入札 (太陽光第7回・着床式洋上風力第1回・ バイオマス第3回)の 上限価格設定に当たっての参考資料

2020年11月 資源エネルギー庁

本日御議論いただく事項

- <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」に拡大。今回は入札対象範囲を「250kW以 上」に拡大して2回目(制度開始以降の通算では7回目)の入札となる。
- **着床式洋上風力発電**については、2020年度から入札制に移行したところ。**今回は初めての入札**となる。
- <u>バイオマス発電</u>については、「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」が2018年度より入札制に移行しており、今回は3回目の入札となる。
- 入札の詳細は、2019年度の本委員会において御議論いただき決定済。その後、今年度の本委員会において、新型コロナウイルス感染症に係る緊急事態宣言等をふまえて改めて御議論いただき、スケジュールを変更済。具体的には、以下のとおり。
 - 入札実施スケジュール:次のページのとおり。
 - ▶ 上限価格:入札募集開始(2020年12月8日)までに決定し、非公表。(開札後に公表)
 - ▶ 入札量 :事業用太陽光 <u>750MW</u>

着床式洋上風力 <u>120MW</u> バイオマス **120MW**

■ 本日の委員会では、**太陽光第7回入札・着床式洋上風力第1回入札・バイオマス第3回入札の上限価格**について御議論いただきたい。

	事業用太陽光						着床式 洋上風力	Д	イオマス		
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第1回	第1回	第2回	第3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	2020年度 下期	2018年度 下期	2019年度 下期	2020年度 下期
入札対象	2,000kW以上		2,000kW以上 500kW以上 250		250k\	/以上	全規模		:10,000kW以」 然料:全規模		
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	120MW	一般木材等:180MW 液体燃料:20MW	120MW	120MW
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	事前非公表	事前非公表	20.6円/kWh 事前非公表	19.6円/kWh 事前非公表	事前非公表

(参考) 2020年度の入札実施スケジュール (新型コロナウイルス感染症の影響を踏まえた変更後)³

		2020年度	
	太陽光第6回	太陽光第7回	着床式洋上風力第1回 バイオマス第3回
4月			
5月			
6月	事業計画の受付開始(6/12)		事業計画の受付開始(6/12)
7月	事業計画の受付〆切(7/22)		事業計画の受付〆切(7/22)
8月		事業計画の受付開始(8/21)	
9月		事業計画の受付〆切(9/4)	
10月	事業計画審査〆切(10/7)		
11月	入札募集開始(10/19) 入札募集〆切(10/30) 入札結果公表(11/6)	-> 非落札者の事業計画の受付開始(11/6) 非落札者の事業計画の受付〆切(11/13)	
		事業計画審査〆切	(11/24)
12月		入札募集開始 入札募集〆切(入札結果公表(12/18)
2021年1月			
2021年2月			
2021年3月		落札案件の認定補正期限(3/1) 認定取得期限(3/31)	

- 1. 太陽光第7回入札の上限価格について
- 2. 着床式洋上風力第1回入札の上限価格について
- 3. バイオマス第3回入札の上限価格について

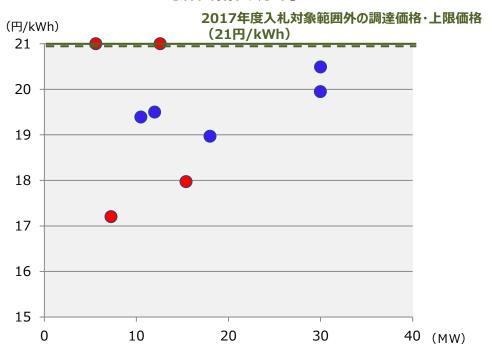
(1) これまでの入札結果:太陽光

	事業用				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		500k	W以上	250kW』(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)	事前非公表	
入札容量(件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW(255件)		
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		
落札容量(件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW(254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		
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		
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		
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1回太陽光入札

■ <u>2017年度</u>には、<u>第1回入札(募集容量:500MW)を上限価格を公表して実施</u>し、<u>実際の入札件数・容量は9件・141MW(平均入札価格:19.64円/kWh)</u>であり、その後、第2次保証金を納付して認定に至った案件は、<u>4件・41MW</u>だった。入札対象外規模の調達価格(21円/kWh)に対し、17.20円/kWhなどでの落札があり、<u>一定のコスト低減効果があった</u>。

【落札案件の分布】



※青色の案件は、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

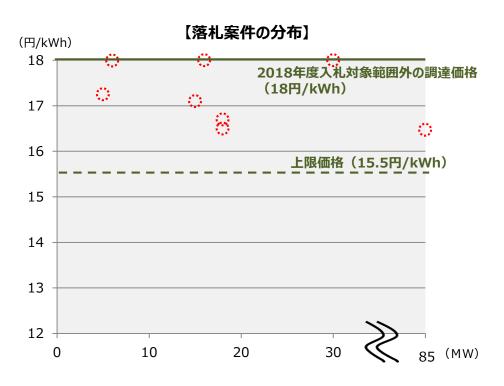
入札参加申込件数・容量 : **29件・490MW** 参加資格を得た件数・容量 : **23件・388MW** 実際の入札件数・容量 : **9件・141MW**

落札の結果

平均入札価格: 19.64円/kWh落札件数·容量: 9件·141MW最低落札価格: 17.20円/kWh最高落札価格: 21.00円/kWh平均落札価格: 19.64円/kWh

(1) これまでの入札結果:第2回太陽光入札

■ 2018年度上期には、第2回入札(募集容量:250MW)を上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数は9件・197MW(平均入札価格:17.06円/kWh)であったが、全ての事業が上限価格を上回ったため、落札者はいなかった。2回連続で、実際の入札容量が募集容量を下回る結果となった。



入札の結果

入札参加申込件数・容量: 19件・393MW参加資格を得た件数・容量: 15件・334MW実際の入札件数・容量: 9件・197MW

落札の結果

平均入札価格 : **17.06円/kWh**

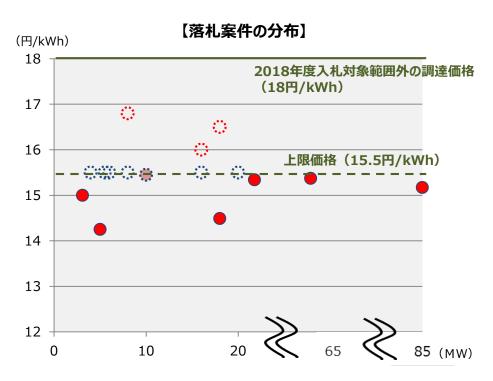
落札件数·容量: 0件·0MW

最低落札価格 : -最高落札価格 : -平均落札価格 : -

※赤色点線の案件は上限価格超過のため不落。

(1) これまでの入札結果:第3回太陽光入札

■ 2018年度下期には、第3回の入札(募集容量:197MW)を上限価格を非公表として実施し、実際の入札 件数は16件・307MW(平均入札価格:15.40円/kWh)であった。上限価格と同じ価格で入札した事業者 は落札できず、最低落札価格14.25円/kWh・加重平均落札価格15.17円/kWhとなりコスト低減効果が確 認された。



入札の結果

入札参加申込件数·容量 : <u>38件・761MW</u> 参加資格を得た件数·容量 : <u>32件・637MW</u> 実際の入札件数・容量 : 16件・307MW

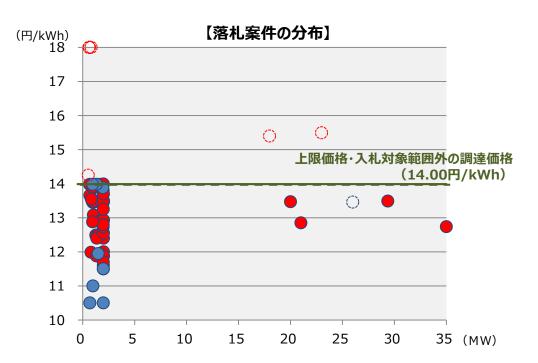
落札の結果

平均入札価格: 15.40円/kWh落札件数·容量: 7件·197MW最低落札価格: 14.25円/kWh最高落札価格: 15.45円/kWh平均落札価格: 15.17円/kWh

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

(1) これまでの入札結果:第4回太陽光入札

- 2019年度上期には、第4回の入札(募集容量:300MW)を上限価格を非公表として実施し、実際の入札 件数は71件・266MW(平均入札価格:13.46円/kWh)であった。最低落札価格10.50円/kWh・加重 平均落札価格12.98円/kWhとなり、上限価格に張り付いた案件は一部(13.50-14.00円未満の入札:15 件)であったことから、コスト低減効果が確認された。
- 入札対象範囲を「500kW以上」に拡大して初めての入札であったが、案件の半数(容量ベース)が第4回に新しく入札対象範囲とした規模(500-2,000kW)であり、当該規模において特に入札価格の低い案件が見られるなど、より一層の競争が実現している。



入札の結果

入札参加申込件数・容量: 146件・590MW参加資格を得た件数・容量: 107件・509MW実際の入札件数・容量: 71件・266MW

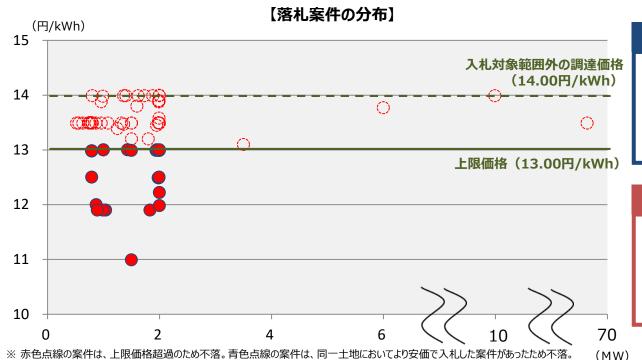
落札の結果

平均入札価格: 13.46円/kWh落札件数·容量: 63件·196MW最低落札価格: 10.50円/kWh最高落札価格: 13.99円/kWh平均落札価格: 12.98円/kWh

[※] 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。青色点線の案件は、同一土地においてより安価で入札した案件があったため不落。 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。

(1) これまでの入札結果:第5回太陽光入札

- 太陽光第 5 回(2019年度下期)の入札は、募集容量:416MW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72件·186MWとなり、募集容量を下回った。平均入札価格は13.38円/kWhだった。
- 27件・40MWが落札し、平均落札価格は12.57円/kWh・最低落札価格10.99円/kWh。前回(第 4 回)の入札と比べて、平均入札価格の低減は比較的緩やか(▲0.08円/kWh)であったものの、引き続き、11 ~12円/kWh台の落札案件が複数存在している。
- 前回(第4回)の入札に続いて、2019年度に新しく入札対象範囲とした規模(500-2,000kW)において、特 に入札価格の低い案件が見られるなど、より一層の競争が実現している。



入札の結果

入札参加申込件数·容量 : **110件·411MW** 88件·324MW 参加資格を得た件数・容量: 実際の入札件数・容量 72件·186MW

落札の結果

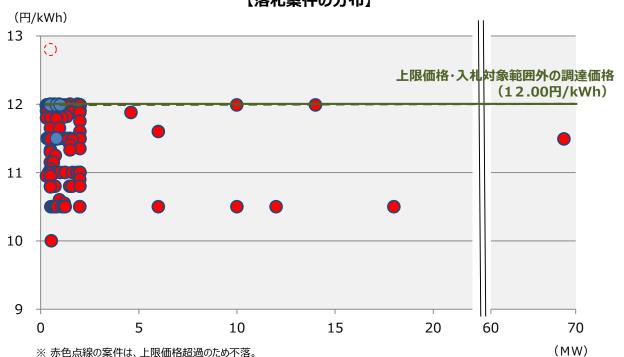
平均入札価格 : 13. 38円/kWh 落札件数,容量 : 27件·40MW 最低落札価格 : 10. 99円/kWh 最高落札価格 : 13. 00円/kWh 平均落札価格 : 12. 57円/kWh

※ 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。青色点線の案件は、同一土地においてより安価で入札した案件があったため不落。 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。

(1) これまでの入札結果:第6回太陽光入札

- 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。
- <u>254件・368MWが落札</u>し、落札できなかった案件は1件のみであった。<u>平均落札価格は11.48円/kWh・最低</u> <u>落札価格10.00円/kWh</u>。
- 前回(第5回)の入札と比べて、
 <u>平均入札価格(▲1.89円/kWh)・平均落札価格(▲1.09円/kWh)</u>
 のいずれについても、
 <u>コスト低減効果が確認</u>された。





入札の結果

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

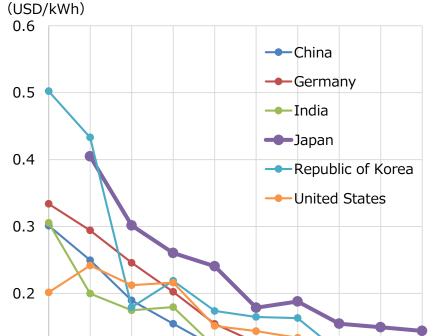
落札の結果

平均入札価格: 11.49円/kWh落札件数·容量: 254件·368MW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

亦色点線の案件は、上限価格超適のにの个洛。 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。

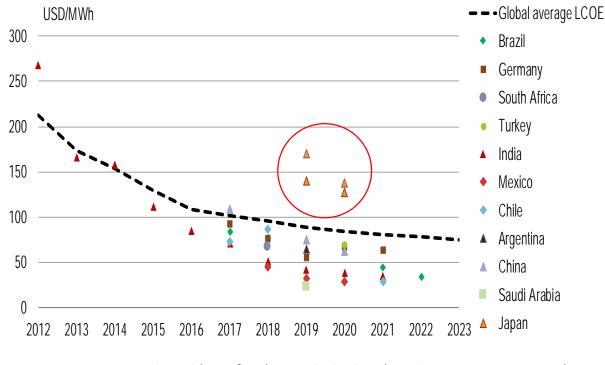
(2)発電コストの状況:国内外比較

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



<事業用太陽光の発電コスト(LCOE)>

<事業用太陽光の落札価格と世界の平均LCOE(運転開始時点)>



Notes: For countries without fixed commissioning date, 2 years was assumed. Japan prices reflect high and low winning bids

出典:第15回再Iネ大量導入·次世代電力NW小委員会(2019年6月10日)

IEA再生可能エネルギー課長 パオロ・フランクル氏 提出資料

出典: IRENA 「Renewable Power Generation Costs in 2019」

2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019

0.1

0.0

■住宅用PVシステム(<10kW)</p>

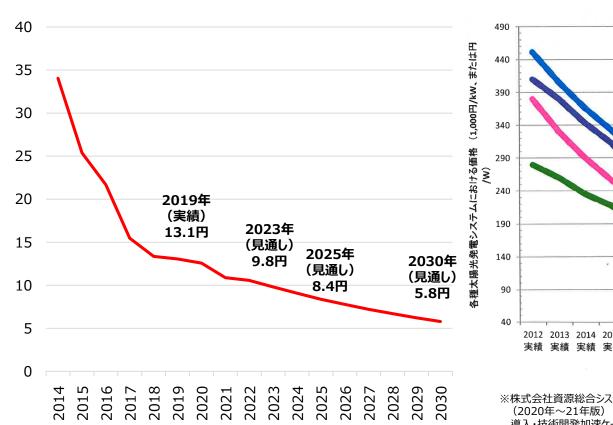
(2)発電コストの状況:将来の見通し

■ 民間調査機関が公表したデータによると、複数のデータにおいて、日本の太陽光発電の発電コストは、2023年には 10円/kWh未満となることが見込まれている。

<日本の事業用太陽光発電のコストの現状と見通し①>

<日本の太陽光発電のコストの現状と見通し② >

予測





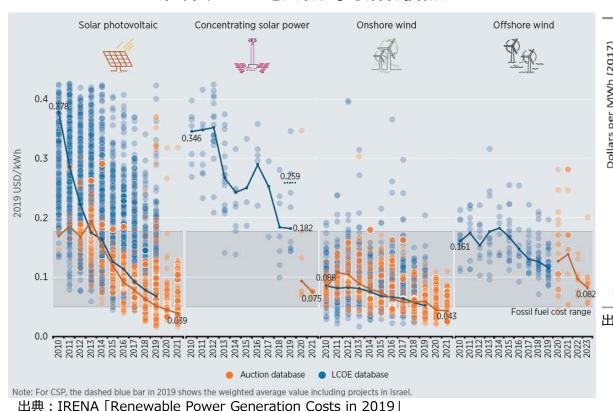
※株式会社負源総合システム「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導人量予測 (2020年~21年版)(2020年9月)より抜粋。 - 導入・技術開発加速ケースにおける太陽光発電システム価格想定。

[※]BloombergNEFデータ (2020上半期版中位モデル) より資源エネルギー庁作成。 2020年以降は見通し。1\$=110円換算で計算。

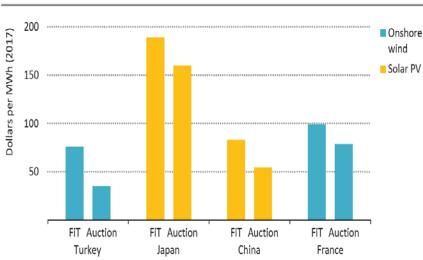
(2)発電コストの状況:入札によるコスト低減効果

- 複数の国際機関から、入札制の活用を通じて、事業者間の競争を通じたコストダウンが実現するというデータが示されている。
 - ▶ 世界の太陽光 (Solar photovoltaic) のLCOEと入札による落札価格を比較すると、全体として、入札の 落札価格の方が低い水準にある(左下図)。
 - ▶ 各国(トルコ・日本・中国・フランス)では、入札制の活用により、FIT制度の調達価格と比べて15~50% 程度の価格低減効果が確認されている(右下図)。

<世界のLCOEと入札による落札価格>



<各国における調達価格と入札による落札価格>

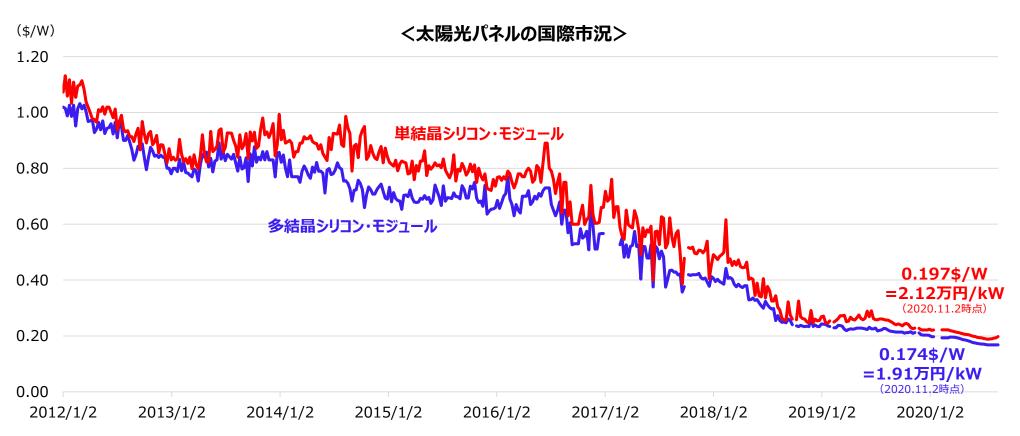


Recent auction results indicated 15-50% contract price reductions compared with FiTs

出典: IEA「World Energy Outlook 2018」

(2)発電コストの状況:パネルの国際市況

■ 民間調査機関が本年11月に公表した太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、 足下では横ばいに推移している。11月時点で、**単結晶シリコンと多結晶シリコンの平均スポット価格はそれぞれ** 0.197\$/Wと0.174\$/W(いずれも2万円/kW程度)となっている。



出典: BloombergNEF, 2020年11月12日, Bimonthly PV Index 2020 PV Glass In The Spotlight。1 \$=110円換算で計算。

(2)発電コストの状況:定期報告データ

- 2020年度の入札対象外案件(50kW以上)の調達価格(12円)は、50kW以上でトップランナー分析を行い、2019年1-7月 設置案件の上位13%のシステム費用(14.20万円/kW)を想定値とした。
- 2020年度の入札対象範囲である250kW以上について、2019年1-7月、2020年1-9月の設置案件の上位13%のシステム費用は、それぞれ、14.19万円/kW、13.87万円/kWである。また、昨年度の本委員会における入札対象外の調達価格と同じ方法で水準を決定すると上位15%となるが、そのシステム費用は、それぞれ、14.63万円/kW、14.23万円/kWである。

<50kW以上のトップランナー分析>

%	2019年1-7月 設置 (50kW以上) N = 484 [万円/kW]
5%	12.82
6%	13.00
7%	13.18
8%	13.36
9%	13.48
10%	13.63
11%	13.80
12%	13.99
13%	14.20 ↔
14%	14.42
15%	14.60
20%	15.91
25%	16.57
30%	17.38
35%	17.90
40%	18.52
45%	19.41
50%	20.01

2020年度調達価格(12円)の想定

<250kW以上のトップランナー分析>

%	2019年1-7月 設置 (250kW以上) N = 410 [万円/kW]	2020年1-9月 設置 (250kW以上) N = 458 [万円/kW]
5%	12.85	12.21
6%	13.05	12.54
7%	13.19	12.82
8%	13.37	13.21
9%	13.48	13.45
10%	13.69	13.63
11%	13.80	13.69
12%	14.00	13.75
13%	14.19	13.87
14%	14.40	14.00
15%	14.63	14.23
20%	15.91	15.15
25%	16.49	16.15
30%	17.22	16.75
35%	17.70	17.58
40%	18.27	18.25
45%	19.08	19.16
50%	19.83	19.87

^{※「2019}年1-7月 設置」については、2019年8月末時点までに報告された定期報告を対象。 「2020年1-9月 設置」については、2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(3)太陽光第7回入札の上限価格の設定方法について(案)

■ 入札制度の趣旨は、**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。 上限価格の設定をはじめとした入札制度の設計は、こうした趣旨を踏まえつつ、**これまでの入札結果や、直近の市場の競争 状況を反映させることが重要**である。

(1)これまでの入札結果について

- ▶ 第6回(直近の入札)は、入札対象範囲を「250kW以上」に拡大して初めての入札であり、応札容量は募集容量を下回ったが、上限価格12円/kWhに対して、平均入札価格11.49円/kWh・平均落札価格11.48円/kWh・最低落札価格10.00円/kWhと、平均が上限価格よりも約0.5円/kWh低いなど、これまでに引き続き、一定のコスト低減が確認された。
- ▶ また、入札・落札した事業の約4割(件数ベース)が第6回に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。

(2) 直近の市場の競争状況について (発電コストの状況)

- > パネルの国際市況は速度は鈍化しているが年単位でみると低減している。今回の入札対象範囲(250kW以上)について、定期報告データからみられる直近1年間のパネル・工事費等のコストは、ほぼ横ばいである、
- 直近の国内外の発電コストの状況を見ると、日本のコスト水準は依然として海外よりも高い水準にある。他方、今回の入札対象案件の運転開始が見込まれる時期には、一定程度のコストダウンが見通されており、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)を見据えると、入札制による事業者間の競争を機能させることで、よりコストダウンを図ることが重要。
- 以上の点を踏まえると、太陽光第7回入札の上限価格としてどのような水準が適切か。
 - ※ 廃棄等費用については、入札対象範囲の内外に関わらず、1万円/kWを調達価格において想定することとなっている。入札に際しては、事業者自身が、当該金額を念頭に自身の入札価格を決定することが期待される。

- 1. 太陽光第7回入札の上限価格について
- 2. 着床式洋上風力第1回入札の上限価格について
- 3. バイオマス第3回入札の上限価格について

(1) 国内の動向:着床式洋上風力発電のこれまでの調達価格

- **着床式洋上風力発電**(再エネ海域利用法適用外)については、2020年度から入札制に移行したところ。**今回が** 初めての入札となる。
- 2014年度に<u>洋上風力発電の区分</u>が新設されて以降2019年度まで、調達価格は36円/kWhであり、<u>FIT導入</u> 件数・導入容量は2件・4MW、<u>FIT認定件数・認定容量は10件・668MW</u>となっている(2020年6月現 在)。

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

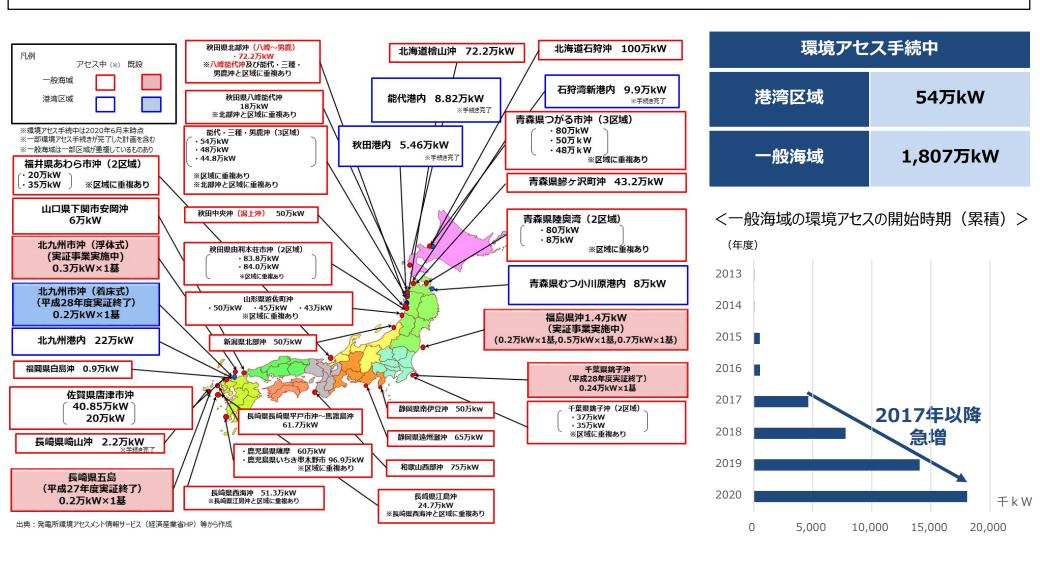
■ 2014年度から2019年度の着床式洋上風力発電の調達価格(36円/kWh)は、2MWの着床式洋上風力発電の 実現可能性調査結果等をふまえて設定されたものである。

項目	想定値	備考
調達価格(税抜)	36円/kWh	_
資本費	56.5万円/kW	実現可能性調査結果(※)の資本費54~59万円/kWの平均値
運転維持費	2.25万円/kW/年	実現可能性調査結果(※)の運転維持費1.5~3.0万円/kW/年の平均値
設備利用率	30%	比較的条件が良い海域で期待できる設備利用率
IRR(税引前)	10%	洋上風力の導入実績が僅少な我が国では、欧州よりは相対的に高いリスクが見込まれること等を踏まえて、 陸上風力の8%よりも高く地熱の13%よりも低い、IRR10%を採用した。
調達期間	20年	陸上風力と同様、実態上の設計寿命が20年あり、また風車の操業期間として事業者も20年以上を見込んでおり、更にIECの規格上も耐用年数は20年とされていることから、陸上風力と同様の20年とした。

[※]風力等自然エネルギー技術研究開発/洋上風力等技術研究開発/洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディー(FS)報告書(茨城県鹿島灘沖、秋田県秋田市沖、岩手県洋野町沖、千葉県旭市沖) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

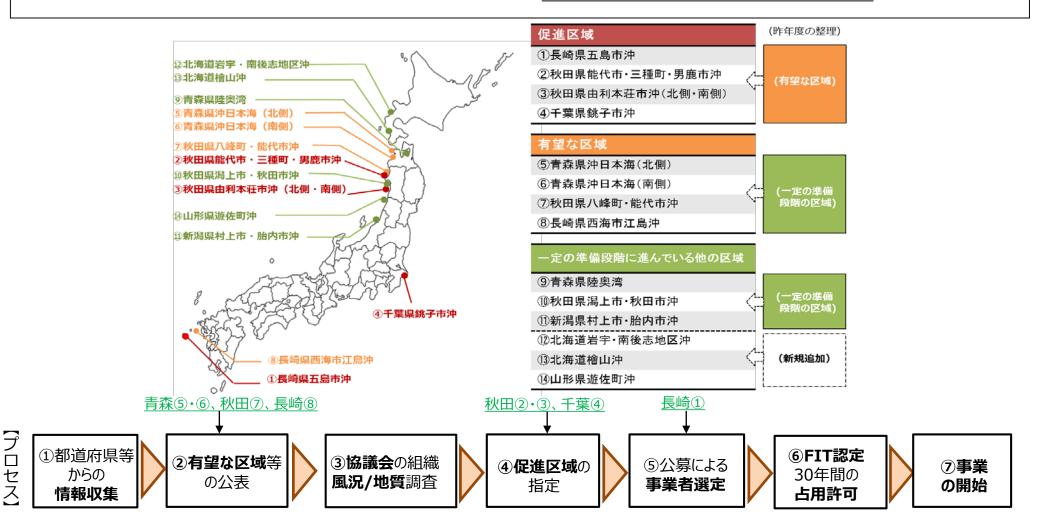
(1)国内の動向:洋上風力発電の案件形成状況

■ 2020年6月末現在、約1,807万kWの洋上風力発電案件が環境アセスメント手続きを実施しており、特に 2017年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している。



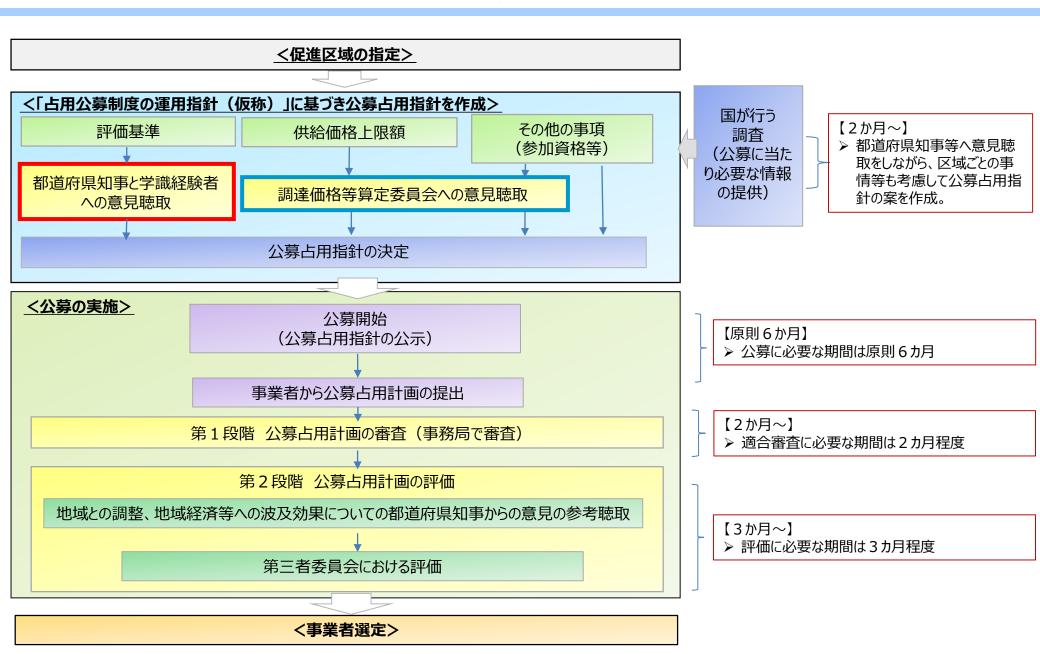
(1) 国内の動向:促進区域の指定に係る現状

- 2019年4月、再エネ海域利用法を施行。2019年7月、促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域、及び<u>有望</u> な区域(4か所)について、初めて公表。
- この4か所のうち、長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始。残りの3か所 (秋田2か所(3区域)、千葉1か所)についても、本年7月21日に促進区域として指定し、事業者の公募開始を予定。
- なお、本年7月3日、既に一定の準備段階に進んでいる区域、及び有望な区域(4か所)につき2回目の公表。



- 再工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。

(参考) 再エネ海域利用法にもとづく公募プロセスの全体像



(1) 国内の動向:促進区域における公募の供給価格上限額

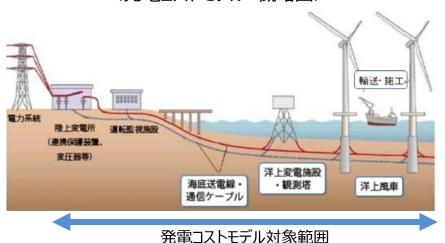
- **再工ネ海域利用法にもとづく公募の開始を予定している**、秋田県能代市沖、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖(北側・南側)、千葉県銚子沖の3か所(4区域)の促進区域においては、公募の対象とする発電設備区分等が着床式洋上風力発電とする意見を本委員会で取りまとめた。
- 上記3か所(4区域)の促進区域では、供給価格上限額を設定し、実際の調達価格は公募によって上限額以下に決定される。当該上限額は、本委員会において、以下の観点から29円/kWhとする意見を取りまとめた。
 - ① 我が国において現時点における**洋上風力発電の商用案件のデータがまだない**ことを踏まえ、**NEDO着床式 洋上風力発電コスト調査**の各算定式(※)**を活用**し、**資本費、運転維持費、設備利用率等を算出**
 - ※着床式洋上風力発電の複数のコストモデル事例や欧州における実績等を参照して定式化したもの
 - ② 上記①のコストについて、現状の内外価格差(1.9倍)をふまえて適正な水準となるように補正
 - ③ 更に追加的な系統接続費(0.5万円/kW)や適切なIRR(10%)を加味 等

(参考) NEDO着床式洋上風力発電コスト調査 概要

第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料より抜粋

- NEDO着床式洋上風力発電コスト調査は、国内外において着床式洋上風力発電事業の発電コスト等を計算した事例を 調査し、その結果を基にして、日本の海域条件に適用可能性が高くなるよう、水深、離岸距離、工事日数及び風速等の 条件をパラメーターとした発電コストが算出可能な前提条件及び計算式を整理したものである。具体的には、欧州において 主流となっている10MW級の着床式洋上風力発電設備を想定し、それに該当するような発電コストモデルを構築している。
- 当該調査は直近の2019年度に実施されたものであり、工学や金融など各分野の有識者で構成される委員会を開催し、 各有識者がそれぞれの専門的知見から着床式洋上風力の発電コストモデルについて検討を行うとともに、専門家へのヒアリ ングや、発電コストモデルと欧州の着床式洋上風力プロジェクトの実績値とを比較し妥当性を確認している。
- なお、日本における着床式洋上風力の導入実績は乏しいため、将来の日本における着床式洋上風力に関する環境が現在の欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合を想定しているものであり、例えば国内外での価格差等は考慮されていない。

<発電コストモデル 概略図>



<有識者で構成される委員会 委員名簿>

氏名	専門分野	所属
永尾 徹	風車工学	足利大学 特任教授【委員長】
池谷 毅	沿岸海洋 工学	東京海洋大学 海洋資源エネルギー学部門 教授
原田 文代	金融	株式会社日本政策投資銀行 企業金融第5部担当部長(当時)
本田 明弘	風工学	弘前大学地域戦略研究所 教授

(参考) NEDO着床式洋上風力発電コスト調査 資本費概要

第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料より抜粋(一部加工)

- NEDO着床式洋上風力発電コスト調査における資本費は、国内外における着床式洋上風力の発電コストを計算した事例や欧州の実績等を踏まえて定式化された諸項目から構成されている。
- 資本費を構成する諸項目のうち、工事費は日本海域の波高などによる影響を踏まえたものとしている一方、その他の項目については日本における着床式洋上風力の実績の蓄積がないことから、内外価格差は考慮されていない。また、接続費のうち、風車から陸上変電所までの範囲を除く部分については考慮されていない。

<資本費の構成と諸項目の概要>

項目	·····································				
風力発電機設備費	風力発電設備の費用は当該設備の出力に比例するものと仮定。				
基礎構造物設備費	モノパイル式の基礎構造物の設備費は重量に比例するものと仮定。				
アレイケーブル設備費	洋上風力発電設備の配置を正方形格子等間隔とした場合のアレイケーブルの長さを想定。				
送電ケーブル設備費	事故等の発生時の冗長性確保のため、送電ケーブルを2本敷設する場合を想定。				
変電所設備費	陸上発電所設備の費用を想定。				
	工事費 = 基礎工事費 + 風車工事費 + ケーブル工事費 + 洋上変電所工事費 + その他施工費				
工事費	洋上における工事は、気象や海象の影響を受けるため、風速や波高によって施工日数が限られる。 施工日数が施工期間(6か月と想定)を過ぎた場合、次年度以降に引き続き工事を実施するものと想定。				
港湾費	工事等で港湾を使用する際に係る費用。英国の事例等を踏まえ風車基数に比例するものと想定。				
設計・調査費	英国の事例等を踏まえ、資本費の5%と想定。				

第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料より抜粋

(運転維持費)

- 運転維持費は、着床式洋上風力発電の導入が進み、着床式洋上風力発電に関するインフラやサプライチェーンが比較的整っている欧州の実績を踏まえた一定値(0.97万円/kW/年)を想定している。
- なお、着床式洋上風力発電の導入拡大によりインフラやサプライチェーンの形成やメンテナンス技術の向上等によって、欧州では年を追うにつれて運転維持費が低下している傾向にあると考えられることに留意が必要である。

<欧州における運転維持費の推移>



(撤去費)

■ 撤去費については、国際的な認証機関であるDNV-GLの試算によると施工費(NEDO着床式洋上風力発電コスト調査では工事費)の約60~70%であることを踏まえて、工事費の70%を想定している。

第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料より抜粋(一部削除)

(設備利用率)

■ 設備利用率は、着床式洋上風力発電設備の稼働率、送電損失及びウェイク損失などの各種損失を加味した年間推定発電量を用いて機械的に算出されるものである。

<設備利用率の算出方法>

設備利用率は、風車のハブ高にも依存する年間平均風速で変化する。

年間推定発電量 (各種損失考慮無し)

ワイブル分布、風車出力曲線及び年間時間の積(※)

×

各種損失 を考慮し た効率

発電設備の容量×年間時間

※ワイブル分布とは、年間平均風速から風速出現率を推定する一般的な確率分布。 ここでの年間時間は、閏年を考慮した8766時間としている。

<各種損失一覧>

項目	数値[%]	備考
稼働率	95.0	欧州のデータなどを参考に決定
送電損失	3.1	100km当たりの送電損失
ウェイク損失	10.0	風上の風車によって生じる速度欠損による損失(WAsPによる計算及び欧州のデータを参考に決定)
その他	3.0	高風速時のヒステリシス損失(※)、所内 使用電力などを考慮し仮定

[※]高風速時のヒステリシス損失とは、高風速時に風車が停止したのち、風速が低下し再度発電状態になるまでにタイムラグが生じ損失する発電量。

第59回調達価格等算定委員会(2020年9月15日) 事務局資料より抜粋(一部加工)

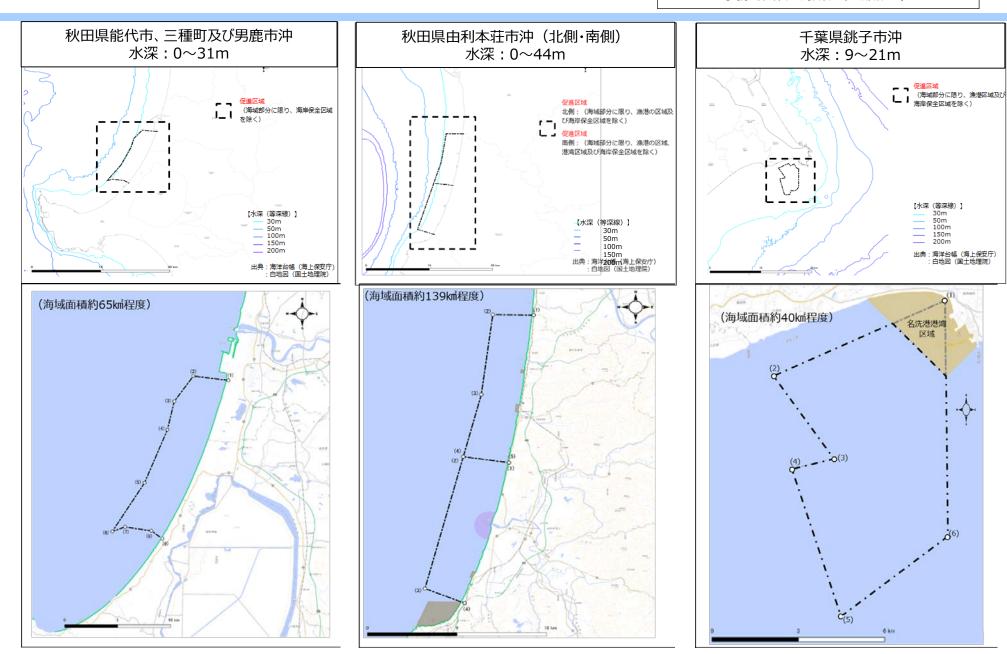
<代入する平均的な自然条件等>

項目	数値	考え方
出力	風車 1 基:10MW ウィンドファーム全体:370MW (10MW × 37基)	 前回の事務局資料で提示したとおり、今回対象の3か所(4区域)に係る事業者提供情報においても10MW級を想定している事業が大宗を占めていること、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査では10MW級の着床式洋上風力発電設備を想定していることから、10MW級の風車を想定。 各促進区域について情報提供のあった系統(2者以上から情報提供があった場合は事業者毎の系統容量が大きい方)(秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖:415MW、秋田県由利本荘市沖(北側):373MW、秋田県由利本荘市沖(市側):357MW、千葉県銚子市沖:370MW)を4区域単純平均(ただし、10MWの風車を想定するため1の位以下は切り捨て)(370MW)。
ハブ高	100 m	• 10MW級の一般的なハブ高。
年平均風速	7.56 m/s	各促進区域の平均風速(秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖:7.50m、秋田県由利本荘市沖(北側):7.51m/s、秋田県由利本荘市沖(南側):7.62m/s、千葉県銚子市沖:7.62m/s)を4区域単純平均。
水深	18.6 m	各促進区域について、水深の最大と最小を単純平均(秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖:0~31m、秋田県由利本荘市沖(北側・南側):0~44m、千葉県銚子市沖:9~21m)した上で、4区域を単純平均。
離岸距離	6 km	• 各促進区域の離岸距離の最大(秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖:4km、秋田県由利本荘市沖(北側):5km、秋田県由利本荘市沖(南側):5km、千葉県銚子市沖:約10km)を4区域単純平均。
船舶供用係数	2.61	海域毎の工事日数の違いは海域における風速や波高による輸送及び施工に係る日数の違いを表す係数。 NEDO着床式洋上風力発電コスト調査より、千葉県銚子市沖:3.7、残り3区域:2.25。4区域を単純平均。

注)なお、算定式では、資金調達コストを念頭に置いた割引率3%は考慮されているが、適正な利潤としてのIRRは考慮されていない。

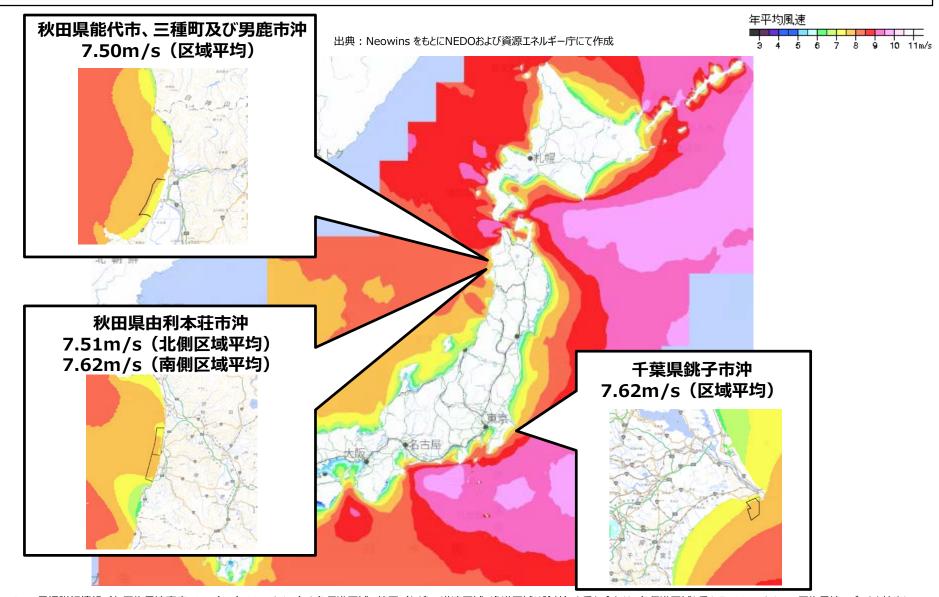
<算定式から機械的に算出される資本費・運転維持費・撤去費・設備利用率>

項目	数値	考え方
資本費 [※]	26.7 万円/kW	NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出。 ※資本費には、接続費のうち、風車から陸上変電所までの範囲を除く部分は含まれていない。
運転維持費	0.97 万円/kW/年	• NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出。
撤去費	5.6 万円/kW	• NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より算出した資本費のうち工事費の70%。
設備利用率	33.2 %	• 上記のハブ高さや年平均風速を前提に、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査より、稼働率95.0%及び各種損失(送電損失3.1%、ウェイク損失10.0%、その他損失3.0%)を用いて算出。



(出典)第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料 「総合資源エネルギー調査会 洋上風力促進WG」「交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会」合同会議(第6回)(2020年8月28日)事務局資料

■ 3か所(4区域)における平均風速は、以下のとおり。



[※] Neowinsの風況詳細情報(年平均風速高度100m)(500mメッシュ)と各促進区域の範囲(ただし、港湾区域、漁港区域は除外)を重ね合わせ、各促進区域と重なる500m メッシュの平均風速のデータを抽出し、 促進区域内の平均風速を算出した。なお、促進区域の境界線上にかかる500mメッシュも対象とした。また、陸部付近で風況詳細情報が存在しない箇所は対象外とした。

第59回調達価格等算定委員会(2020年9月15日)事務局資料より抜粋(一部加工)

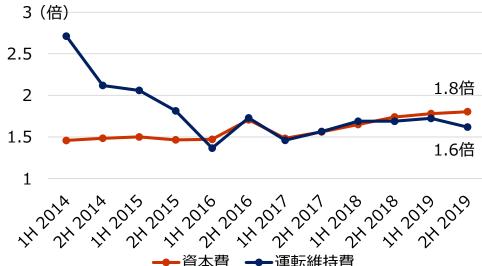
- 日本における着床式洋上風力発電を含む**洋上風力発電の商用案件の定期報告データはまだなく**、洋上風力発電にかかる資本費や運転維持費について、**日本と欧州の価格差を実績で比較することは困難**である。そこで、発電設備や事業者の類似性が一定程度ある**陸上風力発電にかかる価格差を参考にした**。
- 国際機関のデータによると、**陸上風力発電の工事費について、日本は欧州各国に比べて約1.2~1.7倍**高い(2019年)。また、民間機関のデータによれば、**陸上風力発電にかかる資本費及び運転維持費について、日本は欧州に比べてそれぞれ1.8倍及び1.6倍高く**(2019年下半期)、近年、その比率は緩やかに大きくなってきている傾向。
- この価格差をもたらす要因は、風力発電の導入状況やサプライチェーンの構築状況等に留まらず、日本と欧州における各種制度や業界構造等も複合的に絡んでおり、個別要因に分解して比較することは困難である。また、洋上風力発電と陸上風力発電の内外価格差の同等性も定かではない。こうしたなか、足下の内外価格差が増加傾向にあることや、前回の委員会で、供給価格上限額は各時点において最低限達成すべきコスト水準を示すものではないか、という御意見をいただいたこともふまえ、今回の供給価格上限額の設定にあたっては、資本費(工事費を含む)と運転維持費のいずれも、1.9倍の内外価格差を考慮することとした。

<日本と欧州における陸上風力発電の資本費・運転維持費の比較>

(2019年下半期)

	資本費 運転維持費 (万円/kW) (万円/kW/年)		
日本	28.7 万円/kW	0.44 万円/kW/年	
欧州	15.9 万円/kW	0.27 万円/kW/年	
価格差 (日本/欧州)	1.8 倍	1.6 倍	

<陸上風力発電の資本費・運転維持費の日本/欧州の比率推移>

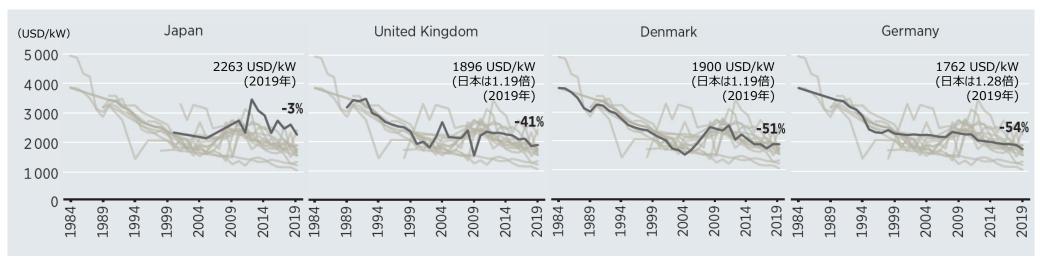


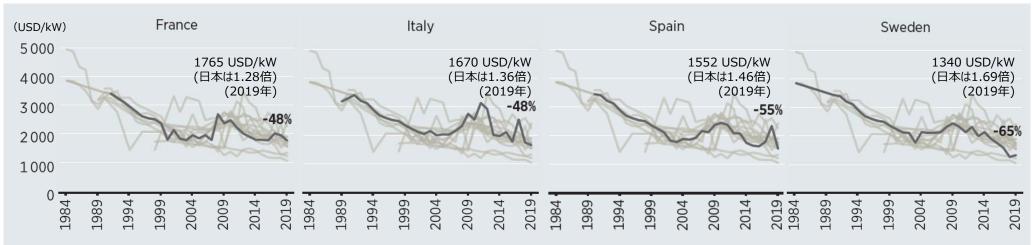
出典: Bloomberg NEFのデータを基に資源エネルギー庁作成。資本費には工事費を含む。

欧州の資本費・運転維持費は、Bloomberg NEFに陸上風力発電のデータ掲載がある欧州各国(フランス、ポーランド、イタリア、ドイツ、オランダ、スペイン、英国、スウェーデン)の単純平均をとったもの。1\$=110円換算で計算。

■ 国際機関のデータによると、日本と欧州各国における陸上風力発電の工事費の加重平均を比較すると、日本は欧州各国に 比べて約1.2~1.7倍高い。

<日本と欧州各国における陸上風力発電の工事費の加重平均の推移>





(参考) 促進区域における公募の供給価格上限額 ①~③をふまえた資本費·運転維持費·撤去費·設備利用率 35

第59回調達価格等算定委員会(2020年9月15日)事務局資料より抜粋(一部加工)

- 以上の促進区域における公募の供給価格上限額に関する①~③をふまえ、資本費・運転維持費・撤去費・設備利用率の想定値を整理する。
- <u>資本費は</u>、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる資本費26.7万円/kWに、内外価格差1.9倍を乗じ、また、接続費の一部として追加的に加味すべきものとして0.5万円/kWを加え、<u>51.2万円/kWとする</u>こととした。
- **運転維持費は、NEDO**着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる運転維持費0.97万円/kW/年に、内外価格差1.9倍を乗じ、1.84万円/kW/年とすることとした。
- <u>撤去費は</u>、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算出式に4区域の平均的な自然条件等を代入して得られる撤去費5.6万円/kWに、資本費と同じ内外価格差1.9倍を乗じ、10.7万円/kW※とすることとした。なお、資本費と同じ内外価格差を乗じる理由は、撤去費を、資本費のうち工事費の70%として算出することに依拠する。
 - *NEDO着床式洋上風力発電コスト調査でえられた小数点第2位以下まである撤去費に内外価格差を乗じて四捨五入しているため、10.7万円/kWとなっている。
- <u>設備利用率は</u>、風速や風車の出力・高さによって定まるものであり、内外価格差が影響するものではないため、4区域の年平均風速を平均した7.56m/sから、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査の算定式より機械的に算出される33.2%とすることとした。

第59回調達価格等算定委員会(2020年9月15日)資料2(別添)

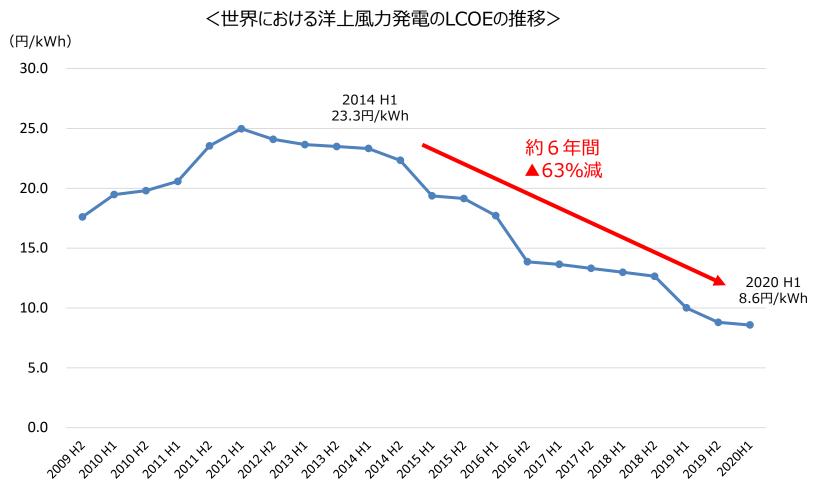
再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額についての委員長案

	(参考) 2014年度から2019年度までの 着床式洋上風力発電	対象となる促進区域 ・秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖(北側) 秋田県由利本荘市沖(南側) ・千葉県銚子市沖	
供給価格上限額	36円/kWh ※調達価格	29円/kWh	
資本費(接続費含む)	56.5万円/kW	51.2万円/kW	
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年	
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW	
設備利用率	30%	33.2%	
IRR (税引前) (法人税等の税引前の内部収益率)	10%	10%	
調達期間	20年間	20年間	

(2)世界の動向:世界における洋上風力発電のLCOEの推移

第58回調達価格等算定委員会(2020年8月19日)事務局資料より抜粋(一部修正)

■ 民間調査機関のデータによると、**世界の洋上風力発電では大幅なコスト低減が進んでおり**、洋上風力の調達価格(36円/kWh)を設定した2014年度から**直近までの約6年間で▲63%減**(23.3円/kWh→8.6円/kWh)となっている。



出典: Bloomberg NEFのデータ (2020年4月末時点) を基に資源エネルギー庁作成。1 \$ =110円換算で計算。

※ H1:上半期 H2:下半期

※ 着床式洋 ト風力発電も浮体式洋 ト風力発電も含む。

(2)世界の動向:風車規模と風速・設備利用率の関係

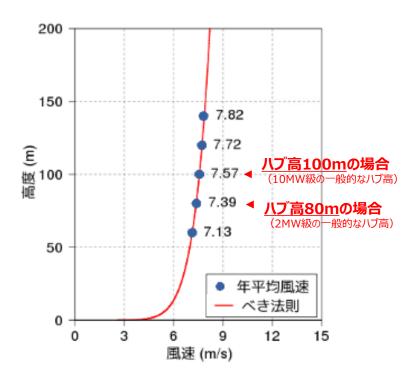
- 国際機関の報告書によると、世界の洋上風力発電設備の規模は大型化の傾向にある。2000年代には2MW級であった1基当たり出力は、今後、10MW級以上が主流となると予測されている。
- 洋上風力発電設備の規模の大型化によってハブ高も高くなっており、理論的に**高度が高ければ高いほど風速も増大**することから、**設備利用率も向上**すると考えられる。

<着床式洋上風力発電設備の風車規模の推移>

Offshore wind Existing | Expected Global weighted average Upcoming turbine models turbine dimensions 20 15-20 MW RD>230.00 m Turbine ratings (MW) 12.0 MW RD=220.00 m 10 MW RD=164.00 m 5.5 MW RD=148 m 3.0 MW RD=94.43 m 1.6 MW RD=43.73 m 2000 2010 2018 2019-20 2021-25 2025-30

Source: GE Renewable Energy, 2018; IRENA, 2019c, 2016b; MHI Vestas, 2018.

<風速の鉛直分布>



出典:日本型風力発電ガイドライン (独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)

出典: FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (IRENA)

(3) 着床式洋上風力第1回入札の上限価格の設定方法について(案)39

- 着床式洋上風力(再工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月の再工ネ海域 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(再工ネ海域利用法適用外)の入札に参加する事業は、再工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(再工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。

- 1. 太陽光第7回入札の上限価格について
- 2. 着床式洋上風力第1回入札の上限価格について
- 3. バイオマス第3回入札の上限価格について

(1) これまでの入札結果:バイオマス

■ 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。

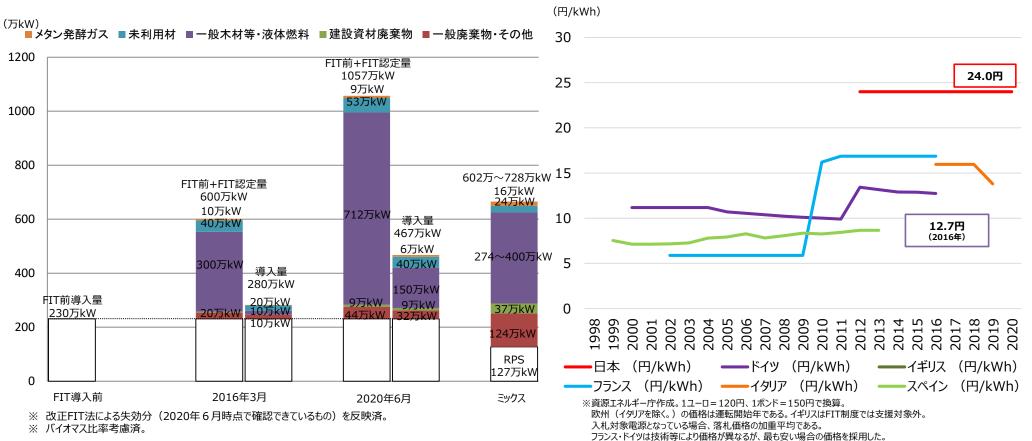
	バイオマス					
	第1回		第2回	第3回		
実施時期	2018年度 下期		2019年度 下期	2020年度 下期		
入札対象	一般木材等:10,000kW以上 液体燃料:全規模					
募集容量	一般木材等:180MW	液体燃料:20MW	120MW	120MW		
上限価格	20.6円/kWh (事前非公表)		19.6円/kWh (事前非公表)	事前非公表		
入札参加申込容量(件数) ※入札参加者の最大出力	264MW (7件) ※100MW	169MW (26件) ※47MW	101MW (20件) ※39MW			
参加資格を得た容量(件数)	95MW (4件)	11MW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

(参考)バイオマス発電のFIT認定量・導入量・買取価格

- 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。

くバイオマス発電のFIT認定量・導入量>

<バイオマス発電(5,000kW、ペレット使用)の各国の買取価格>



(3) バイオマス第3回入札の上限価格の設定方法について(案)

■ バイオマス入札の上限価格の設定においても、**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 施を実現する**という入札制の趣旨を踏まえると、これまでの入札結果や直近の市場の競争状況を反映させることが重要である。

(1) これまでの入札結果について

- ▶ 第1回は、一般木材等バイオマス、バイオマス液体燃料の各区分において、入札件数はそれぞれ1件(それぞれ35MWと2MW)だった。上限価格20.60円/kWh(事前非公表)で実施されたところ、実際の落札案件(一般木質等バイオマスの区分で1件)の落札価格は19.6円/kWhだった。
- ▶ 第2回は、一般木材等バイオマス・バイオマス液体燃料の区分において、入札件数は3件(4MW)だった。また、 上限価格19.60円/kWh(事前非公表)で実施されたところ、落札案件はなく、平均入札価格が20.55円 /kWhとなった。

(2) 直近の市場の競争状況について

- → 一般木材等バイオマス、バイオマス液体燃料については、2016年から2017年にかけてFIT認定が急増。
 当該区分において約740万kWのFIT認定量が存在しており、市場が拡大する中でのコスト低減の可能性もある。
- 上記を踏まえつつ、競争性を確保してコスト低減につなげるためには、**どのような上限価格の設定によって効率的な事業が 誘導されるか**。