

2021年10月29日

メガソーラーの発電コスト検証

導入拡大とコスト削減の両立に向けて

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
Renewable Energy Association for Sustainable Power supply (REASP)



目次

0.	はじめに（背景、目的）	1
	(1) 背景	1
	(2) 目的	1
	(3) その他（注意書き・表記方法・謝辞）	1
1.	要約	2
	(1) 【提言 1】発電事業者としての採算性の見方	2
	(2) 【提言 2】発電事業者観点からの発電コストと基準価格の試算	2
	(3) 【提言 3】コスト低減の方策	2
2.	発電事業者としての採算性の見方	4
	(1) 費目	4
	① 発電側課金	4
	② パネル出力劣化率	4
	③ 蓄電池	4
	④ 出力抑制率	4
	(2) 算定モデル	4
	(3) 諸元	5
	(4) 表示ベース	5
	(5) コスト構造の違い	5
	① 屋根設置型/地上設置型	5
	② 2MW 以上 10MW 未満/10MW 以上	5
	③ 蓄電池有/無	6
	(6) 第 2 章のまとめ	6
3.	発電コスト・基準価格の試算	7
	(1) コスト増の要因	7
	(2) 試算結果	9
	(3) 発電コストの試算値と価格目標の水準	9
	(4) 試算時の仮定	11
	① 適地の確保	11
	② コスト低減の方策は段階的に実現する。	11
	③ 2021-2024 年は物価上昇が進行しない。	12
	④ モジュールの価格が下落に転じる。	12
	(5) 検討方法	13
	(6) 第 3 章のまとめ	13
4.	コスト低減の方策	14



(1) 現状分析.....	14
① 日本の高コスト要因.....	14
② 大規模案件の減少.....	14
(2) 大規模案件の推進.....	16
(3) 主任技術者選任・スマート保安に係る規制緩和の実現.....	17
(4) 新技術・工法の導入見込み.....	19
(5) 第4章のまとめ.....	19
(6) (参考) 規制見直し要望.....	20
(7) (参考) 不確実性の解消.....	20
補足.....	21
参考文献リスト.....	27
文末脚注.....	36

図表一覧

図 1 システム費用平均値の推移.....	6
図 2 価格目標設定後の社会情勢の変化.....	7
図 3 主要な品目の価格動向 (Price movements of key commodities).....	8
図 4 公共工事設計労務単価 全国全職種平均値の推移.....	8
図 5 太陽光発電の導入予測 (中位シナリオ).....	11
図 6 PV ガラスの実効製造能力と導入予測に基づく必要能力 (2020-2022).....	12
図 7 コスト目標達成の検討方法.....	13
図 8 2021 年度第 1 回・第 2 回落札結果.....	15
図 9 太陽光発電所の規模とプロジェクト数.....	17
図 10 資本費・O&M 費と国別案件規模の関係.....	17
図 11 主任技術者の選任・スマート保安に係る規制緩和案.....	18
図 12 単結晶モジュールの出力保証.....	21
図 13 発電コストの比較 (前提条件統一後).....	24
図 14 算定モデル別諸元比較 (NEDO_2019=100).....	24
図 15 EPC コスト内訳.....	25
図 16 運用費コスト内訳.....	25
図 17 O&M コスト内訳.....	26



表 1 説明内容まとめ	3
表 2 複数組織の予測における前提条件の比較	3
表 3 複数組織の予測における算定モデルの比較	4
表 4 発電コスト・基準価格の試算結果	9
表 5 50kW 以上のトップランナー分析	10
表 6 銅とアルミニウムの価格見通し	12
表 7 モジュール価格の見通し	13
表 8 現状分析：日本と海外の発電コスト比較	14
表 9 現状分析：日本の高コスト要因	14
表 10 現状分析：日本と海外の運用費比較	14
表 11 2020 年 6 月末時点の FIT 認定量	15
表 12 令和 3 年度以降（2021 年度以降）の調達価格等について	16
表 13 日米における規模別の初期費・運用費比較	17
表 14 新技術・工法等のまとめ	19
表 15 規制見直し要望	20
表 16 不確実性の解消	20
表 17 コスト検証 WG 試算値と REASP コスト削減委員会試算値の違い	21
表 18 発電コストの比較（前提条件統一前）	23
表 19 陸上風力の発電コスト試算結果	26
数式 1 IEA の算定モデル	22
数式 2 本委員会の算定モデル	22

0. はじめに（背景、目的）

(1) 背景

- 2030年に向けたエネルギー政策については、第6次エネルギー基本計画において、「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」¹に当たり、「発電コストが国際水準と比較して依然高い状況にある中で、コスト低減を図り、国民負担を最大限抑制することも必要である」²とされています。
- コスト低減の実現にあたっては関係者間で採算性の見方を合わせて議論する必要があると考えます。
- 一方で、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」）では、3月に幣協会を含め事業者や団体へのヒアリングが行われ、価格目標について複数の見解が示されましたが³、条件がそろっているかどうかは明らかではありません。
- 幣協会のコスト削減委員会⁴（以下「本委員会」）では、2020年5月から、事業用太陽光発電のコスト低減について検討してきましたが、価格目標や基準価格の条件（費目・算定モデル・諸元）が発電事業者の採算性の見方と合っていないことがわかりました。

(2) 目的

そこで、発電事業者の採算性の見方、発電事業者観点からの発電コスト・基準価格の試算結果に照らした2025年価格目標・基準価格の方針、コスト低減に向けた方策について提言します。

(3) その他（注意書き・表記方法・謝辞）

- 発電コスト検証ワーキンググループ（以下「コスト検証WG」）の目的は「各電源のコスト面での特徴を明らかにし、どの電源に政策の力点を置くかなど、2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考にする」⁵ことであり、「再生可能エネルギー源の効率的な利用を促進するため誘導すべき再生可能エネルギー電気の価格の水準に関する目標」（価格目標、再エネ特措法第3条第12項）を定めることとは異なります。よって同WGと本レポートの試算結果は単純に比較できません⁶（補足-表17）。
- 本文において、kWやMWの表記はDCベースとし、ACベースの場合はkW_AC、MW_ACと表記します。
- 本レポート作成にあたり、ブルームバーグNEF（以下「BNEF」）の諸氏を始め、多くの方々にお世話になりました。ご助言・ご協力に対して感謝いたします。

REASP コスト削減委員会

1. 要約

本レポートにおける事業用太陽光発電所に係る提言を以下に要約する（表1）。

(1) 【提言1】発電事業者としての採算性の見方

- 調達価格等算定委員会（以下「価格等算定委」）の資料からは、2025年の価格目標7円/kWh、調達価格8.5円/kWh⁷に係る前提条件（費目、算定モデル、諸元）は必ずしも明らかではない⁸。
- また、同委員会が参照している諸団体の予測は前提条件が異なる（表2）。
- さらに、同委員会の定期報告資料の統計分類にはコスト構造が違うものが混在しているため、実態の傾向を正しく表現できていないと考えられる。
- 発電事業者によるコスト低減の方策は、初期費または運用費の低減、もしくは設備利用率の改善のいずれかだが、これらについて前提条件を統一したうえでの比較ができず、実態の傾向を把握できないため、関係者の議論が噛み合わない恐れがある。
- よって、発電事業者の採算性の見方を正しく理解したうえで、発電コスト・基準価格に係る費目、算定モデル、諸元、統計分類に反映すべきである。

(2) 【提言2】発電事業者観点からの発電コストと基準価格の試算

- 2014年9月にNEDOが「NEDO PV Challenges」にて2011年コスト等検証委員会の算定モデルにより2030年7円/kWhの目標を設定して以降社会情勢が変化している。
- 2015年5月のコスト検証WGでは、2011年コスト等検証委員会の算定モデルの初期費計上方式が見直されているが、2014年9月のNEDO目標値が2016年12月に2030年価格目標として採用される際には、この見直し内容は考慮されていない。
- また本委員会で10MWのモデルプラントについて検討し、理想的な条件を仮定して発電事業者の観点で試算したところ、発電コスト・基準価格について、それぞれ2025年の目標値を上回る結果となった。
- よって価格目標は検証のうえ少なくとも達成時期を見直すべきである⁹。
- また、2022年度の基準価格については足元の物価上昇の考慮が必要と考える。

(3) 【提言3】コスト低減の方策

- 先ず現状分析を行い、日本の高コスト要因については、土地や系統、第二種電気主任技術者の選任等の規制や出力抑制が挙げられていること、また大規模案件については、近年減少しておりこの傾向が継続する可能性があることがわかった。
- このうち土地や系統については2021年3月12日に大量導入小委にて要望済みであり、出力抑制については2021年10月1日に当協会のホームページで意見を表明済みのため、本レポートでは大規模案件の推進と主任技術者の選任規制の見直し、および関連してスマート保安に係る規制の見直しに焦点を当てるとともに、本委員会における新技術・工法の検討状況を紹介する。
- 本委員会としても、コスト低減に向けて検討を継続していく。

表 1 説明内容まとめ

	項目	説明・提言
1. 発電事業者としての採算性の見方	(1)費目	【提言1】 発電事業者の採算性の見方を正しく理解したうえで、 【提言2】 発電コスト・基準価格に係る費目、算定モデル、諸元、統計分類に反映し、価格目標と基準価格を見直すべき。
	(2)算定モデル	
	(3)諸元	
	(4)コスト構造の違い	
2. 発電事業者観点からの発電コストと基準価格の試算	(1)コスト増の要因	出力抑制、安全規制・環境アセスメントの見直し、保険料高騰、原材料・輸送費・人件費の上昇
	(2)試算結果	・発電コスト：10.37円（2021年）、9.71円（2024年） ・基準価格：11.19円（2021年）、10.49円（2024年）
	(3)試算値の水準	2020年トップランナー水準（15-20%）
	(4)試算時の仮定	適地確保や2021-2024年の物価安定等、理想的な条件
	(5)検討方法	分割発注形式で概算見積もり
3. コスト低減の方策	現状分析	日本の高コスト要因、大規模案件の減少
	①大規模案件の推進	【提言3】 主任技術者選任や保安等の規制見直しにより大規模案件を推進し、規模の経済効果により、大量導入とコスト低減の両立を実現する。
	②主任技術者選任・スマート保安に係る規制緩和	
	③新技術・工法等	・ケーブル導体のアルミ化 ・杭の墨出しに自走式ロボットを活用
	(参考) 規制見直し要望	手続き、土地、系統等に係る規制見直し
(参考) 不確実性の解消	出力抑制の程度の明確化等	

表 2 複数組織の予測における前提条件の比較¹⁰

項目	REASP	NEDO	RTS	BNEF_2023
初期費	・ 運転開始前に支払い	・ 減価償却費を割り引き合計		・ 運転開始前に支払い
運用費	・ 保険を含む（システム費の0.4%）	・ 保険を含む（内訳不明）		・ 同左
発電量 (kWh/kW/年、設備利用率)	・ 1160 (片面_DC13.24%) ・ 1220 (両面_DC13.93%) ※NEDO日射量：3.9kWh/m2	・ 1314 (AC15%→過積載込み)	・ 1507 (AC17.2%→過積載込み)	・ 1182.6 (DC13.5%から算定)
運転期間	・ 30年	・ 同左	・ 25年	・ 30年
税	・ 事業税 (1.05%) ・ 固定資産税	・ 固定資産税	・ 事業税 (0.7%) ・ 固定資産税	・ 法人税 (事業税含む) 30.62%
パネル出力劣化	・ 0.5%/年	・ 加味していない		・ 0.5%/年
算定モデル	・ エンタープライズDCF法 (IEA)	・ ? (コスト等検証委員会)		・ エクイティDCF法
割引率	・ 3% (プロジェクトIRR)	・ 3% (?)		・ 5.50% (エクイティIRR)
可用性	・ 100%	・ 100%		・ 99%
廃棄費	・ 0.66円/kWh (11-20年目に支出)	・ 資本費の5% (30年目に支出)		・ 加味していない
建設期間	・ 1年間	・ 建設中地代はシステム費に加味		・ 2年間
出力抑制、発電側課金、蓄電池	・ 加味していない	・ 同左		・ 同左
インフレーション	・ 加味していない	・ 加味していない		・ 発電量と運転維持費に0.89%を加味

・ それぞれ前提条件が異なり同じ7円といっても違うものを指しているため、発電コストの比較ができない。

2. 発電事業者としての採算性の見方

価格等算定委の資料では BNEF と資源総合システム（以下「RTS」）の予測が参照されているが表 2 に示すとおり両者の前提条件（費目・算定モデル・諸元）は異なる。

以下、発電事業者の採算性の見方として前提条件を説明する。

(1) 費目

発電コストの算定に当たっては、以下のとおり発電量に影響する費目や、発電量によって影響を受ける費目を含めるべきである。

① 発電側課金

- 発電側課金については導入の可否を含めて検討されているところ¹¹。
- 発電側課金が導入される場合には、性格としては託送費に近いが、発電事業者が FIT/FIP の売電収入の中で負担するコストなので費目として追加すべきである。

② パネル出力劣化率

- 太陽光発電では経年劣化は必ず生じるため、費目として追加すべきである¹²。
- 単結晶モジュールのメーカー別の出力保証を文末に示す（補足-図 12）¹³。

③ 蓄電池

- 北海道エリアでは蓄電池が必要¹⁴なため、費目として追加すべきである¹⁵。

④ 出力抑制率

- 出力抑制の有無や発生割合¹⁶は設備利用率の低下を通じて売電量に影響するため、費目として追加すべきである。

(2) 算定モデル

複数組織で利用している算定モデルとその特徴を表 3 に示す。

表 3 複数組織の予測における算定モデルの比較¹⁷

項番	利用組織	算定モデル（価値算定手法）	採用された委員会	特徴
1	NEDO, RTS	・ ?	2011年コスト等検証委員会	<ul style="list-style-type: none"> ・ システム費を減価償却費で耐用期間に展開し、EBIT（会計上の利益）を社会的割引率で割り引き ・ 2014年10月のNEDO目標値が2030年価格目標として採用された ・ 2015年発電コスト検証WGにて、初期費が過小に評価される欠点を指摘され、エンタープライズDCF法に変更
2	IEA, JWPA, REASP	・ エンタープライズDCF法	2015年・2021年発電コスト検証WG	<ul style="list-style-type: none"> ・ EBITDA（キャッシュ）をプロジェクトIRRで割り引き ・ 割引率を共通とすると資本構成の影響を受けない（割引率をWACCとすると資本構成の影響を受ける）
3	BNEF	・ エクイティDCF法	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ ローン返済後のエクイティキャッシュフローをエクイティIRRで割り引き ・ 財務レバレッジ効果を考慮するため資本構成の影響を受ける
4	発電事業者	・ エンタープライズDCF法	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ 先ず財務レバレッジ効果を考慮せずに採算性を判断
		・ エクイティDCF法	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ 次に財務レバレッジ効果を考慮して採算性を判断

以下の理由により、複数の予測を比較して価格目標や基準価格を検討する際は IEA のモデル（エンタープライズ DCF 法）をベースとすべきである。IEA と当協会のモデルを文



末に示す（補足-数式 1-2）。

- エンタープライズ DCF 法は発電事業者が採用するモデルの一つである。
- NEDO の初期費計上方式は発電事業者の採算性の見方と合わない¹⁸。
- 2015 年 5 月のコスト検証 WG では、2011 年コスト等検証委員会の算定モデルの初期費計上方式が見直されているが¹⁹、2014 年 9 月の NEDO 目標値が 2016 年 12 月に 2030 年価格目標として採用される際²⁰には、この見直し内容は考慮されていない。
- BNEF のモデル（エクイティ DCF 法）は、資本構成の違いを考慮するため個別プロジェクトの評価に使用するのには適しているが、価格目標や基準価格は事業者共通のため好ましくない。

(3) 諸元

- 複数の予測値を比較する際は、比較対象を絞り、それ以外の諸元は可能な限りモデルプラントの実態に合ったものに統一すべきである。
- コスト低減の方策は初期費もしくは運用費の低減、または設備利用率の改善となるため、比較対象は初期費・運用費・設備利用率に絞るべきである。
- よって固定資産税や廃棄費等、それ以外の項目（表 2 の赤枠部分）は比較時にノイズにならないようモデルプラントの実態に合わせて統一すべきである。

(4) 表示ベース

- 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である。
- DC 値に応じてパネル枚数・土地面積・造成面積・架台数量・PCS が決まるため、諸元は DC ベースで表示することが望ましい²¹。
- 少なくとも複数の算定結果の比較は、AC ベースの値を過積載率で割って DC ベースに変換できるよう、過積載率を記載すべきである。

(5) コスト構造の違い

以下のようにコスト構造が違うものは統計分類を分けるべきである。

① 屋根設置型/地上設置型

- 屋根設置型は地上設置型と比べ、「柵塀設置費用が不要」、「土地購入・改良、くい打ち、大掛かりな架台費用が不要」という違いがある²²。
- また、屋根設置型は防水問題や耐荷重、需要家のマインド²³、地上設置型は地域と共生する形での適地の確保等²⁴それぞれ課題が異なるため、政策も異なり、導入目標も別になっている²⁵。
- なおアメリカでは、システム費について 100kW、200kW、500kW では屋根設置型の方が安い、1MW と 2MW では地上設置型の方が安く、地上設置型の方が規模の経済効果が大きい傾向が見られる²⁶。

② 2MW 以上 10MW 未満/10MW 以上

- 2MW 以上は特高受電設備の他、第二種電気主任技術者の選任が必要となる。



- 同技術者の人件費は高騰しており、10MW を超えないと規模の経済効果が費用増を吸収しないと考えられる²⁷。

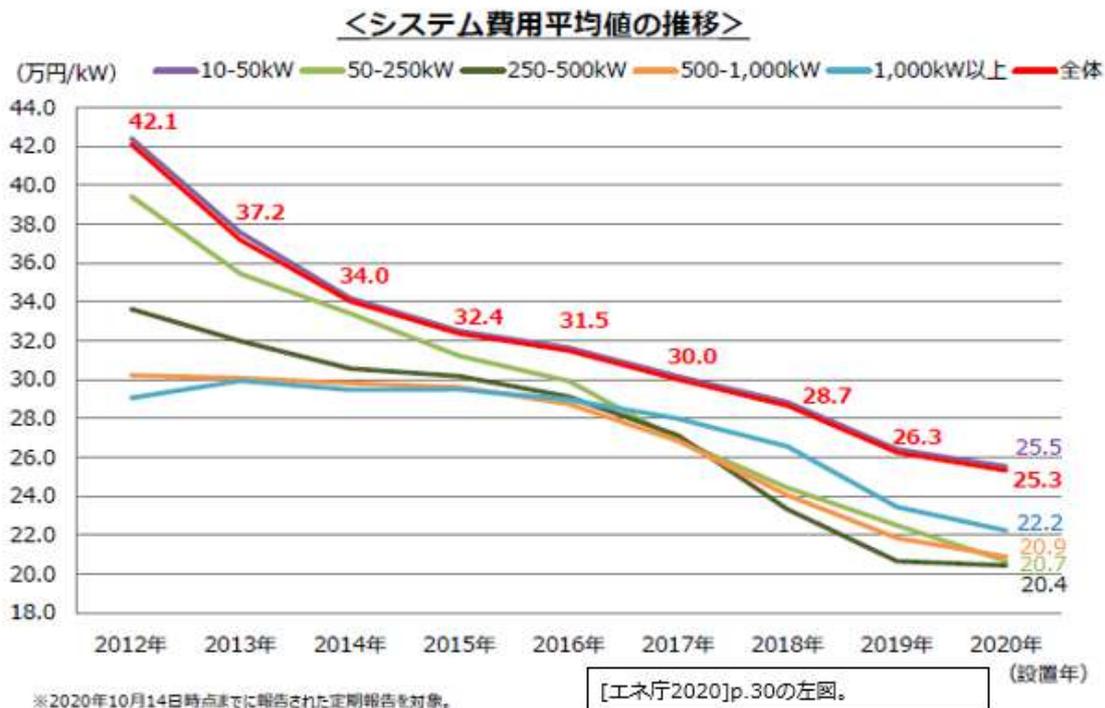
③ 蓄電池有/無

- アメリカでは、100MW の一軸追尾式発電所のシステム費は\$1010/kW、これに60MW、持続時間4時間の蓄電池を付設する場合、追加コストは\$720/kW(DC側)であり70%増しとなっている。
- また日本の2025年発電コストについて、固定軸発電所は\$101.8/MWh、蓄電池を付設した固定軸発電所は\$227.5/MWhという予測もある²⁸。蓄電池を付設するとシステム費への影響が大きいことがわかる。

(6) 第2章のまとめ

- 価格等算定委の資料では例えば高圧以上のシステム費について1MW以上が最高(222千円/kW)、250-500kWが最安(204千円/kW)となっている²⁹が(図1)、1MW以上の中にコスト構造が違うものが混在していることが原因と思われる。

図1 システム費用平均値の推移



- 価格等算定委資料におけるシステム費や運転維持費の定期報告の統計は、価格目標や基準価格算定の基礎となると考えられるが、実態の傾向を把握できないため、価格目標や基準価格、および政策が不適切なものになる可能性がある。
- また、同委員会が参照している諸団体の予測は前提条件が異なる(表2)。
- 発電事業者によるコスト低減の方策は、初期費もしくは運用費の低減、または設備

利用率の改善のいずれかだが、これらについて前提条件を統一したうえでの比較ができず、実態の傾向を把握できないため、関係者の議論が噛み合わない恐れがある。

- よって、発電事業者の採算性を見方を正しく理解したうえで、発電コスト・基準価格に係る費目、算定モデル、諸元、統計分類に反映すべきである。
- NEDO、BNEF、および RTS の予測の比較結果について、前提条件を統一しない場合と、本委員会の前提条件に統一した場合を文末に示す（補足-表 18, 図 13-14）。

3. 発電コスト・基準価格の試算

(1) コスト増の要因

価格目標設定後の社会情勢の変化によりコスト増となっている。（図 2）

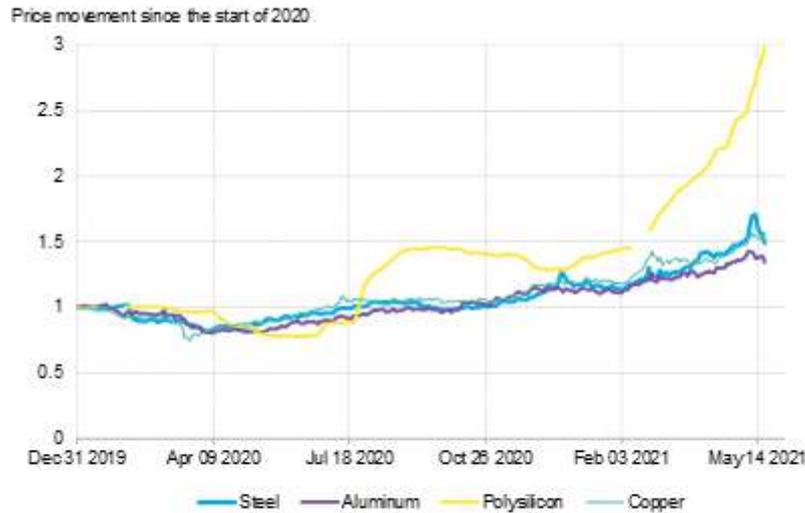
- 原材料価格全般は上昇傾向³⁰にある（図 3）。
- 労務単価は上昇傾向にある（図 4）。
- また、架台の卸価格は鉄やアルミニウム、輸送費の価格上昇の影響を受け 2020 年末から 50%上昇しているという³¹。
- その他、日米金利差の拡大による円安³²、コンテナ不足による輸送費の上昇³³が生じている。

図 2 価格目標設定後の社会情勢の変化³⁴

REASP 3. 発電コスト・基準価格の試算 - 価格目標設定後の社会情勢の変化			
年	発電コスト検討経緯	自然災害	規制見直し、価格上昇
2014	09月：NEDO“NEDO PV Challenges” (2030年目標として7円/kWhを設定)		<ul style="list-style-type: none"> ■ 出力制御 <ul style="list-style-type: none"> ・ 2015年4月以降接続申込案件は対応機器が必要 ・ 2018年10月に九州電力エリアで実施 ■ 安全規制の見直し <ul style="list-style-type: none"> ・ 電技解釈等の改正 <ul style="list-style-type: none"> ✓ (例) JIS C 8955(2017)を参照 (荷重計算範囲を架台から構造部材へ拡大) ■ 環境アセスメント等の見直し <ul style="list-style-type: none"> ・ 2018年6月時点で66の自治体が条例により、太陽光発電事業や、土地の形質変更を伴う事業を対象 ・ 2020年4月から国では30MW_AC以上を対象化 ■ 保険料の高騰 <ul style="list-style-type: none"> ・ 火災保険支払いは年々増加、収支は赤字が常態化 ・ 2019年10月、2021年1月に企業向け保険料値上げ ■ 原材料価格・輸送費・人件費の上昇 <ul style="list-style-type: none"> ・ ポリシリコン、鉄、アルミ、銅の価格は上昇傾向 ・ ウイグル問題で原産地証明が必要になる可能性あり ・ コンテナ不足により輸送費は上昇 ・ 公共工事の労務単価は上昇 ・ 電気主任技術者の不足により人件費高騰
2015		08月：台風15号 09月：関東・東北豪雨	
2016	10月：太陽光競争力研究会報告書でNEDOの目標を採用 12月：7円/kWhを2030年価格目標に設定	04月：熊本地震 08月：台風10号	
2017		07月：九州北部豪雨	
2018		07月：西日本豪雨 09月：台風21号・24号、北海道胆振東部地震	
2019	01月：2030年価格目標を5年前倒し	09月：台風15号 10月：台風19号	
2020	12月：NEDO“NEDO PV Challenges 2020”	01月以降：コロナ禍 07月：令和2年7月豪雨	
2021		01-02月：令和3年豪雪	

図 3 主要な品目の価格動向 (Price movements of key commodities)

Price movements of key commodities



Source: BloombergNEF, London Metals Exchange, PV Infolink, Antaika (China Non-ferrous Metals Association), Shanghai SteelHome E-Commerce

[BNEF2021-b] p.3 Figure2

図 4 公共工事設計労務単価 全国全職種平均値の推移

労務単価の動向



[国交省2021]資料2より

(2) 試算結果

試算結果を表 4 に、EPC と O&M の内訳を文末に示す（補足-図 15-17）。

表 4 発電コスト・基準価格の試算結果³⁵

		REASP_2021	REASP_2024
AC/DCベース		DC	
運転期間（年）		30	
設備利用率		13.93%	
初期費（円/kW）	開発費	2,300	
	システム費（EPC）	116,400	109,400
	伐採・造成費	5,000	
	系統連系費	10,000	
	初期費 小計	133,700	126,700
運用費（円/kW/年）	O&M	2,723	2,361
	保険費（地震は除く）	430	
	所内電気料金	150	
	地代	800	
	運用費 小計	4,103	3,741
発電コスト（割引率3%、円/kWh）		10.37	9.71
基準価格（割引率4%、円/kWh）		11.19	10.49

- 表 4 において、「REASP_2021」は 2021 年 6 月時点、「REASP_2024」は、建設期間を 1 年と仮定して、2025 年運転開始分をそれぞれ表す。
- なお本委員会の試算値については以下の点に注意が必要である。
 - 基準価格の試算値は、運転開始後 20 年間（交付期間）とその後の 10 年間で買取価格と割引率が同じと仮定しているが、実際はその間の市場価格と事業リスクをどのように想定するかにより異なった結果となる。
 - モデルプラントの試算値であり、特高案件を代表するものではない。
 - 理想的な条件を仮定しており、実際の案件では上振れする可能性が高い³⁶。

(3) 発電コストの試算値と価格目標の水準

- 第 63 回価格等算定委（2020 年 11 月 27 日開催）資料 1p. 33 の AC ベースの資料（表 5）に前述の試算結果を位置付けると、過積載率を 130%として、システム費は上位 15-20%に相当する。
- REASP_2021 のシステム費 116.4 千円/kW は、上位 20%。（システム費 150.7 千円/kW_{AC} ÷ 130% = 115.9 千円/kW。）
- REASP_2024 のシステム費 109.4 千円/kW は、上位 15%。（システム費 142.1 千円



/kW_AC ÷ 130% = 109.3 千円/kW。)

- なお、割引率 3%で 2025 年の価格目標 7 円/kWh は、例えば初期費 87 千円、運用費 2.3 千円、設備利用率 13.23%であれば 6.84 円/kWh となり達成できる。
- ただし、上位 5%のシステム費 122.8 千円/kW_AC (95 千円/kW) ですらこの例を上回るため、例よりも運用費が下がるか、または設備利用率が上がらなければ、価格目標は達成できず、非常に厳しい目標といえる。
- また、本委員会での検討用目標値は初期費 107.3 千円、運用費 2.66 千円³⁷、設備利用率 13.93%であり、割引率 3%では 7.81 円/kWh となり価格目標は達成できない³⁸う え、大半の委員からは「検討用目標値は非常に厳しい数字」という評価であった。

表 5 50kW 以上のトップランナー分析³⁹

<50kW以上のトップランナー分析>

%	2020年1~9月設置 (50kW以上) N=549 [万円/kW]	2019年1~12月設置 (50kW以上) N=1,109 [万円/kW]	2018年1~12月設置 (50kW以上) N=1,457 [万円/kW]	2017年1~12月設置 (50kW以上) N=2,420 [万円/kW]
5%	12.28	12.86	13.64	15.32
10%	13.59	13.85	15.43	17.63
11%	13.68	14.04	15.80	17.94
12%	13.75	14.23	16.05	18.29
13%	13.87	14.33	16.28	18.63
14%	13.99	14.50	16.56	19.06
15%	14.21	14.64	16.74	19.30
16%	14.36	14.84	16.94	19.55
17%	14.50	15.15	17.19	19.80
18%	14.58	15.45	17.35	19.99
19%	14.73	15.67	17.49	20.26
20%	15.07	15.92	17.67	20.52
25%	16.05	16.64	18.64	21.53
30%	16.72	17.43	19.41	22.52
35%	17.49	18.00	20.39	23.40
40%	18.18	18.85	21.34	24.23
45%	18.94	19.54	22.53	25.21
50%	19.80	20.32	23.51	26.16

※いずれも、2020年10月14日末時点までに報告された定期報告を対象。

[エネ庁2020]p.33の右下図。

(4) 試算時の仮定

REASP_2021 の試算時には以下①②、REASP_2024 の試算時には①-④を仮定した。

① 適地の確保

以下の理由により、接続可能な系統に近く平坦な土地が確保できることを仮定し、系統連系費は最低限の費用、伐採・造成費は伐採に最低限必要な費用として、検討の範囲外とした。

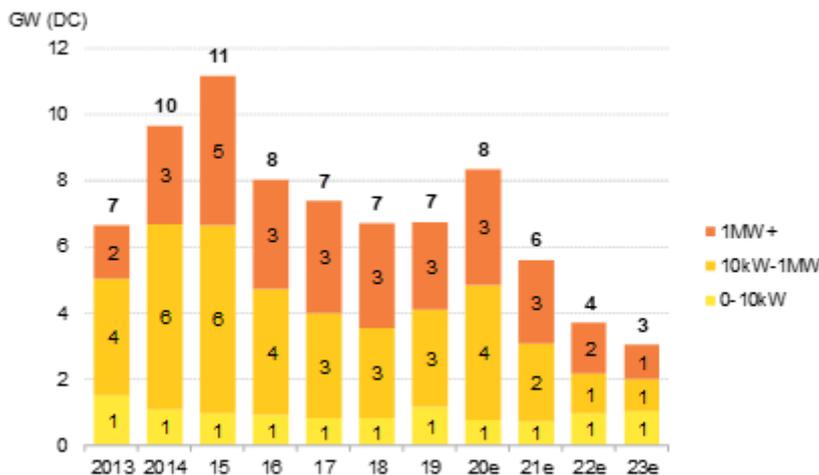
- 土地造成費と系統連系費は場所によって大きく異なる。
- 事業者の努力よりも政策に負うところが大きい。

② コスト低減の方策は段階的に実現する。

- BNEF の予測によれば今後数年間は大規模案件の減少傾向が続くということだが（図 5）、この傾向は 2025 年まで続き、2026 年以降に導入が回復すると仮定する。
- 主任技術者選任・スマート保安に係る規制緩和は、電気保安制度 WG にて詳細検討のうえ 2022 年度に措置予定。
- 新技術・工法等のうち実用化済みだが導入拡大によりコスト低減の可能性があるもの、新規設備投資が必要なものは、大規模案件の導入回復に合わせて 2026 年以降と想定。
- また両面パネルについては、BNEF によればガラスの需給ひっ迫は 2021 年以降に解消するため（図 6）、導入は拡大すると思われる。

図 5 太陽光発電の導入予測（中位シナリオ）

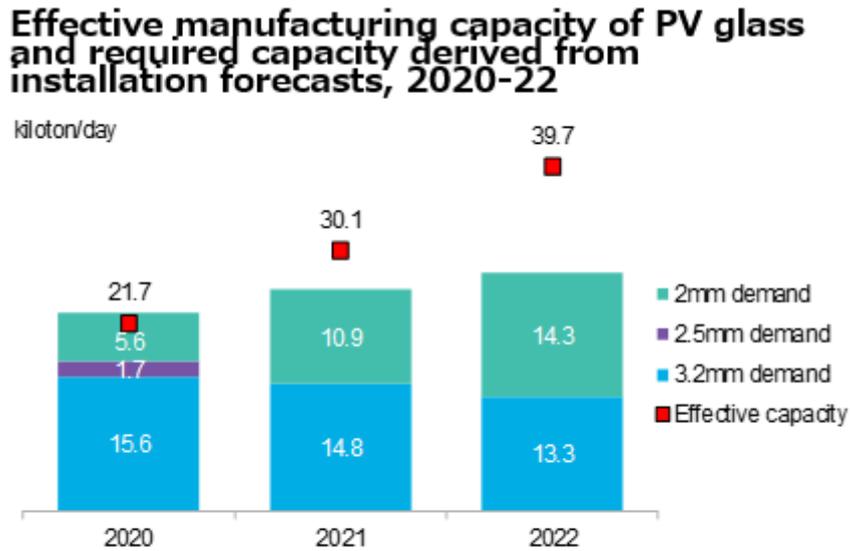
Solar forecast mid scenario



Source: BloombergNEF, METI, JPEA

[BNEF2021-a] p.23より

図 6 PV ガラスの実効製造能力と導入予測に基づく必要能力 (2020-2022)



Source: BloombergNEF. Note: PV glass here refers to supply for silicon PV modules. Demand is derived based on our middle scenario for the installation forecast.

[BNEF2020-d] p.1より

- ③ 2021-2024 年は物価上昇が進行しない。
- 試算では理想的な条件として 2021-2024 年の物価は安定すると仮定する⁴⁰ (表 6)。
 - 実際は人手不足やグリーン成長への移行等により上昇が続く可能性がある⁴¹。
 - (例) 建設業では人手不足が続くことが予想されている⁴²。
 - (例) 再生可能エネルギーや EV に必要な銅とアルミニウムの 2021 年 9 月時点の現物⁴³ (銅: \$9,325/mt, アルミニウム: \$2,835/mt) は 3 か月先物⁴⁴ (銅: \$8,937/mt, アルミニウム: \$2,510/mt) および表 6 の 2021 年見通しを上回っている⁴⁵。

表 6 銅とアルミニウムの価格見通し

単位: \$/mt	2020	2021	2022	2023	2024	2025
銅	6,174	9,300	8,800	8,200	7,500	7,544
アルミニウム	1,704	2,550	2,700	2,500	2,400	2,409

[World Bank Group, 2021] p.47から転記。

- ④ モジュールの価格が下落に転じる。
- 2021 年は単結晶モジュールの原料であるポリシリコンの需給のひっ迫や輸送費上昇⁴⁶のためモジュール価格が高止まりするが、工場の新設が計画されているため、2022 年以降は供給超過となり価格が低下すると仮定する⁴⁷ (表 7)。
 - ただし、ウイグル問題の影響⁴⁸により日本でも原産地証明が求められると価格

が上昇する可能性がある。

表 7 モジュール価格の見通し

2020 \$/W(DC)

	Year	2020	2021	2022	2023	2024
Utility	1MW超、野立て	0.22	0.24	0.20	0.18	0.17
Commercial	10kW超、1MW以下	0.23	0.25	0.21	0.19	0.18
Residential	10kW以下	0.25	0.28	0.22	0.20	0.18

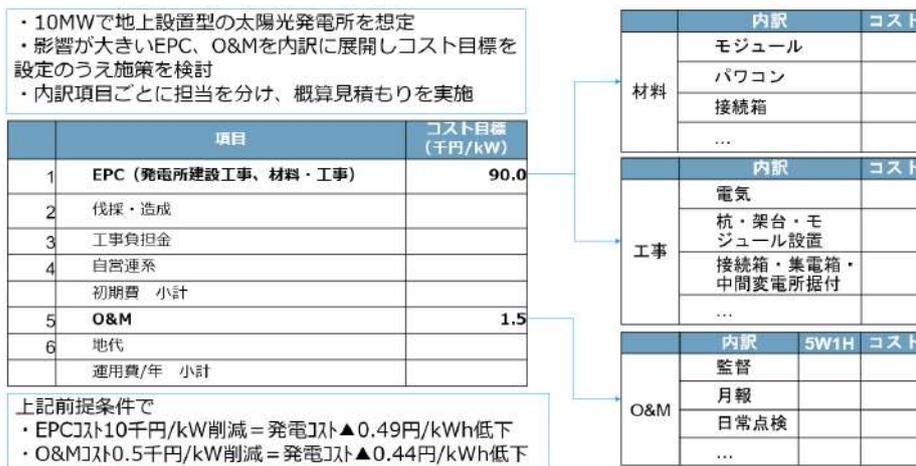
[BNEF2021-g] Figure13より転記

(5) 検討方法

本委員会では、以下の手順で検討を行った⁴⁹。

- モデルプラントとして 10MW で地上設置型の太陽光発電所を想定
- 影響が大きい EPC、O&M を内訳に展開し、割引率は 0%に近い値として 2025 年価格目標達成のための検討用の目標値を設定⁵⁰ (図 7)
- 内訳項目ごとに担当委員をアサインし、コスト目標達成のための施策を検討
- 割引率を他発電種別の価格目標と同じ値 (補足-表 19、3%) に変更
- 委員が分担して概算見積もりを実施 (個別発注に相当⁵¹)
- 委員会事務局にて発電コスト・基準価格を試算

図 7 コスト目標達成の検討方法



(6) 第 3 章のまとめ

- 2025 年価格目標は理想的な条件を仮定し、個別に概算見積もりをしても達成できないため、発電事業者の採算性を見方を正しく理解し検証のうえ少なくとも達成時期を見直すべきである。

- そのうえで基準価格は、交付期間終了後の買取価格と事業リスク、および入札時の供給価格上限額について物価の「急速な上昇」⁵²を考慮すべきである。

4. コスト低減の方策

(1) 現状分析

① 日本の高コスト要因

- 日本の発電コストは、系統制約や土地規制により適地の確保が難しいことや、安全規制の見直し、出力抑制等の社会情勢の変化、電気主任技術者の選任規制により、欧米と比べ高くなっている。(表 8・表 9)
- 運用費は、欧米では第二種電気主任技術者の選任規制がないこと、規模の経済効果ははたらいっていること、O&M 事業者の競争が激しいこと、アメリカでは技術者をサイト専任とするケースの他、同一地域において複数サイトで共有するケースがあることから、欧米と比べ高くなっていると考えられる。(表 10)

表 8 現状分析：日本と海外の発電コスト比較

発電コスト (\$/MWh)	アメリカ	ドイツ	日本	出典
2023 (2025運転開始)	\$29.9	\$41.4	\$101.8	[BNEF2021-d]から転記

表 9 現状分析：日本の高コスト要因

項目	高コスト要因	出典
初期費	系統連系費、農地規制、所有者不明土地、架台の新JIS基準、土地造成費、ローン調達のため大手ゼネコン指向	[菊間2020]
運用費	保険費、第二種電気主任技術者の選任規制、発電側課金	
設備利用率	出力抑制	

表 10 現状分析：日本と海外の運用費比較

運用コスト (\$/kW/年)	年	定期メンテナンス等	地代・保険費込み	出典等
アメリカ	2020	\$9.32	\$16.32	[NREL2021] Figure10のUtility Scale (fixed-tilt)、棒グラフから地代・保険費、固定資産税を除くと\$9.32。
EU	2019	\$9.07	\$14.66	[BNEF2020-b] Figure5。O&M + Replacement = 8.1ユーロと全体からAM除く13.1ユーロをeuros/USD=0.8934でドルに換算。欧米ともO&M事業者間の競争が激しい；アメリカでは技術者をサイト専任または近接地で共有している。
日本	2020	\$23.30	\$43.00	[BNEF2020-a] Figure11より転記
	2021	\$26.19	\$39.50	REASP2021年概算見積もり（定期メンテナンス等：2,723円、地代・保険費込み：4,103円）を円/USD=103.98でドルに換算

② 大規模案件の減少

- 足元では 2MW 以上の大規模案件の認定量は減少している。(表 11)
- 2021 年度の落札結果を見ると 0.4MW 以上 0.5MW 未満、1.9MW 以上 2MW 未満に

ピークが立っており、2MW以上の落札は非常に少ない。(図8)

- 1MW以上の太陽光発電について、2021年度の供給価格上限額は11円から段階的に下がっており、この傾向が続けば2022年度は10円⁵³、2023年度以降は10円未満に下がると考えられる(表12)。
- 以上から、2MW以上の落札が少ない状況が続く可能性がある⁵⁴。

表 11 2020年6月末時点のFIT認定量

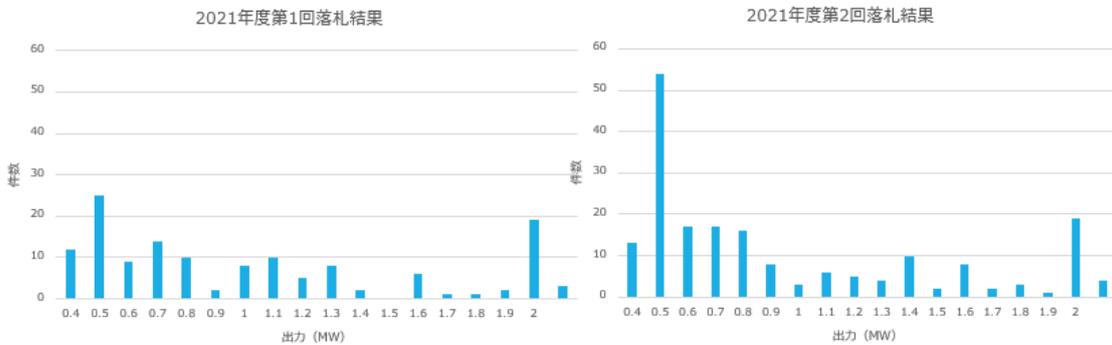
<2020年6月末時点のFIT認定量> 単位：MW (件) (注) オレンジ色は入札対象区分。

	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(93,837)	46(556)	389(2,447)	677(1,907)	545(966)	969(1,073)	3,438(2,185)	6,366(371)	14,682(103,342)
2013年度	6,457(215,410)	27(312)	366(2,160)	1,002(2,871)	826(1,494)	911(1,058)	5,167(3,412)	9,462(492)	24,218(227,209)
2014年度	3,309(134,513)	16(180)	277(1,668)	569(1,644)	384(694)	322(380)	1,619(1,072)	3,746(208)	10,242(140,359)
2015年度	1,555(57,970)	4(47)	91(541)	226(657)	143(253)	104(124)	478(320)	755(34)	3,356(59,946)
2016年度	2,299(73,093)	3(32)	105(601)	332(946)	191(335)	163(196)	557(388)	1,163(59)	4,812(75,650)
2017年度	639(25,673)	2(20)	59(341)	222(608)	93(157)	109(130)	348(234)	39(4)	1,511(27,167)
2018年度	3,352(91,855)	4(48)	131(715)	515(1,396)	243(399)	254(302)	1,060(687)	196(6)	5,754(95,408)
2019年度	1,714(45,793)	2(19)	56(302)	481(1,145)	1(2)	15(17)	93(53)	107(5)	2,470(47,337)
2020年度	6(348)	0(1)	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	7(352)
	21,583(738,492)	104(1,215)	1,474(8,778)	4,023(11,175)	2,427(4,300)	2,848(3,280)	12,761(8,351)	21,834(1,179)	67,053(776,770)

[エネ庁2020] p.11より。

大規模案件の
認定量は減少
している

図 8 2021年度第1回・第2回落札結果⁵⁵



左図：[GIO2021-a]より、右図：[GIO2021-b]より作成

表 12 令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

令和3年度以降（2021年度以降）の調達価格等について

3

④太陽光発電（250kW以上1,000kW未満）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	入札制	入札制	入札制
供給価格上限額	第6回12円 （事前非公表）	第7回11.5円 （事前非公表）	表④のとおり （事前公表）
基準価格			10円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

⑤太陽光発電（1,000kW以上）：

	（参考）2020年度	2021年度	2022年度
調達価格	入札制	入札制	
供給価格上限額	第6回12円 （事前非公表）	第7回11.5円 （事前非公表）	表⑤のとおり （事前公表）
基準価格			入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

※ 2022年度について、沖縄地域・離島等供給エリアは特定調達対象区分等にも該当する（調達価格は入札制）とする。

供給価格上限額は下がっている

⑥太陽光発電（2021年度入札制（250kW以上））

	第8回	第9回	第10回	第11回
供給価格上限額	11.00円	10.75円	10.50円	10.25円

[価格等算定委2021]別紙3より

(2) 大規模案件の推進

- 世界的には大規模化傾向にあり、規模の経済効果があることがうかがえる。（図9）
- アメリカでは規模の経済効果がはたらいっているが、日本でははたらいしていない。（表13）
 - アメリカでは、初期費、運用費ともに規模が大きいほど安い。
 - 日本では、250kW以上の初期費、運用費ともに規模が大きいほど高い。
- 国別規模別では案件が大規模な国ほど資本費もO&M費も安い。（図10）
- コスト低減と導入拡大を両立させるためには大規模案件の推進が効率的であるため、統計分類を見直し傾向を把握したうえで、規模の経済効果がはたらくよう方策を検討すべきである。

図 9 太陽光発電所の規模とプロジェクト数

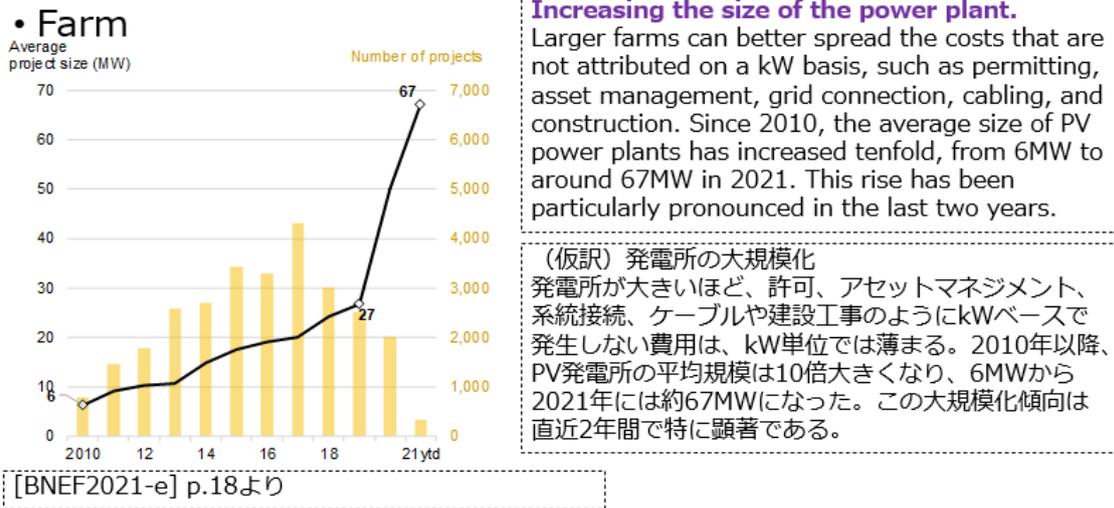


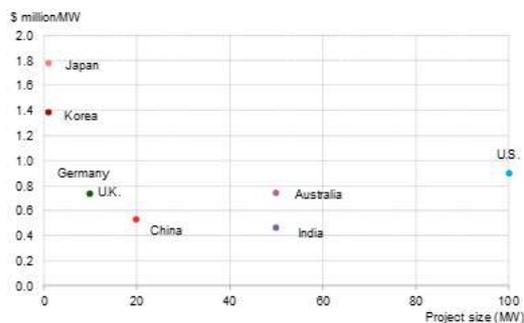
表 13 日米における規模別の初期費・運用費比較

USA		0.1	0.2	0.5	1	2	5	10	50	100
初期費	\$/W	2.31	1.97	1.72	1.59	1.52	1.24	1.14	1.02	0.94
運用費	\$/kW/年			18.70					16.32	
JPN		0.05	0.25	0.5	1	2				
初期費	\$/W	1.88	1.86	1.9		2.02				
運用費	\$/kW/年	41.82	44.55	52.72	57.27	68.18				

• アメリカ (USA) : 初期費-[NREL2021] p.35図22・p.45図30、運用費-同p.14図10より転記。
 • 日本 (JPN) : [エネルギー2020] p.30、p.37平均値より110円/ドルで換算。

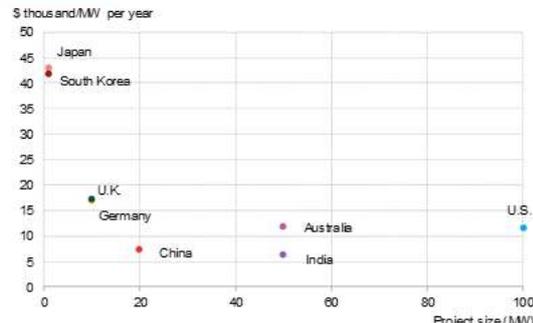
図 10 資本費・O&M 費と国別案件規模の関係

Capex vs project size



Source: BloombergNEF 1H 2020 LCOE Update

Opex vs project size



([BNEF2020-a] 左図Figure8、右図Figure12)

(3) 主任技術者選任・スマート保安に係る規制緩和の実現

- 保安規程はタイムベース保守と人間による現地検査を前提としており⁵⁶、技術活用

による保安合理化が進まない。

- よって、高度な保安力を有する事業者⁵⁷は、スマート技術活用を前提とした新しい保安規程を作成し、組織の力量に応じて検査の頻度・方法の裁量が与えられ、コンディションベース・リスクベースの保安やリモート業務の標準化により保安合理化に向けて努力できるよう規制緩和すべきである。
- また、特高発電所の増加と高齢化により第二種電気主任技術者は現在既に不足しており⁵⁸、人件費負担増と相まって事業継続が困難な地域も生じている⁵⁹。
- 兼任や統括行為には資本関係が必要で、外部委託は高圧限定のため、特高では第二種電気主任技術者を同一地域の複数サイトで共有するには制約がある⁶⁰ことが、欧米ほどコスト低減が進んでいない一因と考えられる。
- O&M 事業者については、大規模化や地域密着等を指向している事業者や⁶¹、スマート保安を指向している事業者⁶²が存在する。
- また O&M 事業者内ではノウハウの継承やマルチスキル化が比較的容易と考えられる⁶³。
- よって、特高発電所においても外部委託⁶⁴が認められる等、コスト低減に向けて事業者が努力⁶⁵できるよう規制緩和すべきである。(図 11)。

図 11 主任技術者の選任・スマート保安に係る規制緩和案

課題	
<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電所では特高発電所の増加と高齢化により第二種電気主任技術者は現在既に不足しており、コスト負担増加と相まって事業継続が困難な地域も生じている。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 資格の他に太陽光発電所での実務経験も大事。大半を占める直流部分は1500V以下のため、民間団体のガイドラインの活用により、第三種でも経験があれば、第二種と同等の業務が可能と思われる。 ● 保安規程はタイムベース保守と人間による現地検査を前提としており、技術活用による保安合理化が進まない。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 予め定めた計画に則って修理するため柔軟な対処がなされない。⇒過度・不十分な保全 	
↓	
項目	施策案
1 事業継続のための技術者の確保と育成 (選任規制の見直し)	<ul style="list-style-type: none"> ● 第三種や電気工事士による2時間規制は維持しつつ、遠隔監視および地域ごとの法人化により、第二種が複数の特高発電所を一元的に監督してノウハウを継承できるようにする。 ● 直流部分 (PCSからパネル側、土木・架台・除草を含む) と交流部分 (PCSから系統側) で管理責任を分け、交流部分は第三種や電気工事士等、直流部分はそれ以外の適任者が担当する。
2 O&Mの効果的・効率的実施のためのスマート保安の活用 (保安力に応じた検査の見直し)	<ul style="list-style-type: none"> ● 高度な保安力を有する事業者は、スマート技術活用を前提とした新しい保安規程を作成し、組織の力量に応じて検査の頻度・方法の裁量が与えられる。 ● 設備ごとの状態に応じたコンディションベース・リスクベースの保安を実現。 ● 現場でスマホ等の情報端末にデータを記録してクラウドに保存するとともに、リモート業務を標準化、適任者の専門的知見を活用のうえ集中管理することで、管理者を省人化できる。

(4) 新技術・工法の導入見込み

本委員会ではコスト低減に向けて新技術・工法の検討を行った。(表 14)

表 14 新技術・工法等のまとめ

項目	内訳	新技術・工法等	状況	試算年	参考文献
EPC	モジュール	・セル変換効率向上に向けた大型化	○	2021-24	
		・セル変換効率向上に向けた新しいセル構造 (P型→N型)	●	-	
	接続箱・ケーブル	・両面パネルの採用 (反射シートと組合せ)	▲	2021-24	
		・材料費削減、作業効率化のためケーブル導体をアルミ化 (製造時に異種金属との接触を避けるため専用工場等が必要) ・作業効率化のためアルミ導体幹線分岐付ケーブルを採用	△	-	[益田 et al.2013]
		・ケーブルの太さに係る電技解釈の見直し (1500→2000V)	★△	-	[BNEF2020-c] p.22
	パワーコン・中間変電所・特高連系設備	・中間変電所の機器のユニット化	○	2021-24	[BNEF2020-c] p.4
		・特高連系設備のコンパクト化	●	-	
杭・架台 (固定式)	・人為的ミス、重労働、コスト削減のため杭の墨出しについて自走式ロボットの採用を検討	●	-	[Groundwork社]	
遠隔監視	・スマート保安を要件として検討	★	2024		
O&M	監督・月報・点検・除草・小修繕	・主技の役割の見直し、保安法人化による集中購買 ・デジタル化による月報効率化、不具合予測精度向上 ・ドローンやAIの活用による点検効率化	★	2024	[エナジー・ソリューションズ社2021]
		・防草剤 (アレイ間のみ)、反射シート (アレイ下) の利用	▲	-	[アイ・エヌ・ジー社]

凡例
 ○：比較的廉価で普及している、●：実用化済みだが導入拡大によりコスト低減の可能性あり、△：新規設備投資が必要、▲：効果の検証が必要、★：規制見直しが必要
 赤枠：コスト削減委員会での主な検討項目

- 両面モジュールの発電量は片面の5%増し⁶⁶としたが、2022年4月に検証を開始する方向で検討中である。
- コスト低減のためには、モメンタムの形成 (表 15, 投資意欲の回復) および不確実性の解消 (表 16) により大規模案件の導入を拡大し、経験曲線効果を高める必要がある。

(5) 第4章のまとめ

- 規模に係る現状分析からは、日本では大規模案件が減少していること、世界的には規模の経済効果がはたらいっているが日本でははたらいしていないこと、資本費・O&M費のいずれについてもイギリス・ドイツ (10MW) では日本 (1MW) の半分以下となっていることがわかった。
- よって、日本においても規模の経済効果の障壁を取り除くとともに、10MW以上の案件を推進することで、大量導入とコスト低減を効率的に達成できると考える。
- また、日本の高コスト要因に係る現状分析からは、日本の発電コストは、系統制約や土地規制により適地の確保が難しいことや、安全規制の見直し、出力抑制等の社会情勢の変化、電気主任技術者の選任規制により、欧米に比べて高くなっていることがわかった。
- よって、規制の見直しを進めるとともに、モメンタムの形成により、大規模案件の導入を拡大し、経験曲線効果を高める必要がある⁶⁷。
- 本委員会としても、コスト低減に向けて検討を継続していく。

(6) (参考) 規制見直し要望

 表 15 規制見直し要望⁶⁸

課題	要望
コスト・事業採算性	<ul style="list-style-type: none"> • 手続きの簡素化（アセスメント・林地開発） • FIT申請要件の緩和
	電気主任技術者の選任要件の緩和
	長期・大型契約需要家を促進する施策
	コーポレートPPA実現のための制度拡充
土地	<ul style="list-style-type: none"> • 未相続地や耕作放棄地、国有林の活用促進 • 用途変更の手続きのスピードアップ • 公共の遊休地における再エネへの優先利用
系統	<ul style="list-style-type: none"> • 電化領域拡大による地方電力需要の増大（EV利用拡大、大規模需要の地方への誘致） • 蓄電池のコストダウンを促進する政策導入 • 下位系統や配電網でのノンファームの導入 • 利用に応じた託送制度の 緻密化 見直し • アグリゲーターの普及促進

モメンタムの形成

©2021 Renewable Energy Association for Sustainable Power supply (REASP)

(7) (参考) 不確実性の解消

 表 16 不確実性の解消⁶⁹

項番	項目	補足
①	地域との共生	事業規律の確保と案件開発速度向上の両立、地産地消の促進
②	系統への接続、出力抑制の程度の明確化	系統への円滑かつ低コストでの接続を可能とする施策の具体化
③	出力抑制に関する諸制度の早期確立	将来的な系統増強策およびそれによって接続可能となる発電容量の見通しの提示
④	発電事業者の義務としての費用負担の早期整理	発電側課金、廃棄費用積立、託送など
⑤	必要な容量を賄うだけの設置場所確保に関する対応方針の策定	-

[REASP2021-b] 「2.再生可能エネルギー事業者にとっての不確実性の解消の重要性について」より

補足

表 17 コスト検証WG 試算値と REASP コスト削減委員会試算値の違い

	発電コスト検証WG	REASP 2024
運転開始年	2030年	2025年
稼働年数	25年	30年
設備利用率	17.2%_AC (13.23%)	13.93%
発電コスト	7.8 - 11.1円	9.71円

発電コスト検証WG_2030年試算値

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(燃焼, 5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.5 (24.8~27.5)	9.9~17.2 (8.3~13.6)	26.1 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	17.4 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。
(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。

発電コスト検証WG_2020年試算値

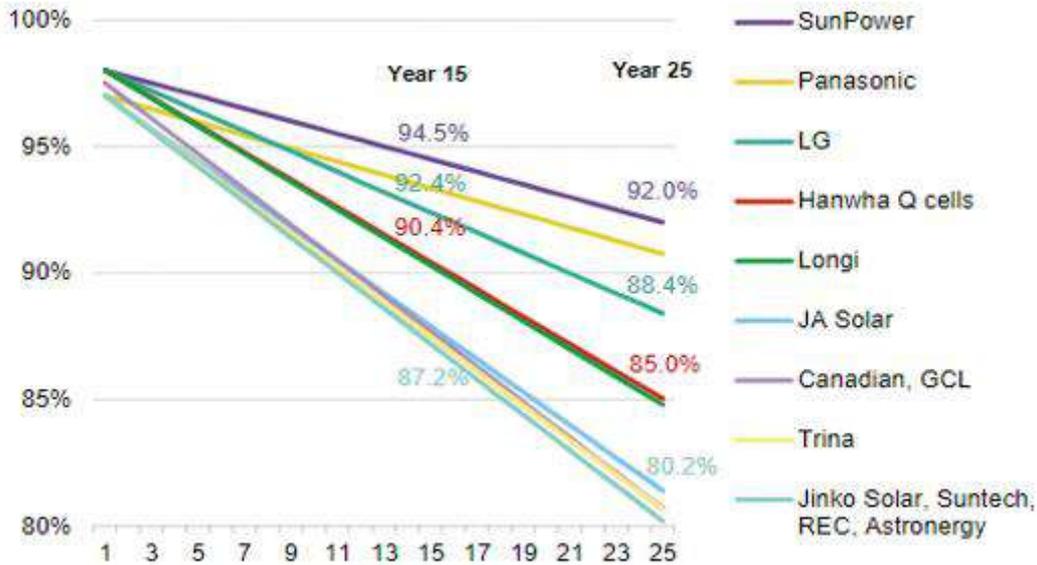
電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(燃焼, 5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.3 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	17.4 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。

出典：[コスト検証WG2021]pp.4-5から抜粋

図 12 単結晶モジュールの出力保証

Figure 7: Monocrystalline modules power warranties



Source: Bloomberg NEF. Note: SunPower, Panasonic and LG's warranties refer to their n-type cell monocrystalline modules. All other warranties refer to p-type cell monocrystalline modules.

[BNEF2018] Figure7

数式 1 IEA の算定モデル

$$\sum P_{MWh} * MWh * (1+r)^{-t} = \sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t} \quad (1)$$

P_{MWh} = The constant lifetime remuneration to the supplier for electricity;

MWh = The amount of electricity produced annually in MWh;

$(1+r)^{-t}$ = The real discount rate corresponding to the cost of capital;

$Capital_t$ = Total capital construction costs in year t;

$O\&M_t$ = Operation and maintenance costs in year t;

$Fuel_t$ = Fuel costs in year t;

$Carbon_t$ = Carbon costs in year t;

D_t = Decommissioning and waste management costs in year t.

発電種別ごとに3種類の値で算出。

- 3% : 社会的割引率
- 7% : 発電事業者 (大企業)
- 10% : リスクの高い発電種別

Because P_{MWh} is a constant over time, it can be brought out of the summation, and Equation (1) can be transformed into

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}}{\sum MWh (1+r)^{-t}} \quad (2)$$

where this constant. P_{MWh} is defined as the levelised cost of electricity (LCOE).

出典 : [IEA & NEA2020] pp.34-.35

数式 2 本委員会の算定モデル

発電コスト * 運転年数内総発電量 = 初期費 + 運転年数内総運用費 ←

事業税率 * 発電コスト * 運転年数内総発電量 = 運転年数内総事業税 を両辺から差し引き、←

発電コスト * (1-事業税率) * 運転年数内総発電量 = 初期費 + 運転年数内総運用費 - 運転年数内総事業税 ←

よって、発電コスト (円/kWh) = $\frac{\text{初期費} + \text{運転年数内総運用費} - \text{運転年数内総事業税}}{(1 - \text{事業税率}) * \text{運転年数内総発電量}}$ ←

なお、←

運転年数内総発電量 = $\sum_{i=1}^T \frac{(C * 24 \text{ 時間} * 365 \text{ 日} * u) * (1-d)^{i-1}}{(1+r)^i}$ ←

初期費 = $\frac{\text{開発費}}{(1+r)^{-2}} + \frac{(1-\text{負債比率}) * A}{(1+r)^{-1}} + \text{負債比率} * A$ ←

運転年数内総運用費 = $B + D + \text{運転年数内総事業税} + \sum_{i=1}^T \frac{O\&M + \text{保険費} + \text{所内電気料金} + \text{地代}}{(1+r)^i}$ ←

項目	説明
r (割引率)	3%
A (固定資産)	システム費+伐採・造成費+系統連系費 (円)
B (運転年数内総固定資産税)	A の固定資産税 (円)
C (出力)	kW
u (設備利用率)	13.93%
事業税率	1.05%
d (出力劣化率)	0.5%/年
D (運転年数内廃棄費用総積立額)	$\sum_{i=11}^{20} \frac{0.66 \text{ 円/kWh} * (C * 24 \text{ 時間} * 365 \text{ 日} * u) * (1 - d)^{i-1}}{(1 + r)^i}$
負債比率	75%
T (運転年数)	30 年

複数の予測について算定モデル・前提条件を統一したうえでの比較

表 18 発電コストの比較 (前提条件統一前) ⁷⁰

	NEDO_2019	REASP_2021-24	BNEF_2023 (※)	NEDO_2030	RTS_2025	
AC/DCベース、ACの過積載率	AC、130%	DC	DC	AC、125%	AC、130%	
運転期間	20	30	30	30	25	
設備利用率	15.9%	13.93%	13.5%	15%	17.2%	
初期費 (円/kW)	開発費	-	2,300	-	-	
	システム費 (EPC)	222,000	109,400 - 116,400	133,613	100,000	99,000
	伐採・造成費	4,000	5,000	-	2,550	4,000
	系統連系費	13,500	10,000	-	13,500	10,000
	初期費 小計 (DC換算値)	239,500 (184,231)	126,700 - 133,700	139,686	116,050 (92,840)	113,000 (86,923)
運用費 (円/kW/年)	O&M	5,000	2,361 - 2,723	4,395	2,089	3,000
	保険費 (地震は除く)		430			
	所内電気料金		150			
	地代		800		1,445	
	運用費 小計 (DC換算値)	5,000 (3,846)	3,741 - 4,103	4,395	3,534 (2,827)	3,000 (2,308)
ACベース*(100%/過積載率)						
発電コスト (前提条件統一前)	14.20	9.71-10.37	10.85	6.87	6.30	

- ・ AC/DCベースが不揃いいため過積載率でACをDCに変換しないと諸元の比較ができない。
- ・ NEDO：2030年の費用はEPC以外は推測値。
- ・ BNEF：建設期間が2年間のため2023年の値を記載。前提条件統一の際、系統連系費は系統増強がない場合6千円/kWで計算。(系統増強が必要な場合は35千円/kW)。
- ・ (※) BNEFの諸元は名目値。発電量と運用費にインフレーションを加味して発電コストを算定後にインフレータを適用して2020年実質値に変換。

図 13 発電コストの比較（前提条件統一後）

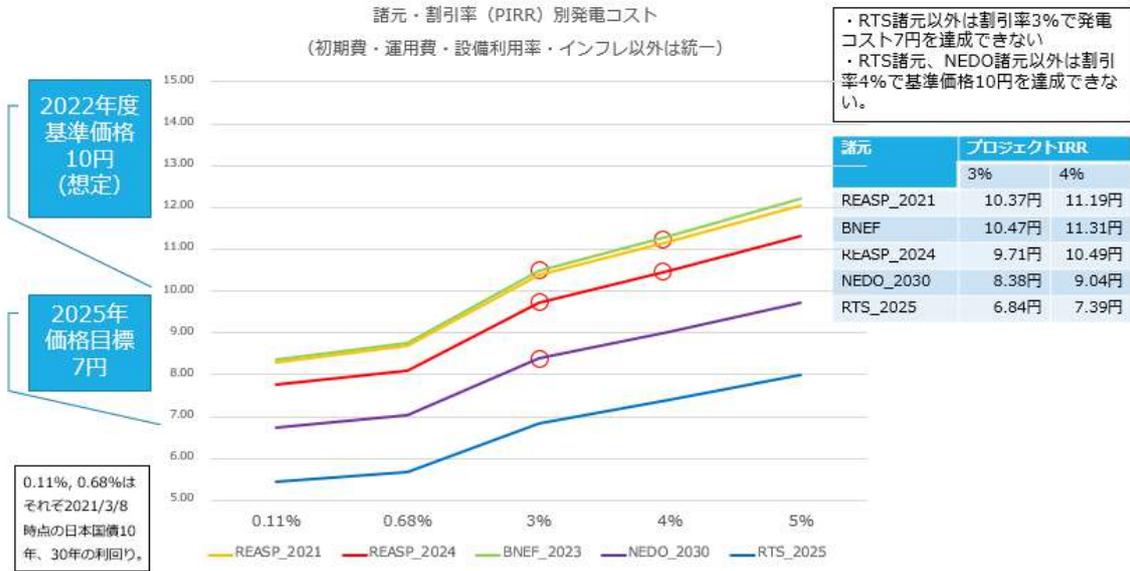


図 14 算定モデル別諸元比較（NEDO_2019=100）

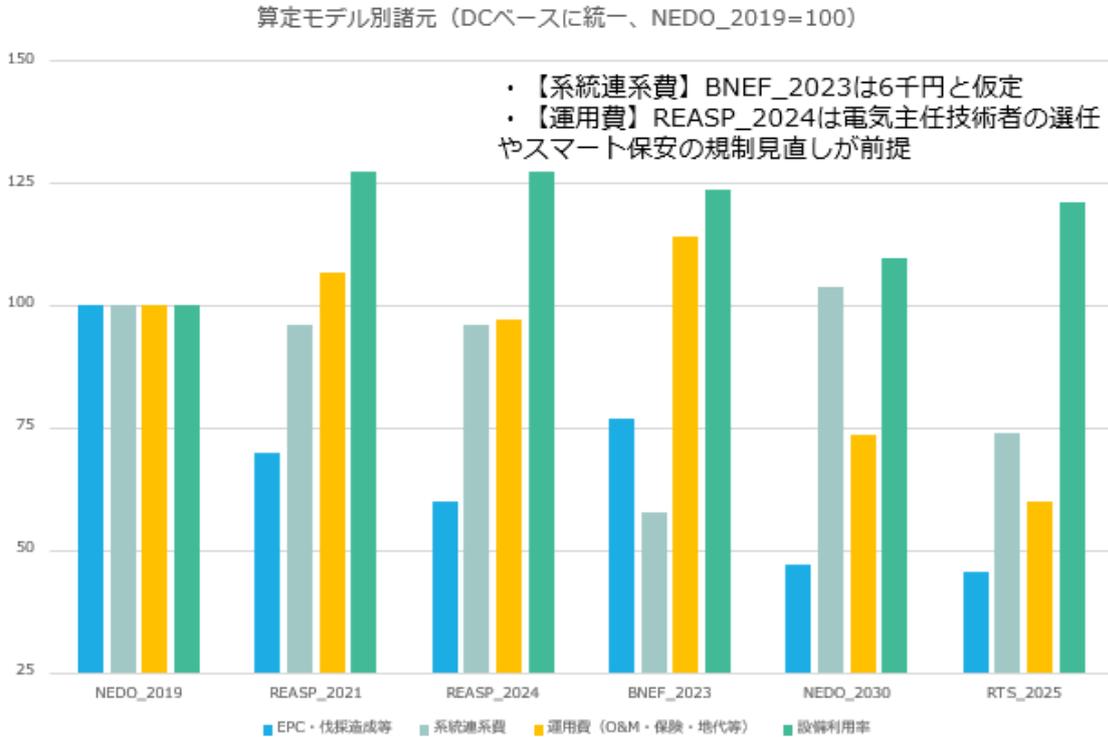
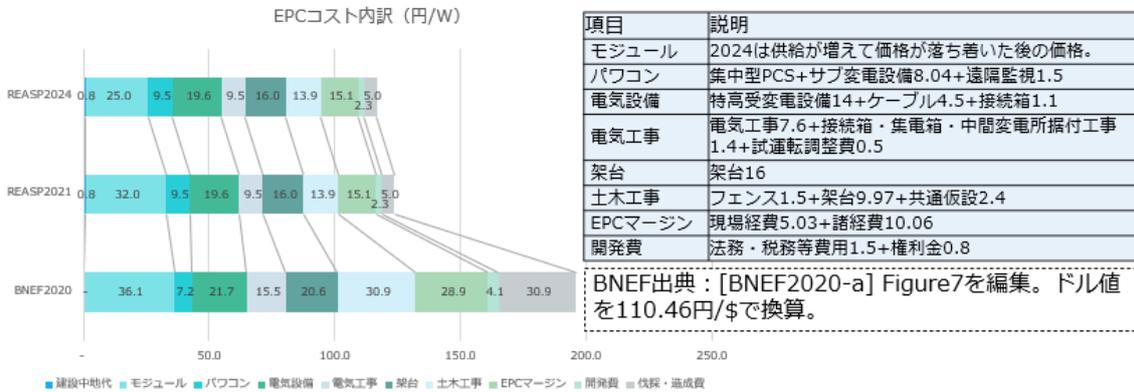
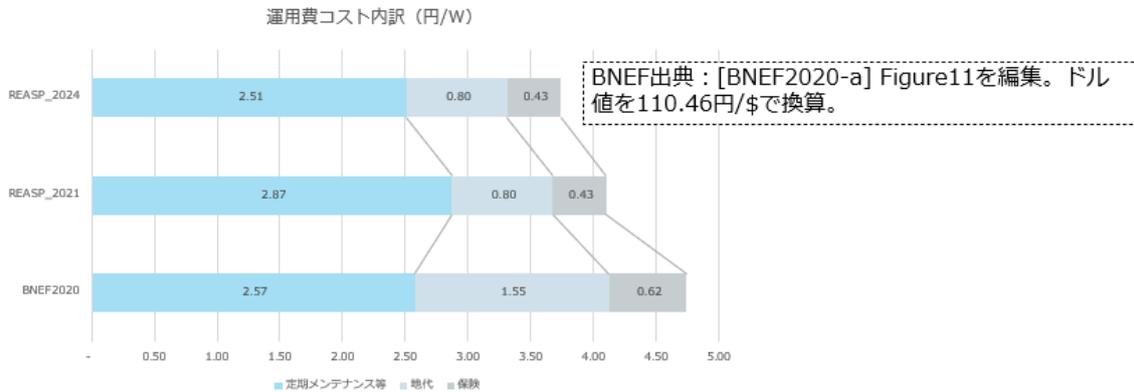
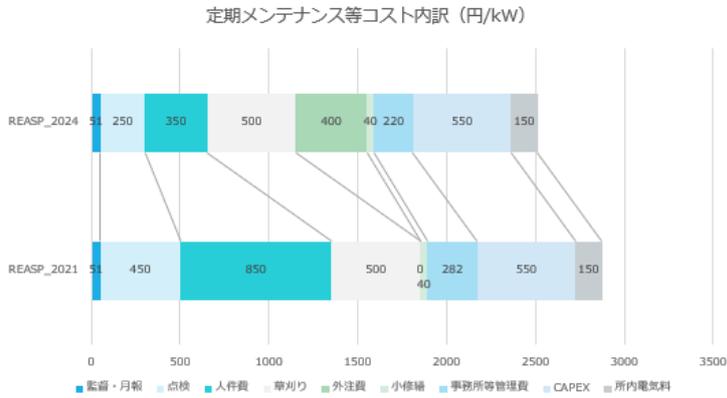


図 15 EPC コスト内訳

■REASP2021とREASP2024

- モジュール以外は同じ。（新技術・工法の検討も行ったが、設備投資およびその前提となる導入拡大が必要なものは反映していない。）
- 中間変電所の機器のユニット化（パワコンを含む）を適用。
- オンライン出力制御は含まない。
- 分離発注を想定し各内訳項目、EPCマージンは別に見積もり。→一括で見積もりを依頼するとEPCマージンは上昇する可能性あり。
- 平坦な土地が前提→土地の形状によっては土木工事は上昇する可能性あり。

図 16 運用費コスト内訳

■REASP_2021とREASP_2024

- 保険料（地震除く）はコスト削減委員会の検討開始当初はシステム費の0.2%としていたが、2021年8月に0.4%に見直し。
- [BNEF2020-a] p.7によれば、保険費は自然災害により2019年下半期費で10-20%上昇傾向にあり、200円-700円/kW*年。

図 17 O&M コスト内訳


- REASP_2024は、電気主任技術者の選任やスマート保安の規制見直しにより電気主任技術者が複数発電所の監督業務を行うことで1発電所当たりの人件費が低減（850→350円）すること、および地域法人化により事務所等管理費が低減（282→220円）することが前提。
- REASP_2024はスマート保安の導入により点検費が低減（450→250円）する一方、外注費（ドローン・AI）が追加（400円）になる。
- 外注費については地域法人内の人材育成により内製化が進めば減る可能性あり。
- CAPEXは運転期間20年で550円と想定。運転期間30年では増える可能性あり。

表 19 陸上風力の発電コスト試算結果⁷¹

	設備利用率	上限	下限
資本費	-	25.3 万円/kW	23.9 万円/kW
運転維持費	-	0.46 万円/kW/年	0.41 万円/kW/年
運転年数	-	25 年	25 年
割引率	-	3%	3%
設備利用率_基準	20%	11.9 円	11.1 円
受風面積 50%拡大	22%	10.8 円	10.1 円
タワー高 25%増加	24%	9.9 円	9.2 円
風車効率 5%向上	25%	9.5 円	8.9 円
CMS 採用	28%	8.5 円	7.9 円

以上

参考文献リスト

- BNEF (2018) PV Module Bankability 2018: Backsheet Under the Spotlight
- BNEF (2020-a) Why Solar Power Costs More in Japan
- BNEF (2020-b) PV O&M 2020: Plant Owners Get More With Less
- BNEF (2020-c) Deep Dive into Utility-Scale PV System Cost
- BNEF (2020-d) Solar Module Production Hits a Glass Ceiling
- BNEF (2021-a) 1H 2021 Japan Market Outlook: Sizzling Summer for Net Zero
- BNEF (2021-b) 2Q 2021 Global PV Market Outlook
- BNEF (2021-c) Solar Polysilicon Supply to Ease in 2022 and 2023
- BNEF (2021-d) 1H 2021 LCOE: Data Viewer
- BNEF (2021-e) 1H 2021 LCOE Update
- BNEF (2021-f) Energy Project Valuation Model (EPVAL 9.1)
- BNEF (2021-g) 3Q 2021 Global PV Market Outlook
- BNEF (2021-h) Bimonthly PV Index, September 2021: Cost Pressures Persist
- BNEF (2021-i) Industrial Metals Monthly: Supply Threatened by China Woes
- Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz (2012) *Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/JA-5200-51664. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- ESMAP (2020) *Global Photovoltaic Power Potential by Country*. Washington, DC: World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf>
- Feldman, David, Vignesh Ramasamy, Ran Fu, Ashwin Ramdas, Jal Desai, and Robert Margolis. (2021) *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2020*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>
- G. Masson and I. Kaizuka (2020) *Trends in Photovoltaic Applications 2020*. International Energy Agency. Report IEA-PVPS T1-38:2020. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/IEA_PVPS_Trends_Report_2020-1.pdf
- Groundwork Group LLC. ホームページ <https://groundworkexperts.com/civdot-autonomous-for-guardrail-and-solar/>
- International Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development/Nuclear Energy Agency (IEA and NEA), (2020) *Projected Costs of Generating Electricity* <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

- International Renewable Energy Agency (IRENA), (2019) Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- International Renewable Energy Agency (IRENA), (2021) *Renewable Power Generation Costs in 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9, <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- PVeye(2020) 太陽光業界勢力図【⑩O&M】大手は1GW超え 地域密着型も健闘 (2020年4月号、Web版)
- PVeye(2021) 安定市場に淘汰の波!? 日進月歩のO&M (2020年7月号、Web版)
- Sergei Manzhos (2013) *On the Choice of the Discount Rate and the Role of Financial Variables and Physical Parameters in Estimating the Levelized Cost of Energy* (International Journal of Financial Studies 2013; 1(3):54-61.) <https://www.mdpi.com/2227-7072/1/3/54>
- Seth B. Darling, Fengqi You, Thomas Veselkad and Alfonso Velosa (2011) *Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics*, Energy Environ. Sci., 2011, 4, 3133, doi:10.1039/c0ee00698j
- Solar Power Europe (2021) Global Market Outlook for Solar Power 2021-2025. <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2021-2025/>
- World Bank Group. (2021) *Commodity Markets Outlook: Urbanization and Commodity Demand, October 2021*. World Bank, Washington, DC. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO. <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
- アイ・エヌ・ジー株式会社ホームページ <https://kusanashikun.jp/features/>
- エナジー・ソリューションズ株式会社(2021) ニュースリリース「令和2年度補正予算 産業保安高度化推進事業費補助金 2事業を完了 ドローン・AIの新技术を活用した「スマート保安」を開発・実証し目標を達成」(2021年5月11日) https://www.energy-itsol.com/img/pdf/20210511_news.pdf
- コスト等検証委員会(コスト等検証委), (2011) 報告書 https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_hokoku.html
- パシフィコ・エナジー株式会社(2021) 再エネ導入見通しについて (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27回) 資料5)



- 安田陽(2019)「世界の再生可能エネルギーと電力システム[系統連系編]」(インプレス R&D)
- 益田丈輔, 渡部亮, 舎川亮一, 富田一成, 古郡永喜, 川口和浩, 河野敦直 (2013) メガソーラー用ケーブル (フジクラ技報 vol.1 No. 124)
https://www.fujikura.co.jp/rd/gihou/backnumber/pages/_icsFiles/afieldfile/2013/10/25/124_R5.pdf
- 菊間一柊 (2020) No. 210 世界の均等化発電コスト(LCOE): 日本の再エネの高コスト要因とは (京都大学大学院経済学研究科再生エネルギー経済学講座コラム)
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0210.html
- 閣議決定(2021)第6次エネルギー基本計画
<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005.html>
- 金子憲治(2018)太陽光架台、「新JIS義務化」の波紋、「架台コストは2倍」の声も (日経XTECH (日経BP社)、2018年3月12日)
<https://xtech.nikkei.com/dm/atcl/news/16/031210872/>
- 金子憲治(2020)今夏も被災サイト相次ぐ、「メガソーラー保険」見直しも (メガソーラービジネス (日経BP社)、2020年10月8日)
<https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00002/00051/?ST=msb&P=5>
- 金子憲治(2021-a)「国内太陽光市場は一時停滞も再び拡大へ」、ブルームバーグNEF 菊間氏・黒崎氏に聞く (メガソーラービジネス (日経BP社)、2021年4月14日)
<https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00007/00032/?ST=msb>
- 金子憲治(2021-b)「令和3年豪雪」が太陽光発電所に残した“爪痕”、雪解けで明らかに (メガソーラービジネス (日経BP社)、2021年5月14日)
<https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00002/00069/?ST=msb>
- 金森絵里(2012) 原発電コスト計算における経済学的コストと会計学的コストの混在 (立命館経営学 51(1), 21-40, 2012-05, 立命館大学経営学会)
- 経済産業省(経産省), (2019)太陽光発電事業に対する環境影響評価手続の創設について (電力安全小委員会 (第21回) 資料3)
- 経済産業省(経産省), (2020)令和2年に発生した災害の振り返りと今後の対応について (電力安全小委員会 (第24回) 資料2)
- 経済産業省(経産省), (2021-a) 電力事業の環境変化に対応した電気保安規制の合理化について (電気保安制度ワーキンググループ (第5回) 資料1)
- 経済産業省(経産省), (2021-b) 電気保安規制に係る見直しの方向性 (電気保安制度ワーキンググループ (第6回) 資料1)



- 経済産業省(経産省), (2021-c) 電気保安規制に係る見直しの方向性～保安力・小出力発電設備に係る規制の適正化～(電気保安制度ワーキンググループ(第7回)資料1)
- 経済産業省(経産省), (2021-d) 主任技術者制度の解釈及び運用(内規)(2021年4月1日改正)
https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2021/04/20210401.html
- 経済産業省ホームページ
 - 基本政策分科会
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/
 - 基本政策分科会 発電コスト検証WG
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg
 - 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
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/index.html
 - 調達価格等算定委員会 <https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/>
 - 電力・ガス基本政策小委員会
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/index.html
 - 電力安全小委員会
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/index.html
 - 電力安全小委員会電気保安制度ワーキンググループ
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/hoan_seido/index.html
- 国土交通省(国交省), (2020) 近年の自然災害の発生状況(防災・減災対策本部(第1回)会議参考資料) <https://www.mlit.go.jp/river/bousai/bousai-gensaihonbu/1kai/index.html>
- 国土交通省(国交省), (2021) 令和3年3月から適用する公共工事設計労務単価について(2021年2月19日)
https://www.mlit.go.jp/report/press/tochi_fudousan_kensetsugyo14_hh_000001_0026.html



- 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会 (REASP), (2021-a) 2030 年再生可能エネルギーの導入目標とその実現にむけて (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 27 回) 資料 2)
- 再生可能エネルギー長期安定電源推進協会 (REASP), (2021-b) 第六次エネルギー基本計画に対する REASP の考え方 <https://reasp.or.jp/news/208/>
- 児井太郎 (2020) 「No. 221 再生可能エネルギー事業の価値算定手法」 (京都大学大学院経済学研究科再生エネルギー経済学講座コラム) https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0221.html
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2018-a) 太陽光発電について (調達価格等算定委員会 (第 40 回) 資料 3)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2018-b) 風力発電・地熱発電・中小水力発電について (調達価格等算定委員会 (第 42 回) 資料 1)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2019) 電気・ガス供給業に対する法人事業税の課税方式の見直しについて (電力・ガス基本政策小委員会 (第 22 回) 資料 4)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2020) 太陽光発電について (調達価格等算定委員会 (第 63 回) 資料 1)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2020) 第 63 回調達価格等算定委員会資料 1
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2021-a) 2030 年における再生可能エネルギーについて (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)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2021-b) これまでのヒアリング結果概要 (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) 参考資料)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2021-c) 発電側課金の調整措置について (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 32 回) 資料 2)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2021-d) 電力ネットワークの次世代化 (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 35 回) 資料 1)
- 資源エネルギー庁 (エネ庁), (2021-e) 電力ネットワークの次世代化 (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 35 回) 資料 2)
- 資源総合システム (RTS), (2020) 日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入手量予測 (2020~21 年版)
- 日刊工業新聞 (2021) 7 月の企業物価指数、5.6%上昇 12 年 10 カ月ぶり高い伸び (2021 年 8 月 13 日)
- 日本 PV プランナー協会 (2021) 2030 年再エネ導入に向けた課題について (施工の現場から) (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 29 回) 資料 5)

- 日本銀行(日銀), (2021-a)経済・物価情勢の展望 (2021年7月)
<https://www.boj.or.jp/mopo/outlook/index.htm/>
- 日本銀行(日銀), (2021-b)企業物価指数 2015年基準 (2021年9月13日現在)
https://www.boj.or.jp/statistics/pi/cgpi_release/index.htm/
- 日本経済新聞(日経), (2020)企業火災保険、大手4社が再値上げ 1割弱、災害頻発で
(日本経済新聞、2020年8月5日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-a)脱炭素が予感させる銅相場「1万ドル時代」 (日本経済新聞、2021年6月7日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-b)ウイグル問題、太陽光発電に影響 パネル主原料5倍に高騰 (日本経済新聞、2021年7月4日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-c)亜鉛の国内価格、約2年ぶり高水準 鋼材値上げ材料に (日本経済新聞、2021年7月6日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-d)半導体不足、太陽光発電に波及 パナソニック住宅用減産(2021年7月13日)
- 日本経済新聞(日経), (2021-e)すず10年ぶり最高値 東南ア、コロナ拡大で供給不安(2021年7月17日)
- 日本経済新聞(日経), (2021-f)日経42種が41年ぶり最高更新 7月末、原料高波及続く (日本経済新聞、2021年7月31日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-g)鋼材、2021年度内は原料・製品とも高値続く (日本経済新聞、2021年8月27日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-h)コンテナ料金1年で5倍 深まるサプライチェーン危機 (日本経済新聞、2021年8月30日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-i)銀先物の割安鮮明に 安全資産の金と明暗分かれる (2021年9月3日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-j)アルミの逼迫映す「逆ざや」 供給力の低下招く恐れも (2021年9月9日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-k)ニッケル7年ぶり高値 ステンレス・EV向け好調 在庫減で逼迫感も(2021年9月11日)
- 日本経済新聞(日経), (2021-l)銅1カ月ぶり安値圏、中国不動産リスクが下押し (2021年9月22日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-m)銅・亜鉛建値引き上げ 鉛は下げ JX金属など(2021年9月28日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-n)アルミ調達割増金2割高、車堅調、欧米高値と運賃高映す 10~12月期(2021年9月29日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-o)「悪い円安」じわり加速 輸入物価高騰、企業に重荷 (2021年10月1日電子版)



- 日本経済新聞(日経), (2021-p) 日経商品指数 42 種、9 月も最高 鋼材・非鉄高く (2021 年 10 月 1 日電子版)
- 日本経済新聞(日経), (2021-q) 企業物価 13 年ぶり高い伸び 9 月 6.3%上昇、原油高で (2021 年 10 月 12 日電子版)
- 日本損害保険協会 (SONPO), (2021) 火災保険における保険金支払いと収支の状況等 (火災保険水災料率に関する有識者懇談会 (第 1 回) 資料 2)
<https://www.fsa.go.jp/singi/suisai/gijiyousi/20210625.html>
- 日本電気協会需要設備専門部会 (電気協会), (2019) 自家用電気工作物保安管理規程 (電気技術規程使用設備編) JEAC8021-2018 (日本電気協会、第 3 版)
- 日本電機工業会、太陽光発電協会 (JEMA・JPEA), (2019) 太陽光発電システム保守点検ガイドライン第 2 版 <https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/solar/20191227.html>
- 日本風力発電協会 (JWPA), (2016) JWPA ウインドビジョン
<http://log.jwpa.jp/content/0000289456.html>
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2014) NEDO PV Challenges
https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100318.html
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2020) NEDO PV Challenges 2020
https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101396.html
- 太陽光発電協会 (JPEA), (2015) 遠隔通信出力制御機能付加によるシステムコスト上昇試算について (調達価格等算定委員会 (第 15 回) 資料 4)
- 太陽光発電協会 (JPEA), (2020) 新型コロナウイルスの影響を乗り越え太陽光発電が日本の主力電源となるために <https://www.jpea.gr.jp/wp-content/uploads/t200618.pdf>
- 太陽光発電競争力強化研究会 (2016) 報告書別紙
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/report_01.html
- 中島大 (2018) 小水力発電が地域を救う (東洋経済新報社)
- 調達価格等算定委員会 (価格等算定委), (2016) 平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見
- 調達価格等算定委員会 (価格等算定委), (2019) 平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見
- 調達価格等算定委員会 (価格等算定委), (2021) 令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見
- 津野 裕紀, 棚橋 紀悟, 池田 一昭, 大関 崇 (2020) 廃ガラスの反射光を利用した両面受光型太陽電池の発電量増加効果の評価および防草効果の検証 (産業総合研究所、

AIST 太陽光発電研究成果報告 2020 No. 6) [https://unit.aist.go.jp/rpd-
envene/PV/ja/results/2020/index.html](https://unit.aist.go.jp/rpd-
envene/PV/ja/results/2020/index.html)

- 低炭素投資促進機構(GIO), (2021-a) 太陽光第8回入札(令和3年度第1回)の結果について
[https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000
WKT3I](https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000
WKT3I)
- 低炭素投資促進機構(GIO), (2021-b) 太陽光第9回入札(令和3年度第2回)の結果について
[https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000
WLZvk](https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000
WLZvk)
- 鉄鋼新聞(鉄鋼), (2021-a) 亜鉛国内価格、3年3カ月ぶり高値圏目前。めっき加工メーカーは一段と採算難。(2021年9月15日電子版)
- 鉄鋼新聞(鉄鋼), (2021-b) 世界の1~6月銅地金需給/2000トンの供給不足、需要回復でバランス(2021年9月22日電子版)
- 鉄鋼新聞(鉄鋼), (2021-c) 錫地金のLME先物価格/最高値更新、3万6000ドル突破/主要生産地の中国で供給懸念(2021年9月28日電子版)
- 電力・ガス取引監視等委員会(2021) 発電側課金の見直しについて(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32回)資料1)
- 電力中央研究所(電中研), (2017) 2050年までの太陽光発電・風力発電の将来コストに関する考察(電力中央研究所研究資料 No. Y17501)
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/Y17501.html>
- 内閣府(2021) 規制改革実施計画(2021年6月18日閣議決定)
https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/publication/p_index.html
- 梅澤孝助(2021) 建設業の担い手確保に関する現状と課題(国立国会図書館調査及び立法考査局 調査と情報—ISSUE BRIEF—No. 1130(2021. 1.26))
https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_11627258_po_1130.pdf?contentNo=1
- 発電コスト検証WG(コスト検証WG), (2015) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
- 発電コスト検証WG(コスト検証WG), (2021) 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
- 平沢元嗣(2020) 新型コロナで材調達に支障(PV Eye、2020年4月)
https://www.pveye.jp/eye_sight/view/551/
- 平沢元嗣(2021-a) 太陽光部材の高騰続く 架台卸値50%上昇(PV Eye、2021年7月) https://www.pveye.jp/eye_sight/view/718/
- 平沢元嗣(2021-b) 米政府、中国新疆産太陽電池原料の輸入を制限(PV Eye、2021年8月) https://www.pveye.jp/eye_sight/view/768/

- 北海道電力ネットワーク(北海道電力), (2021)北海道における再エネ拡大の取組みについて(系統ワーキンググループ(第29回)資料4)
- 木村啓二(2019)「日本の太陽光発電の発電コスト 現状と将来推計」(自然エネルギー財団) <https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20190723.php>

文末脚注

- ¹ [閣議決定 2021]p. 52
- ² [閣議決定 2021]p. 25
- ³ [エネ庁 2021-b]p. 10
- ⁴ REASP 会員 83 社（2021 年 10 月 8 日現在）のうち発電事業者、モジュールメーカー、EPC 事業者、O&M 事業者の計 16 社が本委員会の委員として本レポートの検討に参加（同 10 月 21 日現在）。
- ⁵ [コスト検証 WG2021]p. 3
- ⁶ [コスト検証 WG2021]p. 27 によればコスト検証 WG 試算値は、接続費用（系統連系費）、法人事業税を考慮していない。
- ⁷ [価格等算定委 2019]p. 8 によれば「発電コストは資金調達コストを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。2018 年度時点の調達価格が想定する適正な利潤（IRR=5%）とは異なる。発電コスト（割引率 3%）7 円/kWh を調達価格（割引率 5%）に換算すると 8.5 円/kWh に相当する。」本レポートでは FIP の対象となる規模の事業用太陽光発電所をモデルプラントとするため、「調達価格」の代わりに「基準価格」という文言を使用する。
- ⁸ 例えば、[価格等算定委 2016]p. 9 では価格目標について[太陽光発電競争力強化研究会 2016]経由で[NEDO2014]を参照しているが、[NEDO2014]p. 58 図 6-4 ではシステム価格以外の費目について kW 当たり単価が記載されていない。また調達価格の算定モデルは明らかではない。
- ⁹ [REASP2021-a]pp. 7-17、とりわけ p. 12 において、当協会では 2030 年の発電コストイメージを 7 円/kWh としている。
- ¹⁰ [NEDO2014]p. 25, p. 58, [RTS2020]p. 17, [BNEF2021-d]から作成。本委員会による今回の試算では、制度が固まっていないもの（発電側課金）、2024 年までのデータ予測が困難なもの（出力抑制率）、定期報告の統計データが公開されていないもの（蓄電池）は将来の課題として除外し、パネル出力劣化率のみを追加した。また、[エネ庁 2019]p. 3 により、法人事業税の収入割は 2020 年度から 1.05%に見直されている
- ¹¹ [電力・ガス取引監視等委員会 2021], [エネ庁 2021-c]
- ¹² 出力劣化率は概ね 0.5-0.8%/年となっている。

出典	出力劣化率
[Jordan and Kurtz 2012] p. 6 Figure2 (a)	中央値 0.5%/年、平均値 0.8%/年
[IEA and NEA 2020] p. 38	0.5%/年
[Masson and Kaizuka 2020] p. 77	0.5-0.7%/年
[ESMAP2020] p. 20	1 年目:0.8%, 2 年目以降:0.5%/年
[Feldman et al. 2021] p. 13	0.7%/年

- ¹³ 図 12 では、P 型単結晶モジュールについて 25 年後のメーカー保証は概ね 85%（0.65%/年に相当）以下となっており、一年目に 2-3%劣化し、二年目以降は 0.5%/年-0.7%/年の割合で劣化している。
- ¹⁴ [北海道電力 2021] pp. 8-9
- ¹⁵ [内閣府 2021]p. 52No. 36 では「北海道エリアにおけるサイト側蓄電池を求める技術的要件については、最大限早期に廃止することを検討する。」とされている。
- ¹⁶ [エネ庁 2021-e] p. 5 によれば、九州エリアの 2021 年度出力抑制率は 4.6%の見込み。また[安田 2019]pp. 137-138 によれば、出力抑制率は「多くの国では概ね 5%以下の値で推移している」。
- ¹⁷ エンタープライズ DCF 法とエクイティ DCF 法について[児井 2020]para. 6 では、「…両手

法で共通して課題となるのが、レバレッジ水準の推定である。…FIT 制度に服する再エネ設備については、…FIT 期間…満了後の事業環境断絶も想定され、現時点では…一定水準での借り換えは必ずしも容易では無いことから、事業期間に亘ってレバレッジ水準は大きく変動せざるを得ない。適用するレバレッジ水準については、業界平均値等を採用する、一定の仮定の下で事業期間中の平均値を試算する等の対応が考えられる…。』とする。またエクイティ DCF 法による発電コストの算定方法について、[Darling et al. 2011] Levelized cost of energy Section, para.2 参照 (A. Velosa and M. Aboudi, in *SolarServer*, 2010, ch. 03-11-2010. から数式を引用)。

¹⁸ [金森 2012]p. 38 では「減価償却費という費用項目を現在価値に割り引くことの理論的根拠が見当たらない」としている。

¹⁹ [NEDO2014] p. 24 式 2-1、[コスト等検証委 2011]pp. 6-7 によれば、NEDO とコスト等検証委員会のモデルは資本費の算定方法が共通であり、建設費を初年度に一括して計上するのではなく、減価償却費を耐用期間に展開後に割り引いた後に合計している。また[コスト検証 WG2015]p. 9 によれば、この方法では初期投資費用を過小評価するという問題点が指摘され、建設費(初期投資)は「プラント建設時の費用として評価」するよう修正されている。

²⁰ [エネ庁 2018-a]p. 47、[NEDO2014]p. 57

²¹ DC ベースで記載しているものとして、[Masson and Kaizuka2020] p. 10, [Feldman et al]p. iv, [IRENA2021]p. 12, [Solar Power Europe]p. 4. [IRENA2021]p. 12 では太陽光発電のみ DC 表記とし、他の発電種別は AC 表記としている。

²² [日本 PV プランナー協会 2021]p. 6

²³ [エネ庁 2021-a]p. 28

²⁴ [エネ庁 2021-a]p. 15

²⁵ [エネ庁 2021-a]p. 33

²⁶ [Feldman et al. 2021] pp. 34-35

²⁷ [木村 2019] p. 12

²⁸ [BNEF2021-d]

²⁹ [エネ庁 2020]pp. 56-57 では、2MW 以上のシステム費は 1MW 以上 2MW 未満より高い。

³⁰ [日刊工業新聞 2021]、[日経 2021-q]。[日経 2021-a, b, c, e, g, i, k, l, m, n]、[鉄鋼 2021-a, b, c]、[日銀 2021-b]、[World Bank Group 2021]p. 46 によれば、銀のように上昇傾向が一段落したものや銅のように高止まりしているものもあるが、2020 年に比べると、アルミニウム、鋼材、亜鉛、すず、ニッケルを含め軒並み上昇している。

³¹ [平沢 2021-a]「架台の卸価格の相場は、kW あたり 1 万 2000~1 万 5000 円で、20 年末と比べて 50%ほど上昇している。」本委員会における架台の概算見積もりは 16 千円であり、円安のリスク分も含めた原材料価格の上昇を織り込んでいる(図 15)。

³² [日経 2021-o]

³³ [日経 2021-h]

³⁴

表	列タイトル	分類	参考文献
左	発電コスト検討経緯	2014	[NEDO2014] p. 57
		2016	[太陽光発電競争力強化研究会 2016]、[価格等算定委 2016]p. 9
		2019	[価格等算定委 2019]p. 11
		2020	[NEDO2020]p. 17 式 2-1 は[NEDO2014]p. 24 式 2-1 を踏襲
	自然災害	2015-2019	[国交省 2020]
		2020	[経産省 2020]、[JPEA2020]、[平沢 2020]

		2021	[金子 2021-b]
右	規制見直し、 価格上昇	出力制御	[JPEA2015]では2MW以上で5千円/kWの追加費用を試算
		安全規制の見直し	[金子 2018]
		環境アセスメント等の見直し	[経産省 2019]
		保険料の高騰	[金子 2020]、[日経 2020]、[SONPO2021]
		原材料価格・労務単価の上昇	図 3、図 4、[平沢 2021-b]

³⁵ [エネ庁 2018-a] p. 49 では、加重平均資本コストが2012年度の4.19%から2018年度上期に1.96-3.11%まで低減しており、事業リスクが増大する可能性を踏まえて、「「適正な利潤」の水準として資金調達コストの低減の一部を反映させ、2019年度の事業用太陽光発電のIRRは4%とすること」が事務局から提案され、了承された。

³⁶ 例えば開発費用に許認可費用や、30MW以上の案件に必要な環境アセスメントの費用は含んでおらず、伐採・造成費用には造成費や表面排水/調整池改修または新設費用は含んでいない。また、発電事業者の戦略によりコスト構造が異なる。[パシフィコ・エナジー 2021]p. 2では「パシフィコは太陽光発電所容量平均が86,000kWと大型に特化しているため、新たな土地を取得して造成が必要となり、土地造成費は全国平均よりも突出して高いものの、規模が大きいことによりその他の費用を大きく抑えることが出来ております。」としている。

³⁷ 2.66千円=O&M1,500円 + 地代800円 + 保険費210円 + 所内電気料金150円。

³⁸ 2MWもモデルプラントとして設定し、10MWと比べて特高連系設備が不要となるが、規模が小さく材料費と工事費が割高となるため、EPCでは85千円/kW(10MWに比べて5千円/kW減)を目標とした。また系統連系費は5千円/kWと置き(10MWに比べて5千円/kW減)、初期費全体では95千円(10MWに比べて10千円/kW減)を目標とした。10MWの概算見積もりを取得して試算した結果、2MWの初期費が10MWに比べて10千円/kW減になるとしても、REASP_2024ベースでは初期費は116.7千円(=126.7千円-10千円)となり価格目標は達成できないことがわかったため、2MWの概算見積もりは取得していない。

³⁹ 本来は10MW以上でのトップランナー分析資料で比較すべきだが、[エネ庁 2020]では50kW以上の資料しか見当たらなかったため代用した。

⁴⁰ [BNEF2021-g]Figure13では、「Inverter and balance of plant」は2021年の\$0.18/Wに対して2024年は\$0.16/Wであり、ほぼ同じ水準といえる。

⁴¹ [日経 2021-d]

⁴² [梅澤 2021]pp. 1-4。また[日本PVプランナー協会 2021]p. 11では、「2030年に向けて、太陽光発電の導入を進める上で、販売店・施工店の撤退等により市場の縮小・技術者不足に陥ることを懸念。例えば当協会では、約4年前から毎年10%程度の会員が退会している。」とする。

⁴³ [World Bank Group 2021] p. 46

⁴⁴ [BNEF2021-i] p. 17

⁴⁵ 逆ざやについて[日経 2021-j]参照。

⁴⁶ [BNEF2021-g] p. 11によれば、上海-ロッテルダム間の40フィートのコンテナ運賃は2020年10月以前の\$2,000から2021年に上昇し\$14,000になっており、モジュール価格では¢1/Wの上昇に相当する。

⁴⁷ [BNEF2021-c]

⁴⁸ [日経 2021-b]。なお[BNEF2021-h] p. 1では、「アメリカのホシャインシリコンインダストリーのシリコン製品禁輸措置はアメリカへの太陽光[パネル]の輸入に多少の混乱をもたらしているが、今のところ軽微である」とする。([]内は本委員会にて付記)



⁴⁹ [電中研 2017] pp. ii-iiiによれば、「主要な将来コストの推計手法として、(a)過去の生産量とコストの関係に基づく学習曲線、(b)各要素のコスト削減ポテンシャルを積算するボトムアップ法、(c)専門家への聞き取り調査、が挙げられる。」本レポートの手法はこのうち(c)専門家への聞き取り調査に相当する。

⁵⁰ 割引率について、[中島 2018]pp. 129-131 では水力発電と他電源のコスト比較に関して、「割引率をゼロとする立場に立てば、金利を考えない 100 年間の平均コスト比較に合理性がある」とする。また[Manzhos 2013]2. The Model section, para. 5, para. 7 では、異なる事業者や技術の間で発電コストを評価・比較する際は、「運転期間と同じ償還期間のゼロクーポン債の利率を発電量の割引率として使用すべきである」とする。

⁵¹ [木村 2019]p. 11によれば、資本費は一括発注方式で高く、個別発注方式では低くなる傾向がある。

⁵² [日銀 2021-a] p. 48 では「…わが国の国内企業物価指数をみると、このところ急速な上昇を示しており、本年 4～6 月は、前期比でみると、2000 年代の「スーパーサイクル」末期である 2008 年 7～9 月以来の高い伸び率となっている…」とする。また[日経 2021-f, p]。なお再エネ特措法第 3 条ただし書きには「…ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）を定めることができる。」と定められている。（下線は本委員会にて付記。）

⁵³ [価格等算定委 2021]p. 42 参考 28。「2022 年度以降の事業用太陽光発電の入札については、2021 年度の入札結果をふまえて、来年度の本委員会で検討することとした」。2021 年度上期の入札については、2MW 以上は少ないものの、全体としては回復している。

⁵⁴ [金子 2021-a]p. 2 には BNEF 菊間氏の発言として、「今後数年は、太陽光のコストが下げ止まるなかで、買取価格だけが継続して下がるため、国内太陽光の新設市場は、勢いを失い、4～5GW 程度で推移するでしょう。市場を牽引すべき大規模案件は、入札制度によってある種のキャップ（上限枠）がかかっているような状態です。自家消費案件は、政策支援に頼らずに事業性を確保できますが 1 件当たりの開発規模が小さく、野立て型市場を補うほどのボリュームにはなりません」と記載されている。また、[エネ庁 2021-d]p. 32-p. 33 によれば 2021 年度上半期について発電コスト（BNEF 予測値）13.8 円>買取価格 11.5 円とされている。

⁵⁵ 1.9MW 以上 2MW 未満の件数が多いことから、事業者は第二種電気主任技術者の選任が不要な限りで規模の経済を指向していることが読み取れる。また本レポートの範囲外だが、0.4MW 以上 0.5MW 未満が多いことから、事業者は使用前自己確認と確認結果の届出が不要な限りで規模の経済を指向していることが読み取れる。

⁵⁶ [電気協会 2019]pp. 74-100 (230-3 定期点検)、[JEMA・JPEA2019] pp. 65-70、[経産省 2021-d]等に例示されている「月次点検」。

⁵⁷ [経産省 2021-b]p. 8 では、「新たな評価軸である「事業者の保安力」を適切に評価し、リスク評価に加え、事業者の保安力に応じた形への規制・制度に見直す。具体的には、他の産業保安分野等における事業者の保安力の評価手法を参考に、事業者の保安力の評価項目等を整理するとともに、検査・審査等のあり方を再検討する。」とされている。これを受けて[経産省 2021-c]p. 8 にて、「安全管理審査のうち、特に高度な保守管理を行う事業者への評価であるシステム S の要件をベースとしつつ、さらに求めるべき追加的事項を検討していく」ことが提案された。

⁵⁸ [経産省 2021-a]p. 20 では 2017 年度の調査結果が引用され、「将来的な電気主任技術者の需給バランスの崩れや地域偏在性が懸念」とされているが、この懸念は現実化している。高圧と第三種電気主任技術者についても同様である。

⁵⁹ 幣協会の会員へのヒアリングによる。

⁶⁰ O&M 事業者の第二種電気主任技術者を外部選任することは可能だが、会員ヒアリングに

よれば、O&M 事業者側からすると、有効活用が難しいという。大規模発電事業者で同一地域に複数の事業所があれば統括行為は可能である。

⁶¹ [PVeye2020]

⁶² [PVeye2021]p. 3「最新技術やデータ活用で業務改善」

⁶³ 会員ヒアリングによる。

⁶⁴ [経産省 2021-a]p. 20によれば外部委託は増加傾向にあり、保安水準の確保・向上、コスト低減の点で合理的と考えられる。

⁶⁵ 発電事業者の努力としては、知識経験のある従業員を雇用して、委託管理能力を高めることが考えられる。[BNEF2020-b]p. 2によれば、ヨーロッパの「資産所有者は、知識が豊富な技術スタッフを雇用」することで、「新しい設備における知識…を高め、[契約の]範囲をスリム化し、より低い価格の交渉を可能にしている」という。

⁶⁶ [津野 et al. 2020]の「3つの既存モデルの発電シミュレーションの比較」における草地の記載より。海外のレポートでは以下のとおり幅をもった評価となっており、地域やシステム設計、地面の状況等の条件により変わると考えられる。

出典	片面に比べた発電量の増加率
[IRENA2019] p. 43	5-20%
[Masson and Kaizuka2020] p. 8	最大 15%（一軸追尾式は最大 30-35%）
[Solar Power Europe2021] p. 66	5-30%

⁶⁷ 当協会の会員である EPC 業者数社へヒアリングしたところ、受注規模について最低基準（例：500kW 以上）が存在し、1 件当たりの規模が小さい場合は複数まとまらないと受注しないとのことであった。

⁶⁸ [REASP2021-a] p. 16

⁶⁹ [REASP2021-b]

⁷⁰ [NEDO2014]p. 25, p. 58, [NEDO2020]p. 17, [RTS2020]p. 17, [BNEF2021-d]から作成。

⁷¹ [JWPA2016]報告書 p. 34-p. 35 および[エネ庁 2018-b]p. 14に基づき、2015 年コスト検証 WG で提供された EXCEL シートで割引率を 3%として陸上風力の発電コストを試算したところ、[JWPA2016]報告書 p. 18 記載の値（8-12 円）と整合していることを確認できた。