

市民電力連絡会オンラインセミナー

**「再エネを取り巻く政策・制度は
どう変わったのか」
太陽光発電の導入手法及び新制度の概要**

2023年12月17日

0. 太陽光発電協会の紹介
1. 太陽光発電の導入状況（現状、JPEAビジョン検討中）
2. 導入手法
 2. 1 FIT/FIP制度
 2. 2 TPO/PPA
3. 地域共生と新認定要件
4. 廃棄費用積立て
5. 次年度から設備認定・太陽電池有害物質情報追加
6. 発電側課金（次年度から導入）
7. 出力抑制
8. 導入における法令等遵守
 8. 1 電気事業法（小規模事業用電気工作物、使用前自己確認）
 8. 2 特定盛土等規制法
 8. 3 森林法
9. こらからの、脱炭素社会への期待

一般社団法人 太陽光発電協会 (JPEA ; Japan Photovoltaic Energy Association)

[JPEAホームページ : https://www.jpea.gr.jp/](https://www.jpea.gr.jp/)

■ 代表理事

山口 悟郎 (京セラ株式会社 代表取締役会長)

■ 協会の目的

太陽光発電システムに関連する利用技術の確立及び普及促進、並びに産業の発展によって、我が国経済の繁栄と、国民生活の向上に寄与し、もって会員の共通の利益を図る。

■ 主な活動

- ・太陽光発電の健全な普及に向けた提言・関係機関への意見具申等
- ・太陽光発電設備の施工品質の向上や保守点検等に関するガイドラインの作成・公開
- ・施工技術者及び保守点検技術者の育成のためのPVマスター技術者制度の運用
- ・太陽光発電に関する標準化及び規格化についての調査研究、出荷統計の取り纏め・公開
- ・太陽光発電の健全な普及に向けた啓発活動：シンポジウムやセミナーの開催、情報発信
- ・使用済み太陽電池モジュールの適正処理・リサイクル等に関する研究

■ 会員数 128社・団体 (2023年10月現在)、他に賛助会員14団体

- | | |
|-------------------------|-------------|
| ・販売・施工 (含むゼネコン、住宅メーカー等) | : 50社 (39%) |
| ・周辺機器・部品・素材メーカー | : 27社 (21%) |
| ・電力・エネルギー | : 18社 (14%) |
| ・太陽電池セル・モジュールメーカー | : 16社 (13%) |
| ・機関・団体 | : 2社 (2%) |
| ・その他 | : 15社 (12%) |

1. 太陽光発電の導入状況

(参考) 太陽光発電の導入量・認定量等の経年推移

- 太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。
- 足下の2022年度の導入量の特徴として、系統接続済容量を踏まえてFIT/FIP制度によらない導入量を推計したところ、**0.5GWのFIT/FIP制度によらない追加導入**が確認された。

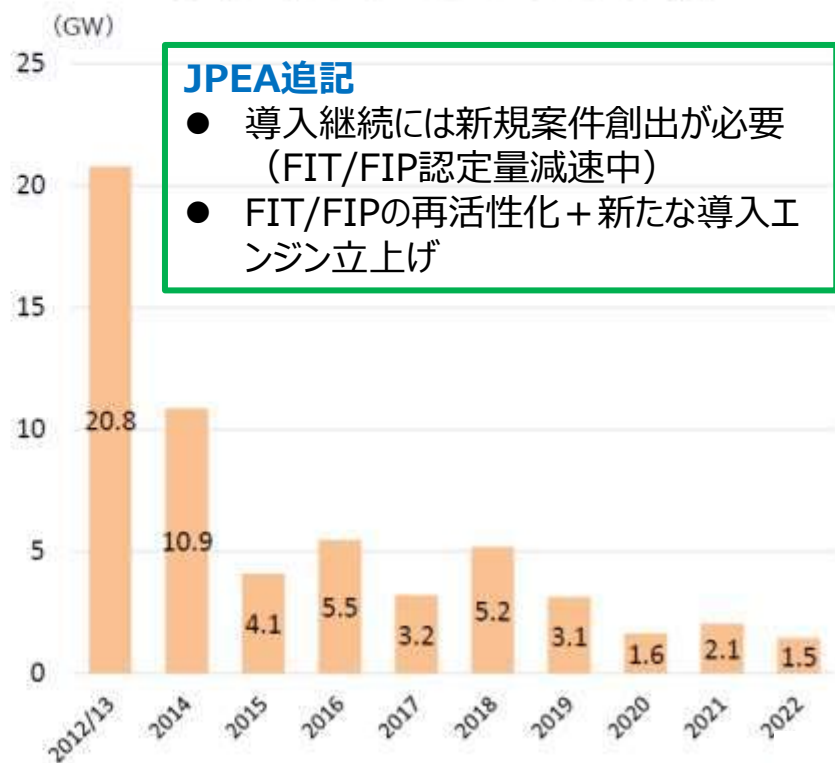
注意：
審議会資料等を引用して示している。資料中の緑の線、緑の枠内コメント等は、JPEAが説明のために、またJPEAの理解するところを示すために追記したもの。

【太陽光発電の導入量推移】



(参考) FIT・FIP制度によらない導入量 (推計値※)

【(参考) 太陽光発電の認定量推移】



JPEA追記

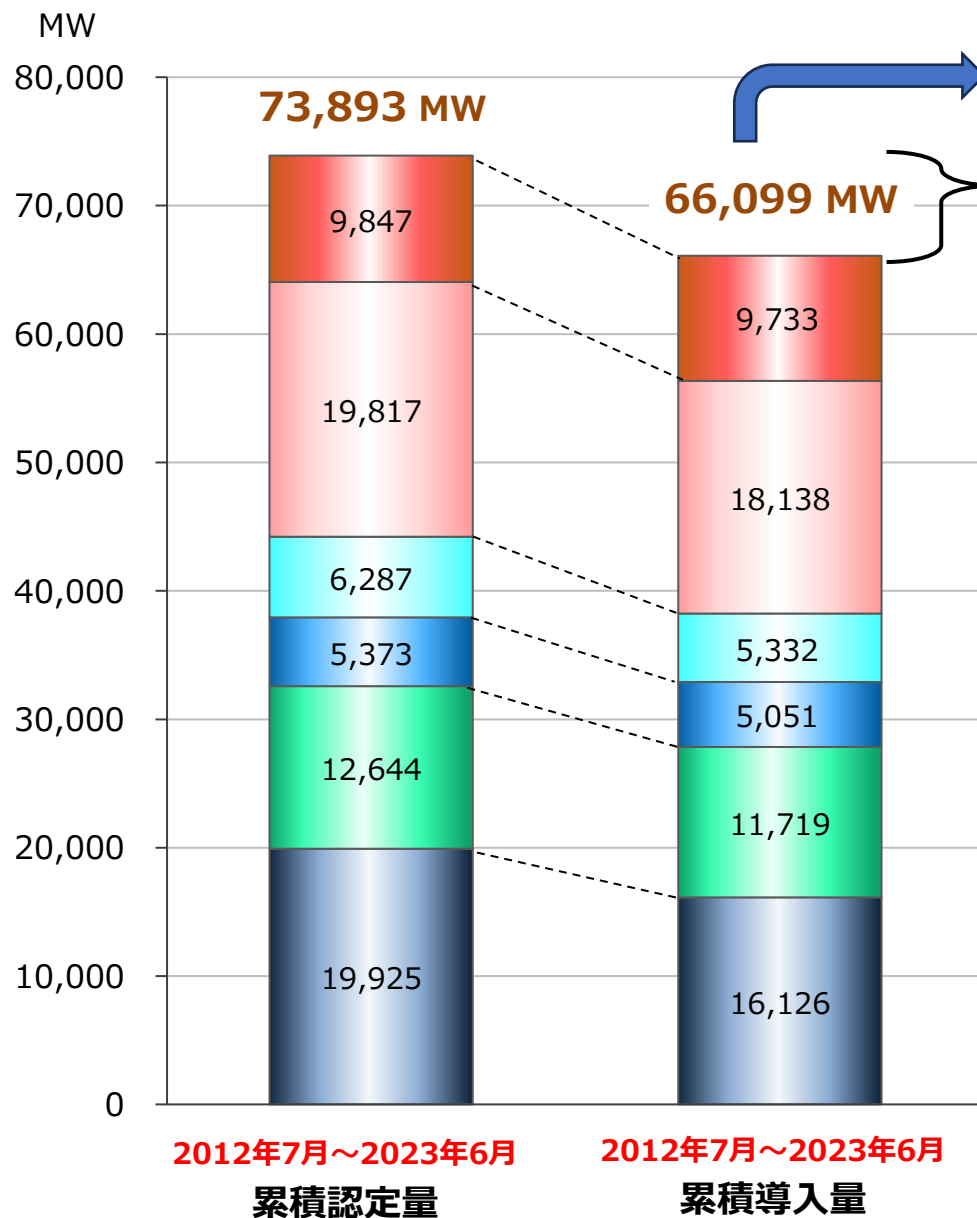
- 導入継続には新規案件創出が必要 (FIT/FIP認定量減速中)
- FIT/FIPの再活性化 + 新たな導入エンジン立上げ

※ FIT/FIP制度によらない太陽光発電の導入量の推計方法については、次ページ参照。

※ 2022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。

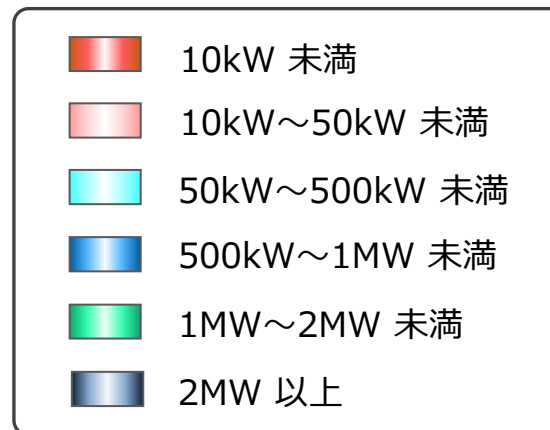
参考：FIT施行後の認定量と導入量の比較（2023.6末最新）



23.6末の日本の累積導入量は、FIT導入前の4,993MWを加えると**71,092MW**になる

7,794MW（約8GW）

認定済だがまだ導入に至っていない発電設備は
8GW程度



1. 太陽光発電の導入状況

太陽光発電の現状と導入拡大に向けた論点

- **2022年度末時点の導入量は70.7GW**（FIT/FIP認定済の未稼働量は8.9GW）。
- 2019年度末から2022年度末までの間に、**追加的に稼働した案件は14.9GW**。
- 太陽光発電の導入拡大に向けた主な論点として、**適地の確保、地域との共生・事業規律の確保、発電設備の適切な廃棄・リサイクルへの懸念、長期安定的な事業継続、次世代太陽電池の技術開発・社会実装、新たなビジネスモデルの創出・拡大**といった点が挙げられる。



※ 導入量は、FIT前導入量5.6GWを含む。また、2019年度末の未稼働量（23.9GW）のうち、認定失効制度により、2022年度末に4.0GWが失効済。
 ※ 2022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。


横断的な論点（太陽光発電）

- 適地の確保**
 - ✓ 導入拡大に向けては、屋根等への設置促進と併せ、空港・鉄道・荒廃農地等への導入が必要。
- 地域との共生・事業規律の確保**
- 発電設備の適切な廃棄・リサイクルへの懸念**
 - ✓ 多様な事業者等が新規参入する中で、安全面、防災面、景観や環境への影響、将来の廃棄等に対する地域の懸念が高まってきている。
- 長期安定的な事業継続**
 - ✓ FIT/FIP制度の国民負担を伴う支援により導入された再エネ発電設備が、卒FIT後も含めて長期安定的に事業継続されるよう、再投資が行われる事業環境整備が必要。
- 次世代太陽電池の技術開発・社会実装**
 - ✓ 既存の技術では設置できなかった場所にも導入を進めるため、軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面でも既存電池に匹敵する次世代型太陽電池の開発が必要。
- 新たなビジネスモデルの創出・拡大**
 - ✓ FIT制度によらないビジネスモデル（FIP制度の活用・オンサイトPPA・オフサイトPPA）の創出・拡大が必要。

※ 電源横断的な課題（地域との共生・事業規律の確保、コスト低減・市場統合、系統制約の克服・出力制御の低減）については、p.76以下で一括して可

参考：2050年に向けたJPEAビジョンの改定：背景・見直しのポイント

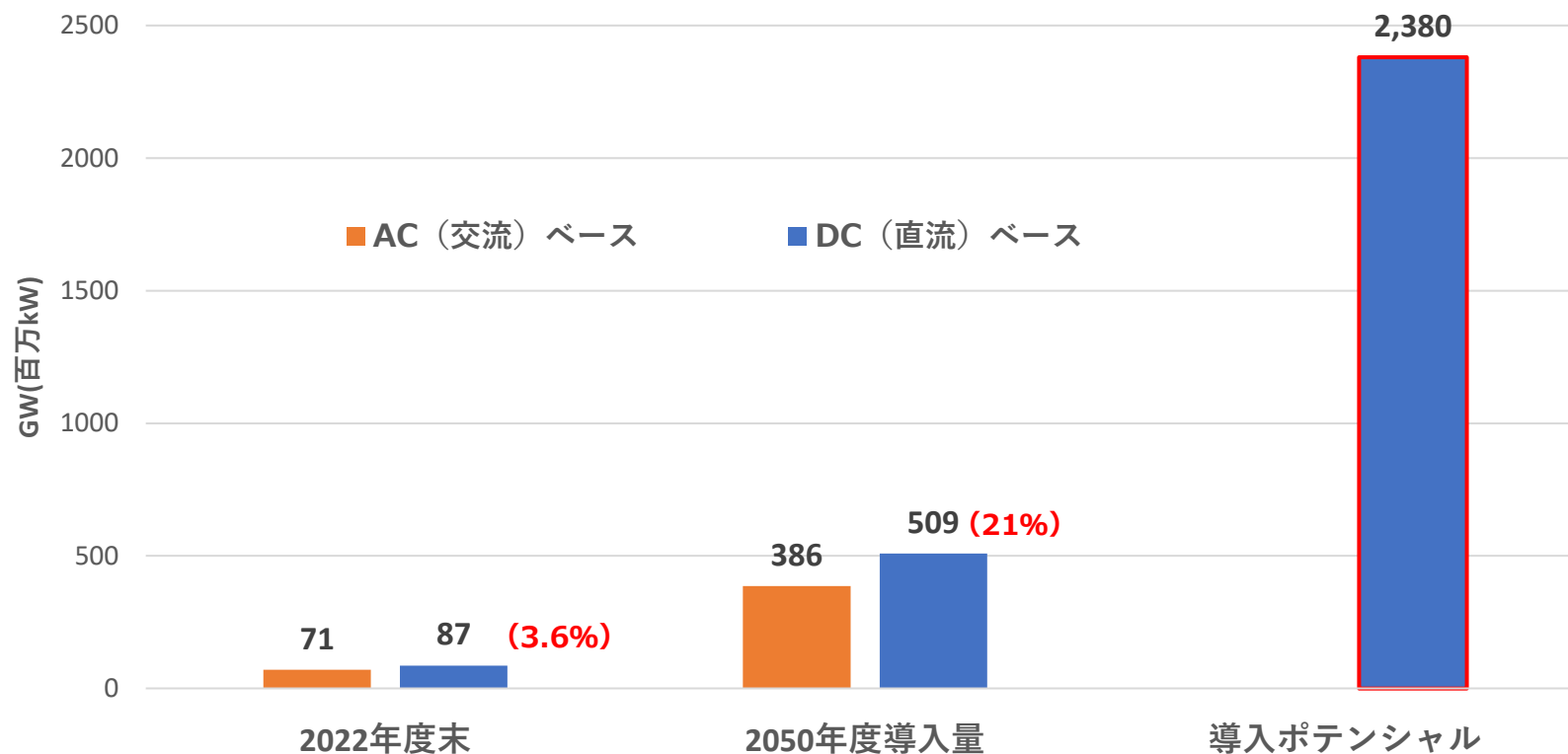
- 2020年公開のビジョン“PV OUTLOOK 2050”は温室効果ガス80%削減を前提として策定。
- 今回は、カーボンニュートラル（CN）の実現を前提とした新しいビジョンを策定。

	2020年公開版 “PV OUTLOOK 2050” 	2023年度公開 新“PV OUTLOOK 2050”
導入ポテンシャル 技術的導入可能量 (11月7日公開)	過去のNEDO等の検討結果を踏まえJPEAが独自に算定。 課題：データが古い、農地利用等が不明確、将来の技術進展・用途開発等が反映しきれず。算定の前提条件等は非公開	最新のデータに基づき、将来の技術進展（変換効率の向上等）・用途開発（EVやBIPV）や未利用地（道路・鉄道・駐車場）、水上・農地利用等を精査してポテンシャルを再評価。前提条件等を開示。
導入量見通し 経済性等を考慮 (11月7日公開)	2050年GHG80%削減が前提 <ul style="list-style-type: none"> ・ 2030年：100 GW ・ 2050年：300 GW 電力セクターのGHG排出量を8割程度削減するのに必要と思われる導入量からのバックキャストを軸に策定。	2050年CN実現を前提とする <ul style="list-style-type: none"> ・ 2030年：125 GW ・ 2035年：171 GW ・ 2050年：386 GW IRRに基づく経済性分析を軸に普及曲線や年間導入量の制約等の組み合わせで推計。
電力需給見通し 費用・便益評価 経済波及効果等 (現在策定中)	2050年断面の電力需給シミュレーションを行い300GWが実現可能であること、並びに必要とされる電力貯蔵量等を推計。費用便益評価も実施	2030年、2035年、2050年断面の電力需給シミュレーションを行い導入見通しが実現可能であることを検証。需要側対策の重要性とセクターカップリングの効果等を定量評価。費用便益評価の他、経済波及効果も推計。

参考：新ビジョンの導入ポテンシャルと導入見通しの比較（累計）

- 国内の太陽光導入ポテンシャルの推計結果は**2,380GW_{DC}**（国内の電力需要の2倍程度か？）
- **2022年度末の導入実績（累計）87GW_{DC}^{※1}**は導入ポテンシャルの**3.6%**
- **2050年度の導入見通し509GW_{DC}**導入ポテンシャルの**21%**

導入ポテンシャルと導入見通しの比較 - 累計導入量(GW)

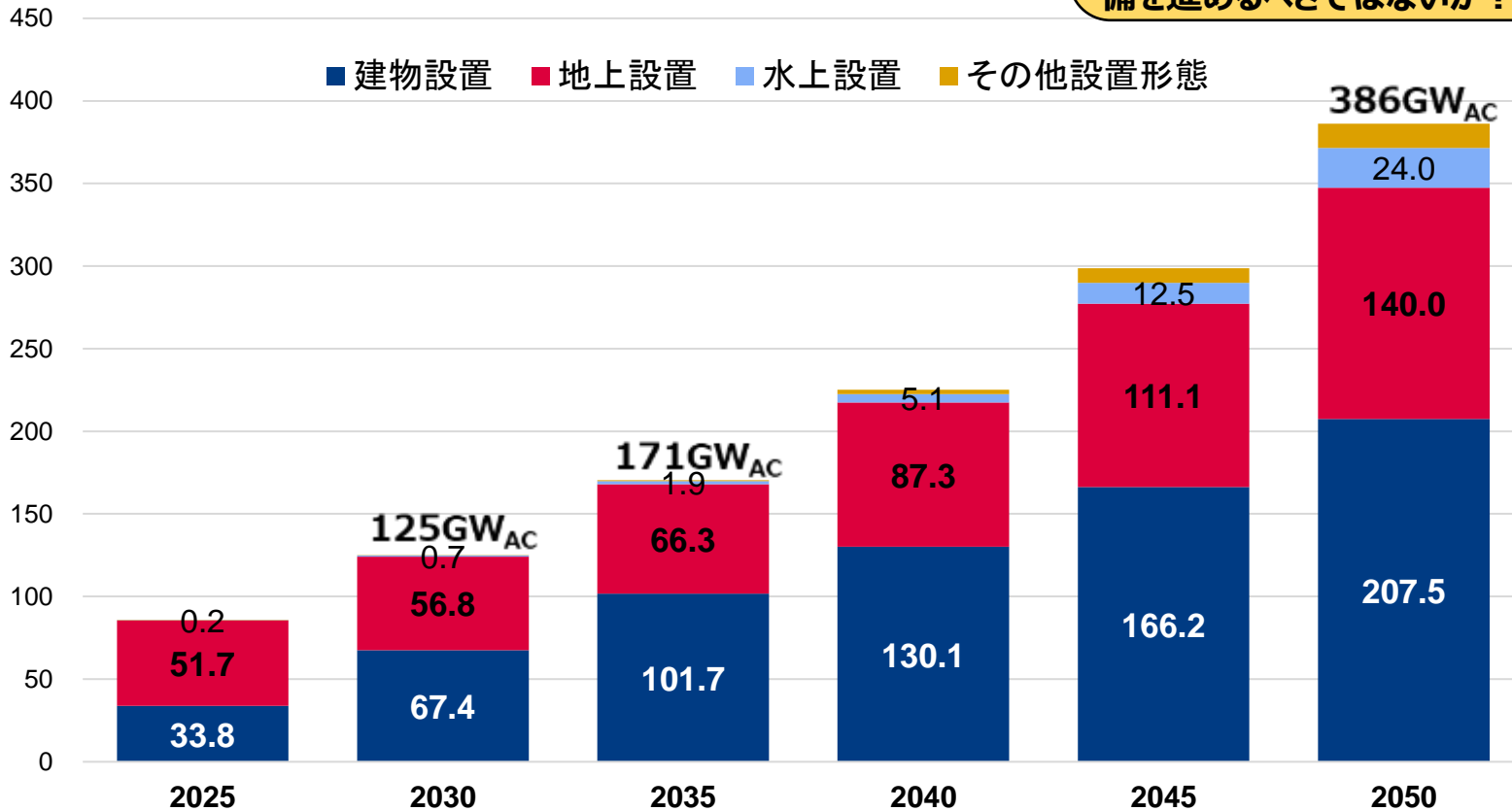


※：IEA（国際エネルギー機関）公表のデータに基づきJPEAが試算。GW（ギガワット=100万kW）、GW_{DC}は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

- IRR分析結果および普及曲線、年間導入量を加味した導入見通し（ACベース）は、2030年度で**125GW_{AC}**、2035年度は**171GW_{AC}**、2050年度には**386GW_{AC}**と推計された。
- 今後導入される太陽光発電の大半は建物設置、地上設置ともに**配電系統に接続される高圧・低圧**となる見込み

配電系統に接続されるPV、需要設備、蓄電池を最大限活用し、系統全体の最適化・コスト低減・脱炭素化に貢献できるような配電系統システムの構築が不可欠。今から周到に準備を進めるべきではないか？

導入見通し(ACベース)



設置形態

地上設置型太陽光発電システム



営農型太陽光発電システム (ソーラーシェアリング)



水上設置型太陽光発電システム



屋根設置型太陽光発電システム



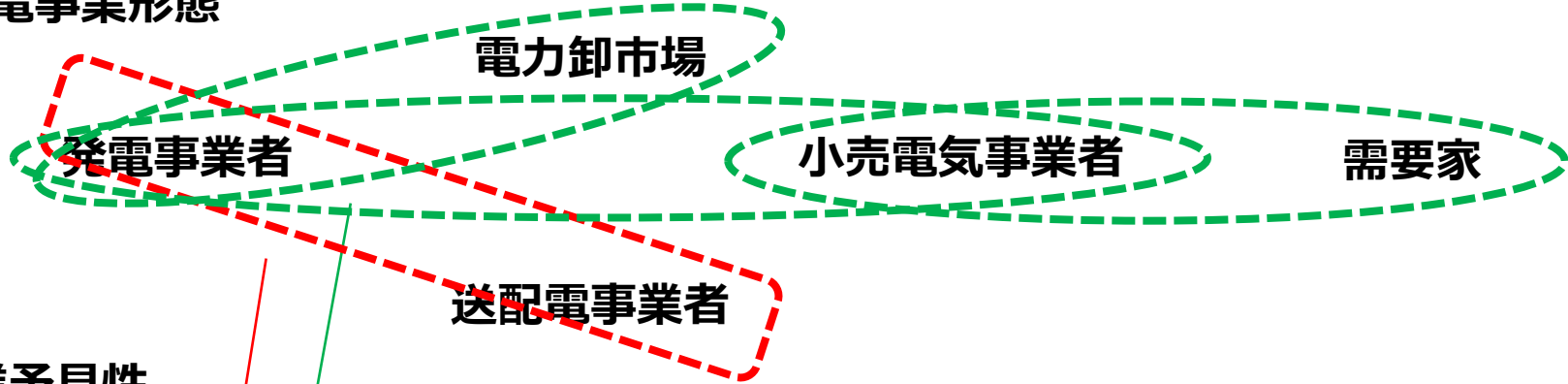
2. 導入手法

発電事業へのファイナンスの種類

コーポレートファイナンス
 ・投資する法人の信用力に対して融資する。

プロジェクトファイナンス
 ・発電事業自体の事業性・予見性に対して融資する。

発電事業形態



事業予見性

非常に高い

FIT制度

発電した電気の買取価格・買取期間が事業認定時点で決定
 (2023年度：9.5円/kWh 20年間買取)

高い

FIP制度

発電した電気を市場か相対契約で販売することが必要
 (基準価格との差は一定のルールで補填される)

FIT/FIP制度によらない契約

発電事業者・(小売事業者)・需要家間の電力供給・購入契約
 P P A (Power Purchase Agreement)

再エネニーズの高まりが背景



制度によらない発電事業の予見性も、ファイナンス可能な状況になってきた (レンダー・投資家にとって)

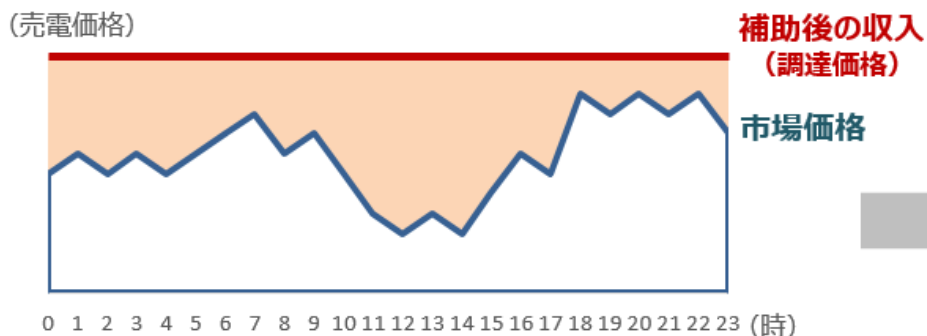
2. 1 FIT/FIP制度

- FIT制度（2012年7月より）**とは「フィードインタリフ（Feed-in Tariff）」の略称で、事業認定を受けた時点で決まる固定価格で、決められた期間（事業用は20年間）発電した電気を一般送配電事業者が買い取るもの。20年固定の買取価格はスタート時点は40円/kWhであったが、現在2023年認定を受けるものでは9.5円/kWhまで下がっている。国民負担に配慮しつつ、事業者の予見性を高め導入を促進するための施策。
- FIP制度（2022年4月より）**とは「フィードインプレミアム（Feed-in Premium）」の略称で、FIT制度のように固定価格で買い取るのではなく、再エネ発電事業者が卸市場などで売電したとき、その**売電価格に対してプレミアム（補助額）を上乗せ**することで再エネ導入を促進します。FITから最終的には完全な市場取引へ至るための中間的な制度支援。
- FIP制度では、再エネ発電事業者は発電する再エネ電気の見込みである「計画値」をつくり、実際の「実績値」と一致させることが求められます。これを「**バラシング**」といいます。バラシングにあたり、計画値と実績値の差（インバランス）が出た場合には、再エネ発電事業者は、その差を埋めるための費用をはらわなければなりません。これは、FIT制度では、再エネ発電事業者には免除されていたことです。

FIT制度

価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ

→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に供給量を増やすインセンティブなし

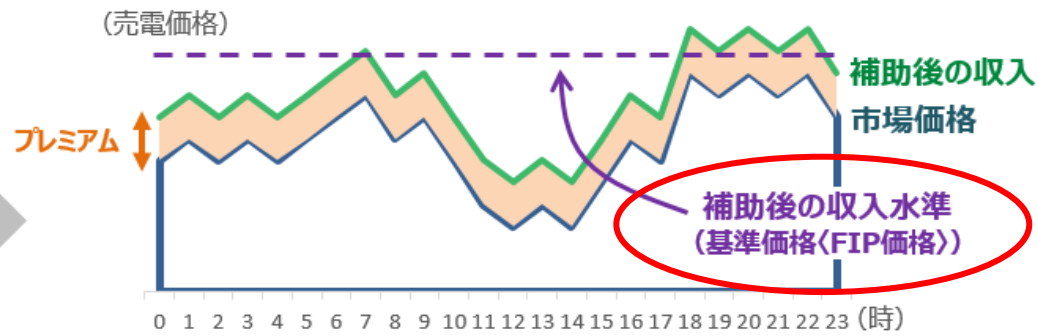


FIP制度

補助額（プレミアム）が一定で、収入は市場価格に連動

→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり

※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



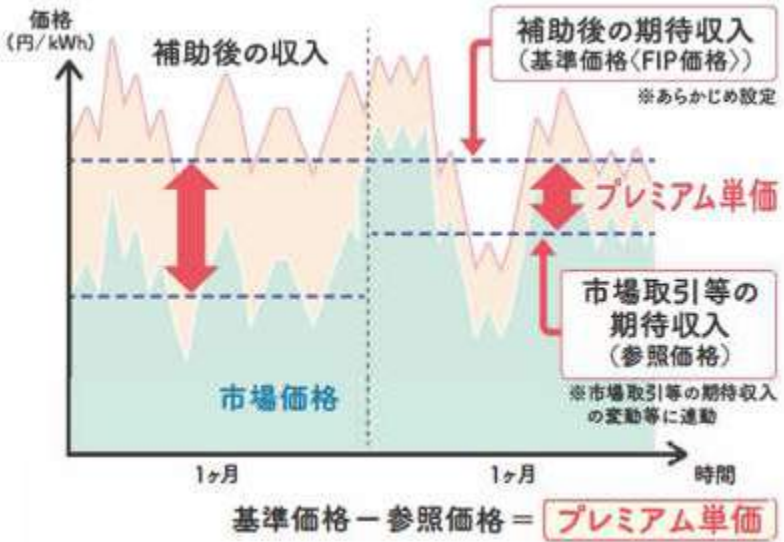
2. 1 FIT/FIP制度

FIP基準価格とプレミアム単価

FIP制度

収入は市場価格に連動
(収入がFIP基準価格に近づく
ようにプレミアムが産出される)

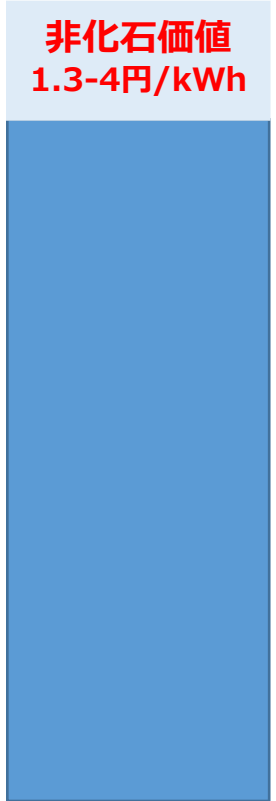
需要ピーク時（市場価格が高い時）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり



* プレミアムは、参照価格に連動して1か月ごとに見直される。

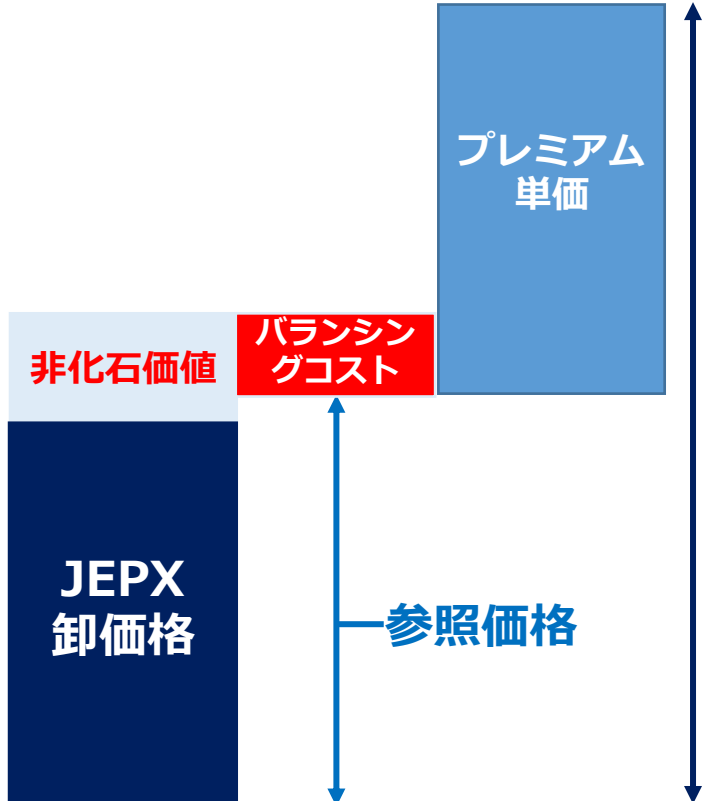
FIT制度

FIT固定価格
9.5円/ kWh



FIP制度

FIP基準価格
9.5円/ kWh



プレミアム単価 = 基準価格 - 参照価格

参照価格 = 卸市場単価相当 + 非化石市場単価相当 - バランシングコスト相当

2. 1 FIT/FIP制度

2023年度以降の調達価格/基準価格と調達期間/交付期間

電源	区分	1kWhあたり調達価格/基準価格 ^{※1}				調達期間/ 交付期間 ^{※2}
		2022年度(参考)	2023年度(4月~9月)	2023年度(10月~3月)	2024年度	
太陽光	入札制度適用区分	入札制度により 決定 <small>(第12回10円/第13回9.88円/ 第14回9.75円/第15回9.63円)</small>	入札制度により 決定 ^{※4} <small>(第16回9.5円/第17回9.43円/ 第18回9.35円/第19回9.28円)</small>		入札制度により 決定	20年間
	50kW以上(地上設置)(入札制度対象外)	10円	9.5円		9.2円	
	10kW以上50kW未満(地上設置) ^{※3}	11円	10円		10円	
	50kW以上(屋根設置)	10円	9.5円	12円	12円	
	10kW以上50kW未満(屋根設置) ^{※3}	11円	10円	12円	12円	
	10kW未満	17円	16円			10年間

FIT/FIP・入札対象

	2023年		2024年	
	FIT	FIP	FIT	FIP
500kW以上	—	FIP入札のみ	—	FIP入札のみ
250kW以上	FIT入札	FIP	—	FIP入札のみ
50kW以上	FIT	FIP	FIT	FIP
10~50kW未満	自家消費要件あり 地域活用要件あり	地域活用要件あり (規模等に条件あり)	自家消費要件あり 地域活用要件あり	地域活用要件あり (規模等に条件あり)
10kW未満	FITのみ	—	FITのみ	—

2. 1 FIT/FIP制度

参考：令和5年度太陽光発電の第3回目入札結果（23.11.24）

<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00PGA00000j6L2S>

1. 落札33案件は 全て500kW以上FIP対象で、FIT（250～500kW未満）はなし。
2. 10MW以上の大規模案件が4件（合計71.3MW）が含まれ、小規模案件（約72MW、28案件）が押出される結果となった。
3. 25.9MW7.94円、19.9MW7.94円、13.3MW9.19円、12.28MW9.19円、上限価格の低下で落札価格が下がっていく中でも大規模案件の開発が拡大、
4. 全体の、落札価格の加重平均は**前回の9.30円から8.55円となり、加重平均で初めて8円台となった**。下げ幅は0.75円で、入札参加が募集容量を超えたこともあり、上限価格の下幅である0.08円を大幅に超え、**JPEA調達価格での示唆価格より下がる結果**。

	R5 第1回	R5 第2回	R5 第3回	R5 第4回
募集枠 MW	105.0	110.887	105.0	134.1
上限価格円/kW	9.50	9.43	9.35	9.28
入札参加件数	35 件	55件	61件	
入札参加容量 MW	119.7	69.07	177.8	
落札件数	20件	55件	33件	
落札容量 MW	105.0	68.07	105.0	
最低価格円/kW	9.00	8.95	7.94	
荷重平均円/kW	9.34	9.30	8.55	
最高価格円/kW	9.49	9.43	9.19	

2. 2 TPO/PPAとは

需要家が再エネを利用したい、再エネの使用量を増やす必要がある、と考えるときの選択肢は、

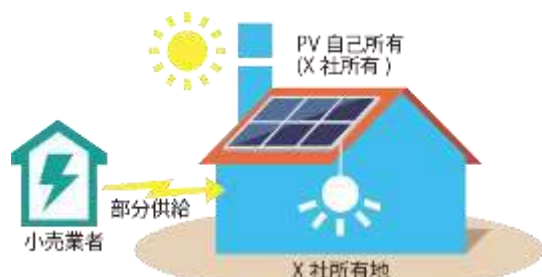
- 小売り事業者の提供するメニューから選択
- 上記が価格・その他条件から利用できない場合、**自家消費用の設備を導入**する必要あり。

その場合の**導入手法**は、以下の通り。

X社（自社）需要地内設置

出典：JPEAホームページ https://www.jpea.gr.jp/feature/ppa_tpo/

（オンサイト）



自社で投資、設備**自己所有**

- ・発電分は電気料金不要
- ・初期投資が必要（資金準備要）

このような導入手法を

TPO/PPAと呼ぶ



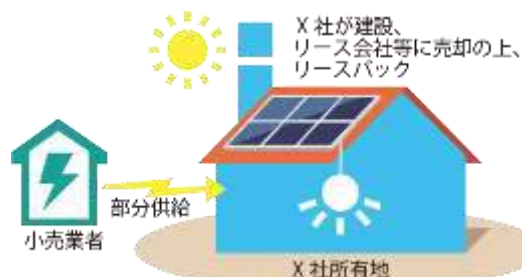
第3者（他社A）が設備所有

A社と発電した**電気の購入契約締結**

- ・**電気料金必要**
- ・**初期投資が不要**

← **TPO**(Third Party Ownership)

← **PPA**(Power Purchase Agreement)



第3者（リース会社B）が設備所有

B社と**設備リース契約締結**

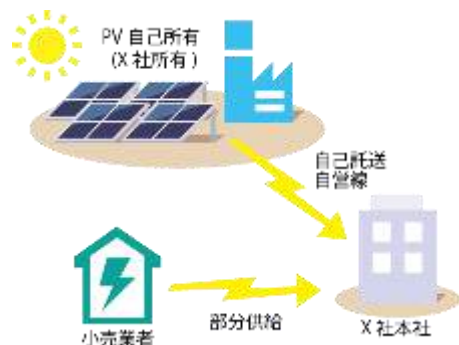
- ・**リース料金必要**
- ・**初期投資が不要**

X社が設置し、リース会社B社へ売却してリースバックする以外にも、発電事業者等がPPA用の設備として設置して、それをB社へ売却してX社がリースする等もありうる。

5. 2 TPO/PPAとは

需要地以外へ設置・設置場所以外へも供給

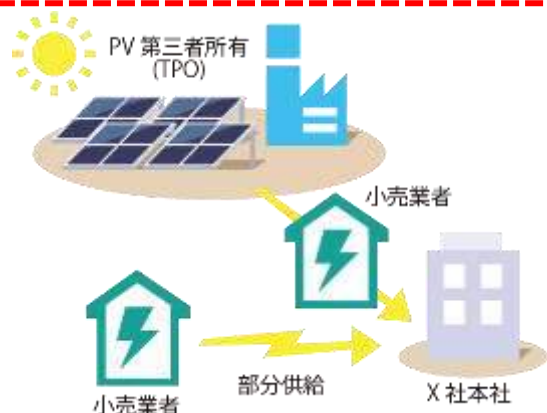
(オフサイト)



自社で投資、設備**自己所有**

- ・発電分は電気料金不要
- ・初期投資が必要（資金準備要）

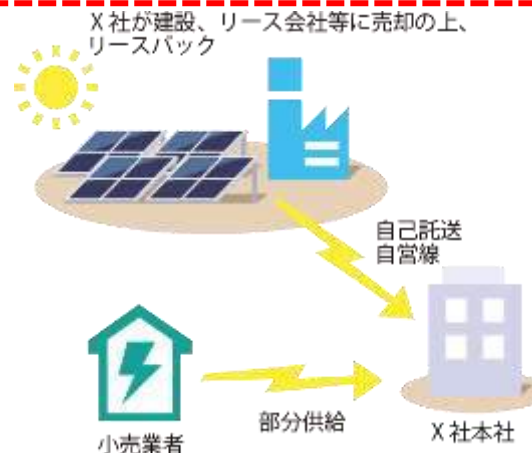
このような
導入手法を
TPO/PPAと呼ぶ



第3者（他社A）が設備所有

A社と発電した**電気の購入契約**締結

- ・電気料金必要
- ・初期投資が不要



第3者（リース会社B）が設備所有

B社と**設備リース契約**締結

- ・リース料金必要
- ・初期投資が不要

2. 2 TPO/PPAとは

TPOの契約条件の確認（需要家視点）

- 契約条件確認において留意すべき項目について、一例を示したシートをJPEAは公開しています。
https://www.jpea.gr.jp/wp-content/uploads/tpo_model_checksheets.pdf

第三者保有モデル（TPOモデル）に関するサービスモデル・契約条件チェックシート

※契約書条文として記載されているか、ではなく、条件として提案書等での別記、もしくはコミュニケーションがなされているか、という観点でご活用ください。

項目	チェック	内容	備考
契約期間	<input type="checkbox"/>	契約期間は明確か	当該契約は、契約から設置工事を経てサービス運転開始し、サービス運転終了から撤去まで長期間となります。この為、契約期間とサービス期間等について各々明確であり、合わせて契約条件がどの設定期間に適用されるのか、確認しておく事が望ましいものと考えられます。
	<input type="checkbox"/>	サービス提供開始に関する定義は明確か	契約時には工事完了日、運転開始日等が確定しないケースが多い為、サービス開始日（契約上の責任・義務、請求の開始日など）は別途定められる必要があります。
提供サービス	<input type="checkbox"/>	提供されるサービスについての定義があるか	主として設備設置（貸与）、電力供給等があり、設備の保守管理を包含する場合と、しない場合があります。またその他、多様なサービス形態が想定されますので、契約書等で詳細が確認できる事が望ましいと考えられます。
	<input type="checkbox"/>	設置される太陽光発電設備の概要の明記	仕様や図面等の詳細は事前・事後でそれぞれ確認できることが望ましい
	<input type="checkbox"/>	設備の所有者（PPA事業者、リース会社、SPC等）の明記	当該契約は、設備の所有者がリース会社やSPC等とケースがございます。契約に関する権利・義務の確認を意図し、契約関係者の確認をお勧めいたします。
課金	<input type="checkbox"/>	課税価値の帰属についての明記	太陽光発電設備から施設に供給される電力はCO2を含まないものとなります。※環境価値の定義については、個別にPPA事業者にご確認下さい。
	<input type="checkbox"/>	サービス料金の支払いが、定額か従量か明記があるか	サービス料金の設定方法には各種の方法がございます。PPA事業者によって、「定額」、「従量（単価契約）」などがございますので、個別にPPA事業者にご確認ください。
	<input type="checkbox"/>	サービス料金の支払いが従量制の場合、単価の定義は明確か（固定単価、変動単価）	「従量（単価契約）」の場合、単価が固定の場合と、変動の場合がございますので、個別にPPA事業者にご確認ください。
	<input type="checkbox"/>	サービス料金の支払いが従量制の場合、従量対象となる数値定義は明確か	「従量（単価契約）」の場合、対象となる数値（日照量、発電量、供給量（使用量）等）がPPA事業者によって異なる場合があります。定義の違いに留意が必要ですので、個別にPPA事業者にご確認ください。
	<input type="checkbox"/>	従量対象の数値の計量は公正なものか	「従量（単価契約）」の場合、対象となる数値について、計量方法が公正である事の確認が必要です。

（抜粋）

2. 2 TPO/PPAとは

参考：自然エネ財団：コーポレートPPA：日本の最新動向（2022.8.31 から引用）

■3 国内の主な事例 (契約規模 1 MW以上のオフサイトPPA)

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模	電力供給開始	契約期間
ヒューリック	ヒューリックプロパティソリューション	ヒューリック	1.3MW	2020年10月	20年
セブン&アイ・ホールディングス	エネット	NTTアノードエナジー	3.1MW	2021年6月	20年
第一生命	オリックス	クリーンエナジーコネクト	2MW	2022年2月	20年
Amazon	MC リテールエナジー	三菱商事エナジーソリューションズ	22MW	2022～2023年	非公表
清水建設	スマートエコエナジー	クリーンエナジーコネクト	1MW	2022年4月	20年
セブン-イレブン	北陸電力	北陸電力ビズ・エナジーソリューション	6.2MW	2022年6月	20年
東海理化	中部電力ミライズ	中電 Looop Solar	1.2MW	2022年12月	非公表
ローソン	三菱商事	ウエストホールディングス	45MW	2022年4月	非公表
イオンモール	(自己託送)	イオンモール (合同会社を設立)	65MW	2022年秋	非公表
パナソニックオペレーショナル エクセレンス	関西電力	関電エコスタイル太陽光発電	18MW	2022年6月以降	20年
ハイドロエッジ	関西電力	KPRE	2MW	2023年2月	20年
三井住友銀行	東京電力エナジーパートナー	アドバンス	4.9MW	2023年2月	非公表
三菱重工業	中国電力	中国電力	10MW	非公表	非公表
村田製作所	(バーチャルPPA)	三菱商事	70MW	2025年度まで	非公表

契約を公表した順に掲載。プレスリリースなどの公開情報に基づく（2022年7月末時点）。MW：メガワット（1000キロワット）

3. 地域共生と新認定要件

出典：大量導入・次世代NW小委員会 第53回 会議資料
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/055_01_00.pdf

注意：
審議会資料等を引用して示している。資料中の緑の線、緑の枠内コメント等は、JPEAが説明のために、またJPEAの理解するところを示すために追記したもの。

再エネ長期電源化・地域共生WGについて

- 再生可能エネルギーに対する安全面、防災面、景観・環境への影響、将来の廃棄等に対する地域の懸念が高まっている中で、こうした懸念に対応し、地域と共生した再生可能エネルギーの導入を進めるための制度的措置について、2022年10月以降、本小委員会の下の再生可能エネルギー長期電源化・地域共生ワーキンググループ（以下「再エネ長期電源化・地域共生WG」という。）において議論を進めている。
- 2023年2月には、それまでの議論の成果を踏まえ、周辺地域の住民への説明会等の事前周知のFIT/FIP認定要件化や、関係法令違反等の場合のFIT/FIP交付金の一時停止などの措置について、中間取りまとめを行った。さらに、これらの措置を盛り込んだ再エネ特措法の改正を含むGX脱炭素電源法を国会に提出し、2023年5月に成立した。
- その後、再エネ長期電源化・地域共生WGでは、2023年5月以降、計6回にわたって、改正再エネ特措法の施行（2024年4月）に向けた上記の措置の具体的な詳細設計等について、自治体や事業者団体へのヒアリングを含めて集中的に議論を行い、2023年9月に第2次取りまとめ（案）を公表したところであり、本日は、この第2次取りまとめ（案）の内容について御報告させていただきたい。

- **第2次取りまとめ（案）**によれば、大きくは以下の項目について認定制度の運用が改正される。
 - I：認定申請時に、開発許認可済であることを求める。（**23年10月**）
 - II：認定申請時に、説明会開催済であることを求める。（**24年4月**目途）
 - III：認定事業者へ設計・施工・運営の委託先の監督義務を課す。（**24年4月**目途）
 - IV：法令違反覚知時の交付金一時停止措置。（**24年4月**目途）
 - V：パネル増設等の変更申請時に、廃棄費用の追加確保を求める。（**24年4月**目途）

再エネ長期電源化・地域共生WG 第2次取りまとめ（案）の概要①

- 再エネ長期電源化・地域共生WGでは、**改正再エネ特措法の施行（2024年4月）に向けた具体的な詳細設計等**について、**自治体や事業者団体等へのヒアリング**を含めて集中的に議論を行い、**2023年9月に第2次取りまとめ（案）を公表**。
- **土地開発等に関する許認可取得に係るFIT/FIP認定の申請要件化**は、**パブリックコメント**を経て、**改正法施行を待たずに、2023年10月から速やかに施行**。改正再エネ特措法による**説明会等のFIT/FIP認定要件化等の措置**は、今後**パブリックコメント**を実施した上で、**自治体等への周知期間**を経て、**改正法施行（2024年4月）と合わせて施行**。

I 関係許認可取得に係る認定手続の厳格化

23年10月

- 災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わる①～③の許認可について、**FIT/FIP認定の申請要件化**。
①**森林法**の林地地開発許可、②**宅地造成及び特定盛土等規制法**の許可、③**砂防三法**（砂防法・地すべり等防止法・急傾斜地法）の許可

II 説明会等のFIT/FIP認定要件化

(FIT/FIP認定要件として、周辺地域の住民に対し、説明会等の事前周知を求める。)

24年4月

(説明会等を実施すべき再エネ発電事業の範囲)

- **特別高圧・高圧（50kW以上）**は、**説明会の開催**を求める。
- **低圧（50kW未満）**は、原則として**説明会以外の事前周知**を求めるが、**周辺地域に影響を及ぼす可能性が高いエリア（上記I①～③の許認可が必要なエリア、土砂災害警戒区域のエリア、景観等の保護エリア等）**では、**説明会の開催**を求める。
- **屋根設置・住宅用太陽光**は、事前周知の対象外。

(説明会での説明事項等)

- 説明会では、下記の説明を求める。
 - ① **事業計画の内容** ④ **事業に関する工事概要**
 - ② **関係法令遵守状況** ⑤ **関係者情報（主な出資者等を含む）**
 - ③ **土地権原取得状況** ⑥ **事業の影響と予防措置**
- このうち⑥は、**安全面**（斜面への設置、盛土・切土、地盤強度等）、**景観、自然環境・生活環境**（騒音・振動・排水、反射光等の電源別事項）、**廃棄等**の項目を説明。

(説明会の議事等)

- **質疑応答の時間**を設け、住民の**質問・意見への誠実な回答**を求める。
- 説明会後に事業者が一定期間、**質問募集フォーム**等を設け、フォームに提出された住民の質問等への**書面等での誠実な回答**を求める。

(「周辺地域の住民」の範囲)

- **事業場所の敷地境界から一定距離**（低圧100m、特別高圧・高圧300m、環境アセス（法アセス）対象1km）の**居住者**と、**再エネ発電設備の設置場所に隣接する土地/建物の所有者**を対象とする。
- 地域の実情を把握する**市町村への事前相談**を行うことを求め、市町村の意見を尊重して、「周辺地域の住民」に加えるべき者を追加。

(説明会の開催時期)

- 周辺地域に影響を及ぼす可能性が高い場合（上記I①～③の許認可が必要な場合、環境アセス対象等）は、**事業の初期段階から、複数のタイミングでの説明会開催**を求める。

(その他の説明会実施要領)

- 説明会には、**再エネ発電事業者自身の出席**を求める。開催案内は、開催2週間前までに、ポスティング等により行うことを求める。
- FIT/FIP認定申請時に、**説明会を開催したことを証する資料**として、**説明会の議事録、配布資料、質問募集フォームにおける質問・回答、概要報告書等**の提出を求め、**概要報告書**は認定後に**公表**する。
- 認定後に**事業譲渡や実質的支配者の変更等**が生じた場合は、**変更認定申請時に改めて説明会の開催**を求める。
- 説明会は事後検証できるよう、**録画・録音し、保管**する。

再エネ長期電源化・地域共生WG 第2次取りまとめ（案）の概要②

Ⅲ 認定事業者の責任明確化（監督義務） （委託先も認定基準・認定計画を遵守するよう、 認定事業者に委託先に対する監督義務を課す。）

24年4月

（監督義務の対象）

- 再エネ発電事業の実施に必要な行為に係る委託（例：手続代行・プロジェクトマネジメント、設計、土地開発、建設・設置工事、保守点検、設備解体、廃棄等に係る業務）について、**監督義務の対象**とする。

（契約書の締結）

- 認定事業者と委託先との間で書面の契約書を締結することを求める、
- 契約書において、委託先も認定基準・認定計画に従うべき旨を明確化するとともに、認定事業者への報告体制、再委託時の認定事業者の事前同意などの事項を含めることを求める。

（報告の実施）

- 委託先から認定事業者に対して、認定基準・認定計画の遵守状況等を報告することを求める。
- 認定事業者から国に対して、委託契約の概要等について定期報告（年1回）することを求める。

Ⅳ 違反状況の未然防止・早期解消の措置 （関係法令等に違反する事業者に対し、FIT/FIP交付金を一時停止。 違反が解消されず認定が取り消された場合は交付金の返還を命令。）

24年4月

（交付金の一時停止の発動タイミング）

- 関係法令違反について、少なくとも、行政処分・罰則の対象となる違反が**覚知**され、違反に係る客観的な措置（書面による指導等）がなされた段階においては、**一時停止**の措置を講じることが可能と整理。

（交付金の取戻要件）

- FIT/FIP交付金の一時停止が措置された場合について、**違反状態の早期解消インセンティブ**を持たせるため、
 - 違反の解消 又は
 - 事業の廃止と適正な廃棄等が確認された場合は、**一時停止された交付金を取り戻すことができる**こととした。

Ⅴ 太陽光パネルの増設・更新に伴う適正な廃棄の確保 （太陽光パネルを更新・増設をする際に、当初設備相当分は価格維持することとし、 増出力分相当は十分に低い価格を適用する措置を講じる際の適正な廃棄の確保。）

24年4月

（更新に伴って不要となる太陽光パネルの適正な廃棄）

- 廃棄等積立制度において積み立てられた積立金を充てるのではなく、個別に**適正な廃棄**を求める。
- 更新に係る変更認定申請を行う際には、**解体・撤去業者に廃棄等を依頼する契約書など、一定の書類の提出**を求める。また、事後的に、**実際に適切な廃棄等が実施されたことの報告**を求めることとした。

（更新・増設される太陽光パネルの適正な廃棄）

- 太陽光パネル増設に伴う廃棄等費用の不足分は、増設に係る変更認定時に一括して**原則外部積立**てを求める。

3. 地域共生と新認定要件

(参考) 説明会等を実施すべき再エネ発電事業の範囲

	住宅用太陽光 (※ 2)	屋根設置 ※住宅用太陽光を除く	低圧 (50kW未満) ※住宅用太陽光・屋根設置を除く	高圧・特別高圧 (50kW以上) ※屋根設置を除く
周辺地域や周辺環境に 影響を及ぼす可能性が 高いエリア (※ 1) 外	事前周知を 要件としない	事前周知を 要件としない (努力義務として求める)	説明会以外の手法での 事前周知を求める (※ 3、※ 4)	説明会の開催を求める (※ 4)
周辺地域や周辺環境に 影響を及ぼす可能性が 高いエリア (※ 1) 内				

(※ 1) ①災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わるものであって、FIT/FIP認定申請要件として許認可取得を求めることとした許認可に係るエリア、②災害が発生した場合に、再エネ発電設備が損壊するリスクの高いエリア、③条例において、自然環境・景観の保護を目的として、保護エリアを定めている場合にあっては、当該エリアを指す。

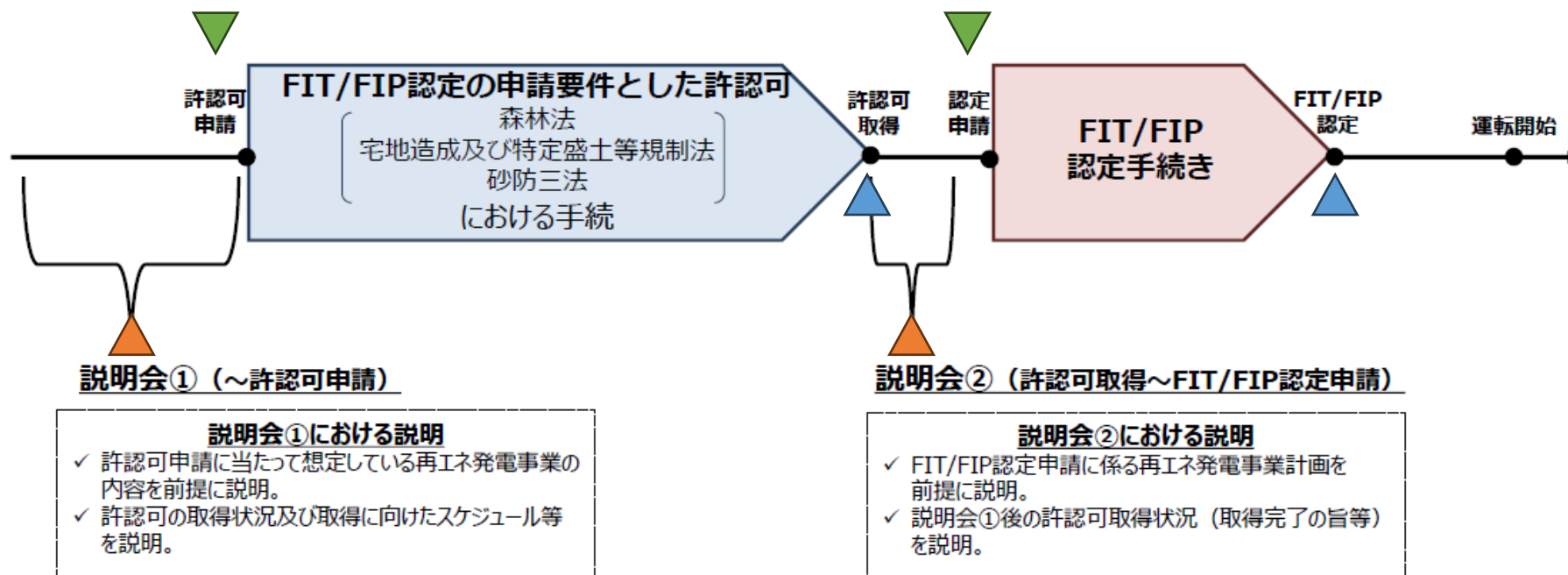
(※ 2) 10kW未満の太陽光発電事業を指す。

(※ 3) 説明会の対象となる「周辺地域の住民」の範囲内に、同一の事業者が実施する再エネ発電事業があるときは、それらの複数の電源を合計した出力が50kW以上となる場合には、説明会の開催を求める。

(※ 4) FIT/FIP認定申請前に実施された他法令・条例に基づく説明会等において、再エネ特措法に基づく説明会等に関する要件を全て充足している場合には、手続の合理化を図る観点から、再エネ特措法に基づく説明会開催又は事前周知の要件を充足するものとして取り扱う。(なお、この場合においても、事業者は説明会の概要を報告する報告書(説明会概要報告書)を提出する等の所要の手続を行う必要がある。)

(参考) 説明会の開催時期 (タイムライン)

(例 1 : FIT/FIP認定の申請要件として取得を求める許認可が必要となる場合)



(※) なお、風力・地熱発電事業について、環境影響評価法又は条例に基づく環境アセスメントの対象である場合は、上記の許認可を認定後に取得することを認める（認定から3年以内に当該許認可を取得することなどを条件とした条件付き認定を行う）こととしている。この場合においては、上のタイムラインではなく、次ページのタイムラインに従うこととする。

(参考) 違反状況の未然防止・早期解消の措置

- 再エネ特措法における認定事業者は、認定計画に従って発電事業を実施することが求められ、認定された計画に違反した場合は、必要に応じて指導、改善命令を経て、認定が取り消される。
- 認定取消しは上記のとおり指導・改善命令等を経て実施されるが、現行制度においては、違反状況が続いている間であっても、認定事業者である以上、FIT/FIP制度における支援は継続。このため、早期に違反状態が解消されづらいなどの懸念もある。
- こうした懸念に対応するため、認定事業者に対して、違反の未然防止・早期解消を促す仕組みとして、認定計画に違反した場合、FIT/FIP交付金を留保するための積立命令に基づく積立義務を新たに課すこととし、違反状態の間は、FIT/FIP交付金の留保を継続することとする。また、違反状態の早期解消インセンティブを持たせるため、違反の解消又は適正な廃棄等が確認された場合は、留保された交付金を取り戻せることとするべきである。
- また、認定取消しをした際には、認定取消しに加えて、例えば、違反時点から、認定が取り消された時点までのFIT/FIP交付金の返還を求めていくことが適切である。

【新たな制度的措置のイメージ（交付金留保後、認定取消しに至った場合）】



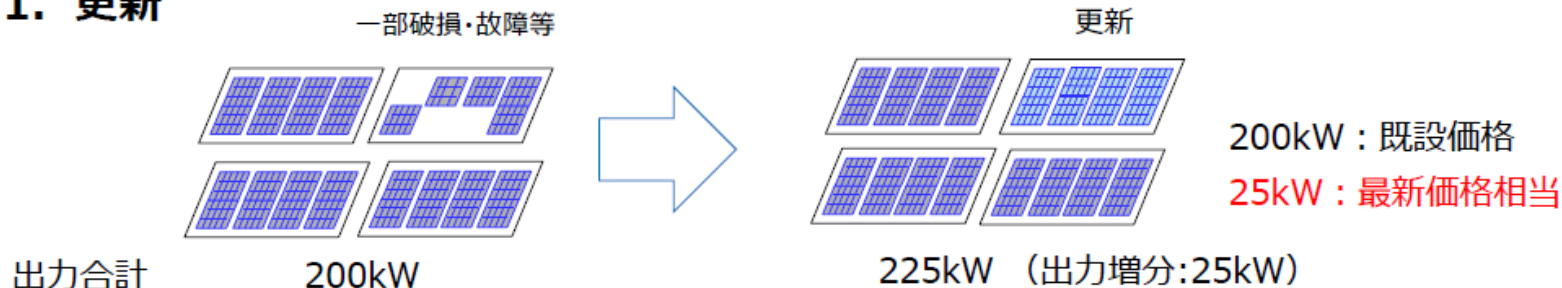
※行政手続法第13条2項4号により、弁明の機会付与・聴聞等の手続は不要と整理。

3. 地域共生と新認定要件

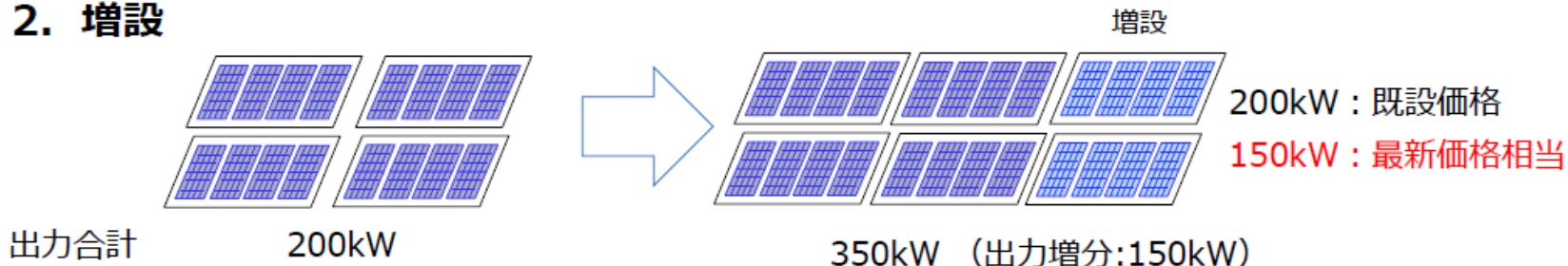
(参考) 太陽光パネルの増設・更新に係るルール

既存再エネ※の有効活用 (更新・増設) のイメージ ※既に土地や系統が確保されている。

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

3. 地域共生と新認定要件

WG第2次最終報告がパブコメを経て、11月30日公開（次年度から適用）

（現在、2次報告にそって省令ならびにガイドライン作成中）

パブリックコメント <https://public-comment.e-gov.go.jp/servlet/PcmFileDownload?seqNo=0000263549>

WG第2次報告 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/kyosei_wg/20231128_report.html

区分	主な制度（要件）
説明会の要件化での例外内容	<p>住宅用(10kW未満) および屋根設置は事前周知を要件化しない 温対法・環境アセスメント等の関係手続で別途事業説明会がFIT認定申請前におこなわれ、WG（第2次報告書）で求められる要件を満たす場合は事前説明会を行ったものと扱う</p>
説明会の回数 （他制度とのタイムラインの整理）	<p>①災害の危険性に直接影響土地開発に関わるもの ・ 森林法も林発許可の対象エリア ・ 宅造成及び特定盛土等規制法の許可の対象エリア ・ 砂防三法における許可の対象エリア ⇒上記許認可説明に加えて、FIT/FIPの許可申請の説明会の2回必要</p> <p>②環境影響評価または、環境アセス対象 ・ 環境配慮書前の説明会 ・ 方法書段階のFIT/FIP認定前の説明会 ・ 評価書の公示かた工事着手に説明会 ⇒上記の通り、3回の説明が求められる</p> <p>③条例に基づく許認可エリア ・ FIT/FIP認定前説明会・条例許可取得から工事着手前まで説明会 ⇒上記の通り、2回の説明会が求められる</p> <p>④温対法に基づく許可エリア ・ FIT/FIP認定前に、温対法での協議会による説明会でFIT/FIP要件を満たしていれば、FIT/FIP前説明会を行った扱いとする ⇒温対法での協議会説明会（1回）でFIT/FIP前説明会を代替</p>

区分	主な制度（要件）
<p>その他の留意事項</p>	<p>説明会の議事（質疑時間確保、住民からの質問対応） ⇒同内奥を数回も、説明会后一定期間（2週間）質疑フォームで回答 周辺地域住民の範囲（土地建物所有者の取り扱い） ⇒隣接する土地建物の所有者は周辺住民の範囲に含めること 開催案内は、ポスティング、戸別訪問、観覧板、自治体広報誌 周辺住民の範囲（自治体の相談プロセス） ⇒事業者が自治体に事前相談する様式設定、</p>
<p>説明会での説明事項 (安全面)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 斜面への設置（斜面勾配は原則30度未満とし、傾斜度に応じ適切な防災措置を講じることなど） • 盛土・切土（盛土高・切土高が一定の高さを超える場合において、崩壊防止の措置を講じることなど） • 地盤強度（土地の安定性を確保するための調査と地盤強度の評価） • 排水対策（降雨量や地質、太陽光パネルからの流水等を考慮し、適切な排水施設を設置） • 法面保護・斜面崩落防止策（太陽光パネルから落下する雨水等による土地の表面浸食防止措置を講ずることなど） • 防災施設の先行設置（他の開発工事に先行して防災施設を設置することなど） • 設備設計（傾斜地及び地盤の形状等を考慮しながら基礎設計を行うことなど） • 施行後の管理の継続性（維持管理計画の策定及び実施体制の構築を行うことなど） • 事業終了後の措置（必要に応じて植栽や法面保護等の原状回復を行うことなど） <p>⇒原則的には、この整理に準拠する形で事業の影響を説明するとともに、適切な予防措置が講じられていることの説明を求める</p>
<p>(景観面)</p>	<p>設置場所が、自然環境・景観の保護を目的として条例で設定された保護エリアに該当する場合には、景観面への影響を説明し、適切な予防措置が講じられていることの説明 【景観に影響を与える客観的要素】／【予防措置】</p>
<p>(自然環境生活環境)</p>	<p>電源共通の事項では、騒音・振動・排水の汚れ/濁り（工事中含） 太陽光発電は・反射光、雑草の繁茂</p>

区分	主な制度（要件）
事業の影響と予防措置に係る説明事項（廃棄）	<ul style="list-style-type: none"> • FIT/FIP認定申請時の再エネ発電事業計画の内容等を踏まえ、廃棄等費用の総額、算定方法、積立開始時期/終了時期、毎月の積立金額を説明 • 再エネ廃棄・リサイクルのあり方検討会（第5回会合）で、再エネ特措法の新規認定申請時に含有物質情報の登録がある型式の太陽光パネルの使用を求める方向が取りまとめられている。これを踏まえ、太陽光発電事業については、上記の内容に加え、太陽光パネルのメーカー名、製造期間、鉛・カドミウム・ヒ素・セレンの4物質の含有情報の説明を求める（上記の検討会における今後の議論の状況等を踏まえ特に各電源の廃棄等に係る説明事項については、随時必要な見直しを行っていく） • 工事時に発生する産業廃棄物・残土に係る説明
地域住民の（定量基準）	<ul style="list-style-type: none"> • 低圧（50kW未満） 説明会の対象となる住民の範囲については ⇒発電所の敷地境界から100m以内 • 高圧（50-2,000kW）・特別高圧（2,000kW以上） は、 ⇒発電所の敷地境界からの距離等から300m以内 • 環境影響評価法に基づく環境アセスメント（第一種事業に限る。）の対象となる大規模電源については、⇒上記にかかわらず、事業場所の敷地境界から1 km以内
委託先から認定事業者に対する報告内容等 ①委託先から認定事業者 ②認定事業者から国へ	委託先から認定事業者に対する報告 ① 委託先から認定事業者に対する報告（認定事業者に委託先に対する監督義務） 一律に報告の形式を定めることはせず委託先の認定基準・認定計画の遵守を担保するという今般の措置の趣旨に基づき、 認定基準・認定計画の遵守状況を報告するよう認定事業者が委託先に定期報告（1回／年）求める ② 認定事業者から経済産業大臣に対する定期報告（年1回実施）で委託の実態を報告 事業の実施に必要な行為に係る委託（例：手続代行・プロジェクトマネジメント、設計、土地開発、建設・設置工事、保守点検、設備解体、廃棄・リサイクル等）に係る 委託契約書の有無・委託契約の相手方・委託契約の概要 委託先から認定事業者に対する報告の内容

区分	主な制度（要件）
<p>違反状態の未然防止・早期解消の措置</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 交付金の一時停止（積立命令）の発動タイミング ・ 交付金の取戻要件 	<p>一時停止に発動タイミング</p> <p>法令の違反について、反の未然防止・早期解消を促す観点から、少なくとも、関係法令において行政処分・罰則の対象となる違反について、当該違反が覚知され、違反に係る客観的な措置（書面による指導等）がなされた段階で、積立命令を発出することが可能となる</p> <p>交付金の取戻要件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 関係法令（条例を含む。）や認定計画への違反で、FIT/FIP交付金の一時停止が措置された場合について、違反状態の早期解消インセンティブを持たせるため、違反の解消又は適正な廃棄等が確認された場合は、一時停止された交付金を取り戻すことができる <p>下記の①・②のいずれかの場合については、交付金を取り戻すことができるもの。</p> <ol style="list-style-type: none"> ①違反状態が解消された場合 ②認定事業者が事業を廃止し、適切な廃棄が確認された場合
<p>太陽光パネルの増設・更新に伴う適正な廃棄の確保</p>	<p>更新に伴って不要となるパネルの適正廃棄</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 更新で不要となるパネル、その廃棄等費用は解体等積立金を充てるのではなく、個別に適正な廃棄を求めていく。 <p>個別での適正な廃棄を担保するため、更新に係る変更認定申請の際に、解体・撤去業者に廃棄等を依頼する契約書など、一定の書類の提出を求めた上で、書類の提出がない場合には、変更認定申請を認めないとし、事後的に、実際に適切な解体・廃棄が実施されたことの報告を求める</p> <p>更新・増設パネルの適正廃棄、</p> <p>パネルの増設（下表：X kW→Y kWに増設）が発生した場合、積立開始から増設までの間、増設分（下表：（Y - X）kW）の廃棄等費用が積み立てられないおそれあり、</p> <p>こうした点を踏まえ、不足分については、</p> <p>増設の際の変更認定時に一括して原則外部積立てを行う</p> <p>（廃棄等費用積立制度において内部積立てを行うことができる要件を満たす者については、一括して内部積立てを行うことを認める）こととしてはどうか。積立ての方法については、廃棄等積立制度の方法に準拠し、仮に適切に積立てが行われない場合には、変更認定を行わないこととする。</p>

4. 廃棄費用積立制度の概要

太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度の概要

- 太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度について、具体的な制度設計について検討する場として、2019年4月、太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するWGを立ち上げた。同WGでは、2019年12月に中間整理が取りまとめられた。
- この検討内容等を踏まえ、2020年6月成立のエネルギー供給強靱化法による改正再エネ特措法（＝再エネ促進法）において太陽光発電設備の廃棄等費用の積立て制度について措置。
- 2022年7月に最も早い事業の積立てが開始するため、制度実施に向けた準備等を進めているところ。

太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度の概要

原則、源泉徴収的な外部積立て

- ◆ 対象：10kW以上すべての太陽光発電（複数太陽光発電設備設置事業を含む。）の認定案件
- ◆ 金額：調達価格/基準価格の算定において想定してきている廃棄等費用の水準
- ◆ 時期：調達期間/交付期間の終了前10年間
- ◆ 取戻し条件：廃棄処理が確実に見込まれる資料の提出

※例外的に内部積立てを許容（長期安定発電の責任・能力、確実な資金確保）

内部積立の事前相談開始 JPEA追記

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fip_2020/naibu_tumitate_soudan.pdf

4. 廃棄費用積立制度の概要

太陽光発電設備の廃棄等費用積立制度の全体像

- 廃棄等費用確保WGで取りまとめられた廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度の全体像は以下のとおり。
- 対象は、10kW以上すべての太陽光発電*のFIT・FIP認定事業。 ※ただし、複数太陽光発電設備事業も対象。

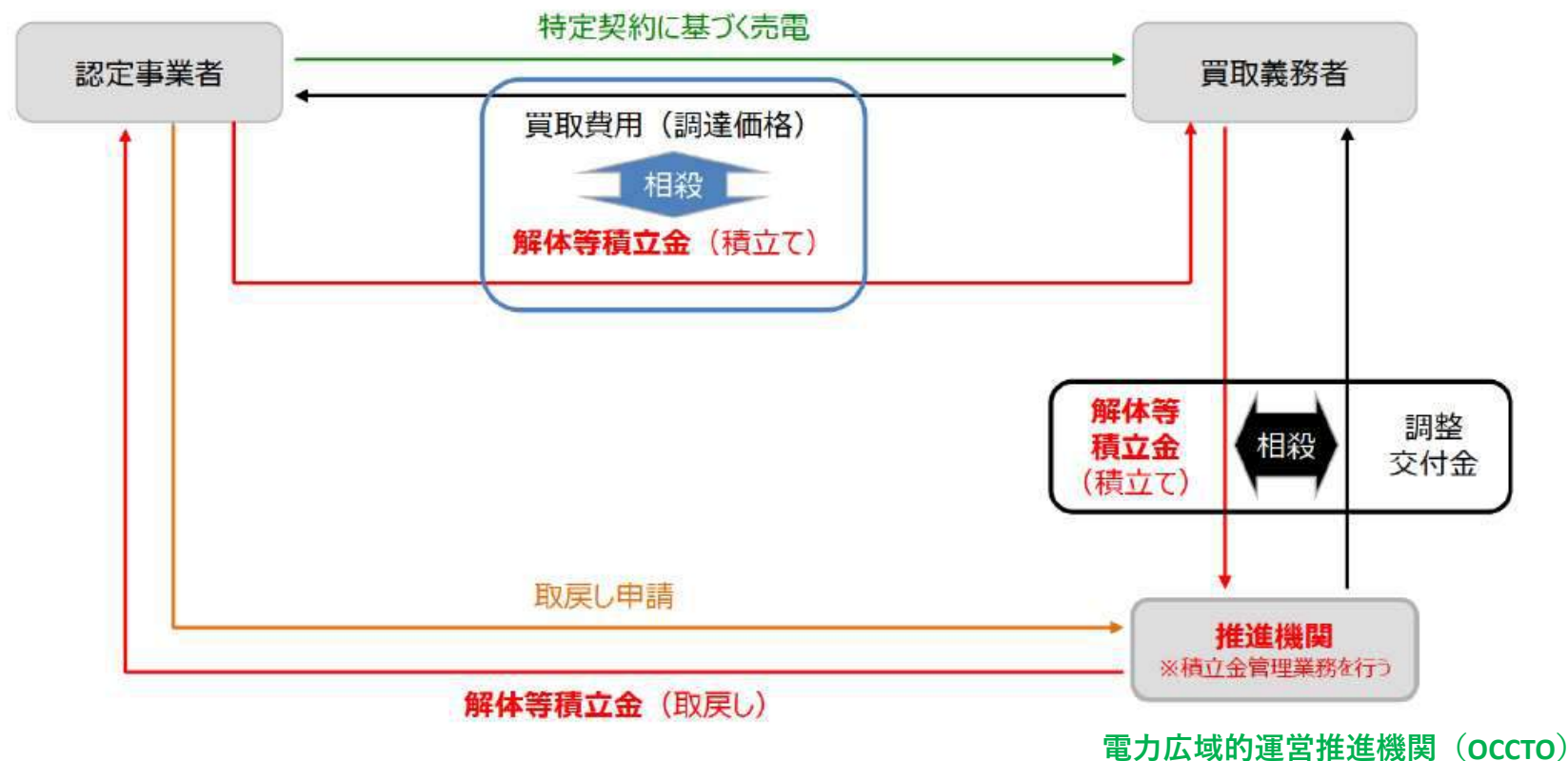
	原則、源泉徴取的な外部積立て	例外的に、内部積立てを許容
廃棄処理の責任	● 積立ての方法・金額にかかわらず、 最終的に排出者が廃棄処理の責任を負うことが大前提	
積立て主体	● 認定事業者 （ただし、内部積立てについては、上場している親会社等が廃棄等費用を確保している場合に一部例外あり）	
積立金の額の水準・単価	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用</u>（入札案件は最低落札価格を基準に調整） ● <u>供給電量（kWh）ベース</u> ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保 	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用と同水準（認定容量（kW）ベース）以上</u> ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保
積立て時期	● <u>調達期間/交付期間の終了前10年間</u>	● <u>外部積立てと同じか、より早い時期</u>
積立て頻度	● <u>調達価格の支払・交付金の交付と同頻度</u> （現行制度では月1回）※FIP認定事業で積立不足が発生した場合は、当該不足分は1年程度分まとめて積み立てる	● <u>定期報告（年1回）</u> により廃棄等費用の積立て状況を確認
積立金の使途・取戻し	<ul style="list-style-type: none"> ● 取戻しは、<u>廃棄処理が確実に見込まれる資料提出が必要</u> ● <u>調達期間/交付期間終了後は、事業終了・縮小のほか、パネル交換して事業継続する際にも、パネルが一定値を超える場合に取戻しを認める</u> ※具体的には、認定上の太陽光パネル出力の15%以上かつ50kW以上 ● <u>調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● 基本的に、外部積立てと同じ場合のみ、取崩し ● <u>修繕等で資金が必要な場合の一時的な使用を認めるが、原則、1年以内に再び基準を満たす積み増しが必要</u>
積立金の確保・管理	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>電力広域的運営推進機関に外部積立て</u> ● <u>電力広域的運営推進機関が適正に積立金を管理</u> ● <u>事業者の倒産時も、取戻し条件は維持されるため債権者は任意に取り戻せず、事業譲渡時には積立金も承継する</u> ● <u>積立て状況は公表</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>積立て主体が、使途が限定された預金口座又は金融商品取引所との関係で開示義務がある財務諸表に廃棄等費用を計上することにより確保、もしくは、資金確保の蓋然性が高い保険・保証により担保</u> ● <u>金融機関との契約による口座確認又は会計監査等による財務状況の確認</u> ● <u>内部積立条件を満たさなくなるときは、外部に積立て</u> ● <u>積立て状況は公表</u>
施行時期	● <u>最も早い事業が積立てを開始する時期は2022年7月1日</u> ※事業ごとの調達期間/交付期間終了時期に応じて、順次、積立てを開始	

4. 廃棄費用積立制度の概要

FIT認定事業における外部積立てスキーム図

$$\text{入金/月} = \text{売電収入/月} - \text{積立金/月}$$

2020/10/19 第8回太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するWG事務局資料（一部加工）



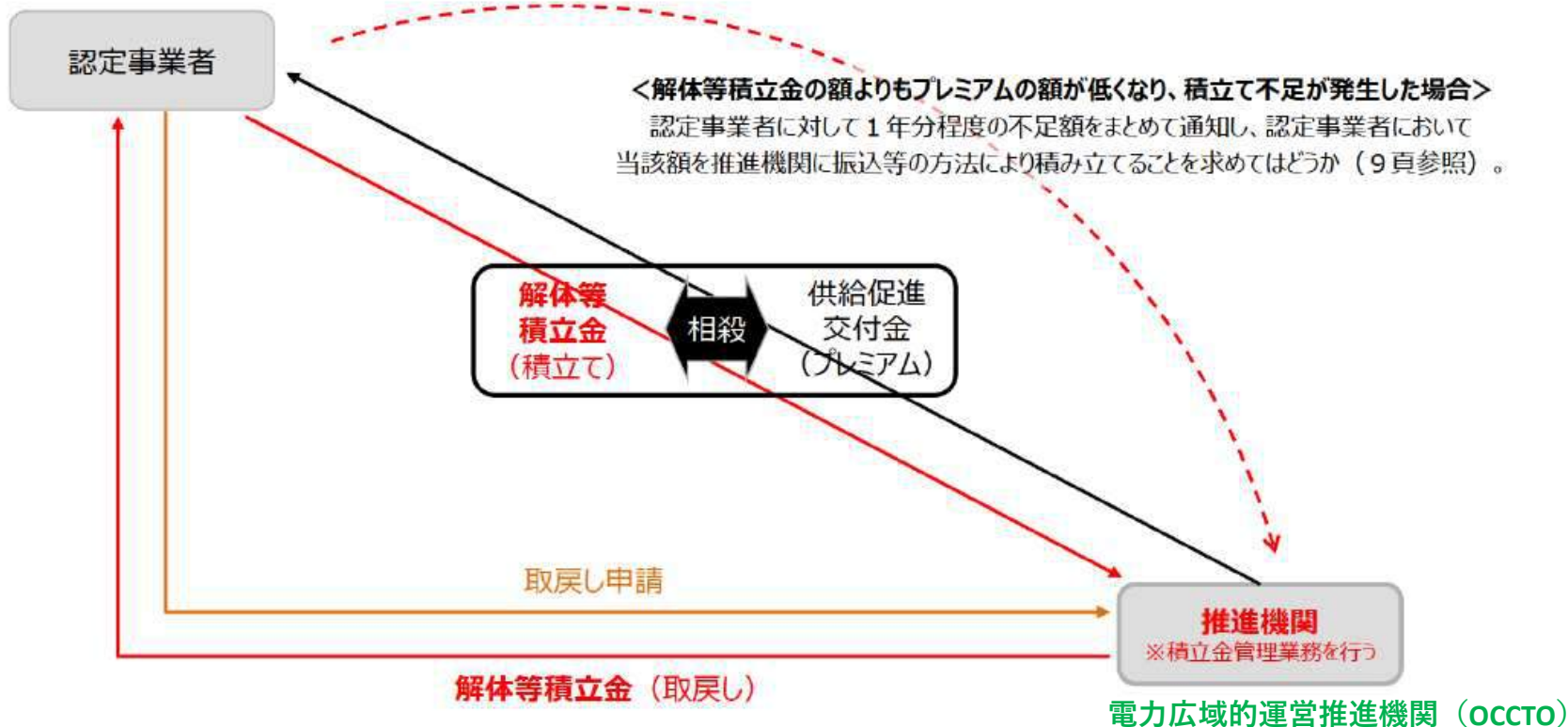
※ 内は、買取義務者が、認定事業者に対し、特定契約に基づく買取費用の額、解体等積立金の額及び相殺後の額（支払額）を通知して、支払額のみを支払う扱いとし、また、 内でも同様の扱いとすることにより、源泉徴収的な積立てを行う。

4. 廃棄費用積立制度の概要

(参考) FIP認定事業における外部積立てスキーム図

2020/10/19 第8回太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するWG事務局資料 (一部加工)

$$\text{入金/月} = \text{売電収入 (卸・相対) /月} + (\text{交付金/月} - \text{積立金/月})$$



※ 内は、推進機関が、認定事業者に対し、供給促進交付金の額から解体等積立金の額を控除した額（供給促進交付金の額を限度とする。）を交付する。

4. 廃棄費用積立制度の概要

解体等積立基準額



認定年度	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額	
2012年度	40円/kWh	1.70万円/kW	12.0%	-	1.62円/kWh	
2013年度	36円/kWh	1.48万円/kW	12.0%	-	1.40円/kWh	
2014年度	32円/kWh	1.46万円/kW	13.0%	-	1.28円/kWh	
2015年度	29円/kWh 27円/kWh	1.54万円/kW	14.0%	-	1.25円/kWh	
2016年度	24円/kWh	1.34万円/kW	14.0%	-	1.09円/kWh	
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.31万円/kW	15.1%	-	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.07万円/kW	15.1%	-	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.19万円/kW	17.1%	-	0.80円/kWh
	第2回入札対象	(落札者なし)	-	-	-	-
	第3回入札対象	落札者ごと	0.94万円/kW	17.1%	-	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	-	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.82万円/kW	17.2%	-	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.78万円/kW	17.2%	-	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	-	0.66円/kWh
	10-50kW	13円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外	11円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	-	0.66円/kWh
	10-50kW	12円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	10円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	-	0.66円/kWh
	10-50kW	11円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2023年度	10-50kW以外	9.5円/kWh	1.00万円/kW	17.7%	-	0.64円/kWh
	10-50kW	10円/kWh	1.00万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2024年度	地上・10-50kW以外	9.2円/kWh	1.00万円/kW	18.3%	-	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	10円/kWh	1.00万円/kW	19.2%	-	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	12円/kWh	1.00万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh

※2024年度の屋根設置の調達価格・基準価格を2023年度下半期にも適用する場合には、解体等積立基準額についても同様に適用する。

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

※参考として記載している調達価格については「+消費税」を省略している入札対象の調達価格/基準価格は落札者ごと。

4. 廃棄費用積立制度の概要

積立金の取戻し条件・取戻し可能額

		取戻し条件	取戻し可能額
解体等の実施に要する費用に充てる場合	調達期間中	発電事業を終了	基礎・架台を含めた発電設備の全体を解体・撤去する場合 取戻し時点において推進機関に積み立てられた解体等積立金の額
		発電事業を縮小	廃棄される太陽光パネルが、認定上の太陽光パネルの出力の15%以上かつ50kW以上である場合 次の各金額の中で最も小さい額 ㊦ 想定される解体等積立金の総額のうち認定上の太陽光パネルの出力に対する廃棄する太陽光パネルの出力の割合に相当する額 ㊧ 取戻し時点で当該認定事業について推進機関に積み立てられた解体等積立金の額 ㊨ 実際に廃棄等に要した費用の額
	調達期間終了後	発電事業を終了	基礎・架台を含めた発電設備の全体を解体・撤去する場合 取戻し時点において推進機関に積み立てられた解体等積立金の額
		発電事業を縮小	FIT制度の下で設置された当初の太陽光パネルの一部が廃棄又は交換された場合（廃棄される太陽光パネルが、認定上の太陽光パネルの出力の15%以上かつ50kW以上である場合に限る。） 次の各金額の中で最も小さい額 ㊦ 10年間で積み立てられた解体等積立金の総額のうち認定上の太陽光パネルの出力に対する廃棄する太陽光パネルの出力の割合に相当する額 ㊧ 取戻し時点で当該認定事業について推進機関に積み立てられた解体等積立金の額 ㊨ 実際に廃棄等に要した費用の額
		一部の太陽光パネルを交換	
	全ての太陽光電池パネルを交換	FIT制度の下で設置された当初の太陽光パネルを全て交換する場合 取戻し時点において推進機関に積み立てられた解体等積立金の額	
解体等積立金を積み立てておく必要がない場合として経産省令で定める場合		事業廃止や認定取消により、解体等完了確認を受けた場合 内部積立金を積み立てている場合（解体等積立金が存する場合） 取戻し時点において推進機関に積み立てられた解体等積立金の額	

4. 廃棄費用積立制度の概要

(参考) 相殺的処理の計算方法

〔<事例> ●調達価格：12.0円/kWh（+消費税相当額 1.2円/kWh） ●回避可能費用・市場等での卸販売収入単価：7円/kWh
●積立単価：0.66円/kWh ●供給電力量：毎月12,384kWh（設備容量100kW・設備利用率17.2%・月30日）〕



当事者		計算	備考
認定事業者 ↓ 買取義務者	電力 売買	<ul style="list-style-type: none"> 買取費用：13.2円/kWh×12,384kWh =163,468円（うち消費税 14,860円）（端数切捨て） 解体等積立金：0.66円/kWh×12,384kWh=8,173円（端数切捨て） ↓ 支払額：163,468円-8,173円 =155,295円（うち消費税 14,860円） 	<ul style="list-style-type: none"> 買取料金、解体等積立金算出の際、それぞれ端数処理を実施（切捨て） 消費税は、解体等積立金差引前の買取料金をもとに計算
買取義務者 ↑ 推進機関	交付金 交付	<ul style="list-style-type: none"> 買取費用、解体等積立金：上記 回避可能費用等：7円/kWh×12,384kWh=86,688円 消費税相当額：1.2円/kWh×12,384kWh=14,860円（端数切捨て） ↓ 支払額（交付金-解体等積立金）： （買取費用-回避可能費用等-消費税相当額）-解体等積立金 =（163,468円-86,688円-14,860円）-8,173円 =61,920円-8,173円=53,747円 	<ul style="list-style-type: none"> 交付金、解体等積立金算出の際、それぞれ端数処理を実施（切捨て） 交付金申請の際の消費税相当額は、解体等積立金差引前の交付金申請額をもとに計算 交付金の交付の際には、再エネ特措法施行規則第21条により、消費税に相当する額を控除
推進機関 ↓ 認定事業者	取戻し	<ul style="list-style-type: none"> 解体等積立金：8,173円×120月=980,760円（10年分） 	<ul style="list-style-type: none"> 解体等積立金算出の際、月単位で端数処理を実施（切捨て）

※：一部助定科目等については、会社間で異なることに留意されたい。

認定事業者にとって、積立金は将来取り戻せる資産として、貯金と同様に取り扱われ、毎年度、積立金を含む収入の全額が課税対象になることに留意。

(参考) 取戻しの申請

- ① 認定事業者等は、認定発電設備の解体等の実施に要する費用に充てる場合又は解体等積立金を積み立てておく必要がない場合として経済産業省令で定める場合には、経済産業省令で定めるところにより、当該認定事業者又は旧認定事業者が推進機関に積み立てた解体等積立金の全部又は一部を取り戻すことができる。
(改正再エネ特措法第15条の9)
- ② 改正再エネ特措法第15条の9の規定により解体等積立金を取り戻そうとする者は、様式第7の3による申請書を推進機関に提出しなければならない。
(改正再エネ特措法施行規則第13条の7第2項)
- ③ 前項の申請書には、次に掲げる書類を添付しなければならない。
 - 認定発電設備（認定発電設備であったものを含む。）の解体等の実施に要する費用に充てる場合にあつては、解体等を行うことを証する書面（解体等を完了した場合には解体等を完了したことを証する書面）及びその費用の額を証する書面

(一部抜粋)

必要書類の提出

上記②、③のとおり、解体等積立金の取り戻そうとする場合には、改正再エネ特措法施行規則で定める様式7の3による申請書及び添付書類を推進機関に提出すること。なお、必要な添付書類を整理すると以下のとおりとなる。

a : 後記bのいずれの場合にも共通のもの

印鑑証明書

認定事業者であった者又はその承継人であることを証する書面（認定事業者であった者又はその承継人が解体等積立金を取り戻す場合に限る。）

b : 下記のいずれの場合に対応したもの

【認定発電設備の解体等の実施に要する費用に充てる場合（解体等の実施が未了の場合）】

解体等を行うことを証する書面及びその費用の額を証する書面

＜具体例＞

認定事業者等と解体・撤去業者との間で締結された廃棄等を依頼する内容の契約書写し（なお、解体等を予定する太陽電池モジュールの量が記載されている必要がある。）

【認定発電設備の解体等の実施に要する費用に充てる場合（解体等の実施が完了している場合）】

解体等を完了したことを証する書面及びその費用の額を証する書面

＜具体例＞

認定事業者等と解体・撤去業者との間で締結された廃棄等を依頼する内容の契約書写し（なお、解体等を予定する太陽電池モジュールの量が記載されている必要がある。）、産業廃棄物管理表（マニフェスト）の写し、写真（取り外し前・中・後）及び領収書

（一部抜粋）

4. 廃棄費用積立制度の概要

4-2. 廃棄費用積立制度について

太陽光発電設備の保険加入の努力義務化

2019/11/18 第4回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会事務局資料（一部加工）

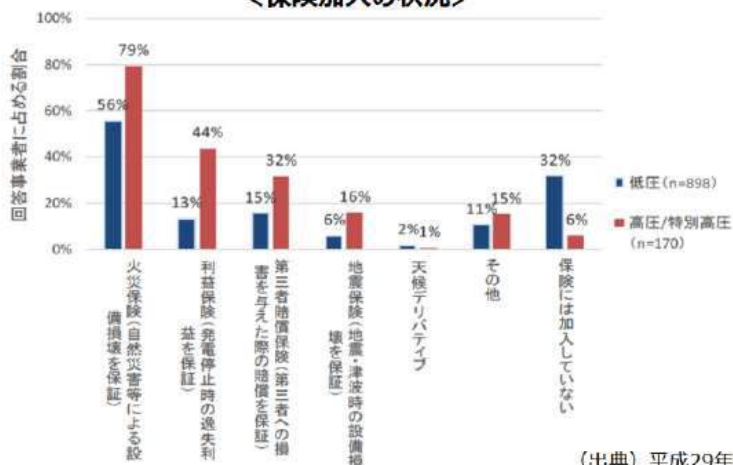
<これまでの取組>

- 運転期間が終了した後の太陽光発電設備の廃棄等費用の確保については、廃棄等費用確保WGにおいて検討が行われ、積立担保制度の方向性が示されている。一方で、積立担保制度はFIT制度の下での発電事業終了後の放置・不法投棄対策を主眼としており、災害等により、積立担保制度による積立開始前の廃棄処理や事業途中での修繕をする場合は、**各太陽光発電事業者による独自の積立てや保険への加入により手当てされることが期待される。**
- こうした中で、現行の事業計画策定ガイドラインでは、適切に保守点検・維持管理を実施する体制の構築を求めているが、事業者の保険加入状況を調査すると、**特に低圧を中心に、保険に加入していない事業者が一定程度存在する状況**であった。

<今後の対応>

- 太陽光発電事業者に災害時の備えを促すため、**新規認定案件・既認定案件ともに、火災保険・地震保険等への加入を努力義務とする。**
- さらに、現在の保険料の水準は約3,000～5,000円/kW/年となっており、直近の調達価格の運転維持費の想定値（5,000円/kW/年）に鑑みると高価な水準であるが、**今後多くの太陽光発電事業者の加入が進めば、リスクに見合った保険料の設定が進み、適正な事業においては、保険料が低減する可能性。**
- このため、今後、**保険料の水準も含めて努力義務化の影響を見極めながら、関係事業者等からのヒアリングを行いつつ、遵守義務化を検討する。**

<保険加入の状況>



<保険料の状況>

	低圧	高圧/特別高圧
火災保険	1,728円/kW/年	936円/kW/年
地震保険	2,568円/kW/年	1,992円/kW/年
第三者賠償保険	516円/kW/年	108円/kW/年
(合計)	4,812円/kW/年	3,036円/kW/年

(出典) 平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査 (太陽光発電に係る保守点検の普及動向等に関する調査)

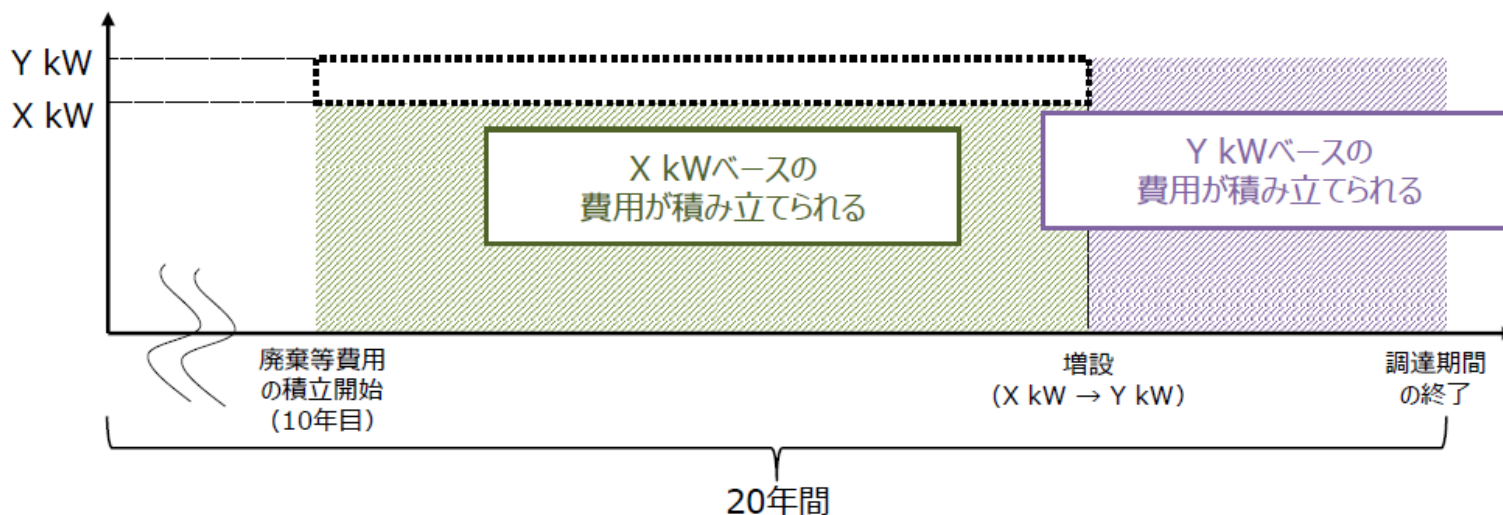
4. 廃棄費用積立制度の概要（来年度から地域共生・新認定要件）

4-3. 増設する場合の廃棄費用積立制度について

（参考）更新・増設する太陽光パネルの適正廃棄

- 再エネ特措法に基づく廃棄等積立制度では、積立開始のタイミング（運転開始後10年目）から調達期間の終了（運転開始後20年目）までの間、各時点での発電量に応じた額が、原則外部積立される仕組みとなっている。このため、積立を行う期間中に、**パネルの増設**（下表：X kW→Y kWに増設）が発生した場合、**積立開始から増設までの間、増設分**（下表： $(Y - X)$ kW）の廃棄等費用が積み立てられないおそれがある。
- こうした点を踏まえ、不足分については、**増設の際の変更認定時に一括して原則外部積立を行う**（廃棄等費用積立制度において内部積立を行うことができる要件を満たす者（※）については、一括して内部積立を行うことを認める）こととする。積立の方法については、**廃棄等積立制度の方法に準拠**することとし、**仮に適切に積立が行われない場合には、変更認定を行わない**こととした。

（※）内部積立金の総額が積立対象区分等に該当する再エネ発電設備の解体等に通常要する費用の額以上の額であることや、一年ごとに積み立てられている内部積立金の額を公表することに同意することなど、再エネ特措法施行規則において定める要件を充足することが必要。



5.1 国の動き

経産省と環境省が合同で主催する『再生可能エネルギー発電設備の廃棄・リサイクルのあり方に関する検討会』にて、太陽電池パネルの廃棄・リサイクルの方向性を検討中。

①に関して、含有物質のデータベース化（JP-ACの型式登録）が決定。

②③に関しては、検討会にて議論を継続。

太陽光発電設備の廃棄・リサイクルに関する課題

①含有物質の情報提供について

現状、FIT制度導入前～FIT初期の家庭用太陽光パネルや、災害や故障によって排出される太陽光パネルが実際に廃棄・リサイクルされているが、廃棄物処理事業者等から廃棄パネルの引き取りを断られる等の事例がある。

主な要因として、太陽光パネルの含有物質が不明、含有物質の分析のコストが相対的に高いなどが挙げられる

⇒パネル含有物質の情報提供を再エネ特措法の省令改正により認定基準に追加する等の対応が必要ではないか。

②不適切な管理・放置への対策について

事業実施にあたり適切に管理されていない発電設備や太陽光パネルの放置についても地域からの不安や懸念の声が寄せられている。今後の懸念として、災害・事故等をきっかけに放置されることや、適切な事業継承や廃止措置が行われないことなども想定される。

⇒住宅用・事業用それぞれの管理から廃棄までの課題を踏まえた適切な取扱いについて検討するべきではないか。

⇒発電事業者の責任を前提としつつ、適正な処理を実施するための制度的対応も含め検討すべきではないか。

③リサイクルについて

太陽光パネルのリサイクルコストが依然として高いことから、太陽光パネルの最終処分量の減容化や資源循環経済への移行のためリサイクルを促す観点から課題となっている。

再資源化にあたっては、アンチモン等の含有物質によるリサイクル先での懸念や技術的課題も存在。

⇒リサイクルコスト低減に向けた技術的・制度的支援や、必要に応じて義務的リサイクル制度の活用に向けた実態把握・検討が必要ではないか。さらに、ガラスの再資源化等のリサイクル後の用途についても検討が必要ではないか。

5. 次年度から設備認定・太陽電池有害物質情報追加

5.2. パネルの型式登録に含有物質情報等の追加を義務化

- **JPEA代行申請センター（JP-AC）の型式登録情報において、4物質（鉛、カドミウム、ヒ素、セレン）の含有情報や製造期間の情報の登録が求められる。**
（含有物質情報の登録をする際に原則として、情報の信頼性を担保出来る資料の添付が求められる）
- 5月31日に成立した「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」において改正される再エネ特措法の2024年4月に施行に合わせて、FIT/FIPの事業認定において、新規の認定申請する場合やパネルの変更申請をする場合には、含有物質情報の登録がある型式の太陽光パネルの使用が求められる。

<注意ポイント> 2024年4月以降、含有物質情報の登録がない型式は、新規及び変更に係る認定は認められない。

型式登録情報

【現行】 ※一部の項目等を略記

【追加項目のイメージ】

メーカー	型式	出力(W)	セル実効変換効率	太陽電池の種類	鉛 (0.1wt%)	カドミウム (0.1wt%)	ヒ素 (0.1wt%)	セレン (0.1wt%)	その他含有量等 ※非公開	製造期間
A社	XX-X	XXX	X%	単結晶	未満	なし	なし	なし	鉛、アンチモン (別添資料)	2011.2~ 2020.4
A社	XX-Y	XXX	X%	多結晶	未満	なし	未満	なし	銀(別添資料)	2023.4~※
B社	YY-Y	YYY	Y%	化合物	未満	未満	未満	未満		2021.3~ 2022.6

※現在製造期間中のものは、製造期間終了後にメーカー等に登録内容を更新してもらうことを想定

5. 次年度から設備認定・太陽電池有害物質情報追加

5.3. 廃棄等費用積立金への波及（現時点では詳細未決定）

- 含有物質の登録がされていない型式を使用している認定事業者に対しては、将来の廃棄時にメーカーが不在となるなど認定事業者等から処理事業者への廃棄物情報の提供ができなくなってしまうことを防ぐため、速やかにメーカーに対して問い合わせし、含有物質の登録を依頼することを推奨。
- 認定事業者が、含有物質の登録がされていない型式のパネルを廃棄しようとする際には、含有物質を調査し処理業者に対して必要な情報提供を行うとともに、当該情報をデータベースに登録するために、資源エネルギー庁への情報提供も求める（**情報提供がない場合には、廃棄等費用積立金の取戻しを認めない**）。

**<注意ポイント> 含有物質情報がないパネルの廃棄に際しては、廃棄等費用積立金の取戻しが認められない可能性がある。
（現時点では、制度の詳細は未決定）**

発電事業者の方におかれましては、JPEAの『情報提供ガイドライン賛同者一覧表』にリンクされた製造メーカー/輸入事業者のサイトから、もしくは、それ以外のメーカーの型式に関しては、パネルの購入先等にお問合せいただき、メーカー不在となるまでに含有物質情報を入手されることをお勧めします。

情報提供ガイドライン賛同者一覧表

<https://www.jpea.gr.jp/document/handout/member-list/>

5. 次年度から設備認定・太陽電池有害物質情報追加

5.4. 含有物質情報等のデータベース登録方向（協議中）

- JP-ACの型式データベースへの、4物質（鉛、カドミウム、ヒ素、セレン）の含有情報と製造期間の登録方法、および登録に際しての提出資料に関して、資源エネルギー庁とJPEA/JP-ACが協議中。
- 含有物質情報の登録をする際に添付が求められることとなった、「情報の信頼性を担保出来る資料」に関しては、欧州のCEマーキング等に採用されている「自己適合宣言」の提出で対応できないか協議中。

<協議中の「情報の信頼性を担保出来る資料」提出案>

- ・「自己適合宣言書」のみを提出（根拠資料は登録申請者が保管）
- ・「自己適合宣言書」と根拠資料の両方を提出
- ・根拠資料そのものを提出

<注意ポイント> 登録方法について決定次第公開されます。
公開内容は、JPEAから会員の皆様へのアナウンスおよびJPEAサイトへの掲載にて、ご案内します。
特に、新規型式登録されるパネル、および登録済の型式で今後も販売されるパネルに関しては、4物質（鉛、カドミウム、ヒ素、セレン）の含有情報と、その根拠資料のご準備をお願いします。

6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金

出典：電取委・制度設計専門会合 令和5年4月中間とりまとめ
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/20230420002.pdf

発電側課金について

- 発電側課金は、システムを効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けたシステム増強を効率的かつ確実に行うため、現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家とともにシステム利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするもの。

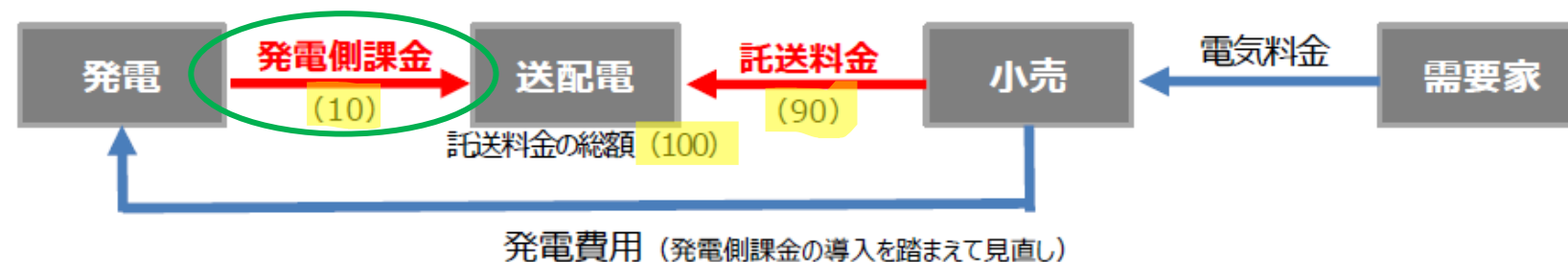
< 現行の託送料金制度 >

小売事業者（需要側）に100%課金



2024年4月導入

< 発電側課金の導入後（イメージ） >

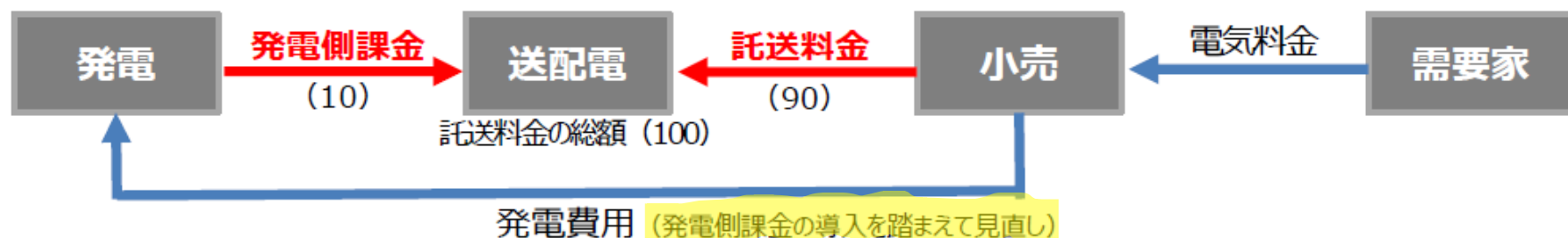


6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

① 発電側課金の小売側への転嫁の円滑化

- 発電側課金の小売側への転嫁の円滑化については、既存相対契約の見直しが行われない場合、制度変更に伴う費用負担を発電側が一方的に負わされることになることから、発電と小売との協議が適切に行われるよう、今後、「発電側課金に関する既存契約見直し指針」（転嫁ガイドライン）を策定・制定することとしている。
- 転嫁ガイドラインの趣旨に沿った適切な運用（契約交渉等に係る適切な情報開示やルール設定等）がなされているかを把握する観点から、アンケート・ヒアリングを実施する。
- アンケートの対象者については、多くの声を拾う観点から、高度化法達成計画の報告対象となっている小売電気事業者や新電力及び太陽光といった発電事業者等を念頭に想定している。また、相対契約の契約期間は、多くが1年契約となっていることから、更新頻度に合わせ、当該アンケート・ヒアリングについても、制度導入後、当面の間は、年に1回の実施を予定。



6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

増強費用の、より広域・公平な負担



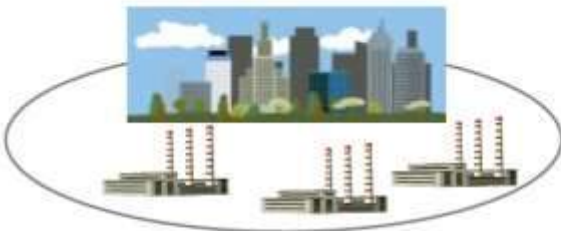
既設送電線の有効活用
(立地誘導)



送配電関連費用に与える影響に応じたインセンティブ設計

- 電源の需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側課金の負担額を軽減する措置を講じることと整理している。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制することが期待される。

<イメージ>



需要地の近隣での電源立地

送配電網の追加増強コスト：小



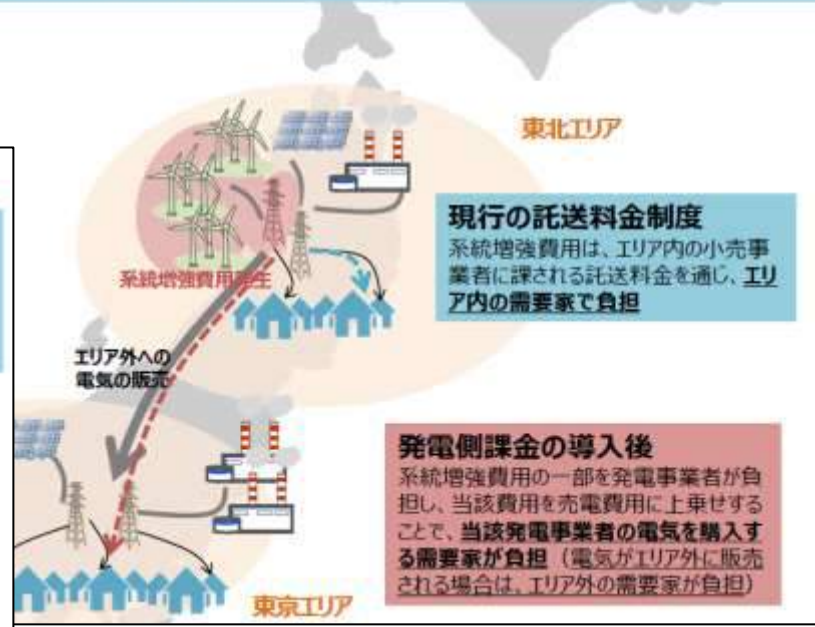
需要の遠隔地での電源立地

送配電網の追加増強コスト：大

⇒ 発電側課金の負担額を軽減

系統増強費用の負担

- 現行の託送料金制度では、再エネ電源の導入などに伴う系統増強費用は、当該エリア内で負担することになる。一方、発電側課金の導入後は、価格転嫁を通じ、当該エリアの電気を利用する他エリアの需要家も系統増強費用を負担することとなる。



6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

① 課金対象

- 発電側課金については、系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本とする。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外とする。
- 発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないように、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされた。既認定FIT/FIPについては、調達期間等が終了してから発電側課金の対象にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされた。

発電側課金の対象に関する基本的な考え方



系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とする

ただし、以下については課金対象外



系統側への逆潮が10kW未満の電源

調達期間等内の既認定FIT/FIP

6. 発電側課金（次年度から適用）

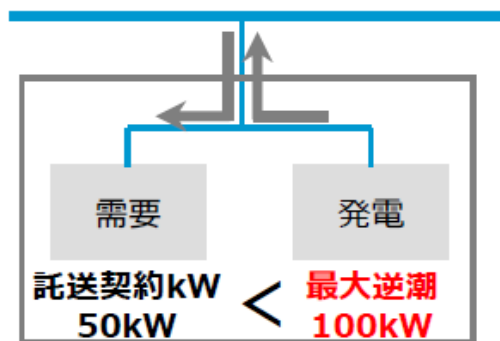
6. 1 発電側課金（続き）

②課金方法（kW課金とkWh課金）

- 発電側課金に関しては、固定料金であるkW課金と従量料金であるkWh課金の2つの方法で実施。
- なお、揚水発電・蓄電池を經由した際の発電側課金の負担に鑑み、他の電源との公平性の観点から、揚水発電・蓄電池のkWh課金については免除することが、資源エネルギー庁の審議会において整理された。

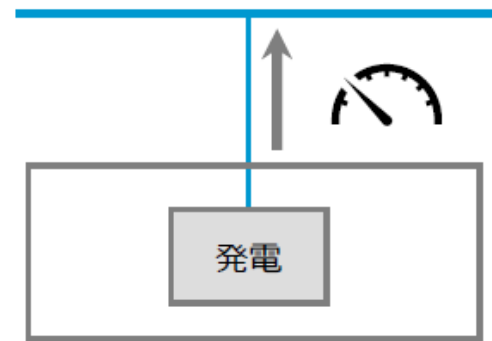
kW課金 (固定料金)

- kW課金の対象kWは、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分。



kWh課金 (従量料金)

- kWh課金はメーター計測値によって把握する値を、対象電力量とする。

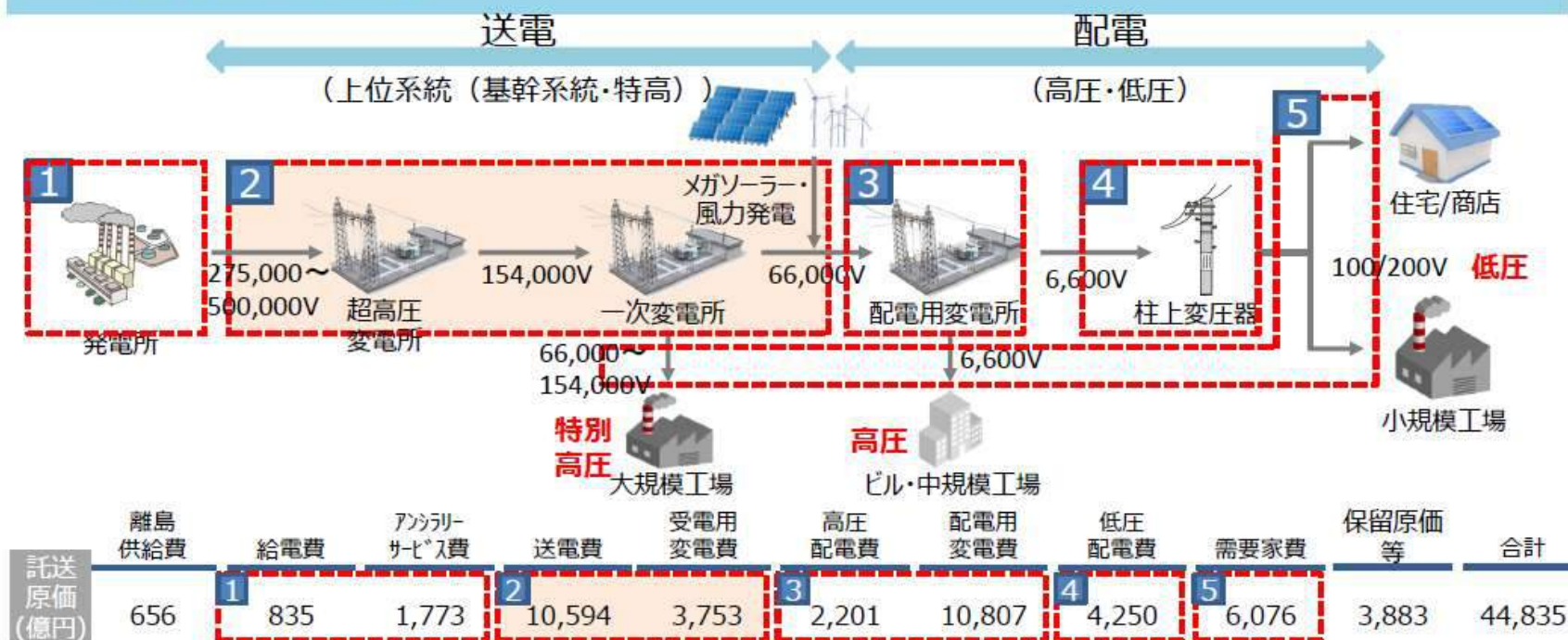


6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

③ 課金単価の設定方法（対象費用のイメージ）

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統（基幹系統及び特別高圧系統）に係る固定費の一部（発電側と需要側の課金対象kWで按分したもの）を発電側課金で回収することとしている。



(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む（発電側課金の課金対象原価は、上記②のうち固定費のみ）

現状の費用負担	小売電気事業者	
発電側課金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分) 発電(発電負担比率分)
	小売電気事業者	

6. 発電側課金（次年度から適用）

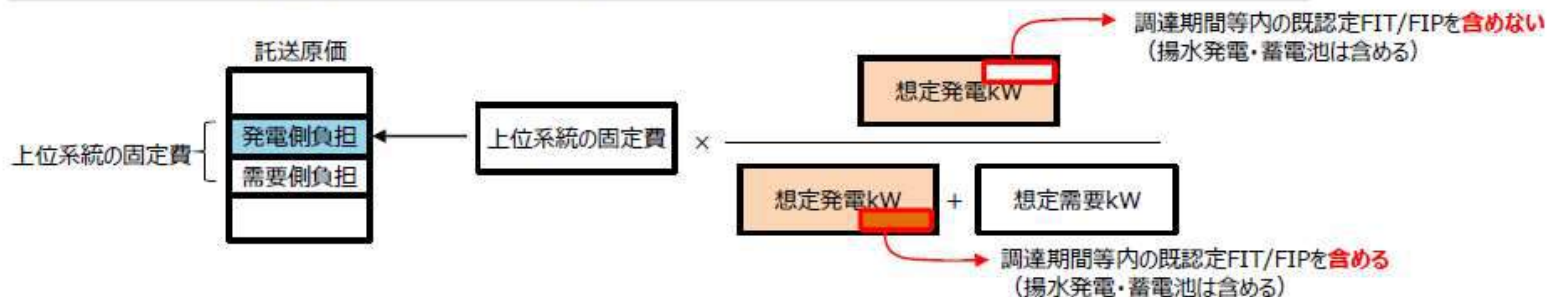
6. 1 発電側課金（続き）

③課金単価の設定方法（基本的な考え方）

- 上位システムの固定費のうち、発電側の負担割合を定める際には、発電側と需要側の課金対象kWで按分する。その後、kW課金とkWh課金を1：1で算定する。
- 調達期間等内の既認定FIT/FIPに対しては調達期間が終了してから課金対象となることや、揚水発電・蓄電池についてはkWh課金が免除と整理されたことから、課金単価の設定方法としては、以下の図のとおりとする。

※ 発電側課金における規制期間とレベニューキャップ制度の規制期間は同じ期間とする（発電側課金の単価は5年で見直す。ただし、レベニューキャップ制度の第1規制期間（2023年度～2027年度）を踏まえ、発電側課金における第1期間は、2024年度～2027年度とする）。

ステップ1：上位システムの固定費のうち、発電側負担の原価の割合を以下により算出



ステップ2：発電側負担原価をkWとkWhの1：1で按分し、単価を算出



6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

④割引制度（基本的な考え方）

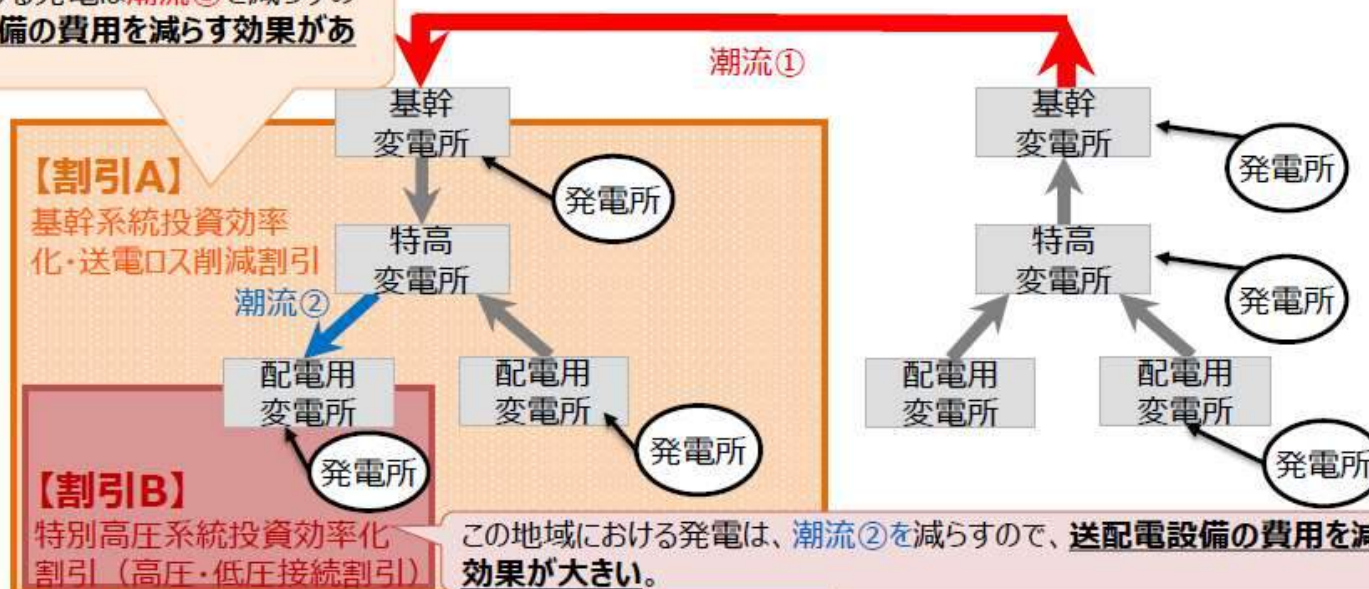
- **発電側課金における割引制度は、電源が送配電設備の整備費用に与える影響を課金額に反映させるもの。** 基幹系統に与える影響に着目した割引A、配電系統に接続する電源を対象とし、特別高圧系統に与える影響に着目した割引Bを設定する。

※ 割引対象地域の判定に当たっては、見直し時期の直近の供給計画における5年目の変電所に関する情報を基に判定する（5年間の期間内において、供給計画外の変電所の新設・廃止があった場合には、翌期の割引対象地域の判定から勘案する）。

- **割引対象地域及び割引額の見直しは、課金単価の扱い同様、5年ごとに行うこととする。**

※ 発電側課金における規制期間とレベニューキャップ制度の規制期間は同じ期間とすることから、割引制度も同様の扱いとする（割引対象地域及び割引額は5年で見直す。ただし、発電側課金の単価同様、第1期間は2024年度～2027年度とする）。

この地域における発電は潮流①を減らすので、送配電設備の費用を減らす効果がある。



※割引Bの対象地域は、割引Aの対象地域内に限定しない。

6. 発電側課金（次年度から適用）

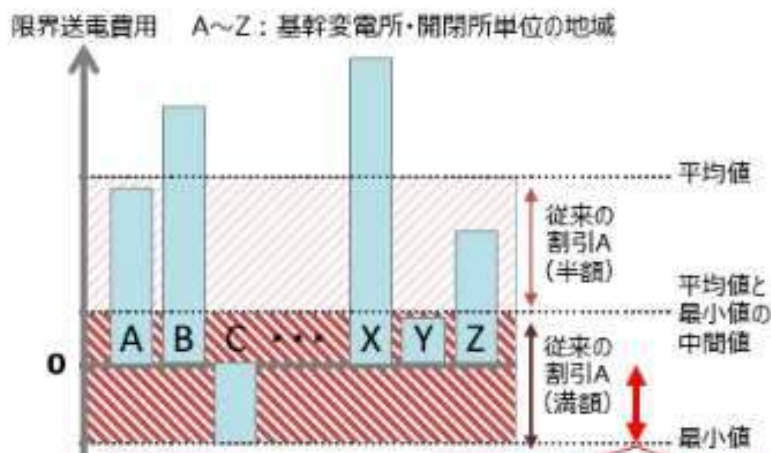
6. 1 発電側課金（続き）

3. 発電側課金の見直し（2）割引制度の拡充②

<割引額の見直し>

- 基幹送電線の利用ルールの抜本見直しに伴い、系統混雑を前提とした系統利用が想定される中、発電側課金が送配電設備の整備費用に与える影響に応じた負担を求め、電源立地の最適化に必要な価格シグナルを出すことが更に重要となる。
- このため、基幹系統・特別高圧系統の双方に悪影響を与えないとみなされる電源は、割引A及び割引Bの適用の結果、kW課金分を0円とすることとした。

割引Aの拡充イメージ



限界送電費用が0以下であるエリアは基幹系統投資に悪影響を与えないとみなされ、kW課金における基幹系統分(供給エリアによるがkW課金分の概ね半額程度)を0円とするイメージ。

割引Bの拡充イメージ



代表的な断面において特別高圧系統に対して逆潮流していないエリアは、特別高圧系統投資へ悪影響を与えないとみなされ、kW課金における特別高圧系統分(供給エリアによるがkW課金分の概ね半額程度)を0円とするイメージ。

6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

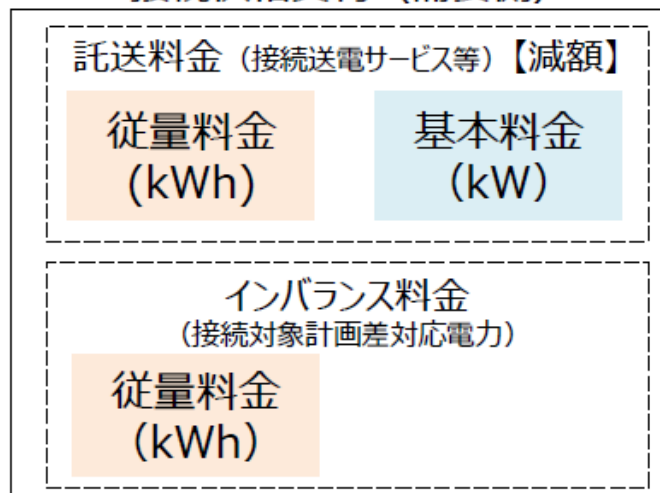
⑤実務上の取扱い（課金・回収）

- 発電側課金については、以下の点を考慮し、発電量調整供給契約の仕組みを活用して課金・回収する。
 - 現状すでに、系統に逆潮する発電設備は、託送供給等約款に基づき、自らあるいは発電BGが一般送配電事業者との間で締結する発電量調整供給契約の枠組みに参加しており、この既存の仕組みを活用することが合理的であること。
 - 「系統連系技術要件」もこの発電量調整供給契約において遵守することが規定されているなど、本契約は発電者が系統に逆潮できるようになる基本的な契約となっていること。
 - 発電側課金の水準は、経済産業大臣の認可にかからしめることが適当であること。

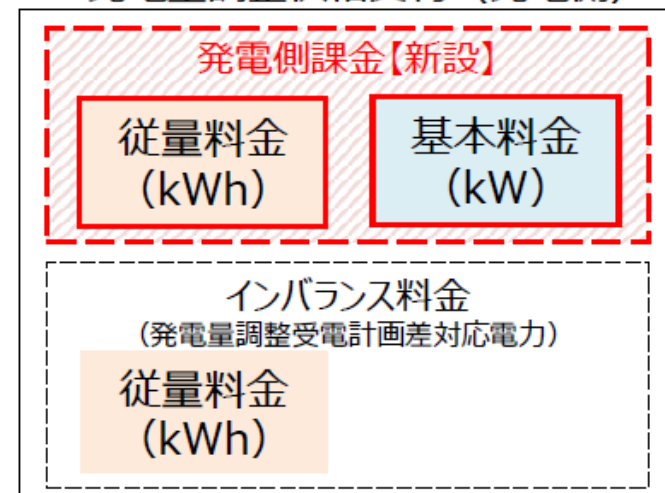
託送原価の回収
(固定費、運営費等)

インバランスの精算

接続供給契約（需要側）



発電量調整供給契約（発電側）



6. 発電側課金（次年度から適用）

6. 1 発電側課金（続き）

第86回制度設計専門会合
資料9-1（2023年6月27日）

（参考）発電側課金の課金単価に関する試算

- 一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算によれば、発電側課金の課金単価（試算値）は、以下の表のとおり。
- なお、本試算値に関しては、以下の点に関して留意が必要。
 - 課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっていること（詳細論点資料を参照）。
 - 実際に発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、~~課金単価に加えて、割引相当額が付加~~されること（制度概要について参考資料を参照）。 本年9月を目処に、割引エリア・割引相当額（案）について、公表することを予定。

課金額試算

全量売電
設備容量： 100kW
月間発電量：
11,000kWh



月間課金額

基本料金
= 100kW X 69.83
= 6,983円

従量料金
= 11,000kWh X 0.22
= 2,420円

合計：9,403円

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
kW課金単価 (円/kW・月) <small>(割引単価・割引相当額付加単価は別途計算される)</small>	99.66	71.18	70.91	69.83	79.91	81.84	71.31	73.76	72.42	60.47	75.13
kWh課金単価 (円/kWh)	0.30	0.24	0.28	0.22	0.27	0.26	0.29	0.22	0.27	0.23	0.26

※上記は現時点での試算値。発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、課金単価を割引額や割引相当額によって補正することとなる。

6. 発電側課金（次年度から適用）

（参考）発電側課金の割引単価等に関する試算

第48回料金制度専門会合（2023年10月）
資料3

- 一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算によれば、発電側課金の割引単価や割引相当額付加単価（いずれも試算値）は、以下の表のとおり。
- なお、本試算値に関しては、以下の点に関して留意が必要。
 - 算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっていること（本年6月に課金単価の試算値を公表した際の諸元と同一のものを使用しており、期中調整の申請額は反映していない。）。
 - 割引エリア（案）に関しては、一般送配電事業者が各社ホームページにおいて公表済み。

(円/kW・月)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
割引単価	割引A-1	57.82	29.98	27.40	39.03	24.99	28.47	34.32	39.82	35.65	14.79
	割引A-2	19.72	12.09	10.16	16.24	8.84	10.21	12.13	12.46	14.66	7.62
	割引A-3	9.86	6.04	5.08	8.12	4.42	5.10	6.07	6.23	7.33	3.81
	割引B-1	41.84	41.20	43.51	30.81	54.92	53.37	36.99	33.94	36.77	45.68
	割引B-2	12.92	16.65	15.80	12.60	19.40	19.36	12.91	8.83	15.13	23.64
割引相当額付加単価		7.69	13.09	6.21	4.48	4.30	5.64	7.40	4.89	5.48	1.95

6. 発電側課金（次年度から適用）

系統連系受電サービス料金（発電側課金）の導入に伴う割引エリアの公表について （東電PGの公開例）

<https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/information/2023/pdf/231017a.pdf>

お知らせ

2023年10月17日
東京電力パワーグリッド株式会社

2024年4月より導入を予定している、系統連系受電サービス料金（以下、「発電側課金」）において、需要地近郊など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じた、発電側課金の負担額を軽減する割引措置を講じることとしております。

先般、国の審議会（第86回制度設計専門会合〔2023年6月27日開催〕）にて示された、「各一般送配電事業者の供給エリアにおける発電側課金の割引対象地域および割引区分（以下、「割引エリア」）※の公表」に向けた準備が完了したため、お知らせいたします。

なお、今回公表いたします、割引エリアにつきましては、託送供給等約款（以下、「約款」）認可前の情報であり、約款認可時と異なる場合がありますのでご了承ください。

実際に適用される各発電者さまの割引エリアにつきましては、約款認可申請後、各発電者さまに対して当社から個別に通知させていただく予定でございますので、通知受領後ご確認いただきますようお願いいたします

6. 発電側課金 (次年度から適用)

004_埼玉



6. 発電側課金（次年度から適用）

割引区分一覧（16/50）

地域(エリア番号)	基幹変電所	配電用変電所	割引区分	
			割引A	割引B
埼玉(114)	南狭山1,4B	脇田	A-1	B-1
埼玉(115)	南狭山1,4B	旭台	A-1	B-1
埼玉(116)	中東京	的場	A-1	B-2
埼玉(117)	南狭山1,4B	狭山	A-1	B-1
埼玉(118)	中東京	柏原	A-1	B-2
埼玉(119)	中東京	上広瀬	A-1	B-2
埼玉(120)	中東京	下加治	A-1	なし
埼玉(121)	中東京	飯能	A-1	B-2
埼玉(122)	新野田12,13,14B	中曽根	なし	B-1
埼玉(123)	北葛飾	大広戸	A-3	B-1
埼玉(124)	京北	草加青柳	A-2	B-2
埼玉(125)	北葛飾	伊原	A-3	B-1
埼玉(126)	西越谷	川西	A-2	B-1
埼玉(127)	京北	清門	A-2	B-1
埼玉(128)	北東京	瑞穂	A-3	B-1
埼玉(129)	北東京	原山	A-3	B-1
埼玉(130)	京北	浦和	A-2	B-1
埼玉(131)	京北	岸町	A-2	B-1
埼玉(132)	北東京	白幡	A-3	B-1
埼玉(133)	北与野	田島	A-2	B-1
埼玉(134)	北与野	秋ヶ瀬	A-2	B-1
埼玉(135)	南川越	宗岡	A-2	B-1
埼玉(136)	南狭山1,4B	志木	A-1	B-1
埼玉(137)	南狭山1,4B	ふじみ野	A-1	B-1
埼玉(138)	南川越	武蔵大井	A-2	B-1
埼玉(139)	南川越	亀久保	A-2	B-1
埼玉(140)	南狭山2,3B	下富	A-1	B-1
埼玉(141)	南狭山1,4B	入曽	A-1	B-1

7. 出力抑制

7.1 出力制御の状況①2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

■ 2023年度の再エネ出力制御見通しは、(様々な理由があるが) **当初予想を上回る数字となっている。**

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2023年度更新) 出力制御率(%)※2 [制御電力量(kWh)]	0.01% [50万 kWh]	0.93% [1.47億 kWh]	0.26% [0.41億 kWh]	0.55% [1,062万 kWh]	0.20% [0.18億 kWh]	3.8% [3.50億 kWh]	3.1% [1.63億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.14% [74.3万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※3	0.66% [1.04億 kWh]	0.20% [0.32億 kWh]	0.47% [894万 kWh]	0.13% [0.12億 kWh]	2.9% [2.63億 kWh]	2.6% [1.34億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.11% [64.1万 kWh]
連系統利用率※4	50%	北本50%/ 東北東京 80%	-20%	10%	-20%	10%	20%	100%	-
最低需要※5 (2021年度) [万kW]	292	724	1,031	217	1,143	495	229	688	73.8
変動再エネ導入量 (2021年度) [万kW]	272	914	1,066	131	672	652	340	1,154	39.1
変動再エネ導入量/最低 需要(2021年度) [%]	93%	126%	103%	60%	59%	132%	148%	168%	53%
(参考) 出力制御率見 通し(2023年度当初想 定)※6 出力制御率(%)	0.01%	0.56%	0.01%	0.02%	-	0.67%	0.48%	4.8%	0.12%

※1 2023年4~6月(北海道は4月、5月)の実績を反映。本表に掲載のない東京エリアについては、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ(太陽光・風力)の数値。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 「-」で示している部分は、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系統利用率の値を採用。-はエリア外からの受電。

※5 4月から5月9日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。

※6 出所：第43回 系統WG (2022年11月30日)

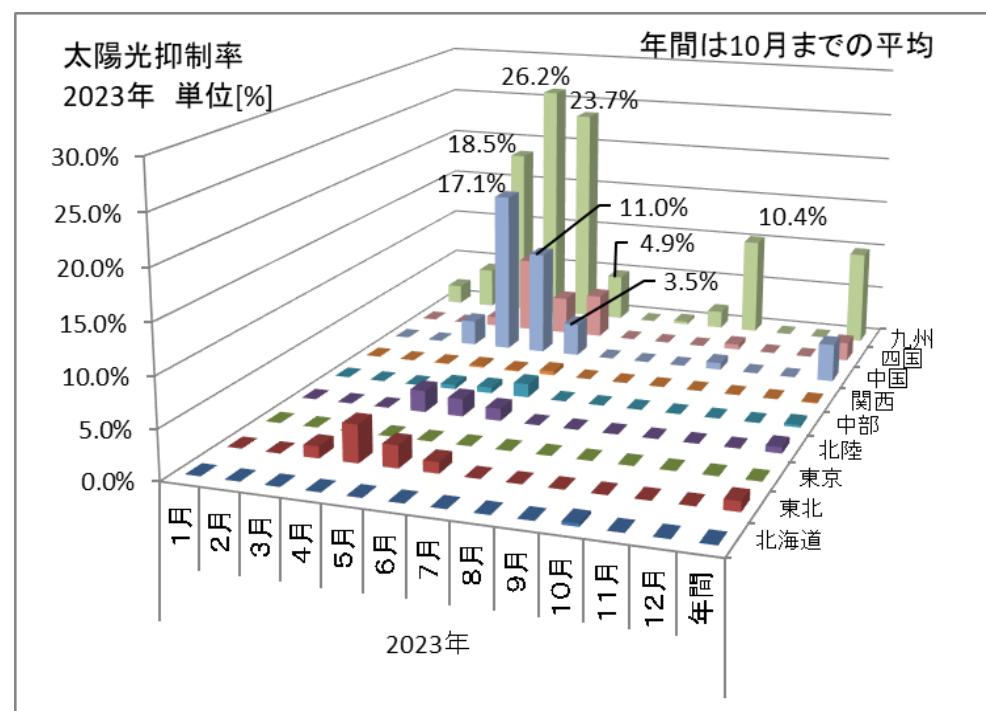
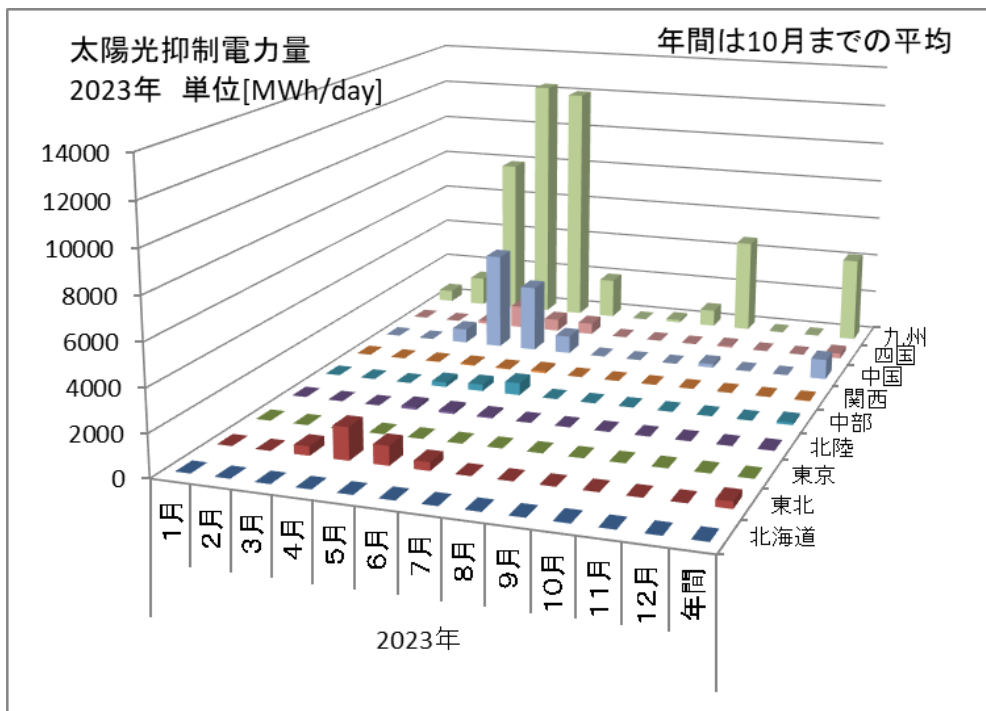
2023年8月3日 経産省 第47回 系統WG 資料1より

出典：各エリア一般送配電事業者

7. 出力抑制

参考：出力抑制の現状(全国)

- 昨年秋から、急激に出力制御が増えた。大きな要因は、太陽光発電の導入拡大、特に、低負荷時期での電力需要の低迷、また従来想定していなかった、需要吸収エリアへ地域間連系線の送電制約などが顕在化
- 東京電力以外、全エリアで出力抑制が発生、特に、九州エリアは、4月には26%以上の制御となった。



単位 MWh/day、% (一日あたりの抑制電力量に正規化している)
 抑制率 = 抑制電力量 / (発電電力量 + 抑制電力量)

- ・10月は北海道、関西、中国、四国、九州にて出力抑制が行われた。
- ・11月の状況はまだ公表されていないが、九州地区では、15回の出力制御が実施されている。

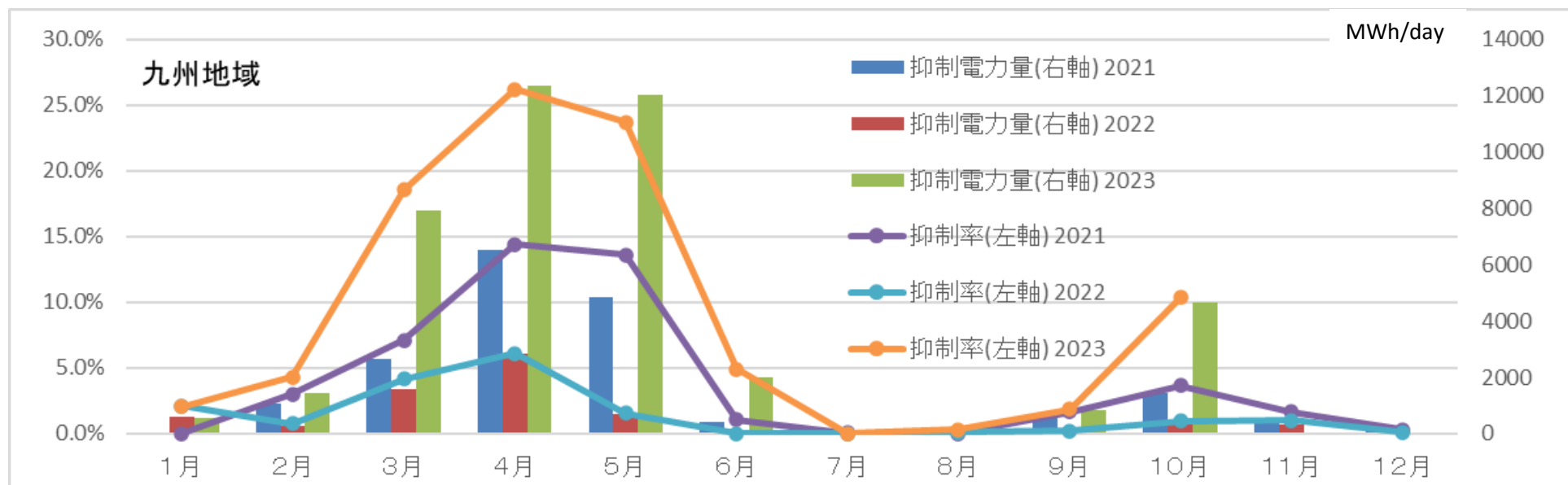
7. 出力抑制

参考：出力抑制の現状(九州地域での2021年度からの傾向)

単位 MWh/day、% (一日あたりの抑制電力量に正規化している)

九州地域	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
2021年抑制電力量	6	1051	2652	6509	4832	426	27	0	607	1446	466	79	1509
2021年抑制率(%)	0.0	3.0	7.1	14.4	13.6	1.1	0.1	0.0	1.7	3.7	1.7	0.3	4.3
2022年抑制電力量	589	259	1571	2851	700	2	0	44	84	391	308	32	569
2022年抑制率(%)	2.1	0.7	4.1	6.1	1.6	0.0	0.0	0.1	0.2	1.0	1.0	0.1	1.5
2023年抑制電力量	574	1450	7934	12358	12046	1994	0	136	833	4673	-	-	4200
2023年抑制率(%)	2.0	4.3	18.5	26.2	23.7	4.9	0.0	0.3	1.9	10.4	-	-	10.0

注:抑制率%=抑制電力量/(発電電力量+抑制電力量) 2023年の年間は、1~10月の平均を示す



7. 出力抑制

7. 2 出力制御の状況②再エネ出力制御低減対策の効果

■ 太陽光・風力が2023年度供給計画2032年度導入量の1.4倍程度まで導入された時を想定し、各種の対策が講じられた場合の算定結果が示されたが、事業者としてはかなり厳しい結果となっている。

- 仮に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試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・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：火力等発電設備の最低出力を30%としたと仮定
- ・系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、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、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW)

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	—	—	—	—	—	—	19 (▲11)	—
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	—	—	—	—	—	—	12 (▲18)	—

出所：各エリア一般送配電事業者

※1 太陽光と風力について、足下が2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したものの、

導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の備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直し」(2022年度実績ベース) ※3 連系線活用率100%の場合(北陸は50%、中三社は30%)

※4 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

7. 3 出力抑制の低減に向けた取組・施策について（JPEA要望）

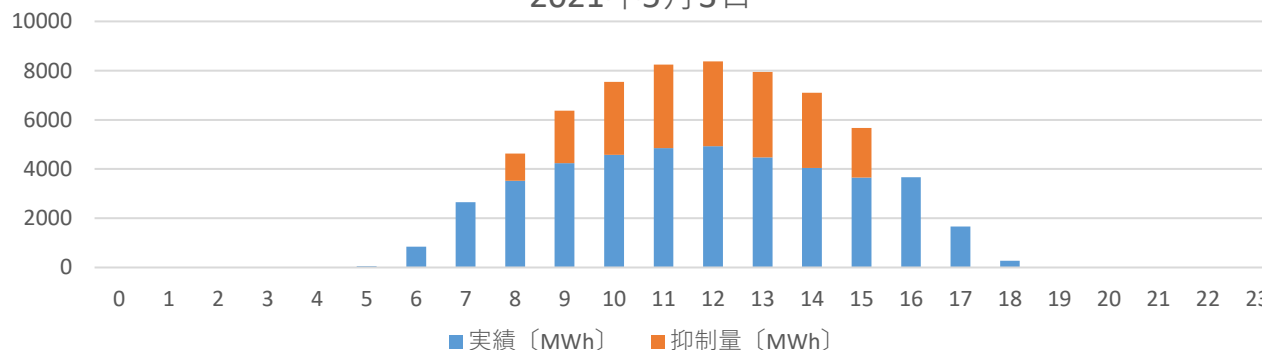
- 出力抑制の低減に向けた抜本的な解決策として、従来からの取組・施策に加えて、下記のような思い切った対策を検討・実施すべきではないか。
 - ① **系統増強**：マスタープランで示された、西日本地域の連系線・地内系統、並びにFC変換所の増強工事の早期実施に向けた費用便益評価と詳細設計の前倒し。
 - ② **電力市場改革**：価格シグナルに応じた**供給側及び需要側の行動変容を適切に促す**ことを目的に、欧米では従来から実施されている**卸電力市場におけるマイナス価格導入の早期実現**に向けた検討。
 - ③ **小売料金メニュー**：**需要側の行動変容を促す小売料金メニュー**設定の推進。上記②との相乗効果により、**家庭・業務・産業部門の熱供給設備や下水の汚泥処理等、従来埋もれていたDRリソースの掘り起しに繋がる**のではないかと期待されている。
 - ④ **出力抑制ルール**：太陽光発電では既に制度化されている、オンライン代理制御を長期固定電源にも対象を広げ、**電源間の公平性**を確保するための検討。
 - ⑤ **託送料金制度**：卸電力スポット価格が0.01円/kWh等に低下した場合は、需要側の託送料金を割引く等により、**需要の喚起と需要設備**の立地誘導を図る。
 - ⑥ **電化の推進**：余剰電力の活用が可能なヒートポンプ給湯器やEV等の導入促進。
 - ⑦ **再エネの調整力活用**：下げ調整力の不足に対応するために、火力電源を起動させておくといったような従来の系統運用から、オンラインにより追加抑制が可能な**再エネの下げ調整力を活用**することで、再エネの出力抑制量を減らせないか。また、**出力抑制中の再エネであれば、上げ調整力を提供することも可能**であり、このような調整力を活用すれば電力コストを低減できるのではないかと期待されている。

7. 出力抑制

- 九州エリアの昼間の余剰が発生する時間帯は出力抑制が行われる
- この時間帯には、エリアのスポット価格は0.01円/kWhに張り付き

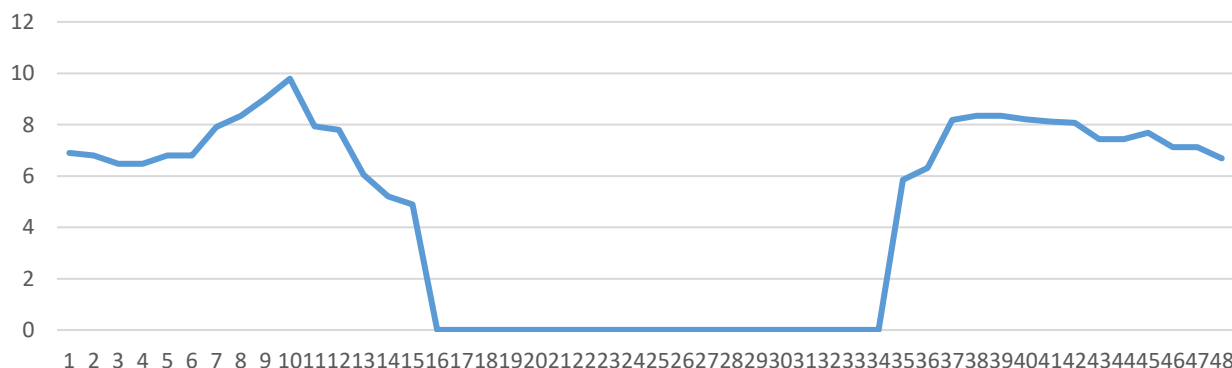
九州エリア 太陽光発電量 & 抑制量

2021年5月3日



九州エリアスポット価格

2021年5月3日



需要側対策

- DR
- HP
- タイムシフト
- 省エネ
- ダイナミックプライス

供給側対策

- 蓄電池
- V2G
- 揚水発電
- 火力見直し
- 調整力拡大

系統運用

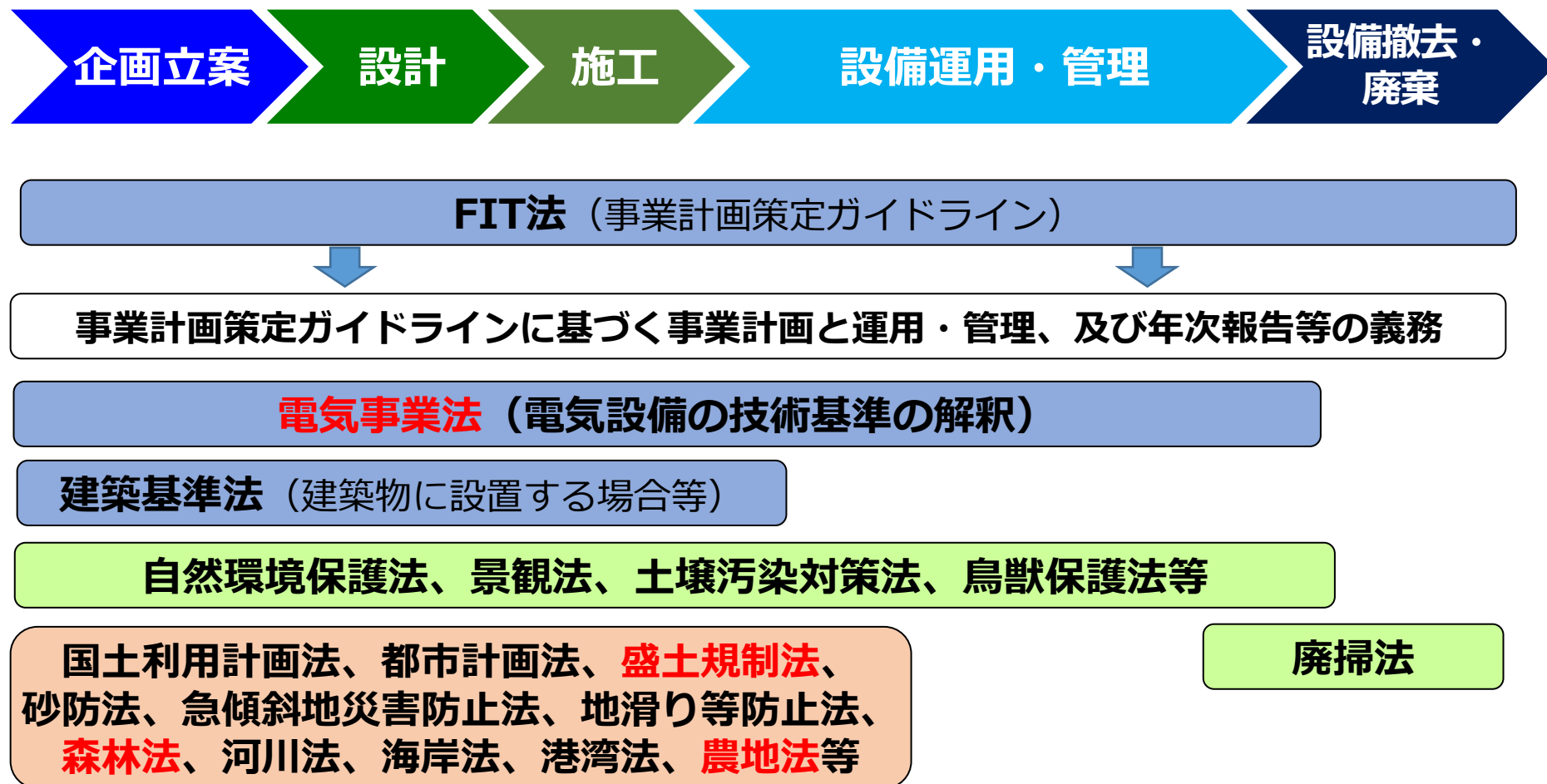
- 配電システムのDX化で配電系の制約軽減
- 需給柔軟化
- 予測向上
- 時間前活用

市場メカニズム活用

- ネガティブ価格導入

8. 導入における法令等遵守（参考）

- 太陽光発電事業者は企画立案から設備の撤去・廃棄までのライフサイクルにおいて、関係する全ての法令・条例を遵守することが発電事業者の責務。



参考資料・リンク

1. 事業計画策定ガイドライン（太陽光発電）（2023年版）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_solar.pdf
2. 太陽光発電システム保守点検ガイドライン〔JEMA・JPEA 技術資料〕（第2版）
<https://www.jpea.gr.jp/wp-content/themes/jpea/pdf/t191227.pdf>
3. 地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン及び構造設計例について（2019年版）
<https://www.jpea.gr.jp/document/handout/guideline2019/>
4. 傾斜地設置型、営農型及び水上設置型の太陽光発電システムの設計・施工ガイドラインについて（2023年版）
<https://www.jpea.gr.jp/document/handout/guideline2023/>
5. 太陽光発電事業の評価ガイド
<https://www.jpea.gr.jp/guide/>
6. 太陽光発電設備のチェックリスト
<https://www.jpea.gr.jp/news/10006/>
7. 太陽光発電システムの不具合事例とその対処例
<http://www.jpea.gr.jp/pdf/200331ExCo.pdf>

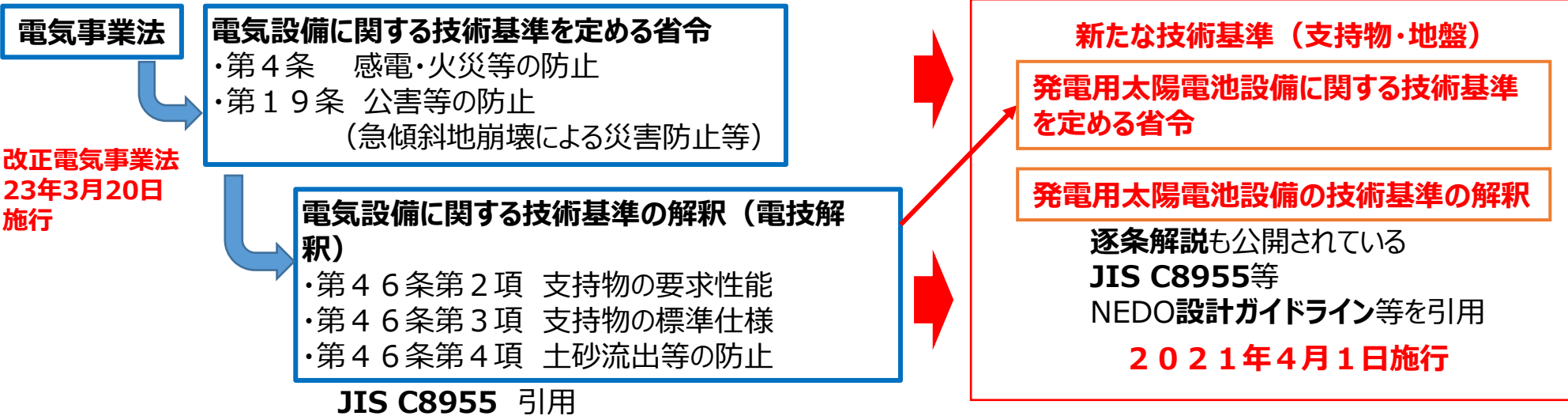
8. 1 電気事業法（太技省令）

【全ての太陽光発電所が守るべき技術基準】

発電所の規模により、使用前検査の要否、主任技術者選任要否、法定点検実施要否等に差はあるものの、

低圧連系の発電所も含め、全ての設備は電気事業法の管轄下であり、省令に定める技術基準への適合義務がある。

太陽電池設備の技術基準は2021年4月に新基準が追加的に施行されているので注意が必要。
 （なお、低圧設備も2021年4月より、事故発生時の報告が義務となっている）



JIS C8955 太陽電池アレイ用支持物の設計用荷重算出法
 NEDO 地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン
 （主に架台・基礎に関する設計ガイドライン）

なお、新省令（新基準）の、設計荷重についての考え方は現行基準から大きな変更はない。

【支持物に求められる強度】

新技術基準・第4条に、支持構造は想定される各種荷重に対し安定であることが求められている。
また、新解釈の第2条に、ここで言う荷重とは**JIS C8955(2017)**に規定するとされている。

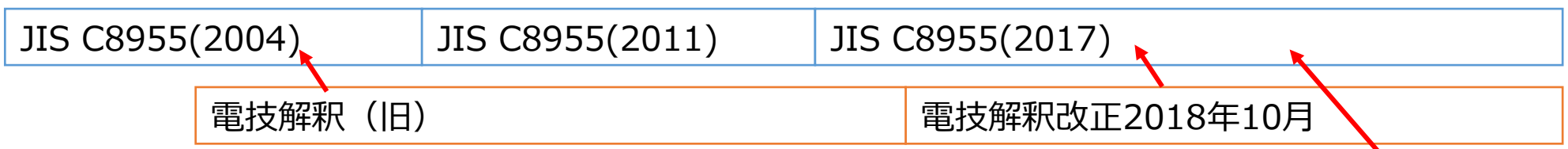
JIS C 8955:2017「太陽電池アレイ用支持物の設計用荷重算定方法」

(ただし、**公共工事標準仕様書**などで指定があった場合にはそれに従う。)

2017年版では2004年版より設計条件が厳しくなった。

- ①固定荷重 (G) : モジュールの質量と支持物（架台）などの質量荷重の総和。
- ②風圧荷重 (W) : モジュール等に加わる風圧力。地域ごとに**最大風速**が定められている。
- ③積雪荷重 (S) : モジュール面の垂直積雪荷重。地域ごとに**最大積雪量**が定められている。
- ④地震荷重 (K) : モジュールと支持物などに加わる水平地震力。

電技解釈は**2018年10月に改正され、2017年版JISを参照**。改正前は2004年版を参照。



発電用太陽電池設備の電技解釈2021年4月

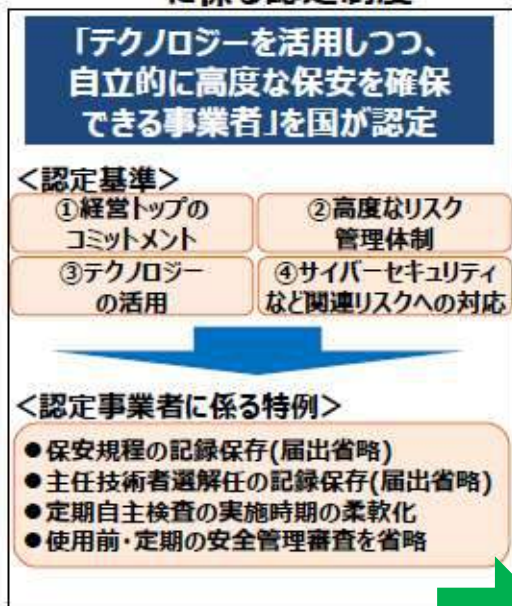
8. 1 電気事業法改正 (2023年3月20日施行)

電気事業法の改正 (令和4年6月15日成立)

・電力安全小委員会・電気保安制度WG (2022年6月29日) 資料より

- 第208回通常国会において、令和4年6月15日、「高圧ガス保安法等の一部を改正する法律」(令和4年法律第74号。高圧ガス保安法、ガス事業法、電気事業法、情報処理の促進に関する法律の一括改正法案)が成立。
- 本改正により、電気事業法において、①認定高度保安実施設置者に係る認定制度、②小規模事業用電気工作物に係る届出制度等、③登録適合性確認機関による事前確認制度、の3制度が導入。

(1) 認定高度保安実施設置者に係る認定制度

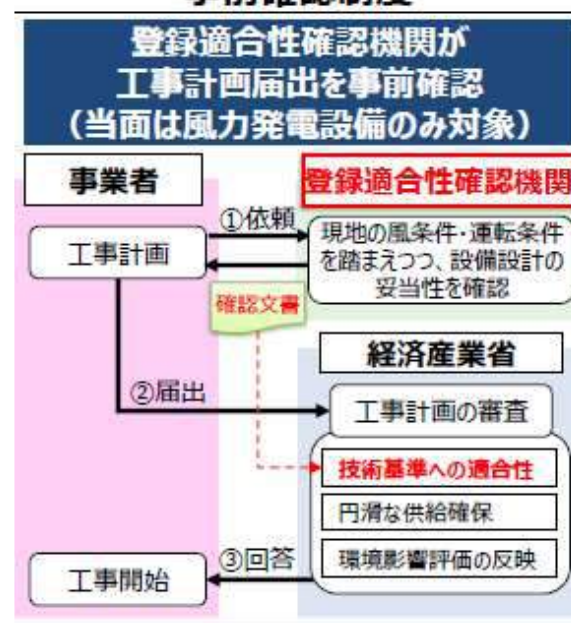


2023年3月20日
施行

(2) 小規模事業用電気工作物に係る届出制度等



(3) 登録適合性確認機関による事前確認制度



8. 1 電気事業法改正 (2023年3月20日施行)

太陽電池発電設備に係る小規模事業用電気工作物の範囲

- 太陽電池発電設備については、10kW以上50kW未満を小規模事業用電気工作物と位置づけ、技術基準適合維持義務や基礎情報の届出等の義務を課すこととしている。
- 10kW未満の太陽電池発電設備については、一般住宅の屋根上の設備であることが想定される。こうした設備を所有する一般住宅の居住者等に各義務を課すことは過度な負担に繋がることに加え、(一社)住宅生産団体連合会の「住宅用太陽光発電システム チェックリスト」等によって一定の安全性が担保されていると考えられることから、小規模事業用電気工作物の対象から除外する。

<太陽電池発電設備の保安規制>

出力等条件	保安規制			
	<事前規制> 安全な設備の設置を担保する措置		<事後規制> 不適切事案等への対応措置	
2,000kW以上	技術基準維持義務	電気主任技術者の届出 保安規程の届出	工事計画の届出 使用前自主検査	立入検査
50kW以上 2,000kW未満			使用前自己確認 【範囲拡大】	
小規模事業用 電気工作物【新設】 10kW以上 50kW未満	技術基準の適合 維持義務	基礎情報 届出 【新設】	使用前自己確認 【範囲拡大】	立入検査
10kW未満 小出力 発電設備 ※居住の用に供するものに 限る	①	②	③	

小規模事業用電気工作物 (10kW以上～50kW未満)

- ① **技術基準適合維持義務**
高圧以上の設備と同様に適合及びその維持義務が明確化
- ② **基礎情報届出義務**
主任技術者選任・保安規程届出の代わりに保安体制が確認できる情報の届出を義務化
- ③ **使用前自己確認と結果届出義務**
確認内容は低圧用に見直し、支持物・構造の確認が追加
なお、50kW以上～500kW未満設備も
今回500kW以上と同様の確認と届出が義務化
(使用前自己確認が受理されないと運転できない)
- ④ **事故報告義務化 (21年4月より義務化された)**

8. 1 電気事業法改正 (2023年3月20日施行)

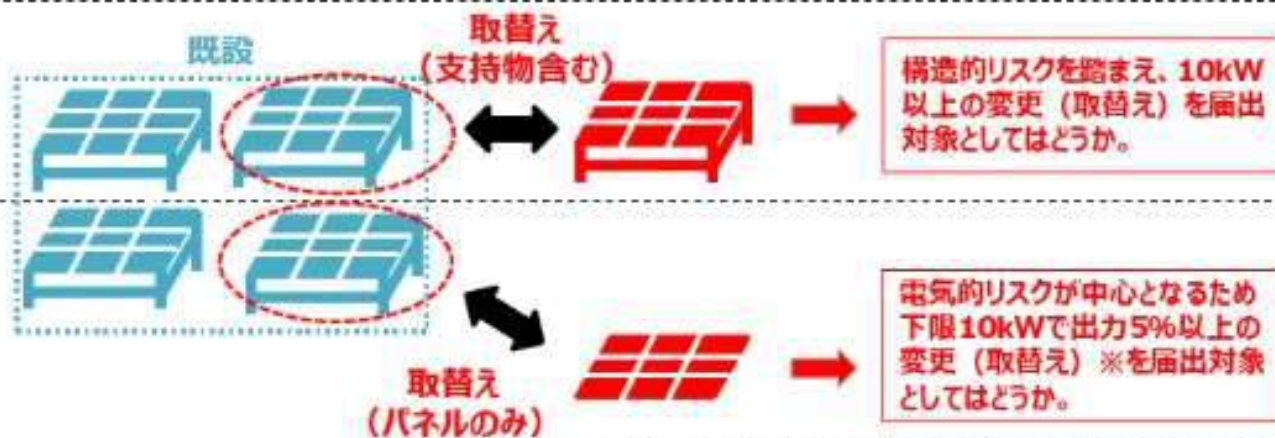
使用前自己確認制度における既設の設備と変更の工事の取扱い

- 既設の設備については、原則として既に技術基準に基づき施工し、使用を開始している他、必要書類を改めて整理することの負担もあることから、使用前自己確認を求めないこととする。
- ただし、新設・既設を問わず、設備に一定の変更の工事を行った場合（特に、パネルの増設等による構造面での変更）には、実態上、新設に近い側面があるものとして、新設設備についての使用前自己確認の対象とも整合性をとりつつ、使用前自己確認を求めることとしてはどうか。

太陽電池／風力機関の増設は、**構造的リスクが設備の新設と同程度であるため、新設の対象範囲と統一すべきではないか。**



太陽電池／風力機関の取替えは、**支持物の工事を含む場合は構造的リスクが設備の新設と同程度であるが、支持物の工事を含まない場合は構造的リスクが小さいため、手続き負担も考慮して、支持物の工事の有無により差異を設けてはどうか。**



※全体1,000kWの太陽電池発電設備：50kW以上の取替え
※全体50kWの太陽電池発電設備：10kW以上の取替え

8. 1 電気事業法改正 (2023年3月20日施行)

(参考) 使用前自己確認制度における変更の工事の取扱い (承前)

- 前頁の基本的な考え方を踏まえ、現行の変更届出の要件に加え、以下の変更が生じた場合には、届出を求めることとしてはどうか。
 - 構造的リスクを伴う場合には、新設と同様の出力下限の変更があった場合
 - 電氣的リスクに限定される場合には、全体の出力に5%以上の変更があった場合

<使用前自己確認制度の対象となる電気工作物の変更の工事 (イメージ) > ※赤字が変更点

変更の工事の種類	太陽電池		風力	
	旧	新	旧	新
発電設備の設置	500kW以上2,000kW未満	10kW以上2,000kW未満 (かつ) 5%以上の出力の変更	20kW以上500kW未満	500kW未満 (下限なし) (かつ) 5%以上の出力の変更
太陽電池/風力機 関の設置 (増設)	500kW以上2,000kW未満	10kW以上2,000kW未満	20kW以上500kW未満	500kW未満 (下限なし)
太陽電池/風力機 関の取替え	500kW以上2,000kW未満	【支持物の工事を含む場合】 10kW以上2,000kW未満 【支持物の工事を含まない場合】 10kW以上2,000kW未満 (かつ) 5%以上の出力の変更	20kW以上500kW未満	500kW未満 (下限なし)
太陽電池/ 風力機関の改造	500kW以上2,000kW未満	10kW以上2,000kW未満	20kW以上500kW未満	500kW未満 (下限なし)
	20%以上の電圧の変更	〃	回転速度の変更 又は5%以上の出力の変更	〃
	支持物の強度の変更	〃	風車・支持物の強度の変更 調速装置・非常調速装置の 種類の変更	〃
太陽電池/ 風力機関の修理	500kW以上2,000kW未満	10kW以上2,000kW未満	20kW以上500kW未満	500kW未満 (下限なし)
	支持物の強度に影響	〃	風車・支持物の強度に影響 調速装置・非常調速装置 の取替え	〃

電気事業法改正に関する資料（参考資料）

改正概要
(講習会案内) <https://shoushutsuryoku-saiene-hoan.go.jp/>

- ・再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/index.html

- ・電力安全小委員会・電気保安制度WG資料

https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/hoan_seido/index.html

- ・再エネ特捜法改正関連情報

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

- ・電気設備に関する技術基準を定める省令（電技）

<https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=409M50000400052>

- ・電気設備に関する技術基準を定める省令の解説（電技の解説）

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/dengikaisetsu.pdf

- ・電気設備の技術基準の解釈（電技解釈）

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/law/files/dengikaishaku.pdf

- ・電気設備の技術基準の解釈の解説（電技解釈の解説）

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/dengikaishakukaisetsu.pdf

- ・発電用太陽電池設備に関する技術基準を定める省令（太技）

<https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=503M60000400029>

- ・発電用太陽電池設備の技術基準の解釈（太技解釈）

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2021/04/20210401-05.pdf

- ・発電用太陽電池設備に関する技術基準を定める省令及びその解釈に関する逐条解説（太技解釈の逐条解説）

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2021/04/20210401-06.pdf

- ・JIS C 8955:2017 太陽電池アレイ用支持物の設計用荷重算出方法

<https://www.jisc.go.jp/app/jis/general/GnrJISSearch.html>←JIS検索サイト

8. 2 特定盛土等規制法

宅地造成及び特定盛土等規制法の目的 ←宅造法改正

盛土等に伴う災害から人命を守ることを主たる目的とし、人が居住し、又は活動を日常的に行う蓋然性の高い人家や施設などの存する土地や、人が日常的に往来する蓋然性の高い道路等の公共施設などを保全対象として想定

<改正前の規制対象>
宅地（太陽光発電事業用地）を造成するための盛土・切土

<改正前の規制区域>
宅地造成工事規制区域

<新制度による規制対象>
用途・種類を問わず土地を造成するための盛土・切土・土捨て行為や一時的な堆積

<新制度による規制対象>
宅地造成等工事規制区域
市街地や集落、その周辺など人家が存在するエリア(森林や農地を含む)
特定盛土等規制区域
市街地や集落等から離れているものの、地形等の条件から人家等に危害を及ぼしうるエリア



参考資料・リンク

法の施行に向けた準備(2022年12月26日時点)

- 別紙1:基礎調査実施要領(規制区域指定編)の解説(案)
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580644.pdf>
- 別紙2:盛土等防災マニュアル(案)
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580645.pdf>
- 別紙3:盛土等防災マニュアル(案)参考資料
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580647.pdf>
- 別紙4:盛土等防災マニュアル(案)新旧対照表
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580648.pdf>
- 別紙5:盛土等の安全対策推進ガイドライン(案)
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580650.pdf>
- 別紙6:盛土等の安全対策推進ガイドライン(案)参考資料
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580653.pdf>
- 別紙7:盛土等の安全対策推進ガイドライン(案)、大規模盛土造成地の滑動崩落対策推進ガイドライン 対照表
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580656.pdf>
- 別紙8:不法・危険盛土等への対処方策ガイドライン(中間案)
<https://www.mlit.go.jp/toshi/content/001580657.pdf>

林地開発許可

令和5年4月1日から施行された施行令及び施行規則等の主な改正内容

改正前の内容

- 地域森林計画対象民有林（保安林を除く）において、**1haを超える土地の形質変更**を行う場合、都道府県知事の許可が必要。
- 許可を受けようとする者は、申請書に位置図、区域図、計画書等を添付して申請。



改正後の内容

- **太陽光発電設備の設置を目的とした土地の形質変更**を行う場合、**0.5haを超えるものについて許可の対象**として追加。
- 許可を受けようとする者に対し、**防災措置を行うために必要な資力・信用、能力を有することを証する書類を添付**することを義務付け。

令和元年度の林地開発許可制度の見直し

改正前の内容

- 開発行為が原則として現地形に沿って行われること及び開発行為による土砂の移動量が必要最小限度であることが明らかであること。
- 排水施設の計画に係る雨水流出量の算出に用いる流出係数については、地表状態及び浸透能に応じ0.3~1.0とすること。
- 工場、事業場の設置を目的とする場合、残置森林及び造成森林を合わせた森林率はおおむね25%以上とし、原則として周辺部に配置すること。

運用細則の主な内容

- 施設の設置区域の**平均傾斜度が30度以上の自然斜面である場合に、擁壁又は排水施設等の防災施設を確実に設置**すること。
- 地表が太陽光パネル等の不浸透性の材料で覆われる箇所については、排水施設の計画に係る雨水流出量の算出に用いる**流出係数は0.9~1.0**とすること。
- 表面流を分散させるための**柵工、筋工等の措置**や、地表保護のための**伏工による植生の導入等の措置**を適切に講じること。
- 残置森林及び造成森林を合わせた**森林率はおおむね25%（うち、残置森林率はおおむね15%）以上とし、原則として周辺部に配置するとともに、尾根部については原則として残置森林を配置**すること。
- **住民説明会の実施等の取組等を配慮事項**とすること。

林地開発手続きの変更・参考資料リンク

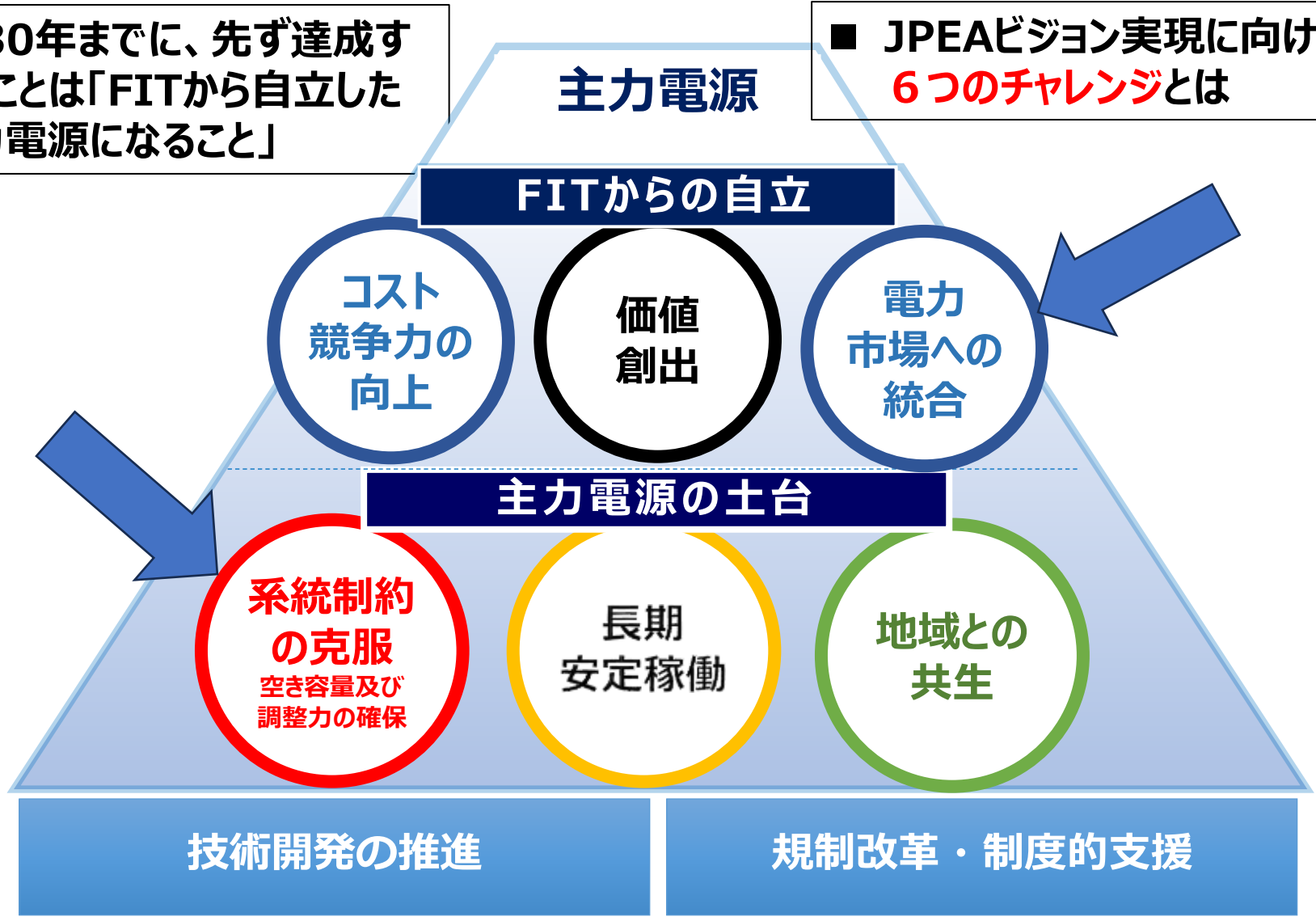
https://www.rinya.maff.go.jp/j/tisan/tisan/con_4_2.html

9. これからの脱炭素社会への期待

太陽光発電が日本の主力電源となるためのチャレンジ・課題

■ 2030年までに、先ず達成すべきことは「FITから自立した主力電源になること」

■ JPEAビジョン実現に向けた6つのチャレンジとは



9. これからの脱炭素社会への期待

FITからの自立と「電力市場への統合」で直面する課題とチャレンジ

	FIT制度下のビジネス	FITから自立後のビジネス	課題と対応策の例
kWh価値 (エネルギー価値)	◎ 固定買取価格	△ 市場価格を前提とした事業	変動価格、昼間価格低下への対応： ・需給一体型モデル（自家消費） ・PPAモデル（RE100企業等へ供給）
インバランス・リスク	無し FIT特例制度	リスク発生 (計画値(30分)同時同量ルール下発生するリスク) (前日・時間前市場)	リスク最小化の対策 ・発電量予測精度の向上 ・スポット市場活用(時間前) ・VPP等の活用・他電源との組み合わせ ・アグリゲーターの育成
NWコスト 発電側課金	実質負担無し	負担有り (kW課金+kWh課金、10kW未満は当面免除)	・割引エリアでの新規開発(立地誘導) ・自家消費型 ・高積載化
ΔkW価値 (調整力)	無し	困難だが将来は可能性有り (需給調整市場等)	出力抑制中は「上げ・下げ」調整力の提供が可能？
kW価値 (供給力)	無し	可能性有り (容量市場等)	調整係数が適用されるが制度上は可能。蓄電池等と組み合わせることで供給力の価値を高められる可能性有り
環境価値	無し	有り (非化石価値取引市場等)	非化石価値取引市場の活用や、RE100企業等への供給

- 太陽光発電は、だれもが取り組める、環境未来社会を作るツール
- 再エネ分散電源を地域と共生して環境負荷の少ないエネルギー社会に変革していくのは、市民や国民の力
- 卒FITの活用は、電力市場との統合のなかで、新たな環境価値を見出していく可能性がある
- 太陽光発電に一貫して流れているのは、長期安定電源として社会を変え、気候変動を軽減するエネルギーインフラをささえる重要な役割を担っていること

ご清聴ありがとうございました。

