

太陽光発電の現状と 自立化・主力化に向けた課題

2023年10月27日

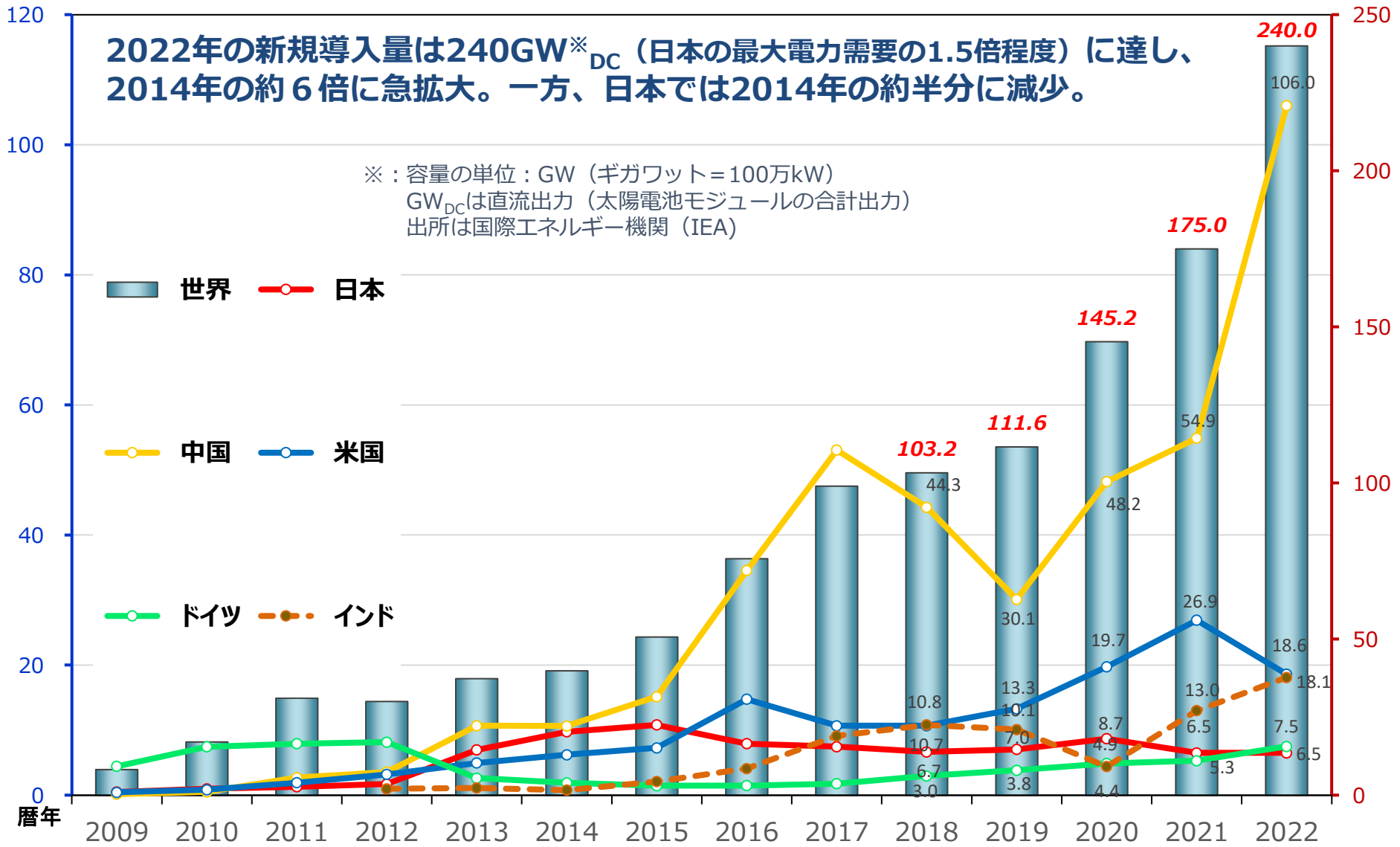
一般社団法人 太陽光発電協会

- 1. 世界で急拡大を続ける太陽光発電**
- 2. 国内の導入量・新規認定量の推移と事業者による新規開発意欲**
- 3. 新規開発案件のコスト動向（事業用太陽光）**
- 4. 本委員会の主な論点について（要望）**
- 5. 本委員会のその他の論点について（要望）**
- 6. 参考資料**

世界の太陽光発電：新規導入量の推移（年間導入量）



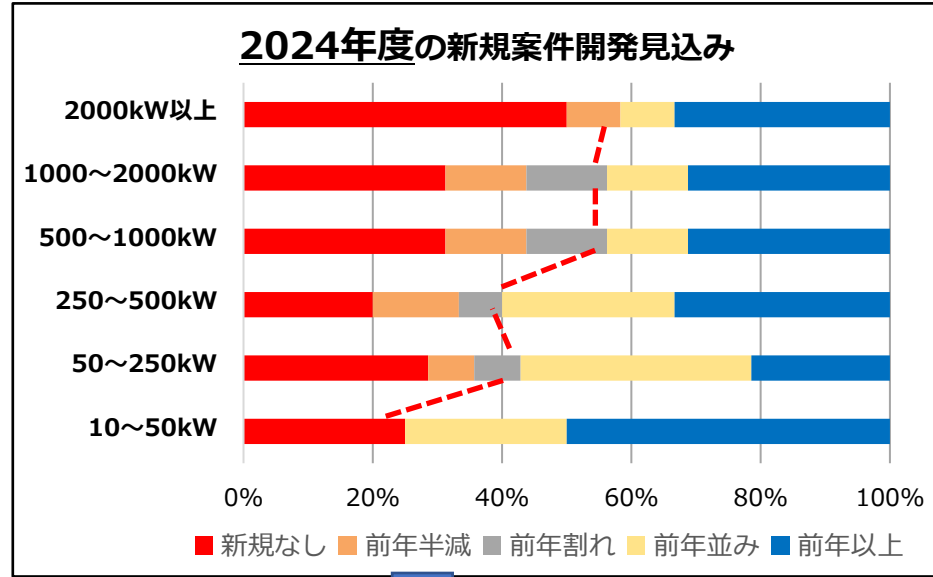
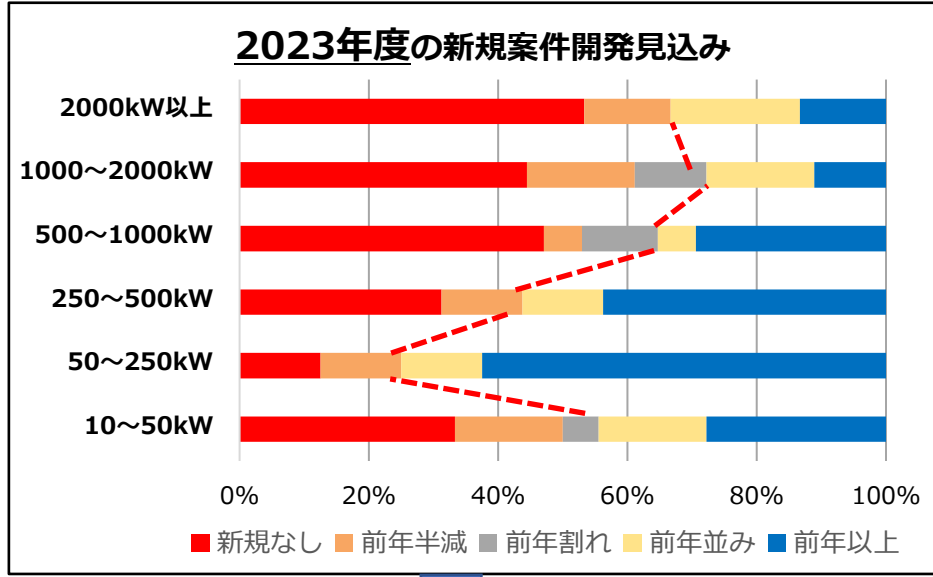
国別年間導入量 GW



2. 国内の導入量・新規認定量の推移と 事業者による新規開発意欲

事業用太陽光：事業者の新規開発意欲（アンケート調査結果）

発電事業者による新規案件開発の計画・見込のアンケート調査結果（有効回答26社）



500kW以上は「新規なし」「前年比半減」「前年割れ」が大半で開発意欲は低迷。500kW未満については屋根設置（12円/kWh）が含まれるためか、「前年並み」と「前年以上」の合計比率が6割程度。地上設置を含め事業者の開発意欲の喚起が喫緊の課題となっている。

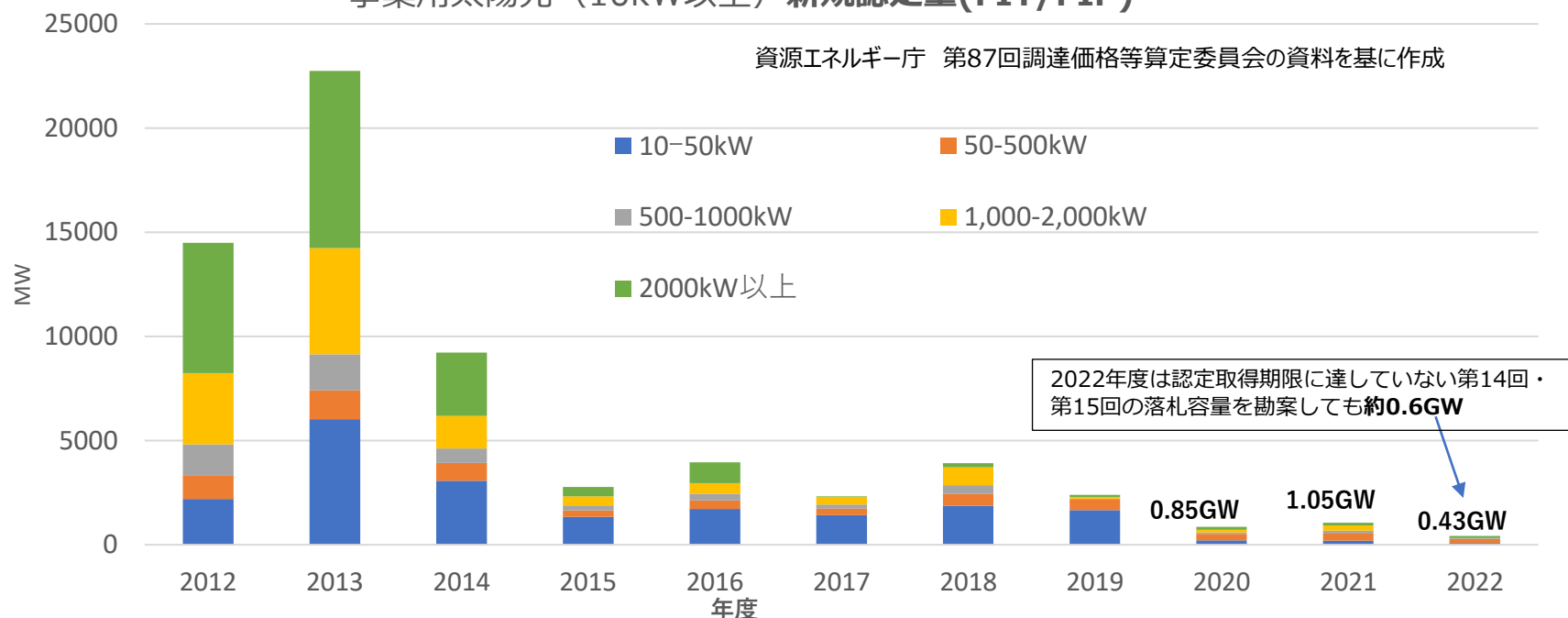
事業者の生の声：

- ・ 地上設置の売電単価9~10円/kWh程度の水準では、リスクに見合った適正なリターンは見込めない。
- ・ FIT買取価格の急速な低下にコスト低減が追従できていない。
- ・ FTTもFIPも、新規案件開発には経済性が不十分であり、コーポレートPPAへの転換が必要。
- ・ 高圧・特高案件は系統・用地確保、許認可取得が困難で、ハードルが上がっている。
- ・ 500kW未満については、入札対象外の屋根設置12円/kWhの効果で案件開発の継続・拡大の可能性あり。

- **住宅用**：導入件数は前年度より増加したが、2030年迄に新築住宅の6割に設置するという国の目標達成には追加対策が必要。（本資料P21参照）
- **事業用**：2030年の国の導入目標を達成するには**毎年5GW程度**の新規導入が必要との認識。一方、現状は**FIT/FIPの新規認定量は1GW**を下回り、非FIT/非FIPの導入量は年間**0.5GW程度**と未だ小さい。目標達成には、**事業者の新規開発意欲を喚起し**、FIT/FIP及び非FIT/非FIPの新規案件を大きく増やしていく必要がある。

事業用太陽光（10kW以上）新規認定量(FIT/FIP)

資源エネルギー庁 第87回調達価格等算定委員会の資料を基に作成



3. 新規開発案件のコスト動向 (事業用太陽光)

1) 2024年度のシステム費用の見通し（前年度調査との比較） 会員向けアンケート調査結果より

地上設置のシステム費用（1kW当たり）見通し（本資料P23）

- 10～50kW未満、及び2MW以上：低減傾向が見られない。
- 50kW～2MW：16万円以下が増え低減傾向。一方で16万円以上が4割から5割存在し、トッパーランナー水準の11.3万円※¹に平均で到達するのは2025年度以降となる可能性が高い。

屋根設置のシステム費用（1kW当たり）見通し：（本資料P24）

- 250kW以上については16万円以下が増え低減傾向がみられる。
- 250kW未満につては、16万円以上が5割～7割存在し、トッパーランナー水準の15万円※²に平均で到達するのは2024年度以降の見通し。

※1：「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」において、地上設置50kW以上の2024年度調達価格の前提となったトッパーランナー水準で、2022年設置案件の上位15%のシステム費用。

※2：「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」において、屋根設置の2024年度調達価格の前提となったトッパーランナー水準で、2022年設置案件の上位26%のシステム費用。

2) 従来は顕在化していなかった新たなコスト増や収入減少

- **出力抑制の増加**※³による売電収入の減少が顕在化（九州エリアの2024年度の太陽光の見通しは約10%）
※3:需給バランス維持のための出力抑制に加え、今後はノンファーム接続に伴う系統混雑処理のための出力抑制を考慮する必要あり。
- **ケーブル盗難の被害が急増**し直接的被害に加え売電収入が減少。
- 自然災害やケーブル盗難被害の増加に伴う**保険料の上昇**。
- **発電側課金**（2024年度より）

太陽光発電協会（JPEA）は、事業用太陽光に関しては以下のコスト低減目標を掲げている。

① トップランナー（上位15%程度）：

2027年頃までに7円/kWh（調達価格としては8.5円程度）を目指す。

② 業界平均（上位50%程度）：

2030年度までに業界平均として7円/kWh（調達価格としては8.5円程度）を目指す。

<コスト低減に向けた事業者による取組の例>

- ・ 太陽電池モジュールの変換効率の向上
- ・ 長期安定稼働（稼働年数を20年から30年に等）
- ・ 造成費・工事費の削減（耕作放棄地・荒廃農地等の平坦な土地の活用、ベストプラクティスを参考とした工期の短縮、効率化等）

<コスト低減・価値創出に向けて求められる環境整備>

- ・ 系統制約の克服（出力抑制の低減、ノンファーム型接続のローカル系統への早期全国展開）
- ・ 土地制約の解消（ポジティブゾーニングの推進、耕作放棄地・荒廃農地の活用等）
- ・ アグリゲーターの育成と、FITからFIP制度への移行の推進（電力市場への統合）
- ・ 需給調整市場・容量市場等での再エネの活用
- ・ 再エネの環境価値が適切に評価され、再エネの持続的な投資・開発が促進される仕組みの構築

令和3年度補正予算「**需要家主導による太陽光発電導入促進補助金**」の採択事業者のデータを基に、オフサイトPPAのコスト等を調査し報告書に纏め、当協会のHPに「**需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）**」として公開している。

補助金により導入されたオフサイトPPAではあるが、現状のコスト動向、並びに将来の自立化に向けた課題解決の参考となるため、以下に概要を示した。（詳細は、本資料P25～P29）

需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）の概要

- 地上設置（高圧）の**平均の初期費用**は、直流ベースで約**14.8万円/kW**であった。
- 地上設置太陽光の**平均発電コスト（LCOE）**は、**低圧が11.8円/kWh、高圧が11円/kWh**であった。
- 50kW以上高圧の平均発電コスト（LCOE）は**11円/kWh**（2023年運開）であり、JPEAが2022年2月に公開した調査結果の**13.1円/kWh**（2020年運開）と比べて**2.1円/kWh**低減が進んだ。しかしながら、この低減ペースでは、**7円/kWhのコスト目標の達成が2030年より先になることが懸念される。**
- 2030年までに**コスト低減**が進み、将来に渡って一定レベルの**環境価値**が見込まれ**事業予見性が確保**できるようになれば、オフサイトPPAは補助金なく普及する可能性が高い。

4. 本委員会の主な論点について（要望）

- 4-1. 事業用太陽光発電の2025年度の調達価格／基準価格
- 4-2. 住宅用太陽光発電の2025年度の調達価格
- 4-3. 事業用太陽光発電の2024年度の入札制
- 4-4. 事業用太陽光発電の2025年度以降のFIT／FIPの対象
- 4-5. 低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件

4-1. 事業用太陽光発電の2025年度の調達価格／基準価格について

- アンケート調査では、新規FIT／FIP認定量が大きく減少した最大の要因として「**調達価格／基準価格の急速な低下にコスト削減が追従できていない**」との回答が**81%**であった。
- 「調達価格が**9～10円/kWh**程度では、リスクに見合った適正なリターンは見込めない」といった声があり、「**2円～3円/kWh程度**の上方修正が無いと、開発可能な案件が出てこない」といった事業者の意見が多い。
- 「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査」では、2023年運開の地上設置太陽光の平均発電コスト（LCOE）は**高圧が11.0円/kWh**であり、2024年度の入札対象外の調達価格である**9.2円/kWh**とは**1.8円/kWh**の差がある。
- また、顕在化していなかった**新たなコスト増や収入減の影響**も、調達価格9～10円/kWh程度での事業開発を困難にしている。



事業者の投資意欲を喚起し、持続的なコスト低減と2030年の導入目標を達成するためにも、調達価格等の算定にあたっては、新たなコスト負担を含め、コスト動向の実情を踏まえて頂きたい。

なお、2022年度の新規導入量が0.5GW程度であったオフサイトPPA等の非FIT/非FIPの新規案件は、今後拡大していく見込みではあるが、多くは補助金等の支援で成り立っており、当面の間、FIT/ FIP制度の支援による開発が重要であると考えます。

- 住宅用太陽光発電のシステムコストの低減は、人材不足・資機材等高騰等の影響で停滞していると認識。
- 特に、既築住宅のコストは、**足場等の追加コスト**が発生し、新築住宅と比較して割高。「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」では、既築住宅のシステム費用が新築に比較し**2万円/kW高い**ことが示されている。
- 新築住宅にはZEH補助や2030年6割設置の目標設定などのFIT以外の導入促進策があるが、**導入ポテンシャルが高い既築住宅**への設置拡大の重要性が増している。



以上より、調達価格の維持を検討願いたい。

① 上限価格の事前公開について

上限価格の事前公開は、2024年度以降も継続願いたい。

② 上限価格の設定について

事業者の投資意欲を喚起するレベルで設定願いたい。

③ 入札実回数について

2023年度と同様に年4回の実施を継続願いたい。

④ 入札対象について

FIT入札に関しては、2023年度と同様に**250kW以上を対象**として頂きたい。250kW未満を対象とされると入札に関わる事業者の負担が大きく、コスト低減が困難となる懸念があるため。また、入札制度運用に関わる行政コストの負担も大きくなる懸念があるため。

⑤ 屋根上設置太陽光発電の入札免除について

屋根上設置の太陽光発電に関しては従来通り入札対象から除外して頂きたい。地域との共生の観点でも屋根上設置太陽光発電の普及は望ましいと考える。

① FIPの対象規模（FIT選択不可）について

2025年度のFIPの対象（FIT選択不可）としては、少なくとも250kW以上、できれば2023年度と同様に**500kW以上**として頂きたい。

理由：FIPに対応できる事業者やアグリゲータの育成が未だ十分とは言えないため。
一方で、意欲のある事業者に関しては、下記の通り選択できるようにして頂きたい。

② FITかFIPを選択できる対象の維持について

10kW以上（250kW未満）の事業用太陽光発電に関しては、従来通りFITからFIPへの移行を含め、**FITかFIPを選択可能**として頂きたい。なお、10kW以上～50kW未満の小規模太陽光がFIPを選択する場合、小売事業者やアグリゲータ等と相対契約を結ぶ計画を提示する等の条件を付けることは合理的と考える。

理由：意欲のある事業者のチャレンジを促し、FIPに対応できる事業者やアグリゲータの育成を後押しすることで、再エネの電力市場統合の推進に繋げるため。

① 温対法における促進区域での促進事業に認定される案件

② 地方公共団体が所有する土地に設置される低圧太陽光発電

＜期待効果＞

＜当協会の取組＞

16

5. 本委員会のその他の論点について（要望）

5-1. FIP制度の活用拡大に向けた施策について

5-1. FIP制度の活用拡大に向けた施策について

FIP制度は再エネの電力市場への統合等を目的に2022度から導入されたが、残念ながらFITからFIPへの移行、並びに新規FIP案件にチャレンジしようとする事業者・金融機関は未だ少ない。FITからFIPへの移行、そして再エネの自立化を促すためにも対策が必要ではないか。

<制度面での対策案>

①参照価格の算定方法の見直し（前年度平均から当該月等へ）

現行制度では、前年度の市場平均価格を参照し当該月ごとに補正を行う方式※としているが、これにより、市場売電価格とプレミアムを加算した収入が月次で大きく変動する。また、月次補正の際には、参照価格がマイナスの場合ゼロにする処理が必要となり、市場価格高騰年の翌年にはFIT制度よりも収益が下回るリスクがある。このことが、事業者・金融機関から見るとFIP制度が複雑で事業予見性の確保を困難にしている。これを解決するためには、欧州のように、参照する市場価格を当該月とする方法が挙げられる。

※現行制度において、前年度の市場平均価格を参照価格とした理由の一つは、季節をまたいでの発電シフトを促し、電力需給の緩和・最適化を目指すためと理解する。しかしながら太陽光発電の場合、蓄電池を併設したとしても、季節をまたいでの発電シフトは技術的に困難であり、想定された効果は期待できない。一方、参照する市場価格を当該月とした場合でも、発電する時間を朝夕にシフトする等による、需給緩和・最適化の効果は期待できる。

②FIP移行後の事後的蓄電池併設時の価格変更について

FIPへの移行と蓄電池の併設を促す目的で、FIP移行後の事後的蓄電池併設時の価格変更について緩和頂いた。しかしながら、PCS出力と過積載部分の太陽電池出力との比率での加重平均値に価格変更する方法では、事業者にとってはディスインセンティブとなる懸念があり、再検討願いたい。詳しくは本資料P31にて解説。

<事業者・金融機関の理解を得るための取組>

FIP制度の理解が深まっていないために普及が進んでいないとの声に答えて、協会内のセミナーを実施している他、11月8日のシンポジウムにてFIP活用の啓発に関連したテーマを扱う予定。また、国、並びに国内の業界団体と連携したセミナー等の啓発活動も実施していく所存。

6. 参考資料

6-1. 世界の太陽光発電：2030年の導入見通し

6-2. 住宅用太陽光：増加に転じたが目標達成には追加対策が必要

6-3. 事業用太陽光の導入量：今後も減少傾向が続く可能性が高い

6-4①. 地上設置太陽光 システム費用の推移（アンケート調査結果）

6-4②. 屋根設置太陽光 システム費用の推移（アンケート調査結果）

6-5: 需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査報告書より

①. 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の調査結果

②. 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の内訳分析

③. 地上設置太陽光の発電コスト（LCOE）の分析

④. 地上設置太陽光の発電コストの低減の可能性

⑤. 本調査から得られた示唆

6-6. 新築/既築のシステム費用の価格差の原因（業界アンケート）

6-7①. FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更に関する要望

6-7②. FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更に関する要望

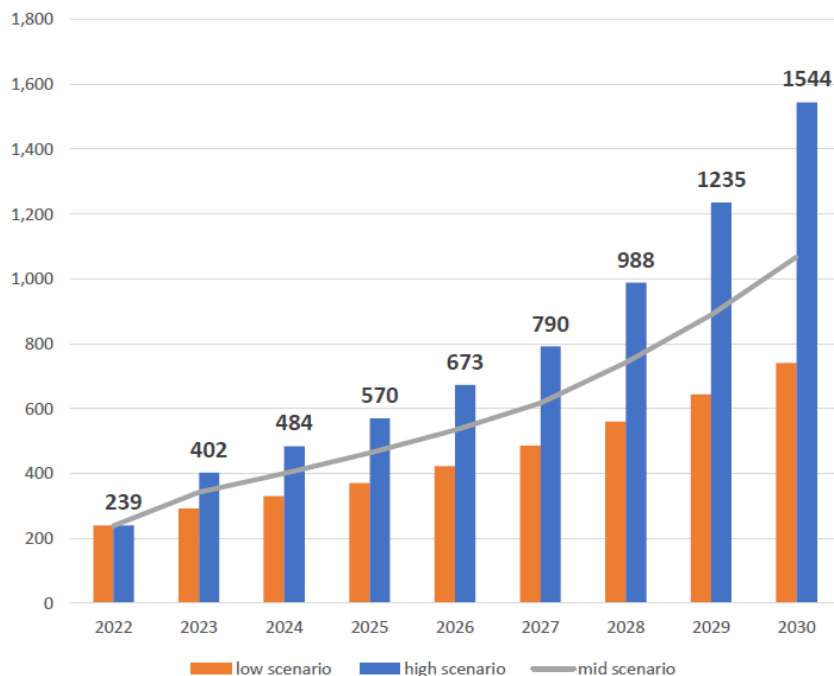
6-1. 世界の太陽光発電：2030年の導入見通し

- Solar Power Europeによれば2030年の新規導入量がmidケースで**1 TW**（テラ・ワット）超、**highケース**では**1.5TW**を超え、累計導入量としては**6～8 TW規模**の見通しが示されている。

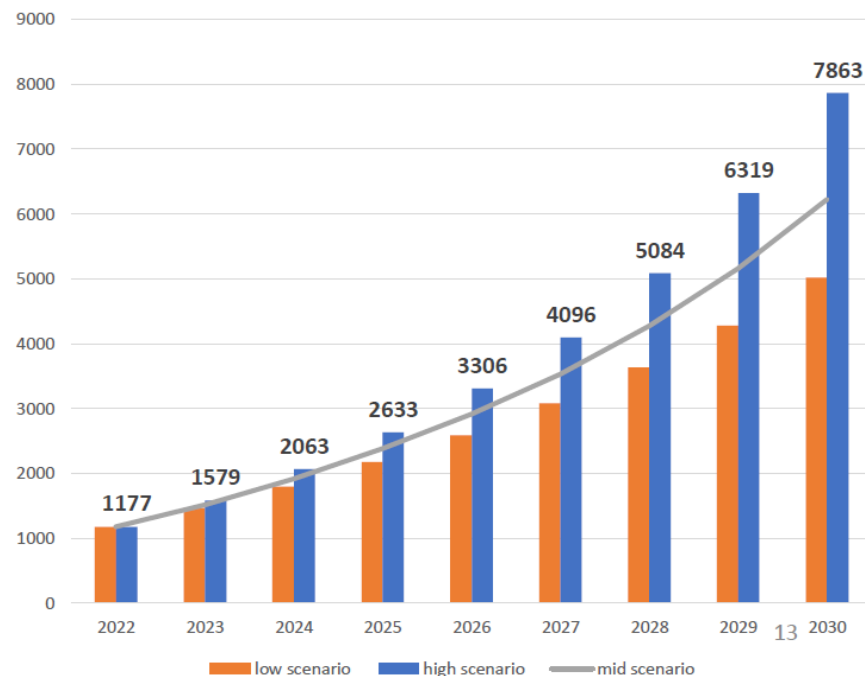
Solar contribution to the annual 1.5 TW target :

SolarPower Europe's market scenarios until 2030

Global solar PV market scenarios 2022-2030



Global cumulative solar PV installed capacity 2022-2030

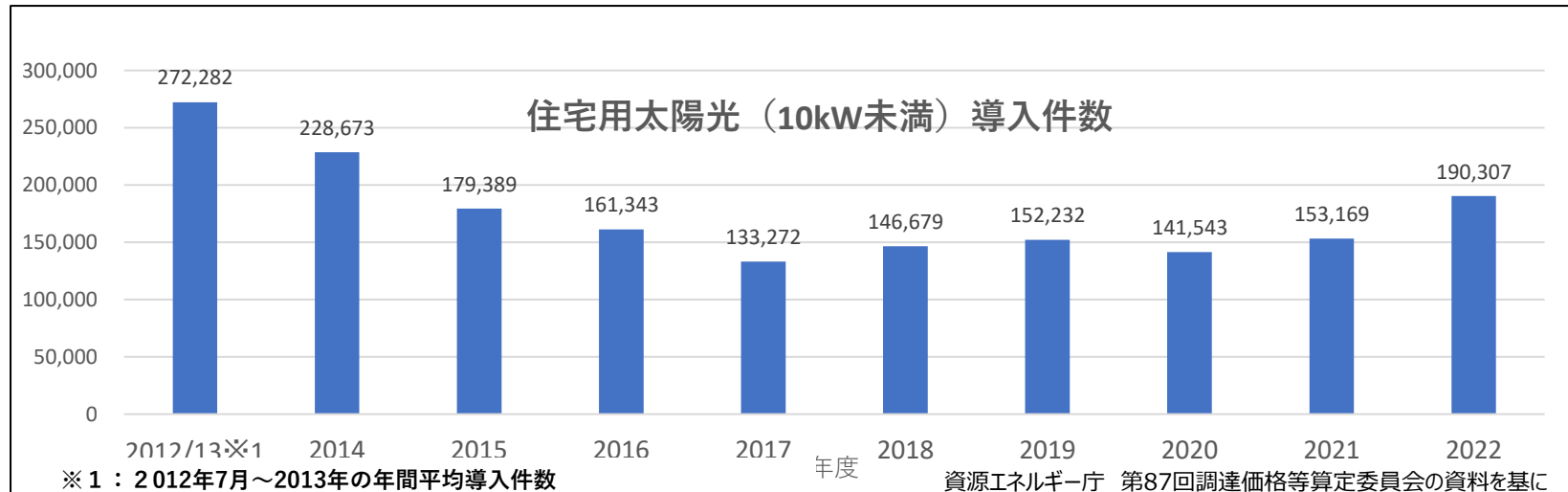


2022年における世界の太陽光発電の導入量**240 GW**に対して、2022年の太陽電池パネルの生産量はその約1.5倍の**350 GW**、生産能力としては**700 GW規模（速報値）**に拡大している。

米国におけるインフレ抑制法成立後、米国内での太陽電池パネルの生産工場の新設・増強計画が次々に発表され、現時点では、既設を含めた合計で、**100 GW**近くに達している。近い将来、これらの米国内の工場も世界の生産能力に加わってことになる。

6-2. 住宅用太陽光：増加に転じたが目標達成には追加対策が必要

- 10kW未満の住宅用太陽光の導入件数は、**2022年度**は前年度より増加し約**19万件**であった。
- 増加の要因は、**燃料価格の高騰と円安で上昇した電気料金**に対して競争力が高まった為と考えられるが、この傾向が継続するかどうかは不透明であり、**新築住宅の着工件数は今後減少していく見込み**である。
- **2030年迄に新築住宅の6割に設置**するという国の目標達成にはさらなる対策が必要。

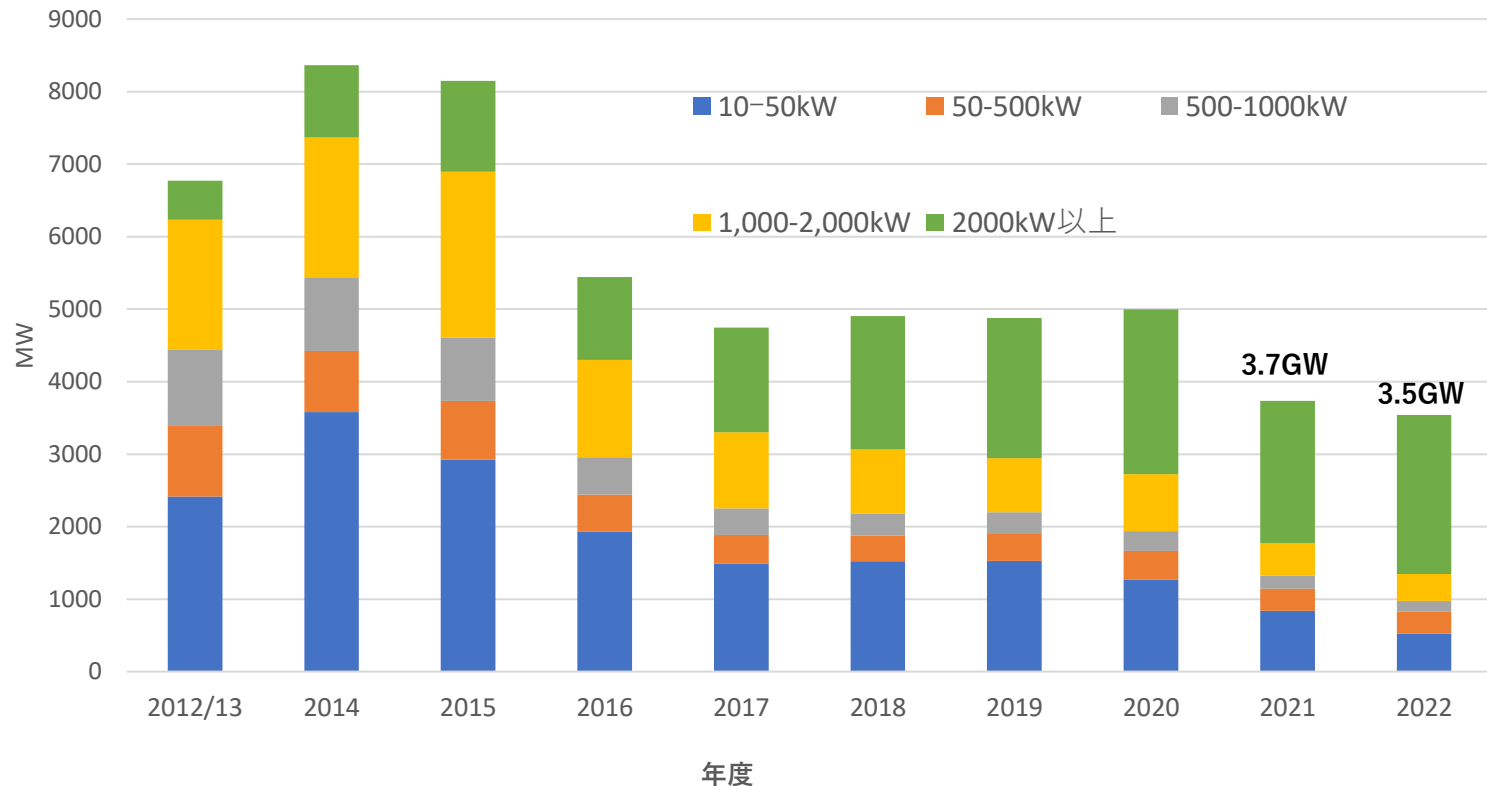


6-3. 事業用太陽光の導入量：今後も減少傾向が続く可能性が高い

- 2022年度におけるFIT/FIP案件の新規導入量は約**3.5GW**に減少。
- 非FIT/非FIPの約**0.5GW**を加えても、2022年の導入量は約**4GW**に留まり減少傾向が続いている。
- 新規FIT/FIP認定量が大きく減少し未稼働案件も少なくなっていることから、何らかの手を打つことで事業者の新規開発意欲を喚起しない限り、新規導入量の減少が止まらない可能性が高い。

資源エネルギー庁 第87回調達価格等算定委員会の資料を基に作成

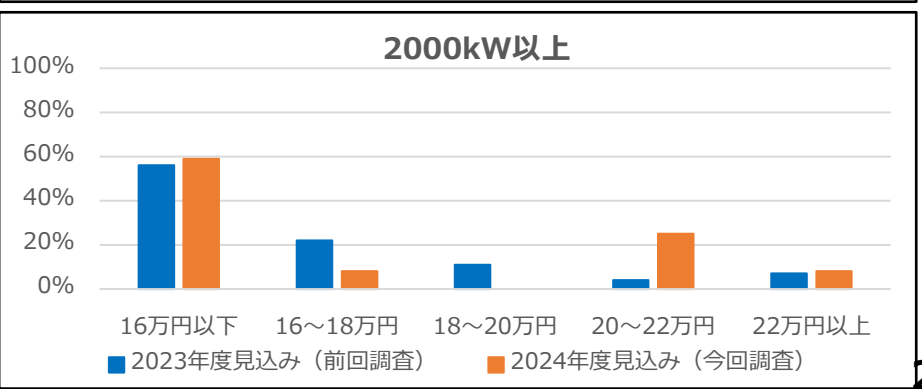
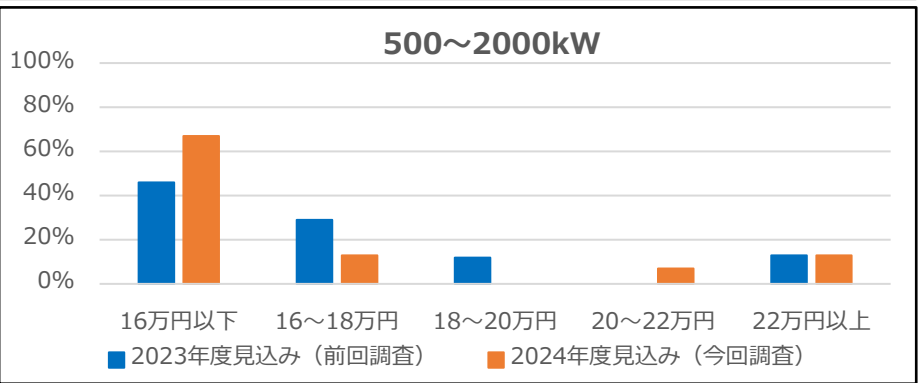
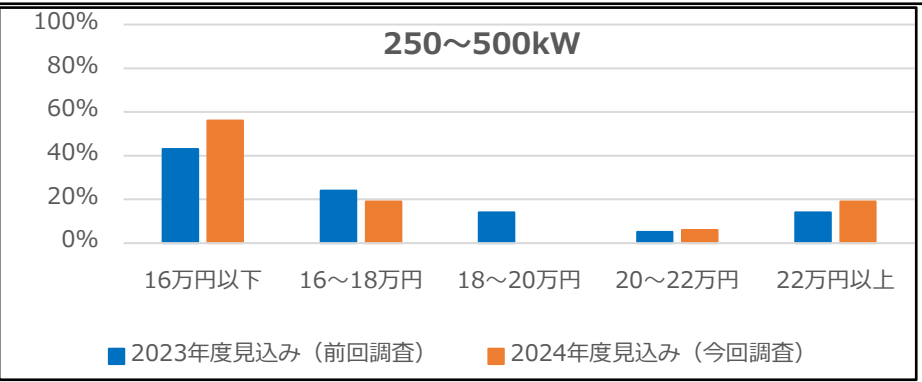
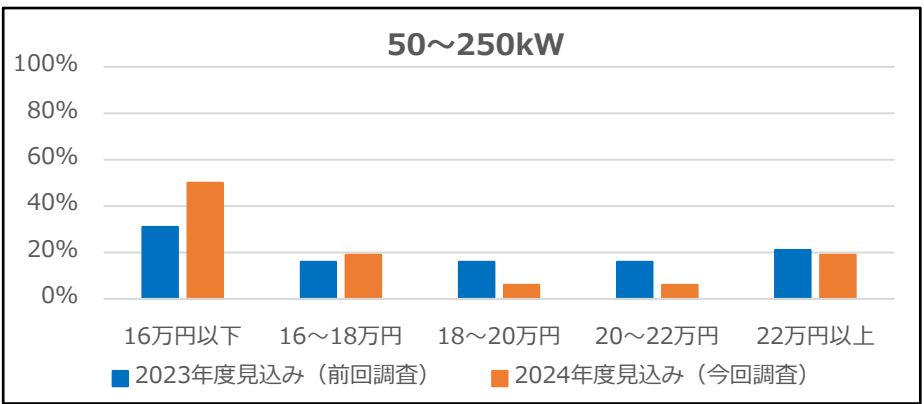
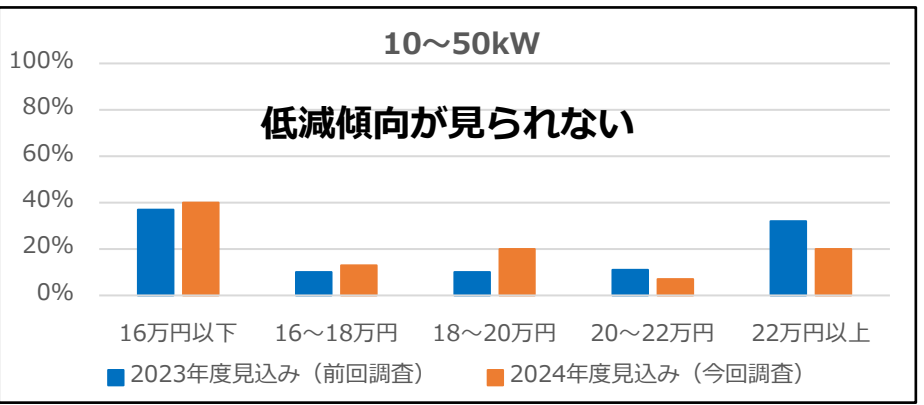
事業用太陽光（10kW以上）年間導入量(FIT/FIP)



6-4①.地上設置太陽光 システム費用の推移（前年度調査とのと比較）

アンケート調査※¹の結果、50kW～2 MW未満の2024年度のkW当たりのシステム費用見通しは、前年度調査と比較し16万円以下が増える傾向にある。一方、**16万円以上**が4割から6割存在し、トップランナーとされる**11.3万円/kW**※²に業界平均で到達するのは2025年度以降となる見通し。

※1：2023年10月実施の会員向けアンケート。回答合計43社、うち本設問の有効回答16社。
※2：「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」において、地上設置50kW以上の2024年度調達価格の前提となった**トップランナー水準**で、2022 年設置案件の**上位15%のシステム費用**。

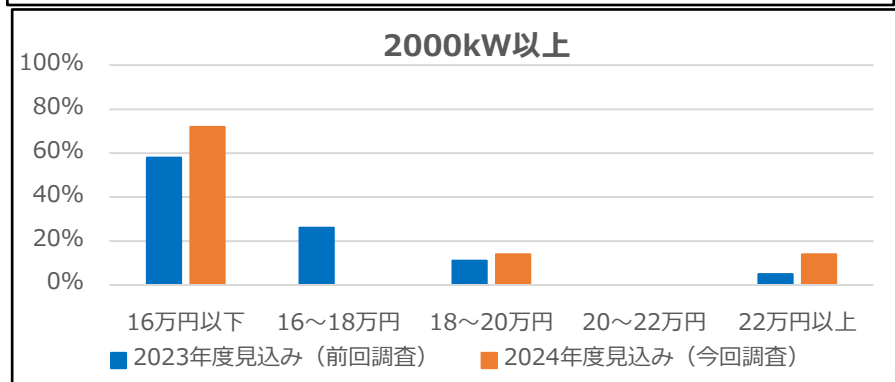
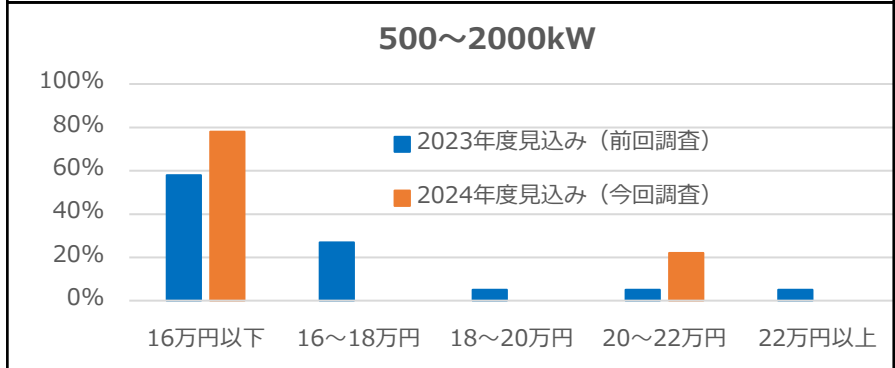
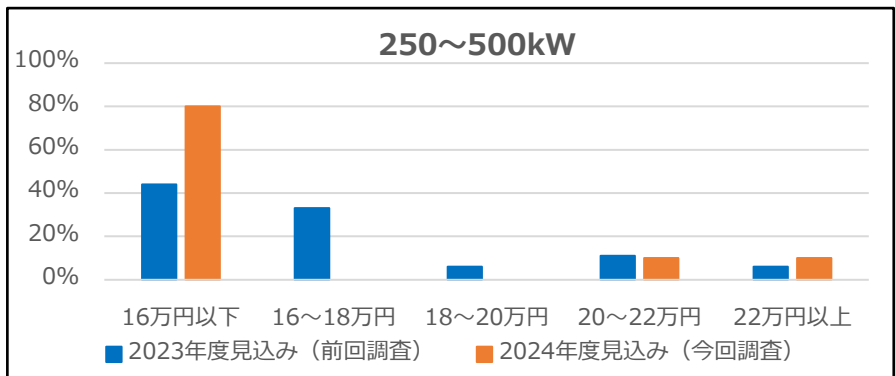
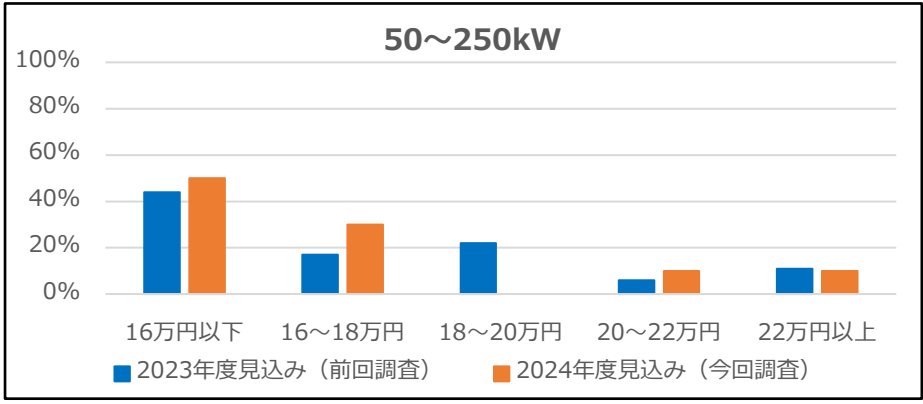
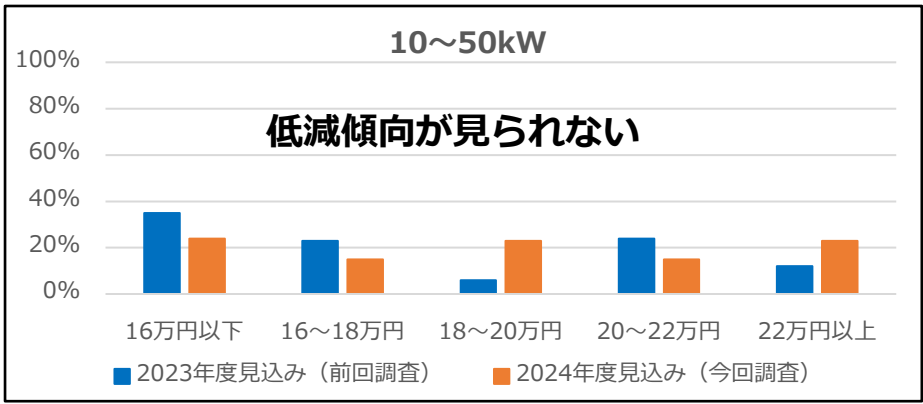


6-4②. 屋根設置太陽光 システム費用の推移（前年度調査とのと比較）JPEA

アンケート調査※1の結果、屋根上設置案件の**2024年度**のkW当たりのシステム費用見通しは、前年度調査と比較し、**250kW以上**については**16万円以下**が増え低下傾向がみられる。一方、**250kW未満**については、**16万円以上**が**5割～7割**存在し、**トップランナー**とされる**15万円/kW**※2に平均で到達するのは**2024年度以降**の見通し。

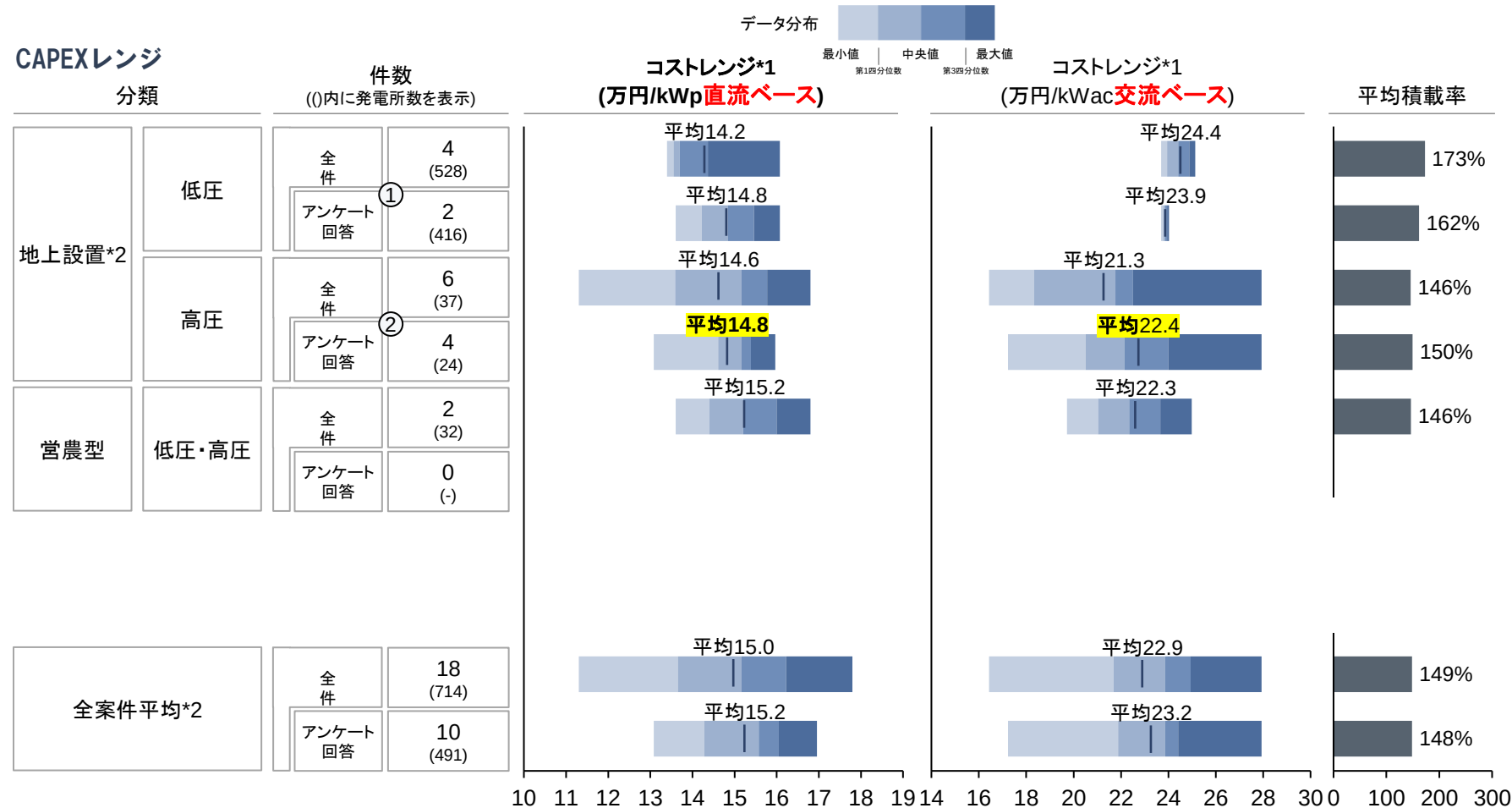
※1：2023年10月実施の会員向けアンケート。回答合計43社、うち本設問の有効回答13社。

※2：「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」において、屋根設置の2024年度調達価格の前提となった**トップランナー水準**で、2022年設置案件の**上位26%のシステム費用**。



6-5①. 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の調査結果

太陽光発電協会が実施した「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」では、2023年の地上設置（高圧）太陽光の平均初期費用は、**直流ベースで約14.8万円／kW、交流ベースで約22.4万円／kW**であった。なお、交流ベース（PCSの合計出力）のkW単価は積載率の影響を大きく受けるため、直流ベース（パネルの合計出力）でコスト分析を行った。



*1 申請書データには土地費用が含まれていないため、申請書データを採用した8件についてはアンケート結果から得た土地購入費用及び土地リース費用(20年間)の平均費用を追加した。
*2 地上設置の低圧・高圧混合案件(5件:121発電所)は低圧と高圧でコストの切り分けができないため分析対象外とした。一方で、全案件平均では分析対象に加えた。

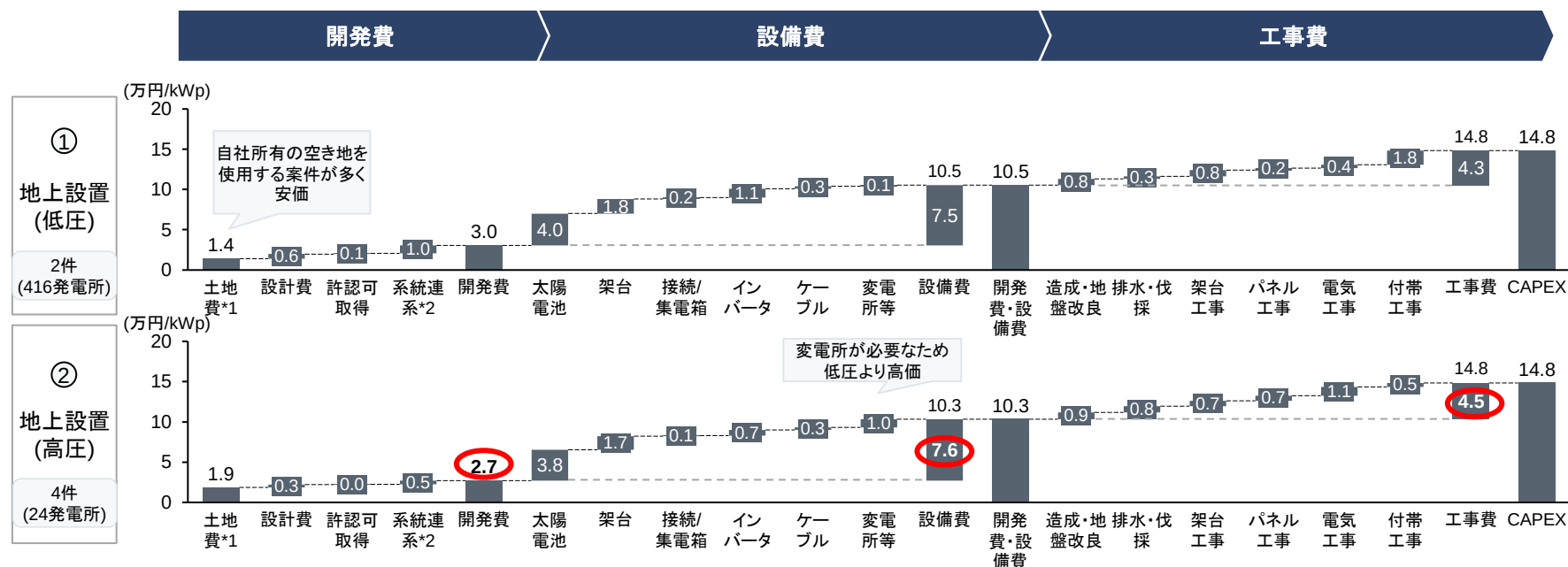
6-5②. <参考> 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の内訳分析

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

2023年の地上設置（高圧）太陽光の平均初期費用は、**直流ベースで約14.8万円／kW**であり、その内訳は、**開発費が2.7万円／kW（18%）、設備費が7.6万円／kW（51%）、工事費が4.5万円／kW（30%）**であった。

1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

CAPEX内訳比較



*1 土地費用を比較するため土地購入費用だけでなく、リース費用もCAPEX換算し、両者を合算した。

*2 高圧は場所によっては系統連系費（系統増強費含む）が数億円かかることもあるが、今回は系統連系費を抑えられる箇所に絞って申請されたものと考えられる。

6-5③. 地上設置太陽光の発電コスト（LCOE）の分析

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

2023年の地上設置太陽光の廃棄費用等を除く平均発電コスト（LCOE）は、**低圧が11.8円/kWh、高圧が11.0円/kWh**であった。



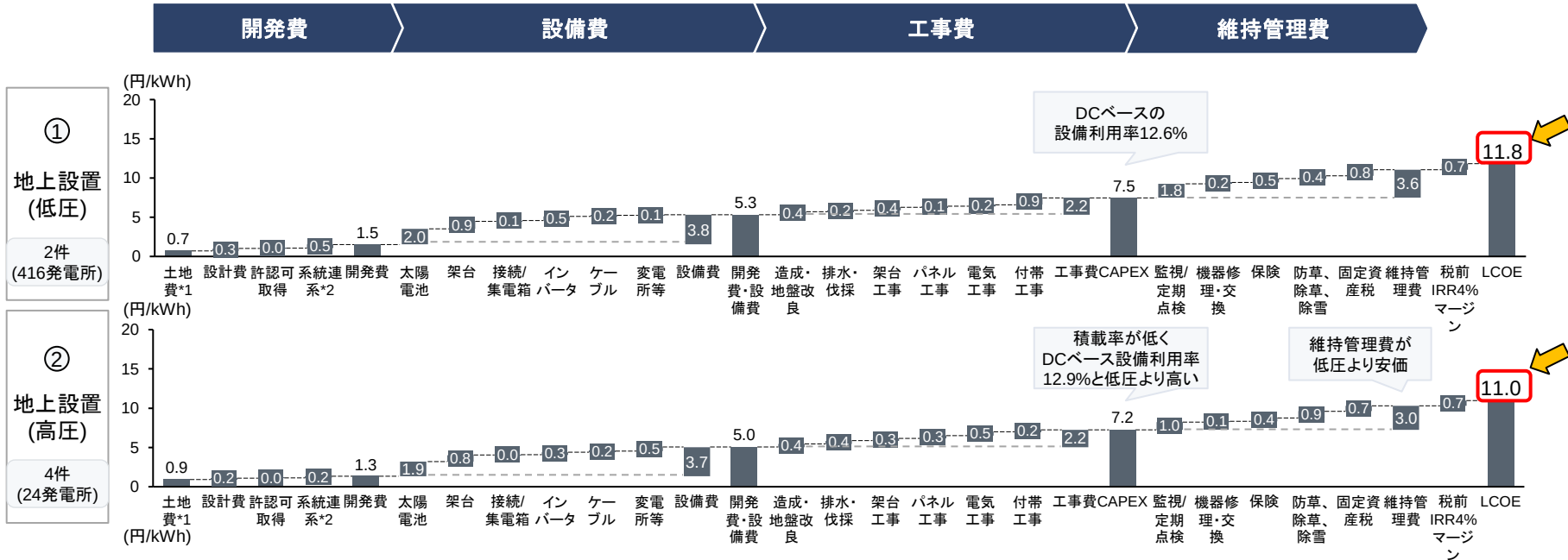
LCOE内訳比較 (税前IRR4% マージン含む)

LCOE算出式
(発電コスト検証ワーキンググループに做った)

LCOE
(Levelized Cost of Electricity)

=

$$\frac{\sum_{t=1}^{n(20)} \frac{\text{減価償却費}_t + \text{維持管理費}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n(20)} \frac{\text{発電量}_t}{(1+r)^t}}$$

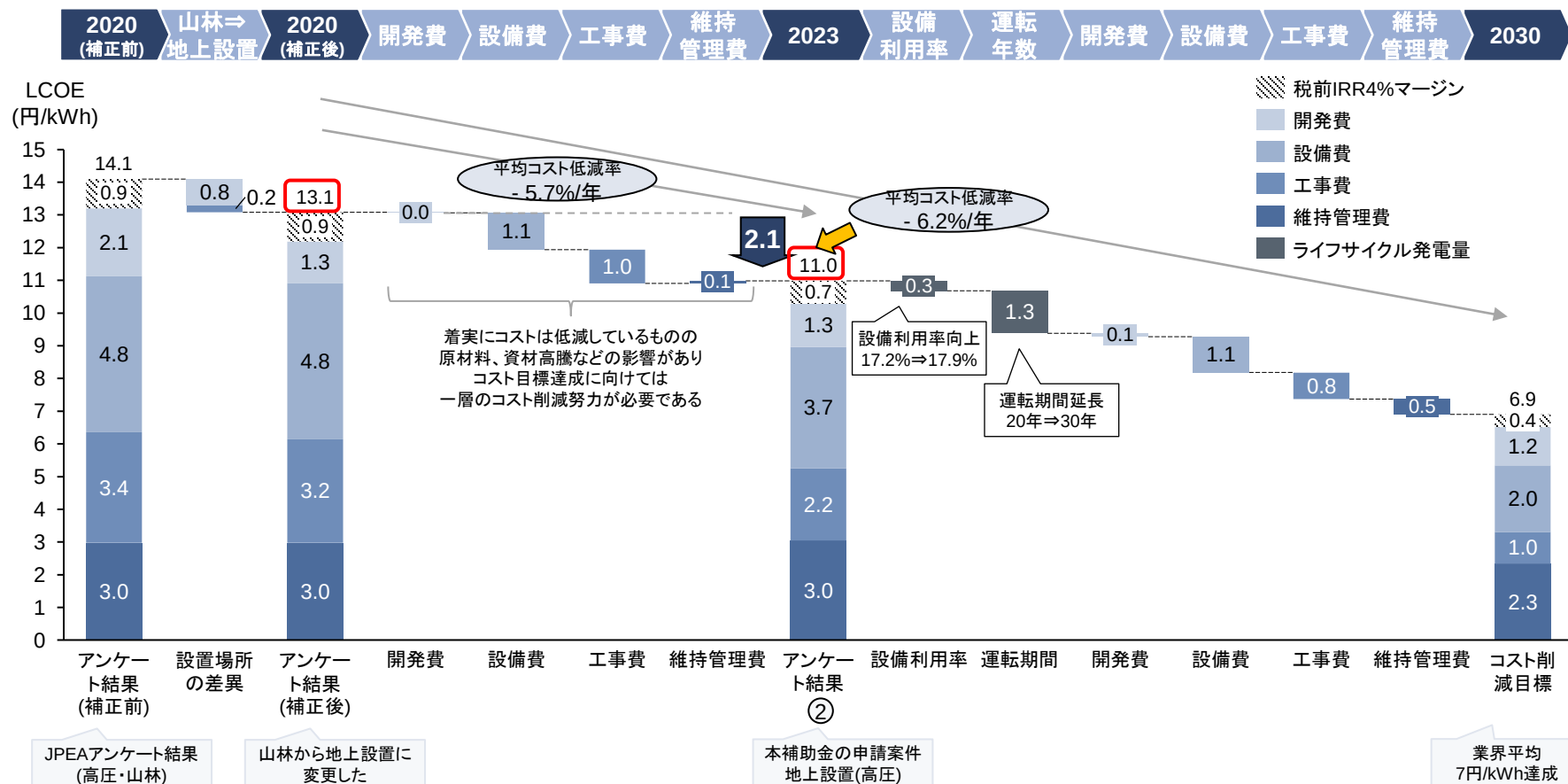


*1 土地費用を比較するため土地購入費用だけでなく、リース費用もCAPEX換算し、両者を合算した。
*2 高圧は場所によっては系統連系費(系統増強費含む)が数億円かかることもあるが、今回は系統連系費を抑えられる箇所に絞って申請されたものと考えられる。

6-5④. 地上設置太陽光の発電コストの低減の可能性

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

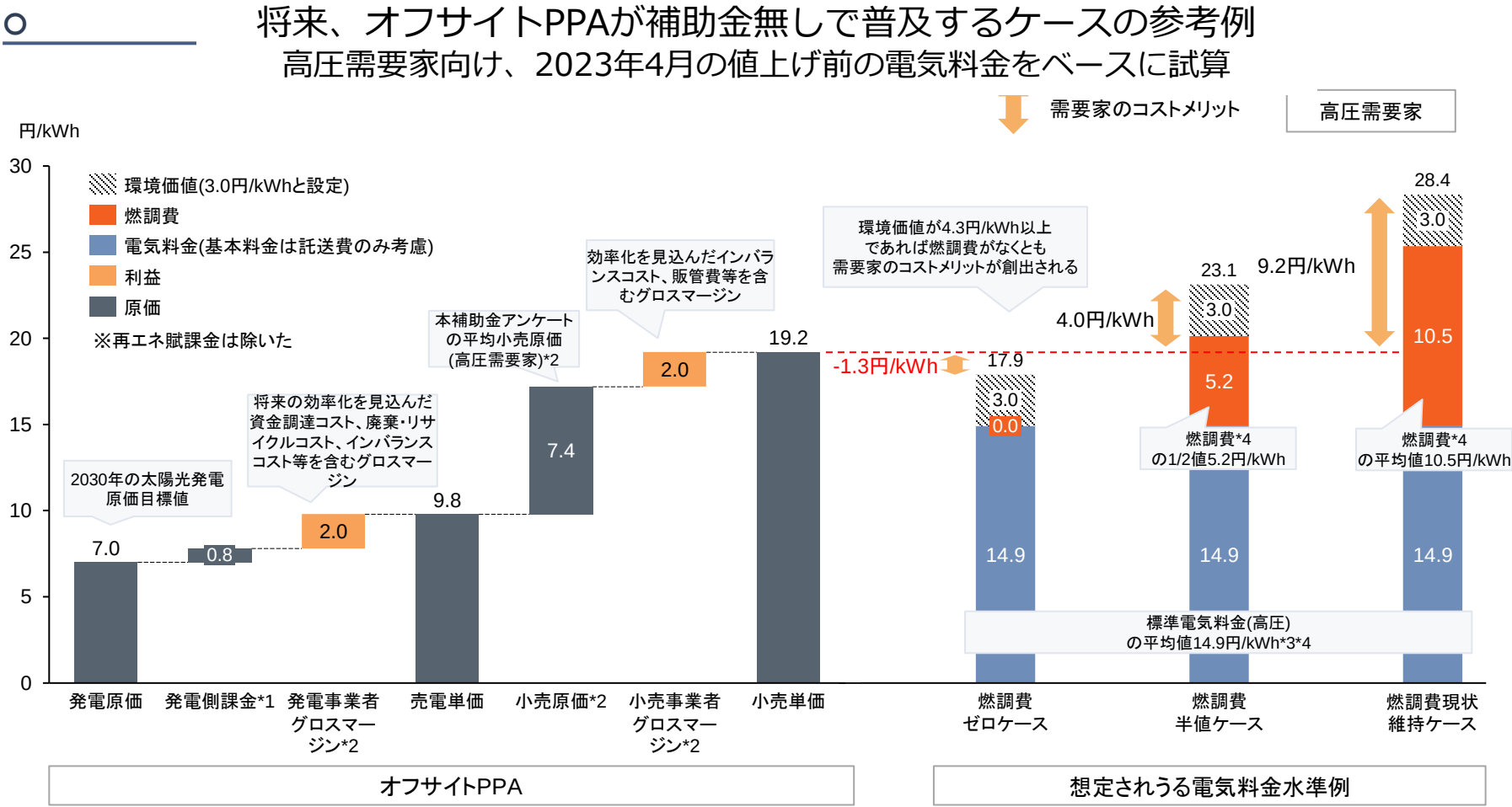
50kW以上の高圧地上設置の発電コスト（LCOE）は**11.0円/kWh**（2023年運開）であり、JPEAが2022年2月に公開した調査結果の**13.1円/kWh**（2020年運開）と比べて**2.1円/kWh**コスト低減が進んでいる。しかしながら、この低減ペースでは、**7.0円/kWh**のコスト目標の達成が2030年より先になることが懸念される。



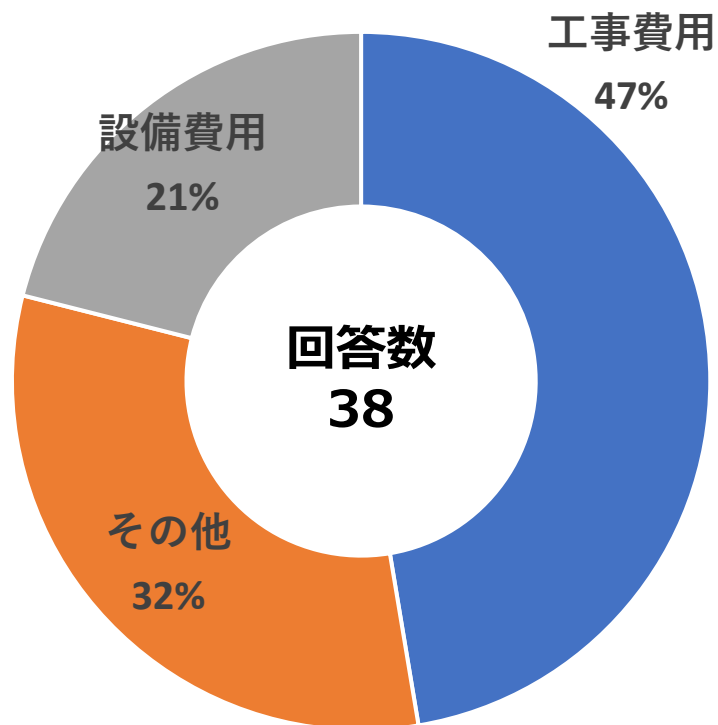
*JPEA「太陽光発電コスト低減可能性調査報告書(2022年2月25日)」を参照。2020年に運開した高圧山林のLCOEについて、本事業の高圧地上設置と同条件でLCOEの比較をするにあたり、山林から地上設置に変更した場合のコストダウンを見込んでコストを補正したLCOEと、本事業の高圧地上設置のLCOEとの差を分析した。なお、LCOE算出方法は発電コスト検証ワーキンググループに倣った。

6-5⑤. 「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査」から得られた示唆

2030年までに事業用太陽光発電のコスト低減が進み、将来に渡って一定レベルの環境価値が見込まれ事業予見性が確保できるようになれば、オフサイトPPAは補助金なく普及する可能性が高い。



*1 2021年5月12日電力・ガス取引監視等委員会「発電側課金の見直しについて」より、太陽光発電の設備利用率を14.2%とした場合(0.97円/kWh)かつ、将来は割引地域に選択的に太陽光が導入されると想定し、割引を考慮した0.8円/kWhを採用した。*2 将来の効率化を見込んだグロスマージン(資金調達コスト、廃棄・リサイクル費用、インバランスコスト、販管費等を含む)。*3 オフサイトPPAと標準電気料金を同一条件で比較するにあたり、標準電気料金の基本料金は託送費のみ考慮した。*4 2023年1月時点(値上げ前)の電気料金で計算した。



「工事費用」のうち72%が足場費用が原因と回答

- ・新築は足場が利用できるが、既築においては足場を新設する必要があるため。
- ・新築屋根工事が終了した後に別途足場を組む必要があるため。
- ・足場等仮設物が都度必要。養生にも気を配る必要あり。

「その他」のうち42%が営業経費が原因と回答

- ・太陽光発電システムは、いまだにpush型で設置を要望するお客様を開発するところから始まるため営業経費が必要。
（今後は普及率の上昇と共にpull型へと移行することを期待する）
- ・新築の場合、建物本体の営業活動の一部だが既築の場合、PVのために営業活動に動く必要があり、経費がかさむ。

「設備費用」では機器選定の制限が原因と回答

- ・新築時は載せやすい屋根形状に設計することができる為安価な大判モジュールが使える一方、既築はすでにある屋根のため、高価な小型モジュールを使わざるを得ない。

以下※¹のような「PCS出力(kW)と過積載部分の太陽電池出力(kW)との比率での加重平均値に価格変更する案」では、事業者にとってはディスインセンティブとなる懸念があり、再考が必要と考える。

「FIP移行認定発電設備に事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）の加重平均値に価格変更する方向で検討する。」

（※¹：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の29頁より）

参考：積載率※²125%及び150%のケースについて

積載率※²：「PCSの合計交流出力」に対する「太陽電池パネルの合計直流出力」の比率

- ・ **大量導入小委案**：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の29頁で示された計算例では、蓄電池を設置することで増やすことの出来る年間の発電量が、積載率が**125%及び150%**の場合、過積載部分に相当する**25% 及び50%**と見做され、実態の**0.026%及び1.36%**程度からは大きく乖離している。この過積載部分のkWで加重平均する方法では、蓄電池設置前の基準価格を**21円/kWh**、十分に低い価格を**10円/kWh**とした場合、変更後の価格はそれぞれ**18.8円/kWh及び17.3円/kWh**となり、実際には発電量が殆ど増えていないにもかかわらず、価格が1割程度～2割程度下がることになる。これでは事業者にとってはディスインセンティブとなる懸念がある。
- ・ **JPEA案**：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の30頁に示された「過積載率とピークカット電力量割合」に基づけば、**積載率125%及び150%の太陽光発電所においてピークカットされる電力量は年間それぞれ0.03%、1.6%とごく僅かである。**これらの発電所に蓄電池を設置することで増やすことの出来る年間発電量は、ピークカットされていた**発電量0.03%及び1.6%**から充放電ロス（15%と想定）を除いた、**0.026%及び1.36%**程度に過ぎない。価格を変更するにしても、**蓄電池設置により増えた発電量の分について十分に低い価格（10円/kWh程度か）を適用し、蓄電池設置前の発電量に関しては設置前の価格を維持することが合理的ではないか。**この考え方で算定すると、蓄電池設置によって増えるFIPのプレミアム（国民負担）の対象となる発電量は**積載率150%のケースでも蓄電池設置前の発電量の2%未満**であり、しかも十分に低い価格（10円/kWh程度か）に対するプレミアムとなる。
- ・ なお、事業者は、市場価格が安いときに充電し高いときに放電することで収益を増やすことは可能だが、現状の蓄電池コストでは投資に見合った収益が得られる見通しがたらず、蓄電池併設が進んでいない。

6-7②. FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更に関する要望の補足 JPEA

積載率	100%	125%	150%	175%	200%
ピークカット電力量割合※ 1	0.00%	0.03%	1.60%	6.10%	11.30%
蓄電池設置によって増加する発電量※ 2	0.00%	0.026%	1.360%	5.185%	9.605%

※ 1：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料 1 の30頁より

※ 2：蓄電池の充放電ロスを15%とした場合

