

風力発電について

2021年12月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（陸上風力発電）

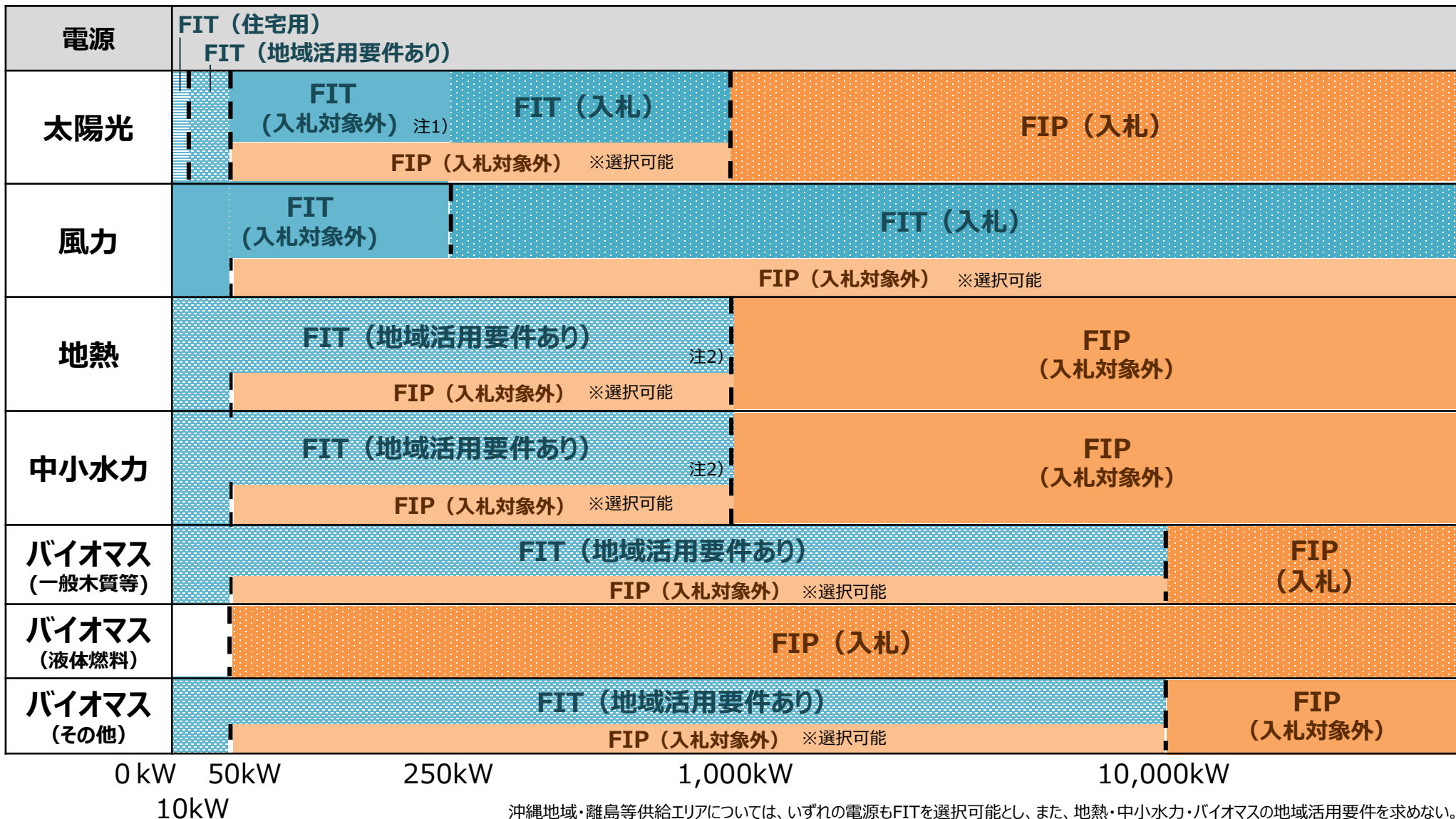
- 陸上風力発電については、昨年度の委員会で、**2021～2023年度の入札制の基本的な方向性（上限価格・入札対象）**や、**2022年度にFIP制度のみ認められる対象等**について、取りまとめたところ。
- このため、本日の委員会では、以下の内容について、御議論いただきたい。
 - (1) **陸上風力発電の2023年度にFIP制度のみ認められる対象や地域活用電源として支援していく対象等**
 - (2) **陸上風力発電の2022年度の入札対象範囲及び入札募集容量**
 - (3) **陸上風力発電（新設）の2024年度の入札上限価格及び調達価格・基準価格**
 - (4) **陸上風力発電（リプレイス）の2022年度の調達価格・基準価格**
- なお、**洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2023年度以降の取扱い**（①**2023年度以降にFIP制度のみ認められる対象等**、②**着床式洋上風力発電の2023年度の調達価格・基準価格**、③**浮体式洋上風力発電の2024年度の調達価格・基準価格**）については、別日の委員会で御議論いただくこととしたい。

※ 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし、2023年度は未定。入札の回数等は未定。

(参考) 2022年度のFIT/FIP・入札の対象

3

- 風力以外は一定規模以上はFIPのみ認める。また、50kW以上は事業者が希望すればFIPも選択可能。
- なお、既にFIT認定を受けている事業も、50kW以上は事業者が希望すればFIPに移行可能。



沖縄地域・離島等供給エリアについては、いずれの電源もFITを選択可能とし、また、地熱・中小水力・バイオマスの地域活用要件を求めない。

注1) 太陽光の2022年度の入札対象の閾値は、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。 注2) なお、地熱・中小水力の当該の閾値は、2023年度も同じとする。

● 第6次エネルギー基本計画 (案) 等をふまえた検討

- 第6次エネルギー基本計画 (案) においては、2030年度の野心的な温室効果ガス削減目標をふまえた野心的なものとして、合計3,360~3,530億kWh (総発電量に占める再エネ比率は36~38%) を目指す (※) ということが掲げられており、こうした目標の実現に向けて、S+ 3 Eを大前提に再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促すという方針を掲げている。

(※) なお、この水準は、キャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

- 再エネのコスト低減・市場統合に関しては、国際水準と比較すると依然と高い状況にあることや、既に再エネ賦課金が2.7兆円の水準に達すると想定されること等、今後、国民負担を抑制しつつ導入拡大との両立を図っていく必要があることから、他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していくことや、再エネの自立化に向けたステップとして、電力市場への統合を積極的に進めていくことを掲げている。

- 今年度の本委員会では、こうした第6次エネルギー基本計画 (案) の内容もふまえて、

① 2050年カーボンニュートラルや2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現に向けて、再エネの最大限の導入を進めていくこと

② 同時に、国民負担の増大や地域の安全等への懸念に対応するため、国民負担の抑制と地域との共生を図っていくことに留意しつつ、調達価格／基準価格や入札制度等の在り方等を検討すべきではないか。

特に、現時点で設定されていない2023年度におけるFIP/FIT・入札の対象となる区分やその調達価格／基準価格、入札上限価格について、一定の目安等を示すことで、事業の予見性を高め、積極的な案件形成を促進すべきではないか。

※ 本委員会で検討すべき事項については、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。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (電源ごとの論点②)

5

調達価格等算定委員会 (第70回)
(2021年10月4日) 事務局資料より抜粋

<風力発電>

● 風力発電の2023年度のFIPの対象となる区分等

- 2023年度のFIPの対象となる区分等について、昨年度の本委員会の意見をふまえて、どう設定するか。また、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や支援する場合の地域活用要件について、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

(3)風力発電の2022年度以降の取扱い

- 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ことが妥当と考えられる。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て、2023年度以降の取扱いについて検討することとした。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及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た。

● 陸上風力発電の2022年度以降の入札制 (入札対象・入札量・上限価格等)

- 今年度の入札結果をふまえて、2022年度以降の年間募集容量について、競争性の確保を大前提として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の両立を図るため、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

⑤陸上風力発電の入札上限価格の事前公表/非公表・募集容量

- 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、向こう3年間の上限価格及び年間募集量を示すこととした。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た。

- 今年度の入札結果をふまえて、2022年度以降の入札対象範囲について、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

④陸上風力発電の入札対象範囲

- また、後述のとおり3年間の複数年度価格設定を行うところ、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た。

- 昨年度と同様、向こう3年間の上限価格を設定する場合、2024年度の上限価格について、より効率的な事業実施を促すため、どう設定するか。

<風力発電>

● 着床式洋上風力発電の2023年度の取扱い

- 2023年度以降の再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電の調達価格／基準価格について、昨年度の本委員会の意見をふまえつつ、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

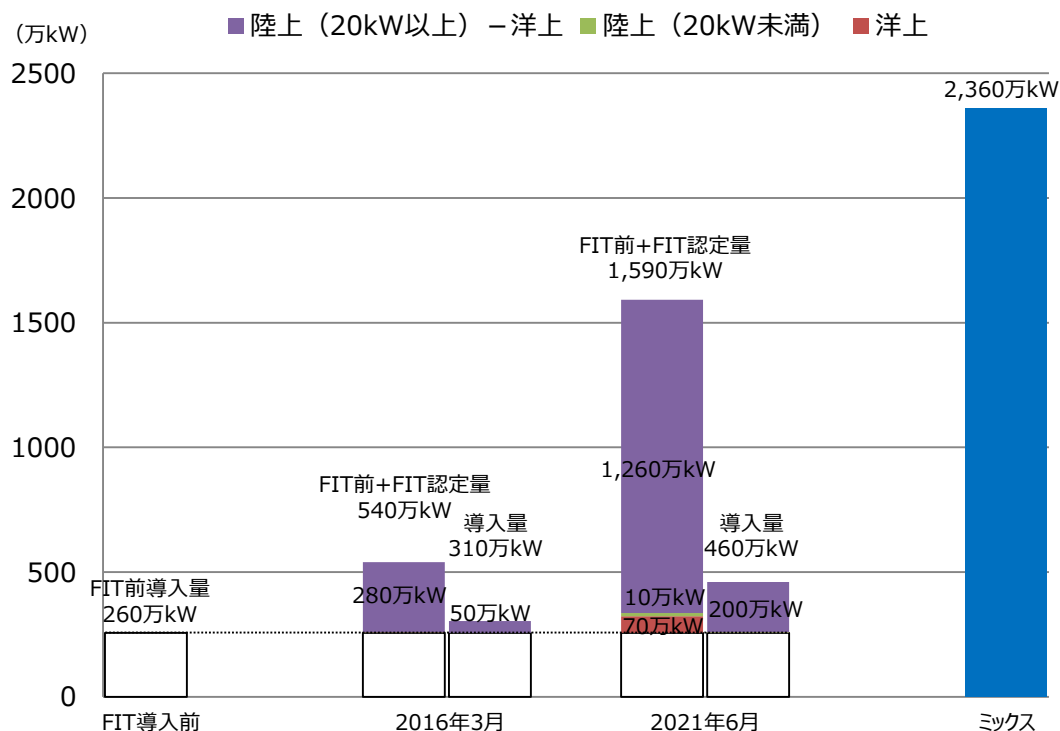
- 以上をふまえ、着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の調達価格または基準価格は、2022年度については、着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用対象) で2022年度前後にFIT認定を取得する見込みの事業の公募における供給価格上限価格29円/kWhと同水準に設定することとし、2021年度については、徐々にコストを低減していくために、2020年度の着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用外) の入札の上限価格と2022年度の平均価格を設定することとした。また、2023年度以降については、今後の着床式洋上風力発電 (再エネ海域利用法適用対象) の供給価格上限額の議論をふまえつつ、来年度以降の本委員会で検討することとした。

● 浮体式洋上風力発電の2024年度の取扱い

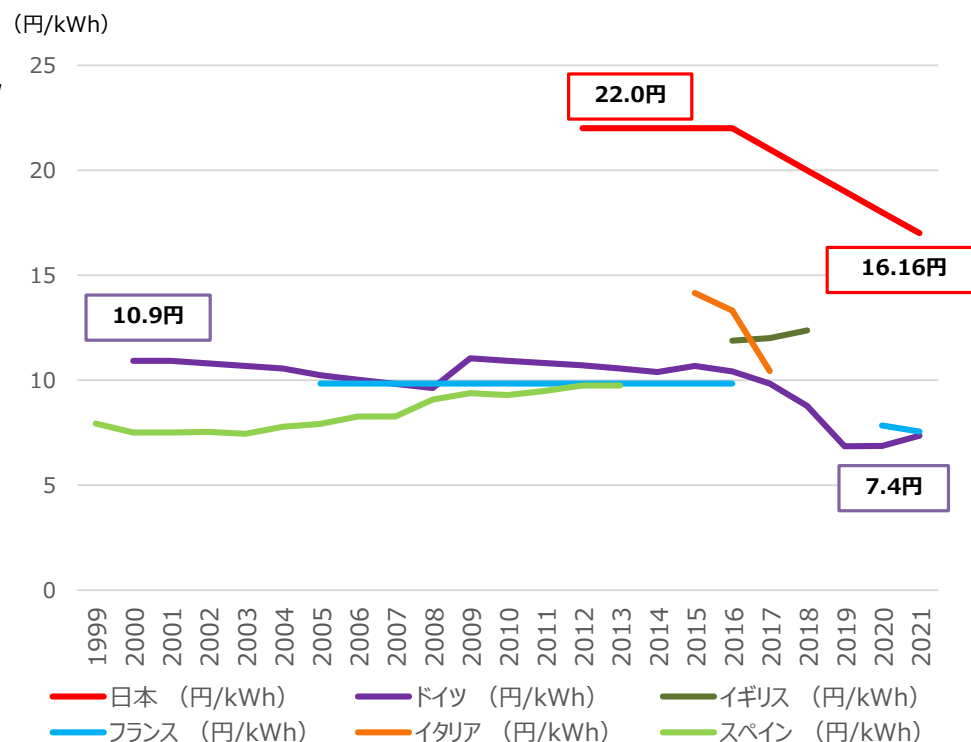
- 2024年度の再エネ海域利用法適用外の浮体式洋上風力発電について、再エネ海域利用法適用案件が着床式・浮体式を問わず洋上風力発電が入札制に移行していること等もふまえつつ、どう取り扱うか。

- 風力発電については、**エネルギーミックス (2,360万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**1,590万kW**、導入量は**460万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**16.16円/kWh**（2021年度入札における平均落札価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**32円/kWh**（2021年度）などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜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（2021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。

（参考）陸上風力発電（新設）の年度別・規模別FIT認定・導入状況

＜FIT認定量＞ 単位：MW（件）

認定 （新設）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	124(31)	10(1)	304(16)	103(3)	133(3)	51(1)	725(58)
2013年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(32)
2014年度	0(32)	0(0)	0(0)	0(0)	135(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,004(88)
2015年度	3(189)	0(0)	0(0)	0(0)	76(18)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	482(218)
2016年度	44(2,286)	0(0)	0(0)	0(0)	306(62)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,581(19)	2,858(2,399)
2017年度	47(2,393)	0(0)	0(0)	0(0)	72(15)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	712(9)	1,045(2,424)
2018年度	42(2,192)	6(118)	0(0)	0(0)	87(15)	0(0)	86(4)	68(2)	164(4)	641(8)	1,094(2,343)
2019年度	0(17)	9(200)	0(0)	1(2)	74(16)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	949(10)	1,398(259)
2020年度	0(2)	2(50)	0(0)	1(1)	69(14)	0(0)	192(10)	204(6)	438(10)	2,165(27)	3,072(120)
	137(7,118)	17(369)	0(0)	2(3)	1,022(222)	36(4)	1,575(79)	1,032(31)	1,458(34)	6,609(81)	11,888(7,941)

＜FIT導入量＞ 単位：MW（件）

導入 （新設）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	22(11)	10(1)	78(4)	0(0)	0(0)	0(0)	110(21)
2013年度											
2014年度	0(6)	0(0)	0(0)	0(0)	43(8)	0(0)	182(10)	0(0)	0(0)	0(0)	225(24)
2015年度	0(42)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(58)
2016年度	2(131)	0(0)	0(0)	0(0)	34(8)	8(1)	137(7)	34(1)	92(2)	0(0)	308(150)
2017年度	6(303)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	9(1)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	178(321)
2018年度	10(504)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	167(514)
2019年度	6(308)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	151(8)	69(2)	122(3)	51(1)	468(340)
2020年度	5(250)	0(1)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	16(1)	0(0)	45(1)	252(3)	360(267)
	28(1,548)	0(2)	0(0)	1(1)	324(86)	27(3)	694(36)	234(7)	301(7)	355(5)	1,964(1,695)

※ 2021年度6月末時点
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(参考) 陸上風力発電（リブレース）の年度別・規模別FIT認定・導入状況

＜FIT認定量＞ 単位：MW（件）

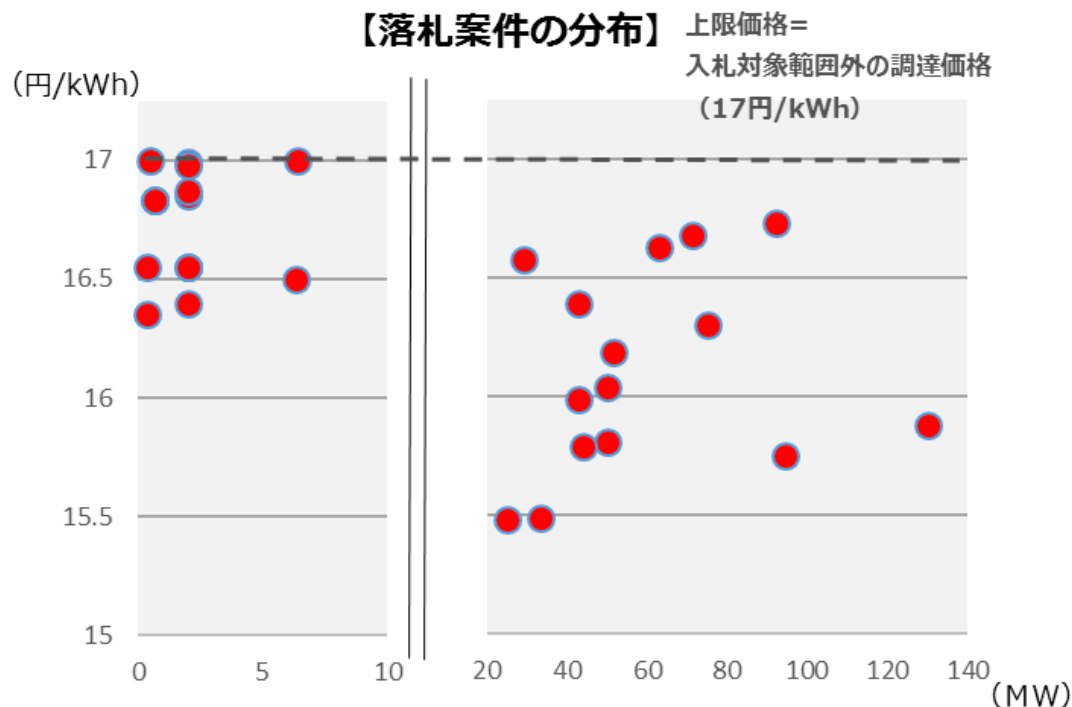
認定 (リブレース)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	8(3)	8(1)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	36(5)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	1(1)	19(5)	0(0)	35(2)	31(1)	0(0)	0(0)	86(9)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	27(11)	0(0)	300(15)	96(3)	43(1)	0(0)	466(31)
	0(0)	0(0)	0(0)	1(2)	54(19)	8(1)	356(18)	126(4)	43(1)	0(0)	588(45)

＜FIT導入量＞ 単位：MW（件）

導入 (リブレース)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)

※ 2021年度6月末時点
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 陸上風力発電については、2021年度から入札制に移行（対象：250kW以上）。
- 第1回入札は、上限価格を17.00円/kWh（事前公表）、募集容量を1,000MWとして、今年10月に実施。
- 応札件数・容量は32件・936MWと、募集容量1,000MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は16.16円/kWhと、上限価格17.00円/kWhを大きく下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は44件・1,455MWであり、このうち12件・518MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。



入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 44件・1,455MW
入札参加者の最大出力 : 130MW
参加資格を得た件数・容量 : 39件・1,182MW
実際の入札件数・容量 : 32件・936MW

落札の結果

上限価格 : 17.00円/kWh
落札件数・容量 : 32件・936MW
平均落札価格 : 16.16円/kWh

(1) 陸上風力発電：2023年度にFIP制度のみ認められる対象等 (案) 11

＜新規認定においてFIP制度のみ認められる対象・地域活用電源として支援していく対象＞

- 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。太陽光や地熱、中小水力、バイオマスといった他の再エネ電源については、来年度からFIP制度のみ認められる対象が設定されている中で、風力発電についても、早期にFIP制度の対象としていくことが重要。
- 昨年度の本委員会では、陸上風力発電については、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中で、さらに2022年度にFIP制度のみ認められる対象も設定することで、風力発電事業への参入障壁が急激に高まり、継続的に進んでいる案件形成が損なわれてしまう懸念から、2022年度にFIP制度のみ認められる対象については設けないこととした。
- 今年度から導入された入札制については、前述のとおり、入札容量が0.94GWと、募集容量1.0GWにわずかに達さなかったものの、平均落札価格は16.16円/kWhと、上限価格17.00円/kWhを大きく下回っていることから、概ね順調な入札結果であったと評価できる。
- こうした入札結果や他の電源のFIP対象をふまえ、陸上風力発電については、2023年度にFIP制度のみ認められる対象を設定してはどうか。
- 具体的な対象については、他の電源と同様に、まずは1,000kW以上とした上で段階的に対象拡大していくことも考えられるが、
 - ✓ 250～1,000kWは入札対象とされており、今年度入札でも、落札件数の総数32件に対して 6件の落札があり、十分にコスト競争力のある規模だと考えられること
 - ✓ 50～250kWは、これまで全く認定・導入のない規模帯であるが、FIP制度のみ認められる対象を仮に250kW以上とした場合に、FIP制度の適用を回避する可能性も排除できないことから、2023年度にFIP制度のみ認められる対象を50kW以上としてはどうか。
- その上で、50kW未満については、FIP制度の新規認定・移行認定が認められる範囲の下限が50kWであることもふまえて、当面は地域活用電源として支援していくこととしてどうか。

(※) なお、リプレース区分については、小規模の自治体出資等の案件のリプレースも想定されることから、他の電源のリプレース区分の取扱いと同様の取扱いを含め、新設と異なる扱いをとることも考えられるのではないかと。

(※) なお、2022年度と同様、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、引き続きFIT制度を適用できることとする。

<入札対象範囲>

- 昨年度の本委員会では、十分な入札容量を確保し、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムをしっかりと機能させるとともに、事業者の予見可能性を高める観点から、入札対象範囲「250kW以上」を2021～2023年度にわたり、維持することを原則としつつ、今後、入札結果をふまえて、2022年度以降の入札対象範囲については、必要に応じて見直すこととした。
- 今年度入札結果については、前述のとおり、概ね順調な結果であったことから、2022年度についても、250kW以上は入札対象とすることが適切だと考えられる。
- その上で、50～250kWについては、これまで全く認定・導入のない規模帯であるが、入札対象を引き続き250kW以上とした場合に、入札制度の適用を回避する可能性も排除できないことから、2023年度にFIP制度のみ認められる対象と同様に、2022年度の入札対象範囲についても、50kW以上としてはどうか。

<上限価格の事前公表/非公表・募集容量>

- 上限価格の事前公表/非公表については、事業者の価格予見性の向上のため、引き続き、事前公表としてはどうか。
- その上で、募集容量については、他の応募者との競争が働くよう、応募容量が上回ることが想定されるような募集容量の設定が重要。このため、以下の理由から、2022年度の募集容量は1.3GWとしてはどうか。
 - ✓ 直近5年間の年間認定量は1～3GW程度であるが、これまでの年間平均認定量は1.3GWであること
 - ✓ 今年度入札で、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した容量が1.5GW。このうち、実際に入札まで進まなかった容量が0.5GWであるが、その多くが、期日までの認定取得が困難なこと等を理由とした辞退であり、継続的な入札参加が見込まれること
- なお、第71回の委員会において、日本風力発電協会からは、今後、年間1GW前後～3GW程度の導入が見込まれること等から、2022年度の募集容量を2GWとすべきとの御意見をいただいた。しかし、当協会の試算でも、運転開始予定年度ごとの容量のばらつきが大きく、1GW程度又は1GWを下回る年度もみられ、また、環境アセスメント手続きに着手したものの稼働までに至らず終わってしまう案件が、これまでも一定程度存在したことから、募集容量を2GWとした場合、競争性の確保に懸念が生じると考えられる。

我が国風力発電の開発状況 (2/2)

第39回基本政策分科会 資料4 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、2031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2020年10月末時点、環境アセスメント手続きの進捗については2021年1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：13.0GW（191件）、洋上風力：18.2GW（41件）が2031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年間は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	2,536	29	10,559	20
方法書	6,989	97	5,655	11
準備書	1,665	28	1,765	5
評価書	1,321	27	239	3
第2種事業	0	0	6	1
終了	441	10	22	1
小計	12,952	191	18,244	41
合計			31,196	232

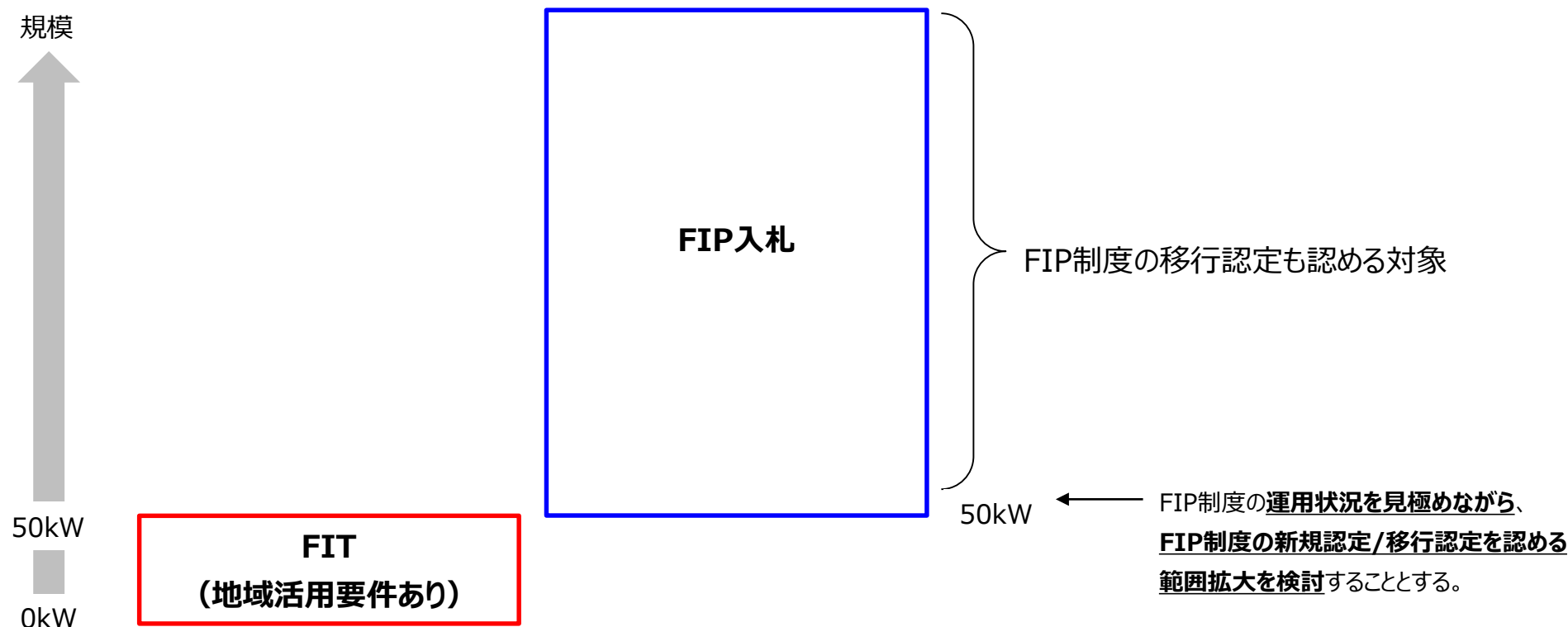
<集計②：運転開始予定年度毎(単位：MW)>

区分 \ 年度	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	合計
陸上(事業計画認定有り)	185	537	760	1,601	751	135	101	0	0	0	0	4,070
陸上(事業計画認定無し)	69	404	340	1,065	1,208	2,730	2,436	458	42	0	130	8,882
洋上(全て)	22	299	0	1,248	1,389	8,488	4,370	1,849	0	80	500	18,244
計	276	1,240	1,100	3,913	3,348	11,354	6,906	2,307	42	80	630	31,196

<入札制とFIP制度の関係>

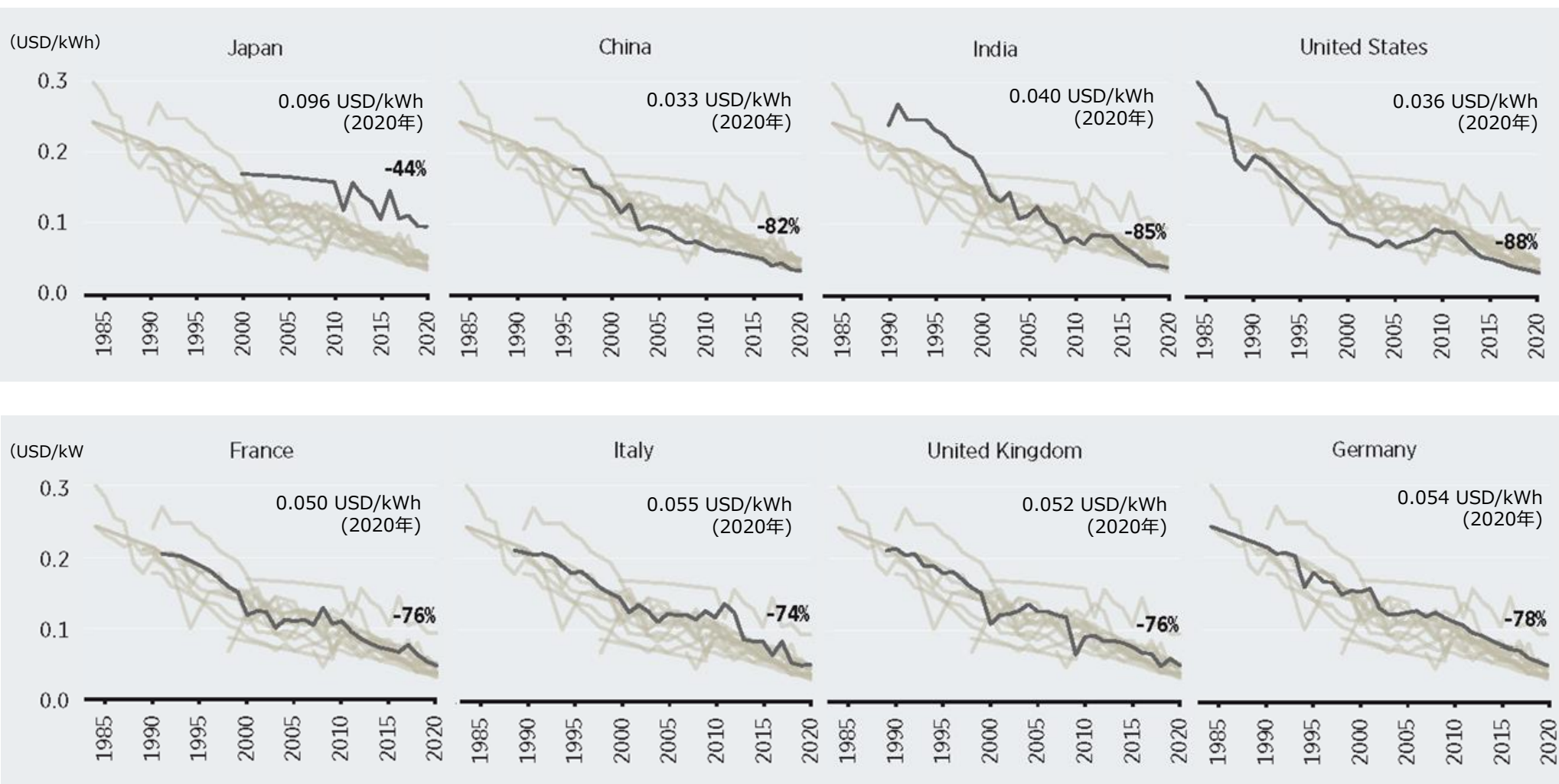
- 50kW以上については、今年度の入札の結果等をふまえ、FIP入札として、電力市場への統合や事業者間の競争を通じたコスト低減を促していく。
- 50kW未満については、当面は地域活用電源として支援していく。

<2023年度における陸上風力発電（新設）のFIP/FIT制度・入札制の対象（イメージ）>



■ 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＞

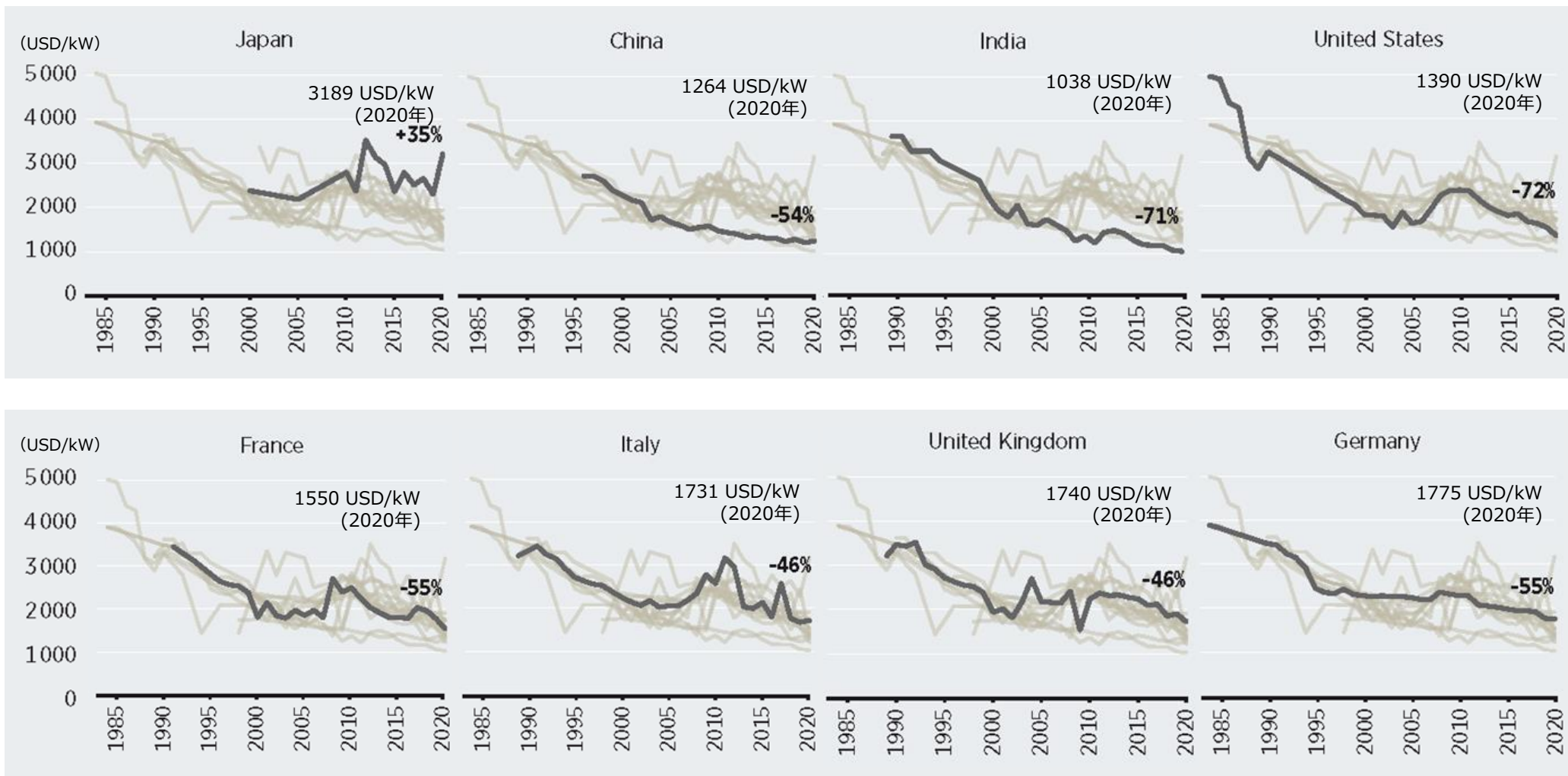


(3) 海外のコスト動向：各国における陸上風力発電の工事費

16

- 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＞

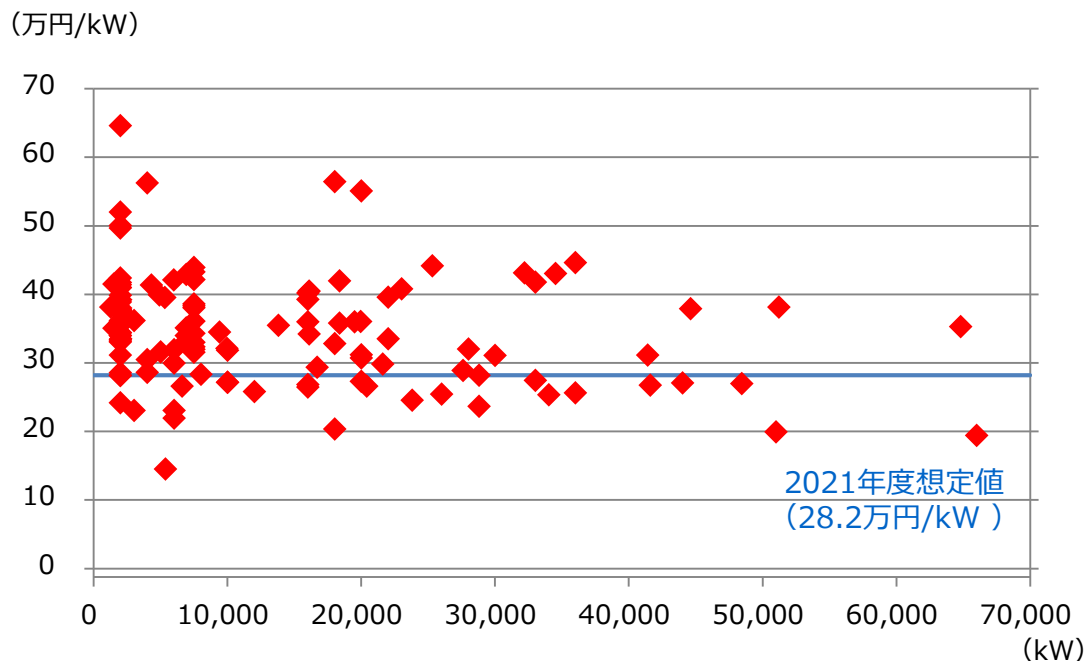


(3) 国内のコスト動向：資本費の規模別分布状況

17

- 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）では、50kW以上を対象に実施した。
- 資本費の定期報告データは130件。**2021年度、2022年度、2023年度の調達価格等における資本費の想定値28.2万円/kW、27.9万/kW、27.5万円/kW**に対して、**定期報告全体での中央値は34.8万円/kW**。ただし、
 - **7,500kW以上**（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**31.5万円/kW**
 - より大規模な**30,000kW以上**では、**31.1万円/kW**
 - さらに大規模な**37,500kW以上**（現行の環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**27.1万円/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。

＜出力と資本費の関係＞



＜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、
2021年度の想定値28.2万円/kWより
低い事業者の割合（件数ベース）

規模	2021年度の想定値より 資本費が低い事業の割合 (件数ベース)
50kW以上 (130件)	20% (34.9/34.8)
7,500kW以上 (56件)	34% (32.9/31.5)
30,000kW以上 (17件)	47% (32.1/31.1)
37,500kW以上 (9件)	56% (29.2/27.1)

※ 2021年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

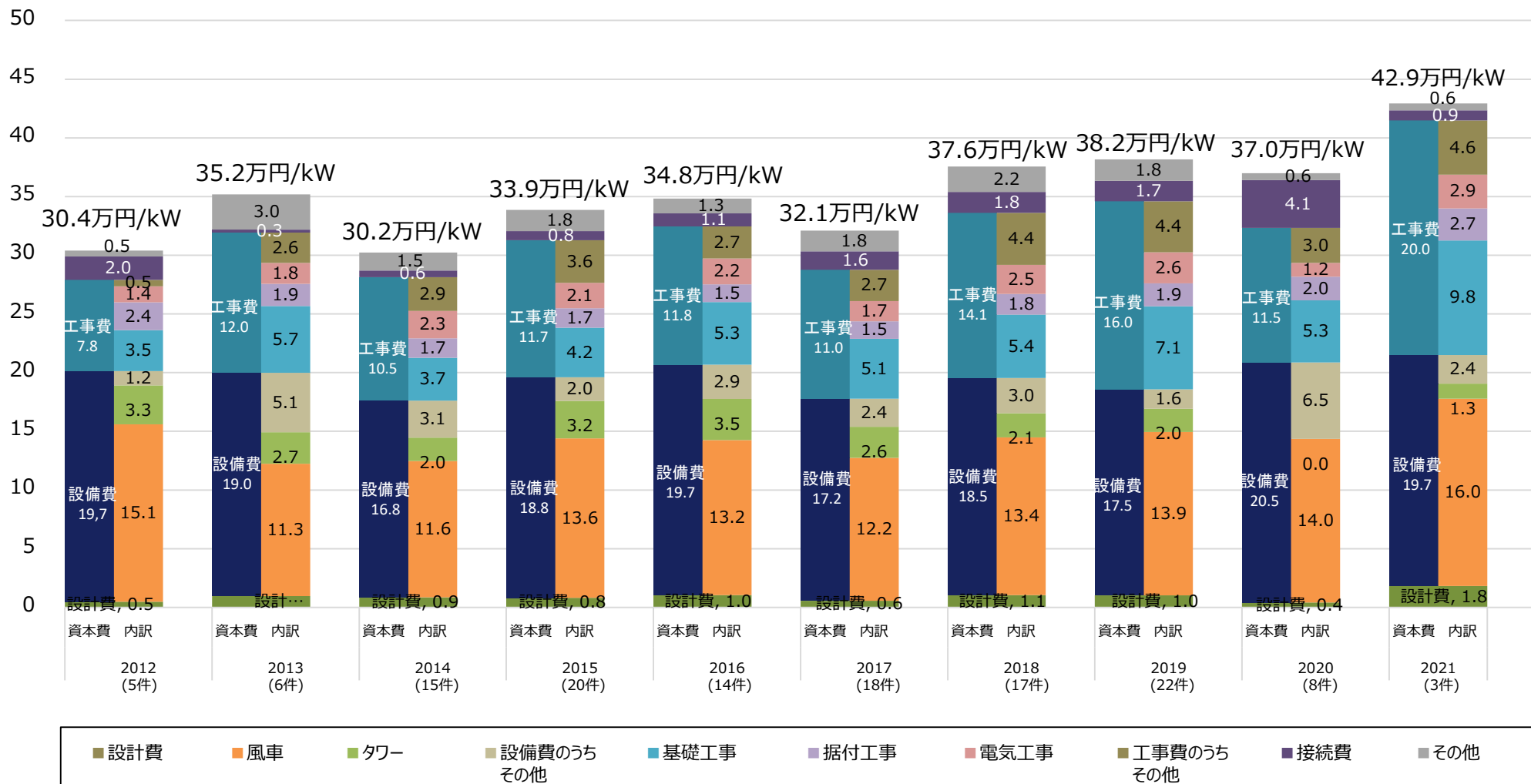
※括弧内は資本費の平均値／中央値

(3) 国内のコスト動向：資本費およびその構成の設置年別推移

18

■ 陸上風力発電の資本費の構成を設置年別に分析すると、各設置年の平均値はやや増加傾向であり、特に工事費が増加傾向であるが、各設置年の件数も小さく、設置年ごとのばらつきが大きいことにも留意する必要がある。

(万円/kW)

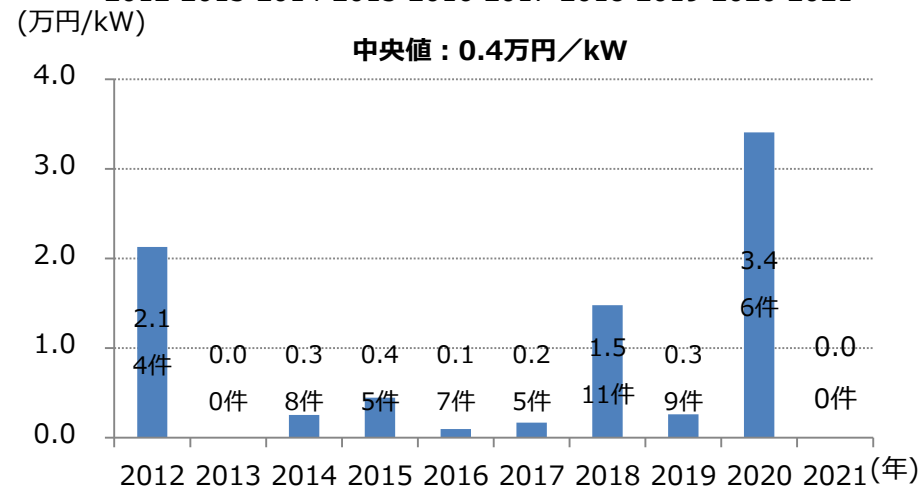
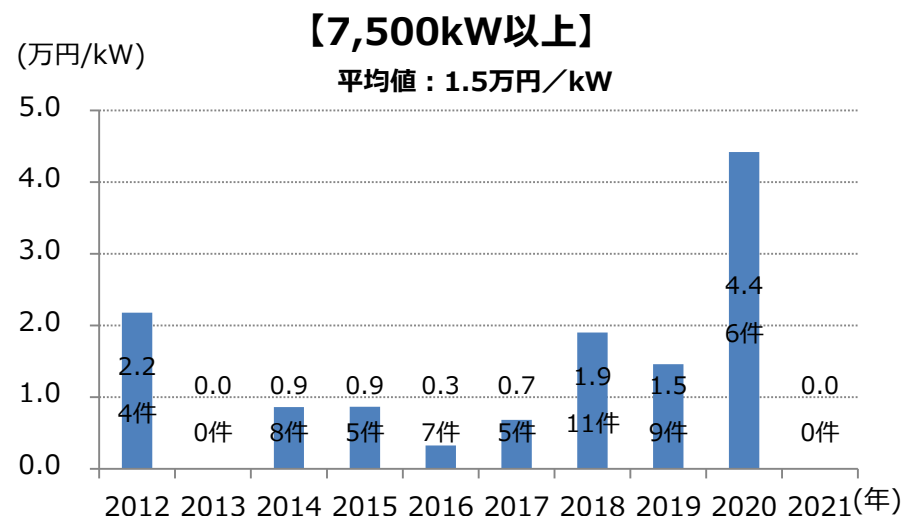
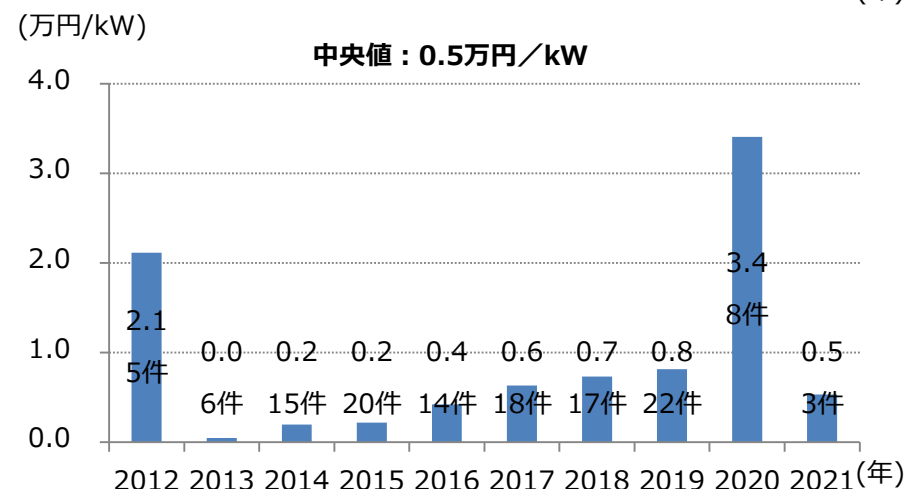
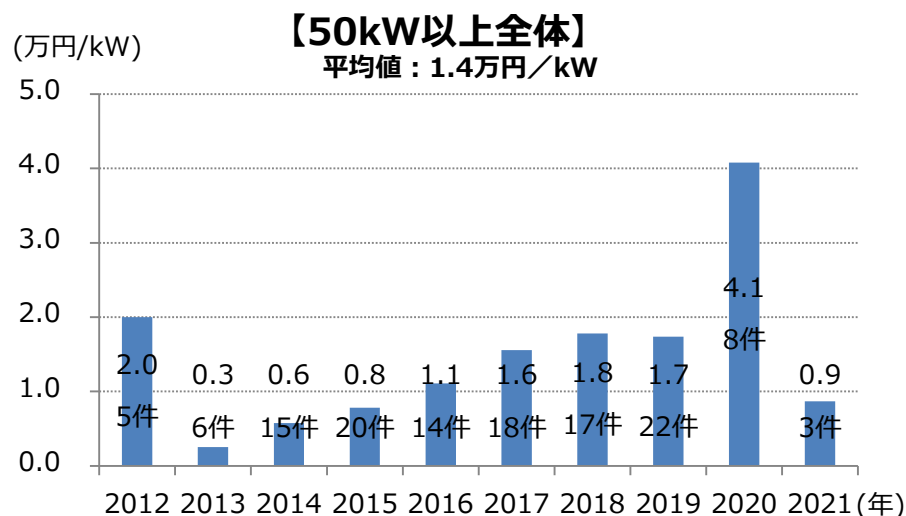


※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。

※ 2021年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

（３）国内のコスト動向：資本費のうち接続費（設置年別の経年変化） 19

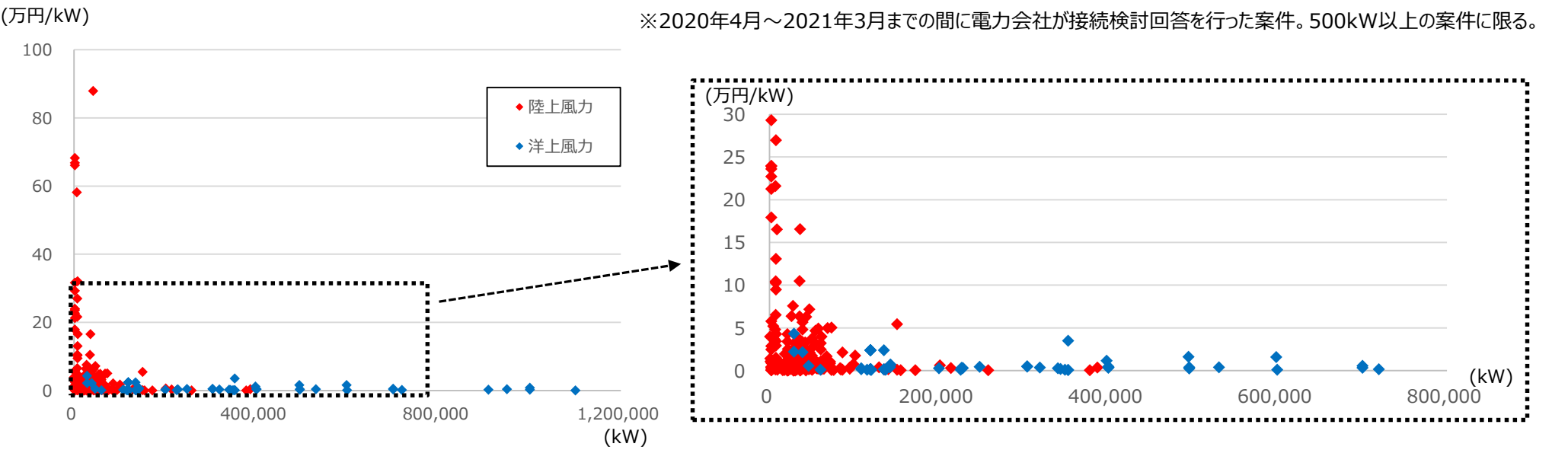
- 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、**平均値は1.4万円/kW、中央値は0.5万円/kW**となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、**想定値（1.0万円/kW）を下回った。**
- なお、**7,500kW以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向**がみられた。



※ 2021年7月21日までに報告された50kW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（299件）の分析を行った結果、平均値は3.5万円/kW、中央値は0.6万円/kWであった。
- なお、定期報告データと接続検討回答結果データでは、それぞれ対象としている事業の熟度が異なる。接続検討回答で得た接続費の見込みもふまえて、発電事業者は事業性を判断することから、接続検討回答データには、最終的に事業化に至らない案件が含まれている可能性が非常に大きいことに留意する必要がある。

＜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＞

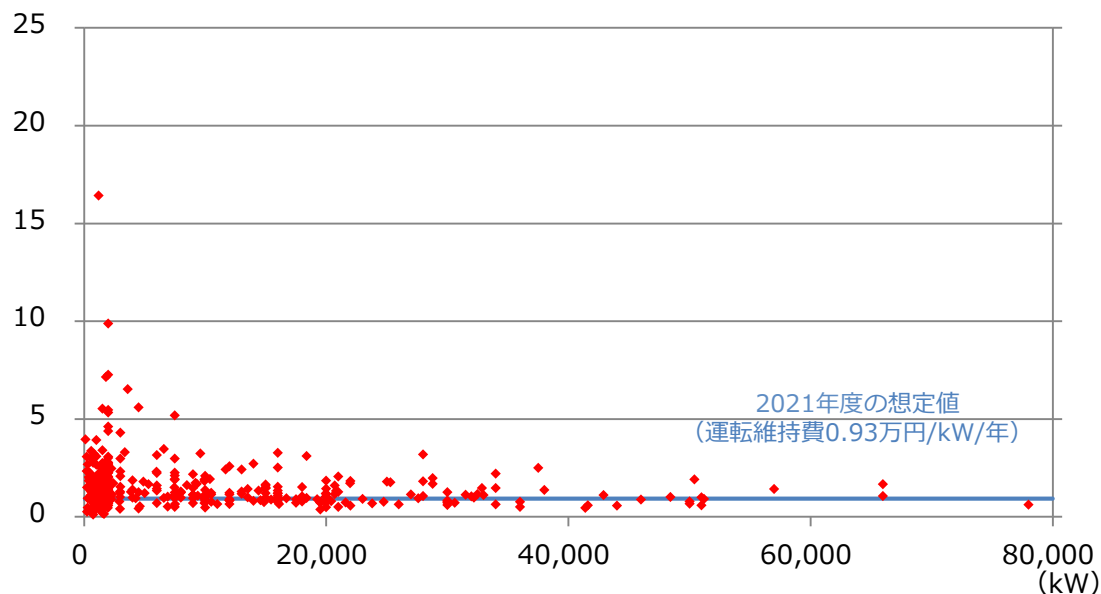


	定期報告データ	接続検討回答結果データ
対象案件の事業熟度	運転開始済案件のみ	接続検討回答の時点
比較時に考慮すべき事項	・受変電設備（1.6万円程度※中央値）を除く。 （設備費として計上）	・事業者が自営線として敷設する場合、これに要する費用を除く。 ・受変電設備は電力会社が設置を求めた場合のみ含む。

- 運転維持費の定期報告データは417件であった。2021～2023年度の調達価格等における**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1.29万円/kW/年**となっている。ただし、
- **7,500kW以上**（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**1.07万円/kW/年**
 - より大規模な**30,000kW以上**では、**0.99万円/kW/年**
 - さらに大規模な**37,500kW以上**（現行の環境影響評価制度の第2種事業の対象）では、**0.96万円/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	2021年度の想定値より 運転維持費が低い 事業の割合（件数ベース）
50kW以上 (417件)	28% (1.56/1.29)
7,500kW以上 (158件)	37% (1.22/1.07)
30,000kW- (35件)	49% (1.05/0.99)
37,500kW- (18件)	50% (1.07/0.96)

※括弧内は資本費の平均値／中央値

(3) 国内のコスト動向：設備利用率

- 設備利用率について設置年別・期間別にみると、期間ごとの設備利用率は、その年々の風況等により、ばらつきがあるものの、設置年ごとの設備利用率については、全体的に、設置年が近年になればなるほど、大きくなる傾向にある。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。
- 2021年度の想定値25.6%を超えるデータは多く、特に2013年度以降の設置案件の平均値・中央値のほとんどが、25.6%を超えている。また、2023年度の想定値28.0%を超えるデータもいくつか見られる。一方で、件数も限られ、データのばらつきが大きいことには留意する必要がある。

50kW以上 全体		設備利用率（平均値）			
		今年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	昨年度のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	2年前のデータ (2018年6月～ 2019年5月)	3年前のデータ (2017年7月～ 2018年6月)
設置年	2020年	27.3%(6)			
	2019年	26.9%(16)	24.6%(6)		
	2018年	26.0%(6)	31.2%(2)	31.4%(2)	
	2017年	26.8%(17)	25.7%(15)	23.7%(12)	26.2%(4)
	2016年	26.4%(13)	27.8%(11)	27.5%(15)	29.7%(10)
	2015年	24.1%(16)	26.9%(19)	27.5%(19)	27.1%(17)
	2014年	22.6%(14)	26.0%(20)	27.5%(18)	27.3%(19)
	2013年	25.4%(6)	28.2%(11)	27.2%(9)	29.2%(11)
	2012年	20.8%(7)	18.2%(8)	21.1%(8)	22.9%(9)
	2011年	22.3%(13)	22.2%(14)	23.0%(11)	22.9%(14)
	2006～ 2010年	20.3%(97)	20.0%(99)	20.0%(83)	20.1%(103)
	2000～ 2005年	17.5%(107)	17.7%(124)	18.5%(102)	17.9%(143)
50kW以上全 体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	昨年度のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	2年前のデータ (2018年6月～ 2019年5月)	3年前のデータ (2017年7月～ 2018年6月)
設置年	2020年	27.5%			
	2019年	25.9%	22.9%		
	2018年	27.3%	31.2%	31.4%	
	2017年	26.4%	25.7%	22.2%	27.0%
	2016年	27.8%	27.7%	27.1%	28.5%
	2015年	24.0%	27.7%	28.9%	27.4%
	2014年	21.8%	27.4%	29.3%	25.8%
	2013年	26.4%	29.9%	28.1%	31.9%
	2012年	24.7%	17.3%	22.8%	27.7%
	2011年	23.4%	23.9%	25.8%	26.0%
	2006～ 2010年	19.3%	19.2%	18.9%	20.3%
	2000～ 2005年	17.5%	17.7%	18.6%	18.9%

※括弧内は件数

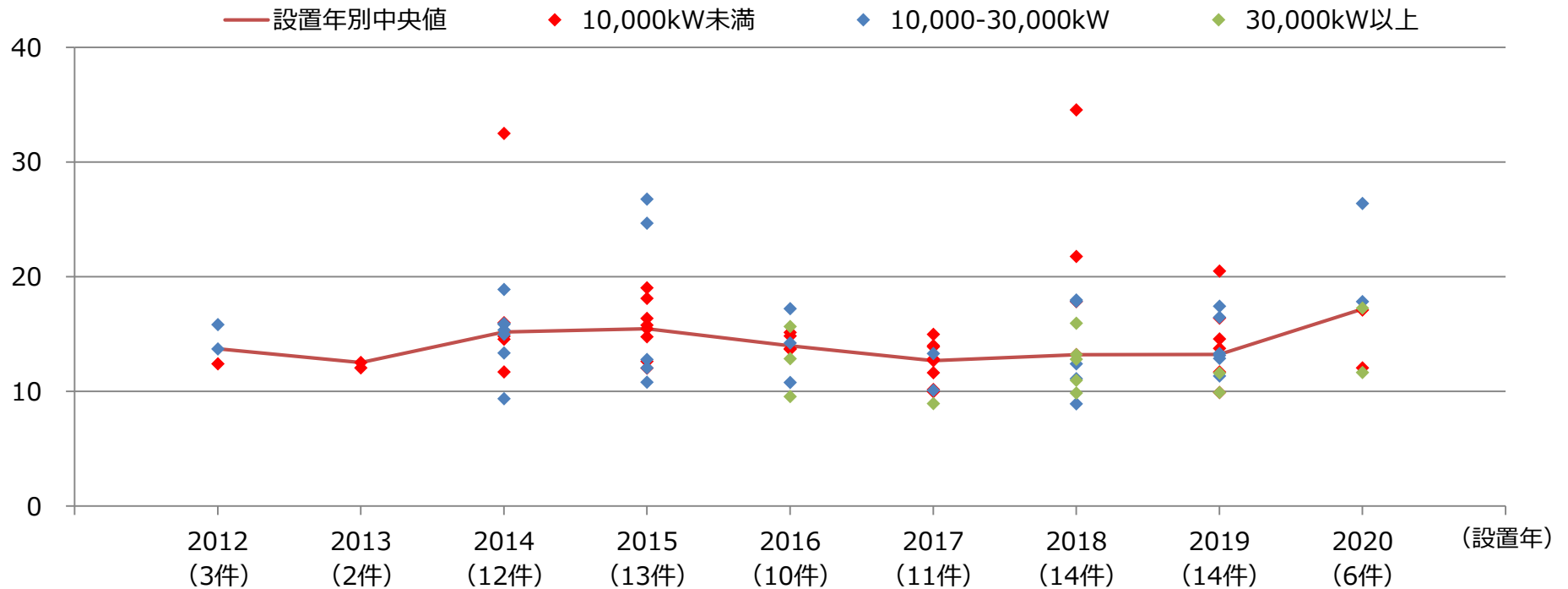
(3) 国内のコスト動向：kWh当たりコスト（設置年別の変化）

23

- 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、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）>

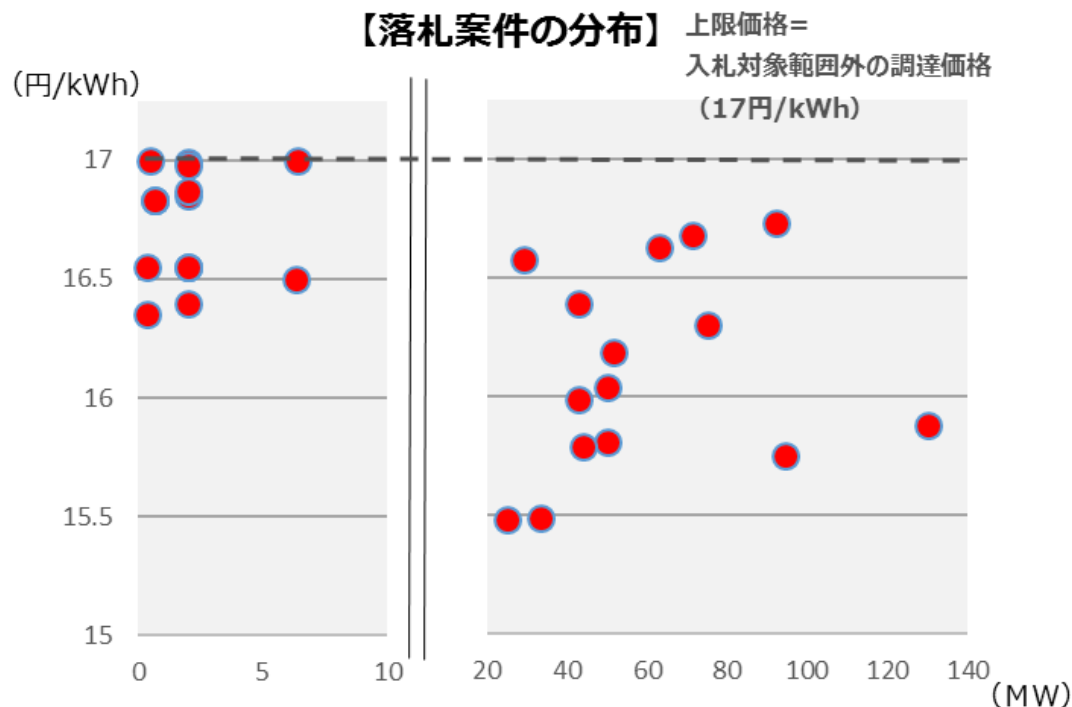
(円/kWh)



※2021年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※（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、2021年度から入札制に移行 (対象：250kW以上)。
- 第1回入札は、上限価格を17.00円/kWh (事前公表)、募集容量を1,000MWとして、今年10月に実施。
- 応札件数・容量は32件・936MWと、募集容量1,000MWをわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は16.16円/kWhと、上限価格17.00円/kWhを大きく下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は44件・1,455MWであり、このうち12件・518MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。



入札の結果

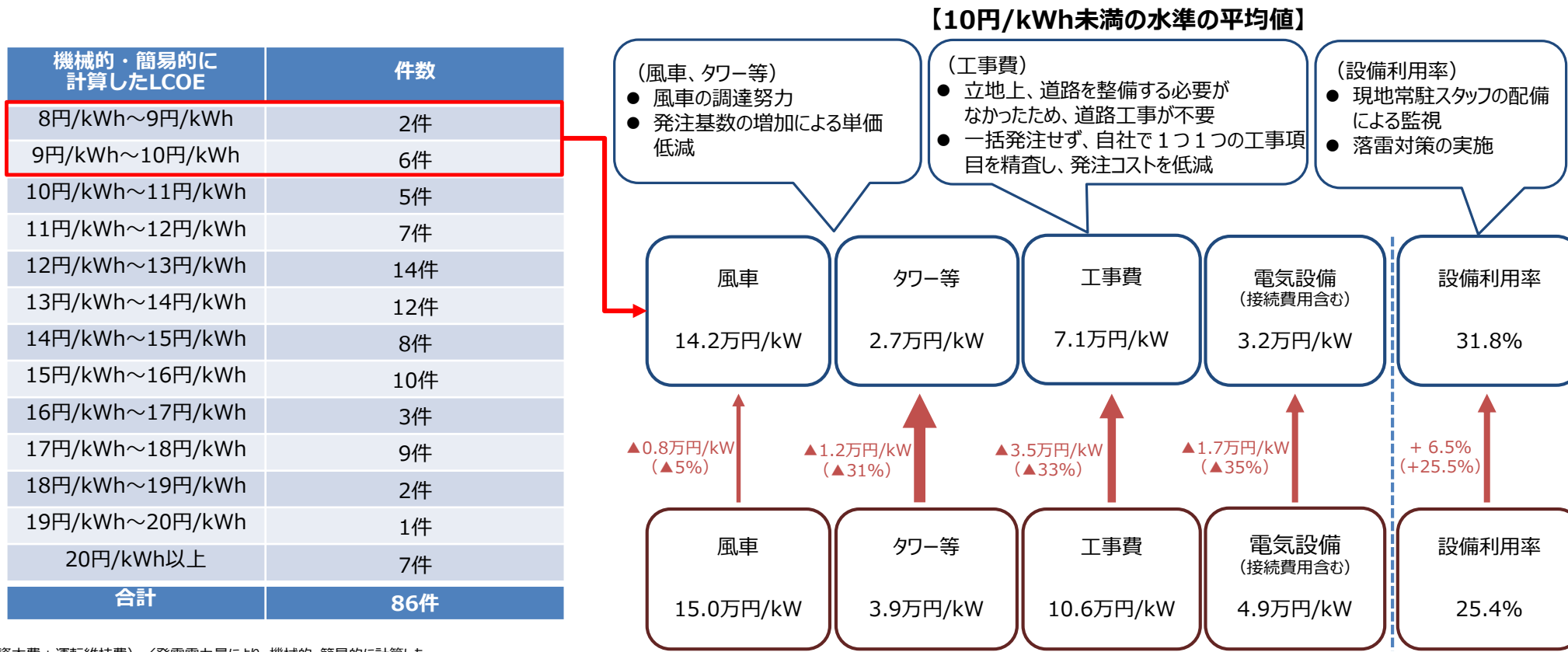
入札参加申込件数・容量 : 44件・1,455MW
入札参加者の最大出力 : 130MW
参加資格を得た件数・容量 : 39件・1,182MW
実際の入札件数・容量 : 32件・936MW

落札の結果

上限価格 : 17.00円/kWh
落札件数・容量 : 32件・936MW
平均落札価格 : 16.16円/kWh

(参考) 国内のコスト動向：10円/kWh未満で事業実施できている案件 25

- 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（86件）のうち、**8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5~35%程度低い**。設備利用率については、**平均的な案件よりも2割以上高い**。
- 10円/kWh未満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。



(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。

※2021年7月21日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

※一般負担の上限見直し等によって対応

【全案件の平均値】

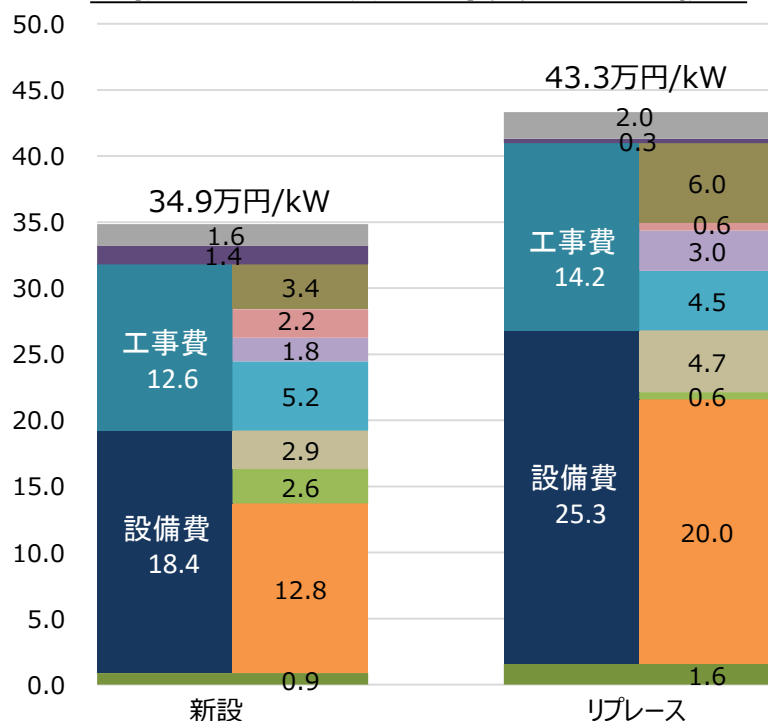
(3) 国内のコスト動向：リプレース区分（コスト分析）

- リプレース区分における資本費は43.3万円/kWであり、2021年度の想定値（27.2万円/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、リプ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は1件で、0.95万円/kW/年であり、想定値（0.93万円/kW/年）とほぼ同水準。
- 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。

<新設とリプレースの資本費内訳の比較>

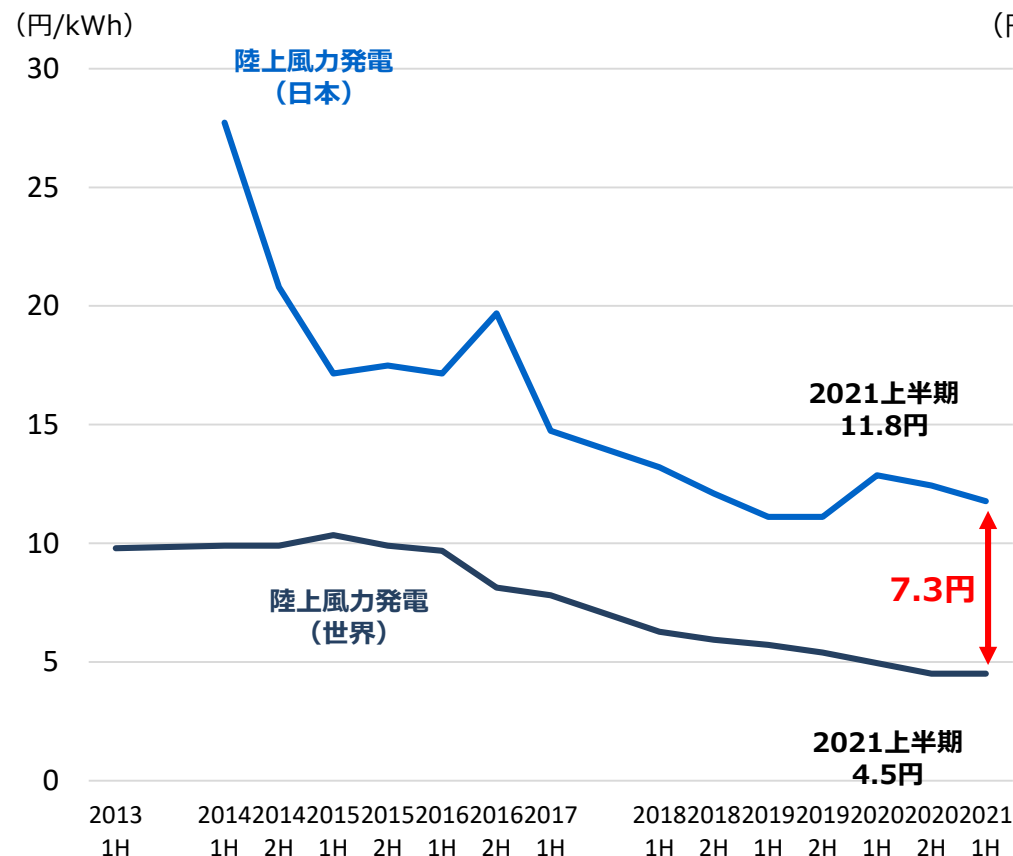


※2021年7月21日までに報告された定期報告データを分析対象としている。（130件（50kW以上））（定期報告データが得られた1件（20kW以上））

■ 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

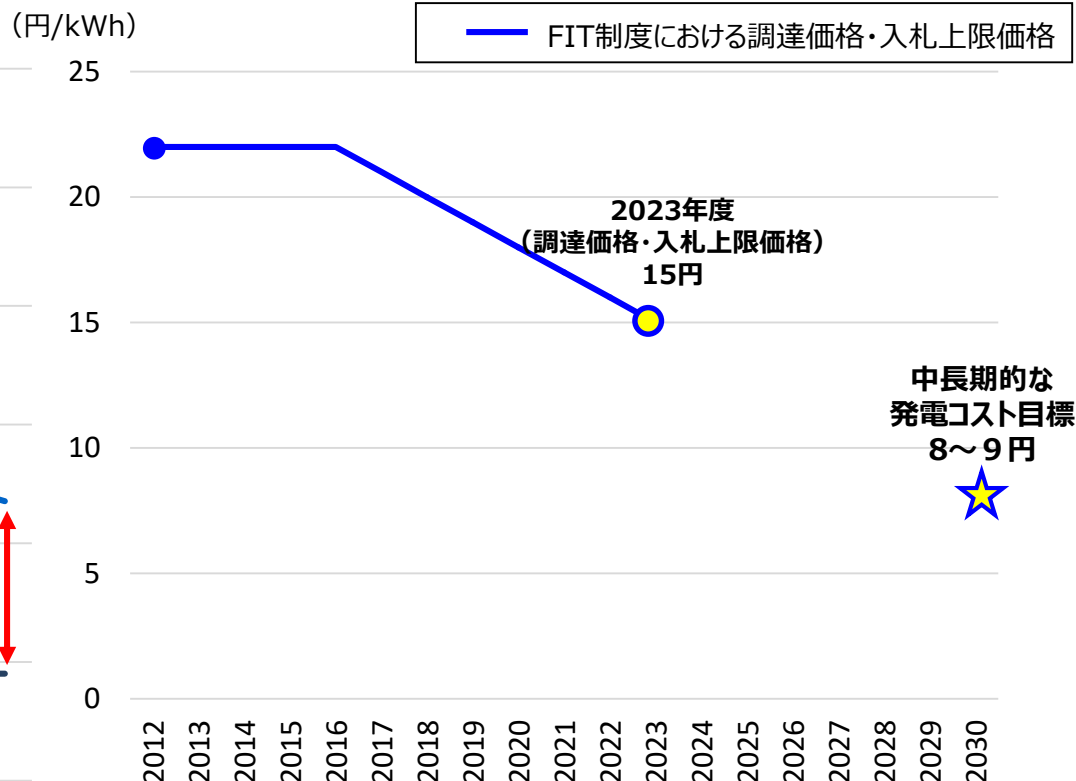
- 風力発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高い水準。
- 2030年発電コスト8～9円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある。

＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移＞



※BloombergNEF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及び入札上限価格。

※中長期的な発電コスト目標8～9円/kWhは、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。

<上限価格の設定方法>

- 昨年度の本委員会で、向こう3年間の複数年度の上限価格を取りまとめてきたことをふまえ、本日の委員会では、2024年度の上限価格の設定方法について、取りまとめることとしてはどうか。
- 資本費については、昨年度の本委員会では、30,000kW以上の中央値に着目して、2023年度の想定値を27.5万円/kWとしたが、
 - ✓ 陸上風力発電の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、特に大規模事業が近年、増加傾向にあること
 - ✓ 今年度入札において、平均落札価格は16.16円/kWhと、上限価格17.00円/kWhを大きく下回っており、非常に効率的な費用水準が想定されることから、2024年度の想定値については、37,500kW以上（現行の環境影響評価制度における第2種事業の対象）の中央値に着目して、27.1万円/kWとしてはどうか。
- 運転維持費については、同様に37,500kW以上の中央値に着目すると、0.96万円/kW/年と、2023年度の想定値0.93万円/kW/年と同程度の水準であったことから、2024年度の想定値は、2023年度の想定値0.93万円/kW/年を据え置くこととしてはどうか。
- 設備利用率については、設置年別・期間別のデータにおいて、2021年度の想定値25.6%を超えるデータが多く、特に2013年度以降の設置案件の平均値・中央値のほとんどが、25.6%を超えている。また、2023年度の想定値28.0%を超えるデータもいくつか見られたものの、件数も限られ、ばらつきも大きいことから、2024年度の想定値は2023年度の想定値28.0%を据え置くこととしてはどうか。

- 陸上風力発電のIRRについては、FIT制度当初の利潤配慮期間の終了以降、「供給量勘案上乗せ措置」として、利潤配慮期間に上乗せされてきた**IRR1～2%分に相当する分**を上乗せした。
- こうした中で、昨年度の本委員会では、
 - ✓ 民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストは、供給量勘案上乗せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して、**2.4～3.5%程度、低減していること**（2020年下半期時点）
 - ✓ 一方で、急激なIRRの想定値の変更は、上限価格等の予見可能性を低くしうることや、入札制の適用等を今後導入していく中で、事業リスクについては見極めていく必要があることから、資金調達コストの低減の一部を反映させ、**2021～2023年度の陸上風力発電のIRRの想定値は1%低減（すなわち、新設区分は7%、リプレイス区分は5%）**とした。
- 2024年度のIRRの想定値については、以下の状況や2024年度まで**向こう2年間の期間**があることをふまえて、**さらに1%低減させて、新設区分は6%、リプレイス区分は4%としてはどうか。**
 - ✓ 直近5年間、**年間1～3GW程度の認定**が続いており、また、**今年度の入札結果も概ね順調であったこと**
 - ✓ 民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストは、供給量勘案上乗せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して、**2.7～3.7%程度、低減していること**（2021年上半期時点）
 - ✓ 環境影響評価に係る規模要件の見直しや系統運用の見直し等、陸上風力発電を取り巻く**事業環境の変化**

	2014年度下半期	最新（2021年上半期）
調達する資金の性質	他人資本（Debt）：75% 自己資本（Equity）：25%	他人資本（Debt）：90～80% 自己資本（Equity）：10～20%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	5.27%	1.50～2.00%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity）	6.0%	4.5～5.5%
資金調達コスト	5.45%	1.80～2.70%

- 民間企業のデータということで、信頼性の懸念はあるものの、少なくともIRRを引き下げる根拠にはなっている。1%の低減との関係性は不明瞭ではあるものの、引き下げる方向ではあるので、1%低減については了解。
- IRR・資金調達コストに関する議論は、ずっと前からなされており、「急激なIRRの想定値の変更は上限価格の予見可能性を低くしうる」という点は、あまり納得できない。IRRの引き下げについては、十分に予見可能性があったと考える。このため、本来はもっと引き下げるべき。今回は、変更後のIRRの水準（新設7%、リプレース5%）がずっと続いたり、更に下がると予見可能性が低くなるという議論が、将来出ないことを前提に、賛成。
- IRRの足元の水準が見えてきたので、今回は1%引き下げということで1度とりまとめた上で、今後この水準をずっと固定ということではなく、改めて見直していく必要があると考える。
- 1%低減は少し甘いと思うものの、急激な変化を避けるために1%という点は理解した。ただし、陸上風力の導入量については、今後の見通しが必要。IRRが今後もあまり引き下がらないということであれば、様子見をする事業者も現れるかもしれない。今後、多くの事業者の参入を促すために、どのようなIRRをいま示すべきか、といった点が重要。

<2024年度の入札対象範囲外の調達価格>

- 2024年度の入札対象範囲外の調達価格については、2021～2023年度と同様、入札上限価格と整合的になるように、入札上限価格と同様の想定値を用いて設定してはどうか。

<2022年度のリプレース区分>

- これまで、リプレース区分については、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しにくいことから、入札制の対象としないこととしてきた。引き続き、同様の傾向にあることから、2022年度についても、入札制の対象としないこととしてどうか。
- その上で、調達価格については、新設区分とは資本費とIRRのみ異なるという考え方にに基づき想定値を設定してきた。
- 資本費については、現時点までに得られている定期報告データは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、2022年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2021年度までと同様、2022年度の入札対象範囲外の調達価格における資本費の想定値から接続費（1.0万円/kW）を差し引く考え方にもとづき設定してはどうか。
- なお、IRRについては、昨年度の本委員会でのとりまとめのとおり、2022年度については、5%とする。

陸上風力（新設・リプレース）の想定値

年度	2021年度		2022年度		2023年度		2024年度	
区分	新設	リプレース	新設	リプレース	新設	リプレース	新設	リプレース
資本費 [万円/kW]	28.2	27.2	27.9	26.9	27.5	-	27.1	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	-	0.93	-
設備利用率 [%]	25.6	25.6	26.8	26.8	28.0	-	28.0	-
IRR [%]	7	5	7	5	7	5	6	4

※色塗り箇所が、今回の御議論の対象