

太陽光発電について

2023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、**2024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、**2024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) **2025年度の事業用太陽光（入札対象外）の調達価格・基準価格**
 - (2) **2025年度の住宅用太陽光の調達価格**
 - (3) **新たな発電設備区分の創設**に関する検討
 - (4) **2025年度にFIP制度のみ認められる対象等**
 - (5) **屋根設置太陽光区分の対象の明確化**
- なお、**2024年度の入札制（入札対象、募集回数・募集容量、上限価格等）**や、**2024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～	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	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	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 (250kW以上)	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	入札制 (一定規模 以上)			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)	10円※2 (10kW以上50kW未満)	10円※2 (10kW以上50kW未満)		
									13円※2 (10kW以上 50kW未満)	12円※2 (10kW以上 50kW未満)	11円※2 (10kW以上 50kW未満)	【屋根設置】 9.5円 (50kW以上)	12円	12円			
									10円 (10kW以上 50kW未満)	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※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			卸電力 市場価格 (2028年)	

※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87回)
 (2023年10月5日) 事務局資料より抜粋・一部修正



注1) 太陽光の2024年度の入札対象の閾値は、2023年度の委員会で議論。上記は2023年度の閾値をそのまま仮定している。

注2) 事業用太陽光は、2023年度以降、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。

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87回）
（2023年10月5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限の導入を促していくことが基本方針。
- こうした状況の下、2023年5月31日には、「GX実現に向けた基本方針」や再エネ大量導入小委員会等での議論に基づき、系統整備のための環境整備や既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進、事業規律の強化等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」が成立。
- 今年度の本委員会では、こうした点も踏まえつつ調達価格／基準価格や入札制度等について検討すべきではないか。

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87回）
（2023年10月5日）事務局資料より抜粋

<太陽光発電>

● 事業用／住宅用太陽光発電の2025年度の調達価格／基準価格

- 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り、より一層の導入拡大が必要。国民負担の低減や地域共生を前提としつつ、より効率的な事業実施・自立化（※）及び導入の拡大を促すために、2025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

- 屋根設置の太陽光発電設備について、導入拡大を進めるため、入札制の適用の免除や、地上設置より高い調達価格／基準価格の設定（価格差の早期の収斂が前提）がなされているところ、認定申請件数等の動向等を踏まえ、そのあり方について、どう考えるか。適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）への導入について、技術開発の進捗も踏まえつつ、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルにおいて、安全性の確保や地域との共生が図られることを前提に、その導入促進について、どう考えるか。

● 事業用太陽光発電の2024年度の入札制

- 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、2024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。

● 事業用太陽光発電の2025年度以降のFIT／FIPの対象

- 50kW以上の太陽光発電については、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を踏まえつつ、2025年度以降のFIT／FIPの対象をどう設定するか。

● 低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件

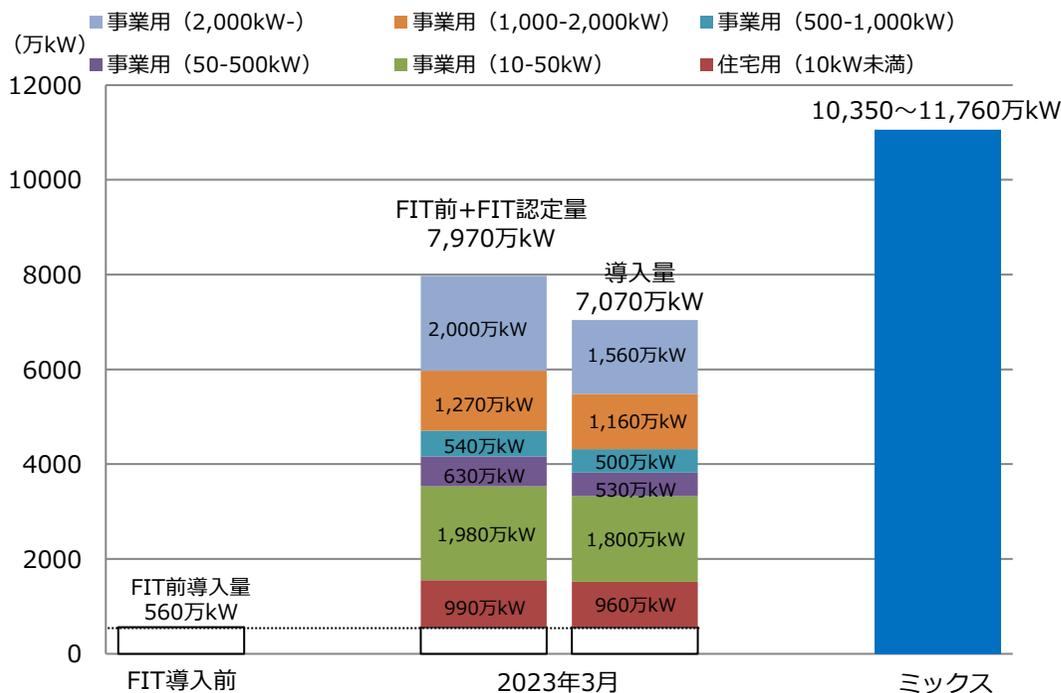
- 営農型太陽光発電の農地転用許可の取得状況等を踏まえて、どう設定するか。

(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87回）
（2023年10月5日）事務局資料より抜粋・一部修正

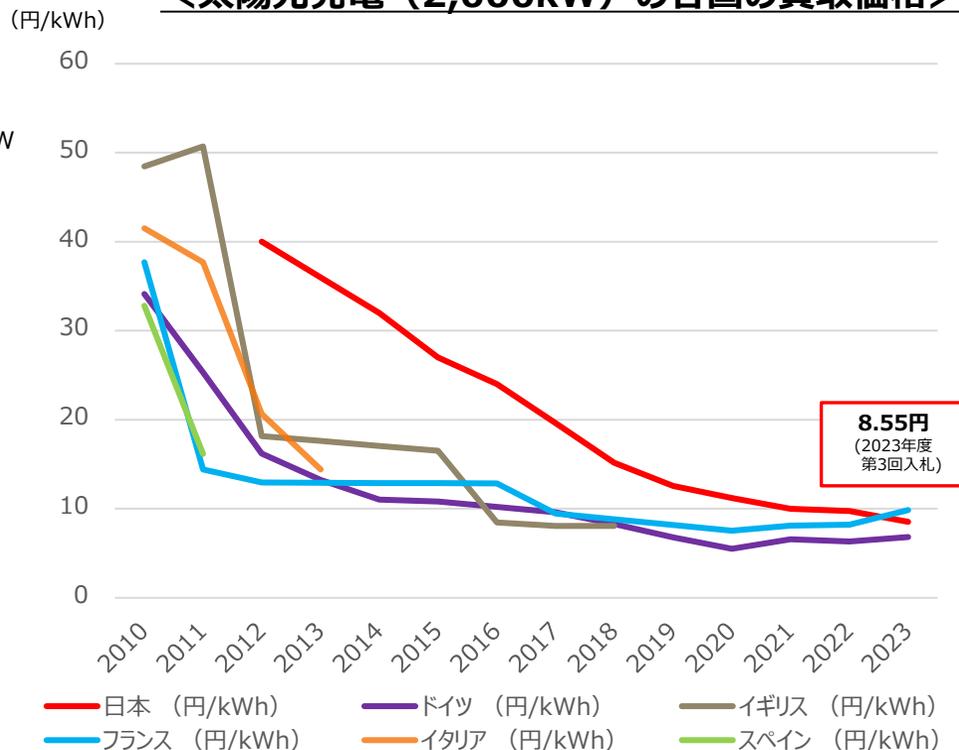
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**7,970万kW**、導入量は**7,070万kW**。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで26%程度となっている。
- 2023年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**16円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**9.5円/kWh（屋根設置は10月から12円/kWh）**などである。**事業用（250kW以上）は屋根設置を除き入札対象**となっており、2023年度からは、250kW以上500kW未満はFIT入札、500kW以上はFIP入札を実施。入札の加重平均落札価格は第3四半期において、**8.55円/kWh**である。

＜太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



※ 失効分（2023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87回）（2023年10月5日）資料1より抜粋・一部修正

■ **2022年度の事業用太陽光発電の認定容量は約430MW**。認定取得期限に達していない、2022年度下半期における事業用太陽光の第14回・第15回の落札容量と合計すると、**約610MWとなることが見込まれる**。また、**2022年度には住宅用太陽光発電の認定・導入容量が1,000MWを超えた**（対前年比の導入量増加率：23%）。**加えて、FIT/FIP制度外での推計導入量が500MW**。

＜事業用太陽光発電の認定量：2023年3月末時点＞

単位：MW（件）（注）オレンジハイラ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	2,198(92,103)	46(557)	387(2,438)	674(1,900)	542(961)	973(1,077)	3,419(2,171)	6,253(368)	14,493(101,575)
2013年度	6,034(204,115)	27(308)	363(2,138)	989(2,826)	818(1,481)	910(1,057)	5,092(3,364)	8,514(460)	22,748(215,749)
2014年度	3,071(127,510)	16(180)	272(1,637)	567(1,632)	369(664)	321(379)	1,562(1,039)	3,052(179)	9,230(133,220)
2015年度	1,336(52,281)	4(46)	88(526)	218(636)	140(248)	99(117)	447(300)	444(26)	2,777(54,180)
2016年度	1,713(59,209)	2(28)	99(566)	313(888)	169(294)	160(192)	497(349)	1,010(50)	3,962(61,576)
2017年度	1,430(44,973)	2(24)	65(368)	235(642)	89(149)	112(133)	358(243)	39(4)	2,329(46,536)
2018年度	1,880(56,058)	3(40)	111(607)	450(1,216)	207(337)	216(256)	850(559)	196(6)	3,912(59,079)
2019年度	1,668(44,782)	2(18)	55(298)	469(1,117)	1(2)	15(17)	82(47)	105(4)	2,398(46,285)
2020年度	218(5,371)	5(62)	252(1,155)	50(111)	18(28)	48(54)	122(76)	145(8)	857(6,865)
2021年度	205(4,981)	3(35)	270(1,237)	64(151)	59(100)	74(86)	258(164)	121(7)	1,054(6,761)
2022年度	82(2,539)	3(37)	187(855)	10(24)	10(17)	28(31)	10(8)	101(3)	431(3,514)
	19,836(693,922)	113(1,335)	2,148(11,825)	4,038(11,143)	2,422(4,281)	2,955(3,399)	12,698(8,320)	19,980(1,115)	64,190(735,340)

＜事業用太陽光発電導入量：2023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 2013年度	2,415(116,500)	45(534)	380(2,405)	561(1,610)	403(716)	644(711)	1,784(1,153)	539(55)	6,770(123,684)
2014年度	3,580(146,457)	23(271)	261(1,554)	562(1,645)	463(844)	541(623)	1,938(1,301)	1,000(85)	8,368(152,780)
2015年度	2,922(109,820)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(776)	441(515)	2,290(1,546)	1,255(91)	8,149(115,943)
2016年度	1,935(68,864)	8(91)	142(839)	356(1,016)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,444(72,565)
2017年度	1,492(50,581)	4(43)	96(566)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,352)
2018年度	1,523(52,454)	4(44)	82(472)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,906(54,821)
2019年度	1,530(46,924)	3(29)	77(430)	288(779)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,172)
2020年度	1,273(31,054)	2(24)	71(393)	317(831)	120(202)	156(183)	787(507)	2,271(129)	4,997(33,323)
2021年度	838(18,931)	4(46)	84(428)	219(563)	80(133)	100(117)	445(290)	1,965(98)	3,734(20,606)
2022年度	527(12,091)	3(44)	116(584)	186(469)	49(81)	95(112)	372(234)	2,194(93)	3,544(13,708)
	18,034(653,676)	108(1,276)	1,546(9,098)	3,613(10,121)	2,274(4,033)	2,738(3,149)	11,631(7,663)	15,592(938)	55,537(689,954)

※ 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 (2022-2023年度)

- **事業用太陽光発電**については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度の2,000kW以上から順次拡大。2022年度は、FIP制度の開始に伴い、FIT対象区分を250kW以上1,000kW未満、FIP対象区分を1,000kW以上として分類。2023年度は、**FIP電源とFIT電源が同じ入札の枠の中で競争することにより、再エネの市場統合が阻害されるリスクは小さい**こと、入札制は基本的にシンプルな制度設計が望ましいことから、**FIP電源／FIT電源で区分を分けることなく、250kW以上を対象**として実施。
- 今年度、既に実施している入札（第16回から18回）の落札容量は、**計279MW（入札容量は367MW）**。平均落札価格は、**8.55円/kWh（第18回）**まで着実に低減。

事業用太陽光入札結果 (2022-2023年度)

		事業用太陽光							
		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		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（既築屋根設置を除く）				250kW以上（屋根設置を除く）			
募集容量		FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	105MW	111MW	105MW	134MW
上限価格		10.00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	9.50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)		FIT:25MW (39件) FIP:129MW(5件)	FIT:12MW (18件) FIP:14MW(10件)	FIT:11MW (17件) FIP:137MW(11件)	FIT:16MW(25件) FIP:16MW(9件)	120MW(35件)	69MW(55件)	178MW(61件)	-
平均入札 価格		FIT:9.93円/kWh FIP:9.87円/kWh	FIT:9.79円/kWh FIP:9.81円/kWh	FIT:9.70円/kWh FIP:9.73円/kWh	FIT:9.59円/kWh FIP:9.56円/kWh	9.36円/kwh	9.30円/kwh	8.84円/kwh	-
落札容量 (件数)		FIT:25MW(39件) FIP:129MW(5件)	FIT:12MW(18件) FIP:14MW(10件)	FIT:11MW(17件) FIP:137MW(11件)	FIT:16MW(25件) FIP:16MW(9件)	105MW(20件)	69MW(55件)	105MW(33件)	-
平均落札 価格		FIT:9.93円/kWh FIP:9.87円/kWh	FIT:9.79円/kWh FIP:9.81円/kWh	FIT:9.70円/kWh FIP:9.73円/kWh	FIT:9.59円/kWh FIP:9.56円/kWh	9.34円/kwh	9.30円/kwh	8.55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)							

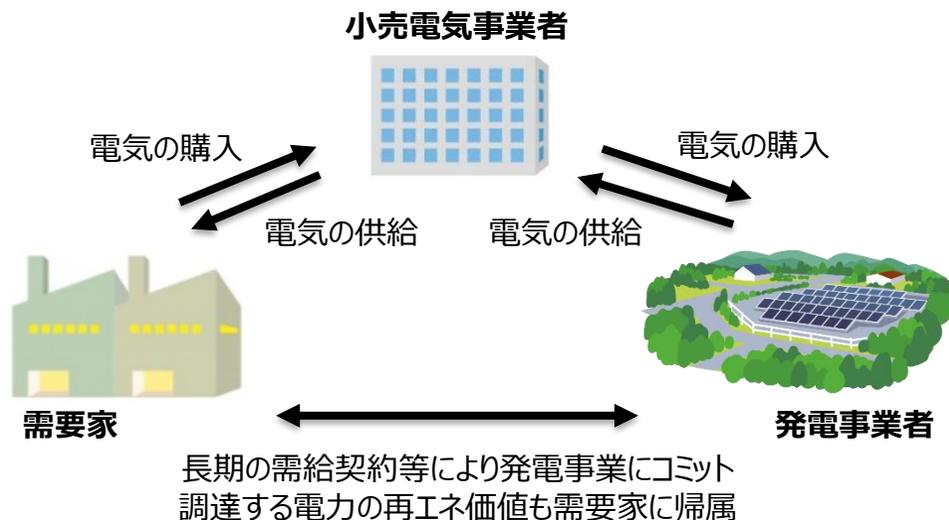
(参考) FIT・FIP制度によらない再エネ発電設備の拡大

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52回）（2023年6月21日）事務局資料より抜粋・一部修正

- 需要側での再エネ電気のニーズの高まり**を受け、再エネ電気の供給を目的とした発電事業の広がりが進んでおり、個々の需要家ニーズに応じた**新たな再エネ電気の調達手段として、小売電気事業者を介したPPA**が広がりを見せている。
- 経済産業省においては**非FIT/FIPによる需要家主導型のオフサイトPPAへの補助金（R3年度補正予算、R4年度当初・補正予算、R5年度当初予算で累計約32.6万kW※の案件を採択済）**による支援を通じて、こうした取り組みを促進しているところ。（※令和5年12月26日現在）

<需要家主導による再エネ導入の促進>

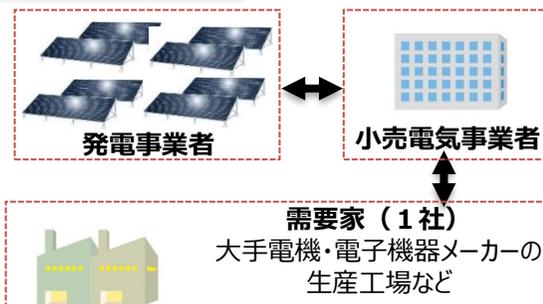
FIT・FIP制度や自己託送制度によらず、太陽光発電により発電した電気を特定の需要家に長期供給する等の一定の要件を満たす場合の設備導入を支援。



補助金の採択事例

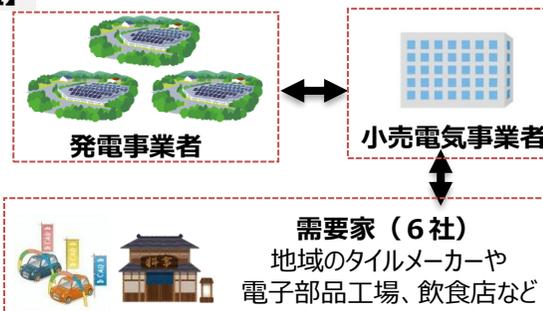
【小規模設備を集約し大規模需要を満たす取組】

- 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。



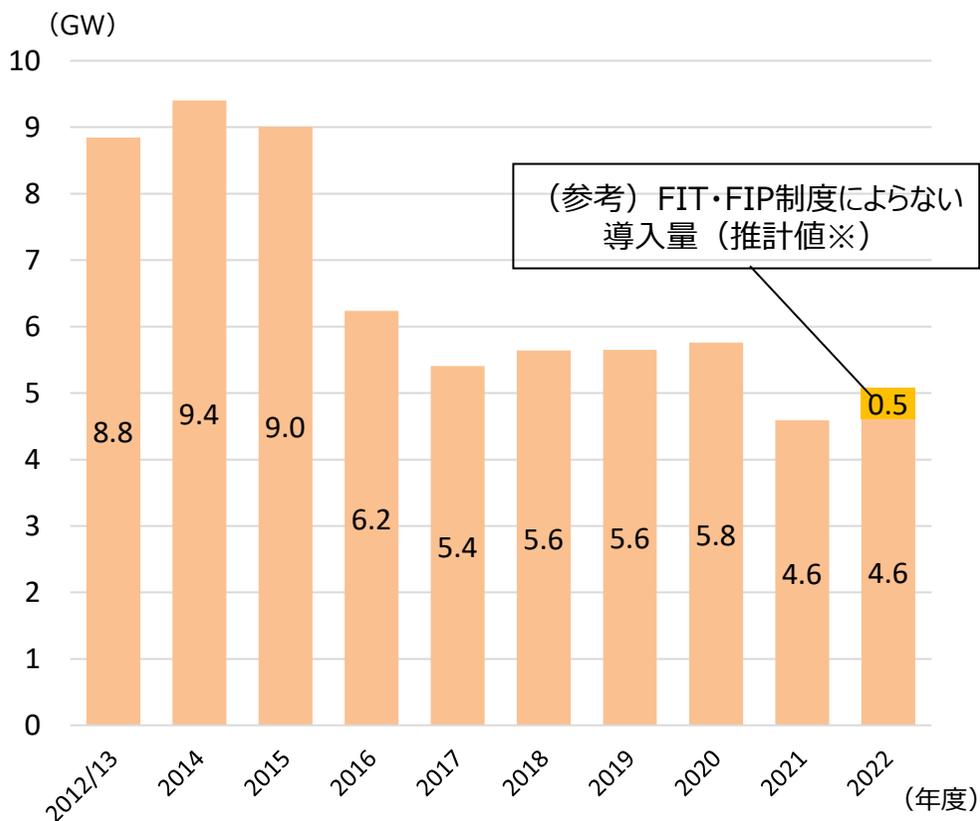
【地域の需要家が連携した取組】

- 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。

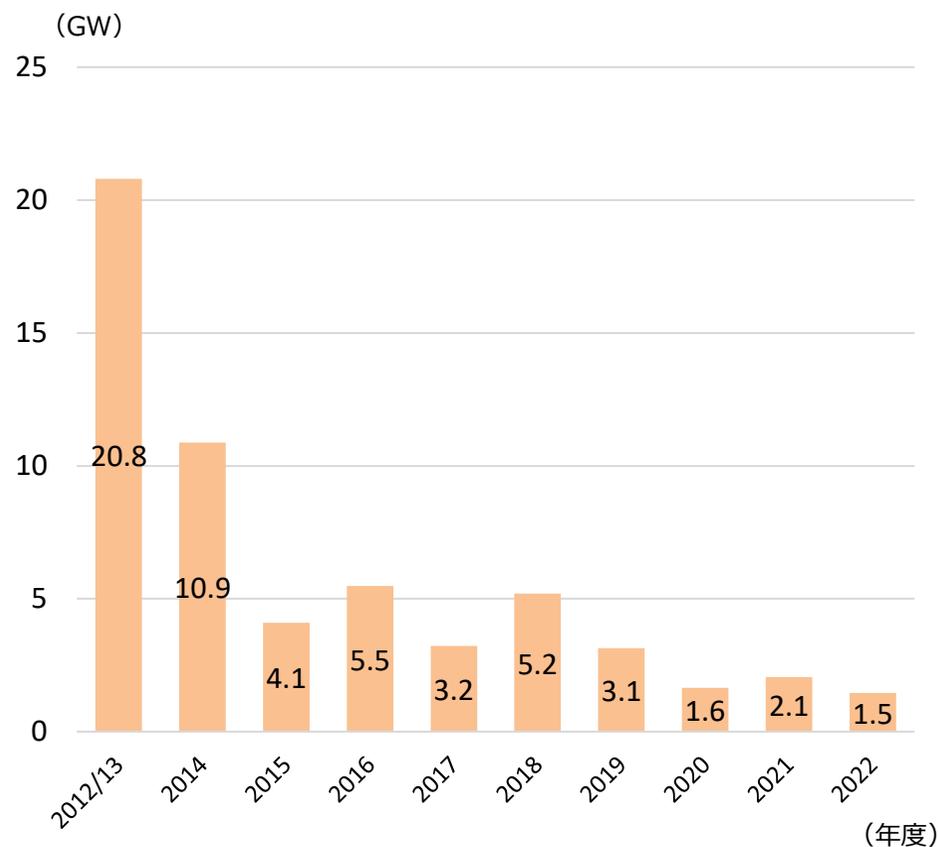


- 太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。
- 足下の2022年度の導入量の特徴として、系統接続済容量を踏まえてFIT/FIP制度によらない導入量を推計したところ、**0.5GWのFIT/FIP制度によらない追加導入**が確認された。

【太陽光発電の導入量推移】



【(参考) 太陽光発電の認定量推移】



※ 2022年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。

(1) 2025年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格

(2) 2025年度の住宅用太陽光の調達価格

(3) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(4) 2025年度にFIP制度のみ認められる対象等

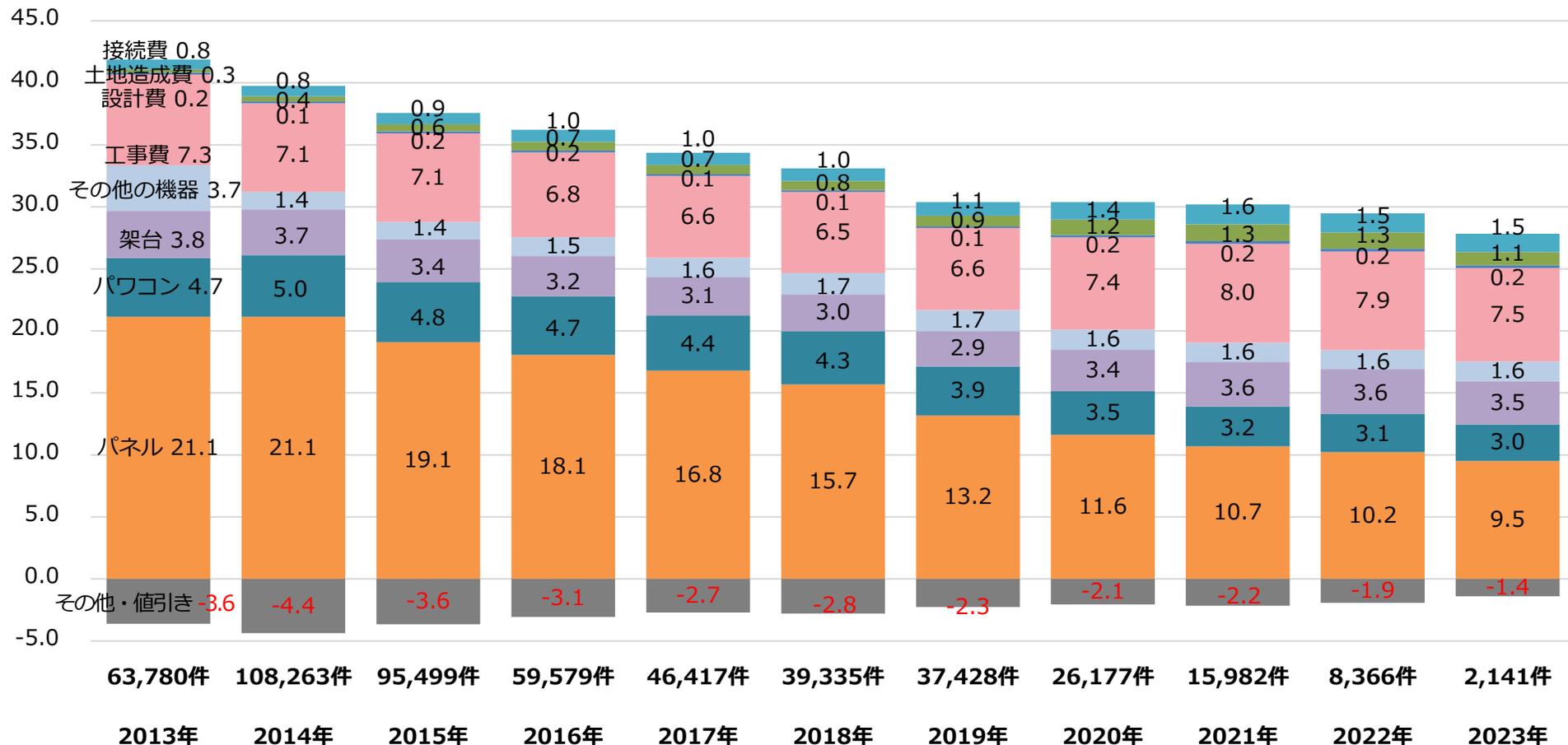
(5) 屋根設置太陽光区分の対象の明確化

(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2023年までに▲55%）。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)



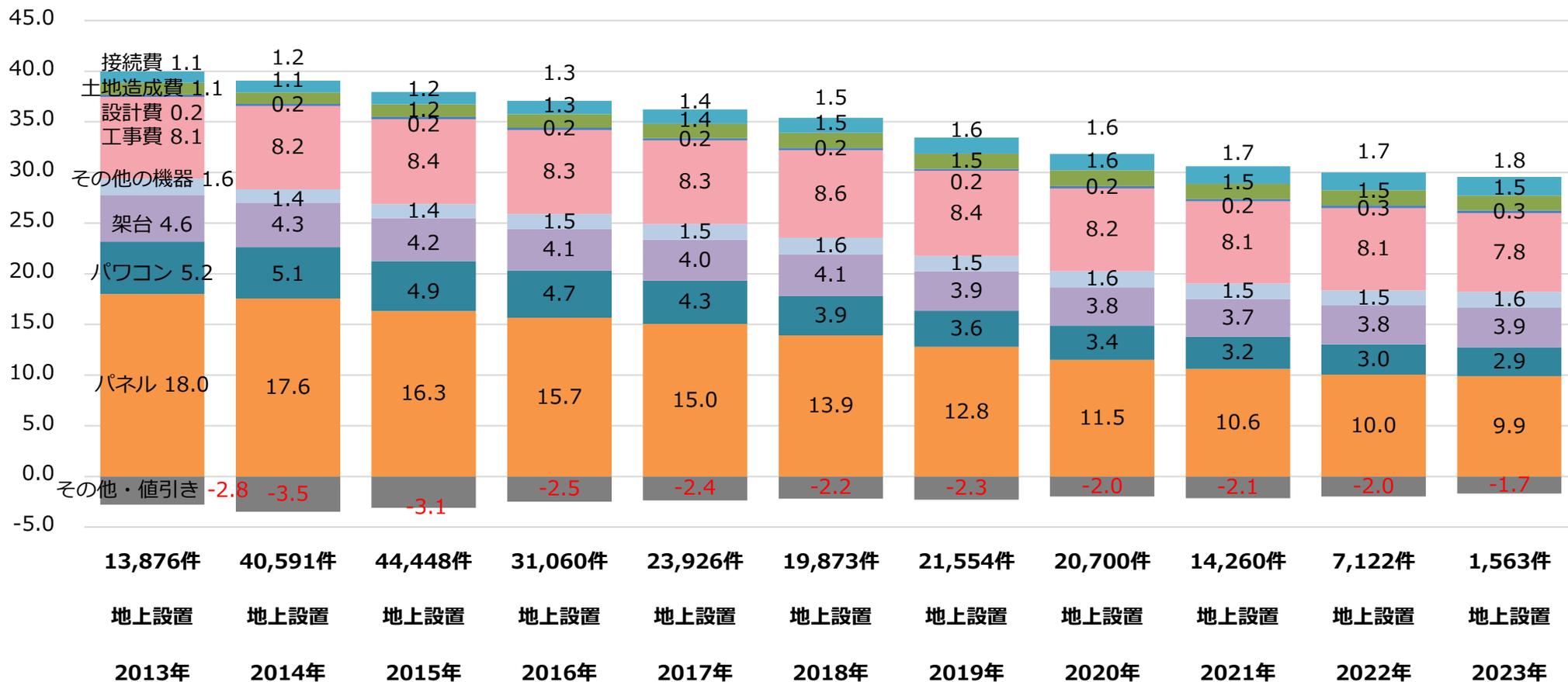
※ 2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

(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）¹³

■ 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2023年までに、パネル費用は▲45%、工事費は▲4%）。

<設置年別 資本費内訳（10kW以上・地上設置）>

(万円/kW)



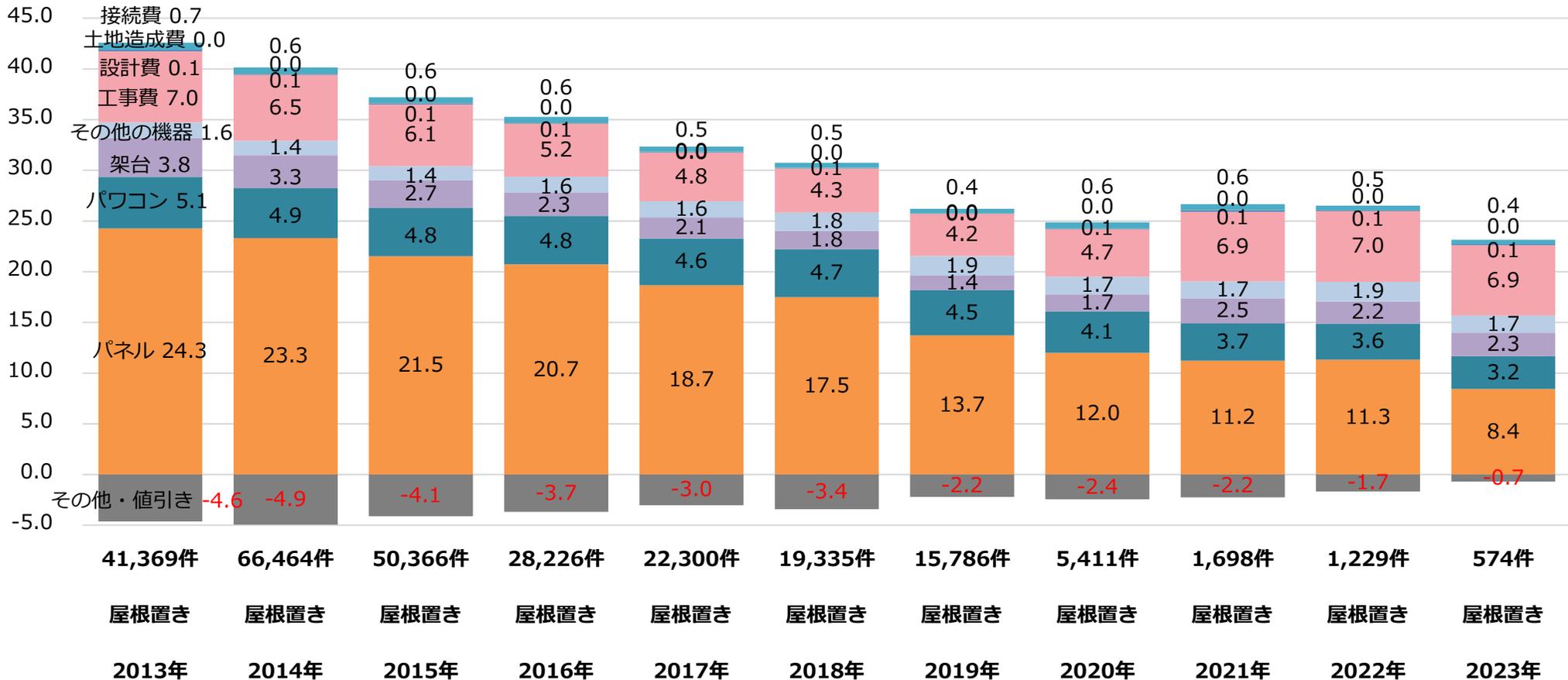
※2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

(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）¹⁴

■ 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年以降やや上昇傾向だったところ、2023年に再び減少に転じている。工事費については、2021年にやや上昇した後に、横ばいとなっている。

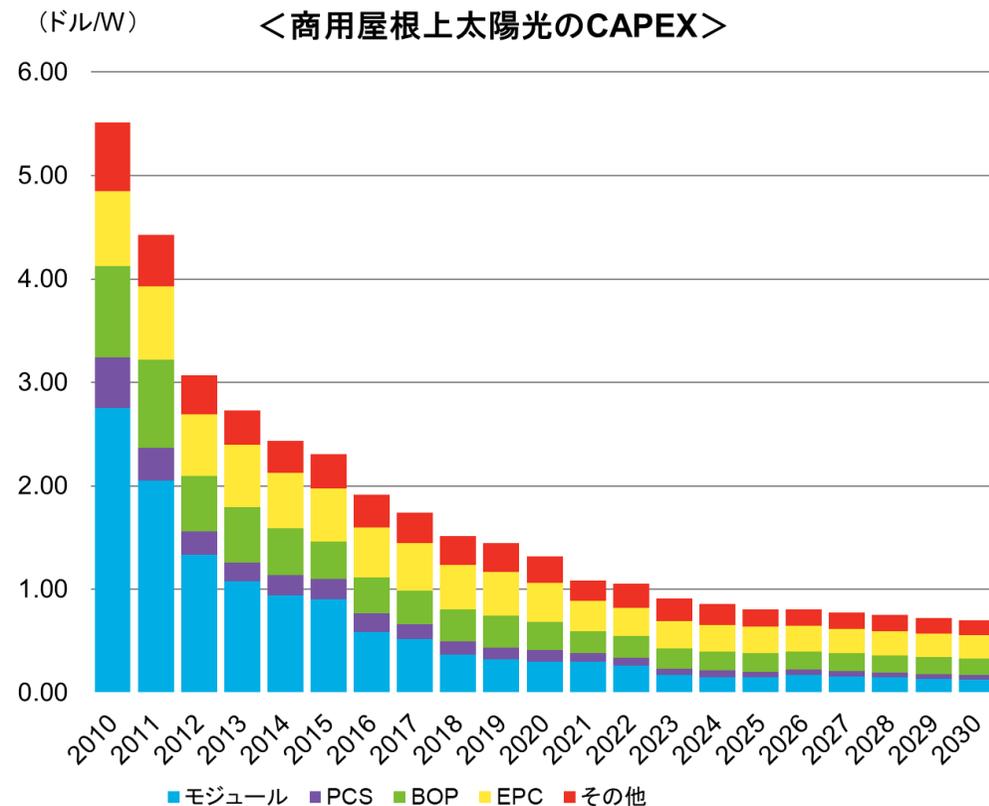
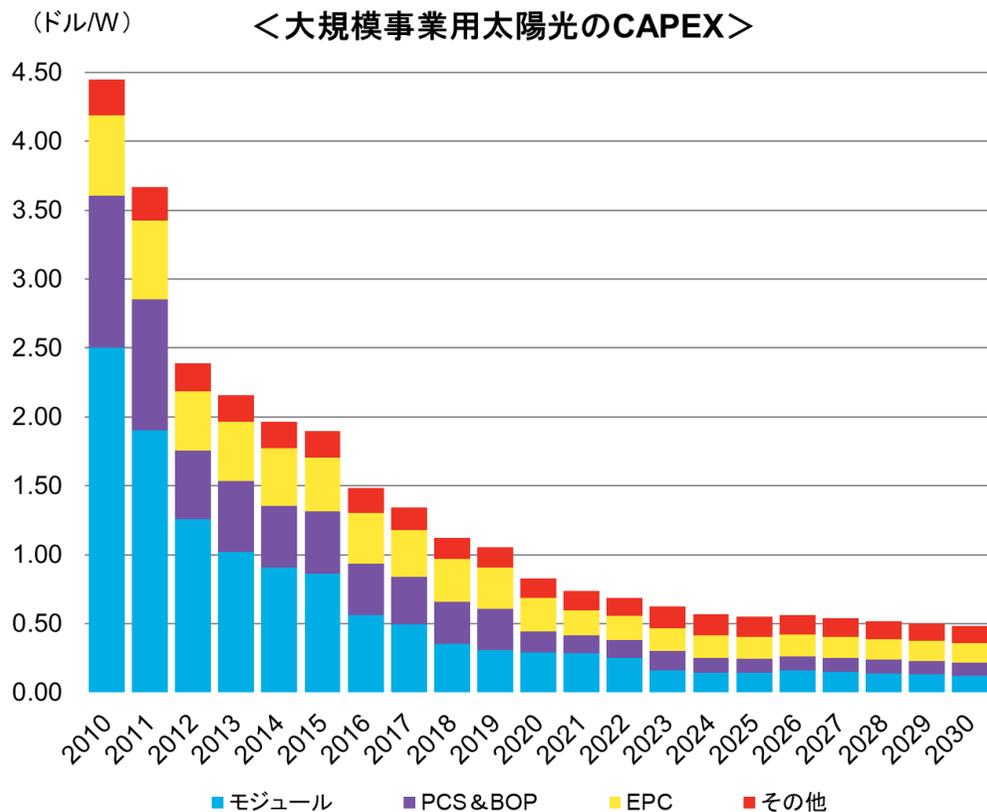
<設置年別 資本費内訳（10kW以上）>

(万円/kW)



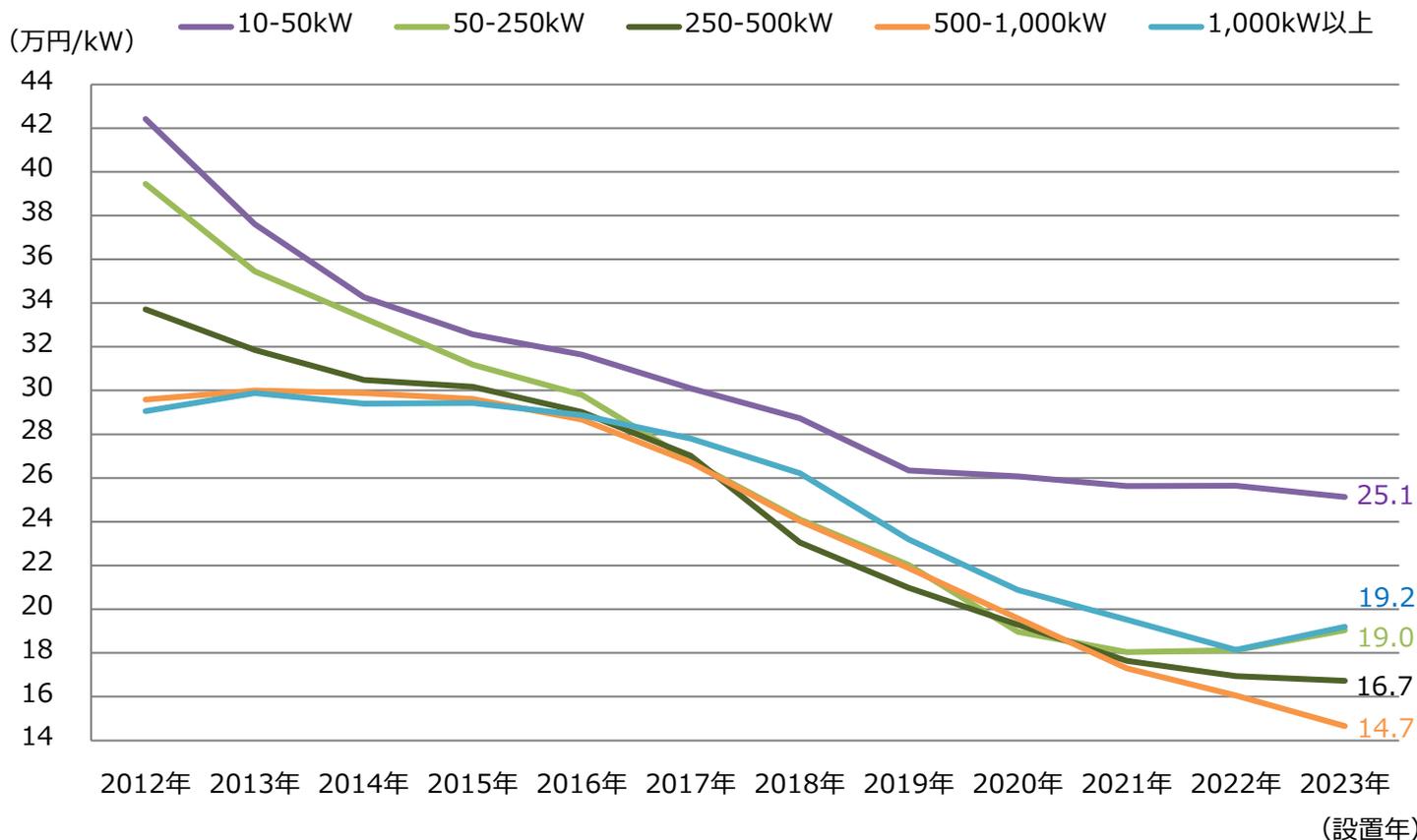
※2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 民間調査機関が公表した**事業用太陽光発電設備の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**。

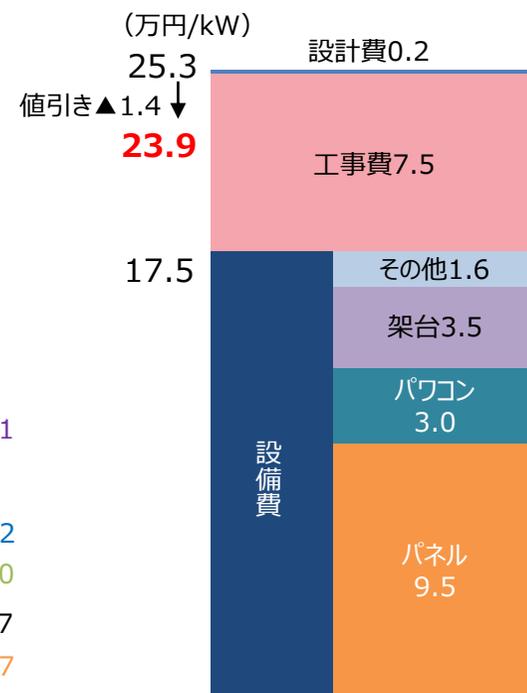


■ 事業用太陽光発電のシステム費用はすべての規模で低下傾向にあり、2023年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は23.9万円/kW、中央値は22.2万円/kWとなり、平均値は前年より0.8万円/kW（3.3%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約40%、工事費が約32%を占める。

＜システム費用平均値の推移＞



＜システム費用の内訳＞

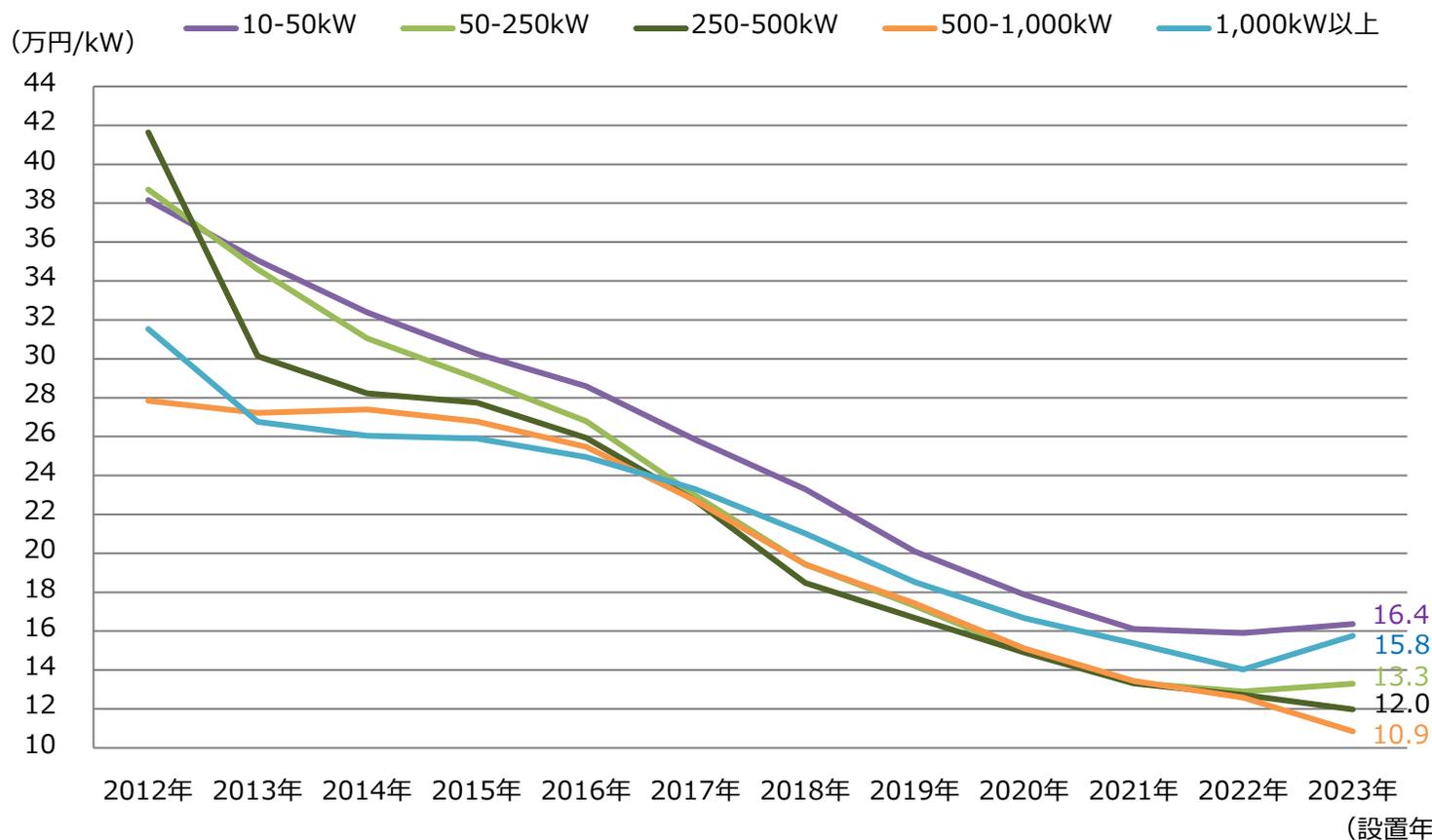


※設備費と詳細費目合計値の誤差を補正

※2023年8月30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、2023年度において微増した規模もあるものの、**長期間で見ると、すべての規模で低下傾向**にあり、2023年に設置された10kW以上の**平均値（単純平均）は15.8万円/kW**であった。

<システム費用平均値（DCベース）の推移>



(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、**設置年が直近になるにつれて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
2012年度認定	6,688件 40.6万円/kW	47,666件 36.5万円/kW	10,339件 33.9万円/kW	3,225件 32.8万円/kW	1,440件 34.3万円/kW	790件 32.6万円/kW	548件 31.6万円/kW	308件 25.7万円/kW	275件 36.4万円/kW	156件 23.6万円/kW	45件 32.3万円/kW	31件 27.3万円/kW
2013年度認定		15,657件 36.3万円/kW	78,492件 32.8万円/kW	29,601件 32.1万円/kW	13,253件 31.6万円/kW	7,583件 32.0万円/kW	4,363件 31.9万円/kW	3,488件 27.8万円/kW	2,686件 24.7万円/kW	943件 23.4万円/kW	337件 25.5万円/kW	175件 24.9万円/kW
2014年度認定			19,050件 33.7万円/kW	54,618件 31.7万円/kW	12,859件 30.1万円/kW	3,830件 29.7万円/kW	1,567件 28.6万円/kW	1,256件 25.9万円/kW	949件 22.1万円/kW	239件 19.1万円/kW	124件 21.3万円/kW	80件 22.4万円/kW
2015年度認定 ※～6/30				4,289件 31.9万円/kW	3,340件 31.3万円/kW	514件 30.1万円/kW	204件 28.4万円/kW	158件 25.2万円/kW	112件 23.1万円/kW	64件 24.9万円/kW	14件 19.9万円/kW	4件 23.5万円/kW
2015年度認定 ※7/1～				3,705件 31.4万円/kW	20,257件 31.0万円/kW	4,246件 29.0万円/kW	1,153件 28.7万円/kW	642件 26.1万円/kW	570件 23.7万円/kW	271件 20.6万円/kW	92件 19.6万円/kW	11件 19.0万円/kW
2016年度認定					8,146件 29.9万円/kW	24,256件 29.2万円/kW	6,724件 28.3万円/kW	3,017件 26.3万円/kW	2,341件 24.0万円/kW	642件 24.3万円/kW	335件 23.0万円/kW	45件 22.2万円/kW
2017年度認定						5,011件 29.2万円/kW	11,254件 26.8万円/kW	1,623件 27.3万円/kW	676件 25.1万円/kW	462件 23.0万円/kW	99件 21.8万円/kW	15件 22.1万円/kW
2018年度認定							13,495件 25.6万円/kW	20,653件 25.2万円/kW	9,852件 26.7万円/kW	7,116件 25.2万円/kW	2,951件 24.1万円/kW	295件 21.7万円/kW
2019年度認定								6,270件 21.7万円/kW	8,264件 21.8万円/kW	5,270件 23.7万円/kW	2,977件 23.8万円/kW	766件 23.2万円/kW
2020年度認定									446件 25.0万円/kW	430件 21.6万円/kW	338件 21.0万円/kW	108件 22.4万円/kW
2021年度認定										386件 25.4万円/kW	541件 23.7万円/kW	119件 22.4万円/kW
2022年度認定											513件 21.3万円/kW	479件 18.5万円/kW
2023年度認定												13件 31.1万円/kW

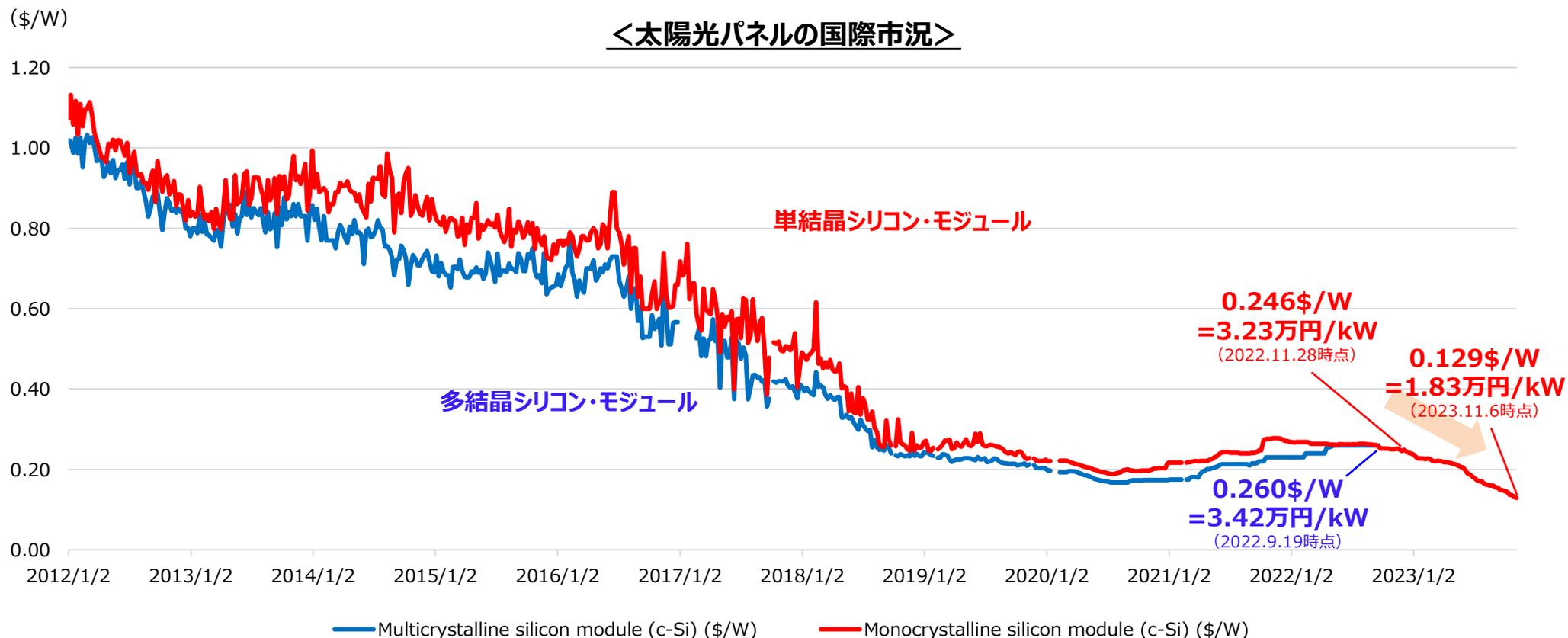
※令和5年度の調達価格等算定委員会で使用している定期報告データより作成。0万円/kW及び100万円/kW以上の案件は排除している。

※2023年度認定設備はデータの件数が少ないことに留意が必要。

上段：分析対象件数、下段：システム費用中央値

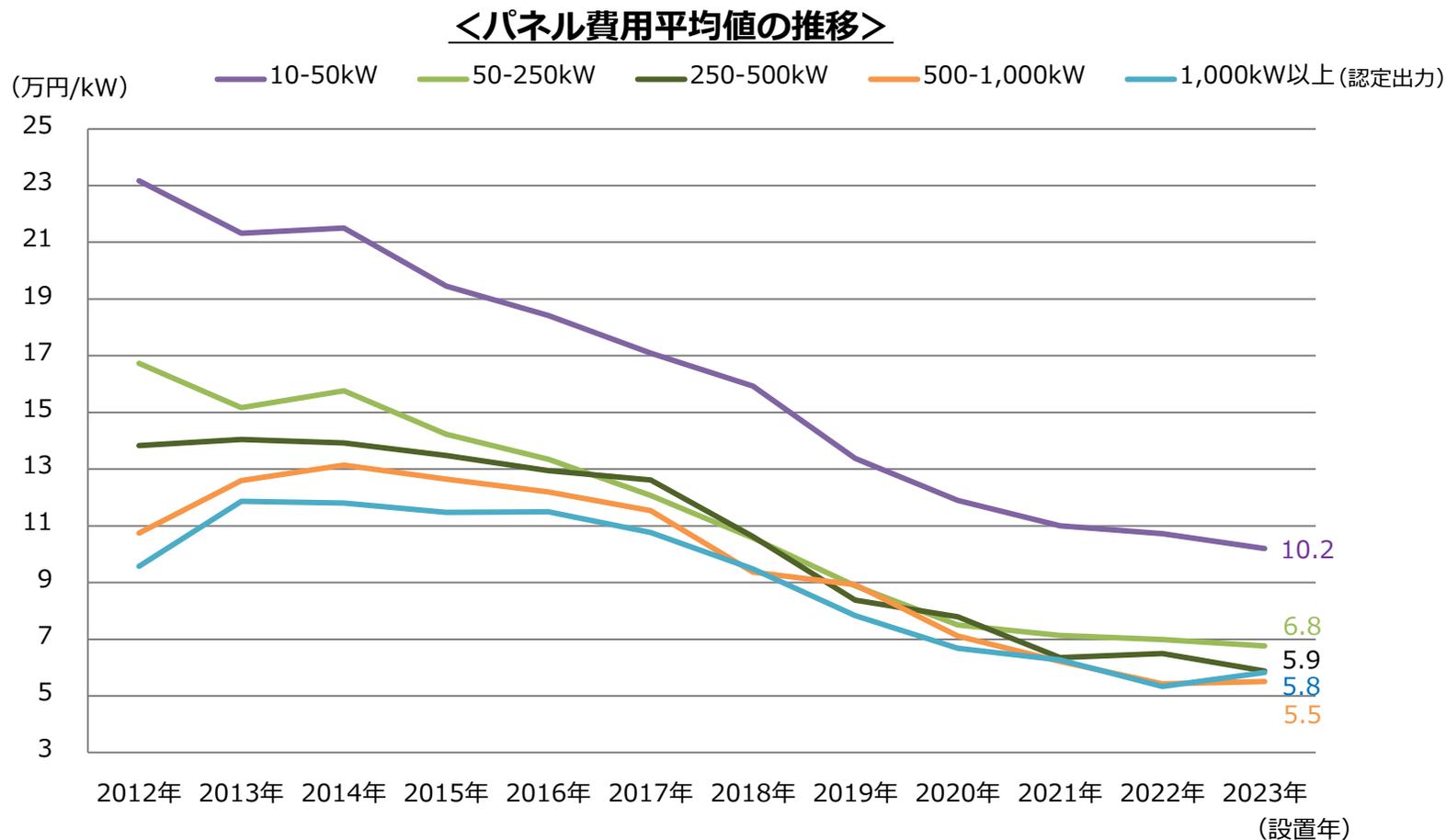
- 民間調査機関の今年11月にとりまとめた、太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、2020年頃を境に上昇傾向であったが、**単結晶シリコン・モジュールについては、2021年10月以降、緩やかな減少傾向に転じている。**
- **単結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格は、昨年11月時点で0.246\$/W (3.2万円/kW) であったが、本年11月時点では0.129\$/W (1.9万円/kW) と、直近1年間でドルベースで約48%減少している。**

<太陽光パネルの国際市況>



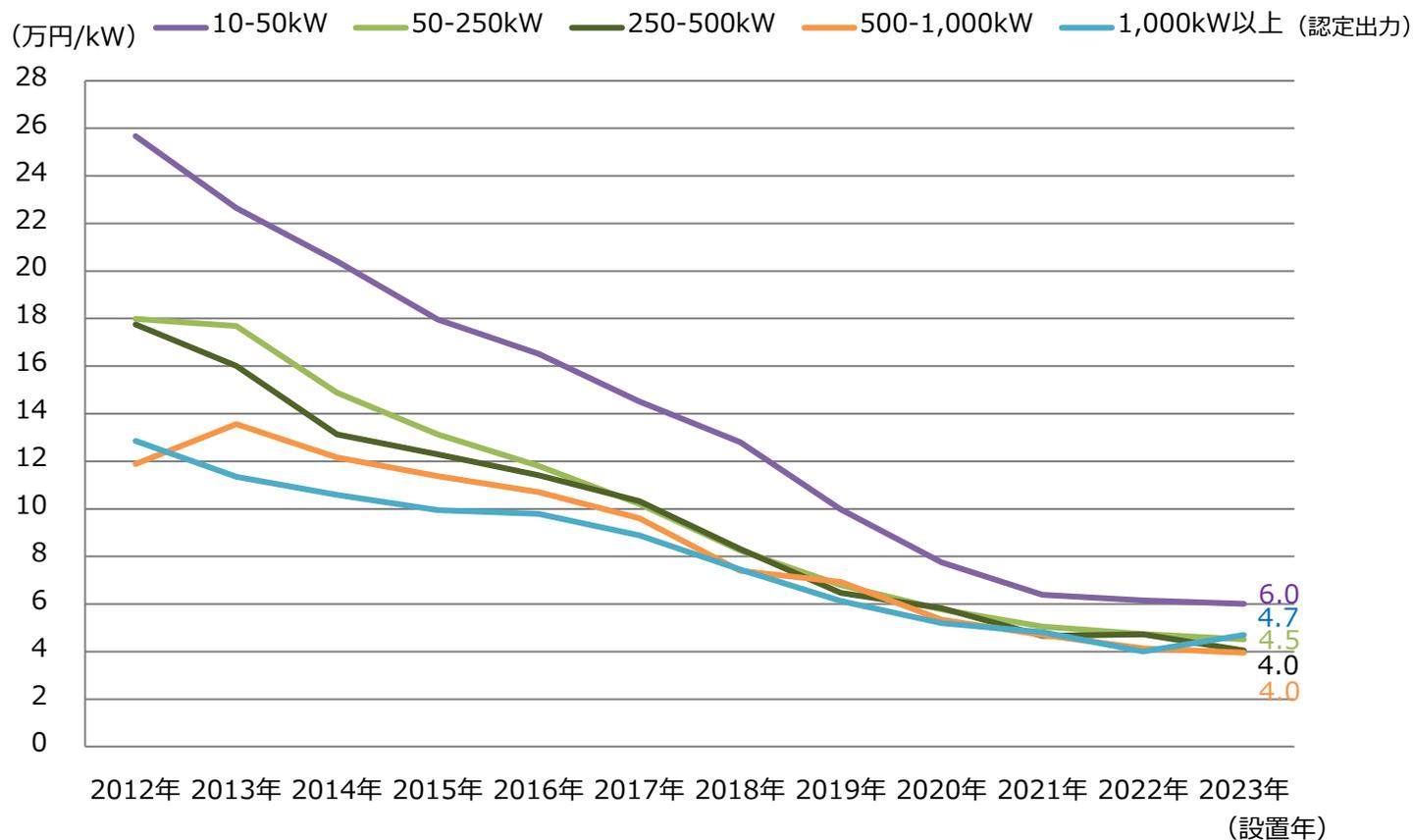
(1) 国内のコスト動向：パネル費用（設置年別推移）

- 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。

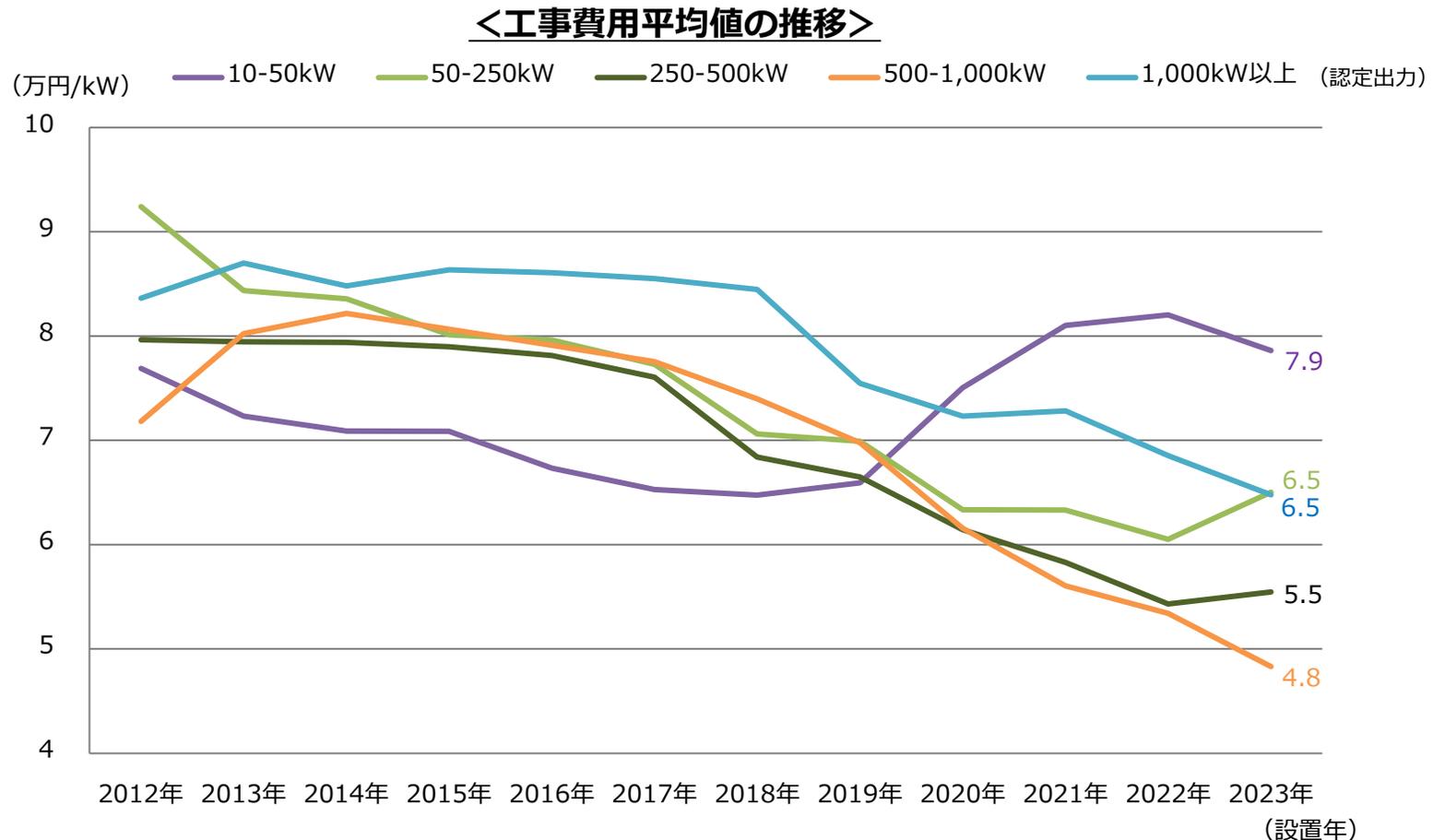


- 定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースのパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、いずれの規模帯についてもコスト低減傾向にあることが分かった。

<パネル費用平均値（DCベース）の推移>

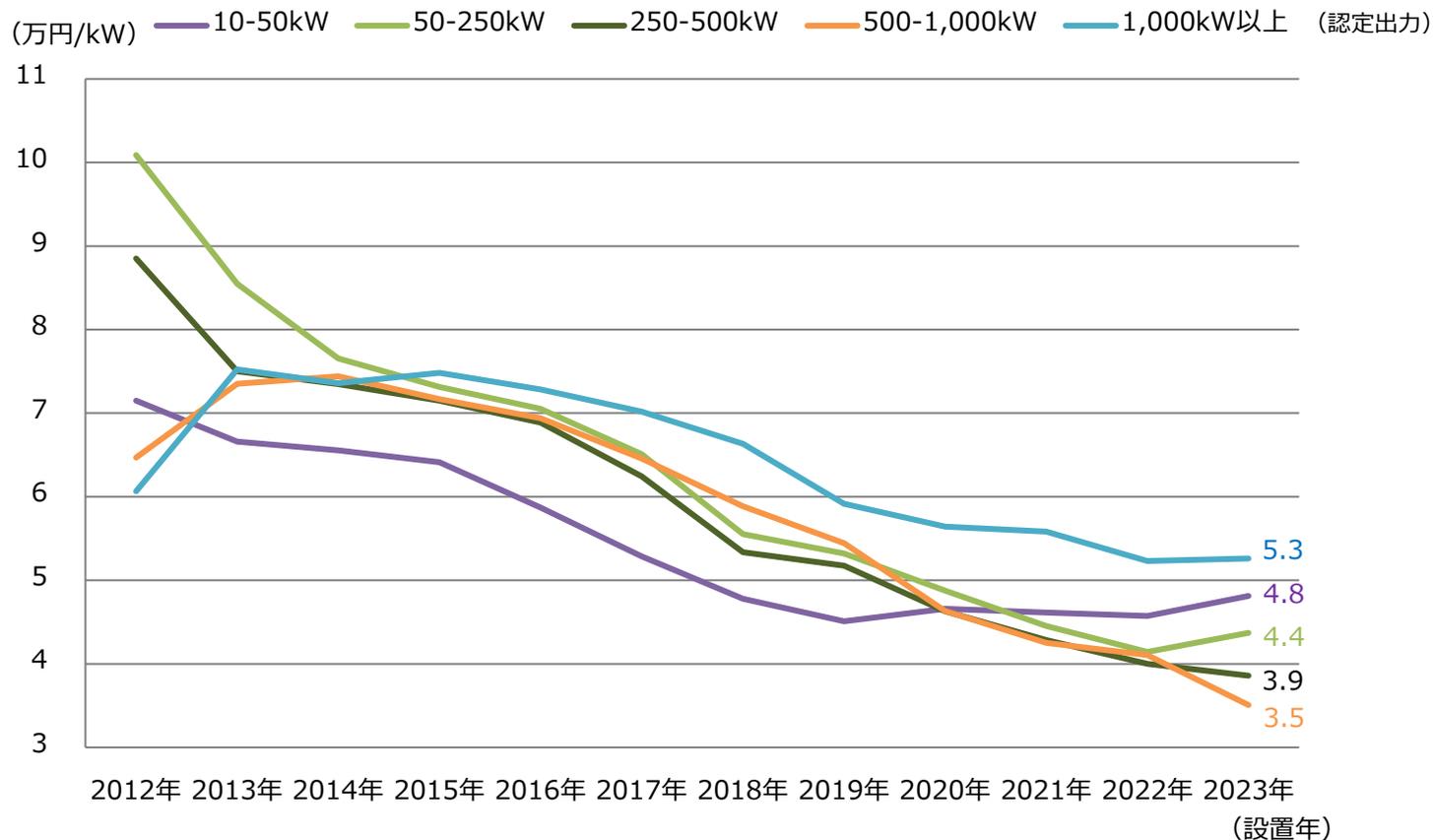


- 定期報告データにより、各年に設置された案件の**工事費の平均値（単純平均）の推移**をみたところ、**直近の工事費の増減は、設備の規模ごとにばらつきがある**ことが分かった。**低圧（10-50kW）の案件は、それ以上の案件と比較して、kWあたりの工事費用平均値が3割程度高くなっている。**



- 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、低下が鈍化しているものの、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）24

- 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、2018年設置の上位15%水準、2019年設置の上位23%水準、2020年設置の上位38%水準が、それぞれ2021年設置、2022年設置、2023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25%水準として、2025年度の地上設置（50kW以上）の想定値は、2023年の地上設置（50kW以上）の上位25%水準である13.6万円/kWを、2025年の地上設置（10-50kW）の想定値は、2023年の地上設置（10kW以上）の上位25%水準である18.3万円/kWとすることも考えられるが、それぞれ、2024年度の地上設置（50kW以上）の想定値（11.3万円/kW）と、2024年度の地上設置（10-50kW）の想定値（17.8万円/kW）を上回る。**
- 一方、**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。また、上記のデータには2020年以降の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、**2023年度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18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、8.55円/kWhとなっていることにも留意が必要である。**
- 以上を踏まえ、**2025年度の地上設置（50kW以上）の想定値については、2024年の地上設置（50kW以上）の想定値（11.3万円/kW）を据え置き、2025年度の地上設置（10-50kW）の想定値については、2024年度の10-50kWの想定値（17.8万円/kW）を据え置くこととして、今後のコスト動向に留意することとしてはどうか。**

万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
%	2023年 1～8月設置 N=289	2022年 1～12月設置 N=829	2021年 1～12月設置 N=1,032	2020年 1～12月設置 N=1,495	2019年 1～12月設置 N=1,307	2018年 1～12月設置 N=1,452	2023年 1～8月設置 N=1,563
5%	9.64	9.43	9.47	10.29	12.30	13.31	12.83
10%	11.24	10.62	10.70	11.54	13.84	15.21	14.98
15%	11.98	11.50	11.36	12.85	14.75	16.72	16.55
16%	12.01	11.58	11.53	13.10	15.01	16.92	16.73
20%	12.76	12.06	11.95	13.72	15.96	17.76	17.47
23%	13.03	12.46	12.47	14.17	16.39	18.43	17.95
24%	13.46	12.58	12.62	14.27	16.54	18.58	18.08
25%	13.58	12.70	12.75	14.43	16.72	18.73	18.28
30%	14.06	13.56	13.62	15.23	17.64	19.58	19.28
35%	14.91	14.20	14.44	16.06	18.35	20.55	20.05
38%	15.22	14.59	15.00	16.61	18.91	21.12	20.62
39%	15.47	14.84	15.09	16.83	19.07	21.33	20.89
40%	15.50	15.04	15.22	17.01	19.20	21.61	21.13
45%	16.12	15.71	16.05	17.89	20.00	22.73	22.16
50%	16.65	16.35	16.66	18.62	20.92	23.62	23.15

※いずれも、2023年8月30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（トップランナー分析：屋根設置）（案）25

- **2025年度の屋根設置（10kW以上）のシステム費用の想定値**についても、**地上設置と同様の考え方**に基づき、**2024年の屋根設置（10kW以上）の想定値（15.0万円/kW）**を据え置くこととし、**今後のコスト動向に留意すること**としてはどうか。

- ※ 昨年同様にトップランナー水準に着目した場合、**2018～2020年の屋根設置（50kW以上）のコスト水準**においては、**2018年設置の上位24%水準**が2021年設置の中央値と、**2019年設置の上位28%水準**が2022年設置の中央値と、**2020年設置の上位60%水準**が2023年設置の中央値と、それぞれ**同程度**であることが確認できた。
- ※ これらを踏まえ、**トップランナー水準を上位37%水準**として、**2025年度の屋根設置（10kW以上）のシステム費用の想定値**を、2024年の屋根設置（10kW以上）の想定値（15.0万円/kW）から引上げ、**2023年設置案件の上位37%水準の16.9万円/kW**とすることも考えられる。
- ※ 一方、**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。また、上記のデータには2020年以降の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、**2023年度においては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。

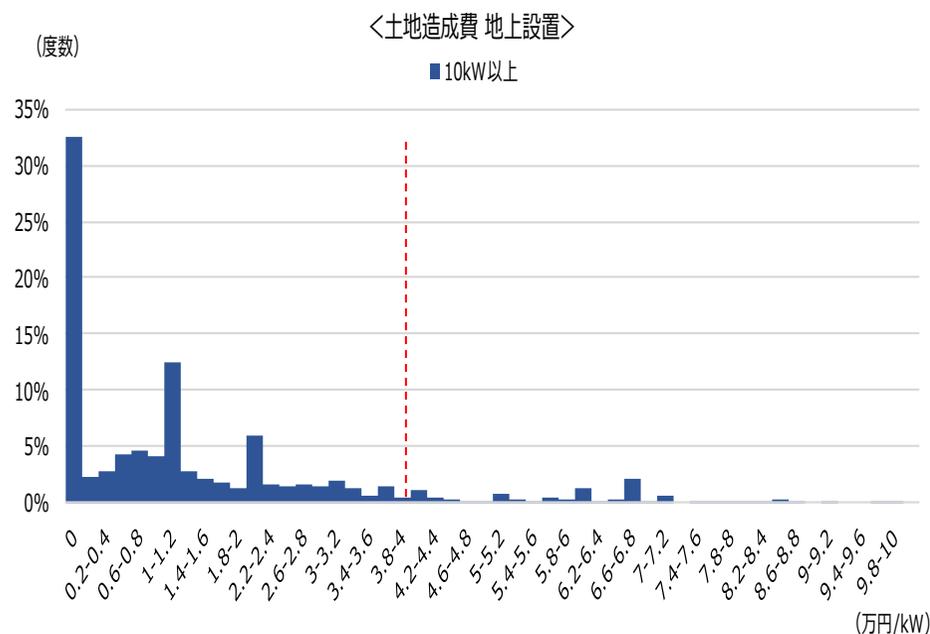
万円/kW	屋根設置（50kW以上）						屋根設置（10kW以上）
	2023年 1～8月設置 N=77	2022年 1～12月設置 N=124	2021年 1～12月設置 N=120	2020年 1～12月設置 N=130	2019年 1～12月設置 N=171	2018年 1～12月設置 N=186	2023年 1～8月設置 N=574
5%	12.03	12.54	10.30	12.41	13.25	15.06	13.93
10%	13.07	13.01	12.19	13.55	13.70	15.76	14.80
15%	14.14	13.39	13.60	13.87	13.83	16.26	15.26
20%	14.79	13.98	14.24	14.23	14.30	16.93	16.02
24%	15.45	14.38	14.50	14.52	14.99	17.37	16.50
25%	15.66	14.46	14.55	14.65	15.28	17.45	16.52
28%	15.96	14.80	14.98	15.31	15.96	17.88	16.72
30%	16.20	14.86	15.13	15.52	16.33	18.15	16.96
35%	16.83	14.97	15.70	16.21	16.76	18.65	17.23
37%	16.92	15.11	15.90	16.36	16.99	18.77	17.48
40%	17.09	15.30	16.01	16.56	17.53	19.02	17.69
45%	17.68	15.74	16.72	16.97	17.74	19.75	18.52
50%	18.24	15.98	17.34	17.24	18.24	20.29	18.97
55%	19.26	16.60	17.63	17.89	19.01	21.03	19.66
60%	19.74	17.41	18.04	18.24	19.44	21.60	21.49

15.0万円/kW

(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、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1.34万円/kW、中央値0.91万円/kW**となる。4万円/kW以上の土地造成費が高い少数の案件により平均値が引き上げられている一方、分布としては、**4万円/kW以下の案件がほとんど**であることを踏まえ、中央値に着目すると、**2024年度の想定値1.2万円/kWを下回る**。一方で、**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**。このように地上設置／屋根設置で土地造成費の水準が異なることから、それぞれ中央値の水準に着目して、**2025年度の想定値は、地上設置を0.9万円/kWとし、屋根設置を0万円/kWに据え置く**こととしてはどうか。

		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	0.96 (1.08)	0.50 (0.86)	1.13 (1.33)	0.88 (1.21)	1.92 (1.87)	2.68 (2.00)	0.97 (1.10)
	中央値	0.00 (0.51)	0.00 (0.38)	0.97 (0.97)	0.89 (1.15)	1.39 (1.50)	3.02 (1.00)	0.00 (0.59)
	件数	1,760	139	124	33	40	17	2,113
地上設置	平均値	1.34 (1.27)	0.91 (1.07)	1.18 (1.43)	1.16 (1.29)	2.02 (1.92)	2.68 (2.00)	1.34 (1.29)
	中央値	0.85 (1.01)	0.43 (0.59)	1.00 (1.07)	0.98 (1.20)	1.47 (1.51)	3.02 (1.00)	0.91 (1.01)
	件数	1,259	77	119	25	38	17	1,535
屋根設置	平均値	0.00 (0.04)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	- (-)	0.00 (0.04)
	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	497	62	5	8	2	0	574
2024年度想定値		地上設置：1.2 屋根設置：0						



() 内は昨年度の本委員会で検討した2022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1.85万円/kW、中央値1.37万円/kWと、2024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0.43万円/kW、中央値0.32万円/kWと、2024年度の想定値0.3万円/kWと同程度の水準。**
- こうした状況を踏まえ、**2025年度の想定値**については、**2024年度の想定値（地上設置：1.35万円/kW、屋根設置：0.3万円/kW）を据え置くこと**としてはどうか。

		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	1.53 (1.43)	0.51 (0.79)	1.34 (1.08)	1.34 (1.14)	1.68 (1.84)	2.97 (2.92)	1.46 (1.39)
	中央値	1.11 (1.21)	0.24 (0.41)	0.40 (0.38)	0.42 (0.40)	1.19 (1.18)	1.37 (2.08)	1.00 (1.15)
	件数	1,760	139	124	33	40	17	2,113
地上設置	平均値	1.95 (1.62)	0.77 (0.89)	1.39 (1.15)	1.42 (1.21)	1.76 (1.88)	2.97 (2.92)	1.85 (1.56)
	中央値	1.45 (1.37)	0.40 (0.45)	0.43 (0.43)	0.47 (0.41)	1.36 (1.21)	1.37 (2.08)	1.37 (1.27)
	件数	1,259	77	119	25	38	17	1,535
屋根設置	平均値	0.46 (0.44)	0.19 (0.40)	0.09 (0.15)	1.07 (0.03)	0.20 (0.03)	- (-)	0.43 (0.43)
	中央値	0.32 (0.20)	0.18 (0.26)	0.04 (0.10)	0.06 (0.03)	0.20 (0.03)	- (-)	0.32 (0.19)
	件数	497	62	5	8	2	0	574
2024年度 想定値		地上設置：1.35 屋根設置：0.3						

※2023年8月30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2022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、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0.52万円/kW/年、中央値0.41万円/kW/年、屋根設置は平均値0.52万円/kW/年、中央値0.37万円/kW/年**と、地上設置／屋根設置ともに**2024年度の想定値0.5万円/kW/年と同水準又はやや下回る**。
- **2025年度の想定値**については、地上設置／屋根設置ともに、**2024年度の想定値（0.5万円/kW/年）**を据え置きつつ、今後のコスト動向に留意することとしてはどうか。

		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	0.51 (0.53)	0.49 (0.50)	0.48 (0.51)	0.58 (0.59)	0.62 (0.64)	0.74 (0.72)	0.52 (0.54)
	中央値	0.40 (0.42)	0.39 (0.41)	0.41 (0.42)	0.50 (0.51)	0.55 (0.56)	0.71 (0.68)	0.40 (0.43)
	件数	34,852	1,235	1,522	1,291	1,726	280	40,906
地上設置	平均値	0.50 (0.52)	0.56 (0.59)	0.52 (0.56)	0.61 (0.62)	0.64 (0.66)	0.75 (0.72)	0.52 (0.53)
	中央値	0.40 (0.42)	0.46 (0.50)	0.45 (0.46)	0.53 (0.54)	0.57 (0.58)	0.71 (0.68)	0.41 (0.44)
	件数	24,958	627	1,103	1,054	1,585	277	29,604
屋根設置	平均値	0.54 (0.55)	0.42 (0.43)	0.37 (0.39)	0.42 (0.50)	0.43 (0.41)	0.24 (0.21)	0.52 (0.54)
	中央値	0.40 (0.42)	0.30 (0.30)	0.29 (0.29)	0.33 (0.34)	0.33 (0.34)	0.18 (0.21)	0.37 (0.40)
	件数	9,750	588	403	223	125	3	11,092
2024年度 想定値		0.5						

※2023年8月30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）

■ **2025年度の想定値**については、システム費用と同様に2024年度の想定値を据え置き、**地上設置（10-50kW）21.3%、地上設置（50kW以上）18.3%、屋根設置14.5%**としてはどうか。

※ なお、これまでの本委員会と同様に、設備利用率の想定値について、より効率的な事業の実施を促していくため、直近の設備利用率（50kW以上）におけるシステム費用のトップランナー水準と同水準に着目して設定することも考えられる。屋根設置／地上設置それぞれにおいて、直近の設備利用率（50kW以上）について、2024年度の**システム費用のトップランナー水準として用いたのと同水準（地上設置：上位15%水準、屋根設置：上位26%水準）**を参照すると、その設備利用率は、**地上設置（10-50kW）が21.4%、地上設置（50kW以上）が18.4%、屋根設置は14.6%**となり、上記想定値と同水準。

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
2021年6月－2022年5月	16.8%	15.6%	15.7%	15.8%	16.7%
2022年6月－2023年5月	16.7%	15.6%	15.6%	15.6%	16.4%

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
2021年6月－2022年5月	13.3%	13.1%	13.7%	14.2%	14.7%
2022年6月－2023年5月	13.2%	13.1%	13.7%	14.3%	14.2%

設備利用率（地上設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.17%	20.43%	20.32%	19.89%
10%	22.59%	19.20%	19.15%	18.92%
14%	21.64%	18.57%	18.54%	18.35%
15%	21.42%	18.42%	18.40%	18.25%
16%	21.20%	18.29%	18.27%	18.15%
20%	20.41%	17.82%	17.82%	17.77%
25%	19.49%	17.28%	17.31%	17.33%
30%	18.61%	16.82%	16.86%	16.90%
35%	17.83%	16.41%	16.47%	16.51%
40%	17.12%	16.04%	16.10%	16.15%
45%	16.50%	15.68%	15.74%	15.84%
50%	15.97%	15.33%	15.41%	15.53%

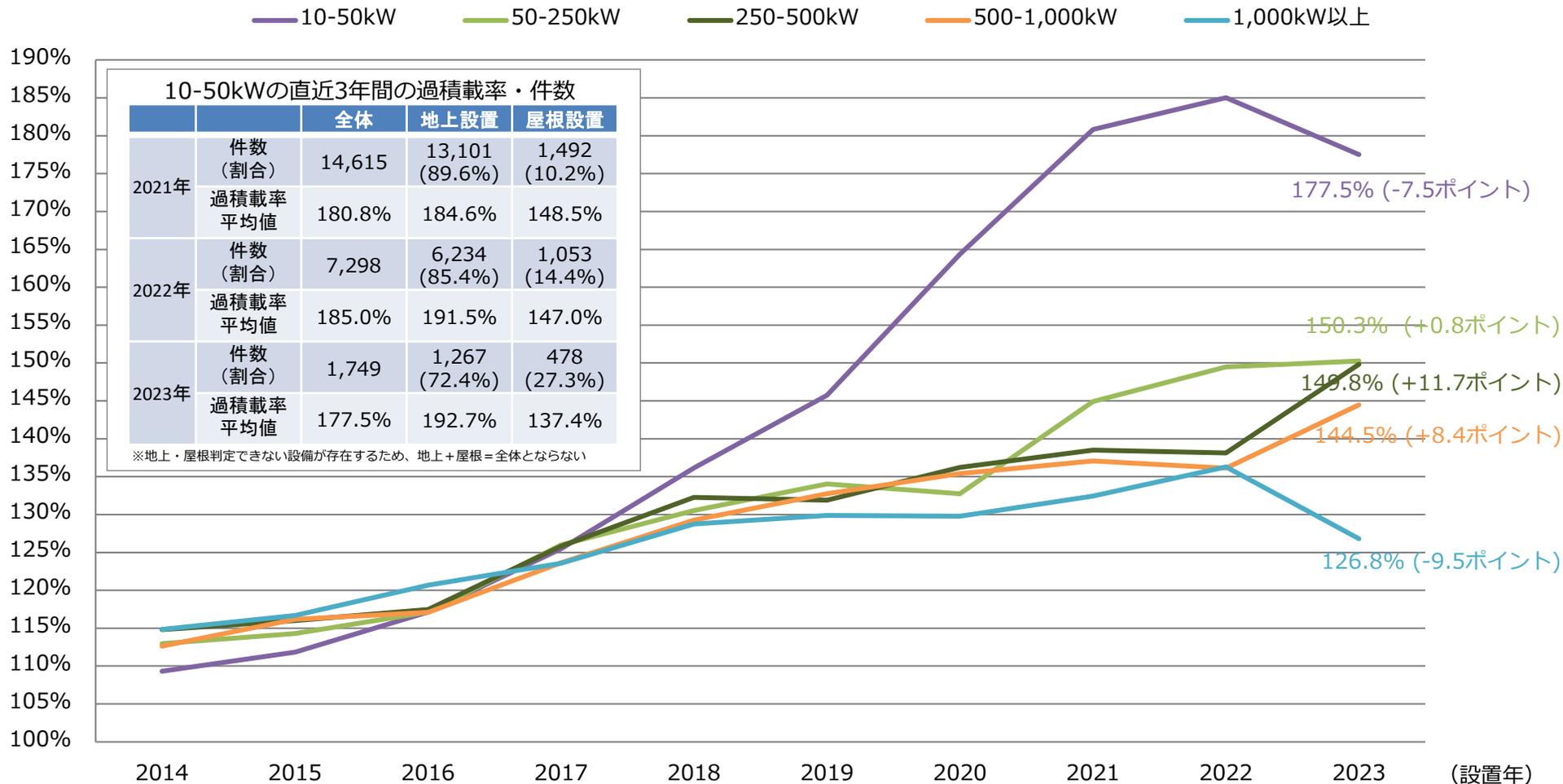
設備利用率（屋根設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.27%	17.78%	18.28%	18.66%
10%	16.03%	16.52%	17.01%	17.77%
15%	15.41%	15.76%	16.28%	16.90%
20%	14.97%	15.16%	15.67%	16.16%
25%	14.61%	14.69%	15.18%	15.69%
26%	14.55%	14.60%	15.10%	15.63%
27%	14.48%	14.52%	15.02%	15.55%
30%	14.31%	14.25%	14.78%	15.37%
35%	14.03%	13.91%	14.44%	15.08%
40%	13.78%	13.61%	14.10%	14.76%
45%	13.53%	13.35%	13.78%	14.42%
50%	13.29%	13.12%	13.53%	14.12%

(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**ことが確認されたが、10-50kWについては、**過積載率の高い地上設置の割合が減少**しており、**2023年度は2022年度に比較して7.5ポイントの減少**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ところ、同区分において地上設置の割合が減少している。

※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67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。

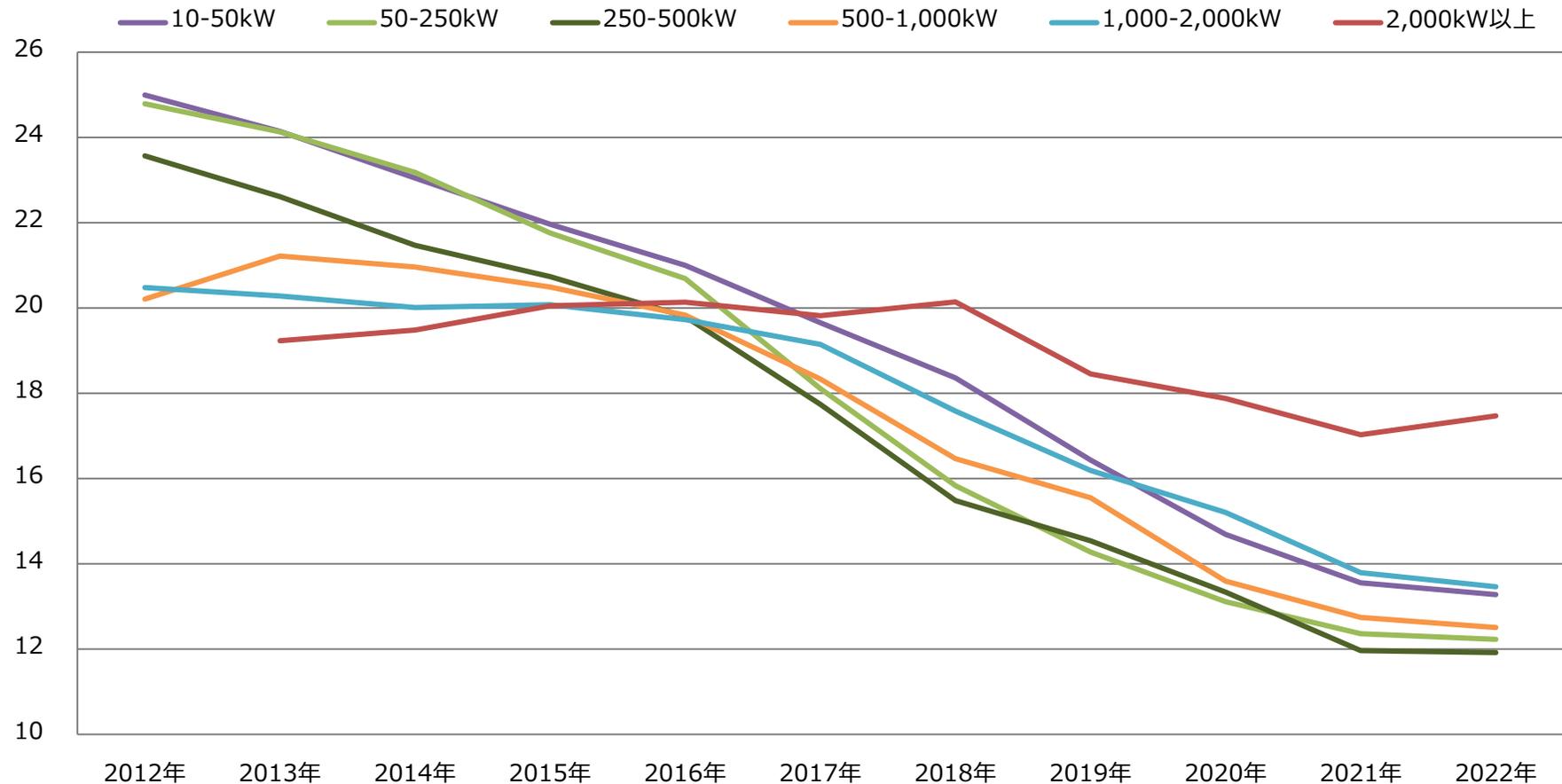


※ 2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

- 各年に設置された事業用太陽光のkWh当たりコストの平均値の推移を見ると、**着実なコスト低減傾向が見られ、2022年設置の平均発電単価は概ね12～14円/kWh程度**となっている。

(円/kWh)

<kWh当たり平均発電単価の推移>



(設置年)

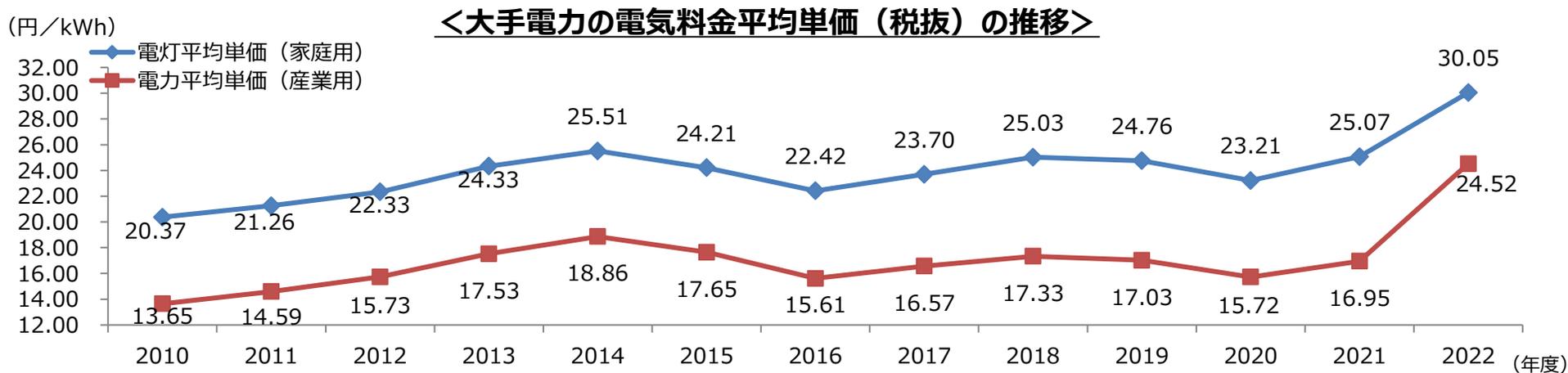
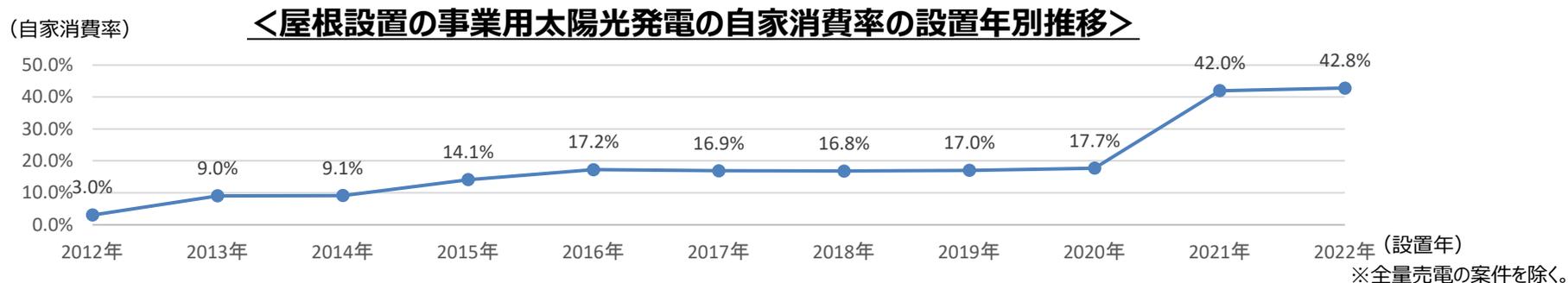
(1) 国内のコスト動向：自家消費分の便益（屋根設置）（案）

- **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16.5%**、特に直近の設置年の自家消費率は**約42%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**の効果がみられる。**自家消費を促す観点から、2025年度の調達価格等の設定にあたっては、2024年度に引き続き、自家消費率を30%と想定して、自家消費便益を計上することとしてはどうか。**

※ 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。その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。自家消費率について、実績値が高いことから想定値を40%に引き上げとも考えられるが、**昨年度においては、直近となる2020年及び2021年に設置された設備の自家消費率に着目しても、16~24%と30%以下**になることを踏まえ、2025年度においては想定値を据え置きつつ、今後の動向に留意して、必要に応じて想定値の見直しを検討することとしてはどうか。

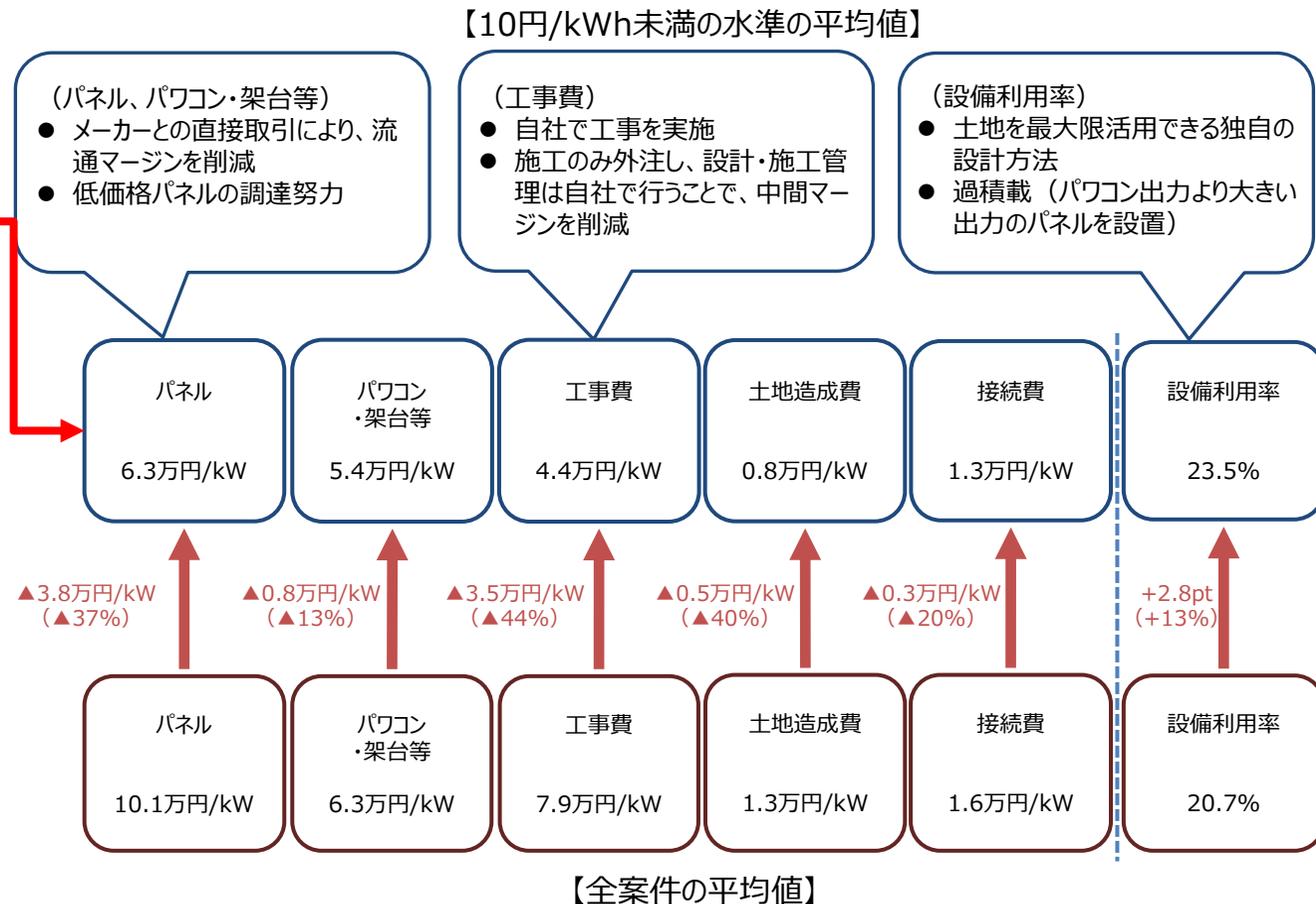
- **自家消費の便益の2025年度の想定値**は、**これまでと同様の考え方**に基づき、**大手電力の直近10年間（2013年度～2022年度）の産業用電気料金単価の平均値**に、**現行の消費税率（10%）を加味した19.56円/kWh**と設定してはどうか。



出典：受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

- 2022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（4,006件）のうち、**655件（16.4%）が10円/kWh未満で事業実施**できている。特に、**14件（0.3%）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6~7割程度**だった。設備利用率は**平均的な案件より1割程度高く、23.5%程度**となっている。

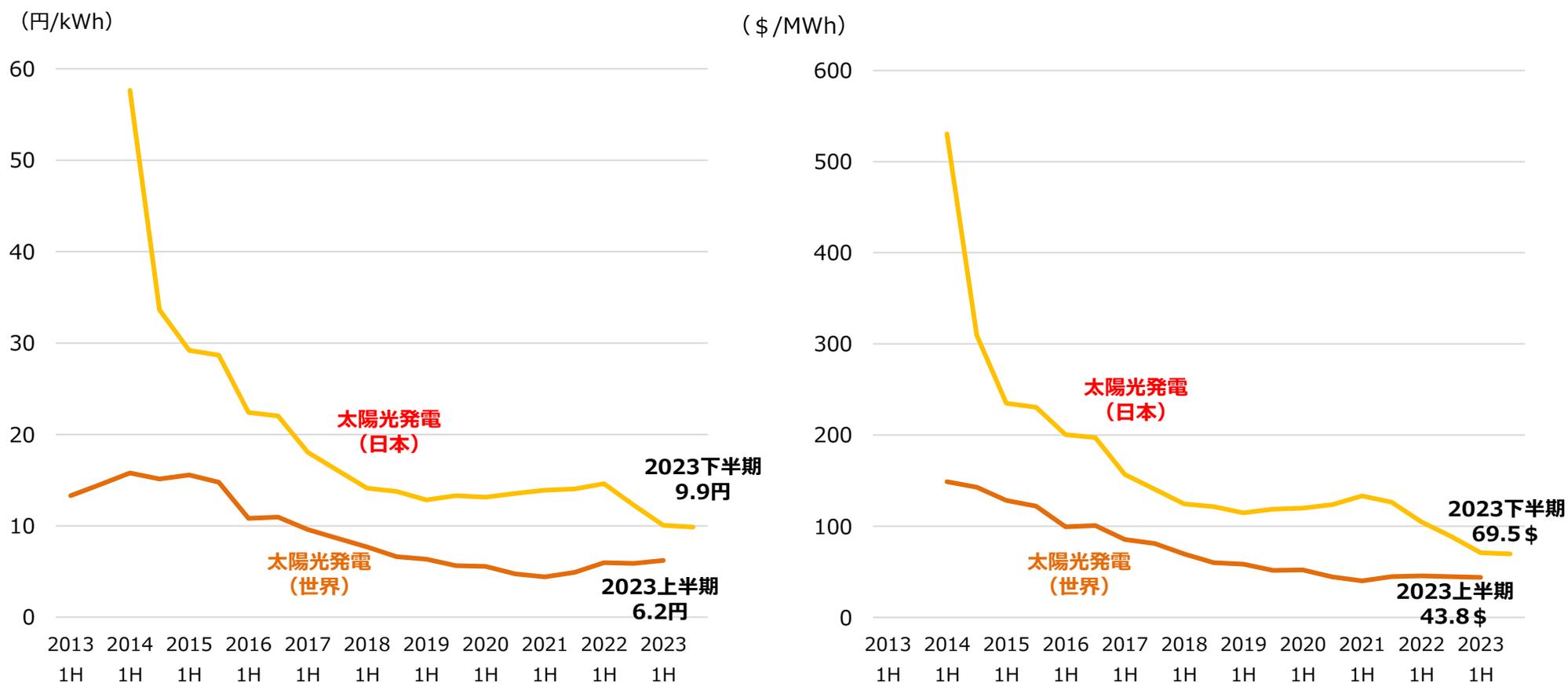
機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	14件
7円/kWh~8円/kWh	78件
8円/kWh~9円/kWh	233件
9円/kWh~10円/kWh	330件
10円/kWh~11円/kWh	485件
11円/kWh~12円/kWh	520件
12円/kWh~13円/kWh	502件
13円/kWh~14円/kWh	460件
14円/kWh~15円/kWh	312件
15円/kWh~16円/kWh	227件
16円/kWh~17円/kWh	184件
17円/kWh~18円/kWh	141件
18円/kWh~19円/kWh	81件
19円/kWh~20円/kWh	68件
20円/kWh以上	371件
合計	4,006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。期中のため日本・世界ともに分析中である点に留意が必要。また、世界の最新データは現時点で得られていない。

(1) 2025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）³⁵

<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、**2025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。
- その際、**運転年数**について、2024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、**50kW以上**については**25年間の運転**を想定。
 - **10-50kW**については、**自家消費型の地域活用要件**を求めているため、**主に屋根設置**であり、**外壁や屋根の塗り替え等も想定される**ことから、**20年間の運転**を想定。
- こうした点を踏まえ、**2025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はどうか。

(※) 2024年度の想定値と同様に、**2025年度の調達期間終了後の売電価格の想定値**については、2016年度（電力小売全面自由化）から2022年度までの**システムプライス平均値**の平均を採用し、**11.6円/kWh**を想定。

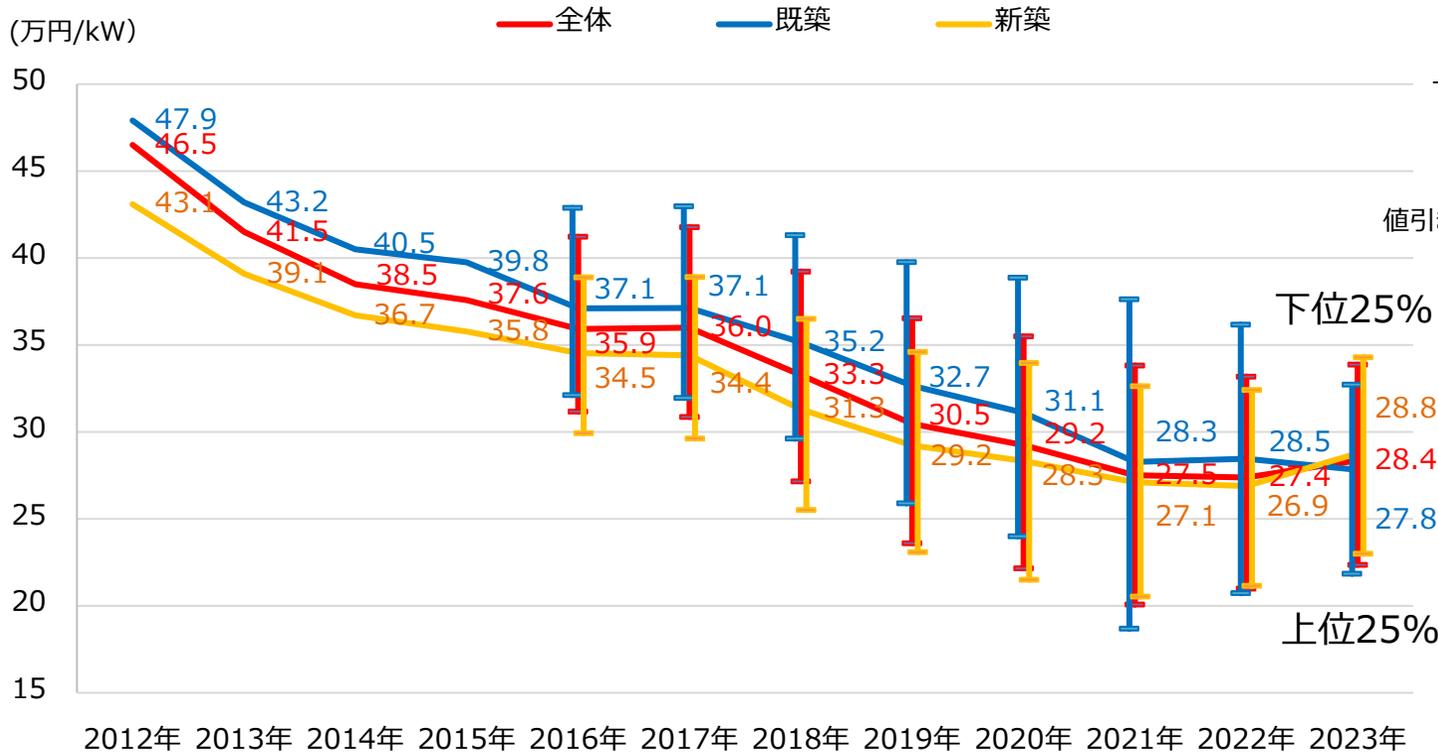
		2025年度 地上・50kW以上	2025年度 地上・10-50kW	2025年度 屋根・10kW以上	(参考) 2024年度 地上・50kW以上	(参考) 2024年度 地上・10-50kW	(参考) 2024年度 屋根・10kW以上
資本費	システム費用	据え置き (11.3万円/kW)	据え置き (17.8万円/kW)	据え置き (15.0万円/kW)	11.3万円/kW	17.8万円/kW	15.0万円/kW
	土地造成費	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-
	接続費用	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (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		据え置き (0.5万円/kW/年)	据え置き (0.5万円/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		-	-	19.56円/kWh	-	-	18.59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		11.6円/kWh	11.6円/kWh	-	10.1円/kWh	10.1円/kWh	-

- なお、**2024年度に導入される発電側課金**に関して、**新規FIT/FIP**については**調達価格等の算定において考慮すること**とされており、上述の調達価格等の設定方法に加えて、**発電側課金について追加的に考慮することとする**。**追加的な考慮のあり方**については、別日の本委員会において検討する。

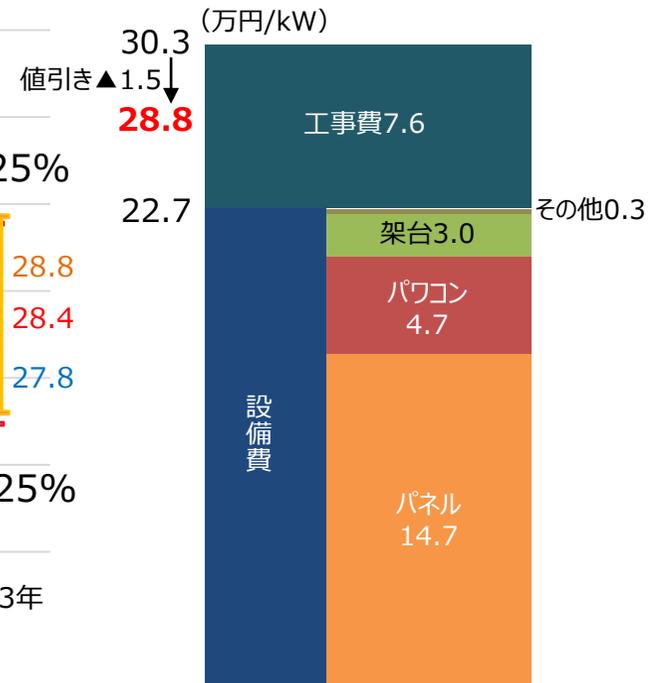
- (1) 2025年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2025年度の住宅用太陽光の調達価格**
- (3) 新たな発電設備区分の創設に関する検討
- (4) 2025年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) 屋根設置太陽光区分の対象の明確化

(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・既築案件ともに概ね低減傾向**にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2023年設置の**平均値は28.8万円/kW（中央値28.8万円/kW）**となり、2022年設置より1.9万円/kW（6.9%）、2021年設置より1.7万円/kW（6.1%）増加した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約51%、工事費が約26%**を占める。



<システム費用（新築）の内訳>



～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）

(2) 国内のコスト動向：システム費用（トッパーナー分析）（案）

- **2025年度の住宅用太陽光のシステム費用の想定値**は、**事業用太陽光（地上設置）と同様の考え方**に基づき、**2024年度の想定値（25.5万円/kW）**を据え置くこととし、**今後のコスト動向を注視していくこと**としてはどうか。

※ 2023年に設置された案件の中央値が、2年前（2021年）に設置された案件の上位51%水準に位置しているところ、**2025年度の住宅用太陽光のシステム費用の想定値**を、2024年度の想定値（25.5万円/kW）から引上げ、**2023年設置案件の上位51%水準の27.81万円/kW**とすることも考えられる。

※ 一方、**効率的な事業実施を促す**観点からは、**トッパー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。また、2023年度においては**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。

住宅用 システム費用					
%	2023年設置 (全体)	2022年設置 (全体)	2021年設置 (全体)	<参考> 2020年設置 (全体)	<参考> 2019年設置 (全体)
5%	14.91	13.86	13.64	15.80	17.86
10%	17.08	15.69	15.50	17.46	20.04
15%	18.94	17.92	17.09	18.98	21.72
20%	20.77	19.52	18.80	20.61	22.79
25%	22.36	20.99	20.07	22.16	23.60
30%	23.93	22.29	21.55	23.49	24.68
35%	25.30	23.78	23.14	24.81	25.96
40%	26.36	25.23	24.69	26.29	27.43
44%	27.19	26.14	25.78	27.59	28.71
45%	27.19	26.40	26.08	27.90	28.81
46%	27.19	26.67	26.30	28.22	29.05
50%	27.75	27.68	27.41	29.38	30.25
51%	27.81	27.81	27.74	29.72	30.48

25.5万円/kW

2年間での価格変動

- 運転維持費については、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4.7万円程度であること（昨年度のヒアリング調査では約3.5万円程度であり、上昇の要因としては人件費増・燃料費増が考えられる。）
 - パワコンについては、20年間で一度は交換され、34.5万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29.2万円程度であり、上昇の要因としては半導体不足、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5,800円/kW/年となり、2024年度の想定値(3,000円/kW/年)を上回った。
- ただし、モジュールの出力保証は25年（無償）等、保証期間が長いものが多いことや、定期点検については、メーカーによっては1回のみの実施が現実的といったことが示唆されていたこと、パワコン本体の費用については、比較製品が異なる事や限られたサンプル数であることには留意が必要である。
- このため、こうした点も踏まえ、2025年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととし、定期点検やパワコン本体の費用動向についても今後もよく注視することとしてはどうか。

(※) なお、定期報告データ（2023年1月～8月）の平均値は約738円/kW/年、ただし、報告の92%が0円/kW/年。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。

<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>

$$\frac{(\text{4.7万円} \times 5 \text{回} + \text{34.5万円})}{\text{5 kW}} \div 20 \text{年間} = \text{約5,800円/kW/年}$$

定期点検費用 パワコン交換費用

- 設備利用率について、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の平均値は14.1%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13.9%となり、想定値（13.7%）と同水準。
- これらを踏まえ、2025年度の設備利用率の想定値は、2024年度の想定値13.7%を据え置くこととしてはどうか。

<過去4年間に検討した設備利用率>

2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
13.7%	13.6%	14.0%	14.1%
平均値：13.9%			
想定値：13.7%			

<余剰売電比率>

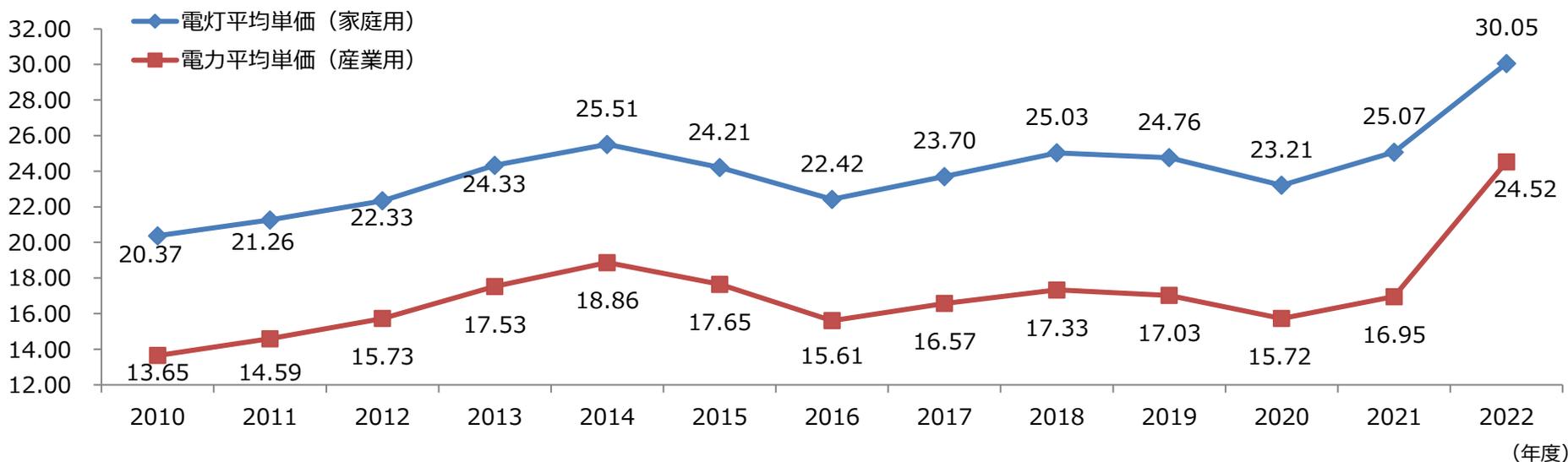
- 余剰売電比率について、2023年1月から2023年8月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、**平均値70.0%（中央値70.0%）**であり、**想定値（70.0%）**と同水準であった。このため、**2025年度の想定値**については、**2024年度の想定値を据え置く**こととしてはどうか。

<自家消費分の便益>

- 2024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（2012年度（FIT制度開始）～2021年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、26.46円/kWhと設定されている。
- 同様の考え方にに基づき、**2025年度の想定値**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の平均値**に、現行の消費税率（10%）を加味した**27.31円/kWh**としてはどうか。

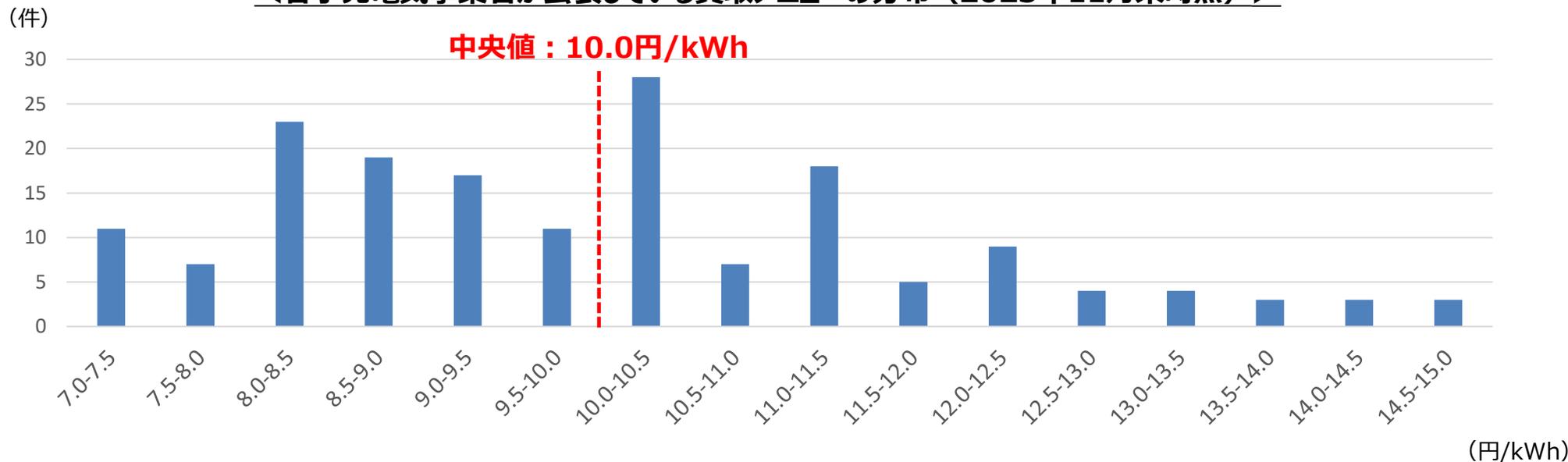
(円/kWh)

<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、2023年11月末時点に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、その中央値は**10.0円/kWh**であった（2022年12月末時点での確認でも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であったり、蓄電池併設等の条件付きであったりす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、**2025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（2023年11月末時点）＞



※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。）。

- (1) 2025年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2025年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 新たな発電設備区分の創設に関する検討**
- (4) 2025年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) 屋根設置太陽光区分の対象の明確化

<太陽光発電>

● 事業用／住宅用太陽光発電の2025年度の調達価格／基準価格

- 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り、より一層の導入拡大が必要。国民負担の低減や地域共生を前提としつつ、より効率的な事業実施・自立化(※)及び導入の拡大を促すために、2025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

- 屋根設置の太陽光発電設備について、導入拡大を進めるため、入札制の適用の免除や、地上設置より高い調達価格／基準価格の設定(価格差の早期の収斂が前提)がなされているところ、認定申請件数等の動向等を踏まえ、そのあり方について、どう考えるか。 適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所(耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等)への導入について、技術開発の進捗も踏まえつつ、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルにおいて、安全性の確保や地域との共生が図られることを前提に、その導入促進について、どう考えるか。

● 事業用太陽光発電の2024年度の入札制

- 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、2024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。

● 事業用太陽光発電の2025年度以降のFIT／FIPの対象

- 50kW以上の太陽光発電については、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を踏まえつつ、2025年度以降のFIT／FIPの対象をどう設定するか。

● 低圧事業用太陽光発電(10-50kW)の地域活用要件

- 営農型太陽光発電の農地転用許可の取得状況等を踏まえて、どう設定するか。

<新たな発電設備区分の創設に関する検討>

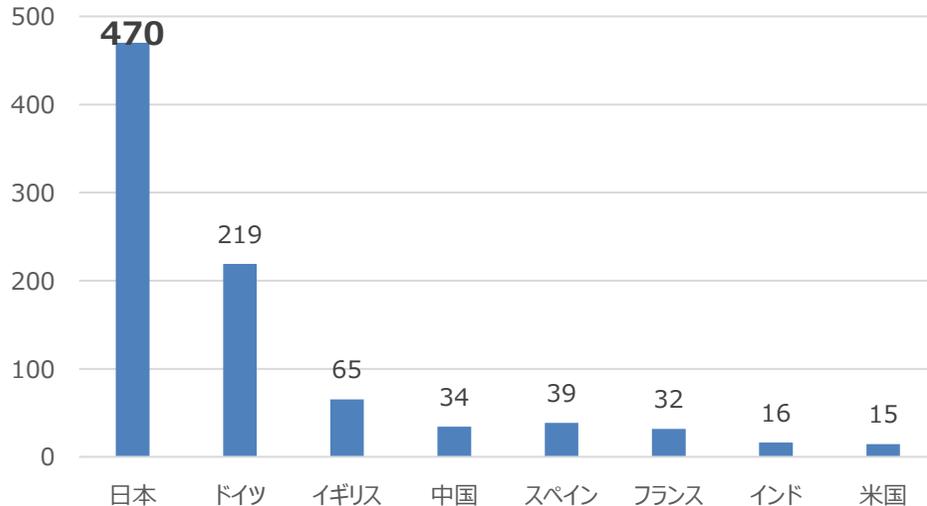
- 今年度の論点として、適地に限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）への太陽光発電設備の導入について、技術開発の進捗も踏まえつつ、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルにおいて、安全性の確保や地域との共生が図られることを前提に、その導入促進について検討することとしている。
- 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面（変換効率や耐久性等）でも今後、既存電池に匹敵することが期待されるペロブスカイト太陽電池については、現在、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発段階から社会実装まで切れ目なく支援を行っている。こうした中で、2025年の事業化を表明するなど、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在するとともに、開発の進展によりユーザー企業の関心が高まっており、今後市場の広がりが期待されている。
- 政府では、12月15日のGX実行会議において、次世代型太陽電池についても、重点22分野の1つとして位置づけ、「分野別投資戦略」を策定。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いく方針を掲げている。
- 量産技術の確立については、2023年度中に、様々な業種・分野における導入・需要サイドと連携した大規模実証を対象とした公募を開始するとともに、生産体制整備に向けては、2024年度当初予算案に、サプライチェーン構築のための生産拠点整備支援を盛り込み、投資の「規模」と「スピード」でも競争し、諸外国に先駆け、早期の社会実装を進めていくこととされている。
- こうした中で、需要の創出に向けては、同戦略の中で、2025年からの事業化を見据え、2020年代年央に、100MW/年規模、2030年を待たずにGW級の量産体制を構築することを前提に、ペロブスカイト太陽電池の導入目標を策定するとともに、その達成に向けた導入支援策について検討することとしている。

- こうした状況を踏まえ、ペロブスカイト太陽電池の需要創出を促すため、今年度以降の本委員会において、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てはどうか。その際には、例えば、次のような点が論点になり得ると考えられるが、他に検討すべき視点はあるか。
 - ① 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。
 - ② 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。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。
 - ③ 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について、どのように考えるか。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。

(※) 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①-③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、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てはどうか。

- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、太陽光の導入を拡大するためには、**立地制約の克服**が鍵。
- **日本は既に平地面積あたりの導入量は主要国で1位**であるが、**地域と共生しながら、安価に事業が実施できる太陽光発電の適地が不足している**という声があがっている。
- **既存の技術では設置が困難だった場所** (耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等) にも導入を進めるため、**軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面 (変換効率や耐久性等) でも既存電池に匹敵する次世代型太陽電池**の開発が不可欠。

(kW/km²) 【平地面積あたりの太陽光設備容量】



ビル壁面等に太陽光パネルを設置するイメージ



出所：大成建設 (株)

(出所) 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 Market Report Series - Renewables 2020 (各国2019年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2020年度確報値)、FIT認定量等より作成

(参考) 諸外国におけるペロブスカイト太陽電池の開発動向

GX実行会議 分野別投資戦略 参考資料 (次世代再エネ) より抜粋・一部修正

- 中国では、**2015年頃からペロブスカイト太陽電池関連のスタートアップ企業が複数設立**。多数の企業や大学が中国国内での特許取得を進めていると見られ、**研究開発競争は激化**。**Dazheng**や**GCLPerovskite**などをはじめとして、**量産に向けた動き**が見られる状況。
- 英国では、オックスフォード大学発スタートアップの**オックスフォードPV**は、**タンデム型（複数種を組み合わせた電池）太陽電池技術**の商品化・量産化・製造プロセスの開発に注力しており、**2025年前後の大量生産**を目指している。
- ポーランドのスタートアップ企業である**サウレ・テクノロジーズ**は、**屋内向けの電子商品タグ等**のペロブスカイト太陽電池の開発を進めており、**2023年内の商用化を計画**するとともに、**壁面を用いた実証の取組を開始**。

<中国・DaZheng Micro-Nano Technologies (大正微納科技有限公司) >

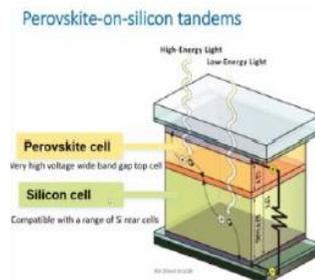
- 2012年から研究開発に着手。2020年にペロブスカイト太陽電池で**21%の変換効率**を実現（3mm角程度のセル）と発表。
- **2023年7月14日に100MW級の生産ライン構築に向けた調印式を開催**。ただし、**モジュールの性能（特に耐久性）については不明**。

<中国・GCL Perovskite>

- 太陽光パネルメーカー大手のGCLを親会社に持つ2019年創業のスタートアップ企業。
- **発電効率16%以上を達成し、2024年には、生産ライン整備に100億円を投資し、量産に向けた体制構築を進める**ことを計画中。

<英国・オックスフォードPV>

- 2023年に**ペロブスカイト・シリコンのタンデム型で28.6%の変換効率**を実現（160mm角のセル）。
- タンデム型が中心であり、住宅・発電事業用などがターゲット。**2025年前後の大量生産**を目指す。



<ポーランド・サウレ・テクノロジーズ>

- **スーパーなどで用いられる電子値札**について、**パイロットラインで量産化を進めている**。
- **2023年内に少量から商用化**を行う計画。
- この他、**オフィスの壁面**を用いて、**52枚のペロブスカイト太陽電池モジュール（1.3m×0.9m²）規模での実証の取組を実施**。



この他、UtmoLight（中国）、Microquanta（中国）、CATL（中国）、Meyer Burger（スイス）、Caelux Corporation（米国）など、各国の多数の企業で研究開発が進められている。

(出所) 各社HP、公表情報及び委託調査による

GX実行会議 分野別投資戦略 参考資料 (次世代再エネ) より抜粋・一部修正

- ペロブスカイト太陽電池は、ヨーロッパや中国を中心に技術開発競争が激化している状況にあるが、日本は世界最高水準に位置し、特に製品化のカギとなる大型化や耐久性の分野でリードしている状況。
- 例えば、積水化学工業は、現在、30cm幅のペロブスカイト太陽電池のロールtoロールでの連続生産が可能となっており、耐久性10年相当、発電効率15%の製造に成功。既に建物壁面への実装工事も行われるなど、実証の取組も進捗が見られており、11月15日には、世界初となる1 MW超の建物壁面への導入計画が公表された※。
※なお、現行のシリコン系太陽光パネルは出力保証20~25年、発電効率20%程度が一般的
- 今後、1 m幅での量産化技術を確立させ、2025年の事業化を目指している。



ロールtoロールによる製造

出所：積水化学工業（株）HP



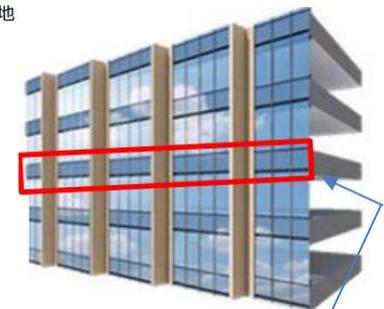
建物壁面への実装工事の様子

出所：積水化学工業（株）HP

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地再開発事業 世界初 フィルム型ペロブスカイト太陽電池による 高層ビルでのメガソーラー発電を計画

第一生命保険、中央日本土地建物、東京センチュリー、
東京電力P G、東電不動産、東京電力HD

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ



スパンドレル部（※）外壁面内部

（※）本計画では、ビルの各階の床と天井の間に位置する防火区画に位置する外壁面

1 MW導入計画プレスリリース

出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD HPより一部加工

- 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、今年度中に、③次世代型太陽電池実証事業を公募開始予定。

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年度予算案として、GXサプライチェーン構築支援事業(R6年度548億円(国庫債務負担行為を含め総額4,212億円))を計上。
- 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
- 諸外国とも連携した耐久性などの評価手法等の国際標準化
- アジア、欧米など、有志国と連携した海外市場獲得

※「次世代型太陽電池の開発」プロジェクトの拡充

(見直前) : 上限498億円

GX実行会議 分野別投資戦略 参考資料 (次世代再エネ) より抜粋・一部修正

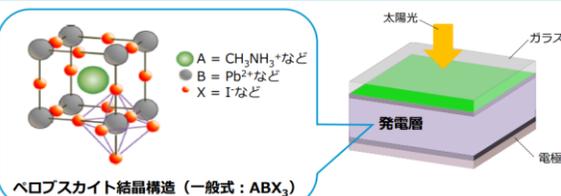
- 次世代型太陽電池のペロブスカイト太陽電池は、軽量、柔軟といった特徴を有することから、これまで設置が困難であった場所にも設置を可能とするとともに、主な原料であるヨウ素は、日本が世界シェアの30%を占めるなど、強靱なエネルギー供給構造の実現にもつながる次世代技術。
- こうしたことから、グリーンイノベーション基金において、「次世代型太陽電池の開発プロジェクト」(498億円)を立ち上げ、2030年の社会実装を目指している(目標:2030年度までに、一定条件下での発電コスト14円/kWh以下)。
- これまでの支援を通じて、例えば、積水化学工業(株)は発電効率15%&耐久性10年相当を達成するなど、研究開発の成果が実りつつある一方、中国や欧州をはじめとして、諸外国との競争が激化する状況にある中、我が国が競争を勝ち抜くためには、支援の拡充を通じて、2030年を待たずして社会実装を実現することが必要。

研究開発内容の拡充

【研究開発内容①】

次世代型太陽電池基盤技術開発事業

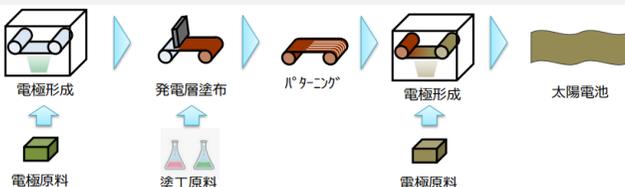
- 変換効率と耐久性の向上に向け、最適な材料を探索し、分析評価技術を開発。
- 実際に事業化される大型モジュールに対応したデバイスの欠陥評価や特性・耐久性に深く関与する組成分布の分析などの基盤技術の拡充等を行い、企業の開発・実証と連携を前提に、フェーズ3の最終年度を念頭に、期間を最大5年間延長。



【研究開発内容②】

次世代型太陽電池実用化事業

- 製品レベルの大型化を実現するための各製造プロセスの個別要素技術の確立に向けた研究開発を実施。
- 製造技術の確立と合わせて、テスト的に実証を行い、その結果を性能向上等にフィードバックすることを通じて発電コストの向上に取り組むべく、拡充。



2023年度以降公募予定

【研究開発内容③】

次世代型太陽電池実証事業

- 安定した品質かつ大量生産可能な量産技術の確立と設置方法・施工方法等を含めた性能検証のため、引き続き製造プロセスの個別要素技術の改善に取り組むとともに、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、拡充。

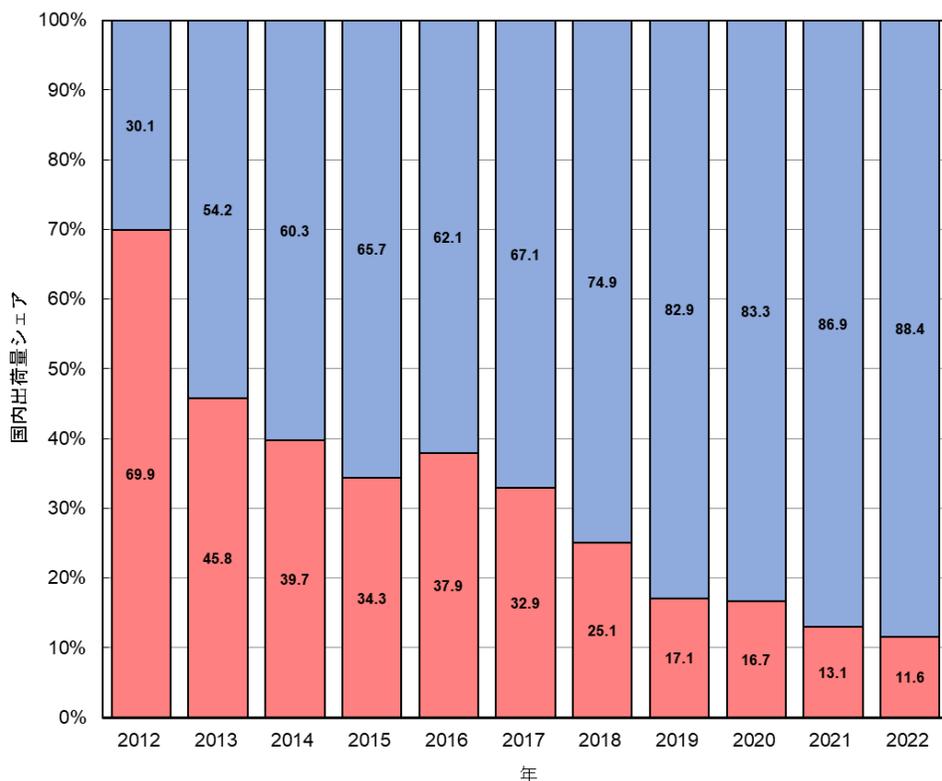


出典) 大成建設(株)

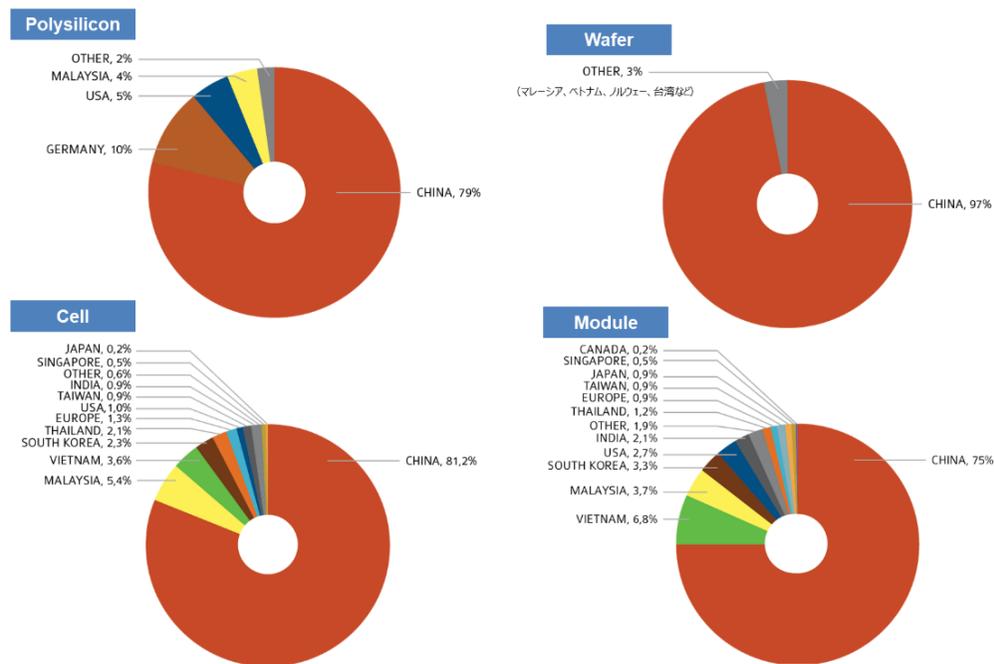
GX実行会議 分野別投資戦略 参考資料 (次世代再エネ) より抜粋・一部修正

■ 太陽光パネルの世界市場は、**欧州や中国等での導入が加速化し、海外市場が猛烈なスピードで急拡大**する中で、**市場の拡大を見通した設備投資の不足や厳しい価格競争**により、日本企業はシェアを落とした。

日本国内出荷量シェアの推移



シリコン系太陽電池のサプライチェーンのシェア



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

凡例 赤棒：国内生産 / 国内出荷量
青棒：海外生産 / 国内出荷量

(出所) (一社) 太陽光発電協会 出荷統計

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

1

分析

- ◆ 太陽光発電は、2030年度の電源構成14~16%に向けて、2022年度の9%から増加させるとともに、カーボンニュートラルに向けて、引き続き導入拡大に取り組んでいく必要があるが、既に国土面積あたりの導入容量は主要国の中で最大。こうした中、次世代型太陽電池であるペロブスカイト太陽電池は、従来設置が困難な場所にも導入が可能であり、今後の太陽光発電の導入拡大の有力な選択肢。
- ◆ 主要原料のヨウ素は国内で生産されるなど、各原材料の国内調達が可能であり、特定国からの原料供給状況に左右されない強靱なエネルギー供給構造の実現につながる。
- ◆ 加えて、太陽光発電市場は、世界的にも、導入量が毎年右肩上がり増加（2021年：176GW、2022年：234GW）しており、世界的な市場の獲得も期待される。
- ◆ シリコン系太陽電池では、欧州や中国等での導入が加速化し、海外市場が猛烈なスピードで急拡大する中で、市場の拡大を見通した設備投資の不足や厳しい価格競争により、日本企業はシェアを落とした。
- ◆ ペロブスカイト太陽電池では、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るが、投資の「規模」と「スピード」でも競争し、諸外国に先駆け、早期の社会実装を進めていく。

<再エネ導入推移>

	2011年度	2022年度	2030年新ミックス
再エネの電源構成比 発電能力: 億kWh 設備容量: GW	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% 48億kWh	9.2% 926億kWh	14-16%程度 1,290~1,460億kWh

<方向性>
 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通じて、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やその達成に向けて必要なアプローチを通じて、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。

※なお、ペロブスカイト太陽電池以外の次世代型太陽電池についても、引き続き可能性を追求していく。

今後10年程度の目標 ※累積

国内排出削減：約2,000万トン

官民投資額：約31兆円～※の内数

※再生可能エネルギー：約20兆円～、次世代ネットワーク：約11兆円～の合計

2

GX先行投資

- ① 2025年の事業化、その後の更なる性能向上のためのR&D
- ② 様々な業種・分野における導入・需要サイドと連携した大規模実証
- ③ サプライチェーン構築に向けた大規模投資
- ④ 需要支援を通じた初期需要創出

<投資促進策> ※GXリーグと連動

- ◆ GI基金によるR&D・大規模実証などの社会実装加速 ※措置済み
- ◆ 生産拠点整備のためのサプライチェーン構築支援
- ◆ 需要支援策の検討 ※右記参照

+

- 省エネ法における各産業分野の非化石エネルギー転換措置による導入促進
- 建築物省エネ法における再エネ利用促進区域制度等との連携検討
- 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

3

GX市場創造

- <導入目標の策定>**
- ◆ 次世代型太陽電池の導入目標の策定
 →2025年からの事業化を見据え、2020年代年央に、100MW/年規模、2030年を待たずにGW級の量産体制を構築することを前提に検討。
 - ◆ 特に、公共施設の導入目標は先行して検討。
- <導入支援策の検討>**
- ◆ 政府実行計画への位置付けや地方公共団体実行計画制度を通じた、政府・地方公共団体等の公共施設での率先導入
 - ◆ 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の検討
 - ◆ 様々なフィールドでの導入に向け、関係省庁が連携して推進
 { ex:建築物壁面（公共施設・ビル）、耐荷重性低い屋根（工場・倉庫・学校施設）、公共インフラ（空港・鉄道）、モビリティ、IoT機器 }
- <海外展開・市場獲得>**
- ◆ 欧米等とも連携した評価手法等の国際標準化
 - ◆ 各国のエネルギー事情を踏まえ、アジア、欧米などの海外市場獲得

分野別投資戦略

先行投資計画

※政府は計画を踏まえ、専門家の意見も踏まえ、採択の要否、優先順位付けを実施
※採択事業者は、計画の進捗について、毎年経営層へのフォローアップを受ける

排出削減の観点

- ◆ 自社の削減、サプライチェーンでの削減のコミット (GXリーグへの参画等)
- ◆ 先行投資計画による削減量、削減の効率性 (事業規模÷削減量)

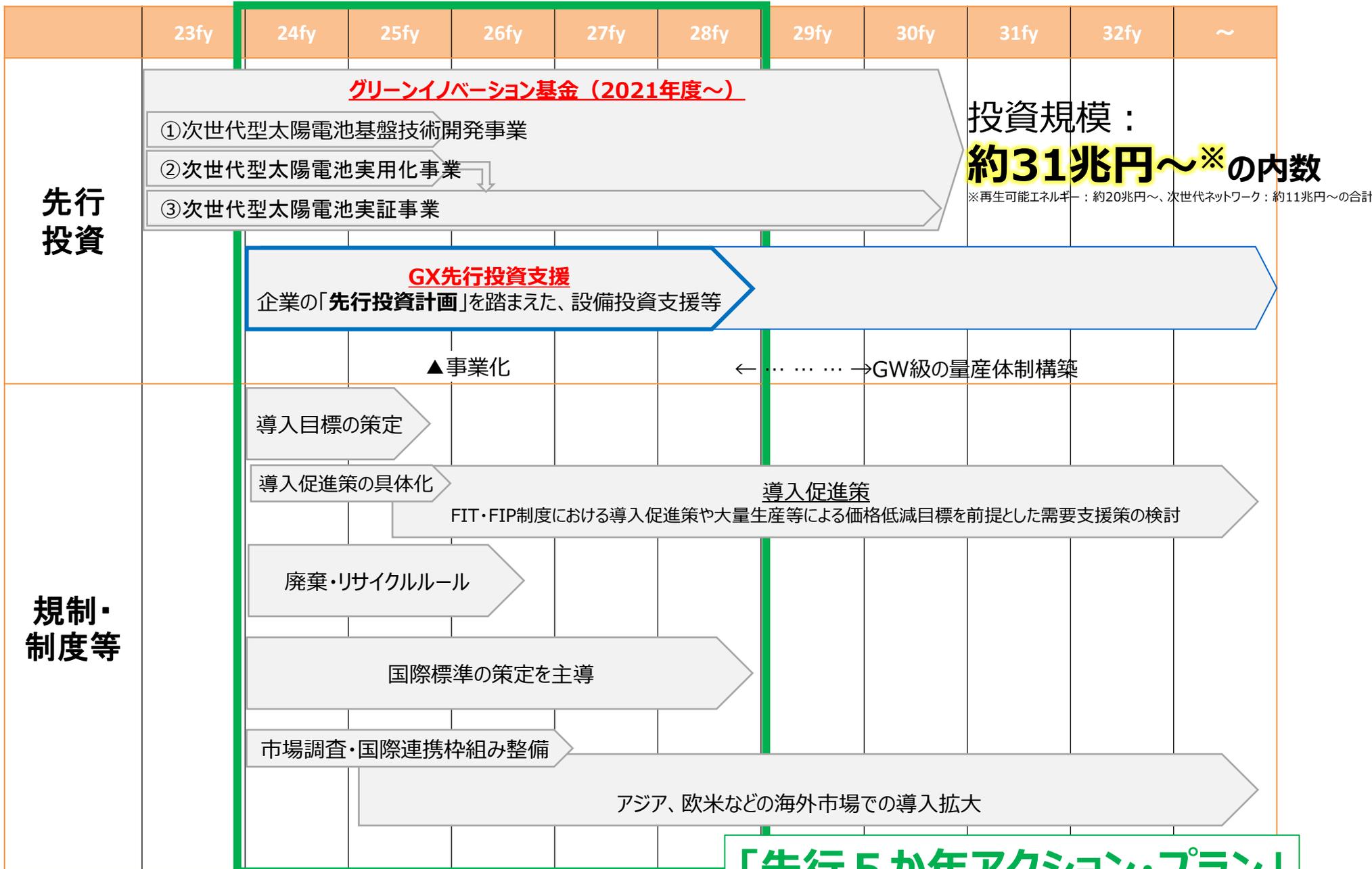
+

産業競争力強化

- ◆ 自社成長性のコミット (営業利益やEBITDAなどの財務指標の改善目標の開示) 等
- ◆ 国内GXサプライチェーン構築のコミット
- ◆ グリーン市場創造のコミット (調達/供給) 等

その他項目

- ◆ 国内市場だけでなく、海外市場の獲得も含めた事業計画を策定すること
- ◆ 更なる発電コストの改善に資する技術開発・実証の取組を継続すること
- ◆ 販売した太陽電池を適切に管理し、回収まで行うなど、資源循環に配慮したビジネスモデルであること 等



投資規模：
約31兆円～※の内数

※再生可能エネルギー：約20兆円～、次世代ネットワーク：約11兆円～の合計

GXサプライチェーン構築支援事業

国庫債務負担含め総額**4,212億円** ※令和6年度予算案額548億円（新規）

事業の内容

事業目的

カーボンニュートラルを宣言する国・地域が増加し、排出削減と産業競争力強化・経済成長をともに実現するGXに向けた長期的かつ大規模な投資競争が熾烈化している。

このような背景の下、我が国における中小企業を含む製造サプライチェーンや技術基盤の強みを最大限活用し、GX実現にとって不可欠となる、水電解装置、浮体式洋上風力発電設備、ペロブスカイト太陽電池、燃料電池等をはじめとする、GX分野の国内製造サプライチェーンを世界に先駆けて構築することを目的とする。

事業概要

我が国において中小企業を含めて高い産業競争力を有する形でGX分野の国内製造サプライチェーンを確立するため、水電解装置、浮体式洋上風力発電設備、ペロブスカイト太陽電池、燃料電池等に加えて、これらの関連部素材や製造設備について、世界で競争しうる大規模な投資を計画する製造事業者等、もしくは現に国内で生産が限定的な部素材や固有の技術を有する製造事業者等に対して、補助を行う。

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



【補助対象例】



水電解装置



浮体式洋上風力
発電設備



ペロブスカイト太陽電池

※対象者の選定にあたっては、真に産業競争力の強化につながるよう、支援対象者に以下の趣旨の内容等を求めることとする。

- ・企業トップが変革にコミットしていること
 - ・将来の自立化も見据えながら、自ら資本市場から資金を呼び込めること
 - ・市場の需要家を巻き込む努力をしていること
- 等

成果目標

洋上風力産業ビジョン（2020年12月）に掲げる国内調達比率60%目標（2040年まで）を達成することなど、対象となる分野ごとに成果目標を個別に設定する。

- (1) 2025年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2025年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 新たな発電設備区分の創設に関する検討
- (4) 2025年度にFIP制度のみ認められる対象等**
- (5) 屋根設置太陽光区分の対象の明確化

<FIP制度のみ認められる対象>

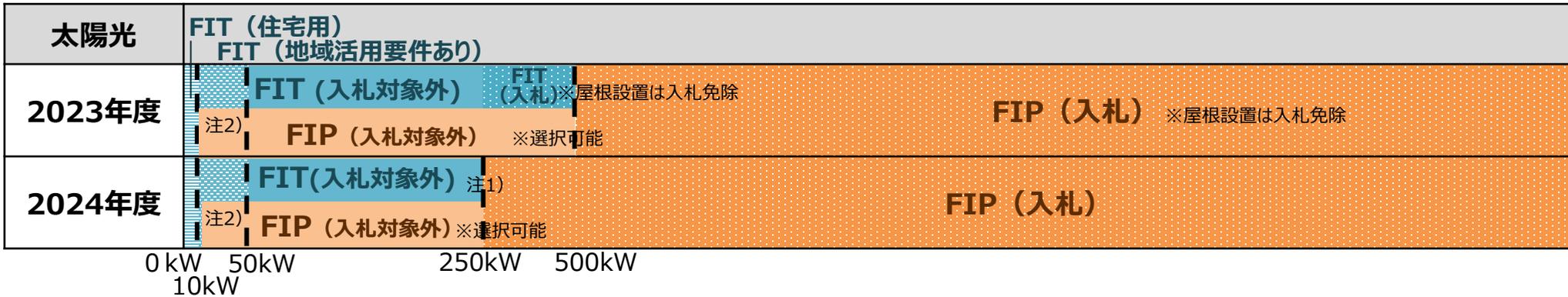
- FIP制度のみ認められる対象については、欧州諸国においても段階的にFIP対象を拡大してきたことや、250-500kWの区分は50kW以上の範囲において最も件数の多い区分であることを踏まえ、2023年度は500kW以上、2024年度は250kW以上という形で、段階的にFIP制度のみ認められる対象の拡大を進めていくこととしており、2025年度については、昨年度の委員会において、今後の動向も踏まえて検討することとした。
- 現時点では、太陽光について、以下のとおり**FIP新規認定・移行認定に関する一定の進捗**が確認されているところ。

太陽光 FIP認定	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
合計	176.4	87	55.2	125	231.5	212
1,000kW以上	162.1	25	19.2	11	181.3	36
500-1,000kW	8.7	10	12.5	18	21.2	28
250-500kW	1.9	4	7.6	19	9.5	23
50-250kW	2.1	10	15.8	77	18.0	87
50kW未満	1.6	38	0.0	0	1.6	38

※2023年10月1日時点。「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

- 再エネの電力市場への統合を促すためには、引き続き**FIP制度のみ認められる対象の拡大を進めていくことが重要であり、50kW以上250kW未満**の区分についても、さらなる導入に向けて同区分を**FIP制度のみ認められる対象とすることも考えられる。**
- 一方、**50kW以上250kW未満**の区分のうち、FIP新規認定・移行認定容量が同区分の認定容量全体に占める割合が限定的であることには留意が必要。
- こうした状況を踏まえ、2025年度の**FIP制度のみ認められる対象**については、FIP認定の今後の状況や、FIP制度を活用する発電事業者の契約先である小売電気事業者・アグリゲーターの動向等も勘案しながら、来年度の委員会において、50kW以上に拡大するか、または250kW以上そのまま据え置くこととするかについて改めて検討することとしてはどうか。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光) のイメージ (再掲)



注1) 太陽光の2024年度の入札対象の閾値は、2023年度の委員会で議論。上記は2023年度の閾値をそのまま仮定している。

注2) 事業用太陽光は、2023年度以降、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。

(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

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58回) (2023年12月19日) 事務局資料より抜粋・一部修正

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

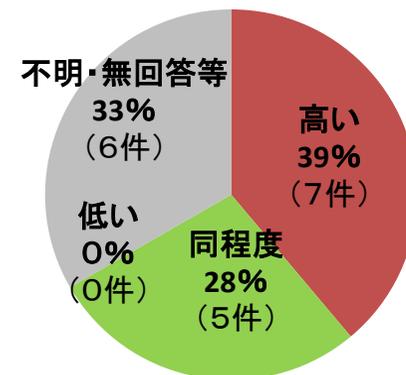
【調査事項】

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

【調査対象】

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

【調査結果】



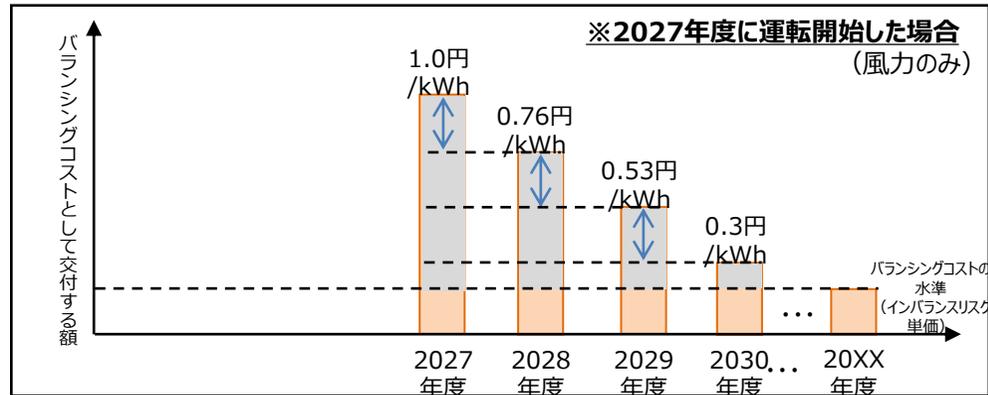
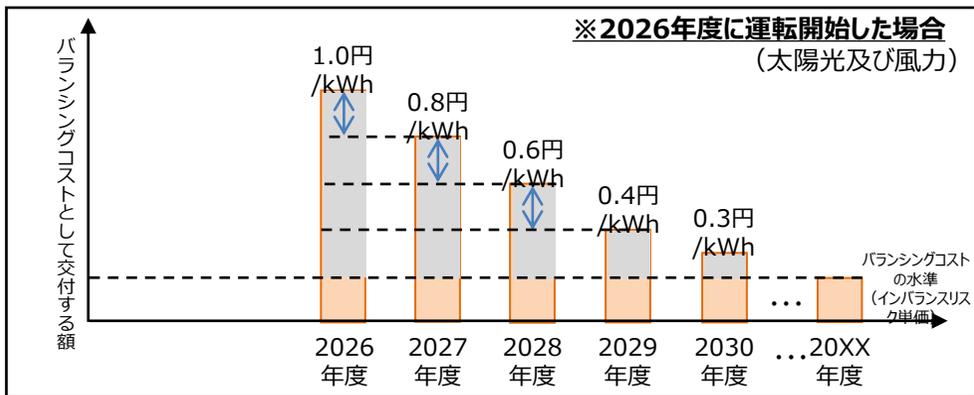
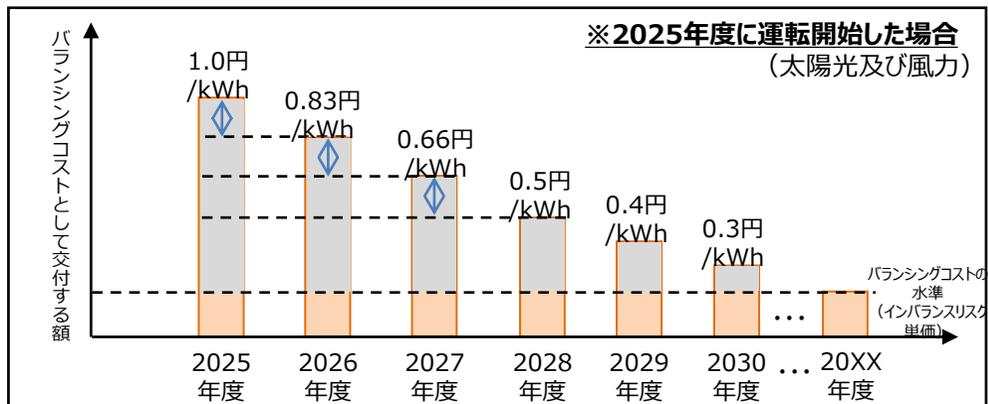
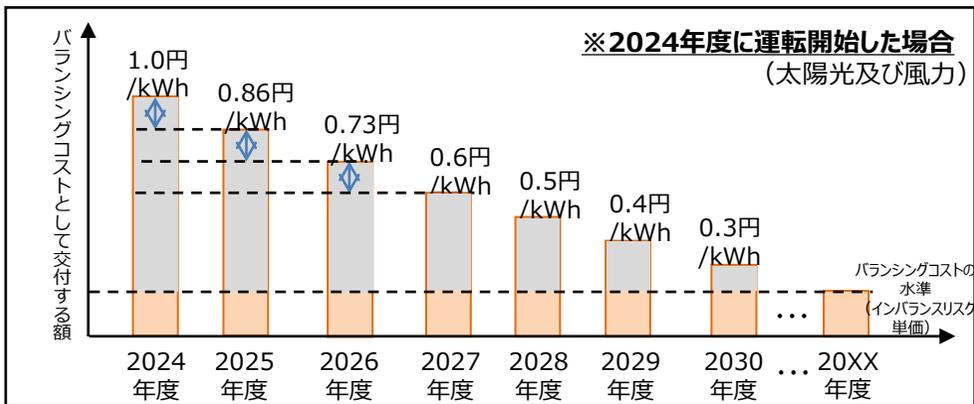
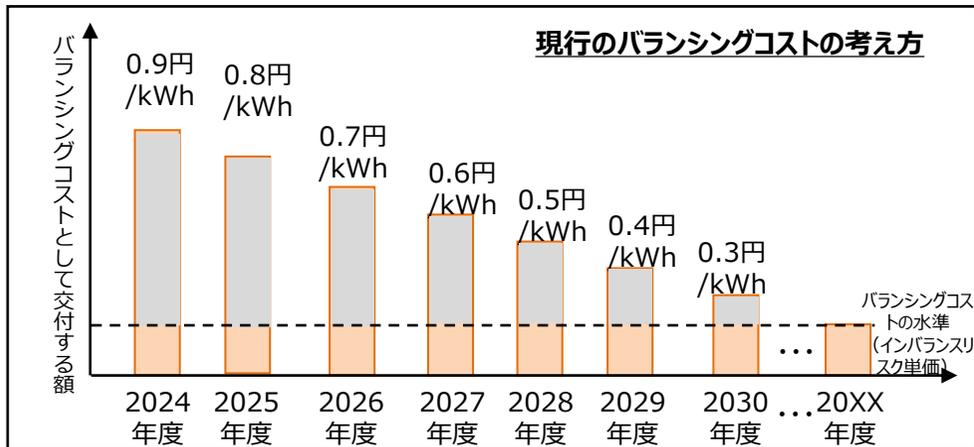
(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

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58回) (2023年12月19日) 事務局資料より抜粋・一部修正

- 以上の点を踏まえ、事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、例えば次のような制度とする方向で検討を行うこととしてはどうか。
 - FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関して一定のコストを要する中で、必要なバランシングコストを交付し、FIP制度の活用を促進することが必要である。
 - このため、FIP制度として運転を開始した事業に交付するバランシングコストについて、運転開始初年度を1.0円/kWhとした上で、2年目・3年目については段階的に低減させ、4年目以降は現行制度において定められた額とすることとしてはどうか。段階的な低減については、1年目から4年目までに掛けての各年の低減額が均一となるように額を設定する (p.62参照) こととしてはどうか。
 - 上記の措置については、FIP制度の早期活用と迅速な運転開始を促進する観点 (例：現行制度における太陽光発電・風力発電の運転開始期限は、それぞれの原則的なケースで、3年・4年) や、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて再エネ導入を加速させる観点を踏まえ、
 - 太陽光発電については、2024～2026年度までの3年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
 - 風力発電については、2024～2027年度までの4年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
- (※) 上記の詳細の検討は、FIP認定事業者が得るべき収益水準に関連することから、調達価格等算定委員会において行うこととしてはどうか。
- 併せて、発電量予測の精度向上・コスト低減を図るため、FIP制度を活用する再エネ発電事業者 (アグリゲーター)、金融機関、研究機関、気象予測ビジネスを実施する民間企業等と連携して、具体的手法の検討を加速させることとしてはどうか。

(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

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58回) (2023年12月19日) 事務局資料より抜粋・一部修正



- 事務局案は、現行のバランシングコストの制度に比べ、より早期にFIP制度に移行・参入するインセンティブを高める仕組みとなっており、事務局案に賛同する。
- 事務局案は、FIP移行に当たって、発電事業者が発電量予測等を行うことに伴い生じる負担を軽減する提案であり、違和感はない。
- 事務局案は合理的だが、今後バランシングコスト低減につながるノウハウが民間に浸透していく方法については、継続的に検討してもらいたい。
- FIP移行を促す効果がどれだけあるのかという点については論点となり得る。
- バランシングコストは、電源種やプロジェクト規模により大きく異なるため、この点にも留意が必要。
- バランシングコスト見直しについては、事業者の実態をさらに詳しく把握し、引き続き、本委員会（大量導入小委員会）でも議論が必要。

- (1) 2025年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格
- (2) 2025年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 新たな発電設備区分の創設に関する検討
- (4) 2025年度にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) 屋根設置太陽光区分の対象の明確化**

<屋根設置太陽光区分の対象と、建築基準法上の建築物の特例措置について>

- 屋根設置太陽光区分の対象については、太陽光発電設備を設置する建物の構造等を確認するため、建築基準法に基づく**検査済証の写し**の提出を求めている。
※申請ベースの容量であることに留意が必要だが、**屋根設置区分**については**2023年10月1日から12月15日までに合計607件（85,000kW）の申請**があった。
- 一方で、畜舎等の構造等については、**畜舎等の建築等及び利用の特例に関する法律（以下「畜舎特例法」という。）**において、畜舎等の建築等及び利用に関する計画（以下「畜舎建築利用計画」という。）の**認定を受けた計画に基づいて建築等される畜舎等**（以下「認定畜舎等」という。）に関して**建築基準法の特例を定める**こととしている。
- 畜舎特例法は、畜舎等の**利用方法等に関する利用基準**と畜舎等の**構造等に関する技術基準**とを組み合わせることにより、両者が相まって**畜舎等の安全性を担保**するもので、認定対象としてはA構造畜舎等とB構造畜舎等の2区分がある。
- 認定畜舎等については、**建築基準法令は適用しない**こととされているが、建築物の安全性については、**畜舎特例法において適切な基準が設けていること及び当該基準を満たしていると都道府県知事が認定することをもって担保される**。加えて、都道府県への**定期的な利用状況の報告**や、畜産農家等に対する**報告徴収や立入検査**を通じて、認定を受けた畜舎建築利用計画に基づく畜舎の利用がなされているかを確認することとなっており、**認定基準への違反が確認された場合には、違反を是正するための措置命令の対象**となる。また、都道府県による家畜伝染病予防法等**その他の法令に基づく現地調査の際にも違反が確認されれば、畜舎特例法に基づく措置命令等の対象**となる。

<A構造畜舎等の扱いについて>

- 以上を踏まえ、**認定畜舎等のうち、建築基準法と同等の技術基準を満たしているA構造畜舎等の屋根**に設置する太陽光発電設備については、**FIT/FIP制度における屋根設置太陽光区分の対象に含む**こととしてはどうか。なお、**B構造畜舎等**については、建築基準法より緩和された技術基準を要件としているため、**FIT/FIP制度における屋根設置太陽光区分の対象には含めない**こととしてはどうか。
- 具体的には、A構造畜舎等に関する**畜舎建築利用計画の認定通知書及び申請書（副本）**の提出をもって、**検査済証の提出に代える**ことができることとしてはどうか。
- なお、令和5年3月31日時点におけるA構造畜舎等に関する**畜舎特例法の認定件数が129件（256棟、平均床面積は843㎡）**であるところ、**地方農政局経由で周知徹底を行うとともに、進捗状況についてフォローアップ**することで、畜舎の屋根における太陽光発電設備の適切な設置促進を図っていく。

(参考) 畜舎特例法の概要

1. 目的【第1条】

畜産業を取り巻く国際経済環境の変化等に鑑み、その国際競争力の強化を図るため、畜舎等の建築等及び利用に関する計画（「畜舎建築利用計画」）の認定制度を創設し、当該認定を受けた計画に基づき建築等及び利用される畜舎等に関する建築基準法の特例を定め、もって畜産業の振興を図ることを目的とする。

2. 対象となる畜舎等【第2条第1項、第3条】

- ・ 畜舎又は堆肥舎【第2条第1項】
- ・ 市街化区域外・用途地域外の地域の敷地に建築【第3条第3項第1号】、高さ16m以下の平屋で居住のための居室を有さず【第3条第3項第2号】、建築士が設計したもの【第3条第3項第3号】を対象とする

3. 対象となる建築行為【第2条第2項】

対象とする「建築等」は、畜舎等の新築、増築、改築及びその構造に変更を及ぼす行為とする【第2条第2項】

4. 技術基準・利用基準の遵守【第2条第3・4項、第7条、第13条】

- ・ 「利用基準」とは、畜舎等の利用の方法に関して省令で定める

- ① 畜舎内の滞在時間等の制限
- ② 畜舎内の整頓などによる避難経路の確保
- ③ 例えば、避難訓練など災害の防止・軽減措置をいう

【第2条第4項】

- ・ 「技術基準」とは、畜舎等の敷地・構造・建築設備について省令で定める、

- ① 継続的に畜産経営を行う上で、利用基準と相まって、安全上等について支障がない基準
- ② 都市計画区域等の畜舎等にあつては、建蔽率等について支障がない基準等をいう【第2条第3項】

- ・ 畜舎等は、技術基準に適合するものでなければならない【第7条第1項】
- ・ 畜舎等は利用基準に従って利用しなければならない【第7条第2項・第3項】
- ・ 計画認定を受けた者は、畜舎等の利用状況について5年に1回、知事に報告しなければならない【第13条第1項】

● 本法律は、構造等の基準のみで規制する建築基準法とは異なり、畜舎等の利用方法等に関する利用基準と畜舎等の構造等に関する技術基準を組み合わせることにより、両者が相まって畜舎等の安全性を担保するもの。

● 利用基準と技術基準の組み合わせは、省令で規定。

A構造畜舎等：〔簡易な利用基準（宿泊しない等）〕＋〔建築基準法と同等の技術基準〕

B構造畜舎等：〔標準的な利用基準〕＋〔建築基準法より緩和された技術基準〕