/kWh**（2020年度）、洋上風力発電が**36円/kWh**（2019年度）であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**2020年度から着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は入札制**となっている。

＜風力発電のFIT認定量・導入量＞



＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

※ 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。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

風力発電

I 陸上風力発電

II 洋上風力発電

III 風力発電（共通）

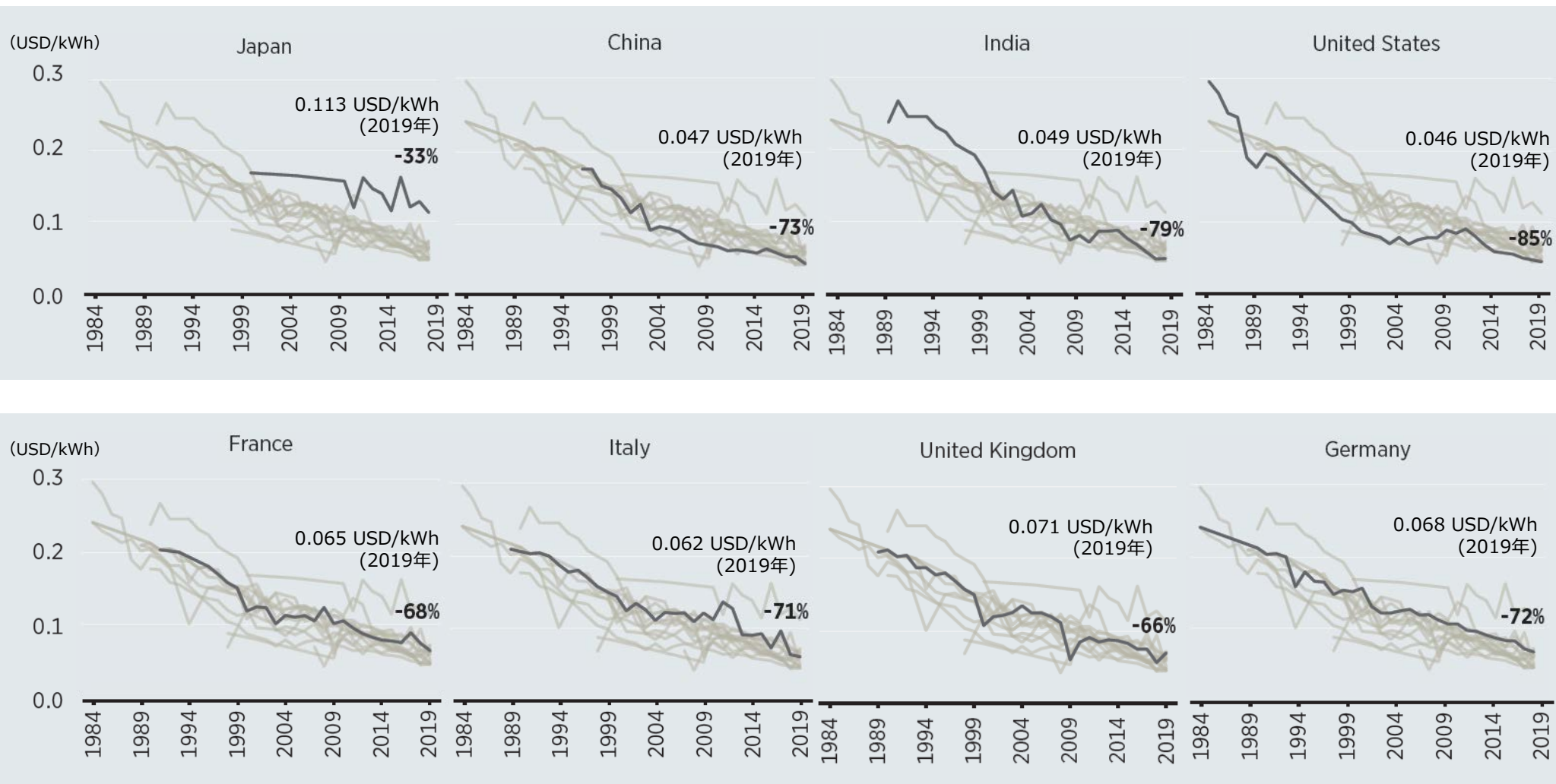
①風力発電の2022年度以降の取扱い

(1) 海外の動向：各国における陸上風力発電の発電コスト推移

6

■ 国際機関のデータによると、各国における陸上風力発電のLCOEの加重平均は、いずれも大きく低減している。

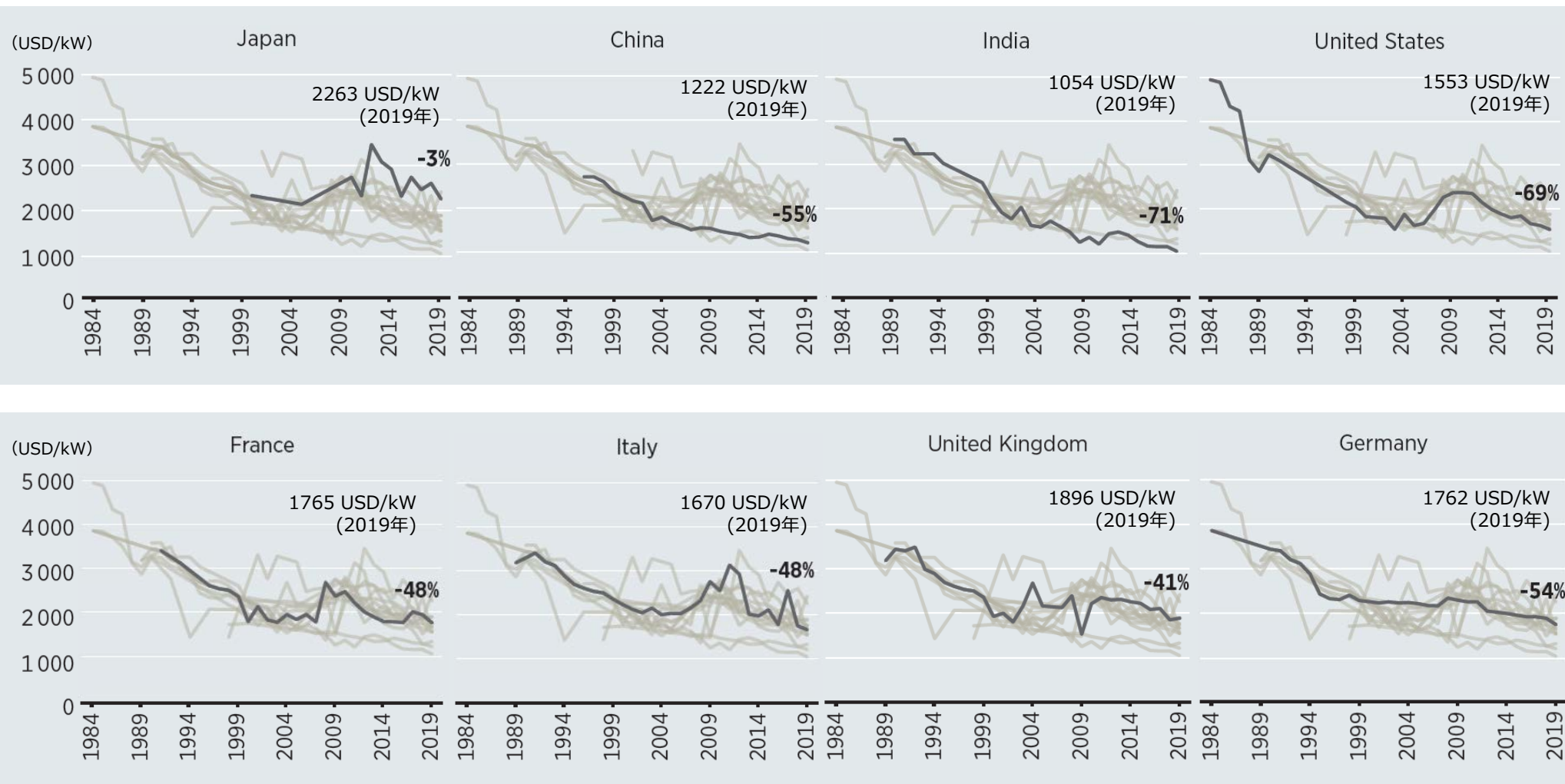
<各国における陸上風力発電のLCOEの加重平均の推移>



(1) 海外の動向：各国における陸上風力発電の工事費

- 国際機関のデータによると、各国における陸上風力発電の工事費の加重平均は、日本と比較して、諸外国では大きく低減している。

<各国における陸上風力発電の工事費の加重平均の推移>



(1) 海外の動向：各国の入札対象範囲（資料1より再掲）

8

- 世界では、陸上風力発電についても、入札制が広く活用されている。

	 日本	 ドイツ	 イギリス	 フランス	 イタリア
	再エネ比率：16.9% (2018年)	再エネ比率：33.4% (2017年)	再エネ比率：29.6% (2017年)	再エネ比率：16.6% (2017年)	再エネ比率：35.3% (2017年)
上限価格	事前非公表	事前公表	事前公表	事前公表	事前公表
太陽光	250kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地 上設置※1 (500～30,000kW)	20kW～ ※3
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	○ ※3
洋上風力 ※5	着床式洋上風力 〔※再エネ海域利用法適用 対象の洋上風力は別途〕	○	○	○	— ※2
地熱	—	—	○	—	— ※2
水力	—	—	— ※2	1,000kW～	○ ※3
バイオマス	一般木材等 (10,000kW～) 液体燃料	150～20,000kW ※1	○ ※6	— ※4	○ ※3、※7

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 支援対象外。 ※3) 1,000kW以下については、1,000kW超とは別に総合評価方式により実施。

※4) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※5) ドイツ・イギリス・フランスでは浮体式の実証案件のみ入札対象外。

※6) バイオマス設備のうち、バイオマス専焼CHP、高度変換技術、嫌気性消化（5,000kW超）が支援対象。 ※7) 下水ガスのみ支援対象。

（出典）資源エネルギー庁調査

<参考①> 我が国風力発電の開発状況（見込み含む）

16

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

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

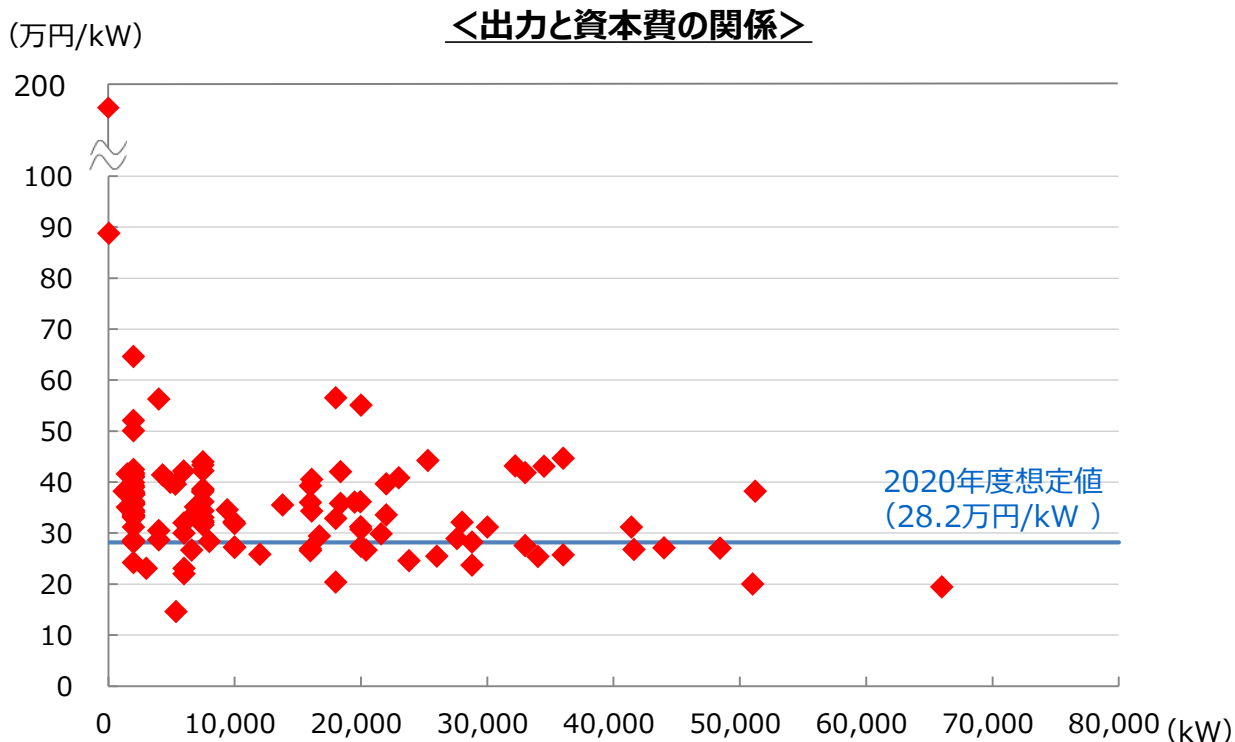
	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度	0(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	28(14件)	410(34件)	288(7件)	725(58件)
2013年度	0(5件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	31(16件)	55(8件)	123(3件)	209(33件)
2014年度	0(32件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	470(36件)	516(10件)	1,005(88件)
2015年度	3(191件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	17(9件)	142(11件)	303(6件)	465(217件)
2016年度	44(2,295件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51(26件)	523(46件)	1,457(27件)	2,076(2,394件)
2017年度	48(2,439件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	16(9件)	141(15件)	1,104(15件)	1,310(2,478件)
2018年度	43(2,227件)	6(118件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	0(0件)	8(4件)	184(16件)	875(14件)	1,116(2,380件)
2019年度	0(17件)	9(200件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	12(6件)	248(20件)	1,085(14件)	1,355(258件)
2020年度	0(1件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(2件)
	138(7,210件)	14(320件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	1(1件)	182(94件)	2,174(186件)	5,751(96件)	8,261(7,908件)

＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度 2013年度	0(4件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	20(10件)	90(6件)	0(0件)	110(21件)
2014年度	0(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2(1件)	223(17件)	0(0件)	225(25件)
2015年度	0(42件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15(8件)	45(6件)	87(2件)	148(58件)
2016年度	2(135件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	7(4件)	172(12件)	126(3件)	308(154件)
2017年度	6(304件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14(7件)	93(9件)	65(2件)	178(322件)
2018年度	10(506件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	5(3件)	80(5件)	72(2件)	167(516件)
2019年度	6(308件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	200(16件)	242(6件)	468(340件)
2020年度	1(73件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	2(1件)	18(3件)	188(2件)	210(81件)
	25(1,379件)	0(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	86(44件)	922(74件)	780(17件)	1,813(1,517件)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 陸上風力発電の想定値を算定するためのコスト分析（資本費、接続費、運転維持費、設備利用率）を、昨年度の本委員会に引き続き、20kW以上を対象に実施した。
- 資本費の定期報告データは125件であった。2020年度調達価格における資本費の想定値28.2万円/kWに対して、**定期報告全体での中央値は34.4万円/kW**となっている。ただし、
 - **2020年度想定値の対象である7,500kW以上の規模では、31.2万円/kW**
 - **より大規模な30,000kW以上では、27.5万円/kW**
 となっており、**大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向**にある。



※2020年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象している。

＜規模帯と資本費が低い事業の割合＞

各規模での資本費（実績）において、
想定値より低い事業者の割合（件数ベース）

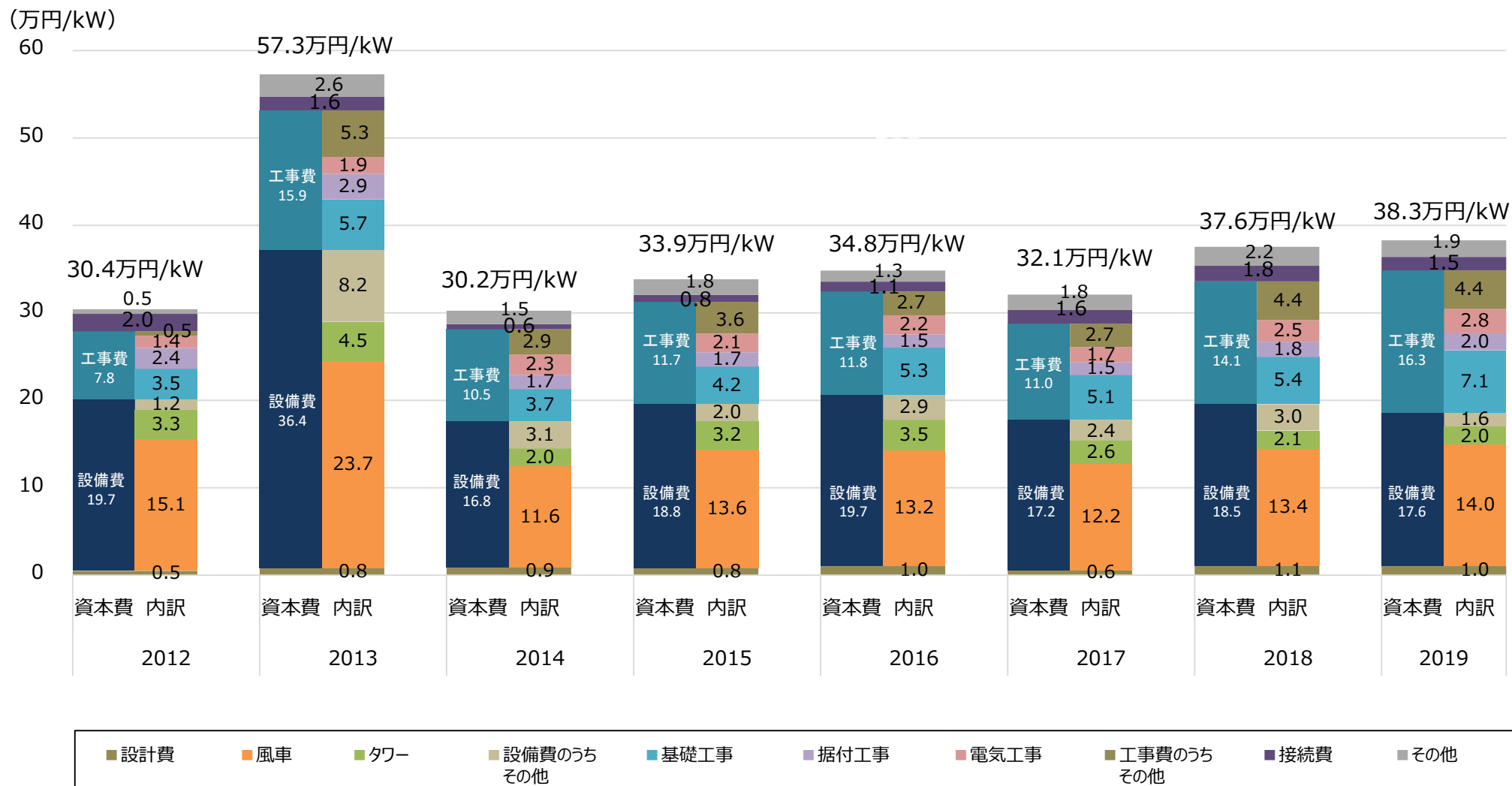
規模	想定値より資本費が低い 事業の割合 (件数ベース)
20kW以上 (125件)	21% (36.3/34.4)
7,500kW以上 (53件)	36% (32.6/31.2)
30,000kW- (15件)	53% (31.5/27.5)

※括弧内は資本費の平均値／中央値

(2) 国内の動向：資本費およびその構成の設置年別推移

12

■ 陸上風力発電の資本費の構成を設置年別に分析すると、各設置年の平均値では、設備費・工事費ともに大きな変化はない。



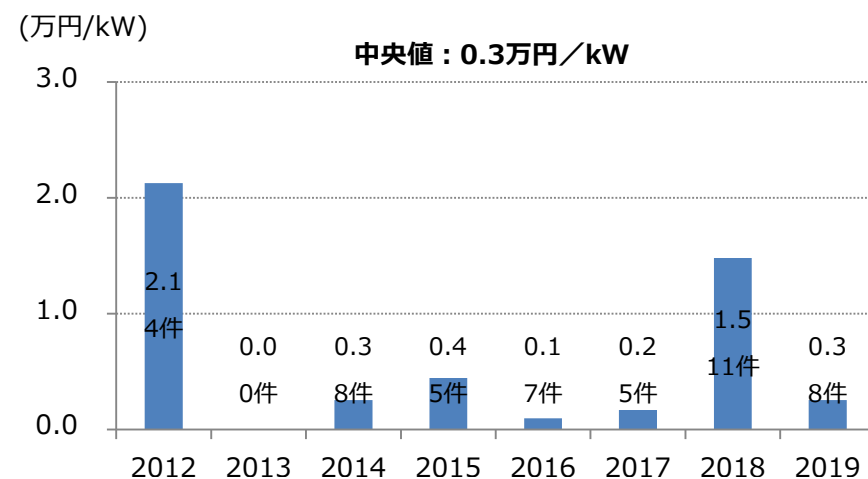
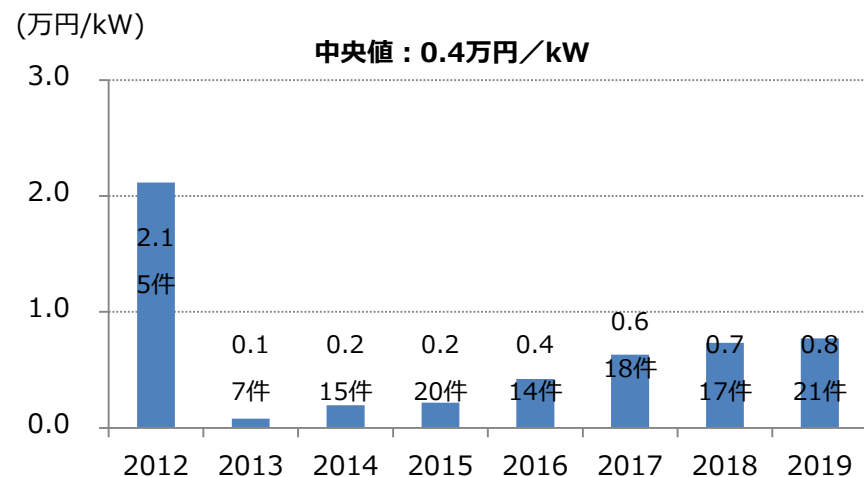
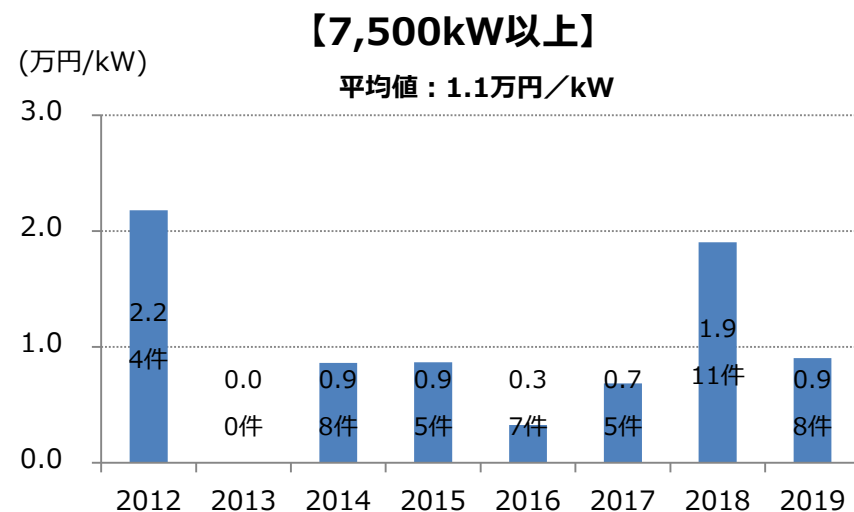
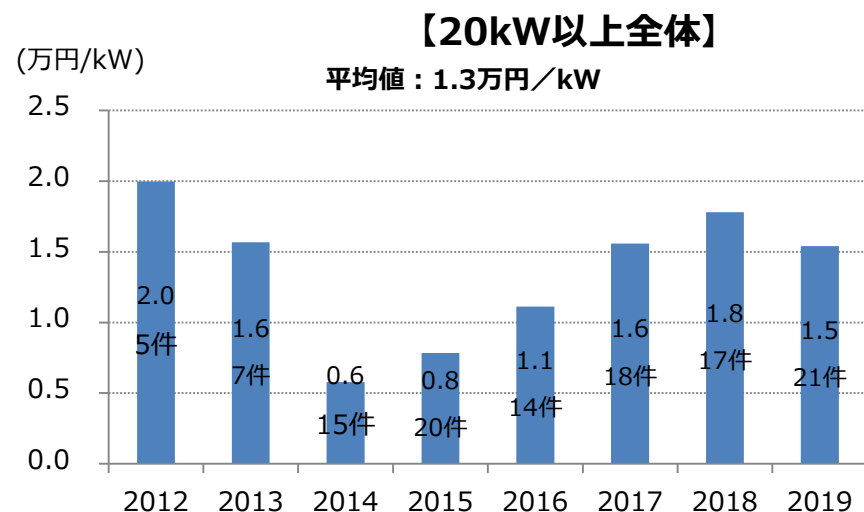
※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。

※2020年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象している。

(2) 国内の動向：資本費のうち接続費（設置年別の経年変化）

13

- 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、**平均値は1.3万円/kW、中央値は0.4万円/kW**となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、**想定値（1.0万円/kW）を下回った。**
- なお、2020年度想定値の対象である**7,500kW以上に限定して分析しても、同様の傾向**がみられた。



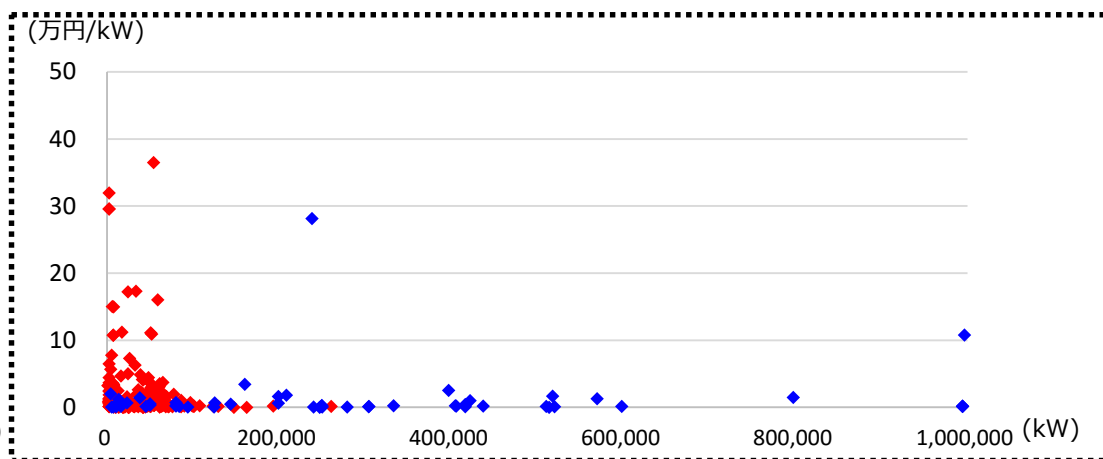
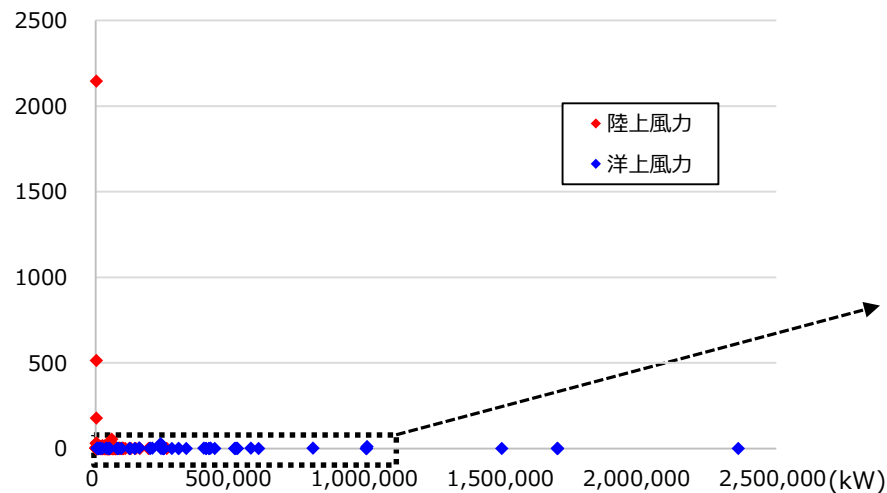
※2020年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象としている。

- 今年度も昨年度と同様に、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者提示した費用のデータ（289件）の分析を行った結果、**一部の高額な案件が含まれるものの、中央値は0.5万円/kW**であった。
- なお、定期報告データ、接続検討回答結果データ、事業者団体が実施したアンケートでは、それぞれ対象としている**事業の熟度が異なる**。熟度の低い案件には、費用が著しく高額であるため最終的に事業化に至らない案件も含まれている可能性がある。

＜電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者提示した接続費＞

(万円/kW)

※2019年4月～2020年3月までの間に電力会社が接続検討回答を行った案件。500kW以上の案件に限る

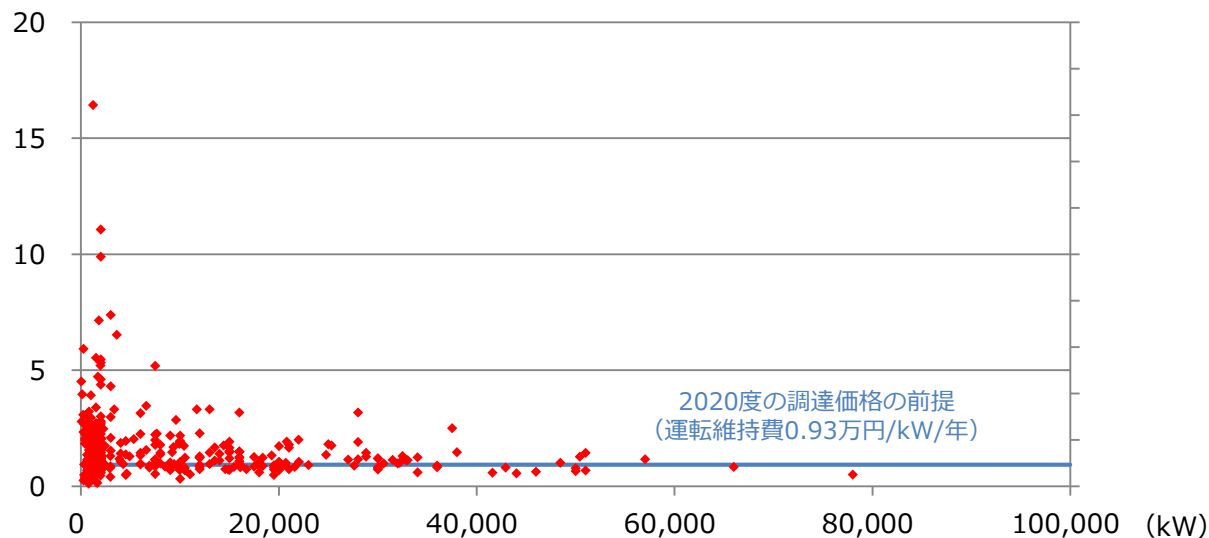


	定期報告データ	接続検討回答結果データ
対象案件の事業熟度	運転開始済案件のみ	接続検討回答の時点
比較時に考慮すべき事項	・受変電設備（1.6万円程度※中央値）を除く。 （設備費として計上）	・事業者が自営線として敷設する場合、これに要する費用を除く。 ・受変電設備は電力会社が設置を求めた場合のみ含む。

- 運転維持費の定期報告データは401件であった。2020年度の調達価格における**想定値0.93万円/kW/年**に対して、**定期報告データ全体での中央値は1.24万円/kW/年**となっている。ただし、
 - **2020年度の想定値の対象である7,500kW以上の規模**では、**1.04万円/kW/年**
 - **より大規模な30,000kW以上**では、**0.99万円/kW/年**となっており、**大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向**にある。

<出力と運転維持費の関係>

(万円/kW/年)

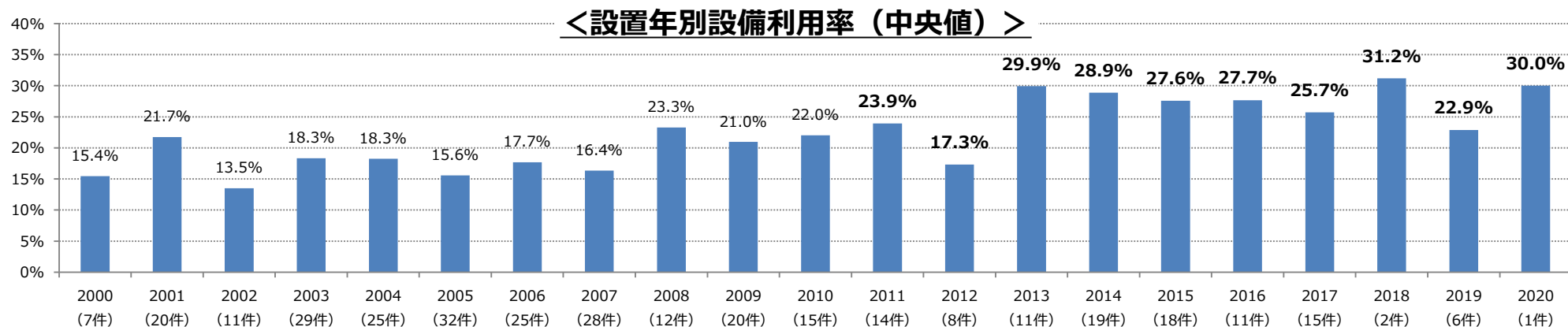
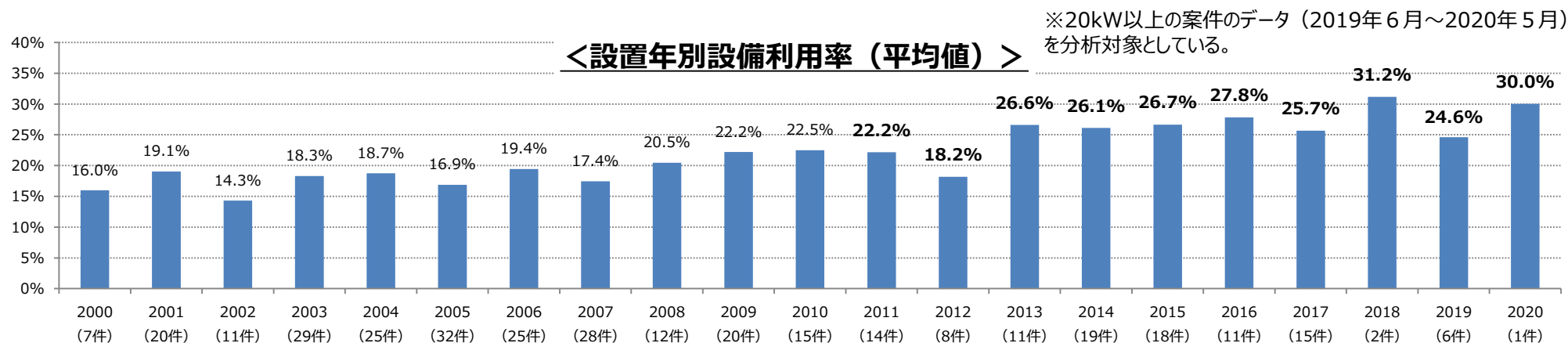


<規模帯と運転維持費が低い事業の割合>

規模	想定値より運転維持費が低い事業の割合 (件数ベース)
20kW以上 (401件)	31% (1.58/1.24)
7,500kW以上 (148件)	40% (1.21/1.04)
30,000kW- (31件)	48% (1.00/0.99)

※括弧内は資本費の平均値／中央値

- 2020年度の調達価格等の想定値（25.6%）は、2017年度の本委員会で設定したものであり、2017年度、2016年度、2015年度の本委員会で分析に用いた**2011年以降に設置された案件**の中央値（それぞれ、26.8%、24.8%、25.1%）について、その3つの中央値の平均をとって、**25.6%**とした。
- 直近1年間の**設備利用率について設置年別にみると、特に平均値については、FIT制度開始以降も上昇傾向**にある。これは、例えば、**風車の大型化や効率化**によって、**より高効率で発電できる風車が増加している**と考えられる。

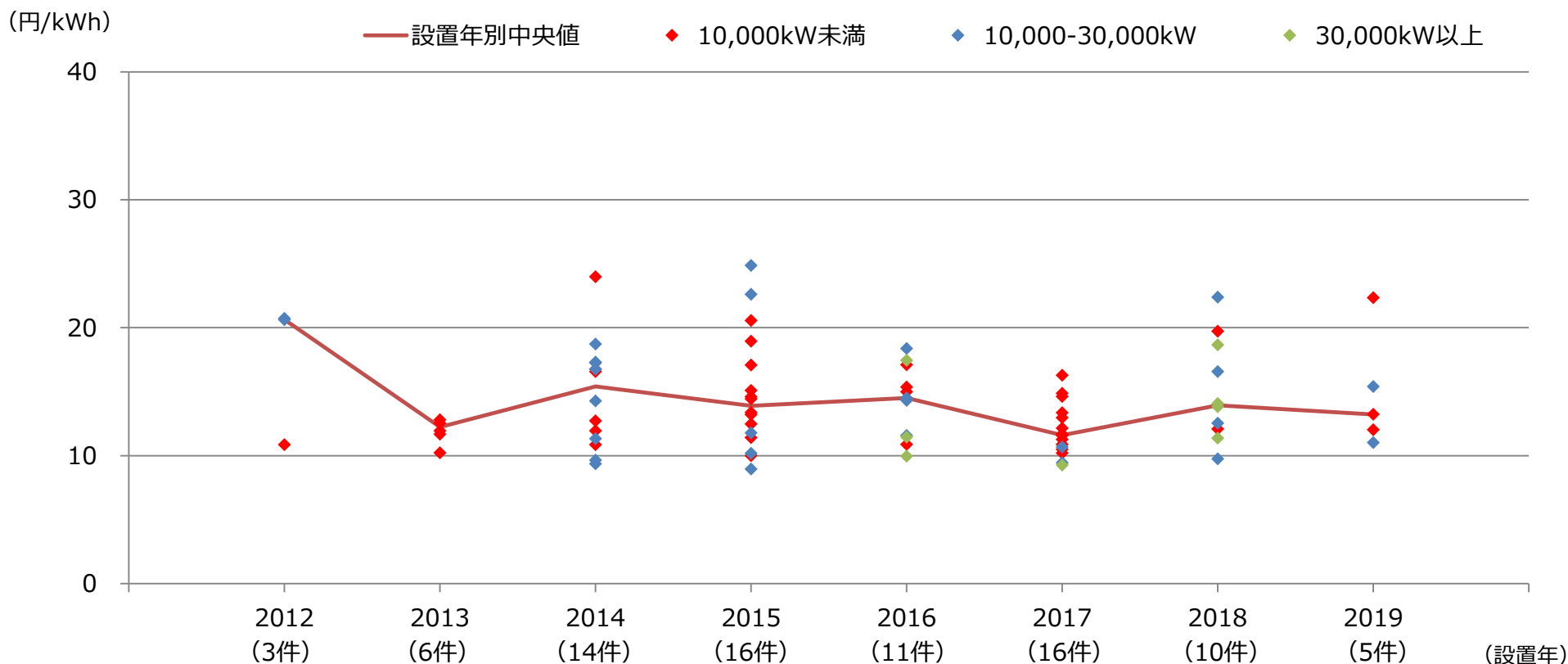


(2) 国内の動向：kWh当たりコスト（設置年別の変化）

17

- 陸上風力発電について案件ごとのkWh当たりコストを分析すると、**各設置年別の中央値は、概ね10円台前半で横ばいに推移**していることが分かった。
- また、各案件のkWh当たりのコストをプロットすると、**案件ごとのばらつきは大きいものの、10円を下回る案件も複数あり**、なかには、**価格目標（8～9円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある**。

＜陸上風力発電のkWh当たりのコスト（設置年別）＞

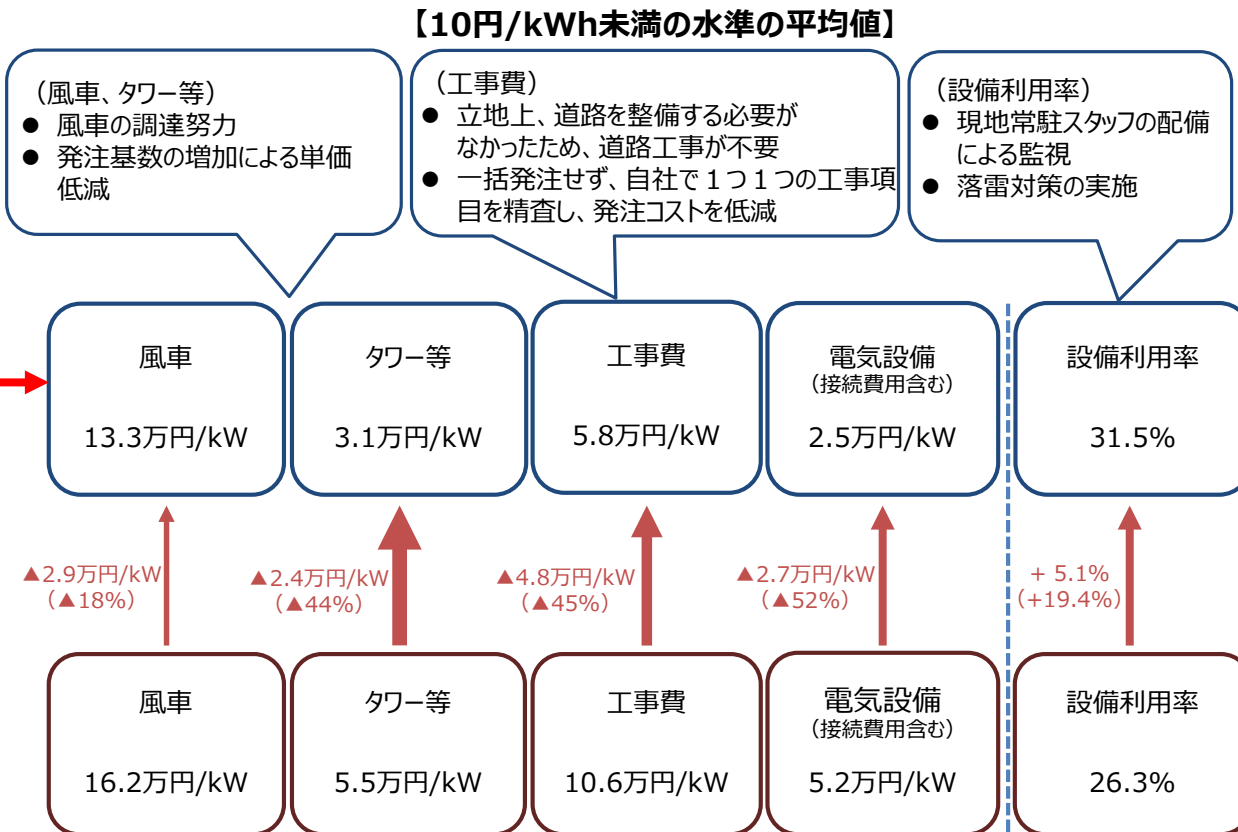


※2020年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象している。

※（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者（82件）のうち、**7件（全体の9%）が10円/kWh未満で事業を実施**できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ2～5割程度低い**。設備利用率については、**平均的な案件よりも2割程度高い**。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者へのヒアリングによると、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストを実現している。

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	0件
7円/kWh～8円/kWh	0件
8円/kWh～9円/kWh	1件
9円/kWh～10円/kWh	6件
10円/kWh～11円/kWh	10件
11円/kWh～12円/kWh	14件
12円/kWh～13円/kWh	9件
13円/kWh～14円/kWh	5件
14円/kWh～15円/kWh	9件
15円/kWh～16円/kWh	3件
16円/kWh～17円/kWh	5件
17円/kWh～18円/kWh	5件
18円/kWh～19円/kWh	4件
19円/kWh～20円/kWh	1件
20円/kWh以上	10件
合計	82件



（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

※一般負担の上限見直し等によって対応

※2020年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象としている。

【全案件の平均値】

<2020年6月末時点のFIT認定量> 単位：MW（件）

	-2,000kW	2,000kW-	全体合計
2017年度	0(0件)	33(4件)	33(4件)
2018年度	5(3件)	83 (7件)	88(10件)
2019年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
	5(3件)	116(11件)	120(14件)

<2020年6月末時点のFIT導入量> 単位：MW（件）

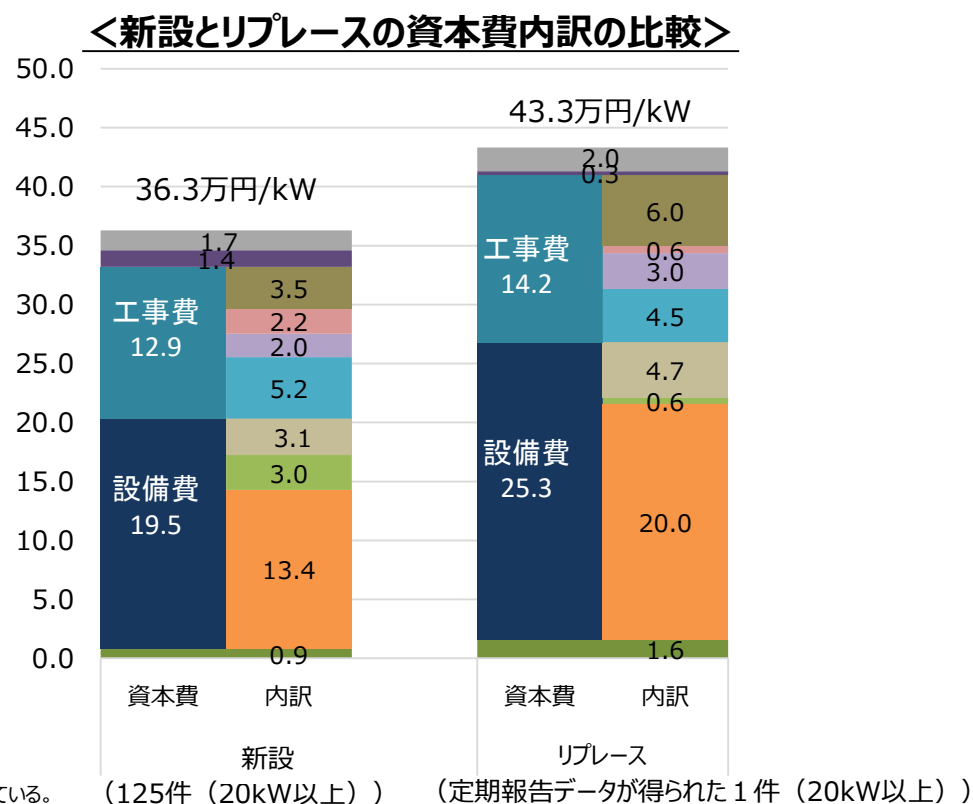
	-2,000kW	2,000kW-	全体合計
2017年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2018年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2019年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度	0(0件)	2(1件)	2(1件)
	0(0件)	2(1件)	2 (1件)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- リブレース区分における資本費の定期報告データを初めて得られたところ、当該1件は43.3万円/kWであり、2020年度の想定値（27.4万円/kW）※よりも高かった。他方、件数が1件に限定されているため、リブレース区分の資本費の検討にあたっては、**引き続き、実態把握が必要**。

※ 資本費は、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。

- 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については、現時点までに得られていない。



※2020年9月23日までに報告された定期報告データを分析対象している。

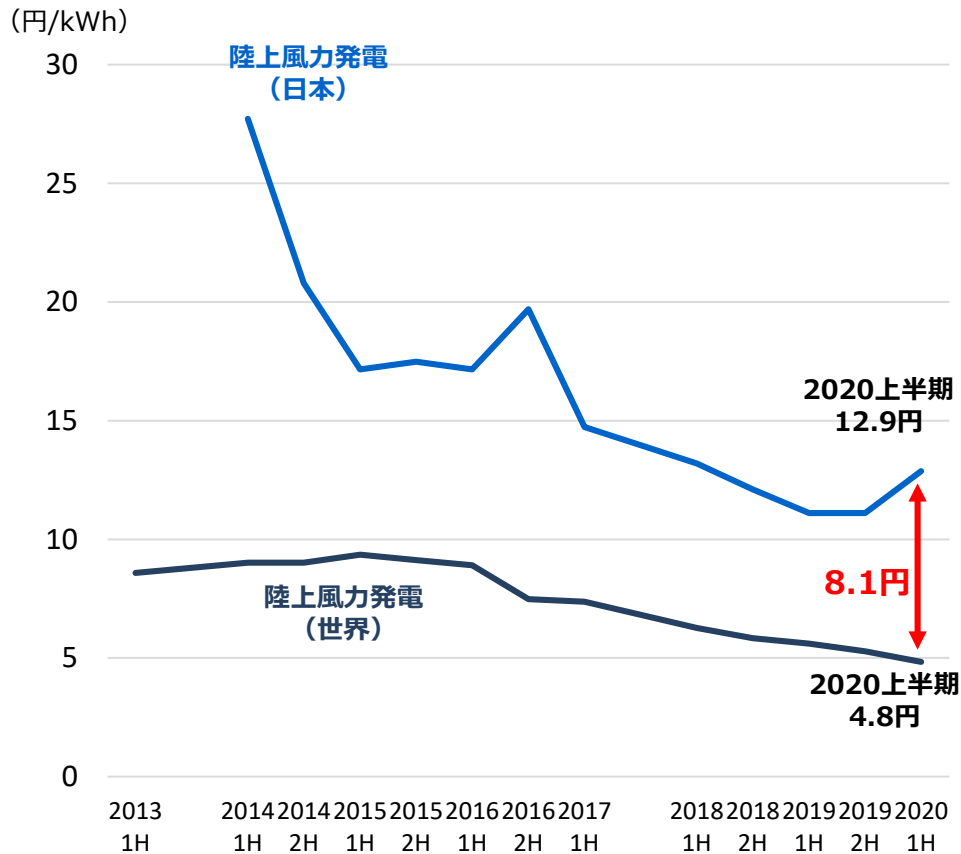
■ 設計費 ■ 風車 ■ タワー ■ 設備費のうちその他 ■ 基礎工事 ■ 据付工事 ■ 電気工事 ■ 工事費のうちその他 ■ 接続費 ■ その他

(3) 価格目標：風力発電のコスト動向と中長期目標について

21

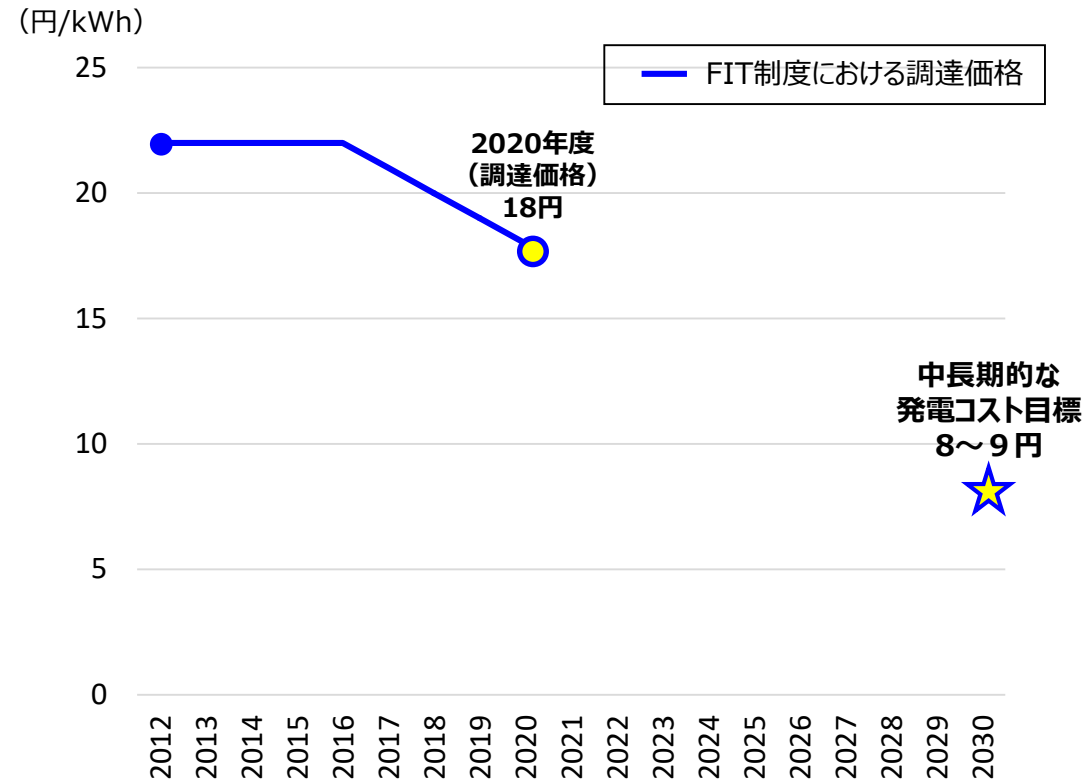
- 風力発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、足下では微増。
- 2030年発電コスト8～9円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある。

＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移＞



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算で計算。

＜陸上風力発電の価格目標のイメージ＞



※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。

※「中長期的な発電コスト目標」とは、2030年に運転開始する案件（陸上風力発電・着床式洋上風力発電）の平均的な発電コストで8～9円/kWhとされているものであり、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。

※調達価格に換算（内部収益率IRR8%）すると、12.1～12.9円/kWhに相当する。

<入札制の導入>

- 陸上風力発電は、大規模化やメンテナンス方法の改善等による今後のコスト低減ポテンシャルが大きい電源と考えられ、諸外国では、現在も工事費の低減が進み、発電コストも低減が進んでいる。一方、日本では、FIT制度開始以降、資本費の高止まりを背景に、設備利用率の平均が上昇傾向にあるにもかかわらず、kWh当たりの発電コストのバラつきが大きく中央値は横ばいで推移している。
- FIT制度開始前導入量とFIT認定量の合計1,160万kW（2020年6月末時点）が、エネルギーミックスの水準1,000万kWを上回るなか、今後のコスト低減を加速させるには、入札制を導入し、競争によってコスト効率的な案件の導入を図ることが重要。昨年度の本委員会の意見において「来年度の本委員会において、2021年度から入札制を導入することを念頭に検討を行う」とされていたこともふまえ、2021年度から入札制を適用することとしてはどうか。

<入札対象範囲>

- 陸上風力発電においては、小型風力であってもコスト効率的に実施できる事業をFIT対象とするため、現在は、すべての規模が一律の区分となっている。他方、入札については、コスト効率的な事業であったとしても、案件毎に入札手続きが発生するということもあり、入札準備に必要な経費が小規模ほど重い負担となるという声が太陽光発電の入札では寄せられている。そこで、すべての規模が一律の区分となっている直近でも小型風力の新規FIT認定が一定件数あることに鑑み、一定規模未満は入札対象範囲外としてはどうか。
- 仮に、太陽光発電と同じ閾値として250kWを採用すると、2019年度FIT認定ベースで、件数では全体の16%である一方、容量では全体の99%を占めており、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムがしっかりと機能し、国民負担が抑制されるのではないかと。したがって、陸上風力発電の入札対象範囲は「250kW以上」、250kW未満は入札対象範囲外としてはどうか。
- また、後述のとおり3年間の複数年度価格設定をするのであれば、入札対象範囲「250kW以上」を2021年度～2023年度にわたり維持することを原則としつつ、今後、入札の結果をふまえて、2022年度以降の入札対象範囲については、必要に応じ見直すこととしてはどうか。

＜上限価格の事前公表/非公表・募集容量＞

- 入札の設計にあつては、
 - ① **上限価格を非公表**としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識して競争をする。
 - ② **上限価格を公表**としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者と競争をする。という2つの大きな方向性がある。
- 上限価格の事前公表／非公表については、10/30に実施された**業界ヒアリング**において、入札の場合、**上限価格を明示してほしいという要望**があった。
- こうしたなか、陸上風力においては、**近年、過去4年間の陸上風力発電の年間FIT認定量は1～2GW**となっており、**量の面での競争が可能である**と考えられる。また、上限価格の公開によって**新規案件の継続的かつ効率的な開発**が進むのであれば、風力発電設備等の**取引量が増加して更なるコスト効率化**がもたらされるなど、**好循環が生まれることも期待**される。こうしたことをふまえると、**上限価格を事前公表することも考えられるではないか**。
- ただし、その場合、他の応札者との競争が働くよう、**募集量に対して応札量が大きくなることが想定されるような募集量の設定が重要**である。また、10/30に実施された**業界ヒアリング**においては、陸上風力発電の2021年度の取扱いについて、**年間1GW以上の認定量または入札募集量の設定の要望**があった。
- 以上をふまえると、陸上風力発電の2021年度以降の入札制について、
 - 案①：**上限価格を事前公表し、年間募集量は1GW**とする
 - 案②：**上限価格を事前非公表とし、年間募集量は2GW**とするといった選択肢が考えられるが、計画的・継続的な案件開発による価格目標の達成と再生可能エネルギーの最大限の導入を図るためには、上記のうち**案①がよいのではないか**。
- また、風力発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、**3年間の複数年度の調達価格を取りまとめたこと**をふまえると、**向こう3年間の上限価格および年間募集量を示すことが効果的ではないか**。ただし、**年間募集容量**については、今後の動向をふまえて募集量に対して応札量が大きく差が発生することが想定されるような場合には、**2022年度以降について必要に応じ見直すこととしてはどうか**。

※「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」では、風力発電について、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、3年間の複数年度調達価格を取りまとめた。

<上限価格の設定方法>

- 向こう3年間の上限価格を示すにあたり、まず、**2023年度時点で達成すべき調達価格（または基準価格。入札制であれば上限価格。以下「調達価格等」）を設定する。**
- 最初に**資本費**について。陸上風力のFIT認定は、小規模事業と大規模事業に大きく二分化しており、このうち**大規模事業については近年では30,000kW以上のものも多い。**こうしたなか、**トップランナー的な考え方により30,000kW以上の資本費の中央値をみると、27.5万円/kW**となっている。2020年度の資本費の想定値28.2万円/kWよりも効率的水準になっているところ、**2023年度の調達価格等の資本費の想定値を27.5万円/kWとしてはどうか。**
- 次に、**運転維持費**について。同じように30,000kW以上の中央値をみると0.99万円/kW/年となっている。これは、2020年度の運転維持費の想定値0.93万円/kW/年に達していないところ、**引き続き、目指すべき水準を維持することとして、2023年度調達価格等の資本費の想定値を0.93万円/kW/年としてはどうか。**
- 続いて、**設備利用率**について。**直近（2018年、2019年、2020年それぞれ）に設置された案件の中央値を平均すると28.0%**となっている。これは、2020年度の設備利用率の想定値25.6%よりも効率的水準になっているところ、**2023年度の調達価格等の設備利用率の想定値を28.0%としてはどうか。**
- また、10/30に実施された**業界ヒアリング**では、2021年度の上限価格を18円/kWhとし、2022年度～2029年度について、**毎年度1円/kWh程度ずつ調達価格等を低減させるイメージ**が紹介された。これもふまえ、2023年度までの道筋として、まず、**2021年度の上限価格**は、設置年別のkWh当たりコストが低下していないなかで、事業者が入札制適用に向けて対応していくことに配慮し、**2020年度の調達価格（18円/kWh）における各想定値を用いてはどうか。**また、**2022年度の上限価格**は、**2023年度に向けて段階的に低減するように2021年度と2023年度の各想定値の平均を想定値**としてはどうか。具体的には以下のとおり（次頁に続く）。

	2021年度	2022年度	2023年度
資本費	28.2万円/kW	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	25.6%	26.8%	28.0%

- なお、2021年度以降の陸上風力発電の入札制に係るその他の事項（募集回数、入札実施スケジュール等）は、本日の御議論をふまえ、他電源における入札に係るその他の事項と併せて、改めて御議論いただきたい。

<入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）>

- 前述のように陸上風力発電の一部を入札対象範囲外とする場合、**入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）は、事前公表する上限価格と整合的にするように設定**すべきではないか。

<リプレイス区分>

- **リプレイス区分**については、FIT認定の件数・容量が限定的であり、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムが期待にくいことから、**現時点では入札制の対象としないこと**としてはどうか。また、現時点までに得られている定期報告データは資本費について1件のみであるところ、引き続き実態把握に努めることとし、**2021年度の調達価格**については、2020年度までのリプレイス区分と同様、**2021年度の入札対象範囲外の調達価格から接続費を差し引く考え方にもとづき設定**してはどうか。

風力発電

I 陸上風力発電

II 洋上風力発電

III 風力発電（共通）

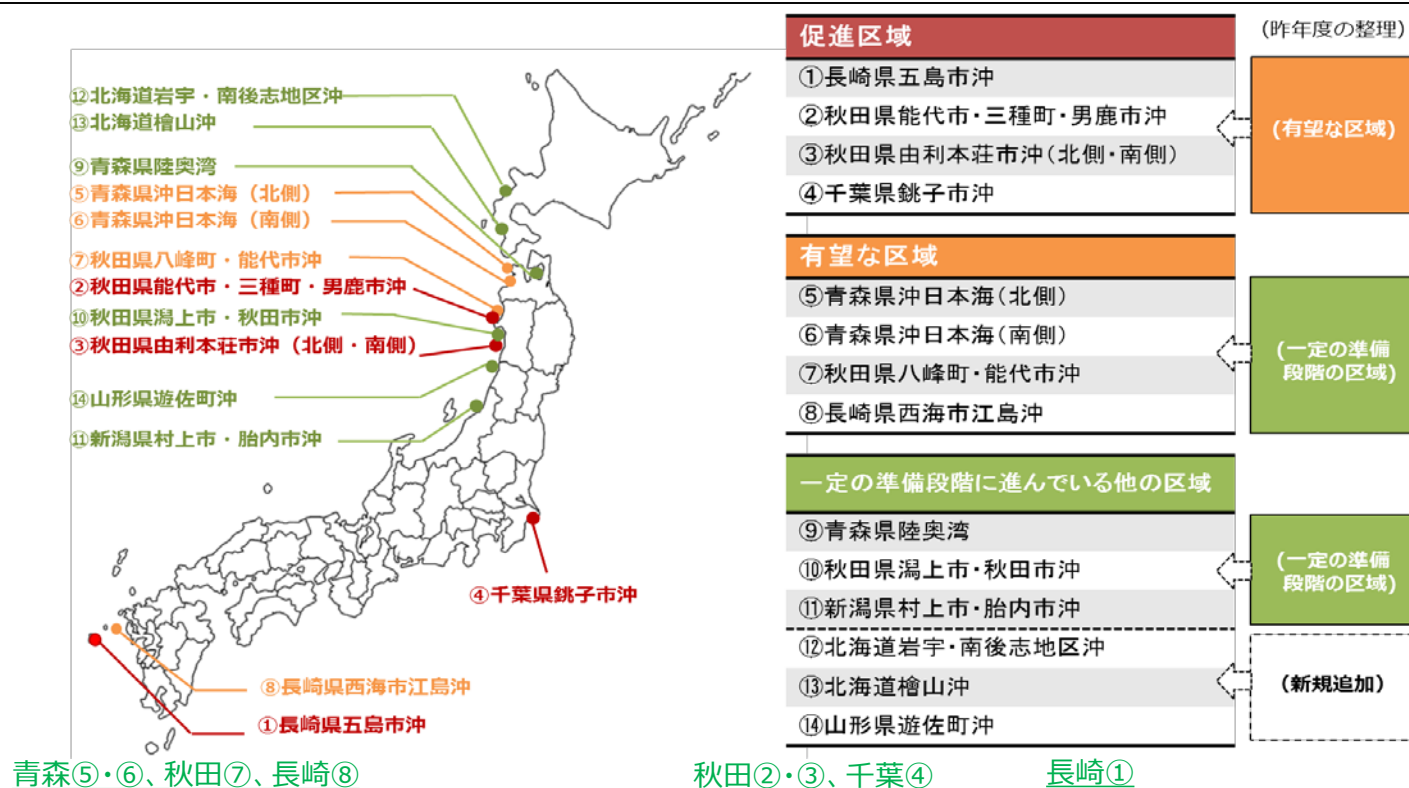
①風力発電の2022年度以降の取扱い

- 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。ただし、いずれも実証機によるものである点に留意が必要である。
- 資本費の定期報告データは2件得られた。その平均値は205.6万円/kWであり、想定値（56.5万円/kW）を上回った。
- 運転維持費の定期報告データは1件で、3.4万円/kW/年であり、想定値（2.25万円/kW/年）を上回った。
- また、設備利用率のデータは1件で、25.2%であり、想定値（30.0%）をやや下回った。

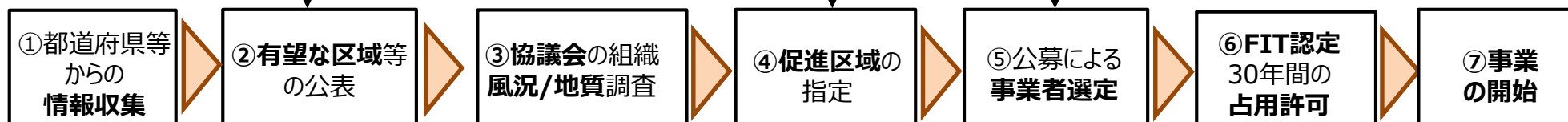
(1) 国内の動向：促進区域の指定に係る現状

28

- 2019年4月、再エネ海域利用法を施行。2019年7月、促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域、及び有望な区域（4か所）について、初めて公表。
- この4か所のうち、長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始。残りの3か所（秋田2か所（3区域）、千葉1か所）についても、本年7月21日に促進区域として指定し、事業者の公募開始を予定している。
- なお、本年7月3日、既に一定の準備段階に進んでいる区域、及び有望な区域（4か所）につき2回目の公表。



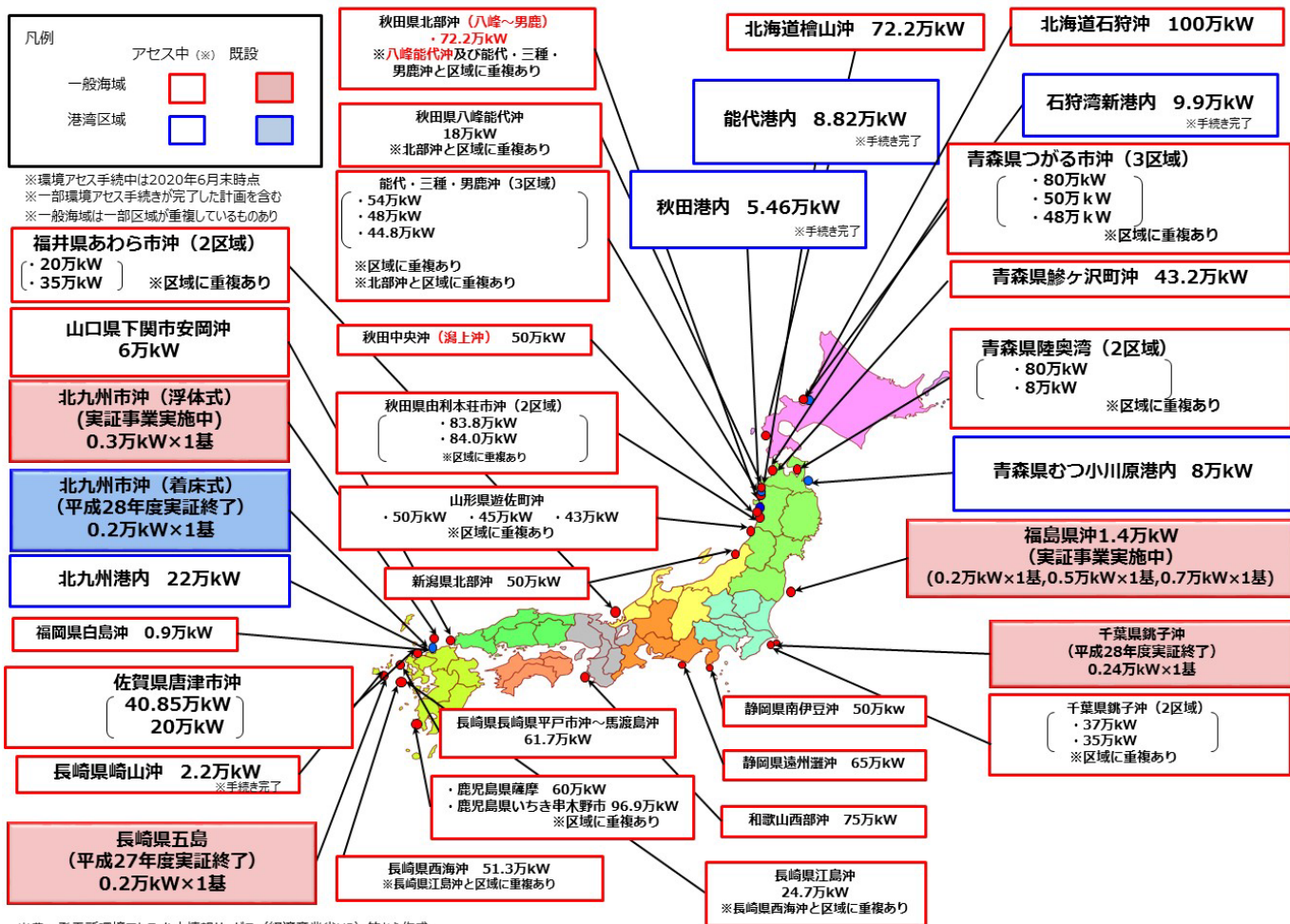
プロセス



(1) 国内の動向：洋上風力発電の案件形成状況

29

- 2020年6月末現在、約1,807万kWの洋上風力発電案件が環境アセスメント手続きを実施しており、特に2017年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している。



環境アセス手続中

港湾区域

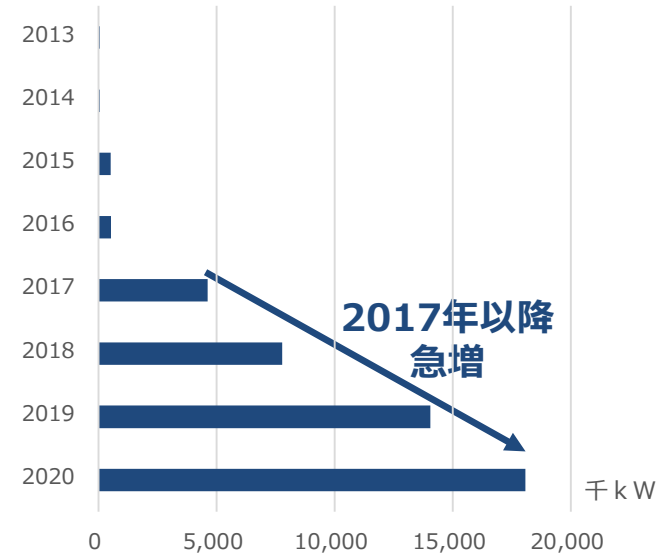
54万kW

一般海域

1,807万kW

＜一般海域の環境アセスの開始時期（累積）＞

(年度)



供給価格上限額の決定にあたっての方法

5

- 前回の委員会における御議論をふまえ、①；まず、現時点における実データの限界を踏まえ、前回の事務局資料にて紹介した、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の各算定式に、今回対象となる3か所（4区域）の平均的な自然条件等を代入してはどうか**。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)については、考慮されていない。
- このため、②；①でえられた資本費や運転維持費や撤去費を、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し、また、①で考慮されていない、③；接続費のうち陸上変電所より電力系統連系点側の範囲や、④；適正なIRRを加味したうえで、今回対象となる3か所（4区域）の供給価格上限額を決定してはどうか。
- なお、供給価格上限額は、前回の事務局資料にて提示して御議論いただいたが、選定事業者が国民負担によって支えられている再エネ特措法にもとづく支援を受けることをふまえ、①再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要する費用等を基礎とし、また、②入札制により事業者間の競争をより進め更なるコスト低減を促し国民負担の抑制を図るといった趣旨をふまえて、設定すべきもの。今回対象となる3か所（4区域）の供給価格上限額は、公表とすることで前回まとめたが、再エネ海域利用法にもとづく各促進区域における落札者は1であることから、供給価格上限額を公表しても、最終的にはより競争が進んだ調達価格になることも考えられる。
- また、今回対象となる3か所（4区域）の供給価格上限額は、大きな影響を与える平均風速が同程度であることや、現時点における実データの限界をふまえ、同額とすることで前回まとめた。これをふまえ、いずれの区域でも実現性があると想定される供給価格上限額に設定することも重要。

(注) 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。

供給価格上限額：①～③をふまえた資本費・運転維持費・撤去費・設備利用率 19

- 以上の供給価格上限額に関する①～③をふまえ、資本費・運転維持費・撤去費・設備利用率の想定値を整理する。
- **資本費は**、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる資本費26.7万円/kWに、内外価格差1.9倍を乗じ、また、接続費の一部として追加的に加味すべきものとして0.5万円/kWを加え、**51.2万円/kWとすること**としてはどうか。
- **運転維持費は**、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる運転維持費0.97万円/kW/年に、内外価格差1.9倍を乗じ、**1.84万円/kW/年とすること**としてはどうか。
- **撤去費は**、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる撤去費5.6万円/kWに、資本費と同じ内外価格差1.9倍を乗じ、**10.7万円/kW*とすること**としてはどうか。なお、資本費と同じ内外価格差を乗じる理由は、撤去費を、資本費のうち工事費の70%として算出することに依拠する。
* NEDO着床式洋上風力発電コスト調査でえられた小数点第2位以下まである撤去費に内外価格差を乗じて四捨五入しているため、10.7万円/kWとなっている。
- **設備利用率は**、風速や風車の出力・高さによって定まるものであり、内外価格差が影響するものではないため、4区域の**年平均風速**を平均した**7.56m/sから**、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より**機械的に算出される33.2%とすること**としてはどうか。

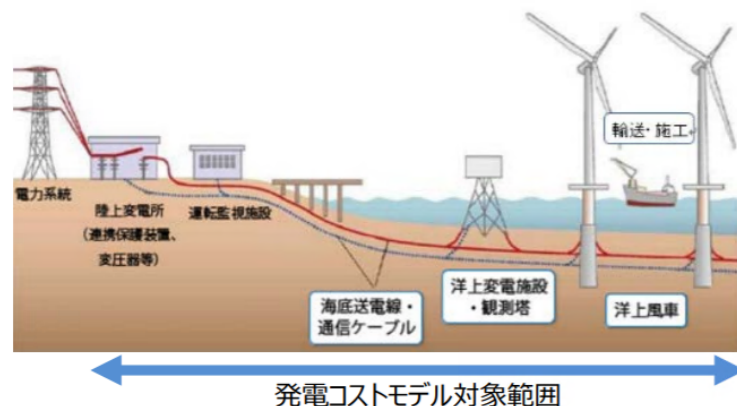
(参考) NEDO着床式洋上風力発電コスト調査 概要

6

第58回調達価格等算定委員会（2020年8月19日）事務局資料より抜粋

- 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調査し、その結果を基にして、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、工事日数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である。具体的には、欧州において主流となっている10MW級の着床式洋上風力発電設備を想定し、それに該当するような発電コストモデルを構築している。
- 当該調査は直近の2019年度に実施されたものであり、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を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>



<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 企業金融第5部 担当部長（当時）
本田 明弘	風工学	弘前大学地域戦略研究所 教授

再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額についての委員長案

	(参考) 2014年度から2019年度までの 着床式洋上風力発電	対象となる促進区域 ・秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖（北側） 秋田県由利本荘市沖（南側） ・千葉県銚子市沖
供給価格上限額	36円/kWh ※調達価格	29円/kWh
資本費（接続費含む）	56.5万円/kW	51.2万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW
設備利用率	30%	33.2%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	10%	10%
調達期間	20年間	20年間

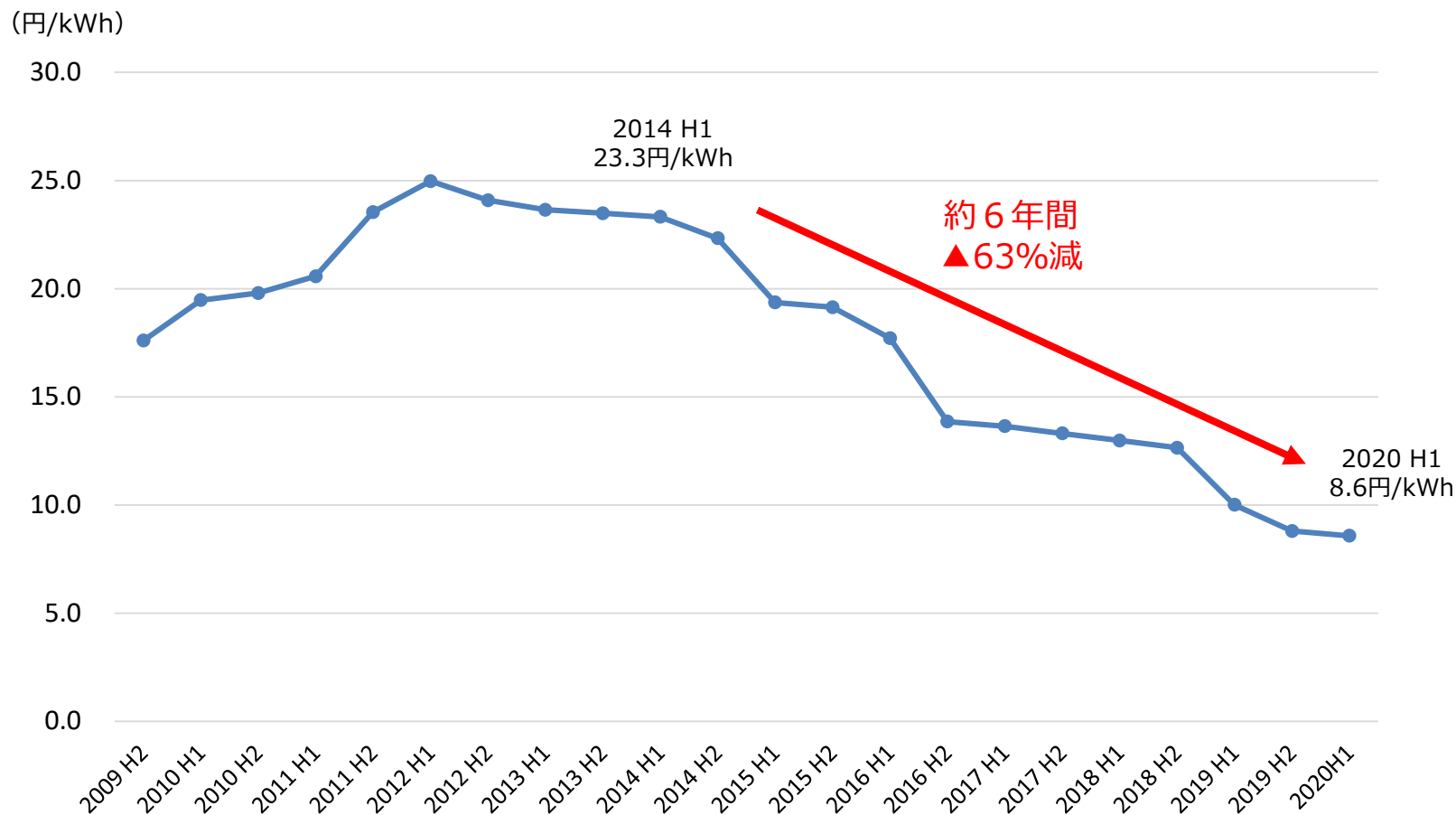
(2) 海外の動向：世界における洋上風力発電のLCOEの推移

34

第59回調達価格等算定委員会（2020年9月15日）資料1（抜粋）

- 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（36円/kWh）を設定した2014年度から**直近までの約6年間で▲63%減**（23.3円/kWh→8.6円/kWh）となっている。

＜世界における洋上風力発電のLCOEの推移＞



出典：Bloomberg NEFのデータ（2020年4月末時点）を基に資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算で計算。

※ 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。

欧州におけるコスト低減の状況

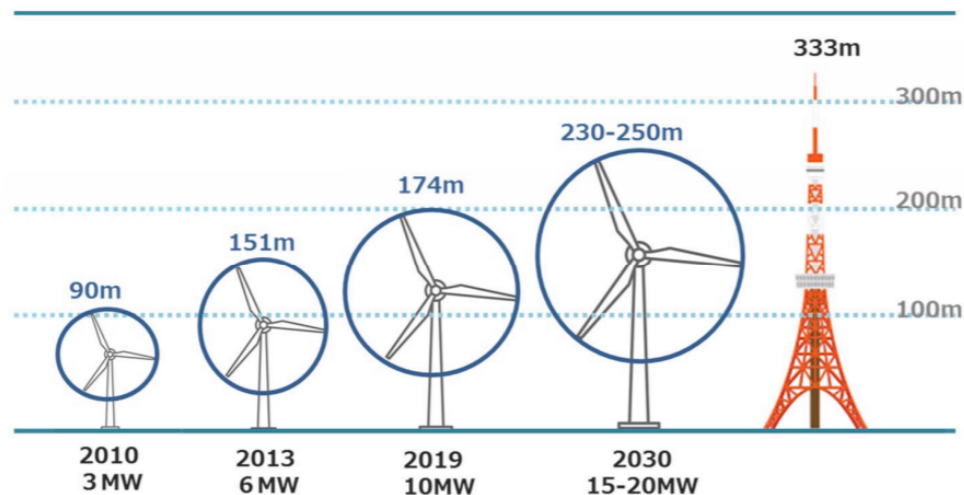
- 先行する欧州では、落札額が10円/kWhを切る事例や市場価格（補助金ゼロ）の事例が生ずる等、風車の大型化等を通じて、コスト低減が進展。

＜欧州における入札の動向（2019年）＞

国	プロジェクト名	規模	価格 (€=123.6 円) ※2019年平均相場	運転開始 予定
オランダ	Hollande Kust Zuid 3 & 4	760MW	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
フランス	Dunkirk	600MW	44 EUR/MWh (5.4 円/kWh)	2026年
イギリス	Sofia	1400MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Seagreen Phase 1 - Alpha	454MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年
イギリス	Forthwind	12MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Teeside A	1200MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck A	1200MW	44.99EUR/MWh (5.6 円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck B	1200MW	47.21EUR/MWh (5.8 円/kWh)	2025年

(出典) Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2019

＜洋上風車の大型化＞



【出典】「IEA(2019) Offshore Wind Outlook」及び「MHIヴェスタス提供資料」より資源エネルギー庁作成

(3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2021年度の取扱い（案） 36

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は、**2020年度から入札制が適用されているところ。この第1回にあたる2020年度入札の結果が公表されるのは12/25**であり、2021年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱いについては、**この入札結果をふまえて設定すべきではないか。**
- なお、10/30に実施された本委員会における**業界ヒアリング**では、2021年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の上限価格について、風況等が事業案件により大きく変わりうることから、現在、開発・工事している複数案件のコスト実績をふまえるべく、**36円/kWhを適用することが妥当という要望**があった。これに対し、**委員からは、再エネ海域利用法の下で地域調整もしながら競争によりコストを低減していくというなかで、再エネ海域利用法適用外のところで実施するから36円/kWhが妥当というのは違うのではないか、**といった御指摘があった。
- また、**再エネ海域利用法にもとづく公募の開始を予定している、秋田県能代市沖、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖（北側・南側）、千葉県銚子沖の3か所（4区域）の促進区域においては、公募の対象とする発電設備区分等が着床式洋上風力発電とし、公募における供給価格上限額を29円/kWhとする意見**を本委員会に取りまとめた。

(3) 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2021年度の取扱い（案） 37

- 浮体式洋上風力発電については、昨年度の本委員会の意見において、「2019年4月の再エネ海域利用法の施行等を契機とする環境アセスメント案件の急増等を踏まえると、着床式洋上風力発電については、既に十分な競争環境が整理していると考えられる。一方、着床式洋上風力発電の競争環境の浮体式洋上風力発電への波及については、国内外で進みつつある商用化に向けた取組の帰趨を注視する必要がある。このため、今年度（注：2019年度）の委員会では浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱いを決定せず、来年度の委員会において検討することとした。」とされている。
- 国内における洋上風力発電について、FIT導入件数・導入容量は2件・4MW、FIT認定件数・認定容量は10件・668MWとなっている（2020年6月現在）。このうち、浮体式洋上風力発電は、FIT導入・認定いずれも1件・2MWのみとなっており、当該発電事業は、実証事業として導入され、実証事業終了後から現在まで、運転を継続しているものである。
- また、2020年6月に、再エネ海域利用法にもとづく公募を開始した長崎県五島市沖の促進区域では、公募の対象とする発電設備区分等が浮体式洋上風力発電となっているが、公募における供給価格上限額および選定事業者の調達価格は、2020年度までの浮体式洋上風力発電の調達価格と同じ36円/kWhと設定されている。
- 加えて、浮体式洋上風力発電は、海外においても、現時点では大規模開発段階に至っていない。
- 以上をふまえると、今後数年間で、浮体式洋上風力発電の新規案件形成やコスト低減が国内において急激に進むことは想定しがたく、むしろ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大の可能性も見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要ではないか。したがって、2021年度から2023年度の3年間の浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の価格について、引き続き、2020年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

風力発電

I 陸上風力発電

II 洋上風力発電

III 風力発電（共通）

①風力発電の2022年度以降の取扱い

(1) 電源毎の状況：交付対象区分等及び入札対象区分等を決定する際の指標 39

(資料1より再掲)

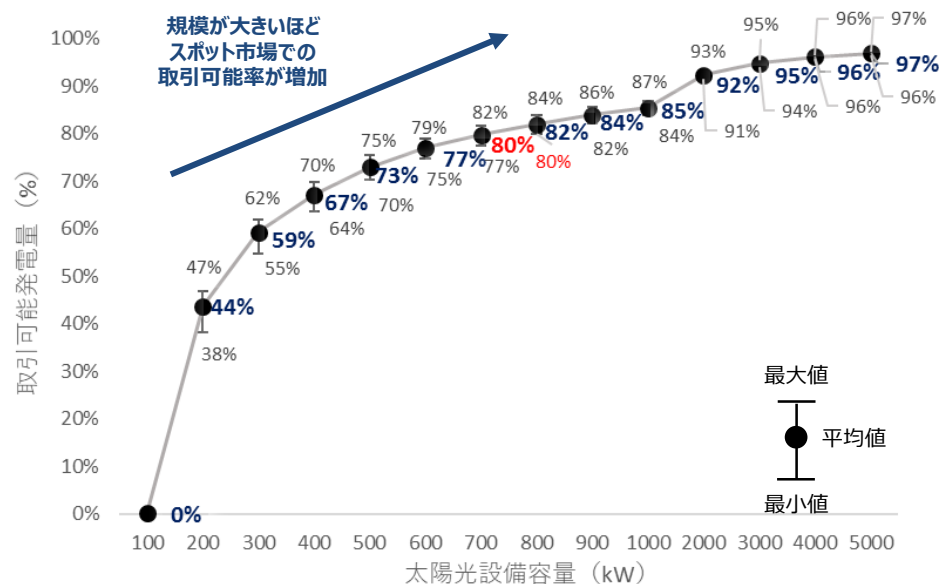
■ 再エネ大量導入・次世代NW小委員会と再エネ主力化小委員会の合同会議において、「FIP制度の対象区分等の決定に当たっては、**電源毎の状況（例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向）**や**事業環境（例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向）**といった観点を参考にすることが考えられる」と整理されたところ。国内における電源毎の状況や卸電力市場との関係を整理すると、以下および次頁以降のとおり。

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第8回）合同会議 資料1（一部加工）

項目	太陽光	風力	地熱	中小水力	バイオマス					
発電特性	天候や季節によって出力が大きく変動する、 <u>自然変動再エネ</u> 。	天候や季節によって出力が大きく変動する、 <u>自然変動再エネ</u> 。	坑井から天然の蒸気を噴出させるため、昼夜を問わず、継続的な稼働が可能（ <u>出力が安定</u> ）	渇水リスクを除けば、自然条件や昼夜を問わず、継続的な稼働が可能（ <u>出力が安定</u> ）	燃料さえあれば安定的な発電が可能であり、 <u>出力調整が可能</u> 。					
2022年度に地域活用電源となりうる最大規模	（10kW以上50kW未満は2020年度から地域活用電源）	－	2,000kW未満	1,000kW未満	10,000kW未満					
卸電力取引市場の最小取引単位※との関係 ※現行では50kWh/コマ(30分)	仮に、想定設備利用率※で恒常的に発電すると仮定して機械的に計算すると、50kWh/コマ以上の電気を供給するためには各電源について以下の規模が必要。しかし、実際は、自然変動再エネを中心に季節・時間等によって出力が変動する。このため、50kWh/コマ単位で安定的に卸電力取引市場で取引するためには、想定設備利用率で出力変動なく発電したと仮定した以下の規模よりも十分に大きな規模でなければならないことに留意する必要がある。 ※「令和2年度の調達価格等に関する意見」（令和2年2月4日（火）調達価格等算定委員会）で想定している設備利用率を仮定する <参考> <table><tr><td>太陽光（10kW以上）： 約580kW （設備利用率17.2%）</td><td>陸上風力：約390kW （設備利用率25.6%） 洋上風力：約330kW （設備利用率30.0%）</td><td>地熱：約130kW （設備利用率74.8%）</td><td>水力（1,000kW未満）： 約170kW （設備利用率60.0%）</td><td>未利用材（2000kW未満） 約130kW （設備利用率76.5%） 建設資材廃棄物 約120kW （設備利用率80.9%） 一般廃棄物その他バイオマス 約220kW （設備利用率46%） メタン発酵バイオガス 約110kW （設備利用率90%）</td></tr></table>					太陽光（10kW以上）： 約580kW （設備利用率17.2%）	陸上風力：約390kW （設備利用率25.6%） 洋上風力：約330kW （設備利用率30.0%）	地熱：約130kW （設備利用率74.8%）	水力（1,000kW未満）： 約170kW （設備利用率60.0%）	未利用材（2000kW未満） 約130kW （設備利用率76.5%） 建設資材廃棄物 約120kW （設備利用率80.9%） 一般廃棄物その他バイオマス 約220kW （設備利用率46%） メタン発酵バイオガス 約110kW （設備利用率90%）
太陽光（10kW以上）： 約580kW （設備利用率17.2%）	陸上風力：約390kW （設備利用率25.6%） 洋上風力：約330kW （設備利用率30.0%）	地熱：約130kW （設備利用率74.8%）	水力（1,000kW未満）： 約170kW （設備利用率60.0%）	未利用材（2000kW未満） 約130kW （設備利用率76.5%） 建設資材廃棄物 約120kW （設備利用率80.9%） 一般廃棄物その他バイオマス 約220kW （設備利用率46%） メタン発酵バイオガス 約110kW （設備利用率90%）						

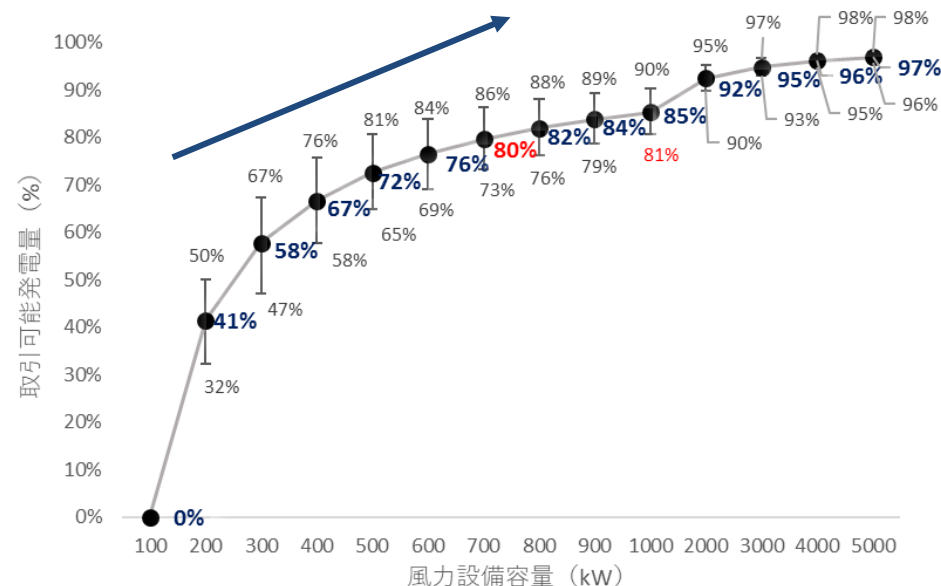
- 卸電力取引市場の最小取引単位（現行では50kWh/コマ（30分））との関係について、太陽光発電および風力発電の実際の発電実績を用いて、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気をそのままスポット市場で取引しようとするときの取引可能発電電力量の割合を算出した。
- 複数の太陽光発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上、同様に、複数の風力発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上となった。
- データのばらつき等を勘案すると、太陽光発電・風力発電のいずれも、スポット市場で80%以上の電気供給量を取引できる設備容量規模は、約1MW以上と見込まれる。

太陽光発電システムの場合



出所) 複数の太陽光発電所およびNEDO日射量データベースを基に推計した太陽光出力
(1年間8760時間)より試算
※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分だがデータ解像度制約で100kWh/1時間で分析

風力発電システムの場合



出所) 風力発電等データ利用コンソーシアム（主幹事：東京大学 荻本研究室）が保有する複数の
風力発電所データ等より試算（およそ1年間）
※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分で分析

(1) 電源毎の状況：陸上風力発電の年度別／規模別FIT認定・導入状況（再掲） 41

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度	0(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	28(14件)	410(34件)	288(7件)	725(58件)
2013年度	0(5件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	31(16件)	55(8件)	123(3件)	209(33件)
2014年度	0(32件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	470(36件)	516(10件)	1,005(88件)
2015年度	3(191件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	17(9件)	142(11件)	303(6件)	465(217件)
2016年度	44(2,295件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51(26件)	523(46件)	1,457(27件)	2,076(2,394件)
2017年度	48(2,439件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	16(9件)	141(15件)	1,104(15件)	1,310(2,478件)
2018年度	43(2,227件)	6(118件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	0(0件)	8(4件)	184(16件)	875(14件)	1,116(2,380件)
2019年度	0(17件)	9(200件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	12(6件)	248(20件)	1,085(14件)	1,355(258件)
2020年度	0(1件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(2件)
	138(7,210件)	14(320件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	1(1件)	182(94件)	2,174(186件)	5,751(96件)	8,261(7,908件)

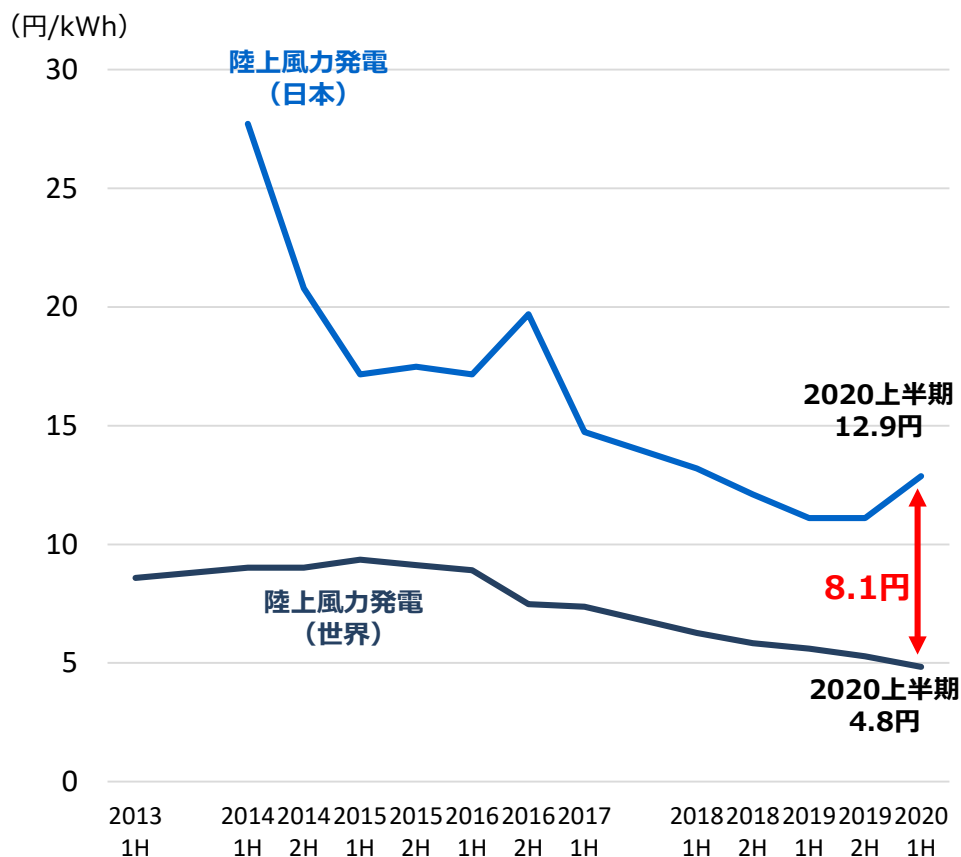
＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度 2013年度	0(4件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	20(10件)	90(6件)	0(0件)	110(21件)
2014年度	0(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2(1件)	223(17件)	0(0件)	225(25件)
2015年度	0(42件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15(8件)	45(6件)	87(2件)	148(58件)
2016年度	2(135件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	7(4件)	172(12件)	126(3件)	308(154件)
2017年度	6(304件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14(7件)	93(9件)	65(2件)	178(322件)
2018年度	10(506件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	5(3件)	80(5件)	72(2件)	167(516件)
2019年度	6(308件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	200(16件)	242(6件)	468(340件)
2020年度	1(73件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	2(1件)	18(3件)	188(2件)	210(81件)
	25(1,379件)	0(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	86(44件)	922(74件)	780(17件)	1,813(1,517件)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

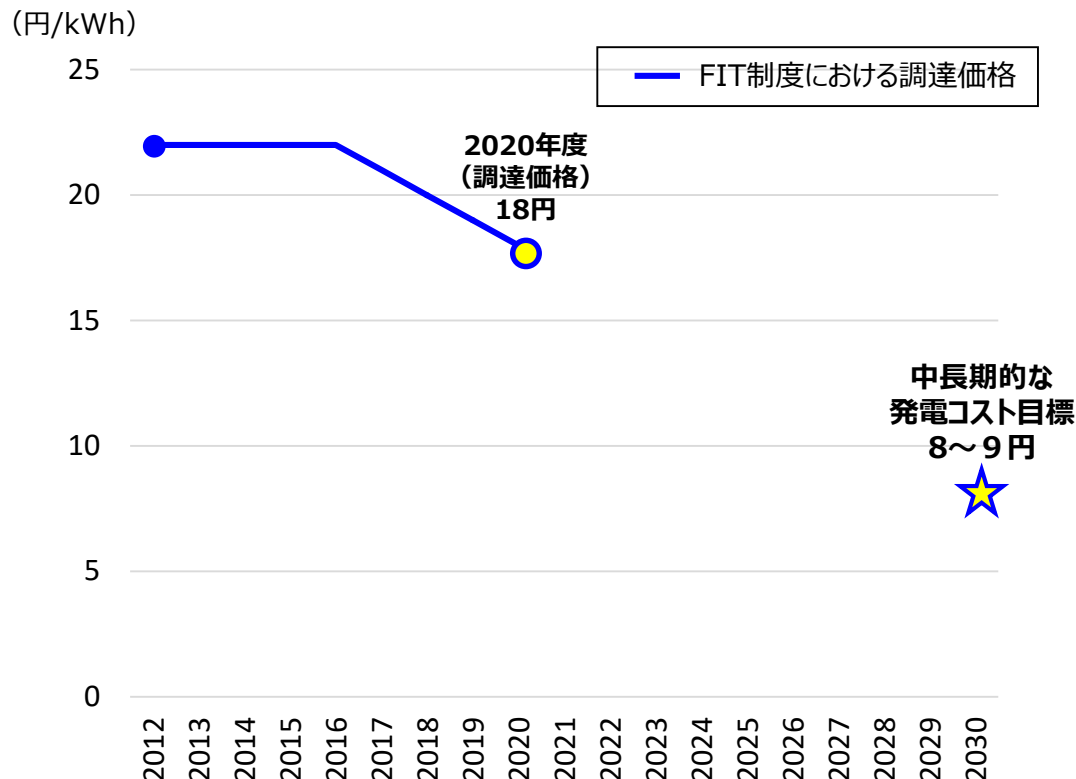
- 風力発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、足下では微増。
- 2030年発電コスト8～9円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある。

<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移>



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算で計算。

<陸上風力発電の価格目標のイメージ>

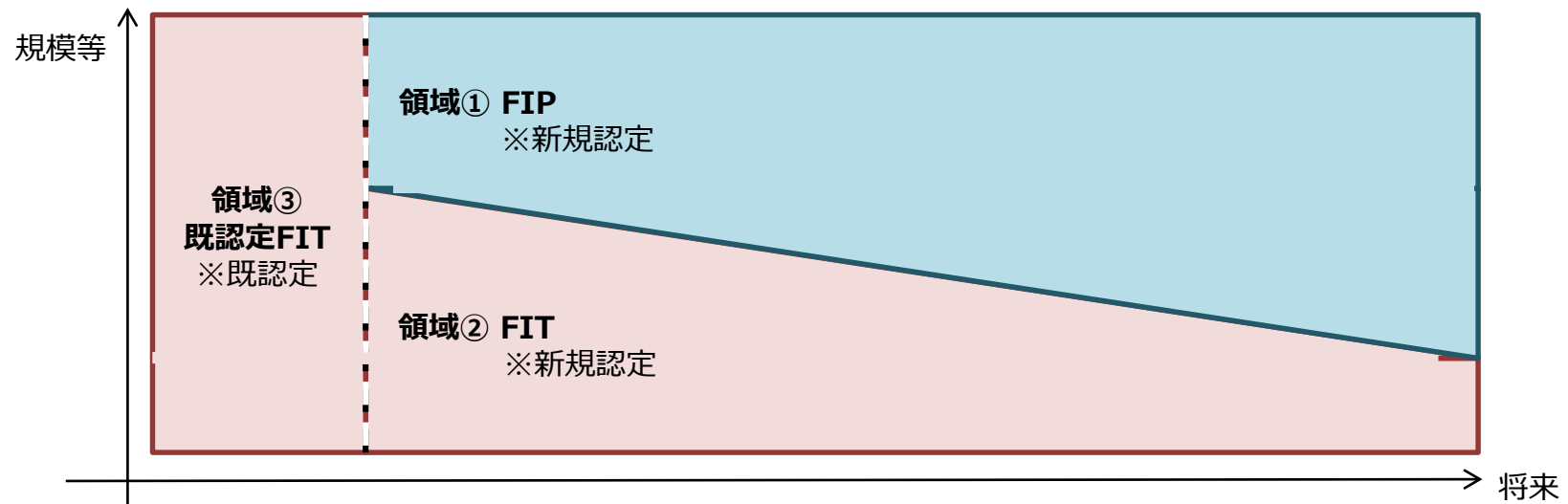


※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。
 ※「中長期的な発電コスト目標」とは、2030年に運転開始する案件（陸上風力発電・着床式洋上風力発電）の平均的な発電コストで8～9円/kWhとされているものであり、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。
 ※調達価格に換算（内部収益率IRR8%）すると、12.1～12.9円/kWhに相当する。

（２）FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）①⁴³

（資料１より再掲）

- **昨年度の本委員会では**、FIT制度の抜本見直しに当たり、電源ごとの特性に応じた支援制度の構築を進めて「競争電源」と「地域活用電源」に分けて考えるという方向の下、地域活用電源に求める地域活用要件を可能な限り明確化した一方、**FIP制度の詳細が決定していないことをふまえ、FIP制度との整合性確保や制度複雑化を防ぐため**、2021年度以降については新規の取扱いを決定をしまった。
- その後、再エネ大量導入・次世代NW小委員会と再エネ主力化小委員会の合同会議（以下、合同会議）で**FIP制度の詳細設計が進んできた**。これを踏まえ、今年度の本委員会では、再エネの主力電源化を目指すなかで、**改正法の施行当初からFIP制度に移行すべき対象と、事業環境整備の状況等も踏まえて徐々に移行すべき対象等**を具体的に整理していく必要があるが、その検討にあたっては以下の①～③に分けて扱いを考えてはどうか。また、**その際に領域②や③においてもFIP事業を志向する事業者がいる可能性**がある中で、FIPの市場統合の価値も踏まえて、**こうした事業者をどのように取り扱うべきか**。
 - ・ 領域① 新規認定：FIP制度の対象とする領域
 - ・ 領域② 新規認定：FIT制度の対象とする領域（※FIP制度に基づく事業を希望する事業者をどのように取り扱うか。）
 - ・ 領域③ 既認定：既にFIT認定を受けている（※FIP制度への移行を希望する事業者をどのように取り扱うか。）



（注）あくまで概念図であり、電源や事業環境によっては当初は領域①がないケースや、領域②がなく、全てが領域①となる可能性を排除したものではない。

（２）FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）②⁴⁴

（資料１より再掲）

＜領域①（新規認定：FIP制度の対象とする領域）＞

- 合同会議では、「FIP制度の対象区分等の決定に当たっては、電源毎の状況（例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向）や事業環境（例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向）といった観点を参考にすることが考えられる」と整理されたことをふまえて、電源別に検討していくこととしてはどうか。

＜領域②（新規認定：FIT制度の対象とする領域）＞

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT制度から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付けられるもの。これをふまえると、新規認定でFIT制度が認められる対象についても、事業者が希望し、制度として対応可能であれば、FIP制度の新規認定を選択可能とすべきではないか。これによってFIP電源が増加すれば、アグリゲーション・ビジネスの活性化にも資すると考えられる。

＜領域③（既認定：既にFIT認定を受けている領域）＞

- FIP新規認定事業が稼働するまでには一定の時間を要すること、FIT既認定事業は全体で90GW以上あることをふまえると、FIT既認定事業のFIP制度移行を促して、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるという視点も重要。その動機付けとしては、現在合同会議で検討されているbalancingコスト等が考えられるが、いずれにせよ、FIT認定事業者が希望するのであれば、FIP制度への移行認定を認める方向とすべきではないか。

（２）FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）③⁴⁵

（資料１より再掲）

＜基準価格、交付期間について＞

- 新規認定に係るFIP制度の下における基準価格、交付期間については、合同会議での議論をふまえると、**各区分等の基準価格は、FIP制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準**とし、また、**各区分等の交付期間は、各区分等の調達期間と同じ**とすることが適切ではないか。

※ ただし、地域活用要件に対応するために調達価格が高く設定されている場合については、その分の扱いについては整理することが必要。

- 既認定しているものが移行する場合については、**FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準**とし、また、**交付期間は、調達期間の残存期間とすべきではないか。**

※ 事業用太陽光については、FIP制度では、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしているところ、FIP制度への移行を認めるときの事後的な蓄電池の併設の扱いについて、検討する必要があるのではないかと。

＜FIP制度の選択・移行について＞

- 希望する事業者について、自由にFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとする場合、**多数かつ多様な事業者がFIP制度の対象となりえ混乱する等の事態が発生する可能性**がある。そこで、**FIP制度の運用状況を見極めながらFIP制度の新規認定/移行認定を認める範囲拡大を検討**することとし、**FIP制度導入当初は50kW以上（高圧・特別高圧）**に限ってFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとしてはどうか。
- 加えて、混乱を回避するためには、FIT制度からの**移行を認めるときには、一定の要件＊を課す**といったことも考えられるところ、そうした移行認定要件について、検討の必要があるのではないかと。

※ 例えば、誤ってFIP制度への移行認定を提出してしまう認定事業者が出現するリスクを回避するため、取引方法が定まり、かつ、相対取引による供給をする事業については供給先が確定していることを要件にすることなどが考えられる。

- また、再エネの自立化や電力市場への統合を促す趣旨をふまえると、**FIP制度の新規認定/移行認定を受けた事業**については、**FIT制度への移行を認めないこととすべきではないか。**

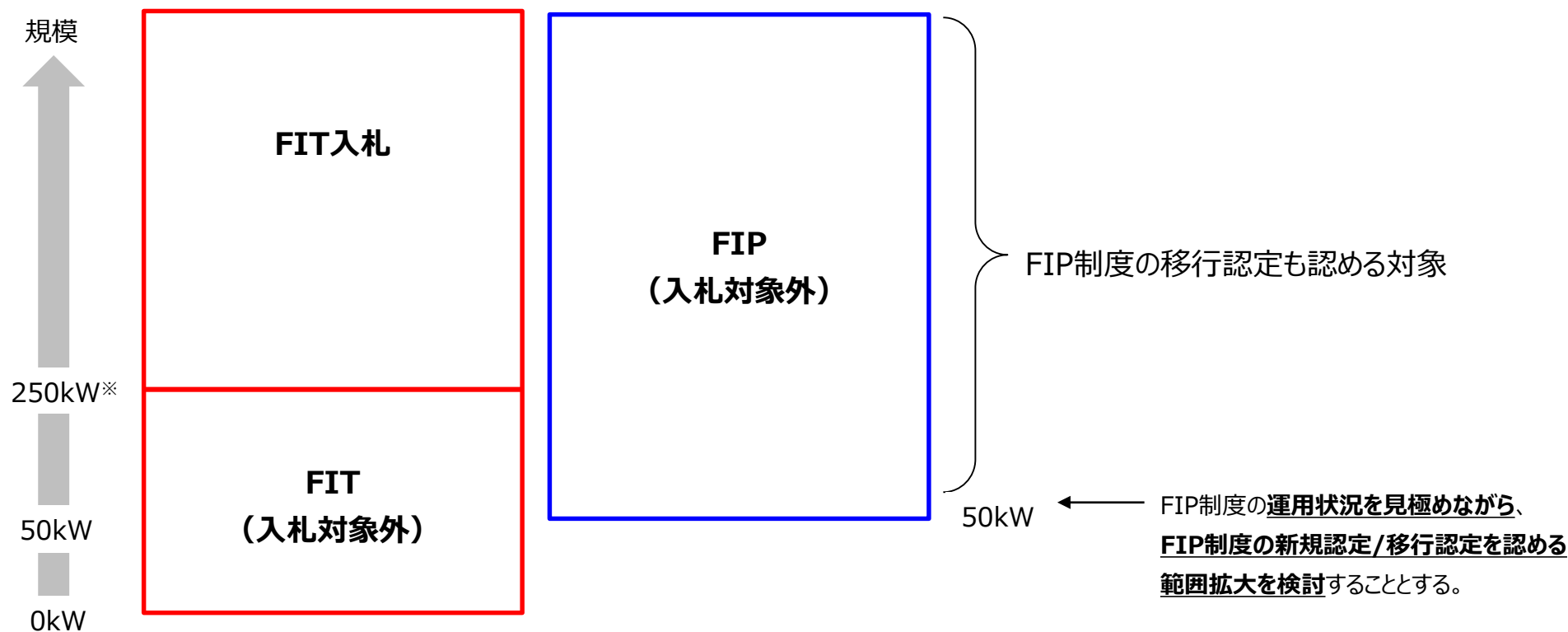
＜風力発電の領域①（新規認定：FIP制度の対象とする領域）の対象＞

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT制度から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付けられるもの。この観点からは、風力発電を、早期にFIP制度の対象としていくことは重要と考えられる。
- 一方、10/30に実施された本委員会（第62回）における業界ヒアリングでは、FIP制度の対象について、i）関連諸制度の速やかな整備（3年程度を目途）、ii）それまでは現行FIT制度のもとで早期に実施可能な政策措置によって国民負担への抑制に努めつつ主力電源化への取組を推進、という要望があった。また、例えば、陸上風力発電については、前述のとおり、2021年度から入札制を導入することで事業者間の競争によるコスト低減を促していこうとしているところ。こうしたなかで、さらに2022年度にはFIP制度も導入することとすると、風力発電事業への参入障壁が急激に高まり、継続的に進んできている案件形成が止まってしまうのか。
- これらをふまえると、風力発電の基本的な方向性として、まずは、入札制の導入によるコスト低減から進めるのがよいのではないか。すなわち、少なくとも2022年度は、風力発電に対して、FIP制度のみ適用が認められる区分等は設けないこととし、来年度以降の本委員会にて、風力発電の状況や事業環境をふまえつつ、2023年度以降の取扱いについて検討することとしてはどうか。また、一部の風力発電を地域活用電源として支援していくことの是非および支援する場合の地域活用要件についても、それに合わせて、来年度以降の本委員会にて検討することとしてはどうか。

<入札制とFIP制度の関係>

- **事業者の希望があればFIP制度の新規認定/移行認定を認める対象**については、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるため、**FIP制度を選好する動機をつくることも大切**である。
- このため、**2022年度は、事業者の希望によってFIP制度の新規認定/移行認定を認める際には、入札の対象としないこと**とし、そのときの基準価格は、FIT（入札対象外）の調達価格としてはどうか。

<2022年度における陸上風力発電のFIP/FIT制度・入札制の対象（イメージ）>



※ FIT入札の対象の閾値については、2021年度の対象（案）をそのまま仮定していることに留意。