

令和6年度以降の調達価格等に関する 意見

令和6年2月7日（水）
調達価格等算定委員会

目次

I. はじめに	4
II. 今年度の検討の視点	6
III. 分野別事項	7
1. 太陽光発電	7
(1) 事業用太陽光発電のコスト動向	9
(2) 事業用太陽光発電（入札対象外）の 2025 年度の調達価格・基準価格	18
(3) 事業用太陽光発電の 2025 年度の解体等積立基準額	19
(4) 住宅用太陽光発電の 2025 年度の調達価格	20
(5) 新たな発電設備区分の創設に関する検討	24
(6) 太陽光発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象	26
(7) 屋根設置太陽光区分の取扱い	28
2. 風力発電	32
(1) 陸上風力発電のコスト動向	35
(2) 陸上風力発電（新設）の 2025 年度の入札上限価格及び調達価格等	40
(3) 陸上風力発電（リプレース）の 2024 年度の調達価格・基準価格	42
(4) 陸上風力発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象	43
(5) 着床式／浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い	43
(6) 洋上風力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象	47
3. 地熱発電	48
(1) 地熱発電のコスト動向	49
(2) 地熱発電（新設）の 2026 年度の調達価格・基準価格	52
(3) 地熱発電（リプレース）の 2026 年度の調達価格・基準価格	55
(4) 地熱発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象	56
4. 中小水力発電	57
(1) 中小水力発電のコスト動向	59
(2) 中小水力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象	65
(3) 中小水力発電の 2025 年度以降の調達価格・基準価格	66
(4) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方	69
5. バイオマス発電	70
(1) バイオマス発電のコスト動向	72
(2) バイオマス発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象等	80
(3) バイオマス発電（入札対象範囲外）の 2025 年度の調達価格・基準価格	82
(4) 2024 年度の取扱い（持続可能性確認の取扱い等）	83

IV. 入札制度	86
1. 太陽光発電	86
(1) 2024 年度の上限価格の事前公表／事前非公表	86
(2) 2024 年度の入札対象範囲	86
(3) 2024 年度の入札実施回数	87
(4) 2024 年度の入札募集容量	88
(5) 2024 年度の入札上限価格	89
2. 陸上風力発電	91
(1) 2024 年度の入札対象範囲	91
(2) 2024 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表	91
(3) 2024 年度の入札募集容量・入札実施回数	91
3. 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）	93
(1) 2024 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表	93
(2) 2024 年度の入札募集容量	93
4. バイオマス発電	94
(1) 2024 年度の入札上限価格・募集容量	94
5. 入札実施スケジュール	96
(1) 2024 年度の入札実施スケジュール	96
6. 説明会の開催等の FIT/FIP 認定要件化に伴う入札対象案件の取扱い	97
7. 計画策定プロセスに伴う対応	99
V. 地域活用要件	101
1. 低圧事業用太陽光発電	101
(1) 温対法に基づく地域脱炭素化促進事業制度と地域活用要件について	101
(2) 営農型区分の地域活用要件に関する対応	102
2. 陸上風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電	104
VI. その他電源共通事項	105
1. 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）	105
VII. 調達価格等に関する結論	109

I.はじめに

我が国は、2020年10月に2050年カーボンニュートラルを目指すことを宣言しており、2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーについては、2030年度の温室効果ガス削減目標を踏まえた水準として、合計3,360～3,530億kWh程度の導入、電源構成では36～38%程度を目指すこと¹が掲げられている。こうした目標の実現に向けては、エネルギー政策の原則であるS+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促す方針が掲げられている。

こうした状況の下、2023年5月31日には、「GX実現に向けた基本方針」や再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等での議論に基づき、系統整備のための環境整備や既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進、事業規律の強化等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」が成立した。

今年度の本委員会では、こうした点も踏まえた、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等における検討も踏まえつつ、調達価格・基準価格や入札制度等の検討を行った。

再エネ特措法の規定に基づき、ここに本委員会の意見を取りまとめる。

本意見が再生可能エネルギーの最大限導入の後押しとなることを期待するとともに、電力需要家や関係事業者、国民各層の理解が広く得られたかたちで、事業環境の整備を含めた再生可能エネルギーの導入促進が図られることを望む。

経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して、2024年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等、入札実施指針並びに解体等積立基準額の決定を行うことを求める。また、これらについてパブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に本委員会の意見を聴

¹ 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こととされている。

くように求める。

本委員会として、どのような考え方で意見集約に至ったかを明らかにすることで、再エネ発電事業者の事業の予見可能性を向上させるため、以下、意見集約に当たって、本委員会として合意した考え方を記す。

Ⅱ. 今年度の検討の視点

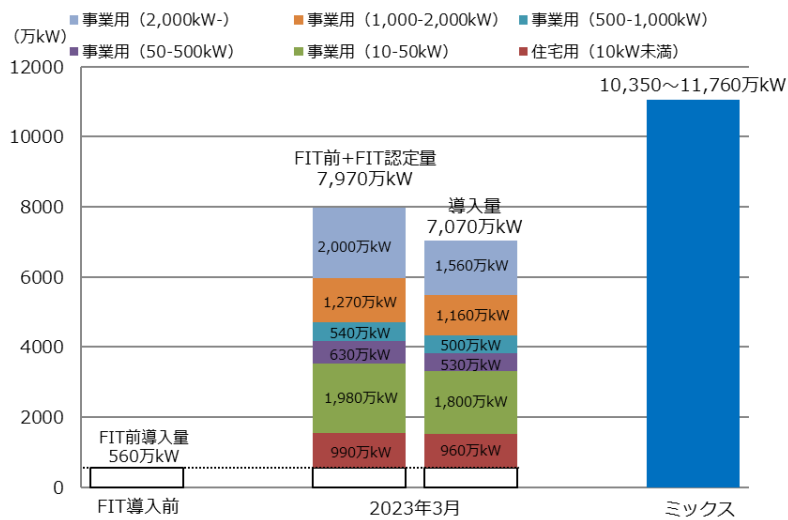
- 再生可能エネルギーについては、2050 年におけるカーボンニュートラルの実現や、2030 年度の温室効果ガス削減目標を踏まえた水準として合計 3,360 ～3,530 億 kWh 程度（電源構成では 36～38%程度）を目指すことが掲げられており、こうした目標の実現に向けて、エネルギー政策の原則である S+3E を大前提に、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくことが基本方針とされている。
- こうした状況の下、2023 年 5 月 31 日には、「GX 実現に向けた基本方針」や再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等での議論に基づき、系統整備のための環境整備や既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進、事業規律の強化等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX 脱炭素電源法）」が成立した。
- 今年度の本委員会では、こうした点も踏まえつつ、調達価格・基準価格等について、検討を行った。

Ⅲ. 分野別事項

1. 太陽光発電

- 太陽光発電については、エネルギーミックス（10,350～11,760 万 kW）の水準に対して、現時点の FIT 前導入量+FIT・FIP 認定量は 7,970 万 kW、導入量は 7,070 万 kW。10kW～50kW の小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電の FIT・FIP 導入量全体に占める割合は、容量ベースで 26%程度となっている。（参考 1、参考 2）

【参考 1】太陽光発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

【参考 2】事業用太陽光発電の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

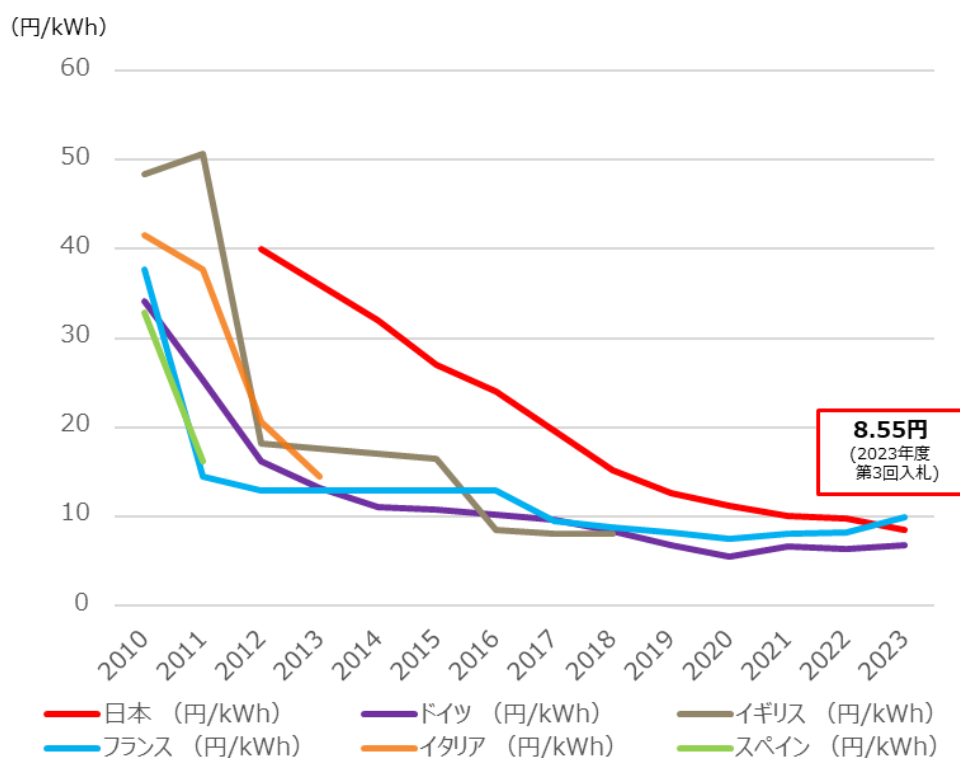
＜事業用太陽光発電の認定量：2023年3月末時点＞									単位：MW（件）	(注) オレンジハイトは入札対象区分。
	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計	
2012年度	2,198(92,103)	46(557)	387(2,438)	674(1,900)	542(961)	973(1,077)	3,419(2,171)	6,253(368)	14,493(101,575)	
2013年度	6,034(204,115)	27(308)	363(2,138)	989(2,826)	818(1,481)	910(1,057)	5,092(3,364)	8,514(460)	22,748(215,749)	
2014年度	3,071(127,510)	16(180)	272(1,637)	567(1,632)	369(664)	321(379)	1,562(1,039)	3,052(179)	9,230(133,220)	
2015年度	1,336(52,281)	4(46)	88(526)	218(636)	140(248)	99(117)	447(300)	444(26)	2,777(54,180)	
2016年度	1,713(59,209)	2(28)	99(566)	313(888)	169(294)	160(192)	497(349)	1,010(50)	3,962(61,576)	
2017年度	1,430(44,973)	2(24)	65(368)	235(642)	89(149)	112(133)	358(243)	39(4)	2,329(46,536)	
2018年度	1,880(56,058)	3(40)	111(607)	450(1,216)	207(337)	216(256)	850(559)	196(6)	3,912(59,079)	
2019年度	1,668(44,782)	2(18)	55(298)	469(1,117)	1(2)	15(17)	82(47)	105(4)	2,398(46,285)	
2020年度	218(5,371)	5(62)	252(1,155)	50(111)	18(28)	48(54)	122(76)	145(8)	857(6,865)	
2021年度	205(4,981)	3(35)	270(1,237)	64(151)	59(100)	74(86)	258(164)	121(7)	1,054(6,761)	
2022年度	82(2,539)	3(37)	187(855)	10(24)	10(17)	28(31)	10(8)	101(3)	431(3,514)	
	19,836(693,922)	113(1,335)	2,148(11,825)	4,038(11,143)	2,422(4,281)	2,955(3,399)	12,698(8,320)	19,980(1,115)	64,190(735,340)	

＜事業用太陽光発電導入量：2023年3月末時点＞									単位：MW（件）	
	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計	
2012年度	2,415(116,500)	45(534)	380(2,405)	561(1,610)	403(716)	644(711)	1,784(1,153)	539(55)	6,770(123,684)	
2014年度	3,580(146,457)	23(271)	261(1,554)	562(1,645)	463(844)	541(623)	1,938(1,301)	1,000(85)	8,368(152,780)	
2015年度	2,922(109,820)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(776)	441(515)	2,290(1,546)	1,255(91)	8,149(115,943)	
2016年度	1,935(68,864)	8(91)	142(839)	356(1,016)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,444(72,565)	
2017年度	1,492(50,581)	4(43)	96(566)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,352)	
2018年度	1,523(52,454)	4(44)	82(472)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,906(54,821)	
2019年度	1,530(46,924)	3(29)	77(430)	288(779)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,172)	
2020年度	1,273(31,054)	2(24)	71(393)	317(831)	120(202)	156(183)	787(507)	2,271(129)	4,997(33,323)	
2021年度	838(18,931)	4(46)	84(428)	219(563)	80(133)	100(117)	445(290)	1,965(98)	3,734(20,606)	
2022年度	527(12,091)	3(44)	116(584)	186(469)	49(81)	95(112)	372(234)	2,194(93)	3,544(13,708)	
	18,034(653,676)	108(1,276)	1,546(9,098)	3,613(10,121)	2,274(4,033)	2,738(3,149)	11,631(7,663)	15,592(938)	55,537(689,954)	

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2023 年度の買取価格は、住宅用（10kW 未満）が 16 円/kWh、事業用（50kW 以上 250kW 未満）が 9.5 円/kWh（屋根設置は 2023 年 10 月から 12 円/kWh）などである。事業用（250kW 以上）は屋根設置を除き入札対象となっており、2023 年度からは、250kW 以上 500kW 未満は FIT 入札、500kW 以上の設備は FIP 入札を実施。入札の加重平均落札価格は第 3 四半期において、8.55 円/kWh である。（参考 3）

【参考 3】太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格等



※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。

- 今年度の入札については、FIP 電源と FIT 電源が同じ入札の枠の中で競争することにより、再エネの市場統合が阻害されるリスクは小さいこと、入札制は基本的にシンプルな制度設計が望ましいことから、FIP 電源/FIT 電源で区分を分けることなく、250kW 以上を対象として実施した。
- 今年度、既に実施している入札（第 16～18 回）の落札容量は、計 279MW（入札容量は 367MW）。また、平均落札価格は 8.55 円/kWh（第 18 回）まで着実に低減。（参考 4）

【参考 4】直近の太陽光入札の結果（2022～2023 年度）

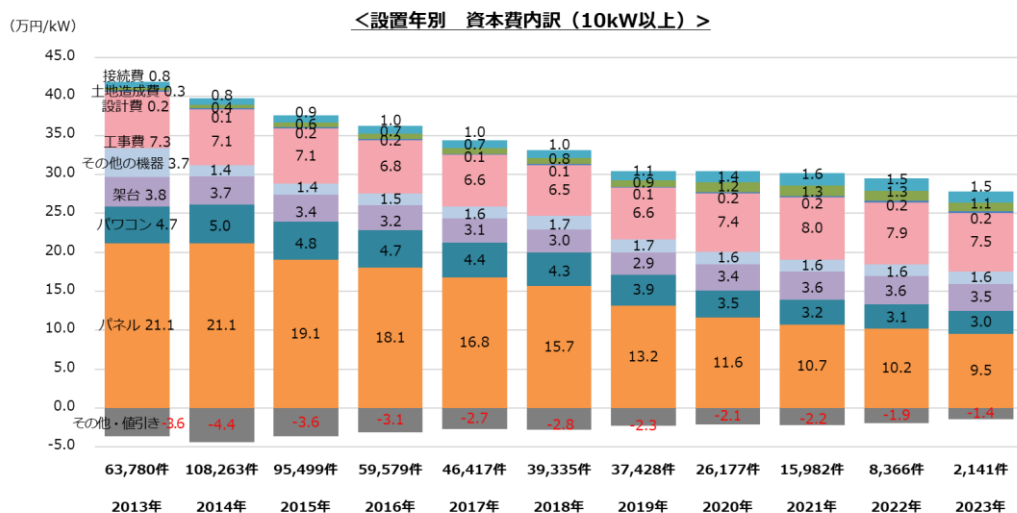
実施時期	事業用太陽光							
	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回
	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期	2023年度 第1四半期	2023年度 第2四半期	2023年度 第3四半期	2023年度 第4四半期
入札対象	250kW以上（既築屋根設置を除く）				250kW以上（屋根設置を除く）			
募集容量	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	FIT:50MW FIP:175MW	105MW	111MW	105MW	134MW
上限価格	10.00円/kWh	9.88円/kWh 事前公表	9.75円/kWh 事前公表	9.63円/kWh 事前公表	9.50円/kWh 事前公表	9.43円/kWh 事前公表	9.35円/kWh 事前公表	9.28円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	FIT:25MW(39件) FIP:129MW(5件)	FIT:12MW(18件) FIP:14MW(10件)	FIT:11MW(17件) FIP:137MW(11件)	FIT:16MW(25件) FIP:16MW(9件)	120MW(35件)	69MW(55件)	178MW(61件)	-
平均入札 価格	FIT:9.93円/kWh FIP:9.87円/kWh	FIT:9.79円/kWh FIP:9.81円/kWh	FIT:9.70円/kWh FIP:9.73円/kWh	FIT:9.59円/kWh FIP:9.56円/kWh	9.36円/kWh	9.30円/kWh	8.84円/kWh	-
落札容量 (件数)	FIT:25MW(39件) FIP:129MW(5件)	FIT:12MW(18件) FIP:14MW(10件)	FIT:11MW(17件) FIP:137MW(11件)	FIT:16MW(25件) FIP:16MW(9件)	105MW(20件)	69MW(55件)	105MW(33件)	-
平均落札 価格	FIT:9.93円/kWh FIP:9.87円/kWh	FIT:9.79円/kWh FIP:9.81円/kWh	FIT:9.70円/kWh FIP:9.73円/kWh	FIT:9.59円/kWh FIP:9.56円/kWh	9.34円/kWh	9.30円/kWh	8.55円/kWh	-
調達価格 決定方法	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）							

(1) 事業用太陽光発電のコスト動向

① 事業用太陽光発電の資本費

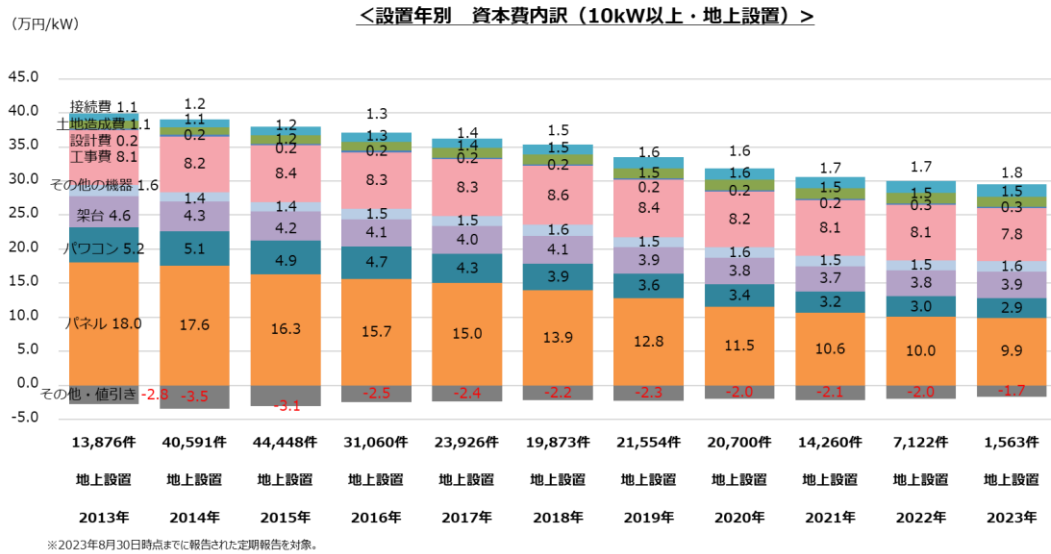
- 設置年別に事業用太陽光発電の資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013 年から 2023 年までに▲55%）また、工事費は増加・横ばい傾向にあったものの、直近は減少に転じている。（参考 5）

【参考 5】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体）



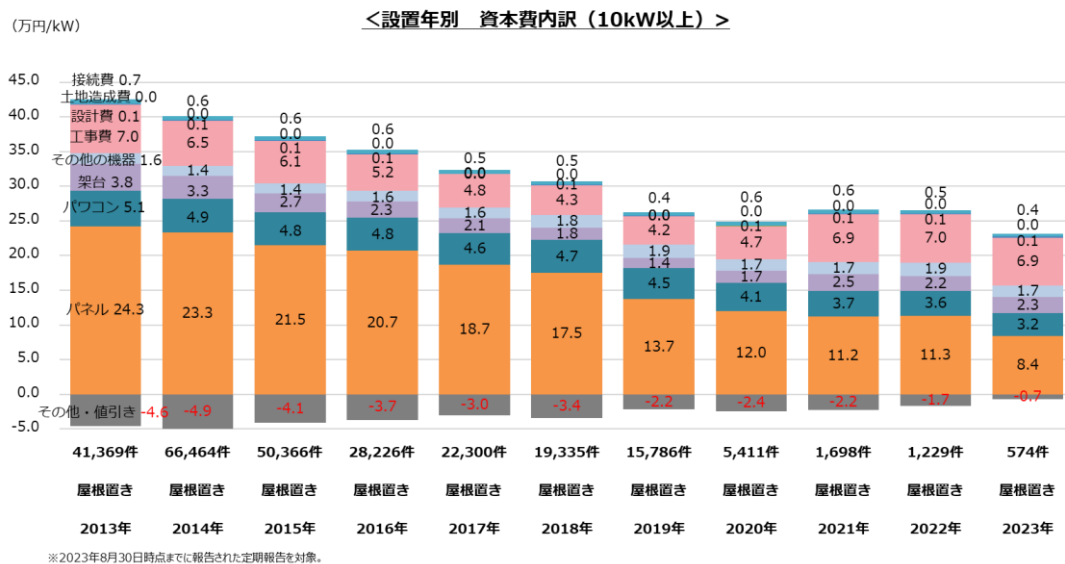
- 地上設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、全体的に低減する傾向。特にパネル費用や工事費が低減する傾向（2013 年から 2023 年までに、パネル費用は▲45%、工事費は▲4 %）（参考 6）。

【参考 6】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：地上設置）



- 屋根設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、2021 年以降やや上昇傾向だったところ、2023 年に再び減少に転じている。工事費については、2021 年にやや上昇した後に、横ばいとなっている（参考 7）。

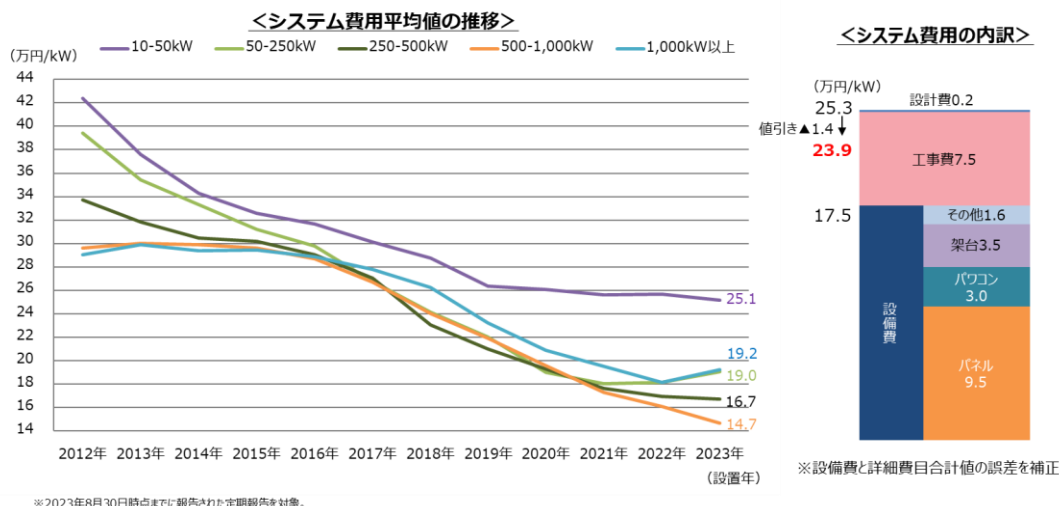
【参考 7】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：屋根設置）



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

約 32%を占める（参考 8）。

【参考 8】 事業用太陽光発電のシステム費用の規模別の推移



- これまでの本委員会においては、費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が3年間であることを踏まえ、足元のトップランナー水準が、3年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。
- これまでと同様に、3年前の設置案件のコスト水準に着目した場合、地上設置（50kW 以上）のコスト水準においては、2018 年設置の上位 15%水準、2019 年設置の上位 23%水準、2020 年設置の上位 38%水準が、それぞれ 2021 年設置、2022 年設置、2023 年設置の中央値と同程度であることが確認できた（参考 9）。
- これらを踏まえると、トップランナー水準は上位 25%水準として、2025 年度の地上設置（50kW 以上）の想定値は、2023 年の地上設置（50kW 以上）の上位 25%水準である 13.6 万円/kW を、2025 年の地上設置（10-50kW）の想定値は、2023 年の地上設置（10kW 以上）の上位 25%水準である 18.3 万円/kW とすることも考えられるが、それぞれ、2024 年度の地上設置（50kW 以上）の想定値（11.3 万円/kW）と、2024 年度の地上設置（10-50kW）の想定値（17.8 万円/kW）を上回る。
- 一方、効率的な事業実施を促す観点からは、トップランナー水準として設定した想定値の達成は引き続き目指すべきである。また、上記のデータには 2020 年以降の太陽光パネルの価格上昇等が影響していると考えられるところ、2023 年度においてはモジュール価格が低下傾向にあることや、直近の第 18 回事業用太陽光入札において平均落札価格が

相当程度低下し、8.55 円/kWh となっていることにも留意が必要である。

- 以上を踏まえ、2025 年度の地上設置（50kW 以上）の想定値については、2024 年の地上設置（50kW 以上）の想定値（11.3 万円/kW）を据え置き、2025 年度の地上設置（10-50kW）の想定値については、2024 年度の 10-50kW の想定値（17.8 万円/kW）を据え置くこととして、今後のコスト動向に留意することとした。

【参考 9】事業用太陽光発電（地上設置）のシステム費用のトップランナー分析

万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
%	2023年 1～8月設置 N=289	2022年 1～12月設置 N=829	2021年 1～12月設置 N=1,032	2020年 1～12月設置 N=1,495	2019年 1～12月設置 N=1,307	2018年 1～12月設置 N=1,452	2023年 1～8月設置 N=1,563
5%	9.64	9.43	9.47	10.29	12.30	13.31	12.83
10%	11.24	10.62	10.70	11.54	13.84	15.21	14.98
15%	11.98	11.50	11.36	12.85	14.75	16.72	16.55
16%	12.01	11.58	11.53	13.10	15.01	16.92	16.73
20%	12.76	12.06	11.95	13.72	15.96	17.76	17.47
23%	13.03	12.46	12.47	14.17	16.39	18.43	17.95
24%	13.46	12.58	12.62	14.27	16.54	18.58	18.08
25%	13.58	12.70	12.75	14.43	16.72	18.73	18.28
30%	14.06	13.56	13.62	15.23	17.64	19.58	19.28
35%	14.91	14.20	14.44	16.06	18.35	20.35	20.05
38%	15.22	14.59	15.00	16.63	18.91	21.12	20.62
39%	15.47	14.84	15.06	16.83	19.07	21.33	20.89
40%	15.50	15.04	15.22	17.01	19.20	21.61	21.13
45%	16.12	15.71	16.05	17.89	20.00	22.73	22.16
50%	16.65	16.35	16.66	18.62	20.92	23.62	23.15

※いずれも、2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

- 昨年同様にトップランナー水準に着目した場合、2018～2020 年の屋根設置（50kW 以上）のコスト水準においては、2018 年設置の上位 24%水準が 2021 年設置の中央値と、2019 年設置の上位 28%水準が 2022 年設置の中央値と、2020 年設置の上位 60%水準が 2023 年設置の中央値と、それぞれ同程度であることが確認できた（参考 10）。
- これらを踏まえ、トップランナー水準を上位 37%水準として、2025 年度の屋根設置（10kW 以上）のシステム費用の想定値を、2024 年の屋根設置（10kW 以上）の想定値（15.0 万円/kW）から引き上げ、2023 年設置案件の上位 37%水準の 16.9 万円/kW とすることも考えられる。
- 一方、効率的な事業実施を促す観点からは、トップランナー水準として設定した想定値の達成は引き続き目指すべきである。また、上記のデータには 2020 年以降の太陽光パネルの価格上昇等が影響していると考えられるところ、2023 年度においてはモジュール価格が低下傾向にあることにも留意が必要である。
- よって、2025 年度の屋根設置（10kW 以上）のシステム費用の想定値についても、地上設置と同様の考え方にに基づき、2024 年の屋根設置（10kW 以上）の想定値（15.0 万円/kW）を据え置くこととし、今後のコスト動向に留意することとした。

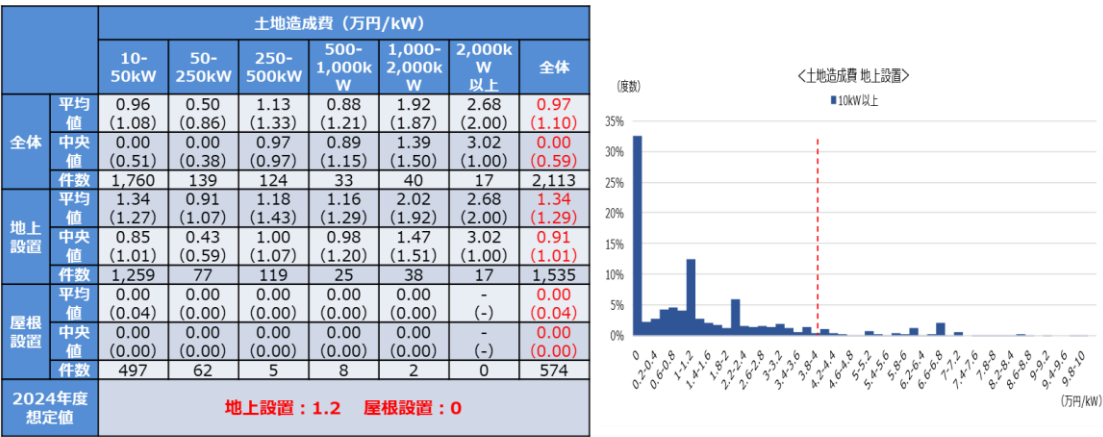
【参考 10】事業用太陽光発電（屋根設置）のシステム費用のトップランナー分析

万円/kW	屋根設置（50kW以上）						屋根設置（10kW以上）
%	2023年 1～8月設置 N=77	2022年 1～12月設置 N=124	2021年 1～12月設置 N=120	2020年 1～12月設置 N=130	2019年 1～12月設置 N=171	2018年 1～12月設置 N=186	2023年 1～8月設置 N=574
5%	12.03	12.54	10.30	12.41	13.25	15.06	13.93
10%	13.07	13.01	12.19	13.55	13.70	15.76	14.80
15%	14.14	13.39	13.60	13.87	13.83	16.26	15.26
20%	14.79	13.98	14.24	14.23	14.30	16.93	16.02
24%	15.00	14.38	14.50	14.52	14.99	17.37	16.50
25%	15.66	14.46	14.55	14.65	15.28	17.45	16.52
28%	15.96	14.80	14.98	15.31	15.96	17.88	16.72
30%	16.20	14.86	15.13	15.52	16.33	18.15	16.96
35%	16.83	14.97	15.70	16.21	16.76	18.65	17.23
37%	16.92	15.11	15.90	16.36	16.99	18.77	17.48
40%	17.09	15.30	16.04	16.56	17.53	19.02	17.69
45%	17.68	15.74	16.72	16.97	17.74	19.75	18.52
50%	18.24	15.98	17.34	17.24	18.24	20.29	18.97
55%	19.26	16.60	17.63	17.89	19.01	21.03	19.66
60%	19.74	17.41	18.04	18.24	19.44	21.60	21.49

※いずれも、2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

- システム費用と同様に、土地造成費についても、地上設置／屋根設置の別に、2023 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.34 万円/kW、中央値 0.91 万円/kW となる。4 万円/kW 以上の土地造成費が高い少数の案件により平均値が引き上げられている一方、分布としては、4 万円/kW 以下の案件がほとんどであることを踏まえ、中央値に着目すると、2024 年度の想定値 1.2 万円/kW を下回る。一方で、屋根設置は平均値 0.00 万円/kW、中央値 0.00 万円/kW と土地造成費を要していない。このように地上設置／屋根設置で土地造成費の水準が異なることから、それぞれ中央値の水準に着目して、2025 年度の想定値については、地上設置を 0.9 万円/kW とし、屋根設置を 0 万円/kW に据え置くこととした（参考 11）。

【参考 11】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の土地造成費



（ ）内は昨年度の本委員会にて検討した2022年設置案件の土地造成費。
※2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

- 接続費についても、地上設置／屋根設置の別に、2023 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.85 万円/kW、中央値 1.37 万円/kW と、2024 年度の想定値 1.35 万円/kW と同程度の水準。屋

根設置も平均値 0.43 万円/kW、中央値 0.32 万円/kW と、2024 年度の想定値 0.3 万円/kW と同程度の水準。こうした状況を踏まえ、2025 年度の想定値については、2024 年度の想定値（地上設置：1.35 万円/kW、屋根設置：0.3 万円/kW）を据え置くこととした（参考 12）。

【参考 12】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の接続費

		接続費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW 以上	全体
全体	平均値	1.53 (1.43)	0.51 (0.79)	1.34 (1.08)	1.34 (1.14)	1.68 (1.84)	2.97 (2.92)	1.46 (1.39)
	中央値	1.11 (1.21)	0.24 (0.41)	0.40 (0.38)	0.42 (0.40)	1.19 (1.18)	1.37 (2.08)	1.00 (1.15)
	件数	1,760	139	124	33	40	17	2,113
地上設置	平均値	1.95 (1.62)	0.77 (0.89)	1.39 (1.15)	1.42 (1.21)	1.76 (1.88)	2.97 (2.92)	1.85 (1.56)
	中央値	1.45 (1.37)	0.40 (0.45)	0.43 (0.43)	0.47 (0.41)	1.36 (1.21)	1.37 (2.08)	1.37 (1.27)
	件数	1,259	77	119	25	38	17	1,535
屋根設置	平均値	0.46 (0.44)	0.19 (0.40)	0.09 (0.15)	1.07 (0.03)	0.20 (0.03)	- (-)	0.43 (0.43)
	中央値	0.32 (0.20)	0.18 (0.26)	0.04 (0.10)	0.06 (0.03)	0.20 (0.03)	- (-)	0.32 (0.19)
	件数	497	62	5	8	2	0	574
2024年度 想定値		地上設置：1.35 屋根設置：0.3						

※2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2022年設置案件の接続費。

② 事業用太陽光発電の運転維持費

- 運転維持費についても、地上設置／屋根設置の別に、2023 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 0.52 万円/kW/年、中央値 0.41 万円/kW/年、屋根設置は平均値 0.52 万円/kW/年、中央値 0.37 万円/kW/年と、地上設置／屋根設置ともに 2024 年度の想定値 0.5 万円/kW/年と同水準又はやや下回る。こうした状況を踏まえ、2025 年度の想定値については、地上設置／屋根設置ともに、2024 年度の想定値（0.5 万円/kW/年）を据え置きつつ、今後のコスト動向に留意することとした（参考 13）。

【参考 13】事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の運転維持費

		運転維持費（万円/kW/年）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	0.51 (0.53)	0.49 (0.50)	0.48 (0.51)	0.58 (0.59)	0.62 (0.64)	0.74 (0.72)	0.52 (0.54)
	中央値	0.40 (0.42)	0.39 (0.41)	0.41 (0.42)	0.50 (0.51)	0.55 (0.56)	0.71 (0.68)	0.40 (0.43)
	件数	34,852	1,235	1,522	1,291	1,726	280	40,906
地上設置	平均値	0.50 (0.52)	0.56 (0.59)	0.52 (0.56)	0.61 (0.62)	0.64 (0.66)	0.75 (0.72)	0.52 (0.53)
	中央値	0.40 (0.42)	0.46 (0.50)	0.45 (0.46)	0.53 (0.54)	0.57 (0.58)	0.71 (0.68)	0.41 (0.44)
	件数	24,958	627	1,103	1,054	1,585	277	29,604
屋根設置	平均値	0.54 (0.55)	0.42 (0.43)	0.37 (0.39)	0.42 (0.50)	0.43 (0.41)	0.24 (0.21)	0.52 (0.54)
	中央値	0.40 (0.42)	0.30 (0.30)	0.29 (0.29)	0.33 (0.34)	0.33 (0.34)	0.18 (0.21)	0.37 (0.40)
	件数	9,750	588	403	223	125	3	11,092
2024年度 想定値		0.5						

※2023年8月30日時点までに報告された定期報告を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。

③ 事業用太陽光発電の設備利用率

- 2025年度の想定値については、システム費用と同様に2024年度の想定値を据え置き、地上設置（10-50kW）21.3%、地上設置（50kW以上）18.3%、屋根設置14.5%とした。
- なお、これまでの本委員会と同様に、設備利用率の想定値について、より効率的な事業の実施を促していくため、直近の設備利用率（50kW以上）におけるシステム費用のトップランナー水準と同水準に着目して設定することも考えられる。屋根設置／地上設置それぞれにおいて、直近の設備利用率（50kW以上）について、2024年度のシステム費用のトップランナー水準として用いたのと同水準（地上設置：上位15%水準、屋根設置：上位26%水準）を参照すると、その設備利用率は、地上設置（10-50kW）が21.4%、地上設置（50kW以上）が18.4%、屋根設置は14.6%となり、上記想定値と同水準（参考14）。

【参考 14】 事業用太陽光発電（地上設置／屋根設置）の設備利用率

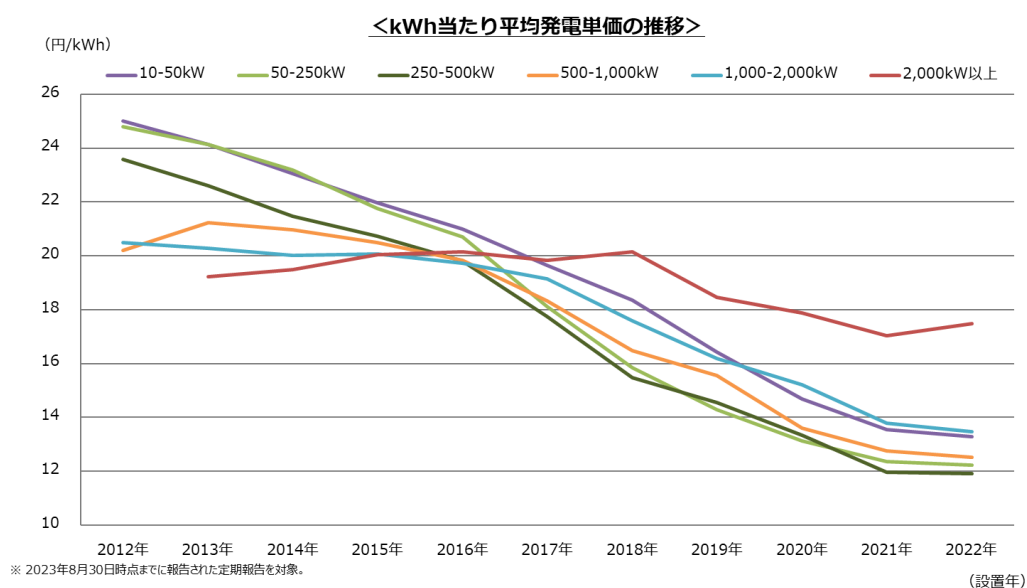
買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値					買取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上		10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2021年6月～2022年5月	16.8%	15.6%	15.7%	15.8%	16.7%	2021年6月～2022年5月	13.3%	13.1%	13.7%	14.2%	14.7%
2022年6月～2023年5月	16.7%	15.6%	15.6%	15.6%	16.4%	2022年6月～2023年5月	13.2%	13.1%	13.7%	14.3%	14.2%

設備利用率（地上設置）					設備利用率（屋根設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.17%	20.43%	20.32%	19.89%	5%	17.27%	17.78%	18.28%	18.66%
10%	22.59%	19.20%	19.15%	18.92%	10%	16.03%	16.52%	17.01%	17.77%
14%	21.64%	18.57%	18.54%	18.35%	15%	15.41%	15.76%	16.28%	16.90%
15%	21.42%	18.42%	18.40%	18.25%	20%	14.97%	15.16%	15.67%	16.16%
16%	21.20%	18.29%	18.27%	18.15%	25%	14.61%	14.69%	15.18%	15.69%
20%	20.41%	17.82%	17.82%	17.77%	26%	14.55%	14.60%	15.10%	15.63%
25%	19.49%	17.28%	17.31%	17.33%	27%	14.48%	14.52%	15.02%	15.55%
30%	18.61%	16.82%	16.86%	16.90%	30%	14.31%	14.25%	14.78%	15.37%
35%	17.83%	16.41%	16.47%	16.51%	35%	14.03%	13.91%	14.44%	15.08%
40%	17.12%	16.04%	16.10%	16.15%	40%	13.78%	13.61%	14.10%	14.76%
45%	16.50%	15.68%	15.74%	15.84%	45%	13.53%	13.35%	13.78%	14.42%
50%	15.97%	15.33%	15.41%	15.53%	50%	13.29%	13.12%	13.53%	14.12%

④ 事業用太陽光発電の kWh 当たり発電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、2022 年設置のコストは概ね 12～14 円/kWh 程度となっている（参考 15）。

【参考 15】 事業用太陽光発電の設置年別の kWh 当たり発電コスト

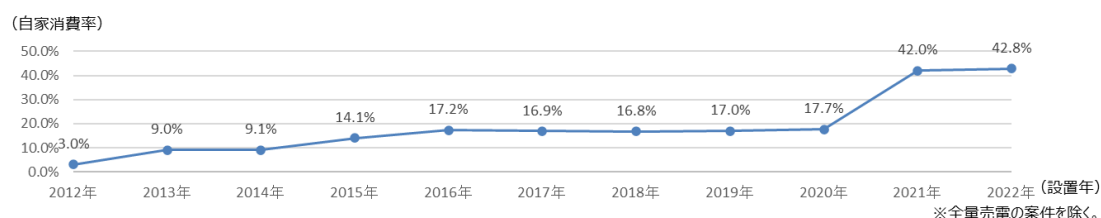


⑤ 屋根設置太陽光の自家消費分の便益

■ 屋根設置の事業用太陽光発電²の自家消費比率の実績に着目すると、全設置期間で平均 16.5%、特に直近の設置年の自家消費率は約 42%程度となっており、低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して 30%超の自家消費を求めていることの効果が見られる。自家消費を促す観点から、2025 年度の調達価格等の設定にあたっては、2024 年度に引き続き、自家消費率を 30%と想定して、自家消費便益を計上することとした（参考 16）。

■ なお、自家消費率の想定値は、地域活用要件で求めている自家消費率を参考に設定している。その地域活用要件における自家消費率の設定に際しては、蓄電池コストが高い実態や、住宅用太陽光発電における自家消費率の想定値が参考にされた。自家消費率について、実績値が高いことから想定値を 40%に引き上げことも考えられるが、昨年度においては、直近となる 2020 年及び 2021 年に設置された設備の自家消費率に着目しても、16～24%と 30%以下になることを踏まえ、2025 年度においては想定値を据え置きつつ、今後の動向に留意して、必要に応じて想定値の見直しを検討することとした。

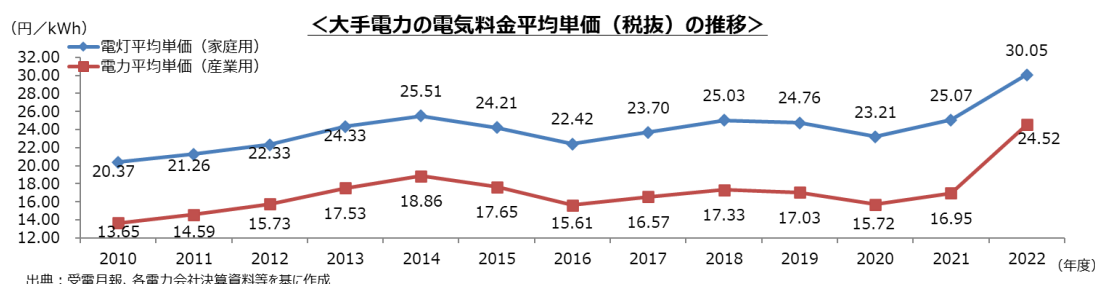
【参考 16】 事業用太陽光発電（屋根設置）の自家消費率の設置年別推移



■ 自家消費の便益の 2025 年度の想定値は、これまでと同様の考え方に基づき、大手電力の直近 10 年間（2013 年度～2022 年度）の産業用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した 19.56 円/kWh と設定した（参考 17）。

² 全量売電の案件を除く。

【参考 17】大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移



(2) 事業用太陽光発電（入札対象外）の 2025 年度の調達価格・基準価格

- 前述のコストデータ等を踏まえて、2025 年度の調達価格・基準価格における想定値については、参考 18 の表のとおりとした。
- 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、取りまとめた。
 - 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踏まえ、50kW 以上については 25 年間の運転を想定。
 - 10-50kW については、自家消費型の地域活用要件を求めているため、主に屋根設置であり、外壁や屋根の塗り替え等も想定されることから、20 年間の運転を想定。
- こうした点を踏まえ、2025 年度の運転年数の想定値についても、地上設置は 25 年間、屋根設置は 20 年間とした上で、今後、その利用実態等を踏まえて、想定する運転年数の更なる延長を検討することとした。
- また、2025 年度の調達期間終了後の売電価格の想定値については、2024 年度の想定値と同様に、2016 年度（電力小売全面自由化）から 2022 年度までのシステムプライス平均値の平均を採用し、11.6 円/kWh を想定することとした。

【参考 18】 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値

		2025年度 地上・50kW以上	2025年度 地上・10-50kW	2025年度 屋根・10kW以上	(参考) 2024年度 地上・50kW以上	(参考) 2024年度 地上・10-50kW	(参考) 2024年度 屋根・10kW以上
資本費	システム費用	据え置き (11.3万円/kW)	据え置き (17.8万円/kW)	据え置き (15.0万円/kW)	11.3万円/kW	17.8万円/kW	15.0万円/kW
	土地造成費	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-
	接続費用	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (1.35万円/kW)	据え置き (0.3万円/kW)	1.35万円/kW	1.35万円/kW	0.3万円/kW
	運転維持費	据え置き (0.5万円/kW/年)	据え置き (0.5万円/kW/年)	据え置き (0.5万円/kW/年)	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年
	設備利用率	据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)	据え置き (14.5%)	18.3%	21.3%	14.5%
	自家消費率	-	-	据え置き (30%)	-	-	30%
	自家消費分の便益	-	-	19.56円/kWh	-	-	18.59円/kWh
	運転年数	25年間	25年間	20年間	25年間	25年間	20年間
	調達期間終了後の 売電価格	11.6円/kWh	11.6円/kWh	-	10.1円/kWh	10.1円/kWh	-

(3) 事業用太陽光発電の 2025 年度の解体等積立基準額

- これまでの本委員会では、2012～2023 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 of 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。
- 2024 年度認定の解体等積立基準額についても、同様の設定方法としつつ、低圧事業用太陽光については、1 割以上の案件で、過去前年対比 1 割以上の設備利用率の低下が確認できており、背景として設備不良や管理不全が考えられるところ、こうした中においても廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、調達価格・基準価格の想定値から 1 割減じた設備利用率に基づき、2024 年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。
- 低圧事業用太陽光については、今年度においても約 2 割の案件で、過去前年対比 1 割以上の設備利用率の低下が確認されたところ、引き続き廃棄等費用を適切に積み立てていく必要があることを踏まえ、事業用太陽光発電の 2025 年度認定の解体等積立基準額については、引き続き 2024 年度と同様の設定方法に基づき設定することとした。（参考 19）
- なお、改正再エネ特措法（2024 年 4 月施行）では、太陽光パネルの更新・増設を行った場合に、追加投資部分（増設分）にのみ最新価格相当を適用する（既設設備相当分は従来の価格を維持する）新たなルールを設定することとしている。これを踏まえて、更新・増設を行った場合の解体等積立基準額については、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分には最新の解体等積立基準額（当該増設に係る

変更認定を受けた年度の認定案件に適用される額）を適用することとした（按分計算により基準額算定）。

【参考 19】2025 年度の廃棄等費用の取扱い

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
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	－	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	－	0.80円/kWh
	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
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	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
	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
	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
	10-50kW	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2023年度	10-50kW以外	9.5円/kWh	1万円/kW	17.7%	－	0.64円/kWh
	10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2024年度	地上・10-50kW以外	9.2円/kWh	1万円/kW	18.3%	－	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	－	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	12円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh
2025年度	地上・10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	18.3%	－	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	(審議中)	1万円/kW	19.2%	－	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	(審議中)	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh

※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、本日、御議論いただきたい事項

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。

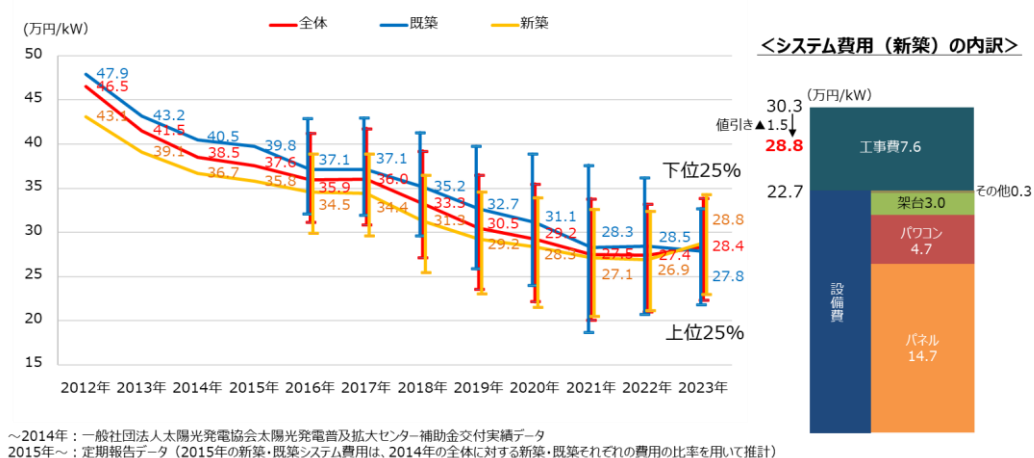
※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分相当分には最新の解体等積立基準額を適用（按分計算により基準額算定）

(4) 住宅用太陽光発電の 2025 年度の調達価格

① 住宅用太陽光発電のシステム費用

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともに概ね低減傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2023 年設置の平均値は 28.8 万円/kW（中央値 28.8 万円/kW）となり、2022 年設置より 1.9 万円/kW（6.9%）、2021 年設置より 1.7 万円/kW（6.1%）増加した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 51%、工事費が約 26%を占める（参考 20）。

【参考 20】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



- 2023年に設置された案件の中央値が、2年前（2021年）に設置された案件の上位51%水準に位置しているところ、2025年度の住宅用太陽光のシステム費用の想定値を、2024年度の想定値（25.5万円/kW）から引き上げ、2023年設置案件の上位51%水準の27.81万円/kWとすることも考えられる（参考21）。
- 一方、効率的な事業実施を促す観点からは、トップランナー水準として設定した想定値の達成は引き続き目指すべきである。また、2023年度においてはモジュール価格が低下傾向にあることにも留意が必要である。
- よって、2025年度の住宅用太陽光のシステム費用の想定値は、事業用太陽光（地上設置）と同様の考え方にに基づき、2024年度の想定値（25.5万円/kW）を据え置くこととし、今後のコスト動向を注視していくこととした。

【参考 21】住宅用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

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

25.5万円/kW

2年間の価格変動

② 住宅用太陽光発電の運転維持費

- 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の相場は約4.7万円程度であること（昨年度のヒアリング調査では約3.5万円程度）、
- パワコンについては、20年間で一度は交換され、34.5万円程度が一般的な相場であること（昨年度のヒアリング調査では29.2万円程度であり、上昇の要因としては半導体不足、人件費増等が考えられる。）、

が分かった。以上をkW当たりの年間運転維持費に換算すると、約5,800円/kW/年となり、2024年度の想定値（3,000円/kW/年）を上回った³（参考22）。

- ただし、モジュールの出力保証は25年（無償）等、保証期間が長いものが多いことや、定期点検については、メーカーによっては1回のみ

³ なお、定期報告データ（2023年1月～8月）の平均値は約738円/kW/年、ただし、報告の92%が0円/kW/年。この原因としては、定期報告データに対象年に点検費用や修繕費用が発生していない案件が多く存在する可能性が考えられる。

の実施が現実的といったことが示唆されていたこと、パソコン本体の費用については、比較製品が異なる事や限られたサンプル数であることには留意が必要である。

- このため、こうした点も踏まえ、2025年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととし、定期点検やパ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た。

【参考 22】 運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果

$$\frac{(\text{4.7万円} \times 5 \text{回} + \text{34.5万円})}{\text{定期点検費用} \quad \text{パソコン交換費用}} \div \text{5kW} \div 20 \text{年間} = \text{約5,800円/kW/年}$$

③ 住宅用太陽光発電の設備利用率

- 設備利用率について、2023年1月から2023年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.1%だった。これまでと同様に、過去4年間に検討した数値の平均をとると13.9%となり、想定値（13.7%）と同水準（参考 23）。
- これらを踏まえ、2025年度の設備利用率の想定値は、2024年度の想定値13.7%を据え置くこととした。

【参考 23】 過去4年間に検討した設備利用率

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

④ 住宅用太陽光発電の余剰売電率・自家消費分の便益

- 余剰売電比率について、2023年1月から2023年8月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値70.0%（中央値70.0%）であり、想定値（70.0%）と同水準であった。このため、2025年度の想定値については、2024年度の想定値を据え置くこととした。
- 2024年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近10年間（2012年度（FIT制度開始）～2021年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、26.46円/kWhと設定されている。

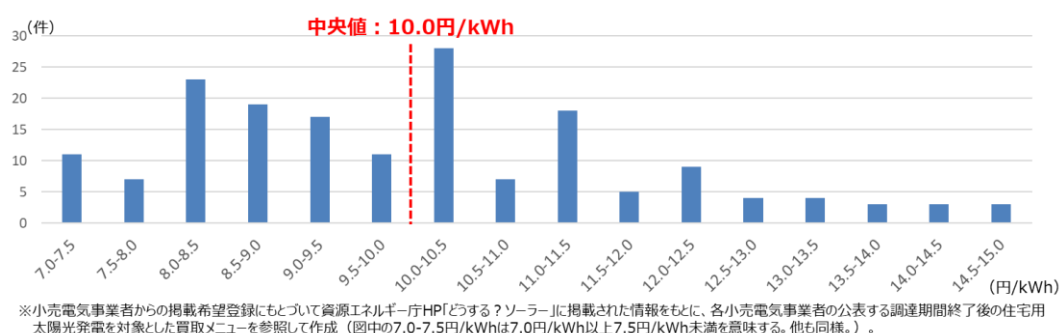
- 同様の考え方にに基づき、2025 年度の想定値については、大手電力の直近 10 年間（2013 年度～2022 年度）の家庭用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した 27.31 円/kWh とした（参考 17）。

⑤ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格

- 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格については、各小売電気事業者が公表している買取メニューにおける売電価格をもとに、これまで設定してきた。
- 今回、2023 年 11 月末に確認できた買取メニューにおける売電価格を確認したところ、その中央値は 10.0 円/kWh であった（2022 年 12 月末時点での確認でも 10.0 円/kWh）。再エネ特措法上、調達価格の設定は「再エネ電気の供給が『効率的に』実施される場合に通常要する費用」等を基礎とすることとされており、中央値より効率的な（高価格な）水準を想定することもありうる。しかし、10 円/kWh 水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売であったり、蓄電池併設等の条件付きであったりすることが比較的多いため、状況を注視することが重要。（参考 24）
- こうした点を踏まえ、2025 年度の想定値は、2024 年度の想定値（10.0 円/kWh）を据え置くこととした。

【参考 24】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布

（2023 年 11 月末時点）



(5) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

- 適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）への太陽光発電設備の導入について、技術開発の進捗も踏まえつつ、事業開始から廃棄までの一連の事業サイ

クルにおいて、安全性の確保や地域との共生が図られることを前提に、その導入促進について検討することとしていた。

- 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面（変換効率や耐久性等）でも今後、既存電池に匹敵することが期待されるペロブスカイト太陽電池については、現在、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発段階から社会実装まで切れ目なく支援が行われている。こうした中で、2025年の事業化を表明するなど、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在するとともに、開発の進展によりユーザー企業の関心が高まっており、今後市場の広がりが期待されている。
- また、2023年12月15日のGX実行会議において、次世代型太陽電池については、重点22分野の1つとして位置づけられ、「分野別投資戦略」が策定された。量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出に三位一体で取り組んでいく方針が掲げられているところ。
- 量産技術の確立については、2023年度中に、様々な業種・分野における導入・需要サイドと連携した大規模実証を対象とした公募が開始されているほか、生産体制整備に向けては、2024年度当初予算案に、サプライチェーン構築のための生産拠点整備支援を盛り込み、投資の「規模」と「スピード」でも競争し、諸外国に先駆け、早期の社会実装を進めていくこととされている。
- こうした中で、需要の創出に向けては、同戦略の中で、2025年からの事業化を見据え、2020年代年央に、100MW/年規模、2030年を待たずにGW級の量産体制を構築することを前提に、ペロブスカイト太陽電池の導入目標を策定するとともに、その達成に向けた導入支援策について検討することとされている。
- こうした状況を踏まえ、ペロブスカイト太陽電池の需要創出を促すため、本委員会において、次世代型太陽電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討に着手することとした。その際には、例えば、次のような点が論点になり得る。
 - 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、官民を挙げたGX投資を促進していくことが重要な政策課題となっている。特に、今後10年間で約150兆円のGX投資を実現していくこととしており、ペロブスカイト等の次世代再エネ技術については、今般、「分野別投資戦略」が策定をされている。FIT制度/FIP制度のあり方について

も、こうした政府全体の政策の方向性と整合性を取りながら、検討を進める必要があること。

- FIT 制度/FIP 制度は、電気の需要家による国民負担（再エネ賦課金）により、相対的にコストの高い再生可能エネルギーを支援することでその導入を促進し、それによるスケールメリットによりコスト低減を実現し、将来的には、再生可能エネルギーの自立的な導入拡大を目指すものである。次世代型太陽電池については、技術開発が進展中の状況にあるが、例えば、GI 基金の中間目標値においては、2025 年までに 20 円/kWh 以下を見通せる技術の実現を目指すこととされている。この中で、将来の自立化に向けた道筋をどのように描くかということ。また、将来の自立化を促すための制度のあり方について、どのように考えるかということ。
- 再生可能エネルギーの導入拡大に当たっては、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルを通じて、地域との共生が前提となる。従来の太陽光発電に関して議論されてきた点も踏まえつつ、安全性の確保、発電設備の適正な廃棄・リサイクルの担保を含めた事業規律の確保のあり方、解体等積立基準額への反映について、どのように考えるかということ。また、新たな発電設備区分の創設の検討に着手するに当たって、他の審議会等に検討を要請すべき点があるかということ。例えば、発電設備の適正な廃棄・リサイクルの担保の観点からは、環境省及び経済産業省が開催している「再生可能エネルギー発電設備の廃棄・リサイクルのあり方に関する検討会」における検討状況も踏まえる必要がある。

- 以上の観点を前提とした上で、今後市場の広がりが期待されていることや、2030 年再エネ比率 36-38%の実現に資するものとする観点からは、可能な限り早期に検討を進めていく必要がある。これに向けて、今後、量産体制の構築状況や、自家消費率を含め想定される利用方法等を見極めながら、実証事業等を通じてコストデータの収集・分析を行い、区分設定や将来の自立化を見据えた価格設定のあり方について、地上設置太陽光との価格差の早期の収斂を含め、来年度以降の調達価格等算定委員会で議論を継続することとした。

(6) 太陽光発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- FIP 制度のみ認められる対象については、欧州諸国においても段階的に FIP 対象を拡大してきたことや、250-500kW の区分は 50kW 以上の範囲

において最も件数の多い区分であることを踏まえ、2023 年度は 500kW 以上、2024 年度は 250kW 以上という形で、段階的に FIP 制度のみ認められる対象の拡大を進めていくこととしており、2025 年度については、昨年度の本委員会において、今後の動向も踏まえて検討することとした。

- 現時点では、太陽光について、FIP 新規認定・移行認定に関する一定の進捗が確認されているところ（参考 25）。

【参考 25】太陽光発電における FIP 新規認定・移行認定の状況

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

※2023年10月1日時点。「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す

- 再エネの電力市場への統合を促すためには、引き続き FIP 制度のみ認められる対象の拡大を進めていくことが重要であり、50kW 以上 250kW 未満の区分についても、さらなる導入に向けて同区分を FIP 制度のみ認められる対象とすることも考えられる。
- 一方、50kW 以上 250kW 未満の区分のうち、FIP 新規認定・移行認定容量が同区分の認定容量全体に占める割合が限定的であることには留意が必要である。
- こうした状況を踏まえ、2025 年度の FIP 制度のみ認められる対象については、FIP 認定の今後の状況や、FIP 制度を活用する発電事業者の契約先である小売電気事業者・アグリゲーターの動向等も勘案しながら、来年度の本委員会において、50kW 以上に拡大するか、または 250kW 以上のまま据え置くこととするかについて改めて検討することとした。
- なお、自然変動電源（太陽光・風力）の FIP 認定事業者には、FIP 制度開始当初において、発電計画の作成、インバランスの精算、プロファイリングリスク等に係る技術やノウハウの蓄積が必要となる点を踏まえ、バランシングコストが交付されている。その額は、FIP 制度が施行される 2022 年度の 1.0 円/kWh から、3 年目までは 0.05 円/kWh ずつ、

4 年目以降は 0.1 円/kWh ずつ低減させることとしている（すなわち、2023 年度は 0.95 円/kWh、2024 年度は 0.90 円/kWh が交付）。

- 再エネ電源の電力市場への統合を促進する観点から、FIP 制度の活用を促進していく必要があるが、2022 年 4 月の制度開始からの一年半での認定量は、新規認定・移行認定を合わせて約 300 件（約 1 GW）にとどまっており、一層の活用促進を促していく必要がある。
- 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での議論も踏まえ、事業者に対しbalancingコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP 制度の更なる活用を促進する観点から、balancingコストの交付額の見直しの検討を進めることが重要であることを本委員会としても確認した。

(7) 屋根設置太陽光区分の取扱い

① 屋根設置太陽光の外延及び確認方法（これまでの議論）

- 2023 年度下半期以降の事業用太陽光の調達価格・基準価格の検討に当たって、地上設置／屋根設置の設置形態毎にコスト動向を分析し、両者の価格差の早期の収斂を目指しつつ、それぞれの区分毎に調達価格・基準価格の想定値を設定した。
- その際、不当に屋根設置の区分等の認定取得が行われることがないよう、その外延を明確にし、適切に確認することとされた。
- こうした中で、不適切な認定申請による再エネ電気の不適切な買取りを防ぐため、下記に関する適切な資料等の提出・確認方法等を整理することが必要となる。
 - 太陽光発電設備を設置する建物の構造等
 - 太陽光発電設備の支持物の構造等
 - 太陽光発電設備の設置場所（全量が申請のあった建築物の屋根に設置されていること）
- 上記を踏まえ、原則として、FIT/FIP 認定申請時に以下の資料等の提出を求めることとした。

- 建築基準法に基づく検査済証の写し^{4,5}
 - 不動産登記法に基づく建物表題登記⁴
 - パネル設置図面
 - 太陽光発電設備の全量が申請された建築物の屋根の上に設置されていることを示す外観写真⁴
- また、電気事業法に基づく使用前自己確認届出書（10kW 以上 2,000kW 未満）や工事計画届出書（2,000kW 以上）について、FIT/FIP 制度において、当該届出書が不備なく提出されているかを確認（例：事業者からの届出書の写しの提出を確認するなど）することとした。
- さらに、事業者の適切な対応を担保するため、以下のとおり対応することとした。
- 必要書類の不備への対応について、検査済証の写し、建物表題登記、外観写真については、FIT/FIP 認定申請時に用意できない場合、運転開始時まで提出することの誓約をもって提出に代えることを可能とするが、誓約に基づく関係資料の提出がないまま運転を開始していることを確認した場合には、認定計画に従って事業を実施する義務に違反していると認められ、認定の取消しを行う。
 - 太陽光発電設備の屋根以外への設置への対応について、外観写真からパネルの建物への設置状況を確認の上、パネルが一部でも建物に設置されていない場合には、認定計画に従って事業を実施する義務に違反していると認められ、認定の取消しを行う。
- また、立入検査等を必要に応じて実施し、認定申請時に提出された図面や外観写真等をもとに、太陽光発電設備の全量が、申請のあった建築物の屋根の上に設置されているか等を検査することとした。

⁴ 検査済証の写し、建物表題登記、外観写真については、申請時点では建物が建築中であるといった事情がある場合、運転開始時まで提出することの誓約を求める。

⁵ 検査済証を保有していない者は、完了検査の日付、検査済証の交付者、番号及び交付年月日が記載されている処分等の概要書等の提出をもって、建築検査証の提出に代えることを可能とする。

- 上記の要件については、今後、実態を踏まえて、必要に応じて見直しを実施することとした。

② 建築基準法上の建築物の特例措置

- 上記のとおり、屋根設置太陽光区分の対象については、太陽光発電設備を設置する建物の構造等を確認するため、建築基準法に基づく検査済証の写しの提出を求めている。
- 一方で、畜舎等の構造等については、畜舎等の建築等及び利用の特例に関する法律（以下「畜舎特例法」という。）において、畜舎等の建築等及び利用に関する計画（以下「畜舎建築利用計画」という。）の認定を受けた計画に基づいて建築等される畜舎等（以下「認定畜舎等」という。）に関して建築基準法の特例を定めることとしている。
- 畜舎特例法は、畜舎等の利用方法等に関する利用基準と畜舎等の構造等に関する技術基準とを組み合わせることにより、両者が相まって畜舎等の安全性を担保するもので、認定対象としてはA構造畜舎等とB構造畜舎等の2区分がある。
- 認定畜舎等については、建築基準法令は適用しないこととされているが、建築物の安全性については、畜舎特例法において適切な基準が設けられていること及び当該基準を満たしていると都道府県知事が認定することをもって担保される。加えて、都道府県への定期的な利用状況の報告や、畜産農家等に対する報告徴収や立入検査を通じて、認定を受けた畜舎建築利用計画に基づく畜舎の利用がなされているかを確認することとなっており、認定基準への違反が確認された場合には、違反を是正するための措置命令の対象となる。また、都道府県による家畜伝染病予防法等その他の法令に基づく現地調査の際にも違反が確認されれば、畜舎特例法に基づく措置命令等の対象となる。
- 以上を踏まえ、認定畜舎等のうち、建築基準法と同等の技術基準を満たしているA構造畜舎等の屋根に設置する太陽光発電設備については、FIT/FIP 制度における屋根設置太陽光区分の対象に含むこととした。なお、B構造畜舎等については、建築基準法より緩和された技術基準を要件としているため、FIT/FIP 制度における屋根設置太陽光区分の対象には含めないこととした。
- 具体的には、A構造畜舎等に関する畜舎建築利用計画の認定通知書及び申請書（副本）の提出をもって、検査済証の提出に代えることがで

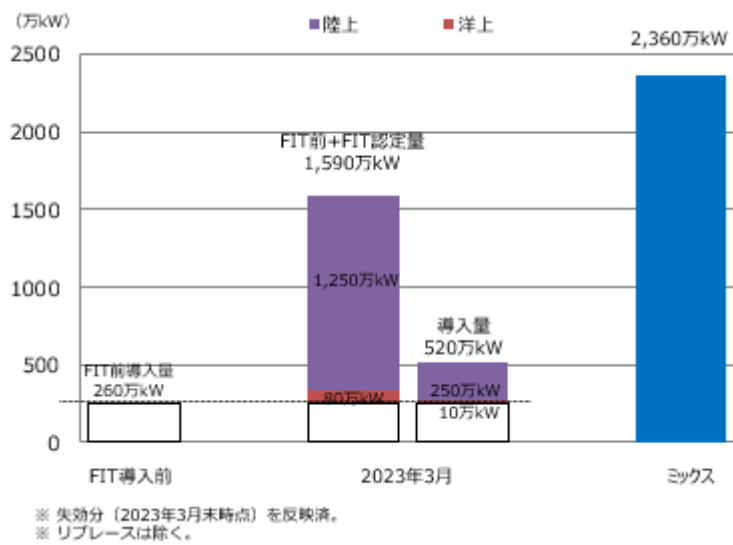
きることにした。

- なお、令和5年3月31日時点におけるA構造畜舎等に関する畜舎特例法の認定件数が129件(256棟、平均床面積は843㎡)であるところ、地方農政局経由で周知徹底を行うとともに、進捗状況についてフォローアップすることで、畜舎の屋根における太陽光発電設備の適切な設置促進を図っていくことにした。

2. 風力発電

- 風力発電については、エネルギーミックス（2,360 万 kW）の水準に対して、現時点の FIT 前導入量+FIT・FIP 認定量は 1,590 万 kW、導入量は 520 万 kW。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。（参考 26～参考 28）

【参考 26】風力発電の FIT・FIP 認定量・導入量



【参考 27】陸上風力発電（新設）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜FIT・FIP認定量＞ 単位：MW（件）											
認定 （新設）	<20kW	20 ~50kW	50 ~250kW	250 ~1,000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	124(31)	18(2)	341(18)	103(3)	133(3)	51(1)	770(61)
2013年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(32)
2014年度	0(30)	0(0)	0(0)	0(0)	133(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,002(86)
2015年度	3(186)	0(0)	0(0)	0(0)	74(17)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	480(214)
2016年度	43(2,224)	0(0)	0(0)	0(0)	289(59)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,576(19)	2,835(2,334)
2017年度	45(2,301)	0(0)	0(0)	0(0)	64(14)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	707(9)	1,031(2,331)
2018年度	41(2,117)	6(118)	0(0)	0(0)	65(12)	0(0)	86(4)	68(2)	120(3)	641(8)	1,026(2,264)
2019年度	0(16)	8(198)	0(0)	1(2)	66(15)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	802(9)	1,243(254)
2020年度	0(2)	2(35)	0(0)	1(1)	49(11)	0(0)	182(9)	201(6)	438(10)	1,939(28)	2,811(102)
2021年度	0(1)	1(18)	0(0)	1(2)	54(13)	0(0)	29(1)	67(2)	92(2)	614(8)	858(47)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	1(3)	2(1)	0(0)	51(2)	0(0)	47(1)	175(2)	276(9)
	132(6,884)	17(370)	0(0)	4(8)	999(224)	44(5)	1,681(83)	1,097(33)	1,553(36)	7,015(91)	12,541(7,734)

＜FIT・FIP導入量＞ 単位：MW（件）											
導入 （新設）	<20kW	20 ~50kW	50 ~250kW	250 ~1,000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	22(11)	18(2)	114(6)	0(0)	0(0)	0(0)	154(24)
2013年度	0(6)	0(0)	0(0)	0(0)	43(8)	0(0)	182(10)	0(0)	0(0)	0(0)	225(24)
2014年度	0(40)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(56)
2015年度	2(130)	0(0)	0(0)	0(0)	34(8)	8(1)	137(7)	34(1)	92(2)	0(0)	308(149)
2016年度	6(299)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	9(1)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	178(317)
2017年度	9(444)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	166(454)
2018年度	5(278)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	151(8)	69(2)	122(3)	51(1)	467(310)
2019年度	5(250)	0(1)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	16(1)	0(0)	45(1)	252(3)	360(267)
2020年度	4(221)	0(0)	0(0)	0(0)	83(14)	0(0)	95(4)	31(1)	48(1)	0(0)	261(241)
2021年度	5(285)	0(4)	0(0)	0(0)	32(6)	0(0)	0(0)	107(3)	44(1)	0(0)	188(299)
2022年度	37(1,957)	0(6)	0(0)	1(1)	439(106)	35(4)	825(42)	371(11)	393(9)	355(5)	2,455(2,141)

※ 2023年3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 28】 陸上風力発電（リブレース）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

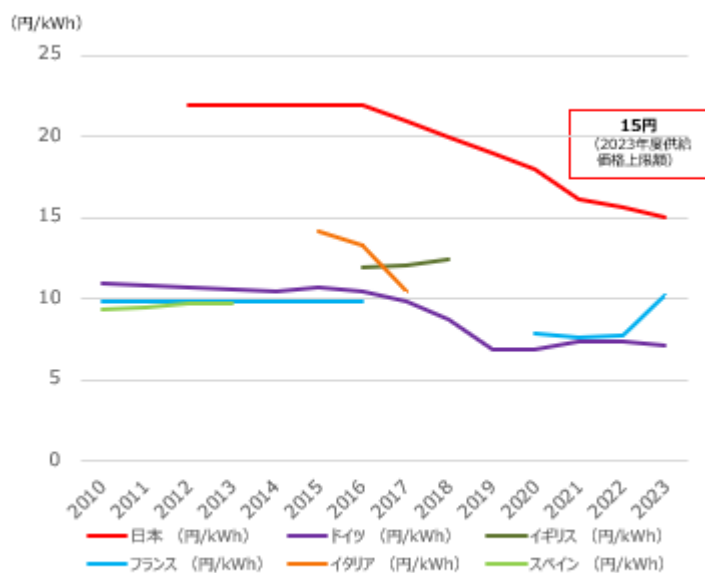
＜FIT・FIP認定量＞ 単位: MW (件)											
認定 (リブレース)	~20kW	20 ~50kW	50 ~250kW	250 ~1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW~	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	8(3)	8(1)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	36(5)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	1(1)	19(5)	0(0)	35(2)	31(1)	0(0)	0(0)	86(9)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	22(8)	0(0)	208(11)	96(3)	43(1)	0(0)	369(24)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	9(1)	27(2)	33(1)	0(0)	66(1)	134(5)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	10(1)	0(0)	0(0)	50(1)	57(1)	117(3)
	0(0)	0(0)	0(0)	1(2)	49(16)	26(3)	291(16)	159(5)	93(2)	123(2)	741(44)

＜FIT・FIP導入量＞ 単位: MW (件)											
導入 (リブレース)	~20kW	20 ~50kW	50 ~250kW	250 ~1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW~	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	3(1)	0(0)	34(2)	0(0)	0(0)	0(0)	37(3)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	19(5)	0(0)	21(1)	0(0)	0(0)	0(0)	40(6)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	24(7)	0(0)	55(3)	0(0)	0(0)	0(0)	80(13)

※ 2023年度3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。

- 買取価格は、陸上風力発電が 15 円/kWh（2023 年度入札における上限価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が 24 円/kWh（2023 年度）などであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考 29）

【参考 29】 風力発電（20,000kW）の各国の買取価格等

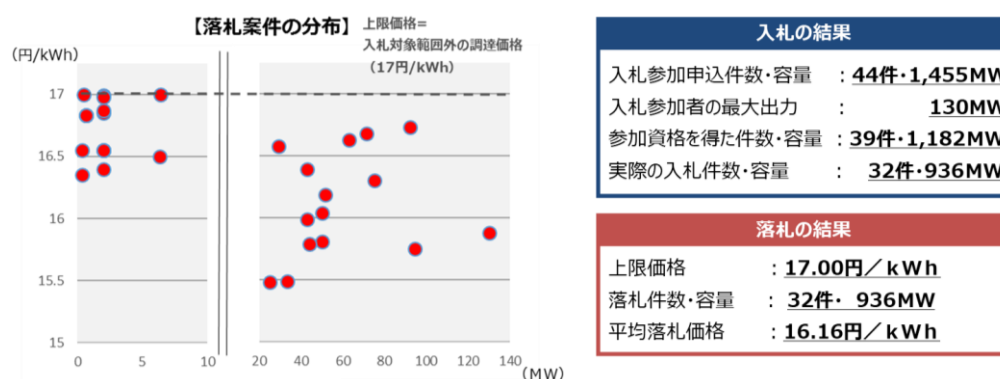


※ 西暦エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 陸上風力発電については、2021 年度から入札制を適用（対象：250kW 以上）しており、第 1 回入札は、上限価格を 17.00 円/kWh（事前公表）、募集容量を 1,000MW として、2021 年 10 月に実施した。

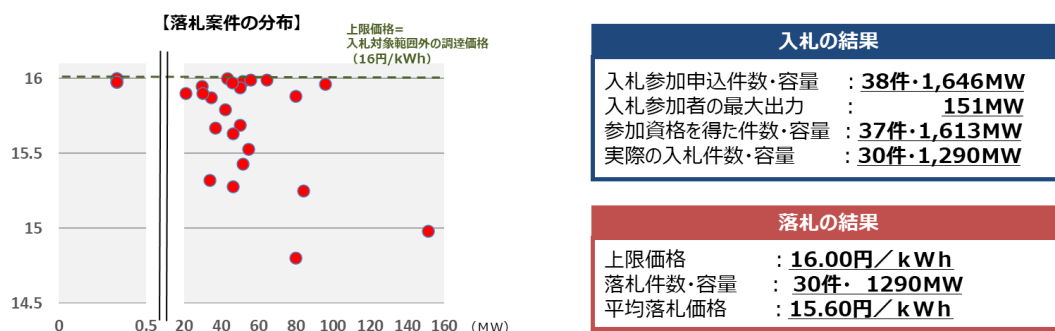
- 応札件数・容量は 32 件・936MW と、募集容量 1,000MW をわずかに下回り、応札分は全件落札された。一方で、平均落札価格は 16.16 円/kWh と、上限価格 17.00 円/kWh を大きく下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる（参考 30）。

【参考 30】陸上風力発電の第 1 回入札（2021 年 10 月）の結果



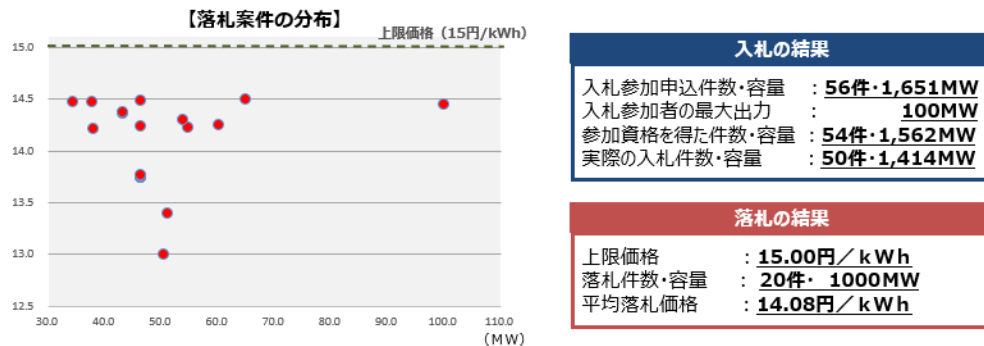
- 第 2 回入札は、対象 50kW 以上（ただし、FIP 区分は対象外）、上限価格を 16.00 円/kWh（事前公表）、募集容量を 1,300MW として、2022 年 10 月に実施。
- 応札件数・容量は 30 件・1,290MW と、募集容量 1,300MW をわずかに下回り、応札分は全件落札された。
- 一方で、平均落札価格は 15.60 円/kWh と、上限価格 16.00 円/kWh を下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。（参考 31）

【参考 31】陸上風力発電の第 2 回入札（2022 年 10 月）の結果



- 第 3 回入札は、対象 50kW 以上、上限価格を 15.00 円/kWh（事前公表）、募集容量を 1,000MW として、2023 年 10 月に実施。
- 応札件数・容量は 50 件・1,414MW と、募集容量 1,000MW を上回った。
- また、平均落札価格は 14.08 円/kWh と、上限価格 15.00 円/kWh を大きく下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。（参考 32）

【参考 32】 陸上風力発電の第 3 回入札（2023 年 10 月）の結果

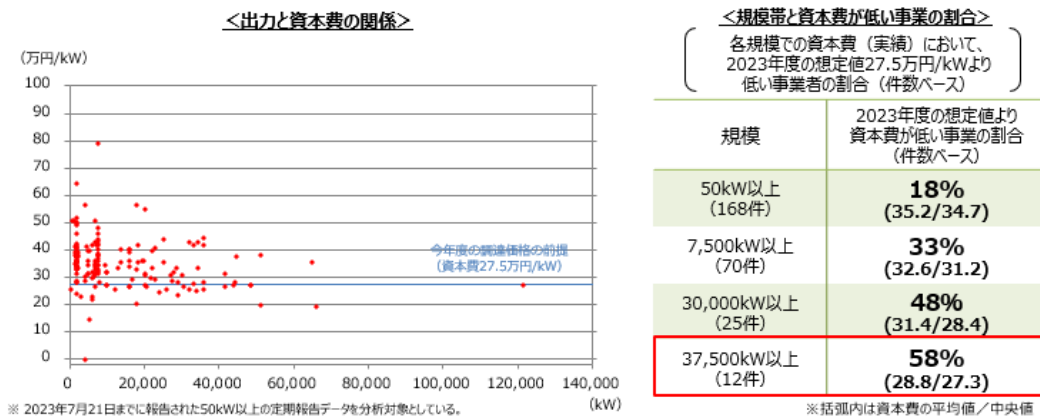


(1) 陸上風力発電のコスト動向

① 陸上風力発電（新設）の資本費

- 陸上風力発電の想定値を算定するためのコスト分析（資本費、接続費、運転維持費、設備利用率）では、50kW 以上を対象に実施した。
- 資本費の定期報告データは 168 件。2023 年度、2024 年度及び 2025 年度の調達価格等における資本費の想定値 27.5 万円/kW、27.1 万円/kW、27.1 万円/kW に対して、定期報告全体での中央値は 34.7 万円/kW。ただし、7,500kW 以上（旧環境影響評価制度の第 2 種事業の対象）では 31.2 万円/kW、より大規模な 30,000kW 以上では 28.4 万円/kW、さらに大規模な 37,500kW 以上（現行の環境影響評価制度の第 2 種事業の対象）では、27.3 万円/kW となっており、大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向にある。（参考 33）

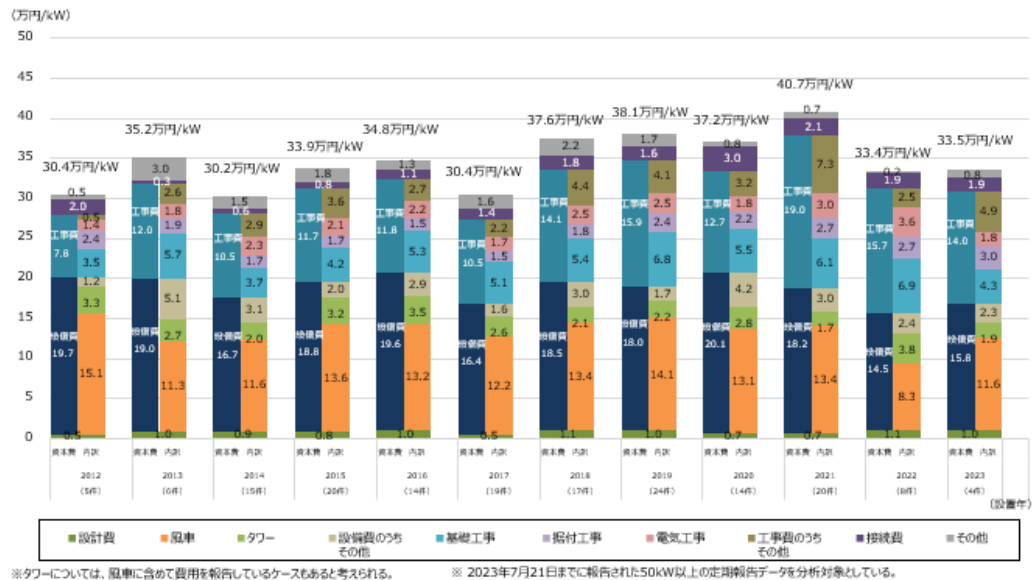
【参考 33】 陸上風力発電の規模別の資本費



- 陸上風力発電の資本費を設置年別に分析すると、2022 年に大きく低下

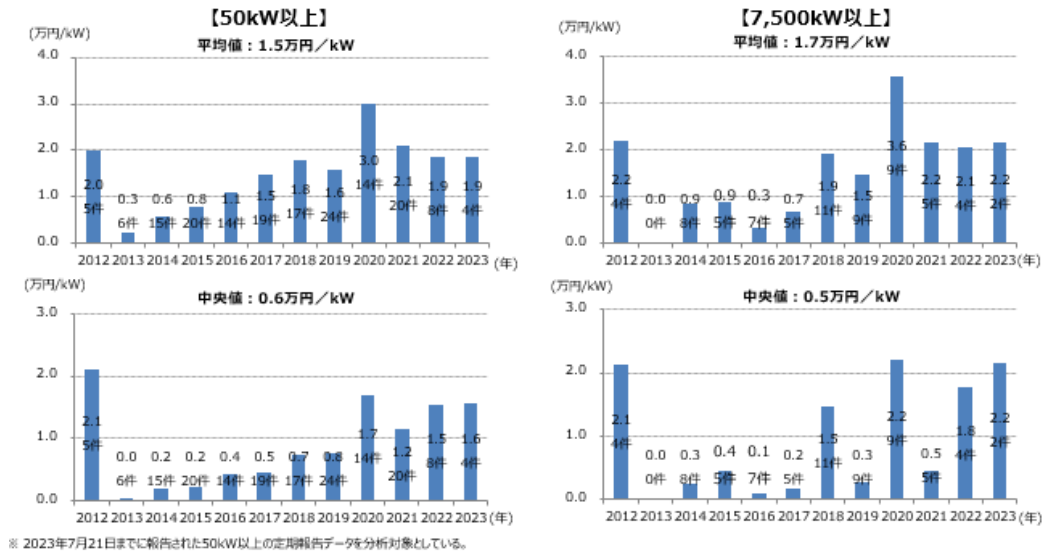
し、その後に横ばいとなっているが、各設置年の件数が少なく、設置年ごとのばらつきが大きいことに留意する必要がある。(参考 34)

【参考 34】 陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移



- 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、平均値は1.5万円/kW、中央値は0.6万円/kWとなっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、想定値（1.0万円/kW）を下回った。なお、7,500kW以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向がみられた。(参考 35)

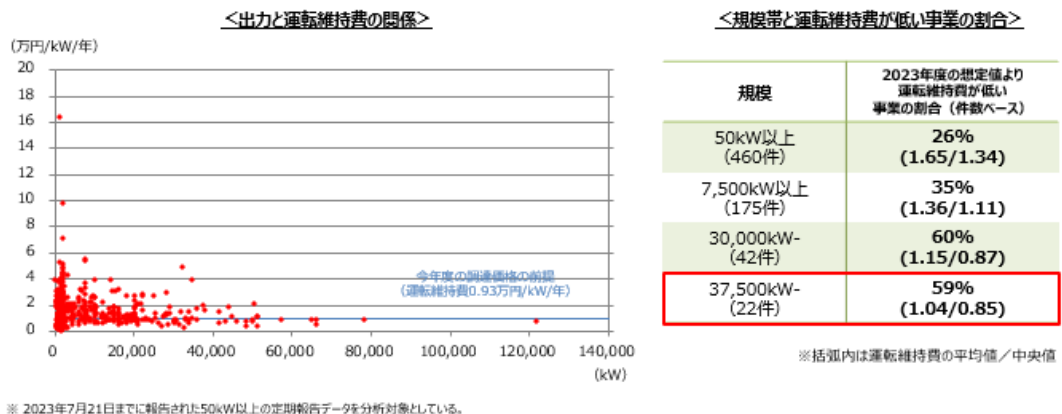
【参考 35】陸上風力発電の接続費の推移



② 陸上風力発電の運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは460件であった。2021～2024年度の調達価格等における想定値0.93万円/kW/年に対して、定期報告データ全体での中央値は1.34万円/kW/年となっている。ただし、7,500kW以上（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では1.11万円/kW/年、より大規模な30,000kW以上では0.87万円/kW/年、さらに大規模な37,500kW以上（現行の環境影響評価制度の第2種事業の対象）では0.85万円/kW/年となっており、大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向にある。（参考 36）

【参考 36】陸上風力発電の規模別の運転維持費



③ 陸上風力発電の設備利用率

- 設備利用率について設置年別・期間別に見ると、期間ごとの設備利用

率は、その年々の風況等により、ばらつきがあるものの、設置年ごとの設備利用率については、全体的に、設置年が近年になればなるほど、大きくなる傾向にある。例えば、風車の大型化等によって、より高効率で発電できる風車が増加していると考えられ、2025年度の想定値29.1%を超えるデータもいくつか見られる。(参考37)

- これまでの本委員会では、直近3年の各年に設置された案件の中央値を平均した値に着目してきた。設置年別に直近3年間の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2020年から2022年までのそれぞれの年における設置案件の平均値を平均した値は27.7%、中央値を平均した値は28.1%と、2025年度の想定値をやや下回るが、風力発電の設備利用率についてはその年々の風況により、ばらつきがあることに留意する必要がある。

【参考37】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

50kW以上 全体	設備利用率 (平均値)				
	今年度のデータ (2022年6月～ 2023年5月)	昨年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	2年前のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	直近3年間の 平均データ	
設置年	2022年	24.5%(4)		24.5%(4)	平均 27.7%
	2021年	28.9%(7)	35.8%(3)	31.0%(10)	
	2020年	26.9%(15)	27.5%(12)	28.5%(10)	
	2019年	25.7%(22)	25.7%(23)	27.9%(18)	
	2018年	25.5%(8)	24.7%(8)	27.3%(7)	
	2017年	23.7%(19)	24.8%(19)	27.6%(19)	
	2016年	24.9%(16)	26.1%(17)	27.7%(17)	
	2015年	25.9%(21)	26.6%(23)	26.6%(23)	
	2014年	23.8%(18)	25.1%(22)	25.4%(19)	
	2013年	27.4%(11)	27.3%(10)	27.8%(9)	

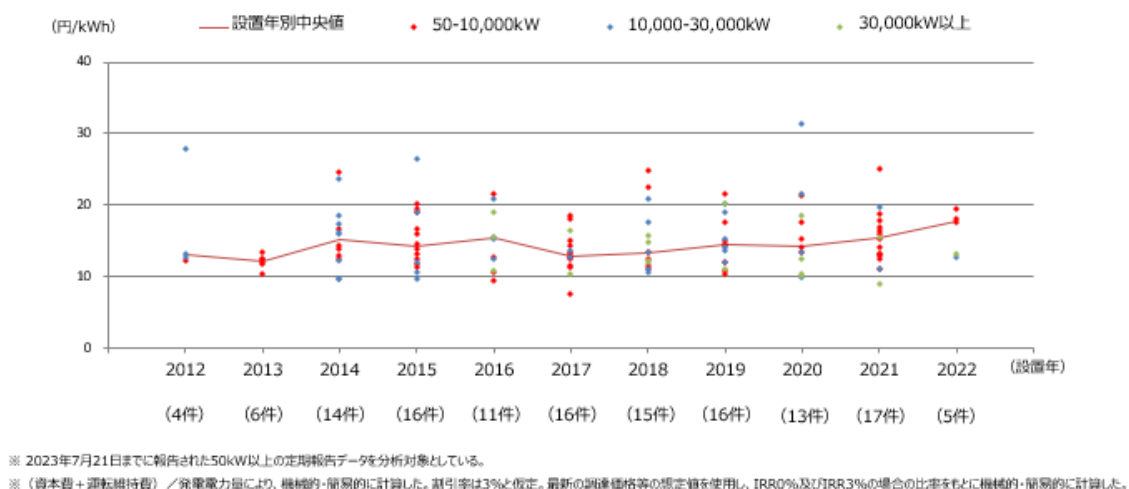
50kW以上 全体	設備利用率 (中央値)				
	今年度のデータ (2022年6月～ 2023年5月)	昨年度のデータ (2021年6月～ 2022年5月)	2年前のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	直近3年間の 平均データ	
設置年	2022年	24.6%		24.6%	平均 28.1%
	2021年	30.7%	34.1%	32.4%	
	2020年	26.7%	26.6%	28.8%	
	2019年	25.9%	25.1%	27.5%	
	2018年	26.6%	25.4%	29.7%	
	2017年	22.8%	25.0%	29.7%	
	2016年	26.0%	26.5%	28.1%	
	2015年	25.7%	28.1%	25.2%	
	2014年	25.4%	25.8%	26.0%	
	2013年	28.6%	29.4%	29.5%	

※括弧内は件数

④ 陸上風力発電の kWh 当たり発電コスト

- 陸上風力発電について案件ごとの kWh 当たりコストを分析すると、各設置年別の中央値は、概ね10円台前半で推移していることが分かった。また、各案件の kWh 当たりのコストをプロットすると、案件ごとのばらつきは大きいものの、価格目標（8～9円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある。(参考38)

【参考 38】 陸上風力発電の設置年別の kWh 当たりの発電コスト

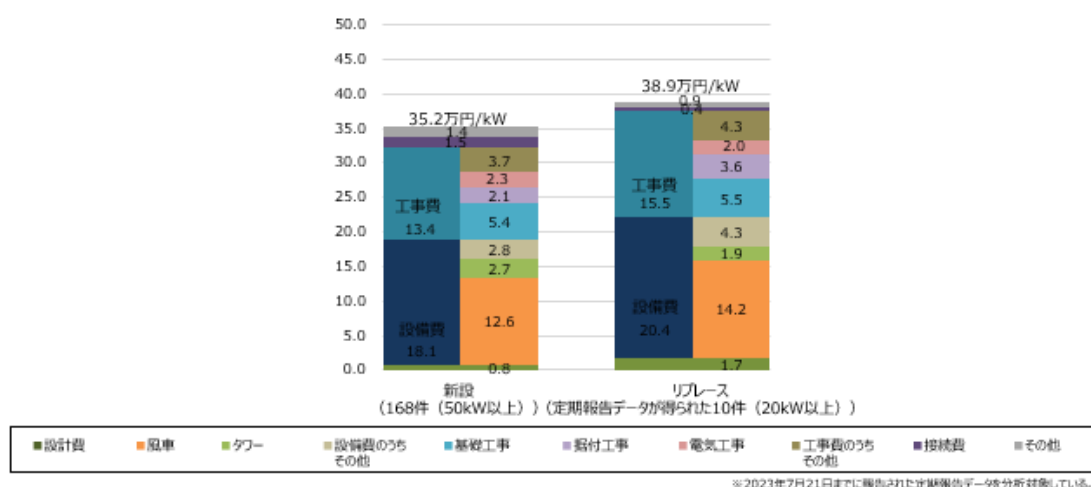


⑤ 陸上風力発電（リプレース）のコスト動向

- リプレース区分における資本費は 38.9 万円/kW であり、2023 年度の想定値（26.5 万円/kW）⁶よりも高かった。他方、件数が 10 件に限定されているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、引き続き実態把握が必要。
- 運転維持費の定期報告データは 4 件で、1.9 万円/kW/年であり、想定値（0.93 万円/kW/年）を上回った。設備利用率のデータは 1 件で、平均値・中央値は 31.5%であった。（参考 39）

⁶ 資本費は、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。

【参考 39】 陸上風力発電の新設とリプレースの資本費の比較



(2) 陸上風力発電（新設）の 2025 年度の入札上限価格及び調達価格等

① 2026 年度の入札上限価格の設定方法

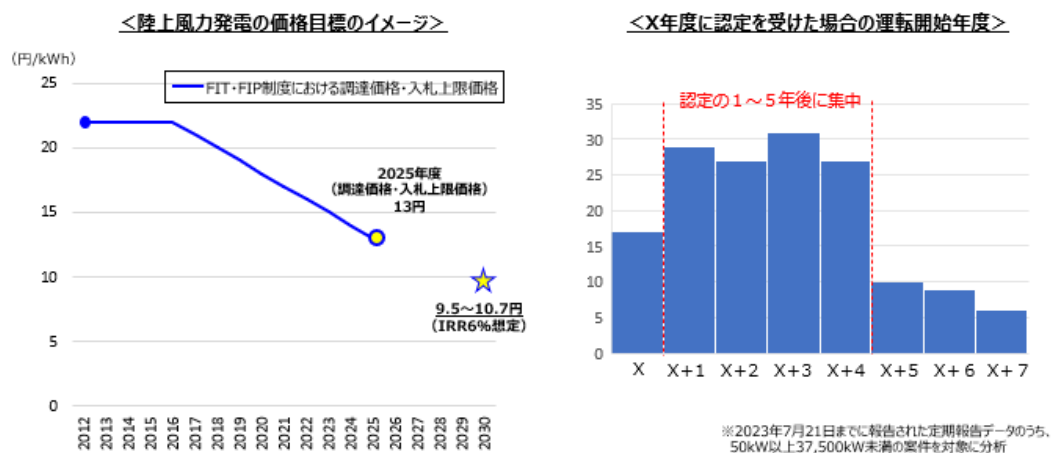
- これまでの本委員会で、向こう 3 年間の複数年度の上限価格を取りまとめてきたことを踏まえ、2026 年度の上限価格の設定方法について、取りまとめることとした。上限価格の設定にあたっては、以下の点に留意しつつ、慎重な検討を行う必要がある。
- 価格の設定に当たっては、コストデータに加えて価格目標の達成も見据える必要があること。
- 今年度入札における平均落札価格は 14.08 円/kWh と、上限価格 15.00 円/kWh より一定程度下回っており、こうした落札案件においては、効率的な費用水準が想定されること。
- 20 年間を超えて運転を継続する風車も出てきており、調達期間終了後も長期に安定して稼働する電源となるよう、引き続き動向を把握する必要があること。
- 直近のコスト動向については物価や為替の変動、風車の供給不足等の影響も見られるが、直近の原材料価格は高騰時に比べて低下傾向にあり、日本の風力発電の LCOE も低下傾向に転じていること。
- 陸上風力発電の価格目標である「固定価格買取制度からの電源自立化に向けて、発電コストの水準が 2030 年までに 8 ～ 9 円/kWh となるこ

と」は、2030 年までに運転開始する案件の平均的な調達価格・基準価格が 9.5～10.7 円/kWh となることに相当する⁷。

- 高圧かつ環境影響評価法に基づく環境アセスメントの第 2 種事業の閾値以下となる、50kW 以上 37,500kW 未満の陸上風力発電設備を対象に、認定から運転開始までの所要年数を分析したところ、概ね 1～5 年程度であった。したがって、価格目標の達成水準は、調達価格・基準価格が、2030 年度の 1～5 年前までに 9.5～10.7 円/kWh となることに相当する（参考 40）。
- また、調達価格・基準価格は、再エネ特措法上、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と認められる費用等を基礎とし、価格目標その他の事情を勘案して定めると規定されている。
- 定期報告データに着目すると、コストの低減傾向は注視が必要な状況であるものの、入札における平均落札価格は下落していること（下落率：第 2 回 3.5%、第 3 回 10%）等を踏まえ、引き続き価格目標の実現に向けて、より一層のコスト低減を促していく必要がある。
- 以上を踏まえ、上限価格設定に当たっては、第 1 回から第 3 回までの陸上風力発電入札における平均落札価格の平均的な低減比率（6.6%）も念頭に置きつつ、「固定価格買取制度からの電源自立化に向けて、発電コストの水準が 2030 年までに 8～9 円/kWh となること」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、上限価格を設定することとした。

⁷ IRR 6%を想定して調達価格・基準価格に換算した額であり、IRR の想定値に応じて変わる。最新の調達価格の想定値を使用した IRR 3%及び IRR6%の場合の比率をもとに、機械的・簡易的に計算した。

【参考 40】 陸上風力発電の価格目標イメージと運転開始年度



② 2026 年度の入札対象範囲外の場合の調達価格の設定方法

- 2026 年度の入札対象範囲外の場合の調達価格については、2022～2025 年度と同様、入札上限価格と整合的になるように設定することが適切であるため、入札区分における上限価格と同様の考え方に基き設定することとした。

③ 長期安定稼働が可能な電源のあり方について

- RPS 移行案件を対象にヒアリングを行ったところ、定期的なメンテナンス等の取組により、前述のとおり 20 年間以上運転を継続している事業者も一定数見られた。
- こうした状況を踏まえ、調達期間終了後も長期に安定して稼働する電源を目指し、陸上風力発電のあり方については、長期運転が可能となる条件や事業者の取組、20 年間以上運転を継続している設備における発電電力量の変化といった点について、実態把握を進めることとした。

(3) 陸上風力発電（リプレース）の 2024 年度の調達価格・基準価格

- これまで、リプレース区分については、FIT 認定の件数・容量が限定的であり、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムが期待しにくいことから、入札制の対象としないこととしてきた。引き続き同様の傾向にあることから、2024 年度についても、入札制の対象としないこととした。
- その上で、調達価格については、新設区分とは資本費と IRR のみ異なるという考え方に基き想定値を設定してきた。

- 資本費については、現時点までに得られている定期報告データは10件のみであるところ、引き続き実態把握に努めることとし、2024年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2023年度までと同様、2024年度の入札対象範囲外の調達価格における資本費の想定値から接続費（1.0万円/kW）を差し引く考え方にもとづき設定した。（参考41）

【参考41】陸上風力発電（新設・リプレース）の想定値

年度	2023年度		2024年度		2025年度		2026年度	
区分	新設	リプレース	新設	リプレース	新設	リプレース	新設 ※	リプレース
資本費 [万円/kW]	27.5	26.5	27.1	26.1	27.1	-	-	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.93	0.93	0.85	-	-	-
設備利用率 [%]	28.0	28.0	28.0	28.0	29.1	-	-	-
IRR [%]	7	5	6	4	6	-	-	-

※2026年度価格は価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、上限価格を設定。

(4) 陸上風力発電の2025年度にFIP制度のみ認められる対象

- 昨年度の本委員会で、陸上風力発電については、入札結果や他の電源のFIP対象等を踏まえ、50kW以上を2024年度にFIP制度のみ認められる対象として設定した。
- 2025年度についても、同様に陸上風力発電の電力市場への統合を促していく観点から、50kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。
- なお、陸上風力については、2024年1月時点で計15件・約363MWのFIP認定、計30件・約1,121MWの認定申請が確認できている。
- また、リプレース区分については、他の電源のリプレース区分等を踏まえ、2024年度は1,000kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。2025年度も同様とし、FIP制度の動向等に注視するとした。

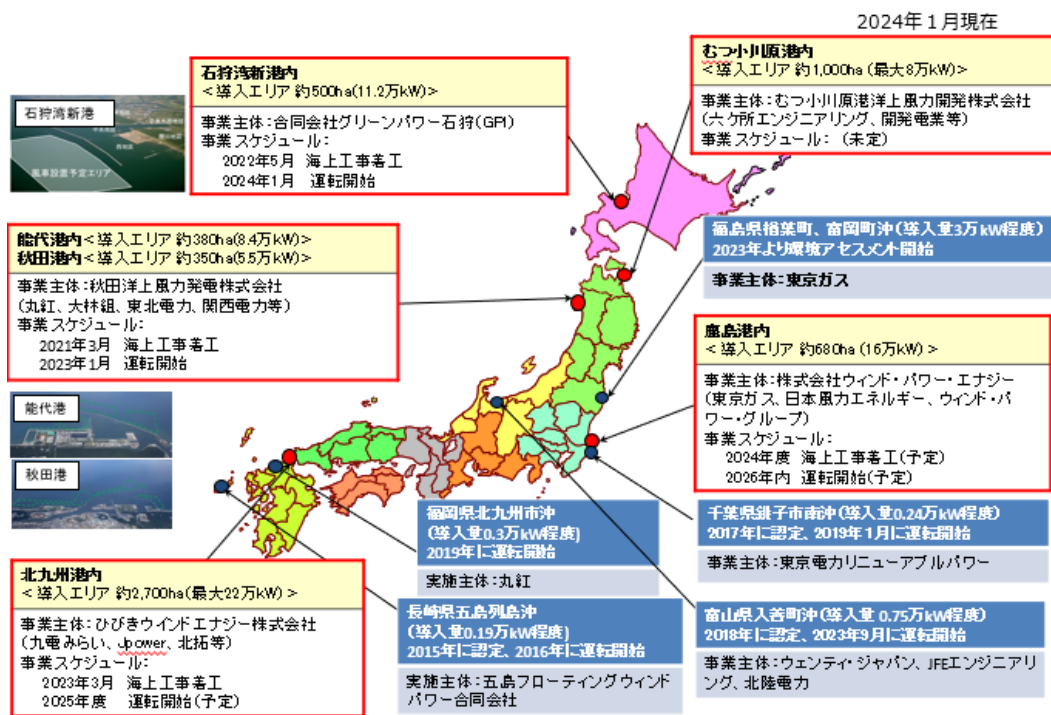
(5) 着床式／浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

- また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては、条例や港湾法に基づき海域占有許可を得た上で、小規模な洋上風力発電の導入が進んでいる（参考42）。
- 洋上風力発電について、以下のとおり、資本費、運転維持費の定期報告データおよび設備利用率のデータが得られた。ただし、一部実証機によるものが含まれている点に留意が必要である。
 - 資本費の定期報告データは4件得られた。その平均値は137.0万円

/kWであり、想定値（56.5 万円/kW）を上回った。

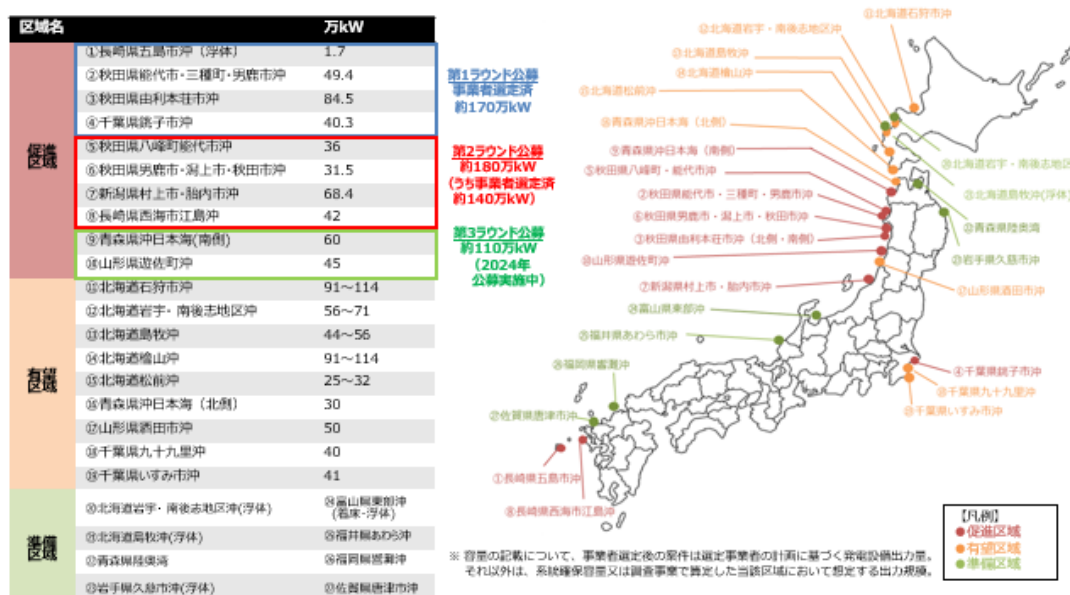
- 運転維持費の定期報告データは1件で、2.5 万円/kW/年であり、想定値（2.25 万円/kW/年）をやや上回った。
- また、設備利用率のデータは1件で、26.1%であり、想定値（30.0%）を下回った。

【参考 42】 港湾法・都道府県条例に基づく海域占用許可



- また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、参考43にあるとおり、再エネ海域利用法に基づき、各区域における協議会の進捗、促進区域指定基準への適合状況や都道府県からの情報提供を踏まえ、促進区域の指定や公募の実施、事業者選定等を進めている。

【参考 43】再エネ海域利用法の施行等の状況



- 秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖、新潟県村上市及び胎内市沖、長崎県西海市江島沖について、再エネ海域利用法に基づき、2022年9月に促進区域に指定し、2022年12月～2023年6月に公募を実施。当該公募で提出された公募占用計画について、それぞれの区域ごとに学識経験者及び専門家から構成される第三者委員会を設置し、秋田県知事、新潟県知事、長崎県知事の意見も参考にしつつ評価を行い、事業者を選定（2023年12月13日公表）。選定結果の詳細は参考44のとおり。選定事業者の供給価格（FIP制度適用のため基準価格）は3円/kWh、3円/kWh、22.18円/kWh。なお、FIP制度適用に伴い、本公募では3円/kWhをゼロプレミアム水準とし、同水準以下の供給価格は一律120点の価格点となる。

【参考 44】再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果

事業者名	評価点		選定 事業者
	価格点 (120点満点) 選定事業者のみ供給価格公表	【参考】合計点 (240点満点)	
(1) 秋田県男鹿市、潟上市及び秋田市沖の評価結果			
男鹿・潟上・秋田 Offshore Green Energyコンソーシアム	120 (3円/kWh)	240	○
公募参加事業者 1	120	205.53	
公募参加事業者 2	120	188.08	
(2) 新潟県村上市及び胎内市沖の評価結果			
村上胎内洋上風力コンソーシアム	120 (3円/kWh)	240	○
公募参加事業者 1	120	222.86	
公募参加事業者 2	120	211.43	
公募参加事業者 3	19.2	66.34	
(3) 長崎県西海市江島沖の評価結果			
みらいえのしまコンソーシアム	120 (22.18円/kWh)	221.25	○
公募参加事業者 1	91.78	211.78	

① 2025 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

- 昨年度の本委員会では、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）における複数事業者の参加状況や評価結果を踏まえ、再エネ海域利用法適用外を含め、国内の着床式洋上風力発電において、一定程度の競争効果が見込まれることから、2024 年度については、改めて入札制を適用することとした。
- 足元においても、国内の着床式洋上風力発電が競争的であることは変わらないことから、2025 年度についても、同様に入札制を適用することとした。

② 2026 年度の浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格・基準価格

- 国内における浮体式洋上風力発電の FIT 認定量・導入量はいずれも 1 件・2 MW のみとなっており、当該発電事業は、実証事業として導入され、実証事業終了後から現在まで、運転を継続しているものである。国内外において、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていない。
- また、長崎県五島市沖における浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募の選定事業者の供給価格は、2025 年度までの浮体式洋上風力発電の調達価格・基準価格と同じ 36 円/kWh である。
- 浮体式洋上風力発電については、上述の動向を踏まえ、将来的な浮体

式洋上風力発電の普及拡大を見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であることから、引き続き、2025年度の想定値を維持することとした。

- その上で、今後の浮体式洋上風力発電の取り扱いについては、技術開発の支援や人材育成へ向けた取組、EEZ への導入拡大へ向けた具体的制度の検討が進んでおり、導入の拡大及びコストの低減が期待できることを踏まえた検討を進めることとした。

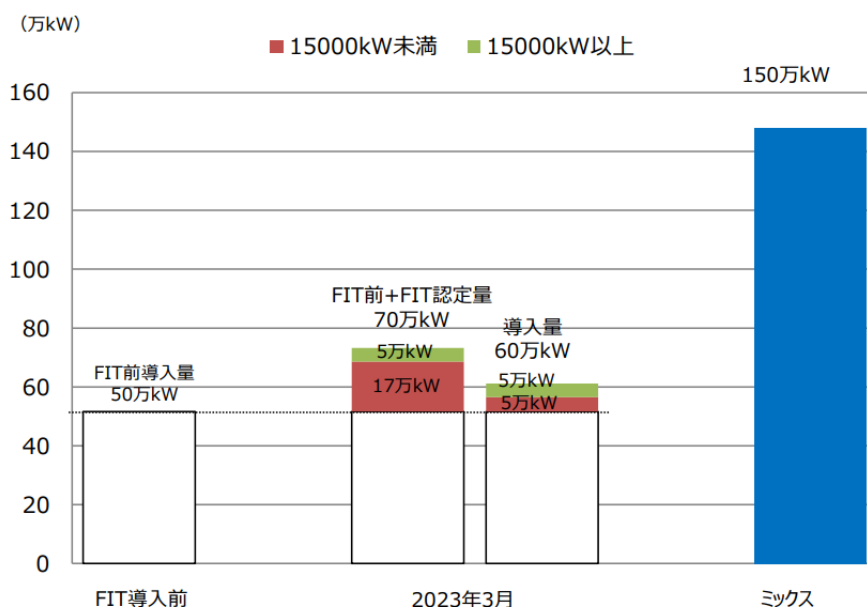
(6) 洋上風力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- 昨年度の本委員会で、2025 年度の着床式洋上風力発電については、再エネ海域利用法適用対象の公募における複数事業者の参加状況・評価結果や将来的なアジア市場等への展開を見据えた国内の環境整備等を踏まえて、FIP 制度のみ認められる対象とした。一方で、浮体式洋上風力発電については、国内外においても、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていないことを踏まえて、2025 年度も FIP 制度のみ認められる対象を設けないこととした。
- 足元においても、こうした状況は変わらないことから、2026 年度についても、洋上風力発電の FIP 制度のみ認められる対象は 2025 年度と同様とした。

3. 地熱発電

- 地熱発電については、エネルギーミックス（150 万 kW）の水準に対して、2023 年 3 月末時点では、FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 70 万 kW、導入量は 60 万 kW である（参考 45、参考 46）。

【参考 45】地熱発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

【参考 46】地熱発電の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜地熱発電（新設）のFIT・FIP認定量＞ 単位：kW（件）

認定（新設）	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,431(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	203(5件)	3,070(17件)	1,100(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,373(24件)
2016年度認定	447(8件)	2,227(11件)	550(1件)	0(0件)	4,444(1件)	0(0件)	0(0件)	7,668(21件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	320(7件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,520(9件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	278(6件)	280(1件)	625(1件)	1,998(1件)	10,938(3件)	14,990(1件)	0(0件)	29,109(13件)
2021年度認定	233(5件)	1,125(4件)	1,745(3件)	0(0件)	22,375(5件)	14,999(1件)	0(0件)	40,477(18件)
2022年度認定	0(0件)	280(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	280(1件)
合計	2,232(48件)	8,592(41件)	5,240(9件)	5,403(3件)	59,136(13件)	44,889(3件)	46,199(1件)	171,691(118件)

＜地熱発電（新設）のFIT・FIP導入量＞ 単位：kW（件）

導入（新設）	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,431(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	134(4件)	3,070(17件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,204(21件)
2016年度認定	398(7件)	1,137(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,535(14件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	274(6件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,474(8件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	300(2件)
2020年度認定	229(5件)	0(0件)	0(0件)	1,998(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2,227(6件)
2021年度認定	0(0件)	375(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	375(1件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	1,784(39件)	6,192(32件)	1,220(2件)	5,403(3件)	21,379(4件)	0(0件)	46,199(1件)	82,177(81件)

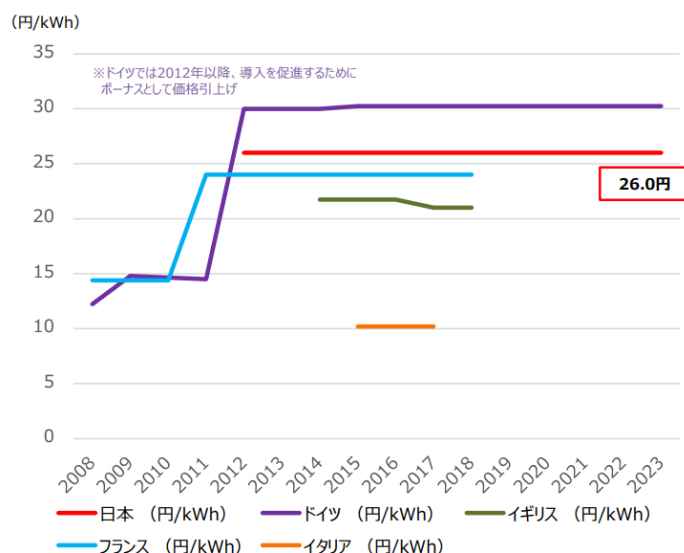
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

※リソース区分については、全設備更新で16,600kW（2件）の認定、地下設備流用で28,185kW（2件）の認定・導入（導入は13,195kW（1件）のみ）がある。

- 2023 年度の買取価格は、15,000kW 以上で 26 円/kWh、15,000kW 未満で 40 円/kWh である。(参考 47)

【参考 47】地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格

<地熱発電（30,000kW）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である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
 フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

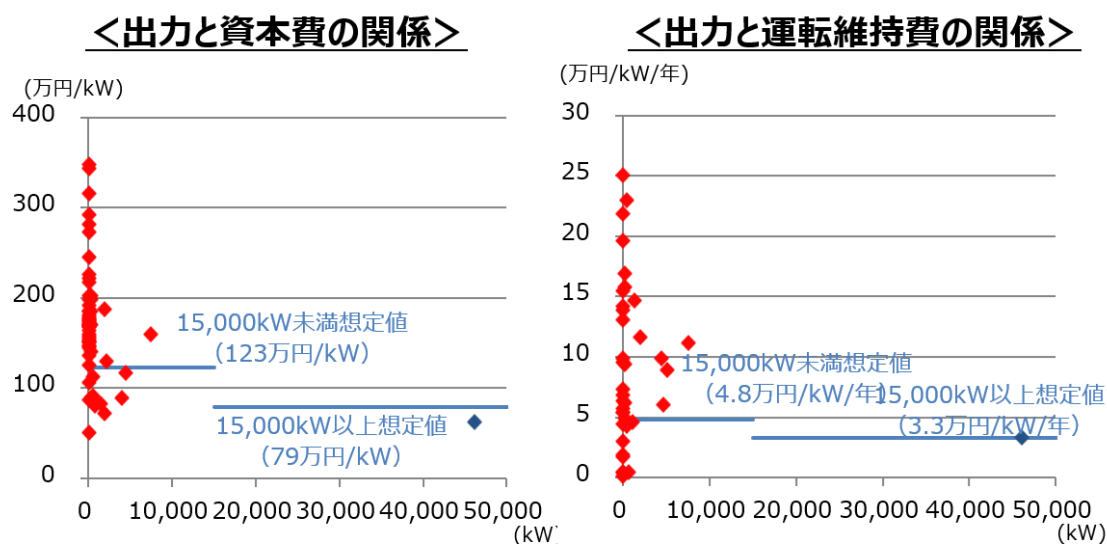
(1) 地熱発電のコスト動向

① 地熱発電の資本費・運転維持費

- 15,000kW 未満の資本費の定期報告データは 61 件、運転維持費の定期報告データは 37 件。
- 資本費の平均値は 170 万円/kW、中央値は 168 万円/kW となり、想定値（123 万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は 9.1 万円/kW/年、中央値は 7.3 万円/kW/年となり、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回った。一方で、中規模（1,000-7,500kW）案件では、導入件数が少ないものの、平均値は 118 万円/kW と想定値（123 万円/kW）を下回っており、効率的に設置ができていることが確認された。
- 15,000kW 以上の資本費及び運転維持費の定期報告データは 1 件。資本費は 61 万円/kW となり、想定値（79 万円/kW）を下回った。また、運転維持費は 3.2 万円/kW/年となり、想定値（3.3 万円/kW/年）を下回った。
- リプレース区分の資本費の定期報告データは 2 件、運転維持費の定期

報告データは1件（15,000kW未満・地下設備流用区分）。資本費の平均値が107万円/kWとなり、想定値（77万円/kW）を下回った。また、運転維持費は1.9万円/kW/年となり、想定値（4.8万円/kW/年）を下回った。（参考48）

【参考48】地熱発電の出力と資本費・運転維持費の関係



※資本費・運転維持費については、2023年7月21日時点までに報告された定期報告を分析対象としている。

- より詳細に資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、資本費について、100kW未満は平均値192万円/kW、100-1,000kWは平均値154万円/kWとなっている一方、データが少ない点に留意が必要であるが、1,000-7,500kWは平均値118万円/kW、15,000kW以上は61万円/kWとなっており、1,000kWを超えると特に低コストでの設置が可能となる。運転維持費については、得られたデータが少ない点に留意が必要ではあるが、大気簿価によるコストの低減傾向はみられなかった。（参考49）

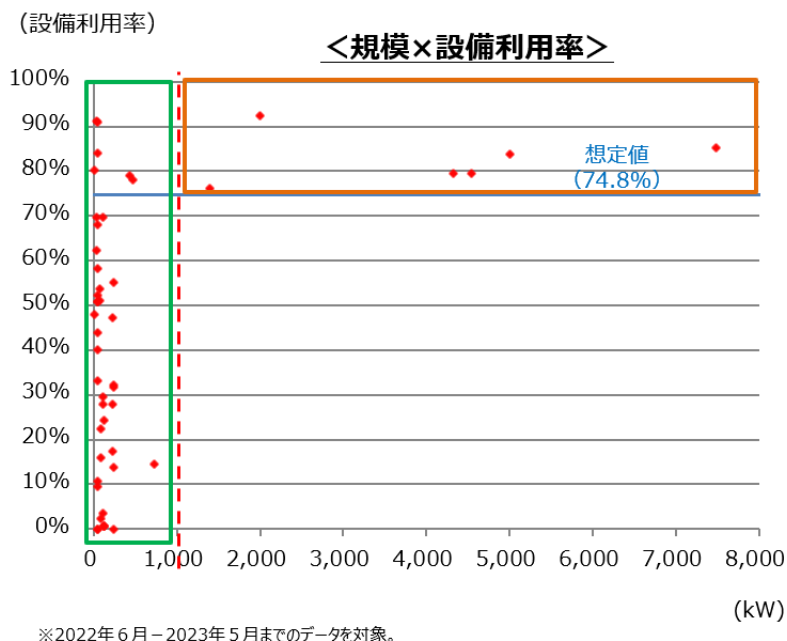
【参考 49】地熱発電の規模別のコスト動向

	-100kW	100- 1,000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 15,000kW	15,000kW-
認定件数 導入件数 (新設)	48件 39件	50件 34件	16件 7件	3件 0件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	192	154	118	—	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	8.7	9.5	10.4	—	3.2

② 地熱発電の設備利用率

- 15,000kW 未満の設備利用率データは、ばらつきが大きいものの平均値は 44.6%、中央値は 47.7%となっており、想定値（74.8%）を下回った。一方で、1,000kW 以上 15,000kW 未満に着目すると、その設備利用率データの平均値は 82.7%、中央値は 81.2%となっており、想定値を上回った。15,000kW 以上の設備利用率データは 1 件で、設備利用率は 78.6%であり、想定値（73.9%）を上回った。（参考 50）
- なお、運転開始後の設備利用率の低下状況を確認するため、運転開始後経過年数と設備利用率の関係を分析すると、運転開始年数の経過につれて、全体として、横ばいの傾向があった。

【参考 50】地熱発電の出力と設備利用率の関係



(2) 地熱発電（新設）の 2026 年度の調達価格・基準価格

- 地熱発電の 2026 年度の調達価格・基準価格については、15,000kW 以上／未満の間の価格差による適切な事業規模での導入への影響等を勘案しつつ、設定することが必要。
- 地熱発電のコストデータ全体を見ると、発電コストは設備容量の拡大とともに逡減する傾向にある。このため、適切な規模での事業実施を促す観点から、一定規模以上においては、容量の増加に応じて価格が連続的に変化する形（フォーミュラ方式）による価格設定を行うこととした。

① フォーミュラの始点

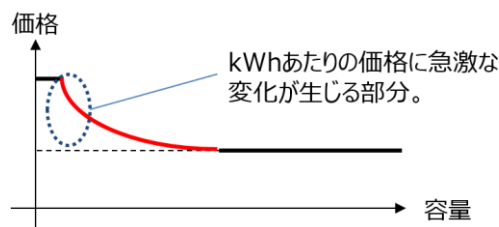
- フォーミュラの始点となる出力については、他の制度での出力に関する閾値（例：FIT 制度／FIP 制度の閾値（1,000kW）、電気事業制度における高圧／特別高圧の閾値（2,000kW））や、大規模化を促進すべき事業の分布状況を参考とすることが考えられる。
- 定期報告データの実績値と現行の 15,000kW 未満の規模における想定値を比較すると、
 - 資本費について、1,000kW 未満はばらつきが大きい一方、1,000～7,500kW は平均値 118 万円/kW、15,000kW 以上は 61 万円/kW となっており、想定値を下回る低コストでの設置が可能となる。

- 設備利用率について、1,000kW 未満はばらつきが大きい一方、1,000kW 以上 15,000kW 未満は平均値 82.7%、中央値は 81.2%となっており、想定値を上回る効率的な事業実施がみられる。
- 運転維持費については、規模に応じたコストの違いはみられなかった。
- フォーミュラ方式を設ける範囲においては、出力の増加に応じて基準価格が通減するところ、より効率的な事業実施が可能となる 1,000kW 以上の発電設備に対しては、フォーミュラ方式の導入で、より適切な規模での事業実施を促す効果が期待される。
- 加えて、1,000kW 以上／未満では、コスト動向だけではなく発電方式も異なっており、大規模な地熱発電設備の多くはフラッシュ方式であるところ、フラッシュ方式は一般に約 1,000kW 以上から活用されている発電方式である。
- 以上を踏まえ、フォーミュラ方式により大規模化を促す発電設備の出力の始点については、1,000kW 以上とした。

② フォーミュラの形状

- フォーミュラの形状については、発電コストは設備容量の拡大とともに通減する傾向にあることを踏まえ、設定する必要がある。
- 形状を曲線とすることも考えられる一方、制度の分かりやすさの観点や、曲線にすることで kWh あたりの価格に急激な変化が生じ、張り付きの解消効果が薄れる懸念があることを踏まえ、始点から直線を引くこととした。その上で、コスト動向や導入状況を踏まえ、必要に応じてフォーミュラの形状についても見直すこととした。(参考 51)

【参考 51】フォーミュラの形状を曲線とした場合



- また、直線の傾きについては、現行の 15,000kW 以上の区分におけるモデルプラント (30,000kW の設備) の想定値や、導入済の大規模地熱発電設備 (46,000kW) のコストデータを参考とすることが考えられる。現時点で 15,000kW 以上のコストデータは 1 件のみであることを踏まえ、フ

フォーミュラの始点における出力及び価格の点と、現行の 15,000kW 以上の規模におけるモデルプラントの点（出力：30,000kW、調達価格・基準価格：26 円/kWh）を通るよう傾きを設定することとした。

- なお、フォーミュラの始点となる出力を 1,000kW、小規模地熱発電の調達価格・基準価格を、現行の 15,000kW 未満の想定値を据え置く形で設定すると、フォーミュラの始点と導入済の大規模地熱発電設備（46,000kW）のコストデータを結ぶ直線は、現行の 15,000kW 以上の区分におけるモデルプラントの点（出力 30,000kW、価格 26 円/kWh）の近傍を通る。
- その上で、今後大規模地熱発電のコストデータが集積した場合は当該データを分析し、大規模地熱発電の特性を代表するような点を想定したうえで、当該点と始点を結ぶ等、フォーミュラの形状について改めて検討することとした。また、その際は、適切な事業規模での導入への影響を考慮することとした。

③ フォーミュラ方式を設ける範囲の前後の調達価格・基準価格

- フォーミュラ方式を設ける範囲の前後、具体的には、小規模地熱発電（※従前の 15,000kW 未満区分）と大規模地熱発電（※従前の 15,000kW 以上区分）のそれぞれの調達価格・基準価格について、コストデータ等を踏まえて設定する必要がある。
- 定期報告データに着目すると、1,000kW 未満のコストデータはばらつきが大きいものの、
 - 1,000kW 以上の中規模案件では、資本費の平均値が 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回っているほか、設備利用率の平均値・中央値がいずれも、2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回っており、効率的な事業実施ができています。
 - 1,000kW 未満においても費用効率的なデータが一定数存在している。
 - 昨年度の調査結果等を踏まえると、1,000kW 未満のうち特に設備利用率が低い案件については、適切なメンテナンスの実施により設備利用率の向上が期待できる。
- 以上に加え、価格目標で中長期的な自立化を目指していることを踏まえ、小規模地熱発電における想定値については、フォーミュラの始点である 1,000kW よりも小さい容量におけるデータのみに着目するのではなく、現行の 15,000kW 未満の想定値を据え置くこととし、今後、1,000kW 以上のデータや、1,000kW 未満における費用効率的なデータ等を参考に想定値の見直しも含め検討していくこととした。

- また、大規模地熱発電における想定値については、導入済の1件の定期報告データによれば、資本費・運転維持費は2025年度の基準価格における想定値を下回っており、設備利用率は想定値と同程度であるが、まだ報告数が1件のみと少ない。このため、2026年度については現行の15,000kW以上の想定値を維持しつつ、定期報告データ等の動向を注視することとした。

(3) 地熱発電（リプレース）の2026年度の調達価格・基準価格

- 15,000kW未満における地下設備流用区分の1件のみしか導入実績がないところ、リプレースの区分等の調達価格・基準価格における資本費は、新設の区分等の調達価格・基準価格における資本費の想定値から、接続費や地下設備の費用を差し引いた値を想定している。
- また、今後、新設区分等における案件のリプレース区分への移行が想定されるところ、リプレース区分への移行後に適切な規模での事業実施がなされるような価格設定とすることが重要。
- 以上を踏まえ、リプレース区分等の調達価格・基準価格（フォーミュラ方式含む）については、接続費や地下設備の費用を勘案しつつ、以下のとおり、新設の区分等と同様の考え方で、設定することとした。また、
- 具体的には、
 - フォーミュラの始点は1,000kW、フォーミュラの終点はフォーミュラに基づき算出される基準価格が大規模地熱発電の基準価格を下回らない範囲における出力の最大値に設定する。
 - 小規模地熱発電・大規模地熱発電ともに現行の想定値を据え置くこととし、今後定期報告データをもとに新設の想定値を見直す際、合わせて見直しを検討する。
 - フォーミュラの形状については、新設と同様、現行の15,000kW以上の区分におけるモデルプラント（30,000kWの設備）の想定値を用いて算出した値を通るよう傾きを設定する。モデルプラントの想定値については、新設のモデルプラントにおける資本費の想定値から、全設備更新型については接続費用を、地下設備流用型については接続費用に加えて地下設備の費用も差し引いた値を採用する。IRRは事業リスクの低さを反映させ、全設備更新型については8%、地下設備流用型については6%とする。
- また、今後大規模地熱発電のコストデータが十分に集積した場合は、当該データも参考にフォーミュラの形状について改めて検討することとした。

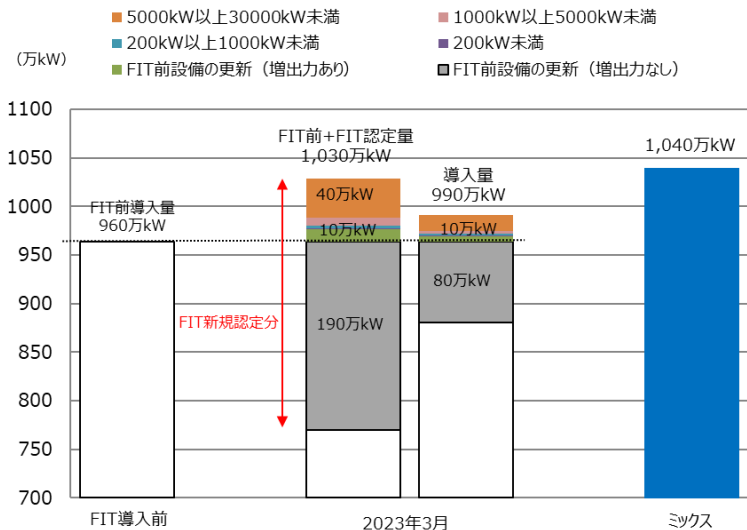
(4) 地熱発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- これまでの本委員会では、以下の理由から、2025 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象を、1,000kW 以上とした。
 - 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが 1,000kW 未満と 1,000kW 以上で、分布の傾向が異なっていたこと
 - 地熱発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、地熱発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切である。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると比較的 low コストでの事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費の分散も大きい。また、FIP 制度の開始が 2022 年度であることも踏まえ、制度の動向についても注視していくことが重要。
- 以上を踏まえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象について、2026 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とした。
- また、全設備更新や地下設備流用の区分等はいずれも認定・導入実績に限られるが、地熱発電の電源特性は、新設も全設備更新も地下設備流用も同様と考えられることから、2025 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる対象を 1,000kW 以上とした。同様の考え方に基つき、2026 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とした。

4. 中小水力発電

- 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,040 万 kW）の水準に対して、2023 年 3 月末時点の FIT 前導入量+FIT・FIP 認定量は 1,030 万 kW、導入量は 990 万 kW（参考 52～参考 54）。

【参考 52】中小水力発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。
※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

【参考 53】中小水力発電（新設）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜中小水力発電（新設）のFIT・FIP認定量＞

単位：kW（件）

認定 (新設)	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,404(30件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,927(55件)
2013年度認定	5,434(55件)	11,112(19件)	18,120(9件)	185,741(15件)	220,408(98件)
2014年度認定	10,459(107件)	20,745(37件)	50,527(22件)	228,859(21件)	310,590(187件)
2015年度認定	4,014(51件)	7,079(14件)	5,100(2件)	59,640(4件)	75,833(71件)
2016年度認定	5,218(57件)	6,882(15件)	5,585(3件)	193,414(13件)	211,099(88件)
2017年度認定	1,813(26件)	2,870(6件)	7,999(2件)	47,641(4件)	60,323(38件)
2018年度認定	3,517(57件)	864(2件)	6,303(3件)	21,830(1件)	32,514(63件)
2019年度認定	3,338(44件)	5,757(9件)	20,866(7件)	27,600(3件)	57,561(63件)
2020年度認定	3,897(53件)	10,261(17件)	33,039(10件)	70,580(4件)	117,777(84件)
2021年度認定	9,814(119件)	20,650(34件)	89,524(30件)	306,050(19件)	426,039(202件)
2022年度認定	1,788(17件)	7,563(10件)	4,200(2件)	36,221(2件)	49,773(31件)
合計	51,697(616件)	101,659(178件)	253,658(95件)	1,231,829(91件)	1,638,843(980件)

＜中小水力発電（新設）のFIT・FIP導入量＞

単位：kW（件）

導入 (新設)	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,404(30件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,927(55件)
2013年度認定	5,434(55件)	11,112(19件)	18,120(9件)	185,741(15件)	220,408(98件)
2014年度認定	10,459(107件)	19,415(35件)	50,527(22件)	210,333(19件)	290,733(183件)
2015年度認定	3,749(49件)	7,079(14件)	5,100(2件)	43,105(3件)	59,033(68件)
2016年度認定	4,925(55件)	6,222(14件)	5,585(3件)	80,730(6件)	97,462(78件)
2017年度認定	1,793(25件)	2,870(6件)	7,999(2件)	42,007(3件)	54,669(36件)
2018年度認定	3,449(54件)	864(2件)	6,303(3件)	0(0件)	10,615(59件)
2019年度認定	2,841(37件)	4,246(6件)	8,280(3件)	14,700(2件)	30,067(48件)
2020年度認定	3,511(48件)	5,702(10件)	3,500(2件)	0(0件)	12,714(60件)
2021年度認定	1,796(32件)	3,383(5件)	0(0件)	0(0件)	5,179(37件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	40,361(492件)	68,768(126件)	117,809(51件)	630,867(53件)	857,806(722件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 54】 中小水力発電（既設導水路活用型）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜中小水力発電（既設導水路活用型）の FIT・FIP 認定量＞ 単位：kW（件）

認定 （既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,923(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,262(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3件)	38,733(11件)
2016年度認定	198(1件)	3,413(5件)	3,186(1件)	122,288(10件)	129,086(17件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	16,200(1件)	19,200(2件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	4,650(1件)	0(0件)	5,277(2件)
2019年度認定	0(0件)	1,040(2件)	6,853(3件)	24,842(2件)	32,735(7件)
2020年度認定	199(1件)	3,522(5件)	10,296(5件)	132,570(9件)	146,587(20件)
2021年度認定	162(3件)	20,499(33件)	93,741(39件)	296,476(23件)	410,878(98件)
2022年度認定	479(3件)	2,190(3件)	5,169(3件)	127,359(10件)	135,197(19件)
合計	1,038(8件)	41,139(64件)	135,907(56件)	765,870(59件)	943,954(187件)

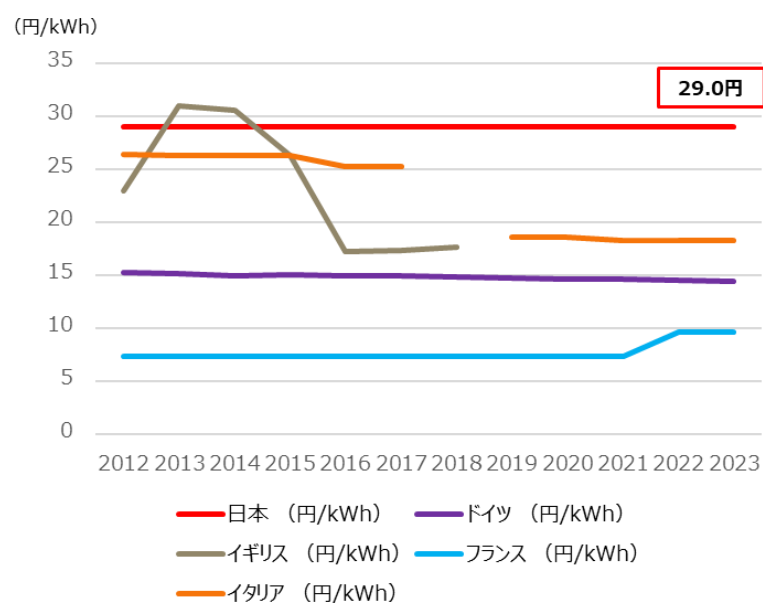
＜中小水力発電（既設導水路活用型）の FIT・FIP 導入量＞ 単位：kW（件）

導入 （既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,923(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,262(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3件)	38,733(11件)
2016年度認定	198(1件)	3,413(5件)	3,186(1件)	37,554(4件)	44,352(11件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	16,200(1件)	19,200(2件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	4,650(1件)	0(0件)	5,277(2件)
2019年度認定	0(0件)	1,040(2件)	6,853(3件)	0(0件)	7,893(5件)
2020年度認定	199(1件)	1,640(2件)	3,996(3件)	60,100(3件)	65,935(9件)
2021年度認定	0(0件)	1,720(3件)	17,622(9件)	29,600(3件)	48,942(15件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	397(2件)	18,288(28件)	48,319(21件)	189,588(15件)	256,593(66件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2023 年度の買取価格は、200kW 以上 1,000kW 未満で 29 円/kWh などであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考 55）

【参考 55】 中小水力発電（200kW）の各国の価格



※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である。
フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

(1) 中小水力発電のコスト動向

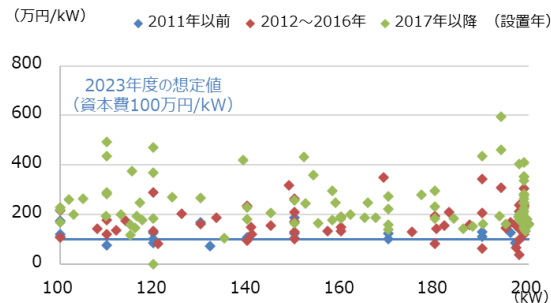
- 資本費の定期報告データはFIT 制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT 制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年どおり、FIT 制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。

① 中小水力発電の資本費

- 200kW 未満の資本費の定期報告データは 497 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (473 件)、平均値 293 万円/kW、中央値 222 万円/kW。補助金案件が多く含まれる 100kW 未満及び異常値除外のため 300 万円/kW 以上の高額案件を除くと、平均値 175 万円/kW、中央値 174 万円/kW となる。想定値 (100 万円/kW) を上回っており、分散が大きい。
- 200kW 以上 1,000kW 未満の定期報告データは 207 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (154 件)、平均値 135 万円/kW、中央値 109 万円。異常値除外のため 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 120 万円/kW、中央値 107 万円/kW となる。想定値 (80 万円/kW) を上回っており、分散が大きい。
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満の資本費のデータは 110 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (52 件)、平均値 192 万円/kW、中央値 92 万円/kW。想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 93 万円/kW、中央値 90 万円/kW となり、想定値 (93 万円/kW) と概ね同水準となる。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の資本費のデータは 78 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (38 件)、平均値 79 万円/kW、中央値 43 万円/kW。想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 52 万円/kW、中央値 42 万円/kW となり、想定値 (51 万円/kW) とは概ね同水準。(参考 56)

【参考 56】 中小水力発電（新設） の出力と資本費の関係

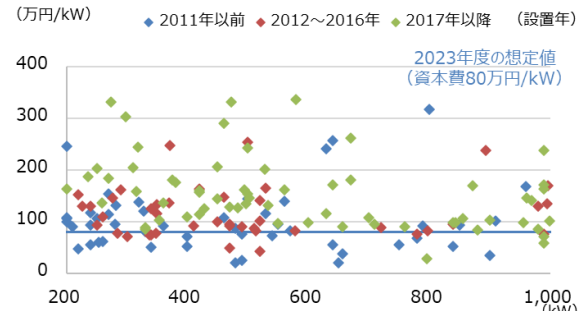
<200kW 未満>



200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	118.3	157.9	202.7
中央値 (万円/kW)	111.4	154.9	195.1

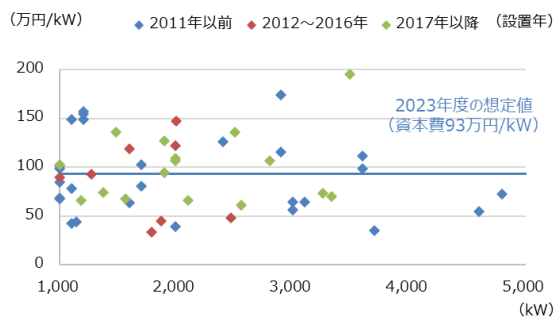
※ただし、新設は、平均値・中央値は補助金案件が多く含まれる100kW未満については除外している
※2023年7月21日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

<200kW 以上 1,000kW 未満>



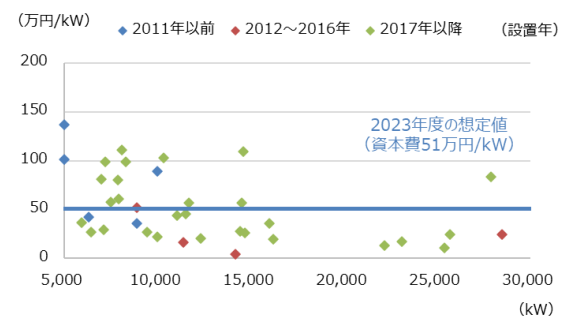
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	96.0	116.9	142.1
中央値 (万円/kW)	91.9	100.6	135.3

<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	91.0	87.4	99.6
中央値 (万円/kW)	80.7	91.6	98.5

<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



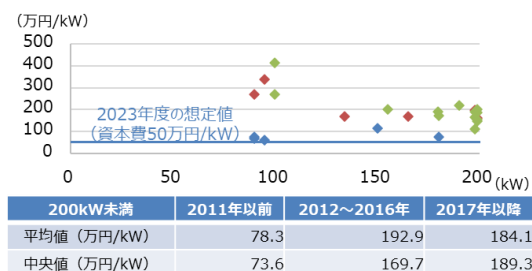
5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	81.0	24.3	51.0
中央値 (万円/kW)	89.4	20.6	40.7

- 既設導水路活用型⁸については、200kW 未満（22 件）の平均値は 162 万円/kW、中央値は 169 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回る。また、200kW 以上 1,000kW 未満（53 件）の平均値は 75 万円/kW、中央値は 70 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回る。
- 1,000kW 以上 5,000 未満（58 件）の平均値は 45 万円/kW、中央値は 37 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）と概ね同水準。また、5,000kW 以上 30,000kW 未満（40 件）の平均値は 27 万円/kW、中央値 22 万円/kW となり、想定値（26 万円/kW）とは概ね同水準（参考 57）。

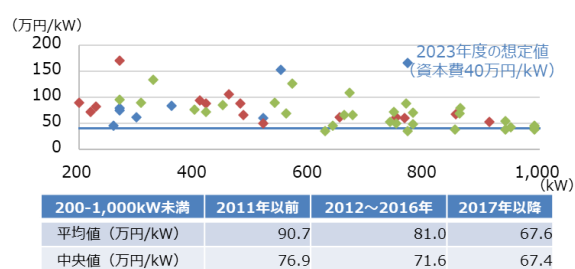
⁸ これらは想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除いたデータである。

【参考 57】 中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係

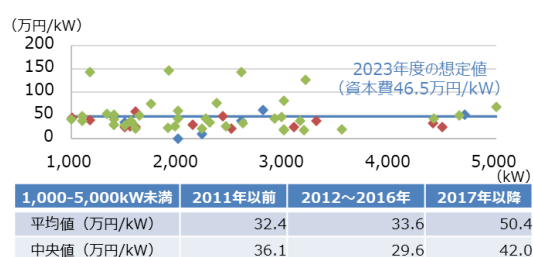
<200kW 未満>



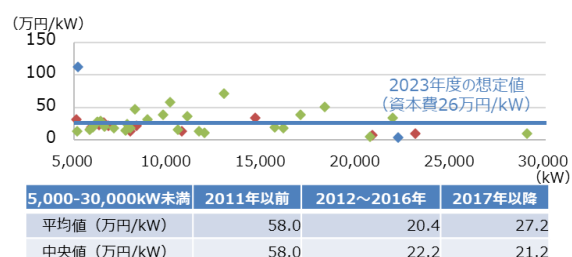
<200kW 以上 1,000kW 未満>



<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



<5,000kW 以上 30,000kW 未満>

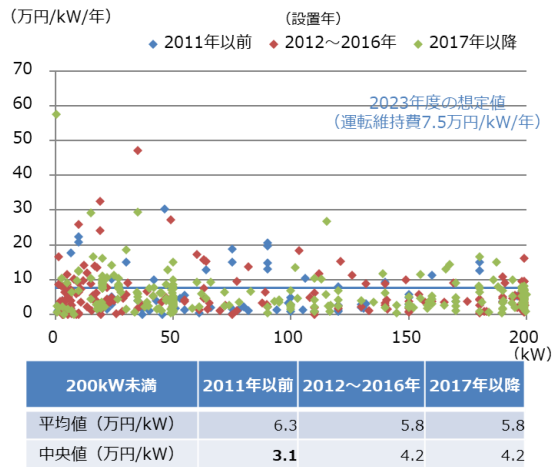


② 中小水力発電の運転維持費

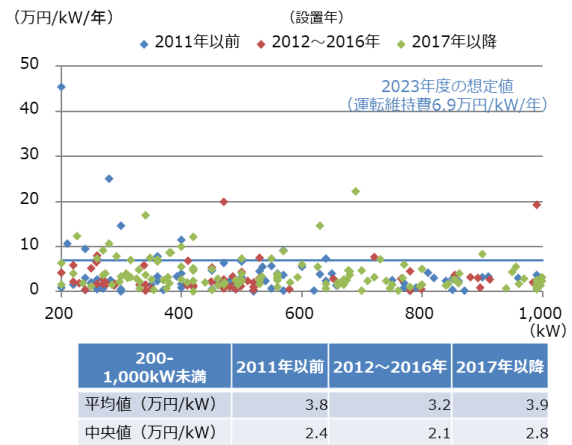
- 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 461 件。平均値 5.9 万円/kW/年、中央値 4.1 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費の定期報告データは 258 件。平均値 3.7 万円/kW/年、中央値 2.6 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満の運転維持費のデータは 110 件。平均値 2.2 万円/kW/年、中央値 2.0 万円/kW/年となり、分散が大きいものの、想定値（0.95 万円/kW/年）を上回る案件も多数存在する。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の運転維持費のデータは 66 件。平均値 1.3 万円/kW/年、中央値 1.0 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）をやや上回るが、分散が大きい。（参考 58）

【参考 58】 中小水力発電の出力と運転維持費の関係

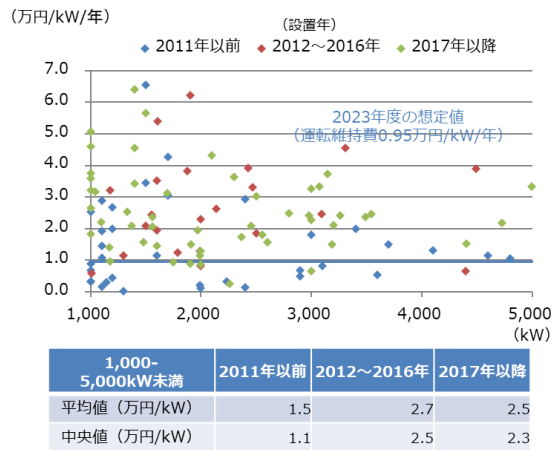
<200kW 未満>



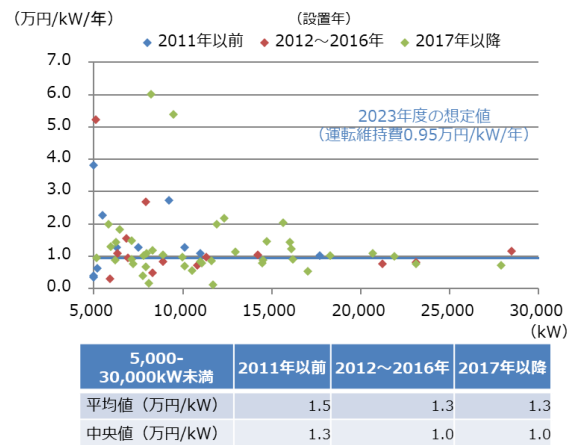
<200kW 以上 1,000kW 未満>



<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



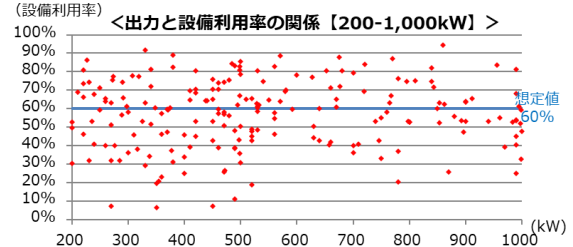
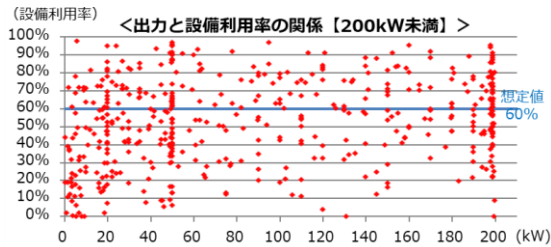
③ 中小水力発電の設備利用率

- 設備利用率は、全体としてばらつきが大きいものの、1,000kW 以上の各区分では、想定値を上回る傾向が見られ、特に1,000kW 以上 5,000kW 未満の区分は、平均値 58.8%、中央値 61.3%と、想定値（45%）を上回る。（参考 59）

【参考 59】 中小水力発電の出力と設備利用率の関係

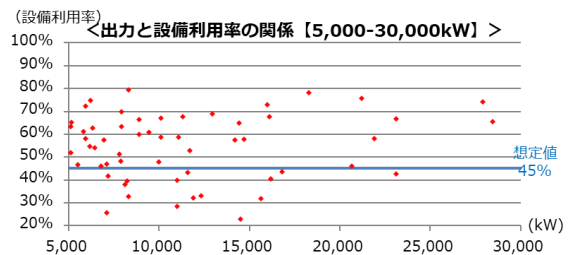
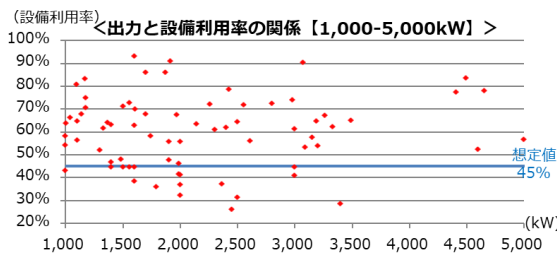
<200kW 未満>

<200kW 以上 1,000kW 未満>



<1,000kW 以上 5,000kW 未満>

<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



出力	件数	平均値	中央値	2023年度想定値
200kW未満	464	52.9%	54.5%	60%
200-1,000kW	203	56.9%	58.7%	60%
1,000-5,000kW	75	58.8%	61.3%	45%
5,000-30,000kW	58	53.4%	57.6%	45%

- 令和3年度の本委員会において、中小水力4団体から、設備利用率は年ごとの降雨量等により変化し、かつ、水力発電は保安規程等に基づきオーバーホールなど数ヶ月にわたる停止が必要となることから、長期的なデータを基に調達価格・基準価格を算出する必要があるという意見があった。
- こうした意見を踏まえ、これまでの運転開始からの全期間での運転維持費の平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近1年間の運転維持費の平均値・中央値と同水準となった。ただし、1,000kW以上5,000kW未満の区分では、平均値2.3万円/kW/年、中央値2.0万円/kW/年と、直近1年間の平均値(2.2万円/kW/年)・中央値(2.0万円/kW/年)と同様に想定値0.95万円/kW/年を上回る。
- また、設備利用率についても、運転開始からの全期間での平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近1年間の設備利用率の平均値・中央値と同水準となった。ただし、1,000kW以上5,000kW未満の区分では平均値56.0%、中央値56.7%と、直近1年間の平均値(58.8%)・中央値(61.3%)と同様に想定値45%を上回る。(参考60)

【参考 60】 中小水力発電の全期間での運転維持費・設備利用率

＜全期間での運転維持費＞

出力	件数	平均値 (万円/kW/年)	中央値 (万円/kW/年)	2023年度想定値 (万円/kW/年)
200kW未満	457	5.9	4.3	7.5
200-1,000kW	257	3.4	2.6	6.9
1,000-5,000kW	108	2.3	2.0	0.95
5,000-30,000kW	65	1.3	1.1	0.95

＜全期間での設備利用率＞

出力	件数	平均値	中央値	2023年度想定値
200kW未満	595	50.1%	51.7%	60%
200-1,000kW	295	57.1%	58.7%	60%
1,000-5,000kW	119	56.0%	56.7%	45%
5,000-30,000kW	82	52.8%	52.6%	45%

④ 中小水力発電のコスト調査

- 中小水力発電のオーバーホール費用の動向の詳細を把握するため、2023年9～10月に、稼働済のFIT認定設備789件に対して、アンケート調査を実施した（回答件数は493件（回答率62%））。
- 回答結果に基づけば、オーバーホールの実施年については、設備の規模によってばらつきが大きいですが、6年～16年に1回程度の実施が見込まれ、稼働停止期間は2～7ヶ月程度。また、オーバーホールの費用については、設備の規模や、既にオーバーホールを実施したことがある案件の実績値とこれからオーバーホールを実施する予定の見込値の違いによって、ばらつきが大きい点に留意が必要である。（参考 61）

【参考 61】 中小水力発電のコスト調査結果（オーバーホール）

		-200kW	200-1,000kW	1,000-5,000kW	5,000-30,000kW
オーバーホールの実施年（実績） ※運転開始から何年目か	平均値	6.6年目	9.8年目	9.8年目	17.3年目
	中央値	6.0年目	9.5年目	10.0年目	16.0年目
	件数	44件	22件	5件	4件
オーバーホールによる停止期間（実績）	平均値	3.5ヶ月	2.7ヶ月	2.3ヶ月	7.0ヶ月
	中央値	2.0ヶ月	2.0ヶ月	2.3ヶ月	7.0ヶ月
	件数	40件	21件	5件	4件
オーバーホールの費用（実績）	平均値	12.4万円/kW/回	9.3万円/kW/回	3.5万円/kW/回	3.0万円/kW/回
	中央値	8.4万円/kW/回	7.1万円/kW/回	4.1万円/kW/回	3.2万円/kW/回
	件数	40件	21件	5件	3件
オーバーホールの費用（見込）	平均値	22.4万円/kW/回	9.4万円/kW/回	8.4万円/kW/回	2.0万円/kW/回
	中央値	12.0万円/kW/回	7.0万円/kW/回	6.2万円/kW/回	1.3万円/kW/回
	件数	117件	62件	26件	21件

※同一案件において、複数回のオーバーホールがある場合には、当該案件の費用の平均値を採用。

(2) 中小水力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- これまでの本委員会では、以下の理由から、2025 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象を、1,000kW 以上とした。
 - 新設案件・既設導水路活用型案件ともに、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあること
 - 中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、中小水力発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられる。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費データの分散も大きい。また、1,000kW 未満の FIP 認定件数は 5 件⁹と、小規模案件での FIP 認定が存在し、今後更なる増加も見込まれる一方、1,000kW 以上の 16 件⁹と比べるとまだ少数であり、引き続き FIP 制度の動向についても注視することが重要。
- 以上を踏まえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象

⁹ 2023 年 10 月 1 日時点

について、2026 年度も、新設、既設導水路活用型いずれも 1,000kW 以上とした。

(3) 中小水力発電の 2025 年度以降の調達価格・基準価格

① 200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満について

- コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、
 - 資本費：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。
 - 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回る。ただし、分散も大きく、想定値を上回る案件も一定数存在する。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
 - 設備利用率：平均値・中央値は想定値と同水準またはやや下回る。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- また、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響に関する追加的なコスト調査の結果に基づけば、
 - オーバーホールの実施は規模によってばらつきが大きいですが、6 年～10 年に 1 回程度、また停止期間は 2 か月程度。調達期間・交付期間中の 20 年間で見たときには 4 ヶ月～7 ヶ月程度。6 年～10 年に 1 回の実施頻度を踏まえれば、既にオーバーホールを実施した設備も一定数存在し、定期報告データに基づく設備利用率の実績値には、当該設備の実績も含まれていると考えられる。
 - オーバーホール 1 回あたりの費用(実績)は、中央値 7.1 万円/kW/回～8.4 万円/kW/回であり、20 年間で見たときには、0.7 万円/kW～1.3 万円/kW 程度。6 年～10 年に 1 回の実施頻度を踏まえれば、設備利用率と同様に、定期報告データに基づく運転維持費の実績値にオーバーホールにかかる費用も既に含まれているものと考えられる。
- 以上から、設備利用率や運転維持費において、オーバーホール等の影響も実績値に反映されていると考えられ、こうしたコスト動向も踏まえ、

2026 年度の調達価格・基準価格における想定値は、引き続き 2025 年度の想定値を維持することとした。

- 今後は、資本費については想定値を下回る案件が一定数存在しており、2023 年 3 月の仕様標準の公表等によっても更なるコスト効率化が見込めること、運転維持費は想定値を下回っていること、また、価格目標で中長期的な自立化を目指していることを踏まえ、エネルギーミックスに向けた導入ペースの加速化等も勘案しつつ、想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）も検討することとした。

② 1,000kW 以上 5,000kW 未満について

- コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、
 - 資本費：平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値と概ね同水準。
 - 運転維持費：分散が大きいものの、平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
 - 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- また、昨年度の本委員会では、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響は、引き続き更なる実態把握に努めると取りまとめたことも踏まえて、追加的なコスト調査を実施した。その結果に基づけば、
 - オーバーホールの実施は 10 年に 1 回程度、また、停止期間は 2 ～ 3 か月程度であり、調達期間・交付期間中の 20 年間で見たときには 4 ～ 5 か月程度。10 年に 1 回の実施頻度を踏まえれば、既にオーバーホールを実施した設備も一定数存在し、定期報告データに基づく設備利用率の実績値には、当該設備の実績も含まれていると考えられる。
 - オーバーホール 1 回当たりの費用（実績）は、平均値 3.5 万円/kW/回、中央値 4.1 万円/kW/回。調達期間・交付期間中の 20 年間で見たときには、平均値 0.35 万円/kW/年、中央値 0.41 万円/kW/年。実施が 10 年に 1 回程度であることを踏まえれば、既にオーバーホールを実施した設備も一定数存在し、設備利用率と同様に定期報告デ

ータに基づく運転維持費の実績値には、当該設備の費用も含まれていると考えられる。

- また、オーバーホールを実施するタイミングは、設備の運転開始時期や状況によっても異なるところ、実施時の年度には一時的に設備利用率や運転維持費への影響が生じるものの、全期間を通じて見たときにはそうした影響を含めたうえで平準化されているものと考えられる。

- 以上から、2025 年度の調達価格・基準価格における設備利用率の想定値については、オーバーホール等の影響が平準化されたコストに着目することとし、FIT 制度開始以降における全期間での設備利用率の中央値（56.7%）とすることとした。
- また、2025 年度の調達価格・基準価格における運転維持費の想定値についても、設備利用率と同様の考え方にに基づき、オーバーホール等の影響が平準化されたコストに着目することとし、FIT 制度開始以降における全期間での運転維持費の中央値（2.0 万円/kW/年）とすることとした。
- なお、今後も設備利用率や運転維持費のコスト動向については、オーバーホールの実施状況等踏まえ検証していく必要がある。

③ 5,000kW 以上 30,000kW 未満について

- コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、
 - 資本費：平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値と概ね同水準。
 - 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値をやや上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
 - 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- また、1,000-5,000kW と同様、昨年度の本委員会で、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響は、引き続き更なる実態把握に努

めると取りまとめたことも踏まえて、追加的なコスト調査を実施した。その結果に基づけば、

- オーバーホールの実施は16年に1回程度、また、その停止期間は7か月程度。
 - オーバーホール1回当たりの費用（実績）は、平均値3.0万円/kW/回、中央値3.2万円/kW/回。
 - 実施時期が16年に1回程度であることを踏まえると、多くの設備についてはオーバーホール未実施であり、設備利用率や運転維持費の実績値にはオーバーホールの影響が反映されていないことが考えられる。
 - また、上記は回答件数3件に基づくデータであり、これからオーバーホールの実施を見込んでいる案件で想定している費用（回答件数21件）は、平均値2.0万円/kW/回、中央値1.3万円/kW/回と乖離があることから、更なる実態把握が必要と考えられる。
- 以上を踏まえ、2025年度の調達価格・基準価格における想定値は、運転維持費・設備利用率を含め、2024年度の想定値を維持することとし、引き続き、更なる実態把握に努めることとした。

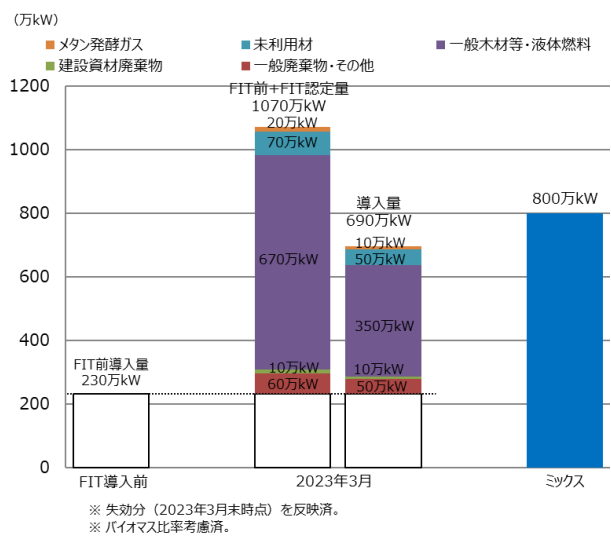
(4) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方

- 中小水力発電は長期稼働が見込まれる電源であり、前回の事業者団体等ヒアリングにおいても、事業者団体から、補修を適切に行えば60年程度は稼働可能であるとの説明があった。また、実態としても、40年程度運転を継続した水力発電所は日本に複数存在している。
- 関係審議会での議論も踏まえ、効率的かつ効果的に長期電源化に向けた再投資等が行われる事業環境整備も含め、長期的な稼働が可能な電源の実態に合わせた中小水力発電のあり方について検討することとした。

5. バイオマス発電

- バイオマス発電については、FIT 制度開始前の導入量と 2023 年 3 月時点の FIT・FIP 認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で 1,070 万 kW となっており、エネルギーミックスの水準（800 万 kW）を超えている。（参考 62～参考 64）

【参考 62】 バイオマス発電の FIT・FIP 認定量・導入量



【参考 63】 バイオマス発電の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量

＜バイオマス発電のFIT・FIP認定量＞ 単位：kW（件）						
認定	メタン発酵バイオガス	未利用材		一般木材等		
	10,000kW未満	2,000kW未満	2,000kW以上 10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上
2012年度認定	2,552(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	10,365(3件)	40,000(2件)
2013年度認定	10,779(36件)	4,700(5件)	99,440(15件)	166,512(8件)	18,859(4件)	413,449(14件)
2014年度認定	17,519(45件)	3,989(2件)	37,704(6件)	0(0件)	9,990(1件)	449,389(11件)
2015年度認定	11,816(30件)	9,126(6件)	33,100(5件)	0(0件)	28,240(4件)	550,037(11件)
2016年度認定	22,361(46件)	28,837(29件)	25,650(4件)	195(1件)	37,086(7件)	3,017,201(50件)
2017年度認定	7,446(17件)	5,387(10件)	21,000(3件)	18,000(1件)	9,850(1件)	1,193,942(16件)
2018年度認定	6,185(16件)	10,817(10件)	19,800(2件)	0(0件)	30,240(4件)	0(0件)
2019年度認定	8,178(23件)	14,216(33件)	20,300(3件)	0(0件)	19,080(3件)	0(0件)
2020年度認定	19,256(27件)	19,812(39件)	7,100(1件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)
2021年度認定	27,980(47件)	48,984(50件)	65,830(8件)	0(0件)	69,465(15件)	74,950(1件)
2022年度認定	30,130(67件)	9,319(29件)	38,300(5件)	0(0件)	30,089(4件)	0(0件)
合計	164,201(370件)	155,186(213件)	386,024(55件)	201,236(11件)	270,763(47件)	5,738,968(105件)

認定	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	35,346(14件)	60,333(7件)	198,171(49件)
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(2件)	33,566(1件)	29,080(13件)	18,583(3件)	857,631(103件)
2014年度認定	25,862(2件)	0(0件)	0(0件)	40,271(25件)	27,515(3件)	612,239(95件)
2015年度認定	31,279(2件)	0(0件)	24,400(1件)	20,941(9件)	6,429(1件)	715,367(69件)
2016年度認定	571,080(14件)	1,990(1件)	28,110(1件)	25,639(19件)	810(1件)	3,758,957(173件)
2017年度認定	35,416(9件)	0(0件)	0(0件)	3,519(2件)	83,023(3件)	1,377,583(62件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	26,795(15件)	0(0件)	93,837(47件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	47,870(17件)	17,713(2件)	127,357(81件)
2020年度認定	1,920(1件)	0(0件)	8,520(1件)	8,252(3件)	0(0件)	72,360(73件)
2021年度認定	0(0件)	17,825(3件)	0(0件)	37,795(16件)	95,032(7件)	437,861(147件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	44,289(19件)	10,024(1件)	162,151(125件)
合計	718,921(30件)	32,260(8件)	106,696(5件)	319,795(152件)	319,462(28件)	8,413,513(1,024件)

※ 出力はバイオマス比率考慮後出力 ※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 64】 バイオマス発電の年度別・規模別の FIT・FIP 導入量

＜バイオマス発電のFIT・FIP導入量＞ 単位：kW（件）

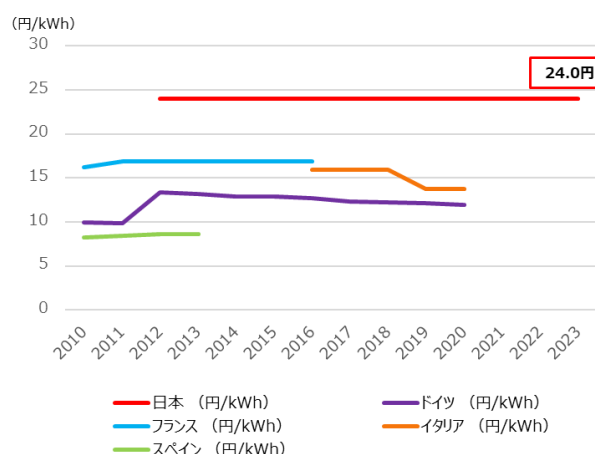
導入	メタン発酵バイオガス		未利用材		一般木材等	
	10,000kW未満	2,000kW未満	2,000kW以上 10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上
2012年度認定	2,552(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	10,365(3件)	40,000(2件)
2013年度認定	10,779(36件)	4,700(5件)	99,440(15件)	166,512(8件)	18,859(4件)	413,449(14件)
2014年度認定	17,519(45件)	1,995(1件)	37,704(6件)	0(0件)	0(0件)	399,389(10件)
2015年度認定	10,726(27件)	7,186(5件)	33,100(5件)	0(0件)	12,500(2件)	550,037(11件)
2016年度認定	17,648(37件)	20,397(21件)	18,550(3件)	195(1件)	27,096(6件)	1,355,501(22件)
2017年度認定	5,418(13件)	1,312(5件)	21,000(3件)	18,000(1件)	0(0件)	522,690(4件)
2018年度認定	6,185(16件)	4,816(6件)	19,800(2件)	0(0件)	9,990(1件)	0(0件)
2019年度認定	6,140(18件)	3,435(14件)	6,250(1件)	0(0件)	7,100(1件)	0(0件)
2020年度認定	6,691(21件)	5,214(5件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2021年度認定	4,521(17件)	1,146(10件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	88,178(246件)	50,200(72件)	253,644(38件)	201,236(11件)	85,910(17件)	3,281,066(63件)

導入	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	35,346(14件)	60,333(7件)	198,171(49件)
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(2件)	33,566(1件)	29,080(13件)	18,583(3件)	857,631(103件)
2014年度認定	25,862(2件)	0(0件)	0(0件)	40,271(25件)	27,515(3件)	550,255(92件)
2015年度認定	1,999(1件)	0(0件)	24,400(1件)	20,941(9件)	6,429(1件)	667,317(62件)
2016年度認定	41,100(1件)	1,990(1件)	0(0件)	24,679(18件)	0(0件)	1,507,155(110件)
2017年度認定	7,966(4件)	0(0件)	0(0件)	1,529(1件)	83,023(3件)	660,938(34件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	24,766(13件)	0(0件)	65,556(38件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	46,270(16件)	17,713(2件)	86,907(52件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,532(1件)	0(0件)	16,437(27件)
2021年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	21,358(11件)	0(0件)	27,025(38件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	130,291(10件)	14,436(5件)	70,066(3件)	248,770(121件)	213,596(19件)	4,637,392(605件)

※ 出力はバイオマス比率考慮後出力 ※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2023 年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW 未満）では 24 円/kWh であり、また一般木材等（10,000kW 以上）は入札対象となっているが、海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援対象でない場合が多い。（参考 65、参考 66）

【参考 65】 バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格



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

【参考 66】 諸外国におけるバイオマス発電の支援状況

ドイツ (2022年12月時点)		フランス(2023年2月時点)	
100kW以下	FIT/FIP入札	バイオガス 500kW未満	FIT
100～150kW	FIP入札	500kW～12MW	FIP
150～20MW	FIP入札		
20MW超	支援対象外		

英国(2023年3月時点)		イタリア (2023年7月時点) (バイオガスとバイオマス)	
5 MW以下	【嫌気性消化】 売電価格保証※の支援制度	1MW以下	FIT / CfD
5 MW超	【嫌気性消化】 CfD入札	1MW超	CfD
全ての容量	【バイオマス専用燃焼（熱電併給）、高度変換技術】 CfD入札	自家消費用1MW以下	FIT

※ 2020 年1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）

（出典）各種公表資料より作成

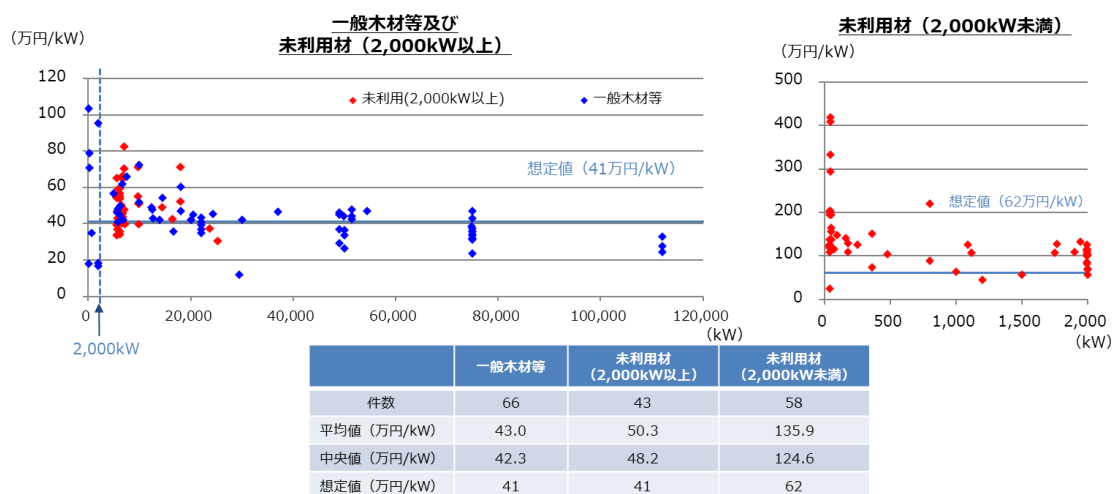
(1) バイオマス発電のコスト動向

① 木質等バイオマス発電のコスト動向

（資本費）

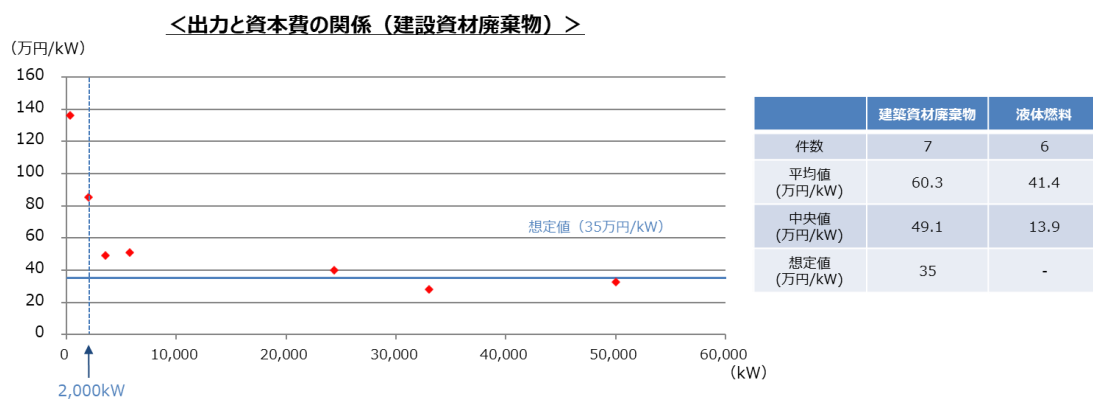
- これまでに得られた一般木材等の資本費のコストデータは 66 件。平均値は 43.0 万円/kW、中央値は 42.3 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。また、2,000kW 未満ではばらつきが大きくなる。
- 未利用材（2,000kW 以上）の資本費のコストデータは 43 件。平均値は 50.3 万円/kW、中央値は 48.2 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）をやや上回る。
- 未利用材（2,000kW 未満）の資本費のコストデータは 58 件。平均値は 135.9 万円/kW、中央値は 124.6 万円/kW となり、想定値（62 万円/kW）を上回るが、分散が大きい。（参考 67）

【参考 67】 一般木材等・未利用材バイオマス発電の資本費



- 建築資材廃棄物の資本費のコストデータは 7 件。平均値は 60.3 万円/kW、中央値は 49.1 万円/kW となり、想定値 (35 万円/kW) を上回る。また、2,000kW 以上は 2,000kW 未満と比べて低コストとなっている。ただし、コストデータが少ない点に留意が必要である。
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の資本費のコストデータは 6 件。平均値は 41.4 万円/kW、中央値は 13.9 万円/kW であった。(参考 68)

【参考 68】 建設資材廃棄物バイオマス発電の資本費

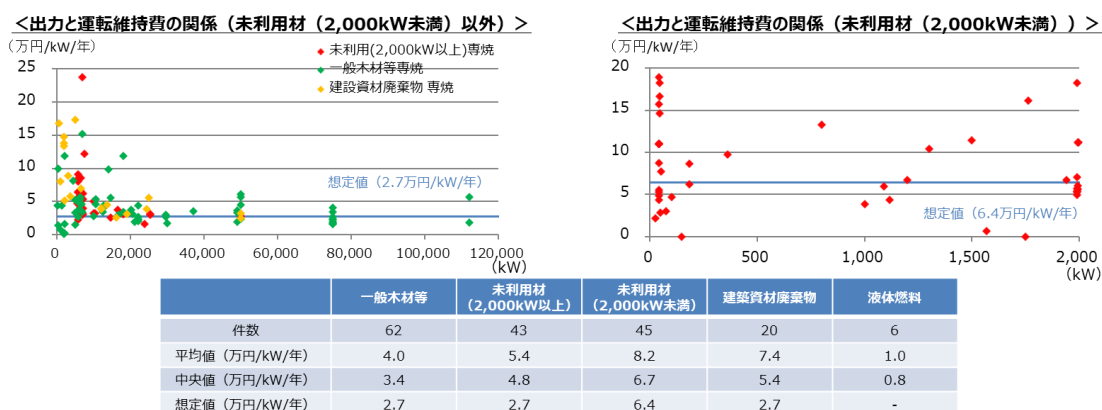


(運転維持費)

- これまでに得られた一般木材等の運転維持費のコストデータは 62 件。平均値 4.0 万円/kW/年、中央値 3.4 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回るが、分散も大きい。

- 未利用材（2,000kW 以上）の運転維持費のコストデータは 43 件。平均値 5.4 万円/kW/年、中央値 4.8 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。
- 未利用材（2,000kW 未満）の運転維持費のコストデータは 45 件。平均値 8.2 万円/kW/年、中央値 6.7 万円/kW/年となり、想定値（6.4 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。
- 建設資材廃棄物の運転維持費のコストデータは 20 件。平均値 7.4 万円/kW/年、中央値 5.4 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る。（参考 69）
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の運転維持費のコストデータは 6 件。平均値は 1.0 万円/kW/年、中央値は 0.8 万円/kW/年であった。

【参考 69】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の運転維持費



（燃料費）

- 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費のコストデータは 110 件。平均値は 1,238 円/GJ、中央値は 1,178 円/GJ となり、想定値（1,200 円/GJ）と概ね同水準である。
- 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費のコストデータは 56 件。平均値は 992 円/GJ、中央値は 1,000 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）と概ね同水準である。
- 一般木材等の燃料費のコストデータは 232 件。平均値は 1,061 円/GJ、中央値は 1,020 円/GJ となり、想定値（750 円/GJ）を上回る。
- 建設資材廃棄物の燃料費のコストデータは 68 件。平均値は 368 円/GJ、

中央値は 337 円/GJ となり、想定値（200 円/GJ）を上回る。（参考 70）

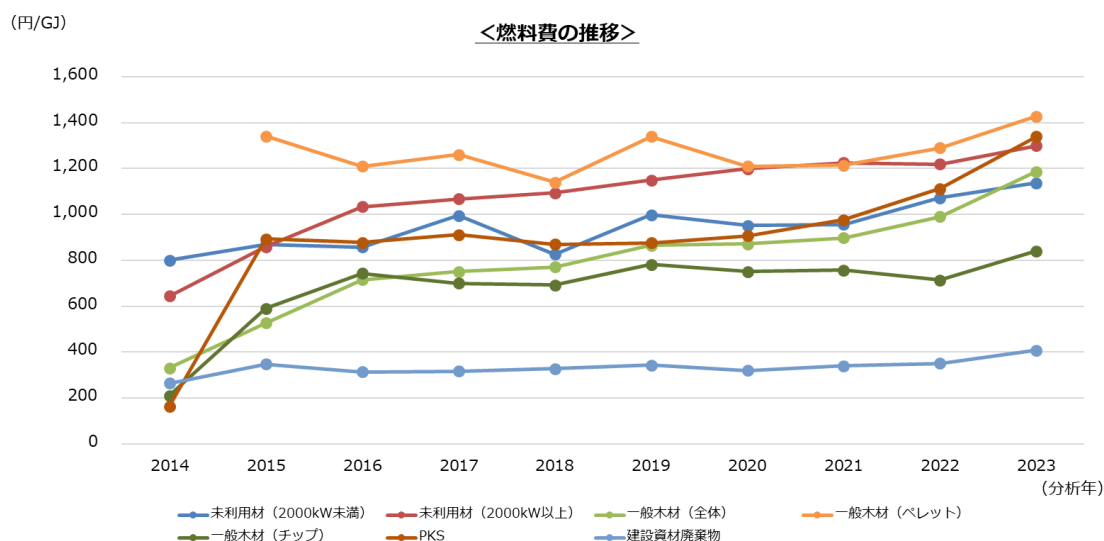
- 想定値と若干のずれが見られる燃料種もあるものの、引き続き、燃料市場の動向を注視する必要がある。
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の燃料費のコストデータは 4 件。平均値は 2,844 円/GJ、中央値は 2,328 円/GJ。

【参考 70】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の燃料費

		実績平均値（熱量ベース）		想定値（熱量ベース）	（参考） 実績設備利用率
未利用木材	2,000kW以上	1,238円/GJ（110件）		1,200円/GJ	71.8%
	2,000kW未満	992円/GJ（56件）		900円/GJ	55.9%
一般木材等	ペレット	1,061円/GJ（232件） ※ペレット、チップ、PKS以外も含む	1,374円/GJ（53件）	750円/GJ	73.3%
	チップ		752円/GJ（111件）		51.1%
	PKS		1,115円/GJ（32件）		73.8%
建設資材廃棄物		368円/GJ（68件）		200円/GJ	50.1%

- 定期報告データより得られた燃料費の推移を分析したところ、燃料費は直近 1 年間は全体的に上昇傾向にある（参考 71）。

【参考 71】燃料費の推移



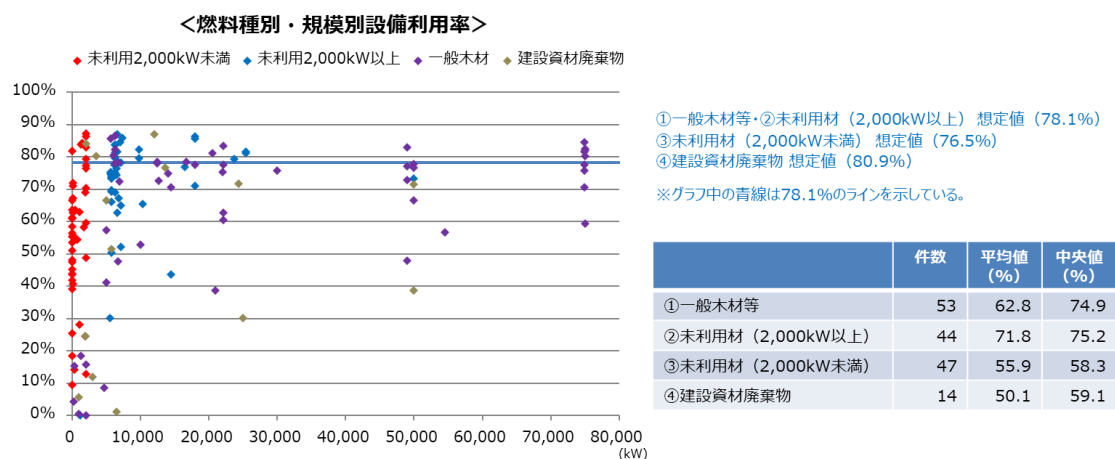
（設備利用率）

- 木質等バイオマス発電の設備利用率の分析の結果、未利用材（2,000kW 以上）・一般木材等（10,000kW 以上）の設備利用率が高い傾向にある一方、未利用材（2,000kW 未満）・一般木材等（10,000kW 未満）は比較的低い傾

向にある。ただし、全体的に分散が大きい。(参考 72)

- これは、小規模案件は主に国内から燃料調達を行っているところ、季節変動等により、国内材の安定的な調達が必ずしも容易ではないことが一要因と考えられる。

【参考 72】 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の設備利用率



(これまでの入札結果)

- 10,000kW以上の一般木材等バイオマス、全規模のバイオマス液体燃料は、2018年度より入札制に移行している。これまでの入札結果は、参考 73のとおりである。

【参考 73】木質等バイオマス発電のこれまでの入札結果

	バイオマス						
	第 1 回		第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回
実施時期	2018年度 下期		2019年度 下期	2020年度 下期	2021年度 下期	2022年度 下期	2023年度 下期
入札対象	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模						
募集容量	一般木材等： 180MW	液体燃料： 20MW	120MW	120MW	120MW	120MW	120MW
上限価格	20.6円/kWh (事前非公表)		19.6円/kWh (事前非公表)	19.6円/kWh (事前非公表)	18.5円/kWh (事前非公表)	18.0円/kWh (事前非公表)	17.8円/kWh (事前非公表)
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	264MW（7件） ※100MW	169MW（26件） ※47MW	101MW（20件） ※39MW	319MW（7件） ※112MW	129MW（3件） ※75MW	0MW（0件）	0MW（0件）
参加資格を得た容量（件数）	95MW（4件）	11MW（5件）	6MW（4件）	164MW（3件）	129MW（3件）	0MW（0件）	0MW（0件）
入札容量（件数）	35MW（1件）	2MW（1件）	4MW（3件）	2MW（1件）	54MW（2件）	0MW（0件）	0MW（0件）
平均入札価格	19.60円/kWh	23.90円/kWh	20.55円/kWh	18.50円/kWh	18.53円/kWh	-	-
落札容量（件数）	35MW（1件）	0MW（0件）	0MW（0件）	2MW（1件）	51MW（1件）	0MW（0件）	0MW（0件）
落札価格	19.60円/kWh (第2次保証金を 納付せず辞退)	-	-	18.50円/kWh	18.50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）						

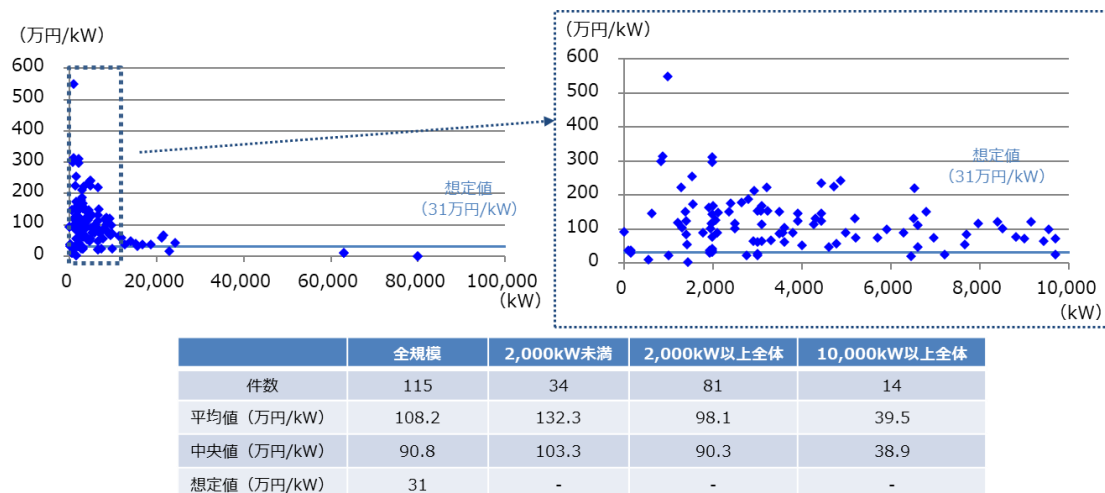
※ バイオマス比率考慮済。

② 一般廃棄物その他バイオマス発電のコスト動向

（資本費）

- これまでに得られた資本費のコストデータは 115 件。平均値は 108.2 万円/kW、中央値は 90.8 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備（14 件）に限定すると、平均値は 39.5 万円/kW、中央値は 38.9 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）と概ね同水準となる。
- また、2,000kW 以上の平均値は 98.1 万円/kW、中央値は 90.3 万円/kW である一方、2,000kW 未満の平均値は 132.3 万円/kW、中央値は 103.3 万円/kW と特に高額となる。（参考 74）

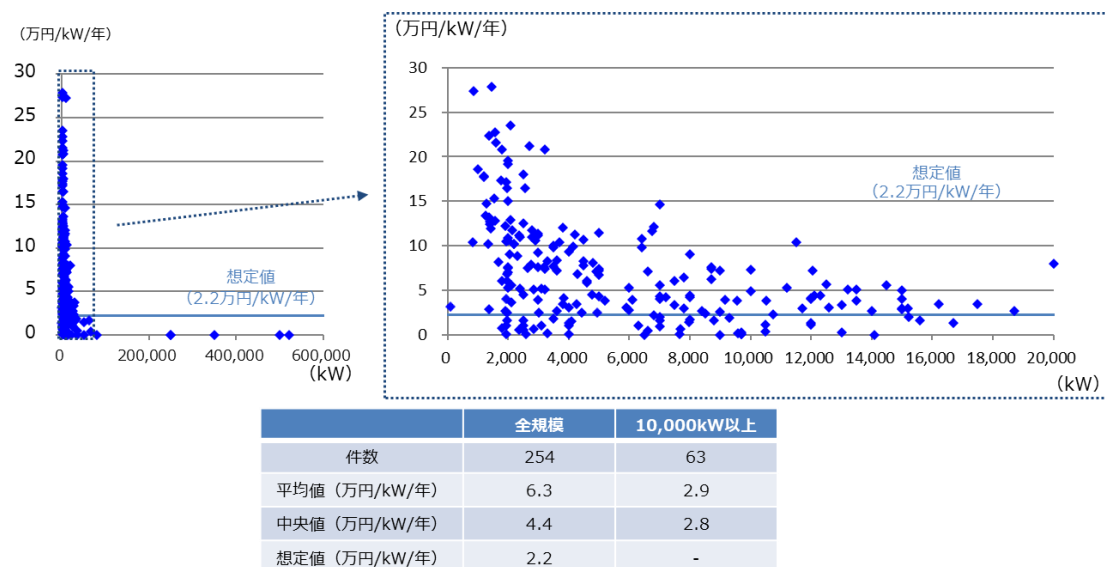
【参考 74】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費



(運転維持費)

- これまでに得られた運転維持費のコストデータは 254 件。平均値は 6.3 万円/kW/年、中央値は 4.4 万円/kW/年となり、想定値 (2.2 万円/kW/年) を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備 (63 件) に限定すると、平均値は 2.9 万円/kW/年、中央値は 2.8 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。一方、2,000kW 未満はばらつきが大きい。(参考 75)

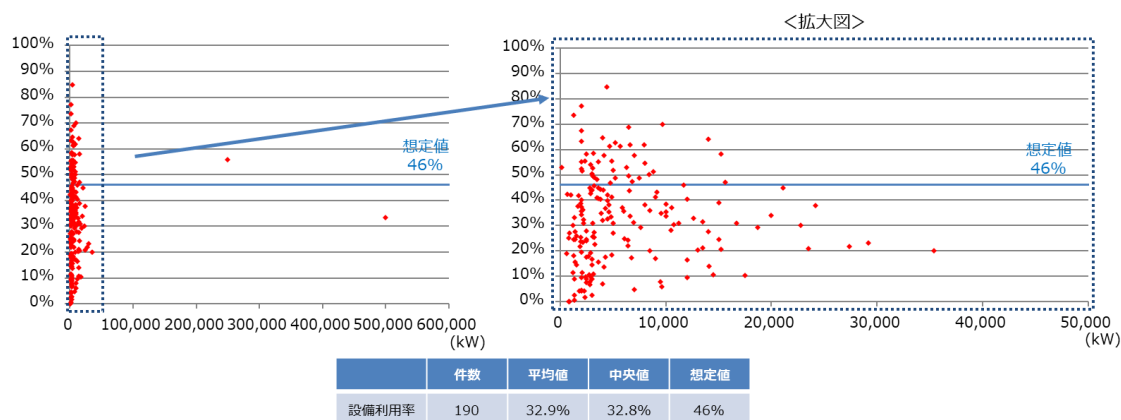
【参考 75】一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費



(設備利用率)

- 一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率について、平均値は 32.9%、中央値は 32.8% となり、想定値 (46%) を下回っている。ただし、分散も大きい。ごみ処理焼却施設などでは、ごみの受入状況などにより、設備利用率に変動が生じ得る点に留意が必要である。(参考 76)

【参考 76】一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率



③ メタン発酵バイオガス発電のコスト動向

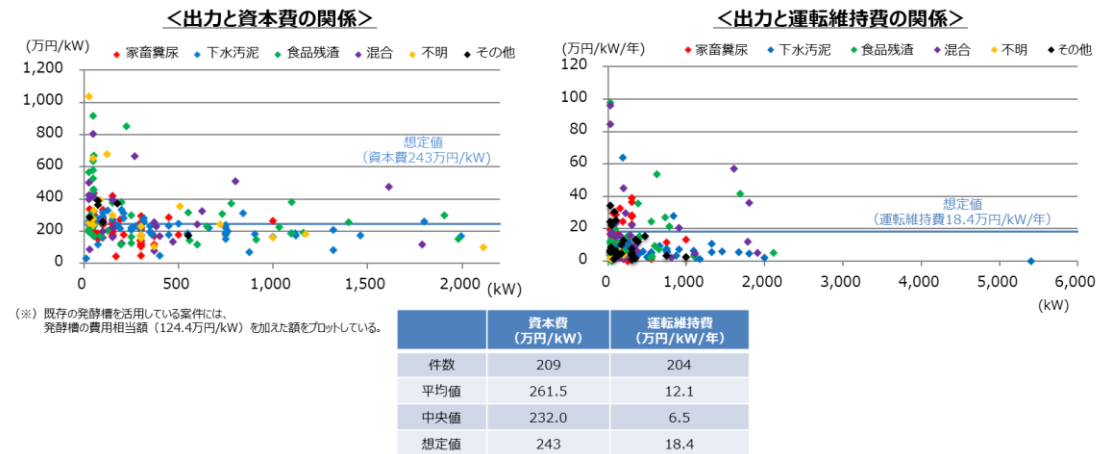
(資本費・運転維持費)

- これまでに得られた資本費のコストデータは 209 件¹⁰。平均値は 261.5 万円/kW、中央値は 232.0 万円/kW となるが、2023 年度の想定値 (243 万円/kW) と概ね同水準。
- また、これまでに得られた運転維持費のコストデータは 204 件。平均値は 12.1 万円/kW/年、中央値は 6.5 万円/kW/年となり、2023 年度の想定値 (18.4 万円/kW/年) を下回った。(参考 77)
- なお、昨年度と同様に、今後、案件の増加が期待される原料混合 (特に 500kW 未満) に着目すると、資本費の平均値は 319.5 万円/kW、中央値は 260.4 万円/kW となり、運転維持費の平均値は 22.6 万円/kW/年、中央値

¹⁰ 209 件のうち 101 件が、過去に投資をしたメタン発酵バイオガス発電に必要な発酵槽を有効利用したケースである点を勘案し、こうしたケースの案件に発酵槽の費用相当額 (124.4 万円/kW) を加えて分析している。

は 15.8 万円/kW/年となる。

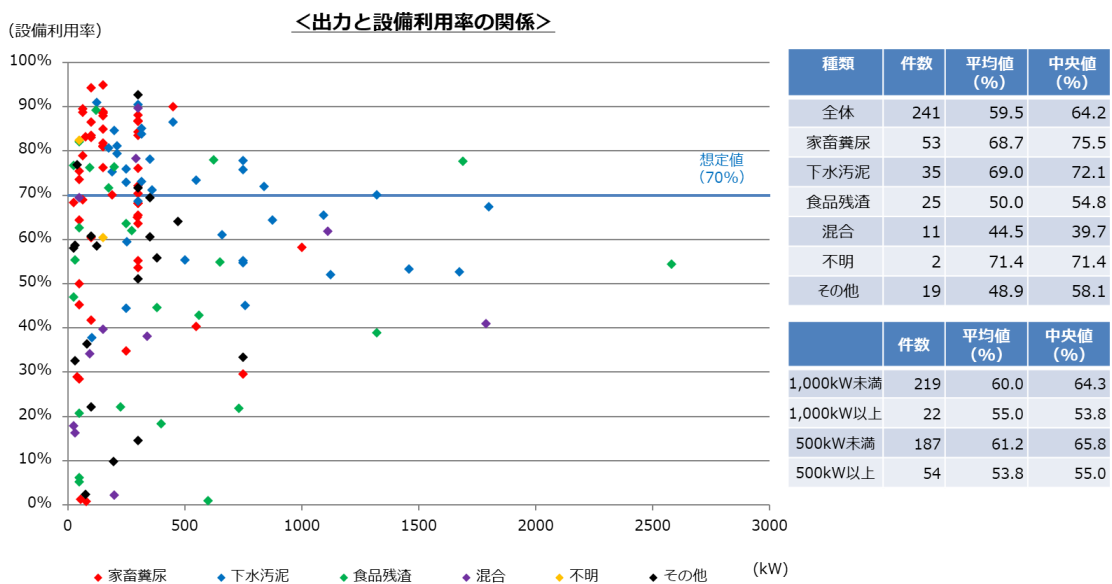
【参考 77】メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費



(設備利用率)

■ メタン発酵バイオガス発電の設備利用率の分析の結果、全体的には 2023 年度の想定値 (70%) をやや下回るが、分散が大きい (参考 78)。

【参考 78】メタン発酵バイオガス発電の設備利用率



(2) バイオマス発電の 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象等

① 2025 年度に FIP 制度のみ認められる対象

■ これまでの本委員会で、新規認定で FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象については、以下の理由から、原則として 2022 年度は

10,000kW 以上、2023 年度及び 2024 年度は 2,000kW 以上とした¹¹。

- バイオマス発電は、安定的に発電可能で調整しやすいことから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、調整力としても活用しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、再エネの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 特に 10,000kW 以上の大規模設備では、一般木材等・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、発電効率が高く、相対的に低コストでの事業実施が可能であること
- 定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、2,000kW 以上／未満でコストデータの傾向が異なること
- その上で、FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象を、早期に 1,000kW 以上とすることを目指すこととした。
- 今年度の本委員会においては、早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指す観点を踏まえ、1,000kW 以上 2,000kW 未満の発電設備において、卸電力取引市場の最小取引単位（現行では 50kWh/コマ（30 分））を安定的に超過する発電量を実現できるか否かに着目し分析を行った。
- その結果、バイオマス発電全体で見ると、1 時間あたりの平均発電量が 100kWh を超える月が 86%（平均値）を占めている状況となっているが、ごみ処理焼却施設などの使用する燃料を事業者がコントロールすることが困難な事業が平均値を押し下げている。こうしたごみ処理焼却施設が含まれない区分等（一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物・メタン発酵バイオガス）では、1 時間あたりの平均発電量が 100kWh を超える月が 99%以上となっている¹²。
- 上記のとおり、1,000kW 以上 2,000kW 未満の発電設備において、卸電力

¹¹ なお、入札対象とされている液体燃料（全規模）については、全電源共通の FIP 利用の下限も踏まえて、50kW 以上を FIP 対象とした。

¹² 1,000-2,000kW の設備について、発電が停止している月のあった設備を除き、2022 年度の各月における 1 時間あたりの平均発電量を分析した。

取引市場の最小取引単位を超えて安定的に発電できている設備が多数存在している実態を踏まえると、2025 年度の新規認定において、FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、1,000kW 以上を基本とすることとした¹³。

- ただし、ごみ処理焼却施設については、上記の事業実態を踏まえた対応をする必要があることから、FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、2,000kW 以上を維持することとした。
- また、FIP 制度のみ認められる対象については、FIP 制度において、卸電力取引市場で収益を上げるだけでなく、特定の小売電気事業者（需要家）と相対取引を実施することも可能であることも踏まえ、引き続き検討することとした。

② 2025 年度の入札対象範囲

- 2018 年度から入札対象となっている一般木質等（10,000kW 以上）および液体燃料（全規模）については、十分な FIT 認定量があることや、海外ではより低コストで事業実施できていること等を踏まえて入札対象とされていることを鑑み、引き続き、2025 年度も入札制の対象とした。

(3) バイオマス発電（入札対象範囲外）の 2025 年度の調達価格・基準価格

- 昨年度の本委員会では、以下の点を踏まえ、2024 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格については、いずれも、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。
 - それぞれの資本費・運転維持費は、基本的に、平均値・中央値いずれも 2023 年度の調達価格における想定値を上回る又は同等の水準となっている。また、設備利用率は、基本的に、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。
 - 一方で、ばらつきが大きく想定値を下回る（設備利用率は上回る）水準も確認できており、大規模案件に着目すると安価にできているコストデータもある。また、基本的な方向性として価格目標で中長期的な自立化を目指している状況にある。

¹³ 入札対象とされている液体燃料（全規模）については、全電源共通の FIP 利用の下限も踏まえて、50kW 以上が FIP 対象とされている。

- 今年度のコストデータも昨年度と同様の傾向であり、それぞれの資本費・運転維持費は、基本的に、平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格における想定値を上回る又は同等の水準、設備利用率は、基本的に、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。
- また、ばらつきが大きく想定値を下回る（設備利用率は上回る）水準も確認できていること、大規模案件では安価にできているコストデータもあることといった状況についても昨年度と同様の傾向であり、引き続き価格目標で中長期的な自立化を目指していること等を踏まえれば、調達価格・基準価格の想定値を 2024 年度よりも引き上げる（設備利用率は引き下げる）ことは適当ではないと考えられる。
- こうした点も踏まえ、2025 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）、すなわち、一般木材等（10,000kW 未満）、未利用材（2,000kW 以上）、未利用材（2,000kW 未満）、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマス、メタン発酵バイオガスの各区分等の調達価格・基準価格については、いずれも、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

(4) 2024 年度の取扱い（持続可能性確認の取扱い等）

① これまでの検討経緯

- バイオマス発電の新規燃料については、2018 年度の本委員会において、FIT 制度の対象とするか、対象とする場合にどの区分かについて、コスト動向・燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））の観点から検討した結果、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみを FIT 制度の対象とし、この検討結果やコスト動向を踏まえて、現行の区分で買取りを行うかどうかといった点も含めて、本委員会で取扱いを検討することとした。
- 上記を踏まえ、2019 年度、バイオマス持続可能性 WG が新たに設けられた。同 WG では、FIT 制度下におけるバイオマス燃料の持続可能性について、「環境」・「社会・労働」・「ガバナンス」・「食料競合」等の観点について、「確認手段（対象、主体、時期）」の視点も加え、専門的・技術的に検討し、2019 年 11 月、「FIT 制度下における持続可能性評価基準」、「個別認証への適用」等について中間整理を取りまとめた。
- 上記を踏まえながら、2019 年度の本委員会において、業界団体から追加的に要望のあった新規燃料も含めて、新規燃料の取扱いに関する議論を

行った結果、①食料競合への懸念が認められる燃料については、それが
ないことが確認されるまでの間は、FIT 制度の対象としないこと、②ラ
イフサイクル GHG 排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものを FIT
制度の対象とすることとし、それぞれ、本委員会とは別の場において専
門的・技術的な検討を行うこととした。

- 上記を踏まえ、同 WG では、「食料競合」・「ライフサイクル GHG」、「新第
三者認証スキームの追加等」について、専門的・技術的に検討し、2020
年度に食料競合の判断基準、2021 年度にライフサイクル GHG 排出量基準
を整理。2022 年度には、同 WG で食料競合がないと判断された新規燃料
候補について、本委員会において燃料区分を整理した上で、さらに同 WG
でライフサイクル GHG を含む持続可能性の確認手段が整理されたことか
ら、2023 年度からの新規燃料として認めることとした。
- 2023 年度は、同 WG において、引き続き残された論点について専門的・
技術的な検討を実施。同 WG の結論を踏まえ、本委員会で、持続可能性確
認に係る経過措置や、廃棄物系区分バイオマスのライフサイクル GHG 基
準の適用制度開始等について検討することとした。

【参考 79】 バイオマス持続可能性ワーキンググループからの報告

項目	整理した内容	今後の対応事項
持続可能 性基準	【新たな第三者認証スキームの追加】 ● 一般社団法人農産資源認証協議会のPKS第三者認証制度を、持続可能性を確認できる第三者認証スキームとして追加。 【持続可能性に係る認証取得の経過措置】 ● PKS及びバイオトランクの経過措置については、2024年3月31日を確認の期限とし、これ以上の延長は行わないこととする。 【合法性ガイドラインにおける適合性確認】 ● 輸入木質バイオマスのライフサイクルGHGを確認できる第三者認証（SBP、GGL）が、合法性ガイドラインを満たすことを確認。 【事業規律強化等を踏まえた輸入木質バイオマスの対応】 ● 輸入木質バイオマスについて、トレーサビリティ、サプライチェーン上の事業者の法令遵守、情報公開に関して、事業計画策定ガイドラインにて求める事項を明確化することとした。 【各認証スキームの新規燃料への対応状況フォローアップ】 ● ISCC、MSPO、SBP、GGL、RSBに対してヒアリング等を実施し、基準文書の改訂が進められていることを確認した。 【新規燃料の取扱い】 ● 稲わら・麦わら・羽殻については、食料生産への影響があること等を踏まえ、当面のところ、FIT/FIP制度の対象としないこととする。	【新たな第三者認証スキームの追加】 ● 新たな第三者認証の整備・改訂、評価の求めに応じて検討。 【持続可能性に係る認証取得の経過措置】 ● 引き続き、認証取得状況をフォロー。 【合法性ガイドラインにおける適合性確認】 ● 各認証スキーム（SBP、GGL）に対し、持続可能性基準に相当する確認項目の追加を要請中であり、引き続き状況をフォロー。 【事業規律強化等を踏まえた輸入木質バイオマスの対応】 ● パブリックコメントに付した上で、2024年度から適用を開始。今後求めるべき持続可能性の基準等については、諸外国での制度整備状況等を整理した上で検討。 【各認証スキームの新規燃料への対応状況フォローアップ】 ● 引き続き、各認証スキームの基準文書の改訂状況をフォロー。 【新規燃料の取扱い】 ● 用途等の実態を踏まえた上で、必要に応じて慎重に検討。
ライフサイ クルGHG	【廃棄物系区分バイオマスの確認方法】 ● メタン発酵ガス発電、建設資材廃棄物、廃棄物・その他バイオマス区分のバイオマスについては、ライフサイクルGHG基準に相当する輸送距離を既定値として定めた上で、調達先からのバイオマスの輸送距離が、既定値を下回ることを確認することとした。 【既定値】 ● 2023年度から追加された12種類の新規燃料について、ライフサイクルGHG既定値（案）を策定した。 ● 既存燃料のライフサイクルGHG既定値については、パブリックコメント等を踏まえた修正を実施した。また、木質バイオマスの既定値区分について、定義及び国内木質の確認方法を整理し、輸入木質の確認方法は各認証スキームに整備を依頼した。 【国内木質バイオマスの確認方法】 ● 燃料のサプライチェーン上の各社において、林野庁の「発電利用に供する木質バイオマスのための証明ガイドライン」に基づく、ライフサイクルGHGを確認できる認定を取得し、ライフサイクルGHG算定結果及び算定根拠について情報公開することとした。 【自主的取組】 ● ライフサイクルGHGに係る自主的取組については、各事業者において情報公開した上で、業界団体等への報告を行うこととし、本WGにおいて毎年度フォローアップを実施することとする。 【情報公開】 ● ライフサイクルGHG基準の適用対象となる発電事業者に対しては、透明性の担保や確認の効率性の観点から、以下について、自社のホームページ等で情報公開することを遵守事項とする。 ➢ 国内木質バイオマス：原則として燃料調達事業者単位で、ライフサイクルGHG算定結果及び算定根拠（再掲） ➢ 輸入木質バイオマス：ライフサイクルGHGの確認方法として取得した第三者認証スキームの名称 【各認証スキームのライフサイクルGHGへの対応状況フォローアップ】 ● ISCC、MSPO、SBP、GGL、RSBに対してヒアリング等を実施し、基準文書の改訂が進められていることを確認した。	【廃棄物系区分バイオマスの確認方法】 ● FIT/FIP制度における廃棄物系区分バイオマスのライフサイクルGHGの扱い（案）について、パブリックコメントに付した上で、2024年度から適用を開始。 【既定値】 ● 新規燃料の既定値（案）について、パブリックコメントに付した上で、2024年度から適用を開始。 ● 木質バイオマスの既定値区分（案）について、パブリックコメントに付した上で、2024年度から適用を開始。 【国内木質バイオマスの確認方法】 ● 林野庁の「発電利用に供する木質バイオマスのための証明ガイドライン」の改訂を実施。 【自主的取組】 ● 自主的取組の情報開示に係る様式等を国のウェブサイトにて提供。 【各認証スキームのライフサイクルGHGへの対応状況フォローアップ】 ● 引き続き、各認証スキームの基準文書の改訂状況をフォロー。

② バイオマス持続可能性 WG の取りまとめ

■ バイオマス持続可能性 WG で取りまとめられた以下内容について、本委員会としても承認することとした。

- 持続可能性確認に係る経過措置に関して、PKS 及びパームトランクについては、昨年度の報告のとおり、2024 年 3 月 31 日を経過措置の期限とする。
- 新規燃料の取扱いに関して、稲わら・麦わら・籾殻については、食料生産への影響があること等を踏まえ、当面のところ、FIT/FIP 制度の対象としないこととする。但し、将来において FIT/FIP 制度の対象から除外するとも決定せず、用途等について定量的な実態を踏まえて、今後必要に応じて慎重な検討をすることとする。
- 2024 年 4 月より、ライフサイクル GHG に関して、メタン発酵ガス発電、建設資材廃棄物、廃棄物・その他バイオマス区分のバイオマスについては、発電に利用されない場合と比べて、追加的な加工・輸送工程等が生じる場合に限り、その追加工程で排出される GHG を計上することとする。具体的には、ライフサイクル GHG 基準に相当する輸送距離を既定値として定めた上で、調達先からのバイオマスの輸送距離が、この既定値を下回るかにより確認することとする。

IV. 入札制度

1. 太陽光発電

(1) 2024 年度の上限価格の事前公表／事前非公表

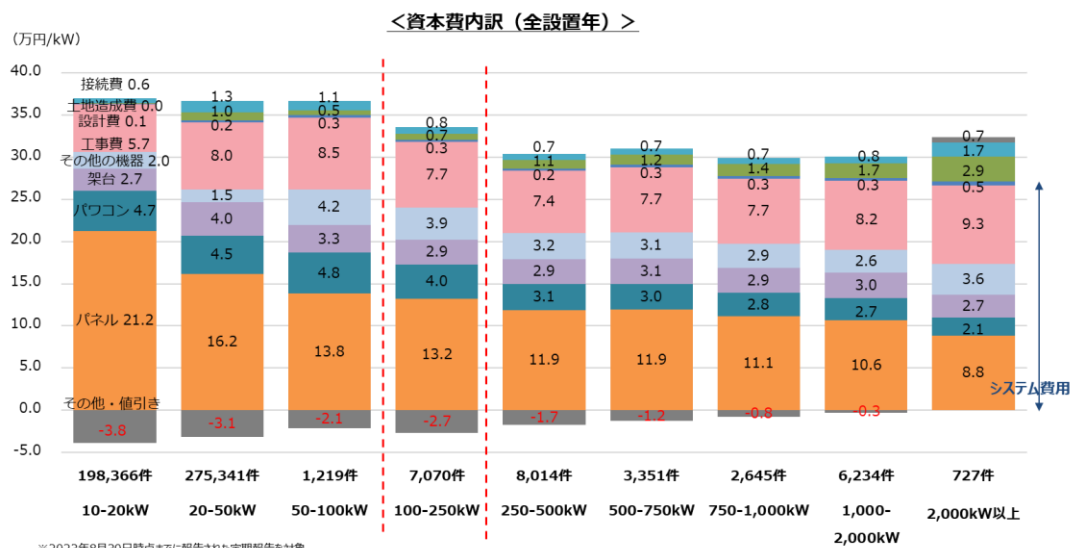
- 入札制度の設計にあたっては、以下の 2 つの大きな方向性が考えられる。
 - 上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識した競争を促す。
 - 上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者との競争を促す。
- 事業者の積極的な参入を促すため、2021 年度より、上限価格を事前公表する形で入札を実施している。引き続き、事業者の参入促進を促していく観点から、2024 年度も上限価格を事前公表することとした。

(2) 2024 年度の入札対象範囲

- 事業用太陽光発電については、2017 年度の入札制の適用以降、順次、その対象範囲を拡大してきた。引き続きコスト低減の加速を図る観点から、入札対象範囲は可能な限り拡大していくことが望ましい一方で、250kW 以上／未満では資本費に一定の差異が見られることや、入札準備に必要な経費は小規模案件ほど相対的に重い負担であることも踏まえ、2024 年度の入札対象範囲については、これまでと同様に、原則 250kW 以上とした（参考 80）。
- なお、昨年度の本委員会では、建物登記等の提出を求め、屋根設置を適切に確認することを前提に、屋根設置の太陽光発電について、入札制の適用を免除することとし、今後、当該特例に係るフォローアップを行い、必要に応じて見直しを検討することとした。
- 2023 年 10 月から設けられた屋根設置区分においては、申請ベースであり期間の長さが異なることに留意が必要だが、2023 年 10 月 1 日から 12 月 15 日までの 2 ヶ月半で、607 件・85MW（250kW 以上に限ると 91 件・55MW）の認定申請があり、2022 年度の年間の屋根設置太陽光の認定件数・量（1,746 件・121MW）と比べても堅調なペースでの申請がみられる。引き続き、地域と共生した太陽光発電の導入加速化を進めるためには、同区分における導入を促進していくことが重要。

- こうした状況を踏まえ、2024 年度の事業用太陽光発電の入札制においては、2023 年 10 月から設けられた屋根設置区分に該当する案件についてのみ入札制の適用を免除することとした。

【参考 80】事業用太陽光発電の資本費及びその構成（規模別）



(3) 2024 年度の入札実施回数

- 事業用太陽光については、事業者の案件形成スケジュールと入札スケジュールのタイムラグを可能な限り低減させるため、一昨年度より年間 4 回の入札を実施しているところ。
- 来年度については、2024 年 4 月 1 日に改正再エネ特措法が施行され、FIT/FIP 認定要件として、説明会等による周辺地域の住民に対する事業内容の事前周知を求めることとし、認定要件に従って事前周知がなされない場合には、FIT/FIP 認定を行わないこととなる。
- この説明会の開催等に一定の時間を要することから、年度後半に入札が集中する可能性も考えられるが、他方で、
 - 改正再エネ特措法の内容は、既に十分に周知されており、年度当初に説明会の開催等を行うことも可能であること
 - 説明会の開催等は、入札参加時（事業計画提出時）ではなく FIT/FIP 認定申請までに求めること
 - 2022 年 4 月の再エネ特措法改正により FIP 制度を導入した際も、年度後半に入札は集中しておらず、各回の入札量にばらつきがある

こと

- 仮に入札回数を減らす場合には、事業者の入札参加の機会が減少すること

を踏まえ、2024 年度の入札実施回数は、今年度と同様、年間 4 回とした。

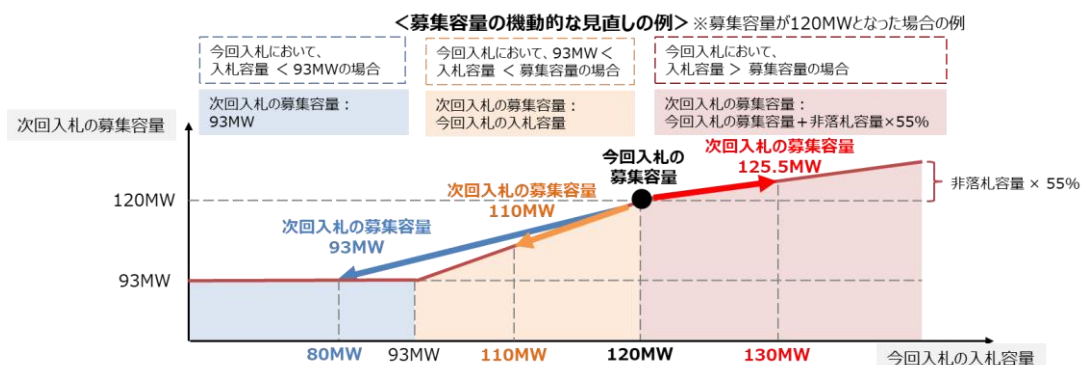
(4) 2024 年度の入札募集容量

- 今年度の入札について、昨年度の本委員会では、FIT/FIP で区分を分けることなく、250kW 以上全体で単一の入札枠の中で競争することとした。具体的には、昨年度の入札 3 回の落札容量（全体）の平均値である 105MW を、今年度初回の募集容量とした。
- 同様に、今年度の入札 3 回の落札容量（全体）に着目すると、合計 279MW、平均 93MW。今年度第 1 回目の入札では、募集容量（105MW）を上回る入札（120MW）があったことを考慮すると、初回入札の募集容量は、落札容量の平均値ではなく入札容量の平均値等を採用することとも考えられる。一方、今年度第 2 回目の入札では、募集容量 111MW に対して入札容量は 69MW と、各回の入札にはばらつきがあることから、募集容量を拡大することで価格の競争性が失われる可能性があることにも留意が必要である。
- また、2024 年度の事業用太陽光については、入札対象は 250kW 以上の FIP 電源のみとなる。
- こうした状況を踏まえ、2024 年度については、今年度に引き続き 250kW 以上全体で単一の入札枠の中で競争することとし、今年度の入札 3 回の落札容量（全体）の平均値である 93MW を、来年度初回の募集容量とした。
- なお、今年度については、FIT・FIP 案件に加えて、需要家主導による太陽光発電導入促進補助金（令和 4 年度補正予算 255 億円（の内数）・令和 5 年度当初予算 105 億円）により合計 140MW の案件を採択（今年度内又は来年度内の運転開始予定）。来年度についても、同様に、令和 5 年度補正予算 160 億円（の内数）と令和 6 年度当初予算 100 億円（案）により、一定容量の需要家主導型太陽光発電の案件の採択が見込まれる。
- 今年度の事業用太陽光の入札においては、前回の入札における入札容

量を踏まえて、以下のとおり、募集容量を機動的に見直すこととしている。（参考 81）

- 今回入札で入札容量が募集容量を上回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の募集容量に今回入札の非落札容量の 40%を加えた容量
- 今回入札で入札容量が募集容量を下回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の入札容量（ただし、年度初回入札の募集容量を下限とする）
- 来年度の入札においても、同様に、こうした募集容量の機動的な見直しの仕組みにより、競争性の確保と太陽光導入の加速化を図ることとした。
- その際、入札参加資格を得たものの落札できなかった案件の内、次回入札に再度参加する案件は、過去実績では 40%程度であったところ、直近の入札では、容量ベースで 70%程度となっていることも考慮し、入札容量が募集容量を上回った場合における次回入札時の募集容量の引き上げ幅を 70%とすることも考えられる。一方で、募集容量の引き上げにより価格競争を損なわれないよう配慮する必要もある。
- 上記を踏まえ、2024 年度の入札においては、今回入札の非落札容量のうち次回入札の募集容量に加える容量を、次回入札に再度参加が見込まれる割合の過去実績（40%程度）と直近実績（70%程度）の中間となる 55%とした。

【参考 81】 募集容量の機動的な見直しの例



(5) 2024 年度の入札上限価格

- 昨年度の本委員会では、今年度の入札上限価格については、2023 年度

の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格・基準価格 9.5 円/kWh と、2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格・基準価格 9.2 円/kWh の間を刻む形で、第 16 回から第 19 回にかけて、9.50 円/kWh、9.43 円/kWh、9.35 円/kWh、9.28 円/kWh と設定した。

- 来年度の入札上限価格についても、2025 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格・基準価格の諸元を前提に、今年度と同様の考え方に基づき、2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格・基準価格 9.2 円/kWh と、2025 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格・基準価格の間を刻む形で設定した。（参考 82）

【参考 82】2024 年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格のイメージ



2. 陸上風力発電

(1) 2024 年度の入札対象範囲

- 陸上風力発電については、入札制を導入することで事業者間の競争によるコスト低減を促していくという基本方針の中で、250kW 以上を入札対象とした場合に 50～250kW の区分において入札制度の適用を回避する可能性があること、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象としていること等を踏まえ、2023 年度の入札対象を 50kW 以上とした。
- 引き続き、陸上風力発電については、入札制の下で事業者間の競争によるコスト低減を促していくことが重要であること、今年度の入札結果が順調であったこと等を踏まえ、2024 年度の入札対象についても 50kW 以上とした。

(2) 2024 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表

- 上限価格の事前公表／非公表については、事業者の価格予見性の向上のため、引き続き、事前公表とした。

(3) 2024 年度の入札募集容量・入札実施回数

- 2023 年度の入札制の募集容量の設定にあたっては、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮しつつ、2022 年度の入札では上限価格付近の応札が一定数確認されたことも踏まえ、他の応札者との競争が働くよう、応札容量が上回ることが想定されるような募集容量を設定した。
- 具体的には、以下の実績も踏まえ、2023 年度の初回入札の募集容量を 1.0GW とした上で、初回入札で入札容量が 1.3GW を超える場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。
 - 直近 5 年間の年間認定量（2018-2022 年度）¹⁴の平均が 1.5GW/年、最低水準が 1.0GW/年程度
 - これまでの年間認定量（2012-2022 年度）¹⁴の平均が 1.2GW/年、また、直近の入札容量が 1.3GW/年

¹⁴ 2021,2022 年度については、入札容量

- また、2023 年度の入札における募集容量は 1.0GW であったところ、応札容量は 1,414MW と、募集容量を上回った。
- 2024 年度の入札制の募集容量及び追加入札の設定については、これまで同様に、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮しつつ、他の応札者との競争が働くよう、今年度と同様に、参考 83 のとおりとした。

【参考 83】2024 年度の陸上風力発電の入札のイメージ

	初回入札		追加入札
入札対象範囲	50kW以上	初回入札で入札容量が 1.3GWを超える場合 	50kW以上
募集容量	1.0GW		初回入札の非落札容量×40%
上限価格の事前公表/非公表	事前公表		事前公表
上限価格	14円/kWh		初回入札の加重平均落札価格または 2025年度入札の上限価格（13円/kWh） のいずれが高い額

3. 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）

(1) 2024 年度の入札上限価格の事前公表／事前非公表

- 入札制度の設計にあたっては、以下の 2 つの大きな方向性が考えられる。
 - 上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識した競争を促す。
 - 上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者との競争を促す。
- 再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力の認定件数・容量は 11 件・771MW（2024 年 1 月時点）であり、これまでに認定案件のない年度も存在する。来年度についても、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられる。こうした中でも入札による競争効果を促すため、上限価格を事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。

(2) 2024 年度の入札募集容量

- 上述のとおり、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられるものの、これまでに設備容量 187MW の認定案件もあることから、こうした案件と同程度の規模の案件が落札できる可能性も維持するため、190MW を募集容量とした。

4. バイオマス発電

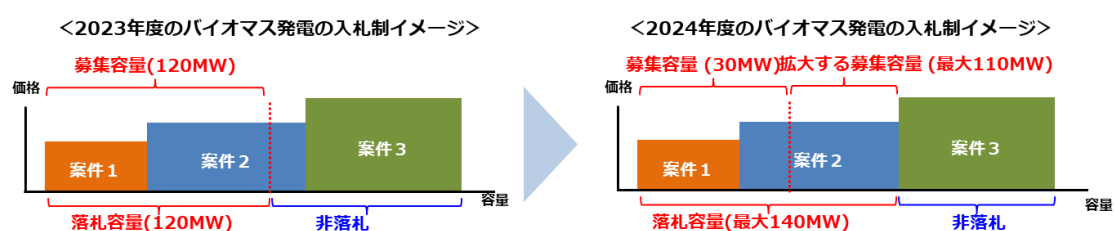
(1) 2024 年度の入札上限価格・募集容量

- 昨年度の本委員会で、2024 年度のバイオマス発電の入札対象範囲については、十分な FIT 認定量があることや海外ではより低コストで事業実施できていること等を踏まえて、2018～2023 年度と同様に、一般木質等（10,000kW 以上）および液体燃料（全規模）と取りまとめたところ。
- この上限価格については、これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であることから、引き続き、事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。
- また、募集容量については、これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であるものの、入札参加申込容量は第 5 回及び第 6 回を除いて各回とも 100MW を超えており、この中には、設備容量 112MW の大規模案件を予定する事業計画も存在することから、こうした大規模案件が落札できる可能性も維持するため、120MW を据え置くことも考えられる。
- 一方、委員から基本となる募集容量は小さくしつつ、大規模設備の入札があった場合には、一定規模まで募集容量を拡大するといった考え方もあり得るとの意見があった。
- 直近 2 回の入札件数が 0 件であることを踏まえれば、事業者間の価格競争を促し、費用効率的な案件の導入を促進する観点から募集容量の設定が重要となる。また、潜在的に想定される大規模案件の規模より募集容量を小さく設定したとしても、大規模設備の入札があった場合には募集容量を一定程度拡大するという措置を講じることで、大規模案件の導入が阻害されるおそれはない。
- こうしたことを踏まえ、2024 年度のバイオマス発電の入札制における募集容量について以下のとおり見直しを行うこととした。（参考 84）
 - 基本となる募集容量については、過去に落札のあった入札回の落札容量（第 1 回：35MW、第 3 回：2MW、第 4 回：51MW）の平均値（29.3MW）を踏まえ、30MW とする。
 - そのうえで、バイオマス発電の入札に限り、30MW を超える入札があった場合には、低価なものから順に並べた際に 30MW のラインにまたがっている入札者の入札容量が全て落札されるように、募集容量を

拡大する（この結果、当該入札者は、入札容量全体について落札できることとなる。）。ただし、拡大する募集容量の上限は、過去に設備容量 112MW の大規模案件を予定する事業計画も存在したことを踏まえ 110MW を上限（すなわち、30MW に加えた全体の上限は 140MW）とする。

- なお、バイオマス発電の入札については、入札件数が 0 件の状況が続いている中で、案件の組成状況を踏まえた今後のあり方について、来年度の本委員会で改めて制度の検討をすることとした。

【参考 84】2024 年度のバイオマス発電の入札のイメージ



5. 入札実施スケジュール

(1) 2024 度の入札実施スケジュール

■ 2024 度の入札実施スケジュールについて、

- 太陽光発電は計 4 回（第 20 回、第 21 回、第 22 回、第 23 回）。
- 陸上風力発電は 1 回（第 4 回）。ただし、1.3GW を超える入札容量があった場合には、同年度内に追加の入札を実施する。
- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は 1 回（第 3 回）。
- バイオマス発電は 1 回（第 7 回）。

の入札を実施する。詳細は参考 85 のとおりとした。

【参考 85】2024 年度の入札実施スケジュール

	2024年度				
	第20回太陽光	第21回太陽光	第22回太陽光	第23回太陽光	第4回陸上風力（・追加） 第3回着床式洋上風力 （再エネ海域利用法適用外） 第7回バイオマス
4月	入札説明会 事業計画受付(4/15)				
5月	事業計画受付〆切 (5/10) 事業計画審査〆切 (5/24) 入札募集開始 (6/3)				
6月	入札募集〆切 (6/14) 入札結果公表 (6/21)	事業計画受付(6/24)			
7月		事業計画受付〆切 (7/12) 事業計画審査〆切 (7/26)			
8月		入札募集開始 (8/5) 入札募集〆切 (8/16) 入札結果公表 (8/23)			
9月			事業計画受付 (9/24)		事業計画受付 (9/2) 事業計画受付〆切 (9/20)
10月			事業計画受付〆切 (10/15) 事業計画審査〆切 (10/29)		事業計画審査〆切 (10/4) 入札募集開始 (10/15) 入札募集〆切 (10/28) 入札結果公表 (11/5)
11月			入札募集開始 (11/8) 入札募集〆切 (11/19) 入札結果公表 (11/26)		
12月					
2025年 1月	認定補正期限 (1/7) 認定取得期限 (1/21)			事業計画受付(1/6) 事業計画受付〆切 (1/24)	陸上風力追加入札※ 事業計画受付(1/20)
2025年 2月				事業計画審査〆切 (2/7) 入札募集開始 (2/17)	事業計画受付〆切 (2/7) 事業計画審査〆切 (2/21)
2025年 3月		認定補正期限 (3/10) 認定取得期限 (3/24)		入札募集〆切 (2/28) 入札結果公表 (3/7)	入札募集開始 (3/3) 入札募集〆切 (3/14) 入札結果公表 (3/21)
2025年 4月以降			認定補正期限 (6/13) 認定取得期限 (6/27)	認定補正期限 (9/24) 認定取得期限 (10/8)	認定補正期限 (5/23) 認定取得期限 (6/6) 認定補正期限 (10/7) 認定取得期限 (10/21)

※陸上風力発電の追加入札については、第4回陸上風力の入札容量が1.3GWを超えた場合に実施する。

6. 説明会の開催等の FIT/FIP 認定要件化に伴う入札対象案件の取扱い

- 地域と共生した再生可能エネルギーの最大限の導入に向けて、2024 年 4 月 1 日に施行される改正再エネ特措法においては、FIT/FIP 認定要件として、説明会等による周辺地域の住民に対する事業内容の事前周知を求めることとし、認定要件に従って事前周知がなされない場合には、FIT/FIP 認定を行わないこととなる。
- 措置の詳細については、昨年 5 月以降、再エネ長期電源化・地域共生 WG において議論が重ねられ、同年 11 月に取りまとめがなされたところ。この中では、住宅用太陽光・屋根設置の電源を除き、入札対象案件かどうかにかかわらず、FIT/FIP 認定要件として説明会等による事前周知を求めることとしている。
- 2023 年度の入札対象案件については、法施行（2024 年 4 月 1 日）の時点で既に落札されているものであることを踏まえ、事業の予見性を確保するため、FIT/FIP 認定の取得が 2024 年度となる場合であっても、FIT/FIP 認定要件として説明会等による事前周知を求めないこととした。
- 2024 年度の入札対象案件については、再エネ長期電源化・地域共生 WG で議論されているとおり、入札対象外案件と同様に、入札参加時（事業計画提出時）ではなく FIT/FIP 認定申請までに、説明会等による事前周知を求める（ただし、仮に落札した場合であっても、認定申請までの間に必要な説明会開催又は事前周知を行わなかった場合は、事業者の帰責性によらず、落札者決定を取り消す）こととした。
- なお、再エネ長期電源化・地域共生 WG では、周辺地域の住民への影響が大きい場合として、次の 1) ～ 3) の場合には、FIT/FIP 認定申請前のタイミングのみならず、それぞれの場合に応じ複数回のタイミングで説明会の開催を求めることを整理しており、この点については、入札対象案件についても変わらない。
 - 1) FIT/FIP 認定の申請要件として取得を求める許認可（森林法に基づく許可等）が必要となる場合
 - (ア) 許認可申請前、(イ) FIT/FIP 認定申請前の 2 つの時期において求める。
 - 2) 環境影響評価法又は条例に基づく環境アセスメントの対象となる場合
 - (ア) 配慮書作成前、(イ) FIT/FIP 認定申請前、(ウ) 評価書の公告～工事着手の 3 つの時期において求める。

3) 条例において、自然環境・景観の保護等を目的として、再エネ発電事業の実施に当たっての開発や、再エネ発電設備等の工作物の設置に当たって許認可・届出等を求めている場合

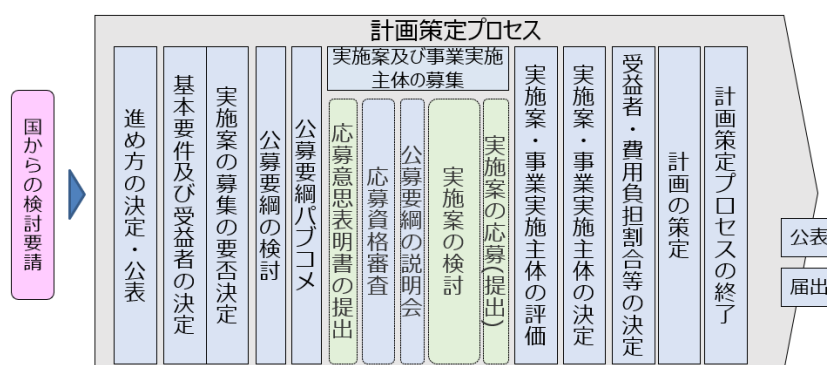
➤ (ア) FIT/FIP 認定申請前、(イ) 許認可取得等～工事着手の2つの時期において求める。

- ただし、1) の場合において法施行の日より前に許認可申請がなされている場合の(ア)の説明会等、2) の場合において法施行の日より前に配慮書が作成されている場合の(ア)の説明会等については、事業の予見可能性を確保するため、経過措置として、当該時期における説明会の開催等は求めない((イ)以降の説明会の開催等は求める) こととした。

7. 計画策定プロセスに伴う対応

- 適正な入札実施を担保するため、入札参加者に対して第1次保証金（500円/kW）を、落札者の確実な事業実施を担保するため、落札者に対して第2次保証金（5,000円/kW）を、求めることとしている。加えて、落札後も、速やかな事業実施を促す観点から、入札結果公表後から7か月以内の認定取得を求めることとしている。
- また、入札において、電源接続案件一括検討プロセスの対象となったことを理由に辞退した案件が、別の入札にて落札した場合、前者の入札において事業リスクをとって、早期の案件形成を試みている点を踏まえ、一定の条件の下、入札で没収となった保証金の額と同額の保証金を免除とすることとしている。
- 広域系統整備計画の策定プロセスに影響を及ぼし得る案件の系統接続申請については、計画策定プロセスにおける検討結果により接続の可否や費用が変わることから、2022年8月以降、各一般送配電事業者より「暫定的回答」が出されることとなっている。実際に、今年度の陸上風力発電の入札においては、系統接続申請に対する暫定的回答の対象となり、接続の可否や費用が確定する時期が見通せないため、事業計画の提出後、入札への参加を辞退した事例が見られた。（参考 86）

【参考 86】計画策定プロセスの概要



- 一方、系統接続について暫定的回答しか得られておらず、期日までの接続契約の見込みが明らかでない中で、入札に参加しているという案件については、電源接続案件一括検討プロセスと同様に、系統接続に係る事業リスクをとって、早期の案件形成を試みているものとも評価できる。
- こうした点も踏まえ、

➤ 電源接続案件一括検討プロセスと同様に、これまでの入札において、計画策定プロセスを理由に接続申請への回答が「暫定的回答」となった案件のうち、期日までに系統接続申請に係る正式な回答を一般送配電事業者から得られないことを理由に辞退した結果として保証金が没収となった案件と同一の案件であって、

➤ 期日までの接続契約が見込まれることが確認できた場合には、

これまでの入札で没収となった保証金の額と同額の保証金を免除とすることとし、エネルギーミックスの実現に向けて、案件形成の加速化を図ることとした。

V. 地域活用要件

1. 低圧事業用太陽光発電

(1) 温対法に基づく地域脱炭素化促進事業制度と地域活用要件について

- 昨年度の本委員会において、地域活用要件については、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¹⁵に向けた議論の進捗に加え、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づけ、適合する事業計画を認定する地域脱炭素化促進事業制度等の関連制度の動向等も踏まえつつ、今後、適用の際の条件に関する更なる議論・検討を進めることとした。
- また、令和4年4月より、地域脱炭素化促進事業制度が開始されているところ、令和4年度地球温暖化対策の推進に関する法律施行状況調査（令和4年12月1日時点）によると、これまで、16市町村で促進区域が設定されている。また、その他約100市町村にて促進区域の設定を検討中である。
- 低圧太陽光発電における自家消費要件については、小規模事業用太陽光発電事業が地域において信頼を獲得し、長期安定的に事業運営を進めるために、需給が近接した形（自家消費）を前提とした屋根置き設備等の支援に重点化しながら、地域に密着した形での事業実施を求めることが必要であることを踏まえて設定されている。温対法の地域脱炭素化促進事業制度に基づき自治体が設定する促進区域では、地域における信頼獲得や長期安定的な事業運営といった地域活用要件設定の目的が適切に担保される可能性がある。
- 他方、地域脱炭素化促進事業計画の認定要件は各市町村によって異なる点や、事業計画の認定件数はまだ少ないといった点には留意が必要である。
- こうした点を踏まえ、今後、地域脱炭素化促進事業制度の運用状況を踏まえつつ、促進区域における事業計画の認定状況（件数、運用及び認定された事業の地域共生に関する動向等）やベストプラクティスの

¹⁵ 本年4月より、改正再エネ特措法に基づき説明会の開催等が FIT/FIP 認定要件化され、より一層、事業規律を強化していく。

横展開等を通じて、地域活用要件設定の趣旨が適切に担保されることが確認できる場合には、自家消費要件に代わる要件として認めることを検討することとした。

- なお、2023 年度の地域活用要件の対象となっている電源・規模の認定設備を所有する事業者を対象に、地域共生に資する取組等に関する調査を実施したところ、833 件（調査対象の 20.1%）から回答があった。地域活用要件に対する意見・要望としては、屋根に太陽光を設置する際に電力消費量が少ないため自家消費要件を満たすことが難しいといった意見や、太陽光についても地域内消費を要件として認めるべきであるとの意見が寄せられた。また、地方公共団体が地域の再エネ由来電気をより活用するような制度の設計や、地方公共団体のニーズを事業者が把握できるような仕組みを求める声も寄せられた。

(2) 営農型区分の地域活用要件に関する対応

① 営農型区分の動向

- 低圧太陽光発電（10-50kW）については、2020 年度より、以下の両方を FIT 認定の要件として求めている。
 - 再エ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。
 - 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。
- 営農型太陽光発電（農地転用許可の期間が 3 年間を超えるもの）については、近隣に電力需要が存在しない可能性も鑑み、「農林水産行政の分野における厳格な要件確認」を経たものとして、自家消費を行わない案件であっても、災害時活用を条件に、FIT 制度の対象として位置付けている。
- この場合、農地転用の制度運用上、FIT 認定がなければ農地転用許可を得ることが実質的に難しいとの指摘を踏まえ、農地転用許可がなされることを条件に FIT 認定を行い、FIT 認定後 3 年以内に農地転用許可を得ることを求めている。
- また、今年度より、昨年度の本委員会での議論を踏まえ、FIT 認定申請

時点において、管轄の農業委員会に対して提出した農地転用許可申請書の写し等の提出を求め、農地転用許可申請が既に行われていることを確認している。

- 今年度の認定件数は 13 件（この他申請中案件が 30 件あり）となっており、昨年度の認定件数から大きく減少している。（参考 87）

【参考 87】 低圧営農型太陽光区分の認定等状況

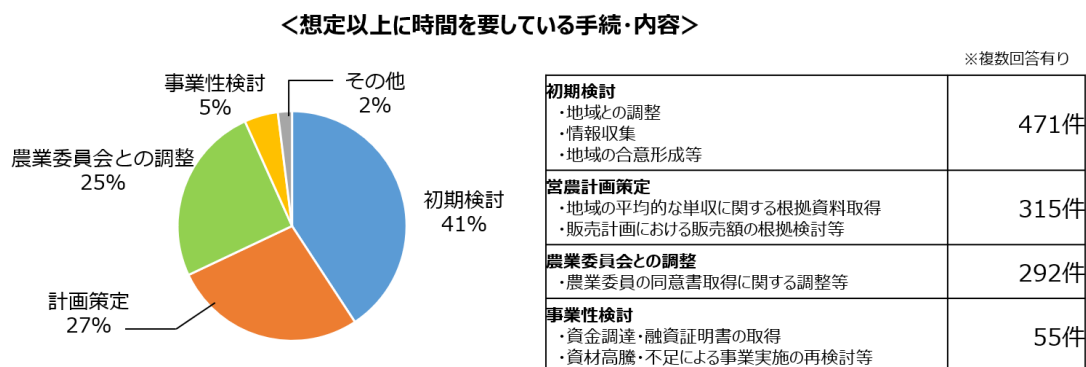
- ・ 2020 年度：3,559 件
- ・ 2021 年度：4,070 件
- ・ 2022 年度： 942 件
- ・ 2023 年度： 13 件（この他申請中案件が 30 件あり）

- なお、FIT 認定後 3 年を経過してもなお農地一時転用許可証の提出がない案件については、事実関係を確認の上、今後、厳格な対応を適切に措置していく。

② 営農型区分の調査結果を踏まえた対応

- 認定案件の動向についてフォローアップを行うため、2023 年 11 月時点で農地転用許可証を未提出の事業者（6,252 件）に対し、農地転用許可証の取得状況に関する書面調査を実施。調査票を送付した 6,252 件のうち、1,177 件（19%）が回答。
- 営農型太陽光発電における農業委員会への農地転用許可申請書の提出を準備中の案件（866 件）について、想定以上に時間を要している手続・内容として、地域との調整等や営農計画策定に必要なデータ収集、農業委員会との調整との回答があった。（参考 88）

【参考 88】 想定以上に時間を要している手続・内容



- 事業者における地域との調整や営農計画策定に係る課題については、発電に重きを置き営農がおろそかになることのないよう、農林水産省において支柱部分の一時転用許可基準等を省令に明記し、適切な取組に誘導しつつ手続きの円滑化を図ることとしているほか、初期検討や計画策定等の一助となるよう、優良事例の横展開等を図ることとしている。こうした取組を通じて、発電事業者及び発電設備下部の農地に係る営農者に対して適切な営農型太陽光発電の実施を促し、地域との共生を担保しながら導入を拡大していく。
- 今後、発電事業者及び農業委員会双方の観点から農業委員会との調整に係る実態把握を進め双方の営農型太陽光発電への理解の醸成を促しながら、営農者自身による営農型太陽光発電の実施を含め、営農型太陽光発電の導入の拡大に向けた取組を進めることとした。

2. 陸上風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電

- 陸上風力発電については、昨年度の本委員会では、太陽光発電と比べて立地制約が大きいことを踏まえ、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様の要件を設定することとした。
- 立地制約などの事業環境に大きな変化がないことを踏まえ、陸上風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電については、2025年度においても引き続き現行の自家消費型・地域消費型／地域一体型の要件を適用し、今後の動向を注視することとした。

VI. その他電源共通事項

1. 調達価格等の設定における発電側課金の考慮（新規認定）

(1) 考慮の方向性

- 発電側課金に関しては、既認定 FIT/FIP¹⁶については調達期間等の終了後から発電側課金の対象とし、2024 年度以降に新規に認定を取得した FIT/FIP については調達価格・基準価格等の算定において考慮する形で導入することとされている。
- 新規 FIT/FIP（2024 年度以降、新たに FIT/FIP 認定を受ける案件）の調達価格・基準価格等の算定における発電側課金の考慮にあたっては、これまでの関係審議会における議論も踏まえ、昨年度の本委員会において以下の方向性で検討を進めることとしたところ。
 - 発電側課金により発電事業者の費用負担が増えることを踏まえ、発電側課金を「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱う。
 - その際、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることから、エリア別ではなく全国平均での発電側課金による費用負担の増加分を想定し、調達価格等の算定において考慮する。なお、発電側課金による費用負担の増加分の想定にあたっては、発電側課金での割引制度が意図する系統利用の効率化を促進する効果が発揮されるよう、割引制度の適用は考慮しないこととする。¹⁷
- 発電側課金の具体的な単価について規定した各一般送配電事業者の託送供給等約款が、電力・ガス取引監視等委員会における審査を経て、2024 年 1 月 17 日に経済産業大臣により認可された。これを踏まえ、調達価格等の算定において追加的に考慮する費用負担の増加分について検討する必要がある。
- なお、既認定 FIT/FIP について認定出力が増加した場合には、適用される価格が最新価格等に変更されることとなる。既認定 FIT/FIP は、

¹⁶ 発電側課金の導入前年度（2023 年度）の入札で落札した場合（再エネ海域利用法は 2023 年度までに公募を開始した場合）を含む。

¹⁷ 発電設備の立地地点に応じて発電側課金の割引制度の適用額も異なるため、案件によっては課金額が全国平均での発電側課金による追加的な費用負担の増加分を下回ることもあり得る。

調達期間等の終了後から発電側課金の対象とされることから、こうした価格変更の場合には、発電側課金による費用負担の増加分を勘案していない調達価格等を別途設定し適用することが適当と考えられる。

(2) 調達価格等の算定において考慮する対象

- 発電側課金については、系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本とする一方、最大受電電力が10kW未満と小規模な電源であり、実際の逆潮が10kW未満の場合は、当分の間、課金対象外となっている。
- こうした取り扱いを踏まえ、2024年度以降の新規認定FIT/FIPについても、認定出力ではなく最大受電電力が10kW以上の場合のみ、調達価格等の算定において考慮することが適切である。¹⁸
- また、発電側課金は、系統への逆潮kWに対応するkW課金と、発電設備の利用状況に対応するkWh課金の2つの方法で課金される。調達価格等の算定においては、kW課金とkWh課金それぞれについて、全国平均での費用負担増加分を考慮することとした。

(3) 具体的な額の算定方法

- kW課金については、認定出力及び設備利用率をもとに買取電力量を設定¹⁹したうえで、kWhあたりの単価に換算した額を、調達価格等において考慮することとした。その際、kW課金については、発電側の逆潮kW（G）が需要側の託送契約kW（L）を上回る分（G-L）を対象として課金されるため、認定出力に、全国における再生可能エネルギー発電設備が設置されている場所のG-L率（G-LとGの比率）の平均値を乗じた額を課金対象出力と想定することとした。
- 全国の再生可能エネルギー発電設備55万件程度を対象に調査を行った

¹⁸ 認定申請時に最大受電電力の値及び当該値を確認できる書類の提出を求めることで、費用負担の増加分を考慮する対象か否かを判断する。また、非バイオマス燃料を混焼させるバイオマス設備は、非バイオマス部分も含めた最大受電電力が10kW以上である場合に発電側課金の対象となるが、具体的な費用負担増加分の考慮に当たっては、バイオマス部分のみを対象とする。

¹⁹ 調達価格等の算定において自家消費率を考慮している住宅用太陽光及び屋根設置太陽光については、自家消費率の想定値も考慮することが適切である。

ところ、G-L 率の平均値は参考 89 の通りであった。

【参考 89】各電源種の区分ごとの G-L 率の平均値

電源	太陽光				風力				地熱		中小水力				バイオマス		
認定区分	10kW未満	10kW-50kW	50kW-250kW	250kW以上	陸上50kW未満	陸上50kW以上	着床式洋上風力	浮体式洋上風力	15,000kW未満	15,000kW以上	200kW未満	200kW-1,000kW	1,000kW-5,000kW	5,000kW-30,000kW	2,000kW未満	2,000kW-10,000kW	10,000kW以上
G-L率(%)	8.3	94.5	97.6	98.9	97.3	98.7	98.5	-	88.6	93.0	91.7	95.3	97.3	85.6	65.6	69.1	87.0
件数(件)	294,763	209,155	31,321	8,549	1,659	304	3	0	16	7	340	269	275	343	413	147	100

- 各電源種における G-L 率の平均値は概ね同水準である一方、太陽光発電では事業用と住宅用で大きな差異が見られたことから、G-L 率については、電源種ごとの平均値（住宅用太陽光：8.3%、事業用太陽光：95.0%、風力：97.5%、地熱：90.0%、中小水力：92.0%、バイオマス：69.6%）を、想定値として設定することとした。
- また、設備利用率については、事業形態・エリア特性・出力制御の有無等によって発電設備ごとに差異はあるものの、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることや、効率的な事業実施を促す観点から、想定値を用いることとした。²⁰
- kWh 課金については、全国平均の単価を調達価格等において考慮することとした。
- また、発電側課金も消費税の課税対象であることを踏まえ、発電側課金による費用負担増加分として見込まれる額に、消費税及び地方消費税の税率を乗じた額を加えた額を発電側課金相当額として考慮する。
- これらを踏まえ、発電側課金相当額は以下の式により算出することとした（参考 90）。

【参考 90】発電側課金相当額の算出式

$$\left[\frac{\text{kW課金単価(円/kW/月)} \times 12(\text{月}) \times \text{認定出力} \times \text{想定G-L率(kW)}}{\text{認定出力(kW)} \times 8760(\text{h}) \times \text{想定設備利用率}} + \text{kWh課金単価(円/kWh)} \right] \times (1 + \text{消費税及び地方消費税の税率})$$

- このほか、発電側課金による費用負担の増加分を調達価格等において考慮する際は、下記のとおりとした。

²⁰ また、緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合は、kW 課金の割引が手当てされる。

- 調達期間・交付期間中に発電側課金の単価が改定となった場合については、当該単価に基づき全国平均での費用負担増加分を再度算出し、単価が変更となった時点以降は新しい費用負担増加分の相当額を調達価格等において考慮する。
- 最大受電電力を超過して逆潮した場合に発電事業者が一般送配電事業者へ支払うこととなる契約超過金については、最大受電電力を超過した逆潮を抑止するという制度趣旨に鑑み、調達価格等の算定においては考慮しない。
- FIP 電源が一時調達契約による供給を行う場合も、発電側課金相当額は最終的には一般送配電事業者への支払いに充当されることを踏まえ、一時調達価格の算出にあたり百分の八十を乗じるのは基準価格から発電側課金相当額を除いた部分に限定することとする。

VII. 調達価格等に関する結論

以上を踏まえ、2024 年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等並びに解体等積立基準額に関する本委員会の意見を、別紙のとおり取りまとめた。

①太陽光発電（10kW未満）：

		（参考）2022年度	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIT調達価格		17円/kWh	16円/kWh	16円/kWh	15円/kWh
資本費	システム費用	25.9万円/kW	2022年度の想定値を据え置き	25.5万円/kW	2024年度の想定値を据え置き
運転維持費		0.30万円/kW/年	2022年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2024年度の想定値を据え置き
設備利用率		13.7%	2022年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2024年度の想定値を据え置き
余剰売電比率		70.0%	2022年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2024年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益		26.44円/kWh	26.34円/kWh	26.46円/kWh	27.31円/kWh
調達期間終了後の 売電価格		9.0円/kWh	9.5円/kWh	10.0円/kWh	10.0円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		3.2%	2022年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2024年度の想定値を据え置き
調達期間		10年間	10年間	10年間	10年間

※ 2024年度及び2025年度は、FIT制度のみ認められる対象とし、FIP制度が認められる対象としない。

（全電源共通事項）

※ 調達価格については、FIT認定事業者が課税事業者の場合には当該価格に消費税を加えた額とし、FIT認定事業者が免税事業者の場合には当該価格に消費税を含むものとする。

※ 2024年度以降の調達価格・基準価格等（同年度以降に新規認定を取得した案件に限る）について、最大受電電力が10kW以上の場合には、追加的に発電側課金相当額を加えた額とする。

※ 2024年度はFIP制度が認められる対象を50kW以上とする。

ただし、事業用太陽光については、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる対象とする。

※ 沖縄地域・離島等供給エリアについては、FIP制度のみ認められる対象とされている場合にも、FIT制度を適用できることとする。

②太陽光発電（10kW以上入札対象範囲外）：

		（参考） 2024年度 地上設置 10kW以上 50kW未満	（参考） 2024年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外	（参考） 2024年度 屋根設置 10kW以上	2025年度 地上設置 10kW以上 50kW未満	2025年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外	2025年度 屋根設置 10kW以上
FIT調達価格		10円/kWh （注1）	9.2円/kWh	12円/kWh （注1）	10円/kWh （注1）	8.9円/kWh	11.5円/kWh （注1）
FIP基準価格 （注2）		10円/kWh	9.2円/kWh	12円/kWh	10円/kWh	8.9円/kWh	11.5円/kWh
資本費	システム費用	17.8万円/kW	11.3万円/kW	15.0万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
	土地造成費	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-
	接続費用	1.35万円/kW	1.35万円/kW	0.3万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
運転維持費		0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
設備利用率		21.3%	18.3%	14.5%	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
自家消費比率		-	-	30%	-	-	2024年度の想定値を 据え置き
自家消費分の便益		-	-	18.59円/kWh	-	-	19.56円/kWh
運転年数		25年間	25年間	20年間	25年間	25年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		10.1円/kWh	10.1円/kWh	-	11.6円/kWh	11.6円/kWh	-
IRR（税引前） （法人税等の税引前の 内部収益率）		4%	4%	4%	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
調達期間/交付期間		20年間	20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注1）10kW以上50kW未満については原則、自家消費型の地域活用要件を適用。

（注2）2024年度は250kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。また、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。

※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は調達価格/基準価格を維持し、増出力相当分には最新の調達価格/基準価格を適用（按分計算により価格算定）

③太陽光発電（地上設置250kW以上500kW未満）：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度	2025年度
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表）		
FIP基準価格	9.5円/kWh	入札制	入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

④太陽光発電（地上設置500kW以上）：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIP基準価格	入札制 供給価格上限額は表⑤のとおり（事前公表）	入札制	入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

⑤太陽光発電（2024年度（第20回～第23回）入札制（地上設置250kW以上））

（参考）2023年度	第16回	第17回	第18回	第19回
供給価格上限額	9.50円	9.43円	9.35円	9.28円
2024年度	第20回	第21回	第22回	第23回
供給価格上限額	9.20円	9.13円	9.05円	8.98円

令和6年度以降（2024年度以降）の調達価格等について

4

⑥解体等積立基準額（太陽光（10kW以上））：

認定年度（注3）		（参考）調達価格・基準価格	解体等積立基準額（注4）
2012年度		40円/kWh	1.62円/kWh
2013年度		36円/kWh	1.40円/kWh
2014年度		32円/kWh	1.28円/kWh
2015年度		29円/kWh、27円/kWh	1.25円/kWh
2016年度		24円/kWh	1.09円/kWh
2017年度	入札対象外	21円/kWh	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	0.80円/kWh
	第2回入札対象	（落札者なし）	—
	第3回入札対象	落札者ごと	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.52円/kWh
2020年度	10kW以上50kW未満	13円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上250kW未満	12円/kWh	0.66円/kWh
	250kW以上	落札者ごと	0.66円/kWh
2021年度	10kW以上50kW未満	12円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上	11円/kWh	0.66円/kWh
2022年度	10kW以上50kW未満	11円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上	10円/kWh	0.66円/kWh
2023年度	10kW以上50kW未満	10円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上	9.5円/kWh	0.64円/kWh
2024年度	地上設置・10kW以上50kW未満	10円/kWh	0.60円/kWh
	地上設置・50kW以上	9.2円/kWh	0.62円/kWh
	屋根設置・10kW以上	12円/kWh	1.12円/kWh
2025年度	地上設置・10kW以上50kW未満	表②のとおり	0.60円/kWh
	地上設置・50kW以上	表②～⑤のとおり	0.62円/kWh
	屋根設置・10kW以上	表②のとおり	1.12円/kWh

（注3）簡易的に認定年度を記載しているが、想定される廃棄等費用を積み立てる観点から、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。

なお、参考として記載している調達価格については「＋消費税」を省略している。入札対象の調達価格/基準価格は落札者ごと。

（注4）太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増出力相当分には最新の解体等積立基準額を適用（按分計算により基準額算定）

⑦陸上風力発電（新設（50kW未満））：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIT調達価格（注5）	15円/kWh	14円/kWh	13円/kWh	12円/kWh
資本費	27.5万円/kW	27.1万円/kW	2024年度の想定値を据え置き	—
運転維持費	0.93万円/kW	2023年度の想定値を据え置き	0.85万円/kW/年	—
設備利用率	28.0%	2023年度の想定値を据え置き	29.1%	—
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	6%	2024年度の想定値を据え置き	—
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注5）自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

⑧陸上風力発電（新設（50kW以上））：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIP基準価格	入札制 供給価格上限額は 15円/kWh （追加入札の供給価格上限額は 14.08円/kWh （陸上風力第3回入札の 加重平均落札価格）	入札制 供給価格上限額は14円/kWh （追加入札の供給価格上限額は、第4回入札の 加重平均落札価格または2025年度入札の 供給価格上限額のいずれか高い額（事前公表）	入札制 供給価格上限額は 13円/kWh	入札制 供給価格上限額は 12円/kWh
資本費	27.5万円/kW	27.1万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き	—
運転維持費	0.93万円/kW/年	2023年度の想定値を 据え置き	0.85万円/kW/年	—
設備利用率	28.0%	2023年度の想定値を 据え置き	29.1%	—
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	6%	2024年度の想定値を 据え置き	—
交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

※2024年度の追加入札は、第4回入札において入札容量が1.3GWを超えた場合に実施。

令和6年度以降（2024年度以降）の調達価格等について

⑨陸上風力発電（リプレース）：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格（注6）	13円/kWh	12円/kWh
FIP基準価格	13円/kWh	12円/kWh
資本費	26.5万円/kW	26.1万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	28.0%	28.0%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	5%	4%
調達期間/交付期間	20年間	20年間

（注6）自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすものののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。1,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

⑩着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2023年度	2024年度	2025年度
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は24円/kWh		
FIP基準価格	入札制 供給価格上限額は24円/kWh	入札制 供給価格上限額は事前非公表	入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

⑪浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2025年度 ※FIT/FIPが選択可能	2026年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	36円/kWh	36円/kWh	36円/kWh	36円/kWh
FIP基準価格	36円/kWh	36円/kWh	36円/kWh	36円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

※ 着床式・浮体式ともに、FIP制度のみ認められる対象は再エネ海域利用法適用対象も同様。

⑫地熱発電（1,000kW未満）新設：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIT調達価格（注7）	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh
FIP基準価格	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑬地熱発電（1,000kW未満）全設備更新型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIT調達価格（注7）	30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh
FIP基準価格	30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑭地熱発電（1,000kW未満）地下設備流用型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIT調達価格（注7）	19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh
FIP基準価格	19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

（注7）1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

⑮地熱発電（1,000kW以上30,000kW未満）新設：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIP基準価格 （15,000kW未満）	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh	出力に応じて 価格が連続的に変化 ※
FIP基準価格 （15,000kW以上）	26円/kWh	26円/kWh	26円/kWh	
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑯地熱発電（1,000kW以上30,000kW未満）全設備更新型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIP基準価格 （15,000kW未満）	30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh	出力に応じて 価格が連続的に変化 ※
FIP基準価格 （15,000kW以上）	20円/kWh	20円/kWh	20円/kWh	
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑰地熱発電（1,000kW以上30,000kW未満）地下設備流用型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
FIP基準価格 （15,000kW未満）	19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh	出力に応じて 価格が連続的に変化 ※
FIP基準価格 （15,000kW以上）	12円/kWh	12円/kWh	12円/kWh	
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

※1,000kW未満の調達価格・基準価格をa 円/kWh、30,000kW以上の基準価格をb 円/kWhとすると、出力x kWの際の価格は以下の式で算出。
（小数点第3位以下は切り捨て）

$$\text{基準価格(円/kWh)} = \frac{b - a}{29,000} \times x + a - \frac{1,000(b - a)}{29,000}$$

⑱地熱発電（30,000kW以上）新設：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
F I P基準価格	26円/kWh	26円/kWh	26円/kWh	26円/kWh
交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑲地熱発電（30,000kW以上）全設備更新型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
F I P基準価格	20円/kWh	20円/kWh	20円/kWh	20円/kWh
交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑳地熱発電（30,000kW以上）地下設備流用型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	（参考）2025年度	2026年度
F I P基準価格	12円/kWh	12円/kWh	12円/kWh	12円/kWh
交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

②1水力（200kW未満）新設：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2025年度 ※FIT/FIPが選択可能	2026年度 ※FIT/FIPが選択可能
F I T調達価格（注8）	34円/kWh	34円/kWh	34円/kWh	34円/kWh
F I P基準価格	34円/kWh	34円/kWh	34円/kWh	34円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

②2水力（200kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2025年度 ※FIT/FIPが選択可能	2026年度 ※FIT/FIPが選択可能
F I T調達価格（注8）	25円/kWh	25円/kWh	25円/kWh	25円/kWh
F I P基準価格	25円/kWh	25円/kWh	25円/kWh	25円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

②3水力（200kW以上1,000kW未満）新設：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2025年度 ※FIT/FIPが選択可能	2026年度 ※FIT/FIPが選択可能
F I T調達価格（注8）	29円/kWh	29円/kWh	29円/kWh	29円/kWh
F I P基準価格	29円/kWh	29円/kWh	29円/kWh	29円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

②4水力（200kW以上1,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2025年度 ※FIT/FIPが選択可能	2026年度 ※FIT/FIPが選択可能
F I T調達価格（注8）	21円/kWh	21円/kWh	21円/kWh	21円/kWh
F I P基準価格	21円/kWh	21円/kWh	21円/kWh	21円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注8） 1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

②⑤水力（1,000kW以上5,000kW未満）新設：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
F I P基準価格	27円/kWh	27円/kWh	23円/kWh
資本費	93万円/kW	93万円/kW	93万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	0.95万円/kW/年	2.0万円/kW/年
設備利用率	44.8%	44.8%	56.7%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	7%	7%
交付期間	20年間	20年間	20年間

②⑥水力（1,000kW以上5,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
F I P基準価格	15円/kWh	15円/kWh	14円/kWh
資本費	46.5万円/kW	46.5万円/kW	46.5万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	0.95万円/kW/年	2.0万円/kW/年
設備利用率	44.8%	44.8%	56.7%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	7%	7%
交付期間	20年間	20年間	20年間

②⑦水力（5,000kW以上30,000kW未満）新設：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
F I P基準価格	16円/kWh	16円/kWh	16円/kWh
交付期間	20年間	20年間	20年間

②⑧水力（5,000kW以上30,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
F I P基準価格	9円/kWh	9円/kWh	9円/kWh
交付期間	20年間	20年間	20年間

②⑨バイオマス（一般木材等（2,000kW未満））：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	2025年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	24円/kWh（注9）	24円/kWh（注9）	24円/kWh（注9）
FIP基準価格	24円/kWh	24円/kWh	24円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注9）2024年度までは、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみのみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。2025年度は、1,000kW未満（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW未満）であって自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみのみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。1,000kW以上（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW以上）については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

③⑩バイオマス（一般木材等（2,000kW以上10,000kW未満））：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIP基準価格	24円/kWh	24円/kWh	24円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③⑪バイオマス（一般木材等（10,000kW以上）・液体燃料）：

	（参考）2023年度	2024年度	2025年度
FIP基準価格	入札制 供給価格上限額は17.8円/kWh （事前非公表）	入札制 供給価格上限額は事前非公表	入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③②バイオマス（未利用材（2,000kW未満））：

	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2024年度 ※FIT/FIPが選択可能	2025年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	40円/kWh（注10）	40円/kWh（注10）	40円/kWh（注10）
FIP基準価格	40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注10）2024年度までは、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。2025年度は、1,000kW未満（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW未満）であって自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。1,000kW以上（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW以上）については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

③③バイオマス（未利用材（2,000kW以上））：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIP基準価格	32円/kWh	32円/kWh	32円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③④バイオマス（建設資材廃棄物）：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIT調達価格	13円/kWh（注11）	13円/kWh（注11）	13円/kWh（注12）
FIP基準価格	13円/kWh	13円/kWh	13円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③⑤バイオマス（一般廃棄物その他バイオマス）：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIT調達価格	17円/kWh（注11）	17円/kWh（注11）	17円/kWh（注12）
FIP基準価格	17円/kWh	17円/kWh	17円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③⑥バイオマス（メタン発酵バイオガス発電）：

	（参考）2023年度	（参考）2024年度	2025年度
FIT調達価格	35円/kWh（注11）	35円/kWh（注11）	35円/kWh（注12）
FIP基準価格	35円/kWh	35円/kWh	35円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注11）2024年度までは、2,000kW未満であって自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。2,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

（注12）2025年度は、1,000kW未満（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW未満）であって自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。1,000kW以上（廃棄物の焼却施設に設置されるものは2,000kW以上）については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

(1) 太陽光発電設備

※リプレースにおいても同一の発電側課金相当額が適用となる。

10kW未満	地上設置 10kW以上50kW未満	地上設置50kW以上 入札対象範囲外	屋根設置 10kW以上	地上設置 250kW以上
0.38円/kWh	0.82円/kWh	0.91円/kWh	1.43円/kWh	0.91円/kWh

(2) 風力発電設備

陸上風力50kW未満	陸上風力50kW以上	着床式洋上風力	浮体式洋上風力
0.70円/kWh	0.70円/kWh	0.68円/kWh	0.68円/kWh

(3) 地熱発電設備

15,000kW未満	15,000kW以上
0.43円/kWh	0.43円/kWh

(4) 水力発電設備

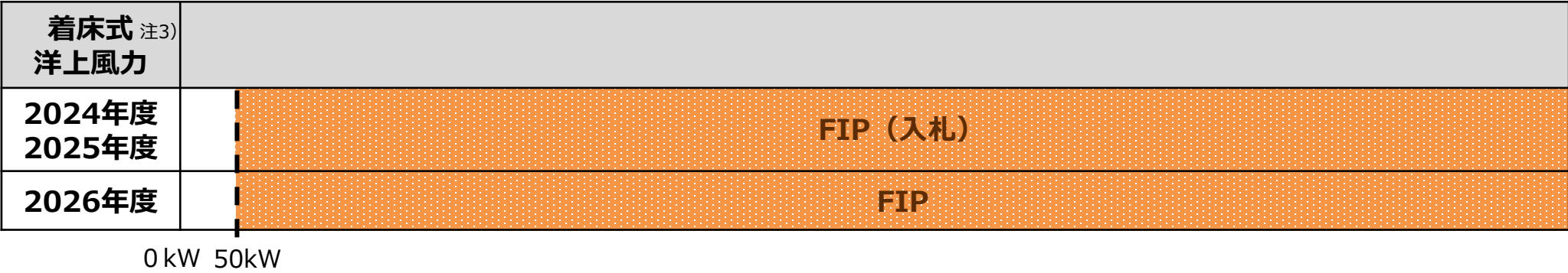
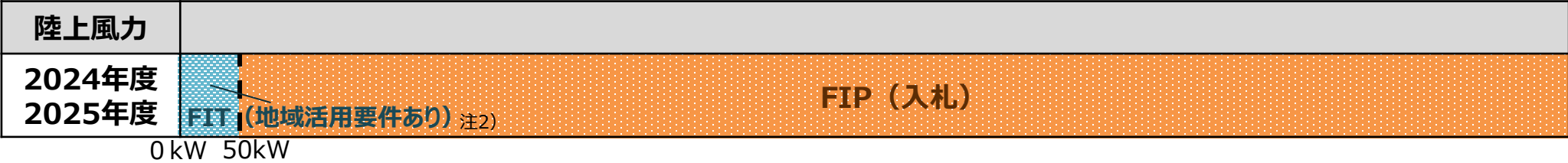
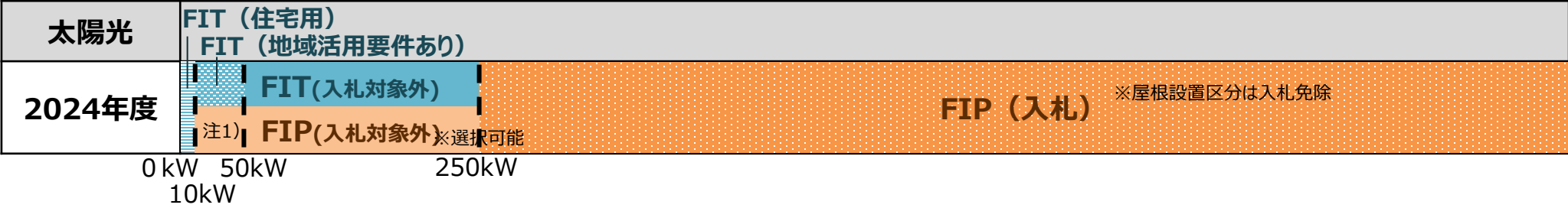
200kW未満	200kW以上1,000kW未満	1,000kW以上5,000kW未満	5,000kW以上30,000kW未満
0.47円/kWh	0.47円/kWh	0.53円/kWh	0.53円/kWh

(5) バイオマス発電設備

一般木材等 2,000kW未満	一般木材等 2,000kW以上10,000kW未満	一般木材等10,000kW以上	液体燃料
0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.39円/kWh

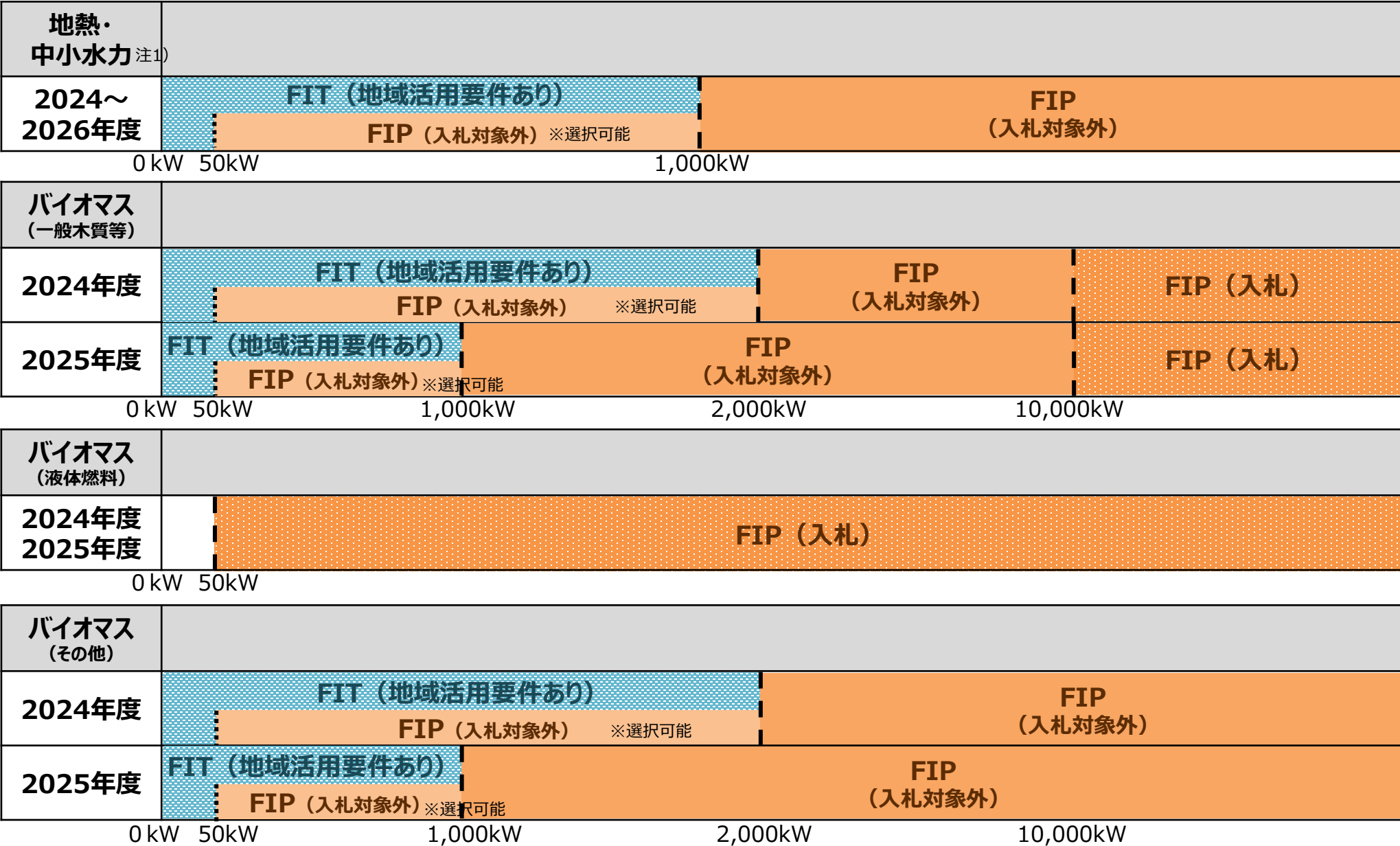
未利用材 2,000kW未満	未利用材 2,000kW以上	建設資材廃棄物	一般廃棄物 その他バイオマス	メタン発酵 バイオガス
0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.38円/kWh	0.46円/kWh	0.40円/kWh

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光・風力) のイメージ



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

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ 18



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