

太陽光発電について

2024年12月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（太陽光発電）

- 太陽光発電については、昨年度の委員会で、**2025年度の事業用太陽光発電（入札対象外）・住宅用太陽光発電の調達価格・基準価格**や、**2025年度にFIP制度のみ認められる対象等**について、取りまとめたところ。
- このため、本日の委員会では、以下の内容について、御議論いただきたい。
 - (1) **2026年度の事業用太陽光（入札対象外）の調達価格・基準価格**
 - (2) **2026年度の住宅用太陽光の調達価格**
 - (3) **初期投資支援スキーム**
 - (4) **新たな発電設備区分の創設**に関する検討
- なお、**2026年度にFIP制度のみ認められる対象**や、**2025年度の入札制（入札対象、募集回数・募集容量、上限価格等）**、**2025年度の低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件等**については、別日の委員会で御議論いただくこととしたい。

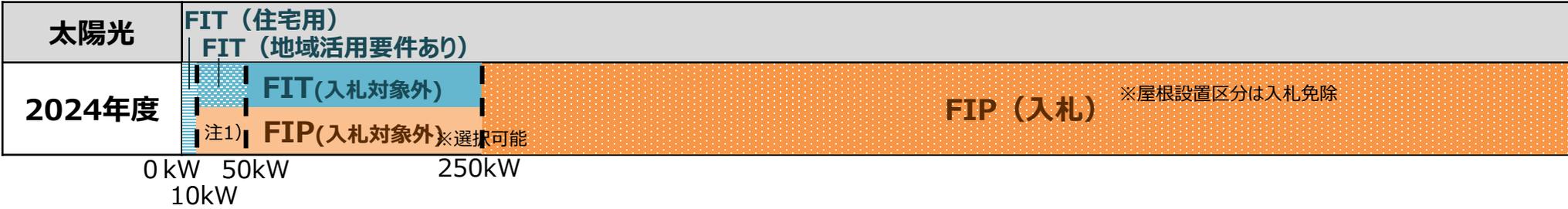
御議論いただきたい事項

電源 【調達/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	2027年度以降	価格目標
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円 <small>※1 7/1~ (利潤配慮 期間終了後)</small>	24円	入札制 21円 <small>(2,000kW以上)</small>	入札制 15.5円 <small>(2,000kW以上)</small>	入札制 14円/13円 <small>(500kW以上)</small>	入札制 12円/11.5円 <small>(250kW以上)</small>	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 <small>(250kW以上)</small>	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円 <small>(250kW以上)</small> ※4	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 <small>(250kW以上)</small>	入札制 (一定規模 以上)	入札制 <small>(250kW以上)</small>			全体 7円 (2028年) トッパーナー 5円 (2028年)
						21円 <small>(10kW以上 2,000kW未満)</small>	18円 <small>(10kW以上 2,000kW未満)</small>	14円 <small>(10kW以上 500kW未満)</small>	12円 <small>(50kW以上 250kW未満)</small>	11円 <small>(50kW以上 250kW未満)</small>	10円 <small>(50kW以上 250kW未満)</small>	9.5円 <small>(50kW以上250kW未満)</small>	9.2円 <small>(50kW以上250kW未満)</small>	8.9円			
						10円 <small>(10kW以上 50kW未満)</small>	10円※2 <small>(10kW以上50kW未満)</small>	10円※2 <small>(10kW以上50kW未満)</small>	10円	10円	10円	10円	10円				
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3	31円 33円※3	28円 30円※3	26円 28円※3	24円 26円※3	21円	19円	17円	16円	16円	15円			卸電力 市場価格 (2028年)
						13円※2 <small>(10kW以上 50kW未満)</small>	12円※2 <small>(10kW以上 50kW未満)</small>	11円※2 <small>(10kW以上 50kW未満)</small>									

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。
 ※3 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） ※4 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光) のイメージ

調達価格等算定委員会 (第95回)
(2024年10月16日) 事務局資料より一部抜粋



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。
※沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

<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られる。
 - **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**などを図る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

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

<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 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）

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

<太陽光発電②>

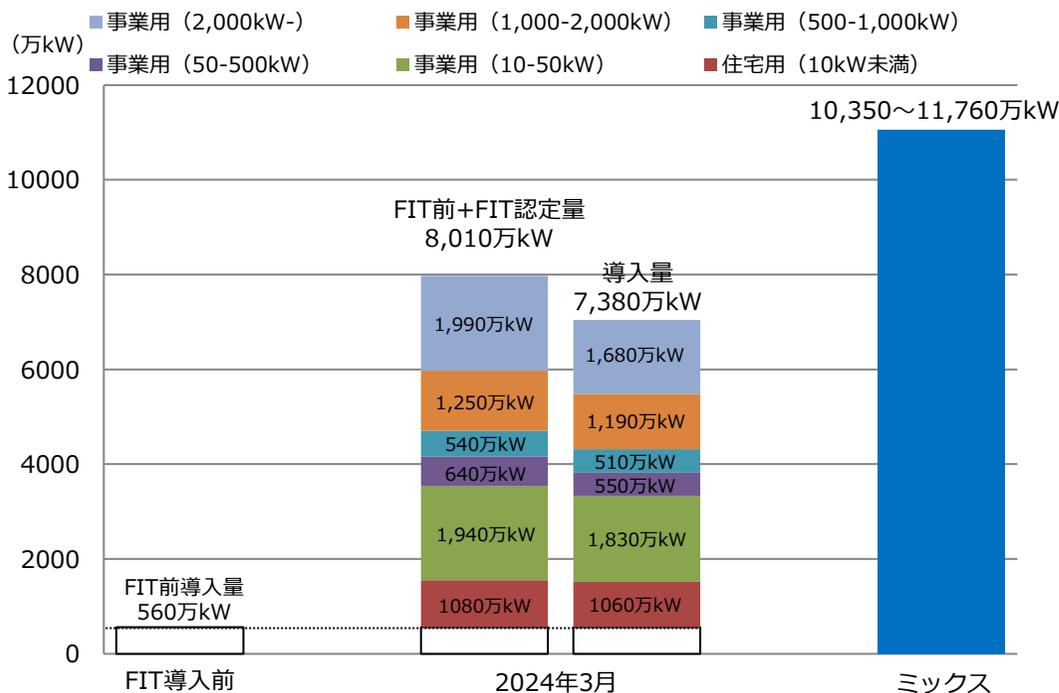
- 需給近接型の太陽光発電における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方（初期投資支援スキーム）
 - 屋根設置等の需給近接型の太陽光発電については、比較的地域共生しやすい再エネであり、加えて系統負荷が小さいため、他の太陽光発電と比較し、統合コストが小さいと考えられることから、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速することが考えられる。設置主体となる建物所有者等の属性として、個人や中小事業者といった財務体力の小さい主体が多く、投資回収年数の長さが導入に向けた障壁の一つとなっているところ、需給近接型の太陽光については、国民負担を抑制しながら、調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあ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

(参考) 太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

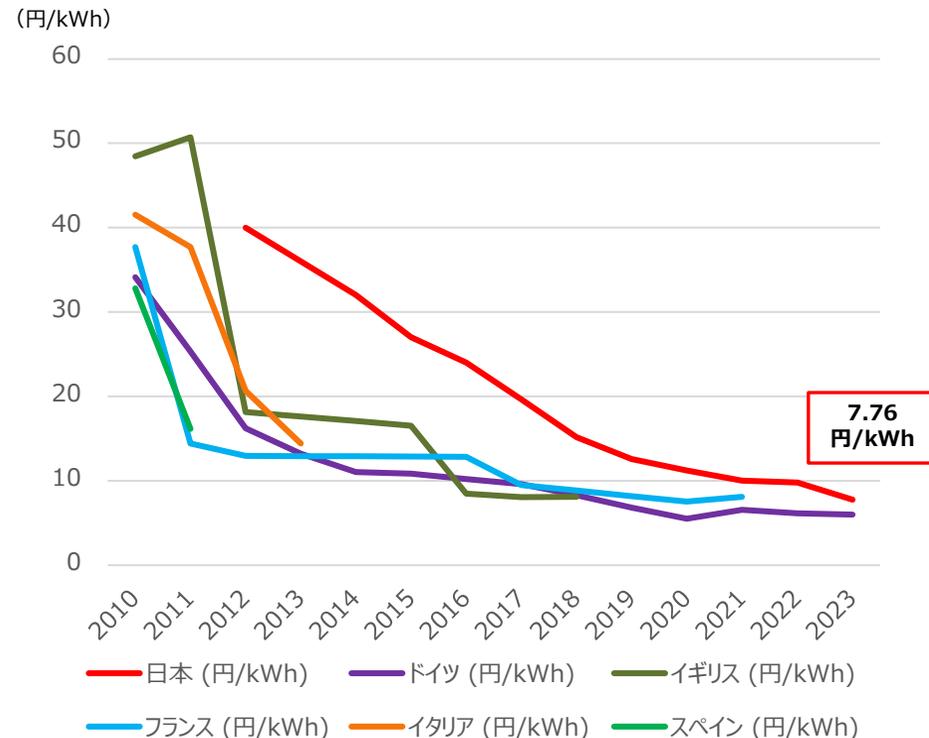
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**8,010万kW**、導入量は**7,380万kW**。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで32%程度となっている。
- 2024年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**16円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**9.2円/kWh（屋根設置は12円/kWh）**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は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。

(参考) 事業用太陽光発電の年度別／規模別の認定／導入容量

調達価格等算定委員会（第95回）（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

■ **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	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)
2014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)
2015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)
2016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)
2017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)
2018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)
2019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)
2020年度	836(18,904)	4(47)	84(428)	219(563)	80(132)	100(117)	444(289)	1,965(98)	3,731(20,578)
2021年度	525(12,055)	3(45)	117(586)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,545(13,679)
2022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。

(参考) 直近の太陽光入札結果 (2020-2023年度)

調達価格等算定委員会 (第95回)
(2024年10月16日) 事務局資料より一部抜粋・更新

- **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。
- 2024年度第3四半期 (第22回) では、**平均落札価格が8.17円/kWh**となっている。

<事業用太陽光入札結果>

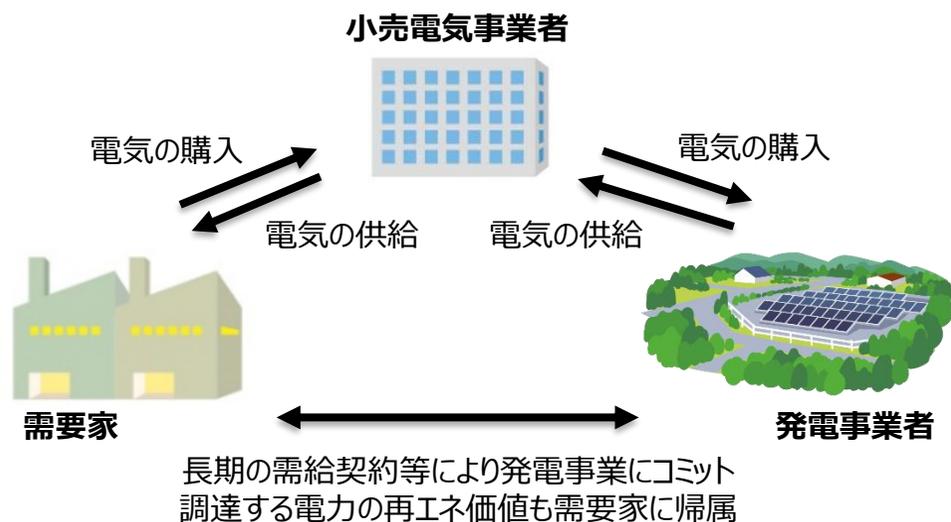
※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

	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	第20回	第21回	第22回
実施時期	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	2024年度 第1四半期	2024年度 第2四半期	2024年度 第3四半期
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				FIP250kW以上		
募集容量	224MW	243MW	279MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	105MW	110MW	105MW	134MW	93MW	107MW	93MW
上限価格	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	9.20円/kWh 事前公表	9.13円/kWh 事前公表	9.05円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	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)	118MW (59件)	34MW (22件)	56MW (23件)
平均入札 価格	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	7.28円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh
落札容量 (件数)	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)	93MW (47件)	34MW (22件)	56MW (23件)
平均落札 価格	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	6.84円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17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)													

調達価格等算定委員会（第95回）（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

- 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



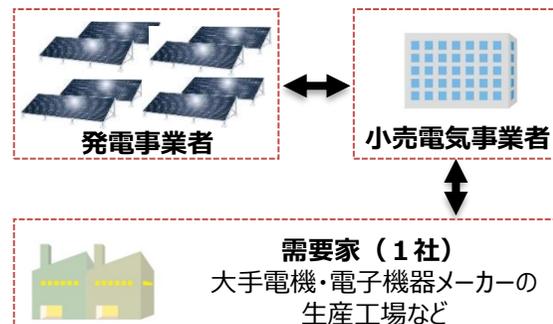
- ✓ 電気を使用する需要家が長期にわたり電気を買取りすることで発電事業にコミットし、需要家主導による導入を進めるモデル。

※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

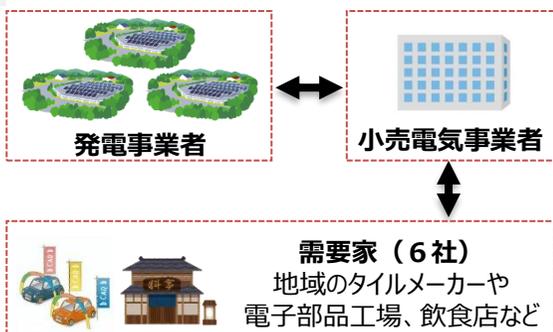
【小規模設備を集約し大規模需要を満たす取組】

- 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。



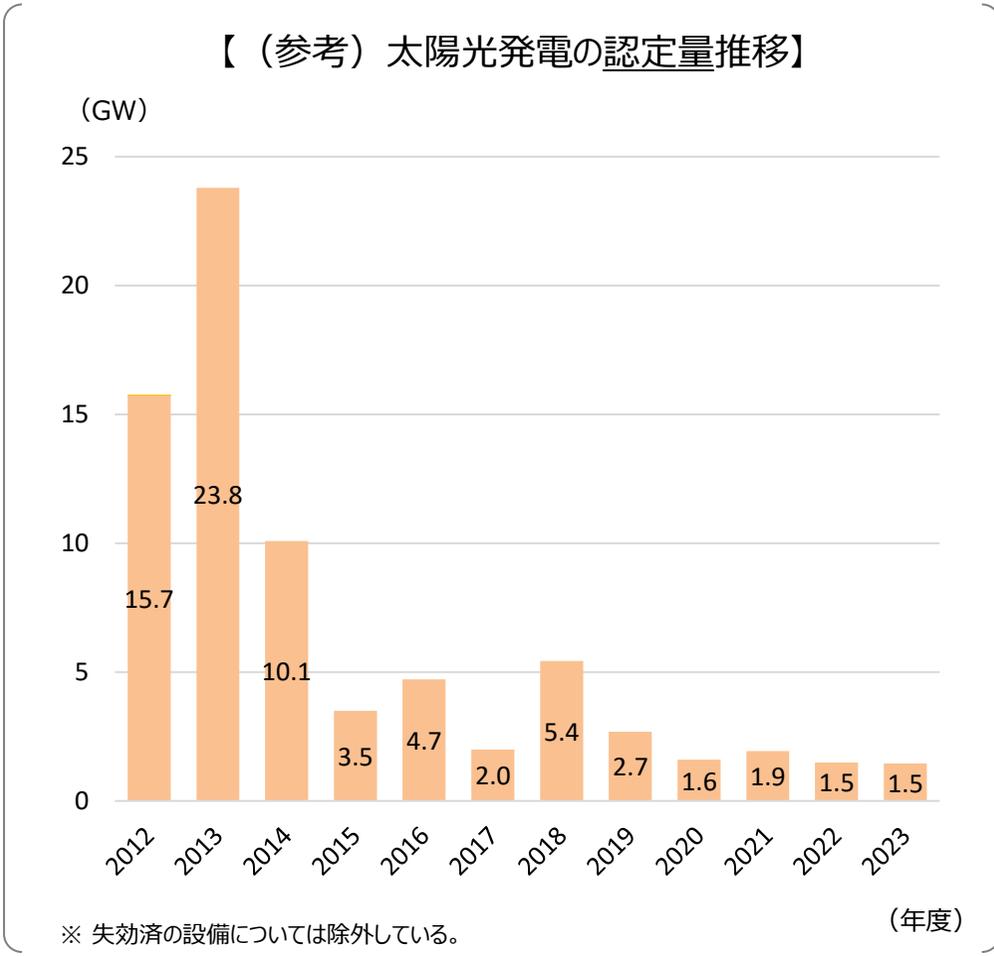
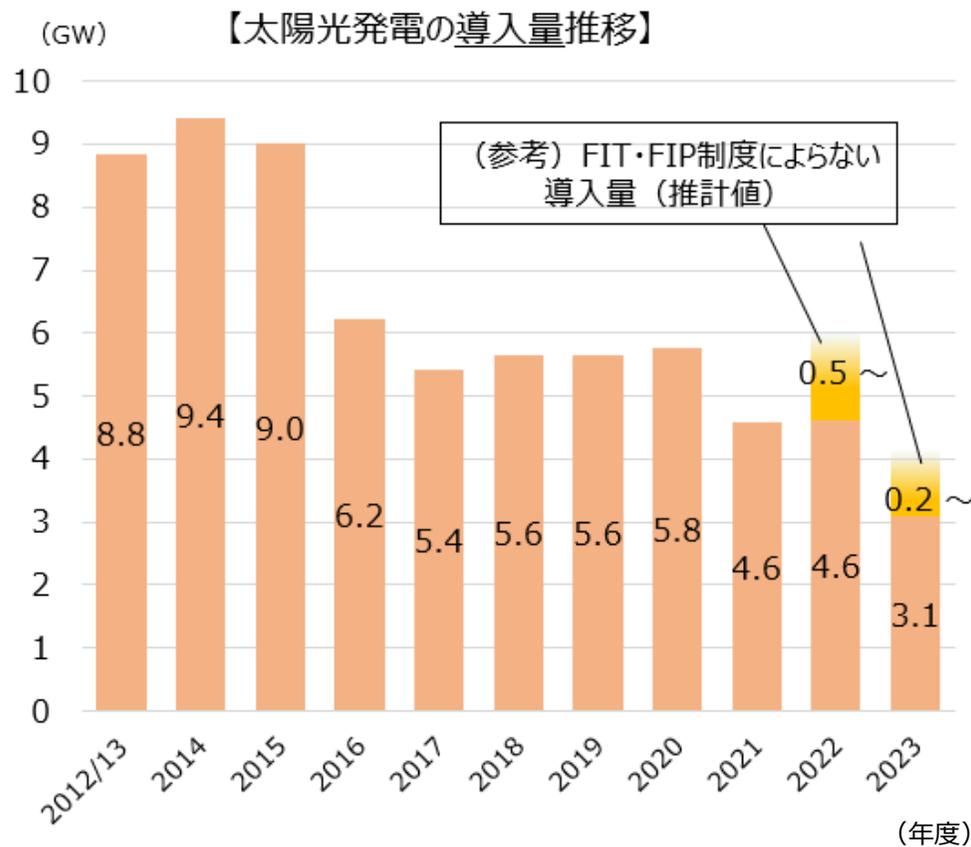
【地域の需要家が連携した取組】

- 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**。



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71回）（2024年11月28日）事務局資料より抜粋

- 系統接続済容量を踏まえて推計したFIT/FIP制度によらない導入量を含めると、太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。



※ 2023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。

(1) 2026年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格

(2) 2026年度の住宅用太陽光の調達価格

(3) 初期投資支援スキーム

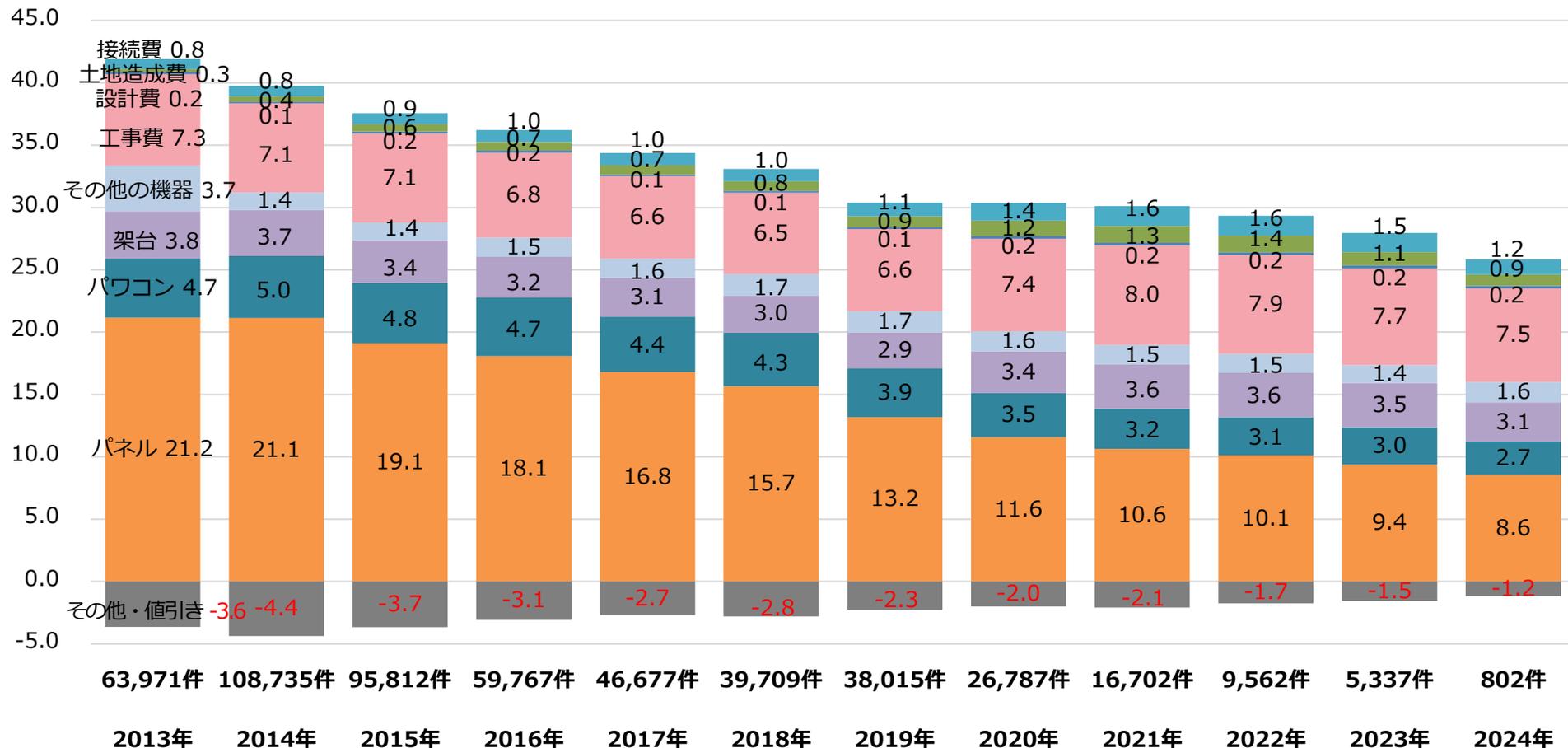
(4) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(1) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移）

■ 設置年別に事業用太陽光発電の資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013年から2024年までに▲60%）。また、工事費は増加・横ばい傾向にあったものの、直近は減少に転じている。

<設置年別 資本費内訳（10kW以上）>

(万円/kW)

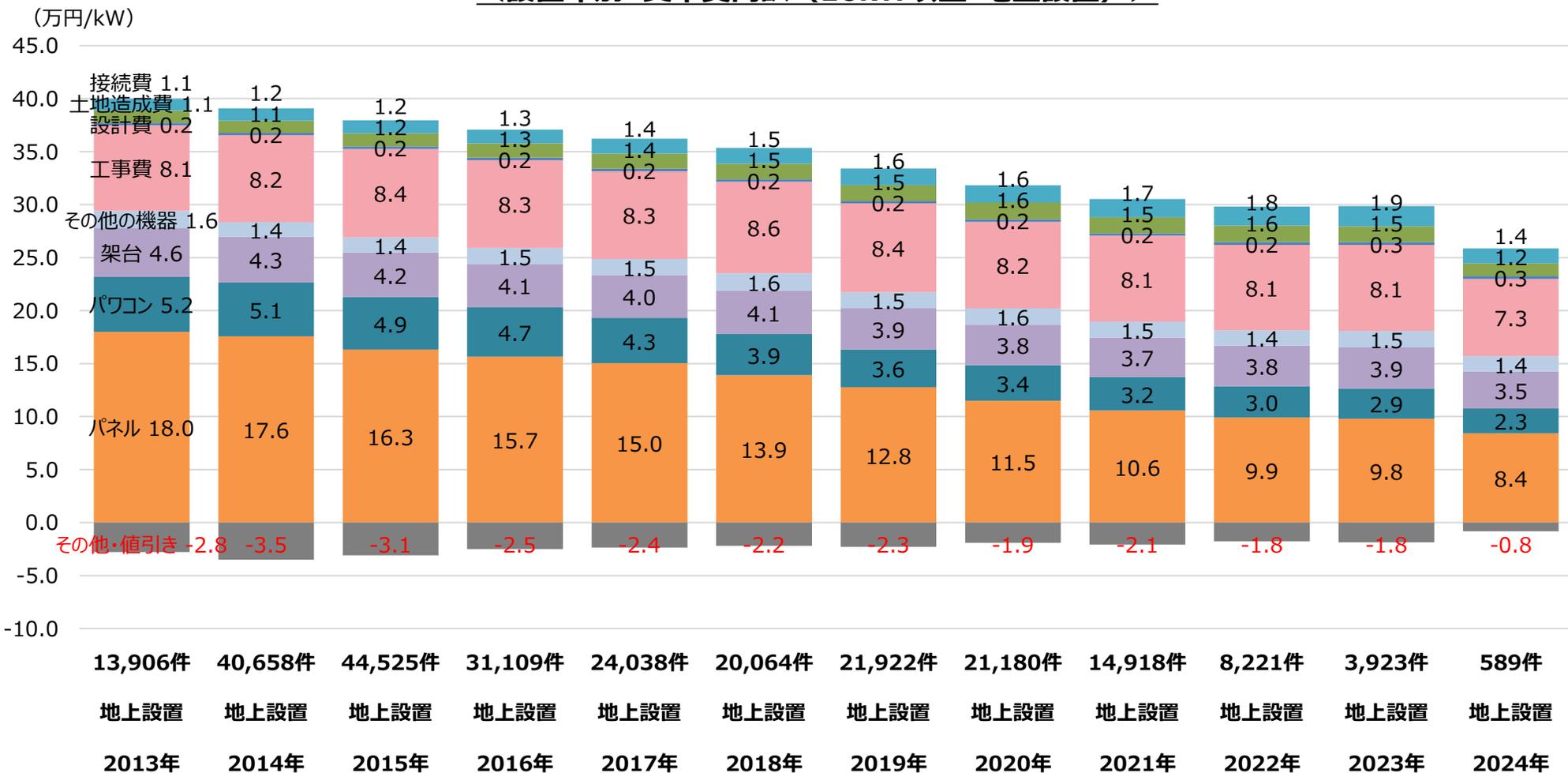


※ 2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移：地上設置）¹⁴

■ 地上設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、全体的に低減する傾向。特にパネル費用や工事費が低減する傾向（2013年から2024年までに、パネル費用は▲53%、工事費は▲10%）。

<設置年別 資本費内訳（10kW以上・地上設置）>

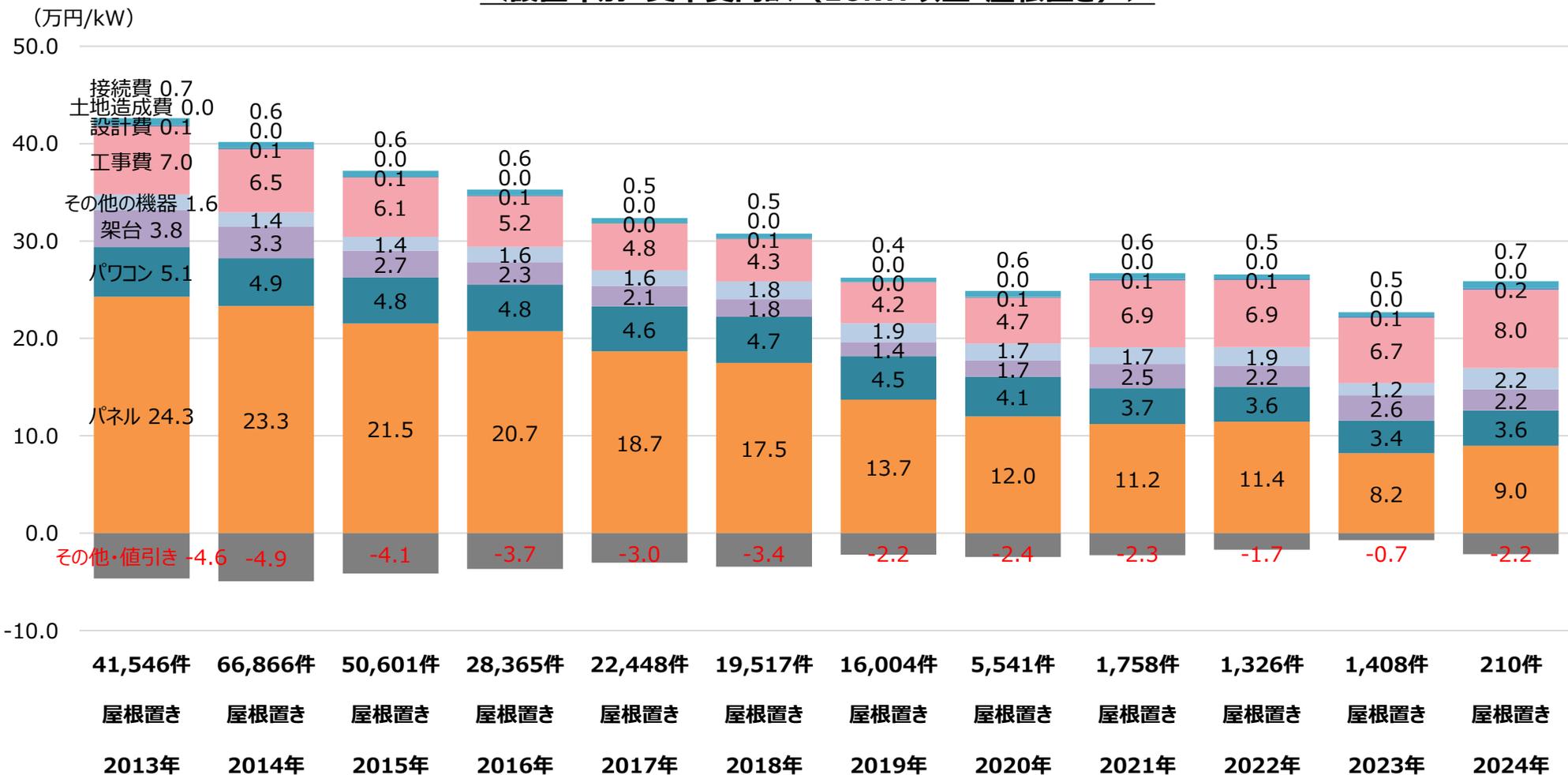


※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移：屋根設置）¹⁵

■ 屋根設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、2021年以降は一定の費用水準で推移しており、2024年は、パネル費用及び工事費において、2023年からやや増加している。

<設置年別 資本費内訳（10kW以上・屋根置き）>

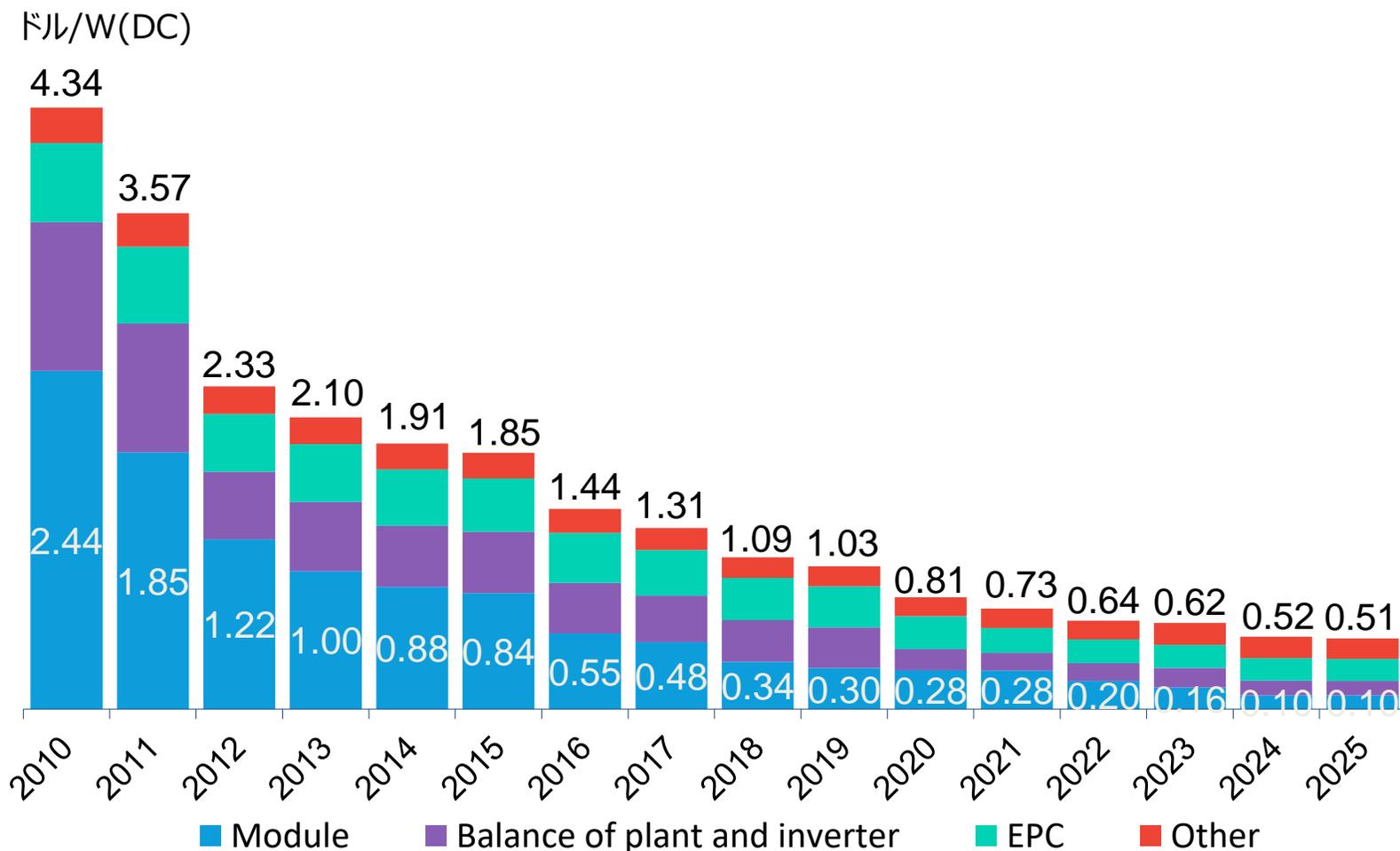


※屋根設置区分を含む屋根設置の事業用太陽光発電について、2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

調達価格等算定委員会（第95回）（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

- 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**。

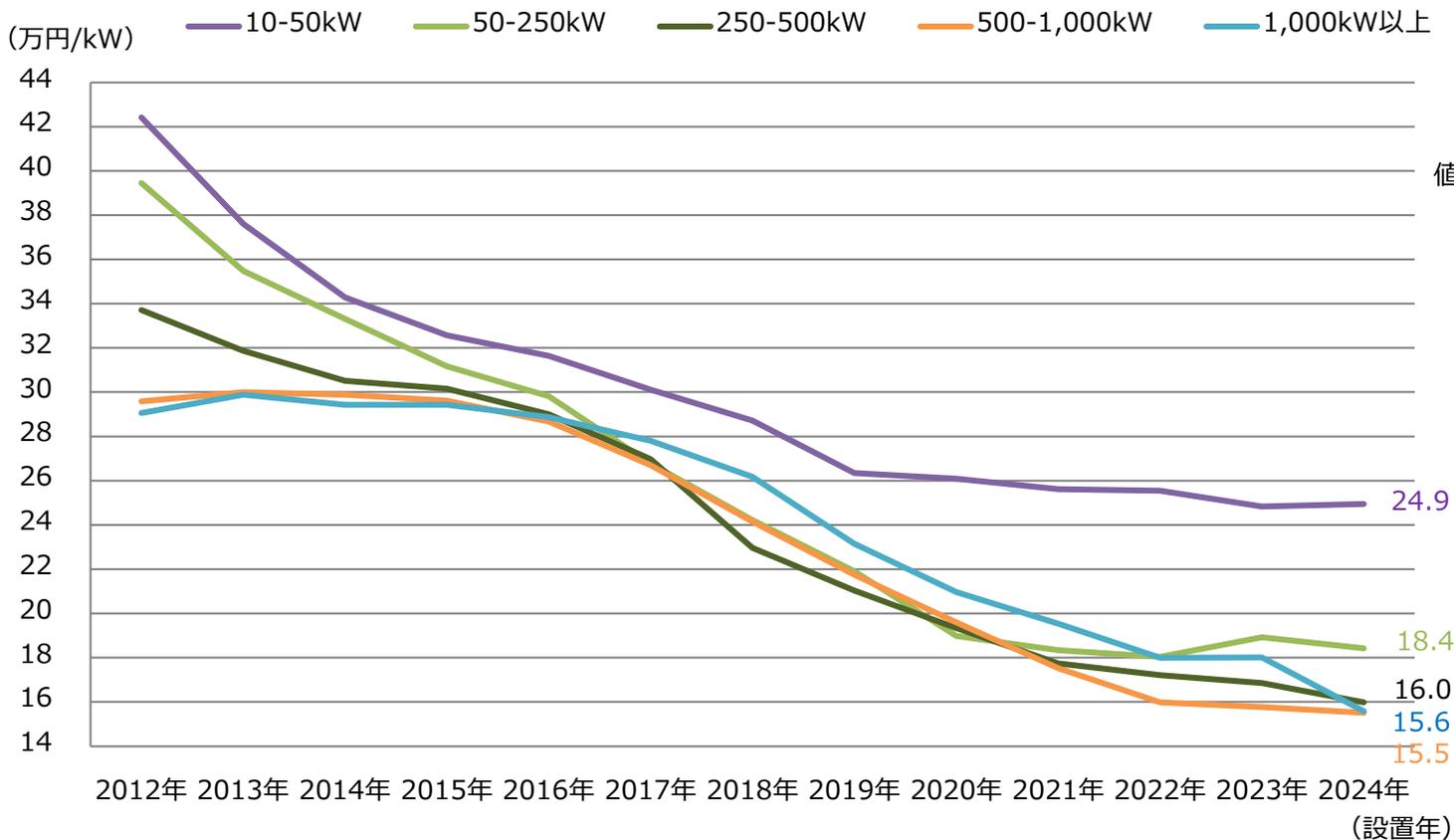
<世界の太陽光発電のCAPEX>



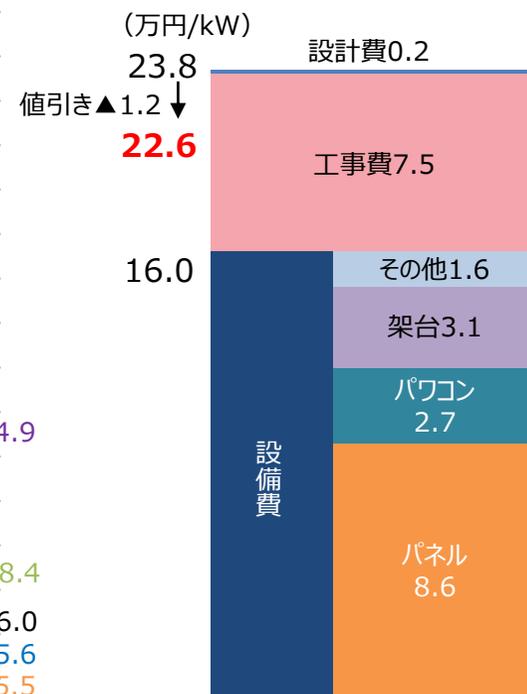
(1) 国内のコスト動向：システム費用（設置年別推移）

■ 事業用太陽光発電のシステム費用はすべての規模で低下傾向にあり、2024年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は22.6万円/kW、中央値は21.5万円/kWとなり、平均値は前年より1.2万円/kW（5.2%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約38%、工事費が約33%を占める。

＜システム費用平均値の推移＞



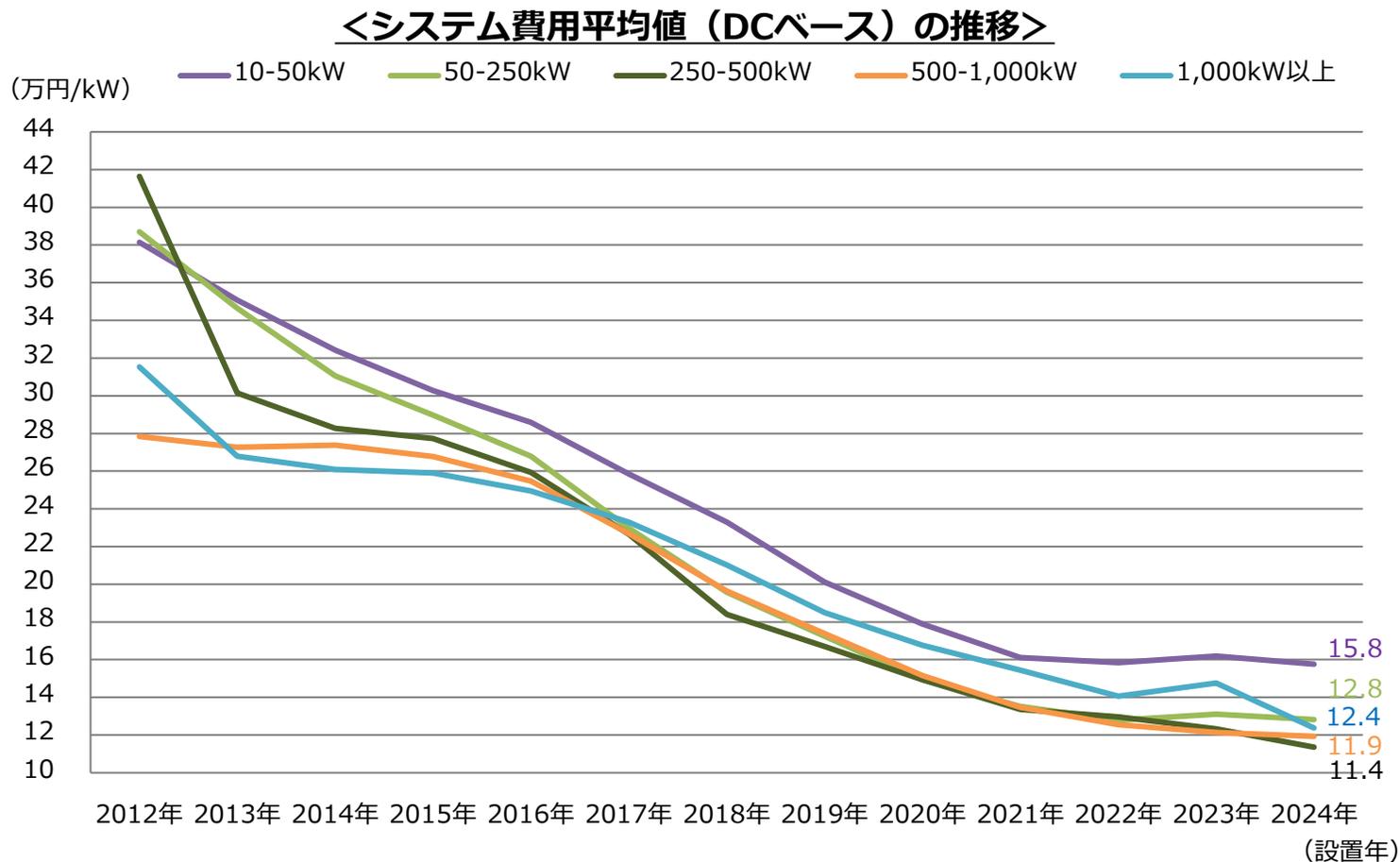
＜システム費用の内訳＞



※設備費と詳細費目合計値の誤差を補正

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

- 事業用太陽光発電のDCベースのシステム費用は、低下スピードは鈍化しているものの、**長期間で見ると、すべての規模で低下傾向**にあり、2024年に設置された10kW以上の**平均値（単純平均）は14.7万円/kW**であった。



(参考) 国内のコスト動向：システム費用（認定年度・設置年別推移）

■ 事業用太陽光発電における認定年度・設置年別のシステム費用を見ると、**長期間で見るとシステム費用の水準は低減傾向**にあり、また、**同じ設置年では、ばらつきもあるものの、概ね同水準**となっている。

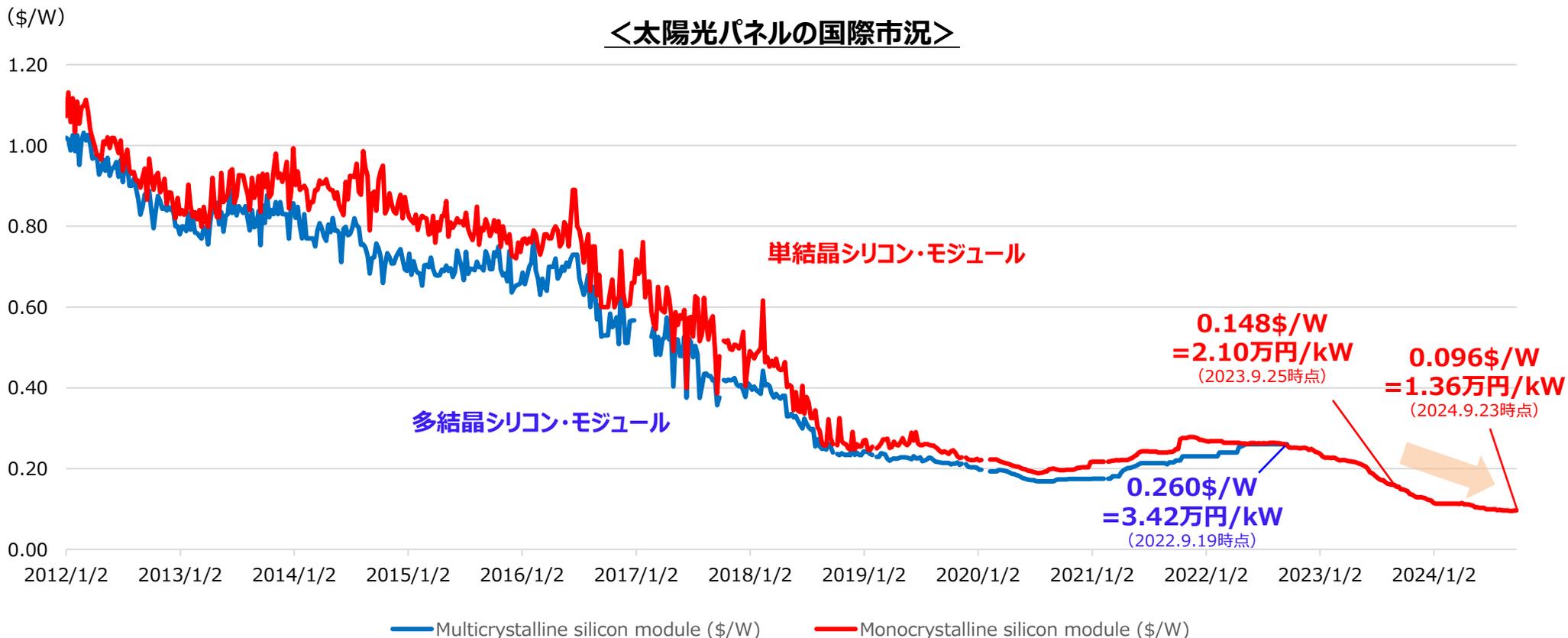
設置年 認定年度	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
2012年度認定	6,704件 40.6万円/kW	47,801件 36.5万円/kW	10,367件 33.9万円/kW	3,244件 32.8万円/kW	1,446件 34.4万円/kW	795件 32.6万円/kW	550件 31.6万円/kW	312件 25.6万円/kW	280件 35.7万円/kW	181件 22.3万円/kW	53件 28.9万円/kW	46件 27.3万円/kW	11件 25.3万円/kW
2013年度認定		15,712件 36.3万円/kW	78,820件 32.8万円/kW	29,660件 32.1万円/kW	13,276件 31.6万円/kW	7,629件 31.9万円/kW	4,393件 31.9万円/kW	3,535件 27.8万円/kW	2,799件 24.7万円/kW	1,046件 23.4万円/kW	413件 25.5万円/kW	354件 22.9万円/kW	23件 32.7万円/kW
2014年度認定			19,163件 33.7万円/kW	54,813件 31.7万円/kW	12,905件 30.1万円/kW	3,867件 29.8万円/kW	1,597件 28.6万円/kW	1,297件 25.8万円/kW	998件 22.1万円/kW	259件 19.8万円/kW	140件 21.8万円/kW	143件 22.4万円/kW	10件 19.6万円/kW
2015年度認定 ※～6/30				4,313件 31.9万円/kW	3,348件 31.3万円/kW	515件 30.0万円/kW	204件 28.4万円/kW	161件 25.1万円/kW	118件 23.3万円/kW	66件 25.2万円/kW	14件 19.9万円/kW	10件 20.0万円/kW	1件 11.3万円/kW
2015年度認定 ※7/1～				3,720件 31.4万円/kW	20,331件 31.0万円/kW	4,255件 29.0万円/kW	1,163件 28.6万円/kW	664件 26.0万円/kW	583件 23.7万円/kW	287件 20.6万円/kW	105件 19.5万円/kW	40件 19.5万円/kW	12件 19.8万円/kW
2016年度認定					8,174件 29.9万円/kW	24,382件 29.2万円/kW	6,781件 28.2万円/kW	3,085件 26.3万円/kW	2,396件 23.9万円/kW	677件 24.1万円/kW	371件 23.0万円/kW	145件 22.1万円/kW	24件 20.6万円/kW
2017年度認定						5,041件 29.2万円/kW	11,350件 26.8万円/kW	1,653件 27.3万円/kW	687件 25.1万円/kW	476件 22.7万円/kW	111件 22.2万円/kW	31件 21.8万円/kW	9件 40.6万円/kW
2018年度認定							13,640件 25.6万円/kW	20,951件 25.2万円/kW	10,045件 26.7万円/kW	7,424件 25.1万円/kW	3,497件 23.5万円/kW	929件 24.1万円/kW	108件 22.0万円/kW
2019年度認定								6,342件 21.7万円/kW	8,410件 21.8万円/kW	5,417件 23.7万円/kW	3,354件 23.9万円/kW	1,815件 23.1万円/kW	152件 21.8万円/kW
2020年度認定									464件 25.0万円/kW	465件 21.6万円/kW	363件 20.5万円/kW	281件 20.2万円/kW	60件 18.0万円/kW
2021年度認定										400件 25.3万円/kW	580件 23.4万円/kW	214件 20.8万円/kW	48件 21.4万円/kW
2022年度認定											555件 21.4万円/kW	797件 18.4万円/kW	38件 19.0万円/kW
2023年度認定												212件 19.6万円/kW	21件 20.8万円/kW
2024年度認定													0件 -

※令和6年度の調達価格等算定委員会で使用している定期報告データより作成。0万円/kW及び100万円/kW以上の案件は排除している。

上段：分析対象件数、下段：システム費用中央値

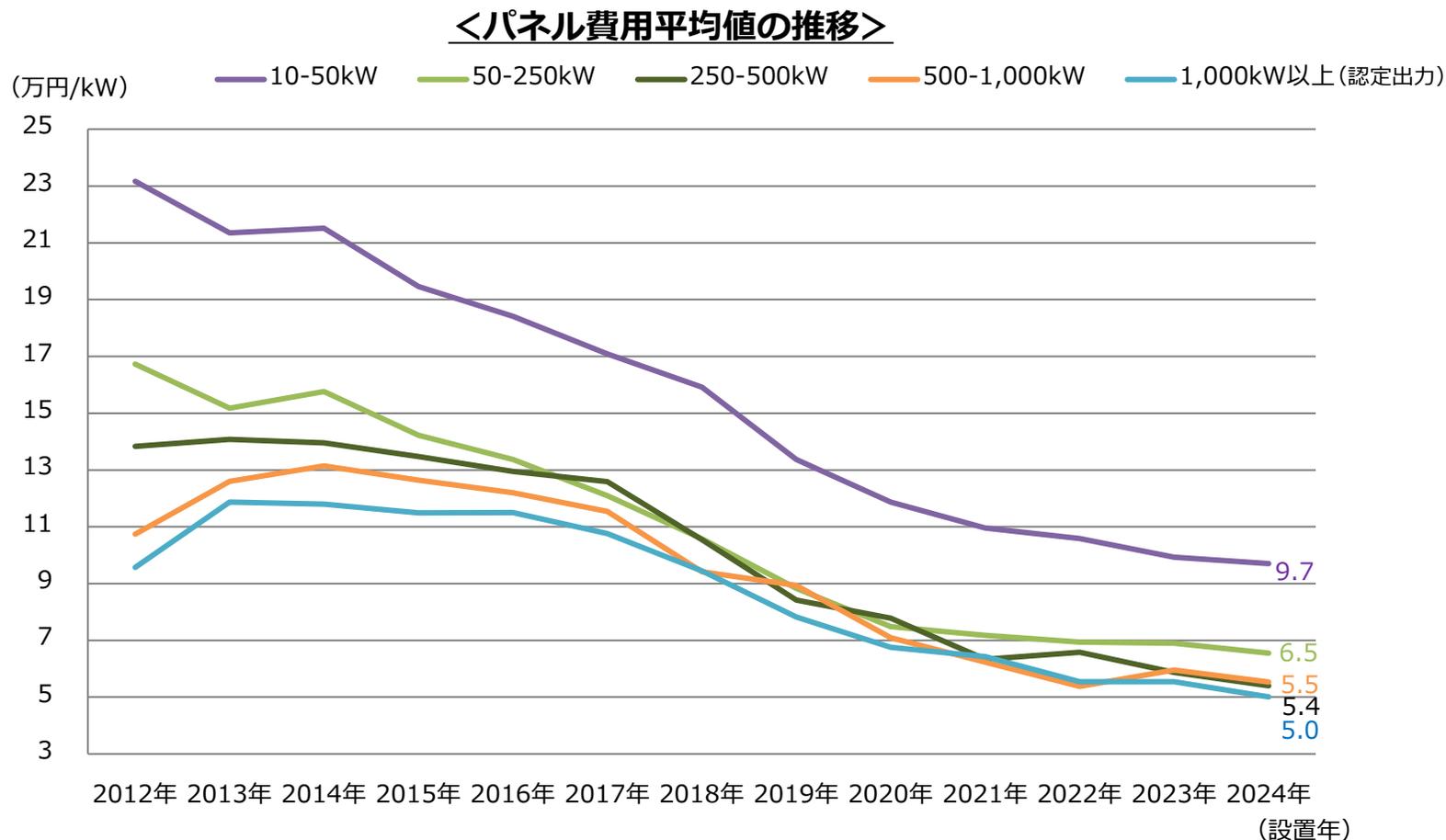
- 民間調査機関により今年9月にとりまとめられた、太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、2020年頃を境に上昇傾向であったが、**単結晶シリコン・モジュールについては、2021年10月以降、緩やかな減少傾向に転じている。**
- **単結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格は、昨年9月時点で0.148\$/W (2.1万円/kW) であったが、本年9月時点では0.096\$/W (1.4万円/kW) と、直近1年間では、ドルベースで約35%減少している。**

<太陽光パネルの国際市況>



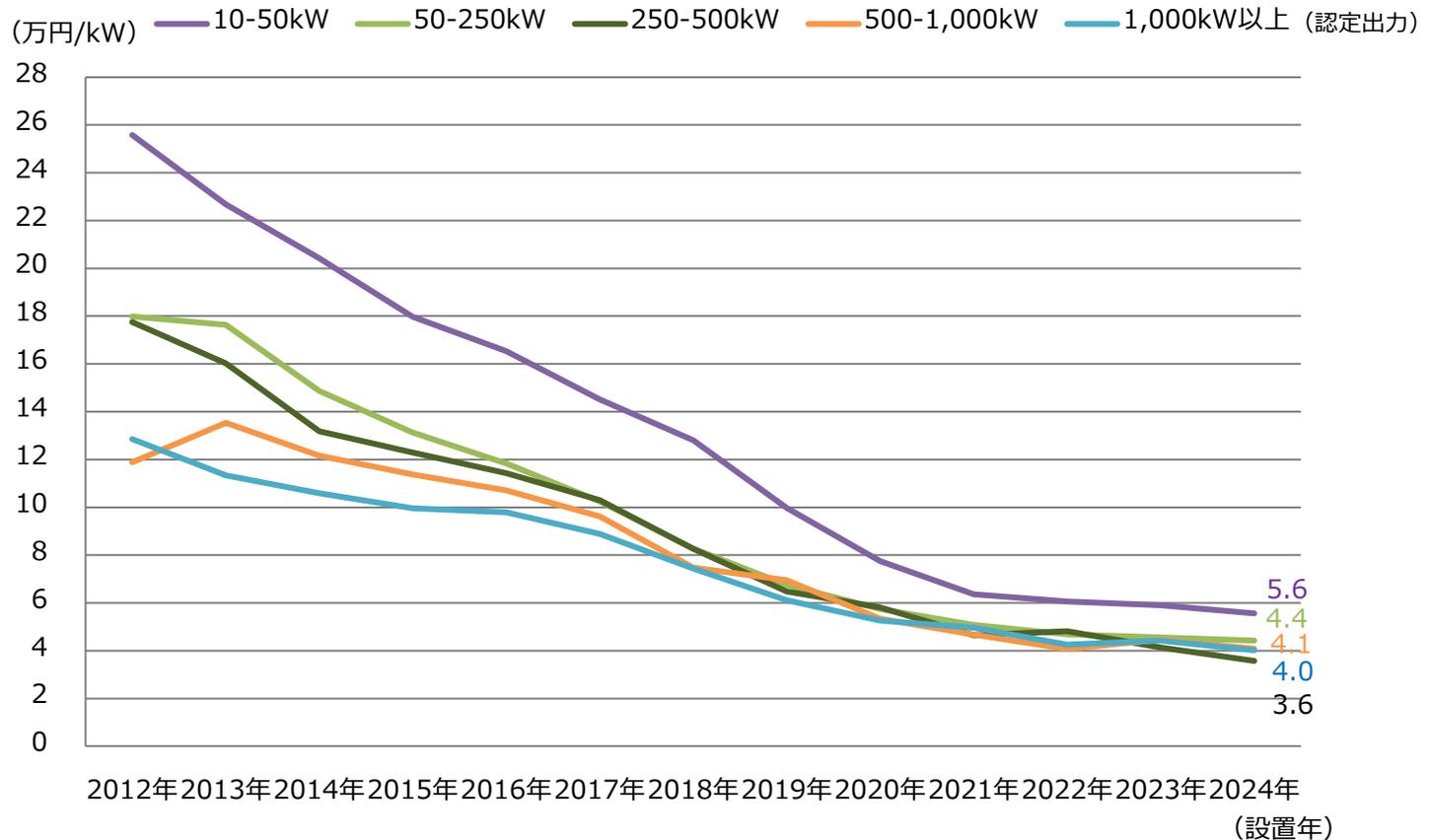
(1) 国内のコスト動向：パネル費用（設置年別推移）

- 定期報告データにより、各年に設置された案件の**パネル費用の平均値（単純平均）の推移**をみたところ、**いずれの規模帯についても概ねコスト低減傾向**にあることが分かった。また、**低圧（10-50kW）の案件では、高圧以上（50kW以上）の案件と比較して、kWあたりのパネル費用平均値が1.7倍程度になっている。**



- 定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースのパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、いずれの規模帯についてもコスト低減傾向にあることが分かった。

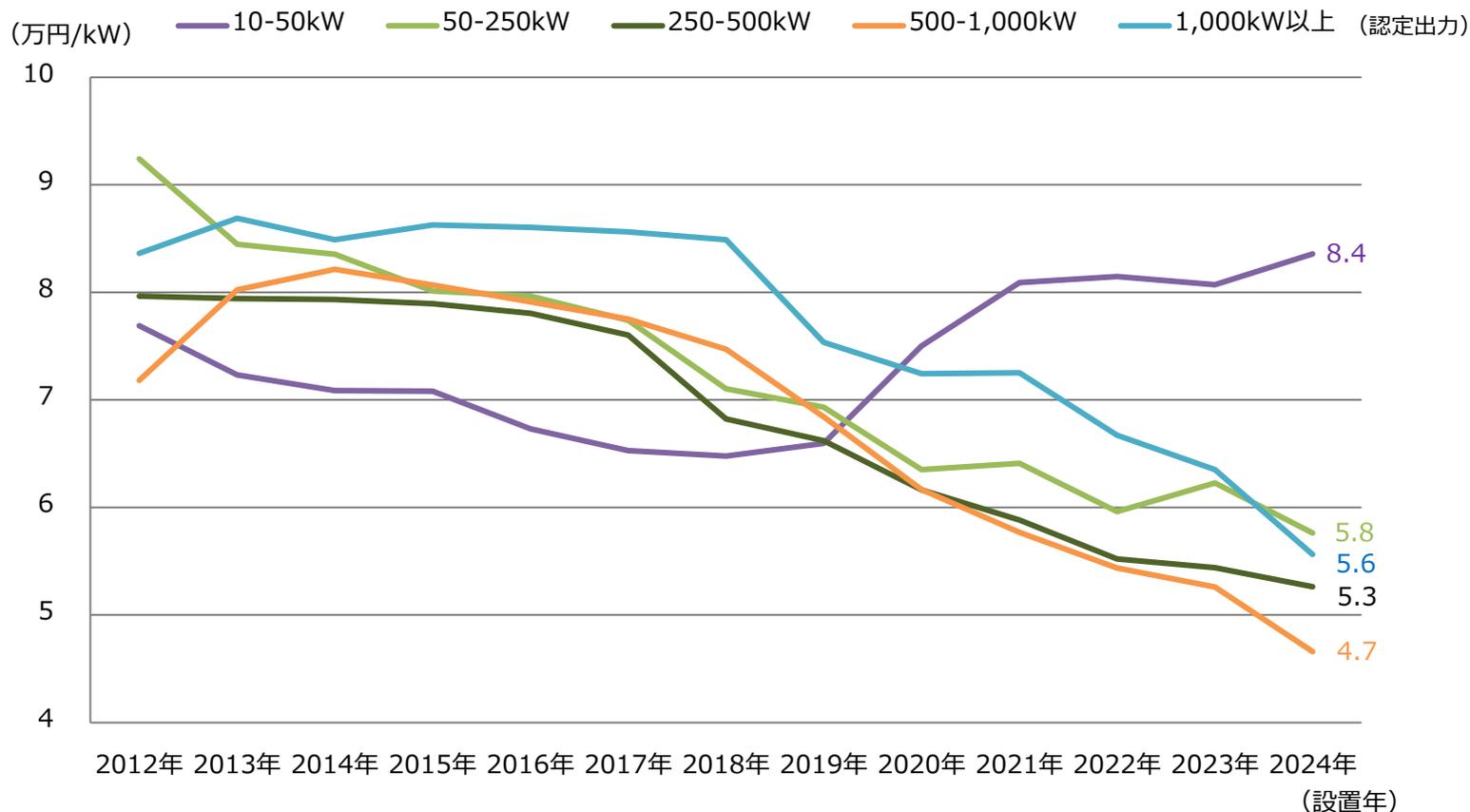
<パネル費用平均値（DCベース）の推移>



(1) 国内のコスト動向：工事費（設置年別推移）

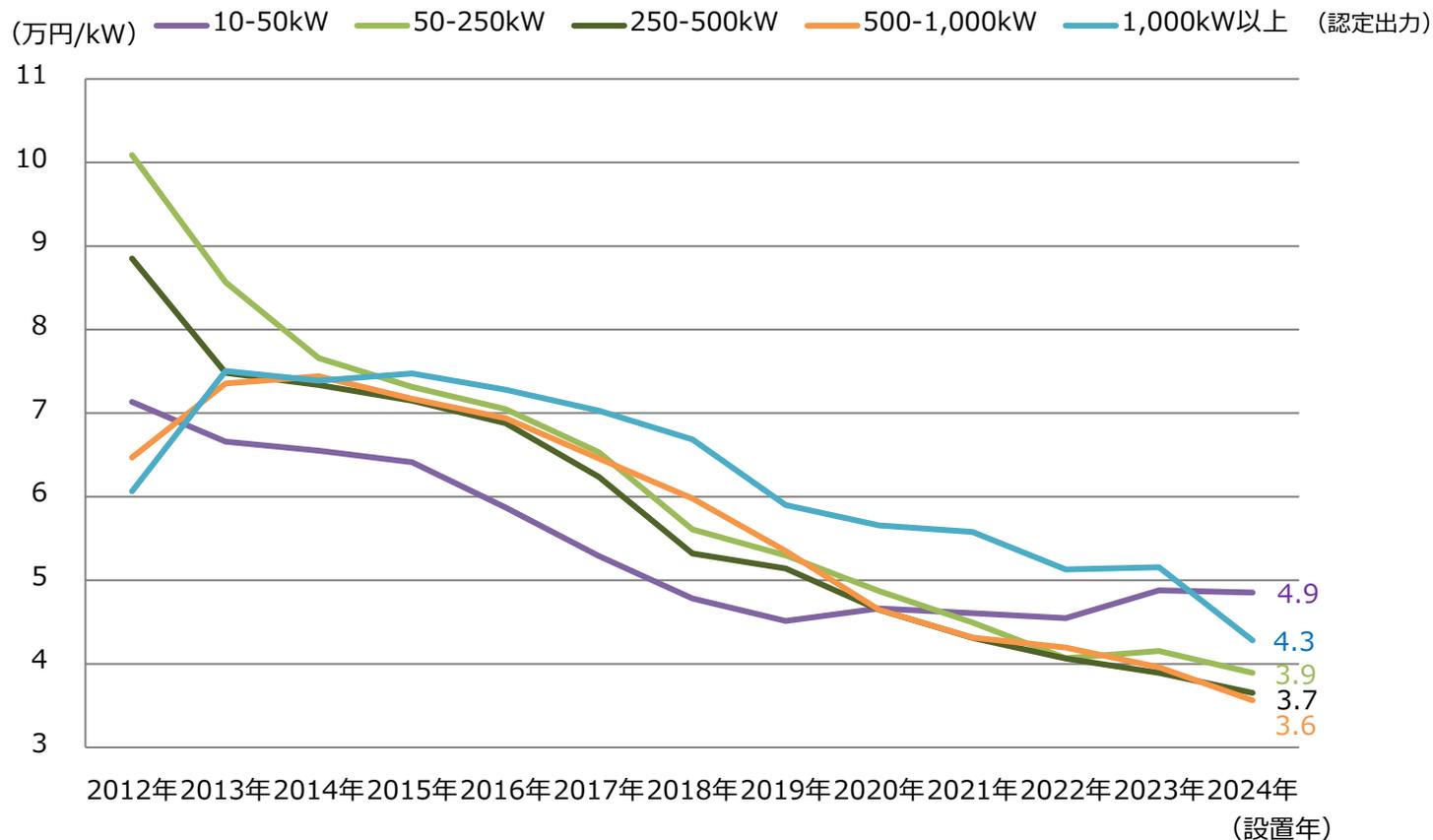
- 定期報告データにより、各年に設置された案件の**工事費の平均値（単純平均）の推移**をみたところ、**低圧（10-50kW）の案件では2024年度にやや増加しており、高圧（50kW以上）の案件は減少傾向にある。低圧（10-50kW）の案件は、それ以上の案件と比較して、kWあたりの工事費用平均値が5割程度高くなっている。**

＜工事費用平均値の推移＞



- 定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースの工事費の平均値（単純平均）の推移をみたところ、直近の工事費については、低圧（10-50kW）の案件においては、一定の費用水準で推移しているものの、概ね低減傾向にあることが分かった。

<工事費用平均値（DCベース）の推移>



(1) 国内のコスト動向：システム費用（トップランナー分析：地上設置）（案）25

- これまでの本委員会においては、**費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が3年間であることを踏まえ、足元のトップランナー水準が、3年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。**
- これまでと同様に、**3年前の設置案件のコスト水準に着目した場合、地上設置（50kW以上）のコスト水準においては、2019年設置の上位23%水準、2020年設置の上位38%水準、2021年設置の上位36%水準が、それぞれ2022年設置、2023年設置、2024年設置の中央値と同程度であることが確認できた。**
- これらを踏まえると、**トップランナー水準は上位32%水準として、2026年度の地上設置（50kW以上）の想定値は、2024年の地上設置（50kW以上）の上位32%水準である12.8万円/kWを、2026年の地上設置（10-50kW）の想定値は、2024年の地上設置（10kW以上）の上位32%水準である17.6万円/kWとすることが考えられ、それぞれ、地上設置（50kW以上）については、2025年度の想定値（11.3万円/kW）をやや上回るが、地上設置（10-50kW）については、2025年度の想定値（17.8万円/kW）をやや下回る。**
- **効率的な事業実施を促す観点からは、トップランナー水準として設定した想定値の達成は引き続き目指すべきである。国際市況においては、モジュール価格が低下傾向にあることや、直近の第22回事業用太陽光入札において平均落札価格が相当程度低下し、8.17円/kWhとなっていることにも留意が必要である。**

万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
%	2024年 1~8月設置 N=185	2023年 1~12月設置 N=628	2022年 1~12月設置 N=938	2021年 1~12月設置 N=1,101	2020年 1~12月設置 N=1,531	2019年 1~12月設置 N=1,354	2024年 1~8月設置 N=589
5%	9.38	10.00	9.35	9.45	10.23	12.20	10.05
10%	9.75	10.99	10.50	10.72	11.49	13.73	11.64
15%	10.94	11.90	11.38	11.37	12.81	14.63	13.32
16%	11.21	12.00	11.46	11.55	13.07	14.90	13.53
20%	11.32	12.63	11.92	11.98	13.70	15.89	14.40
23%	11.67	12.95	12.33	12.47	14.15	16.36	15.16
25%	11.87	13.40	12.60	12.77	14.42	16.61	15.88
30%	12.59	14.18	13.42	13.64	15.23	17.59	17.18
32%	12.84	14.51	13.74	13.94	15.57	17.82	17.58
35%	13.17	14.96	14.05	14.48	16.07	18.33	17.95
36%	13.25	15.08	14.20	14.64	16.26	18.52	18.01
38%	13.49	15.34	14.40	15.05	16.63	18.87	18.28
40%	13.58	15.56	14.76	15.26	17.04	19.18	19.02
45%	13.98	16.10	15.52	16.13	17.93	20.00	20.12
50%	14.64	16.69	16.34	16.81	18.63	20.91	21.41

11.3万円/kW

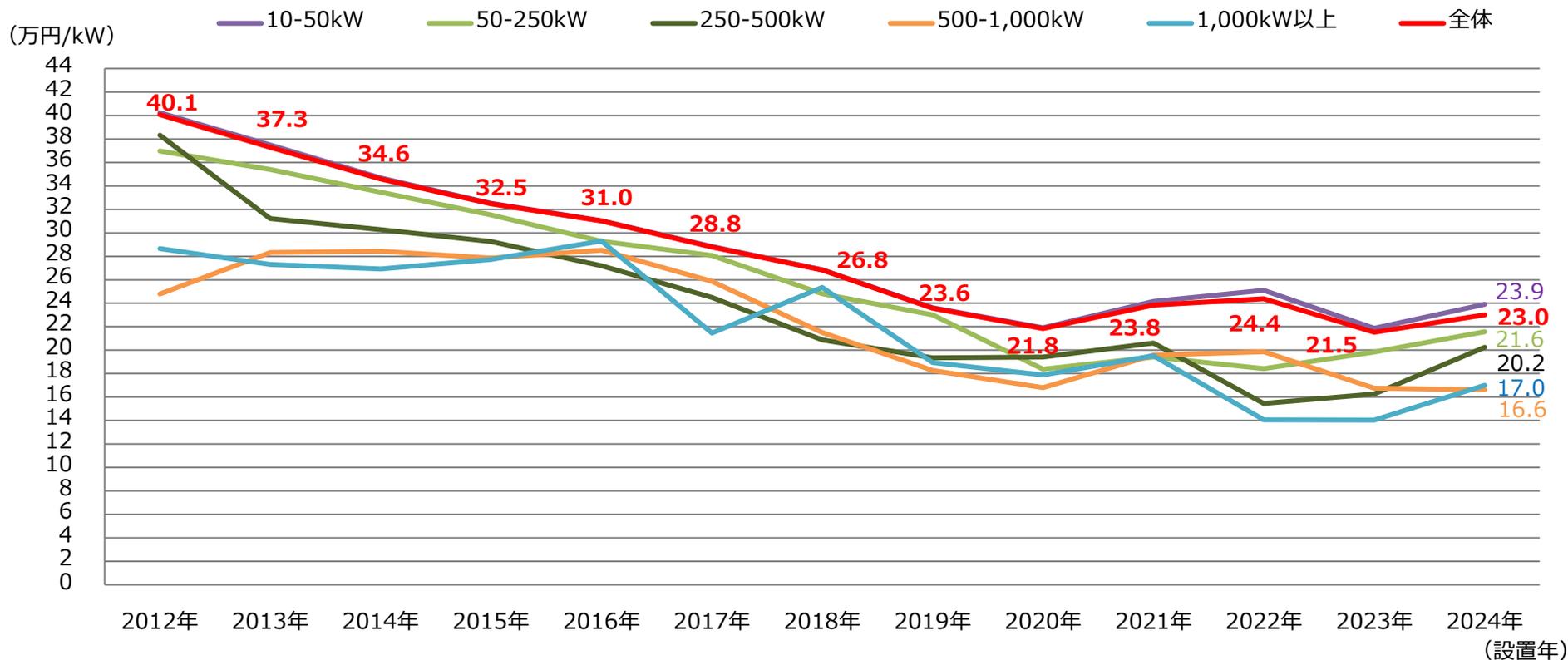
17.8万円/kW

※いずれも、2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内のコスト動向：システム費用（屋根設置）（案）

- **2024年度設置の屋根設置（10kW以上）のシステム費用**については、**平均値22.01万円/kW、中央値22.12万円/kW**となっており、**2025年度の想定値（15.0万円/kW）**を上回っている。
- 他方、**FIT/FIP認定から運転開始までには一定の期間を要する中で、効率的な事業実施を促す観点**を踏まえ、例えば、**上位30%水準**を参照すると**18.89万円/kW**、**上位20%水準**を参照すると**17.84万円/kW**などとなっており、**想定値に近づく**。
- 直近のコスト低減の鈍化傾向は、太陽光パネルの価格上昇等が影響していると考えられるところ、**国際市況においては、モジュール価格が低下傾向**にある。こうした点やトップランナーによる事業実施の状況を参考としながら、**想定値以下の水準に向けて更なるコストダウンを図っていくことが重要**である。

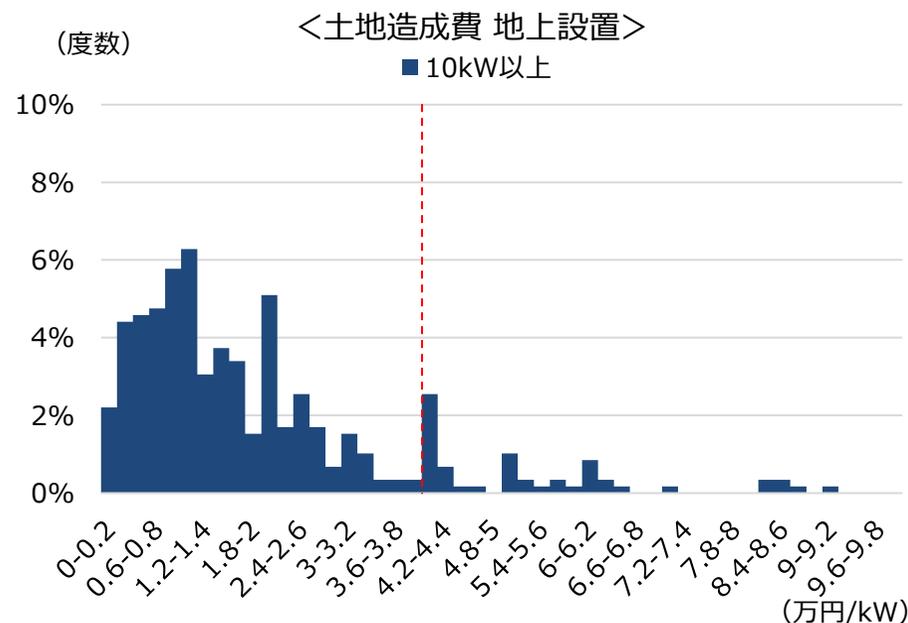
<規模別 システム費用推移（平均値）>



(1) 国内のコスト動向：土地造成費（案）

- システム費用と同様に、土地造成費についても、地上設置／屋根設置の別に、2024年設置案件の定期報告データを分析すると、**地上設置は平均値1.11万円/kW、中央値0.63万円/kWとなり、2025年度の想定値0.9万円/kWと同程度の水準**。なお、平均値については、4万円/kW以上の土地造成費が高い少数の案件により引き上げられており、分布としては、**4万円/kW以下の案件がほとんど**である。
- **屋根設置は平均値0.00万円/kW、中央値0.00万円/kWと土地造成費を要していない。**

		土地造成費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	0.75 (0.96)	0.67 (0.50)	1.28 (1.13)	1.15 (0.88)	1.15 (1.92)	0.00 (2.68)	0.82 (0.97)
	中央値	0.00 (0.00)	0.12 (0.00)	0.89 (0.97)	0.91 (0.89)	0.81 (1.39)	0.00 (3.02)	0.00 (0.00)
	件数	563	101	57	37	36	1	795
地上設置	平均値	1.05 (1.34)	0.94 (0.91)	1.56 (1.18)	1.37 (1.16)	1.43 (2.02)	0.00 (2.68)	1.11 (1.34)
	中央値	0.36 (0.85)	0.70 (0.43)	1.26 (1.00)	0.95 (0.98)	1.45 (1.47)	0.00 (3.02)	0.63 (0.91)
	件数	402	72	47	31	29	1	582
屋根設置	平均値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	- (-)	0.00 (0.00)
	中央値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	- (-)	0.00 (0.00)
	件数	159	29	10	6	6	0	210
2025年度 想定値		地上設置：0.9 屋根設置：0						



() 内は昨年度の本委員会で検討した2023年設置案件の土地造成費。

(1) 国内のコスト動向：接続費（案）

- 接続費についても、地上設置／屋根設置の別に、2023年設置案件の定期報告データを分析すると、**地上設置は平均値1.42万円/kW、中央値1.14万円/kWと、2025年度の想定値1.35万円/kWと同程度の水準。屋根設置も平均値0.71万円/kW、中央値0.35万円/kWと、2025年度の想定値0.3万円/kWと同程度の水準。**

		接続費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	1.39 (1.53)	0.85 (0.51)	0.77 (1.34)	0.66 (1.34)	1.11 (1.68)	2.46 (2.97)	1.23 (1.46)
	中央値	1.15 (1.11)	0.50 (0.24)	0.38 (0.40)	0.21 (0.42)	0.47 (1.19)	2.46 (1.37)	0.91 (1.00)
	件数	563	101	57	37	36	1	795
地上設置	平均値	1.63 (1.95)	0.94 (0.77)	0.87 (1.39)	0.71 (1.42)	1.34 (1.76)	2.46 (2.97)	1.42 (1.85)
	中央値	1.25 (1.45)	0.55 (0.40)	0.40 (0.43)	0.22 (0.47)	0.71 (1.36)	2.46 (1.37)	1.14 (1.37)
	件数	402	72	47	31	29	1	582
屋根設置	平均値	0.78 (0.46)	0.61 (0.19)	0.29 (0.09)	0.40 (1.07)	0.17 (0.20)	- (-)	0.71 (0.43)
	中央値	0.35 (0.32)	0.25 (0.18)	0.13 (0.04)	0.21 (0.06)	0.03 (0.20)	- (-)	0.35 (0.32)
	件数	159	29	10	6	6	0	210
2025年度 想定値		地上設置：1.35 屋根設置：0.3						

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

() 内は昨年度の本委員会で検討した2023年設置案件の接続費。

(1) 国内のコスト動向：運転維持費（案）

- 運転維持費についても、地上設置／屋根設置の別に、2024年設置案件の定期報告データを分析すると、**地上設置は平均値0.53万円/kW/年、中央値0.42万円/kW/年、屋根設置は平均値0.54万円/kW/年、中央値0.40万円/kW/年**と、地上設置／屋根設置ともに、中央値に着目すると、**昨年度に引き続き、2025年度の想定値0.5万円/kW/年を下回る。**

		運転維持費（万円/kW/年）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	0.53 (0.51)	0.48 (0.49)	0.47 (0.48)	0.58 (0.58)	0.64 (0.62)	0.79 (0.74)	0.53 (0.52)
	中央値	0.40 (0.40)	0.37 (0.39)	0.39 (0.41)	0.47 (0.50)	0.57 (0.55)	0.77 (0.71)	0.42 (0.40)
	件数	32,937	1,155	1,411	1,187	1,545	256	38,491
地上設置	平均値	0.51 (0.50)	0.57 (0.56)	0.51 (0.52)	0.61 (0.61)	0.66 (0.64)	0.79 (0.75)	0.53 (0.52)
	中央値	0.40 (0.40)	0.44 (0.46)	0.43 (0.45)	0.51 (0.53)	0.59 (0.57)	0.77 (0.71)	0.42 (0.41)
	件数	23,602	600	1,040	972	1,424	254	27,892
屋根設置	平均値	0.56 (0.54)	0.39 (0.42)	0.35 (0.37)	0.42 (0.42)	0.40 (0.43)	0.29 (0.24)	0.54 (0.52)
	中央値	0.44 (0.40)	0.26 (0.30)	0.24 (0.29)	0.28 (0.33)	0.29 (0.33)	0.29 (0.18)	0.40 (0.37)
	件数	9,196	539	355	197	111	2	10,400
2025年度 想定値		0.5						

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

() 内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。

(1) 国内のコスト動向：設備利用率（案）

- **2026年度の想定値**については、屋根設置／地上設置それぞれにおいて、昨年度と同様に、直近の設備利用率（50kW以上）の**地上設置：上位15%水準、屋根設置：上位26%水準**を参照すると、**地上設置（10-50kW）は21.5%、地上設置（50kW以上）は18.4%、屋根設置は14.3%**となり、**2025年度の想定値（地上設置（10-50kW）21.3%、地上設置（50kW以上）18.3%、屋根設置14.5%）と同水準。**

買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2022年6月－2023年5月	16.7%	15.5%	15.6%	15.7%	16.4%
2023年6月－2024年5月	16.6%	15.3%	15.4%	15.4%	16.3%

買取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2022年6月－2023年5月	13.1%	12.9%	13.6%	14.2%	14.3%
2023年6月－2024年5月	12.9%	12.7%	13.4%	14.2%	14.3%

設備利用率（地上設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.54%	20.65%	20.49%	19.92%
10%	22.82%	19.27%	19.19%	18.86%
14%	21.76%	18.56%	18.50%	18.27%
15%	21.52%	18.42%	18.37%	18.14%
16%	21.28%	18.27%	18.21%	18.01%
20%	20.42%	17.72%	17.69%	17.58%
25%	19.41%	17.17%	17.16%	17.10%
30%	18.51%	16.69%	16.70%	16.71%
35%	17.69%	16.25%	16.28%	16.32%
40%	16.98%	15.84%	15.87%	15.95%
45%	16.35%	15.46%	15.50%	15.61%
50%	15.80%	15.07%	15.13%	15.28%

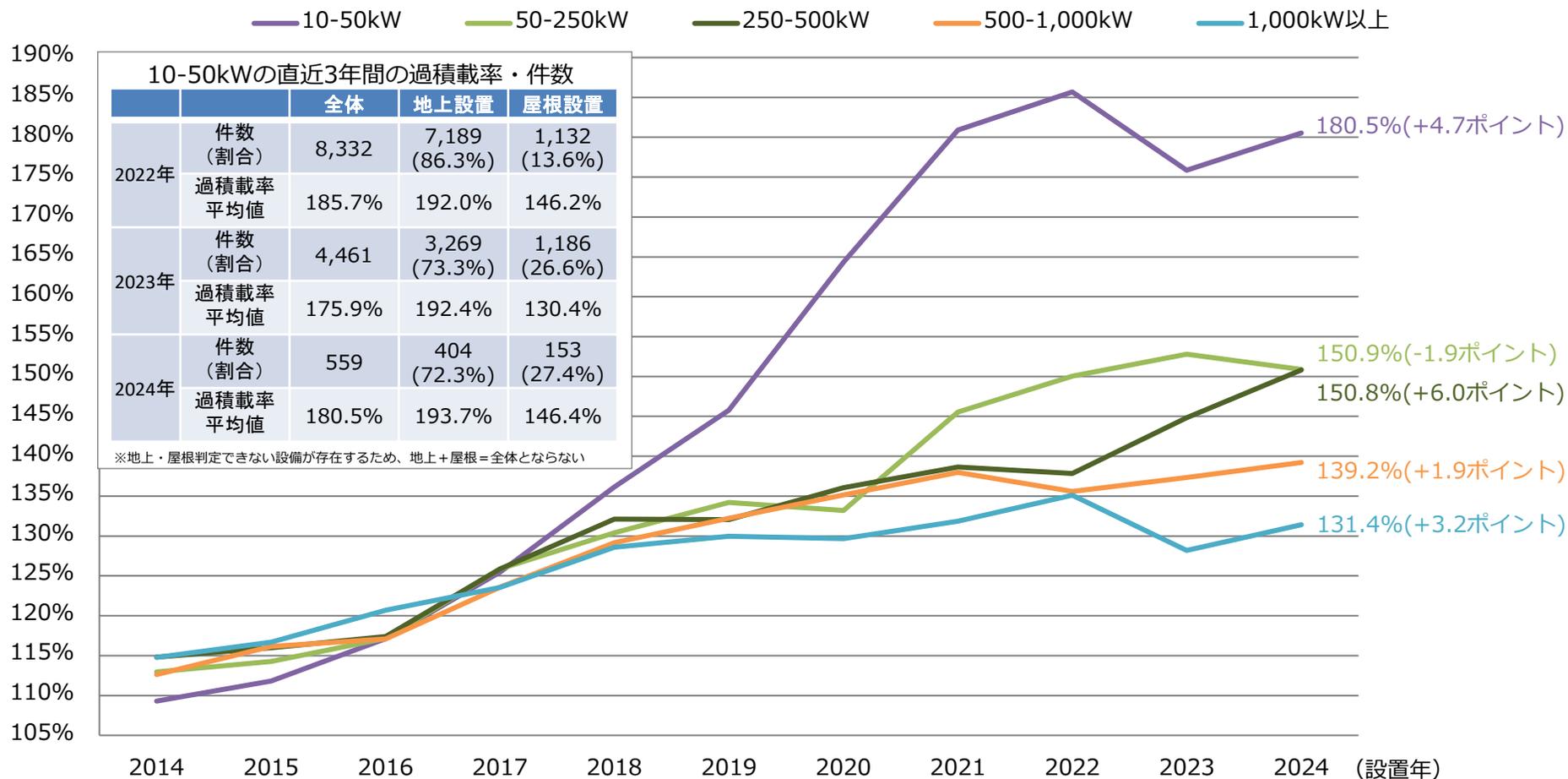
設備利用率（屋根設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.16%	17.59%	17.89%	18.75%
10%	15.91%	16.30%	16.80%	17.72%
15%	15.26%	15.54%	16.06%	17.02%
20%	14.80%	14.96%	15.47%	16.18%
25%	14.42%	14.41%	15.02%	15.76%
26%	14.36%	14.32%	14.91%	15.67%
27%	14.29%	14.23%	14.83%	15.60%
30%	14.09%	13.99%	14.57%	15.38%
35%	13.80%	13.65%	14.17%	15.10%
40%	13.53%	13.34%	13.89%	14.75%
45%	13.27%	13.05%	13.59%	14.47%
50%	13.01%	12.78%	13.29%	14.13%

(参考) 過積載率の推移

- 定期報告データより、事業用太陽光発電案件のうち過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、**全ての規模で過積載が進んでいる**ことが確認された。10-50kWについては、**過積載率の高い地上設置の割合が減少**しているものの、**2024年度は2023年度に比較して4.7ポイントの増加**となった。

※10-50kWの設備における過積載率は、地上設置の設備において高いが、同区分の全体件数に占める地上設置の割合は減少している。

※定期報告データ中、過積載を行っていた1,000kW以上の設備件数は39件であり、1,000kW以上の設備における過積載の動向は引き続き注視する必要。



※ 2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

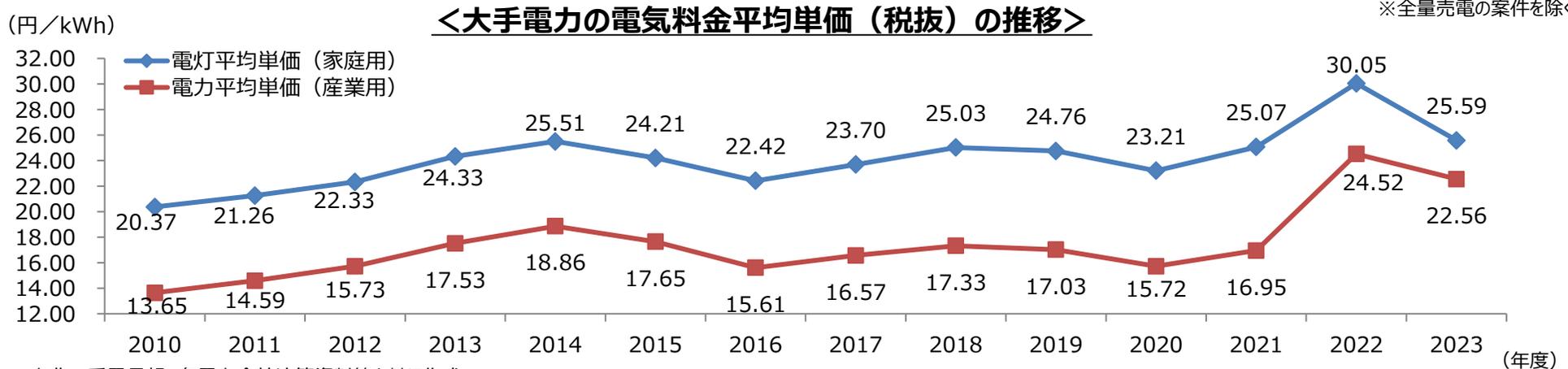
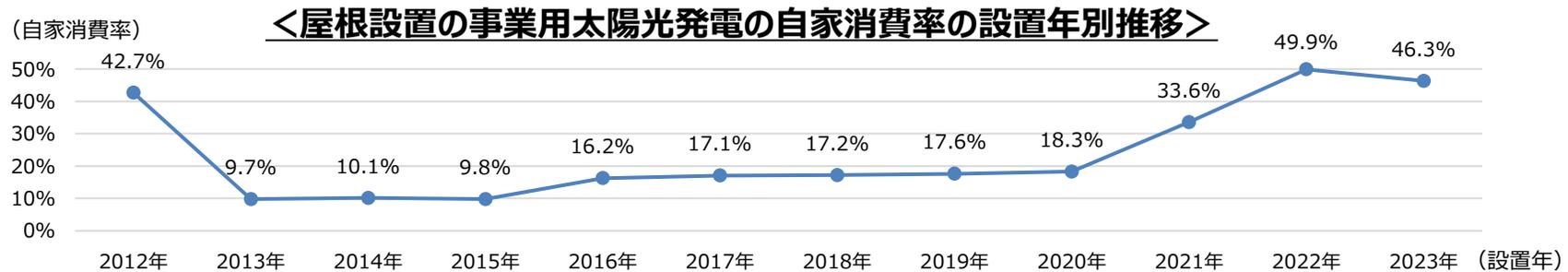
- **屋根設置の事業用太陽光発電※の自家消費比率の実績**に着目すると、全設置期間で**平均16.9%**、特に直近の設置年の自家消費率は**約46%程度**となっており、**低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して30%超の自家消費を求めていること**の効果が見られる。

※ 全量売電の案件を除く。

※ 自家消費率の想定値は、地域活用要件で求めている自家消費率を参考に設定している。地域活用要件における自家消費率の設定に際しては、**蓄電池コストが高い実態や、住宅用太陽光発電における自家消費率の想定値**が参考にされた。

- **自家消費の便益**について、**これまでと同様の考え方**に基づき、**大手電力の直近10年間（2014年度～2023年度）の産業用電気料金単価の平均値**に、**現行の消費税率（10%）**を加味すると、**20.11円/kWh**となる。

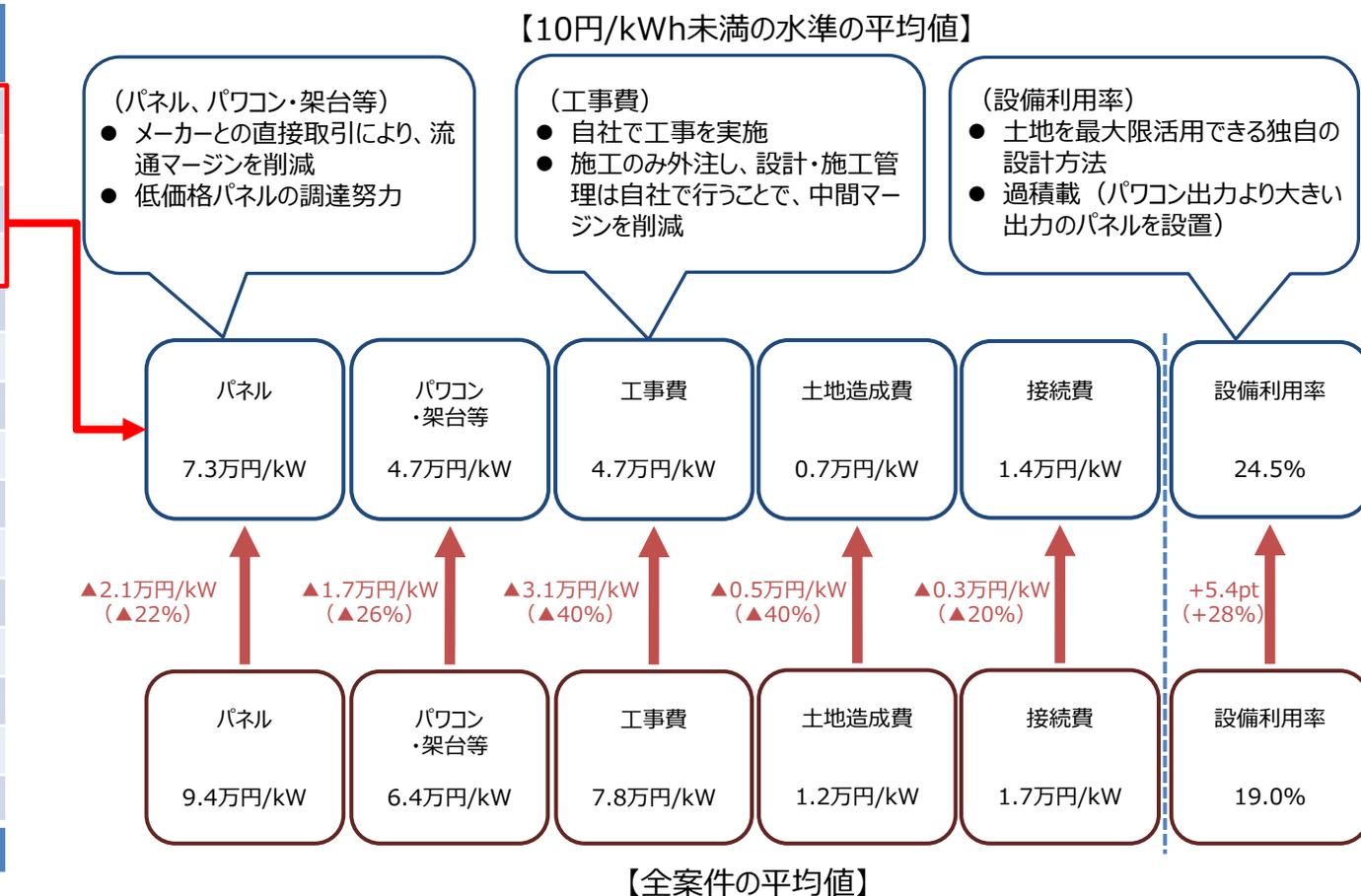
※なお、電気料金については、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けているものの、本頁に記載の電気料金の水準は、2023年1月使用分から開始された電気・ガス料金支援による効果を含めた価格であることを踏まえ、2021年度と2022年度を含む直近10年間の電力料金単価の平均値を参照しつつ、引き続き動向を注視していくこととしていただく。



出典：受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

- 2023年設置の事業用太陽光発電について、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(2,830件)のうち、**297件(10.5%)が10円/kWh未満で事業実施**できている。特に、**6件(0.2%)は、7円/kWh未満で事業実施**できており、限られた案件ではあるが、**価格目標を達成できている事業者の存在**が確認できる。なお、**5円/kWh未満で事業を実施**できている**特に費用効率的な案件は見られなかった**。
- 10円/kWh未満の事業者は、パネル、工事費が**平均的な案件の6~8割程度**だった。設備利用率は**平均的な案件より3割程度高く、24.5%程度**となっている。

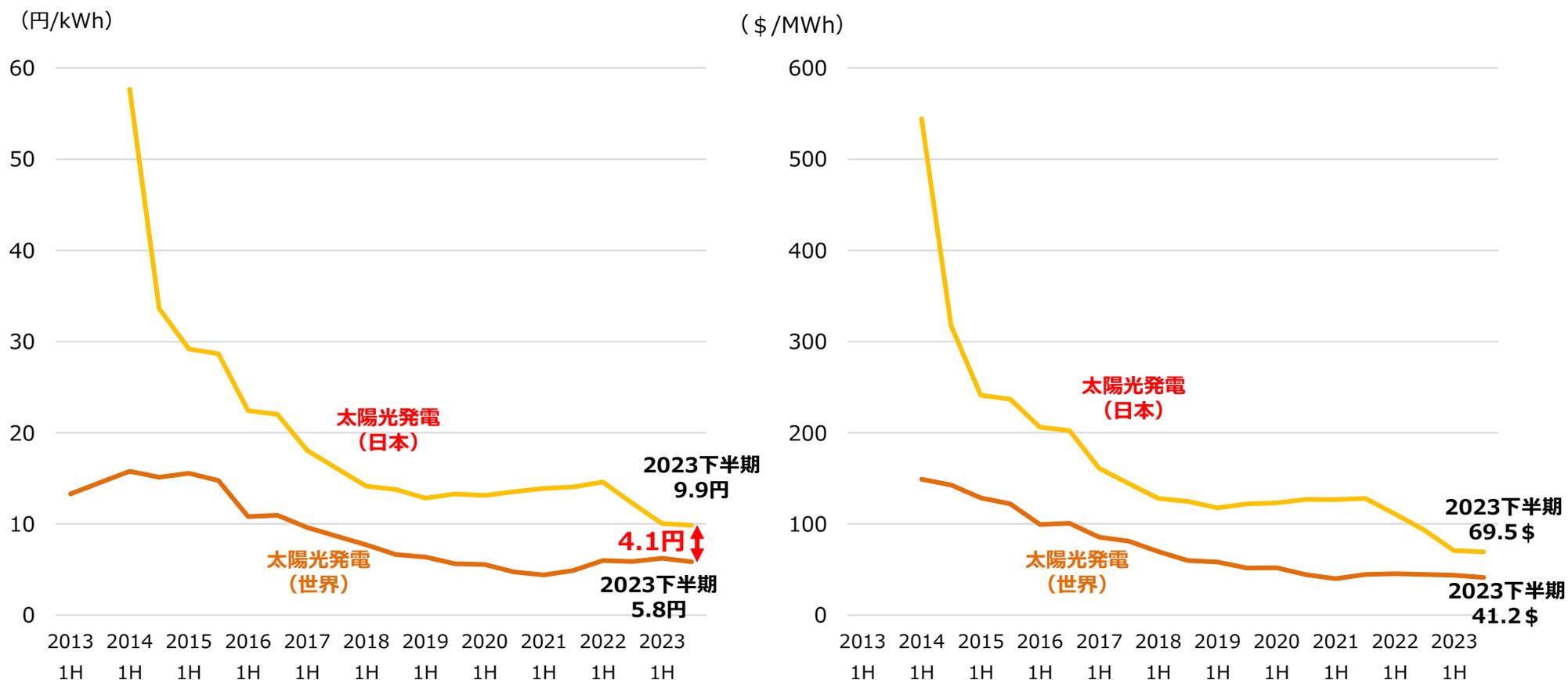
機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	6件
7円/kWh~8円/kWh	28件
8円/kWh~9円/kWh	82件
9円/kWh~10円/kWh	181件
10円/kWh~11円/kWh	215件
11円/kWh~12円/kWh	277件
12円/kWh~13円/kWh	264件
13円/kWh~14円/kWh	248件
14円/kWh~15円/kWh	245件
15円/kWh~16円/kWh	259件
16円/kWh~17円/kWh	208件
17円/kWh~18円/kWh	142件
18円/kWh~19円/kWh	106件
19円/kWh~20円/kWh	80件
20円/kWh以上	489件
合計	2,830件



(資本費+運転維持費) / 発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。
 割引率は3%と仮定し、最新の調達価格の想定値を使用したIRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに、機能的・簡易的に計算した。

- 日本・世界ともに、太陽光発電のコストは急速に低減しているものの、引き続き一定の価格差が存在する状況。足元の世界の太陽光発電のコストは、6円程度の水準。

<事業用太陽光のコスト推移 (LCOE) >



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.8)から各年の値を使用。

＜調達価格・基準価格の設定方法＞

- **運転年数**について、2025年度は、
 - **パネル保証の動向**や**卒FITの再エネ電気に対するニーズ**を踏まえ、**地上設置**については**25年間の運転**を想定。
 - **屋根設置**については、**外壁や屋根の塗り替え等**が**想定される**ことから、**20年間の運転**を想定。
- こうした点を踏まえ、**2026年度の運転年数の想定値**についても、**地上設置は25年間、屋根設置は20年間**とした上で、今後、その利用実態等を踏まえて、想定する運転年数の更なる延長を検討することとしてはどうか。

(※) **2026年度の調達期間終了後の売電価格の想定値**について、2021～2022年度の卸電力市場価格は、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けている一方、2023年度（10.74円/kWh）には2020年度（11.21円/kWh）と同水準となったことから、2016年度（電力小売全面自由化）から2023年度のうち、2021年度と2022年度を除いた7年間の**システムプライス平均値**の平均を採用し、**9.6円/kWh**を想定。
- **地上設置（10kW以上50kW未満）**については、**システム費用、土地造成費、接続費**等の資本費及び**設備利用率**においては、**2025年度の想定値と同程度の水準又はやや下回る**ことから、今後も動向を注視しつつ、**2025年度の想定値を据え置く**こととしてはどうか。**運転維持費**については、**2025年度の想定値を下回る**ことから、**2026年度の想定値を0.42万円/kW/年**と設定してはどうか。
- **地上設置（50kW以上）**については、**システム費用は、2025年度の想定値をやや上回る**ものの、**効率的な事業実施を促す**観点からは、引き続きトップランナー水準として設定した想定値の達成を目指すべきであることに加えて、2024年設置案件は2023年案件の中央値・平均値をともに下回っていることを踏まえて、**2025年度の想定値を維持**することとしてはどうか。システム費用以外のコストについては、地上設置（10kW以上50kW未満）と同様の考え方にに基づき、**土地造成費、接続費、設備利用率は、2025年度の想定値を据え置く**こととし、**運転維持費**については、**2026年度の想定値を0.42万円/kW/年**と設定してはどうか。
- **屋根設置（10kW以上）**については、**システム費用は、平均値・中央値いずれも2025年度の調達価格における想定値を上回る**。一方、システム費用の増加については、太陽光パネルの過去の価格上昇等が影響していると考えられるところ、国際市況において、**モジュール価格が低下傾向**にあることにも留意が必要であることに加え、**効率的な事業実施を促す観点**からも、引き続き想定値の達成を目指すべきである。また、**運転維持費**は2025年度の想定値を下回り、**自家消費率**については、**想定値を上回る**水準となっている。その他、**土地造成費、接続費、設備利用率は2025年度の想定値と同水準**である。以上の点を総合的に勘案して、**2026年度の屋根設置（10kW以上）における調達価格・基準価格における想定値は、2025年度の調達価格・基準価格における想定値を維持**することとしてはどうか。

(1) 2026年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格（案）³⁶

<調達価格・基準価格の設定方法>

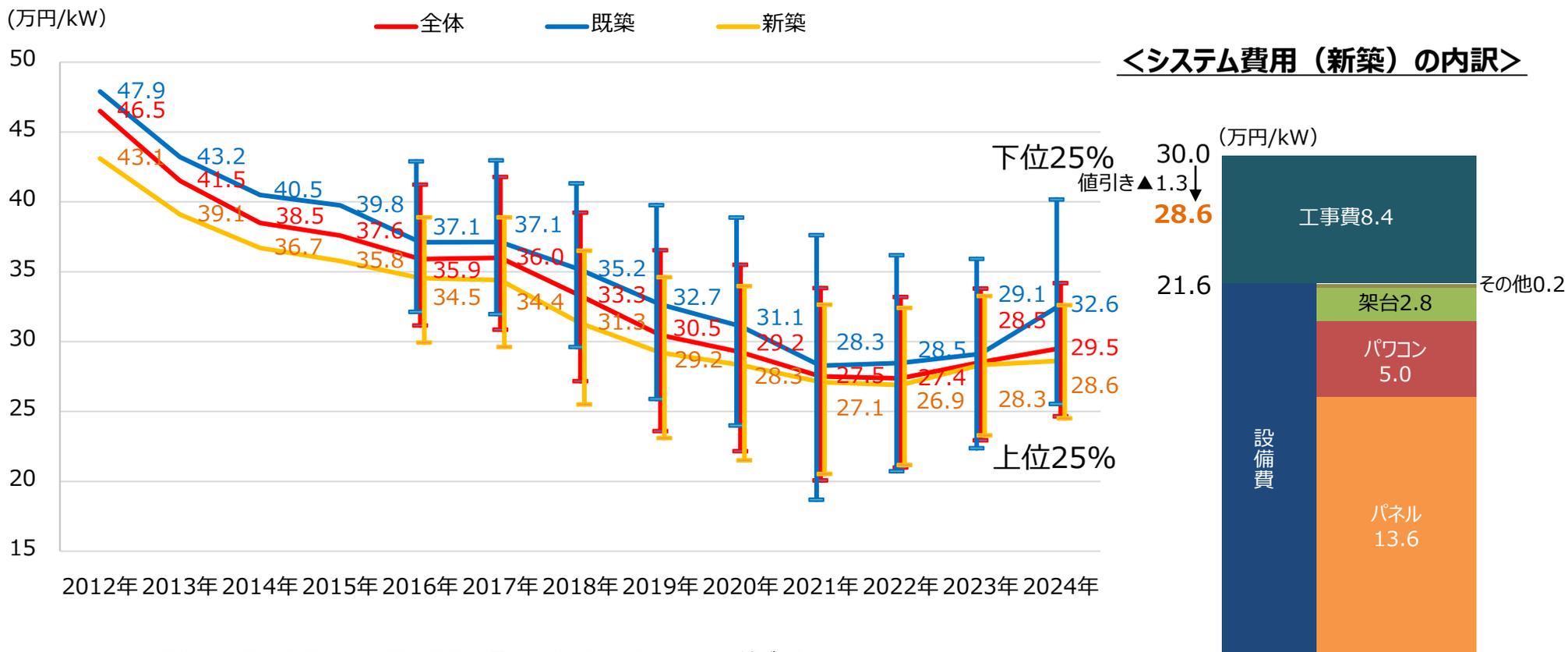
■ 前述のコストデータ等を踏まえ、**2026年度の調達価格・基準価格における想定値**は、以下のとおりとはどうか。

		2026年度 地上・50kW以上	2026年度 地上・10-50kW	2026年度 屋根・10kW以上	(参考) 2025年度 地上・50kW以上	(参考) 2025年度 地上・10-50kW	(参考) 2025年度 屋根・10kW以上
資本費	システム費用	据え置き (11.3万円/kW)	据え置き (17.8万円/kW)	据え置き (15.0万円/kW)	11.3万円/kW	17.8万円/kW	15.0万円/kW
	土地造成費	据え置き (0.9万円/kW)	据え置き (0.9万円/kW)	-	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-
	接続費用	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (0.3万円/kW)	1.35万円/kW	1.35万円/kW	0.3万円/kW
運転維持費		0.42万円/kW/年	0.42万円/kW/年	据え置き (0.5万円/kW/年)	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年
設備利用率		据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)	据え置き (14.5%)	18.3%	21.3%	14.5%
自家消費率		-	-	据え置き (30%)	-	-	30%
自家消費分の便益		-	-	据え置き (19.56円/kWh)	-	-	19.56円/kWh
運転年数		25年間	25年間	20年間	25年間	25年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		9.6円/kWh	9.6円/kWh	-	11.6円/kWh	11.6円/kWh	-

- (1) 2026年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2026年度の住宅用太陽光の調達価格**
- (3) 初期投資支援スキーム
- (4) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(2) 国内のコスト動向：システム費用（設置年別の推移）

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は**新築案件・既築案件ともにやや上昇傾向**にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2024年設置の**平均値は28.6万円/kW（中央値28.7万円/kW）**となり、**2025年度の想定値（25.5万円/kW）を上回り**、2023年設置より0.3万円/kW（1.0%）、2022年設置より1.7万円/kW（6.5%）増加した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約47%、工事費が約29%**を占める。



～2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ
 2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築システム費用は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの費用の比率を用いて推計）

- **運転維持費について**、2024年設置案件の定期報告データを分析すると、**平均値は1,061円/kW/年**であり、**2025年度の想定値（3,000円/kW/年）を下回っている。**

(※) なお、定期報告データ（2024年1月～8月）の87%が0円/kW/年であり、この原因としては、定期報告データに対象年に点検費用や修繕費用が発生していない案件が多く存在する可能性が考えられる。

(※) また、例年どおり、**一般社団法人太陽光発電協会へのヒアリング調査**を実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、5 kWの設備を想定した場合、

- 発電量維持や安全性確保の観点から3～5年ごとに1回程度の定期点検が推奨されており、1回当たりの定期点検費用は相場は**約4.1万円程度**であること（昨年度のヒアリング調査では**約4.7万円程度**）
- パワコンについては、20年間で一度は交換され、**42.3万円程度**が一般的な相場であること（昨年度のヒアリング調査では**34.5万円程度**であり、上昇の要因としては、人件費増等が考えられる。）、が分かった。以上をkW当たりの年間運転維持費に換算すると、**約6,300円/kW/年**となり、2025年度の**想定値（3,000円/kW/年）を上回った**。想定値の設定においては、定期報告データを参照しつつ、定期点検やパワコン本体の費用動向について、今後もよく注視することとしてはどうか。

<運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果>

$$\frac{(4.1\text{万円} \times 5\text{回} + 42.3\text{万円})}{5\text{kW} \div 20\text{年間}} = \text{約}6,300\text{円/kW/年}$$

定期点検費用 パワコン交換費用

- 設備利用率について、2024年1月から2024年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.5%だった。
- これまでの委員会と同様、過去4年間に検討した数値の平均をとると14.1%となり、想定値（13.7%）と同水準又はやや上回る。

<過去4年間に検討した設備利用率>

2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
13.6%	14.0%	14.1%	14.5%
平均値：14.1%			
想定値：13.7%			

<余剰売電比率>

- 余剰売電比率について、2023年1月から2023年8月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、**平均値67.3%（中央値69.1%）**であり、**想定値（70.0%）と同水準**であった。このため、**2026年度の想定値**については、**2025年度の想定値を据え置く**こととしてはどうか。

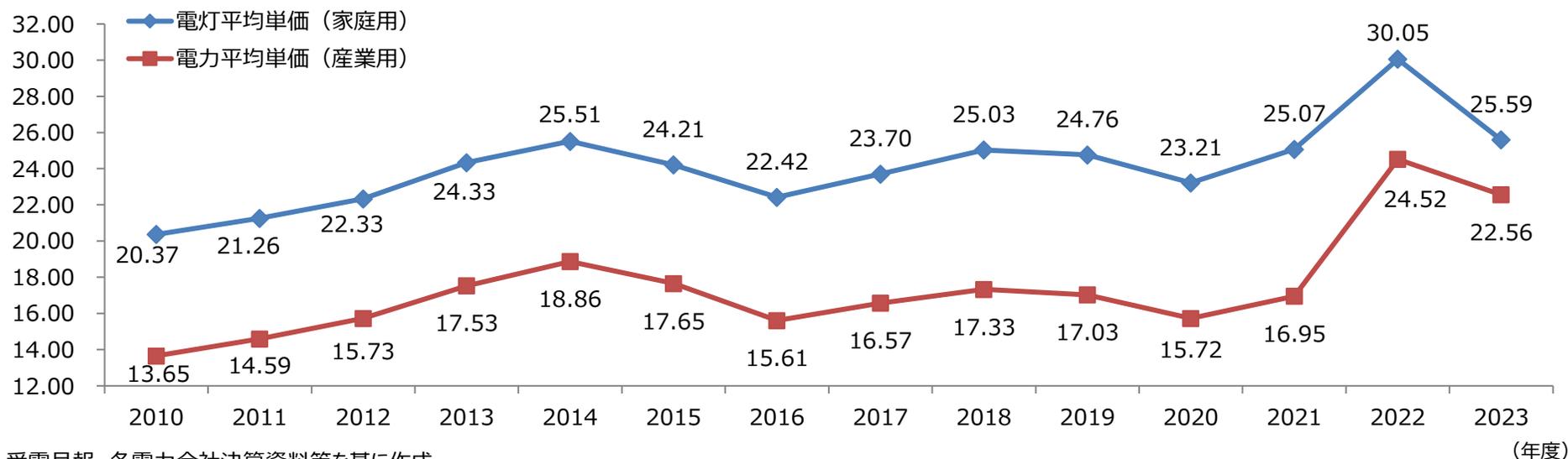
<自家消費分の便益>

- 2025年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近10年間（2013年度～2022年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、27.31円/kWhと設定されている。
- 同様の考えに基づき、**大手電力の直近10年間（2014年度～2023年度）の家庭用電気料金単価の平均値**に、**現行の消費税率（10%）**を加味すると**27.45円/kWh**となる。

※なお、電気料金については、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けているものの、本頁に記載の電気料金の水準は、2023年1月使用分から開始された電気・ガス料金支援による効果を含めた価格であることを踏まえ、2021年度と2022年度を含む直近10年間の電力料金単価の平均値を参照しつつ、引き続き動向を注視していくこととしてはどうか。

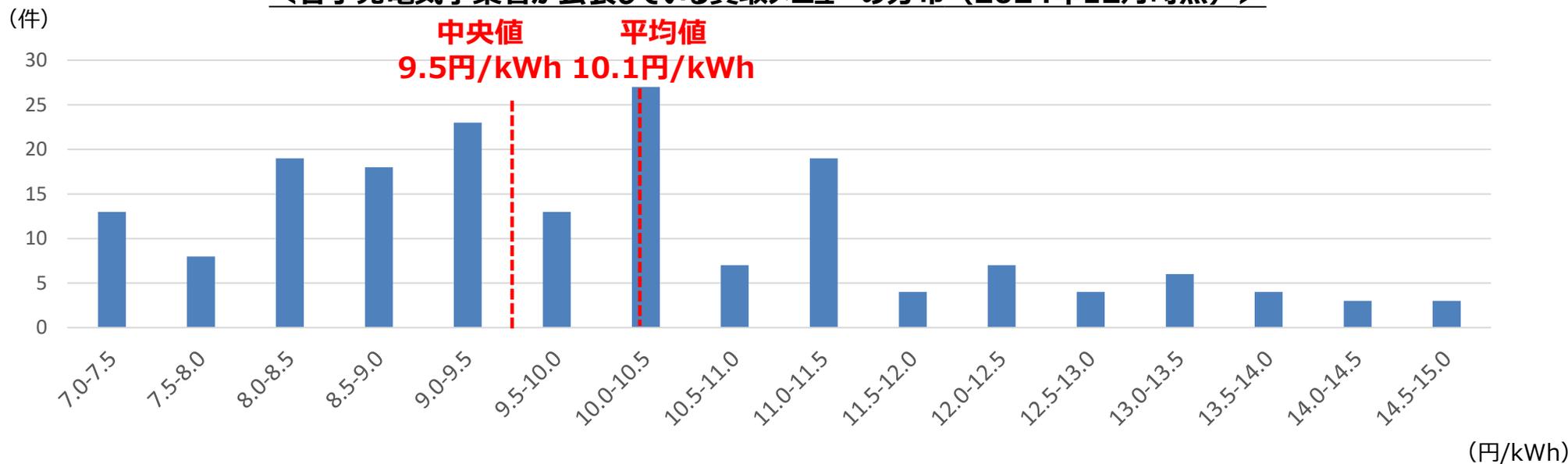
(円/kWh)

<大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移>（再掲）



- 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格については、各小売電気事業者が公表している買取メニューにおける売電価格をもとに、これまで設定してきた。
- 今回、2024年12月時点で確認できた買取メニューにおける売電価格※を確認したところ、その平均値は10.1円/kWh、中央値は9.5円/kWhであった（2023年11月末時点での確認では中央値は10.0円/kWh）。再エネ特措法上、調達価格の設定は「再エネ電気の供給が『効率的に』実施される場合に通常要する費用」等を基礎とすることとされており、中央値より効率的な（高価格な）水準を想定することもありうる。しかし、10円/kWh水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売や、蓄電池併設等の条件付きであることが比較的多いため、状況を注視することが重要。
- こうした点を踏まえ、2026年度の想定値は、2024年度の想定値（10.0円/kWh）を据え置くこととしてはどうか。

＜各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布（2024年12月時点）＞



※小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて資源エネルギー庁HP「どうする？ソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成（図中の7.0-7.5円/kWhは7.0円/kWh以上7.5円/kWh未満を意味する。他も同様。）。

<調達価格・基準価格の設定方法>

- 前述の**コストデータ等**を踏まえると、住宅用太陽光発電（10kW未満）について、**自家消費便益は微増**となったが、システム費用は**新築案件・既築案件ともにやや上昇傾向にあり、2025年度の想定値を上回る**。効率的な事業実施を促す観点から、引き続き想定値の達成を目指すべきであり、**2026年度の住宅用太陽光発電（10kW未満）における調達価格・基準価格における想定値は、2025年度の調達価格・基準価格における想定値を維持**することとしてはどうか。
- 以上を踏まえて、**2026年度の調達価格・基準価格における想定値**は、以下のとおりとしてはどうか。

		2026年度 屋根・10kW以上	(参考) 2025年度 屋根・10kW以上
資本費	システム費用	据え置き (25.5万円/kW)	25.5万円/kW
	運転維持費	据え置き (0.30万円/kW/年)	0.30万円/kW/年
	設備利用率	据え置き (13.7%)	13.7%
	余剰売電比率	据え置き (30%)	30%
	自家消費分の便益	据え置き (27.31円/kWh)	27.31円/kWh
	調達期間終了後の売電価格	据え置き (10.0円/kWh)	10.0円/kWh

- (1) 2026年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2026年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 初期投資支援スキーム**
- (4) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

- 太陽光発電については、我が国において導入が着実に進展しており、一定程度導入コストの低減が進んだことで、FIT/FIP制度によらずに事業を実施する形態も生じている。また、自家消費や分散型エネルギーリソースとしての活用も期待される。
- 一方で、太陽光発電の年間導入量は、地域と共生しながら効率的に事業が実施できる適地の不足等を背景に、FIT制度導入当初に比べ低下している。こうした中で、今後の太陽光発電の導入を拡大していくためには、まずは、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発電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ある。
- 屋根設置太陽光発電については、国が率先して公共部門への設置を進めていく（2040年に設置可能な建築物等の100%に太陽光発電設備を設置することを目指す）が、量的な導入拡大を図る上では、関係省庁の施策と連携しながら、工場・オフィス等の民間部門や住宅部門での取組を強化することが重要となる。具体的には以下のとおり。
 - 省エネ法に基づく定期報告の内容に、屋根設置太陽光の設置余地や導入状況に関する事項を追加することで、工場等の屋根への太陽光発電の設置を促進する。
 - 2030年に新築戸建住宅の6割への太陽光発電の設置を目標とし、その確実な達成に向けて、建売戸建及び注文戸建住宅に係る住宅トップランナー基準として、一定割合の太陽光発電設備の設置を求め、住宅への太陽光発電設備の設置を促進する。
 - 建築物再生可能エネルギー利用促進制度、低炭素建築物の認定制度、建築物の販売・賃貸時のエネルギー消費性能表示制度等を活用し、建築物への太陽光発電設備の設置を促進する。
- FIT/FIP制度においては、これまで、事業用太陽光発電において屋根設置区分を設定し、地上設置区分より高いFIT/FIP価格を設定する（2023年10月～）など、屋根設置太陽光の積極推進を図ってきた。今般、本委員会では、屋根設置太陽光の設置者となる建物所有者について、財務基盤や与信が小さい傾向にあることを踏まえ、早期の投資回収を可能とする「初期投資支援スキーム」の検討を行っている。
- 本日の委員会では、第95回の本委員会（2024年10月16日）で提示した「初期投資支援スキーム」の考え方や頂いた御意見を踏まえ、具体的なスキームについて御議論いただきたい。

2040年に向けた太陽光発電の導入の方向性 (案)

- 太陽光発電については、我が国において導入が着実に進展しており、一定程度導入コストの低減が進んだことで、FIT/FIP制度によらずに事業を実施する形態も生じている。また、自家消費や分散型エネルギーリソースとしての活用も期待される。
- 一方で、太陽光発電の年間導入量は、地域と共生しながら効率的に事業が実施できる適地の不足等を背景に、FIT制度導入当初に比べ低下している。さらに、発電量が時間帯や天候に左右されるといった特性を踏まえる必要もある。
- こうした中で、2040年に向けて更なる導入拡大を図っていく上では、地域との共生と国民負担の抑制を前提とし、需給近接型での導入が可能な建築物の屋根や壁面の有効活用を追求していくことが重要である。同時に、次世代型太陽電池について、サプライチェーンの中で特に重要なものは、国内において強靱な生産体制を確立させ、産業競争力の強化を図ることが重要である。

(1) 屋根設置太陽光発電

- 今後の太陽光発電の導入拡大に当たって、まずは、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発電のポテンシャルを更に積極的に活用していく。
- ① 公共部門
 - 国が率先して、2030年に設置可能な建築物等の約50%、さらには、2040年に設置可能な建築物等の100%に太陽光発電設備を設置することを目指し、新築建築物・既存ストック・公有地等への設置を推進する。
- ② 工場・オフィス等の民間部門
 - 投資回収の早期化や設置者の与信補完の観点から、FIT/FIP制度の調達期間・交付期間のあり方を検討するとともに、関係省庁が連携して必要な支援を検討する。
 - 省エネ法に基づく定期報告制度の活用の検討等により、工場・オフィス等の屋根への設置を促進する。
- ③ 住宅部門
 - 2050年において設置が合理的な住宅・建築物には太陽光発電設備が設置されていることが一般的となることを目指す。
 - この確実な達成に向けて、建売戸建及び注文戸建住宅に係る住宅トップランナー基準として、一定割合の太陽光発電設備の設置を求め、住宅への太陽光発電設備の設置を促進する。

- 省エネ法に基づく定期報告の内容に、屋根設置太陽光の設置余地や導入状況に関する事項を追加することで、工場等の屋根への太陽光発電の設置を促進していく。

第46回省エネ小委員会 (2024年9月3日)
事務局資料より抜粋

非化石エネルギー転換の促進 (屋根置き太陽光)

- 工場等において使用するエネルギーの非化石エネルギーへの転換に当たり、導入余地が比較的大きい手段 (まずは、屋根置き太陽光の利活用) の検討を加速させるべく、**省エネ法に基づく定期報告の内容に当該手段に関する設備の設置余地を追加**したい。
- 中長期計画では、非化石エネルギー転換に関する目標の追加・見直しを行うにあたり、把握した当該設置余地も考慮。
- 屋根置き太陽光の拡大には、2025年に実用化が見込まれる**ペロブスカイト太陽電池をはじめとした次世代太陽電池も有力な手段**。報告を通して、事業者による**次世代太陽電池も含めた屋根置き太陽光の設置余地の把握や導入の検討を促す**。

制度案

<定期報告に追加される内容>

【設置余地の報告】

特定事業者に対し、工場等※1における屋根置き太陽光の設置余地として、建屋の①**屋根面積**※2、②**設計時の耐荷重**※3、③**そのうち既に太陽光が導入されている屋根面積の報告**※4を求め、次世代太陽電池が有効となるような耐荷重が小さな屋根についても報告を求める。(対象となる屋根面積及び耐荷重は最小値を設定。)

※1 報告の対象とする工場等は「エネルギー管理指定工場」とする。ただし、当該「エネルギー管理指定工場」の屋根について設備設置等の管理権限を有さない場合には、当該工場は報告の対象外とする。

※2 屋根のうち、既に太陽光発電設備以外の設備等が設置されている部分や用途の決まっている部分については、報告の対象外とする。

※3 実際に太陽光設備の屋根設置を行うには耐荷重の実測が必要であるが、事業者の調査コストに鑑み、報告内容は設計時の耐荷重とする。

※4 「エネルギー管理指定工場」単位 (指定表) とこれを総計した事業者単位 (特定表・認定表) での報告を求める。

【導入検討の対象とする設置余地の報告】

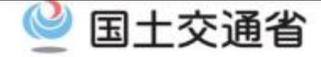
上記で報告された屋根のうち、導入を検討する対象は採算性・時間軸等の観点から各事業者で異なるため、**事業者において屋根に関する一定の条件**※5を設定し、条件を満たす屋根について、**屋根面積及び屋根置き太陽光設置済みの屋根面積の報告**※6を求める。

※5 工場・エリアごとに異なる条件を採用する場合に対応した記載も可能とする。

※6 事業者単位 (特定表・認定表) での報告を求める。

住宅トッパーナー基準の見直しについて

住宅トッパーナー制度における太陽光発電設備設置の扱いについて



<現状整理>

[目標と現状]「2030年までに**新築戸建住宅の6割に設置**」目標に対して、現状の**設置率は31.4%**。

<住宅トッパーナー事業者の設置状況>

建売戸建住宅 8%、注文戸建住宅 58.4%、賃貸アパート 21.3%

[設置支援] FIT/FIPの他、今後施策効果が見込まれる再エネ促進区域制度等や税制・融資により設置を促進

今後見込まれる状況変化

- ・年内目処に実施予定の**エネルギー基本計画の見直し議論**（公共部門、オフィス・工場等の非住宅建築物とあわせた住宅の屋根等への設置促進）
- ・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**による壁面や耐荷重性の低い屋根への設置促進



ペロブスカイト太陽電池（出典：積水化学HP）

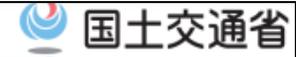
住宅・非住宅建築物についてエネルギー基本計画の見直し議論の中で設置促進策について検討。
特に戸建住宅については、2030年の達成目標が設定されていることに鑑み、住宅トッパーナー制度の活用も考えられる。

<住宅トッパーナー制度を活用した太陽光発電設備設置促進の方向性>

建売戸建及び注文戸建に係る**住宅トッパーナー基準として太陽光発電設備の設置に係る目標を設定**。

※ **具体的な水準及び運用については**、エネルギー基本計画の見直し議論の中で、公共建築物や非住宅建築物への対応も踏まえて**今後検討**（今年度中に再度、本会議を開催して議論を予定。）

住宅トプランナー基準の見直しについて



住宅トプランナー制度における太陽光発電設備の設置目標について

住宅トプランナー制度における太陽光発電設備の設置目標設定

- 2030年の新築戸建住宅の6割への太陽光発電設備の設置に向けて、太陽光発電設備に関する技術開発や製品のコストダウン化、屋根置き太陽光の普及等を考慮し、中間となる2027年度に地域性等を勘案した住宅トプランナー制度の目標を設定する。

■ 目標設定に係る考え方

① 年間供給戸数のうち

- 建売戸建住宅：30%に太陽光発電設備を設置
- 注文戸建住宅：70%に太陽光発電設備を設置

設置が合理的ではない住宅を勘案
(供給戸の80%を母数)

■ 住宅トプランナー事業者に対する目標

② 設置が合理的な住宅※の戸数のうち

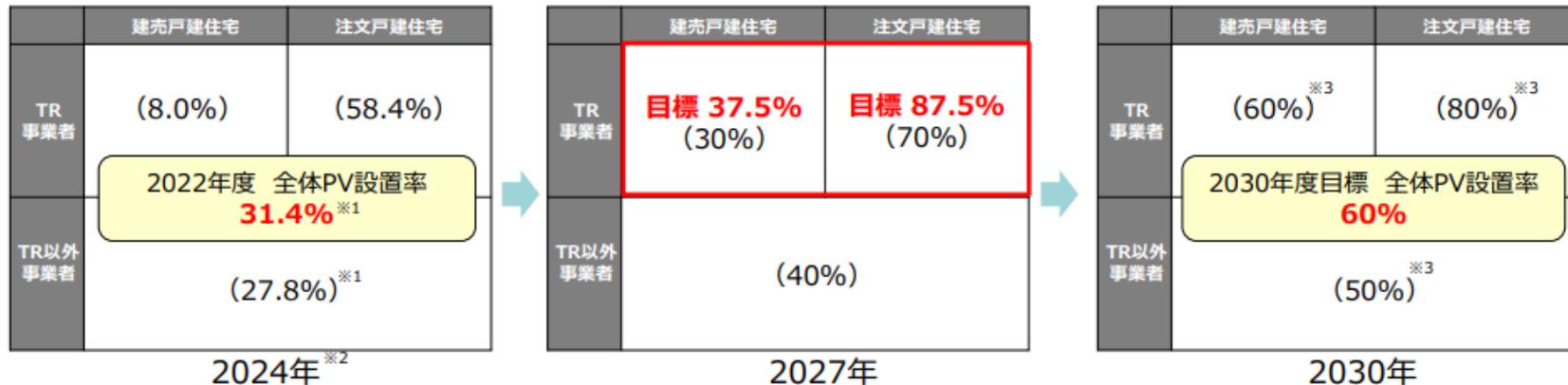
- 建売戸建住宅：37.5%に太陽光発電設備を設置
- 注文戸建住宅：87.5%に太陽光発電設備を設置

※以下①～③の住宅を除く。

- 多雪地域に該当する住宅
- 都市部狭小地に該当する住宅
- 上記のほか、周辺環境等により設置が困難な住宅

■ 住宅トプランナー制度における太陽光発電設備の設置目標（戸建住宅）

()内の数字は、供給戸数全体を母数とした割合



※1 トプランナー以外の事業者の設置率はアンケート調査による推計値。全体の設置率は、トプランナー事業者の実績値とトプランナー以外の事業者の推計値により算出。

※2 トプランナー事業者の設置率は、2022年度に供給された住宅に係る報告内容を2024年度にとりまとめた実績値。

※3 2030年の各セグメントの割合については、2027年度のトプランナー基準を設定するにあたっての現時点での想定である。(R3年度再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースにおいて資源エネルギー庁がTR注文戸建90%、その他50%と提示している。今回は、設置が合理的でない住宅の割合を20%と仮定していることから、2030年新築戸建6割の目標を達成することを前提に、TR注文戸建80%、TR建売戸建60%、TR以外50%としている。)

建築物再生可能エネルギー利用促進区域制度の概要

2024年4月施行

国土交通省

Point

- ・ **2024年4月**から、太陽光発電設備などの再生可能エネルギー利用設備の導入促進のため、**建築物再生可能エネルギー利用促進区域制度**が創設。
- ・ 市町村が促進計画を作成・公表することで、当該計画の区域内には、**建築士から建築主に対する再エネ利用設備についての説明義務**や**建築基準法の形態規制**の特例許可などが適用。

建築物再生可能エネルギー利用促進区域制度

- ✓ 市町村が、建築物への再エネ利用設備の設置の促進を図ることが必要であると認められる区域について、促進計画を作成。(作成は任意)
- ✓ 促進計画が作成・公表された場合、以下の措置が適用。

計画区域内に適用される措置

建築士による再エネ導入効果の説明義務

- ・ 条例で定める用途・規模の建築物が対象
- ・ 建築主に対し、設置可能な再エネ設備を書面で説明

市町村の努力義務(建築主等への支援)

- ・ 建築主に対し、情報提供、助言その他の必要な支援を行う。(例:再エネ利用設備の設置に関する基本的な情報や留意点)

建築主の努力義務(再エネ利用設備の設置)

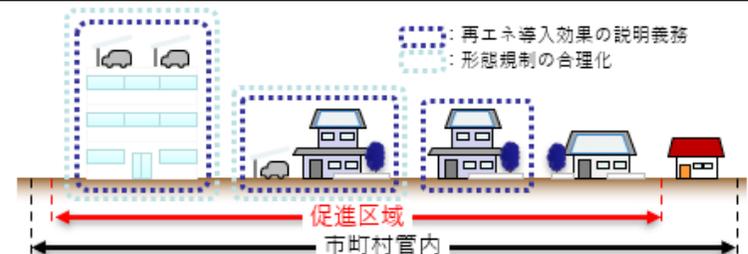
- ・ 区域内の建築主に対し、再エネ利用設備を設置する努力義務

形態規制の合理化

- ・ 促進計画に定める特例適用要件に適合して再エネ設備を設置する場合、建築基準法の形態規制について特定行政庁の特例許可対象とする

【特例許可の対象規定(建築基準法)】

- ・ 容積率 ・ 建蔽率
- ・ 第一種低層住居専用地域等内や高度地区内における建築物の高さ



低炭素建築物の認定制度の概要

- エコまち法（都市の低炭素化の促進に関する法律）で定める低炭素建築物の認定制度は、省エネ性能に優れ、かつ、低炭素化に資する一定の措置が講じられている建築物を所管行政庁が認定する制度。
- 認定を受けた建築物は、住宅ローン減税・フラット35Sにおける優遇や容積率緩和措置の対象となる。

■ 低炭素建築物の認定基準 ※下記の他、資金計画等が適切なものであることを満たす必要

ZEH・ZEB水準の省エネ性能

- ① 外皮性能（誘導基準）
 - 住宅においては、強化外皮基準
 - 非住宅においては、PAL*
 - ② 一次エネルギー消費性能（誘導基準）
 - 住宅：省エネ基準から20%以上削減※
 - 非住宅：省エネ基準から用途に応じて30～40%以上削減※
40%：事務所等・学校等・工場等、
30%：ホテル等、病院等、百貨店等、飲食店等、集会所等
- ※再生可能エネルギーを除く

その他講ずべき措置

- ① 再生可能エネルギー利用設備の導入（必須項目）
 - 再生可能エネルギー利用設備の導入
 - (戸建住宅の場合のみ) 省エネ量と再生可能エネルギー利用設備で得られる創エネ量の合計が基準一次エネルギー消費量の50%以上であること
- ② 低炭素化に資する措置（選択項目）
下記措置の内いずれかの措置を講ずる
 - 節水対策
 - ①節水に資する機器（便器、水栓など）の設置
 - ②雨水、井戸水又は雑排水の利用のための設備の設置
 - エネルギーマネジメント
 - ③HEMS又はBEMSの設置
 - ④再生可能エネルギーと連系した蓄電池の設置
 - ヒートアイランド対策
 - ⑤一定のヒートアイランド対策（屋上・壁面緑化等）の実施
 - 躯体の低炭素化
 - ⑥住宅の劣化の軽減に資する措置
 - ⑦木造住宅又は木造建築物である
 - ⑧高炉セメント又はフライアッシュセメントの使用
 - V2H充放電設備の設置
 - ⑨V2H充放電設備（建築物と電気自動車等との間で充放電を行う設備）の設置 ※電気自動車等に充電のみをする設備を含む

■ 認定状況（令和5年3月末時点）

認定対象	合計
一戸建て	62,578件(戸)
共同住宅	32,104件(戸又は棟)
複合建築物	305件(棟)
非住宅	33件(棟)
合計	95,020件

または

標準的な建築物と比べて、低炭素化に資する建築物として所管行政庁が認めるもの（CASBEE等）

建築物の販売・賃貸時のエネルギー消費性能表示制度

2024年4月施行

国土交通省

Point

- ・ 2024年4月から、**住宅・建築物を販売・賃貸する事業者に対して**、販売等の対象となる住宅・建築物の**省エネルギー性能を表示することが努力義務化**。
- ・ **省エネルギー性能を表示する際は、原則として規定のラベルを使用することが必要**。

エネルギー消費性能表示制度

- ✓ **住宅・建築物を販売・賃貸する事業者**※は、その販売等を行う建築物について、**エネルギー消費性能を表示する必要(努力義務)**。
※事業者であるかは反復継続して販売等を行っているか等で判断。
- ✓ **告示に定められたラベル**を使用して表示。
- ✓ 告示に従った表示をしていない事業者は**勧告等の対象**※。

※ 当面は社会的影響が大きい場合を対象に実施予定

表示制度をもっと知りたい!

表示制度の詳細や留意事項について整理したガイドラインやオンライン講座を国土交通省ホームページに公開しています。



<https://www.mlit.go.jp/shoene-label/>

省エネ性能ラベル



ラベルの発行

Webプログラムの計算結果等と連動して発行(自己評価)

エネルギー消費性能

- ✓ ★1つで省エネ基準適合
- ✓ 以降★1つにつき10%削減
- ✓ 太陽光発電自家消費分をみえる化

断熱性能

- ✓ 断熱等性能等級1~7に相当する7段階で表示
- ✓ 4で省エネ基準適合

目安光熱費

- ✓ 設計上のエネルギー消費量と全国統一の燃料単価を用いて算出

ラベルを用いた広告イメージ

不動産検索サイト等で物件関係画像の一つとして表示することをイメージ



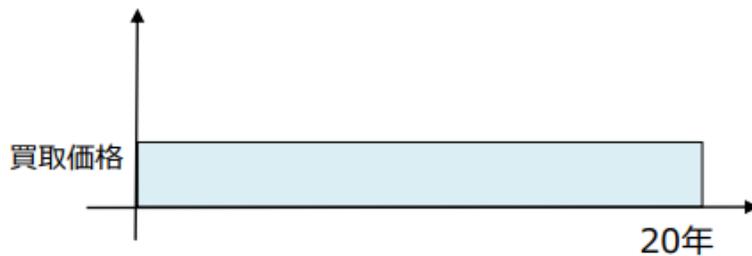
需給近接型太陽光発電に対する初期投資支援スキーム (イメージ)

再掲

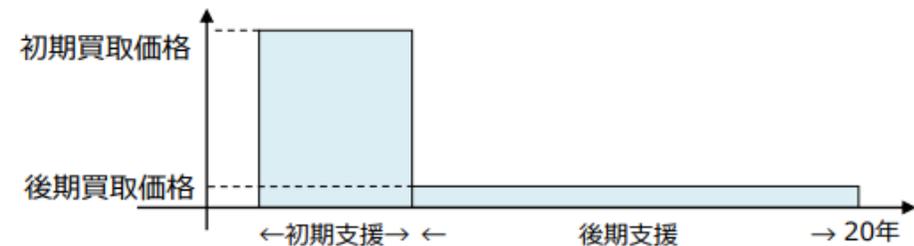
<需給近接型の太陽光発電における調達期間/交付期間や調達価格/基準価格のあり方 (初期投資支援スキーム) >

- 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。

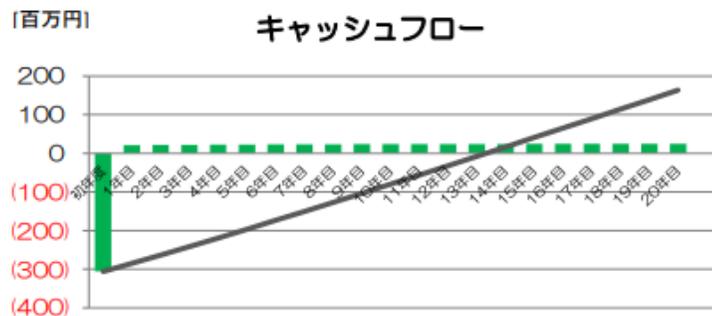
【現行FIT/FIPにおける価格 (イメージ)】



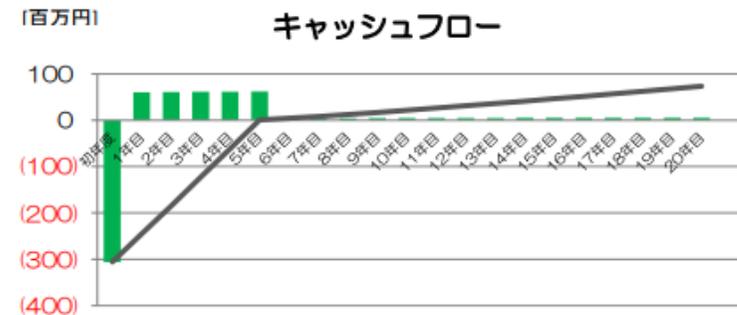
【初期投資支援スキームにおける価格 (イメージ)】



【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投資回収期間 (イメージ)】



- 第95回の本委員会（2024年10月16日）では、初期投資支援スキームの導入に対し、**廃棄等費用の適切な積立てを担保する必要性**や、**自家消費の促進・長期安定電源化を阻害しない制度設計の必要性**等について指摘があった。
- また、「**初期支援と後期支援の期間を別個に設定し、初期の価格を高く／後期の価格を低くする**」という事務局案（**階段型の価格設定**）の他に、**そもそもの支援期間（FIT/FIP期間）を短縮する方法（支援期間の短縮）**もあるのではないか、との指摘があった。

調達価格等算定委員会（第95回）（2024年10月16日）における御指摘事項

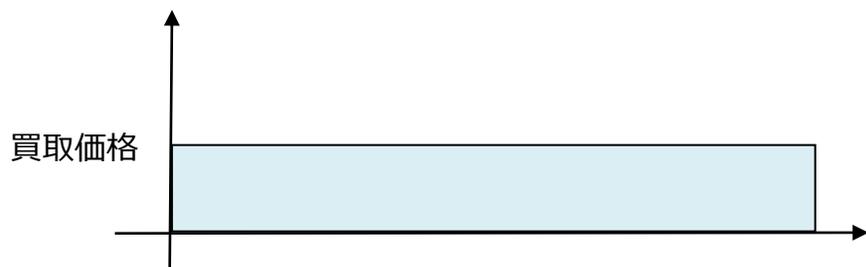
<初期投資支援スキームに対する委員意見>

- 金融取引にも似た仕組みがあり、**国が行う必要性や、制度全体としてのメリット**は考えるべき。
- **割引現在価値**を考え金利の部分はディスカウントすることが考えられる。
- **電気料金水準よりFIT/FIP価格が高いと、自家消費を行うインセンティブが抑制**される。
- **新築の場合**は住宅の建設費用に太陽光発電設備が組み込まれるため、**投資回収期間が障壁にならない可能性**がある。初期投資支援スキームを導入するのであれば、**新築には適用せず、既築向けの施策と整理**してはどうか。
- **廃棄等費用の積立が適切になされるような設計**が必要。
- 初期投資支援スキームが導入されると、**短期的なメリットを重視する者による太陽光発電設備の導入が進み、発電設備の長期活用や、自家消費率の高い利用方法が実現される割合が少なくなる可能性**については、デメリットとして正面から議論する必要がある。自家消費の割合の高い人が低い人のどちらを支援するのが重要な点。
- 後期の買取価格が低くなるのであれば、**そもそもFITで支援する期間を短縮してはどうか**。FIT・FIPが残存することによる弊害をなくし、短期の投資回収を実現する、という二重の利益を踏まえると議論の価値がある。
- 需給近接型の太陽光の短期的な導入を図ることで、**系統増強の費用も抑制できる可能性**。

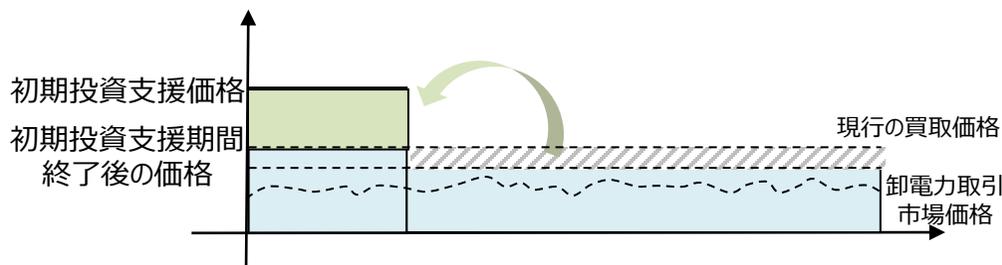
- 第95回の本委員会（2024年10月16日）の委員指摘を踏まえると、初期投資支援としては、以下の2案が考えられる。
 - 「初期支援と後期支援の期間を別個に設定し、初期の価格を高く/後期の価格を低くする方法（**階段型の価格設定**）」
 - 「支援期間（FIT/FIP期間）を短縮する方法（**支援期間の短縮**）」

「階段型の価格設定」のスキーム

【現行】

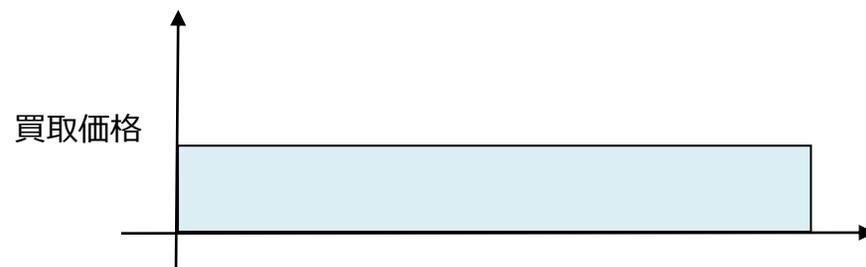


【導入後】

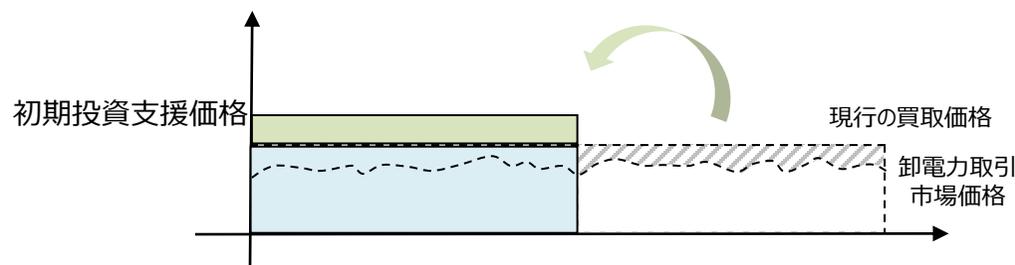


「支援期間の短縮」のスキーム

【現行】



【導入後】



※棒グラフの大きさはイメージ。

<初期投資支援スキームに関する論点>

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・適切な廃棄等の確保

- 初期投資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。初期投資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。
- FIT/FIP制度では、**事業用太陽光についてFIT/FIP期間の後半10年間の原則外部積立により廃棄等費用を積み立てること**としているが、初期投資支援スキームを適用する場合においても、**適切に廃棄等費用が確保されるようにする必要**がある。

論点③ 自家消費

- **初期投資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、**初期投資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、**初期投資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、**初期投資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、**少なくとも初期投資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

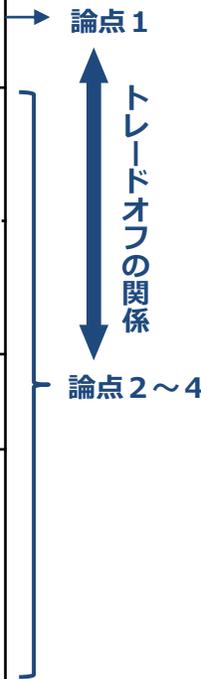
- **需給近接型太陽光の導入を促進する意義**の一つとしては、地上設置太陽光と比較し**系統負荷が小さい**ため、**統合コストの抑制が想定**されることが挙げられる。
- 他方、初期投資支援スキーム適用後の調達価格/基準価格の設定水準によっては、国民負担が増加する可能性があるため、**加重平均後の卸電力取引市場価格の水準を踏まえた国民負担にも留意**しつつ、調達価格/基準価格を設定することとしてはどうか。

⇒ **以上の論点を踏まえつつ、「階段型の価格設定」又は「支援期間の短縮」のいずれのスキームを採るか。**

(3) 初期投資支援スキームについて (③ : 具体的なスキーム)

- 前述の各論点について、「階段型の価格設定」又は「支援期間の短縮」のスキームを採用する場合、あるいは、いずれのスキームを採用する場合であっても留意する必要がある点を整理すると、下表のとおり。

	「階段型の価格設定」	「支援期間の短縮」
論点1 投資回収期間	<ul style="list-style-type: none"> ■ 初期投資支援価格次第で変動。 ※なお、「支援期間の短縮」の場合、FIT/FIP期間終了後における余剰電力について、小売電気事業者による買取額が高い場合には、「階段型の価格設定」よりも収益性を向上させることが可能となる。 	
論点2 事業継続・ 適切な廃棄の確保	<ul style="list-style-type: none"> ■ 後期価格が設定されるため、「支援期間の短縮」と比べて相対的に事業継続インセンティブが生じる（後期価格が低くなりすぎないようにする必要がある）。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 後年度の支援が無くなるため、「階段型の価格設定」と比べて事業継続インセンティブは相対的に弱い。
	<ul style="list-style-type: none"> ■ 事業用太陽光の場合、廃棄等費用の積立期間（FIT/FIP期間の後半10年間）に支援額が存在し、源泉徴収が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 事業用太陽光の場合、廃棄等費用の積立期間に支援が存在せず、源泉徴収が不可。
論点3 自家消費	<ul style="list-style-type: none"> ■ 需給近接型の太陽光発電のメリットである自家消費に対するディスインセンティブが生じないようにするためには、FIT/FIP価格を電気料金水準よりも低く設定する必要がある。 	
論点4 国民負担	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再エネ賦課金による国民負担を抑制する観点からは、初期投資支援スキームにより設定されたFIT/FIP価格と、太陽光発電の発電特性を踏まえて加重平均した卸電力取引市場価格の差が、従来の方法で設定されたFIT/FIP価格と加重平均後の卸電力取引市場価格との差よりも、割引現在価値ベースで同等又は小さくなる必要がある。 ※物価安定目標の水準（2%）や、20年国債の金利水準（2024年12月現在において概ね1.9%）を踏まえて、初期投資支援スキームによる国民負担と、従来の価格設定の方法による国民負担を比較する際の割引率については2%で算定してはどうか。 	



- 以上を踏まえ、**自家消費の促進（論点3）や国民負担の抑制（論点4）を前提として、これらの論点に関する上表の留意事項の条件が満たされる範囲内で、投資回収期間の早期化（論点1）を最大限図ること**としてはどうか。
- また、**事業継続・適切な廃棄の確保（論点2）**の観点からは、少なくとも、**廃棄等積立制度の対象となっている事業用太陽光に関して、同制度との整合性を図りつつ、適切に廃棄等費用を確保する必要**がある。このため、**住宅用太陽光**は、投資回収期間の早期化効果を最大化するために「**支援期間の短縮**」のスキームを採用一方で、**事業用太陽光（屋根設置）**は、「**階段型の価格設定**」のスキームを採用することで、**事業継続・適切な廃棄の確保**を図ることとしてはどうか。

- 事業用太陽光（屋根設置）、住宅用太陽光の初期投資の支援を行う期間・価格について、自家消費の促進や国民負担の抑制を前提に、次の前提条件の下で投資回収の早期化の効果を最大化する値を計算すると、以下ようになる。

【前提条件】

- 電気料金水準について、2025年度の価格設定に際して想定していた自家消費便益の想定値（産業用電気料金水準：19.56円/kWh、家庭用電気料金水準：27.31円/kWh）とし、初期投資支援期間の価格がこれを超えないようにする。
- 加重平均後の卸電力取引市場価格水準を8.3円/kWhと設定（後掲p.60参照）した上で、初期投資支援スキームにより調達価格／基準価格を設定した際の国民負担と、従来の方法で調達価格／基準価格を設定した際の国民負担については、割引現在価値ベース（割引率：2%）で、前者が大きくなるようにする。

【算定結果】

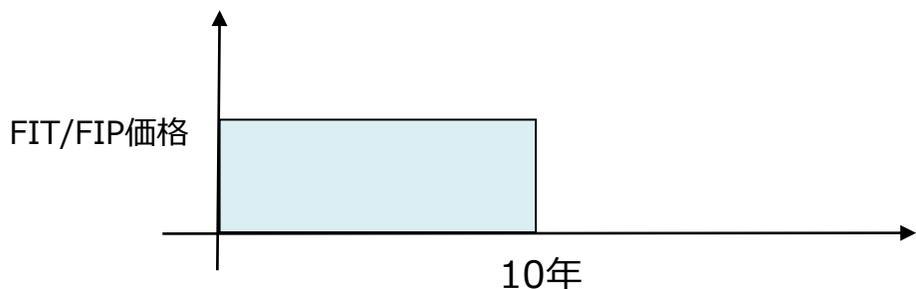
- 事業太陽光（屋根設置） → 初期投資支援期間：5年、初期投資支援価格：19円/kWh程度
- 住宅用太陽光 → 初期投資支援期間：4年、初期投資支援価格：24円/kWh程度

- また、新築建物に太陽光発電設備を設置する際には、設備費用が住宅の建設・購入費用の内数となり、太陽光発電設備自体の投資回収期間が、太陽光発電設備の導入に対する大きな障壁にならないとの指摘もある。一方で、足下における新築戸建住宅への太陽光発電設備設置率は31.4%程度であり、2030年度目標（60%）に向けて取組を強化する必要がある中で、現時点では新築建物への設置を支援の対象外とせず、今後の新築建物への太陽光発電設備の導入率や、本措置が設置者の自家消費の動向に与える影響等についてモニタリングするとともに、関係施策の動向を注視することとしてはどうか。

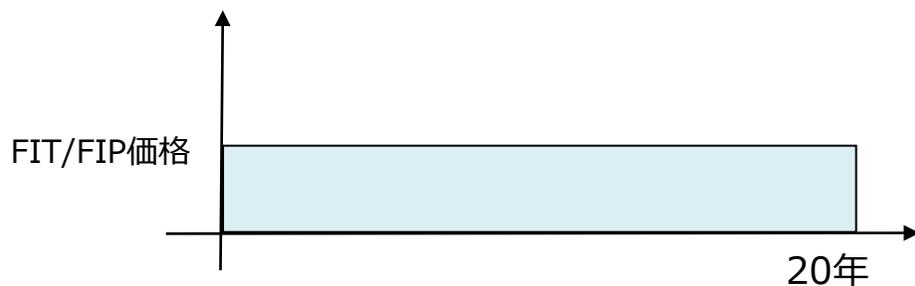
(3) 初期投資支援スキームについて (③ : 具体的なスキーム)

■ 住宅用太陽光、事業用太陽光（屋根設置）の初期投資の支援を行う期間・価格について、自家消費の促進や国民負担の抑制を前提に、投資回収の早期化の効果の最大化を図る。

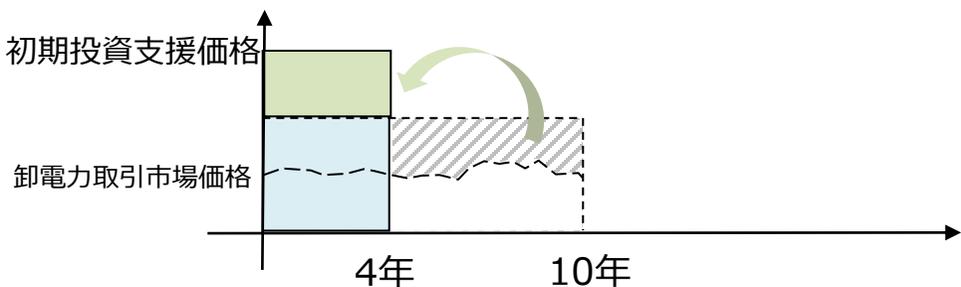
【住宅用太陽光（現行）】



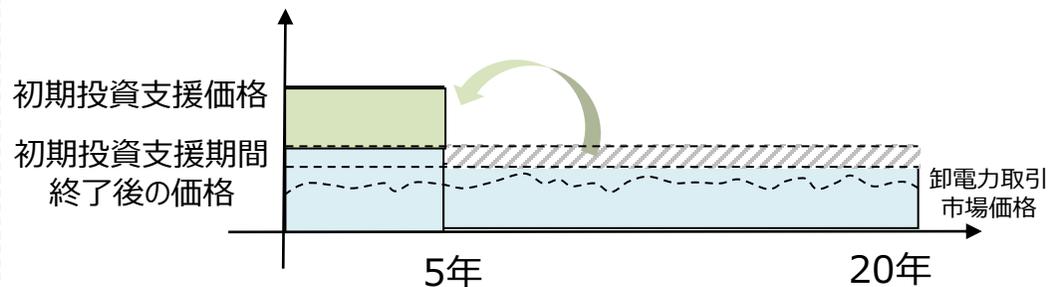
【事業用太陽光・屋根設置（現行）】



【住宅用太陽光（初期投資支援スキーム）】

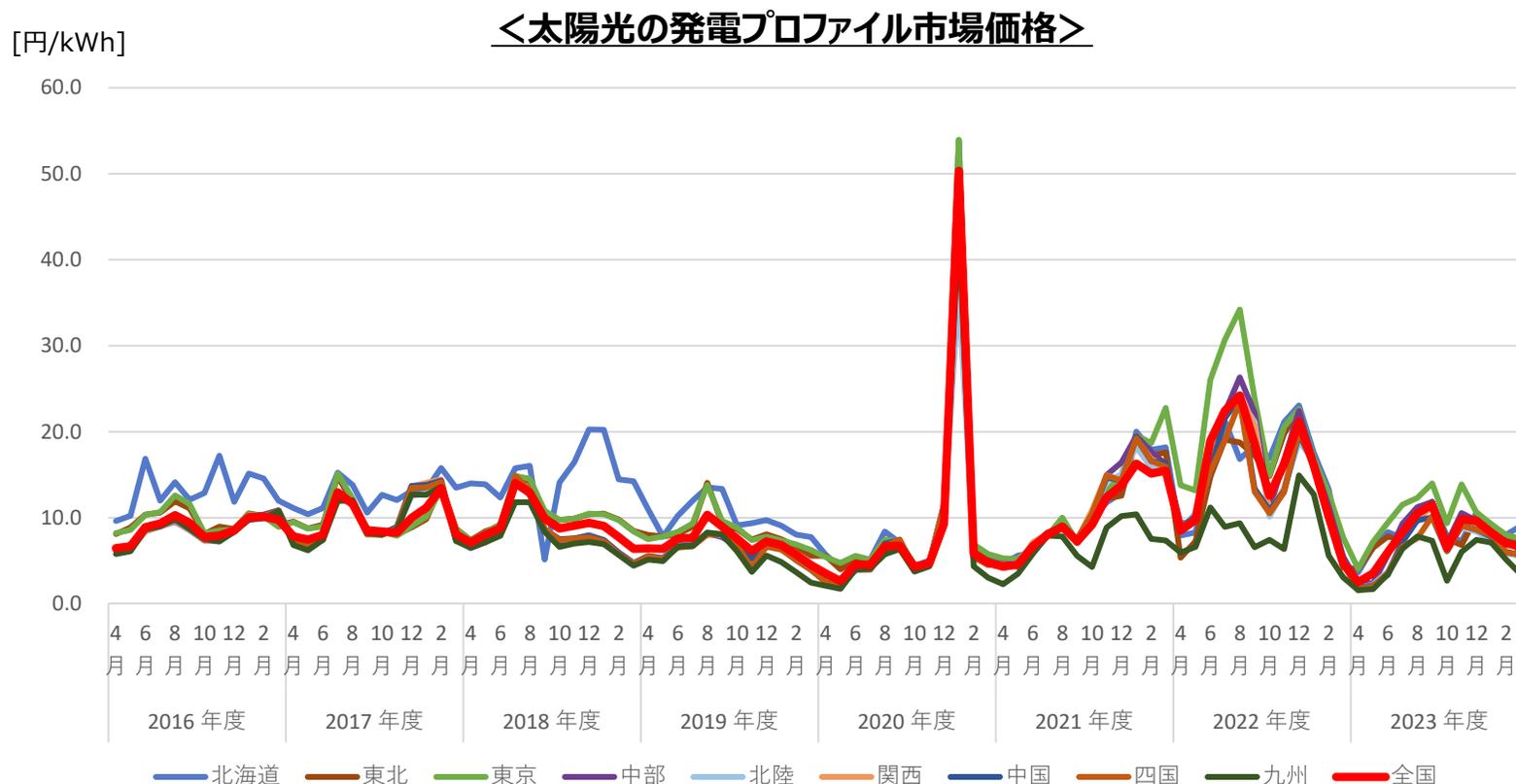


【事業用太陽光・屋根設置（初期投資支援スキーム）】



棒グラフの大きさはイメージ。

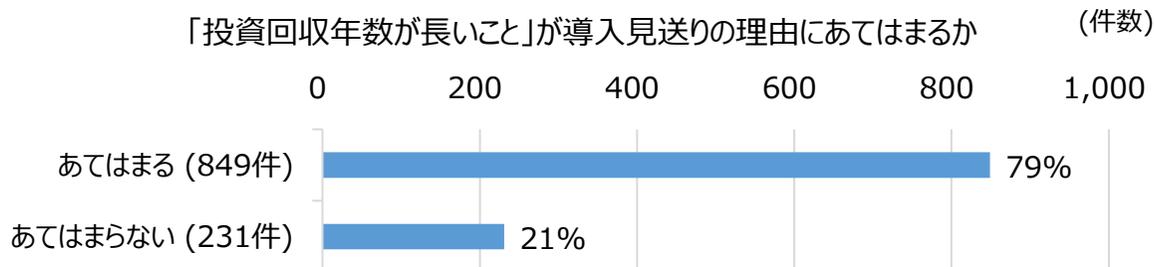
- 各30分コマの**スポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均した価格**について、**太陽光発電の発電特性**（各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績）を踏まえ、**加重平均した価格**の月別推移は、以下のとおり。
 - (※) こうした価格に基づき設定された**FIP制度の参照価格等**に基づき、**FIP交付金の額（：国民負担の額）**が算定されている。
 - (※) **事業用太陽光の調達期間／交付期間終了後における売電価格の想定値**は、**事業者が確保可能な収益の水準**を勘案するためのものであり、**供給シフトを促していく必要**もあることから、**システムプライスの単純平均値**を用いている。
- エリア別の需給実績データが存在する**2016～2023年度までの加重平均値は9.3円/kWh**。そこから、**2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を強く受けた2021～2022年度を除いた2016～2020, 2023年度における加重平均値は8.3円/kWh**。



調達価格等算定委員会（第95回）（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

- **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

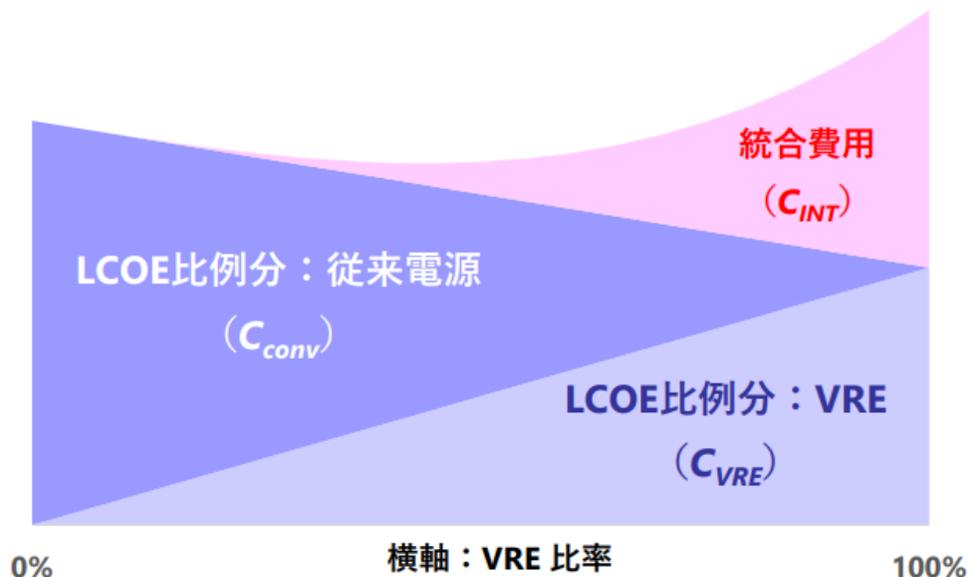
※初期投資費用のうち60～100%をそれぞれ何年以内に回収できれば導入検討時のハードルが低減するか回答

		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し
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。

(1) 調達期間の考え方

- 今般の初期投資支援スキームのうち、支援期間を短縮する住宅用太陽光は、調達期間（現行：10年間）が短縮されることとなる。
- 調達期間は、再エネ特措法において「**再エネ発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間**」が勘案要素とされており（第3条第6項）、再エネ特措法の趣旨の範囲内で、**経済産業大臣に具体的期間の設定が委任**されている。
- こうした考え方の下、平成24年度の本委員会では、「**法定耐用年数を基礎**」としつつ、「**分野ごとに、合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮を行う**」という考え方を整理した上で、これに基づき、**住宅用太陽光の法定耐用年数は17年であるが、個人住宅の外壁や屋根の塗り替えが10～15年程度で実施されること等を考慮し、調達期間を10年間と設定**されている。
- 今般の措置に関して、住宅用太陽光の法定耐用年数（17年間）についての事情変更はないが、**初期投資の早期化という政策的考慮を踏まえ、調達期間を短縮するものであることを確認**してはどうか。

○再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 （平成23年法律第108号）

第三条（略）

2～5（略）

6 調達期間は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる**再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるもの**とする。

7～12（略）

○平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見 （平成24年3月調達価格等算定委員会）

Ⅱ. 分野横断的事項 4. 調達期間

- 調達期間については、法律第3条第3項に、「電気の供給の開始の時から、発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定める」とされていることに鑑み、**法定耐用年数を基礎とすることが適当と判断した。**
- ただし、**分野ごとに、実態上の合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮を行う**こととした。

Ⅲ. 分野別事項 1. 太陽光 (5) 調達期間

- 10kW未満については、その用途が主として住宅用であり、ヒアリングでは、個人住宅の外壁や屋根の塗り替えが10～15年程度で実施され、又、住宅自体の譲渡もありうることを考慮し、法定耐用年数17年より短い10年が提示された。こうした理由には一定の合理性が認められる上、現行の余剰電力買取制度との連続性も考慮し、調達期間は、10年とした。

(2) 複数年度価格設定との関係

- 今般初期投資支援スキームを新たに措置する事業用太陽光（屋根設置）、住宅用太陽光については、既に2025年度の調達価格/基準価格が設定されている。
- 一方、初期投資支援スキームを2026年度の調達価格/基準価格から適用することとした場合、事業者にFIT/FIP認定の時期を遅らせるインセンティブが生じる可能性があることについて、どう考えるか。

○再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成23年法律第108号）

第二条の三 経済産業大臣は、毎年度、供給促進交付金の算定の基礎とするため、**当該年度の開始前に**、交付対象区分等のうち、第四条第一項の規定による指定をしたもの以外のものごとに、当該交付対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備に適用する基準価格（交付対象区分等において再生可能エネルギー電気の供給を安定的に行うことを可能とする当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格をいう。以下同じ。）及び供給促進交付金を認定事業者に交付する期間（以下「交付期間」という。）を定めなければならない。**ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、基準価格及び交付期間（以下「基準価格等」という。）を定めることができる。**

2 (略)

3 経済産業大臣は、交付対象区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、第一項の規定により定める基準価格等のほかに、**当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき基準価格等を当該年度に併せて定めることができる。**

4～10 (略)

第三条 (略)

2 経済産業大臣は、毎年度、**当該年度の開始前に**、特定調達対象区分等のうち、次条第一項の規定による指定をしたもの以外のものごとに、電気事業者が第十六条第一項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、当該特定調達対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備に適用する調達価格（当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格をいう。以下同じ。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めなければならない。**ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）を定めることができる。**

3 経済産業大臣は、特定調達対象区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、前項の規定により定める調達価格等のほかに、**当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき調達価格等を当該年度に併せて定めることができる。**

4～12 (略)

- (1) 2026年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2026年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 初期投資支援スキーム
- (4) 新たな発電設備区分の創設に関する検討**

<新たな発電設備区分の創設に関する検討>

- 昨年度の本委員会においては、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し、**量産体制の構築状況を見極めながら、実証事業等を通じてコストデータの収集・分析を行い、区分設定や将来の自立化を見据えた価格設定のあり方について、議論を継続**することとした。
- 次世代型太陽電池の中でも**ペロブスカイト太陽電池は、直近10年間で変換効率が約1.5倍に向上**しており、タンデム型までを視野に入れ、**各国で事業化を目指す動きが見られる等、社会実装に近い次世代型太陽電池**として期待されている。本年11月には、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」において「**次世代型太陽電池戦略**」が取りまとめられ、ペロブスカイト太陽電池について、**2040年までに、累積導入量：約20GW、発電コスト：10～14円/kWh以下を目指すことや、導入支援についての考え方**が示された。
- 一方、**FIT/FIP制度**は、再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度である一方、電気の需要家による国民負担に支えられており、**支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とする必要がある**。
- ペロブスカイト太陽電池は、**軽量・柔軟などの特徴を生かし、従来太陽電池が設置困難であった建物の屋根/壁/窓など、需要地に近接した設置が可能**であるところ、**国民負担の抑制と、適切な自家消費を促す観点から、発電コストが電気料金水準未滿になる時点を目安に、新区分による支援を開始する方向で検討を継続**し、今後、「次世代型太陽電池戦略」を踏まえた**自立化に向けた官民連携による取組や、予算による導入支援の状況を確認**していくこととしてはどうか。

- 我が国は、1973年のオイルショックを契機として、サンシャイン計画を皮切りに太陽光パネルの技術開発を進め、2000年頃には、世界シェアの50%を占めるに至った。2005年以降、中国等の海外勢に押され、日・米・独勢は一斉にシェアを落とし、日本のシェアは直近1%未満となっている。
- 2000年代半ば以降を振り返ると、総じて、急激に事業環境が変化をする中で、官・民ともに、需要創出や投資の面で、必ずしも十分な「規模」と「スピード」で対応ができていなかった。

<民間側>

- ① 2000年代半ばより急拡大した世界市場への対応が遅れ、拡大する市場で競争力をもつための「生産体制の整備」に向けた投資の規模・スピードが不十分であった。
- ② 当初は優れていた製造面での技術力についても、国内での生産基盤が不十分な中、海外での製造委託を進め、技術開発をすることなく最先端の製造装置を導入してパネルを大量製造することが可能となる状況が生まれ、徐々に優位性を失うこととなった。
- ③ 原材料であるシリコンの安定調達ができないといったサプライチェーンの脆弱性が、競争上も影響を及ぼした。

<官側>

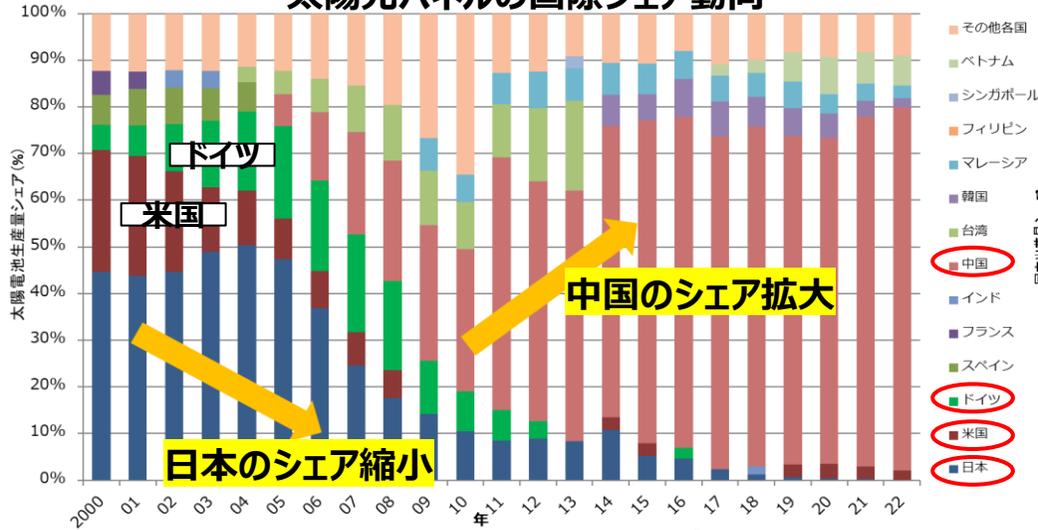
- ① 市場拡大期における需要創出において、民間の投資の予見性を確保するような政策の継続性や、支援の規模が不十分であった。
- ② 政策による対応は、FIT制度による価格に着目した需要支援策が中心であったが、世界市場や競争環境を念頭に置いた、生産体制構築やサプライチェーンの強靱化、価格以外の要素の評価・反映など、総合的な政策対応が不十分であった。

太陽電池産業の振り返り

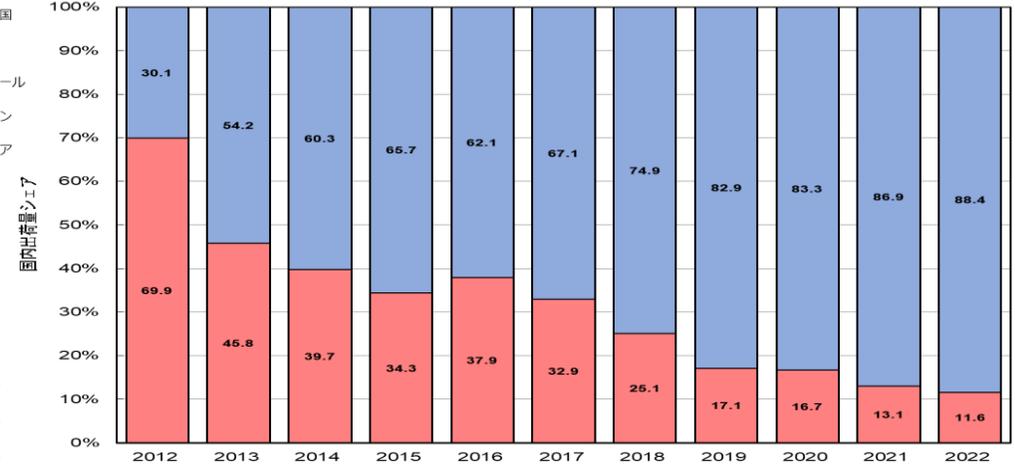
論点	当時の状況	必要な対応
<p>民間投資・国内需要創出の規模とスピード</p>	<p>1994年から、住宅用太陽光発電向け補助金を開始。世界で最大の導入量・生産量に至った。2000年代半ば以降の海外での爆発的な需要拡大に対応した生産体制を構築する十分な民間投資がなされず、2005年の住宅用太陽光発電への補助金の終了も相まって、民間の投資予見性の確保に資する国内需要創出の面で遅れを取り、その後の余剰電力買取制度（2009年）やFIT制度開始（2012年）後もGW級の量産体制の確立には至らず、産業競争力の面で巻き返しには至らなかった。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 中長期的な導入・コスト目標の策定 ➤ 官民投資の規模・スピード/GW級の量産体制の早期確立 ➤ 需要の創出
<p>脆弱なサプライチェーン</p>	<p>シリコン系太陽電池では、当時、主に日米欧の半導体向けシリコンの余剰分を利用。2004年、独のFIT制度開始後、太陽光向けシリコン価格が約10倍に急騰。我が国も独と連携し、シリコン工場の増設を進めたが、中国は、新疆ウイグル自治区を中心に、安価な労働力と電力などを背景にシリコンの大量生産を開始し、安価なサプライチェーンが構築された。日本ではシリコン原料確保のため、相対的に高い価格での長期取引契約を結ばざるを得ない状況となり、原材料の調達面でも競争上劣後し、製造コスト増の一因となった。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 原材料を含めた強靱なサプライチェーン構築
<p>技術力偏重と量産体制の劣後</p>	<p>中国では、①土地提供の優先的な保障、②輸入関税の減免、③生産工場立地地域への電気料金優遇など、多面的な政策支援を通じ、世界の市場を獲得。日本は、技術開発支援（NEDO）や導入支援（FIT）を行った一方で、国内企業の量産体制は中国国内で形成された。国内市場も中国製パネルが席卷し、製造技術面での日本の優位性も崩れた。規模の大きい海外市場への展開に出遅れ、世界的に中国製パネルがシェアの大部分を占める形となった。太陽光パネルの価格低減・汎用化が進み、事業の選択と集中を進める中で、日本企業の多くが事業から撤退した。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 早期からの海外市場の獲得 ➤ 海外展開を視野に入れた事業計画の策定 ➤ 量産体制構築に対する支援 ➤ モニタリングと不断の政策見直し
<p>技術・人材流出</p>	<p>中国は、主にドイツなどから、シリコン製造エンジニアを採用し、製造機器メーカーのノウハウ・技術を吸収。日本企業も、中国国内で、同国の太陽光パネルメーカーに製造委託を進めた。さらに、いわゆるターンキーでのパネル製造による事業参入が可能となったことで技術優位性が損なわれ、中国の技術力向上を後押しした。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 信頼できるパートナーとの連携
<p>政策対応</p>	<p>2000年代半ば、民間投資の予見性の確保に資する国内需要創出策の継続性が十分ではなかった（2005年住宅用太陽光発電への補助金の終了）。その後の政策支援は、FIT制度による価格に着目した需要創出策が中心で、生産体制構築やサプライチェーンの強靱化、価格以外の要素の評価・反映など総合的な対応が十分に行われなかった。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 需要・供給双方を念頭においた太陽電池産業全体への支援策

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

太陽光パネルの国際シェア動向



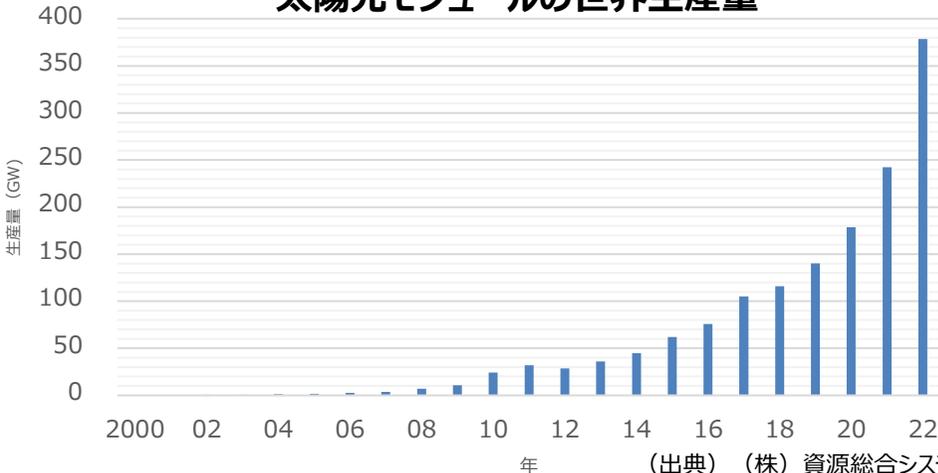
太陽光パネルの国内シェア動向



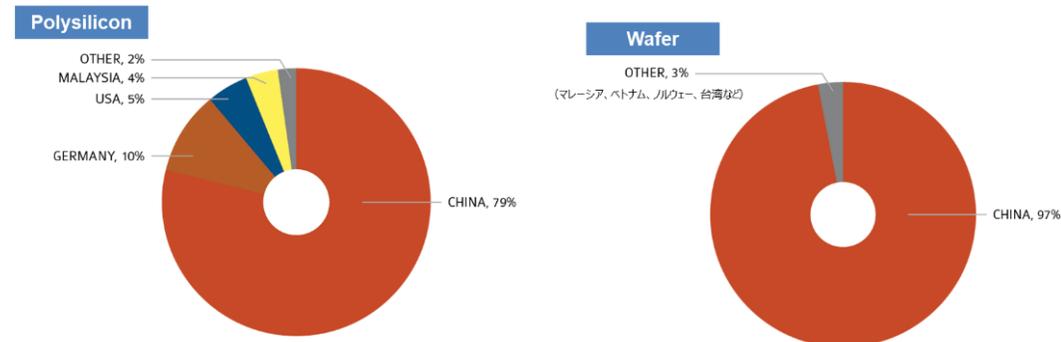
凡例 赤棒：国内生産／国内出荷量 青棒：海外生産／国内出荷量

(出典) (一社) 太陽光発電協会 出荷統計

太陽光モジュールの世界生産量

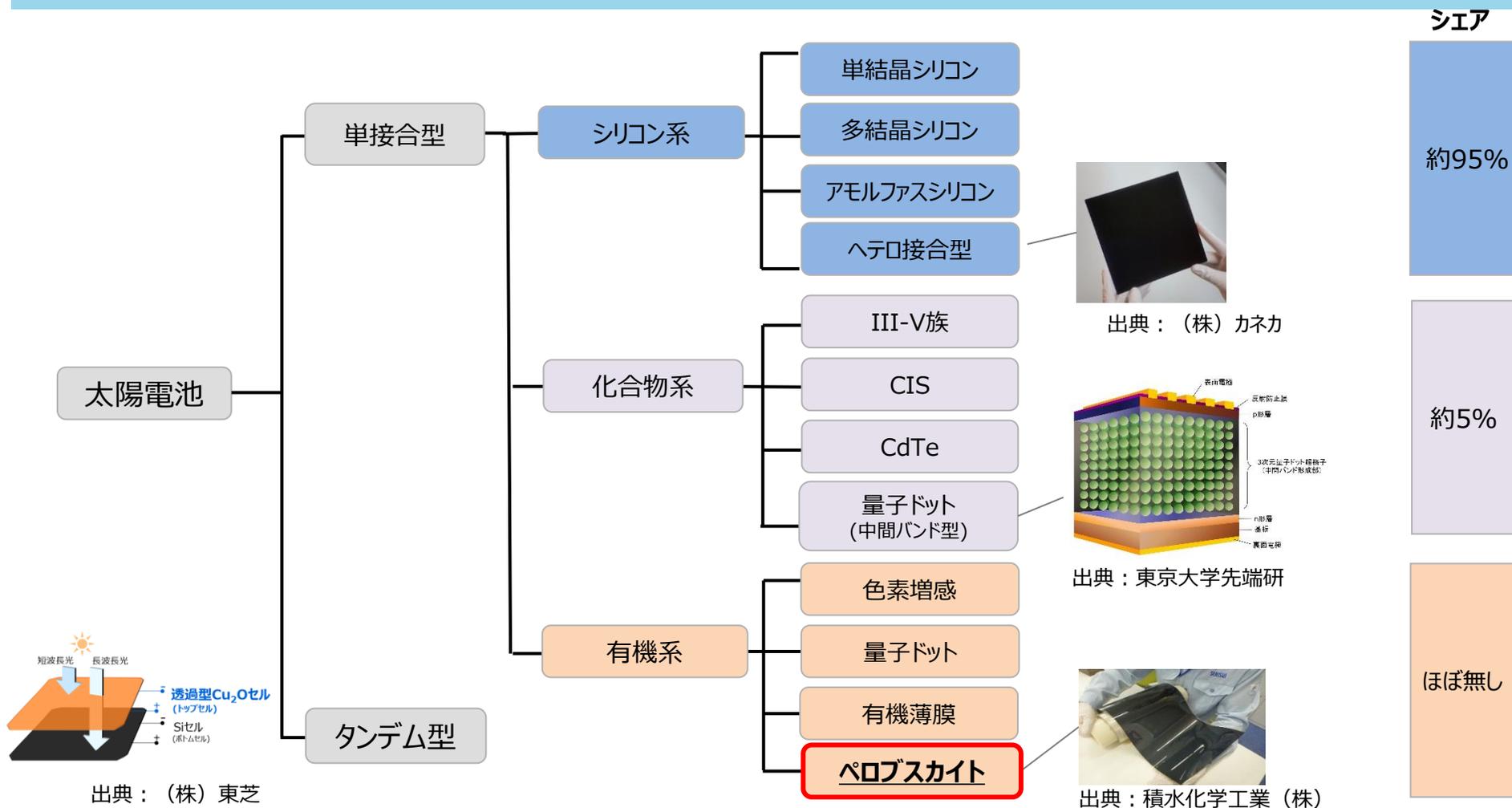


太陽電池向けシリコンサプライチェーンのシェア



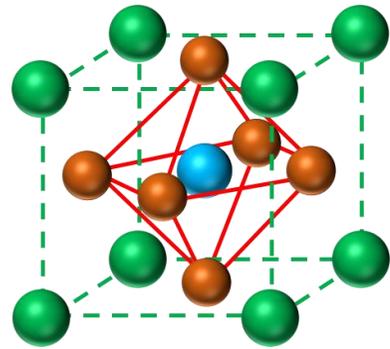
次世代型太陽電池について

- 現在、主流のシリコン太陽電池が市場の95%を占める。
- **シリコン太陽電池以外の様々なタイプの太陽電池が開発されているが、特に、ペロブスカイト太陽電池は、直近10年間で変換効率が約1.5倍に向上。**タンデム型までを視野に入れ、各国で事業化を目指す動きが見られる等、**社会実装が近い次世代型太陽電池として期待**されている。



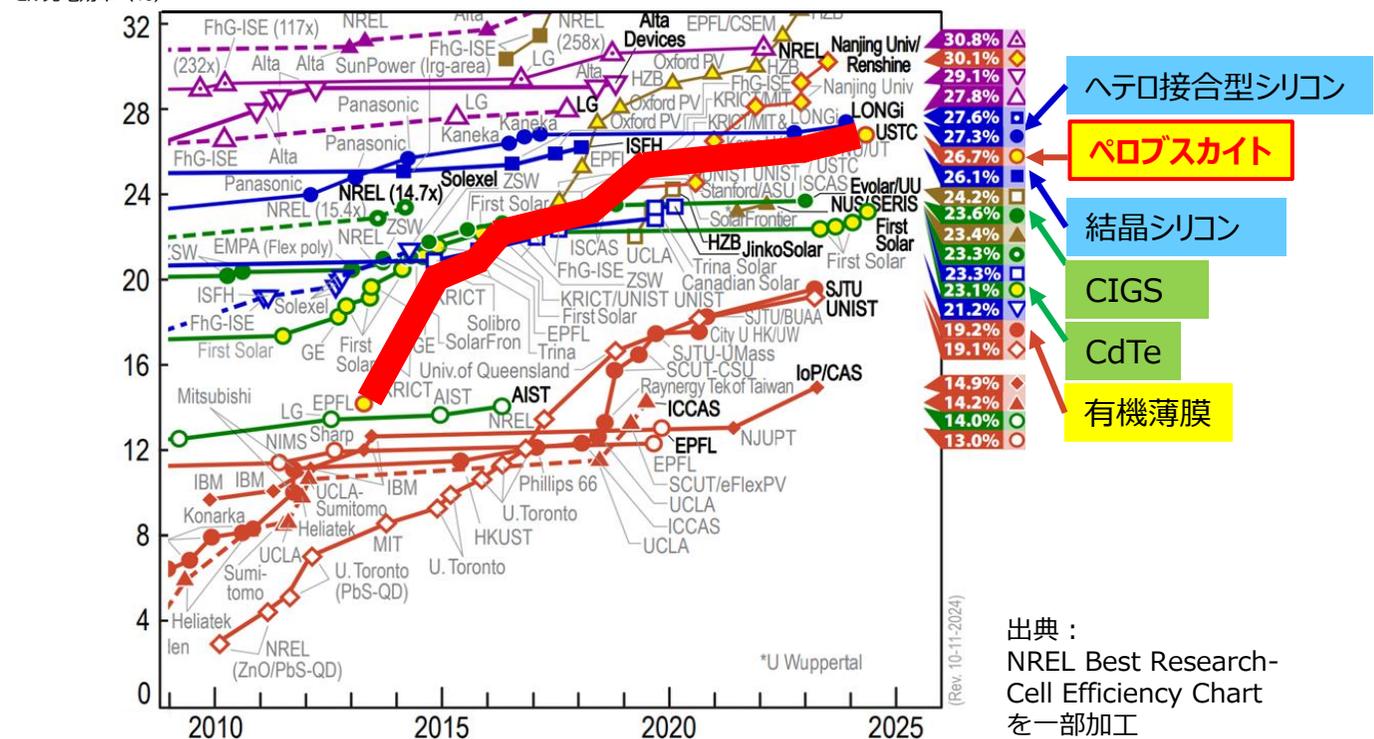
- ペロブスカイト太陽電池とは、3種類のイオン（代表的にはA:有機アンモニウム、B:鉛、X:ヨウ素）が ABX_3 のペロブスカイト結晶構造で配列する材料を発電層に用いた太陽電池の総称であり、国内研究者が開発した**日本発の技術**。
- 2009年に初めて作製されたが、発電効率は3~4%であった。2012年に、**固体型ペロブスカイト太陽電池**が**英国と日本の研究者らによって共同開発**され、安定性が向上したことを皮切りに、研究開発が加速。
- 近年、世界的に開発競争が激化し、2024年11月現在では、**26.7%まで発電効率が向上**。

ペロブスカイト結晶構造 (一般式: ABX_3)



- A: 有機アンモニウム
- B: 鉛
- X: ヨウ素

セルの発電効率（最高記録）の推移について



(参考) ペロブスカイト太陽電池の種類

次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

フィルム型



（出典）積水化学工業（株）

- 軽量で柔軟という特徴を有し、建物壁面など、これまで設置が困難であった場所にも導入が可能で、**新たな導入ポテンシャルの可能性大**。
- 海外勢に、大型化・耐久性といった**製品化のカギとなる技術で、大きくリード**。
- △ 発電コストの低下に向けては、引き続き、**耐久性の向上に係る技術開発**が必要。

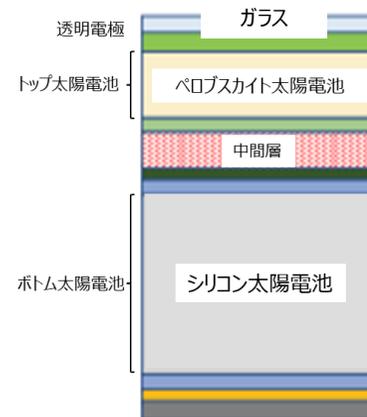
ガラス型



（出典）パナソニックHD(株)

- 建物建材の一部として、既存の高層ビルや住宅の窓ガラスの代替設置が期待され、一定の**新たな導入ポテンシャルの可能性**に期待。
- △ 海外勢でも技術開発が盛んに行われており、**競争が激化**してきている状況にある。
- フィルム型と比べ、耐水性が高く、**耐久性を確保しやすい**。

タンデム型（ガラス）



（出典）（株）カネカ

- 現在一般的に普及しているシリコン太陽電池の置換えが期待されており、引き続き研究開発段階。**世界的に巨大な市場**が見込まれる。
- △ 海外勢でも技術開発が盛んに行われており、**競争が激化**してきている状況にある。
- △ 開発の進捗状況は、フィルム型やガラス型に劣り、**引き続き研究開発段階**。
- × **シリコンは海外に依存**。

(参考) 国内企業における開発動向

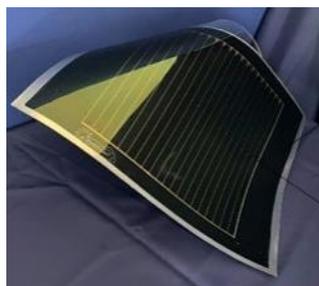
次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

- ペロブスカイト太陽電池は、国内において開発が進められ、**一部の企業では2025年度から事業化が開始**される予定。
- **特にフィルム型では、耐久性や大型化の面で技術的に世界をリード**。ガラス型・タンデム型についても開発が進められている。

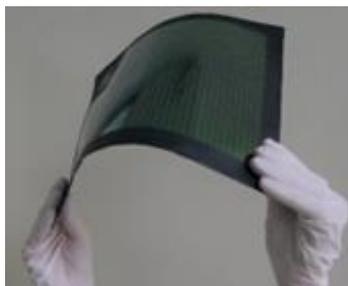
ペロブスカイト太陽電池 イメージ



出典：積水化学工業（株）



出典：（株）エネコートテクノロジーズ



出典：（株）東芝

想定される用途



建物屋根

出典：（株）エネコートテクノロジーズ



建物壁面

出典：積水化学工業（株）



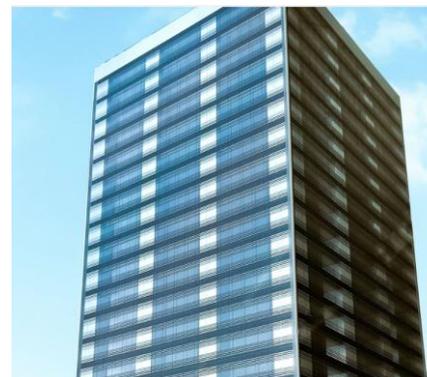
出典：（株）カネカ



出典：パナソニック HD（株）



出典：（株）アイシン



建材一体型

出典：パナソニック HD（株）



IoT機器 出典：（株）エネコートテクノロジーズ

- ペロブスカイト太陽電池を巡っては、国際競争が激化している。
- ① 中国：2015年頃からスタートアップ企業が複数設立。多数の企業や大学において中国自国内の特許取得が進められている。ガラス型を中心に、タンデム型を含め各社量産に向けた動きが見られる。
- ② 欧州：独立系メーカーが、フィルム型・タンデム型を開発。量産ラインの整備に向けた動きもみられる。

	フィルム型		ガラス型		タンデム型		
	大正微納 (中国)	Saule Technologies (ポーランド)	極電光能 (中国)	万度光能 (中国)	GCL (中国)	仁燦光能 (中国)	OxfordPV (イギリス)
変換効率	13~15%	12.0%	1.2×0.6m : 17% (2024年内目標値 : 20%超) 1.2×2.3m : 18% (目標値)	18% (実験効率)	1.0×2.0m : 19.04% 1.2×2.4m : 27% (目標値)	18% (2024年内目標値 : 20%)	28.6%
サイズ	1.0×0.6m	9㎡、1㎡	1.2×0.6m 1.2×2.3m	不明	1.0×2.0m 1.2×2.4m	1.2×0.6m	16.6×16.6cm
耐久性	不明	1,000時間 ※連続発電時の耐久性	~10年	不明	10~15年	不明	10~15年の見込み
生産能力	100MW ※建設中	約100MW ※建設予定	150MW 1GW(建設中) ※2026年末までに10GWまで拡張予定	200MW ※1.2GW建設中のほか、拡張計画あり	100MW ※1GW建設中のほか、拡張計画あり	150MW ※2024年に1GW級建設予定	100MW ※稼働率50%以下
生産開始	稼働予定 (2024年~2025年)	建設予定 (2026年)	2022年12月	稼働中 (時期不明)	2021年	2024年1月	2023年

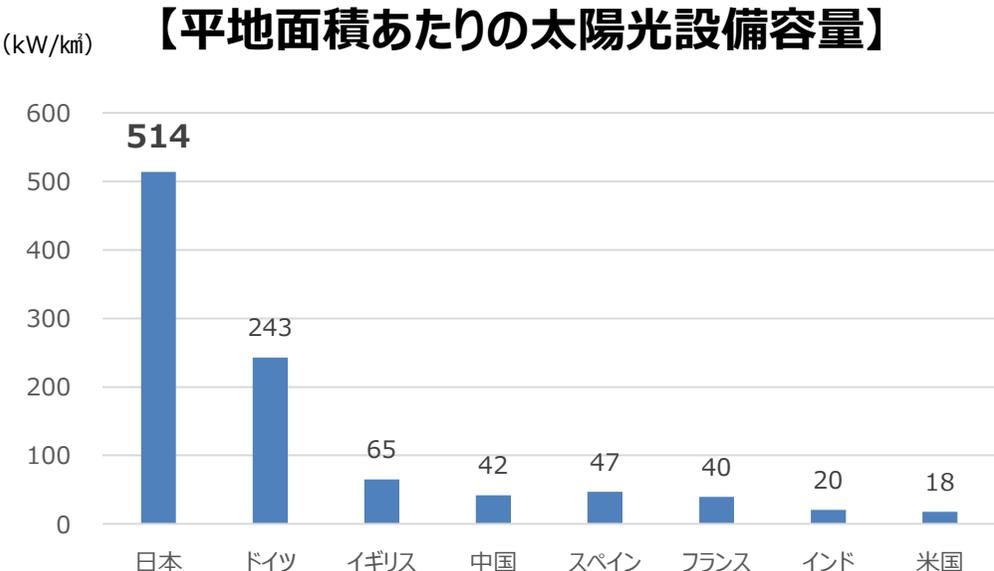
(出典) 公表情報、

令和6年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（次世代型太陽電池の需要等に関する調査）、以下、当資料においては、委託調査(ポストンコンサルティンググループ(BCG))とする。

- 2012年のFIT制度開始以降、太陽光発電の導入量は大幅に拡大（**平地面積当たりの導入量は主要国で最大級**）する中で、**適地の制約、地域との共生上の課題**が生じている状況。
- ペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟などの特徴を生かし、これまで太陽電池が設置困難であった場所にも設置し、**再エネ導入拡大と地域共生を両立するもの**として期待される。

	2011年度	2023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)	22.9% (2,253億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.8%	14-16%程度
	48億kWh	965億kWh	1,290~1,460億kWh

(出典) 2023年度数値は令和5年度(2023年度)エネルギー需給実績(速報)より引用



(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 2022、IEAデータベース、2021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の。

【導入拡大に伴って生じている地域共生上の課題】

土砂崩れで生じた崩落



景観を乱すパネルの設置



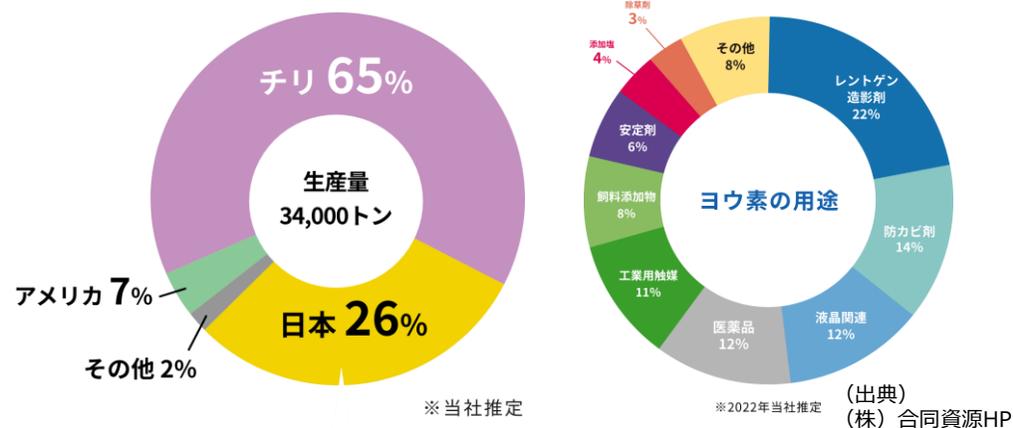
➤ **不適切案件への規律強化については、本年4月から、改正再エネ特措法を施行。** 関係法令違反時のFIT/FIP交付金の一時停止措置や、申請時の説明会の開催など周辺地域への事前周知の要件化などの措置を講じており、事業規律強化を進める。

ペロブスカイト太陽電池の位置づけ②

次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

- ペロブスカイト太陽電池の発電層において主要となる**原材料のヨウ素について、日本は世界第2位の産出量（シェア約30%）**。
- **原材料を含め強靱なサプライチェーン構築を通じ、エネルギーの安定供給にも資することが期待される。**

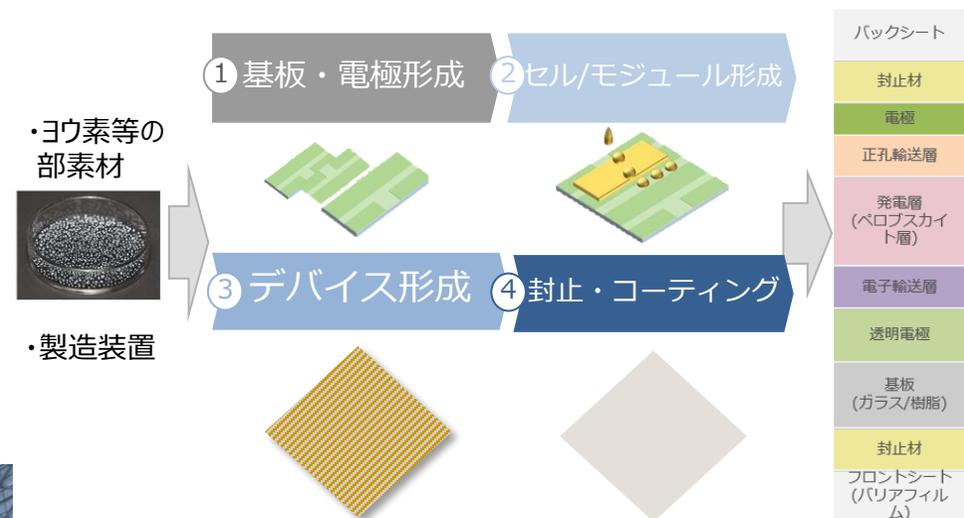
【ヨウ素の国際シェア】



（千葉県でヨウ素の原料のかん水をくみ上げ、製造している様子）



【ペロブスカイト太陽電池のサプライチェーン】



- ペロブスカイト太陽電池について、その発電効率や耐久性などの**製品としての競争力は、製造プロセス等のノウハウ**（製造装置に化体しない複雑な材料加工や成形、温度・湿度の管理など）による部分が多い。
- 省資源、製造に必要な温度や期間などの面で優れ、耐久性など性能面の課題の克服や量産化を進めることで、将来的に、**シリコン太陽電池に比肩する発電コストを実現していくことが期待**される。
- 特に、ペロブスカイト太陽電池のうちフィルム型や建材一体型は、**自由度の高い施工・運搬の可能性**を活かし、製造のみならず、施工・運搬・回収などを含めた**システム全体で付加価値を創出し、競争力を実現**していく余地が多い。

	シリコン太陽電池	ペロブスカイト太陽電池（フィルム型）
発電層の 主要材料	ケイ素	ヨウ素、鉛
光吸収係数	~10 ⁴ /cm	~10 ⁵ /cm 日陰・室内等でも発電可能
製造日数	3日以上	1日程度を目指す
製造温度	1,400℃以上	150℃
製造工程	ターンキー製造	高度な材料加工・精密な製造プロセス
施工	確立した設置形態（地上・屋根・建材一体）	多様な用途・設置形態（壁面・曲面・屋根・建材一体など）
リサイクル	パネルの義務的リサイクル制度を含めた 新たな制度の構築に向けて検討中	軽量・減容化に優れた特徴を活かし、 最適なリサイクルシステムを確立するための検討を開始

ペロブスカイト太陽電池の導入による課題解決の可能性

次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

- ペロブスカイト太陽電池は、太陽光発電が直面する様々な課題を乗り越えながら、再エネの導入拡大・エネルギーの安定供給の実現・産業競争力の強化等に貢献しつつ、世界の市場において稼げる再エネ産業として成長し、我が国のGXの牽引役となることが期待される。

① 地域との共生

- ✓ 安全面、環境面、景観など地域の懸念の顕在化
- ⇒ 生活環境や景観等への配慮をする前提のもと、従来、太陽電池が設置困難であった場所・対象など追加的な導入ポテンシャルを創出するとともに、比較的地域共生がしやすい設置形態の実現や意匠性を活かすことが可能となることが期待される。

② 国民負担の抑制

- ✓ FIT制度による20年間の固定価格買取によって国民負担増大（2024年度再エネ賦課金単価：3.49円/kWh）
- ⇒ 技術開発・大量生産等により発電コスト低減が十分に進んだ場合は、将来的には安価な再エネ電源となりえる、加えて自家消費を中心に導入が進めば、国民負担の抑制につながる可能性がある。

③ 出力変動への対応

- ✓ 気象等による再エネの出力変動時への対応が重要
- ✓ 全国大での出力制御の発生
- ⇒ 建物の屋根/壁/窓など需要地に近接した設置が可能であり、特に初期段階では高い自家消費率を前提とした発電が見込まれることから、設置場所によっては、系統負荷の抑制に資する可能性がある。

④ イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ✓ 平地面積などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要
- ✓ 原材料や設備機器の大半は海外に依存
- ✓ 技術開発のみならず、コスト低減、大量生産実現に向けたサプライチェーン構築、事業環境整備が課題
- ⇒ 主要な原材料であるヨウ素は、日本は世界第2位の産出量。原材料を含む強靱なサプライチェーン構築を通じ、経済・エネルギーの安全保障にも資することが期待される。
- ⇒ 材料、製造ノウハウの確保、製造から廃棄・リサイクルまでのシステム全体の付加価値の創出等により産業競争力強化を実現できる余地が大きい。
- ⇒ タンDEM型が社会実装された場合には、既存設備のリプレースを含め太陽電池の大幅な発電効率向上が期待される。

⑤ 使用済太陽光パネルへの対応

- ✓ 2030年代後半以降に顕著に排出量が増加する太陽光発電設備について、計画的な対応が必要。
- ✓ 適切な廃棄のために必要な情報（例：含有物質情報）の管理が不十分
- ⇒ 軽量・減容化といった優れた特徴を活かし、より低コストなりサイクルシステムを確立できる可能性がある。

次世代型太陽電池戦略の進め方（イメージ）

次世代型太陽電池戦略
（令和6年11月）より抜粋

80

	短期（2025年～）	中期（2030年～）	長期（2040年～）
生産体制	～数百MW/年	約1GW/年～数GW/年	数GW/年～
価格	既存シリコン太陽電池より高価格となることが想定	20円/kWh～14円/kWh	自立化水準 10円/kWh※～14円/kWh以下 <small>※研究開発の進展等により大幅なコスト低減をする場合</small>
導入見込み	✓ 当初から海外展開を視野に入れ、国内市場から立ち上げる	✓ 国内市場に広く展開 ✓ 導入が見込まれる海外市場から優先し展開	✓ 国内・海外市場に広く展開 国内：20GW程度 海外：500GW～
①量産技術の確立	✓ 2025年20円/kWh、2030年14円/kWhの技術確立に向けGI基金による支援を継続。タンデム型の実現に向け研究開発支援 ✓ GI基金による社会実装の実証（2024年9月に第一弾採択公表）		自立化
②生産体制整備	✓ 2030年までの早期にGW級の生産体制を目指した投資支援、強靱なサプライチェーン構築に向けた関係事業者の投資支援（2024年9月から公募を開始）		
③需要創出	✓ 重点分野を特定しつつ、既存太陽電池との値差等に着目した導入支援（2025年度から開始を目指す）	✓ 多様な設置場所への導入拡大支援	
導入に向けた環境整備	✓ 国際標準化の検討 ✓ 設置施工に関する実証の実施 ✓ 廃棄リサイクルの技術開発・システム検討		

- 次世代型太陽電池については、①生産規模の拡大による**製造装置の稼働率の向上等の規模の経済によるパネルコストの低減**、②技術革新による**一定の稼働年数や変換効率の向上等**が見込まれる。
- こうした点を踏まえ、本官民協議会に参画する**次世代型太陽電池メーカー6社のコスト見通し及び事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告**をもとに、事務局において、**2040年に一定規模（概ね1GWと仮定）の年間生産体制を実現した際のコスト諸元を以下のとおり想定すると、発電コスト（政策経費を含まない）は15円/kWh台半ば**となる見込み。
 - － 壁や窓等に設置した場合は、屋根に設置する場合と比べて日射量が減ることから設備利用率が減少するが、本試算では、同一の条件下における電源技術のコストを算出するため、**屋根に設置した場合を想定**して、設備利用率を試算。
 - － 実際の発電コストは設置形態等によって大きく変わり得るものであるところ、各社がコスト見通しを作成する際の設置形態の想定にはバラツキがある。したがって、今回コストの諸元として採用した各社のコスト見通し（設備利用率以外のコスト諸元）については、必ずしも屋根設置の設備が想定されているものではない点に留意が必要。
- 発電コストはあくまで、**メーカーのコスト見通し等に基づき、一定の諸元を置いて算出した、現段階での試算値であることに留意**が必要。今後、研究開発の加速化、国内外の需要拡大に合わせた生産規模の拡大等により、より競争力のあるコスト水準を目指していく必要がある。

項目	値	参照データの考え方
建設費	合計	20.4万円/kW
	設備費	14.3万円/kW
	工事費等	6.1万円/kW
廃棄費用	0.6万円/kW	
運転維持費	0.37万円/kW/年	事業用太陽光（屋根設置）のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月までに報告された定期報告データを対象に分析）
設備利用率	14%	「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」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月までに報告されたデータを対象）をもとに分析。
稼働年数	20年	メーカー6社のコスト見通しにおける稼働年数の中央値。

③ 需要創出支援について

次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

- ペロブスカイト太陽電池の早期の社会実装に加え、事業者の一定の投資予見性を確保し、生産体制構築を促す観点から、その需要の創出を行う。量産化による価格低減、更なる導入拡大につながる好循環の形成を目指す。

※予算による導入支援について2025年度から実施すべく事項要求中。

予算による導入支援

- 自治体含む導入主体の需要家への支援を設計。補助率は既存太陽光設備との値差を踏まえ検討。
- 重点分野への設置を想定して、対象費用・設備の範囲は、官民の適切な役割分担の下で、適切に設定し、設置に係る支援についても検討する。
- 可能な限り早期に支援措置の情報提供を行うことをはじめ自治体等と密に連携を図るとともに、PPA事業者など関係事業者との連携も検討する。

<重点的分野の考え方>

① 設置場所

- 追加的な再エネ導入（従来太陽光発電の設置が難しかった建物屋根・壁面等）

② 導入主体

- 需要地と近接した設置場所・自家消費率が高い設置場所
 - 緊急時の発電機能等
- ※公共部門や環境価値を高く評価する先進的な企業による積極的な対応を促進

③ 施工面

- 一カ所当たりの設置面積が大きいこと
 - 同種の屋根等がある建物への施工の横展開可能性が高いこと
- ※関係法令への適合を前提とし、ペロブスカイト太陽電池が軽量である利点を活かした形で建材として設置できるよう耐火性の向上に関しても要考慮。

FIT/FIP制度による導入支援の検討

<新区分の創設検討に当たっての留意点>

FIT/FIP制度を、新しい技術を用いた再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度として活用する際には、

- 制度は電気の需要家による国民負担に支えられており、支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とし、
- 本官民協議会で確認された自立化に向けた官民連携による取組の状況、予算による導入支援との役割分担、自家消費を妨げない価格水準への道筋を踏まえ、
- 政府は、ペロブスカイト太陽電池に関する新設区分の創設、そのタイミングについて、引き続き、検討する。

検討時に留意すべき点の例：

長期安定的な発電を可能にする性能基準の確認や、調達の安定性の担保 等

(参考) 政府施設への率先導入について

次世代型太陽電池戦略（令和6年11月）より抜粋

- 環境省は経済産業省と連携して、**政府施設へのペロブスカイト太陽電池の導入目標を検討**予定。また、需要創出や、再生可能エネルギーを最大限活用する観点から、ペロブスカイト太陽電池の率先導入について**政府実行計画への位置付け**の検討を進める。
- ペロブスカイト太陽電池の需要創出や導入推進に向け、**政府機関は主体的な役割を果たしていく**。例えば、**防衛省では、官民共同の社会実装に向けた実証等に参画することが検討されている**。

公共部門（政府施設）への導入について

環境省は、政府施設へのペロブスカイト太陽電池の導入に向け、経済産業省と連携して以下の取組を進める。

- 政府施設における**屋根・壁面のポテンシャル調査**を行い、結果を踏まえ**導入目標を検討**

※自治体施設等においても今後導入が進むよう、まずは先進事例等の共有を行う予定。また、自治体を含む需要家向け導入補助事業を検討。

- ペロブスカイト太陽電池の率先導入について**政府実行計画へ位置付け**

(参考) 政府実行計画の改定について

▶次世代型太陽電池であるペロブスカイト太陽電池については、分野別投資戦略（2023年12月GX実行会議とりまとめ）において、政府実行計画への位置付けにより公共施設での率先導入が示されている。

▶このため、ペロブスカイト太陽電池の活用により、従来型の太陽電池では設置が困難であった**耐荷重の小さい屋根等への率先導入を政府実行計画に位置付ける**。

（第3回公共部門等の脱炭素化に関する関係府省庁連絡会議（R6.10.31）資料より）

導入イメージ

各省庁においては、今後、政府施設への率先導入に向けて積極的な取組が期待される。

【防衛省での取組例】

- 防衛省では、**保有する建物について、集約・再配置による大規模な更新**を進めているところ。
- その際、平時の省エネ化に加え、災害時等における駐屯地等の機能維持や災害派遣活動にも資する設備として**太陽光発電設備の整備を推進**していく。
- この中で、ペロブスカイト太陽電池には、柔軟性・軽量性を活かした新たな設置場所（曲面等）への適用等を期待。
- まずは、ペロブスカイト太陽電池の早期実用化のため、**防衛省も官民共同の社会実装に向けた実証等に参画する**考え。

次世代型太陽電池の早期社会実装

- 「ペロブスカイト太陽電池」の社会実装が期待されていることを受け、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て、本年5月から計8回にわたり、官民協議会を開催した。
- 太陽電池産業に係る過去の教訓も踏まえながら、次世代型太陽電池の導入目標の策定、国内サプライチェーンの構築、海外市場の獲得に向けた戦略などについて議論を行った。

主な議論内容

1. 次世代型太陽電池の導入目標の策定
2. 導入拡大に向けた課題と対応の方向性の整理
 - 規制・制度の見直し検討
 - 予算による需要支援の考え方の整理
3. 国内サプライチェーン構築に向けた方向性検討
 - 原材料を含めたサプライチェーン強靱化
4. 海外市場の獲得に向けた戦略の検討
 - 国際標準化・ルール作り
5. 廃棄・リサイクルなど留意すべき点

参画メンバー

【委員メンバー】

- 学識経験者（環境・エネルギー・技術・建築）
- ビジネス専門家、金融機関 等

【協議メンバー】

- ペロブスカイト太陽電池開発メーカー
- エネルギー関係業界団体
- ヨウ素関係団体
- 不動産・建設業関係団体
- 鉄道会社、空港団体
- 再エネに先進的に取り組む自治体
- NEDO・産総研・関連技組
- 関係省庁（国交省／環境省／防衛省／文科省／農水省／総務省／金融庁／法務省） 等

次世代型太陽電池の早期社会実装

「次世代型太陽電池戦略」の概要

- 太陽電池産業を巡る過去の反省も踏まえ、官民が連携し、**世界に引けを取らない「規模」と「スピード」で、量産技術の確立・生産体制整備・需要創出を三位一体**で進める。
- 官民協議会において、「次世代型太陽電池戦略」として取りまとめ、その内容を「**第7次エネルギー基本計画**」の議論に反映予定。

生産体制整備

- ✓ GXサプライチェーン構築支援補助金も活用し、**2030年までの早期にGW級の生産体制構築**を目指す。
- ✓ **早期に国内市場の立ち上げ**（一部事業者は来年度から事業化開始）。
- ✓ 様々な設置形態に関する実証を進め、**施工方法を確立**。ガイドライン策定も検討着手。

需要創出

- ✓ **2040年には約20GW導入**を目指す。
- ✓ 先行的に導入に取り組む重点分野（施工の横展開可能、追加的導入、自家消費率高）へ**来年度から導入補助により投資予見性の確保**。
- ✓ 政府機関・地方自治体や環境価値を重視する民間企業が初期需要を牽引。

量産技術の確立

- ✓ **GI基金を活用し、2025年20円/kWh、2030年14円/kWhが可能となる技術を確立。2040年に自立化可能な発電コスト10円^(※)～14円/kWh以下の水準**を目指す。
(※) 研究開発の進展等により大幅なコスト低減をする場合
- ✓ 既存シリコン太陽電池のリプレース需要を視野に入れ、**タンデム型の開発を加速**。

産業競争力の実現

- ✓ サプライチェーンの中で特に重要なものは、**国内で強靱な生産体制を確立**、世界への展開を念頭に様々な主体を巻き込む。
- ✓ **特許とブラックボックス化した全体の製造プロセス**を最適に組み合わせ、サプライチェーン全体で、製造装置を含め技術・人材の両面から**戦略的に知的財産を管理**。
- ✓ フィルム型は、**製造～リサイクルまでのライフサイクル全体での付加価値を競争力**につなげる。

海外展開

- ✓ **国際標準策定での連携が見込める高度研究機関を有する国**（米・独・伊・豪など）や早期に市場立ち上げが期待できる国から順次展開。
- ✓ 次世代型太陽電池の信頼性評価等に関する**国際標準の早期策定**。
- ✓ 同志国とともに**価格によらない要素（脱炭素、安定供給、資源循環等）を適切に反映**していく仕組みを構築。

※政策の前提となる状況（海外・技術開発等）を絶えずモニタリング、随時柔軟に政策のあり方を見直す