# 令和５年度以降の調達価格等に関する
# 意見

令和５年２月８日（水）
調達価格等算定委員会

目次

Ⅰ．はじめに ..... 3
Ⅱ.今年度の検討の視点 ..... 5
Ⅲ.分野別事項 ..... 6
1. 太陽光発電 ..... 6
(1) 2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象外）の調達価格・基準価格 ..... 8
(2) 2024 年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額 ..... 20
(3) 2024 年度の住宅用太陽光発電の調達価格 ..... 22
(4) 価格目標に係る検証 ..... 26
(5) 新たな発電設備区分の創設に関する検討 ..... 32
(6) 2024 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等 ..... 32
(7) FIP 制度を選択可能な対象範囲の見直し ..... 33
(8) FIP 移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更 ..... 35
2. 風力発電 ..... 36
(1) 2025 年度の陸上風力発電（新設）の入札上限価格及び調達価格等 ..... 38
(2) 2023 年度の陸上風力発電（リプレース）の調達価格・基準価格 ..... 44
(3) 陸上風力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象等 ..... 45
(4) 着床式／浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い ..... 45
(5) 洋上風力発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象等 ..... 48
3. 地熱発電 ..... 50
(1) 地熱発電のコスト動向 ..... 51
(2) 地熱発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象等 ..... 54
(3) 地熱発電の 2025 年度の調達価格・基準価格 ..... 55
4. 中小水力発電 ..... 57
(1) 中小水力発電のコスト動向 ..... 59
(2) 中小水力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象 ..... 66
(3) 中小水力発電の 2024 年度以降の調達価格・基準価格 ..... 67
5. バイオマス発電 ..... 71
(1) バイオマス発電のコスト動向 ..... 73
(2) バイオマス発電の 2024 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等 ..... 82
(3) 2024 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 ..... 83
(4) 2023 年度の取扱い（新規燃料の取扱い等） ..... 84
Ⅳ．入札制度 ..... 90
1. 太陽光発電 ..... 90
(1) 2023 年度の上限価格の事前公表・非公表 ..... 90
(2) 2023 年度の入札対象範囲 ..... 90

(3)　2023 年度の入札実施回数 ..... 91
(4)　2023 年度の入札募集容量 ..... 92
(5)　2023 年度の入札上限価格 ..... 93
2. 陸上風力発電 ..... 95
(1)　2023 年度の入札対象範囲 ..... 95
(2)　2023 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表 ..... 95
(3)　2023 年度の入札募集容量・入札実施回数 ..... 95
3. 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外） ..... 97
(1)　2023 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表 ..... 97
(2)　2023 年度の入札募集容量 ..... 97
4. バイオマス発電 ..... 98
(1)　2023 年度の入札上限価格・募集容量 ..... 98
5. 入札実施スケジュール ..... 99
(1)　2023 度の入札実施スケジュール ..... 99
Ⅴ．地域活用要件 ..... 100
1. 低圧事業用太陽光発電 ..... 100
(1)　地域と共生した太陽光の導入拡大に向けた方向性 ..... 100
(2)　営農型区分の地域活用要件に関する対応 ..... 101
2. 陸上風力発電 ..... 103
3. 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電 ..... 103
Ⅵ．その他電源共通事項 ..... 104
1. インボイス制度の導入に伴う消費税の取扱い（新規認定） ..... 104
2. 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定） ..... 105
Ⅶ．調達価格等に関する結論 ..... 107

## Ⅰ．はじめに

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーについては、2030 年度の温室効果ガス削減目標をふまえた水準として、合計 3,360～3,530 億 kWh 程度の導入、電源構成では 36～38%程度を目指すこと[1]が掲げられている。こうした目標の実現に向けては、エネルギー政策の原則である S＋3E を大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促す方針が掲げられている。

特に、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換（ＧＸ）を加速させることが必要である。こうした中で、再生可能エネルギーの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、地域との共生を前提に、再生可能エネルギーの最大限の活用を進めていくことが重要である。

今年度の本委員会では、こうした点もふまえた、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等における検討もふまえつつ、調達価格／基準価格や入札制度等の検討を行った。

再エネ特措法第２条の２第４項、第２条の３第７項、第３条第８項、第４条第２項、第５条第６項、第８条の９第２項及び第 15 条の７第４項の規定に基づき、ここに本委員会の意見を取りまとめる。

本意見が再生可能エネルギーの最大限導入の後押しとなることを期待するとともに、電力需要家や関係事業者、国民各層の理解が広く得られたかたちで、事業環境の整備を含めた再生可能エネルギーの導入促進が図られることを望む。

経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して、2023 年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等、入札実施指針、価格目標並びに解体等積立基準額の決定を行うことを求める。また、これらについてパブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に本委員会の

---

[1] 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こととされている。

意見を聴くように求める。

本委員会として、どのような考え方で意見集約に至ったかを明らかにすることで、再エネ発電事業者の事業の予見可能性を向上させるため、以下、意見集約に当たって、本委員会として合意した考え方を記す。

## Ⅱ.今年度の検討の視点

■ 2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーについては、2030 年度の温室効果ガス削減目標をふまえた水準として、合計 3,360～3,530 億 kWh 程度（電源構成では 36～38％程度）を目指すこと[2]が掲げられており、こうした目標の実現に向けて、エネルギー政策の原則である S＋3E を大前提に、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促す方針が掲げられている。

■ 特に、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換（ＧＸ）を加速させることが必要である。こうした中で、再生可能エネルギーの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、地域との共生を前提に、再生可能エネルギーの最大限の活用を進めていくことが重要である。

■ 今年度の本委員会では、こうした点もふまえた、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等における検討もふまえつつ、特に、現時点で設定されていない 2024 年度以降における FIT・FIP 制度[3]、入札の対象となる区分やその調達価格・基準価格、入札上限価格や入札制度について、検討を行った。

---

[2] 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こととされている。

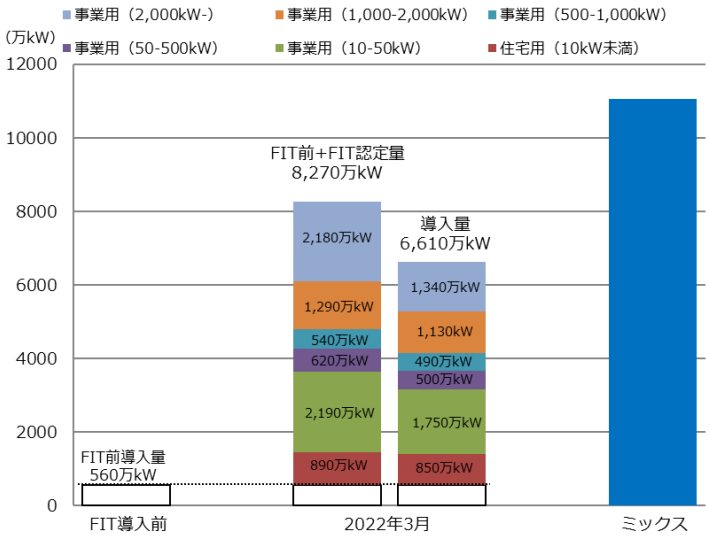
[3] FIP 制度（Feed in Premium）とは、再エネ発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で自ら売電し、市場価格をふまえて算定される一定のプレミアムを受け取る制度である。当該制度によって、市場での取引において、電力の需給状況や市場価格を意識した効率的な発電・売電を促す。当該制度は、2022 年４月から開始されている。

## Ⅲ. 分野別事項

### 1. 太陽光発電

■ 太陽光発電については、エネルギーミックス（10,350～11,760 万 kW）の水準に対して、現時点の FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 8,270 万 kW、導入量は 6,610 万 kW。10kW～50kW の小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電の FIT・FIP 導入量全体に占める割合は、容量ベースで 34%程度となっている。（参考１、参考２）

【参考１】太陽光発電の FIT・FIP 認定量・導入量




※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考２】事業用太陽光発電の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

＜認定量：2022年３月末時点＞　単位：MW（件）　（注）オレンジハイライトは入札対象区分。

| | 10 -50kW | 50 -100kW | 100 -250kW | 250 -500kW | 500 -750kW | 750 -1,000kW | 1,000- 2,000kW | 2,000kW- | 10kW-全体合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度 | 2,251(93,804) | 46(557) | 389(2,447) | 677(1,907) | 543(962) | 974(1,078) | 3,433(2,181) | 6,333(370) | 14,646(103,306) |
| 2013年度 | 6,434(214,962) | 27(312) | 368(2,164) | 999(2,859) | 828(1,498) | 920(1,067) | 5,163(3,409) | 9,369(487) | 24,107(226,758) |
| 2014年度 | 3,296(134,217) | 16(180) | 277(1,666) | 571(1,648) | 381(688) | 322(381) | 1,606(1,065) | 3,625(203) | 10,094(140,048) |
| 2015年度 | 1,546(57,759) | 4(46) | 90(540) | 227(659) | 143(253) | 104(123) | 476(319) | 755(34) | 3,345(59,733) |
| 2016年度 | 2,283(72,745) | 3(30) | 104(598) | 334(949) | 185(324) | 164(197) | 542(379) | 1,137(57) | 4,752(75,279) |
| 2017年度 | 1,663(50,800) | 2(25) | 69(390) | 247(674) | 95(159) | 117(139) | 382(257) | 39(4) | 2,613(52,448) |
| 2018年度 | 2,269(65,470) | 3(42) | 121(665) | 481(1,302) | 221(362) | 231(274) | 961(626) | 196(6) | 4,484(68,747) |
| 2019年度 | 1,684(45,151) | 2(18) | 55(299) | 474(1,128) | 1(2) | 15(17) | 85(48) | 105(4) | 2,422(46,667) |
| 2020年度 | 224(5,510) | 5(62) | 260(1,190) | 51(113) | 18(29) | 50(56) | 129(80) | 145(8) | 881(7,048) |
| 2021年度 | 212(5,111) | 3(37) | 289(1,323) | 38(88) | 35(59) | 31(37) | 152(97) | 57(3) | 817(6,755) |
| | 21,863(745,529) | 111(1,309) | 2,022(11,282) | 4,097(11,327) | 2,451(4,336) | 2,927(3,369) | 12,929(8,461) | 21,760(1,176) | 68,160(786,789) |

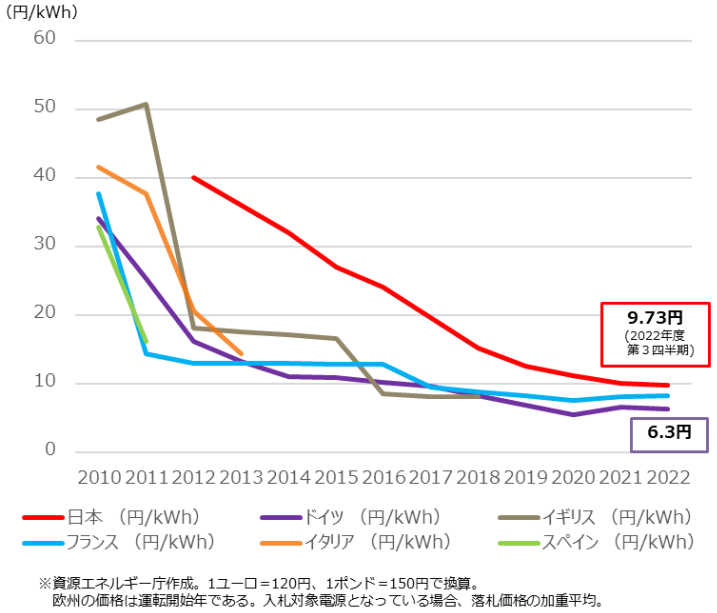
＜導入量：2022年３月末時点＞　単位：MW（件）

| | 10 -50kW | 50 -100kW | 100 -250kW | 250 -500kW | 500 -750kW | 750 -1,000kW | 1,000- 2,000kW | 2,000kW- | 10kW-全体合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度 2013年度 | 2,415(116,524) | 45(534) | 380(2,406) | 561(1,610) | 403(716) | 640(707) | 1,788(1,157) | 539(55) | 6,771(123,709) |
| 2014年度 | 3,580(146,469) | 23(271) | 261(1,554) | 562(1,645) | 463(843) | 542(624) | 1,940(1,302) | 1,000(85) | 8,371(152,793) |
| 2015年度 | 2,922(109,826) | 13(150) | 238(1,427) | 562(1,618) | 429(777) | 441(515) | 2,290(1,546) | 1,255(91) | 8,151(115,950) |
| 2016年度 | 1,935(68,866) | 8(91) | 142(839) | 356(1,016) | 266(479) | 250(292) | 1,342(898) | 1,145(87) | 5,445(72,568) |
| 2017年度 | 1,492(50,584) | 4(43) | 96(567) | 295(848) | 182(323) | 185(215) | 1,049(680) | 1,443(96) | 4,746(53,356) |
| 2018年度 | 1,523(52,462) | 4(44) | 82(472) | 267(742) | 143(247) | 162(189) | 882(573) | 1,843(100) | 4,907(54,829) |
| 2019年度 | 1,530(46,926) | 3(29) | 77(430) | 288(780) | 139(233) | 164(192) | 743(481) | 1,937(104) | 4,879(49,175) |
| 2020年度 | 1,273(31,052) | 2(24) | 71(393) | 317(832) | 121(203) | 156(183) | 789(508) | 2,271(129) | 5,000(33,324) |
| 2021年度 | 838(18,927) | 4(47) | 84(428) | 219(563) | 80(133) | 100(117) | 445(290) | 1,963(98) | 3,732(20,603) |
| | 17,509(641,636) | 105(1,233) | 1,431(8,516) | 3,428(9,654) | 2,226(3,954) | 2,639(3,034) | 11,269(7,435) | 13,395(845) | 52,002(676,307) |

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ 2022 年度の買取価格は、住宅用（10kW 未満）が 17 円/kWh、事業用（50kW 以上 250kW 未満）が 10 円/kWh などであるが、海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW 以上）は入札対象となっており、2022 年度からは、250kW 以上 1,000kW 未満は FIT 入札、1,000kW 以上の設備は FIP 入札を実施。入札の加重平均落札価格は、第１四半期において、FIT：9.93 円／kWh、FIP：9.87 円／kWh、第２四半期において、FIT：9.79 円／kWh、FIP：9.81 円/kWh、第３四半期において、FIT:9.70 円/kWh、FIP：9.73 円/kWh である。（参考３）

【参考３】太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格等




※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。

■ また、今年度について、入札対象範囲を 250kW 以上（ただし、既築建物への屋根設置太陽光は除く）として、年 4 回、入札を実施。FIP 制度の導入に伴い、今年度から FIP 区分（1,000kW 以上）と FIT 区分（250-1,000kW）毎に入札を実施した。

■ 今年度、既に実施している入札（第 12～14 回）の落札容量は、FIP 区分が計 280MW、FIT 区分が計 48MW（いずれも全量落札）。ただし、FIT・FIP 制度を活用しない、需要家主導による案件等も一定程度確認できている点[4]に留意が必要。今後、FIT・FIP 制度によらない案件形成・導入の実態把握に努めていく必要がある。

---

[4] 需要家主導による太陽光発電導入促進補助金により、令和 3 年度補正予算で計 19 件・94MW（2022 年度内の運転開始予定）、令和 4 年度当初予算で計 21 件・115MW（2023 年度末までの運転開始予定）の事業を採択。

■　また、平均落札価格は 9.7 円程度（第 14 回）まで着実に低減。（参考４）。

【参考４】直近の太陽光入札の結果（2021～2022 年度）

| | 事業用太陽光 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 第８回 | 第９回 | 第10回 | 第11回 | 第12回 | 第13回 | 第14回 | 第15回 |
| 実施時期 | 2021年度<br>第１四半期 | 2021年度<br>第２四半期 | 2021年度<br>第３四半期 | 2021年度<br>第４四半期 | 2022年度<br>第１四半期 | 2022年度<br>第２四半期 | 2022年度<br>第３四半期 | 2022年度<br>第４四半期 |
| 入札対象 | 250kW以上 | | | | 250kW以上（既築屋根設置を除く） | | | |
| 募集容量 | 208MW | 224MW | 243MW | 279MW | FIT:50MW<br>FIP:175MW | FIT:50MW<br>FIP:175MW | FIT:50MW<br>FIP:175MW | FIT:50MW<br>FIP:175MW |
| 上限価格 | 11.00円/kWh<br>事前公表 | 10.75円/kWh<br>事前公表 | 10.50円/kWh<br>事前公表 | 10.25円/kWh<br>事前公表 | 10.00円/kWh<br>事前公表 | 9.88円/kWh<br>事前公表 | 9.75円/kWh<br>事前公表 | 9.63円/kWh<br>事前公表 |
| 入札容量<br>（件数） | 249MW<br>(185件) | 270MW<br>(215件) | 333MW<br>(188件) | 269MW<br>(273件) | FIT:25MW (39件)<br>FIP:129MW(5件) | FIT:12MW (18件)<br>FIP:14MW(10件) | FIT:11MW (17件)<br>FIP:137MW(11件) | - |
| 平均入札<br>価格 | 10.85円<br>/kWh | 10.63円<br>/kWh | 10.34円<br>/kWh | 9.99円<br>/kWh | FIT:9.93円/kWh<br>FIP:9.87円/kWh | FIT:9.79円/kWh<br>FIP:9.81円/kWh | FIT:9.70円/kWh<br>FIP:9.73円/kWh | - |
| 落札容量<br>（件数） | 208MW<br>(137件) | 224MW<br>(192件) | 243MW<br>(81件) | 269MW<br>(273件) | FIT:25MW(39件)<br>FIP:129MW(5件) | FIT:12MW(18件)<br>FIP:14MW(10件) | FIT:11MW(17件)<br>FIP:137MW(11件) | - |
| 平均落札<br>価格 | 10.82円<br>/kWh | 10.60円<br>/kWh | 10.31円<br>/kWh | 9.99円<br>/kWh | FIT:9.93円/kWh<br>FIP:9.87円/kWh | FIT:9.79円/kWh<br>FIP:9.81円/kWh | FIT:9.70円/kWh<br>FIP:9.73円/kWh | - |
| 調達価格<br>決定方法 | 応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式） | | | | | | | |

## (1)　2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象外）の調達価格・基準価格

### ①　2024 年度の事業用太陽光発電の調達価格・基準価格の設定の方向性

■　2030 年度再エネ比率 36～38％の導入目標の実現に向けて、地域と共生した再エネの導入加速化を図るためには、屋根設置や需要家・自治体等と連携する形での導入拡大が重要。

■　こうした中で、昨年度の本委員会では、屋根設置太陽光の導入拡大に向けて、以下の対応をとりまとめたところ。

- 250kW 以上であっても、既築建物への屋根設置太陽光の場合は、FIT・FIP 入札を免除し、導入を促進。
- 低圧事業用太陽光（10-50kW）に適用される地域活用要件について、集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費を実施しているものとみなし、導入を促進。

■　こうした対応の対象範囲においては、現時点で、それぞれ一定数の FIT・FIP 認定申請が確認できている。

- 既築建物への屋根設置太陽光（250kW 以上）：合計 16 件・約 10MW の FIT・FIP 認定申請
- 集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）：合計約 500 件・約 7MW の FIT 認定申請

■ 一方で、地域と共生した再エネの導入加速化に向けては、更なる取組が必要。これまでの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における議論においても、FIT・FIP 制度において、「屋根設置の更なる導入に向けて、設置の形態等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図るべく検討を進める」方向性が示された。

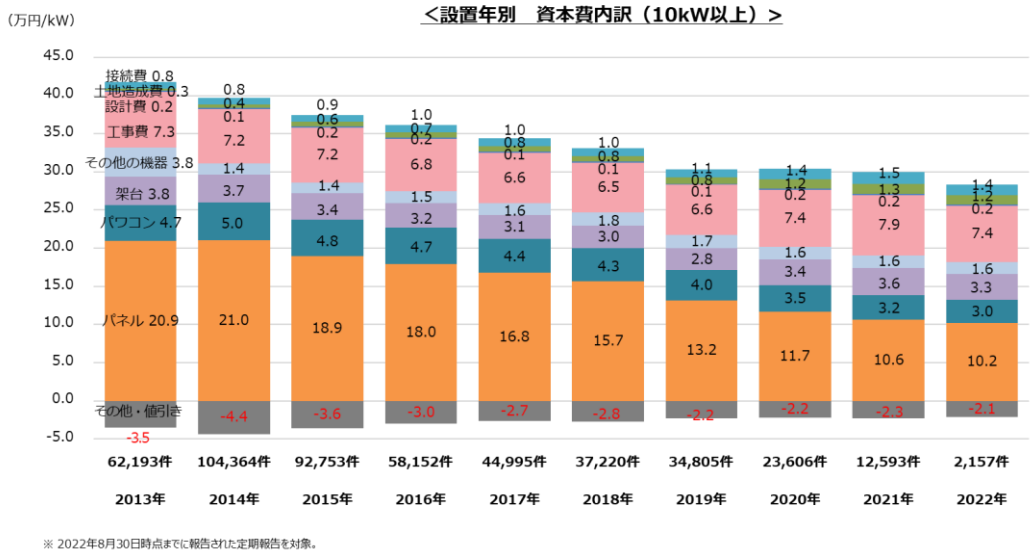
■ こうした点をふまえ、2024 年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格の検討にあたっては、地上設置／屋根設置の設置形態毎にコスト動向を分析し、それぞれの区分毎に調達価格・基準価格の想定値を設定することとした。

■ この際、特に低圧事業用太陽光（10-50kW）については、自家消費型の地域活用要件を求めていることから、屋根設置が基本的に想定されるところ。10-50kW・屋根設置と 50kW 以上・屋根設置で区別して調達価格・基準価格の想定値を設定し、結果的に 10-50kW／50kW 以上で価格差が生じた場合、適切な事業規模での導入拡大が阻害されることも考えられる。このため、太陽光発電設備を設置可能な屋根面積の最大限活用を促すべく、屋根設置については、10-50kW／50kW 以上で区別せず、10kW 以上で一律に調達価格・基準価格の想定値を設定することとした。

② 事業用太陽光発電の資本費

■ 設置年別に事業用太陽光発電の資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013 年から 2022 年までに▲51%）一方で、工事費は直近は上昇傾向にある（2013 年から 2022 年まで＋1%）（参考５）。

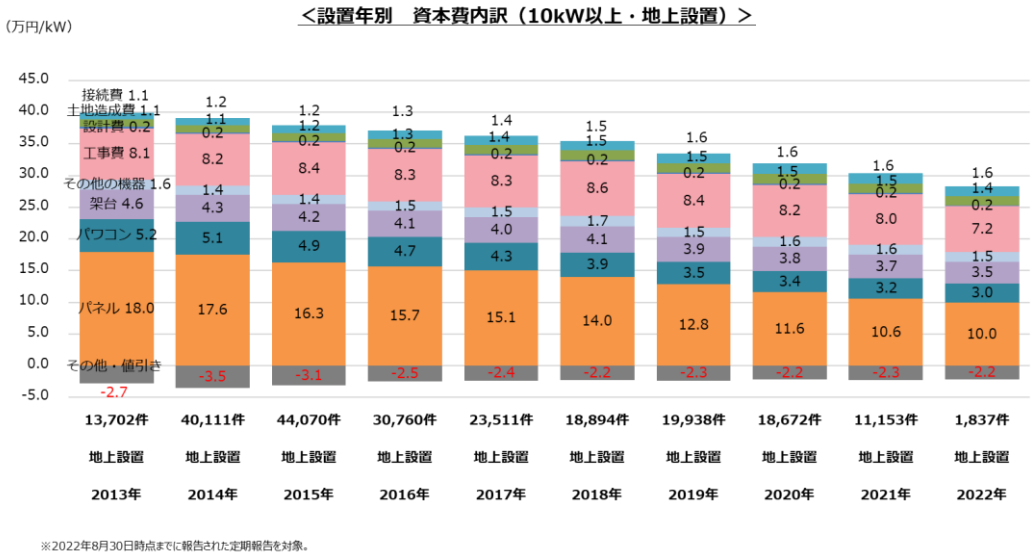
【参考５】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体）




※ 2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

■　地上設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、全体的に低減する傾向。特にパネル費用や工事費が低減する傾向（2013 年から 2022 年までに、パネル費用は▲44%、工事費は▲11%）（参考６）。

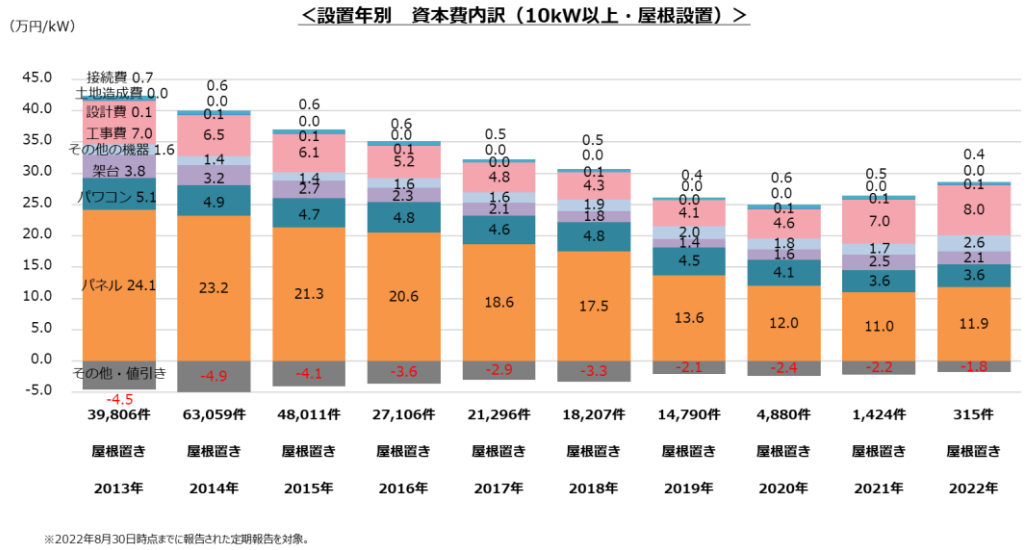
【参考６】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：地上設置）




※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

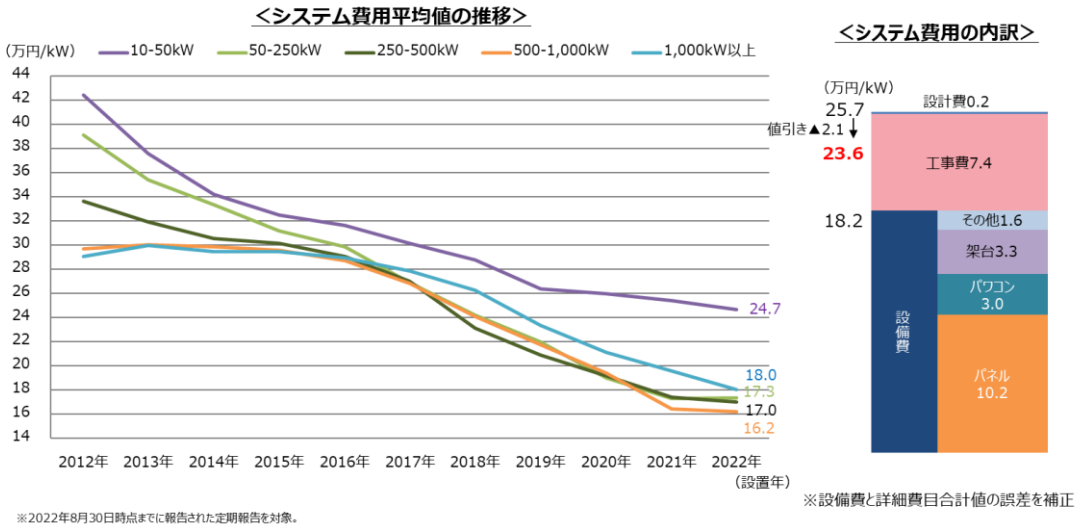
■　屋根設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、直近はやや上昇傾向。特に工事費が上昇傾向にある（参考７）。

【参考７】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：屋根設置）




■　システム費用については、すべての規模で低下傾向にあり、2022 年に設置された 10kW 以上の平均値（単純平均）は 23.6 万円/kW（中央値は 23.0 万円/kW）となり、前年より 1.2 万円/kW（5.0%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 43%、工事費が約 31%を占める（参考８）。

【参考８】事業用太陽光発電のシステム費用の規模別の推移




■　これまでの本委員会においては、費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が３年間であることをふまえ、足元のトップランナー水準が、３年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。

■ これまでと同様に、３年前の設置案件のコスト水準に着目しつつ、昨年度の本委員会で、トップランナー分析については「複数年にわたる状況も含めて分析すべき」とのご指摘があったこともふまえ、2017～2019 年の地上設置（50kW 以上）のコスト水準を確認すると、2017 年設置の上位 14%水準、2018 年設置の上位 15%水準、2019 年設置の上位 17%水準が、それぞれ 2020 年設置、2021 年設置、2022 年設置の中央値と同程度であることが確認できた。これらをふまえ、トップランナー水準は上位 15%水準として、2024 年度の地上設置（50kW 以上）の想定値については、2022 年の地上設置（50kW 以上）の上位 15%水準の 11.3 万円/kW を採用することとした（参考９）。

■ また、2022 年の地上設置（10kW 以上）の上位 15%水準に着目すると 15.5 万円/kW であり、2023 年度の 10-50kW の想定値（17.8 万円/kW）を下回る。ただし、本データは地域活用要件の適用のない案件を多く含んでおり、地域活用要件が適用された案件のコストデータは限られる状況。このため、2024 年度の地上設置（10-50kW）の想定値については、2023 年度の 10-50kW の想定値（17.8 万円/kW）を据え置くこととして、今後のコスト動向に留意することとした。

【参考９】事業用太陽光発電（地上設置）のシステム費用のトップランナー分析

| 万円/kW | 地上設置（50kW以上） | | | | | | 地上設置（10kW以上） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| % | 2022年<br>1～8月設置<br>N=267 | 2021年<br>1～12月設置<br>N=790 | 2020年<br>1～12月設置<br>N=1,309 | 2019年<br>1～12月設置<br>N=1,180 | 2018年<br>1～12月設置<br>N=1,378 | 2017年<br>1～12月設置<br>N=2,171 | 2022年<br>1～8月設置<br>N=1,837 |
| 5% | 9.77 | 9.55 | 10.26 | 12.27 | 13.29 | 15.11 | 11.83 |
| 10% | 10.58 | 10.67 | 11.36 | 13.76 | 15.10 | 17.13 | 13.69 |
| 11% | 10.72 | 10.80 | 11.77 | 13.96 | 15.41 | 17.69 | 14.10 |
| 12% | 10.76 | 10.89 | 12.02 | 14.16 | 15.83 | 18.02 | 14.39 |
| 13% | 10.83 | 11.06 | 12.29 | 14.33 | 16.09 | 18.37 | 14.89 |
| 14% | 11.06 | 11.25 | 12.62 | 14.49 | 16.42 | 18.84 | 15.23 |
| 15% | 11.28 | 11.29 | 12.86 | 14.65 | 16.66 | 19.12 | 15.48 |
| 16% | 11.38 | 11.33 | 13.14 | 14.90 | 16.85 | 19.41 | 15.75 |
| 17% | 11.41 | 11.49 | 13.38 | 15.16 | 17.18 | 19.61 | 16.00 |
| 18% | 11.46 | 11.62 | 13.53 | 15.45 | 17.33 | 19.86 | 16.22 |
| 19% | 11.58 | 11.69 | 13.64 | 15.66 | 17.49 | 20.13 | 16.48 |
| 20% | 11.70 | 11.82 | 13.82 | 15.93 | 17.67 | 20.46 | 16.69 |
| 25% | 11.97 | 12.60 | 14.51 | 16.73 | 18.68 | 21.51 | 17.58 |
| 30% | 12.46 | 13.40 | 15.32 | 17.64 | 19.57 | 22.59 | 18.60 |
| 35% | 12.97 | 14.13 | 16.08 | 18.34 | 20.59 | 23.58 | 19.62 |
| 40% | 13.77 | 15.04 | 16.99 | 19.18 | 21.74 | 24.46 | 20.61 |
| 45% | 14.40 | 15.83 | 17.88 | 19.96 | 22.75 | 25.42 | 21.58 |
| 50% | 15.26 | 16.57 | 18.63 | 20.82 | 23.70 | 26.39 | 22.44 |

※いずれも、2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 地上設置と同様に、2017～2019 年の屋根設置（50kW 以上）のコスト水準を確認すると、2017 年設置の上位 7%水準が 2020 年設置の中央値と、2018 年設置の上位 25%水準が 2021 年設置の中央値と、2019 年設置の上位 47%水準が 2022 年設置の中央値と、それぞれ同程度であることが確認できた。これらをふまえ、トップランナー水準は上位 26%水準として、2024 年度の屋根設置（10kW 以上）のシステム費用の想定値については、2022 年設置案件の上位 26%水準の 15.0 万円/kW を採用する

こととした。ただし、着目する設置年によって上位水準が大きく異なることから、今後の当該傾向の変化によく留意することが必要である。（参考 10）

■ なお、2022 年の屋根設置（10kW 以上）の上位 26%水準に着目すると、2023 年度の 10-50kW の想定値（17.8 万円/kW）を上回るが、屋根設置については 10kW 以上で一律に想定値を設定する中で、費用効率的な案件の導入を促していくことを鑑み、上記のとおり、より費用効率的な 50kW 以上のコスト動向に着目することが適当と考えられる。

【参考 10】事業用太陽光発電（屋根設置）のシステム費用のトップランナー分析

| 万円/kW | 屋根設置（50kW以上） | | | | | | 屋根設置（10kW以上） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| % | 2022年<br>1～8月設置<br>N=31 | 2021年<br>1～12月設置<br>N=90 | 2020年<br>1～12月設置<br>N=124 | 2019年<br>1～12月設置<br>N=157 | 2018年<br>1～12月設置<br>N=173 | 2017年<br>1～12月設置<br>N=288 | 2022年<br>1～8月設置<br>N=315 |
| 5% | 13.13 | 10.53 | 12.29 | 13.29 | 14.98 | 15.99 | 14.85 |
| 6% | 13.23 | 10.99 | 12.73 | 13.35 | 15.11 | 16.41 | 15.00 |
| 7% | 13.37 | 11.40 | 13.22 | 13.47 | 15.17 | 17.47 | 15.66 |
| 8% | 13.59 | 11.69 | 13.51 | 13.55 | 15.29 | 17.93 | 16.00 |
| 9% | 13.81 | 12.04 | 13.56 | 13.58 | 15.66 | 18.08 | 16.48 |
| 10% | 14.03 | 12.19 | 13.63 | 13.66 | 15.76 | 18.24 | 16.89 |
| 15% | 14.84 | 13.82 | 13.92 | 13.81 | 16.26 | 19.60 | 17.91 |
| 20% | 14.88 | 14.45 | 14.31 | 14.27 | 16.89 | 20.24 | 19.33 |
| 24% | 14.98 | 14.68 | 14.66 | 14.75 | 17.30 | 20.83 | 20.23 |
| 25% | 14.99 | 14.90 | 14.92 | 14.90 | 17.40 | 21.00 | 20.54 |
| 26% | 15.00 | 14.91 | 15.11 | 15.15 | 17.49 | 21.23 | 20.76 |
| 30% | 15.43 | 15.41 | 15.75 | 16.01 | 18.16 | 21.84 | 22.19 |
| 35% | 15.85 | 15.90 | 16.30 | 16.66 | 18.64 | 22.40 | 23.62 |
| 40% | 16.55 | 16.06 | 16.60 | 17.22 | 19.02 | 23.04 | 24.62 |
| 45% | 17.27 | 16.86 | 16.97 | 17.67 | 19.78 | 23.45 | 25.39 |
| 46% | 17.43 | 16.92 | 17.06 | 17.69 | 20.00 | 23.62 | 25.85 |
| 47% | 17.56 | 16.92 | 17.14 | 17.79 | 20.01 | 23.79 | 25.95 |
| 48% | 17.65 | 17.23 | 17.16 | 17.93 | 20.03 | 23.90 | 26.08 |
| 49% | 17.75 | 17.35 | 17.21 | 17.99 | 20.13 | 24.03 | 26.21 |
| **50%** | 17.84 | 17.37 | 17.32 | 18.00 | 20.26 | 24.17 | 26.44 |

※いずれも、2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

■ システム費用と同様に、土地造成費についても、地上設置／屋根設置の別に、2022 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.29 万円/kW、中央値 1.01 万円/kW と、2023 年度の想定値 0.4 万円/kW を上回る。一方で、屋根設置は平均値 0.04 万円/kW、中央値 0.00 万円/kW と土地造成費を要していない。このように地上設置／屋根設置で土地造成費の水準が異なることから、それぞれ平均値・中央値の水準に着目して、2024 年度の想定値については、地上設置 1.2 万円/kW、屋根設置は 0 万円/kW とした（参考 11）。

【参考 11】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の土地造成費

| | | 土地造成費（万円/kW） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 10-50kW | 50-250kW | 250-500kW | 500-1,000kW | 1,000-2,000kW | 2,000kW以上 | 全体 |
| 全体 | 平均値 | 1.08 (1.15) | 0.86 (0.87) | 1.33 (1.08) | 1.21 (1.52) | 1.87 (2.09) | 2.00 (3.57) | **1.10 (1.17)** |
| | 中央値 | 0.51 (0.40) | 0.38 (0.37) | 0.97 (0.81) | 1.15 (1.11) | 1.50 (1.41) | 1.00 (3.44) | **0.59 (0.45)** |
| | 件数 | 1,837 | 116 | 88 | 33 | 43 | 6 | 2,123 |
| 地上設置 | 平均値 | 1.27 | 1.07 | 1.43 | 1.29 | 1.92 | 2.00 | **1.29** |
| | 中央値 | 1.01 | 0.59 | 1.07 | 1.20 | 1.51 | 1.00 | **1.01** |
| | 件数 | 1,549 | 93 | 82 | 31 | 42 | 6 | 1,803 |
| 屋根設置 | 平均値 | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | — | **0.04** |
| | 中央値 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | — | **0.00** |
| | 件数 | 284 | 22 | 6 | 2 | 1 | 0 | 315 |
| 2023年度想定値 | | **0.4** | | | | | | |

※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2021年設置案件の土地造成費。

■ 接続費についても、地上設置／屋根設置の別に、2022 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.56 万円/kW、中央値 1.27 万円/kW と、 2023 年度の想定値 1.35 万円/kW と同程度の水準。一方で、屋根設置は平均値 0.43 万円/kW、中央値 0.19 万円/kW と、2023 年度の想定値 1.35 万円/kW を下回る。このように地上設置／屋根設置で接続費の水準が異なることから、それぞれ平均値・中央値の水準に着目して、2024 年度の想定値については、地上設置は 2023 年度の想定値（1.35 万円/kW）を据え置くこととし、屋根設置は 0.3 万円/kW とした（参考 12）。

【参考 12】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の接続費

| | | 接続費（万円/kW） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 10-50kW | 50-250kW | 250-500kW | 500-1,000kW | 1,000-2,000kW | 2,000kW以上 | 全体 |
| 全体 | 平均値 | 1.43 (1.53) | 0.79 (0.83) | 1.08 (1.16) | 1.14 (1.20) | 1.84 (1.33) | 2.92 (2.19) | **1.39 (1.51)** |
| | 中央値 | 1.21 (1.25) | 0.41 (0.50) | 0.38 (0.48) | 0.40 (0.41) | 1.18 (0.55) | 2.08 (1.58) | **1.15 (1.23)** |
| | 件数 | 1,837 | 116 | 88 | 33 | 43 | 6 | 2,123 |
| 地上設置 | 平均値 | 1.62 | 0.89 | 1.15 | 1.21 | 1.88 | 2.92 | **1.56** |
| | 中央値 | 1.37 | 0.45 | 0.43 | 0.41 | 1.21 | 2.08 | **1.27** |
| | 件数 | 1,549 | 93 | 82 | 31 | 42 | 6 | 1,803 |
| 屋根設置 | 平均値 | 0.44 | 0.40 | 0.15 | 0.03 | 0.03 | — | **0.43** |
| | 中央値 | 0.20 | 0.26 | 0.10 | 0.03 | 0.03 | — | **0.19** |
| | 件数 | 284 | 22 | 6 | 2 | 1 | 0 | 315 |
| 2023年度想定値 | | **1.35** | | | | | | |

※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2021年設置案件の接続費。

### ③ 事業用太陽光発電の運転維持費

■ 運転維持費についても、地上設置／屋根設置の別に、2022 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 0.53 万円/kW/年、中央値 0.44 万円/kW/年、屋根設置は平均値 0.54 万円/kW/年、中央値 0.40 万円/kW/年と、地上設置／屋根設置ともに 2023 年度の想定値 0.5 万円/kW/年と同程度の水準。このため、2024 年度の想定値については、地上設置／屋根設置ともに、2023 年度の想定値（0.5 万円/kW/年）を据え置くこととした（参考 13）。

【参考 13】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の運転維持費

| | | 運転維持費（万円/kW/年） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 10-50kW | 50-250kW | 250-500kW | 500-1,000kW | 1,000-2,000kW | 2,000kW 以上 | 全体 |
| 全体 | 平均値 | 0.53 (0.53) | 0.50 (0.48) | 0.51 (0.49) | 0.59 (0.59) | 0.64 (0.63) | 0.72 (0.75) | **0.54 (0.54)** |
| | 中央値 | 0.42 (0.42) | 0.41 (0.41) | 0.42 (0.41) | 0.51 (0.51) | 0.56 (0.56) | 0.68 (0.73) | **0.43 (0.43)** |
| | 件数 | 24,590 | 784 | 1,009 | 945 | 1,339 | 212 | 28,879 |
| 地上設置 | 平均値 | 0.52 | 0.59 | 0.56 | 0.62 | 0.66 | 0.72 | **0.53** |
| | 中央値 | 0.42 | 0.50 | 0.46 | 0.54 | 0.58 | 0.68 | **0.44** |
| | 件数 | 16,358 | 374 | 730 | 752 | 1,241 | 209 | 19,664 |
| 屋根設置 | 平均値 | 0.55 | 0.43 | 0.39 | 0.50 | 0.41 | 0.21 | **0.54** |
| | 中央値 | 0.42 | 0.30 | 0.29 | 0.34 | 0.34 | 0.21 | **0.40** |
| | 件数 | 8,136 | 399 | 268 | 181 | 88 | 2 | 9,074 |
| 2023年度想定値 | | **0.5** | | | | | | |

※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。　　（ ）内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。

### ④ 事業用太陽光発電の設備利用率

■ これまでの本委員会において、設備利用率の想定値については、より効率的な事業の実施を促していくため、直近の設備利用率（50kW 以上）におけるシステム費用のトップランナー水準と同水準に着目して設定してきた。

■ 地上設置／屋根設置それぞれにおいて、直近の設備利用率（50kW 以上）について、これまでと同様にシステム費用のトップランナー水準と同水準（地上設置：上位 15%水準、屋根設置：上位 26%水準）を参照すると、その設備利用率は、地上設置が 18.3%、屋根設置は 14.5%。こうした点もふまえ、2024 年度の想定値については、地上設置 18.3%、屋根設置 14.5%とした。（参考 14）

■ ただし、地上設置（10-50kW）については、50kW 以上と区別して価格設定することから、システム費用と同様に、地上設置（10kW 以上）の上

位 15%水準に着目し、2024 年度の想定値として、地上設置（10kW 以上）の上位 15%水準の 21.3%を採用することとした。（参考 14）

【参考 14】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の設備利用率

| 買取期間 | 設備利用率（地上設置）：平均値 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 10kW 以上 | 50kW 以上 | 250kW 以上 | 1,000kW 以上 | 2,000kW 以上 |
| 2020年6月－2021年5月 | 16.4% | 15.5% | 15.6% | 15.7% | 16.6% |
| 2021年6月－2022年5月 | 16.7% | 15.5% | 15.7% | 15.8% | 16.8% |

| 買取期間 | 設備利用率（屋根設置）：平均値 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 10kW 以上 | 50kW 以上 | 250kW 以上 | 1,000kW 以上 | 2,000kW 以上 |
| 2020年6月－2021年5月 | 13.4% | 13.3% | 13.8% | 14.3% | 14.5% |
| 2021年6月－2022年5月 | 13.3% | 13.1% | 13.7% | 14.2% | 14.7% |

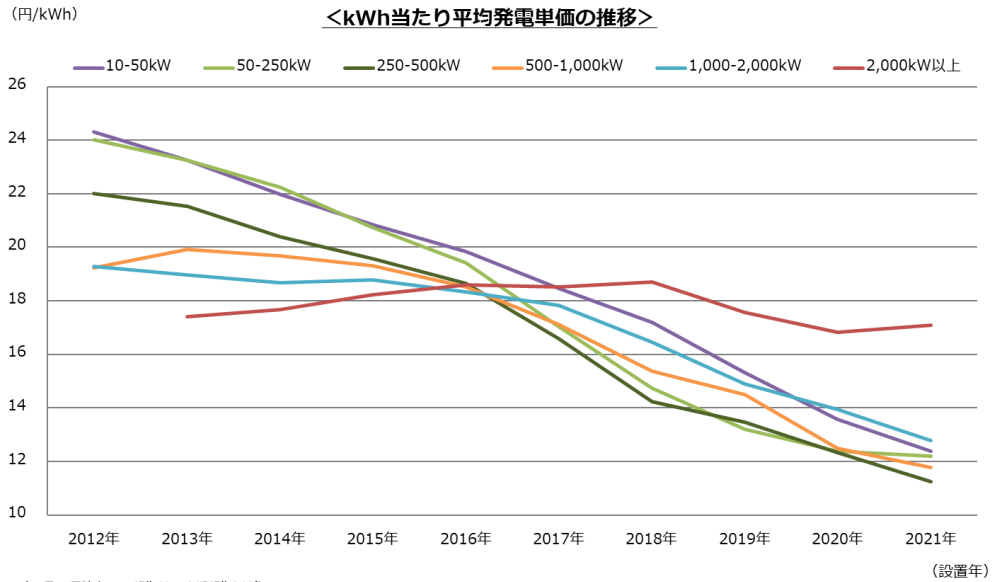
| | 設備利用率（地上設置） | | | |
|---|---|---|---|---|
| % | 10kW以上 | 50kW以上 | 250kW以上 | 1,000kW以上 |
| 5% | 24.00% | 20.21% | 20.28% | 20.02% |
| 10% | 22.45% | 19.09% | 19.18% | 19.10% |
| 14% | 21.48% | 18.44% | 18.52% | 18.52% |
| 15% | 21.25% | 18.30% | 18.39% | 18.40% |
| 16% | 21.04% | 18.18% | 18.26% | 18.29% |
| 20% | 20.23% | 17.73% | 17.81% | 17.89% |
| 25% | 19.31% | 17.23% | 17.32% | 17.45% |
| 30% | 18.44% | 16.79% | 16.89% | 17.05% |
| 35% | 17.68% | 16.40% | 16.50% | 16.67% |
| 40% | 17.00% | 16.04% | 16.14% | 16.36% |
| 45% | 16.42% | 15.70% | 15.80% | 16.03% |
| 50% | 15.94% | 15.34% | 15.45% | 15.71% |

| | 設備利用率（屋根設置） | | | |
|---|---|---|---|---|
| % | 10kW以上 | 50kW以上 | 250kW以上 | 1,000kW以上 |
| 5% | 17.31% | 17.60% | 18.01% | 18.52% |
| 10% | 16.07% | 16.40% | 16.85% | 17.49% |
| 15% | 15.45% | 15.66% | 16.13% | 16.61% |
| 20% | 15.00% | 15.10% | 15.62% | 16.16% |
| 25% | 14.64% | 14.61% | 15.19% | 15.61% |
| 26% | 14.58% | 14.51% | 15.09% | 15.55% |
| 27% | 14.52% | 14.43% | 15.00% | 15.43% |
| 30% | 14.34% | 14.19% | 14.77% | 15.27% |
| 35% | 14.06% | 13.85% | 14.37% | 14.95% |
| 40% | 13.81% | 13.56% | 14.01% | 14.62% |
| 45% | 13.56% | 13.30% | 13.75% | 14.36% |
| 50% | 13.32% | 13.06% | 13.50% | 14.02% |

## ⑤ 事業用太陽光発電の kWh 当たり発電コストの設置年別の推移

■ 各年に設置された案件の kWh 当たりコストの平均値の推移を見ると、着実なコスト低減傾向が見られ、2021 年設置のコストは概ね 11～13 円/kWh 程度となっている（参考 15）。

【参考 15】事業用太陽光発電の設置年別の kWh 当たり発電コスト

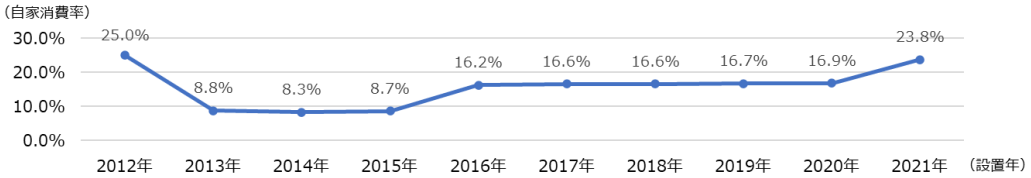



※ 2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

### ⑥ 自家消費型地域活用電源の自家消費分の便益

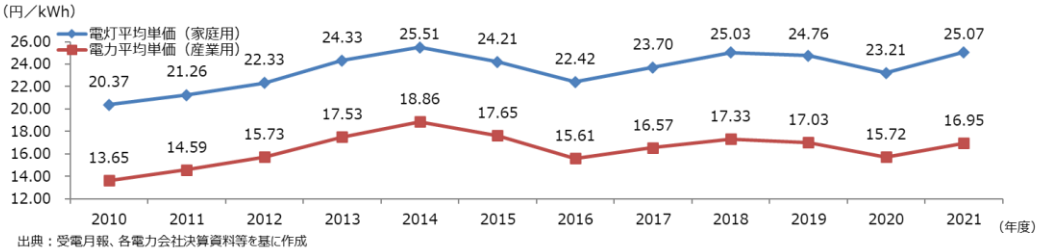
■ 屋根設置の事業用太陽光発電[5]の自家消費比率の実績に着目すると、全設置期間で平均 16.1%、特に直近の設置年の自家消費率は 16～24%。こうした自家消費の実績を超えて、更なる自家消費を促す観点から、低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して 30%超の自家消費を求めていることもふまえ、調達価格等の設定にあたっては、自家消費率を 30%と想定して、自家消費便益を計上することとした（参考 16）。

【参考 16】事業用太陽光発電（屋根設置）の自家消費率の設置年別推移




■ 自家消費の便益の 2024 年度の想定値は、これまでと同様の考え方に基づき、大手電力の直近 10 年間（2012 年度～2021 年度）の産業用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した 18.59 円/kWh と設定した（参考 17）。

【参考 17】大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移




### ⑦ 調達価格・基準価格の設定方法

■ 前述の足元のコストデータ等をふまえて、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値については、参考 18 の表のとおりとした。

■ その際、運転年数については、昨年度の本委員会で、以下のとおり、とりまとめた。

➢ パネル保証の動向や卒 FIT の再エネ電気に対するニーズをふまえ、

---

[5] 全量売電の案件を除く。買取価格の低い案件ほど、相対的に電気料金より買取価格の方が低い可能性が高く、自家消費のインセンティブがある点に留意が必要。

50kW 以上については 25 年間の運転を想定。

- 10-50kW については、自家消費型の地域活用要件を求めているため、主に屋根設置であり、外壁や屋根の塗り替え等も想定されることから、20 年間の運転を想定。

■ こうした点をふまえ、2024 年度の運転年数の想定値についても、地上設置は 25 年間、屋根設置は 20 年間とした上で、今後、その利用実態等をふまえて、想定する運転年数の更なる延長を検討することとした。

■ また、2024 年度の調達期間終了後の売電価格の想定値については、2023 年度の想定値と同様に、2016 年度（電力小売全面自由化）以降の年度ごとのシステムプライス平均値の平均を採用し、10.1 円/kWh を想定することとした。

【参考 18】2024 年度の調達価格・基準価格における想定値

| | | 2024年度<br>地上･50kW以上 | 2024年度<br>地上･10-50kW | 2024年度<br>屋根･10kW以上 | （参考）2023年度<br>50kW以上 | （参考）2023年度<br>10-50kW |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 資本費 | システム費用 | 11.3万円/kW | 据え置き<br>(17.8万円/kW) | 15.0万円/kW | 11.7万円/kW | 17.8万円/kW |
| | 土地造成費 | 1.2万円/kW | 1.2万円/kW | - | 0.4万円/kW | 0.4万円/kW |
| | 接続費用 | 据え置き<br>(1.35万円/kW) | 据え置き<br>(1.35万円/kW) | 0.3万円/kW | 1.35万円/kW | 1.35万円/kW |
| 運転維持費 | | 据え置き<br>(0.5万円/kW/年) | 据え置き<br>(0.5万円/kW/年) | 据え置き<br>(0.5万円/kW/年) | 0.5万円/kW/年 | 0.5万円/kW/年 |
| 設備利用率 | | 18.3% | 21.3% | 14.5% | 17.7% | 17.2% |
| 自家消費率 | | - | - | 30% | - | 50% |
| 自家消費分の便益 | | - | - | 18.59円/kWh | - | 18.03円/kWh |
| 運転年数 | | 25年間 | 25年間 | 20年間 | 25年間 | 20年間 |
| 調達期間終了後の売電価格 | | 10.1円/kWh | 10.1円/kWh | - | 9.4円/kWh | - |

### ⑧ 今後の区分のあり方について

■ より費用効率的な案件の導入を促してく観点から、コスト構造の差異やその要因について、適切に分析・評価することが重要。

■ こうした点をふまえ、直近の地上設置／屋根設置の設置形態毎のシステム費用について、地上設置／屋根設置、10kW 以上／50kW 以上、AC ベース（パワコン出力ベース）／DC ベース（パネル出力ベース）の別に分析したところ、（参考 19）

- DC ベース（パネル出力ベース）のパネル費用は、10kW 以上全体の平均では地上設置より屋根設置の方が高いものの、50kW 以上全体の平均では地上設置／屋根設置はほぼ同程度であった。

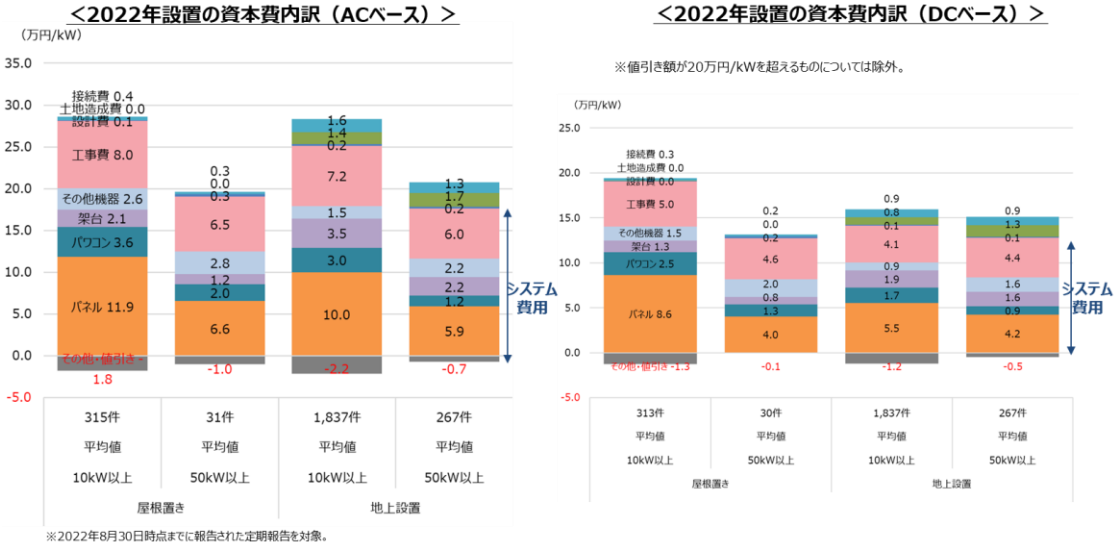
- 一方で、工事費は、10kW 以上全体の平均／50kW 以上全体の平均と

もに屋根設置の方が高い傾向。

■ 上述のとおり、地上設置／屋根設置のシステム費用の想定値については、それぞれのコスト低減ペースの差異もふまえたトップランナー水準に着目し設定したところであるが、今後、地上設置／屋根設置毎のコスト低減ペース（パネル費用、工事費等）やトップランナー水準の動向に関して更なる分析を行いつつ、2028 年の価格目標に向けて、地上設置／屋根設置の価格差の早期の収斂を目指すこととした。

■ また、上述のとおり、屋根設置については、10kW 以上で一律に想定値を設定する中で、費用効率的な案件の導入を促していくことを鑑み、より費用効率的な 50kW 以上のコスト動向に着目し、システム費用の想定値を設定することとした。2022 年の屋根設置の資本費（50kW 以上全体の平均／10kW 以上全体の平均）（参考 19）に着目すると、特にパネル費用が大きく異なることから、より費用効率的な 50kW 以上のコスト動向に着目し想定値を設定することにより、10kW 以上全体でより効率的なパネル調達を促していく。

【参考 19】2022 年設置の事業用太陽光の資本費内訳の詳細




## ⑨ 屋根設置太陽光の外延について

■ 地上設置／屋根設置の設置形態毎に調達価格・基準価格を設定する場合、不当に屋根設置の区分等の認定取得が行われることのないよう、その外延を明確にしておくことが重要。

■ 具体的には、屋根設置区分での認定申請について、屋根設置であるこ

とを適切に確認する観点から、建物登記等の提出を求め、対象発電設備の全体が当該建物に設置されていることを確認することとした。

⑩ 調達価格・基準価格における留意点

■ 2024 年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格について、地上設置／屋根設置の設置形態毎にコスト動向を分析し、調達価格・基準価格の想定値を設定した結果として、仮に 2024 年度の屋根設置太陽光の調達価格・基準価格が、2023 年度以前の調達価格・基準価格の額を上回ることになる場合には、屋根設置太陽光の 2023 年度の認定取得が停滞するおそれがある。これは、2030 年度の再エネ導入目標の実現に向けて、再エネ導入の加速化を図っていく中で、望ましくない制度設計と考えられる。

■ また、今回新たに地上設置／屋根設置の設置形態毎に調達価格・基準価格を設定するにあたって、上述の屋根設置太陽光の外延の論点も含め、不適切な認定申請が助長されることのないよう、認定申請の確認方法等を予め整理・準備しておくことも重要。

■ こうした整理・準備のためのリードタイムにも配慮しつつ、屋根設置太陽光の 2023 年度の認定取得の停滞を回避し、屋根設置太陽光の早期導入を促していくため、屋根設置太陽光（10kW 以上）については、2023 年度下半期の調達価格・基準価格についても、2024 年度の屋根設置太陽光（10kW 以上）の調達価格・基準価格と同額を適用することとした[6]。なお、2023 年度上半期については既に設定されている調達価格・基準価格での事業実施が可能。

(2) 2024 年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額

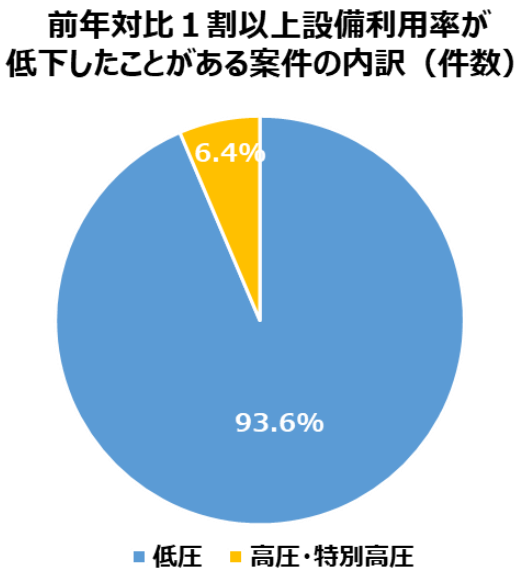
■ これまでの本委員会では、2012～2023 年度認定の解体等積立基準額について、各年度の調達価格・基準価格・入札上限価格における想定値（廃棄等費用、設備利用率等）に基づき、「想定設備利用率で電気供給

[6] 再エネ特措法上、調達価格等については、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされているが、再エネの供給量の状況、再エネ発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等を定めることができるとされている（第３条第１項）。こうした規定の趣旨の範囲内において、経済産業大臣が定めて告示した調達価格等（今後認定する案件の調達価格等）については、改めて設定することが可能。

したときに、調達期間又は交付期間の終了前 10 年間で、想定の廃棄等費用を積み立てられる kWh 当たりの単価」を設定した。

■ 同様の設定方法で、2024 年度認定の解体等積立基準額について、前述の調達価格・基準価格における想定値に基づき、設定することとした。ただし、低圧事業用太陽光については、１割以上の案件で、過去前年対比１割以上の設備利用率の低下が確認できており、こうした背景には設備不良や管理不全が考えられる（参考 20）。こうした中においても、廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、低圧事業用太陽光については、調達価格・基準価格の想定値から１割減じた設備利用率に基づき、2024 年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。（参考 21）

【参考 20】前年対比１割以上設備利用率が低下したことがある案件の内訳
（件数、事業用太陽光）




（出典）FIT認定情報より資源エネルギー庁作成
※20年6月～21年5月の12ヶ月間稼働している事業用太陽光を対象に、各年6月から翌5月までの 発電実績で対比。
事業用太陽光発電全体のうち13.3%が前年対比1割以上設備利用率が低下したことあり。上記はその規模別の内訳。
※設備不良や管理不全の他日射量の影響等も含まれている。
※稼働率の異常値(50%以上）を記録している案件は除外。

【参考 21】2024 年度の廃棄等費用の取扱い

| 認定年度※ | | 調達価格/基準価格 | 廃棄等費用の想定額 | 想定設備利用率 | 自家消費比率 | 解体等積立基準額 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度 | | 40円/kWh | 1.7万円/kW | 12.0% | – | 1.62円/kWh |
| 2013年度 | | 36円/kWh | 1.5万円/kW | 12.0% | – | 1.40円/kWh |
| 2014年度 | | 32円/kWh | 1.5万円/kW | 13.0% | – | 1.28円/kWh |
| 2015年度 | | 29円/kWh<br>27円/kWh | 1.5万円/kW | 14.0% | – | 1.25円/kWh |
| 2016年度 | | 24円/kWh | 1.3万円/kW | 14.0% | – | 1.09円/kWh |
| 2017年度 | 入札対象外 | 21円/kWh | 1.3万円/kW | 15.1% | – | 0.99円/kWh |
| | 第１回入札対象 | 落札者ごと | 1.1万円/kW | 15.1% | – | 0.81円/kWh |
| 2018年度 | 入札対象外 | 18円/kWh | 1.2万円/kW | 17.1% | – | 0.80円/kWh |
| | 第２回入札対象 | (落札者なし) | – | – | – | – |
| | 第３回入札対象 | 落札者ごと | 0.9万円/kW | 17.1% | – | 0.63円/kWh |
| 2019年度 | 入札対象外 | 14円/kWh | 1.0万円/kW | 17.2% | – | 0.66円/kWh |
| | 第４回入札対象 | 落札者ごと | 0.8万円/kW | 17.2% | – | 0.54円/kWh |
| | 第５回入札対象 | 落札者ごと | 0.8万円/kW | 17.2% | – | 0.52円/kWh |
| 2020年度 | 10-50kW以外 | 12円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | – | 0.66円/kWh |
| | 10-50kW | 13円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | 50% | 1.33円/kWh |
| 2021年度 | 10-50kW以外 | 11円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | – | 0.66円/kWh |
| | 10-50kW | 12円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | 50% | 1.33円/kWh |
| 2022年度 | 10-50kW以外 | 10円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | – | 0.66円/kWh |
| | 10-50kW | 11円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | 50% | 1.33円/kWh |
| 2023年度 | 10-50kW以外 | 9.5円/kWh | 1万円/kW | 17.7% | – | 0.64円/kWh |
| | 10-50kW | 10円/kWh | 1万円/kW | 17.2% | 50% | 1.33円/kWh |
| 2024年度 | 地上・10-50kW以外 | (別紙のとおり) | 1万円/kW | 18.3% | – | 0.62円/kWh |
| | 地上・10-50kW | (別紙のとおり) | 1万円/kW | 19.2% | – | 0.60円/kWh |
| | 屋根・10kW以上 | (別紙のとおり) | 1万円/kW | 14.5% | 30% | 1.12円/kWh |

※2024年度の屋根設置の調達価格・基準価格を、2023年度下半期にも適用する場合には、解体等積立基準額についても同様に適用する。
※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

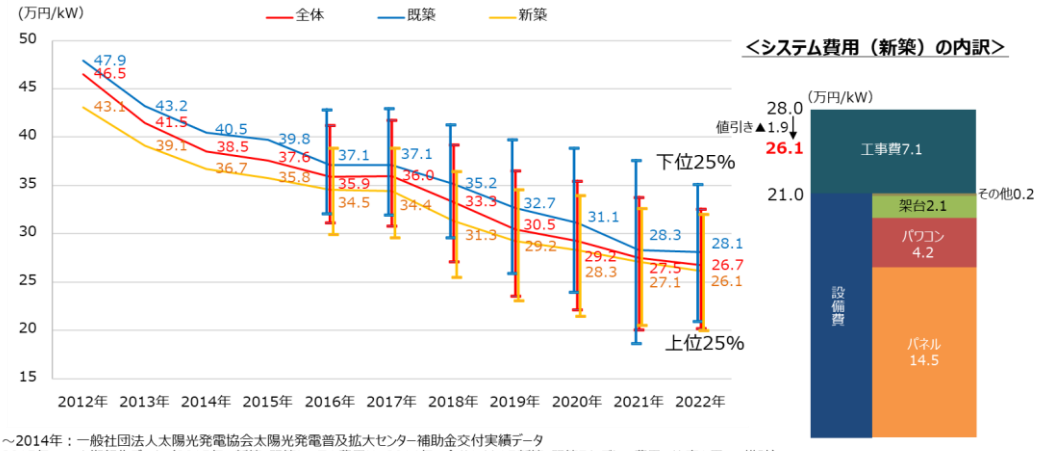
## (3) 2024 年度の住宅用太陽光発電の調達価格

### ① 住宅用太陽光発電のシステム費用

■ 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともに低減傾向にある。

■ 新築案件について、 設置年別に見ると、2022 年設置の平均値は 26.1 万円/kW（中央値 26.9 万円/kW）となり、2021 年設置より 1.0 万円/kW（3.6%）、2020 年設置より 2.2 万円/kW（7.7%）減少した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 55%、工事費が約 27%を占める（参考 22）。

【参考 22】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳




～2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ
2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築システム費用は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの費用の比率を用いて推計）

■ トップランナー水準の設定にあたり、これまでの本委員会と同様に、2022 年に設置された案件の中央値が、２年前（2018 年）に設置された案件のどの程度の水準に位置するか分析したところ、上位 43%水準に位置していた。2022 年設置の上位 43%水準は 25.49 万円/kW であり、2023 年度の想定値（25.9 万円/kW）を下回った。

■ こうしたトップランナー分析に基づき、 2024 年度のシステム費用の想定値として 25.5 万円/kW を採用することとした（参考 23）。

【参考 23】住宅用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

| | 住宅用　システム費用 | | |
|---|---|---|---|
| % | 2022年設置（全体） | 2021年設置（全体） | 2020年設置（全体） |
| 5% | 13.56 | 13.65 | 15.80 |
| 10% | 15.24 | 15.50 | 17.46 |
| 15% | 16.92 | 17.09 | 18.98 |
| 20% | 18.86 | 18.80 | 20.61 |
| 25% | 20.22 | 20.07 | 22.16 |
| 30% | 21.82 | 21.55 | 23.49 |
| 35% | 23.19 | 23.14 | 24.81 |
| 40% | 24.79 | 24.69 | 26.29 |
| 41% | 25.07 | 24.97 | 26.61 |
| 42% | 25.32 | 25.22 | 26.93 |
| 43% | 25.49 | 25.48 | 27.27 |
| 44% | 25.72 | 25.78 | 27.59 |
| 45% | 25.99 | 26.08 | 27.90 |
| 46% | 26.18 | 26.30 | 28.22 |
| 47% | 26.47 | 26.59 | 28.50 |
| 48% | 26.71 | 26.89 | 28.80 |
| 49% | 26.95 | 27.16 | 29.09 |
| 50% | 27.25 | 27.41 | 29.38 |

２年間での価格低減

## ② 住宅用太陽光発電の運転維持費

■ 運転維持費については、例年どおり、一般社団法人太陽光発電協会へのヒアリング調査を実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、５kW の設備を想定した場合、

- 発電量維持や安全性確保の観点から３～５年ごとに１回程度の定期点検が推奨されており、１回当たりの定期点検費用の相場は約 3.5 万円程度であること（昨年度のヒアリング調査では約 2.9 万円程度）、
- パワコンについては、20 年間で一度は交換され、29.2 万円程度が一般的な相場であること（昨年度のヒアリング調査では 22.4 万円程度であり、その上昇の要因として資材価格等の高騰との回答が複数あった。）　、

が分かった。以上をkW当たりの年間運転維持費に換算すると、約4,670円/kW/年となり、2023年度の想定値（3,000円/kW/年）を上回った[7]（参考24）。

■ ただし、定期点検費用については、機器の性能の向上により、定期点検の頻度を小さくできる可能性が示唆されていたことや、パワコン本体の費用については、パワコンの費用も含めたシステム費用は低減傾向にあり、システム費用の動向にも注視する必要があることには留意が必要である。

■ このため、こうした点もふまえ、2024年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととし、定期点検やパワコン本体の費用動向についても今後もよく注視することとした。

【参考24】運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果

（3.5万円×５回＋29.2万円）　÷　５kW　÷　20年間　＝　約4,670円/kW/年
定期点検費用　パワコン交換費用

### ③ 住宅用太陽光発電の設備利用率

■ 設備利用率について、2022年1月から2022年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.0%だった。これまでの本委員会と同様、過去４年間に検討した数値の平均をとると13.8%となり、想定値（13.7%）と同水準（参考25）。

■ これらをふまえ、2024年度の設備利用率の想定値は、2023年度の想定値13.7%を据え置くこととした。

[7] なお、定期報告データ（2022年1月～8月）の平均値は約1,047円/kW/年、ただし、報告の89%が0円/kW/年。この原因としては、定期報告データに対象年に点検費用や修繕費用が発生していない案件が多く存在する可能性が考えられる。

【参考 25】過去４年間に検討した設備利用率

| 2019年度 | 2020年度 | 2021年度 | 2022年度 |
|---|---|---|---|
| 13.9% | 13.7% | 13.6% | 14.0% |
| 平均値：13.8% | | | |
| **想定値：13.7%** | | | |

### ④ 住宅用太陽光発電の余剰売電率・自家消費分の便益

■ 余剰売電比率について、 2022 年 1 月から 2022 年 8 月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値 68.8%（中央値 70.0%）であり、想定値（70.0%）とほぼ同水準であった。このため、2024 年度の想定値については、2023 年度の想定値を据え置くこととした。

■ 2023 年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近 9 年間（2012 年度（FIT 制度開始）～2020 年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、26.34 円/kWh と設定されている。

■ 同様の考え方に基づき、2024 年度の想定値については、大手電力の直近 10 年間（2012 年度（FIT 制度開始）～2021 年度）の家庭用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した 26.46 円/kWh とした（参考 17）。

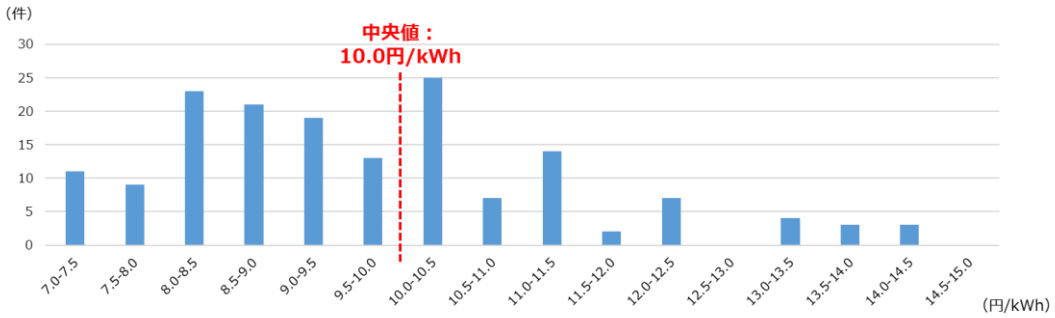
### ⑤ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格

■ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格については、各小売電気事業者が公表している買取メニューにおける売電価格をもとに、これまで設定してきた。

■ 今回、2022 年 12 月末に確認できた買取メニューにおける売電価格※を確認したところ、その中央値は 10.0 円/kWh であった（2021 年 11 月末時点での確認では 9.5 円/kWh）。再エネ特措法上、調達価格の設定は「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」等を基礎とすることとされており、中央値より効率的な（高価格な）水準を想定することもありうる。しかし、10 円/kWh 水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売であったり、蓄電池併設等の条件付きであったりすることが比較的多いため、状況を注視することが重要。（参考 26）

■ こうした点をふまえ、2024 年度の想定値は、中央値の 10.0 円/kWh を採用することとした。

【参考 26】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布
（2022 年 12 月末時点）




※小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて資源エネルギー庁HP「どうする？ソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成（図中の7.0-7.5円/kWhは7.0円/kWh以上7.5円/kWh未満を意味する。他も同様。）。

## (4) 価格目標に係る検証

■ 再エネ特措法において、目指すべきコスト水準として掲げている価格目標については、本委員会の意見を聴いて決定するものとされている。また、再エネをめぐる情勢等の変化を勘案し、必要があると認めるときは、本委員会の意見を聴いて変更することができるとされている。

■ 太陽光発電に関する現行の価格目標は、以下のとおり。

- 事業用：2020 年に発電コスト 14 円/kWh、2025 年に発電コスト 7 円/kWh
- 住宅用：2019 年に売電価格が家庭用電力料金並み、2025 年に売電価格が卸電力市場価格並み

■ 2016 年度の価格目標の設定当初は、事業用は「2030 年に発電コスト 7 円/kWh」、住宅用は「できるだけ早期に売電価格が卸電力市場価格並み」との目標を示していたが、国内外におけるコスト低減の実績や複数の民間調査機関のコスト見通し等もふまえて、2018 年度に、事業用は「2025 年に発電コスト 7 円/kWh」、住宅用は「2025 年に売電価格が卸電力市場価格並み」と変更し、事業用／住宅用それぞれ、目標年の前倒し／明確化を行っている。

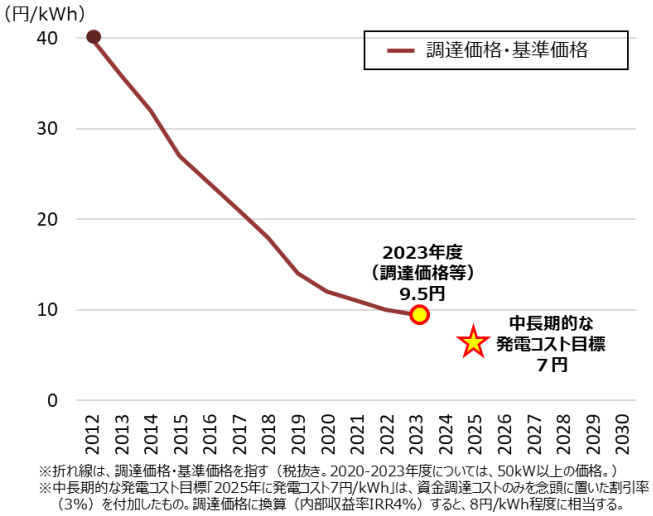
## ① 事業用太陽光発電の価格目標と調達価格等の推移

■ 現行の価格目標「2025 年に発電コスト 7 円/kWh」は、資金調達コストのみを念頭においた割引率（3%）を前提とした値。適正な利潤（IRR4%）を考慮し調達価格等に換算すると 8 円/kWh 程度の水準。

■ 事業用太陽光の調達価格等は、これまで着実に低下しているものの、価格目標の水準（8 円/kWh 程度） に対して、2023 年度の 50kW 以上の調達価格等は 9.5 円/kWh（参考 27）。

■ また、価格目標「発電コスト 7 円/kWh」はシステム費用 10 万円/kW を想定した値。2022 年設置の 50kW 以上のシステム費用の平均値は 16～18 万円/kW、また、2023 年度の 50kW 以上の調達価格等におけるシステム費用の想定値は 11.7 万円/kW（参考８）。

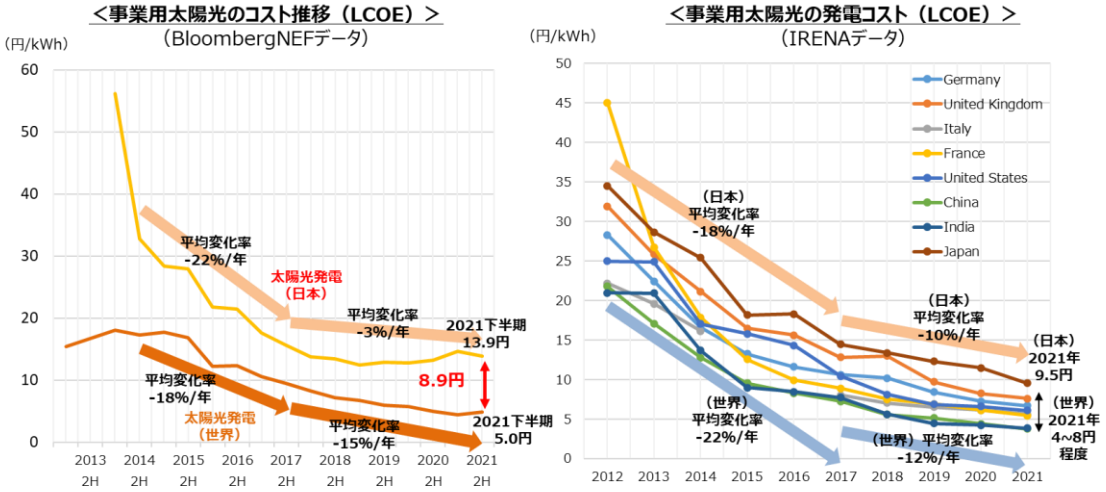
【参考 27】事業用太陽光発電の現行の価格目標と調達価格等の推移




## ② 事業用太陽光発電のコスト推移の国際比較

■ 日本・世界ともに、太陽光発電のコスト（LCOE）は急速に低減しているものの、足元、低減スピードは鈍化の傾向。また、引き続き一定の価格差が存在する状況。足元の世界の太陽光発電のコストは、5 円程度の水準。（参考 28）

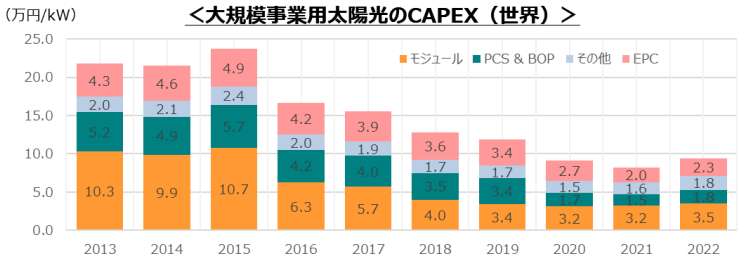
【参考 28】事業用太陽光発電のコスト推移（LCOE）の国際比較



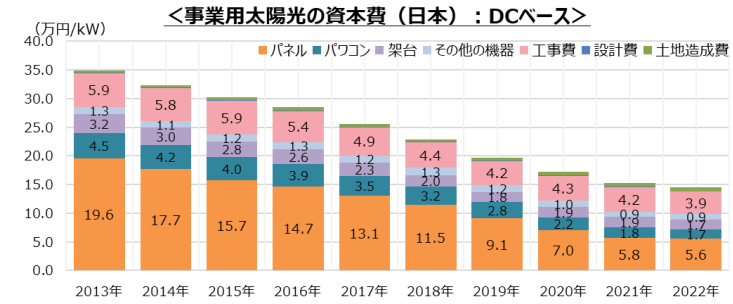

※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。

■ また、資本費についても、民間調査機関の分析に基づく、世界の事業用太陽光の資本費と、定期報告データに基づく、日本の事業用太陽光の資本費を比較すると、世界・日本ともに資本費は大きく低減しているものの、引き続き一定の価格差が存在する状況。（参考 29）

【参考 29】事業用太陽光発電の資本費の推移の国際比較




※BloombergNEF, 2022年11月22日、4Q 2022 Global PV market Outlookより資源エネルギー庁作成。
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。




| 2013年 | 世界 | | 日本 |
|---|---|---|---|
| パネル | 10.3 | 1.9倍 | 19.6 |
| PCS・その他機器 | 7.2 | 1.3倍 | 9.0 |
| EPC | 4.3 | 1.5倍 | 6.3 |
| 合計 | 21.8 | 1.6倍 | 34.9 |

| 2022年 | 世界 | | 日本 |
|---|---|---|---|
| パネル | 3.5 | 1.6倍 | 5.6 |
| PCS・その他機器 | 3.6 | 1.2倍 | 4.3 |
| EPC | 2.3 | 2.0倍 | 4.6 |
| 合計 | 9.4 | 1.5倍 | 14.5 |

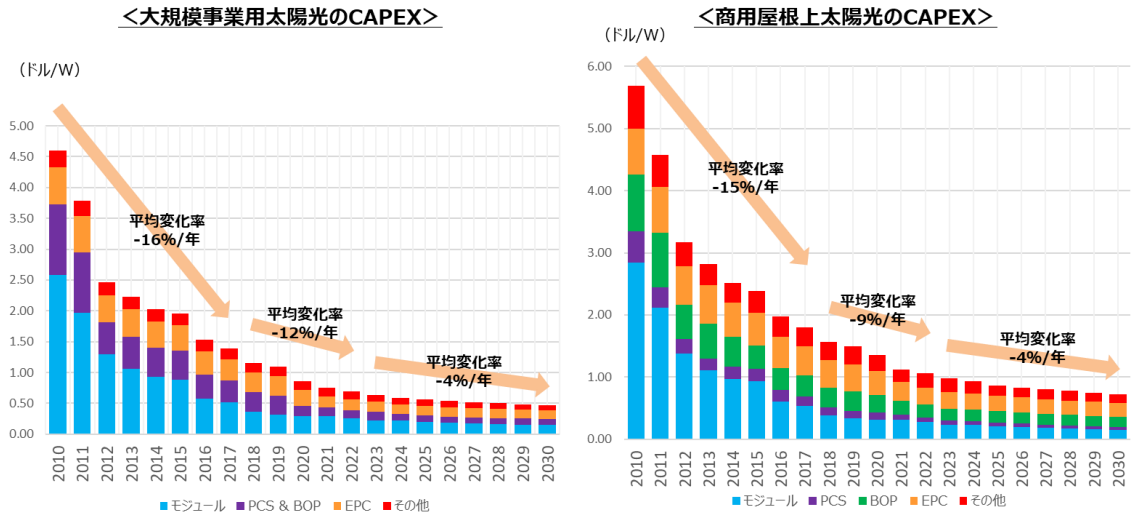
※定期報告データ： 2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。
「値引き等」については、各費用の割合に基づき各費用に割り戻している。

## ③ 太陽光発電の世界的な見通し

■ 民間調査機関が分析した事業用太陽光発電設備の CAPEX の見通しによれば、足下、低下スピードは鈍化するものの、引き続き低下傾向の見

通し（参考 30）。

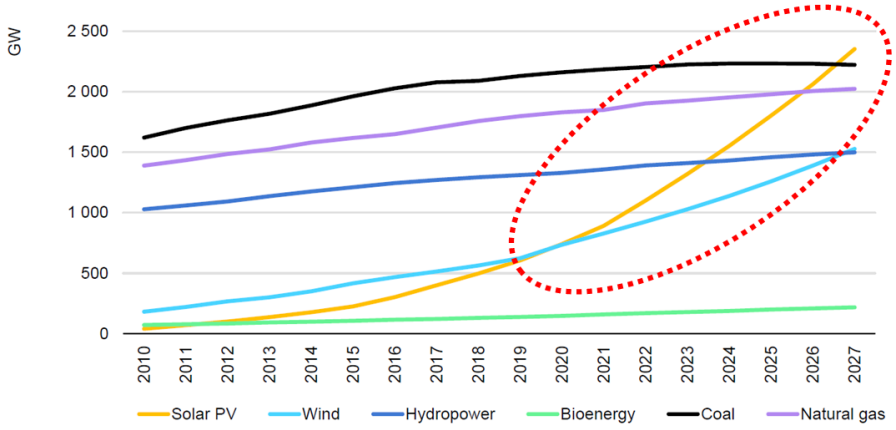
【参考 30】世界の事業用太陽光発電の CAPEX の見通し




出典：BloombergNEF, 2022年11月22日, 4Q 2022 Global PV Market Outlook

■ また、国際機関の公表する再エネ設備の導入見通しによれば、太陽光発電設備については、2022 年から 2027 年までの 5 年間で 1,000GW を超える導入があり、太陽光発電の累積設備容量は、2026 年までに天然ガス発電、2027 年までに石炭発電の設備容量を上回る見通し。（参考 31）

【参考 31】世界の電源別の導入見通し（IEA Renewables 2022 より）




## ④ 低コストで事業実施できている事業用太陽光発電

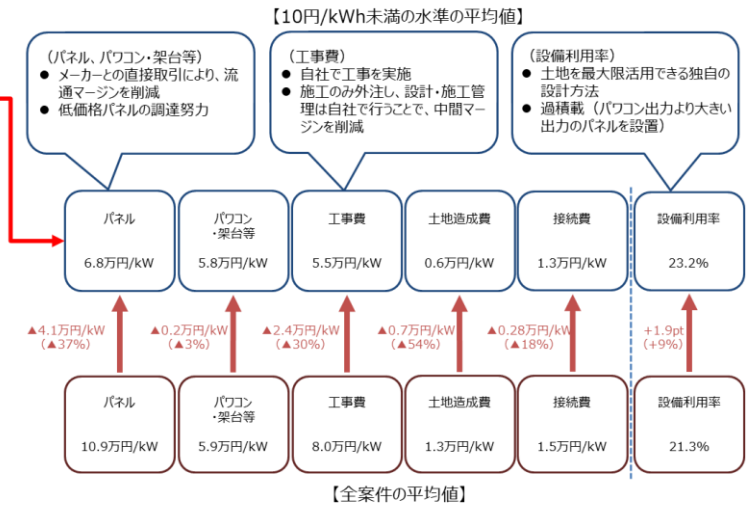
■ 2021 年設置の事業用太陽光発電について、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者（6,507 件）のうち、1,583 件（24.3%）が 10 円/kWh 未満で事業実施できている。特に、64 件（1.0%）は、7 円/kWh 未満で事業実施できており、限られた案件では

あるが、トップランナーは価格目標を達成できていることが確認できる。10 円/kWh 未満の事業者は、パネル、工事費が平均的な案件の 7～8 割程度だった。設備利用率は平均的な案件より 1 割程度高く、23.2%程度となっている。（参考 32）

【参考 32】低コストで事業実施できている事業用太陽光発電

| 機械的・簡易的に計算したLCOE | 件数 |
|---|---|
| 7円/kWh未満 | 64件 |
| 7円/kWh～8円/kWh | 155件 |
| 8円/kWh～9円/kWh | 482件 |
| 9円/kWh～10円/kWh | 882件 |
| 10円/kWh～11円/kWh | 929件 |
| 11円/kWh～12円/kWh | 955件 |
| 12円/kWh～13円/kWh | 813件 |
| 13円/kWh～14円/kWh | 617件 |
| 14円/kWh～15円/kWh | 467件 |
| 15円/kWh～16円/kWh | 299件 |
| 16円/kWh～17円/kWh | 216件 |
| 17円/kWh～18円/kWh | 134件 |
| 18円/kWh～19円/kWh | 89件 |
| 19円/kWh～20円/kWh | 53件 |
| 20円/kWh以上 | 352件 |
| 合計 | 6,507件 |

（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%と仮定し、最新の調達価格の想定値を使用した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。



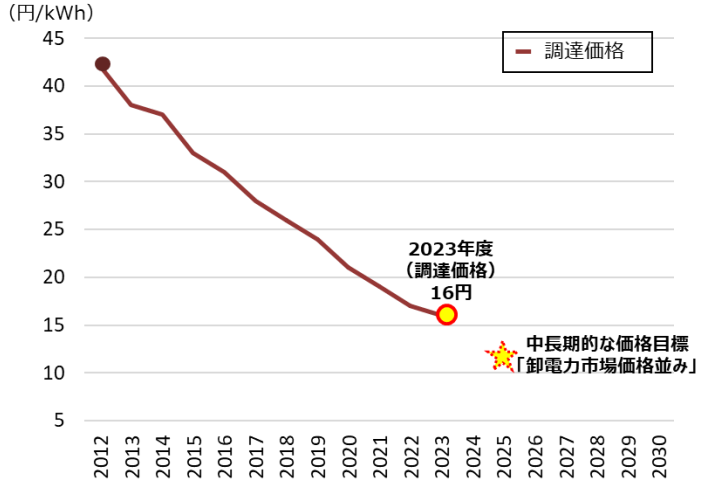

## ⑤ 住宅用太陽光発電の価格目標と調達価格等の推移

■ 現行の価格目標「2025 年に売電価格が卸電力市場価格並み」については、価格目標設定時には「卸電力市場価格並み」の水準として 11 円/kWh としていた。

■ 住宅用太陽光の調達価格も、これまで着実に低下しているものの、2023 年度の調達価格は 16 円/kWh。ただし、卸電力市場価格は、足元、上昇傾向にあることに留意が必要。（参考 33）

■ また、価格目標「売電価格が卸電力市場価格並み」はシステム費用 20 万円/kW を想定した値。2022 年設置のシステム費用の平均値は 26.7 万円/kW、また、2023 年度の調達価格におけるシステム費用の想定値は 25.9 万円/kW。（参考 22）

【参考 33】住宅用太陽光発電の現行の価格目標と調達価格の推移




※折れ線は、調達価格を指す（税込）。
※中長期的な価格目標「2025年に売電価格が卸電力市場価格並み」の水準として、グラフでは価格目標設定時に取り上げていた11円/kWhを記載。

### ⑥ 事業用太陽光発電・住宅用太陽光発電の価格目標の見直し

■ 太陽光については、日本・世界ともに、これまで着実にコスト・価格の低減が進んできたものの、足元、その低減ペースは鈍化の傾向にある。こうした中、日本においては、事業用太陽光・住宅用太陽光ともに、価格目標の目標年である 2025 年まで残り 3 年間を切る中で、 現行の価格目標については、日本でのコスト低減の状況や、世界における需給状況等もふまえて、適切な見直しを行うことが必要。

■ 一方で、日本に限らず、世界的にも、足元、太陽光のコスト低減ペースは鈍化の傾向にあるものの、今後 5 年間（2022～2027 年）で、世界的には太陽光発電の急速な導入拡大が見込まれている。こうした世界的な導入拡大に伴い、更なるコスト低減が期待される中で、日本においても、引き続き、更なるコスト低減を着実に進めていくことが必要。

■ また、適地制約等もあり、世界と比べて、引き続き一定の価格差が存在するものの、事業用太陽光の中には、7 円/kWh（価格目標水準）を下回るコストで事業実施できている案件も一定数、存在する。こうした特に費用効率的な事業者においては、7 円/kWh を下回る水準での事業実施を促していくことも重要。

■ こうした点をふまえ、事業用太陽光・住宅用太陽光ともに、その価格目標については、以下のとおり、全体として目標年を 2028 年頃に見直した上で、事業用太陽光の特に費用効率的な案件については、2028 年

に、世界のコスト水準である５円程度となることを目指すこととした。なお、こうした価格目標の達成や更なる再エネの導入加速化に向けて、入札制の活用や地域と共生した再エネの導入拡大等に、関係省庁で連携して取り組んでいく。

- 事業用：2028 年に発電コスト 7 円/kWh、特に費用効率的な案件は 2028 年に発電コスト 5 円/kWh
- 住宅用：2028 年に売電価格が卸電力市場価格並み

(5) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

■ 立地制約等もある中で、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて、地域と共生した太陽光の導入拡大を進めていくためには、既存の技術では設置できなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）にも導入を進められるよう、軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面（変換効率や耐久性等）でも既存電池に匹敵するペロブスカイト等の次世代型太陽電池の開発が不可欠。

■ こうした観点から、次世代型太陽電池については、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発段階から、製品化、生産体制等に係る基盤技術開発から実用化・実証事業まで一気通貫で取り組み、2030 年までの早期の社会実装を目指しているところ。

■ こうした取組を進める中で、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在。開発の進展によりユーザー企業の関心が高まっており、今後市場の広がりが期待されている。こうした状況下で、早期の社会実装を進めるためには、市場規模や将来的な展開等をふまえた量産化に向けて量産技術を早期に確立した上で、早期の公共分野（公共施設等）や建築物等への導入といった需要の創出に向けた取組を進めていくとともに、生産体制の整備も同時に進めていくことが必要不可欠。

■ 特に、需要の創出に向けては、FIT・FIP 制度における、ペロブスカイト等の次世代型太陽電池を念頭においた、新たな発電設備区分の創設といった需要創出の方策も考えられる。本委員会においても、こうした新たな発電設備区分の創設について、技術開発や撤去等に関するルール整備の進捗もふまえつつ、今後検討に着手することとした。

(6) 2024 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等

■ 今年度から FIP 制度が開始しており、太陽光発電について、今年度

は、1,000kW 以上では FIP 制度のみ認められ、50kW 以上 1,000kW 未満については FIP 制度・FIT 制度が選択可能とされているところ。

■ 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象については、昨年度の本委員会において、欧州諸国においても段階的に FIP 対象を拡大してきたことや、250-500kW の区分は 50kW 以上の範囲において最も件数の多い区分であることをふまえ、2023 年度は 500kW 以上、2024 年度は原則 250kW 以上という形で、段階的に FIP 制度のみ認められる対象の拡大を進めていくこととした。

■ 特に 2024 年度については、250kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とすることを原則としつつ、昨年度の委員会時点では FIP 制度の開始前であり、FIP 制度の動向もふまえた上で最終的に判断するという趣旨で「原則」とされていた。

■ 今年度については、年度途中ではあるものの、現時点では、太陽光については、以下の FIP 新規認定・移行認定に関する状況が確認できており、一定の進捗が見られる。

- FIP 新規認定：入札対象区分で計 280MW の FIP 落札、入札対象外で約 16MW の FIP 認定申請あり
- FIP 移行認定：約 24MW の FIP 認定申請、うち現時点で約 11MW の FIP 認定あり

■ また、後述の FIP 移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更ルールの見直しや、再エネ併設蓄電池の系統充放電のルールの見直し等、FIP 利用にあたって重要な蓄電池併設の促進に向けた取組も進めているところ。

■ こうした点をふまえ、2024 年度については、昨年度の本委員会でとりまとめた「原則」のとおり、250kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。その上で、2025 年度以降については、今後の動向もふまえて検討することとした。

### (7) FIP 制度を選択可能な対象範囲の見直し

■ 再エネの電力市場への統合を促していくため、FIP 制度のみ認められる対象規模でなかったとしても、事業者が希望する場合には、基本的には、 FIP 新規認定／FIP 移行認定を通じた FIP 制度の利用を認めている。

■ ただし、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ことをふまえ、FIP制度導入当初は50kW以上（高圧・特別高圧）に限って、FIP新規認定／FIP移行認定を認めており、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されている。

■ こうした中、2022年8月の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では、低圧太陽光（10-50kW）についても、長期電源化や市場統合が求められているところ、小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から取引に混乱が生じないよう一定の条件を求めつつ、低圧太陽光についてFIP制度を選択可能とする方向性が示されているところ。

■ 低圧太陽光については、単体では市場取引の最小取引単位を満たさないため、取引の混乱を回避し、安定的な電気供給をするためには、当該設備のほかにも電源を保有していることや電気事業に精通している事業者とシンプルな契約関係を結び供給していることが望ましいこともふまえ、具体的には、以下の要件①②のいずれかを満たす場合については、低圧太陽光のFIP制度の利用（FIP新規認定／FIP移行認定）を認めることとした。

① 電気事業法上の発電事業者であること

② 直接の契約関係に基づき、電気事業法の小売電気事業者・登録特定送配電事業者・特定卸供給事業者に供給していること[8]

■ また、低圧太陽光については、 FIT制度の下での地域活用電源として、自家消費3割超や災害時に自立運転可能な構造といった要件の遵守を求めているところ。このため、FIP新規認定の場合においても、最低限の地域活用を求める観点から、災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供することを求めることとした。

■ なお、低圧太陽光については、これまでも、電気事業法に基づく基礎情報の届出や使用前自己確認の措置等、事業規律の強化に向けた取組を進めているが、引き続き関係審議会での検討をふまえて事業規律の

[8] 認定事業者が小売電気事業者・登録特定送配電事業者・特定卸供給事業者である場合を含む。

強化に向けた取組を進めていく。

### (8) FIP 移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更

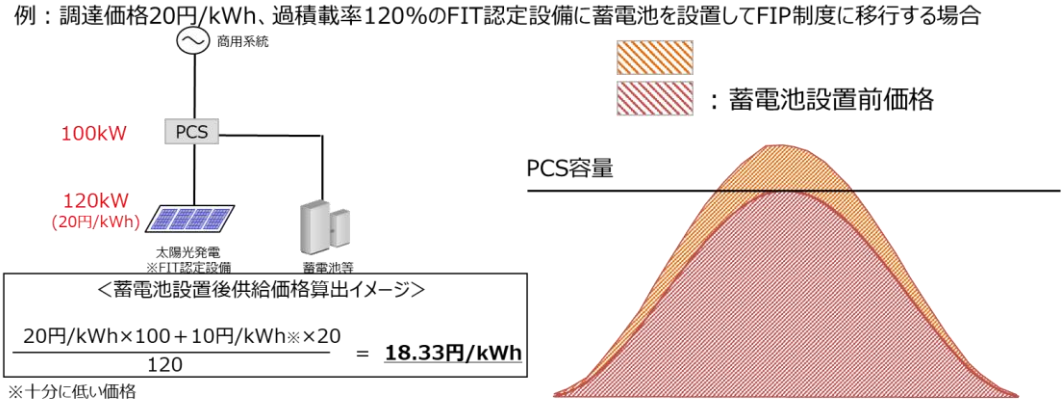
■ 現行制度では、蓄電池を発電設備に事後的に併設した場合、過積載分の供出による事後的な国民負担の増加の懸念もあることから、蓄電池の事後的な設置は最新価格への変更事由となっている。

■ 他方、こうした蓄電池の設置は、太陽光発電設備が供給タイミングのシフトをすることを可能とし、再エネの市場統合に資する取組だと考えられる。

■ このため、2022 年 8 月の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においては、国民負担の増大を抑止しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIP 移行案件について事後的に蓄電池を設置した場合の基準価格変更ルールを見直す方向性が示されているところ（参考 34）。

■ 具体的には、再エネ大量導入小委員会で示されているとおり、太陽電池の出力が PCS の出力を上回っている場合は、発電設備の出力（PCS 出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前の調達価格・基準価格と蓄電池設置年度における該当区分の基準価格）の加重平均値に変更することとした。

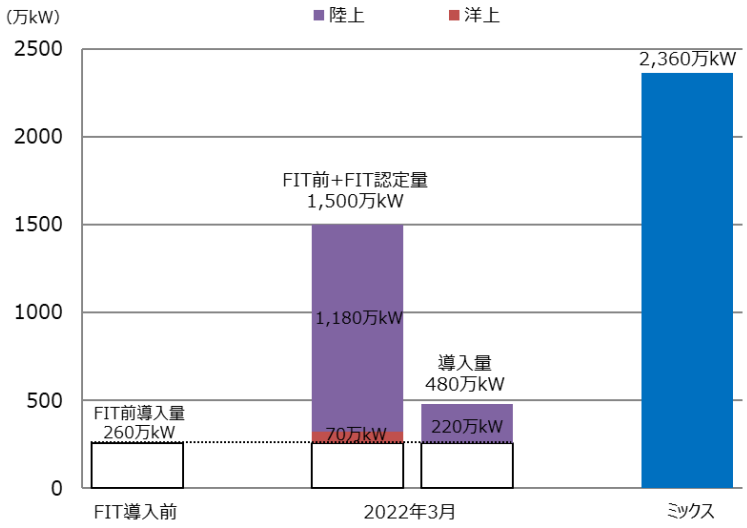
【参考 34】FIP 移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更（例）



## 2. 風力発電

■ 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･FIP 認定量は 1,500 万 kW、導入量は 480 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。（参考 35～参考 37）。

【参考 35】風力発電の FIT・FIP 認定量・導入量




※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。
※ リプレースは除く。

【参考 36】陸上風力発電（新設）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

**＜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(188) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 74(17) | 0(0) | 100(5) | 35(1) | 86(2) | 182(3) | 480(216) |
| 2016年度 | 44(2,281) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 314(63) | 0(0) | 316(16) | 232(7) | 379(9) | 1,576(19) | 2,860(2,395) |
| 2017年度 | 46(2,385) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 64(14) | 0(0) | 63(3) | 64(2) | 88(2) | 712(9) | 1,037(2,415) |
| 2018年度 | 42(2,169) | 6(118) | 0(0) | 0(0) | 80(14) | 0(0) | 86(4) | 68(2) | 120(3) | 641(8) | 1,042(2,318) |
| 2019年度 | 0(17) | 9(200) | 0(0) | 1(2) | 66(15) | 9(1) | 170(8) | 96(3) | 92(2) | 949(10) | 1,390(258) |
| 2020年度 | 0(2) | 3(54) | 0(0) | 1(1) | 63(13) | 0(0) | 192(10) | 237(7) | 438(10) | 1,829(26) | 2,763(123) |
| 2021年度 | 0(1) | 1(17) | 0(0) | 0(0) | 40(8) | 0(0) | 29(1) | 34(1) | 92(2) | 50(1) | 246(31) |
| | 136(7,082) | 18(390) | 0(0) | 2(3) | 1,037(226) | 36(4) | 1,604(80) | 1,099(33) | 1,506(35) | 6,318(81) | 11,757(7,934) |

**＜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 2013年度 | 0(4) | 0(1) | 0(0) | 0(0) | 22(11) | 10(1) | 78(4) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 110(21) |
| 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(130) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 34(8) | 8(1) | 137(7) | 34(1) | 92(2) | 0(0) | 308(149) |
| 2017年度 | 6(300) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 51(13) | 9(1) | 47(2) | 65(2) | 0(0) | 0(0) | 178(318) |
| 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(306) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 68(18) | 0(0) | 151(8) | 69(2) | 122(3) | 51(1) | 468(338) |
| 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) |
| 2021年度 | 4(221) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 83(14) | 0(0) | 95(4) | 31(1) | 48(1) | 0(0) | 261(241) |
| | 33(1,763) | 0(2) | 0(0) | 1(1) | 407(100) | 27(3) | 789(40) | 264(8) | 349(8) | 355(5) | 2,224(1,930) |

※ 2022年3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 37】陸上風力発電（リプレース）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

<FIT認定量>　単位：MW（件）

| 認定（リプレース） | -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) |
| 2021年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 9(1) | 27(2) | 33(1) | 0(0) | 123(2) | 191(6) |
| | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 1(2) | 54(19) | 16(2) | 383(20) | 159(5) | 43(1) | 123(2) | 779(51) |

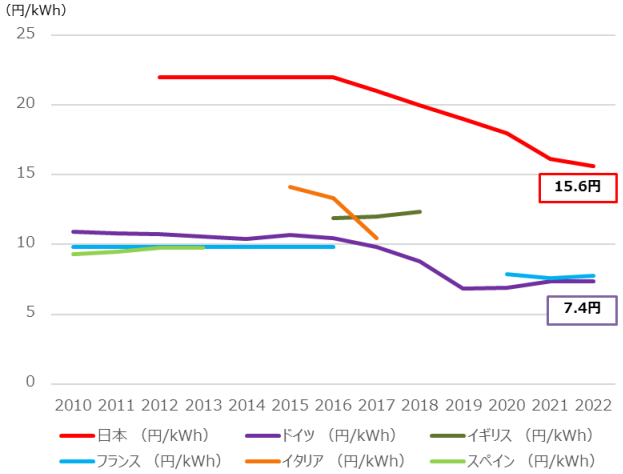
<FIT導入量>　単位：MW（件）

| 導入（リプレース） | -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) |
| 2021年度 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 3(1) | 0(0) | 34(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 37(3) |
| | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 5(2) | 0(0) | 34(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 40(4) |

※ 2022年3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。

■ 買取価格は、陸上風力発電が 16 円/kWh（2022 年度入札における上限価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が 29 円/kWh（2022 年度）などであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考 38）

【参考 38】風力発電（20,000kW）の各国の買取価格等

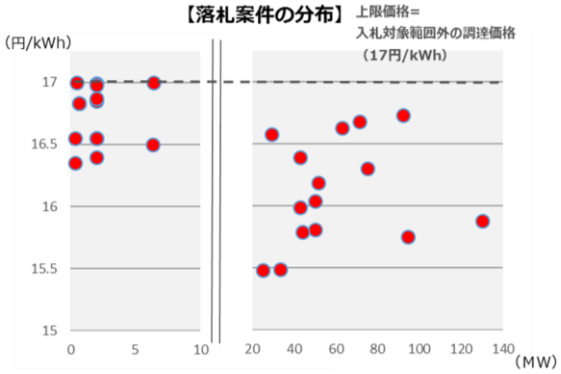



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

■ 陸上風力発電については、2021 年度から入札制を適用（対象：250kW 以上）しており、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、2021 年 10 月に実施した。

■ 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（参考 39）。

【参考 39】陸上風力発電の第 1 回入札（2021 年 10 月）の結果




| 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 |

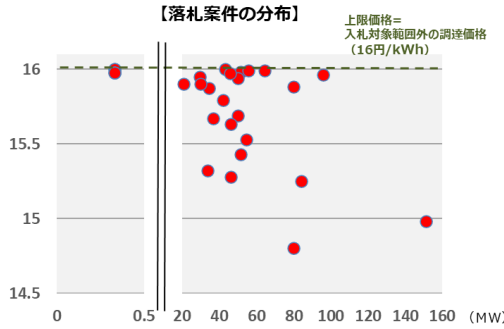
| 落札の結果 | |
|---|---|
| 上限価格 | ：17.00円／kWh |
| 落札件数･容量 | ： 32件･ 936MW |
| 平均落札価格 | ：16.16円／kWh |

■ 第２回入札は、対象 50kW 以上（ただし、FIP 区分は対象外）、上限価格を 16.00 円/kWh（事前公表）、募集容量を 1,300MWとして、2022 年 10 月に実施。

■ 応札件数・容量は 30 件・1,290MWと、募集容量 1,300MW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 15.60 円/kWh と、上限価格 16.00 円/kWh を下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。（参考 40）

【参考 40】陸上風力発電の第２回入札（2022 年 10 月）の結果




| 入札の結果 | |
|---|---|
| 入札参加申込件数･容量 | ：38件･1,646MW |
| 入札参加者の最大出力 | ： 151MW |
| 参加資格を得た件数･容量 | ：37件･1,613MW |
| 実際の入札件数･容量 | ：30件･1,290MW |

| 落札の結果 | |
|---|---|
| 上限価格 | ：16.00円／kWh |
| 落札件数･容量 | ： 30件･ 1290MW |
| 平均落札価格 | ：15.60円／kWh |

## (1) 2025 年度の陸上風力発電（新設）の入札上限価格及び調達価格等

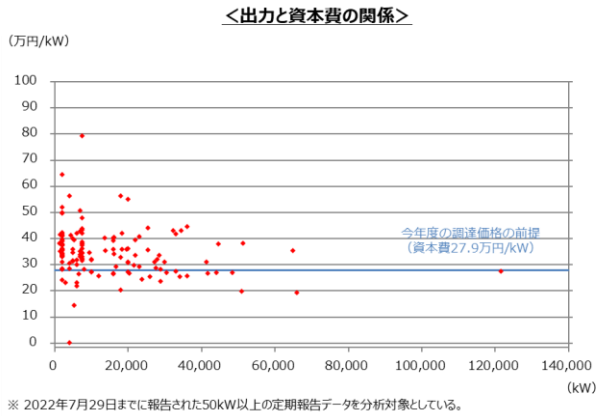
### ① 陸上風力発電（新設）の資本費

■ 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 145 件。2022 年度、2023 年度、2024 年度の調達価格等における資本費の想定値 27.9 万/kW、27.5 万円/kW、27.1 万円/kW に対して、定期報告全体での中央値は 34.7 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 31.2 万円/kW、より大規模な 30,000kW 以上では 27.5 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、27.3 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。（参考 41）。

【参考 41】陸上風力発電の規模別の資本費



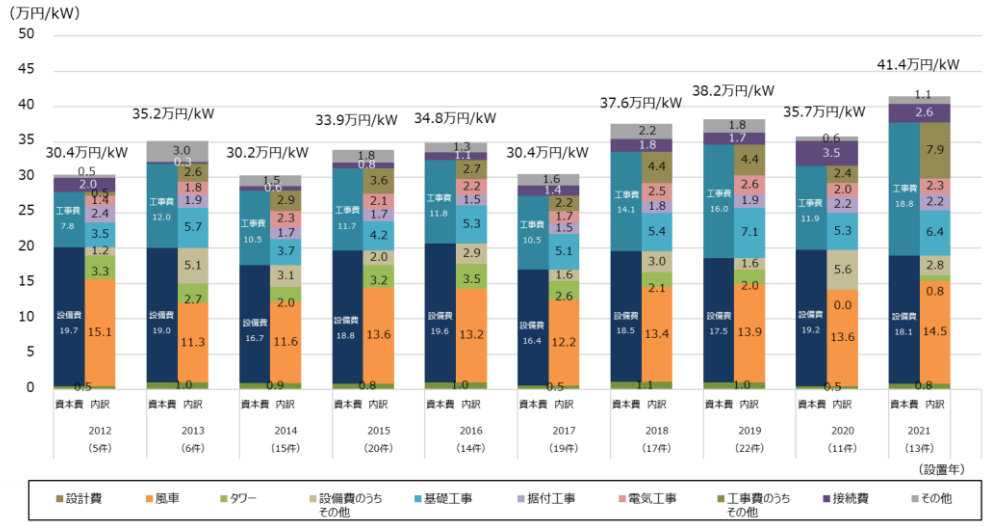

＜規模帯と資本費が低い事業の割合＞

| 規模 | 2022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（145件） | 19%（35.0/34.7） |
| 7,500kW以上（63件） | 33%（32.8/31.2） |
| 30,000kW以上（19件） | 53%（31.6/27.5） |
| 37,500kW以上（10件） | 60%（29.0/27.3） |

※括弧内は資本費の平均値／中央値

■ 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概ね横ばいの傾向（設備費は減少傾向にある一方で、工事費は増加傾向。）ただし、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。（参考 42）

【参考 42】陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移

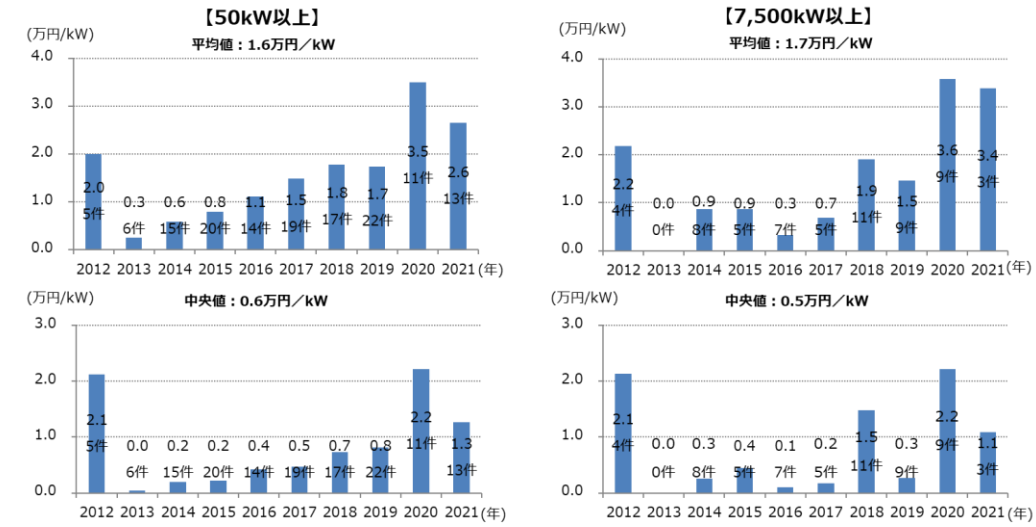



※タワーについては、風車に含めて費用を報告しているケースもあると考えられる。　※ 2022年7月29日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

■ 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 1.6 万円/kW、中央値は 0.6 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。（参考 43）

【参考 43】陸上風力発電の接続費の推移



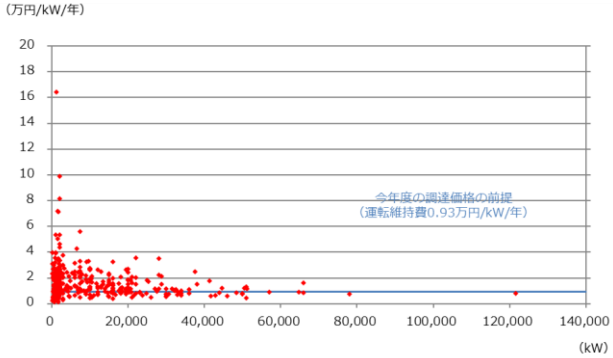

※ 2022年7月29日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

## ② 陸上風力発電の運転維持費

■ 運転維持費の定期報告データは 427 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 1.35 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 1.15 万円/kW/年、より大規模な 30,000kW 以上では 0.85 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 0.85 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。（参考 44）

【参考 44】陸上風力発電の規模別の運転維持費

<出力と運転維持費の関係>




※ 2022年7月29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。

<規模帯と運転維持費が低い事業の割合>

| 規模 | 2022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（427件） | 25%（1.66/1.35） |
| 7,500kW以上（163件） | 33%（1.35/1.15） |
| 30,000kW-（38件） | 61%（0.97/0.85） |
| 37,500kW-（21件） | 62%（1.05/0.85） |

※括弧内は資本費の平均値／中央値

## ③ 陸上風力発電の設備利用率

■ 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。

■ 2022 年度の想定値 26.8%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・中央値の多くが、26.8%を超えている。また、2023 年度・2024 年度の想定値 28.0%を超えるデータもいくつか見られる。（参考 45）

■ これまでの本委員会では、直近 3 年の各年に設置された案件の中央値を平均した値に着目してきた。その年々の風況により、ばらつきがあることもふまえ、設置年別に直近 3 年間の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2019～2021 年設置それぞれの平均値を平均した値は 30.1%、中央値を平均した値は 29.1%。

【参考 45】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

| 50kW以上全体 | | 設備利用率（平均値） | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 今年度のデータ（2021年6月～2022年5月） | 昨年度のデータ（2020年6月～2021年5月） | 2年前のデータ（2019年6月～2020年5月） | 左記3年間での各年データ平均 |
| 設置年 | 2021年 | 35.8%(3) | | | 35.8%(3) |
| | 2020年 | 27.5%(11) | 28.5%(9) | | 28.0%(20) |
| | 2019年 | 25.7%(23) | 27.9%(18) | 24.6%(6) | 26.4%(47) |
| | 2018年 | 24.7%(8) | 27.3%(7) | 32.2%(3) | 26.9%(18) |
| | 2017年 | 24.9%(20) | 27.7%(20) | 25.7%(15) | 26.1%(55) |
| | 2016年 | 26.1%(17) | 27.7%(17) | 28.4%(12) | 27.3%(46) |
| | 2015年 | 26.6%(23) | 26.6%(23) | 27.7%(21) | 26.9%(67) |
| | 2014年 | 25.0%(21) | 25.4%(19) | 26.0%(20) | 25.4%(60) |
| | 2013年 | 27.3%(10) | 27.8%(9) | 28.2%(11) | 27.8%(30) |
| | 2012年 | 18.7%(9) | 22.5%(8) | 18.2%(8) | 19.7%(25) |

平均 30.1%

※括弧内は件数

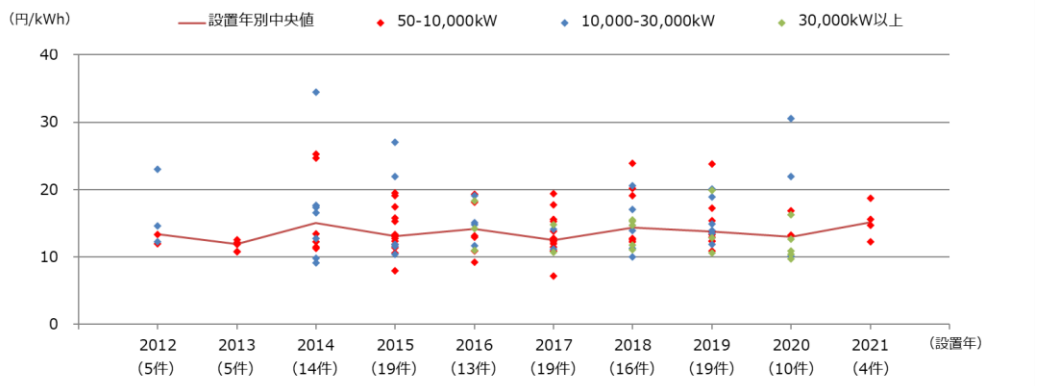
| 50kW以上全体 | | 設備利用率（中央値） | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 今年度のデータ（2021年6月～2022年5月） | 昨年度のデータ（2020年6月～2021年5月） | 2年前のデータ（2019年6月～2020年5月） | 左記3年間での各年データ平均 |
| 設置年 | 2021年 | 34.1% | | | 34.1% |
| | 2020年 | 26.8% | 29.0% | | 27.9% |
| | 2019年 | 25.1% | 27.5% | 22.9% | 25.2% |
| | 2018年 | 25.4% | 29.7% | 32.0% | 29.0% |
| | 2017年 | 25.0% | 29.1% | 25.7% | 26.6% |
| | 2016年 | 26.5% | 28.1% | 27.9% | 27.5% |
| | 2015年 | 28.1% | 25.2% | 30.1% | 27.8% |
| | 2014年 | 25.9% | 26.0% | 27.4% | 26.4% |
| | 2013年 | 29.4% | 29.5% | 29.9% | 29.6% |
| | 2012年 | 19.3% | 26.0% | 17.3% | 20.8% |

平均 29.1%

## ④ 陸上風力発電の kWh 当たり発電コスト

■ 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。（参考 46）

【参考 46】陸上風力発電の設置年別の kWh 当たりの発電コスト




※ 2022年7月29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。

## ⑤ 陸上風力発電（リプレース）のコスト動向

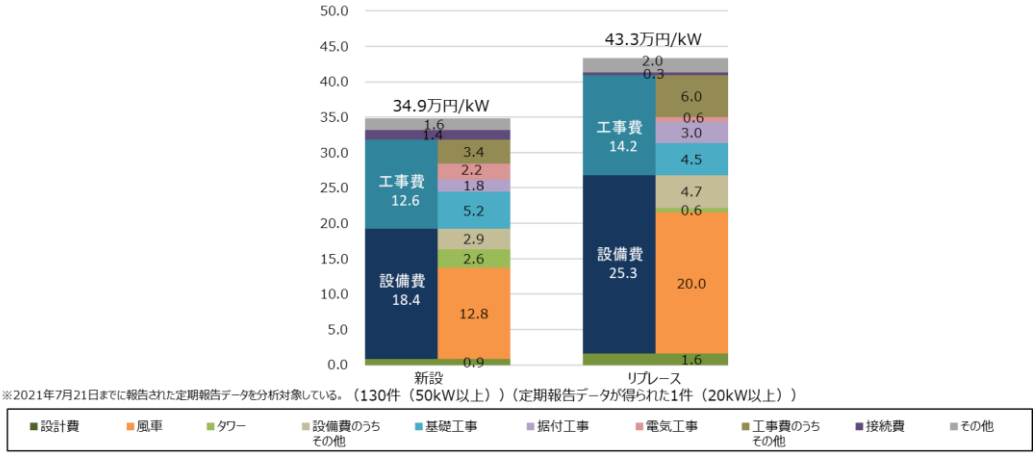
■ リプレース区分における資本費は 38.6 万円/kW であり、2022 年度の想定値（26.9 万円/kW）[9]よりも高かった。他方、件数が 3 件に限定され

[9] 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

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。

■ 運転維持費の定期報告データは 2 件で、1.7 万円/kW/年であり、想定値（0.93 万円/kW/年）を上回った。設備利用率のデータは 2 件で、平均値・中央値 35.7%であった。（参考 47）

【参考 47】陸上風力発電の新設とリプレースの資本費の比較




## ⑥ 2025 年度の入札上限価格の設定方法

■ これまでの本委員会で、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、2025 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た。その際、上限価格の諸元の設定にあたっては、以下の点に留意しつつ、検討を行うことが重要。

- 資本費の定期報告データ 147 件のうち 123 件（約 84%）、また、運転維持費の定期報告データ 427 件のうち 409 件（約 96%）が、単機出力 3MW 以下であるが、近年 4MW を超える風車の大型化が進んでいること。
- 今年度入札における平均落札価格は 15.60 円/kWh と、上限価格 16.00 円/kWh より一定程度下回っており、　こうした落札案件においては、効率的な費用水準が想定されること。
- 欧州諸国では 10 円/kWh を下回る買取価格が設定されている。日本

---

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。

の発電コストは世界と比べると依然として高い水準であること。

■ 資本費については、昨年度と同様に、37,500kW 以上の中央値に着目すると 27.3 万円/kW であり、2024 年度の想定値 27.1 万円/kW と概ね同水準であることから、2025 年度については 2024 年度の想定値を据え置くこととした。

■ 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 0.85 万円/kW/年と、2024 年度の想定値 0.93 万円/kW/年を下回る水準。こうした点もふまえ、2025 年度の想定値は 0.85 万円/kW/年とした。

■ 設備利用率については、2021 年度の想定値 25.6%を超えるデータが多く、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。これまでの本委員会では、直近 3 年の各年に設置された案件の中央値を平均した値に着目してきたことや、その年々の風況により、ばらつきがあることをふまえ、設置年別に直近３年間（2019,2020,2021 年）の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2019～2021 年設置それぞれの平均値を平均した値は 30.1%、中央値を平均した値は 29.1%。こうした分布や、風車の大型化・効率化が進んでいることもふまえ、2025 年度の想定値として、29.1%を採用することとした。

■ 運転維持費の定期報告データは 2 件で、1.7 万円/kW/年であり、想定値（0.93 万円/kW/年）を上回った。設備利用率のデータは 2 件で、平均値・中央値 35.7%であった。

**⑦ 2025 年度の入札対象範囲外の調達価格の設定方法**

■ 2025 年度の入札対象範囲外の調達価格については、 2022～2024 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た。

**(2) 2023 年度の陸上風力発電（リプレース）の調達価格・基準価格**

■ 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、2023 年度についても、入札制の対象としないこととした。

■ 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 3 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、2023 年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2022 年度までと同様、2023 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た。

【参考 48】陸上風力発電（新設・リプレース）の想定値

| 年度 | 2022年度 | | 2023年度 | | 2024年度 | | 2025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］ | 27.9 | 26.9 | 27.5 | 26.5 | 27.1 | - | 27.1 | - |
| 運転維持費［万円/kW/年］ | 0.93 | 0.93 | 0.93 | 0.93 | 0.93 | - | 0.85 | - |
| 設備利用率［%］ | 26.8 | 26.8 | 28.0 | 28.0 | 28.0 | - | 29.1 | - |
| IRR［%］ | 7 | 5 | 7 | 5 | 6 | 4 | 6 | - |

※色塗り箇所が、今回の御議論の対象

### (3) 陸上風力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象等

■ 昨年度の本委員会で、陸上風力発電については、入札結果や他の電源の FIP 対象等をふまえ、50kW 以上を 2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象として設定した。

■ 2024 年度についても、同様に陸上風力発電の電力市場への統合を促していく観点から、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。

■ なお、陸上風力については、現時点で計 11 件・約 135MW の FIP 移行認定申請が確認できている。

■ また、リプレース区分については、他の電源のリプレース区分等をふまえ、2023 年度は 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。2024 年度も同様とし、FIP 制度の動向等に注視するとした。

### (4) 着床式／浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

■ また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては、条例や港湾法に基づき海域占有許可を得た上で、小規模な洋上風力発電を導入（条例５区域、港湾５区域）が進んでいる（参考 49）。

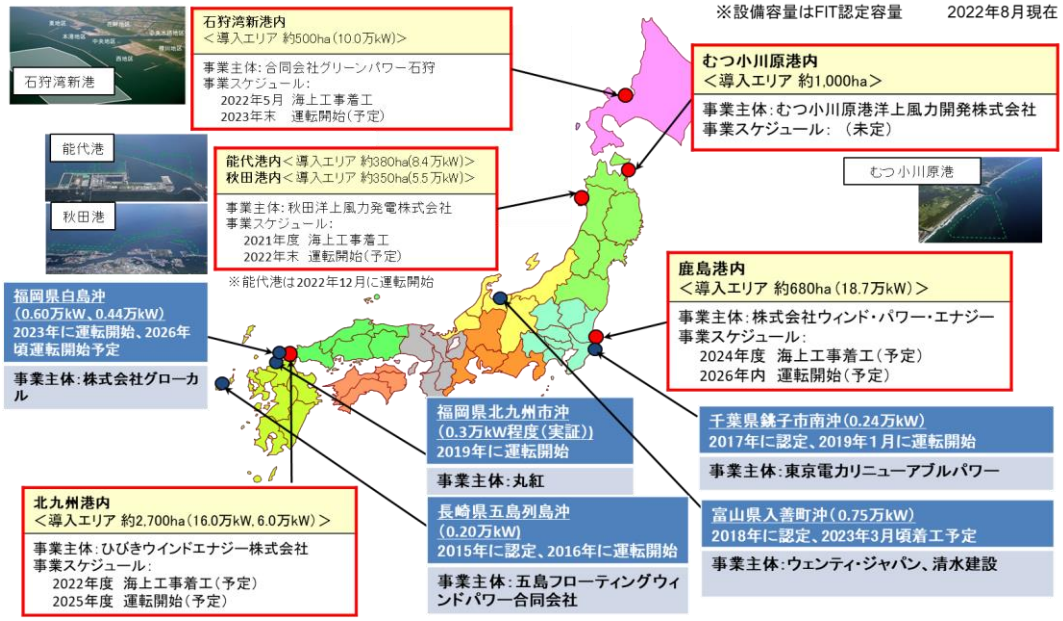
■ 洋上風力発電について、以下のとおり、資本費、運転維持費の定期報告データおよび設備利用率のデータをえられた。ただし、いずれも実証機によるものである点に留意が必要である。

➢ 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、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 2 件で、28.7%であり、想定値（30.0%）をやや下回った。

【参考 49】港湾法・都道府県条例に基づく海域占用許可



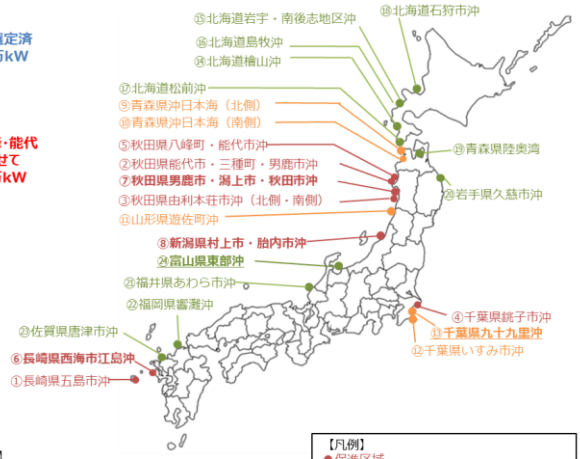

■ また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、参考 50 にあるとおり、再エネ海域利用法に基づき、各区域における協議会の進捗、促進区域指定基準への適合状況や都道府県からの情報提供をふまえ、 促進区域の指定や公募の実施、事業者選定等を進めている。

【参考 50】再エネ海域利用法の施行等の状況

| 区域名 | | 万kW |
|---|---|---|
| 促進区域 | 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（北側・南側） | 81.9 |
| | ④千葉県銚子市沖 | 39.06 |
| | ⑤秋田県八峰町・能代市沖 | 36 |
| | ⑥長崎県西海市江島沖 | 42 |
| | ⑦秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖 | 34 |
| | ⑧新潟県村上市・胎内市沖 | 35,70 |
| 有望区域 | ⑨青森県沖日本海（北側） | 30 |
| | ⑩青森県沖日本海（南側） | 60 |
| | ⑪山形県遊佐町沖 | 45 |
| | ⑫千葉県いすみ市沖 | 41 |
| | **⑬千葉県九十九里沖** | **40** |
| 一定の準備段階に進んでいる区域 | ⑭北海道檜山沖　㉙岩手県久慈市沖（浮体） | |
| | ⑮北海道岩宇・南後志地区沖　㉓福井県あわら市沖 | |
| | ⑯北海道島牧沖　㉒福岡県響灘沖 | |
| | ⑰北海道松前沖　㉑佐賀県唐津市沖 | |
| | ⑱北海道石狩市沖　**㉔富山県東部沖（着床・浮体）** | |
| | ⑲青森県陸奥湾 | |

事業者選定済 約170万kW

秋田八峰・能代沖と合わせて 約180万kW




【凡例】
※下線は2022年度に新たに追加した区域
※容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量、それ以外は系統確保容量

■ 秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖並びに千葉県銚子市沖について、再エネ海域利用法に基づき、2020 年 7 月に促進区域に指定し、2020 年 11 月～2021 年 5 月に公募を実施。当該公募で提出された公募占用計画について、学識者・専門家により構成される第三者委員会の意見と秋田県知事・千葉県知事の意見を参考にしつつ、評価を行い、事業者を選定（2021 年 12 月 24 日公表）。選定結果の詳細は参考 51 のとおり。選定事業者の供給価格は 13.26 円/kWh、11.99 円/kWh、16.49 円/kWh であった。

【参考 51】再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果

| 事業者名 | 評価点 | | | 選定事業者 |
|---|---|---|---|---|
| | 合計（240点満点） | 価格点（120点満点） | 事業実現性に関する得点（120点満点） | |
| （1）秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖の評価結果 | | | | |
| 秋田能代・三種・男鹿オフショアウィンド | 208 | 120（13.26円/kWh） | 88 | ○ |
| 公募参加事業者１ | 160.52 | 87.52 | 73 | |
| 公募参加事業者２ | 157.77 | 93.77 | 64 | |
| 公募参加事業者３ | 149.35 | 71.35 | 78 | |
| 公募参加事業者４ | 127.04 | 59.04 | 68 | |
| （2）秋田県由利本荘市沖の評価結果 | | | | |
| 秋田由利本荘オフショアウィンド | 202 | 120（11.99円/kWh） | 82 | ○ |
| 公募参加事業者５ | 156.65 | 83.65 | 73 | |
| 公募参加事業者６ | 149.73 | 58.73 | 91 | |
| 公募参加事業者７ | 144.20 | 78.20 | 66 | |
| 公募参加事業者８ | 140.58 | 62.58 | 78 | |
| （3）千葉銚子市沖の評価結果 | | | | |
| 千葉銚子オフショアウィンド | 211 | 120（16.49円/kWh） | 91 | ○ |
| 公募参加事業者９ | 185.6 | 87.60 | 98 | |

※なお、価格点については、公募占用指針に基づき右記の計算式により算出（計算式：価格点＝120点 ×（最も低い供給価格/当該事業者の供給価格））

① 2024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

■ 昨年度の本委員会では、着床式洋上風力発電（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ると、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年度については、改めて入札制を適用することとした。

■ 足元においても、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。

② 2025年度の浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格・基準価格

■ 国内における洋上風力発電のFIT導入件数・導入容量は2件・4MW、FIT認定件数・認定容量は11件・668MWとなっている（2022年６月時点）。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、長崎県五島市沖における浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募の選定事業者の供給価格は、2024年度までの浮体式洋上風力発電の調達価格・基準価格と同じ36円/kWhである。

■ 加えて、浮体式洋上風力発電は、国内においても、需要喚起、技術開発や人材育成といった取組の着実な進展がみられるものの、国内外においても、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていない。

■ 浮体式洋上風力発電については、上述の動向をふまえ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大を見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であることから、引き続き、2024年度の想定値を維持することとした。

■ その上で、技術開発や環境整備の進展、海外における動向等をふまえて、今後、想定値の設定の仕方を含め、検討することとした。

(5) 洋上風力発電の2025年度にFIP制度のみ認められる対象等

■ 昨年度の本委員会で、着床式洋上風力発電については、再エネ海域利

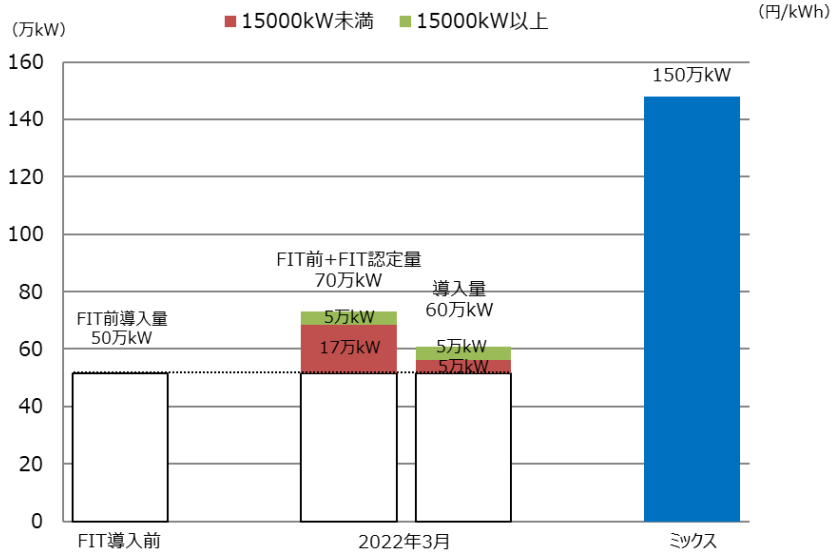
用法適用対象の公募における複数事業者の参加状況・評価結果や将来的なアジア市場等への展開を見据えた国内の環境整備等をふまえて、2024 年度より FIP 制度のみ認められる対象とした。一方で、浮体式洋上風力発電については、国内外においても、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていないことをふまえて、2024 年度も FIP 制度のみ認められる対象を設けないこととした。

■ 足元においても、こうした状況は変わらないことから、2025 年度についても、2024 年度と同様とした。

## 3. 地熱発電

■ 地熱発電については、エネルギーミックス（150 万 kW）の水準に対して、2022 年 3 月末時点では、FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 70 万 kW、導入量は 60 万 kW。特に、2021 年度の認定量は以前と比べて大幅に増加しており、その要因や今後の動向によく留意していく必要がある。（参考 52、参考 53）

【参考 52】地熱発電の FIT・FIP 認定量・導入量




※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考 53】地熱発電の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

**＜地熱発電（新設）のFIT認定量＞** 単位：kW（件）

| 認定（新設） | 100kW未満 | 100kW以上 500kW未満 | 500以上 1,000kW未満 | 1,000kW以上 2,000kW未満 | 2,000以上 7,500kW未満 | 7,500以上 15,000kW未満 | 15,000kW以上 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 97(2) | 225(2) | 0(0) | 3,405(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 3,727(6) |
| 2013年度認定 | 161(3) | 440(1) | 500(1) | 0(0) | 9,330(2) | 0(0) | 0(0) | 10,431(7) |
| 2014年度認定 | 342(9) | 215(2) | 0(0) | 0(0) | 12,049(2) | 0(0) | 46,199(1) | 58,805(14) |
| 2015年度認定 | 203(5) | 2,905(17) | 1,100(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 4,208(24) |
| 2016年度認定 | 424(8) | 2,212(11) | 550(1) | 0(0) | 4,444(1) | 0(0) | 0(0) | 7,630(21) |
| 2017年度認定 | 99(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 99(2) |
| 2018年度認定 | 320(7) | 480(1) | 720(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 1,520(9) |
| 2019年度認定 | 50(1) | 250(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 14,900(1) | 0(0) | 15,200(3) |
| 2020年度認定 | 278(6) | 280(1) | 625(1) | 1,998(1) | 10,938(3) | 14,990(1) | 0(0) | 29,109(13) |
| 2021年度認定 | 233(5) | 1,125(4) | 1,745(3) | 0(0) | 22,375(5) | 14,999(1) | 0(0) | 40,477(18) |
| 合計 | 2,209(48) | 8,132(40) | 5,240(9) | 5,403(3) | 59,136(13) | 44,889(3) | 46,199(1) | 171,208(117) |

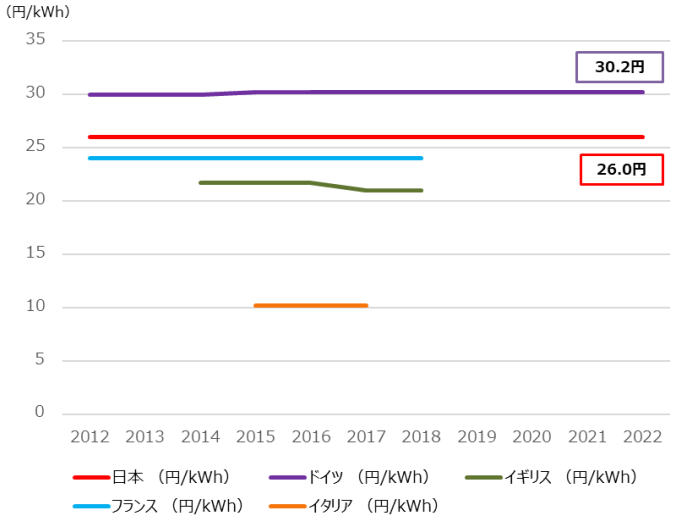
**＜地熱発電（新設）のFIT導入量＞** 単位：kW（件）

| 導入（新設） | 100kW未満 | 100kW以上 500kW未満 | 500以上 1,000kW未満 | 1,000kW以上 2,000kW未満 | 2,000以上 7,500kW未満 | 7,500以上 15,000kW未満 | 15,000kW以上 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 97(2) | 225(2) | 0(0) | 3,405(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 3,727(6) |
| 2013年度認定 | 161(3) | 440(1) | 500(1) | 0(0) | 9,330(2) | 0(0) | 0(0) | 10,431(7) |
| 2014年度認定 | 342(9) | 215(2) | 0(0) | 0(0) | 12,049(2) | 0(0) | 46,199(1) | 58,805(14) |
| 2015年度認定 | 134(4) | 2,905(17) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 3,039(21) |
| 2016年度認定 | 375(7) | 1,122(7) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 1,497(14) |
| 2017年度認定 | 99(2) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 99(2) |
| 2018年度認定 | 274(6) | 480(1) | 720(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 1,474(8) |
| 2019年度認定 | 50(1) | 250(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 300(2) |
| 2020年度認定 | 229(5) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 229(5) |
| 2021年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 合計 | 1,761(39) | 5,637(31) | 1,220(2) | 3,405(2) | 21,379(4) | 0(0) | 46,199(1) | 79,601(79) |

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。
※リプレース区分については、全設備更新で16,600kW（２件）の認定、地下設備流用で28,185kW（２件）の認定･導入（導入は13,195kW（１件）のみ）がある。

■ 2022 年度の買取価格は、15,000kW 以上で 26 円/kWh、15,000kW 未満で 40 円/kWh である。（参考 54）

【参考 54】地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格




※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である。ただし、
イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

## (1) 地熱発電のコスト動向

### ① 地熱発電の資本費・運転維持費

■ 15,000kW 未満の資本費の定期報告データは 58 件、運転維持費の定期報告データは 36 件。

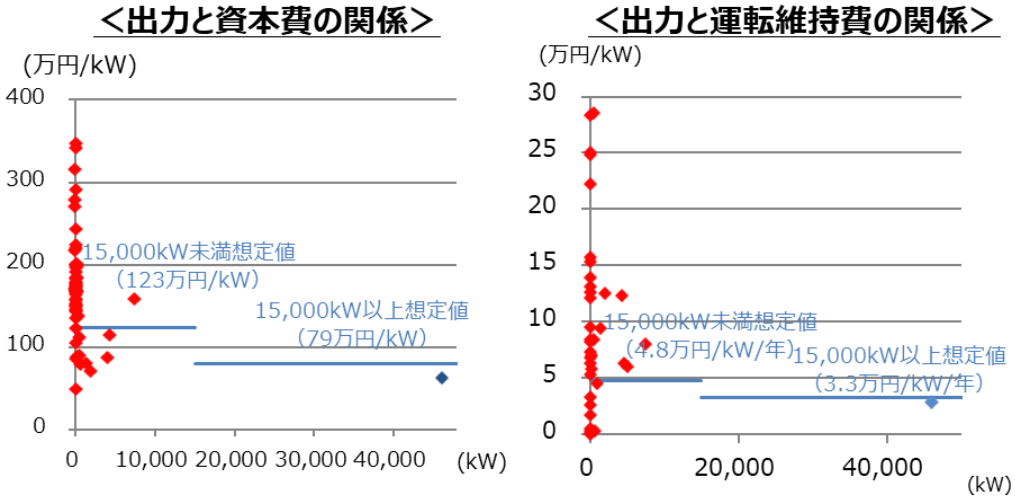
■ 資本費の平均値は 171 万円/kW、中央値は 168 万円/kW となり、想定値（123 万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は 9.8 万円/kW/年、中央値は 8.1 万円/kW/年となり、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回った。一方で、中規模（1,000-7,500kW）案件では、導入件数が少ないものの、平均値は 102 万円/kW と想定値（123 万円/kW）を下回っており、効率的に設置ができていることが確認された。

■ 15,000kW 以上の資本費及び運転維持費の定期報告データは 1 件。資本費は 61 万円/kW となり、想定値（79 万円/kW）を下回った。また、運転維持費は 2.8 万円/kW/年となり、想定値（3.3 万円/kW/年）を下回った。

■ リプレース区分の資本費及び運転維持費の定期報告データは 1 件（15,000kW 未満・地下設備流用区分）。資本費が 69 万円/kW となり、想定値（77 万円/kW）を下回った。また、運転維持費は 3.1 万円/kW/年

となり、想定値（4.8 万円/kW/年）を下回った。（参考 55）

【参考 55】地熱発電の出力と資本費・運転維持費の関係




※資本費・運転維持費については、2022年7月29日時点までに報告された定期報告を分析対象としている。

■ より詳細に資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、資本費について、100kW 未満は平均値 194 万円/kW、100-1,000kW は平均値 154 万円/kW となっている一方、データが少ない点に留意が必要であるが、1,000-7,500kW は平均値 102 万円/kW、15,000kW 以上は 61 万円/kW となっており、1,000kW を超えると特に低コストでの設置が可能となる。運転維持費については、得られたデータが少ない点に留意が必要ではあるが、規模によるコストの違いはみられなかった。（参考 56）

【参考 56】地熱発電の規模別のコスト動向

| | -100kW | 100-1,000kW | 1,000-7,500kW | 7,500-15,000kW | 15,000kW- |
|---|---|---|---|---|---|
| 認定件数<br>導入件数<br>（新設） | 48件<br>39件 | 49件<br>33件 | 16件<br>6件 | 3件<br>0件 | 1件<br>1件 |
| 資本費<br>平均値<br>(万円/kW) | 194 | 154 | 102 | — | 61 |
| 運転維持費<br>平均値<br>(万円/kW/年) | 9.1 | 11.9 | 9.1 | — | 2.8 |

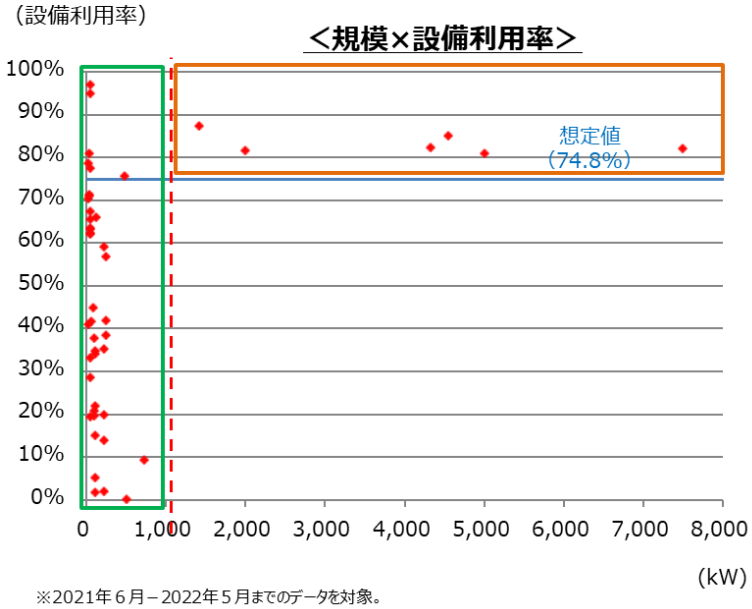
## ② 地熱発電の設備利用率

■ 15,000kW 未満の設備利用率データは、ばらつきが大きいものの平均値は 50.7%、中央値は 58.0%となっており、想定値（74.8%）を下回っ

た。一方で、1,000kW 以上 15,000kW 未満に着目すると、その設備利用率データの平均値は 83.8%、中央値は 82.3%となっており、想定値を上回った。15,000kW 以上の設備利用率データは 1 件で、設備利用率は 79.6%であり、想定値（73.9%）を上回った。（参考 57）

■ なお、運転開始後の設備利用率の低下状況を確認するため、運転開始後経過年数と設備利用率の関係を分析すると、運転開始年数の経過につれて、全体として、横ばいの傾向があった。

【参考 57】地熱発電の出力と設備利用率の関係

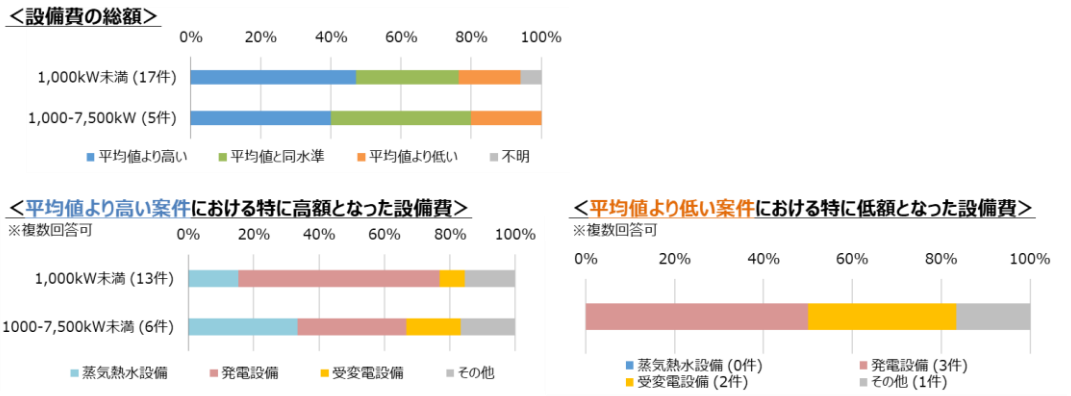



### ③ 地熱発電のコスト調査

■ 地熱発電の資本費や設備利用率等のコスト動向の詳細を把握するため、2022 年 9 ～10 月に、稼働済の FIT 認定設備 65 件に対して、アンケート調査を実施した（回答件数は 23 件、回答率 35%）。具体的には、各案件の設備費や設備利用率等が、平均的な値または事業計画時の想定と比べて高い／同水準／低いかどうか、また、その高い／低いの理由等に関して、質問した。

■ 設備費が平均より高額となってしまった案件では、特に発電設備や蒸気熱水設備が平均より高額となっており、その主な理由としては、求める設備仕様に対応可能なメーカーの選択肢が限られており、多数の見積を基に検討することができなかったことや設備仕様が過大となってしまったことが挙げられる。（参考 58）

【参考 58】地熱発電のコスト調査結果（設備費）

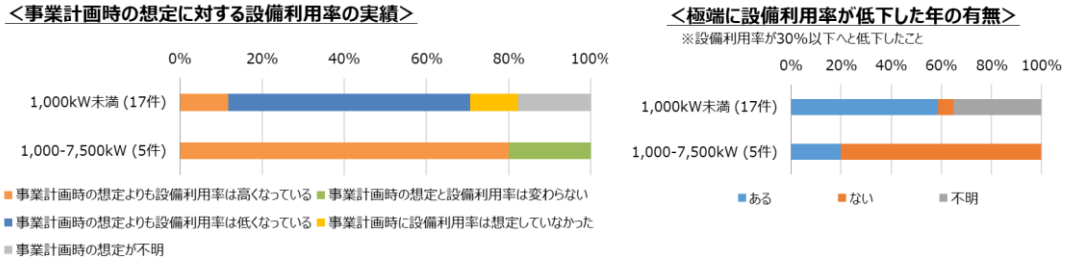



＜高額となった主な理由＞ ※複数回答可

- 求める設備仕様に対応可能なメーカーが少なく、価格交渉が行えなかったため。（11件、うち８件が発電設備について）
- 設備仕様が過大となったため。（６件、うち３件が発電設備について）
- 為替の影響により海外メーカーの製品の価格が上昇したため。（１件、うち１件発電設備について）

■ また、設備利用率については、特に 1,000kW 未満の案件において、事業計画時の想定より設備利用率が低くなり、また、極端に設備利用率が低下することが多い傾向。また、設備利用率が高い／低いを左右する要因としては、適切なメンテナンスの実施が多く挙げられた。（参考 59）

【参考 59】地熱発電のコスト調査結果（設備利用率）




＜設備利用率が高い案件における工夫＞ ※複数回答可

- 定期的な設備メンテナンスにより、適切な設備管理の実施。（６件）
- 定期的な坑井のメンテナンスにより、適切な地熱流体管理の実施。（１件）
- 設備利用率の維持のため、蒸気・熱水を計画的に取り出している。（２件）

＜設備利用率が低い案件における理由＞ ※複数回答可

- 設備の故障・修繕が発生したため。（４件）
- 設備の長期点検・停止が必要となったため。（２件）
- 坑井の詰まりにより、蒸気・熱水量が低下したため。（１件）
- 自然要因により蒸気・熱水が減衰したため。（１件）

## (2) 地熱発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象等

■ これまでの本委員会では、以下の理由から、 2024 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象を、1,000kW 以上とした。

- 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが 1,000kW 未満と

1,000kW 以上で、分布の傾向が異なっていたこと

- 地熱発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること

■ 上述のとおり、地熱発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切である。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると比較的低コストでの事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費の分散も大きい。また、今年度から FIP 制度が開始する中で、1,000kW 以上については、FIP 制度のみ認められることとしており、FIP 制度の動向についてもふまえることが重要。

■ 以上をふまえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象について、2025 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とした。

■ また、全設備更新や地下設備流用の区分等はいずれも認定・導入実績が限られるが、地熱発電の電源特性は、新設も全設備更新も地下設備流用も同様と考えられることから、2024 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる対象を 1,000kW 以上とした。同様の考え方に基づき、2025 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とした。

### (3) 地熱発電の 2025 年度の調達価格・基準価格

#### ① 15,000kW 未満（新設）について

■ コストデータやコスト調査の結果に基づけば、

- 資本費・運転維持費：平均値・中央値いずれも、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回っている。ただし、資本費については、1,000kW 以上の中規模案件では、平均値は想定値を下回っており、効率的な事業実施ができている。また、調査結果に基づけば、1,000kW 未満で資本費が高い理由の１つとしては、発電設備の選択肢が限られており、過大な設備仕様になってしまうこと等があげられる。

- 設備利用率：平均値・中央値いずれも、 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回っている。ただし、1,000kW 以上の中規模案件では、平均値・中央値は想定値を上回っており、効率的な

事業実施ができている。また、調査結果等に基づけば、特に設備利用率が低い 1,000kW 未満については、適切なメンテナンスの実施により設備利用率の向上も期待できる。

■ 調達価格・基準価格の設定にあたっては、このように、中規模案件では効率的な事業実施ができていることや、特に設備利用率については小規模案件においても改善が期待できること、また、価格目標で中長期的な自立化を目指していることや、15,000kW 未満／以上の間の価格差が適切な事業規模での導入拡大に影響を与えている可能性があることをふまえることが重要。

■ 一方で、15,000kW 未満全体で見れば想定値ほどに安価に事業実施できていないことや、世界的にも価格低減が進んでいるとはいえない状況もふまえ 、2025 年度の調達価格・基準価格については、2024 年度の想定値を維持することとして、今後、2030 年の導入目標に向けた導入ペースの加速化や 15,000kW 未満／以上の間の価格差による適切な事業規模での導入拡大への影響等も勘案しつつ、資本費や設備利用率等の想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）や調達価格・基準価格の区分のあり方の見直し等も検討することとした。

② 15,000kW 以上（新設）について

■ 導入済み１件のコストデータによれば、資本費・運転維持費は 2024 年度の基準価格における想定値を下回っており、設備利用率は想定値と同程度であるが、まだ報告数が１件のみと少ない。このため、動向を注視することとし、2025 年度の基準価格については、2024 年度の想定値を維持することとした。

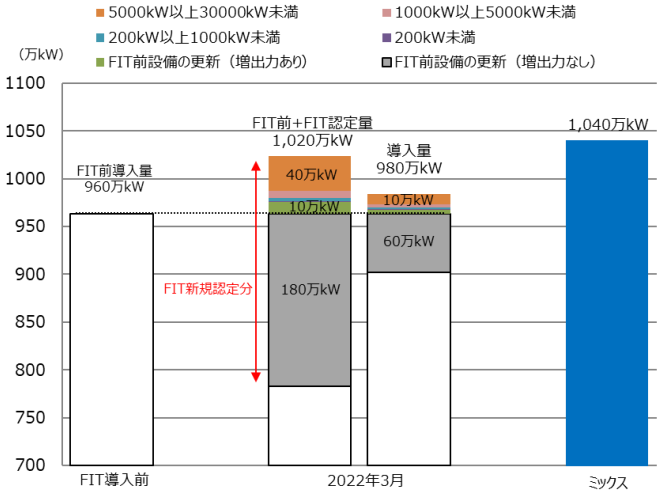
③ 全設備更新や地下設備流用の区分等について

■ 15,000kW 未満における地下設備流用区分の１件のみしか導入実績がない。また、全設備更新や地下設備流用の区分等の調達価格・基準価格における資本費は、新設の区分等の調達価格・基準価格における資本費の想定値から、接続費や地下設備の費用を差し引いた値を想定している。これらをふまえ、全設備更新や地下設備流用の区分等についても、新設の区分等と同様、引き続き、2025 年度の 15,000kW 未満／以上の調達価格・基準価格については、それぞれ 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

## 4. 中小水力発電

■ 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,040 万 kW）の水準に対して、 2022 年 3 月末時点の FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 1,020 万 kW、導入量は 980 万 kW。特に、2021 年度の認定量は以前と比べて大幅に増加しており、その要因や今後の動向によく留意していく必要がある。（参考 60～参考 62）。

【参考 60】中小水力発電の FIT・FIP 認定量・導入量




※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。
※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

【参考 61】中小水力発電（新設）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

＜中小水力発電（新設）のFIT認定量＞　単位：kW（件）

| 認定（新設） | 200kW未満 | 200kW以上 1,000kW未満 | 1,000以上 5,000kW未満 | 5,000以上 30,000kW未満 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 2,409(31) | 7,877(15) | 12,394(5) | 54,251(5) | 76,932(56) |
| 2013年度認定 | 5,434(55) | 11,112(19) | 18,120(9) | 186,381(15) | 221,048(98) |
| 2014年度認定 | 10,459(107) | 20,745(37) | 50,527(22) | 228,859(21) | 310,590(187) |
| 2015年度認定 | 4,014(51) | 7,079(14) | 5,100(2) | 59,640(4) | 75,833(71) |
| 2016年度認定 | 5,218(57) | 6,882(15) | 5,527(3) | 193,514(13) | 211,141(88) |
| 2017年度認定 | 1,813(26) | 2,870(6) | 7,999(2) | 47,641(4) | 60,323(38) |
| 2018年度認定 | 3,518(58) | 864(2) | 6,303(3) | 21,830(1) | 32,515(64) |
| 2019年度認定 | 3,338(44) | 5,757(9) | 20,866(7) | 27,600(3) | 57,561(63) |
| 2020年度認定 | 3,897(53) | 10,234(17) | 33,039(10) | 70,580(4) | 117,750(84) |
| 2021年度認定 | 9,970(119) | 21,163(36) | 90,924(31) | 294,074(18) | 416,131(204) |
| 合計 | 50,070(601) | 94,582(170) | 250,799(94) | 1,184,371(88) | 1,579,822(953) |

＜中小水力発電（新設）のFIT導入量＞　単位：kW（件）

| 導入（新設） | 200kW未満 | 200kW以上 1,000kW未満 | 1,000以上 5,000kW未満 | 5,000以上 30,000kW未満 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 2,409(31) | 7,877(15) | 12,394(5) | 54,251(5) | 76,932(56) |
| 2013年度認定 | 5,434(55) | 11,112(19) | 18,120(9) | 150,318(13) | 184,984(96) |
| 2014年度認定 | 10,307(106) | 19,415(35) | 50,527(22) | 185,407(17) | 265,655(180) |
| 2015年度認定 | 3,619(48) | 7,079(14) | 1,900(1) | 43,105(3) | 55,703(66) |
| 2016年度認定 | 4,925(55) | 6,222(14) | 5,527(3) | 15,330(2) | 32,003(74) |
| 2017年度認定 | 1,793(25) | 2,870(6) | 7,999(2) | 16,000(1) | 28,662(34) |
| 2018年度認定 | 3,449(55) | 864(2) | 6,303(3) | 0(0) | 10,616(60) |
| 2019年度認定 | 2,791(36) | 3,569(5) | 8,280(3) | 7,200(1) | 21,840(45) |
| 2020年度認定 | 2,560(41) | 2,141(5) | 1,000(1) | 0(0) | 5,701(47) |
| 2021年度認定 | 499(12) | 593(1) | 0(0) | 0(0) | 1,092(13) |
| 合計 | 37,786(464) | 61,741(116) | 112,050(49) | 471,611(42) | 683,188(671) |

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 62】中小水力発電（既設導水路活用型）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

**＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT認定量＞**　単位：kW（件）

| 認定<br>（既設導水路活用型） | 200kW未満 | 200kW以上<br>1,000kW未満 | 1,000以上<br>5,000kW未満 | 5,000以上<br>30,000kW未満 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2013年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2014年度認定 | 0(0) | 5,888(8) | 8,006(2) | 12,333(1) | 26,227(11) |
| 2015年度認定 | 0(0) | 3,925(7) | 1,007(1) | 33,801(3) | 38,733(11) |
| 2016年度認定 | 198(1) | 3,413(5) | 3,186(1) | 122,288(10) | 129,086(17) |
| 2017年度認定 | 0(0) | 0(0) | 3,000(1) | 16,200(1) | 19,200(2) |
| 2018年度認定 | 0(0) | 627(1) | 4,650(1) | 0(0) | 5,277(2) |
| 2019年度認定 | 0(0) | 1,040(2) | 6,853(3) | 24,842(2) | 32,735(7) |
| 2020年度認定 | 199(1) | 3,522(5) | 10,296(5) | 132,570(9) | 146,587(20) |
| 2021年度認定 | 162(3) | 20,593(33) | 93,741(39) | 322,376(25) | 436,872(100) |
| 合計 | 559(5) | 39,008(61) | 130,738(53) | 664,410(51) | 834,716(170) |

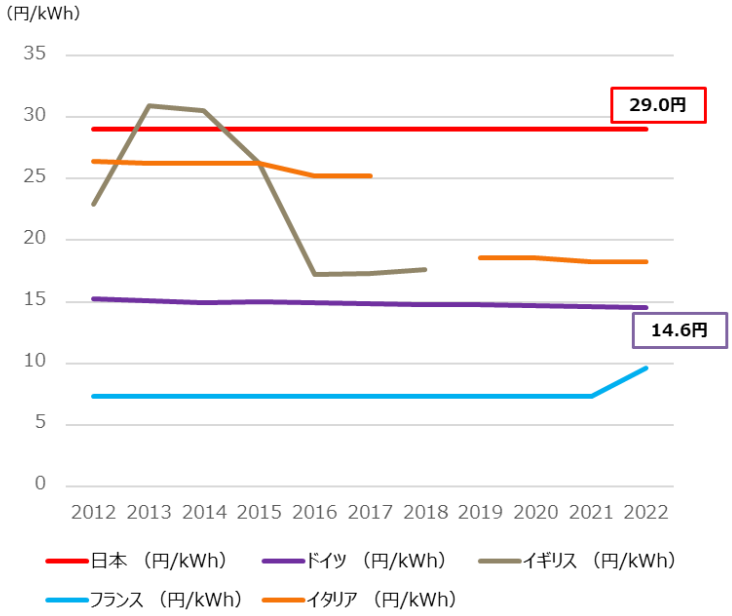
**＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT導入量＞**　単位：kW（件）

| 導入<br>（既設導水路活用型） | 200kW未満 | 200kW以上<br>1,000kW未満 | 1,000以上<br>5,000kW未満 | 5,000以上<br>30,000kW未満 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2013年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2014年度認定 | 0(0) | 5,888(8) | 3,546(1) | 12,333(1) | 21,767(10) |
| 2015年度認定 | 0(0) | 3,596(6) | 1,007(1) | 33,801(3) | 38,404(10) |
| 2016年度認定 | 198(1) | 3,413(5) | 3,186(1) | 15,654(2) | 22,452(9) |
| 2017年度認定 | 0(0) | 0(0) | 3,000(1) | 16,200(1) | 19,200(2) |
| 2018年度認定 | 0(0) | 627(1) | 4,650(1) | 0(0) | 5,277(2) |
| 2019年度認定 | 0(0) | 770(1) | 6,853(3) | 0(0) | 7,623(4) |
| 2020年度認定 | 199(1) | 700(1) | 3,996(3) | 11,600(1) | 16,495(6) |
| 2021年度認定 | 0(0) | 954(1) | 9,212(4) | 0(0) | 10,166(5) |
| 合計 | 397(2) | 15,948(23) | 35,449(15) | 89,588(8) | 141,382(48) |

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■　2022 年度の買取価格は、200kW 以上 1,000kW 未満で 29 円/kWh などであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考 63）

【参考 63】中小水力発電（200kW）の各国の価格




※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である。
フランスは発電効率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。

## (1) 中小水力発電のコスト動向

■ 資本費の定期報告データはFIT制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年どおり、FIT 制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。

### ① 中小水力発電の資本費

■ 200kW 未満の資本費の定期報告データは 464 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(441 件)、平均値 297 万円/kW、中央値 225 万円/kW。補助金案件が多く含まれる 100kW 未満及び異常値除外のため 300 万円/kW 以上の高額案件を除くと、平均値 172 万円/kW、中央値 169 万円/kW となる。想定値（100 万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

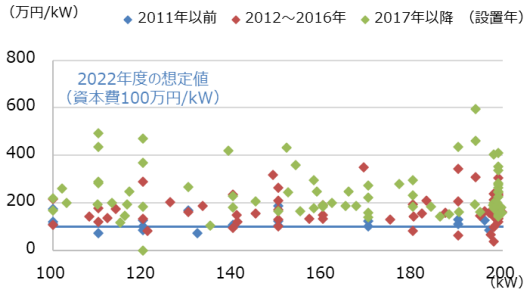
■ 200kW 以上 1,000kW 未満の定期報告データは 184 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（140 件)、平均値 134 万円/kW、中央値 108 万円。異常値除外のため 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 118 万円/kW、中央値 105 万円/kW となる。想定値（80 万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

■ 1,000kW 以上 5,000kW 未満の資本費のデータは 102 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（51 件)、平均値 193 万円/kW、中央値 90 万円/kW。想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 92 万円/kW、中央値 87 万円/kW となり、想定値（93 万円/kW）と概ね同水準となる。

■ 5,000kW 以上 30,000kW 未満の資本費のデータは 61 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（28 件)、平均値 86 万円/kW、中央値 37 万円/kW。想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 50 万円/kW、中央値 36 万円/kW となり、2022 年度の想定値（69 万円/kW）を下回る。ただし、2023 年度の想定値（51 万円/kW）とは概ね同水準。(参考 64)

【参考 64】中小水力発電（新設）の出力と資本費の関係

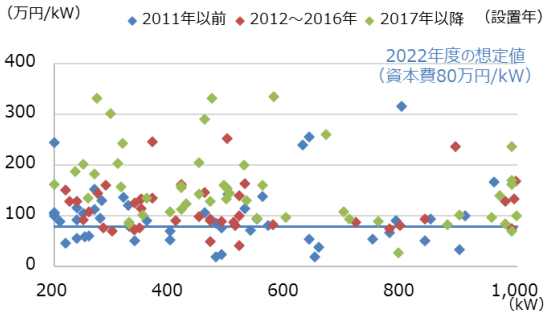
＜200kW 未満＞




| 200kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 118.3 | 157.9 | 201.5 |
| 中央値（万円/kW） | 111.4 | 154.9 | 195.0 |

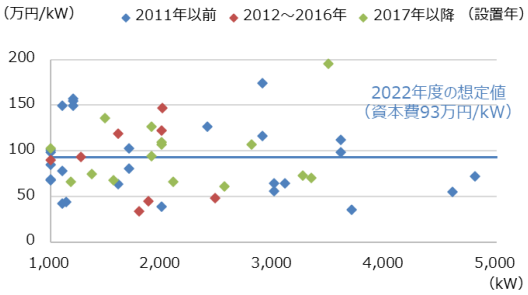
※ただし、新設は、平均値・中央値は補助金案件が多く含まれる100kW未満については除外している

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



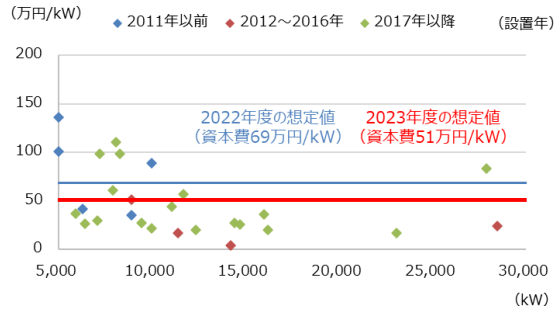

| 200-1,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 96.0 | 116.9 | 142.9 |
| 中央値（万円/kW） | 91.9 | 100.6 | 135.3 |

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞




| 1,000-5,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 91.0 | 87.4 | 97.1 |
| 中央値（万円/kW） | 80.7 | 91.6 | 94.3 |

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞




| 5,000-30,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 81.0 | 24.3 | 46.9 |
| 中央値（万円/kW） | 89.4 | 20.6 | 33.0 |

- 既設導水路活用型[10]については、200kW 未満（23 件）の平均値は 180 万円/kW、中央値は 170 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回る。また、200kW 以上 1,000kW 未満（44 件）の平均値は 76 万円/kW、中央値は 69 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回る。

- 1,000kW 以上 5,000 未満（51 件）の平均値は 44 万円/kW、中央値は 37 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）と概ね同水準。また、5,000kW 以上 30,000kW 未満（33 件）の平均値は 26 万円/kW、中央値 20 万円/kW となり、2022 年度の想定値（34.5 万円/kW）を下回る。ただし、2023 年度の想定値（26 万円/kW）とは概ね同水準。

- 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 394 件。平均値 5.9 万円/kW/年、中央値 3.9 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下

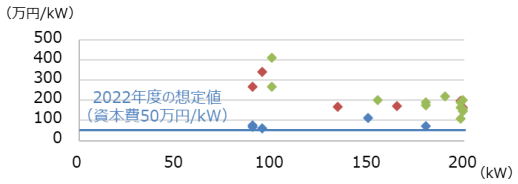
10 これらは想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除いたデータである。

回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。

■ 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費の定期報告データは 215 件。平均値 3.6 万円/kW/年、中央値 2.4 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。（参考 65）

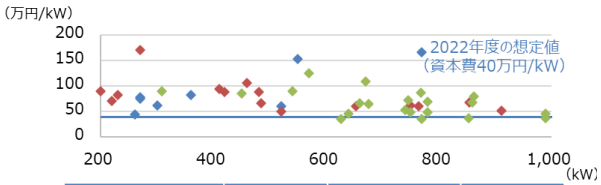
【参考 65】中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係

＜200kW 未満＞



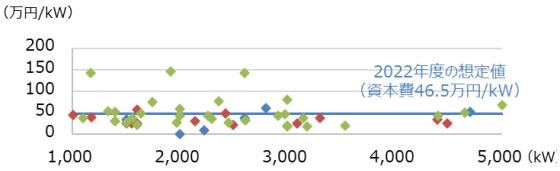

| 200kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 78.3 | 192.9 | 183.7 |
| 中央値（万円/kW） | 73.6 | 169.7 | 190.9 |

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



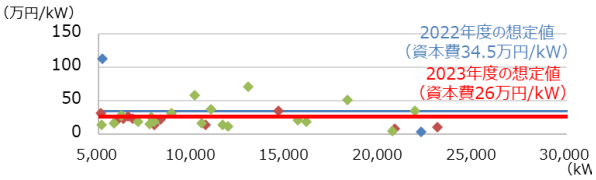

| 200-1,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 90.7 | 81.0 | 66.7 |
| 中央値（万円/kW） | 76.9 | 71.6 | 66.1 |

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞




| 1,000-5,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 32.4 | 33.6 | 51.0 |
| 中央値（万円/kW） | 36.1 | 29.6 | 42.4 |

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞




| 5,000-30,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 58.0 | 20.4 | 26.4 |
| 中央値（万円/kW） | 58.0 | 22.2 | 19.5 |

### ② 中小水力発電の運転維持費

■ 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 394 件。平均値 5.9 万円/kW/年、中央値 3.9 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。

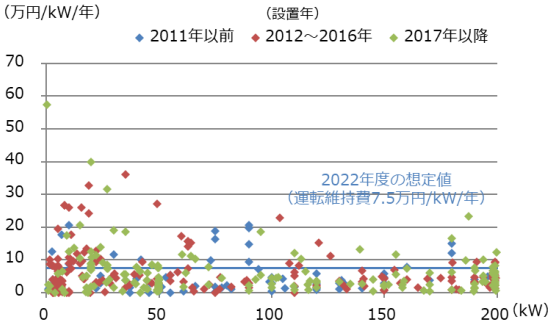
■ 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費の定期報告データは 215 件。平均値 3.6 万円/kW/年、中央値 2.4 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。

■ 1,000kW 以上 5,000kW 未満の運転維持費のデータは 92 件。平均値 2.5 万円/kW/年、中央値 2.1 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）を上回るが、分散が大きい。

■ 5,000kW 以上 30,000kW 未満の運転維持費のデータは 56 件。平均値 1.3 万円/kW/年、中央値 1.1 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）をやや上回るが、分散が大きい。（参考 66）

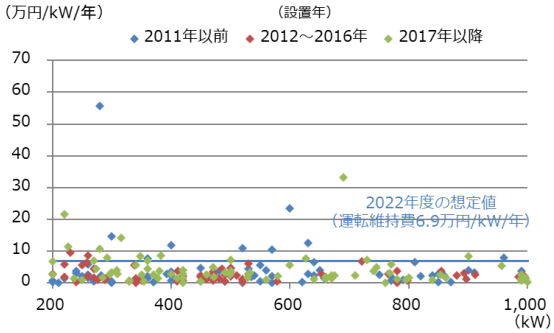
【参考 66】中小水力発電の出力と運転維持費の関係

＜200kW 未満＞



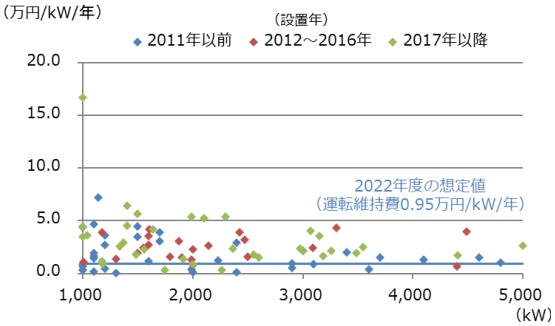

| 200kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 5.6 | 6.1 | 5.9 |
| 中央値（万円/kW） | 3.8 | 4.0 | 3.9 |

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



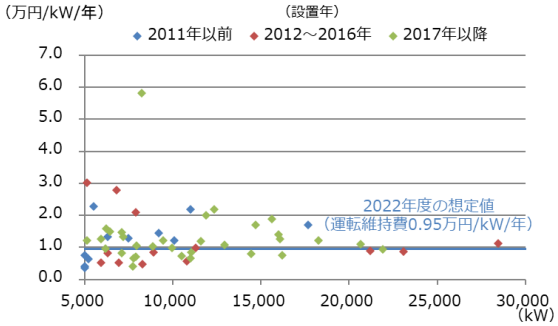

| 200-1,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 3.9 | 2.6 | 4.1 |
| 中央値（万円/kW） | 2.2 | 2.1 | 2.6 |

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞




| 1,000-5,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 1.8 | 2.5 | 3.2 |
| 中央値（万円/kW） | 1.3 | 2.5 | 2.4 |

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



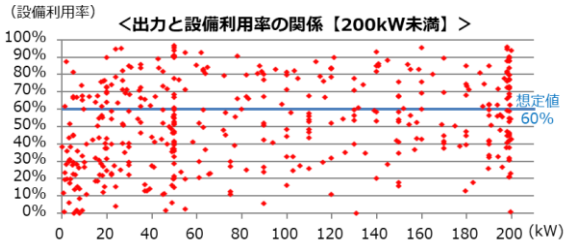

| 5,000-30,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW） | 1.2 | 1.2 | 1.3 |
| 中央値（万円/kW） | 1.3 | 0.9 | 1.1 |

## ③ 中小水力発電の設備利用率

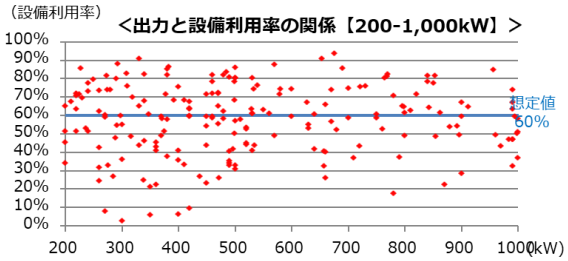
■ 設備利用率は、全体として、ばらつきが大きい。1,000kW 以上の各区分では、想定値を上回る傾向が見られる。（参考 67）

【参考 67】中小水力発電の出力と設備利用率の関係

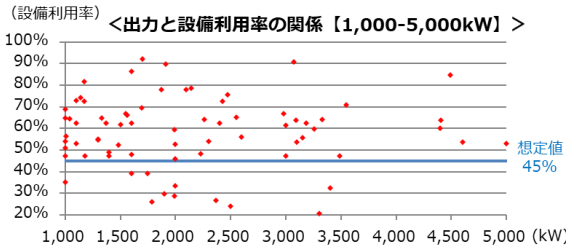
＜200kW 未満＞



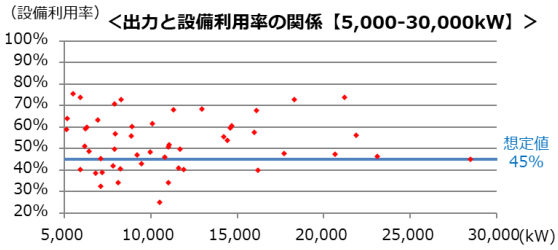

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞




＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞




＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞




| 出力 | 件数 | 平均値 | 中央値 | 2022年度想定値 |
|---|---|---|---|---|
| 200kW未満 | 416 | 51.8% | 52.4% | 60% |
| 200-1,000kW | 202 | 57.8% | 59.8% | 60% |
| 1,000-5,000kW | 74 | 56.9% | 59.6% | 45% |
| 5,000-30,000kW | 53 | 51.5% | 51.0% | 45% |

■ なお、昨年度の本委員会において、中小水力４団体から、設備利用率は年ごとの降雨量等により変化し、かつ、水力発電は保安規程等に基づきオーバーホールなど数ヶ月にわたる停止が必要となることから、長期的なデータを基に調達価格・基準価格を算出する必要があるという意見があった。

■ こうした意見をふまえ、これまでの運転開始からの全期間での運転維持費の平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近１年間の運転維持費の平均値・中央値と同水準となった。

■ 同様に、設備利用率についても、運転開始からの全期間での平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近１年間の設備利用率の平均値・中央値と同水準となった。（参考 68）

【参考 68】中小水力発電の全期間での運転維持費・設備利用率

**＜全期間での運転維持費＞**

| 200kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW/年） | 5.3 | 5.9 | 6.4 |
| 中央値（万円/kW/年） | 4.1 | 3.9 | 4.0 |

| 200-1,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW/年） | 3.1 | 2.5 | 3.9 |
| 中央値（万円/kW/年） | 2.2 | 2.1 | 2.5 |

| 1,000-5,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW/年） | 1.9 | 2.1 | 3.2 |
| 中央値（万円/kW/年） | 1.4 | 2.0 | 2.4 |

| 5,000-30,000kW未満 | 2011年以前 | 2012～2016年 | 2017年以降 |
|---|---|---|---|
| 平均値（万円/kW/年） | 1.5 | 1.0 | 1.4 |
| 中央値（万円/kW/年） | 1.3 | 0.9 | 1.1 |

**＜全期間での設備利用率＞**

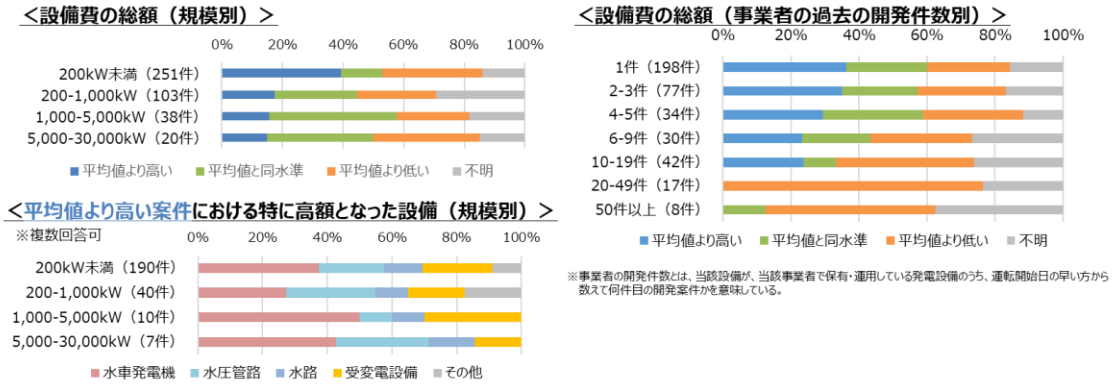
| 出力 | 件数 | 平均値 | 中央値 | 2021年度想定値 |
|---|---|---|---|---|
| 200kW未満 | 560 | 49.5% | 50.5% | 60% |
| 200-1,000kW | 274 | 56.8% | 58.8% | 60% |
| 1,000-5,000kW | 110 | 55.9% | 55.7% | 45% |
| 5,000-30,000kW | 64 | 53.4% | 52.1% | 45% |

## ④ 中小水力発電のコスト調査

■ 中小水力発電の資本費や設備利用率等のコスト動向の詳細を把握するため、2022 年 9 ～10 月に、稼働済の FIT 認定設備 767 件に対して、アンケート調査を実施した（回答件数は 416 件（回答率 54%））。具体的には、各案件の設備費や設備利用率等が、平均的な値または事業計画時の想定と比べて高い／同水準／低いかどうか、また、その高い／低いの理由、オーバーホールの費用等に関して、質問した。

■ 設備費が平均より高額となってしまった案件では、特に水車発電機や水圧管路が平均より高額となっており、その主な理由としては、求める設備仕様や納期に対応可能なメーカーが限られたことや資材価格の高騰、設置場所等の条件により特有の仕様を要したこと等が挙げられた。一方で、事業者の過去の開発件数が多いほど、設備費が平均値より低い案件の割合が増えており、事業者の習熟度合も要因の 1 つと考えられる。（参考 69）

【参考 69】中小水力発電のコスト調査結果（設備費）

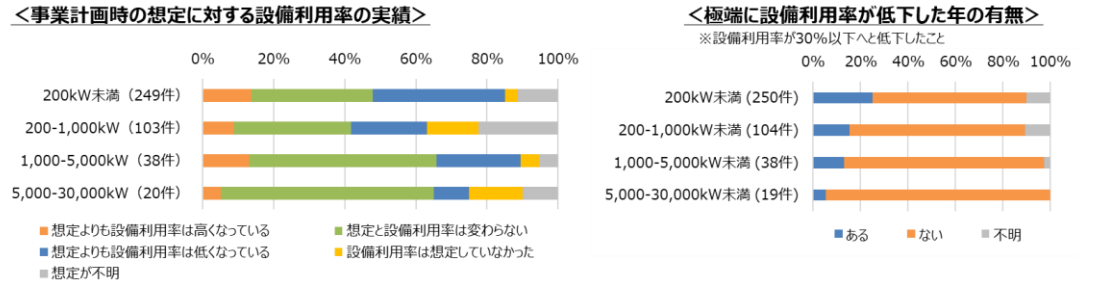



**<高額となった主な理由>** ※複数回答可

- 求める設備仕様に対応可能なメーカーが少なく、価格交渉が行えなかったため。（76件、うち47件が水車発電機について）
- 資材価格の高騰により、製品の価格が上昇しているため。（25件、うち11件が水車発電機について）
- 自治体の入札要件等の制約により、同様の仕様でも高額なメーカーの製品を採用しなければならなかったため。（23件、うち12件が水車発電機について）
- 求める納期に対応可能なメーカーが少なく、価格交渉を行えなかったため。（16件、うち6件が水車発電機について）
- 設置場所の条件等によりオーダーメイド・特殊な仕様の設備を導入したため。（14件、うち８件が水車発電機について）

■ また、設備利用率については、特に小規模案件では、事業計画時の想定より設備利用率が低くなり、また、極端に設備利用率が低下することが多い傾向。設備利用率が低い理由については、自然要因による流量の低下が多く挙がる一方で、適切な設備管理の実施により、改善が期待できる内容も多い。（参考 70）。

【参考 70】中小水力発電のコスト調査結果（設備利用率）




**<設備利用率が高い案件における工夫>** ※複数回答可

- 定期的な設備メンテナンスにより、適切な設備管理の実施。（96件）
- 定期的な水路のメンテナンスにより、適切な流量管理の実施。（40件）
- 水路の詰まり等を防止するフィルターを設置している（39件）

**<設備利用率が低い案件における理由>** ※複数回答可

- 自然要因により流量が低下したため。（72件）
- オーバーホール以外の設備の故障・修繕が発生したため。（27件）
- 水路の目詰まりにより流量が低下したため。（24件）
- ダムの水の利用が制限されたため。（10件）
- 設備の長期点検・停止が必要となったため。（９件）

■ また、オーバーホールについては、回答結果に基づけば、10 年に１回程度のオーバーホールが見込まれ、オーバーホールによる稼働停止期間は１～７ヶ月程度。オーバーホールの費用については、設備の規模や、既にオーバーホールを実施したことがある案件の実績値とこれからオー

バーホールを実施する予定の見込値の違いによって、ばらつきが大きい点に留意が必要である。（参考 71）

【参考 71】中小水力発電のコスト調査結果（オーバーホール）

| | | -200kW | 200-1,000kW | 1, 000-5,000kW | 5,000-30,000kW |
|---|---|---|---|---|---|
| オーバーホールの実施年（実績）<br>※運転開始から何年目か | 平均値 | 7.6年目 | 11.4年目 | 9.0年目 | 14.0年目 |
| | 中央値 | 6.0年目 | 10.0年目 | 10.5年目 | 14.0年目 |
| | 件数 | 43件 | 20件 | 4件 | 1件 |
| オーバーホールによる停止期間（実績） | 平均値 | 2.6ヶ月 | 4.2ヶ月 | 3.6ヶ月 | 7.0ヶ月 |
| | 中央値 | 1.0ヶ月 | 3.3ヶ月 | 3.2ヶ月 | 7.0ヶ月 |
| | 件数 | 39件 | 18件 | 4件 | 1件 |
| オーバーホールの費用（実績） | 平均値 | 14.9万円/kW/回 | 15.7万円/kW/回 | 33.3万円/kW/回 | 3.2万円/kW/回 |
| | 中央値 | 8.1万円/kW/回 | 10.9万円/kW/回 | 14.6万円/kW/回 | 3.2万円/kW/回 |
| | 件数 | 36件 | 10件 | 4件 | 1件 |
| オーバーホールの費用（見込） | 平均値 | 22.2万円/kW/回 | 8.9万円/kW/回 | 6.8万円/kW/回 | 2.9万円/kW/回 |
| | 中央値 | 10.0万円/kW/回 | 8.0万円/kW/回 | 5.6万円/kW/回 | 3.0万円/kW/回 |
| | 件数 | 71件 | 41件 | 12件 | 7件 |

※同一案件において、複数回のオーバーホールがある場合には、当該案件の費用の平均値を採用。

### (2) 中小水力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象

■ これまでの本委員会では、以下の理由から、2024 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象を、1,000kW 以上とした。

- ➢ 新設案件・既設導水路活用型案件ともに、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあること
- ➢ 中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること

■ 上述のとおり、中小水力発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられる。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費データの分散も大きい。また、今年度から FIP 制度が開始する中で、1,000kW 以上については、FIP 制度のみ認められることとしており、FIP 制度の動向についてもふまえることが重要。

■ 以上をふまえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象

について、2025 年度も、新設、既設導水路活用型いずれも 1,000kW 以上とした。

### (3) 中小水力発電の 2024 年度以降の調達価格・基準価格

#### ① 200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満について

■ コストデータやコスト調査の結果に基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2022～2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。また、コスト調査の結果に基づけば、設備費については、事業者の習熟度合との一定の相関性も確認できた。

- 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2022～2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回る。ただし、分散も大きく、想定値を上回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

- 設備利用率：平均値・中央値は想定値と同水準またはやや下回る。また、分散も大きいが、コスト調査の結果によれば、特に 1,000kW 未満の範囲においては、極端に設備利用率が低下する案件も多く、適切なメンテナンスの実施により、設備利用率の向上も期待できる。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

■ こうしたコスト動向や、世界的にも価格低減が進んでいるとはいえない状況をふまえ、2025 年度の調達価格・基準価格については、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

■ その上で、コスト調査の結果に基づけば、想定値を上回る資本費については事業者の習熟度合によりコスト低減が期待できること、運転維持費は想定値を下回っていること、想定値と同水準または想定値をやや下回る設備利用率についても適切なメンテナンスの実施により改善が期待できること、また、価格目標で中長期的な自立化を目指していることをふまえ、今後、2030 年の導入目標に向けた導入ペースの加速化等も勘案しつつ、想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）も検討することとした。

② 1,000kW 以上 5,000kW 未満について

■ コストデータやコスト調査の結果に基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2022、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値と概ね同水準。
- 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2022、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2022、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

■ また、昨年度の委員会では、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響は、不透明なところもあることから、追加的な調査を行い、更なる実態把握に努めるべきと取りまとめたこともふまえて、今回、追加的なコスト調査を実施した。当該コスト調査の結果に基づけば、

- オーバーホールの実施は概ね 10 年に１回程度、また、その停止期間は３～４か月程度であり、調達期間／交付期間の 20 年間における停止期間は６～８か月程度であり、20 年間という期間で見れば、設備利用率に与える影響は限定的と考えらえる。
- オーバーホール１回当たりの費用については、オーバーホールを実施したことある案件の費用の実績は、平均値 33.3 万円/kW/回、中央値 14.6 万円/kW/回。一方で、これからオーバーホールの実施を見込んでいる案件で想定している費用は、平均値 6.8 万円/kW/回、中央値 5.6 万円/kW/回と大きな乖離があり、更なる実態把握が必要と考えられる。
- ただし、これらは、オーバーホールの実績に関する回答件数４件、見込に関する回答件数 12 件と、限られたデータに基づくもの。

■ 以上をふまえ、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値は、運転維持費・設備利用率を含め、引き続き、2023 年度の想定値を維持することとし、引き続き、更なる実態把握に努めることとした。その上で、今

後、こうした実態把握の結果や、2030 年の導入目標に向けた導入ペースの加速化等も勘案しつつ、想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）も検討することとした。

③ 5,000kW 以上 30,000kW 未満について

■ コストデータやコスト調査の結果に基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2022 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回る。一方で、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値とは概ね同水準。
- 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2022、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値をやや上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2022、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

■ また、1,000-5,000kW と同様、5,000-30,000kW についても、昨年度の本委員会では、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響は、不透明なところもあることから、追加的な調査を行い、更なる実態把握に努めるべきと取りまとめたこともふまえて、今回、追加的なコスト調査を実施した。当該コスト調査の結果に基づけば、

- オーバーホールの実施は 14 年に１回、また、その停止期間は７か月程度であり、調達期間／交付期間の 20 年間という期間で見れば、設備利用率に与える影響は限定的と考えらえる。
- オーバーホール１回当たりの費用については、オーバーホールを実施したことある案件の費用の実績は、平均値・中央値は 3.2 万円/kW/回。また、これからオーバーホールの実施を見込んでいる案件で想定している費用は、平均値 2.9 万円/kW/回、中央値 3.0 万円/kW/回。
- ただし、これらは、オーバーホールの実績に関する回答件数１件、見込に関する回答件数７件と、限られたデータに基づくことから、

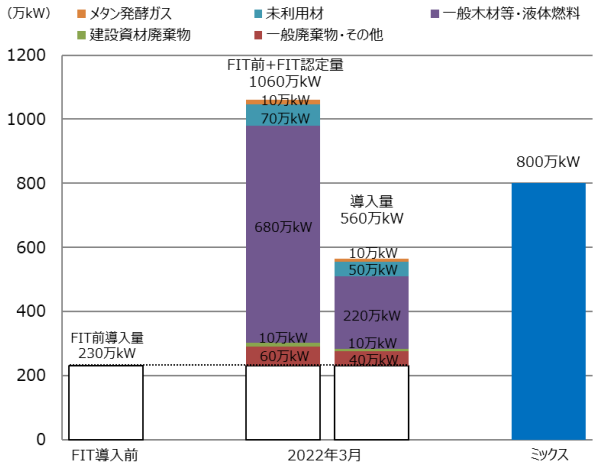
更なる実態把握が必要と考えられる

■ 以上をふまえ、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値は、運転維持費・設備利用率を含め、引き続き、2023 年度の想定値を維持することとし、引き続き、更なる実態把握に努めることとした。その上で、今後、こうした実態把握の結果や、2030 年の導入目標に向けた導入ペースの加速化等も勘案しつつ、想定値の見直しについて、検討することとした。

## 5. バイオマス発電

■ バイオマス発電については、FIT 制度開始前の導入量と 2022 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 1,060 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。特に、2021 年度の認定量は以前と比べて大幅に増加しており、その要因や今後の動向によく留意していく必要がある。（参考 72～参考 74）

【参考 72】バイオマス発電の FIT・FIP 認定量・導入量




※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。
※ バイオマス比率考慮済。

【参考 73】バイオマス発電の FIT 認定量

**＜バイオマス発電のFIT認定量＞**　単位：kW（件）

| 認定 | メタン発酵バイオガス | 未利用材 | | | 一般木材等 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10,000kW未満 | 2,000kW未満 | 2,000kW以上 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 |
| 2012年度認定 | 2,553(16) | 0(0) | 17,800(3) | 16,530(1) | 6,065(2) | 29,500(1) |
| 2013年度認定 | 10,779(36) | 4,700(5) | 99,130(15) | 166,512(8) | 18,859(4) | 420,176(14) |
| 2014年度認定 | 17,519(45) | 3,989(2) | 37,394(6) | 0(0) | 0(0) | 468,207(12) |
| 2015年度認定 | 11,796(30) | 9,146(6) | 33,100(5) | 0(0) | 28,240(4) | 550,037(11) |
| 2016年度認定 | 24,252(48) | 28,846(29) | 25,650(4) | 195(1) | 29,016(7) | 3,045,311(51) |
| 2017年度認定 | 7,258(17) | 5,387(10) | 20,700(3) | 18,000(1) | 9,850(1) | 1,268,891(17) |
| 2018年度認定 | 6,185(16) | 10,817(10) | 0(0) | 0(0) | 40,140(5) | 0(0) |
| 2019年度認定 | 8,178(23) | 14,405(32) | 20,300(3) | 0(0) | 28,980(4) | 0(0) |
| 2020年度認定 | 21,144(28) | 19,812(39) | 7,100(1) | 0(0) | 7,500(1) | 0(0) |
| 2021年度認定 | 27,906(47) | 50,910(51) | 65,830(8) | 0(0) | 69,470(15) | 0(0) |
| 合計 | 137,570(306) | 148,012(184) | 327,004(48) | 201,236(11) | 238,120(43) | 5,782,121(106) |

| 認定 | 液体燃料 | 建設資材廃棄物 | | 一般廃棄物その他バイオマス | | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | |
| 2012年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 27,840(12) | 36,289(5) | 136,576(40) |
| 2013年度認定 | 53,363(2) | 9,300(2) | 0(0) | 35,540(14) | 54,757(4) | 873,116(104) |
| 2014年度認定 | 25,862(2) | 0(0) | 0(0) | 40,271(25) | 27,515(3) | 620,757(95) |
| 2015年度認定 | 31,279(2) | 0(0) | 24,400(1) | 20,941(9) | 6,429(1) | 715,367(69) |
| 2016年度認定 | 600,480(15) | 1,990(1) | 50,000(1) | 24,679(18) | 810(1) | 3,831,228(176) |
| 2017年度認定 | 37,406(10) | 0(0) | 0(0) | 1,529(1) | 83,023(3) | 1,452,044(63) |
| 2018年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 26,795(15) | 0(0) | 83,937(46) |
| 2019年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 47,870(17) | 17,713(2) | 137,446(81) |
| 2020年度認定 | 1,920(1) | 0(0) | 8,520(1) | 8,252(3) | 0(0) | 74,248(74) |
| 2021年度認定 | 0(0) | 16,867(2) | 9,576(1) | 37,795(16) | 95,032(7) | 373,387(147) |
| 合計 | 750,311(32) | 28,157(5) | 92,496(4) | 271,510(130) | 321,568(26) | 8,298,104(895) |

※2022年3月末時点　※ 出力はバイオマス比率考慮後出力
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 74】バイオマス発電の FIT 導入量

**＜バイオマス発電のFIT導入量＞**　単位：kW（件）

| 導入 | メタン発酵バイオガス | 未利用材 | | | 一般木材等 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10,000kW未満 | 2,000kW未満 | 2,000kW以上 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 |
| 2012年度認定 | 2,553(16) | 0(0) | 17,800(3) | 16,530(1) | 6,065(2) | 29,500(1) |
| 2013年度認定 | 10,779(36) | 4,700(5) | 99,130(15) | 166,512(8) | 18,859(4) | 420,176(14) |
| 2014年度認定 | 17,519(45) | 1,995(1) | 37,394(6) | 0(0) | 0(0) | 399,389(10) |
| 2015年度認定 | 10,706(27) | 6,040(4) | 33,100(5) | 0(0) | 12,500(2) | 423,737(9) |
| 2016年度認定 | 17,140(38) | 17,957(19) | 12,800(2) | 195(1) | 27,096(6) | 777,488(15) |
| 2017年度認定 | 5,418(13) | 1,312(5) | 20,700(3) | 18,000(1) | 0(0) | 0(0) |
| 2018年度認定 | 6,136(15) | 3,066(5) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2019年度認定 | 6,140(18) | 505(11) | 6,250(1) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2020年度認定 | 5,171(19) | 1,234(3) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 2021年度認定 | 25(1) | 268(6) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) |
| 合計 | 81,586(228) | 37,077(59) | 227,174(35) | 201,236(11) | 64,520(14) | 2,050,290(49) |

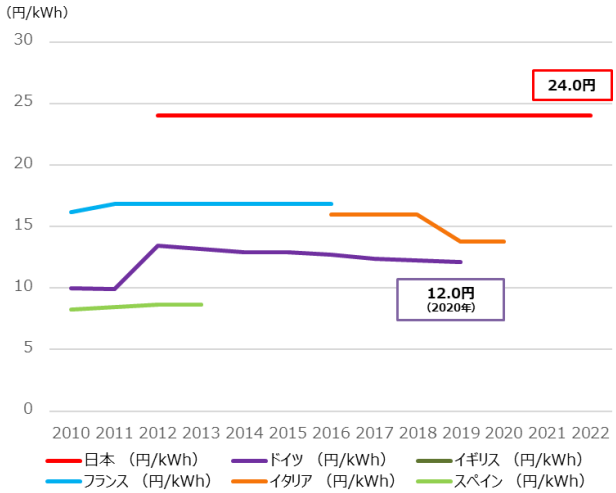
| 導入 | 液体燃料 | 建設資材廃棄物 | | 一般廃棄物その他バイオマス | | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | 10,000kW未満 | 10,000kW以上 | |
| 2012年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 27,840(12) | 36,289(5) | 136,576(40) |
| 2013年度認定 | 53,363(2) | 9,300(2) | 0(0) | 35,540(14) | 54,757(4) | 873,116(104) |
| 2014年度認定 | 25,862(2) | 0(0) | 0(0) | 40,271(25) | 27,515(3) | 549,945(92) |
| 2015年度認定 | 1,999(1) | 0(0) | 24,400(1) | 20,941(9) | 6,429(1) | 539,851(59) |
| 2016年度認定 | 41,100(1) | 1,990(1) | 50,000(1) | 24,679(18) | 0(0) | 970,444(102) |
| 2017年度認定 | 7,966(4) | 0(0) | 0(0) | 1,529(1) | 83,023(3) | 137,948(30) |
| 2018年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 24,766(13) | 0(0) | 33,967(33) |
| 2019年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 40,958(14) | 17,713(2) | 71,565(46) |
| 2020年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 6,405(22) |
| 2021年度認定 | 0(0) | 0(0) | 0(0) | 6,596(4) | 0(0) | 6,889(11) |
| 合計 | 130,291(10) | 11,290(3) | 74,400(2) | 223,118(110) | 225,726(18) | 3,326,707(539) |

※2022年3月末時点　※ 出力はバイオマス比率考慮後出力
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■

■ 2022 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。（参考 75、参考 76）。

【参考 75】バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格




※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。

【参考 76】諸外国におけるバイオマス発電の支援状況（2021 年 12 月時点）

| ドイツ | |
|---|---|
| 100kW以下 | FIT or FIP |
| 100～150kW | FIP |
| 150～20MW | FIP入札 |
| 20MW超 | 支援対象外 |

※下水ガス、埋立ガスは上限5MW

| フランス | | |
|---|---|---|
| バイオガス | 500kW未満 | FIT |
| | 500kW～12MW | FIP入札 |
| バイオマス | 300kW超 | FIP入札 |

| 英国 | |
|---|---|
| 5 MW以下 | 【嫌気性消化】<br>売電価格保証※の支援制度<br>【バイオマス専焼(熱電併給)、高度変換技術】<br>CfD入札 |
| 5 MW超 | 【バイオマス専焼(熱電併給)、高度変換技術、嫌気性消化】<br>CfD入札 |

※ 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）

| イタリア（下水ガスのみ支援対象） | |
|---|---|
| 1 kW超～250kW以下 | FIT or CfD |
| 250kW超～1 MW以下 | CfD |
| 1 MW超 | CfD入札 |

（出典）各種公表資料より作成

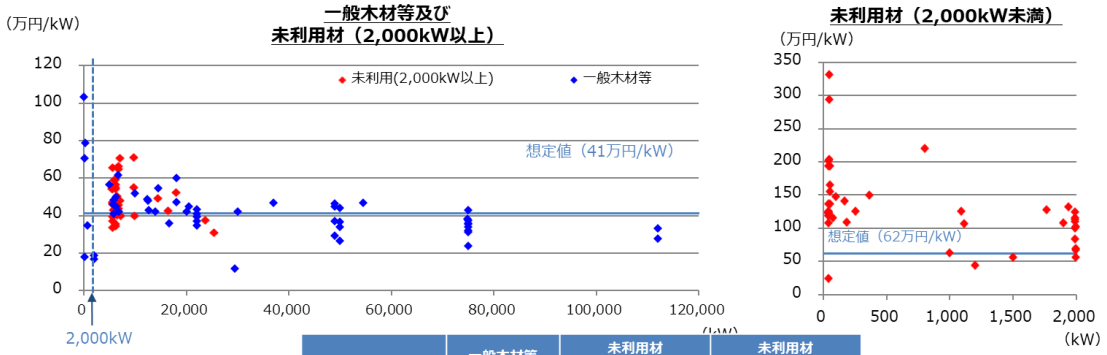
## (1) バイオマス発電のコスト動向

### ① 木質等バイオマス発電のコスト動向

（資本費）

- これまでに得られた一般木材等の資本費のコストデータは 54 件。平均値は 42.0 万円/kW、中央値は 42.0 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。また、2,000kW 未満ではばらつきが大きくなる。
- 未利用材（2,000kW 以上）の資本費のコストデータは 39 件。平均値は 48.9 万円/kW、中央値は 47.5 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）をやや上回る。
- 未利用材（2,000kW 未満）の資本費のコストデータは 46 件。平均値は 130.4 万円/kW、中央値は 124.6 万円/kW となり、想定値（62 万円/kW）を上回るが、分散が大きい。（参考 77）

【参考 77】一般木材等・未利用材バイオマス発電の資本費

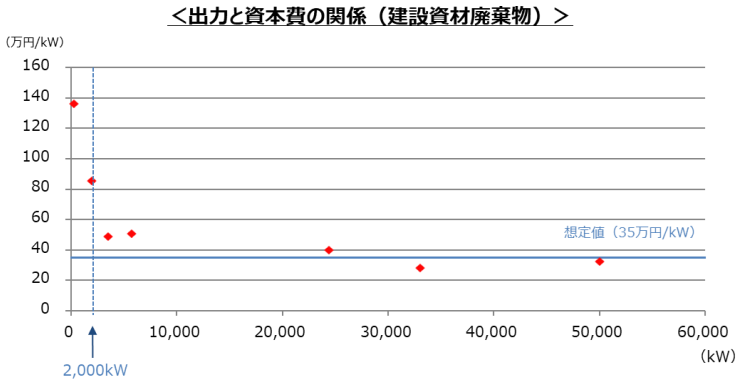



| | 一般木材等 | 未利用材（2,000kW以上） | 未利用材（2,000kW未満） |
|---|---|---|---|
| 件数 | 54 | 39 | 46 |
| 平均値（万円/kW） | 42.0 | 48.9 | 130.4 |
| 中央値（万円/kW） | 42.0 | 47.5 | 124.6 |
| 想定値（万円/kW） | 41 | 41 | 62 |

■ 建築資材廃棄物の資本費のコストデータは 7 件。平均値は 60.3 万円/kW、中央値は 49.1 万円/kW となり、想定値（35 万円/kW）を上回る。また、2,000kW 以上は 2,000kW 未満と比べて低コストとなっている。ただし、コストデータが少ない点に留意が必要である。

■ なお、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資本費のコストデータは 6 件。平均値は 41.4 万円/kW、中央値は 13.9 万円/kW であった。（参考 78）

【参考 78】建設資材廃棄物バイオマス発電の資本費




| | 建築資材廃棄物 | 液体燃料 |
|---|---|---|
| 件数 | 7 | 6 |
| 平均値（万円/kW） | 60.3 | 41.4 |
| 中央値（万円/kW） | 49.1 | 13.9 |
| 想定値（万円/kW） | 35 | - |

（運転維持費）

■ これまでに得られた一般木材等の運転維持費のコストデータは 50 件。平均値 3.8 万円/kW/年、中央値 3.6 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。

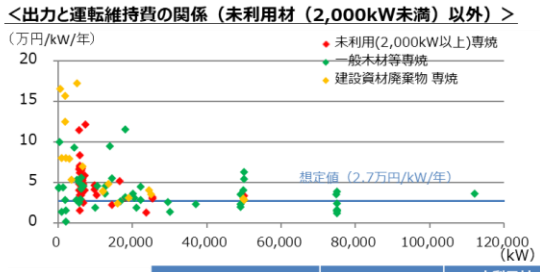
■ 未利用材（2,000kW 以上）の運転維持費のコストデータは 40 件。平均値 4.9 万円/kW/年、中央値 4.7 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。

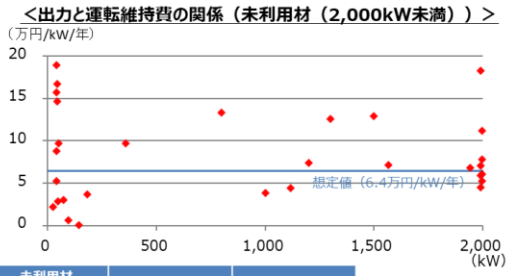
■ 建設資材廃棄物の運転維持費のコストデータは 18 件。平均値 7.2 万円/kW/年、中央値 5.1 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。

■ 未利用材（2,000kW 未満）の運転維持費のコストデータは 30 件。平均値 8.2 万円/kW/年、中央値 7.1 万円/kW/年となり、想定値（6.4 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。（参考 79）

■ なお、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運転維持費のコストデータは 6 件。平均値は 1.3 万円/kW/年、中央値は 1.3 万円/kW/年であった。

【参考 79】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の運転維持費




| | 一般木材等 | 未利用材（2,000kW以上） | 未利用材（2,000kW未満） | 建築資材廃棄物 | 液体燃料 |
|---|---|---|---|---|---|
| 件数 | 50 | 40 | 30 | 18 | 6 |
| 平均値（万円/kW/年） | 3.8 | 4.9 | 8.2 | 7.2 | 1.3 |
| 中央値（万円/kW/年） | 3.6 | 4.7 | 7.1 | 5.1 | 1.3 |
| 想定値（万円/kW/年） | 2.7 | 2.7 | 6.4 | 2.7 | - |

（燃料費）

■ 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費のコストデータは 40 件。平均値は 950 円/GJ、中央値は 926 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）と概ね同水準。

■ 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費のコストデータは 95 件。平均値は 1,204 円/GJ、中央値は 1,121 円/GJ となり、想定値（1,200 円/GJ）と概ね同水準。

■ 一般木材等の燃料費のコストデータは 194 件。平均値は 893 円/GJ、中央値は 929 円/GJ となり、想定値（750 円/GJ）をやや上回る。

■ 建設資材廃棄物の燃料費のコストデータは 59 件。平均値は 338 円/GJ、中央値は 300 円/GJ となり、想定値（200 円/GJ）を上回る。（参考 80）

■ 想定値と若干のずれが見られる燃料種もあるものの、引き続き、燃料市場の動向を注視する必要がある。

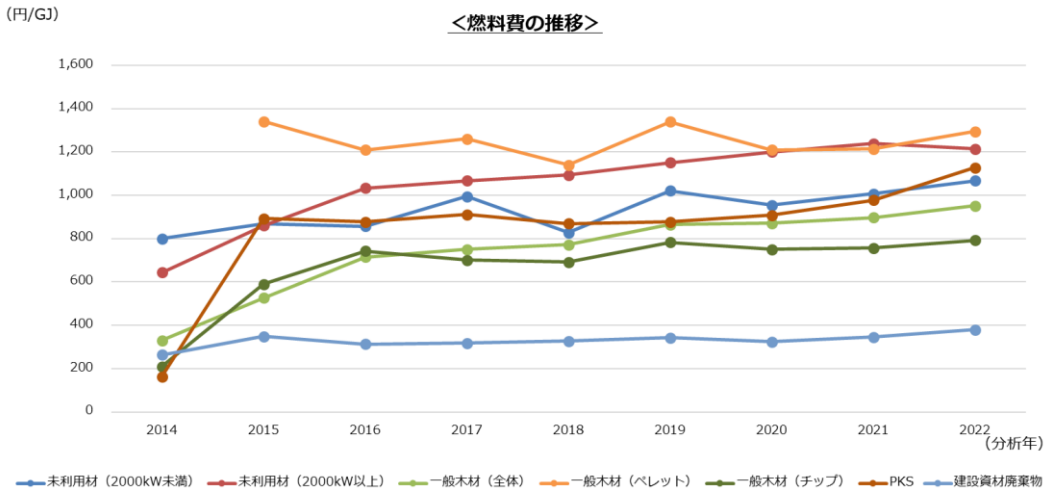
■ なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の燃料費のコストデータは 7 件。平均値は 2,409 円/GJ、中央値は 2,435 円/GJ。

【参考 80】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の燃料費

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">実績平均値（熱量ベース）</th><th>想定値（熱量ベース）</th><th>（参考）<br>実績設備利用率</th></tr>
<tr><td rowspan="2">未利用木材</td><td>2,000kW未満</td><td colspan="2">950円/GJ（40件）</td><td>900円/GJ</td><td>57.8%</td></tr>
<tr><td>2,000kW以上</td><td colspan="2">1,204円/GJ（95件）</td><td>1,200円/GJ</td><td>75.8%</td></tr>
<tr><td rowspan="3">一般木材等</td><td>ペレット</td><td rowspan="3">893円/GJ（194件）<br>※ペレット、チップ、PKS以外も含む</td><td>1,229円/GJ（34件）</td><td rowspan="3">750円/GJ</td><td>78.5%</td></tr>
<tr><td>チップ</td><td>733円/GJ（100件）</td><td>54.0%</td></tr>
<tr><td>PKS</td><td>1,016円/GJ（46件）</td><td>73.1%</td></tr>
<tr><td colspan="2">建設資材廃棄物</td><td colspan="2">338円/GJ（59件）</td><td>200円/GJ</td><td>51.1%</td></tr>
</table>

■ 定期報告データよりえられた燃料費の推移を分析したところ、燃料費は全体的に横ばいの傾向であるが、一般木材等や PKS は、やや上昇傾向にあり、今後の燃料費の動向によく留意する必要がある（参考 81）。

【参考 81】燃料費の推移

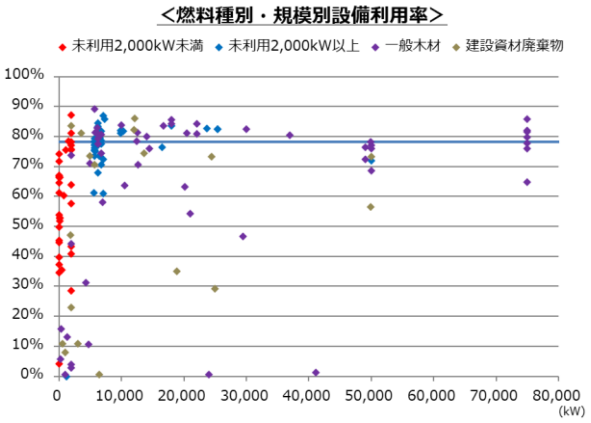



（設備利用率）

■ 木質等バイオマス発電の設備利用率の分析の結果、未利用材（2,000kW 以上）・一般木材等（10,000kW 以上）の設備利用率が高い傾向にある一方、未利用材（2,000kW 未満）・一般木材等（10,000kW 未満）は比較的低い傾向にある。ただし、全体的に分散が大きい。（参考 82）

■ これは、小規模案件は主に国内から燃料調達を行っているところ、季節変動等により、国内材の安定的な調達が必ずしも容易ではないことが一要因と考えられる。

【参考 82】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の設備利用率




①一般木材等・②未利用材（2,000kW以上）想定値（78.1%）
③未利用材（2,000kW未満）想定値（76.5%）
④建設資材廃棄物 想定値（80.9%）

※グラフ中の青線は78.1%のラインを示している。

| | 件数 | 平均値（%） | 中央値（%） |
|---|---|---|---|
| ①一般木材等 | 54 | 62.9 | 76.2 |
| ②未利用材（2,000kW以上） | 41 | 75.8 | 78.2 |
| ③未利用材（2,000kW未満） | 34 | 57.8 | 60.7 |
| ④建設資材廃棄物 | 18 | 51.1 | 63.6 |

（これまでの入札結果）

■ 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ている。これまでの入札結果は、参考 82 のとおりである。

【参考 83】木質等バイオマス発電のこれまでの入札結果

| | バイオマス | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 第１回 | | 第２回 | 第３回 | 第４回 | 第５回 |
| 実施時期 | 2018年度<br>下期 | | 2019年度<br>下期 | 2020年度<br>下期 | 2021年度<br>下期 | 2022年度<br>下期 |
| 入札対象 | 一般木材等：10,000kW以上<br>液体燃料：全規模 | | | | | |
| 募集容量 | 一般木材等：<br>180MW | 液体燃料：<br>20MW | 120MW | 120MW | 120MW | 120MW |
| 上限価格 | 20.6円/kWh<br>（事前非公表） | | 19.6円/kWh<br>（事前非公表） | 19.6円/kWh<br>（事前非公表） | 18.5円/kWh<br>（事前非公表） | 18.0円/kWh<br>（事前非公表） |
| 入札参加申込容量（件数）<br>※入札参加者の最大出力 | 264MW (7件)<br>※100MW | 169MW (26件)<br>※47MW | 101MW (20件)<br>※39MW | 319MW (7件)<br>※112MW | 129MW (3件)<br>※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) | 0MW（0件） |
| 落札価格 | 19.60円/kWh<br>（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。

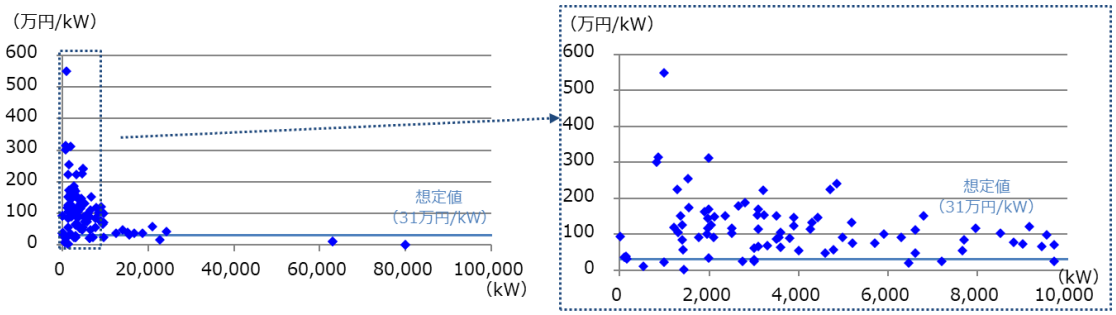
## ② 一般廃棄物その他バイオマス発電のコスト動向

### （資本費）

■ これまでに得られた資本費のコストデータは 95 件。平均値は 106.0 万円/kW、中央値は 90.8 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備（11 件）に限定すると、平均値は 33.0 万円/kW、中央値は 37.0 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）と概ね同水準となる。

■ また、2,000kW 以上の平均値は 91.8 万円/kW、中央値は 89.0 万円/kW である一方、2,000kW 未満の平均値は 141.6 万円/kW、中央値は 116.0 万円/kW と特に高額となる。（参考 84）

【参考 84】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費

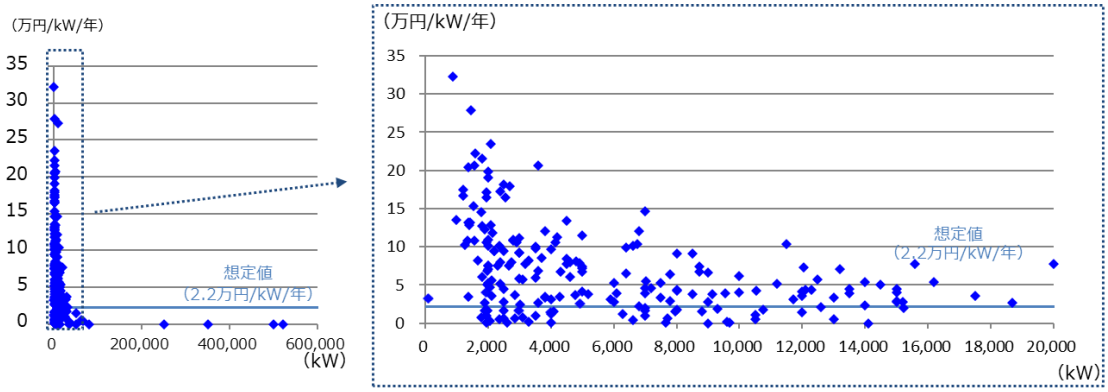



| | 全規模 | 2,000kW未満 | 2,000kW以上全体 | 10,000kW以上全体 |
|---|---|---|---|---|
| 件数 | 95 | 27 | 68 | 11 |
| 平均値（万円/kW） | 106.0 | 141.6 | 91.8 | 33.0 |
| 中央値（万円/kW） | 90.8 | 116.0 | 89.0 | 37.0 |
| 想定値（万円/kW） | 31 | - | - | - |

### （運転維持費）

■ これまでに得られた運転維持費のコストデータは 238 件。平均値は 6.3 万円/kW/年、中央値は 4.4 万円/kW/年となり、想定値（2.2 万円/kW/年）を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備（62 件）に限定すると、平均値は 3.1 万円/kW/年、中央値は 2.8 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。一方、2,000kW 未満はばらつきが大きい。（参考 85）

【参考 85】一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費

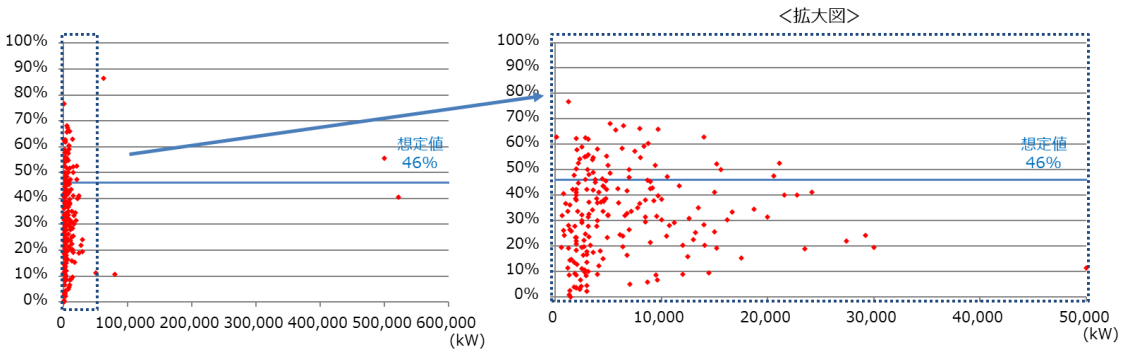



| | 全規模 | 10,000kW以上 |
|---|---|---|
| 件数 | 238 | 62 |
| 平均値（万円/kW/年） | 6.3 | 3.1 |
| 中央値（万円/kW/年） | 4.4 | 2.8 |
| 想定値（万円/kW/年） | 2.2 | - |

（設備利用率）

■ 一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率について、平均値は32.7%、中央値は32.3%となり、想定値（46%）を下回っている。ただし、分散も大きい。ごみ処理焼却施設などでは、ごみの受入状況などにより、設備利用率に変動が生じ得る点に留意が必要である。（参考 86）

【参考 86】一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率




| | 件数 | 平均値 | 中央値 | 想定値 |
|---|---|---|---|---|
| 設備利用率 | 203 | 32.7% | 32.3% | 46% |

### ③ メタン発酵バイオガス発電のコスト動向

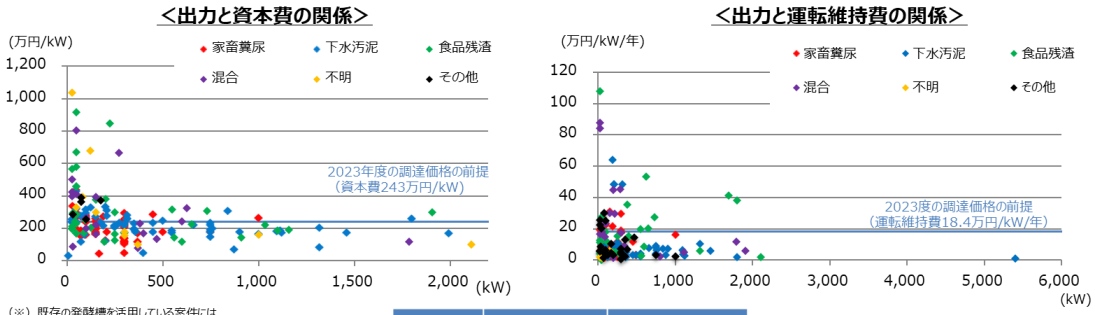
（資本費・運転維持費）

■ これまでに得られた資本費のコストデータは 185 件[11]。平均値は 251.5 万円/kW、中央値は 223.2 万円/kW となるが、2023 年度の想定値（243 万円/kW）と概ね同水準。

■ また、これまでに得られた運転維持費のコストデータは 178 件。平均値は 12.4 万円/kW/年、中央値は 6.4 万円/kW/年となり、2023 年度の想定値（18.4 万円/kW/年）を下回った。（参考 87）

■ なお、昨年度と同様に、今後、案件の増加が期待される原料混合（特に 500kW 未満）に着目すると、資本費の平均値は 318.6 万円/kW、中央値は 259.9 万円/kW となり、運転維持費の平均値は 32.6 万円/kW/年、中央値は 23.5 万円/kW/年となる。

【参考 87】メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費




（※）既存の発酵槽を活用している案件には、発酵槽の費用相当額（124万円/kW）を加えた額をプロットしている。

| | 資本費（万円/kW） | 運転維持費（万円/kW/年） |
|---|---|---|
| 件数 | 185 | 178 |
| 平均値 | 251.5 | 12.4 |
| 中央値 | 223.2 | 6.4 |
| 想定値 | 243 | 18.4 |

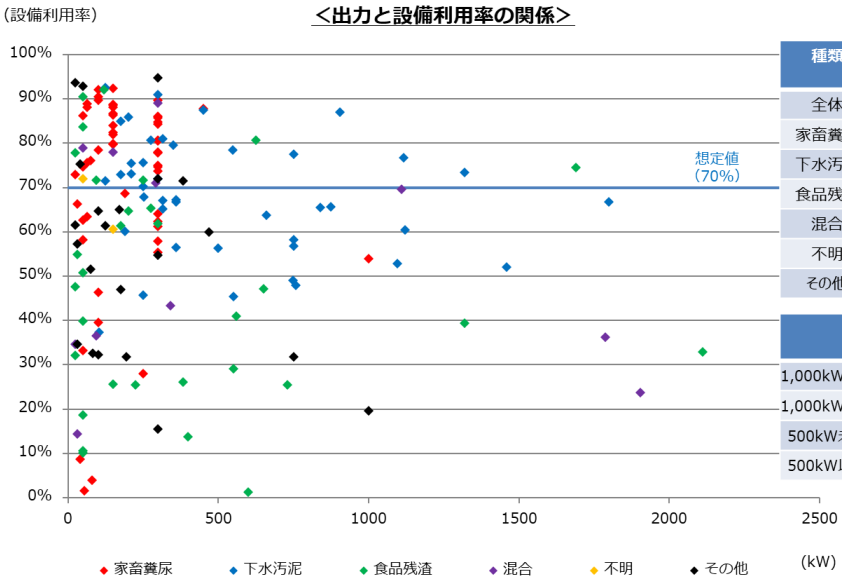
（設備利用率）

■ メタン発酵バイオガス発電の設備利用率の分析の結果、全体的には 2023 年度の想定値（70%）をやや下回るが、分散が大きい（参考 88）。

---

[11] 185 件のうち 77 件が、過去に投資をしたメタン発酵バイオガス発電に必要な発酵槽を有効利用したケースである点を勘案し、こうしたケースの案件に発酵槽の費用相当額（124 万円/kW）を加えて分析している。

【参考 88】メタン発酵バイオガス発電の設備利用率




| 種類 | 件数 | 平均値(%) | 中央値(%) |
|---|---|---|---|
| 全体 | 223 | 59.9 | 65.2 |
| 家畜糞尿 | 53 | 70.7 | 78.0 |
| 下水汚泥 | 42 | 68.1 | 67.6 |
| 食品残渣 | 32 | 47.0 | 44.1 |
| 混合 | 11 | 52.4 | 43.4 |
| 不明 | 2 | 66.3 | 66.3 |
| その他 | 22 | 55.5 | 58.7 |

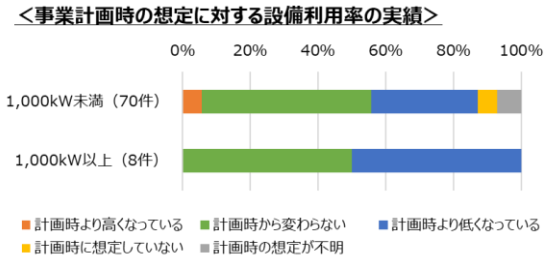
| | 件数 | 平均値(%) | 中央値(%) |
|---|---|---|---|
| 1,000kW未満 | 202 | 60.7 | 65.8 |
| 1,000kW以上 | 21 | 52.6 | 52.8 |
| 500kW未満 | 172 | 62.5 | 67.8 |
| 500kW以上 | 51 | 51.4 | 52.0 |

■ メタン発酵バイオガス発電の設備利用率の動向の詳細を把握するため、2022 年 9 ～10 月に、稼働済の FIT 認定設備 199 件に対して、アンケート調査を実施した。回答件数は 80 件（回答率 40%）。

■ 具体的には、各案件の設備利用率が、事業計画時の想定と比べて高い／同水準／低いかどうか、また、その高い／低いの理由等に関して、質問した。

■ その結果、規模にかかわらず、回答のほとんどが、事業計画時の想定と比べて、設備利用率の実績は変わらない又は低くなっているとの回答。また、設備利用率の高低を左右する要因としては、適切な設備管理や、原料調達や発酵槽の管理を含めた、メタン発酵ガス生成の適切な実施が挙げられた。（参考 89）

【参考 89】メタン発酵バイオガス発電のコスト調査（設備利用率）




**<設備利用率を高くするための工夫>** ※複数回答可

- 定期的なメンテナンスによる適切な設備管理の実施（22件）
- 原料の受入・調達を計画的に実施（9件）
- 配管や脱水機等の詰まりを防止する措置の実施（8件）
- 原料への異物混入を防ぐ措置の実施（5件）

**<設備利用率が低くなってしまう理由>** ※複数回答可

- 原料の受入・調達量の不足が発生したため（7件）
- 設備の故障・修繕が発生したため（4件）
- メタン発酵の不良によりガス発生量が減少したため（3件）

### (2) バイオマス発電の 2024 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等

#### ① 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象

■ これまでの本委員会で、新規認定で FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象については、以下の理由から、早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指すこととし、原則として 2022 年度は 10,000kW 以上を、2023 年度は 2,000kW 以上を、FIP 制度のみ認められる対象とした[12]。

- ➢ バイオマス発電は、安定的に発電可能で調整しやすいことから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、調整力としても活用しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、再エネの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- ➢ 特に 10,000kW 以上の大規模設備では、一般木材等・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、発電効率が高く、相対的に低コストでの事業実施が可能であること
- ➢ 定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、2,000kW 以上／未満でコストデータの傾向が異なること

■ 今年度については、年度途中ではあるものの、現時点では、以下の FIP 新規認定・移行認定に関する状況[13]が確認できており、特に FIP 移行認定において一定の進捗が見られる。一方で、FIP 新規認定の容量は限定的な状況。

- ➢ FIP 新規認定：一般木材等 12MW、建設資材廃棄物 3MW、一般廃棄物その他 10MW の FIP 認定申請あり
- ➢ FIP 移行認定：約 143MW の FIP 認定申請、うち現時点で約 87MW の FIP 認定あり

---

[12] なお、入札対象とされている液体燃料（全規模）については、全電源共通の FIP 利用の下限もふまえて、50kW 以上を FIP 対象とした。

[13] いずれもバイオマス比率考慮後の出力

■ こうした点もふまえ、2024 年度については、2023 年度と同様、2,000kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした上で、今後、FIP 制度の動向等もふまえつつ、早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指すこととした。

② 2024 年度の入札対象範囲

■ 2018 年度から入札対象となっている一般木質等（10,000kW 以上）および液体燃料（全規模）については、十分な FIT 認定量があることや、海外ではより低コストで事業実施できていること等をふまえて入札対象とされていることを鑑み、引き続き、2024 年度も入札制の対象とした。

③ 石炭混焼案件の FIP 移行の取扱い

■ 石炭混焼案件については、2018 年度の本委員会で、コストデータの分析結果、想定値よりも安価に事業実施できており、FIT 制度から自立して事業を実施すること（FIT 制度からの自立化）が可能なコスト水準にあると考えられることから、以下のとおり整理した。

- 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼案件：2019 年度より FIT 制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018 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。

- 一般廃棄物その他バイオマスとの混焼案件：2021 年度より FIT 制度の新規認定対象から除き、2020 年度以前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。

■ 石炭混焼案件の再エネ特措法に基づく支援からの自立化という観点からは、既に FIT 認定を受けた石炭混焼案件が、FIP 制度への移行を通じて自立化に向けたステップを踏むことは重要。

■ こうした点もふまえ、既に FIT 認定を受けた石炭混焼案件の FIP 移行については認めることとした。

(3) 2024 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格

■ 昨年度の本委員会では、昨年度時点のコストデータ等に基づき、以下のとおり、2023 年度の調達価格・基準価格についてとりまとめた。

- メタン発酵バイオガス以外：多くのコストデータの平均値・中央値が、調達価格・基準価格の想定値を上回る（設備利用率の想定値は

下回る）又は同等の水準である一方、基本的な方向性として中長期的な自立化を目指していること等をふまえて、想定値を維持。

- メタン発酵バイオガス：今後、案件の増加が期待される原料混合（特に 500kW 未満）等に着目し、調達価格・基準価格の想定値を見直し。

■ 今年度のコストデータによれば、それぞれの資本費・運転維持費は、基本的に、平均値・中央値いずれも 2023 年度の調達価格における想定値を上回る又は同等の水準となっている。また、設備利用率は、基本的に、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。

■ 一方で、ばらつきが大きく想定値を下回る（設備利用率は上回る）水準も確認できていること、大規模案件に着目すると安価にできているコストデータもあること、基本的な方向性として価格目標で中長期的な自立化を目指していること等をふまえれば、調達価格・基準価格の想定値を 2023 年度よりも引き上げる（設備利用率は引き下げる）ことは適当ではないと考えられる。

■ こうした点もふまえ、2024 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）、すなわち、一般木材等（10,000kW 未満）、未利用材（2,000kW 以上）、未利用材(2,000kW 未満)、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマス、メタン発酵バイオガスの各区分等の調達価格・基準価格については、いずれも、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。また、バイオマス発電の調整力としての価値供出について、FIP 電源の設備利用率や事業形態の実態把握に今後、努めていく。

### (4) 2023 年度の取扱い（新規燃料の取扱い等）

#### ① これまでの検討経緯

■ バイオマス発電の新規燃料については、2018 年度の本委員会において、FIT 制度の対象とするか、対象とする場合にどの区分かについて、コスト動向・燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））の観点から検討した結果、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみを FIT 制度の対象とし、この検討結果やコスト動向をふまえて、現行の区分で買取りを行うかどうかといった点も含めて、本委員会で取扱いを検討することとした。

■ 上記をふまえ、2019 年度、バイオマス持続可能性 WG が新たに設けられ

た。同 WG では、FIT 制度下におけるバイオマス燃料の持続可能性について、「環境」・「社会・労働」・「ガバナンス」・「食料競合」等の観点について、「確認手段（対象、主体、時期)」の視点も加え、専門的・技術的に検討し、2019 年 11 月、「FIT 制度下における持続可能性評価基準」、「個別認証への適用」等について中間整理を取りまとめた。

■ 上記をふまえながら、2019 年度の本委員会において、業界団体から追加的に要望のあった新規燃料も含めて、新規燃料の取扱いに関する議論を行った結果、①食料競合への懸念が認められる燃料については、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こと、②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を FIT 制度の対象とすることとし、それぞれ、本委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行うこととした。

■ 上記をふまえ、2020 年度から、同 WG では、「食料競合」・「ライフサイクル GHG」、「新第三者認証スキームの追加等」について、専門的・技術的に検討してきた。検討の状況をふまえ、2021 年度の本委員会において、2022 年度に、ライフサイクル GHG の確認手段等の残された論点に関する同 WG の結論を得た上で、新規燃料の取扱いを検討することとした。

■ 2022 年度は、同 WG において、残された論点について検討。また、本委員会において、新規燃料候補（業界団体から新規燃料として要望のあったバイオマス種のうち、非可食かつ副産物であることが確認できているもの）の燃料区分について議論した。

■ また、この燃料区分をふまえ、同 WG において、持続可能性の確認方法について、専門的・技術的な検討を行ってきた。同 WG の結論をふまえて、改めて本委員会で、FIT・FIP 制度の対象とするかどうかといった点も含めて、新規燃料の取扱い等について検討した。

【参考 90】バイオマス持続可能性ワーキンググループからの報告

| 検討項目 | 整理した内容（要旨） | 今後の対応事項 |
|---|---|---|
| 持続可能性基準・食料競合 | **【持続可能性確認に係る経過措置について】**<br>● PKS及びパームトランクについては、これ以上の経過措置の延長は原則として行わないことを前提として、経過措置の期間を1年間延長し、2024年3月31日とする。なお、引き続き、持続可能性の確保に関する情報公開の履行徹底を求める。<br>**【新たな第三者認証の追加】**<br>● MSPO Part4-1,4-2,4-3（PKS、パームトランクが対象※1）及びISCC Japan FIT- Sustainable Palm Oil（パーム油が対象）を追加。<br>※1 パーム油については栽培工程を確認するMSPOPart2,3が追加とはなっておらず、適用は想定しない | **【第三者認証の追加】**<br>● 新たな第三者認証が整備あるいは改定され、評価を求められた場合は、新たに検討する。 |
| | **【新規燃料の候補に求める持続可能性基準と確認方法】**<br>● バイオWGで議論を行った新規燃料候補※2について、調達価格等算定委員会において、「一般木質又は農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」として取り扱うことが確認されたことから、これらの新規燃料候補に求める持続可能性は、既存の農産物の収穫に伴って生じるバイオマスに求めるものと同じ基準とする。<br>● また、「FIT/FIP制度が求める持続可能性を確認できる第三者認証スキーム」として確認した既存認証スキームを活用して、持続可能性を確認するものとする。<br>※2 WG委員の意見を踏まえ、稲わら・麦わら・籾殻は、それ自体は食用バイオマスではないものの、これらを活用し食料生産を行っており、食料生産への影響を踏まえた継続議論が必要。 | **【既存認証スキームとの調整】**<br>● 新規燃料の候補※2が正式に追加された後、既存認証スキームの改定を要請。<br>**【食料生産への影響を踏まえた議論】**<br>● 食料生産への影響を踏まえた議論が必要な新規燃料候補について取り扱いを検討。 |
| ライフサイクルGHG | **【既定値】**<br>● 既存燃料のうち、農産物の収穫に伴って生じるバイオマス・輸入木質バイオマス・国内木質バイオマスのライフサイクルGHG既定値（案）を作成した。<br>**【確認手段】**<br>● 農産物の収穫に伴って生じるバイオマス・輸入木質バイオマスについては、既存認証スキームを活用。ヒアリングにおいて各認証が示したメルクマールへの適合の方針に従い要求事項の整備を依頼。<br>● 国内木質バイオマスについては、木質バイオマス証明ガイドラインの仕組みを参考としつつ、これを改良・強化し、確認手段として活用。その他バイオマスは引き続き検討。<br>**【発電所の実施事項と制度開始時期】**<br>● 農産物の収穫に伴って生じるバイオマス（輸入）、輸入木質バイオマス、国内木質バイオマスについては、3年の経過措置を設けつつ、2023年4月に制度を開始。<br>✓ **2021年度以前の認定案件**：望ましい情報開示・報告方法に従い自主的開示<br>✓ **2022年度以降の認定案件**：①認定時のライフサイクルGHGを確認にかかる要求事項を含む認証取得、②認定時の事業者による自主的算定、③調達時の証票の確認・保存 の要求を基本とする。<br>**【その他】**<br>● 裾切基準：1MW以上の案件をライフサイクルGHG基準の確認対象とする裾切基準を設ける。<br>● 算定式：新たに熱電併給方式の場合のライフサイクルGHGの計算方法を整理。 | **【既定値】**<br>● 既定値（案）のパブリックコメントを実施する。<br>**【既存認証スキームとの調整】**<br>● 既存認証スキーム（RSB・GGL・ISCC・SBP）に対し、ライフサイクルGHGの確認に係る要求事項を早期に整備するよう依頼。<br>● 新規燃料としての追加が確認され次第、新規燃料のライフサイクルGHGも確認できるよう各既存認証スキームと調整。<br>**【FIT/FIP専用の新確認スキームの検討】**<br>● メタン発酵ガス、一般廃棄物、産業廃棄物、建設資材廃棄物、国産の農産物の収穫に伴って生じるバイオマスのライフサイクルGHG確認方法の検討。<br>**【2021年度以前の既認定案件】**<br>● 自主的開示の状況について、業界団体等からヒアリングする。 |

## ② 新規燃料候補の燃料区分について

■ 新規燃料について、発電設備自体は既存燃料と同様であるため、燃料費に着目してコスト動向を分析すると、業界団体の発表資料に基づく新規燃料候補の価格はそれぞれ参考 91 のとおり。

■ 固体の新規燃料候補については、現行の区分で想定されているペレット、チップ、PKS の実績値（定期報告）の水準をふまえ、一般木質バイオマス又は農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料区分として取り扱うこととした。

■ 液体の新規燃料候補については、現行の区分で想定されているパーム油の実績値（定期報告）の水準をふまえ、農産物の収穫に伴って生じるバイオマス液体燃料区分として取り扱うこととした。

【参考 91】業界団体の発表資料に基づく新規燃料候補の価格

| バイオマス発電事業者協会から要望のあった新規燃料の燃料費 | |
|---|---|
| EFB（パーム椰子果実房） | 1,244円/GJ |
| ココナッツ殻 | 1,072円/GJ |
| くるみ殻 | 1,118円/GJ |
| アーモンド殻 | 1,297円/GJ |
| ピスタチオ殻 | 1,383円/GJ |
| ひまわり種殻 | 1,588円/GJ |
| コーンストローペレット | 1,097円/GJ |
| ベンコワン（葛芋）種子 | 817円/GJ |
| 籾殻 | 1,692円/GJ |
| サトウキビ茎葉 | 1,625円/GJ |
| ピーナッツ殻 | 2,197円/GJ |

| 環境・エネルギー事業支援協会から要望のあった新規燃料の燃料費 | |
|---|---|
| カシューナッツ殻油（ベトナム産 CNSL） | 426 ~ 1,280円/GJ（FOB、出典 ECサイト） |
| カシューナッツ殻油（ベトナム産 CNSL） | 2,134円/GJ（FOB、出典 JETRO） |
| カシューナッツ殻油（ベトナム産 CNSL） | 2,774円/GJ（CNF、出典 ベトナム工場ヒアリング） |

| （参考）既存燃料の燃料費 | | |
|---|---|---|
| | 定期報告データ（平均値） | 想定値 |
| 一般木材（チップ） | 712円/GJ | |
| 一般木材（ペレット） | 1,209円/GJ | 842円/GJ |
| PKS | 934円/GJ | |

| （参考）既存燃料の燃料費 | | |
|---|---|---|
| | 定期報告データ（平均値） | 定期報告データ（中央値） |
| パーム油 | 2,178円/GJ | 2,222円/GJ |

## ③ 新規燃料の取扱い

■ 今年度の本委員会において、業界団体から新規燃料として要望のあったバイオマス種のうち、非可食かつ副産物であることが確認できているものについては、「一般木質バイオマス又は農産物の収穫に伴って生じるバイオマス」として取り扱うこととした。また、同 WG において、ライフサイクル GHG を含む持続可能性基準の確認手段が整理された。こうした状況をふまえ、新規燃料候補のうち、同 WG から提案のあった燃料については、2023 年度から FIT･FIP 制度におけるバイオマス発電の新規燃料として認めることとした。（参考 92）

■ 引き続き、稲わら・麦わら・籾殻については、食料生産への影響をふまえた継続議論を行うこととし、また、今回新規燃料として認めるバイオマス種以外のバイオマスについては、食料競合に関する国内外の議論の動向や他用途の燃料需要の動向も注視の上、必要に応じてそのバイオマス種の扱いを同 WG において個別に検討することとした。

【参考 92】FIT・FIP 制度の対象として追加するバイオマス

| 新規燃料として要望のあったバイオマス種 | | ①食用のバイオマスではないもの | ②副産物に当たるもの※1 | ③持続可能性基準の確認方法があるもの | FIT制度の対象として追加するもの |
|---|---|---|---|---|---|
| バイオマス発電事業者協会要望 | EFB（パーム椰子果実房） | | ※3 | ○ | ○ |
| | ココナッツ殻 | | ※3 | ○ | ○ |
| | カシューナッツ殻 | | | ○ | ○ |
| | くるみ殻 | | ※3 | ○ | ○ |
| | アーモンド殻 | | ※3 | ○ | ○ |
| | ピスタチオ殻 | | ※3 | ○ | ○ |
| | ひまわり種殻 | | ※3 | ○ | ○ |
| | 未利用ココナッツ | － | － | | |
| | 照葉木果実 | | － | | |
| | ミフクラギ果実 | | － | | |
| | コーンストローペレット | | | ○ | ○ |
| | ネピアグラス | | － | | |
| | ソルガム（こうりゃん） | － | － | | |
| | ベンコワン（葛芋）種子 | | ※3 | ○ | ○ |
| | ジャトロファ種子 | | － | | |
| | 稲わら・麦わら | ※2 | | ※2 | ※2 |
| | 籾殻 | ※2 | | ※2 | ※2 |
| | サトウキビ茎葉 | | | ○ | ○ |
| | ピーナッツ殻 | | | ○ | ○ |
| 環境・エネルギー事業支援協会要望 | キャノーラ油 | － | － | | |
| | 大豆油 | － | － | | |
| | 落花生油 | － | － | | |
| | ヒマワリ油 | － | － | | |
| | PAO（パーム酸油） | | － | | |
| | カシューナッツ殻油 | | | ○ | ○ |
| | ジャトロファ油 | | － | | |
| | ポンガミア油 | | － | | |
| | 規格外ココナッツ油 | | － | | |

－：基準を満たすことが確認できなかったもの
※1：2018年度の調達価格等算定委員会意見において、「当該燃料より付加価値の高い製品が産出されないものを主産物、それ以外を副産物」とすることと定義された。
※2：WG委員の意見を踏まえ、稲わら・麦わら・籾殻は、それ自体は食用バイオマスではないものの、これらを活用し食料生産を行っており、食料生産への影響を踏まえた継続議論が必要。
※3：バイオマス持続可能性WG中間整理（2019年11月）に副産物である旨記載

### ④ ライフサイクル GHG

■ バイオマス持続可能性 WG で取りまとめられた以下内容について、本委員会としても承認することとした。

① 農産物の収穫に伴って生じるバイオマス（輸入）、輸入木質バイオマス、国内森林に係る木質バイオマスについては、３年間の経過措置を設けつつ、2023 年 4 月にライフサイクル GHG の基準を適用する制度を開始する。ライフサイクル GHG の確認には第三者認証等を活用することとする。

② メタン発酵ガス、一般廃棄物、産業廃棄物、建設資材廃棄物、国産の農産物の収穫に伴って生じるバイオマスについては引き続き確認方法の検討を行い、確認方法が整理され次第、制度を開始とする。

### ⑤ 持続可能性確認に係る経過措置

■ バイオマス持続可能性 WG で取りまとめられた以下内容について、本委員会としても承認することとした。

① PKS 及びパームトランクについては、着実に対応を進めている事業者であれば 2024 年 3 月末までには認証を取得できる見込みであること、現時点で認証未取得の理由は措置の不適合が原因ではなく、手続き上の問題であることをふまえ、PKS 及びパームトランクの経過措置については、これ以上の経過措置の延長は原則として行わな

いことを前提として、経過措置の期間を 1 年間延長し、2024 年 3 月 31 日とする。

② パーム油については、昨年度の報告のとおり、2023 年 3 月 31 日を経過措置の期限とする。

## Ⅳ．入札制度

### 1．太陽光発電

#### (1)　2023 年度の上限価格の事前公表・非公表

■　入札制度の設計にあたっては、以下の２つの大きな方向性が考えられる。

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、上限価格を意識した競争を促す。

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、他の事業者との競争を促す。

■　事業者の積極的な参入を促すため、2021 年度より、上限価格を事前公表する形（②）で入札を実施している。引き続き、事業者の参入促進を促していく観点から、来年度も上限価格を事前公表することとした。

#### (2)　2023 年度の入札対象範囲

■　事業用太陽光発電については、2017 年度の入札制の適用以降、順次、その対象範囲を拡大してきた。引き続きコスト低減の加速を図る観点から、入札対象範囲は可能な限り拡大していくことが望ましい一方で、以下のような懸念があることもふまえ、来年度の入札対象範囲については、これまでと同様に、原則 250kW 以上とした。

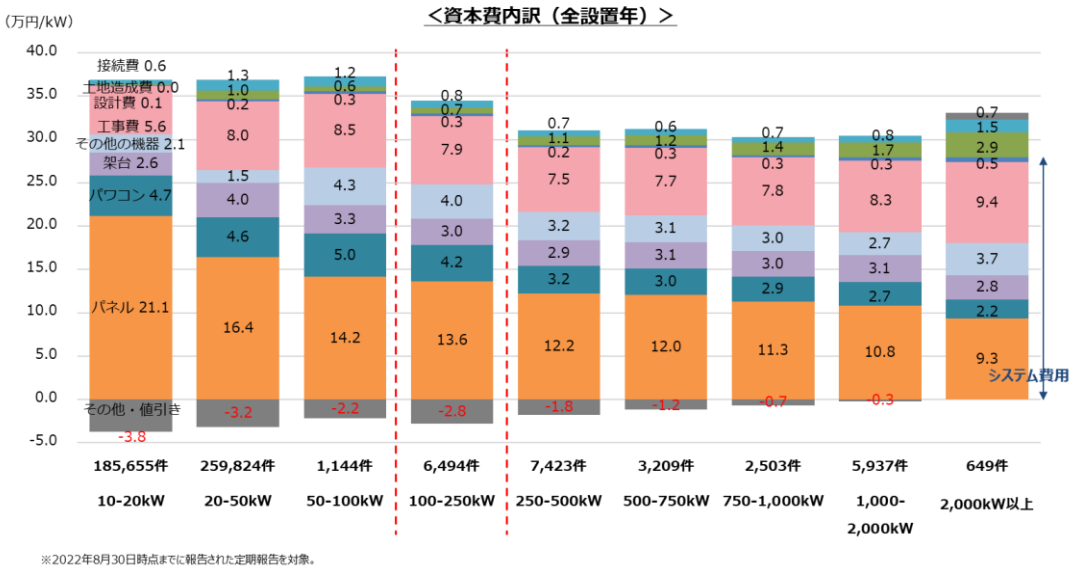
- 250kW 以上／未満で資本費に一定の差異が見られること。また、入札準備に必要な経費は小規模案件ほど相対的に重い負担であること（参考 92）
- 入札対象範囲の拡大により入札件数が大幅に増加するおそれ（2021 年度実績で 100-250kW は 1,000 件を超える認定件数）があり、円滑な入札制の運用のためには更なる体制整備が求められること（参考２）

■　その上で、昨年度の本委員会では、地域と共生した太陽光発電の導入加速化を図るため、既築建物への屋根設置の太陽光発電については、今年度から入札制の適用を免除することとした。こうした制度設計の下、今年度については、現時点で、合計 16 件・約 10MW の FIT・FIP 認定申請が確認できている。

■ 地域と共生した太陽光発電の更なる導入加速化に向けては、これまでの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における議論の中でも、FIT・FIP 制度において、「屋根設置の更なる導入に向けて、設置の形態等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図るべく検討を進める」方向性が示されたところ。

■ こうした点をふまえ、建物登記等の提出を求め、屋根設置を適切に確認することを前提に、既築の建物への設置案件に限らず、屋根設置の太陽光発電について、入札制の適用を免除することとした。その上で、今後、当該特例に係るフォローアップを行い、必要に応じて見直しを検討することとした。

【参考 93】事業用太陽光発電の資本費及びその構成（規模別）



※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

## (3) 2023 年度の入札実施回数

■ 事業用太陽光については、事業者の案件形成スケジュールと入札スケジュールのタイムラグを可能な限り低減させるため、昨年度より年間４回の入札を実施しているところ。

■ 案件形成の促進と入札の実務負担の観点から、来年度の入札実施回数は、今年度と同様、年間４回とした。

### (4) 2023年度の入札募集容量

#### ① 募集容量

■ 今年度の入札について、昨年度の本委員会では、 FIT／FIPの線引きをふまえ、1,000kW以上／未満で区分を分けて、それぞれ募集容量を設定し、入札を実施することを基本とした。具体的には、昨年度の入札３回の落札容量の平均225MW[14]に、昨年度の入札３回の総落札容量における250-1,000kW／1,000kW以上それぞれの割合（22%：78%）を掛けて算出される容量（250-1,000kWは50MW、1,000kW以上は175MW）を初回入札の募集容量とした。

■ 同様に、今年度の入札３回の落札容量（全体）[15]に着目すると、合計316MW（うち、250-500kWは9MW（3%）、500kW以上は307MW（97%））、平均105MW。

■ 来年度の事業用太陽光については、500kW以上はFIP入札のみ、250-500kWはFIP（入札対象外）かFIT入札の選択制となり、500kW以上／未満で取扱いが異なる。このため、今年度と同様、FIP電源／FIT電源（500kW以上／未満）で区分を分けて入札を実施することも考えられる。一方で、今年度の入札結果等をふまえると、

- ➢ FIT電源（250-500kWの区分）の入札容量は、FIP電源（500kW以上の区分）の入札容量と比べると、非常に小さいと考えられることから、FIP電源とFIT電源が同じ入札の枠の中で競争することにより、再エネの市場統合が阻害されるリスクは小さい。なお、今年度の入札におけるFIP電源とFIT電源の落札価格は概ね同程度。
- ➢ 入札制は基本的にシンプルな制度設計が望ましい。

と考えられることから、来年度についてはFIP電源／FIT電源で区分を分けることなく、250kW以上全体で単一の入札枠の中で競争することとした。具体的には、今年度の入札３回の落札容量（全体）の平均値である105MWを、来年度初回の募集容量とした。

■ なお、今年度については、こうしたFIT・FIP案件に加えて、需要家主導による太陽光発電導入促進補助金（令和3年度補正予算135億円・

---

[14] 入札対象外とされた既築の建物への設置案件を除く。

[15] 入札対象外とされる予定の屋根設置の案件を除く。

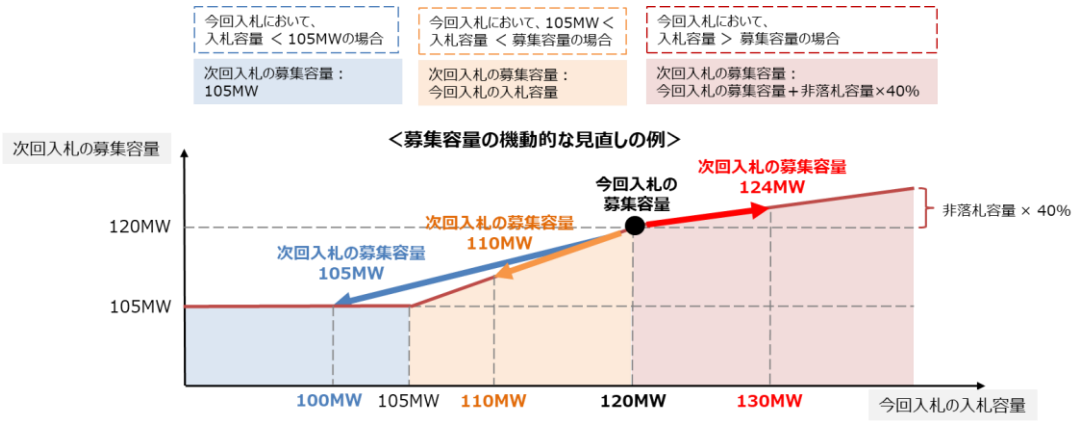
令和 4 年度当初予算 125 億円）により合計 209MW の案件を採択（今年度内又は来年度内の運転開始予定）。来年度についても、同様に、令和 4 年度補正予算 255 億円と令和 5 年度当初予算 105 億円（案）により、一定容量の需要家主導型太陽光発電の案件の採択が見込まれる[16]。

■ 昨年度及び今年度の事業用太陽光の入札においては、前回の入札における入札容量をふまえて、以下のとおり、募集容量を機動的に見直すこととしている。（参考 94）

- ➢ 今回入札で入札容量が募集容量を上回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の募集容量に今回入札の非落札容量の 40%を加えた容量
- ➢ 今回入札で入札容量が募集容量を下回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の入札容量（ただし、年度初回入札の募集容量を下限とする）

■ 来年度の入札においても、同様に、こうした募集容量の機動的な見直しの仕組みにより、競争性の確保と太陽光導入の加速化を図ることとした。

【参考 94】募集容量の機動的な見直しの例




## (5) 2023 年度の入札上限価格

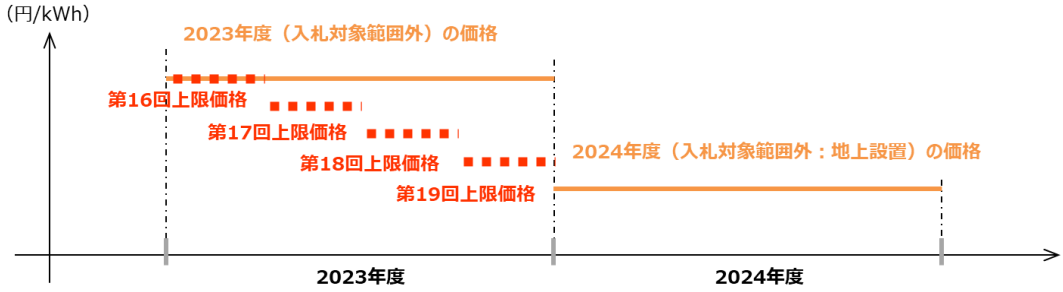
■ 昨年度の本委員会では、今年度の入札上限価格については、2022 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 10 円

[16] 令和 4 年度補正予算及び令和 5 年度当初予算（案）では、需要家主導型太陽光発電に加えて、再エネ電源併設型蓄電池導入についても支援。

/kWh と、2023 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 9.5 円/kWh の間を刻む形で、第 12 回から第 15 回にかけて、10.00 円/khW、9.88 円/kWh、9.75 円/kWh、9.63 円/kWh と設定した。

■ 来年度の入札上限価格についても、 2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外：地上設置）の調達価格・基準価格の諸元を前提に、今年度と同様の考え方に基づき、 2023 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 9.5 円/kWh と、2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格の間を刻む形で設定した。（参考 95）

【参考 95】2023 年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格のイメージ



## 2. 陸上風力発電

### (1) 2023 年度の入札対象範囲

■ 陸上風力発電については、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くという基本方針の中で、昨年度の本委員会では、昨年度の入札結果が概ね順調であったことや、250kW 以上を入札対象とした場合に 50～250kW の区分において入札制度の適用を回避する可能性があること、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象としていること等をふまえ、2022 年度の入札対象を 50kW 以上とした。

■ 引き続き、陸上風力発電については、入札制の下で事業者間の競争によるコスト低減を促していくことが重要であること、等をふまえ、引き続き、2023 年度の入札対象についても 50kW 以上とした。

### (2) 2023 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表

■ 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、事前公表とした。

### (3) 2023 年度の入札募集容量・入札実施回数

■ 昨年度の本委員会では、以下の理由から、2022 年度の初回入札の募集容量を 1.3GW とした上で、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化のため、初回入札において入札容量が直近 5 年間の年間平均認定量である 1.7GW を超えた場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。

- ➢ 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、実際の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

■ 2023 年度の入札制の募集容量の設定にあたっては、これまで同様に、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮しつつ、今年度の入札では上限価格付近の応札が一定数確認されていることもふまえ、他の応札者との競争が働くよう、応札容量が上回ることが想定されるような募集容量を設定することが重要である。

■ こうした考え方の下、以下の実績[17]もふまえ、2023 年度の初回入札の募集容量を 1.0GW とした上で、初回入札で入札容量が 1.3GW を超える場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。この追加入札の設計については、今年度と同様に、参考 96 のとおりとした。

- 直近５年間の年間認定量（2018-2022 年度）の平均が 1.5GW／年、最低水準が 1.0GW／年程度
- これまでの年間認定量（2012-2022 年度）の平均が 1.2GW／年、また、直近の入札容量が 1.3GW／年

【参考 96】2023 年度の陸上風力発電の入札のイメージ

| | 初回入札 | | 追加入札 |
|---|---|---|---|
| 入札対象範囲 | 50kW以上 | 初回入札で入札容量が1.3GWを超える場合 → | 50kW以上 |
| 募集容量 | 1.0GW | | 初回入札の非落札容量×40% |
| 上限価格の事前公表/非公表 | 事前公表 | | 事前公表 |
| 上限価格 | 15円/kWh | | 初回入札の加重平均落札価格または2024年度入札の上限価格（14円/kWh）のいずれか高い額 |

[17] 2021 年度、2022 年度については、入札容量

## 3．着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）

### (1)　2023 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表

■　入札制度の設計にあたっては、以下の２つの大きな方向性が考えられる。

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、上限価格を意識した競争を促す。

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、他の事業者との競争を促す。

■　再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力の認定件数・容量は 11 件・668MW（2022 年 6 月時点）であり、これまでには認定案件のない年度も存在する。来年度についても、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられる。こうした中でも入札による競争効果を促すため、上限価格を事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。

### (2)　2023 年度の入札募集容量

■　上述のとおり、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられるものの、これまでには設備容量 187MW の認定案件もあること（参考 48）から、こうした案件と同程度の規模の案件が落札できる可能性も維持するため、190MW を募集容量とした。

## 4. バイオマス発電

### (1) 2023 年度の入札上限価格・募集容量

■ 昨年度の本委員会で、2023 年度のバイオマス発電の入札対象範囲については、十分な FIT 認定量があることや海外ではより低コストで事業実施できていること等をふまえて、2018～2022 年度と同様に、一般木質等（10,000kW 以上）および液体燃料（全規模）ととりまとめたところ。

■ この上限価格については、これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であることから、引き続き、事前非公表として、上限価格を意識した競争を促した。

■ また、募集容量については、これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であるものの、入札参加申込容量は第 5 回を除いて各回とも 100MW を超えており、この中には、設備容量 112MW の大規模案件を予定する事業計画も存在することから、こうした大規模案件が落札できる可能性も維持するため、120MW を据え置くこととした。

## 5. 入札実施スケジュール

### (1) 2023 度の入札実施スケジュール

■ 2023 度の入札実施スケジュールについて、

- ➢ 太陽光発電は計 4 回（第 16 回、第 17 回、第 18 回、第 19 回）。
- ➢ 陸上風力発電は 1 回（第 3 回）。ただし、1.3GW を超える入札容量があった場合には、同年度内に追加の入札を実施する。
- ➢ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は 1 回（第 2 回）。
- ➢ バイオマス発電は 1 回（第 6 回）。

の入札を実施し、いずれの入札も FIT・FIP 認定取得期限を、入札結果公表後、7 ヶ月が経過した期日とすることとし、詳細は参考 97 のとおりとした。

【参考 97】2023 年度の入札実施スケジュール

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

## Ⅴ．地域活用要件

### 1．低圧事業用太陽光発電

#### (1) 地域と共生した太陽光の導入拡大に向けた方向性

■ 低圧太陽光発電（10-50kW）については、自家消費型の事業実施（需給一体的な構造）により、

- ➢ 系統負荷の小さい形での事業運営がなされ、災害時に自立的に活用されることで、レジリエンス強化に寄与する
- ➢ 需給が近接した形での事業実施により、地域において信頼を獲得し、長期安定的な事業運営を進める

■ との考え方の下、2020 年度より、以下の①②の両方を FIT 認定の要件として求めている[18]。

① 再エネ発電設備の設置場所で少なくとも 30%の自家消費等を実施すること[19]

② 災害時に自立運転[20]を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること

■ こうした要件設定により、自家消費型の太陽光発電の導入拡大が進み、地域のレジリエンス強化や太陽光の長期安定的な事業運営に一定程度、寄与したと考えられる一方で、2020 年度以降の当該区分の認定量は、2020 年度以前と比べると、大きく減少傾向にある。こうした中、地域と共生した太陽光の導入加速化を図っていく観点から、昨年度の本委員会においても、集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）のみなし自家消費についてとりまとめたところ。

■ 地域と共生した太陽光の更なる導入加速化を図っていくため、地域のレジリエンス強化や長期安定的な事業運営の確保、事業規律の確保を

---

18 営農型太陽光（農地転用許可の期間が３年間を超えるもの）と集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）については、自家消費の要件①の特例あり。

19 農地一時転用許可期間が 10 年間となり得る営農型太陽光発電は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT 制度の対象。

20 災害時のブラックスタート（停電時に外部電源なしで発電を再開すること）が可能であること。

大前提に、要件適用の際の条件について更なる議論・検討を進めていくことも考えられる。例えば、温対法の地域脱炭素化促進事業制度に基づき、自治体の設定した促進区域内にあって、自治体の認定を受けている事業であることを確認し、長期安定的な事業運営が見込まれることを確認することも考えられるところ。

■ 地域共生・地域活用を適切に担保するとの要件趣旨や温対法に基づく地域脱炭素化促進事業制度等の関連制度の動向、事業規律の強化に向けた議論の進捗等もふまえつつ、今後、こうした要件適用の際の条件に関する更なる議論・検討を進めることとした。

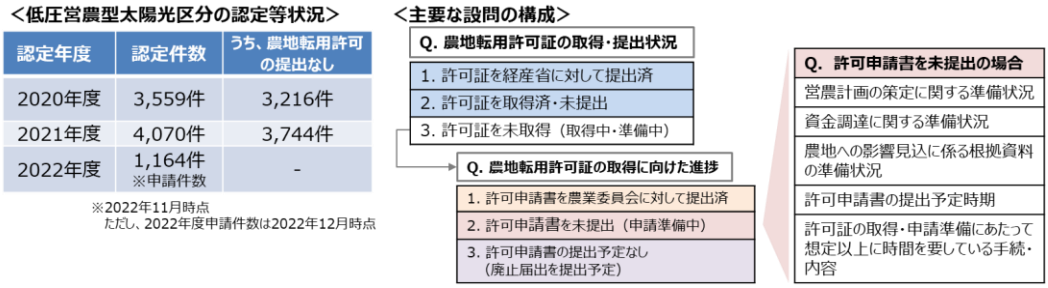
### (2) 営農型区分の地域活用要件に関する対応

■ 営農型太陽光発電（農地転用許可の期間が３年間を超えるもの）については、近隣に電力需要が存在しない可能性も鑑み、上記のとおり、「農林水産行政の分野における厳格な要件確認」を経たものとして、自家消費を行わない（上記①）案件であっても、災害時活用（上記②）を条件に、FIT 制度の対象として位置付けている。

■ この場合、農地転用の制度運用上、FIT 認定がなければ農地転用許可を得ることが実質的に難しいとの指摘があることをふまえ、農地転用許可がなされることを条件に FIT 認定を行った上で、FIT 認定後、３年以内に農地転用許可を得ることを求めている。

■ こうした運用の下、2020 年度認定案件については、2023 年度にその３年の期限を迎える中で、2022 年 11 月時点で 3,216 件が農地転用許可の提出のない状況。こうした状況をふまえ、2022 年 11 月時点で農地転用許可証を未提出の事業者（3,216 件）に対して、農地転用許可証の取得状況に関する書面調査を実施した。（参考 98）

【参考 98】低圧営農型太陽光の認定状況、調査の主要な設問



<低圧営農型太陽光区分の認定等状況>

| 認定年度 | 認定件数 | うち、農地転用許可の提出なし |
|---|---|---|
| 2020年度 | 3,559件 | 3,216件 |
| 2021年度 | 4,070件 | 3,744件 |
| 2022年度 | 1,164件<br>※申請件数 | - |

※2022年11月時点
ただし、2022年度申請件数は2022年12月時点

<主要な設問の構成>

Q. 農地転用許可証の取得・提出状況
1. 許可証を経産省に対して提出済
2. 許可証を取得済・未提出
3. 許可証を未取得（取得中・準備中）

Q. 農地転用許可証の取得に向けた進捗
1. 許可申請書を農業委員会に対して提出済
2. 許可申請書を未提出（申請準備中）
3. 許可申請書の提出予定なし（廃止届出を提出予定）

Q. 許可申請書を未提出の場合
営農計画の策定に関する準備状況
資金調達に関する準備状況
農地への影響見込に係る根拠資料の準備状況
許可申請書の提出予定時期
許可証の取得・申請準備にあたって想定以上に時間を要している手続・内容

■ 調査票を送付した 3,216 件のうち、673 件（約２割）が回答。回答のあ

った 673 件のうち、614 件（約 9 割）が農地一時転用許可を取得できていない（取得準備中）との状況。このうち、515 件が農地転用許可申請書を農業委員会に対して未提出（申請準備中）との状況。この 515 件のうち、営農計画書（①）と下部の農地への影響見込に関する根拠資料（②）ともに策定・取得中又は未着手の件数が 463 件（約 9 割）。このうち、資金調達（③）についても金融機関に相談中／準備未着手の件数が 332 件。また、想定以上に時間を要している手続・内容については、地権者・地域との調整等や、計画策定に必要なデータ収集との回答が多く挙げられた。（参考 99）

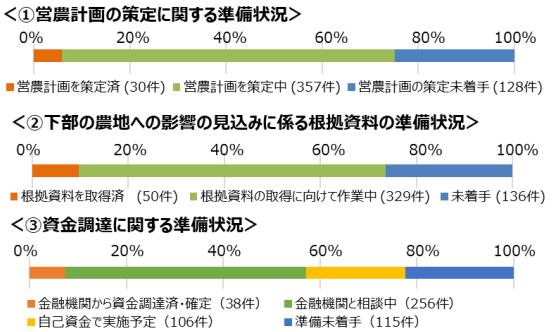
【参考 99】低圧営農型太陽光の調査結果の概要

**Q. 農地一時転用許可証の取得・提出に関する状況**

| | | |
|---|---|---|
| 1. 許可証を経産省に対して提出済 | 8件 | 1% |
| 2. 許可証を取得済・未提出 | 51件 | 8% |
| 3. 許可証を未取得（取得中・取得準備中） | 614件 | 91% |

**Q. 農地一時転用許可証の取得に向けた進捗**

| | | |
|---|---|---|
| 1. 許可申請書を農業委員会に対して提出済 | 36件 | 5% |
| 2. 許可申請書を未提出（申請準備中） | 515件 | 77% |
| 3. 許可申請書の提出予定なし（廃止届出を提出予定） | 63件 | 9% |




**＜想定以上時間を要している手続・内容＞** ※複数回答可

| | | |
|---|---|---|
| **初期検討**：地権者との調整・情報収集、地域の合意形成等 | 312件 | 45% |
| **計画策定**：地域の平均的な単収に関する根拠資料取得、販売計画における販売額の根拠検討等 | 319件 | 46% |
| **農業委員会との調整**：農業委員会との調整 | 27件 | 4% |
| **資金調達・事業性検討**：資金調達・融資証明書の取得、資材高騰・不足による事業実施の再検討等 | 29件 | 4% |

■ このように、今回の調査では、2020 年度の営農型区分の認定案件の多くが、FIT 認定後 3 年の期限を迎えるまで残り 1 年程度という中で、未だに農地転用許可の申請を行っていない等の状況にあることが明らかになった[21]。

■ 引き続き、こうした営農型区分の認定案件の動向のフォローアップや農地転用許可制度の遵守徹底のための周知を関係省庁で連携して行うとともに、来年度以降の営農型区分の FIT 認定にあたっては、3 年以内の農地転用許可の取得の見込について、より適切に確認を行うことが必要と考えられる。

■ 具体的には、今回の調査においても、農地転用の制度運用上、FIT 認定

[21] FIT 認定後、3 年以内に農地転用許可が得られない場合、認定条件を満たさないものとして、認定は取り消されるとされている。

がなければ農地転用許可を得ることが実質的に難しいとの回答があったこともふまえて、FIT 認定申請時点において、管轄の農業委員会に対して提出した農地転用許可申請書の写し等の提出を求め、管轄の農業委員会に対して農地転用許可申請が既に行われていることを確認することとした。その上で、今後も、引き続きその動向をフォローアップするとともに、関係省庁で連携してこの円滑な運用・執行に向けて、自治体等に対して適切な情報提供等に努めていくこととした。

## 2. 陸上風力発電

- 昨年度の本委員会で、陸上風力発電の 2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象については、50kW 以上とした上で、50kW 未満については、当面は地域活用電源として FIT 制度により支援していくことをとりまとめた[22]。
- 陸上風力発電（FIT 利用）に適用する地域活用要件の具体内容については、昨年度の本委員会で提示した方向性のとおり、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様に、太陽光発電と比べて立地制約が大きいことをふまえ、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様の要件を設定することとした。

## 3. 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電

- 昨年度の本委員会で、2024 年度についても、2022 年度及び 2023 年度と同様に、自家消費型・地域消費型／地域一体型の要件を適用し、今後の動向に注視することとした。
- 2025 年度についても、同様の要件を適用することを基本としつつ、自治体の関与も含め、今後、その実態把握に努めていくこととした。

---

[22] リプレース区分については、新設と異なる扱い。

## Ⅵ. その他電源共通事項

### 1. インボイス制度の導入に伴う消費税の取扱い（新規認定）

■ 調達価格については、再エネ特措法上、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と認められる費用等を基礎として定めることとされている。

■ こうした中で、これまでに設定されている調達価格については、消費税の税率変更の可能性も想定し、原則、外税方式としつつ、 10kW 未満の太陽光発電（余剰買取）については、消費税の納税義務のない一般消費者が主な認定事業者となることから内税方式とされていた[23]。

■ 免税事業者には消費税の納税の義務がないこと、また、インボイス制度開始後、免税事業者との取引については、仕入税額控除ができないことにより消費税負担が生じることをふまえ、2024 年度以降の調達価格[24]については、その電源種や規模によらず、

- ➢ インボイス発行事業者（すなわち課税事業者[25]）：外税方式
- ➢ 非インボイス発行事業者（すなわち免税事業者）：内税方式（これまでの 10kW 未満の太陽光発電と同様）

とした。

■ なお、インボイス発行事業者／非インボイス発行事業者の該当が変わる場合には、上記のとおり消費税の取扱いも変更する。

---

[23] FIP 制度におけるプレミアムは、電力広域的運営推進機関が再エネ特措法に基づき交付するものであることから、FIP 認定事業者が電力広域的運営推進機関に対して何らかの役務提供等をことの対価は認められず、消費税の課税対象外（不課税）である。

[24] 再エネ特措法上、調達価格等については、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされているが、再エネの供給量の状況、再エネ発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等を定めることができるとされている（第３条第１項）。こうした規定の趣旨の範囲内において、経済産業大臣が定めて告示した調達価格等（今後認定する案件の調達価格等）については、改めて設定することが可能。

[25] 今後、新規認定ついては、課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うことを認定要件とするため。

## 2. 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）

■ 発電側課金に関しては、既認定 FIT／FIP[26]ついては、調達期間等の終了後から発電側課金の対象とし、新規 FIT／FIP については調達価格・基準価格等の算定において考慮する形で、2024 年度に導入することとされている。

■ 新規 FIT／FIP（2024 年度以降、新たに FIT／FIP 認定を受ける案件）の調達価格・基準価格等の算定における発電側課金の考慮にあたっては、これまでの関係審議会における議論においても、以下の方向性が示されている。こうした方向性自体は、引き続き適切であると考えられることから、こうした方向性で検討を進めることとした。

- ➢ 発電側課金により発電事業者の費用負担が増えることをふまえ、発電側課金を「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱う。
- ➢ その際、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることから、エリア別ではなく全国平均での発電側課金による費用負担の増加分を想定し、調達価格等の算定において考慮する[27]。なお、発電側課金による費用負担の増加分の想定にあたっては、発電側課金での割引制度が意図する系統利用の効率化を促進する効果が発揮されるよう、割引制度の適用は考慮しないこととする。

■ また、発電側課金の具体的な単価については、各一般送配電事業者より申請される託送供給等約款等に盛り込まれ、電力・ガス取引監視等委員会における審査を経て設定される予定。このため、2024 年度の調達価格等の算定において考慮する、全国大でみて平均的な発電側課金による費用負担の増加分の具体額については、こうした各一般送配電事業者からの申請内容をふまえた、電力・ガス取引監視等委員会における算定結果をふまえて議論することとした[28]。

---

[26] 発電側課金の導入前年度（2023 年度）の入札で落札した場合を含む。

[27] 発電設備の立地地点に応じて発電側課金の割引制度の適用額も異なるため、案件によっては課金額が全国平均での発電側課金による追加的な費用負担の増加分を下回ることもあり得る。

[28] なお、発電側課金の単価設定や調達価格等の算定に関するスケジュール次第で、その時点で利用可能な情報が変わり得るが、その時点において、利用可能な情報に基づき、全国大でみて平均的な発電側課金による費用負担の増加分の具体額が算定されることとなる。

■ なお、既認定 FIT／FIP について、現在議論が行われている太陽電池の増出力が行われた場合等には、適用される価格が最新価格等に変更されることとなる。既認定 FIT／FIP は、調達期間等の終了後から発電側課金の対象とされることから、こうした価格変更の場合には、発電側課金による費用負担の増加分を勘案していない調達価格等を別途設定し適用することが適当と考えられる。

## Ⅶ. 調達価格等に関する結論

以上をふまえ、2023 年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等並びに解体等積立基準額に関する本委員会の意見を、別紙のとおり取りまとめた。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

別紙

①太陽光発電（10kW未満）：

| | | （参考）2021年度 | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | | 19円/kWh | 17円/kWh | 16円/kWh | 16円/kWh |
| 資本費 | システム費用 | 27.5万円/kW | 25.9万円/kW | 2022年度の想定値を据え置き | 25.5万円/kW |
| 運転維持費 | | 0.30万円/kW/年 | 2021年度の想定値を据え置き | 2022年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き |
| 設備利用率 | | 13.7% | 2021年度の想定値を据え置き | 2022年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き |
| 余剰売電比率 | | 70% | 2021年度の想定値を据え置き | 2022年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き |
| 自家消費分の便益 | | 26.44円/kWh | 26.44円/kWh | 26.34円/kWh | 26.46円/kWh |
| 調達期間終了後の売電価格 | | 9.0円/kWh | 9.0円/kWh | 9.5円/kWh | 10.0円/kWh |
| IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率） | | 3.2% | 2021年度の想定値を据え置き | 2022年度の想定値を据え置き | 2023度の想定値を据え置き |
| 調達期間 | | 10年間 | 10年間 | 10年間 | 10年間 |

※ 2023年度は、FIT制度のみ認められる対象とし、FIP制度が認められる対象としない。

（全電源共通事項）

※ 2024年度以降のFIT調達価格については、FIT認定事業者が課税事業者の場合には当該調達価格に消費税を加えた額とし、FIT認定事業者が免税事業者の場合には当該調達価格に消費税を含むものとする。なお、2023年度以前のFIT調達価格については、当該調達価格に消費税を加えた額（ただし、 ①太陽光発電（10kW未満）は当該調達価格に消費税を含むもの） 。

※ 2024年度以降のFIT調達価格・FIP基準価格等については、当該価格に加えて、追加的に発電側課金を考慮する。

※ 2023年度はFIP制度が認めれられる対象を50kW以上とする。
ただし、事業用太陽光については、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる対象とする。

※ 沖縄地域・離島等供給エリアについては、FIP制度のみ認められる対象とされている場合にも、FIT制度を適用できることとする。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ②太陽光発電（10kW以上入札対象範囲外）：

| | | （参考）2023年度 10kW以上 50kW未満 | （参考）2023年度 50kW以上 入札対象範囲外 | 2024年度 地上設置 10kW以上 50kW未満 | 2024年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外 | 2024年度 屋根設置 10kW以上（注1） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | | 10円/kWh（注2） | 9.5円/kWh | 10円/kWh（注2） | 9.2円/kWh | 12円/kWh（注2） |
| ＦＩＰ基準価格（注3） | | 10円/kWh | 9.5円/kWh | 10円/kWh | 9.2円/kWh | 12円/kWh |
| 資本費 | システム費用 | 17.8万円/kW | 11.7万円/kW | 2023年度の想定値を据え置き（17.8万円/kW） | 11.3万円/kW | 15.0万円/kW |
| | 土地造成費 | 0.4万円/kW | 0.4万円/kW | 1.2万円/kW | 1.2万円/kW | - |
| | 接続費用 | 1.35万円/kW | 1.35万円/kW | 2023年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き | 0.3万円/kW |
| 運転維持費 | | 0.5万円/kW/年 | 0.5万円/kW/年 | 2023年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き |
| 設備利用率 | | 17.2% | 17.7% | 21.3% | 18.3% | 14.5% |
| 自家消費比率 | | 50% | - | - | - | 30% |
| 自家消費分の便益 | | 18.03円/kWh | - | - | - | 18.59円/kWh |
| 運転年数 | | 20年間 | 25年間 | 25年間 | 25年間 | 20年間 |
| 調達期間終了後の売電価格 | | - | 9.4円/kWh | 10.1円/kWh | 10.1円/kWh | - |
| IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率） | | 4% | 4% | 2023年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き |
| 調達期間/交付期間 | | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注1）2024年度屋根設置10kW以上のFIT調達価格・FIP基準価格については、2023年度下半期にも適用。
（注2）10kW以上50kW未満については原則、自家消費型の地域活用要件を適用
（注3）2023年度は500kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。2024年度は250kW以上を FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。また、2023年度以降、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ③太陽光発電（地上設置250kW以上500kW未満）：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 入札制<br>供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表） | 入札制<br>供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表） | |
| ＦＩＰ基準価格 | 10円/kWh | 9.5円/kWh | 入札制 |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

## ④太陽光発電（地上設置500kW以上）：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 入札制<br>供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表） | | |
| ＦＩＰ基準価格 | 10円/kWh<br>（1,000kW以上は入札制） | 入札制<br>供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表） | 入札制 |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

## ⑤太陽光発電（2023年度（第16回～第19回）入札制（地上設置250kW以上））

| 2022年度 | （参考）第12回 | （参考）第13回 | （参考）第14回 | （参考）第15回 |
|---|---|---|---|---|
| 供給価格上限額 | 10.00円 | 9.88円 | 9.75円 | 9.63円 |

| 2023年度 | 第16回 | 第17回 | 第18回 | 第19回 |
|---|---|---|---|---|
| 供給価格上限額 | 9.50円 | 9.43円 | 9.35円 | 9.28円 |

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ⑥解体等積立基準額（太陽光（10kW以上））：

| 認定年度（注4） | | （参考）調達価格・基準価格 | 解体等積立基準額 |
|---|---|---|---|
| 2012年度 | | 40円/kWh | 1.62円/kWh |
| 2013年度 | | 36円/kWh | 1.40円/kWh |
| 2014年度 | | 32円/kWh | 1.28円/kWh |
| 2015年度 | | 29円/kWh、27円/kWh | 1.25円/kWh |
| 2016年度 | | 24円/kWh | 1.09円/kWh |
| 2017年度 | 入札対象外 | 21円/kWh | 0.99円/kWh |
| | 第１回入札対象 | 落札者ごと | 0.81円/kWh |
| 2018年度 | 入札対象外 | 18円/kWh | 0.80円/kWh |
| | 第２回入札対象 | （落札者なし） | － |
| | 第３回入札対象 | 落札者ごと | 0.63円/kWh |
| 2019年度 | 入札対象外 | 14円/kWh | 0.66円/kWh |
| | 第４回入札対象 | 落札者ごと | 0.54円/kWh |
| | 第５回入札対象 | 落札者ごと | 0.52円/kWh |
| 2020年度 | 10kW以上50kW未満 | 13円/kWh | 1.33円/kWh |
| | 50kW以上250kW未満 | 12円/kWh | 0.66円/kWh |
| | 250kW以上 | 落札者ごと | 0.66円/kWh |
| 2021年度 | 10kW以上50kW未満 | 12円/kWh | 1.33円/kWh |
| | 50kW以上 | 11円/kWh | 0.66円/kWh |
| 2022年度 | 10kW以上50kW未満 | 11円/kWh | 1.33円/kWh |
| | 50kW以上 | 10円/kWh | 0.66円/kWh |
| 2023年度 | 10kW以上50kW未満 | 10円/kWh | 1.33円/kWh |
| | 50kW以上 | 9.5円/kWh | 0.64円/kWh |
| 2024年度 | 地上設置・10kW以上50kW未満 | 表②のとおり | 0.60円/kWh |
| | 地上設置・50kW以上 | 表②～⑤のとおり | 0.62円/kWh |
| | 屋根設置・10kW以上（注5） | 表②のとおり | 1.12円/kWh |

（注4）簡易的に認定年度を記載しているが、想定される廃棄等費用を積み立てる観点から、実際には、適用される調達価格・基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。
なお、参考として記載している調達価格については「＋消費税」を省略している。 入札対象の調達価格/基準価格は落札者ごと。

（注5） 2023年度下半期に適用される2024年度の屋根設置・10kW以上の調達価格・基準価格の場合には、解体等積立基準額も同様に2024年度の屋根設置・10kW以上の額を適用する。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ⑦陸上風力発電（新設（50kW未満））：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 16円/kWh | 15円/kWh（注6） | 14円/kWh（注6） | 13円/kWh（注6） |
| 資本費 | 27.9万円/kW | 27.5万円/kW | 27.1万円/kW | 2024年度の想定値を据え置き |
| 運転維持費 | 0.93万円/kW/年 | 2022年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き | 0.85万円/kW/年 |
| 設備利用率 | 26.8% | 28.0% | 2023年度の想定値を据え置き | 29.1% |
| IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率） | 7% | 2022年度の想定値を据え置き | 6% | 2024年度の想定値を据え置き |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注6）2023年度以降は自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

## ⑧陸上風力発電（新設（50kW以上））：

| | 2022年度 ※FIT/FIPが選択可能 | 2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 入札制（第2回）<br>供給価格上限額は16円/kWh<br>（追加入札の供給価格上限額は、第2回入札の加重平均落札価格または2023年度入札の供給価格上限額のいずれか高い額（事前公表）） | | | |
| ＦＩＰ基準価格 | 16円/kWh | 入札制<br>供給価格上限額は15円/kWh（注7）<br>（追加入札の供給価格上限額は、第3回入札の加重平均落札価格または2024年度入札の供給価格上限額のいずれか高い額（事前公表）） | 入札制<br>供給価格上限額は14円/kWh | 入札制<br>供給価格上限額は13円/kWh |
| 資本費 | 27.9万円/kW | 27.5万円/kW | 27.1万円/kW | 2024年度の想定値を据え置き |
| 運転維持費 | 0.93万円/kW/年 | 2022年度の想定値を据え置き | 2023年度の想定値を据え置き | 0.85万円/kW/年 |
| 設備利用率 | 26.8% | 28.0% | 2023年度の想定値を据え置き | 29.1% |
| IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率） | 7% | 2022年度の想定値を据え置き | 6% | 2024年度の想定値を据え置き |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注7）2023年度の追加入札は、第3回入札において入札容量が1.3GWを超えた場合に実施。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ⑨陸上風力発電（リプレース）：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注8） | 14円/kWh | 13円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 14円/kWh | 13円/kWh |
| 資本費 | 26.9万円/kW | 26.5万円/kW |
| 運転維持費 | 0.93万円/kW/年 | 2022年度の想定値を据え置き |
| 設備利用率 | 26.8% | 28.0% |
| IRR（税引前）<br>（法人税等の税引前の内部収益率） | 5% | 2022年度の想定値を据え置き |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 |

（注8）2023年度の自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。1,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

## ⑩着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 29円/kWh | 入札制<br>（供給価格上限額は事前非公表） | |
| ＦＩＰ基準価格 | | 入札制<br>（供給価格上限額は事前非公表） | 入札制 |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

## ⑪浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2025年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 36円/kWh | 36円/kWh | 36円/kWh | 36円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 36円/kWh | 36円/kWh | 36円/kWh | 36円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

※ 着床式・浮体式ともに、FIP制度のみ認められる対象は再エネ海域利用法適用対象も同様。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

⑫地熱発電（15,000kW未満）新設：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注9） | 40円/kWh | 40円/kWh | 40円/kWh | 40円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 40円/kWh | 40円/kWh | 40円/kWh | 40円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

⑬地熱発電（15,000kW未満）全設備更新型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注9） | 30円/kWh | 30円/kWh | 30円/kWh | 30円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 30円/kWh | 30円/kWh | 30円/kWh | 30円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

⑭地熱発電（15,000kW未満）地下設備流用型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注9） | 19円/kWh | 19円/kWh | 19円/kWh | 19円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 19円/kWh | 19円/kWh | 19円/kWh | 19円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

（注9）2022～2025年度の1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。
また、 2022～2025年度の1,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

⑮地熱発電（15,000kW以上）新設：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 26円/kWh | 26円/kWh | 26円/kWh | 26円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

⑯地熱発電（15,000kW以上）全設備更新型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 20円/kWh | 20円/kWh | 20円/kWh | 20円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

⑰地熱発電（15,000kW以上）地下設備流用型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | （参考）2024年度 | 2025年度 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 12円/kWh | 12円/kWh | 12円/kWh | 12円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 | 15年間 |

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

⑱水力（200kW未満） 新設：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2025年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注10） | 34円/kWh | 34円/kWh | 34円/kWh | 34円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 34円/kWh | 34円/kWh | 34円/kWh | 34円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

⑲水力（200kW未満）既設導水路活用型：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2025年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注10） | 25円/kWh | 25円/kWh | 25円/kWh | 25円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 25円/kWh | 25円/kWh | 25円/kWh | 25円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

⑳水力（200kW以上1,000kW未満） 新設：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2025年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注10） | 29円/kWh | 29円/kWh | 29円/kWh | 29円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 29円/kWh | 29円/kWh | 29円/kWh | 29円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉑水力（200kW以上1,000kW未満）既設導水路活用型：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2025年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格（注10） | 21円/kWh | 21円/kWh | 21円/kWh | 21円/kWh |
| ＦＩＰ基準価格 | 21円/kWh | 21円/kWh | 21円/kWh | 21円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注10） 2022年度～2025年度の1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

㉒水力（1,000kW以上5,000kW未満）新設：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 27円/kWh | 27円/kWh | 27円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉓水力（1,000kW以上5,000kW未満）既設導水路活用型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 15円/kWh | 15円/kWh | 15円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉔水力（5,000kW以上30,000kW未満）新設：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 20円/kWh | 16円/kWh | 16円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉕水力（5,000kW以上30,000kW未満）既設導水路活用型：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＰ基準価格 | 12円/kWh | 9円/kWh | 9円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ㉖バイオマス（一般木材等（2,000kW未満））：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 24円/kWh（注11） | 24円/kWh（注11） | 24円/kWh（注11） |
| ＦＩＰ基準価格 | 24円/kWh | 24円/kWh | 24円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注11） 2022～2024年度については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

## ㉗バイオマス（一般木材等（2,000kW以上10,000kW未満））：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 24円/kWh | | |
| ＦＩＰ基準価格 | | 24円/kWh | 24円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

## ㉘バイオマス（一般木材等（10,000kW以上）・液体燃料）：

| | （参考）2022年度 | 2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | | | |
| ＦＩＰ基準価格 | 入札制<br>供給価格上限額は18.0円/kWh<br>（事前非公表） | 入札制<br>（事前非公表） | 入札制 |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

## ㉙バイオマス（未利用材（2,000kW未満））：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2024年度<br>※FIT/FIPが選択可能 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 40円/kWh（注12） | 40円/kWh（注12） | 40円/kWh（注12） |
| ＦＩＰ基準価格 | 40円/kWh | 40円/kWh | 40円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注12）2022～2024年度については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

## ㉚バイオマス（未利用材（2,000kW以上）：

| | （参考）2022年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | （参考）2023年度<br>※FIT/FIPが選択可能 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 32円/kWh | | |
| ＦＩＰ基準価格 | 32円/kWh | 32円/kWh | 32円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

# 令和５年度以降（2023年度以降）の調達価格等について

㉛バイオマス（建設資材廃棄物）：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 13円/kWh | 13円/kWh（注13） | 13円/kWh（注13） |
| ＦＩＰ基準価格 | 13円/kWh | 13円/kWh | 13円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉜バイオマス（一般廃棄物その他バイオマス）：

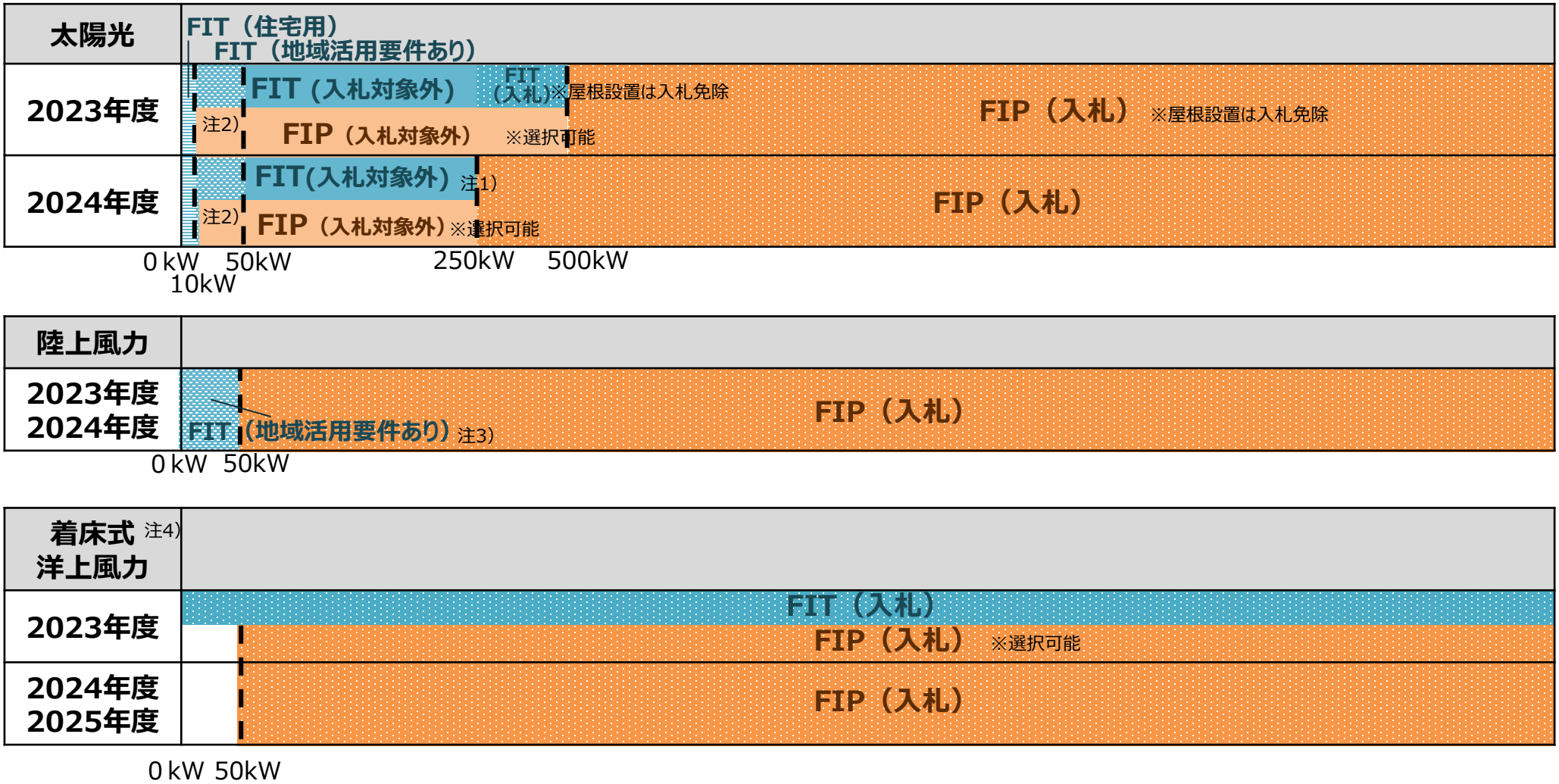
| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 17円/kWh（注13） | 17円/kWh（注13） | 17円/kWh（注13） |
| ＦＩＰ基準価格 | 17円/kWh | 17円/kWh | 17円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

㉝バイオマス（メタン発酵バイオガス発電）：

| | （参考）2022年度 | （参考）2023年度 | 2024年度 |
|---|---|---|---|
| ＦＩＴ調達価格 | 39円/kWh | 35円/kWh（注13） | 35円/kWh（注13） |
| ＦＩＰ基準価格 | 39円/kWh | 35円/kWh | 35円/kWh |
| 調達期間/交付期間 | 20年間 | 20年間 | 20年間 |

（注13） 2023・2024年度については、2,000kW未満であって、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。
また、 2023・2024年度の2,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

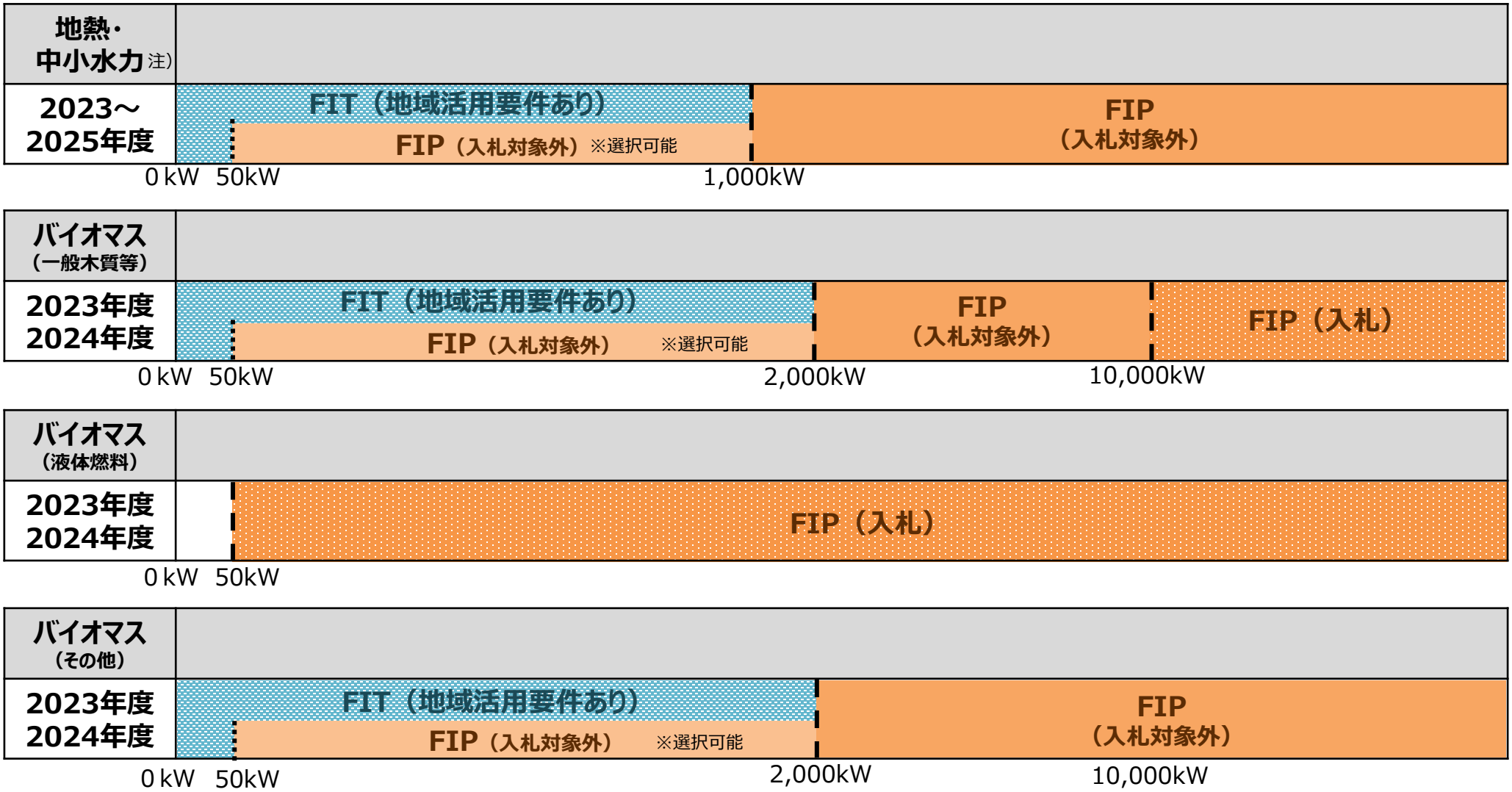
# （参考）FIT/FIP・入札の対象（太陽光・風力）のイメージ




注1）太陽光の2024年度の入札対象の閾値は、2023年度の委員会で議論。上記は2023年度の閾値をそのまま仮定している。
注2）事業用太陽光は、2023年度以降、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。
注3）リプレースは入札対象外。特に1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。 注4）浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。
※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

# （参考）FIT/FIP・入札の対象（地熱・中小水力・バイオマス）のイメージ






注）地熱・中小水力発電のリプレースは新設と同様の取扱い。

※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。