国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2021年10月 資源エネルギー庁

- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

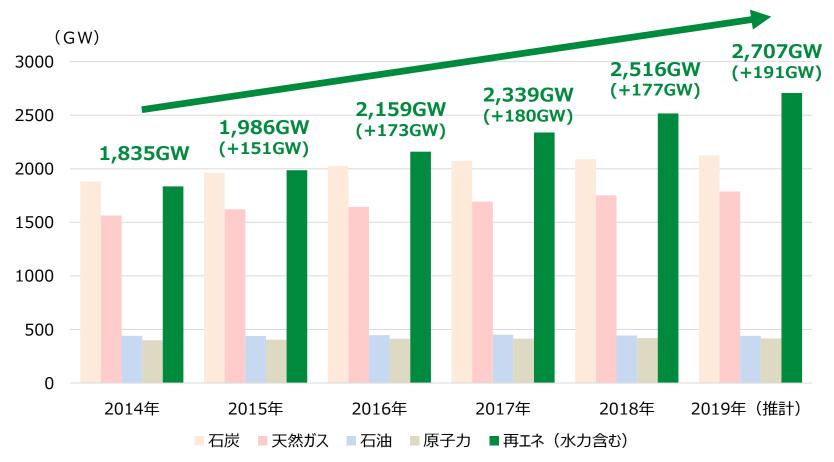
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

①世界の動向:再生可能エネルギーの導入状況

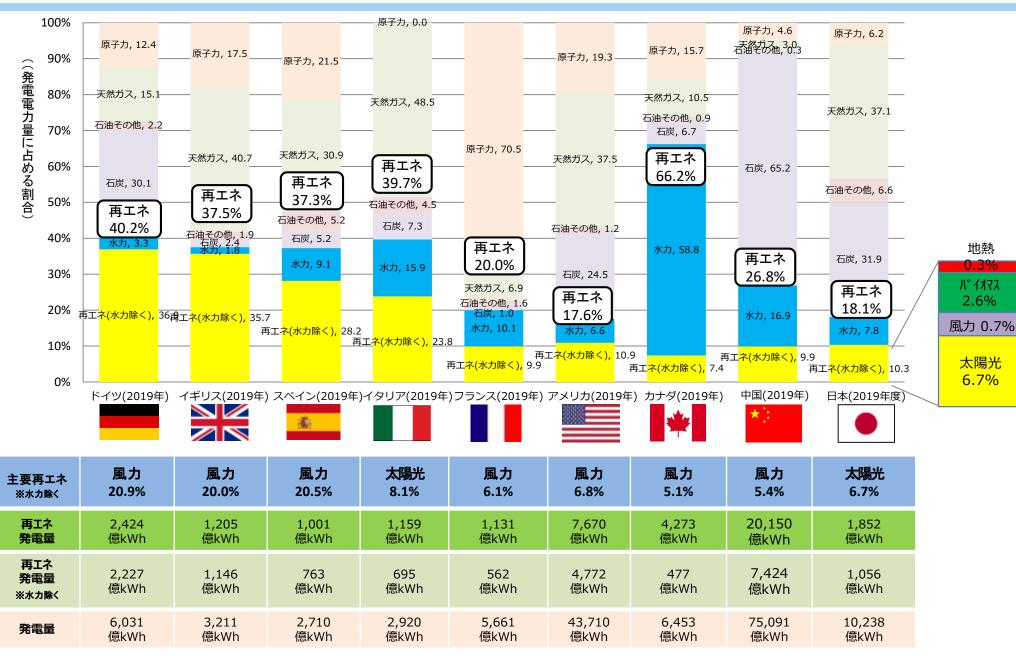
- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量(ストック)は2015年に<u>約2,000GW程度</u>まで増加し、<u>最も容量の大きい電源</u>となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、

 年間約180GWのペースで増加
している。

世界全体の発電設備容量(ストック)



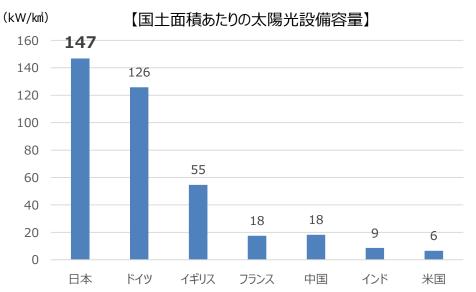
①世界の動向:再生可能エネルギーの発電比率

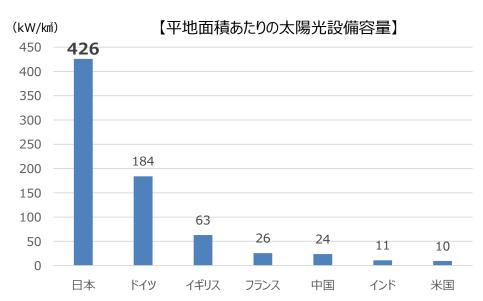


出典:IEA Market Report Series - Renewables 2020(各国2019年時点の発電量)、IEA データベース、総合エネルギー統計(2019年度確報値)等より資源エネルギー庁作成

(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

■ 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大。平地面積でみるとドイツの2倍。



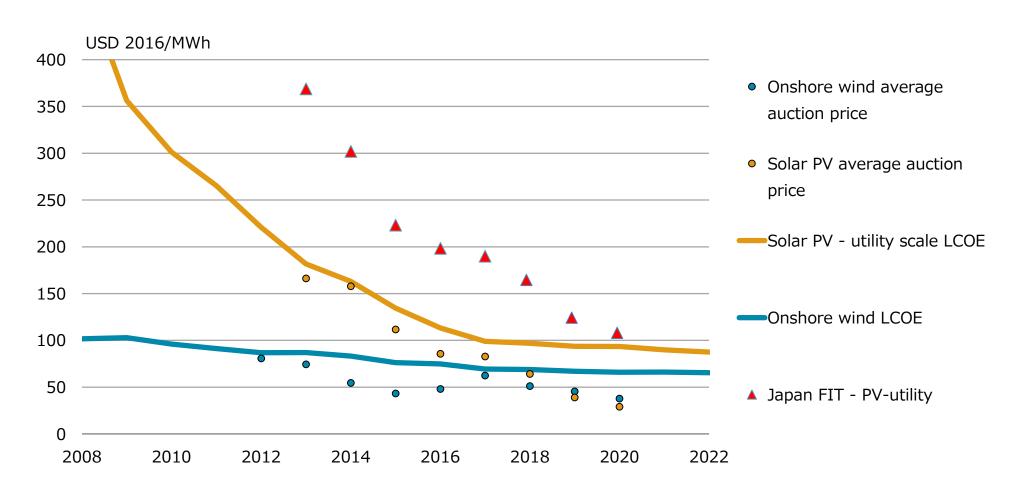


	日	独	英	仏	中	印	米
国土面積	38万km2	36万km2	24万km2	54万km2	960万km2	329万km2	963万km2
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km2 (34%)	25万km2 (69%)	21万km2 (88%)	37万km2 (69%)	740万km2 (77%)	257万km2 (78%)	653万km2 (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	56	45	13	10	175	28	63
太陽光の発電量 (億kWh)	690	462	129	102	1,969	361	872
発電量 (億kWh)	10,277	6,370	3,309	5,766	71,855	15,832	44,339
太陽光の総発電量に占める比率	6.7%	7.3%	3.9%	1.8%	2.7%	2.3%	2.0%

(出典) 外務省HP (https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html)、Global Forest Resources Assessment 2020 (http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf)
IEA Market Report Series - Renewables 2019 (各国2018年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2019年度速報値)、FIT認定量等より作成
※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したもの。

①世界の動向:再生可能エネルギーのコストの状況

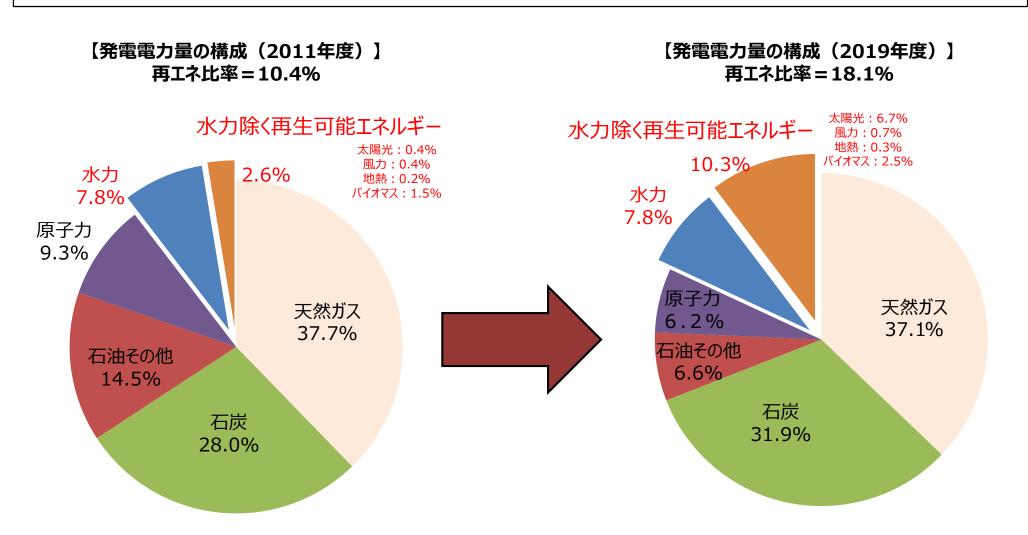
- 世界では、太陽光発電・風力発電を中心に再エネコストが低減傾向。
- 世界のLCOEと入札制度における落札価格を比較すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、**落札価格の平均値**はLCOEの水準よりも低い傾向となっている。



※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

②日本の動向:再生可能エネルギーの導入状況(i)

■ 日本において以前から開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、FIT制度の創設以降、2.6%(2011年度)から10.3%(2019年度)に増加(水力を含めると10.4%から18.1%に増加)。



出典: 総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成

②日本の動向:再生可能エネルギーの導入状況 (ii)

- 国際機関の分析によれば、日本の**再エネ導入量は世界第6位**、このうち**太陽光発電は世界第3位**。
- **この7年間で約3倍**にという日本の増加スピードは、世界トップクラス。

各国の再工ネ導入容量 (2018年実績 ■ バイオマス ■ その他 730 800 単位: GW 700 600 500 400 280 300 134 126 123 200 100 53 100 0 米国 ブラジル ドイツ インド 日本 カナダ イタリア ロシア フランス 各国の太陽光導入容量 (2018年実績) 200 175 単位:GW 150 100 56 50 28 20 13 11

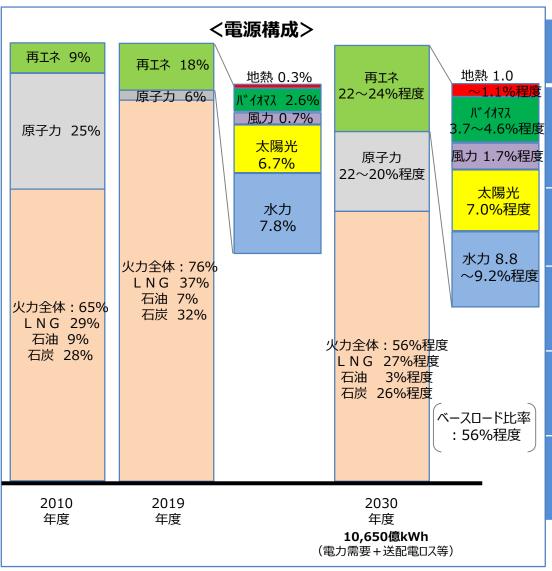
出典: Renewables 2019 (IEA) より資源エネルギー庁作成

発電電力量の国際比較(水力発電除く)

単位:億kWh

	2012年	2019年
日本	309 —	→ 1,056 4倍
EU	3,967 — 1.	→ 6,600 7倍
ドイツ	•	→ 2,227 <mark>8倍</mark>
イギリス	359 —	→ 1,146 2倍
世界	•	→ 27,938 8倍

出典: IEA データベースより資源エネルギー庁作成



	(kW)	導入水準 (21年3月)	FIT前導入量 + FIT認定量 (21年3月)	現行ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
支	太陽光	6,200万	8,100万	6,400万	約97%
	風力	450万	1,190万	1,000万	約45%
1	地熱	61万	67万	140~ 155万	約41%
	中小 水力	980万	1,000万	1,090~ 1,170万	約87%
J	バイオ マス	500万	1,030万	602~ 728万	約75%

[※]バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。

[※]改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。

[※]地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

認定容量

固定価格買取 制度導入後

2020年3月末

791.8万kW

(1,659,416件) **6,757.9万kW** (781,979件) **1,306.3万kW** (8,006件) **15.9万kW** (103件) **156万kW** (820件) **796.2万kW**

9,824.2万kW (2,451,058件)

2012年7月~

(参考) 電源別のFIT認定量・導入量(2021年3月末時点)

- 2021年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、<u>約6,140万kW</u>(制度開始前の約3倍)。FIT認定容量は、<u>約9,820万kW</u>。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は<u>約62%</u>。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の<u>約91%</u>、FIT認定容量の約77%を太陽光が占める。

<2021年3月末時点のFIT認定量・導入量>

	設備導入量(運転を開始したもの)											
再生可能エネル	固定価格買取 制度導入前		固定価格買取制度導入後									
ギー発電設備の種類	2012年6月末 までの 累積導入量	2012年度 (フfl~3月末) ・2013年 度の 導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	2018年度 の 導入量	2019年度 の 導入量	2020年度 の 導入量	制度開始後 合計		
太陽光 (住宅)	約470万kW	207.4万kW (476,577 件)	103.5万kW (228,697 件)	85.7万kW (179,408 件)	79.1万kW (161,356 件)	65.9万kW (133,279 件)	73.2万kW (146,685 件)	76.8万kW (152,239 件)	75.8万kW (141,551 件)	767.5万kW (1,619,792件)	Γ	
太陽光 (非住宅)	約90万kW	677.2万kW (123,730 件)	837.2万kW (152,807 件)	815.2万kW (115,962 件)	544.5万kW (72,578 件)	474.8万kW (53,363 件)	490.7万kW (54,828 件)	488万kW (49,174 件)	500万kW (33,322 件)	4,827.7万kW (655,764件)		
風力	約260万kW	11万kW	22.5万kW (24件)	14.8万kW (58件)	31万kW (152件)	17.8万kW (322件)	17万kW (517件)	46.8万kW (340件)		197万kW (1,702件)		
地熱	約50万kW	0万kW (2件)	0.4万kW (9件)	0.5万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.3万kW (8件)	9.1万kW (76件)		
中小水力	約960万kW	0.6万kW (39件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (89件)	16.6万kW (79件)	69.7万kW (623件)		
バイオマ ス	約230万kW	8.7万kW (46件)	18万kW (48件)	31.4万kW (57件)	35.1万kW (67件)	49.1万kW (75件)	30.7万kW (61件)	48.0万kW (62件)	44.2万kW (56件)	265.1万kW (472件)		
合計	約2,060万kW	904.8万kW (600,415 件)	990.2万kW (381,641 件)	957万kW (295,582 件)		615.8万kW (187,148 件)	618.5万kW (202,187 件)	677.6万kW (201,910 件)		6,136.1万kW (2,278,429件)		

^{62.4%}

[※] バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

[※] 改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。

②日本の動向:FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

電源 【調達/交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	価格目標
						入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 ^(500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 (250kW以上)	入札制 (一定規模 以上) ※9		
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円 27円 *1	24円	21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上	12円 (50kW以上 250kW未満)	11円 (50kW以上 250kW未満)	10円 (50kW以上 入札対象未満)		7円 (2025年)
				※1 7/1~ (利潤配慮期間 終了後)				500kW未満)	13F ※2 (10kW以上 50kW未満)	12 円 ※2 (10kW以上 50kW未満)	11 円 ※2 (10kW以上 50kW未満)		
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3 ※3 出力制御対応	31円 33円※3 機器設置義務あり(20	28円 30円※3 20年度以降は設置義	26円 28円※3 森の有無にかかわらず	24円 26円※3 ^{同区分)}	21円	19円	17円		卸電力 市場価格 (2025年)
	22円(陸上20kW以上) 21円					21円 (20kwRLE)				入札制 (250	kw以上) /入札タ	┡ (250kW未満)	
	55円(陸上20kW未満)					20円 19円	19円	18円	17円	16円 _{※10}	15円 _{※10}	8~9円 (2030年)	
風力 _{*4} 【20年】	36円(洋上風力(着床式·浮体式))					本式))	36円 (非	着床式)	入札制 34円	32円	29円		(20304)
						0.4T 0.4T			36円(洋	孚体式)			
II" /		24	円(バイオマス液体	本燃料)		24円 21円 (20,000kW以上) 24円 (20,000kW未満)	20.6円	20.6円 入札制 入札制 入札制 入札制 入札制 NA 19.6円 19.6円 (事前非公表) 19.6円		入札制 *11			
バイオマス 【20年】		2	400			24円 21円 (20,000kW以上)				13101 3			
*5 *6 *7		2	4円(一般木材	等)			24F (10,000k)] ※8 W未満)					
	3	2円(未利用村	オ)				32円 _(2,000kw以上)	*8					FIT制度 からの
	J21 J(木4リH44) 40円(2,000kW未満) ※8 その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他パイオマス)、39円 (メタン発酵バイオガス発電※5))※8								中長期的な 自立化を				
地熱 **4	26 H (45 000) WIN b)								目近元を				
【15年】	40円(15,000kW未満) ※8												
水力		24円	(1,000kW以上30,0	00kW未満)		24円			以上30,000kW未満) 以上5,000kW未満)				
【20年】**4							以上1,000kW未満)	<u>*8</u>					
	34円 _(200kW未満) ※8												

^{※2 10}kW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。

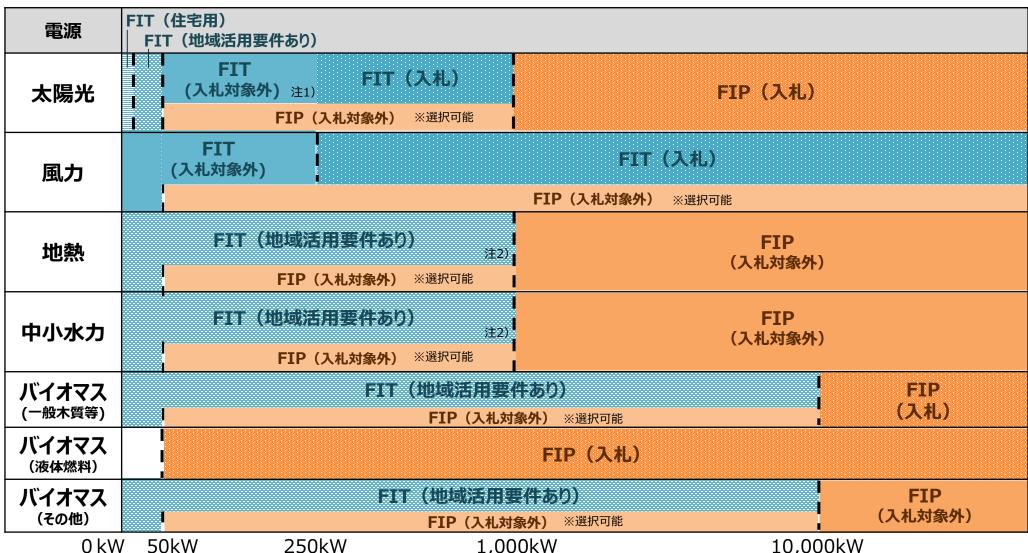
^{※4} 周カ・地熱・水カルロウェフリー 別冷 新規数字 FD低い価格を適用 ※5 主産物、副産物を自物とするタン、発酵にイナガス発露は、当該主産物、副産物が直接機械する場合に該当する区分において取り扱う

^{※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、その判断のためる基準を策定し、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クス以外)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

^{※)} 石灰 CCのなどがありません。 ※8 FTTの新規認定には、2012年度がら地域活用要件を設定する。 ※9 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。その他入札制の詳細は未定。 ※10 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし、2023年度は売定。 入札の回数等は未定。 ※11 液体燃料は50kW以上。入札上限価格等に係る詳細は未定。

②日本の動向:2022年度のFIT/FIP・入札の対象

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



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

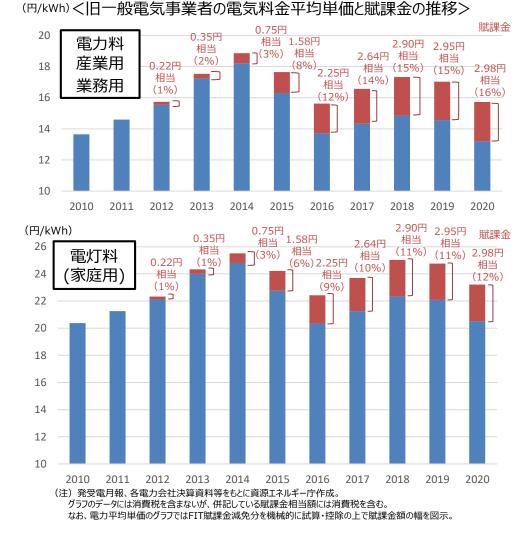
10kW

②日本の動向:FIT制度に伴う国民負担の状況

- 2021年度(予測)の**買取費用総額は3.8兆円、<u>賦課金(国民負担)総額は2.7兆円</u>となっている。**買取総額の内訳を見ると、**2012年度~2014年度に認定された事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている**。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2020年度実績では、産業用・業務用16%、家庭用12%。

<買取総額の内訳>									
住宅用太陽光		0.3兆円	7%						
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円	22%						
	2013年度認定	1.1兆円	60% - 28%						
	2014年度認定	0.4兆円	10%						
	2015年度認定	0.1兆円	3%						
	2016年度認定	0.1兆円	3%						
	2017年度認定	0.04兆円	1%						
	2018年度認定	0.1兆円	3%						
	2019年度認定	0.02兆円	0%						
	2020年度認定	0.001兆円	0%						
	2021年度認定	0.0001兆円	0 %						
	(合計)	(2.7兆円)	(70%)						
風力発電		0.2兆円	5%						
地熱発電		0.02兆円	0.4%						
中小水力発電		0.1兆円	3%						
バイオマス発電		0.5兆円	14%						
合計		3.8兆円	_						

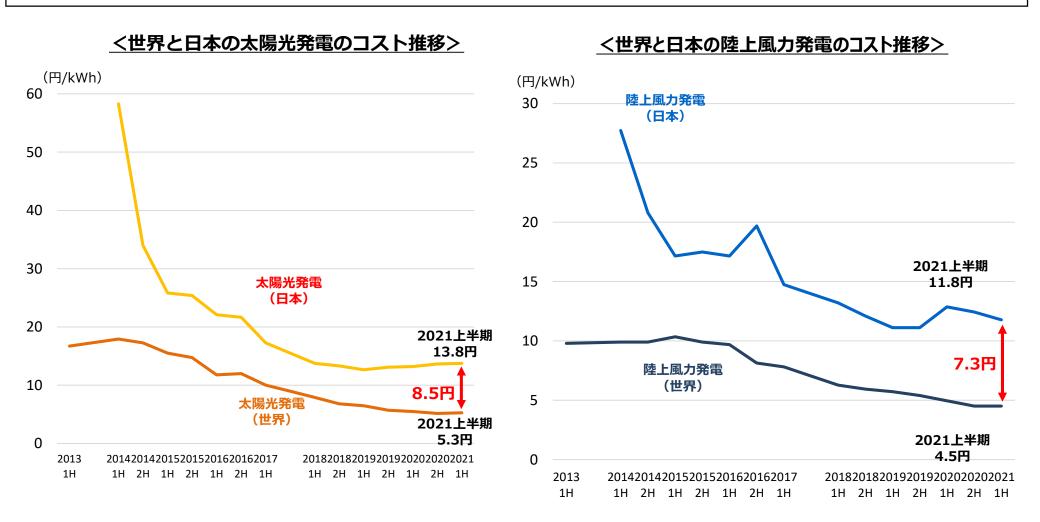
()内は電気料金に占める賦課金の割合



②日本の動向:再生可能エネルギーのコストの状況

2021/09/07 再工不大量導入·次世代NW小委員会(第35回)·再工不主力化小委員会(第13回)合同会議 資料1 抜粋

■ 太陽光発電・風力発電ともに、コストは着実に低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向。



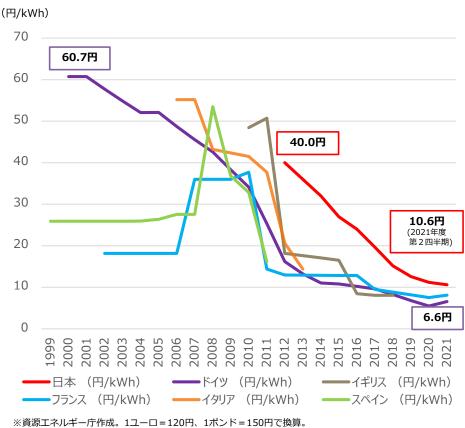
③電源別動向:太陽光発電

- 太陽光発電については、**現行エネルギーミックス(6,400万kW)**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT 認定量は**8,110万kW**、導入量は**6,160万kW**。10kW~50kWの小規模太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT導入量全体に占める割合は、容量ベースで35%程度となっている。
- 2021年度の買取価格は、住宅用(10kW未満)が**19円/kWh**、事業用(50kW以上250kW未満)が**11 円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**事業用(250kW以上)は入札対象**となっている。2021年度第1四半期・第2四半期の加重平均落札価格はそれぞれ10.82円/kWh、10.60円/kWhである。

<太陽光発電のFIT認定量·導入量> ■非住宅用(1,000-2,000kW) ■非住宅用(500-1,000kW) ■ 非住宅用(2,000kW-) (万kW) ■非住宅用(50-500kW) ■ 非住宅用(10-50kW) ■住宅用 FIT前+FIT認定量 9000 8550万kW FIT前+FIT認定量 8110万kW 8000 2180万kW 2710万kW 7000 6400万kW 導入量 6160万kW 6000 1140万kW 1280万kW L280万kV 5000 1080万kW 530万kW 470万kW 4000 430万kW 導入量 470万kW 非住宅用 3290万kW 5500万kW 470万kW 280万kW 3000 600万kW 2170万kW 2650万kW 290万kW 1670万kW 2000 890万kW FIT前導入量 1000 560万kW 400万kW 住宅用 900万kW 0 FIT導入前 2021年3月 現行 2016年3月 ミックス

※ 改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。

<太陽光発電(2,000kW)の各国の買取価格>



(資源エネルキー庁作成。1ユーロ=120円、1ホンド=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。

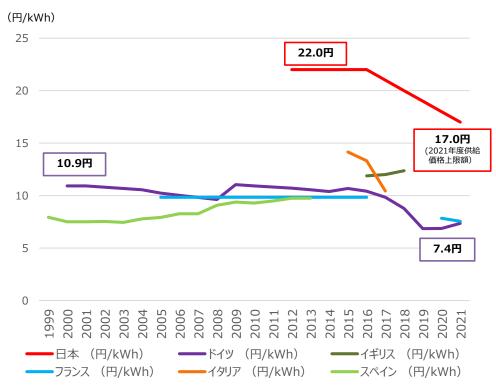
③電源別動向:風力発電

- 風力発電については、**現行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1,560万kW、導入量は450万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)、着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)が**32円/kWh**(2021年度)などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**2021年度から陸上風力発電 は入札制**となっており、上限価格は**17円/kWh**としている。

<風力発電のFIT認定量·導入量>

■陸上(20kW以上)-洋上 ■陸上(20kW未満) ■洋上 (万kW) FIT前+FIT認定量 1560万kW 1600 1400 1200 1000万kW 1000 1230万 kW 800 FIT前+FIT認定量 600 540万kW 導入量 導入量 450万kW 310万kW 400 FIT前導入量 280万kW 10万kW 190万kW 260万kW 50万kW 70万kW 200 FIT導入前 2021年3月 2016年3月 現行ミックス

<<u> | <風力発電(20,000kW)の各国の買取価格></u>



※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。 日本の2021年度は入札募集前のため、供給価格上限額。

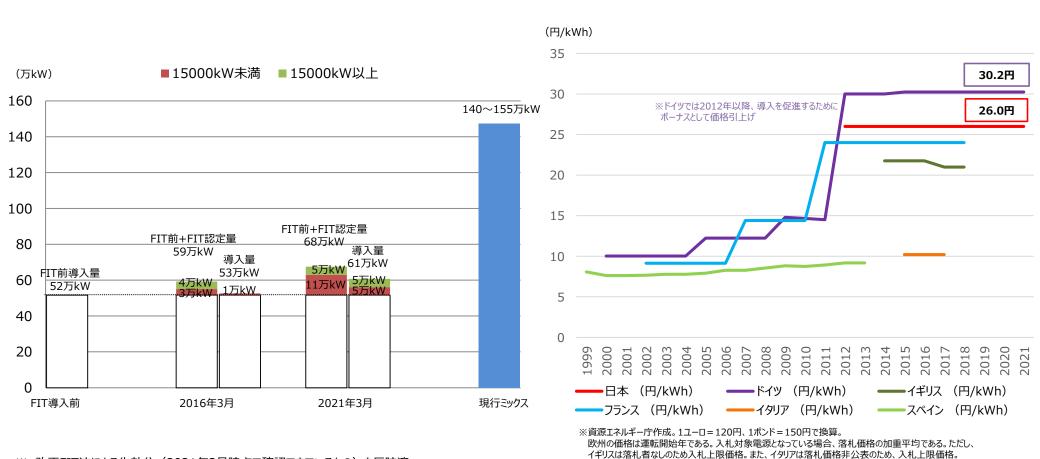
③電源別動向:地熱発電

- 地熱発電については、現行エネルギーミックス(140万~155万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+ FIT認定量は68万kW、導入量は61万kW。
- 2021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。

<地熱発電のFIT認定量·導入量>

<地熱発電(30,000kW)の各国の買取価格>

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。

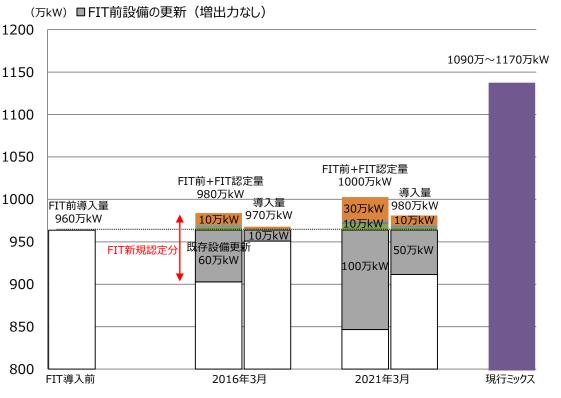


※ 改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。

③電源別動向:中小水力発電

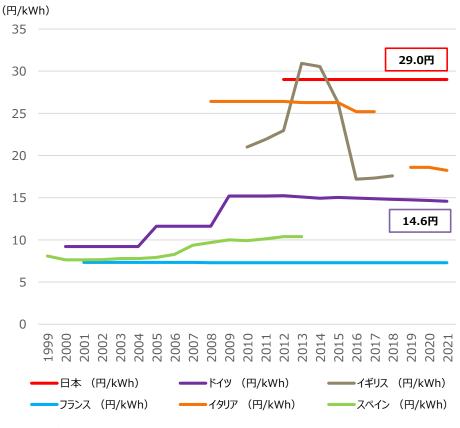
- 申小水力発電については、現行エネルギーミックス(1,090万~1,170万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は1,000万kW、導入量は980万kW。
- 2021年度の買取価格は200kW以上1,000kW未満で29円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。

〈中小水力発電のFIT認定量・導入量〉■ 1000kW以上30000kW未満■ 200kW以上1000kW未満■ 200kW未満■ FIT前設備の更新(増出力あり)



- ※ 改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)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。

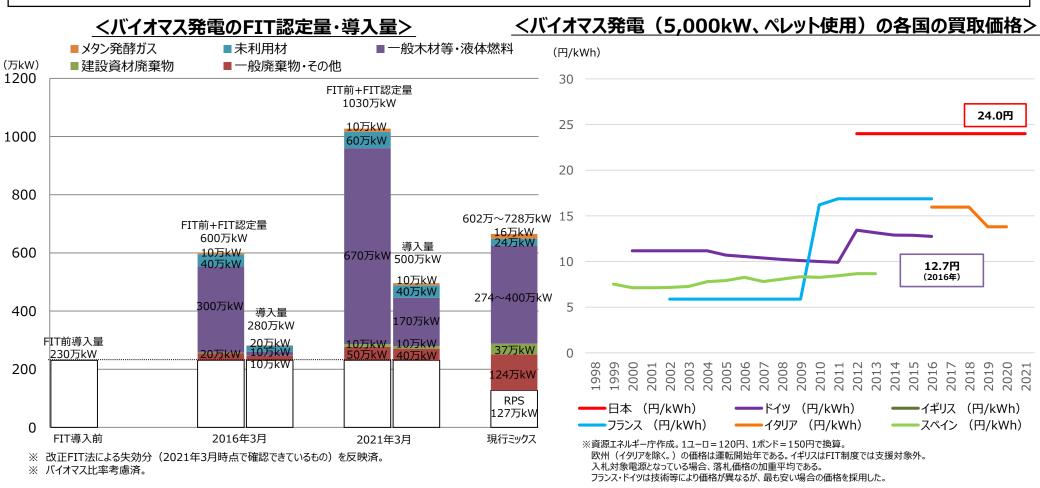
<中小水力発電(200kW)の各国の買取価格>



※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。 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。

③電源別動向:バイオマス発電

- バイオマス発電については、**現行エネルギーミックス(602万~728万kW)**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は**1,030万kW**、導入量は**500万kW**。2016~2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増した。
- 2021年度の買取価格は、一般木材等(10,000kW未満)が24円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。一般木材等(10,000kW以上)とバイオマス液体燃料(全規模)については、2018年度より入札制に移行している。



- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

再エネ政策の全体像

■ **第6次エネルギー基本計画(案)**については、8月上旬に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会でとりまとめられており、現在パブリックコメントを実施中。

2030年に向けた政策対応のポイント【再生可能エネルギー】

エネルギー基本計画(案)の概要(第6次エネルギー基本計画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

● S+3Eを大前提に、再エネの**主力電源化を徹底**し、再エネに**最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との** 共生を図りながら最大限の導入を促す。

【具体的な取組】

- ▶ 地域と共生する形での適地確保
 - →改正温対法に基づく再エネ促進区域の設定<u>(ポジティブゾーニング)による太陽光・陸上風力の導入拡</u> 大、再エネ海域利用法に基づく**洋上風力の案件形成加速**などに取り組む。
- > 事業規律の強化
 - →太陽光発電に特化した技術基準の着実な執行、小型電源の事故報告の強化等による**安全対策強化、**地域共生を円滑にするための**条例策定の支援**などに取り組む。
- > コスト低減・市場への統合
 - →FIT·FIP制度における入札制度の活用や中長期的な価格目標の設定、発電事業者が市場で自ら売電し 市場連動のプレミアムを受け取るFIP制度により再エネの市場への統合に取り組む。
- > 系統制約の克服
 - →連系線等の**基幹系統をマスタープランにより「プッシュ型」で増強**するとともに、**ノンファーム型接続をローカ ル系統まで拡大**。再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、**系統利用ルールの見直 し**などに取り組む。
- > 規制の合理化
 - →**風力発電の導入円滑化**に向け**アセスの適正化、地熱の導入拡大**に向け**自然公園法・温泉法・森林法の** 規制の運用の見直しなどに取り組む。
- > 技術開発の推進
 - →建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な**次世代太陽電池の研究開発・社会実装**を加速、**浮体式の** 要素技術開発を加速、超臨界地熱資源の活用に向けた大深度掘削技術の開発などに取り組む。

(参考)第6次エネルギー基本計画案(抜粋①)

(5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組

再生可能エネルギーは、世界的には、発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となってきており、導入量が急増している。我が国においても、2012年7月のFIT制度の導入以降、10%であった再生可能エネルギー比率は2019年度には18%にまで拡大した。導入容量は再生可能エネルギー全体で世界第6位となり、再生可能エネルギーの発電電力量の伸びは、2012年以降、約3倍に増加するというペースで、欧州や世界平均を大きく上回る等、再生可能エネルギーの導入は着実に進展している。特に、平地面積当たりの太陽光の導入容量は世界一であり、我が国は、限られた国土を賢く活用して再生可能エネルギーの導入を進めてきた。

今後とも、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、エネルギー政策の原則である S + 3 E 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との共生を図りながら最大限の導入を促す。 具体的には、地域と共生する形での適地確保や事業実施、コスト低減、系統制約の克服、規制の合理化、研究開発などを着実に進め、電力システム全体での安定供給を確保しつつ、導入拡大を図っていく。

我が国の再生可能エネルギーの発電コストは、着実に低減が進んできてはいるものの、工事費、立地規制等の要因から、国際水準と比較すると依然高い状況にある。また、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、再生可能エネルギー賦課金は2021年度において既に2.7兆円に達すると想定されるなど、今後、国民負担を抑制しつつ導入拡大との両立を図っていく必要がある。このため、再生可能エネルギーのコストを他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していく。また、再生可能エネルギーの自立化に向けたステップとして、電力市場における需給の状況に応じた行動を再生可能エネルギー発電事業者が自ら取ることを促していくことも重要である。このため、再生可能エネルギーの早期の自立化に向けて、コスト低減や電力市場への統合を積極的に進めていく。

また、FIT制度の導入を契機とした再生可能エネルギーの急速な導入拡大に伴い、様々な事業者の参入が拡大した結果、景観や環境への影響、将来の廃棄、安全面、防災面等に対する地域の懸念が高まっているという事実もある。再生可能エネルギーが長期にわたり安定的に発電する電源として、地域や社会に受け入れられるよう、地域の理解の促進や適正な事業規律の確保、安全面の不安の払拭に努めていく。

さらに、再生可能エネルギーの最大限の導入に向けて、再生可能エネルギーのポテンシャルの大きい地域と大規模消費地を結ぶ系統容量の確保や、太陽光や風力といった自然変動電源の出力変動への対応、電源脱落等の緊急時における系統の安定性の維持といった系統制約の克服も非常に重要であり、最大限取り組んでいく。

こうした取組や電源別の特徴を踏まえた取組など、あらゆる取組を総動員することで、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めていく。なお、**再生可能エネルギーの最大限の導入を効果的に進めるに当たっては、それぞれの政策の進捗状況を把握・評価した上で、不断の見直しを行っていく**。

(参考) 2030年におけるエネルギー需給の見通しのポイント

ネルギー基本計画(案)の概要(第6次エネルギー基本 画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。(例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。)

		(2019年 ⇒ 現行	2030年ミックス (<u>野心的な見通し</u>)		
省エネ		(1,655万kl ⇒ 5,	030万kl)	6,200万kl	
最終エネルギー消費	(省エネ前)	(35,000万kl ⇒ 3	37,700万kl)	35,000万kl	
電源構成	再工ネ	(18% ⇒ 22~24%) -	1	36~38%* ※現在取り組んでいる再生可能エネ	
発電電力量: 10,650億kWh ⇒	水素・アンモニア	(0% ⇒ 0%)	風力 0.7% ⇒ 1.7% 地熱 0.3% ⇒ 1.0~1.1%	成果の活用・実装が進んだ場合に を目指す。 1%	.は、38%以上の高み (再エネの内訳)
約9,340 億kWh程度	原子力	(6% ⇒ 20~22%)	水力 7.8% ⇒ 8.8~9.2%	20~22%	太陽光 14~16%
	LNG	(37% ⇒ 27%)	【 バイオマス 2.6% ⇒3.7~4.69	[%] 20%	風力 5%
	石炭	(32% ⇒ 26%)		19%	地熱 1%水力 11%
	石油等	(7% ⇒ 3%)		2%	バイオマス 5%

(+ 非エネルギー起源ガス・吸収源)

温室効果ガス削減割合

(14% ⇒ 26%)

46% 更に50%の高みを目指す

(参考)2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

2021/09/07 再工ネ大量導入·次世代NW小委員会(第35回)·再工ネ主力化小委員会(第13回)合同会議 資料1 抜粋

- 2019年度の再生可能エネルギー導入量の実績は、1,853億kWh。これに対し、2030年度は、足下の導入 状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億 kWh程度の実現を目指す(政策対応強化ケース)。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、**もう一段の施策強化等に取り組む**こととし、その **施策強化等の効果が実現した場合の野心的なもの**として、合計3,360~3,530億kWh程度 (電源構成では36-38%)の再生可能エネルギー導入を目指す。
- 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**。

GW(億kWh)	2019年度導入量	現行ミックス水準	改訂ミックス水準
太陽光	55.8GW (690)	64GW (749)	103.5~117.6GW (1,290~1,460)
陸上風力	4.2GW (77)	9.2GW (161)	17.9GW(340)
洋上風力	_	0.8GW (22)	5.7GW(170)
地熱	0.6GW(38)	1.4-1.6GW (102-113)	1.5GW (110)
水力	50.0GW (796)	48.5-49.3GW (939-981)	50.7GW (980)
バイオマス	4.5GW (262)	6-7GW (394-490)	8.0GW (470)
発電電力量	1,853億kWh	2,366~2,515億kWh	3,360~3,530億kWh 程度

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用 総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(第31回)資料2参照

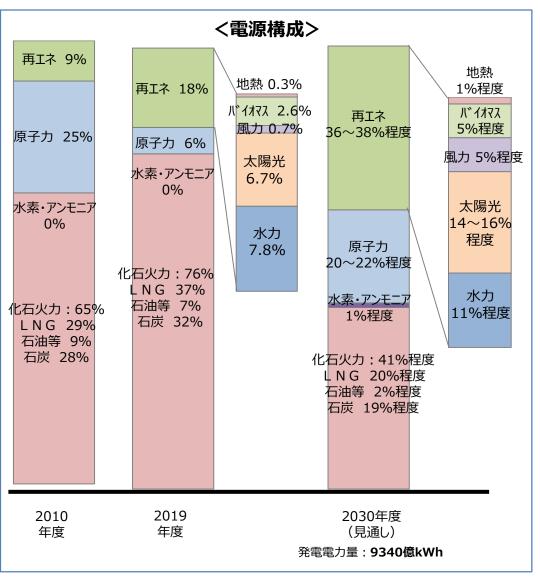
(参考) 2030年度の再生可能エネルギー導入見込量:野心的水準

2030年度におけるエネルギー需給の見通し(参考資料)(第6次エネルギー基本計画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

- 足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、 3,130億kWhの実現を目指す。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施 策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、240~410億kWh程度の追加導入を見込む。

(【】内は中心となって施策の検討を進める省庁)

	具体施策	導入見込容量(発電電力量)							
<1	<政府として目標設定しているものや具体施策により、具体的な導入量が見込まれるもの(240億kWh程度)>								
1	系統増強等を通じた風力の導入拡大【経済産業省】	陸上風力:2.0GW(40億kWh程度) 洋上風力:2.0GW(60億kWh程度)							
2	新築住宅への施策強化【経済産業省、国土交通省、環境省】	太陽光:3.5GW(40億kWh程度)							
3	地熱・水力における現行ミックスの達成に向けた施策強化	地熱(50億kWh程度) 水力(50億kWh程度)							
<=	今後、官民が一体となって達成を目指していくもの(~170億kWh程度) >							
4	地域共生型再工ネ導入の推進 【環境省・農林水産省】	太陽光:4.1GW(50億kWh程度) ※風力、地熱、水力、バイオマスも含まれうる							
(5)	民間企業による自家消費促進 【環境省】	太陽光:10.0GW(120億kWh程度)							



(kW)	導入水準 (21年3月)	FIT前導入 量 +FIT認定 量 (21年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	6,200万	8,100万	10,350~ 11,760万	約56%
風力	450万	1,190万	2,360万	約19%
地熱	61万	67万	148万	約41%
中小水力	980万	1,000万	1,040万	約94%
バイオマス	500万	1,030万	800万	約63%

[※]バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。

[※]改正FIT法による失効分(2021年3月時点で確認できているもの)を反映済。

[※]太陽光の「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

(参考)第6次エネルギー基本計画案(抜粋②)

(13) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し

電力の需給構造については、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加要因が予想されるが、徹底した省エネルギー(節電)の推進により、2030年度の電力需要は8,640億kWh程度、総発電電力量は9,340億kWh程度を見込む。

その上で、電力供給部門については、S+3Eの原則を大前提に、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限導入に向けた最優先の原則での取組、安定供給を大前提にできる限りの化石電源比率の引き下げ・火力発電の脱炭素化、原発依存度の可能な限りの低減といった基本的な方針の下で取組を進める。

まず、再生可能エネルギーについては、**足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWh程度の実現を目指す**。その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の**野心的なものとして、合計3,360~3,530億kWh程度の導入、電源構成では36~38%程度を見込む**。なお、この水準は、上限やキャップではない。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**。その場合には、CO2排出量やコストなどを踏まえて他の電源がこの水準にとどまらず調整されることとなる。

再生可能エネルギーの導入拡大に当たっては、<u>適地の確保や地域との共生、系統制約の克服、コスト低減などの課題に着実に対応</u> するため、関係省庁が一体となって取り組む。

(略)

また、経済効率性を測る指標である電力コストについては、コストが低下した再生可能エネルギーの導入が拡大し、燃料費の基となる I E A の見通しどおりに化石燃料の価格低下が実現すれば、前回想定した電力コスト(9.2~9.5兆円)を下回る8.6~8.8兆円程度の水準を見込む(F I T買取費用は3.7~4.0兆円が約5.8~6.0兆円程度に上昇、燃料費は5.3兆円が2.5兆円程度に下落、系統安定化費用は0.1兆円が0.3兆円程度に上昇する)。なお、徹底した省エネルギー(節 電)の推進による電力需要の減少により、1 k W h 当たりの電力コストで見ると、前回想定した9.4~9.7円を上回る9.9円~10.2円程度を見込む。

(参考) 市場連動型の導入支援(FIP制度)

電力供給量

(FIT制度)

0時

2020/08/31 再工不大量導入·次世代NW小委員会(第19回)·再工不主力化小委員会(第7回)合同会議 資料 1 (一部加工)

電力供給量

(FIP制度)

24時

● 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、電力 市場と連動した支援制度へ移行。

価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ 補助額(プレミアム)が一定で、収入は市場価格に連動 FIT制度 FIP制度 → 需要ピーク時(市場価格が高い)に → 需要ピーク時(市場価格が高い)に蓄電池の活用などで 供給量を増やすインセンティブなし 供給量を増やすインセンティブあり ※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新 (売電価格) 補助後の収入 (調達価格) (売電価格) 補助後の収入 市場価格 市場価格 補助後の収入水準 (基準価格(FIP価格)) 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 (時) 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 (時) 電力量 夕方に需要 1日の電力需要と [kWh] 太陽光発電の供給量 電力需要

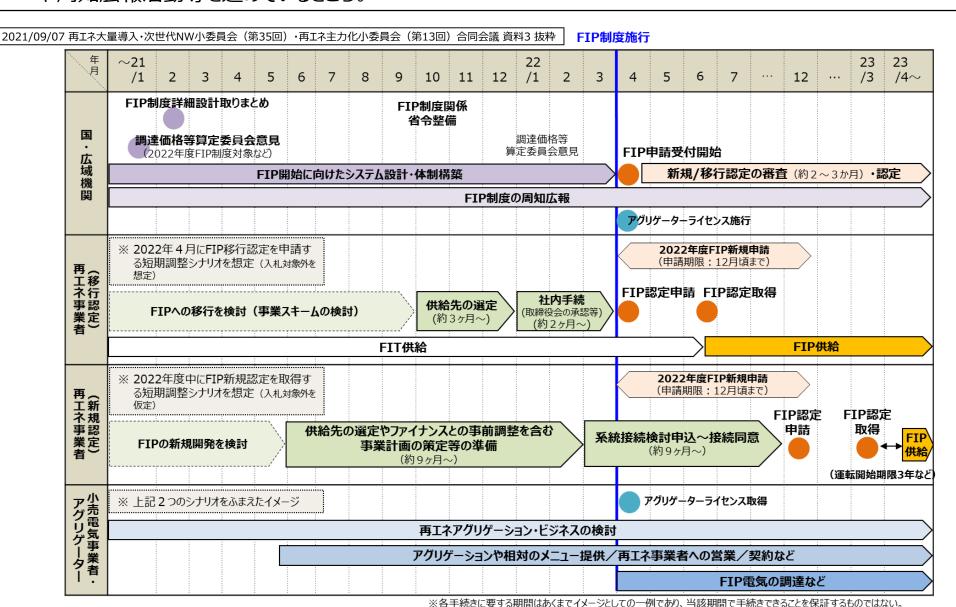
夕方に

発電量が減少

12時

(参考) 2022年度FIP制度施行に向けたスケジュール (イメージ)

■ 2022年4月のFIP制度の施行に向けて、今年2月にFIP制度の詳細設計をとりまとめ、現在、関係省令の整備 や周知広報活動等を進めているところ。



(参考) 地域活用電源に係る制度の考え方

■ 地域活用電源については、レジリエンスの強化・エネルギーの地産地消に資するよう、電源の立地制約等の特性に応じ、FIT認定の要件として、自家消費や地域一体的な活用を促す地域活用要件を設定。

小規模太陽光

(立地制約:小)

⇒ 低圧太陽光(10-50kW)は、
2020年4月から自家消費型(CFIT適用 (注1) (需給一体型モデルの拡大:住宅から店舗/丁場へ)

<自家消費型要件>=①②の両方

- ① 再工ネ発電設備の設置場所で**少なくとも30%の自家消費等**を 実施すること (注2)
- ② <u>災害時に自立運転</u>を行い、<u>給電用コンセントを一般の用に供す</u> ること

小規模水力・小規模地熱・バイオマス

(立地制約:大)

⇒ <u>一定規模未満 (注3)</u> は、 2022年4月から<mark>自家消費型・地域消費型、 地域一体型</mark>にFIT適用 (詳細は次ページ参照)

(レジリエンス強化・エネルギー地産地消を促進)

<地域一体型要件> = ①~③のいずれか

- ① <u>自治体の防災計画等</u>に、再工ネ発電設備による<u>災害時を含む電</u> **気又は熱の自治体への供給**が位置付けられているもの
- ② 自治体が自ら事業を実施又は直接出資するもの
- ③ **自治体が自ら事業を実施**又は**直接出資**する小売電気事業者等

.再工ネ発電設備による電気を**特定卸供給**するもの......





(例)

- ・地域新電力へ売電
- ・工場内で自家消費
- ・隣接施設で熱利用

避難所等

携帯電話充電や 熱利用(シャワー設備)

- (注1)高圧(50kW)以上の太陽光は、地域での活用実態を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討。(2021年度はFIT認定の要件として地域活用を求めない。)
- (注2) 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制度の対象とする。
- (注3) 2022年度に地域活用電源となる規模:1,000kW未満の小規模水力、1,000kW未満の小規模地熱、10,000kW未満のバイオマス。

(参考) 自家消費型・地域消費型/地域一体型の地域活用要件 (小規模水力・小規模地熱・バイオマス)

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少なくとも3割を自家消費※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。
- 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<u>産出された熱*3</u>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少なくとも1割を自家消費*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することが求められる。
- ※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。

地域一体型の地域活用要件

以下のいずれかの要件を満たすこと

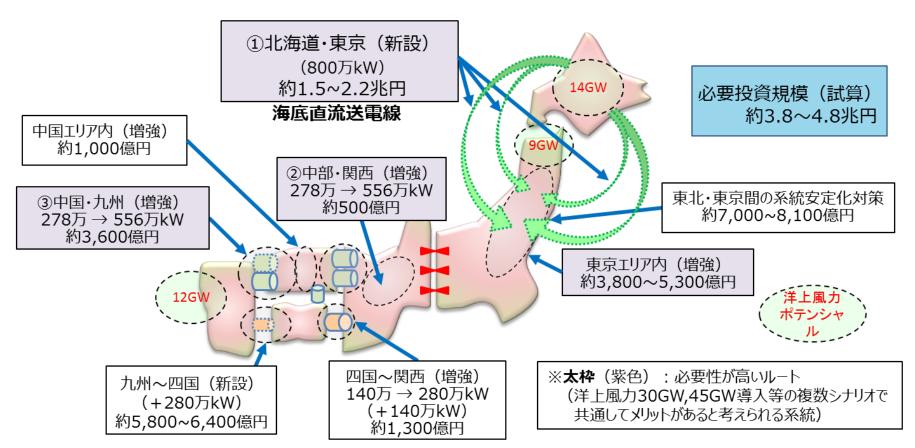
- D) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が<u>所在する地方公共団体</u>の名義(第三者との共同名義含む) <u>の取り決め*1</u>において、当該発電設備による<u>災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給</u>が、位置付けられているもの。 ※1 当該取り決めには、法律に基づいて当該発電設備に係る認定を地方公共団体が行うものを含む。
- E) 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資するもの
- F) <u>地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資</u>する<u>小売電気事業者または登録特定送配電事業者</u>に、当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を**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

(参考) 送電網の増強

2030年度におけるエネルギー需給の見通し(参考資料)(第6次エネルギー基本計画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

- 再エネ主力電源化に向けて、系統制約を克服する取組は重要。
- 再エネポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるため、マスタープランの中間整理を2021年5月にとりまとめた。新たなエネルギーミックス等をベースに、2022年度中を目途に完成を目指す。
- 北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討。

マスタープランの中間整理(電源偏在シナリオ45GWの例)



出典:広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 中間整理

(参考) 2030年に向けた分散型エネルギーリソースの取組の方向性

2030年度におけるエネルギー需給の見通し(参考資料)(第6次エネルギー基本計画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

- 分散型エネルギーリソース(DER)の役割は、従来のピークカットや自家消費等に加えて、供給力や調整力等への活用に拡大が期待されるも、現状の活用は限定的。
- そのため、DERの一層の導入促進と、その価値を適切に評価する制度・市場整備を両輪で進める。また、DER を束ね制御するアグリゲーターの育成を促進する。

現状・課題

方向性

蓄電池

- 家庭用蓄電システムは世界最大級の市場規模。今後は、再エネの更なる導入促進の観点から一層の導入が期待
- 他方、他国と比してコストは高止まり
- 系統用蓄電池は電気事業での位置づけが不明確

・ 蓄電池の目標価格や導入見通しの設定、

- EV電池の転用促進、製造設備への投資促進等
- 系統用蓄電システムの法的位置付等の整理
- 蓄電池(EV含む)を活用した新たなビジネスモデルの実証等の促進

アグリゲーター

- 現状、需要抑制によるDRのみが実用化。DRの一層の活用が必要
- DERの制御や再エネの予測技術等が未確立
- 2022年度より「特定卸供給事業者」として、 電事法上にアグリゲーターを位置づけ
- 今後順次開設される需給調整市場等においてDER(蓄電池、需要リソース等)が調整力や供給力として評価されるよう、市場環境を整備
- FIP制度を見据え、再エネアグリゲーション事業の実証を推進
- DERを用いた上げDRによる再エネ出力制御の回避、系統混雑の緩和への貢献を促進

マイクログリッド

• レジリエンス、地域活性化の観点でも重要だが、経済性等に課題。

マイクログリッド構築に向けた基盤技術の構築、 事業性の改善、関係者間調整の円滑化に 取り組む。

(参考) 系統運用の見直し

2030年度におけるエネルギー需給の見通し(参考資料)(第6次エネルギー基本計画(案)に対するパブリックコメント関連資料)より抜粋

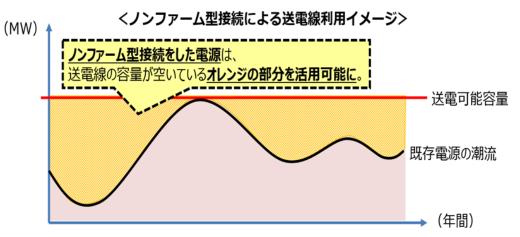
● 系統の増強には一定程度の時間を要することから、系統の増強と平行しながら既存系統を最大限に活用する 必要がある。このため、再エネの導入拡大に向けて、系統の運用ルールの見直しを進めている。

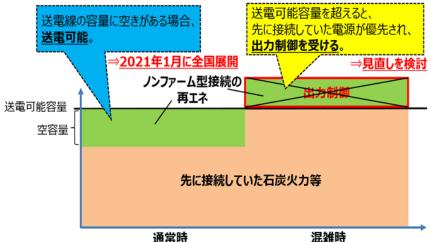
ノンファーム型接続の運用拡大

- ▶ 再工ネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再工ネ導入を進める方策の1つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」の受付を開始した。
- ▶ 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系 統などについても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進 めていく必要があるため、2022年度末頃を目途にノンファーム型接 続の受付を順次開始することを目指して検討を進める。
- ▶ また、配電系統への適用については、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース(DER)を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、適用範囲の拡大を検討していく。

送電線混雑時の出力制御、先着優先ルールの見直し

- ▶ 送電線の容量制約により、接続されているすべての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている(先着優先ルール)。
- ▶ 他方、先着優先ルールの下では、ノンファーム型接続をした再エネより、 従前から接続されている石炭火力等が優先されるため、送電線混雑 時に、CO2排出や燃料費の無い再エネが、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進める。
- ▶ 市場を活用する新たな仕組みへの将来的な移行を見据えながら、当面は、S+3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式を2022年中に開始予定。





(参考) 立地制約の解消に向けた進捗①

立地制約の解消:農地

農山漁村地域における再生可能エネル ギーの導入目標の設定

○ 2050年カーボンニュートラルに向けた農山漁村地域における再生可能エネルギーの導入目標を策定する。その際に、森林分野の導入目標も合わせて示す。【エネルギー基本計画の策定を待って検討・結論・措置】

荒廃農地上の営農型発電の要件緩和

○ 荒廃農地を活用する場合に、一時 転用の許可基準である単収 8 割以上 の確保が困難であるため、荒廃農地 上で実施する営農型発電設備の導入 に際しては、単収 8 割要件は求めな いこととし、発電設備の下部が適正 かつ効率的に利用されているかどう かによって判断する。 【措置済み】

営農型発電設備における一時転用期間 更新の考え方の明確化

○ 金融機関からの資金調達をより容易にするために、営農型発電における一時転用期間に関して、発電設備の下部の農地の営農等に支障が生じない限り、再許可による期間更新がなされる仕組みである旨を通知で明確化し、周知する。 【措置済み】

農振除外や農地転用等の手続迅速化

○ 関係機関の連携による複数手続 (例:農振除外と農地転用)の同時 並行処理の徹底等を通知で周知する。

【措置済み】

再生利用困難な荒廃農地の"非農地"判断 の迅速化

○ 農業委員会が再生利用困難な荒廃農地(非農地)と判断した場合には、その旨を所有者、市町村、法務局等の関係機関に対して通知し、通知を受けた市町村長が職権で一括して法務局に地目変更の申出を行うよう通知を発出する。 【措置済み】

再生利用可能な荒廃農地の活用に向け た要件緩和

○ 農山漁村再エネ法(転用許可の例外を規定)の対象となる再生可能な荒廃農地の3条件(①生産条件が不利、②相当期間不耕作、③耕作者を確保することができず、今後耕作の見込みなし)を③のみに要件緩和する。 【令和3年7月措置】

立地制約の解消:森林

林野行政における再エネの位置付けの明確化

○ 再生可能エネルギー利用促進に取り組む考え方について、次期の「森林・林業基本計画」において明確化し、同計画の趣旨や具体的な取組について下記マニュアル等により森林管理局や都道府県に対して指導を徹底し、森林の公益的機能の発揮と調和する再生可能エネルギーの利用促進を図る。 【措置済み】

国有林野の貸付け等に係る手続の迅速化、透明化

- 簡素化可能な書類や他の手続と共用可能な書類を精査・検討し、再エネ特化の詳細なマニュアルを作成
- 緑の回廊については、事例も踏まえつつ、再生可能 エネルギー施設の設置等に係る基準を明確化・公表 【令和3年上期(第一案)、令和3年度上期(取りまとめ版)】

保安林の解除事務の見える化を通じた迅速化、簡素化

- 風力発電や地熱発電の保安林解除の事例を業界団体 の協力を得つつ分析・整理し、手続の流れ・必要書類 等を記した再エネ特化のマニュアルを作成・周知する。 【令和3年上期(第一案)、令和3年度上期(取りまとめ版)】
- 保安林制度に関する通知類やマニュアル等を掲載する「保安林ポータル(仮称)」を新たにHP上に開設する。 【措置済み】

保安林解除・許可基準の解釈リテラシー向上等

○ 作業許可基準の取扱い(例:発電所建設用アクセス 道路の「森林の施業・管理に必要な施設」への該当、 作業許可期間の延長、作業許可の面積等の解釈)を具 体的に整理・周知する。 【措置済み】

立地制約の解消:「所有者不明土地」

所有者不明土地特措法における対象の拡大

○ 同法の対象事業(地域福利増進事業:使用権設定)の範囲を、出力1,000kW以上等の要件を満たす再工ネ設備だけではなく、出力1,000kW未満の 設備にも拡大する措置について、同事業が地域の福祉や利便の増進に寄与する事業を対象としている趣旨を十分に踏まえつつ、有識者や地方公共団 体などの意見を伺いながら令和4年の同法施行3年経過の制度見直しに向けて検討する。【令和4年の制度見直しを目指して令和3年検討・結論】】

(出典) 規制改革・行政改革担当大臣直轄チームの取組2050年カーボンニュートラルの実現に向けた、再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検の取組 (令和3年7月15日時点) より抜粋

(参考) 立地制約の解消に向けた進捗②

立地制約の解消:「自然公園法・温泉法」

自然公園を中心とした地熱発電の導入目標の策定

○ 環境省は、新たな2030年の温室効果ガス削減目標の達成や2050年カーボンニュートラルに向け、各種課題の克服を前提としつつ、経済産業省の協力も得て、自然公園を中心とした地熱発電の導入目標を策定する。

【順次検討・結論・措置】

○ 地熱開発の加速化のために、環境省自らが率先して行動することを定めた「地熱開発加速化プラン」を進める。2030年までに、10年以上とされる地熱発電のリードタイムを自然公園内の案件開発の加速化で2年程度短縮し、最短で8年程度を目指すとともに、60超の地熱施設数を全国で倍増することを目指す。 【順次措置】

自然公園における許可基準や審査要件の明確化

○ 自然公園内における地熱発電等の許可基準及び審査要件(どのような 立地や設計であれば容認するかの考え方や工夫)の明確化について、専 門家や事業者団体等の意見を踏まえて検討し、結果を通知等に反映する。

【令和3年度上期検討・結論・措置】

自然公園内の地熱発電の取扱いに関する「基本的な考え方」の転換

○ 「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて(平成27年10月2日 環境省自然環境局長通知)」における、第2種・第3種特別地域で「地熱開発は原則としては認めない」という記載について、優良事例を積極的に容認しつつ、地熱開発の加速化に貢献していくという趣旨が明確になるよう基本的な考え方の整理について検討し、措置する。 【令和3年度上期検討・結論・措置】

地熱資源等の適切な管理に関する新制度の検討

○ 2050年カーボンニュートラル実現に向けて、有限な温泉・地熱資源 の適切な管理に関する新たな制度に関して、現状把握した上で検討する。

【令和3年度上期に現状把握した上で論点を整理、必要に応じて環境 省・経済産業省合同で検討会を設置し検討】

温泉法による都道府県における離隔距離規制や本数制限等の撤廃

- 温泉法による大深度の傾斜掘削に対する離隔距離規制や本数制限等について、まずは都道府県の規制について科学的根拠のない場合の撤廃も含めた点検を求めるとともに、都道府県の規制内容及びその科学的根拠の公開を行うよう通知等にて周知する。 【措置済み】
- 更に、都道府県等の意見聴取、実態把握、有識者による検討を経て、離隔距離規制や本数制限等についての科学的な知見を踏まえた考え方や方向性について結論を得て、「温泉資源の保護に関するガイドライン(地熱発電関係)」にも反映する。 【令和3年度上期検討・結論・措置】

立地制約の解消:「環境アセス」

風力発電の環境影響評価手続の対象事業規模要件の見直し等

○ 環境影響評価法の対象となる第一種事業の風力発電所の規模に関し、 最新の知見に基づき、他の法対象事業との公平性の観点から検討した 結果、「1万kW以上」から「5万kW以上」に引き上げる措置を講ずる。

【令和3年10月措置】

○ 立地に応じ地域の環境特性を踏まえた、効果的・効率的なアセスメントに係る制度的対応のあり方について迅速に検討・結論を得る。

【令和3年上半期には具体的な検討を開始、令和4年度結論】

ゴルフ場等の開発済み土地における太陽光発電等の推進に向けた環境影響評価手続の明確化

○ 現行制度上でも、環境影響の評価を行う項目は、事業特性・地域特性に応じて事業者自ら選定することが可能であり、手続きの簡素化を図ることができるが、このようなメリハリのある環境影響評価を進めるために、太陽光発電に関するメリハリのある環境影響評価に係る「ガイドライン」を公表する。
 【措置済み】

(出典)規制改革・行政改革担当大臣直轄チームの取組2050年カーボンニュートラルの実現に向けた、再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検の取組 (令和3年7月15日時点)より抜粋

- 1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向(再エネ政策の全体像)

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

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

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

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

FIT調達価格/FIP基準価格·入札上限価格(再掲)

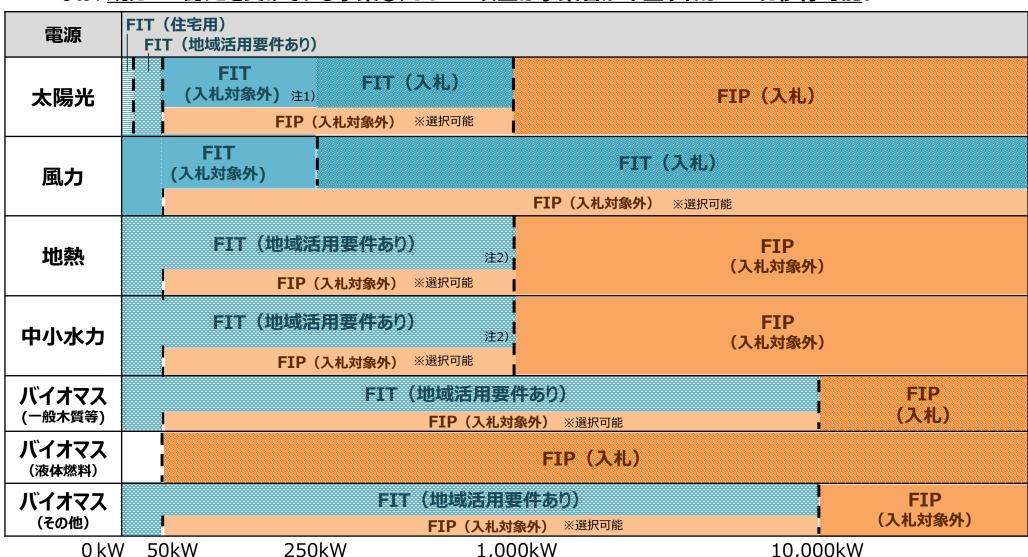
御議論いただく事項(案)

電源	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	価格目標
【調達/交付期間】	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度	年度~	10日1赤
						入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 ^(250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 (250kW以上)	入札制 (一定規模 以上) ※9			
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円×1 27円	24円	21円 (10kW以上 2,000kW未 満)	18円 (10kW以上 2,000kW未 満)	14円 (10kW以上 500kW未	12円 (50kW以上 250kW未満)	11円 (50kW以上 250kW未満)	10円 (50kW以上 入札対象未満)			7円 (2025年)
				※1 7/1~ (利潤配慮期間 終了後)		лчэ <i>)</i>	/w ₃ /	満)	13円 ※2 (10kW以上 50kW未満)	12円 ※2 (10kW以上 50kW未満)	11円 ※2 (10kW以上 50kW未)			
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3 ※3 出力制御	31円 33円※3 対応機器設置義務	28円 30円 ※3 あり(2020年度以降		24円 26円※3 かかわらず同区分)	21円	19円	17円			卸電力 市場価格 (2025年)
		22円] (陸上20kW			21円 _(20kwl以上)	20円	19円	18円 ′	入札制(250kW以上 入札外(250kW未満		250kW以上) 250kW未満)		8~9円
風力 ※4			55円(陸上	_20kW未満)						17円	16円 _{※10}	15円 ※10		8~9円 (2030年)
【20年】			36	円(洋上風力	」(着床式・氵	孚体式))	36円	(着床式)	入札制 34円	32円	29円			` '
		36円(浮体式)						体式)						
II" /_L->		24円 (バイオマス液体燃料) 21円 (20,000 kW以上) 入札制 入札制 入札制 入札制 入札制 19.6円 19.6円 19.6円 (事前非公表)						入札制	入札制 ※11					
バイオマス 【20年】						24円 21円 (20,000kW以上	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	131013	1510/3					
		24口(一般不材寺) 24円 (10,000kW未満) **8 32円(2,000kW以上) **8												
%5 %6 %7													FIT制度 からの	
	32円(未利用材) 40円(2,000kW未満) ※8 その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電 ※5)) ※8											中長期的な		
地熱		26円(15,000kW以上)												自立化を 目指す
【15年】**4		40円 _(15,000kW未満) ※8											ПІНЯ	
水力	24円(1,000kW以上30,000kW未満) 24円 20円(5,000kW以上30,000kW未満) 27円(1,000kW以上5,000kW未満) 27円(1,000kW以上5,000kW未満)													
【20年】 ^{※4}						29円(200kW以	上1,000kW未満)		,					
12071	34円(200kW未満) ※8													

※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・水力のリプレースは、別途、新規認定より低い価格を適用。 ※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、当該主産物・副産物が直接燃焼する場合に該当する区分において取り扱う。 ※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、そのおよい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クス以外)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。 ※8 FITの新規認定には、2022年度から地域活用要件を設定する。 ※9 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。その他入札制の詳細は未定。 ※10 入札は、FIP新規認定について、2022年度は適用なし、2023年度は未定。 入札の回数等は未定。 ※11 液体燃料は50kW以上。入札上限価格等に係る詳細は未定。

(参考)2022年度のFIT/FIP·入札の対象(再掲)

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



10kW

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

今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点①)(案)

<太陽光発電>

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

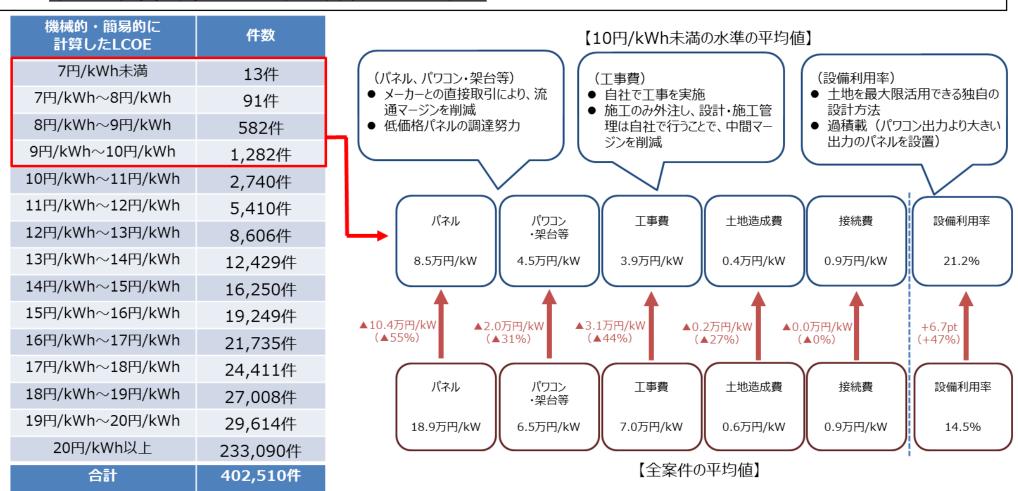
(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

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

(参考) 事業用太陽光発電の国内トップランナー

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

- 事業用太陽光発電について、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(402,510件)のうち、1,968件(全体の0.5%)が10円/kWh未満で事業を実施できており、全体に占める割合は増加傾向にある。
- 10円/kWh未満の事業者は、パネル、パワコン・架台等、工事費が**平均的な案件の半額程度**だった。設備利用率は**平均的な案件より4~5割程度高く、21.2%程度**となっている。



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

(参考) これまでの太陽光入札結果

決定方法

2020/09/07 再工才大量導入·次世代NW小委員会(第35回)·再工才主力化小委員会(第13回)合同会議資料1 一部加工

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

	事業用太陽光											
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回	
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第 3 四半期	2021年度 第4四半期	
入札対象		2,000kW以上		500k	W以上	250kW以上						
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	-	
上限価格	21円/kWh 事前公表	15.5円/kWh 事前非公表	15.5円/kWh 事前非公表	14.0円/kWh 事前非公表	13.0円/kWh 事前非公表	12.0円/kWh 事前非公表	11.5円/kWh 事前非公表	11.00円/kWh 事前公表	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表	
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	79MW (92件)	249MW (185件)	270MW (215件)	-	-	
平均入札 価格	19.64円 /kWh	17.06円 /kWh	15.40円 /kWh	13.46円 /kWh	13.38円 /kWh	11.49円 /kWh	11.34円 /kWh	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	-	-	
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	69MW (83件)	208MW (135件)	224MW (192件)	-	-	
平均落札 価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	-	-	
1111 法 (市 坟		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	

応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)

(参考) 太陽光の入札活性化に向けた制度見直し

2020/09/07 再工ネ大量導入·次世代NW小委員会(第35回)·再工ネ主力化小委員会(第13回)合同会議 資料1 抜粋

■ **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、今年度から以下の入札制度の見直しを実施。

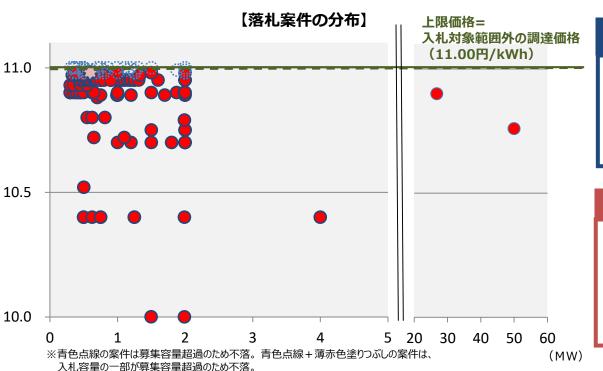
課題	見直し項目		見直し前	見直し後
①価格予見性の向上	予見性の向上 公表/非公表		非公表	公表
②参加機会の増加	入札実施回数		年間2回	年間4回
③資格審査期間の短縮	参加資格審査期間		3ヶ月程度	2週間程度
④認定取得期限の 柔軟な設定	落札案件の 認定取得期限		年度内	落札から7ヶ月以内
⑤保証金没収事由の緩和	入札保証金 没収免除事由		工事費負担金を 理由とする免除無し	工事費負担金が高額となったために辞退した場合、入札保証金の没収を免除(※)

(※) 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。

(参考) これまでの入札結果:第8回太陽光(2021年度第1四半期)

2020/09/07 再エネ大量導入・次世代NW小委員会(第35回)・再エネ主力化小委員会(第13回)合同会議 資料1 一部加工

- 第8回太陽光入札は、**上限価格を11.00円/kWh**、募集容量を208MWとして実施。
- <u>上限価格</u>は、第1回を除き、これまで事前非公表としていたが、事業者からの要請を踏まえ、入札活性化の観点から今回から事前公表とした。募集容量に対し、入札参加資格を得た件数・容量は218件・311MW。そのうち、応札件数・容量は185件・249MWとなり、募集容量を上回った。
- 結果、<u>135件・208MWが落札</u>し、<u>平均落札価格は10.82円/kWh・最低落札価格は10.00円/kWh</u>となった。上限価格いっぱいで入札した案件は落札できず、前回と比べて、**コスト低減が着実に進展**。(第7回結果:平均落札価格11.20円/kWh・最低落札価格10.48円/kWh)



入札の結果

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

応札件数・容量: <u>185件・249MW</u>

落札の結果

平均入札価格: 10.85円/kWh落札件数·容量: 135件·208MW最低落札価格: 10.00円/kWh

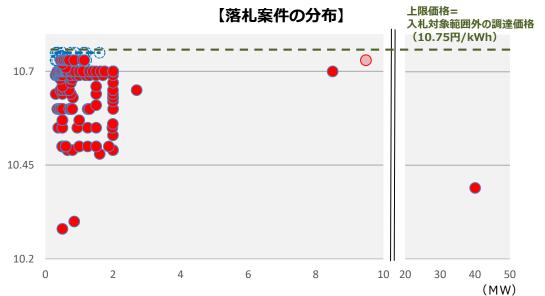
最高落札価格 : 10.98円/kWh 平均落札価格 : 10.82円/kWh

平均洛札伽格 : <u>10.82円/K</u>

(参考) これまでの入札結果:第9回太陽光(2021年度第2四半期) 46

2020/09/07 再工不大量導入·次世代NW小委員会(第35回)·再工不主力化小委員会(第13回)合同会議 資料1 一部加工

- 第9回太陽光入札は、**上限価格を10.75円/kWh**、**募集容量を224MW**として実施。
- 応札件数・容量は、215件・270MWと募集容量(224MW)を上回り、うち192件・224MWが落札した。
 平均落札価格は、10.60円/kWhとなり、前回(10.82円/kWh、上限価格11円/kWh)から着実に低減。



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

入札の結果

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

落札の結果

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

(参考)事業用太陽光発電の年度別/規模別FIT認定・導入状況

- **2020年度**の事業用太陽光発電の**FIT導入量は5,000MW**であり、過去3年と同程度だった。
- <u>2020年度</u>の事業用太陽光発電の<u>FIT認定量は890MW</u>であり、前年度の2019年度と比較して、4割程度の容量となった。特に、<u>自家消費型要件のかかる10-50kWの認定量</u>が大きく減少した。一方で、<u>入札対象の250kW以上</u>については、今年度の第8回・第9回入札の落札容量の合計(430MW)が、既に2020年度の認定量(390MW)を上回っている。

<2021年3月末時点のFIT導入量>

単位:MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,416	44	380	561	403	640	1,788	539	6,772
2014年度	3,581	23	261	563	463	538	1,943	1,000	8,372
2015年度	2,923	13	238	562	429	441	2,291	1,255	8,152
2016年度	1,936	8	142	356	266	250	1,342	1,145	5,445
2017年度	1,492	4	96	295	182	185	1,049	1,444	4,748
2018年度	1,523	4	82	268	144	162	882	1,843	4,907
2019年度	1,530	3	77	288	139	164	743	1,937	4,880
2020年度	1,273	2	71	317	121	156	789	2,271	5,000
	16,674	101	1,346	3,210	2,148	2,536	10,828	11,435	48,277

<2021年3月末時点のFIT認定量>

単位:MW

	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	2,252	46	389	677	544	971	3,436	6,339	14,654
2013年度	6,439	27	367	1,002	829	918	5,165	9,409	24,155
2014年度	3,307	16	277	570	383	322	1,610	3,649	10,134
2015年度	1,552	4	91	226	143	104	477	755	3,353
2016年度	2,290	3	105	333	187	164	549	1,158	4,789
2017年度	637	2	60	222	91	111	344	39	1,506
2018年度	3,330	4	130	507	231	236	1,017	196	5,649
2019年度	1,697	2	56	476	1	15	95	105	2,447
2020年度	233	5	260	53	19	48	128	145	891
	21,737	109	1,734	4,066	2,428	2,889	12,822	21,794	67,579

今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点②)(案)

<風力発電>

- 風力発電の2023年度のFIPの対象となる区分等
 - > 2023年度のFIPの対象となる区分等について、昨年度の本委員会の意見をふまえつつ、どう設定するか。また、風力発電を地域活用電源として支援していくことの是非や支援する場合の地域活用要件について、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

(3)風力発電の2022年度以降の取扱い

- これらをふまえると、風力発電の基本的な方向性として、まずは、入札制の導入によるコスト低減から進めることが妥当と考えられる。すなわち、少なくとも2022年度は、風力発電に対して、FIP制度のみ適用が認められる区分等は設けないこととし、<u>来年度以降の本委員会にて、風力発電の状況や事業環境をふまえつつ、2023年度以降の取扱いについて検討する</u>こととした。また、一部の風力発電を地域活用電源として支援していくことの是非及び支援する場合の地域活用要件についても、それに合わせて、来年度以降の本委員会にて検討することとした。
- 陸上風力発電の2022年度以降の入札制(入札対象・入札量・上限価格等)
 - > <u>今年度の入札結果</u>をふまえつつ、<u>2022年度以降の年間募集容量について、競争性の確保を大前提として、更なる導入拡</u>大と継続的なコスト低減の両立を図るため、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

- ⑤陸上風力発電の入札上限価格の事前公表/非公表・募集容量
- 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、<u>向こう3年間の上限価格及び年間募集量を示す</u>こととした。ただし、<u>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た。</u>
- ▶ 今年度の入札結果をふまえつつ、2022年度以降の入札対象範囲について、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

- 4 陸 ト風力発電の入札対象範囲
- また、後述のとおり3年間の複数年度価格設定を行うところ、<u>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</u>としつつ、<u>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</u>こととした。
- 昨年度と同様、向こう3年間の上限価格を設定する場合、2024年度の上限価格について、より効率的な事業実施を促すため、どう設定するか。

今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点③)(案)

〈風力発電〉

- 着床式洋上風力発電の2023年度の取扱い
 - > 2023年度以降の再工ネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電の調達価格/基準価格について、昨年度の本委員会の意見をふまえつつ、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

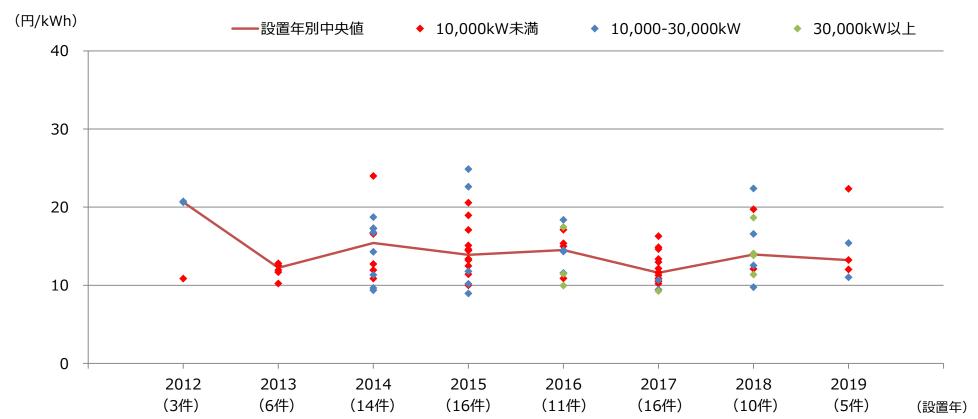
- 以上をふまえ、着床式洋上風力発電(再工ネ海域利用法適用外)の調達価格または基準価格は、2022年度については、着床式洋上風力発電(再工ネ海域利用法適用対象)で2022年度前後にFIT認定を取得する見込みの事業の公募における供給価格上限価格29円/kWhと同水準に設定することとし、2021年度については、徐々にコストを低減していくために、2020年度の着床式洋上風力発電(再工ネ海域利用法適用外)の入札の上限価格と2022年度の平均価格を設定することとした。また、2023年度以降については、今後の着床式洋上風力発電(再工ネ海域利用法適用対象)の供給価格上限額の議論をふまえつつ、来年度以降の本委員会で検討することとした。
- 浮体式洋上風力発電の2024年度の取扱い
 - ▶ 2024年度の再工ネ海域利用法適用外の浮体式洋上風力発電について、再エネ海域利用法適用案件が着床式・浮体式を問わず洋上風力発電が入札制に移行していること等もふまえつつ、どう取り扱うか。

(参考)陸上風力発電のコスト動向

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

- 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 横ばいに推移していること分かった。
- また、各案件のkWh当たりのコストをプロットすると、<u>案件ごとのばらつきは大きい</u>ものの、10円を下回る案件も複数あり、なかには、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。

<陸上風力発電のkWh当たりのコスト(設置年別)>



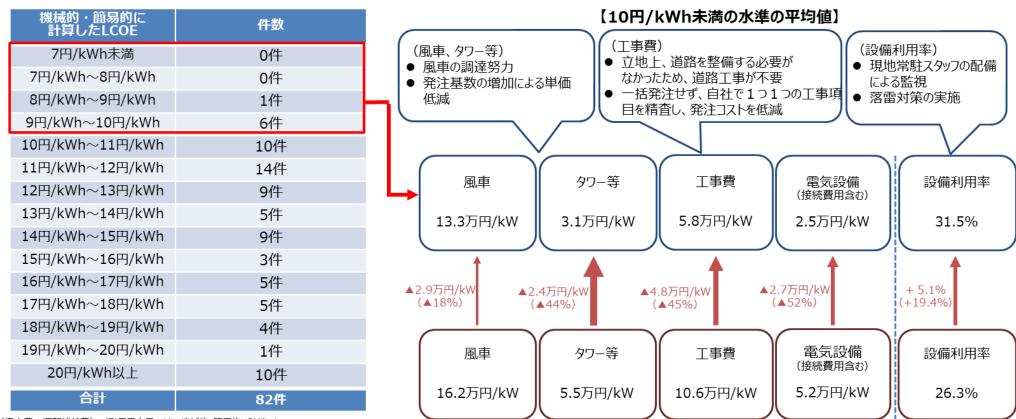
^{※2020}年9月23日までに報告された20kW以上の定期報告データを分析対象している。

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

(参考) 陸上風力発電の国内トップランナー

|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

- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(82件)のうち、**2** 件(全体の9%)が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ2~5割程度低い。設備利用率については、平均的な案件よりも2割程度高い。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者へのヒアリングによると、①風車等の調達努力、②道路工事の不要な立地の選定、③現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上などが低コストを実現している。



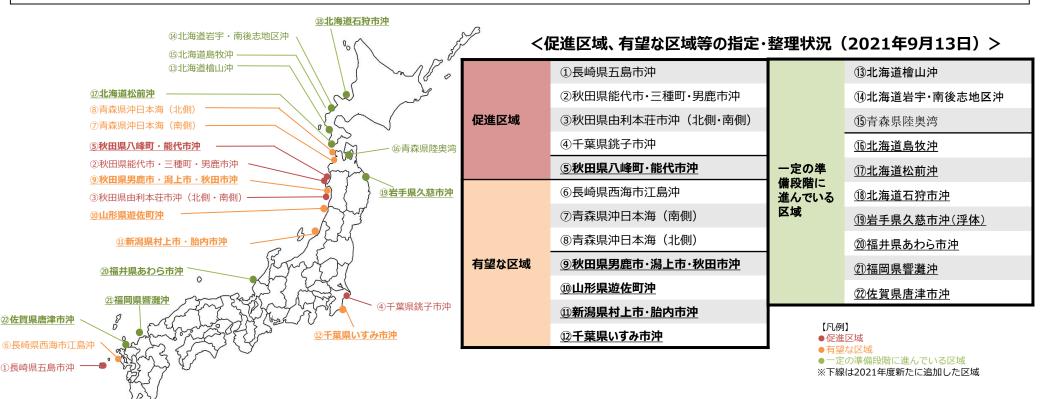
(資本費+運転維持費)/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。

割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRRO%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

※一般負担の上限見直し等によって対応

(参考)促進区域の指定に係る現状

- 2019年7月、以下の①~④の4区域を「有望な区域」として整理。その後、「促進区域」に指定(①2019年12月、 その他は2020年7月)。さらに、①は2020年12月に公募を終了し、公募占用計画の審査を経て、2021年6月 に事業者を選定。②~④は、提出された公募占用計画を審査中。
- 2020年7月、以下の⑤~⑧の4区域を「有望な区域」として整理。その後、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、2021年9月13日、⑤を「促進区域」に指定するとともに、⑨~⑫の4区域を新たに「有望な区域」として追加・整理。



今年度の本委員会の主な論点(電源ごとの論点③)(案)

<地熱発電・中小水力発電>

- 地熱発電・中小水力発電の2023年度以降の取扱い
 - > 2023年度及び2024年度の調達価格/基準価格について、昨年度の本委員会の意見もふまえつつ、どう設定するか。
 - 特に中小水力発電(1,000kW以上30,000kW未満)については、コスト実績が2021年度の調達価格の水準を下回っており、昨年度の本委員会において「2023年度以降は、各動向をふまえながら、想定値の見直しを含め、来年度以降の本委員会で改めて検討する」とされた。
 - ▶ 2024年度のFIPの対象となる区分等について、地熱発電や中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、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中で、どう設定するか。

<バイオマス発電>

- バイオマス発電の2023年度以降の取扱い
 - ▶ 2023年度の調達価格/基準価格について、昨年度の本委員会の意見もふまえつつ、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

- ④調達価格・基準価格 < メタン発酵バイオガス発電について>
- こうした事情を勘案し、調達価格・基準価格における各想定値は、メタン発酵バイオガス発電のいずれの規模についても、2022年度は変更しないこととし、2023年度以降は、各動向をふまえながら、想定値の見直しや、区分の細分化を含め、来年度以降の本委員会で改めて検討することとした。
- > 2023年度のFIPの対象となる区分等について、昨年度の本委員会の意見もふまえつつ、どう設定するか。

(参考) 令和3年度以降の調達価格等に関する意見

(3)バイオマス発電の2022年度以降の取扱い

- (略)向こう3年間、すなわち、2023年度までの取扱いについて本年度に示すことが効率的という考え方もある。他方、2023年度以降早期に1,000kW以上をFIP制度のみ認めることを目指すことをふまえ、2023年度以降の取扱いは、FIP制度施行に向けた各動向等をふまえつつ、来年度の本委員会にて決定することとした。
- バイオマス発電の2022年度の取扱い
 - > **2022年度も入札対象とされている一般木材等(10,000kW以上)及びバイオマス液体燃料(全規模)**について、募集容量や上限価格等をどう設定するか。
 - ▶ また、バイオマス持続可能性WGでの食料競合・ライフサイクルGHG・第三者認証スキームについての専門的・技術的な議論を ふまえて、新規燃料の取扱い等について検討すべきではないか。

(参考) 地熱発電の国内トップランナー

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

【全案件の平均値】

- 地熱発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(25件)のうち、<u>5件</u>
 <u>(全体の20%)</u>が20円/kWh未満で事業を実施できている。
- 20円/kWh未満の事業者は、<u>調査・探査、掘削に要する費用は平均的な案件よりも大きい</u>が、<u>設備費、工事費</u> が安価となっており、設備利用率も高いことが低コストの要因であった。

【20円/kWh未満の水準の平均値】 <地熱発電のコスト動向> (丁事費) (設備利用率) (設備費) 100 1000 7500 ● バイナリー発電所を既存のフ 関連会社、地域の中堅企 ● 設備利用率を長期的に維持 機械的・簡易的に 15000 -100 業等への発注による中間 できるよう、蒸気を計画的に ラッシュ型発電所に併設する 計算したLCOE 7500 1000 15000 マージンの抑制 取り出し ことによる設備の共用 ● 定期的なメンテナンス実施 ◆ 大規模開発によるスケール 0件 0件 4件 0件 1件 0円/kWh~20円/kWh メリット 2件 0件 1件 0件 0件 20円/kWh~25円/kWh 0件 1件 0件 0件 0件 設備費 設備利用率 25円/kWh~30円/kWh 調查•探查 掘削 丁事費 0件 30円/kWh~35円/kWh 0件 0件 0件 41.8万円/kW 4.1万円/kW 6.3万円/kW 24.3万円/kW 84.2% 2件 1件 0件 0件 0件 35円/kWh~40円/kWh 6件 6件 0件 0件 0件 40円/kWh以上 +1.5万円/kW +2.5万円/kW ▲45.1万円/kW +26.5% ▲18.0万円/kW (+57%)(+65%)(**▲**52%) (+46%)(▲ 43%)8件 合計 11件 5件 0件 1件 掘削 工事費 調查•探查 設備費 設備利用率 2020年度の 調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。(資本費+運転維 持費) /発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。 割引率は3%と仮定。資本費と発電電力量は実績値、運転維持費は最新の調達価格の想定値 2.6万円/kW 3.8万円/kW 86.9万円/kW 42.3万円/kW 57.8% を使用し、IRRO%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

(参考) 中小水力発電の国内トップランナー

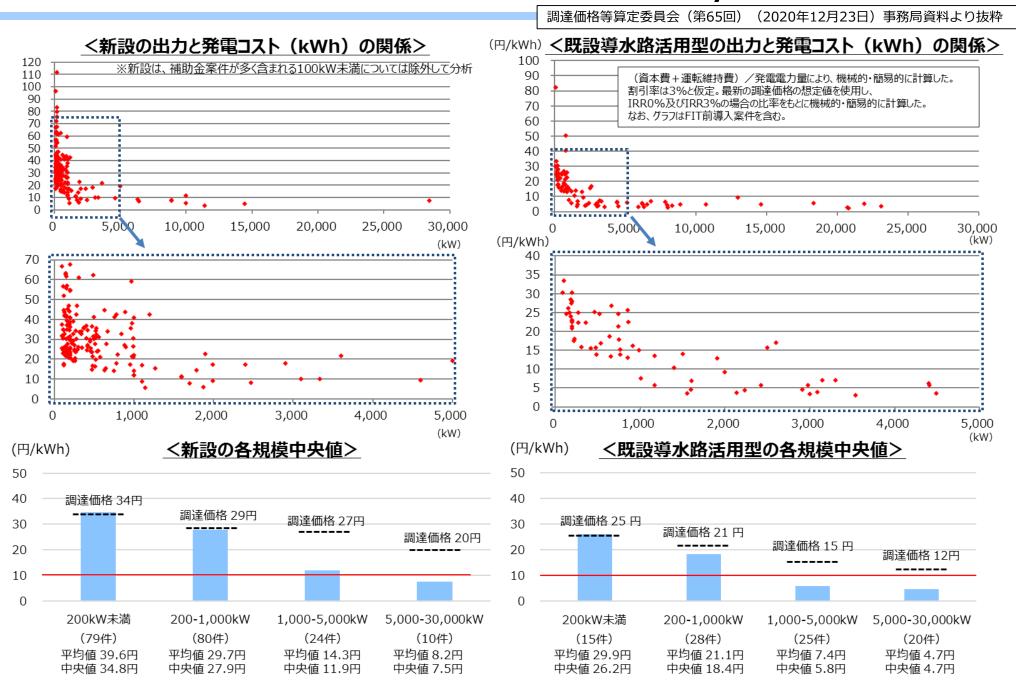
|調達価格等算定委員会(第65回)(2020年12月23日)事務局資料より抜粋

- 中小水力発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(366件)のうち、 50件(全体の14%)が10円/kWh未満で事業を実施できている。このうち、既設導水路活用型は38件であり、 12件は新設案件であった。
- 10円/kWh未満の事業者は、**水路費及び工事費が平均的な案件の1~2割程度、水車は2割程度。**設備利用 率は**平均的な案件より約1~2割程度高く67.1%**となっている。

【10円/kWh未満水準の平均値】 <中小水力発電のコスト動向> (設備利用率) (工事費) (水路等) ● 定期的なメンテナンス (流木 ▼ 丁事会社の繁忙期等を考慮 ● 既設水路の最大限の活用に 等の撤去)の実施 した適切なタイミングでの外注 よる追加費用の削減 既設 機械的・簡易的に ● フィルターの設置による設備利 ● 徹底した複数計見積もり 新設 導水路 全体 計算したLCOE 用率の低減防止 活用型 0円/kWh~10円/kWh 12件 38件 50件 5件 9件 14件 10円/kWh~15円/kWh 水車 丁事費 設備利用率 水路等 10件 23件 15円/kWh~20円/kWh 13件 11.6万円/kW 6.4万円/kW 11.4万円/kW 67.1% 20円/kWh~25円/kWh 32件 13件 45件 25円/kWh~30円/kWh 29件 6件 35件 30円/kWh~35円/kWh 35件 3件 38件 ▲39.7万円/kW +8.9% ▲39.7万円 ▲54.8万円/kW /kW (+15%)(**A**86%) (483%)35円/kWh~40円/kWh 30件 0件 30件 (**▲**77%) 129件 2件 131件 水車 水路等 40円/kWh~ 丁事費 設備利用率 58.2% 合計 285件 81件 366件 51.3万円/kW 46.1万円/kW 66.2万円/kW

2019年度の 調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。(資本費+運転維持費)/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。 割引率は3% と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRRO% 及び IRR3% の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。 【全案件の平均値】

(参考)中小水力発電の規模別コストデータ・認定量/導入量

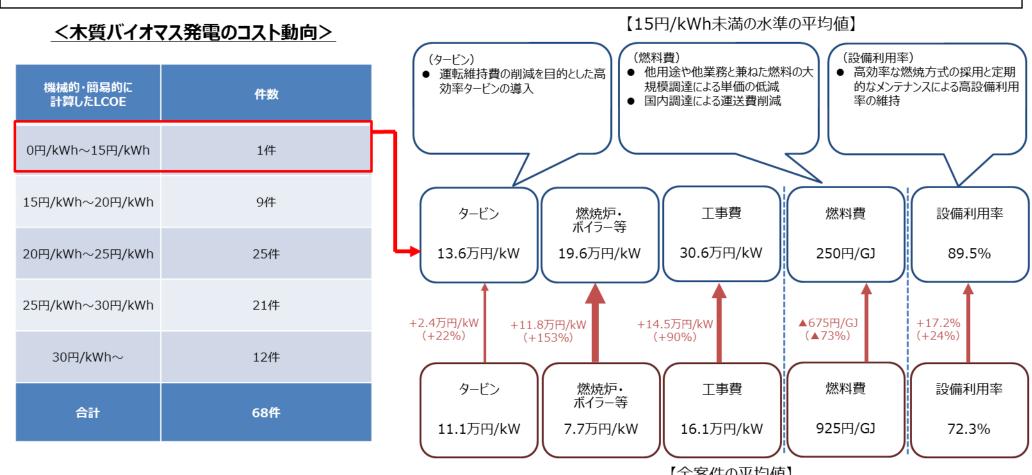


(参考) 木質等バイオマス発電の国内トップランナー

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

(※)一般木材等、建設資材廃棄物、未利用材(バイオマス液体燃料は除いている。)

- 木質等バイオマス発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者(68件)の うち、**1件(全体の1.5%)**が15円/kWh未満で事業実施できている。
- 15円/kWh未満の事業者について、燃料費は平均的な案件の3割程度。設備利用率は平均的な案件より1.2 **割程度高く、89.5%程度**となっている。



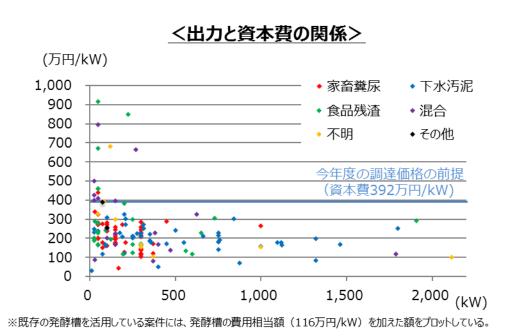
2019年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。(資本費+運転維持費)/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。 割引率は3%と仮定。最新の調達価格(一般木材等)の想定値を使用し、IRRO%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

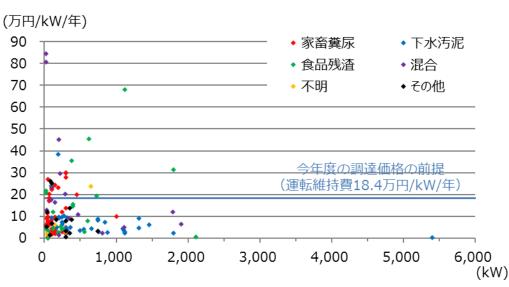
(参考) メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費

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

- これまでに得られた資本費のコストデータは154件。 <u>平均値は193.5万円/kW、中央値は156.2万円/kW</u>であった。このうち61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(116万円/kW相当)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116万円/kWを付加した場合の実質的な資本費は、<u>平均</u>値は239.1万円/kW、中央値は210.9万円/kWとなるが、想定値(392万円/kW)を下回った。
- また、これまでに得られた運転維持費のコストデータは151件。平均値は11.1万円/kW/年、中央値は6.2万円/kW/年となり、**想定値(18.4万円/kW/年)を下回った**。



<出力と運転維持費の関係>



(参考) バイオマス持続可能性ワーキンググループにおける検討状況

- 2018年度の本委員会からの要請をふまえ、2019年4月にバイオマス持続可能性WGを設置。同WGにおいて、 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。
- その後、2019年度の本委員会からの要請等をふまえ、**昨年度以降**、同WGにて、「食料競合」・「ライフサイクル GHG」、「第三者認証スキームの追加」について、その内容を専門的・技術的に検討しているところ。

	第9回バイオマス持続可能性ワーキンググループ(2	2020年11月30日)事務局資料より抜粋(一部加工)
検討項目	整理した内容(要旨)	継続検討する内容(要旨)
食料競合	 【判断基準】 ● 食料競合の懸念の有無は、①可食か否か、②土地利用変化への影響により判断。具体的には、非可食かつ副産物のバイオマス種を食料競合の懸念がないものと判断。 【確認方法】 ● 個別案件毎に、第三者認証スキームを通じてバイオマス種を確認。 ● 食料競合の懸念の無いバイオマス燃料であっても、可食部と同時に発生するものである場合、宣誓書、購入契約書等により可食部の分離について案件別に確認を実施。 	● 海外における議論の経過も注視しつつ、我が国に おいても、必要に応じて、可食のバイオマス種及び 主産物のFIT制度上の扱いを検討。
ライフサイクルGHG	 論点を「算定式」、「排出量の基準」、「確認手段等」の3点に整理。 【算定式】 免行制度を参考として、対象ガス、対象工程、アロケーション、活動量や排出係数等の技術的・専門的な詳細項目を整理。 【排出量の基準及び確認手段等】 算定式の検討状況を踏まえた上で、事業者等から各工程や排出活動別の排出量の改善がどの程度可能であるのか等について実態を把握の上、検討を進める方針を整理。 	 【算定式】 ● 海外からのバイオマス燃料の輸送実態等のファクトを整理の上、技術的・専門的な詳細項目を検討。 【排出量の基準及び確認手段】 ● 事業者ヒアリング等によるファクトの整理、各バイオマス燃料の排出量を試算の上、排出量の基準等を検討。
新第三者認証 スキームの追加等	 【新第三者認証の追加】 現行認められているRSPO及びRSBに加えて、GGL (PKSとパームトランクが対象)を追加。 【検討時期の明確化】 原則、夏頃までに、追加の希望意思を事務局に示した第三者認証制度に関し、意見聴取等を行い、検討結果は、年内に調達価格等算定委員会に報告。 【持続可能性確認に係る経過措置について】 第三者認証機関における審査が想定以上に遅延していること等に鑑み、発電事業者が、第三者認証を取得したバイオマス燃料の調達のために必要と考えられる準備期間を確保するため、以下のとおり持続可能性確認に係る経過措置を延長。 パーム油の持続可能性確認に係る経過措置を2022年3月末まで1年間延長。 PKS及びパームトランクの持続可能性確認に係る経過措置を2023年3月末まで1年間延長。 	【新第三者認証の追加】 ● 今回の評価では不採用となった第三者認証について、改正が行われる等により、再度評価することを求められた場合は、再検討。 ● 新たな第三者認証が整備され、評価を求められた場合は、新たに検討。

※ 「令和2年度の調達価格等に関する意見(2020年2月調達価格等算定委員会) |において、新規燃料がFIT制度の対象となる条件として、2項目「①食料競合の懸念が認められない こと |及び「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すこと |を整理。