

再生可能エネルギーの主力電源化について

2025年11月12日
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項①

<再生可能エネルギーの政策的位置づけ>

- 我が国は、すぐに使える資源が乏しく、エネルギー供給の多くを化石燃料の輸入に依存することによる価格変動リスクや国富流出といった課題を抱えている。
- さらに、D XやG Xの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を十分確保できるかが我が国の経済成長や産業競争力を左右する状況。
- こうした中で、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、引き続き、再エネの主力電源化を徹底し、地域共生や国民負担の抑制を図りながら、最大限の導入を図る必要がある。

<再生可能エネルギーの主力電源化>

- ここで、再エネの「主力電源化」とは、発電量において再エネが電源構成の相当割合を占めることのみを目指すものではなく、FIT/FIP制度等の政策支援から自立して導入が進むようになるとともに、一般の発電事業と同様、発電計画を策定し、電力市場の需給（価格シグナル）に応じた供給を行う電源となるなど、量のみならず、質においても、再エネ電源が高度に進化していくことを目指すもの。こうした課題意識のもと、本小委員会では、昨年11月に「再エネ主力電源化アクションプラン」をとりまとめたところ。
- また、本年10月24日の調達価格等算定委員会（第105回）では、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことがFIT/FIP制度の前提であることを再確認するとともに、自立化に向けた進捗を踏まえた支援のあり方や、足下のコストデータが上昇している電源も現れている状況を踏まえたFIT/FIP制度における価格設定のあり方について、議論が行われた。

本日御議論いただきたい事項②

<今後の支援のあり方に関する論点>

- 前ページのとおり、再エネの「主力電源化」とは、FIT/FIP制度等の政策支援から自立して導入が進むようになる等、量のみならず、質においても、再エネ電源が高度に進化していくことを目指すものであり、将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指すこと、すなわち自立化の進捗を踏まえた電源ごとのFIT/FIP制度における支援のあり方についても検討を行ってきたところ。
- 特に、FIT/FIP制度における支援対象区分に関する論点は、再エネ特措法第二条の二及び第三条に基づく意見聴取事項として調達価格等算定委員会において審議が行われているところであるが、再エネの主力電源化について電源横断的に御審議いただく本小委員会においても、各電源における自立化に向けた進捗や技術動向等を踏まえた今後の支援のあり方について御議論いただきたい。
- なお、こうした自立化に向けた進捗に加え、再エネ導入拡大と国民負担抑制のバランスを踏まえた支援の方向性として、ペロブスカイト太陽電池等の新技術への支援を含め、今後の再エネ政策における支援の是非や重点化についても御議論いただきたい。

<再エネ主力電源化アクションプランのフォローアップ>

- FIP制度の更なる活用促進に向けた「再エネ主力電源化アクションプラン」の進捗状況を踏まえ、今後の政策の在り方について幅広く御議論いただきたい。

(※) なお、「再エネ主力電源化アクションプラン」のうち、長期安定電源化に関する関連プレイヤーの取組の進捗状況については、今後の本小委員会において、別途取り扱うこととしたい。

(参考)「第7次エネルギー基本計画」(2025年2月閣議決定)の概要

- S + 3 Eの原則の下、安全性の確保を前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性と環境適合性の向上に向けて最大限取組を進めていくことが重要。
- DXやGXの進展による電力需要増加。脱炭素電源の確保が経済成長に直結する状況であり、再エネ、原子力はともに最大限活用。特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指す。

主要分野における対応

- 再エネは、主力電源化を徹底し、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入。ペロブスカイト太陽電池は、2040年までに20GW導入。EEZ等での浮体式洋上風力の導入。次世代型地熱等の加速。
- 原子力は、安全性の確保を大前提とした再稼働とバックエンドを加速。「廃炉を決定した事業者が有する原発サイト内」における次世代革新炉への建て替え。フュージョンエネルギーを含めた次世代革新炉の研究開発を促進。
- 火力は、LNGの長期契約確保、水素・アンモニア・CCUS等による脱炭素化を推進。非効率な石炭火力を中心に発電量を低減しつつ、予備電源制度等を不断に検討。技術革新が進まず、NDC実現が困難なケースも想定して、LNG必要量を想定。
- 事業者の積極的な脱炭素電源投資を促進する事業環境整備、ファイナンス環境の整備。
- 省エネ・非化石転換の推進。省エネ型半導体や光電融合等の開発、データセンターへの制度的対応、省エネ設備の普及支援。脱炭素化が難しい分野における水素等やCCUSの活用。自給率向上に資する国産資源開発。
- AZECの枠組みを通じて、多様かつ現実的な道筋によるアジアの脱炭素化を進め、世界全体の脱炭素化に貢献。

(参考) 2040年度におけるエネルギー需給の見通し

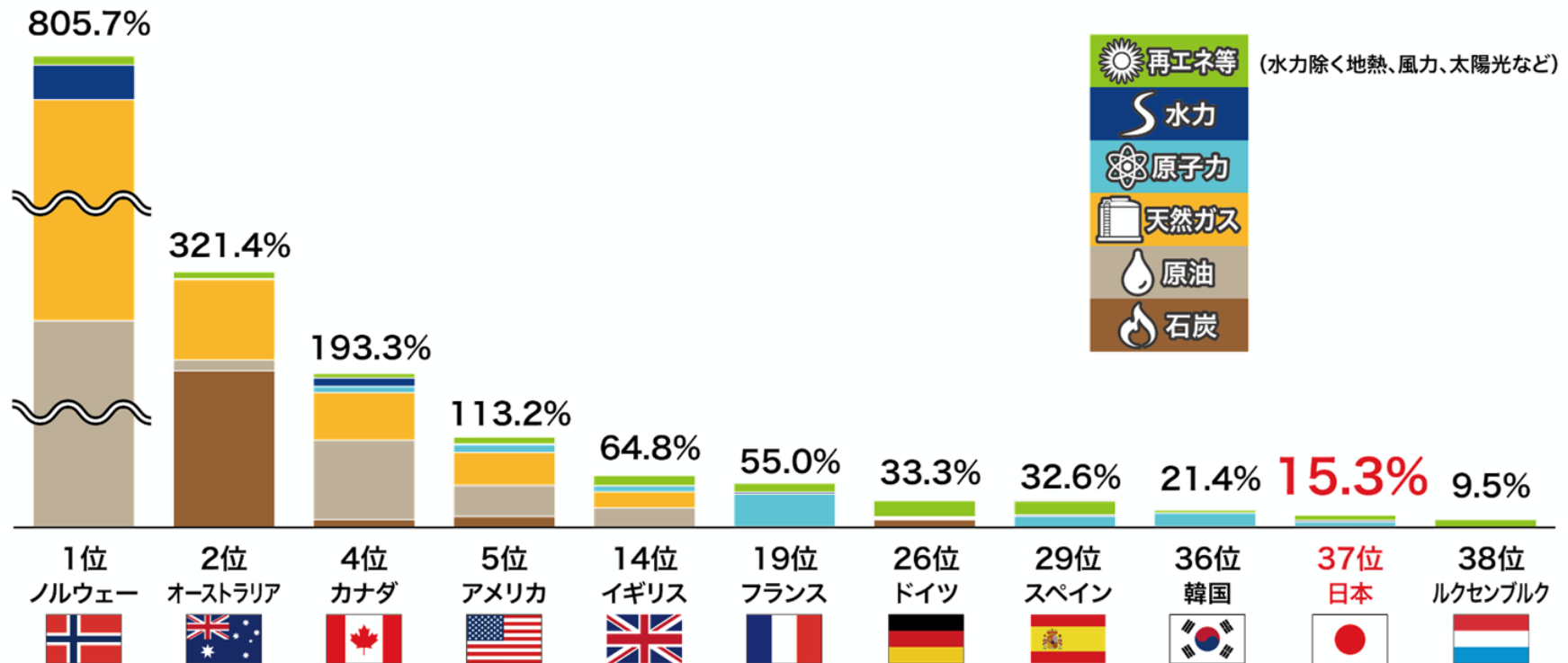
	2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)	
エネルギー自給率	15.2%	3～4割程度	
発電電力量	9854億kWh	1.1～1.2兆 kWh程度	
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
	火力	68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量	3.0億kL	2.6～2.7億kL程度	
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)	22.9% ※2022年度実績	73%	

(参考) 新たなエネルギー需給見通しでは、2040年度73%削減実現に至る場合に加え、実現に至らないシナリオ(61%削減)も参考値として提示。73%削減に至る場合の2040年度における天然ガスの一次エネルギー供給量は5300～6100万トン程度だが、61%削減シナリオでは7400万トン程度の見通し。

(参考) 日本のエネルギー自給率

- 我が国は、一次エネルギーの8割、電力の7割を、大部分を海外から輸入する化石燃料に依存している。
- 自給率はG7で最低の15.3%の水準である。

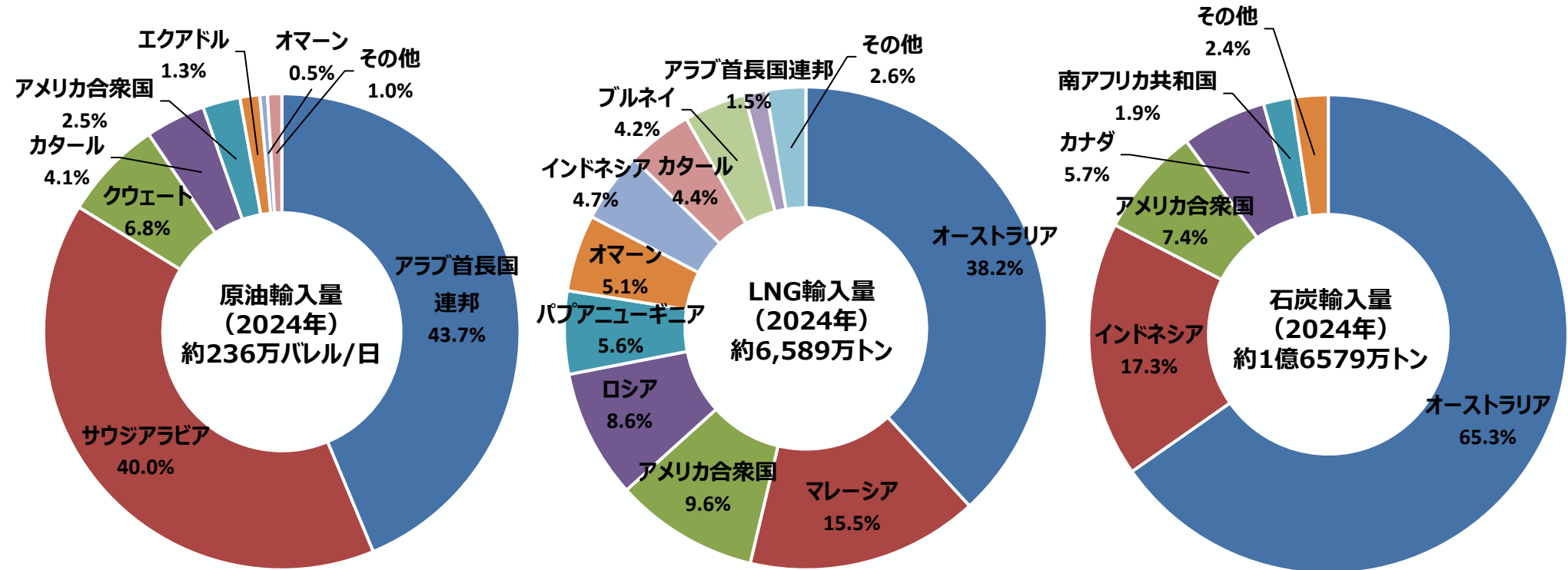
主要国の一次エネルギー自給率



出典:IEA「World Energy Balances 2025」の2023年推計値、日本のみ資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」の2023年度確報値。*表内の順位はOECD38カ国中の順位

(参考) 日本の化石燃料の調達先が抱えるリスク

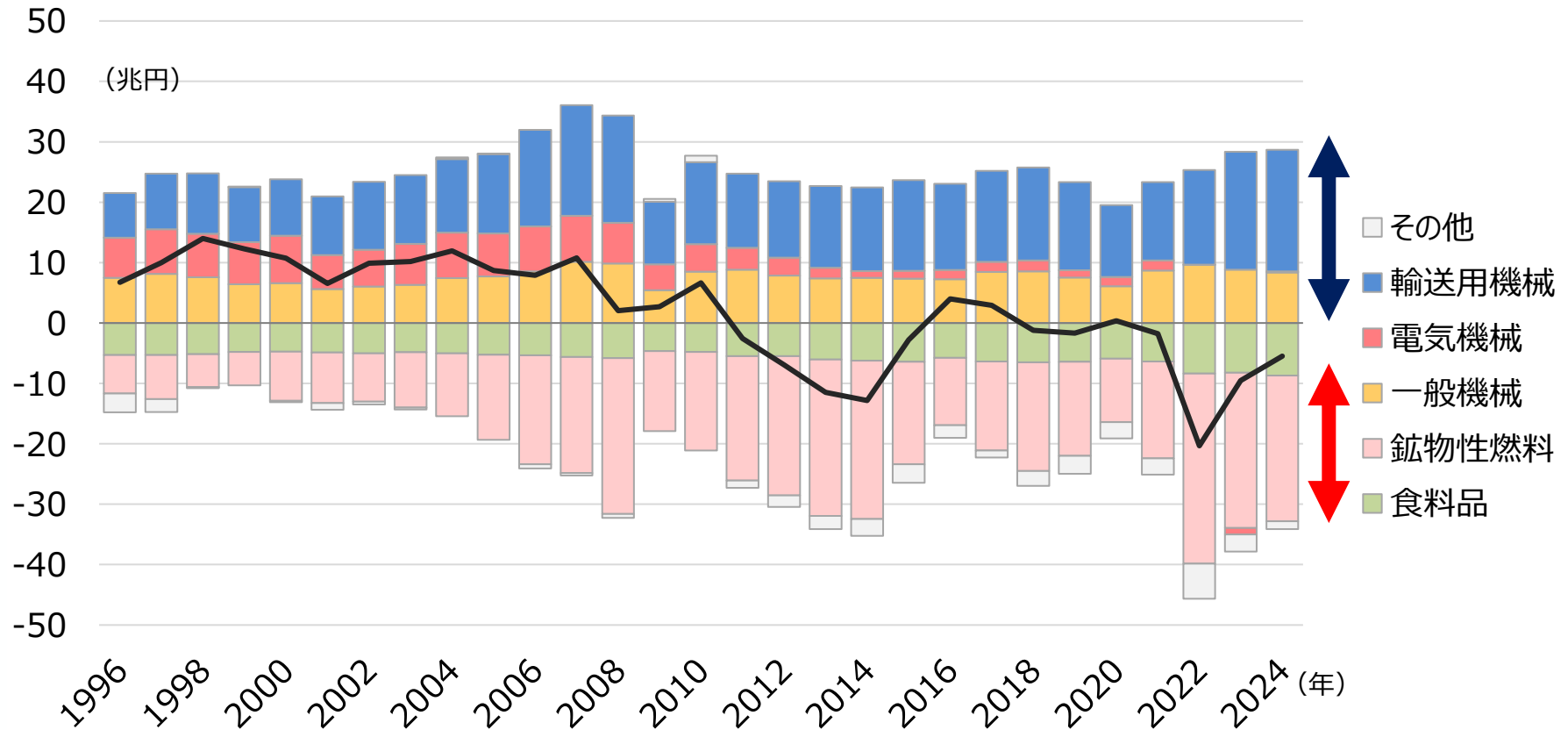
- 原油の9割以上を中東からの輸入に依存する我が国にとって、 chokeポイントが集結する中東地域の情勢悪化はエネルギー安全保障に直結する。
- アジアのエネルギー需要、ロシアによるウクライナ侵略や、中国・台湾を巡る情勢、各国の気候変動政策など、様々な国際情勢が、日本のエネルギー安全保障を左右する状況にある。
- 海外に化石燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突如の価格上昇リスクも内包している。



(参考) 化石燃料の輸入で年間24兆円の国富が流出

- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。
- 国産エネルギーの拡大は、稼いだ国富の海外流出を食い止める観点からも重要である。

【貿易収支の推移】



(参考) 再エネ主力電源化アクションプラン

第71回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年11月28日）資料1より抜粋

再エネ主力電源化アクションプラン（案）

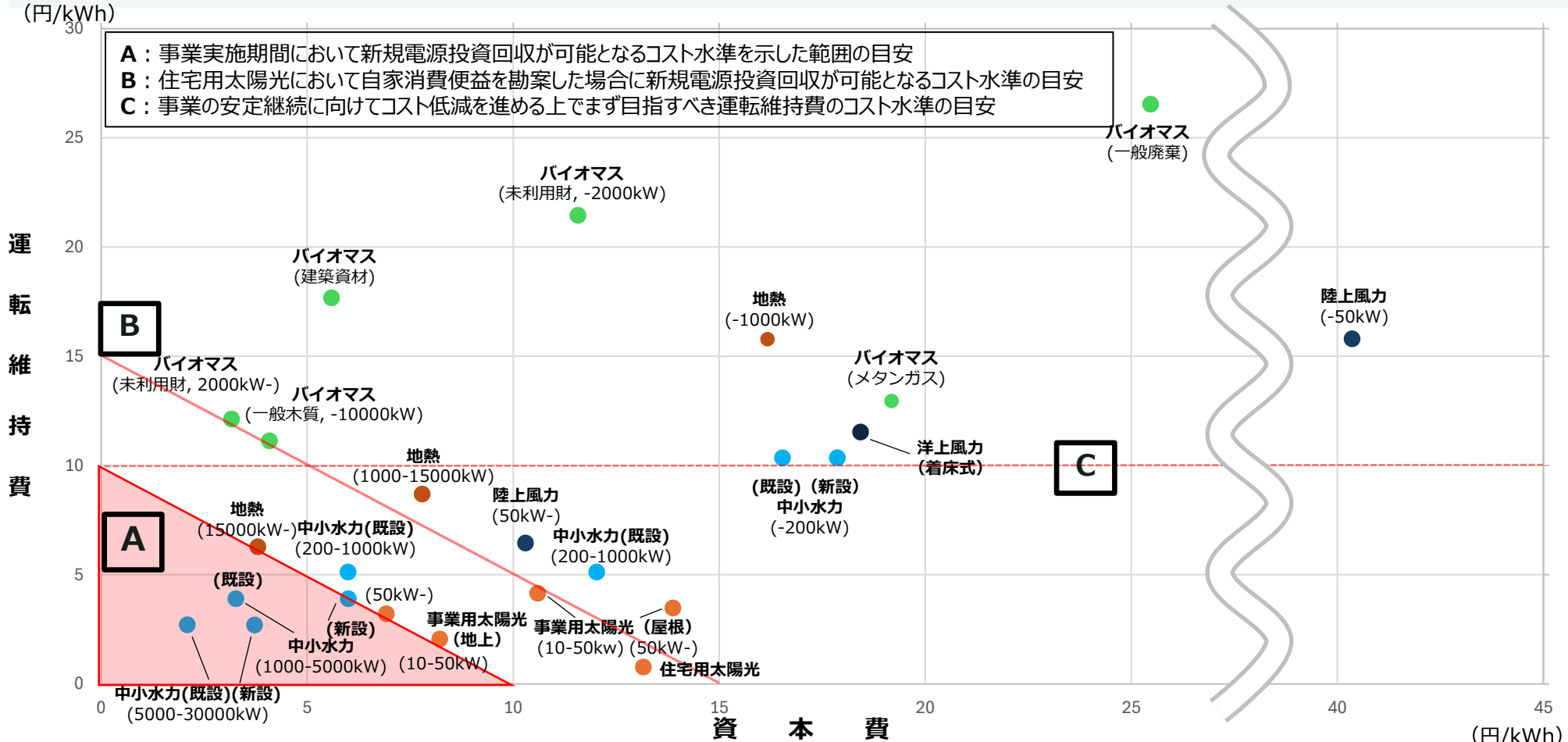
- 再生可能エネルギーについては、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら、最大限の導入に取り組んでいる。第5次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）において、初めて再生可能エネルギーの「主力電源化」が掲げられており、直近の再エネ比率（2023年度）は23%となるなど、我が国においても着実に導入が進展してきた。
- 今後とも、関係省庁が連携して施策を強化し、更なる再エネ導入拡大に取り組んでいくが、「主力電源化」とは、発電量において再生可能エネルギーが電源構成の相当割合を占めることのみを目指すものではない。
- 現在の我が国の再エネ電源（大規模水力を除く。）は、FIT制度の適用を受けているものが大半を占める。すなわち、これらの電源は、①電気の需要家による再エネ賦課金の国民負担により成り立っており、また、②一般の発電事業とは異なり、発電計画の策定等が免除されるなど、電力市場への統合の観点から課題がある。
- この中で、「主力電源化」とは、①FIT/FIP制度等の政策支援から自立して導入が進むようになるとともに、②一般の発電事業と同様、発電計画を策定し、電力市場の需給（価格シグナル）に応じた供給を行う電源となるなど、量のみならず、質においても、再エネ電源が高度に進化していくことを目指すものである。
- これまで、本小委員会では、次の論点について検討を重ねてきた。
 - 再生可能エネルギーの長期安定電源化
国民負担による支援を受けた再エネ電源（特に太陽光発電）が、FIT/FIP期間の終了後も、50年、更には100年という長期にわたって稼働し、社会に根差した電源として定着することで、主力電源化に繋がる。
 - FIP制度の更なる活用
FIP制度は、FIT/FIP制度によらない再エネ導入への過渡的な制度として、再エネ発電事業者に対し、発電計画の策定や電力市場の需給（価格シグナル）に応じた供給を促すものであり、主力電源化に繋がる。
- 他方、これらの取組は、政策支援からの自立に向けた挑戦であり、政府が必要な事業環境整備を行うことはもちろん必要であるが、事業者団体等が旗を振りながら、民間企業のビジネスベースの取組を広めていくことが何よりも重要である。こうした点を踏まえ、エネルギー基本計画の改訂の議論と併せて、本小委員会として、再エネ主力電源化に向けた関係プレーヤーの行動指針を整理し、官民等の関係者が連携して、再エネ主力電源化に向けた取組を加速していくこととしたい。

1. 自立化に向けた進捗や技術動向等を踏まえた 今後の支援のあり方

再生可能エネルギー電源の発電コスト

第105回調達価格等算定委員会（2025年10月24日）資料1より一部修正

- **FIT/FIP制度における定期報告データの中央値（※）**をもとに計算した、各再生エネ電源の発電コスト（資本費・運転維持費）の実績は以下のとおり。



(※ 1) Aについては、回避可能費用単価（卸電力取引市場価格）を10円/kWh、環境価値を再生エネ価値取引市場における2025年度第1回オークションの約定最安価格0.4円/kWhとし、卸電力取引市場等による売電収入や環境価値その他の再生エネ発電事業により得られる収入等を勘案した場合に、事業実施期間において新規電源投資回収が可能となるコスト水準（運転維持費と資本費を足し合わせた発電コストが10.4円/kWh以下）を示した範囲の目安。なお、環境価値が高まった場合、Aの範囲は右上にシフトしていく。なお、燃料費は運転維持費に含まれている。

(※ 2) Bについては、Aにおける条件に加え、住宅用太陽光における自家消費便益によって得られる収入も勘案した場合（余剰売電比率は70%）に事業実施期間において新規投資可能となるコスト水準の目安（15円/kWh）。

(※ 3) Cについては、回避可能費用単価を10円/kWhとした場合、事業の安定継続に向けてまずは目指すべき運転維持費のコスト水準の目安。

(※ 4) 2024年8月までの定期報告において発電事業者から提出のあったコストデータ（実績値）を使用している点に留意。

(※ 5) 調達価格等算定委員会における定期報告データの算出方法にない、一部、平均値や直近年度の中央値を採用している電源もある。

(※ 6) 割引率及び運転年数については、令和7年2月 総合エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループにてとりまとめられたデータをもとに算出。

(※ 7) 洋上風力（着床式）については、再生エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電のデータから算出したものであり、再生エネ海域利用法で想定されているよりも小規模な事業が中心となっていることに留意。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (電源横断の論点)

第105回 調達価格等算定委員会 (2025年10月24日) における事務局資料より抜粋

1. 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方**等について御議論いただいた。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、**環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要**であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について別紙の観点から今年度の本委員会において御議論いただくこととしてはどうか。

2. 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、**再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定め**ることとされている。
- 加えて、FIT/FIP制度は、**再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階**において、**国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく**制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提**である。
- 昨今のインフレによる建設費等の上昇が見られる中で、足下のコストデータが上昇しているという電源も現れているが、これらの前提を踏まえ、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、**各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認**した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うこととしてはどうか。

3. FIT/FIP制度における入札制度の活用のあり方

- **事業用太陽光発電や陸上風力発電においては、入札制度によるコスト低減が実現してきたところであり、直近の入札では、卸電力市場価格を下回る価格での落札が生じており、非FIT/非FIPでの導入も増加する等、FIT/FIP入札への参加件数は減少傾向にある。**件数が減少する場合であっても、**入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題**。
- 現時点で入札対象となっている各電源について、**上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、最大限の再エネ導入拡大という観点から、①入札制度を継続するか、②入札ではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか、御議論**いただきたくこととしてはどうか。

(参考) 2025年度調達価格等算定委員会における主な論点 (自立化)

第105回 調達価格等算定委員会 (2025年10月24日) における事務局資料より抜粋

①コストダウンが進展している/見込まれる電源 (例: 太陽光発電、陸上風力発電)

- 太陽光発電や陸上風力発電については、コストダウンが進展している/見込まれる電源である。既にFIT/FIPによらない案件の形成が進んできている。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の強化を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格/基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方、価格水準について、どう考えるか。

②電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源 (例: 中小水力発電・地熱発電)

- 地熱発電・中小水力発電は、太陽光発電等と比べて稼働期間が長いという特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定的な稼働が確保されることが重要。その上で、特に小規模なこれらの電源については、中長期的に「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指しながら、緩やかなコストダウンを実現していくべきではないか。
- また、地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つことから、官民の役割やリスク分担のあり方、自立化に向けたコスト低減の見通しについて関係審議会等にて議論が行われているところ。これらの見通しについて確認した上で、支援のあり方を検討をしていくべきではないか。

③大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すべき電源 (例: 洋上風力発電)

- 国内の洋上風力は未だ黎明期にあることから、今後、大規模化や案件形成、人材育成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すことが求められるもの、投資額が大きく、総事業期間が長くなることによる収入・費用の変動リスクが大きいという大型電源としての特性を持つ中で、足下では国内における洋上風力発電事業についても世界的なインフレ等による影響が生じていることが指摘されている。
- こうした状況を踏まえ、洋上風力発電については、自立化に向けたコスト低減や産業基盤構築に関する中長期的見通しを明確にしながら、その意義を改めて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

④自立化への課題が大きいコスト構造にある電源 (例: バイオマス発電)

- バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあるが、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源である。
- 電源の特性を踏まえ、自立化に向けたコスト低減を進めていくにあたって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

(※) 例えば、大規模バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造であり、その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいことから、2024年度調達価格等算定委員会においては、一般木質等 (10,000kW以上) 及び液体燃料 (全規模) は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とするとの意見がとりまとめられた。

(参考) 第105回における委員意見 (電源横断の論点)

第105回 調達価格等算定委員会 (2025年10月24日) における委員意見

<FIT/FIP制度における前提>

- ✓ 再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定めるということが本委員会のミッション。適正な利潤、その他事情をどのように勘案するかという論点はあるが、本委員会における役割は限定されていることも理解しながら、何ができるのか、何をすべきかを考えていくべき。
- ✓ FIT/FIP制度は国民負担による支援を行うことで導入拡大を図り、そのスケールメリット、習熟効果を通じてコストダウンをしていく、自立化を目指す制度だということが大前提。
- ✓ 国民負担の抑制を図る観点から、自立化を目指すべき。現状を見て自立化を今後目指せるものとそうでないものはしっかり議論していかなければならない。
- ✓ FIT/FIP制度は、最終的にFIT/FIPによる支援がなくても再投資していくことができる電源を育てていく制度だということが改めて明確になったというのは、とても意義があった。自立化はFIT/FIP支援の前提であり、堅持すべき。

<コストデータの上昇を価格に反映させる場合の考え方>

- ✓ 第七次エネルギー基本計画においても、脱炭素電源を最大限活用していくということになっており、これが大きな方針。一方で、他の電源も含めてコスト増となっている中、再エネに限らず、適正に反映することが社会厚生上重要である。本委員会においても物価上昇に対しては基本的には対応するということ。
- ✓ インフレ環境下では名目の数字だけではなく、実質の数字についても十分に考える必要がある。インフレを考慮した形で現状維持・引き上げとはどういう状況なのかを見るのが重要。

<自立化水準の考え方>

- ✓ 自立化水準については、インフレによって電力の市場価格が上がるはずであり、名目値では変わりうるということを認識しなければならない。
- ✓ 自立化が可能な費用の水準は、個別の電源が生み出す価値にも依存している。広義の調整力を生み出すことができる、いろいろな価値のある調整力を出せる電源であればコストが上がっても自立化が可能である。それが見通せるということであればFIT/FIPにおける支援の対象になりうる。

<地域共生>

- ✓ 自立化に加え、地域共生の観点から重要な電源というものはあり、これらについては、単なる効率化ということではなく、別の価値をきちんと認めつつ、本委員会で議論をしていく必要がある。
- ✓ 太陽光パネル等にしても地域共生の問題が非常に顕在化している。本委員会で全て見られるわけではないが、こういった問題を他で見つつも、どう考えていくのかということに関しては、認識を持ちながら対応が必要。

(参考) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

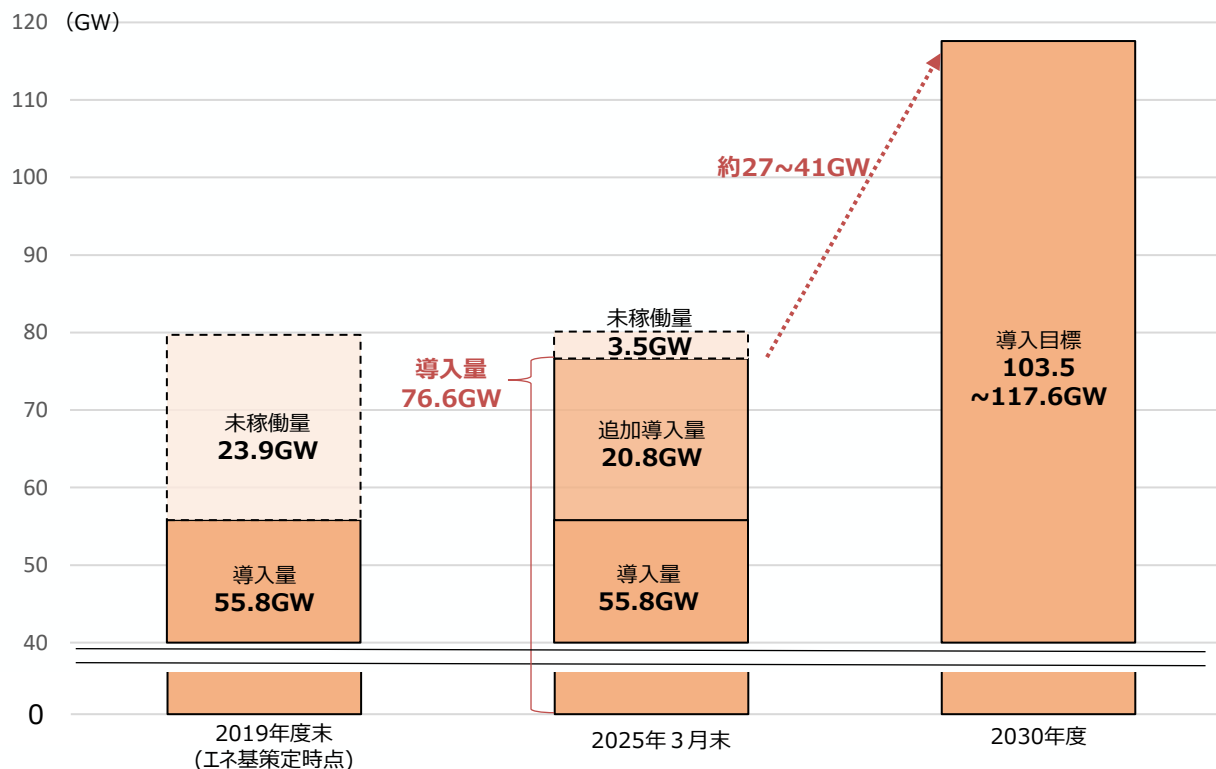
令和7年度以降の調達価格等に関する意見（2025年2月3日）（抜粋）

- 昨年度の本委員会においては、次世代型太陽光電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討に着手し、量産体制の構築状況を見極めながら、実証事業等を通じてコストデータの収集・分析を行い、**区分設定や将来の自立化を見据えた価格設定のあり方**について、議論を継続することとした。
- 次世代型太陽電池の中でもペロブスカイト太陽電池は、直近 10 年間で 変換効率が約 1.5 倍に向上しており、タンデム型までを視野に入れ、各国で事業化を目指す動きが見られる等、社会実装に近い次世代型太陽電池として期待されている。昨年 11 月には、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」において「次世代型太陽電池戦略」が取りまとめられ、ペロブスカイト太陽電池について、**2040 年までに、累積導入量：約 20GW、発電コスト：10～14 円/kWh 以下を目指すことや、導入支援についての考え方**が示された。
- 一方、FIT/FIP 制度は、再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度であるところ、電気の需要家による国民負担に支えられており、支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とする必要がある。
- 以上のペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟等の特徴を生かし、従来、太陽電池が設置困難であった建物の屋根/壁/窓など、需要地に近接した設置が可能であるところ、**国民負担の抑制と、適切な自家消費を促す観点から、発電コストが電気料金水準未満になる時点を目安に、新区分による支援を開始する方向で検討を継続し、今後「次世代型太陽電池戦略」を踏まえた自立化に向けた官民連携による取組や、予算による導入支援の状況を確認していくこととした。**

太陽光発電の導入状況

- 太陽光発電の2025年3月末時点の導入量は**76.6GW**。直近数年間では**概ね3.5～5GW/年のペースで導入**が進んでいる。**2030年目標（103.5～117.6GW）**の実現には、今後約6年間で27～41GWの導入、すなわち、**4.5～7GW/年のペースで導入を継続していくことが必要**となる。
- 他方、我が国の**国土面積当たりの太陽光導入容量**は、**既に主要国の中で最大級**となっており、特に地上設置型について、**今後の導入余地となり得る適地が減少**している。**適地減少等を背景に、FIT/FIP制度の認定容量は足下では減少**している一方で、**導入コストの低減が進み、FIT/FIP制度によらずに事業を実施する形態**も現れてきている。

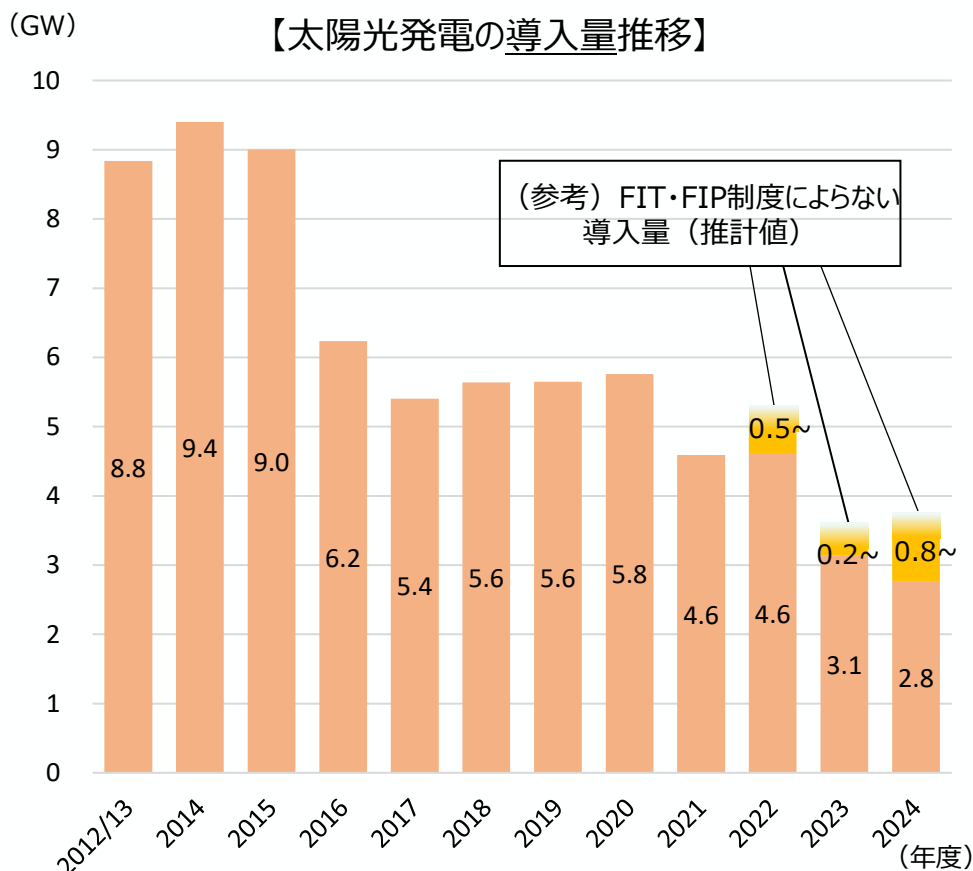
【太陽光発電の導入状況】



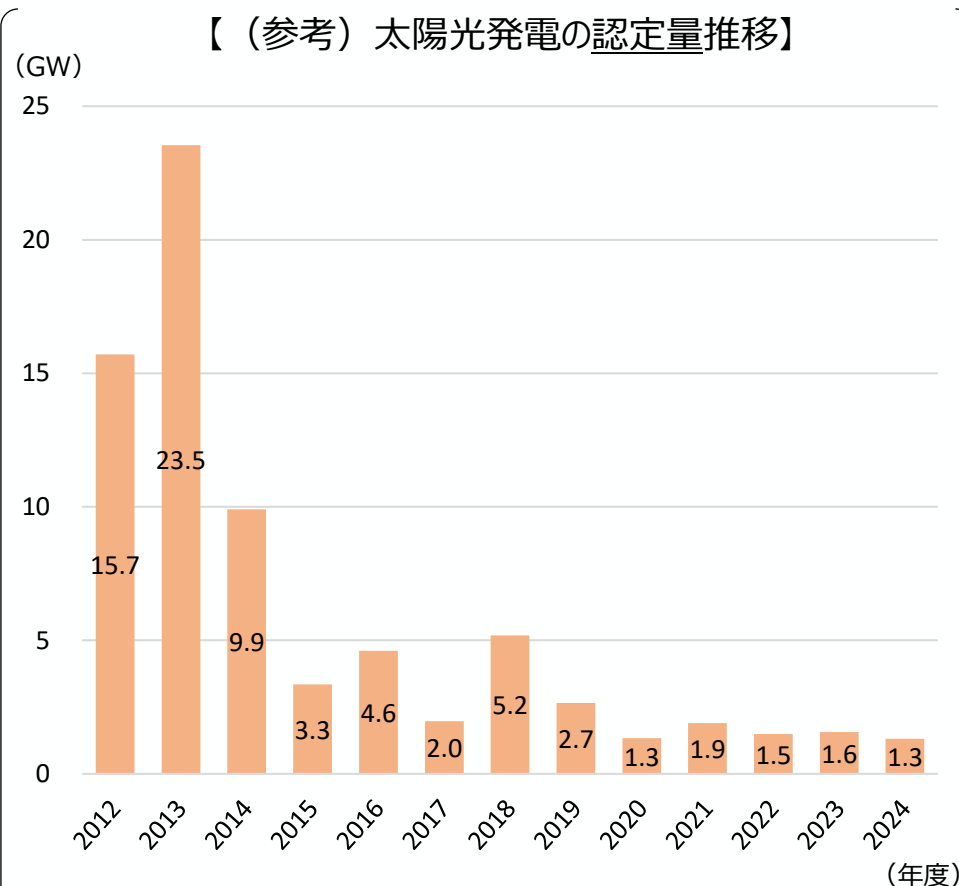
※ 導入量は、FIT前導入量5.6GWを含む。 ※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

(参考) 太陽光発電の導入状況 (経年変化)

- 一般送配電事業者の系統接続済容量等を踏まえて推計したFIT/FIP制度によらない導入量を含めると、太陽光発電は、直近数年間では、**概ね3.5～5GW/年程度の追加導入**が見られる。
- また、2024年度からは、**省エネ法の定期報告**において、太陽光等の再エネの自家消費量の報告を求めており、**エネルギー多消費事業者における再エネ自家消費量の捕捉が可能**となっている2024年度の報告によると、**2023年度の再エネの自家消費量は、約14億kWh・約2GW (約2,500件)**。



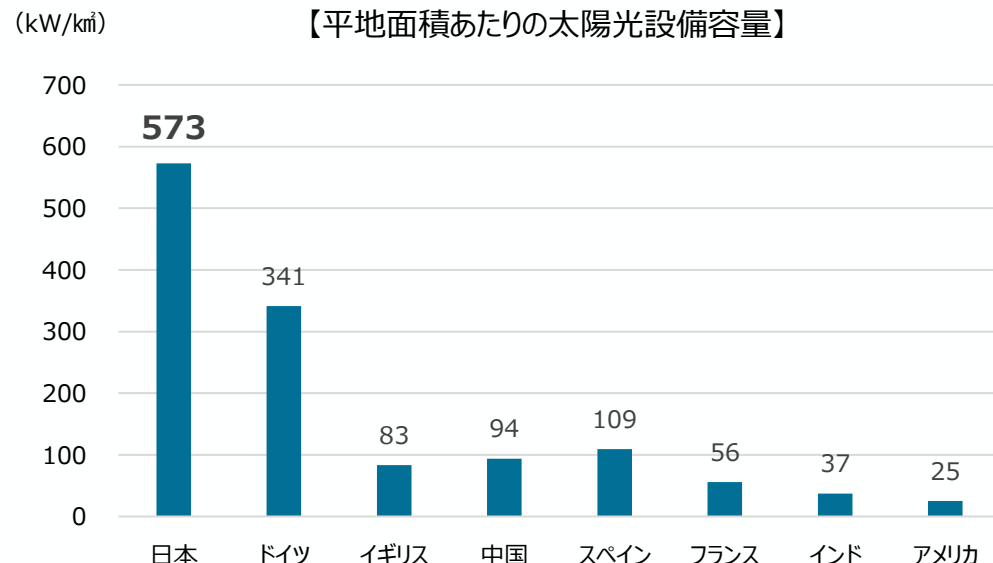
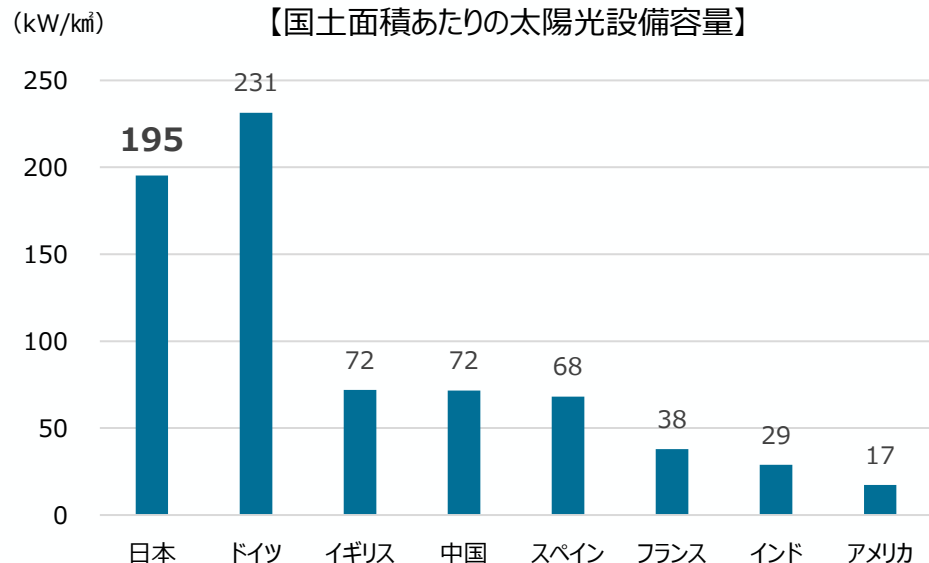
※ 2024年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
 ※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。



※ 失効済の設備については除外している。

(参考) 国土面積・平地面積当たりの太陽光設備容量の各国比較

- 我が国の国土面積当たりの太陽光導入容量は、主要国の中で最大級の水準に到達。ペロブスカイト太陽電池の実装等により、地域との共生が容易な屋根設置等のポテンシャルを最大限活用していくことが重要。



	日	独	英	中	西	仏	印	米
国土面積	38万km ²	36万km ²	24万km ²	960万km ²	51万km ²	55万km ²	329万km ²	983万km ²
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km² (34%)	24万km ² (68%)	21万km ² (87%)	733万km ² (76%)	31万km ² (62%)	37万km ² (68%)	256万km ² (78%)	674万km ² (69%)
太陽光の設備容量 (GW)	74	83	17	688	34	21	95	170
太陽光の発電量 (億kWh)	965	636	139	5,842	434	218	1,185	2,144
発電量 (億kWh)	9,877	5,064	2,916	94,923	2,798	5,215	19,868	44,304
太陽光の総発電量 に占める比率	9.8%	12.6%	4.8%	6.2%	15.5%	4.2%	6.0%	4.8%

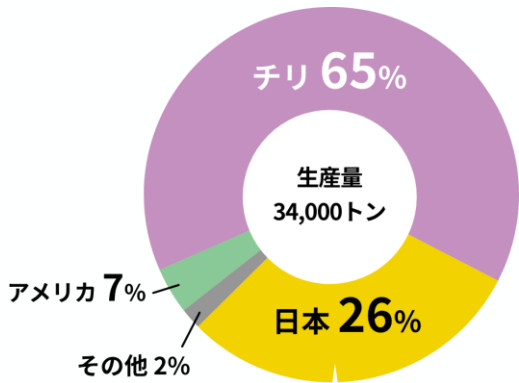
(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>) IEA Renewables 2024、IEAデータベース、2023年度エネルギー需給実績(確報)、Global Forest Resources Assessment 2025 (<https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/12322cae-5b20-4be2-927a-72a86fd319e9/content>)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2025の森林面積を差し引いて計算したもの。

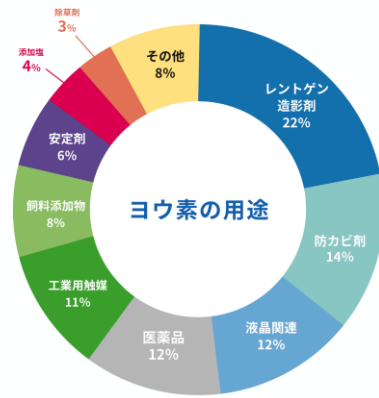
ペロブスカイト太陽電池の位置づけ

- ペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟などの特徴を生かし、これまで太陽電池が設置困難であった場所にも設置が可能となり、**再エネ導入拡大と地域共生を両立するもの**として期待。
- 主要な**原材料のヨウ素について、日本は世界第2位の産出量（シェア約30%）**。**原材料を含め強靱なサプライチェーン構築**を通じ、**エネルギーの安定供給**にも資することが期待。
- 世界に引けを取らない「規模」と「スピード」**で、**量産技術確立・生産体制整備・需要創出**を推進。
量産技術確立：GI基金を活用し、**2030年に14円/kWhが可能となる技術**を確立、**2040年に自立化可能な発電コスト10円～14円/kWh以下の水準**を目指す。
生産体制整備：**2030年までの早期にGW級の生産体制構築**を目指す。
需要創出：**2040年には約20GW導入**を目指す。

【ヨウ素の国際シェア】



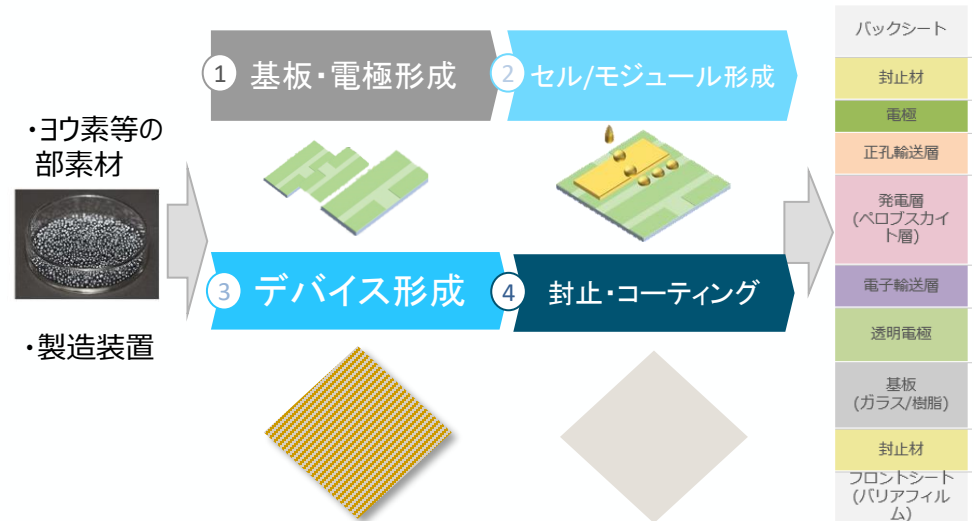
※当社推定



※2022年当社推定

(出典) (株) 合同資源HP

【ペロブスカイト太陽電池のサプライチェーン】



(参考) ペロブスカイト太陽電池の導入支援

ペロブスカイト太陽電池の社会実装モデルの創出に向けた導入支援事業

(経済産業省・国土交通省連携事業)



【令和8年度要求額 5,000百万円 (5,020百万円)】

ペロブスカイト太陽電池の国内市場立ち上げに向け、社会実装モデルの創出に貢献する自治体・民間企業を支援します。

1. 事業目的

地球温暖化対策計画で示された2030年度、2035・2040年度の各目標や2050年カーボンニュートラルの実現に貢献するため、軽量・柔軟などの特徴を有するペロブスカイト太陽電池の国内市場立ち上げに向けた導入支援をすることで、導入初期におけるコスト低減と継続的な需要拡大に資する社会実装モデルを創出し、民間企業や地域の脱炭素化を進めるとともに、産業競争力強化やGX市場創造を図る。

2. 事業内容

ペロブスカイト太陽電池は、これまで太陽電池が設置困難であった場所やインフラ施設等にも設置が可能であり、主な原材料であるヨウ素は、我が国が世界シェアの約30%を占めるなど、再エネ導入拡大や強靱なエネルギー供給構造の実現にもつながる次世代技術である。本事業では、ペロブスカイト太陽電池の導入初期における発電コスト低減のため、ペロブスカイト太陽電池の将来の普及フェーズも見据えて、拡張性が高い設置場所へのペロブスカイト太陽電池導入を支援する。

①事前調査・導入計画策定

ペロブスカイト太陽電池の導入に向けた事前調査（建物耐荷重の調査や現地確認）や、事前調査を踏まえた構造物単位での導入計画策定を支援し、設備導入につなげる。

②設備等導入

従来型の太陽電池では設置が難しかった建物屋根・窓等・インフラ空間における建物屋根等への、性能基準を満たすフィルム型・ガラス型ペロブスカイト太陽電池の導入を支援する。

<主な要件>

- ・同種の屋根等がある建物への施工の横展開性が高いこと
- ・導入規模の下限、補助上限価格
- ・施工・導入後の運用に関するデータの提出 等

3. 事業スキーム

■事業形態 間接補助事業（計画策定：定額、設備等導入：2/3、3/4）

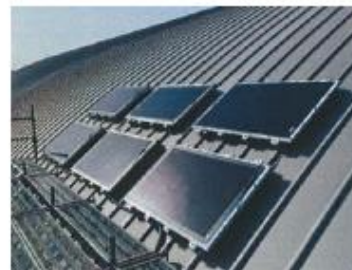
■補助対象 地方公共団体、民間事業者・団体等

■実施期間 令和7年度～

4. 事業イメージ



ペロブスカイト太陽電池の導入イメージ



体育館・アーチ屋根



バスシェルター

出典：積水化学工業株式会社

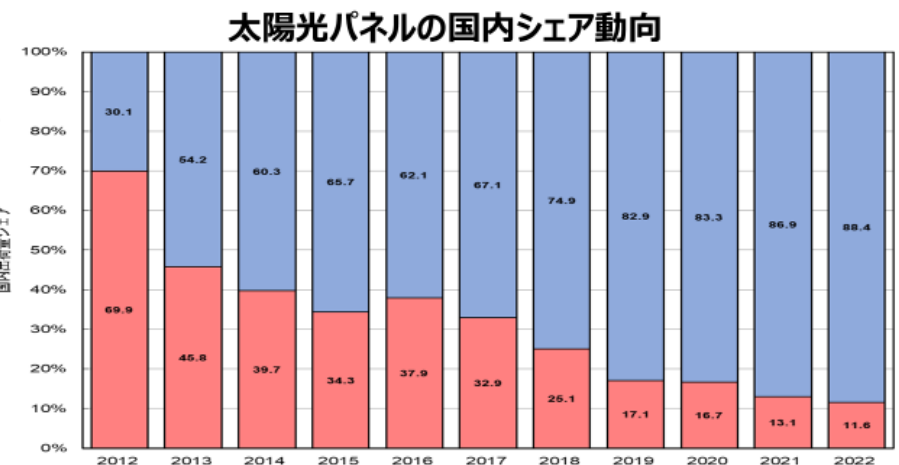
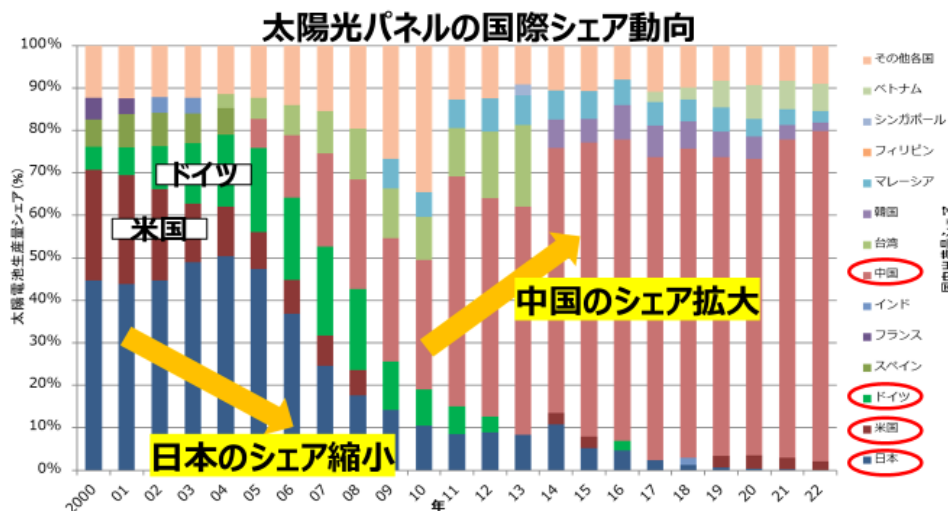
環境省 大臣官房 地域脱炭素推進審議官グループ 地域脱炭素事業推進課 電話：03-5521-8233
お問合せ先： 環境省 地球環境局 地球温暖化対策課 地球温暖化対策事業室 電話：0570-028-341
資源エネルギー庁 省エネルギー部 新エネルギー課 電話：03-3501-4031

(参考) 太陽光電池産業の経緯

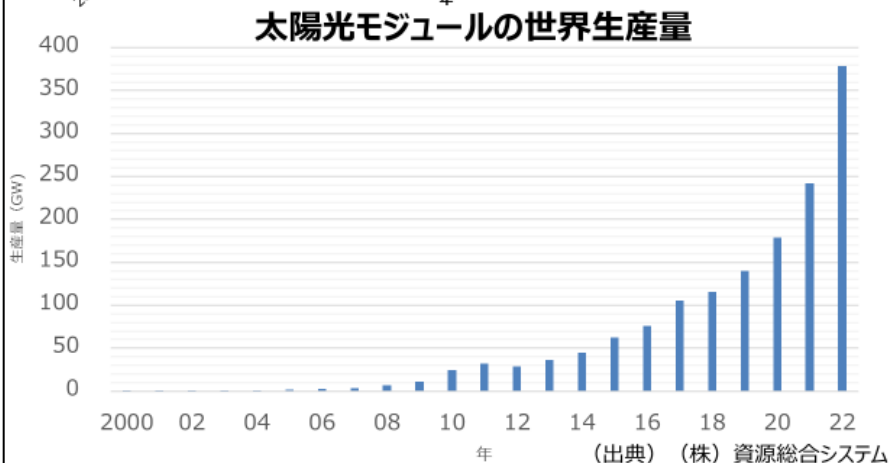
次世代型太陽電池戦略 (2024年11月) より抜粋

(参考) 太陽光電池産業の経緯

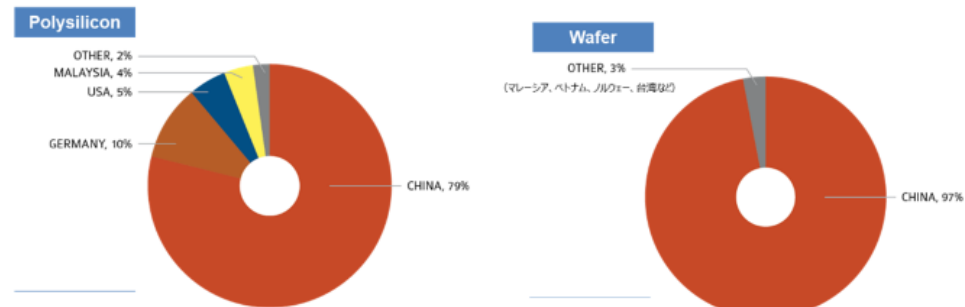
- 我が国は、1973年のオイルショックを契機に、サンシャイン計画を皮切りに、太陽光パネルの技術開発を進め、2000年頃には、世界シェアの50%に至った。2005年以降、中国等の海外勢に押され、日・米・独勢は一斉にシェアを落とし、日本のシェアは直近1%未満となっている。



(出所) (一社) 太陽光発電協会 出荷統計



太陽電池向けシリコンサプライチェーンのシェア



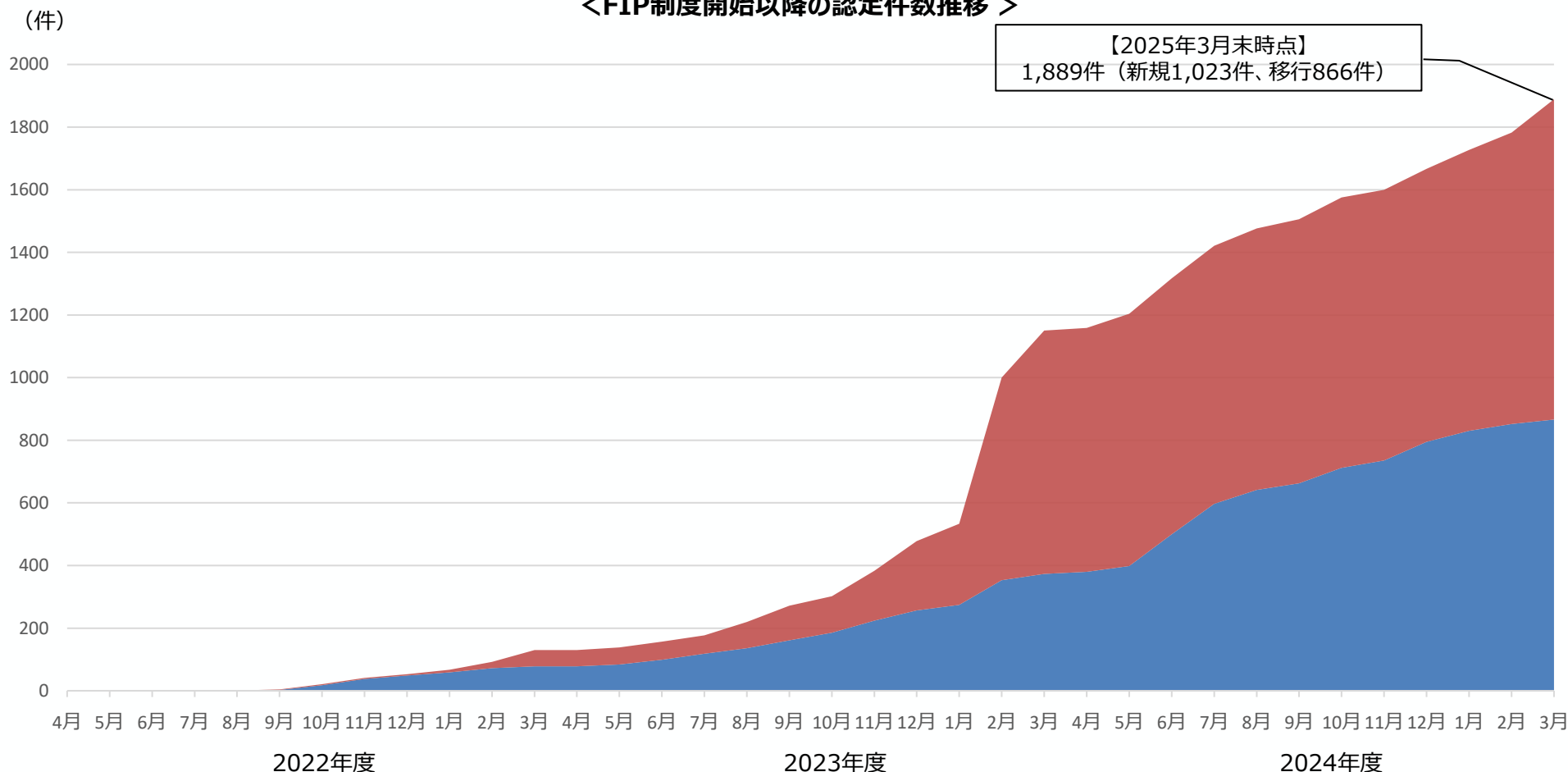
出所 IEA (2022), Trends in PV Applications 2022, IEA PVPS, Paris https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2022

2. FIP制度の更なる促進に関するフォローアップ^o

FIP制度の活用状況（2025年3月末時点）

- FIP認定件数は、**2023年度下半期に大きく増加**。2024年度においても**着実に増加を続けている**。
- **本小委員会において、2023年12月に「バランスングコストの見直し案について議論を実施（2024年4月から新制度開始）」したことや、2024年中にFIP制度の更なる促進策について議論を実施したことなどにより、FIP制度の活用を検討する事業者の行動を後押しした効果が一定程度見られた。**

<FIP制度開始以降の認定件数推移>



FIP制度の活用状況（2025年3月末時点）

- 2025年3月末時点のFIP認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて、約3,795MW・1,889件**。2024年3月末時点の認定量（約1,761MW・1,199件）から、**容量は2.2倍／件数は1.6倍**となっている。
- **FIT/FIP制度全体の認定量に占めるFIP認定量の割合**は、出力ベースで**約3.7%**。

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	706	934	363	795	1,070	1,729
風力	1,629	36	236	23	1,864	59
地熱	5	2	0	0	5	2
水力	197	39	89	15	286	54
バイオマス	82	12	488	33	570	45
合計	2,619	1,023	1,176	866	3,795	1,889

FIT/FIP制度全体の認定量に占める割合	
出力ベース	件数ベース
1.4% 新規0.9%、移行0.5%	0.1% 新規0.0%、移行0.0%
10.7% 新規9.3%、移行1.4%	1.0% 新規0.6%、移行0.4%
2.4% 新規2.4%、移行0.0%	1.7% 新規1.7%、移行0.0%
11.0% 新規7.5%、移行3.4%	4.4% 新規3.2%、移行1.2%
6.8% 新規1.0%、移行5.8%	4.2% 新規1.1%、移行3.1%
3.7% 新規2.5%、移行1.1%	0.1% 新規0.0%、移行0.0%

※ 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。

(参考) 電源別のFIT/FIP認定量・導入量 (2025年3月末時点)

- 2025年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約8,300万kW (認定容量全体の約80%)**。このうち、太陽光発電が**約86%**を占める。
- また、FIT/FIP認定容量は、**約1億300万kW**。このうち、太陽光発電が**約72%**を占める。

<2025年3月末時点のFIT/FIP認定量・導入量>

設備導入量(運転を開始したもの)															認定容量
再エネ発電設備の種類	制度導入前	固定価格買取制度導入後													固定価格買取制度導入後
	2012年6月までの累積	2012年度7月～・2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	制度開始後合計	2012年7月～2025年3月末
太陽光(住宅)	約470万kW	207.5万kW (476,415件)	103.6万kW (228,643件)	85.8万kW (179,361件)	79.2万kW (161,325件)	66.万kW (133,264件)	73.3万kW (146,664件)	76.9万kW (152,216件)	76.万kW (141,529件)	85.8万kW (153,166件)	105.9万kW (190,303件)	103.7万kW (197,521件)	113.2万kW (225,737件)	1176.9万kW (2,386,144件)	1,195.1万kW (2,424,671件)
太陽光(非住宅)	約90万kW	676.3万kW (123,597件)	836.5万kW (152,716件)	814.8万kW (115,907件)	544.4万kW (72,549件)	474.5万kW (53,337件)	490.5万kW (54,809件)	487.8万kW (49,158件)	500.1万kW (33,304件)	373.1万kW (20,596件)	354.6万kW (13,701件)	210.7万kW (7,819件)	163.5万kW (4,327件)	5926.8万kW (701,820件)	6,256.9万kW (712,747件)
風力	約260万kW	21.8万kW (30件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (54件)	31.0万kW (148件)	15.6万kW (313件)	16.8万kW (449件)	48.9万kW (288件)	36.2万kW (261件)	29.8万kW (244件)	31.2万kW (306件)	108.1万kW (246件)	38.4万kW (127件)	415.1万kW (2,490件)	1,742.9万kW (6,046件)
地熱	約50万kW	0.0万kW (1件)	0.4万kW (8件)	0.6万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.4万kW (8件)	0.0万kW (4件)	0.2万kW (2件)	4.1万kW (10件)	0.7万kW (1件)	14.2万kW (91件)	21.0万/kW (120件)
中小水力	約960万kW	0.6万kW (37件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (88件)	16.6万kW (79件)	12.8万kW (96件)	28.7万kW (69件)	25.万kW (86件)	13.万kW (80件)	149.2万kW (951件)	261.0万kW (1,223件)
バイオマス	約230万kW	18.4万kW (59件)	18.2万kW (48件)	30.3万kW (57件)	35.4万kW (66件)	44.4万kW (73件)	31.4万kW (60件)	48.7万kW (62件)	44.6万kW (56件)	67.7万kW (67件)	131.6万kW (60件)	58.9万kW (56件)	81.8万kW (77件)	611.2万kW (741件)	841.5万kW (1,066件)
合計	約2,060万kW	924.6万kW (600,139件)	989.7万kW (381,495件)	955.6万kW (295,476件)	698.2万kW (234,197件)	608.6万kW (187,096件)	619.0万kW (202,078件)	680.3万kW (201,818件)	674.8万kW (175,237件)	569.3万kW (174,173件)	652.3万kW (204,441件)	510.5万kW (205,738件)	410.5万kW (230,349件)	8293.6万kW (3,092,237件)	10,318.3万kW (3,145,873件)

※認定・導入の量及び件数については速報値 ※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

25
約80%

FIP制度の更なる促進

- 2022年4月に開始したFIP制度は、**再エネ発電事業者の収入が電力市場価格と連動**することなどから、**再エネ発電事業者に需給に応じた電力供給を促す**ことができ、**再エネの電力市場への統合の鍵**となる。**2025年3月末時点のFIP認定量は、新規認定・移行認定を合わせて、約3,795MW（1,889件）**となるなど、**一定のFIP制度の活用が進んでいる**。
- 他方で、**将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましく、FIP制度の更なる活用促進に向けて、不断の事業環境整備を行っていく**。このため、**政府として、以下の事業環境整備等を実施していく**。

(1) 優先給電ルールにおける出力制御順の見直し（電源の性質と公平性を踏まえた措置）

(2) 事業環境整備の更なる推進

- ① FIP制度における更なる情報開示の推進
- ② FIP併設蓄電池における系統充電の拡大
- ③ FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格算定ルール
- ④ 供給シフトの更なる円滑化（バランシングコスト）
- ⑤ 非化石証書の直接取引の拡大
- ⑥ FIP移行時の蓄電池設置手続に係る審査の迅速化

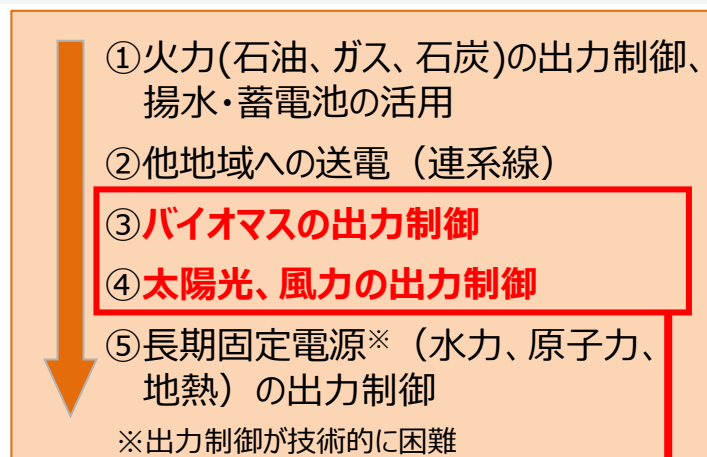
(3) アグリゲーション・ビジネス等の活性化

- ① アグリゲーターとFIP事業者のマッチング・プラットフォームの設立
- ② 関連プレイヤーの理解醸成等を促進する勉強会の開催
- ③ FIP電源の需給調整に資する系統用蓄電池の導入促進

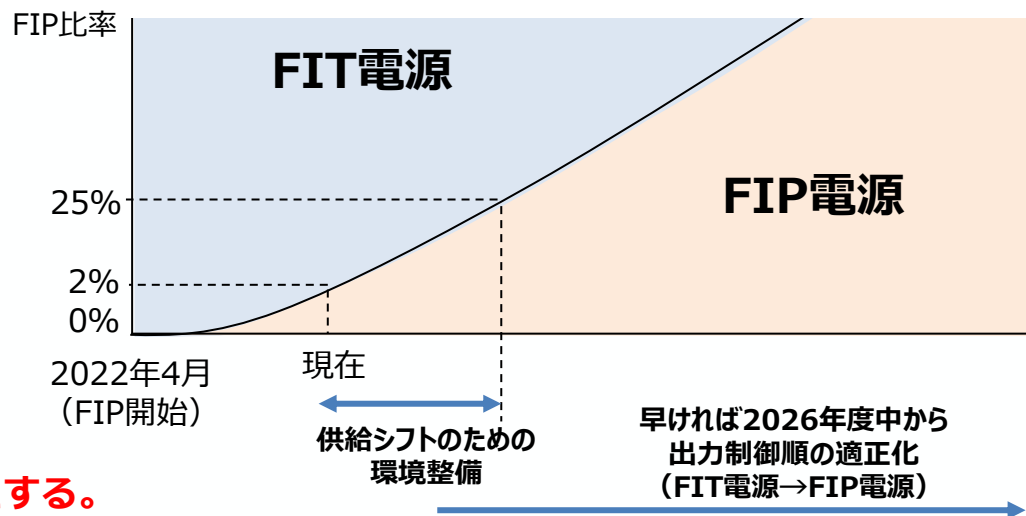
- 同時に、FIP制度への移行促進に向けては、官民が協調して取り組む必要がある。**事業者団体（太陽光発電協会）において業界としてのロードマップとアクションプランが策定された**（資料2参照）ところ、**今後、それらに従って取組が進められることを期待**したい。
- **また、FIP制度への移行促進の観点でも、再エネ価値の適切な評価に向けた事業環境整備が重要**。

(1) 優先給電ルールにおける出力制御順の見直し

- 再エネ最大導入 (kWhベース) を図るため、以下①②を組み合わせ、FIP制度への更なる移行を促していく。
 - ① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、2026年度又は2027年度に、FIT電源→FIP電源の順とする。 **2025年4月に出力制御に係るガイドラインを改正し、この点を明確化した。** FIP移行を検討する事業者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者の準備状況について、関係審議会（次世代電力システムWG）においてフォローアップしてはどうか。
 - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）し、FIP電源への移行を後押しする。
 - （※1） FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。
 - （※2） ①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランスコストを増額（2025年度は+1.00円/kWh）。
- これにより、FIP電源（太陽光・風力）は、当面、出力制御の対象とならない（※3）。 他方、FIT電源の出力制御確率は増加することとなる。
 - （※3） ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



(参考) FIT制度とFIP制度 (電源の性質と公平性)

第66回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力
NW小委員会 (2024年 8月 7日) 資料3より抜粋

FIT制度とFIP制度 (電源の性質と公平性)

- FIT制度とFIP制度の電源の性質を比較すると、FIP電源は、事業者の収入が電力市場価格に連動することなどで、電力市場の需給バランスに応じた電力供給が促されるため、通常の時間帯において、需給バランスへの貢献の度合いが高い。
- また、FIP電源は、エリアで出力制御が発生している (= 市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯) もの、自らは出力制御指令対象とならない場合に、当該時間帯にプレミアムが交付されない仕組みとなっており、この点においても、需給バランスへの貢献の度合いが高い。
- このような電源の性質に起因した相違が存在する中で、需給バランスの貢献という点において、FIT電源とFIP電源の公平性を確保していくことが重要である。

	通常の時間帯	出力制御時間帯	
		自らが出力制御指令対象となる時間	指令対象とならない時間
FIT電源	—	◎ 〔 当該電源の稼働停止 〕	—
FIP電源	◎ 〔 事業者の収入が電力市場価格に連動 発電計画の策定と予測誤差への対応 季節間の電力需給時期の調整 〕	◎ 〔 当該電源の稼働停止 〕	◎ 〔 市場価格0.01円/kWh かつ、プレミアム交付なし →供給シフトのインセンティブ 〕

(2)① FIP電源における更なる情報開示の推進

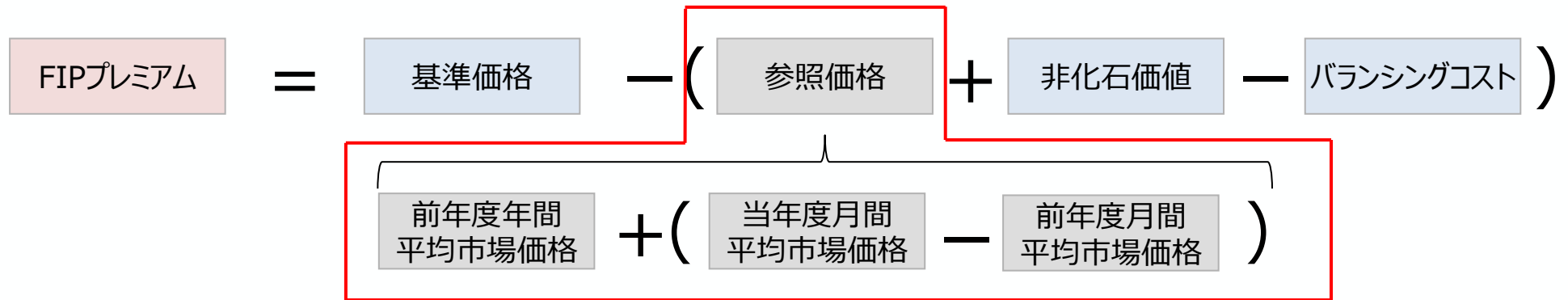
- FIP制度を活用する**事業者の予見性を高める**観点からは、FIP制度の運営に当たって、**再エネ発電事業者や関連プレイヤーの事業検討等に資する情報は、可能な限り開示していくことが重要**。
- こうした考え方の下、これまでも、**関係審議会においてFIP制度の先行的な活用事例を紹介**してきたほか、**プレミアムの値を計算するためのシミュレーション・ツールを資源エネルギー庁HPで公表**するなど、様々な取組を進めてきた。
- 今後、更なる情報開示を推進していくために、次のような対応を講じていく。
 - ① 再エネ発電事業者や関連プレイヤー（金融機関等）の事業検討に当たっては、**プレミアムの交付額に直結する参照価格の実績額の情報が重要**となる。こうしたニーズを踏まえ、**参照価格やその諸元（前年度平均市場価格、当年度/前年度の月間平均市場価格等）**について、**エリアごと・月単位で開示**。
 - ② また、再エネ発電事業者や関連プレイヤーのニーズを踏まえ、**出力制御の長期見通し**についても、関係審議会（次世代電力系統WG）と連携し、**試算を行い、公表している**。
 - ③ さらに、①②に限らず、今後、競争情報の取扱い等には留意しつつも、**再エネ発電事業者や関連プレイヤーのニーズに応じて、必要な情報開示について不断の検討**を行っていく。

(参考) 参照価格と諸元の開示

- 2025年2月より電力広域的運営推進機関のHP上において、電源種別ごとの**参照価格とその諸元（前年度平均市場価格、当年度/前年度の月間平均市場価格等）**について、**エリアごと・月単位で開示**。

【FIPプレミアムの算定方法（概略）】

更なる情報開示



再エネ業務統合システム

交付金に関わる公開情報（卸電力取引市場の参照価格）

FIP交付金の算定に用いている卸電力取引市場の参照価格を掲載しています。

■ ファイルのご説明

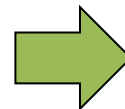
- 1列目：年月
- 2列目：エリア
- 3列目：電源種別
- 4列目：前年度平均価格
- 5列目：当年度月間平均価格
- 6列目：前年度月間平均価格

■ 卸電力取引市場の参照価格

年度 *

■ ご注意いただきたいこと

- 毎月月上旬に3か月前の卸電力取引市場の参照価格を掲載します。(例：2024年11月上旬に2024年8月分を掲載)
- 掲載した卸電力取引市場の参照価格は、過去に遡り修正させていただく場合があります。
- 過去の単価を修正した場合、修正のお知らせ、修正前の単価の提供は致しませんので、予めご了承ください。



	A	B	C	D	E	F
1	年月	エリア	電源種別	前年度平均価格	当年度月間平均価格	前年度月間平均価格
2	Apr-24	北海道	太陽光	8.18	5.03	3.59
3	Apr-24	北海道	風力	10.87	9.66	8.67
4	Apr-24	北海道	水力	11.47	9.94	9.41
5	Apr-24	北海道	バイオマス	11.47	9.94	9.41
6	Apr-24	北海道	地熱	11.47	9.94	9.41
7	Apr-24	東北	太陽光	7.9	5.36	4.05
8	Apr-24	東北	風力	10.56	10.23	9.03
9	Apr-24	東北	水力	11.37	9.88	9.74
10	Apr-24	東北	バイオマス	11.37	9.88	9.74
11	Apr-24	東北	地熱	11.37	9.88	9.74
12	Apr-24	東京	太陽光	9.71	7.53	4.13
13	Apr-24	東京	風力	12.09	11.31	10.3
14	Apr-24	東京	水力	12.24	10.92	9.85
15	Apr-24	東京	バイオマス	12.24	10.92	9.85
16	Apr-24	東京	地熱	12.24	10.92	9.85
17	Apr-24	中部	太陽光	7.54	5.31	2.51

FY2024_sansyo_kakaku

(参考) 出力制御の長期見通し

第3回 次世代電力系統WG (2025年6月27日)
資料1より抜粋

算定結果について (再エネ出力制御対策の効果)

- 一定の前提条件を元に算定した長期見通しの値から、以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率がどのように変化するかを算定した。
 - 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
 - 供給対策：既設の火力等発電設備の最低出力も30% (火力)、50% (バイオマス) と仮定
 - 系統対策：マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
(北海道→東北+200万kW・東北→東京+200万kW、九州→中国+100万kW)

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率 (無制限無補償ルール) ※1,2,3,4	30	16	2	6	10	9	16	10	22	0.28
需要対策	30	15	2	5	10	9	13	8	17	0
	(0)	(▲1)	(0)	(▲1)	(0)	(0)	(▲3)	(▲2)	(▲5)	(▲0.28)
供給対策	26	9	1	4	7	7	12	7	19	0
	(▲4)	(▲7)	(▲1)	(▲2)	(▲3)	(▲2)	(▲4)	(▲3)	(▲3)	(▲0.28)
系統対策	15	16	2	6	10	9	16	9	20	—
	(▲15)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(▲1)	(▲2)	—

※表中括弧内の数値は対策前出力制御率 (赤枠) に対する差分

※1 太陽光と風力について、足元から2025年度供給計画2034年の導入量の伸びの1.3倍程度まで導入された場合を想定したもの。需要は2025年度供給計画2034年の見通しを想定。それぞれ機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通し」(2024年度実績ベース)

※3 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示。

※4 系統対策のうち、北海道本州間連系設備 (日本海ルート) 及び中国九州間連系設備を除く地域間連系線の増強については、今回の試算よりベースケースに反映。

出所：各エリア一般送配電事業者

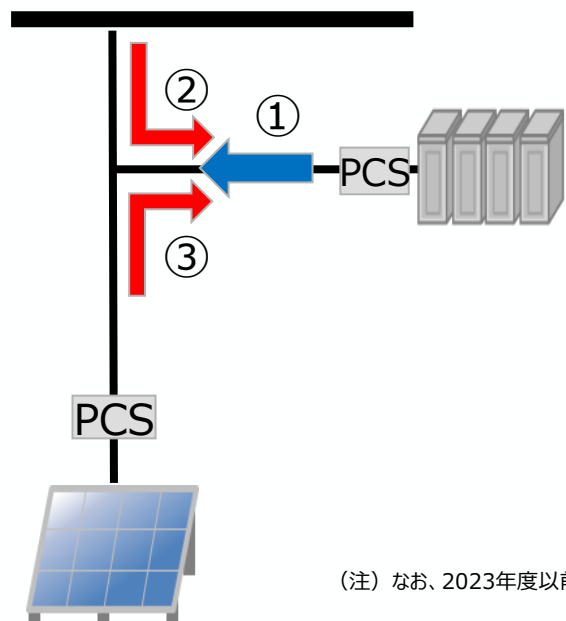
(2)② FIP併設蓄電池における系統充電の拡大

- FIP電源に併設する蓄電池については、発電設備からの充電だけでなく、**系統からの充電を可能とすることで、蓄電池の稼働率が向上し、より効果的・効率的に需給バランスの確保に貢献**することができる。
- こうしたことから、関係審議会において検討を行い、新規認定されたFIP電源について、**発電設備に併設される蓄電池に対する系統充電を可能**とした。

(※) 同時に、その際に蓄電池から放電される電気について、系統由来ではなく認定発電設備に由来する電気量を算定する式も決定した。

- 先行的に2024年度以降に新規認定を受けたFIP電源を本措置の対象としてきたが、FIP移行案件の増加に伴うニーズの高まりを踏まえ、**2025年4月より、2023年度以前に新規認定を受けたFIP電源（FITからFIPに移行した電源を含む。）についても、発電設備に併設される蓄電池に対する系統側からの充電を認め**
た上で、認定発電設備由来の電気量についてFIPプレミアム交付の対象としている。また、**2025年4月発電分から非化石価値を認定し、非FIT証書を発行**している。

(※) 蓄電池から放電される電気のうち認定発電設備に由来する電気量を算定する式は、現行制度と同様に、下図によることとする。



第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年12月19日) 資料1より抜粋

$$\text{①の放電量のうち、認定発電設備に由来する電気量} \\ = \text{①} \times \frac{\text{③}}{\text{②} + \text{③}}$$

※PCS等発電所の運転そのものに必要不可欠な設備の需要に対する供給は、考慮しない。

(注) なお、2023年度以前に認定を受けた既認定FIP併設蓄電池における発電側課金は、系統由来部分のkWのみが課金対象（kWhは対象外）となる。

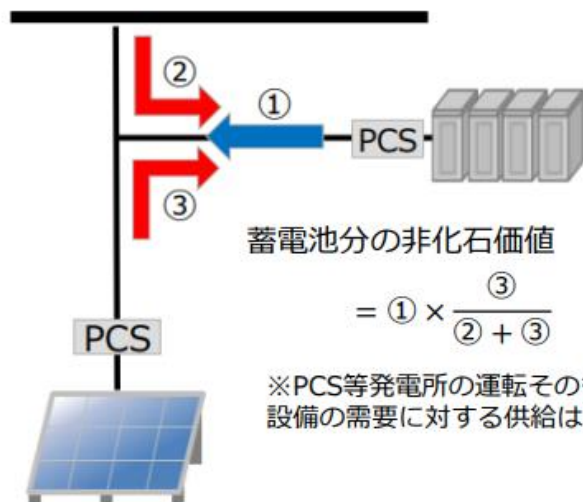
(参考) 併設蓄電池に系統充電される場合の非化石価値

第101回 制度検討作業部会 (2025年4月1日)
資料3より抜粋

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非化石価値 (2 / 2)

- そこで、FIPプレミアムの取扱いを参考としながら、2025年4月発電分から、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) を用いて按分した値を、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蓄電池充電分の非化石価値として取り扱うこととしてはどうか。

※再エネ発電設備から系統へ直接流れる分についても、非化石価値は認定される。



※PCS等発電所の運転そのものに必要不可欠な設備の需要に対する供給は、考慮しない。

注1) 本取扱いにあたっては、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) が存在しないことが必要。

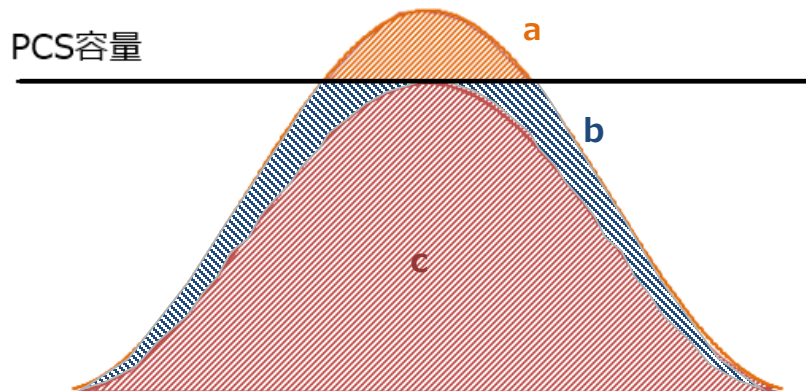
注2) FIP制度上、FIP併設蓄電池が計量器の表示値の差し引きを行う際は、『事業計画策定ガイドライン』で定める差分計量に関する要件を満たすことが必要である。FIT/FIP以外の電源についても、別途、同内容の要件を満たすことを求めることとする。

(出典) 第69回大量導入小委 (令和6年9月30日) 資料1を元に作成

(2)③ FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格算定ルール

- **事後的な蓄電池設置を促進**するため、関係審議会等での検討を経て、**2023年度から、事後的な蓄電池設置時の新たな価格算定ルールを措置**している。具体的には、**実態と比して過剰な国民負担の発生を防止**する観点から、保守的に、2021年以前にFIT認定を取得したFIP移行案件について、事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した場合には、**発電設備の出力（PCS出力と、過積載部分の太陽電池出力の比率）により、基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）を加重平均した値に価格変更**することとしていた。
- こうした従来の価格算定ルールについては、関係審議会での事業者団体ヒアリングにおいて、**実際の潮流を踏まえた場合よりも過小に価格算定**がされるとして、**ルールの見直し案が提案**されたことや、**ルールの適用事業者が限定的**であった状況を踏まえ、**実態よりも国民負担が増大しない**ようにするとの原則は維持しつつ、**FIP移行案件の事後的な蓄電池の設置を更に後押し**していくため、**2025年4月から新たな価格算定ルールを適用**することとした。
- 具体的には、**蓄電池設置前の逆潮流量と蓄電池設置後の逆潮流増加量の比率の仮定**について、
 - 「**PCS容量：過積載部分の太陽電池出力**」で算定せず、
 - **過積載率に応じて実態に沿った形で技術的に算定したピークカット電力量割合の想定値**を用いて算定することとした。

FIP移行案件に事後的に蓄電池を設置した場合の価格算定ルール



第74回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年6月3日) 資料1より一部抜粋・修正

- ✓ 最新価格：従前の価格 = $a : b+c$ の面積の比率
- ✓ 過積載率に応じて、ピークカット電力量割合の想定値を設定し、 $a : b+c$ の面積の比率を求めることとする
- ✓ 実態と比して過剰な国民負担が発生しないようにする。

※PCSより太陽電池側に蓄電池を設置した場合のルール

(2)④ FIP電源における供給シフトの円滑化

- バランシングコストは、2022年度のFIP制度開始以降、FIP電源に対して、発電計画の策定や、発電量/市場価格/気象の予測等の対応に要する費用に充てるために交付されている。
- 2024年度のバランシングコストの見直し措置に加え、今般、出力制御順の変更の措置（p.20参照）に併せて、再エネ電源の電力市場への統合を進めていくために、発電計画の策定等のみならず、電力市場価格の低い時間帯から高い時間帯への供給シフトを含め、再エネ発電事業者側の高度な取組が円滑に実施されるよう事業環境整備を促進する観点から、2025年度以降のバランシングコストの増額措置を講じることとした。

※ なお、バランシングコストは、FIP電源にのみ交付されることから、今般の出力制御順の変更と併せて、今般の増額措置は、結果として、FIT電源への支援をFIP電源への支援にリバランスする効果がある。

- 国民負担の抑制と再エネ導入に当たっての統合コストを最小化していく観点から、引き続き、事業者がバランシングコストを低減させるインセンティブを持たせることが重要であり、年度を経るにつれて交付額が減少していく仕組みを維持しつつ、具体的な①措置期間、②措置対象、③交付額については、調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、

①措置期間として、FIP比率が25%に達した年度までとし、

②措置対象は、2024年度までと同様、供給シフトの円滑化に向けて特に重点的な事業環境整備が必要となる自然変動電源（太陽光発電・風力発電）を対象とした。

※ なお、既に先行的にFIP認定を受けた事業との公平性に配慮し、FIP電源としての運転開始年度を問わない。

③交付額については、今般の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内において限定的に活用することとし、一定の仮定の下での機械的な計算（次項参照）に基づき、2025年度のバランシングコストの増額分は+1.00円/kWhとした。

(参考) 2025年度以降のバランシングコストの交付額について

- **交付額**については、**年度を経るにつれて交付額が減少していくこととしつつ、今般の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内**において設定する。その際、国民負担の抑制の観点から、**当該抑制効果を全て活用するのではなく、限定的に活用**する。
- 具体的には、一定の仮定の下での機械的な計算によると、出力制御順の変更による国民負担の抑制額は、**約19億円（バランシングコスト単価に換算すると1.3円/kWh程度に相当）**となる。この範囲で設定する観点から、**2025年度のバランシングコストの増額分は、+1.00円/kWh**とした。

【増額措置後の交付額】

		FIP電源としての運転開始年度			
		2023年度以前	2024年度	2025年度	2026年度
バランシングコスト 交付額 [円/kWh]	2024年度	0.90	1.00	-	-
	2025年度	1.80 (+1.00)	1.86 (+1.00)	2.00 (+1.00)	-
	2026年度	0.70+a	0.73+a	0.83+a	1.00+a
	2027年度	0.60+a	0.60+a	0.66+a	0.80+a
	2028年度	0.50+a	0.50+a	0.50+a	0.60+a

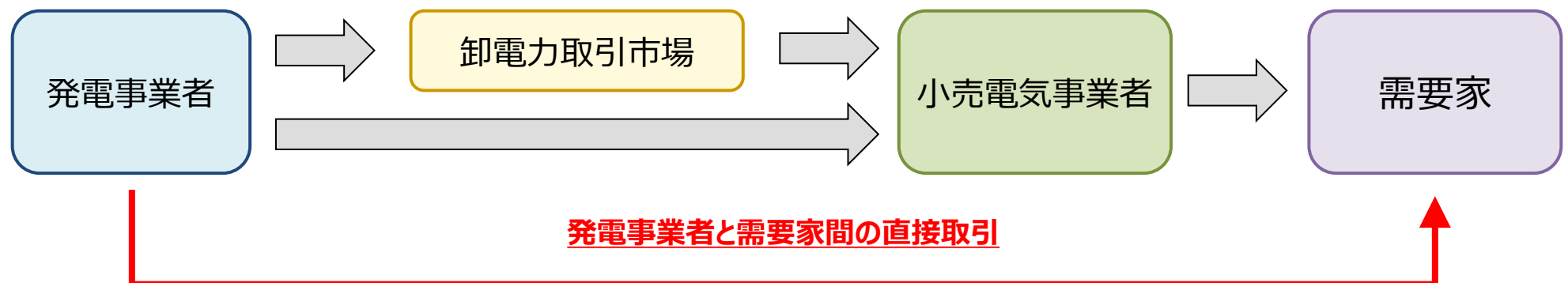
【(参考) 2024年度までの交付額】

		FIP電源としての運転開始年度			
		2023年度以前	2024年度	2025年度	2026年度
バランシングコスト 交付額 [円/kWh]	2024年度	0.90	1.00	-	-
	2025年度	0.80	0.86	1.00	-
	2026年度	0.70	0.73	0.83	1.00
	2027年度	0.60	0.60	0.66	0.80
	2028年度	0.50	0.50	0.50	0.60

※2026年度以降の「+a」は、2025年度以降の調達価格等算定委員会において御議論いただく。ただし、前年度までにFIP比率が25%に達した場合、aはゼロとなる点に留意。

(2)⑤非化石証書の直接取引の拡大

- FIP制度では、再エネ発電事業者が自ら環境価値を販売する仕組みとし、再エネ発電事業者が市場で得る収入であると整理している。このため、再エネ発電事業者が非FIT証書を売却しやすくなることは、FIP制度の促進に繋がりうる。
- 非FIT証書は、原則として高度化法義務達成市場において小売電気事業者により購入されるものであるが、再エネ価値に対する需要家のニーズも踏まえ、新設FIP電源又は2022年度以降に営業運転を開始したFIT電源がFIP電源に移行した場合について、発電事業者と需要家との直接取引が認められてきた。
- その上で、需要家と発電事業者の直接取引が進展している状況を踏まえて、2021年度以前に営業運転を開始したFIT電源がFIP電源に移行した場合についても、2025年1月発電分から、発電事業者と需要家間の直接取引が認められた。
- また、これと併せて、需要家の企業グループ内で非化石証書を融通するニーズの高まり等を踏まえ、親会社の口座で管理された非FIT証書を子会社も利用可能とする運用も認められるに至った。



(参考) 非FIT再エネ証書の直接取引の対象拡大

第98回 制度検討作業部会 (2024年12月24日)
資料 6 より抜粋

非FIT再エネ証書の直接取引の対象拡大 (2 / 2)

- この点、現在FITである電源が、FIPに移行した場合には、義務履行に活用可能な非FIT証書（供給余力）の増加に繋がることから、その証書について需要家の直接取引を認めた場合であっても、義務履行への影響は軽微であると考えられる。
- また、既にFITから移行済のFIP電源については、全体の非FIT再エネ証書（約740億kWh）に占める割合はおよそ1%であり、義務履行への影響は限定的だと考えられる。
- なお、FIP電源以外の非FIT電源（再エネ指定）についても直接取引の対象とした場合には、高度化法の中間目標値設定の際に、直接取引量として考慮すべき量を適切に推定することが困難となることが想定される※1。**その結果として発電・小売電気事業者双方の証書の販売・調達にかかる予見可能性が低下し、小売事業者の高度化法の義務履行等に影響を与える可能性**※2がある。

※1) 現在、直接取引の対象となっているFIP電源以外の非FIT電源（再エネ指定）の証書は約7億kWh（2022年度以降に営業運転を開始したもの）。仮に、FIP電源と同様に運転開始日の制限を無くした場合、直接取引の対象となる非FIT再エネ証書の量は約740億kWhと大幅に増加する。

※2) 目標設定にあたり、需要家による直接取引量を過少に評価してしまった場合は、義務履行に必要な証書が不足し、小売事業者の義務履行に影響を与えるおそれがある。反対に、過大に評価してしまった場合、本来であれば高度化法の義務履行に用いられていたはずの非FIT証書が売れ残り、発電事業者の販売に影響を与えるおそれがある。

- 以上を踏まえ、**FIP移行の重要性**や**発電者・需要家双方から要望がある**ことに鑑みて、**FIP電源については運転開始日の制限を設けず、需要家との証書の直接取引を可能としてはどうか。**

非FIT再エネ証書の需要家間の融通に関する例外的取扱い (2 / 2)

- 非FIT非化石証書は、高度化法の義務達成のために設けられた制度であるが、これまで、**需要家自らによる非化石エネルギーの調達を可能とするため、一定の場合に、需要家による直接取引を認めてきた。**
- こうした制度改正の経緯を踏まえれば、実質的に、需要家自らの非化石エネルギーの調達であると考えられる場合には、厳格に、一需要家に一口座の開設を求めることなく、例えば、**親会社の口座で管理された証書を子会社も利用可能とするといった運用を認めることとしてはどうか。**

※1 ただし、小売ライセンスを保有する需要家に対する融通は、非FIT非化石証書の小売への転売に該当するため、不可とする。

※2 また、小売ライセンスを保有する需要家から他社に融通した非FIT非化石証書は、高度化法の義務達成には使用不可とする。

※3 2024年8月のシステム改修に伴い、証書の利用確定処理が必須化された。それによって、本運用を認めた場合でもダブルカウントは防止可能。

※4 なお、需要家等が非化石証書を取得する際の会計・税務上の取扱いについての基本的な考え方は、第57回制度検討作業部会 (2021年9月24日) において示されているところであり、今後もその考え方が変わるものではないと考えられる。

(2)⑥ FIP移行時の蓄電池設置手続きに係る審査の迅速化

- これまで、太陽光発電において、**FIT制度からFIP制度に移行しつつ、併設蓄電池を事後的に設置する場合**については、電子申請を用いて複数種類の手続を同時に行うことができないこと等から、**手続に時間を要するという課題**があった。
- 今般、FIP移行案件の増加に伴うニーズの高まりを踏まえ、資源エネルギー庁のHP（なっとく！再生可能エネルギー）において**FIP移行時に併せて蓄電池を併設する場合の手続を改めて周知するとともに、手続迅速化の観点から、一部の手続について運用を変更**することとした（**2025年8月公表、9月1日運用開始**）。
- 具体的には、**FIP移行認定申請に際し、蓄電池設置に係る申請書等を参考書類として添付することを認めることとし、審査当局において、FIP移行認定に係る審査と並行して、添付された蓄電池設置に係る書類の内容についても事前確認を行う**ことで、**申請手続の迅速化が図られることとなる**。



太陽光発電におけるFIP移行時の蓄電池設置手続きに係る審査の迅速化について

FIT・FIP制度

太陽光発電におけるFIP移行時の蓄電池設置手続きに係る審査の迅速化について

2025年8月12日
資源エネルギー庁
新エネルギー課

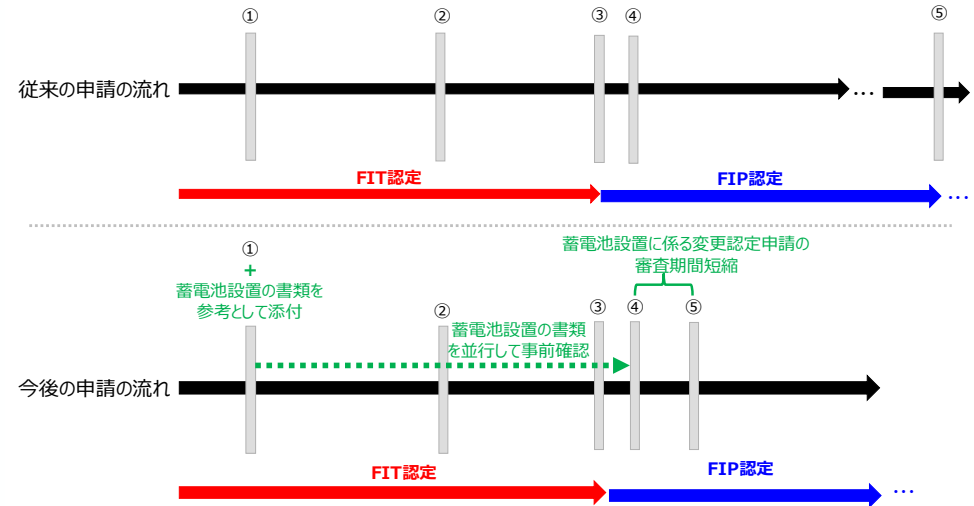
今般、FIP制度の更なる活用及び蓄電池設置の推進の観点から、太陽光発電について、既存のFIT認定をFIP認定へ移行する（いわゆるFIP移行を行う）際に、併せて蓄電池を設置する場合の手続を改めて周知するとともに、手続の迅速化の観点から、一部の手続について運用を変更します。

FIP移行の申請（FIP移行認定申請）時に併せて蓄電池を設置する手続を行うことを希望する場合は、本年9月1日以降、後述の申請方法により電子システムから申請を行うことが可能となります。

（参考：資源エネルギー庁HP）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/announc_e_fip_chikudenchi.html

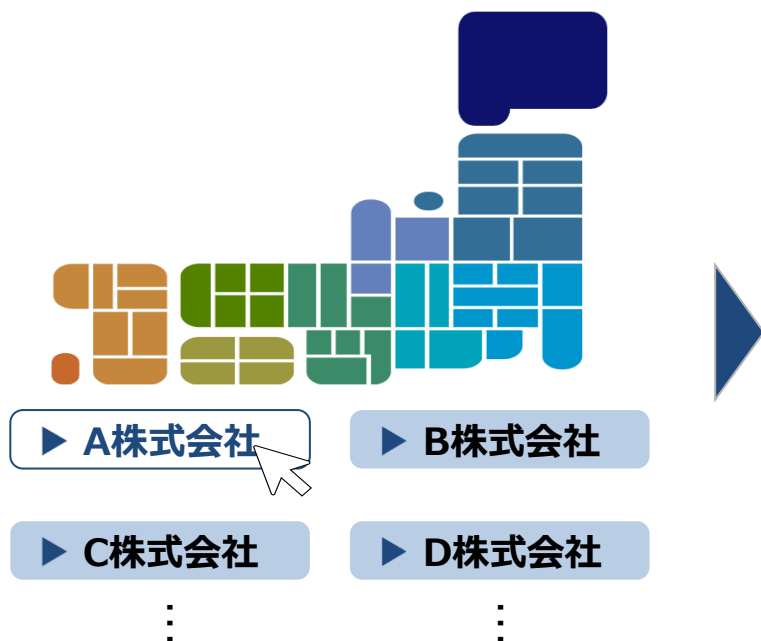
①FIP移行認定申請日 ②FIP移行認定通知書交付日 ③発電量調整供給契約開始日 = FIP移行認定日
④蓄電池設置に係る変更認定申請日 ⑤蓄電池設置に係る変更認定日



(3)①アグリゲーターとFIP事業者のマッチング・プラットフォームの設立

- 小規模事業者をはじめとする再エネ発電事業者にとって、アグリゲーターは必ずしも身近な存在ではなく、FIP制度の更なる活用を促進する上では、**アグリゲーターとFIP事業者のマッチング**を進めることが重要となる。
- このため、再エネ発電事業者がアグリゲーターに円滑にアクセスできるよう、アグリゲーターの事業者団体と連携し、**全国のアグリゲーターのFIP事業者向けのアグリゲーションのプラン**について、資源エネルギー庁のHP（なっとく！再生可能エネルギー）上で公開する形により、**新たなマッチング・プラットフォームを設立**することとした。
- **事前に掲載募集を開始した上で、2025年9月末より、掲載依頼のあったアグリゲーション・プランの掲載を開始している（10月末時点で全国30社分の情報を掲載）。**

新たなマッチング・プラットフォームのイメージ



A株式会社

プラン名称 「○○○○○○○○○○○○」

概要

~~~~~  
~~~~~  
~~~~~。

#### URL

<https://www.~~~~>

#### 提供エリア

東京エリア、中部エリア、~~

#### お問い合わせ先

電話番号：○○○-○○○-○○○○

### (3)② 関連プレイヤーの理解醸成等を促進する勉強会の開催

- 再エネ発電事業者がFIP制度を活用して電力市場における需給の状況等に応じて発電事業を実施していくためには、関連プレイヤーと連携しながら、発電量や市場価格等の変動予測を効率化・精緻化することが必要となる。
- こうした取組に関する関連プレイヤーの理解醸成を促進するため、資源エネルギー庁において、再エネ発電事業者・アグリゲーター・気象予測関係者・金融機関等が参加する「FIP制度の活用促進に向けた勉強会」を開催することとした。
- 初回の勉強会（2025年9月11日開催）では、事務局より勉強会の開催趣旨やFIP制度の活用促進策を紹介した他、太陽光発電協会より、FIP移行促進に向けたロードマップ/アクションプランについてプレゼンいただいた。

#### 「FIP制度の活用促進に向けた勉強会」のイメージとアジェンダ

- 発電量や市場価格等の変動予測に関する現状の取組の紹介
- 気象事業者・アグリゲーターが有する気象予測技術等の有効活用

発電事業者  
金融機関



気象事業者  
アグリゲーター

① 発電事業者による事業計画策定や、金融機関によるファイナンス組成に当たり課題となる点を共有。

② 発電事業者や金融機関の課題 ①に対するソリューションを検討して紹介。

→発電事業者・金融機関のニーズと、適切なソリューションを提供できる気象関係者・アグリゲーターをマッチング。発電事業者の事業環境の整備や、金融機関による円滑なファイナンス環境の整備に繋げていく。

#### 第1回（公開）

- ・ FIP制度の活用促進に向けた勉強会について（事務局）
- ・ FIP促進ロードマップ/アクションプランの紹介（太陽光発電協会）

#### 第2回（非公開） ※後日資料公表

- ・ 事業計画策定やファイナンス組成等の課題に関するヒアリング（発電事業者・金融機関）

#### 第3回（公開）

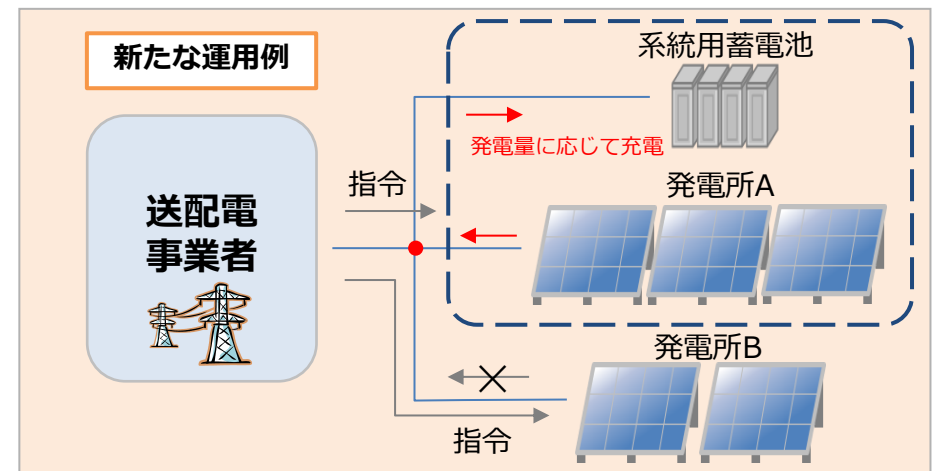
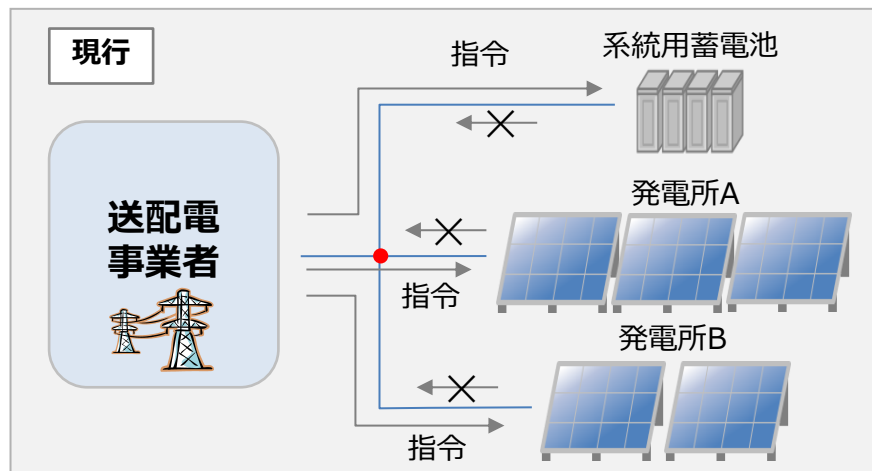
- ・ アグリゲーション・ビジネスや発電量・気象予測サービス等の紹介（アグリゲーター・気象予測関係事業者）

### (3)③ FIP電源の需給調整に資する系統用蓄電池の導入促進

- FIP電源の需給調整を担うアグリゲーターを含め、アグリゲーターがビジネスを行っていく上では、**系統用蓄電池の導入拡大の重要性が高まっている。**
- これまで、系統用蓄電池については、例えば、以下のような政策措置により支援を実施してきているところ。
  - ① 2021年度から、**補助金により系統用蓄電池の導入を支援。**これまでに**計57件の系統用蓄電池の案件を交付決定**してきた。
  - ② 系統用蓄電池の法制的な位置付けを明確化するため、**2022年に電気事業法を改正し、1万kW超の系統用蓄電池から放電する事業を「発電事業」と位置付け、**発電事業者に対する規制と同様の規制を課すこととした。
  - ③ 2023年度に導入した、**脱炭素電源等への新規投資を促進する長期脱炭素電源オークション**において、**系統用蓄電池を支援対象**とし、これまでに実施した2回のオークションで、**計約246万kWが落札**された。
- 健全な普及拡大に向け、導入進展による環境変化を踏まえ、「**安全性・持続可能性の確保**」、「**早期の運転開始**」、「**事業収益性の確保**」という課題に対する取組を進めていく。
- また、**系統用蓄電池の再エネ発電量に連動した運用の在り方**について、今後、関係審議会（次世代電力系統WG）において御議論いただく予定。

## （参考）再エネ電源の発電量に連動した遠隔蓄電池への系統充電の実証

- 遠隔蓄電池の活用による出力制御量の低減に向けた取組として、再エネ電源の発電量と連動して、遠隔地にある系統用蓄電池に充電する蓄電システムの実証事例が出てきている。
- 複数個所の太陽光発電所における発電量の計測データについて、遠隔地にある蓄電所に連携し、同時間帯において、発電量と連動した電力量を遠隔地の系統用蓄電池に充電することで、複数の太陽光発電所の発電量と系統用蓄電池の充電量を一致させる蓄電システムの構築に向けた実証が実施されている。
- こうした実証事例等も踏まえた蓄電池の運用について検討していくことも考えられるか。



※系統用蓄電池と発電所Aが同一事業者所有の場合