

太陽光発電について

2022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、**2023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、**2023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) **2024年度の事業用太陽光（入札対象外）の調達価格・基準価格**
 - (2) **2024年度の住宅用太陽光の調達価格**
 - (3) **事業用太陽光・住宅用太陽光の価格目標に係る検証等**
 - (4) **2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等**
 - (5) **FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更**
- なお、**2023年度の入札制（入札対象、募集回数・募集容量、上限価格等）**や、**2023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

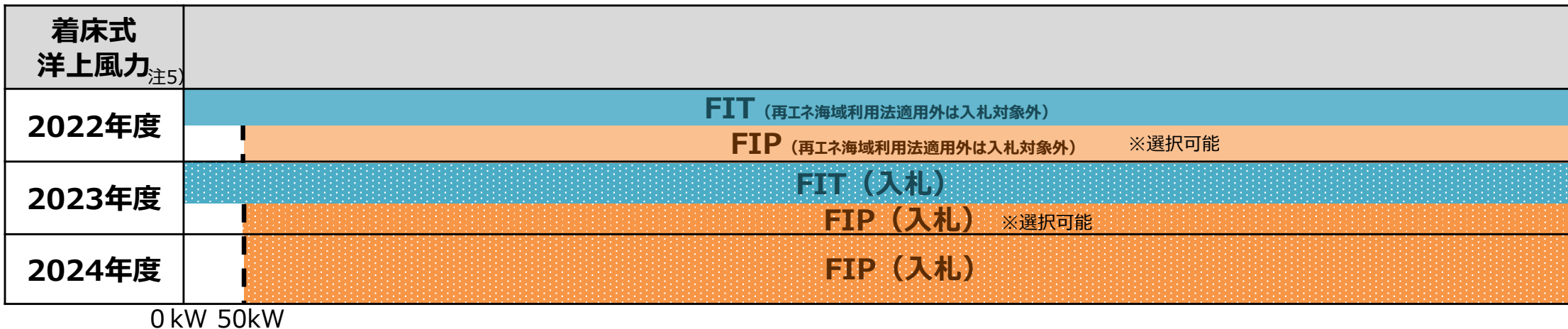
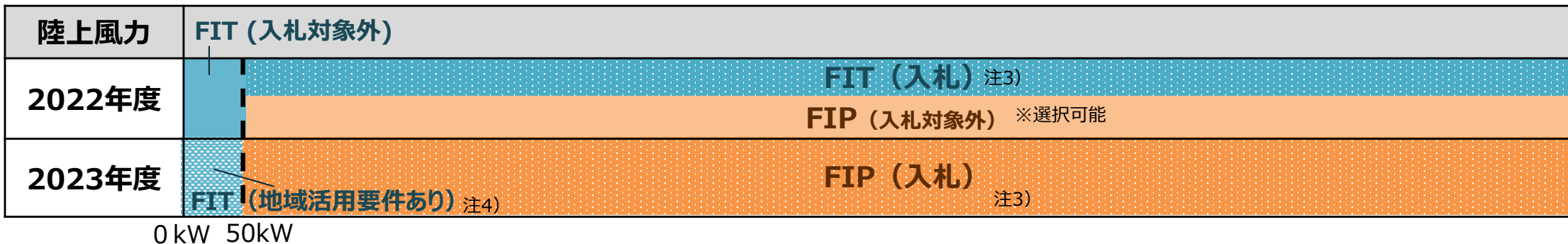
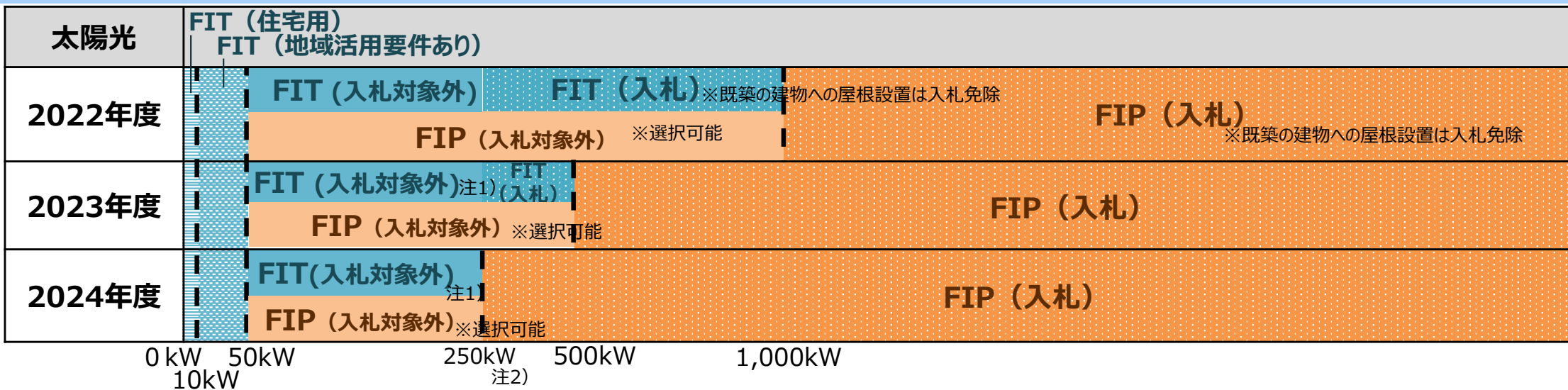
電源 【調達/交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度～	価格目標
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円 ※1 7/1～ (利潤配慮 期間終了後)	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75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) ※4	入札制 (一定規模 以上)			7円 (2025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 入札対象未満)			
									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)	10円 ※2 (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			卸電力 市場価格 (2025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・風力）のイメージ

3



注1）太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値は、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。注2）2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上
注3）リブレースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。注4）沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。注5）浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

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78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋

● 足元のエネルギー情勢やGXの加速に向けた検討

- 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%との野心的な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。
- 特に、足元、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換（GX）を加速させることが必要。こうした中、再エネの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、再エネの最大限活用を進めていくことが重要。
- 今年度の本委員会では、こうした点をふまえた、再エネ大量導入小委員会等の関係審議会における検討もふまえつつ、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78回）
（2022年10月12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2024年度の調達価格／基準価格・入札上限価格等および価格目標に係る検証

- 価格目標（※）の目標年が近づく中での価格目標の達成に係る進捗や太陽光発電の自立化に向けた道筋、地域と共生した再エネの導入拡大に向けて、設置の形態（屋根設置／地上設置）等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図ることが重要との方向性をふまえつつ、より効率的な事業実施を促すために、2024年度の調達価格／基準価格・入札上限価格等をどう設定するか。

※ 事業用太陽光：2025年に発電コスト7円/kWh　住宅用太陽光：2025年に卸電力市場価格並みの価格水準

● 事業用太陽光発電の2023年度の入札制

- 今年度の入札実績（既築建物への屋根設置案件の入札免除の活用状況を含む）等もふまえつつ、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、2023年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量等について、どう設定するか。

● 事業用太陽光発電の2023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ふまえながら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ふまえつつ、2023年度以降のFIT／FIPの対象をどう設定するか。
- 長期電源化や市場統合を促していく観点や、FIP制度の対象拡大による混乱を防ぐ観点をふまえつつ、これまでFIP制度の適用が認められていない低圧事業用太陽光発電（10-50kW）へのFIP制度の適用について、どう考えるか。

● 低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件

- 地域活用要件に係る実績（集合住宅の屋根設置（10-20kW）に対するみなし自家消費の活用状況や営農型太陽光発電の農地転用許可の取得状況を含む）等をふまえつつ、地域との共生を図りながら最大限の導入を促す観点や地域活用電源の趣旨をふまえて、どう設定するか。

● FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更

- 蓄電池の活用を促す観点や国民負担の増大を抑制する観点をふまえつつ、FIP移行案件が事後的に蓄電池を併設する場合における基準価格の変更ルールについて、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

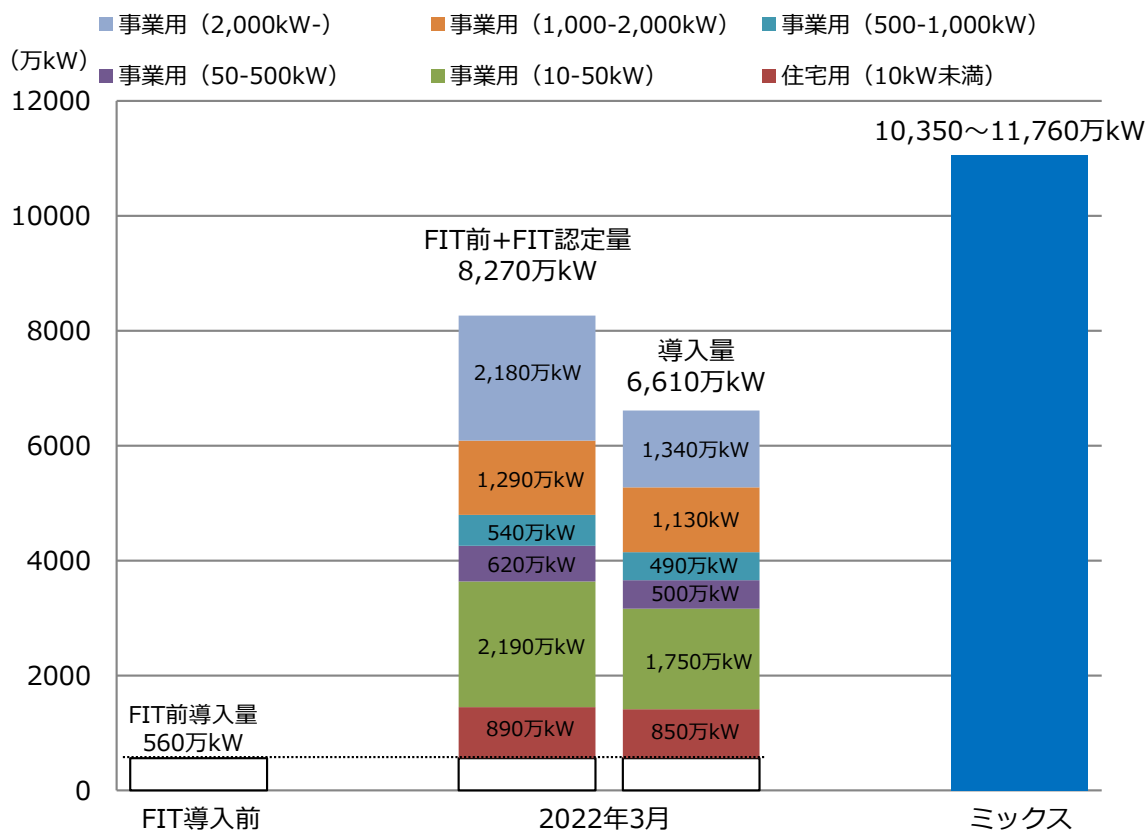
6

調達価格等算定委員会（第78回）

（2022年10月12日）事務局資料より抜粋・一部修正

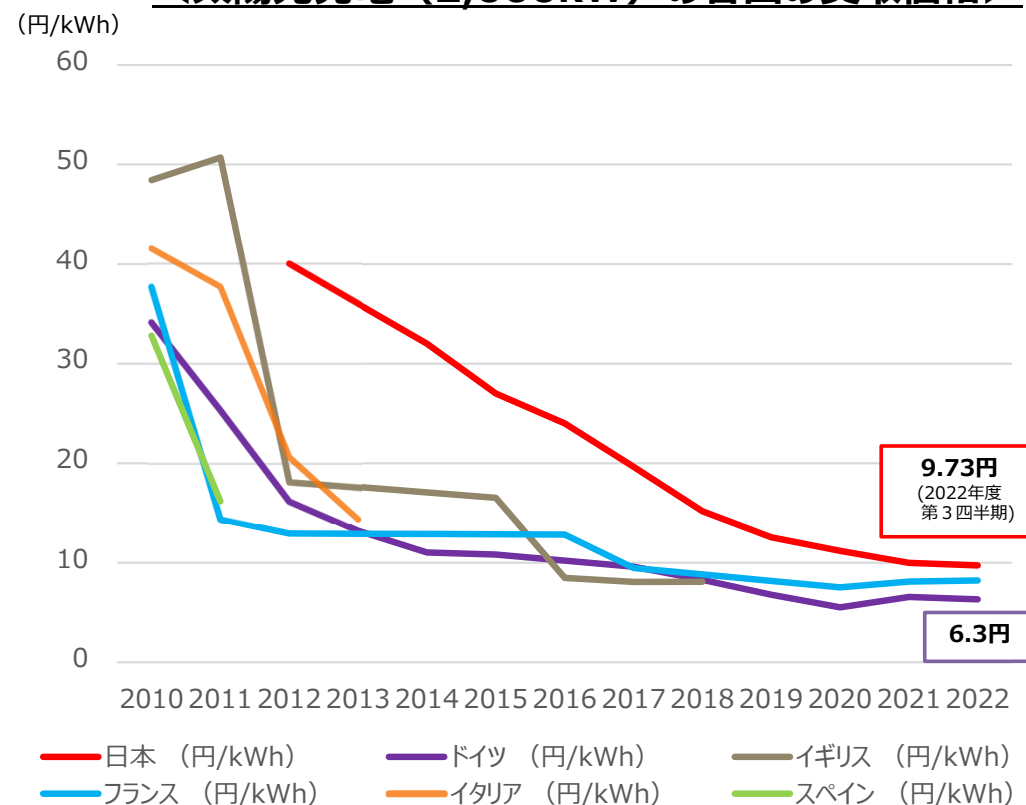
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**8,270万kW**、導入量は**6,610万kW**。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで34%程度となっている。
- 2022年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**17円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**10円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は入札対象**となっており、2022年度からは、250kW以上1,000kW未満はFIT入札、1,000kW以上の設備はFIP入札を実施。入札の加重平均落札価格は、第1四半期において、FIT：9.93円/kWh、FIP：9.87円/kWh、第2四半期において、FIT：9.79円/kWh、FIP：9.81円/kWhである。

＜太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）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。

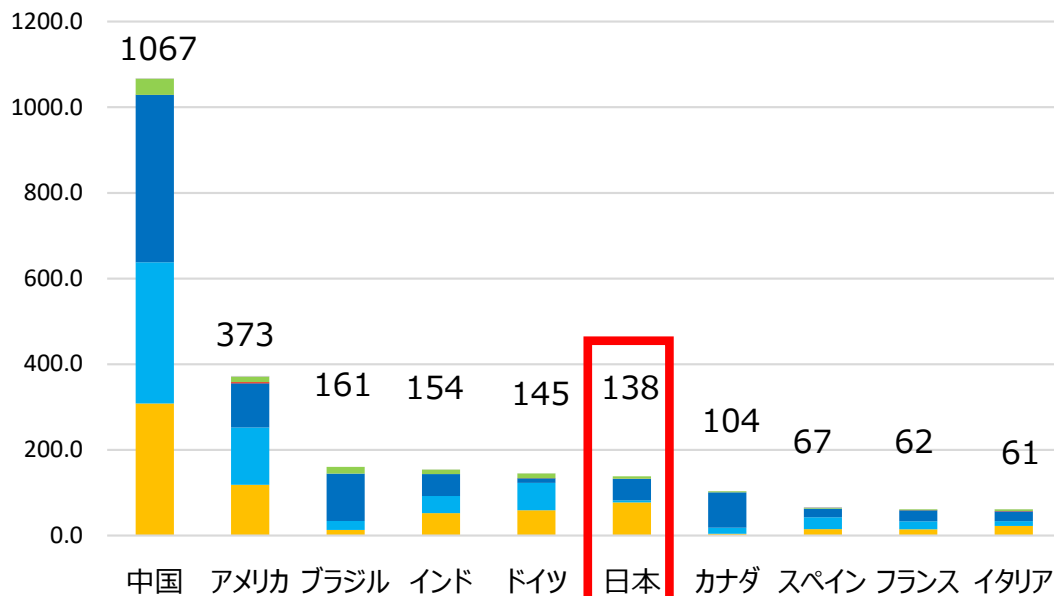
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

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

各国の再エネ導入容量（2021年実績）

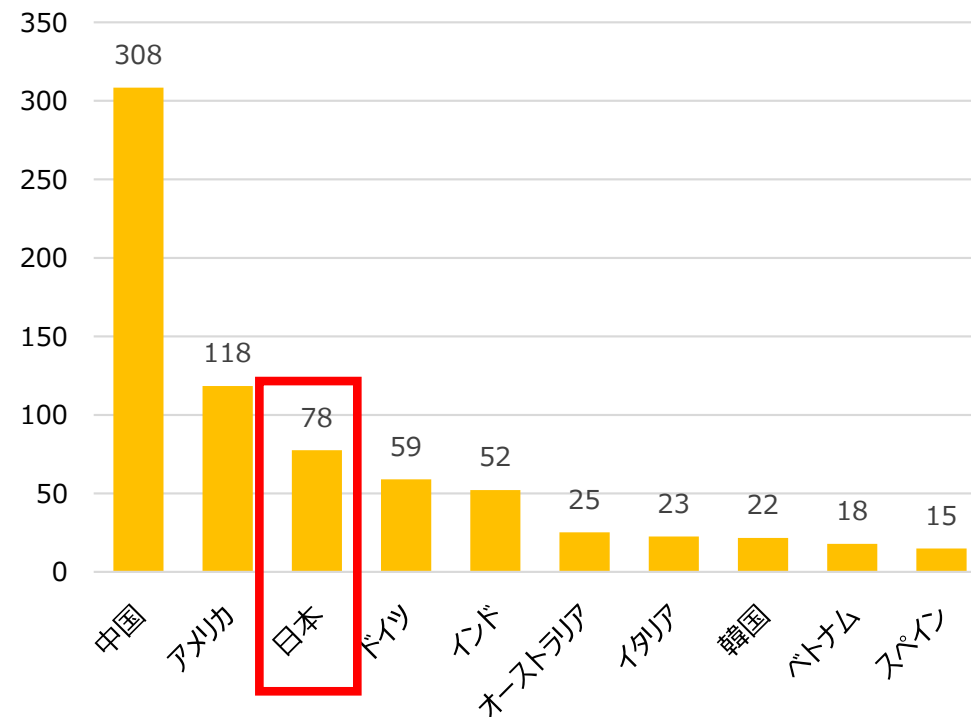
単位：GW

■ 太陽光 ■ 風力 ■ 水力 ■ 地熱 ■ バイオマス ■ その他再エネ



各国の太陽光導入容量（2021年実績）

単位：GW



(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78回）（2022年10月12日）資料1より抜粋・一部修正

■ **2021年度の事業用太陽光発電の認定容量は約800MW**に、認定取得期限に達していない第10回・第11回の落札容量を勘案すると、2021年度は**約1,300MWの認定量**が見込まれる。

<認定量：2022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	2,251(93,804)	46(557)	389(2,447)	677(1,907)	543(962)	974(1,078)	3,433(2,181)	6,333(370)	14,646(103,306)
2013年度	6,434(214,962)	27(312)	368(2,164)	999(2,859)	828(1,498)	920(1,067)	5,163(3,409)	9,369(487)	24,107(226,758)
2014年度	3,296(134,217)	16(180)	277(1,666)	571(1,648)	381(688)	322(381)	1,606(1,065)	3,625(203)	10,094(140,048)
2015年度	1,546(57,759)	4(46)	90(540)	227(659)	143(253)	104(123)	476(319)	755(34)	3,345(59,733)
2016年度	2,283(72,745)	3(30)	104(598)	334(949)	185(324)	164(197)	542(379)	1,137(57)	4,752(75,279)
2017年度	1,663(50,800)	2(25)	69(390)	247(674)	95(159)	117(139)	382(257)	39(4)	2,613(52,448)
2018年度	2,269(65,470)	3(42)	121(665)	481(1,302)	221(362)	231(274)	961(626)	196(6)	4,484(68,747)
2019年度	1,684(45,151)	2(18)	55(299)	474(1,128)	1(2)	15(17)	85(48)	105(4)	2,422(46,667)
2020年度	224(5,510)	5(62)	260(1,190)	51(113)	18(29)	50(56)	129(80)	145(8)	881(7,048)
2021年度	212(5,111)	3(37)	289(1,323)	38(88)	35(59)	31(37)	152(97)	57(3)	817(6,755)
	21,863(745,529)	111(1,309)	2,022(11,282)	4,097(11,327)	2,451(4,336)	2,927(3,369)	12,929(8,461)	21,760(1,176)	68,160(786,789)

<導入量：2022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(116,524)	45(534)	380(2,406)	561(1,610)	403(716)	640(707)	1,788(1,157)	539(55)	6,771(123,709)
2014年度	3,580(146,469)	23(271)	261(1,554)	562(1,645)	463(843)	542(624)	1,940(1,302)	1,000(85)	8,371(152,793)
2015年度	2,922(109,826)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,290(1,546)	1,255(91)	8,151(115,950)
2016年度	1,935(68,866)	8(91)	142(839)	356(1,016)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,568)
2017年度	1,492(50,584)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,746(53,356)
2018年度	1,523(52,462)	4(44)	82(472)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,907(54,829)
2019年度	1,530(46,926)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,879(49,175)
2020年度	1,273(31,052)	2(24)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	5,000(33,324)
2021年度	838(18,927)	4(47)	84(428)	219(563)	80(133)	100(117)	445(290)	1,963(98)	3,732(20,603)
	17,509(641,636)	105(1,233)	1,431(8,516)	3,428(9,654)	2,226(3,954)	2,639(3,034)	11,269(7,435)	13,395(845)	52,002(676,307)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

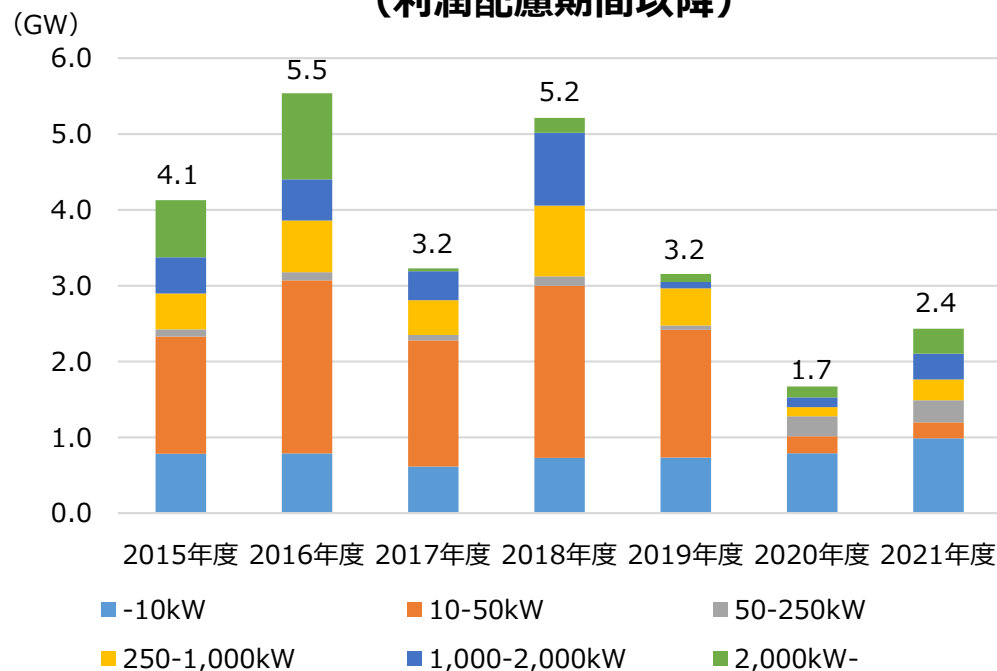
- ## 事業用太陽光入札結果（2021-2022年度）

実施時期	事業用太陽光							
	第8回	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回
	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第4四半期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期
入札対象	250kW以上				250kW以上（既築屋根設置を除く）			
募集容量	208MW	224MW	243MW	279MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW
上限価格	11.00円/kWh 事前公表	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表	10.00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
入札容量 （件数）	249MW （185件）	270MW （215件）	333MW （188件）	269MW （273件）	FIT:25MW（39件） FIP:129MW（5件）	FIT:12MW（18件） FIP:14MW（10件）	FIT:11MW（17件） FIP:137MW（11件）	-
平均入札 価格	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	9.99円 /kWh	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	-
落札容量 （件数）	208MW （137件）	224MW （192件）	243MW （81件）	269MW （273件）	FIT:25MW（39件） FIP:129MW（5件）	FIT:12MW（18件） FIP:14MW（10件）	FIT:11MW（17件） FIP:137MW（11件）	-
平均落札 価格	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	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	-
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）							

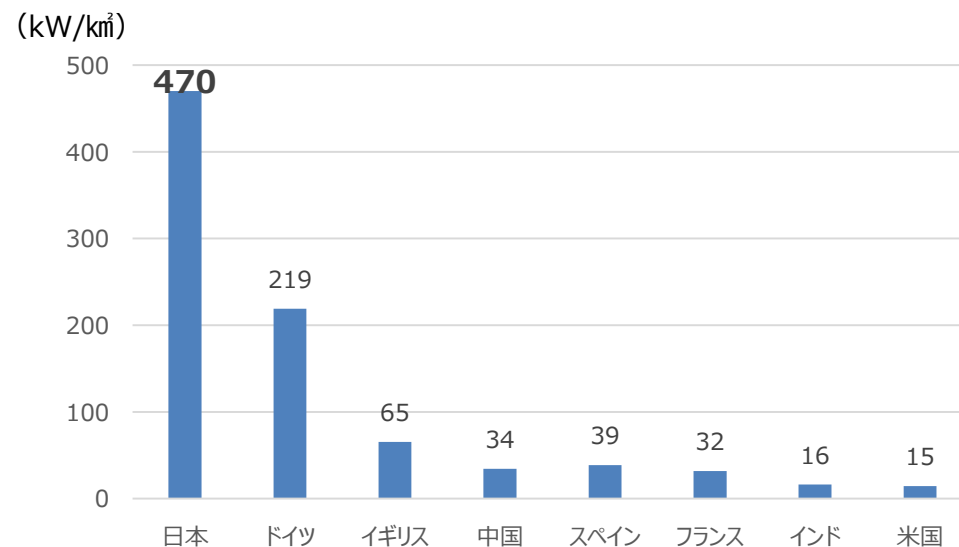
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第47回) (2022年12月6日) 資料2より抜粋

- **適地の減少等に伴い、認定容量は年々、縮小する傾向。**特に、**大規模案件や低圧案件の減少**が顕著な状況。こうした状況の下、**事業規律の確保**を前提に、**適地への再エネの最大限の導入**が重要。
- こうした**適地への再エネの最大限の導入**に向け以下の取組を推進しているところ。
 - 公共施設等の**屋根への太陽光発電設備の設置**など、**地域と共生した再エネの導入拡大**
 - **次世代型太陽電池（ペロブスカイト等）の早期社会実装に向けた支援**
 - **既設再エネの最大活用**に向けた**増出力・長期運転に向けたルールの見直し**

太陽光発電の規模別認定量の推移
(利潤配慮期間以降)



平地面積あたりの太陽光設備容量



(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 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) 地域と共生した再エネの導入拡大 (第47回再エネ大量導入小委資料より抜粋) 11

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47回) (2022年12月6日) 資料2より抜粋・一部加工

- **地域と共生した再エネの導入拡大**に向けては、**屋根設置**や**需要家・自治体等と連携する形**での導入拡大が重要。**関係省庁で連携し、こうした案件の導入加速化**に向けて取り組んでいく。

担当	施策	進捗状況および今後の方向性 (案)
経産	FIT・FIP制度を通じた屋根設置の推進	2022年度から、既築建物への屋根設置の場合は、FIT・FIP入札を免除とし、導入を促進。 - 屋根設置の更なる導入に向けて、設置の形態等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図るべく検討を進める。
経産	FIT制度における地域活用要件	2022年度から、集合住宅の屋根設置 (10-20kW) については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費を実施しているものとみなし、導入を促進。 長期安定的な事業運営に向けて、地域共生・地域活用を適切に担保するとの要件趣旨や事業規律の強化に向けた議論の進捗等をふまえつつ、温対法に基づく促進区域制度との連携等の検討を進める。
経産	需要家主導による再エネ導入の促進	- 需要家主導による太陽光発電導入促進補助金により、令和3年度補正予算で計19件・94MW (今年度内の運転開始予定)、令和4年度当初予算で計21件・115MW (来年度末までの運転開始予定) の事業を採択。 - 令和4年度第2次補正予算で255億円を措置し、需要家主導型太陽光発電等の更なる導入支援を進めていく。

(参考) 地域と共生した再エネの導入拡大 (第47回再エネ大量導入小委資料より抜粋) 12

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47回) (2022年12月6日) 資料2より抜粋

担当	施策	進捗状況および今後の方向性 (案)
環境	温対法に基づく地域脱炭素化促進事業制度等による再エネ導入の促進	- 温対法に基づき、市町村が再エネ促進区域や再エネ事業に求める環境保全・地域貢献の取組を自らの計画に位置付け、適合する事業計画を認定する仕組み (地域脱炭素化促進事業制度) が本年4月から施行。 - 本年7月に長野県箕輪町が、10月に神奈川県小田原市がそれぞれ促進区域を設定。また、約25市町村が促進区域の設定を検討しているところ。
環境	自家消費型太陽光の導入促進	- 民間企業におけるPPAモデルを含む自家消費型太陽光発電等の導入を加速するため、補助事業を実施。令和3年度から現時点までに、屋根太陽光を計356MW、駐車場太陽光を計24MWを採択。 - 令和4年度2次補正予算で、90億円を措置し、自家消費型太陽光発電等の更なる導入支援を進めていく。
環境	公共部門の率先実行	2030年度には設置可能な建築物 (敷地を含む。) の約50%以上に太陽光発電設備を設置することを目指す旨が政府実行計画に明記され、地方公共団体へも準じた取組を求めているところ。 - 公共施設の太陽光発電について、各省庁や地方公共団体の協力等を得つつ、毎年度の調査を通じて導入実績の把握を行い、2023年度上期を目途に施設種別の導入目標の設定を進める。
国交	建築物省エネ法による再エネ導入の促進	本年6月に改正建築物省エネ法が成立。改正法に基づき、市町村の設定する促進区域内において、再エネ設備の設置に対する形態規制の特例や、建築士から建築主に対する導入効果等の説明義務制度を通じて再エネ導入を促進。
国交	空港の再エネ拠点化の推進	- 本年6月に航空脱炭素化に係る改正航空法等が成立。国交大臣の認定を受けた空港脱炭素化推進計画に係る再エネ事業等については、国有財産法の特例 (行政財産の長期貸付) 等を措置。 - 空港全体として2030年度までに230万kW再エネ導入という目標を踏まえつつ、各空港において空港脱炭素化推進計画を今後策定する予定。
農水	農山漁村再エネ法に基づく再エネ導入の促進	農山漁村再エネ法に基づき、農山漁村の活性化に関する方針、再エネ発電設備の整備を促進する区域、農林地の効率的利用の確保等、農林漁業の健全な発展に資する取組について、当該市町村の関係者による協議を行い、市町村が基本計画を策定する取組を推進する。(令和3年3月末74件)

(1) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格等

(2) 2024年度の住宅用太陽光の調達価格・基準価格

(3) 価格目標に係る検証等

(4) 2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等

(5) FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更

(1) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格の設定の方向性¹⁴

- 2030年度再エネ比率36～38%との野心的な導入目標の実現に向けて、地域と共生した再エネの導入加速化を図るためには、屋根設置や需要家・自治体等と連携する形での導入拡大が重要。
- こうした中で、昨年度の本委員会では、屋根設置太陽光の導入拡大に向けて、以下の対応をとりまとめたところ。
 - ① 250kW以上であっても、既築建物への屋根設置太陽光の場合は、FIT・FIP入札を免除し、導入を促進。
 - ② 低圧事業用太陽光（10-50kW）に適用される地域活用要件について、集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、30%以上の自家消費を実施しているものとみなし、導入を促進。
- こうした対応の対象範囲においては、現時点で、それぞれ一定数のFIT・FIP認定申請が確認できている。
 - ① 既築建物への屋根設置太陽光（250kW以上）：合計16件・約10MWのFIT・FIP認定申請
 - ② 集合住宅の屋根設置太陽光（10-20kW）：合計約500件・約7MWのFIT認定申請
- 一方で、地域と共生した再エネの導入加速化に向けては、更なる取組が必要。これまでの再エネ大量導入小委員会における議論の中でも、FIT・FIP制度において、「屋根設置の更なる導入」に向けて、設置の形態等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図るべく検討を進める」方向性が示されたところ。
- こうした点をふまえ、2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格の検討にあたっては、地上設置／屋根設置の設置形態毎にコスト動向を分析し、それぞれの区分毎に調達価格・基準価格の想定値を設定することとしてはどうか。
- この際、特に低圧事業用太陽光（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ことから、屋根設置が基本的に想定されるところ。10-50kW・屋根設置と50kW以上・屋根設置で区別して調達価格・基準価格の想定値を設定し、結果的に10-50kW／50kW以上で価格差が生じた場合、適切な事業規模での導入拡大が阻害されることも考えられる。このため、太陽光発電設備を設置可能な屋根面積の最大限活用を促すべく、屋根設置については、10-50kW／50kW以上で区別せず、10kW以上で一律に調達価格・基準価格の想定値を設定することとしてはどうか。

(参考) 欧州諸国の太陽光発電の導入促進施策 (FIT・FIP制度関連) 15

国

施策

ドイツ

FIT制度・FIT制度

- **100kW未満**はFIT制度又はFIP制度を選択可能。**100kW超**はFIP制度のみ利用可能。また、**建物設置とそれ以外で支援価格を分けて設定**。
- 2022年のEEG法改正により、**建物設置型太陽光発電設備の支援価格を引き上げ**。
- FIT・FIP制度の支援価格は、導入量に応じて低減率が決まる仕組み。2020～2021年の支援価格は、概ね月1.4%の低減ペースであったが、**2022年8月から2024年2月まで支援価格の引き下げを停止することとし、その後は6か月ごとに1%ずつ支援価格を低減させることとしている**。

cent/kWh (円/kWh)	建物設置型 -10kW	建物設置型 10-40kW	建物設置型 40-100kW	建物設置型 100-300kW	建物設置型 300-750kW	建物設置型以外 -750kW	750kW-
2022年 1～4月	7.23～6.93 (8.68～8.32)	7.03～6.74 (8.44～8.09)	5.59～5.36 (6.71～6.43)			5.07～4.86 (6.08～5.83)	入札制 地上 ～5.90 (～7.08) 屋根 ～9.00 (～10.80)
2022年 8～12月	余剰売電 8.60(10.32) 全量売電 13.40(16.08)	余剰売電 7.50(9.00) 全量売電 11.30(13.56)	余剰売電 6.20(7.44) 全量売電 11.30(13.56)	余剰売電 6.20(7.44) 全量売電 9.40(11.28)	余剰売電 6.20(7.44) 全量売電 6.20(7.44)	4.60～4.31 (5.52～5.17)	入札制

※FITを適用する場合は、0.4cent/kWhが上記の価格から差し引かれる。

※1ユーロ＝120円換算。入札制の欄には上限価格を記載。

イギリス

CfD制度・SEG制度

- **5MW以下**は、**SEG制度**（小売電気事業者の小規模再生エネルギーに対する買取価格の提示の義務付け）の支援対象。
 - **5MW超**は、SEG制度の支援対象外であり、**CfD制度の支援対象を決める入札区分（ポット1成熟技術区分）**に含まれている。
- ※CfD制度・SEG制度いずれも、太陽光発電について**屋根設置／地上設置の区別はない**。

CfD制度：第4回アロケーション入札	2024年度運転開始		2025年度運転開始	
£/MWh (円/kWh)	上限価格	平均落札価格	上限価格	平均落札価格
太陽光（5MW以上）	47.00 (7.05)	45.99 (6.9)	47.00 (7.05)	45.99 (6.9)

※1ポンド＝150円換算

フランス

FIP制度・FIT制度

- **屋根設置**は、**500kW以下**がFIT制度の対象。**500kW以上**は、**FIP制度のみ利用可能かつ入札対象**。
- **地上設置**は、**500kW以上30MW以下**がFIP制度のみ利用可能かつ入札対象。500kW以下と30MW超は、原則FIT・FIP制度の対象外。

FIP制度：2021年以降入札	地上設置（第1期）		屋根設置（第1期）		屋根設置（第2期）	
€/MWh (円/kWh)	上限価格	平均落札価格	上限価格	平均落札価格	上限価格	平均落札価格
太陽光	90.00 (10.8)	58.84 (7.06)	96.00 (11.5)	83.12 (9.97)	96.00 (11.5)	85.27 (10.2)

※1ユーロ
＝120円換算

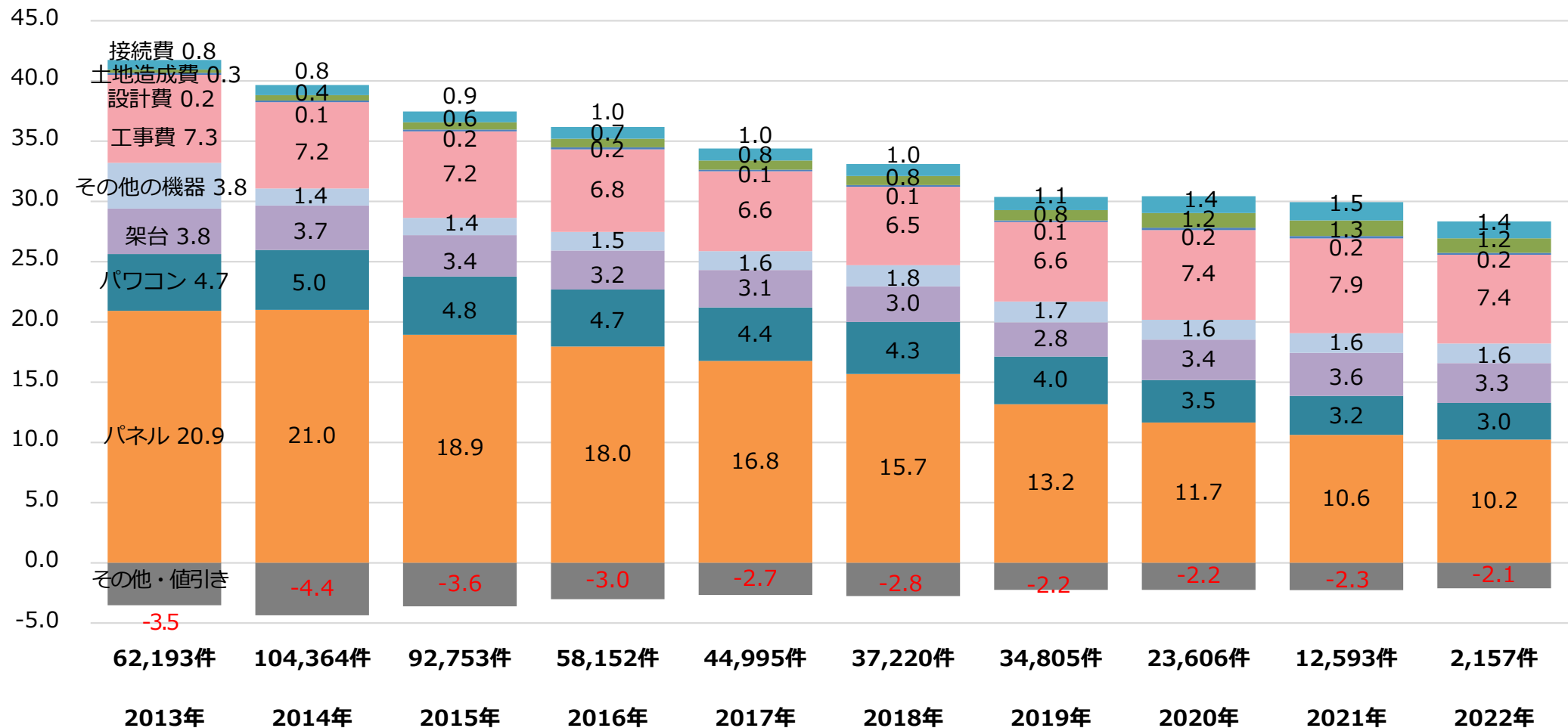
(1) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移）

16

- 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2022年までに▲51%）一方で、工事費は直近は上昇傾向にある（2013年から2022年まで+1%）。

(万円/kW)

<設置年別 資本費内訳（10kW以上）>

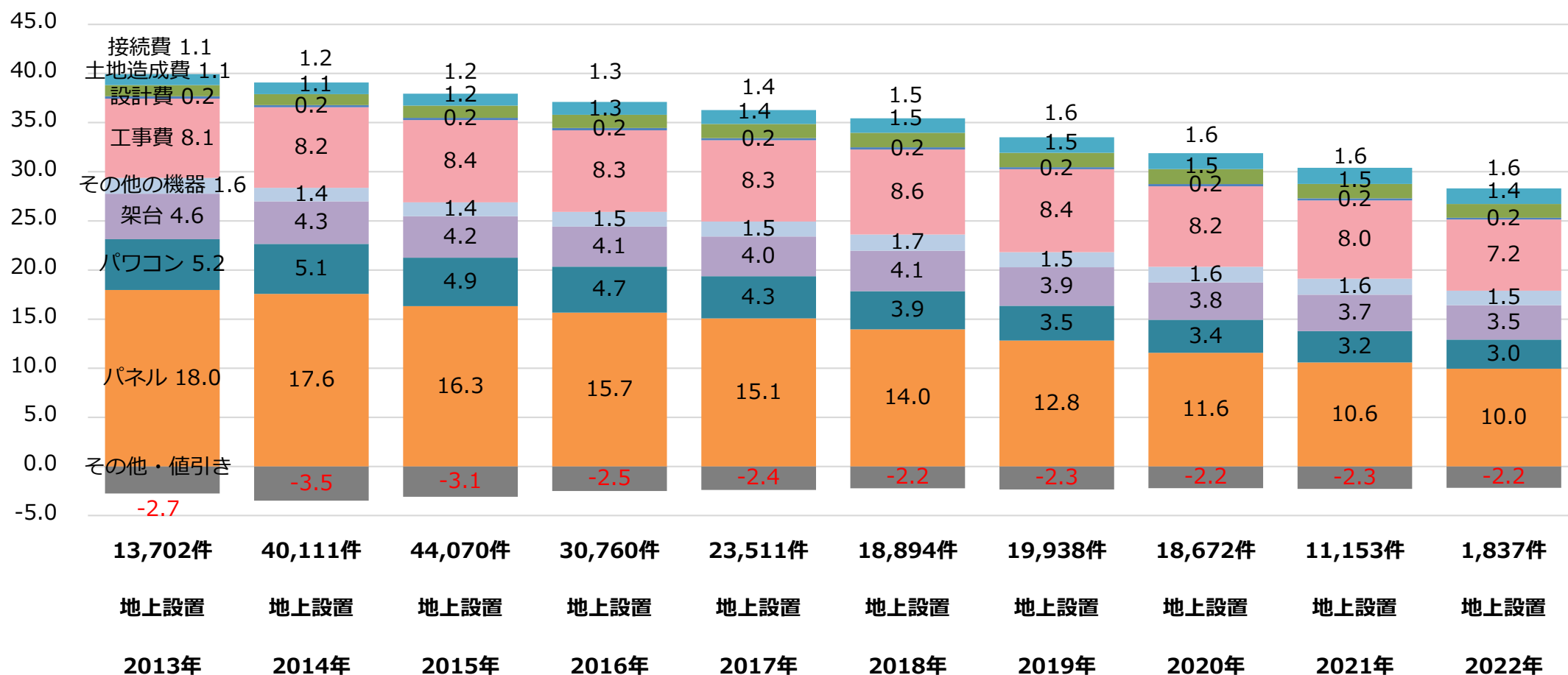


（１）国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移：地上設置）¹⁷

■ 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2022年までに、パネル費用は▲44%、工事費は▲11%）。

＜設置年別 資本費内訳（10kW以上・地上設置）＞

（万円/kW）



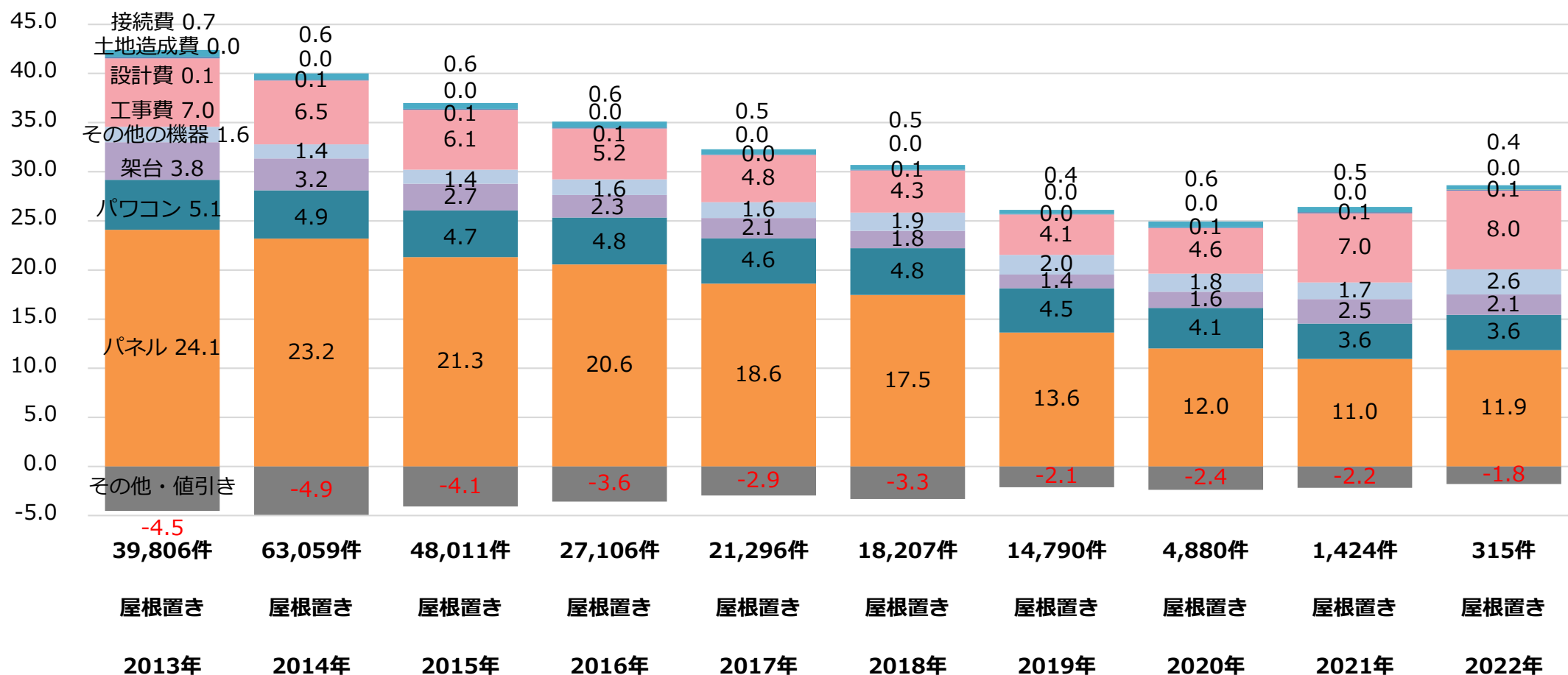
※2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

（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）¹⁸

■ 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、直近はやや上昇傾向。特に工事費が上昇傾向にある。

＜設置年別 資本費内訳（10kW以上・屋根設置）＞

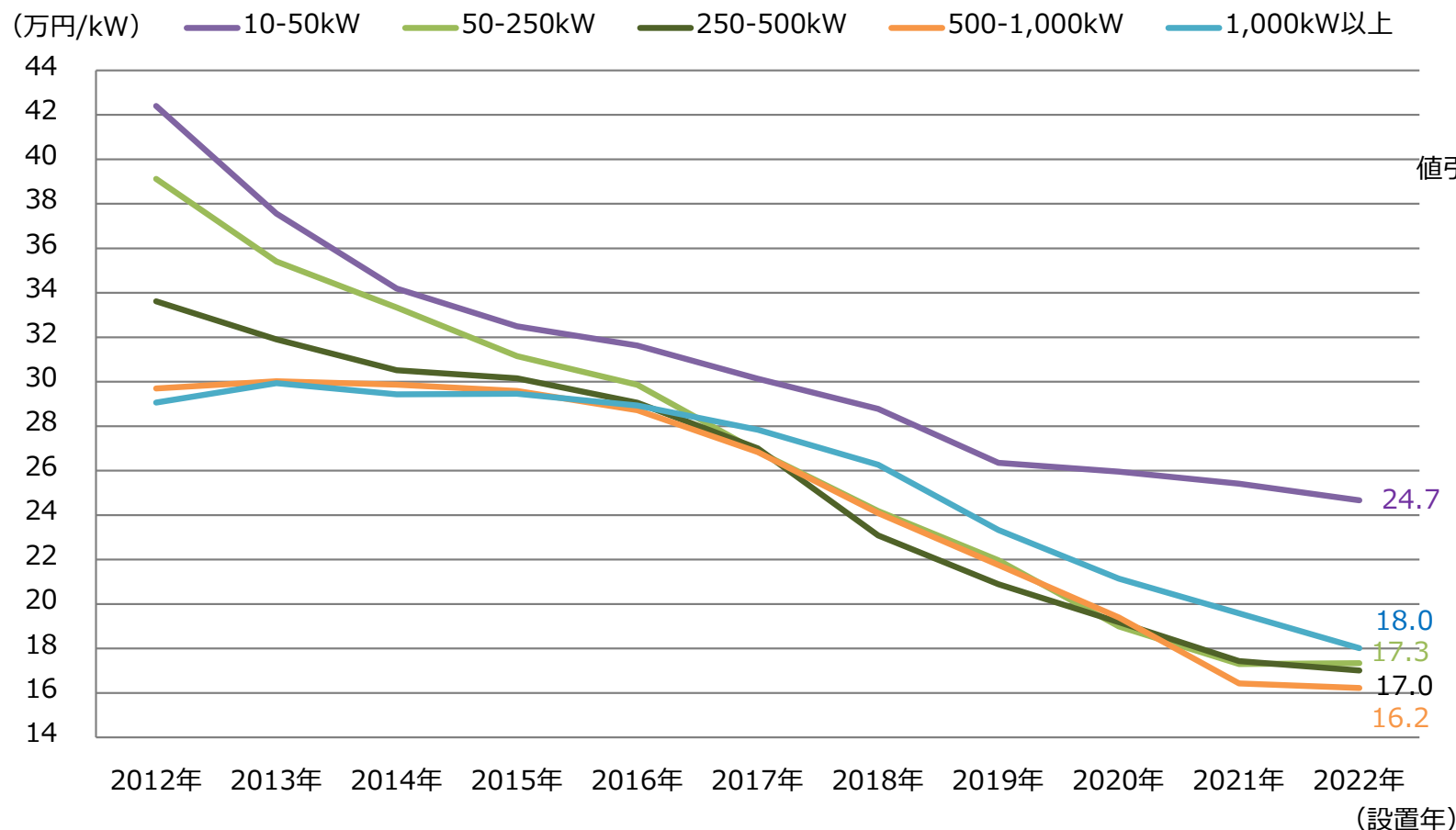
(万円/kW)



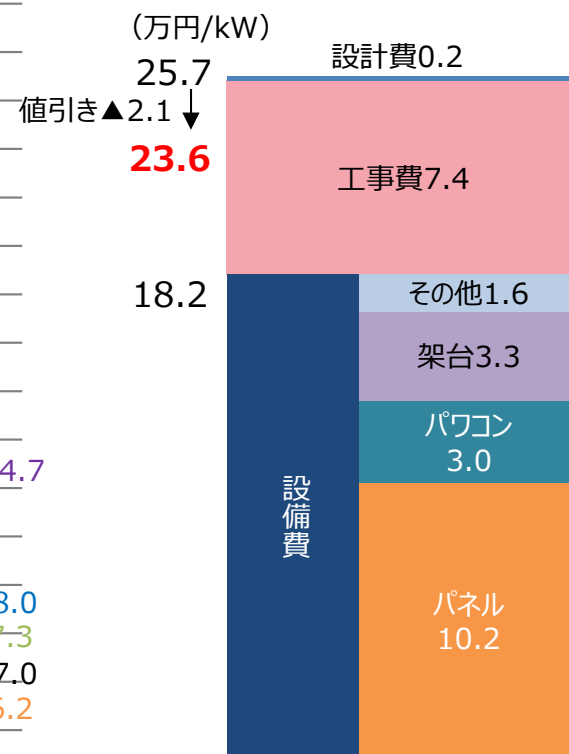
(1) 国内のコスト動向：システム費用（設置年別推移）

- 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、2022年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は23.6万円/kW（中央値は23.0万円/kW）となり、前年より1.2万円/kW（5.0%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約43%、工事費が約31%を占める。

＜システム費用平均値の推移＞



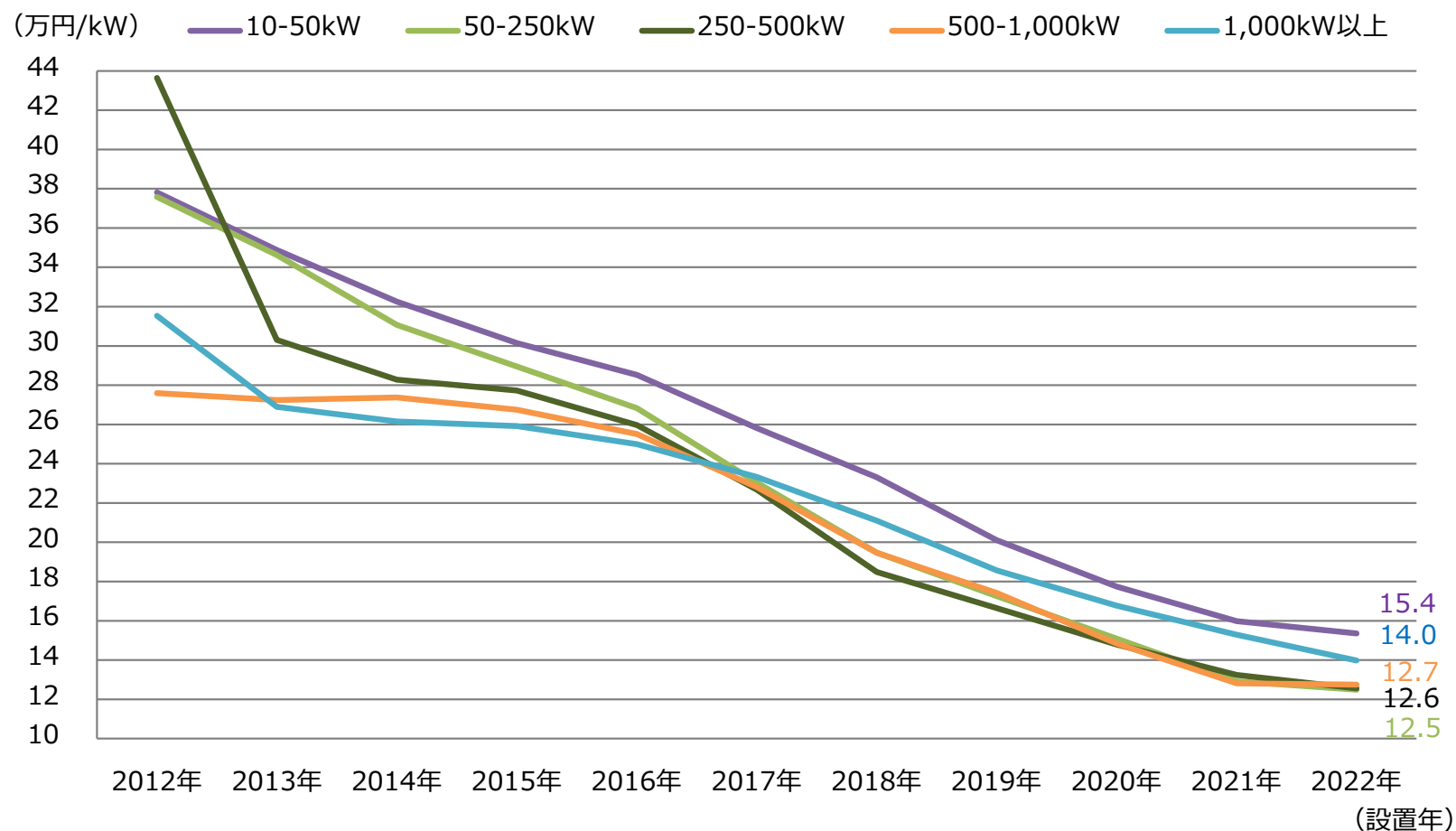
＜システム費用の内訳＞



※設備費と詳細費目合計値の誤差を補正

- 事業用太陽光発電のDCベースのシステム費用はすべての規模で低下傾向にあり、2022年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は15.0万円/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）

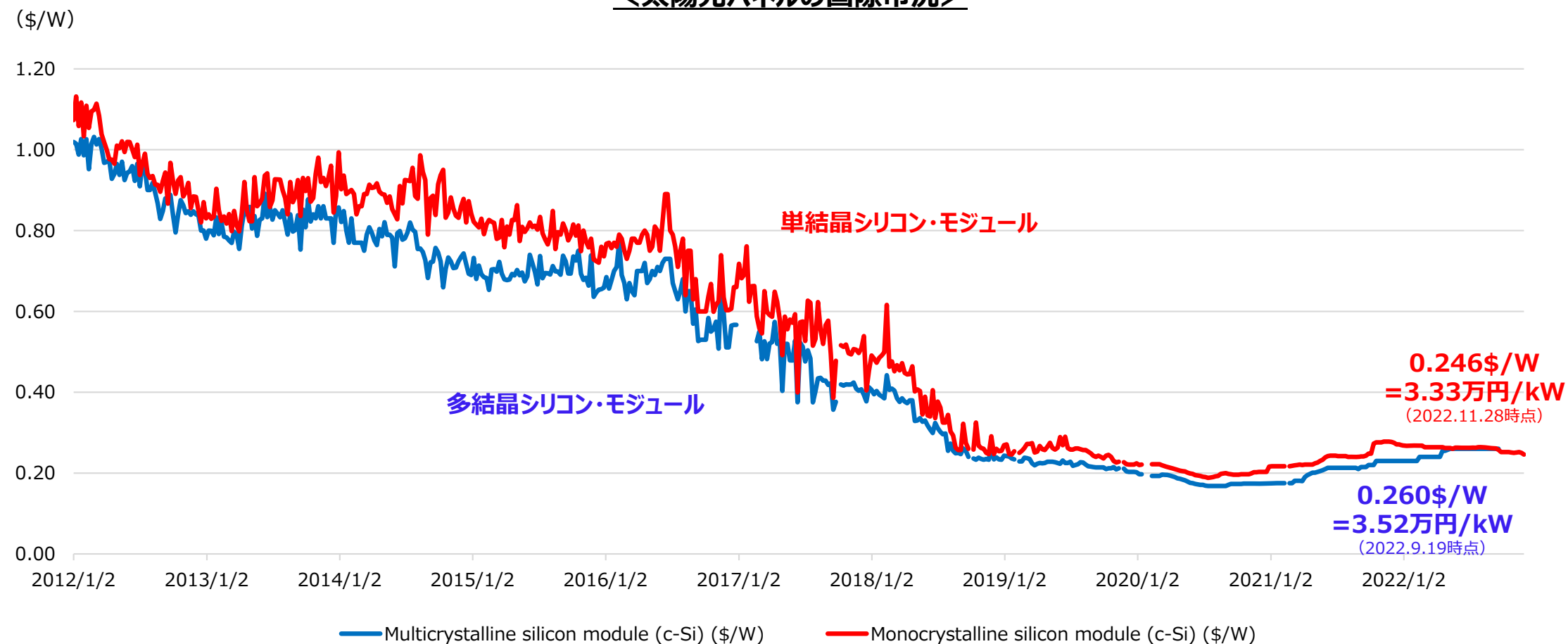
21

- 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
2012年度認定	6,595件 40.6万円/kW	46,733件 36.5万円/kW	10,187件 33.9万円/kW	3,168件 32.8万円/kW	1,429件 34.3万円/kW	769件 32.6万円/kW	530件 31.6万円/kW	284件 25.6万円/kW	171件 27.5万円/kW	56件 19.8万円/kW	10件 35.6万円/kW
2013年度認定		15,007件 36.2万円/kW	75,749件 32.7万円/kW	29,161件 32.1万円/kW	13,087件 31.7万円/kW	7,423件 31.9万円/kW	4,177件 31.9万円/kW	3,126件 27.9万円/kW	2,397件 24.4万円/kW	744件 23.4万円/kW	81件 25.3万円/kW
2014年度認定			18,050件 33.6万円/kW	52,723件 31.6万円/kW	12,665件 30.1万円/kW	3,738件 29.7万円/kW	1,462件 28.3万円/kW	1,146件 25.9万円/kW	826件 21.9万円/kW	156件 18.5万円/kW	22件 17.7万円/kW
2015年度認定 ※～6/30				4,140件 31.8万円/kW	3,294件 31.3万円/kW	507件 30.1万円/kW	192件 28.8万円/kW	143件 25.8万円/kW	100件 24.1万円/kW	46件 24.9万円/kW	3件 18.0万円/kW
2015年度認定 ※7/1～				3,503件 31.2万円/kW	19,612件 31.0万円/kW	4,161件 29.0万円/kW	1,103件 29.0万円/kW	598件 26.2万円/kW	511件 23.7万円/kW	207件 20.2万円/kW	13件 21.5万円/kW
2016年度認定					7,781件 29.9万円/kW	23,479件 29.2万円/kW	6,427件 28.3万円/kW	2,811件 26.3万円/kW	2,131件 24.1万円/kW	469件 23.0万円/kW	69件 23.2万円/kW
2017年度認定						4,762件 29.2万円/kW	10,653件 26.8万円/kW	1,526件 27.6万円/kW	614件 25.2万円/kW	382件 22.9万円/kW	30件 21.7万円/kW
2018年度認定							12,654件 25.6万円/kW	19,265件 25.2万円/kW	9,025件 26.8万円/kW	5,523件 25.0万円/kW	897件 22.8万円/kW
2019年度認定								5,901件 21.7万円/kW	7,457件 21.7万円/kW	4,381件 23.6万円/kW	697件 22.7万円/kW
2020年度認定									371件 25.4万円/kW	344件 21.7万円/kW	88件 15.6万円/kW
2021年度認定										285件 26.3万円/kW	239件 26.3万円/kW
2022年度認定											8件 25.7万円/kW

- 民間調査機関の今年12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。本年12月時点で、単結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格は0.246\$/W (3.3万円/kW)となっている。

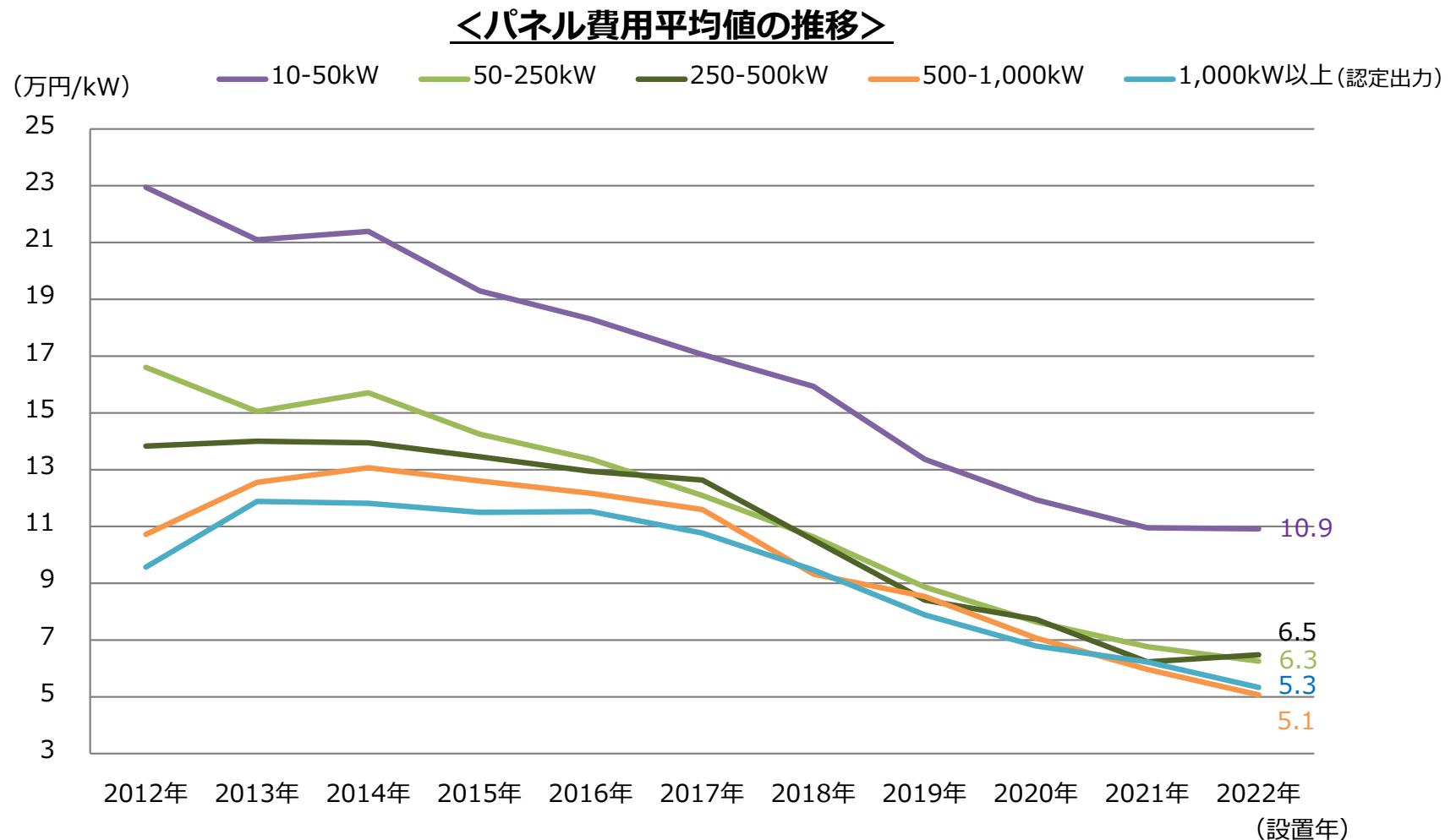
<太陽光パネルの国際市況>



出典：BloombergNEF, 2022年12月6日, Bimonthly PV Index, November 2022 Prices Finally Fall。
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。
出典データでは、多結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格データについては、2022年9月19日まで掲載。

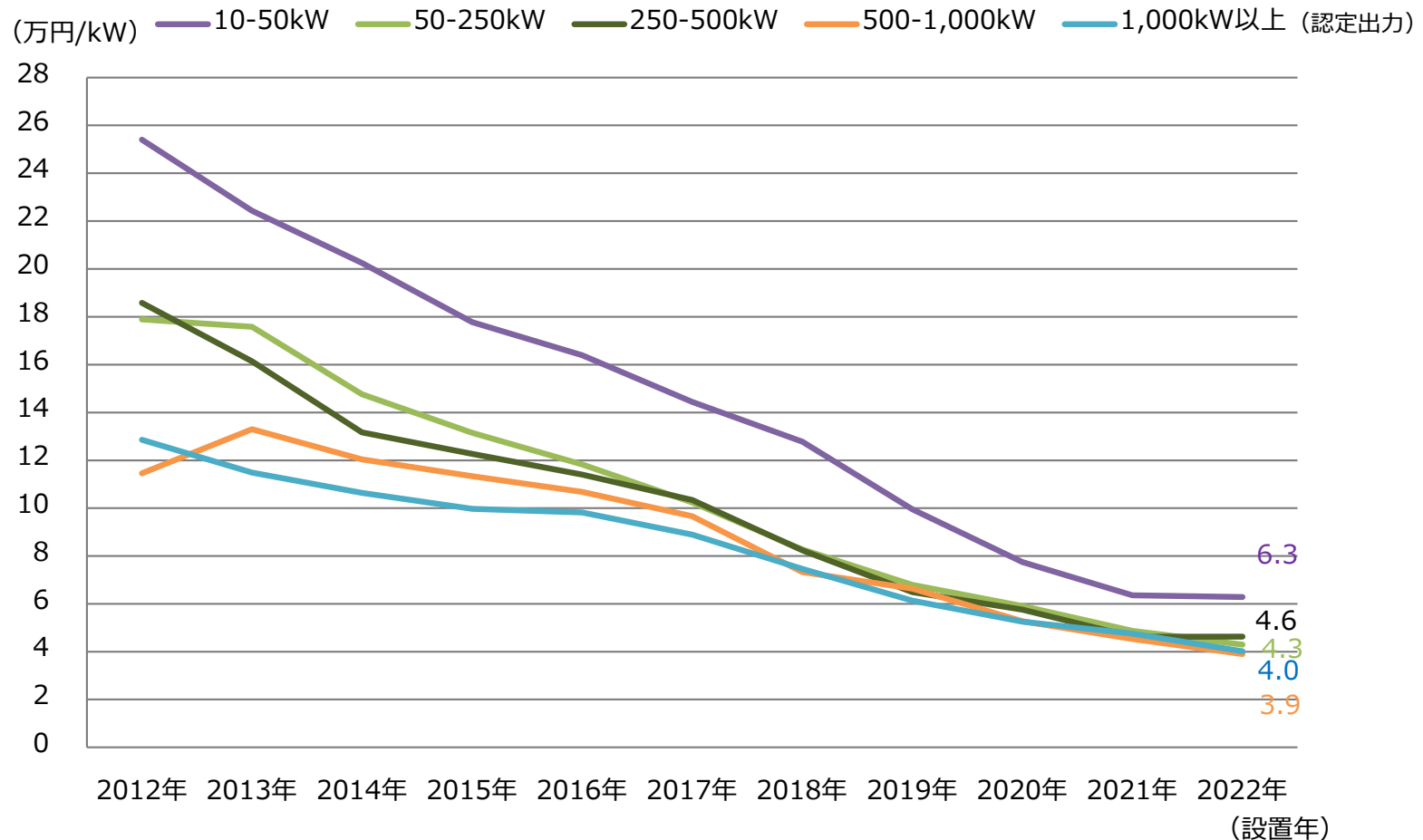
(1) 国内のコスト動向：パネル費用（設置年別推移）

- 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1.8倍程度になっている。



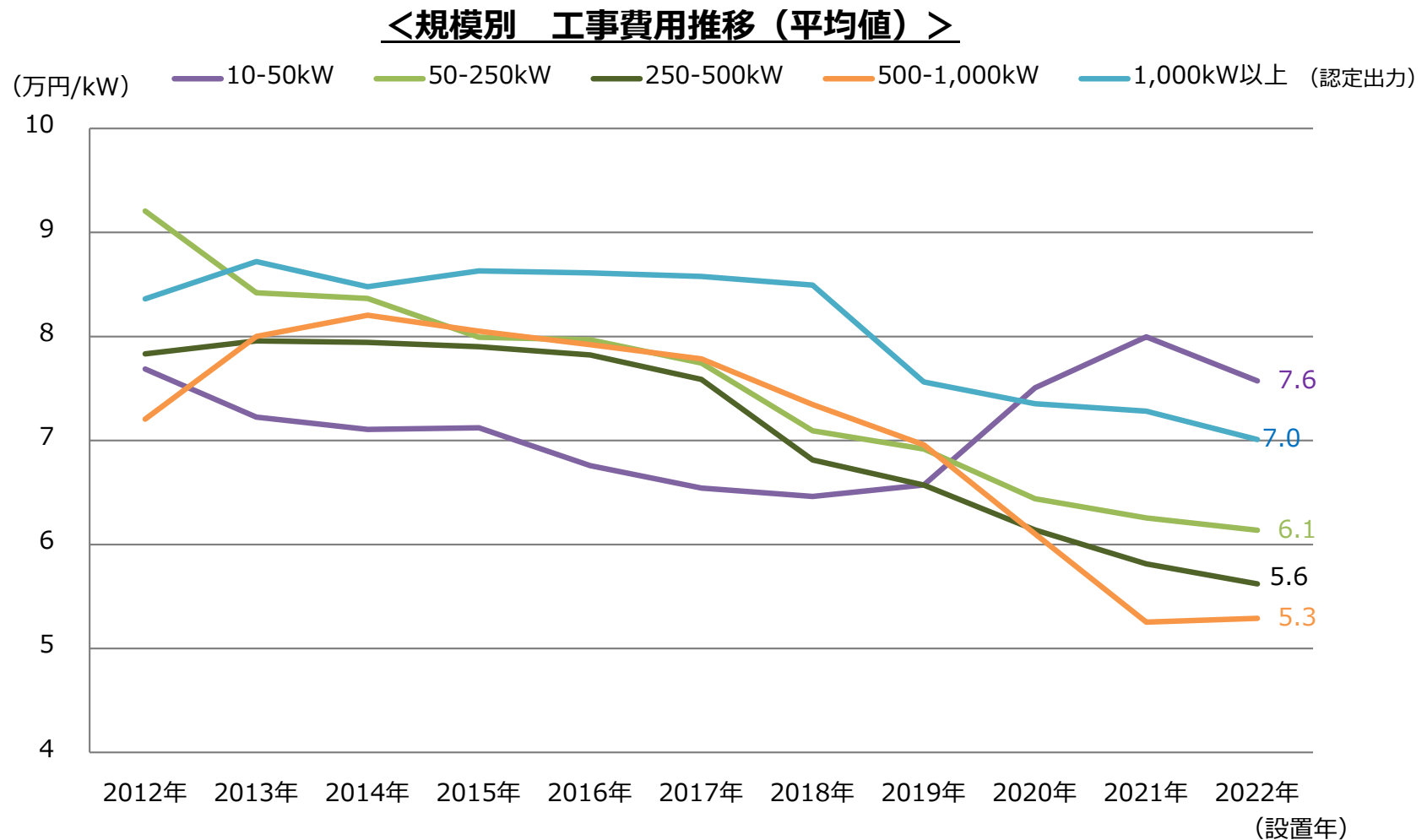
- 定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースのパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、いずれの規模帯についてもコスト低減傾向にあることが分かった。また、直近では、低圧（10-50kW）とそれ以外の規模の価格差が縮小してきている。

＜パネル費用平均値（DCベース）の推移＞

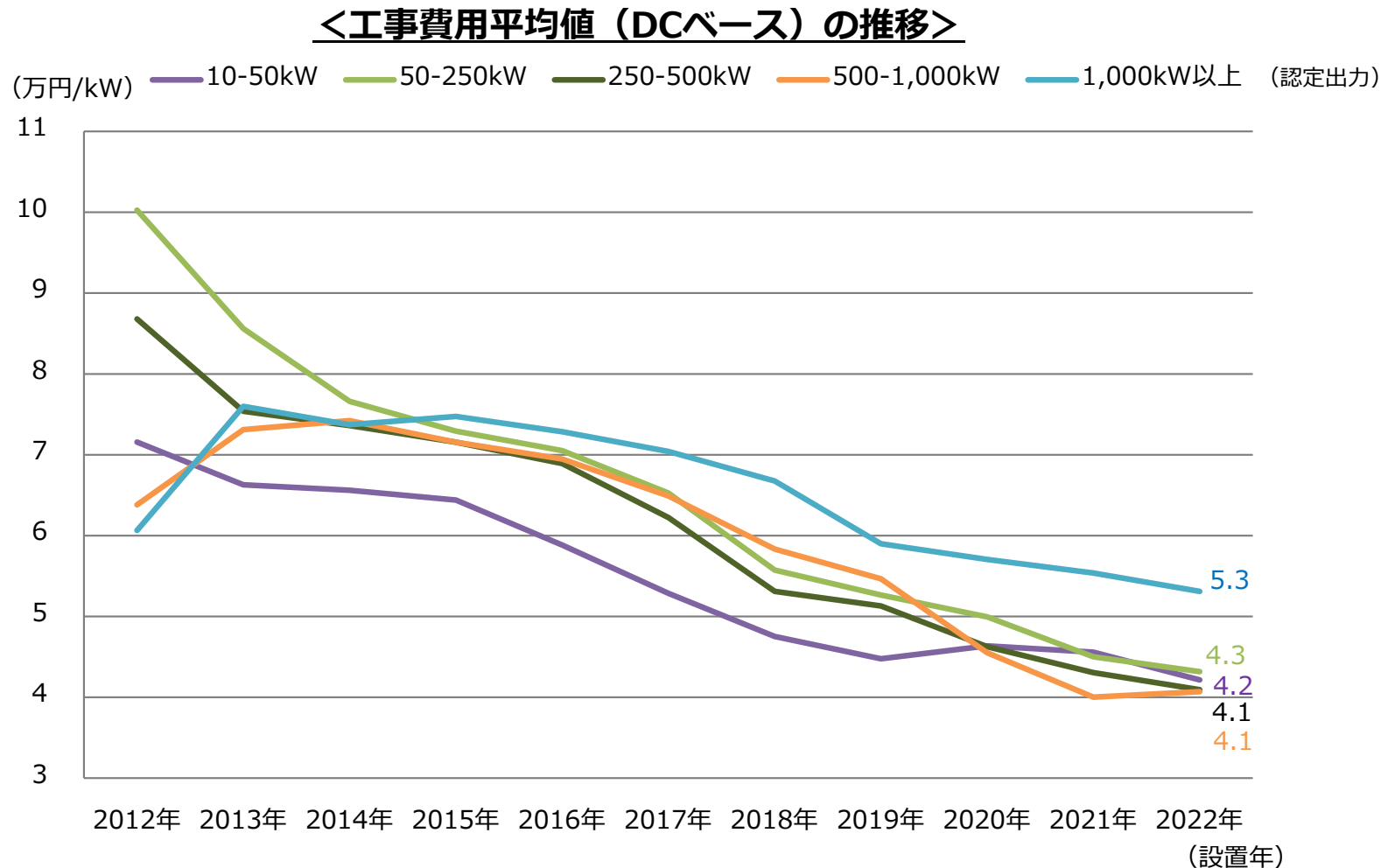


(1) 国内のコスト動向：工事費（設置年別推移）

- 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、直近の工事費については、やや増加傾向に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2～3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。



(1) 国内のコスト動向：システム費用（トッランナー分析：地上設置）（案）

- 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年間であることをふまえ、足元のトッランナー水準が、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**に着目しつつ、昨年度の本委員会で、トッランナー分析については「**複数年にわたる状況も含めて分析すべき**」とのご指摘があったこともふまえ、**2017～2019年の地上設置（50kW以上）のコスト水準**を確認すると、**2017年設置の上位14%水準、2018年設置の上位15%水準、2019年設置の上位17%水準**が、それぞれ2020年設置、2021年設置、2022年設置の中央値と**同程度**であることが確認できた。これらをふまえ、**トッランナー水準は上位15%水準**として、**2024年度の地上設置（50kW以上）の想定値**については、**2022年の地上設置（50kW以上）の上位15%水準の11.3万円/kWを採用すること**としてはどうか。
- また、**2022年の地上設置（10kW以上）の上位15%水準**に着目すると**15.5万円/kW**であり、**2023年度の10-50kWの想定値（17.8万円/kW）を下回る**。ただし、本データは地域活用要件の適用のない案件を多く含んでおり、**地域活用要件が適用された案件のコストデータは限られる**状況。このため、**2024年度の地上設置（10-50kW）の想定値**については、**2023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）
%	2022年 1～8月設置 N=267	2021年 1～12月設置 N=790	2020年 1～12月設置 N=1,309	2019年 1～12月設置 N=1,180	2018年 1～12月設置 N=1,378	2017年 1～12月設置 N=2,171	2022年 1～8月設置 N=1,837
5%	9.77	9.55	10.26	12.27	13.29	15.11	11.83
10%	10.58	10.67	11.36	13.76	15.10	17.13	13.69
11%	10.72	10.80	11.77	13.96	15.41	17.69	14.10
12%	10.76	10.89	12.02	14.16	15.83	18.02	14.39
13%	10.83	11.06	12.29	14.33	16.09	18.37	14.89
14%	11.06	11.25	12.62	14.49	16.42	18.84	15.23
15%	11.28	11.29	12.86	14.65	16.66	19.12	15.48
16%	11.38	11.33	13.14	14.90	16.85	19.41	15.75
17%	11.41	11.49	13.38	15.16	17.18	19.61	16.00
18%	11.46	11.62	13.53	15.45	17.33	19.86	16.22
19%	11.58	11.69	13.64	15.66	17.49	20.13	16.48
20%	11.70	11.82	13.82	15.93	17.67	20.46	16.69
25%	11.97	12.60	14.51	16.73	18.68	21.51	17.58
30%	12.46	13.40	15.32	17.64	19.57	22.59	18.60
35%	12.97	14.13	16.08	18.34	20.59	23.58	19.62
40%	13.77	15.04	16.99	19.18	21.74	24.46	20.61
45%	14.40	15.83	17.88	19.96	22.75	25.42	21.58
50%	15.26	16.57	18.63	20.82	23.70	26.39	22.44

※いずれも、2022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）

- 地上設置と同様に、**2017～2019年の屋根設置（50kW以上）のコスト水準**を確認すると、**2017年設置の上位7%水準**が2020年設置の中央値と、**2018年設置の上位25%水準**が2021年設置の中央値と、**2019年設置の上位47%水準**が2022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。これらをふまえ、**トップランナー水準は上位26%水準**として、**2024年度の屋根設置（10kW以上）のシステム費用の想定値**については、**2022年設置案件の上位26%水準の15.0万円/kWを採用すること**としてはどうか。
- なお、**2022年の屋根設置（10kW以上）の上位26%水準**に着目すると、**2023年度の10-50kWの想定値（17.8万円/kW）を上回る**が、屋根設置については**10kW以上で一律に想定値を設定する中で、費用効率的な案件の導入を促していくこと**を鑑み、上記のとおり、**より費用効率的な50kW以上のコスト動向に着目することが適当**と考えられるのではないかと。

万円/kW	屋根設置（50kW以上）						屋根設置（10kW以上）
%	2022年 1～8月設置 N=31	2021年 1～12月設置 N=90	2020年 1～12月設置 N=124	2019年 1～12月設置 N=157	2018年 1～12月設置 N=173	2017年 1～12月設置 N=288	2022年 1～8月設置 N=315
5%	13.13	10.53	12.29	13.29	14.98	15.99	14.85
6%	13.23	10.99	12.73	13.35	15.11	16.41	15.00
7%	13.37	11.40	13.22	13.47	15.17	17.47	15.66
8%	13.59	11.69	13.51	13.55	15.29	17.93	16.00
9%	13.81	12.04	13.56	13.58	15.66	18.08	16.48
10%	14.03	12.19	13.63	13.66	15.76	18.24	16.89
15%	14.84	13.82	13.92	13.81	16.26	19.60	17.91
20%	14.88	14.45	14.31	14.27	16.89	20.24	19.33
24%	14.98	14.68	14.66	14.75	17.30	20.83	20.23
25%	14.99	14.90	14.92	14.90	17.40	21.00	20.54
26%	15.00	14.91	15.11	15.15	17.49	21.23	20.76
30%	15.43	15.41	15.75	16.01	18.16	21.84	22.19
35%	15.85	15.90	16.30	16.66	18.64	22.40	23.62
40%	16.55	16.06	16.60	17.22	19.02	23.04	24.62
45%	17.27	16.86	16.97	17.67	19.78	23.45	25.39
46%	17.43	16.92	17.06	17.69	20.00	23.62	25.85
47%	17.56	16.92	17.14	17.79	20.01	23.79	25.95
48%	17.65	17.23	17.16	17.93	20.03	23.90	26.08
49%	17.75	17.35	17.21	17.99	20.13	24.03	26.21
50%	17.84	17.37	17.32	18.00	20.26	24.17	26.44

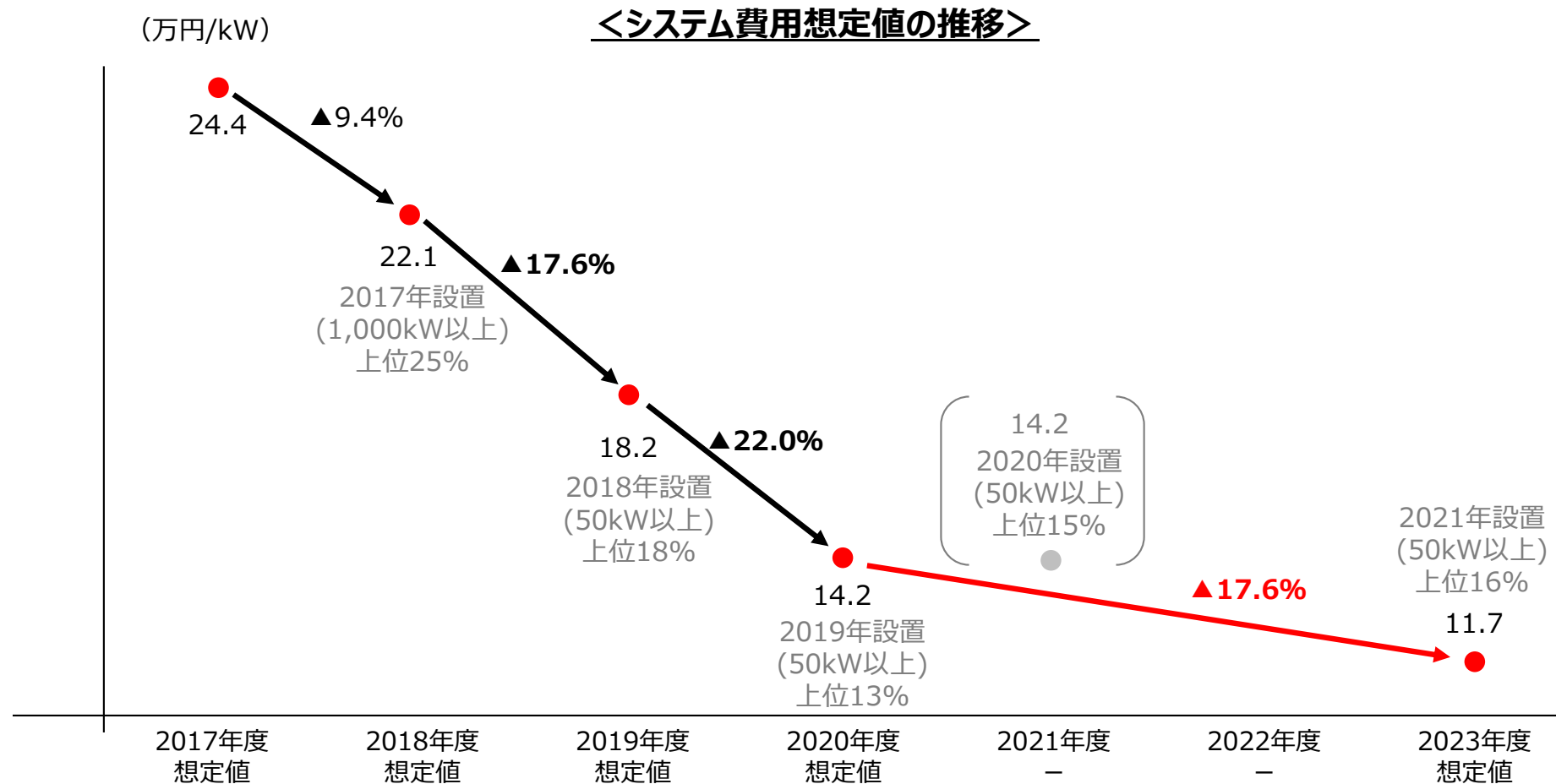
※いずれも、2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

調達価格等算定委員会（第73回）（2021年12月22日）資料1より抜粋

- 昨年度・一昨年度の委員会と同様の方法で、**2021年設置案件（50kW以上）の上位16%※を参照すると、11.7万円/kW**である。

（※）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**であることをふまえ、**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**。足元のコストデータから、昨年度・一昨年度の委員会と同様の方法で、トップランナー水準を設定すると、以下のとおり。

- ①2021年設置案件の中央値は、2018年設置案件の**上位17%**に位置。
- ②昨年度の委員会で想定したシステム費用は、2020年設置案件の**上位15%**に位置。
- ③これらの中間をとって、**上位16%**を参照。



(1) 国内のコスト動向：土地造成費（案）

30

- 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、2022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1.29万円/kW、中央値1.01万円/kWと、2023年度の想定値0.4万円/kWを上回る。**一方で、**屋根設置は平均値0.04万円/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、それぞれ平均値・中央値の水準に着目して、**2024年度の想定値**については、**地上設置1.2万円/kW、屋根設置は0万円/kW**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	1.08 (1.15)	0.86 (0.87)	1.33 (1.08)	1.21 (1.52)	1.87 (2.09)	2.00 (3.57)	1.10 (1.17)
	中央値	0.51 (0.40)	0.38 (0.37)	0.97 (0.81)	1.15 (1.11)	1.50 (1.41)	1.00 (3.44)	0.59 (0.45)
	件数	1,837	116	88	33	43	6	2,123
地上設置	平均値	1.27	1.07	1.43	1.29	1.92	2.00	1.29
	中央値	1.01	0.59	1.07	1.20	1.51	1.00	1.01
	件数	1,549	93	82	31	42	6	1,803
屋根設置	平均値	0.04	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
	件数	284	22	6	2	1	0	315
2023年度 想定値		0.4						

※2022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2021年設置案件の土地造成費。

(1) 国内のコスト動向：接続費（案）

31

- 接続費についても、地上設置／屋根設置の別に、2022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1.56万円/kW、中央値1.27万円/kWと、2023年度の想定値1.35万円/kWと同程度の水準。**一方で、**屋根設置は平均値0.43万円/kW、中央値0.19万円/kWと、2023年度の想定値1.35万円/kWを下回る。**このように地上設置／屋根設置で接続費の水準が異なることから、それぞれ平均値・中央値の水準に着目して、**2024年度の想定値**については、**地上設置は2023年度の想定値（1.35万円/kW）を据え置く**こととし、**屋根設置は0.3万円/kW**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	1.43 (1.53)	0.79 (0.83)	1.08 (1.16)	1.14 (1.20)	1.84 (1.33)	2.92 (2.19)	1.39 (1.51)
	中央値	1.21 (1.25)	0.41 (0.50)	0.38 (0.48)	0.40 (0.41)	1.18 (0.55)	2.08 (1.58)	1.15 (1.23)
	件数	1,837	116	88	33	43	6	2,123
地上設置	平均値	1.62	0.89	1.15	1.21	1.88	2.92	1.56
	中央値	1.37	0.45	0.43	0.41	1.21	2.08	1.27
	件数	1,549	93	82	31	42	6	1,803
屋根設置	平均値	0.44	0.40	0.15	0.03	0.03	—	0.43
	中央値	0.20	0.26	0.10	0.03	0.03	—	0.19
	件数	284	22	6	2	1	0	315
2023年度 想定値		1.35						

※2022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2021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、2022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0.44万円/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**2023年度の想定値0.5万円/kW/年と同程度の水準**。このため、**2024年度の想定値**については、地上設置／屋根設置ともに、**2023年度の想定値（0.5万円/kW/年）を据え置く**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	0.53 (0.53)	0.50 (0.48)	0.51 (0.49)	0.59 (0.59)	0.64 (0.63)	0.72 (0.75)	0.54 (0.54)
	中央値	0.42 (0.42)	0.41 (0.41)	0.42 (0.41)	0.51 (0.51)	0.56 (0.56)	0.68 (0.73)	0.43 (0.43)
	件数	24,590	784	1,009	945	1,339	212	28,879
地上設置	平均値	0.52	0.59	0.56	0.62	0.66	0.72	0.53
	中央値	0.42	0.50	0.46	0.54	0.58	0.68	0.44
	件数	16,358	374	730	752	1,241	209	19,664
屋根設置	平均値	0.55	0.43	0.39	0.50	0.41	0.21	0.54
	中央値	0.42	0.30	0.29	0.34	0.34	0.21	0.40
	件数	8,136	399	268	181	88	2	9,074
2023年度 想定値		0.5						

※2022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）

- これまでの本委員会において、設備利用率の想定値については、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してきた。
- 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、これまでと同様にシステム費用のトップランナー水準と同水準（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、地上設置が18.3%、屋根設置は14.5%。こうした点もふまえ、2024年度の想定値については、地上設置18.3%、屋根設置14.5%としてはどうか。
- ただし、地上設置（10-50kW）については、50kW以上と区別して価格設定することから、システム費用と同様に、地上設置（10kW以上）の上位15%水準に着目し、2024年度の想定値として、地上設置（10kW以上）の上位15%水準の21.3%を採用することとしてはどうか。

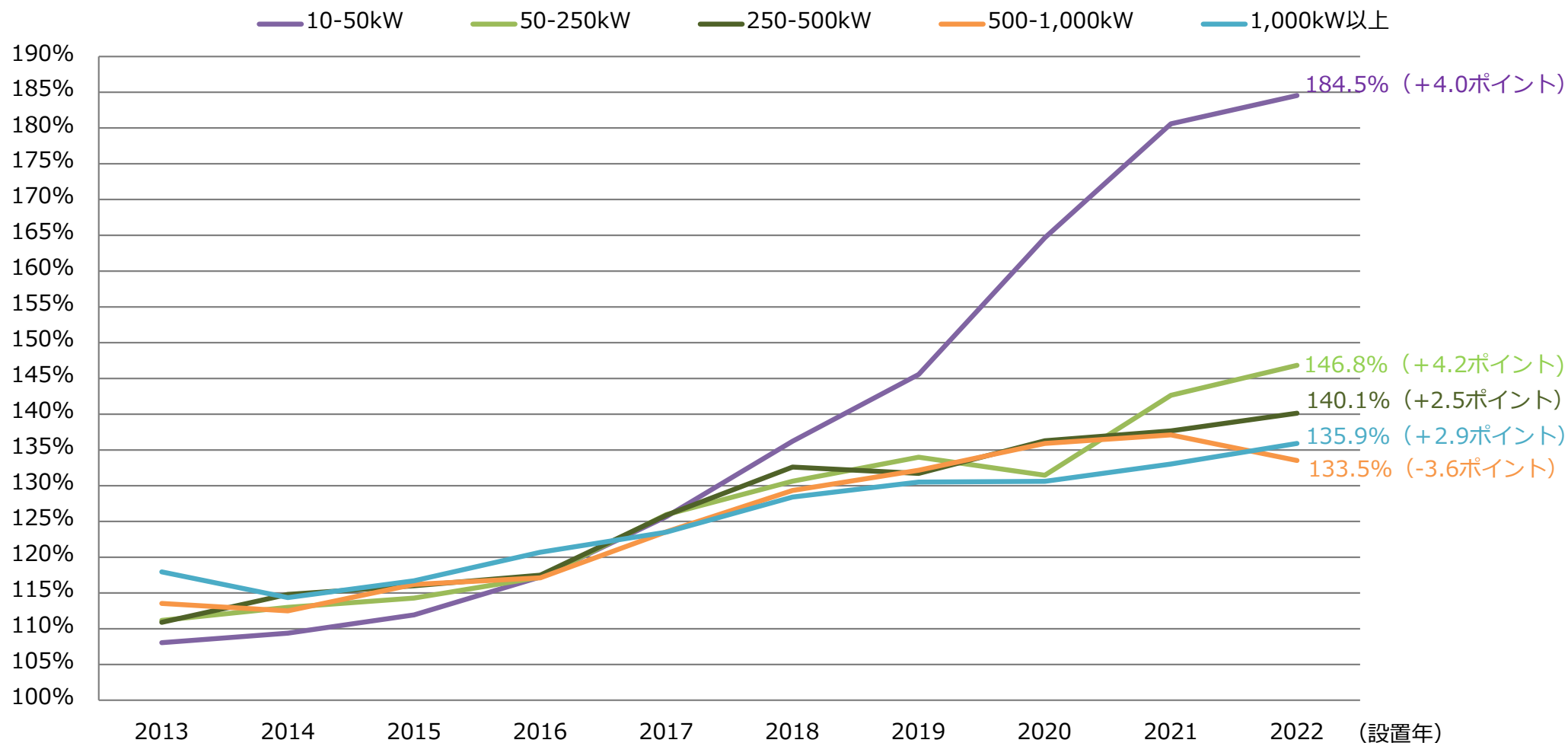
買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2020年6月－2021年5月	16.4%	15.5%	15.6%	15.7%	16.6%
2021年6月－2022年5月	16.7%	15.5%	15.7%	15.8%	16.8%

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
2020年6月－2021年5月	13.4%	13.3%	13.8%	14.3%	14.5%
2021年6月－2022年5月	13.3%	13.1%	13.7%	14.2%	14.7%

設備利用率（地上設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.00%	20.21%	20.28%	20.02%
10%	22.45%	19.09%	19.18%	19.10%
14%	21.48%	18.44%	18.52%	18.52%
15%	21.25%	18.30%	18.39%	18.40%
16%	21.04%	18.18%	18.26%	18.29%
20%	20.23%	17.73%	17.81%	17.89%
25%	19.31%	17.23%	17.32%	17.45%
30%	18.44%	16.79%	16.89%	17.05%
35%	17.68%	16.40%	16.50%	16.67%
40%	17.00%	16.04%	16.14%	16.36%
45%	16.42%	15.70%	15.80%	16.03%
50%	15.94%	15.34%	15.45%	15.71%

設備利用率（屋根設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.31%	17.60%	18.01%	18.52%
10%	16.07%	16.40%	16.85%	17.49%
15%	15.45%	15.66%	16.13%	16.61%
20%	15.00%	15.10%	15.62%	16.16%
25%	14.64%	14.61%	15.19%	15.61%
26%	14.58%	14.51%	15.09%	15.55%
27%	14.52%	14.43%	15.00%	15.43%
30%	14.34%	14.19%	14.77%	15.27%
35%	14.06%	13.85%	14.37%	14.95%
40%	13.81%	13.56%	14.01%	14.62%
45%	13.56%	13.30%	13.75%	14.36%
50%	13.32%	13.06%	13.50%	14.02%

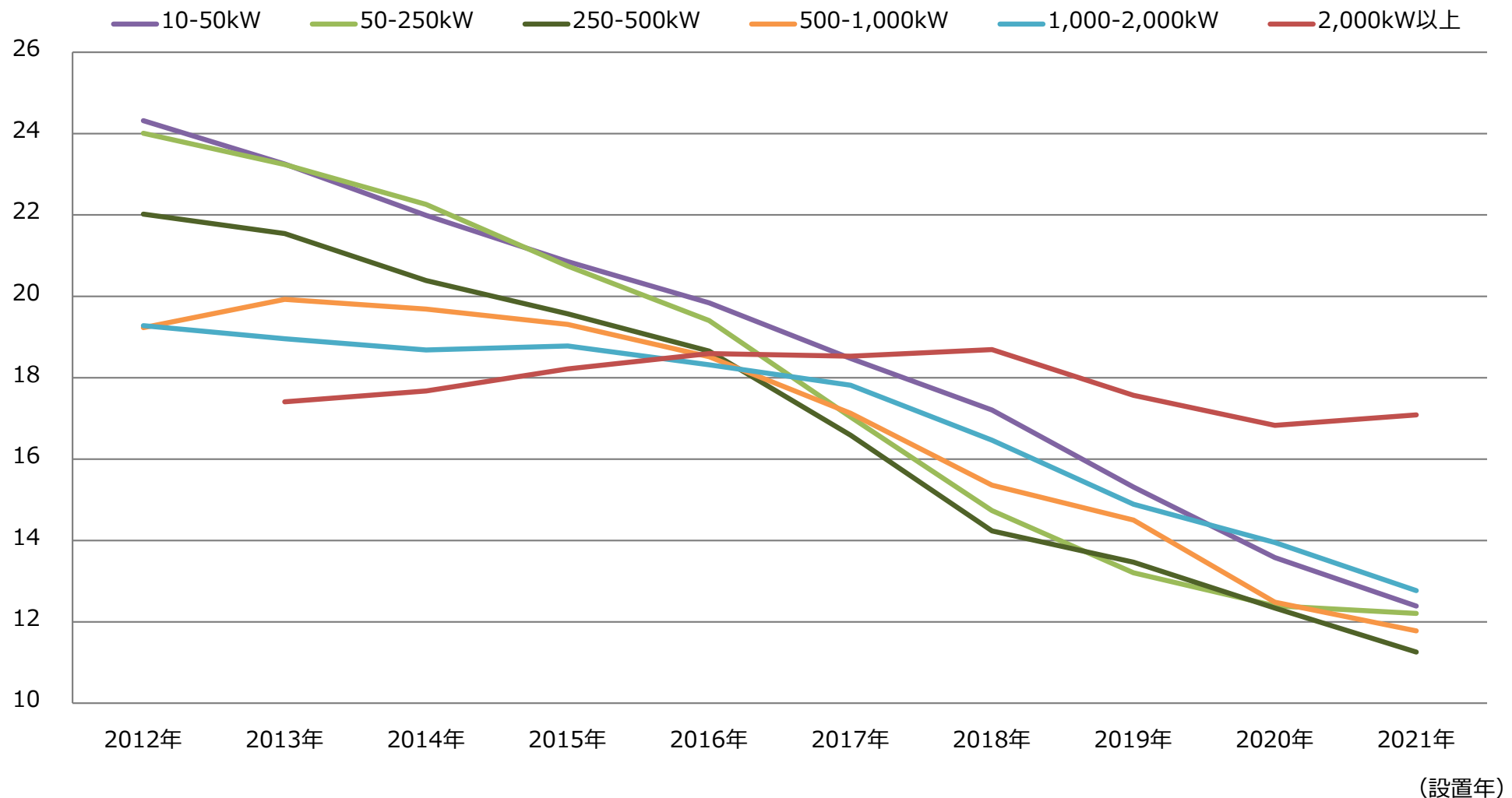
- 定期報告データにより、事業用太陽光発電案件のうち過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、**全ての規模で過積載が進んでいる**ことが確認されたが、**その増加ペースは規模によって異なる**。



- 各年に設置された案件の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、2021年設置のコストは概ね11～13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＞



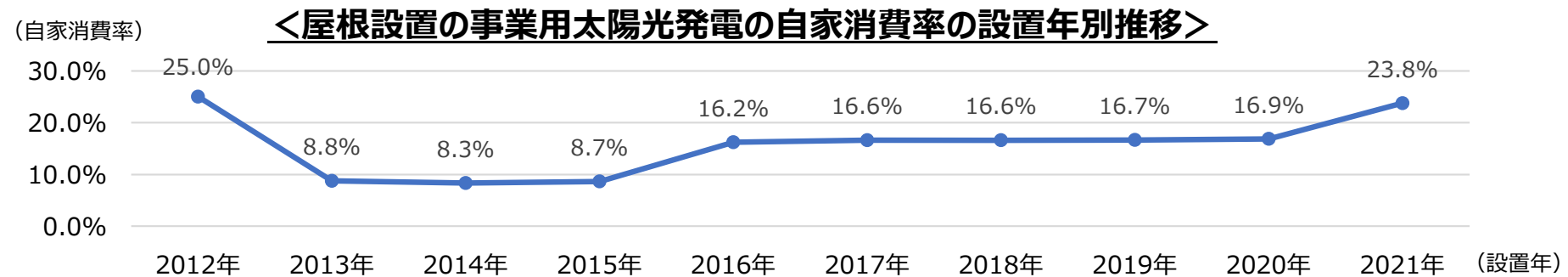
(1) 国内のコスト動向：自家消費分の便益（屋根設置）（案）

36

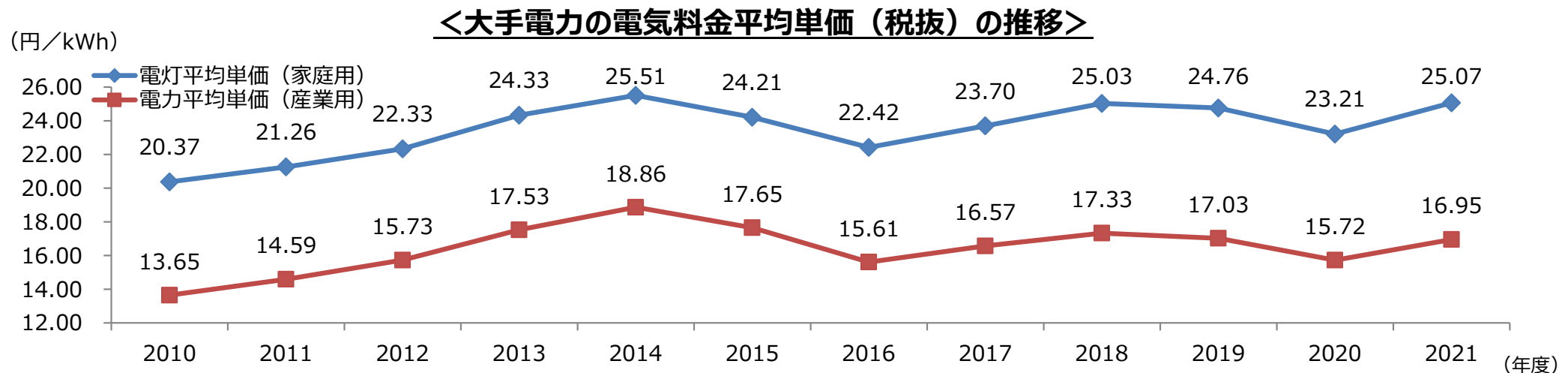
- 屋根設置の事業用太陽光発電※の自家消費比率の実績に着目すると、全設置期間で平均16.1%、特に直近の設置年の自家消費率は16～24%。こうした自家消費の実績を超えて、更なる自家消費を促す観点から、低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して30%超の自家消費を求めていることもふまえ、調達価格等の設定にあたっては、自家消費率を30%と想定して、自家消費便益を計上することとしてはどうか。

※全量売電の案件を除く。買取価格の低い案件ほど、相対的に電気料金より買取価格の方が低い可能性が高く、自家消費のインセンティブがある点に留意。

- 自家消費の便益の2024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（2012年度～2021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18.59円/kWhと設定してはどうか。



※全量売電の案件を除く。



出典：受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

(1) 2024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）7

<調達価格・基準価格の設定方法>

- 前述の足元のコストデータ等をふまえて、2024年度の調達価格・基準価格における想定値については、以下のとおりと
してはどうか。
- その際、運転年数については、昨年度の本委員会で、以下のとおり、とりまとめた。
 - 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ふまえ、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。
- こうした点をふまえ、2024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、その利用実態等をふまえて、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。

(※) 2023年度の想定値と同様に、2024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）以降
の年度ごとのシステムプライス平均値の平均を採用し、10.1円/kWhを想定。

		2024年度 地上・50kW以上	2024年度 地上・10-50kW	2024年度 屋根・10kW以上	(参考) 2023年度 50kW以上	(参考) 2023年度 10-50kW
資本費	システム費用	11.3万円/kW	据え置き (17.8万円/kW)	15.0万円/kW	11.7万円/kW	17.8万円/kW
	土地造成費	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-	0.4万円/kW	0.4万円/kW
	接続費用	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (1.35万円/kW)	0.3万円/kW	1.35万円/kW	1.35万円/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
設備利用率		18.3%	21.3%	14.5%	17.7%	17.2%
自家消費率		-	-	30%	-	50%
自家消費分の便益		-	-	18.59円/kWh	-	18.03円/kWh
運転年数		25年間	25年間	20年間	25年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		10.1円/kWh	10.1円/kWh	-	9.4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) 2024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）⁸

＜屋根設置太陽光の外延について＞

- 地上設置／屋根設置の設置形態毎に調達価格・基準価格を設定する場合、不当に屋根設置の区分等の認定取得が行われることのないよう、その外延を明確にしておくことが重要。
- 具体的には、屋根設置区分での認定申請について、屋根設置であることを適切に確認する観点から、建物登記等の提出を求め、対象発電設備の全体が当該建物に設置されていることを確認することとしてはどうか。

＜調達価格・基準価格の設定における留意点＞

- 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格について、地上設置／屋根設置の設置形態毎にコスト動向を分析し、調達価格・基準価格の想定値を設定した結果として、仮に2024年度の屋根設置太陽光の調達価格・基準価格が、2023年度以前の調達価格・基準価格の額を上回ることになる場合には、屋根設置太陽光の2023年度の認定取得が停滞するおそれがある。これは、2030年度の野心的な再エネ導入目標の実現に向けて、再エネ導入の加速化を図っていく中で、望ましくない制度設計と考えられる。
- また、今回新たに地上設置／屋根設置の設置形態毎に調達価格・基準価格を設定するにあたって、上述の屋根設置太陽光の外延の論点も含め、不適切な認定申請が助長されることのないよう、認定申請の確認方法を予め整理・準備しておくことも重要。
- こうした整理・準備のためのリードタイムにも配慮しつつ、屋根設置太陽光の2023年度の認定取得の停滞を回避し、屋根設置太陽光の早期導入を促していくため、屋根設置太陽光（10kW以上）については、2023年度下半期の調達価格・基準価格についても、2024年度の屋根設置太陽光（10kW以上）の調達価格・基準価格と同額を適用することとしてはどうか。なお、2023年度上半期については既に設定されている調達価格・基準価格での事業実施が可能。

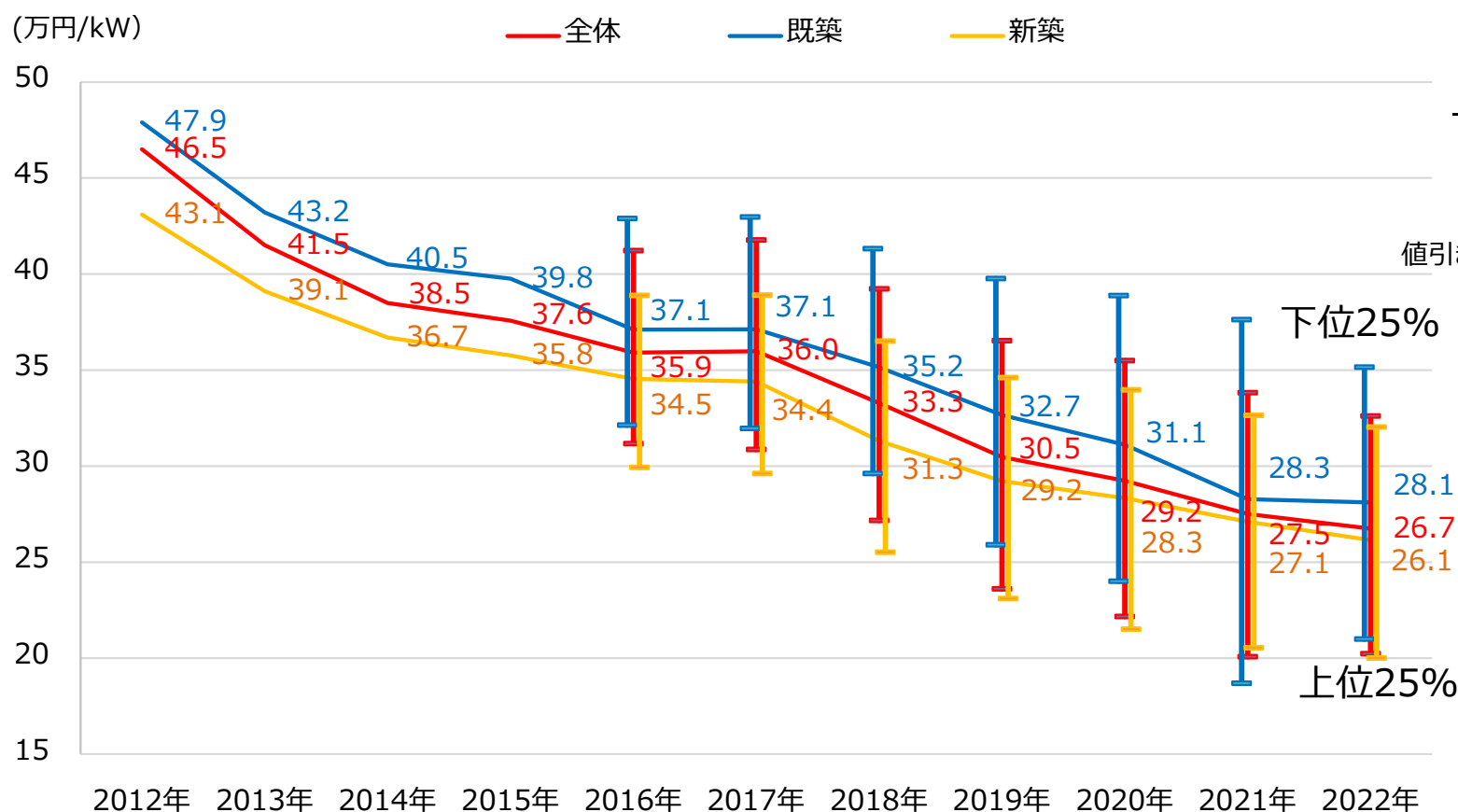
（※）再エネ特措法上、調達価格等については、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされているが、再エネの供給量の状況、再エネ発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等を定めることができるとされている（第3条第1項）。こうした規定の趣旨の範囲内において、経済産業大臣が定めて告示した調達価格等（今後認定する案件の調達価格等）については、改めて設定することが可能。

- (1) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格等
- (2) 2024年度の住宅用太陽光の調達価格**
- (3) 価格目標に係る検証等
- (4) 2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更

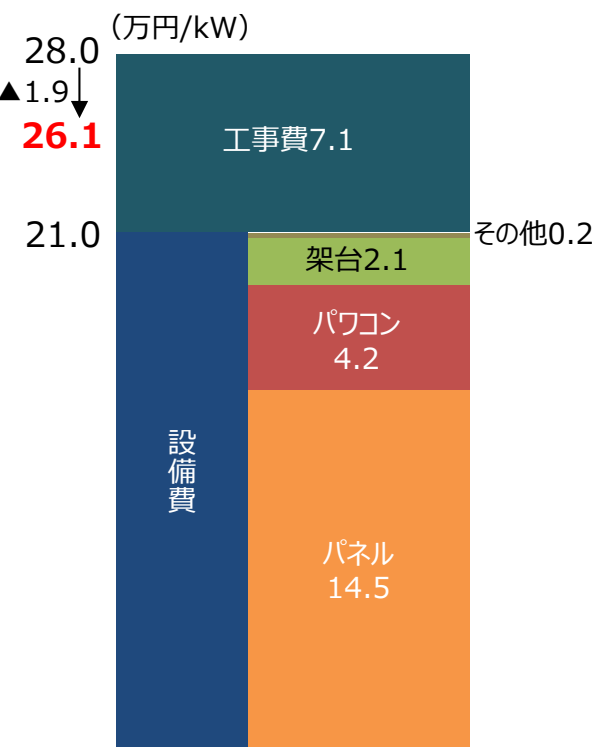
(2) 国内のコスト動向：システム費用（設置年別の推移）

40

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともに低減傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2022年設置の平均値は26.1万円/kW（中央値26.9万円/kW）となり、2021年設置より1.0万円/kW（3.6%）、2020年設置より2.2万円/kW（7.7%）減少した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約55%、工事費が約27%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（トップランナー分析）（案）

41

- トップランナー水準の設定にあたり、これまでの委員会と同様に、**2022年に設置された案件の中央値が、2年前（2018年）に設置された案件のどの程度の水準に位置するか**分析したところ、**上位43%水準**に位置していた。**2022年設置の上位43%水準は25.49万円/kW**であり、2023年度の想定値（25.9万円/kW）を下回った。
- こうしたトップランナー分析に基づき、**2024年度のシステム費用の想定値**として**25.5万円/kWを採用すること**としてはどうか。

	住宅用 システム費用		
%	2022年設置 (全体)	2021年設置 (全体)	2020年設置 (全体)
5%	13.56	13.65	15.80
10%	15.24	15.50	17.46
15%	16.92	17.09	18.98
20%	18.86	18.80	20.61
25%	20.22	20.07	22.16
30%	21.82	21.55	23.49
35%	23.19	23.14	24.81
40%	24.79	24.69	26.29
41%	25.07	24.97	26.61
42%	25.32	25.22	26.93
43%	25.49	25.48	27.27
44%	25.72	25.78	27.59
45%	25.99	26.08	27.90
46%	26.18	26.30	28.22
47%	26.47	26.59	28.50
48%	26.71	26.89	28.80
49%	26.95	27.16	29.09
50%	27.25	27.41	29.38

2年間での価格低減

- 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3.5万円程度であること（昨年度のヒアリング調査では約2.9万円程度）、
 - パソコンについては、20年間で一度は交換され、29.2万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22.4万円程度であり、その上昇の要因として資材価格等の高騰との回答が複数あった。）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4,670円/kW/年となり、2023年度の想定値（3,000円/kW/年）を上回った。
- ただし、定期点検費用については、機器の性能の向上により、定期点検の頻度を小さくできる可能性が示唆されていたことや、パソコン本体の費用については、パソコンの費用も含めたシステム費用は低減傾向にあり、システム費用の動向にも注視する必要があることには留意が必要である。
- このため、こうした点もふまえ、2024年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととし、定期点検やパソ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（2022年1月～8月）の平均値は約1,047円/kW/年、ただし、報告の89%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>

$$\begin{array}{l} \text{(3.5万円} \times 5 \text{回} + \text{29.2万円)} \\ \text{定期点検費用} \quad \text{パソコン交換費用} \end{array} \div \text{5 kW} \div \text{20年間} = \text{約4,670円/kW/年}$$

- 設備利用率について、2022年1月から2022年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.0%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13.8%となり、想定値（13.7%）と同水準。
- これらをふまえ、2024年度の設備利用率の想定値は、2023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＞

2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
13.9%	13.7%	13.6%	14.0%
平均値：13.8%			
想定値：13.7%			

(2) 国内のコスト動向：余剰売電比率・自家消費分の便益（案）

44

<余剰売電比率>

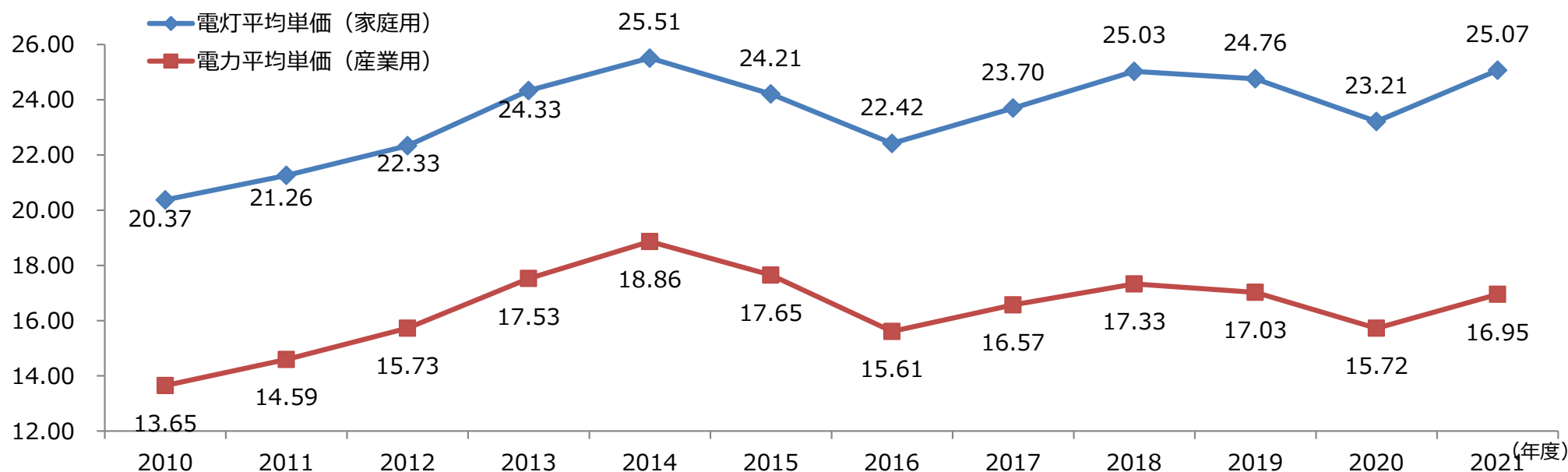
- 余剰売電比率について、2022年1月から2022年8月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、**平均値68.8%（中央値70.0%）**であり、**想定値（70.0%）**とほぼ同水準であった。このため、**2024年度の想定値**については、**2023年度の想定値を据え置く**こととしてはどうか。

<自家消費分の便益>

- 2023年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近9年間（2012年度（FIT制度開始）～2020年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、26.34円/kWhと設定されている。
- 同様の考え方に基づき、**2024年度の想定値**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の平均値**に、現行の消費税率（10%）を加味した**26.46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）

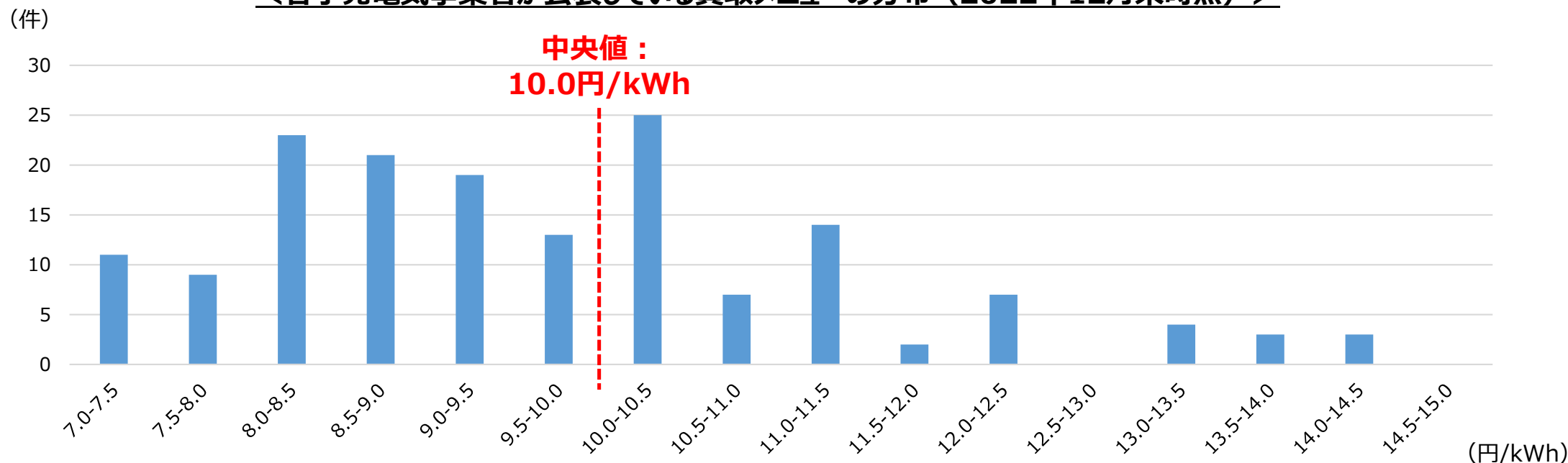


(2) 国内のコスト動向：調達期間終了後の売電価格（案）

45

- 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、2022年12月末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（2021年11月末時点での確認では9.5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。
- こうした点をふまえ、2024年度の想定値は、中央値の10.0円/kWhを採用する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（2022年12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) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格等
- (2) 2024年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 価格目標に係る検証等**
- (4) 2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更

(3) 現行の価格目標：事業用／住宅用太陽光発電

- 再エネ特措法において、**目指すべきコスト水準として掲げている価格目標**については、調達価格等算定委員会の意見を聴いて決定するものとされている。また、再エネをめぐる情勢等の変化を勘案し、必要があると認めるときは、調達価格等算定委員会の意見を聴いて変更することができることとされている。
- 太陽光発電に関する**現行の価格目標**は、以下のとおり。
 - **事業用：2020年に発電コスト14円/kWh、2025年に発電コスト7円/kWh**
 - **住宅用：2019年に売電価格が家庭用電力料金並み、2025年に売電価格が卸電力市場価格並み**
- 2016年度の価格目標の設定当初は、事業用は「**2030年に発電コスト7円/kWh**」、住宅用は「**できるだけ早期に売電価格が卸電力市場価格並み**」との目標を示していたが、**国内外におけるコスト低減の実績**や**複数の民間調査機関のコスト見通し**等もふまえて、2018年度に、事業用は「**2025年に発電コスト7円/kWh**」、住宅用は「**2025年に売電価格が卸電力市場価格並み**」と変更し、事業用／住宅用それぞれ、**目標年の前倒し／明確化**を行っている。

【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

モジュール・PCS：1.7倍

- ・国際流通商品でも内外価格差が存在。
- ・住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

工事費・架台等：2.1倍

- ・太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- ・日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

競争促進と
技術開発により
国際価格に収斂

工法等の最適化、
技術開発等により低減

【目標】

<事業用太陽光>

- ・ **2020年 20万円/kW**
(発電コスト14円/kWh※に相当)
- ・ **2030年 10万円/kW**
(発電コスト7円/kWh※に相当)

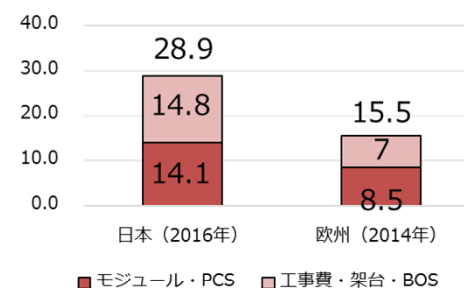
<住宅用太陽光>

- ・ **2019年 30万円/kW**
(売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み)
- ・ **出来るだけ早期に 20万円/kW**
(売電価格が電力市場価格11円/kWh並み)

※2020年14円/kWh、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

太陽光競争力強化研究会取りまとめ（2016年9月、現行目標設定時）

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



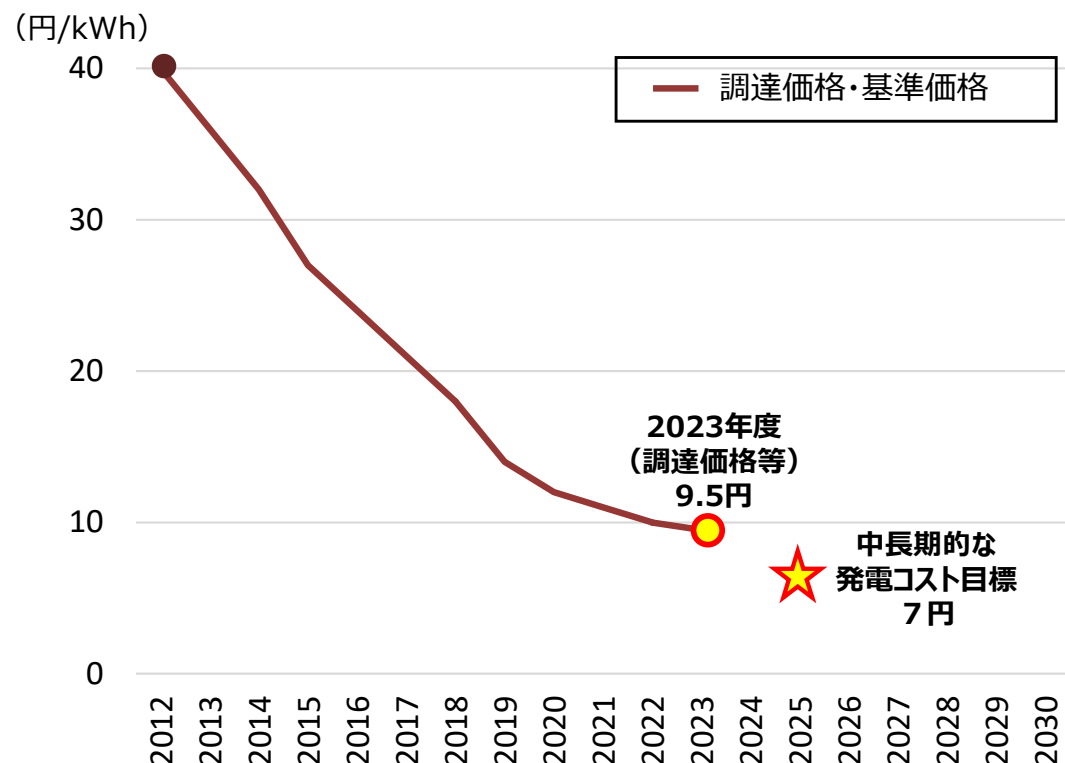
出典：太陽光発電競争力強化研究会報告書

(3) 事業用太陽光：価格目標と調達価格等・システム費用の推移

48

- 現行の価格目標「2025年に発電コスト7円/kWh」は、資金調達コストのみを念頭においた割引率（3%）を前提とした値。適正な利潤（IRR4%）を考慮し調達価格等に換算すると8円/kWh程度の水準。
- 事業用太陽光の調達価格等は、これまで着実に低下しているものの、価格目標の水準（8円/kWh程度）に対して、2023年度の50kW以上の調達価格等は9.5円/kWh。
- また、価格目標「発電コスト7円/kWh」はシステム費用10万円/kWを想定した値。2022年設置の50kW以上のシステム費用の平均値は16～18万円/kW、また、2023年度の50kW以上の調達価格等におけるシステム費用の想定値は11.7万円/kW。

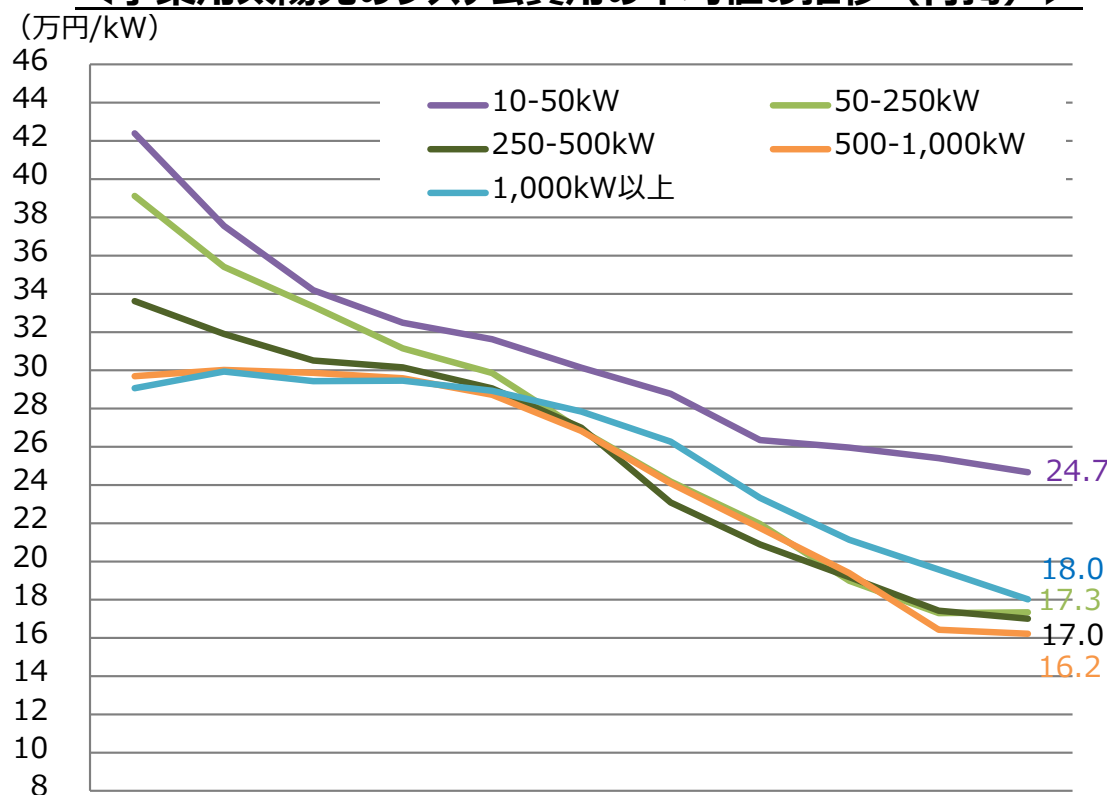
＜事業用太陽光の現行の価格目標と調達価格等の推移＞



※折れ線は、調達価格・基準価格を指す（税抜き。2020-2023年度については、50kW以上の価格。）

※中長期的な発電コスト目標「2025年に発電コスト7円/kWh」は、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。調達価格に換算（内部収益率IRR4%）すると、8円/kWh程度に相当する。

＜事業用太陽光のシステム費用の平均値の推移（再掲）＞



2012年 2013年 2014年 2015年 2016年 2017年 2018年 2019年 2020年 2021年 2022年

（設置年）

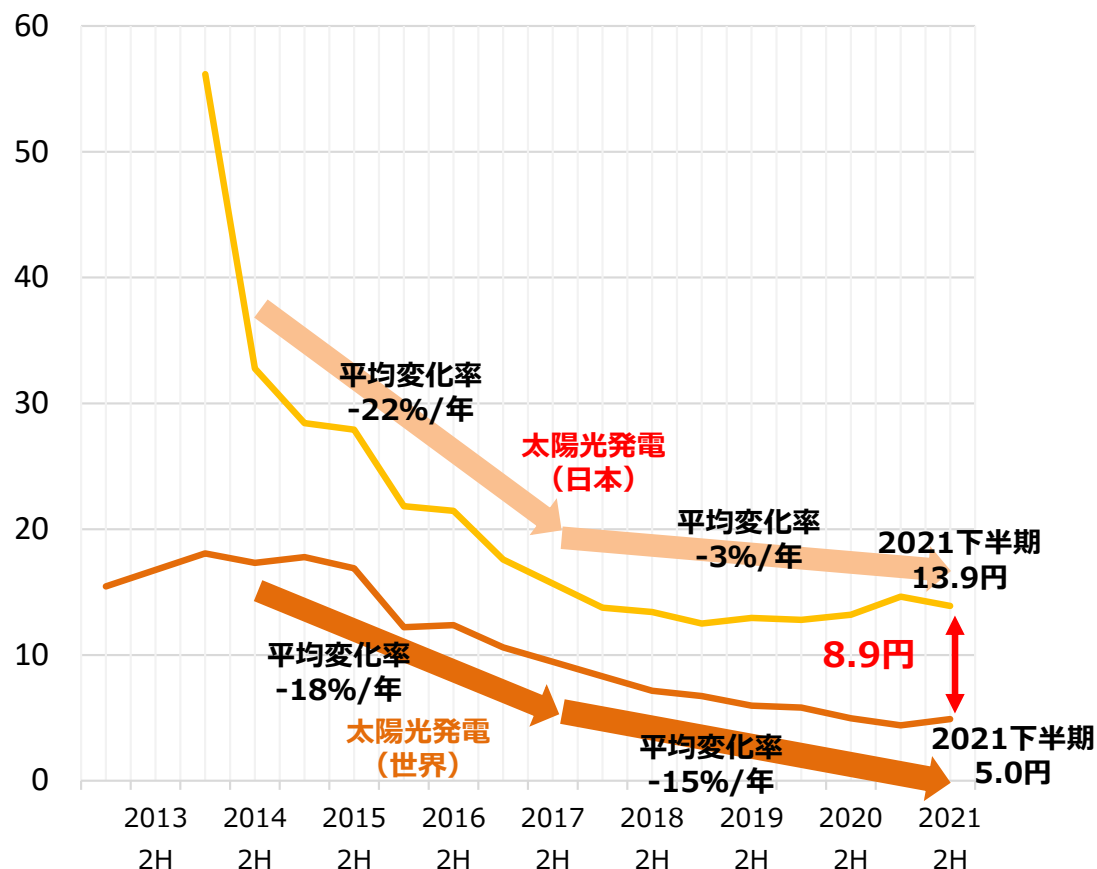
(3) 事業用太陽光のコスト推移の国際比較

- 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、足元、低減スピードは鈍化の傾向。また、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、5円程度の水準。

<事業用太陽光のコスト推移 (LCOE) >

(BloombergNEFデータ)

(円/kWh)

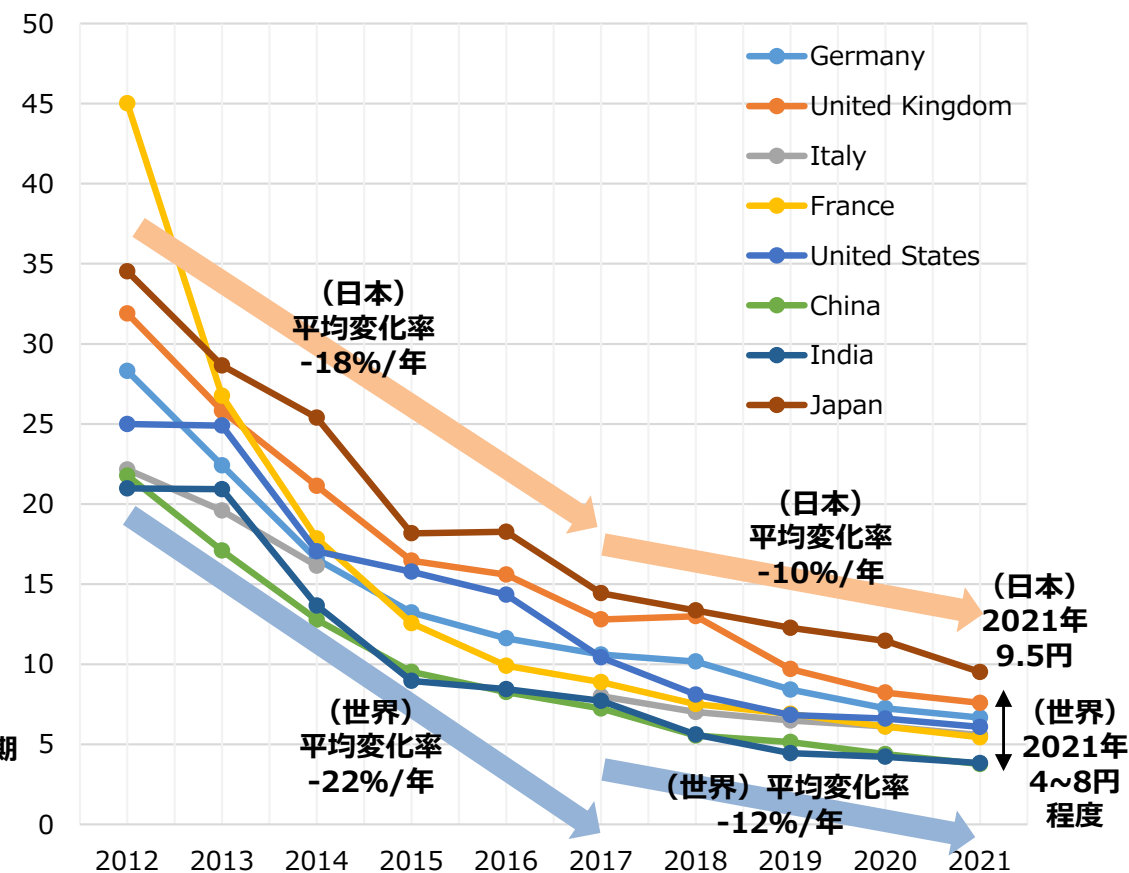


※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。

<事業用太陽光の発電コスト (LCOE) >

(IRENAデータ)

(円/kWh)



※IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2021」より資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算

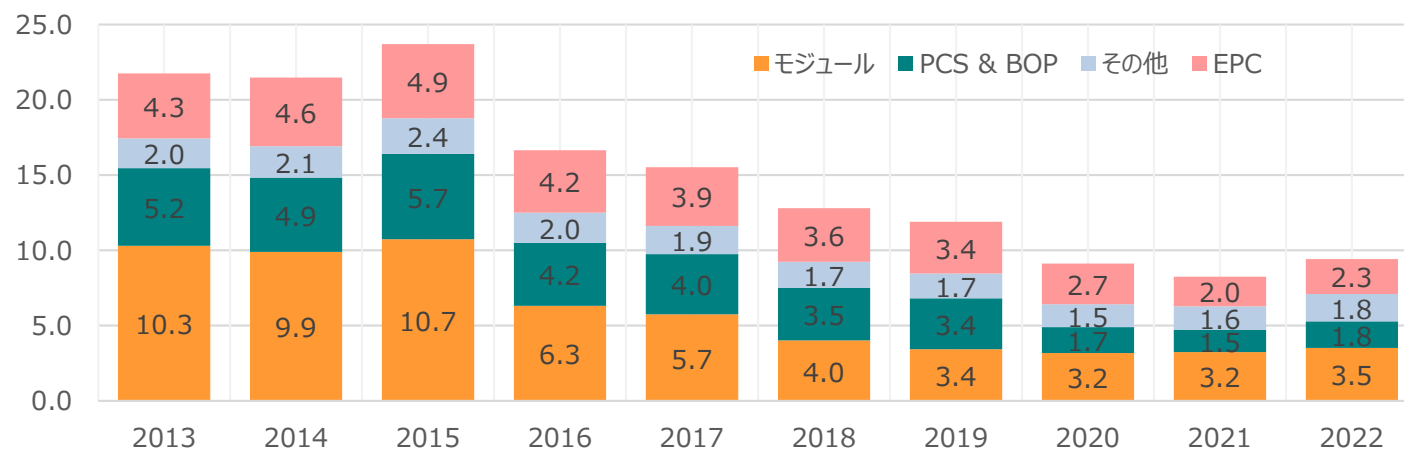
(3) 事業用太陽光の資本費の国際比較

50

- 民間調査機関の分析に基づく、世界の事業用太陽光の資本費と、定期報告データに基づく、日本の事業用太陽光の資本費を比較すると、世界・日本ともに資本費は大きく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。

(万円/kW)

<大規模事業用太陽光のCAPEX（世界）>

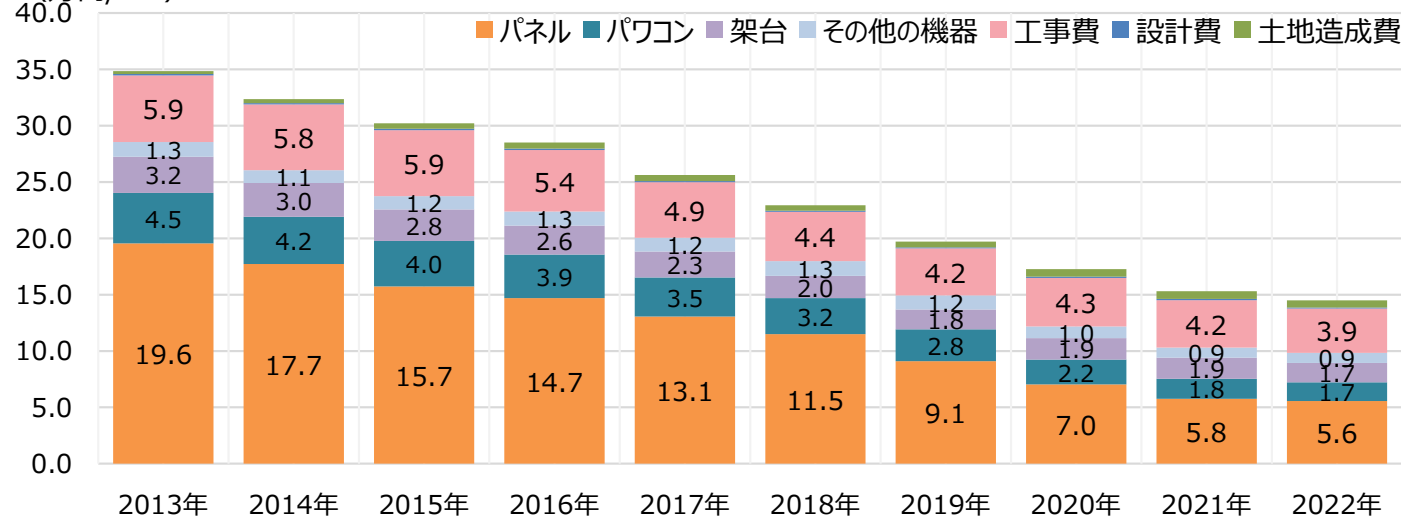


※BloombergNEF, 2022年11月22日、4Q 2022 Global PV market Outlookより資源エネルギー庁作成。
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.4)から各年の値を使用。

2013年	世界		日本
パネル	10.3	1.9倍	19.6
PCS・その他機器	7.2	1.3倍	9.0
EPC	4.3	1.5倍	6.3
合計	21.8	1.6倍	34.9

<事業用太陽光の資本費（日本）：DCベース>

(万円/kW)



2022年	世界		日本
パネル	3.5	1.6倍	5.6
PCS・その他機器	3.6	1.2倍	4.3
EPC	2.3	2.0倍	4.6
合計	9.4	1.5倍	14.5

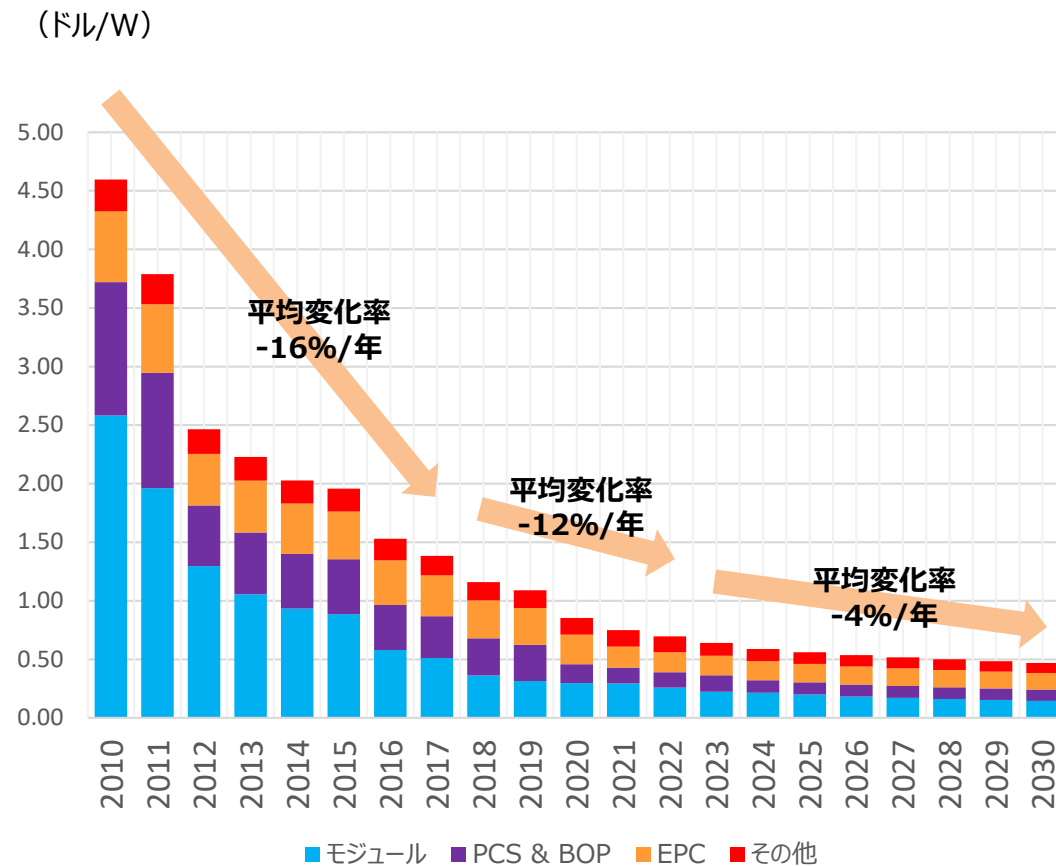
※定期報告データ：2022年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。
「値引き等」については、各費用の割合に基づき各費用に割り戻している。

(3) 世界の事業用太陽光のCAPEXの見通し

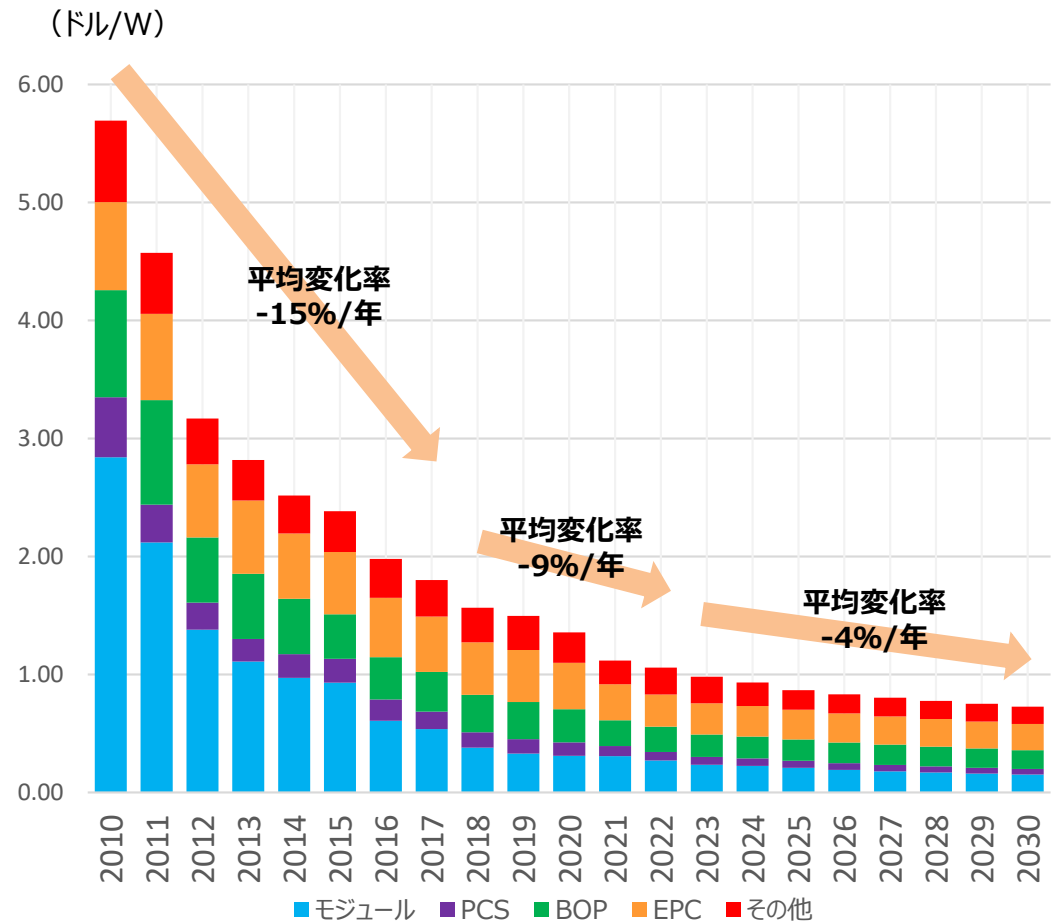
51

- 民間調査機関が分析した**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**。

<大規模事業用太陽光のCAPEX>



<商用屋根上太陽光のCAPEX>

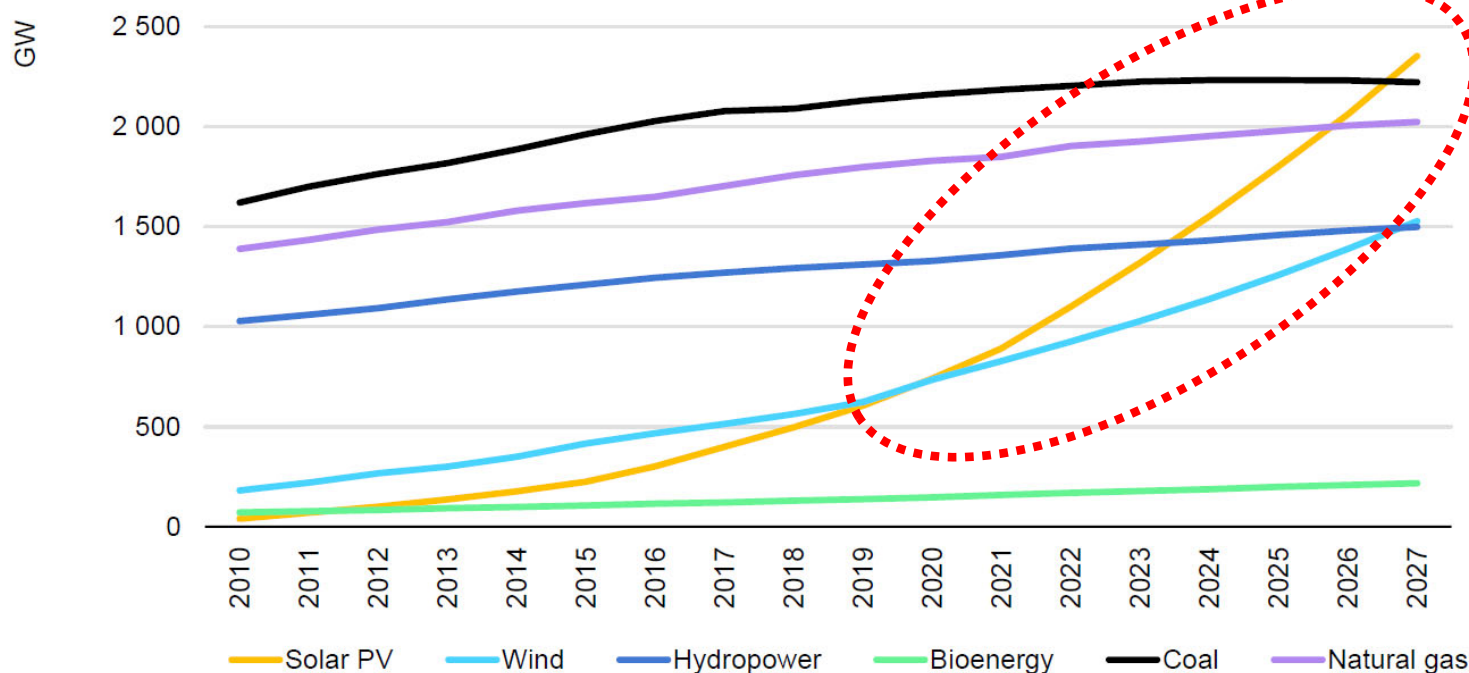


(3) 世界の太陽光設備の導入見通し

52

- 国際機関の公表する再エネ設備の導入見通しによれば、太陽光発電設備については、**2022年から2027年までの5年間で1,000GWを超える導入**があり、太陽光発電の累積設備容量は、2026年までに天然ガス発電、2027年までに石炭発電の設備容量を上回る見通し。
- こうした**世界的な太陽光発電設備の急速な導入拡大**に伴い、今後、**更なるコスト低減**が世界的に見込まれる。

＜大規模事業用太陽光の建設費（国別）＞



太陽光発電の導入拡大に向けた、世界各国の政策等の強化を前提に導入見通しを上方修正。

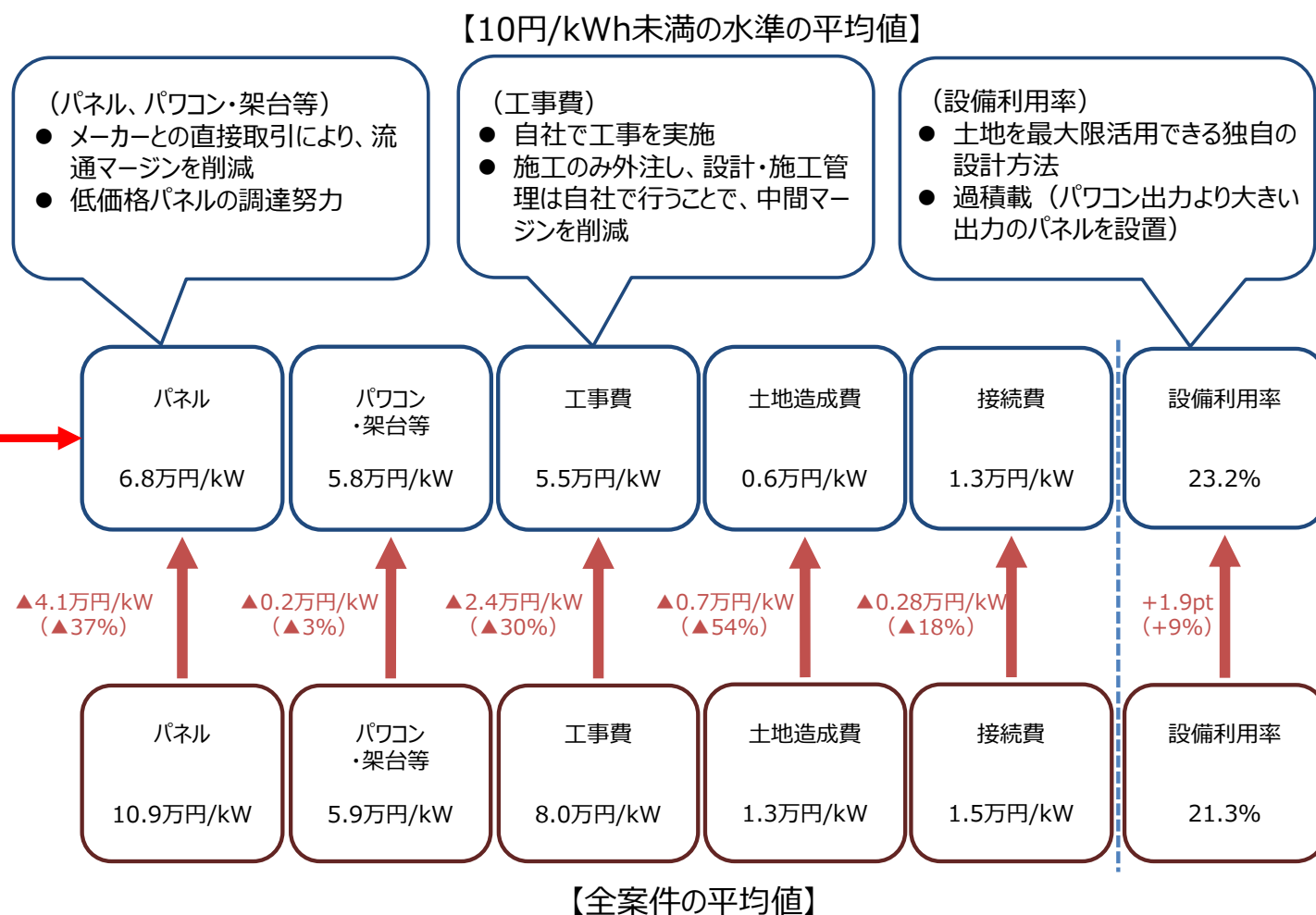
- ・ 中国：再エネに関する新たな第14次5カ年計画における政策ガイドラインと目標をふまえ、昨年の見通し比で35%上方修正。
- ・ EU：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を2030年に45%に引き上げることを目指している。
- ・ 米国：2022年8月に可決されたインフレ抑制法（IRA）によって、再エネに対する税額控除が2032年まで延長された。また、全米50州のうち37州は、再エネ導入拡大を支援するための供給義務化基準や目標を設定。
- ・ インド：非化石発電設備容量2030年500GWという政府の野心的目標達成に向けて実施された競争オークションによって加速。

(3) 事業用太陽光：低コストで事業実施できている案件

53

- 2021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（6,507件）のうち、**1,583件（24.3%）が10円/kWh未満で事業実施**できている。特に、**64件（1.0%）は、7円/kWh未満で事業実施**できている。限られた案件ではあるが、**トップランナーは価格目標を達成できていることが確認できる。**
- 10円/kWh未満の事業者は、パネル、工事費が**平均的な案件の7～8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、23.2%程度**となっている。

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	64件
7円/kWh～8円/kWh	155件
8円/kWh～9円/kWh	482件
9円/kWh～10円/kWh	882件
10円/kWh～11円/kWh	929件
11円/kWh～12円/kWh	955件
12円/kWh～13円/kWh	813件
13円/kWh～14円/kWh	617件
14円/kWh～15円/kWh	467件
15円/kWh～16円/kWh	299件
16円/kWh～17円/kWh	216件
17円/kWh～18円/kWh	134件
18円/kWh～19円/kWh	89件
19円/kWh～20円/kWh	53件
20円/kWh以上	352件
合計	6,507件



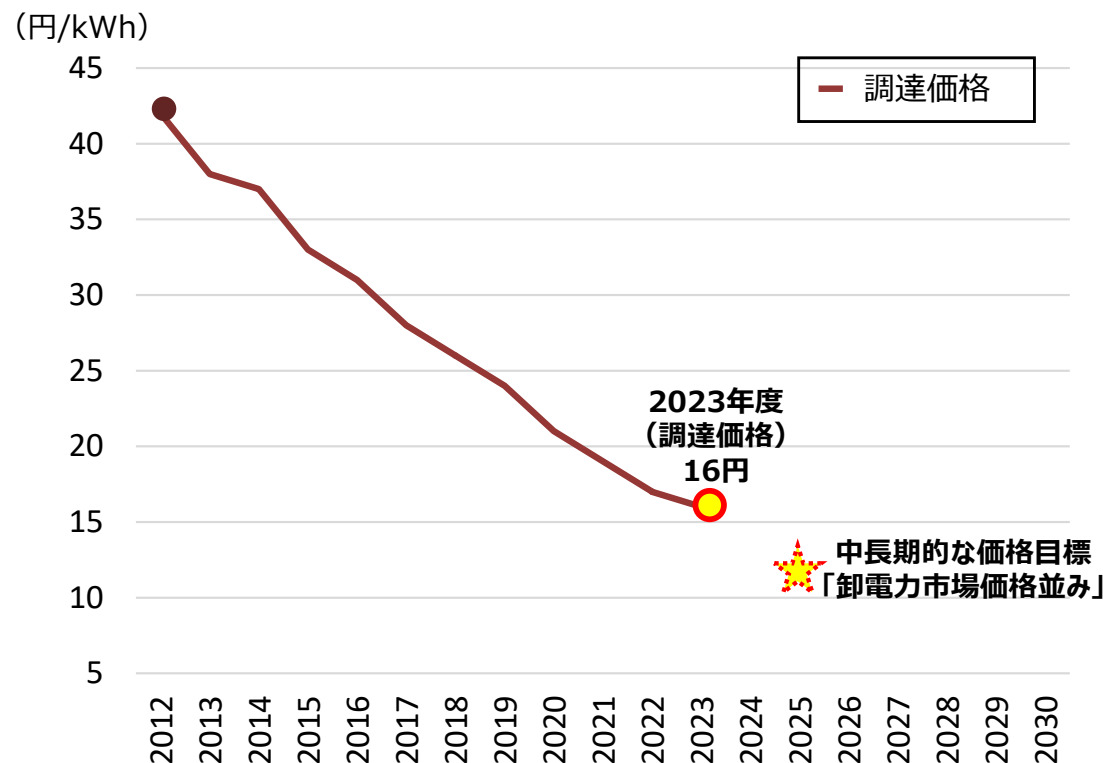
（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
 割引率は3%と仮定し、最新の調達価格の想定値を使用したIRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに、機械的・簡易的に計算した。

(3) 住宅用太陽光：価格目標と調達価格・システム費用の推移

54

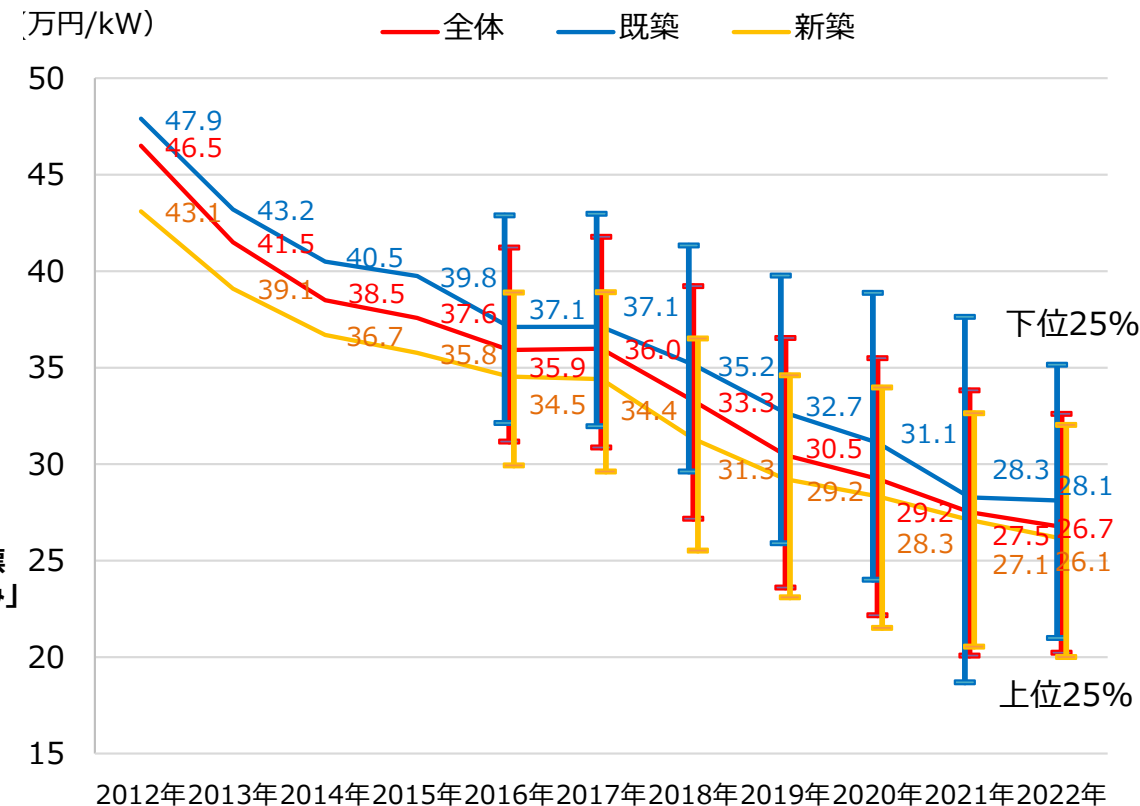
- 現行の価格目標「2025年に売電価格が卸電力市場価格並み」については、価格目標設定時には「卸電力市場価格並み」の水準として11円/kWhとしていた。
- 住宅用太陽光の調達価格も、これまで着実に低下しているものの、**2023年度の調達価格は16円/kWh**。ただし、**卸電力市場価格は、足元、上昇傾向にあることに留意**が必要。
- また、価格目標「売電価格が卸電力市場価格並み」は**システム費用20万円/kWを想定した値**。**2022年設置のシステム費用の平均値は26.7万円/kW**、また、**2023年度の調達価格におけるシステム費用の想定値は25.9万円/kW**。

<住宅用太陽光の現行の価格目標と調達価格の推移>



※折れ線は、調達価格を指す（税込）。
 ※中長期的な価格目標「2025年に売電価格が卸電力市場価格並み」の水準として、グラフでは価格目標設定時に取り上げていた11円/kWhを記載。

<住宅用太陽光のシステム費用の平均値の推移（再掲）>



2012年2013年2014年2015年2016年2017年2018年2019年2020年2021年2022年
 ～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）

- 太陽光については、日本・世界ともに、これまで着実にコスト・価格の低減が進んできたものの、足元、その低減ペースは鈍化の傾向にある。こうした中、日本においては、事業用太陽光・住宅用太陽光ともに、価格目標の目標年である2025年まで残り3年間で切る中で、現行の価格目標については、日本でのコスト低減の状況や、世界における需給状況等もふまえて、適切な見直しを行うことが必要。
- 一方で、日本に限らず、世界的にも、足元、太陽光のコスト低減ペースは鈍化の傾向にあるものの、今後 **5年間（2022～2027年）** で、世界的には太陽光発電の急速な導入拡大が見込まれている。こうした世界的な導入拡大に伴い、更なるコスト低減が期待される中で、日本においても、引き続き、更なるコスト低減を着実に進めていくことが必要。
- また、適地制約等もあり、世界と比べて、引き続き一定の価格差が存在するものの、事業用太陽光の中には、7円/kWh（価格目標水準）を下回るコストで事業実施できている案件も一定数、存在する。こうした特に費用効率的な事業者においては、7円/kWhを下回る水準での事業実施を促していくことも重要。
- こうした点をふまえ、事業用太陽光・住宅用太陽光ともに、その価格目標については、以下のとおり、全体として目標年を2028年頃に見直した上で、事業用太陽光の特に費用効率的な案件については、2028年に、世界のコスト水準である5円程度となることを目指すこととしてはどうか。なお、こうした価格目標の達成や更なる再エネの導入加速化に向けて、入札制の活用や地域と共生した再エネの導入拡大等に、関係省庁で連携して取り組んでいく。
 - 事業用：2028年に発電コスト7円/kWh、特に費用効率的な案件は2028年に発電コスト5円/kWh
 - 住宅用：2028年に売電価格が卸電力市場価格並み

【次世代ネットワークの構築】

- 再エネ適地のポテンシャルを有効活用するための北海道からの海底直流送電の整備（200万kW新設（2030年度））
- 東西の更なる連系に向けた50/60Hz変換設備の増強（210万→300万kW（2027年度））
- 2022年度中に策定予定のマスタープランに基づく系統整備（約6～7兆円：広域機関による試算）
- 系統投資に必要な資金（数兆円規模）の調達環境の整備（系統整備の交付金（再エネ賦課金等を原資）の交付期間の拡充
公的機関による貸付）

【調整力の確保】

● 定置用蓄電池の導入加速

- 2030年に向けた導入見通しを策定し、民間企業の投資を誘発
- 市場整備等による収益機会の拡大・円滑に系統接続できる環境整備・導入支援等によりビジネスを早期自立化

● 長期脱炭素電源オークション

- 2023年度より実施する長期脱炭素電源オークションを通じ、蓄電池、揚水、水素・アンモニア等の調整力を有する脱炭素電源に対する投資を促進

● 水素・アンモニアの活用

- 大規模かつ強靱なサプライチェーンの構築、余剰再エネ等を活用した国内における製造
既存燃料との価格差に着目した支援・拠点整備支援を含む、規制・支援一体型での包括的な制度整備

① 再エネ大量導入に向けた 系統整備/調整力の確保

導入量（水素/アンモニア）
2030年:300万t / 300万t
2050年:2000万t/3000万t

【イノベーションの加速】

● 国産 次世代型太陽電池（ペロブスカイト／屋根や壁面などの有効活用）

ユーザー実証（2023年度～）→需要創出（2026年度～）→早期のGW級の量産体制（2030年度）

太陽光
2030年:104-118GW

● 洋上風力

浮体式導入目標検討（2023年度）→実海域の浮体式実証（2023年度～）→浮体式入札（2020年代後半）
セントラル方式による風況・海底調査（2023年度～）→調査を踏まえた入札（2025年度～）

洋上風力案件組成
2030年:10GW
2040年:30-45GW

1GW/年以上の案件組成

【国産再エネの最大限導入】

● 事業規律の強化に向けた制度的措置の強化

● 国民負担軽減も見据え、入札制度の活用・新制度（FIP）の活用（2022年度～）

● 地域と共生した再エネの導入拡大

- 公共部門の率先実行：設置可能な建築物等の約50%の導入（6.0GW）
- 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進（8.2GW）

● 既設再エネ（太陽光約60GW）の最大活用：増出力・長期電源化に向けた追加投資の促進

● 廃棄等費用積立制度の着実な運用、2030年代後半の大量廃棄に向けた計画的対応

② 国産再エネの 最大限の導入

2030年36～38%実現
（2021年10月閣議決定）

- 立地制約等もある中で、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、地域と共生した太陽光の導入拡大を進めていくためには、既存の技術では設置できなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）にも導入を進められるよう、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ペロブスカイト等の次世代型太陽電池の開発が不可欠。
- こうした観点から、次世代型太陽電池については、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、製品化、生産体制等に係る基盤技術開発から実用化・実証事業まで一気通貫で取り組み、2030年までの早期の社会実装を目指しているところ。
- こうした取組を進める中で、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在。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。こうした状況下で、早期の社会実装を進めるためには、市場規模や将来的な展開等をふまえた量産化に向けて量産技術を早期に確立した上で、早期の公共分野（公共施設等）や建築物等への導入といった需要の創出に向けた取組を進めていくとともに、生産体制の整備も同時に進めていくことが必要不可欠。
- 特に、需要の創出に向けては、FIT・FIP制度における、ペロブスカイト等の次世代型太陽電池を念頭においた、新たな発電設備区分の創設といった需要創出の方策も考えられる。本委員会においても、こうした新たな発電設備区分の創設について、技術開発や撤去等に関するルール整備の進捗もふまえつつ、今後検討に着手することとしてはどうか。

- ペロブスカイト太陽電池の市場は目的・用途により大きく3つに大別される。
- 軽量・フレキシブル型については、開発に一定の進展が見られ、エネルギー政策・産業競争力強化の観点からもよりスピーディな開発実現に向けた取組を進めることが不可欠。また、屋内・小型についてもペロブスカイトの特性を活かした利用ニーズが聞かれているところ、従来太陽電池が使用されなかった新市場への展開が期待される。
- なお、超高効率型については、高いエネルギー密度が求められる分野（交通・航空等）での利用が想定され、これらの市場ニーズに対応できるよう開発することが必要。他方、ペロブスカイト単体の技術開発に加え、接合技術等の様々な技術要素があることから、GI基金とは別に取り組む。

屋内・小型

IoTデバイス等、特定用途の比較的小型な機器類に貼る太陽電池

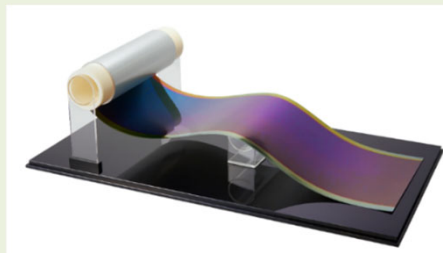


（出典）エネコートテクノロジーズ

- ・ 短寿命の機器への用途であれば、**耐久性の課題は発電用途に比べてハードルが低く**、大面積生産技術が確立されることで、**小型・高付加価値**といった展開が期待される。
- ・ **ユーザー等との連携による、独自性・高付加価値を追求することが市場獲得に不可欠**。

軽量・フレキシブル型

既存の太陽電池では設置が困難な場所（壁面、耐荷重が小さい屋根等）に設置

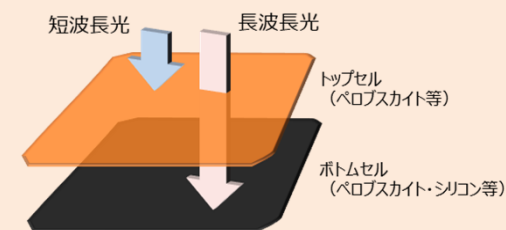


（出典）積水化学工業

- ・ 高い耐久性と高い歩留まりが求められることから、**量産化へのハードルは高いものの、既存の太陽電池ではアプローチできなかった場所**に設置でき、太陽光の導入量の増加に寄与。
- ・ **量産可能な製造技術が鍵**。日本は**耐久性に関する特許でリード**しており、特許化に適さない製造ノウハウの蓄積が不可欠。

超高効率型

高いエネルギー密度が求められる分野



タンデム型太陽電池のイメージ

- ・ 設置面積の制限などから、高いエネルギーが求められる分野（交通・航空等）では、従来よりも**超高効率なタンデム型の開発が必須**。
- ・ **超高効率のメリットに合う価格を実現可能な低コスト化が鍵**。高い耐久性と高い歩留まりが求められることから、**量産化へのハードルは高い**。

(参考) 次世代型太陽電池の開発 (国費負担額：上限498億円)

59

再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第47回）（2022年12月）資料2より抜粋・一部修正

- 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、製品化、生産体制等に係る基盤技術開発から実用化・実証事業まで一気通貫で取り組み、2030年までの早期の社会実装を目指す。
- 研究開発の進捗状況を踏まえ、早期の社会実装に向けて研究を加速するため、新たに以下の取組を実施。
 - ① ユーザー市場を意識した開発を促進するため、実証可能な試作品が実現できた者を対象に、生産技術の開発段階から早期にユーザーと連携したテスト実証を実施対象とできるよう、柔軟に研究計画を見直し、開発進捗等に応じて追加的に必要な支援を実施。 ※当面は次世代型太陽電池実用化事業の予算の範囲内で実施。
 - ② 海外市場展開を目指した標準化の推進に向けて、産学連携による体制を構築し、国内企業の市場化ニーズや強みを活かせるよう共通基盤となる評価技術開発等の追加実施を検討。

2022年度

2025年度

2030年度

① 実験室レベルでの技術開発

② 製品化に向けた大型化等（生産技術の確立）

開発状況を踏まえたテスト実証の実施により開発を加速化

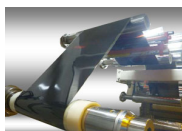
③ ユーザーと連携した実証（量産技術の確立）

生産技術の確立

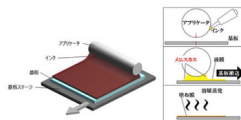
量産化開発の早期着手・準備

実証と量産化技術の開発

- ・国際研究機関との連携による評価手法等の国際標準化策定に向けた体制強化（企業ニーズ・強み等に応じて評価技術等の追加実施を検討）
- ・利用用途を見据えた規制への対応（建築基準法など、必要に応じて企業実証特例制度などの活用）



大型化に向けた生産技術の確立



実証事業の
早期着手



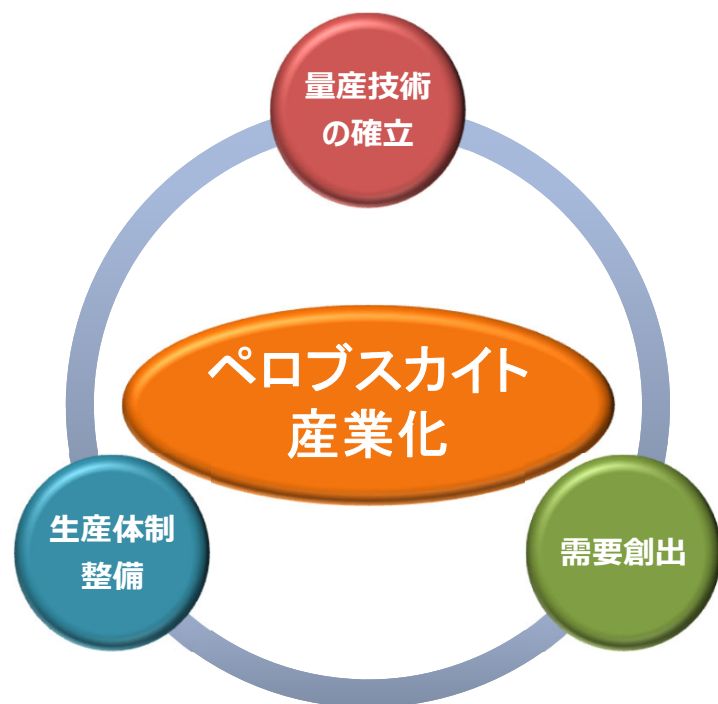
実証事業による社会実装



量産化技術・
量産体制の確立

次世代型太陽電池の
本格社会実装の実現

- 立地制約の克服等に寄与するペロブスカイト等の次世代型太陽電池については、GI基金を活用した研究開発により、**既に実証段階に近い開発状況**にある企業も存在。
- 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る**が、早期社会実装を進める上では、**重点的な分野を定めてユーザーとの連携を進め、市場規模や将来的な展開等を踏まえた量産化に取り組むことが重要**。
- 特に**日本発の技術であるペロブスカイト太陽電池**については、**エネルギー政策・産業政策の観点から取り組むことが重要**。その際、**量産技術を早期に確立した上で、生産体制の整備と需要の創出についても同時に進めていくことが必要**不可欠である。



量産技術の確立

- **GI基金を活用した研究開発・社会実装の加速化**
- **ユーザーと連携した実証等により、早期市場獲得を目指す**

需要の創出

- **早期に公共分野（公共施設等）や建築物等への導入**
- **FIT・FIPを含めた導入促進策のあり方や、設置・撤去等に関するルール整備をあわせて検討**

生産体制整備

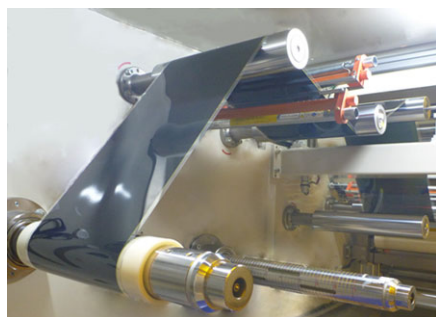
- **2030年までの早期にGW級の量産体制構築**

- 令和3年末の採択後、各事業者において、グリーンイノベーション基金を活用することで実用化に必要な製造技術の確立等に向けた研究開発が加速。
- グリーンイノベーション基金を活用した研究開発に取り組む企業は、ユーザー企業との実証計画をすでに公表し、社会実装に向けた動きも実現しつつある。

積水化学工業・JR西日本プレスリリース（2022年8月3日）

- ・積水化学工業は屋外耐久性10年相当を確認し、30cm幅のロールtoロール製造プロセスを構築。（発電効率15.0%）
- ・2025年に全面開業するJR西日本「うめきた（大阪）駅」広場部分にフィルム型ペロブスカイト太陽電池を設置。

※一般供用施設でのペロブスカイト太陽電池採用計画は世界初（JR西日本調べ）



ロールtoロールによる製造



JR西日本「うめきた（大阪）駅」イメージ図

積水化学工業・東京都プレスリリース（2022年12月2日）

- ・東京都の下水処理施設にペロブスカイト太陽電池を共同研究として設置し、下水道施設への適用性の検証を開始予定。

エネコートテクノロジーズ・マクニカ プレスリリース（2022年3月8日）

- ・エネコートテクノロジーズは株式会社マクニカと協業し、IoT 端末向けのペロブスカイト太陽電池をマクニカのCO2センサーに搭載。
- ・概念実証製品と位置づけるCO2センサーの試作品を開発し、量産化に向けた取組を進めている。



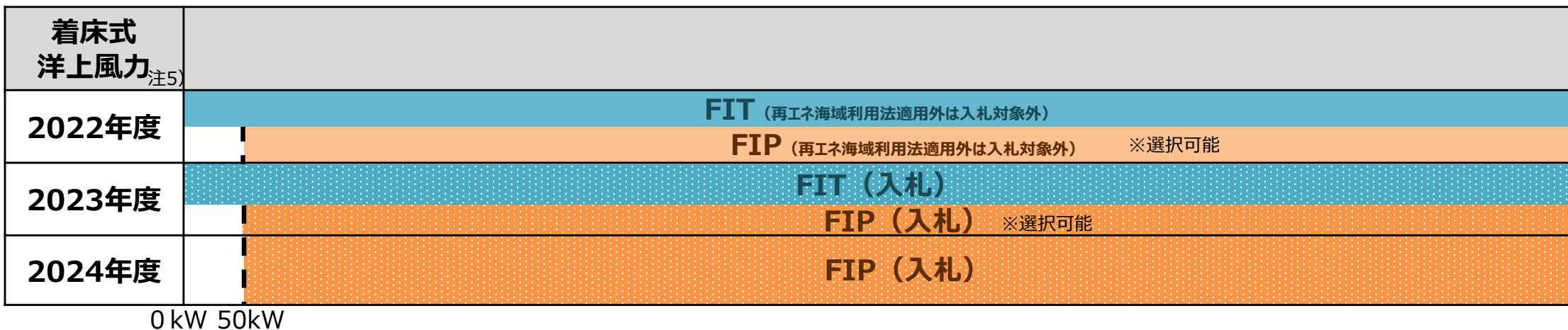
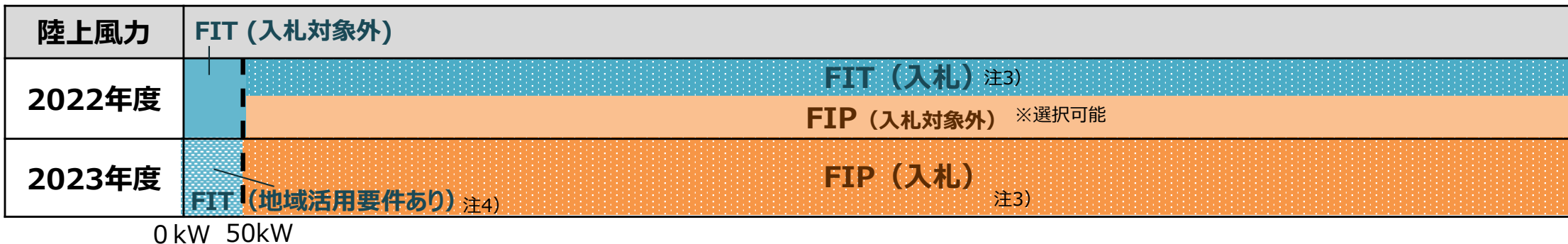
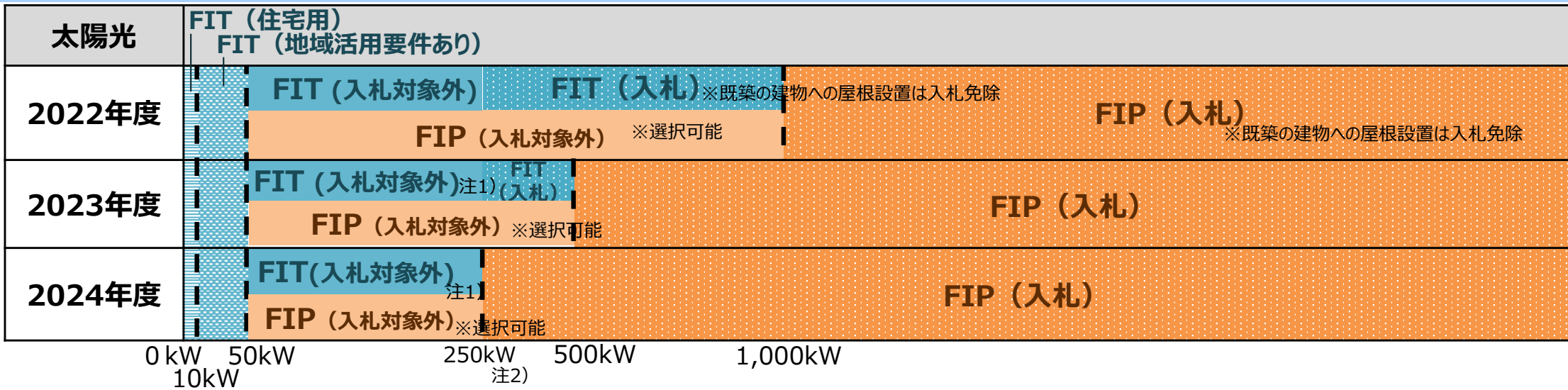
ペロブスカイト太陽電池搭載CO2センサー

- (1) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格等
- (2) 2024年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 価格目標に係る検証等
- (4) 2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等**
- (5) FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更

- 今年度からFIP制度が開始しており、太陽光発電について、今年度は、1,000kW以上ではFIP制度のみ認められ、50kW以上1,000kW未満についてはFIP制度・FIT制度が選択可能とされているところ。
- 2023年度以降にFIP制度のみ認められる対象については、昨年度の本委員会において、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ふまえ、2023年度は500kW以上、2024年度は原則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た。
- 特に2024年度については、250kW以上をFIP制度のみ認められる対象とすることを原則としつつ、昨年度の委員会時点ではFIP制度の開始前であり、FIP制度の動向もふまえた上で最終的に判断するという趣旨で「原則」とされていた。
- 今年度については、年度途中ではあるものの、現時点では、太陽光については、以下のFIP新規認定・移行認定に関する状況が確認できており、一定の進捗が見られる。
 - FIP新規認定：入札対象区分で計280MWのFIP落札、入札対象外で約16MWのFIP認定申請あり
 - FIP移行認定：約24MWのFIP認定申請、うち現時点で約11MWのFIP認定あり
- また、後述のFIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更ルールの見直しや、再エネ併設蓄電池の系統充放電のルールの見直し等、FIP利用にあたって重要な蓄電池併設の促進に向けた取組も進めているところ。
- こうした点をふまえ、2024年度については、昨年度の委員会でとりまとめた「原則」のとおり、250kW以上をFIP制度のみ認められる対象としてはどうか。その上で、2025年度以降については、今後の動向もふまえ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・風力）のイメージ（再掲）

64



注1）太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値は、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。注2）2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上
 注3）リプレースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。注4）沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。注5）浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

- 再エネの電力市場への統合を促していくため、FIP制度のみ認められる対象規模でなかったとしても、事業者が希望する場合には、基本的には、FIP新規認定／FIP移行認定を通じたFIP制度の利用を認めている。
- ただし、多数かつ多様な事業者がFIP制度の対象となりえ混乱する等の事態が発生する可能性があることをふまえ、FIP制度導入当初は50kW以上(高圧・特別高圧)に限って、FIP新規認定／FIP移行認定を認めており、FIP制度の運用状況を見極めながらFIP制度の新規認定／移行認定を認める範囲拡大を検討することとされている。
- こうした中、本年8月の再エネ大量導入小委員会では、低圧太陽光(10-50kW)についても、長期電源化や市場統合が求められているところ、小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から取引に混乱が生じないよう一定の条件を求めつつ、低圧太陽光についてFIP制度を選択可能とする方向性が示されているところ(次頁参照)。
- 低圧太陽光については、単体では市場取引の最小取引単位を満たさないため、取引の混乱を回避し、安定的な電気供給をするためには、当該設備のほかにも電源を保有していることや電気事業に精通している事業者とシンプルな契約関係を結び供給していることが望ましいこともふまえ、具体的には、以下の要件①②のいずれかを満たす場合については、低圧太陽光のFIP制度の利用(FIP新規認定／FIP移行認定)を認めることも考えられるのではないか。
 - ① 電気事業法上の発電事業者であること
 - ② 直接の契約関係に基づき、電気事業法の小売電気事業者・登録特定送配電事業者・特定卸供給事業者に供給していること ※認定事業者が小売電気事業者・登録特定送配電事業者・特定卸供給事業者である場合を含む。
- また、低圧太陽光については、FIT制度の下での地域活用電源として、自家消費3割超や災害時に自立運転可能な構造といった要件の遵守を求めているところ。このため、FIP新規認定の場合においても、最低限の地域活用を求める観点から、災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供することを求めることとしてはどうか。
- なお、低圧太陽光については、これまでも、電気事業法に基づく基礎情報の届出や使用前自己確認の措置等、事業規律の強化に向けた取組を進めているが、引き続き関係審議会での検討をふまえて事業規律の強化に向けた取組を進めていく。

(参考) FIP対象の見直しの方向性（低圧太陽光のFIP対象化）

- 現在FIP制度の対象区分は多様な取引結果が増えた結果電源側に混乱が生じないように、移行・新規ともに50kW以上（高圧・特別高圧）が認められており、運用状況も見極めながら範囲拡大を検討していくこととされている。
- 低圧（10kW～50kW）太陽光発電設備については一層の長期電源化や市場統合が求められているところ、小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から一定の条件を求めつつ、低圧太陽光発電設備について新規認定案件・既認定案件ともに、FIT制度（地域活用要件あり）に加えて、FIP制度を選択可能とする方向で、本年度の調達価格等算定委員会で御議論頂いてはどうか。
- この際、低圧発電設備の取引方法に関する混乱が生じないように留意する必要があると考えられるところ、例えば認定基準として以下いずれかの要件を求めることが考えられないか。
 - ① 相対契約により供給を行う場合であり、直接の供給先が電気事業法上の届出をしている特定卸供給事業者（アグリゲーター）や電気事業法上の登録をしている小売電気事業者である場合 等
 - ② 同一認定事業者で保有する認定発電設備の出力合計値が一定規模以上である場合 等
- また、低圧太陽光案件がFIP制度を選択する場合には、こうした案件の地域に対するあり方についても再検討すべきではないか。

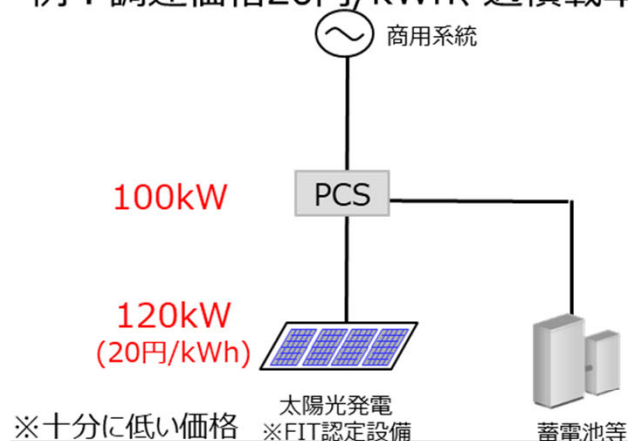
- (1) 2024年度の事業用太陽光の調達価格・基準価格等
- (2) 2024年度の住宅用太陽光の調達価格
- (3) 価格目標に係る検証等
- (4) 2024年度以降にFIP制度のみ認められる対象等
- (5) FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更**

- 現行制度では、蓄電池を発電設備に事後的に併設した場合、過積載分の供出による事後的な国民負担の増加の懸念もあることから、蓄電池の事後的な設置は最新価格への変更事由となっている。
- 他方、こうした蓄電池の設置は、太陽光発電設備が供給タイミングのシフトをすることを可能とし、再エネの市場統合に資する取組だと考えられる。
- このため、本年8月の再エネ大量導入小委員会においては、国民負担の増大を抑止しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIP移行案件について事後的に蓄電池を設置した場合の基準価格変更ルールを見直す方向性が示されているところ（次頁参照）。
- 具体的には、再エネ大量導入小委員会で示されているとおり、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合は、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前の調達価格・基準価格と蓄電池設置年度における該当区分の基準価格）の加重平均値に変更することとしてはどうか。

FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更（案）

- 蓄電池を事後的に設置した場合、供給タイミングのシフトが可能となる。他方で、これまで逆潮しなかった再エネ電気について、過去の高価格を基準としてプレミアムを交付するため国民負担の増大につながる懸念があることに十分留意する必要がある。
- このため、国民負担の増大を抑止しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIP移行案件について事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）の加重平均値に価格変更する方向で、本年度の調達価格等算定委員会で御議論頂いてはどうか。
- なお、2022年度以降の新規認定は、FIP制度下、価格変更なく事後的な蓄電池設置が可能。

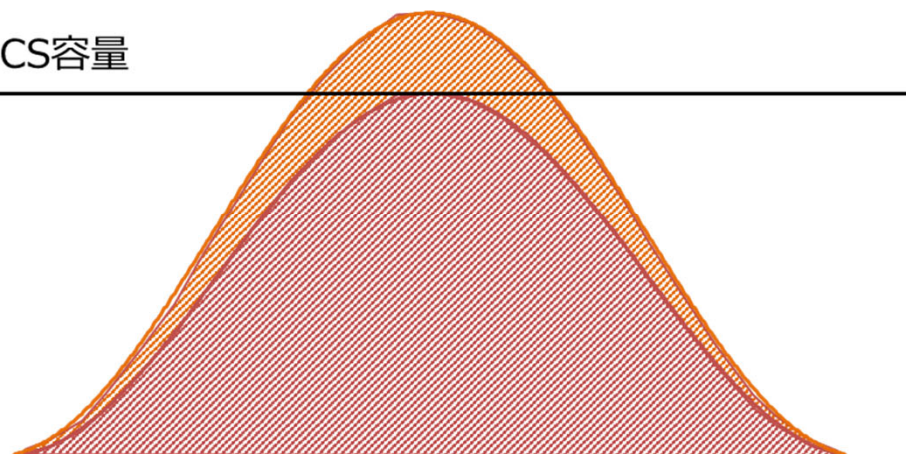
例：調達価格20円/kWh、過積載率120%のFIT認定設備に蓄電池を設置してFIP制度に移行する場合



：十分に低い価格

：蓄電池設置前価格

PCS容量



<蓄電池設置後供給価格算出イメージ>

$$\frac{20\text{円/kWh} \times 100 + 10\text{円/kWh} \times 20}{120} = 18.33\text{円/kWh}$$

再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第42回）（2022年6月）資料1より抜粋

- 現状の再エネ特措法の運用では、国民負担により支援する電気量を明確に区別する観点から、**交付金の算定の基礎となる電気量が認定発電設備から発電された電気量に限定されるように、系統から発電設備に電気が流れ込まないような措置を講じることを求めている**。このためFIT発電設備に併設された蓄電池に系統電気を引き込むことはできない運用となっている。
- 他方、発電側から充電だけでなく、**系統側からも充電することは蓄電池の稼働率を向上させ、自ら市場を踏まえて発電を行うFIP制度の促進につながる**。

再生可能エネルギー特別措置法 第九条

第四項 経済産業大臣は、第一項の規定による申請があった場合において、その申請に係る再生可能エネルギー発電事業計画が次の各号のいずれにも適合するものであると認めるときは、その認定をするものとする。

三 **再生可能エネルギー発電設備が、安定的かつ効率的に再生可能エネルギー電気を発電することが可能であると見込まれるものとして経済産業省令で定める基準に適合すること。**

再生可能エネルギー特別措置法施行規則 第五条

第二項 法第九条第四項第三号の経済産業省令で定める基準は次の通りとする。

四 当該認定の申請に係る**再生可能エネルギー発電設備において使用する電気については、当該発電設備を用いて得られる再生可能エネルギー電気をもって充てる構造であること。**

