

国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2024年10月
資源エネルギー庁

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状

(1) 直近のデータ

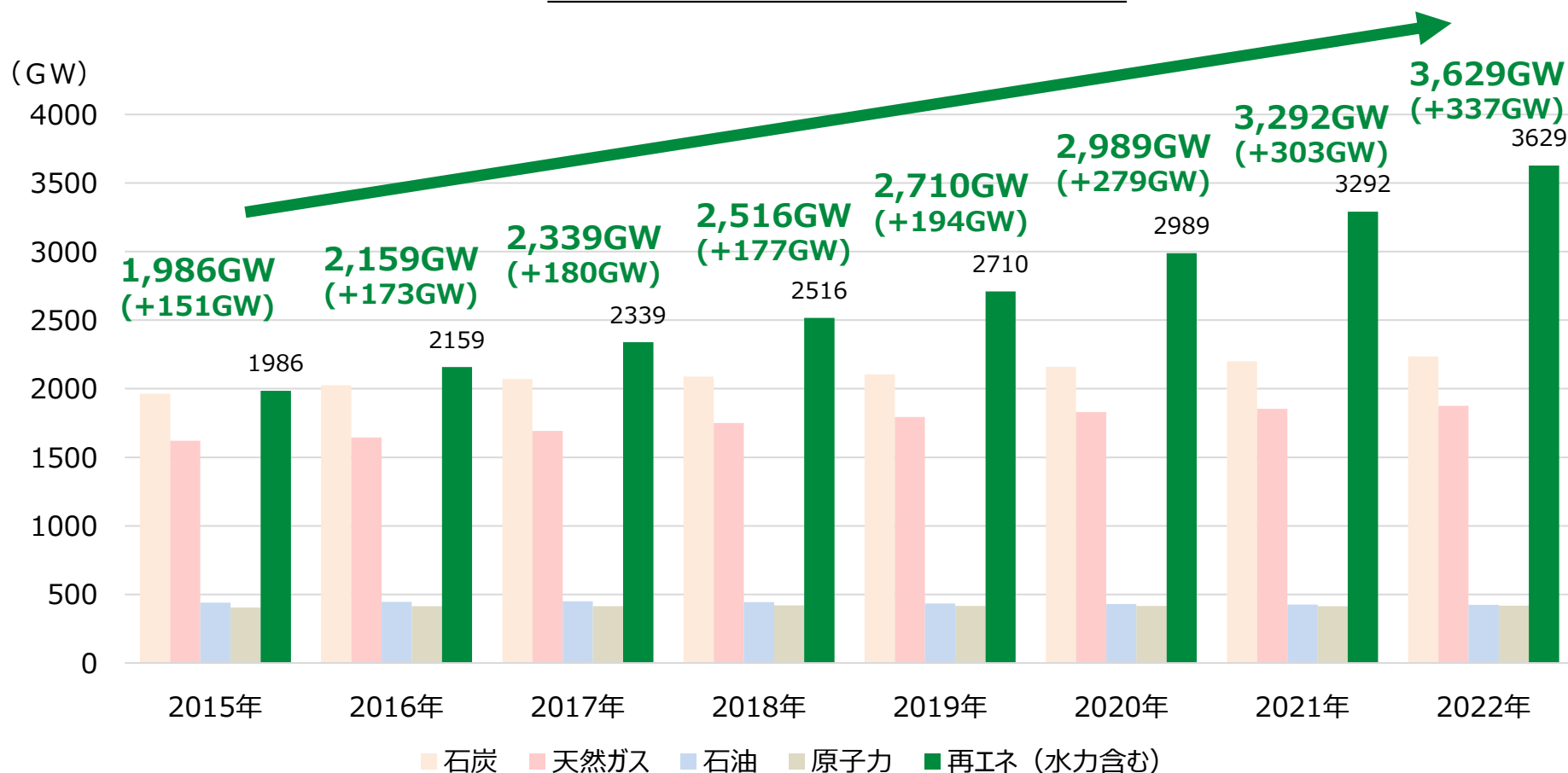
(2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況

- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約2,000GW程度まで増加し、最も容量の大きい電源となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、年々その導入ペースは増加している。2022年には、約3,600GW程度に達している。

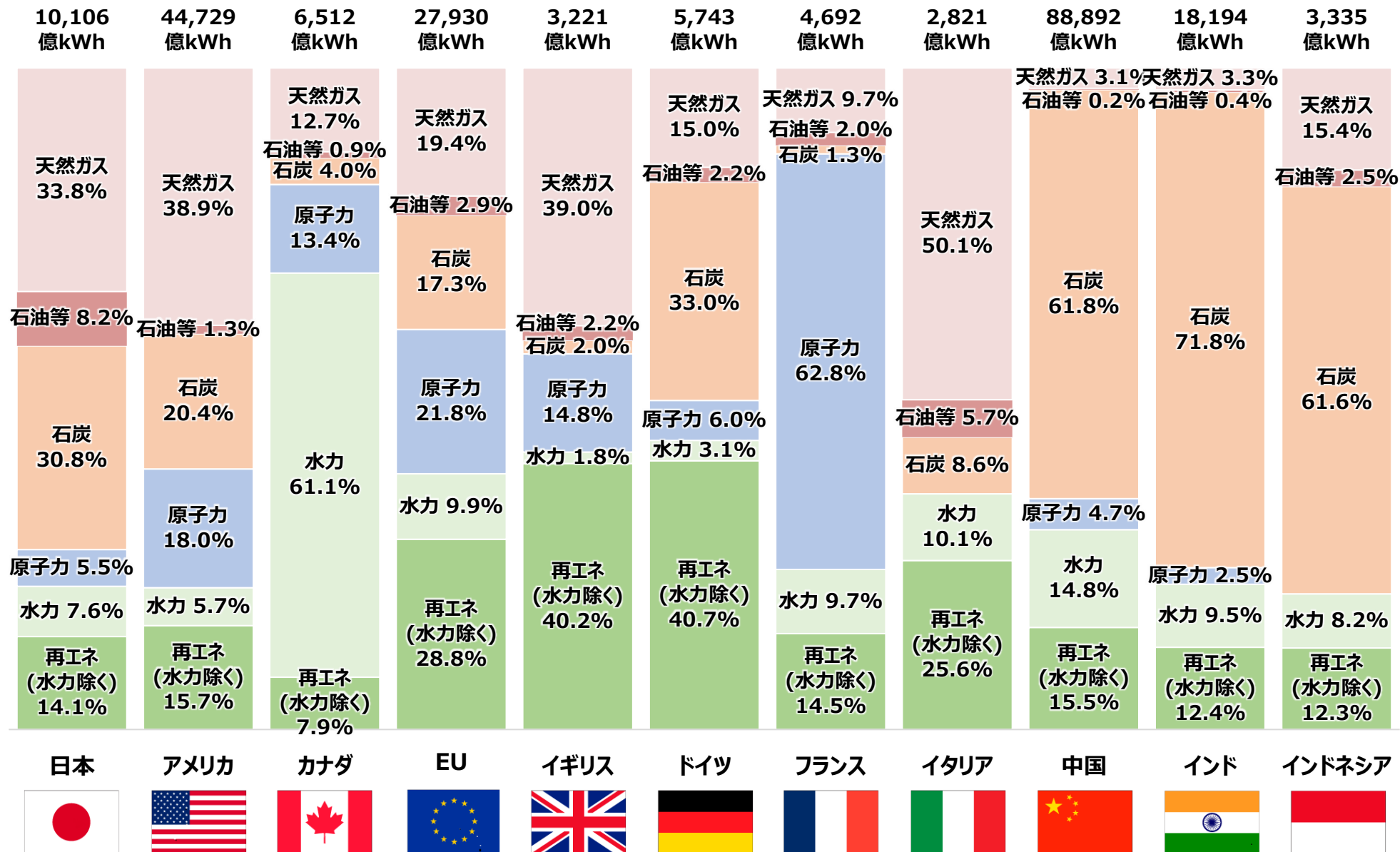
世界全体の発電設備容量（ストック）



(参考) 各国の電源構成の比較

4

第55回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（2024年5月15日）事務局資料より抜粋



出典：IEA World Energy Balances（各国2022年の発電量）、総合エネルギー統計（2022年度確報）をもとに資源エネルギー庁作成

②日本の動向：再生可能エネルギーの導入推移と2030年の導入目標

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2022年度9.2%に増加。再エネ全体では、**2011年度10.4%から2022年度21.7%に拡大**。
- 2030年度のエネルギーミックスにおいては、**再エネ比率を36-38%**としており、この実現に向けて、更なる再エネの導入拡大を図る必要がある。

＜再エネ導入推移＞

	2011年度	2022年度	2030年ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh	10.4% (1,131億kWh)	21.7% (2,189億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.2%	14-16%程度
	48億kWh	926億kWh	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%	5%程度
	47億kWh	93億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.6%	11%程度
	849億kWh	768億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	30億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	3.7%	5%程度
	159億kWh	372億kWh	470億kWh

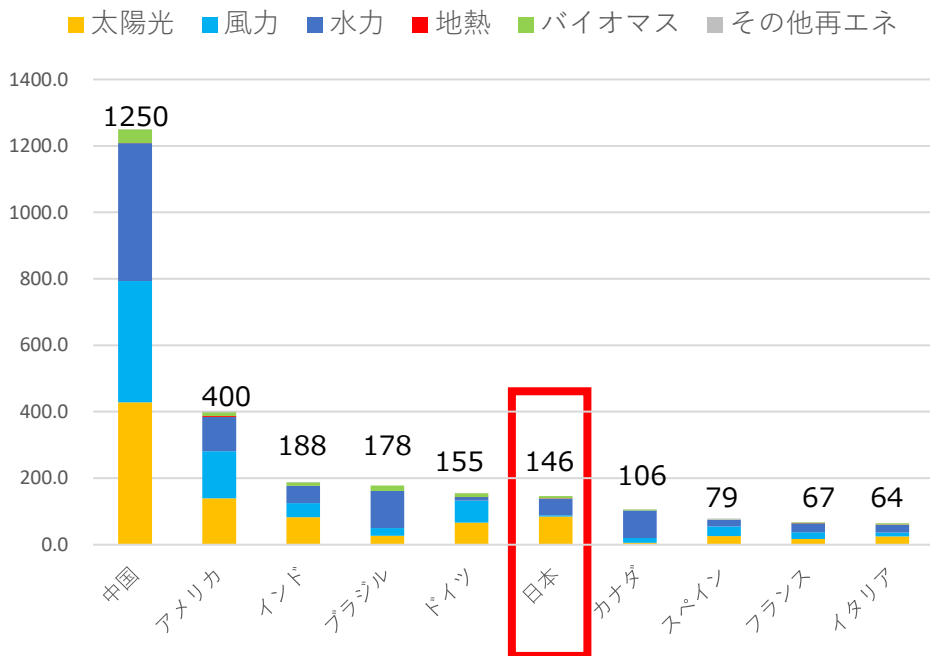
※2022年度数値は令和4年度（2022年度）エネルギー需給実績(確報)より引用

(参考) 再生可能エネルギー・太陽光の導入状況の国際比較

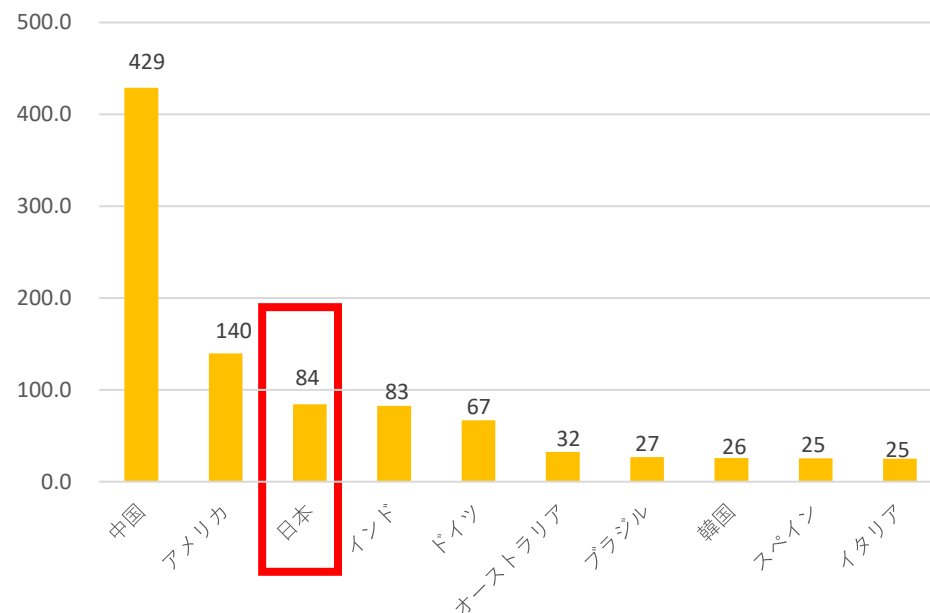
6

■ 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入容量は世界第6位、このうち太陽光発電容量は世界第3位。

各国の再エネ導入容量（2022年実績）

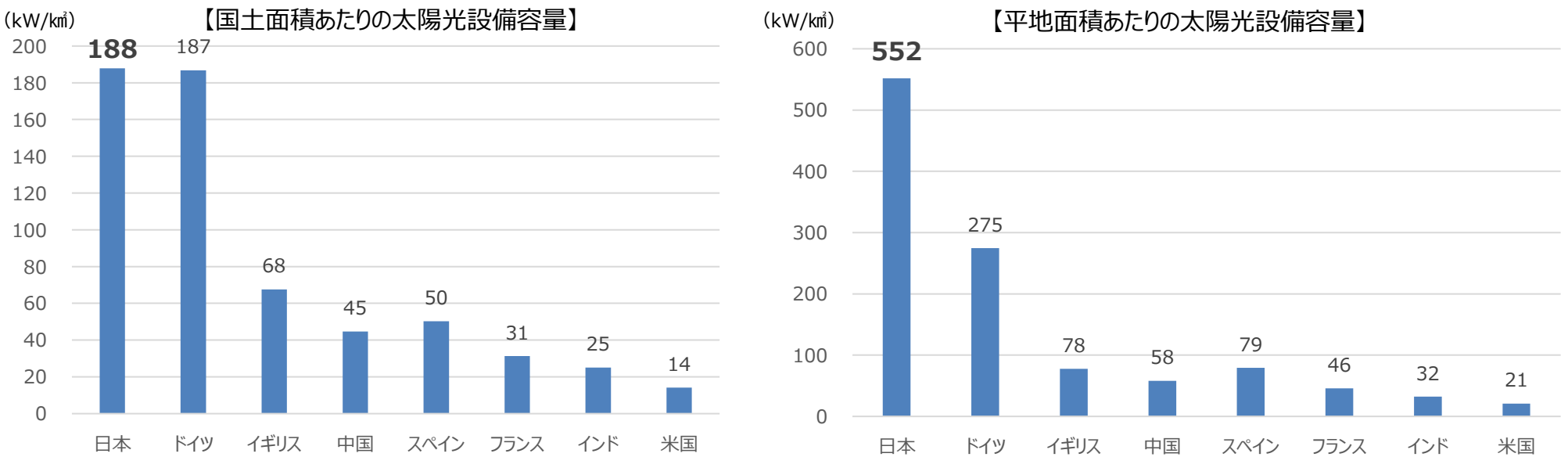


各国の太陽光導入容量（2022年実績）



(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

■ 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大級。平地面積で見るとドイツの2倍。



	日	独	英	中	西	仏	印	米
国土面積	38万km2	36万km2	24万km2	960万km2	51万km2	55万km2	329万km2	983万km2
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km2 (34%)	24万km2 (68%)	21万km2 (87%)	740万km2 (77%)	32万km2 (63%)	38万km2 (69%)	257万km2 (78%)	674万km2 (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	71	67	16	429	25	17	83	140
太陽光の発電量 (億kWh)	926	603	133	4,273	312	196	1,047	1,838
発電量 (億kWh)	10,106	5,743	3,221	89,113	2,879	4,692	18,141	44,729
太陽光の総発電量 に占める比率	9.2%	10.5%	4.1%	4.8%	10.8%	4.2%	5.8%	4.1%

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>)、Global Forest Resources Assessment 2020 (<http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf>)

IEA Renewables 2023、IEAデータベース、2022年度エネルギー需給実績(確報)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したもの。

(参考) 電源別のFIT/FIP認定量・導入量 (2024年3月末時点)

- 2024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7,900万kW。FIT/FIP認定容量は、約9,900万kW。
- FIT・FIP認定容量のうち、運転開始済の割合は約80%、太陽光については、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の約87%、FIT・FIP認定容量の約75%を占める。

＜2024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	制度開始後 合計	2012年7月～ 2024年3月末
太陽光 (住宅)	約 4 7 0 万kW	207.5万kW (476,461件)	103.6万kW (228,665件)	85.8万kW (179,384件)	79.2万kW (161,334件)	66.0万kW (133,271件)	73.3万kW (146,673件)	76.9万kW (152,223件)	75.9万kW (141,533件)	85.7万kW (153,169件)	105.9万kW (190,306件)	103.6万kW (197,523件)	1,063.4万kW (2,160,542件)	1,082.4万kW (2,201,424件)
太陽光 (非住宅)	約 9 0 万kW	676.8万kW (123,656件)	836.7万kW (152,756件)	814.8万kW (115,928件)	544.3万kW (72,560件)	474.5万kW (53,346件)	490.6万kW (54,817件)	487.8万kW (49,165件)	499.9万kW (33,305件)	373.1万kW (20,578件)	354.5万kW (13,679件)	206.3万kW (7,689件)	5,759.3万kW (697,479件)	6,364.1万kW (726,992件)
風力	約 2 6 0 万kW	18.4万kW (25件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (57件)	31.0万kW (150件)	16.9万kW (316件)	16.8万kW (454件)	44.9万kW (303件)	36.2万kW (272件)	29.8万kW (278件)	31.2万kW (340件)	108.1万kW (318件)	370.6万kW (2,391件)	1,639.8万kW (6,258件)
地熱	約 5 0 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)	13.6万kW (90件)	21.2万/kW (120件)
中小 水力	約 9 6 0 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)	29.0万kW (71件)	25.0万kW (86件)	136.5万kW (873件)	259.9万kW (1,203件)
バイオ マス	約 2 3 0 万kW	18.4万kW (59件)	18.2万kW (48件)	30.2万kW (57件)	35.3万kW (67件)	44.4万kW (73件)	31.2万kW (60件)	48.6万kW (62件)	37.0万kW (55件)	67.8万kW (69件)	131.5万kW (60件)	59.1万kW (57件)	521.7万kW (667件)	842.0万kW (1,084件)
合計	約2,060万kW	921.7万kW (600,239件)	989.9万kW (381,557件)	955.5万kW (295,523件)	698.2万kW (234,220件)	609.9万kW (187,115件)	618.8万kW (202,100件)	676.3万kW (201,847件)	667.0万kW (175,252件)	569.3万kW (174,194件)	652.3万kW (204,458件)	506.3万kW (205,683件)	7,865.2万kW (2,862,042件)	9,889.0万kW (2,937,081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。

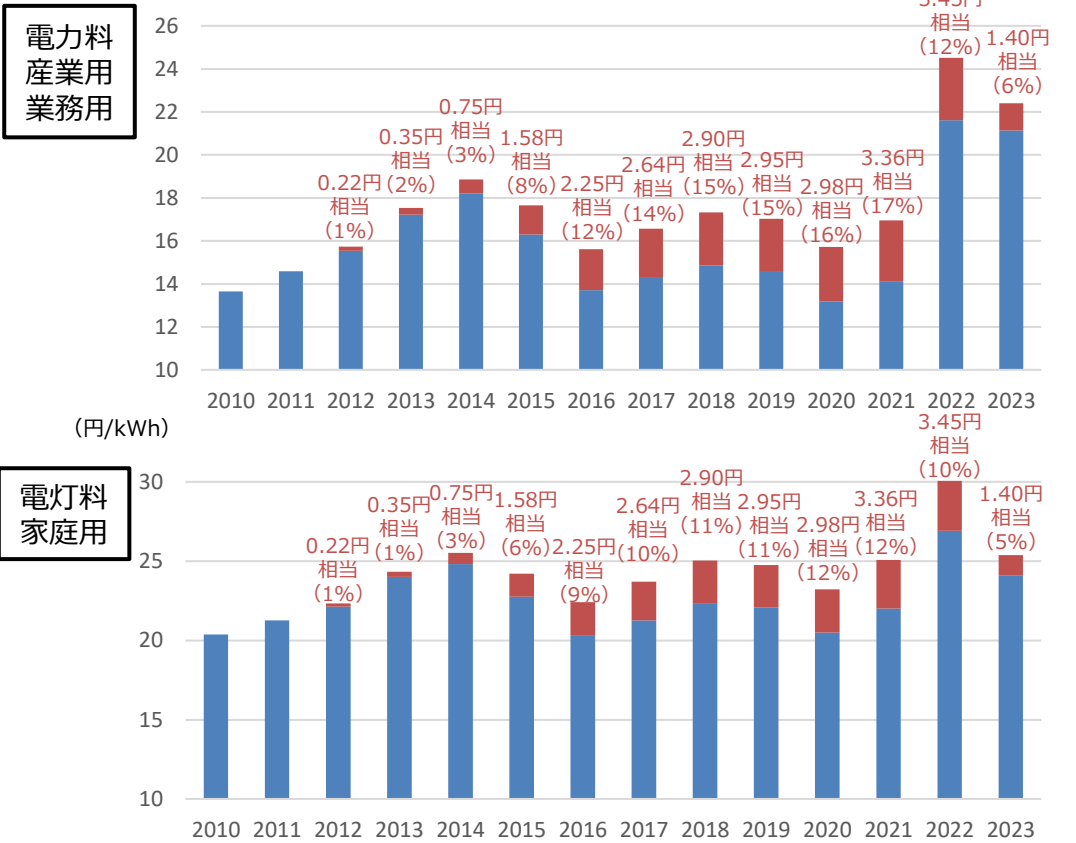
80%

- 2024年度(予測)の買取総額は4.8兆円。賦課金（国民負担）は2.7兆円（賦課金単価は3.49円/kWh）。
- 買取総額の内訳を見ると、事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2023年度実績では、産業用・業務用6%、家庭用5%。

<買取総額の内訳>			
住宅用太陽光		0.2兆円	4%
事業用太陽光	2012年度認定	0.9兆円	56% 19% 27% 10%
	2013年度認定	1.2兆円	
	2014年度認定	0.4兆円	
	2015～2024年度認定	0.5兆円	
	(合計)	(3.0兆円)	(66%)
風力発電		0.2兆円	5%
地熱発電		0.02兆円	0.5%
中小水力発電		0.2兆円	4%
バイオマス発電		0.9兆円	20%
合計		4.8兆円	—

※合計額は調整力確保費用等（約0.3兆円）を含む。

(円/kWh) <旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移>
()内は電気料金に占める賦課金の割合

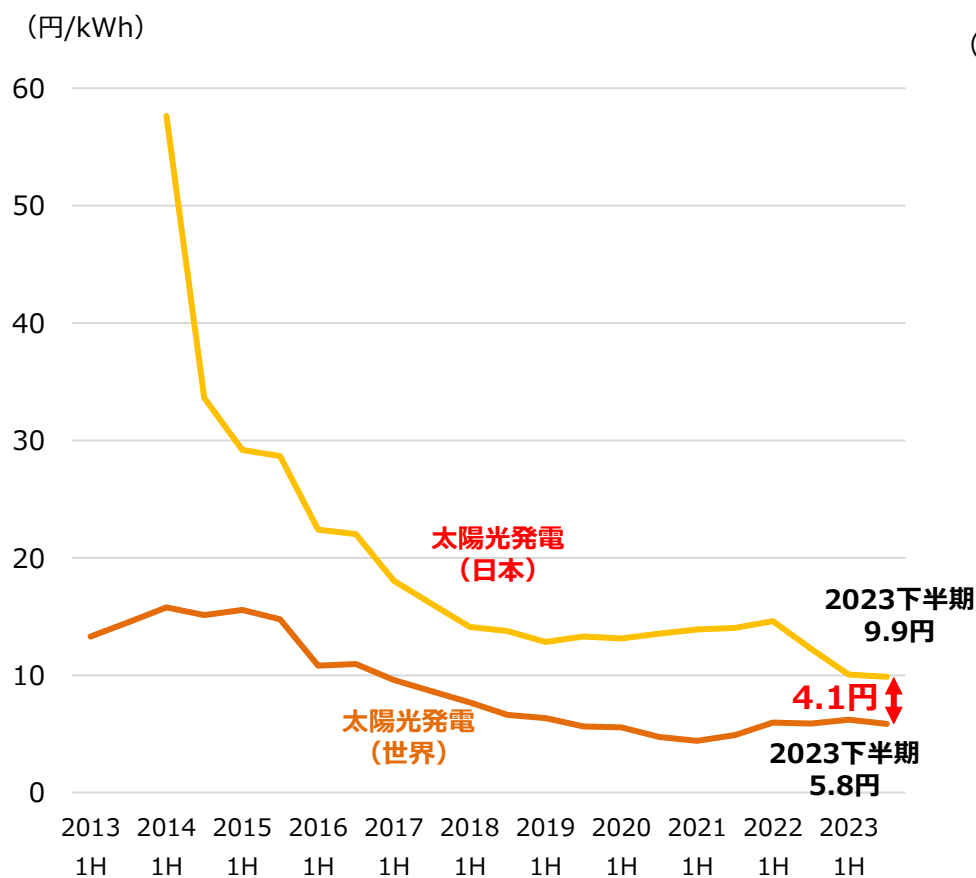


(注) 発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
なお、電力平均単価のグラフでは再生エネ賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

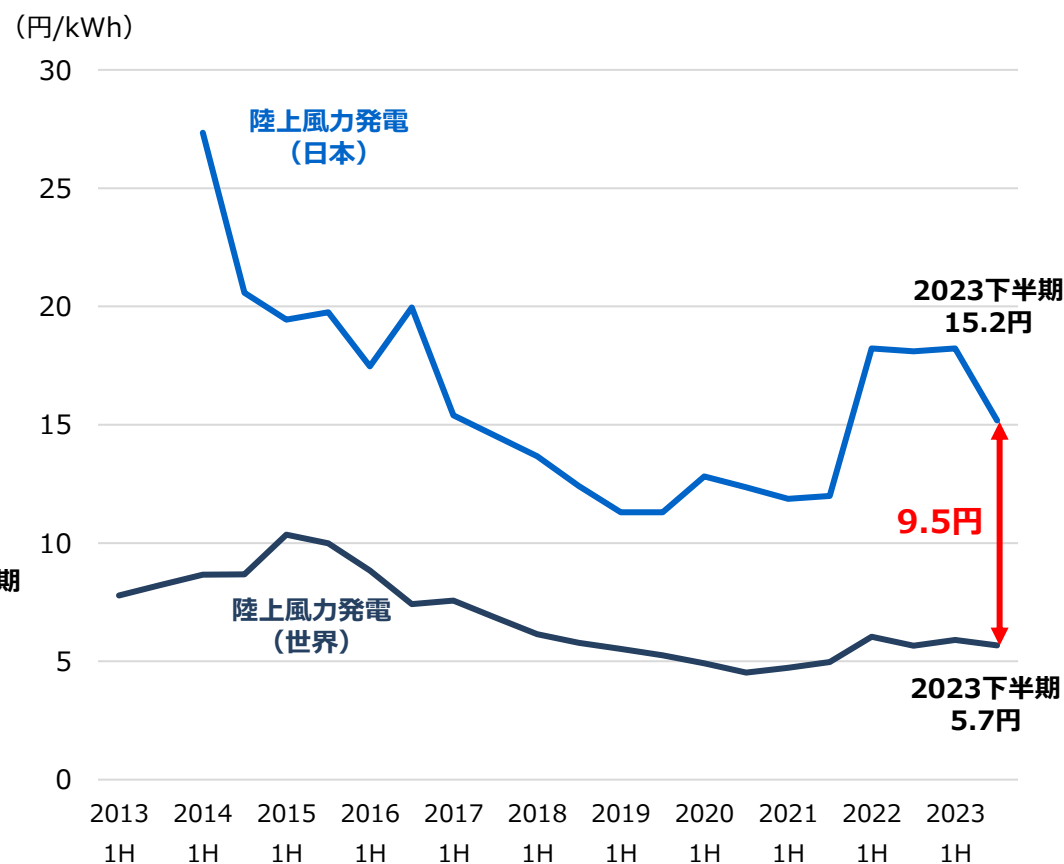
②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 太陽光発電コストは着実に低減。一方、風力発電コストは足下で上昇。いずれも依然として世界より高い水準にある。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移＞



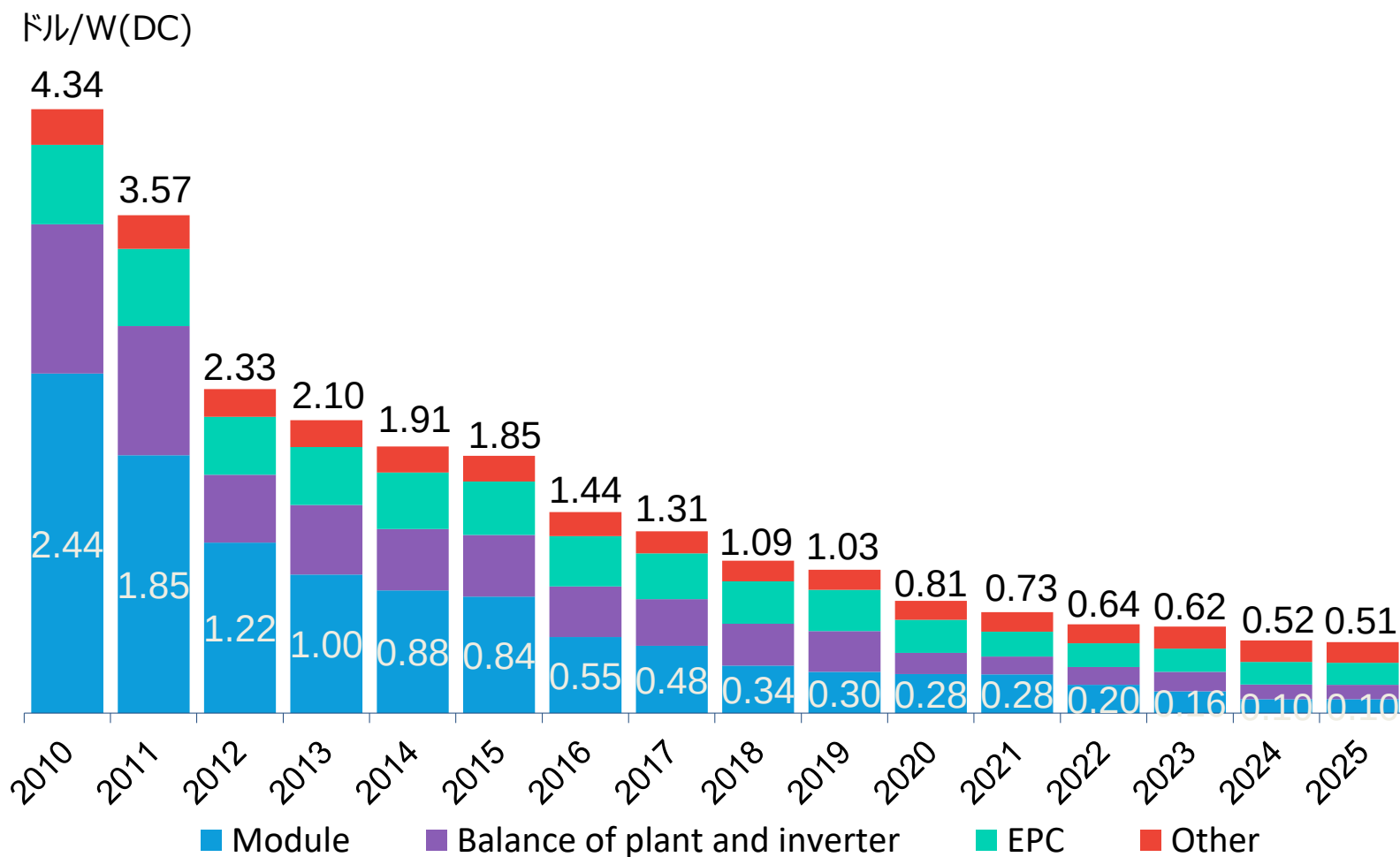
＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移 (円/kWh)＞



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.6)から各年の値を使用。

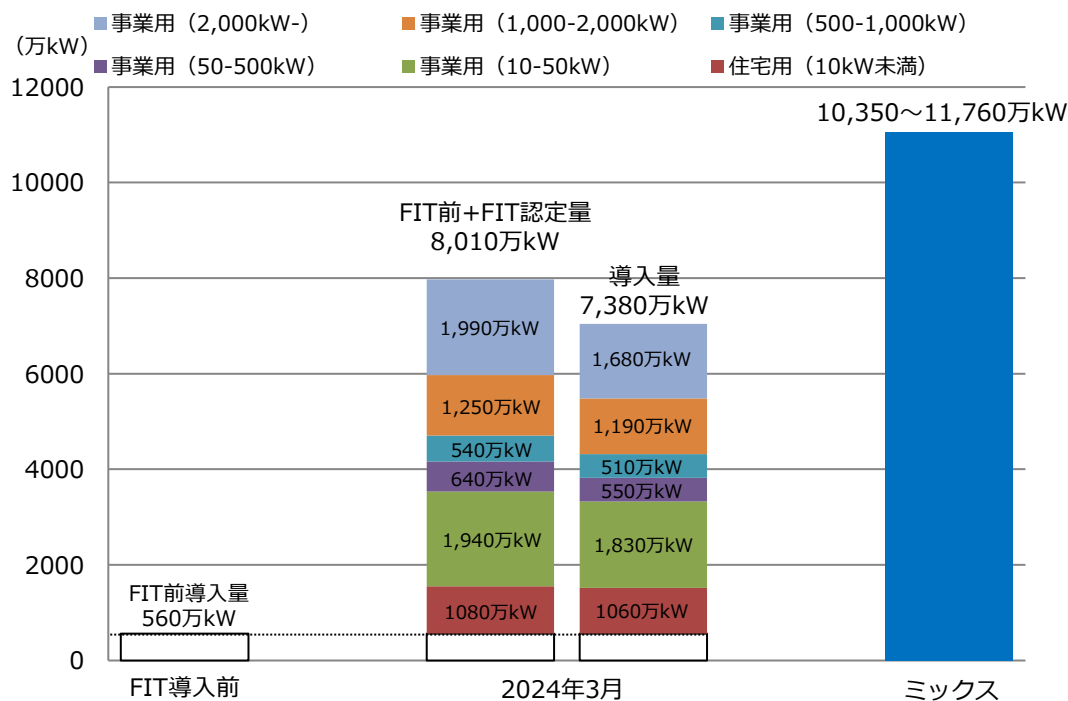
- 民間調査機関が公表した**太陽光発電設備のCAPEXの見通し**によれば、足下、低下スピードは鈍化するものの、引き続き低下傾向の見通し。

<世界の太陽光発電のCAPEX>



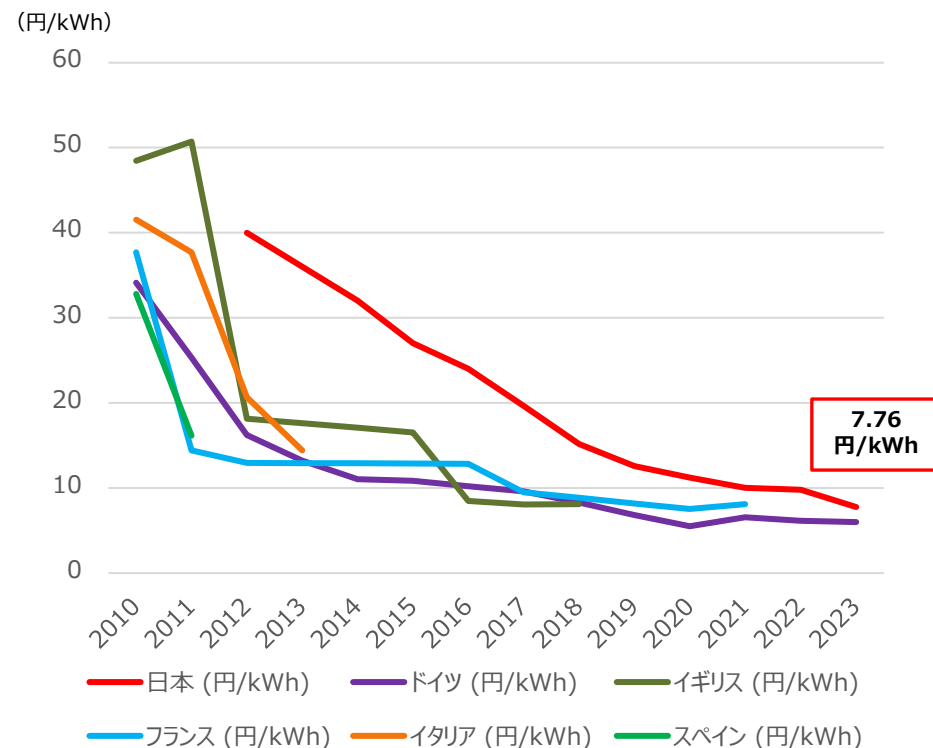
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**8,010万kW**、導入量は**7,380万kW**。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで32%程度となっている。
- 2024年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**16円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**9.2円/kWh（屋根設置は12円/kWh）**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は屋根設置を除き入札対象**となっており、2024年度からは、250kW以上においてFIP入札を実施。2023年度における計4回入札での加重平均落札価格は、**7.76円/kWh**である。

<太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量>



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

<太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格>

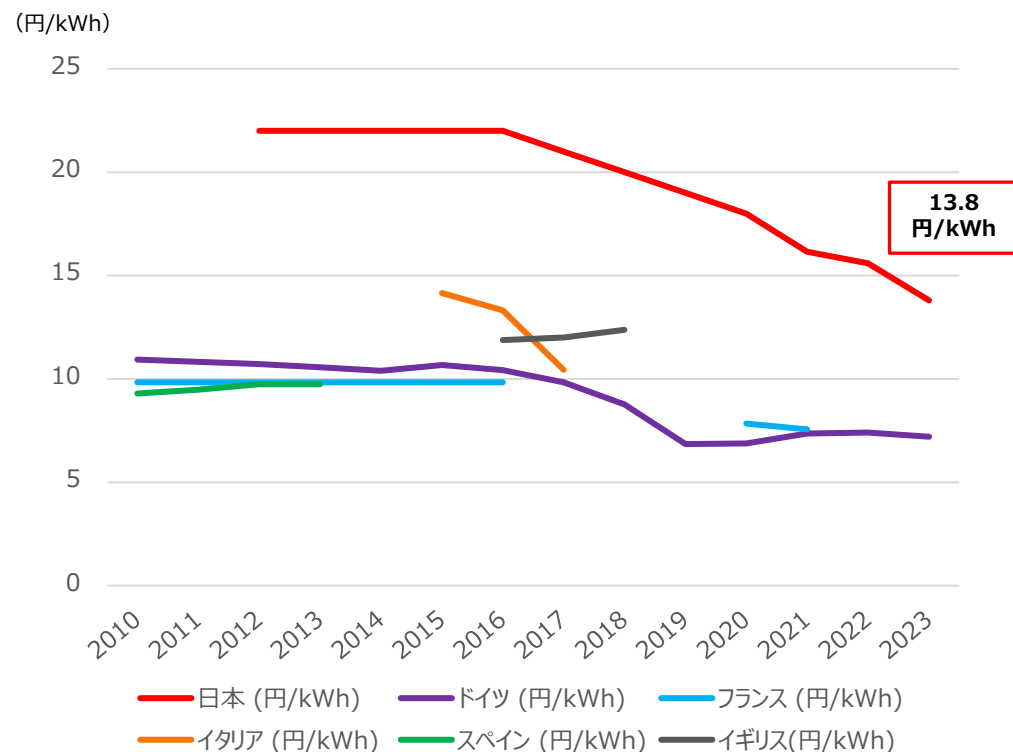
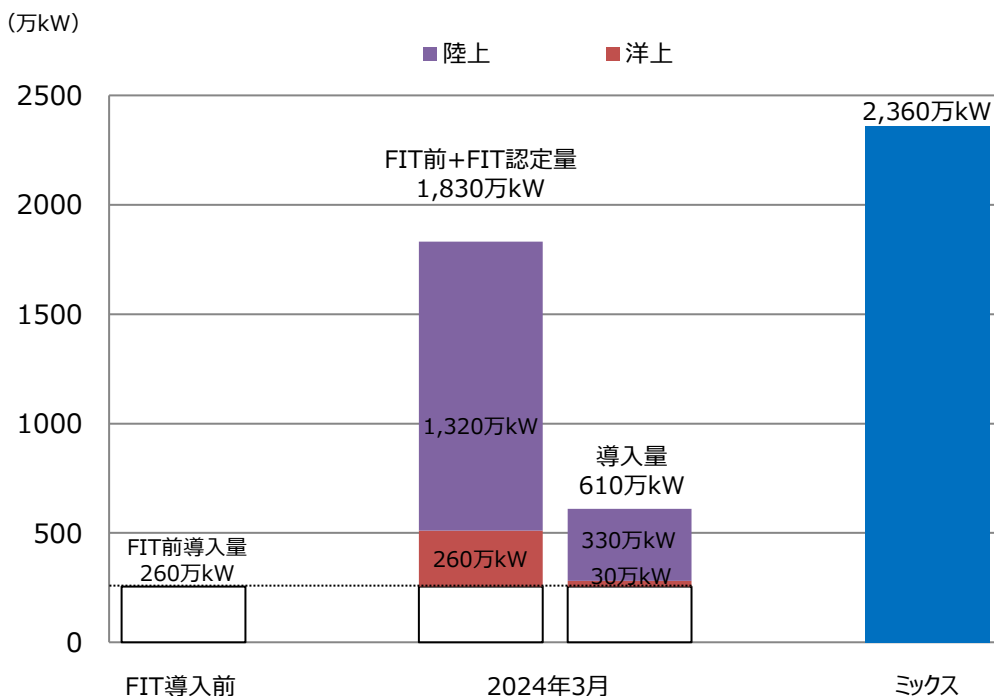


※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 風力発電については、**エネルギーミックス（2,360万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**1,830万kW**、導入量は**610万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**14円/kWh**（2024年度入札における上限価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**24円/kWh**（2023年度）などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

<風力発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<陸上風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

※ リブレースは除く。

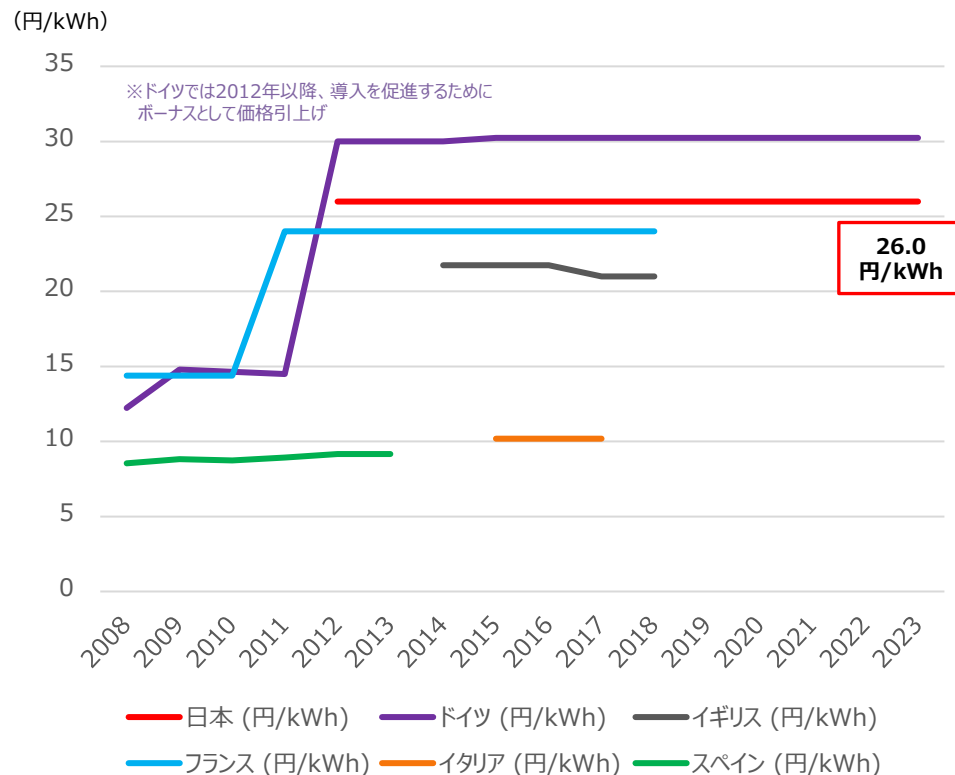
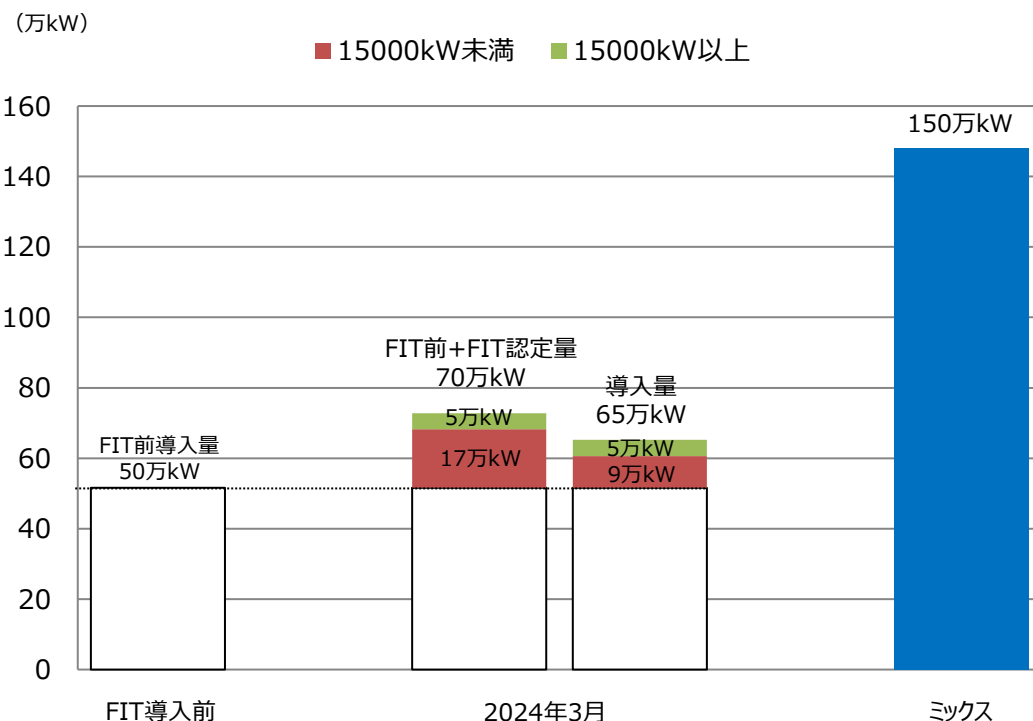
※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 地熱発電については、エネルギーミックス（150万kW）の水準に対して、2024年3月末時点では、FIT前導入量＋FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は65万kW。
- 2024年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>

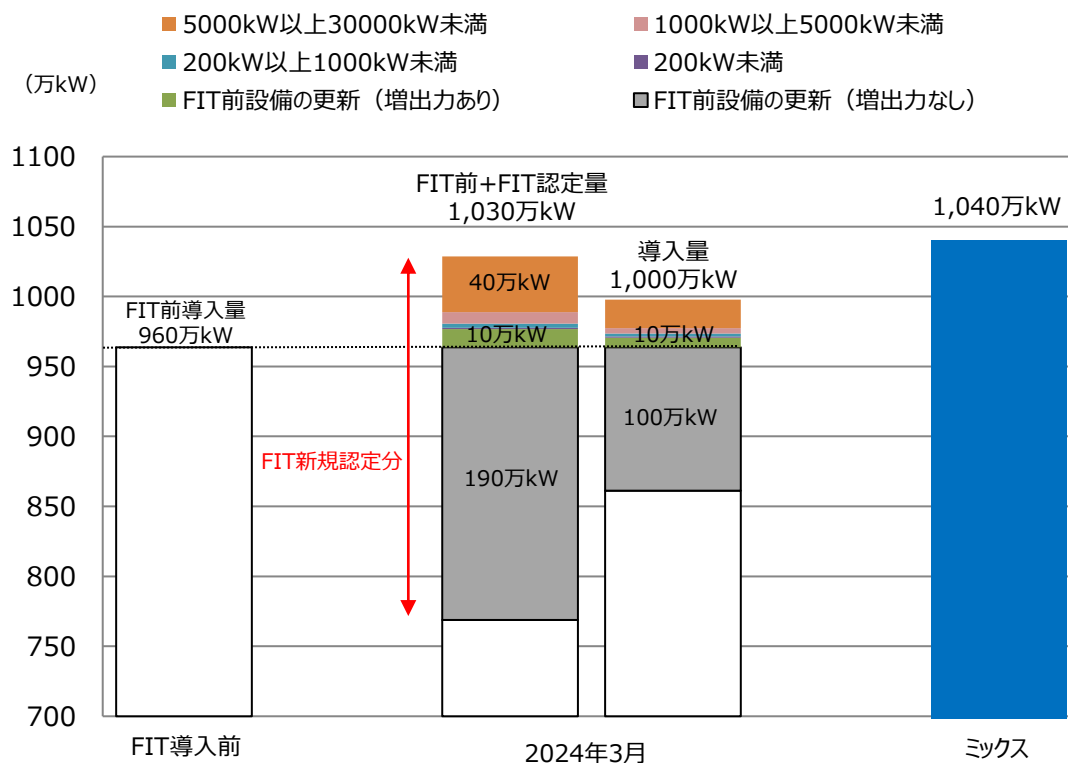


※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

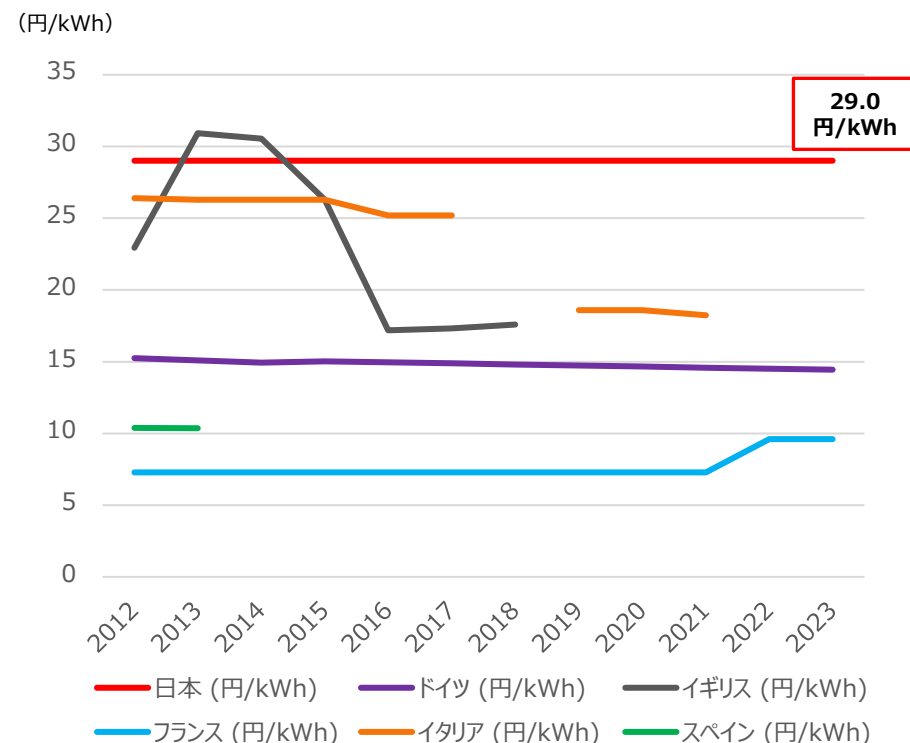
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
 フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,040万kW）**の水準に対して、2024年3月末時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**1,030万kW**、導入量は**1,000万kW**。
- 2024年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

<中小水力発電のFIT・FIP認定量・導入量>



<中小水力発電（200kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

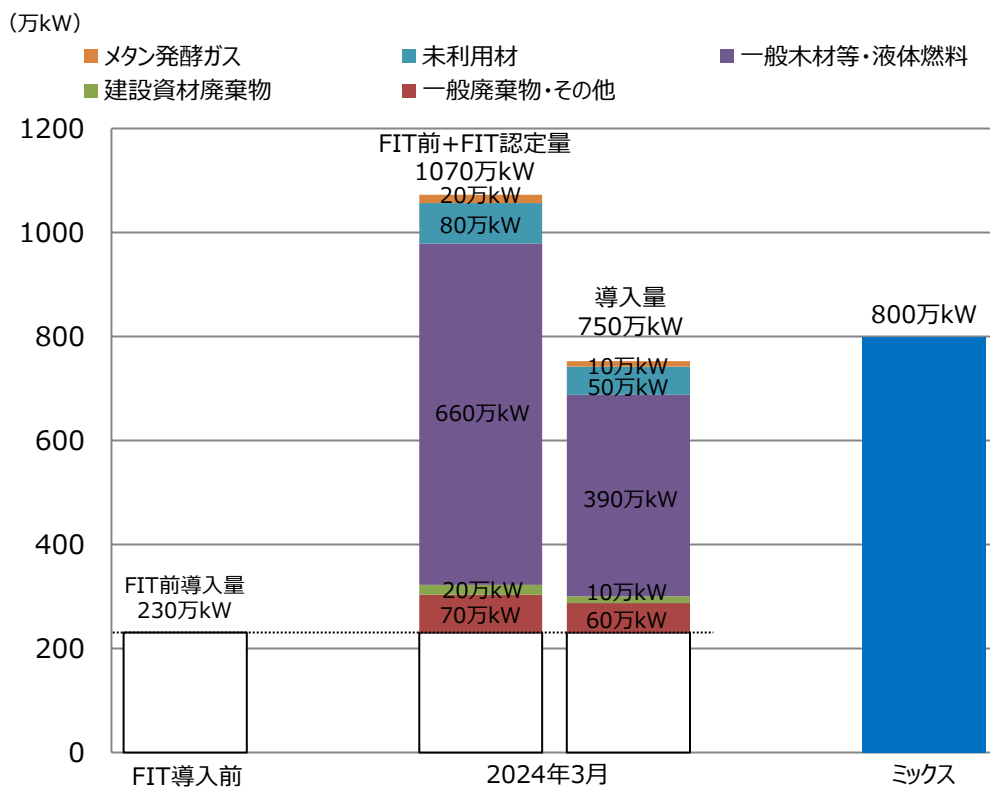
※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。

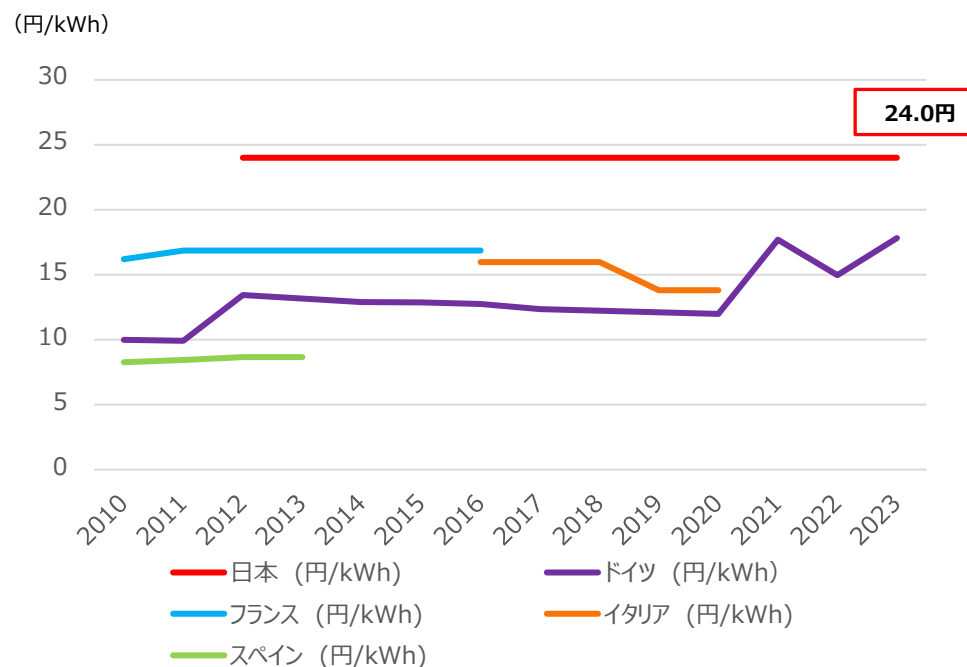
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

- バイオマス発電については、FIT制度開始前の導入量と2024年3月時点のFIT・FIP認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で**1,070万kW**となっており、**エネルギーミックスの水準（800万kW）を超えている**。
- なお、2024年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW未満）では24円/kWhであり、また、一般木材等（10,000kW以上）は入札対象となっているが、**海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援対象でない場合が多い**。

＜バイオマス発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。
入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状

(1) 直近のデータ

(2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

【再生可能エネルギーを巡る足下の政策動向】

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（第62回）
（2024年5月29日）事務局資料（抜粋）

- 第6次エネルギー基本計画（2021年10月策定）では、再生可能エネルギーについて、電源構成比36～38%の目標を掲げ、S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネ最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促すこととされている。
- こうした方針の下で各種の取組を進めてきている。
 - ① 改正再エネ特措法を施行（本年4月）。周辺地域の住民への説明会の開催等のFIT/FIP認定要件化、関係法令の違反事業者等に係るFIT/FIP交付金の一時停止措置等、事業規律の強化を通じて、地域と共生した再エネの導入を拡大。また、再エネ導入に資する系統整備のための環境整備を目的として、電気の安定供給確保の観点から特に重要な送電線のうち、再エネ利用の促進に資するものについて、工事に着手した段階から系統交付金を交付する仕組みを措置。
 - ② 漁業との共存共栄を前提としつつ、再エネ海域利用法に基づく洋上風力発電の案件形成を推進。
 - ③ グリーンイノベーション基金等を活用し、次世代型太陽電池や浮体式洋上風力の技術開発や社会実装を推進。 等
- 第6次エネルギー基本計画の策定から約3年が経過する中で、本年5月15日に開催された総合資源エネルギー調査会基本政策分科会では、①最近のエネルギー情勢への評価、②今後のエネルギー政策の基本的な方向性、③エネルギーミックスの在り方など様々な視点から、次期エネルギー基本計画の策定に向けた検討が開始された。

地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化 ～改正再エネ特措法（2024年4月施行）等による措置～

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（第62回）
（2024年5月29日）事務局資料（抜粋）

<地域でトラブルを抱える例>

土砂崩れで生じた崩落



柵塀の設置されない設備



不十分な管理で放置されたパネル



景観を乱すパネルの設置



①土地開発前

- 森林法や盛土規制法等の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許認可について、許認可取得を再エネ特措法の申請要件とするなど、認定手続厳格化。

②土地開発後 ～運転開始

- 違反の未然防止・早期解消を促す仕組みとして、事業計画や関係法令に違反した場合にFIT/FIP交付金を留保する措置といった再エネ特措法における新たな仕組みを導入。認定取消しの際の徴収規定の創設。

③運転中 ～廃止・廃棄

- 2022年7月から廃棄等費用の外部積立てを開始。事業者による放置等があった場合、廃棄等積立金を活用。
- 2030年代半ば以降に想定される使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的に対応するためパネル含有物質の情報提供を認定基準に追加する等の対応を実施。
- 経産省と環境省で有識者検討会を開催し、使用済太陽光パネルの大量廃棄を見据え、リユース、リサイクル及び最終処分を確実に実施するための制度検討を連携して進めていく。

④横断的事項

- 再エネ特措法の申請において、説明会の開催など周辺地域への事前周知の要件化（事業譲渡の際の変更認定申請の場合も同様）。事前周知がない場合には認定を認めない。

- 再エネ特措法において、目指すコスト水準として掲げている価格目標等もふまえた調達価格/基準価格の引き下げにより、コスト低減を加速化。
- 事業用太陽光は2028年に発電コスト7円/kWh、特に費用効率的な案件は2028年に発電コスト5円/kWh、住宅用太陽光は2028年に売電価格が卸電力市場価格並みとの目標を設定。

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	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	2025 年度	2026 年度	価格目 標		
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (～6月末) 27円 (7月～)	24円	入札制 21円	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25 円	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63 円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.20円/9.13円/ 9.05円/8.98円 (250kW以上)	入札制 (250kW以上)		【発電コスト】 全体 7円 (2028年) トップランナー 5円 (2028年)		
												9.5円	9.2円 (50kW以上250kW未満)	8.9円				
												10円	10円 (10kW以上50kW未満)	10円				
												9.5円 (50kW以上)	12円 (10kW以上)	12円 (10kW以上)			11.5円 (10kW以上)	
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円	15円		卸電力 市場価格 (2028年)		
				※ 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務が有無にかかわらず区分)														
風力 【20年】	22円(陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円 (陸上)	19円 (陸上)	18円 (陸上)	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 (50kW以上) 15円	入札制 (50kW以上) 14円	入札制 (50kW以上) 13円	入札制 (50kW以上) 12円	【発電コスト】 8～9円 (2030年)		
	55円(陸上20kW未満)					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に上限価格を決定												
		36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)	入札制34円	32円	29円	入札制24円	入札制	入札制					
							36円(浮体式)											
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (275kW以上) 24円 (275kW未満)	入札制 20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 17.8円	入札制	入札制	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す			
	24円(一般木材等)					21円 (275kW以上) 24円 (275kW未満)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	※一般木材等(10,000kW以上)・バイオマス液体燃料										
	32円(未利用材)					24円(10,000kW未満)												
						32円(2,000kW以上) 40円(2,000kW未満)												
						39円(メタン発酵バイオガス発電)										35円		
						その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス))												
地熱 【15年】	26円(15,000kW以上)														フォーミュ ラ方式 ※			
	40円(15,000kW未満)																	
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満) 27円(1,000kW以上5,000kW未満)					16円						
						29円(200kW以上1,000kW未満)											23円	
						34円(200kW未満)												

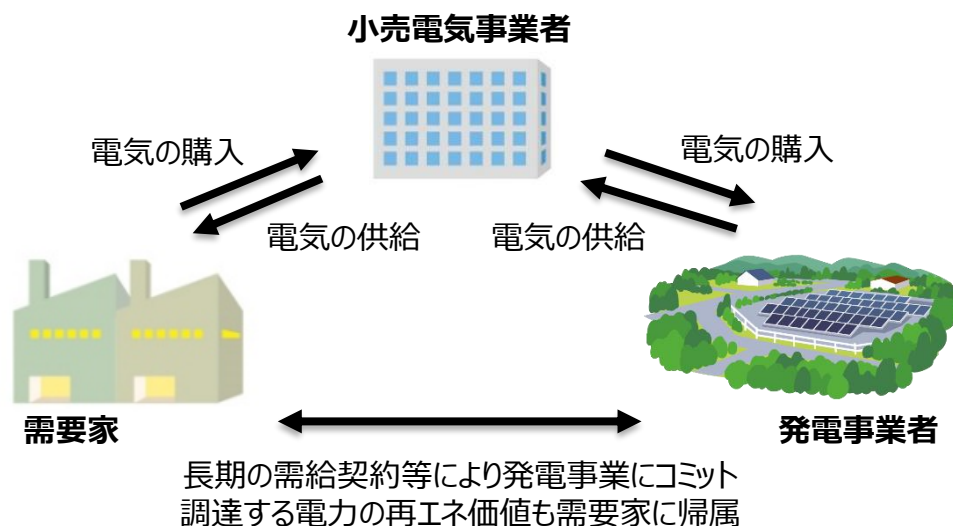
※地熱発電の2026年度以降は、1,000kW~30,000kWの範囲において容量に応じて連続的に価格が変化する方法（フォーミュラ方式）を採用（1,000kW未満：40円/kWh、30,000kW以上：26円/kWh）

- コスト低減動向や価格目標等をふまえた調達価格の引き下げに加えて、2017年度以降、一定規模以上の事業用太陽光、バイオマス、陸上風力、着床式洋上風力（海域利用法適用外）について入札制度を導入。事業者間のコスト競争を促進することで、コスト低減を加速化。
- 事業用太陽光発電の平均落札価格は、第19回入札（2023年度最終回）では、第1回入札（2017年度）から14.53円/kWh低減（19.64円/kWh→5.11円/kWh）。

	事業用太陽光																		
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第4四半期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期	2023年度 第1四半期	2023年度 第2四半期	2023年度 第3四半期	2023年度 第4四半期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上													
平均落札価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	9.88円 /kWh	9.84円 /kWh	9.73円 /kWh	9.56円 /kWh	9.34円 /kWh	9.30円 /kWh	8.55円 /kWh	5.11円 /kWh

- 再エネを必要とする**需要家のコミットメント（長期買取や出資など）**の下で、**需要家、発電事業者、小売電気事業者が一体**となって**再エネ導入を進めるUDA（User-Driven Alliance）モデル**の拡大が重要。
- 需要家主導による太陽光発電導入促進補助金により、**FIT・FIP制度や自己託送制度によらず、太陽光発電により発電した電気を特定の需要家に長期供給する**等の一定の要件を満たす場合の設備導入を支援。
- 令和3年度補正予算以来、累次の事業を実施し、現在、令和6年度予算につき公募中。**これまでの累計（2024年9月末時点）で、計94件・444MWの事業を採択**しており、令和7年度は、**全体の電力需給バランスに応じた行動変容を促す**ため、**発電設備への一定規模以上の併設型蓄電池の導入に重点化**する。

UDAモデルの概要



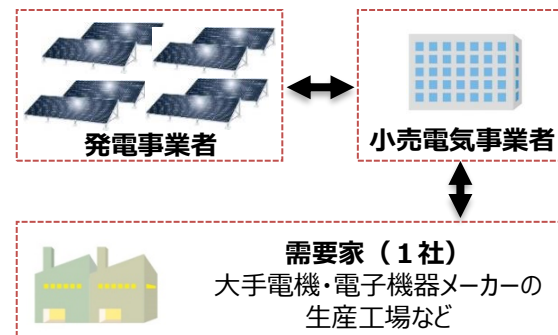
- ✓ 電気を使用する需要家が長期にわたり電気を買い取ることで発電事業にコミットし、需要家主導による導入を進めるモデル。

※オンサイトPPAやFIPによる相対取引等は、UDAの代表的事例。

補助金の採択事例

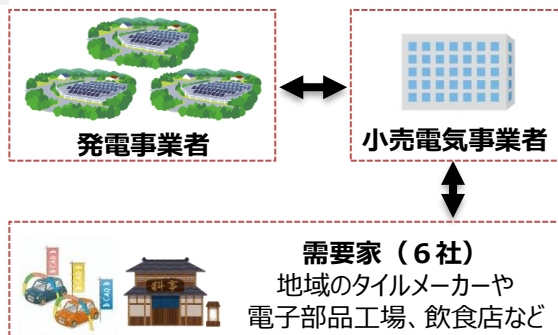
【小規模設備を集約し大規模需要を満たす取組】

- 電気・電子機器の製造メーカー工場を需要地とし、20年間の再エネ電力の長期供給を実施。
- 発電所は、全国各地に立地し、小型発電所を複数組み合わせることで、大規模な需要を満たす電力を確保しようとする取組。



【地域の需要家が連携した取組】

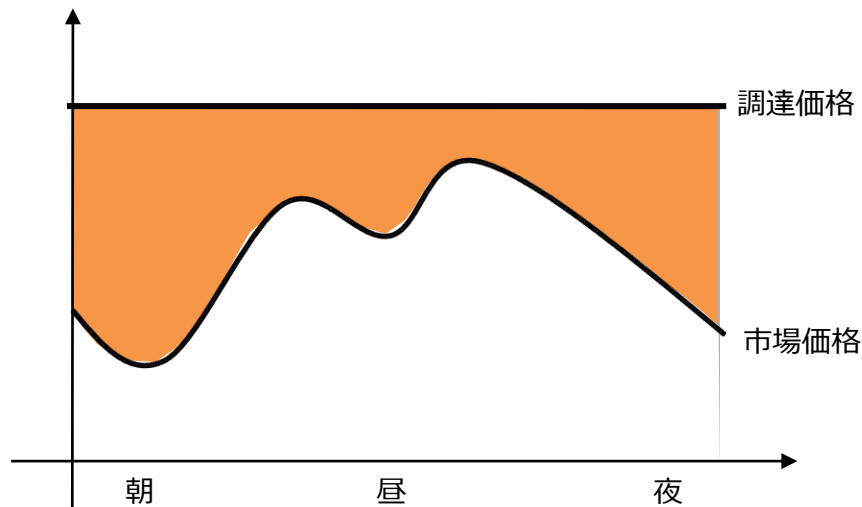
- 地域の電子部品工場やタイル製造工場、自動車販売店や飲食店などの中小企業群が需要家となり、太陽光発電による再エネを共同して調達すべく連携。
- 地域に根ざした発電事業者・小売電気事業者がこれらの需要家に呼びかけを行い実現した、**地域が一体となった取組**。



- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。
- FIP制度を活用する事業者は、例えば、市場価格が低い時間帯に蓄電池等に蓄電した電気を、市場価格が高い時間帯に供給すること等を通じ、事業全体の期待収入を高めることが可能。

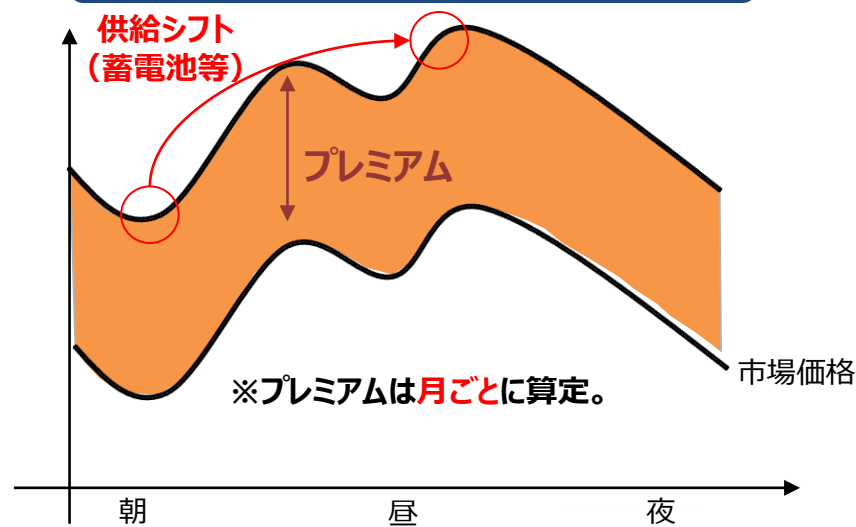
FIT制度における発電事業者収入

調達価格 × 発電量



FIP制度における発電事業者収入

(売電価格 + プレミアム) × 発電量
+ 非化石価値取引の収入



プレミアム = 基準価格（※1） - 参照価格（※2） - 非化石価値相当額（※3）
（※1） FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。
（※2） 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。
（※3） 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電事業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

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（第69回）（2024年9月30日）事務局資料（一部抜粋）

- 2024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1,761MW・1,199件。
- 2023年10月時点の認定量（約986MW・275件）から、容量は1.8倍／件数は4.4倍となっている。
- 新規認定・移行認定の件数については、太陽光発電が最も多いが、新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	449	779	160	319	609	1,098
風力	274	7	235	18	510	25
地熱	7	2	0	0	7	2
水力	185	33	68	6	253	39
バイオマス	61	8	322	27	383	35
合計	976	829	785	370	1,761	1,199

※ 2024年3月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。
※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

【2030年目標に向けた進捗】

- 太陽光発電は、足下では概ね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30～45GWの導入、すなわち、5～7.5GW/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。

【導入拡大に当たっての論点】

(1) 屋根設置太陽光

- ✓ 比較的地域共生がしやすく、自家消費型で導入されることで系統負荷の低い屋根設置太陽光のポテンシャルを更に積極的に活用していくことが重要ではないか。
- ① 公共部門の屋根への設置促進 (政府/自治体における導入目標の達成 等)
- ② 工場・オフィス等の屋根への設置促進 (民間企業による自家消費モデルの確立 等)
- ③ 住宅の屋根への設置促進 (2030年新築戸建住宅6割の太陽光設置目標の達成 等)
- ④ 壁面や耐荷重性の低い屋根への設置 (ペロブスカイト太陽電池等の次世代型太陽電池の早期社会実装 等)

(2) 地上設置太陽光

- ✓ 地域との共生を大前提に導入を進めていくが、この中で、FIP制度も活用しながら、主力電源として、電力市場の需給バランスに貢献する電源としていくことが重要ではないか。また、2032年以降、FIT/FIP制度の調達期間/交付期間が終了する電源が生じる中で、適切な再投資の促進、責任あるプレーヤーへの事業集約の促進、適正な廃棄・リサイクルの確保に向けた取組が重要ではないか。
- ① 地域共生型事業の導入促進 (地球温暖化対策推進法に基づく促進区域のポジティブゾーニング 等)
- ② 再生困難な荒廃農地の活用、営農型太陽光発電の適正な推進
- ③ 公共インフラのポテンシャル活用 (空港、道路、鉄道用地、港湾 等)
- ④ 自家消費モデルの促進 (FIT/FIP制度を活用しないPPAモデル 等)

(3) 次世代型太陽電池の社会実装

- ✓ 次世代型太陽電池であるペロブスカイト太陽電池は、建物の壁面や、耐荷重性の低い屋根など、これまで導入が困難であった場所にも設置が可能である。また、主な原材料のヨウ素は、日本は世界第2位の産出量 (シェア30%)となっており、原材料を含めた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される。中国や欧州など諸外国でも研究開発競争が激化している中、諸外国に先駆け、早期の社会実装に向けて取り組むべきではないか。
 - ① 量産技術の確立 (低コスト化に向けた技術開発や大規模実証 等)
 - ② 生産体制整備 (2030年までの早期にGW級の量産体制 等)
 - ③ 需要の創出 (導入目標や価格目標の策定 等)
- (※) 次世代型太陽電池の導入拡大・産業競争力強化に向けて、本日(5月29日)から官民の協議会を開催することとしており、次世代型太陽電池の導入目標や価格目標の策定、持続可能性やエネルギー安定供給の確保の観点を踏まえた課題と対応の方向性、FIT/FIPにおける新区分創設を含めた今後の支援の考え方などについて検討を深めていくこととしている。

(参考) 再エネ発電設備の廃棄・リサイクルに関する今後の検討の方向性 27

第7回再エネ発電設備の廃棄・リサイクルのあり方に関する検討会（2024年1月15日）参考資料を一部修正

- 再エネ発電設備の廃棄・リサイクル検討会では、各事業段階の課題を踏まえ、今後の検討の方向性、速やかに対応する事項、新たな仕組みの構築や制度的な対応に向けて、引き続き検討を深める事項を整理。

【情報】

- 製造段階から廃棄・リサイクルが完了するまでのトレーサビリティを確保するため、**非FIT/FIPも含めた全ての太陽光発電設備を把握するために仕組みを検討**する。
- 適正な廃棄のために必要な情報だけではなく、**リユースやリサイクルの促進のために必要となる情報も含めて、どのような情報を管理すべきかを検討**する。
- 関係者間で必要な情報を共有できる方策についても検討する。

【モノ】

- **事業終了後に放置された場合等の対応について**、事業用と住宅用、FIT/FIP制度の対象であるか否か等のそれぞれごとに、**関係法令等を踏まえて整理**を行う。
- 将来の**排出量推計の精緻化**や、**長期活用・リユースの促進によるピークの平準化**を図る。
- 例えば、使用済太陽光パネルの回収拠点等を設けてパネルを保管するなど、**効率的な収集運搬方法を検討**する。
- **リユース可否の診断が可能な事業者の育成**等が重要である。
- 各地域で円滑にリサイクルが実施されるよう、**設備導入等の事業者支援と並行して、リサイクル事業者の使用済太陽光パネルが安定的に供給されるための仕組みを検討**していく。

【費用】

- **適正な廃棄・リサイクル費用確保の担保のあり方について、検討が必要**。例えば、リサイクル等の費用積立のような制度、パネルの購入時、運転時、事業終了時等において費用を回収する仕組み等が考えられる。
- **リサイクル等のために確保された費用が適切にリサイクルを実施できる事業者を支払われるよう**、例えば、リサイクル等の費用が支払われる事業者について要件等を設ける等により、適正なリサイクルを推進することも考えられる。
- リサイクルに関わる民間事業者の予見性を確保するとともに、事業性向上のために更なるコストの低減が必要であり、**リサイクル技術開発の支援等の取組の促進が必要**。

(1) 速やかに対応する事項

- 再エネ特措法の新規認定申請時等に、**含有物質情報の登録された型式の太陽光パネルの使用を求める**。速やかに省令改正を行った上で、含有物質情報に関するデータベースの作成や事業者に対する周知等を進め、**2024年春を目途に施行**。
- 「太陽光発電設備のリサイクル等の推進に向けたガイドライン」や「太陽電池モジュールの適切なリユース促進ガイドライン」等の関係者へ更なる周知による**リユース、リサイクルの促進**
- 太陽光発電設備の設置者に対して**適切な絶縁措置を求めること等による、発電終了後の太陽光発電設備の安全を保持**するための取組

(2) 新たな仕組みの構築や制度的な対応に向けて、引き続き検討を深める事項

- 使用済太陽光発電設備の移動情報、含有物質情報など**リユース・リサイクル・適正処理に必要な情報を把握する仕組み**
- 各関係事業者間で、使用済太陽光パネルの**引渡し及び引取りが確実に実施されるための仕組み**
- **事業形態や設置形態を問わず、全体としてリサイクル、適正処理等の費用が確保される仕組み**
- 発電事業者等の責任による処理を原則として、万が一、**事業終了後に太陽光発電設備が放置された場合の対応に関する、関係法令等を踏まえた事業形態や設置形態ごとの整理**

- 次世代太陽電池については、中国や欧州など諸外国でも研究開発競争が激化している状況にあり、諸外国に先駆け、早期の社会実装が必要。
- 早期の社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出に三位一体で取り組んで行く。
 - ① 引き続き低コスト化に向けた技術開発や大規模実証を支援し、社会実装を加速。
 - ② 2030年までの早期にGW級の量産体制を構築し、国内外市場を獲得。
 - ③ 次世代型太陽電池の導入目標の策定を通じて、官民での需要を喚起するとともに、予見性を持った生産体制整備を後押し。

量産技術の確立

【GI基金によるR&D・社会実装加速】

- 「次世代型太陽電池の開発プロジェクト」（498億円）を通じて、2030年の社会実装を目指す。
- 本年8月、WGを開催し、支援の拡充（498億円→648億円）について合意。
- 技術開発に加えて、導入が期待される様々なシチュエーションにおけるフィールド実証を行うべく、今年3月に、③次世代型太陽電池実証事業を公募開始。

生産体制整備

【サプライチェーン構築】

- 2030年までの早期にGW級の量産体制構築に取り組む。
- 令和6年度予算として、GXサプライチェーン構築支援事業（R6年度548億円（国庫債務負担行為含め総額4,212億円））を措置。
- Tier1に限らず、Tier2以下も含めたサプライチェーン全体に対する生産体制整備支援を実施することで、高い産業競争力を有する形での国内製造サプライチェーンの確立を目指す。

需要の創出

【需要創出に向けて想定される取組】

- 導入目標の策定（特に公共施設は先行検討）
- FIT・FIP制度における導入促進策や大量生産等による価格低減目標を前提とした需要支援策などの検討
- 太陽電池の製造からリサイクル・廃棄までを見据えたビジネスモデルの普及・制度設計やルール作り
- 国際標準化・ルール作り・同志国との連携

【2030年目標に向けた進捗】

- 洋上風力発電は、足下では、再エネ海域利用法等に基づき、着床式洋上風力発電を中心に、これまでに5.1GWの案件が形成されたほか、有望区域や準備区域が多数存在しており、2030年目標 (5.7GW) に向けて着実に進展している。他方、「洋上風力産業ビジョン」で掲げた案件形成目標 (2030年10GW、2040年30-45GW) の実現に向け、浮体式洋上風力発電のEEZへの導入拡大が重要となる。
- 陸上風力発電は、2030年目標 (17.9GW) に対して、2023年12月末時点の導入量は5.5GW、FIT/FIP認定済未稼働の容量は10.4GWに達している。一方で、陸上風車の設置に係る景観や環境への影響等に関する地域の懸念が高まる中で、これに適切に対応し、認定済未稼働の案件が運転開始に至ることができるかが課題。

【導入拡大に当たっての論点】

- ✓ 洋上風力発電は、再エネの主力電源化に向けた「切り札」であり、引き続き、再エネ海域利用法等に基づき着実な案件形成を進めていくべきではないか。また、陸上風力発電について、地域との共生を大前提として取組を進めることが重要ではないか。
- ① 再エネ海域利用法等による案件形成 (法定協議会による地元調整、セントラル方式の実施 等)
- ② 浮体式洋上風力発電の導入拡大 (再エネ海域利用法等の改正により対象範囲を領海からEEZへ拡大 等)
- ③ エネルギーの安定供給・経済安全保障の観点を踏まえた国内のサプライチェーン形成 (GI基金による浮体式洋上風力に関する大規模実証、GXサプライチェーン補助金による設備投資支援、技術研究組合による規格・標準化 等)
- ④ 地域と共生した陸上風力の導入 (地球温暖化対策推進法等に基づく促進区域のポジティブゾーニング 等)
- ⑤ 環境アセスメントの効率化等の事業環境整備
- ⑥ 系統整備の促進 (マスタープランを踏まえた北海道本州間の海底直流送電 (HVDC) 等)

- 洋上風力発電は、①導入拡大の可能性、②コスト競争力のある電源、③経済波及効果が期待される。
- 同時に、①導入に当たり、防衛レーダーとの干渉や漁業との共生が不可欠。また、②昨今のインフレを背景に、米国や英国では入札参加事業者の撤退も発生。加えて、③高い経済波及効果が期待される一方、大型風車メーカーが国内に存在しないといった課題がある。
- エネルギー政策と産業政策の両面から洋上風力に係る取組を推進していくことが必要。

①導入拡大の可能性

- 欧州を中心に世界で導入が拡大
- 四方を海に囲まれた日本でも、北海周辺とは地形や風況が異なるものの、今後導入拡大が期待されている。

洋上風力発電の各国政府目標

地域／国	目標 (2023年時点)	
EU	60GW	(2030年)
	300GW	(2050年)
ドイツ	30GW	(2030年)
	70GW	(2050年)
アメリカ	30GW	(2030年)
	50GW	(2040年)
中国	112GW	(2040年)
台湾	5.6GW	(2025年)
	40～50GW	(2050年)
韓国	12GW	(2030年)
	25GW	(2040年)

②コスト競争力のある電源

- 先行する欧州では、遠浅の北海を中心に、落札額が10円/kWhを切る事例や市場価格(補助金ゼロ)の事例等、コスト低減が進展。

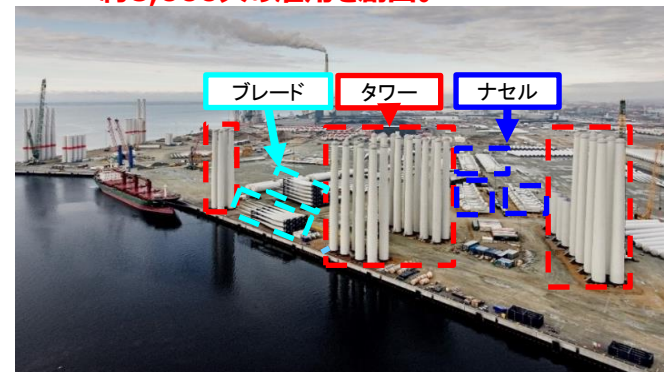
国	プロジェクト名	価格 (€=131.4円 £=155円) ※2021年平均相場	運転開始年
オランダ	The Princess Amalia	200EUR/MWh (26円/kWh)	2008年
オランダ	Borssele III + IV	54.49EUR/MWh (7.1円/kWh)	2021年
オランダ	Hokkandse Kust Noord V	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
オランダ	Hollande Kust Zuid 3 & 4	市場価格 (補助金ゼロ)	2023年
イギリス	Sofia	44.99EUR/MWh (5.9円/kWh)	2024年
イギリス	Doggerbank Creyke Beck A	44.99EUR/MWh (5.9円/kWh)	2024年
フランス	Dunkirk	44 EUR/MWh (5.8円/kWh)	2026年
イギリス	Hornsea3,4	37.35ポンド/MWh (5.7円/kWh)	2027年

③経済波及効果

- 洋上風力発電設備は、部品数が多く(数万点)、また、事業規模も大きいことから、関連産業への波及効果が大きく、地域活性化にも寄与。

欧州の港湾都市の事例 (デンマーク・エスビアウ港)

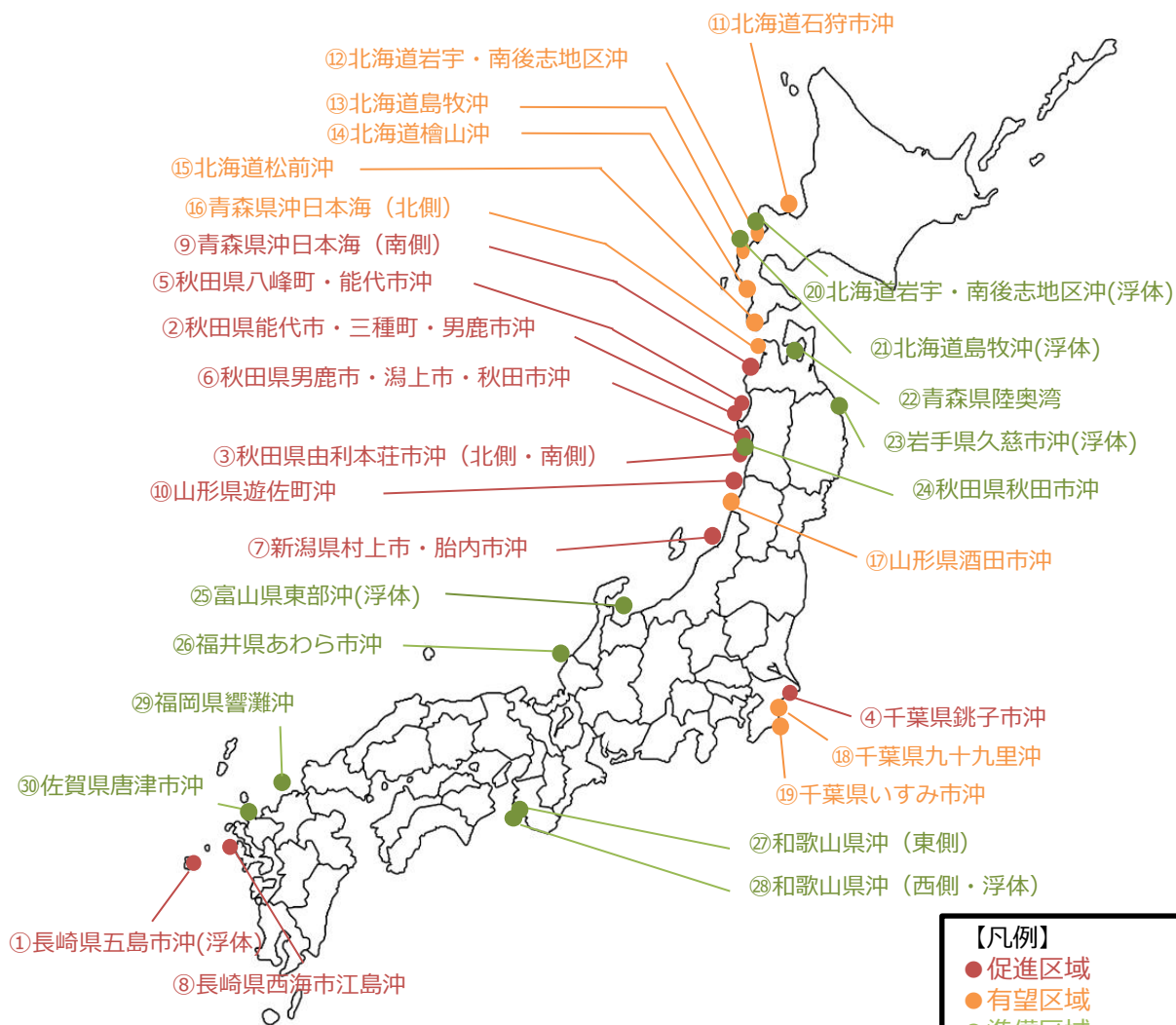
- ・ 建設・運転・保守等の地域との結びつきの強い産業も多いため、地域活性化に寄与。
- ・ エスビアウ市では、企業誘致にも成功し、**約8,000人の雇用を創出**。



■ 2023年10月3日に新たに**2区域**（**青森県日本海（南側）**、**山形県遊佐町沖**）を**促進区域**に指定。

■ 現在、**上記2区域**について事業者の選定評価中であり、**年内を目途に結果を公表予定**。（系統容量 **計約110万kW**）

区域名	万kW
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体） 1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 49.4
	③秋田県由利本荘市沖 84.5
	④千葉県銚子市沖 40.3
	⑤秋田県八峰町能代市沖 37.5
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖 31.5
	⑦新潟県村上市・胎内市沖 68.4
	⑧長崎県西海市江島沖 42
	⑨青森県沖日本海(南側) 事業者選定中 60
	⑩山形県遊佐町沖 事業者選定中 45
有望区域	⑪北海道石狩市沖 91～114
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖 56～71
	⑬北海道島牧沖 44～56
	⑭北海道檜山沖 91～114
	⑮北海道松前沖 25～32
	⑯青森県沖日本海（北側） 30
	⑰山形県酒田市沖 50
	⑱千葉県九十九里沖 40
	⑲千葉県いすみ市沖 41
	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体) ㉔福井県あわら市沖
準備区域	㉔北海道島牧沖(浮体) ㉗和歌山県沖（東側）
	㉔青森県陸奥湾 ㉘和歌山県沖（西側・浮体）
	㉔岩手県久慈市沖(浮体) ㉙福岡県響灘沖
	㉔秋田県秋田市沖 ㉚佐賀県唐津市沖
	㉔富山県東部沖(浮体)



※ 浮体式の公募では売電価格は固定価格とし、事業性評価のみで選定。

○ EEZに設置される洋上風力発電設備について、長期間の設置を認める制度を創設。

①経済産業大臣は、自然的条件等が適当である区域について、公告縦覧や関係行政機関との協議を行い、**募集区域として指定**することができる。

②募集区域に海洋再生可能エネルギー発電設備を設置しようとする者は、設置区域の案や事業計画の案を提出し、経済産業大臣及び国土交通大臣による**仮の地位の付与（仮許可）**を受けることができる。

③経済産業大臣及び国土交通大臣は、仮の地位の付与を受けた事業者、利害関係者等を構成員とし、発電事業の実施に必要な協議を行う**協議会を組織**するものとする。

④経済産業大臣及び国土交通大臣は、協議会において協議が調った事項と整合的であること等の許可基準に適合している場合に限り、**設置を許可**することができる。

※ EEZにおける洋上風力等に係る発電設備の設置を禁止し、募集区域以外の海域においては設置許可は行わない。

【2030年目標に向けた進捗】

- 地熱発電については、JOGMECによる先導的資源量調査を2020～2023年度で全国延べ82件（地表調査74件、掘削調査8件）で実施するなどしてきたが、新規導入量が少なく、足下の導入容量は0.6GW。
- 調査/掘削や地元調整などの事業開発に長期間を要すると想定される中で、2030年目標（1.5GW）との乖離が見られる状況となっている。

【導入拡大に当たっての論点】

- ✓ 地熱発電については、開発リスク/開発コストの低減を図りつつ、温泉事業者等との地域の関係者と共生しながら、導入を促進していくことが重要ではないか。
- ① 開発リスク/開発コストの低減、大規模案件の効率的な導入促進
（JOGMECのリスクマネーの供給・先導的資源量調査、FIT/FIP制度での「フォーミュラ方式」等）
- ② 地域と共生した地熱発電の導入促進
（温泉事業者等の理解醸成、地球温暖化対策推進法に基づく促進区域のポジティブゾーニング等）
- ③ 革新的技術の開発（超臨界地熱発電の技術開発 等）
- ④ 地域に裨益する事業モデルの横展開（地熱発電所の蒸気で作った温水の農業施設での利用 等）

(参考) 地熱開発プロセスと経済産業省・JOGMECによる支援措置

34

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（第62回）
（2024年5月29日）事務局資料（一部抜粋）

新規有望地点の開拓

<国主体（JOGMEC自身が実施）>

個別地点での調査・探査・開発

<開発事業者主体（JOGMECが支援）>

開発プロセス

先導的資源量調査

- ・高いポテンシャルが期待されるが、開発難度が特に高い地域での地表・掘削調査。
- ・特に、国立・国定公園内における新規有望地点の開拓を想定。

初期調査 （地表調査／掘削調査）

約3～5年

- ・地表調査（地形・地下構造・熱）
- ・掘削調査（温度・蒸気・熱水）



探査事業 （噴気試験等）

約1～2年

- ・蒸気・熱水量を確認



環境 アセス

約2年

- ・7,500kW以上が対象（一部例外）



開発事業 （発電設備の設置等）

約1～3年

- ・生産井・還元井掘削
- ・発電設備設置



事業化判断

支援措置

調査支援等

理解促進

技術開発

地表調査／掘削調査

- ・事業者が行う調査に対して、JOGMECから助成金を交付。
- ・補助率は、地表調査は2/3、掘削調査は1/2。
- ・地元案件等は、補助率引上げ。

出資

事業者が行う噴気試験に必要な資金をJOGMECが出資（50%上限）。

債務保証

事業者が行う井戸掘削、発電設備設置等に必要な融資を受ける際の債務をJOGMECが保証（80%上限）。

モニタリング調査／理解促進／代替温泉井掘削

- ・地表調査・掘削調査を行う際、温泉事業者等の理解促進のため、調査による温泉や生態系等の自然環境への影響のモニタリング調査を支援。
- ・温泉事業者等の理解を得るため、地元説明会や専門家派遣を実施。この他、国民理解を得るための地熱シンポジウムを年1回開催する等のPR活動。
- ・万が一温泉湧出量等が過度に減少した場合、代替温泉井掘削を支援。

モデル地域選定等

地熱資源を活用した産業振興等の優良事例をモデル地区として認定。新たな地熱の魅力を発信。

調査技術高度化／掘削技術高度化 等

- ・地熱発電に適さない酸性流体の分布を事前に把握するための化学探査手法を開発。
- ・地下を斜め掘りをする際の掘削技術、逸泥対策等の技術開発。
- ・地熱発電の抜本的拡大に向け、革新的地熱発電技術の開発 等

発電設備の効率改善

- ・発電設備等の耐食性向上
- ・出力安定のための管理技術

【2030年目標に向けた進捗】

- 中小水力発電については、直近の約4年間で0.2GWの導入量があり、また、FIT/FIP認定済の未稼働量も0.3GW存在している。
- 残された開発可能地点が奥地化し、開発期間も長期化する傾向がある中で、2030年目標(10.4GW)の実現には、今後約6年間で0.5GWの導入が必要である。

【導入拡大に当たっての論点】

- ✓ 中小水力発電については、開発リスク/開発コストの低減を図りつつ、農業等との地域の関係者と共生しながら、導入を促進していくことが重要ではないか。
 - ① 開発リスク/開発コストの低減 (導入検討段階で必要となる流量調査の支援 等)
 - ② 既存設備の効率化による発電量の最大化
(他目的の利用との調整、リプレイス時の設備最適化、デジタル技術を取り入れた運用効率化 等)
 - ③ 地域に裨益する事業モデルの横展開 (地域の治水やレジリエンスに貢献する事業 等)

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（第62回）（2024年5月29日）事務局資料（一部抜粋）

- 中小水力発電開発における初期段階調査を円滑に進めるため、必要な地質調査、地形測量、流量調査などに要する費用を対象とする補助事業を実施。
- 2023年度は、28件の初期調査を支援し、約3,955kWの有望開発地点を確認。

2023年度実績

初期調査等支援事業

補助件数：30件

（内訳）

・事業性評価事業

北海道：2件

東北（青森、岩手、山形）：8件

関東（茨城、群馬）：2件

中部（新潟、福井、山梨、長野、岐阜）：9件

関西（滋賀、兵庫）：2件

四国（愛媛、高知）：2件

中国（島根）：1件

九州（熊本）：2件

・地域共生支援事業

中部（石川、富山）：2件

事業イメージ



流量調査



基準点測量



水準測量



地形測量

【2030年目標に向けた進捗】

- バイオマス発電については、直近の導入量が7.4GWとなっており、現時点で、2030年目標 (8.0GW) に近い水準の導入が実現している。
- 大規模事業は、2017年度～2018年度頃に再エネ特措法に基づく認定量が急増したが、直近のFIP入札における入札量がゼロとなるなど、近年では、新規の案件組成が見られない状況が継続している。
- 中小規模事業は、2012年のFIT制度開始以降、地域の木材等を有効に利活用しながら、緩やかに継続的な導入拡大が進んでいるが、近年では、燃料の需給が逼迫しており、事業の安定継続が課題となっている。

【導入拡大に当たっての論点】

- ✓ バイオマス発電については、燃料費を含むコストの低減を図りつつ、燃料の安定調達と持続可能性の確保を前提に取組を進めることが重要ではないか。また、他の再エネ電源と異なり燃料費がコストの大半を占めている構造であり、燃料需給の逼迫も見られる中で、長期安定的な事業を促す必要性が大きいのではないか。
- ① 燃料の安定調達や持続可能性の確保 (第三者認証、ライフサイクルGHG基準 等)
- ② kW価値／調整力を有する電源としての活用促進 (FIP制度の活用促進 等)
- ③ コスト低減の促進 (建材用途と競合しない木質バイオマスの植林・伐採等の実証 等)
- ④ 廃棄物発電の導入拡大
- ⑤ 地域に裨益する事業モデルの横展開 (農林業として連携する事業、熱電併給 等)

- FIT/FIP制度が求める持続可能性の評価基準は以下のとおり。

担保すべき事項		評価基準 (RSPO2013を元に作成)
環境	土地利用変化への配慮	■ 農園の開発にあたり、一定時期以降に、原生林又は高い生物多様性保護価値を有する地域に新規植栽されていないこと。
		■ 泥炭地を含む耕作限界の脆弱な土壌で、限定的作付けが提案された場合は、悪影響を招くことなく土壌を保護するための計画が策定され、実施されるものとする。
	温室効果ガス等の排出・汚染削減	■ 温室効果ガス等の排出や汚染の削減の計画を策定し、その量を最小限度に留めるよう実行していること。
	生物多様性の保全	■ 希少種・絶滅危惧種並びに保護価値が高い生息地があれば、その状況を特定し、これらの維持や増加を最大限に確保できるように事業を管理すること。
社会・労働	農園等の土地に関する適切な権原：事業者による土地使用权の確保	■ 事業者が事業実施に必要な土地使用权を確保していることを証明すること。
	児童労働・強制労働の排除	■ 児童労働及び強制労働がないことを証明すること。
	業務上の健康安全の確保	■ 労働者の健康と安全を確保すること。
	労働者の団結権及び団体交渉権の確保	■ 労働者の団結権・団体交渉権が尊重または確保されること。
ガバナンス	法令遵守（日本国内以外）	■ 原料もしくは燃料を調達する現地国の法規制が遵守されること。
	情報公開	■ 認証取得事業者が関係者に対し適切に情報提供を行うことが担保されること。
	認証の更新・取消	■ 認証の更新・取消に係る規定が整備されていること。
サプライチェーン上の分別管理の担保		■ 発電事業者が使用する認証燃料がサプライチェーン上において非認証燃料と混合することなく分別管理されていること。
認証における第三者性の担保		■ 認証機関の認定プロセス、及び認証付与の最終意思決定において、第三者性を担保すること。
		■ 認定機関がISO17011に適合しており、認定機関においてISO17011に適合した認証機関の認定スキームが整備されていること。

調達価格等算定委員会（第92回）（2024年1月16日）資料2 等から抜粋・一部加工

- FIT/FIP制度が求めるライフサイクルGHG基準は以下のとおり。

国内森林に係る木質バイオマス、輸入木質バイオマス、農産物の収穫に伴って生じるバイオマス（輸入）
に係るライフサイクルGHGの基準

	比較対象電源ライフサイクルGHG(180g-CO2eq/MJ電力)に対する削減率		
	2023～2029年度	2030年度	2031年度以降
2021年度までの既認定案件	－		
2022年度以降の認定案件	▲50%	▲70%	2025年度頃を目途に検討

廃棄物系区分バイオマスに係るライフサイクルGHGの基準

	比較対象電源ライフサイクルGHG(180g-CO2eq/MJ電力)に対する削減率		
	2024～2029年度	2030年度	2031年度以降
2023年度までの既認定案件	－		
2024年度以降の認定案件	▲50%	▲70%	2025年度頃を目途に検討

<備考>
※比較対象電源は、2030年のエネルギーミックスを想定した火力発電とする。
※ライフサイクルGHGの基準の確認対象とするのは1,000kW以上の案件に限る。
※ライフサイクルGHGの基準の確認対象とならない案件も含め、木質バイオマス等はGHG排出削減に向けた自主的取組に努めることとする。
※ライフサイクルGHGの基準の確認対象とならない既認定案件についても、燃料の計画変更の認定を受ける場合には、使用する全ての燃料に基準の適用を受けるものとする。
※廃棄物系区分バイオマスとは、メタン発酵ガス発電（バイオマス由来）、建設資材廃棄物、廃棄物・その他バイオマスをいう。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

<2050年カーボンニュートラルに向けた取組の加速>

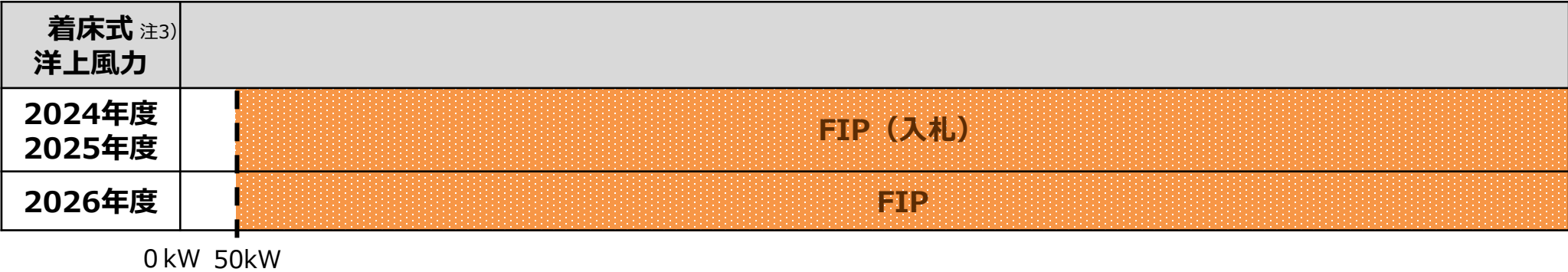
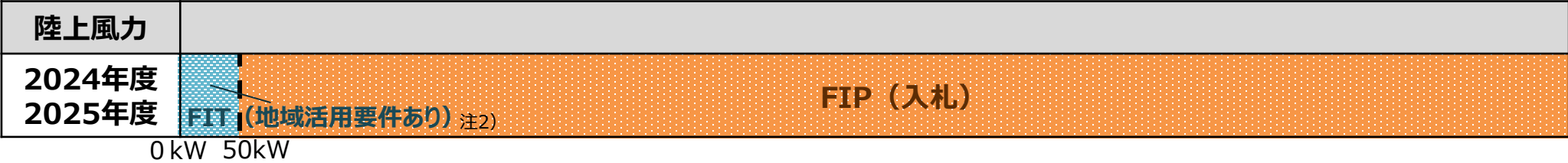
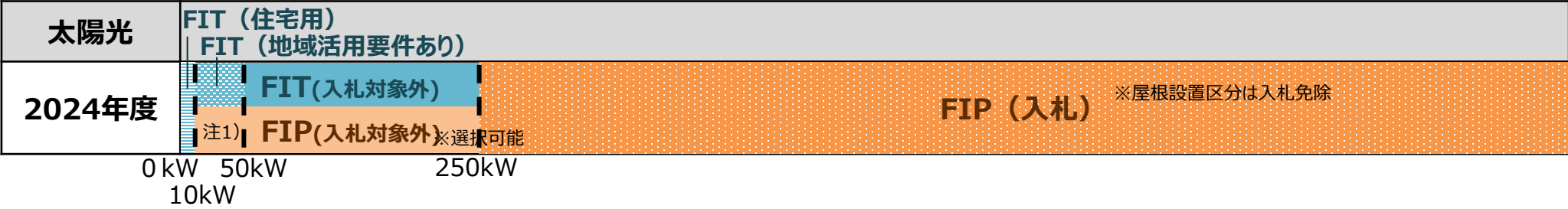
- 再エネについては、2050年カーボンニュートラルや2030年度再エネ比率36～38%の導入目標の実現に向けて、**S+3E**を大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくことが基本方針。
- 第6次エネルギー基本計画の策定から約3年が経過する中で、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会では、①最近のエネルギー情勢への評価、②今後のエネルギー政策の基本的な方向性、③エネルギーミックスの在り方など様々な視点から、次期エネルギー基本計画の策定に向けた検討が進んでいる。
- こうした中、今年度の本委員会では、国民負担の抑制、電源の特性を踏まえたリスクの評価や分担、電力システムへの影響等も勘案し、中長期的な視点で時間軸を意識しながら、調達価格／基準価格や入札制度等について検討してはどうか。具体的には、例えば、以下のような点が主な論点となるのではないかと考える。
 - 需給近接型の電源については、系統負荷が小さく、比較的地域共生しやすい再エネであるところ、再エネの適地が限られる中、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速する観点から、設置主体の特性も踏まえ、投資回収の早期化などを行うことが重要ではないか。具体的には、より一層の導入拡大を促す観点から、需給近接型の電源における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方について、どう考えるか。
例）住宅用太陽光発電、事業用屋根設置太陽光発電
 - 大規模かつ総事業期間が長期にわたる電源については、建設期間における資材価格等の変動が事業撤退リスクに直結することも踏まえつつ、電源投資を確実に完遂させるための官民のリスク分担のあり方について、どう考えるか。
例）洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）
 - 資源の特性上、開発段階のリスク／コストが高い電源については、官民における調査・開発の分担に係る議論を踏まえ、新たなリスク分担のあり方について、どう考えるか。
例）地熱発電
 - 長期安定稼働が可能な電源について、調達期間／交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえ、長期安定稼働が可能な実態に合わせた支援の在り方について、どう考えるか。一方で、燃料の安定調達等の課題から、脱炭素電源としての事業の安定継続が課題となっている電源について、支援のあり方をどう考えるか。
例）地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電

FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

42

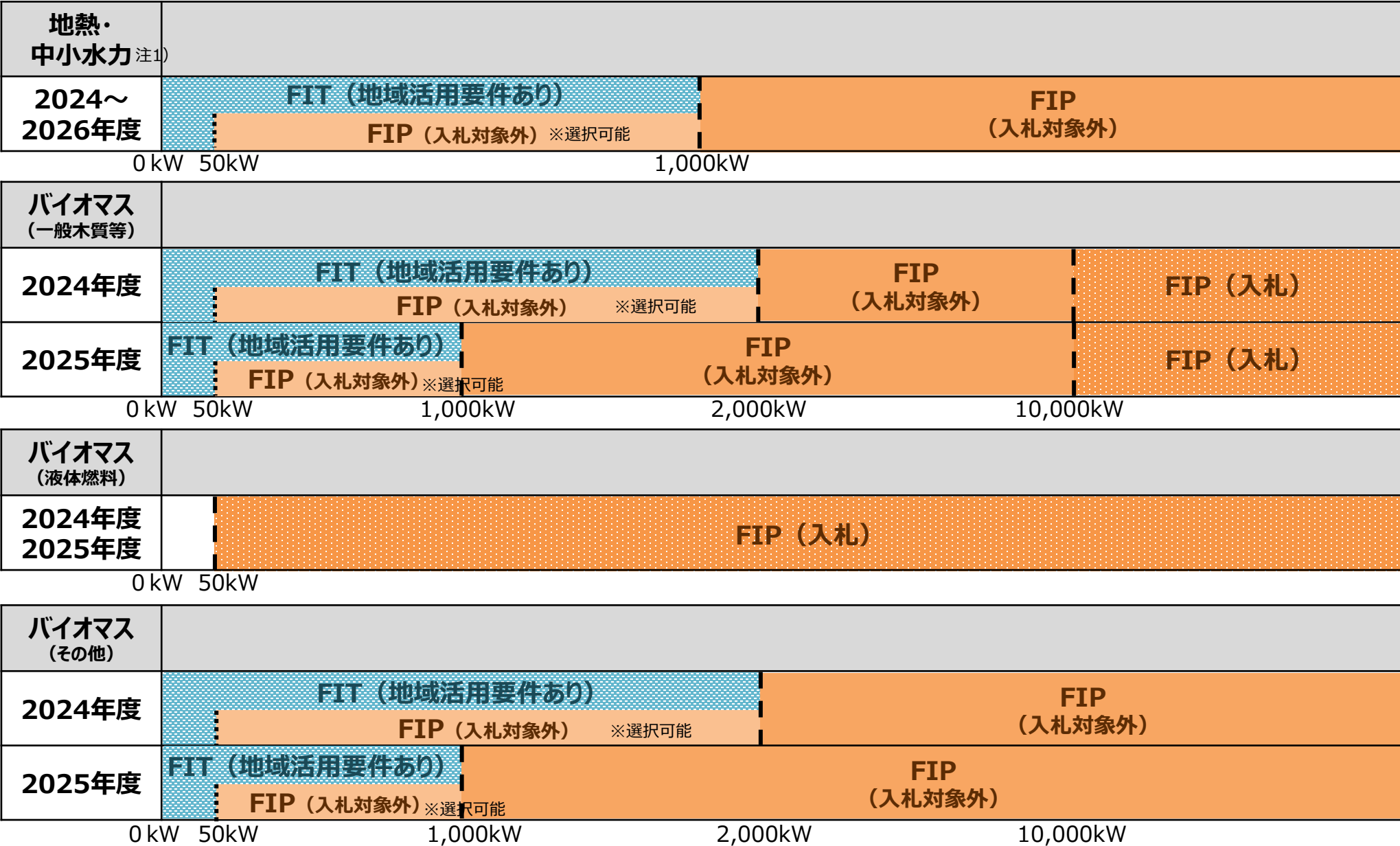
電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	価格目 標									
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (～6月末) 27円 (7月～)	24円	入札制 21円	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25 円	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63 円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.20円/9.13円/ 9.05円/8.98円 (250kW以上)	入札制 (250kW以上)		【発電コスト】 全体 7円 (2028年) トッパーナー 5円 (2028年)									
						21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (10kW以上2,000kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上250kW未満)	11円 (50kW以上250kW未満)	10円 (50kW以上250kW未満)	9.5円 (50kW以上250kW未満)	9.2円 (50kW以上250kW未満)				8.9円 (250kW以上)								
												10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)				10円 (10kW以上)								
												13円 (10kW以上50kW未満)	12円 (10kW以上50kW未満)				11円 (10kW以上50kW未満)	【屋根設置】 9.5円 (50kW以上)	12円 (10kW以上)	12円 (10kW以上)	11.5円 (10kW以上)				
									10円 (10kW以上 50kW未満)																
									住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※				31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円
				※ 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)																					
風力 【20年】	22円 (陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円 (陸上)	19円 (陸上)	18円 (陸上)	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 (50kW以上) 15円	入札制 (50kW以上) 14円	入札制 (50kW以上) 13円	入札制 (50kW以上) 12円	【発電コスト】 8～9円 (2030年)									
	55円 (陸上20kW未満)																								
	36円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に上限価格を決定																			
						36円 (着床式)											入札制34円	32円	29円	入札制24円	入札制	入札制			
36円(浮体式)																									
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円 (2万kW未満)	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 17.8円	入札制	入札制		FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す									
	24円(一般木材等)					21円 (2万kW以上)																			
						24円 (2万kW未満)	※一般木材等 (10,000kW以上)・バイオマス液体燃料																		
						24円 (10,000kW未満)																			
	32円(未利用材)				32円(2,000kW以上) 40円(2,000kW未満)																				
	39円 (メタン発酵バイオガス発電)											35円													
その他 (13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス))																									
地熱 【15年】	26円(15,000kW以上)														フォーミュ ラ方式 ※										
	40円(15,000kW未満)																								
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					16円													
							27円 (1,000kW以上5,000kW未満)							23円											
	29円(200kW以上1,000kW未満)																								
	34円(200kW未満)																								

※地熱発電の2026年度以降は、1,000kW～30,000kWの範囲において容量に応じて連続的に価格が変化する方法（フォーミュラ方式）を採用（1,000kW未満：40円/kWh、30,000kW以上：26円/kWh）



注 1）事業用太陽光は、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。
注 2）リブレースは入札対象外。特に1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。
注 3）浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。
※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ 44



注1) 地熱・中小水力発電のリブレースは新設と同様の取扱い。
※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。
※バイオマス発電 (液体燃料を除く) のうち、廃棄物の焼却施設に設置されるものについては、50kW以上2,000kW未満の範囲においてFIT (地域活用要件あり) かFIP (入札対象外) を選択可能。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

＜太陽光発電①＞

● 事業用／住宅用太陽光発電の2026年度以降の調達価格／基準価格等

- 太陽光発電は、2030年エネルギーミックスにおいて大きな電源構成を占める電源であるところ、地域共生を前提としつつ、国民負担の抑制に向けたより効率的な事業実施・自立化（※）と導入の拡大の両立を実現する観点から、2026年度の調達価格／基準価格をどう設定するか。

※事業用太陽光の価格目標：2028年に発電コスト7円/kWh　住宅用太陽光の価格目標：2028年に卸電力市場価格並みの価格水準

- 電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立化を促していくとのこれまでの本委員会の意見や、FIP制度の更なる促進に向けた関係審議会での検討状況を踏まえつつ、2026年度のFIT／FIPの対象をどう設定するか。
- 今年度の入札実績等を踏まえつつ、競争性の確保を前提として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の両立を図るため、2025年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量、上限価格等について、どう設定するか。とりわけ、直近では、PPA等を活用しながら卸電力市場価格を下回る価格での入札が生じている中で、事業者の入札行動の分析を踏まえつつ、大規模な太陽光発電から、FIT/FIP制度からの自立（FIT/FIP制度の支援なく初期投資が自立的に進展する状況）の時期が到来しつつあるところ、太陽光発電の自立のあり方について、どう考えるか。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

<太陽光発電②>

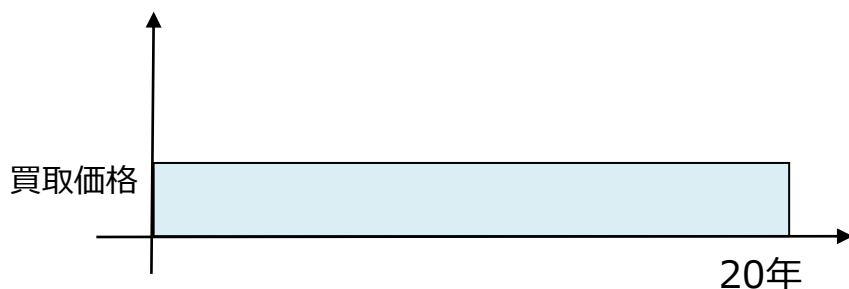
- 需給近接型の太陽光発電における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方（初期投資支援スキーム）
 - 屋根設置等の需給近接型の太陽光発電については、比較的地域共生しやすい再エネであり、加えて系統負荷が小さいため、他の太陽光発電と比較し、統合コストが小さいと考えられることから、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速することが考えられる。設置主体となる建物所有者等の属性として、個人や中小事業者といった財務体力の小さい主体が多く、投資回収年数の長さが導入に向けた障壁の一つとなっているところ、需給近接型の太陽光については、国民負担を抑制しながら、調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方を見直し、投資回収の早期化を図ることを検討してはどうか。
- 次世代型太陽電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討
 - 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備えるペロブスカイト太陽電池については、適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重性の低い工場の屋根、ビル壁面等）への導入が期待されており、国内において、一部の企業では2025年度から事業化が開始される予定。
 - また、次世代型太陽電池の早期社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出を三位一体で、官民関係者が総力を挙げて取り組むため、「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、検討が進められているところ。
 - 国民負担の観点や、需給近接による系統負荷の低減、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルを通じた地域との地域共生が期待されるといった次世代型太陽電池の特性、量産に向けた技術開発や生産体制整備の進捗、予算による需要家への導入支援が検討されていることも踏まえつつ、その導入促進について、どう考えるか。

需給近接型太陽光発電に対する初期投資支援スキーム（イメージ）

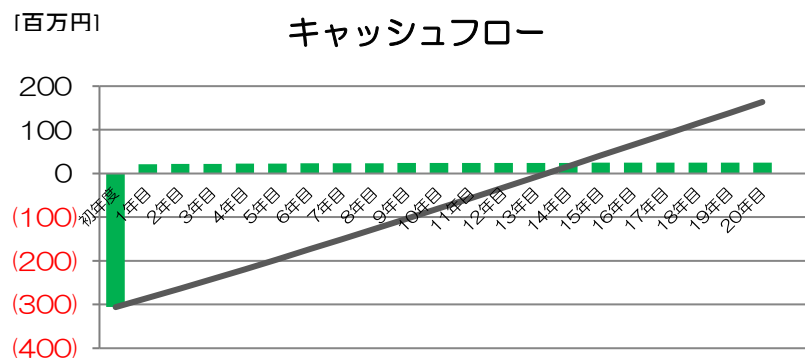
＜需給近接型の太陽光発電における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方（初期投資支援スキーム）＞

- 屋根設置等の需給近接型の太陽光発電については、比較的地域共生しやすい再エネであり、加えて系統負荷が小さいため、他の太陽光発電と比較し、統合コストが小さいと考えられることから、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速することが考えられる。
- 設置主体となる建物所有者等の属性として、個人や中小事業者といった財務体力の小さい主体が多く、投資回収年数の長さが導入に向けた障壁の一つとなっているところ、需給近接型の太陽光については、国民負担を抑制しながら、調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方を見直し、投資回収の早期化を図ることを検討してはどうか。

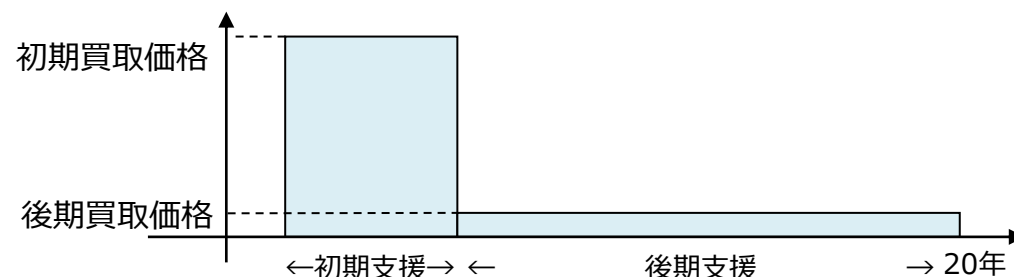
【現行FIT/FIPにおける価格（イメージ）】



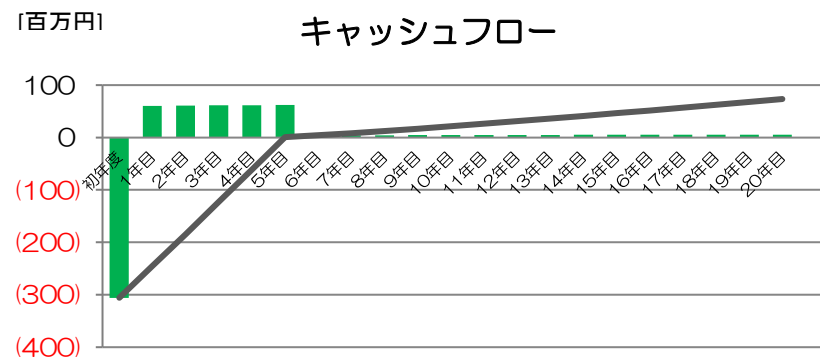
【現行FIT/FIPにおける投資回収期間（イメージ）】



【初期投資支援スキームにおける価格（イメージ）】



【初期投資支援スキームにおける投資回収期間（イメージ）】



需給近接型太陽光発電に対する初期投資支援スキーム（論点）

<初期投資支援スキームに関する論点>

- 以下のような論点が考えられるところ、追加で考慮すべき事項はあるか。

論点① 投資回収期間

- 需給近接型の太陽光発電の導入意欲を喚起するためには、何年で資本費を回収できるような設計とすべきか。
- そのために、調達期間／交付期間や、調達価格／基準価格をどのように設定すべきか。

論点② 事業継続

- 初期支援期間終了後の発電による便益が小さいと、長期稼働に対するディスインセンティブとなる。初期支援期間終了後も含めて、発電による便益が、運転維持費以上の水準となることを担保するといった設計が考えられるか。

論点③ 自家消費

- 初期支援期間における売電価格が高いと自家消費に対するディスインセンティブとなり、需給近接型の太陽光発電のメリットが阻害されるおそれがあるため、初期支援期間における売電価格が電気料金水準よりも低くなるよう設定することが考えられるか。
- 一方、初期支援期間終了後に余剰売電型の事業実施を行わないと赤字になるような価格設定を行った場合、全量売電型の事業実施が行われるインセンティブを一定程度抑制できる（※）ことを踏まえ、初期支援期間における調達価格／基準価格が電気料金水準よりも高くなることを許容することも考えられるか。

※調達価格／基準価格の算定に際して設定する想定値より費用効率的な事業実施を行う案件については、余剰売電を実施しなくても黒字になり、全量売電型の事業実施が行われる懸念があることに留意が必要である。また、調整力を有する設備が併設されている案件については、少なくとも初期支援期間中において全量売電型の事業実施が行われる懸念があることに留意が必要である。

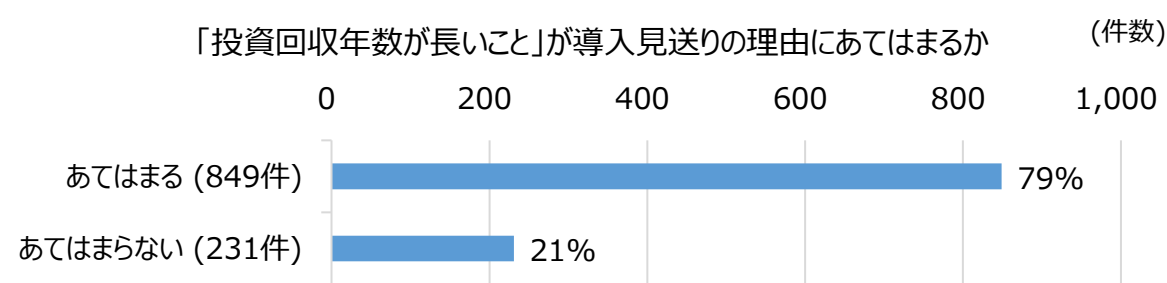
- 論点①（投資回収期間）も踏まえつつ、系統負荷の小さい需給近接型太陽光発電の導入拡大という観点で、どのように調達価格／基準価格を設定することが考えられるか。

論点④ 国民負担

- 需給近接型太陽光の導入を促進する意義の一つとしては、地上設置太陽光と比較し系統負荷が小さいため、統合コストの抑制が想定されることが挙げられる。
- 他方、初期投資支援スキーム適用後の調達価格／基準価格の設定水準によっては、国民負担が増加する可能性があるため、回避可能費用単価の水準を踏まえた国民負担にも留意しつつ、調達価格／基準価格を設定することとしてはどうか。

- 現在自宅に太陽光発電設備を導入しておらず、過去に検討したものの導入を見送った経験のある個人に対して、太陽光発電設備の投資回収期間に関するアンケートを実施。
- 投資回収期間の短縮が、太陽光発電設備の導入拡大に繋がることを示唆する結果が得られた。

【投資回収年数の長さが太陽光発電導入の障壁になるか】



【導入検討のハードルが低減する投資回収期間】 ※表中黄色セルは現行のFIT／FIP制度を活用した際の回収年数の目安

※上で「あてはまる」を回答した者（849件）のうち、①過去の導入検討時、初期費用の資金調達方法の具体的な検討まで行った ②検討時の想定から投資回収年数が短縮されれば、導入のハードルが低減する と回答した者（511件）による回答

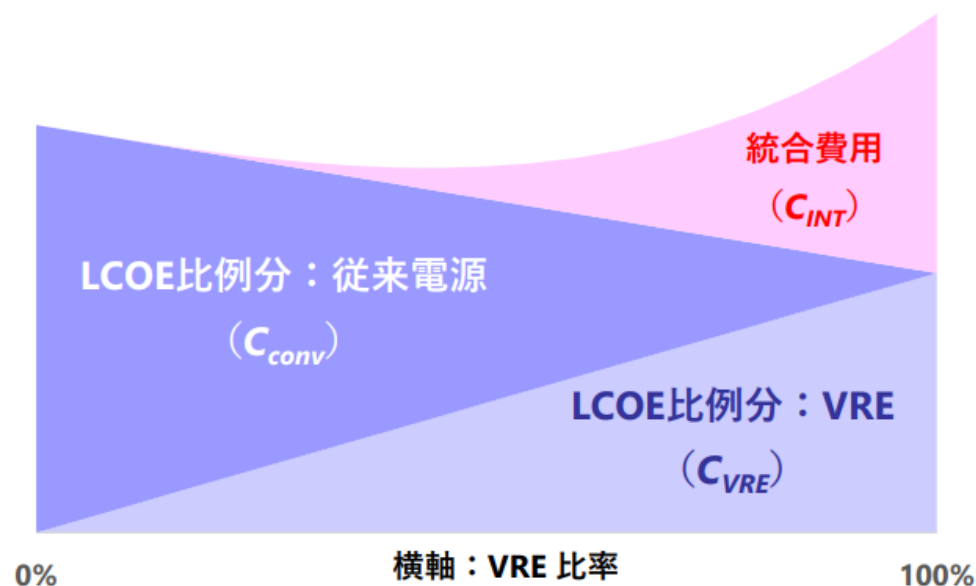
※初期投資費用のうち60～100%をそれぞれ何年以内に回収できれば導入検討時のハードルが低減するか回答

		導入検討のハードルが低減する最大の投資回収期間											
		3年以内	4年以内	5年以内	6年以内	7年以内	8年以内	9年以内	10年以内	11年以内	12年以内	当てはまるものはない	
初期投資費用の	60%を回収	24%	10%	25%	15%	7%	3%	1%	6%	0%	2%	7%	
	70%を回収	12%	15%	19%	15%	17%	5%	3%	5%	2%	2%	6%	
	80%を回収	10%	7%	21%	10%	17%	15%	5%	6%	1%	3%	5%	
	90%を回収	7%	8%	14%	12%	11%	14%	15%	8%	3%	3%	6%	
	100%を回収	8%	3%	17%	6%	13%	7%	11%	20%	4%	6%	5%	

※2024年10月1日から10月7日までの期間において、現在自宅に太陽光発電設備を導入しておらず、過去に検討したものの導入を見送った経験のある、戸建住宅に居住する個人1,080者に対して実施したアンケートより作成。

VRE大量導入時の統合費用の概念

縦軸：電力部門の総費用



- 従来電源のLCOEよりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用（従来の発電コスト：図中 $C_{conv}+C_{VRE}$ ）のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力抑制や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用が発生する。LCOE分以外の追加費用（何に起因するものであれ、全て含めたもの：図中 C_{INT} に相当）を、VRE大量導入に係る**統合費用（Integration cost）**と呼ぶ。

- **事業用太陽光**については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度以降順次拡大してきており、2023年度は、**FIT対象区分を「250kW以上500kW未満」、FIP対象区分を「500kW以上」として実施。**
- また、2021年度からは、**価格予見性の向上や参加機会の増加**のため、**上限価格を事前公表に変更**するとともに、**入札実施回数を年間4回に増加**させている。
- 2023年度第4四半期（第19回）では、**平均落札価格が5.11円/kWh**となっている。

＜事業用太陽光入札結果＞

※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

	事業用太陽光													
	第 6 回	第 7 回	第 8 回	第 9 回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回
実施時期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第 1 四半期	2021年度 第 2 四半期	2021年度 第 3 四半期	2021年度 第 4 四半期	2022年度 第 1 四半期	2022年度 第 2 四半期	2022年度 第 3 四半期	2022年度 第 4 四半期	2023年度 第 1 四半期	2023年度 第 2 四半期	2023年度 第 3 四半期	2023年度 第 4 四半期
入札対象	250kW以上						FIT250kW以上1,000kW未満・FIP1,000kW以上				FIT250kW以上500kW未満・FIP500kW以上			
募集容量	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	279MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	105MW	110MW	105MW	134MW
上限価格	12.0円/kWh 事前非公表	11.5円/kWh 事前非公表	11.00円/kWh 事前公表	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表	10.0円/kWh 事前公表	9.88円/kWh 事前公表	9.75円/kWh 事前公表	9.63円/kWh 事前公表	9.5円/kWh 事前公表	9.43円/kWh 事前公表	9.35円/kWh 事前公表	9.28円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	369MW (255件)	79MW (92件)	249MW (185件)	270MW (215件)	333MW (188件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	120MW (35件)	69MW (55件)	178MW (61件)	312MW (127件)
平均入札 価格	11.49円/kWh	11.34円/kWh	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.36円 /kWh	9.30円 /kWh	8.84円 /kWh	6.83円 /kWh
落札容量 (件数)	368MW (254 件)	69MW (83件)	208MW (137件)	224MW (192件)	243MW (81件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	105MW (20件)	69MW (55件)	105MW (33件)	134MW (29件)
平均落札 価格	11.48円/kWh	11.20円/kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.34円 /kWh	9.30円 /kWh	8.55円 /kWh	5.11円 /kWh
調達価格 決定方法	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）													

- 第20回・第21回太陽光入札では、上限価格は9.20円/kWh、9.13円/kWh、募集容量は93MW、107MW（250kW以上かつFIP）として実施。
- その結果、第20回太陽光入札では、応札容量は118MW（応札件数59件）となり、うち47件・93MWが落札された一方、第21回太陽光入札では、応札容量は34MW（応札件数22件）となり、全量落札となった。
- 平均落札価格は、第20回太陽光入札が6.84円/kWh、第21回太陽光入札が8.08円/kWhとなり、昨年度における同時期の入札に比べ、着実に低減（昨年度：第16回9.34円/kWh、第17回9.30円/kWh）。

＜第20回太陽光入札結果＞

入札の結果

募集容量	:	<u>93MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>62件・122MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>61件・121MW</u>
応札件数・容量	:	<u>59件・118MW</u>

落札の結果

平均入札価格	:	<u>7.28円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>47件・93MW</u>
最低落札価格	:	<u>4.55円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>8.84円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>6.84円/kWh</u>

＜第21回太陽光入札結果＞

入札の結果

募集容量	:	<u>107MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>27件・38MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>27件・38MW</u>
応札件数・容量	:	<u>22件・34MW</u>

落札の結果

平均入札価格	:	<u>8.08円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>22件・34MW</u>
最低落札価格	:	<u>5.00円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>9.13円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>8.08円/kWh</u>

■ 2023年度の事業用太陽光発電の認定容量は約400MW。また、2023年度においても、前年度に続き、住宅用太陽光発電の導入容量が1,000MWを超えた。

＜事業用太陽光発電の認定量：2024年3月末時点＞

単位：MW（件）（注）オレンジハイトは入札対象区分。

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,197(92,074)	46(558)	388(2,439)	674(1,899)	543(962)	971(1,075)	3,418(2,171)	6,201(364)	14,438(101,542)
2013年度	5,990(203,200)	27(307)	363(2,139)	989(2,827)	819(1,482)	912(1,059)	5,049(3,340)	8,471(455)	22,620(214,809)
2014年度	3,054(127,106)	16(180)	272(1,638)	566(1,631)	369(664)	322(380)	1,521(1,015)	3,021(177)	9,142(132,791)
2015年度	1,336(52,270)	4(46)	88(527)	218(634)	140(247)	99(117)	429(289)	411(26)	2,725(54,156)
2016年度	1,712(59,204)	2(28)	99(567)	313(889)	169(294)	160(192)	484(341)	999(49)	3,939(61,564)
2017年度	586(24,107)	2(19)	57(326)	212(579)	84(142)	106(126)	310(211)	39(4)	1,395(25,514)
2018年度	2,717(76,759)	4(45)	118(649)	474(1,282)	210(343)	222(263)	782(523)	196(6)	4,723(79,870)
2019年度	1,316(36,704)	1(16)	49(271)	408(973)	1(2)	14(16)	75(43)	105(4)	1,971(38,029)
2020年度	204(5,093)	5(62)	247(1,132)	48(107)	17(27)	46(52)	116(71)	145(8)	827(6,552)
2021年度	197(4,804)	3(36)	254(1,167)	56(132)	49(82)	70(81)	232(147)	118(6)	979(6,455)
2022年度	78(2,451)	3(37)	177(809)	14(34)	13(22)	35(39)	33(22)	130(4)	482(3,418)
2023年度	48(1,579)	3(47)	80(409)	69(172)	7(12)	23(27)	67(44)	105(2)	401(2,292)
	19,435(685,351)	116(1,381)	2,192(12,073)	4,041(11,159)	2,421(4,279)	2,980(3,427)	12,516(8,217)	19,940(1,105)	63,641(726,992)

＜事業用太陽光発電導入量：2024年3月末時点＞

単位：MW（件）

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,414(116,473)	45(535)	380(2,406)	560(1,607)	404(718)	642(709)	1,784(1,153)	539(55)	6,768(123,656)
2013年度									
2014年度	3,579(146,434)	23(270)	261(1,554)	562(1,645)	463(844)	542(624)	1,937(1,300)	1,000(85)	8,367(152,756)
2015年度	2,922(109,805)	13(150)	238(1,427)	561(1,618)	429(777)	441(515)	2,288(1,545)	1,255(91)	8,148(115,928)
2016年度	1,935(68,861)	8(91)	142(840)	356(1,014)	265(477)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,443(72,560)
2017年度	1,491(50,574)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,346)
2018年度	1,522(52,449)	4(44)	83(473)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,906(54,817)
2019年度	1,530(46,916)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,165)
2020年度	1,272(31,032)	2(25)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	4,999(33,305)
2021年度	836(18,904)	4(47)	84(428)	219(563)	80(132)	100(117)	444(289)	1,965(98)	3,731(20,578)
2022年度	525(12,055)	3(45)	117(586)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,545(13,679)
2023年度	276(6,624)	3(36)	86(423)	109(265)	38(63)	60(69)	255(161)	1,237(48)	2,063(7,689)
	18,303(660,127)	111(1,315)	1,634(9,527)	3,722(10,386)	2,313(4,098)	2,798(3,218)	11,883(7,822)	16,829(986)	57,594(697,479)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- ペロブスカイト太陽電池の需要創出を促すため、本委員会において、次世代型太陽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することとした。その際には、例えば、次のような点が論点になり得る。
 - 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、官民を挙げた GX 投資を促進していくことが重要な政策課題となっている。特に、今後10 年間で約 150 兆円の GX 投資を実現していくこととしており、ペロブスカイト等の次世代再エネ技術については、今般、「分野別投資戦略」が策定をされている。FIT 制度/FIP 制度のあり方についても、こうした政府全体の政策の方向性と整合性を取りながら、検討を進める必要があること。
 - FIT 制度/FIP 制度は、電気の需要家による国民負担（再エネ賦課金）により、相対的にコストの高い再生可能エネルギーを支援することでその導入を促進し、それによるスケールメリットによりコスト低減を実現し、将来的には、再生可能エネルギーの自立的な導入拡大を目指すものである。次世代型太陽電池については、技術開発が進展中の状況にあるが、例えば、GI 基金の中間目標値においては、2025 年までに 20 円/kWh 以下を見通せる技術の実現を目指すこととされている。この中で、将来の自立化に向けた道筋をどのように描くかということ。また、将来の自立化を促すための制度のあり方について、どのように考えるかということ。
 - 再生可能エネルギーの導入拡大に当たっては、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルを通じて、地域との共生が前提となる。従来の太陽光発電に関して議論されてきた点も踏まえつつ、安全性の確保、発電設備の適正な廃棄・リサイクルの担保を含めた事業規律の確保のあり方、解体等積立基準額への反映について、どのように考えるかということ。また、新たな発電設備区分の創設の検討に着手するに当たって、他の審議会等に検討を要請すべき点があるかということ。例えば、発電設備の適正な廃棄・リサイクルの担保の観点からは、環境省及び経済産業省が開催している「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」における検討状況も踏まえる必要がある。
- 以上の観点を前提とした上で、今後市場の広がりが期待されていることや、2030 年再エネ比率 36-38%の実現に資するものとする観点からは、可能な限り早期に検討を進めていく必要がある。これに向けて、今後、量産体制の構築状況や、自家消費率を含め想定される利用方法等を見極めながら、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、地上設置太陽光との価格差の早期の収斂を含め、来年度以降の調達価格等算定委員会で議論を継続することとした。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点②）（案）

＜風力発電＞

● 陸上風力発電の2025年度以降の入札制（募集容量・入札実施回数・上限価格等）

- 今年度の入札結果（追加入札の有無を含む。）や陸上風力発電の自立化に向けた道筋等を踏まえつつ、地域との共生を図りながら導入ペースの加速を促すことと、より効率的な事業実施を促すため、2025年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2027年度入札の上限価格について、どう設定するか。

● 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の取扱い

- 大規模かつ総事業期間が長期にわたる着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、資材価格等の変動による事業撤退リスクが大きいことを踏まえ、電源投資を確実に完遂させる観点から、FIP制度における基準価格を物価変動に連動させ、民間事業者のみでは取り切れないリスクの一部を制度側で、国民負担には中立的な形で引き受ける価格調整スキームを導入することが考えられる。
- 関係審議会における議論を受けて、リスク分担のあり方や国民負担の抑制といった観点を踏まえ、価格調整スキームによる調整の対象や、価格調整スキームを適用する物価変動率の上下限、事業者が必要なリスクプレミアムの低下に応じたIRRの設定について、どう考えるか。
- 上記を踏まえたうえで、第4R公募の上限価格やその事前公表／非公表、募集容量等について、どう設定するか。

● 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2025年度以降の取扱い

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2025年度入札の上限価格やその事前公表／非公表、募集容量等について、どう設定するか。

● 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度以降の基準価格／調達価格等

- 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2027年度の基準価格／調達価格等について、技術開発の進展や、我が国の排他的経済水域における案件形成に向けた事業環境整備に係る検討等を踏まえて、どう設定するか。

Ⅱ. 価格調整スキームの詳細設計（総論）

第27回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2024年10月10日）事務局資料より一部修正

- 大規模な洋上風力発電については、投資額が大きく、総事業期間も長期間となることを踏まえ、その電源投資を確実に完遂させる観点から、FIP制度における基準価格を物価変動に連動させ、民間事業者のみでは取り切れないリスクの一部を制度側で、国民負担には中立的な形で引き受けつつ、その官民リスク分担に応じたIRRを設定する。
 - 物価変動への連動の方式としては、洋上風力発電における事業費の大半を資本費が占めており、資材価格等の変動は事業撤退リスクに直結し得ることを踏まえ、「落札後1度のみ調整を行う方式（1回調整方式）」を採用し、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させることが考えられる。
 - そのような事業環境整備を行うに当たり、本WGにおいては、以下のような点に留意して検討を行った上で、その後、調達価格等算定委員会でも更に議論を行うこととした。
 - ① 収入・費用の変動リスクを低減するためには、米国NY州やNJ州の計算式を参考にしつつ、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査をもとに資本費への影響が大きい費目を特定し、基準価格に連動させる物価指標の選定や係数の設定等について検討することとしてはどうか。また、どのタイミングで基準価格の調整を行うべきか。インフレの場合のみならず、デフレの場合にも調整を行うべきではないか。
 - ② 一時的な物価高騰が落ち着くことを待たずに洋上風力発電設備の建設を進める誘因が働かないようにするとともに、過大な国民負担が生じることを防ぐため、価格調整スキームを適用する物価変動率の上限を検討するべきではないか。
 - ③ 契約や調達などにおける再エネ発電事業者自身の創意工夫を促すため、価格調整スキームを適用する物価変動率の下限を検討するべきではないか。
- (※) 上記論点に加え、事業者のリスクプレミアムの低下を踏まえ、供給価格上限額・基準価格の設定に際して採用するIRRの引下げ幅についても、調達価格等算定委員会にて議論する。
- 本日のWGにおいては、上記論点を踏まえ、価格調整スキームの詳細設計について、議論いただきたい。

Ⅱ. 価格調整スキームの詳細設計（考慮すべき物価指数）

57

第27回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2024年10月10日）事務局資料より一部修正

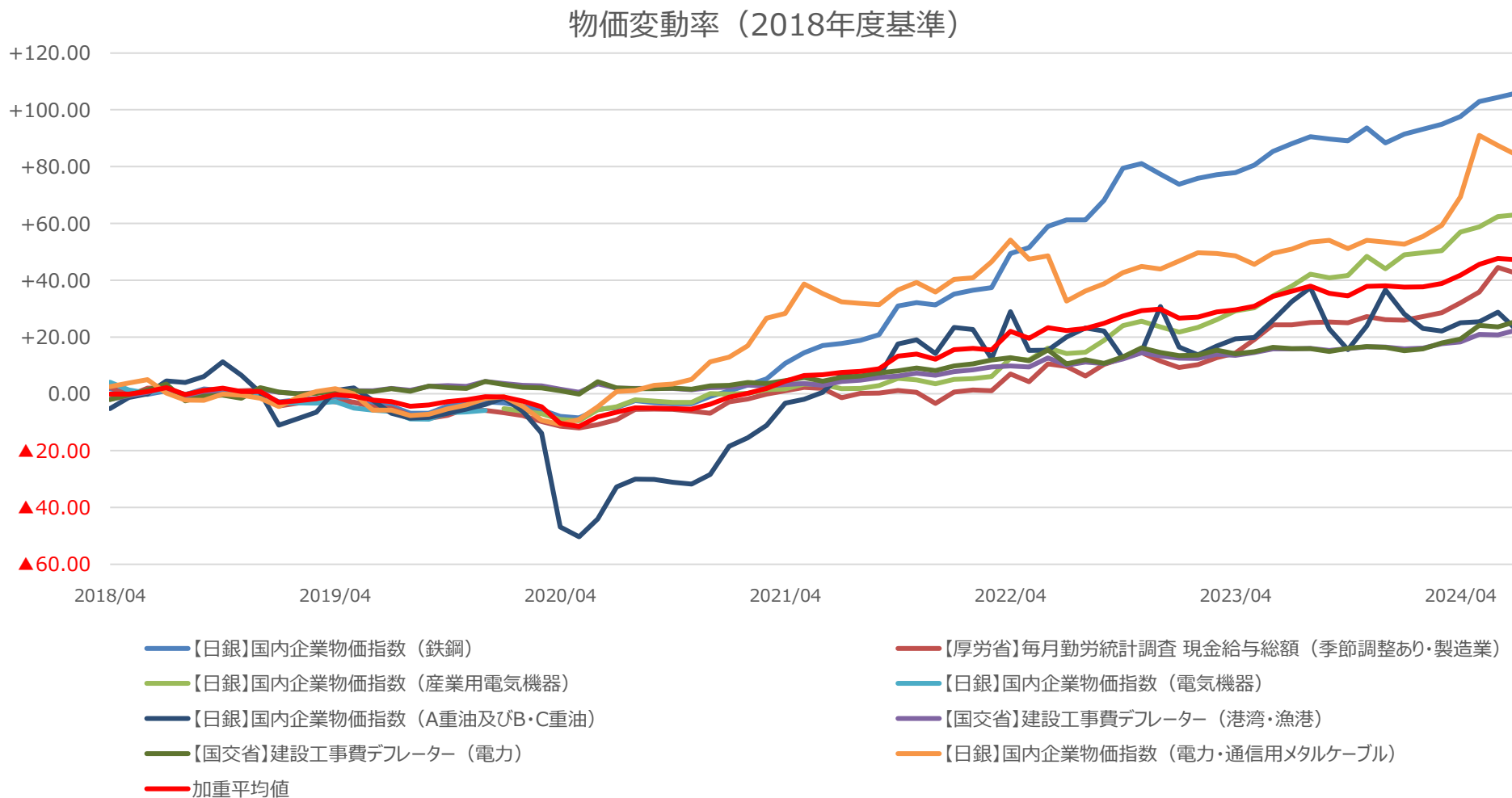
- 仮に、第1～3ラウンド公募の自然条件をもとに、最新のNEDO着床式洋上風力発電コストモデルを活用して着床式洋上風力発電の資本費の構成比を求めると、下表のとおり。
※15MW風車を用いた、500MWのウィンドファーム（第1～3ラウンドの平均）を想定。
- 資本費に占める割合の大きい風車、施工、基礎、ケーブル費用に着目し、下表に記載するような物価指数を価格調整スキームにおいて考慮することとしてはどうか。
※風車については、為替の変動を考慮し、円/ユーロの為替レートを物価指数に乗じる。但し、為替の影響が既に織り込まれている燃料費については、為替を考慮しない。
- なお、同試算において、資本費と運転維持費の比率は7：3であり、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させるため、価格調整スキームにおいては基準価格のうち7／10を物価指数と連動させることとしてはどうか。
※資本費と運転維持費の比を算出するに当たっては、コスト検証WGを参考に、割引率3％で運転維持費を割り引いて現在価値を算出している。

<資本費の構成>

費目	費用 [万円/kW]	割合	参照する物価指数の例	備考
風車	22.84	55%	・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼) ・【厚労省】毎月勤労統計調査 現金給与総額 季節調整済指数及び増減率－就業形態計(5人以上)(製造業) ・【日銀】国内企業物価指数(産業用電気機器) ・【日銀】国内企業物価指数(A重油/B重油・C重油)	・ 風車の費用としては、材料費、労務費、その他製造にかかる費用(製造費、燃料費)に大別でき、これらのコストを<u>1：1：1：1</u>と捉える。 ・ 風車の素材の大半は鉄鋼であるため、材料費は<u>鉄鋼価格</u>の指数を、労務費は製造業の<u>人件費</u>の指数を、その他製造にかかる費用は製造費や輸送費であるため、<u>産業用電気機器</u>と船舶燃料である<u>重油</u>の価格指数を使用する。重油について、洋上施工等で使用する船舶の燃料には、A重油もC重油も使用されるため、「<u>A重油</u>」及び「<u>B重油・C重油</u>」の平均を使用する。
施工	13.24	32%	・【国交省】建設工事費デフレーター(港湾・漁港) ・【国交省】建設工事費デフレーター(電力)	・ 施工の費用としては、洋上施工、陸上施工にかかる費用に大別でき、これらのコストを<u>5：3</u>と捉える。 ・ 建設工事費デフレーターの記事種類の項目として、住宅、道路、鉄道、空港、港湾・漁港、電力等があるが、<u>洋上施工</u>については、<u>洋上施工費に一番近い港湾・漁港での建設工事費の指数</u>を使用する。 ・ <u>陸上施工</u>については、<u>陸上施工費に一番近い電力に関する建設工事費の指数</u>を使用する。
基礎	2.39	6%	・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼)	・ 基礎の費用は鋼材価格をベースに算出されており、基礎の素材の大半は鉄鋼であるため、<u>鉄鋼価格</u>の指数を使用する。
アレイケーブル・ エクスポートケーブル	1.97	5%	・【日銀】国内企業物価指数(電力・通信用メタルケーブル)	・ 現状、洋上用電力ケーブルのみを参照する指数はないため、<u>電力ケーブルを含んだ電力・通信用メタルケーブル</u>価格の指数を使用する。
変電所	0.69	2%	—	—
港湾	0.05	0%	—	—

第27回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会（2024年10月10日）事務局資料より一部修正

- 2018年度を基準として、洋上風力発電設備の資本費における各費目の構成比で加重平均した物価指数の推移は以下赤線のとおり。



※各種指標は、全指標が揃う2024/07までを掲載。

なお、国内企業物価指数（産業用電気機器）は2020/01以降のデータしかないので、2019/12までは、その上位階層の集計である国内企業物価指数（電気機器）で算定している。

- 再エネ海域利用法に基づく公募において、公募参加予定者は見積りにより公募占用計画に記載する供給価格を決定しているところ、見積り時点（公募参加時点）において、洋上風力発電設備の調達・施工に要する費用が確定しているものではない。
- 一般的には、運転開始日の2～3年程度前までに、調達・施工に必要な契約が締結され、その時点で調達・施工に要する費用が概ね確定するため、見積りから運転開始日の2～3年程度前までの物価変動が、調達・施工に要する費用に大きく影響する。
- 以上を踏まえ、基準価格に連動させる物価変動率（調整変動率）の算定に必要な変動前物価指数と変動後物価指数については、以下のとおり期間における物価指数の加重平均を用いて設定することとしてはどうか。

<変動前物価指数>

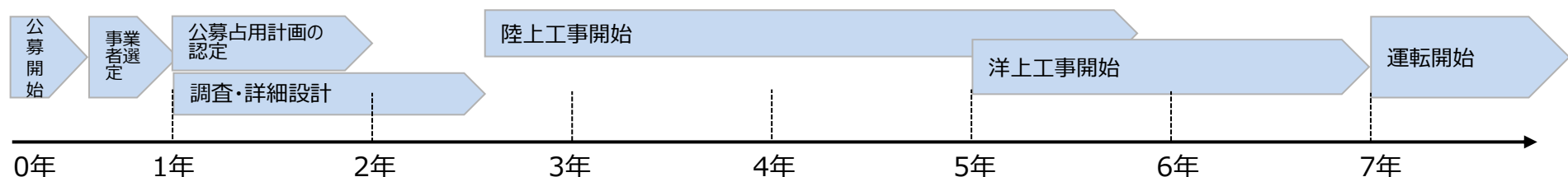
公募開始直前の1年間における物価水準を参照。

<変動後物価指数>

見積りから運転開始日の2～3年程度前までの物価変動を基準価格に反映させるため、公募占用計画に記載された運転開始予定日の2年前の日から直前1年間における物価水準を参照。

※仮に変動後物価指数を契約締結や売電開始のタイミングを起点にして設定すると、事業実施費用が確定した後に急激な物価変動が見込まれる場合、契約締結や売電開始のタイミングを遅らせることで、売電期間の短縮や保証金の没収による収益の減少分を鑑みても増収となり、迅速な事業実施を抑制する不適切なインセンティブが働く可能性がある。

- また、インフレの場合と同様の方式により、デフレの場合にも基準価格を物価変動に連動させることとしてはどうか。



<上限の設定>

- 過大な国民負担の抑制を促す観点から、価格調整スキームを適用する物価変動率の上限を設け、設定した上限以上の物価変動が生じた場合、基準価格に連動させるのは当該上限の割合までとすることが考えられる。
※物価変動調整の上限は、米国NJ州において±15%とされている。
- 諸外国においては、洋上風力発電事業の撤退が相次いでいるところ、これはウクライナ危機による世界的なサプライチェーンの混乱等による足元の急激な物価上昇に起因したものである。
- こうした状況を踏まえ、上限については、足下の物価上昇率の水準を勘案し、同様の物価上昇にも対応可能なものとしつつ、具体的な上限の割合は、国民負担の抑制の観点にも鑑み、調達価格等算定委員会で議論いただくこととしてはどうか。

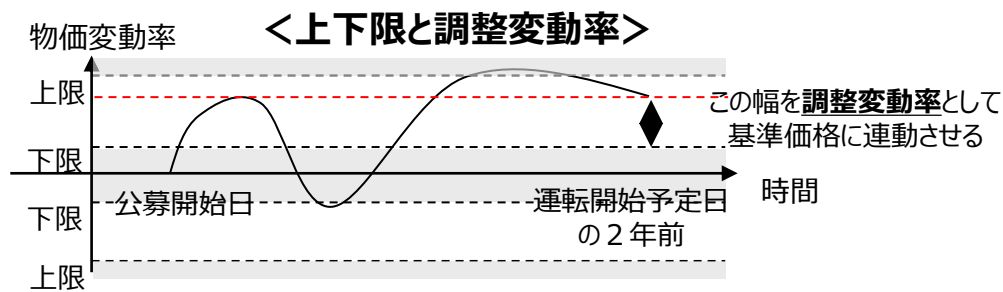
<下限の設定>

- 諸外国の制度においては価格調整スキームの下限は確認されていないが、価格調整スキームは、民間事業者のみでは取り切れないリスクへの制度対応であることを踏まえると、民間事業者による適切なリスク評価・リスク分担、契約や調達などにおける再エネ発電事業者自身の創意工夫を促す観点から、価格調整スキームを適用する物価変動率の下限を設けることが考えられる。
- 下限については、IRR設定に際して資金調達コストに上乗せして考慮するリスクプレミアム等を勘案することとし、具体的な下限の割合は、IRRの設定と併せて、調達価格等算定委員会で議論いただくこととしてはどうか。

※金融機関や監査法人等へのヒアリングによると、国内の洋上風力発電事業への融資に際しては、元利金の1.3倍程度のフリーキャッシュフローが見込まれることの確認がなされている。また、FIP制度においては、PPAを締結している場合、オフテイクへの価格転嫁も可能となる。

<その他論点>

- 物価変動率が設定した上限から下限の間である場合についても、下限以下の部分については、民間事業者のみで対応可能な物価変動リスクであると考えられる。そのため、基準価格に連動させる調整変動率は、変動前物価指数と変動後物価指数の比により算出した変動率から、下限の割合を減じた割合とすることとしてはどうか。



<基準価格に乗じる物価変動条項>

$$\begin{aligned} \text{物価変動条項} &= \text{CAPEX比率} \times \text{調整変動率} \\ &= \frac{7}{10} \times \left[\frac{\text{変動後物価指数}}{\text{変動前物価指数}} - \text{下限} \right] \end{aligned}$$

- 陸上風力発電は、2021年度から入札制に移行（対象：第1回250kW以上、第2・3回 50kW以上）。
- 第2回・第3回入札では、上限価格は16.00円/kWh、15.00円/kWh、募集容量は1,300MW、1,000MWとして実施。その結果、第2回では、応札容量1,290MW（応札件数30件）、第3回では、応札容量1,000MW（応札件数20件）となり、いずれも全量落札となった。また、第3回の応札容量が1,300MWを上回ったため、指針に基づき、追加入札を実施。追加入札における上限価格は14.08円/kWh、募集容量は166MW。
- 一方で、平均落札価格は第2回が15.60円/kWh、第3回が14.08円/kWh、追加が12.42円/kWhとなっており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は第2回が38件1,646MW、第3回が56件1,651MWであり、このうち第2回で8件・357MW、第3回で6件・237MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。

<第2回陸上風力入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 38件・1,646MW
入札参加者の最大出力 : 151MW
参加資格を得た件数・容量 : 37件・1,613MW
実際の入札件数・容量 : 30件・1,290MW

落札の結果

上限価格 : 16.00円/kWh
落札件数・容量 : 30件・1,290MW
平均落札価格 : 15.60円/kWh

<第3回陸上風力入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 56件・1,651MW
入札参加者の最大出力 : 100MW
参加資格を得た件数・容量 : 54件・1,562MW
実際の入札件数・容量 : 50件・1,414MW

落札の結果

上限価格 : 15.00円/kWh
落札件数・容量 : 20件・1,000MW
平均落札価格 : 14.08円/kWh

<陸上風力追加入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 31件・356MW
入札参加者の最大出力 : 97MW
参加資格を得た件数・容量 : 29件・309MW
実際の入札件数・容量 : 25件・211MW

落札の結果

上限価格 : 14.08円/kWh
落札件数・容量 : 25件・166MW
平均落札価格 : 12.42円/kWh

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③・その他）（案）

＜地熱発電・中小水力発電＞

● 地熱発電・中小水力発電の2027年度（中水力は2026年度）以降の取扱い

- 2027年度（中水力は2026年度）の調達価格／基準価格について、コスト動向や、価格目標として掲げている「中長期的な自立化」、2030年の導入目標に向けた導入ペースの加速化に加え、調達期間／交付期間を大幅に超える稼働年数が見込まれる実態等を踏まえつつ、どう設定するか。
- また、大中規模の地熱発電については、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があるため、新規開発地点において、JOGMECが自ら探査・掘削（新たに噴気試験までも含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組が、資源・燃料分科会等において検討されている。
- 同取組が拡充した場合、官民の役割・リスク分担の見直しにより、事業者のリスク低減が想定されることを踏まえ、資源・燃料分科会における今後の検討も踏まえつつ、調達価格／基準価格等の設定について、どう考えるか。
- 2027年度のFIT／FIPの対象について、電源の発電特性等を踏まえつつ、どう設定するか。

＜バイオマス発電＞

● バイオマス発電の2026年度以降の取扱い

- 2026年度の調達価格／基準価格等について、コスト動向や調整力としての活用可能性に加え、近年では燃料の需給が逼迫しており、事業の安定継続が課題となっていること等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり、他の電源と比べても、調達期間／交付期間終了後の再エネ電源としての自立が相対的に難しいことを背景として、調達期間／交付期間終了後の稼働停止や、化石燃料の火力発電への移行が懸念されているところ、FIT／FIPによる支援を受けたバイオマス発電が化石燃料の火力発電へ移行することを抑止するような制度設計について、どう考えるか。
- 2026年度のFIT／FIPの対象について、バイオマス発電の特性を踏まえつつ、どう設定するか。

● バイオマス発電入札の2025年度以降の取扱い

- 2025年度も入札対象とされている一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料（全規模）について、十分なFIT認定量があることや、直近の入札実績が無い状況の下、中長期的な自立化に向けて設定された価格水準や燃料の安定調達の実現性、バイオマス発電全体における燃料の需給が逼迫していることを踏まえて、区分のあり方について、どう考えるか。

更なる開発リスク/開発コストの低減

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（第66回）（2024年8月7日）事務局資料（抜粋）

<これまでの対応>

- 大中規模の地熱発電は、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がある。特に、新規開発時の探査・掘削については、仮に探査・掘削を実施しても、商業的に採取可能な貯留層を発見できないリスクが存在している。また、探査・掘削に対する地域理解醸成の難しさも、リスクを向上させる要因となっている。

（※）これまでの開発成功案件では、事業者が、NEDOの掘削調査（ポテンシャル調査）の結果を活用することで、リスク低減を図ってきた。

- こうした状況の下、開発リスク/開発コストの低減を図るため、JOGMECから事業者に対して助成や債務保証を実施してきた。さらに、2020年度以降は、JOGMECが自ら探査・掘削を実施し、調査を完了次第、事業者
に調査結果を提供する「先導的資源量調査」を実施してきた。

（※）なお、FIT/FIP制度では、通常要する費用を基礎とした上で、再エネ発電事業者が得るべき適正な利潤を勘案して調達価格/基準価格を設定しているが、地熱発電では、高い事業リスクに鑑み、適正な利潤として、他の電源よりも高いIRRを想定（IRR13%）している。

<現状の課題>

- 新規開発時の探査・掘削に伴う開発リスク/開発コストは依然として高く、新規地点開発が遅滞。
- JOGMECが自ら掘削を実施していくことが重要であるが、現在のJOGMECの「先導的資源量調査」は、掘削調査よりも地表調査が中心となっている。

【今後の施策強化の方向性】

- 新規開発時の探査・掘削に伴う開発リスク/開発コストを低減させるため、新規開発地域において、JOGMECが自ら探査・掘削（噴気試験含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組の拡充を検討する。

（※）その際、JOGMECの体制・費用面でのリソースの確保（例：結果を事業者に提供する際の対価の支払い）についても、併せて検討を進める。

JOGMECによる先導的資源量調査

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（第66回）（2024年8月7日）事務局資料（抜粋）

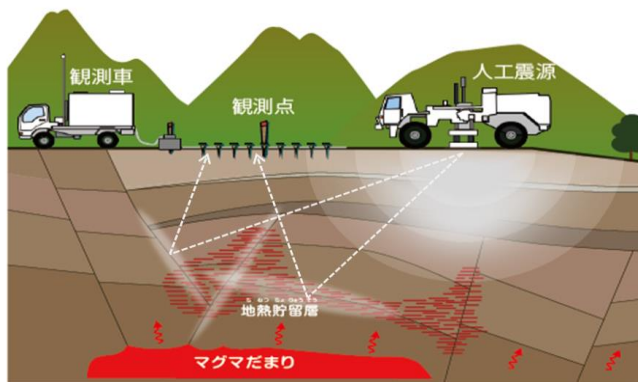
- 事業者の開発コスト・開発リスクを低減するため、2020年度からJOGMEC自らが地熱開発に必要な熱・地質構造等を把握するための調査を実施。調査を完了次第、事業者に調査結果を提供している。
- 調査件数は、2020～2023年度で全国延べ82件（地表調査74件、掘削調査8件）であり、地表調査が中心となっている。開発リスク/開発コストの低減の観点から、掘削の拡充を検討すべきではないか。

<先導的資源量調査 実績>

- ・2020年度：地表調査5件、掘削調査1件
- ・2021年度：地表調査18件、掘削調査1件
- ・2022年度：地表調査28件、掘削調査6件
- ・2023年度：地表調査23件

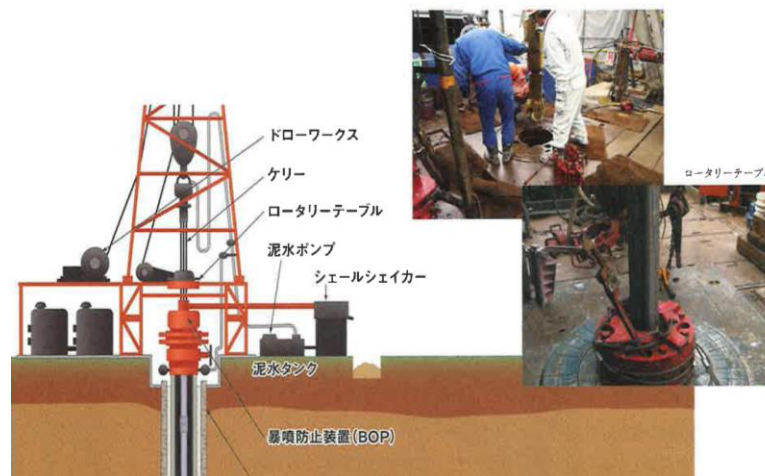
（地表調査のイメージ）

地下に弾性波を発信し、弾性波が地上に戻る速さ等を観測し、地下構造を把握する。



（掘削調査のイメージ）

地表調査で得られた情報に基づき、調査のための井戸を掘削し、地質や坑内の温度・圧力等を深度ごとに把握。



今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③・その他）（案）

＜その他の論点＞

● FIP制度の対象の拡大

- 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、電力市場への統合を進めていくことが重要な政策課題。2022年度からFIP制度が開始し、FIP制度の導入実績は、FIT制度からの移行分も含めて、約 2 GWとなっている。
- FIP制度への更なる移行を促すため、①優先給電ルールにおける出力制御の順番を、FIT電源→FIP電源の順とし、併せて、②一定の電源が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するとされていることを踏まえ、FIP制度に基づく事業を促進するための方策について、どう考えるか。特に、全体での国民負担の抑制を図りながら、供給シフトの更なる円滑化を促すためのbalancing costの更なる増額について、どう考えるか。
- 上記に加えて、aggregation・ビジネスの進展等により、小規模発電事業者でも、システムを活用した市場価格・発電量等の予測を活用した発電事業の実施が可能となっていることを踏まえ、FIP制度の対象について、どう考えるか。

● 地域活用要件

- 特に、災害時活用要件について、災害発生時に真に機能するかといった観点から、再エネ発電設備をより有効に活用できるような事前準備や体制整備のあり方について、どう考えるか。

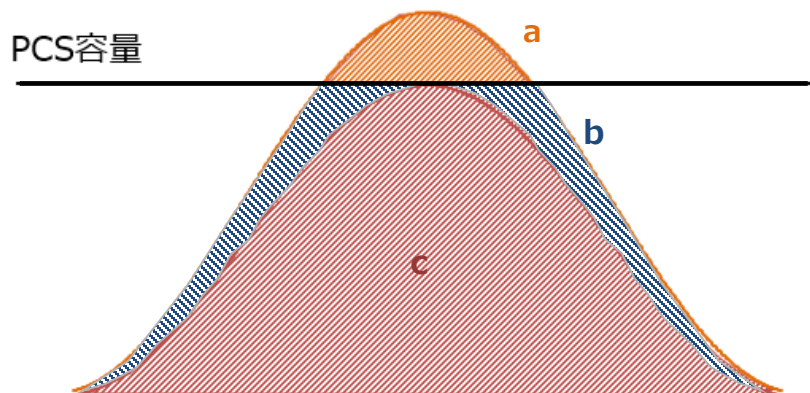
③ FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格算定ルール

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（第69回）（2024年9月30日）事務局資料（抜粋）

（２）価格算定ルールの見直し（案）

- 現行の価格算定ルールについては、本小委員会における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ている。また、2024年8月末時点で、当該価格算定ルールの適用事業者はいない状況となっている。
- こうした状況を踏まえ、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、本ルールの見直しを検討してはどうか。
- 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、
 - 現行制度のように、「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形としてはどうか。

既に過積載をしている設備において
事後的に蓄電池を設置した場合のロードカーブ



現行

- ✓ 最新価格：従前の価格＝過積載部分の太陽電池出力：PCS容量
左のイメージ図では、 $a+b:c$ の面積の比率に当たる。
- ✓ b部分にも最新価格が適用される分、事業に適用される価格は、実際の潮流を踏まえた場合よりも過小となる。
- ✓ これにより国民負担の発生を防止している。

見直し案

- ✓ 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（p.27参照）。
- ✓ 実態と比して過剰な国民負担が発生しないようにする。

(参考) ピークカット電力量割合の想定値の設定

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（第69回）（2024年9月30日）事務局資料（抜粋）

- ピークカット電力量割合の想定値は、**実態よりも国民負担が増大しないように設定される必要**がある。
- このため、本小委員会の第44回会合で参考例として示した想定値（事業者団体ヒアリングで事業者団体から提示された想定値）について、事務局において研究機関とも連携して精査を行った。この結果、**前提や計算結果は概ね実態を反映したもの**となっているが、**東京地域を基準をしている想定値**であるため、**それよりも日射量の多い地域では、想定値よりもピークカット電力量割合が大きくなる**との評価が得られた。すなわち、日射量の多い地域で東京地域を基準とした想定値を用いると、**「蓄電池設置後の逆流増加量」が実態よりも過小に見積もられ、結果として、実態よりも国民負担が増大するおそれ**がある。
- したがって、国民負担を抑制しつつ、全国大で費用効率的な案件の形成を進める観点から、**全国で最も年間平均日射量が多い山梨県甲府地域を基準として、右下図のとおり想定値を設定**することとしてはどうか。

（※）上記の係数は過積載率 5 % 刻みで設定する（例えば、発電設備の過積載率が 151%～155%の間である場合は、155%と取り扱う）。

ピークカット電力量割合の想定値 （発電量全体に占めるピークカット電力量の割合の想定値）

本小委員会の第44回会合で参考例として示した想定値
（事業者団体ヒアリングで事業者団体から提示された想定値）

過積載率	100%	125%	150%	175%	200%
ピークカット電力量割合	0.00%	0.03%	1.60%	6.10%	11.3%



全国で最も年間平均日射量が多い地域（山梨県甲府地域）
を基準とする形に修正した想定値

過積載率	100%	125%	150%	175%	200%
ピークカット電力量割合	0.00%	0.13%	2.64%	8.22%	14.2%

（出典）NEDOが公表するMETPV-20の気象データ（平均年）を利用。

以下の条件を仮定して、資源エネルギー庁にて作成。

- ・ **東京**、方位角0度。
- ・ システム出力係数：通年0.8として温度補正のみ実施。
- ・ モジュール温度推定：JIS C 8907 附属書3「裏面開放形」を利用。

（出典）NEDOが公表するMETPV-20の気象データ（平均年）を利用。

以下の条件を仮定して、資源エネルギー庁にて作成。

- ・ **山梨県甲府**、方位角0度。
- ・ システム出力係数：通年0.8として温度補正のみ実施。
- ・ モジュール温度推定：JIS C 8907 附属書3「裏面開放形」を利用。

※ 全国で最も年間平均日射量が多い地域は、NEDOが公表するMETPV-20の気象データをもとに選定。

※ 水平日射量に関して参照する年限は、多照年を基準とする方法も考えられるが、交付期間を通じた日射量は概ね過去実績の平均値に収束すると推測されるため、いずれも過去の複数年度の平均値を使用。

※ 左上図の想定値では、東京地域の代表例として傾斜角は30度を使用。右上図の想定値では、山梨県甲府地域の最適傾斜角（38度）を使用。

新たに講じる「市場統合措置」の全体像

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（第66回）（2024年8月7日）事務局資料（抜粋）

● 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。**

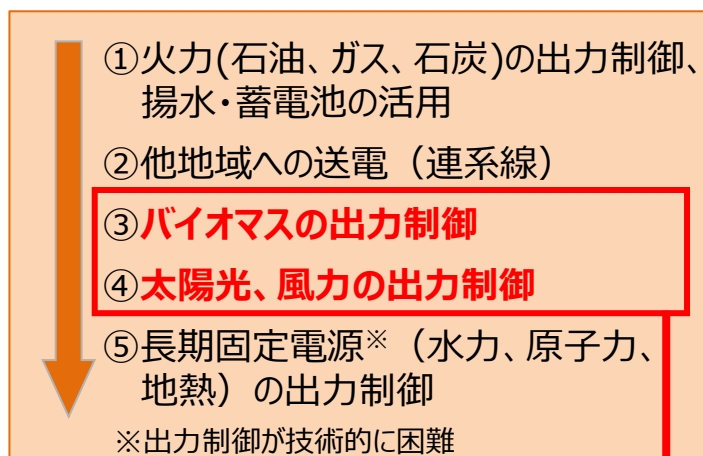
- ① **FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とする**こととしてはどうか。
- ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、**まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）**し、FIP電源への移行を後押しすることとしてはどうか。

（※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。

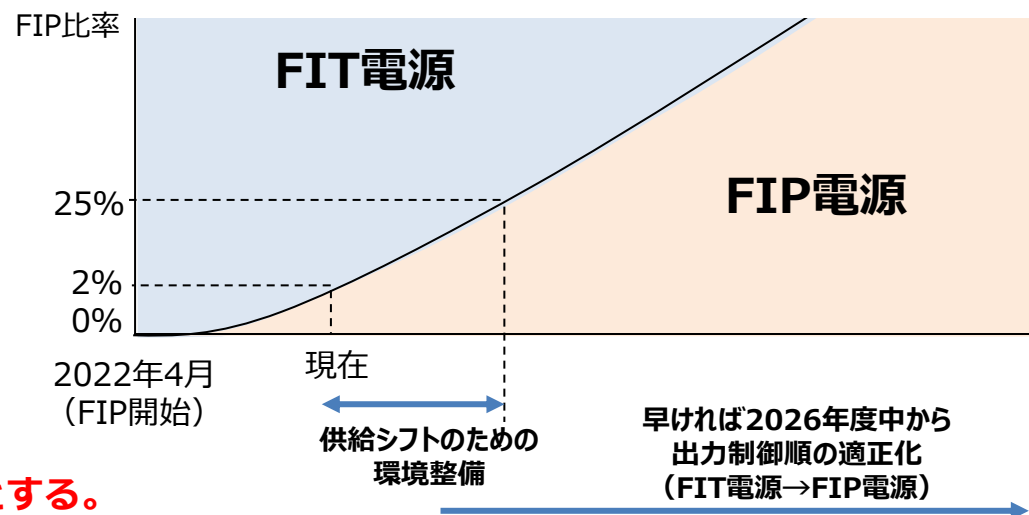
（※2）①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランシングコストの更なる増額等を検討する。

● 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。なお、出力制御の順番変更に伴う出力制御の運用や公平性の考え方、システム改修等のスケジュールの詳細は、**系統ワーキンググループで議論**してはどうか。

（※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。



④ FIP電源における供給シフトの円滑化

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（第69回）（2024年9月30日）事務局資料（抜粋）

- FIP電源が、電力市場価格に応じて円滑に供給シフトを行うためには、**発電量予測や蓄電池設置等の取組を促進するための事業環境の整備が重要となる**。FIP制度では、こうした取組にはノウハウや技術の蓄積が必要となることを踏まえ、2022年4月の制度開始当初から、**FIP事業者に交付するプレミアムにバランシングコストを上乗せている**。
- また、本小委員会の第58回会合（2023年12月19日）において検討したとおり、**事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、バランシングコストの時限的な引上げを措置**してきた（見直し後の具体的な交付額等はp.29参照）。
- 今般、FIT電源とFIP電源の需給バランスの確保への貢献の観点での公平性を確保することを目的として、出力制御順を変更する措置を講じていくこととしたが、この措置によりFIT電源の出力制御確率が増加して買取量が減少することで、**結果的に国民負担の抑制効果が生じることが見込まれる**。
- FIP電源の供給シフトを円滑化する観点から、全体での国民負担の抑制を図りながら、蓄電池の活用や発電予測等の事業環境整備への支援強化策として、**バランシングコストの更なる時限的な増額を検討**することとしてはどうか。
- 具体的には、今後、
 - ① **措置対象**（新規認定/移行認定の別、認定時期、電源種 等）
 - ② **措置期間**（将来的に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 等）
 - ③ **交付額**（国民負担の抑制とFIP活用インセンティブの両立 等）

について、**調達価格等算定委員会**で具体的に御議論いただくこととしてはどうか。

- 自然変動電源（太陽光・風力）のFIP認定事業者には、プレミアムに上乗せして、**バランシングコストが交付**されている。これは、自然変動電源は、FIP制度開始初期の現段階においては、**発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる**点を踏まえた措置。
- バランシングコストの額は、例えば、2024～2026年度に運転開始した太陽光については、**運転開始年度を1.0円/kWhとし、以降徐々に低減**させている。

