

2021年度以降の入札制・調達価格等 に関する残された論点

2021年1月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

(参考) これまでの調達価格等

3

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度 以降	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円※1 2 7 円 ※1 7/1～ (利潤配慮期間終了後)	2 4 円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)			7 円 (2025 年)	
						2 1 円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 8 円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 4 円 (10kW以上 500kW未満)	1 2 円 (50kW以上 250kW未満)				
									1 3 円※2 (10kW以上 50kW未満)				
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円※3	3 1 円 3 3 円※3	2 8 円 3 0 円※3	2 6 円 2 8 円※3	2 4 円 2 6 円※3	2 1 円			卸電力 市場価格 (2025年)	
※3 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)													
風力 【20年】※4	2 2 円(20kW以上)/ 5 5 円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	2 0 円	1 9 円	1 8 円			8 ～ 9 円 (2030 年)	
	3 6 円(洋上風力 (着床式・浮体式))					3 6 円 (着床式)		入札制 (着床式)					
						3 6 円(浮体式)							
バイオマス 【20年】 ※5 ※6 ※7	2 4 円(バイオマス液体燃料)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制	入札制			FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
						2 4 円 (20,000kW未満)							
	2 4 円(一般木材等)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)				
						2 4 円 (20,000kW未満)		2 4 円 (10,000kW未満)	2 4 円 (10,000kW未満)				
	3 2 円(未利用材)					3 2 円(2,000kW以上)							
					4 0 円(2,000kW未満)								
					その他 (1 3 円(建設資材廃棄物)、1 7 円(一般廃棄物その他バイオマス)、3 9 円 (メタン発酵バイオガス発電 ※5))								
地熱 【15年】※4	2 6 円(15,000kW以上)												
	4 0 円(15,000kW未満)												
水力 【20年】※4	2 4 円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	2 0 円(5,000kW以上30,000kW未満)						
						2 7 円 (1,000kW以上5,000kW未満)							
	2 9 円(200kW以上1,000kW未満)												
	3 4 円(200kW未満)												

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

※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのお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。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、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は、FIT制度の対象とする。

※7 石炭（ごみ処理焼却施設で混焼されるコース以外）との混焼を行うものは、2019年度（一般廃棄物その他バイオマスは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前（一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前）に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

5

- **事業用太陽光発電**については、2017年度から入札制に移行。入札対象範囲は、2017年度は「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」に拡大。

	事業用太陽光						
	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回	第 7 回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上	
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW
上限価格	21円/kWh (事前公表)	15.5円/kWh (事前非公表)	15.5円/kWh (事前非公表)	14.0円/kWh (事前非公表)	13.0円/kWh (事前非公表)	12.0円/kWh (事前非公表)	11.5円/kWh (事前非公表)
入札参加申込容量（件数） ※入札参加者の最大出力	490MW（29件） ※40MW	393MW（19件） ※85MW	761MW（38件） ※100MW	590MW（146件） ※69MW	411MW（110件） ※69MW	527MW（346件） ※69MW	135MW（114件） ※40MW
参加資格を得た容量（件数）	388MW（23件）	334MW（15件）	637MW（32件）	509MW（107件）	324MW（88件）	465MW（321件）	89MW（101件）
入札容量（件数）	141MW（9件）	197MW（9件）	307MW（16件）	266MW（71件）	186MW（72件）	369MW（255件）	79MW（92件）
平均入札価格	19.64円/kWh	17.06円/kWh	15.40円/kWh	13.46円/kWh	13.38円/kWh	11.49円/kWh	11.34円/kWh
落札容量（件数）	141MW（9件）	0MW（0件）	197MW（7件）	196MW（63件）	40MW（27件）	368MW（254件）	69MW（83件）
最高落札価格	21.00円/kWh	-	15.45円/kWh	13.99円/kWh	13.00円/kWh	12.00円/kWh	11.50円/kWh
平均落札価格	19.64円/kWh	-	15.17円/kWh	12.98円/kWh	12.57円/kWh	11.48円/kWh	11.20円/kWh
最低落札価格	17.20円/kWh	-	14.25円/kWh	10.50円/kWh	10.99円/kWh	10.00円/kWh	10.48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）						

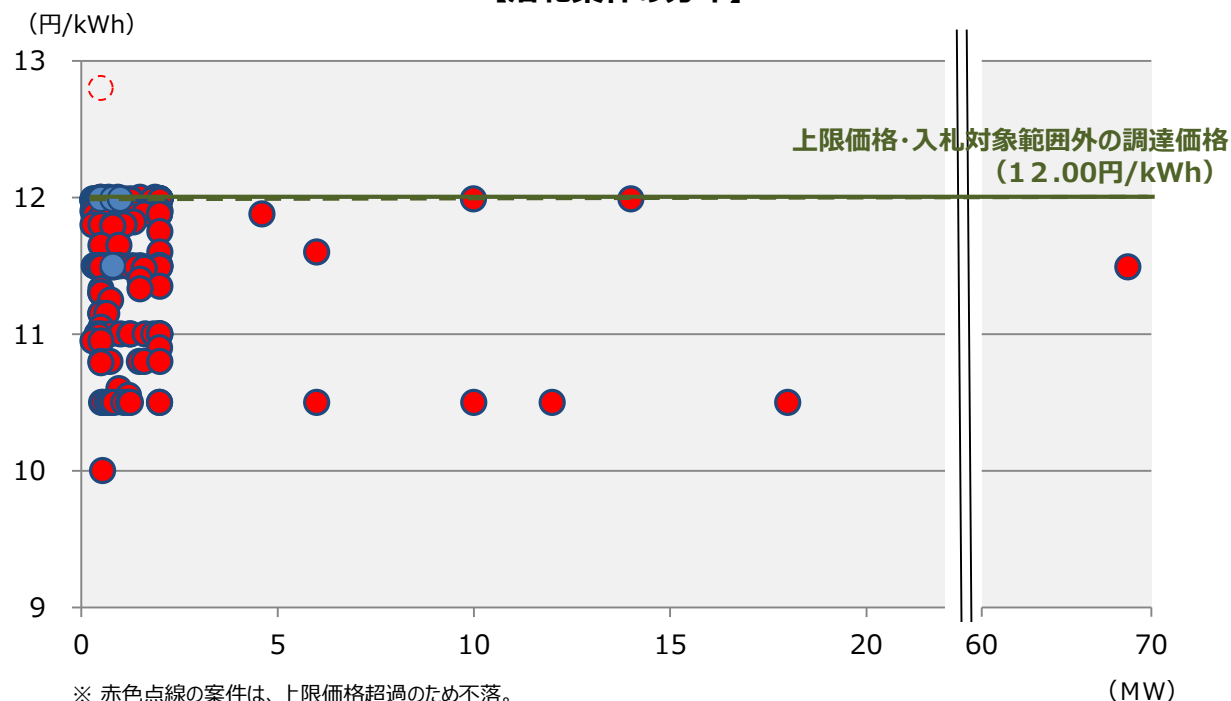
(1) これまでの入札結果：第6回太陽光（2020年度上期）

6

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

- 太陽光第6回（2020年度上期）の入札は、**募集容量：750MWを上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数・容量は255件・369MW**となり、**募集容量を下回った**。平均入札価格は11.49円/kWhだった。
- **254件・368MWが落札**し、落札できなかった案件は1件のみであった。**平均落札価格は11.48円/kWh・最低落札価格10.00円/kWh**。
- 前回（第5回）の入札と比べて、**平均入札価格（▲1.89円/kWh）・平均落札価格（▲1.09円/kWh）**のいずれについても、**コスト低減効果が確認**された。

【落札案件の分布】



※ 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。
青色の案件は、落札後、第2次保証金が納付されず落札者決定取消し。

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 346件・527 MW
参加資格を得た件数・容量 : 321件・465 MW
実際の入札件数・容量 : 255件・369 MW

落札の結果

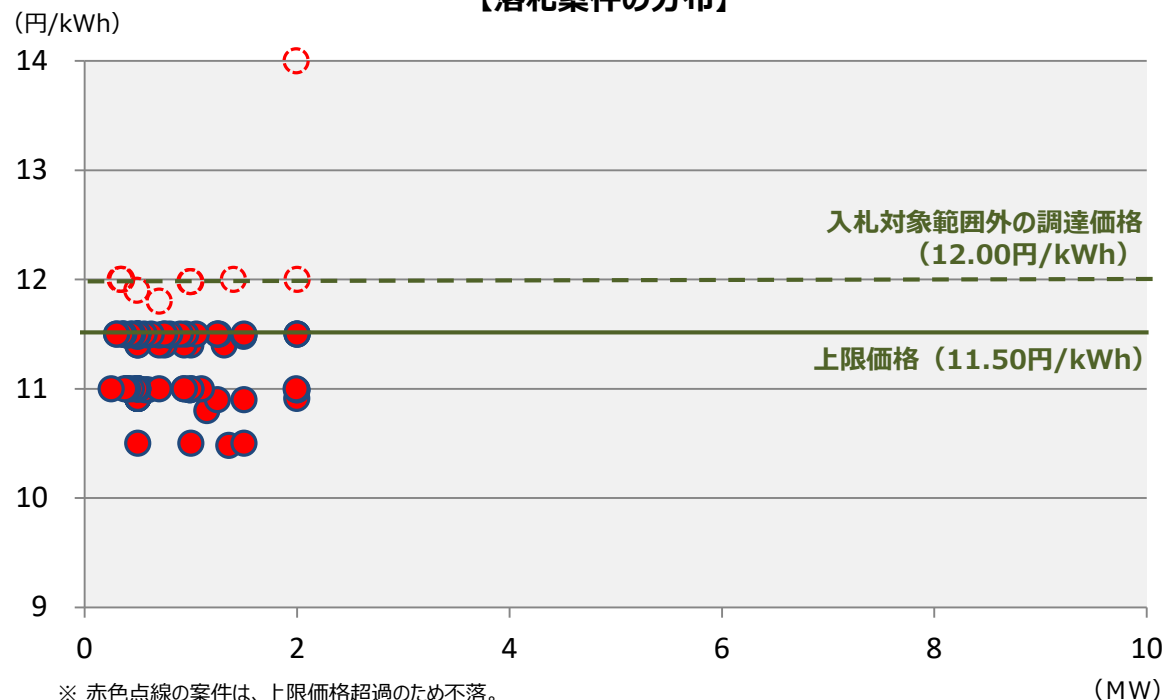
平均入札価格 : 11.49円/kWh
落札件数・容量 : 254件・368 MW
最低落札価格 : 10.00円/kWh
最高落札価格 : 12.00円/kWh
平均落札価格 : 11.48円/kWh

(1) これまでの入札結果：第7回太陽光（2020年度下期）

7

- 太陽光第7回（2020年度下期）の入札は、上限価格（11.50円/kWh）を非公表として実施した。募集容量750MWに対し、入札参加申込件数・容量は114件・135MW、実際の入札件数・容量は92件・79MWとなり、募集容量を下回った。（出力2,000kW以上の案件について、第6回入札では合計9件・149MWの入札があったが、今回は入札がなかった。）
- 83件・69MWが落札し、平均落札価格は11.20円/kWh・最低落札価格10.48円/kWh。
- 前回（第6回）入札と比べて、平均入札価格の低減は緩やか（▲0.15円/kWh）であるが、着実に低減している。（第6回入札の平均落札価格は、11.48円/kWh・最低落札価格10.00円/kWh）

【落札案件の分布】



入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 114件・135MW
参加資格を得た件数・容量 : 101件・89MW
実際の入札件数・容量 : 92件・79MW

落札の結果

平均入札価格 : 11.34円/kWh
落札件数・容量 : 83件・69MW
最低落札価格 : 10.48円/kWh
最高落札価格 : 11.50円/kWh
平均落札価格 : 11.20円/kWh

(2) FIT認定量・導入量：事業用太陽光（件数ベース）

8

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

■ 事業用太陽光発電のFIT認定件数について、例えば2019年度のFIT認定件数は以下のとおり。

- **50-100kWの規模帯は19件**（50kW以上全体の合計では1,543件）
- **100-250kWの規模帯は302件**（100kW以上全体の合計では1,524件）
- **250-500kWの規模帯は1,145件**（250kW以上全体の合計では1,222件）

＜2020年度6月末時点のFIT認定件数・導入件数（件数ベース）＞

単位：件

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000 kW-	10kW- 全体合計
2012年度（40円）	93,837	556	2,447	1,907	966	1,073	2,185	371	103,342
2013年度（36円）	215,410	312	2,160	2,871	1,494	1,058	3,412	492	227,209
2014年度（32円）	134,513	180	1,668	1,644	694	380	1,072	208	140,359
2015年度（27円）	57,970	47	541	657	253	124	320	34	59,946
2016年度（24円）	73,093	32	601	946	335	196	388	59	75,650
2017年度（21円）	25,673	20	341	608	157	130	234	4	27,167
2018年度（18円）	91,855	48	715	1,396	399	302	687	6	95,408
2019年度（14円）	45,793 [96.7%] (2,124)	19 [0.0%] (1)	302 [0.6%] (14)	1,146 [2.4%] (41)	2 [0.0%] (0)	17 [0.0%] (0)	53 [0.1%] (0)	5 [0.0%] (0)	47,337 [100%] (2,180)
2020年度（12円/13円）	(348)	(1)	(3)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(352)
認定量	738,492 [95.1%]	1,215 [0.2%]	8,778 [1.1%]	11,175 [1.4%]	4,300 [0.6%]	3,280 [0.4%]	8,351 [1.1%]	1,179 [0.2%]	776,770 [100%]
うち導入量	602,903 [95%]	1,169 [0.2%]	7,817 [1.2%]	8,526 [1.3%]	3,699 [0.6%]	2,796 [0.4%]	6,875 [1.1%]	656 [0.1%]	634,441 [100%]

（注）四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。2020年度は4-6月のみのため括弧表記としており、参考として2019年度も4-6月のFIT認定量を括弧表記している。オレンジハイライトは入札対象区分。

(2) FIT認定量・導入量：事業用太陽光（容量ベース）

9

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

- 事業用太陽光発電のFIT認定容量・導入容量については、例えば**100kW以上、250kW以上の案件が事業用全体に占める割合は、それぞれ、FIT認定量で68%・導入量で65%、FIT認定量で66%・導入量で62%。**

<2020年度6月末時点のFIT認定量・導入量（容量ベース）>

単位：MW

認定年度	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（40円）	2,252	46	389	677	545	969	3,438	6,366	14,682
2013年度（36円）	6,457	27	366	1,002	826	911	5,167	9,462	24,218
2014年度（32円）	3,309	16	277	569	384	322	1,619	3,746	10,242
2015年度（27円）	1,555	4	91	226	143	104	478	755	3,356
2016年度（24円）	2,299	3	105	332	191	163	557	1,163	4,812
2017年度（21円）	639	2	59	222	93	109	348	39	1,511
2018年度（18円）	3,352	4	131	515	243	254	1,060	196	5,754
2019年度（14円）	1,714 [69.4%] (45)	2 [0.1%] (0)	56 [2.3%] (2)	481 [19.5%] (14)	1 [0.0%] (0)	15 [0.6%] (0)	93 [3.8%] (0)	107 [4.3%] (0)	2,470 [100%] (62)
2020年度（12円/13円）	(6)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(7)
認定量の合計	21,583 [32.2%]	104 [0.2%]	1,474 [2.2%]	4,023 [6%]	2,427 [3.6%]	2,848 [4.2%]	12,761 [19%]	21,834 [32.6%]	67,053 [100%]

うち導入量	15,830 [35.3%]	99 [0.2%]	1,298 [2.9%]	2,991 [6.7%]	2,073 [4.6%]	2,435 [5.4%]	10,403 [23.2%]	9,760 [21.7%]	44,889 [100%]
	67.8%	67.7%	65.5%	59.5%					
		64.5%	61.6%	55%					
	64.7%								

（注）四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。2020年度は4-6月のみのため括弧表記としており、参考として2019年度も4-6月のFIT認定量を括弧表記している。オレンジハイトは入札対象区分。

- 2017年度に導入した事業用太陽光発電の入札について、これまで合計 7 回の入札を実施してきたが、**2019年度以降の直近 4 回の入札においては、いずれも応札容量が募集容量を下回る状況**となっている。
- 今後、**2050年のカーボンニュートラル実現を見据えると、再エネの更なる導入拡大は不可欠**であり、太陽光発電についても、継続的なコスト低減とともに、案件組成が促されるような制度設計・環境整備を通じた掘り起こしが必要。
- そのため、入札制度においても、競争が働く仕組みが維持されることを前提に、**事業者の積極的な参入が促されるよう、現行制度に起因するコストやリスクについて出来る限り軽減するための制度見直しを検討することが重要**。
- 2021年度の事業用太陽光入札に係る見直しにあたり、以下の観点が要素として挙げられる。
 - ① **価格予見性の向上** ⇒ 現行制度では、上限価格は非公表
 - ② **参加機会の増加** ⇒ 現行制度では、年度あたり 2 回のみ
 - ③ **資格審査期間の短縮** ⇒ 現行制度では、審査期間は 3 ヶ月程度
 - ④ **認定取得期限の柔軟な設定** ⇒ 現行制度では、認定取得は年度内が一律の期限
 - ⑤ **保証金没収事由の緩和** ⇒ 現行制度では、事後的な工事費負担金増加の場合も没収事由に該当
- このうち、①価格予見性の向上及び②参加機会の増加については、既に第63回調達価格等算定委員会において、入札 1 回当たりの募集容量を減らして**募集回数を増やす等の取組を行うことと同時に、上限価格を公表する方針を決定済み**。
- 今回、②の具体的な入札実施回数とともに、③～⑤までの要素について、事業者から寄せられた意見（※）を踏まえ、次頁以降で、**入札の工程を中心に、事業実施の円滑化、及び案件数の増加に向けた検討を行った**。

※ 事業者への個別のヒアリングで寄せられた要望

「案件を組成した後、入札が実施されるまで数ヶ月待機せざるを得ない事例があり、さらに落札結果が判明するまで、4ヶ月程度必要であることを踏まえ、入札制度に起因して、事業実施に向けた準備が滞ることとなる。極力早期に入札に参加できるよう、入札実施頻度を増加させてほしい。」

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、上限価格を公表して入札を実施する前提として、競争性が働く仕組みであることが必要であり、入札回数を増加させ、入札 1 回当たりの募集容量を減らす方向性を決定したところ。
- また、事業者の積極的な参加を促す観点からも、入札制度において、事業者が案件を組成したタイミングと入札プロセスにおいて事業計画の受付が開始されるタイミングとのタイムラグが、事業実施に向けた準備を適時に行い投資判断をしていく上で、事業者の負担となることが懸念される。実際に、事業者からは、案件組成後、落札までの期間が長期となることを理由に、地権者が再エネ事業以外の活用方法を検討し、認定取得を断念せざるを得ない事例が生じており、入札回数の増加を求める要望もあるところ、入札実施回数を増加し、頻度を上げることでタイムラグが減少すれば、入札参加案件が増加し、活性化効果が期待できる。
- 上記の通り、競争性確保や入札参加障壁の低減の観点からは、入札回数を増加させることが望ましい一方で、入札実施頻度を急激に増加させることにより、実務負担も懸念されるため、2021年度の事業用太陽光発電の入札実施回数は、年間 4 回としてはどうか。

- 現行の入札制度では、参加を希望する事業者への入札参加資格の付与にあたり、FITの認定要件を充足しているかどうかを厳格に審査しており、事業実施の確度が低い状態のまま案件が落札に至ることを防止してきた。
- 他方、個々の案件の事業熟度に関わらず、厳格に審査を行うための期間として、一律3ヶ月程度の資格審査期間を置いた後、入札を実施することとしていることから、事業者にとっては、事業実施に向けた準備を進める上で、入札結果判明までのタイムラグが、適時の投資判断を行うためのハードルとなり、案件促進を阻害している可能性がある。
- 事業実施の確度が低い状態のままの案件を排除することは、円滑な事業実施の観点からは有効であるが、現行制度においても、落札後の辞退について入札保証金を没収される可能性があるなど、一定の規律が働いているものと考えられる。また、過去入札の実績において、入札参加のための事業計画を提出したにもかかわらず、入札参加資格を得られなかった案件の割合は15%程度（資格審査中に自ら辞退した案件も含む）と限定的。
- そのため、入札活性化の目的で、2021年度以降の入札（太陽光以外も含む）では、入札参加資格の審査において、FITの認定要件を充足していることの厳格な審査までは行わず、必要書類が充足されているかどうかを確認することとし、資格審査期間を2週間程度に短縮することとする。
- ただし、FIT認定要件については、入札結果判明後の、FIT認定審査において厳格に実施されることとなるため、再エネ設備の設置場所の使用権原を確保できないまま入札に参加している案件や、分割に該当する案件など、審査の結果FIT認定の要件を充足せずに、認定取得期限（次頁にて後述）までに認定を取得できなかった案件については、入札保証金が没収された上で、落札者決定についても取り消されることとなる。

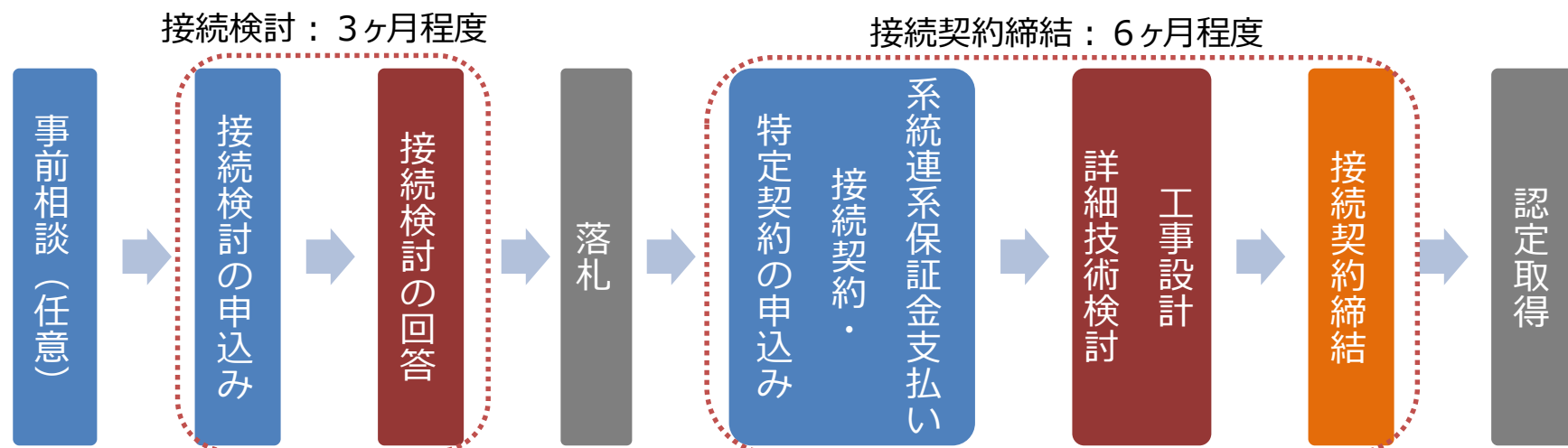
※ 2021年度以降の入札において、入札参加資格の審査は、指定入札機関（2022年度以降は広域的運営推進機関）が事業計画、及び添付書類が充足していることを確認し、入札参加資格を判断する。

(3) 入札活性化に向けた検討 (④認定取得期限の柔軟な設定)

13

- 現行の入札制度において、落札に至った案件について、速やかな事業実施を促すことと、非入札案件との公平性を保つ観点から、年度内の認定取得を求めている。
- 入札制度においては、接続検討の申込みから接続契約締結までに一定の期間（接続検討の申込みから回答に3ヶ月程度、接続契約の申込みから契約締結までに6ヶ月程度）を要するため、FIT認定の要件として定められている接続契約について、入札参加時点では求めないこととし、接続検討の申込みを行っていることのみを確認することとしている。
- 特に、接続検討の回答を受領した後、接続契約の申込みの際して、一般送配電事業者に対して系統連系保証金を支払う必要があり、事業計画を中止した場合に系統連系保証金が没収されるリスクを鑑みると、落札結果が判明しない限り、接続契約の申込みを行うことは困難と考えられる。これまでの入札スケジュールでは、落札結果の公表から年度末までが6ヶ月未満となる入札回も存在することから、年度末の認定取得期限を背景に、入札への参加を断念した事業者も想定される。
- 上記を踏まえ、落札後に接続契約の申込みを行った場合でも、十分に認定取得に至ることができるよう配慮し、2021年度以降の入札（太陽光以外も含む）においては、落札した案件に係る認定取得期限を、入札結果公表後、7ヶ月が経過した期日としてはどうか。

(参考) 接続契約締結までのフロー（一般的な入札案件のイメージ）



※青枠は発電事業者側
赤枠は送配電事業者側の対応事項

■ 現行の入札制度においては、

- ✓ 入札参加資格の取得者に対して、適切な入札実施を担保するために、第1次保証金（500円/kW）を、
- ✓ 落札者に対して、確実な事業実施を担保するために、第2次保証金（5,000円/kW）を、

それぞれ求めることとしており、採算性の悪化を理由に事業を中止した場合や、出力の増加等事業計画に大幅な変更が生じた場合等には、入札保証金を没収することとしている。

■ 他方で、落札後、送配電事業者において、詳細な接続検討を実施した結果として、入札参加時点で事業者に対して、当初提示された工事費負担金の額が、落札後に上振れする場合がある。

■ この場合、事業者には帰責性がないと考えられるが、工事費負担金の上振れにより、事業性が損なわれ、事業を中止せざるを得なくなることも起こりうる。そのような場合でも、現行制度では保証金没収が免除される事由とはされておらず、事業者にとってリスクとなることから、案件促進の阻害要因となっている可能性がある。

■ そのため、入札参加のハードルを下げ、活性化させることを目的に、2021年度以降の入札（太陽光以外も含む）においては、落札後に工事費負担金の額が、当初（入札参加＝接続検討の回答時点で）提示された額より上振れした場合には、そのことを理由に当該案件が中止されたとしても、入札保証金の没収を免除することとしてはどうか。

※ 事業計画に工事費負担金の額を記載し、その根拠書類（送配電事業者からの接続検討の回答等）を添付しており、かつ事業者に起因する変更でない案件に限定して適用する。

※ なお、これまでの入札において、事業計画提出時点で工事費負担金の額を認識しておらず、落札後に工事費負担金が高額であることを理由に辞退する案件が存在している。今後、全ての入札案件に対して、事業計画に工事費負担金額の記載を求めること等が考えられるが、2021年度入札のスケジュールを見直す中で、事業者に追加の対応を求めることは、事業者の負担に繋がると懸念されるため、今後の状況を踏まえて、必要性が認められた場合には改めて検討を行うこととする。

- 入札制度に関する環境整備として、入札制度に起因するコストやリスクを取り除き、事業者の積極的な参入を促すための制度見直しの全体像は、以下の通り。

課題	見直し項目
価格予見性の向上	上限価格 公表/非公表
参加機会の増加	入札実施回数 (今回議論)
資格審査期間の短縮	参加資格審査期間 (今回議論)
認定取得期限の 柔軟な設定	落札案件の 認定取得期限 (今回議論)
保証金没収事由の緩和	入札保証金 没収免除事由 (今回議論)

見直し前	見直し後
非公表	公表
年間２回	年間４回
３ヶ月程度	２週間程度
年度内	落札から７ヶ月以内
工事費負担金を 理由とする免除無し	工事費負担金が高額となったために 辞退した場合、入札保証金の没収 を免除（※）

（※） 事業者に帰責性なく、また、事業計画に工事費負担額を記載していた場合に限る。

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

<上限価格の事前公表/非公表>

- 入札の設計にあつては、
 - ① 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、上限価格を意識して競争をする。
 - ② 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、他の事業者と競争をする。という2つの大きな方向性がある。
 - 上限価格の公表／非公表について、これまで、**2017年度の第1回は事前公表**したが、**第2回以降は事前非公表**で実施してきた。上限価格を事前非公表とすることについて、例えば、昨年度の本委員会では、「**2019年度の入札 (中略) では、いずれも入札容量が募集容量を下回っていることを踏まえ**」、「**2020年度の入札については、上限価格への張付きを防止するため、いずれの電源・入札回についても、上限価格を非公表として実施する**」という意見を取りまとめている。また、2020年度上期 (第6回) の入札でも、入札容量は募集容量を下回った。
 - 他方、業界ヒアリングでは、上限価格を公開する要望があり、上限価格は開発推進の判断基準となるため公開したほうが案件数が増えると考えられるという事業者意見の紹介もあった。仮に、上限価格の公開によって**新規案件の継続的かつ効率的な開発が進めば、取引量が増加して更なるコスト効率化**がもたらされるなど、**好循環が生まれることも考えられる**。
 - これらをふまえると、2021年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格の公表/非公表については、
 - 案①：上限価格への張付きを防止するため、これまでに**引き続き、上限価格を非公表**として実施する
 - 案②：競争性と導入量を両方確保するため、上限価格を公表する一方で、例えば、**入札1回当たりの募集容量を減らして募集回数を増やすなどの取組も同時に行う**といった方向性が考えられるが、価格目標の達成 (2025年に発電コスト7円/kWh) を見すえた確実なコスト低減と、再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていくには、案②の方向性が有効ではないか。
- ※ なお、**2021年度の事業用太陽光発電の入札にかかる**その他の事項 (募集回数・募集容量等) は、本日の御議論及び第7回入札結果 (12/25公表) をふまえて決定することとしてはどうか。

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、2021年度の事業用太陽光発電の入札について、対象範囲は2020年度と同じく「250kW以上」とすることを決定している。

<入札対象範囲>

- 事業用太陽光発電については、**2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は**、2017年度から「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」と**拡大してきた**。
- 昨年度の本委員会では、「引き続き**コスト低減の加速を図るため、入札対象範囲を可能な限り拡大していくことが重要**である。」、「その際、(中略) **入札に伴う社会的トータルコストの増大も考慮する必要がある**。」ことをふまえ、「**将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えながら、地域活用要件の内容や適用範囲との関係も踏まえつつ、2020年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、「250kW以上」とする**」こととした。
- 2020年度上期 (第6回) の入札結果をみると、**入札・落札した事業の約4割 (件数ベース) が新たに入札対象となった規模 (250kW以上500kW未満)**であり、当該規模においても入札価格の低い事業が一定数あるなど、**競争が進んでいる**。
- 他方、**入札対象の拡大により件数が大幅に増加 (第5回27件→第6回254件) しており、これ以上の拡大をする場合には、円滑に制度を運用するための体制整備も求められる**。また、10/30に実施された本委員会における**業界ヒアリング**では、**入札対象規模について現状維持の要望**があり、**入札準備に必要な経費は小規模ほど重い負担**となるという事業者意見の紹介もあった。**国内における規模別のコスト動向**をみると、資本費について、100kW以上250kW未満は、250kW以上と比較して高い。これらをふまえると、**現時点でより小規模な事業を入札対象にすることは、小規模事業の更なるコスト増加を招く可能性**がある。
- これらの状況をふまえると、**2021年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、2020年度と同じく、「250kW以上」としてはどうか**。

- 前述の通り、太陽光に係る入札制度見直しを行ったことで、2021年度は入札が活性化し、これまでよりも参加案件は増加することが期待される。ただし、上限価格の公表にあたっては、最大限の導入を目指しつつも、競争が働く仕組みとする観点から、応札が上限価格に張り付くことを回避できるよう募集容量の設定を工夫する必要がある。
- 第1回の募集容量の設定にあたっては、例えば、2020年度の募集容量の4等分（375MW）にする、年間落札容量の4等分（109MW）にするといった方法も考えられる。他方で、競争性を確保しつつ、同時に前述の資格審査の見直しによる入札参加者の拡大効果を踏まえると、最近の入札において提出された事業計画の合計出力（参加資格付与前）を基準とすることとしてはどうか。具体的には、2019～2020年度入札において、平均831MW／年の事業計画が提出されており、入札実施回数は4回であることを踏まえ、2021年度初回入札の募集容量は208MWとしてはどうか。

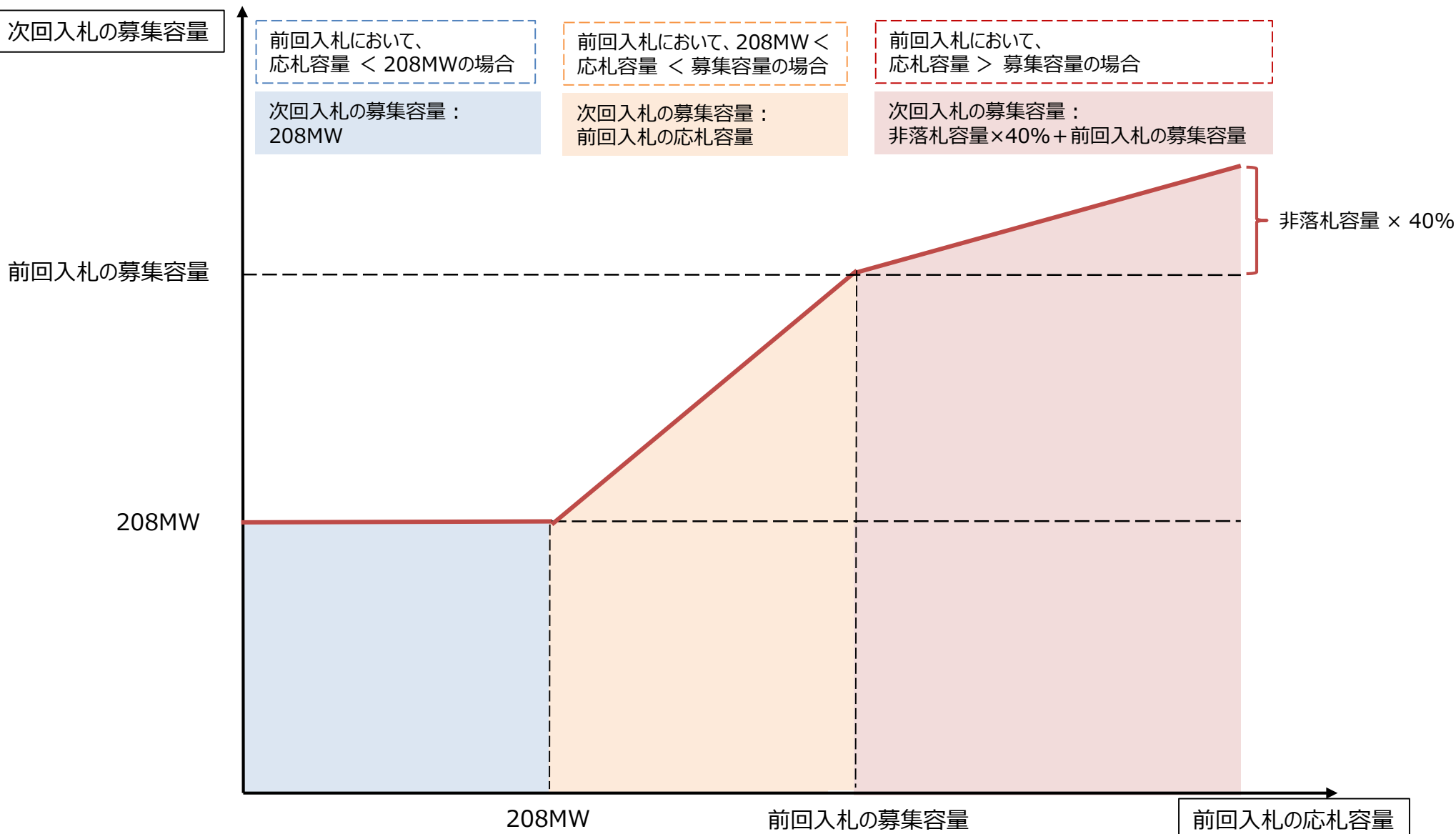
※ 2020年度入札は、新型コロナウイルス感染症の影響を踏まえたスケジュール見直しにより、上期と下期の間隔が狭まった等の特殊要因があったと考えられることから、2019年度と2020年度の2ヶ年度分の実績を勘案することとした。

- 2回目以降については、再生可能エネルギーの最大限導入の観点では、入札活性化により参加案件が増加し、競争が働くことが確認できた場合には、募集容量を拡大させることが適切と考えられることから、初回入札の208MWを基準としつつ、直前の回における応札容量を踏まえて、各回の募集容量を機動的に見直すこととしてはどうか。
- 具体的には、応札容量が募集容量を上回った場合には、非落札となった案件の一部が、次回入札にも引き続き参加して、落札を目指すものと考えられる。そのため、過去入札において、入札参加資格を得たものの落札できなかった案件の内、次回入札に再度エントリーする案件は40%程度であることを踏まえ、非落札となった容量の40%を前回入札の募集容量に加えた量を、次回入札の募集容量とすることとしてはどうか。
- また、応札容量が募集容量を下回った場合には、競争性を確保するため、前回入札の応札容量を次回入札の募集容量とするが、その場合でも208MWを募集容量の下限として据え置くこととしてはどうか。
- こうした機動的な見直しの仕組みを組み込むことにより、競争を通じたコストダウンと最大限の導入の両立を図ることとしてはどうか。

(5) 2021年度の募集容量 (募集容量見直しのイメージ)

20

- 次回入札の募集容量を、前回入札の応札容量に応じて増減させることについて、縦軸に次回入札の募集容量、横軸に前回入札の応札容量を置いて、その関係を図示すると以下のとおり。

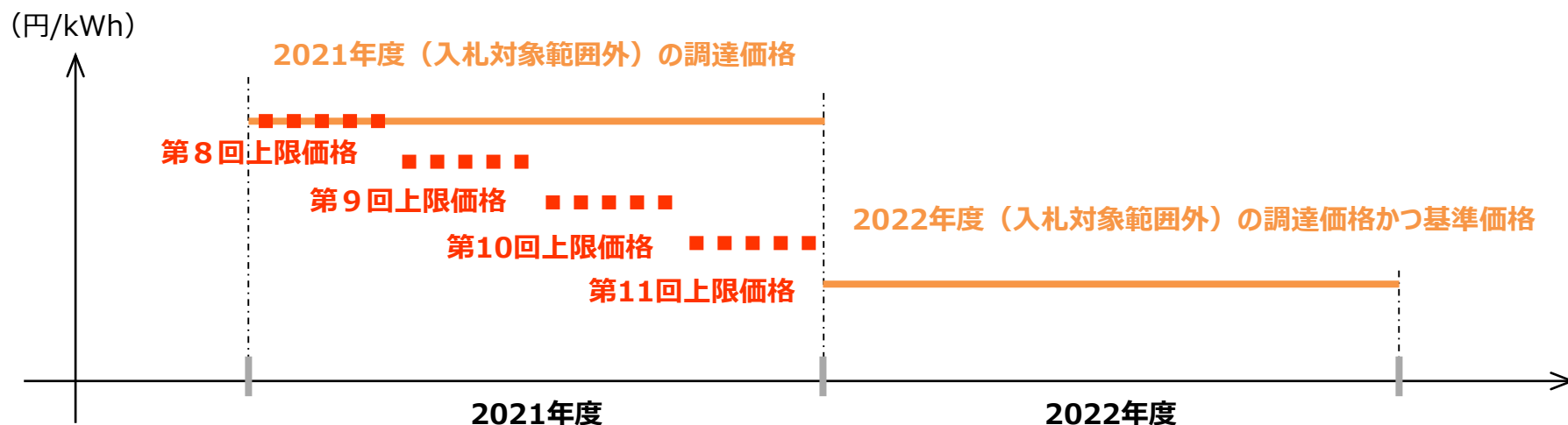


(6) 事業用太陽光発電の上限価格(2021年度) (案)

21

- 2020/11/27の本委員会(第63回)において、**2021年度、2022年度それぞれの事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の調達価格かつ基準価格は、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定することとなった。**
- 前述のとおり、**2021年度の事業用太陽光発電の入札について、上限価格を事前公表した上で、年度内に計4回実施し、各回の募集容量を絞って限られた容量の下で他の事業者との競争を促すのであれば、各回の上限価格は、2021年度、2022年度、それぞれの事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の調達価格かつ基準価格のあいだを刻むように設定してはどうか。**具体的には、以下の考え方。
 - **2021年度初回(太陽光第8回)入札の上限価格は、2021年度の事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の調達価格と同じにする。**
 - 2021年度2～4回目(太陽光第9～11回)入札の上限価格は、2021年度と2022年度の**事業用太陽光発電(入札対象範囲外)の調達価格かつ基準価格のあいだを4等分し、等分した価格1段階ずつ各回の上限価格を下げる。**

<2021年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格のイメージ>



- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、価格低減するなかで案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格について2021年度に加え2022年度も設定すること、となった。その際、委員から、「入札対象の上限価格も複数年度の価格設定をして道筋を示してもよいのではないか」と御指摘をいただいた。
- これについて、複数年度の上限価格を示すことは効率的な案件形成を促進すると考えられる。しかし、上記のとおり、**2021年度の事業用太陽光発電の入札を大きく変更することや、上限価格を翌年度の入札対象範囲外の調達価格/基準価格をふまえて漸減**するには2023年度以降の入札対象範囲外の調達価格/基準価格も示されていないといけないことをふまえ、**2022年度以降の事業用太陽光発電の入札については、2021年度の入札結果をふまえて、来年度の本委員会で検討すべきではないか。**

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

<調達価格の設定方法>

- 事業用太陽光発電の価格目標「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」を達成し、国民負担の抑制と最大限の導入を進めるためには、2025年に運転開始する案件の平均的な調達価格（または基準価格）が8.5円/kWh相当※でなければならない。※8.5円/kWhは、IRR 5 %を想定して調達価格（または基準価格）に換算した額であり、IRRの想定値に応じて変わる。

事業用太陽光について、認定から運転開始までの所要年数を、2020年3月時点で運転を開始している案件を対象に集計したところ、1年以内が70.5%、2年以内が89.8%、3年以内が94.9%となっていた※。これをふまえると、認定から運転開始までの平均的な年数は、実績ベースで1年以内と考えられる。したがって、価格目標を達成するためには、調達価格（または基準価格）が、2023～2024年度頃には8～9円/kWh相当であることが必要となる。

※なお、運転開始に至った年月については、買取実績を根拠に集計したため、実際の運転開始と数ヶ月程度の誤差が生じている可能性がある。

- 調達価格は、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。

これまでの調達価格は、価格目標との整合性を踏まえつつ、毎年のコスト低減状況からトップランナー方式等による必要コストの積み上げにより設定してきた。しかし、今年の実績を確認すると、低減傾向が鈍化しているため、これまでと同様の価格設定方式では、価格目標への道筋が不透明となる状況。そこで、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、足下の調達価格（または基準価格）を設定してはどうか。

<調達価格の設定年度>

- その場合、同時にコスト低減に向けてより効率的な案件形成を促進する必要があるのではないかと。事業者からは、「複数年度の目標値が公開されていると案件開発が効率化できる」という声があることも踏まえ、上記のように調達価格や基準価格が低減するなかでも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光発電の調達価格かつ基準価格について、2021年度に加え、2022年度も設定してはどうか。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

(1) FIT認定量・導入量：陸上風力（新設区分）

調達価格等算定委員会（第63回）（2020年11月27日）事務局資料より（一部修正）

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度	0(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	28(14件)	410(34件)	288(7件)	725(58件)
2013年度	0(5件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	31(16件)	55(8件)	123(3件)	209(33件)
2014年度	0(32件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	470(36件)	516(10件)	1,005(88件)
2015年度	3(191件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	17(9件)	142(11件)	303(6件)	465(217件)
2016年度	44(2,295件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51(26件)	523(46件)	1,457(27件)	2,076(2,394件)
2017年度	48(2,439件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	16(9件)	141(15件)	1,104(15件)	1,310(2,478件)
2018年度	43(2,227件)	6(118件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	0(0件)	8(4件)	184(16件)	875(14件)	1,116(2,380件)
2019年度	0(17件)	9(200件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	12(6件)	248(20件)	1,085(14件)	1,355(258件)
2020年度	0(1件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(2件)
	138(7,210件)	14(320件)	0(0件)	0(0件)	0(1件)	1(1件)	182(94件)	2,174(186件)	5,751(96件)	8,261(7,908件)

＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

	-20kW	20 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -1000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW- 30,000kW	30,000kW-	全体合計
2012年度 2013年度	0(4件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	20(10件)	90(6件)	0(0件)	110(21件)
2014年度	0(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	2(1件)	223(17件)	0(0件)	225(25件)
2015年度	0(42件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15(8件)	45(6件)	87(2件)	148(58件)
2016年度	2(135件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	7(4件)	172(12件)	126(3件)	308(154件)
2017年度	6(304件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14(7件)	93(9件)	65(2件)	178(322件)
2018年度	10(506件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	5(3件)	80(5件)	72(2件)	167(516件)
2019年度	6(308件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	19(10件)	200(16件)	242(6件)	468(340件)
2020年度	1(73件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	2(1件)	18(3件)	188(2件)	210(81件)
	25(1,379件)	0(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1(1件)	86(44件)	922(74件)	780(17件)	1,813(1,517件)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(1) FIT認定量・導入量：陸上風力（リブレース区分）

26

調達価格等算定委員会（第63回）（2020年11月27日）事務局資料より（一部修正）

＜2020年6月末時点のFIT認定量＞ 単位：MW（件）

	-2,000kW	2,000kW-	全体合計
2017年度	0(0件)	33(4件)	33(4件)
2018年度	5(3件)	83 (7件)	88(10件)
2019年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
	5(3件)	116(11件)	120(14件)

＜2020年6月末時点のFIT導入量＞ 単位：MW（件）

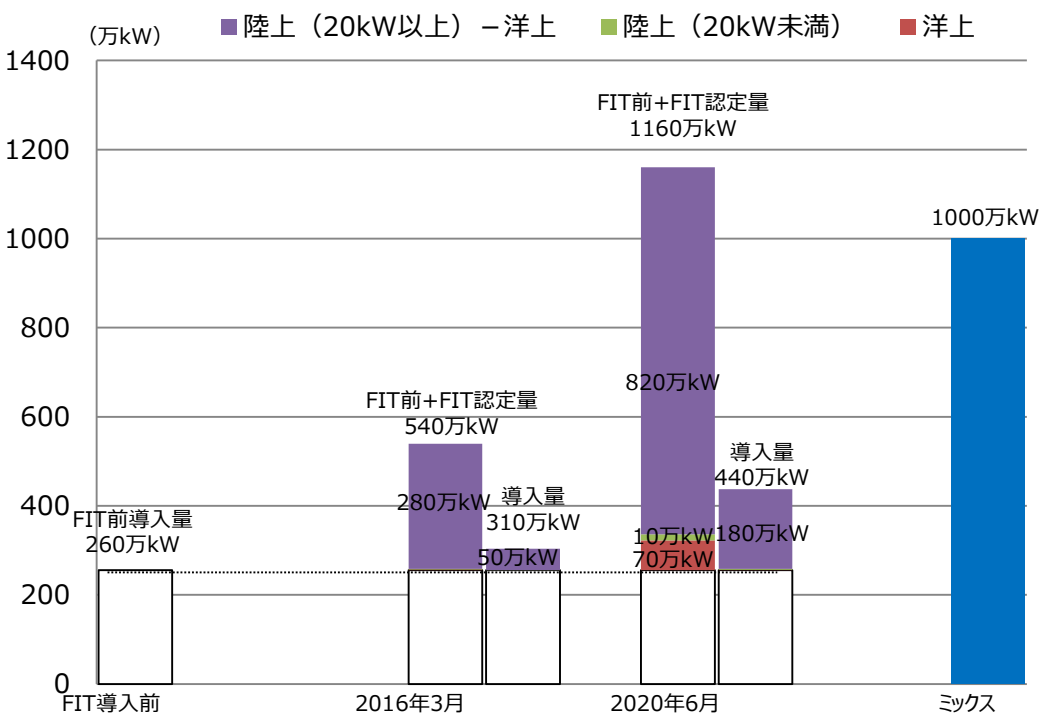
	1,000-2,000kW	2,000kW-	全体合計
2017年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2018年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2019年度	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度	0(0件)	2(1件)	2(1件)
	0(0件)	2(1件)	2 (1件)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

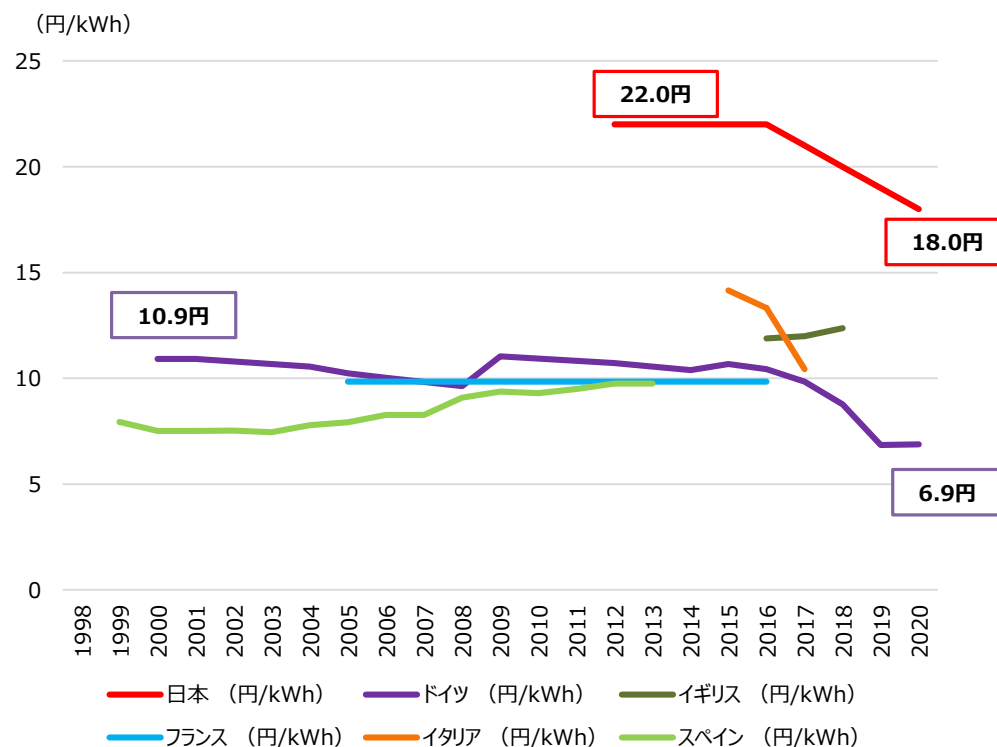
調達価格等算定委員会（第63回）
（2020年11月27日）事務局資料より抜粋

- 風力発電については、**エネルギーミックス（1,000万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,160万kW**、導入量は**440万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。
- 買取価格は、陸上風力発電が**18円/kWh**（2020年度）、洋上風力発電が**36円/kWh**（2019年度）であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**2020年度から着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は入札制**となっている。

＜風力発電のFIT認定量・導入量＞



＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

※ 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。

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、**2021年度の陸上風力発電の入札について、対象範囲は太陽光発電と同じく「250kW以上」とすること、2022年度・2023年度も入札対象範囲「250kW以上」を維持することを原則としつつ必要に応じ見直す**こととなった。
- また、同委員会では、上限価格の公表/非公表については、**上限価格を事前公表し、年間募集容量は1 GW**とすること、これにより、計画的・継続的な案件開発による価格目標の達成と再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていくこととなった。その際、**向こう3年間（2021年度～2023年度）の上限価格（後述）および年間募集容量（1 GW）を今年度の本委員会で示しつつ、年間募集容量**については、今後の動向をふまえて募集量に対して応札量が大きく差が発生することが想定されるような場合には、**2022年度以降について必要に応じ見直す**こととなった。

<入札制の導入>

- 陸上風力発電は、大規模化やメンテナンス方法の改善等による今後のコスト低減ポテンシャルが大きい電源と考えられ、諸外国では、現在も工事費の低減が進み、発電コストも低減が進んでいる。一方、日本では、FIT制度開始以降、資本費の高止まりを背景に、設備利用率の平均が上昇傾向にあるにもかかわらず、kWh当たりの発電コストのバラつきが大きく中央値は横ばいで推移している。
- FIT制度開始前導入量とFIT認定量の合計1,160万kW (2020年6月末時点) が、エネルギーミックスの水準1,000万kWを上回るなか、今後のコスト低減を加速させるには、入札制を導入し、競争によってコスト効率的な案件の導入を図ることが重要。昨年度の本委員会の意見において「来年度の本委員会において、2021年度から入札制を導入することを念頭に検討を行う」とされていたこともふまえ、2021年度から入札制を適用することとしてはどうか。

<入札対象範囲>

- 陸上風力発電においては、小型風力であってもコスト効率的に実施できる事業をFIT対象とするため、現在は、すべての規模が一律の区分となっている。他方、入札については、コスト効率的な事業であったとしても、案件毎に入札手続きが発生することもあり、入札準備に必要な経費が小規模ほど重い負担となるという声が太陽光発電の入札では寄せられている。そこで、すべての規模が一律の区分となっている直近でも小型風力の新規FIT認定が一定件数あることに鑑み、一定規模未満は入札対象範囲外としてはどうか。
- 仮に、太陽光発電と同じ閾値として250kWを採用すると、2019年度FIT認定ベースで、件数では全体の16%である一方、容量では全体の99%を占めており、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムがしっかりと機能し、国民負担が抑制されるのではないか。したがって、陸上風力発電の入札対象範囲は「250kW以上」、250kW未満は入札対象範囲外としてはどうか。
- また、後述のとおり3年間の複数年度価格設定をするのであれば、入札対象範囲「250kW以上」を2021年度～2023年度にわたり維持することを原則としつつ、今後、入札の結果をふまえて、2022年度以降の入札対象範囲については、必要に応じ見直すこととしてはどうか。

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

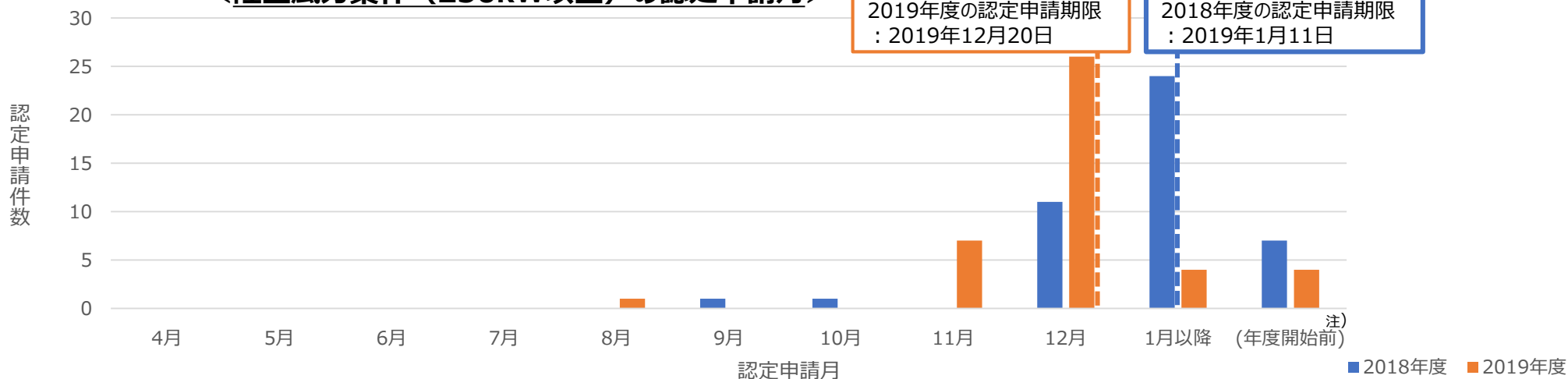
<上限価格の事前公表/非公表・募集容量>

- 入札の設計にあつては、
 - ① **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、上限価格を意識して競争をする。
 - ② **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、他の事業者と競争をする。という2つの大きな方向性がある。
- 上限価格の事前公表／非公表については、10/30に実施された**業界ヒアリング**において、入札の場合、**上限価格を明示してほしいという要望**があった。
- こうしたなか、陸上風力においては、**近年、過去4年間の陸上風力発電の年間FIT認定量は1～2GW**となっており、**量の面での競争が可能である**と考えられる。また、上限価格の公開によって**新規案件の継続的かつ効率的な開発**が進むのであれば、風力発電設備等の**取引量が増加して更なるコスト効率化**がもたらされるなど、**好循環が生まれることも期待**される。こうしたことをふまえると、**上限価格を事前公表することも考えられるではないか**。
- ただし、その場合、他の応札者との競争が働くよう、**募集量に対して応札量が大きくなることが想定されるような募集量の設定が重要**である。また、10/30に実施された**業界ヒアリング**においては、陸上風力発電の2021年度の取扱いについて、**年間1GW以上の認定量または入札募集量の設定の要望**があった。
- 以上をふまえると、陸上風力発電の2021年度以降の入札制について、
 - 案①：**上限価格を事前公表し、年間募集量は1GW**とする
 - 案②：**上限価格を事前非公表とし、年間募集量は2GW**とするといった選択肢が考えられるが、計画的・継続的な案件開発による価格目標の達成と再生可能エネルギーの最大限の導入を図るためには、上記のうち**案①がよいのではないか**。
- また、風力発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、**3年間の複数年度の調達価格を取りまとめたこと**をふまえると、**向こう3年間の上限価格および年間募集量を示すことが効果的ではないか**。ただし、**年間募集容量**については、今後の動向をふまえて募集量に対して応札量が大きく差が発生することが想定されるような場合には、**2022年度以降について必要に応じ見直すこととしてはどうか**。

※「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」では、風力発電について、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、3年間の複数年度調達価格を取りまとめた。

- 陸上風力発電について、2021年度から250kW以上を対象として、入札制に移行することを決定しており、年間募集容量は1GWとし、上限価格を公表する事務局案に、大きな異論はなかった。
- 入札実施回数については、競争性が確保されるようにするとともに、事業者が適時のタイミングで入札に参加できるように配慮して設定する必要がある。
- 新たに入札対象範囲となる250kW以上について、直近2年度分の新規認定の認定申請時期の実績を確認したところ、年度後半の認定審査期限の直前に申請が集中する傾向にあることが判明した。これを踏まえると、**入札実施回数を、仮に年間2回とする場合、各回の上限価格が同じであれば、下期入札に応札が集中し、過度な競争となり、結果として、下期入札に参加する事業者の落札可能性が低下することになることが懸念される。**他方、**下期の上限価格を引き下げれば、応札が分散する可能性もあるが、陸上風力発電としての入札初年度において、事業者にとって応札の複雑さが高まるのではないか。**
- 以上より、**適切な競争を働かせつつ、再生可能エネルギーの最大限導入を進めるためには、2021年度の陸上風力発電の入札実施回数は年間1回とすることが適当ではないか。**

＜陸上風力案件（250kW以上）の認定申請月＞

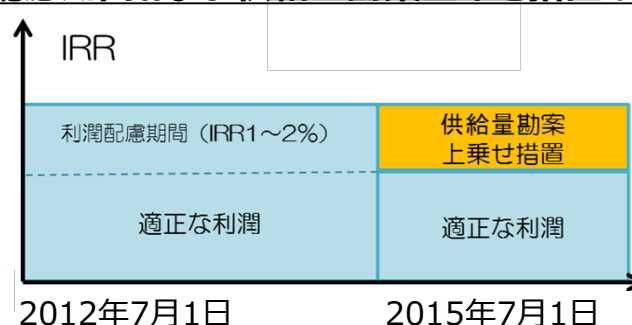


※認定システム上に登録されている認定申請月を集計。
特定の条件を満たす案件について、認定申請期限を猶予して、申請を受け付ける場合がある。

注) 認定申請期限を過ぎて提出された認定申請は、翌年度の認定として扱われる。

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、陸上風力発電の入札の上限価格等について、**2023年度時点で達成すべき上限価格（入札対象範囲外であれば調達価格または基準価格。以下「上限価格等」）を設定の上、2021年度の上限価格等は、設置年別のkWh当たりコストが低下していないなかで、事業者が入札制適用に向けて対応していくことに配慮し、2020年度の調達価格（18円/kWh）における資本費、運転維持費、設備利用率の各想定値を用いること、また、2022年度の上限価格は、2023年度に向けて段階的に低減するように2021年度と2023年度の各想定値の平均を想定値とすることとなった。**
- 一方、同委員会では、**委員から、陸上風力発電のIRRの想定値については見直すべきではないか、という御意見をいただいた。**
- **陸上風力発電※におけるIRRの想定値は、本委員会の「平成24年度調達価格及び調達価格に関する意見」において、「施行後3年間は、例外的に、利潤に特に配慮する必要があることを加味し」、「1～2％程度を上乗せ」してIRRを設定することとし、具体的には、「地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRを適用し、8％で設定することとした。これは、ヒアリング結果でも提示された値に相当する。」とされた。**
※20kW以上と未満で異なる区分等だったときは20kW以上のみ。なお、2019年度以降創設されたリプレース区分では、事業リスクの低さを反映させた6％を設定。
- その後、本委員会の「平成27年度調達価格及び調達期間に関する意見」では、利潤配慮期間終了後の扱いについて、再エネ特措法の原始附則第7条において「集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して3年間を限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮する」とされていることをふまえ、**2015年「7月1日以降は同条において上乗せされた1～2％分については、廃止する」こととした。**他方、調達価格の算定にあたっては、再エネ特措法上、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」を勘案することとされていることをふまえ、**同日以降は「供給量勘案上乗せ措置」を導入し、その大きさは「これまで上乗せされてきたIRR 1～2％分に相当する分とする」こととし、「今後、供給量勘案上乗せ措置をどれだけ継続するかについては、今後の導入状況を踏まえて見極めること」とされた。**

<利潤配慮期間および供給量勘案上乗せ措置のイメージ>



(4) 陸上風力発電の上限価格等の今後のIRRの想定値 (案)

33

- **陸上風力発電は、風力発電のエネルギーミックス(1,000万kW)の水準に対して、FIT前導入量(260万kW)と現時点FIT認定量(830万kW)の合計は1,090万kW、導入量の合計は440万kWある。**
- また、民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストについて、供給量勘案上乗せ措置を導入することとした2014年下半期は**5.45%**、最新2020年下半期は**1.94～3.06%**となっており、**低減**している。
- 他方、**急激なIRRの想定値の変更は、上限価格等の予見可能性を低くしうることや、今後、入札制の適用等をしていくなかで事業リスクについては見極めていく必要もある**と考えられるため、**資金調達コストの低減の一部を反映させ、2021年度～2023年度の陸上風力発電のIRRの想定値は1%低減、すなわち、新設区分は7%、リプレイス区分は5%とすることとしてはどうか。**

	供給量勘案上乗せ措置の導入決定時 (2014年度下半期)	最新 (2020年下半期)
調達する資金の性質	他人資本 (Debt) : 75% 自己資本 (Equity) : 25%	他人資本 (Debt) : 90～80% 自己資本 (Equity) : 10～20%
融資分の資金調達コスト (Cost of Debt)	5.27%	1.60～2.07%
自己資本分の資金調達コスト (Cost of Equity)	6.0%	5.0～7.0%
資金調達 コスト	5.45%	1.94～3.06%

(参考) 陸上風力発電の2021年度以降の取扱い (上限価格の設定①) 34

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

<上限価格の設定方法>

- 向こう3年間の上限価格を示すにあたり、まず、**2023年度時点で達成すべき調達価格 (または基準価格。入札制であれば上限価格。以下「調達価格等」)**を設定する。
- 最初に**資本費**について。陸上風力のFIT認定は、小規模事業と大規模事業に大きく二分化しており、このうち**大規模事業については近年では30,000kW以上のものも多い**。こうしたなか、**トップランナー的な考え方により30,000kW以上の資本費の中央値をみると、27.5万円/kW**となっている。2020年度の資本費の想定値28.2万円/kWよりも効率的水準になっているところ、**2023年度の調達価格等の資本費の想定値を27.5万円/kWとしてはどうか**。
- 次に、**運転維持費**について。同じように30,000kW以上の中央値をみると0.99万円/kW/年となっている。これは、2020年度の運転維持費の想定値0.93万円/kW/年に達していないところ、**引き続き、目指すべき水準を維持することとして、2023年度調達価格等の資本費の想定値を0.93万円/kW/年としてはどうか**。
- 続いて、**設備利用率**について。**直近 (2018年、2019年、2020年それぞれ) に設置された案件の中央値を平均すると28.0%**となっている。これは、2020年度の設備利用率の想定値25.6%よりも効率的水準になっているところ、**2023年度の調達価格等の設備利用率の想定値を28.0%としてはどうか**。
- また、10/30に実施された**業界ヒアリング**では、2021年度の上限価格を18円/kWhとし、2022年度～2029年度について、**毎年度1円/kWh程度ずつ調達価格等を低減させるイメージ**が紹介された。これもふまえ、2023年度までの道筋として、まず、**2021年度の上限価格**は、設置年別のkWh当たりコストが低下していないなかで、事業者が入札制適用に向けて対応していくことに配慮し、**2020年度の調達価格 (18円/kWh) における各想定値を用いてはどうか**。また、**2022年度の上限価格**は、**2023年度に向けて段階的に低減するように2021年度と2023年度の各想定値の平均を想定値**としてはどうか。具体的には以下のとおり (次頁に続く)。

(参考) 陸上風力発電の2021年度以降の取扱い (上限価格の設定②) 35

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

	2021年度	2022年度	2023年度
資本費	28.2万円/kW	27.9万円/kW	27.5万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年
設備利用率	25.6%	26.8%	28.0%

- なお、2021年度以降の陸上風力発電の入札制に係るその他の事項（募集回数、入札実施スケジュール等）は、本日の御議論をふまえ、他電源における入札に係るその他の事項と併せて、改めて御議論いただきたい。

<入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）>

- 前述のように陸上風力発電の一部を入札対象範囲外とする場合、**入札対象範囲外の調達価格（または基準価格）は、事前公表する上限価格と整合的にするように設定**すべきではないか。

<リプレイス区分>

- **リプレイス区分**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にくいことから、**現時点では入札制の対象としないこと**としてはどうか。また、現時点までに得られている定期報告データは資本費について1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、**2021年度の調達価格**については、2020年度までのリプレイス区分と同様、**2021年度の入札対象範囲外の調達価格から接続費を差し引く考え方にもとづき設定**してはどうか。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ その他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

（１）これまでの入札結果：着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外） 37

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外） は、2020年度に入札制に移行したところ。
- なお、再エネ海域利用法が2019年４月に施行されており、次ページの「再エネ海域利用法と都道府県条例にもとづく海域への占用許可の関係について」のとおり、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の認定を取得する事業は、3万kW（30MW）未満の比較的小規模な事業が中心になると考えられる。

	着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）
	第１回
実施時期	2020年度 下期
入札対象	全規模
募集容量	120MW
上限価格	34.00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	5MW（1件） ※ 5 MW
参加資格を得た容量（件数）	5MW（1件）
入札容量（件数）	5MW（1件）
入札価格	35.00円/kWh
落札容量（件数）	0MW（0件）
落札価格	-
調達価格決定方法	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）

- 再エネ海域利用法による占用許可と都道府県条例による一般海域の占用許可の関係については、2019年4月に再エネ海域利用法が施行されたことを受けて同年6月策定した「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」において、考え方を示した。
- 具体的には、一定規模以上の発電設備が設置可能である区域や、今後促進区域に指定される可能性のある区域については、原則として、都道府県条例による占用許可によって実施するのではなく、再エネ海域利用法にもとづき、国と都道府県が連携して進めることが適切であるとの考え方を示し、協力をお願いしたところ。
- その後、2020年4月、上記ガイドラインにおける「一定規模以上の発電設備が設置可能である区域」の目安について、国内事例として、これまでの陸上風力発電におけるコストデータを分析すると3万kW以上の案件についてより低い資本費で事業が実施できていることをふまえ、3万kWが1つの目安になるとの考え方を示した。
- これをふまえると、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札に参加する事業は、3万kW（30MW）未満の比較的小規模な事業が中心になると考えられる。

(2) FIT認定量・導入量：洋上風力

39

調達価格等算定委員会（第64回）

（2020年11月27日）事務局資料より（一部加工）

- 2014年度に洋上風力発電の区分が新設されて以降2019年度まで、調達価格は36円/kWhであり、**FIT導入件数・導入容量は2件・4MW**、**FIT認定件数・認定容量は10件・668MW**となっている（2020年6月現在）。

	着床式洋上風力						2020年度
	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	
調達価格	36円/kWh						入札制 ※上限価格は34円 (事前非公表)

(3) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い（案） 40

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、2021年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱いについて、第1回にあたる2020年度の入札結果を踏まえて、設定することとなった。
- 2020年度の入札では、募集容量120MWに対し、入札参加申込は1件・5MWのみだった。
- また、2021年度以降の見通しについて、再エネ海域利用法が2019年4月に施行されており、再エネ海域利用法と都道府県条例にもとづく海域への占用許可の関係について整理しているとおり、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の認定を取得する事業は3万kW（30MW）未満の比較的小規模な事業が中心になると考えられる。
- これらをふまえると、2021年度以降に事業計画認定を取得しようとする着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）はそもそも限定的と考えられるため、入札による競争効果もあまり期待できない。このため、2021年度以降は入札対象範囲外としてはどうか。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

(1) これまでの入札結果：バイオマス

42

■ 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た。

	バイオマス			
	第1回	第2回	第3回	
実施時期	2018年度 下期	2019年度 下期	2020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
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)
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
参加資格を得た容量（件数）	95MW (4件)	11MW (5件)	6MW (4件)	169MW (3件)
入札容量（件数）	35MW (1件)	2MW (1件)	4MW (3件)	2MW (1件)
平均入札価格	19.60円/kWh	23.90円/kWh	20.55円/kWh	18.50円/kWh
落札容量（件数）	35MW (1件)	0MW (0件)	0MW (0件)	2MW (1件)
落札価格	19.60円/kWh ただし、第2次保証金を 納付せず辞退	-	-	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。

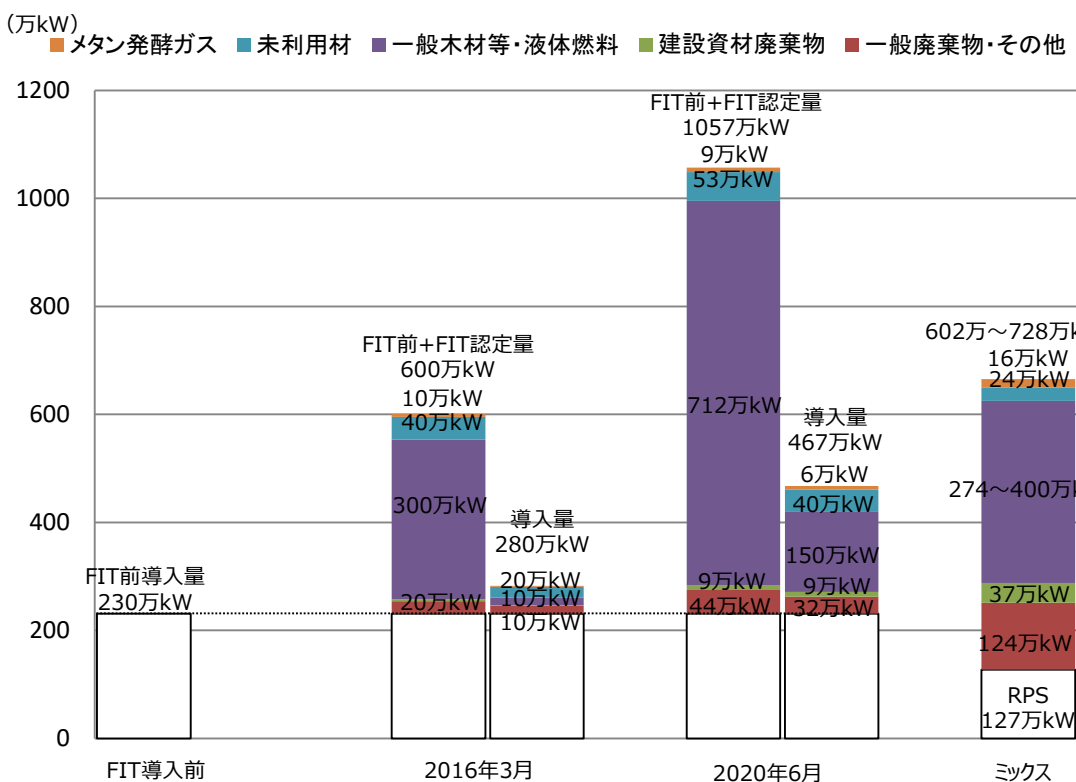
(2) FIT認定量・導入量：バイオマス

43

調達価格等算定委員会（第64回）
（2020年11月27日）事務局資料より抜粋

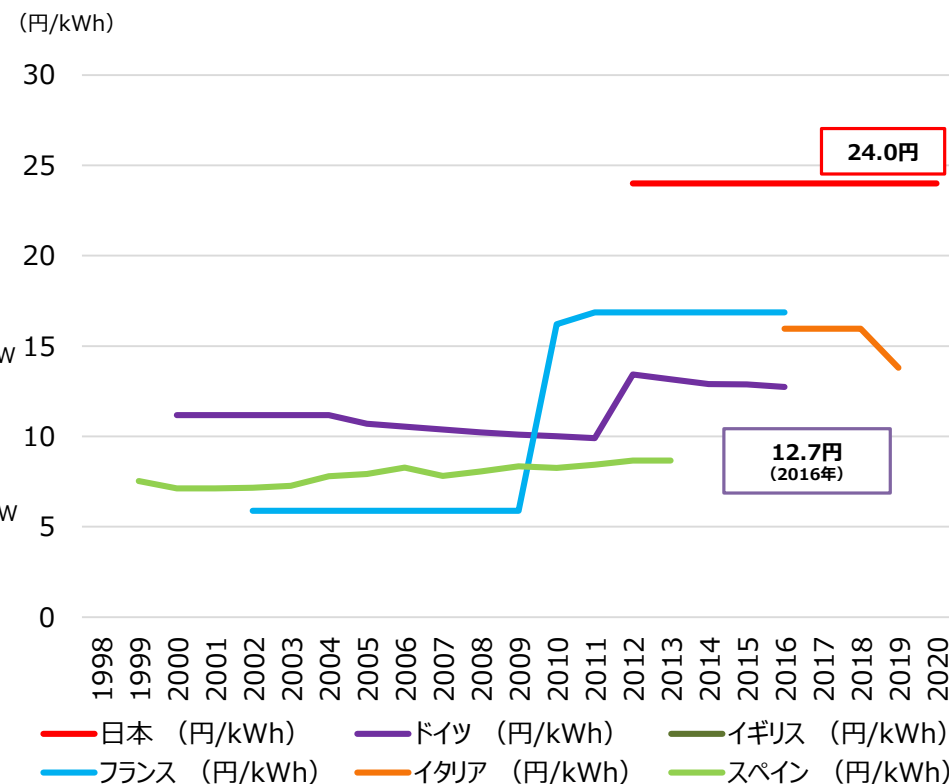
- バイオマス発電については、一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料のFIT認定量急増により、FIT制度開始前の導入量と2020年6月時点のFIT認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で1,057万kWとなっており、エネルギーミックスの水準（602～728万kW）を超えている。
- なお、2020年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW未満）では24円/kWhであるなど、海外のバイオマス発電の買取価格と比べて高い。

＜バイオマス発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。
※ バイオマス比率考慮済。

＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）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（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。

- 2020/12/23の本委員会（第65回）において、2021年度のバイオマス発電の入札について、対象範囲は2020年度と同じく「一般木質等（10,000kW以上）および液体燃料（全規模）」とすること、また、上限価格も2020年度と同じく「事前非公表」とすること、これにより、上限価格を意識して競争することを追求することとなった。
- なお、同委員会では、「一般木質等（10,000kW以上）および液体燃料（全規模）」は、2022年度においてFIP制度かつ入札対象とすることとなった。

<2021年度の入札制>

- 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などをふまえて入札対象となっていることに鑑み、引き続き、2021年度も入札制の対象としてはどうか。
- その際、上限価格については、これまでの入札実績をみると、募集容量に対して、入札参加申込容量は一定程度あっても参加資格を得た容量はごくわずかとなっていることから、引き続き、上限価格を事前非公表としたうえで、上限価格を意識して競争することを追求してはどうか。
- ※ なお、2021年度のバイオマス発電の入札にかかるその他の事項（募集回数・募集容量等）は、本日の御議論及び第3回入札結果（12/25公表）をふまえて決定することとしてはどうか。

<2021年度の調達価格（入札対象範囲外）>

- 上記の入札対象とする場合、2021年度について、一般木質等（10,000kW未満）の調達価格を決定する必要がある。
- コストデータによれば、資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも2020年度の調達価格における想定値を上回る。
設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を下回る水準。
- 他方、価格目標で中長期的な自立化を目指していることをふまえれば、調達価格・基準価格を2020年度よりも引き上げることは誤ったメッセージとなる可能性があるため、価格を引き上げることは避けるべきではないか。
- これらをふまえ、2021年度の一般木材等（10,000kW未満）の調達価格について、2020年度の調達価格における各想定値を用いてはどうか。

- バイオマス発電については、上限価格は非公表とすることを決定している一方で、募集容量・募集回数については、2021年度の入札結果を踏まえて、検討することとしていたところ。
- 過去3回の入札結果においては、募集容量に対して、応札容量が下回る傾向が続いている。他方で、提出された事業計画の中には、設備容量112MWと大規模な案件もあり、そのような案件が落札できる可能性も維持するべきと考えられることから、2021年度のバイオマス発電の年間募集容量は、120MWを据え置くこととしてはどうか。
- 入札実施回数についても、応札容量が少ない中で、入札実施回数を増加させることは、入札回に応じて競争環境が著しく変化することに繋がり、かつ、上述のような大規模案件が落札できる可能性を排除してしまうことになるため、2021年度の入札実施回数は年間1回としてはどうか。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュール、その他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

(1) 2021年度の入札実施スケジュール (案)

48

	2021年度				
	太陽光第8回	太陽光第9回	太陽光第10回	太陽光第11回	陸上風力第1回 バイオマス第4回
4月	入札説明会 事業計画受付(4/19)				
5月	事業計画受付×切 (5/7) 事業計画審査×切 (5/21) 入札募集開始 (5/31)				
6月	入札募集×切 (6/11) 入札結果公表 (6/18)	事業計画受付(6/28)			
7月		事業計画受付×切 (7/16) 事業計画審査×切 (7/30)			
8月		入札募集開始 (8/10) 入札募集×切 (8/20) 入札結果公表 (8/27)			
9月			事業計画受付 (9/27)		事業計画受付 (9/6) 事業計画受付×切 (9/24)
10月			事業計画受付×切 (10/15) 事業計画審査×切 (10/29)		事業計画審査×切 (10/8) 入札募集開始 (10/18) 入札募集×切 (10/29)
11月			入札募集開始 (11/8) 入札募集×切 (11/19) 入札結果公表 (11/26)		入札結果公表 (11/5)
12月					
2022年1月	認定補正期限 (1/4) 認定取得期限 (1/18)			事業計画受付(1/4) 事業計画受付×切 (1/21)	
2022年2月				事業計画審査×切 (2/4) 入札募集開始 (2/14) 入札募集×切 (2/25)	
2022年3月		認定補正期限 (3/14) 認定取得期限 (3/28)		入札結果公表 (3/4)	
2022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 (9/20) 認定取得期限 (10/4)	認定補正期限 (5/23) 認定取得期限 (6/6)

※ 2022年1月～2月に開催する調達価格等算定委員会において、太陽光第8～10回、陸上風力第1回、バイオマス第4回を検証し、2022年度の入札制度を検討。
 なお、同時期に実施する太陽光第11回の検証については、2023年度の検討に活用する。

- 再エネ特措法において、入札制度は、新規認定の案件のみを対象としており、既認定案件が発電設備の出力増加等を行い、変更認定申請した場合に、適用される調達価格等が変わる場合は、入札の対象外と解釈し得る。
 - 他方で、現在は、
 - ・ 入札対象区分の既認定案件が、調達価格の変更を伴う変更認定申請を行う場合（変更認定申請の結果、引き続き入札対象区分である場合に限り）
 - ・ 非入札対象区分の既認定案件が、発電設備の出力増加等の変更認定申請により、入札対象区分となる場合
- については、入札制度開始当初は、対象となる案件が限定的であったことから、適用される調達価格区分を設定せず、入札によって、調達価格を決定する運用としている。
- 今後、入札制度対象案件の増加に伴って、変更認定申請の案件が増加することが想定されることを踏まえると、**2021年度以降の入札制度における取扱いを整理する必要がある。**事業者の予見性にも配慮する必要があることを踏まえると、直近に実施された入札における上限価格を変更認定申請後の調達価格として適用することとしてはどうか。

※ただし、直近の入札における上限価格よりも、当該事業における変更認定申請前の調達価格の方が低い場合は、調達価格は据え置くこととする。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等 ※陸上風力発電のIRRについては、I ③「具体的な上限価格」を参照

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、
 - A) 2021年度、2022年度それぞれの事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格は、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定すること、
 - B) 自家消費型の地域活用要件が設定された事業用太陽光（10-50kW）については、現時点においては、現行の地域活用要件を維持して様子を見ること、その際、調達価格については、2021年度以降も、2020年度と同じように、地域活用要件の具備に要する費用や自家消費分の便益を考慮して設定する方向、
となったことをふまえ、事業用太陽光（10-50kW）の2021年度以降の調達価格について、具体的に御審議いただきたい。
- まず、事業用太陽光発電（入札対象範囲外（50-250kW））と同様、調達価格が低減するなかでも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光（10-50kW）も、2021年度に加え、2022年度の調達価格も設定することでよいか。
- また、2020年度の事業用太陽光（10-50kW）の調達価格における各想定値は、事業用太陽光（50-250kW）の調達価格における各想定値と比較して、自家消費に係るものとして、①自家消費比率が設定されていることおよび②自家消費分の便益が考慮されていること、資本費として、③地域活用要件具備に要する費用が考慮されていること、④トップランナー分析の対象が異なることによりシステム費用が異なること、が相違点となっている。
- このうち、①自家消費比率（50％）については、「現行の地域活用要件を維持して様子を見ること」、②自家消費分の便益については、大手電力のFIT制度開始時点から最新の産業用電気料金単価の平均値に現行の消費税率（10％）を加味した金額（18.74円/kWh）が1年前と増減していないこと、③地域活用要件具備に要する費用については、「定期報告データは現時点で得られていない」ことから、それぞれ、2021年度、2022年度の想定値は、2020年度の想定値を据え置くことが適当とも考えられる。他方、上記A）の価格設定方法をふまえると、事業用太陽光（10-50kW）のみ各想定値を具体的に設定して調達価格を決定することは適切といえないのではないか。
- このため、上記①～③の状況、および、④システム費用は事業用太陽光（10-50kW）がそれより大規模な案件と比べて相対的にコストが高いことや規模別の設置費用の推移の傾向が類似していることをふまえ、2021年度、2022年度の事業用太陽光（10-50kW）調達価格は、2020年度の最終的な調達価格と同じように、事業用太陽光（50-250kW）の調達価格に1円/kWhを加えた価格を設定してはどうか。

- 昨年度の本委員会で、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域での活用実態等を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討することとした。また、小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、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、自家消費を前提とした設備等の支援に重点化していくという方針を整理し、今年度から自家消費型の地域活用要件を設定している。
- こうしたなか、10/30に実施された本委員会における業界ヒアリングでは、50-250kWについても地域活用電源を定義してほしい、10-50kWについては現在の自家消費要件に加えて自家消費以外の地域活用要件によるFITを適用してほしい、という要望があった。これに対し、委員からは、以下のような御指摘があった。
 - FIT制度からFIP制度、そして最終的には自立するなかで、太陽光はかなり量が増えており、早期に自立すべきではないか。
 - 原則として、FIP制度や入札制に移行すべきであり、その過程で、移行すると社会的に非効率が発生する、といった著しく不合理であると認められるものに限り、地域活用電源などの別の方法を検討すべきではないか。
- また、最近では、再生可能エネルギーのニーズの高まりに応じ、非FIT太陽光発電の運転も開始しており、今後、さらに非FIT太陽光発電の開発が推進されると期待される。
- こうした非FIT太陽光発電の活用実態や動向、委員からの御指摘をふまえると、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域活用要件を設定してFIT制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境をふまえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促すべきではないか。
- また、自家消費型の地域活用要件が設定された事業用太陽光（10-50kW）については、昨年度の本委員会で、自家消費型への支援重点化を含めて整理したところであり、かかる事業の定期報告データが出てきていない現時点においては、現行の地域活用要件を維持して様子を見ることとしてはどうか。その際、調達価格については、2021年度以降も、2020年度と同じように、地域活用要件の具備に要する費用や自家消費分の便益を考慮して設定する方向としてはどうか。

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

<調達価格の設定方法>

- 事業用太陽光発電の価格目標「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」を達成し、国民負担の抑制と最大限の導入を進めるためには、2025年に運転開始する案件の平均的な調達価格 (または基準価格) が8.5円/kWh相当※でなければならない。※8.5円/kWhは、IRR 5 %を想定して調達価格 (または基準価格) に換算した額であり、IRRの想定値に応じて変わる。

事業用太陽光について、認定から運転開始までの所要年数を、2020年3月時点で運転を開始している案件を対象に集計したところ、1年以内が70.5%、2年以内が89.8%、3年以内が94.9%となっていた※。これをふまえると、認定から運転開始までの平均的な年数は、実績ベースで1年以内と考えられる。したがって、価格目標を達成するためには、調達価格 (または基準価格) が、2023～2024年度頃には8～9円/kWh相当であることが必要となる。

※なお、運転開始に至った年月については、買取実績を根拠に集計したため、実際の運転開始と数ヶ月程度の誤差が生じている可能性がある。

- 調達価格は、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。

これまでの調達価格は、価格目標との整合性を踏まえつつ、毎年のコスト低減状況からトップランナー方式等による必要コストの積み上げにより設定してきた。しかし、今年の実績を確認すると、低減傾向が鈍化しているため、これまでと同様の価格設定方式では、価格目標への道筋が不透明となる状況。そこで、トップランナー方式だけではなく、価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、足下の調達価格 (または基準価格) を設定してはどうか。

<調達価格の設定年度>

- その場合、同時にコスト低減に向けてより効率的な案件形成を促進する必要があるのではないかと。事業者からは、「複数年の目標値が公開されていると案件開発が効率化できる」という声があることも踏まえ、上記のように調達価格や基準価格が低減するなかでも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光発電の調達価格かつ基準価格について、2021年度に加え、2022年度も設定してはどうか。

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

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

第3回再エネ主力電源化制度改革小委員会 (2019年10月28日) 事務局資料より抜粋

<事業用太陽光発電の新設時における自立運転モードの設置に必要な事項>

✓ 自立運転モードに対応可能なパワコンを購入する

※ 50kW未満の低圧設備では、自立運転モードに対応可能な住宅用のパワコンを流用することが可能であり、追加的負担はほぼないものと考えられる。

✓ 非常時のコンセントBOX・その架台を購入する

✓ コンセントBOXに接続するためのケーブル等を購入する

✓ 追加的な工事 (非常時のコンセントBOXまでの配線等) を行う

31,000円程度

50,000円程度

60,000円程度

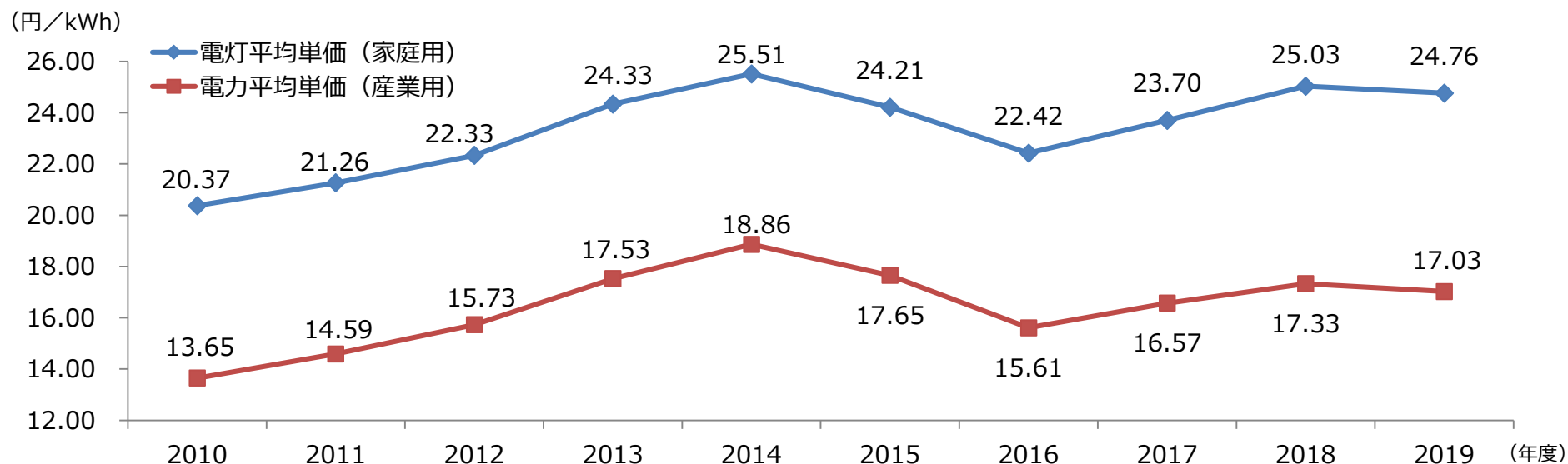
141,000円程度
(= 2,820円/kW)

※ 事業者ヒアリングをもとに資源エネルギー庁推計。

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

- 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）については、調達価格の設定に当たって、自家消費分の便益が想定されている。
- 2020年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近7年間（2012年度～2018年度）の産業用電気料金単価を踏まえ、18.74円/kWhと設定されている。
- 同様に、大手電力のFIT制度開始時点から最新の直近8年間（2012年度～2019年度）の平均値に現行の消費税率（10%）を加味すると、**18.74円/kWh**になる。

＜大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移＞



- 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）は、それより大規模な案件と比べて相対的にコストが高い。このため、**2020年度の調達価格（10-50kW）は**、再エネ発電事業を「効率的に」実施した場合に「通常要する費用」に見合った**システム費用の想定値として、10kW以上全体でトップランナー分析**を行って設定した。具体的には、昨年度の本委員会の時点における直近（2019年1月～2019年9月）の10kW以上設置案件の上位21%をトップランナー水準として採用し、**21.2万円/kW**をシステム費用の想定値とした。
- なお、2020年度の調達価格（50-250kW）のシステム費用の想定値は、昨年度の本委員会の時点における直近（2019年1月～2019年9月）の50kW以上設置案件の上位13%をトップランナー水準として採用し、14.2万円/kWをシステム費用の想定値とした。

<10kW以上のシステム費用の分析>

%	2020年1～9月設置 (10kW以上) N=11,235 [万円/kW]	2019年1～12月設置 (10kW以上) N=30,426 [万円/kW]	2018年1～12月設置 (10kW以上) N=35,736 [万円/kW]	2017年1～12月設置 (10kW以上) N=44,415 [万円/kW]
5%	14.82	15.67	16.85	18.24
10%	16.43	17.58	19.58	19.88
15%	17.43	18.71	21.27	21.43
16%	17.55	18.94	21.61	21.81
17%	17.60	19.18	21.93	22.12
18%	17.73	19.42	22.18	22.45
19%	17.83	19.62	22.40	22.77
20%	17.98	19.85	22.69	23.09
21%	18.18	20.04	22.95	23.39
22%	18.35	20.28	23.14	23.70
23%	18.44	20.57	23.31	24.00
24%	18.64	20.83	23.47	24.24
25%	18.82	21.03	23.58	24.48
30%	19.82	21.70	24.37	25.70
35%	20.83	22.44	25.00	26.75
40%	21.82	23.36	25.82	27.82
45%	22.77	24.06	26.42	28.80
50%	23.82	24.75	26.88	29.45

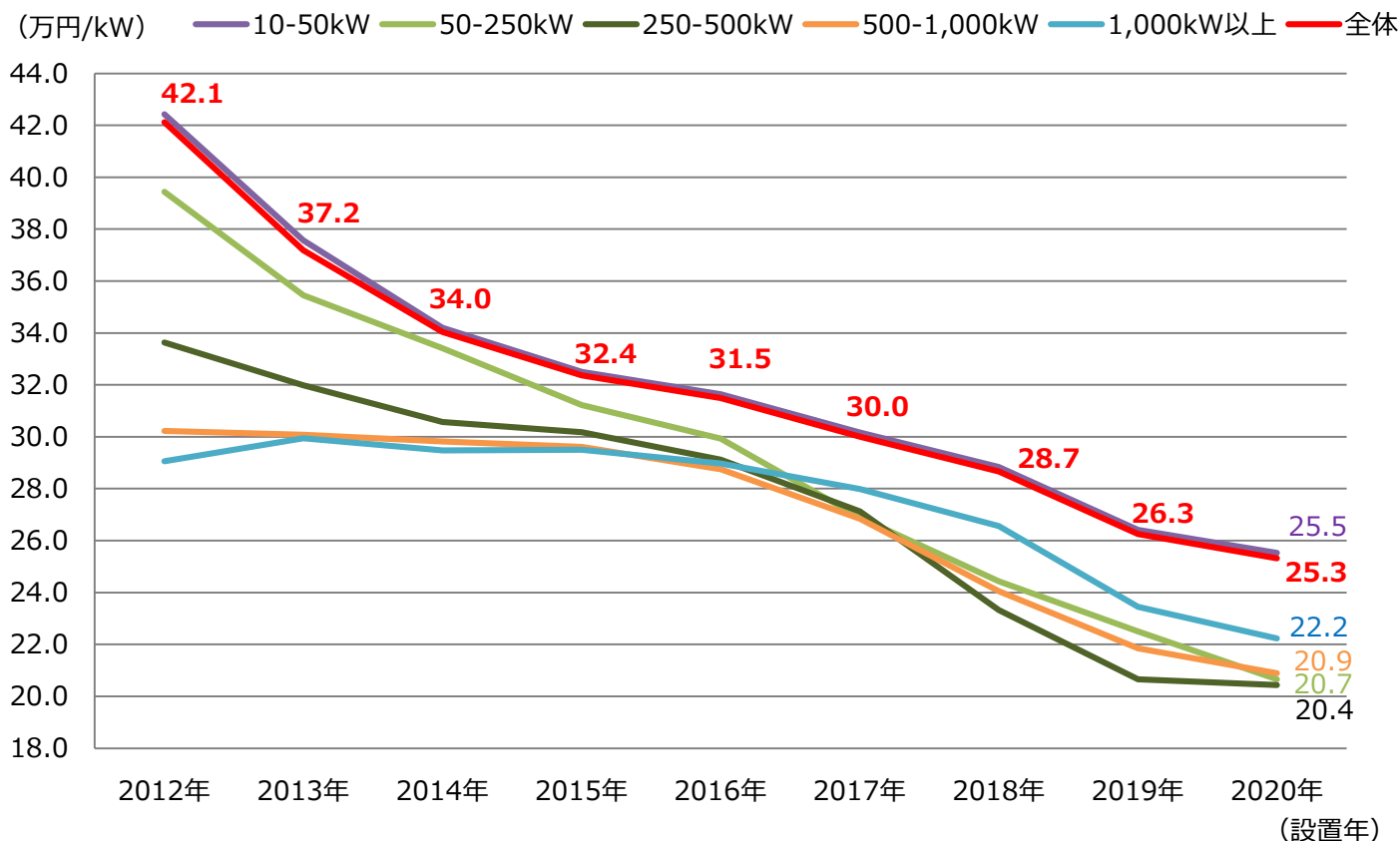
<50kW以上のシステム費用の分析>

%	2020年1～9月設置 (50kW以上) N=549 [万円/kW]	2019年1～12月設置 (50kW以上) N=1,109 [万円/kW]	2018年1～12月設置 (50kW以上) N=1,457 [万円/kW]	2017年1～12月設置 (50kW以上) N=2,420 [万円/kW]
5%	12.28	12.86	13.64	15.32
10%	13.59	13.85	15.43	17.63
15%	14.21	14.64	16.74	19.30
16%	14.36	14.84	16.94	19.55
17%	14.50	15.15	17.19	19.80
18%	14.58	15.45	17.35	19.99
19%	14.73	15.67	17.49	20.26
20%	15.07	15.92	17.67	20.52
21%	15.23	16.06	18.00	20.73
22%	15.36	16.19	18.18	20.93
23%	15.52	16.36	18.39	21.19
24%	15.73	16.50	18.53	21.35
25%	16.05	16.64	18.64	21.53
30%	16.72	17.43	19.41	22.52
35%	17.49	18.00	20.39	23.40
40%	18.18	18.85	21.34	24.23
45%	18.94	19.54	22.53	25.21
50%	19.80	20.32	23.51	26.16

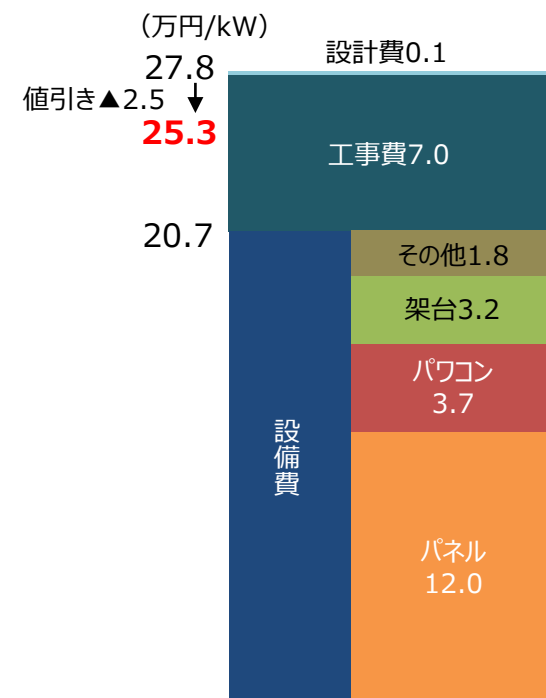
調達価格等算定委員会（第63回）
（2020年11月27日）事務局資料より抜粋

- 事業用太陽光発電のシステム費用はすべての規模で毎年低下傾向にあり、2020年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は25.3万円/kW（中央値は23.8万円/kW）となり、前年より1.0万円/kW（3.8%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約45%、工事費が約28%を占める。

＜システム費用平均値の推移＞



＜システム費用の内訳＞



※設備費と詳細費目合計値の誤差を補正

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

- 2020/11/27の本委員会（第63回）において、2021年度・2022年度の廃棄等費用の想定額、解体等積立基準額の設定にあたっての考え方・2020年度までの調達価格に対応する解体等積立基準額について、整理いただいた。その中で、
 - A) 「解体等積立基準額は、各調達価格又は基準価格における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、各調達価格又は基準価格における廃棄等費用の想定値を積み立てられるkWh当たりの単価」にすることとなった。
 - B) また、事業用太陽光（10-50kW）には自家消費型の地域活用要件が設定されているところ、当該案件の解体等積立基準額は、「調達価格の算定における自家消費比率の想定値で電気供給すると想定した単価」にすることとなった。
- これらをふまえると、2021年度、2022年度それぞれの事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格かつ基準価格を価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで設定する際に、前述のように、調達価格は各想定値を具体的に設定せずに決めるにしても、**解体等積立基準額を決めるためには設備利用率と自家消費比率の想定値を設定する必要がある**。具体的には、
 - A) **設備利用率について**。①2019年設置案件の直近期間（2019年6月から2020年5月まで）の設備利用率（平均値）が、10kW以上全体では17.5%、50kW以上全体では16.9%となっていること、②いずれの規模も過積載率が一定程度あり、特に10-50kWは、50kW以上と比べて過積載率が高いことをふまえ、**2021年度、2022年度の想定値は、2020年度の想定値（17.2%）としてはどうか**。
 - B) **自家消費比率について**。前述のとおり、「現行の地域活用要件を維持して様子を見ること」となったことをふまえ、**2021年度、2022年度の想定値は、2020年度の想定値（50%）としてはどうか**。

(2) 解体等積立基準額（2021年及び2022年度）（案）②

59

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	(審議中)	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	(審議中)	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	(審議中)	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh

第63回に、御議論いただいた事項

本日、御議論いただきたい事項

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

- **2019年度までの事業用太陽光発電の調達価格の設定に当たっては、資本費の5%を廃棄等費用として採用してきた。**こうした中、太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ（以下「廃棄等費用確保WG」）からの要請を受け、昨年度の本委員会では、**2020年度以降の廃棄等費用の想定値は、入札対象範囲の内外にかかわらず定額とし、その額は、調査結果や2019年度の想定値（約1万円/kW）も踏まえ、想定資本費の額にかかわらず、1万円/kWとすることとした。**また、運転開始11～20年目に分割して積み立てる想定で調達価格の算定を行うこととした。
- この想定値については、今後、廃棄等の実績が増えていく中で必要に応じ見直すこととし、**2021年度や2022年度の調達価格又は基準価格を算定するに当たっては、引き続き、入札対象範囲の内外にかかわらず、1万円/kWとしてはどうか。**
- また、廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度では、法律上、**解体等積立基準額**（認定事業者が市場取引等又は特定契約若しくは一時調達契約により供給した電気**1 kWh当たりの積立額**）を経済産業大臣が定めることになっており、それを定めるに当たっては、あらかじめ、**調達価格等算定委員会の意見を聴いて、その意見を尊重**することとなっている。
- 廃棄等費用確保WGでは、最終的に積み立てる積立金の金額水準について、調達価格等算定委員会による調達価格又は基準価格の算定において想定してきている廃棄等費用としている。これを踏まえ、**解体等積立基準額は、各調達価格又は基準価格における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、各調達価格又は基準価格における廃棄等費用の想定値を積み立てられるkWh当たりの単価**にすべきではないか。
- また、同WGでは、2019年度までの入札案件については、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額とすることとしている。これを踏まえ、**2019年度までの入札案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価**にすべきではないか。
- 加えて、2020年度から、**事業用太陽光（10-50kW）には自家消費型の地域活用要件が設定**されている。解体等積立基準額は、法律上、電気供給見込量を基礎として定めることになっているところ、当該案件は、**調達価格の算定における自家消費比率の想定値で電気供給すると想定した単価**にすべきではないか。
- また、解体等積立基準額は、**小数点第2位まで設定することとしてはどうか。**

- **2019年度・2020年度の想定値（17.2%）**は、より効率的な事業の実施を促していくため、**システム費用のトップランナーの水準を参考**に、上位の実績を参照して設定してきた。
- また、**設置年別の直近の期間**（2019年6月から2020年5月まで）の設備利用率（平均値）をみると、2019年は、**10kW以上全体では17.5%、50kW以上全体では16.9%**となっている。
- ただし、**過積載率も全体的に増加傾向が継続**しており、かつ、特に10-50kWは、50kW以上と比べて過積載率が高いことにも留意（次頁参照）。

<全設置年の設備利用率のトップランナー分析>

	事業用 設備利用率			
%	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
5%	20.02%	19.32%	19.52%	19.65%
10%	18.02%	18.26%	18.48%	18.71%
15%	16.81%	17.52%	17.77%	18.07%
20%	16.05%	16.97%	17.26%	17.56%
25%	15.53%	16.50%	16.81%	17.15%
30%	15.12%	16.09%	16.41%	16.80%
35%	14.78%	15.70%	16.04%	16.44%
40%	14.48%	15.35%	15.70%	16.10%
45%	14.20%	15.00%	15.38%	15.80%
50%	13.93%	14.68%	15.06%	15.52%

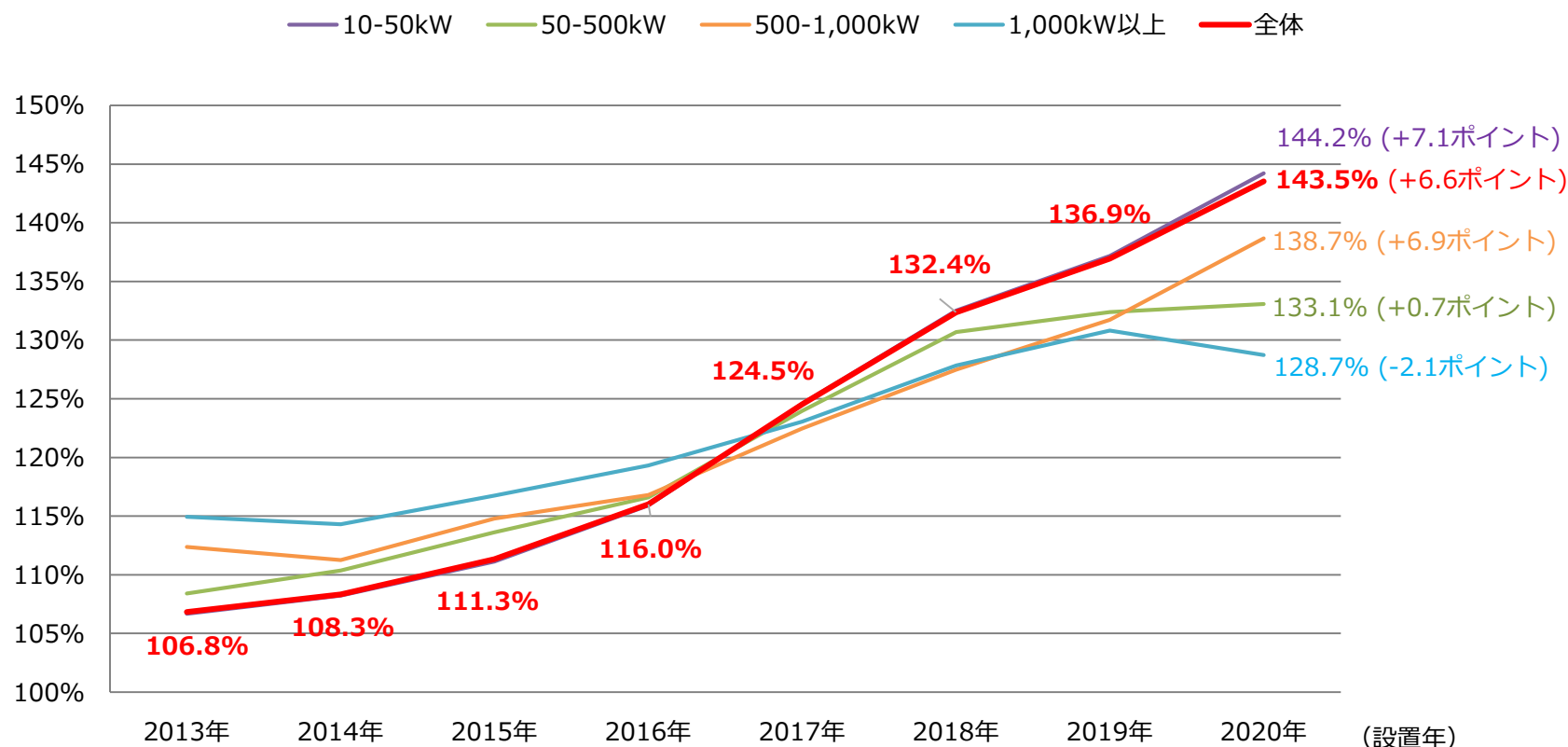
<設置年別の設備利用率>

	事業用 設備利用率（平均値）			
設置年	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
2012	13.0%	13.0%	14.0%	14.7%
2013	13.4%	13.9%	14.5%	15.2%
2014	13.7%	14.3%	14.6%	15.3%
2015	14.2%	14.8%	15.1%	15.4%
2016	14.8%	15.3%	15.5%	15.8%
2017	15.8%	16.2%	16.2%	16.1%
2018	16.6%	17.0%	17.0%	16.6%
2019	17.5%	16.9%	17.2%	17.0%

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

- 定期報告データにより、事業用太陽光発電案件のうち過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、1,000kW以上を除く規模で過積載が進んでいることが確認されたが、その増加ペースは規模によって異なる。

<過積載率の推移>



I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等 ※陸上風力発電のIRRについては、I ③「具体的な上限価格」を参照

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）（案）

- 前述のとおり2021年度以降の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）を入札対象範囲外とする場合、少なくとも2021年度の調達価格を決定する必要がある。また、風力発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、3年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、向こう3年間の調達価格または基準価格を示すことが効果的と考えられる。他方、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）と整合的な価格設定をすることも必要と考えられる。
- 2020年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札は、上限価格34円/kWh（事前非公表）で実施された。これに対し、唯一の入札価格は35.00円/kWhであり、上限価格を下回る価格での入札はなかった。
- また、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）では、現在、3か所（4区域）の促進区域において供給価格上限額29円/kWhで公募が行われており、公募期間やその後の審査・評価プロセス、事業者選定後FIT認定等を考慮すると、当該区域で選定された事業者が2022年度前後にFIT認定を取得することとなる見込み。
- 再エネ海域利用法適用対象と再エネ海域利用法適用外では、事業の安定性や予見可能性、規模等に相違点もある一方で、10/30に実施された本委員会における業界ヒアリングの際には、委員から、再エネ海域利用法の下で地域調整もしながら競争によりコストを低減していくというなかで、再エネ海域利用法適用外のところで実施するから調達価格を維持することが妥当というのは違うのではないか、といった御指摘があった。
- 以上をふまえると、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格は、2022年度については、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）で2022年度前後にFIT認定を取得する見込みの事業と同水準に設定することとし、2021年度については、徐々にコストを低減していくために2020年度と2022年度の平均価格を設定してはどうか。また、2023年度以降については、今後の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の供給価格上限額の議論をふまえつつ、来年度以降の本委員会で検討することとしてはどうか。

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は、2020年度から入札制が適用されているところ。この第1回にあたる2020年度入札の結果が公表されるのは12/25であり、2021年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱いについては、この入札結果をふまえて設定すべきではないか。
- なお、10/30に実施された本委員会における業界ヒアリングでは、2021年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の上限価格について、風況等が事業案件により大きく変わりうることから、現在、開発・工事している複数案件のコスト実績をふまえるべく、36円/kWhを適用することが妥当という要望があった。これに対し、委員からは、再エネ海域利用法の下で地域調整もしながら競争によりコストを低減していくというなかで、再エネ海域利用法適用外のところで実施するから36円/kWhが妥当というのは違うのではないか、といった御指摘があった。
- また、再エネ海域利用法にもとづく公募の開始を予定している、秋田県能代市沖、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖（北側・南側）、千葉県銚子沖の3か所（4区域）の促進区域においては、公募の対象とする発電設備区分等が着床式洋上風力発電とし、公募における供給価格上限額を29円/kWhとする意見を本委員会に取りまとめた。

- 着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）は、初めての入札となるが、入札制の趣旨が、事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を実現していくことにあることを踏まえると、2019年4月の再エネ海域利用法の施行により市場の競争が進んできているといった変化も考慮しながら、効率的なコストを想定して上限価格の設定を行うべきではないか。
- 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については、3か所（4区域）の促進区域における公募が、供給価格上限額29円/kWhで開始予定。
- ただし、促進区域における公募と今回の着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の入札には相違点もある。
 - 例えば、促進区域における公募は、今回の着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）の入札と比較し、30年間の占用許可を受けて事業を実施可能であるなど、事業の安定性や予見可能性が高い。
 - また、今回の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札に参加する事業は、再エネ海域利用法と都道府県条例にもとづく海域への占用許可の関係をふまえると、3万kW（30MW）未満の比較的小規模な事業が中心になると考えられる。
 - 加えて、現在公募予定の促進区域に参加する事業は、公募期間やその後の審査・評価プロセス、事業者選定後FIT認定当を考慮すると、選定された事業者がFIT認定を取得するのは2022年度前後となる。一方、今回の着床式洋上風力入札（再エネ海域利用法適用外）に参加する事業は、2020年度末までにFIT認定を取得しなければならない。
- 一方で、世界的に洋上風力発電のコスト低減が進んでいる点をふまえ、着床式洋上風力第1回入札の上限価格として、どのような水準が適切か。

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

II 2021年度以降の調達価格等 ※陸上風力発電のIRRについては、I ③「具体的な上限価格」を参照

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

- 2020/12/23の本委員会（第65回）において、地域活用要件を御審議いただいた際、自家消費型・地域消費型の地域活用要件のうち、「当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が、小売供給する電気量の3割以上を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給するもの。」について、「都道府県という大きな単位に比べて割合が小さいのではないかと。3割では複数の都道府県が該当するため、5割以上とするか、または、3割以上かつ当該都道府県への供給が最大になっているという制約を設けるべき。」という御意見を、委員からいただいた。
- 資源エネルギー庁ホームページ「登録小売電気事業者一覧」に掲載されている各小売電気事業者（2020年12月28日現在計698事業者）の「供給予定地域」を参考にとすると、各小売電気事業者の供給予定地域の範囲は様々であるが、その範囲が比較的小さいもののうち、1の都道府県内でのみ供給を予定する小売電気事業者もいれば、2～3の都道府県を対象に供給を予定する小売電気事業者も複数いる。
- 他方、都道府県という単位が比較的大きいということであれば、1の都道府県を中心に小売供給する小売電気事業者または登録特定送配電事業者は限定することも適当と考えられる。
- そこで、案を改め、「当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給し、かつ、その契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が、小売供給する電気量の5割以上を当該発電設備が所在する都道府県内へ供給するもの。」とすることに変更してはどうか。
- なお、同委員会で整理いただいたとおり、本年度の本委員会に取りまとめた地域活用要件は、2022年度及び2023年度は継続することとするが、今後、必要に応じて見直す。

調達価格等算定委員会（第65回）

（2020年12月23日）事務局資料より抜粋・一部変更

- 自家消費型の地域活用要件については、低圧太陽光発電を参考にしつつ、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は太陽光発電に比べて立地制約が大きいことをふまえ、いわゆる自家消費だけではなく、地域内での消費も含めて認めてはどうか。また、災害時に発電設備にアクセスできる場所に立地できないことも多いことをふまえるべきではないか。
- また、熱利用についてもエネルギーの自家消費・地域消費として認めてはどうか。ただし、熱利用には様々なものがあることから、熱利用に加え、一定の電気を所内電力等で自家消費していることを求めているかどうか。
- 具体的には、以下のとおり。

自家消費型・地域消費型の地域活用要件

以下のいずれかの要件を満たすこと

- a)当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**発電される電気量の3割以上を自家消費**※¹するもの（すなわち、7割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。
- b)当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を**再生可能エネルギー電気特定卸供給**により供給し、かつ、その**契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が、小売供給する電気量の5割以上**を当該発電設備が所在する**都道府県内へ供給**※²するもの。※赤字が前回の委員会からの変更（案）
- c)当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**産出された熱**※³を、原則として**常時利用**する構造を有し、**かつ、当該発電設備により発電される電気量の1割以上を自家消費**※¹するもの（すなわち、9割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。

※¹ 自家消費比率を把握するため、発電電力量を記録することが求められる。

※² 小売供給の状況については、小売電気事業者または登録特定送配電事業者の協力によって必要な書類の添付等を行うことが求められる。

※³ 発電過程で発生した熱を活用する場合に加え、発電設備の一部（井戸等）から産出される熱を活用する場合も認める。

- 災害時に熱や電気を活用することを自治体の防災計画等に位置付けることについては、**実行可能性の観点から「防災計画等」を柔軟に認めてはどうか。**ただし、**その主体については**、明確性を確保する観点から、引き続き、**自治体（地方公共団体）に限ることとしてはどうか。**
- 具体的には以下のとおり。

地域一体型の地域活用要件

- ①災害時に再エネ発電設備で発電された電気を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け
- ②災害時に再エネ発電設備で産出された熱を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け

以下のいずれかの要件を満たすこと

- ✓ 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が**所在する地方公共団体の名義**（第三者との共同名義含む）**の取り決め**において、当該発電設備による**災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給が、位置付け**られているもの。

調達価格等算定委員会（第65回）
（2020年12月23日）事務局資料より抜粋

- 自治体が直接出資するものについて、自治体（地方公共団体）が出資する先の主体は、金額の多寡を問わず、地方公共団体から認められていると考え、出資額の金額の多寡は問わないこととしてはどうか。
- また、発電事業のみならず、電気供給先の小売電気事業者等が地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資ものについても認めてはどうか。
- 具体的には以下のとおり。

地域一体型の地域活用要件（続）

③自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの

以下のいずれかの要件を満たすこと

- ✓ 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資するもの
- ✓ 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資する小売電気事業者または登録特定送配電事業者に、当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を再生可能エネルギー電気特定卸供給により供給するもの

- 2020/12/23の本委員会（第65回）において、「**バイオマス発電については、出力抑制の時間帯には抑制することになっているはずである。FIT制度にすることの弊害に鑑みて、必要な場面では50%以下に出力を下げられることを条件に追加すべき。**」という御意見を、委員からいただいた。
- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（資源エネルギー庁）では、「**バイオマス発電設備（地域資源バイオマス電源**※であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その**最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うもの**とする。ただし、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。」と規定している。※地域に存するバイオマスの有効活用に資するなどの要件を満たすバイオマス発電設備をいう。
- 個別のバイオマス発電設備の出力制御における具体的な最低出力は、上記ガイドラインに則り、各一般送配電事業者とバイオマス発電事業者間で協議して設定されることとなっており、そうしたなかで、最低出力を50%超として設定されている専焼バイオマス発電もある。
- 上記ガイドラインにおいて、「**最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする**」とされているなかで、個別の事情により例外を認めていることをふまえると、現時点では、地域活用要件として最低出力を多くとも50%以下にすることを求めるのではなく、**まずは例外とされる事情について、総合資源エネルギー調査会系統ワーキンググループにて、より詳細に整理・検証をしていただくべきではないか。**その上で、今後、必要に応じて、本委員会において地域活用要件として設定することを検討することとしてはどうか。

(参考) 出力制御見通し算定におけるバイオマスの設備利用率について

27

●出力制御見通し算定における地域資源バイオマス・専焼バイオマスの設備利用率

(万kW)

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
地域資源 バイオマス	設備容量	10.2	35.2	4.7	28.7	5.8	148.4	1.8
	設備利用率	75.8%	68.5%	59.4%	69.3%	51.5%	59.7%	32.0%
専焼 バイオマス	設備容量	70.0	94.8	31.2	22.4	46.5	57.8	4.5
	設備利用率	53.9%	50.0%	51.6%	51.6%	50.0%	50.0%	0.0%

※地域資源バイオマスの設備利用率については、過去の実績利用率等をもとに各社で算出したもの。

※専焼バイオマスの設備利用率については、事業者と協議した出力制御時に対応可能な最低出力等をもとに各社で算出したもの。

※導入見込設備の利用率においては、地域資源バイオマスでは、コスト等検証委員会報告書(2011年12月19日)から利用率80%、専焼バイオマスでは、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインから最低出力50%等の値を適宜用いて算出されている。

・系統連系技術要件ガイドラインでは、『バイオマス発電設備（地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする』と記載。

●個別電源における設備利用率設定の理由

	制御困難としている理由（地域資源バイオマス） 最低出力を50%超としている理由（専焼バイオマス）	制御可能としている理由（地域資源バイオマス） 50%未満の制御を可能としている理由（専焼バイオマス）
地域資源バイオマス	- 燃料貯蔵が困難であるため - 燃料調達体制に支障をきたすため - ゴミや家畜排せつ物等を利用した発電において、出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼすため - 排熱等を利用した併設施設の運営に支障をきたすため	余剰電力の売電を目的とした自家発電において、自家消費により、逆潮流をさせないことが可能と見込まれるため
専焼バイオマス	- 安定的な運転を維持するために一定の出力が必要なため - 燃料水分率の影響によるもの - 出力制御試験の結果、機器の性能上の理由によるもの - ボイラ蒸気量下限によるもの - 燃料調達体制に支障をきたすため - 機器仕様上の限界値は50%だが、諸試験等の終了まで一定の出力を保っているため	- 事業者協議により、事業者が制御に同意したため - 事業者と協議中のため

I 2021年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ バイオマス発電
- ⑤ 入札実施スケジュールとその他の制度見直し

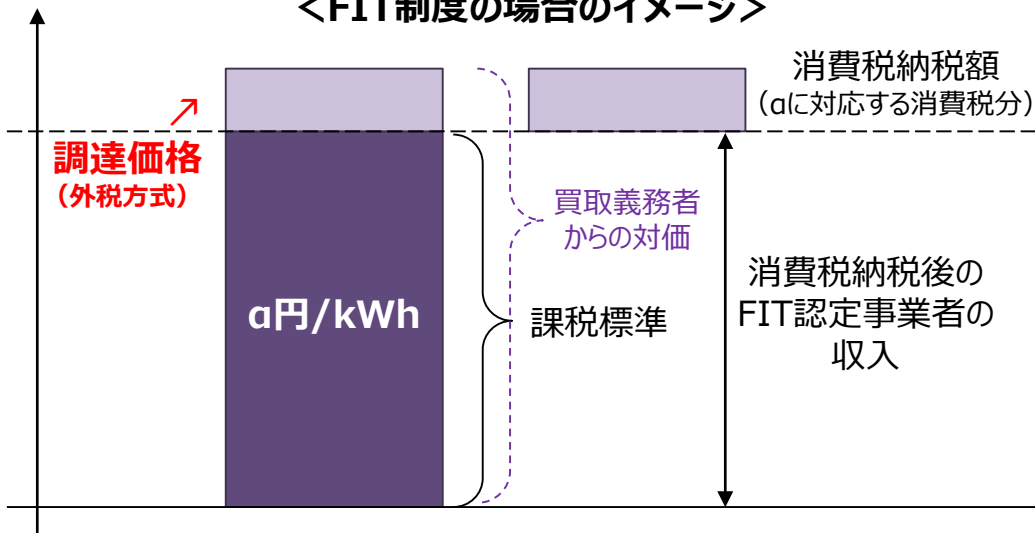
II 2021年度以降の調達価格等 ※陸上風力発電のIRRについては、I ③「具体的な上限価格」を参照

- ① 事業用太陽光発電
- ② 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ③ 地域活用要件（地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電）
- ④ その他

基準価格における消費税の取扱い（案）

- **FIT制度において**、FIT認定事業者は、買取義務者に対してFIT電気を供給する対価として、調達価格を買取義務者から受け取っている。このため、**調達価格として受け取るお金は消費税の課税対象**となる。それゆえ、**調達価格は、まず消費税抜きで価格算定した上で、外税方式で消費税分を加え、「国が定める買取価格（ α 円/kWh）+ 消費税分」というかたちで決定している。** ※ただし、一般消費者向けが太宗となる住宅用太陽光発電に限り、国が定める買取価格に消費税分を含むものとしている。
- 同様に、**FIP制度において**、FIP認定事業者は、まず、各電力市場や相対取引においてFIP電気を供給する対価として、**「参照価格相当額程度（ β 円/kWh）+ 消費税分」を供給先から受け取り、これは消費税の課税対象**となる。他方、これに加えて、FIP認定事業者は、FIP電気の供給に要する費用を回収するため、**プレミアム（ γ 円/kWh）を電力広域的運営推進機関から受け取る**こととなるが、このプレミアムは、電力広域的運営推進機関が再エネ特措法にもとづき交付するものであることから、FIP認定事業者が電力広域的運営推進機関に対して何らかの役務提供等を行うことの対価は認められず、**消費税の課税対象外（不課税）**となる。
- 以上をふまえると、**消費税納税後の認定事業者の収入が、FIT制度とFIP制度で同水準となるように、調達価格と基準価格をそれぞれ設定するためには、基準価格については、消費税分を加えずに設定することが適切**ではないか。

＜FIT制度の場合のイメージ＞



＜FIP制度の場合のイメージ＞

