



# 発電コスト検証ワーキング グループへの情報提供

2021年04月30日作成

2021年07月07日改定

一般社団法人 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会  
コスト削減委員会



- 幣協会では2019年12月18日の設立以来、発電事業者を中心に金融機関を始め再生可能エネルギーの幅広いプレイヤーが会員として、再生可能エネルギーの導入拡大に向けて検討をしています。
- 2030年に向けたエネルギー政策については、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（以下「大量導入小委」）で検討されていますが、幣協会も2021年3月12日の第27回会合で機会をいただき、投資意欲の維持の観点から、発電事業者の課題とモメンタムの形成に向けた要望についてご説明いたしました。
- 発電コスト検証ワーキンググループの趣旨は、発電種別毎の「発電コストをあらためて議論し、30年に向けたエネルギー政策の参考材料にする」（2021年3月12日電気新聞）ことと理解しております。
- 幣協会としても、再生可能エネルギーの導入拡大に向けてコスト低減の検討を行っており、2030年に向けたエネルギー政策の検討に貢献いたしたく、情報提供をいたします。

内容	説明
1. モデルプラントの区分追加	屋根設置と地上設置で区別
2. 費目・諸元の追加・変更	(1) DCベースの表示（または過積載率の表示）
	(2) 系統接続費の追加
	(3) 発電側課金の追加
	(4) パネルの劣化率の追加
	(5) 出力抑制率の追加
	(6) 建設中の費用の追加 (※)
	(7) 廃棄費用の数値変更 (※)

(※) (6)は情報提供後に確認できたため、(7)は金額的影響が少ないため、説明は省略いたします。

## モデルプラントについて区分追加・規模設定

- ① 屋根設置型 と 地上設置型 を区分
- ② それぞれに規模設定（例 屋根設置型：250kW、地上設置型：2MW以上）

### ■ 要望理由

- ① 屋根設置型 と 地上設置型はコスト構造が異なる。
- ② 地上設置型は、1件当たりの規模が大きく、大量導入へより貢献できる  
2MW以上とすべき。
- ③ 250kWは、実績件数が多いためモデルプラントとしては適当。 屋根設置型の規模としても適当。

### (1) DCベースの表示（または過積載率の表示）

- 要望理由：コストと発電量に比例するのはAC（PCS）ではなくDC（パネル）であり、発電事業者はDC値を事業採算に用いることが一般的。DC値に応じた、パネル枚数・土地面積・造成面積・架台数量・PCS数量が決まるもの。

### (2) 費目へ系統接続費を追加

#### ■ 要望理由

- ① 立地・規模によって変動するものの、必ず生じる費用であること。
- ② 電源種別の特徴把握に役立つ（出力規模あたりの系統接続費が同額であっても、設備利用率の違いにより、発電量あたりの単価に差が出る）

例：太陽光（設備利用率が低い ⇒ 発電量(kWh)あたりの費用が高い）

地熱（設備利用率が高い ⇒ 発電量(kWh)あたりの費用が低い）

### (3) 費目へ発電側課金の追加

- 要望理由：5/12開催の第32回大量導入小委での方向性を踏まえ、**各電源に生じる費用は盛り込むべき**（第32回大量導入小委資料1・2の例：0.97円/kWh）。

### (4) 費目へパネル出力劣化率の追加

- 要望理由：太陽光発電では**経年劣化は必ず生じる**ため、追加すべき。  
（IEA “Projected Costs of Generating Electricity”（2020年12月）の例：0.5%/年）。

### (5) 費目へ出力抑制率の追加（または別途、系統安定化費用で考慮）

- 要望理由：出力抑制の有無や発生割合が売電量に影響するため。

# 參考資料

# (参考) 補足説明 1

項目	内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
その他	モデルプラント：屋根設置型（250kW）と地上設置型（特別高圧2MW以上）	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 屋根設置型と地上設置型はコスト構造が異なる。</li> <li>• <u>2MW以上</u>の平均単価は土地造成、接続費、運転維持費について<u>250-500kW未満</u>の1.5倍-2.7倍となっており、<u>プロフィールが異なる</u>。</li> <li>• 「…特別高圧の設備の運転管理費が高い理由として考えられるのは、電気主任技術者の選任のコストである。」「特別高圧の発電所を経済的に運用するためには、すくなくとも1万kW以上の発電所でなければ経済的に見合わないのではないかと考えられる。」</li> <li>• 幣協会の会員数社において地上設置式については、IRRにもよるが、高圧は概ね1MW以上、特高は5MWや30MW以上など投資の目安がある。</li> </ul> <p>⇒<b>250kWは実績件数が多く屋根設置型のモデルプラントとしては良い。</b>          ⇒<b>地上設置型で、1件当たりの規模が大きく大量導入へより貢献できる特高2MW以上を追加すべき。</b></p>	<p>[<a href="#">大量導入小委29-資料5</a>]p.6</p> <p>[<a href="#">調達価格等算定委63-資料1</a>]p.35-p.37</p> <p>[<a href="#">自然エネルギー財団2019</a>]p.12</p> <p>[<a href="#">大量導入小委27-資料5</a>]p.7, 会員ヒアリング</p>



[大量導入小委29 - 資料5]p.6より。  
(PVプランナー協会プレゼン資料)

## ◆ 屋根設置(自家消費型)のコストメリット・デメリット (メリット)

- 高圧はキューピクル(高圧変電所)が既設、柵塀設置費用が不要等で施工費減
- 屋根上設置なので土地購入・改良・くい打ち・大がかりな架台費用が不要  
⇒屋根によるが架台は比較的安価または金具設置も可能  
但し陸屋根(平屋根)は防水問題があり、状況によっては設置費用が増える場合もある

## (デメリット)

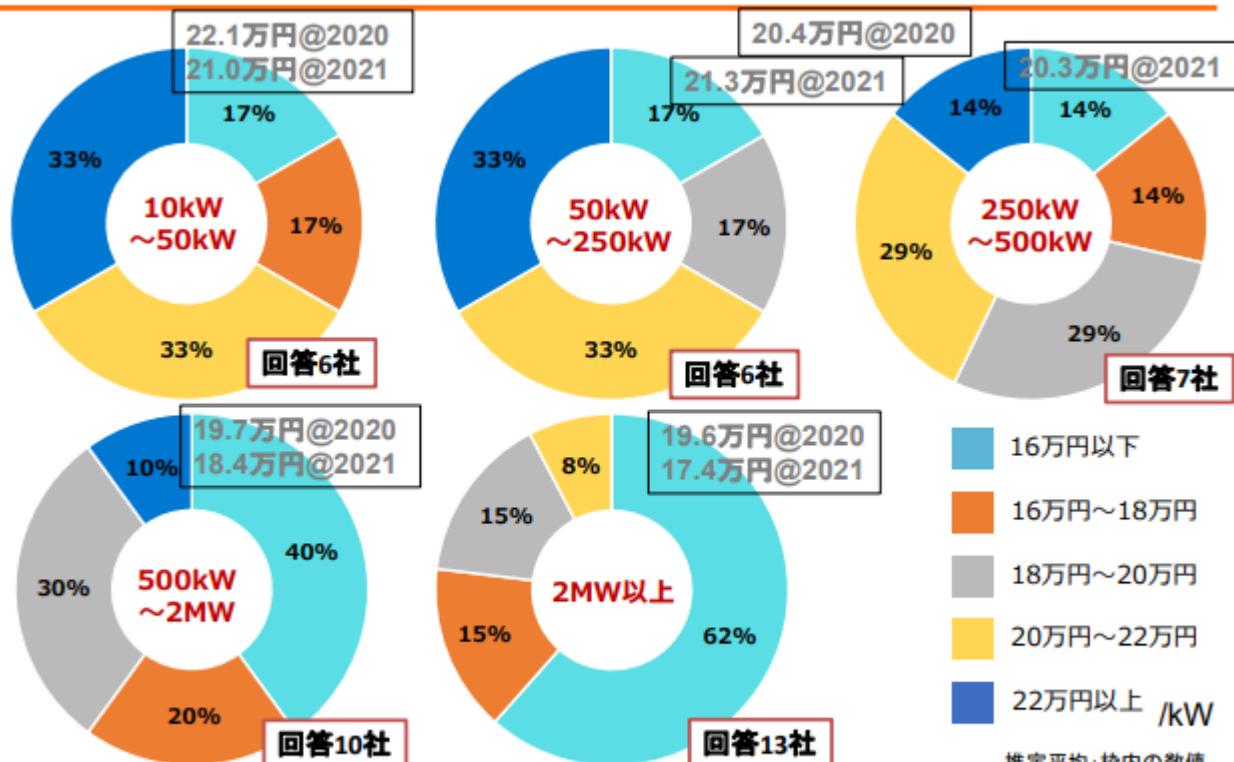
- 屋根上施工であり、熟練職人手仕事になるため人件費コストは上昇
- すでに稼働中の建物への施工であるため、工事可能日に制約があり工期が増加。  
架台搬入にクレーンが必要。また、都心部等では足場の確保が困難なケースも多い。
- 案件ごとに施工手順が異なるため、一般化・簡素化が難しい
- 耐荷重が十分でないため設置が困難であったり、補強の追加費用が生じるケースも多い。
- 陸屋根の従来工法の場合、架台固定用に防水層にボルトを打ち込むため、再度防水加工が必要。当初の防水保証も失効。(所有者が嫌がるケースも多い)

# (参考) 規模別費用比較

<左図> [調達価格等算定委62 - 資料1]p.10より。  
 高圧以上は規模が大きいほど安く、2MW以上が最安  
 →2020年19.6万円、2021年：17.4万円

<右図> [調達価格等算定委63 - 資料1] p.35-37より。  
 2MW以上が最高→（運転維持費の例） 250-500kW：  
 0.49万円/kW\*年 < 2MW以上：0.75万円/kW\*年。

2021年度のシステム価格水準(地上設置)のアンケート結果



・各社へ価格水準への意見を聞くもので、各社の販売予定価格を調査したものではない。  
 ・多くは、多額の造成費用、連系工事費用等の負担が無い前提である。  
 ・規模が大きくなると平均コストが低減する傾向があるが、実際の案件では条件により費用は大きく振れる。

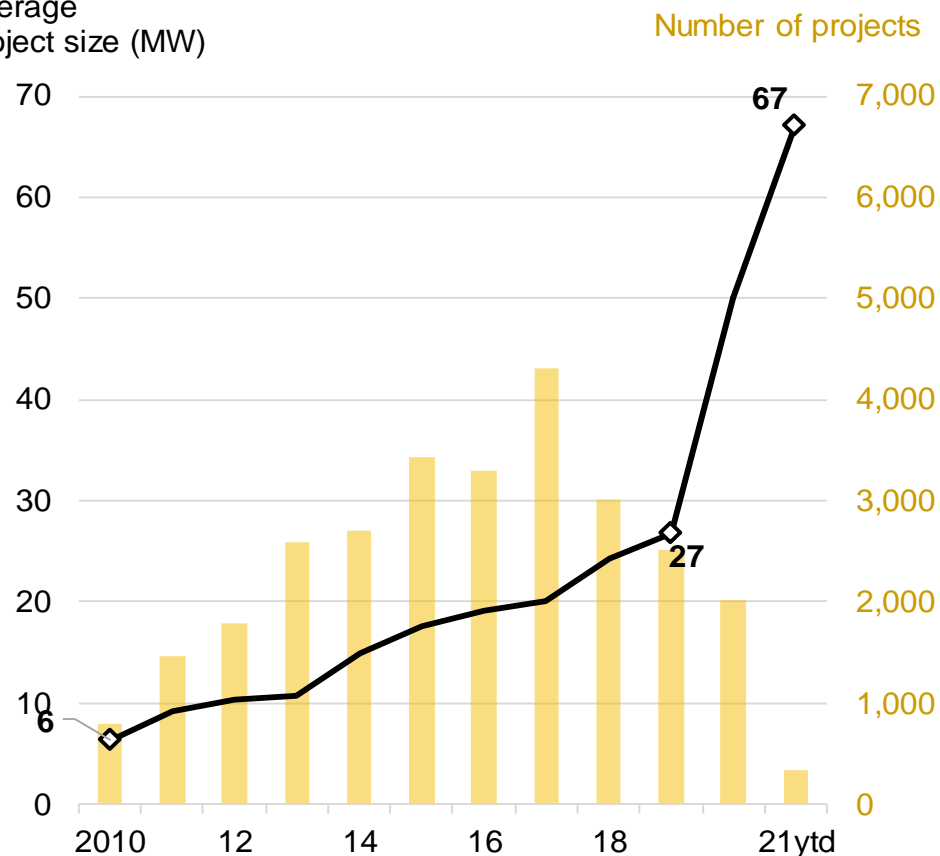
推定平均: 枠内の数値  
 各価格帯の上限値を用い  
 平均価格を試算したもの

土地造成費		10-50kW未満	50-250kW未満	250-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上	全体
	平均値	0.95 (0.62)	1.13 (0.99)	1.29 (0.99)	1.58 (1.59)	1.93 (1.88)	1.73 (1.81)	2.94 (2.34)	<b>0.97</b> <b>(0.64)</b>
中央値	0.00 (0.00)	0.48 (0.50)	0.80 (0.50)	1.27 (1.04)	1.03 (1.08)	0.82 (0.98)	3.41 (2.33)	<b>0.00</b> <b>(0.00)</b>	
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975	
2020年度想定値				<b>0.4</b>					
接続費		10-50kW未満	50-250kW未満	250-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上	全体
	平均値	1.24 (0.97)	0.95 (0.84)	0.91 (0.84)	1.65 (1.08)	<b>1.94</b> <b>(1.33)</b>	1.84 (1.27)	2.45 (1.67)	<b>1.25</b> <b>(0.97)</b>
中央値	1.07 (0.79)	0.53 (0.48)	0.43 (0.48)	0.59 (0.45)	<b>1.11</b> <b>(0.59)</b>	0.91 (0.52)	2.08 (1.16)	<b>1.05</b> <b>(0.78)</b>	
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975	
2020年度想定値				<b>1.35</b>					
運転維持費		10-50kW未満	50-250kW未満	250-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上	10kW以上全体
	平均値	0.53 (0.55)	0.46 (0.44)	0.49 (0.44)	0.58 (0.57)	<b>0.64</b> <b>(0.64)</b>	0.63 (0.63)	0.75 (0.69)	<b>0.54</b> <b>(0.55)</b>
中央値	0.43 (0.44)	0.37 (0.33)	0.39 (0.33)	0.50 (0.48)	<b>0.57</b> <b>(0.59)</b>	0.55 (0.57)	0.71 (0.69)	<b>0.44</b> <b>(0.44)</b>	
件数	24,675	925	1,110	1,119	1,824	1,612	212	29,653	
2020年度想定値				<b>0.5</b>					



## • Farm

Average project size (MW)



### Increasing the size of the power plant.

Larger farms can better spread the costs that are not attributed on a kW basis, such as permitting, asset management, grid connection, cabling, and construction. Since 2010, the average size of PV power plants has increased tenfold, from 6MW to around 67MW in 2021. This rise has been particularly pronounced in the last two years.

### (仮訳) 発電所の大規模化

発電所が大きいほど、許可、アセットマネジメント、系統接続、ケーブルや建設工事のようにkWベースで発生しない費用は、kW単位では薄まる。2010年以降、PV発電所の平均規模は10倍大きくなり、6MWから2021年には約67MWになった。この大規模化傾向は直近2年間で特に顕著である。

([BNEF2021] p.18より)

# (参考) 太陽光発電所の2012-2019年度実績

[調達価格等算定委63 - 資料1]p.54,p.55の表より合計のうち導入量を転記。

	10k- 50k未満	50k- 500k未満	500k- 1M未満	1M-2M未 満	2M以上	計 (MW)
容量	15,830	4,388	4,508	10,403	9,760	44,889
件数	602,903	17,512	6,495	6,875	656	634,441
容量の割合	35.3%	9.8%	10.0%	23.2%	21.7%	100%
件数の割合	95.0%	2.8%	1.0%	1.1%	0.1%	100%
容量/件数	0.026	0.25	0.69	1.51	14.88	6406

**2MW以上は**  
件数は少ない  
が、1件当た  
りの規模が大  
きく、**全容量**  
**に占める割合**  
**が大きい**

その他、  
水上型：230MW  
営農型：500MW

[RTS2020]p.50,p.52の表より転記。

		10k- 50k未満	50k- 500k未満	500k- 1M未満	1M-2M未 満	2M以上	計 (MW)	割合
屋根設置型 (MW, DCベース)	民間施設	4,561	1,105	1,942	2,741	467	11,502	23.4%
	官公庁施設	180	174	332				
地上設置型 (MW, DCベース)		10,270	3,961	3,111	9,792	10,612	37,746	76.6%
計		15,011	5,240	5,385	12,533	11,079	49,248	100%
屋根設置型の容量の割合		41.2%	11.1%	19.8%	23.8%	4.1%	100%	

# (参考) 補足説明 2

項目	内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
費目	系統接続費（工事負担金・自営線）の追加	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「適地が減少する中で、<u>自営線費用</u>や系統増強のための特定負担が増加傾向にある。」「事業性がある場所でも、空き容量が不足している、接続検討の回答までに時間がかかる、<u>負担金</u>が高額になる場合がある。」</li> </ul>	[ <a href="#">大量導入小委31</a> -参考資料]p.8
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・「2030年の再エネ導入量見通しを検討するにあたって、」 「コスト検証WGにおける議論の成果を踏まえて、今後、必要な検討を行う。」</li> </ul>	[ <a href="#">大量導入小委31</a> -資料2]p.99
		⇒出力規模あたりの系統接続費が同額であっても、電源種別により設備利用率が異なり発電コストに影響するため、系統接続費を含めるべき。	
費目	発電側基本料金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「今制度設計の最中ではあるが託送料金の発電側負担が進んでおり、<u>明瞭に制度として電源が持つ負担コストだから計算できる状態であるなら計算しておいた方が良い。</u>」</li> </ul>	第1回コスト検証WGでの座長発言
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・「現時点において定量化が困難なため、試算には加えない。」</li> </ul>	[ <a href="#">コスト検証WG4</a> -資料2]p.22
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>5/12開催の第32回大量導入小委での方向性を踏まえ、0.97円/kWhを加味すべき。</b></li> </ul>	[ <a href="#">大量導入小委32</a> -資料1]p.19
費目	パネル出力劣化率を追加	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「NRELの研究によれば、太陽光パネルの劣化率の中央値は概ね0.5%だが、暑い気候や屋根設置型ではより高い。」</li> </ul>	[ <a href="#">NREL FAQ</a> ]Answerの第3文
		⇒太陽光発電では経年劣化は無視できないので追加すべき。（IEAの例：0.5%/年）。	[IEA2020]p.38

項目	内容	理由（鍵括弧内は引用）	根拠（下線はリンク）
費目	出力抑制率を追加	・「出力抑制は蓄電池などの他の手段より安価に実施できる」	[ <a href="#">安田2018</a> ]第5段落
		・「出力抑制は海外でも発生しています。再生可能エネルギーの大量導入が進む欧州の事例を見てみると、図2左図の通り各国ともいずれも概ね5%以下の値を推移しています。」	同上第6段落
		⇒出力抑制率を追加するか、または系統安定化費用で考慮すべき。	

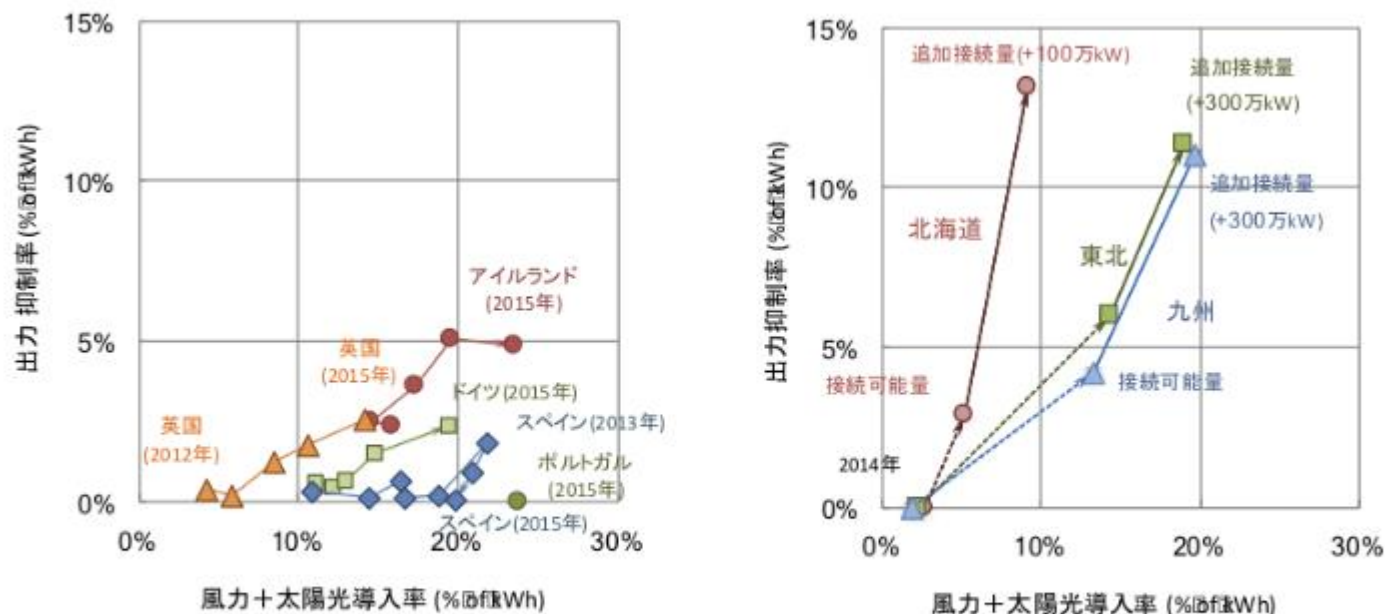


図2 欧州主要国の出力抑制率の動向(左図)と日本の出力抑制率の2015年時点の予測(右図)

- [自然エネルギー財団2019]：「日本の太陽光発電の発電コスト 現状と推計」（自然エネルギー財団、2019年）
- [安田2018]：「出力抑制「狂想曲」再考」（安田陽、2018年11月）
- [BNEF2021]：“1H2021 LCOE Update”（BNEF, 2021年6月）
- [IEA2020]：“Projected Costs of Generating Electricity”（IEA, 2020年12月）
- [RTS2020]：「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測（2020～2021年版）」（資源総合システム, 2020年9月）