

発電側課金の調整措置について

2021年5月12日

資源エネルギー庁

1. 発電側課金の調整措置に関する議論の経緯
2. 制度骨格見直し等を踏まえた検討の深掘り

本小委員会におけるこれまでの議論

発電側課金の調整措置に関する議論の経緯 概要

- 発電側課金の制度設計に係る議論を受け、再生可能エネルギー大量導入・次世代NW小委員会及び調達価格等算定委員会において、FIT電源における具体的な調整措置の在り方について検討が進められてきたところである。
- 発電側課金の導入にあたり、FIT電源については、発電側課金による追加コストの転嫁が制度上困難であるという視点から、調整措置に関し、「どのような場合に、どのような調整措置が必要か」、本委員会において検討がなされ、これまでの3回にわたる「中間整理」において、随時、整理がされている。

※ 電力・ガス取引監視等委員会 第59回制度設計専門会合（2021年4月16日）において、発電側基本料金から発電側課金に改称されたことを受け、本事務局資料では一貫して「発電側課金」としている。ただし、本委員会での中間整理を抜粋している箇所は除く。

中間整理（第1次）における記載内容（2018年5月）

再生可能エネルギー大量導入・次世代NW小委員会 中間整理（第1次）（2018年5月22日）から抜粋 形式加工

【アクションプラン】

- 再生可能エネルギー電源に対しても、他の電源と同様、FIT買取期間中・終了後を問わず、kW一律で課金する仕組みを導入する。
【→電力・ガス取引監視等委員会（2020年以降できるだけ早期を目途に導入を目指す）、資源エネルギー庁】
- FIT買取期間中の電源については、価格転嫁ができないことを踏まえ、どのような場合に、どのような調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】
- 住宅用太陽光発電設備については、現状においては発電側基本料金の対象外とする。
【→電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁】

【アクションプラン】

- 発電側基本料金の導入を前提に、一般負担の上限額もkW一律とする方向で見直す。
- その際、見直し後の上限額については、現状の額を決めた際と大きな環境変化はないと考えられることから、引き続き4.1万円/kWを基準額とし、この適用時期については、広域機関において決定次第、即施行とする。
【→広域機関】
- 上限額見直し後の系統設備形成の効果についてモニタリングし、必要に応じて見直しを行う。
【→広域機関、資源エネルギー庁（見直し施行後、定期的に）】

※中間整理（第2次）（2019年1月28日）においては、中間整理（第1次）にて記載の上記のアクションプランの進捗を確認した。

(参考) 『発電側課金』と『一般負担上限の見直し』のパッケージ

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（第16回）（2019年7月5日）事務局資料より抜粋

第6回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 資料2（一部加工）

- 発電側基本料金によってフローでの費用回収ができることを前提に、一般負担により行うことが原則とされている基幹送電線等の整備※において、稼働率の低い電源について、一般送配電事業者が負担する額の上限を引き上げ。 ※電源線等については、特定負担により整備することとされている。
- これに伴い、系統制約が顕在化する中で、増強費用が特に課題となる風力発電については、**イニシャルの負担が軽減され、フローの負担が増加する。（分割払い化）**
- 特にフローにおいては、FITの売電収入があるため、全体として見れば再エネ発電事業者の資金繰り面を支える効果が期待される。

	現状	今後
	(電源毎に異なる)	(電源によらず一律)
初期負担 の上限 (イニシャル)	太陽光 1.5万円/kW 陸上風力 2.0万円/kW 火力 4.1万円/kW	4.1万円/kW 例) 陸上風力 + 2.1万円/kW
発電側基本料金 (フロー)	なし	年間 1800円/kW程度 + 2.1万円/kWは約10数年分に相当 (金利補正後)

『分割払い化』

本委員会 中間整理（第3次）における記載内容（2019年8月）

再生可能エネルギー大量導入・次世代NW小委員会 中間整理（第3次）（2019年8月20日）から抜粋 形式加工

【中間整理（第3次）アクションプラン】

- 既認定案件に対する調整措置の要否の検討に当たっては、原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討することとし、具体的な調整措置の要件や調整の程度については、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【➡調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】
- 新規認定案件については、調達価格の算定や入札の上限価格の設定における発電側基本料金の取扱いについて、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【➡調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】

本委員会 中間整理 (第3次) における記載内容① (2019年8月)

	現在の運用期限	経過措置	考え方
2019認定	(最も遅い場合) 2023/3/31	(最も遅い場合) (+2年) 2025/3/31	・「認定日から5年」となるよう、運転開始期限を補正。
2018認定	(最も遅い場合) 2022/3/31	(最も遅い場合) (+2年) 2024/3/31	
2017認定	(最も遅い場合) 2021/3/31	(最も遅い場合) (+2年) 2023/3/31	
「旧FIT法認定」かつ 「運転開始期限3年」	(原則) 2020/3/31	なし	・2020/3/31が運転開始期限であることを踏まえれば、それまでには少なくとも電気事業法に基づく工事計画は届け出られている(法アセスの対象外となっている)べき。
未稼働2016	(資格維持の場合) 2022/3/31	なし	・2022/3/31時点で、既に認定日から5年以上経過している。
未稼働2015	(資格維持の場合) 2021/3/31	なし	・2021/3/31時点で、既に認定日から5年以上経過している。
未稼働 2012~14	条例アセス対象 (資格維持の場合) 2020/12/31	なし	・環境アセスメントの対象事業であることは既に考慮されている。
	条例アセス 対象外 (資格維持の場合) 2020/9/30 (資格変更の場合) 最初の着工申込み の受領日から1年	(+3月) 2020/12/31 2020/12/31と着工申込みの受領 日から1年を経過する日のいずれか 遅い方	・条例アセス対象事業の運転開始期限 に合わせる。

【中間整理 (第3次) アクションプラン】

- FIT 制度における太陽光発電の運転開始期限は「認定日から3年」が標準形とされてきたが、一部の大規模な太陽光発電事業が法アセスの対象となることを踏まえ、
 - 法アセス対象の太陽光発電の運転開始期限(標準形)を、「認定日から5年」とする。
 - 法アセスの施行期日(2020年4月1日)より前に認定を受け、新たに法アセスの対象となる太陽光発電に対する経過措置として、2017~2019年度にFIT認定を受けたものに対して、「認定日から5年」となるよう運転開始期限を補正し、2012~2014年度にFIT認定を受けた未稼働太陽光案件の対象となるもののうち、条例による環境アセス対象外であったものに対して、条例アセス対象事業の運転開始期限と同様の措置を講じる。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者(パブリックコメント実施、2019年8月2日に原案どおり最終方針を提示済み。2020年4月1日施行)】

2. 再生エネルギーに対する発電側基本料金の課金の在り方

① 発電側基本料金の導入に当たっての基本的な考え方

今後、電力需要の伸び悩みが見込まれる一方で、再生可能エネルギーの系統連系ニーズの増加等により、電源起因による送配電関連費用の増大が想定され、送配電設備の高経年化対策による送配電関連費用の増大も見込まれる中、将来にわたって託送料金を最大限抑制しつつ、質の高い電力供給を維持していくことが求められる。

これらの課題に対応するためには、系統利用者である発電側にも受益に応じた費用負担を求め、送配電網のより効率的な利用を促すことが適当であることを念頭に、電力・ガス取引監視等委員会「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ」において、系統利用者である発電側に対して送配電関連費用のうち一部の固定費について新たに負担を求めること、kW単位の基本料金(発電側基本料金)として課金すること、発電側基本料金を2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指すこと等が、2018年6月の同ワーキング・グループの中間とりまとめにおいて決定されたところである。

発電側基本料金については、電源種を問わず、kW一律で課金されるものであるが、再エネ電源に対する発電側基本料金の課金については、FIT制度の趣旨も踏まえ慎重に検討する必要があることから、本小委員会においても議論を進めてきた。

② 再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方

再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方については、本小委員会においても議論し、FIT買取期間中・買取期間終了後を問わず他の電源と同様の条件(kW一律)で課金としつつも、FIT買取期間中の電源については、発電側基本料金による追加コストを転嫁することが制度上困難であることから、(ア)FIT認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、(イ)発電側基本料金の導入後にFIT認定を受ける(調達価格が決まる)ことになるもの、それぞれについて、どのような場合、どのような調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等においても議論いただくこととすること、また、現状においては、住宅用太陽光発電については、一般家庭が設置するものであること、送配電網の維持・運用にかかる追加費用を生ずる効果は限られていること等を考慮して対象外とする方針を、中間整理(第1次)でまとめた。また、近年急速に系統制約が顕在化し接続時の系統増強費用が増加しつつある中、系統増強に伴う特定負担(系統接続時の初期負担)を抑制し、発電側基本料金によって後年度にkW一律で回収することで、負担を平準化することが適当であるとの方針を中間整理(第1次)で取りまとめ、発電側基本料金の導入を前提として、一律4.1万円/kWとする一般負担上限額の見直しを2018年6月に行ったところ。

本小委員会の第3フェーズにおいては、FIT制度の抜本見直しを含む再エネ政策の再構築に向けた議論を進めていく中で、既認定案件の適正な導入は極めて重要な論点であると整理し、これまでの議論を踏まえ、FIT買取期間中の電源について、どのような場合に、どのような事業に対して調整措置が必要か議論を行い、以下のとおり論点を深掘りした。

(ア) 既認定案件

発電側基本料金の導入に当たり、FIT 認定を受けて既に適用される調達価格が確定している既認定案件への発電側基本料金の導入に当たっては、①調達価格の算定において、発電側基本料金は「事業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」としては考慮されていないこと、②発電側基本料金は、一般負担上限額の見直しによる再エネ発電事業者の初期費用負担の軽減が発電側基本料金の導入とセットで講じられた措置であること、③発電側基本料金による後年度負担に調整措置を講じてしまうと単純な国民負担の増加となり、その負担が需要家に転嫁されるようなことはあってはならないこと、④利潤配慮期間の調達価格が適用される FIT 電源については、既に制度上十分な配慮がなされている一方で、当該期間後の調達価格が適用される FIT 電源は相対的に調整措置の必要性が高いこと、といった視点や意見を提示しながら、本小委員会で議論を行った。

委員からは「一般負担上限の見直しによって、既に需要家の負担は増加している中で、発電側基本料金の調整措置を通じた FIT 賦課金の増加は許されない。」「FIT 制度上は調達価格の想定コストより実際のコストが下がったとしても、既認定案件の調達価格を引き下げる制度になっていない。コストが増加したときのみ調整を行うことが本当に適切なのか。」「少なくとも利潤配慮期間の案件で系統接続費用の負担が小さかった初期の案件については、調整措置は不要ではないか。」との意見があった。一方で、委員及びオブザーバーからは「既認定分について、事後的な制度変更による影響がないよう、一定の客観的試算を踏まえた上で調整措置の必要性や合理性について、デュー・プロセスに則って考える必要がある。」「FIT 期間中は価格転嫁できず、既認定案件への調整措置が不可欠である。また特定負担が高い太陽光の案件は少ないため、一般負担上限の見直しの恩恵を受けられているケースは限定的である。」との意見もあった。

具体的な調整措置の要件定義や線引きの仕方や程度については、調達価格等算定委員会において議論いただくこととなるが、その際には本小委員会におけるこうした視点や議論を踏まえた検討を行うべきである。具体的には、原則、調達価格の算定において制度上追加的な利潤配慮³¹がなされていないものについては発電側基本料金による追加コストと同水準を調整する措置を置くことを検討することとし、詳細な調整措置の対象や調整の程度を決めるに当たっては、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ具体化すべきではないか。

³¹ 事業用太陽光発電における利潤配慮期間の調達価格：40円・36円・32円・29円。他の電源は、利潤配慮期間終了後も「供給量勘案上乘せ措置」として IRR が維持されたため、利潤配慮期間中の IRR も実態上、供給量を勘案したものだったと理解することが適当。

本委員会 中間整理 (第3次) における記載内容④ (2019年8月)

(イ) 新規認定案件

発電側基本料金の導入後に FIT 認定を受ける (適用される調達価格が決まる) ものについては、調達価格の算定や入札の上限価格の設定において、発電側基本料金をコストとしてどのように取り扱っていくかについて、調達価格等算定委員会で議論いただくことが適当である。具体的には、調達価格の算定において、発電側基本料金を「事業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」と扱うか、扱う場合はどのように算定に織り込むか、入札においては上限価格の設定に際して発電側基本料金のコストをどのように扱うか、といった取扱いについて整理する必要がある。

【中間整理 (第3次) アクションプラン】

- 既認定案件に対する調整措置の要否の検討に当たっては、原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討することとし、具体的な調整措置の要件や調整の程度については、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会 (発電側基本料金の導入までに)】
- 新規認定案件については、調達価格の算定や入札の上限価格の設定における発電側基本料金の取扱いについて、調達価格等算定委員会において議論を行う。
【→調達価格等算定委員会 (発電側基本料金の導入までに)】

3. 再エネ海域利用法の運用における既存システムの活用の在り方

洋上風力発電は、海外において急激にコスト低下が進んでおり、大規模な開発も可能であることから、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立する重要な電源であるが、一般海域の長期占有を実現するための統一的なルールや先行利用者との調整の枠組みが存在しなかったことなどの課題により、導入が進んでいない状況にあった。

このため、2019年4月1日、洋上風力発電の円滑な導入のため、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。) が施行された。再エネ海域利用法は、一般海域の長期占有を実現するための統一的ルールとして、経済産業大臣及び国土交通大臣が促進区域を指定し、公募によって促進区域内の海域を最大30年間占有することができる事業者を選定する制度を確立するとともに、漁業や海運業等の関係者間で必要な協議を行うための協議会を設置できることとし、事業者の負担を軽減しつつ、海域の多様な開発及び利用、海洋環境の保全並びに海洋の安全の確保といった他施策との調和を図ることとしている。

再エネ海域利用法の円滑な施行に際しては、諸基準の具体化や手続の具体的な運用方法について技術的・専門的な見地から検討する必要があることから、2018年12月から、本

調達価格等算定委員会におけるこれまでの議論

調達価格等算定委員会での議論①（2019年9月・10月）

- **2019年9月**の第46回調達価格等算定委員会において、2019年度の検討論点の一つとして、発電側課金の調整措置についても提示。その際、委員からは以下の意見が示された。

- 発電側課金の調整措置については、**国民負担を抑制しつつ、再エネ発電事業者がいかに納得できる制度にするかというバランスの中で検討**していくこととなるが、最終的には、**再生可能エネルギーが主力電源となるために必要な措置**を考えていく必要がある。
- 既認定案件に対する調整措置について、大量導入小委員会の中間整理では、「制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討する」としている。この記載の趣旨に基づき、「**利潤配慮期間の太陽光発電には調整措置を置かない**」という方向で検討を進めてほしい。
- 既認定案件に対する調整措置について、大量導入小委員会での検討においても、**具体的な調整措置の要件や調整の程度については意見が分かれていた**と理解しており、本委員会で引き続き検討を行うものと認識している。**発電側課金が事業に与える具体的な影響も含めて検討を行う必要があるのではないか。**

- また、**2019年10月**の第47回調達価格等算定委員会において行われた**業界団体からのヒアリング**において、業界団体等から調整措置の検討に当たって主に以下の意見が示された。

- FIT対象発電事業に関しては、現状の制度における固定買取価格に上乗せして、**発電側課金で増えた負担を転嫁することができないため、何らかの調整措置が必要ではないか**
- 賦課金に影響を与えない枠組みで、**発電側課金の一部を転嫁できるスキームについてもご検討**頂けないか。
- FIT買取価格とは別に全額補填する仕組み（発電側課金導入に伴う託送料金リバランスによる小売側課金の減額分を発電事業者に戻す仕組みなど）を適用すべきである。

調達価格等算定委員会での議論②（2019年12月）

- 2019年12月の第53回委員会において、発電側課金の調整措置について詳細な議論を行った。
- その際の状況変化としては、電力・ガス取引監視等委員会の審議会において発電側課金の詳細設計が深化したところ、小売買取については、調達価格とは別に価格を上乗せするという工夫をすることにより、他電源と同様にFIT電気事業者と小売電気事業者間で発電側基本料金の転嫁について適切な協議を行うべき対象に含まれるという案が提示された。
- 以上を踏まえ、これまでの調整措置の議論は、FIT電源は転嫁ができないという前提の下で議論がされてきたが、他の電源と同様に、FIT電源についても転嫁を通じた調整が行えることを前提に、既認定案件への調整措置について、具体的には、賦課金による調整措置の有無、その対象・水準を検討するに当たっての論点などを整理し、検討が進められた。

(参考) 調達価格等算定委員会における資料

調達価格等算定委員会（第53回）（2019年12月27日）事務局資料より抜粋

賦課金による調整措置について（検討に当たっての基本的な考え方） 18

- FIT電源についても他の電源と同様に、発電事業者側の負担増分について転嫁による調整が行われることとなったが、小売電気事業者の取引状況等によっては託送料金減額分（0.5円/kWh）以上の部分については十分な転嫁が行われず、転嫁水準に差異が生じる可能性がある。
- こうした状況において、追加的に賦課金による調整措置を講じることにより、小売電気事業者からの円滑な転嫁を促し、より確実・十分な転嫁を実現していくという考え方もある。
- ただし、調整措置のために賦課金を活用することは、短期的には小売電気料金が引き下がらない可能性もある中で、電気利用に係る国民負担の増加を招きかねない。このため、賦課金による追加的な調整措置を行うか、行う場合にはその対象・水準をどうするかについては、慎重に検討すべきではないか。

<参考：賦課金による調整措置を検討するに当たって留意すべき事項>

- 転嫁は託送料金減額分（0.5円/kWh）に限ったものではなく、指針においても発電側における増額想定分等を踏まえた公平な協議を行うこととなっている。理論上、小売の負担減額と発電の負担増額が総額としては一致するものとされている中で、例えば、設備利用率の高い電源に対して負担分を転嫁してもなお残る余剰減額分（例えば、同じ小売が地熱等から購入している場合、負担増分0.3円/kWhを転嫁してもなお、託送減額分0.5円/kWhに対して0.2円/kWhが余剰）等を原資として託送料金減額分以上の上乗せ転嫁が可能となっていると考えられる。
- これはFIT電源に限らず、他の設備利用率が低い電源（例えば石油火力：平均設備利用率13%で、発電側基本料金の発電量換算1.6円/kWh）等の非FIT電源でも同様の電源があり、これらには小売からの転嫁以外に特段の調整措置は設けられていない。
- なお、設備利用率が高いと想定されるFIT電源（バイオマス、地熱、中小水力）では、発電側基本料金の発電量換算での負担額が、小売電気事業者の託送料金減額分（0.5円/kWh）の範囲内と考えられる。

(参考) 調達価格等算定委員会における検討の論点

調達価格等算定委員会（第53回）（2019年12月27日）事務局資料より抜粋

賦課金による調整措置の有無、その対象・水準を検討するに当たっての論点

20

- **賦課金による調整措置を行う場合におけるその対象・水準**の検討にあたっては、適性な利潤、長期未稼働によるコスト低減、接続時の系統増強負担といった観点から、**発電事業者の事業状況をきめ細かに踏まえた制度設計**するという考え方がある。
- 一方で、制度が複雑になりすぎることを回避し、よりシンプルで公平な制度とするために、**対象に関わらず一律に調整措置の水準を設定**するという考え方がある。
- 他の電源との公平性なども含め、電力システム全体の中で導入される制度として、どのように考えるべきか。

<参考：発電事業者の事業状況の観点>

（適正な利潤）

- 利潤配慮期間内の事業用太陽光発電については、**例外的**に、最初期の導入時のリスクやその他様々なリスクの発生を見込み、適正な利潤に**更なるIRR**が上乘せされ調達価格が設定されている。
- 特に2014年度認定までは、価格設定時に想定している一部費用（**運転維持費等**）について、**実績と想定が乖離**しており、想定時よりも年間維持コストが低い。こうした状況をどのように考えるか。

（長期未稼働によるコスト低減）

- **認定から運転までの期間**が、価格設定時の想定よりも長い案件については、価格設定時の想定コストよりも低い初期コストで事業実施が可能となっている。こうした状況をどのように考えるか。

（接続時の系統増強負担）

- 発電側基本料金の導入を前提に一般負担の上限見直しが先行的に行われたように、**系統接続時の初期負担と接続後の負担の在り方は、セットで見直すことが適当**とされている。
- 制度上、**特別高圧・高圧**の事業用太陽光発電は**基幹系統増強について一般負担上限超過分の負担が求められる**（2015年11月までは全額特定負担）が、**低圧**の事業用太陽光発電については、こうした負担が原則**求められていない**。こうした状況を、どのように考えるべきか。

(参考) 調達価格等算定委員会における検討の論点

調達価格等算定委員会（第53回）（2019年12月27日）事務局資料より抜粋

その他の留意点

21

（送配電買取と小売買取の公平性）

- FIT制度の買取義務者は、FIT制度創設当初は小売電気事業者であったが、改正FIT法以降は送配電事業者である。
- 小売買取との公平性を踏まえ、送配電買取の場合への調整措置を考えるべきではないか。

（スポット市場価格（＝回避可能費用）の上昇）

- 発電側基本料金の導入によって、スポット市場の価格が上昇した場合、回避可能費用の上昇を通じて、小売の転嫁原資が減少すると同時に、国民負担が低減する。この規模を見積もることができれば、賦課金からの補填による調整措置の原資となりうるのではないか。

(参考) 調達価格等算定委員会における検討の論点

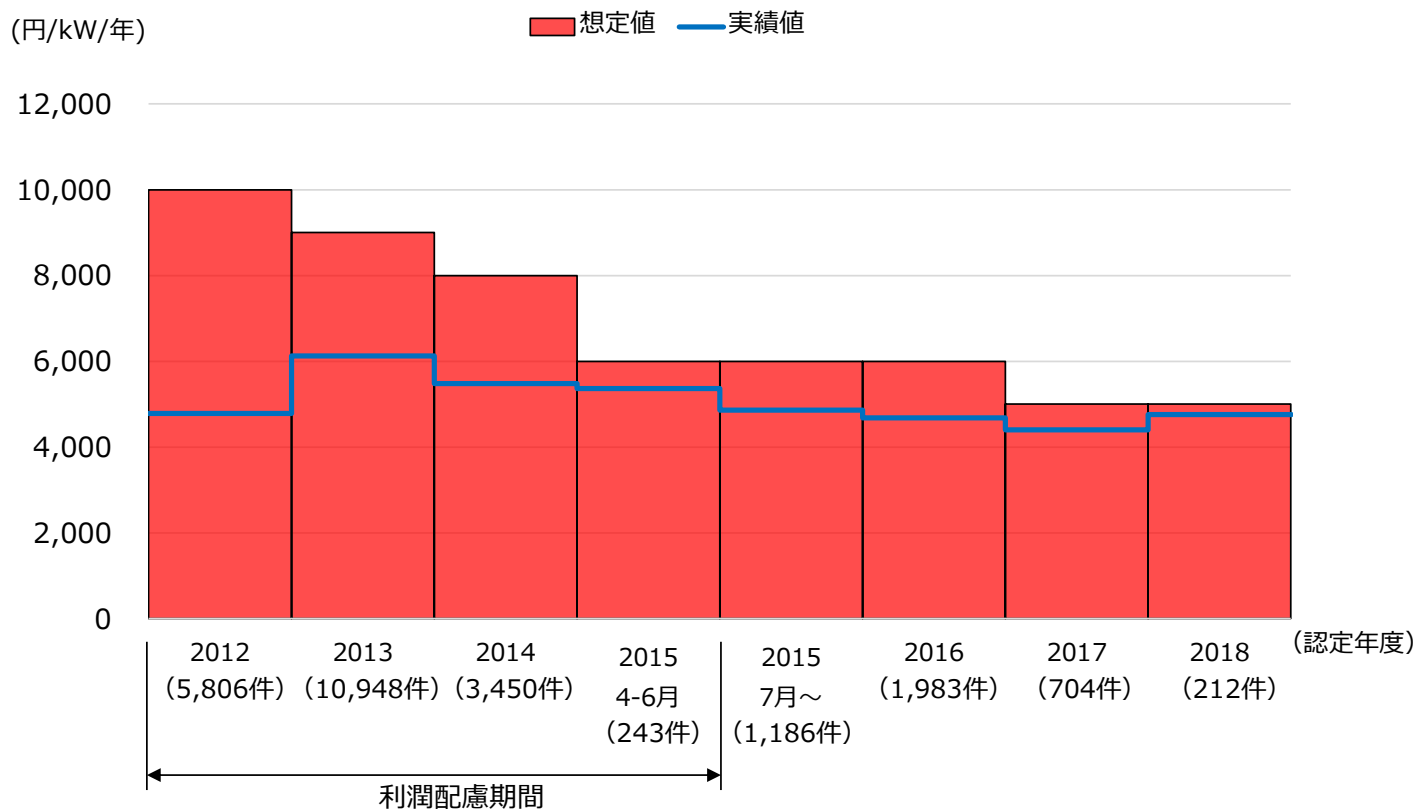
調達価格等算定委員会（第53回）（2019年12月27日）事務局資料より抜粋

(参考) 事業用太陽光発電の運転維持費の実績値と想定値

22

- 定期報告から得られた運転維持費の実績値と調達価格算定時の想定値を比較（事業用太陽光発電10kW以上）したところ、**特に2012年度～2014年度認定案件では、運転維持費の実績値が想定値を平均して3,500円/kW/年ほど下回っており、想定値と実績値に大きな乖離がある**（発電側基本料金の平均単価は1,800円/kW/年）。

<運転維持費の想定値と実績値比較（事業用太陽光10kW以上）>



調達価格等算定委員会における委員からの主な意見①（2019年12月）

【調整措置の導入の妥当性に関する意見】

- 発電側基本料金の導入に伴い、調整措置が講じられるべきであるとの議論自体が適切なものといえるのか。例えば炭素税が導入される際に、炭素排出量に応じて課税額の大きい電源に調整措置が当然に設定されるという議論にはならない。FIT制度において政府が担保しているのは、収益ではなく調達価格である。**規制改革などの事後的な制度変更結果としてコストが下がった場合に調達価格の調整は行わないのに、支出が増加する場合だけ調整がなされることは妥当ではないのではないか。**また、これは、FIT認定後の再エネ発電事業を譲り受けた場合であっても同じではないか。
- 投資環境を保障しながら、**民間の資金を活用し再エネ投資を促進するという政府の政策趣旨を踏まえると、既認定案件に対して事後的に発電側基本料金を適用した上で、その調整を検討すること自体が、議論を難しくしている。**将来、制度改正によって**既認定案件に追加的な負担が生じるものについては、慎重に検討することが非常に重要**である。

調達価格等算定委員会における委員からの主な意見②（2019年12月）

【賦課金による調整措置の水準や対象に関する意見】

- 小売電気事業者が転嫁による調整を行うことも本来は当然ではない。確かに小売電気事業者の託送料金は減額されるものの、長期的には卸電力市場価格が上昇することも考えられる。そのような中で、電力・ガス取引監視等委員会が政策的判断として、小売電気事業者に転嫁を求めることとしているものであって、当然の帰結ではないことを認識すべきである。追加的な調整措置の要否については、この点も踏まえて検討する必要がある。
- 利潤配慮期間の案件の調整措置について、利潤配慮期間であることだけを理由に調整が不要という議論にはならない。事務局案では、運転維持費の実績値と想定値の乖離が挙げられているが、コストの状況は案件によって様々である。また、一般負担の上限見直しの時期も2018年6月であり、利潤配慮期間とは一致しない。利潤配慮期間が一つの論点であることは理解するが、その他の切り口も含め、公平性の観点から慎重な検討をお願いしたい。

調達価格等算定委員会における委員からの主な意見③（2019年12月）

【賦課金を活用することに関する意見】

- エネルギー基本計画では、国民負担抑制の観点から2030年度の再エネ比率が22～24%となっていると理解している。既認定案件に対する発電側基本料金の調整を賦課金により行うことは、本来は新規認定案件に充てることができた賦課金を既認定案件に投じるということであり、将来の再エネ投資にブレーキを掛けることになる可能性が高いことを十分認識すべきである。
- 発電側基本料金の導入に伴う発電事業者の負担増加分を小売電気事業者が転嫁するインセンティブは考えにくいものの、国民負担の観点から賦課金による補填は困難なものと考えられる。運転維持費の実態、FIT認定から運転開始までの期間、低圧事業用太陽光の負担している接続費等の事業環境を踏まえ、慎重な検討が必要ではないか。

1. 発電側課金の調整措置に関する議論の経緯
2. 制度骨格見直し等を踏まえた検討の深掘り

電力・ガス取引監視等委員会における発電側課金の見直し（2020年7月～現在）

- このように発電側課金の調整措置について検討が進められていたところ、昨年7月、梶山大臣より、既存の非効率な火力電源を抑制しつつ、再エネ導入を加速化するための基幹送電線の利用ルールを見直すこと、発電側課金についても、当該見直しとも整合的な仕組みとなるよう見直すことが指示された。
- これを踏まえ、昨年12月、電力・ガス取引監視等委員会では、審議会（制度設計専門会合）における制度見直しを開始。再エネ発電事業者団体を含め、関係する事業者団体からヒアリングを行うなど、様々な意見を伺いながら、kW課金の見直しをはじめとした、制度の骨格の見直しがなされたところ。
- 業界団体等からは、課金適用対象や今後の調整措置の検討について、以下の意見が示されたところである。
 - FIT・FIP電源については、FIT賦課金による調整措置がないと、なかなかFIT電源の継続性の担保が困難。
 - FIT・FIP電源については、調整措置を講じることによる追加の事務作業や費用の発生や事業者と金融機関で擦り合わせた事業収支が悪化するような遡及的課金となされると当該案件のみならず新規案件へのファイナンスへの影響も懸念があることから、FIT・FIPの対象期間は課金対象外としてはどうか。
 - 託送料金の起因者・受益者負担の原則に基づいて考えれば、発電側課金の課金対象は、系統に接続し、逆潮している全ての電源とすることを基本とすべき。
 - 再エネ主力電源化について、主力電源になるというのは、扱われ方がこれまでと変わるということ。FIT電源の買取費用を国民が負担する中、発電側課金を適切に負担することが、主力電源として国民から信頼を得ることにも繋がる。

調整措置のあり方に関し、本日御議論いただきたい事項（案）

- このように、発電側課金の調整措置について、本委員会においても検討が重ねられ、その結果を踏まえ、詳細な調整措置のあり方については調達価格等算定委員会で議論することとなっている。
- 一方で、kWh課金の導入や割引制度の拡充といった**発電側課金制度自体の大幅な見直し**に加え、**2050年カーボンニュートラルの表明**といったエネルギー政策をとりまく**状況の変化**も生じているところ。
- 加えて、発電側課金は、託送料金改革（レベニューキャップ制度の導入）と合わせて**2023年4月に制度導入を予定**しており、調整措置を含めた制度の詳細を早期に確定させる必要がある。
- そのため、詳細な調整措置のあり方については、引き続き調達価格等算定委員会で御議論いただくことを前提に、再エネの主力電源化やそれを支える次世代ネットワークのあり方について検討を行う本委員会において、**もう一段深掘した検討**を行い、**調整措置のあり方/方向性について、より具体化していただきたい。**
- 具体的には、これまでの検討で得られた論点・視座を踏まえ、**新規認定案件と既認定案件**のそれぞれについて、**「どのような場合に、どのような調整措置が必要か」**について、検討を深掘りいただきたい。

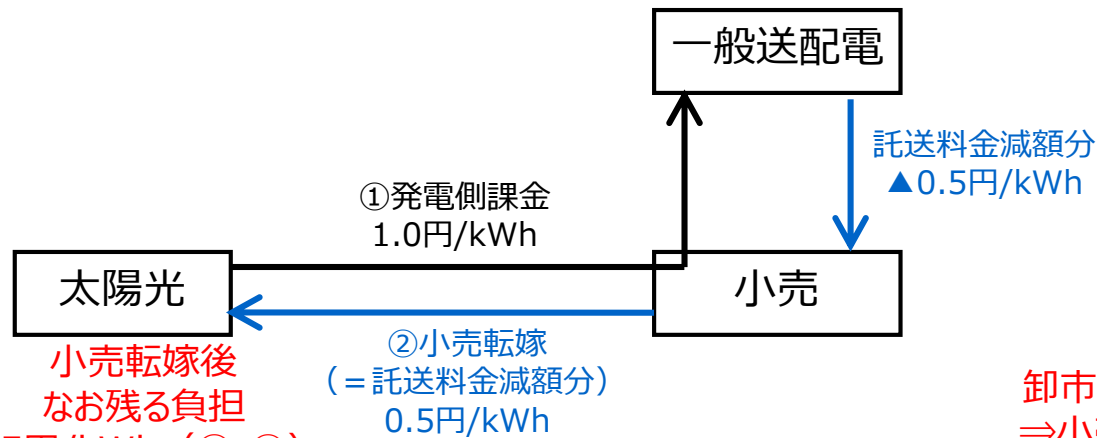
検討に当たっての補足事項① (買取方式の違い)

- FIT電源では、買取義務者が小売電気事業者である場合 (小売買取) と、買取義務者が一般送配電事業者である場合 (送配電買取) の2つの買取方式が存在する。
- まず、小売買取のFIT電源では、2019年8月の中間整理 (第3次) の時点では、FIT電源については転嫁が困難という前提であったが、前述のとおり、そのうち詳細設計が深化し、FIT電源についても、他電源と同様に転嫁の対象となり、少なくとも発電側課金の導入による小売電気事業者の需要側託送料金の減額分 (全国平均0.5円/kWh)の転嫁 (=小売転嫁) がなされることになった。
- このため、小売買取の場合は、小売からの転嫁 (全国平均0.5円/kWh) という調整がなされ、なお残る負担分のみについて、調整措置の在り方を検討する必要がある。
- 他方で、送配電買取の場合は、小売と発電事業者間での直接の取引が無いことから、小売転嫁が困難である (※1)。2016年度までの認定案件については小売買取が残っている一方、2017年度以降の認定案件は、すべて送配電買取であること等 (※2) を踏まえると、送配電買取の場合の小売転嫁相当分 (=0.5円/kWh) については、小売買取との公平性を踏まえ、調整措置の対象とする必要があると考えられる。

※1 ただし、送配電買取のFIT電源の小売転嫁の原資が小売電気事業者に生じる可能性があることには留意が必要である。

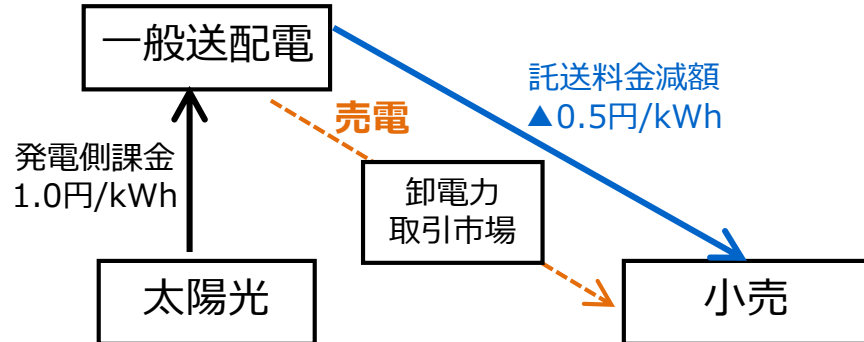
※2 小売電気事業者と発電事業者で合意がなされた場合には、送配電買取に移行することが可能。また、特定契約の主要項目に変更が生じた場合には、送配電買取に移行する必要がある。特定契約締結が2017年度以降の場合、2012年度から2016年度までに認定を受けた案件であっても送配電買取となる。

<小売買取の場合 (太陽光想定)>



小売転嫁後
なお残る負担
0.5円/kWh (①-②)

<送配電買取の場合 (太陽光想定)>



卸市場経由のため、売電先は特定不能
⇒小売転嫁できず、1.0円/kWhの負担

検討に当たっての補足事項② (エリア別での課金水準/転嫁水準の違い)

- 発電側課金の制度として、**エリア別で課金水準、小売転嫁の水準が異なる**こととなる。
- 仮に調整措置を講じることとした場合、再エネ特措法上、エリア別で調整措置の内容を変更することは可能ではあるが、一方で、**これまでの調達価格においてエリア別での設定を実施したことはなく、運用システムの改修上も多大なコストが必要**になると考えられる。こうした点を踏まえると、**全国一律で調整措置を講じるべきではないか。**
- また、今般の発電側課金の制度見直しに当たっては、割引制度の対象が拡充されることになった。この割引制度の効果を発揮し、系統の効率的な利用を進めるためには、**割引制度適用前の課金水準に対して調整措置を講じることが妥当であると考えられる。**
- このように、現行FIT制度との整合性の確保の観点や、発電側課金制度自体が意図する効果が発揮されるよう、エリアや電源の立地地点に関係なく、割引制度適用前の課金水準に対して**全国一律で調整措置を講じるべきと考えられるところ**、この場合、エリア・地点によって課金額等が異なることから、個々の事業者に講じられる調整措置の程度について、一定程度相違が生じることとなる。

(参考) エリア間での課金・小売転嫁の水準の幅

エリア間の課金水準の幅 (電源別・割引なし)

太陽光	: 0.84 ~ 1.07円/kWh
風力	: 0.64 ~ 0.78円/kWh
地熱	: 0.41 ~ 0.47円/kWh
中小水力	: 0.39 ~ 0.44円/kWh
バイオマス	: 0.37 ~ 0.42円/kWh

エリアの小売転嫁の水準幅

0.43 ~ 0.65円/kWh

※なお、2015年の全10社費用等を用い各種仮定を置いた上で簡易に試算したものであり、実際の負担水準は、今後の費用構造や発電側及び需要側kW構成の変化等により異なる可能性がある点に留意する必要がある。

新規認定案件における具体的な調整措置の方向性（案）

- 新規認定案件については、これまでの本委員会での検討を踏まえ、**以下の方向で調達価格等算定委員会において議論**いただくことを**本委員会から要請することとし**、詳細な水準や取扱いについては調達価格等算定委員会で議論していただくこととしてはどうか。

① 新規認定案件は、**発電側課金により発電事業者の費用負担が増えることを踏まえ、発電側課金を「事業が効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱うことにより調整措置を講じる。**

② その際、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることから、エリア別ではなく**全国平均での発電側課金の上昇分を想定**し、調整措置の水準を設定する。なお、発電側課金の上昇分の想定に当たっては、発電側課金での割引制度が意図する**系統利用の効率化を促進する効果が発揮**されるよう、割引制度の適用は考慮しないこととする。

※ 発電設備の立地地点に応じて発電側課金の割引制度の適用額も異なるため、案件によっては課金額が全国平均での発電側課金の上昇分を下回ることもあり得る。

既認定案件における具体的な調整措置の方向性（案）

- 既認定案件（小売買取）への調整措置については、これまでの検討を踏まえると、①小売転嫁(0.5円/kWh)を通じた調整を前提としつつ、②小売転嫁後なお残る負担分についての調整措置のあり方について、大きく3つのパターンが考えられるのではないか。（※Bについては他の組み合わせ方も考えられうる。）

A) 負担分全額水準を賦課金で調整

B) 負担の一部(0.25円/kWh)*を賦課金で調整し、残りを再エネ発電事業者が負担

※0.25円/kWhは、最もkWh単価が高い太陽光における小売転嫁後に残る負担水準（約0.5円/kWh）の半額に相当

C) 負担分全額を再エネ発電事業者が負担

- 既認定案件については、これまでの本委員会の議論の中でも、調達価格の算定において

①制度上の追加的な利潤配慮がなされているもの（利潤配慮期間内の事業用太陽光）

②利潤配慮がなされていないもの（利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源）

に分別して検討がなされてきた。

- これまでの検討において、②利潤配慮がなされていないものについては、調整措置を講じる方向で議論されていることを踏まえると、論理的に、①利潤配慮がなされているものについては上記のA～Cの3パターン、②利潤配慮がなされていないものについては、AとBの2パターンが考えられるのではないかと。

- なお、検討にあたっては、過去累積の平均的な設備利用率を想定する。（結果として、個別の発電所によって実際の負担水準や調整状況は異なりうることに留意が必要。）

※第31回の本委員会にて事務局から提示した過去累積の平均的な設備利用率:事業用太陽光：14.2%、風力：21.7%、地熱：52.8%、中小水力：60%、バイオマス68.1%

※洋上風力の取扱いを含め、詳細な区分や調整措置の水準については、調達価格等算定委員会における議論を経て、最終的に決定される。

(参考) 既認定案件における調整措置の整理

調整措置のパターン

各電源の区分

- A) 負担分 全額水準を賦課金で調整
- B) 負担の一部(0.25円kWh)を賦課金で調整し、残りを再エネ発電事業者が負担
- C) 負担分 全額を再エネ発電事業者が負担

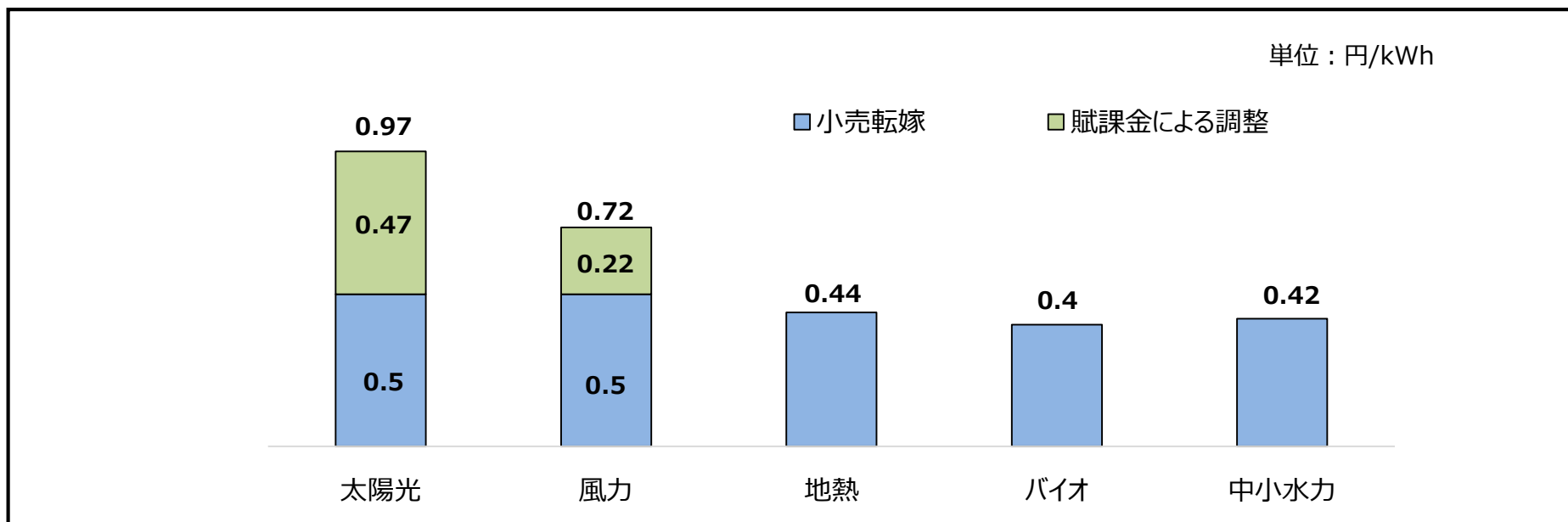
① 利潤配慮されているもの（利潤配慮期間内の事業用太陽光）

→左記A～Cのいずれかが考えられる。

② 利潤配慮されていないもの（利潤配慮期間外の事業用太陽光、風力、地熱、バイオ、中小水力）

→左記AかBが考えられる。

発電側課金の水準



※ 電源種別の課金水準は、資料1「発電側課金の見直しについて」（電力・ガス取引監視等委員会）中のP17において掲載の数値であり、割引適用前のもの。洋上風力では設備利用率が陸上風力よりも高いなど、設備利用率によって実際の課金水準は異なる。

※ 送配電買取の場合は、「小売転嫁」部分についても調整措置の対象となる。

「利潤配慮がなされているもの」の検討にあたっての論点

- 利潤配慮がなされているもの（利潤配慮期間内の事業用太陽光）への調整措置として、前述の3つのパターンA～Cが考えられる。これまでの検討において示された調整措置を講じるべきか否かの論点を整理すると以下のとおりである。

【調整措置を講じる必要性が高い】

- 発電側課金の遡及適用によって**金融機関や投資家と摺り合わせた事業収支が悪化する**ことになり、賦課金による調整措置が無ければ、**事業継続性の確保が困難**になるケースが出てくる。
- 既認定案件への悪影響のみならず、将来の制度変更リスクへの懸念の高まりから**新規案件のファイナンス組成にも悪影響を及ぼす**のではないかと。
- 太陽光では、特定負担が高い案件は少ないため、**一般負担上限見直しの恩恵を受けられるケースは限定的**である。



【調整措置を講じる必要性が低い】

- 規制改革や炭素税などの事後的な制度変更の結果としてコストが変わった場合に調達価格の調整は行わないのに、**本件の場合だけ調整がなされることは妥当ではないのではないかと。**
- **発電側課金に調整措置を講じるのであれば、運転維持費については、想定値よりも実績が低くなっていることなども併せて検討すべきではないかと。**
- 利潤配慮期間内の事業用太陽光については、**例外的**に、最初期の導入時のリスクやその他様々なリスクの発生を見込み、**適正な利潤に更なるIRRが上乘せ**され調達価格が設定されており、既に調達価格に織り込まれている。
- ミックスで掲げた買取総額を上回ることが確実な中で、既認定案件に対する賦課金の投入より更なる国民負担の増加は許されないのではないかと。さらには、本来は新規案件に充てることができた賦課金を既認定案件に投じるとは、**将来の再エネ投資に充てる原資が不足し、再エネ導入にブレーキを掛ける可能性が高いことを十分認識すべきではないかと。**

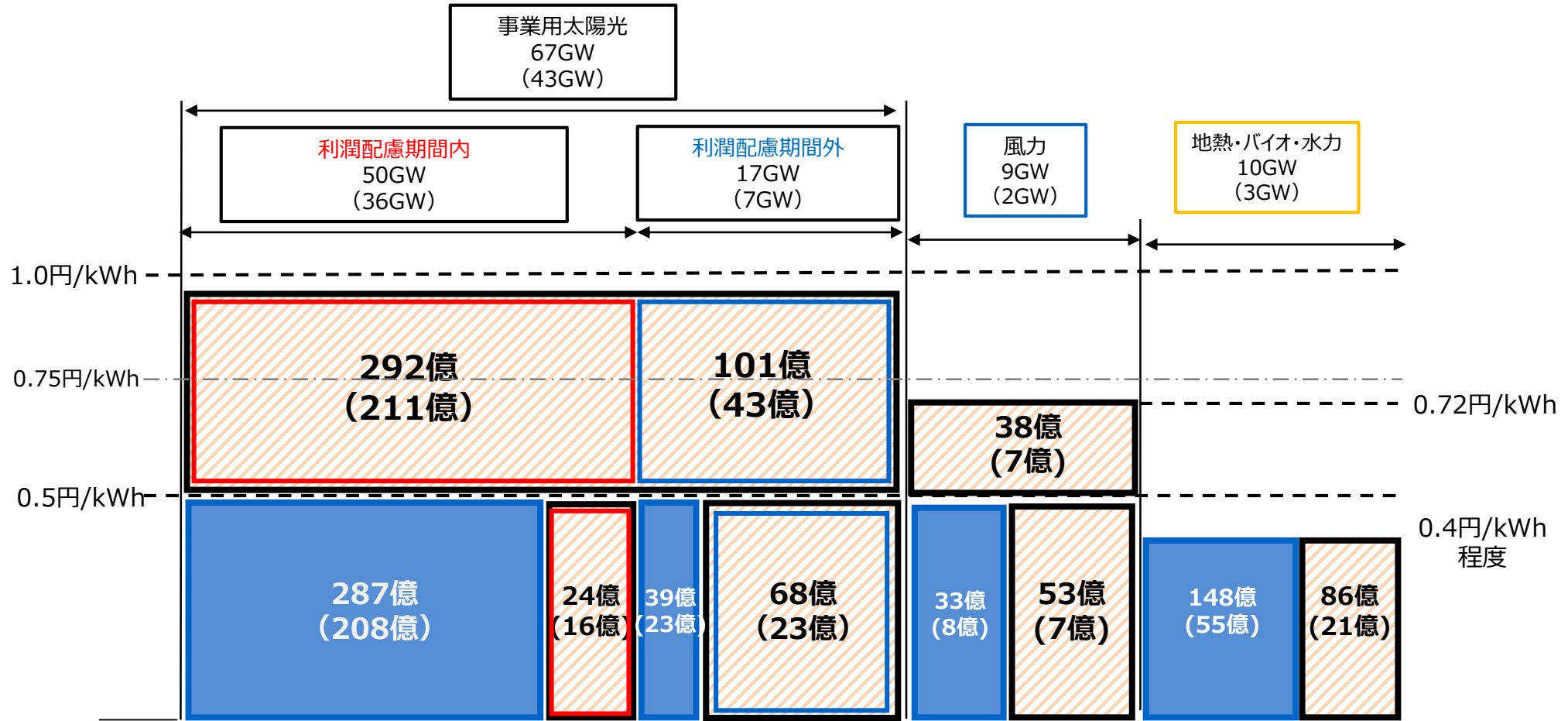
「利潤配慮がなされていないもの」の検討にあたっての論点

- 利潤配慮がなされていないもの（利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源）については、何らかの調整措置を行う方向で検討が進められてきたことから、論理的にパターンAかBの2つが考えられる。
- なお、再エネ電源のうち、設備利用率が相対的に高い地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電の3電源は、課金水準（割引前の全国平均）が0.4円/kWh程度であることから、小売買取の場合、小売転嫁（全国平均で0.5円/kWh）のみでカバーすることが可能であると考えられる。
- 風力発電についても、課金水準が0.72円/kWh程度であることから、パターンAとBで差異がない。
- 以上から、どのような調整措置を講じるべきか、検討の対象となるのは利潤配慮期間外の事業用太陽光となるのではないか。
- 調整措置を行うべきか否かの見解は、基本的に、前述の「利潤配慮がなされているもの」と同様であるが、利潤配慮がなされておらず、相対的にIRRは低いことから、仮に賦課金による調整措置が講じられなかった場合、発電側課金のうち、小売転嫁後なお残る負担分についての再エネ発電事業者の耐性は低いものと考えられる。
- こうした状況を踏まえ、利潤配慮期間外の事業用太陽光について、どのような調整措置を講じるべきであるか。

(参考) 既認定案件での発電側課金による負担額

	: 小売転嫁外での負担分	約660億円 (認定量ベース)	約330億円 (導入量ベース)
	: 小売転嫁分	約510億円 (認定量ベース)	約290億円 (導入量ベース)

※ 括弧付きでないものは認定量ベース、括弧内は導入量ベースでの試算。



※ 認定量・導入量ともに2020年度末時点の数値。電源種別の課金水準は、資料1「発電側課金の見直しについて」(電力・ガス取引監視等委員会)中のP17において掲載の数値を用いている。
 ※ 一般社団法人低炭素投資促進機構(GIO)での直近の交付実績において買取先が不明のものについては、認定年度に応じて小売買取/送配電買取を仕訳けて試算。
 ※ 現在、小売買取のものについては、小売買取が継続すると仮定。

(参考) 調整措置に要する賦課金の規模【認定量ベース】

<現時点における小売/送配電買取の場合>

	利潤配慮されていないもの (利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源)		
	A) 負担水準全額を賦課金で調整	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	
利潤配慮 されているもの (利潤配慮期間中の 事業用太陽光)	A) 負担水準全額を賦課金で調整	約660億円/年	約610億円/年
	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	約530億円/年	約480億円/年
	C) 負担分全額、事業者負担	約370億円/年	約320億円/年

<全て送配電買取に移行の場合>

	利潤配慮されていないもの (利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源)		
	A) 負担水準全額を賦課金で調整	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	
利潤配慮 されているもの (利潤配慮期間中の 事業用太陽光)	A) 負担水準全額を賦課金で調整	約1,170億円/年	約1,120億円/年
	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	約1,030億円/年	約990億円/年
	C) 負担分全額、事業者負担	約880億円/年	約830億円/年

※ 認定量・導入量ともに2020年度末時点の数値。電源種別の課金水準は、資料1「発電側課金の見直しについて」(電力・ガス取引監視等委員会)中のP17において掲載の数値を用いている。
 ※ 一般社団法人低炭素投資促進機構(GIO)での直近の交付実績において買取先が不明のものについては、認定年度に応じて小売買取/送配電買取を仕訳けて試算。
 ※ 送配電買取の案件については、小売買取での小売転嫁相当分についても賦課金による追加的な調整措置として算入している。

(参考) 調整措置に要する賦課金の規模【導入量ベース】

<現時点における小売/送配電買取の場合>

	利潤配慮されていないもの (利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源)		
	A) 負担水準全額を賦課金で調整	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	
利潤配慮 されているもの (利潤配慮期間中の 事業用太陽光)	A) 負担水準全額を賦課金で調整	約330億円/年	約310億円/年
	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	約230億円/年	約210億円/年
	C) 負担分全額、事業者負担	約120億円/年	約100億円/年

<全て送配電買取に移行の場合>

	利潤配慮されていないもの (利潤配慮期間外の事業用太陽光、それ以外の電源)		
	A) 負担水準全額を賦課金で調整	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	
利潤配慮 されているもの (利潤配慮期間中の 事業用太陽光)	A) 負担水準全額を賦課金で調整	約620億円/年	約600億円/年
	B) 負担の一部 (0.25円/kWh)を賦課金調整、残り負担	約520億円/年	約500億円/年
	C) 負担分全額、事業者負担	約410億円/年	約390億円/年

※ 認定量・導入量ともに2020年度末時点の数値。電源種別の課金水準は、資料1「発電側課金の見直しについて」(電力・ガス取引監視等委員会)中のP17において掲載の数値を用いている。
 ※ 一般社団法人低炭素投資促進機構(GIO)での直近の交付実績において買取先が不明のものについては、認定年度に応じて小売買取/送配電買取を仕訳けて試算。
 ※ 送配電買取の案件については、小売買取での小売転嫁相当分についても賦課金による追加的な調整措置として算入している。