

発電コスト検証に関する議論について (概要)

令和6年12月17日

発電コスト検証ワーキンググループ

目次

1. 概要

2. 考え方

発電コスト検証の位置づけについて

- 各電源のコスト面での特徴や構造を明らかにし、どの電源に政策の力点を置き、どうバランスを取るかなど、2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考にするもの。
- 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。このため、①発電技術そのものの評価に適した「モデルプラント方式」の検証に加え、一定の仮定を置いて、②①の発電コストに電力システム全体で生じるコストの一部を考慮した電源別の発電コスト（「統合コストの一部を考慮した発電コスト」）も検証した。

【①モデルプラント方式の発電コスト】

- 2023年時点（検証実施の直前年）と2040年時点（エネルギーミックスの対象年）に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを一定の計算式に基づき試算。異なる電源技術の比較を行うため、立地制約等を考慮せず、機械的に算出するもの（既存の発電設備を運転するコストではない）。

【②統合コストの一部を考慮した発電コスト】 ※委員報告を踏まえて検証

- 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。このため、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）を考慮したコストを検証（追加で生じるコストを便宜的に追加した電源で割り戻しkWh当たりのコストを算出）。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論する材料とすることが重要。

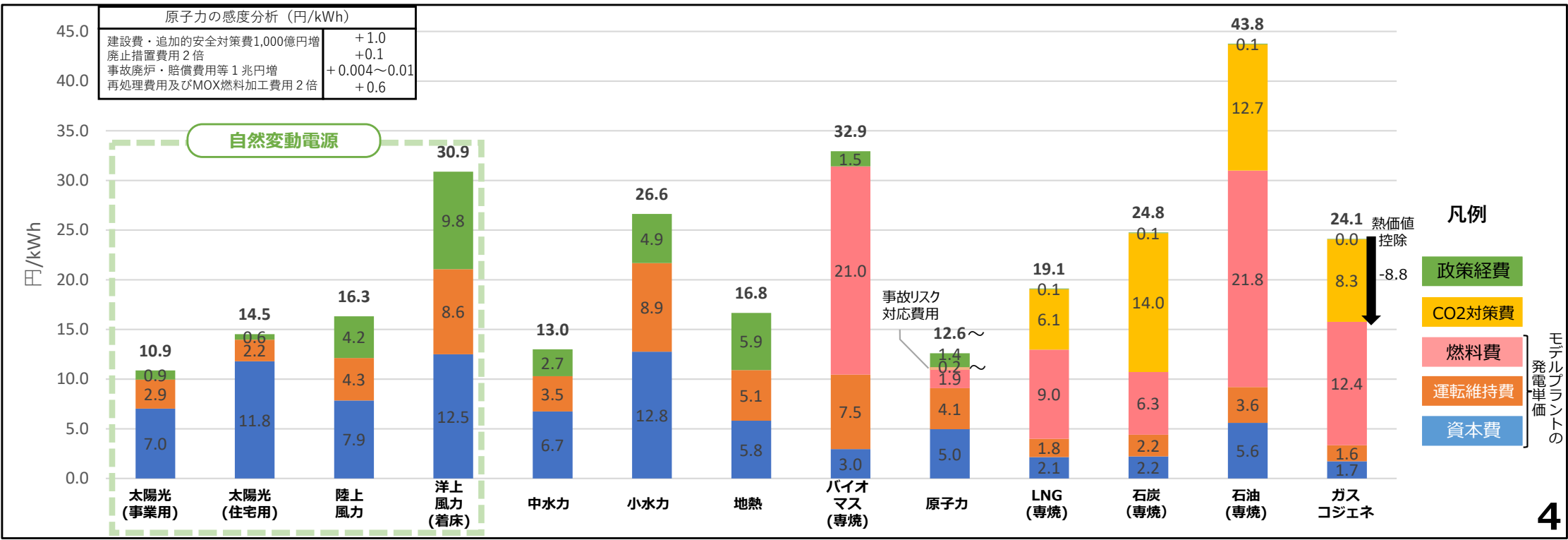
【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要（暫定）

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。
- 2023年に、発電設備を新設・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**発電コストだけではない様々な条件（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	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)	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。 (注5) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



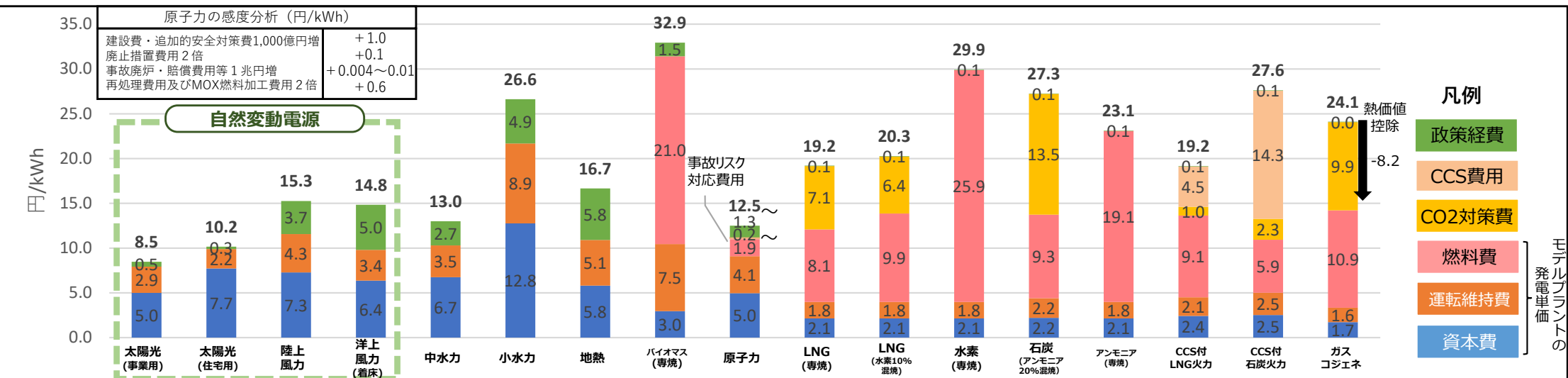
【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

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、発電設備を新設・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**発電コストだけではない様々な条件（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。

電源		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コージェネ
		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)	LNG(水素10%混焼)	水素(専焼)	石炭(アンモニア20%混焼)	アンモニア(専焼)	CCS付LNG火力	CCS付石炭火力	ガスコージェネ
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	26.6 32.2	15.9 17.5
	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、コージェネは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。 (注6) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。

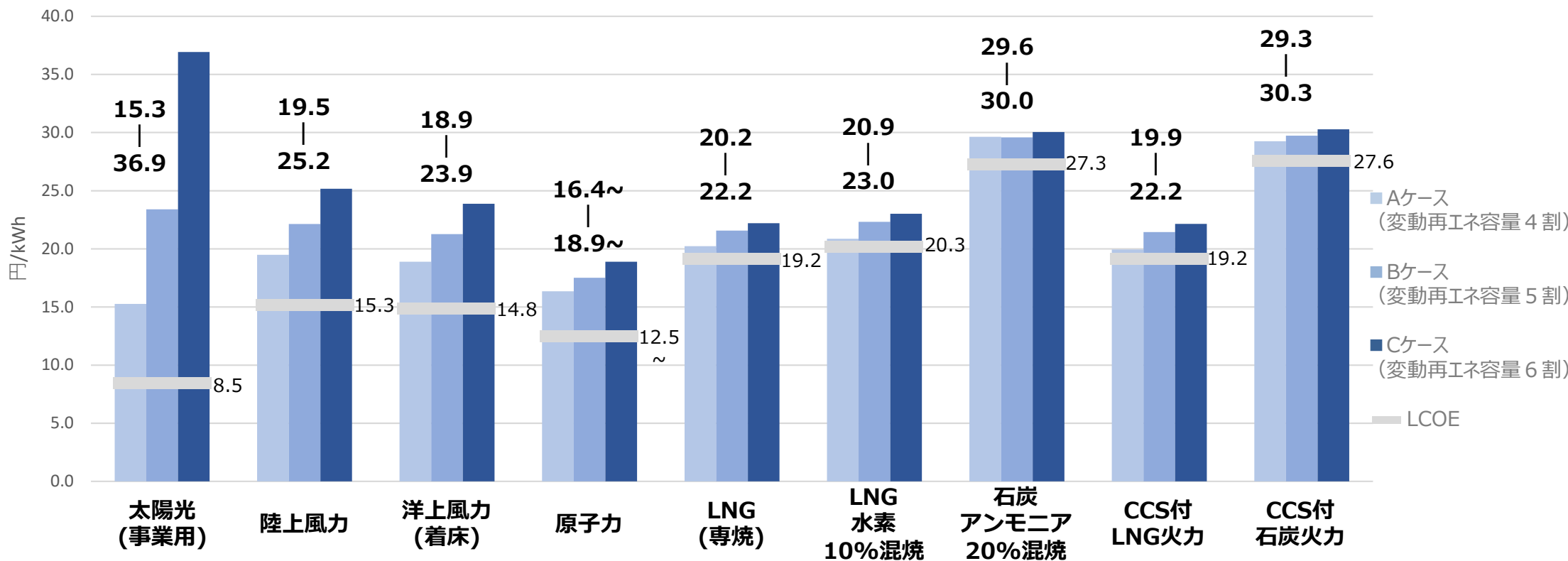


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上であり費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.5円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり22.5円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【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、アンモニアは熱量ベース。

(参考) 2024年発電コスト検証ワーキンググループ委員名簿・審議経過

(五十音順)

<委員>

(座長)

秋元 圭吾

(公財) 地球環境産業技術研究機構システム研究グループリーダー・主席研究員

(委員)

岩船 由美子

東京大学生産技術研究所 教授

荻本 和彦

東京大学生産技術研究所 特任教授

高村 ゆかり

東京大学 未来ビジョン研究センター 教授

原田 文代

日本政策投資銀行 常務執行役員

増井 利彦

(国研) 国立環境研究所 社会システム領域長

又吉 由香

SMBC 日興証券株式会社 サステナブル・ソリューション部 マネジング・ディレクター

松尾 雄司

立命館アジア太平洋大学 サステイナビリティ観光学部 教授・

(一財) 日本エネルギー経済研究所 特別主幹研究員

松村 敏弘

東京大学社会科学研究所 教授

<審議経過>

- 第1回 (2024年7月22日) 議題：2021年発電コスト検証WGの検討結果を踏まえた発電コストに関する議論
- 第2回 (2024年8月16日) 議題：再生可能エネルギーに関する論点等
- 第3回 (2024年10月18日) 議題：火力発電等に関する論点・原子力発電に関する論点
- 第4回 (2024年11月29日) 議題：これまでの議論のご指摘等について、各電源を電力システムに受け入れるコストについて
- 第5回 (2024年12月16日) 議題：発電コスト検証に関するとりまとめ (案)

目次

1. 概要

2. 考え方

考え方 対象とする電源

【①モデルプラント方式の発電コスト】

- 2023年時点 (検証実施の直前年)については、前回 (2021年検証) との継続性の観点から事業用太陽光、住宅用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、中小水力、地熱、原子力、バイオマス (専焼/混焼)、石炭火力、LNG火力、石油火力、コジェネ (ガス/石油)、燃料電池について検証した。

※バイオマスは5%混焼 (質量ベース)

- 2040年時点 (エネルギーミックスの対象年) については、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. 蓋然性の高い試算を行うことができるか、を基本的な考え方としつつ、前回からの継続性を踏まえるとともに、GX (グリーントランスフォーメーション) の進展も考慮し、事業用太陽光、住宅用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、中小水力、地熱、原子力、バイオマス (専焼/混焼)、LNG火力 (LNG専焼・水素混焼・CCS付火力) 石炭火力 (アンモニア混焼・CCS付火力)、アンモニア専焼、水素専焼、コジェネ (ガス/石油)、燃料電池について検証した。

また、石炭火力、石油火力についても参考として検証結果を示すとともに、開発途上の技術ではあるものの、将来社会実装されると想定されるペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力についても、参考として示した。

※水素は10%混焼、アンモニアは50%・20%混焼 (熱量ベース)

【②統合コストの一部を考慮した発電コスト】

- 2040年時点 (エネルギーミックスの対象年) の①の検証を行った電源のうち、2040年に一定程度活用されていることが想定される電源として、事業用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、原子力、LNG火力 (LNG専焼・水素混焼・CCS付火力)、石炭火力 (アンモニア混焼・CCS付火力)を検証した。

※水素は10%混焼、アンモニアは20%混焼 (熱量ベース)

- また、再エネの普及拡大に伴って生じる出力制御の抑制に向け、再エネ設備に蓄電池を併設させる事例も出てきていることを踏まえ、蓄電池と自然変動電源を併設したプラント (事業用太陽光・陸上風力)についても、検証した。

考え方 モデルプラント方式について①（発電コストの計算方法）

- 日本で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて以下の計算式で総費用（分子）を算出し、これを総発電電力量（分母）で割ることで、1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）

※ LCOEは発電所の建設・運営のみのコスト。系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まれていない。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{総費用（資本費 + 運転維持費 + 燃料費 + 社会的費用）}}{\text{総発電電力量（kWh）}}$$

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等
運転維持費：人件費、修繕費、諸費等
燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用

社会的費用：CO2対策費用、東京電力福島第一原子力発電所事故の賠償費用、政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等
総発電電力量：出力・稼働年数・設備利用率で算出。

- 火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については直近に運開した4つの発電所のデータの平均値、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの定期報告データの中央値等を用い、典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は国際的に確立した手法でありOECD、英国、米国でも用いられている。
- 2023年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2040年時点のコストは、国際機関が発表する燃料費の見通しや、太陽光や風力の量産効果など価格の低下見通しなどを用いて試算。
- 2040年時点のコストは、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などの試算の前提を変えれば、結果は変わる。それらの結果を確認できるよう、これまで同様、経産省のHPで試算の根拠となるデータを開示するとともに、電源ごとに前提を変更して試算できるツールも提供する

考え方 モデルプラント方式について②（費用計上される個別項目）

- **資本費**
建設費、固定資産税、設備の廃棄費用の合計
- **運転維持費**
人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計
- **燃料費**
単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値（原子力は核燃料サイクル費用として別途算出）
- **CO2対策費用（化石燃料関係電源）、CCS費用（CO2分離回収・輸送・貯留費用）**
発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO2対策に要する費用
排出されるCO2の分離回収・輸送・貯留に係る費用
- **追加的安全対策費（原子力）**
東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用
- **事故リスク対応費用（原子力）**
シビアアクシデントのリスクに対応するコスト
- **排熱利用価値（コジェネ、燃料電池）**
発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除
- **政策経費**
発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）
※ FIT/FIP価格の算定において、利潤として計上されている額に相当

※ 各項目は、直近（2023年）の暦年（暦年でデータを取得できない場合は年度）の実質値。

モデルプラント方式について③（発電コストの計算における前提）

（設備利用率）

- 発電技術そのものを評価する観点から、電源間で比較しやすいように、また前回（2021年）までの議論との継続性も鑑みて、個別に電源の設備利用率を検討することとした。
- なお、自然変動電源の比率増加に伴う天然ガス火力等の、調整力としての運用の増加等による設備利用率の変化については、統合コストの一部を考慮した発電コストにおいて評価することとした。

（物価、割引率）

- 諸元のデータは直近（2023年）の暦年（暦年でデータを取得できない場合は年度）の実質値に補正した値を用いることとした。
- 電源間の技術比較を行う観点からは、全ての電源技術の資本コストを同一とすることが適切であることや、検証結果の継続性の観点から、今回も引き続き割引率（実質）は一律3%と設定して計算した。

（為替レート）

- 為替は直近（2023年）の平均（141円/\$）を用い、便宜上将来に渡って変わらないと仮定した。

※これまで同様、電源ごとに割引率や為替レートを変更して試算できるツールも提供することとした。

物価変動・将来の金銭的価値と発電コスト検証の関係

- 資本費（例：建設費）、運転維持費（例：人件費）、燃料費など、モデルプラント方式で費用計上される個別項目について、足下の費用が上昇しているものはその水準が適切に反映された諸元のデータを用いる。
- モデルプラントについて、建設から廃棄までのライフサイクル全体でかかる総費用を、割引率（実質）を用いて現在価値に換算した上で稼働期間の発電量で除すことで、kWh当たりの発電コストを算出する。

（土地関連費）

- 土地関連費（土地購入費・土地貸借費・土地造成費）は、新規の土地取得を前提として、モデルプラントの建設に伴い事業者が直接負担するコストであることを踏まえ、今回の検証では原則として全額計上することとした。

※土地造成費は、新たな発電設備を建設・運転する際の費用はモデルプラントを基に算入しつつ、適地の減少に伴い山地や森林等を造成する際の将来的なコストの増加分は、個別の立地条件に左右され、電源固有のコストとして一律で整理することが難しいことから、前回（2021年）同様加味しないこととした。

考え方 モデルプラント方式について④（社会的費用の扱い）

- 前回（2021年）検証時の手法を踏襲し、発電事業者が直接負担するコストに止まらず、**発電に関する社会的費用（政策経費、事故リスク対応費、CO2対策費用等）も含めた検証**を行った。
- 検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、個別電源の発電コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

＜発電単価と社会的費用の関係＞

モデルプラントの発電単価試算のための前提条件

1. モデルプラントの条件

- (1) 稼働開始年
- (2) 出力規模
- (3) 設備利用率
- (4) 稼働年数
- (5) 発電効率
- (6) 所内率

2. 試算のための共通条件

- (1) 割引率
- (2) 為替レート

電源別の発電単価

現時点のモデルプラントの発電単価

3. 発電施設を建設・運営終了するための費用

- 資本費（※1）
- 運転管理費
- 燃料費
- バックエンド費用
- 事故リスク対応費用
- 諸税
- 設備の廃棄費用
- × 系統への接続費用（電源線費用）（※2）

4. 2023、2040年のモデルプラントの価格変動要因

- 技術革新効果・量産効果
- 燃料費上昇率
- CO2対策費用/上昇率
- CCS費用（CO2分離回収・輸送・貯留費用）

5. モデルプラントに直接は関係ないが、電源別に配賦できる可能性のある費用

- 政策経費
- × 広告費・寄付金

発電に関する費用等

6. 発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして一律で整理するのが難しい費用

- × 系統安定化費用（発電側課金を含む）（※3）
- × 計画から稼働までの期間に要する費用（建設中利子等）（※4）
- × 発電設備容量の維持にかかる費用

7. その他発電単価との直接の関係が明確ではない事項

- × 経済効果
- × 経済安全保障（※5）

＜想定される主な費用の負担者＞

緑色：発電事業者

青色：納税者

黄色：発電単価との直接の関係が明確ではない事項

ただし、対策の内容によっては費用負担者が異なる。

- ：発電コスト試算の対象としたもの
- ×：個別電源の仕分けが困難、情報が不十分等の理由で、発電コストに含めないもの

（※1）土地関連費（土地購入費・土地貸借費・土地造成費）は、新規の土地取得を前提として、モデルプラントの建設に伴い事業者が直接負担するコストであることを踏まえ、原則として全額計上（なお、購入した土地は売却可能であることから、モデルプラントの発電に要する費用として過大に評価される可能性がある点に留意が必要）。

（※2）発電所の立地条件などに左右され、個別電源に一律載せることが難しいため、建設費から切り分けが困難な場合を除いて、発電コストには上乗せしない。

（※3）発電所の立地地域の電源構成や立地条件に左右されることに加え、発電側課金については、発電事業者の実際の負担額がエリアごとの単価や割引相当額の付加など多様な要因に影響を受け、一律の金額を計上することが難しいため、個別電源の発電コストには上乗せしない。なお、発電側課金の水準は、全国平均で、kW課金単価が89.47円/kW・月、kWh課金単価が0.28円/kWh（2024年現在・税込）となっている。

（※4）発電所の建設期間や資金調達方法は、個別の発電所の立地条件や建設期間、個別の資金調達方法に左右され、事業者ごとに異なる等の事情があることから、個別電源に一律載せることが難しいため、再エネのIRR相当政策経費として計上されている場合を除いて、発電コストには上乗せしない。

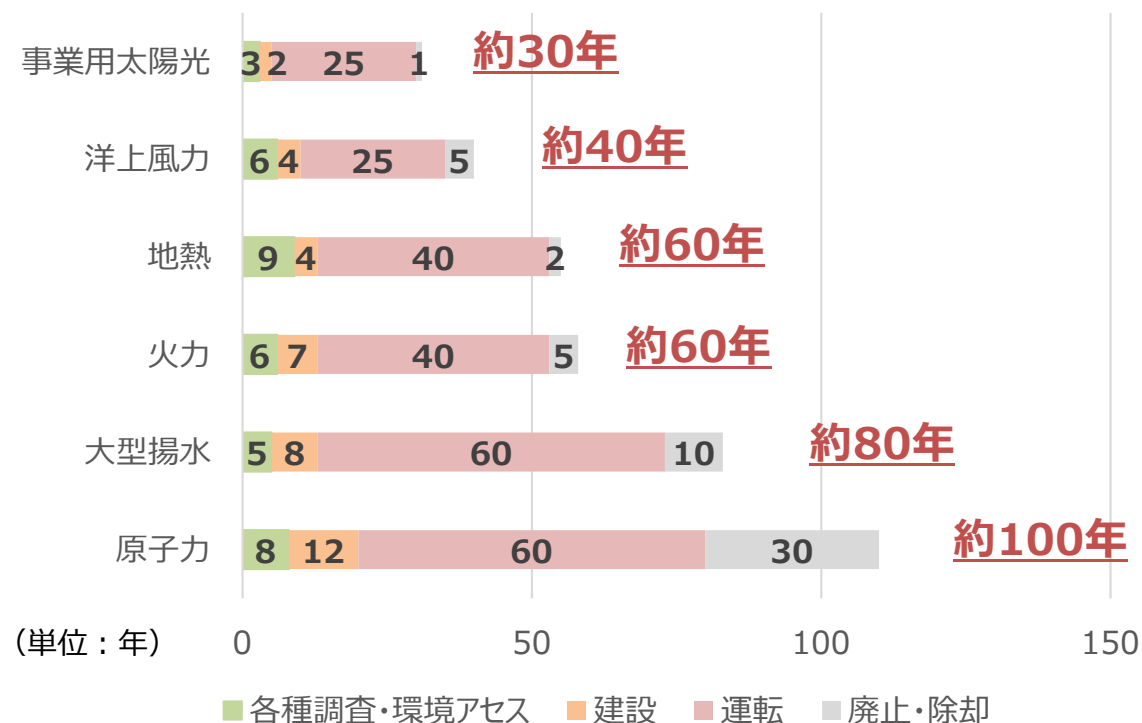
（※5）化石燃料の供給途絶リスク等、エネルギー安全保障の観点から見た各電源の特徴の違いにも留意が必要であり、こうした観点を踏まえた発電コストについても、今後の検討が期待される。

(参考) 割引率・事業期間についての関連情報

諸外国の公共事業評価における社会的割引率

国名	社会的割引率	割引率の変遷
アメリカ (施策全般)	3.1%	10%(1972) →7%(1992) →3.1%(2023)
カナダ	8%(3%)	10%(1976) →8%(2007)
イギリス	3.5%	5%(1975) →6%(1989) →3.5%(2003)
ドイツ (交通)	1.7%	3%(1992) →1.7%(2016)
フランス	4.5%	8%(1985) →4%(2005) →4.5%(2013)
イタリア	5%	5%(2001)
ベルギー (フランダース地方)	4%	
オランダ	2.25%	4%(1995) →2.5%(2007) →2.25%(2020)
スウェーデン (交通)	3.5%	4%(1993) →3.5%(2012)
欧州連合	3%	5%(1997) →3.5-5.5%(2008) →3-5%(2014) →3%(2021)
オーストラリア	7%	7%(2016)
ニュージーランド	5-6%	10%(技術指針(H16)) →8%(2008) →4-7%(2016)
世界銀行	10-12%	10-12%(1998)
アジア開発銀行	6-9%	12%(1997) →6-9%(2017)

脱炭素電源の総事業期間 (イメージ)



(出典) 令和6年度 第1回公共事業評価手法研究委員会資料 資料1より一部抜粋

(出典) 第12回GX実行会議 資料1より一部抜粋

(注) 今回のコスト検証では、**割引率 (実質) は一律3%**としている。

考え方 モデルプラント方式について⑤（政策経費の考え方①）

- 政策経費の費目を性質ごとに分けて4つに分類。個別電源に紐付けられる①、②を政策経費として計上した。

	①国内の発電活動を維持する上で必要となる費用	②国内の発電活動維持と関連性の高い費用	③国内の発電活動維持と関連性の低い費用	④国内発電活動と直接関係ない費用又は主にエネルギーセキュリティを目的とする費用、ダブルカウントになる費用
立地	立地交付金	—	—	—
防災	全て	—	—	—
広報 (周辺地域)	全て	—	—	—
広報 (全国)	—	特定電源の広報	エネルギー全般の広報	—
人材育成	安全・規制	人材育成一般	—	他国の発電に資するもの
評価・調査	安全・規制 放射性廃棄物の処分 保障措置	評価・調査一般	—	—
国際機関 拠出金	国内の安全規制の策定等に 資するもの	安全性向上等を国際的に議論するもの	—	エネルギーについて 議論するためのもの
発電 技術開発	安全性向上等に 資するもの	高効率化・低コスト化に 資するもの	—	—
将来発電 技術開発	—	・原子力に関する費用のうち、核燃料サイクルや安全に関する費用。 ・現在の発電形式と連続性を見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証	その他、現在の発電形式と連続性が低い研究開発	—
導入支援	—	—	—	全て
資源開発	—	—	—	全て
備蓄	—	—	—	全て
CCS	—	国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係するもの	—	直接的に国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係しないもの
I R R (「固定価格買取 制度」の買取価格の 優遇された利潤)	全て	—	—	—

モデルプラント方式について⑥（政策経費の考え方②）

- kWh当たりの政策経費を算出するために、2023年及び2040年における各電源の発電電力量を特定する必要がある。その考え方は、以下のとおり。
 - 基本的には、取得可能な最新データである2023年度の総発電電力量（総合エネルギー統計）の実績値を用いた。原子力は、現存する36基の年間総発電電力量（2,282億kWh）を用いた。
 - 政策経費の試算に際しては、2040年度の発電電力量についても、便宜的に、2023年度の発電電力量と同じ数字を用いている。2040年度の発電電力量については、今後、新たに示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する。

予算関連政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

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	燃料電池
	太陽光 ※1	風力 ※2	中小水力	地熱	バイオマス ※3	原子力	LNG 火力群 ※4	石炭 火力群 ※5	石油 火力	コジェネ	燃料電池
2023年度 発電電力量 (億kWh)	965	105	748	110※6	401	2,282	3,241	2,804	716	646	21

※1 太陽光（事業用）、太陽光（住宅用）、ペロブスカイト太陽電池を含む。

※2 陸上風力、洋上風力（着床）、洋上風力（浮体式）を含む。

※3 バイオマス（専焼）、バイオマス（混焼）を含む。

※4 LNG火力、水素混焼・専焼火力、CCS付LNG火力を含む。

※5 石炭火力、アンモニア混焼・専焼火力、CCS付石炭火力を含む。

※6 地熱については、予算関連政策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであり、他の電源との比較が難しいことから、現段階では2021年検証同様、2030年度の発電電力量の見通しを使用し、今後示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえて、改めて整理する。

統合コストの一部を考慮した発電コストについて①（発電コストの計算方法）

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源（自然変動電源）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（例：他の電源（天然ガス火力等）や蓄電池による調整によって生じる追加的コスト）。
- こうした費用は、モデルプラント方式の発電コストでは考慮されていないため、モデルプラント方式の発電コストにこうした費用の一部を考慮した電源別の発電コスト（「統合コストの一部を考慮した発電コスト」）について、本WGにおける議論を踏まえて委員に試算を依頼し、その結果を本WGで検証した。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論する材料とすることが重要。

【計算方法】

- 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しており、2040年時点に、ある電力システムが達成された状態から、さらに各電源を微小追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるこうしたコストを、便宜的に、追加した電源の有効な発電量で割り戻し、kWh当たりのコストを算出した。
- 電源立地や系統制約を考慮する等、計算式や考え方は前回（2021年に実施）との継続性を確保の上、太陽光や風力といった自然変動電源の設備容量変化による電力システム全体に生じるコストの影響を把握するため、2040年の日本の電力システムとして、便宜上、自然変動電源の容量が4割程度・5割程度・6割程度、の3ケースを設定し、それぞれのコストを分析した。
- 各電源を電力システムに入れるための手法として、今回新たに、系統用蓄電池などの蓄電池やデマンドリスポンス等も考慮した。

統合コストの一部を考慮した発電コストについて②（費用計上される項目）

- 各電源を電力システムに入れる際に追加的に生じるコストとして、以下①～⑤を考慮した。

※ 各電源を電力システムに入れるための手法として、今回新たに、系統用蓄電池などの蓄電池やダイヤモンドリスポンス等も一定程度考慮した。

統合コストの一部を考慮した発電コスト

電源別の 発電コスト

- ・資本費
- ・運転維持費
- ・燃料費
- ・社会的費用（CO2対策費用）
- ・政策経費

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 最大単価ではない火力発電の発電電力量の減少、系統安定化のための調整電源（火力等）の可変費変化（燃料種・運転効率・起動停止等）
- ② 需要を超えた分の発電量を揚水や蓄電池で蓄電・放電することによる充放電損失、再エネの出力抑制等による電力量損失による可変費変化
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化によるLCOEからの固定費変化
- ④ ダイヤモンドリスポンスの効果
- ⑤ 電力需給の時間内変動と予測誤差を埋める調整力の提供

今回検証に十分に含まれない要素

- ・発電設備容量の維持にかかる費用
- ・地内送配電網の損失と運用容量
- ・基幹送電網につなぐ費用
- ・基幹送電網の整備費用

統合コストの一部を 考慮した発電コスト