

発電コスト検証WG 【再生可能エネルギー】

令和6年8月16日
資源エネルギー庁

1. 総論

2. 太陽光

3. 風力

4. その他

足下のモデルプラントの発電コストの考え方（再生可能エネルギー）

【足下のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 前回（2021年）の発電コスト検証においては、2020年モデルプラントの諸元について、①調達価格等算定委員会において各電源区分等の**2020年度の調達価格を算定するに当たり設定された想定値**だけでなく、②再エネ特措法施行規則に基づく**定期報告等で得られた実際の発電所のデータ**を用いた。
- モデルプラントは日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは性格が異なるものである点を踏まえ、**今回（2024年）の発電コスト検証**においても、引き続き**再エネ特措法の定期報告等で得られた実際の発電所のデータを使用しつつ、データが少ないなど事情がある場合には調達価格等を算定するに当たり設定された想定値**を用いてはどうか。

（参考）調達価格等算定委員会における調達価格等の算定について

- FIT/FIP制度における調達価格・基準価格は、「再エネ電気の供給が**効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎**として、**価格目標や適正な利潤その他の事情を勘案**して定める（再エネ特措法第2条の2第2項、第3条第5項）」こととされており、国民負担で支えられていることも踏まえ、コストダウンを含む中長期的な自立化の必要性を踏まえて設定されている。
- FIT/FIP制度の適用を受ける事業については、法令に基づき、**発電設備の設置及び運転に要した費用**の報告（以下、「定期報告」という。）が義務付けられている。調達価格等算定委員会では、定期報告等により**収集されたコストデータの分析を踏まえ、資本費や運転維持費などの想定値設定**をして調達価格・基準価格を算定している。
- なお、**入札により調達価格を決定する区分**では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となる。このため、こうした区分については、**同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用**する。

将来のモデルプラントの発電コストの考え方（再生可能エネルギー）

【将来のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 太陽光・風力については、2021年検証時と同様、技術革新や量産効果により**将来の価格低下等が見込まれる諸元については、その効果を加味**した数値を採用してはどうか。但し、価格低下の見込みが少ない諸元については足下のモデルプラントと同じ諸元を用いて、将来のモデルプラントの諸元を設定してはどうか。（詳細後述）
- 中小水力・地熱・バイオマスについては、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要である一方で、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2021年検証時と同様、**足下のモデルプラントと同じ諸元を用いて、将来のモデルプラントの諸元を設定**してはどうか。（詳細後述）

モデルプラントの諸元と調達価格等の想定値との関係について（再生可能エネルギー）

【本WGの諸元について（案）】

- 足下のモデルプラントの発電コスト検証にあたり、調達価格・基準価格の算定にあたり設定された想定値を用いる場合、調達価格等算定委員会における想定値では、本WGの諸元と異なり、①接続費用（資本費の一部）、②法人事業税（租税の一部）、③適正な利潤が考慮されているため、そうした点に留意して本WGの諸元を設定してはどうか。
- また、④稼働年数（価格支援年数）は、調達価格等算定委員会における調達価格・基準価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間・交付期間）を政策的に設定している区分等もある点に留意し、調達期間・交付期間とは異なる年数としてはどうか。具体的には、再生可能エネルギーについては、前回（2021年）の検証結果や実際の稼働年数を踏まえて、諸元を設定してはどうか。

IRR相当政策経費の計算について

- 2021年検証と同様、FIT/FIP制度の価格で優遇された利潤は、下記のとおり、政策経費の一部として扱うこととしてはどうか。

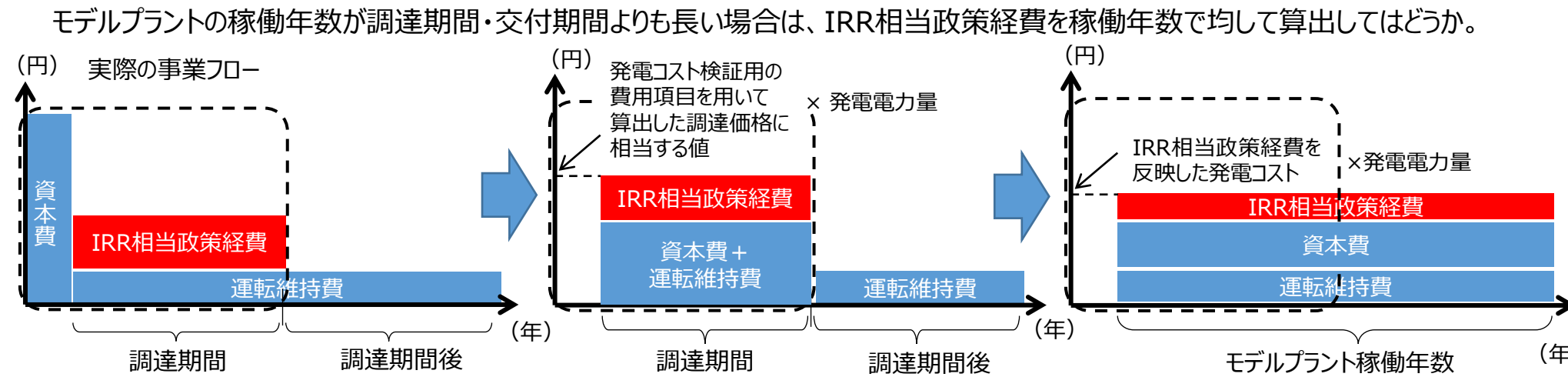
【発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目（案）】

- 発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目は、2021年検証と同様、今般の発電コストの検証に用いた値（実際の調達価格・基準価格の想定値とは異なる）を使用してはどうか（各費用項目・諸元は後述）。

【調達期間・交付期間と稼働年数の差異の扱い（案）】

- 調達価格等算定委員会における価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間・交付期間）を政策的に設定している区分等もあり2021年検証に想定されていた稼働年数は必ずしも一致しないため、モデルプラントの稼働年数が調達期間・交付期間よりも長い場合は、IRR相当政策経費を稼働年数で均して算出してはどうか。

【調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当政策経費の算出イメージ】



※前述のとおり、入札により調達価格を決定する区分では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となる。このため、こうした区分については、同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用してはどうか。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (太陽光)

<太陽光 (2021検証:住宅用/調達価格:10kW未満)>

<太陽光 (2021検証:事業用/調達価格:50kW以上250kW未満※)>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費 (システム費)	30.1万円/kW	25.9万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5% (対建設費)	—
運転維持費	人件費	0.30万円/kW/年	0.30万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	5kW	10kW未満
	設備利用率	13.8%	13.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	20,25,30年	10年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	3.2%

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費 (システム費+土地造成費)	20.8万円/kW	12.1万円/kW
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	1万円/kW	1万円/kW
運転維持費	人件費	0.48万円/kW	0.5万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	250kW	50kW以上 250kW未満
	設備利用率	17.2%	17.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	20,25,30年	20年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	4%

※ 地域活用要件のない入札対象外の事業用太陽光の範囲

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (風力)

<陸上風力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	34.7万円/kW	27.5万円/kW※
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	1.04万円/kW/年	0.93万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000kW	全規模
	設備利用率	25.4%	28.0%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20,25年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ なお、新設区分から接続費相当を控除する考え方で資本費を想定している
リプレース区分では、建設費の想定値は26.5万円/kW。

<洋上風力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2019年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	51.5万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	350,000kW	全規模
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20,25年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	10%

※ 2023年度の洋上風力 (着床式) は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式の調達価格における想定値を記載している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (中小水力)

<中水力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	33～90万円/kW	51～93万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	1.0～2.1万円 /kW/年	0.95万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
水利使用料		—	—
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	5,000kW	1,000kW以上 30,000kW未満
	設備利用率	60%	45%
	所内率	0.4%	0.4%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	40, 60年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の区分等における基準価格の想定値を記載している。

<小水力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	80～100万円/kW	80～100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	700万円/年	700万円/年
	修繕費	3% (対建設費)	3% (対建設費)
	諸費		
	業務分担費	14% (対直接費)	14% (対直接費)
	土地賃借料	—	—
水利使用料		26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	200kW	1,000kW未満 (200kW)
	設備利用率	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 200kW未満及び200kW以上1,000kW未満の区分等における調達価格・基準価格の想定値を記載している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (地熱・バイオマス)

<地熱>

	2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	79万円/kW
	接続費用	—
	廃棄費用	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費	
	土地賃借料	
租税	固定資産税	1.40%
	事業税	—
その他	出力	30,000kW
	設備利用率	83%
	所内率	11%
	法定耐用年数	15年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40, 50年
	適正な利潤 (税引前IRR)	—

<バイオマス (木質専焼 (未利用材)) >

	2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	39.8万円/kW
	接続費用	—
	廃棄費用	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	2.7万円/kW/年
	修繕費	
	諸費	
	業務分担費	
	土地賃借料	
燃料費	燃料価格	12,000円/t
	燃料諸経費	750円/t
	必要な燃料量	下記設備利用率 のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%
	事業税	—
	出力	5,700kW
その他	設備利用率	87% (稼働日も考慮)
	所内率	16%
	法定耐用年数	15年
	稼働年数／ 価格支援年数 (調達期間)	20, 30, 40年
	適正な利潤 (税引前IRR)	—
		8%

1. 総論

2. 太陽光

3. 風力

4. その他

【太陽光】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）

- これまでに設置された全てのFIT案件の中央値(4.8kW)・平均値(5.2kW)の水準を踏まえて、2021年検証時と同様、**5kW**としてはどうか。

（事業用）

- **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、FIT/FIP制度の適用を受けるに際しては、一定の自家消費や災害時の自立運転を求める「地域活用要件」を遵守する必要があるため、役割やコスト構造等の観点で、事業用太陽光の**50kW以上と比べて特異**な状況にある。従って、10kW以上50kW未満については、事業用太陽光としての電源技術を適切に反映した試算結果とはならないことから、モデルプラントとしては設定しないこととしてはどうか。その上で、FIT認定・導入実績としては最も多いことを踏まえ、参考としてデータを提示することとしてはどうか。
- 上記を踏まえて、事業用太陽光のコスト検証としては、2021年検証時と同様、50kW以上に着目してはどうか。50kW以上におけるFIT認定設備に着目すると、認定件数は**50-250kWの区分が最頻値（件数は全体の29%）**、**250-500kWの区分が次点（件数は全体の28%）**となっていることから、2021年検証時と同様、**両区分の閾値である250kWを採用**してはどうか。
- その上で、後述のとおり、250kWのモデルプラントの規模の諸元としては、50kW以上の太陽光の実績をもとに作成することで、**250kWに限らず、50kW以上の太陽光について広く該当**するよう、モデルプラントのコスト検証を進めてはどうか。

【稼働年数（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 2021年検証では、**20年、25年、30年の3ケースを想定**していた。
- 他方、国内市場シェア上位メーカーのパネル保証期間は25年が多く、なかには30年のものも出てきているため、**調達価格等算定委員会において、事業用太陽光の運転年数の想定が20年から25年に変更**されていることを踏まえ、2024年検証では**事業用太陽光については25年、30年の2ケースを想定し、住宅用太陽光については2021年検証と同じ年数を想定**することとしてはどうか。

【太陽光】足下の発電コストの考え方

【足元のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】（住宅用・事業用（共通））

○ モデルプラントの性質を踏まえれば、足下のモデルプラントの諸元としては、実際のコストデータを参照した方が適切であると考えられることから、2021年検証時と同様、モデルプラントの規模を踏まえた定期報告の中央値を参照してはどうか。

○ ただし、定期報告によるデータが不十分なものについては、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てはどうか。

＜住宅用太陽光：足下（2023年）コストの諸元＞			
項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	27.8万円/kW	2023年に設置されたFIT案件の定期報告（2023年8月30日までに報告された新築・既築のデータを対象）について分析。
	設備費	19.9万円/kW	・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。
	工事費等	7.9万円/kW	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		0.30万円/kW/年	2023年度調達価格における想定値
設備利用率		15.8%	10kW未満の2022年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

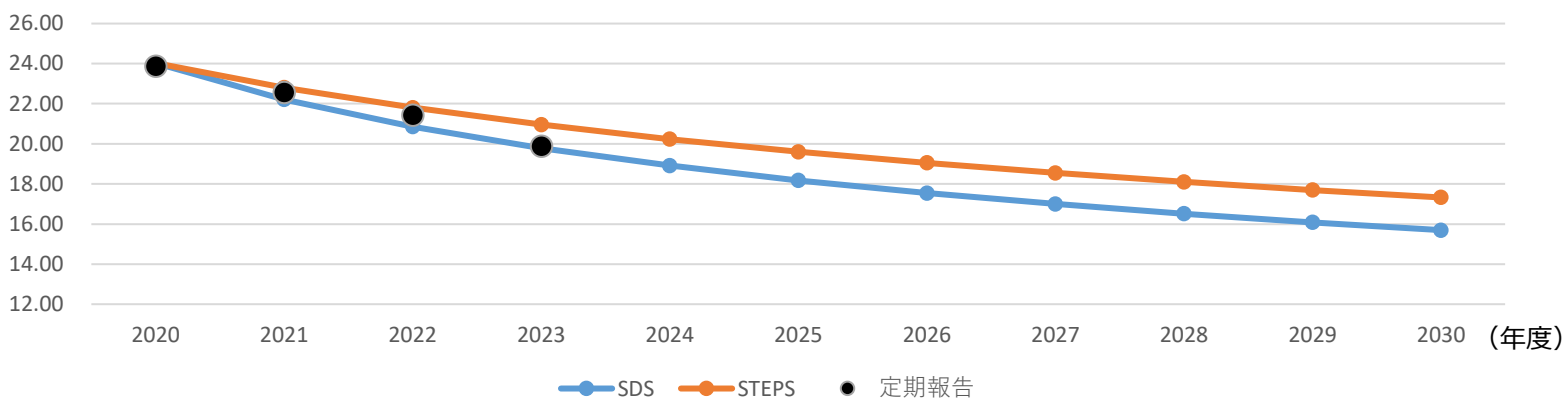
＜太陽光（事業用）：足下（2023年）コストの諸元＞			
項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	17.6万円/kW	50kW以上の2023年に設置されたFIT案件の定期報告（2023年8月30日までに報告されたデータを対象）について分析。
	設備費	10.8万円/kW	・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。
	工事費等	6.8万円/kW	・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 ・また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
運転維持費		0.47万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT案件の中央値（2023年8月30日までに報告された定期報告データを対象に分析）
設備利用率		18.3%	50kW以上の2022年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

(参考) 太陽光の建設費のうち設備費：2021年検証当時の見通しと実績

- 2021年検証において、建設費のうち設備費は、累積導入量の増加に伴いコストが低下するものとの見通しに基づき、習熟曲線を用いて試算を行った。
- 上記試算結果に重ねて、定期報告によって得られた実績をプロットすると、以下のとおり。

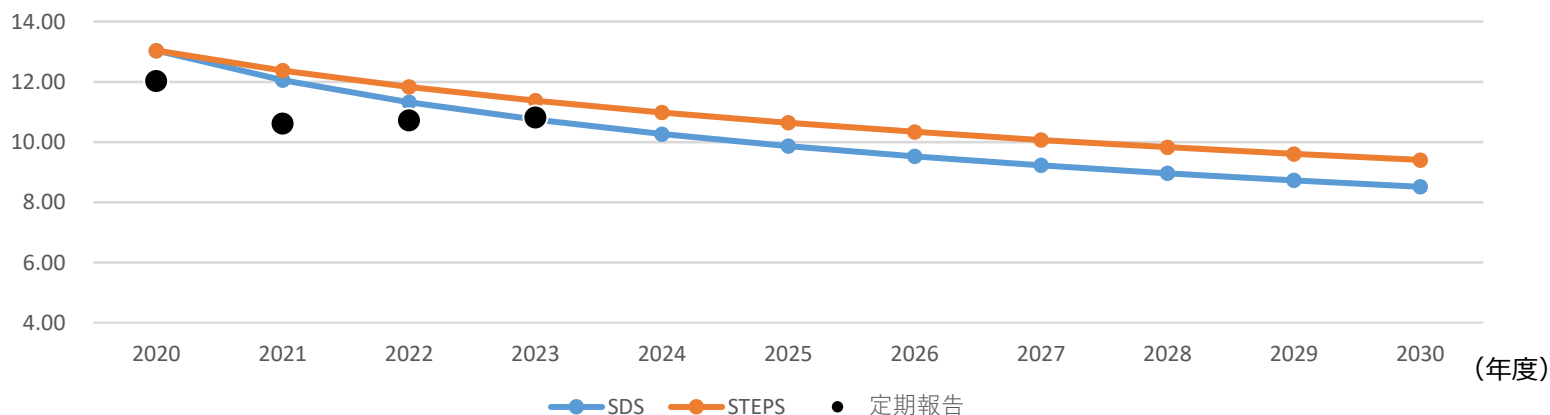
(万円/kW)

<21年コスト検証WGにおける設備費予測と実績の比較【住宅用】>



(万円/kW)

<21年コスト検証WGにおける設備費予測と実績の比較【事業用】>



※グラフのSDS及びSTEPSの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)より。

※図中に掲げる実績は、住宅用は新築・既築両方の実績(中央値)、事業用は50kW以上の実績(中央値)である(2023年8月30日までに報告されたデータを対象)。

【太陽光】将来の発電コストの考え方①（設備費①）

【建設費のうち設備費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 2021年検証と同様に、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、2021年検証と同様に、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（詳細後述）。
- 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（公表政策シナリオ）を基本としつつ、参考として、IEAのAnnounced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースも示すこととしてはどうか。
- また、国内外でのコストについて、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要であるが、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	2022年	2040年
IEA : Stated Policies Scenario	各国における公表済みの政策を加味したシナリオ	1145GW	7174GW
IEA : Announced Pledges Scenario	各国政府が表明した長期的なネット・ゼロやエネルギー・アクセスの目標を含むすべての意欲的な目標が、予定通りかつ完全に達成されることを想定したシナリオ	1145GW	8648GW
IEA : Net Zero Emissions by 2050 Scenario	地球の平均気温上昇を1.5℃に抑えるとともに、2030年までに誰もが近代的なエネルギーを利用できるようになることを想定したシナリオ	1145GW	10430GW

（出典）IEA「World Energy Outlook(WEO) 2023」P91,P92,P295。数値は最新のWEOが出次第、差し替え。 ※「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】将来の発電コストの考え方②（設備費②）

【累積生産量が倍増したときの設備費の低減率に関する補足説明】

- 累積生産量が倍増したときの設備費の低減率について、前回（2021年）検証では20%を想定していた。
- 設備費は、パネル、パワコン、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、国際機関の分析によれば、1992年から2022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約23%低下**してきている。

（出典） IEA・PVPS「Trends In Photovoltaic Applications 2023」p72

※短期的にはより高い又は低い低減率となる期間もあるが、2040年までの約20年という時間軸、標準的な発電所というモデルプラントの考え方、将来予測の不確実性等を踏まえ、1992年からの中長期的なトレンドを考慮することとする。

- 一方で、パネル以外の設備費（パワコン、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、定期報告データから2018年→2023年におけるコスト低減率を確認すると、**パネルは36%減（9.0万円/kW→5.8万円/kW）に対し、パネル以外の設備費は33%減（7.5万円/kW→5.0万円/kW）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（2023年8月30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」・「パワコン費」・「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20%低下する」との2021年検証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、今回の検証にあたっては「習熟率20%」の想定を維持してはどうか**。なお、上記ケースを**基本**としつつ、**参考**として、**直近の短期的な傾向をふまえた太陽光モジュールの習熟率42%※²**のケースも、試算し示すこととしてはどうか※³。

※²（出典） IEA PVPS「Trends in Photovoltaic Applications 2023」p72

※³ 基本ケースで想定されている設備全体の習熟率20%とモジュール習熟率23%から、モジュール以外の設備の習熟率を逆算（住宅用15%、事業用17%）し、その値を参考ケースのモジュール以外の設備の習熟率として用いることとする。

【太陽光】将来の発電コストの考え方③（設備費③）

- IEAおよびIRENAの調査から推計した各国平均の太陽光の設備費※（2022年）は、住宅用：18.6万円/kW、事業用：7.5万円/kW。定期報告に基づく日本の設備費（2023年）は、前述の通り、住宅用：19.9万円/kW、事業用：10.8万円/kW。**住宅用・事業用いずれも、日本は各国平均よりも高価格**となっている。
※ 250kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。
- **日本の設備費の将来（2040年を想定）のコスト変動**について、2021年検証時と同様、①**収斂しないケースでは、日本の足下モデルプラントの設備費を起点に、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**すると仮定し、②参考値として示す収斂するケースでは、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こととしてはどうか。

＜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)
日本	19.9	10.8
各国平均	18.6	7.5

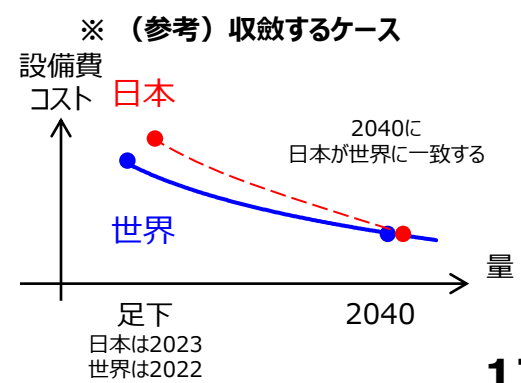
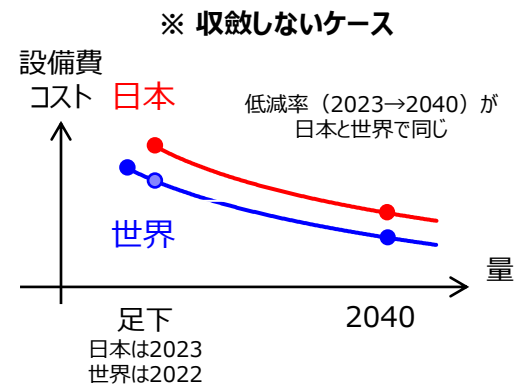
※国際的な住宅用太陽光の設備費は、IEA PVPS Trends in photovoltaic applications 2023 から提供を受けた各国の資本費を単純平均し、定期報告に基づく日本の住宅用太陽光の資本費（ただし、廃棄費用を含まない）における設備費の比率（72%）を、前述の各国の資本費の平均に掛け合わせて推計したもの。
※国際的な事業用太陽光の設備費は、Renewable Power Generation Costs in 2022 の the chart data の Figure 3.5 から、各国の Hardware の要素（ただし、Grid connection 除く）を単純平均値。
※ 1 USD = 141円換算。（2023年平均）

＜日本と各国平均の設備費（2040年を想定）＞

単位：万円/kW

シナリオ	設備費の動向	住宅用 設備費 (2040)	事業用 設備費 (2040)
IEA : STEPS	非収斂ケース	11.2	6.1
	(参考) 収斂ケース	9.4	3.8
(参考) IEA : APS	非収斂ケース	10.6	5.8
	収斂ケース	8.8	3.6
(参考) IEA : NZE	非収斂ケース	10.1	5.5
	収斂ケース	8.2	3.4

＜考え方のイメージ＞



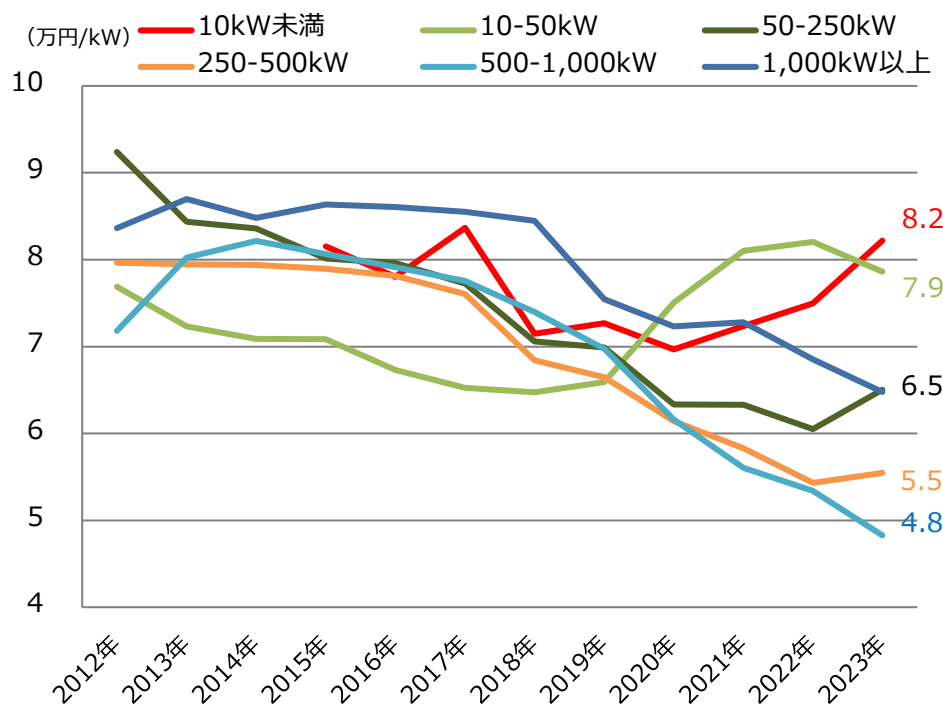
※数値は最新のWEOが出次第、差し替え。

【太陽光】将来の発電コストの考え方④（工事費等）

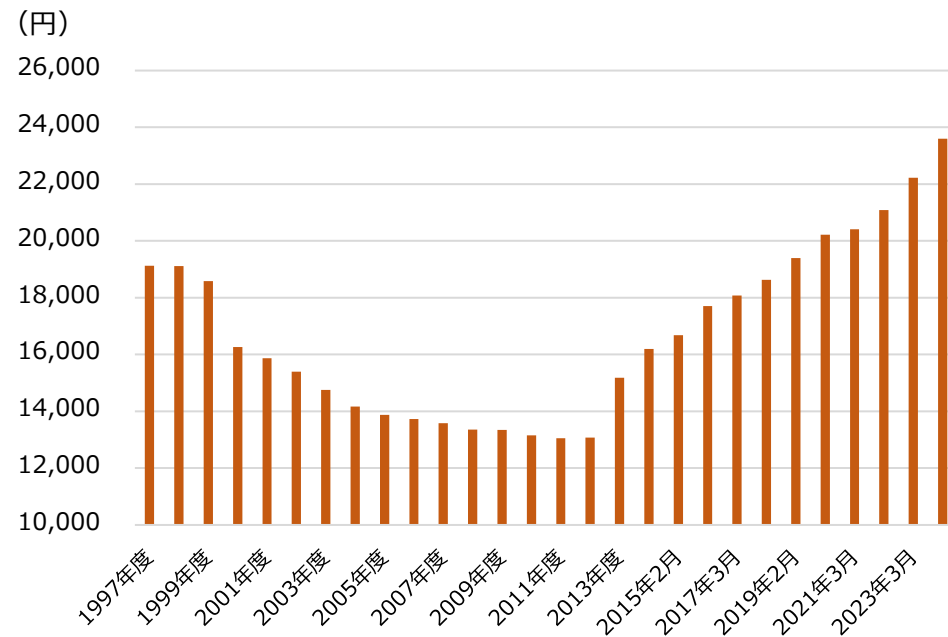
【建設費のうち設備費以外（工事費等）の見通し（案）】（住宅用・事業用（共通））

- 定期報告で得られた**事業用太陽光の工事費**は、**全出力区分において低下傾向だが、足下の増減にはばらつきがある**。また、**住宅用太陽光の工事費**についても、**増減にはばらつき**がある。
- 将来的には、太陽光発電の導入拡大に伴って、施工技能の効率化等により低下することが期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることや、比較的低コストで太陽光発電所を建設できる適地が減少している可能性もあることから、2021年検証時と同様、**工事費等（建設費のうち設備費以外）の想定は、足下のコストから変化せず、一定とすること**としてはどうか。

＜工事費平均値の推移（10kW以上規模別）＞



＜公共工事設計労務単価 全国全職種平均値の推移＞



出典：「令和6年3月から適用する公共設計労務単価について」（国土交通省：令和6年2月16日）から資源エネルギー庁作成。

【太陽光】将来の発電コストの考え方⑤（廃棄費用・運転維持費・設備利用率等）

【廃棄費用（案）】（住宅用・事業用）

- 2021年の検証では、**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、**廃棄費用を1万円/kW**とすることとした。
- また、**太陽光（住宅用）**については、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。
- **廃棄費用**について、**引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されていることから、今回の検証においても、太陽光（事業用）については1万円/kW、太陽光（住宅用）については建設費の5%**とすることとしてはどうか。
- なお、**太陽光パネルのリサイクルの義務化に向けた検討がなされているものの、制度内容が確定していないことから、リサイクルに要する費用の定量化は現時点では困難**であることを踏まえ、**今回、費用として計上しない**こととしてはどうか。

【運転維持費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- **運転維持費**について、直近の定期報告データの中央値は低下しており、効率化等によるコスト低下が引き続き期待されるものの、足下では人件費が上昇している。**運転維持費の低下が長期的に継続するかを一概に予測することは困難**であることから、2021年検証時と同様、**一定**と想定してはどうか。

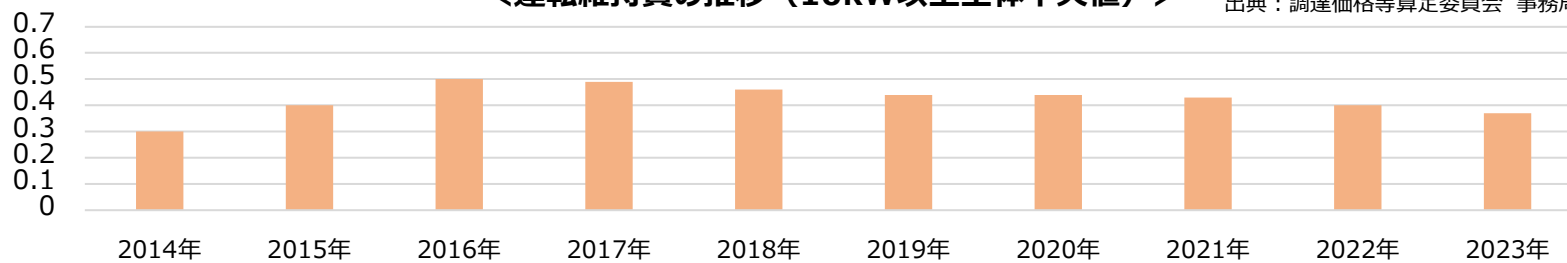
【設備利用率等（案）】（住宅用・事業用（共通））

- **設備利用率**については、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、2021年検証時と同様、**一定**とすることとしてはどうか。
- なお、パネルの出力劣化については、設備利用率の実績や一意に特定することの困難さ等をふまえて、考慮しないことを基本としつつ、参考として、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」をふまえて、2021年検証時と同様、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した試算結果を示すこととしてはどうか。

（万円/kW/年）

＜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。



（参考）2021年検証時における太陽光（住宅用・事業用）の将来発電コストの考え方①

基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
（令和3年9月発電コスト検証WG）

【建設費のうち設備費】（住宅用・事業用（共通））

- 2015年検証と同様に、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た。

※ 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年検証と同様に、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（詳細後述）。

- 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た。
- 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た。

<習熟曲線で用いる累積導入量の見通し>

シナリオ	概要	2019年	2030年 （見通し）
IEA : Stated Policies 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	国連の持続可能な開発目標（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

（参考）2021年検証時における太陽光（住宅用・事業用）の将来発電コストの考え方②

基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
（令和3年9月発電コスト検証WG）

【廃棄費用】（住宅用・事業用）

- 将来のモデルプラントの廃棄費用について、2015年の検証では、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。
- 今回の検証では、**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、**廃棄費用を1万円/kWとすることとした。**
- 他方、**太陽光（住宅用）**については、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。**

【運転維持費】（住宅用・事業用（共通））

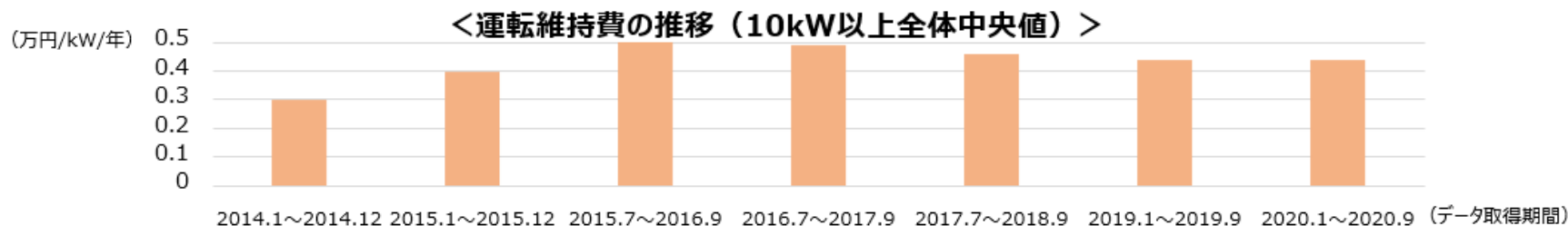
- **運転維持費**については、将来、増加・減少いずれにも変動する可能性もあるが、定期報告から得られたデータでは、現時点では経年的な傾向があまり確認できないことから（下図参照）、**一定とすることとした。**

【設備利用率等】（住宅用・事業用（共通））

- **設備利用率**については、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た。**
- なお、パネルの出力劣化については、設備利用率の実績や一意に特定することの困難さ等をふまえて、考慮しないことを基本としつつ、参考として、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」をふまえて、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した機械的な試算結果を示すこととした。

【稼働年数】（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）と同様に、**20年、25年、30年の3ケースを想定することとした。**



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】将来の発電コストの考え方⑥（IRR相当政策経費）

【IRR相当政策経費（案）】（住宅用・事業用（共通））

- IRR相当政策経費に関して、調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、事業用太陽光発電については2023年度は4%、住宅用太陽光発電については2023年度は3.2%としている。今後更に見直される可能性もあるが、将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費を事業用太陽光発電はIRR 4%、住宅用太陽光発電はIRR 3.2%と仮定して計算してはどうか。

1. 総論

2. 太陽光

3. 風力

4. その他

【陸上風力】モデルプラント、足下の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模（案）】

- 陸上風力のモデルプラント規模は、小規模設備ほどコストのばらつきが大きいことを踏まえ、直近3年間における1,000kW以上のFIT認定案件の中央値の水準を採用し、2021年検証時と同様、30,000kWとしてはどうか。

【足下のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 陸上風力の**2023年度の調達価格・基準価格の算定**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。
- 定期報告等を参照する規模については、小規模設備ほどコストのばらつきが大きいことに加え、調達価格等算定委員会が調達価格等の設定に際して7,500kW（当時の環境影響評価の対象規模で線引き）以上の設備の定期報告を参照していることを踏まえ、足下のモデルプラントの諸元としては、2021年検証時と同様、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。

※ 現行の環境影響評価の対象規模（第一種事業：5万kW以上、第二種事業：37,500kW以上50,000kW未満）を参考に、より大きな規模の陸上風力の定期報告を参照することも考えられるが、現行の環境影響評価の対象規模はモデルプラントの規模（30,000kW）を超えることや、2021年検証との整合性を確保する観点から、引き続き7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値を参照することとしている。

【稼働年数（案）】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証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いため、**2021年検証時と同じ稼働年数（20年、25年）**とすることとしてはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	32.2万円/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、7,500kW以上の2021～2023年に設置されたFIT案件中央値（2023年7月21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	0.3万円/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、7,500kW以上の2021～2023年に設置されたFIT案件中央値（2023年7月21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	1.11万円/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（2023年7月21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	29.6%	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2021～2023年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

(参考) 2021年検証時における陸上風力の将来発電コストの考え方①

基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
(令和3年9月発電コスト検証WG)

【将来(2030年)の発電コストの考え方(総論)】

- 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(前々頁参照)、2015年検証における「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することとした。その際、2015年検証と同様、国際機関等の見通しを参考にすることとした。

【建設費】

- 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) を参考にするものとした。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することとした。
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すこととした。

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

【廃棄費用】

- 設備の廃棄費用について、2015年検証では、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。2021年検証においては、OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」において、各国から特段の廃棄費用データがない場合の試算方法を参考に、廃棄費用は将来(2030年)の設備の建設費の5%とし、建設費の低減に連動することとした。

(参考) 2021年検証時における陸上風力の将来発電コストの考え方②

基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
(令和3年9月発電コスト検証WG)

【運転維持費】

- **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**とすることとした（前頁参照）。

【設備利用率】

- **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、前述の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。今回検証で諸元の設定にあたり参照する規模と整理した7,500KW以上の陸上風力の設備利用率は、直近3年間（2018年～2020年）の設置案件の中央値は25.4%となっているが、**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（詳細後述）。こうした設備利用率の実績値や傾向を踏まえ、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**とすることとした。

【IRR相当政策経費】

- **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**することとした。

【陸上風力】将来の発電コストの考え方①（建設費、廃棄費用）

【将来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（後掲）、2021年検証における「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、2021年検証と同様に、国際機関等の見通しを参考にしてはどうか。

【建設費（案）】

- **建設費**は、量産効果等による低減が世界的に見込まれ、世界での累積導入量が増加すれば、より安価な設備の調達が可能になる等の理由により、日本でも同様に建設費が低減することが見込まれる。
- このため、2021年検証と同様、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年及び2050年のコスト見通しが掲載されている**IEA「World Energy Outlook」（2023）」**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参考にすることとしてはどうか。具体的には、
 - ① 当該データの日本における2030年・2050年の資本費（Capital costs）から2040年の資本費を線形近似により算出し、
 - ② 同じデータ中の2022年の資本費から、上記①で算出した2040年の資本費への低減率を算出し、2023年モデルプラントの建設費に適用することで、将来のモデルプラントの建設費を推計することとしてはどうか。
 - ※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における陸上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出（<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>）
 - ※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。
 - ※ IEA WEO(2023)の陸上風力のデータは、モデルプラントの規模である30,000kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。

【廃棄費用（案）】

- 2021年検証では、**設備の廃棄費用**について建設費の5%とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。廃棄費用については、引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されていることから、2024年検証においても、OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」において示されている試算方法を参考に、廃棄費用は将来（2040年を想定）の設備の建設費の5%とし、建設費の低減に連動することとしてはどうか。

【陸上風力】将来の発電コストの考え方②

(運転維持費・設備利用率・IRR相当政策経費)

【運転維持費（案）】

- 運転維持費は、効率化により低減する可能性はあるものの、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価格は必ずしも低減するとは限らないことから、将来のモデルプラントも、足下の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。
- 加えて、前項①②と同様の手法でIEA WEO(2023)の予測どおりに運転維持費が低減する場合も参考値として示してはどうか。

【設備利用率（案）】

- 設備利用率は、設置年別に近年の設備利用率（中央値）を確認すると、その年々の風況等により、ばらつきがあるものの、設置年が近年になればなるほど、大きくなる傾向がある。一方、日本は地理的な条件から、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らず、長期的に大幅な増加が見込まれるとも言えない。こうした状況を踏まえ、本WGにおけるモデルプラントとしては、将来も、足下のモデルプラントと同じ設備利用率を諸元とすることとしてはどうか。
- 加えて、設備性能やメンテナンスの効率化等により設備利用率が増加する可能性も踏まえ、前項①②と同様の手法でIEA WEO(2023)の予測どおりに設備利用率が増加する場合も参考値として示してはどうか。

【IRR相当政策経費（案）】

- IRR相当政策経費について、陸上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は6%としている。今後更に見直される可能性もあるが、将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費をIRR 6%と仮定して計算してはどうか。

＜7500kW以上の設置年別の設備利用率（中央値）＞

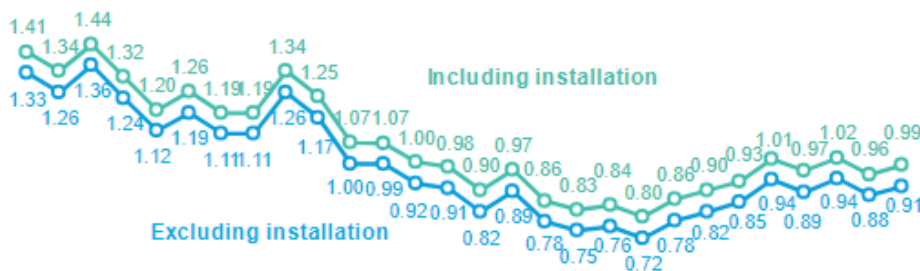
設置年	設備利用率 (2022年6月～ 2023年5月)	設備利用率 (2021年6月～ 2022年5月)	設備利用率 (2020年6月～ 2021年5月)	左記3年間の 各年データ平均
2022年	27.8%	-	-	27.8%
2021年	33.5%	-	-	33.5%
2020年	25.6%	26.5%	28.5%	26.9%
2019年	25.9%	25.1%	27.5%	26.2%
2018年	28.4%	27.6%	30.8%	28.9%
2017年	22.6%	23.0%	23.9%	23.2%
2016年	25.0%	24.1%	26.6%	25.3%
2015年	25.6%	25.9%	24.0%	25.2%
2014年	23.3%	23.1%	23.1%	23.2%
2013年	18.7%	15.4%	18.6%	17.6%

(参考) 陸上風力のタービン価格の動向

- 陸上風力のタービン価格の動向を確認すると、直近は一時的に上昇しているものの、中長期的には低減傾向にある。
- また、風車の製造に必要な原材料の価格は一時的に上昇したものの、概ね2021年から2022年ごろをピークに、現在は低下傾向にある。

<陸上風力のタービン価格>

\$ million per megawatt (nominal)

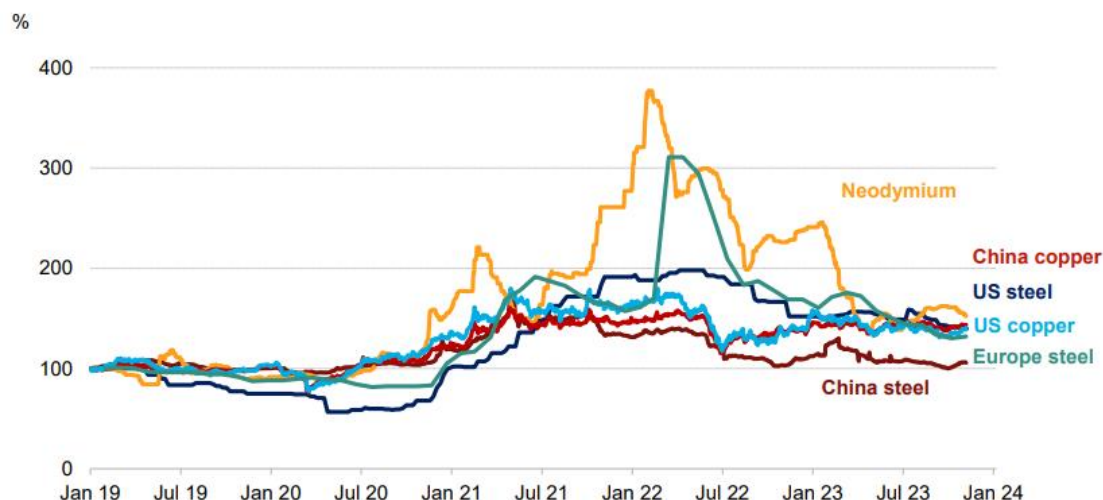


1H20	1H21	1H22	1H23	2H20	2H21	2H22	2H23	1H20	1H21	1H22	1H23	2H20	2H21	2H22	2H23
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2023	2023

Signing date

Source: BloombergNEF. Note: US turbine supply contracts typically exclude installation and commissioning cost. European and Latin American turbine supply contracts typically include installation and commissioning costs.

<2019年1月を基準とした原材料価格の推移>

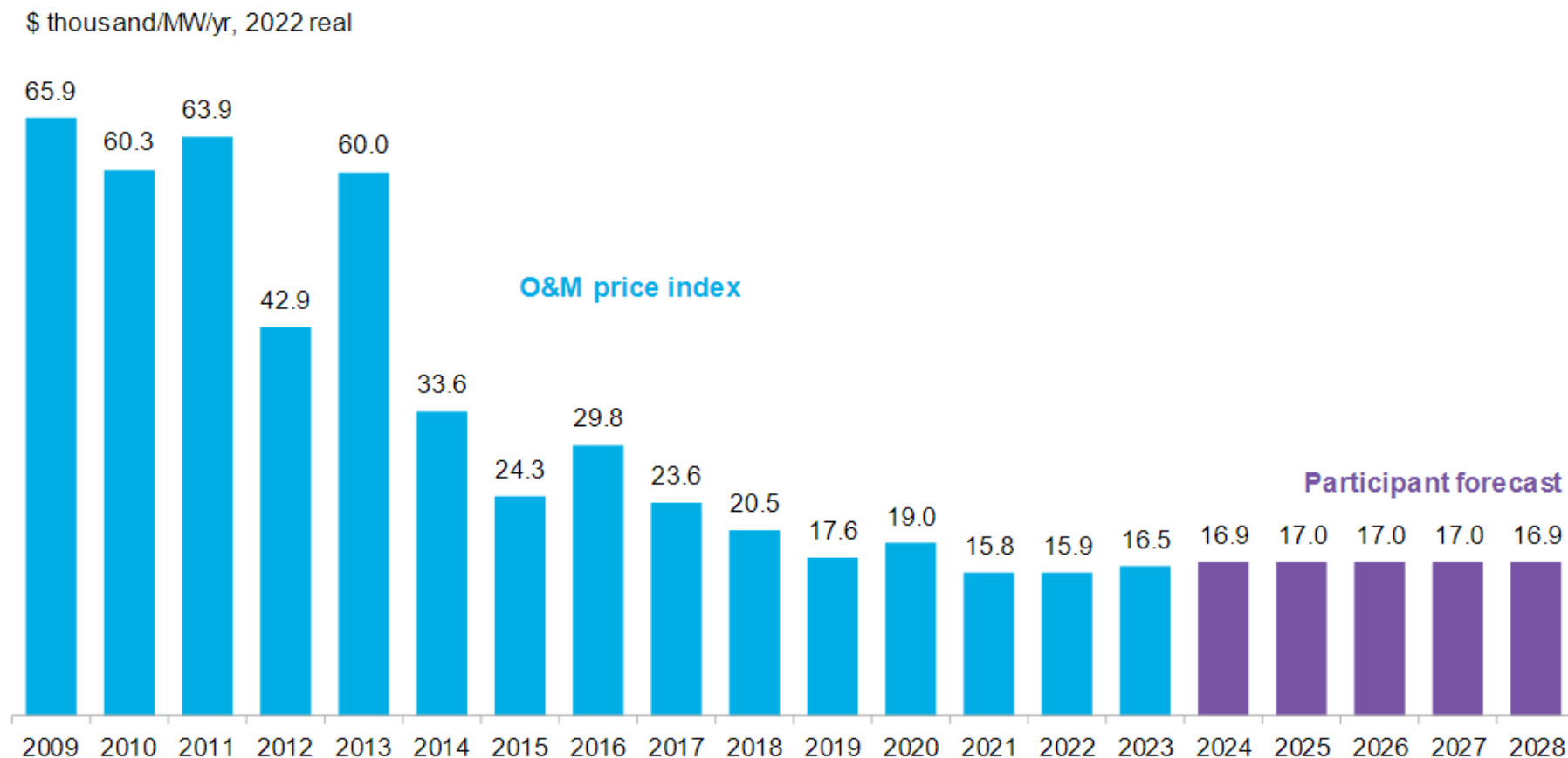


BloombergNEF, 2H 2023 Wind Turbine Price Index, 18 December 2023

(参考) 陸上風力の世界の運転維持費の将来見通し

- 運転維持費は、効率化により低減する可能性はある。一方、民間調査機関による指標を参照すると、世界のO&M価格はこれまで低減傾向にあったが、今後は必ずしも低減するとは限らない。

<陸上風力のO&M価格指標> ※フルサービスの当初契約価格（契約年別）



Source: BloombergNEF. Note: Full-service initial contracts only. This includes labor, routine and unscheduled maintenance, and minor and major component replacement.

【陸上風力】将来の建設費（国際機関の予測に沿って低減）

- **建設費の将来（2040年を想定）のコスト**について、建設費が国際機関の予測に沿って低減する（前述①②）と仮定して、以下のとおり示すこととしてはどうか。

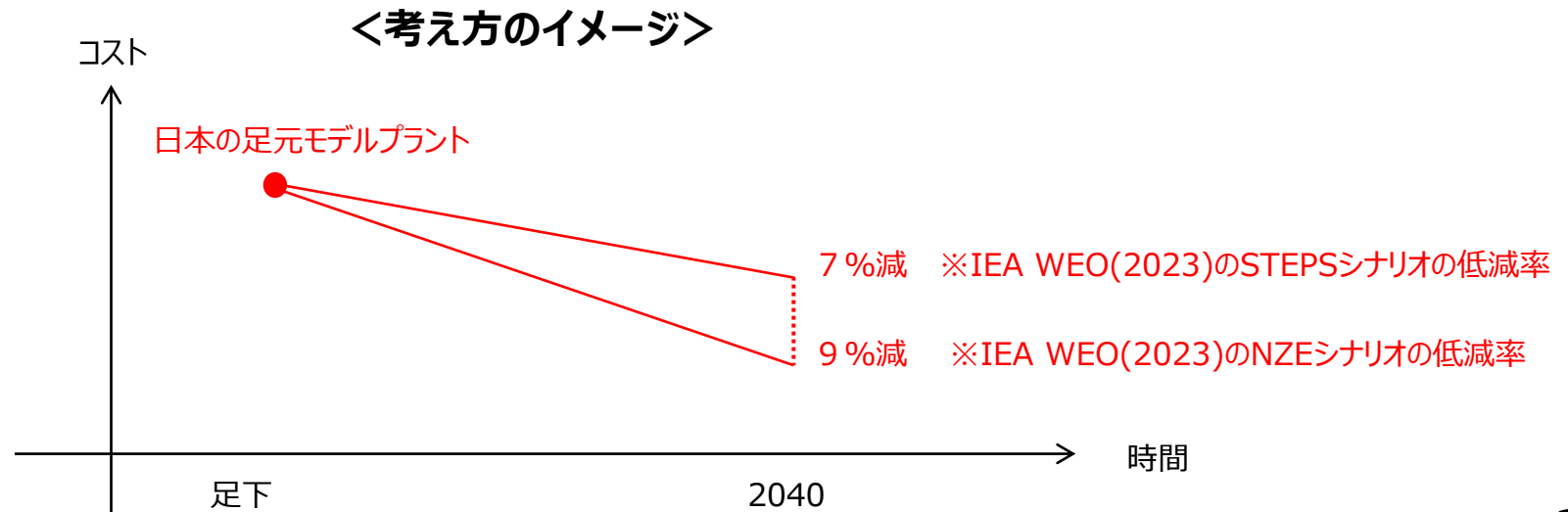
- 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」(2023)**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2023年・2040年・2050年の資本費（Capital costs）から、2023年及び2040年のコストを線形近似により算出し、**2023年から2040年への低減率**を算出すると、**7-9%**となる。

※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における陸上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。

- この低減率は、接続費を含む建設費の低減率であるため、足下のモデルプラントの建設費（31.9万円/kW）に接続費（0.3万円/kW）を加えた値（資本費：32.2万円/kW）に低減率を乗じることで、**将来の建設費（接続費込み）が29.2-29.9万円/kW**となる。ここから接続費（0.3万円/kW）を減じることで、将来のモデルプラントの建設費を28.9-29.6円/kWと算出してはどうか。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。



【陸上風力】将来の運転維持費・設備利用率（国際機関の予測に沿って低減）

- 運転維持費の将来（2040年を想定）のコストについて、運転維持費が国際機関の予測に沿って低減する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり**参考値**として示すこととしてはどうか。

- 近年の国際機関による風力の運転維持費低減シナリオとして、IEA「World Energy Outlook」（2023）の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2023年・2030年・2050年の運転維持費（Annual O&M Costs）から、2023年及び2040年のコストを線形近似により算出し、**2023年から2040年への低減率**を算出すると、**5-6%**となる。

※ 運転維持費の低減率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における陸上風力のO&Mコストデータをもとに、資源エネルギー庁にて算出
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。

- この低減率を、足下のモデルプラントの運転維持費（1.11万円/kW）に乘じることで、**将来の運転維持費が1.04-1.05万円/kW**となる。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

- また、設備利用率の将来（2040年を想定）のコストについても同様に、設備利用率が国際機関の予測に沿って上昇する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり**参考値**として示すこととしてはどうか。

- 近年の国際機関による風力の設備利用率上昇シナリオとして、IEA「World Energy Outlook」（2023）の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2023年・2030年・2050年の設備利用率（Capacity factor）から、2023年及び2040年のコストを線形近似により算出し、**2023年から2040年への上昇率**を算出すると、**9%程度**となる。

※ 設備利用率の増加率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における陸上風力の設備利用率データをもとに、資源エネルギー庁にて算出
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。

- この増加率を、足下のモデルプラントの設備利用率（30%）に乘じることで、**将来の設備利用率が32-33%**となる。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

【着床式洋上風力】モデルプラント、足下の発電コストの考え方

- 洋上風力については、第2回WGではまず着床式洋上風力のコストについて検証することとしてはどうか。 ※浮体式については後述。
- 【モデルプラントの規模（案）】
 - 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、欧州主要国において設置又は入札の対象とされた洋上風力発電1区域当たりの平均容量を参考に、再エネ海域利用法に基づく促進区域指定の際の洋上風力発電の出力の目安が35万kWに設定されていることや、再エネ海域利用法の促進区域においては、おおむね1区域あたり1事業者が選定されていることを踏まえ、モデルプラントの規模は2021年検証時と同様、35万kWとしてはどうか。
- 【足下のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】
 - 再エネ特措法に基づく、着床式洋上風力発電の定期報告データおよび設備利用率のデータは4件のみでありかつ、実証機によるデータが一部含まれている。
 - 2023年モデルプラントの諸元については、運転開始までのリードタイム（FIT/FIP制度において、運転開始期限は認定日から起算して4年）があることも踏まえつつ、2019年度までの着床式の調達価格・基準価格における想定値を用いてはどうか。
※なお、再エネ海域利用法第1ラウンド公募は、運転開始までのリードタイムを踏まえ、公募占用指針において、事業者の選定の通知から8年以内に運転を開始するよう定められている。このように、足下では運転が開始されないため、第1ラウンド公募における供給価格上限額（29円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値は、足下のモデルプラントの諸元としては採用しないこととしてはどうか。
- 【稼働年数（案）】
 - 2024年検証の稼働年数について、2021年検証時から状況に変化はないため、2021年検証時と同じ稼働年数（20年、25年）としてはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費	51.5万円/kW	2014年度（洋上風力がFIT制度による支援対象となった年）から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定にあたり想定した建設費から接続費用相当分（接続費用3～7万円/kWの中間値である5万円/kW）を除いたもの。
運転維持費	2.25万円/kW	2014年度から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定における想定値。
設備利用率	30%	2014年度から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定における想定値。

【着床式洋上風力】将来の発電コストの考え方①

【将来の発電コストの考え方（案）】

- 2021年検証では、2030年コストを算出するにあたって、再エネ海域利用法に基づく第1ラウンド公募（最も遅く2030年の運転開始を想定）において、着床式の公募が行われた3区域における供給価格上限額（29円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値を諸元として採用していた。
 - ※ 供給価格上限額を算定するにあたり設定された各想定値は、調達価格等算定委員会において、実データの限界等を踏まえつつ、国内外価格差や適正な利潤を加味して設定されたものである。
 - ※ 再エネ海域利用法に基づく第1ラウンド公募は、2020年から2021年にかけて、着床式3区域で行われた。これらの促進区域における公募審査・評価プロセスを経て選定された事業者は、2022年にFIT認定を受けている。その後、選定事業者は、選定された旨の通知を受けた日から起算して8年が経過した日以前の日であって事業者が自ら設定する運転開始予定日までに運転を開始することとなり、これらの促進区域における事業は2030年頃までに実施される予定。
- 今回の検証時点において最新の公募である第3ラウンドの案件は概ね2030年ごろの運転開始が想定されるところ、洋上風力については、導入拡大に伴う効率化等により、一層コスト効率的になることが想定されるため、第3ラウンド公募における供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値に、国際機関の見通しに沿ったコストの変化を想定してはどうか。
 - ※ 再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募は、2024年に、着床式2区域で行われている。第1ラウンド公募と同様に運転開始期限が定められているほか、公募に際して、公募占用計画における運転開始予定日が早いと高い評価（2030年6月30日以前が最も高い評価）が得られる仕組みとなっている。

【着床式洋上風力】将来の発電コストの考え方②（建設費）

【建設費（案）】

- **建設費**は、量産効果等による低減が世界的に見込まれ、世界での累積導入量の増加や国内におけるサプライチェーンの形成等により、日本でも同様に建設費が低減することが見込まれる。
 - このため、近年の国際機関による洋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、2030年及び2050年のコスト見通しが掲載されている**IEA「World Energy Outlook」(2023)**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参考にしてはどうか。具体的には、
 - ① 当該データの日本における2030年・2050年の資本費（Capital Costs）から2040年の資本費を線形近似により算出し、
 - ② 同じデータ中の2030年の資本費から、上記①で算出した2040年の資本費への低減率を算出し、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された建設費に適用することで、将来のモデルプラントの建設費を推計することとしてはどうか。
- ※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2023)の2030、2050年における洋上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)
- ※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。
- ※ IEA WEO(2023)の洋上風力のデータは、モデルプラントの規模である35万kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。

【着床式洋上風力】将来の発電コストの考え方③（廃棄費用、運転維持費等）

【廃棄費用（案）】

- 2021年検証では、設備の廃棄費用について、国際的な認証機関DNV-GLが試算した「施工費の70%」とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。廃棄費用については、引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されていることから、2024年検証においても、「施工費の70%」を採用し、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）】

- 運転維持費は、施工技能の効率化等による低下が見込まれ、IEA WEO（2023）においても少なくとも2050年までは継続して低減する予測が示されている（後述）。よって、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された運転維持費に、2030年から将来（2040年を想定）への日本における運転維持費の変化率を乗じることとしてはどうか。
- 他方、運転維持費は、施工技能の効率化等による低下が期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることを踏まえ、2030年頃から横ばいで推移すると想定し、将来のモデルプラントの想定値が、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の数値（1.32万円/kW/年）となる場合も、参考値として示してはどうか。

【設備利用率（案）】

- 設備利用率は、案件の大規模化や技術革新によって今後増加することが見込まれ、IEA WEO（2023）においても少なくとも2050年までは継続して増加する予測が示されている（後述）。よって、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された設備利用率に、2030年から将来（2040年を想定）への日本における設備利用率の変化率を乗じることとしてはどうか。

【IRR相当政策経費（案）】

- IRR相当政策経費について、着床式洋上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は10%としている。今後更に見直される可能性もあるが、将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費をIRR10%と仮定して計算してはどうか。

【着床式洋上風力】将来の建設費（国際機関の予測に沿って低減）

- **建設費の将来（2040年を想定）のコスト**について、建設費が国際機関の予測に沿って低減する（前述①②）と仮定して、以下のとおり示すこととしてはどうか。

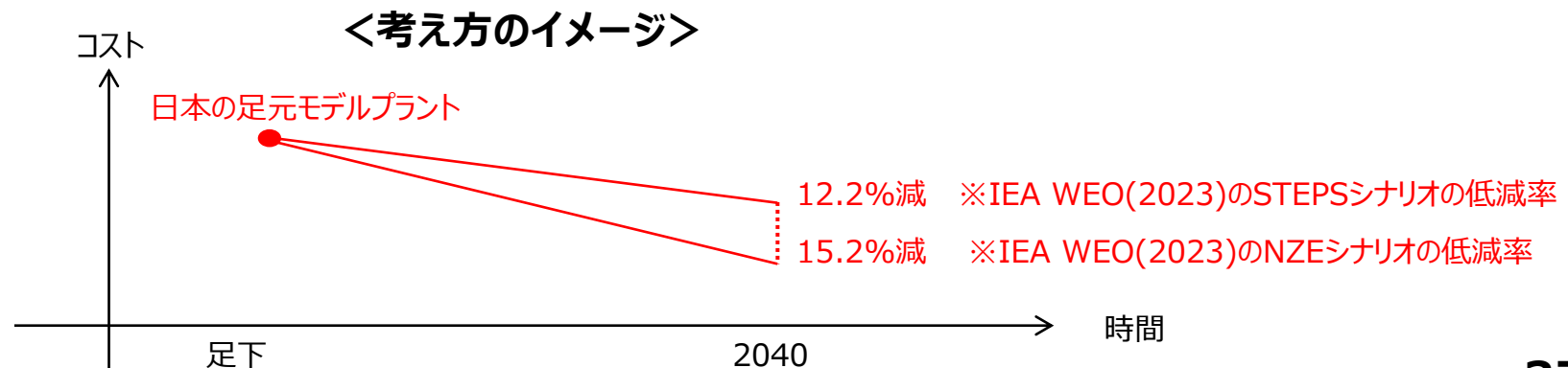
- 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」(2023)**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の資本費（Capital costs）から、2040年のコストを線形近似により算出し、**2030年から2040年への低減率**を算出すると、**12.2-15.2%**となる。

※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2023)の2030、2050年における洋上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。

- この低減率は、接続費を含む建設費の低減率であるため、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された建築費（38.4万円/kW）**に接続費（0.4万円/kW）を加えた値（資本費：38.8万円/kW）に低減率を乗じること、**将来の建設費（接続費込み）が32.9-34.1万円/kW**となる。ここから接続費（0.4万円/kW）を減じること、将来のモデルプラントの建設費を32.5-33.7円/kWと算出してはどうか。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。



【着床式洋上風力】将来の運転維持費・設備利用率（国際機関の予測に沿って低減）

- **運転維持費の将来（2040年を想定）のコスト**について、運転維持費が**国際機関の予測に沿って低減**する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり示すこととしてはどうか。
 - 近年の国際機関による風力の運転維持費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」（2023）**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の運転維持費（Annual O&M Costs）から、2040年のコストを線形近似により算出し、**2030年から2040年への低減率**を算出すると、**8.7-11.4%**となる。
 - ※ 運転維持費の低減率は、IEA WEO(2023)の2030、2050年における洋上風力のO&Mコストデータをもとに、資源エネルギー庁にて算出（<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>）
 - ※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。
 - この低減率を、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された運転維持費（1.32万円/kW）**に乘じることで、**将来の運転維持費が1.17-1.21万円/kW**となる。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。
- また、**設備利用率の将来（2040年を想定）のコスト**についても同様に、**設備利用率が国際機関の予測に沿って上昇**する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり示すこととしてはどうか。
 - 近年の国際機関による風力の設備利用率上昇シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」（2023）**の「Global Energy and Climate Model 2023 key input data」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の設備利用率（Capacity factor）から、2040年のコストを線形近似により算出し、**2030年から2040年への上昇率**を算出すると、**2.3%程度**となる。
 - ※ 設備利用率の増加率は、IEA WEO(2023)の2022、2030、2050年における、洋上風力の設備利用率データをもとに、資源エネルギー庁にて算出（<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>）
 - ※ 数値はWEO2024が出次第、差し替え。
 - この増加率を、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された設備利用率（39.3%）**に乘じることで、**将来の設備利用率が40.2%**となる。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

1. 総論

2. 太陽光

3. 風力

4. その他

【中小水力】モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模（案）】

- モデルプラントの規模について、FIT制度における中水力の区分が1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満、小水力の区分が200kW未満及び200kW以上1,000kW未満となっているところ、2021年検証時と同様、それぞれの区分の閾値に着目し、中水力は5,000kW、小水力は200kWとしてはどうか。

【モデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 調達価格・基準価格や再エネ特措法に基づく価格目標は、FIT／FIP制度が国民負担で支えられていることを踏まえ、コストダウンを含む中長期的な自立化の必要性を踏まえて設定されている一方、コスト検証におけるモデルプラントは、日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、前述の調達価格・基準価格や価格目標とは性格が異なるものである。このため、今回の検証における中小水力の足下のモデルプラントの諸元については、建設費、運転維持費、設備利用率について、定期報告等による中央値および平均値を参照した諸元を用いることとしてはどうか。
- また、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、コストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、将来モデルプラントの諸元については、足下モデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととしてはどうか。
- なお、令和5年度の調達価格等算定委員会において、中小水力について、年度による流量の変化やオーバーホールによる長期間停止のコストに対する影響を平準化するため、「運転開始後全期間」での運転維持費・設備利用率に着目した分析を行っていることを踏まえ、今回の検証でも、運転維持費・設備利用率については、「運転開始後全期間」のコストデータに着目することとしてはどうか。

【稼働年数（案）】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証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いため、2021年検証時と同じ稼働年数（中水力：40年・60年、小水力：30年・40年）とすることとしてはどうか。

【中小水力】モデルプラントの考え方（続き）

＜中水力の諸元＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	66.5万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
運転維持費	1.7万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、「運転開始後全期間」における1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
設備利用率	54.7%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）

＜小水力の諸元＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	125.1万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
運転維持費	4.25万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
設備利用率	54.4%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）

【地熱】モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模・諸元（案）】

- 地熱については、これまでのコスト検証において、最新（2001年）にNEDOが実施した地熱開発促進調査を基に絞り込んだ、開発可能資源量の密度の高い重点地点（全31地点）の発電出力の平均をモデルプラントの出力として採用している。
- 地下における資源量は年度により大きく変化するものではなく、引き続き開発可能資源量という観点では想定を維持することが適切であることから、モデルプラントの規模は2021年検証時と同一の3万kWとしてはどうか。
- 諸元は、2021年検証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いため、2023年度の調達価格・基準価格を算定するための想定値を用いてはどうか。

【モデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、将来のモデルプラントの諸元についても、足下のモデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととしてはどうか。

【稼働年数（案）】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証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いため、2021年検証時と同じ稼働年数（30年、40年、50年）とすることとしてはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費	79万円/kW	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
運転維持費	3.3万円/kW/年	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
設備利用率	83%	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値

【バイオマス（木質専焼（未利用材））モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模・諸元】

- バイオマス（木質専焼（未利用材））について、モデルプラントの規模は、これまでに設置された全てのFIT案件（未利用材・専焼）2,000kW以上の平均値・中央値の水準を採用し、6,300kWとしてはどうか。

※ 2,000kWはFIT/FIP制度におけるバイオマス発電（未利用材）の区分の閾値であり、2,000kW未満のコストデータはばらつきが大きい。

- モデルプラントの諸元については、建設費及び設備利用率は、2023年度の調達価格・基準価格を算定するための想定値が定期報告データの平均値・中央値の水準と概ね同水準であることから、想定値を用いることとし、運転維持費は、定期報告データが調達価格・基準価格を算定するための想定値を上回ることから、定期報告データを用いることとしてはどうか。

【モデルプラントの発電コストの考え方】

- 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、将来のモデルプラントの諸元についても、足下のモデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととしてはどうか。

【稼働年数（案）】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証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いため、2021年検証時と同じ稼働年数（石炭・LNG・石油火力と同様の年数）とすることとしてはどうか。

項目	値	参照データの考え方
建設費	39.8万円/kW	2012年度から2023年度までの調達価格の算定で想定している資本費から接続費用7千万円を除いたもの
運転維持費	4.8万円/kW/年	これまでに設置されたすべてのFIT案件（未利用材）2,000kW以上の中央値
設備利用率	87%	2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値（稼働日も考慮した値。ただし、所内率は考慮する前の値。）

将来社会実装されると想定される電源の発電コスト試算の扱いについて

- 再生可能エネルギーについては、主力電源として最大限の導入拡大に取り組む観点から、現時点では新規技術であるペロブスカイト太陽電池や浮体式洋上風力の社会実装の加速化が必要。
- 発電コストの検証に当たっては、①技術や発電に係る費用について一定の予見性を持ちながら、②蓋然性の高い発電コスト試算を行う必要があるが、これら2つの電源については、現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性も必ずしも高くないため、発電コスト試算の可否については、現時点では更なる検討が必要。
- この点、これらの2電源については、日本において発電を行う場合の技術や発電に係る費用について、今後検討が行われることとなっている。このため、将来の技術や発電に係る費用について一定の予見性が形成され、将来の発電コストについて一定の蓋然性を有する試算を行うことができるかについては、これらの2電源の技術や費用に関する今後の検討状況を踏まえ、本ワーキンググループにおいて今後別途議論してはどうか（2電源の検討状況は次ページのとおり）。

(参考) ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力の状況

- ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力について、将来の発電コストについて一定の蓋然性を有する試算を行うことができるかについては、それぞれの今後の検討状況を踏まえる必要があるところ、検討状況は以下のとおり。

【ペロブスカイト太陽光の検討の状況】

- 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面（変換効率や耐久性等）でも今後、既存電池に匹敵することが期待されるペロブスカイト太陽電池については、現在、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発段階から社会実装まで切れ目なく支援が行われている。
- また、2025年の事業化を表明するなど、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在するとともに、開発の進展によりユーザー企業の関心が高まっており、今後市場の広がりが期待されている。こうした中、ペロブスカイト太陽光については、官民関係者が、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出に三位一体で取り組むため2024年5月から官民協議会を開始している。当該協議会において、中長期的なコスト目標の作成も行うこととしている。

【浮体式洋上風力の検討の状況】

- 深い海域でも設置可能な浮体式洋上風力については、現在は大規模な商用運転は開始されていないものの、今後、世界で導入が期待される電源である。日本でも、排他的経済水域（EEZ）において浮体式洋上風力発電を実施するための制度改正を進めるとともに（再エネ海域利用法改正法案を国会に提出・現在審議中）、低コストで量産化する技術の開発や大規模実証等に取り組んでいる。
- また、米国や英国においては、2030年～2035年までの導入拡大に向けて、数百MW規模での実証・プレ商用プロジェクトも実施されており、発電に係る費用の見通しが見えつつある。
- こうした動きを踏まえ、事業者が国内近傍で浮体式洋上風力を商用化する際の参考となるよう、NEDOは、浮体式洋上風力の技術や発電に要する費用の検証を進めることとしている。