

再生可能エネルギーの長期安定的な 大量導入と事業継続に向けて

2023年12月19日
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 本小委員会の前々回会合（第56回・11月7日）においては、再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて、以下の論点を中心に、議論をキックオフしたところ。
 - ① 再エネの長期電源化に向けた事業環境整備（既設再エネへの再投資や事業集約の促進等）
 - ② 再エネ電源が有する便益が適切に評価される事業環境整備（非化石価値市場、オフサイトPPA、自家消費等）
 - ③ FIP制度の活用促進などの再エネ電源の電力市場への統合
 - ④ 導入状況等の把握を事業規律の確保
- 本日の会合では、
 - 前々回会合での御指摘も踏まえて、資源エネルギー庁が関係プレーヤーに対して実施したヒアリングの途中経過を御報告するとともに、
 - 特に他の審議会（調達価格等算定委員会等）と連携した議論が必要となるFIP制度の更なる活用について、政策的対応の方向性を先行的に議論いただきたい。

再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて

第56回再エネ大量導入・次世代NW小委員会（2023年11月7日）資料1より抜粋

- 2012年のFIT制度開始により、再エネ導入量は大幅に増加しているが、2030年再エネ比率36-38%を実現し、更に2050年カーボンニュートラルを達成していくためには、地域との共生を前提に、再生可能エネルギーを長期安定的に大量導入・事業継続させていくことが重要である。このためには、FIT・FIP制度等による支援が無い状況下でも、自立的な新規投資・追加投資・運転維持が行われるよう、電源としての着実なステップアップが必要である。
- この観点から、本日は、以下のような論点に関する直近の状況・政策動向等を整理した上で、今後の検討の論点について御議論いただくこととしてはどうか。

【1. 再エネの長期電源化に向けた事業環境整備】

- まずは、とりわけFIT・FIP制度に基づき国民負担による支援を受けた既設の再エネ電源について、その調達期間・交付期間の終了後も、長期安定的に事業が継続されることが重要となる。このため、国民負担の抑制の観点に留意した上で、既設再エネへの再投資や事業集約を促進することが必要ではないか。
- 具体的には、再投資や事業集約に係るファイナンスの円滑化、適切に事業集約が行われるための基盤整備、再エネ発電事業を長期安定的に継続することのできるプレーヤーや、住宅用太陽光の卒FIT等を契機とした複数の再エネ電気をアグリゲートするプレーヤーなどの多様な事業主体の創出・育成といった論点がポイントではないか。
- 加えて、地熱発電や中小水力発電など、特に長期間の稼働が可能な再エネ電源について、調達価格等算定委員会における議論等も踏まえつつ、その支援の在り方について検討を深めるべきではないか。

【2. 再エネ電源が有する便益が適切に評価される事業環境整備】

- FIT・FIP制度によらずに事業採算性が確保される形で再エネ電源を自立化させていくためには、再エネ電源の更なるコスト低減と併せて、再エネの便益（非化石価値、自家消費による節電効果等）が適切に評価され、その便益が事業に内在化されることが重要となる。このためには、例えば、非化石価値市場の活用促進や、オフサイトPPAや自家消費型の事業が促進される環境整備といった論点がポイントではないか。

再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて

第56回再エネ大量導入・次世代NW小委員会（2023年11月7日）資料1より抜粋

【3. FIP制度の活用促進などの再エネ電源の電力市場への統合】

- 再エネ電源についても、他の電源と同様に、電力市場への統合を図る、すなわち、電力市場における需給の状況等に
応じた行動が自ら取られるよう促していくことが重要となる。
- この点、2022年4月に開始したFIP制度は、FIT制度と同水準の投資インセンティブを確保しながら市場と連動した収益が得られる支援制度であるが、段階的に自立化を図っていく観点からもFIT制度からの移行も含め、FIP制度の一層の活用を促進していくことが必要となる。このためには、例えば、FIP事業に対するファイナンスの円滑化や、先行的にFIP制度を活用している事業者におけるベストプラクティスの横展開といった論点がポイントではないか。

【4. 導入状況等の把握と事業規律の確保】

- 上記1～3の大前提として、FIT・FIP制度以外の電源についても、導入状況・稼働状況を適切に把握した上で、地域との共生や再エネ発電設備の適正な廃棄・リサイクルを徹底することが重要となる。
- 具体的には、非FIT・非FIPの新規電源や卒FIT・卒FIP電源の捕捉や、再エネ特措法の対象とならない非FIT・非FIP電源に対する事業規律の強化や、廃棄等費用の確保・適正な廃棄等の担保といった論点がポイントではないか。

本小委員会（前々回会合（第56回会合・11月7日））における委員等の指摘事項①

（事業集約の促進）

- 事業用太陽光発電は、調達期間終了後に事業が中止される懸念もある中で、地域との共生を前提に、設計・運営・廃棄などの知見を有し、地域からの信頼も厚い大・中規模のプレーヤーに事業を集約していくことも重要。その際には、前述の懸念が生じるに至った政策立案上の問題点もしっかりと振り返ってほしい。
- 中・小規模の太陽光発電の事業集約には、専門的な調査（デューデリジェンス）・そのノウハウ等が必要となるほか、効率的に実施するためには、集約する発電所の距離的な近接性もポイントとなる。例えば、一定の地域内で事業集約を実施しようとする事業者や、そうした事業者から電気を購入しようとする需要家への支援などが考えられ、具体的施策の議論を進めてほしい。
- 太陽光発電などの自然変動電源については、責任あるアグリゲーター等に集約がなされ、アグリゲーター等において必要なインバランス対応が行われるようにするなど、系統の中で使いやすい電源となることが重要。国民負担に留意しつつ、必要な環境整備を進めてほしい。

（住宅用太陽光発電の卒FIT）

- 住宅用太陽光発電については、2025年には約200万件が卒FITが迎えることになるが、これらの電源をアグリゲートできる事業者の育成に取り組んでいくことが重要ではないか。
- 卒FITを迎えた住宅用太陽光発電の活用方法について、エネ庁HP「どうするソーラー」では分かりやすい周知がなされているが、未スイッチング事業者への周知が十分かどうかは検証が必要。卒FIT後の適切なメンテナンスの促進を含め、長期電源化を進めていくことが重要。

本小委員会（前々回会合（第56回会合・11月7日））における委員等の指摘事項②

（非化石価値・オフサイトPPA・オンサイトPPA等）

- 多くの企業がネットゼロ目標を打ち出すなど、非化石価値への需要は高まっている。非化石価値が適切に評価され、需要家がアクセスしやすい市場整備が重要。
- 再エネ導入拡大に当たっては、オフサイトPPA・オンサイトPPAを含めて、供給側（発電側）のみならず需要家側の目線に立って、非化石価値や自家消費の有効活用について検討を進めるべき。
- バーチャルPPAでは、市場の価格変動のリスクを需要家側が引き受けるため、需要家側の財務上のリスクが大きいという課題もある。
- 非化石価値価値が適切に評価される事業環境整備は重要。高度化法義務達成市場の改善を更に進めてほしい。具体的には、例えば、①シングルプライスオークションは、再エネ発電事業者が需要家側のニーズに応じて事業を実施しようとするインセンティブに欠けるところがある。再エネ発電事業者の努力が価格に反映されるよう、再エネ電源の産地証明の取組やマルチプライスオークションの導入を検討すべき。②また、現行市場では需要家は限られた属性情報しか入札前に希望できないが、入札前に詳細の属性情報を希望できるようにするためにも、トラッキングの取組を加速すべき。
- 非化石価値市場における証書価格がシグナルとなって、合理的な再エネ導入が進むようにすることが重要。証書価格が低い場合には、企業が研究開発・イノベーションよりも証書購入を選択することに繋がるおそれもある。今後、排出量取引市場の本格稼働が予定されている中で、非化石価値に係る制度のあり方全体のあるべき姿を議論していくことが求められる。

本小委員会（前々回会合（第56回会合・11月7日））における委員等の指摘事項③

（FIP制度関係）

- 再エネ発電設備に設置される蓄電池に系統充電がされた場合の価格算定ルールについて、早急に制度が開始されるよう、対応を進めるべき。
- FIP制度については、参照価格の算定方法などが複雑であり、金融機関から事業リスクが分かりづらいといった声がある。参照価格について、季節を跨いだ供給シフトが想定されない太陽光発電は、当年当月を参照することもあり得るのではないか。
- 一つ一つの問題に対してピンポイントで対応をすると、制度の複雑性が増すおそれもある。全体として整合的なものなのかどうか、十分検討することが重要であり、断片的な対応には慎重な検討が必要。

（導入状況等の把握と事業規律の確保）

- 再エネ発電設備のライフサイクルを通じたトレーサビリティの確保について、コストや実運用上の課題も大きいと認識しているが、デジタル技術を上手く活用して取組が進むように求めたい。
- 太陽光発電事業の譲渡がなされた際に、パネルの廃棄義務が確実に引き継がれるよう、非FIT・非FIPも含め、抜けのない制度設計を求めたい。また、発電設備の廃棄のみならず、適正なリサイクルも促進すべき。
- 事業規律の確保については、従前は、再エネ特措法に関連させた議論が中心だったが、地域とのコミュニケーションのあり方等については、本来は非FIT・非FIPも含めた再エネ全体を射程とすべきもの。再エネ特措法での対応を参照しつつ、議論を進めるべき。
- 新規の太陽光発電・陸上風力発電などの認定量が減少していることを懸念している。これまでも地域との共生に向けた様々な取組が進められてきたところではあるが、地域での再エネ導入に向けた機運は不十分。例えば、電気を地元で活用し切ることが難しい大規模電源であっても、その環境価値は地元還元させるなど、再エネ導入による地元のメリットを明確化することが重要。

1. 事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況

2. FIP制度の更なる活用促進に向けた政策的対応

事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況①

- 再エネの長期安定的な大量導入と事業継続に向けた論点について、発電事業者・金融機関等にヒアリング（2023年10月～12月実施）を実施。

<電源への再投資/事業集約の促進関係>

- ・ 再エネ電源の事業集約を考えたときには、①**電源（アセット）を集約して管理・運用する形**と、②**再エネ電気を電氣的にアグリゲートして活用する形**のいずれもあり得る。両者を追求していきたいと考えている。【発電事業者】
- ・ 電源を集約化する事業は、**短期的なリターンは低い**が、**長期的にはビジネスになり得る**。【発電事業者】
- ・ 電源の集約に関しては、**集約後に適切にリパワリング（増設等）を行うことが重要**。【発電事業者】
- ・ 特に、中・小規模電源の集約化は、通常の新規開発と異なり、**集約を行う具体的な事業が確定しない中でファイナンスを組成**する必要があり、難易度が高い。また、**デューデリジェンスの簡易化**が課題。【発電事業者】
- ・ 電源の集約化については、複数事業をバルクで購入する手法と、一件ずつ個別に購入する手法がある。【発電事業者】
- ・ 電源の集約化の際に、購入の判断基準は、収益性に加えて、**コンプライアンス（設置場所・地元理解）**の観点。【発電事業者】
- ・ 電源の集約化に当たっては、**発電所ごとに構造計算などの確認の実施が必要**となる。確認には一定の**人員・ノウハウ・コストを要し、手続きの効率化**が求められている。【発電事業者】
- ・ 電源集約化を行う事業へのファイナンスでは、**電源のポートフォリオの中に融資不適格なものがないか調査を行う必要があるが、中・小規模の大量の事業を一度に調査することは困難**。【金融機関】
- ・ 電源集約化のメリットとしては、**既に系統接続ができていることが挙げられる**。【金融機関】

事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況②

<オンサイト/オフサイトPPAの活用>

- オンサイトPPAで発電事業を実施する際には、**需要家への周知拡大が課題**。例えば、需要家がEVを購入するタイミングなど、新たな電力需要が生まれるタイミングを契機にアプローチすることが多い。【発電事業者】
- オンサイトPPAについて、地域で事業組成を図るためには、**地方銀行との連携**もポイントとなる。【発電事業者】
- オンサイトPPA/オフサイトPPAにおいて**需要家との相対取引については、長期安定的であることが望ましい**。【発電事業者】
- 海外の顧客は**脱炭素志向が強く、工程で用いる電気は再エネでお願いしたいとの具体的な希望**がある。現在では、**バーチャルPPA等を活用**して、こうしたニーズに応えている。【需要家（製造業）】

<FIP制度の更なる活用>

- FIP制度では、電力市場に応じて収益が変動するが、**市場価格連動型での相対取引を実施**することにより、収益の変動リスクを抑制している。【発電事業者】
- 非化石証書については、その**環境価値を求める需要家**が存在している。特にFIP制度に移行した電源については、需要家の環境価値ニーズに適切に応えられるような環境整備が重要であり、また、こうした環境整備を進めることで、**FIP制度への移行が促進される**のではないかと。【発電事業者】
- 発電量・気象予測については、**外部データをもとに自社で実施**している。【発電事業者】
- 変動電源では、インバランスリスクを発電事業者自身が取るリスクが大きく、**アグリゲーター等にオフテイク**されることが望ましい。**風力発電**では、**風況の予測（吹きおろしや風上の発電所による影響等）**が難しい。【シンクタンク】

事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況③

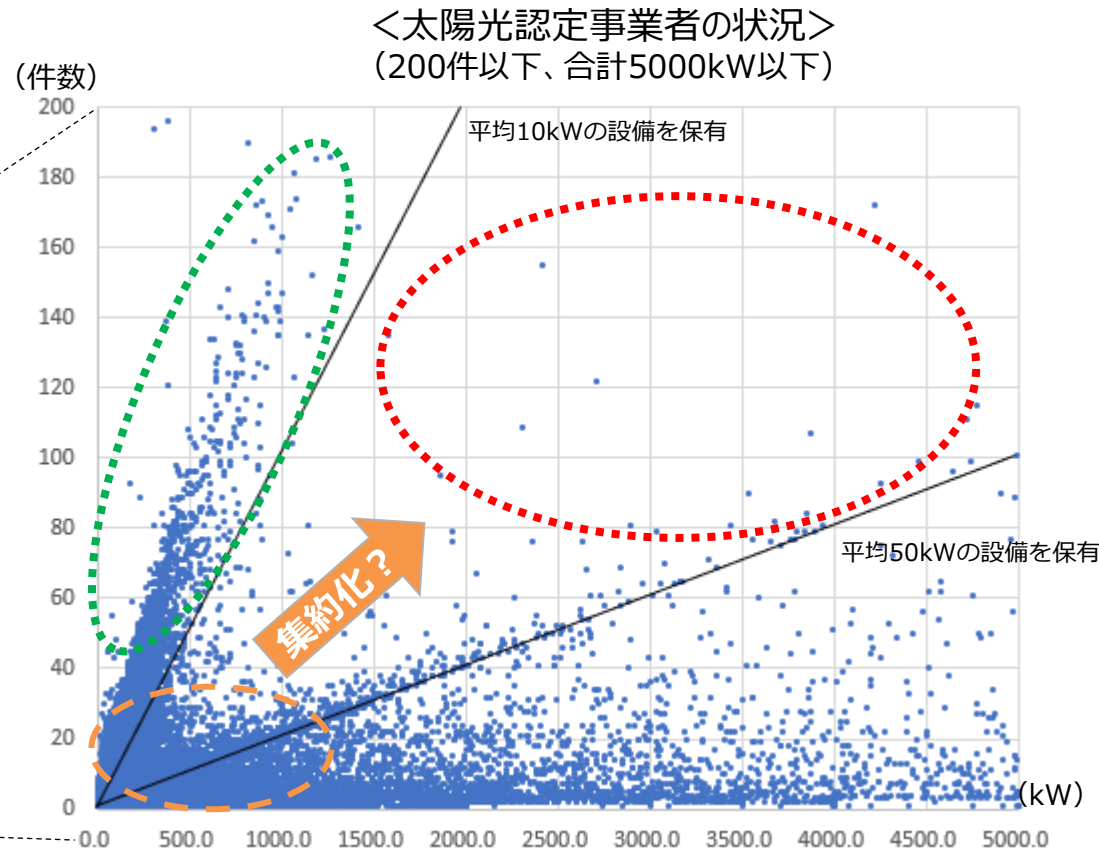
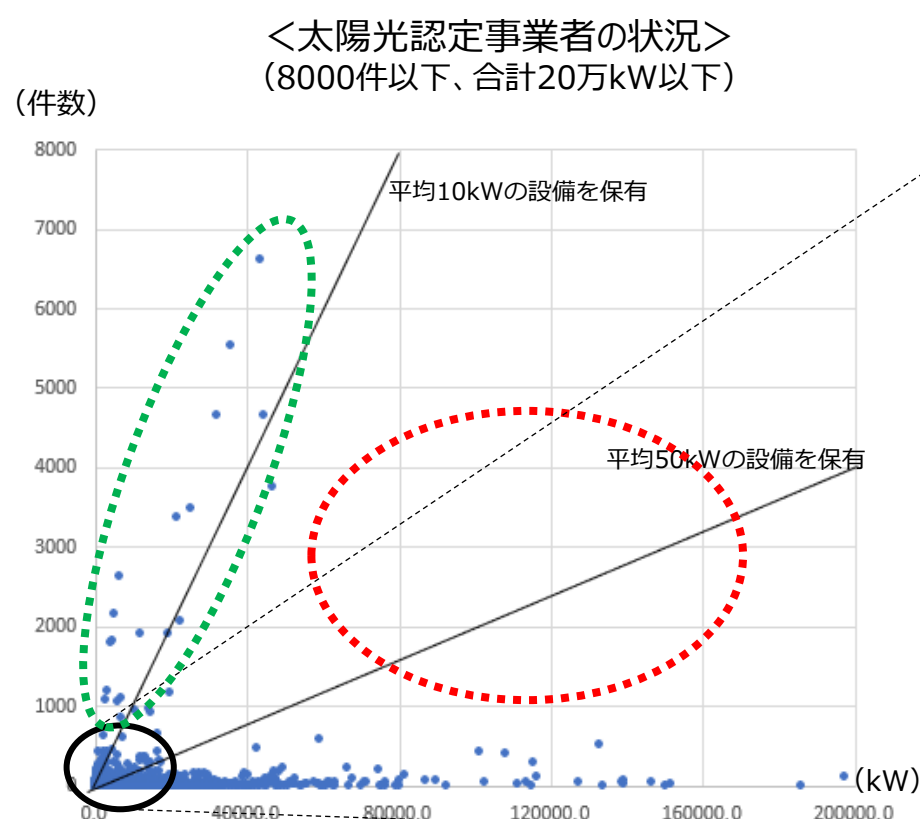
<FIP制度の更なる活用（続き）>

- FIT制度/FIP制度にかかわらず、**しっかりとした事業計画と収支計画が策定されていれば、ファイナンスは可能**。特に、**発電量の予測誤差への対応**を適切に行うことのできる事業者であるかどうかポイントとなる。【金融機関】
- FIP制度については、**制度が複雑**であり、一層の**周知・広報**や、**適切な情報開示**を進めてほしい。【金融機関】
- FIP制度に先行的に取り組む事業者は、**蓄電池・アグリゲーター・非化石証書の活用**を通して、**収益を最大化させている**。これらの活用を円滑に進めるための後押しが重要。【金融機関】
- FIP制度を促進していくためには、**発電量予測・発電計画の作成・予測誤差への対応等**ができるプレイヤーを育成していく必要がある。【金融機関】
- FIP制度では、収益の変動をいかに減らしていくかが課題。この点、**長期間の売電契約が可能な需要家（オフテイカー）を見つけ出し、相対取引を実施することは、リスク低減に資する**。【金融機関】

(参考) FIT/FIP認定を受けた太陽光発電事業の特徴

第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料 1 を抜粋

- FIT/FIP認定を受けた太陽光発電事業は、10~50kWの低圧事業用太陽光が多く、これらが独立して各地に存在している状況。平均10kW程度の住宅用太陽光を集約しているハウスメーカー等（緑）は一定程度存在するものの、低圧事業用太陽光を多く保有する認定事業者（赤）は限定的。
- こうした状況を踏まえれば、長期電源化を促す手段としては、再エネ発電事業者による再投資・追加投資の促進に加えて、低圧事業用電源の集約化の促進などの方法が考えられるか。



(出典) FIT/FIP認定データより資源エネルギー庁作成

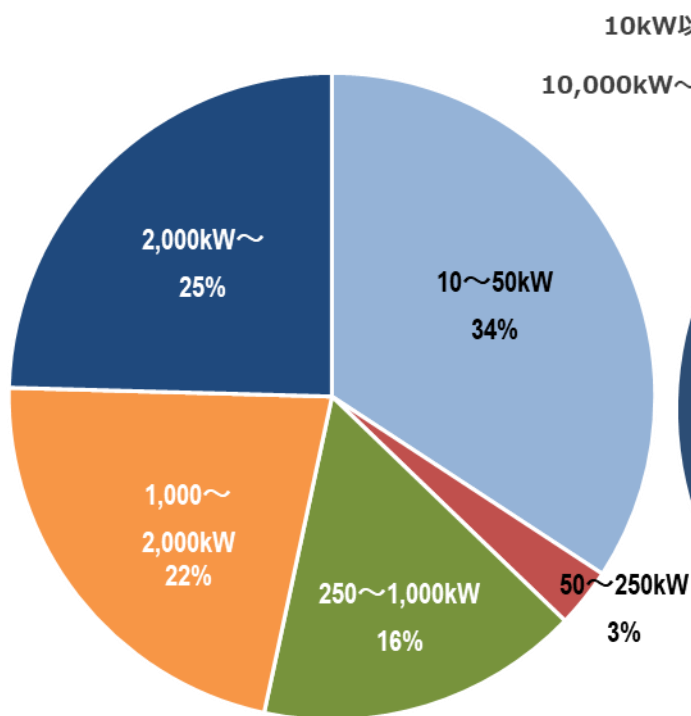
※大型案件はSPCを設立する場合が多く、案件ごとに事業者が異なっているが実態としては同一とみなせるケースがあることには留意が必要。

(参考) 事業用太陽光発電の規模の国際比較

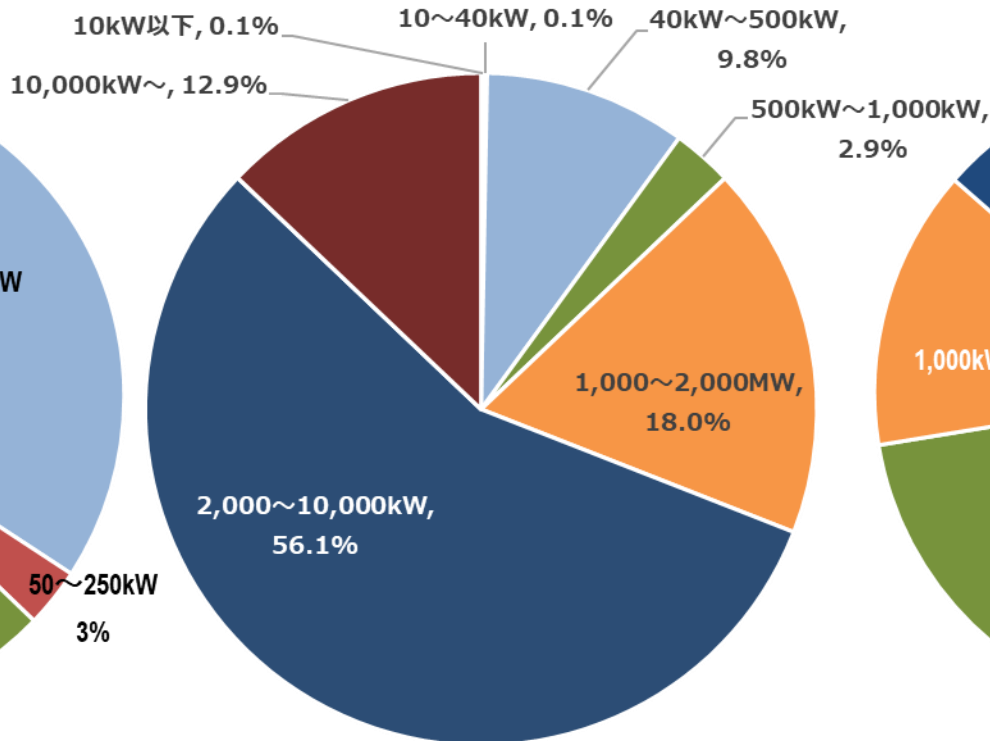
第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料 1 を抜粋

- 事業用太陽光の導入状況について、我が国では、**50kW未満が全体の約 3 割**を占めている。一方、**ドイツでは500kW以上が全体の約 9 割**（うち、2,000kW以上が約 7 割）、**イタリアでは200kW以上が全体の約 7 割**を占めており、**諸外国では我が国よりも大規模な事業用太陽光が多い**。

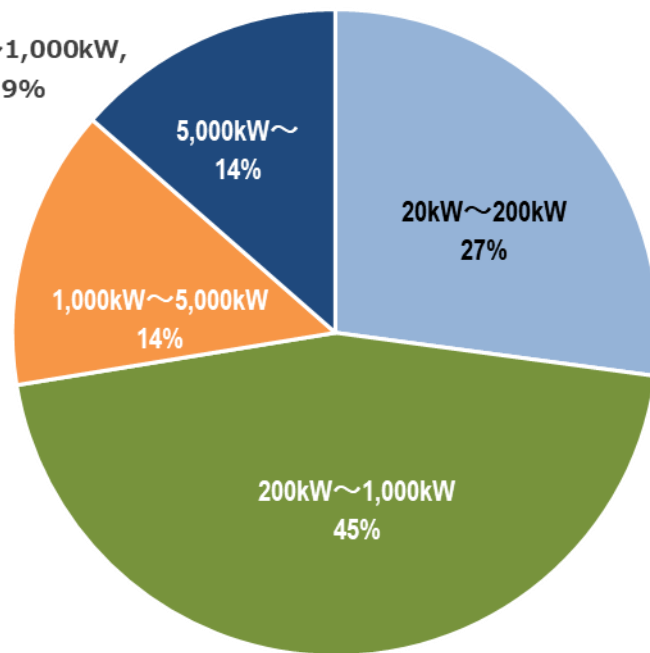
日本



ドイツ



イタリア



※日本は2021年9月末時点の累積導入量。

※ドイツは2019年12月末時点の累積導入量（ドイツ連邦ネットワーク庁公表のEEG in Zahlen 2019のデータに対して、2019年度の地上設置の割合を乗じて推定。）。

※イタリアは2020年12月末時点での累積導入量（イタリアGSE Rapporto Statistico）。

(参考) 諸外国において再エネ発電事業を実施するプレイヤーの例

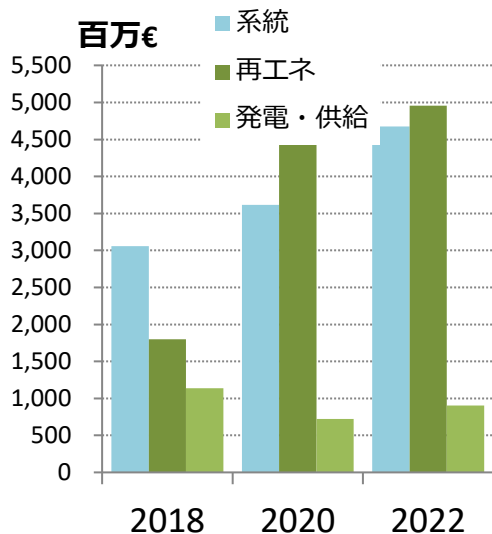
第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料1を抜粋

- 欧州においては、大手事業者が再生可能エネルギーへの投資にシフトし、再エネ発電事業を担う主要なプレイヤーとなっている。

イベルドローラ (スペイン)

- 創業以来、送配電事業、卸・小売事業、発電事業等を展開。
- 総投資額は2018年から増加。
- 事業分野別投資額においても、再エネ分野への投資額が、ここ数年で大幅に増加。
- 総発電量の約3割を洋上風力が占める。

事業分野別 投資額

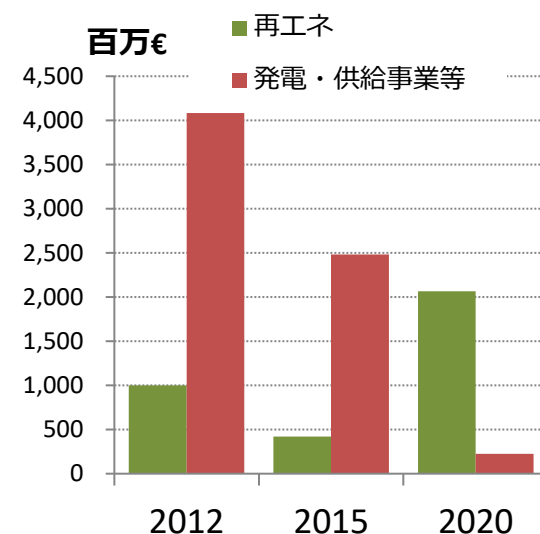


(出典) Integrated Report 各年版

RWE (ドイツ)

- 創業以来、送配電事業、卸・小売事業、発電事業等を展開。
- 総投資額は2015年から増加。
- 2020年には再エネ事業への投資が既存の発電事業・供給事業等の投資額を上回った。
- 総発電量の約1割を陸上風力、約3割をガス火力が占める。

事業分野別 投資額

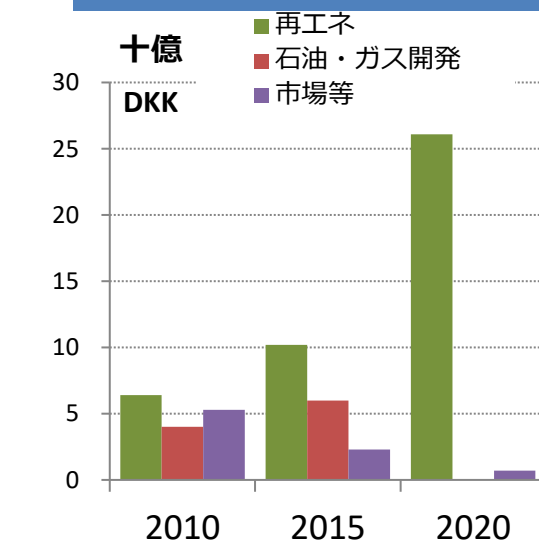


(出典) RWE, Annual Report 各年版

オーステッド (デンマーク)

- 国営の石油・ガス会社であるドン・エナジーが前身。
- 総投資額は2010年から増加。
- 2020年には、石油・ガス開発への投資が無くなり、再エネ分野への投資が大幅に増加。
- 総発電量の約半分を洋上風力が占める。

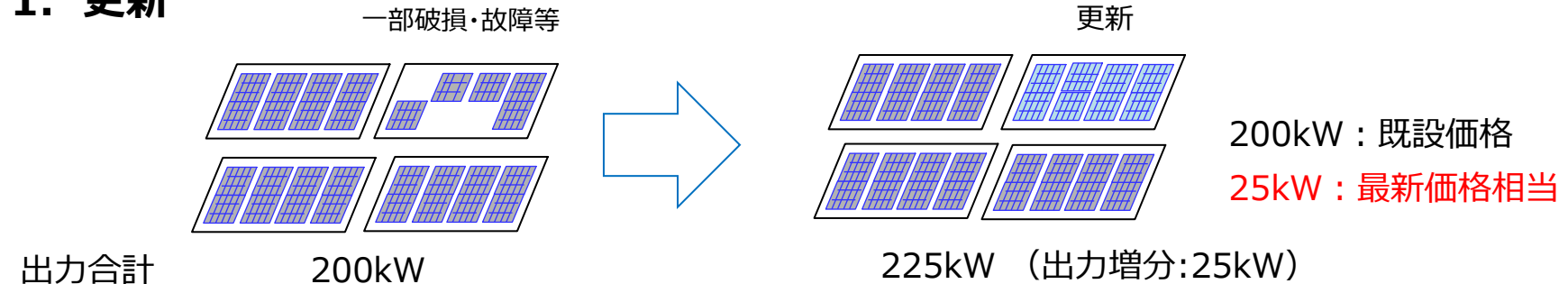
事業分野別 投資額



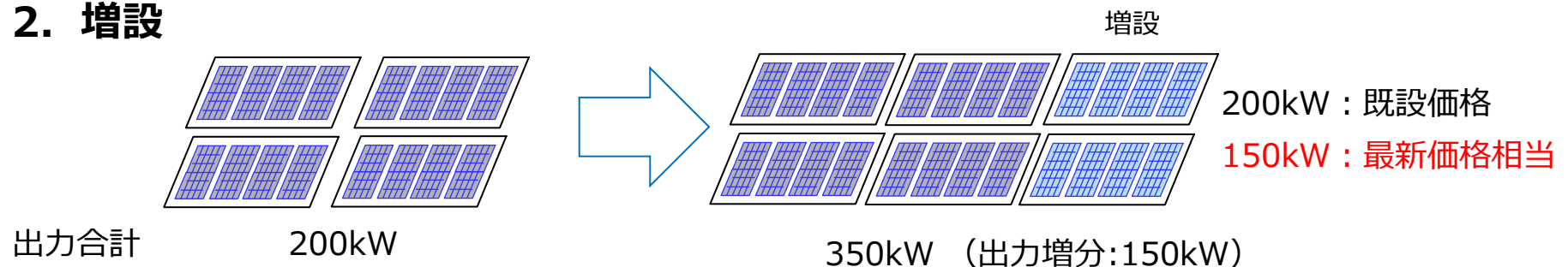
(出典) DONG energy, Annual Report 各年版、
Orsted, Annual Report 各年版

- 改正再エネ特措法 (2024年 4 月施行) では、太陽光パネルの更新・増設を行った場合に、追加投資部分 (出力増分) にのみ最新価格相当を適用する (既設設備相当分は従来の価格を維持する) こととする新たなルールを設定し、再投資を促進していく。

1. 更新



2. 増設



FIT/FIPにおける支援価格の在り方

【現行ルール】

- 設備単位で価格を付与
⇒更新・増設をした場合、全ての設備を最新価格に変更

地域共生・
適切廃棄が前提

【新ルール】

- 設備の一部に価格の付与が可能
⇒更新・増設をした場合、既設設備相当分の価格を維持し、追加投資部分 (出力増分) に最新価格相当を適用

(参考) 事業集約化に関する先行事例①：新規開発

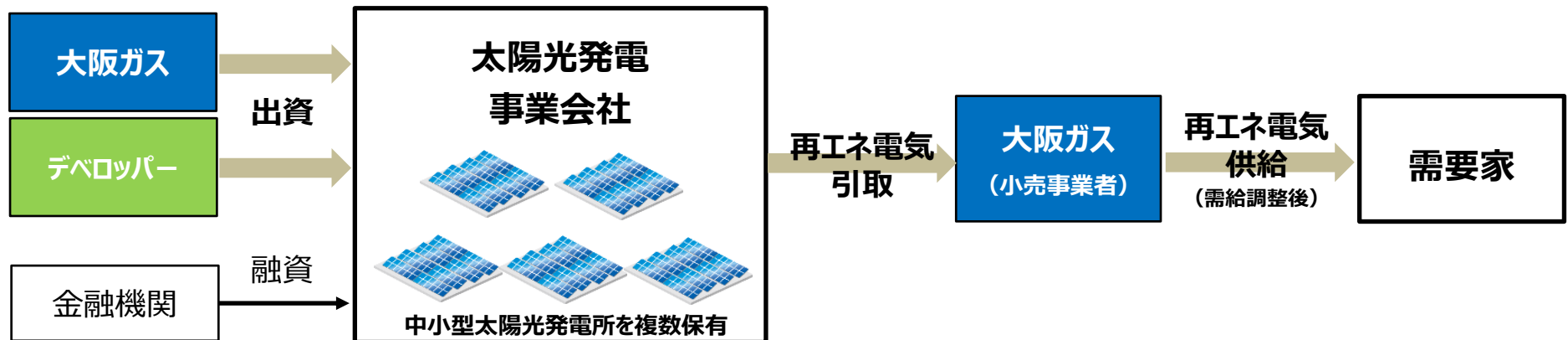
第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料1を抜粋

- 太陽光の大規模な開発用地が減少していることを踏まえ、**複数の中小規模案件を対象に新規開発・保有する事例**。発電された再エネ電気を小売電気事業者が束ねて需要家に供給している。

大阪ガス株式会社と株式会社レーベンクリーンエナジー（株式会社タカラレーベンの子会社）が**全国82か所で開発した中小型太陽光発電所（合計発電量は約3万5,500kW）**を保有・運営する関連法人に出資。

また、発電所で発電された電気の全量は大阪ガス株式会社が引き取り、RE100やESG経営を目指す需要家への再生可能エネルギーの電気供給を行う。

（大阪ガス株式会社プレスリリース（2022年3月29日）より資源エネルギー庁作成）



（図：資源エネルギー庁作成）

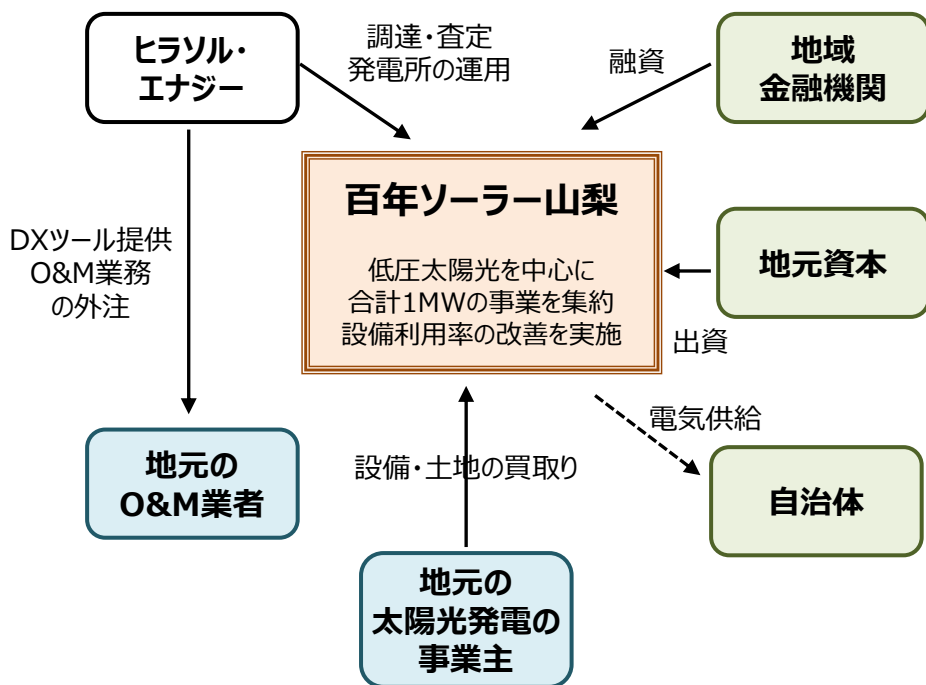
(参考) 事業集約化に関する先行事例②：既設事業

第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料1を抜粋

- 低圧太陽光の既設事業については、デューデリジェンスコスト・情報の非対称性などの課題があるが、**地元資本や地域金融機関と一体となって課題を克服し、以下のような事業につなげるケース**もある。
 - － **低圧太陽光の集約化**：大学発のスタートアップであるヒラソル・エナジー株式会社は、**FIT調達期間終了後の地域の低圧太陽光を集約**するスキーム「百年ソーラー構想」を設計。
 - － **追加投資・O&M**：同社は、既設太陽光の**発電期待値と実績値の乖離**、**パネルの最適配列**を分析し、**工事等により発電所の性能回復**を実現。また、IoT技術を活用し、**一枚ごとのパネルを遠隔管理**。
- これまでに、**山梨県を中心に集約化の取組**を進めており、集約化を行った発電所の**設備利用率を大きく改善させる事例**も出てきている。今後、**全国で50MWの低圧太陽光の事業集約**を進めることを目標としている。

事業集約化のポイント

- ✓ **必要な構造計算調査**を行った上で、**パネルを張替え**。
- ✓ **太陽光発電の性能の低下要因を早く正しく把握し**、適切に対応することで、**設備利用率を高める**。



支持物寸法確認



1. 事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況

2. FIP制度の更なる活用促進に向けた政策的対応

- ① FIP制度に関する現状と課題
- ② バランシングコスト
- ③ 相対取引
- ④ 蓄電池の活用促進

FIP制度の導入

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。また、この際のプレミアムは以下の算定式で算出。

プレミアム = 基準価格（※1） - 参照価格（※2） - 非化石価値相当額（※3）

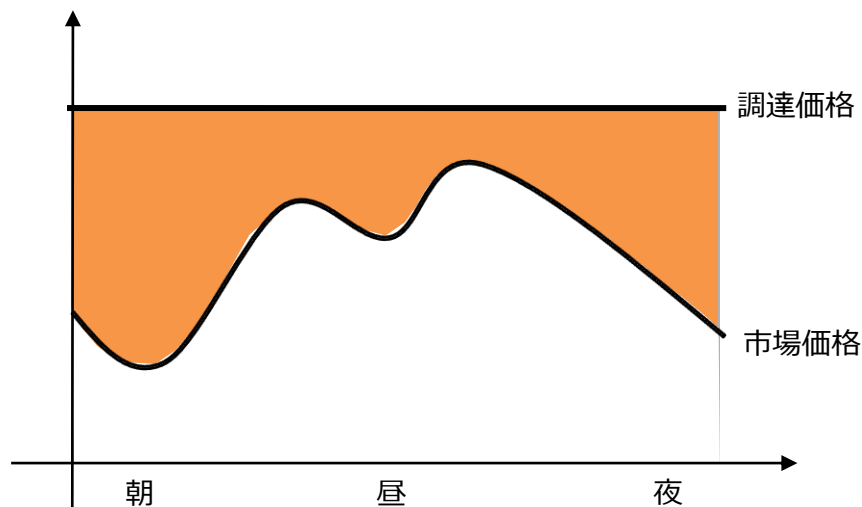
（※1）FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。

（※2）市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。

（※3）再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

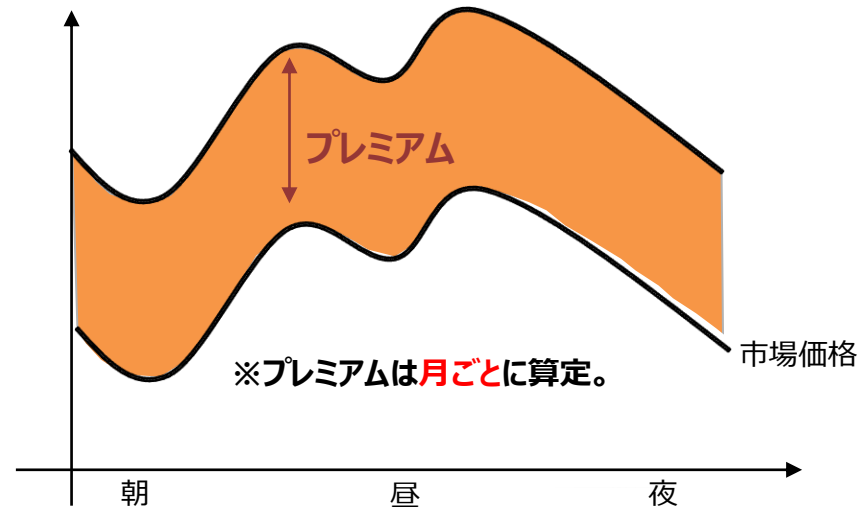
FIT制度における発電事業者収入

調達価格 × 発電量

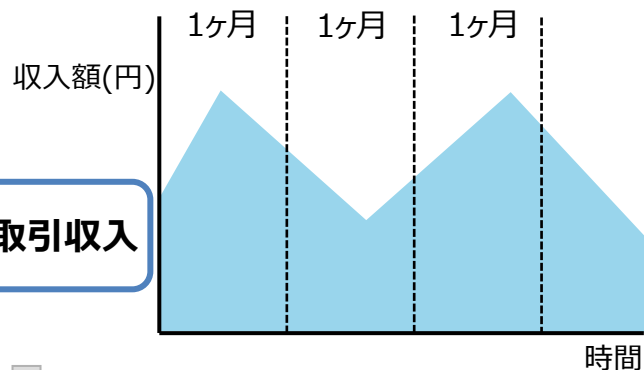


FIP制度における発電事業者収入

(売電価格 + プレミアム) × 発電量
+ 非化石価値取引の収入



FIP制度

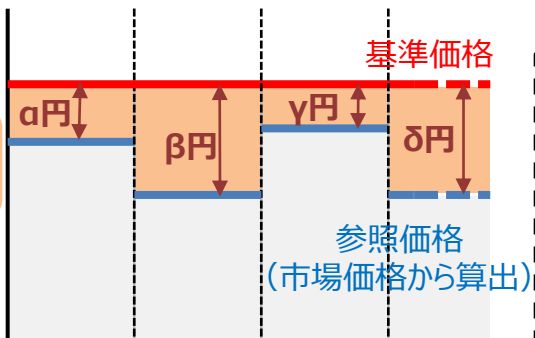


電力の取引

- JEPX（卸電力取引市場）での取引
- 相対取引
- 非化石価値取引



プレミアム収入



プレミアム（下記算定式にて毎月算出）

$$= (\text{基準価格} - \text{参照価格}) \times \text{kWh}$$

基準価格※FIT調達価格と同じ価格

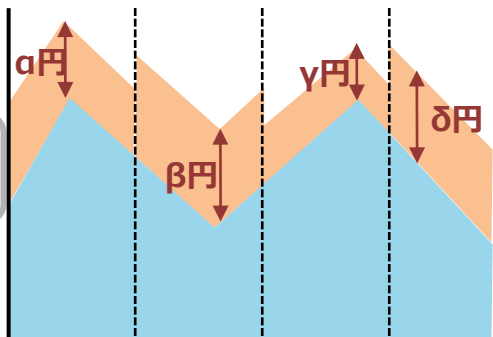
$$\Rightarrow \frac{\text{総費用（資本費＋運転維持費）} + \text{利潤}}{\text{総発電電気量}}$$

参照価格

⇒ 前年度年間平均市場価格
+ (当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格)

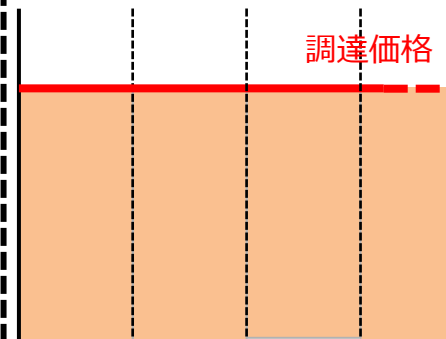
※その他非化石価値やバランシングコストを勘案

FIP収入



FIT制度

調達価格での
固定収入



FIP制度の活用状況

第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年11月) 資料 1 を抜粋

- 2023年10月 1 日時点のFIP導入量は、全電源の合計で、**275件・約986MW**。
- 新規認定・移行認定ともに太陽光発電が最も多いが、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	176.4	87	55.2	125	231.5	212
風力	211.5	5	131.8	9	343.3	14
地熱	2.4	1	0.0	0	2.4	1
水力	150.6	19	1.1	2	151.6	21
バイオマス	10.0	1	247.2	26	257.3	27
合計	550.9	113	435.2	162	986.1	275

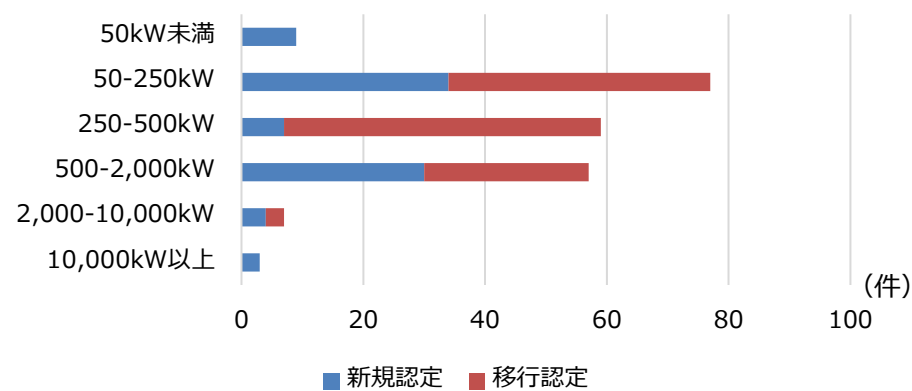
※ 2023年10月 1 日時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

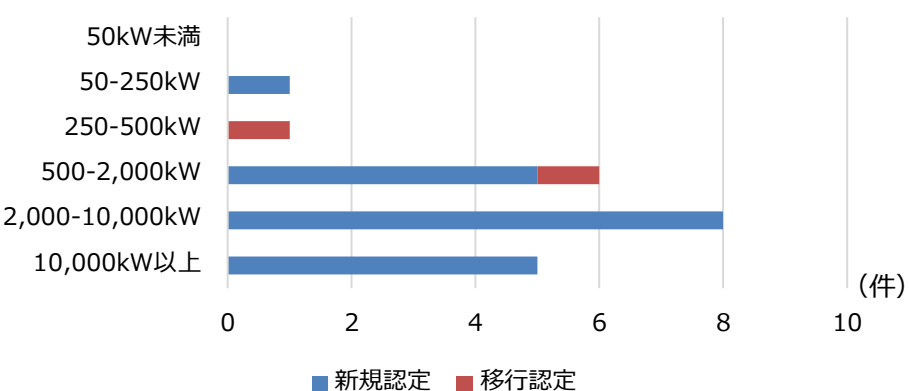
FIP制度の活用状況（規模別の詳細）

- FIP制度を活用している事業の規模について、例えば太陽光発電では、**FIT/FIPの選択を可能としている規模（2023年度：500kW未満、2024年度：250kW未満）**においても、**相当程度の件数がFIP制度を活用しているなど、比較的小さな規模の活用**が見られる。

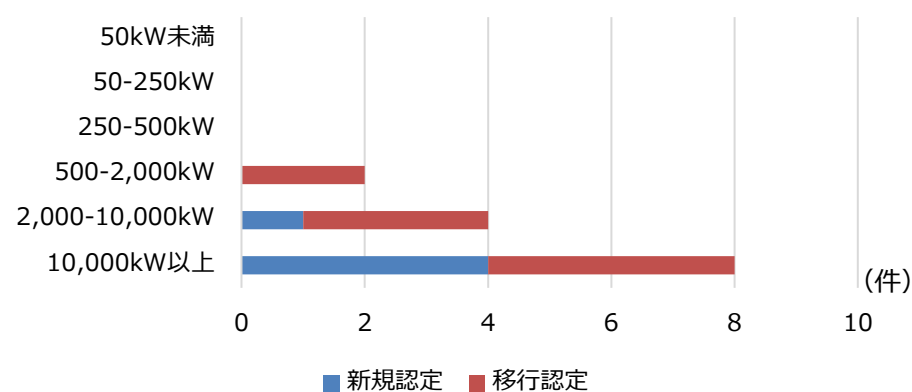
＜太陽光発電＞



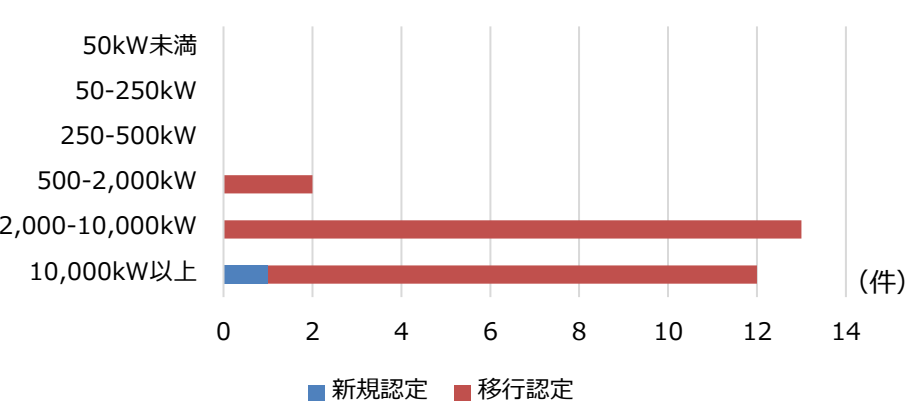
＜中小水力発電＞



＜風力発電＞

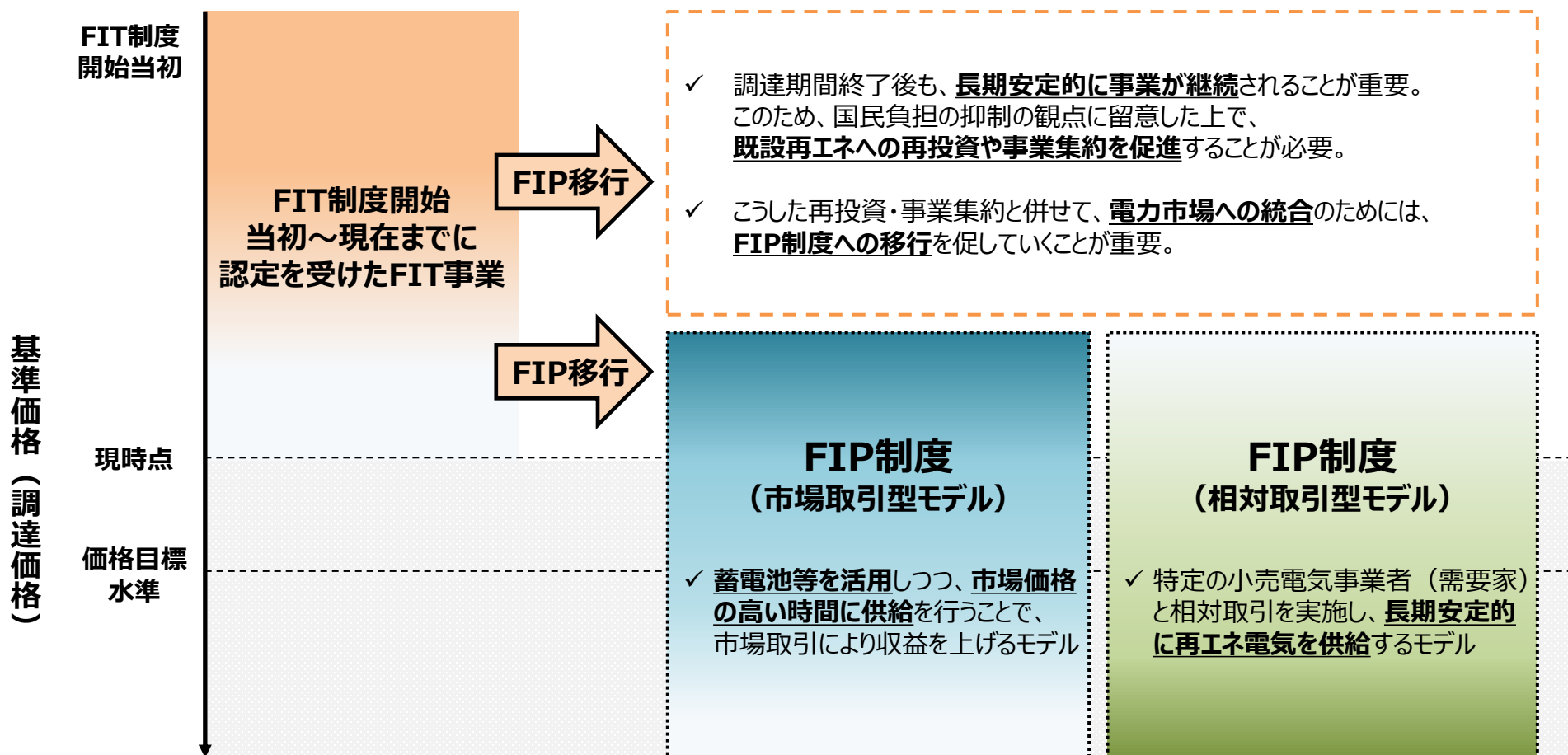


＜バイオマス発電＞



(参考) FIP制度の活用イメージ

- 現時点で既にFIT認定を受けている事業については、再投資・事業集約などの取組と併せて、電力市場への統合の観点から、FIP移行を促進していくことが重要。
- また、FIP制度によるビジネスモデルとしては、蓄電池等を活用しながら卸電力市場で収益を上げるモデル（市場取引型モデル）と、特定の小売電気事業者（需要家）と相対取引を実施して長期安定的に再エネ電気を供給するモデル（相対取引型モデル）が考えられる。



1. 事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況

2. FIP制度の更なる活用促進に向けた政策的対応

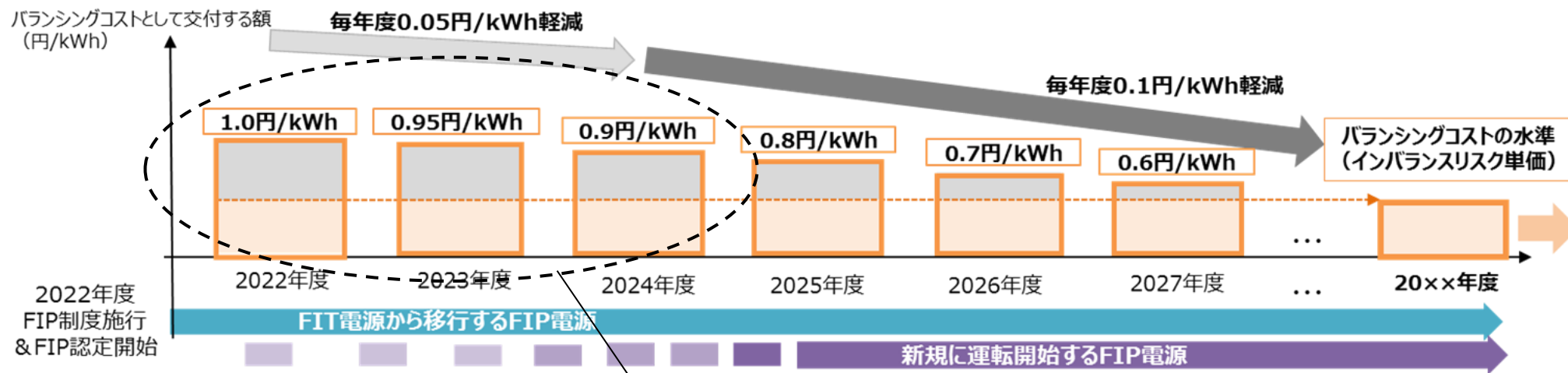
- ① FIP制度に関する現状と課題
- ② バランシングコスト
- ③ 相対取引
- ④ 蓄電池の活用促進

FIP制度のバランシングコスト（現行制度）

第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会中間整理
（第4次）（2021年10月）を一部修正

- FIP制度の下では、再エネ発電事業者は、**通常の発電事業者と同様に**、供給する電気の計画値と実績値を一致させることが求められ（**計画値同時同量**）、計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整にかかる費用の負担（**インバンス負担**）をする。
- 上記を勘案し、一定の金額（**バランシングコスト**）を、プレミアムで追加的に手当てするような形で交付する。事業者にとっては、**計画値同時同量を工夫し、そのコストを抑える**ことで、利益を拡大できる。
- 自然変動電源（太陽光・風力）については、早期にFIT制度からFIP制度への移行を促すインセンティブとして、FIP制度が施行される**2022年度は、バランシングコストとして1.0円/kWh**を交付する。そこから3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させる。

（※）非変動電源については、2022年度のFIP制度開始から、FIT制度におけるインバンスリスク単価と同額のバランシングコストが交付されている。



制度開始当初は、高い水準の金額がプレミアムに含まれる形で交付される。

FIP制度のバランシングコスト（案）

- 現在、自然変動電源（太陽光・風力）のFIP認定事業者には、バランシングコストが交付されている。その額は、FIP制度が施行される2022年度の1.0円/kWhから、3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させることとしている（すなわち、今年度（2023年度）は0.95円/kWh、来年度（2024年度）は0.90円/kWhが交付）。
 - これは、自然変動電源については、FIP制度開始当初においては、a)発電計画の作成、b)インバランスの精算、c)プロファイリングリスク等に係る技術やノウハウの蓄積が必要となる点を踏まえた措置。
- （※）バランシングコストについては、基準価格のように、認定時期等に応じて交付期間（太陽光・風力：20年間）にわたって額が固定されるものではない。例えば、2022年度認定案件について、2022年度に交付されるバランシングコストは1.0円/kWh、2023年度に交付されるバランシングコストは0.95円/kWh、・・・と、交付されるバランシングコストの額は漸減していくこととなっている。
- 再エネ電源の電力市場への統合を促進する観点から、FIP制度の活用を促進していく必要があるが、2022年4月の制度開始からの一年半での認定量は、新規認定・移行認定を合わせて約300件（約1GW）にとどまっており、一層の活用促進を促していく必要がある。
 - また、資源エネルギー庁がFIP認定事業者（既に運転開始済の変動電源の移行認定案件）に対して調査を実施したところ、発電量予測・予測誤差への対応に要する費用が、交付されるバランシングコストの額よりも高いと回答した事業者が多い状況にある（下記参照）。とりわけ、FIP制度に移行した当初は、特に費用が高くなるとの声があった。
 - 他方で、国民負担の抑制を図る観点からは、事業者がインバランスを抑制させ、バランシングコストを低減するインセンティブを持たせることが必要であり、特に、中長期的にみた場合に、交付されるバランシングコストの額が着実に低減していくことが重要である。

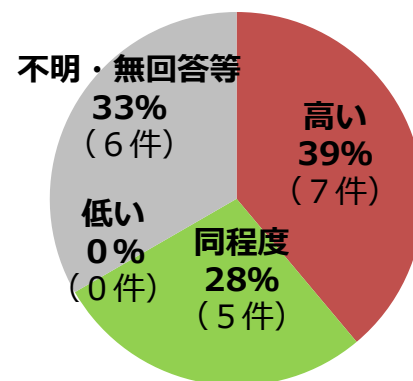
【調査事項】

発電量予測・予測誤差への対応に要する費用は、交付されるバランシングコストの額と比べて高いか/低い

【調査対象】

既に運転開始済の変動電源のFIP認定（移行認定）事業者31社（太陽光26社・風力5社）に電話調査にて実施（令和5年12月13日）。18社（太陽光13社・風力5社）から回答を得た。

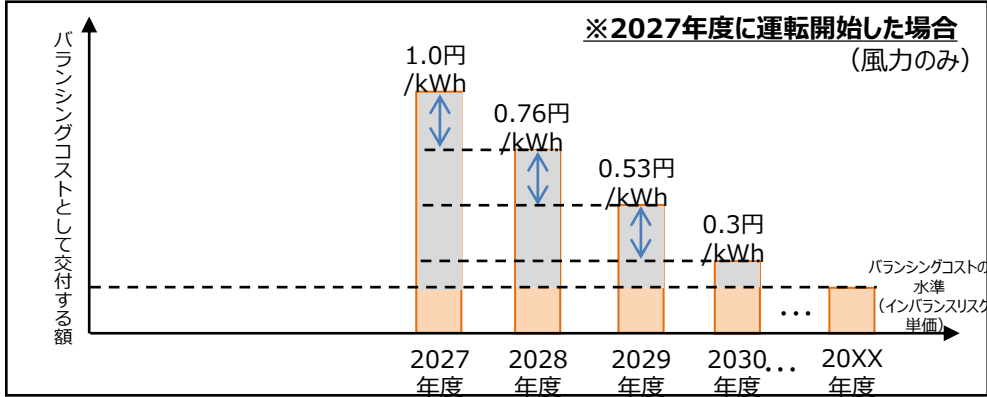
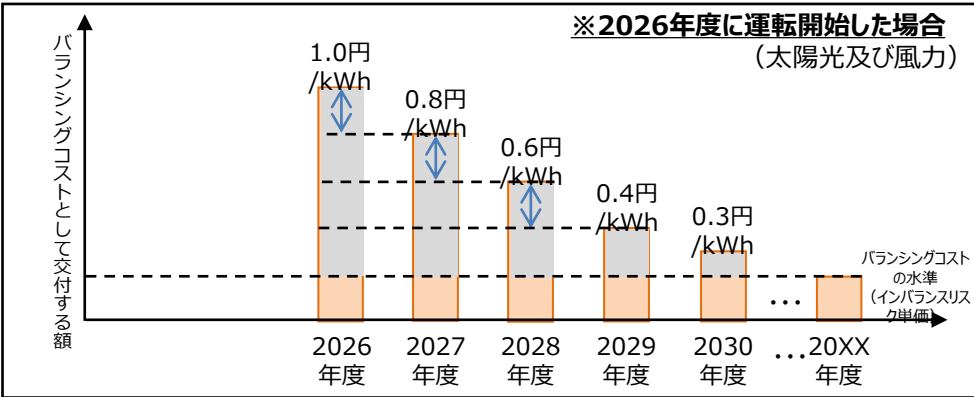
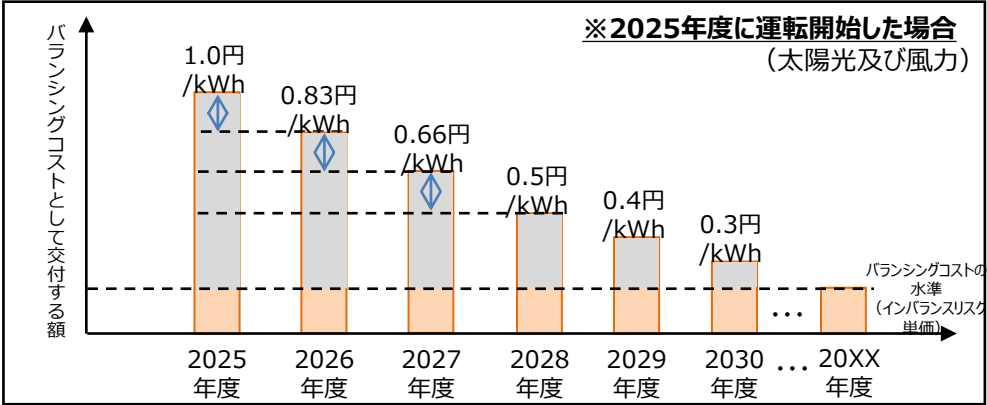
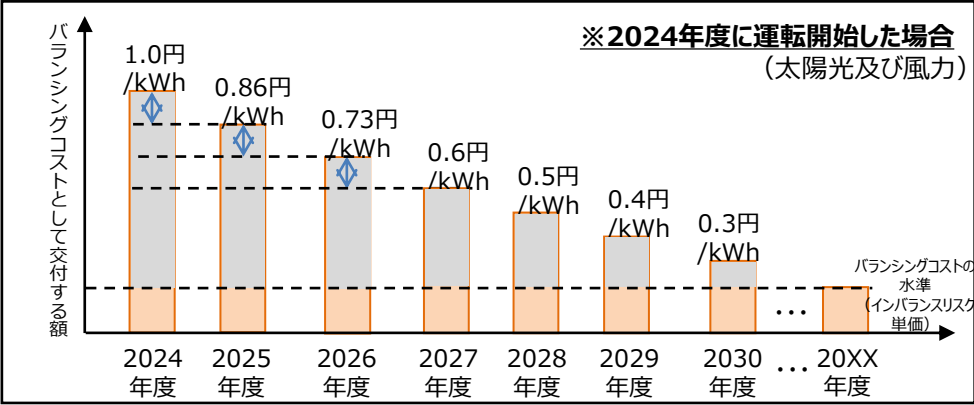
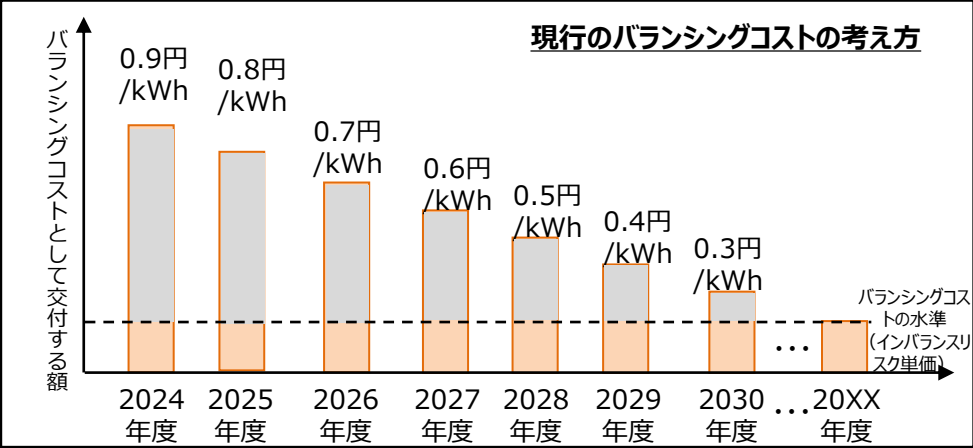
【調査結果】



FIP制度のバランシングコスト（案）

- 以上の点を踏まえ、事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、例えば次のような制度とする方向で検討を行うこととしてはどうか。
 - FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関して一定のコストを要する中で、必要なバランシングコストを交付し、FIP制度の活用を促進することが必要である。
 - このため、FIP制度として運転を開始した事業に交付するバランシングコストについて、運転開始初年度を1.0円/kWhとした上で、2年目・3年目については段階的に低減させ、4年目以降は現行制度において定められた額とすることとしてはどうか。段階的な低減については、1年目から4年目までに掛けての各年の低減額が均一となるように額を設定する（p.28参照）こととしてはどうか。
 - 上記の措置については、FIP制度の早期活用と迅速な運転開始を促進する観点（例：現行制度における太陽光発電・風力発電の運転開始期限は、それぞれの原則的なケースで、3年・4年）や、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて再エネ導入を加速させる観点を踏まえ、
 - 太陽光発電については、2024～2026年度までの3年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
 - 風力発電については、2024～2027年度までの4年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
- （※）上記の詳細の検討は、FIP認定事業者が得るべき収益水準に関連することから、調達価格等算定委員会において行うこととしてはどうか。
- 併せて、発電量予測の精度向上・コスト低減を図るため、FIP制度を活用する再エネ発電事業者（アグリゲーター）、金融機関、研究機関、気象予測ビジネスを実施する民間企業等と連携して、具体的手法の検討を加速させることとしてはどうか。

FIP制度のバランシングコスト（案）



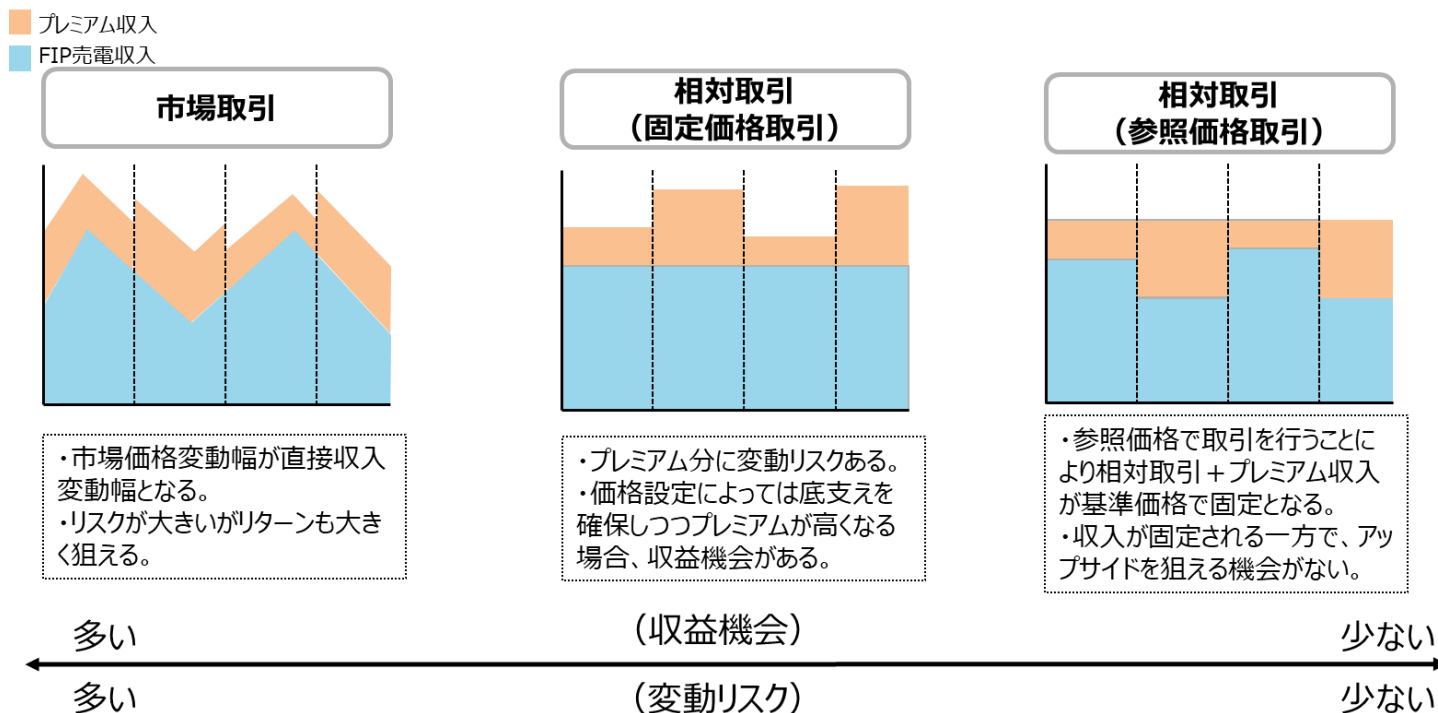
1. 事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況

2. FIP制度の更なる活用促進に向けた政策的対応

- ① FIP制度に関する現状と課題
- ② バランシングコスト
- ③ 相対取引
- ④ 蓄電池の活用促進

相対取引型のFIP制度について

- 相対取引によるFIP制度は、発電事業者が小売電気事業者・アグリゲーターと契約を締結し、当該契約に基づき再エネ電気を売電するもの。契約内容次第では、①**発電事業者にとっては収益変動を抑えられる**というメリットがあり、②**需要家側にとっては特定の再エネ電気を長期安定的に調達できる**というメリットがある。
- こうした相対取引によるFIP制度を促進していくためには、次のような論点があることから、**FIP制度を現在活用している事業者へのアンケート調査を実施**するとともに、**補助金を活用しオフサイトPPAを実施した例の分析**を進めていく。
 - 相対取引により長期安定的な事業を実施するための**オフテーカーと締結する契約の内容（期間等）**
 - 卸電力市場に電気を供出する「市場取引型」と、**需要家との長期契約に基づき電気を供給する「相対取引型」**の特性の差異（例：電力市場の価格シグナルに応じた供給シフトの可能性等）



- 世界的な環境意識の高まり（RE100、SDGs等）から、製造業等を中心として、**追加性（FIT等の支援に依らず、新設されたもの）**のある再エネ調達が求められる状況。
- こうした中、再エネを必要とする**需要家のコミットメント（長期買取や出資など）**の下で、**需要家、発電事業者、小売事業者が一体**となって**再エネ導入を進めるUDA（User-Driven Alliance）モデル**の拡大が不可欠。

【UDAモデルの概要】

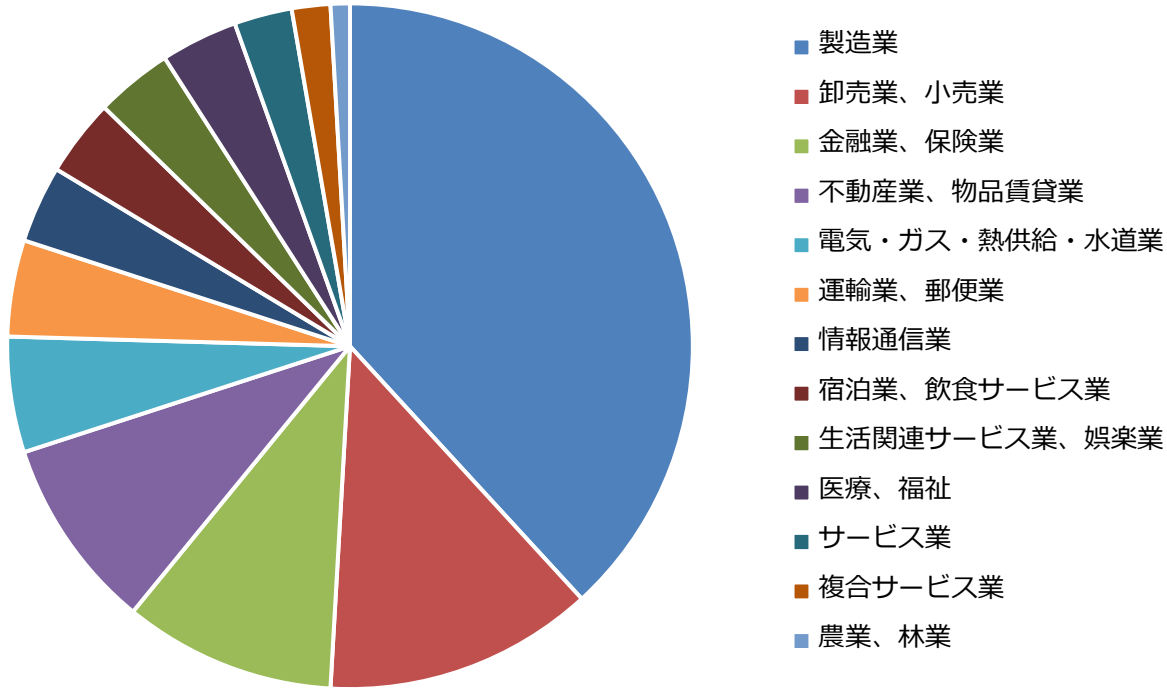


- ✓ 電気を使用する需要家が長期にわたって電気を買収することで発電事業にコミットし、需要家主導による導入を進めるモデル。
- ✓ 例えば、令和3年度補正・令和4年度当初予算「需要家主導による太陽光発電導入補助金」では、このようなUDAモデルによる太陽光発電設備の導入に対して、補助を実施することで再エネ導入を促進。

※オフサイトPPAやFIPによる相対取引などは、UDAの代表的な事例の一つ。

- 令和3年度補正予算から令和5年度当初予算の需要家主導補助金の採択事業（計約336.3MW）について、どのような需要家が再エネ電源を求めているのか、分析を行った。
- これまでの採択事業における需要家（110事業者）の属性を分析したところ、**製造業（42事業者）が約4割を占める**ほか、卸売業・小売業等も一定の割合を占めていた。

＜需要家主導補助金での採択事例における需要家の内訳（2023年12月時点）＞

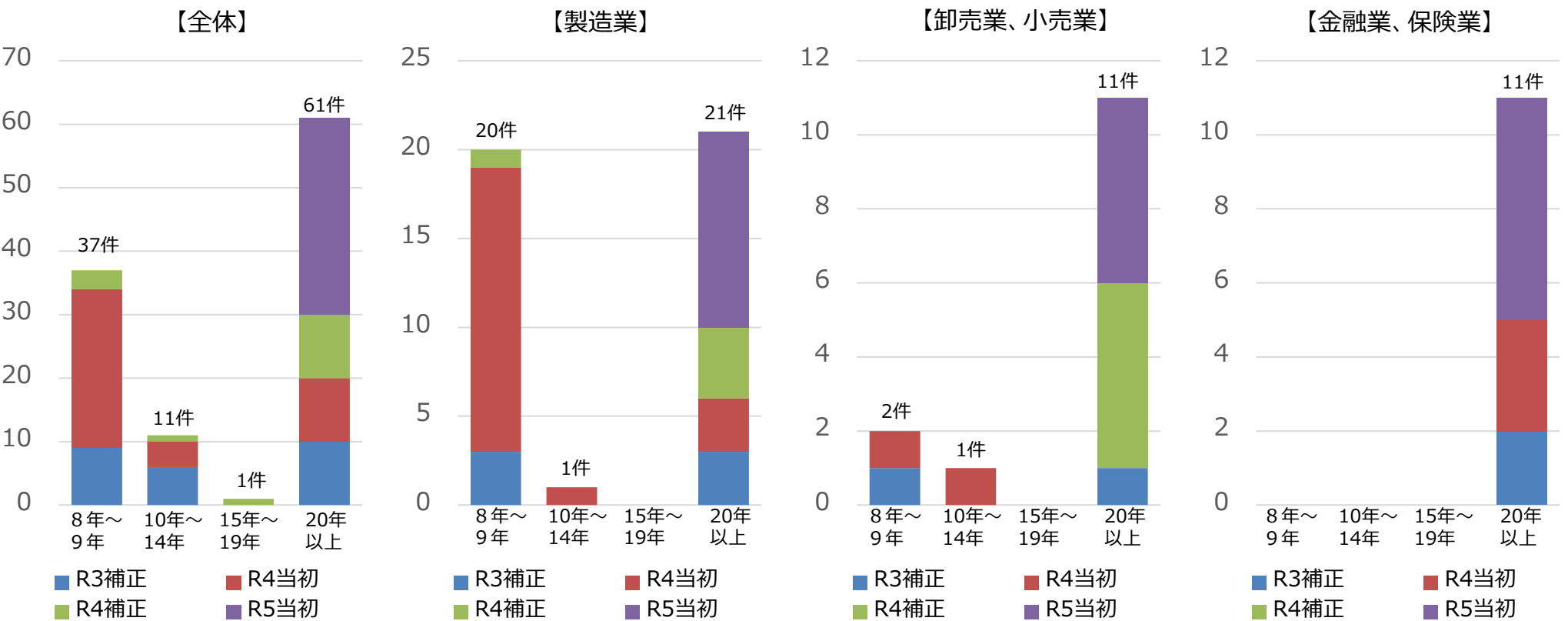


※採択実績を踏まえ、資源エネルギー庁作成。
※需要家主導補助金においては、採択事業に複数の需要家が存在するケースもあるため、需要家の事業者数と採択件数は必ずしも一致しない。

需要家主導補助金での採択事業の分析②

- 令和3年度補正予算から令和5年度当初予算の需要家（全110件）における契約期間の分析を行ったところ、**20年以上の契約を締結するものが約5割**だった。
- 特に、直近の採択案件（下グラフの紫色部分）では、**各業種で、契約期間が20年以上となるものが多く、契約期間の長期化が見られる。**

<需要家の業種ごとの契約年数分布（2023年12月時点）>



※採択実績を踏まえ、資源エネルギー庁作成。
※採択事業に複数の需要家が存在するケースもあるため、需要家の事業者数と採択件数は必ずしも一致しない。
※契約期間については8年以上の要件を設けているため全ての採択案件の契約期間が8年以上となっている。

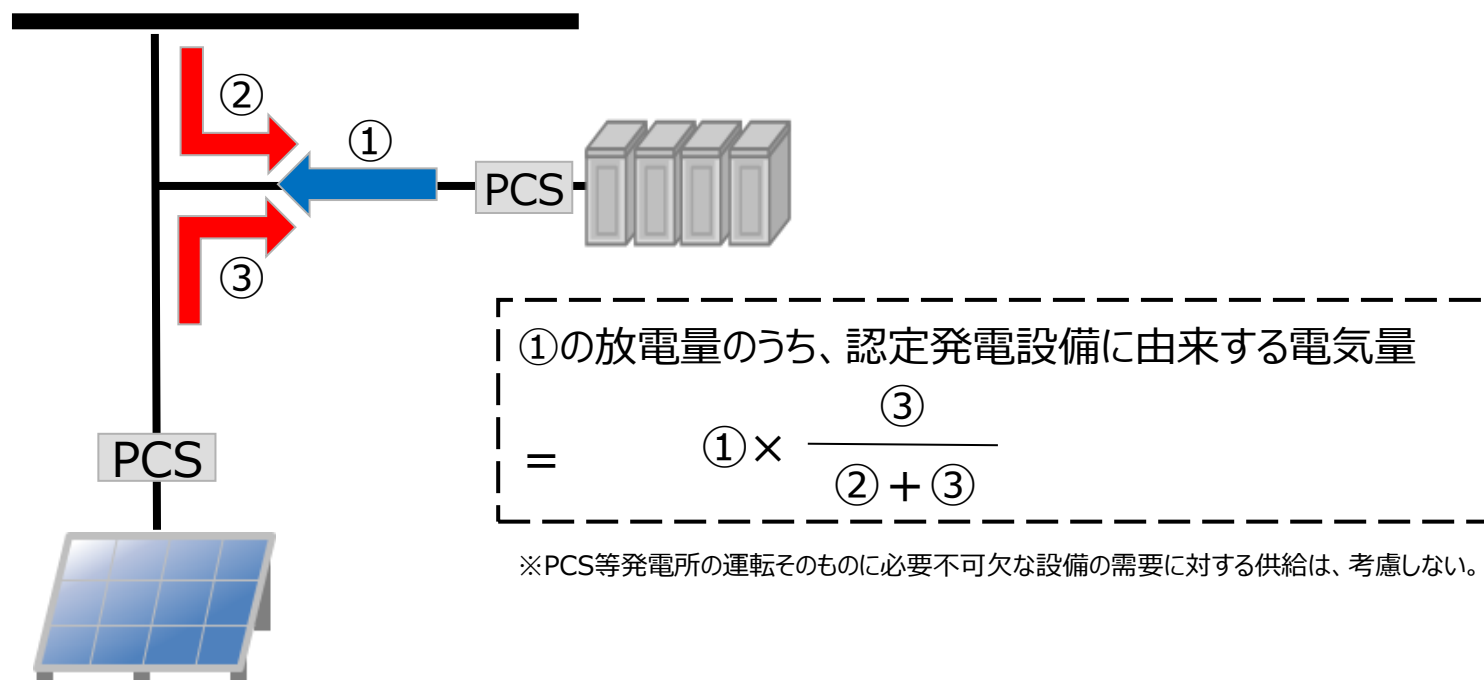
1. 事務局における関係プレイヤーへのヒアリング状況

2. FIP制度の更なる活用促進に向けた政策的対応

- ① FIP制度に関する現状と課題
- ② バランシングコスト
- ③ 相対取引
- ④ 蓄電池の活用促進

再エネ発電設備に併設される蓄電池に系統充電された場合の価格算定ルール

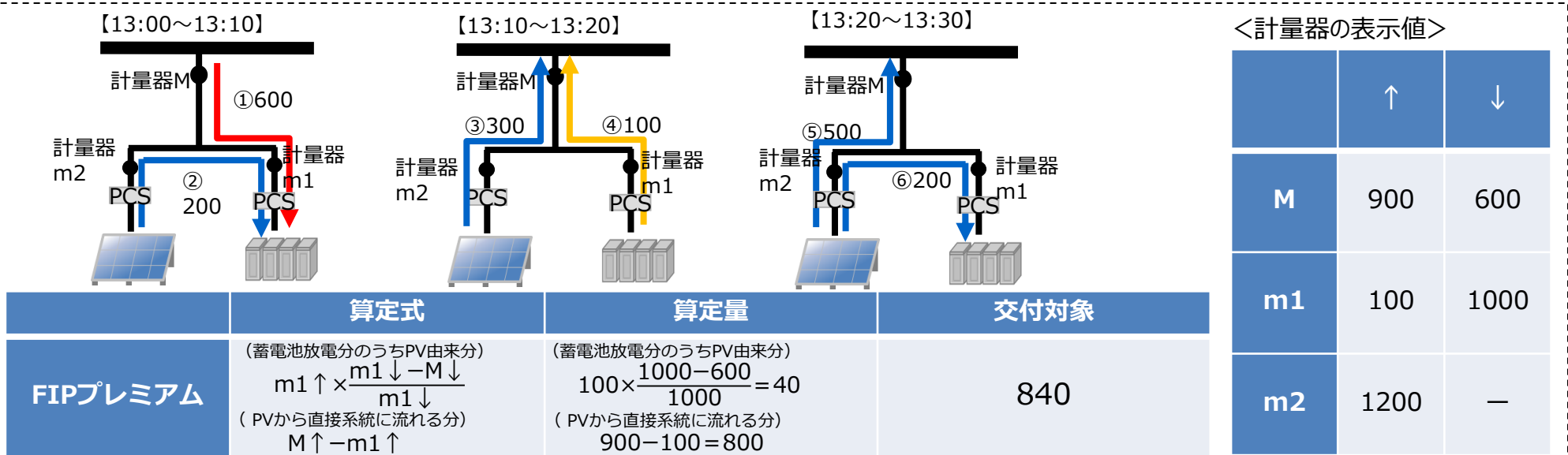
- 系統側から蓄電池に充電され放電された電気の量については認定発電設備から発電された電気ではないので、**FIPプレミアム交付対象外**となる。このため蓄電池から放電された電気量を**充電された電気量**で按分することで、**FIPプレミアム交付対象となる認定発電設備から発電された電気の量を観念することとする**。
- 具体的には、蓄電池から放電された電気量（①）について、系統側から蓄電池に充電された電気量（②）と発電側から蓄電池に充電された電気量（③）を用いて、下図の算式により按分することで得られた電気の量を**FIPプレミアム交付の対象とする**。
- 以上の措置について、再エネ特措法関係法令の改正を行った上で、**来年4月に施行予定**。



再エネ発電設備に併設される蓄電池に系統充電された場合の価格算定ルール

- 具体的には、2024年4月より、下記の条件を全て満たすものについて、再エネ発電設備に併設される蓄電池に系統充電された場合の価格算定ルールを開始する。その他の設備については、具体的なニーズや技術的な算定方法の実現可能性も踏まえて引き続き検討していく。
 - **FIP認定設備**（※1、※2）
 - 再エネ発電設備の設置場所に**その他需要（太陽光発電設備・PCS・併設蓄電池等、発電所の運転そのものに必要不可欠な設備以外の需要）が存在しない場合**（※3）
- ※1 FIP制度を活用した事業については、蓄電池を活用し、電力需給や市場価格を意識しながら事業を実施する（必要に応じて、供給シフトを行う）形での事業を促進するニーズが大きい。この点を踏まえ、2024年4月から開始する。
- ※2 2024年4月から、2024年度以降の新規認定FIPについて上記の価格算定ルールを開始することとするが、2022年度・2023年度に既に認定を受けたFIP案件（既認定FIP）について、今後制度を開始するために、必要な調整・検討を関係者と進める。
- ※3 発電所内にその他需要が存在する場合、蓄電池から放電された電気の量について、系統側から蓄電池に充電された電気の量と発電側から蓄電池に充電された電気の量を、按分計算により算定することが困難であるため。

<交付対象の算定例>



※ 計量器m1・m2等、所内の計量器については、FIPプレミアムの算定のみを利用されるものであるところ、原則として、再エネ発電事業者側において設置することが必要となる。

※ 計量器の表示値の差し引きを行う際は、別途ガイドライン等で定める要件を満たすこととする。