

連続オンラインセミナー「エネルギー基本計画案」

# 原発・再エネのコストは どうなっているのか

2025-01-13

龍谷大学教授・原子力市民委員会座長  
大島堅一

# 内容

- はじめに
- エネルギー基本計画と発電コスト
- コスト検証WGの検証（2024年）
- コスト検証WGの検証（2024年）の検証
  - 原発のコスト
  - 再エネのコスト
- まとめ

はじめに

# 発電コストとは何か

- 発電コスト

- 一定の発電期間を想定し、1kWh電気をつくるのに要するコスト（〇円/kWh）を計算したもの。

**総コスト** ÷ 発電量

- 総コスト

- 発電に直接要する費用 + **社会的費用**

※ 社会的費用

発電にあたって社会が負担する費用。事故や環境汚染に要する費用

～ 電力会社が負担していない費用

- 発電所

- 新設の発電所 → コスト検証WGで検証するもの。
- 既設の発電所 ×

〇年に新しく建設した発電所の  
運転期間で平均したコスト

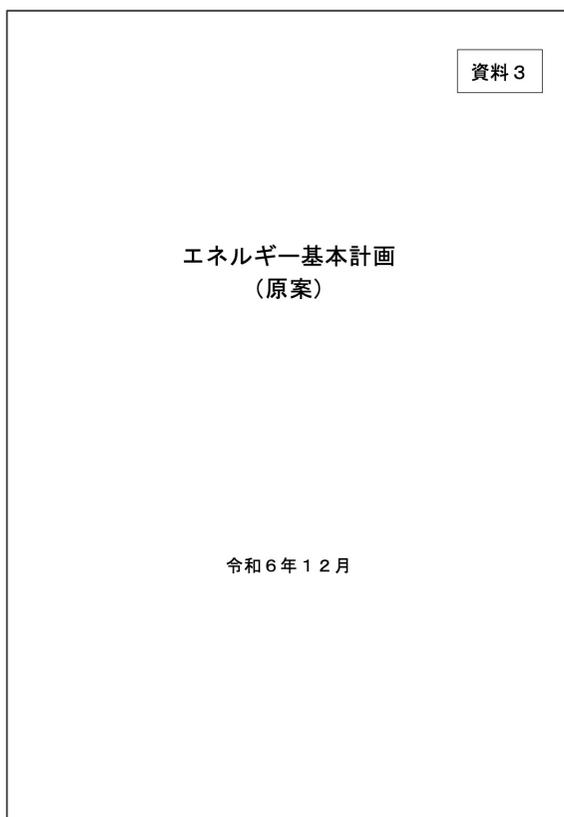
# エネルギー基本計画と発電コスト

# エネルギー基本計画

- エネルギー政策基本法第12条に基づき定められる**法定計画**（閣議決定される）
  - エネルギー需給に関する施策
  - 長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策
  - 重点的に研究開発のための施策を講ずべきエネルギーに関する技術及び施策
  - 長期的、総合的かつ計画的に推進するために必要な事項
- エネルギー基本計画は、個別のエネルギー政策の形成と実施に大きな影響を与える
  - 例：広域機関(OCCTO)の業務の実施（電気事業法第28条の40）「推進機関は、・・・（中略）・・・エネルギー基本計画その他のエネルギーの需給に関する施策の内容について配慮しなければならない」

# エネルギー基本計画（原案）

## エネルギー基本計画（原案）



### 【参考】2040年度におけるエネルギー需給の見通し

※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。

- 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、**様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅**として提示。

\* 新たなエネルギー需給見通しでは、NDCを実現できた場合に加え、実現できなかったリスクシナリオも参考値として提示。

	2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)
エネルギー自給率	15.2%	3～4割程度
発電電力量	9854億kWh	1.1～1.2兆kWh程度
電源構成		
再エネ	22.9%	4～5割程度
太陽光	9.8%	22～29%程度
風力	1.1%	4～8%程度
水力	7.6%	8～10%程度
地熱	0.3%	1～2%程度
バイオマス	4.1%	5～6%程度
原子力	8.5%	2割程度
火力	68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量	3.0億kL	2.6～2.8億kL程度
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)	22.9% ※2022年度実績	73% (注)

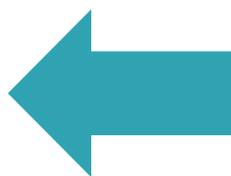
(注) 中環審・産構審合同会合において直線的な削減経路を軸に検討するとされていることを踏まえた暫定値。

# 第7次エネルギー基本計画

第7次エネルギー基本計画  
(原案)

2040年度

- 原発 2割
- 再エネ 4～5割
- 火力 3～4割



第6次エネルギー基本計画

2030年度

- 原発 20～22%
- 再エネ 36～38%
- 火力 41%

10年間で殆ど同じ  
トランスフォーメーション無し  
GXの正体は原発・火力の維持

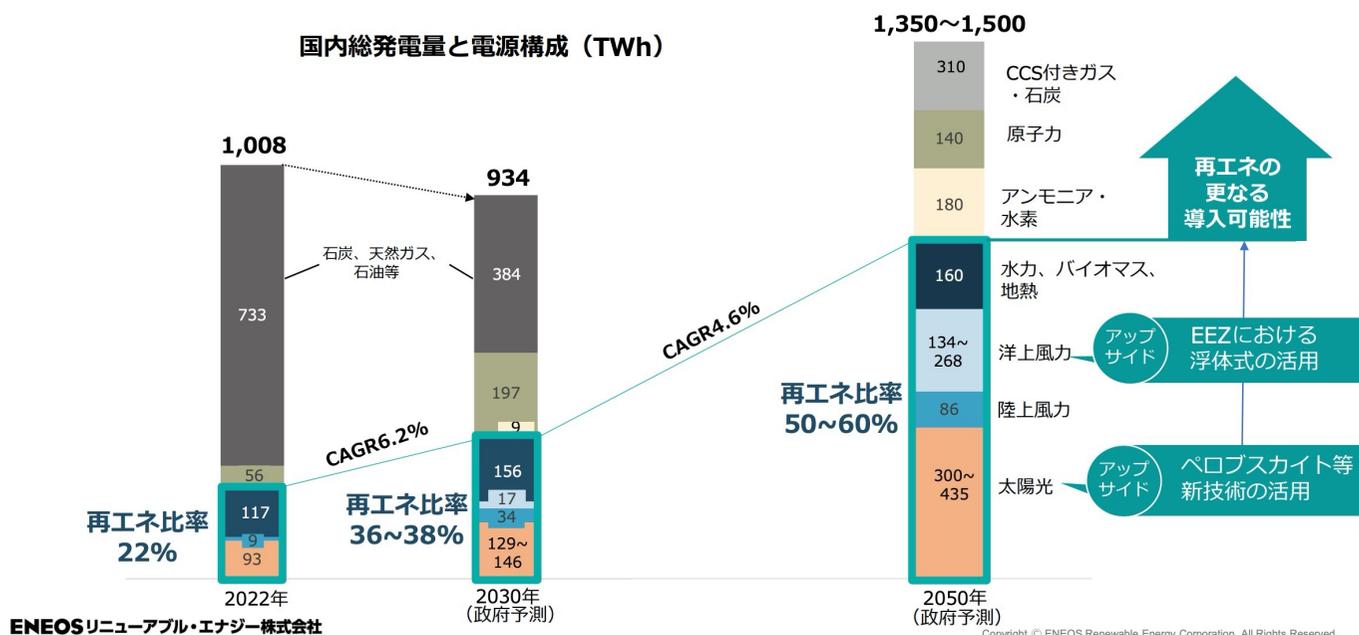
# 発電コストとエネルギー基本計画

- 原発の4つの神話：安全性、安定性、経済性、環境適合性
  - 福島原発事故後、全て崩壊。
  - 原発のコストを検証する必要がでてきた。
- 福島原発事故後のエネルギー政策立案にあたっては、発電コスト検証が行われるようになった
  - 2011、12年（民主党政権）：コスト等検証委員会
    - 2004年の原発の発電コストは5.3円/kWhとされたが、透明性が低いものであった。
    - 原発を含めて「社会的費用」を計算するようになった。
    - 「革新的エネルギー・環境戦略」（2012年9月14日）策定にあたっての重要な要素の一つに。
  - 2013年～（自公政権）：発電コスト検証ワーキンググループ
    - 第4～7次エネルギー基本計画
      - ～ 発電コスト検証が継続して実施されるようになった
      - ～ 社会的費用の計算が引き続き行われた

# 事業者自身が再エネの拡大余地を説明

## カーボンニュートラル実現に向けた政府目標

カーボンニュートラル実現に向けて太陽光・風力の拡大に大きな期待。アップサイドも。  
第7次エネルギー基本計画の検討を受けた新たな目標設定に注目



## GX実行会議の構成員

GX実行会議 有識者 (五十音順)

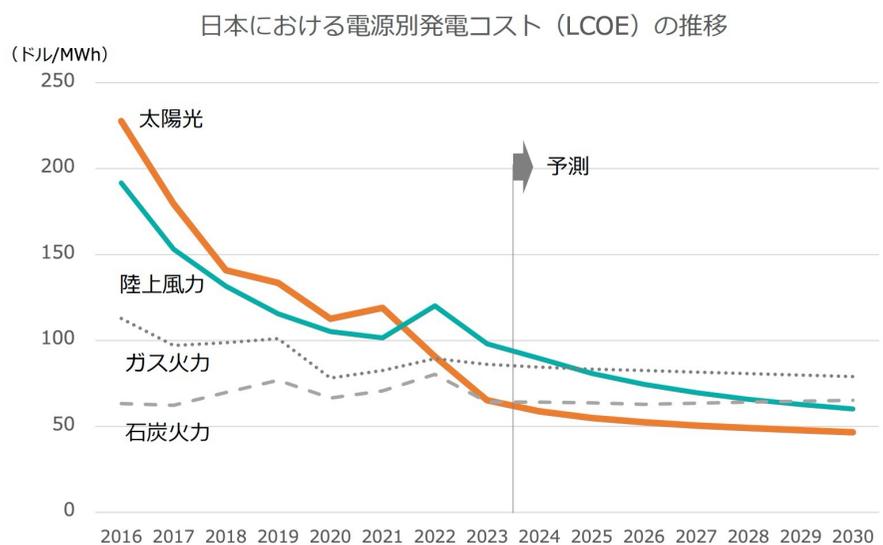
淡路 陸	株式会社千葉銀行 取締役常務執行役員
伊藤 元重	国立大学法人 東京大学 名誉教授
岡藤 裕治	三菱商事エナジーソリューションズ株式会社 代表取締役社長
勝野 哲	中部電力株式会社 代表取締役会長
河野 康子	一般財団法人 日本消費者協会 理事
小林 健	日本商工会議所 特別顧問、三菱商事株式会社 相談役
重竹 尚基	ボストンコンサルティンググループ Managing Director & Senior Partner
白石 隆	公立大学法人 熊本県立大学 理事長
杉森 務	ENEOS ホールディングス株式会社 代表取締役会長 → 第3回会合より同社社長 齋藤 猛 氏に交代?
竹内 純子	特定非営利活動法人 国際環境経済研究所 理事・主席研究員
十倉 雅和	一般社団法人 日本経済団体連合会 会長
林 礼子	BofA 証券株式会社 取締役 副社長
芳野 友子	日本労働組合総連合会 会長

出所：ENEOS リニューアブル・エナジー株式会社 代表取締役社長 竹内一弘(2024)「再生可能エネルギー事業説明会」12月17日 ([https://www.hd.eneos.co.jp/ir/library/event/pdf/ir\\_ex\\_20241217.pdf](https://www.hd.eneos.co.jp/ir/library/event/pdf/ir_ex_20241217.pdf))、p.4

# 事業者自身が再エネが最も廉価であると説明

## 再エネは「最も廉価な電源」へ

世界的な物価上昇や国際情勢による影響はあるも、中長期的なコスト低減トレンドは不変



Source : Bloomberg NEF (2H2023 LCOE Data Viewer)

ENEOSリニューアブル・エナジー株式会社

Copyright © ENEOS Renewable Energy Corporation. All Rights Reserved.

- **太陽光**におけるパネル等の価格低下、大規模造成を伴う案件の減少
- **陸上風力**では2022年に世界的な価格上昇あるも、再び低減トレンドへ
- **カーボンプライシング**の導入によりコスト優位性はさらに明確に

出所：ENEOSリニューアブル・エナジー株式会社 代表取締役社長 竹内一弘(2024)「再生可能エネルギー事業説明会」12月17日 ([https://www.hd.eneos.co.jp/ir/library/event/pdf/ir\\_ex\\_20241217.pdf](https://www.hd.eneos.co.jp/ir/library/event/pdf/ir_ex_20241217.pdf))、p.5

# コスト検証WGの検証（2024年）結果

# 発電コスト検証(2024)の結果 (2023年のコスト)

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		18.3%	15.8%	29.6%	30%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	30%	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	30年

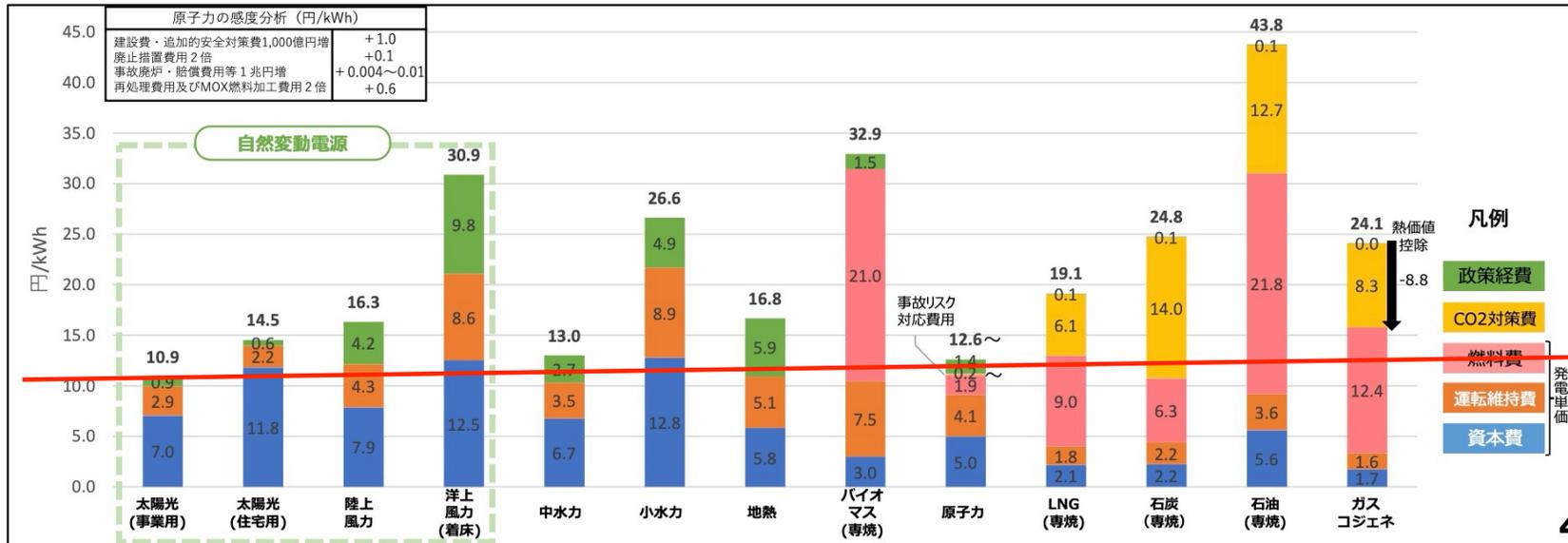
(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ (STEPS) のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ) のとおり。

(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。

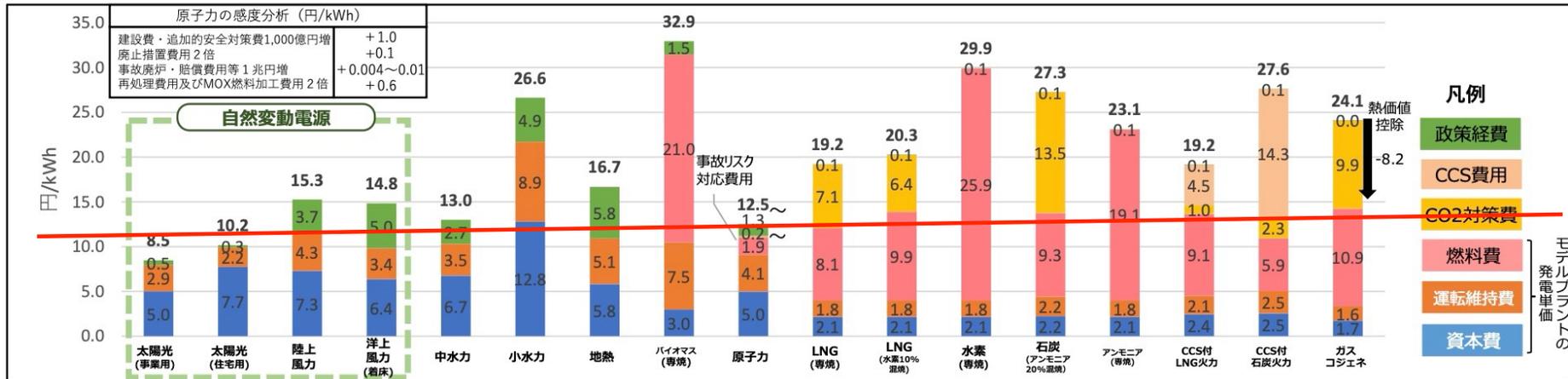
(注5) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



# 発電コスト検証(2024)の結果(2040年のコスト)

		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
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 稼働年数		18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	40.2% 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	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	72.3% 30年

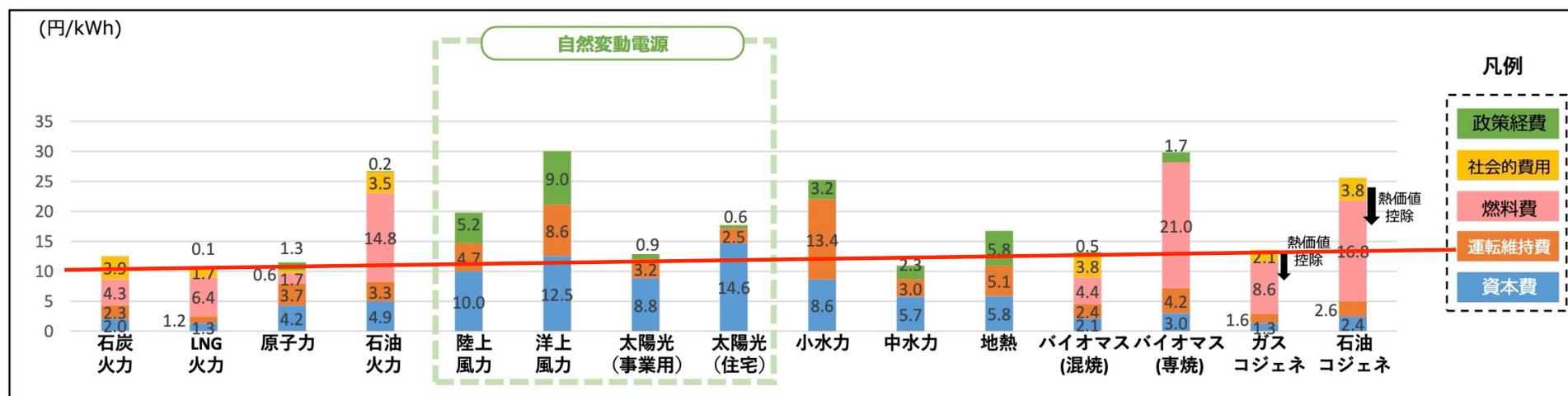
- (注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ(STEPS)とEUの表明公約シナリオ(APS)で幅を取っている。
- (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コージェネはCIF価格で計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。



# コスト検証2021の結果（2020年）

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(混焼、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)	30.0 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (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」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



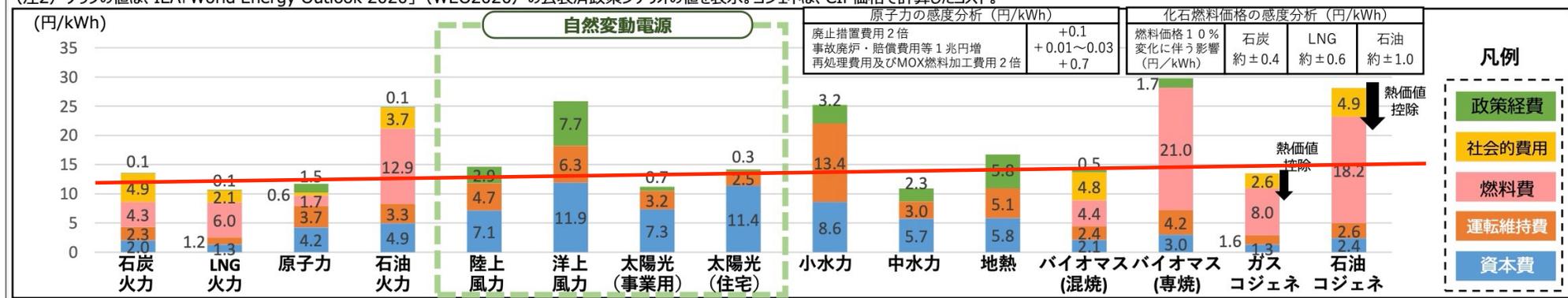
出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2021）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」9月、p.5

# コスト検証2021の結果（2030年）

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(混焼、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) ※( )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~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (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 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	25.4% 25年	33.2% 25年	17.2% 25年	13.8% 25年	60% 40年	60% 40年	83% 40年	70% 40年	87% 40年	72.3% 30年	36% 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。

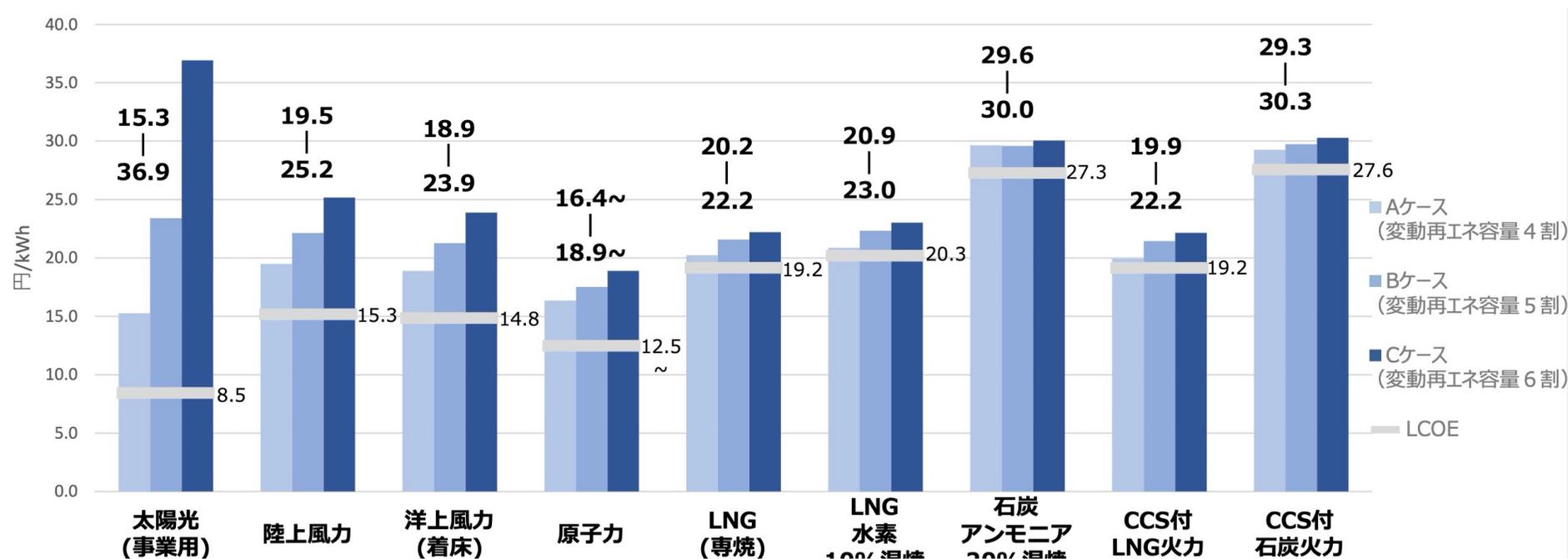


出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2021）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」9月、p.4

# 統合コスト

## ・発電コスト検証WG

- ・「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」



出所：発電コスト検証ワーキンググループ（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」9月、p.6

# コスト検証WGの数字をみると・・・

※ 小水力～石油コジェネを除く

## • 2021年検証

- 現状（2020年）：LNG火力が最安。その次は原子力
- 2030年：太陽光（事業用、住宅用）が競争力をもつ。LNG火力、原子力も同水準。

## • 2024年検証

- 現状（2023年）：太陽光（事業用）が最も安い。継いで原子力。太陽光（住宅用）、陸上風力が、LNG（専焼）、石炭（専焼）より安くなった。  
→ 「原子力の発電コストは他電源と遜色がない」（エネルギー基本計画の基調）
- 再エネは「統合コスト」を入れると高い。再エネ割合が大きくなるとコストが上がる。（各種報道の受け止め）

**これは本当か？**

**コスト検証WGの検証（2024年）の検証**

# 原子力

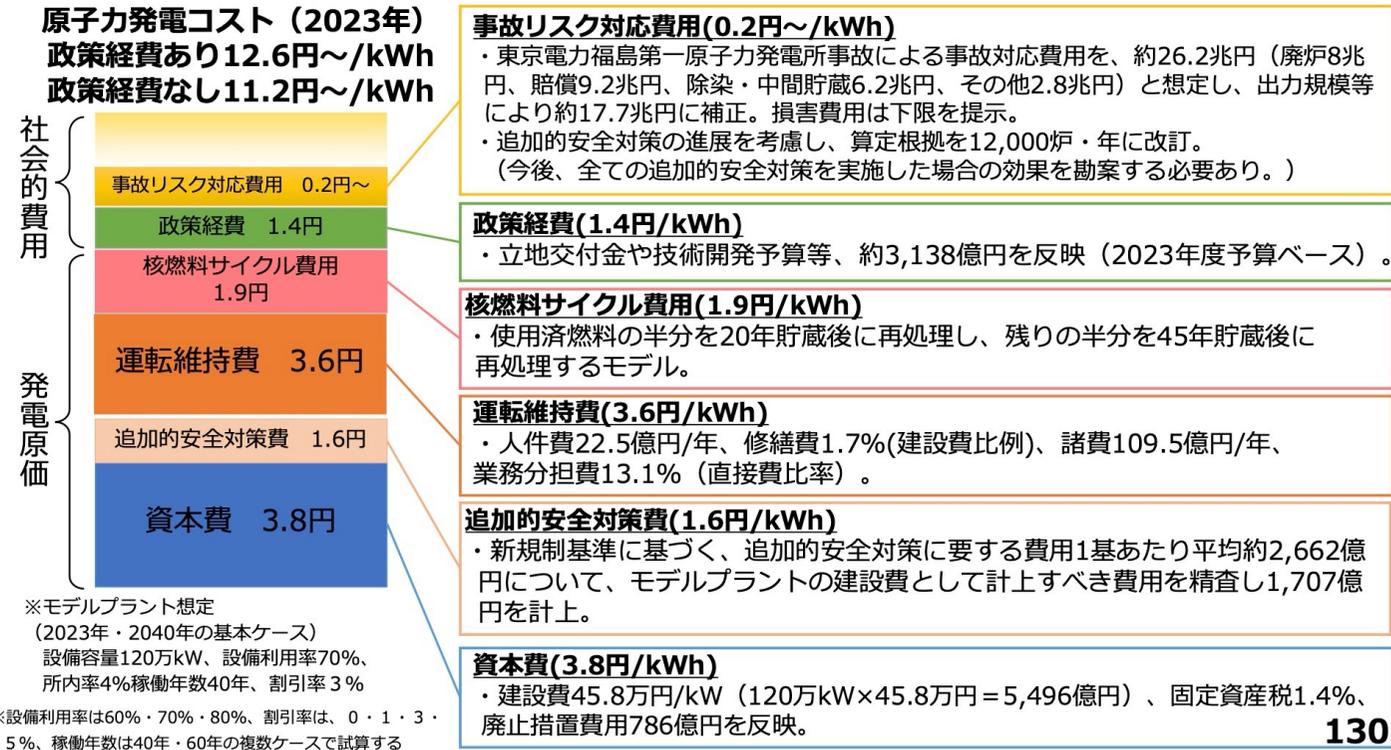
# コスト検証WG(2024)による原子力発電のコスト

原子力発電

※各項目の値を四捨五入して表示しているため、各項目の数値が一致していても、合計値が異なる場合がある。

## 2024年検証における発電コストの考え方

- 発電に直接関係するコストだけでなく、**廃炉費用、核燃料サイクル費用（放射性廃棄物最終処分含む）**など将来発生するコスト、**事故対応費用（損害賠償、除染含む）、政策経費（電源立地交付金や研究開発等）**といった費用も織り込んで試算。



出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2024）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」12月17日、p.130<sup>1</sup>

# 建設費について

- 原発新設費 = 既設建設費 + 追加安全対策費 の図式は変わらなかった。
  - 建設費 5496億円 + 追加安全対策費 1707億円 = 7203億円
- 建設費
  - 建設費単価 45.8万円/kW × 120万kW = 5496億円 とされた。(物価上昇のみ考慮)
- 追加安全対策費
  - 新規規制基準適合性審査を「申請」している発電所全て(16発電所27基)の平均
  - 申請時点のコストは、認可時のコストと大きく異なる。※女川2号機 140億円 → 7100億円 と50倍になっている。
  - 認可された原発17基の平均をとり、2023年の物価に合わせて実質化(2023年価格)すべきである。
  - ※ 試算したところ3911億円となる。これにコスト検証WGと同じ比率で「補正」すると2508億円となる。
- 不測費用
  - 第40回原子力小委員会(2024年8月20日, 資料3)で、電気事業連合会は長期脱炭素電源オークションが「落札後の固定費の上振れ等については投資回収予見性が十分でない」と報告。同オークションは建設費増加リスクへの対応として建設費の10%を予備費として織り込むことを認めている。コンティンジェンシーコストを少なくとも10%とみるべきである
- したがって
  - 建設費 5496億円 + 追加安全対策費 2508億円 × 不測費用 800億円 = 8804 億円

# 本来、原発新設コストは根本的に上昇

- 先進国の原発の新設コストは高騰しており、数兆円/基規模になっている。
  - フランス・フラマンビル原発（165万kW）：2007年当初33億ユーロから、2024年第1四半期時点で161億ユーロ（約2.2兆円）に上昇。
  - イギリス・ヒンクリーポイントC原発（160万kW×2基）：2016年当時180億ポンド（2015年価格）から、320～350億ポンド（2015年価格）、CPIで実質化すると410億～450億ポンド（約7.98兆～8.73兆円）に上昇。
- 日本の原子力規制は、福島原発事故後大きく変わった。新設コストは増加するとみるべきである。
  - 「福島原発事故以前の原発に追加安全対策を加えた原発」が、新たに建設される原発であるとは想定しづらい。
  - アメリカにおいては、スリーマイル島原発事故後、2.8倍になり、その後高止まりした。(Lovering, 2016)
  - アメリカと同様のことがおこるとすると、新設コストは5496億円×2.8 = **1兆5389億円**となる。
- 建設費を含む固定費の上振れリスクが存在する。不測費用（contingency cost）を考慮する必要がある。
  - 建設遅延、規制・政策変更、廃炉・放射性廃棄物処分、自然災害等による影響が原子力発電では大きい。第40回原子力小委員会（2024年8月20日、資料3）で、電気事業連合会は長期脱炭素電源オークションが「落札後の固定費の上振れ等については投資回収予見性が十分でない」と報告。同オークションは建設費増加リスクへの対応として建設費の10%を予備費として織り込むことを認めている。
  - コンティンジェンシーコストは少なくとも10%とみるべきであり、したがって1兆5389億円×10% = 1539億円である。
  - コンティンジェンシーコストを加えた**建設費総額は1兆6928億円**である。

# 原発事故費用について

- 廃炉費用に、福島第一原発構内の放射性廃棄物処分費用が含まれおらず、過小費用化になっている。
  - コスト検証WGの「事故廃炉費用」8兆円はデブリ取り出しまでの費用である。
  - 放射性廃棄物のうち、低レベル放射性廃棄物の処分費用だけで**22.3兆円**が必要である。したがって、原発事故費用総額は、少なくとも23.8兆円+22.3兆円=**46.1兆円以上**としなければならない。

## <計算方法>

- ①日本原子力学会福島第一原子力発電所廃炉検討委員会によれば、福島第一原発廃炉で発生する低レベル放射性廃棄物量を783万トン。
- ②1999年の原子力部会中間報告によれば、110万トンのBWR型原子炉廃炉で発生する低レベル放射性廃棄物8790トンの処分費用は178億円。
- ③建設工事費デフレーターを用いて処分費用を2023年価格にすると250億円、1トン当たり処分費用は285万円である。
- ④低レベル放射性廃棄物処分費総額 = 285万円/トン × 783万トン = 22.3兆円。

# 事故発生頻度について

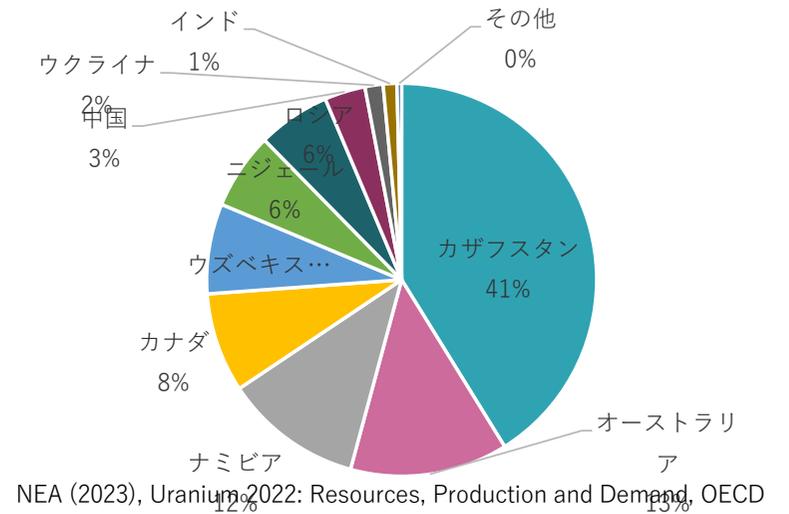
コスト検証WG第3回会合（2024年10月8日資料3. p.30）で4000炉年に1回という「事故発生頻度」を想定していたところ、第4回会合（2024年11月29日資料1, p.7）において12000炉年に1回に変更された。このような扱いは誤りである。

- 根拠となる「安全性向上評価」は、認可を受けた原発に関し、施設の安全性向上のために講じたことに対して、発電用原子炉設置者自身が調査・評価したもの。「原子力安全の取組の継続的な改善を図ること」が目的。**原子力規制委員会が審査し、認可したものではない。**（届出制）（※原子力規制委員会(2023)「安全性向上届出制度」3月）
- PRAは、原子炉安全専門審査会・核燃料安全専門審査会によれば、個々の機器やの重要度、事故の進展などを予見し、安全性向上のために活用すべきものである。PRAがコスト評価に用られることはない。
- 「安全性向上評価」が現実の事故と直接関係しないことは、原子力損害賠償補償契約の補償料率に変更がないことから明らかである。原子力損害賠償補償契約の補償量率は政令で定められており1万分の20（500分の1）である。

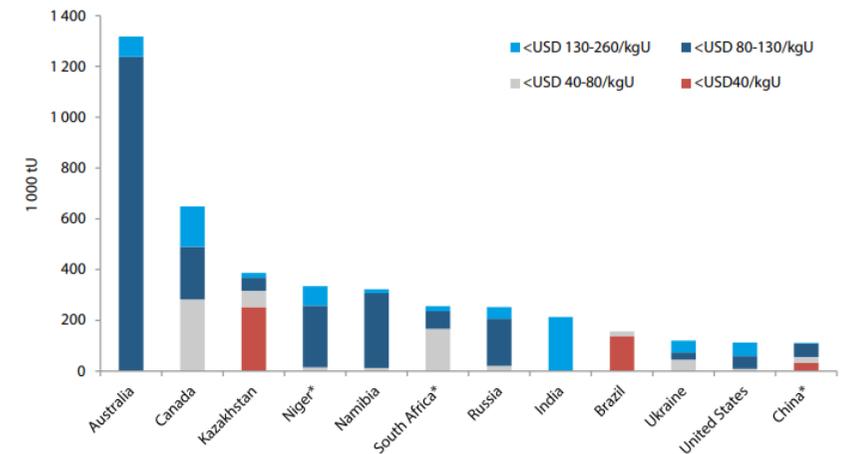
# 燃料費について

- ウラン価格は2020年頃30ドル/lb前後まで低迷したが、現在は80ドル/lb前後まで上昇。
- 現在のウラン供給はカザフスタンが41%を占める。同国の国営ウラン鉱山会社Kazatompromは、ロシア・ウクライナ戦争により、ウラン輸出が難しくなっていると指摘。他にニジェールの軍事政権がフランスが保有する同国ウラン鉱山の採掘権を撤回。中国・ロシア分も含めれば、56%のウランが西側にとって供給不安定化。
- ウラン燃料は、製錬・転換・濃縮・再転換・成型加工といった工程を経る必要があるが、転換・濃縮コストが近年大幅に上昇。
- 原子力事業者は天然ウラン・転換・濃縮を長期契約で確保しているため、スポット価格がそのまま価格に反映することはないが、価格上昇の影響は避けられない。
- 最近の価格上昇を加味した場合、核燃料サイクルコストは2021年時点の1.68円/kWhから**2.3円/kWh前後まで上昇**する。
- ウラン採掘は安価な資源から回収されている。結果、採掘コストのカザフスタンの安価なウランが積極的に採掘されているが、現在の採掘ペースだと、この価格帯のウランは25年程度で枯渇。長期的にもウラン価格の上昇は避けられない。

2020年ウラン産出量シェア



在来型ウラン資源の国別・コスト別分布



\* Secretariat estimate or partial estimate.



# 原子力に関するまとめ

- 「コスト検証WG2024の検証」
  - 建設費用 5496億円 + 追加安全対策費 1707億円 = 7407億円
  - 事故費用23.8兆円、事故発生頻度 1/12000炉年
  - 発電コスト 12.6円/kWh以上
- 「コスト検証WG2024の検証」の検証
  - 建設費用 5496億円 + 追加安全対策費2508億円 + 不測費用 800億円 = 8804億円
  - 23.8兆円 + 低レベル放射性廃棄物処分費用22.3兆円以上 = 46.1兆円以上
  - 核燃料費用上昇を反映、事故発生頻度 1/4000炉年
  - 発電コストは、**15.3円/kWh以上**
- 原発事故後の原発新設コストの増加を考慮した場合
  - 建設費用 + 不測費用 = **1兆6928億円**
  - 事故費用（同上） = 46.1兆円以上
  - 原発の発電コスト = **24.0円/kWh以上**

# 再生可能エネルギー

# 再エネのコストの例①：事業用太陽光

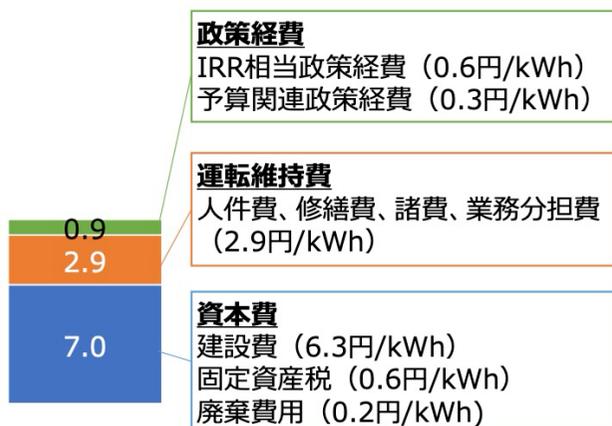
## 太陽光（事業用）発電コストの内訳①

太陽光（事業用）発電コスト（2023年）

政策経費あり 10.9円/kWh  
政策経費なし 10.0円/kWh

※モデルプラント想定値（2023年・2040年の基本ケース）  
設備容量250kW、設備利用率18.3%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、事業用太陽光の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は4.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



太陽光（事業用）発電コスト（2040年）

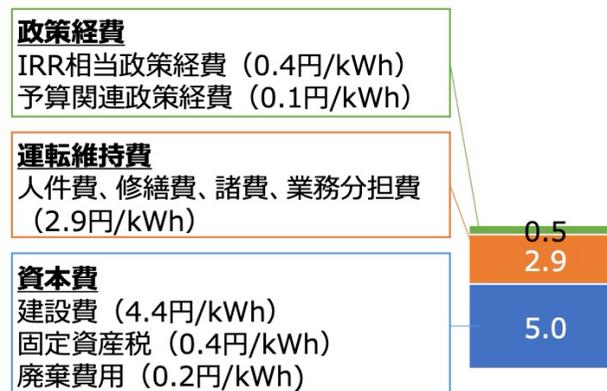
政策経費あり 7.0~8.9円/kWh  
政策経費なし 6.6~8.4円/kWh

※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）

政策経費あり 8.5円/kWh  
政策経費なし 7.9円/kWh

※2040年の基本ケースの前提（次ページ参照）  
導入量見通し：IEA「公表政策シナリオ」  
設備費の国際価格収斂：なし パネル劣化：なし  
モジュール習熟率23%



# 事業用太陽光の現状

- 2017年度からFITから入札制、2022年度から一部FIPに移行。
- 2023年度第4四半期（第17回）で9.30円/kWh、2024年度第3四半期（第22回）で8.17円/kWh
- 設備費の習熟率：24.7%（木村啓二(2024)「政府の発電コスト検証の意味と問題点」12月24日（第7次エネルギー基本計画（案））リレートーク）

## <事業用太陽光入札結果>

※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

	事業用太陽光													
	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回	第20回	第21回	第22回
実施時期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第4四半期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期	2023年度 第1四半期	2023年度 第2四半期	2023年度 第3四半期	2023年度 第4四半期	2024年度 第1四半期	2024年度 第2四半期	2024年度 第3四半期
入札対象	250kW以上			FIT250kW以上1,000kW未満・FIP1,000kW以上				FIT250kW以上500kW未満・FIP500kW以上				FIP250kW以上		
募集容量	224MW	243MW	279MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	105MW	110MW	105MW	134MW	93MW	107MW	93MW
上限価格	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表	10.0円/kWh 事前公表	9.88円/kWh 事前公表	9.75円/kWh 事前公表	9.63円/kWh 事前公表	9.5円/kWh 事前公表	9.43円/kWh 事前公表	9.35円/kWh 事前公表	9.28円/kWh 事前公表	9.20円/kWh 事前公表	9.13円/kWh 事前公表	9.05円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	270MW (215件)	333MW (188件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	120MW (35件)	69MW (55件)	178MW (61件)	312MW (127件)	118MW (59件)	34MW (22件)	56MW (23件)
平均入札 価格	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.36円 /kWh	9.30円 /kWh	8.84円 /kWh	6.83円 /kWh	7.28円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh
落札容量 (件数)	224MW (192件)	243MW (81件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	105MW (20件)	69MW (55件)	105MW (33件)	134MW (29件)	93MW (47件)	34MW (22件)	56MW (23件)
平均落札 価格	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.34円 /kWh	9.30円 /kWh	8.55円 /kWh	5.11円 /kWh	6.84円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh
調達価格 決定方法	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）													

出所：調達価格算定委員会(2024)「太陽光発電について」

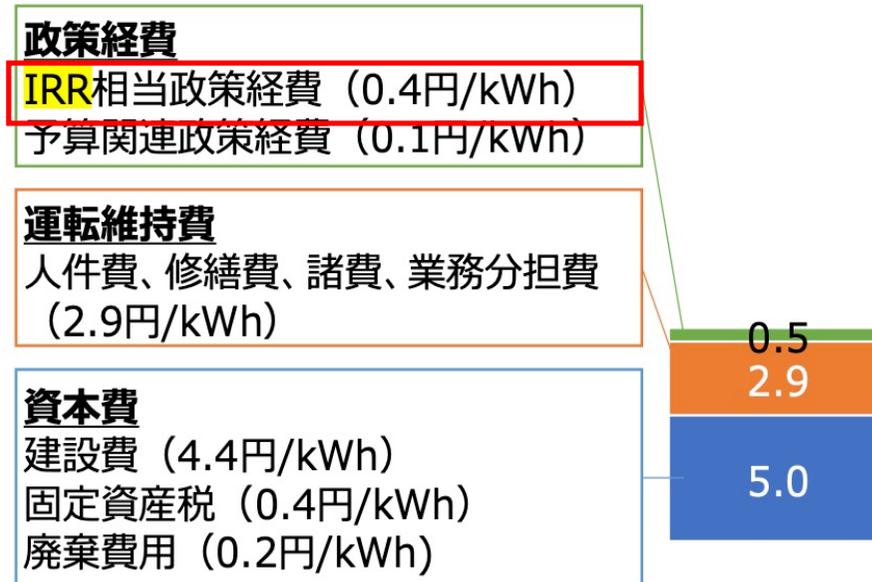
# 事業用太陽光に関する問題点

事業用太陽光は2017年度から入札制、2021年度から一部FIPに移行。実際の入札においてIRR3.2%が満たされているとはかぎらない。)。IRR相当政策経費を含むことは問題。平均落札価格は、2023年度第4四半期（第17回）で9.30円/kWh、2024年度第3四半期（第22回）で8.17円/kWh

コスト検証 2023年度（10.9円/kWh, 10.8万円/kW、規模250kW）



コスト検証 2040年度(7.0-8.93円/kWh)、習熟率20%（モジュール習熟率換算23%）



# 再エネのコストの例②：陸上風力

## 陸上風力 発電コストの内訳①

陸上風力 発電コスト (2023年)

政策経費あり 16.3円/kWh  
政策経費なし 12.1円/kWh

※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)  
設備容量3万kW、設備利用率29.6%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、陸上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は7.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。

陸上風力 発電コスト (2040年)

政策経費あり 13.5~15.3円/kWh  
政策経費なし 10.1~11.6円/kWh

※幅が生じる要因については次ページ参照

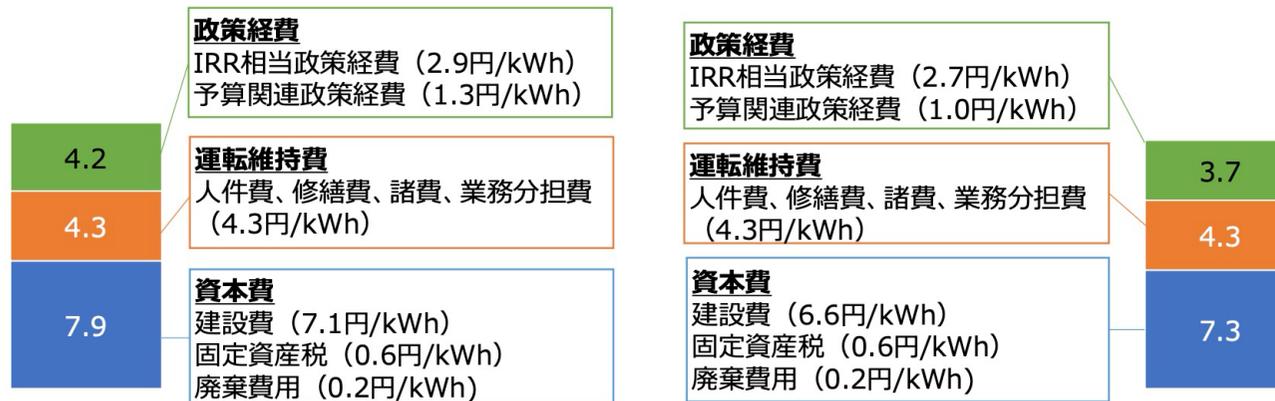
(基本ケース)

政策経費あり 15.3円/kWh  
政策経費なし 11.6円/kWh

※2040年の基本ケースの前提 (次ページ参照)

建設費の低減率：IEA「公表政策シナリオ」

設備利用率・運転維持費：2023年のモデルプラントと同一



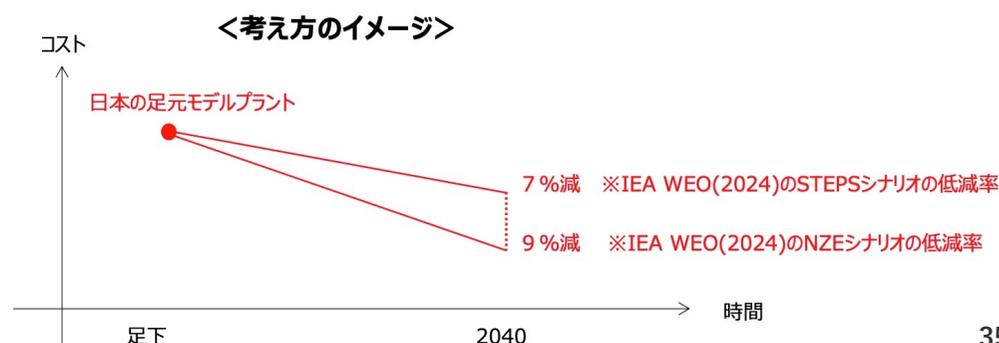
# 陸上風力の現状

- 2021年度からFITから入札制に移行。入札制は、**IRRを保証するものではない。**
- 平均落札価格は、**2023年度14.08円/kWh、2024年度12.73円/kWh**
- 発電所規模の平均は、2023年度 50MW、2024年度52MW
- 建設費コストは、2024年度の 37.5MW以上で**27.5万円/kW**

# 陸上風力の現実とコスト検証WG

	現実の入札制（2023/2024年度）	発電コスト検証WG 2023年度のコスト	コスト検証WG 2040年度
発電コスト	12.42円 /12.73円/kWh	16.3円/kWh	13.5-15.3円/kWh
規模	50MW/52MW	30MW	-
建設コスト	37.5MW以上平均で 2023年度：27.3万円/kW 2024年度：27.5万円/kW (接続費含む)	建設費 + 接続費で32.2万/kW（うち接続費0.3万円）	IEA World Energy Outlook（2024）と同じように低減。 29.2-29.9万円/kW（うち接続費0.3万円/kW）
IRR	IRR 6%とはかぎらない	IRR 6%（調達価格・基準価格の想定値） = 理想値	IRR 6%（調達価格・基準価格の想定値） = 理想値

注：調達価格算定委員会(2024)「風力発電について」、発電コスト検証ワーキンググループ(2024)「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」より筆者作成。



# 事業用陸上風力：IRR相当政策経費の影響

陸上風力は2021年度から入札制に移行。実際の入札においてIRR6%が満たされているとはかぎらない。）

平均落札価格は、2023年度14.08円/kWh、2024年度12.73円/kWh

2023年度（16.3円/kWh, 規模7.5MW）

2040年度(13.5-15.3円/kWh)、建設費 29.2-29.9万円/kWh

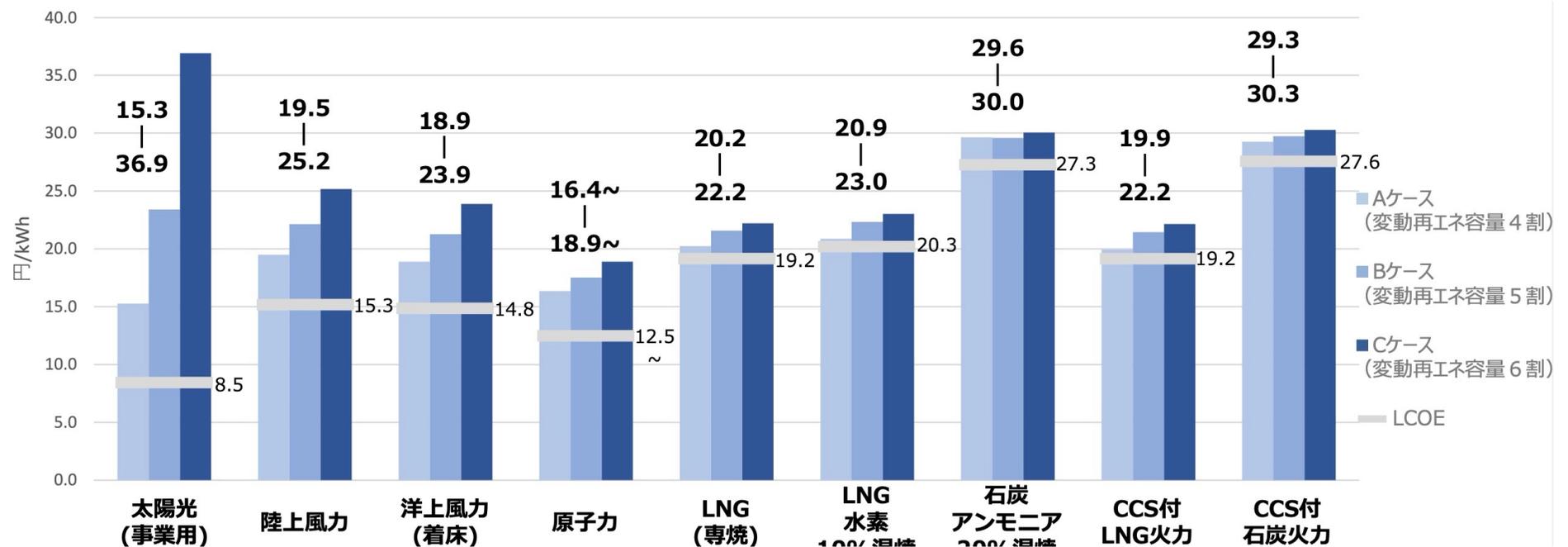


出所：発電コスト検証ワーキンググループ（2024）「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」12月17日、p.24<sup>36</sup>

# 統合コスト

## ・発電コスト検証WG

- ・「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」



# 統合コスト計算と評価の問題点

- 世界各国でも、かつては統合コストを試算していた。だが、10年程まえから、これには重大な欠陥があることが国際的に明らかになっている。
- 発電コスト(LCOE)に「統合コスト」を加えるのは誤り。
- 望ましいのは、異なるシナリオに基づき、電力システム全体の「コスト」と「便益」を評価すること。これにより、特定の利用者や技術にコストを割り当てる必要がなくなる。

出典：IEA(2021), Wind Implementing Agreement, Task25: “Design and operation of energy systems with large amounts of variable generation, Final summary report Phase 5”

- システム全体を変更する際に、再エネにそのための「コスト」を付け加えて評価することは正しくない。
- 「統合コスト」を計算することは、国民をミスリードする。

# 再エネのコスト検証

- 全体として、常に「保守的」想定がされており、毎回、将来の発電コストが高い傾向にある。今回もこれが当てはまる。
- 問題点
  - 例えば、事業用太陽光、陸上風力については、調達価格算定委員会で示された実績値とは大きく異なる発電コストになっている。
  - 政策経費としてIRRが計上されている。すでにこれらの電力はFITの対象となっておらず、事実にとぐわない。
  - 太陽光発電の習熟率の過小評価されている。建設費も再考の余地がある。
  - 陸上風力発電設備の大規模化によるコスト低減が反映されていない。

## まとめ

- 再エネに関しては、例えば事業用太陽光、陸上風力に関し、コストの過大評価とみられる部分がある。
- 「統合コスト」を個別の電源の発電コストに加えて、個別電源のコストとするのは誤りである。異なる電力システム間のコストとベネフィット（便益）をそれぞれ評価して比較する必要がある。
- 原子力の発電コストは全般的に過小評価されている。適切なコスト評価がされていない部分、考慮していない費用項目がある等、問題が多い。