

ご指摘事項について

令和3年4月20日
資源エネルギー庁

第2回・第3回のご指摘をふまえ御議論いただきたい事項

- ① 太陽光：モデルプラントの規模の考え方
- ② 太陽光：建設費のうち設備費の将来の低下率の考え方
- ③ 太陽光：廃棄費用・運転維持費の将来の考え方
- ④ 陸上風力：参照データの対象規模
- ⑤ 陸上風力：設備利用率の将来の考え方
- ⑥ 水素・アンモニア：設備費の考え方
- ⑦ 水素・アンモニア：燃料費の考え方
- ⑧ 燃料費等：シナリオ選択の考え方

(参考) 太陽光 (事業用) : 第2回におけるモデルプラントの規模の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ (第2回会合) 資料2より

足下 (2020年) のモデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模 (案)】

(住宅用)

- 2015年WGでは4kWとしていたが、これまでのFIT認定・導入実績を踏まえて、2021年WGでは**5kWとしてはどうか**。

(事業用)

- 2015年WGでは、2,000kWとしていた。
- 他方、

- **2,000kW以上 (=特別高圧以上) のFIT認定容量・件数は、FIT制度導入初期よりも減少している。**
- また、**10kW以上50kW未満 (=低圧)** は、地域トラブルや意図的な小規模分割による安全規制適用逃れなどの発生を受け、一定の自家消費等を求める「地域活用要件」が設定されており、事業用太陽光の**50kW以上と比べて特異な状況にある。**
- 50kW以上の区分で見ると250-500kWが最頻値、100-250kWが次点となっていること等を踏まえ、2021年WGでは、モデルプラントの**想定規模を250kWとしてはどうか。**

【稼働年数 (案)】 (住宅用・事業用 (共通))

- 2015年WGでは、2014年モデルプラントでは20年又は25年、2030年モデルプラントでは20年～30年としていた。
- メーカーによるパネル保証期間 (20年～25年が多い、30年のものも出てきている) や国際機関等におけるコスト分析の年数 (25年など) を踏まえ、**20年、25年、30年の3ケースを想定することとしてはどうか。**

太陽光（事業用）：モデルプラントの規模の考え方①

【モデルプラントの規模（案）】（事業用）

- 第2回において、事務局資料では太陽光（事業用）を250kWと提示していたところ、委員から、「事業採算性の観点で数百kW以上の事業も見込まれるなかで、事業用は250kWだけでよいのか」、「住宅用5kWと事業用250kWがモデルプラントとされているが、将来、日本でどのような規模の太陽光が実際に導入されるかを考えると、これらの中間規模が必要ではないか」、という御指摘があった。
- 第2回事務局資料のとおり、事務局案では、50kW以上の太陽光の実績をもとに諸元を作成することとしており、これは**250kWに限らず、50kW以上の太陽光について広く該当するものと考えられる**。その上で、モデルプラントの規模については、何かしら設定する必要があることから、50kW以上の最頻値などをふまえて機械的に250kWと設定することとしたい。
- また、**10kW以上50kW未満については**、特異な状況にあることに鑑みてモデルプラントとしては設定しないこととしたいが、これまでのFIT認定・導入実績として最も多いことを踏まえ、今般、**本資料にて、参考としてデータを提示**する。具体的な諸元は、次頁以降のとおり。

太陽光（事業用）：モデルプラントの規模の考え方②

【足元（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方】（事業用）

- 第2回事務局資料では、50kW以上のFIT案件の定期報告等を対象にしたデータを提示した。
- 今回、参考値として、10kW以上50kW未満のFIT案件の定期報告等を対象にしたデータを提示すると以下のとおり（青字参照）。

＜太陽光（事業用）＞ ※第2回資料より

（参考値）＜太陽光（10kW以上50kW未満）＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	合計	20.8万円/kW 50kW以上の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。
	設備費	13.0万円/kW ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。
	工事費等	7.8万円/kW ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
運転維持費	0.48万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。
設備利用率	17.2%	50kW以上の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

項目	値	参照データの考え方
建設費	合計	24.0万円/kW 10kW以上50kW未満の2020年に設置されたFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。
	設備費	18.5万円/kW ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。
	工事費等	5.5万円/kW ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
運転維持費	0.43万円/kW/年	10kW以上50kW未満のこれまでに設置されたすべてのFIT案件のうち、0より大きな運転維持費の報告があった案件（※）の中央値（2020年10月14日までに報告された定期報告データを対象に分析） なお、定期報告は、運転維持費について、保守点検費や事務所経費、人件費等のほか、パネルやパワーコンディショナ等の修繕費についても報告する様式となっている。 ※「0万円/kW/年」で報告された案件が多いため。なお、複数の太陽光発電事業者とヒアリングしたところ、50kW未満のメンテナンス費用の目安は15～28万円/年という情報あり。
設備利用率	17.5%	10kW以上50kW未満の2019年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

※青字：今回において参考値として提示する数値

太陽光（事業用）：モデルプラントの規模の考え方③

【建設費のうち設備費の将来（2030年）のコスト変動】（事業用）

○ 第2回に御議論いただいた、「日本の足下の設備費を起点に、習熟曲線に沿って、世界の設備費と一定比率を保ちながら低減するケース（非収斂ケース）」について、今回、参考値として、10kW以上50kW未満の設備費を起点とした数値を提示すると以下のとおり（青字参照）。

※ なお、参考値として示す、「各国平均の足下の設備費を起点に、習熟曲線に沿って低減する世界の設備費に一致するケース（収斂ケース）」については、各国平均の足下の事業用の設備費について規模別の諸元を活用しているわけではないことから、第2回で提示した事業用の設備費と同じ数値をそのまま用いることとする。

＜日本と各国平均の設備費（足下）＞

単位：万円/kW

	住宅用 設備費 (足下)	事業用 設備費 (足下)	(参考値) 10kW以上50kW未満 設備費 (足下)
日本	24.0	13.0	18.5
各国平均	15.4	6.6	6.6

※国際的事業用太陽光の設備費は、Renewable Power Generation Costs in 2019 の the chart data の Figure 3.5 から、各国の Hardware の要素（ただし、Grid connection 除く）を単純平均値。
 ※国際的住宅用太陽光の設備費は、IEA PVPS Trends in photovoltaic applications 2020 P60 から各国の資本費を単純平均し（1,756USD/kW）、定期報告に基づく日本の住宅用太陽光の資本費（ただし、廃棄費用を含まない）における設備費の比率（80%）を、前述の各国の資本費の平均に掛け合わせて推計したもの。
 ※ 1 USD = 110円換算。

＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Stated Policy Scenarioのケース】＞ 単位：万円/kW

	住宅用 設備費 (2030)	事業用 設備費 (2030)	(参考値) 10kW以上50kW未満 設備費 (2030)
非収斂ケース	17.3	9.4	13.3
(参考) 収斂ケース	10.4	4.5	4.5

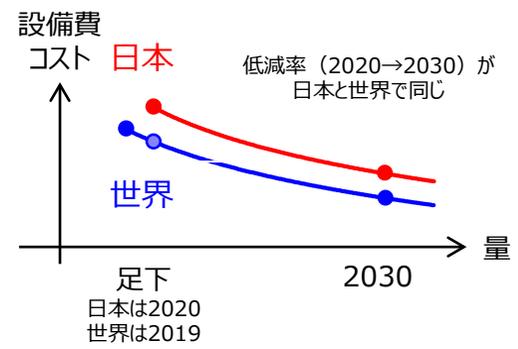
(参考) ＜日本と各国平均の設備費（2030）【IEA：Sustainable Development Scenarioのケース】＞

単位：万円/kW

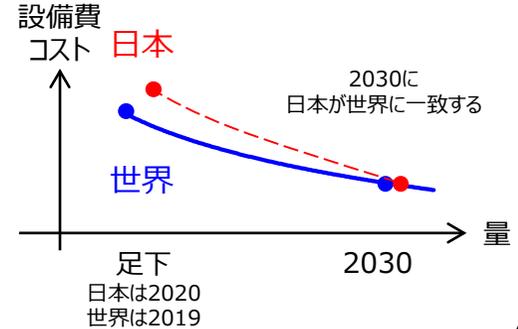
	住宅用 設備費 (2030)	事業用 設備費 (2030)	(参考値) 10kW以上50kW未満 設備費 (2030)
(参考) 非収斂ケース	15.7	8.5	12.1
(参考) 収斂ケース	9.1	3.9	3.9

＜考え方のイメージ＞

※ 収斂しないケース



※ (参考) 収斂するケース



※青字：本資料にて参考として提示する数値

(参考) 太陽光：第2回における設備費の将来の低下率の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第2回会合）資料2より

将来（2030年）の発電コストの考え方①

【建設費のうち設備費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 2015年コストWGと同様、世界での累積導入量の見通しに沿ってコストが低下するものと想定した**習熟曲線※を用いて試算することとしてはどうか。**
 - ※ 産業製品の価格は、累積生産量が倍増するごとに、ある比率（進捗率）に従って低下するという推計手法。ここでは、2015年コストWGと同様、累積生産量が倍増するごとに、設備費が20%低下すると想定する。
- なお、**習熟曲線で用いる累積導入量の見通しは、IEAのStated Policy Scenario（各国における公表済みの政策を加味したシナリオ）を基本としつつ、参考として、IEAのSustainable Development Scenarioのケースも示すこととしてはどうか。**
- また、国内外での価格について、現状においても内外価格差が依然として存在することを踏まえると、**①一定の内外価格差が存在するケース（国際水準に収斂しないケース）をベースとしつつ、参考として②内外価格差がなくなるケース（国際水準に収斂するケース）についても示すこととしてはどうか。**

<習熟曲線で用いる累積導入量の見通し（案）>

シナリオ	概要	2019年	2030年（見通し）
IEA : Stated Policy Scenario	各国における公表済みの政策を加味したシナリオ	603GW	2,019GW
IEA : Sustainable Development Scenario	国連の持続可能な発展目標（SDGs）のうち、エネルギー関連（パリ協定含む気候変動問題、大気汚染の大幅削減、世界全体でのエネルギー・アクセス達成）目標を達成すると想定したシナリオ	603GW	3,125GW

(出典) IEA, World Energy Outlook 2020 P27-28, P344, P355 ※「概要」は左記の出典をもとに資源エネルギー庁にて作成

太陽光：設備費の将来の低下率の考え方

【建設費のうち設備費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 第2回において、事務局資料では累積生産量が倍増したときの設備費の低減率を2015WGと同様に20%と提示していたところ、委員から、当該低減率は20%より高いのではないか、という御指摘があった。
- 設備費は、パネル、パソコン、架台、その他機器にかかる費用から構成される。
- このうち、**パネルの費用（モジュールの費用）**については、日独米の国立研究所の研究者らによる2019年の共同発表によると、1976年から2018年までに導入された**太陽光モジュールの平均コストは累積生産量が倍増することにより約23%低下**してきたとのこと。

（出典）Nancy M. Haegel. et al. (2019), "Terawatt-scale photovoltaics: Transform global energy -Improving costs and scale reflect looming opportunities", AAAS. Science, VOL 364 ISSUE 6443, pp. 838

- 一方で、パネル以外の設備費（パソコン、架台、その他機器にかかる費用）の習熟率については、既往研究が確認できていない。そこで、定期報告における同一期間（2015年→2020年）におけるコスト低減率を確認すると、**パネルは45%減（11.4円→6.3円）に対し、パネル以外の設備費は34%減（10.1円→6.7円）と、パネル以外の設備費のコスト低減率の方が小さい傾向**にある。

（出典）当該年に設置された50kW以上のFIT案件の定期報告（2020年10月14日までに報告されたデータを対象）について分析。「太陽光パネル」は、定期報告の「パネル費」の中央値。「設備のうち太陽光パネル以外」は、定期報告の「パネル費」・「パソコン費」・「架台費」・「その他機器費」を合計した値の中央値から、「パネル費」の中央値を除外した値。

- このような研究結果や傾向を踏まえると、「**将来の設備費については、累積生産量が倍増することにより20%低下する**」との2015年WGを踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくく、**今回の試算にあたっては想定を維持**してはどうか。

(参考) 太陽光：第2回における将来の廃棄費用・運転維持費の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第2回会合）資料2より

将来（2030年）の発電コストの考え方③

【廃棄費用（案）】

（住宅用・事業用（共通））

○ 将来のモデルプラントの廃棄費用について、2015年コストWGでは、建設費の5%とし、建設費の低下に伴って廃棄費用も低下すると仮定していた。

（事業用）

○ 事業用太陽光については、2020年度の調達価格において、廃棄費用を1万円/kWを想定することに変更されたことを踏まえ、事業用太陽光のみ、**廃棄費用を1万円/kWとすることに変更してはどうか。**

【運転維持費（案）】（住宅用・事業用（共通））

○ **運転維持費**については、定期報告で得られたデータでは経年的な低下の傾向があまり確認できないことから（下図参照）、**一定とすることとしてはどうか。**

【設備利用率（案）】（住宅用・事業用（共通））

○ 近年上昇が進んでいるものの、将来的には立地制約によって設置可能面積が限定されることや出力制御による影響も考えられ、これらの影響を織り込んで一概に予測することは困難であることから、**一定とすることとしてはどうか。**

【稼働年数（案）】（住宅用・事業用（共通））

○ 将来（2030年）についても、足下でのメーカーによるパネル保証期間は20年～25年が多く、30年のものも出てきてはいるが、2030年は足下から10年後という比較的近い将来であることを踏まえ、足下（2020年）と同様、**20年、25年、30年の3ケースを想定することとしてはどうか。**



出典：調達価格等算定委員会 事務局資料から資源エネルギー庁作成。グラフ中のデータ取得期間中に報告された10kW以上の全案件のデータの中央値。

太陽光：廃棄費用・運転維持費の将来の考え方

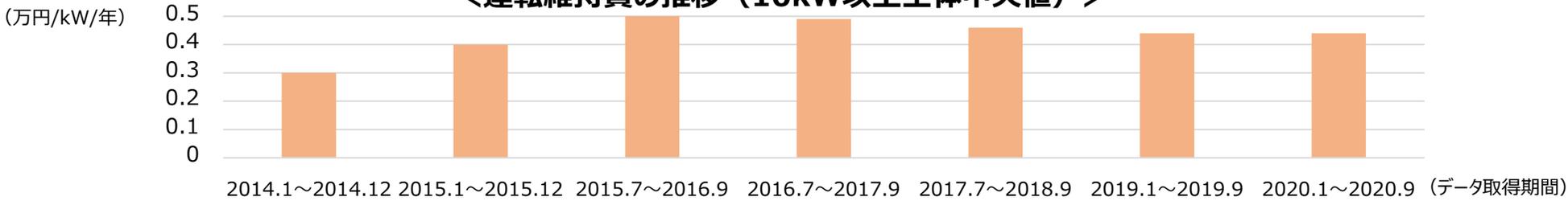
【廃棄費用（案）】（住宅用・事業用（一部共通））

- 第2回において、事務局資料では「2015年コストWGでは、建設費の5%とし、建設費の低下に伴って廃棄費用も低下すると仮定していた。」としていたが、正しくは、2015年コストWGでは、建設費の低減によらず廃棄費用は2014年モデルプラントの建設費の5%から変動しないこととしていた。
- **太陽光（事業用）**については、2020年度の調達価格において、廃棄費用を1万円/kWを想定することに変更されたことを踏まえ、第2回の事務局資料のとおり、**廃棄費用を1万円/kWとしてはどうか。**
- 他方、**太陽光（住宅用）及び陸上風力**については、OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算における、各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**とし、将来の廃棄費用は建設費の低減に連動することとしてはどうか。

【運転維持費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 第2回において、事務局資料では「定期報告で得られたデータでは経年的な低下の傾向があまり確認できない」としていたところ、委員から、運転維持費について、低下傾向がみえない説明されている一方で図は低下してみえるため、整合させるべき、という御指摘があった。
- 今回、上記の御指摘もふまえ、下記のとおり図を2015年コストWG以前のタイミングで集計されたデータも含めたものに見直した。定期報告で得られたデータでは経年的な低下の傾向があまり確認できないことから、**第2回事務局資料のとおり**、将来（2030年）の運転維持費は足下（2020年）から変わらず、**一定とすることとしてはどうか。**

＜運転維持費の推移（10kW以上全体中央値）＞



出典：調達価格等算定委員会 事務局資料から資源エネルギー庁作成。グラフ中のデータ取得期間中に報告された10kW以上の全案件のデータの中央値。

(参考) 陸上風力：第2回における参照データの対象規模の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第2回会合）資料2より

足下（2020年）のモデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模（案）】

- 陸上風力の平均的なウィンドファームの規模は、直近3年間の1,000kW以上のFIT認定案件の規模・件数から算出すると30,000kW（4MW風車が7-8本程度）である。このため、**30,000kW**としてはどうか。

【足元（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 陸上風力の2020年度の調達価格の算定においては、大規模でよりコスト効率的に事業実施できるようになることを念頭に想定値が設定されている。これを踏まえれば、足下のモデルプラントの諸元としては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、**モデルプラントの規模を踏まえた定期報告等の中央値を参照するほうが、より適切ではないか**。具体的には、上記のモデルプラントの規模および風車1本あたりの大きさを踏まえ、**2,000kW以上（＝特別高圧以上）**の陸上風力の定期報告等による中央値を参照してはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	38.1万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、2,000kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
接続費	1.6万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、2,000kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	1.10万円/kW	修繕費等は事業開始後の年数等に応じて変動が大きいと考えられるため、2,000kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析）
設備利用率	25.4%	足下コストを参照する観点および件数が少ないことを踏まえ、2,000kW以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

21

陸上風力：参照データの対象規模の考え方①

【足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 第2回において、事務局資料では風車1本あたりの大きさ等をふまえて2,000kW以上の定期報告等の中央値を参照していたところ、委員から、30,000kWをモデルプラントの規模とするなかで、諸元として2,000kW以上を参照することは適切ではないのではないか、調達価格等算定委員会も参考に、より低コストの7,500kW以上を参照すべきではないか、という御指摘があった。
- 調達価格等算定委員会での検討や環境影響評価の対象規模（第1種事業10,000kW以上、第2種事業7,500kW以上）等を踏まえ、足下のモデルプラントの諸元としては、**7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値**を参照してはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	35.5万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多くないなかでバラつきを考慮する観点から、 7,500kW 以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
接続費	0.8万円/kW	足下コストを参照する観点および件数が多くないなかでバラつきを考慮する観点から、 7,500kW 以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	1.04万円/kW	修繕費等は事業開始後の年数等に応じて変動が大きいと考えられるため、 7,500kW 以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件中央値（2020年9月23日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析）
設備利用率	25.4%	足下コストを参照する観点および件数が少ないことを踏まえ、 7,500kW 以上の2018～2020年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2019年6月～2020年5月）

※赤字：第2回事務局資料からの変更箇所

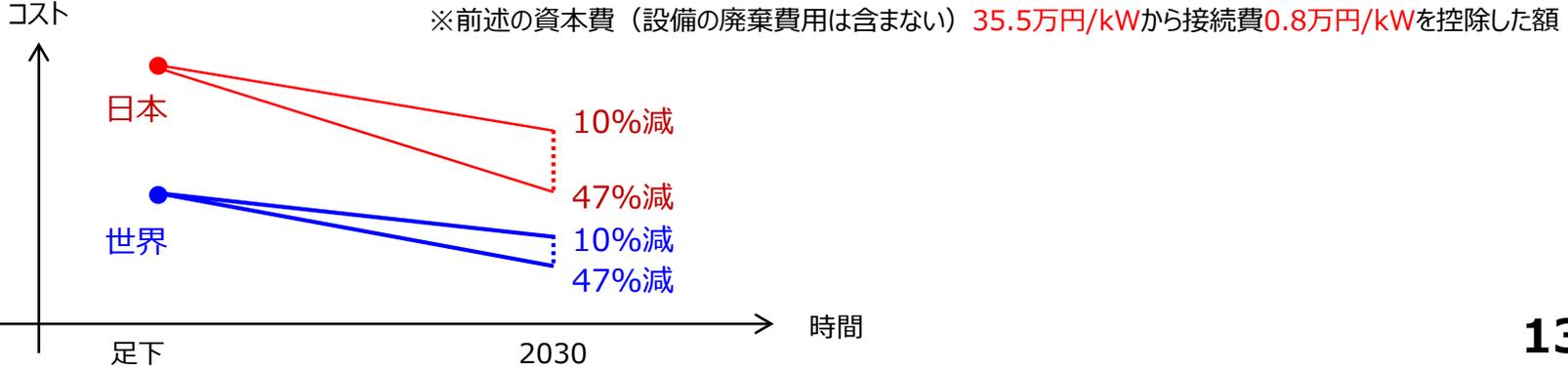
陸上風力：参照データの対象規模の考え方②

【将来（2030年）の建設費について ①ベース:国際価格と同じ低減率】

- 前述の通り、足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの諸元を見直した場合、設費の将来（2030年）のコスト変動について、①国際価格と同じ低減率を適用した結果は以下のとおり（赤字が第2回からの変更箇所）。
 - 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして活用可能である、IRENA「Future of wind」（2019）を参照し、当該レポートに掲載されている2018年の総設置費（Total Installation Cost）（=1,497USD/kW）から「REmap Case」による2030年の総設置費（=800-1,350USD/kW）の低減率を計算すると、10-47%となる。
 - この低減率を、2020年モデルプラントの建設費（**34.7万円/kW**）に適用すると、**2030年モデルプラントの建設費は、18.4-31.2万円/kW**となる。

情報源	項目	足下コスト	2030コスト (低減率10-47%)
IRENA 「Future of wind」2019 P13	総設置費 ※平均又は平均範囲 (Total Installation Cost)	1,497 USD/kW (2018)	800-1,350 USD/kW (REmap Case の 2030)
定期報告	資本費から接続費を控除	34.7万円/kW ※ (2018-2020)	18.4-31.2万円/kW (建設費の推計)

<考え方のイメージ>



陸上風力：参照データの対象規模の考え方③

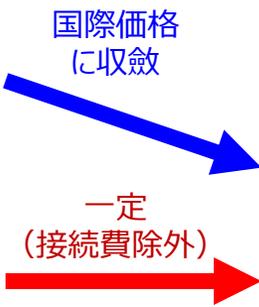
【将来（2030年）の建設費について ②参考:国際価格に収斂】

- 前述の通り、足下（2020年）のモデルプラントの発電コストの諸元を見直した場合、設費の将来（2030年）のコスト変動について、②国際価格に収斂する場合は以下のとおり（赤字が第2回からの変更箇所）。
- **2030年の設備費**について、IRENAのREmap Caseによる2030年までの建設費低減率10-47%に対応して国際価格が低減すると仮定し、さらに、**国内価格が当該国際価格に収斂することを見込む**。
- 他方、**2030年の設備費以外の建設費**は、施行技術の効率化や発電設備の大型化等により低下する可能性もあるが、足下での労務費単価上昇や適地減少の可能性等を踏まえ、一定と仮定する。
- 以上より、建設費の将来（2030）のコスト変動について、②国際価格に収斂する場合の結果は以下のとおり。

<建設費のうち設備費が2030年に国際収斂する場合の推計>

足下の推計

	国際価格 (万円/kW)	国内価格 (万円/kW)
タービン等（設備費）	11.2	17.2
基礎、組立、電気設備等 （設備費以外の建設費 および接続費）	5.0	7.7
合計	16.2	24.9



2030の推計

	国内価格 (万円/kW)	考え方
設備費	5.9~10.1	足下の国際価格11.2万円/kWが、10-47%低減。さらに、国内価格が当該国際価格に収斂。
設備費以外の建設費	6.9	足下の国内価格7.7万円/kWから、前述の足下の接続費0.8万円/kWを除外。
建設費合計	12.8~17.0	上記の合計。

(参考) 陸上風力：第2回における設備利用率の将来の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第2回会合）資料2より

将来（2030年）の発電コストの考え方

【将来（2030年）の発電コストの考え方（案）】

- 陸上風力の発電コストは、タービン価格等の低下に伴って世界的に下がってきていることをふまえれば（前々頁参照）、2015年WGにおける「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と同様に、**コスト低減を前提に試算してはどうか**。その際、2015年WGと同様、**国際機関等の見通しを参考**にしてはどうか。

【各諸元について将来（2030年）のコストの考え方（案）】

- **建設費**は、量産効果等による低減が見込まれる。このため、2015年WGと同様、近年の国際機関による陸上風力の建設費低減見通しが掲載されているレポートを活用することとし、今般、2030年のコスト見通しが掲載されている **IRENA「Future of wind」(2019)** を参考にしてはどうか。具体的には、①当該レポートの世界における **2018年の総設置費（Total Installation Cost）から「REmap Case」※の2030年の総設置費への低減率を、2020年モデルプラントの建設費に適用することで、2030年モデルプラントの建設費を推計**してはどうか。②また、参考として、建設費のうち設備費が2030年に国際価格に収斂するケースも示してはどうか。

※ このシナリオには、気候変動分野における2℃目標を踏まえた再生可能エネルギーや省エネルギー等の低炭素技術の展開が含まれる。世界の温室効果ガス排出量の約3分の2に相当する、エネルギー関連の二酸化炭素排出量に焦点を当てたもの。

（出典）IRENA, GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION A ROADMAP TO 2050, 2019 のP4より、資源エネルギー庁にて概要作成。

- **運転維持費**は、効率化により低減する可能性はあるが、民間調査機関による指標を参考にすると、世界の今後のO&M価格は横ばいや微増に転じる可能性があることから、**2030年モデルプラントも、2020年モデルプラントと同じ運転維持費を諸元**としてはどうか（前頁参照）。

- **設備利用率**は、風車大型化等による向上も見込まれるため、上記レポートにも設備利用率の向上について記載がある。一方、日本は適地が限定的であり、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らないため、**2030年モデルプラントも、2020年モデルプラントと同じ設備利用率を諸元**としてはどうか。

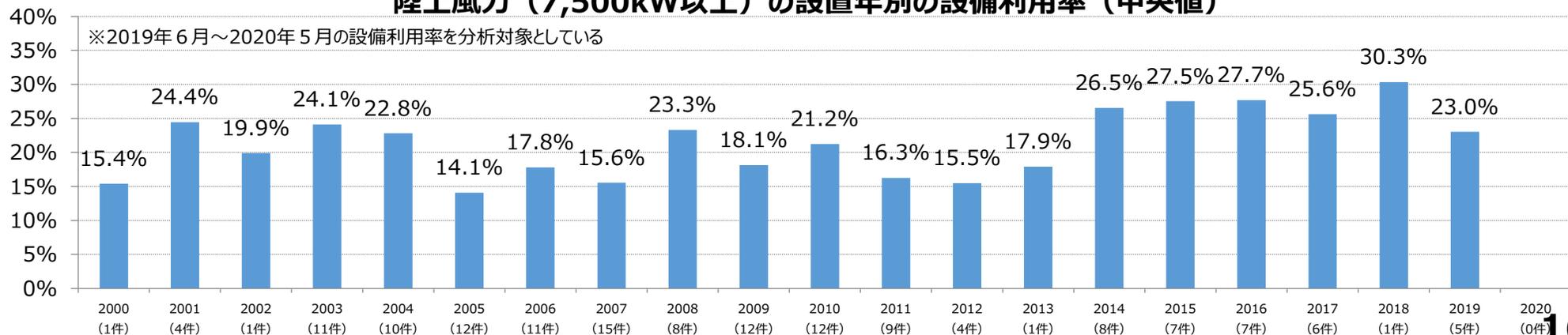
- 加えて、後述する**IRR相当政策経費**について、陸上風力の調達価格におけるIRRの想定値は、2020年度は8%としていたが、2021年度から7%に見直されている。2030年時点では更に見直されている可能性もあるが、機械的に、**2030年モデルプラントについてはIRR相当政策経費をIRR 7%と仮定して計算**してはどうか。

陸上風力：設備利用率の将来の考え方

【将来（2030年）の設備利用率について（案）】

- 第2回において、事務局資料では、風車大型化等による向上も見込まれる一方、日本は適地が限定的であり、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らないことなどをふまえ、2030年モデルプラントも、2020年モデルプラントと同じ設備利用率を諸元とすることを提示した。これに対し、委員から、設備利用率は横ばいでよいのか、再考慮が必要ではないか、といった御指摘があった。
- 2020年度の調達価格等算定委員会では、入札上限価格の算定にあたり、2021年度は2020年度と同じ25.6%を想定した。また、2023年度に向けて、直近3年間（2018年～2020年）の20kW以上の各年設置案件の中央値平均（28.0%）を想定した。一方、④で設定した7,500kW以上の範囲で同様に、**直近3年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値を参照すると、25.4%**となる。また、近年の各年設置案件の中央値が**一概に上昇傾向ともいえない状況**にある（下図参照）。
- このように、モデルプラントとして用いる対象規模における設備利用率の実績や傾向、モデルプラントの発電コストは効率的に実施される場合に通常要する費用等を基礎とする調達価格とは性質が異なること等をふまえ、本WGにおける**モデルプラントとしては、2030年も、2020年モデルプラントと同じ設備利用率を諸元としてはどうか。**

陸上風力（7,500kW以上）の設置年別の設備利用率（中央値）



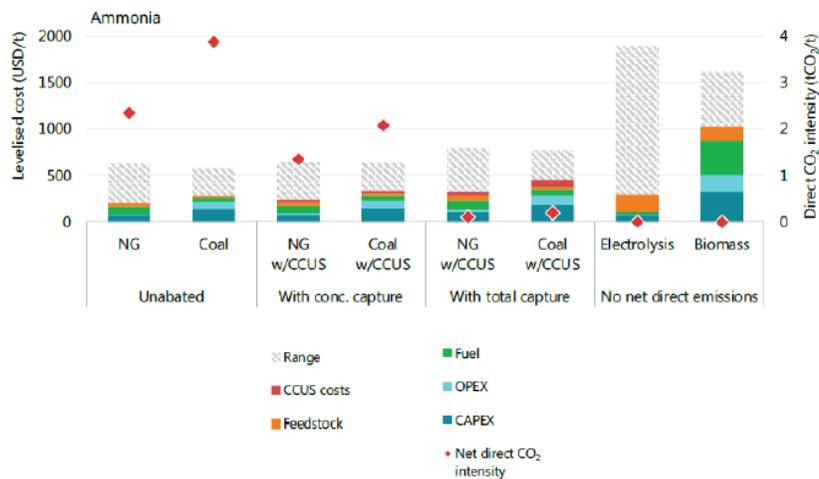
(参考) 水素・アンモニア：第3回におけるアンモニア設備費の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第3回会合）資料1より

将来（2030年）の発電コストの考え方（各諸元の考え方）

- **アンモニア価格**については、IEAのレポート(The Future of Hydrogen)で、製造コストの試算を行っているが、**製造方法やCO2回収方法、地域によって幅があることから**、一定の幅を持って分析することとしてはどうか。
- その際、2030年段階で見込まれる**効率化による価格低減（組み立ての効率化による製造コスト10%削減）**を考慮して、燃料価格を検討することとしてはどうか。
- **建設費**は、アンモニア混焼により、**受入設備（210億円）、混焼設備（40億円）**が追加的に発生することから、これらを**石炭火力の建設費に追加**してはどうか。
- **運転維持費や設備利用率、出力**については、**石炭火力発電のケースを活用し、CO2対策費**については、アンモニア燃焼からはCO2が生じないため、**混焼分については0として算出**してはどうか。

<製造方法別のコスト（2018年）>



(参照) IEA The Future of Hydrogen

<建設費>

- うち、アンモニア混焼による追加費用：250億円

設備項目	概要	概算費
受入・貯蔵・払出設備	ローディングアーム、受入配管、貯蔵タンク、気化器等	210億円
混焼設備	アンモニア混焼バーナー、アンモニア供給系統、制御装置等	40億円
合計		250億円

SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO2フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」を基に資源エネルギー庁作成

水素・アンモニア：設備費の考え方

【水素・アンモニアモデルプラント設備費の考え方（案）】

- 第3回WGにおいて、水素、アンモニアモデルプラントに必要な追加的な設備費について委員から「イコールフットの観点から、考え方を合わせるべき」という御指摘があった。
- IEAレポート(The Future of Hydrogen)に基くと、キャリア毎の関連設備（受入設備、脱水素設備等）は燃料費の中でコストが計上されている。
- また、発電設備についても、水素については前述IEAレポートの中で天然ガス火力と同等の設備コストと同一で設定されていること、アンモニアについても、バーナー改造分の追加費用は、全体の建設費に占める割合は非常に小さい。
- このため、今回のコスト検証においても、設備費については水素・アンモニア共に追加的な計上を行わないこととしてはどうか。

水素・アンモニア：燃料費の考え方

【水素・アンモニアモデルプラント燃料費の考え方（案）】

○第3回WGにおいて、水素、アンモニアモデルプラントの燃料費について委員から「CO₂対策費用に関係するので、水素・アンモニアについてブルー、グリーン、グレーの想定を置かなくて良いか」という御指摘があった。

○IEAにおける計算では、燃料電池などの例を見ると由来によらず発電時のCO₂対策費は計上されていない。今回の発電コスト検証でもそれに準じ、水素・アンモニアについて、追加でCO₂対策費を計上しない算出としてはどうか。（スコープ3の扱い）ただし、今後発電用として本格的に流通するようになれば、スコープ2となりうる可能性があることにも留意が必要。

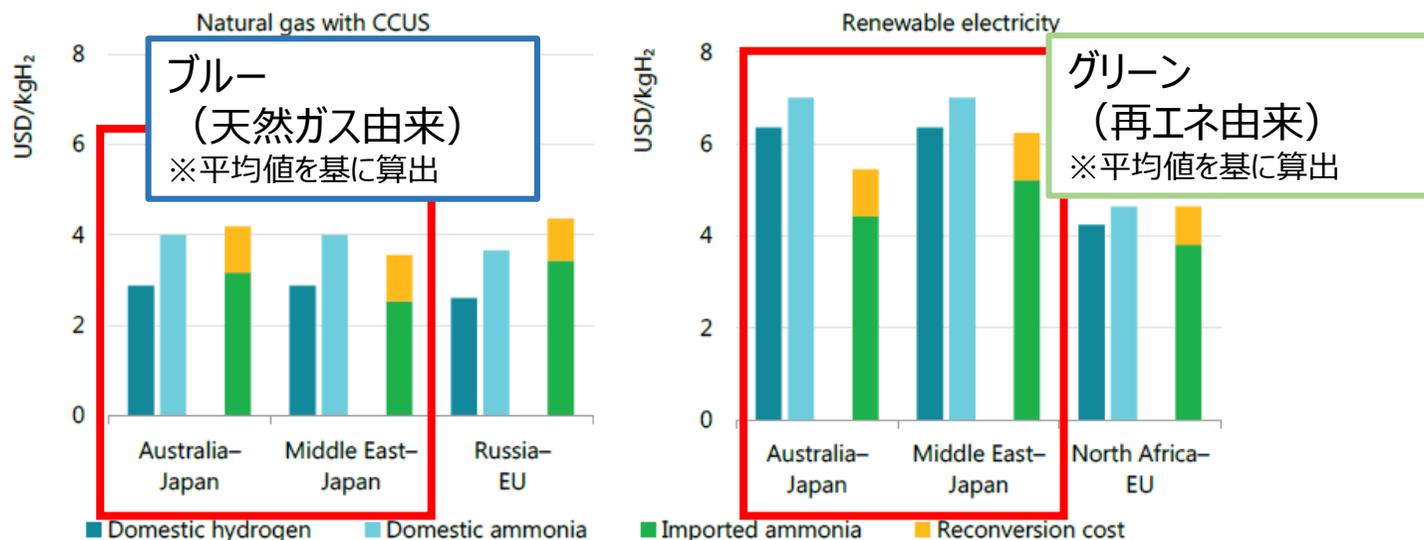
○こうした整理の下で価格について、IEAのレポート（The Future of Hydrogen）を参考に

水素については ①ブルー水素 ②グリーン水素

アンモニアについては ①ブルーアンモニア ②グリーンアンモニア ③グレーアンモニア を想定し燃料費を算出してはどうか。

※アンモニアについては、一定量の取引がなされており、その価格をベースに③グレーアンモニアの価格も算出する。

Figure 31. Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030



(参考) 火力：第3回における燃料価格の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第3回会合）資料1より

火力 算定方法と諸元

○石炭火力、LNG火力、石油火力の発電コストの算定については、2015年コストWGのモデルプラント方式による試算の考え方を踏襲し、データを更新することが中心。

【算定方法と諸元】

①サンプルプラント直近（前年度以前）に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）のデータ等。

②化石燃料価格

➤ 初年価格は日本通関 CIF 価格の2020年平均。燃料価格シナリオとして、次年以降については IEA「World Energy Outlook 2020」のSTEPS、SDSの価格トレンドを採用し、標準ケースとしてSTEPSを利用。

③CO₂ 価格の変動

➤ 2015年コスト検証WGの考え方を踏まえつつ、燃料価格シナリオの標準ケースとした I E A のSTEPSとの整合性を踏まえ、EUにおけるSTEPSの価格及びそのトレンドを延長。

④技術革新

➤ 燃料種ごとに政府の計画に基づく技術革新を見込む。

(参考) 火力：第3回における燃料価格の考え方

- 第3回において、事務局資料では、米国政府や世界銀行の燃料価格の将来見通しが「上昇傾向」にあることから、IEAのシナリオのうち、燃料価格の下がり幅が少ないSTEPSを標準シナリオに設定することを提示した。これに対し、委員から、「日本も2050年カーボンニュートラルを目指す以上、パリ協定に整合的なSDSをベースシナリオにするべきではないか」との意見があった。
- IEA「WEO2020」における各シナリオの位置づけを精査したところ、①2019年は「現行政策シナリオ」がベース／参照シナリオであったが、2020年はコロナで予測不可能であるため、ベース／参照シナリオは存在しない。
②その上で、STEPSは、政策決定者が現状を顧みてフィードバックを得るための「具体的な姿の映し鏡」であり、感情に流されない冷静な政策議論を行い行動に移すことを促すために設定したものである。
③これに対し、IEAが推奨する脱炭素政策パッケージ（Sustainable Recovery Plan）を全て実行したものが「SDS」、コロナからの回復が遅れたものが「DRS」との位置づけ。
④STEPSとDRS、SDSの比較がコロナの影響や、エネルギー移行の影響を見るために重要としている。
- 燃料費見通しの国際的な整合性の観点に加えて、STEPSの成り立ちも踏まえ、STEPSを採用してはどうか。
その際、比較の観点から、SDSも示すこととしてはどうか。

<燃料費の見通し（左：WEO、右：世界銀行・米国EIA）>

