

6 February 2019, Tokyo

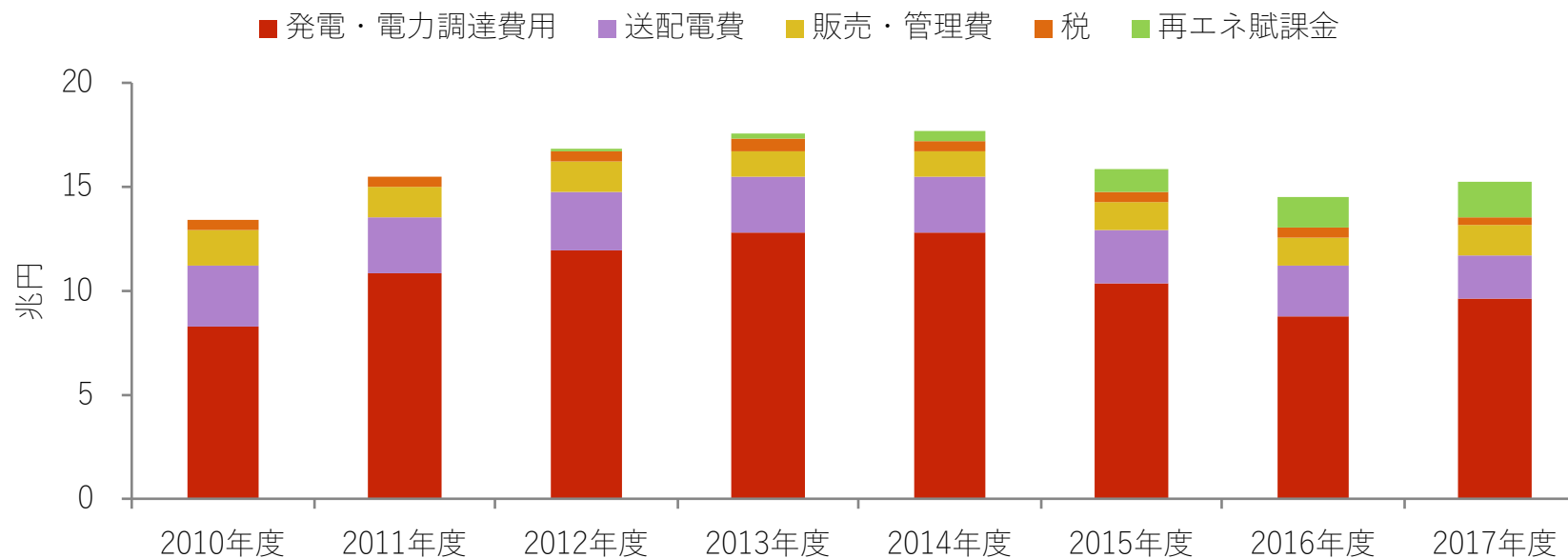
日本における自然エネルギーの 高コスト構造の分析



Keiji KIMURA

Senior Researcher | Renewable Energy Institute

- エネルギーの脱炭素化の課題 > 自然エネルギー100%へ。
- 電力：年間15兆円のコスト(発電・送配電・販売)のうち、1.7兆円が再エネ賦課金(2017年度)。
- 日本の炭素課税の小ささについて留意すべきだが、自然エネルギー比率をさらに大きく伸ばしていくために自然エネルギーのコスト低減は重要課題。

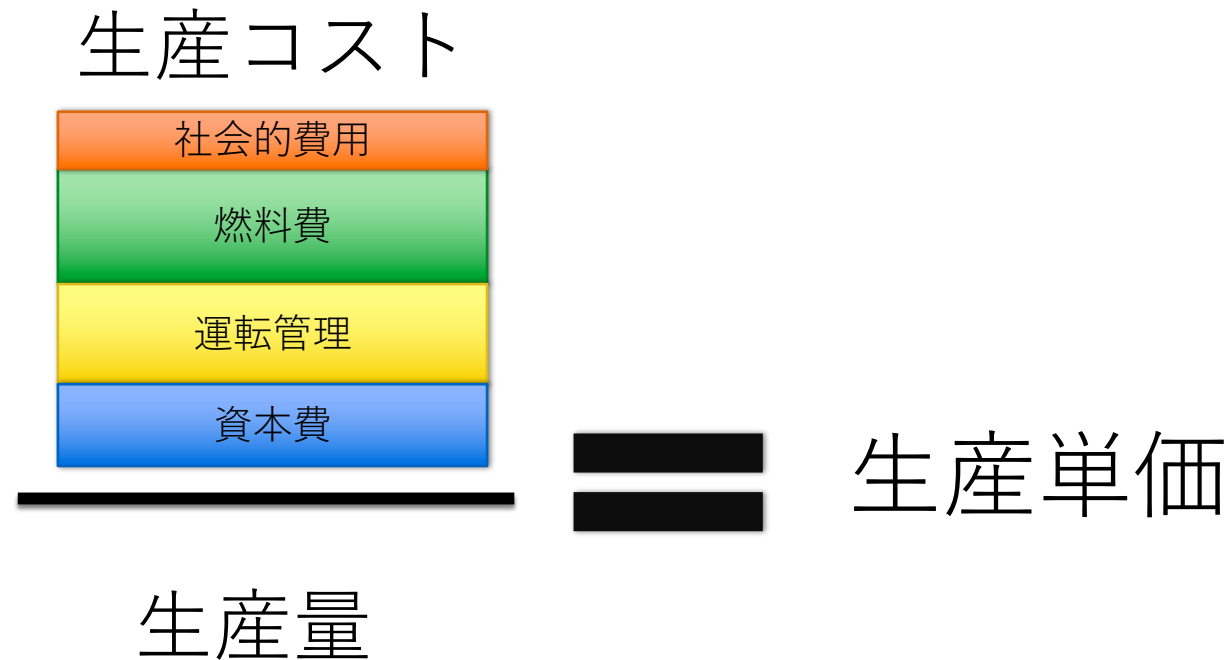


10大手電力の発・送配電・販費用等の合計

発電コストの考え方

考え方

- LCOE: Levelized cost of electricity を採用
 - 運転期間にわたる，平準化された発電コストをさし，全コストを発電量の現在価値で按分した値.

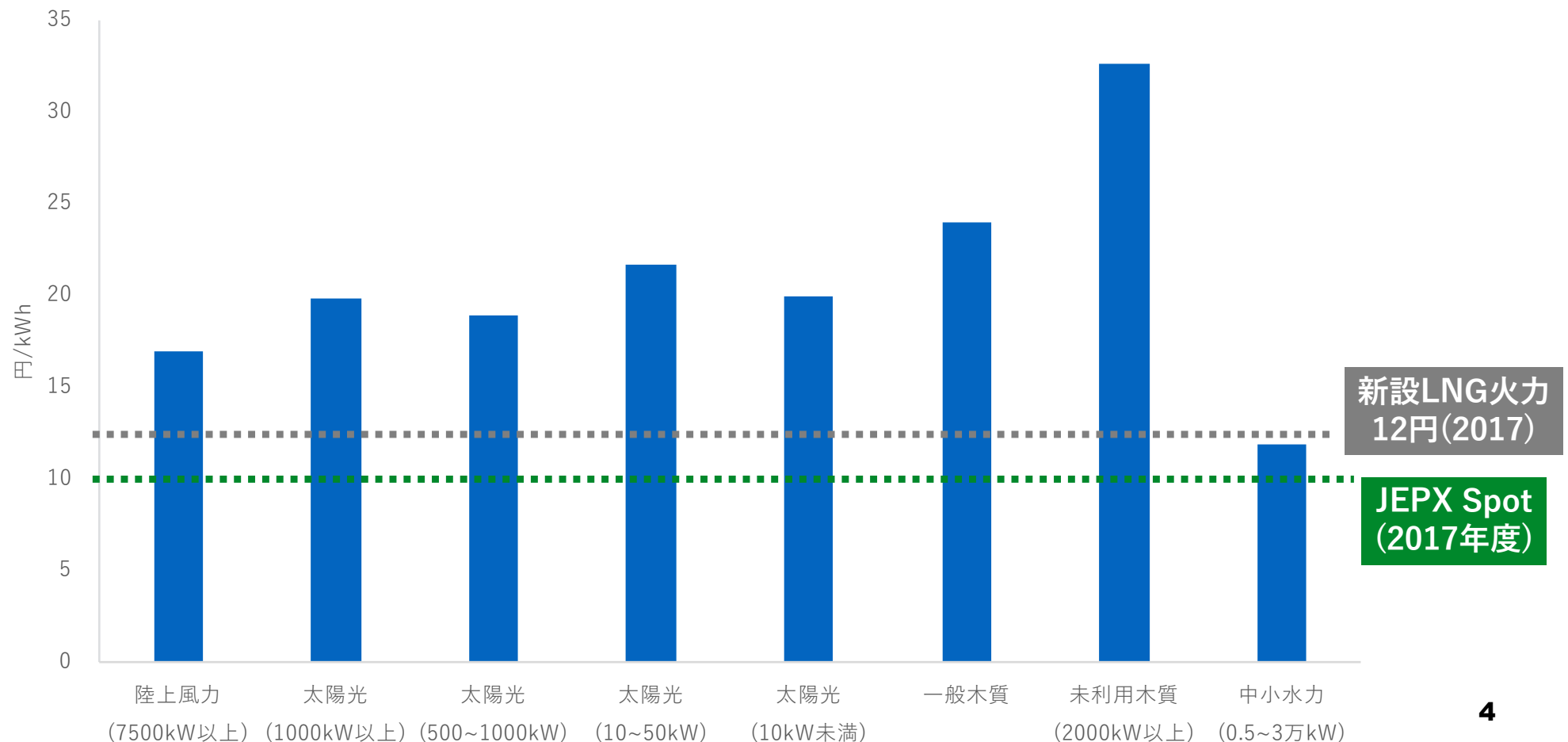


調達委資料から日本の再エネの発電 コストを試算する

2018年 発電コスト試算結果 (1)

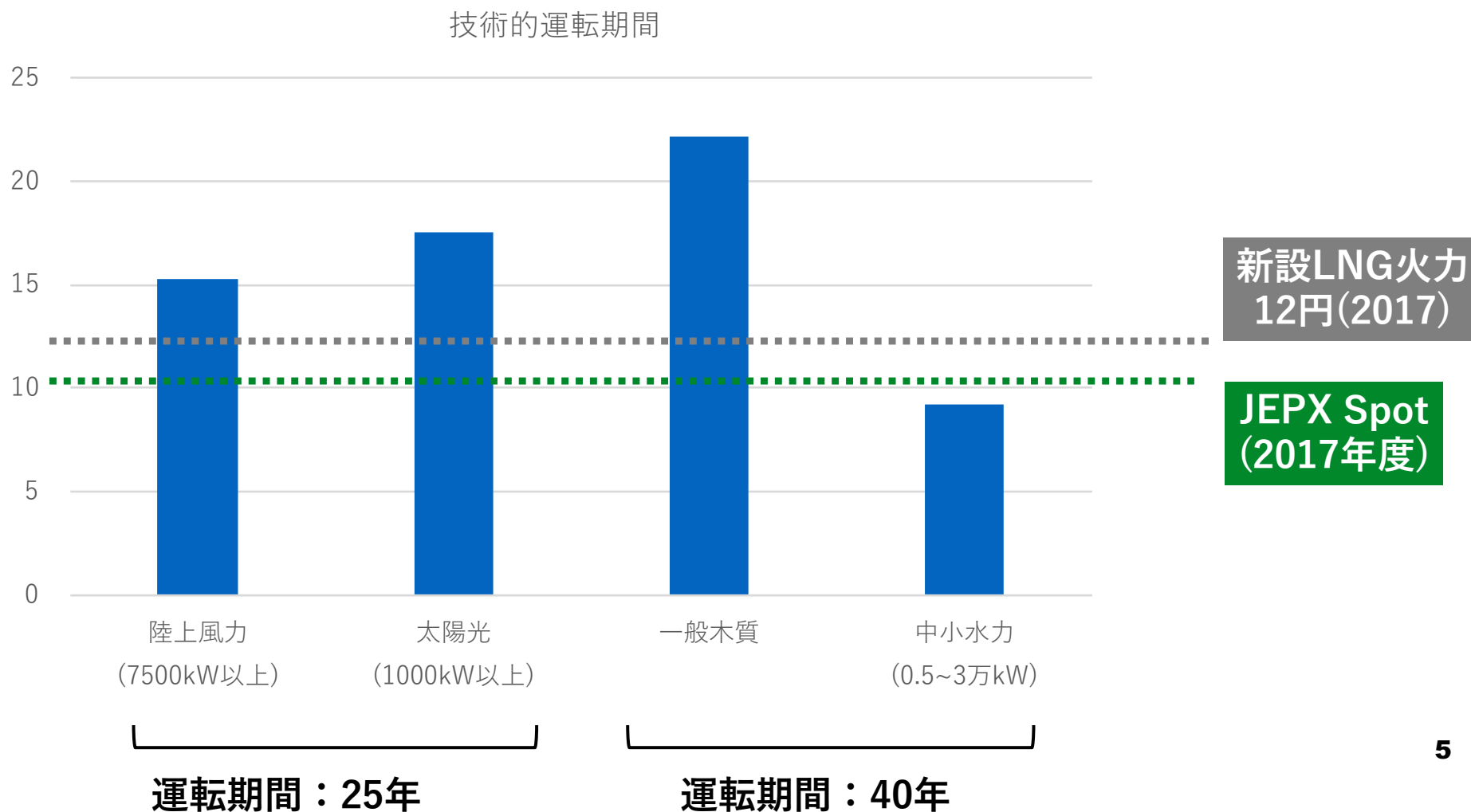
- 世界とは異なり、太陽光・陸上風力の発電コストは、LNG火力に対して4～5割程度高く、市場競争力を有しているとは限らない。また、卸電力価格に対しても7～9割程度高い。

20年運転



2018年 発電コスト試算結果 (2)

- 電源別に技術的に可能な運転期間を想定したた場合、状況は多少変化するが、それでも中小水力(5~30MW) 以外は市場競争力がない状態はかわらない。



日本の太陽光発電の 高コスト構造の分析

コスト実態調査：概要

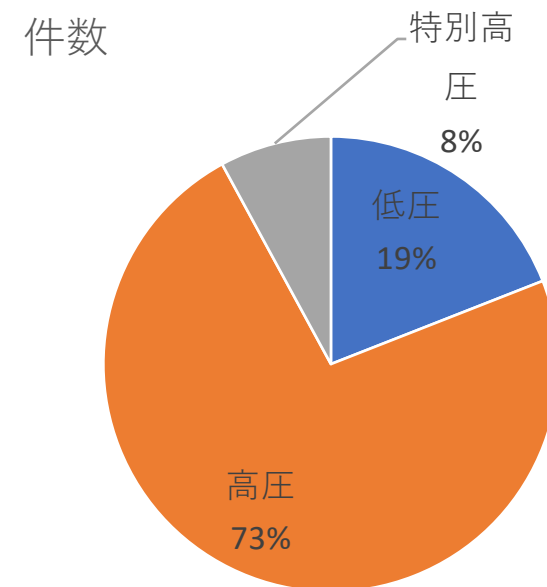


実施期間：2018年11月27日～12月17日

調査対象	太陽光発電事業者
調査対象数	1676
有効回答数	212
回答率	13%

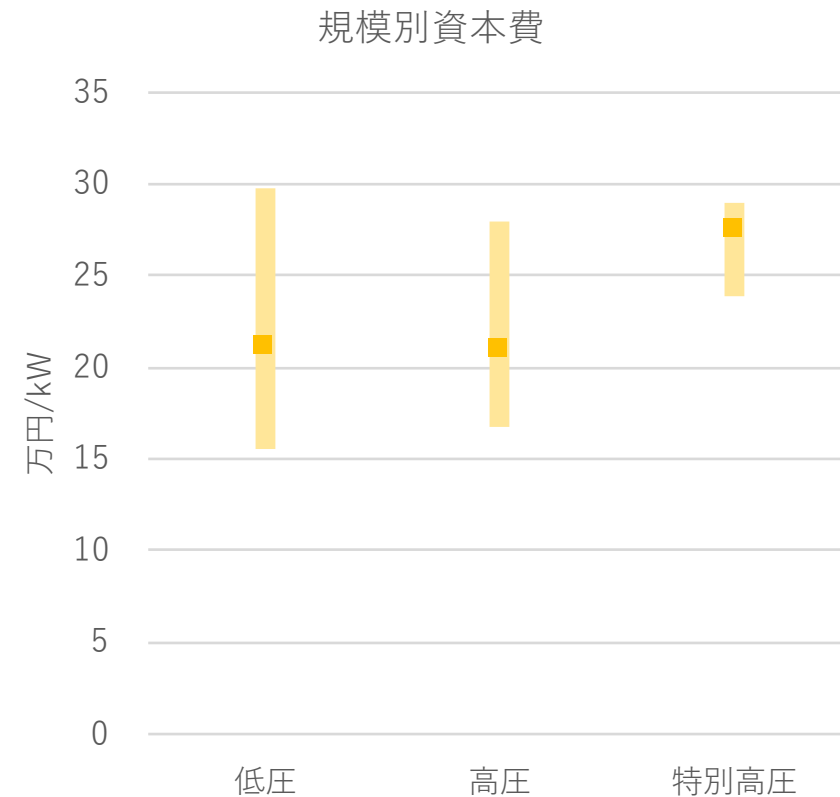
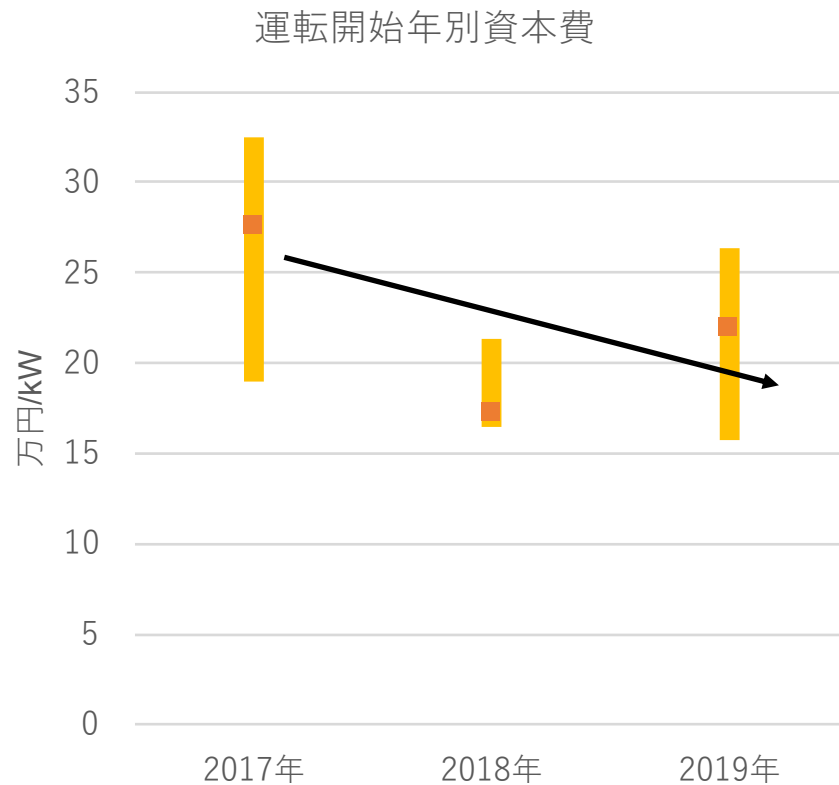
コストデータ

稼働開始年	設備数	設備容量 (kW-AC)	太陽電池容量 (kW-DC)
2017年	31	55,879	68,049
2018年	20	22,265	27,092
2019年	12	11,152	13,434
合計	63	89,296	108,575



資本費の動向

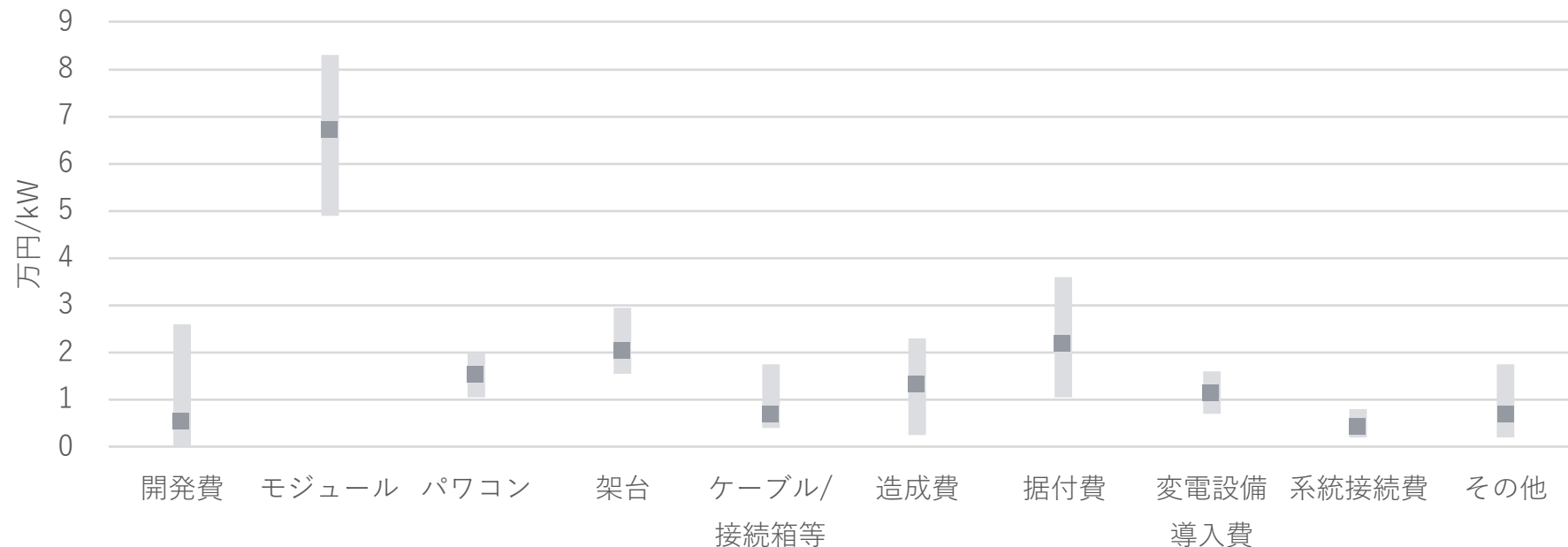
- 経年：資本費は下落傾向がみられる。特に**18年**の資本費は大きく低下。
- 規模別：大規模がコスト効率的とはいえない。



資本費分析の4つの視点

1. 認定年度によってコストが変化する可能性はないか。認定年度が古い（＝買取価格が高い）案件は資本費が高いのではないか。
2. 発電事業者の発注方式によってコストが変化する可能性はないか。
3. 太陽電池モジュールは資本費の最大の費用項目。メーカーによってコストが変化する可能性はないか。
4. 工法の違いによって工事費（ここでは架台+据付費）が変わるか。

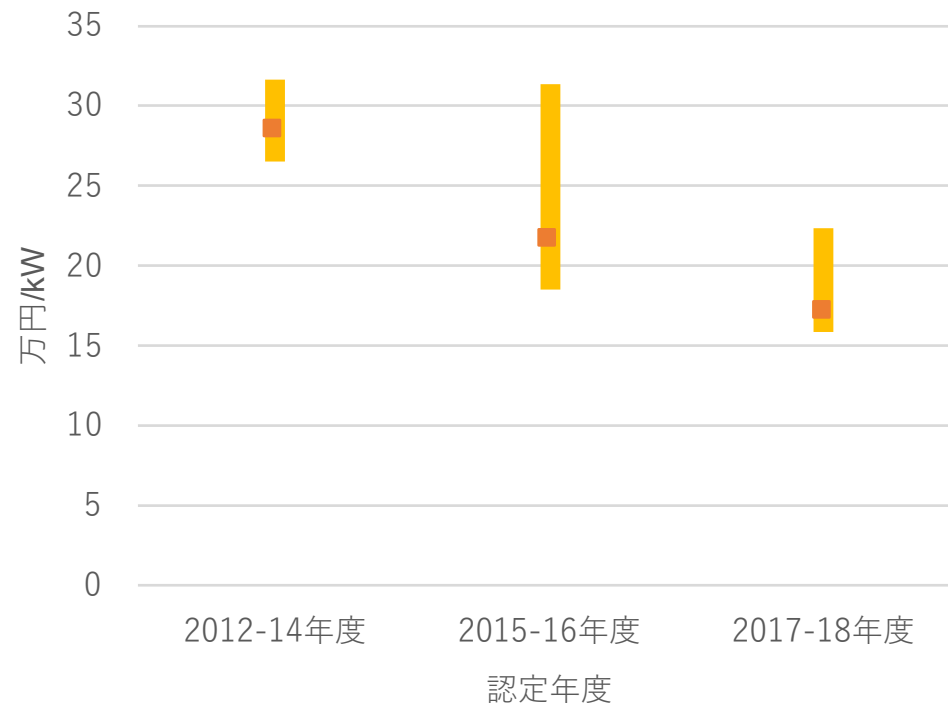
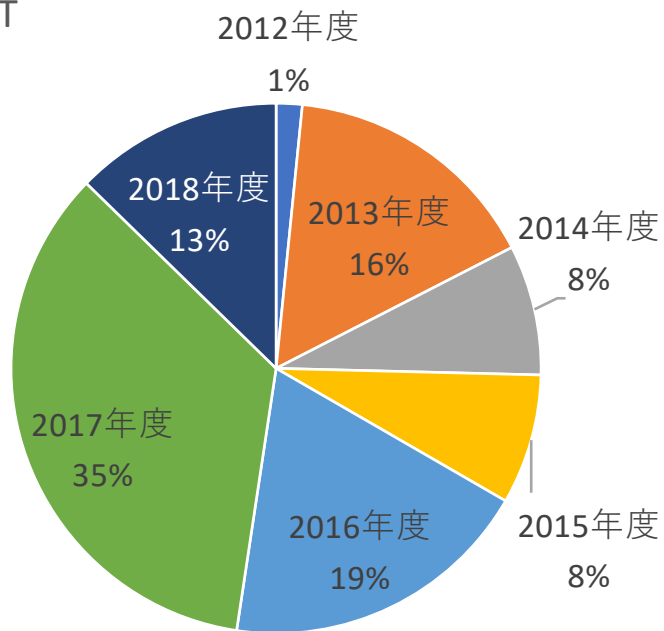
太陽光(高圧)の費目別コスト範囲



(1) 認定年度別の資本費

- 12~14年度認定案件：資本費(中央値:28.8万円 平均値28.5万円)
- 17~18年度認定案件：資本費(中央値:17.2万円 平均値19.9万円)
- 同じ時期に運転開始したにもかかわらず、買取単価が高い認定案件ほど資本費が10万円/kW以上も高い傾向が見られる。

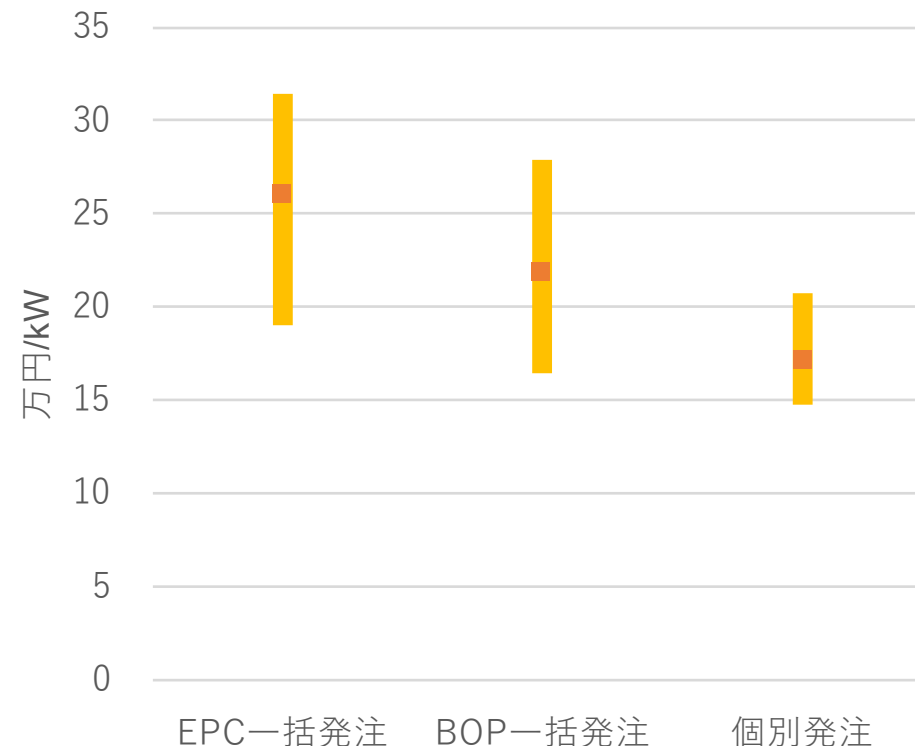
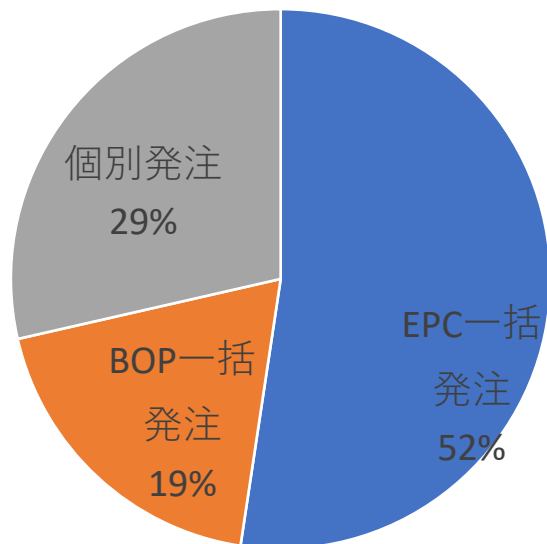
COUNT



(2) 発注方法による資本費の違い

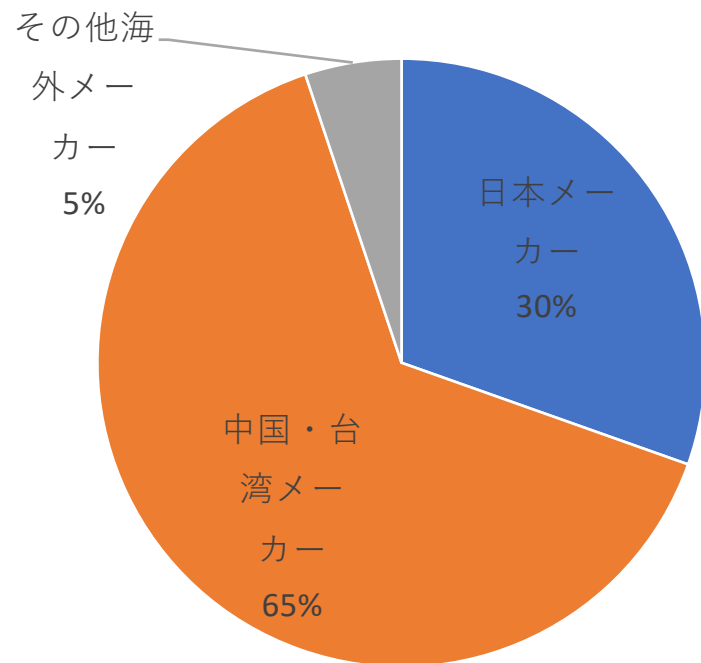
- 発注方法は、大きく分けて3つの形態がある。(1)EPC一括発注、(2)BOP一括発注、(3)個別発注。
- 発注形態別の資本費は大きく異なる結果となった。もっとも資本費が高い傾向にあるのは、**EPC**への一括発注である。もっとも安価なのは個別発注で開発した案件である。その差(中央値)は約**9万円/kW**の差が生じている。

COUNT

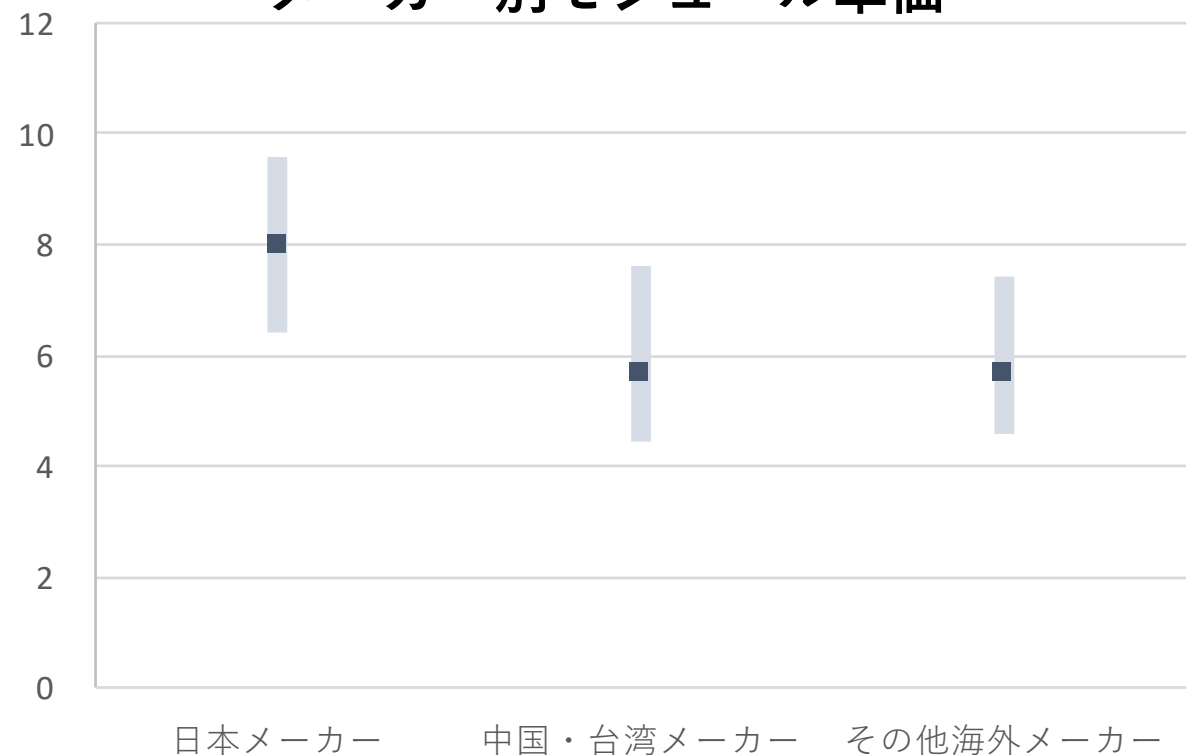


(3) メーカー別モジュール単価

- 日本メーカーのシェアは30%、中国・台湾メーカーのシェアは65%に達する。
- 日本メーカー製のモジュールコスト(中央値)は、他のメーカーのコスト(中央値)よりも2.3万円/kW高い。

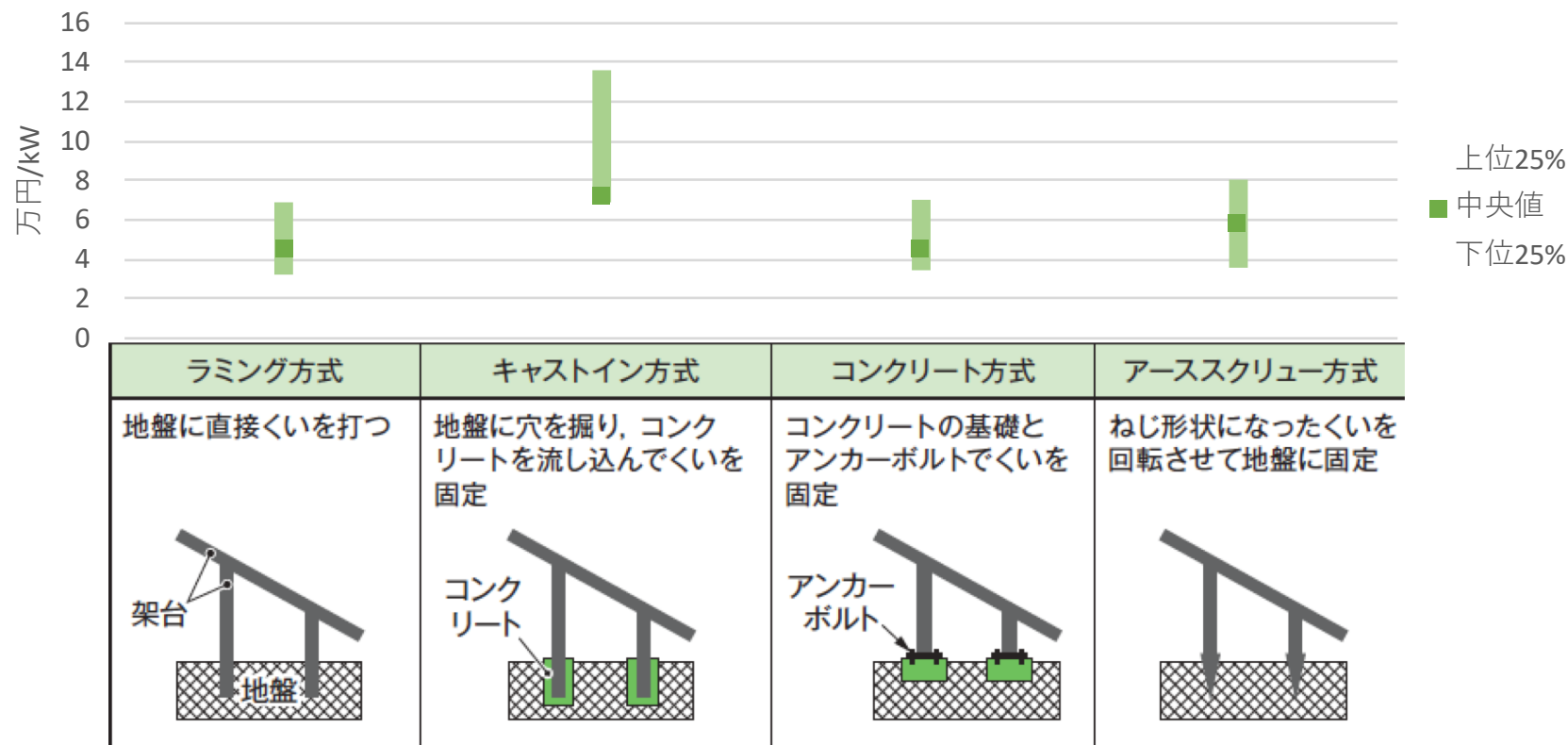


メーカー別モジュール単価

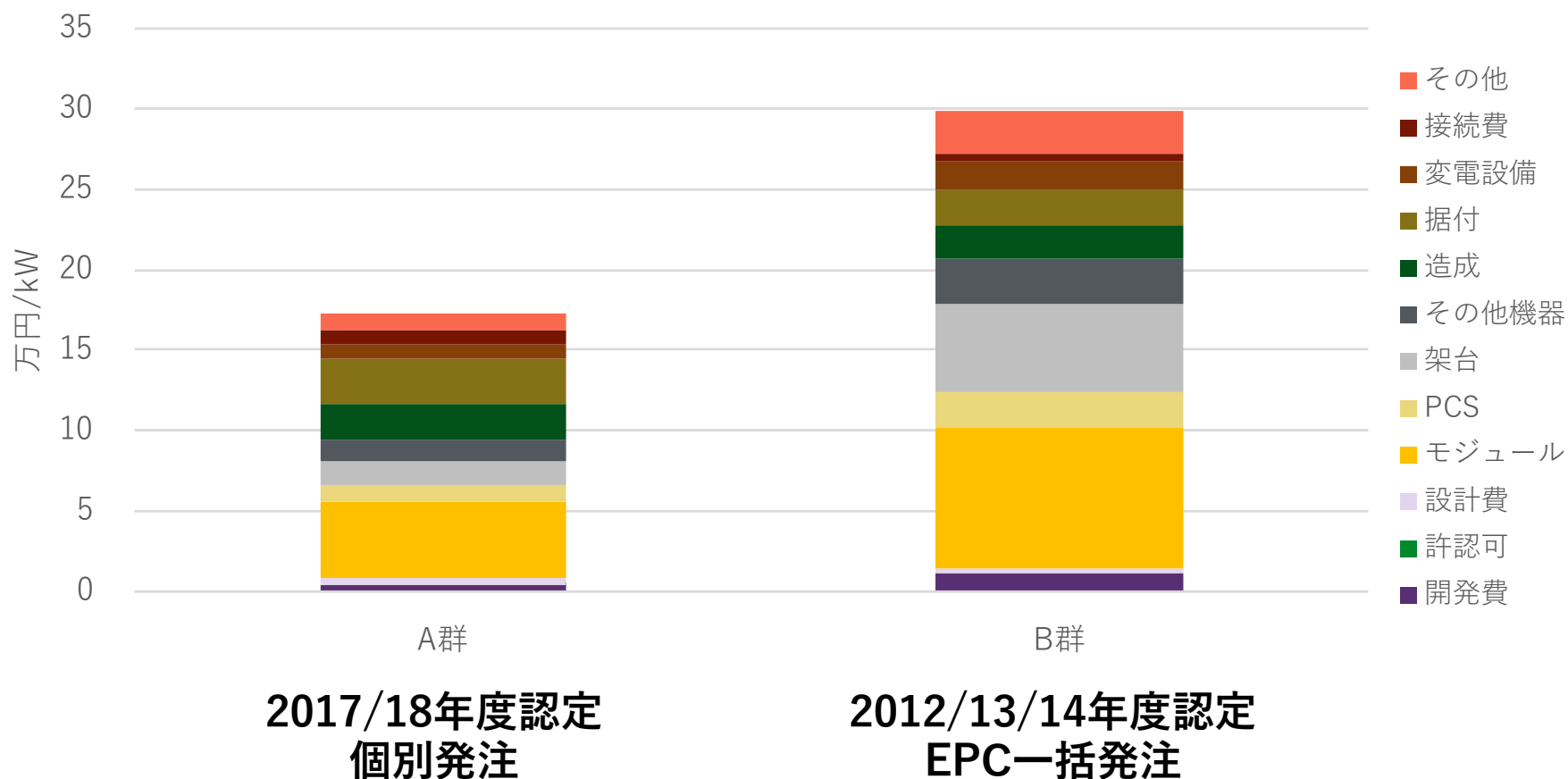


(4) 工法による工事費の違い

- 工事費(架台費+据付費) : ラミング方式やコンクリート方式といった工法を用いる場合、低コストで工事できている可能性がある。
- 広く採用されているアーススクリュー方式はラミング方式に比べてやや高い傾向がある。



- 4つの視点から分析すると、(1)認定年度による資本費の違いや(2)発注方法の違いが強く作用している可能性がある。
- 認定年度が新しく個別発注している案件（A群）と認定年度が古くEPC一括発注している案件（B群）の平均資本費を比較したところ、やはり大きな差が見られた。



2050年の日本における
太陽光発電の発電コスト推計
(暫定版)

2050年の太陽光の発電コスト推計(暫定)

資本費

単位：万円/kW-DC	悲観的シナリオ	中央シナリオ	楽観的シナリオ	ブレイクシナリオ
モジュール	1.4	1.1	0.9	0.7
PCS	0.9	0.8	0.7	0.6
架台+施工費	2.3	2.3	2.3	2.3
ケーブルその他	0.3	0.3	0.3	0.3
変電	0.8	0.8	0.8	0.8
接続費	0.4	0.4	0.4	0.4
開発費等	0.3	0.3	0.2	0.2
合計	6.3	5.9	5.6	5.3

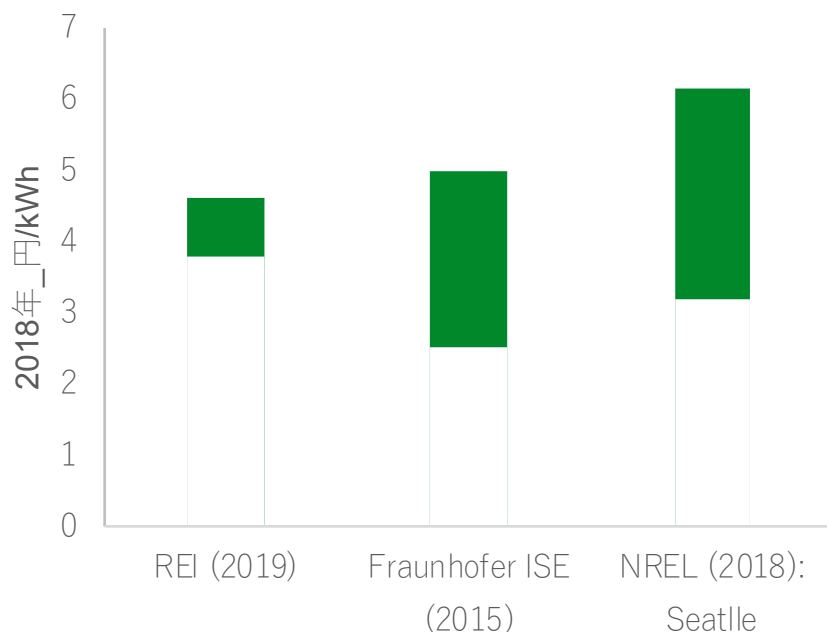
運転管理費

単位：万円/kW-DC/年	悲観的シナリオ	中央シナリオ	楽観的シナリオ	ブレイクシナリオ
運転管理	0.06	0.06	0.06	0.05
修繕費	0.03	0.03	0.02	0.02
保険	0.03	0.03	0.03	0.03
賃借料	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M 万円/kW/年	0.13	0.12	0.11	0.10

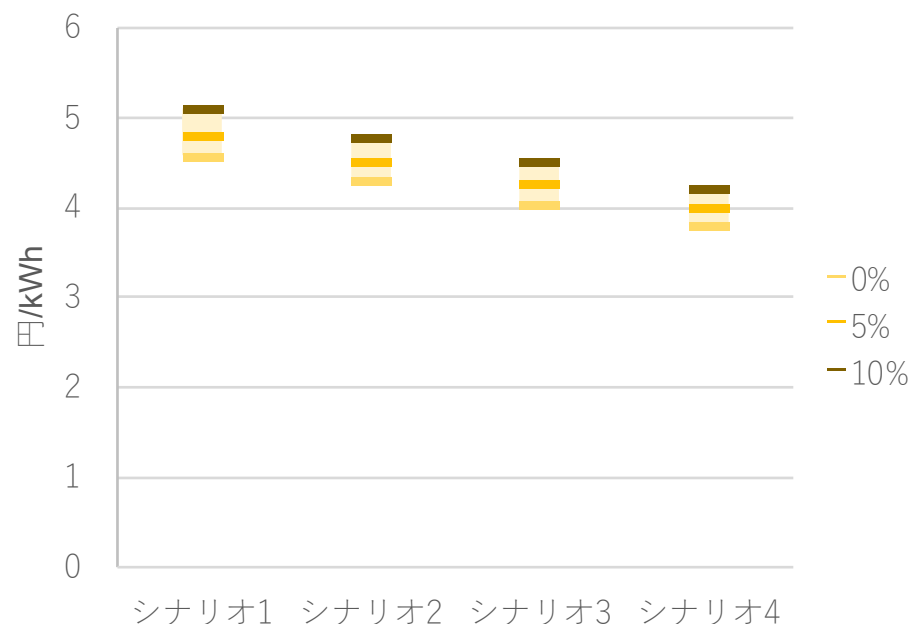
2050年の太陽光の発電コスト推計(暫定)

- 2050年の太陽光発電の発電コストは、4~5円/kWh程度となることが推計された。類似の研究 (Fraunhofer ISE, 2015; NREL, 2018) に比べて同水準にあり、国内の卸電力価格(2017年度)に比べて十分に安い水準である。
- 出力抑制を加味した場合、5%の出力抑制で0.2円/kWh、10%の出力抑制で0.5円/kWh発電コストが上昇する。

2050年の発電単価(国際比較)



出力抑制比率別の変化



- 2018年時点、日本の自然エネルギーの発電コストは、中小水力(5~30MW)を除いて経済的に自立可能な段階とはいえない。
- 太陽光発電に関するアンケート調査からわかったこと。日本の物理的な環境によるものよりも「買取価格の高い認定案件」や「一括発注に依存するコスト意識の低さ」が高コスト構造を生んでいる可能性がある。>高い買取価格の認定案件を整理し、事業者のコスト意識を高める制度設計がコスト低減に寄与する可能性がある。(注：太陽光に限らない)
- 2050年の太陽光発電の発電コストについて推計した結果、現在の卸電力価格を大幅に下回る発電コストが実現可能であることがわかった。
- 2050年段階で10%程度の出力抑制では経済性に大きな影響はないが、抑制量が過大になると太陽光の経済性を損なう懸念がある。経済合理的な太陽光の利用を進めるため、系統側での対策も段階的に検討すべきであろう。

参考文献

- 調達価格等算定委員会, (2019) 平成31年度以降の調達価格等に関する意見、経済産業省.
- 稲葉・渡辺 (2012) 「太陽光発電システムの技術動向と東芝の取組み」 『東芝レビュー』 Vol.67, No.1
- Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.
- National Renewable Energy Laboratory: NREL (2018) Annual Technology Baseline 2018.

Keiji KIMURA

Senior Researcher | Renewable Energy Institute

| Email: k.kimura@renewable-ei.org

| <http://www.renewable-ei.org>