太陽光発電について

2021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、2021・2022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、2022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) <u>2023年度以降にFIP制度のみ認められる対象</u>等
 - (2) 2023年度の事業用太陽光(入札対象外)の調達価格・基準価格
 - (3) 2023年度の事業用太陽光の廃棄等費用の積立(解体等積立基準額)
 - (4) <u>2023年度の住宅用太陽光の調達価格・基準価格</u>
- なお、2022年度の入札制(入札対象、募集回数・募集容量、上限価格等)や、2022年度の小規模事業用太陽光 発電の地域活用要件については、別日の委員会で御議論いただくこととしたい。

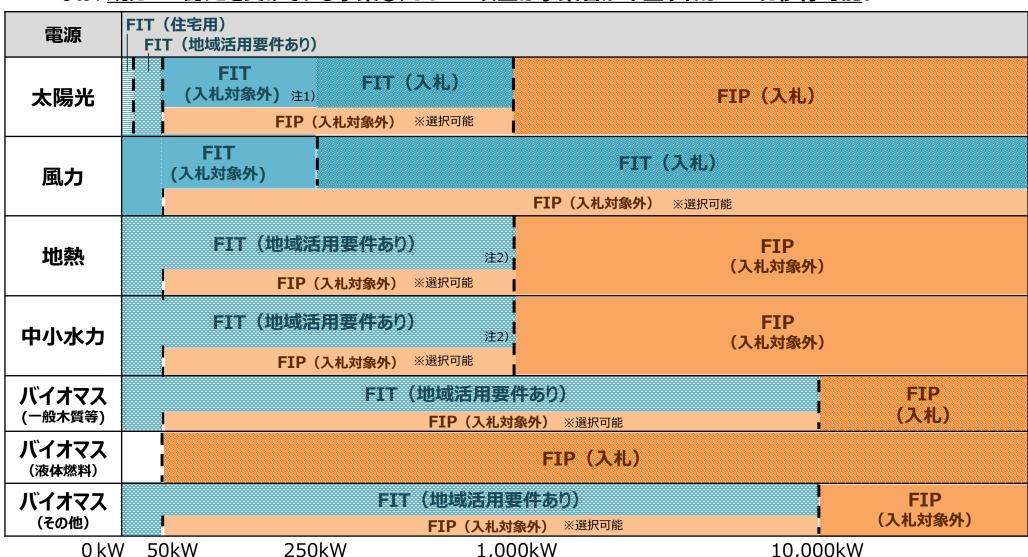
御議論いただきたい事項

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~	価格目標
						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 (一定規模 以上) ※4			
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円×1 27円	24円	21円 (10kW以上 2,000kW未	18円 (10kW以上 2,000kW未	14円 (10kW以上	12円 (50kW以上 250kW未満)	11円 (50kW以上 250kW未満)	10円 (50kW以上 入札対象未満)			7円 (2025年)
				※1 7/1~ (利潤配慮期間 終了後)		[*] 満)	満)	500kW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)			
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3 ※3 出力制御	31円 33円※3 対応機器設置義務	28円 30円※3 あり(2020年度以降		24円 26円※3 かかわらず同区分)	21円	19円	17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。 ※4 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。その他入札制の詳細は未定。

(参考)2022年度のFIT/FIP・入札の対象

- 風力以外は一定規模以上はFIPのみ認める。また、50kW以上は事業者が希望すればFIPも選択可能。
- なお、既にFIT認定を受けている事業も、50kW以上は事業者が希望すればFIPに移行可能。



10kW

沖縄地域・離島等供給エリアについては、いずれの電源もFITを選択可能とし、また、地熱・中小水力・バイオマスの地域活用要件を求めない。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点(総論)

調達価格等算定委員会(第70回) (2021年10月4日)事務局資料より抜粋

- 第6次エネルギー基本計画(案)等をふまえた検討
 - ▶ 第6次エネルギー基本計画(案)においては、2030年度の野心的な温室効果ガス削減目標をふまえた野心的なものとして、合計3,360~3,530億kWh(総発電量に占める再エネ比率は36~38%)を目指す(※)ということが掲げられており、こうした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すという方針を掲げている。
 - (※)なお、この水準は、キャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。
 - ▶ 再エネのコスト低減・市場統合に関しては、国際水準と比較すると依然と高い状況にあることや、既に再エネ賦課金が2.7兆円の水準に達すると想定されること等、今後、国民負担を抑制しつつ導入拡大との両立を図っていく必要があることから、他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していくことや、再エネの自立化に向けたステップとして、電力市場への統合を積極的に進めていくことを掲げている。
 - ▶ 今年度の本委員会では、こうした第6次エネルギー基本計画(案)の内容もふまえて、
 - ① <u>2050年カーボンニュートラルや2030年度の温室効果ガス排出削減目標</u>の実現に向けて、<u>再エネの最大限の導入</u>を進めていくこと
 - ② 同時に、国民負担の増大や地域の安全等への懸念に対応するため、**国民負担の抑制と地域との共生**を図っていくことに留意しつつ、**調達価格/基準価格や入札制度等の在り方等**を検討すべきではないか。

特に、現時点で設定されていない2023年度におけるFIP/FIT・入札の対象となる区分やその調達価格/基準価格、入札上限価格について、一定の目安等を示すことで、事業の予見性を高め、積極的な案件形成を促進すべきではないか。

※ 本委員会で検討すべき事項については、他の関係審議会での検討・議論状況もふまえ、必要に応じて、今年度の本委員会でも検討すべきではないか。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点①)

調達価格等算定委員会(第70回) (2021年10月4日)事務局資料より抜粋

<太陽光発電>

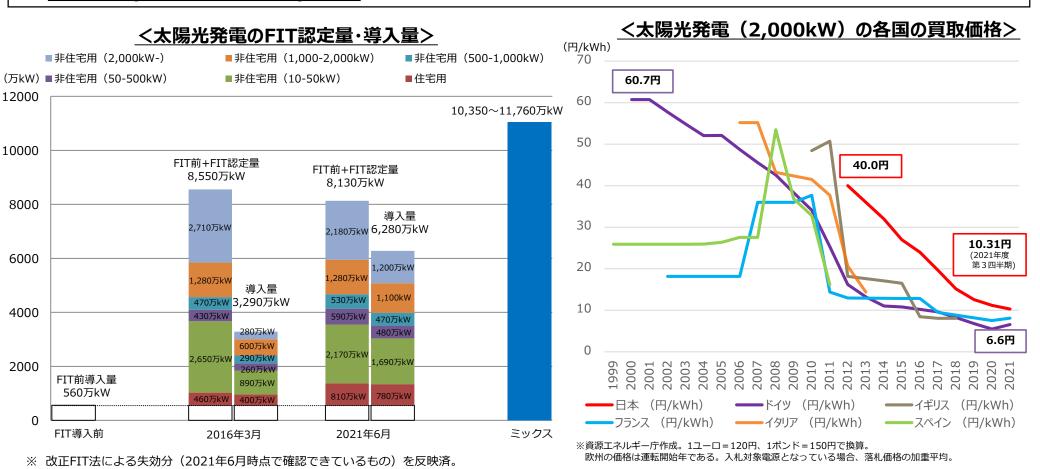
- 事業用太陽光発電の2022年度の入札制
 - 今年度からの入札制度変更の実績もふまえつつ、競争性の確保を大前提として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の 両立を図るため、どのような募集回数・募集容量や上限価格等の設定が適切か。
 - ▶ また、2022年度からFIP制度における入札も開始する。このFIP入札の実施指針について、具体的にどう設定するか。例えば、 基本的にこれまでのFIT入札の実施指針を踏襲する形とすることも一案か。
- 事業用太陽光発電の2023年度のFIP/FIT・入札の対象
 - ▶ 2023年度のFIP/FIT・入札の対象について、昨年度の本委員会の意見等をふまえつつ、どう設定するか。

(参考)令和3年度以降の調達価格等に関する意見

- ④事業用太陽光発電と地域活用要件
- (略)<u>50kW以上の事業用太陽光</u>については、地域活用要件を設定してFIT制度による支援を当面継続していくのではなく、<u>電源毎の状</u> 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、早期の自立を促すこととした。
- 入札対象範囲外の事業用太陽光発電の2023年度の調達価格/基準価格
 - ▶ 昨年度と同様、向こう2年間の入札対象範囲外の事業用太陽光発電の調達価格/基準価格を設定する場合、より効率 的な事業実施を促すため、2023年度の調達価格/基準価格をどのように設定するか。
- 2022年度以降の小規模事業用太陽光(10-50kW)の地域活用要件
 - > 地域との共生を図りながら再エネの最大限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。
- 住宅用太陽光発電の2023年度の調達価格
 - > 2023年度の調達価格について、現行の調達価格が家庭用電気料金以下の水準であることをふまえつつ、どう設定するか。
- 廃棄等費用の積立て
 - 2023年度の認定案件に適用される解体等積立基準額について、2023年度の調達価格/基準価格の議論をふまえて、どう設定するか。

(参考)太陽光発電のFIT認定量・導入量・買取価格

- 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認定量は8,130万kW、導入量は6,280万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。
- 2021年度の買取価格は、住宅用(10kW未満)が19円/kWh、事業用(50kW以上250kW未満)が11 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、2021年度第1四半期・第2四半期・第3四半期における入札の加重平均落札価格はそれぞれ10.82円/kWh、10.60円/kWh、10.31円/kWhである。

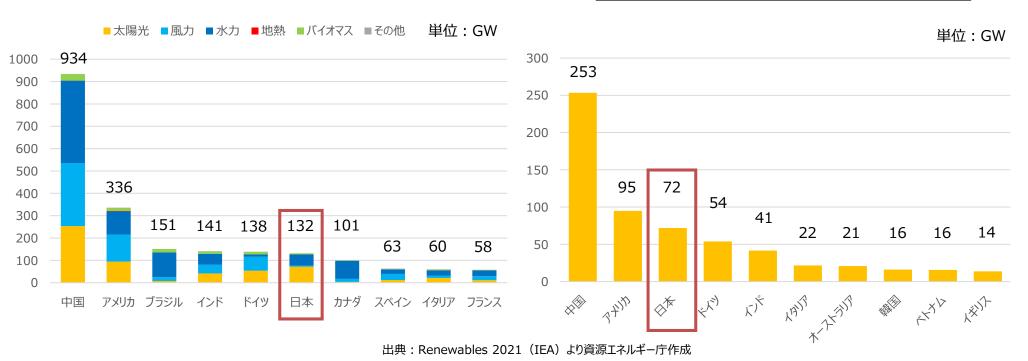


(参考) 再生可能エネルギー・太陽光の導入状況の国際比較

■ 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(2020年実績)

各国の太陽光導入容量(2020年実績)



(参考)発電コスト実績の国際比較

2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020

出典: IRENA 「Renewable Power Generation Costs in 2020」

- 国際機関の分析によると、我が国の太陽光発電の発電コスト(LCOE)は世界と比べて高い水準にある。
- また、2017·2018年度の入札案件 (=国際機関の想定によれば、2年後の2019·2020年度に運転開始するもの)の落札価格についても、世界と比べて高い水準にある。

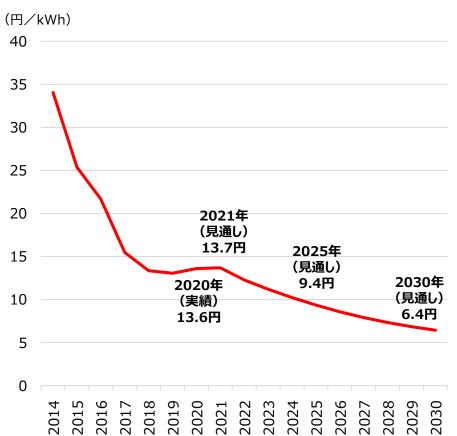
<事業用太陽光の発電コスト(LCOE)> <事業用太陽光の落札価格と世界の平均LCOE(運転開始時点)> (USD/kWh) 0.60 USD/MWh -- Global average LCOE **—**China 300 Brazil France Germany Germany 0.50 250 India South Africa Italy Turkey **—**Japan 0.40 --- Republic of Korea India United Kingdom 150 Mexico United States Chile 0.30 100 Argentina 50 China 0.20 Saudi Arabia Japan 2020 2022 2015 2016 2017 2018 2019 2021 0.10 Notes: For countries without fixed commissioning date, 2 years was assumed. Japan prices reflect high and low winning bids 出典:第15回再Iネ大量導入·次世代電力NW小委員会(2019年6月10日) 0.00

IEA再生可能エネルギー課長 パオロ・フランクル氏 提出資料

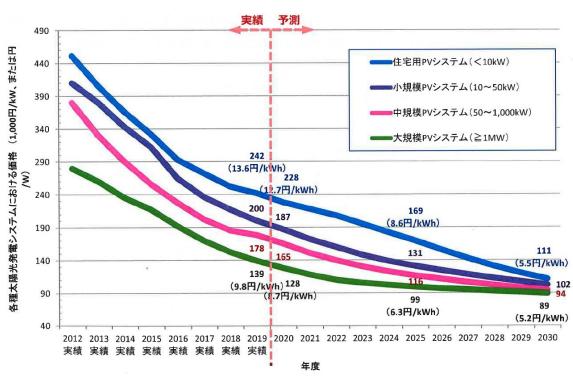
(参考)発電コストの将来見通し

■ 民間調査機関が公表したデータによると、複数のデータにおいて、日本の太陽光発電の発電コストは、2025年には 10円/kWh未満となることが見込まれている。

<日本の事業用太陽光発電のJストの現状と見通し①>



<日本の太陽光発電のコストの現状と見通し② >



※株式会社資源総合システム「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測」 (2020年~21年版) (2020年9月)より抜粋。 導入・技術開発加速ケースにおける太陽光発電システム価格想定。

※BloombergNEFデータ(2021上半期版中位モデル)より資源エネルギー庁作成。 2021年以降は見通し。1\$=110円換算で計算。

(参考)事業用太陽光発電の年度別·規模別FIT認定·導入状況

<FIT認定量>

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	2,251(93,819)	46(556)	389(2,448)	678(1,909)	543(963)	971(1,075)	3,436(2,184)	6,339(370)	14,654(103,324)
2013年度	6,438(215,046)	27(312)	367(2,162)	1,002(2,870)	828(1,498)	918(1,065)	5,165(3,410)	9,405(489)	24,149(226,852)
2014年度	3,303(134,385)	16(180)	277(1,668)	570(1,646)	384(693)	321(379)	1,610(1,068)	3,649(204)	10,130(140,223)
2015年度	1,551(57,867)	4(46)	91(541)	226(658)	143(253)	104(124)	477(320)	755(34)	3,351(59,843)
2016年度	2,288(72,857)	3(32)	105(600)	333(948)	188(329)	163(196)	547(382)	1,148(58)	4,774(75,402)
2017年度	1,672(50,994)	2(25)	69(390)	247(675)	96(162)	117(140)	385(259)	39(4)	2,627(52,649)
2018年度	2,290(65,898)	4(43)	121(663)	483(1,307)	225(368)	230(273)	974(633)	196(6)	4,520(69,191)
2019年度	1,693(45,333)	2(19)	56(303)	475(1,130)	1(2)	15(17)	95(54)	105(4)	2,443(46,862)
2020年度	233(5,687)	5(62)	260(1,193)	53(118)	19(30)	50(57)	129(80)	145(8)	894(7,235)
	21,718(741,886)	109(1,275)	1,734(9,968)	4,066(11,261)	2,428(4,298)	2,891(3,326)	12,819(8,390)	21,780(1,177)	67,544(781,581)

<FIT導入量>

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	2,416(116,536)	44(533)	380(2,407)	561(1,610)	403(716)	640(707)	1,788(1,157)	539(55)	6,771(123,721)
2014年度	3,580(146,472)	23(271)	261(1,553)	563(1,647)	463(844)	538(620)	1,943(1,305)	1,000(85)	8,372(152,797)
2015年度	2,923(109,831)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,291(1,547)	1,255(91)	8,152(115,956)
2016年度	1,936(68,874)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,576)
2017年度	1,492(50,588)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,444(96)	4,748(53,360)
2018年度	1,523(52,459)	4(44)	82(470)	268(744)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,907(54,826)
2019年度	1,530(46,924)	3(30)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,879(49,174)
2020年度	1,273(31,049)	2(24)	71(392)	317(833)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	5,000(33,321)
	16,673(622,733)	101(1,186)	1,346(8,086)	3,210(9,095)	2,147(3,822)	2,536(2,913)	10,827(7,149)	11,434(747)	48,275(655,731)

^{※ 2021}年度6月末時点

[※] 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(参考) これまでの太陽光入札結果

決定方法

- <u>事業用太陽光発電</u>については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度は「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」に拡大。
- 価格予見性の向上や参加機会の増加のため、今年度から上限価格を事前公表に変更するとともに、入札実施回数を年間4回に増加。この結果、昨年度までは、応札容量が募集容量を下回る状況が続いていたが、今年度は、第8回・第9回・第10回ともに募集容量を上回る応札容量があった。また、平均入札価格・平均落札価格も低下傾向。

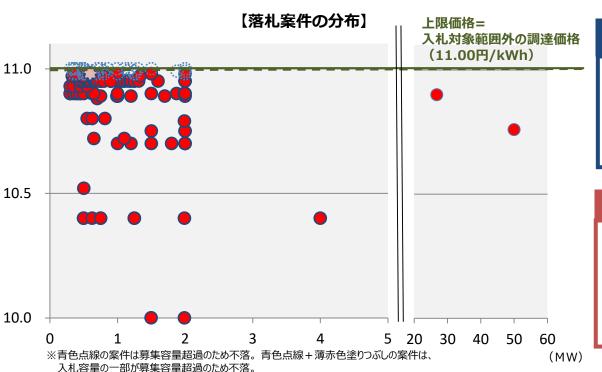
		事業用太陽光									
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第 3 四半期	2021年度 第 4 四半期
入札対象	対象 2,000kW以上			500k	W以上			250	kW以上		
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	279MW
上限価格	21円/kWh 事前公表	15.5円/kWh 事前非公表	15.5円/kWh 事前非公表	14.0円/kWh 事前非公表	13.0円/kWh 事前非公表	12.0円/kWh 事前非公表	11.5円/kWh 事前非公表	11.00円/kWh 事前公表	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	79MW (92件)	249MW (185件)	270MW (215件)	333MW (188件)	-
平均入札 価格	19.64円 /kWh	17.06円 /kWh	15.40円 /kWh	13.46円 /kWh	13.38円 /kWh	11.49円 /kWh	11.34円 /kWh	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	-
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	69MW (83件)	208MW (137件)	224MW (192件)	243MW (81件)	-
平均落札 価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	-
到凌儒技		•		•		•					

応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)

(参考) これまでの入札結果:第8回太陽光(2021年度第1四半期)

調達価格等算定委員会(第70回) (2021年10月4日)事務局資料より抜粋

- 第8回太陽光入札は、**上限価格を11.00円/kWh**、募集容量を208MWとして実施。
- <u>上限価格</u>は、第1回を除き、これまで事前非公表としていたが、事業者からの要請を踏まえ、入札活性化の観点から今回から事前公表とした。募集容量に対し、入札参加資格を得た件数・容量は218件・311MW。そのうち、応札件数・容量は185件・249MWとなり、募集容量を上回った。
- 結果、**137件・208MWが落札**し、**平均落札価格は10.82円/kWh・最低落札価格は10.00円/kWh**となった。上限価格いっぱいで入札した案件は落札できず、前回と比べて、**コスト低減が着実に進展**。(第 7 回結果:平均落札価格11.20円/kWh・最低落札価格10.48円/kWh)



入札の結果

入札参加申込件数・容量 : <u>231件・330MW</u> 参加資格を得た件数・容量 : <u>218件・311MW</u> 応札件数・容量 : <u>185件・249MW</u>

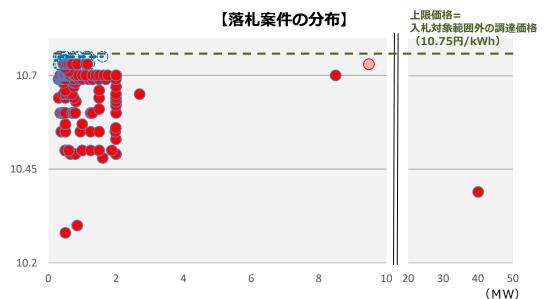
落札の結果

平均入札価格: 10.85円/kWh落札件数·容量: 137件·208MW最低落札価格: 10.00円/kWh最高落札価格: 10.98円/kWh平均落札価格: 10.82円/kWh

(参考) これまでの入札結果:第9回太陽光(2021年度第2四半期) 13

調達価格等算定委員会(第70回) (2021年10月4日)事務局資料より抜粋

- 第9回太陽光入札は、上限価格を10.75円/kWh、募集容量を224MWとして実施。
- 応札件数・容量は、215件・270MWと募集容量(224MW)を上回り、うち192件・224MWが落札した。
 平均落札価格は、10.60円/kWhとなり、前回(10.82円/kWh、上限価格11円/kWh)から着実に低減。
- **前回同様応札容量が募集容量を上回った**結果、上限価格を下回る案件でも落札を逃しており、**価格競争が働い** ていると評価できる。



※青色点線の案件は募集容量超過のため不落。赤色点線+薄赤色塗りつぶしの案件は、 入札容量の一部が募集容量超過のため不落。

入札の結果

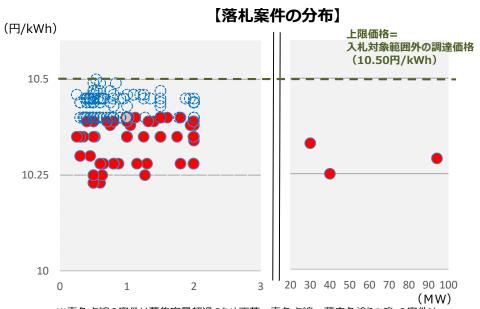
入札参加申込件数・容量 : **249件・318MW** 参加資格を得た件数・容量 : **237件・302MW** 応札件数・容量 : **215件・270MW**

落札の結果

平均入札価格: 10.63円/kWh落札件数·容量: 192件·224MW最低落札価格: 10.28円/kWh最高落札価格: 10.73円/kWh平均落札価格: 10.60円/kWh

(参考) これまでの入札結果:第10回太陽光(2021年度第3四半期)14

- 第10回太陽光入札は、**上限価格を10.50円/kWh**、募集容量を243MWとして実施。
- 応札件数・容量は、188件・333MWと募集容量(243MW)を上回り、うち81件・243MWが落札した。平 均落札価格は、10.31円/kWhとなり、前回(10.60円/kWh、上限価格10.75円/kWh)から着実に低減。
- **前回同様、応札容量が募集容量を上回った**結果、上限価格を下回る案件でも落札を逃しており、**価格競争が働** いていると評価できる。



※青色点線の案件は募集容量超過のため不落。青色点線+薄赤色塗りつぶしの案件は、 入札容量の一部が募集容量超過のため不落。

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **218件・378MW** 参加資格を得た件数・容量 : **213件・374MW** 応札件数・容量 : **188件・333MW**

落札の結果

平均入札価格: 10.34円/kWh落札件数·容量: 81件·243MW最低落札価格: 10.23円/kWh最高落札価格: 10.40円/kWh平均落札価格: 10.31円/kWh

FIT制度によらない太陽光発電の導入事例

■ 最近では、**再生可能エネルギーのニーズの高まり**に応じ、FIT制度によらない太陽光発電の運転</u>が開始している。 今後、さらにFIT・FIP制度によらない太陽光発電の開発が推進されると期待される。

Amazon·三菱商事



- ✓ <u>Amazon</u>は、2025年までに全世界の事業を100%再生 可能エネルギーで行うとしており、三菱商事と協力して2022 年から2023年にかけてコーポレートPPAを活用した非FITによる太陽光発電の導入に取り組む。
- ✓ 首都圏及び東北地方の約450か所の拠点、約22MWの 太陽光発電を設置し、再エネ電力を調達することとしている。

(出典) AmazonHPニュースリリースより(2021年10月22日)(出典) 三菱商事HPニュースリリースより(2021年9月8日)

セブン&アイグループ・NTTグループ



- ✓ <u>セブン&アイグループ</u>の店舗運営における<u>使用電力の</u> 100%再生可能エネルギー化の実現を目指し、オフサイト PPAによる電力調達及び<u>NTTグループ</u>が所有する<u>グリーン</u> 発電所からの電力を、2021年4月から順次導入。
- ✓ NTTアノードエナジーが太陽光発電所を設置し、セブン-イレブン等の41 店舗に電力を供給。オフサイトPPAで不足する電力はトラッキング付非化石証書を付与し、100%再生可能エネルギーを実現。

等

(参考)FIT·FIP制度によらない太陽光発電の導入促進

需要家主導による太陽光発電導入促進補助金 ^{令和3年度補正予算額} 135.0億円

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

事業の内容

事業目的·概要

- 2030年の長期エネルギー需給見通しや野心的な温室効果ガス削減目標の実現に向けては、再エネの拡大・自立化を進めていくことが不可欠です。また、需要家である企業等もSDG s 等の観点から、いわゆるRE100をはじめとした事業活動に再エネの活用を求められる状況にあります。
- こうした中で、特に、需要家が活用しやすく導入が比較的容易な太陽光発電の利用拡大が期待されます。しかし、需要家による太陽光発電の活用は道半ばであり、現時点で必ずしも自立的な導入拡大が可能な状況には至っていません。
- こうした状況を踏まえ、例えば、発電された電気を長期的に利用する契約 を締結することなどにより、需要家が主体的に発電事業者と連携して行う 太陽光発電設備の導入を支援し、こうしたモデルの確立・拡大を促します。

成果目標

2030年の長期エネルギー需給見通しの実現に寄与する。

条件(対象者、対象行為、補助率等)



事業イメージ

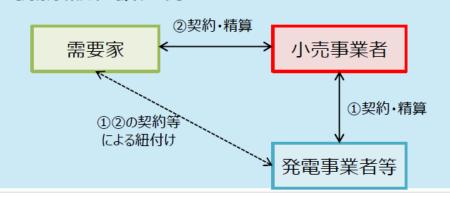
非FIT/FIP・非自己託送による需要家主導型の導入促進

● 再生可能エネルギーの利用を希望する需要家が、発電事業者や需要家自 ら太陽光発電設備を設置し、 FIT/FIP制度及び自己託送によることなく、 再生可能エネルギーを長期的に利用する契約を締結する場合等の、太陽光 発電設備の導入を支援します。

【主な事業要件例】

- ・一定規模(2MW)以上の新規設置案件※であること
- ※同一の者が主体となった案件であれば、複数地点での案件の合計も可 (1地点当たりの設備規模等についても要件化を検討)
- ※需要地外(オフサイト)に設置され託送されるものであること
- ・FIT/FIPを活用しない、自己託送ではないこと
- ・需要家単独又は需要家と発電事業者と連携※した電源投資であること ※一定期間(8年)以上の受電契約等の要件を設定。
- ・制度と同様に、将来的な廃棄費用の確保の方法、周辺地域への配慮等、 FIT/FIP制度同等以上の取組を行うこと

【対象事業スキームイメージ】



I 事業用太陽光発電

II 住宅用太陽光発電

(1) 2023年度以降にFIP制度のみ認められる対象等(案)

- 昨年度の委員会では、以下の太陽光発電を取り巻く状況や事業環境を鑑み、2022年度にFIP制度のみ認められる対象を1,000kW以上とした上で、50~1,000kWについては徐々にFIP対象を拡大し、早期の自立を促していくこととした。
 - ① 導入容量は2018年時点で56GW(世界第3位)。発電コストは世界と比べて高い水準であるが、コスト低減が 進んできており、また、FIP制度の導入を見据えたアグリゲーション・ビジネスの動きも徐々に活発化。
 - ② **自然変動電源**であり、**卸電力取引市場の最小取引単位**(現行では50kWh/コマ(30分))との関係で、**発電された電気をそのままスポット市場で取引する**とき、**総発電量のうち80%以上の電気供給を十分に取引できる** 規模を機械的に算出すると**1,000kW以上**。
- <u>昨年度の委員会での取りまとめや、アグリゲーション・ビジネスの活性化に向けた環境整備の進展が見られることをふまえ、2023年度にFIP制度のみ認められる対象については、拡大する方向で検討してはどうか。</u>
- 具体的な対象としては、250kWと500kWが1つの目安(※)として考えられるが、
 - ① 事業者の予見可能性への配慮等の観点から、多くの諸外国においても、段階的にFIP対象を拡大してきたこと
 - ② 我が国において、250~500kWの区分は50kW以上の区分の中で最も件数の多い区分であることをふまえ、我が国においても、段階的に対象拡大を進めていくこととしてはどうか。 具体的には、 FIP制度のみ認められる対象を、2023年度は500kW以上、2024年度は原則250kW以上としてはどうか。

(※) 500kW以上

- ✓ 諸外国において、段階的にFIP対象を拡大していく中で用いられた経過的なFIP対象規模の1つ
- ✓ **現行の保安規制上の使用前自己確認の対象規模**であり、我が国においても、事業者における一定のメルクマールとされていること

250kW以上

✓ 昨年度・今年度の入札対象であり、250kW以上/未満で、資本費に一定の差異が見られること

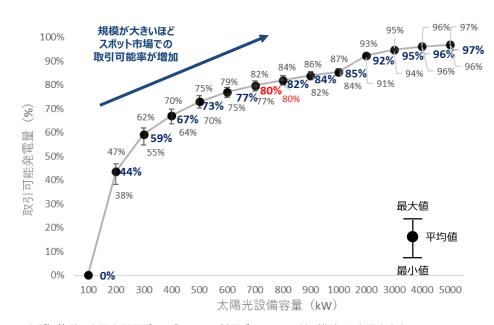
※なお、2022年度と同様、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、引き続きFIT制度を適用できることとする。

(参考)卸電力取引市場の最小取引単位との関係

調達価格等算定委員会(第63回) (2020年11月27日)事務局資料より抜粋

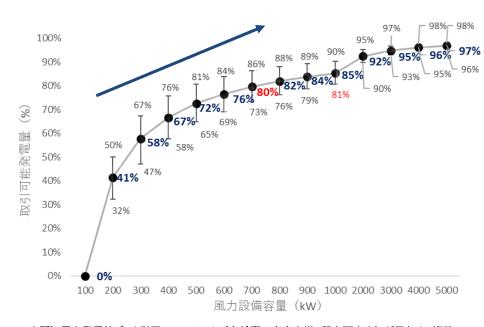
- 卸電力取引市場の最小取引単位(現行では50kWh/コマ(30分))との関係について、太陽光発電および風力発電の実際の発電実績を用いて、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気をそのままスポット市場で取引しようとするときの取引可能発電電力量の割合を算出した。
- <u>複数の太陽光発電事業</u>について分析したところ、**取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上**、同様に、<u>複数の風</u> **力発電事業**について分析したところ、**取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上**となった。
- データのばらつき等を勘案すると、太陽光発電・風力発電のいずれも、スポット市場で80%以上の電気供給量を取引できる設備容量規模は、約1MW以上と見込まれる。

<太陽光発電システムの場合>



出所)複数の太陽光発電所およびNEDO日射量データベースを基に推計した太陽光出力 (1年間8760時間)より試算 ※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分だがデータ解像度制約で100kWh/1時間で分析

<風力発電システムの場合>



出所)風力発電等データ利用コンソーシアム(主幹事:東京大学 荻本研究室)が保有する複数の風力発電所データ等より試算(およそ1年間) ※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分で分析

(参考) アグリゲーションビジネスの活性化

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会小委員会第4次中間整理(2021年10月22日)より抜粋

■ 再生可能エネルギーの市場統合に向け、FIP制度の詳細設計に並行して、各種環境整備を進めているところ。

①<u>アグリゲーターライセンスの</u>

創設(2022年4月施行)

- ✓ 特定卸供給事業者を電気事業法 上に新たに位置付け。(持続可能 な電力システム構築小委員会にて 詳細検討)
- ✓ 規制の適用関係を明確化し、アグリ ゲーターの信頼性とビジネス環境の 向上が期待される。

②蓄電システムの普及拡大

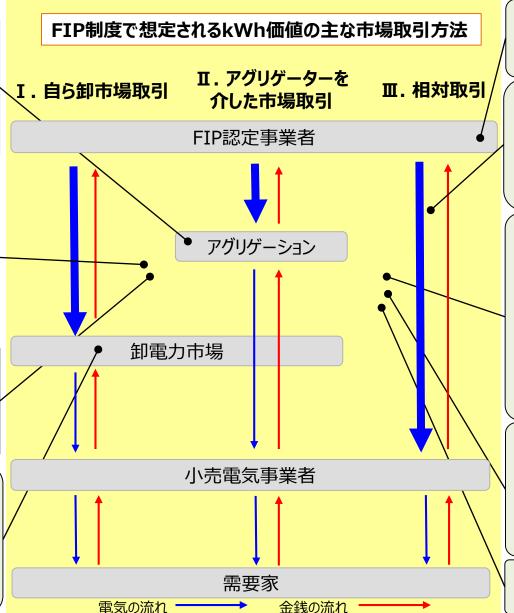
✓ 定置用蓄電システムのコスト低減に 向けた目標価格や導入見通しの設 定、また、価値の最大化に向けた蓄 電システム性能の見える化や活用 機会の拡大(実証や系統直付け 蓄電システムの位置づけ等)を進め ている。

③需給調整市場の整備

✓ デマンドレスポンス事業者や新電力 等の新規事業者の市場参加拡大に よる、より効率的で柔軟な需給運用 の実現に向け、2021年度から需給 調整市場が開設。

4時間前市場の活性化

- ✓ 時間前市場での取引ニーズや課題 について、電力・ガス取引監視等委 員会で改めて検討開始。(シングルプ ライスオークション導入による買い入 札と売り入札とのマッチング強化等)
- ✓ FIP事業者またはアグリゲーターが行う需給調整手段の拡大に寄与。



⑤ FITからFIPへの移行容認・ FIP制度のバランシングコスト

⑥オフサイト型PPAの促進

✓ 再工ネ発電事業者と需要家とが直接 小売供給を契約できるようにすべきと の声が出てきており、事業者の声も聞 きつつ課題を検討することを、電力・ガ ス基本政策小委員会にて提起。

②発電事業者 (発電契約 者) へのスマートメーターデー タの提供

- ✓ 一般送配電事業者によるサービスとして、2022年度の早期からスマートメーターで計測された地点毎の30分電力量が発電事業者へ提供される予定。
- ✓ 変動再エネの発電事業者が、実績値をふまえて予測精度を向上させることができ、発電インバランスの回避に寄与。

✓ 次世代スマートメーター制度検討会で、 2024年度以降に導入予定の新メー ターについて、BG等が系統全体の需 給の安定化等に寄与する取組を行い やすくするための仕様を検討。

9FIP電源の柔軟なBG組成

(参考)諸外国におけるFIP制度の類似制度の適用状況

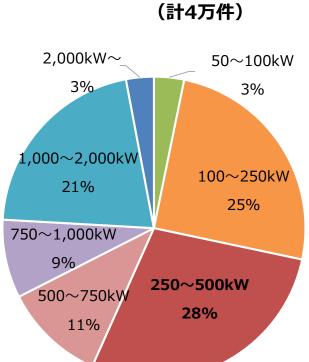
2020/10/9 再Iネ大量導入·次世代NW小委員会(第20回)·再Iネ主力化小委員会(第8回)合同会議資料1(一部更新)

■ 諸外国におけるFIP類似制度では、<u>対象電源</u>について、<u>全電源一律としている事例</u>もあれば<u>一部電源を除外している事例</u>もある。 対象規模については、<u>特にFIP制度を先行的に導入した国</u>においては、<u>徐々に対象規模を拡大してきている</u>。また、ドイツの事例では、FIP制度の導入と並行して市場取引が徐々に活発化してきた。

	<諸外国におけるFIF	P制度の類似制度の適用状況	について(2021年11月時点	<u> </u>
	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度(導入年)		FIP制度 ※CfD形式 (2016年)	CfD制度(2014年)	FIP/CfD制度(2013年)
FIP等対象	 全電源について、すべての規模が、 FIT制度とFIP制度を選択可 2014年8月~ 全電源について、500kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可に変更 	以下*を除く全電源・規模(新規)について、FIP制度のみ選択可	 2014年~ 全電源について、5MW超(新規) は、CfD制度のみ選択可。 5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。 	は、FIP制度のみ選択可。
入札対象	 地上設置型太陽光について、すべての規模が、入札対象 2017年~ 太陽光、陸上風力、洋上風力について、750kW超が、入札対象に変更 	300kW超のバイオマス500kW以上のバイオガス	2014年~ ・ <u>全電源</u> について、 <u>すべての規模</u> が、 入札対象	2013年~ • 5MW超の風力、バイオガス、10MW 超の水力、20MW超の地熱は、入 札対象。 2016年~ • 全電源について、5MW超(新規) は、入札対象。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年~ • 全電源について、1MW超(新規) は、入札対象。 (出典)各種公表資料より作成

(参考)事業用太陽光発電の規模別件数

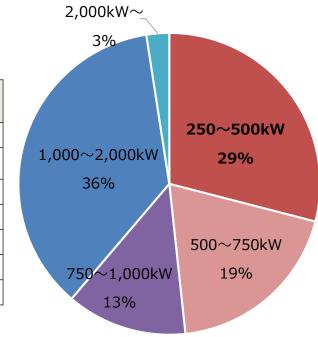
- 50kW以上の太陽光発電については、**250-500kWの区分が最も認定件数が多い**。
- 今年度行われた第8回~第10回入札における落札件数は、250-500kWの規模が3割を占める。



50kW以上の認定件数

	認定件数 (件)
50~100kW	1,275
100~250kW	9,968
250~500kW	11,261
500~750kW	4,298
750~1000kW	3,326
1000~2000kW	8,390
2000kW~	1,177

<u>今年度入札(第8回〜第10回)の落札件数</u> (計410件)



	落札件数 (件)
250~500kW	119
500~750kW	79
750~1000kW	53
1000~2000kW	149
2000kW~	10

^{※ 2020}年度認定までの件数。

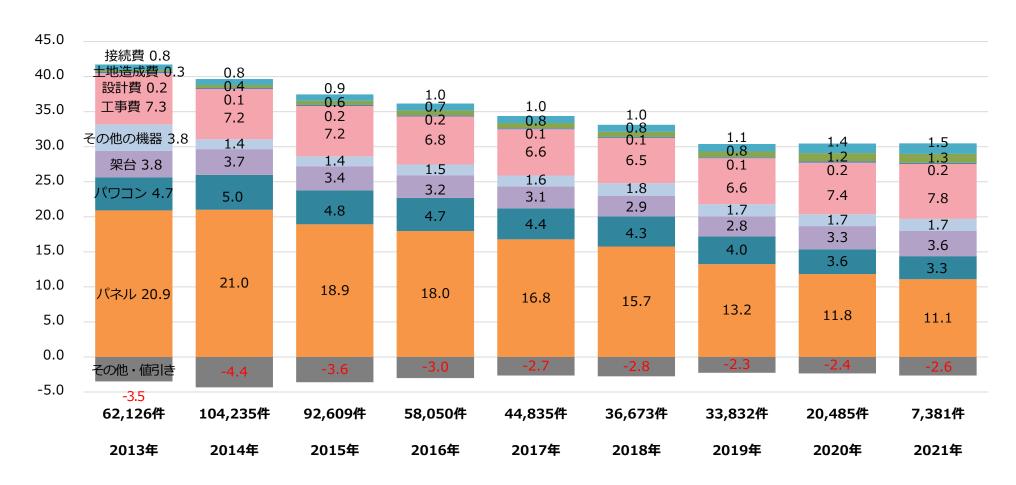
[※] 改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、 2021年6月末時点までに確認したものを反映している。

(2) 国内のコスト動向:資本費およびその構成(設置年別推移)

■ 設置年別に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2021年までに▲47%)一方で、**工事費は直近は上昇傾向にある**(2013年から2021年まで+7%)。

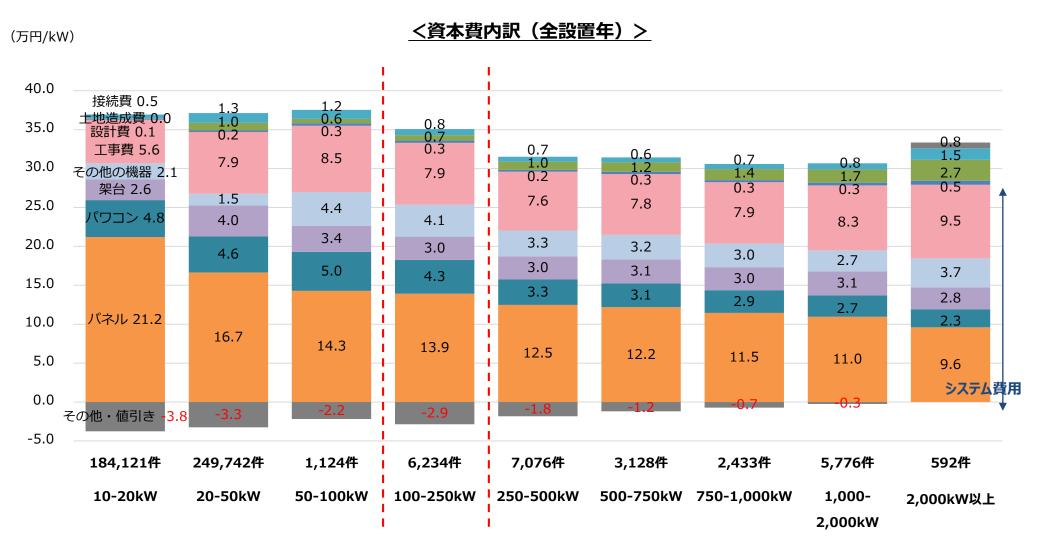
(万円/kW)

<設置年別 資本費内訳(10kW以上)>



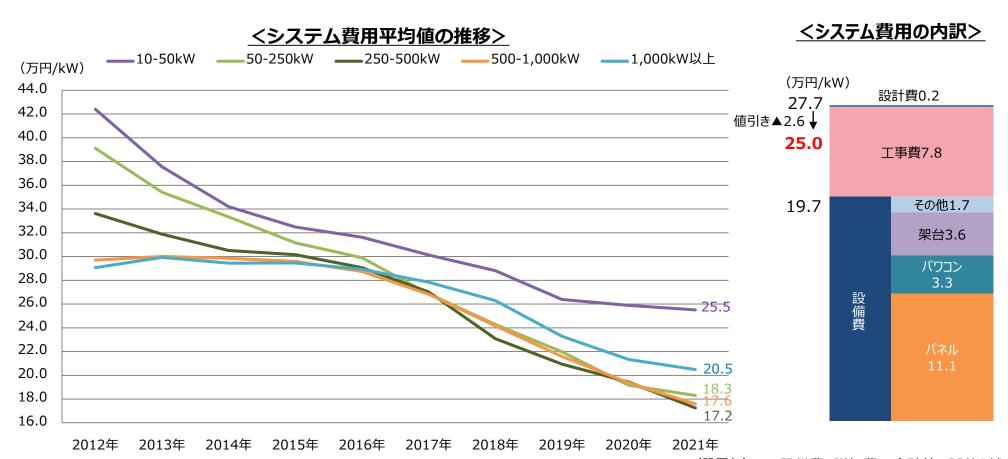
(参考) 国内のコスト動向:資本費およびその構成(規模別動向(全設置期間))

■ 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向を定期報告データを用いて分析した結果、<u>100kW未満、100-</u> 250kW、250kW以上で一定のコスト差が見られる。



(2) 国内のコスト動向:システム費用(設置年別の推移)

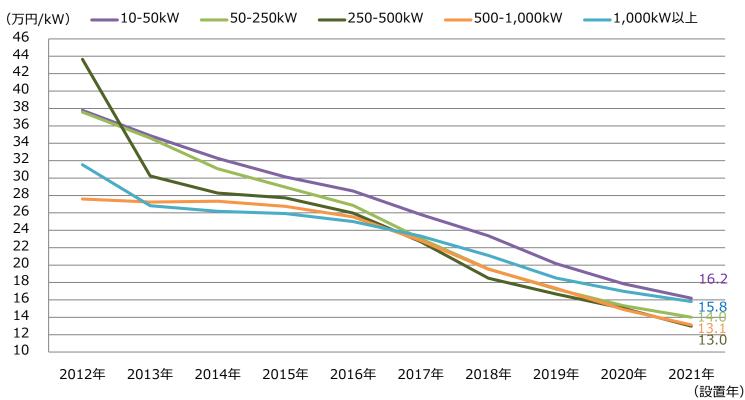
■ 事業用太陽光発電のシステム費用は**すべての規模で低下傾向**にあり、2021年に設置された10kW以上の<u>平均値(単純平均)は25.0万円/kW(中央値は24.2万円/kW)</u>となり、前年より0.5万円/kW(1.9%)低減した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約44%、工事費が約31%**を占める。



(参考) 国内のコスト動向: DCベースのシステム費用(設置年別の推移)26

■ 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、2021年に設置された10kW以上の**平均値(単純平均)は16.1万円/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・設置年別の推移)

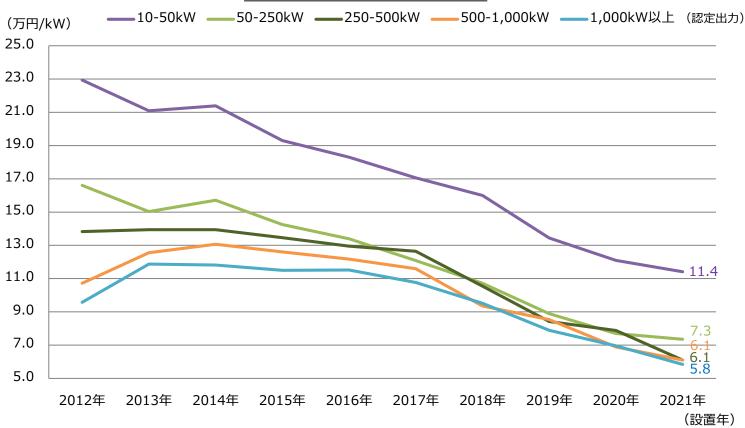
■ 事業用太陽光における認定年度・設置年別のシステム費用を見ると、<u>設置年が直近になるにつれてシステム費用の</u>水準は低減傾向にあり、また、同じ設置年では直近の認定年度のほうが多少低いが概ね同水準となっている。

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
2012年度認定	6,591件	46,682件	10,177件	3,162件	1,428件	765件	530件	235件	151件	21件
2012年反応促	40.6万円/kW	36.5万円/kW	33.9万円/kW	32.7万円/kW	34.3万円/kW	32.6万円/kW	31.6万円/kW	26.3万円/kW	28.0万円/kW	25.5万円/kW
2013年度認定		14,991件	75,650件	29,128件	13,061件	7,385件	4,058件	2,998件	2,192件	377件
2013千反吣足		36.2万円/kW	32.7万円/kW	32.1万円/kW	31.7万円/kW	31.9万円/kW	31.8万円/kW	28.1万円/kW	24.2万円/kW	30.1万円/kW
2014年度認定			18,029件	52,645件	12,646件	3,724件	1,415件	1,076件	742件	84件
2014千/支訫足			33.6万円/kW	31.6万円/kW	30.1万円/kW	29.7万円/kW	28.5万円/kW	25.9万円/kW	21.7万円/kW	23.1万円/kW
2015年度認定				4,126件	3,289件	505件	190件	129件	83件	36件
%∼6/30				31.8万円/kW	31.3万円/kW	30.1万円/kW	28.8万円/kW	24.8万円/kW	24.5万円/kW	26.7万円/kW
2015年度認定				3,490件	19,575件	4,141件	1,070件	563件	419件	139件
%7/1~				31.2万円/kW	31.0万円/kW	29.0万円/kW	29.2万円/kW	26.1万円/kW	24.1万円/kW	20.7万円/kW
2016年度認定					7,769件	23,406件	6,296件	2,705件	1,899件	297件
2010 — 1200AL					29.9万円/kW	29.2万円/kW	28.2万円/kW	26.2万円/kW	24.0万円/kW	23.6万円/kW
2017年度認定						4,754件	10,574件	1,508件	529件	275件
2017一次心足						29.2万円/kW	26.8万円/kW	27.7万円/kW	25.5万円/kW	22.8万円/kW
2018年度認定							12,520件	18,869件	7,794件	3,218件
2010一皮心足							25.6万円/kW	25.2万円/kW	27.0万円/kW	25.5万円/kW
2019年度認定								5,744件	6,385件	2,620件
2017 — 1200AL								21.7万円/kW	21.6万円/kW	23.3万円/kW
2020年度認定									291件	245件
									25.5万円/kW	24.4万円/kW
2021年度認定										68件
2021千汉邮处										25.3万円/kW

(2) 国内のコスト動向:パネル費用(設置年別の推移)

■ 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。

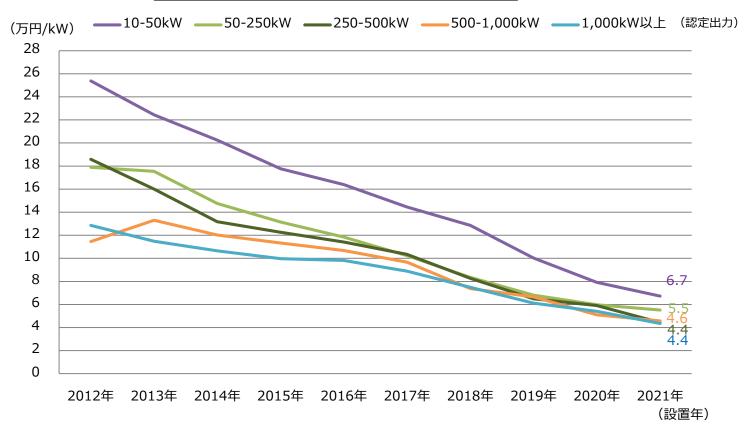
<パネル費用平均値の推移>



(参考) 国内のコスト動向: DCベースのパネル費用(設置年別の推移)

■ 定期報告データにより、各年に設置された案件の**DCベースの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**。

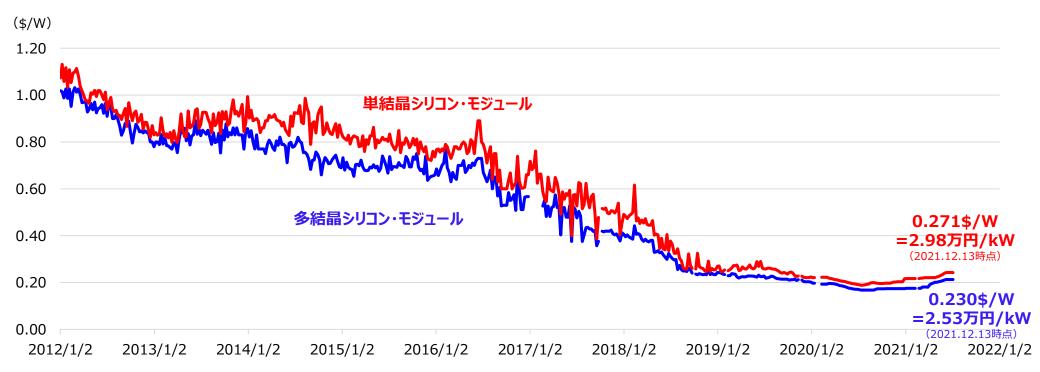
<パネル費用平均値(DCベース)の推移>



(参考) パネルの国際市況

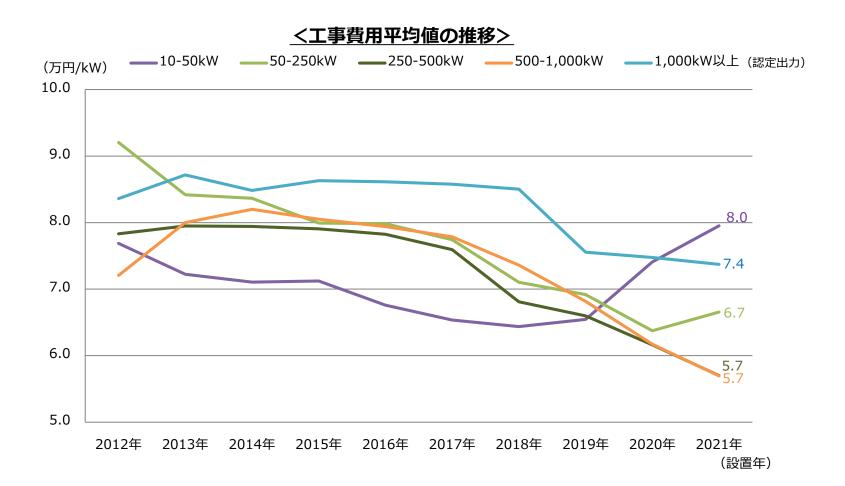
■ 民間調査機関が今年12月に公表した太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、 足下では上昇している。12月時点で、**単結晶シリコンと多結晶シリコンの平均スポット価格はそれぞれ** 0.271\$/Wと0.230\$/W(2.7万円/kW前後)となっている。





(2)国内のコスト動向:工事費(設置年別の推移)

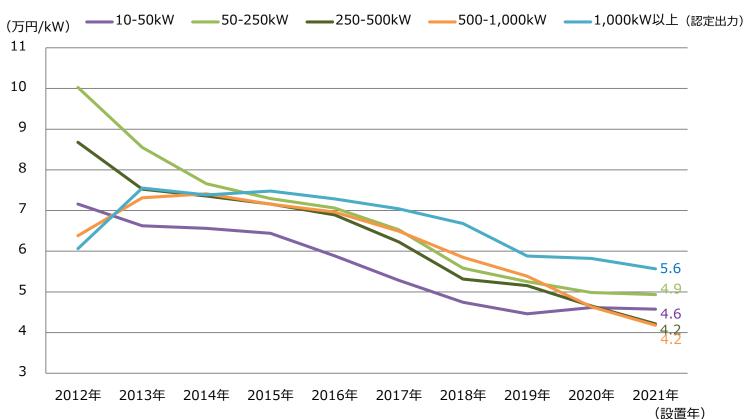
■ 定期報告データにより、各年に設置された案件の工事費の平均値(単純平均)の推移をみたところ、直近の工事費については、やや増加傾向にあることが分かった。低圧(10-50kW)の案件は、それ以上の案件と比較して、 kWあたりの工事費用平均値が2~3割程度高くなっている。



(参考) 国内のコスト動向: DCベースの工事費(設置年別の推移)

■ 定期報告データにより、各年に設置された案件の**DCベースの工事費の平均値(単純平均)の推移**をみたところ、 **直近の工事費については、低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>



(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)

- 昨年度・一昨年度の委員会と同様の方法 (次頁参照)で、今年に設置された案件(50kW以上)のシステム費用のトップラン ナー水準を設定すると、上位16%水準。その水準は11.7万円/kWであることから、2023年度のシステム費用の想定値として、 11.7万円/kWを採用してはどうか。
- なお、これまでは翌年度の価格設定に向けたトップランナー分析を行っていたが、今回は翌々年度(2023年度)の価格設定に向けたトップランナー分析であり、翌々年度の価格が適用される案件は、翌年度の価格が適用される案件と比べて、運転開始までに更に1年間のリードタイムがあることから、本来、今年(2021年)に設置された案件の中央の水準が、4年前(2017年)に設置された案件において、どの程度の水準に位置するかに着目すべき。
- ただし、2017~2018年のシステム費用の低減ペースは比較的大きく、足下、システム費用の低減ペースが鈍化している中で、このように2017年設置に着目して想定値を設定した場合、想定値が実態と大きく乖離する懸念があることから、上述のとおり、昨年度・一昨年度と同様の方法に基づき、3年前に設置された案件の水準に着目して、トップランナー水準を設定することとする。

<50kW以上の中央値のシステム費用の推移>

<u> <50kW以上のトップランナー分析[万円/kW]></u>

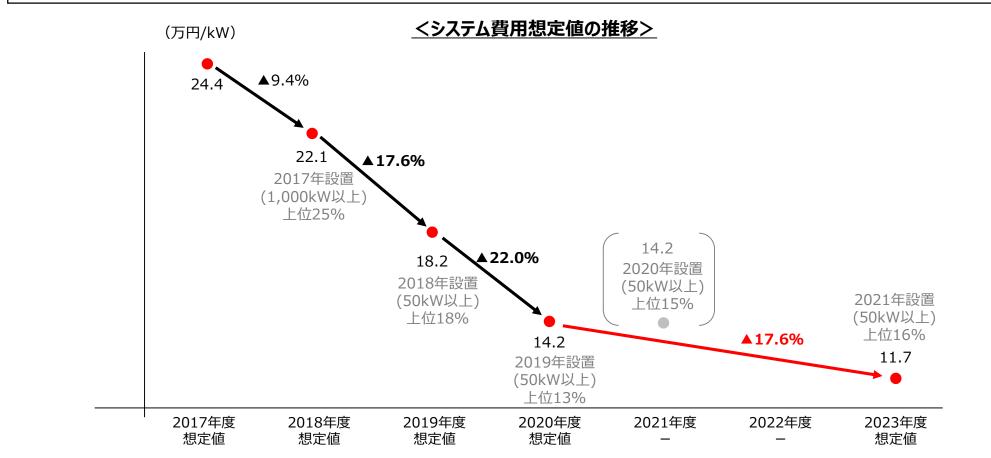
万円	26.12	▲ 10.5% 23.39	▲13.0%			
			20.37	18.80	▲8.7% 17.16	
	 2017年 設置	2018年 設置	2019年 設置	2020年 設置	2021年 設置	

	(30KVVXXXX) / / / / / / / / / / / / / / / / /						
%	2021年 1~8月設置 N=481	2020年 1~12月設置 N=1,224	2019年 1~12月設置 N=1,304	2018年 1~12月設置 N=1,534	2017年 1~12月設置 N=2,469		
5%	9.87	10.46	12.36	13.46	15.20		
10%	11.04	11.87	13.72	15.25	17.45		
11%	11.24	12.16	13.84	15.63	17.87		
12%	11.29	12.47	14.00	15.87	18.20		
13%	11.38	12.81	14.20	16.13	18.50		
14%	11.51	13.11	14.33	16.41	18.96		
15%	11.65	13.29	14.48	16.60	19.21		
16%	11.72	13.51	14.64	16.81	19.49		
17%	11.83	13.57	14.81	17.11	19.68		
18%	11.99	13.68	15.13	17.26	19.94		
19%	12.23	13.82	15.38	17.40	20.16		
20%	12.42	13.94	15.62	17.54	20.42		
25%	13.57	14.62	16.52	18.58	21.45		
30%	14.19	15.48	17.25	19.33	22.44		
35%	14.99	16.30	18.00	20.28	23.35		
40%	15.56	17.13	18.86	21.23	24.19		
45%	16.35	18.11	19.61	22.41	25.10		
50%	17.16	18.80	20.37	23.39	26.12		

※いずれも、2021年8月24日時点までに報告された定期報告を対象。

(参考) 国内のコスト動向:システム費用想定値の推移

- 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 **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。



(2)国内のコスト動向:自家消費型地域活用電源(システム費用)(案)35

- 2020年度より、小規模事業用太陽光発電(10-50kW)については、自家消費型の地域活用要件が設定されている。具体的には、①再工ネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を実施すること*1、②災害時に自立運転*2を行い、給電用コンセントを一般の用に供することの、両方をFIT認定の要件として求めている。
 - ※1:農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象。
 - ※2:災害時のブラックスタート(停電時に外部電源なしで発電を再開すること)が可能であること。
- 2020年度の小規模事業用太陽光発電のシステム費用の想定値21.2万円/kWは、当時まだ、自家消費要件が適用された案件のコストデータが存在しなかったことから、この②災害時の活用のために必要となる費用(非常時のコンセントBOXの設置等)として、事務局による事業者ヒアリング結果に基づき、0.3万円/kW分を加味する形で設定されている。
- 今回、初めて自家消費型の要件が適用された案件のコストデータが一定程度収集されたことから、2023年度の想定値の設定にあたっては、当該コストデータに着目してはどうか。具体的には、50kW以上と同様に、3年前設置案件の水準に照らすことはできないことから、50kW以上と同様のトップランナー水準である上位16%水準に着目し、2023年度のシステム費用の想定値を17.8万円/kWとしてはどうか。(2020年度の想定値21.2万円/kWから▲16.0%)

<自家消費型の地域活用要件の適用案件のトップランナー分析>

	2021年1~8月設置(10-50kW)	2020年1~12月設置(10-50kW)
%	N=286	N=284
	[万円/kW]	[万円/kW]
5%	14.28	14.73
10%	15.68	17.48
15%	17.31	19.03
16%	17.81	19.28
17%	18.18	19.45
18%	18.40	19.78
19%	18.89	20.00
20%	19.13	20.00
25%	20.14	20.91
30%	21.45	21.78
35%	22.93	22.28
40%	23.71	23.60
45%	24.72	24.93
50%	25.29	25.74

調達価格等算定委員会(第63回) (2020年11月27日) 事務局資料より抜粋

- 2020年度より、小規模事業用太陽光発電(10-50kW)については、自家消費型の地域活用要件が設定されている。具体的には、①再工ネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を実施すること*1、②災害時に自立運転*2を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること、①②両方をFIT認定の要件として求めている。
 - ※1:農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象。
 - ※2:災害時のブラックスタート(停電時に外部電源なしで発電を再開すること)が可能であること。
- この災害時の活用のために必要となる費用は、昨年度の事務局による事業者ヒアリングに基づくと、2,820円/kW程度と考えられことから、2020年度の太陽光発電(10-50kW)の資本費の想定値には、地域活用要件具備に要する費用として、0.3万円/kW分を加えている。
- この地域活用要件を求めている太陽光発電(10-50kW)について、定期報告データは現時点で得られていない。

<事業用太陽光発電の新設時における自立運転モードの設置に必要な事項>

- ✓ 自立運転モードに対応可能なパワコンを購入する
 ※ 50kW未満の低圧設備では、自立運転モードに対応可能な住宅用のパワコンを流用することが可能であり、追加的負担はほぼないものと考えられる。
- ✓ 非常時のコンセントBOX・その架台を購入する
- ✓コンセントBOXに接続するためのケーブル等を購入する
- ✓ 追加的な工事(非常時のコンセントBOXまでの配線等)を行う

31,000円程度

▶ 50,000円程度

60,000円程度

141,000円程度 (=2,820円/kW)

※ 事業者ヒアリングをもとに資源エネルギー庁推計。

(2)国内のコスト動向:土地造成費(案)

- 昨年度の本委員会では、2020年設置案件の定期報告データを分析し、全体の平均値が0.97万円/kWとなっているものの、中央値は0円/kWとなっており、大半の案件は土地造成費を要していないことを確認した。
- 今年度も同様に、2021年設置案件の定期報告データを分析した結果、全体の平均値は1.17万円/kW、中央値は0.45万円/kWであり、平均値は昨年より0.20万円/kW、中央値は0.45万円/kW上昇したが、中央値は2020年度の想定値と同程度の水準であり、また、引き続き、多くの案件(45%)は土地造成費を要していないことから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

	土地造成費(万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.15 (0.95)	0.87 (1.13)	1.08 (1.29)	1.52 (1.58)	2.09 (1.73)	3.57 (2.94)	1.17 (0.97)
中央値	0.40 (0.00)	0.37 (0.48)	0.81 (0.80)	1.11 (1.27)	1.41 (0.82)	3.44 (3.41)	0.45 (0.00)
件数	6,799	102	168	87	80	21	7,257
2020年度				0.4			

()内は昨年度の本委員会で検討した2020年設置案件の土地造成費。

怨延慪

(2)国内のコスト動向:接続費(案)

- 昨年度の本委員会では、2020年に設置した定期報告データを分析し、全体の平均値が1.25万円/kW、中央値が1.05万円/kWとなっており、想定値(1.35万円/kW)を下回るものの、想定値を据え置く形で議論した。
- 今年度も同様に、2021年に設置した定期報告データを分析した結果、全体の平均値は1.51万円/kW、中央値は1.23万円/kWであり、2020年度想定値(1.35万円/kW)は平均値と中央値の間に位置する水準であることから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

	接続費(万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.53 (1.24)	0.83 (0.95)	1.16 (0.91)	1.20 (1.65)	1.33 (1.84)	2.19 (2.45)	1.51 (1.25)
中央値	1.25 (1.07)	0.50 (0.53)	0.48 (0.43)	0.41 (0.59)	0.55 (0.91)	1.58 (2.08)	1.23 (1.05)
件数	6,799	102	168	87	80	21	7,257
2020年度 想定値				1.35			

()内は昨年度の本委員会で検討した2020年設置案件の接続費。

(2) 国内のコスト動向:運転維持費(案)

- 昨年度の本委員会では、直近の期間(2020年1月から2020年9月まで)に収集した定期報告データを分析し、 全体の平均値は0.54万円/kW/年、中央値は0.44万円/kW/年となっており、想定値(0.5万円/kW/年)と概 ね同水準であることを確認した。
- 今年度も直近の期間(2021年1月から2021年8月まで)に収集した定期報告データを分析した結果、全体の平均値は0.54万円/kW/年、中央値は0.43万円/kW/年となっており、引き続き想定値(0.5万円/kW/年)と同程度の水準であることから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

	運転維持費(万円/kW/年)						
	10-50 kW未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.53 (0.53)	0.48 (0.46)	0.49 (0.49)	0.59 (0.58)	0.63 (0.63)	0.75 (0.75)	0.54 (0.54)
中央値	0.42 (0.43)	0.41 (0.37)	0.41 (0.39)	0.51 (0.50)	0.56 (0.55)	0.73 (0.71)	0.43 (0.44)
件数	25,103	892	1,110	1,035	1,513	234	29,887
2020年度 想定値	0.5						

(2)国内のコスト動向:設備利用率(案)

- 事業用太陽光発電の設備利用率は上昇傾向にあり、**直近の期間**(2020年6月から2021年5月まで)の設備利用率は、**10kW以上全体の平均で14.5%**(前年比+0.3ポイント)となった。
- より効率的な事業の実施を促していくため、2019年度・2020年度の想定値(17.2%)については、システム費用のトップランナー水準と同様の上位水準に着目して設定している。同様に、システム費用のトップランナーの水準(上位16%水準)を参照すると、設備利用率は17.7%となっており、2020年度の想定値17.2%より、0.5%上昇した。
- **全ての規模で過積載率が増加傾向にある**こと(次頁参照)をふまえ、**2023年度の想定値**については、直近の期間の<u>上</u> 位16%水準である17.7%を採用してはどうか。

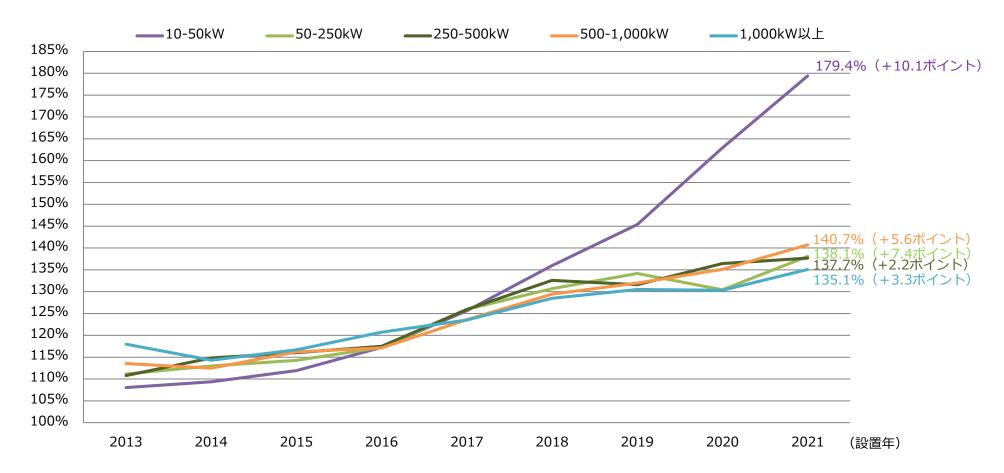
	設備利用率(平均値)						
買取期間	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上		
2019年6月- 2020年5月	14.2%	14.8%	15.2%	15.6%	16.6%		
2020年6月- 2021年5月	14.5%	14.9%	15.3%	15.6%	16.5%		
2020年度 想定値	17.2%						

	事業用設備利用率						
%	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上			
5%	21.24%	19.66%	19.83%	19.73%			
10%	19.03%	18.56%	18.79%	18.85%			
15%	17.51%	17.80%	18.06%	18.24%			
16%	17.28%	17.67%	17.93%	18.15%			
17%	17.07%	17.54%	17.80%	18.05%			
18%	16.88%	17.44%	17.69%	17.95%			
19%	16.70%	17.32%	17.58%	17.83%			
20%	16.53%	17.21%	17.48%	17.72%			
25%	15.87%	16.71%	17.00%	17.33%			
30%	15.39%	16.27%	16.58%	16.91%			
35%	14.99%	15.85%	16.20%	16.54%			
40%	14.65%	15.47%	15.82%	16.22%			
45%	14.34%	15.10%	15.47%	15.88%			
50%	14.05%	14.75%	15.15%	15.58%			

(参考) 過積載率の推移

■ 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。

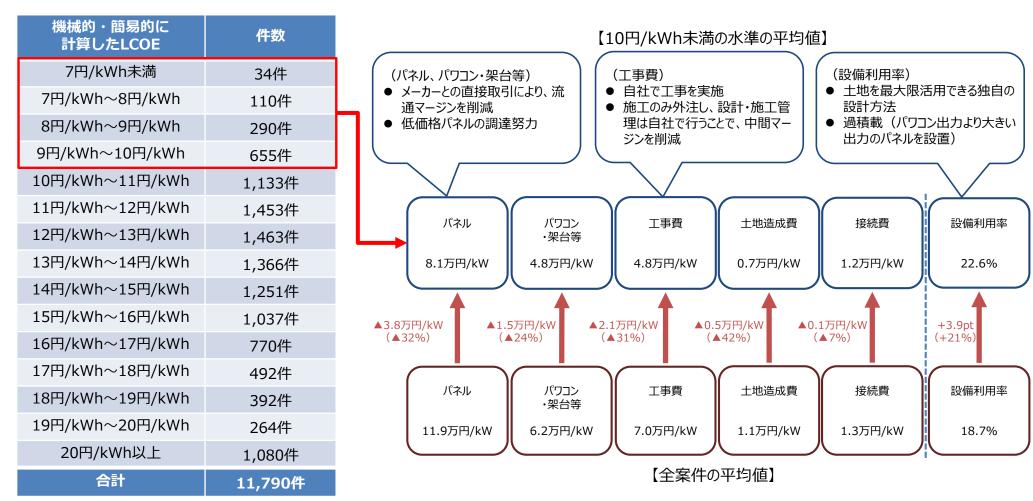
<過積載率の推移>



^{※ 2021}年8月24日時点までに報告された定期報告を対象。

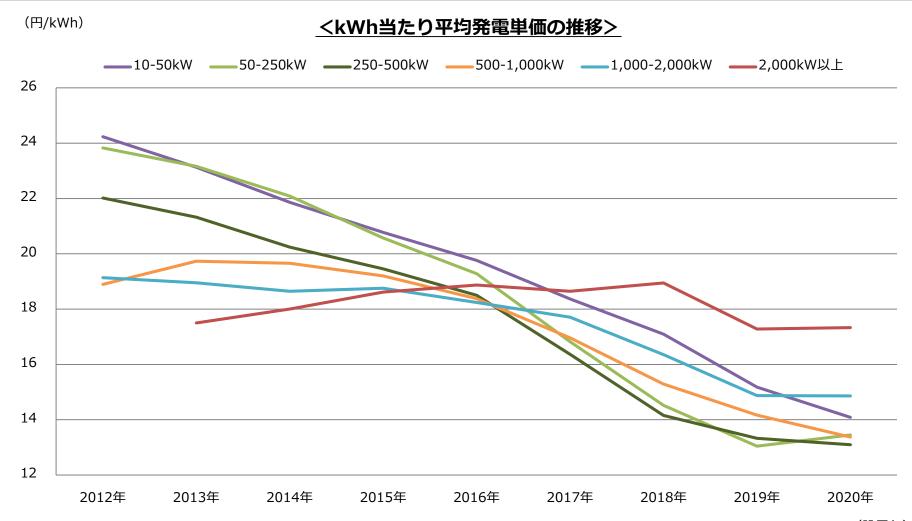
(参考) 10円/kWh未満で事業実施できている案件

- 2020年に設置された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(11,790件)のうち、1,089件(全体の9.2%)が10円/kWh未満で事業を実施できている。
- 10円/kWh未満の事業者は、パネル、パワコン・架台等、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2割程度高く、22.6%程度となっている。



(参考) 国内のコスト動向: kWh当たりコストの設置年別の推移

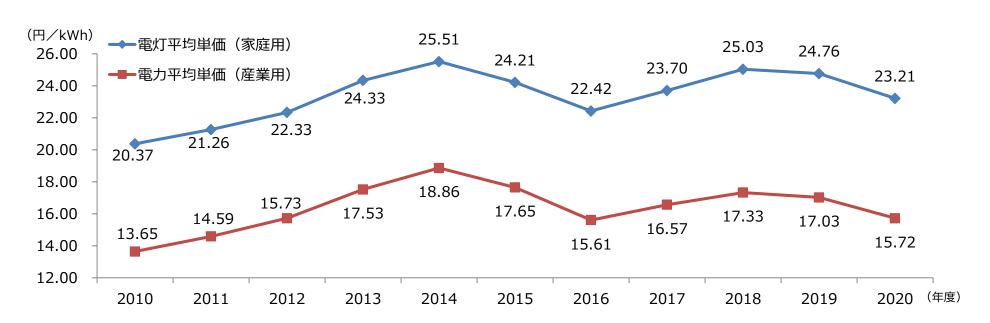
■ 各年に設置された案件のkWh当たりコストの平均値の推移を見ると、着実なコスト低減傾向が見られ、2020年設置のコストは概ね13~15円/kWh程度となっている。



(2) 国内のコスト動向:自家消費型地域活用電源(自家消費分の便益) (案)44

- **自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電(10-50kW)**については、調達価格の設定にあたっては、**自家消費を主とした事業実施**を促す観点から、**自家消費比率を50%**と想定して、**自家消費分の便益**を計上している。
- <u>2020年度の事業用太陽光(10-50kW)の調達価格における自家消費分の便益の想定値</u>は、<u>大手電力の直近</u> 7年間(2012年度(FIT制度開始)~2018年度)の産業用電気料金単価の平均値に、消費税率(10%)を加味した<u>18.74円/kWh</u>と設定されている。
- 2023年度の想定値は、2020年度と同様の考え方に基づき、大手電力の直近9年間(2012年度~2020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18.03円/kWhと設定してはどうか。

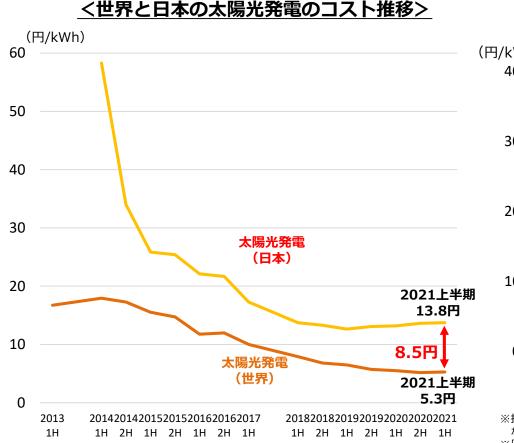
<大手電力の電気料金平均単価(税抜)の推移>



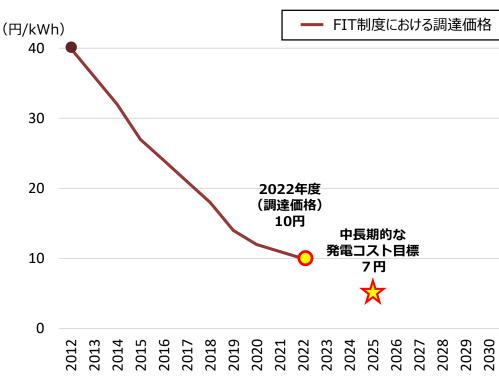
出典:受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

(参考)価格目標:太陽光発電のコスト動向と中長期目標について

- <u>太陽光発電のコストは低減</u>しているものの、<u>依然として世界より高く、</u>また、<u>低減スピード</u>も、<u>適地の減少</u>等により、<u>鈍化の傾向</u>。
- 再工ネ導入拡大と国民負担抑制の観点から、FIT制度で掲げている2025年発電コスト7円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要がある。



<事業用太陽光の価格目標のイメージ>



- ※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。 なお、2022年度については、上記のうち50kW以上の調達価格。
- ※「中長期的な発電コスト目標」とは、2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWhとされているものであり、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IRR5%) すると、8.5円/kWhに相当する。

※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。1\$=110円換算で計算。

(2) 事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の2023年度の調達価格・基準価格(案)6

<調達価格・基準価格の設定方法:50kW以上>

- 前述の**足元のコストデータ等**をふまえて、**2023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。
 - ✓ システム費用: 2021年設置案件(50kW以上)の上位16%水準である11.7万円/kWを採用
 - ✓ 土地造成費・接続費・運転維持費:2020年度の想定値の据え置き
 - ✓ 設備利用率:直近の設備利用率(50kW以上)の上位16%水準である17.7%を採用
- その上で、**稼働年数**については、太陽光パネルの実態上の寿命が20年以上あり、**多くの事業計画でも20年間の使用を 念頭に置いている実態**をふまえ、これまで20年間を想定していた。
- しかし、国内出荷量の多いパネルメーカーの出力保証について、事務局によるヒアリングや仕様書等により確認したところ、出力保証は25年が多く、中には30年のものも出てきており、20年以上の運転を想定する事例もある。また、既に調達期間の満了を迎える案件が出始めている住宅用太陽光においても、調達期間満了後の住宅用太陽光の電気を、小売電気事業者が9~10円/kWh程度で買い取る事例も多く存在する。こうしたパネル保証の動向や卒FITの再工本電気に対するニーズもふまえ、想定する運転年数を20年間から25年間に変更することとしてはどうか。
 - (※)調達期間終了後の売電価格は、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9.4円/kWhを想定。
- なお、複数の機関のコスト試算や、発電コスト検証ワーキンググループにおけるコスト試算においても、20年間を超える運転 を前提としている。

(2)事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の2023年度の調達価格·基準価格(案》⁷

<調達価格の設定方法:10-50kW(自家消費型地域活用電源)>

- 前述の**自家消費型地域活用電源のコストデータ等**をふまえて、**2023年度の調達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。
 - ✓ システム費用: 2021年設置案件の上位16%水準である17.8万円/kWを採用
 - ✓ 土地造成費・接続費・運転維持費:2020年度の想定値の据え置き(コストデータが、現時点で十分に得られていないため)
 - ✓ 設備利用率:2020年度の想定値の据え置き(年間を通したデータが、現時点で十分に得られていないため)
 - ✓ **自家消費分の便益**:大手電力の直近9年間の産業用電気料金単価の平均値**18.03円/kWh**(**自家消費率 50%**)
- なお、**稼働年数**については、自家消費型地域活用電源のため、<u>主に屋根設置</u>であり、<u>外壁や屋根の塗り替え等も想定</u> されることから、2023年度は、引き続き20年間を据え置くこととし、今後、その利用実態等をふまえて、20年間を超える 稼働年数への変更を検討することとしてはどうか。

(3) 事業用太陽光発電の2023年度の解体等積立基準額(案)

<2023年度の解体等積立基準額>

- 昨年度の委員会では、2012~2022年度認定の解体等積立基準額について、各年度の調達価格・基準価格・入札 上限価格における想定値(廃棄等費用、設備利用率等)に基づき、「想定設備利用率で電気供給したときに、調達 期間又は交付期間の終了前10年間で、想定の廃棄等費用を積み立てられるkWh当たりの単価」を設定した。
- **同様の設定方法**で、**2023年度認定の解体等積立基準額**について、**前述の調達価格・基準価格における想定値**に基づき、設定してはどうか。

(3) 事業用太陽光発電の2023年度の解体等積立基準額(案)

認定年	度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2012年度		40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	_	1.62円/kWh
2013年度		36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	_	1.40円/kWh
2014年度		32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	_	1.28円/kWh
2015年度		29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	-	1.25円/kWh
2016年度		24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	_	1.09円/kWh
 2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	_	0.99円/kWh
2017年度	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	_	0.81円/kWh
	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	_	0.80円/kWh
2018年度	第2回入札対象	(落札者なし)	-	_	_	_
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	_	0.63円/kWh
	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	_	0.66円/kWh
2019年度	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	_	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	_	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	_	0.66円/kWh
2020年/支	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	_	0.66円/kWh
2021年度 	10-50kW	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	_	0.66円/kWh
2022年度	10-50kW	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	17.7%	_	0.64円/kWh
2023年度	10-50kW	(審議中)	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh

本日、御議論いただきたい事項

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

(参考)廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度(全体像)

太陽光発電設備が、発電事業終了後、放置・不法投棄されるという懸念に対応するため、廃棄等費用の確実な積立て <u>を担保する制度</u>を施行予定。対象は、<u>10kW以上すべての太陽光発電*のFIT・FIP認定事業</u>。

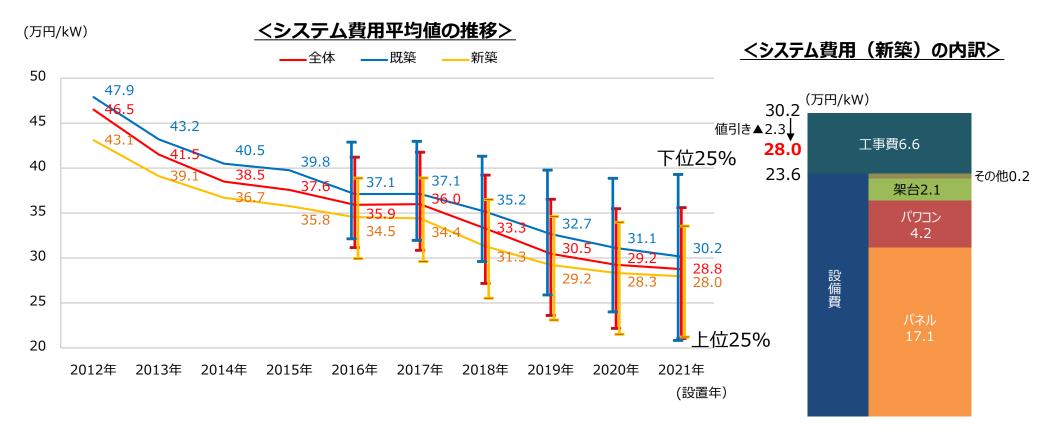
		※ただし、複数太陽光発電設備事業も対象。
	原則、源泉徴収的な外部積立て	例外的に、内部積立てを許容
廃棄処理の責任	・ 積立ての方法・金額にかかわらず、最終的に排出者が廃棄処理の	責任を負うことが大前提
積立て主体	・ 認定事業者 (ただし、内部積立てについては、上場している親会社	等が廃棄等費用を確保している場合に一部例外あり)
積立て金額水準・単価	 調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用(入札案件は最低落札価格を基準に調整) 供給電力量(kWh)ベース 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保 	調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用 と同水準(認定容量(kW)ベース)以上 ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保
積立て時期	・ 調達期間/交付期間の終了前10年間	・ 外部積立てと同じか、より早い時期
積立て頻度	<u>調達価格の支払・交付金の交付と同頻度</u> (現行制度では月1回) ※FIP認定事業で積立不足が発生した場合は、当該不足分は1年程度分まとめて積み立てる	• <u>定期報告(年1回)</u> により廃棄等費用の積立て状況を確認
積立金の使途・取戻し	 取戻しは、廃棄処理が確実に見込まれる資料提出が必要 調達期間/交付期間終了後は、事業終了・縮小のほか、パネル交換して事業継続する際にも、パネルが一定値を超える場合に取戻しを認める ※具体的には、認定上の太陽光パネル出力の15%以上かつ50kW以上 調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める 	 基本的に、外部積立てと同じ場合のみ、取崩し 修繕等で資金が必要な場合の一時的な使用を認めるが、原則、 1年以内に再び基準を満たす積み増しが必要
積立金の確保・管理	 電力広域的運営推進機関に外部積立て 電力広域的運営推進機関が適正に積立金を管理 事業者の倒産時も、取戻し条件は維持されるため債権者は任意に取り戻せず、事業譲渡時には積立金も承継する 積立て状況は公表 	 積立て主体が、使途が限定された預金口座若しくは金融商品取引所との関係で開示義務がある財務諸表に廃棄等費用を計上することにより確保、又は、資金確保の蓋然性が高い保険・保証により担保 金融機関との契約による口座確認又は会計監査等による財務状況の確認 内部積立条件を満たさなくなるときは、外部に積立て 積立て状況は公表
施行時期	• 最も早い事業が積立てを開始する時期を 2022年7月1日 とする	※事業ごとの調達期間/交付期間終了時期に応じて、順次、積立てを開始

I 事業用太陽光発電

Ⅱ 住宅用太陽光発電

(4) 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・既築案件ともに低減傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2021年設置の平均値は28.0万円/kW(中央値28.4万円/kW)となり、2020年設置より0.4万円/kW(1.3%)、2019年設置より1.3万円/kW(4.3%)減少した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約60%、工事費が約25%を占める。



~2014年:一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ

2015年~: 定期報告データ(2015年の新築・既築システム費用は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの費用の比率を用いて推計)

(4) 国内のコスト動向:システム費用(トップランナー分析)(案)

- トップランナー水準の設定にあたり、昨年度の委員会と同様に、2020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46%水準に位置していた。2021年設置の上位46%水準は27.8万円/kWであり、2022年度のシステム費用の想定値25.9万円/kWを上回る。
- このため、想定値を引き上げることも考えられるが、一方で、全体の平均値や中央値の水準は低下傾向にあることもふまえ、 2023年度のシステム費用の想定値は、2022年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

	住宅用 システム費用					
%	2021年設置 (全体)	2020年設置 (全体)	2019年設置 (全体)			
5%	14.19	15.80	17.86			
10%	16.15	17.46	20.04			
15%	17.93	18.98	21.72			
20%	19.52	20.61	22.78			
25%	21.03	22.16	23.60			
30%	22.73	23.49	24.68			
35%	24.57	24.81	25.96			
40%	26.06	26.29	27.43			
45%	27.47	27.90	28.81			
46%	27.79	28.22	29.05			
47%	28.11	28.50	29.37			
48%	28.43	28.80	29.67			
49%	28.80	29.09	29.98			
50%	29.07	29.38	30.25			

- 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、5kW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3~4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2.9万円程度であること、
 - ▶ パワコンについては、20年間で一度は交換され、22.4万円程度が一般的な相場であること、

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、<u>約3,690円/kW/年</u>となり、2022年度の<u>想定値</u> (3,000円/kW/年)と、概ね同程度の水準であった。

- このため、2023年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととしてはどうか。
- (※) なお、定期報告データ(2021年1月~8月)の平均値は約666円/kW/年、ただし、報告の89%が0円/kWh。この原因としては、定期報告データが FIT制度開始後に運転開始したものであり、いまだ点検費用や修繕費用が発生していない可能性が考えられることから、留意が必要。

〈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〉

(2.9万円×5回+22.4万円) ÷ 5kW ÷ 20年間 = 約3,690円/kW/年 定期点検費用 パワコン交換費用

(4)国内のコスト動向:設備利用率(案)

- 設備利用率について、2021年1月から2021年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は13.6%だった。
- 昨年度の委員会と同様、**過去4年間に検討した数値の平均をとると13.7%となり、想定値(13.7%)と同水** <u>準</u>。
- これらをふまえ、2023年度の設備利用率の想定値は、2022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>

2018年度	2019年度	2020年度	2021年度				
13.6%	13.9%	13.7%	13.6%				
平均值:13.7%							
想定值:13.7%							

(4) 国内のコスト動向:余剰売電比率・自家消費分の便益(案)

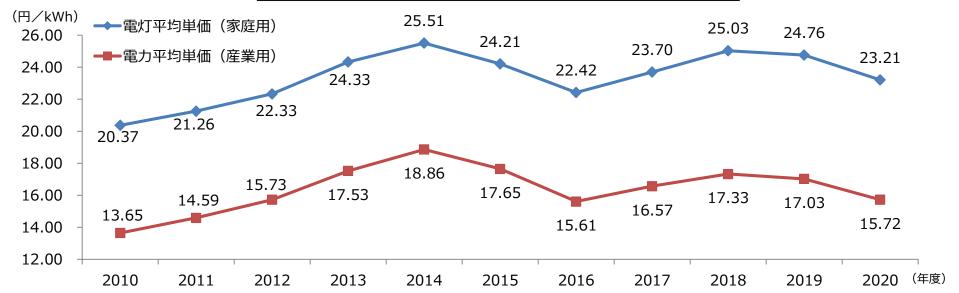
<余剰売電比率>

■ 余剰売電比率について、2021年1月から2021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 69.4%(中央値69.9%)であり、想定値(70.0%)とほぼ同水準**であった。このため、**2023年の想定値**については、**2022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>

- 2021年度・2022年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近8年間(2012年度(FIT制度開始) ~2019年度)の家庭用電気料金単価に、消費税率(10%)を加味して、26.44円/kWhと設定されている。
- 同様の考え方に基づき、2023年度の想定値については、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の平均値**に、現行の消費税率(10%)を加味した26.34円/kWhとしてはどうか。

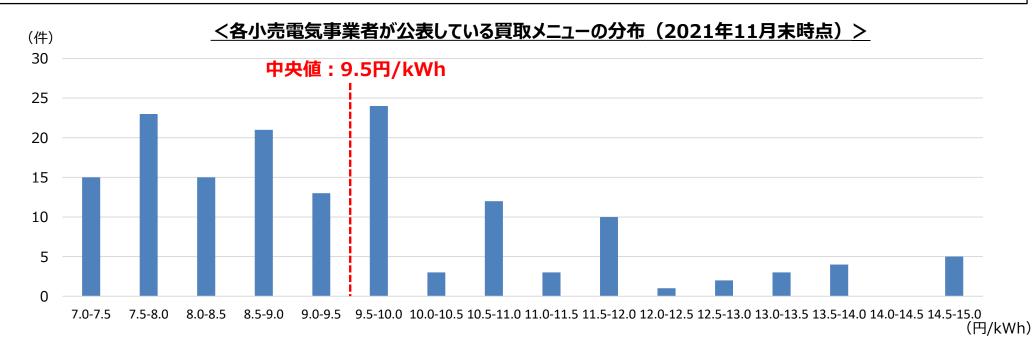




出典:受電月報、各電力会社決算資料等を基に作成

(4)国内のコスト動向:調達期間終了後の売電価格(案)

- **2021年度、2022年度の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、昨年度、2020年10月末までに確認できた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、**9.0円/kWhを想定**されている。
- 今回、2021年11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9.5円/kWh**であった。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。
- したがって、2023年度の想定値は、中央値の9.5円/kWhを採用することとしてはどうか。



※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