

再生可能エネルギーの自立化について

2025年1月
資源エネルギー庁

I 再生可能エネルギーの自立化について（総論）

II 価格目標について

再生可能エネルギーの自立化について①

- FIT/FIP制度は、**再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階**において、**国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく**制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提**である。

(※) この点に関して、第68回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（2024年12月25日）で示されたエネルギー基本計画（原案）においても、「再生可能エネルギーのコストを競争力ある水準に低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していく」としているところ。

- これまでの本委員会の議論でも、再生可能エネルギーの自立化を図っていくために、**価格目標の設定、トップランナーに照準を当てた調達価格/基準価格の設定、入札制の活用など、コスト低減に向けた様々な取組**を講じてきた。
- 本日の委員会では、本委員会における第95回会合（2024年10月16日）における委員からの指摘（下記参照）を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方等**について議論いただきたい。

第95回 調達価格等算定委員会（2024年10月16日）における委員意見

<FIT/FIP制度の支援対象について>

- ✓ **他の発電方法と比べた、費用対効果**を確認する必要。
- ✓ FIT/FIP制度は、**時間を買う政策**であり、**再エネの大量導入によりコスト低減**を実現してきたが、**両者が結びつかない電源は、FIT/FIP制度による支援が適切でない**と評価され得る。
- ✓ FIT/FIP制度で何を支援していくべきか、整理が必要。**他の支援制度が整ったタイミングで、支援方法を見直す**ことも考えられる。

<価格目標について>

- ✓ **①国際的に遜色ないコストと、②自立できるコスト**を念頭に置いて設定することが考えられる。**円安・インフレにより他電源も同様にコストが上がるのであれば、価格目標を上げることもあり得る**。どのような水準が適当か、見直していくことは必要。

<調達価格/基準価格について>

- ✓ **足下のコスト上昇を踏まえて価格を引き上げるという考え方**を採用すると、総括原価制度の悪い特徴が集約された制度になり得る。業界を挙げて**コスト削減に取り組まなければ価格が上がるという歪な構造**が構築されることは避けるべき。
- ✓ コストの上昇要因を勘案することも考えられる一方、**長期的に再エネの価格を下げるという本委員会のミッションとの関係も踏まえた価格設定が必要**。
- ✓ 費用効率の悪い**地域/海域の自然条件**ではなく、**統一的な条件の下で価格を設定することが重要**。

再生可能エネルギーの自立化について②

(1) 「再生可能エネルギーの自立化」の具体的な考え方

- 再生可能エネルギーの自立化とは、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現すること**と考えられる。具体的には、例えば、**事業実施期間中に以下のような収益・便益を得ることを考慮した際に、投資回収が可能な水準までコストを低下させることと捉えることが重要**ではないか。
 - ① **卸電力取引市場又は相対取引を通じた売電や、自家消費により得られるkWh価値**。但し、特に自然変動電源については、当該電源が発電する時間帯等における電気の価値に留意することが必要となる。また、自家消費は統合コストの抑制にも資する点に留意が必要である。
 - ② **環境価値**。
 - ③ **容量市場・需給調整市場**により評価される**kW価値・ΔkW価値**。

※ **レジリエンスや地域の農林業・地域活性化等に資する便益**も存在する。ただし、これらの便益の定量評価は困難である点や、当該便益に対する政策間の役割分担（エネルギー政策として支援すべきものか否か）には留意が必要である。また、**熱利用等に関する便益**も存在する点にも留意が必要である。
- なお、「再生可能エネルギーの自立化」について、FIT/FIP制度の支援期間が終了した後に政策支援なく事業が継続することを指すという考え方（＝卒FIT/FIP後の長期稼働）もあり得る。**国民負担による支援を受けて導入した電源である以上、FIT/FIP制度の支援期間が終了した後も長期安定的に稼働することは当然の要請**であり、**現時点でこうしたコスト水準に達していない電源（例：運転維持費等が前述の収益・便益を上回る電源）は、まずはこの水準を目指していくこととなるが、中長期的には、前述の「将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指していくべきではないか。**

再生可能エネルギーの自立化について③

(2) 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

- 各再生エネルギーは、**電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異**がある。そうした点も踏まえた上で、前述(1)の考え方も踏まえて、次のように支援のあり方を整理してはどうか。

① コストダウンが進展している／見込まれる電源（例：太陽光発電・風力発電等）

- ✓ 太陽光発電や風力発電等は、コストダウンが進展している／見込まれる電源であり、**実際にFIT/FIP制度によらずに事業を実施する例も生じている**。こうした電源については、**早期の自立化**を促していくことが重要ではないか。
- ✓ 具体的には、**引き続き、具体的な年限を設定した価格目標**を設定し、更なるコストダウンを促していくことが必要ではないか。
- ✓ また、特に大規模な事業用太陽光発電は、今年度の本委員会の主な論点として、「FIT/FIP制度からの自立（FIT/FIP制度の支援なく初期投資が自立的に進展する状況）の時期が到来しつつあるところ、太陽光発電の自立のあり方についてどう考えるか」としているのとおり、**引き続き、入札結果や案件組成状況を踏まえ、具体的な自立化の道筋の検討を加速させていくこと**としてはどうか。
- ✓ 具体的な自立化の道筋としては、**A. FIT/FIP制度の新規認定（入札）の対象外とする、B. 卸電力取引市場価格を下回る低価な入札上限価格を設定し、その水準を徐々に低減させる等**の方法があり得る。**A. を採る場合、FIT/FIP制度による規律の対象外となる電源が増えること**をどう考えるか。また、**B. については、実際に卸電力取引市場価格を下回る水準の価格での応札も生じているが、そうした事業者の入札行動やニーズについて、分析する必要**があるのではないか。

② 緩やかなコストダウンが期待される電源（例：小規模な地熱発電・水力発電等）

- ✓ 小規模な地熱発電・水力発電等は、**緩やかなコストダウンが期待される電源**であるが、**太陽光発電等と比べて稼働期間が長い**という特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、**FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定な稼働が確保される**ことが重要となる。
- ✓ その上で、**中長期的には、再生可能エネルギーの自立化を目指していく、すなわち、「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」**を目指していくこととしてはどうか。

③ 自立化への課題が極めて大きいコスト構造にある電源（例：大規模バイオマス発電等）

- ✓ 大規模バイオマス発電は、**発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造**にあることに加え、**その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質**があり、**現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくい**。

※第101回の本委員会においては、現在入札区分となっている一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）を、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とすることについて、議論が行われた。

I 再生可能エネルギーの自立化について（総論）

II 価格目標について

価格目標について①

- これまで、FIT/FIP制度では、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、官民が協調して目指すべき水準として、電源ごとに中長期的な価格目標を設定してきた。また、調達価格/基準価格の設定に当たっては、当該価格目標が法定の勘案事項とされている。
- 本日の委員会においては、前掲 I の再生可能エネルギーの自立化に向けた議論に加えて、第7次エネルギー計画策定に向けた基本政策分科会やコスト検証ワーキンググループにおける議論、各事業者団体が掲げる目標などを踏まえて、その設定のあり方について議論いただきたい。

【現行の価格目標】

【太陽光】

- ・ 事業用太陽光は2028年に発電コスト7円/kWh、特に費用効率的な案件は2028年に発電コスト5円/kWh、住宅用太陽光は2028年に売電価格が卸電力市場価格並みとの目標を設定。

【風力】

- ・ 陸上風力は2030年、着床式洋上風力は2035年（※）までに発電コスト8～9円/kWhとの目標を設定。
- ・ 浮体式洋上風力については、導入に向けた環境整備を進めつつ、FIT/FIP制度からの中長期的な電源自立化を目指す。

【中小水力】

- ・ 当面の間は、流量調査等により開発に係るリスク低減を図り、新規地点の開発を促進する。また、新規地点の開発後は低コストでの発電が可能になることも踏まえ、技術開発により更にコスト低減等を図り、FIT/FIP制度からの中長期的な電源自立化を目指す。

【地熱】

- ・ 当面の間は、地熱発電設備の設置が見込まれる地点の周辺地域における関係者の理解促進や、環境影響評価法（平成9年法律第81号）等に基づく環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化する。また、技術開発等により開発に係るリスク低減及びコスト低減を図り、FIT/FIP制度からの中長期的な電源自立化を目指す。

【バイオマス】

- ・ バイオマスの集材の効率化等の関連施策と連携を進めながら、FIT/FIP制度からの中長期的な電源自立化を目指す。

（※）着床式洋上風力発電は、洋上風力産業ビジョンと整合を図り、達成年限を2035年とする。

- 第96, 97回の本委員会におけるヒアリングにて、業界団体から示された自立化の方針 (明確なコスト低減目標は赤字) は以下のとおり。

業界団体	本委員会で示された自立化方針
太陽光発電協会	現行の目標(7円/kWh)は維持しつつ、環境価値の上昇等により、それより高いコスト水準での自立可能性にも言及。
日本風力発電協会	適地への立地が進められれば大規模化により1~2割程度、また運転期間の5年延長で1割程度のコスト低減が可能と説明。
日本地熱協会	2030年代初めの開発開始段階におけるFIP認定を想定し、 2035~2040年までに10.4%のコスト減 を努力目標として行うことを表明。
中小水力4団体	足下の発電コストと卸電力市場価格の差から20%程度のコスト減が必要と説明。
バイオマス発電事業者協会	燃料費の削減と、再エネ価値・需給調整価値・高いPPA価格等の獲得による売電収入確保を目指すことを表明。
液体バイオマス協会	コスト減に加えて、容量市場や需給調整市場における収益の獲得を目指すことを表明。
日本木質バイオマスエネルギー協会	燃料調達コストの削減、発電所での熱利用の推進等による一層の事業効率化に努めることを表明。
日本有機資源協会	2027年までに2.1円/kWh、2030年までに6.5円/kWh、2033年までに10.6円/kWhのコスト低減 を目指すことを表明。また、自立化に向けた各種取組を提示。

※示された目標や見直しには、将来におけるインフレの影響が含まれていない可能性がある。

価格目標について②

- 現行の価格目標は、事業用太陽光発電・陸上風力発電・着床式洋上風力発電は数値目標が設定されており、中小水力発電・地熱発電・バイオマス発電等は「電源自立化を目指す」と設定されている。一方、
 - 数値目標が設定されている電源について、当該数値目標は、将来的な自立化の見通しや海外の状況等も踏まえて設定されたものである。他方で、例えば、インフレ等による収入・費用の変動や他電源との相对比较の状況等によっては、当該数値目標と自立化可能性が必ずしも連動するとはいえない。
 - 「電源自立化を目指す」との目標が設定されている電源について、その目標の趣旨の明確化を図ることで、より事業・制度の予見性を高めることに繋がると考えられる。
- 以上の点と前掲 I の再生可能エネルギーの自立化に向けた考え方を踏まえ、全電源について、価格目標は、「将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展するよう、卸電力取引市場等による売電収入、自家消費便益、環境価値その他の再エネ発電事業により得られる収入又は便益を勘案した際に、事業実施期間において、投資回収が可能となる水準までコスト低減を目指す。」という具体的な考え方を規定することとしてはどうか。その上で、その具体的な水準については、電源ごとに、p.4に掲げるような収入・便益の水準（具体的な参照方法は次ページ参照）を踏まえて投資回収可能な水準として各年度の本委員会（※）において最新のデータを用いて定量的に算定することとしてはどうか。

（※）来年度以降、各年度の調達価格/基準価格を審議する初回の委員会において提示し、事業者団体ヒアリングや定期報告データを踏まえた審議の回に勘案できるようにする。

① kWh価値

- 自然変動電源である太陽光発電・風力発電については、エリア需給実績データが存在する2016年度から前年度までにおけるエリア別・時間帯別の発電電力量で加重平均したそれぞれの回避可能費用単価を基礎としてどうか。
- 非変動電源である地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電については、2016年度から前年度までにおけるシステムプライスの単純平均を基礎としてどうか。

※但し、2021～2022年度の卸電力市場価格は、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けている一方、2023年度（10.74円/kWh）には2020年度（11.21円/kWh）と同水準となったことから、2016年度（電力小売全面自由化）から最新年度のうち、2021年度と2022年度を除いた各年度の卸電力取引市場価格の平均値の平均を採用することを基本としつつ、今後の卸電力市場価格の動向を踏まえて、データの扱い方については議論することとしてどうか。

※また、現時点の卸電力市場価格は、発電側課金対象外の電源の影響も受けられていると考えられることから、卸電力取引市場価格からの便益の算出にあたっては、卸電力取引市場価格から、電源ごとにFIT/FIP制度において考慮している発電側課金相当額を減じることとしてどうか。但し、発電側課金の額は将来的には卸電力取引市場価格に転嫁されることが想定されるため、転嫁される額として現時点の発電側課金相当額のうちで最も低い水準である0.4円/kWhを便宜的に想定し、電源ごとにFIT/FIP制度において考慮している発電側課金相当額を減じる際には、「各電源の発電側課金相当額から0.4円/kWhを減じた額」を減じることとしてどうか。

② 自家消費便益

- 住宅用太陽光及び屋根設置の事業用太陽光については、自家消費が想定されるため、それぞれ、家庭用電気料金水準と産業用電気料金水準を基礎としてどうか。

※現在、太陽光発電の調達価格／基準価格の算定においては、自家消費便益として大手電力の直近10年間の電気料金単価の平均値に、現行の消費税率を加味した値（2026年度の価格算定においては、家庭用電気料金水準：27.31円/kWh、産業用電気料金水準：19.56円/kWhを想定）を、自家消費率として30%を、想定値として設定している。

③ 環境価値

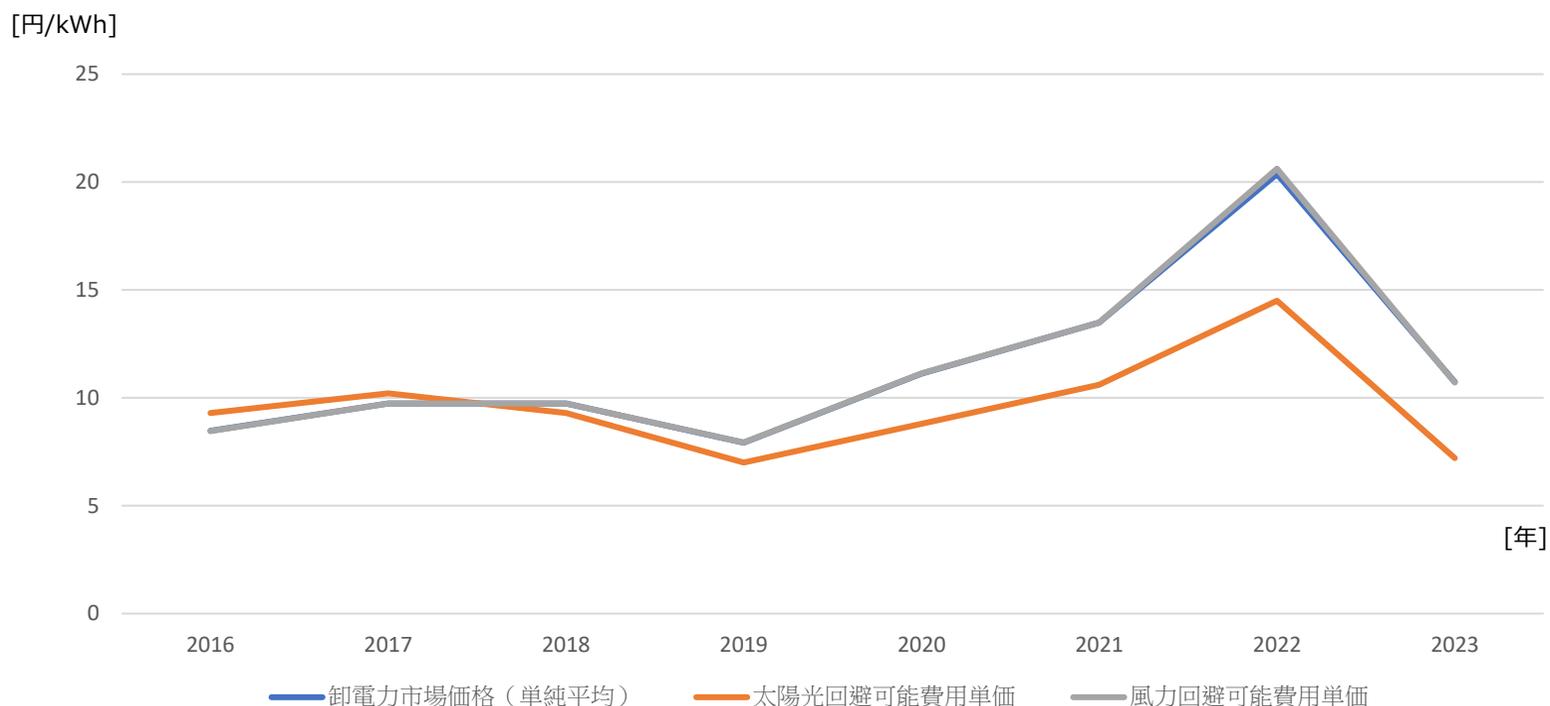
- 再エネ価値取引市場における約定価格を基礎としてどうか。

<参考：価格目標の算定式（イメージ）>

価格目標 = 加重平均後の卸電力取引市場価格 + 環境価値

※価格目標の設定にあたっては、発電側課金相当額も考慮する。また、自家消費が想定される電源については、自家消費便益も追加で考慮する。

- エリア需給実績データが存在する2016年度から2023年度までにおける、卸電力取引市場価格のデータは以下のとおり。
- **2021-2022年度における卸電力取引市場価格は、新型コロナ禍からの経済回復や、ロシアによるウクライナ侵略等の影響を強く受けていることに留意が必要。**



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	平均	2021-22年を除いた平均
卸電力市場価格 (単純平均)	8.47	9.74	9.74	7.92	11.12	13.48	20.37	10.74	11.45	9.62
太陽光回避可能費用単価	9.30	10.20	9.30	7.00	8.80	10.60	14.50	7.20	9.61	8.63
風力回避可能費用単価	8.45	9.74	9.74	7.93	11.14	13.49	20.62	10.70	11.48	9.62

※卸電力取引市場価格 (単純平均) と風力回避可能費用単価は重なっている点に留意。

■ 調達価格等の算定においては、発電側課金による費用負担の増加分を発電側課金相当額として考慮することとしており、**令和6年度の認定案件における発電側課金相当額**は

- **事業用太陽光**：約0.9円/kWh、**事業用太陽光（屋根設置）**：約1.4円/kWh、**住宅用太陽光**：約0.4円/kWh
- **陸上風力・洋上風力**：約0.7円/kWh
- **地熱**：約0.4円/kWh、**中小水力**：約0.5円/kWh、**バイオマス**：約0.4円/kWh

令和6年度以降の調達価格等に関する意見（2024年2月7日）より抜粋

（参考）令和6年度（2024年度）に新規認定を取得した案件の発電側課金相当額 16

※リプレースにおいても同一の発電側課金相当額が適用となる。

(1) 太陽光発電設備

10kW未満	地上設置 10kW以上50kW未満	地上設置50kW以上 入札対象範囲外	屋根設置 10kW以上	地上設置 250kW以上
0.38円/kWh	0.82円/kWh	0.91円/kWh	1.43円/kWh	0.91円/kWh

(2) 風力発電設備

陸上風力50kW未満	陸上風力50kW以上	着床式洋上風力	浮体式洋上風力
0.70円/kWh	0.70円/kWh	0.68円/kWh	0.68円/kWh

(3) 地熱発電設備

15,000kW未満	15,000kW以上
0.43円/kWh	0.43円/kWh

(4) 水力発電設備

200kW未満	200kW以上1,000kW未満	1,000kW以上5,000kW未満	5,000kW以上30,000kW未満
0.47円/kWh	0.47円/kWh	0.53円/kWh	0.53円/kWh

(5) バイオマス発電設備

一般木材等 2,000kW未満	一般木材等 2,000kW以上10,000kW未満	一般木材等10,000kW以上	液体燃料
0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.39円/kWh
未利用材 2,000kW未満	未利用材 2,000kW以上	建設資材廃棄物	一般廃棄物 その他バイオマス
0.39円/kWh	0.39円/kWh	0.38円/kWh	0.46円/kWh
			メタン発酵 バイオガス
			0.40円/kWh

価格目標について③

- さらに、**具体的な年限とともに価格目標を設定している電源**については、当該価格目標の実現にあたって、その達成時期までに、一定の低減率にて、コスト低減を行っていくことを想定した場合において、**各年度において達成することが期待される「期待価格水準（参考値）」**についても、**各年度の本委員会で、価格目標と併せて具体的水準を示す**こととしてはどうか。
- 具体的な「期待価格水準（参考値）」は、以下の指標を用いて算定することとしてはどうか。
 - **電源技術の進展等によるコスト低減率**
…**コスト検証WGにおいて試算**された、政策経費込みの足下コスト（2023年）と将来コスト（2040年）の比に基づき試算。
 - **業界のコスト低減目標**
…本委員会における業界ヒアにおいて、明確に目標として設定されたコスト削減率を参照。
 - **内外価格差の縮小**
…着床式洋上風力について、**公募第3ラウンドで内外価格差が1.36倍**とされたところ、国内サプライチェーンの形成等により、**この内外価格差が1になると想定**。
- なお、**FIT/FIP認定から運転開始までには、運転開始期限と同じ年数を要することを想定**してはどうか。

※例えば、価格目標を運転開始年ベースで設定するところ、**運転開始期限がn年の電源は、価格目標の達成期限からn年前に認定された案件のFIT/FIP価格が価格目標水準に到達するよう促す**こととしてはどうか。また、再エネ海域利用法適用対象の着床式洋上風力については、公募開始から運転開始までに7年程度の期間を要することが想定される（第99回事務局資料参照）、**着床式洋上風力のFIT/FIP認定から運転開始までの期間は7年間と想定**することとしてはどうか。

- 第5回コスト検証WG（2024年12月16日）をもとに、各電源の基本ケースの発電コスト試算（政策経費あり）に基づくと、**足下（2023年）から将来（2040年）に向けたコスト低減率**は以下のとおり。

※コスト検証WGにおいて算出された**政策経費には予算関連政策経費が含まれることに留意**が必要。

※**着床式洋上風力**については、コスト検証WGにおけるコスト試算の考え方に則り、**2030年（再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募の供給価格上限額：18円/kWh）からのコスト低減率**について算出している。

※便宜上、**一年間あたりのコスト低減幅は一定と仮定して、期待価格水準（参考値）を算定**することとしてはどうか。

住宅用太陽光：30%減、事業用太陽光：22%減、陸上風力：6%減、着床式洋上風力：18%減、
中水力：0%減、小水力：0%減、地熱：0%減、バイオマス：0%減

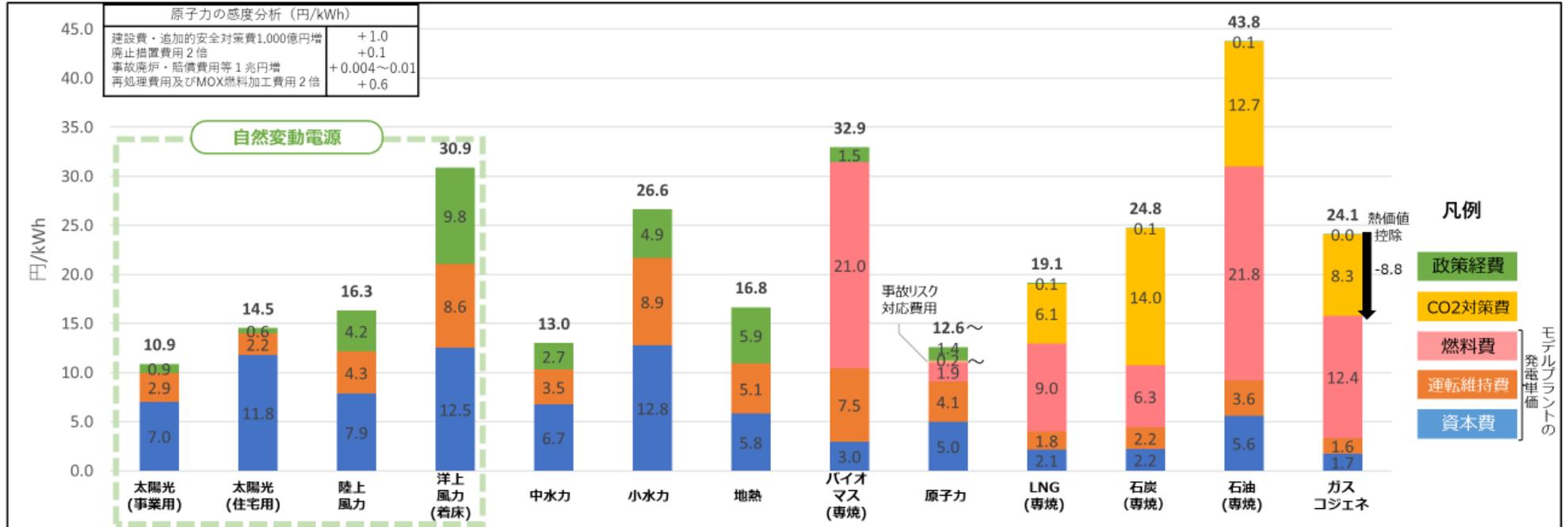
【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要（暫定）

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置かかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
- 2023年に、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、下記の**発電コストだけでなく様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

電源		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジェネ
		太陽光(事業用)	太陽光(住宅用)	陸上風力	洋上風力(着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス(専焼)	原子力	LNG(専焼)	石炭(専焼)	石油(専焼)	ガスコジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.3 16.9
	政策経費なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8	15.3 16.9
設備利用率 稼働年数		18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	30% 25年	54.7% 40年	54.4% 40年	83% 40年	87% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	72.3% 30年

(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ（STEPS）のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」（グラフ）のとおり。
 (注2) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注3) 四捨五入により合計が一致しないことがある。 (注4) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。



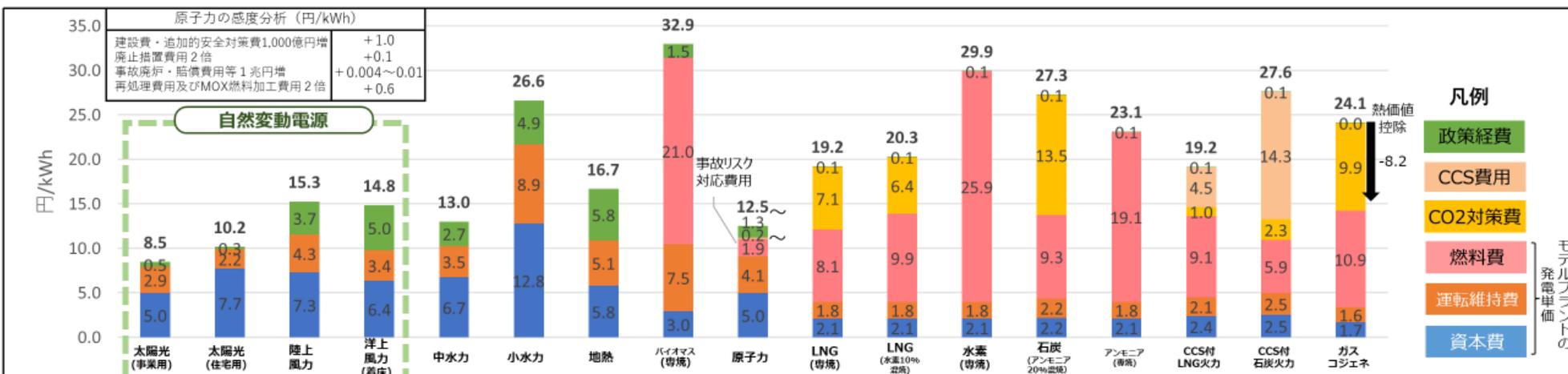
【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
- 2040年に、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
- 2040年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、下記の**発電コストだけでない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素10%混焼)	水素 (専焼)	石炭 (アモニア20%混焼)	アンモニア (専焼)	CCS付 LNG火力	CCS付 石炭火力	ガスコジェネ
		LCOE (円/kWh)	政策経費あり	7.0 8.9	7.8 10.7	13.5 15.3	14.4 15.1	13.0	26.6	16.7	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.8 22.2	24.6 33.0	20.9 32.0	22.3 27.9	17.1 21.1
	政策経費なし	6.6 8.4	7.6 10.4	10.1 11.6	9.5 10.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9 20.9	16.8 22.2	24.6 33.0	20.8 31.9	22.2 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	15.9 17.5
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

- (注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、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、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ (STEPS) とEUの表明公約シナリオ (APS) で幅を取っている。
- (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ) のとおり。
- (注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
- (注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。
- (注5) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。

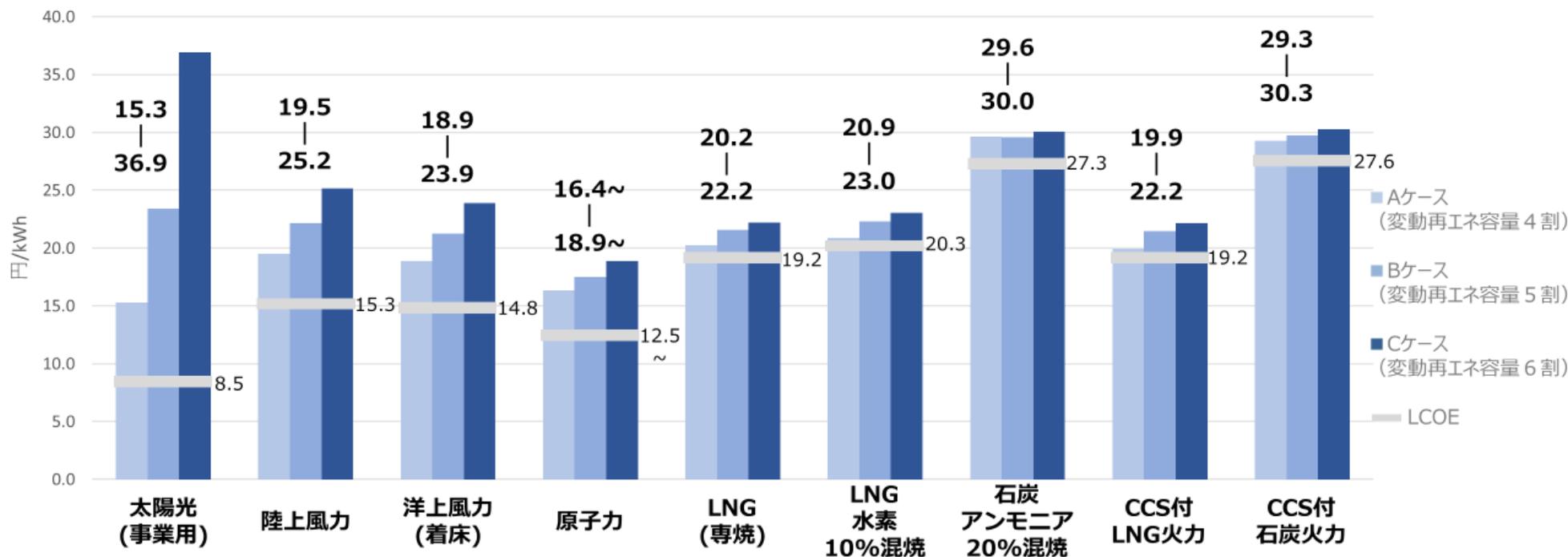


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上で費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.5円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり22.5円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

委員試算を踏まえた検証結果。
政策支援を前提に達成すべき
性能や価格目標とも一致しない。

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
 - ①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（＝「LCOE」）
 - ②ある電源を追加した場合、**電力システム全体に追加で生じるコスト**（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト
（■ 統合コストの一部を考慮した発電コスト）
- 統合コストの一部を考慮した発電コストは、**既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコスト**を計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
- 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要あり。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際に」電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。

※水素、アンモニアは熱屋ベース。