令和３年度以降の調達価格等に関する
意見

令和３年１月２７日（水）
調達価格等算定委員会

目次

Ⅰ．はじめに 3
Ⅱ.分野横断的事項 5
1. 今年度の主な論点 5
2. 複数年度価格設定 6
3. FIP 制度の対象区分等・基準価格等 7
(1) 基本的な考え方 7
(2) 基準価格・交付期間・消費税の取扱い 9
(3) FIP 制度の選択・移行 10
4. FIT 制度の地域活用要件 12
(1) 基本的な考え方（地熱・中小水力・バイオマス） 13
(2) 自家消費型・地域消費型の地域活用要件（地熱・中小水力・バイオマス） 14
(3) 地域一体型の地域活用要件（地熱・中小水力・バイオマス） 15
(4) 地域活用要件に係る制度面の補足事項（地熱・中小水力・バイオマス） ... 16
Ⅲ.分野別事項 18
1. 太陽光発電 18
(1) 太陽光発電の 2022 年度以降の取扱い 20
(2) 事業用太陽光発電の調達価格（または基準価格）（入札対象範囲外） 22
(3) 事業用太陽光発電の 2021 年度の入札制 35
(4) 事業用太陽光発電の廃棄等費用の取扱い 42
(5) 住宅用太陽光発電 45
2. 風力発電 50
(1) 陸上風力発電 51
(2) 洋上風力発電 63
(3) 風力発電の 2022 年度以降の取扱い 70
3. 地熱発電 72
(1) 地熱発電のコスト動向 74
(2) 地熱発電の 2022 年度以降の取扱い 76
4. 中小水力発電 80
(1) 中小水力発電のコスト動向 82
(2) 中小水力発電の 2022 年度以降の取扱い 87
5. バイオマス発電 93
(1) バイオマス発電のコスト動向 95
(2) バイオマス発電の 2021 年度の取扱い 102
(3) バイオマス発電の 2022 年度以降の取扱い 107
Ⅳ．入札制度 111

1. 太陽光発電.....111
(1) 太陽光発電の入札活性化に向けた検討（基本的考え方）.....111
(2) 太陽光入札の 2021 年度の対象範囲.....115
(3) 太陽光入札の 2021 年度の募集容量.....116
(4) 太陽光入札の 2021 年度の上限価格.....117
2. 陸上風力発電.....118
(1) 陸上風力入札の対象範囲・上限価格・年間募集容量の取扱い.....118
(2) 陸上風力入札の 2021 年度の入札実施回数と募集容量.....118
3. バイオマス発電.....120
(1) バイオマス入札の対象範囲・上限価格の取扱い.....120
(2) バイオマス入札の 2021 年度の入札実施回数と募集容量.....120
4. 入札実施スケジュール、その他の入札に係る制度見直し.....121
(1) 2021 年度の入札実施スケジュール.....121
(2) 2021 年度の変更認定申請案件の取扱い.....121
V．調達価格等に関する結論.....123

Ⅰ．はじめに

我が国では、2018 年７月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、初めて再生可能エネルギーを主力電源化していく方向性が掲げられた。この方向性を実現するためには、再エネコストを他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立化を図っていくことが必要である。しかしながら、現在、我が国の再エネコストは海外と比べても高い状況にあり、固定価格買取制度（以下「FIT 制度」という。）における買取費用総額は既に約 3.8 兆円にまで増大している。世界では技術革新などによって低コストでの再生可能エネルギーの導入が進展している中で、世界の状況を日本においても実現し、再生可能エネルギーの円滑な大量導入を推進していくことが求められている。2020 年 10 月には菅内閣総理大臣より「2050 年カーボンニュートラル、脱炭素化社会の実現を目指す」ことが宣言されており、再生可能エネルギーの最大限導入と国民負担の抑制の両立に向け、本委員会の担う役割もますます重要となっているところ。

また、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以下「再エネ特措法」という。）においては、2020 年度末までに FIT 制度の抜本見直しを行う旨が規定されていたところ、この規定をふまえ、2019 年９月以降、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（以下「再エネ主力化小委員会」という。）において、FIT 制度の抜本見直しの検討が進められ、2020 年２月に中間取りまとめがなされた。同年６月には、この中間取りまとめをふまえた再エネ特措法の改正を含む「強靭かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（以下「エネルギー供給強靭化法」という。）が成立し、2022 年４月から、FIT 制度に加え、FIP 制度が創設されることとなった。今年度の本委員会では、こうした状況変化をふまえながら検討を行った。

再エネ特措法（現行法）第３条第７項、第４条第２項及び第５条第４項、ならびに、再エネ特措法（2022 年４月施行改正法）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項及び第 15 条の７第４項の規定に基づき、ここに調達価格等算定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主力電源化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、令和３年度の調達価格等の決定、入札対象区分等の指定及び入札実施指針の策定を行うことを求める。また、令和４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、入札対象区分等、入札実施指針、解体等積立基準額についても、2022 年４月施行改正法に係る省令等を整備し次第、早期に確定し、確実に令和４年４月１日から改正法に基づく施行をすることを求める。加えて、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.分野横断的事項

1. 今年度の主な論点

■ 2019年９月以降、再エネ主力化小委員会において、FIT制度の抜本見直しが行われてきた。昨年度の本委員会では、FIT制度の抜本見直しと整合的に検討を進めるため、以下の基本的な考え方に沿って検討が行われた。

- 再エネ主力化小委員会での検討の視点をふまえて、現行のFIT制度でも導入できる点は可能な限り反映する一方、
- 新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、新制度の適用があり得るものについては、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、現行制度における取扱いについては慎重に検討する。

■ 2020年６月、FIT制度の抜本見直しをふまえた再エネ特措法の改正を含むエネルギー供給強靭化法が成立した。これにより、FIT制度に加え、2022年４月からFIP制度（新制度）が創設される。今年度、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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　基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会　合同会議（以下「合同会議」という。）において、FIP制度の詳細設計が行われてきている。

■ FIP制度を含む諸制度の設計においては、切れ目ない再生可能エネルギーの導入拡大と同時に、国際水準へのコスト低減、価格目標の達成及び国民負担の抑制の両立の実現を念頭に検討を進めていく必要がある。こうした中で、2022年４月にFIP制度を含む再エネ特措法（2022年４月施行改正法）の円滑な施行を実現するためには、再エネ特措法（2022年４月施行改正法）施行の１年以上前である現時点から、本委員会でも検討を深めていく必要がある。

■ 以上の方向性の下、今年度の本委員会では、以下を主な論点として検討を進めた。

① 2022年度にFIP制度の対象となる区分等についても一定の目安などを示すことによって、FIP制度の下での発電事業の案件組成や周辺ビジネスの発展を促していく。

② また、自家消費型及び地域一体型の地域活用要件について、昨年度の整理をふまえて検討を進める。

③ 加えて、複数年度の調達価格等の取扱いや価格設定・入札制の適用についても、昨年度はFIT制度の抜本見直しの状況をふまえ、決定してきていないことに鑑み、検討を進める。

2. 複数年度価格設定

■ 前述のとおり、複数年度の価格設定等について、昨年度はFIT制度の抜本見直しの状況をふまえ、決定しなかった。他方、再エネ特措法第３条第２項においては、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことができるとされており、これまで、一部の区分等については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、複数年度の調達価格を取りまとめてきた。

■ これらに鑑み、今年度の本委員会では、複数年度の価格設定等についても検討を進めた。なお、個別の区分等における複数年度の取扱いは、分野別事項に記載する。

3. FIP 制度の対象区分等・基準価格等

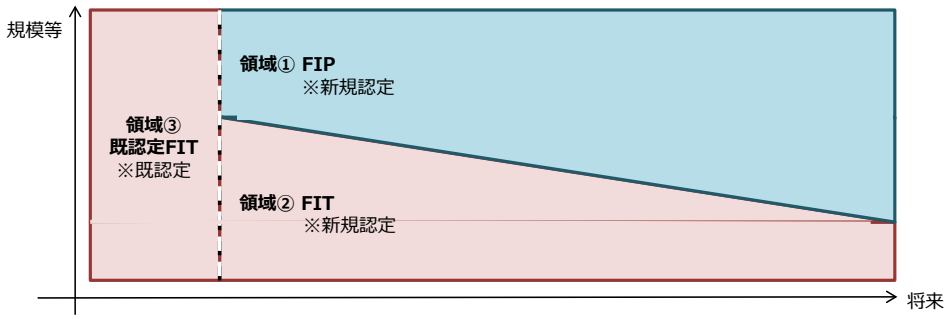
(1) 基本的な考え方

■ 2022 年４月に開始する FIP 制度について、交付対象区分等、交付対象区分等のうち入札を実施する区分等、基準価格、交付期間は、本委員会の意見を聴き、その意見を尊重することが、再エネ特措法（2022 年４月施行改正法）において規定されている。

■ 合同会議では FIP 制度の詳細設計が行われてきていることもふまえつつ、今年度の本委員会では、再生可能エネルギーの主力電源化を目指す中で、再エネ特措法（2022 年４月施行改正法）の施行当初から FIP 制度に移行すべき対象と、事業環境整備の状況等もふまえて徐々に移行すべき対象等を具体的に整理していく必要がある。その検討にあたっては以下の①～③に分けて扱いを考えることとした（参考１）。また、その際に領域②や③においても FIP 事業を志向する事業者がいる可能性がある中で、FIP 制度による再生可能エネルギーの市場統合の価値もふまえて、こうした事業者の取扱いについても検討を行った。なお、個別の区分等における取扱いは、分野別事項に記載する。

- 領域① 新規認定：FIP 制度の対象とする領域
- 領域② 新規認定：FIT 制度の対象とする領域（※FIP 制度に基づく事業を希望する事業者をどのように取り扱うか。）
- 領域③ 既認定：既に FIT 認定を受けている（※FIP 制度への移行を希望する事業者をどのように取り扱うか。）

【参考１】FIP 制度の対象等の検討にあたっての領域の分類



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

領域①（新規認定：FIP 制度の対象とする領域）

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

■ なお、合同会議の整理をふまえ、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、他の地域で FIP 制度の対象とする区分等についても、少なくとも FIP 制度開始当初は、FIT 制度を引き続き適用できることとする[1]。

領域②（新規認定：FIT 制度の対象とする領域）

■ FIP 制度は、再生可能エネルギーの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT 制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるもの。これをふまえ、新規認定で FIT 制度が認められる対象についても、事業者が希望し、制度として対応可能であれば、FIP 制度の新規認定を選択可能とすることを基本とする。これによって FIP 電源が増加すれば、アグリゲーション・ビジネスの活性化にも資すると考えられる。

領域③（既認定：既に FIT 認定を受けている領域）

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

[1] なお、当該整理が適用されている限りにおいて、ｉ）交付期間中に FIP 認定設備が所在する地域が新たに離島等供給エリアに追加された場合、交付期間の残存期間について、FIT 制度への移行を認めることとする。また、ⅱ）FIP 制度開始以降に離島等供給エリアで FIT 制度が適用された場合において、調達期間中に当該 FIT 認定設備が所在する地域が離島等供給エリアから除外された場合、調達期間の残存期間について、当該 FIT 認定設備は FIP 制度への移行を義務的には求めないこととする。

移行認定を認める方向を基本とする。

(2) 基準価格・交付期間・消費税の取扱い

■ 新規認定に係る FIP 制度の下における基準価格、交付期間については、合同会議での議論をふまえ、各区分等の基準価格は、FIP 制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準とし、また、各区分等の交付期間は、各区分等の調達期間と同じとすることが適切である[2]。

■ FIT 制度の下で既認定しているものが FIP 制度へ移行する場合については、FIP 制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準とし、また、交付期間は、調達期間の残存期間とする[3]。

■ 続いて、消費税の取扱いについて、FIT 制度において、FIT 認定事業者は、買取義務者に対して FIT 電気を供給する対価として、調達価格を買取義務者から受け取っている。このため、調達価格として受け取るお金は消費税の課税対象となる。それゆえ、調達価格は、まず消費税抜きで価格算定した上で、外税方式で消費税分を加え、「国が定める買取価格（α円/kWh）＋消費税分」というかたちで決定している[4]。

■ 同様に、FIP 制度において、FIP 認定事業者は、まず、各電力市場や相対取引において FIP 電気を供給する対価として、「参照価格相当額程度（β円/kWh）＋消費税分」を供給先から受け取り、これは消費税の課税対象となる。他方、これに加えて、FIP 認定事業者は、FIP 電気の供給に要する費用を回収するため、プレミアム（γ円/kWh）を電力広域的運営推進

---

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

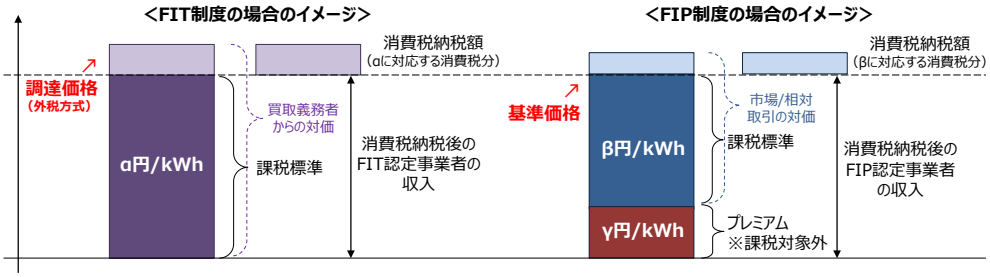
[3] 合同会議では、事業用太陽光については、FIP 制度では、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしている。このため、2022 年度以降に FIT 認定を受けた事業が FIP 制度に移行する場合には、蓄電池の事後的併設は価格変更事由に該当しないこととする。なお、ここでは、蓄電池の事後的併設とは、FIP 制度の下で、太陽光発電設備のパワコンよりも太陽光パネル側に蓄電池を新増設し、かつ、蓄電池に充電した電気を逆潮させる際に区分計量して FIP 外で売電できないものを指す。

[4] ただし、一般消費者向けが太宗となる住宅用太陽光発電に限り、国が定める買取価格に消費税分を含むものとしている。

機関から受け取ることとなるが、このプレミアムは、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行うことの対価は認められず、消費税の課税対象外（不課税）となる。（参考２）

■ 以上をふまえ、消費税納税後の認定事業者の収入が、FIT 制度と FIP 制度で同水準となるように調達価格と基準価格をそれぞれ設定するため、基準価格については、消費税分を加えずに設定することとした。

【参考２】基準価格における消費税の取扱い



(3) FIP 制度の選択・移行

■ 希望する事業者について、自由に FIP 制度の新規認定/移行認定を認めることとする場合、多数かつ多様な事業者が FIP 制度の対象となりえ、混乱する等の事態が発生する可能性がある。そこで、FIP 制度の運用状況を見極めながら FIP 制度の新規認定/移行認定を認める範囲拡大を検討することとし、FIP 制度導入当初は 50kW 以上（高圧・特別高圧）に限って FIP 制度の新規認定/移行認定を認めることとする。

■ 加えて、混乱を回避するためには、FIT 制度からの移行を認めるときには、一定の要件を課すといったことも考えられるところ、そうした移行認定要件について、本委員会での審議をふまえ、合同会議にて検討が行われてきている[5]。

また、再生可能エネルギーの自立化や電力市場への統合を促す趣旨をふまえ、FIP 制度の新規認定/移行認定を受けた事業については、FIT 制度

[5] 具体的には、合同会議にて、①供給しようとする電気の取引方法が定まっていること、②当該認定事業者が、系統連系先の一般送配電事業者が定める系統連系技術要件におけるサイバーセキュリティに係る要件を遵守する事業者であること、を満たすことを求めることが取りまとめられている。

への移行を認めないこととした。

4. FIT 制度の地域活用要件

■ 今年度の本委員会では、地域活用要件について、一定規模未満の地熱発電、中小水力発電及びバイオマス発電に適用される、自家消費型・地域消費型及び地域一体型の具体的要件を、昨年度の整理をふまえて検討を行った。

■ なお、太陽光発電と風力発電の地域活用要件に係る事項は、分野別事項に後述のとおり、以下とすることとした。

- 太陽光発電については、①50kW 以上は、地域活用要件を設定して FIT 制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境をふまえながら FIP 制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促すこと、②2020 年度から自家消費型の地域活用要件が設定された 10-50kW については、2021 年度は現行の地域活用要件を維持して様子を見ること。

- 風力発電については、2022 年度は FIP 制度のみ適用が認められる区分等は設けないこととし、来年度以降の本委員会にて、風力発電の状況や事業環境をふまえつつ、2023 年度以降の取扱いについて検討する。これに合わせて、一部の風力発電を地域活用電源として支援していくことの是非及び支援する場合の地域活用要件について検討すること。

■ 「令和 2 年度の調達価格等に関する意見」では、一定規模未満の地熱発電、中小水力発電及びバイオマス発電に適用する地域活用要件として、以下の内容を取りまとめており、また、FIP 制度の詳細が見えない中で、地熱発電は 2,000kW 未満、中小水力発電は 1,000kW 未満、バイオマス発電は 10,000kW 未満が、2022 年度に地域活用電源となる可能性のある規模とした。

- 自家消費型の地域活用要件（詳細は今後引き続き検討）、または、

- 地域一体型の地域活用要件（以下①～③のいずれか）

  ① 災害時に再エネ発電設備で発電された電気を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け

  ② 災害時に再エネ発電設備で産出された熱を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け

  ③ 自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの

(1) 基本的な考え方（地熱・中小水力・バイオマス）

■ 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は、太陽光発電に比べて立地制約が大きいことや、太陽光発電や風力発電に比べ案件数が少ないという特徴もある。具体的な 2020 年６月時点までの FIT 認定件数は、事業用太陽光発電約 78 万件、風力発電約 8000 件に対し、地熱発電 87 件、中小水力発電 728 件、バイオマス発電 701 件となっている。また、現時点ではコスト削減の道筋が明確化しておらず、価格目標も「FIT 制度からの中長期的な自立化」となっている。

■ 価格低減、導入量拡大、電力市場への統合といった様々な課題がある中で、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電に関する地域活用要件の設定については、以下のような考え方に沿って、自家消費型、地域一体型それぞれについて要件の具体化を進めることとした。

① FIP 制度の適用対象拡大を念頭においた制度設計であること

- FIT 制度下での地域活用要件の設定にあたっては、ｉ．当面 FIT 制度が存続する前提でより厳格な地域活用要件を設計する、ⅱ．FIP 制度の適用対象拡大を念頭においた制度設計であるという発想の下で、相対的に緩やかな形で地域活用要件を設計する、という２つの考え方がある。

- 昨年度時点では FIP 制度の詳細が明らかではなかったが、本年度、FIP 制度の詳細設計が進むにつれ、a）FIP 制度においても投資回収の予見可能性が確保されるような制度設計が進められていること、b）アグリゲーション・ビジネスが活性化すれば、様々な発電所やビジネス主体ではない公営事業者等でも FIP 制度の下での事業の実施が可能であること、c）電源特性の観点からは、発電予測がしやすい又は出力を調整しやすい地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は FIP 制度への適性が高いことも明らかになってきた。

- こうした状況を考えると、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電についても、事業環境の整備を進めつつ、徐々に FIP 制度に移行を進めていくという前提（上記ⅱ）の考え方に沿って制度設計をすべきと考えられる。

② いたずらにコスト増をもたらさないものであること

- 過度に厳しい地域活用要件を求めると、特殊な環境でなければ事業実施できず、発電コストが低下していない区分等が多いにもかかわらず、いたずらに更なるコスト増を誘導して自立化から遠ざけてしまう可能性もあり、こうした事態を避けるべきと考えられる。なお、業界ヒアリングでも、各業界団体から、地域活用要件を柔軟な解釈で認めてほしい又は拡大してほしいといった要望が多数あった。

(2) 自家消費型・地域消費型の地域活用要件（地熱・中小水力・バイオマス）

■ 自家消費型の地域活用要件については、低圧太陽光発電を参考にしつつ、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は太陽光発電に比べて立地制約が大きいことをふまえ、いわゆる自家消費だけではなく、地域内での消費も含めて認めることとした。また、災害時に発電設備にアクセスできる場所に立地できないことも多いことをふまえて検討した。

■ また、熱利用についてもエネルギーの自家消費・地域消費として認めることとしつつ、熱利用には様々なものがあることから、熱利用に加え、一定の電気を所内電力等で自家消費していることを求めることとした。

■ 具体的には、以下のいずれかの要件を満たすこととした。

A) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により発電される電気量の少なくとも３割を自家消費[6]するもの。すなわち、７割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの。

B) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が、小売供給する電気量の５割以上を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給[7,8]するもの。

---

[6] 自家消費比率を把握するため、発電電力量を記録することが求められる。

[7] 小売供給の状況については、小売電気事業者または登録特定送配電事業者の協力によって必要な書類の添付等をすることが求められる。

[8] 都道府県という単位が比較的大きいということをふまえ、１の都道府県を中心に小売供給する小売電気事業者または登録特定送配電事業者に限定することとする。

C) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により産出された熱[9]を、原則として常時利用する構造を有し、かつ、当該発電設備により発電される電気量の少なくとも１割を自家消費[10]、すなわち、９割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの。

(3) 地域一体型の地域活用要件（地熱・中小水力・バイオマス）

■ まず、「①災害時に再エネ発電設備で発電された電気を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け」及び「②災害時に再エネ発電設備で産出された熱を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け」については、実行可能性の観点から「防災計画等」を柔軟に認めることとした。ただし、その主体については、明確性を確保する観点から、引き続き、地方公共団体に限ることとした。

■ 具体的には、以下の要件を満たすこととした。

D) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が所在する地方公共団体の名義（第三者との共同名義含む）の取り決め[11]において、当該発電設備による災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給が、位置付けられているもの。

■ 続いて、「③自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの」については、自治体（地方公共団体）の主体的な関与が重要である。しかし、「主体的な関与」には様々なかたちがあると考えられることから、当面は、地方公共団体の主体的な関与を求めつつ、その関与の内容についてFIT認定申請の際に申告してもらうこととし、当該情報が蓄積されたら、具体的な要件を検討することとした。

■ それまでの要件として、自治体（地方公共団体）が出資する先の主体は、金額の多寡を問わず、地方公共団体から認められているとし、出資額の金額の多寡は問わないこととした。また、発電事業のみならず、電気供

---

[9] 発電過程で発生した熱を活用する場合に加え、発電設備の一部（井戸等）から産出される熱を活用する場合も認める。

[10] 脚注５に同じ。

[11] 当該取り決めには、法律に基づいて当該発電設備に係る認定を地方公共団体が行うものを含む。

給先の小売電気事業者等が、地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資ものについても認めることとした。

■ 具体的には、以下のいずれかの要件を満たすこととした。

E) 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資するもの。

F) 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資する小売電気事業者または登録特定送配電事業者に、当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給するもの。

(4) 地域活用要件に係る制度面の補足事項（地熱・中小水力・バイオマス）

■ また、地域活用要件の制度面での補足事項を、以下の方向性で整理した。

- コスト低減・価格目標の達成や自立化への道筋を念頭に、追加で発生する費用は調達価格の算定において考慮しないこととする。
- 地域活用要件を満たさなくなった場合は[12]、FIP 制度への移行認定を申請いただくか[13]、または、認定基準違反により改善命令・認定の取消しの対象とする。
- ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは、合同会議において、これらの地域における事業環境の特殊性に鑑み、FIP 制度開始当初においては、FIT 制度が適用される方針が整理されている。これをふまえ、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電について、地域活用要件を求めない。
- リプレース区分等についても、新設区分と同様に地域活用要件を求める。なお、価格変更を伴う変更認定については、低圧太陽光発電と同様、地域活用要件を求めない。
- 本年度の本委員会で取りまとめた地域活用要件は、2022 年度及び

---

[12] 新規認定申請においては、地域活用要件（認定基準のひとつ）を満たす又はその見込みがあることを確認するために必要な書類の添付等を求める。また、定期報告においても、認定要件を継続して満たしていることを裏付けるために必要な書類の添付等を求める。

[13] ただし、FIP 制度の運用状況を見極めながら FIP 制度の新規認定を認める範囲拡大を検討することとし、FIP 制度導入当初は 50kW 以上（高圧・特別高圧）に限って FIP 制度の新規認定を認める。

2023 年度は継続することとするが、今後、必要に応じて見直す[14]。

■ なお、委員からは、バイオマス発電について、出力抑制の時間帯など必要な場面では 50%以下に出力を下げられることを地域活用要件に追加すべき、という意見があった。これについて、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（資源エネルギー庁）では、「バイオマス発電設備は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。」とされている中で、個別の事情により例外が認められていることをふまえると、まずは、例外とされる事情について総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループにてより詳細に整理・検証をしていただき、その上で、今後、必要に応じて、本委員会において地域活用要件として設定することを検討することとした。

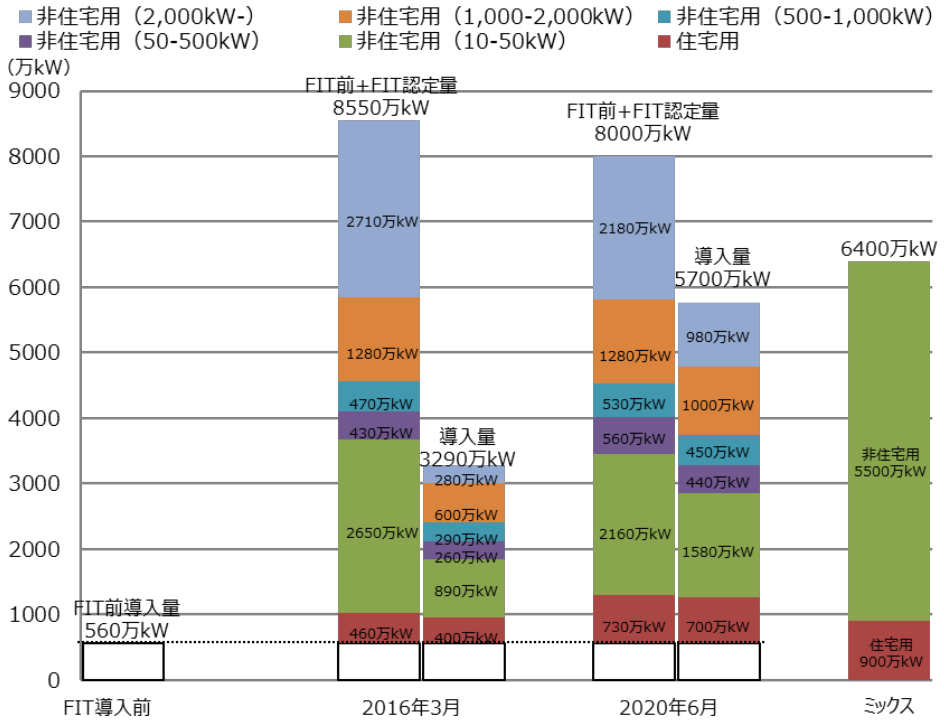
[14] なお、地域マイクログリッドについては、引き続き、現状では具体的な方法を確立中であることから、「令和２年度の調達価格等に関する意見」にもあるとおり、将来的に方法が確立した時点で具体的な要件を検討する。

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(6,400 万 kW)の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2020 年６月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 8,000 万 kW、導入量は 5,700 万 kW となっている。10kW-50kW の小規模案件が多く、事業用太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT 認定件数・導入件数ベースともに 95%程度となっている。（参考３、参考４）

【参考３】太陽光発電の FIT 認定量・導入量



※再エネ特措法（2017年４月施行改正法）による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考４】事業用太陽光発電の年度別／規模別 FIT 認定・導入状況

<2020年6月末時点のFIT認定量> 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	2,252(93,837)	46(556)	389(2,447)	677(1,907)	545(966)	969(1,073)	3,438(2,185)	6,366(371)	14,682(103,342)
2013年度	6,457(215,410)	27(312)	366(2,160)	1,002(2,871)	826(1,494)	911(1,058)	5,167(3,412)	9,462(492)	24,218(227,209)
2014年度	3,309(134,513)	16(180)	277(1,668)	569(1,644)	384(694)	322(380)	1,619(1,072)	3,746(208)	10,242(140,359)
2015年度	1,555(57,970)	4(47)	91(541)	226(657)	143(253)	104(124)	478(320)	755(34)	3,356(59,946)
2016年度	2,299(73,093)	3(32)	105(601)	332(946)	191(335)	163(196)	557(388)	1,163(59)	4,812(75,650)
2017年度	639(25,673)	2(20)	59(341)	222(608)	93(157)	109(130)	348(234)	39(4)	1,511(27,167)
2018年度	3,352(91,855)	4(48)	131(715)	515(1,396)	243(399)	254(302)	1,060(687)	196(6)	5,754(95,408)
2019年度	1,714(45,793)	2(19)	56(302)	481(1,146)	1(2)	15(17)	93(53)	107(5)	2,470(47,337)
2020年度	6(348)	0(1)	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	7(352)
	21,583(738,492)	104(1,215)	1,474(8,778)	4,023(11,175)	2,427(4,300)	2,848(3,280)	12,761(8,351)	21,834(1,179)	67,053(776,770)

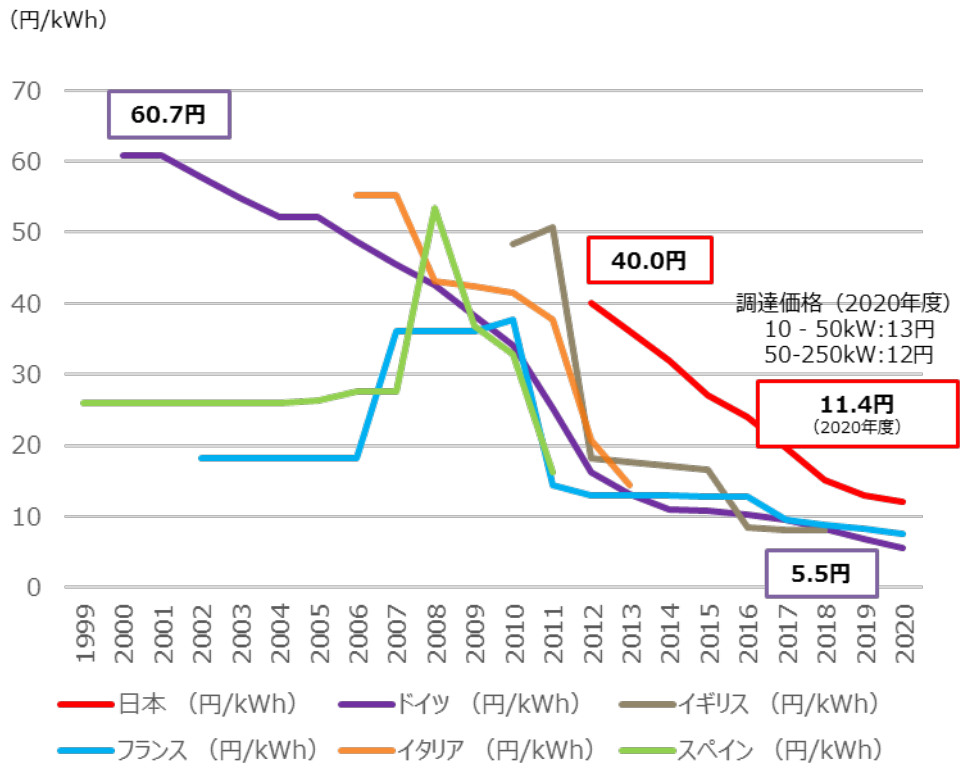
<2020年6月末時点のFIT導入量> 単位：MW（件）

	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	2,416(116,551)	44(533)	380(2,406)	560(1,609)	404(719)	639(705)	1,789(1,158)	539(55)	6,772(123,736)
2014年度	3,581(146,492)	23(271)	261(1,553)	563(1,647)	462(842)	539(621)	1,944(1,306)	1,000(85)	8,374(152,817)
2015年度	2,923(109,838)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,292(1,547)	1,265(92)	8,163(115,964)
2016年度	1,936(68,880)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,582)
2017年度	1,492(50,593)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,048(679)	1,456(97)	4,759(53,365)
2018年度	1,523(52,460)	4(45)	82(470)	268(745)	143(246)	162(189)	880(572)	1,845(101)	4,908(54,828)
2019年度	1,530(46,919)	3(30)	77(430)	286(776)	141(237)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,880(49,169)
2020年度	428(11,170)	1(6)	22(124)	100(268)	45(76)	57(67)	364(234)	572(35)	1,588(11,980)
	15,830(602,903)	99(1,169)	1,298(7,817)	2,991(8,526)	2,073(3,699)	2,435(2,796)	10,403(6,875)	9,760(656)	44,889(634,441)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■　2020 年度の調達価格は、住宅用（10kW 未満）が 21 円/kWh、事業用（50-250kW）が 12 円/kWh などであるが、海外と比べて高い。事業用（250kW 以上）は入札対象となっており、2020 年度の加重平均落札価格は 11.44 円/kWh である。（参考５）

【参考５】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。

(1) 太陽光発電の 2022 年度以降の取扱い

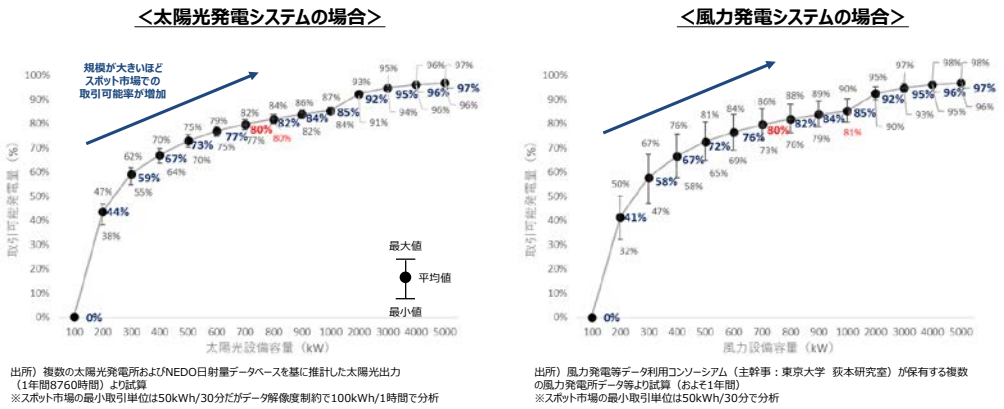
■ 大規模事業用太陽光発電は、発電コストが着実に低減し、導入も拡大していることをふまえると、早期に FIP 制度へ移行し、電力市場への統合を図る、という方向性が適切である。

■ 今年度の本委員会における業界団体ヒアリングでは、FIP 制度の対象について、①導入初期においては容量帯によっては FIT/FIP の選択制が必要ではないか、具体的には、50-250kW を FIT、250kW-2,000kW を FIT 入札/FIP の選択、2,000kW 以上を FIP 入札としてスタートできれば制度移行がスムースではないか、②アグリゲーター事業の規模拡大と歩調を合わせた FIP 化が望まれる、という要望があった。委員からは、「FIP 制度への参入にはアグリゲーターが重要。新規電源はあまり多くなく、既認定分をどのように FIP 制度に移行させるかの戦略を考えるべき」、「本来は、原則としては FIP 制度に移行していくものであり、その過程で社会的非効率が発生するものについて限定的に別のやり方を考えるべき」といった意見があった。

■ 日本における太陽光発電について、導入容量は 2018 年時点で 56GW（世界第３位)。発電コストは、世界と比べて高い水準ではあるが、コスト低減が進んできている。再生可能エネルギーの市場統合に向けた市場環境整備も徐々に進められているところであり、FIP 制度の導入も見据えたアグリゲーション・ビジネスの動きも徐々に活発化している。

■ 一方、自然変動電源であり、卸電力取引市場の最小取引単位（現行では 50kWh/コマ（30 分)）との関係では、発電された電気をそのままスポット市場で取引するときに 80%以上の電気供給を十分に取引できる規模は、機械的に算出すると１,000kW 以上となる（参考６)。

【参考６】卸電力取引市場の最小取引単位との関係



① 太陽光の新規認定で FIP 制度対象とする領域（領域①)

■ 以上をふまえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる事業用太陽光発電の対象について、今後の FIP 制度対象拡大に向けたアグリゲーション・ビジネスを成長促進させる観点と FIP 認定事業者の電気取引手段を確保する観点から、FIP 制度が施行される 2022 年度については、1,000kW 以上とすることとした。また、現在、地域活用要件を課していない 50kW 以上については、早期の FIP 移行を目指すこととした。

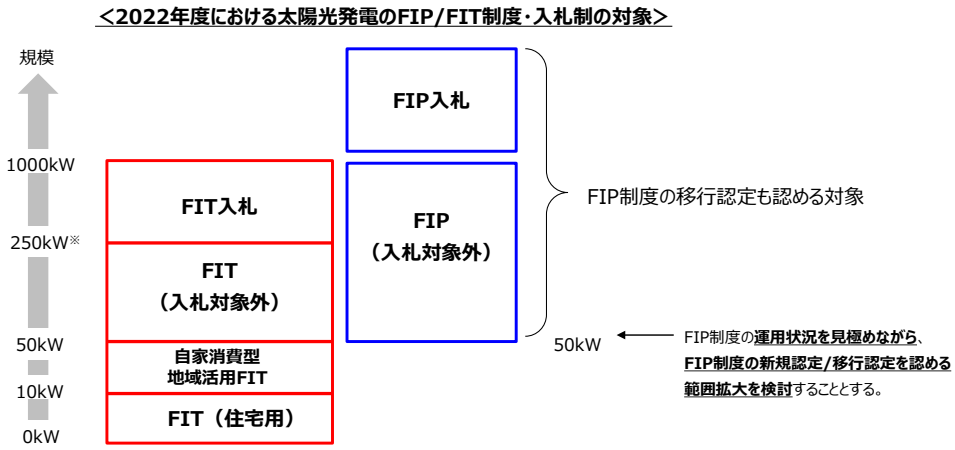
② 太陽光発電にかかる入札制と FIP 制度の関係

■ 事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を促していく観点からは、FIP 制度においても入札制を適用すべきである。このため、2022 年度について、1,000kW 以上を新規認定でFIP制度のみを認める対象とするならば、1,000kW以上は2020年度時点で FIT 入札対象であることをふまえ、1,000kW 以上を FIP

入札の対象とすることとした。

■ 一方、事業者の希望があればFIP制度の新規認定/移行認定を認める対象については、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるため、FIP 制度を選好する動機をつくることも大切であることから、2022年度はFIP入札の対象としないこととし、そのときの基準価格は、FIT(入札対象外)の調達価格とすることとした。（参考７）

【参考７】2022年度における太陽光発電のFIP/FIT制度・入札制の対象



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

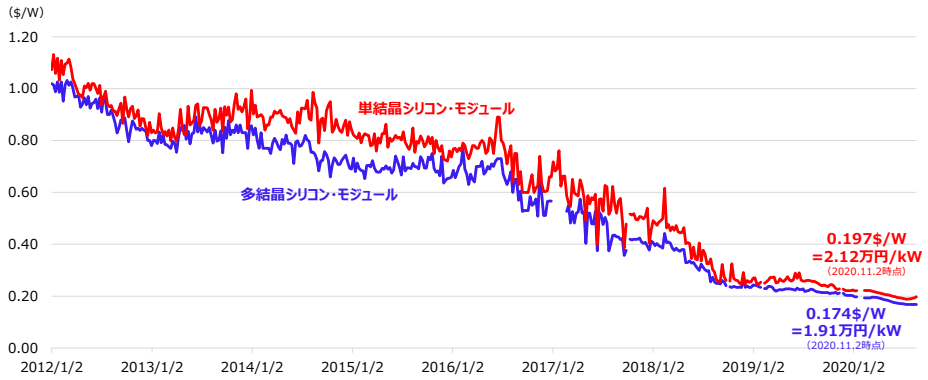
(2) 事業用太陽光発電の調達価格（または基準価格）（入札対象範囲外）

① 事業用太陽光発電の国内外の動向

＜事業用太陽光発電の資本費＞

■ 海外の動向として、民間調査機関が2020年11月に公表した太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、足下では横ばいに推移している。11月時点で、単結晶シリコンと多結晶シリコンの平均スポット価格はそれぞれ0.197$/Wと0.174$/W（いずれも２万円/kW程度）となっている。（参考８）

【参考８】太陽光パネルの国際市況

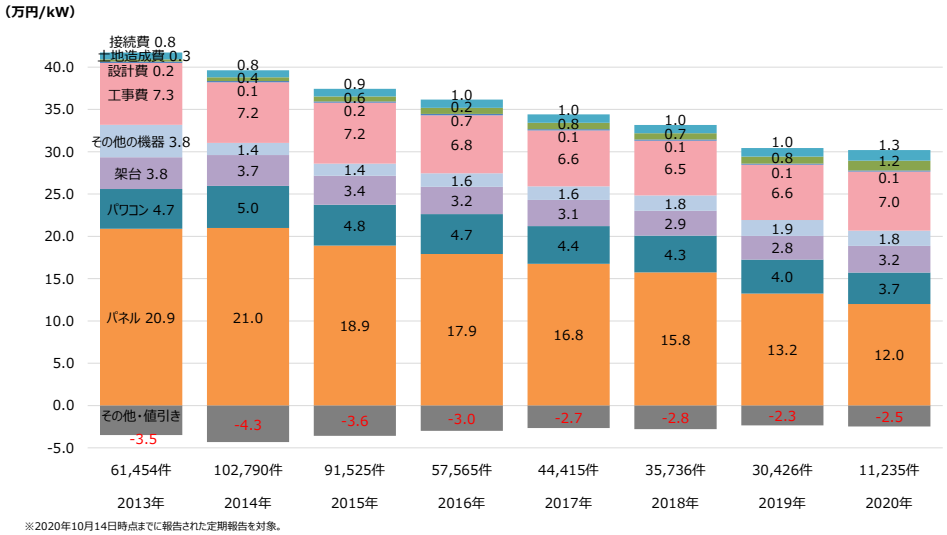


出典：BloombergNEF, 2020年11月12日, Bimonthly PV Index 2020 PV Glass In The Spotlight。１$=110円換算で計算。

■ 今年度の本委員会の業界団体ヒアリングによれば、2020 年度と 2021 年度のシステム価格（地上設置）を比較すると、50-250kW を除くいずれの規模帯においても水準が低減している。特に、500kW-2,000kW については、システム価格 20 万円/kW 以下で事業実施できるものが９割を占めている。また、2020 年度と 2021 年度のシステム価格（屋根設置）を比較すると、いずれの規模帯においても水準が低減しており、平均的なシステム価格は 20 万円/kW 以下。特に、2,000kW 以上については、システム価格 16 万円/kW 以下で事業実施できるものが半分を占めている。

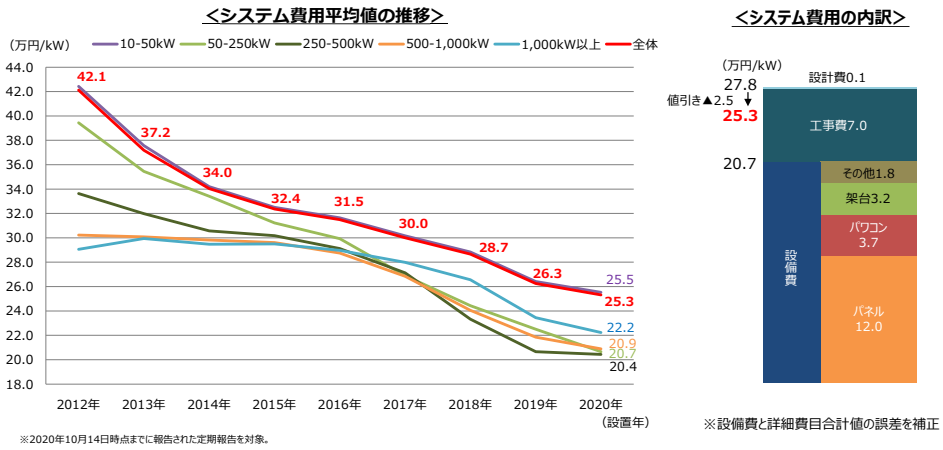
■ 設置年別に資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013 年から 2020 年までに▲43%）一方で、工事費はあまり低減していない（2013 年から 2020 年まで▲4%）。（参考９）

【参考９】事業用太陽光発電の設置年別資本費内訳（10kW 以上全体）



■　事業用太陽光発電のシステム費用はすべての規模で毎年低下傾向にあり、2020 年に設置された 10kW 以上の平均値（単純平均）は 25.3 万円/kW（中央値は 23.8 万円/kW）となり、前年より 1.0 万円/kW（3.8%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 47%、工事費が約 28%を占める。（参考 10）

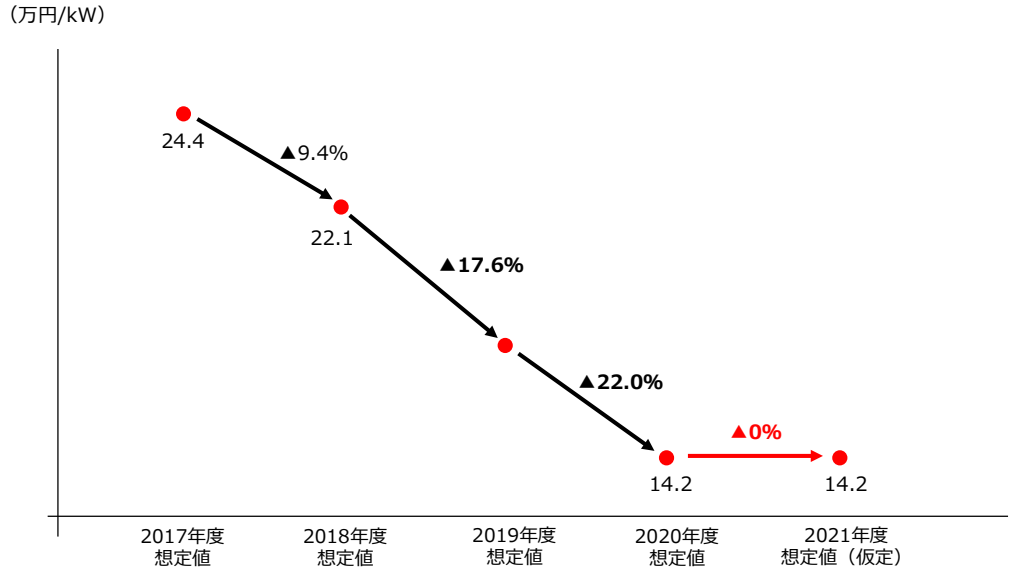
【参考 10】事業用太陽光発電のシステム費用（設置年別の推移）



■　2020 年度の調達価格の設定にあたっては、システム費用として、直近（2019 年１月～2019 年９月）の設置案件（50kW 以上）の上位 13%をトップランナー水準として採用した。2020 年設置案件（50kW 以上）について、昨年度の本委員会と同じ方法でトップラ

ンナー水準を決定すると上位 15%[15]になるところ、そのシステム費用は 14.21 万円/kW であり、2020 年度の調達価格における想定値 14.2 万円/kW と横ばいとなった。（参考 11）

【参考 11】事業用太陽光発電のシステム費用想定値の推移

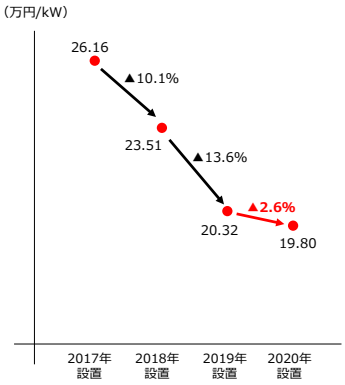


■ また、事業用太陽光の運転開始期限が３年であることもふまえ、2017 年に設置された案件から 2020 年に設置された案件までの中央値（上位 50%）のシステム費用の１年毎の低減率を確認すると、2019 年までは▲10%以上であるのに対し、2020 年は▲2.6%であり、直近の低減傾向は弱まっている。（参考 12）

[15] 2020 年設置案件の中央値は、2017 年設置案件の上位 17%に位置。2020 年度の調達価格で想定したシステム費用は、2020 年設置案件の上位 13%に位置。これらの中間をとって、上位 15%を参照。

【参考 12】事業用太陽光発電のシステム費用（トップランナー分析）

<50kW以上の中央値のシステム費用の推移>



<50kW以上のトップランナー分析>

%	2020年1～9月設置 (50kW以上) N=549 [万円/kW]	2019年1～12月設置 (50kW以上) N=1,109 [万円/kW]	2018年1～12月設置 (50kW以上) N=1,457 [万円/kW]	2017年1～12月設置 (50kW以上) N=2,420 [万円/kW]
5%	12.28	12.86	13.64	15.32
10%	13.59	13.85	15.43	17.63
11%	13.68	14.04	15.80	17.94
12%	13.75	14.23	16.05	18.29
13%	13.87	14.33	16.28	18.63
14%	13.99	14.50	16.56	19.06
15%	14.21	14.64	16.74	19.30
16%	14.36	14.84	16.94	19.55
17%	14.50	15.15	17.19	19.80
18%	14.58	15.45	17.35	19.99
19%	14.73	15.67	17.49	20.26
20%	15.07	15.92	17.67	20.52
25%	16.05	16.64	18.64	21.53
30%	16.72	17.43	19.41	22.52
35%	17.49	18.00	20.39	23.40
40%	18.18	18.85	21.34	24.23
45%	18.94	19.54	22.53	25.21
50%	19.80	20.32	23.51	26.16

※いずれも、2020年10月14日末時点までに報告された定期報告を対象。

■ 土地造成費について、昨年度の本委員会では、2019 年に設置した定期報告データを分析し、10kW 以上全体の平均値が 0.64 万円/kW となっているものの、中央値は 0 円/kW となっており、大半の案件は土地造成費を要していないことから、想定値 0.4 万円/kW を据え置いた。今年度も同様に 2020 年に設置した定期報告データを分析した結果、10kW 以上全体の平均値は 0.97 万円/kW、中央値は 0 円/kW であり、平均値は昨年度より 0.33 万円/kW 上昇しているものの、中央値には変化がなかった。（参考 13）

【参考 13】事業用太陽光発電の土地造成費

	土地造成費（万円/kW）							
	10-50kW未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW以上	全体
平均値	0.95 (0.62)	1.13 (0.99)	1.29 (0.99)	1.58 (1.59)	1.93 (1.88)	1.73 (1.81)	2.94 (2.34)	0.97 (0.64)
中央値	0.00 (0.00)	0.48 (0.50)	0.80 (0.50)	1.27 (1.04)	1.03 (1.08)	0.82 (0.98)	3.41 (2.33)	0.00 (0.00)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度想定値	0.4							

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2019年設置案件の土地造成費。
50-250kW未満および250-500kW未満の（ ）内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の土地造成費を適用。

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 接続費について、昨年度の本委員会では、2019 年に設置した定期報告データを分析し、1,000kW 以上の平均値が 1.33 万円/kW、中央値が 0.59 万円/kW となっており、想定値（1.35 万円/kW）を下回るものの、想定値を据え置いた。今年度も同様に 2020 年に設置した定期報告データを分析した結果、1,000kW 以上の平均値は 1.94 万円/kW、中央値は 1.11 万円/kW となったが、全体の平均値は 1.25 万円/kW、中央値は 1.05 万円/kW であり、2020 年度想定値（1.35 万円/kW）より低い水準であった。（参考 14）

【参考 14】事業用太陽光発電の接続費

	接続費（万円/kW）							
	10-50kW未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW以上	全体
平均値	1.24 (0.97)	0.95 (0.84)	0.91 (0.84)	1.65 (1.08)	**1.94 (1.33)**	1.84 (1.27)	2.45 (1.67)	**1.25** (0.97)
中央値	1.07 (0.79)	0.53 (0.48)	0.43 (0.48)	0.59 (0.45)	**1.11 (0.59)**	0.91 (0.52)	2.08 (1.16)	**1.05** (0.78)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度想定値	**1.35**							

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2019年設置案件の接続費。
50-250kW未満および250-500kW未満の（ ）内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の接続費を適用。

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

＜事業用太陽光発電の運転維持費＞

■ 昨年度の本委員会では、直近の期間（2019 年 1 月から 2019 年 9 月まで）に収集した定期報告データを分析し、10kW 以上全体の平均値は 0.55 万円/kW/年・中央値は 0.44 万円/kW/年、1,000kW 以上の平均値は 0.64 万円/kW/年・中央値は 0.59 万円/kW/年となっており、想定値（0.5 万円/kW/年）と概ね同水準であることから、想定値を据え置いた。

■ 今年度も直近の期間（2020 年 1 月から 2020 年 9 月まで）に収集した定期報告データを分析した結果、10kW 以上全体の平均値は 0.54 万円/kW/年・中央値は 0.44 万円/kW/年、1,000kW 以上の平均値は 0.64 万円/kW/年・中央値は 0.57 万円/kW/年となっており、引き続き想定値（0.5 万円/kW/年）と概ね同水準であった。（参考 15）

【参考 15】事業用太陽光発電の運転維持費

	運転維持費（万円/kW/年）							
	10-50 kW未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW以上	10kW以上全体
平均値	0.53 (0.55)	0.46 (0.44)	0.49 (0.44)	0.58 (0.57)	**0.64 (0.64)**	0.63 (0.63)	0.75 (0.69)	**0.54 (0.55)**
中央値	0.43 (0.44)	0.37 (0.33)	0.39 (0.33)	0.50 (0.48)	**0.57 (0.59)**	0.55 (0.57)	0.71 (0.69)	**0.44 (0.44)**
件数	24,675	925	1,110	1,119	1,824	1,612	212	29,653
2020年度想定値	**0.5**							

※2020年10月14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。
50-250kW未満および250-500kW未満の（ ）内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の運転維持費を適用。

＜事業用太陽光発電の設備利用率＞

■ 2019 年度・2020 年度の想定値（17.2%）は、より効率的な事業の実施を促していくため、システム費用のトップランナーの水準を参

考に、上位の実績を参照して設定してきた。

■ 事業用太陽光発電の設備利用率は上昇傾向にあり、設置年別の直近の期間（2019 年 6 月から 2020 年 5 月まで）の設備利用率（平均値）をみると、2019 年は、10kW 以上全体では 17.5%、50kW 以上全体では 16.9%となっている。（参考 16）

【参考 16】事業用太陽光発電の設備利用率

＜全設置年の設備利用率のトップランナー分析＞

%	事業用 設備利用率			
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
5%	20.02%	19.32%	19.52%	19.65%
10%	18.02%	18.26%	18.48%	18.71%
15%	16.81%	17.52%	17.77%	18.07%
20%	16.05%	16.97%	17.26%	17.56%
25%	15.53%	16.50%	16.81%	17.15%
30%	15.12%	16.09%	16.41%	16.80%
35%	14.78%	15.70%	16.04%	16.44%
40%	14.48%	15.35%	15.70%	16.10%
45%	14.20%	15.00%	15.38%	15.80%
50%	13.93%	14.68%	15.06%	15.52%

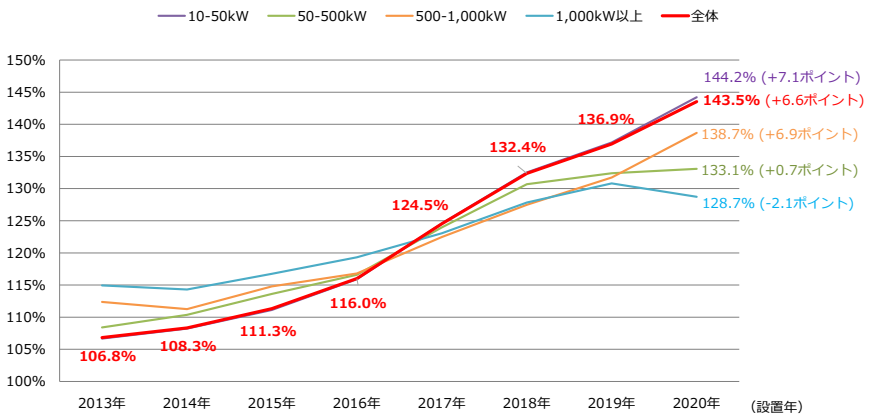
※いずれも、直近の期間（2019年6月から2020年5月まで）の設備利用率

＜設置年別の設備利用率＞

設置年	事業用 設備利用率（平均値）			
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
2012	13.0%	13.0%	14.0%	14.7%
2013	13.4%	13.9%	14.5%	15.2%
2014	13.7%	14.3%	14.6%	15.3%
2015	14.2%	14.8%	15.1%	15.4%
2016	14.8%	15.3%	15.5%	15.8%
2017	15.8%	16.2%	16.2%	16.1%
2018	16.6%	17.0%	17.0%	16.6%
2019	**17.5%**	**16.9%**	**17.2%**	**17.0%**

■ ただし、過積載率も全体的に増加傾向が継続しており、その増加ペースは規模によって異なることや、特に 10-50kW は、50kW 以上と比べて過積載率が高いことに留意（参考 17）。また、設備利用率は、パネル性能や過積載率だけではなく、天候によっても左右される。

【参考 17】事業用太陽光発電の過積載率の推移



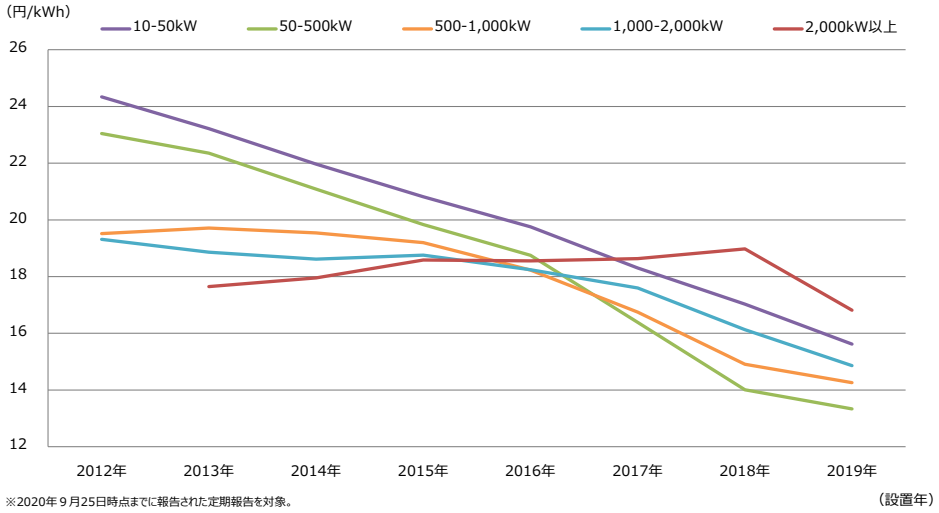
※2020年９月25日時点までに報告された定期報告を対象。

＜事業用太陽光発電の kWh 当たりコストの設置年別の推移＞

■ 各年に設置された太陽光発電の 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、2019 年設置のコストは概ね 13～16 円/kWh 台程度となっている。（参考 18）

【参考 18】事業用太陽光発電の kWh 当たり平均発電単価の推移



＜自家消費型地域活用電源（地域活用要件具備に要する費用）＞

■ 2020 年度より、小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、自家消費型の地域活用要件が設定されている。具体的には、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[16]、②災害時に自立運転[17]を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること、①②両方を FIT 認定の要件として求めている。（参考 19）

■ この災害時の活用のために必要となる費用は、昨年度の事務局による事業者ヒアリングに基づくと、2,820 円/kW 程度と考えられことから、2020 年度の太陽光発電（10-50kW）の資本費の想定値には、地域活用要件具備に要する費用として、0.3 万円/kW 分を加えている。

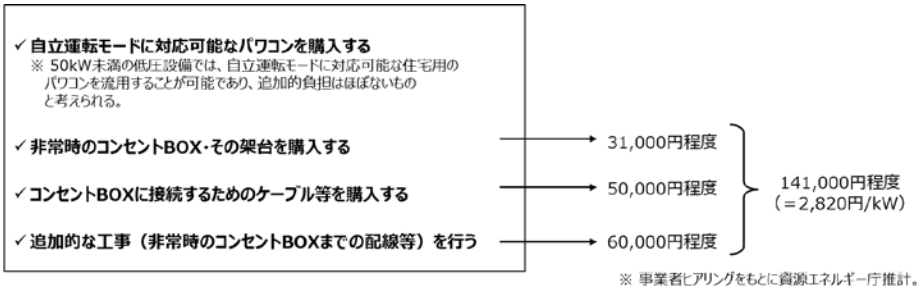
■ この地域活用要件を求めている太陽光発電（10-50kW）について、定期報告データは現時点で得られていない。

---

[16] 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。

[17] 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。

【参考 19】事業用太陽光の新設時に自立運転モードの設置に必要な事項



＜自家消費型地域活用電源（システム費用等の各諸元）＞

■ 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）は、それより大規模な案件と比べて相対的にコストが高い。このため、2020 年度の調達価格（10-50kW）は、再エネ発電事業を「効率的に」実施した場合に「通常要する費用」に見合ったシステム費用の想定値として、10kW 以上全体でトップランナー分析を行って設定した。具体的には、自家消費型の地域活用要件が設定されない規模と同様、３年前の設置案件のどの水準に、直近（2019 年１月～2019 年９月）の設置案件の中央値が位置しているかを確認し、上位 21％をトップランナー水準として採用した。

■ 2020 年設置案件（50kW 以上）の上位 21％は 18.18 万円/kW であり、2020 年度の調達価格における想定値 21.2 万円/kW から低減した。（参考 20）

■ なお、その他の諸元は、昨年度の本委員会にて、2020 年度は地域活用要件の設定されない規模の想定値と同額としつつ、今後地域活用要件を具備する案件のコストデータの収集が進んだ時点で検証を行い、必要に応じて見直すとされた。

【参考 20】事業用太陽光発電の 10kW 以上のトップランナー分析

%	2020年1～9月設置（10kW以上）N=11,235 [万円/kW]	2019年1～12月設置（10kW以上）N=30,426 [万円/kW]	2018年1～12月設置（10kW以上）N=35,736 [万円/kW]	2017年1～12月設置（10kW以上）N=44,415 [万円/kW]
5%	14.82	15.67	16.85	18.24
10%	16.43	17.58	19.58	19.88
15%	17.43	18.71	21.27	21.43
20%	17.98	19.85	22.69	23.09
21%	18.18	20.04	22.95	23.39
22%	18.35	20.28	23.14	23.70
23%	18.44	20.57	23.31	24.00
24%	18.64	20.83	23.47	24.24
25%	18.82	21.03	23.58	24.48
30%	19.82	21.70	24.37	25.70
35%	20.83	22.44	25.00	26.75
40%	21.82	23.36	25.82	27.82
45%	22.77	24.06	26.42	28.80
50%	23.82	24.75	26.88	29.45

※いずれも、2020年10月14日未時点までに報告された定期報告を対象。

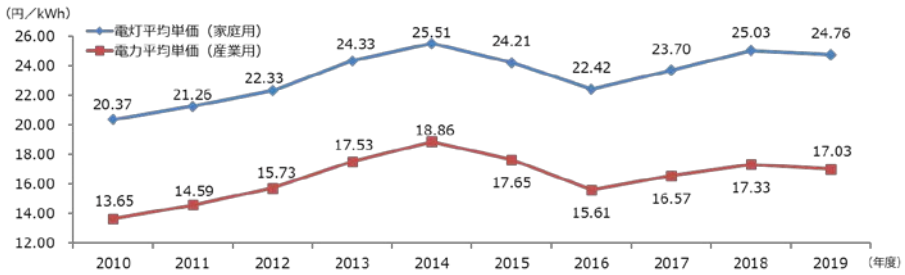
＜自家消費型地域活用電源（自家消費分の便益）＞

■ 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）については、調達価格の設定に当たって、自家消費分の便益が想定されている。

■ 2020 年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近 7 年間（2012 年度～2018 年度）の産業用電気料金単価をふまえ、18.74 円/kWh と設定されている。

■ 同様に、大手電力の FIT 制度開始時点から最新の直近 8 年間（2012 年度～2019 年度）の平均値に現行の消費税率（10%）を加味すると、18.74 円/kWh になる。（参考 21）

【参考 21】大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移



出典：受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

＜非 FIT 太陽光発電＞

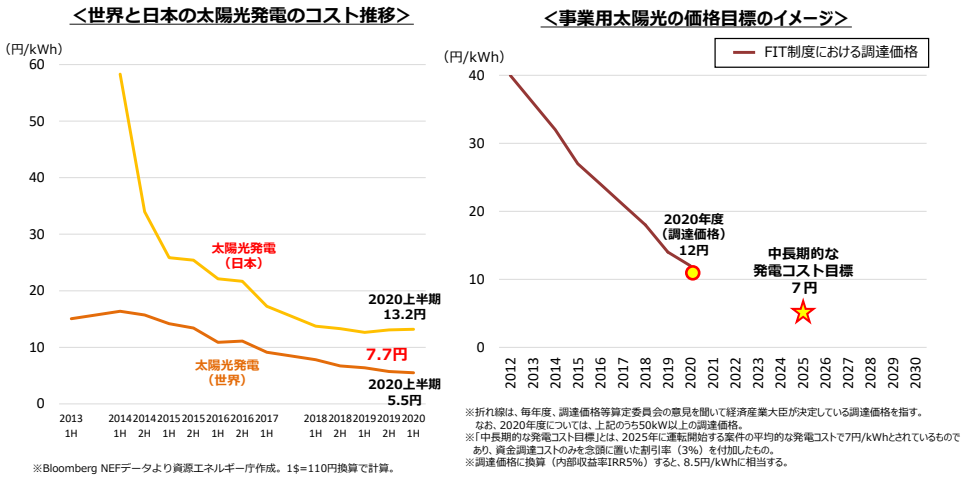
■ 最近では、自家消費比率 100%（全量自家消費）のモデルに限ら

ず、再生可能エネルギーのニーズの高まりに応じ、非 FIT 太陽光発電の運転が開始している。今後、さらに非 FIT 太陽光発電の開発が推進されると期待される。

＜事業用太陽光発電のコスト動向と中長期目標＞

■ 太陽光発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向。再エネ導入拡大と国民負担抑制の観点から、FIT 制度で掲げている 2025 年発電コスト７円/kWh の目標に向けて、取り組んでいく必要がある（参考 22）。一方で、導入拡大により適地が減少し、コスト増となっていく懸念もある。

【参考 22】事業用太陽光発電のコスト動向と中長期目標



② 事業用太陽光発電の調達価格（または基準価格）の設定方法

■ 事業用太陽光発電の価格目標「2025 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで７円/kWh」を達成し、国民負担の抑制と最大限の導入を進めるためには、2025 年に運転開始する案件の平均的な調達価格（または基準価格）が 8.5 円/kWh 相当[18]でなければならない。

■ 事業用太陽光について、認定から運転開始までの所要年数を、2020 年３月時点で運転を開始している案件を対象に集計したところ、１年以内が 70.5%、２年以内が 89.8%、３年以内が 94.9%となって

[18] 8.5 円/kWh は、IRR５％を想定して調達価格（または基準価格）に換算した額であり、IRR の想定値に応じて変わる。

いた[19]。これをふまえると、認定から運転開始までの平均的な年数は、実績ベースで１年以内と考えられる。したがって、価格目標を達成するためには、調達価格（または基準価格）が、2023～2024年度頃には８～９円/kWh相当であることが必要となる。

■ 調達価格は、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、価格目標その他の事情を勘案して定めると規定されている。

■ これまでの調達価格は、価格目標との整合性をふまえつつ、毎年のコスト低減状況からトップランナー方式等による必要コストの積み上げにより設定してきた。しかし、2020年の実績を確認すると、低減傾向が鈍化しているため、これまでと同様の価格設定方式では、価格目標への道筋が不透明となる状況。そこで、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで７円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、足下の調達価格（または基準価格）を設定することとした。

③ 事業用太陽光発電の調達価格（または基準価格）の設定年度

■ 上記のように調達価格を設定する場合、同時にコスト低減に向けてより効率的な案件形成を促進する必要があると考えられる。事業者からは、「複数年度の目標値が公開されていると案件開発が効率化できる」という声があることもふまえ、上記のように調達価格や基準価格が低減する中でも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光発電の調達価格かつ基準価格について、2021年度に加え、2022年度も設定することとした。

④ 事業用太陽光発電と地域活用要件

■ 昨年度の本委員会で、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域での活用実態等をふまえて、今後、地域活用の在り方を検討することとした。また、小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、地域において信頼を獲得し、長期安定的に事業運営を進めるため、自家消費を前提とした設備等の支援に重点化していくという

[19] 運転開始に至った年月については、買取実績を根拠に集計したため、実際の運転開始と数ヶ月程度の誤差が生じている可能性がある。

方針を整理し、今年度から自家消費型の地域活用要件を設定している。

■ こうした中、今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、50-250kWについても地域活用電源を定義してほしい、10-50kWについては現在の自家消費要件に加えて自家消費以外の地域活用要件によるFITを適用してほしい、という要望があった。これに対し、委員からは、以下のような指摘があった。

- ➢ FIT制度からFIP制度、そして最終的には自立する中で、太陽光はかなり量が増えており、早期に自立すべき。
- ➢ 原則として、FIP制度や入札制に移行すべきであり、その過程で、移行すると社会的に非効率が発生する、といった著しく不合理であると認められるものに限り、地域活用電源などの別の方法を検討すべき。

■ また、最近では、再生可能エネルギーのニーズの高まりに応じ、非FIT太陽光発電の運転も開始しており、今後、さらに非FIT太陽光発電の開発が推進されると期待される。

■ こうした非FIT太陽光発電の活用実態や動向、委員からの指摘をふまえ、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域活用要件を設定してFIT制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境をふまえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促すこととした。

■ また、自家消費型の地域活用要件が設定された事業用太陽光（10-50kW）については、昨年度の本委員会で、自家消費型への支援重点化を含めて整理したところであり、かかる事業の定期報告データが出てきていない現時点においては、2020年度の地域活用要件を維持して様子を見ることとした。

⑤ 事業用太陽光発電（地域活用電源）の調達価格

■ 事業用太陽光（10-50kW）について、2020年度の地域活用要件を維持するにあたり、調達価格について、2021年度以降も、2020年度と同じように、地域活用要件の具備に要する費用や自家消費分の便益を考慮して設定することとした。

■ 具体的には、まず、事業用太陽光発電（入札対象範囲外（50-

250kW)）と同様、調達価格が低減する中でも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光（10-50kW）も、2021 年度に加え、2022 年度の調達価格も設定することとした。

■ また、2020 年度の事業用太陽光（10-50kW）の調達価格における各想定値は、事業用太陽光（50-250kW）の調達価格における各想定値と比較して、自家消費に係るものとして、①自家消費比率が設定されていること及び②自家消費分の便益が考慮されていること、資本費として、③地域活用要件具備に要する費用が考慮されていること、④トップランナー分析の対象が異なることによりシステム費用が異なること、が相違点となっている。

■ このうち、①自家消費比率（50%）については、「現行の地域活用要件を維持して様子を見ること」、②自家消費分の便益については、大手電力の FIT 制度開始時点から最新の産業用電気料金単価の平均値に現行の消費税率（10%）を加味した金額（18.74 円/kWh）が 1 年前と増減していないこと、③地域活用要件具備に要する費用については、「定期報告データは現時点で得られていない」ことから、それぞれ、2021 年度、2022 年度の想定値は、2020 年度の想定値を据え置くことが適当とも考えられる。他方、前述のとおり、2021 年度、2022 年度それぞれの事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格は、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで 7 円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定することをふまえると、事業用太陽光（10-50kW）のみ各想定値を具体的に設定して調達価格を決定することは適切といえないと考えられる。

■ このため、上記①～③の状況、及び、④システム費用は事業用太陽光（10-50kW）がそれより大規模な案件と比べて相対的にコストが高いことや規模別の設置費用の推移の傾向が類似していることをふまえ、2021 年度、2022 年度の事業用太陽光（10-50kW）調達価格については、2020 年度の最終的な調達価格と同じように、事業用太陽光（50-250kW）の調達価格に 1 円/kWh を加えた価格を設定することとした。

(3) 事業用太陽光発電の 2021 年度の入札制

① これまでの入札結果・国内の動向

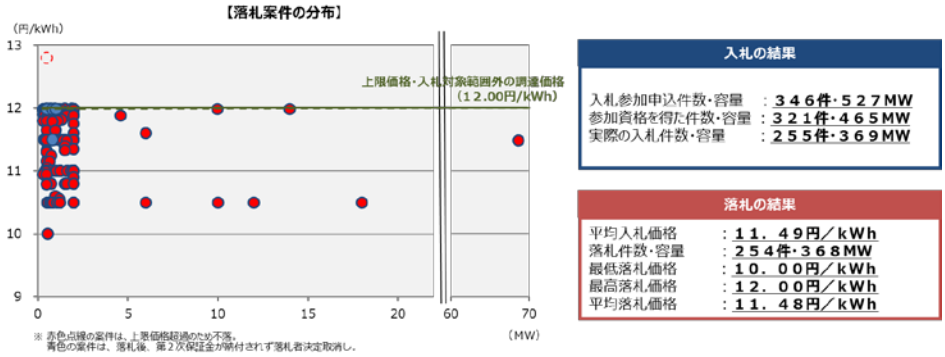
■ 再エネ特措法（2017 年４月施行改正法）により入札制が導入されて以降、事業用太陽光発電については、大規模から入札制に移行。入札対象範囲は、2017 年度は「2,000kW 以上」、2019 年度上期から「500kW 以上」、2020 年度上期から「250kW 以上」に拡大。（参考 23）

【参考 23】事業用太陽光発電のこれまでの入札結果

	事業用太陽光						
	第１回	第２回	第３回	第４回	第５回	第６回	第７回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上	
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW
上限価格	21円/kWh （事前公表）	15.5円/kWh （事前非公表）	15.5円/kWh （事前非公表）	14.0円/kWh （事前非公表）	13.0円/kWh （事前非公表）	12.0円/kWh （事前非公表）	11.5円/kWh （事前非公表）
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	490MW (29件) ※40MW	393MW (19件) ※85MW	761MW (38件) ※100MW	590MW (146件) ※69MW	411MW (110件) ※69MW	527MW (346件) ※69MW	135MW (114件) ※40MW
参加資格を得た容量（件数）	388MW (23件)	334MW (15件)	637MW (32件)	509MW (107件)	324MW (88件)	465MW (321件)	89MW (101件)
入札容量（件数）	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	79MW (92件)
平均入札価格	19.64円/kWh	17.06円/kWh	15.40円/kWh	13.46円/kWh	13.38円/kWh	11.49円/kWh	11.34円/kWh
落札容量（件数）	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	69MW (83件)
最高落札価格	21.00円/kWh	-	15.45円/kWh	13.99円/kWh	13.00円/kWh	12.00円/kWh	11.50円/kWh
平均落札価格	19.64円/kWh	-	15.17円/kWh	12.98円/kWh	12.57円/kWh	11.48円/kWh	11.20円/kWh
最低落札価格	17.20円/kWh	-	14.25円/kWh	10.50円/kWh	10.99円/kWh	10.00円/kWh	10.48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）						

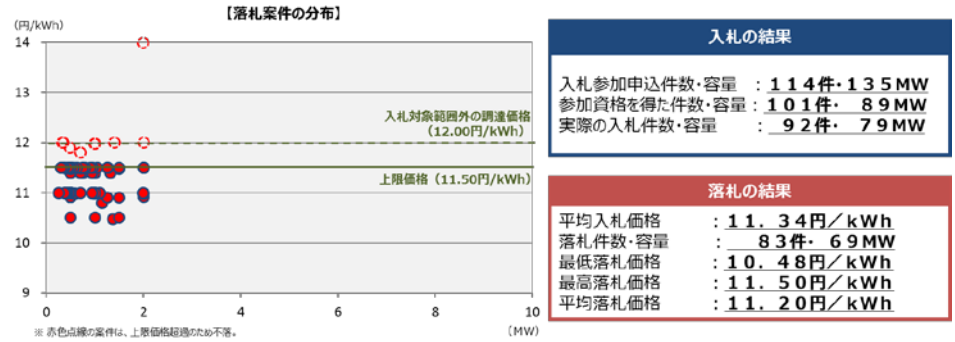
■ 太陽光第６回（2020 年度上期）の入札は、募集容量 750MW で上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数・容量は 255 件・369MW となり、募集容量を下回った。平均入札価格は 11.49 円/kWh となった。254 件・368MW が落札し、落札できなかった案件は１件のみであった。平均落札価格は 11.48 円/kWh・最低落札価格 10.00 円/kWh。前回（第５回）の入札と比べて、平均入札価格（▲1.89 円/kWh）・平均落札価格（▲1.09 円/kWh）のいずれについても、コスト低減効果が確認された。（参考 24）

【参考 24】太陽光第６回（2020 年度上期）の入札結果



■ 太陽光第７回（2020 年度下期）の入札は、上限価格（11.50 円/kWh）を非公表として実施した。募集容量 750MW に対し、入札参加申込件数・容量は 114 件・135MW、実際の入札件数・容量は 92 件・79MW となり、募集容量を下回った。出力 2,000kW 以上の案件について、第６回入札では合計９件・149MW の入札があったが、第７回は入札がなかった。83 件・69MW が落札し、平均落札価格は 11.20 円/kWh・最低落札価格 10.48 円/kWh。前回（第６回）入札と比べて、平均入札価格の低減は緩やか（▲0.15 円/kWh）であるが、着実に低減している。（参考 25）

【参考 25】太陽光第７回（2020 年度下期）の入札結果



■ 事業用太陽光発電の FIT 認定件数について、例えば 2019 年度の FIT 認定件数は以下のとおり。（参考４）

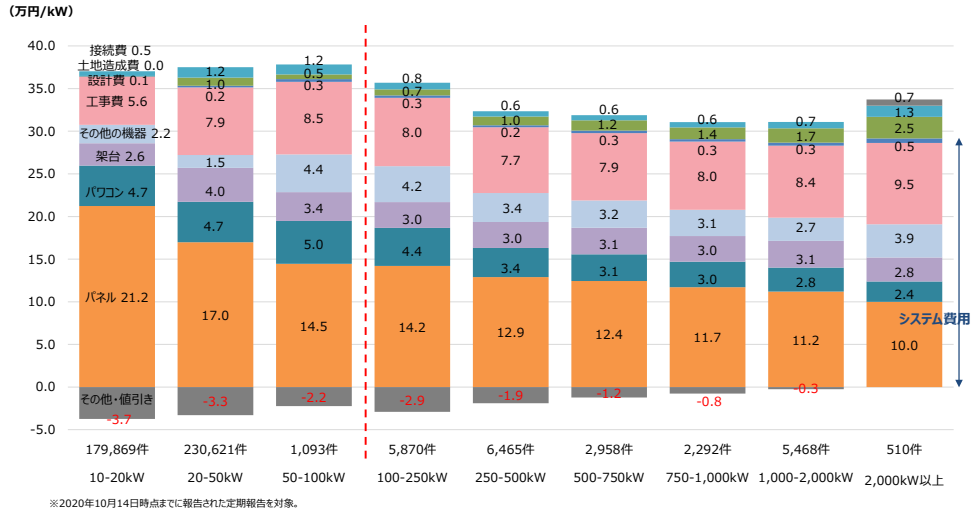
- 50-100kW は 19 件（50kW 以上全体の合計では 1,543 件）。
- 100-250kW は 302 件（100kW 以上全体の合計では 1,524 件）。
- 250-500kW は 1,145 件（250kW 以上全体の合計では 1,222 件）。

■ 事業用太陽光発電の FIT 認定容量・導入容量については、例えば

100kW 以上、250kW 以上の案件が事業用全体に占める割合は、それぞれ、FIT 認定量で 68%・導入量で 65%、 FIT 認定量で 66%・導入量で 62%。（参考４）

■ 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向を、定期報告データを用いて分析した結果、10-100kW は他の規模帯よりもコストが高く、100kW 以上では規模帯によるコストの差は小さい傾向である。（参考 26）

【参考 26】事業用太陽光発電の資本費の規模別動向（全設置期間）



② 海外の入札の制度動向

■ 世界では、入札制が広く活用されている状況が続いている。なお、太陽光発電の入札対象規模の比較に当たっては、日本は海外よりも小規模案件が多く、より対象範囲を広げなければ、海外と同等の入札参加量を確保することが難しい点には留意が必要である。（参考 27）

【参考 27】各国の入札対象範囲

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

※1）これを超える規模は支援対象外。 ※2）支援対象外。 ※3）1,000kW以下については、1,000kW超とは別に総合評価方式により実施。
※4）支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※5）ドイツ・イギリス・フランスでは浮体式の実証案件のみ入札対象外。
※6）バイオマス設備のうち、バイオマス専焼CHP、高度変換技術、嫌気性消化（5,000kW超）が支援対象。 ※7）下水ガスのみ支援対象。

（出典）資源エネルギー庁調査

③ 事業用太陽光の入札対象範囲

■ 事業用太陽光の入札対象範囲は、2017 年度は「2,000kW 以上」、2019 年度上期から「500kW 以上」、2020 年度上期から「250kW 以上」に拡大してきた。

■ 昨年度の本委員会では、「引き続きコスト低減の加速を図るため、入札対象範囲を可能な限り拡大していくことが重要である。」、「その際、（中略）入札に伴う社会的トータルコストの増大も考慮する必要がある。」ことをふまえ、「将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えながら、地域活用要件の内容や適用範囲との関係もふまえつつ、2020 年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、「250kW 以上」とする」こととした。

■ 例えば、2020 年度上期（第６回）の入札結果をみると、入札・落札した事業の約４割（件数ベース）が新たに入札対象となった規模（250kW 以上 500kW 未満）であり、当該規模においても入札価格の低い事業が一定数あるなど、競争が進んでいる。

■ 他方、入札対象の拡大により件数が大幅に増加（2019 年度合計 256 件から 2020 年度合計 460 件）しており、これ以上の拡大をする場合には、円滑に制度を運用するための体制整備も求められる。また、今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、入札対象規模について現状維持の要望があり、入札準備に必要な経費は小規模ほど重い負担となるという事業者意見の紹介もあった。国内における規模

別のコスト動向をみると、資本費について、100kW 以上 250kW 未満は、250kW 以上と比較して高い。これらをふまえると、現時点でより小規模な事業を入札対象にすることは、小規模事業の更なるコスト増加を招く可能性がある。

■ これらの状況をふまえ、2021 年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、2020 年度と同じく、「250kW 以上」とすることとした。

④ 上限価格の事前公表/非公表

■ 入札の設計にあっては、①上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識して競争をする、②上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者と競争をする、という２つの大きな方向性がある。

■ 上限価格の公表／非公表について、これまで、2017 年度の第１回は事前公表したが、第２回以降は事前非公表で実施してきた。上限価格を事前非公表とすることについて、例えば、昨年度の本委員会では、「2019 年度の入札（中略）では、いずれも入札容量が募集容量を下回っていることを踏まえ」、「2020 年度の入札については、上限価格への張付きを防止するため、いずれの電源・入札回についても、上限価格を非公表として実施する」という意見を取りまとめている。また、2020 年度上期（第６回）の入札でも、入札容量は募集容量を下回った。

■ 他方、業界ヒアリングでは、上限価格を公開する要望があり、上限価格は開発推進の判断基準となるため公開したほうが案件数が増えると考えられるという事業者意見の紹介もあった。仮に、上限価格の公開によって新規案件の継続的かつ効率的な開発が進めば、取引量が増加して更なるコスト効率化がもたらされるなど、好循環が生まれることも考えられる。

■ これらをふまえると、2021 年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格の公表/非公表については、

- 案①：上限価格への張付きを防止するため、これまでに引き続き、上限価格を事前非公表として実施する
- 案②：競争性と導入量を両方確保するため、上限価格を事前公表する一方で、例えば、入札１回当たりの募集容量を減らして

募集回数を増やすなどの取組も同時に行う

といった方向性が考えられるが、価格目標の達成（2025 年に発電コスト７円/kWh）を見すえた確実なコスト低減と、再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていくため、案②の方向性とすることした。

⑤ 事業用太陽光発電の上限価格（2021 年度）

■ 前述のとおり、2021 年度、2022 年度それぞれの事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格は、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで７円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定することとした。

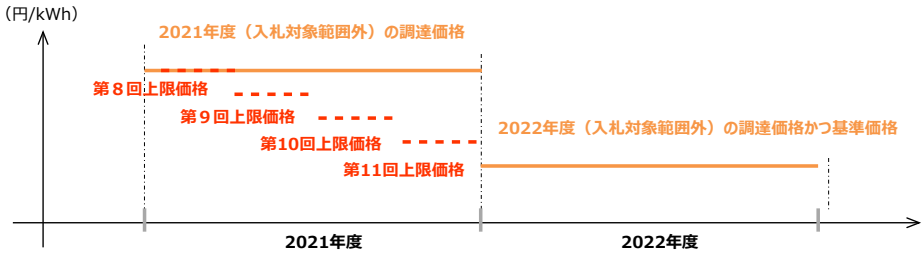
■ また、前述のとおり、2021 年度の事業用太陽光発電の入札について、上限価格を事前公表した上で、年度内の募集回数を増やし、各回の募集容量を絞って限られた容量の下で他の事業者との競争を促すことをふまえ、各回の上限価格は、2021 年度、2022 年度、それぞれの事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格の間を刻むように設定することとした。

■ 募集回数については、後述の入札制度で考え方を記すこととするが、2021 年度の事業用太陽光発電の入札回数を年間４回とする場合、上限価格の具体的な考え方は以下。

- 2021 年度初回（太陽光第８回）入札の上限価格は、2021 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格と同じにする。

- 2021 年度２～４回目（太陽光第９～11 回）入札の上限価格は、2021 年度と 2022 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格のあいだを４等分し、等分した価格１段階ずつ各回の上限価格を下げる。（参考 28）

【参考 28】2021 年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格のイメージ



⑥ 事業用太陽光発電の 2022 年度の入札の取扱い

■ 事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格については、価格低減する中で案件開発が計画的に進むよう、2021 年度に加え 2022 年度も設定することとした。これをふまえ、委員から「入札対象の上限価格も複数年度の価格設定をして道筋を示してもよいのではないか」と指摘があった。

■ これについて、複数年度の上限価格を示すことは効率的な案件形成を促進すると考えられる。しかし、2021 年度の事業用太陽光発電の入札を大きく変更することや、上限価格を翌年度の入札対象範囲外の調達価格/基準価格をふまえて漸減するには 2023 年度以降の入札対象範囲外の調達価格/基準価格も示されていないといけないことをふまえ、2022 年度以降の事業用太陽光発電の入札については、2021 年度の入札結果をふまえて、来年度の本委員会で検討することとした。

(4) 事業用太陽光発電の廃棄等費用の取扱い

■ 太陽光発電設備が、発電事業終了後、放置・不法投棄されるという懸念に対応するため、廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度を施行予定。対象は、10kW 以上すべての太陽光発電の FIT・FIP 認定事業[20]である。（参考 29）

[20] ただし、複数太陽光発電設備事業も対象。

【参考 29】廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度（全体像）

	原則、源泉徴収的な外部積立て	例外的に、内部積立てを許容
廃棄処理の責任	• 積立ての方法・金額にかかわらず、**最終的に排出者が廃棄処理の責任を負うことが大前提**	
積立て主体	• **認定事業者**（ただし、内部積立てについては、上場している親会社等が廃棄等費用を確保している場合に一部例外あり）	
積立て金額水準・単価	• **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**（入札案件は最低落札価格を基準に調整） • **供給電力量（kWh）ベース** ※ 実際の廃棄処理で**不足が発生した場合は事業者が確保**	• 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と同水準（認定容量（kW）ベース）以上 ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保
積立て時期	• **調達期間/交付期間の終了前10年間**	• 外部積立てと同じか、より早い時期
積立て頻度	• **調達価格の支払・交付金の交付と同頻度**（現行制度では月１回）※FIP認定事業で積立不足が発生した場合は、当該不足分は１年程度分まとめて積み立てる	• 定期報告（年１回）により廃棄等費用の積立て状況を確認
積立金の使途・取戻し	• 取戻しは、**廃棄処理が確実に見込まれる資料提出**が必要 • **調達期間/交付期間終了後は、事業終了・縮小**のほか、**パネル交換して事業継続する際**にも、パネルが一定値を超える場合に取戻しを認める ※具体的には、認定上の太陽光パネル出力の15%以上かつ50kW以上 • **調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ**取戻しを認める	• 基本的に、外部積立てと同じ場合のみ、取崩し • 修繕等で資金が必要な場合の一時的な使用を認めるが、原則、１年以内に再び基準を満たす積み増しが必要
積立金の確保・管理	• **電力広域的運営推進機関に外部積立て** • **電力広域的運営推進機関が適正に積立金を管理** • **事業者の倒産時も**、取戻し条件は維持されるため**債権者は任意に取り戻せず**、**事業譲渡時には積立金も承継する** • 積立て状況は公表	• 積立て主体が、使途が限定された預金口座若しくは金融商品取引所との関係で開示義務がある財務諸表に廃棄等費用を計上することにより確保、又は、資金確保の蓋然性が高い保険・保証により担保 • 金融機関との契約による口座確認又は会計監査等による財務状況の確認 • 内部積立条件を満たさなくなるときは、外部に積立て • 積立て状況は公表
施行時期	• 最も早い事業が積立てを開始する時期を**2022年7月1日**とする ※事業ごとの調達期間/交付期間終了時期に応じて、順次、積立てを開始	

■ 2019 年度までの事業用太陽光発電の調達価格の設定に当たっては、資本費の５％を廃棄等費用として採用してきた。こうした中、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ（以下「廃棄等費用確保ワーキンググループ」という。）からの要請を受け、昨年度の本委員会では、2020 年度以降の廃棄等費用の想定値は、入札対象範囲の内外にかかわらず定額とし、その額は、調査結果や 2019 年度の想定値（約１万円/kW）もふまえ、想定資本費の額にかかわらず、１万円/kW とすることとした。

■ この想定値については、今後、廃棄等の実績が増えていく中で必要に応じ見直すこととし、2021 年度や 2022 年度の調達価格又は基準価格を算定するに当たっては、引き続き、入札対象範囲の内外にかかわらず、１万円/kW とすることとした。

■ また、廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度では、再エネ特措法（2022 年４月施行改正法）上、解体等積立基準額（認定事業者が市場取引等又は特定契約若しくは一時調達契約により供給した電気１kWh 当たりの積立額）を経済産業大臣が定めることになっており、それを定めるに当たっては、あらかじめ、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、その意見を尊重することとなっている。

■ 廃棄等費用確保ワーキンググループでは、最終的に積み立てる積立金の金額水準について、調達価格等算定委員会による調達価格又は基準

価格の算定において想定してきている廃棄等費用としている。これをふまえ、解体等積立基準額は、各調達価格又は基準価格における想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、各調達価格又は基準価格における廃棄等費用の想定値を積み立てられるkWh当たりの単価とすることとした。

■ また、廃棄等費用確保ワーキンググループでは、2019年度までの入札案件については、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額とすることとしている。これをふまえ、入札案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価とすることとした。

■ 加えて、2020年度から、事業用太陽光（10-50kW）には自家消費型の地域活用要件が設定されている。解体等積立基準額は、再エネ特措法（2022年４月施行改正法）上、電気供給見込量を基礎として定めることになっているところ、当該案件は、調達価格の算定における自家消費比率の想定値で自家消費した場合に電気供給すると想定した単価とすることとした。

■ さらに、2021年度、2022年度については、事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格を価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定することとしているが、それらの価格について各想定値を具体的に設定せずに決める場合、解体等積立基準額を決めるためには設備利用率と自家消費比率の想定値を設定する必要がある。そこで、

- 設備利用率について。①2019年設置案件の直近期間（2019年6月から2020年5月まで）の設備利用率（平均値）が、10kW以上全体では17.5%、50kW以上全体では16.9%となっていること、②いずれの規模も過積載率が一定程度あり、特に10-50kWは、50kW以上と比べて過積載率が高いことをふまえ、2021年度、2022年度の想定値は、2020年度の想定値（17.2%）とする。

- 自家消費比率について。前述のとおり、「現行の地域活用要件を維持して様子を見ること」となったことをふまえ、2021年度、2022年度の想定値は、2020年度の想定値（50%）とする。

■ また、解体等積立基準額は、小数点第２位まで設定することとした。

（参考 30）

【参考 30】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 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	10kW以上50kW未満	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
	50kW以上250kW未満	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	–	0.66円/kWh
	250kW以上	落札者ごと	1万円/kW	17.2%	–	0.66円/kWh
2021年度	10kW以上50kW未満	（別紙のとおり）	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
	50kW以上	（別紙のとおり）	1万円/kW	17.2%	–	0.66円/kWh
2022年度	10kW以上50kW未満	（別紙のとおり）	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
	50kW以上	（別紙のとおり）	1万円/kW	17.2%	–	0.66円/kWh

※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。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。

(5) 住宅用太陽光発電

① 2021 年度以降の複数年度の調達価格の決定

■ 今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、住宅用太陽光発電について、導入判断をする消費者は次年度以降の価格の提示によって、はじめて導入決定が可能となることから、調達価格を複数年度提示してほしいとの要望があった。

■ これまで、2016 年度の本委員会では、流通構造の是正等には一定の時間がかかることから、段階的に３年間で調達価格を引き下げてコスト低減を促していくこととし、2017 年度、2018 年度、2019 年度の３年間の住宅用太陽光発電の調達価格等に関する意見を取りまとめた。

■ 他方、住宅用太陽光発電は、コストダウンが継続的に進んできた電源であり、また、運転開始期限が１年となっていることをふまえると、複数年度の調達価格を提示することによって、適時性のある価格から乖離した調達価格になってしまう可能性も考えられる。

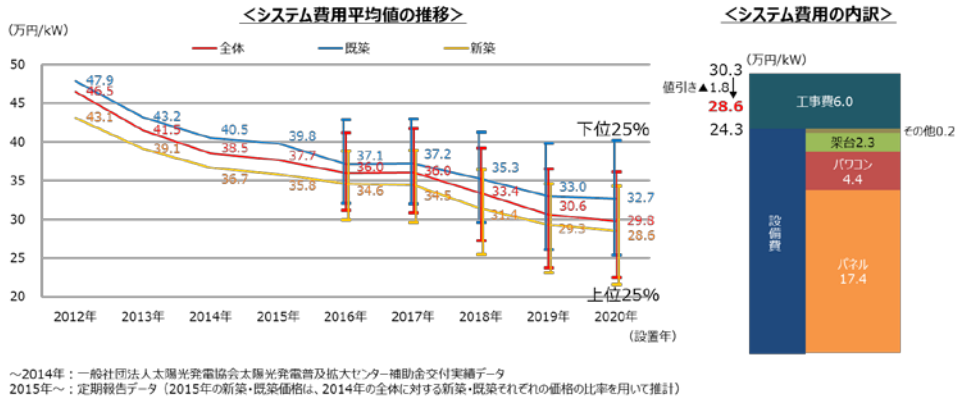
■ 2022 年度以降の住宅用太陽光発電の取扱いについては、前述のとおり、少なくとも 2022 年度は FIP 制度を認める対象としないこととした。これらをふまえ、今年度の本委員会では、向こう２年間、

すなわち、2021 年度、2022 年度の住宅用太陽光発電の調達価格を決定することとした。

② 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。新築案件についていえば、設置年別に、2020 年の平均値は 28.6 万円/kW（中央値 28.6 万円/kW）となり、2019 年より 0.7 万円/kW（2.4%）、2018 年より 2.8 万円/kW（8.9%）減少した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 61%、工事費が約 21%を占める。（参考 31）

【参考 31】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



■ 住宅用太陽光発電の導入件数は、新築案件では横ばいから増加傾向に、既築案件では低減傾向から下げ止まりに転換の傾向が見られる。また、2019 年度末時点の既築案件への住宅用太陽光発電の導入件数は、既築住宅総戸数の約 0.6%に止まっている。こうした現状をふまえると、今後、既築案件への導入をより一層促進していく必要がある。

■ 以上をふまえつつ、2021 年度、2022 年度の調達価格を決定するにあたり採用するトップランナー水準を決定した。

■ 具体的には、まず、住宅用太陽光発電については、足下の導入状況や業界団体ヒアリングをふまえると、既築案件への導入促進が重要となっているところ、2020 年度に引き続き、システム費用の想定値は既築も含めたデータで分析することとした。

■ 既築も含めたシステム費用の実績について、2020 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 36－37%水準に位置していた（参考 32）。この結果をふまえ、2022 年度のシステム費用の想定値は、２年前にあたる 2020 年に設置された案件の上位 37%水準を採用し、25.9 万円/kW とすることとした。

■ また、2021 年度のシステム費用の想定値については、2020 年度の想定値である 29.0 万円/kW と上記で求めた 25.9 万円/kW の中間を採用し、27.5 万円/kW とすることとした。

【参考 32】住宅用太陽光発電のシステム費用（トップランナー分析）

	住宅用　システム費用		
%	2020年設置（全体）	2019年設置（全体）	2018年設置（全体）
5%	16.25	18.25	20.25
10%	17.58	20.29	23.33
15%	19.19	21.78	24.90
20%	21.04	22.85	25.73
25%	22.52	23.75	27.25
30%	23.87	24.79	28.81
35%	25.19	26.09	29.80
36%	25.50	26.33	30.05
37%	25.87	26.62	30.34
38%	26.17	26.91	30.56
39%	26.51	27.25	30.83
40%	26.86	27.54	31.11
45%	28.49	28.88	32.35
50%	30.08	30.31	33.52

２年間での価格低減

③ 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３～４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は、相場は約 2.8 万円程度であること、
- パワコンについては、20 年間で一度は交換され、20.9 万円程度が一般的な相場であること、

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 3,490 円/kW/年となり、想定値（3,000 円/kW/年）より、やや高い

水準だった。（参考 33）

■ 他方、2020 年 1 月～2020 年 9 月に報告された定期報告データを分析すると平均値は約 872 円/kW/年であった。ただし、報告の 86%は要した費用が 0 円/kW/年となっており、報告されたデータが FIT 制度開始後に運転開始したものであるところ、まだ点検費用や修繕費用が発生していない可能性もある。

■ このため、引き続き今後の動向を注視することとし、2021 年度、2022 年度の想定値は、3,000 円/kW/年を据え置くこととした。

【参考 33】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

（2.8万円×5回＋20.9万円）　÷　5kW　÷　20年間　＝　約3,490円/kW/年
定期点検費用　パワコン交換費用

④ 設備利用率

■ 設備利用率について、2020 年 1 月から 2020 年 9 月の間に収集したシングル発電案件の平均値は 13.7%だった。気象条件等による上下動がありうるため、昨年度の委員会と同様、過去 4 年間に検討した数値の平均をとると 13.6%となり、想定値（13.7%）とほぼ同水準。（参考 34）

■ これらをふまえ、2021 年度、2022 年度の設備利用率の想定値は、2020 年度の想定値 13.7%を据え置くこととした。

【参考 34】過去 4 年間に検討した設備利用率

2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
13.1%	13.6%	13.9%	13.7%
平均値：13.6%			
想定値：13.7%			

⑤ 余剰売電比率・自家消費分等の便益・調達期間終了後の売電価格

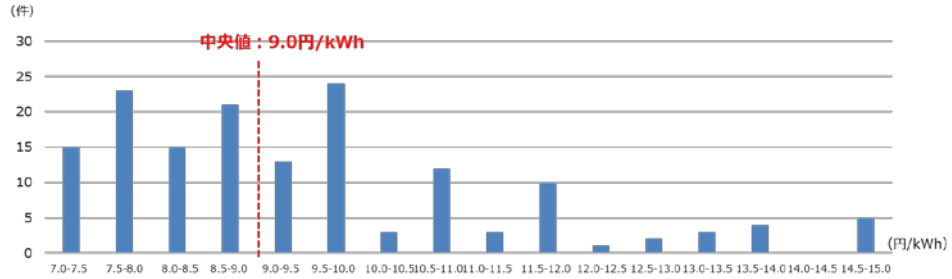
■ 余剰売電比率について、 2020 年 1 月から 2020 年 9 月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値 71.3%（中央値 72.1%）であり、想定値（70.0%）とほぼ同水準であった。このため、2021 年度、2022 年度の想定値は据え置くこととした。

■ 2020 年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近 7 年間（2012 年度～2018 年度）の家庭用電気料金単価をふまえ 26.33 円/kWh と設定されている。そこで、2021 年度の想定値については、FIT 制度開始時点から最新の直近 8 年間（2012 年度～2019 年度）の平均値に現行の消費税率（10%）を加味した 26.44 円/kWh とすることとした。また、これは 2020 年度の想定値とほぼ同じことから、2022 年度の想定値についても、同じく 26.44 円/kWh とすることとした。（参考 21）

■ 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、2020 年度は、2019 年 10 月末までに確認できた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、9.3 円/kWh を想定されている。

■ 今年度、2020 年 10 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 9.0 円/kWh であった。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。したがって、2021 年度、2022 年度の想定値は、中央値の 9.0 円/kWh を採用することとした。（参考 35）

【参考 35】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布
（2020 年 10 月末時点）

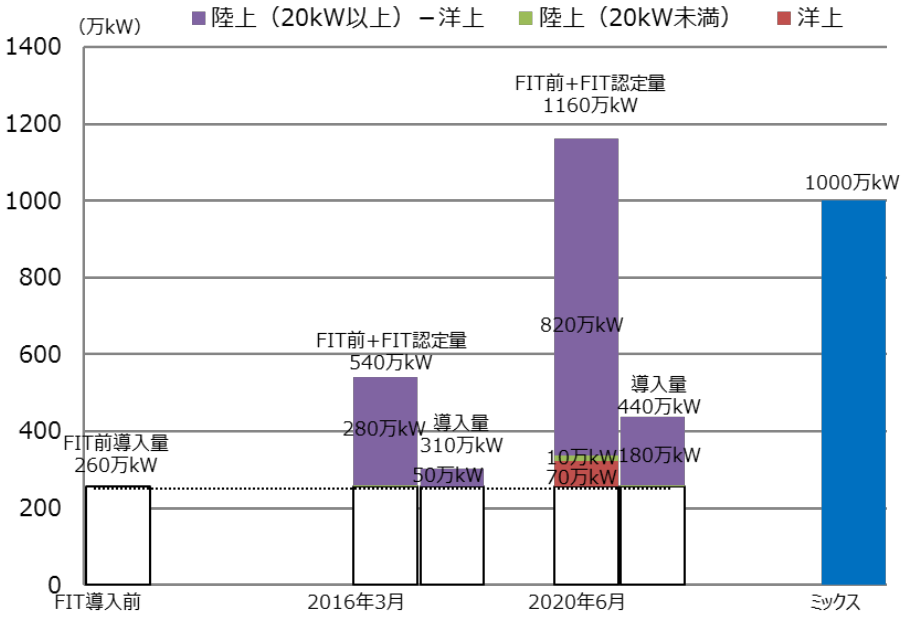


※小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて資源エネルギー庁HP「どうする？ソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成

2. 風力発電

■ 風力発電については、エネルギーミックス（1,000 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2020 年 6 月末時点の FIT 認定量の合計は 1,160 万 kW、導入量は 440 万 kW となっている（参考 36）。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。

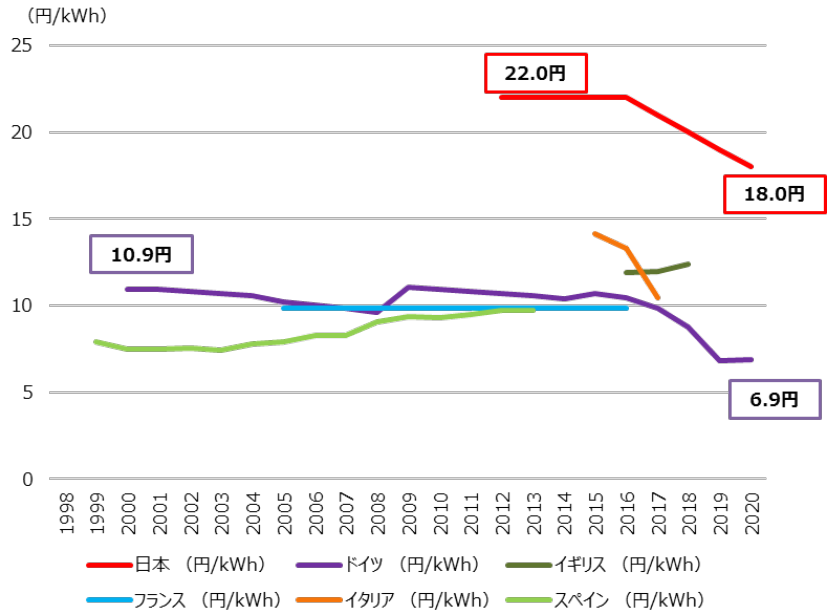
【参考 36】風力発電の FIT 認定量・導入量



※再エネ特措法（2017年４月施行改正法）による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

■ 調達価格は、陸上風力発電が 18 円/kWh（2020 年度）、洋上風力発電が 36 円/kWh（2019 年度）であるが、海外の買取価格と比べて高い（参考 37）。2020 年度から着床式洋上風力発電（海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」という。）適用外）は入札制となっている。

【参考 37】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。

(1) 陸上風力発電

① 陸上風力発電の海外の動向

■ 国際機関のデータ[21]によると、各国における陸上風力発電の LCOE の加重平均は、いずれも大きく低減している。また、各国における陸上風力発電の工事費の加重平均は、日本と比較して、諸外国では大きく低減している。

■ 加えて、世界では、陸上風力発電についても、入札制が広く活用されている。（参考 27）

② 陸上風力発電の国内の動向

＜陸上風力発電の導入状況＞

■ 陸上風力発電の FIT 認定・導入状況は以下のとおり。（参考 38）

[21] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019

【参考 38】陸上風力発電の年度別／規模別 FIT 認定・導入状況

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

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

＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

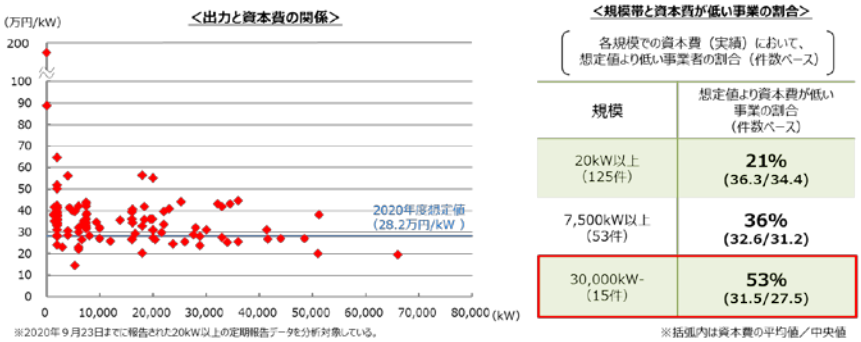
	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度 2013年度	0(4件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	20(10件)	90(6件)	0(0件)	110(21件)
2014年度	0(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2(1件)	223(17件)	0(0件)	225(25件)
2015年度	0(42件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0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

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

＜陸上風力発電の資本費＞

■ 資本費の定期報告データは 125 件であった[22]。2020 年度調達価格における資本費の想定値 28.2 万円/kW に対して、定期報告全体での中央値は 34.4 万円/kW となっている。ただし、2020 年度想定値の対象である 7,500kW 以上の規模では 31.2 万円/kW、より大規模な 30,000kW 以上では 27.5 万円/kW となっており、大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向にある。（参考 39）

【参考 39】陸上風力発電の規模別の資本費

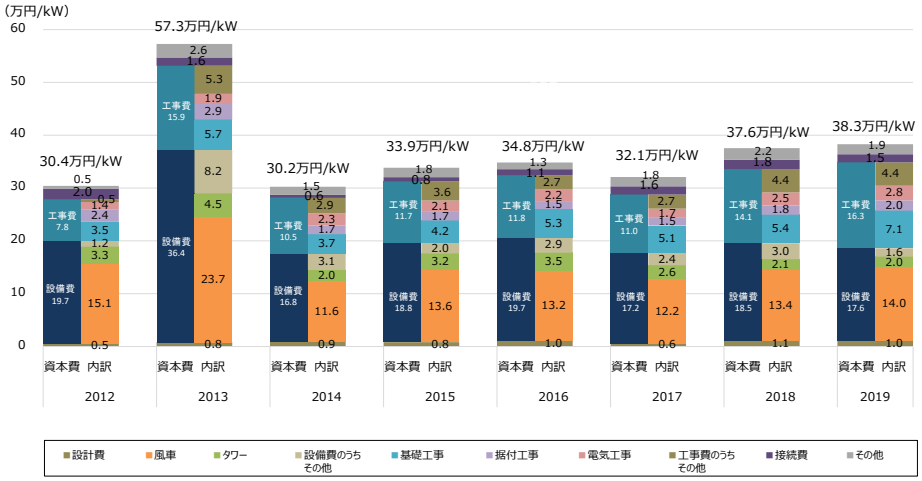


■ また、陸上風力発電の資本費の構成を設置年別に分析すると、各設

[22] 陸上風力発電の想定値を算定するためのコスト分析（資本費、接続費、運転維持費、設備利用率）を、昨年度の本委員会に引き続き、20kW 以上を対象に実施した。

置年の平均値では、設備費・工事費ともに大きな変化はない。（参考40）

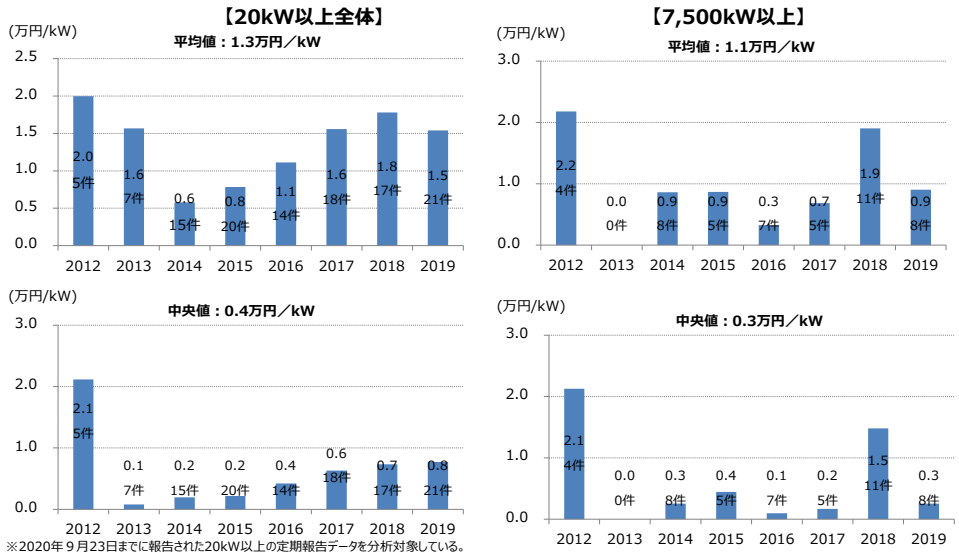
【参考 40】陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移



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

■　資本費のうち接続費については、定期報告データにより設置年別に分析すると、平均値は 1.3 万円/kW、中央値は 0.4 万円/kW となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、2020 年度想定値（1.0 万円/kW）を下回った。なお、2020 年度想定値の対象である 7,500kW 以上に限定して分析しても、同様の傾向がみられた。（参考 41）

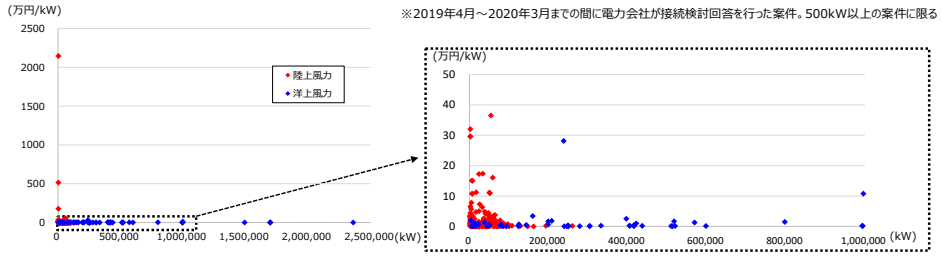
【参考 41】陸上風力発電の接続費の推移



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

■　また、今年度も昨年度と同様に、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した費用のデータ（289 件）の分析を行った結果、一部の高額な案件が含まれるものの、中央値は 0.5 万円/kW であった。（参考 42）

【参考 42】接続検討回答を行った際に電力会社が提示した接続費

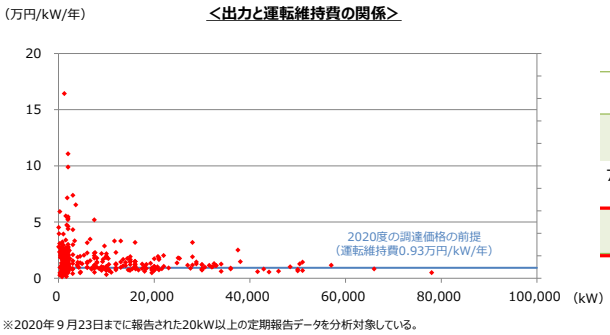


■　なお、定期報告データ、接続検討回答結果データ、事業者団体が実施したアンケートでは、それぞれ対象としている事業の熟度が異なる。熟度の低い案件には、費用が著しく高額であるため最終的に事業化に至らない案件も含まれている可能性がある。

＜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 401 件であった。2020 年度の調達価格における想定値 0.93 万円/kW/年に対して、定期報告データ全体での中央値は 1.24 万円/kW/年となっている。ただし、2020 年度の想定値の対象である 7,500kW 以上の規模では、1.04 万円/kW/年より大規模な 30,000kW 以上では、0.99 万円/kW/年となっており、大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向にある。（参考 43）

【参考 43】陸上風力発電の運転維持費



＜規模帯と運転維持費が低い事業の割合＞

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

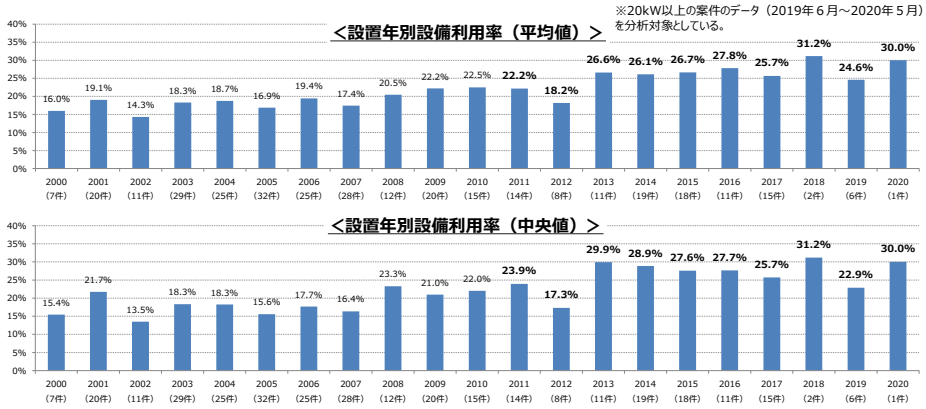
※括弧内は資本費の平均値／中央値

＜陸上風力発電の設備利用率＞

■ 2020 年度の調達価格の想定値（25.6%）は、2017 年度の本委員会で設定したものであり、2017 年度、2016 年度、2015 年度の本委員会で分析に用いた 2011 年以降に設置された案件の中央値（それぞれ、26.8%、24.8%、25.1%）について、その３つの中央値の平均をとって、25.6%とした。

■ 直近１年間の設備利用率について設置年別にみると、特に平均値については、FIT 制度開始以降も上昇傾向にある。これは、例えば、風車の大型化や効率化によって、より高効率で発電できる風車が増加していると考えられる。（参考 44）

【参考 44】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

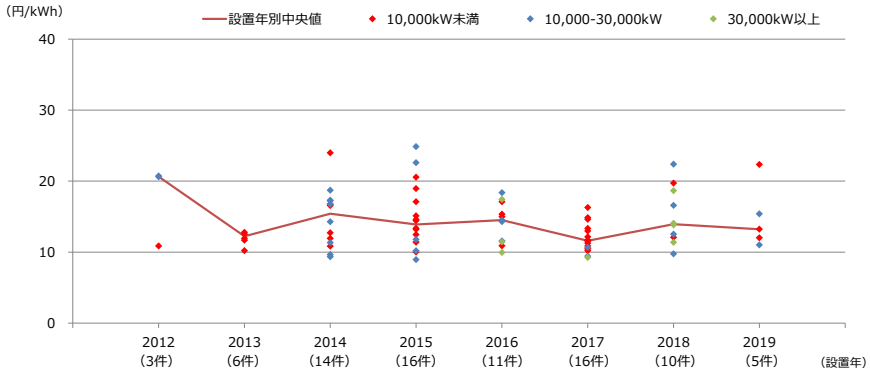


＜陸上風力発電の kWh 当たりコスト＞

■ 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、10 円を下回る案件も複数あり、なかには、価格目標（８～９円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある。（参考 45）

【参考 45】陸上風力発電の kWh 当たりのコスト（設置年別）



※2020年９月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象している。
※（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

＜陸上風力発電のリプレース区分＞

■ 陸上風力発電のリプレース区分の FIT 認定・導入状況は以下のとおり。（参考 46）

【参考 46】陸上風力発電のリプレース区分の FIT 認定・導入状況

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

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

＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

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

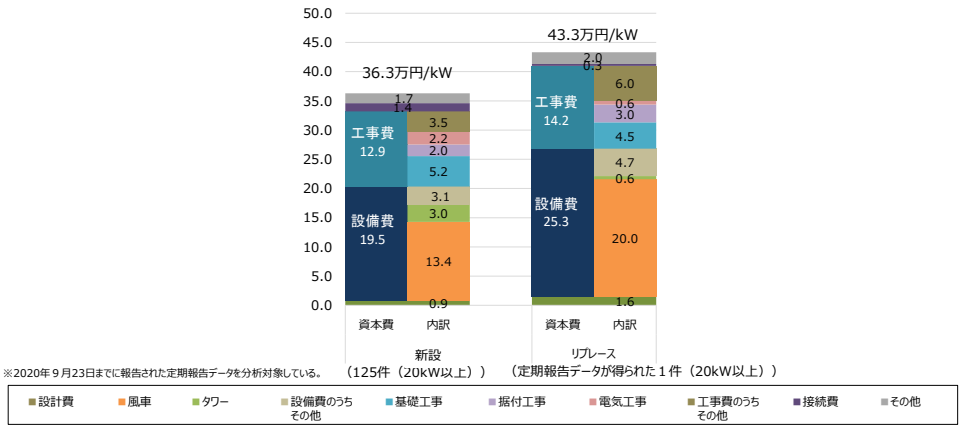
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ リプレース区分における資本費の定期報告データを初めて得られたところ、当該１件は 43.3 万円/kW であり、2020 年度の想定値（27.4 万円/kW）[23]よりも高かった（参考 47）。他方、件数が１件に限定さ

[23] 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考え方を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。

れているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、引き続き、実態把握が必要である。また、運転維持費の定期報告データ及び設備利用率のデータについては、現時点までに得られていない。

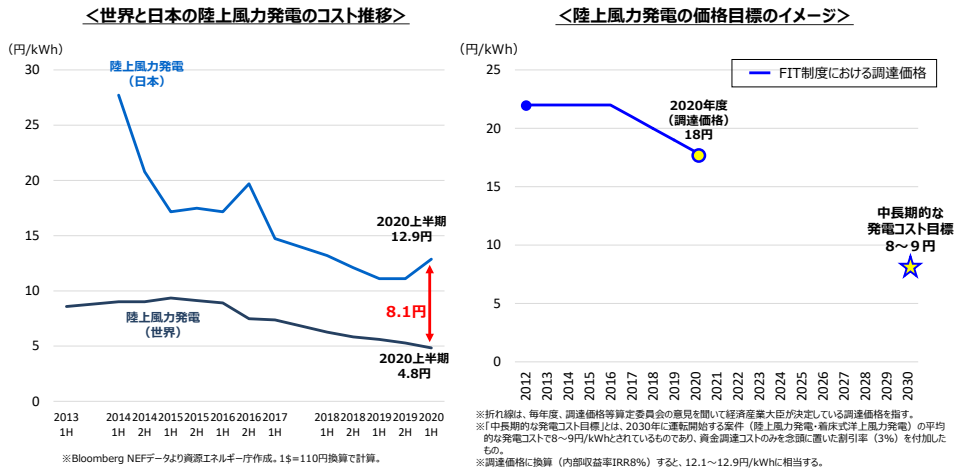
【参考 47】陸上風力発電の新設とリプレースの資本費の比較



＜陸上風力発電のコスト動向と中長期目標＞

■ 陸上風力発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、足下では微増。2030 年発電コスト８～９円/kWh の目標に向けて、取り組んでいく必要がある。（参考 48）

【参考 48】陸上風力発電のコスト動向と中長期目標



③ 陸上風力発電への入札制の導入

■ 陸上風力発電は、大規模化やメンテナンス方法の改善等による今後のコスト低減ポテンシャルが大きい電源と考えられ、諸外国では、現在も工事費の低減が進み、発電コストも低減が進んでいる。一方、

日本では、FIT 制度開始以降、資本費の高止まりを背景に、設備利用率の平均が上昇傾向にあるにもかかわらず、kWh 当たりの発電コストのバラつきが大きく中央値は横ばいで推移している。

■ 風力発電の FIT 制度開始前の導入量と 2020 年６月末時点の FIT 認定量の合計 1,160 万 kW が、エネルギーミックスの水準 1,000 万 kW を上回るなか、今後のコスト低減を加速させるには、入札制を導入し、競争によってコスト効率的な案件の導入を図ることが重要。昨年度の本委員会の意見において「来年度（注：2020 年度）の本委員会において、2021 年度から入札制を導入することを念頭に検討を行う」とされていたこともふまえ、2021 年度から入札制を適用することとした。

④ 陸上風力発電の入札対象範囲

■ 陸上風力発電においては、小形風力であってもコスト効率的に実施できる事業を FIT 対象とするため、現在は、すべての規模が一律の区分となっている。他方、入札については、コスト効率的な事業であったとしても、案件毎に入札手続きが発生するということもあり、入札準備に必要な経費が小規模ほど重い負担となるという声が太陽光発電の入札では寄せられている。そこで、すべての規模が一律の区分となっている直近でも小形風力の新規 FIT 認定が一定件数あることに鑑み、一定規模未満は入札対象範囲外とすることとした。

■ 仮に、太陽光発電と同じ閾値として 250kW を採用すると、2019 年度 FIT 認定ベースで、件数では全体の 16％である一方、容量では全体の 99％を占めており、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムがしっかりと機能し、国民負担が抑制されると考えられる。したがって、陸上風力発電の入札対象範囲は「250kW 以上」、250kW 未満は入札対象範囲外とすることとした。

■ また、後述のとおり３年間の複数年度価格設定を行うところ、入札対象範囲「250kW 以上」を 2021 年度～2023 年度にわたり維持することを原則としつつ、今後、入札の結果をふまえて、2022 年度以降の入札対象範囲については、必要に応じ見直すこととした。

⑤ 陸上風力発電の入札上限価格の事前公表/非公表・募集容量

■ 入札の設計にあっては、①上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識して競争をする、②

上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者と競争をする、という２つの大きな方向性がある。

■ 上限価格の事前公表／非公表については、今年度の本委員会における業界ヒアリングで、入札の場合、上限価格を明示してほしいという要望があった。

■ こうした中、陸上風力においては、近年、過去４年間の陸上風力発電の年間 FIT 認定量は 1～２GW となっており、量の面での競争が可能であると考えられる。また、上限価格の公開によって新規案件の継続的かつ効率的な開発が進むのであれば、風力発電設備等の取引量が増加して更なるコスト効率化がもたらされるなど、好循環が生まれることも期待される。こうしたことをふまえると、上限価格を事前公表することも考えられる。

■ ただし、その場合、他の応札者との競争が働くよう、募集量に対して応札量が大きくなることが想定されるような募集量の設定が重要である。また、同じく業界ヒアリングにおいては、陸上風力発電の 2021 年度の取扱いについて、年間１GW 以上の認定量または入札募集量の設定の要望があった。

■ 以上をふまえると、陸上風力発電の 2021 年度以降の入札制について、案①「上限価格を事前公表し、年間募集量は１GW とする」、案②「上限価格を事前非公表とし、年間募集量は２GW とする」といった選択肢が考えられるが、計画的・継続的な案件開発による価格目標の達成と再生可能エネルギーの最大限の導入を図るため、上記のうち案①とすることとした。

■ また、風力発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきた[24]ことをふまえ、向こう３年間の上限価格及び年間募集量を示すこととした。ただし、年間募集容量については、今後の動向をふまえて募集量に対して応札量が大きく差が発生することが想定されるような場合には、2022 年度以降について必要に応じ見直すこととした。

---

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

⑥ 陸上風力発電の上限価格の設定方法

＜陸上風力発電の資本費・運転維持費・設備利用率＞

■ 向こう３年間の上限価格を示すにあたり、まず、2023 年度時点で達成すべき調達価格（または基準価格。入札制であれば上限価格。以下、陸上風力発電の項において「調達価格等」という。）を設定する。

■ 最初に資本費について。陸上風力の FIT 認定は、小規模事業と大規模事業に大きく二分化しており、このうち大規模事業については近年では 30,000kW 以上のものも多い。こうした中、トップランナー的な考え方により 30,000kW 以上の資本費の中央値をみると、27.5 万円/kW となっている。2020 年度の資本費の想定値 28.2 万円/kW よりも効率的水準になっているところ、2023 年度の調達価格等の資本費の想定値を 27.5 万円/kW とすることとした。

■ 次に、運転維持費について。同じように 30,000kW 以上の中央値をみると 0.99 万円/kW/年となっている。これは、2020 年度の運転維持費の想定値 0.93 万円/kW/年に達していないところ、引き続き、目指すべき水準を維持して、2023 年度調達価格等の資本費の想定値を 0.93 万円/kW/年とすることとした。

■ 続いて、設備利用率について。直近（2018 年、2019 年、2020 年それぞれ）に設置された案件の中央値を平均すると 28.0%となっている。これは、2020 年度の設備利用率の想定値 25.6%よりも効率的水準になっているところ、2023 年度の調達価格等の設備利用率の想定値を 28.0%とすることとした。

■ また、今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、2021 年度～2029 年度の上限価格について、毎年度 1 円/kWh 程度ずつ調達価格等を低減させるイメージが紹介された。これもふまえ、2023 年度までの道筋として、まず、2021 年度の上限価格は、設置年別の kWh 当たりコストが低下していない中で、事業者が入札制適用に向けて対応していくことに配慮し、資本費・運転維持費・設備利用率については、2020 年度の調達価格における各想定値を用いることとした。また、2022 年度の上限価格は、2023 年度に向けて段階的に低減するように 2021 年度と 2023 年度の各想定値の平均を想定値とすることとした。（参考 49）

【参考 49】陸上風力発電の資本費・運転維持費・設備利用率の想定値

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

＜陸上風力発電の IRR＞

■ 陸上風力発電の IRR の想定値についても見直すべきではないか、という意見が委員からあった。

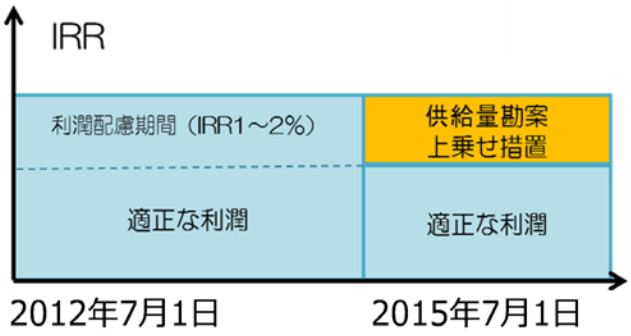
■ 陸上風力発電[25]における IRR の想定値は、本委員会の「平成 24 年度調達価格及び調達価格に関する意見」において、「施行後３年間は、例外的に、利潤に特に配慮する必要があることを加味し」、「１～２％程度を上乗せ」して IRR を設定することとし、具体的には、「地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初３年間のリスクが中程度の電源に対して設定する IRR を適用し、８％で設定することとした。これは、ヒアリング結果でも提示された値に相当する。」とされた。

■ その後、本委員会の「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」では、利潤配慮期間終了後の扱いについて、再エネ特措法の原始附則第７条において「集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して３年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮する」とされていることをふまえ、2015 年「７月１日以降は同条において上乗せされた１～２％分については、廃止する」こととした。他方、調達価格の算定にあたっては、再エネ特措法上、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」を勘案することとされていることをふまえ、同日以降は「供給量勘案上

[25] 20kW 以上と未満で異なる区分等だったときは 20kW 以上のみ。なお、2019 年度以降創設されたリプレース区分では、事業リスクの低さを反映させた６％を設定。

乗せ措置」を導入し、その大きさは「これまで上乗せされてきたIRR１～２％分に相当する分とする」こととし、「今後、供給量勘案上乗せ措置をどれだけ継続するかについては、今後の導入状況を踏まえて見極めること」とされた。（参考 50）

【参考 50】利潤配慮期間及び供給量勘案上乗せ措置のイメージ



■ 風力発電のエネルギーミックス（1,000 万 kW）の水準に対して、陸上風力発電だけふまえると、FIT 前導入量（260 万 kW）と現時点 FIT 認定量（830 万 kW）の合計は 1,090 万 kW、導入量の合計は 440 万 kW ある。

■ また、民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストについて、供給量勘案上乗せ措置を導入することとした 2014 年下半期は 5.45%、最新 2020 年下半期は 1.94～3.06%となっており、低減している。（参考 51）

【参考 51】日本の陸上風力発電の資金調達コスト

	供給量勘案上乗せ措置の導入決定時 （2014年度下半期）	最新 （2020年下半期）
調達する資金の性質	他人資本（Debt）：75% 自己資本（Equity）：25%	他人資本（Debt）：90～80% 自己資本（Equity）：10～20%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	5.27%	1.60～2.07%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity）	6.0%	5.0～7.0%
資金調達 コスト	**5.45%**	**1.94～3.06%**

出典：BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。

■ 他方、急激な IRR の想定値の変更は、上限価格等の急激な低下となることや、今後、入札制の適用等をしていく中で事業リスクについては見極めていく必要もあると考えられる。

■ このため、資金調達コストの低減の一部を反映させ、2021 年度～2023 年度の陸上風力発電の IRR の想定値は１％低減、すなわち、新設区分は７%、リプレース区分は５％とすることとした。

⑦ 陸上風力発電の入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）

■ 陸上風力発電の一部を入札対象範囲外とすることとしたが、その場合の入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）は、事前公表する上限価格と整合的になるように設定することとした。

⑧ 陸上風力発電のリプレース区分

■ 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、現時点では入札制の対象としないこととした。また、現時点までに得られている定期報告データは資本費について１件のみであるところ、引き続き実態把握に努めることとし、2021 年度の調達価格については、2020 年度までのリプレース区分と同様、2021 年度の入札対象範囲外の調達価格から接続費を差し引く考え方に基づき設定することとした。

(2) 洋上風力発電

① 洋上風力発電の国内の動向

■ 2014 年度に洋上風力発電の区分が新設されて以降 2019 年度まで、調達価格は 36 円/kWh であり、2020 年６月現在、FIT 導入件数・導入容量は２件・４MW、FIT 認定件数・認定容量は 10 件・668MW となっている。なお、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、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は、2020 年度に入札制に移行したところ。2020 年度の入札では、募集容量 120MW に対し、入札参加申込は１件・5MW のみだった。（参考 52）

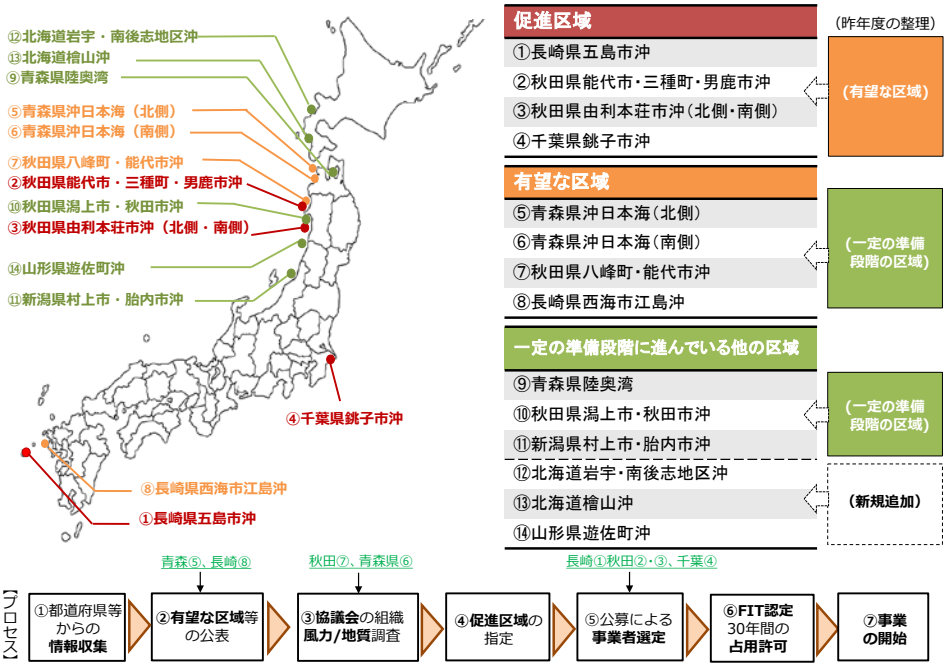
【参考 52】着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の入札結果

	着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）
	第１回
実施時期	2020年度 下期
入札対象	全規模
募集容量	120MW
上限価格	34.00円/kWh (事前非公表)
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	5MW (1件) ※５MW
参加資格を得た容量（件数）	5MW (1件)
入札容量（件数）	5MW (1件)
入札価格	35.00円/kWh
落札容量（件数）	0MW (0件)
落札価格	-
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）

■ 洋上風力発電について、資本費、運転維持費の定期報告データ及び設備利用率のデータをえられた。まず、資本費の定期報告データは２件得られた。その平均値は 205.6 万円/kW であり、想定値（56.5 万円/kW）を上回った。運転維持費の定期報告データは１件で、3.4 万円/kW/年であり、想定値（2.25 万円/kW/年）を上回った。また、設備利用率のデータは１件で、25.2%であり、想定値（30.0%）をやや下回った。ただし、実証機によるものである点に留意が必要である。

■ 国内の促進区域の指定に係る現状としては、2019 年４月、再エネ海域利用法を施行。2019 年７月、促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域、及び有望な区域（４カ所）について、初めて公表。この４か所のうち、長崎県五島市沖は、2019 年 12 月に促進区域に指定し､2020 年６月から 12 月まで事業者の公募を受付。残りの３か所（秋田２か所（３区域)、千葉１か所）についても、2020 年７月に促進区域として指定し、2020 年 11 月より、事業者の公募を開始。なお、2020 年７月３日、既に一定の準備段階に進んでいる区域、及び有望な区域（４か所）につき２回目の公表を行った。(参考 53)

【参考 53】促進区域の指定に係る現状（2020 年 11 月末時点）



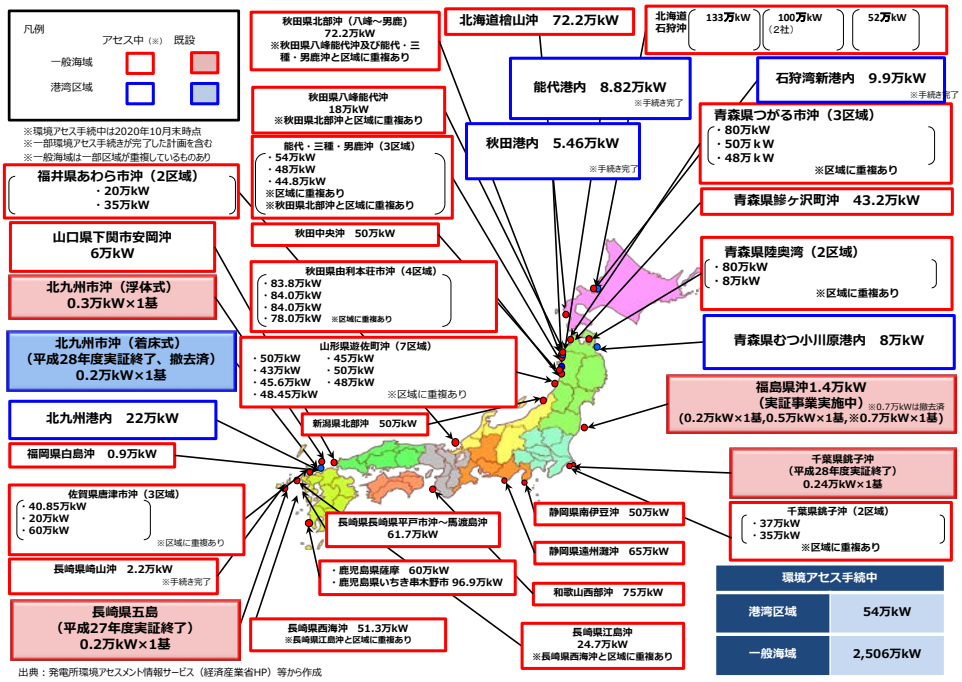
■ 2020 年 11 月より事業者の公募を開始した３か所（４区域）の促進区域では、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）を対象に、供給価格上限額 29 円/kWh で公募が行われている。この供給価格上限額は、再エネ海域利用法に基づき定められた公募占用指針に規定されており、この公募占用指針のうち、供給価格上限額等に関する事項については、同法に基づき調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することとされている。具体的には、2020 年９月に本委員会で取りまとめた再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する意見を尊重して決定されたものである。当該供給価格上限額 29 円/kWh の各想定値は以下のとおり。（参考 54）

【参考 54】再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額

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

■ 洋上風力発電の案件形成状況としては、2020 年 10 月末現在、約 2,506 万 kW の洋上風力発電案件が環境アセスメント手続きを実施しており、特に 2017 年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している。（参考 55）

【参考 55】洋上風力発電の案件形成状況（環境アセスメント手続き）



出典：発電所環境アセスメント情報サービス（経済産業省HP）等から作成

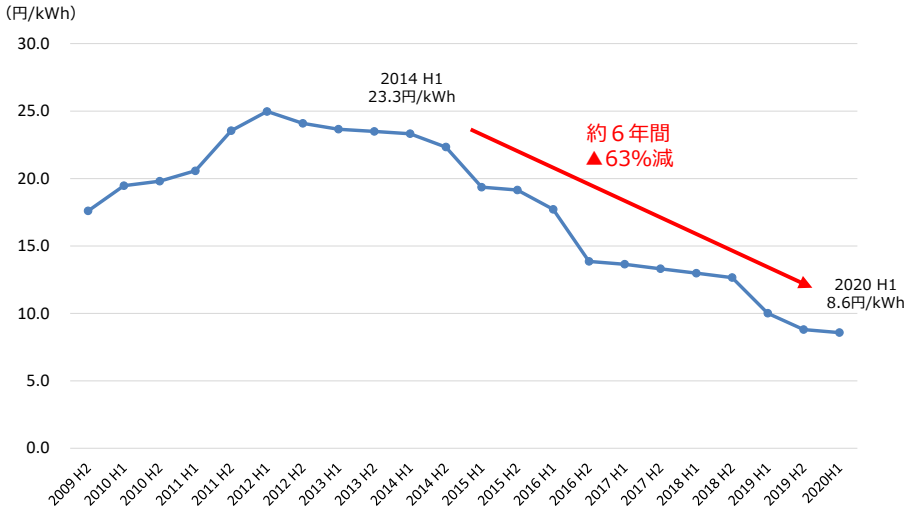
■ 再エネ海域利用法による占用許可と都道府県条例による一般海域の占用許可の関係については、2019 年 4 月に再エネ海域利用法が施行されたことを受けて同年 6 月策定した「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」において、考え方が示され

ている。具体的には、一定規模以上の発電設備が設置可能である区域や、今後促進区域に指定される可能性のある区域については、原則として、都道府県条例による占用許可によって実施するのではなく、再エネ海域利用法に基づき、国と都道府県が連携して進めることが適切であるとの考え方を示し、協力をお願いしているところ。その後、2020 年４月、上記ガイドラインにおける「一定規模以上の発電設備が設置可能である区域」の目安について、国内事例として、これまでの陸上風力発電におけるコストデータを分析すると３万 kW 以上の案件についてより低い資本費で事業が実施できていることをふまえ、３万 kW が１つの目安になるとの考え方を示した。

② 洋上風力発電の海外の動向

■ 民間調査機関のデータによると、世界の洋上風力発電では大幅なコスト低減が進んでおり、洋上風力の調達価格（36 円/kWh）を設定した 2014 年度から直近までの約６年間で▲63%減（23.3 円/kWh から 8.6 円/kWh へ）となっている（参考 56）。また、先行する欧州では、落札額が 10 円/kWh を切る事例や市場価格（補助金ゼロ）の事例が生じる等、風車の大型化等を通じて、コスト低減が進展。

【参考 56】世界における洋上風力発電の LCOE の推移



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

※ H1：上半期 H2：下半期
※ 着床式洋上風力発電も浮体式洋上風力発電も含む。

③ 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）2021 年度以降の取扱い

■ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は、2020 年度に入札制に移行したところ。2020 年度の入札では、募集容量 120MW に対し、入札参加申込は１件・5MW のみだった。また、2021 年度以降の

見通しについて、再エネ海域利用法が 2019 年４月に施行されており、再エネ海域利用法と都道府県条例に基づく海域への占用許可の関係について整理しているとおり、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の認定を取得する事業は３万 kW（30MW）未満の比較的小規模な事業が中心になると考えられる。

■ これらをふまえると、2021 年度以降に事業計画認定を取得しようとする着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）はそもそも限定的と考えられるため、入札による競争効果もあまり期待できない。このため、2021 年度以降は入札対象範囲外とすることとした。

■ なお、委員からは、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）について、再エネ海域利用法の適用を避ける意図で着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の認定を取得する事業がないような制度設計・価格設定にした上で、今後の動向を注視すべき、という意見があった。

④ 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の調達価格（または基準価格）

■ 2021 年度以降の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）を入札対象範囲外とすることとしたため、少なくとも 2021 年度の調達価格を決定する必要がある。また、風力発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、向こう３年間の調達価格または基準価格を示すことが効果的と考えられる。他方、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）と整合的な価格設定をすることも必要と考えられる。

■ 2020 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札は、上限価格 34 円/kWh（事前非公表）で実施された。これに対し、唯一の入札価格は 35.00 円/kWh であり、上限価格を下回る価格での入札はなかった。

■ また、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）では、現在、３か所（４区域）の促進区域において供給価格上限額 29 円/kWh で公募が行われており、公募期間やその後の審査・評価プロセス、事業者選定後 FIT 認定等を考慮すると、当該区域で選定された事業者が 2022 年度前後に FIT 認定を取得することとなる見込み。

■ 再エネ海域利用法適用対象と再エネ海域利用法適用外では、事業の安定性や予見可能性、規模等に相違点もある。一方で、委員からは、再エネ海域利用法の下で地域調整もしながら競争によりコストを低減していくという中で、再エネ海域利用法適用外のところで実施するから調達価格を維持することが妥当というのは違うのではないか、といった指摘があった。

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

⑤ 浮体式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の 2021 年度の取扱い

■ 浮体式洋上風力発電については、昨年度の本委員会の意見において、「2019 年 4 月の再エネ海域利用法の施行等を契機とする環境アセスメント案件の急増等を踏まえると、着床式洋上風力発電については、既に十分な競争環境が成立していると考えられる。一方、着床式洋上風力発電の競争環境の浮体式洋上風力発電への波及については、国内外で進みつつある商用化に向けた取組の帰趨を注視する必要がある。このため、今年度（注：2019 年度）の委員会では浮体式洋上風力発電の 2021 年度の取扱いを決定せず、来年度（注：2020 年度）の委員会において検討することとした。」とされている。

■ 国内における洋上風力発電について、前述のとおり、2020 年６月現在、FIT 導入件数・導入容量は２件・４MW、FIT 認定件数・認定容量は 10 件・668MW となっている。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。

■ 加えて、浮体式洋上風力発電は、海外においても、現時点では大規模開発段階に至っていない。

■ 以上をふまえると、今後数年間で、浮体式洋上風力発電の新規案件形成やコスト低減が国内において急激に進むことは想定しがたく、むしろ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大の可能性も見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であると考えらえる。したがって、2021 年度から 2023 年度の３年間の浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の価格については、引き続き、2020 年度の想定値を据え置くこととした。

(3) 風力発電の 2022 年度以降の取扱い

① 風力発電の新規認定で FIP 制度対象とする領域（領域①）

■ FIP 制度は、再生可能エネルギーの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT 制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるもの。この観点からは、風力発電を、早期に FIP 制度の対象としていくことは重要と考えられる。

■ 一方、今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、FIP 制度の対象について、ｉ）関連諸制度の速やかな整備（３年程度を目途)、ⅱ）それまでは現行 FIT 制度のもとで早期に実施可能な政策措置によって国民負担への抑制に努めつつ主力電源化への取組を推進、という要望があった。また、例えば、陸上風力発電については、前述のとおり、2021 年度から入札制を導入することで事業者間の競争によるコスト低減を促していこうとしているところ。こうした中で、さらに 2022 年度には FIP 制度も導入することとすると、風力発電事業への参入障壁が急激に高まり、継続的に進んできている案件形成が止まってしまうおそれもある。

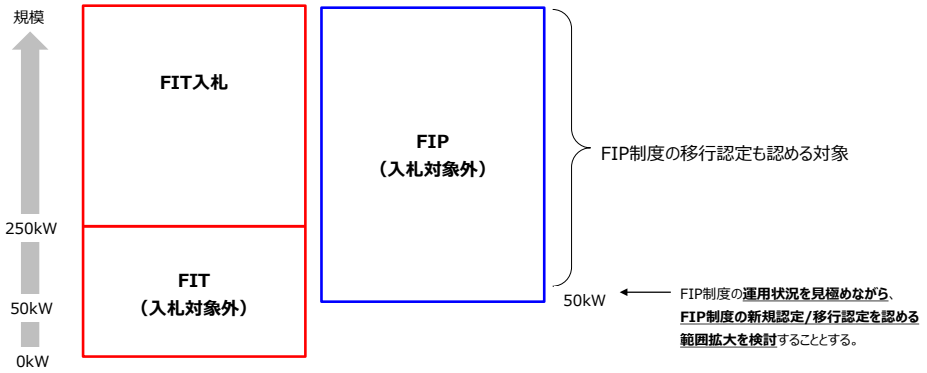
■ これらをふまえると、風力発電の基本的な方向性として、まずは、入札制の導入によるコスト低減から進めることが妥当と考えられる。すなわち、少なくとも 2022 年度は、風力発電に対して、FIP 制度のみ適用が認められる区分等は設けないこととし、来年度以降の本委員会にて、風力発電の状況や事業環境をふまえつつ、2023 年度以降の取扱いについて検討することとした。また、一部の風力発電を地域活用電源として支援していくことの是非及び支援する場合の地域活用要件についても、それに合わせて、来年度以降の本委員会にて検討することとした。

② 風力発電の入札制と FIP 制度の関係

■ 事業者の希望があれば FIP 制度の新規認定/移行認定を認める対象については、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるため、FIP 制度を選好する動機をつくることも大切である。

■ このため、2022 年度は、事業者の希望によって FIP 制度の新規認定/移行認定を認める際には、入札の対象としないこととし、そのときの基準価格は、FIT（入札対象外）の調達価格とすることとした。（参考 57）

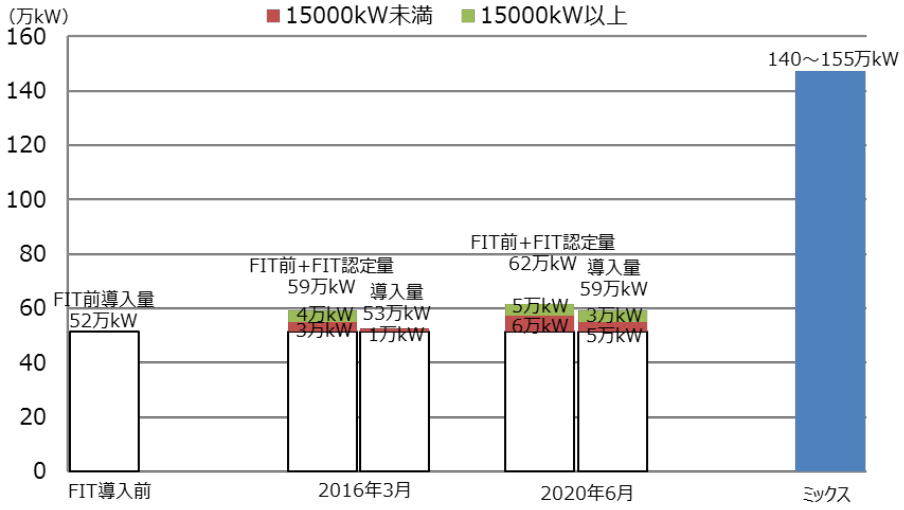
【参考 57】2022 年度における陸上風力発電の FIT/FIP 制度・入札制の対象



3. 地熱発電

■ 地熱発電については、エネルギーミックス（140～155 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2020 年 6 月末時点の FIT 認定量の合計は 62 万 kW、導入量は 59 万 kW である。（参考 58、参考 59）

【参考 58】地熱発電の FIT 認定量・導入量



※再エネ特措法（2017年４月施行改正法）による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考 59】地熱発電の年度別／規模別 FIT 認定・導入状況（2020 年 6 月末時点）

＜地熱発電の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件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	8,730(2件)	0(0件)	0(0件)	9,831(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	203(5件)	2,905(17件)	1,100(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,208(24件)
2016年度認定	424(8件)	2,482(12件)	550(1件)	0(0件)	4,444(1件)	0(0件)	0(0件)	7,900(22件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	320(7件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,520(9件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	1,697(37件)	6,997(36件)	2,870(5件)	3,405(2件)	25,223(5件)	14,900(1件)	46,199(1件)	101,291(87件)

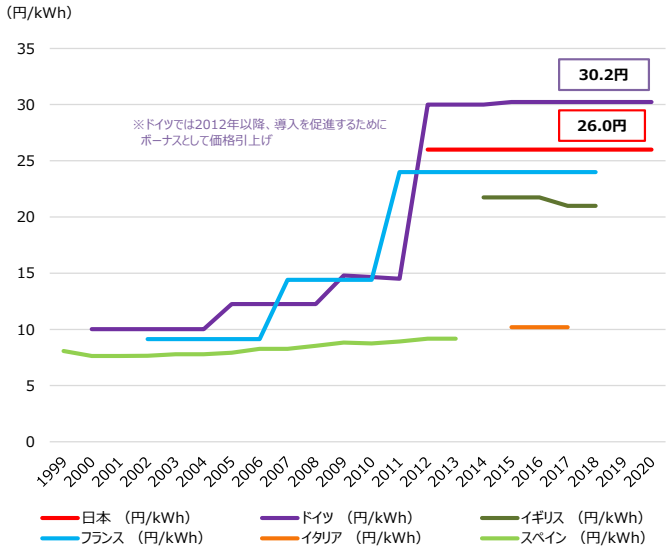
＜地熱発電のFIT導入量＞　単位：kW（件）

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件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	8,730(2件)	0(0件)	0(0件)	9,831(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	134(4件)	2,435(15件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2,569(19件)
2016年度認定	375(7件)	1,122(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,497(14件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	224(5件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,424(7件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	1,432(32件)	4,917(28件)	1,220(2件)	3,405(2件)	20,779(4件)	0(0件)	46,199(1件)	77,952(69件)

※リプレースについては、いずれの区分等のFIT認定・導入とも 0kW(0件)。
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■　2020 年度の調達価格は、15,000kW 以上で 26 円/kWh、15,000kW 未満で 40 円/kWh である。（参考 60）

【参考 60】地熱発電（30,000kW）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。

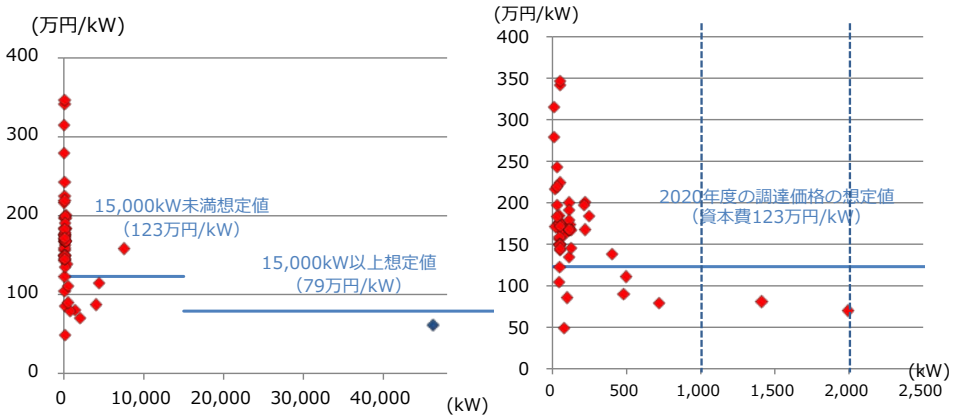
(1) 地熱発電のコスト動向

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 54 件、運転維持費の定期報告データは 32 件。資本費の平均値は 168 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 13.0 万円/kW/年、中央値は 9.2 万円/kW/年となり、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回った。

■ 15,000kW 以上の資本費の定期報告データは 1 件、運転維持費の定期報告データは現時点では得られていない[26]。資本費は 61 万円/kW となり、想定値（79 万円/kW）を下回った。なお、リプレース区分の資本費の定期報告データは現時点では得られていない。（参考 61、参考 62）

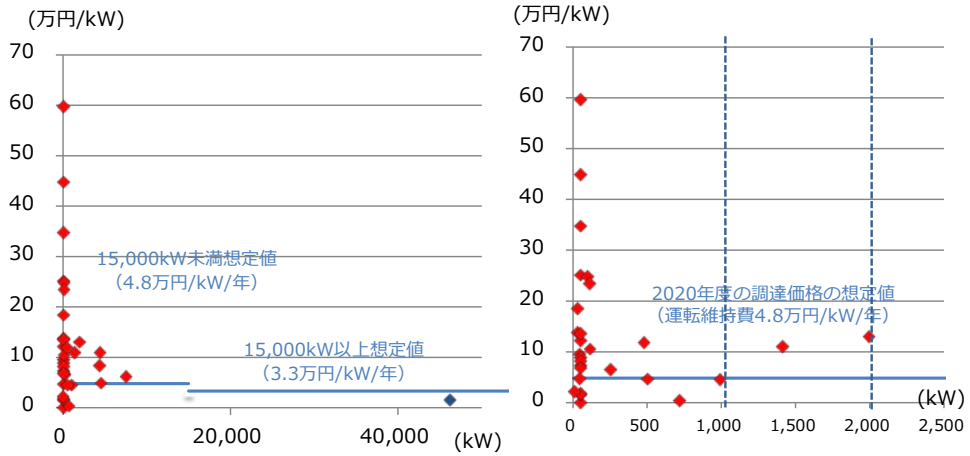
【参考 61】地熱発電の出力と資本費の関係



※2020年９月23日時点までに報告された定期報告を対象。

[26] 運転維持費は報告期間が 12 か月未満の参考値のみ。

【参考 62】地熱発電の出力と運転維持費の関係



※運転維持費の青は参考値（報告期間が12か月未満の報告値）
※2020年９月23日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 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 189 万円/kW・100-1,000kW は 157 万円/kW となっている一方、1,000-7,500kW は 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っている。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、規模が大きくなるほどコストが下がる傾向にある。(参考 63)

【参考 63】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 導入件数	37件 32件	41件 30件	7件 6件	1件 0件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	189	157	102	—	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	15.2	10.8	9.1	—	1.4※

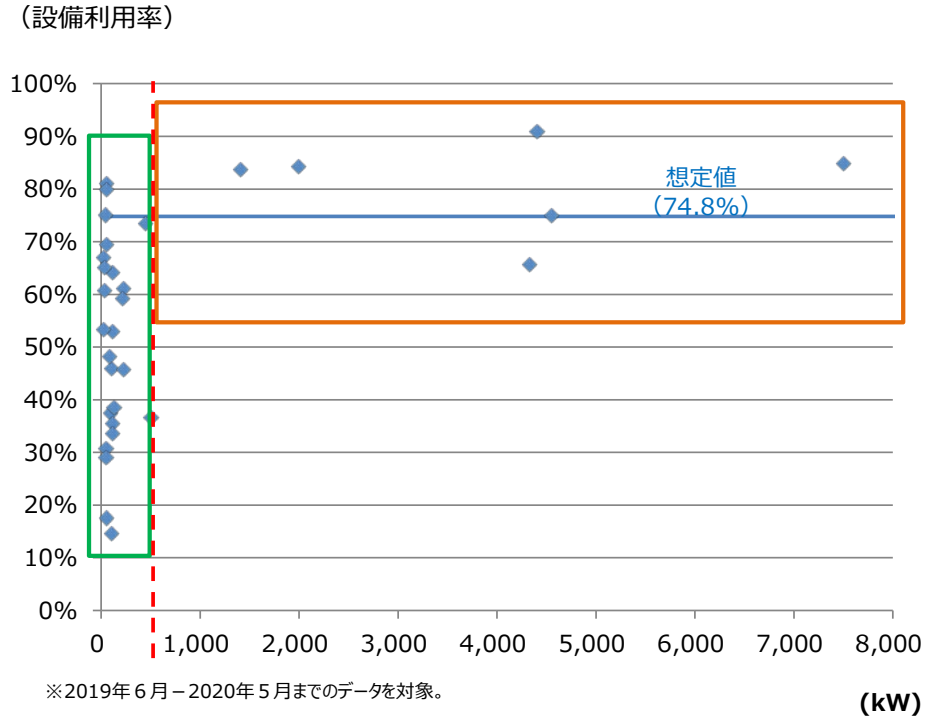
※参考値（報告期間が12か月未満の報告値）
2020年９月23日時点までに報告された定期報告を対象。

② 地熱発電の設備利用率

■ 15,000kW 未満の設備利用率データの平均値は 56.8%、中央値は

60.8%となっており、想定値（74.8%）を下回った。一方で、500kW以上の設備利用率のデータでは、平均値は74.4%、中央値は83.7%となっており、平均値は想定値とほぼ同じだが、中央値は想定値を上回った(参考64)。15,000kW以上の設備利用率のデータは1件で、設備利用率は87.3%であり、想定値（73.9%）を上回った。

【参考64】地熱発電の出力と設備利用率の関係



(2) 地熱発電の2022年度以降の取扱い

① 本年度に取扱いを示す対象

■ 地熱発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、向こう３年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2021 年度は既に取扱いが決定しているところ、2022 年度及び 2023 年度の取扱いについては、本年度に示すことが適切と考えられる範囲で示すこととした。

② 地熱発電の新規認定でFIP制度対象とする領域（領域①）

■ 昨年度の本委員会では、①業界ヒアリングで2,000kWが競争電源と地域活用電源の境界値となるのではないかとの指摘があったこと、

②定期報告データを用いてコスト動向を分析したところ、全体としては、大規模になるほど安価かつ安定的な発電が可能であることが確認されたこと、③全体の開発規模の状況を考えると、大規模設備は 4,000kW 以上に案件が集中している一方で、小規模設備は概ね 2,000kW 程度が規模の上限になっていることをふまえ、「少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は 2,000kW 未満とする」ことを取りまとめた。

■ 今年度の本委員会における業界ヒアリングでも、FIP 制度の対象について、高圧と特別高圧の境界をふまえて 2,000kW 以上とする要望があったが、これについて委員から、データからは 2,000kW に切れ目がみえない、という指摘があり、実際、資本費や運転維持費、設備利用率のデータは、1,000kW 未満と 1,000kW 以上で分布傾向が異なっている。

■ また、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。このため、FIP 制度により、再生可能エネルギー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。

■ 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[27]について、FIP 制度が施行される 2022 年度については、1,000kW 以上とすることとした。また、これは、昨年度に取りまとめた地域活用電源となりうる最大規模よりも引き下げることになることを勘案し、2023 年度についても、2022 年度と同じく 1,000kW 以上とすることとした。

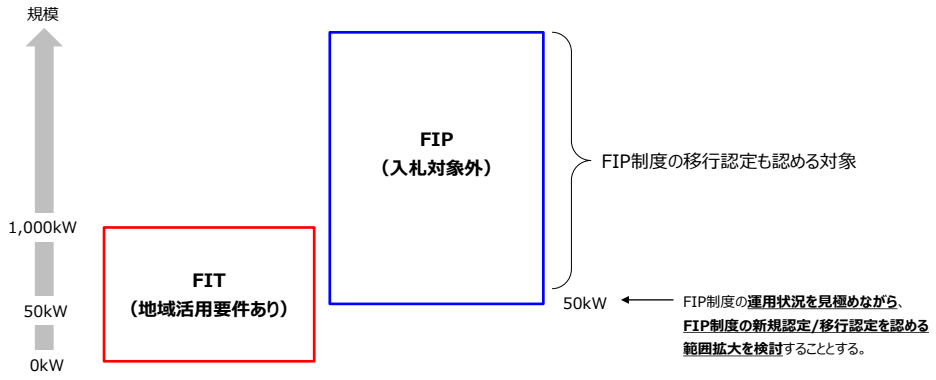
③ 地熱発電の新規認定で FIT 制度対象とする領域（領域②）の取扱い

■ 前述のとおり、地熱発電は、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をふまえれば、新規認定として FIT 制度を認める対象については、2022 年度当初から、地域活用要件を満たすものに限定することが適切である。すなわち、2022 年

[27] 全設備更新や地下設備流用の区分等はいずれも認定・導入実績がないが、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、いずれの区分等についても 1,000kW 以上とすることとした。

度及び 2023 年度に FIT 制度の新規認定を認める対象は、1,000kW 未満かつ地域活用要件を満たすものに限定することとした。(参考 65)

【参考 65】2022 年度・2023 年度における地熱発電の FIP/FIT 制度の対象



④ 地熱発電の調達価格・基準価格

■ 前述のとおり、FIT 制度については、地域活用要件を満たすものであっても、地域活用要件を具備するための追加的な費用は考慮しないこととしている。また、FIP 制度については、電源共通の方向性として、FIP 制度導入当初は各区分等の基準価格と調達価格を同水準とすることとしている。

■ その上で、コストデータによれば、15,000kW 未満 (新設) について、

- 資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも、2021 年度の調達価格における想定値を上回っている。
- 設備利用率は、平均値は 2021 年度の調達価格における想定値とほぼ同じだが、中央値は上回っている。
- なお、kWh 当たりの発電コスト (適正な利潤を考慮せず) は、平均値・中央値いずれも、2021 年度の調達価格 40 円/kWh を上回っている。

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れば、調達価格・基準価格を 2021 年度よりも引き上げることは誤ったメッセージとなる可能性がある一方、実績では引き下げる水準にも至っておらず、世界的にも価格低減が進んでいるとはいえない。

以上をふまえ、2022 年度の 15,000kW 未満の調達価格・基準価格について、2021 年度の 15,000kW 未満の調達価格における各想定値を

用いることとした。また、実績データではコスト低減が認められないことから、2023 年度も同じ各想定値を用いることとした。

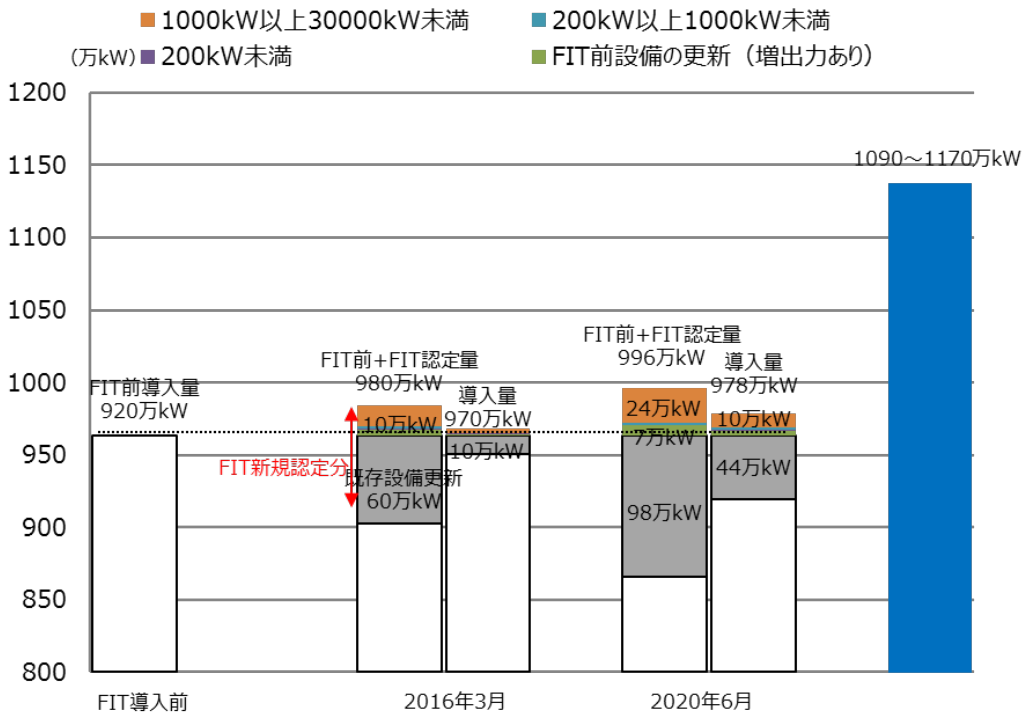
- 15,000kW 以上（新設）について、導入済み１件のコストデータによれば、資本費は 2021 年度の調達価格における想定値を下回っており、設備利用率は上回っているが、運転維持費については年単位のデータが現時点では報告されてない。このため、動向を注視することとし、2022 年度の 15,000kW 以上の基準価格については、2021 年度の 15,000kW 以上の調達価格における各想定値を維持することとした。また、実績データが乏しいことから、2023 年度も同じ各想定値を用いることとした。

- なお、全設備更新や地下設備流用の区分等については、15,000kW 未満、15,000kW 以上のいずれについても、認定・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は、新設の区分等の調達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算定してきている。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、2022 年度と 2023 年度の各調達価格・基準価格は、2021 年度の各調達価格における各想定値を用いることとした。

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（1,090～1,170 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2020 年 6 月末時点の FIT 認定量の合計は 996 万 kW、導入量は 978 万 kW となっている。（参考 66、参考 67）

【参考 66】中小水力発電の FIT 認定量・導入量



※再エネ特措法（2017年４月施行改正法）による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。
※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 67】中小水力発電の年度／規模別 FIT 認定・導入状況（2020 年 6 月末）

＜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件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,932(56件)
2013年度認定	5,434(55件)	11,112(19件)	18,120(9件)	186,381(15件)	221,048(98件)
2014年度認定	10,459(107件)	20,715(37件)	50,543(22件)	228,859(21件)	310,576(187件)
2015年度認定	4,014(51件)	7,040(14件)	4,774(2件)	59,640(4件)	75,468(71件)
2016年度認定	5,213(57件)	6,855(15件)	5,527(3件)	193,514(13件)	211,108(88件)
2017年度認定	1,289(23件)	2,870(6件)	7,999(2件)	47,641(4件)	59,799(35件)
2018年度認定	3,518(58件)	864(2件)	6,303(3件)	21,830(1件)	32,515(64件)
2019年度認定	3,365(45件)	5,727(9件)	20,866(7件)	14,700(2件)	44,658(63件)
2020年度認定	483(11件)	750(2件)	0(0件)	12,400(1件)	13,633(14件)
合計	36,183(438件)	63,809(119件)	126,526(53件)	819,218(66件)	1,945,736(676件)

＜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件)	7,877(15件)	12,392(5件)	54,251(5件)	76,932(56件)
2013年度認定	5,236(54件)	11,112(19件)	18,120(9件)	142,218(12件)	176,686(94件)
2014年度認定	10,108(105件)	19,415(35件)	49,143(21件)	133,607(12件)	212,272(173件)
2015年度認定	3,619(48件)	6,580(13件)	0(0件)	20,673(1件)	30,872(62件)
2016年度認定	3,930(50件)	4,706(11件)	1,333(1件)	7,100(1件)	17,069(63件)
2017年度認定	1,225(21件)	2,170(5件)	0(0件)	16,000(1件)	19,395(27件)
2018年度認定	2,756(49件)	370(1件)	1,560(1件)	0(0件)	4,687(51件)
2019年度認定	1,145(20件)	1,559(2件)	1,990(1件)	0(0件)	4,694(23件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	30,428(378件)	53,788(101件)	84,541(38件)	373,849(32件)	542,607(549件)

＜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（既設導水慮活用型）	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	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,888(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,227(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3件)	38,733(11件)
2016年度認定	198(1件)	3,413(5件)	3,186(1件)	122,288(10件)	129,086(17件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	16,200(1件)	19,200(2件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	7,262(2件)	0(0件)	7,889(3件)
2019年度認定	0(0件)	1,040(2件)	6,853(3件)	24,842(2件)	32,735(7件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	4,000(1件)	0(0件)	4,000(1件)
合計	198(1件)	14,893(23件)	33,313(11件)	209,464(17件)	257,868(52件)

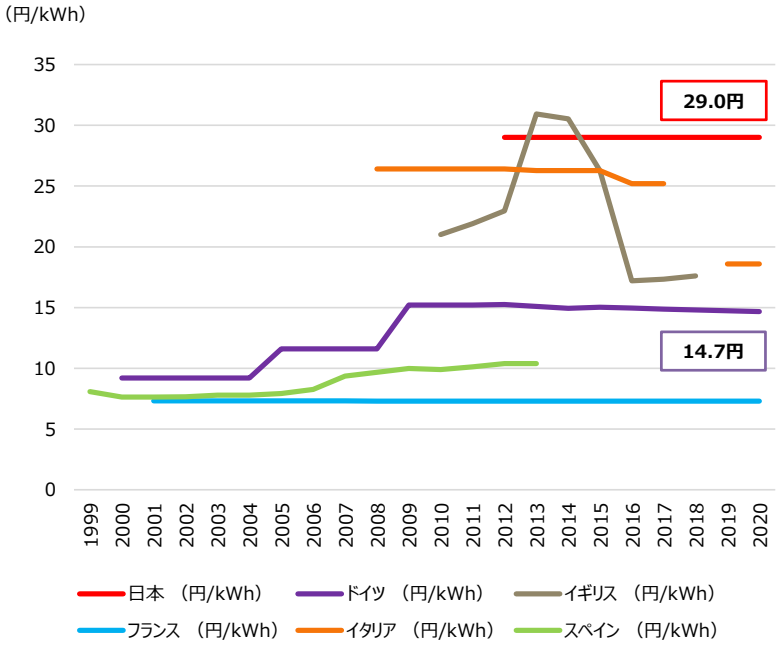
＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT導入量＞　単位：kW（件）

導入（既設導水慮活用型）	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	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,888(8件)	3,546(1件)	0(0件)	9,434(9件)
2015年度認定	0(0件)	3,596(6件)	1,007(1件)	16,100(1件)	20,703(8件)
2016年度認定	198(1件)	2,963(4件)	0(0件)	5,154(1件)	8,315(6件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	0(0件)	3,000(1件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	0(0件)	0(0件)	627(1件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	4,400(2件)	0(0件)	4,400(2件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	198(1件)	13,074(19件)	11,953(5件)	21,254(2件)	46,479(27件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ 2020 年度の調達価格は、200kW 以上 1,000kW 未満で 29 円/kWh などであるが、海外の買取価格等と比べて高い。（参考 68）

【参考 68】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

■ 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 [28]

■ 200kW 未満の資本費の定期報告データは 385 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（365 件）、平均値 298 万円/kW、中央値 227 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 166 万円/kW、中央値 161 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 166 件。既設導水路活

[28] 異常値除外のため、資本費については 300 万円/kW 以上の高額案件を除いて分析している。

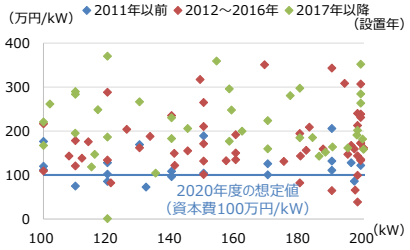
用型に相当する案件を除くと（129 件）、平均値 134 万円/kW、中央値 105 万円/kW。異常値除外のため 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 117 万円/kW、中央値 101 万円/kW となる。想定値（80 万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

■ 1,000kW 以上 5,000kW 未満の資本費のデータは 78 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（45 件）、平均値 204 万円/kW、中央値 85 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 90 万円/kW、中央値 83 万円/kW となり、想定値（93 万円/kW）と同水準となる。

■ 5,000kW 以上 30,000kW 未満の資本費のデータは 44 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（17 件）、平均値 105 万円/kW、中央値 36 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 45 万円/kW、中央値 33 万円/kW となり、想定値（69 万円/kW）を下回る。（参考 69）

【参考 69】中小水力発電（新設）の出力と資本費の関係

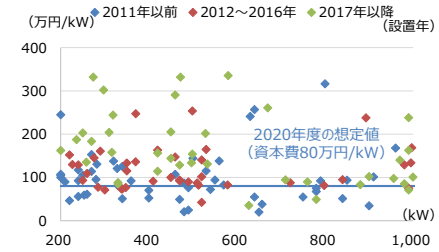
＜200kW 未満＞



200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	119.4	157.9	201.6
中央値（万円/kW）	110.5	154.9	192.8

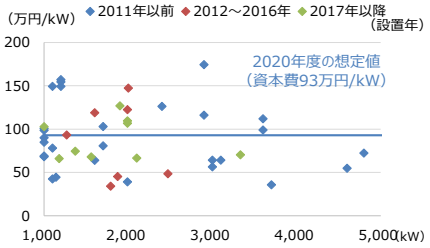
※ただし、新設は、平均値・中央値は補助金案件が多く含まれる100kW未満については除外している

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



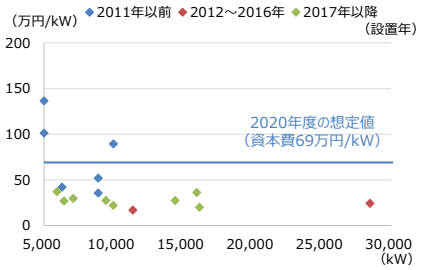
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	95.2	116.9	144.6
中央値（万円/kW）	91.9	100.6	137.6

＜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）	91.6	87.4	87.8
中央値（万円/kW）	76.5	91.6	74.4

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



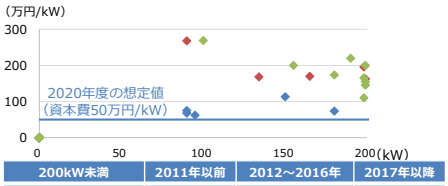
5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	81.0	31.0	28.4
中央値（万円/kW）	89.4	24.2	27.4

■ 既設導水路活用型については、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、以下のとおり。200kW 未満（19 件）の平均値は 158 万円/kW、中央値は 165 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（37 件）の平均値は 77 万円/kW、中央値は 70 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（33 件）の平均値は 46 万円/kW、中央値は 38 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）を下回る。また、5,000kW 以上 30,000kW 未満（27 件）の平均値は 27 万円/kW、中央値 22 万円/kW となり、想定値（34.5 万円/kW）を下回る。（参考 70）

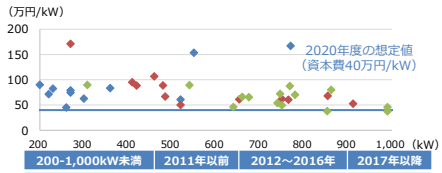
【参考 70】中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係

＜200kW 未満＞



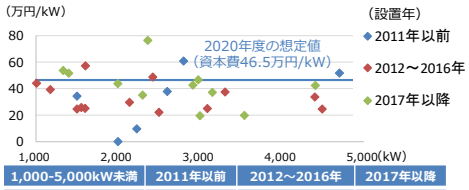
200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	70.7	192.9	182.1
中央値（万円/kW）	70.7	169.7	173.9

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



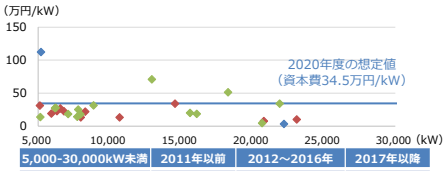
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	93.0	81.0	63.7
中央値（万円/kW）	79.0	71.6	65.9

＜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）	14.7	33.6	64.3
中央値（万円/kW）	9.6	29.6	45.1

＜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）	112.5	20.4	26.9
中央値（万円/kW）	112.5	22.2	22.7

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 313 件。平均値 6.8 万円/kW/年、中央値 3.4 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 157 件。平均値 2.7 万円/kW/年、中央値 2.2 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。

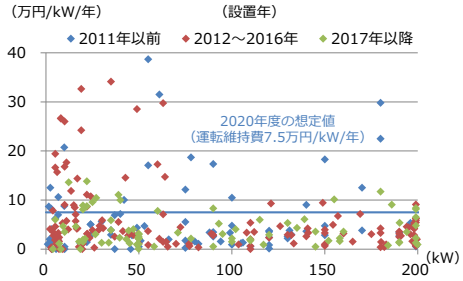
■ 1,000kW 以上 5,000kW 未満の運転維持費のデータは 67 件。平均値 2.1 万円/kW/年、中央値 1.8 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）を上回るが、分散が大きい。

■ 5,000kW 以上 30,000kW 未満の運転維持費のデータは 36 件。平均値 1.1 万円/kW/年、中央値 1.0 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円

/kW/年）と同水準となる。（参考 71）

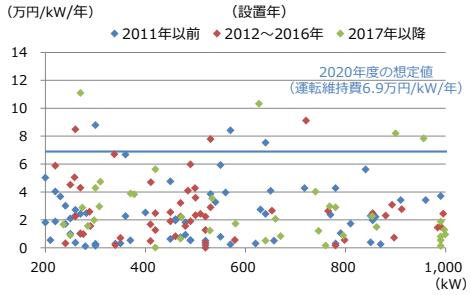
【参考 71】中小水力発電の出力と運転維持費の関係

＜200kW 未満＞



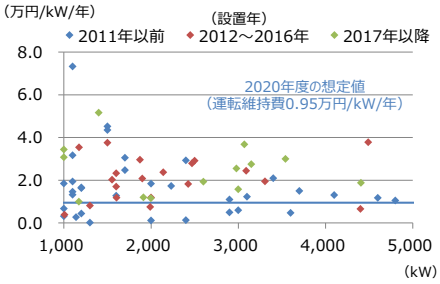
200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW/年）	6.8	6.5	7.4
中央値（万円/kW/年）	3.5	3.5	3.1

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



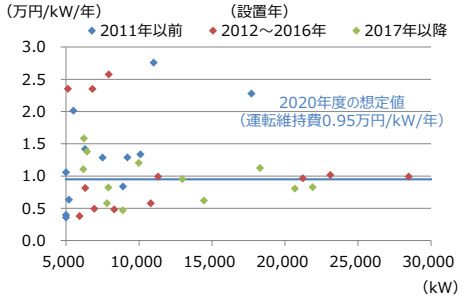
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW/年）	2.6	2.7	2.8
中央値（万円/kW/年）	2.0	2.4	1.9

＜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/年）	1.9	2.1	2.5
中央値（万円/kW/年）	1.3	2.0	2.6

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



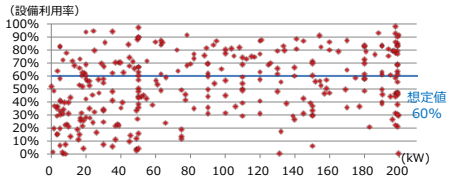
5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW/年）	1.3	1.1	1.0
中央値（万円/kW/年）	1.3	1.0	0.9

③ 中小水力発電の設備利用率

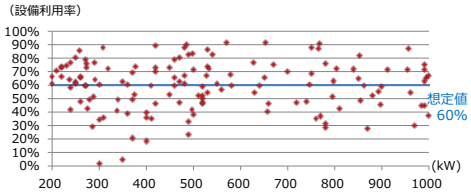
■ 設備利用率は、全体として、ばらつきが大きい。1,000kW 以上の各区分では、想定値を上回る傾向が見られる。（参考 72）

【参考 72】中小水力発電の出力と設備利用率の関係

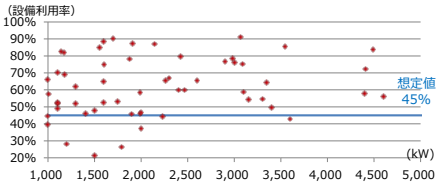
＜200kW 未満＞



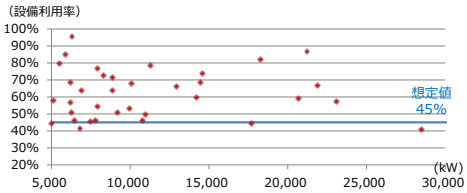
＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



＜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	2021年度想定値
200kW未満	300	52.5%	54.9%	60%
200-1,000kW	139	59.5%	61.0%	60%
1,000-5,000kW	57	61.1%	60.0%	45%
5,000-30,000kW	35	62.1%	59.5%	45%

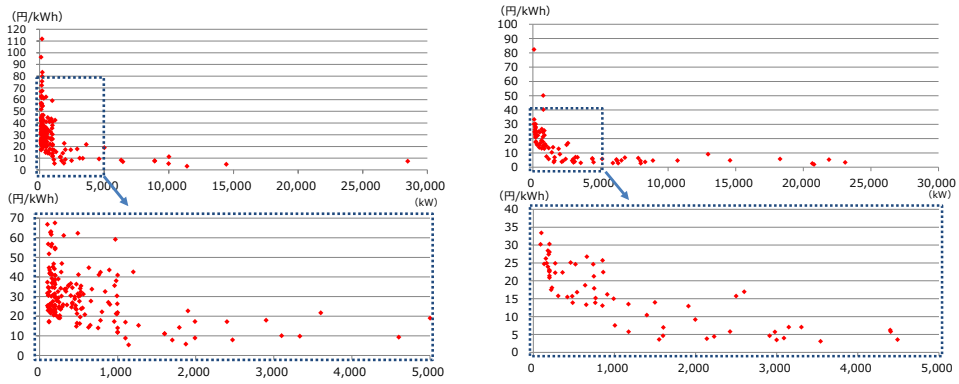
④ 中小水力発電の発電コスト

■ 中小水力発電について、発電コストを分析[29]したところ、以下のとおり。（参考 73）

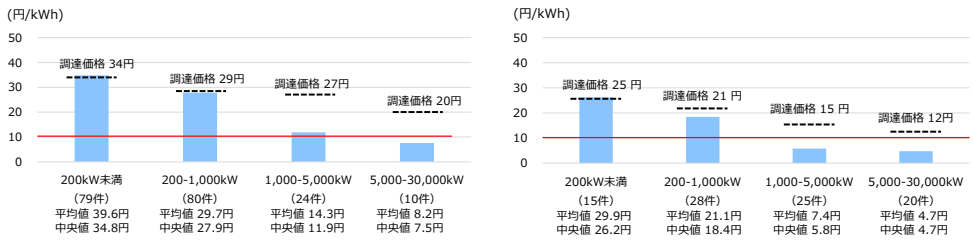
[29] （資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は 3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及び IRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

【参考 73】中小水力発電の出力と発電コストの関係

＜新設の発電コスト＞　　＜既設導水路活用型の発電コスト＞



＜新設の中央値＞　　＜既設導水路活用型の中央値＞



注）新設は、補助金案件が多く含まれる 100kW 未満については除外して分析。
異常値除外のため、資本費が 300 万円/kW 以上の高額案件も除外して分析。

(2)　中小水力発電の 2022 年度以降の取扱い

① 本年度に取扱いを示す対象

■　中小水力発電については、地元調整、関係法令の手続きに時間がかかるおそれがあるため、３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、向こう３年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2021 年度は既に取扱いが決定しているところ、2022 年度及び 2023 年度の取扱いについては、本年度に示すことが適切と考えられる範囲で示すこととした。

② 中小水力発電の新規認定で FIP 制度対象とする領域（領域①）

■　昨年度の本委員会では、①業界ヒアリングで 10,000kW が競争電源と地域活用電源の境界値となるのではないかとの指摘があったこと、②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、

➢　新設案件では、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施

が可能となっており、5,000kW を超えると卸電力市場価格（10 円/kWh 程度）を下回るコスト水準となっている。

- 既設導水路活用型案件では、1,000kW を超えると、卸電力市場価格を下回るコスト水準となっている。

ことをふまえ、「少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は、新設案件・既設導水路活用型案件のいずれについても、1,000kW 未満とする」ことを取りまとめた。本年度の分析においても、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能という傾向は、変わっていない。

■ 今年度の本委員会における業界ヒアリングでは、地域活用電源の設備容量として、配電線への接続が可能な上限である 2,000kW 未満としてほしいという要望があり、これに対し、委員からは、配電線に繋がるというだけで 2,000kW 未満とするのは理由にならないのではないかとの指摘があった。

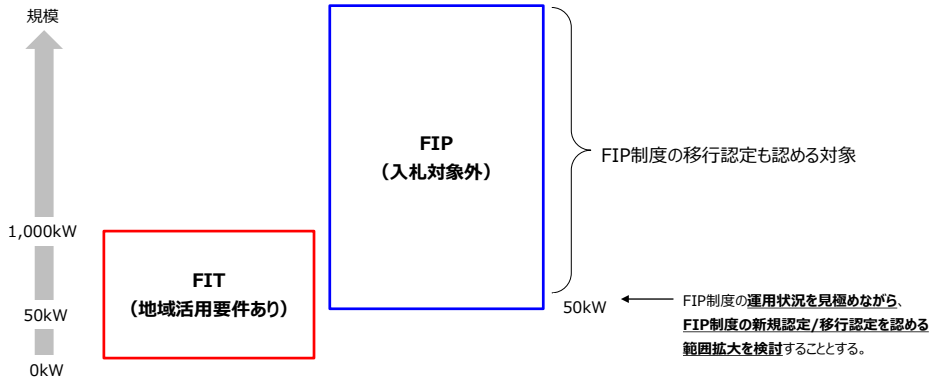
■ また、中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴がある。このため、FIP 制度により、再生可能エネルギーの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられる。

■ 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、FIP 制度が施行される 2022 年度及び 2023 年度については、1,000kW 以上とすることとした。

③ 中小水力の新規認定で FIT 制度対象とする領域（領域②）の取扱い

■ 前述のとおり、中小水力発電は、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をふまえれば、新規認定として FIT 制度を認める対象については、2022 年度当初から地域活用要件を満たすものに限定することが適切である。すなわち、2022 年度及び 2023 年度に FIT 制度の新規認定を認める対象は、1,000kW 未満かつ地域活用要件を満たすものに限定することとした。（参考 74）

【参考 74】2022 年度・2023 年度における中小水力の FIP/FIT 制度の対象



④ 中小水力発電の調達価格・基準価格

＜200kW 未満、 200kW 以上 1,000kW 未満＞

■ コストデータによれば、新設、既設導水路活用型それぞれの資本費は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格における想定値を上回り、運転維持費は、平均値・中央値いずれも想定値を下回る。設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値と同水準かやや下回る。なお、新設、既設導水路活用型それぞれの kWh 当たりの発電コスト（適正な利潤は考慮せず）は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格と概ね同水準となっている。また、導入量が大きく増えている状況にはない。

■ 一方で、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をふまえれば、調達価格・基準価格を 2021 年度よりも引き上げることは誤ったメッセージとなる可能性があるため、価格を引き上げることは避けるべきである。

■ これらをふまえ、2022 年度及び 2023 年度の 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の調達価格・基準価格について、新設、既設導水路活用型いずれも、2021 年度の 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の調達価格における各想定値を用いることとした。

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞

■ コストデータによれば、新設の資本費は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格における想定値と同水準であり、既設導水路活用型の資本費は、平均値・中央値いずれも想定値をやや下回っている。運転維持費は、新設・導水路活用型ともに、平均値・中央値い

ずれも想定値を上回る。設備利用率は、新設・導水路活用型ともに、平均値・中央値いずれも想定値を上回る。結果として、新設、既設導水路活用型それぞれの kWh 当たりの発電コスト（適正な利潤は考慮せず）は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格を大きく下回る。

■ これらをふまえ、2022 年度の 1,000kW 以上 5,000kW 未満の基準価格については、新設、既設導水路活用型それぞれ、想定値を見直すべきかどうか、以下のとおり具体的な検討を行った。

■ 新設について

➢ 資本費の想定値 93 万円/kW は、平均値・中央値と同水準であることから維持することが適当と考えられる。運転維持費の想定値 0.95 万円/kW/年は、平均値 2.1 万円/kW/年・中央値 1.8 万円/kW/年の半分未満となっており、200kW 以上 1,000kW 未満が 6.9 万円/kW/年、5,000kW 以上 30,000kW 未満が 0.95 万円/kW/年であることをふまえると、運転維持費を 2022 年度、2023 年度で段階的に引き上げ、一方で、設備利用率の想定値 44.8%は、 1,000kW 以上 5,000kW 未満のほとんどの事業がそれを上回っており平均値・中央値が 60%程度であること、かつ、200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満が 60%であることをふまえ、設備利用率を 60%に 2022 年度、2023 年度で段階的に引き上げることも考えられる。

➢ 他方、中小水力発電は、実績データの分散が大きい。また、2022 年度から 1,000kW 以上は FIP 制度のみの対象とすることとしたところ。1,000kW 以上を FIP 対象とする場合は、事業環境が大きく変化することとなるため、基準価格における各想定値は、2022 年度は変更しないこととした。その上で、2023 年度以降は、各動向をふまえながら、想定値の見直しを含め、来年度以降の本委員会で改めて検討することとした。

■ 既設導水路活用型について

➢ 既設導水路活用型と新設では、資本費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。既設導水路活用型の資本費は想定を下回っているため、引き下げるという考え方もあるが、導入件数は限られ、ばらつきが大きいこと、1,000kW 以上を FIP 対

象とすることをふまえ、資本費を含めた各想定値は、2022 年度は変更しないこととした。その上で、2023 年度以降は、新設を含む各動向をふまえながら、想定値の見直しを含め、来年度以降の本委員会で改めて検討することとした。

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞

■ コストデータによれば、新設、既設導水路活用型それぞれの資本費は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格における想定値を下回り、運転維持費は、平均値・中央値いずれも想定値と同水準。設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を上回る。なお、新設、既設導水路活用型それぞれの kWh 当たりの発電コスト（適正な利潤は考慮せず）は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格を下回る。

■ これらをふまえ、2022 年度の 5,000kW 以上 30,000kW 未満の基準価格については、新設、既設導水路活用型それぞれ、想定値を見直すべきかどうか、以下のとおり具体的な検討を行った。

■ 新設について

- 資本費の想定値 69 万円/kW は、ほとんどの事業がそれを下回っており、2017 年以降に開始した事業の平均値は 28 万円/kW、中央値 27 万円/kW となっていることをふまえると、2022 年度、2023 年度で段階的に引き下げることも考えられる。運転維持費の想定値 0.95 万円/kW/年は、平均値・中央値と同水準であることから、維持することが適当と考えられる。設備利用率の想定値 44.8%は、5,000kW 以上 30,000kW 未満のほとんどの事業がそれを上回っており平均値・中央値が 60%程度であること、かつ、200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満が 60%であることをふまえ、1,000kW 以上 5,000kW 未満と同様、60%に 2022 年度、2023 年度で段階的に引き上げることも考えられる。

- 他方、中小水力発電は、実績データの分散が大きい。また、2022 年度から 1,000kW 以上は FIP 制度のみの対象とすることとしたところ。1,000kW 以上を FIP 対象とする場合は、事業環境が大きく変化することとなるため、基準価格における各想定値は、2022 年度は変更しないこととした。その上で、2023 年度以降は、各動向をふまえながら、想定値の見直しを含め、来年度以降の本委

員会で改めて検討することとした。

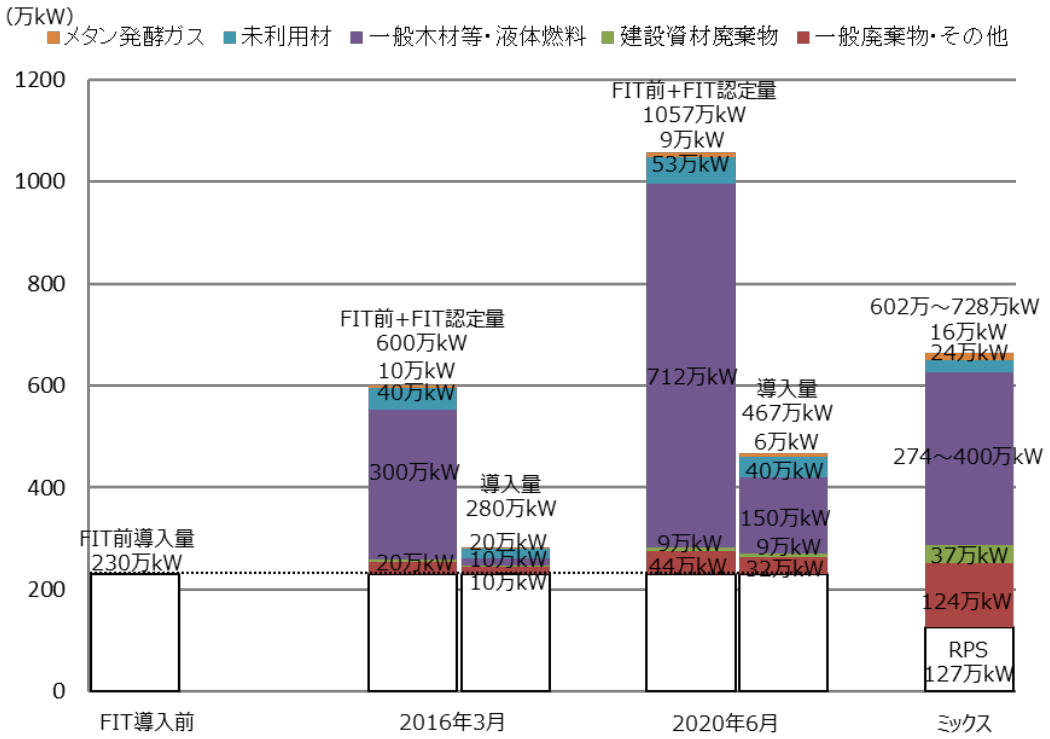
■ 既設導水路活用型について

- 既設導水路活用型と新設では、資本費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。既設導水路活用型の資本費は想定を下回っているため、引き下げるという考え方もあるが、導入件数は限られ、ばらつきが大きいこと、1,000kW 以上を FIP 対象とすることをふまえ、資本費を含めた各想定値は、2022 年度は変更しないこととした。その上で、2023 年度以降は、新設を含む各動向をふまえながら、想定値の見直しを含め、来年度以降の本委員会で改め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、一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料の FIT 認定量急増により、FIT 制度開始前の導入量と 2020 年 6 月時点の FIT 認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で 1,057 万 kW となっており、エネルギーミックスの（602～728 万 kW）を超えている。（参考 75、参考 76）

【参考 75】バイオマス発電の FIT 認定量・導入量



※再エネ特措法（2017年４月施行改正法）による失効分（2020年６月時点で確認できているもの）を反映済。
※バイオマス比率考慮済。

【参考 76】バイオマスの 10,000kW 未満の FIT 認定量・導入量（2020 年 6 月末）

＜バイオマス発電のFIT認定量（10,000kW未満）＞　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	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	2,000kW未満	2,000kW以上10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	
2012年度認定	2,553(16件)	0(0件)	17,800(3件)	6,065(2件)	0(0件)	0(0件)	27,840(12件)	54,258(33件)
2013年度認定	10,679(36件)	4,700(5件)	99,007(15件)	18,859(4件)	0(0件)	9,300(2件)	35,540(14件)	178,084(76件)
2014年度認定	17,369(45件)	3,989(2件)	37,394(6件)	2,000(1件)	0(0件)	0(0件)	40,271(25件)	101,022(79件)
2015年度認定	11,056(28件)	6,006(4件)	34,300(6件)	23,609(6件)	0(0件)	0(0件)	20,941(9件)	95,911(53件)
2016年度認定	23,707(49件)	24,966(28件)	25,500(4件)	32,357(10件)	0(0件)	1,990(1件)	24,676(18件)	133,200(110件)
2017年度認定	7,183(17件)	5,387(10件)	20,700(3件)	28,676(13件)	0(0件)	0(0件)	1,554(2件)	63,500(45件)
2018年度認定	6,109(16件)	10,817(10件)	0(0件)	40,140(5件)	0(0件)	0(0件)	26,795(15件)	83,861(46件)
2019年度認定	8,178(23件)	15,418(33件)	20,300(3件)	36,980(4件)	0(0件)	0(0件)	45,117(15件)	125,933(78件)
2020年度認定	850(6件)	5,818(5件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)	0(0件)	1,703(1件)	15,871(13件)
合計	87,684(236件)	77,100(97件)	255,001(40件)	196,186(46件)	0(0件)	11,290(3件)	224,438(111件)	851,700(533件)

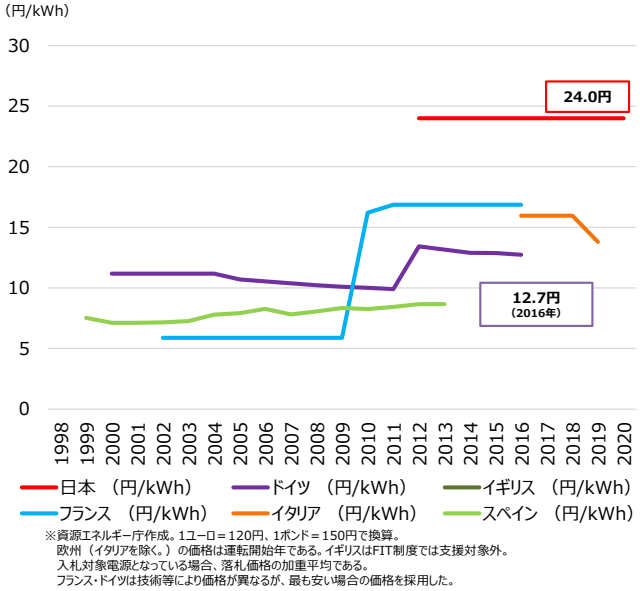
＜バイオマス発電のFIT導入量（10,000kW未満）＞　単位：kW（件）

導入	メタン発酵バイオガス	未利用材		一般木材等	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	2,000kW未満	2,000kW以上10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	10,000kW未満	
2012年度認定	2,553(16件)	0(0件)	17,800(3件)	6,065(2件)	0(0件)	0(0件)	27,840(12件)	54,258(33件)
2013年度認定	10,679(36件)	4,700(5件)	99,007(15件)	18,859(4件)	0(0件)	9,300(2件)	35,540(14件)	178,084(76件)
2014年度認定	17,369(45件)	1,995(1件)	37,394(6件)	2,000(1件)	0(0件)	0(0件)	38,471(24件)	97,228(77件)
2015年度認定	10,386(26件)	4,840(3件)	34,300(6件)	16,259(4件)	0(0件)	0(0件)	20,941(9件)	86,726(48件)
2016年度認定	13,542(34件)	10,183(14件)	5,700(1件)	21,607(6件)	0(0件)	1,990(1件)	24,676(18件)	77,701(74件)
2017年度認定	5,073(12件)	1,312(5件)	13,900(2件)	5,976(3件)	0(0件)	0(0件)	1,554(2件)	27,815(24件)
2018年度認定	3,214(12件)	276(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	9,544(6件)	13,033(21件)
2019年度認定	1,974(9件)	80(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15,064(4件)	17,118(14件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	64,789(190件)	23,386(32件)	208,101(33件)	70,766(20件)	0(0件)	11,290(3件)	173,632(89件)	551,964(367件)

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

■ 2020 年度の調達価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW 未満）では 24 円/kWh であるなど、海外のバイオマス発電の買取価格等と比べて高い。（参考 77）

【参考 77】バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格



(1) バイオマス発電のコスト動向

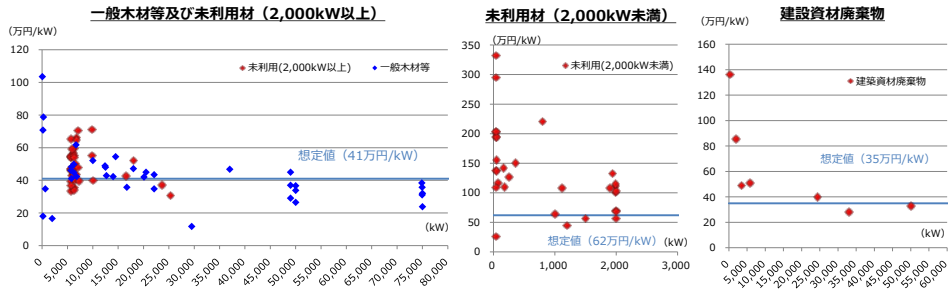
① 木質等バイオマス発電

＜木質等バイオマス発電の資本費＞

- 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 38 件であった。平均値は 42.7 万円/kW、中央値は 42.3 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。
- 未利用材（2,000kW 以上）の資本費のコストデータは 37 件であった。平均値は 49.0 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 30 件であった。平均値は 133.1 万円/kW、中央値は 115.4 万円/kW となり、想定値（62 万円/kW）を上回るが、分散が特に大きい。
- 建築資材廃棄物の資本費のコストデータは 7 件であった。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）を上回るが、コストデータが少ない点に留意が必要である。（参考 78）
- 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 5 件であった。平均値は 14.3 万円/kW、中

央値は 12.7 万円/kW であった。

【参考 78】木質等バイオマス発電の出力と資本費の関係



＜木質等バイオマス発電の運転維持費＞

■ 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 35 件であった。平均値 4.6 万円/kW/年、中央値 3.9 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 以上）の運転維持費のコストデータは 34 件であった。平均値 4.5 万円/kW/年、中央値 4.4 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。

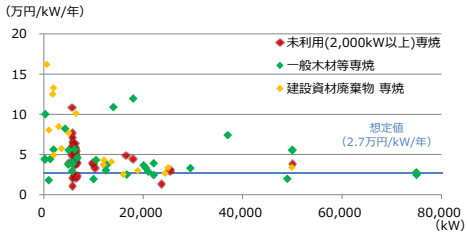
■ 建設資材廃棄物の運転維持費のコストデータは 17 件であった。平均値 6.7 万円/kW/年、中央値 4.9 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。

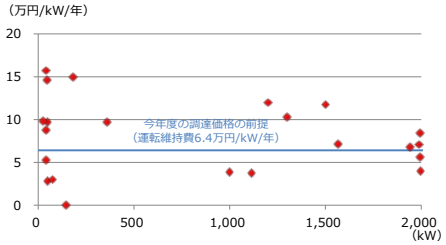
■ 未利用材（2,000kW 未満）の運転維持費のコストデータは 22 件であった。平均値 8.0 万円/kW/年、中央値 7.8 万円/kW/年となり、想定値（6.4 万円/kW/年）を上回る。分散が大きいことに留意。（参考 79）

■ 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 4 件であった。平均値は 1.9 万円/kW/年、中央値は 1.8 万円/kW/年であった。

【参考 79】木質等バイオマス発電の出力と運転維持費の関係

＜未利用材（2,000kW 未満）以外＞　　＜未利用材（2,000kW 未満）＞





＜木質等バイオマス発電の燃料費＞

- 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費のコストデータは 29 件。平均値は 984 円/GJ、中央値は 900 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）と概ね同水準である。
- 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費のコストデータは 83 件。平均値は 1,185 円/GJ、中央値は 1,140 円/GJ となり、想定値（1,200 円/GJ）と概ね同水準である。
- 一般木材等の燃料費のコストデータは 151 件。平均値は 830 円/GJ、中央値は 824 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 54 件。平均値は 322 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、一般木材等の認定量の急増がバイオマス発電全体の燃料市場に与える影響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４件。平均値は 2,230 円/GJ、中央値は 2,260 円/GJ であった。

【参考 80】木質等バイオマス発電の燃料費

		実績平均値（熱量ベース）		想定値（熱量ベース）	（参考）実績設備利用率
未利用木材	2,000kW未満	984円/GJ（29件）		900円/GJ	52.8%
	2,000kW以上	1,185円/GJ（83件）		1,200円/GJ	76.4%
一般木材等	ペレット	830円/GJ（151件）※ペレット、チップ、PKS以外も含む	1,240円/GJ（27件）	750円/GJ	60.1%
	チップ		722円/GJ（85件）		56.9%
	PKS		867円/GJ（32件）		61.9%
建設資材廃棄物		322円/GJ（54件）		200円/GJ	48.7%

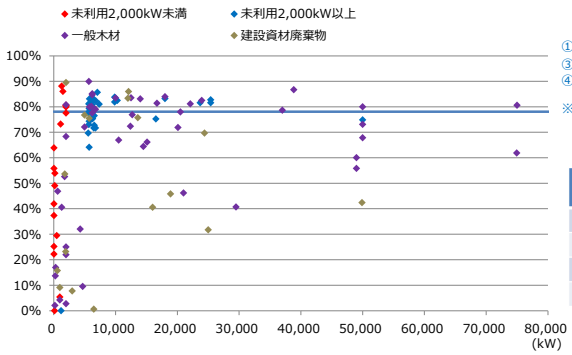
■ また、定期報告データより得られた燃料費の推移を分析したところ、燃料費は全体としては横ばいの傾向であった。

＜木質等バイオマス発電の設備利用率＞

■ 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。

■ 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 81）

【参考 81】木質等バイオマス発電の出力と設備利用率の関係（燃料種別）



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	47	61.2	72.1
②未利用材（2,000kW以上）	37	76.4	79.4
③未利用材（2,000kW未満）	18	52.8	54.9
④建設資材廃棄物	17	48.7	45.9

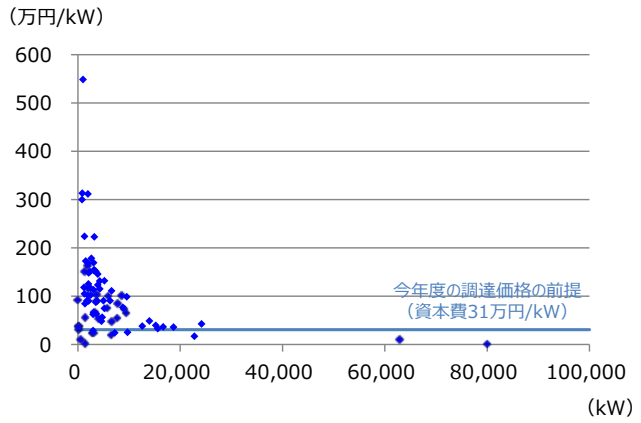
② 一般廃棄物その他バイオマス発電

＜一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費＞

■ これまでに得られた資本費のコストデータは 81 件であった。平均値は 100.8 万円/kW、中央値 90.3 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（10 件）に限定すると、平均値は 30.4 万円/kW、中央値は 36.7 万円/kW となり、想定値と同水準となる。（参考 82）

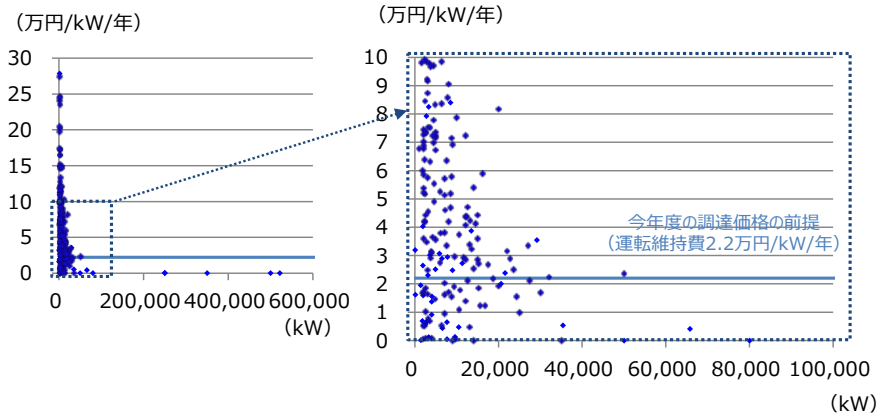
【参考 82】一般廃棄物その他バイオマス発電の出力と資本費の関係



＜一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費＞

■ これまでに得られた運転維持費のコストデータは 219 件であった。平均値は 6.0 万円/kW/年、中央値は 4.2 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（60 件）に限定すると、平均値は 2.7 万円/kW/年、中央値は 2.4 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。（参考 83）

【参考 83】一般廃棄物その他バイオマス発電の出力と運転維持費の関係

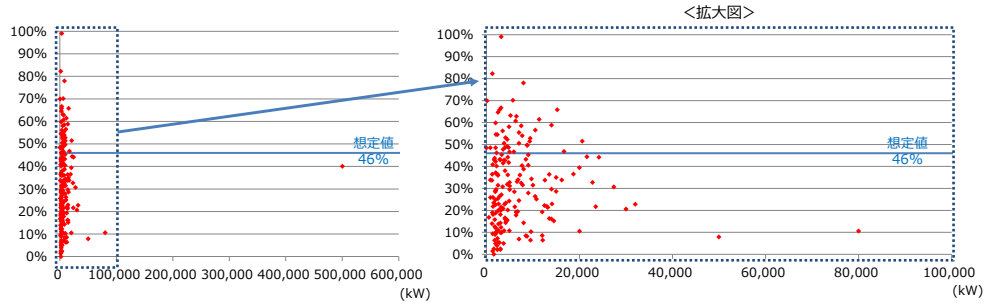


＜一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率＞

■ 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

31.2%、中央値は 29.5%と、想定値（46%）を下回っている（参考 84）。ただし、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 84】一般廃棄物その他バイオマス発電の出力と設備利用率の関係

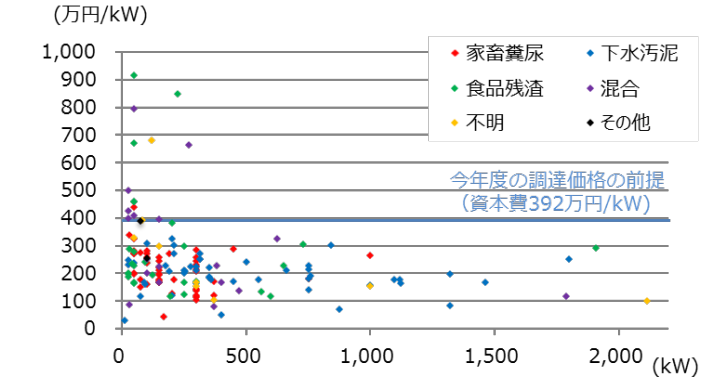


③ メタン発酵バイオガス発電

＜メタン発酵バイオガス発電の資本費・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 154 件。平均値は 193.5 万円/kW、中央値は 156.2 万円/kW であった。このうち 61 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（116 万円/kW 相当）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 116 万円/kW を付加した場合の実質的な資本費は、平均値は 239.1 万円/kW、中央値は 210.9 万円/kW となるが、想定値（392 万円/kW）を下回った。（参考 85）

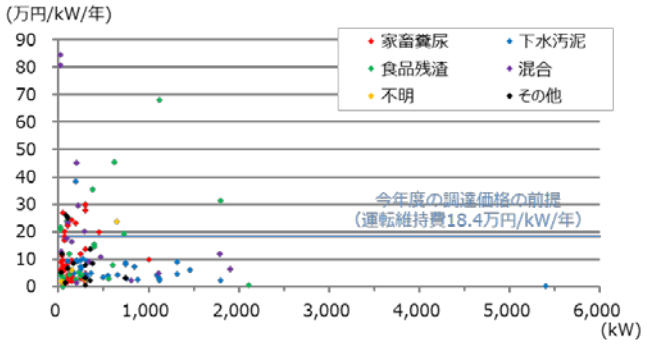
【参考 85】メタン発酵バイオガス発電の出力と資本費の関係



※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（116万円/kW）を加えた額をプロットしている。

■ また、これまでに得られた運転維持費のコストデータは 151 件であった。平均値は 11.1 万円/kW/年、中央値は 6.2 万円/kW/年となり、想定値（18.4 万円/kW/年）を下回った。（参考 86）

【参考 86】メタン発酵バイオガス発電の出力と運転維持費の関係



■ さらに、原料種別の資本費等について分析を行った結果、家畜糞尿・食品残さを原料とするものは資本費が高く、下水汚泥を原料とするものは資本費が低い傾向が確認された。これは、原料種によって発酵槽を新設する案件の比率に差があり、家畜糞尿・食品残さを原料とする案件では大半が発酵槽を新設する案件であったのに対し、下水汚泥を原料とする案件では大半が既設の発酵槽を活用する案件であったことが主な理由だった（参考 87)。

【参考 87】メタン発酵バイオガス発電の原料種別のコスト分析

	家畜糞尿	下水汚泥	食品残さ
資本費［万円/kW］	205.7 (204.1)	**99.3** **(95.0)**	244.5 (161.4)
実質的な資本費（注） ［万円/kW］	212.5 (209.6)	198.0 (203.4)	299.4 (228.6)
運転維持費［万円/kW/年］	10.2 (6.2)	6.5 (4.8)	13.8 (5.0)
発酵槽を 新設した案件	47件 /50件	**7件** **/48件**	14件 /27件

（※）それぞれの原料種別を単独で原料としている案件のみを分析の対象とし、原料混合案件は分析対象から除外。
資本費、実質的な資本費、運転維持費につき、上段は平均値、下段は中央値。
（注）既存の発酵槽を活用している案件には、発酵槽の費用（116万円/kW）を加えている。

■ この結果をふまえ、原料種を問わず、①発酵槽を新設する案件、②既存の発酵槽を活用する案件の資本費をそれぞれ分析すると、①発酵槽を新設する案件（93 件）の平均値は 249.3 万円/kW、②既存の発酵槽を活用する案件（61 件）の平均値は 108.3 万円/kW となり、資本費に差異が見られた。

■ また、メタン発酵バイオガス発電の区分は、「件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の費用を採用」したものが、本委員会の「平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見」で取りまとめられた。一方、足下では家畜糞尿以外のケースも

多く、かつ、これまでにデータが得られた家畜糞尿はすべて1,000kW未満のなかで、例えば1,000kW以上・未満に着眼すると、1,000kW以上の事業は1,000kW未満と比較して低コストで実施できている。（参考88）

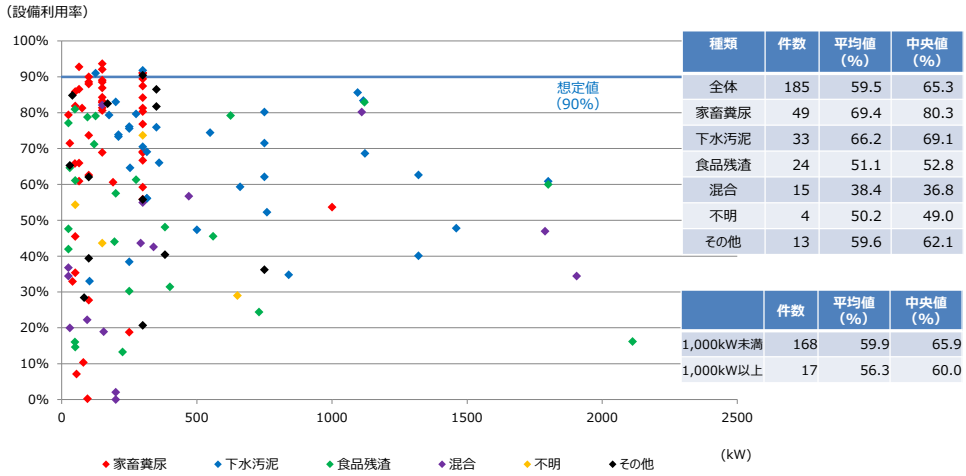
【参考88】メタン発酵バイオガス発電の規模別の資本費・運転維持費

		1,000kW未満	1,000kW以上
実質的な資本費	平均値（万円/kW）	244.8	177.4
	中央値（万円/kW）	216.4	166.3
運転維持費	平均値（万円/kW/年）	11.1	10.5
	中央値（万円/kW/年）	6.5	4.8

＜メタン発酵バイオガス発電の設備利用率＞

■ メタン発酵バイオガス発電の設備利用率の分析の結果、全体的に想定値（90%）を下回っており、分散が大きい。（参考89）

【参考89】メタン発酵バイオガス発電の出力と設備利用率の関係



種類	件数	平均値（%）	中央値（%）
全体	185	59.5	65.3
家畜糞尿	49	69.4	80.3
下水汚泥	33	66.2	69.1
食品残渣	24	51.1	52.8
混合	15	38.4	36.8
不明	4	50.2	49.0
その他	13	59.6	62.1

	件数	平均値（%）	中央値（%）
1,000kW未満	168	59.9	65.9
1,000kW以上	17	56.3	60.0

(2) バイオマス発電の2021年度の取扱い

① 新規燃料等の取扱い等

■ 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で買い取るかについて、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された。

- 上記をふまえ、2019 年度、総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 バイオマス持続可能性ワーキンググループ（以下「バイオマス持続可能性ワーキンググループ」という。）が新たに設けられた。バイオマス持続可能性ワーキンググループでは、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。

- その後、上記をふまえ、今年度、バイオマス持続可能性ワーキンググループでは、「食料競合」・「ライフサイクル GHG」、「第三者認証スキームの追加等」について、その内容を専門的・技術的に検討してきた。その内容は、2020 年 11 月末時点で以下のとおり（参考 90）。同年 12 月以降も、検討を継続しているところ。

【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）	継続検討する内容（要旨）
食料競合	**【判断基準】** ● 食料競合の懸念の有無は、①可食か否か、②土地利用変化への影響により判断。具体的には、**非可食**かつ**副産物**のバイオマス種を**食料競合の懸念がない**ものと判断。 **【確認方法】** ● 個別案件毎に、第三者認証スキームを通じてバイオマス種を確認。 ● 食料競合の懸念の無いバイオマス燃料であっても、可食部と同時に発生するものである場合、宣誓書、購入契約書等により可食部の分離について案件別に確認を実施。	● 海外における議論の経過も注視しつつ、我が国においても、必要に応じて、可食のバイオマス種及び主産物のFIT制度上の扱いを検討。
ライフサイクルGHG	論点を「算定式」、「排出量の基準」、「確認手段等」の３点に整理。 **【算定式】** ● 先行制度を参考として、対象ガス、対象工程、アロケーション、活動量や排出係数等の技術的・専門的な詳細項目を整理。 **【排出量の基準及び確認手段等】** ● 算定式の検討状況を踏まえた上で、事業者等から各工程や排出活動別の排出量の改善がどの程度可能であるのか等について実態を把握の上、検討を進める方針を整理。	**【算定式】** ● 海外からのバイオマス燃料の輸送実態等のファクトを整理の上、技術的・専門的な詳細項目を検討。 **【排出量の基準及び確認手段】** ● 事業者ヒアリング等によるファクトの整理、各バイオマス燃料の排出量を試算の上、排出量の基準等を検討。
新第三者認証スキームの追加等	**【新第三者認証の追加】** ● 現行認められているRSPO及びRSBに加えて、GGL（PKSとパームトランクが対象）を追加。 **【検討時期の明確化】** ● 原則、夏頃までに、追加の希望意思を事務局に示した第三者認証制度に関し、意見聴取等を行い、検討結果は、年内に調達価格等算定委員会に報告。 **【持続可能性確認に係る経過措置について】** 第三者認証機関における審査が想定以上に遅延していること等に鑑み、発電事業者が、第三者認証を取得したバイオマス燃料の調達のために必要と考えられる準備期間を確保するため、以下のとおり持続可能性確認に係る経過措置を延長。 ● パーム油の持続可能性確認に係る経過措置を2022年3月末まで1年間延長。 ● PKS及びパームトランクの持続可能性確認に係る経過措置を2023年3月末まで1年間延長。	**【新第三者認証の追加】** ● 今回の評価では不採用となった第三者認証について、改正が行われる等により、再度評価することを求められた場合は、再検討。 ● 新たな第三者認証が整備され、評価を求められた場合は、新たに検討。

※「令和2年度の調達価格等に関する意見（2020年2月調達価格等算定委員会）」において、新規燃料がFIT制度の対象となる条件として、２項目「①食料競合の懸念が認められないこと」及び「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すこと」を整理。

＜新規燃料の取扱い＞

■ バイオマス持続可能性ワーキンググループでは、食料競合の考え方については整理が進んだものの、ライフサイクル GHG 等の観点について引き続き検討中であることをふまえ、2021 年度については、バイオマス発電の新規燃料を認めないこととした。

＜持続可能性確認に係る第三者認証の追加＞

■ 持続可能性確認に係る第三者認証について、バイオマス持続可能性ワーキンググループで検討された結果をふまえ、現行認められている RSPO（パーム油が対象）及び RSB（PKS 及びパームトランクが対象）に加えて、GGL（PKS 及びパームトランクが対象）を追加で認めることとした。

■ また、今後も、持続可能性確認に係る第三者認証の更なる追加が必要となったときには、バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける検討を速やかに進めていただくこととした。

＜持続可能性確認に係る経過措置＞

■ 加えて、持続可能性確認について、持続可能性の確保に関する事業者の自主的取組[30]を前提に認められている経過措置について、バイオマス持続可能性ワーキンググループで取りまとめられた以下内容

[30] 取組の内容及び燃料調達元等の農園の情報を自社のホームページ等で情報開示すること。

について、調達価格等算定委員会としても承認することとした。

- 第三者認証機関における審査が想定以上に遅延していることに加え、燃料調達国において新型コロナウイルス感染症の感染拡大により活動が制限されることによる影響も想定され、発電事業者にとって予見困難な状況変化と考えられる。これに鑑み、発電事業者が、第三者認証を取得したバイオマス燃料の調達のために必要と考えられる準備期間を確保するため、以下のとおり持続可能性確認に係る経過措置を延長。
  - ✓ パーム油の持続可能性確認に係る経過措置を 2022 年 3 月末まで 1 年間延長。
  - ✓ PKS 及びパームトランクの持続可能性確認に係る経過措置を 2023 年 3 月末まで 1 年間延長。

② 一般木質等及び液体燃料バイオマス発電の 2021 年度の入札制

■ 一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、2018 年度より入札制に移行した。（参考 91）

【参考 91】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
実施時期	2018年度 下期		2019年度 下期	2020年度 下期
入札対象	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模			
募集容量	一般木材等：180MW	液体燃料：20MW	120MW	120MW
上限価格	20.6円/kWh （事前非公表）		19.6円/kWh （事前非公表）	事前非公表
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	264MW (7件) ※100MW	169MW (26件) ※47MW	101MW (20件) ※39MW	
参加資格を得た容量（件数）	95MW (4件)	11MW (5件)	6MW (4件)	
入札容量（件数）	35MW (1件)	2MW (1件)	4MW (3件)	
平均入札価格	19.60円/kWh	23.90円/kWh	20.55円/kWh	
落札容量（件数）	35MW (1件)	0MW (0件)	0MW (0件)	
落札価格	19.60円/kWh ただし、第2次保証金を納付せず辞退	-	-	
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。

■ 現在の入札対象は、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などをふまえて決定されたことに鑑み、引き続き、2021 年度も入札制の対象とすることとした。

■ その際、上限価格については、これまでの入札実績をみると、募集

容量に対して、入札参加申込容量は一定程度あっても参加資格を得た容量はごくわずかとなっていることから、引き続き、上限価格を事前非公表としたうえで、上限価格を意識して競争することを追求することとした。

③ 一般木質等及び液体燃料の 2021 年度調達価格（入札対象範囲外）

■ 前述の入札対象をふまえると、2021 年度について、一般木質等（10,000kW 未満）の調達価格を決定する必要がある。

■ コストデータによれば、資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも 2020 年度の調達価格における想定値を上回る。設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を下回る水準。

■ 他方、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れば、調達価格・基準価格を 2020 年度よりも引き上げることは誤ったメッセージとなる可能性があるため、価格を引き上げることは避けるべき。

■ これらをふまえ、2021 年度の一般木材等（10,000kW 未満）の調達価格について、2020 年度の調達価格における各想定値を用いることとした。

④ 解釈の明確化

＜主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電の取扱い＞

■ 昨年度の本委員会で、業界ヒアリングにおいて、主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電を FIT 制度の対象とするよう要望があったことをふまえ、収集したコストデータも参考にしつつ、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いることから、少なくとも直接燃焼で実施する場合と同等程度に効率的な事業に限って支援を行うため、「主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電については、一般木材等バイオマス発電の区分において取り扱うこと」とした。

■ これについて、直接燃焼すれば建設資材廃棄物バイオマス発電の区分等（すなわち、一般木材等バイオマス発電の区分以外）に分類される主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオマス発電の区分について不明確であったが、上記趣旨をふまえ、一般木材等バイオ

マス発電の区分ではなく、当該主産物・副産物が直接燃焼する場合に該当する区分において取り扱うこととした。

(3) バイオマス発電の 2022 年度以降の取扱い

① バイオマス発電の新規認定で FIP 制度対象とする領域（領域①）

■ 昨年度の本委員会では、バイオマス発電について、以下のコスト動向の特徴が認められることから、「少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は 10,000kW 未満とする」ことを取りまとめた。

- ➢ バイオマス発電については、稼働期間全体にわたって燃料を要することから、一般的に、コスト全体に占める燃料費の割合が大きく、高コスト構造にある。
- ➢ 一方で、10,000kW 以上の大規模設備は、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。そのため、十分な競争状況が整っている一般木材等については、10,000kW 以上が 2018 年度より入札制に移行している。

■ 今年度の本委員会における業界ヒアリングの際には、委員から、調整力として活用されることへの期待や、FIP 制度に馴染む電源である、という指摘があった。

■ また、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、といった特徴がある。このため、FIP 制度により、再生可能エネルギー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。

■ 以上をふまえ、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、FIP 制度が施行される 2022 年度については原則として 10,000kW 以上としつつも、自然変動電源である太陽光発電でも 2022 年度から 1,000kW 以上は FIP 制度のみ認められることをふまえ、バイオマス発電は、2023 年度以降早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指すこととした。

■ また、2018 年度から入札対象となっている一般木質等（10,000kW

以上）及び液体燃料（全規模）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などをふまえて入札対象となっていること、また、液体燃料を利用したバイオマス発電はディーゼルエンジン発電であり、バイオマス発電のなかでも特に調整力が高いことをふまえ、より自立化に近づける観点から、FIP制度を適用することとし、かつ、FIP制度においても入札対象とすることとした。その際、FIP制度導入当初は50kW以上（高圧・特別高圧）に限ってFIP制度の新規認定を認めるという電源共通の方向性や、液体燃料は10,000kW未満のFIT認定実績がないことをふまえ、2022年度については、液体燃料は50kW以上とすることとした。

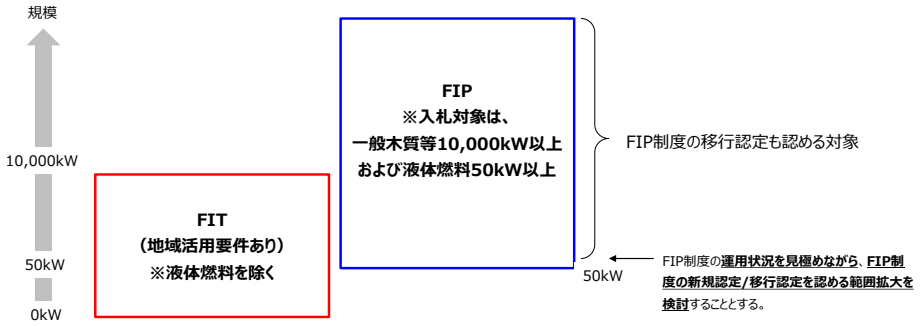
② バイオマスの新規認定でFIT制度対象の領域（領域②）の取扱い

■ 前述のとおり、バイオマス発電は、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をふまえれば、新規認定としてFIT制度を認める対象については、2022年度当初から地域活用要件を満たすものに限定することが適切と考えられる。すなわち、2022年度にFIT制度の新規認定を認める対象は、10,000kW未満かつ地域活用要件を満たすものに限定することとした。

③ バイオマス発電について本年度に取扱いを示す対象

■ バイオマス発電については、地元調整、関係法令の手続きに時間がかかるおそれがあるため、３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきた。このため、向こう３年間、すなわち、2023年度までの取扱いについて本年度に示すことが効率的という考え方もある。他方、2023年度以降早期に1,000kW以上をFIP制度のみ認めることを目指すことをふまえ、2023年度以降の取扱いは、FIP制度施行に向けた各動向等をふまえつつ、来年度の本委員会にて決定することとした。(参考92)

【参考 92】2022 年度におけるバイオマス発電の FIP/FIT 制度の対象



④ 調達価格・基準価格

＜メタン発酵バイオガス以外のバイオマス発電（入札対象範囲外）＞

■ コストデータによれば、それぞれの資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも 2021 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、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、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をふまえれば、調達価格・基準価格を 2021 年度よりも引き上げることは誤ったメッセージとなる可能性があるため、価格を引き上げることは避けるべきである。

■ これらをふまえ、2022 年度のメタン発酵バイオガス以外のバイオマス発電（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 以上）、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマスの各区分等の調達価格・基準価格について、いずれも、2021 年度の調達価格における各想定値を用いることとした。

＜メタン発酵バイオガス発電について＞

■ コストデータによれば、資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格における想定値を大きく下回る。他方、設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を大きく下回る。

■ 発酵バイオガス発電の区分は、「件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の費用を採用」した調達価格が設定されてきているが、家畜糞尿のケースをほぼすべてカバーする規模とし

て、例えば、1,000kW 未満に着眼し、1,000kW 未満と 1,000kW 以上で分けて分析すると、以下の傾向がある。

■ 1,000kW 未満について

➢ 資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも 2021 年度の調達価格における想定値を下回り、他方、設備利用率も、平均値・中央値いずれも想定値を下回る。ただし、実績データの分散が大きく、想定値の上下にばらついている。

■ 1,000kW 以上について

➢ 実績データの分散は大きいものの、資本費・運転維持費は、ほぼすべての実績データが 2021 年度の調達価格における想定値を下回り、他方、設備利用率も、ほぼすべての実績データが想定値を下回る。

■ こうした特徴をふまえると、メタン発酵バイオガス発電について、例えば 1,000kW で区分を細分化し、1,000kW 以上については想定値を見直す、といったことも考えられる。他方、これまで全規模で認定件数 236 件、導入件数 190 件、1,000kW 以上では認定件数 24 件、導入件数 17 件であり、地域や形態に応じて様々な状況があり、分散が大きいことも考えるともう少し導入状況を注視すべきとの考え方もある。また、前述のとおり FIP 制度への移行も同時に進めていくことにも留意する必要がある。

■ こうした事情を勘案し、調達価格・基準価格における各想定値は、メタン発酵バイオガス発電のいずれの規模についても、2022 年度は変更しないこととし、2023 年度以降は、各動向をふまえながら、想定値の見直しや、区分の細分化を含め、来年度以降の本委員会で改めて検討することとした。

Ⅳ．入札制度

1．太陽光発電

(1)　太陽光発電の入札活性化に向けた検討（基本的考え方）

■ 2017 年度に導入した事業用太陽光発電の入札について、これまで合計７回の入札を実施してきたが、2019 年度以降の直近４回の入札においては、いずれも応札容量が募集容量を下回る状況となっている。

■ 今後、2050 年のカーボンニュートラル実現を見据えると、再生可能エネルギーの更なる導入拡大は不可欠であり、太陽光発電についても、継続的なコスト低減とともに、案件組成が促されるような制度設計・環境整備を通じた掘り起こしが必要。

■ そのため、入札制度においても、競争が働く仕組みが維持されることを前提に、事業者の積極的な参入が促されるよう、現行制度に起因するコストやリスクについて出来る限り軽減するための制度見直しを検討することが重要。

■ 2021 年度の事業用太陽光入札に係る見直しにあたり、①価格予見性の向上（現行制度では、上限価格は非公表）、②参加機会の増加（現行制度では、年度あたり２回のみ）、③資格審査期間の短縮（現行制度では、審査期間は３ヶ月程度）、④認定取得期限の柔軟な設定（現行制度では、認定取得は年度内が一律の期限）、⑤保証金没収事由の緩和（現行制度では、事後的な工事費負担金増加の場合も没収事由に該当）といった観点が要素として挙げられる。

■ このうち、①価格予見性の向上及び②参加機会の増加については、前述のとおり、入札１回当たりの募集容量を減らして募集回数を増やす等の取組を行うことと同時に、上限価格を公表することとした。

■ また、②の具体的な入札実施回数とともに、③～⑤までの要素について、事業者から寄せられた意見[31]をふまえ、入札の工程を中心に、事業

---

[31] 事業者への個別のヒアリングで寄せられた要望「案件を組成した後、入札が実施されるまで数ヶ月待機せざるを得ない事例があり、さらに落札結果が判明するまで、４ヶ月程度必要であることをふまえると、入札制度に起因して、事業実施に向けた準備が滞ることとなる。極力早期に入札に参加できるよう、入札実施頻度を増加させてほしい。」

実施の円滑化、及び案件数の増加に向けた検討を行った。

＜太陽光入札の参加機会の増加＞

■ 前述のとおり、上限価格を公表して入札を実施する前提として、競争性が働く仕組みであることが必要であり、入札回数を増加させ、入札１回当たりの募集容量を減らすこととした。

■ また、事業者の積極的な参加を促す観点からも、入札制度において、事業者が案件を組成したタイミングと入札プロセスにおいて事業計画の受付が開始されるタイミングとのタイムラグが、事業実施に向けた準備を適時に行い投資判断をしていく上で、事業者の負担となってことが懸念される。実際に、事業者からは、案件組成後、落札までの期間が長期となることを理由に、地権者が再エネ事業以外の活用方法を検討し、認定取得を断念せざるを得ない事例が生じており、入札回数の増加を求める要望もあるところ、入札実施回数を増加し、頻度を上げることでタイムラグが減少すれば、入札参加案件が増加し、活性化効果が期待できる。

■ 以上のとおり、競争性確保や入札参加障壁の低減の観点からは、入札回数を増加させることが望ましい一方で、入札実施頻度を急激に増加させることにより、実務負担も懸念されるため、2021 年度の事業用太陽光発電の入札実施回数は、年間４回とすることとした。

＜資格審査期間の短縮＞

■ 現行の入札制度では、参加を希望する事業者への入札参加資格の付与にあたり、FIT の認定要件を充足しているかどうかを厳格に審査しており、事業実施の確度が低い状態のまま案件が落札に至ることを防止してきた。

■ 他方、個々の案件の事業熟度に関わらず、厳格に審査を行うための期間として、一律３ヶ月程度の資格審査期間を置いた後、入札を実施することとしていることから、事業者にとっては、事業実施に向けた準備を進める上で、入札結果判明までのタイムラグが、適時の投資判断を行うためのハードルとなり、案件促進を阻害している可能性がある。

■ 事業実施の確度が低い状態のままの案件を排除することは、円滑な事業実施の観点からは有効であるが、現行制度においても、落札後の辞

退について入札保証金を没収される可能性があるなど、一定の規律が働いているものと考えられる。また、過去入札の実績において、入札参加のための事業計画を提出したにもかかわらず、入札参加資格を得られなかった案件の割合は15%程度（資格審査中に自ら辞退した案件も含む）と限定的。

■ そのため、入札活性化の目的で、2021年度以降の入札（太陽光以外も含む）では、入札参加資格の審査において、FITの認定要件を充足していることの厳格な審査までは行わず、必要書類が充足されているかどうかを確認することとし、資格審査期間を２週間程度に短縮することとする[32]。

■ ただし、FIT認定要件については、入札結果判明後の、FIT認定審査において厳格に実施されることとなるため、再エネ設備の設置場所の使用権原を確保できないまま入札に参加している案件や、分割に該当する案件など、審査の結果FIT認定の要件を充足せずに、認定取得期限（詳細は後述）までに認定を取得できなかった案件については、入札保証金が没収された上で、落札者決定についても取り消されることとなる。

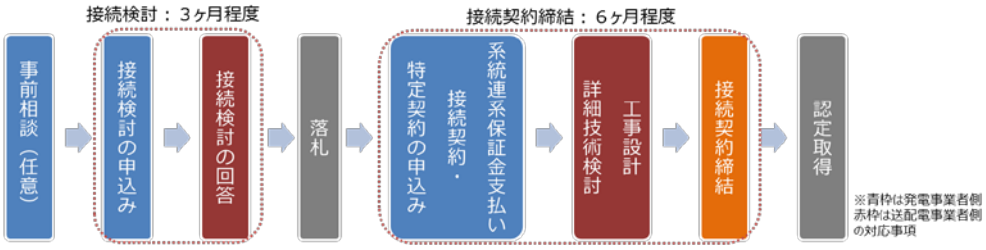
＜認定取得期限の柔軟な設定＞

■ 現行の入札制度において、落札に至った案件について、速やかな事業実施を促すことと、非入札案件との公平性を保つ観点から、年度内の認定取得を求めている。

■ 入札制度においては、接続検討の申込みから接続契約締結までに一定の期間（接続検討の申込みから回答に３ヶ月程度、接続契約の申込みから契約締結までに６ヶ月程度）を要するため、 FIT認定の要件として定められている接続契約について、入札参加時点では求めないこととし、接続検討の申込みを行っていることのみを確認することとしている。（参考93）

[32] 2021年度以降の入札において、入札参加資格の審査は、指定入札機関（2022年度以降は広域的運営推進機関）が事業計画、及び添付書類が充足していることを確認し、入札参加資格を判断する。

【参考 93】接続契約締結までのフロー（一般的な入札案件のイメージ）



■ 特に、接続検討の回答を受領した後、接続契約の申込みに際して、一般送配電事業者に対して系統連系保証金を支払う必要があり、事業計画を中止した場合に系統連系保証金が没収されるリスクを鑑みると、落札結果が判明しない限り、接続契約の申込みを行うことは困難と考えられる。これまでの入札スケジュールでは、落札結果の公表から年度末までが６ヶ月未満となる入札回も存在することから、年度末の認定取得期限を背景に、入札への参加を断念した事業者も想定される。

■ 上記をふまえ、落札後に接続契約の申込みを行った場合でも、十分に認定取得に至ることができるよう配慮し、2021 年度以降の入札（太陽光以外も含む）においては、落札した案件に係る認定取得期限を、入札結果公表後、７ヶ月が経過した期日とすることとした。

＜入札保証金没収事由の緩和＞

■ 現行の入札制度においては、

- ➢ 入札参加資格の取得者に対して、適切な入札実施を担保するために、第１次保証金（500 円/kW）を、
- ➢ 落札者に対して、確実な事業実施を担保するために、第２次保証金（5,000 円/kW）を、

それぞれ求めることとしており、採算性の悪化を理由に事業を中止した場合や、出力の増加等事業計画に大幅な変更が生じた場合等には、入札保証金を没収することとしている。

■ 他方で、落札後、送配電事業者において、詳細な接続検討を実施した結果として、入札参加時点で事業者に対して、当初提示された工事費負担金の額が、落札後に上振れする場合がある。

■ この場合、事業者には帰責性がないと考えられるが、工事費負担金の上振れにより、事業性が損なわれ、事業を中止せざるを得なくなるこ

とも起こりうる。そのような場合でも、現行制度では保証金没収が免除される事由とはされておらず、事業者にとってリスクとなることから、案件促進の阻害要因となっている可能性がある。

■ そのため、入札参加のハードルを下げ、活性化させることを目的に、2021 年度以降の入札（太陽光以外も含む）においては、落札後に工事費負担金の額が、当初（入札参加＝接続検討の回答時点で）提示された額より上振れした場合には、そのことを理由に当該案件が中止されたとしても、入札保証金の没収を免除することとした[33, 34]。

＜全体像のまとめ＞

■ 入札制度に関する環境整備として、入札制度に起因するコストやリスクを取り除き、事業者の積極的な参入を促すための制度見直しの全体像は、以下のとおり。（参考 94）

【参考 94】入札活性化にむけた検討（全体像のまとめ）

課題	見直し項目	見直し前	見直し後
価格予見性の向上	上限価格 公表/非公表	非公表	公表
参加機会の増加	入札実施回数	年間２回	年間４回
資格審査期間の短縮	参加資格審査期間	３ヶ月程度	２週間程度
認定取得期限の 柔軟な設定	落札案件の 認定取得期限	年度内	落札から７ヶ月以内
保証金没収事由の緩和	入札保証金 没収免除事由	工事費負担金を 理由とする免除無し	工事費負担金が高額となったために辞退した 場合、入札保証金の没収を免除（※）

（※）事業者に帰責性なく、また、事業計画に工事費負担額を記載していた場合に限る。

(2) 太陽光入札の 2021 年度の対象範囲

■ 分野別事項に記載のとおり、2021 年度の事業用太陽光発電の入札につ

---

[33] 事業計画に工事費負担金の額を記載し、その根拠書類（送配電事業者からの接続検討の回答等）を添付しており、かつ事業者に起因する変更でない案件に限定して適用する。

[34] なお、これまでの入札において、事業計画提出時点で工事費負担金の額を認識しておらず、落札後に工事費負担金が高額であることを理由に辞退する案件が存在している。今後、全ての入札案件に対して、事業計画に工事費負担金額の記載を求めること等が考えられるが、2021 年度入札のスケジュールを見直す中で、事業者に追加の対応を求めることは、事業者の負担に繋がると懸念されるため、今後の状況をふまえて、必要性が認められた場合には改めて検討を行うこととする。

いて、対象範囲は2020年度と同じく「250kW以上」とする。

(3) 太陽光入札の2021年度の募集容量

- 太陽光に係る入札制度見直しを行ったことで、2021年度は入札が活性化し、これまでよりも参加案件は増加することが期待される。ただし、上限価格の公表にあたっては、最大限の導入を目指しつつも、競争が働く仕組みとする観点から、応札が上限価格に張り付くことを回避できるよう募集容量の設定を工夫する必要がある。

- 第１回の募集容量の設定にあたっては、例えば、2020年度の募集容量の４等分（375MW）にする、年間落札容量の４等分（109MW)にするといった方法も考えられる。他方で、競争性を確保しつつ、同時に前述の資格審査の見直しによる入札参加者の拡大効果をふまえ、最近の入札において提出された事業計画の合計出力（参加資格付与前）を基準とすることとした。具体的には、2019年度から2020年度入札において[35]、平均831MW/年の事業計画が提出されており、入札実施回数は４回であったことをふまえ、2021年度初回入札の募集容量は208MWとした。

- ２回目以降については、再生可能エネルギーの最大限導入の観点では、入札活性化により参加案件が増加し、競争が働くことが確認できた場合には、募集容量を拡大させることが適切と考えられることから、初回入札の208MWを基準としつつ、直前の回における応札容量をふまえて、各回の募集容量を機動的に見直すこととした。

- 具体的には、応札容量が募集容量を上回った場合には、非落札となった案件の一部が、次回入札にも引き続き参加して、落札を目指すものと考えられる。そのため、過去入札において、入札参加資格を得たものの落札できなかった案件の内、次回入札に再度エントリーする案件は40%程度であることをふまえ、非落札となった容量の40%を前回入札の募集容量に加えた量を、次回入札の募集容量とすることとした。

- また、応札容量が募集容量を下回った場合には、競争性を確保するため、前回入札の応札容量を次回入札の募集容量とするが、その場合で

---

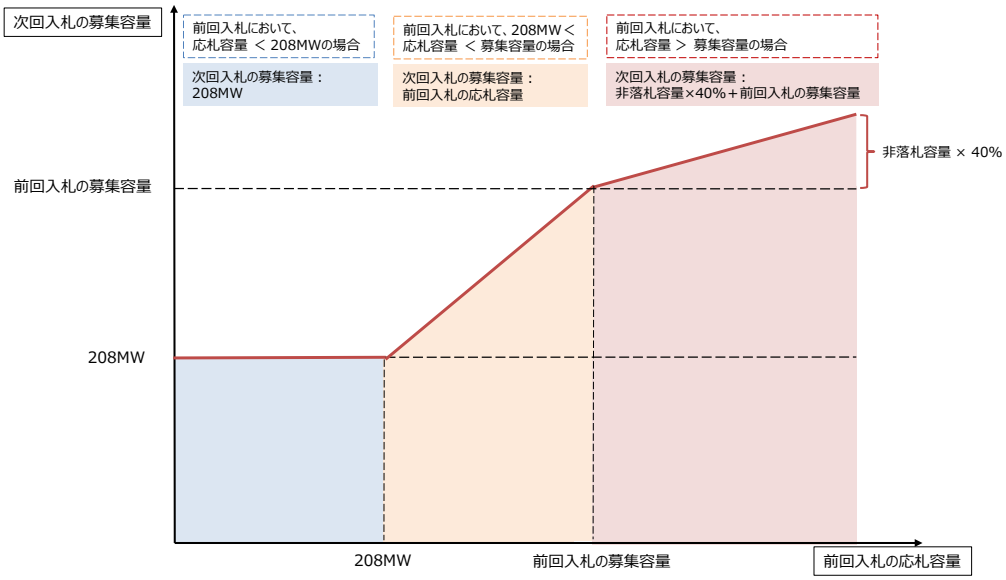
[35] 2020年度入札は、新型コロナウイルス感染症の影響をふまえたスケジュール見直しにより、上期と下期の間隔が狭まった等の特殊要因があったと考えられることから、2019年度と2020年度の２ヶ年度分の実績を勘案することとした。

も 208MW を募集容量の下限として据え置くこととした。

■ こうした機動的な見直しの仕組みを組み込むことにより、競争を通じたコストダウンと最大限の導入の両立を図る。

■ 以上をふまえ、次回入札の募集容量を、前回入札の応札容量に応じて増減させることについて、縦軸に次回入札の募集容量、横軸に前回入札の応札容量を置いて、その関係を図示すると以下のとおり。（参考 95）

【参考 95】2021 年度の募集容量（募集容量見直しのイメージ）



(4) 太陽光入札の 2021 年度の上限価格

➢ 分野別事項に記載のとおり、①2021 年度初回（太陽光第８回）入札の上限価格は、2021 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格と同じにし、②2021 年度２～４回目（太陽光第９～11 回）入札の上限価格は、2021 年度と 2022 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格のあいだを４等分し、等分した価格１段階ずつ各回の上限価格を下げる。（参考 28）

2. 陸上風力発電

■ 陸上風力入札について、「太陽光発電の入札活性化に向けた検討（基本的考え方）」に記載した、資格審査期間の短縮、認定取得期限の柔軟な設定、入札保証金没収事由の緩和の３項目については、共通事項である。その上で、陸上風力入札について、以下の検討を行った。

(1) 陸上風力入札の対象範囲・上限価格・年間募集容量の取扱い

■ 分野別事項に記載のとおり、2021 年度の陸上風力発電の入札について、対象範囲は太陽光発電と同じく「250kW 以上」とすること、2022 年度・2023 年度も入札対象範囲「250kW 以上」を維持することを原則としつつ必要に応じ見直すこととした。

■ また、上限価格を事前公表し、年間募集容量は１GW とすること、これにより、計画的・継続的な案件開発による価格目標の達成と再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていくこととなった。その際、向こう３年間（2021 年度～2023 年度）の上限価格（分野別事項の詳細記載）及び年間募集容量（１GW）を今年度に示しつつ、年間募集容量については、今後の動向をふまえて募集量に対して応札量が大きく差が発生することが想定されるような場合には、2022 年度以降について必要に応じ見直すこととなった。

(2) 陸上風力入札の 2021 年度の入札実施回数と募集容量

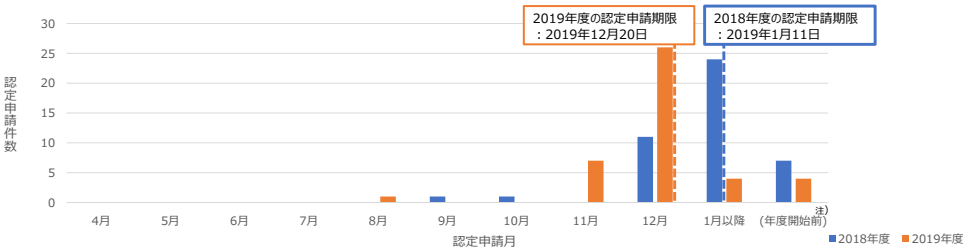
■ 入札実施回数については、競争性が確保されるようにするとともに、事業者が適時のタイミングで入札に参加できるように配慮して設定する必要がある。

■ 新たに入札対象範囲となる 250kW 以上について、直近２年度分の新規認定の認定申請時期の実績を確認したところ、年度後半の認定審査期限の直前に申請が集中する傾向にあることが判明した（参考 96）。これをふまえると、入札実施回数を、仮に年間２回とする場合、各回の上限価格が同じであれば、下期入札に応札が集中し、過度な競争となり、結果として、下期入札に参加する事業者の落札可能性が低下することになることが懸念される。他方、下期の上限価格を引き下げれば、応札が分散する可能性もあるが、陸上風力発電としての入札初年度において、事業者にとって応札の複雑さが高まると考えられる。

■ 以上より、適切な競争を働かせつつ、再生可能エネルギーの最大限導入を進めるため、2021 年度の陸上風力発電の入札実施回数は年間１回とすることとした。

■ なお、年間募集容量１GW に対し、入札実施回数が年間１回のため、当該入札回における募集容量は１GW となる。

【参考 96】陸上風力案件（250kW 以上）の認定申請月



※認定システム上に登録されている認定申請月を集計。
特定の条件を満たす案件について、認定申請期限を猶予して、申請を受け付ける場合がある。

注）認定申請期限を過ぎて提出された認定申請は、翌年度の認定として扱われる。

3．バイオマス発電

■ バイオマス入札について、「太陽光発電の入札活性化に向けた検討（基本的考え方）」に記載した、資格審査期間の短縮、認定取得期限の柔軟な設定、入札保証金没収事由の緩和の３項目については、共通事項である。その上で、バイオマス入札について、以下の検討を行った。

(1) バイオマス入札の対象範囲・上限価格の取扱い

■ 分野別事項に記載のとおり、2021 年度のバイオマス発電の入札について、対象範囲は 2020 年度と同じく「一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）」とすること、また、上限価格も 2020 年度と同じく「事前非公表」とすることとした。

■ なお、同じく分野別事項に記載のとおり、「一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（50kW 以上）」は、2022 年度において FIP 制度かつ入札対象とすることとした。

(2) バイオマス入札の 2021 年度の入札実施回数と募集容量

■ 過去３回の入札結果においては、募集容量に対して、応札容量が下回る傾向が続いている。他方で、提出された事業計画の中には、設備容量 112MW と大規模な案件もあり、そのような案件が落札できる可能性も維持するべきと考えられる（参考 91）。このため、2021 年度のバイオマス発電の年間募集容量は、120MW を据え置くこととした。

■ 入札実施回数についても、応札容量が少ない中で、入札実施回数を増加させることは、入札回に応じて競争環境が著しく変化することに繋がり、かつ、上述のような大規模案件が落札できる可能性を排除してしまうことになるため、2021 年度の入札実施回数は年間１回とすることとした。

■ なお、年間募集容量 120MW に対し、入札実施回数が年間１回のため、当該入札回における募集容量は 120MW となる。

4. 入札実施スケジュール、その他の入札に係る制度見直し

(1) 2021 年度の入札実施スケジュール

■ 2021 年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８回、第９回、第 10 回、第 11 回）、陸上風力発電は１回（第１回）、バイオマス発電は１回（第４回）の入札を実施し、いずれの入札も FIT 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、詳細は以下のとおりとした。（参考 97）

【参考 97】2021 年度の入札実施スケジュール

	2021年度				
	太陽光第８回	太陽光第９回	太陽光第10回	太陽光第11回	陸上風力第１回 バイオマス第４回
4月	入札説明会 事業計画受付(4/19)				
5月	事業計画受付〆切（5/7） 事業計画審査〆切（5/21） 入札募集開始（5/31）				
6月	入札募集〆切（6/11） 入札結果公表（6/18）	事業計画受付(6/28)			
7月		事業計画受付〆切（7/16） 事業計画審査〆切（7/30）			
8月		入札募集開始（8/10） 入札募集〆切（8/20） 入札結果公表（8/27）			
9月			事業計画受付（9/27）		事業計画受付（9/6） 事業計画受付〆切（9/24）
10月			事業計画受付〆切（10/15） 事業計画審査〆切（10/29）		事業計画審査〆切（10/8） 入札募集開始（10/18） 入札募集〆切（10/29）
11月			入札募集開始（11/8） 入札募集〆切（11/19） 入札結果公表（11/26）		入札結果公表（11/5）
12月					
2022年1月	認定補正期限（1/4） 認定取得期限（1/18）			事業計画受付(1/4) 事業計画受付〆切（1/21）	
2022年2月				事業計画審査〆切（2/4） 入札募集開始（2/14） 入札募集〆切（2/25）	
2022年3月		認定補正期限（3/14） 認定取得期限（3/28）		入札結果公表（3/4）	
2022年4月以降			認定補正期限（6/13） 認定取得期限（6/27）	認定補正期限（9/20） 認定取得期限（10/4）	認定補正期限（5/23） 認定取得期限（6/6）

※ 2022年１月～２月に開催する調達価格等算定委員会において、太陽光第８～10回、陸上風力第１回、バイオマス第４回を検証し、2022年度の入札制度を検討。
なお、同時期に実施する太陽光第11回の検証については、2023年度の検討に活用する。

(2) 2021 年度の変更認定申請案件の取扱い

■ 再エネ特措法において、入札制度は、新規認定の案件のみを対象としており、既認定案件が発電設備の出力増加等を行い、変更認定申請した場合に、適用される調達価格等が変わる場合は、入札の対象外と解釈し得る。

■ 他方で、現在は、

- ➢ 入札対象区分の既認定案件が、調達価格の変更を伴う変更認定申請を行う場合（変更認定申請の結果、引き続き入札対象区分である場合に限る）
- ➢ 非入札対象区分の既認定案件が、発電設備の出力増加等の変更認定

申請により、入札対象区分となる場合

については、入札制度開始当初は、対象となる案件が限定的であったことから、適用される調達価格区分を設定せず、入札によって、調達価格を決定する運用としている。

■ 今後、入札制度対象案件の増加に伴って、変更認定申請の案件が増加することが想定されることをふまえると、2021 年度以降の入札制度における取扱いを整理する必要がある。事業者の予見性にも配慮する必要があることをふまえ、直近に実施された入札における上限価格を変更認定申請後の調達価格として適用することとした。

■ ただし、直近の入札における上限価格よりも、当該事業における変更認定申請前の調達価格の方が低い場合は、調達価格は据え置くこととする。

Ⅴ．調達価格等に関する結論

以上をふまえ、令和３年度の調達価格、調達期間、入札対象区分等、入札実施指針のうち供給価格上限額、ならびに、令和４年度以降の交付対象区分等、基準価格、交付期間、特定調達対象区分等、調達価格、調達期間、入札対象区分等、入札実施指針のうち供給価格上限額、解体等積立基準額に関する調達価格等算定委員会の意見を、別紙のとおり取りまとめた。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

①太陽光発電（10kW未満）：

		（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格		21円/kWh	19円/kWh	17円/kWh
資本費	システム費用	29.0万円/kW	27.5万円/kW	25.9万円/kW
運転維持費		0.30万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率		13.7%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
余剰売電比率		70%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益		26.33円/kWh	26.44円/kWh	26.44円/kWh
調達期間終了後の売電価格		9.3円/kWh	9.0円/kWh	9.0円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		3.2%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
調達期間		10年間	10年間	10年間

※ 太陽光発電（10kW未満）に限り、当該調達価格に消費税相当額を含むものとする。

※ 2022年度は、特定調達対象区分等のみの対象とし、交付対象区分等の対象としない。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

②太陽光発電（10kW以上50kW未満）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	13円/kWh+消費税	12円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税
調達期間	20年間	20年間	20年間

※ 2021年度・2022年度について、2020年度の自家消費型の地域活用要件を据え置き。

※ 2022年度は、特定調達対象区分等のみの対象とし、交付対象区分等の対象としない。

③太陽光発電（50kW以上250kW未満）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格（注1）	１２円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税	10円/kWh+消費税
基準価格			10円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注1）2022年度は、特定調達対象区分等の入札対象区分等の下限は来年度以降の本委員会で検討するため、50kW以上入札対象区分等の下限未満。特定調達対象区分等の入札対象区分等の下限が250kW未満の場合、入札対象区分等の下限以上250kW未満は表④のとおり。

④太陽光発電（250kW以上1,000kW未満）：

	（参考）2020年度		2021年度	2022年度
調達価格	入札制		入札制	入札制
供給価格上限額	第6回12円（事前非公表）	第7回11.5円（事前非公表）	表⑥のとおり（事前公表）	―
基準価格				10円/kWh
調達期間/交付期間	20年間		20年間	20年間

⑤太陽光発電（1,000kW以上）：

	（参考）2020年度		2021年度	2022年度
調達価格	入札制		入札制	
供給価格上限額	第6回12円（事前非公表）	第7回11.5円（事前非公表）	表⑥のとおり（事前公表）	―
基準価格				入札制
調達期間/交付期間	20年間		20年間	20年間

※ 2022年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は入札制）とする。

⑥太陽光発電（2021年度入札制（250kW以上））

	第8回	第9回	第10回	第11回
供給価格上限額	11.00円	10.75円	10.50円	10.25円

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑦解体等積立基準額（太陽光（10kW以上））：

認定年度（注2）		（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	表②のとおり	1.33円/kWh
	50kW以上	表③～⑤のとおり	0.66円/kWh
2022年度	10kW以上50kW未満	表②のとおり	1.33円/kWh
	50kW以上	表③～⑤のとおり	0.66円/kWh

（注2）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。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。

⑧陸上風力発電（新設（250kW未満））：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注3）	18円/kWh+消費税	17円/kWh+消費税	16円/kWh+消費税	15円/kWh+消費税
基準価格（注4）			16円/kWh	15円/kWh
資本費	28.2万円/kW	2020年度の想定値を据え置き	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き	26.8%	28.0%
IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率）	8%	7%	7%	7%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注3）2023年度は250kW未満と特定調達対象区分等の対象範囲上限未満のより小さい方。
（注4）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の入札対象区分等以外の範囲は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

⑨陸上風力発電（新設（250kW以上））：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	18円/kWh+消費税	入札制	入札制	入札制
供給価格上限額		第１回17円/kWh（事前公表）	16円/kWh（事前公表）	15円/kWh（事前公表）
基準価格（注5）			16円/kWh	15円/kWh
資本費	28.2万円/kW	2020年度の想定値を据え置き	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き	26.8%	28.0%
IRR（税引前）（法人税等の税引前の内部収益率）	8%	7%	7%	7%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注5）2023年度の交付対象区分等の入札対象区分等以外の範囲は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑩陸上風力発電（リプレース）：

	（参考）2020年度	2021年度
調達価格	16円/kWh+消費税	15円/kWh+消費税
資本費	27.4万円/kW	27.2万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	2020年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	6%	5%
調達期間	20年間	20年間

⑪着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	入札制	32円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税
供給価格上限額	34円/kWh		
基準価格（注6）			29円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注6）2022年度は50kW以上。

⑫浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注7）	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税
基準価格（注8）			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

（注7）2023年度について、特定調達対象区分等は来年度以降の本委員会で検討するため未定。

（注8）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の下限は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑬地熱発電（15,000kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注9）	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税
基準価格（注10）			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

⑭地熱発電（15,000kW未満）全設備更新型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注9）	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税
基準価格（注10）			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

⑮地熱発電（15,000kW未満）地下設備流用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注9）	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税
基準価格（注10）			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年度・2023年度は1,000kW未満かつ地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは、1,000kW未満の地域活用要件を求めないこととし、1,000kW以上について地域活用要件なしの特定調達対象区分等にも該当する。

（注10）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の下限は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑯地熱発電（15,000kW以上）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	26円/kWh＋消費税	26円/kWh＋消費税		
基準価格			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

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は26円/kWh＋消費税）。

⑰地熱発電（15,000kW以上）全設備更新型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	20円/kWh＋消費税	20円/kWh＋消費税		
基準価格			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

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は20円/kWh＋消費税）。

⑱地熱発電（15,000kW以上）地下設備流用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	12円/kWh＋消費税	12円/kWh＋消費税		
基準価格			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

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は12円/kWh＋消費税）。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

⑲水力（200kW未満） 新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税
基準価格（注12）			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

⑳水力（200kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税
基準価格（注12）			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

㉑水力（200kW以上1,000kW未満） 新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税
基準価格			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

㉒水力（200kW以上1,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格（注11）	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税
基準価格			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11）2022年度・2023年度は地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件を求めない。
（注12）2022年度は50kW以上。2023年度の交付対象区分等の下限は、来年度以降の本委員会で検討するため未定。

㉓水力（1,000kW以上5,000kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	27円/kWh＋消費税	27円/kWh＋消費税		
基準価格			27円/kWh	－
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	－

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（2022年度の調達価格は27円/kWh＋消費税）。

㉔水力（1,000kW以上5,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	15円/kWh＋消費税	15円/kWh＋消費税		
基準価格			15円/kWh	－
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	－

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（2022年度の調達価格は15円/kWh＋消費税）。

㉕水力（5,000kW以上30,000kW未満）新設：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	20円/kWh＋消費税	20円/kWh＋消費税		
基準価格			20円/kWh	－
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	－

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（2022年度の調達価格は20円/kWh＋消費税）。

㉖水力（5,000kW以上30,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度	2023年度
調達価格	12円/kWh＋消費税	12円/kWh＋消費税		
基準価格			12円/kWh	－
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	－

※ 2022年度・2023年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（2022年度の調達価格は12円/kWh＋消費税）。

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

㉗バイオマス（一般木材等（10,000kW未満））：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格（注13）	24円/kWh+消費税	24円/kWh+消費税	24円/kWh+消費税
基準価格（注14）			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）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	入札制	入札制	
供給価格上限額	第3回19.6円（事前非公表）	第４回 ー（事前非公表）	ー
基準価格（注15）			入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

㉙バイオマス（未利用材（2,000kW未満））：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度
調達価格（注13）	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税
基準価格（注14）			40円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

㉚バイオマス（未利用材（2,000kW以上））：

	（参考）2020年度	（参考）2021年度	2022年度
調達価格（注16）	32円/kWh+消費税	32円/kWh+消費税	32円/kWh+消費税
基準価格			32円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注13）2022年度は地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件を求めない。（注14）2022年度は50kW以上。

（注15）2022年度について、液体燃料については50kW以上。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は入札制）とする。

（注16）2022年度は10,000kW未満かつ地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは、10,000kW未満の地域活用要件を求めないこととし、10,000kW以上について地域活用要件なしの特定調達対象区分等にも該当する。

令和3年度以降（2021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）2020年度	（参考）2021年度	2022年度
調達価格（注16）	13円/kWh+消費税	13円/kWh+消費税	13円/kWh+消費税
基準価格（注14）			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）2020年度	（参考）2021年度	2022年度
調達価格（注16）	17円/kWh+消費税	17円/kWh+消費税	17円/kWh+消費税
基準価格（注14）			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）2020年度	（参考）2021年度	2022年度
調達価格（注16）	39円/kWh+消費税	39円/kWh+消費税	39円/kWh+消費税
基準価格（注14）			39円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注14）（再掲）2022年度は50kW以上。

（注16）（再掲）2022年度は10,000kW未満かつ地域活用要件あり。ただし、沖縄地域・離島等供給エリアは、10,000kW未満の地域活用要件を求めないこととし、10,000kW以上について地域活用要件なしの特定調達対象区分等にも該当する。

※2021年度はバイオマス発電の新規燃料を認めない。

※主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、当該主産物・副産物が直接燃焼する場合に該当する区分において取り扱う。