

令和２年度の調達価格等に関する 意見

令和２年２月４日（火）
調達価格等算定委員会

目次

I. はじめに	3
II. 分野横断的事項	4
1. FIT 制度の抜本見直しとの関係について	4
(1) 基本的な考え方	4
(2) 複数年度価格設定について	4
2. 地域活用要件の詳細設計	6
(1) 自家消費型の地域活用要件	6
(2) 地域一体型の地域活用要件	14
(3) 地域からのインプットについて	17
III. 分野別事項	19
1. 太陽光発電	19
(1) 事業用太陽光発電の入札対象範囲	20
(2) 事業用太陽光発電（50-250kW）の調達価格	26
(3) 事業用太陽光発電（10-50kW）の調達価格	32
(4) 事業用太陽光発電の廃棄等費用の取扱い	36
(5) 住宅用太陽光発電の調達価格	37
2. 風力発電	42
(1) 陸上風力発電	43
(2) 洋上風力発電	49
3. 地熱発電	53
(1) 15,000kW 未満・15,000kW 以上	54
(2) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模	55
4. 中小水力発電	57
(1) 200kW 未満・200-1,000kW	58
(2) 1,000-5,000kW・5,000-30,000kW	59
(3) 既設導水路活用型	61
(4) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模	62
5. バイオマス発電	64
(1) 新規燃料の取扱い	65
(2) 木質等バイオマス発電	67
(3) 一般廃棄物その他バイオマス発電	71
(4) メタン発酵バイオガス発電	73
(5) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模	75
IV. 調達価格及び調達期間に関する結論	77

V. 入札制度	78
1. 2019 年度の入札結果	78
(1) 太陽光第 4 回・第 5 回（再掲）	78
(2) バイオマス第 2 回	79
2. 2020 年度の入札制度	80
(1) 入札実施スケジュール	80
(2) 募集容量	80
(3) 上限価格の取扱い	84
(4) 応札後に辞退があった場合の取扱い	84

I. はじめに

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。）第3条第7項、第4条第2項及び第5条第4項の規定に基づき、以下のとおり、調達価格等算定委員会の意見を取りまとめた。

我が国では、平成30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、FIT制度における買取費用総額は既に約3.6兆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。

また、再エネ特措法においては、令和2年度末までに固定価格買取制度（以下「FIT制度」という。）の抜本見直しを行う旨が規定されている。この規定を踏まえ、令和元年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「再エネ主力電源化制度改革小委員会」という。）において、①電源特性に応じた支援制度、②地域に根差した再エネ導入の促進、③再エネ主力時代の次世代電力ネットワークといった観点から、FIT制度の抜本見直しの検討が進められ、令和元年12月に中間取りまとめに向けた審議が行われたところである。今年度の本委員会においては、こうした抜本見直しの議論と歩調を合わせながら、調達価格等の検討を行った。

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形で、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2年度の調達価格等の決定、入札対象区分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、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. FIT 制度の抜本見直しとの関係について

(1) 基本的な考え方

- FIT 制度の抜本見直しに当たって、再エネ主力電源化制度改革小委員会においては、発電コストの低減や導入の進展に関する状況は電源によって様々であることから、電源ごとの特性に応じた支援制度の構築を進める方向で議論がされている。
- 具体的には、
 - 発電コストが着実に低減している電源又は低廉な電源として活用し得る電源（大規模事業用太陽光発電・風力発電等）は、今後更にコスト競争力を高めて FIT 制度からの自立化が見込める「競争電源」として、現行制度の下での入札を通じてコストダウンの加速化を図るとともに、FIP 制度を念頭に、電力市場の中で競争力ある電源となることを促す新制度を整備する方向で議論がされており、
 - 需要地に近接して柔軟に設置できる電源（住宅用太陽光発電・小規模事業用太陽光発電等）や地域に賦存するエネルギー資源を活用できる電源（小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電等）は、「地域活用電源」として、災害時のレジリエンス強化にも資するよう、需給一体型モデルの中で活用していくことが期待されるため、一定の要件（地域活用要件）を設定した上で、当面は現行の FIT 制度の基本的な枠組みを維持する方向で議論がされている。
- こうした FIT 制度の抜本見直しと整合的に調達価格等の検討を進めるため、今年度の本委員会では、①再エネ主力電源化制度改革小委員会での検討の視点を踏まえて、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で、②新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、新制度の適用があり得るものについては、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、現行制度における取扱いについては慎重に検討する、という基本的な考え方に沿って検討を行った。

(2) 複数年価格設定について

- 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、予め複数年の調達価格等の設定が行うことができるとされている。

- この規定に基づき、事業者の予見可能性を高めるため、風力発電（着床式洋上風力発電以外）については 2020 年度まで、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料以外）については 2021 年度まで、既に複数年度の調達価格等の設定が行われている。
- こうした中で、FIT 制度の抜本見直しにおいて、電源の特性に応じた支援制度の構築の検討がなされていることから、新制度との整合性を確保するとともに、制度の複雑化を防ぐため、今年度の本委員会では、風力発電の 2021 年度以降の取扱い、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電の 2022 年度以降の取扱いは決定しないこととした。
- 一方で、抜本見直し後の FIT 制度においては、地域活用電源に地域活用要件を求めることを踏まえつつ、事業者の予見可能性を確保するため、将来の取扱いの方向性については、今年度の本委員会で可能な限りの明確化を行うこととした。
- また、競争電源に導入される方向で議論されている新制度については、具体的な制度設計に向けた検討が今後行われることとなるが、その対象となる区分は、市場への統合による効果が期待できるものを念頭に置きつつ、各電源の案件の形成状況や市場環境等を踏まえて決定することとなっている。
- 事業者の予見可能性を確保するためには、今年度の本委員会において、複数年度価格設定を行ってきている地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電について、2022 年度の新制度の対象を決定することが本来望ましいが、新制度の詳細が決定していない現時点でその具体的な対象を決定することは難しいことから、来年度以降の本委員会で検討することとした。その際、新制度が適用されるまでの取扱いについても併せて検討することとした。

2. 地域活用要件の詳細設計

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会における FIT 制度の抜本見直しの検討では、地域活用電源について、電源の立地制約等の特性に応じ、レジリエンスの強化やエネルギーの地産地消に資するよう、地域活用要件を設定する方向で議論が進められている。
- 具体的には、自家消費の確認ができることに加え、災害時に当該再エネ発電設備で発電された電気が活用できることを求める「自家消費型の地域活用要件」と、災害時に当該再エネ発電設備で生み出された電気・熱が地域において活用できるというレジリエンス強化の観点とエネルギー地産地消の観点を踏まえた「地域一体型の地域活用要件」について、検討が行われたところである。
- 施行時期を含む地域活用要件の詳細設計については、FIT 制度上の区分に関わることから、同小委員会から本委員会に詳細設計の検討が要請された。この要請を踏まえて、今年度の本委員会では、同小委員会での議論を原則踏襲しながら、要件の詳細について検討を行った。
- すなわち、自家消費型の地域活用要件については、
 - 小規模事業用太陽光発電（低圧（10-50kW））については、詳細の検討を今年度の本委員会で行った。
 - 一方で、小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電については、自家消費型の要件も認めることとし、今後も引き続き検討することとした。
- また、地域一体型の地域活用要件については、
 - 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踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討することとした。
 - 一方で、小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電については、詳細の検討を今年度の本委員会において行った。

(1) 自家消費型の地域活用要件

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会において、小規模事業用太陽光発電（低圧（10-50kW））については、立地制約等を踏まえ、2020 年度から自家消費型の地域活用要件を設定する方向で議論が進められ、本委員会に詳細設計の検討の要請がなされた。

- また、本委員会での検討に当たっては、再エネ主力電源化制度改革小委員会での検討の視点に加えて、再生可能エネルギーの持続的・継続的な大量導入を目指す観点から、以下の視点も踏まえて検討を行った。
 - 小規模事業用太陽光発電は、地域でのトラブル、大規模設備を意図的に小さく分割することによる安全規制の適用逃れ、系統運用における優遇の悪用（例：低圧設備は接続検討申込みが不要であり、接続に要する期間が短いことを利用し、本来高圧として設置すべき規模の設備を分割して設置すること）などが発生し、地域における信頼が揺らぎつつある。例えば、これまでに標識や柵等設置義務違反として指導を実施した対象の大半が 10-50kW の小規模事業用太陽光発電である。
 - また、多くの案件（件数ベースで全体の約 8 割）が過積載を行っており、平均的な過積載率（パネル出力÷パワコン出力）は 130%を超えているという実態もある。
 - このため、小規模事業用太陽光発電事業が、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には、全量売電を前提とした野立て型設備ではなく、需給が近接した形（自家消費）を前提とした屋根置き設備等の支援に重点化しながら、地域に密着した形での事業実施を求めることが必要である。

① 自家消費比率

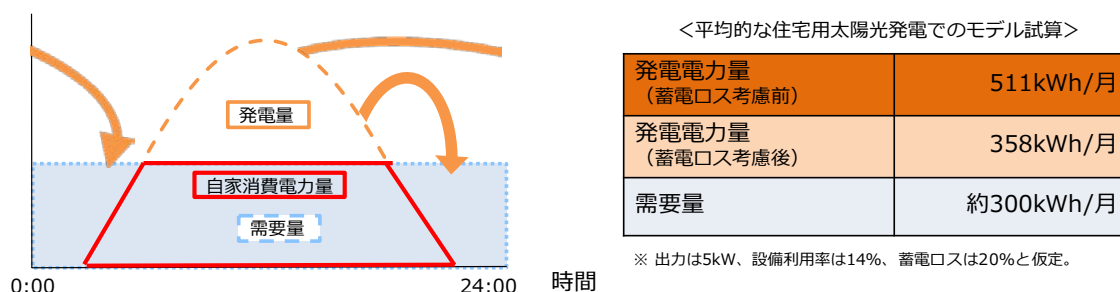
- 自家消費型を地域活用要件の一類型としている趣旨は、自家消費型の再エネ発電事業が、①需要地において需給一体的な構造として系統負荷の小さい形で事業運営がなされ、災害時に自立的に活用されることで、全体としてレジリエンス強化に資するものであり、また、②需給が近接した形で、地域に密着した事業実施を行うことにより、地域において信頼を獲得し、長期安定的な事業運営に繋がるものであるためである。
- この趣旨を踏まえると、需要地において自家消費を進め、できる限り自家消費比率を高めることが理想的である。
- なお、自家消費比率の設定に当たって、事務局において、ヒアリングや機械的な計算を行ったところ、以下の結果が得られた。
 - 現時点で自家消費を行っている者（コンビニエンスストア・倉庫・公共施設）にヒアリングを行ったところ、様々な自家消費比率の案

件があったが、自家消費比率が 100%の案件が一定程度存在した。その理由としては、①相当量の自家消費が見込まれることから、手続きに要するコストを勘案し、系統連系や FIT 認定申請を行わないこと、②補助金等を活用して設備を導入しているところ、全量自家消費を行うことが当該補助金等の交付要件等となっていること、などが挙げられた。

- 一定のモデルを想定して機械的に自家消費比率の計算を行ったところ、①常時電力需要が存在するコンビニエンスストアなど、②平日昼間のみ大きな電力需要が存在する業務ビル・工場、のいずれにおいても、自家消費比率は 70%以上と計算された。

- ただし、現在の住宅用太陽光発電の自家消費比率の想定値は 30%であり、実績も概ね 30%となっている。また、この住宅用太陽光発電のケースにおいて、仮に必要な十分な容量の蓄電池を設置することを想定し、一定の蓄電ロス等も踏まえて機械的に計算したところ、1 日を通じた発電電力量と電力需要量は概ね同程度との結果が得られた。(参考 1)

【参考 1】 平均的な住宅用太陽光発電でのモデル試算



- 以上を踏まえ、FIT 認定時の自家消費計画や運転開始後の取締りにおいて求める自家消費比率は、①現時点では蓄電池コストが高い実態や、②屋根設置の太陽光発電事業は、当該建物内での事業形態に応じて様々な自家消費の在り方が想定され、運転期間中にも一定の上下動があり得ることから、住宅用太陽光発電における想定値を参考に、30%とすることとし、今後の動向を注視することとした。
- その上で、調達価格の設定時における自家消費比率の想定値については、委員から、
 - 再エネ特措法において、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

れている趣旨を踏まえると、自家消費の便益よりも低い水準の調達価格を設定する仮定の下では、効率的な事業実施を想定し、FIT 認定時等に求める最低限の自家消費比率よりも高く設定することが適当である、

- 自家消費を主とした事業実施を促進する観点からは、自家消費比率の想定値を少なくとも 50%と設定し、売電電力量よりも自家消費量が多い姿を想定すべきである、

との意見があったことを踏まえ、50%とすることとし、今後の動向を注視することとした。

② 自家消費の確認方法

- 自家消費の確認に当たっては、制度上想定している自家消費比率に沿った事業が実施されていることを担保することが重要であり、ごくわずかな自家消費を行う設備が設置され、実質的に全量売電となることを防ぐ必要がある。このため、FIT 認定時と運転開始後のそれぞれにおいて、次のとおり、自家消費の確認をすることとした。

1) FIT 認定時における自家消費の確認

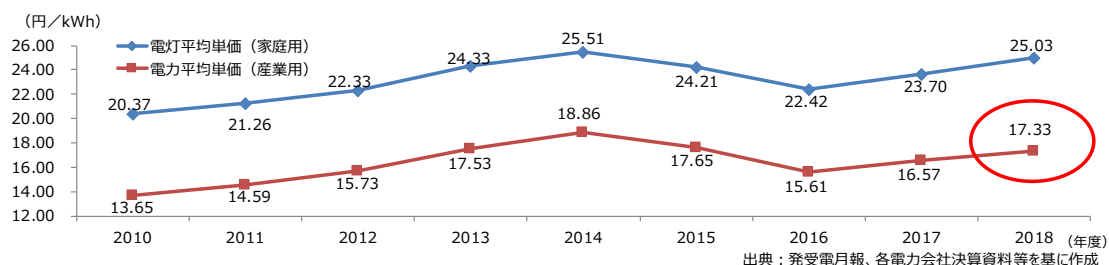
- 当該再エネ発電事業が自家消費を行う計画であることを確認するため、FIT 認定時に、当該需要地における電力消費量と整合的（例：既築建築物に再エネ発電設備を設置する場合には、前年の当該建築物における電力消費量との整合を求める）かつ、少なくとも制度上想定している自家消費比率以上の自家消費を行う「自家消費計画」の提出を求めることとした。
- さらに、当該再エネ発電設備が自家消費を行う構造であることを確認するため、FIT 認定時に、配線図等に基づき、「自家消費計画」に基づく自家消費が可能な設備となっていることを確認することとした。

2) 運転開始後における自家消費の確認

- 運転開始後においては、FIT 認定時に確認された「自家消費計画」に沿って継続的に再エネ発電事業が実施されることが想定されており、自家消費量が減少して実質的に全量売電となっている再エネ発電事業者が生じることを防ぐ必要がある。

- 自家消費による便益は電気料金相当分と考えられるところ、例えば、直近（2018 年度）の電力 10 社の産業用電気料金平均単価は 17.33 円/kWh（税抜価格、消費税率 10%を付加すると 19.06 円/kWh）となっている（参考 2）。電気料金の水準を下回る調達価格が設定されれば、自家消費による便益が売電による便益を上回り、経済合理的な選択として、自家消費量をなるべく増大させる行動が取られるという考え方もある。
- 他方で、実際の電気料金の水準は小売電気事業者によって様々であることから、電力 10 社の産業用電気料金平均単価の水準を下回る調達価格が設定されたとしても、全ての案件では、経済合理的な選択として、自家消費量の増大が促されない可能性もある。
- このため、運転開始後の自家消費の継続を制度的に担保するため、買取電力量を確認し、制度上想定している自家消費比率を構造的に満たし得ないと疑われる案件については、当該再エネ発電事業の具体的な状況を確認した上で、必要と認められる場合には FIT 認定の取消し等の厳格な措置を講じることとした。

【参考 2】電力 10 社の電気料金平均単価（税抜）の推移



3) 将来的な検討事項

- 運転開始後における自家消費の担保の在り方については、自家消費の実態に関してのデータ収集が進めば、そのデータに基づきトップランナーなどを想定し、実質的な売電量の上限を設定する方向を目指すべきと考えられる。こうした方向に基づく制度を可能な限り早期に施行することを目指して、自家消費の実態に関してのデータ収集や、関係事業者によるシステム設計を進めることとした。

③ 営農型太陽光発電の取扱い

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会においては、地域活用電源に関する制度検討に当たり、エネルギー分野以外の行政分野との連携案件（例：

耕作放棄地の農地転用による営農型太陽光発電）であって、その行政分野における厳格な要件確認ができるものの取扱いが論点とされた。

- 営農型太陽光発電は、農地に太陽光発電設備を設置しつつ、その下部で農作物生産を実施するものであるが、エネルギー政策の3E（安定供給、コスト、環境適合）の観点から評価すると、営農型かどうかに関わらず、エネルギー自給率の向上や温室効果ガスの排出削減の効果は同じであり、定期報告データを踏まえると、事業に要するコストも大きく変わらない。（参考3）

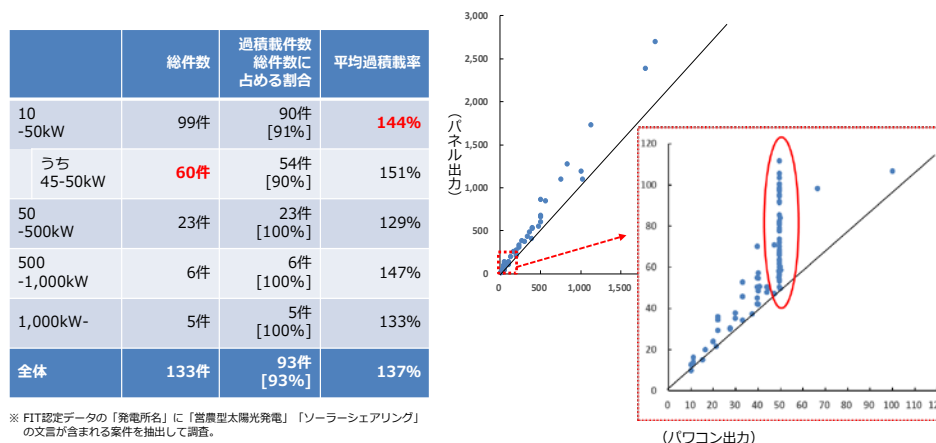
【参考3】事業用太陽光発電（全体）と営農型のコスト比較

	事業用太陽光（全体）	営農型
システム費用	26.6万円/kW	25.7万円/kW
土地造成費	0.64万円/kW	0.26万円/kW
接続費	0.97万円/kW	1.50万円/kW
資本費	28.2万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.55万円/kW/年	0.37万円/kW/年
設備利用率	14.6%	16.3%

※ 営農型については、FIT認定データの「発電所名」に「営農型太陽光発電」「ソーラーシェアリング」の文言が含まれる案件を抽出して調査。

- また、発電所の規模についても、現時点でFIT認定を受けている案件のうち、営農型太陽光発電と推定されるもののパネル出力・パワコン出力を分析すると、以下のとおりとなっており、一般的な事業用太陽光発電の案件と同様であった。
 - 多くの案件がパワコン出力50kWに張り付く傾向にあり（パワコン出力45-50kWの案件は件数ベースで全体の45%）、こうした案件のパネル出力は50kWより大きい（過積載を実施している）。
 - 10-50kWの規模帯の平均過積載率が144%であることを踏まえると、パワコン出力35kW以上の案件は、平均的には50kW以上のパネルを設置していると考えられる。（参考4）

【参考４】 営農型太陽光発電のパネル出力とパワコン出力の関係



- 一方で、営農型太陽光発電は、営農と発電の両立を通じて、エネルギー分野と農林水産分野での連携の効果も期待されるものである中で、一部の農地には近隣に電力需要が存在しない可能性もあることに鑑み、農林水産行政の分野における厳格な要件確認を条件に、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であれば、地域活用要件を満たすものとして認めることとした。
- 具体的には、農林水産省において、特に営農が適切に継続される蓋然性が高い場合や、荒廃農地の再生利用の促進が期待できる場合等については、10年間の農地転用を認めている。長期安定的な発電を促しつつ、エネルギー政策と農林水産政策の連携の深化を図っていくため、10年間の農地転用が認められ得る案件は、地域活用要件を満たすこととなる「農林水産行政の分野における厳格な要件確認」を経たものとする（※）こととした。

（※）農地転用の制度運用上、FIT 認定がなければ農地転用許可を得ることが実質的に難しいとの指摘があるため、上記条件の下での農地転用許可がなされることを条件に FIT 認定を行い、事後的に農地転用許可がなされたことを確認することとした。
- 委員からは、エネルギー分野と他の行政分野の適切な役割分担の観点から、この営農型太陽光発電の取扱いを先例として、類似の案件について、他の行政分野での意義があるからといって、いたずらに地域活用要件における例外的な取扱いが拡大しないよう留意が必要との意見があった。

④ 災害時活用の具体的な方法

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会において、自家消費型の地域活用要件については、災害時に当該再エネ発電設備で発電された電気が活用されることを担保するため、災害時の活用に資する設備構造を有し、災害時に当該設備が活用される計画であることを確認する方向が取りまとめられた。
- 本委員会においては、この方向性を具体化し、災害時に活用するための最低限の設備を求めるものとして、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（自立運転機能）を前提とした上で、給電用コンセントを有し、その災害時の利活用が可能であることを求めることとした。

⑤ 施行時期

- 小規模事業用太陽光発電（低圧（10-50kW））については、事業形成の準備期間を考慮して、一定の要件を満たす場合には経過措置を設けて、地域活用要件なしでの FIT 認定を認めるという考え方もある。
- 他方で、今般地域活用要件が設定される事業用太陽光発電は、50kW 未満の低圧設備であることから、接続申込みから接続契約締結に至る標準的な期間は 1 ヶ月であり、整地や大規模工事の準備等も不要であるケースが大半であることから、リードタイムが短い電源である。
- こうした中で、仮に経過措置を認める場合には、同一事業地で大規模設備を意図的に小規模設備（50kW 未満）に分割するような事業実施を誘導するおそれがある。
- また、2019 年 10 月以降、本委員会や再エネ主力電源化制度改革小委員会において、2020 年 4 月から自家消費型の地域活用要件を設定することについて、累次にわたり公開の場での検討が重ねられてきていることを踏まえれば、それまでに開発されてきた 50kW 未満として通常想定される案件は、一般的には、2019 年度の認定申請期限日（12 月 20 日）までに FIT 認定申請がなされていると考えられる。
- したがって、2020 年 4 月以降の新規認定案件には地域活用要件を求める（2019 年度の認定申請期限日後の FIT 申請案件には、2020 年度認定案件として地域活用要件を求める）こととした。

(2) 地域一体型の地域活用要件

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会において、小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電については、立地制約等を踏まえ、自家消費型だけでなく、地域一体型の地域活用要件を設定する方向で議論が進められ、本委員会に詳細設計の検討の要請がなされた。

① 具体的な要件設定

- 地域一体型の地域活用要件については、再エネ主力電源化制度改革小委員会での議論を踏まえ、レジリエンス強化の観点とエネルギーの地産地消の観点の双方を考慮して検討することが重要である。
- この中で、エネルギーの地産地消が実現している案件は、地域に密着して需給一体型モデルで実施されるものであることから、災害時の活用が図られやすいものであり、その多くがレジリエンス強化に繋がるものと考えられる。
- したがって、レジリエンス強化の観点を確認することにより、エネルギーの地産地消の観点も満たす事業実施を促していくことができるため、地域一体型の具体的要件は、レジリエンス強化の観点から、次の1)～3)のいずれかの要件を求めることとした。一方で、エネルギーの地産地消が実現している案件であっても、電源特性上、災害時の活用が難しいものがあることを踏まえ、次の4)の類型についても、地域一体型の地域活用要件として認めることとした。

1) 災害時（停電時）の電気の活用

- 災害時に当該再エネ発電設備で発電された電気が活用されることを担保するために、地方自治体の関与・連携が重要であることを踏まえ、災害時（停電時）における当該再エネ発電設備で産出された電気の活用が、地方自治体の防災計画等に位置付けられていることを要件とすることとした。この防災計画等については、防災計画に限定することなく、災害時の活用に資するものであれば、ハザードマップや地方自治体と再エネ発電事業者との間の個別協定なども含めて、広く認めることとした。
- なお、その活用の方法については、委員から、電源によっては、ブラックスタートできる設備構造とするために大きなコストを要するものもあることから、地域における電源車の配備・活用など、費用効率性を踏まえたレジリエンス確保の在り方を検討する必要があるとの意見があ

った。こうした意見も踏まえつつ、事務局が業界団体等に追加的にヒアリングを行った結果、以下の結果が得られた。

- 例えば、太陽光発電については、光エネルギーを電気に変換する技術方式であり、発電時にタービンの回転を介在させないことから、停電時に発電所が完全に停止した状態から再度発電を行うことが容易な電源である。
 - また、バイオマス発電などの一部の電源では、発電所が完全には停止していない状態であれば、再度自走できるより低コストな技術方式（自励式）が存在している。
 - 一方で、その他の電源については、停電時に発電所が停止した状態から再度発電を行うために、蓄電池や重油等による自家発電設備の設置等が必要となる。その際、追加的に要するコストを抑制するためには、再エネ発電設備の機能面での対応だけでなく、再エネ発電事業者が地方自治体等と連携しながら、再エネ発電設備を災害時に面的に活用し得る実施体制を整備し、地方自治体がその内容の妥当性を確認するなどといった方法もあり得る。
- 今後、こうしたヒアリング結果も踏まえながら、電源ごとの特性に応じて、追加的に要するコストや詳細の要件について、今後検討を深めていくことが必要である。

2) 地域マイクログリッド

- 地域マイクログリッドのような、平時は既存の系統配電線を活用し、緊急時にはオフグリッド化して地域内に電力供給を行う方法は、地域内での電気の融通を通じた災害時のレジリエンス強化に資するものである。
- 一方で、現状では具体的な方法を確認中であり、事業採算性の確保にも課題がある。このため、将来的に方法が確立した時点で要件とすることとした。

3) 災害時（停電時）の熱の活用

- 熱電併給設備については、熱の長距離輸送が物理的に困難であることから、平時においても発電所立地地点の近傍での熱消費が想定される。このため、熱電併給そのものがレジリエンスに資するものであると考えられる。その上で、災害時（停電時）において、当該再エネ発電設備で産出された熱を活用することを促すため、災害時（停電時）における当該

再エネ発電設備で産出された熱の活用が、地方自治体の防災計画等に位置付けられていることを要件とすることとした。

- なお、災害時の熱の活用については、電気の活用の場合と同様に、電源特性に応じた対応を考慮する必要がある。このため、前述のヒアリング結果も踏まえながら、電源ごとの特性に応じて、追加的に要するコストや詳細の要件について、今後検討を深めていくことが必要である。

4) 地域が自ら取り組む再エネ発電事業

- 地方自治体が主体的に再エネ発電事業に取り組む案件は、地元に着して事業が実施されるものであることから、エネルギーの地産地消に繋がりがやすいものと考えられる。このため、原則として地域一体型の要件として認めることとするが、地方自治体の再エネ発電事業への関与の度合いは様々であることにも留意が必要である。
- したがって、地域が自ら取り組む再エネ発電事業として、①地方自治体が自ら実施する再エネ発電事業、又は②地方自治体が直接出資する再エネ発電事業については、地域一体型の地域活用要件を満たすとした上で、その他の類型は、個別案件の形成状況を見ながら、来年度の本委員会で引き続き検討していくこととした。

② 施行時期

- 小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電については、系統接続・地元調整・設備や工事の見積り取得などに要する期間として、1～2年程度を要する上、今後、地域活用要件を満たすために地方自治体との調整が必要となる場合があるため、リードタイムが長い電源と考えられる。
- このため、小規模地熱発電・小水力発電・バイオマス発電の地域活用要件の施行時期は2022年4月とすることが原則であるが、その際に、2020年度から、事後的に地域活用要件を具備することを条件に条件付きのFIT認定を行い、2022年4月に事後的な地域活用要件の確認を行うかどうか論点となる。
- こうした取扱いについて、より多くの案件に地域と一体となった事業実施を求めるためには、できる限り早い時期から地域活用要件を求めることが望ましい一方で、地域一体型の地域活用要件の細部にまだ論点が残されている中で、事後的に地域活用要件を具備することを条件に条件付きのFIT認定を行うことで、事業者の予見可能性を損なうおそれもある。

- 以上を踏まえ、2020 年度・2021 年度の FIT 認定案件については、他電源と同様に、推奨事項として地域活用を求めるものと位置付けつつ、FIT 認定の要件としての施行時期は2022 年 4 月とすることとした。その際、FIT 認定の要件として地域活用を求める 2022 年 4 月までの間について、地域活用を行う案件の公表・推奨の在り方を検討していくこととした。

③ 地域活用を求める規模

- 競争電源と地域活用電源の具体的な線引きは、今後、新制度の制度設計と併せて、再エネ電源ごとのコスト低減の状況や地域貢献の程度などを考慮しつつ決定していくこととなるため、現時点で地域活用電源となる規模を確定させることは難しい。
- こうした中で、地域活用要件として求める取組については、本来は、小規模案件だけでなく大規模案件でも実施されることが期待されるものであるが、特に、現時点でコスト低減の見通しが緩やかで競争電源になじまない電源には、早期に地域活用を FIT 制度による支援の要件とする必要があると考えられる。
- このため、事業者の予見可能性を確保するため、本年度の委員会において、少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る（地域活用要件が支援の要件となり得る）可能性がある規模を決定することとし、その規模は電源ごとにコストデータ等を踏まえて検討することとした。

(3) 地域からのインプットについて

- 再エネ主力電源化制度改革小委員会においては、地域活用電源について、地域へのアウトプット（生み出されたエネルギーが発電所の近傍において活用されているか）だけではなく、地域からのインプット（地域に賦存する資源・エネルギーが活用されているかどうか）の観点でも議論がなされている。
- 水力発電や地熱発電等は、自ずと地域に賦存するエネルギーを活用するものである一方で、バイオマス発電は、地域からのインプットの観点も論点となる。
- この点について、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／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 WG」という。）の中間整理においては次の内容が取りまとめられている。

- 全てのバイオマス燃料について、ライフサイクル GHG（栽培・加工・輸送・燃焼等の工程を通じて排出される温室効果ガス）の排出量を個別に確認するべきとの意見もあった。
 - 他方、栽培を行う土地の状況、輸送ルート、加工方法等により、ライフサイクル GHG は様々であり、また、排出量の算定方法には様々な手法があり、確立されたものがないことから、政府として一律に個別確認を行うことは、現時点では現実的ではない。
 - このため、まずは、排出量が著しく大きくなる形態となっていないか確認することに加え、栽培工程・加工工程に係る GHG 排出削減計画が策定され、その量を最小限度に留めていることを第三者認証で確認することとした。
- 同中間整理でも、持続可能性の確認方法については、「社会情勢の変化に応じて、不断に見直される必要がある」とされており、引き続き、ライフサイクル GHG 排出量の論点も含めて、燃料の持続可能性の観点から検討を進めることが重要であることを本委員会としても確認した。

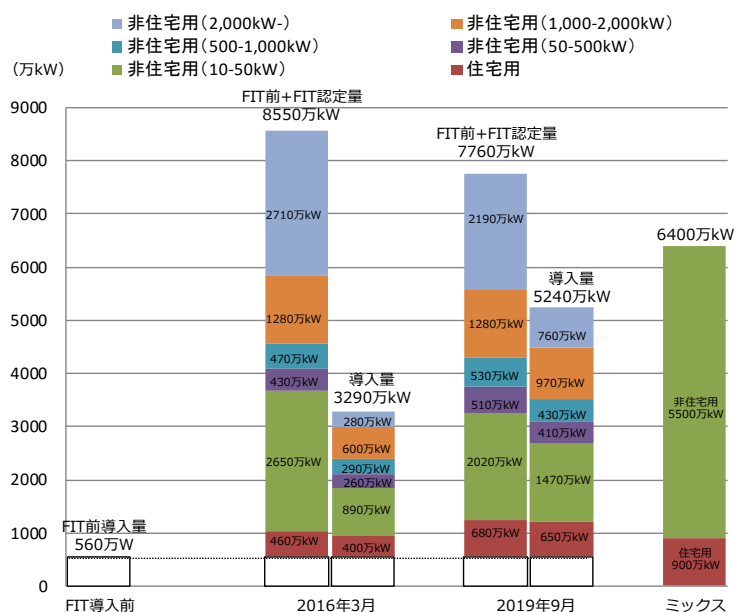
Ⅲ. 分野別事項

- 今年度の本委員会においては、各電源について、国際水準へのコスト低減に向けた更なる課題分析や取組の強化を図るため、これまで特に詳細な分析を実施してきた太陽光発電と可能な範囲で同等の分析に基づく検討を行った。

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 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 7,760 万 kW、導入量は 5,240 万 kW となっている。10-50kW の小規模案件が多く、太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT 認定量・導入量ベースともに 95%程度となっている。(参考 5)

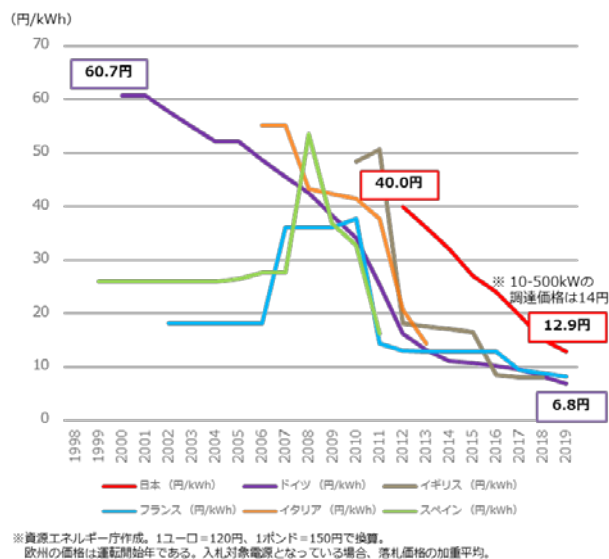
【参考 5】太陽光発電の FIT 認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分（2019年9月時点で確認できているもの）を反映済。

- 2019 年度の調達価格は、住宅用 (10kW 未満) が 24 円/kWh、事業用 (10-500kW) が 14 円/kWh であるが、海外と比べて高い。事業用 (500kW 以上) は入札対象となっており、2019 年度の加重平均落札価格は 12.91 円/kWh である。(参考 6)

【参考6】太陽光発電（2,000kW）の各国の価格



- また、事業用太陽光発電の価格目標は、2020年に運転開始する案件の平均的な発電コストで14円/kWh、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とされており、住宅用太陽光発電の価格目標は、2025年に運転開始する平均的な案件で売電価格が卸電力市場価格並みを目指すこととされている。

(1) 事業用太陽光発電の入札対象範囲

- 2017年4月の再エネ特措法改正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、これまでに合計5回の入札が実施されている。
- その入札対象範囲については、小規模案件に十分留意しつつ、原則として事業用太陽光発電の全てを入札対象範囲としていくこととしており、具体的な規模は、海外の制度動向や国内の状況（規模別のコスト動向やFIT認定量・導入量）等を踏まえて競争環境の成立状況を検討した上で決定してきた。
- 昨年度の委員会では、前述の観点等を踏まえて、2017・2018年度の入札対象範囲（2,000kW以上）の拡大の検討を行った。検討の結果、2019年度の入札対象範囲は「250kW以上」又は「500kW以上」とすることが考えられたが、入札制移行の影響を見極めて段階的な対象拡大を図るため、将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えつつ、まずは「500kW以上」とすることとした。

① 海外の制度動向

- 世界では、入札制が広く活用されている状況が継続している。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いため、対象範囲をより広くしなければ、海外と同等の入札参加量を確保することが難しい点に留意が必要である。(参考7)

【参考7】各国の入札対象範囲

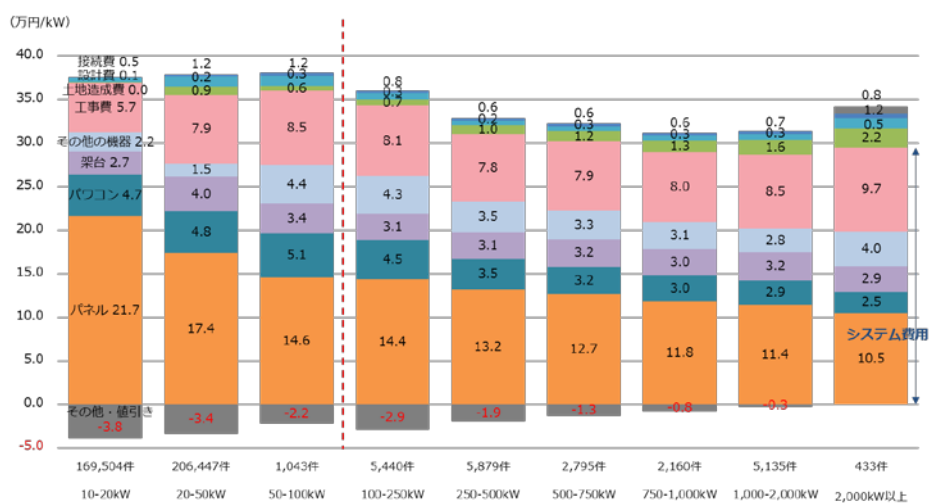
	 日本 再エネ比率：16.9% (2018年)	 ドイツ 再エネ比率：33.4% (2017年)	 イギリス 再エネ比率：29.6% (2017年)	 フランス 再エネ比率：16.6% (2017年)	 イタリア 再エネ比率：35.3% (2017年)
太陽光	500kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地上設置※1 (500～30,000kW)	20kW～ ※3
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	○ ※3
洋上風力 ※5	〔一般海域の利用 ルール適用案件〕	○	○	○	— ※2
地熱	—	—	○	—	— ※2
水力	—	—	— ※2	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) 日本のみ浮体式を除く。ただし、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

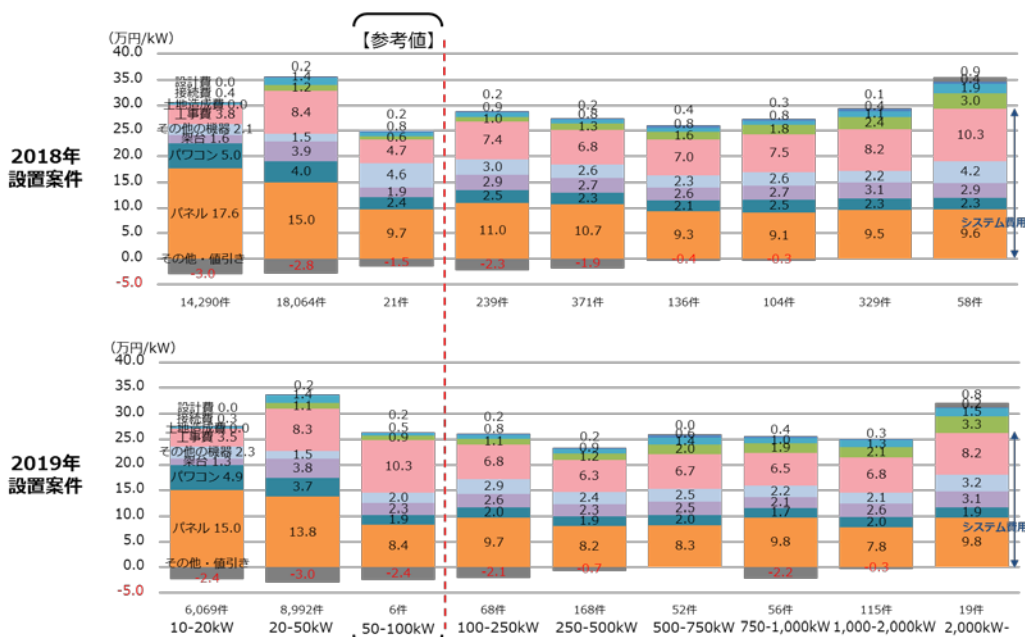
② 国内のコスト動向

- 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向について、定期報告データを用いて分析した結果、10-100kWの規模帯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(参考8)。直近に設置された案件に限定して分析した場合についても、50-100kWの規模帯の分析対象件数が少ないことに留意が必要であるが、同様の傾向となっている(参考9)。このため、100kW以上を入札対象範囲とすれば、入札による公平なコスト競争が可能であると考えられる。(参考9)

【参考8】事業用太陽光発電のコスト動向（全設置期間）



【参考9】事業用太陽光発電のコスト動向（直近の設置案件）



(※) 50-100kWについては、2018年設置案件が21件・2019年設置案件が6件のみと件数が少ないため、参考値である。

③ FIT 認定量・導入量

- 事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量・導入量（容量ベース）を踏まえると、入札対象範囲を「100kW 以上」としても、ドイツの入札対象範囲の割合（全体の容量の 85%程度）には届かないものの、事業用太陽光発電全体の FIT 認定量・導入量の 6～7 割程度の範囲がカバーされることとなる。（参考 10）

【参考 10】事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量・導入量（容量ベース）

＜2019年9月末時点のFIT認定量（容量ベース）＞												単位：MW
認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 10kW- 全体合計	
2012年度（40円）	2,253	46	236	153	187	158	333	545	969	3,436	6,364	14,678
2013年度（36円）	6,457	27	192	176	298	244	457	829	905	5,196	9,595	24,375
2014年度（32円）	3,315	16	162	115	169	146	252	385	321	1,619	3,798	10,298
2015年度（27円）	1,564	4	51	39	63	66	96	145	102	483	755	3,369
2016年度（24円）	2,322	3	53	52	82	99	149	195	160	566	1,177	4,857
2017年度（21円）	1,696	2	35	33	51	66	127	103	113	397	39	2,663
2018年度（18円）	2,334 (145)	4 (1)	61 (8)	62 (8)	102 (14)	148 (15)	245 (19)	268 (23)	260 (26)	1,074 (88)	196 (0)	4,752 (346)
2019年度（14円）	— (210)	— (0)	— (4)	— (5)	— (8)	— (10)	— (19)	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	— (255)
認定量合計	20,150	102	794	635	960	936	1,678	2,470	2,829	12,771	21,923	65,247
当該規模以上の案件が 全体に占める割合	100.0%	69.1%	69.0%	67.7%	66.8%	65.3%	63.9%	61.3%	57.5%	53.2%	33.6%	—

＜2019年9月末時点のFIT導入量（容量ベース）＞												単位：MW
導入年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 10kW- 全体合計	
2012年度	2,413	45	235	145	166	138	256	404	640	1,784	541	6,766
2013年度	3,582	23	145	116	189	127	247	462	536	1,947	1,000	8,374
2014年度	2,923	13	133	105	170	135	257	429	441	2,293	1,265	8,165
2015年度	1,936	8	81	62	96	96	164	266	250	1,342	1,145	5,446
2016年度	1,492	4	51	45	76	88	132	182	185	1,048	1,456	4,759
2017年度	1,523 (763)	4 (2)	42 (20)	41 (20)	61 (29)	77 (38)	129 (62)	143 (78)	160 (82)	881 (480)	1,847 (708)	4,908 (2,283)
2018年度	— (826)	— (1)	— (19)	— (18)	— (29)	— (39)	— (70)	— (75)	— (81)	— (350)	— (389)	— (1,898)
2019年度	14,695	98	705	533	786	700	1,255	1,962	2,293	9,646	7,643	40,315
導入量合計	14,695	98	705	533	786	700	1,255	1,962	2,293	9,646	7,643	40,315
当該規模以上の案件が 全体に占める割合	100.0%	63.6%	63.3%	61.6%	60.2%	58.3%	56.6%	53.4%	48.6%	42.9%	19.0%	—

（注）経過措置として調達価格21円を適用した2018年度認定案件は、「2017年度（21円）」の欄に集計した。2018年度・2019年度の括弧表記は、年度上半期（4-9月）のみの数値である。

- また、事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量（件数ベース）について、100-500kW の規模帯には一定の FIT 認定件数が存在することから、入札対象範囲の拡大に伴う社会的トータルコストの増大を検討するため、次の方法で、2019 年度通年の FIT 認定件数等の推計を行った。
 - 2019 年度の入札対象範囲外（10-500kW）については、2019 年度前半（4 月～9 月）の FIT 認定件数に基づいて、年度の前半と後半の認定件数の比率が 2018 年度と同様と仮定して、2019 年度通年の FIT 認定件数を推計した。
 - 2019 年度の入札対象範囲（500kW 以上）については、太陽光第 4 回・第 5 回の入札の落札案件が全て FIT 認定に至るものとして、2019 年度通年の FIT 認定件数を推計した。
- この結果、推計された 2019 年度通年の FIT 認定件数等は参考 11 のとおりとなった。

【参考 11】 事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量（件数ベース）

＜2019年9月末時点のFIT認定量（件数ベース）＞

単位：件

認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW- 全体合計
2012年度（40円）	93,861	557	1,735	711	722	469	717	966	1,072	2,184	371	103,365
2013年度（36円）	215,416	311	1,361	804	1,167	713	984	1,500	1,051	3,432	494	227,233
2014年度（32円）	134,653	180	1,138	530	657	435	547	695	380	1,073	208	140,496
2015年度（27円）	58,182	47	358	182	247	201	209	256	121	324	34	60,161
2016年度（24円）	73,585	32	354	247	314	300	328	343	193	395	59	76,150
2017年度（21円）	51,489	25	234	157	194	201	277	173	134	268	4	53,156
2018年度（18円）	66,873 (6,350)	43 (7)	382 (49)	288 (39)	381 (52)	432 (46)	530 (42)	438 (37)	309 (30)	691 (58)	6 (0)	70,373 (6,710)
2019年度（14円）	— (8,823)	— (1)	— (26)	— (24)	— (29)	— (29)	— (39)	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	— (8,971)
認定量合計	702,882	1,196	5,588	2,943	3,711	2,780	3,631	4,371	3,260	8,367	1,176	739,905
当該規模以上の案件が 全体に占める割合	100.0%	5.0%	4.8%	4.1%	3.7%	3.2%	2.8%	2.3%	1.7%	1.3%	0.2%	-

【推計結果】

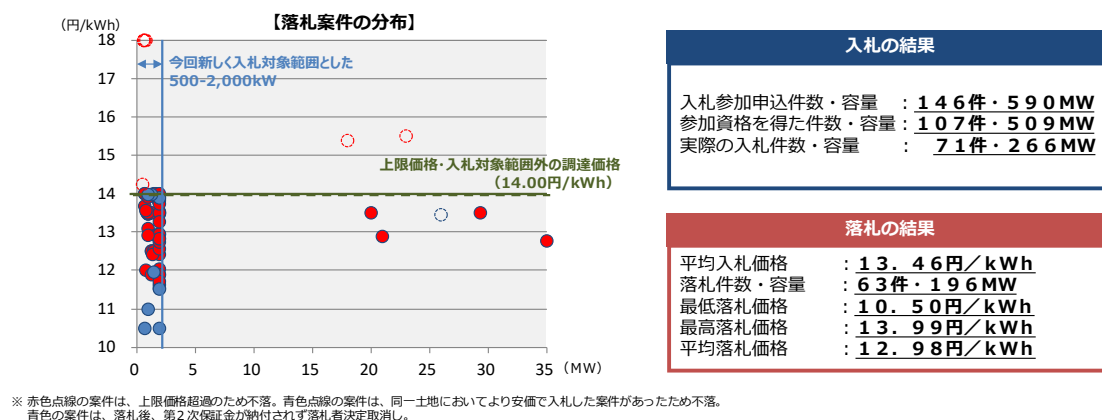
認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW- 全体合計
2019年度【推計】	92,917	6	203	177	212	272	492	4	19	62	5	94,369
当該規模以上の 合計件数	94,369	1,472	1,466	1,243	1,066	854	582	90	86	67	5	—

（注）経過措置として調達価格21円を適用した2018年度認定案件は、「2017年度（21円）」の欄に集計した。2018年度・2019年度の括弧表記は、年度上半期（4-9月）のみの数値である。

④ 2019 年度の入札結果

- 太陽光第4回（2019年度上期・募集容量300MW）の入札は、入札対象範囲を「500kW以上」に拡大して初めての入札となった。上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数・容量は71件・266MWとなり、募集容量を下回った。平均入札価格は13.46円/kWhであった。63件・196MWが落札し、平均落札価格は12.98円/kWh・最低落札価格10.50円/kWhとなった。
- 上限価格に張り付いた案件は一部（13.50-14.00円/kWhの入札：15件）であり、コスト低減が確認された。新しく入札対象範囲とした規模（500-2,000kW）の案件は、特に入札価格が低かった。（参考12）

【参考 12】 太陽光第4回の入札結果

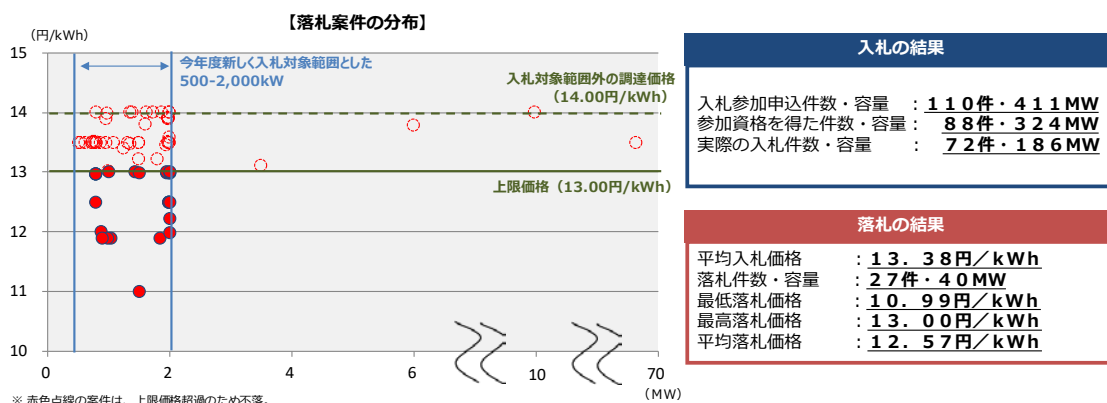


- 太陽光第5回（2019年度下期・募集容量416MW）の入札は、上限価格を

非公表として実施した。ただし、入札情報システムの不具合により特定の操作をした場合に一部の入札情報が閲覧可能な状態であることが確認されたため、公平性を確保するために入札参加資格者の件数・容量(88件・324MW)を全入札参加者に伝えた上で、手作業による入札を行った。この結果、実際の入札件数・容量は72件・186MWとなり、平均入札価格は13.38円/kWhだった。27件・40MWが落札し、平均落札価格は12.57円/kWh・最低落札価格10.99円/kWhとなった。

- 第4回の入札と比べて、平均入札価格の低減は比較的緩やか(▲0.08円/kWh)であったものの、引き続き、今年度新しく入札対象範囲とした規模(500-2,000kW)の案件は、特に入札価格が低かった。(参考13)

【参考13】太陽光第5回の入札結果



⑤ まとめ

- 事業用太陽光発電の入札対象範囲について、海外の制度動向や国内の状況(規模別のコスト動向やFIT認定量・導入量)は、昨年度の本委員会で検討した状況から大きな変化がないことが確認された。
- また、2019年度から入札対象範囲を拡大したことに伴う影響を見極めるため、太陽光第4回・第5回の入札結果を分析した結果、新しく入札対象範囲とした規模(500-2,000kW)において、特に入札価格の低い案件が見られた。この状況を踏まえると、引き続きコスト低減の加速化を図るため、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、2019年度のFIT認定件数等は、
 - 100kW以上では、1,466件
 - 250kW以上では、1,066件

➤ 500kW 以上では 90 件

と推計され（参考 11）（※）、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。

（※）入札対象範囲となっている 500kW 以上について、推計では落札案件のみを計上しているが、実際は 3 倍程度の入札参加申込みがある点に留意が必要である。

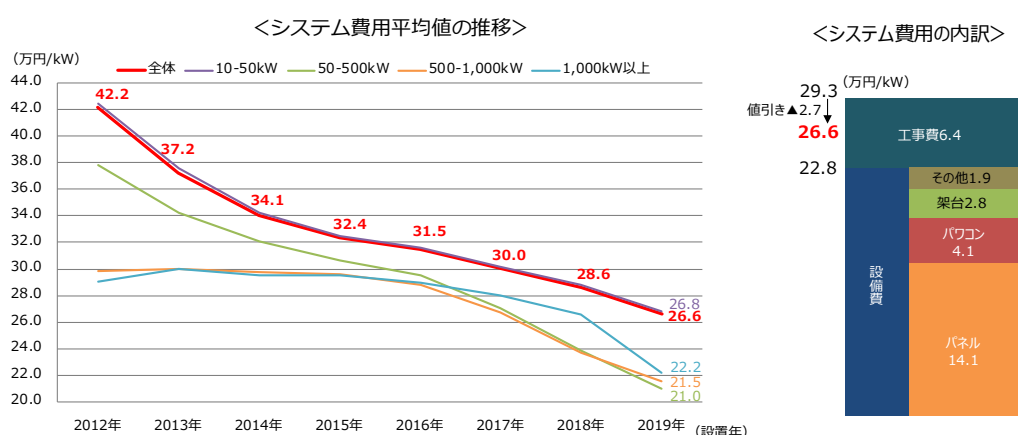
- 以上を踏まえ、これまで「2,000kW 以上」「500kW 以上」と拡大させてきた入札対象範囲を、引き続き段階的に拡大させていくこととした。具体的には、将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えながら、地域活用要件の内容や適用範囲との関係も踏まえつつ、2020 年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、「250kW 以上」とすることとした。

（2）事業用太陽光発電（50-250kW）の調達価格

① システム費用

- 事業用太陽光発電のシステム費用は全ての規模で毎年低下傾向にあり、2019 年に設置された 10kW 以上の平均値（単純平均）は 26.6 万円/kW（中央値：25.0 万円/kW）となり、前年より 2.2 万円/kW（7.0%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 50%、工事費が約 20%を占めている。（参考 14）

【参考 14】 事業用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳

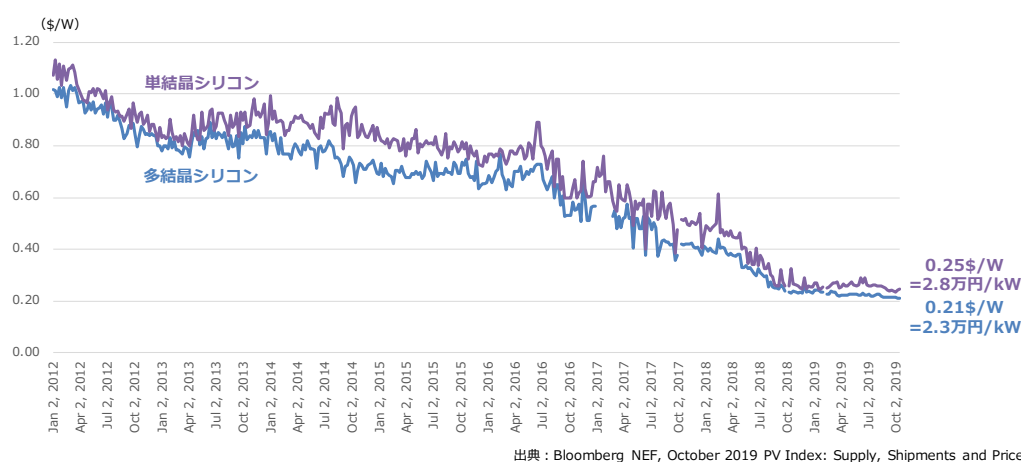


- また、本委員会の業界団体ヒアリングでは、業界団体から、2020 年度に設置される案件について、①50kW 以上では、いずれの規模でも半数以上がシステム費用 20 万円/kW 未満で事業実施が可能であり、②10-50kW で

も、設置形態によっては、半数程度がシステム費用 20 万円/kW 未満で事業実施が可能とのデータが示されている。

- さらに、民間調査機関が 2019 年 10 月に公表した太陽光パネルの国際市場価格を見ると、引き続き、価格低減が進んでおり、単結晶シリコン・多結晶シリコンのいずれも 0.2\$/W (= 2 万円/kW) 程度となっている。中国政府による国内の太陽光発電への支援縮小の影響で落ち込んだパネル需要について、引き続き緩慢であるとの分析が示されており、今後もパネル価格は低い水準で推移することが見込まれる。(参考 15)

【参考 15】 パネルの国際市況



- 調達価格の設定に当たって、事業用太陽光発電のシステム費用は、トップランナー的なアプローチで効率化を促していくため、コスト低減が進んでいる 50kW 以上のトップランナー水準を採用して想定値としている。
- 昨年度の本委員会では、トップランナーとして取るべき水準を検証するため、現在設定されている運転開始期限（調達価格が決定される FIT 認定時から運転開始までの期間）が 3 年間であることを踏まえて、3 年前（2015 年）に設置された案件のトップランナーの水準が、最新年（2018 年）に設置された案件のどの水準に位置しているのか、確認を行った。
- その結果、2015 年の上位 15%水準は 2018 年の上位 45%水準程度となり、2015 年の上位 20%水準は 2018 年の上位 51～52%水準程度となったことを踏まえ、現時点でコスト効率的と考えられる案件の費用水準（＝将来の平均的な案件の費用水準）を基礎に調達価格を設定する観点から、上位 17.5%水準を採用することとした。
- そこで、今年度の本委員会でも同様に、50kW 以上の案件のデータを用い

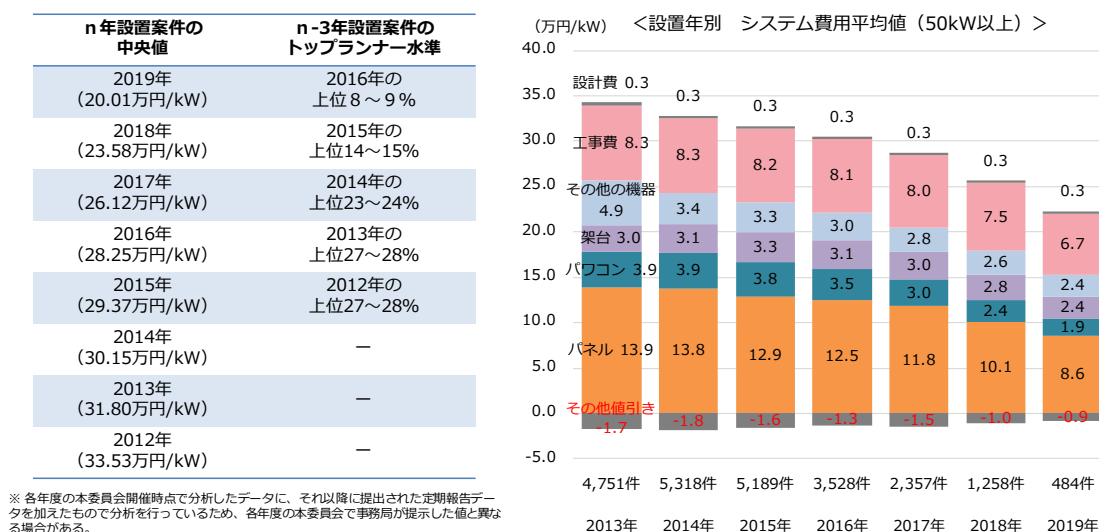
て、2019 年設置案件と 2016 年設置案件の関係の分析を行った。その結果、直近（2019 年）に設置された案件が 3 年前（2016 年）に設置された案件のどの程度の水準にあるか確認すると、上位 8～9 % の水準にあることが分かった。（参考 16）

【参考 16】 事業用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

%	2019年設置（50kW以上）	2016年設置（50kW以上）
5%	12.82	18.54
6%	13.00	19.09
7%	13.18	19.60
8%	13.36	19.94
9%	13.48	20.34
10%	13.63	20.60
11%	13.80	20.89
12%	13.99	21.17
13%	14.20	21.47
14%	14.42	21.80
15%	14.60	22.08
17.5%	15.39	22.68
20%	15.91	23.32
25%	16.57	24.29
30%	17.38	25.15
35%	17.90	26.01
40%	18.52	26.89
45%	19.41	27.48
50%	20.01	28.25

- この点を踏まえると、2020 年度のシステム費用の想定値としては、①直近の急激なコスト低減を反映し、上位 9 % 水準を採用する、②直近の急激なコスト低減は反映せず、2019 年度のトップランナー水準を据え置き、上位 17.5%水準を採用する、③直近の急激なコスト低減を注視しつつ、①②の中間的水準として、上位 13%水準を採用することなどが考えられる。
- こうした中で、50kW 以上の案件について、過年度設置案件に遡って、ある年（n 年）に設置された案件の中央値が 3 年前（n－3 年）に設置された案件のどの程度の水準にあるか確認を行ったところ、2019 年設置案件の中央値が 2016 年設置案件の中で位置する水準（上位 8～9 %）は、過年度よりも特に上位水準であることが分かった（参考 17）。すなわち、2019 年設置案件では、過去のペース以上のコストダウンが発生しており、今後も同様のペースでコストダウンが進むかどうかは注視が必要である。

【参考 17】 事業用太陽光発電（50kW 以上）のコスト低減ペース



- また、第 5 回太陽光入札の平均入札価格は 13.38 円/kWh となっており、第 1 回から第 4 回までの各回の平均入札価格の平均低減率（約 1 割）と比べると、前回（第 4 回）（平均入札価格 13.46 円/kWh）からの低減幅は小さい点にも留意が必要である。
- 以上を踏まえ、2020 年度のシステム費用の想定値は、直近の急激なコスト低減を注視するため、50kW 以上の 2019 年設置案件の上位 13%を採用し、14.2 万円/kW とすることとした。

② 土地造成費

- 昨年度の委員会では、2018 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 0.67 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 2019 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 0.64 万円/kW、中央値は 0 円/kW となり（参考 18）、昨年度から大きな変化はないことから、2020 年度の想定値は据え置くこととした。

【参考 18】 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	50-500 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	0.62 (0.63)	0.99 (1.26)	1.59 (1.50)	1.88 (2.10)	1.81 (2.15)	2.34 (1.67)	0.64 (0.67)
中央値	0.00 (0.00)	0.50 (0.87)	1.04 (1.24)	1.08 (1.68)	0.98 (1.78)	2.33 (1.50)	0.00 (0.00)
件数	14,914	235	103	126	110	16	15,378
2019年度 想定値	0.4						

() 内は昨年度の委員会で検討した2018年設置案件の土地造成費。

③ 接続費

- 昨年度の委員会では、2018 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 1.27 万円/kW、中央値が 0.79 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 2019 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 1.33 万円/kW、中央値は 0.59 万円/kW となったが（参考 19）、大きな変化は見られないことから、2020 年度の想定値は据え置くこととした。

【参考 19】 事業用太陽光発電の接続費

	接続費 (万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-500 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	0.97 (1.02)	0.84 (0.89)	1.08 (0.89)	1.33 (1.27)	1.27 (1.23)	1.67 (1.58)	0.97 (1.02)
中央値	0.79 (0.84)	0.48 (0.51)	0.45 (0.39)	0.59 (0.79)	0.52 (0.73)	1.16 (0.80)	0.78 (0.83)
件数	14,914	235	103	126	110	16	15,378
2019年度 想定値	1.35						

() 内は昨年度の委員会で検討した2018年設置案件の接続費。

④ 運転維持費

- 昨年度の委員会では、直近の期間（2018 年 1 月から 2018 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 0.56 万円/kW/年・中央値は 0.46 万円/kW/年、1,000kW 以上の平均値は 0.63 万円/kW/年・中央値は 0.57 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（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た結果、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（参考 20）、引き続き想定値（0.5 万円/kW/年）と概ね同水準であることから、2020 年度の想定値は据え置くこととした。

【参考 20】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	50-500 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	0.55 (0.57)	0.44 (0.44)	0.57 (0.55)	0.64 (0.63)	0.63 (0.61)	0.69 (0.78)	0.55 (0.56)
中央値	0.44 (0.47)	0.33 (0.33)	0.48 (0.44)	0.59 (0.57)	0.57 (0.55)	0.69 (0.77)	0.44 (0.46)
件数	19,829	2,016	1,033	1,797	1,579	218	24,675
2019年度 想定値	0.5						

() 内は昨年度の委員会で検討した運転維持費。

⑤ 設備利用率

- 事業用太陽光発電の設備利用率は緩やかな上昇傾向にあり、直近の期間（2018 年 6 月から 2019 年 5 月まで）の設備利用率は、10kW 以上全体では 14.6%（前年比+0.2 ポイント）となった。
- より効率的な事業の実施を促していくため、2019 年度の調達価格の想定値（17.2%）は、システム費用のトップランナー水準と同等の水準として、50kW 以上の上位 17.5%の水準を採用している。直近の期間のこの水準の設備利用率は 17.43%となっており、前年の 17.22%より 0.21 ポイント上昇した。（参考 21）

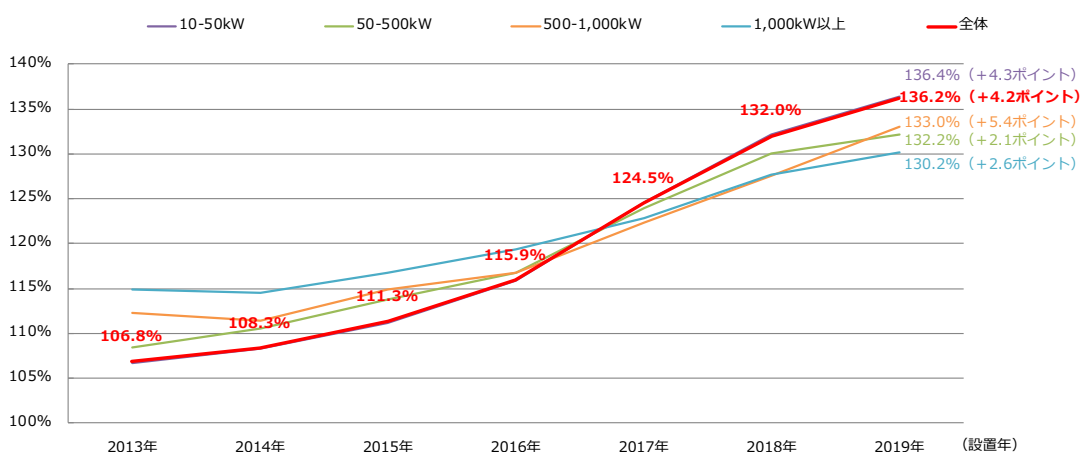
【参考 21】事業用太陽光発電の設備利用率

買取期間	設備利用率（平均値）				事業用 設備利用率			
	10kW以上 全体	50kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上	%	10kW以上 全体	50kW以上	1,000kW以上
2017年6月－ 2018年5月	14.4%	14.9%	15.8%	16.9%	5%	19.62%	19.42%	19.95%
					10%	17.91%	18.41%	18.96%
					15%	16.98%	17.72%	18.41%
					17.5%	16.66%	17.43%	18.17%
					20%	16.38%	17.19%	17.94%
2018年6月－ 2019年5月	14.6%	15.1%	16.0%	17.0%	25%	15.94%	16.73%	17.49%
					30%	15.57%	16.33%	17.14%
					35%	15.24%	15.97%	16.79%
2019年度 想定値	17.2%				40%	14.95%	15.63%	16.48%
					45%	14.67%	15.29%	16.21%
					50%	14.41%	14.96%	15.94%

←昨年度：**17.22%**
= 2019年度価格の
想定設備利用率

- こうした中で、全ての規模で過積載率の増加が継続しているものの、その増加ペースは規模によって異なり（参考 22）、全体として、今後の設備利用率の上昇傾向を注視する必要があることから、2020 年度の設備利用率の想定値については、2019 年度の想定値（17.2%）を据え置くこととした。

【参考 22】 事業用太陽光発電の過積載率の推移



(3) 事業用太陽光発電（10-50kW）の調達価格

- 2020 年度の事業用太陽光発電（10-50kW）については、自家消費型の地域活用要件が設定されることから、調達価格の設定に当たって、従来とは別異に取り扱う必要がある事項の検討を行った。

① システム費用等の各諸元

- 事業用太陽光発電の調達価格設定時に想定しているシステム費用については、トップランナー的なアプローチで効率化を促していくため、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として、10kW 以上の事業用太陽光発電全体の中でもコスト低減が進んでいる50kW 以上のトップランナー水準を採用して想定値としている。
- 2020 年度に地域活用要件が設定される規模（10-50kW）の事業用太陽光発電については、それより大規模な案件と比べて相対的にコストが高いため、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」に見合った想定値の設定を行うために、10kW 以上の事業用太陽光発電全体でトップランナー分析を行うこととした。
- その上で、地域活用要件の設定されない規模と同様に、最新年に設置さ

れた案件の中央値が、3年前に設置された案件のどの水準に位置しているのか、確認を行った。その結果、最新年（2019年）に設置された案件の中央値は、3年前（2016年）に設置された案件の上位21%水準に位置していることが分かった。（参考23）

【参考23】事業用太陽光発電（10kW以上全体）のシステム費用のトップランナー分析

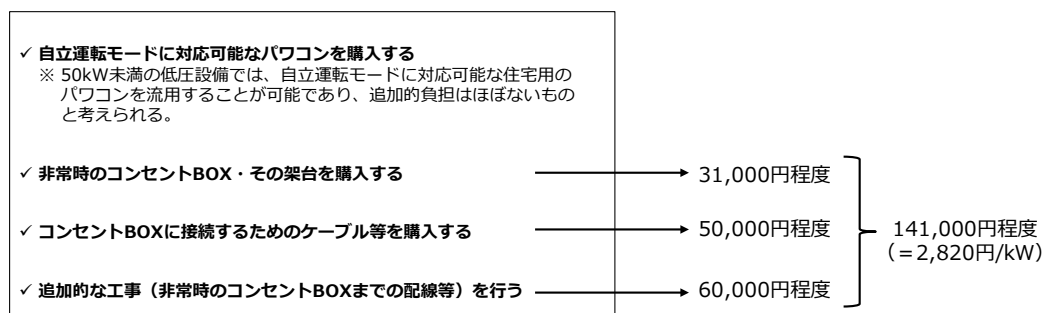
%	2019年設置（10kW以上全体）	2016年設置（10kW以上全体）
5%	16.00	19.87
10%	18.10	22.12
15%	19.60	23.62
20%	20.91	24.86
21%	21.15	25.10
22%	21.31	25.30
23%	21.49	25.51
24%	21.66	25.77
25%	21.72	26.00
30%	22.73	27.12
35%	23.46	28.20
40%	24.00	29.26
45%	24.59	30.18
50%	25.05	30.89

- 以上を踏まえ、2020年度の事業用太陽光発電（10～50kW）のシステム費用の想定値は、2019年度設置の10kW以上全体の上位21%水準を採用し、21.2万円/kWとした。
- なお、その他の諸元は、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こととした。

② 地域活用要件具備に要する費用の取扱い

- 2020年度に自家消費型の地域活用要件が設定される規模（10～50kW）の事業用太陽光発電については、災害時に活用するための最低限の設備を求めるものとして、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（自立運転機能）を前提とした上で、給電用コンセントを有し、その災害時の利活用が可能であることを求めることとした。
- この災害時の活用のために必要となる費用は、事務局による事業者ヒアリングに基づくと、2,820円/kW程度と考えられる（参考24）。この費用は、今後、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」に含まれるものと解し、2020年度の事業用太陽光発電（10～50kW）の資本費の想定値には、0.3万円/kW分を加えることとした。

【参考 24】 災害時活用のために要する費用（事業用太陽光発電・新設の場合）

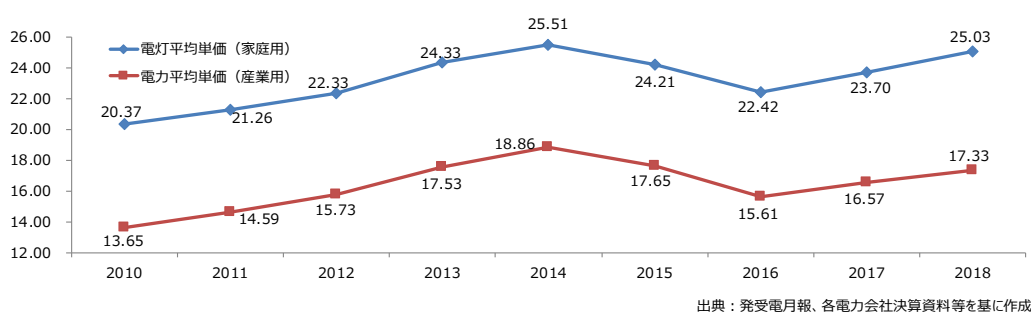


※ 事業者ヒアリングをもとに資源エネルギー庁推計。

③ 自家消費分の便益の考え方

- 2020 年度に自家消費型の地域活用要件が設定される規模（10-50kW）の事業用太陽光発電については、調達価格の設定に当たって、自家消費分の便益を想定する必要がある。
- 自家消費分の便益については、直近の電力 10 社の電気料金平均単価を踏まえて設定することとし、電気料金の上下動を勘案し、FIT 制度開始時点（2012 年度）から最新（2018 年度）の直近 7 年間の産業用電気料金（参考 25）の平均値を採用することとした。この場合、2020 年度の事業用太陽光発電（10-50kW）の自家消費分の便益の想定値は、直近 7 年間の平均値 17.04 円/kWh（税抜）に消費税率 10%を付した 18.74 円/kWh となる。

【参考 25】 電力 10 社の電気料金平均単価（税抜）の推移（再掲）



- その上で、参考 25 における産業用電気料金のデータについては、低圧・高圧・特別高圧といった料金の異なるカテゴリが混在していることから、FIT 制度の下で情報収集を進めた上で、より具体的な自家消費の実態を把握し、自家消費分の便益の設定について、必要に応じて見直しを検討することとした。

④ 既認定案件の変更認定時に適用される調達価格の取扱い

- 2019 年度以前に認定を受けた 10-50kW の事業用太陽光発電が、2020 年度に価格変更を伴う変更認定を受けようとする場合については、次のとおり取り扱うこととした。

1) 価格変更を伴う変更認定時の地域活用要件具備の要否

- より多くの再エネ発電事業に地域活用を促していくためには、2019 年度以前の既認定案件であっても、価格変更を伴う変更認定を契機として、地域活用を FIT 制度による支援の要件として求めることも考えられる。
- 他方で、既認定案件に対して地域活用要件を FIT 制度による支援の条件として適用することは、当初の FIT 認定時に想定していない事業計画の大きな変更を生じさせる可能性があり、事業者の予見可能性を損なうおそれがある。また、設備や配線の事後的な変更が生じ、新規認定案件が地域活用要件を具備する場合より高い費用を要する場合も考えられる。
- したがって、2019 年度以前に認定を受けた 10-50kW の事業用太陽光発電が、2020 年度に価格変更を伴う変更認定を受ける際には、変更認定の要件として地域活用要件の具備を求めないこととした。

2) 変更認定時に適用される調達価格

- これまでの本委員会での議論を踏まえると、2020 年度の事業用太陽光発電（10-50kW）に適用される調達価格は、自家消費型の地域活用要件が設定されることを前提としたものとなる。
- このとき、既認定案件が価格変更を伴う変更認定を受ける際に地域活用要件の具備を求めないとすれば、こうした案件に対して地域活用要件の具備を前提に設定した調達価格を適用することは適当とはいえず、むしろ、地域活用要件の設定されない規模の調達価格を適用すべきである。
- したがって、2019 年度以前に認定を受けた 10-50kW の事業用太陽光発電が、2020 年度に価格変更を伴う変更認定を受ける際には、
 - 当該案件が地域活用要件を具備しない場合は、地域活用要件の設定されない規模（50kW-250kW）の調達価格
 - 当該案件が地域活用要件を具備する場合は、地域活用要件の設定される規模（10kW-50kW）の調達価格

を適用することとした。

(4) 事業用太陽光発電の廃棄等費用の取扱い

- 事業用太陽光発電の調達価格の設定に当たっては、他の再エネ発電設備の区分と同様に、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 WG」という。）においては、太陽光発電設備の廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度の検討がなされた。この検討の中で、今後、太陽光発電のコストは更なる低減が見込まれ、その場合には資本費の5%という絶対額は小さくなる一方で、廃棄等費用については発電コストと同等の急速なコストダウンが進むかは不明であることから、
 - 今後新たに調達価格が決定される 2020 年度以降の認定案件については、調達価格等算定委員会において、これまで同様に廃棄等費用を一律に資本費の5%と想定するのではなく、同 WG におけるヒアリング結果等を踏まえて想定される廃棄等費用の額を定め、それに応じて調達価格を決定するよう、同 WG から本委員会に要請がなされた。
 - さらに、今後新たに実施される 2020 年度以降の入札対象範囲の案件についても、入札対象範囲外の案件と同様に、本委員会で想定される廃棄等費用の額を定め、これを前提に入札参加者が入札価格を決定するよう、同 WG から本委員会に要請がなされた。
- 廃棄等費用確保 WG で事務局資料として提示された太陽光発電設備の廃棄等費用に係る調査結果では、標準的な太陽光発電設備の廃棄等費用は、事業者によるばらつきはあるものの、コンクリート基礎の場合の中央値は約 1.37 万円/kW、スクリーン基礎の場合の中央値は約 1.06 万円/kW とされている。（参考 26）

【参考 26】廃棄等費用確保 WG における廃棄等費用の調査結果

項目		前提条件	廃棄等費用の試算結果 (万円/kW)		
			最小値	中央値	最大値
① 仮設工事		傾斜なし i) ii) iii)	0	0	1.87
② 解体・撤去工事	2-1 PVパネル・架台（アルミ製）	傾斜なし i) ii) iii)	0.23	0.31	7.14
	2-2 基礎	傾斜なし、コンクリート基礎 i)	0.16	0.19	0.83
		傾斜なし、スクリュー基礎 ii)	0.37	0.45	1.19
③ 整地工事		傾斜なし、コンクリート基礎 i)	0.14	0.21	0.52
		傾斜なし、スクリュー基礎 ii)	0.00*	0.02	0.24
④ 産廃処理	4-1 収集運搬	PVパネル i) ii) iii)	0.03	0.07	0.21
		コンクリートがら i)	0.07	0.18	0.60
	4-2 中間処理	PVパネル i) ii) iii)	0.02	0.14	3.61
		コンクリートがら i)	0.08	0.20	13.25
	4-3 最終処分	管理型 i) ii) iii)	0.02	0.07	0.49
合計	i) コンクリート基礎の場合		0.75	1.37	28.51
	ii) スクリュー基礎の場合		0.67	1.06	14.75
	iii) 基礎を撤去しない場合（PVパネル+架台のみ廃棄処理する場合）		0.30	0.59	13.32

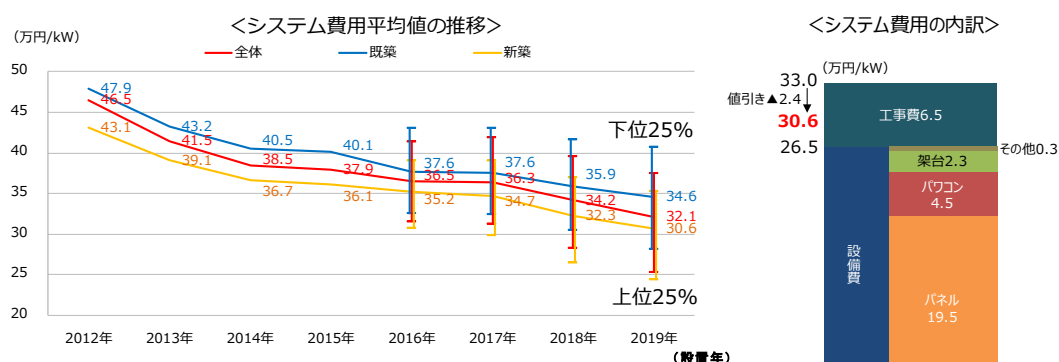
- 2019 年度の調達価格（14 円/kWh）における廃棄等費用の想定値は、資本費（19.95 万円/kW）の 5 % として約 1.0 万円/kW とされているが、今後想定する資本費が低減する場合に、それと同等のスピードで廃棄等費用が低減するかどうかは、今後の状況を注視する必要がある。
- こうした状況や、長期安定的な事業運営の確保に向けて廃棄等費用の確保が重要であることも踏まえ、今後の事業用太陽光発電の廃棄等費用の想定値については、入札対象範囲の内外に関わらず、資本費の 5 % ではなく、定額として定めることとし、その額は、調査結果や現行の想定値（約 1 万円/kW）も踏まえ、想定資本費の額に関わらず、1 万円/kW とすることとした。
- 加えて、現行の調達価格は、廃棄等費用を運転開始 20 年目に一括して支出することを念頭に算定されているが、廃棄等費用確保 WG の中間整理において、廃棄等費用積立担保制度の外部積立てでは、一律に調達期間の終了前 10 年間で積み立てることとされていることから、今後は、運転開始 11～20 年目に分割して積み立てる想定で算定を行うこととした。

(5) 住宅用太陽光発電の調達価格

① 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。2019 年に設置された新築案件の平均値は 30.6 万円/kW（中央値 29.8 万円/kW）となり、前年より 1.7 万円/kW（5.3%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 60%、工事費が約 20%を占める。（参考 27）

【参考 27】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



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

- 住宅用太陽光発電の 2019 年度のシステム費用の想定値（30.8 万円/kW）は、2016 年度の本委員会において、トップランナー的なアプローチで効率化を促していくものとして設定した水準である。具体的には、向こう 3 年間でコスト低減を促すため、2016 年当時の新築の上位 25%水準のシステム費用を 2019 年度の想定値として設定した上で、段階的に 2017 年度・2018 年度の想定値が決定されたものである。
- 住宅用太陽光発電の足下の導入状況や本委員会での業界団体ヒアリングの結果を踏まえると、既築案件への導入量が低減傾向にあり、その導入促進がより一層重要となっている。このため、2020 年度のシステム費用の想定値については、新築のみのデータではなく、既築も含めたデータでトップランナー分析を行うことにより設定することとした。
- 住宅用太陽光発電については、現在設定されている運転開始期限（調達価格が決定される FIT 認定時から運転開始までの期間）が 1 年間であることを踏まえ、トップランナーとして取るべき水準を検証するため、最新年（2019 年）に設置された案件の中央値が、1 年前（2018 年）に設置された案件のどの水準に位置しているのか、確認を行った。
- その結果、2019 年設置の中央値（31.60 万円/kW）は、2018 年設置の上位 39～40%水準に位置していることが分かった（参考 28）。この結果を踏まえ、2020 年度のシステム費用の想定値は、2019 年設置全体の上位 40%水準を採用し、29.0 万円/kW とすることとした。

【参考 28】住宅用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

%	2019年設置 (全体)	2018年設置 (全体)
5%	21.59	23.13
10%	22.73	24.67
15%	23.49	25.48
20%	24.39	26.85
25%	25.38	28.35
30%	26.57	29.49
35%	28.01	30.58
36%	28.30	30.83
37%	28.58	31.10
38%	28.80	31.25
39%	28.84	31.52
40%	29.03	31.76
41%	29.33	32.01
42%	29.56	32.27
43%	29.83	32.51
44%	30.07	32.75
45%	30.33	32.94
46%	30.55	33.17
47%	30.81	33.40
48%	31.09	33.63
49%	31.35	33.82
50%	31.60	34.00

② 運転維持費

- 住宅太陽光発電の運転維持費の想定値の設定に当たっては、昨年度までと同様、事務局が業界団体にヒアリングを実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、①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、5kWの設備を想定した場合、1回当たりの定期点検費用は2.9万円程度であること、②パワコンについては、20年間で一度は交換され、20.0万円程度が一般的な相場であることが分かった。この結果を踏まえ、kW当たりの年間運転維持費を計算すると、約3,450円/kW/年となり、想定値（3,000円/kW/年）とほぼ同水準であった。
- また、2019年1月～2019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654円/kW/年であったが、報告の90%は要した費用が0円/kW/年だった。得られたデータが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。
- 以上を踏まえ、2020年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととしつつ、今後の動向を注視することとした。

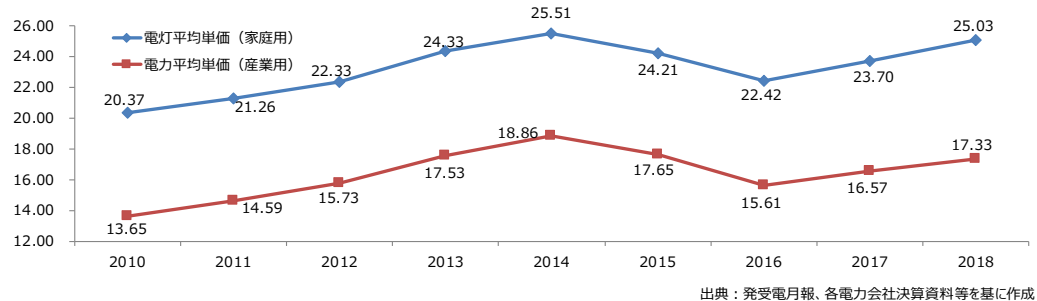
③ 設備利用率・余剰売電比率等

- 住宅用太陽光発電の設備利用率について、2019年1月から2019年9月の間に収集したシングル発電案件の平均値は13.9%であった。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分析すると 13.5% となり、想定値 (13.7%) とほぼ同水準であるため、2020 年度の想定値は、13.7% を据え置くこととした。

- 余剰売電比率については、2019 年 1 月から 2019 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 70.4% (中央値 70.9%) であり、平均値は想定値 (70.0%) とほぼ同水準であった。このため、2020 年度の想定値は、70.0% を据え置くこととした。
- 自家消費分の便益については、FIT 制度開始以降、家庭用電気料金単価を踏まえ 24 円/kWh と設定されてきたところであるが、2020 年度の調達価格の設定に当たっては、直近の電気料金の動向を反映させるため、事業用太陽光発電と同様に、FIT 制度開始時点 (2012 年度) から最新 (2018 年度) の 7 年間の家庭用電気料金 (参考 29) の平均値を採用することとした。この場合、2020 年度の住宅用太陽光発電の自家消費分の便益の想定値は、直近 7 年間の平均値 23.93 円/kWh (税抜) に消費税率 10% を付した 26.33 円/kWh となる。

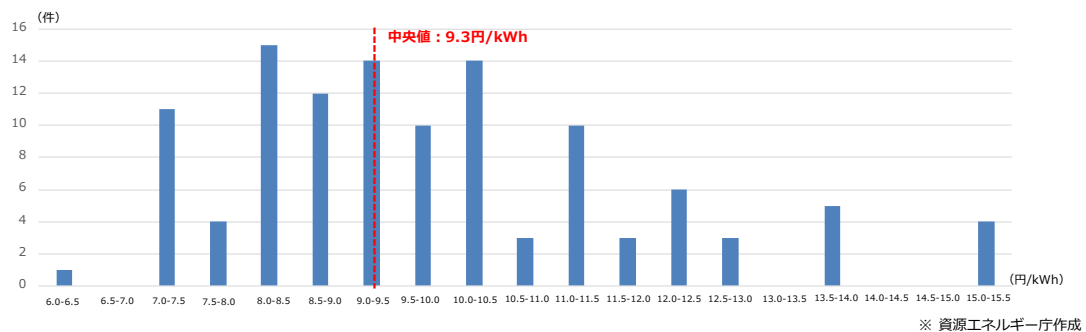
【参考 29】電力 10 社の電気料金平均単価 (税抜) の推移 (再掲)



- 調達期間終了後の売電価格について、現行の調達価格の想定値は、2015 年時点の卸電力市場価格を踏まえて、11 円/kWh とされている。他方で、直近では、2019 年 11 月以降に順次調達期間が終了する住宅太陽光発電設備が現れることを見据えて、各小売電気事業者から買取メニューが公表されている。このため、今後の調達期間終了後の売電価格の想定値については、この買取メニューの実態を踏まえて決定することとした。
- 2019 年 10 月末まで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 9.3 円/kWh であった (参考 30)。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得るが、10 円/kWh 以上のメニューは、当該小売電気事業者による電力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、2020 年度の想定値は中央値の 9.3 円/kWh を採用した上で、今後の状況を注視することとした。

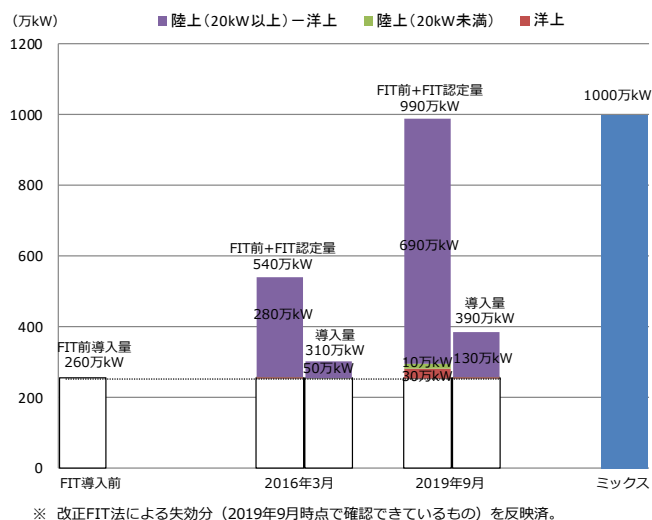
【参考 30】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布



2. 風力発電

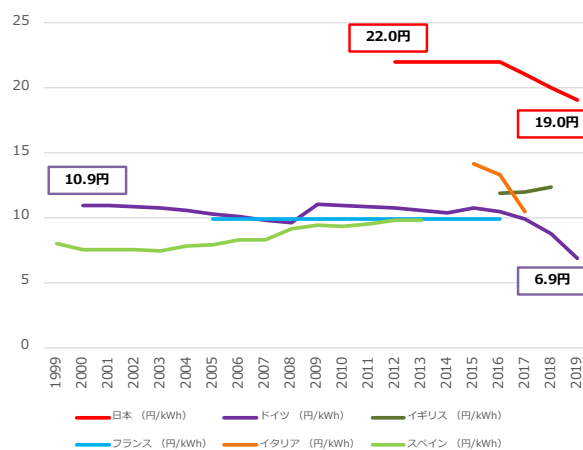
- 風力発電については、エネルギーミックス（1,000 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 990 万 kW、導入量は 390 万 kW となっている（参考 31）。特に洋上風力発電については、今後の導入拡大が見込まれる。

【参考 31】 風力発電の FIT 認定量と導入量



- 2019 年度の調達価格は、陸上風力発電が 19 円/kWh、洋上風力発電が 36 円/kWh であるが、海外と比べて高い（参考 32）。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。）の適用案件）は、既に入札制に移行している。

【参考 32】 風力発電（20,000kW）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。

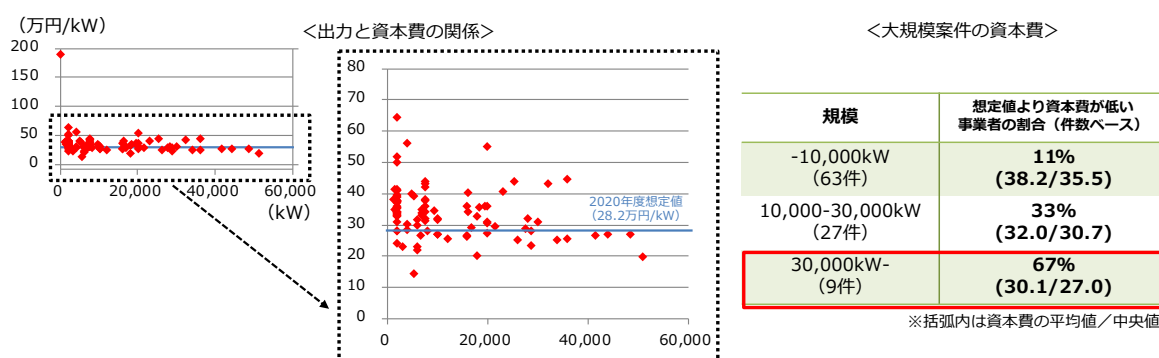
- また、陸上風力発電・着床式洋上風力発電の価格目標は、2030年に運転開始する案件の平均的な発電コストで8～9円/kWhとされており、浮体式洋上風力発電の価格目標は、導入に向けた環境整備を進めつつ、FIT制度からの中長期的な自立化を目指すこととされている。
- 委員からは、急速なコストダウンが見込まれる中で、実際に要する費用に見合った適切な価格設定を行うためにも、現在設定されている風力発電の運転開始期限（4年、ただし環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は8年）については、期間の短縮を図る必要があるのではないかと意見があった。

(1) 陸上風力発電

① 資本費

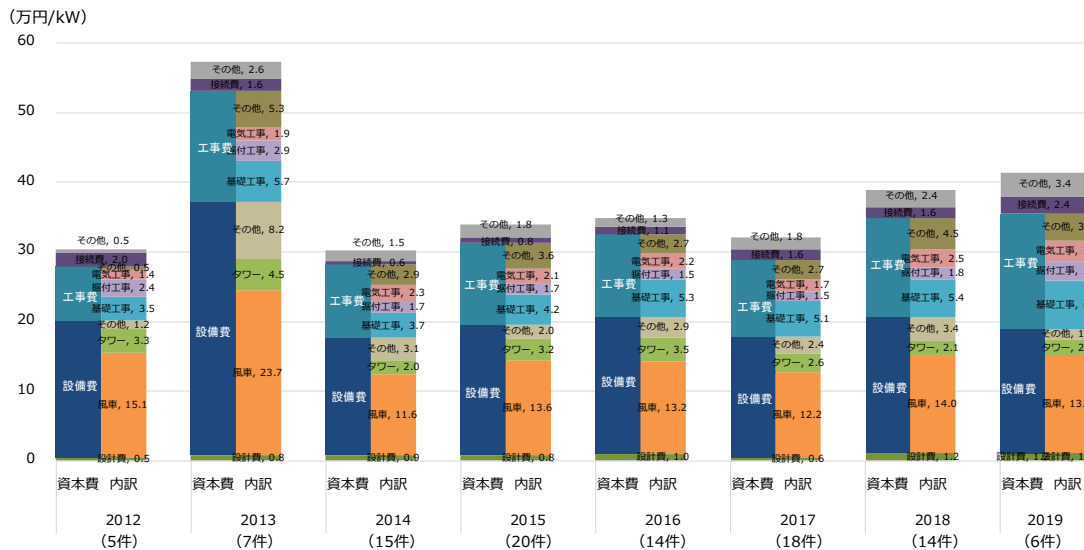
- 資本費の定期報告データは99件であり、想定値28.2万円/kWに対して、定期報告データ全体の中央値は、34.0万円/kWであった。また、調達価格の設定時に想定している7,500kW以上の規模の中央値は29.8万円/kW、より大規模な30,000kW以上の中央値は27.0万円/kWとなっており、大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できていることが分かった。（参考33）

【参考33】 陸上風力発電の資本費



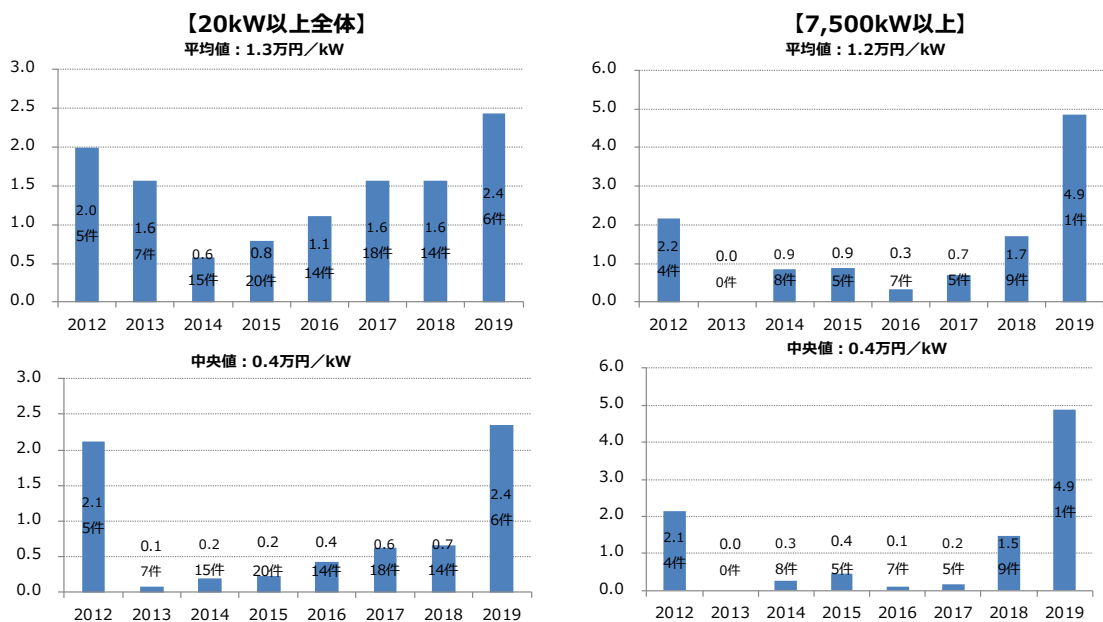
- 一方で、陸上風力発電の資本費の内訳を設置年別に分析すると、各設置年の平均値では、設備費・工事費ともにほぼ横ばいの傾向にある。（参考34）

【参考 34】 陸上風力発電の資本費の推移



- さらに、接続費（資本費の内数）を分析すると、20kW 以上全体の平均値は 1.3 万円/kW、中央値は 0.4 万円/kW となった。高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、想定値（1.0 万円/kW）を大きく下回っており、7,500kW 以上に限定して分析しても同様の傾向であった。（参考 35）

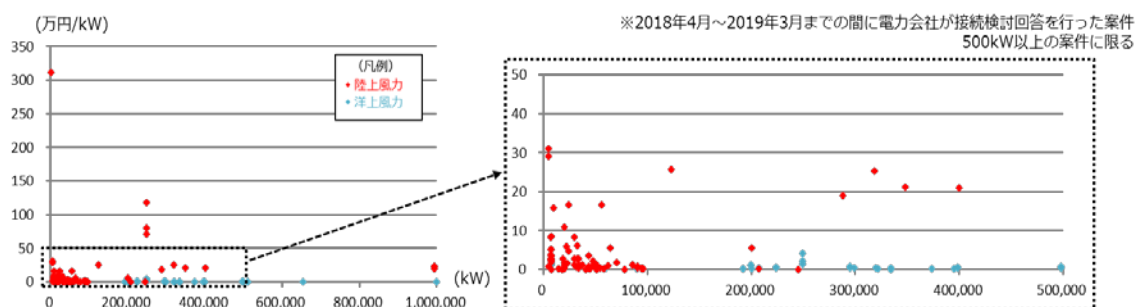
【参考 35】 陸上風力発電の接続費の推移



- 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（210 件）の分析を行った結果、

平均値は 8.1 万円/kW、中央値は 0.9 万円/kW であった。20 万円/kW を超える著しく高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、想定値（1.0 万円/kW）と同水準であった。（参考 36）

【参考 36】 接続検討回答時に電力会社から提示された接続費

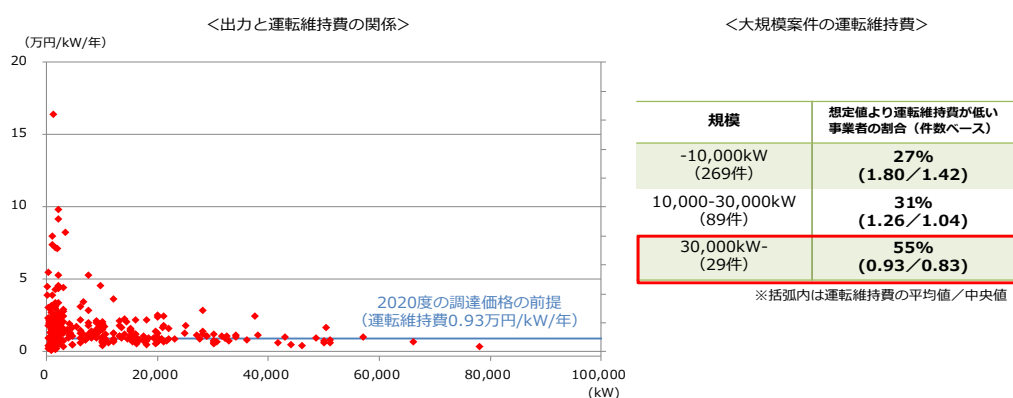


- なお、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者提示した費用のデータには、接続費が著しく高額である案件が存在している点について、委員からは、こうした案件を調達価格の算定根拠に含めるべきではないものの、再生可能エネルギーの導入促進の観点から、高額となる原因等の分析が必要ではないかとの意見があった。

② 運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは 387 件であり、想定値 0.93 万円/kW/年に対して、定期報告データ全体の中央値は 1.27 万円/kW/年であった。また、調達価格の設定時に想定している 7,500kW 以上の規模の中央値は 1.04 万円/kW/年、より大規模な 30,000kW 以上の中央値は 0.83 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ことが分かった。（参考 37）

【参考 37】 陸上風力発電の運転維持費



③ 設備利用率

- 2020 年度の調達価格の想定値 (25.6%) は、2011 年以降に設置された案件の中央値について、価格設定時から過去 3 年間の平均値を採用して設定されたものである。これを踏まえ、今年度も同様に 2011 年以降に設置された案件の中央値を分析すると、26.9%となった。今年度から過去 3 年間の平均値は 27.0%となり、想定値を大きく上回った。(参考 38)

【参考 38】陸上風力発電の設備利用率

20kW以上全体		設備利用率 (中央値)			
		今年度のデータ (2018年6月～2019年5月)	昨年度のデータ (2017年6月～2018年5月)	2年前のデータ (2016年6月～2017年5月)	3年前のデータ (2015年7月～2016年6月)
全体		21.4%	20.2%	19.4%	18.7%
設置年	～2000年	19.0%	17.9%	18.1%	17.7%
	2001～2005年	18.6%	18.8%	17.3%	17.3%
	2006～2010年	18.7%	19.3%	18.9%	18.7%
	2011年～	26.9%	27.2%	26.8%	24.8%
2020年度の 想定値		25.6%			

- なお、設備利用率の増加要因について、定期報告データを踏まえると、次のことが考察される。
 - 直近に設置された案件は設備利用率が高い。これは、風車の大型化や効率化により、同じ風況であっても、より多く発電できる風車が設置されているためと考えられる。
 - 過去の設置年の案件であっても、直近に収集されたデータの方が設備利用率が高い。これは、同じ風車であっても、メンテナンス方法の改善によるダウンタイムの短縮などを通じて、より長い時間発電することが可能となっているためと考えられる。

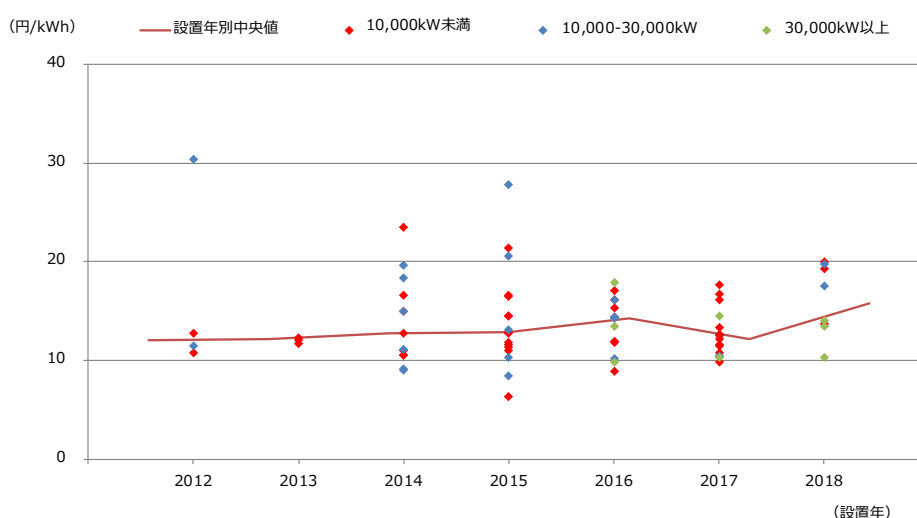
④ まとめ

- 陸上風力発電は、再エネ主力電源化制度改革小委員会における FIT 制度の抜本見直しの検討に当たっても「競争電源」として位置付けられている電源であり、2030 年に運転開始する案件の平均的な発電コストで 8 ～ 9 円/kWh を目指すという中長期価格目標の実現に向けて、今後のコストダウンの進展が期待される電源である。
- また、①大規模案件では資本費・運転維持費が低い傾向にあることや、②直近に設置された案件では設備利用率が高く、設置後もメンテナン

ス方法の改善等による設備利用率の向上が見込まれることから、コスト低減ポテンシャルの大きい電源と考えられる。

- 他方で、FIT 制度開始以降、資本費（設備費・工事費）の高止まりを背景に、kWh 当たりのコストは一進一退を続けている状況にある（参考 39）。また、本委員会での業界団体ヒアリングにおいて示されたデータを踏まえると、現行制度を前提とした場合には、将来的に資本費が高止まりする可能性もある。

【参考 39】 陸上風力発電の kWh 当たりのコスト

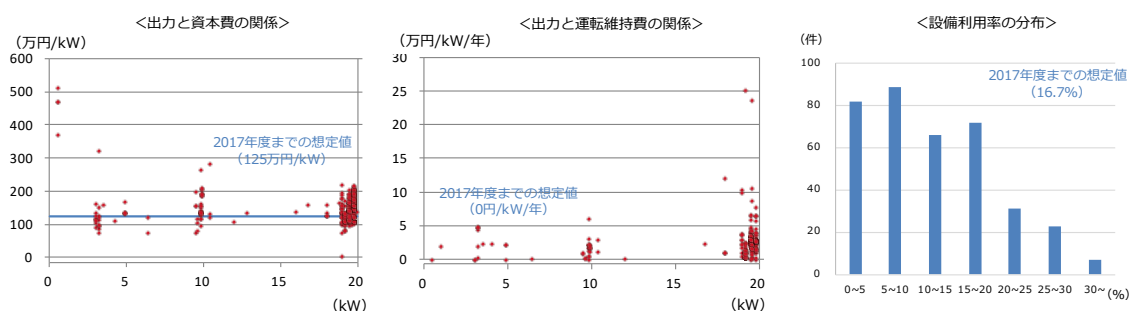


- FIT 制度開始前の導入量と 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたもの（990 万 kW）は、エネルギーミックス（1,000 万 kW）に迫る水準となっている中で、今後のコスト低減を加速化させていくためには、kWh 当たりのコストのばらつきが大きいことを踏まえると、事業者間の競争を促して資本費を低減させつつ、効率的な案件から導入を図ることが重要であり、早期に入札制を導入することが妥当である。
- 他方で、現在、FIT 抜本見直しの検討が進められているため、新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、新制度の適用があり得る 2021 年度の取扱いは、慎重に検討する必要がある。したがって、陸上風力発電の 2021 年度の取扱いは、今年度の委員会では決定せず、陸上風力発電の電源特性を踏まえ、来年度の本委員会において、2021 年度から入札制を導入することを念頭に検討を行うこととした。

⑤ 小型風力発電（20kW 未満）のコスト動向（参考）

- 20kW 未満の小型風力発電について、資本費の定期報告データは 787 件であった。平均値は 141 万円/kW、中央値は 136 万円/kW であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 139 万円/kW、中央値 133 万円/kW）から大きな変化はなかった。（2017 年度までの調達価格等の想定値：125 万円/kW）
- 運転維持費の定期報告データは 327 件であった。平均値は 2.5 万円/kW/年、中央値は 2.6 万円/kW/年であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 2.5 万円/kW/年、中央値 2.0 万円/kW/年）から大きな変化はなかった。（2017 年度までの調達価格等の想定値：0 円/kW/年）
- 直近（2018 年 6 月～2019 年 5 月）の設備利用率を分析すると、平均値は 12.2%、中央値は 11.0%であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 11.1%、中央値 10.0%）から大きな変化はなかった。（2017 年度までの調達価格等の想定値：16.7%）（参考 40）

【参考 40】 小型風力発電（20kW 未満）のコスト動向



⑥ リプレイス区分の取扱い

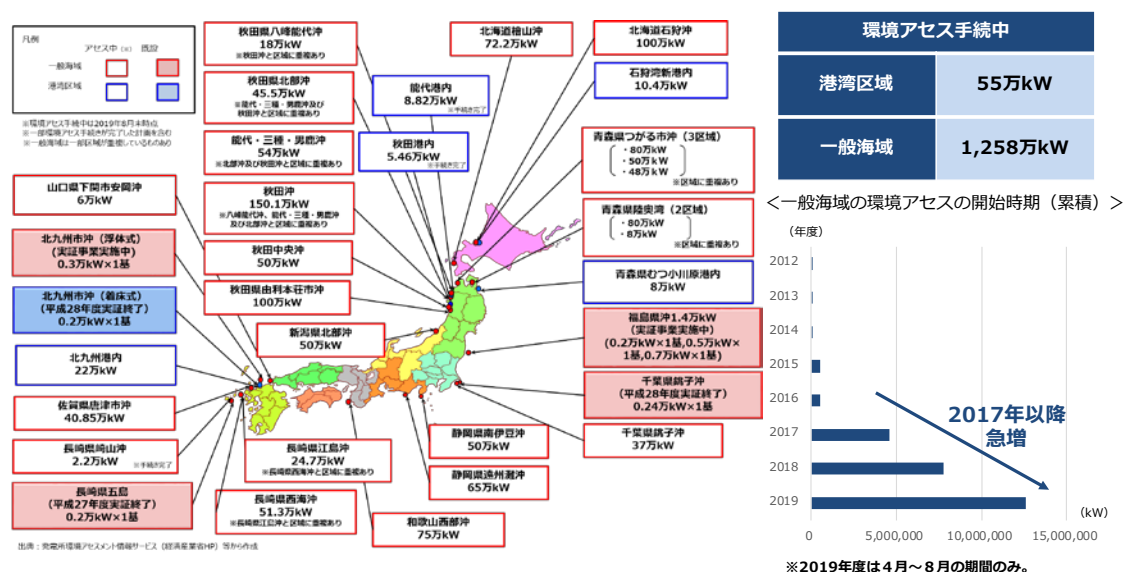
- リプレイス区分については、現時点までに定期報告データは得られていない。
- リプレイス区分の調達価格については、資本費は、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。
- このため、リプレイス区分の 2021 年度の取扱いについては、陸上風力発電（新設）の 2021 年度の取扱いと合わせて検討することとした。な

お、今後具体的な案件の定期報告データが収集されれば、コストの実態を検証していく必要がある。

(2) 洋上風力発電

- 洋上風力発電について、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)を上回ったが、得られた2件のデータのいずれもが実証機によるものである点に留意が必要である。運転維持費の定期報告データはまだ得られていない。
- また、設備利用率のデータは1件得られた。その平均値は29.0%であり、想定値(30.0%)とほぼ同水準であったが、得られたデータは実証機によるものである点に留意が必要である。
- 2019年4月より、洋上風力発電の事業実施に当たっての海域利用に必要なルール整備を実施するため、再エネ海域利用法が施行されている。同法により、経済産業大臣・国土交通大臣が促進区域の指定を行い、当該区域について公募に基づく事業者選定を行う仕組みが整備されており、選定された事業者は、当該区域の占用許可・FIT認定を取得し、洋上風力発電事業を実施できることとなる。2019年7月には、都道府県等からの情報収集を踏まえ、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(11区域)を整理しており、このうち4区域については、有望な区域として、協議会の組織等が行われた。さらに、このうちの1区域(長崎県五島市沖)については、2019年12月に、既に促進区域の指定がなされた。
- こうした再エネ海域利用法の施行と相まって、特に2017年度以降、急速に洋上風力発電の案件形成が進捗しており、2019年8月末現在、約1,258万kW(約13GW)の案件が環境アセスメント手続きを実施している。(参考41)

【参考 41】洋上風力発電の案件形成状況（環境アセスメント手続き）



■ また、海外の制度動向を見ると、洋上風力発電についても、世界では、入札制が広く活用されている。また、入札実施の結果、各国で落札価格が 10 円/kWh 未満の案件が続出し、ドイツでは市場価格（補助金なし）の案件も登場するなど、急激な価格の下落が見られる。（参考 42）

【参考 42】洋上風力発電に関する海外の制度動向（入札結果）

入札時期	国	プロジェクト名	規模	価格 (1€=130円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (13.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG 現Orsted)	752MW	72.7 EUR/MWh (9.5円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (8.2円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	731.5MW	54.5 EUR/MWh (7.1円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG 現Orsted)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.8円/kWh)
		Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG 現Orsted)	240MW + 240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
		He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	イギリス	Triton Knoll Offshore Wind Firm (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
		Hornsea Project 2 (DONG 現Orsted)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
		Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
2018.3	オランダ	Hollandse Kust Zuid 1+2 (Nuon, Vattenfall)	740MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.4	ドイツ	Baltic Eagle (Iberdrola)	476MW	64.6 EUR/MWh (8.4円/kWh)
		Wikinger Sud (Iberdrola)	10MW	市場価格 (補助金ゼロ)
		Gode Wind IV (Orsted)	131.75MW	98.3 EUR/MWh (12.8円/kWh)
		Borkum Riffgrund West I (Orsted)	420MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.6	台湾	大彰化西南 (Orsted)	337.1MW	2.5480台湾元/kWh (9.27円/kWh)
		大彰化西北 (Orsted)	582.9MW	2.5491台湾元/kWh (9.28円/kWh)
		海龍二号 (NPI)	232MW	2.2245台湾元/kWh (8.10円/kWh)
		海龍二号 (NPI)	512MW	2.5025台湾元/kWh (9.11円/kWh)

各国政府資料等をもとに資源エネルギー庁作成

① 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）については、昨年度の本委員会の意見において、「再エネ海域利用法に基づく一般海域の海域利用ルールが具体化し、現在よりも競争環境の波及状況が予見できるようになる可能性が高い来年度（注：2019年度）の委員会で、入札制への移行可能性も含め、一般海域の海域利用ルールの適用を受けない着床式洋上風力発電の2020年度の取扱いを改めて議論する」とこととされている。これを踏まえ、今年度の本委員会においては、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札制への移行について、検討を行った。

1）再エネ海域利用法の施行等に伴う競争環境の成立

- 2016年5月に成立した改正港湾法では、港湾における洋上風力発電の導入円滑化を図るため、長期間にわたる占用を許可する事業者を選定する基準・手続きの明確化が行われた。こうした制度整備等を背景として、洋上風力発電全体で、2019年9月末時点で6件・約30万kWのFIT認定案件が存在している。
- また、2018年5月に閣議決定された海洋基本計画においては、一般海域において洋上風力発電の整備に係る海域の利用の促進を図るため、関係者との調整の枠組みを定めつつ、事業者の予見可能性の向上により事業リスクを低減させる等の観点から、海域の長期にわたる占用等を可能とする制度整備を行い、円滑な制度の運用に努めることとされた。
- こうした位置付けも踏まえて、前述のとおり、2019年4月には再エネ海域利用法が施行され、前述のとおり、同法の運用が進められているところである。これを契機として、環境アセスメント手続中の洋上風力発電の案件は、特に直近になって急増しており、一般海域内のみの累計で約13GWに達している。この状況を踏まえれば、着床式洋上風力発電全体について、既に十分な競争環境が成立していると考えられる。

2）再エネ海域利用法の適用案件と適用外案件の関係

- 再エネ海域利用法の適用案件は既に入札制に移行している中で、再エネ海域利用法の適用の有無だけによって、資本費・運転維持費・設備利用率といった発電コストに影響する諸元に差異が生じるわけではなく、適用案件と適用外案件を別異に取り扱う理由はないと考えられる。
- また、再エネ海域利用法適用外案件を入札対象範囲外とした場合、事業

者にとって再エネ海域利用法の適用を回避することにより入札対象から外れようとするインセンティブが生じ、再エネ海域利用法を通じた事業者間の競争性が損なわれるおそれもある。

3) 海外の制度動向

- 海外（ドイツ・イギリス・フランス・イタリア）の制度動向を見ても、いずれの国も、浮体式洋上風力発電まで含めて、洋上風力発電の FIT 制度の調達価格等は入札により決定される方式であり、入札によらずに調達価格等が決定される方式が残る例外的な区分は、実証機等の場合を除いて、確認されなかった。
- 海外では、こうした制度設計も相まって、入札の競争性が確保され、各国で落札価格が 10 円/kWh 未満の案件が続出し、ドイツでは市場価格（補助金なし）の案件も登場している。

4) まとめ

- 以上の競争環境の成立状況、再エネ海域利用法の適用案件と適用外案件の関係及び海外の制度動向を踏まえ、2020 年度の着床式洋上風力発電については、入札制に移行することとした。

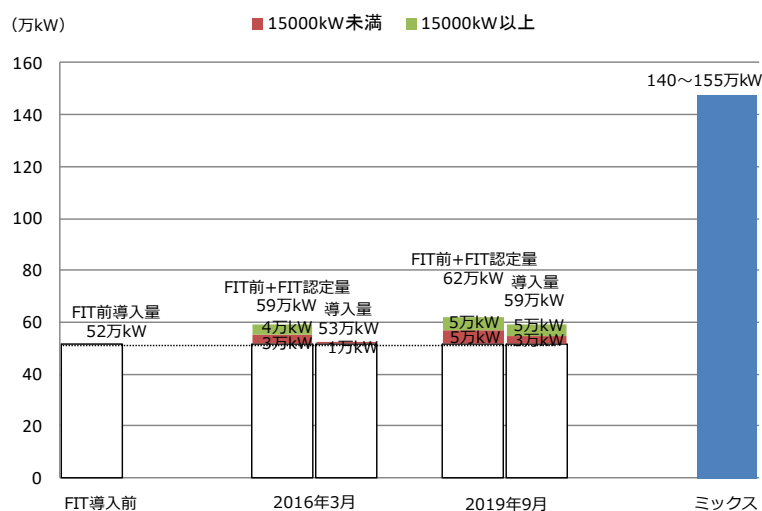
② 浮体式洋上風力発電の取扱い

- 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、「一般海域の海域利用ルールの整備が進む中で、着床式洋上風力発電の競争環境が浮体式洋上風力発電にも波及し、コスト低減が進む可能性があるため、今年度（注：2018 年度）の委員会では 2021 年度の取扱いを決定しないこととした」とされている。
- 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、前述のとおり、既に十分な競争環境が成立していると考えられる。一方で、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、今年度の委員会では浮体式洋上風力発電の 2021 年度の取扱いを決定せず、来年度の委員会において検討することとした。

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 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 62 万 kW、導入量は 59 万 kW である。（参考 43）

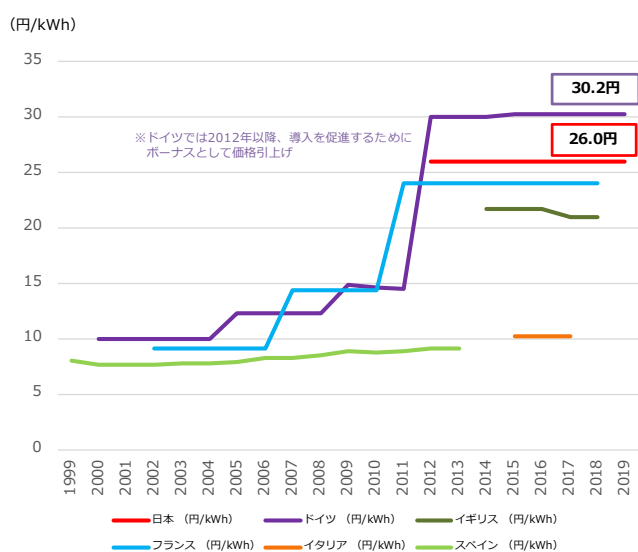
【参考 43】地熱発電の FIT 認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分（2019年9月時点で確認できているもの）を反映済。

- 2019 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 44）

【参考 44】地熱発電（30,000kW）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。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。

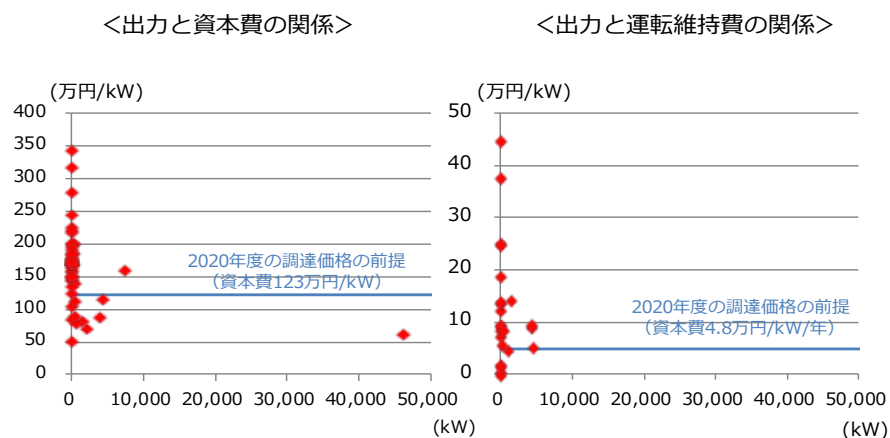
- また、地熱目標の価格目標は、大規模案件の開発を円滑化しつつ、リスク・コスト低減を図り、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すこととされている。

(1) 15,000kW 未満・15,000kW 以上

① 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 52 件、運転維持費の定期報告データは 23 件。資本費の平均値は 165 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 12.4 万円/kW/年、中央値は 9.1 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。資本費は 61 万円/kW となり、想定値（79 万円/kW）を下回った（参考 45）。なお、リプレース区分の定期報告データは現時点では得られてない。

【参考 45】地熱発電の資本費と運転維持費



- 一方で、中規模（1,000-7,500kW）案件では、資本費の平均値は 102 万円/kW と想定値（123 万円/kW）を下回っており、効率的に設置ができていることが確認された。（参考 46）

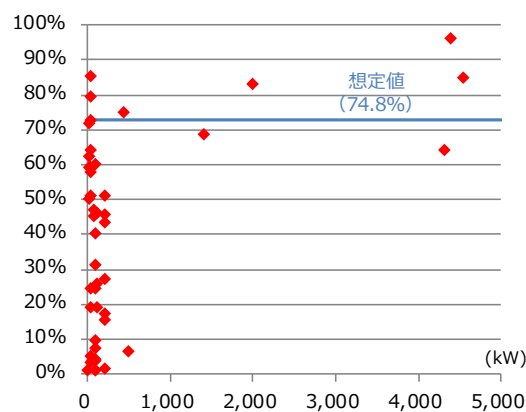
【参考 46】地熱発電の規模別のコスト動向

	-100kW	100-1,000kW	1,000-7,500kW	7,500-15,000kW	15,000kW-
認定件数 導入件数	36件 30件	41件 29件	7件 6件	1件 0件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	184	157	102	—	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	14.3	10.1	9.4	—	—

② 設備利用率

- 15,000kW 未満の設備利用率データの平均値は 41.5%、中央値は 45.9% となっており、想定値（74.8%）を下回った。一方で、500kW 以上に限ると、設備利用率の平均値は 67.4%、中央値は 75.9% となっており、中央値では想定値を上回った（参考 47）。15,000kW 以上の設備利用率データは、現時点では得られていない。

【参考 47】出力と設備利用率の関係

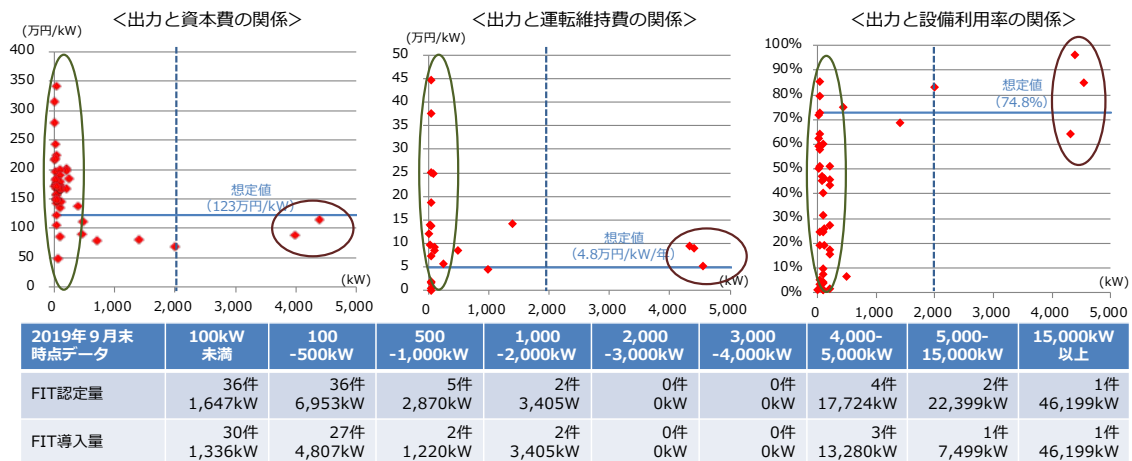


(2) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模

- 電源ごとの特性に応じた支援制度の構築に関して、地熱発電については、本委員会でのヒアリングにおいて、業界団体から 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指摘があった。
- 業界団体からの指摘も踏まえて、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、全体として、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。また、全体の開発規模

の状況を考えると、大規模案件は 4,000kW 以上に案件が集中している一方で、小規模案件は概ね 2,000kW 程度が規模の上限になっている。
(参考 48)

【参考 48】地熱発電の出力と資本費等の関係／規模別の FIT 認定量・導入量

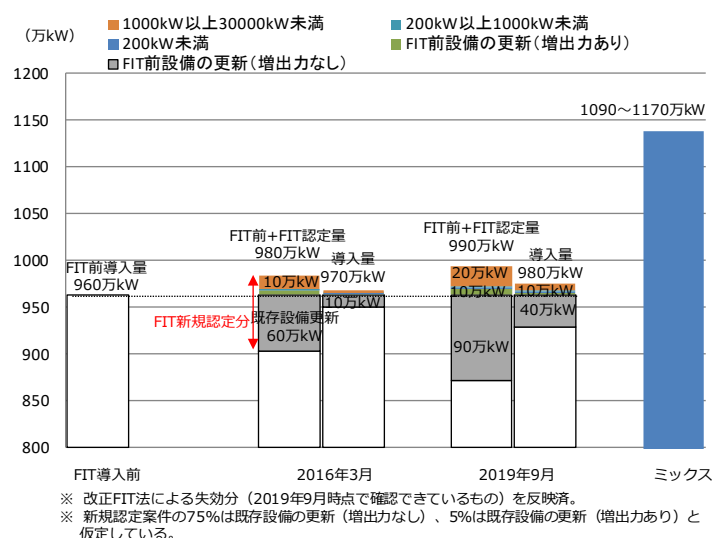


- 地域活用要件として求める取組については、本来は、小規模案件だけでなく大規模案件でも実施されることが期待されるものであるが、特に、現時点ではコスト低減の見通しが緩やかで競争電源になじまない電源には、早期に地域活用を FIT 制度による支援の要件とする必要があると考えられる。
- このため、上記のコストデータ等を踏まえ、地熱発電について、少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る（地域活用要件が支援の要件となり得る）可能性がある規模は、2,000kW 未満とすることとした。

4. 中小水力発電

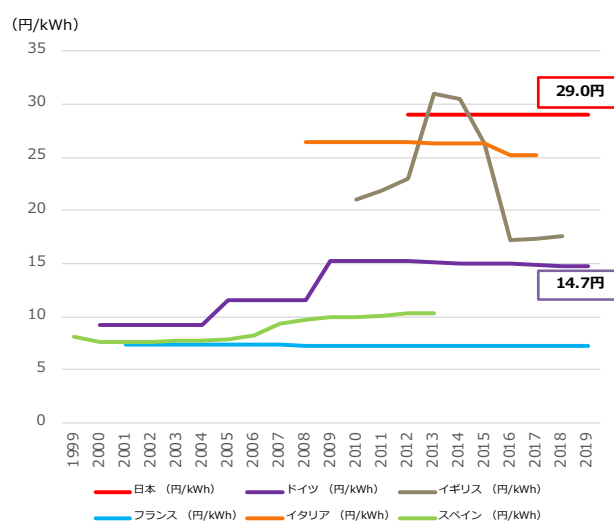
- 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,090～1,170 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 990 万 kW、導入量は 980 万 kW となっている。（参考 49）

【参考 49】 中小水力発電の FIT 認定量・導入量



- 2019 年度の調達価格は、200-1,000kW で 29 円/kWh などであるが、海外と比べて高くなっている。（参考 50）

【参考 50】 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。

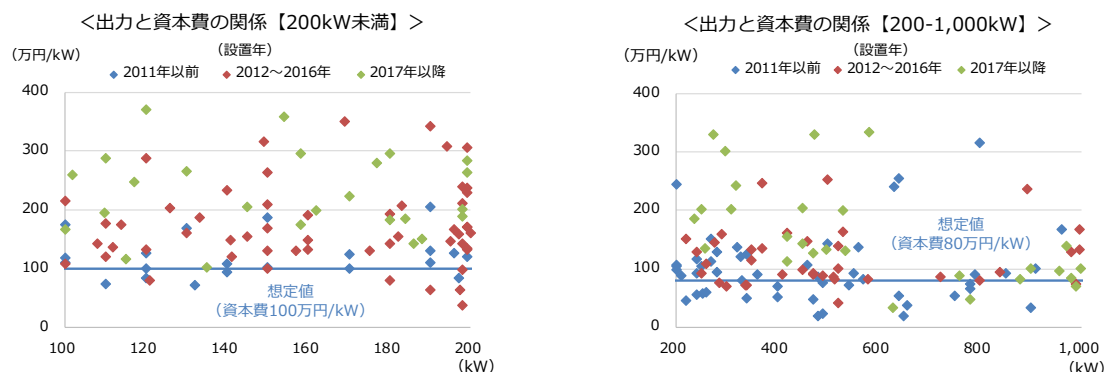
- また、中小水力発電の価格目標は、新規地点の開発を促進するとともに、技術開発による更なるコスト低減を図り、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すこととされている。

(1) 200kW 未満・200-1,000kW

① 資本費

- 資本費の定期報告データはFIT 制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT 制度開始前から運転している案件が多数存在することから、昨年度までと同様、FIT 制度開始前に運転開始した案件に対して調査を行った結果を加えて分析を行っている。
- 200kW 未満の資本費の定期報告データは 351 件であり、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（332 件）、平均値 299 万円/kW、中央値 231 万円/kW となった。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 164 万円/kW、中央値 156 万円/kW となるが、想定値（100 万円/kW）を上回っており、分散が大きい。
- 200-1,000kW の定期報告データは 148 件であり、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（114 件）、平均値 132 万円/kW、中央値 101 万円となった。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 112 万円/kW、中央値 100 万円/kW となるが、想定値（80 万円/kW）を上回っており、分散が大きい。（参考 51）

【参考 51】200kW 未満・200-1,000kW の出力と資本費の関係



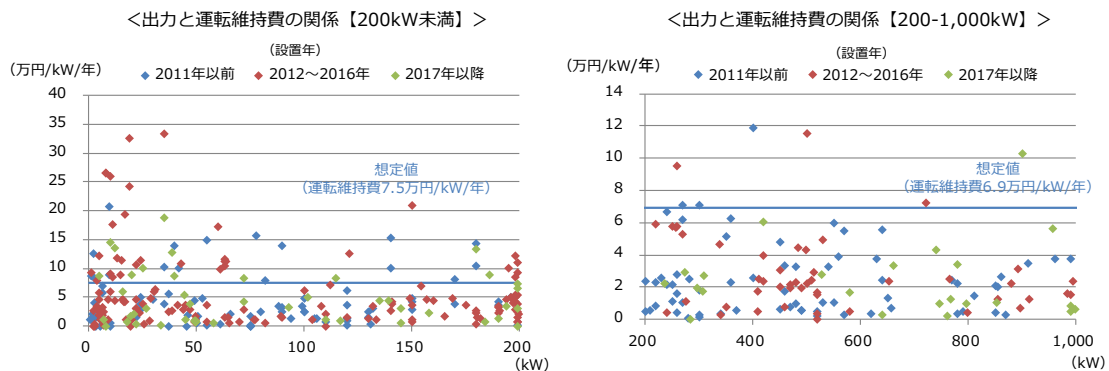
② 運転維持費

- 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 269 件であった。平均値 5.0 万円/kW/年、中央値 3.3 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。

- 200-1,000kW の運転維持費の定期報告データは 136 件であった。平均値 2.5 万円/kW/年、中央値 2.1 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。（参考 52）

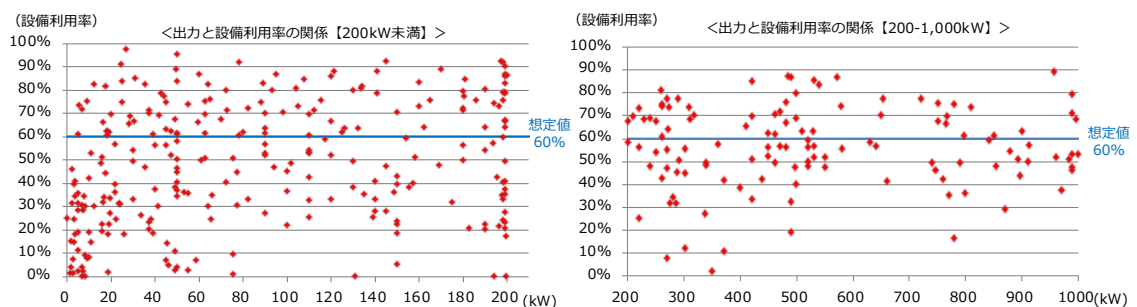
【参考 52】 200kW 未満・200-1,000kW の出力と運転維持費の関係



③ 設備利用率

- 200kW 未満の設備利用率データの平均値は 48.8%、中央値は 49.6% となっており、想定値（60.0%）を下回った。また、200-1,000kW の設備利用率データは、平均値・中央値のいずれも 56.4% となっており、想定値（60%）を下回った。いずれの区分についても、全体として、ばらつきが大きい。（参考 53）

【参考 53】 200kW 未満・200-1,000kW の出力と設備利用率の関係



(2) 1,000-5,000kW・5,000-30,000kW

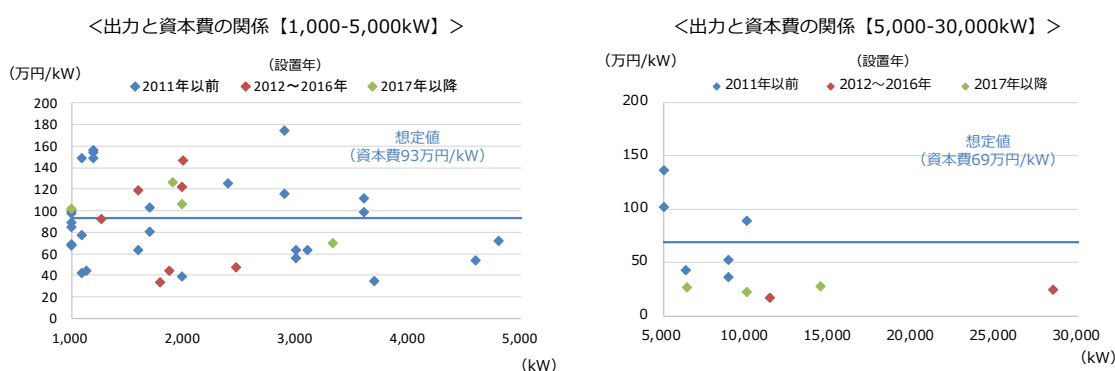
① 資本費

- 1,000-5,000kW の資本費のデータは 70 件であり、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（40 件）、平均値 220 万円/kW、中央値 92 万円/kW となった。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 91 万円/kW、中央値 90 万円/kW となり、想定値（93 万円/kW）と同水準となる。

- 5,000-30,000kW の資本費のデータは 34 件であり、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（12 件）、平均値 136 万円/kW、中央値 39 万円/kW となった。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 52 万円/kW、中央値 36 万円/kW となり、想定値（69 万円/kW）を下回る。（参考 54）

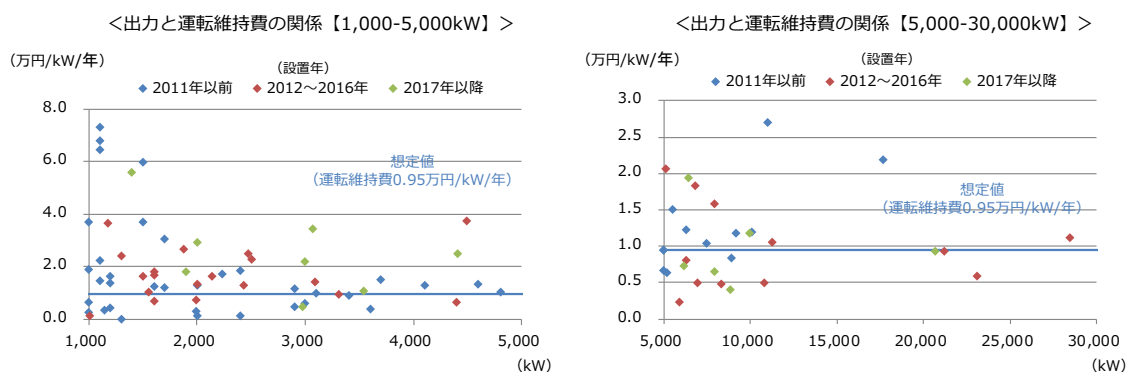
【参考 54】 1,000-5,000kW ・ 5,000-30,000kW の出力と資本費の関係



② 運転維持費

- 1,000-5,000kW の運転維持費のデータは 62 件であった。平均値 1.9 万円/kW/年、中央値 1.4 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。
- 5,000-30,000kW の運転維持費のデータは 30 件であった。平均値 1.1 万円/kW/年、中央値 0.9 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 55）

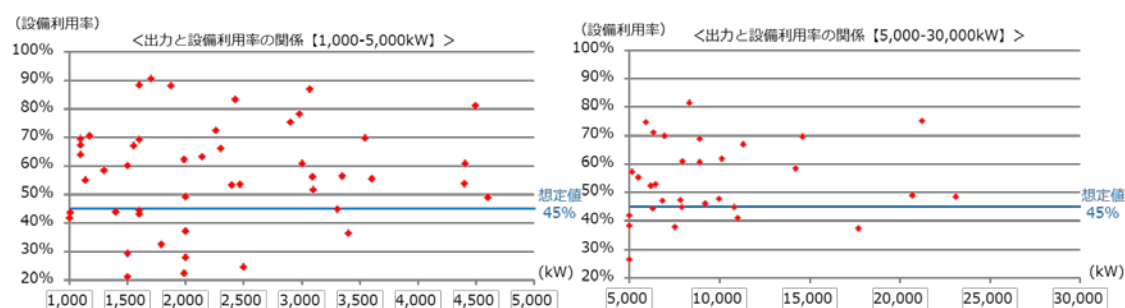
【参考 55】 1,000-5,000kW ・ 5,000-30,000kW の出力と運転維持費の関係



③ 設備利用率

- 1,000-5,000kW の設備利用率データの平均値は 56.3%、中央値は 56.4% となっており、想定値（45.0%）を上回った。また、5,000-30,000kW の設備利用率データは、平均値は 54.3%、中央値は 52.5% となっており、想定値を上回った。いずれの区分についても、全体として、ばらつきが大きい。（参考 56）

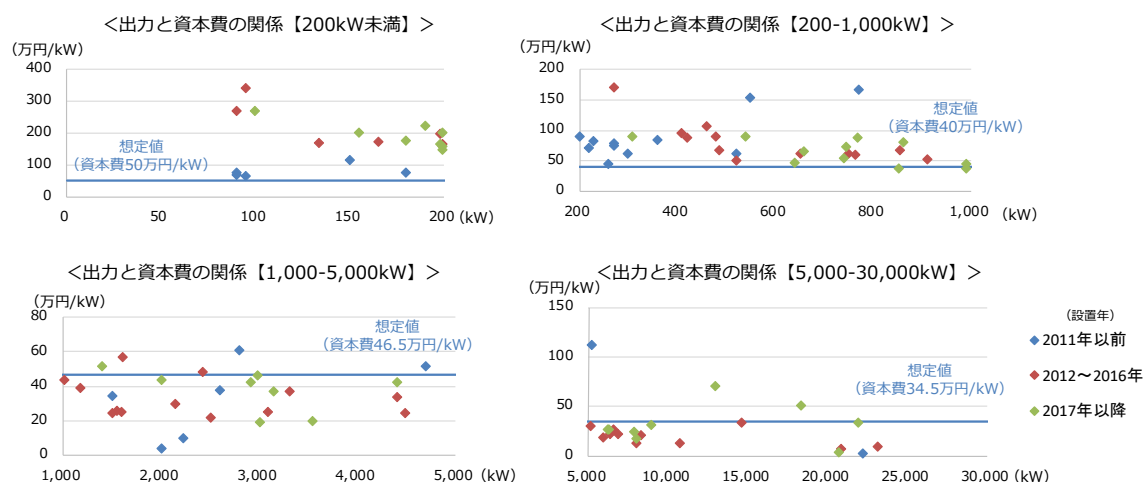
【参考 56】 1,000-5,000kW ・ 5,000-30,000kW の出力と設備利用率の関係



(3) 既設導水路活用型

- 既設導水路活用型の資本費について、想定値の設定時と同様に、300 万円/kW 以上の高額案件を除いて計算すると、200kW 未満（18 件）の平均値は 160 万円/kW、中央値は 167 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回った。また、200-1,000kW（34 件）の平均値は 78 万円/kW、中央値は 72 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回った。
- また、1,000-5,000kW（30 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）を下回った。また、5,000-30,000kW 未満（22 件）の平均値は 29 万円/kW、中央値 24 万円/kW となり、想定値（34.5 万円/kW）を下回った。（参考 57）

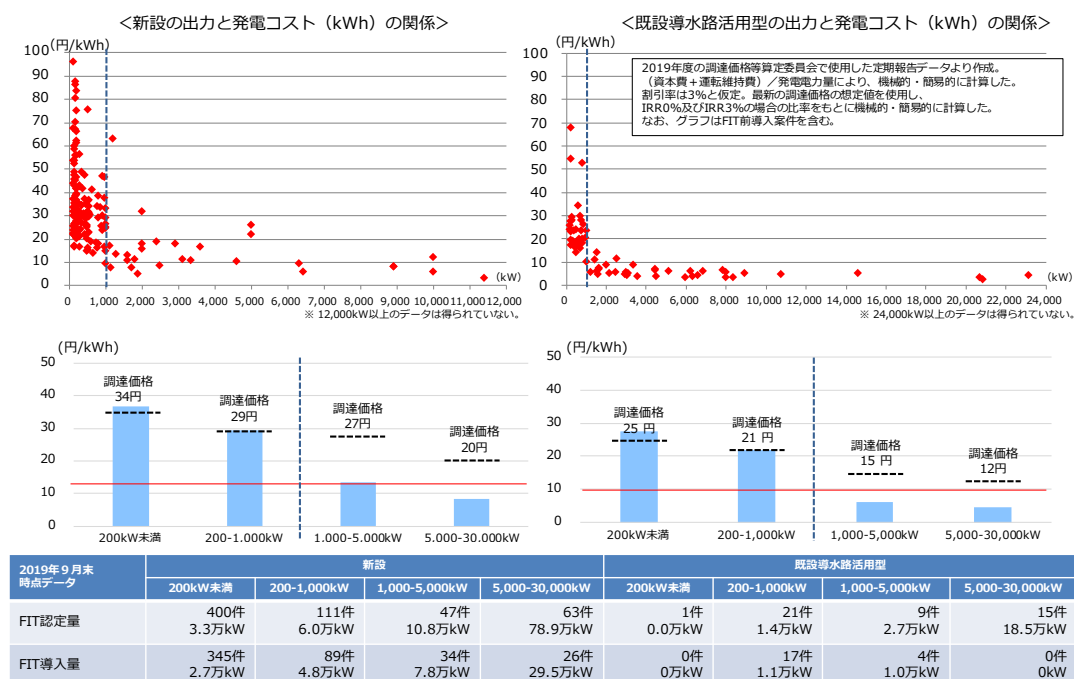
【参考 57】 既設導水路活用型の出力と資本費の関係



(4) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模

- 電源ごとの特性に応じた支援制度の構築に関して、中小水力発電については、本委員会でのヒアリングにおいて、業界団体から 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指摘があった。
- 一方で、業界団体からの指摘も踏まえて、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、①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こと、②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が分かった。（参考 58）

【参考 58】 中小水力発電の出力と発電コストの関係／規模別の FIT 認定量・導入量

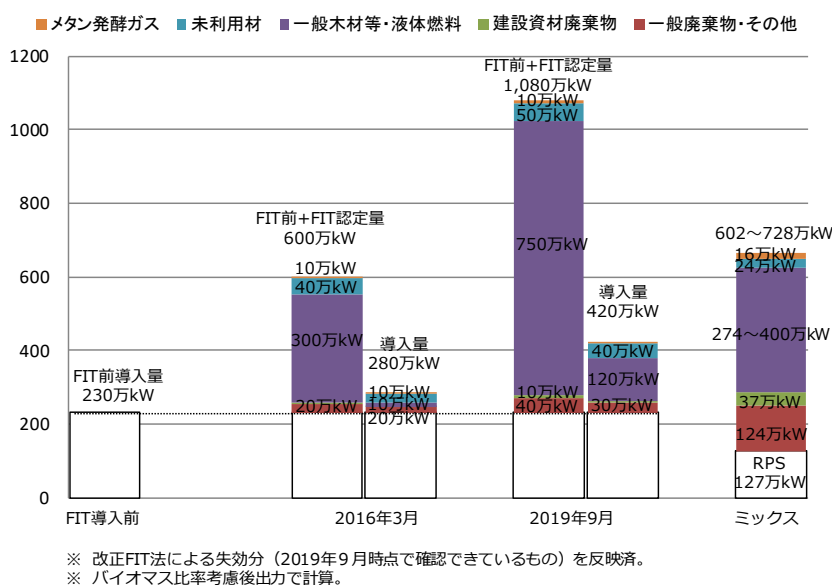


- 地域活用要件として求める取組については、本来は、小規模案件だけでなく大規模案件でも実施されることが期待されるものであるが、特に、現時点ではコスト低減の見通しが緩やかで競争電源になじまない電源には、早期に地域活用を FIT 制度による支援の要件とする必要があると考えられる。
- このため、上記のコストデータ等を踏まえ、中小水力発電について、少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る（地域活用要件が支援の要件となり得る）可能性がある規模は、1,000kW 未満とすることとした。

5. バイオマス発電

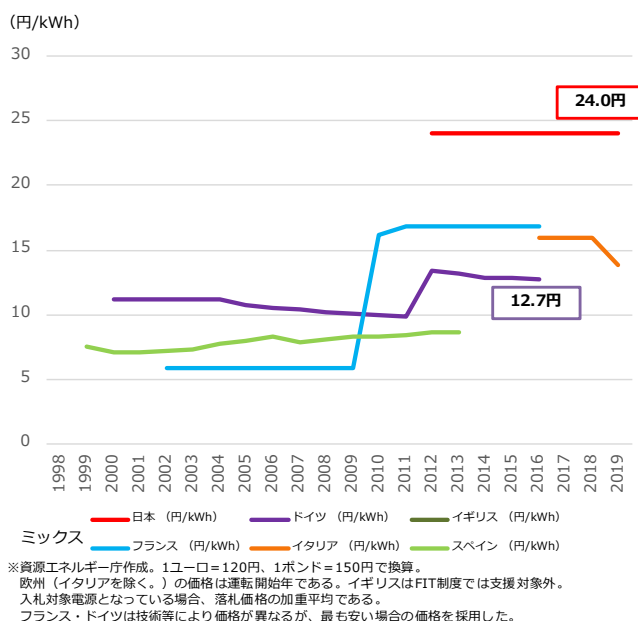
- バイオマス発電については、エネルギーミックス（602～728 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2019 年 9 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 1,080 万 kW、導入量は 420 万 kW となっている。2016～2017 年度にかけて、輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電の FIT 認定量が急増した。（参考 59）

【参考 59】 バイオマス発電の FIT 認定量・導入量



- 2019 年度の調達価格は、一般木材等バイオマス発電（10,000kW 未満）が 24 円/kWh などであるが、海外と比べて高い（参考 60）。一般木材等バイオマス発電（10,000kW 以上）とバイオマス液体燃料（全規模）については、2018 年度より入札制に移行している。

【参考 60】 バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格



- また、バイオマス発電の価格目標は、関連施策との連携を進めながら、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すこととされている。

(1) 新規燃料の取扱い

- バイオマス発電の新規燃料について、エネルギー政策の3E（安定供給、コスト、環境適合）の観点から評価すると、①燃料の多様化によるエネルギーの安定供給や、②燃料間競争による経済効率性の向上にも資するものであり、③適切に持続可能性が確認される前提で導入が進めば、環境への適合も図られるものである。
- こうした評価も踏まえながら、昨年度の本委員会においては、FIT 制度の対象とするか、FIT 制度の対象とする場合にどの区分で買い取るか、コスト動向・燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））の観点から検討を行った。
- この結果、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踏まえて、現行の区分で買取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ている。
- 昨年度の本委員会の意見を踏まえ、2019 年 4 月から 10 月までの間、計 5 回にわたって、バイオマス持続可能性 WG が開催され、燃料の持続可能性の確認方法についての専門的・技術的な検討が行われ、2019 年 11

月に同 WG の中間整理が取りまとめられた。同中間整理において、特に食料競合やライフサイクル GHG 排出量については、次の旨が取りまとめられている。

- 食料競合については、量的拡大に応じてその懸念が増大するものであることから、国全体としての量的な確認（マクロ的確認）ができる方策等の検討が必要である。
 - ライフサイクル GHG 排出量について、実際は、栽培を行う土地の状況、輸送ルート、加工方法等により様々であり、また、排出量の算定方法には様々な手法があり、確立されたものがないことから、政府として一律に個別確認を行うことは、現時点では現実的ではない。
- この中で、今年度の本委員会では、バイオマス持続可能性 WG の中間整理も踏まえながら、業界団体から追加的に要望のあった新規燃料も含めて、引き続き新規燃料の取扱いに関する議論を行ったところ、委員からは、次の指摘があった。
- 食料競合については、可食部が分離されているかといった点なども含めて、食料競合の懸念が認められるかを判断するための基準を明確にする必要がある。また、量的拡大に応じて食料競合の懸念は増大するものであることから、国全体としての量的な確認（マクロ的確認）ができる方策等の検討が必要である。
 - FIT 制度の下で国民負担による買取りを行う以上は、燃料の輸送・加工の工程を含めたライフサイクル GHG 排出量などについて、FIT 認定時に確認を行うことが必要である。
- また、本委員会での検討の中で、農林水産省からは、世界の人口増加や食料需要の変化、国内の食料自給の状況を踏まえると、食料となり得る物資を燃料として活用することは抑制的であるべきとの意見があった。
- 以上を踏まえ、新規燃料の取扱いについては、
- 食料競合については、本委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT 制度の対象としないこととした。
 - 食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクル

GHG 排出量の論点を本委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクル GHG 排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT 制度の対象とすることとした。

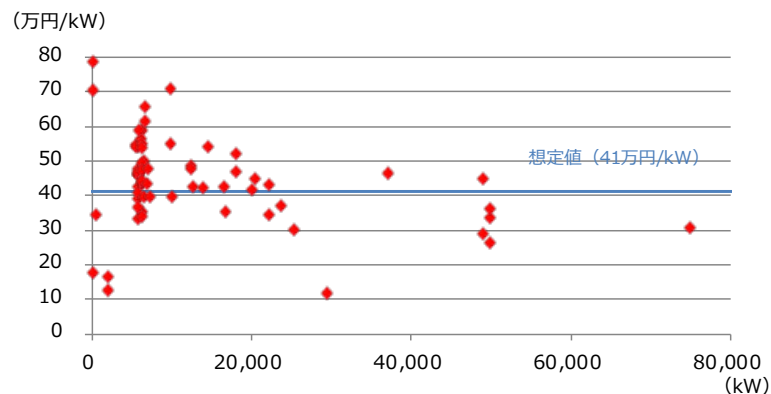
- なお、既に取りの対象となっている燃料についても、本委員会とは別の場において、ライフサイクル GHG 排出量の論点について専門的・技術的な検討を行うこととした。

(2) 木質等バイオマス発電

① 資本費

- 木質等バイオマス発電（未利用材、一般木材等バイオマス発電、建設資材廃棄物の各区分をまとめた総称）では、各区分で資本費・運転維持費について共通の想定値を置いている箇所がある。そこで、共通の想定値を置いている区分は一体としてコストデータの検証を行った。
- 資本費のコストデータ（未利用材（2,000kW 未満）・建築資材廃棄物以外）は 66 件であった。平均値は 45.2 万円/kW、中央値は 44.9 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。（参考 61）

【参考 61】 出力と資本費の関係（未利用材（2,000kW 未満）・建築資材廃棄物以外）



- 未利用材（2,000kW 未満）の資本費のコストデータは 24 件であった。平均値は 135.5 万円/kW、中央値は 121.5 万円/kW となり、想定値（62 万円/kW）を上回るが、コストデータが少なく、今後のデータの注視が必要である。また、建築資材廃棄物の資本費のコストデータは 6 件であった。平均値は 65.0 万円/kW、中央値は 50.0 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く、今後のデータの注視が必要である。

(※) なお、バイオマス液体燃料については、4 件の資本費のコストデー

タが得られ、平均値は 14.7 万円/kW、中央値は 12.5 万円/kW であった。

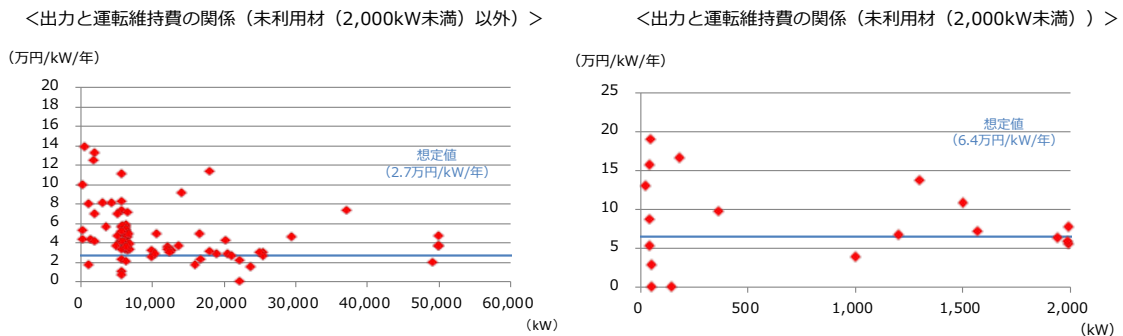
② 運転維持費

- 運転維持費のコストデータ（未利用材（2,000kW 未満）以外）は 79 件であった。平均値 4.9 万円/kW/年、中央値 4.2 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回るが、分散が大きい。コストデータの分散が大きいことから、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要がある。

- 未利用材（2,000kW 未満）の運転維持費のコストデータは 19 件。平均値 8.4 万円/kW/年、中央値 7.1 万円/kW/年となり、想定値（6.4 万円/kW/年）を上回るが、コストデータが少なく、今後のデータの注視が必要である。（参考 62）

（※）なお、バイオマス液体燃料については、4 件の運転維持費のコストデータが得られ、平均値は 2.0 万円/kW/年、中央値は 1.8 万円/kW/年であった。

【参考 62】出力と運転維持費の関係



③ 燃料費

- 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費のコストデータは 26 件であった。平均値は 834 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）をやや下回るが、コストデータが少なく、今後のデータの注視が必要である。
- 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費のコストデータは 72 件であった。平均値は 1,097 円/GJ となり、想定値（1,200 円/GJ）と概ね同水準である。一般木材等バイオマス発電の燃料費のコストデータは 133 件であった。平均値は 831 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 47 件であった。平均値は 315 円/GJ となり、想定値 (200 円/GJ) をやや上回る。(参考 63)

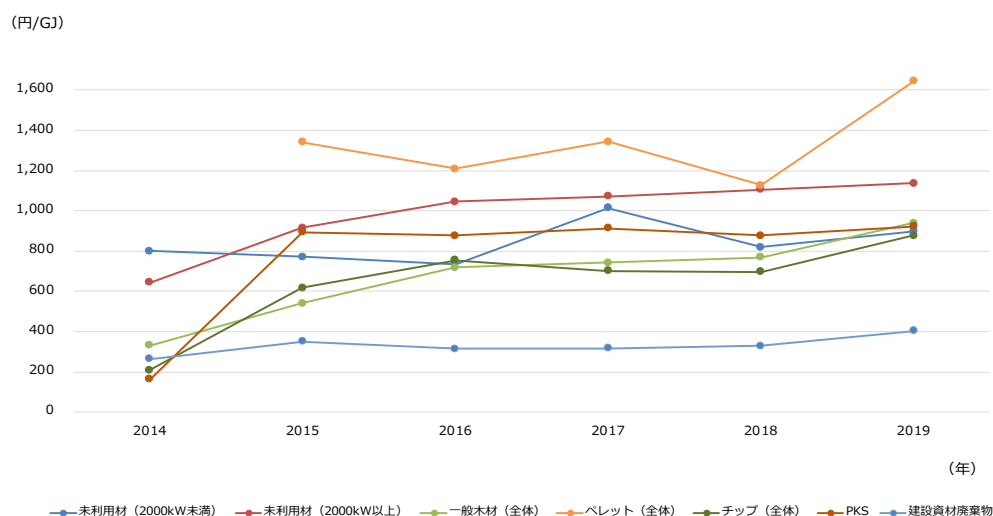
(※) なお、バイオマス液体燃料については、4 件の燃料費のコストデータが得られ、平均値は 2,219 円/GJ、中央値は 2,243 円/GJ であった。

【参考 63】木質等バイオマス発電の燃料費

		実績値 (熱量ベース)		想定値 (熱量ベース)	(参考) 設備利用率
未利用木材	2,000kW未満	834円/GJ (26件)		900円/GJ	47.3%
	2,000kW以上	1,097円/GJ (74件)		1,200円/GJ	77.5%
一般木材等	ペレット	831円/GJ (133件)	1,354円/GJ (16件)	750円/GJ	63.6%
	チップ		743円/GJ (70件)		47.5%
	PKS		908円/GJ (31件)		66.1%
建設資材廃棄物		315円/GJ (47件)		200円/GJ	49.0%

- 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、一般木材等バイオマス発電の FIT 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、定期報告データに基づき燃料費の推移を分析した結果、燃料費は増加傾向であることが分かった。特に、2019 年に収集されたデータでは、全燃料種において、2018 年と比べて燃料費が増加した。(参考 64)

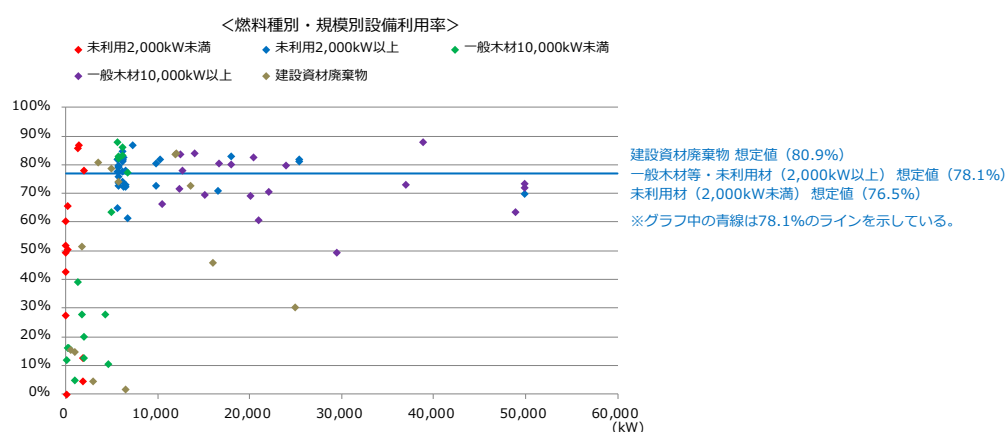
【参考 64】木質等バイオマス発電の燃料費の推移



④ 設備利用率

- 木質等バイオマス発電の設備利用率については、平均値は 62.5%、中央値は 73.0% となり、想定値（76.5～80.9%）を下回っている。未利用材（2,000kW 以上）・一般木材等バイオマス発電（10,000kW 以上）は高い傾向にある一方で、未利用材（2,000kW 未満）・一般木材等バイオマス発電（10,000kW 未満）は比較的低い傾向にある（参考 65）。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要因と考えられる。

【参考 65】出力と設備利用率の関係（燃料種別）



⑤ まとめ

- 今年度の本委員会において、調達価格等を決定する必要のある一般木材等バイオマス発電（10,000kW 未満）について、資本費は想定値と概ね同水準である。
- また、運転維持費については、コストデータの分散が大きいことから、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要がある。
- さらに、燃料費は増加傾向にあり、設備利用率は想定値より低い。このため、今後、一般木材等バイオマス発電の FIT 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しつつ、自立化に向けて、燃料利用の効率化を促していく必要がある。
- 以上を踏まえ、2020 年度の一般木材等バイオマス発電（10,000kW 未満）については、いずれの諸元についても、2019 年度の諸元を据え置くこと

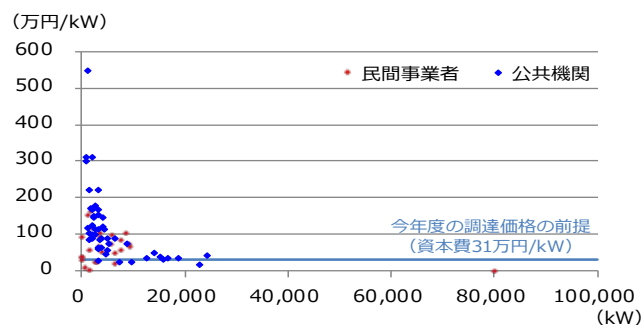
とした。

(3) 一般廃棄物その他バイオマス発電

① 資本費

- 資本費のコストデータは 74 件であった。平均値は 99.6 万円/kW、中央値 86.5 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、6,000kW 以上の設備（20 件）に限定すると、平均値は 48.1 万円/kW、中央値は 41.3 万円/kW となり、想定値により近い水準となる。（参考 66）

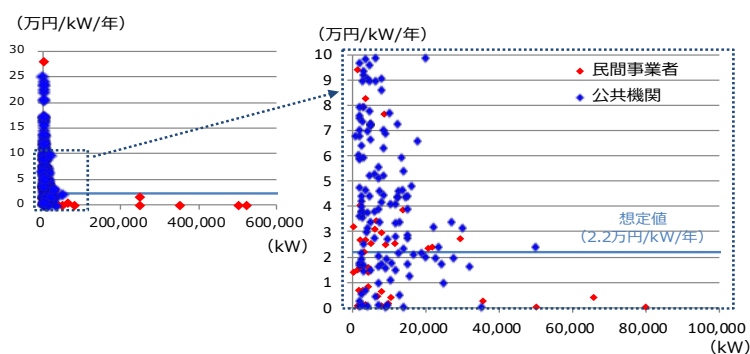
【参考 66】出力と資本費の関係



② 運転維持費

- 運転維持費のコストデータは 216 件であった。平均値は 5.9 万円/kW/年、中央値は 4.1 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、6,000kW 以上の設備（100 件）に限定すると、平均値は 3.4 万円/kW/年、中央値は 2.8 万円/kW/年となり、想定値により近い水準となる。（参考 67）

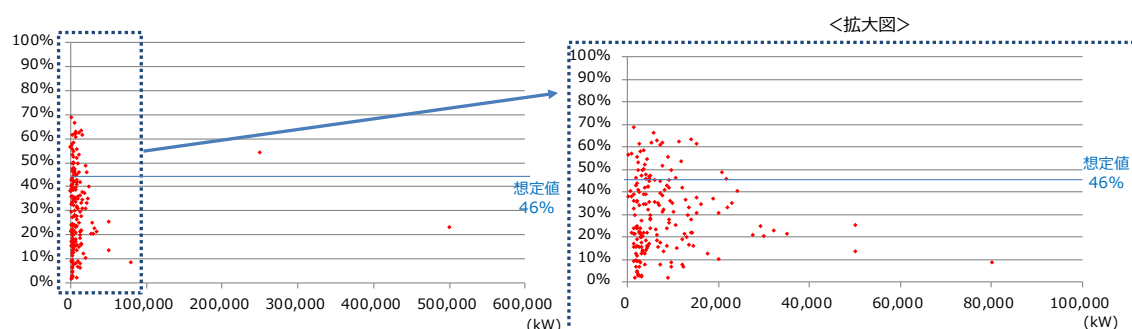
【参考 67】出力と運転維持費の関係



③ 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は、平均値は29.7%、中央値は27.6%となり、想定値（46%）を下回っている。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 68）

【参考 68】出力と設備利用率の関係



④ コークスを混焼するごみ処理焼却施設の取扱い

- 一般廃棄物その他バイオマスと石炭との混焼案件については、昨年度の本委員会で議論を行い、コストデータを踏まえて、2021 年度より FIT 制度の新規認定対象から除き、2020 年度以前に FIT 認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合は FIT 制度の対象から外すとする意見が取りまとめられた。この意見を尊重して、一般廃棄物その他バイオマスと石炭を原料とする燃料（例：コークス）との混焼案件については、2021 年度より FIT 制度の新規認定対象外とする等の取扱いが決定された。
- 他方で、今年度の本委員会における業界団体ヒアリングの結果を踏まえると、コークスを混焼するごみ処理焼却施設（例：シャフト炉式ガス化溶融炉）については、以下の観点を考慮する必要がある。
 - コークスの主な使用目的は廃棄物溶融の安定化にあり、燃焼によるエネルギーの産出を目的とした通常の石炭混焼案件とは異なる。
 - ごみ処理焼却施設の技術方式としては、コークスの利用が必須のものとコークスの利用が不要なものがある。コークスの利用が必須なものの中には、現時点ではコストが高いものの、安定的な廃棄物溶融などのごみ処理上のメリットがある中で、コークスを利用した案件だけを FIT 制度の新規認定対象外とすることは、技術方式間の公平な競争が阻害される可能性がある。

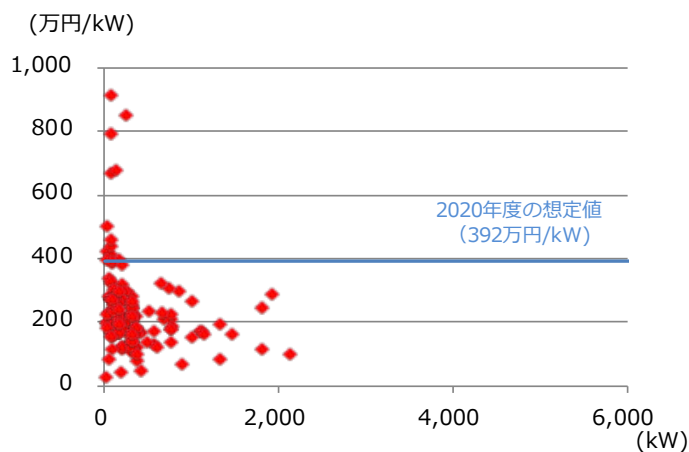
- 上記の点を踏まえ、ごみ処理焼却施設については、コークスを利用するものであっても、2021年度以降もFIT制度の新規認定対象とし、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合であっても、FIT制度の対象から外さないこととした。

(4) メタン発酵バイオガス発電

① 資本費

- 資本費のコストデータは143件であり、平均値は191.6万円/kW、中央値は155.4万円/kWであった。このうち56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（112万円/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112万円/kWを付加した場合の実質的な資本費は、平均値は235.4万円/kW、中央値は208.6万円/kWとなるが、想定値（392万円/kW）を下回った。
- 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き小規模な設備（50kW程度）を想定しているため、50kW未満の設備（18件）に限定すると、実質的な資本費の平均値は331.9万円/kW、中央値は272.0万円/kWとなり、平均値は想定値により近い水準となる。（参考69）

【参考69】出力と資本費の関係

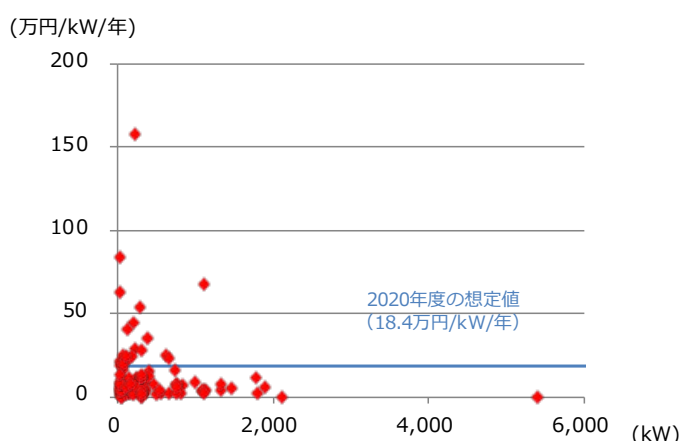


② 運転維持費

- これまでに得られた運転維持費のコストデータは129件であった。平均値は10.8万円/kW/年、中央値は6.1万円/kW/年となり、想定値（18.4万円/kW/年）を下回った。

- 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き小規模な設備（50kW 程度）を想定しているため、50kW 未満の設備（16 件）に限定すると、運転維持費の平均値は 17.6 万円/kW/年、中央値は 9.6 万円/kW/年となり、平均値は想定値により近い水準となる。（参考 70）

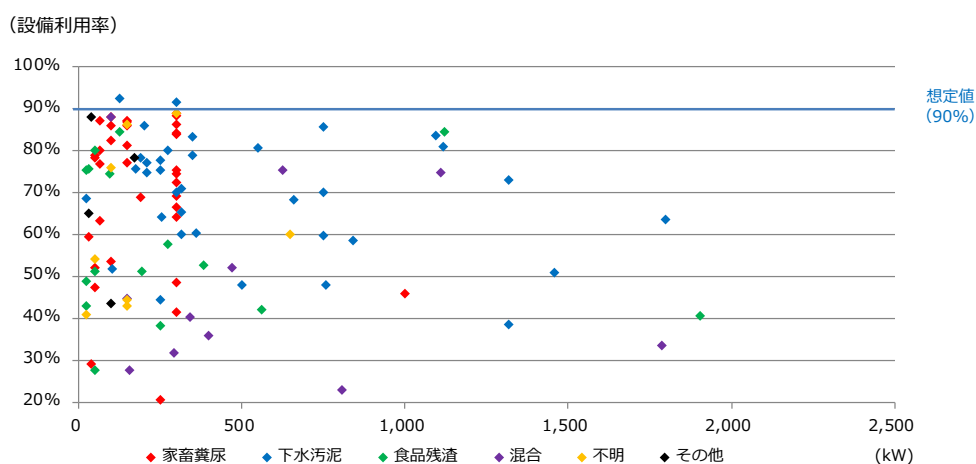
【参考 70】出力と運転維持費の関係



③ 設備利用率

- メタン発酵バイオガス発電の設備利用率については、平均値 59.5%、中央値 66.7%である。全体的に想定値（90%）を下回っており、分散が大きい。（参考 71）

【参考 71】出力と設備利用率の関係（原料種別）



④ 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

- 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、昨年度の本委員会で議論を行い、具体的なコストデータが得られるまでの当面の間、FIT 制度の新規認定を行わないこととした。

- 今年度の本委員会では、業界団体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。これを踏まえて、事務局において、コストデータの収集を行ったところ、2件のコストデータが得られた。仮に調達価格 39 円で事業を実施した場合、小規模案件（50kW）の想定 IRR は▲ 2 %程度、大規模案件（30,000kW）の想定 IRR は 10%程度となる。（参考 72）

【参考 72】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コストデータ

	事業計画 A（50kW）	事業計画 B（30,000kW）	（調達価格の想定値（50kW））
使用原料	ソルガム（国産）	稲わら・麦わら（輸入）	廃棄物
資本費	252万円/kW	77万円/kW	392万円/kW
運転維持費	20.9万円/kW/年	2.8万円/kW/年	18.4万円/kW/年
年間燃料費	125万円	31億円	▲600万円（逆有償）
売電価格39円の場合の想定IRR	▲ 2 %	10%	1 %

- こうした中で、直接燃焼が可能な原料をガス化することで追加的なコストが生じるからといって、そのように作られた電気を高い調達価格で買い取ることは、社会的なトータルコストの観点から経済合理的とは言えない。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中では、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ことが適切と考えられる。
- 以上を踏まえ、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。

(5) 2022 年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模

- バイオマス発電の発電コストについては、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 以上の大規模案件は、一般木材等バイオマス発電・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バイオマス発電については、10,000kW 以上が 2018 年度より入札制に移行している。

- 地域活用要件として求める取組については、本来は、小規模案件だけでなく大規模案件でも実施されることが期待されるものであるが、特に、現時点ではコスト低減の見通しが緩やかで競争電源になじまない電源には、早期に地域活用を FIT 制度による支援の要件とする必要があると考えられる。
- このため、上記のコストデータ等を踏まえ、バイオマス発電について、少なくとも 2022 年度に地域活用電源となり得る（地域活用要件が支援の要件となり得る）可能性がある規模は、10,000kW 未満とすることとした。

IV. 調達価格及び調達期間に関する結論

以上を踏まえ、令和２年度以降の調達価格及び調達期間に関する調達価格等算定委員会の意見を、別添のとおり取りまとめた。

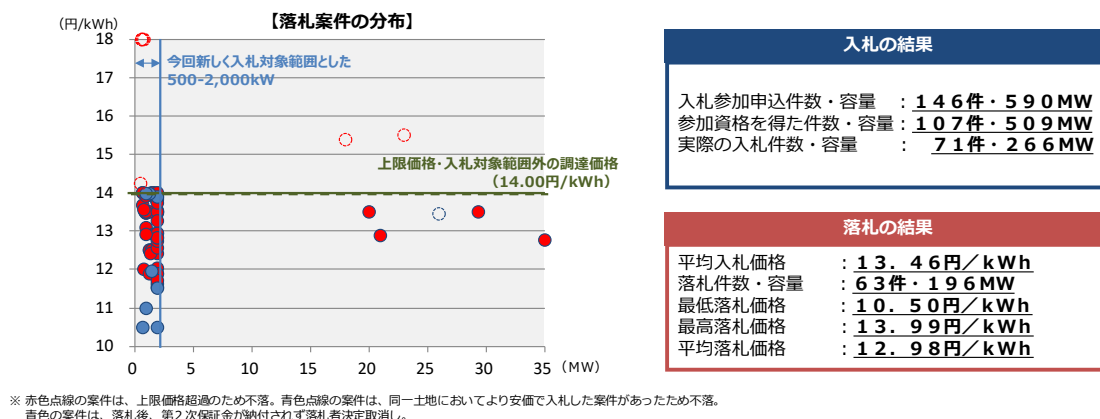
V. 入札制度

1. 2019 年度の入札結果

(1) 太陽光第 4 回・第 5 回（再掲）

- 太陽光第 4 回（2019 年度上期・募集容量 300MW）の入札は、入札対象範囲を「500kW 以上」に拡大して初めての入札となった。上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数・容量は 71 件・266MW となり、募集容量を下回った。平均入札価格は 13.46 円/kWh であった。63 件・196MW が落札し、平均落札価格は 12.98 円/kWh・最低落札価格 10.50 円/kWh となった。
- 上限価格に張り付いた案件は一部（13.50-14.00 円/kWh の入札：15 件）であり、コスト低減が確認された。新しく入札対象範囲とした規模（500-2,000kW）の案件は、特に入札価格が低かった。（参考 73）

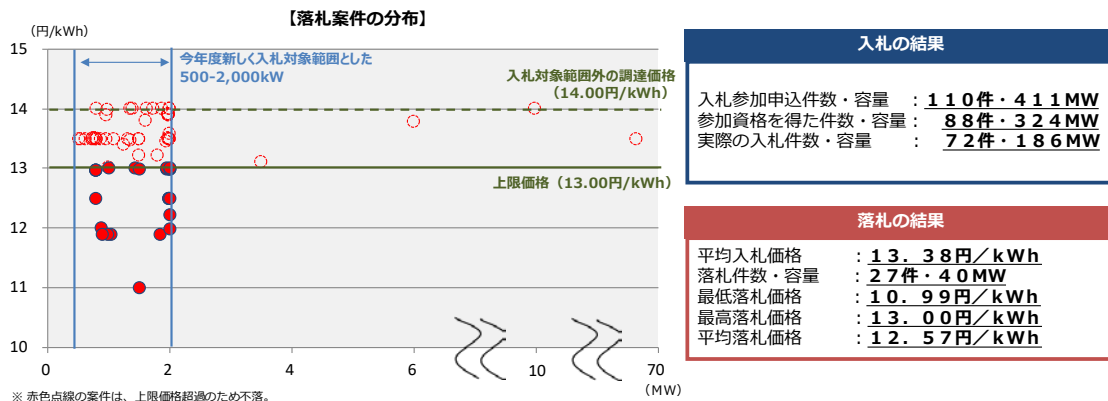
【参考 73】太陽光第 4 回の入札結果（再掲）



- 太陽光第 5 回（2019 年度下期・募集容量 416MW）の入札は、上限価格を非公表として実施した。ただし、入札情報システムの不具合により特定の操作をした場合に一部の入札情報が閲覧可能な状態であることが確認されたため、公平性を確保するために入札参加資格者の件数・容量（88 件・324MW）を全入札参加者に伝えた上で、手作業による入札を行った。この結果、実際の入札件数・容量は 72 件・186MW となり、平均入札価格は 13.38 円/kWh だった。27 件・40MW が落札し、平均落札価格は 12.57 円/kWh・最低落札価格 10.99 円/kWh となった。
- 第 4 回の入札と比べて、平均入札価格の低減は比較的緩やか（▲0.08 円/kWh）であったものの、引き続き、今年度新しく入札対象範囲とした規

模（500-2,000kW）の案件は、特に入札価格が低かった。（参考 74）

【参考 74】太陽光第 5 回の入札結果（再掲）



- 委員からは、2019 年度に実施した 2 回の入札を通じて、実際の入札容量が募集容量を下回ったことも踏まえ、入札容量を増やし、競争環境を確保するための方策を、現状分析を行った上で検討することが必要との意見があった。

(2) バイオマス第 2 回

- バイオマス第 2 回（2019 年度下期・募集容量 120MW）の入札は、昨年度の本委員会での決定を踏まえて、一般木材等バイオマス発電とバイオマス液体燃料の区分を合わせて実施した。上限価格を非公表として実施したところ、実際の入札件数は 3 件・4 MW であった。全ての案件が上限価格（19.60 円/kWh）を上回ったため、落札できなかった。（参考 75）

【参考 75】バイオマス発電のこれまでの入札結果

<第 1 回（2018 年度下期）>		<第 2 回（2019 年度下期）>	
一般木材等バイオマス（10,000kW以上）	バイオマス液体燃料（全規模）	一般木材等バイオマス（10,000kW以上）	バイオマス液体燃料（全規模）
入札の結果 入札参加申込件数・容量 : 7件・264MW 入札参加者の最大出力 : 100MW 参加資格を得た件数・容量 : 4件・95MW 実際の入札件数・容量 : 1件・35MW		入札の結果 入札参加申込件数・容量 : 26件・169MW 入札参加者の最大出力 : 47MW 参加資格を得た件数・容量 : 5件・11MW 実際の入札件数・容量 : 1件・2MW	
落札の結果 上限価格 : 20.60円/kWh 落札件数・容量 : 1件・35MW 落札価格 : 19.60円/kWh		落札の結果 上限価格 : 20.60円/kWh 落札件数・容量 : 0件・0MW 入札価格 : 23.90円/kWh	
		入札の結果 入札参加申込件数・容量 : 20件・101MW 入札参加者の最大出力 : 39MW 参加資格を得た件数・容量 : 4件・6MW 実際の入札件数・容量 : 3件・4MW	
		落札の結果 上限価格 : 19.60円/kWh 落札件数・容量 : 0件・0MW 平均入札価格 : 20.55円/kWh	

2. 2020 年度の入札制度

(1) 入札実施スケジュール

- 2020 年度の入札実施スケジュールについては、2019 年度と同様、太陽光発電は年度の上期と下期にそれぞれ 1 回（第 6 回・第 7 回）、洋上風力発電は年度の下期に 1 回（第 1 回）、バイオマス発電は年度の下期に 1 回（第 3 回）の入札を実施し、いずれの入札も FIT 認定取得期限は 2021 年 3 月末とすることとし、詳細は参考 76 のとおりとした。

【参考 76】2020 年度の入札実施スケジュール

	2020年度		
	太陽光第 6 回	太陽光第 7 回	洋上風力第 1 回 バイオマス第 3 回
4月	入札説明会		
5月	事業計画受付〆切 (5/15)		
6月			事業計画受付〆切 (6/26)
7月	事業計画審査〆切 (7/31)		
8月	入札募集開始 (8/11) 入札募集〆切 (8/25) 入札結果公表 (8/31)		
9月		事業計画受付〆切 (9/4)	
10月			
11月		事業計画審査〆切 (11/24)	
12月		入札募集開始 (12/8) 入札募集〆切 (12/18) 入札結果公表 (12/25)	
2021年1月	調達価格等算定委員会 太陽光第 6 回・第 7 回、洋上風力第 1 回、バイオマス第 3 回を検証し、2021年度の入札制度を検討		
2021年2月			
2021年3月	落札案件の認定補正期限 (3/1) 認定取得期限 (3/31)		

(2) 募集容量

① 太陽光発電

1) 年間募集容量

- 入札の実施に当たっては、事業者間の競争がより進み、コスト低減が促されるような年間募集容量の設定を行うことが重要である。
- 昨年度の本委員会においては、案件の形成状況に沿った募集容量の設定を行うため、
 - 再エネ特措法改正後（2017 年度実績・2018 年度推計）の 500kW 以上の年間平均認定量（613MW）をベースとして、
 - 2019 年度の入札への参加が見込まれるものとして、2018 年度下期入札において、①入札参加資格を得られたものの入札しなかった案件

(330MW)の一部と、②入札したものの落札できなかった案件(110MW)の全部を加える、

という考え方に基づいて、2019年度の年間募集容量(750MW)を設定した。

■ 今年度の本委員会でも、昨年度と同様の考え方に基づき、

- 再エネ特措法改正後(2017年度～2019年度)の250kW以上の年間平均認定量(1,275MW)(2017年度(実績)896MW・2018年度(実績)2,293MW・2019年度(推計)637MW)をベースとして、
- 2020年度の入札への参加が見込まれるものとして、2019年度下期入札において、①入札参加資格を得られたものの入札しなかった案件(138MW)の半分と、②入札したものの落札できなかった案件(146MW)の全部を加える、

という計算を行うと、1,490MWとなる。(参考77)

【参考77】これまでのFIT認定量・2019年度のFIT認定量等の推計

<2019年9月末時点のFIT認定量（容量ベース）>												単位: MW
認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW- 全体合計
2012年度（40円）	2,253	46	236	153	187	158	333	545	969	3,436	6,364	14,678
2013年度（36円）	6,457	27	192	176	298	244	457	829	905	5,196	9,595	24,375
2014年度（32円）	3,315	16	162	115	169	146	252	385	321	1,619	3,798	10,298
2015年度（27円）	1,564	4	51	39	63	66	96	145	102	483	755	3,369
2016年度（24円）	2,322	3	53	52	82	99	149	195	160	566	1,177	4,857
2017年度（21円）	1,696	2	35	33	51	66	127	103	113	397	39	2,663
2018年度（18円）	2,334 (145)	4 (1)	61 (8)	896MW 2,293MW 62 (8)	102 (14)	148 (15)	245 (19)	268 (23)	260 (26)	1,074 (88)	196 (0)	4,752 (346)
2019年度（14円）	— (210)	— (0)	— (4)	— (5)	— (8)	— (10)	— (19)	— (0)	— (0)	— (0)	— (0)	— (255)
認定量合計	20,150	102	794	635	960	936	1,678	2,470	2,829	12,771	21,923	65,247
当該規模以上の案件が 全体に占める割合	100.0%	69.1%	69.0%	67.7%	66.8%	65.3%	63.9%	61.3%	57.5%	53.2%	33.6%	-

【推計結果】												
認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100- 200kW	200- 250kW	250- 300kW	300- 400kW	400- 500kW	500- 750kW	750- 1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW- 全体合計
2019年度【推計】	3,380	0	31	39 637MW	58	99	245	3	17	108	107	4,087
当該規模以上の 合計容量	4,087	707	707	676	637	579	480	235	232	215	107	—

(注) 経過措置として調達価格21円を適用した2018年度認定案件は、「2017年度(21円)」の欄に集計した。2018年度・2019年度の括弧表記は、年度上半期(4-9月)のみの数値である。

- この際、2019年度に実施した太陽光第4回・第5回入札では、いずれも入札容量が募集容量を下回る結果となったことを踏まえ、競争性を確保するために年間募集容量を縮減するという考え方もあるが、入札対象範囲(250kW以上)が全事業用太陽光発電に占める容量の割合は認定ベースで約7割、導入ベースで約6割を占めることに鑑みると、案件の形成状況に沿った容量よりも年間募集容量を縮減することは、日本全体の再生可能エネルギーの導入拡大を鈍化させるおそれもある。

- したがって、2020 年度の事業用太陽光発電の年間募集容量は、案件の形成状況に沿った容量として、1,500MW とすることとした。

2) 各回の募集容量

- 昨年度の本委員会においては、年度後半に実施される入札に札入れが集中する傾向を踏まえ、下期の募集容量を上期よりも多く設定した。一方で、2019 年度の入札実績では、上期（第 4 回）の入札容量 266MW に対して、下期（第 5 回）の入札容量 186MW となっており、必ずしも年度後半に実施される入札に札入れが集中する傾向は見られなかった。
- また、本来は、それぞれの事業者において入札参加の準備が整った時点の適時の入札に参加することが望ましい形である中で、年度後半の募集容量を多く設定することにより、むしろ年度後半の入札への札入れが誘導される可能性もある。
- このため、2020 年度の各回の募集容量については、各回同量（第 6 回・第 7 回のいずれも 750MW）とした。
- その上で、競争性を確保するために、2019 年度までと同様に、上期の入札容量が募集容量を下回った場合に、下期の募集容量を縮減するという考え方もある。一方で、2019 年度の入札では、入札容量が募集容量を下回っている中でも、上限価格の設定により一定程度の競争性は確保されたことを踏まえれば、上期の入札容量が募集容量を下回った場合でも、下期の募集容量を縮減しない方が、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立に資するものと考えられる。
- このため、2020 年度の入札においては、上期の入札容量が募集容量を下回った場合でも、下期の募集容量を縮減しないこととした。

② 洋上風力発電

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）についても、入札の実施に当たって、事業者間の競争がより進み、コスト低減が促されるような年間募集容量の設定を行うことが重要である。
- 案件の形成状況に沿った募集容量の設定を行うため、これまでの FIT 認定件数・容量等を分析した。この結果、2014 年度に洋上風力発電の区分が新設されて以降、2019 年 9 月までの FIT 認定件数・容量は 6 件・255MW であることが分かった（参考 78）。また、2019 年度の認定申請期限日までに FIT 認定申請がなされ、現在認定審査中の案件は、5 件・473MW 存

在している。これらの合計は、11 件・728MW となる。

【参考 78】2019 年 9 月末時点の FIT 認定案件（洋上風力発電）

立地地点	港湾／一般海域	出力 (MW)	認定年度	運転開始年度
長崎県五島市沖	一般海域	2.0	2015年度	2016年度
千葉県銚子市沖	一般海域	2.4	2017年度	2018年度
秋田県秋田港湾内	港湾	54.6	2018年度	運転開始前
秋田県能代港湾内	港湾	88.2	2018年度	運転開始前
富山県入善市沖	一般海域	7.5	2018年度	運転開始前
北海道石狩湾新港内	港湾	99.9	2018年度	運転開始前
合計		254.8		

※ 上記のほか、2019年度認定申請日（2019年12月20日）までに認定申請され、現在認定審査中の案件が5件・473MW存在している。

- 仮に現在認定審査中の案件が全て FIT 認定に至ると仮定すると、これまでの平均年間認定件数・容量は約 1.8 件・約 121MW となる。
- 以上を踏まえ、2020 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の年間募集容量については、直近 6 年間の平均年間認定容量を参考とし、120MW とすることとした。

③ バイオマス発電

- バイオマス発電についても、入札の実施に当たって、事業者間の競争がより進み、コスト低減が促されるような年間募集容量の設定を行うことが重要である。
- このため、案件の形成状況に沿った募集容量の設定を行うため、2019 年度に実施した第 2 回入札の結果を見ると、募集容量（120MW）に対して、札入れを行った事業者は 3 件・4 MW となっている。
- 札入れを行った事業者が少ない背景として、2019 年 9 月末時点で一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料を合わせて約 620 万 kW の未稼働案件が存在しており、事業者が未稼働案件の運転開始に注力している可能性が考えられる。一方、2017 年度以前に認定された案件には 2 年間の設備発注期限が設定されているところ、原則的には 2019 年度末までにすべての案件に設備発注期限が到来するため、今後は新規案件の形成が進展する可能性も考えられる。
- また、昨年度の委員会でも検討したとおり、2018 年度までに FIT 認定を受けた全てバイオマス専焼案件の出力を分析すると、最大出力が 100MW を超えるものが存在していることを考慮する必要がある。
- 以上を踏まえ、バイオマス発電の 2020 年度の入札については、2019 年

度に引き続き、競争性を確保するために一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料の区分を合わせて実施することとし、年間募集容量は両区分を合わせて 120MW とすることとした。

(3) 上限価格の取扱い

- 上限価格の公表／非公表については、①事業者の入札参加の障壁を減らすために公表すべき、②入札価格の上限価格への張付きを防止するために非公表とすべき、といった考え方がある。札入れを行う者が増加すれば、事業者間の競争が促進され、上限価格近傍で札入れを行った事業者が落札できる可能性は低くなるため、上限価格を公表することによるデメリットは相対的に小さくなる。
- こうした中で、太陽光発電・バイオマス発電については、2019 年度の入札（太陽光第 4 回・第 5 回、バイオマス第 2 回）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ると、2020 年度の入札について、上限価格を公表して実施すると現時点で判断できる状況にはない。また、洋上風力発電については、2020 年度が初回の入札となることから、入札容量が募集容量を上回るかどうか、注視が必要な状況である。
- このため、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（※）こととした。

（※）具体的な額については、入札時期直前のコスト動向を上限価格の設定に反映するため、2019 年度までと同様、各回の入札募集開始までに本委員会で検討することとした。

(4) 応札後に辞退があった場合の取扱い

- 現行の FIT 制度における入札では、札入れ後であっても、所定の届出を行うことにより辞退を行うことが可能となっている。
- 辞退行為そのものについて、入札容量が募集容量を超えている状況の下では、辞退を行った者による札入れがなければ、その出力分だけ他者の事業実施が可能だったと考えられることから、コスト効率的な再エネ導入を妨げるものであり、本来差し控えられるべきものである。一方で、札入れ後であっても、やむを得ない事情で発電事業を中止せざるを得ない場合もあることから、未稼働案件が存続しないよう、保証金を没収した上で辞退を行うことを認めている。

- 上記の制度趣旨にも関わらず、これまでの入札において、一旦札入れ・落札した後に辞退の届出を行った後に、同一の事業計画で次の入札に参加し、一度目の入札よりも高い価格で札入れしている事例が確認されている。この事例において、仮に一度目の入札から二度目の入札の間にコストを増加させるような事情変更がないとすれば、再エネ発電事業者に超過利潤が生じ、国民負担の単純増大を招くおそれがあるものと考えられる。
- こうした状況を踏まえ、2020 年度以降の入札においては、札入れ後に辞退を行った事業計画と同一の地点で実施する事業計画が落札された場合については、再エネ発電事業者の異同に関わらず、①辞退した回の入札価格と②過去の入札で辞退した理由を、落札価格と併せて公表することとした。
- その上で、こうした措置にも関わらず、同様の事案が引き続き発生する場合には、適正な入札実施のために入札参加者に求めている第 1 次保証金の増額も含めて、来年度以降の本委員会で取扱いの再検討を行うこととした。

令和2年度（2020年度）の調達価格及び調達期間について

①太陽光発電（10kW未満）

		（参考）2019年度	2020年度
調達価格		24円/kWh	21円/kWh
資本費	システム費用	30.8万円/kW	29.0万円/kW
運転維持費		0.30万円/kW/年	2019年度の想定値を据え置き
設備利用率		13.7%	2019年度の想定値を据え置き
余剰売電比率		70%	2019年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益		24.00円/kWh	26.33円/kWh
調達期間終了後の売電価格		11.0円/kWh	9.3円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		3.2%	2019年度の想定値を据え置き
調達期間		10年間	2019年度の期間を据え置き

令和2年度（2020年度）の調達価格及び調達期間について

②太陽光発電（10kW以上50kW未満）

		（参考）2019年度	2020年度
調達価格		14円/kWh	13円/kWh
資本費	システム費用	18.2万円/kW	21.2万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	2019年度の想定値を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	2019年度の想定値を据え置き
	地域活用要件具備に要する費用	—	0.3万円/kW
運転維持費		0.5万円/kW/年	2019年度の想定値を据え置き
設備利用率		17.2%	2019年度の想定値を据え置き
自家消費比率		—	50%
自家消費分の便益		—	18.74円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		4%	2019年度の想定値を据え置き
調達期間		20年間	2019年度の期間を据え置き

※ 2020年度から、廃棄等費用を定額（1万円/kW）とし、運転開始11～20年目に分割して積み立てる想定で算定。

令和2年度（2020年度）の調達価格及び調達期間について

③太陽光発電（50kW以上250kW未満）

		（参考）2019年度	2020年度
調達価格		14円/kWh	12円/kWh
資本費	システム費用	18.2万円/kW	14.2万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	2019年度の想定値を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	2019年度の想定値を据え置き
運転維持費		0.5万円/kW/年	2019年度の想定値を据え置き
設備利用率		17.2%	2019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）		4%	2019年度の想定値を据え置き
調達期間		20年間	2019年度の期間を据え置き

※ 2020年度から、廃棄等費用を定額（1万円/kW）とし、運転開始11～20年目に分割して積み立てる想定で算定。

④バイオマス発電（一般木材等（10,000kW未満））は2020年度の調達価格及び調達期間を2019年度から据え置く。

（参考）令和2年度（2020年度）の調達価格及び調達期間について

電源	区分		1kWh当たり調達価格		調達期間
			2019年度	2020年度	
太陽光	10kW未満	出力制御対応機器 設置義務なし	24円	21円	10年間
		出力制御対応機器 設置義務あり	26円		
	10kW以上50kW未満		14円＋税	13円＋税	20年間
	50kW以上250kW未満			12円＋税	20年間

（※）250kW以上は入札により調達価格を決定し、調達期間は20年間とする。

10kW以上50kW未満には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。

2019年度以前に認定を受けた10-50kWの事業用太陽光発電が、2020年度に価格変更を伴う変更認定を受ける際には、当該案件が地域活用要件を具備しない場合は、地域活用要件の設定されない規模（50-250kW）の調達価格を適用し、当該案件が地域活用要件を具備する場合は、地域活用要件の設定される規模（10-50kW）の調達価格を適用する。

電源	区分	1kWh当たり調達価格			調達期間
		2019年度	2020年度	2021年度	
風力	陸上風力	19円＋税	18円＋税	—	20年間
	陸上風力 （リブレース）	16円＋税	16円＋税	—	20年間
	着床式洋上風力	36円＋税	（※）参照	—	（※）参照
	浮体式洋上風力	36円＋税		—	20年間

（※）着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用案件）は、入札制移行。

着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）も入札により調達価格を決定し、調達期間は20年間とする。

(参考) 令和2年度(2020年度)の調達価格及び調達期間について

電源	区分		1kWh当たり調達価格				調達期間
			2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	
地熱	15,000kW以上		26円+税				15年間
	リプレース	15,000kW以上 全設備更新型	20円+税				15年間
		15,000kW以上 地下設備流用型	12円+税				15年間
	15,000kW未満		40円+税				15年間
	リプレース	15,000kW未満 全設備更新型	30円+税				15年間
		15,000kW未満 地下設備流用型	19円+税				15年間

(※) 小規模地熱発電には、2022年度から地域一体型の地域活用要件をFIT認定の要件として設ける。(それまでの間は推奨事項とする。)
少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る(地域活用要件が支援の要件となり得る)可能性がある規模は、2,000kW未満とする。

(参考) 令和2年度(2020年度)の調達価格及び調達期間について

電源	区分	1kWh当たり調達価格				調達期間
		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	
水力	5,000kW以上 30,000kW未満	20円＋税			－	20年間
	1,000kW以上 5,000kW未満	27円＋税			－	20年間
	200kW以上 1,000kW未満	29円＋税			－	20年間
	200kW未満	34円＋税			－	20年間
既設導水路 活用型	5,000kW以上 30,000kW未満	12円＋税			－	20年間
	1,000kW以上 5,000kW未満	15円＋税			－	20年間
	200kW以上 1,000kW未満	21円＋税			－	20年間
	200kW未満	25円＋税			－	20年間

(※) 小水力発電には、2022年度から地域一体型の地域活用要件をFIT認定の要件として設ける。(それまでの間は推奨事項とする。)
少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る(地域活用要件が支援の要件となり得る)可能性がある規模は、1,000kW未満とする。

（参考）令和2年度（2020年度）の調達価格及び調達期間について

電源	区分		1kWh当たり調達価格				調達期間
			2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	
バイオマス	一般木材等 10,000kW未満		24円＋税	24円＋税	—	—	20年間
	未 利 用 材	2,000kW以上	32円＋税				20年間
		2,000kW未満	40円＋税				20年間
	建設資材廃棄物		13円＋税				20年間
	一般廃棄物 その他バイオマス		17円＋税				20年間
	メタン発酵 バイオガス発電		39円＋税				20年間

（※）バイオマス発電には、2022年度から地域一体型の地域活用要件をFIT認定の要件として設ける。（それまでの間は推奨事項とする。）
少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る（地域活用要件が支援の要件となり得る）可能性がある規模は、10,000kW未満とする。

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

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、一般木材等の区分において取り扱う。

一般木材等（10,000kW以上）、バイオマス液体燃料（全規模）は入札により調達価格を決定し、調達期間は20年間とする。

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