

「原発ゼロ」「再エネ100」に向け、国会で開かれた議論を!

第104回 国会エネルギー調査会(準備会)

電力市場(価格)で今、何が起きているか ～原発のコストを問う～

5月16日、政府は物価問題に関する閣僚会議を開催し、大手電力7社の電気料金の値上げ申請が了承されました。値上げ幅は、各社平均、15%～39%となっています。他方で、経済産業省は今年4月の使用分から「再エネ賦課金」を平均的な家庭で月820円引き下げたほか、政府の負担軽減策により家庭向けで1kWh当たり7円が補助されています。家計の負担増などがすでに懸念されていた中で、7社のうち北陸、沖縄を除く5社では、去年11月分と比べて実際の負担は軽くなるとしています。果たしてどこまで実効性があるのでしょうか。

またこの間審議されていた“原発回帰”「GX脱炭素電源法」が4月27日に衆議院本会議で可決され、現在参議院で審議(※5月31日参・本会議可決)されています。本法案は、エネルギー逼迫の解消や原発を稼働させることで電気代が安くなるなどと標榜されていますが、廃炉や核のゴミ問題など、原子力にまつわるコストは増えていくばかりとしか言えません。

電力市場(価格)高騰下で、原発が本当にGX(脱炭素)を担うものであり、価格低減などに寄与しうるのかどうか、「原発のコスト」を海外のエネルギー政策と比較した上で、その問題点と課題について徹底討論します。

開催概要

日時：2023年6月6日(火) 16:00～18:00

場所：衆議院第一議員会館第4会議室(※ハイブリッド開催)

Zoom ミーティング ID：881 3748 1415 パスコード：784162

(<https://us06web.zoom.us/j/88137481415?pwd=MjdSRVY1UzB2alJibC9MSEtkSk5zUT09>)

主催：超党派議員連盟「原発ゼロ・再エネ100の会」/国会エネ調有識者チーム

出席者：国会議員(原発ゼロ・再エネ100の会メンバーはじめ関心をお持ちの皆様)

国会エネルギー調査会(準備会)有識者チームメンバー

プログラム

- ① 開会：冒頭挨拶
- ② 講演1：大島堅一氏(龍谷大学政策学部教授、原子力市民委員会座長)
- ③ 講演2：松久保肇氏(原子力資料情報室事務局長)
- ④ 説明：経済産業省(資源エネルギー庁)(質疑対応：原子力規制庁、東京電力)
- ⑤ 出席国会議員・有識者を交えた総合討議・質疑応答
- ⑥ 閉会

* ISEP YouTube チャンネルで配信しています→<http://www.youtube.com/user/ISEPJAPAN>

* 過去開催分の映像・配布資料も公開しています→<http://www.isep.or.jp/archives/library/5024>
<http://blog.livedoor.jp/gempatsu0/>

◆事務局連絡先 阿部知子衆議院議員事務所(原発ゼロ・再エネ100の会事務局)
Tel: 03-3508-7303 / Fax: 03-3508-3303 / E-mail: yokoyama@abetomoko.jp
認定NPO 法人環境エネルギー政策研究所(有識者チーム事務局)
Tel: 03-3355-2200 / Fax: 03-3355-2205 / E-mail: dohman_haruhiko@isep.or.jp

第104回国会エネルギー調査会（準備会）
「電力市場（価格）で今、何が起きているか～原発のコストを問う」

原発の発電コスト

2023年6月6日

龍谷大学政策学部教授
大島堅一

1

内容

1. はじめに
2. 原発のコストについて
3. 発電コスト検証WG(2021)について
4. 既設原発のコストを計算する
 - ・コスト検証WG(2021年)でのコスト検証で考慮されていない論点
 - ・既設原発のコスト試算結果
5. 事故後の原発のコストと国民負担
6. まとめ

2

はじめに

- GX原発回帰政策
 - 原子力基本法、原子炉等規制法、電気事業法、最終処分法、再処理法の改定（＝改悪）
 - GX基本方針：再エネについてのみ「発電コストの低減」が書き込まれている。原子力は経済性が語れなくなっている状況。
- 原子力発電の経済性悪化
 - 福島原発事故後の追加的安全対策投資と停止期間による国民負担増
 - 各国の”次世代革新炉“の建設費高騰。
- エネルギー基本計画改定が2024年に見込まれる。
 - 2030年目標→2035年、2040年目標が必要。
 - 各国の発電コストの大幅増加。

3

「GX実現に向けた基本方針 ～今後10年を見据えたロードマップ～」

- 化石エネルギー中心の産業構造・社会構造をクリーンエネルギー中心へ転換。
- 「出力が安定的であり自律性が高いという特徴」 「安定供給とカーボンニュートラル実現の両立」 「脱炭素のベースロード電源として重要な役割を担う」

<原子力>

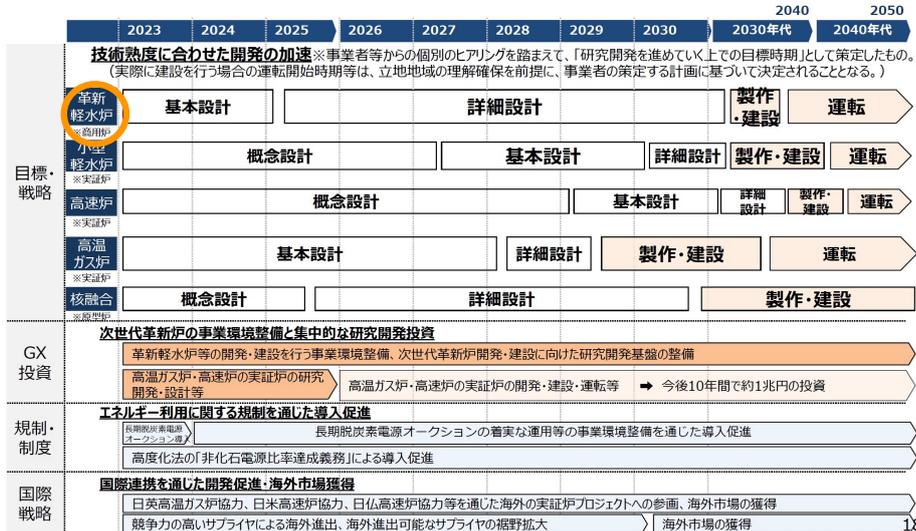
1. 2030年度の電源構成における原子力比率20～22%のため**原発再稼働**の推進
2. 「**次世代革新炉**」の開発・建設
3. 停止期間を差し引き、**運転期間を延長**

4

GX基本方針でのスケジュール

【今後の道行き】 事例16：次世代革新炉

■ 安全性の確保を大前提として、新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設に取り組む。



例：イギリス・サイズウェルC原発(EPR)
建設開始後9～12年
320万kWで総額260億ポンド (4.2兆円)

原子炉開発の段階

実験炉：核反応の継続
原型炉：核反応の継続 + 発電
実証炉：核反応の継続 + 発電 + 経済性
商用炉：実証炉を経た商業運転 (自立)

2. 原発の発電コストについて

- 計算の種類
 - 平準化発電コスト (LCOE)
 - 原発新設した場合のコストを運転期間を通して平準化。
 - 政府のコスト検証WGなど、一般的に利用されている。
 - 実績値の計算
 - 有価証券報告書等から実績値を推計。
 - 実際の発電コストが発表されないことから推計する方法。
- 計算方法

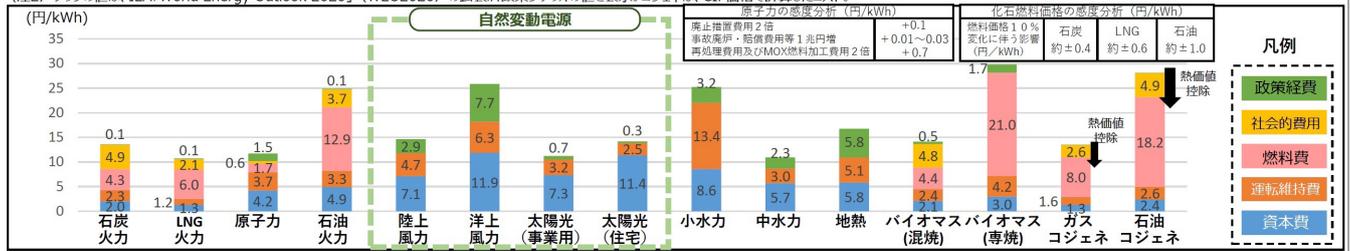
$$\frac{\text{発電に直接必要な費用(資本費 + 維持費 + 燃料費) + 社会的費用(事故費用 + 政策経費)} \text{【円】}}{\text{総発電電力量} \text{【kWh】}}$$

3. 発電コスト検証WG(2021) について

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)	11.7~14.3 (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	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	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) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を示す。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。



※原発は事故費用が確定していない（これから増える）ので上限が示されていない。

7

発電コスト検証WG(2021)の計算

- 平準化発電コスト (LCOE)
 - 原発を新設した場合の運転期間を通じた発電コスト（国民からみたコスト）を計算したもの。新設するときには一定の指標となる。
 - 一方、現実の原発の発電コストではないことに注意。
- したがって
 - 実際の新設のコストが問われているときに、政府が、発電コスト検証WGの数値を示すことは誤り。
 - 各電力会社が、自社の原発のコストについて問われたときに、発電コスト検証WGの数値を示して話すことは誤り。

→ 個別の原子力発電所の費用はどうなっているのか？

8

発電コスト検証WG(2021)の想定

- サンプルプラント（東北電力東通1号、中部電力浜岡5号、北陸電力志賀2号、北海道電力泊3号）を平均したもの。
 - 建設費、人件費、修繕費、諸費、業務分担費、熱効率、所内率
- 運転期間：40年、60年。運転し続けていると想定（→現実と違う）
- 追加的安全対策費：設計で組み込めるとして一部除外している。（→安く計算）
- 核燃料サイクル：再処理工場が問題無く稼働していることを想定。（→現実と乖離）
- 原発事故費用：現時点で政府が把握している費用を補正。（現実の費用より安くなる）
- 政策経費：1.3円/kWh（→現実とかけ離れている。非常に安く計算）
 - 2020年に原発36基が動いていると想定している（単価を非常に安くしている）
 - 2030年に2282億kWhの発電量を想定している。逆算すると3721万kW原発があると想定している。現実にはあり得ない数値で非常に安く計算している。

9

政策経費を補正するとどうなるか

- 2020年
 - 原発の発電電力量は388億kWhだった。（実際には4.5円高いはず。）

$$\frac{2241\text{億円}}{388\text{億kWh}} = 5.8\text{円/kWh}$$

- 2030年
 - 仮にGX基本方針どおりにうまく行くとすると、
 - 高浜3,4、大飯3,4、美浜3、伊方3、玄海3,4、川内1,2
 - 高浜1,2、女川2、島根2
 - 柏崎刈羽6,7、東海第二

が全て動き、設備利用率70%で動いたとして1046億kWh。（実際には1.6円高いはず。）

$$\frac{2241\text{億円}}{1046\text{億kWh}} = 2.9\text{円/kWh}$$

10

4. 既設原発のコストを計算する

- コスト検証WGの方法を踏襲
- 各発電所の発電コストを大まかに推計する。
 - ※ 実際の発電コストではない
- 想定の違い：根本的な誤りは修正せず、コスト検証WGの方法を基本的に踏襲（**保守的な計算**）
 - **建設費**（→各原発の合わせる）
 - ※ 原発開発初期段階は非常に安くみえることに注意（インフレの影響は考慮していない）
 - **追加的安全対策費**（→各原発の合わせる）
 - **廃止措置費用**（→各原子炉に合わせる）
 - **発電電力量**（直近までは実績値+2023年4月再稼働と想定）

11

追加的安全対策費の増大

- 東北電力女川2 7100億円
 - 中国電力島根2 6800億円
 - 東京電力柏崎刈羽6, 7 1兆1690億円 → 精査中
 - 北海道電力 2000億円台後半 防潮堤建設中
- ① 今後も費用が増加すると考えられる。
 - ② 追加的安全対策が講じられているときの、維持費は含まれていない。

12

試算結果

主な既設原発の発電コスト(社会的費用含む)

			40年運転	60年運転	フル60年運転
再稼働	関西電力	高浜3	12.0	11.4	11.3
		高浜4	10.8	10.4	10.3
		大飯3	11.5	10.8	10.7
		大飯4	9.7	9.1	9.1
		美浜3	-	12.2	11.9
	四国電力	伊方3	13.3	12.5	12.4
	九州電力	玄海3	12.1	11.3	11.2
		玄海4	11.1	10.5	10.4
		川内1	12.2	11.6	11.5
		川内2	11.5	11.0	11.0
未稼働	関西電力	高浜1	-	11.1	10.9
		高浜2	-	11.2	10.9
	北海道電力	泊3	15.4	13.6	13.1
	東北電力	女川2	25.6	22.6	21.7
	東京電力	柏崎刈羽6	17.0	15.1	14.6
		柏崎刈羽7	17.0	15.0	14.5
	中部電力	浜岡3	12.6	11.6	11.3
		浜岡4	12.5	11.4	11.2
		浜岡5	14.2	12.1	11.6
	北陸電力	志賀2	16.0	13.6	13.0
	中国電力	島根2	22.1	20.1	19.5
	日本原子力発電	東海第二	-	10.6	10.4

注:コスト検証WG資料、各電力会社資料、報道より得られたデータに基づく試算である。実際の発電コストを示すものではない。

- 初期に作られた原発は、インフレを考慮していないので建設費が安くなる。
- とはいえ、全体としてみれば、追加的安全対策投資の影響で軒並みコストが増加している。
- 運転期間を延長（フル60年）にしても、発電コストに殆ど影響がない。危険を冒してまでフル60年運転することに経済的利益はほとんどない。
- 追加的安全対策費と事故費用は増えるので、このコストは最低限の値である。
- 政策経費の補正はしておらず、その分安くなっている。

5. 福島原発事故後の原発のコストと国民負担

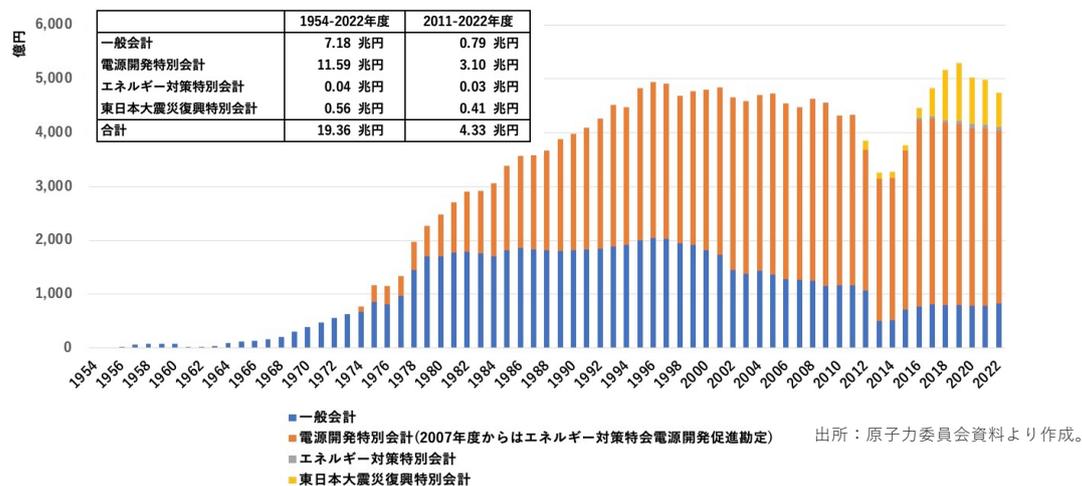
原子力発電費 + 国費投入 + 事故対策費用

- 原子力発電費：約17兆円（2011～20年度）
 - ※22年度までであれば約20兆円
- 国費投入分：約4.3兆円
 - ※22年度までであれば約5.3兆円
- 事故対策費用
 - ※廃炉費用8兆円とされる。しかし放射性廃棄物の費用を含まず、今後も増加する。
 - ※福島原発事故後、原発にかかっている（ないし判明している）コストは約33兆円。
- 約33兆円 ÷ 約1.2億人 = 約27万円 平均世帯(2020年、約2.4人) でみると世帯当たり約65万円の負担。

原子力は
電気料金の底上げに
貢献してきた

原子力関係予算の推移

- 原子力開発、地元対策に多額の国費が投じられてきた。
- しかし、新型炉開発では成果が得られなかった。
- ※ 典型例は高速増殖炉開発。



電力各社の原発関連費用(2011~20年度)

財務+一般管理費配分後費用 (単位：百万円)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
北海道	121,503	85,947	81,035	86,957	85,123	80,482	69,490	65,727	61,376	56,685
東北	125,343	102,741	104,819	101,502	102,101	102,605	103,638	104,423	108,991	103,168
東京	459,924	457,846	495,595	575,365	640,576	766,048	770,658	655,481	530,859	566,458
中部	109,818	105,265	105,046	115,170	109,803	152,368	130,589	102,905	93,550	105,653
北陸	75,971	60,308	53,485	57,634	52,534	50,454	50,226	45,431	42,393	42,762
関西	353,522	292,985	283,818	317,021	321,944	278,216	303,627	335,430	351,957	301,155
中国	71,938	60,024	49,676	51,721	56,772	55,614	56,125	55,066	60,556	53,479
四国	82,646	62,571	64,119	68,890	76,995	84,752	90,410	71,844	74,407	55,174
九州	203,614	145,649	142,041	145,644	142,041	166,891	209,887	284,671	287,620	246,703
JAPC	139,231	152,589	118,890	127,298	109,332	104,828	106,155	106,013	91,001	87,273
total	1,743,510	1,525,927	1,498,523	1,647,203	1,697,220	1,842,258	1,890,806	1,826,992	1,702,710	1,618,509

出所：各社の有価証券報告書より作成。

合計：約17兆円 + 4.3兆円
その間の発電電力量は3267億kWh → 約52円/kWh

含まれていない費用の例

福島第一原発から出る放射性廃棄物の量と費用

福島第一原発から発生する放射性廃棄物量試算例

単位	分類	1-6号機	他の施設	水処理施設	廃棄物処理・ 貯蔵施設	環境修復（サ イト修復）	合計
トン	燃料デブリ	644	0	0	0	0	644
	HLW	2,042	0	0	0	83	2,125
	TRU	0	0	16	0	830	846
	L1	100,135	104,543	310	1,050	76,030	282,069
	L2	429,462	329,364	38,174	200	1,424,600	2,221,800
	L3	951,309	2,825,634	151,320	26,325	1,375,000	5,329,587
	合計	1,483,592	3,259,541	189,820	27,575	2,876,543	7,864,646
m3	燃料デブリ	107	0	0	0	0	107
	HLW	338	0	0	0	62	400
	TRU	0	0	3	0	623	625
	L1	57,463	55,511	51	174	74,538	187,736
	L2	251,063	194,916	6,322	33	1,164,764	1,617,098
	L3	555,901	1,813,403	98,045	16,752	1,303,846	3,787,947
	合計	864,872	2,063,829	104,421	16,959	2,543,833	5,593,914

従来の廃棄物の処分
費用単価を掛け合
わせると合計約8.5
兆円となる。
※これは最低限の費
用と考えてよい。

注1：廃棄物の物量試算についてはHideaki Kawamura, Shoko Yashio, Ian G. McKinley, "Decommissioning and Environmental Remediation Scenario Development for Fukushima Daiichi", TopSafe 2017-A0012, 12-16 February 2017 in Vienna, Austria, IAEA

注2：費用試算は、各種資料により得られた処分費用単価を単純に掛け合わせたもの。特に燃料デブリについては経験がなく参考値にすぎない。

17

まとめ

- 岸田GX政策は、コストを度外視し、原子力発電を救済し、永続化をはかるものである。
- コスト検証WG(2021)の試算結果は、新設原発が順調に運転したときの発電コストであり、現実を反映したものにはなっていない。
- 現実には、相当程度、発電コストが上昇していることがうかがえる。
- 原子力発電による国民負担は高水準になっている。考慮されていないコスト（福島原発事故関連、核燃料サイクル関連のコスト）もあることから、今後も原発のコストは上昇する。

18

規制料金値上げ申請から考える 原発再稼働の電気料金値下げ効果

松久保 肇（NPO法人原子力資料情報室 事務局長）

2023年6月6日

第104回国会エネルギー調査会(準備会)

「電力市場(価格)で今、何が起きているか～原発のコストを問う～」

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center



原発が再稼働すれば電気料金は安くなるのか？

テレビ朝日 2023/06/02
電気料金に“値上げ格差” 4割アップも…隣町は据え置き “年2万6000円” の差

一方で、関西・中部・九州の3社は値上げを実施せず。原発が安定的に稼働していることなどが理由です。

https://news.tv-asahi.co.jp/news_economy/articles/000301703.html

FLASH 2023/06/02
九州の電気代8600円なのに北海道は1万4300円…「マジ不公平」「早く原発動かして」SNSで上がる悲鳴

やはり大きいのは原発再稼働の有無だ。関電は大飯原発3・4号機（福井県）や高浜原発3・4号機（同）、美浜原発3号機（福井県）の5基が稼働中。九電も玄海原発3・4号機（佐賀県）、川内原発1号機（鹿児島県）を稼働させている。

<https://news.yahoo.co.jp/articles/60c811b4c7f491a7bcf014d48ed2f65ad19953da>

大手電力各社の標準的な家庭の電気料金

	値上げ申請前 (2022年11月)	政府の査定結果	政府の負担軽減策 (月2800円) などを反映した 実質負担 (2023年6月)
北海道	1万5662	1万8885	1万4609
東北	1万3475	1万6657	1万2285
東京	1万4444	1万6522	1万2190
中部	1万4289	—	1万 818
北陸	1万1155	1万5879	1万1647
関西	1万2192	—	8664
中国	1万3012	1万6814	1万2402
四国	1万2884	1万6123	1万1931
九州	1万1844	—	8569
沖縄	1万4074	1万9397	1万4681

※30℃、月当たり400kWhで計算、単位・円、—は値上げ申請をせず。政府試算

<https://mainichi.jp/articles/20230516/k00/00m/020/285000c>

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center



稼働済・予定
/未廃炉基数

原発再稼働未定 (0基/3基)
 原発再稼働予定 (1基/3基)
 原発再稼働予定 (2基/7基)
 原発再稼働未定 (0基/3基)
 原発再稼働未定 (0基/2基)
 原発再稼働済み (5基/7基)
 原発再稼働予定 (1基/2基)
 原発再稼働済み (1基/1基)
 原発再稼働済み (4基/4基)

【参考】原価算定上の原子力運転計画

6

- ・ 今回の原価算定にあたって、女川2号機については、2024年2月に再稼働する運転計画を前提に原価を算定しております。
- ・ 燃料費等の再算定で用いた諸元で評価すると、年間で400億円程度、改定率にして2%程度の料金原価を低減しており、可能な限り、お客さまのご負担軽減を図っております。

【原子力運転計画】

ユニット名	2023年度 設備利用率 ※1.0%	2024年度 設備利用率 ※29.5%	2025年度 設備利用率 ※19.8%
女川2号機		2024年2月再稼働	定期点検
女川3号機	原価算定期間中には運転しない前提で算定 (原価上、必要な維持投資費用のみ計上)		
東通1号機			

設備利用率
約50%

※設備利用率は上記3基合計の発電可能量に対する発電電力量の割合
 ■は運転中の期間
 注) なお、他社原子力発電からの受電について、原価算定期間中には織込んでおりません
 (原価上、受給契約に基づく費用を計上)。
 <対象ユニット>
 東京電力HD(株):柏崎刈羽発電所1号機
 日本原子力発電(株):東海第二発電所
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0045_03_02.pdf

【女川2号機の再稼働による原価低減効果】

電源調達費用の減
 (購入電源費: JEPX調達量▲38.67億kWh
 × 調達単価20.97円/kWh※)
 = ▲811億円程度/年

原子力再稼働による費用の増
 (安全対策工事や起動前点検等に係る費用含む)
 +439億円程度/年

核燃料減損額: +23億円
 安全対策工事費相当: +213億円
 (減価償却費、事業報酬)
 修繕費(起動前点検等): +80億円
 原子力バックエンド費用: +83億円
 公租公課(固定資産税、核燃料税)+40億円

原子力(女川2号機)の再稼働による原価低減効果
 ▲372億円程度/年
 ※調達単価は再算定原価で用いた市場価格



【参考】再算定結果を踏まえた原子力再稼働影響

16

- ・ 柏崎刈羽原子力発電所について、7号機は2023年10月に、6号機は2025年4月にそれぞれ再稼働すると置ききた運転計画を原価に織込んだ結果、原価算定期間における可変費の削減効果は年間▲2,200億円程度となります。なお、再稼働による固定費の変動(年間1,300億円程度)を含めた場合には、合計で年間▲900億円程度の費用削減効果となります。
- ・ 原子力再稼働による供給力の増加(119億kWh/年)は、卸電力取引市場からの調達の減少に寄与するものとして、主に他社購入電力料の減として反映しております。
- ・ 再稼働時期については、現時点で具体的にお示しできるものではなく、あくまで料金算定上の原子力の織り込みとなります。引き続き、柏崎刈羽原子力発電所に関する原子力規制庁の追加検査に対応するとともに、安全に最善を尽くしながら取り組んでまいります。

設備利用率
約50%

【原子力再稼働影響】

		2023~2025年度 (平均)
全系	可変費(電力量料金)(億円) ①=②+③	▲2,200
	市場調達額(億円)※1 ②	▲2,500
	電力量料金(核燃料費等)(億円)※2 ③	300
	固定費(基本料金)(億円)※3 ④	1,300
	費用削減効果(億円) ⑤=①+④	▲900
規制部門	可変費配分比率(発電電量比率) ⑥	17.37%
	固定費配分比率(211比率) ⑦	19.91%
	費用削減効果(億円) ⑧=⑨+⑩	▲130
	可変費(電力量料金)(億円) ⑨=①×⑥	▲390
	固定費(基本料金)(億円) ⑩=④×⑦	260
	販売電力量(億kWh) ⑪	321
価格抑制効果(円/kWh) ⑫=⑧÷⑪		▲0.40

※1 原価織込み市場価格▲20.97円/kWh × 原子力織込みkWh119億kWh ※2 原価織込み電力量料金単価2.51円/kWh × 原子力織込みkWh119億kWh
 ※3 再稼働に伴う修繕費、減価償却費、事業報酬等の増加を基本料金へ反映 https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0045_03_03.pdf



I. 規制料金見直しの概要 (1) 料金原価

【参考】 島根原子力発電所 2号機の稼働織り込みによる原価への影響

設備利用率
約60%

- 島根原子力発電所 2号機について、あくまで原価算定上の前提として、残りの審査項目や、長らく停止状態であるユニットを確実かつ安定的に稼働させるために必要な工程を踏まえ、安全対策の実施状況等を総合的に勘案し、再稼働時期を2024年1月末としました。
- この影響により、修繕費や減価償却費などの固定費が増加しますが、火力との差し替えによる燃料メリットがこれを上回り、合計▲360億円程度の原価抑制効果があると試算しています。

(参考) 島根 2号機の稼働織り込みによる原価抑制効果 (試算)

(億円/年)

	影響額	主な内容
燃料費・購入電力料	▲740	メリットオーダーに基づく火力との差し替えによる減 非化石証書購入費用の減
修繕費	60	稼働前点検および定期点検の織り込みによる増
減価償却費	180	安全対策設備の竣工による増
事業報酬	30	特定固定資産レートベースの増
公租公課	20	固定資産税の増
原子カバックエンド費用	90	使用済燃料再処理等拠出金発電費・特定放射性 廃棄物処分費の増
合計	▲360	

注 影響額は、査定内容を反映した補正原価に基づき算定しています。

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0045_03_05.pdf



原発再稼働を見込む3社の原発再稼働による値下げ効果の検討

	原発再稼働による 値下げ効果	総原価	総原価 (原発 再稼働しな かった場合)	販売電力量	原発再稼働時 の単価	原発再稼働し なかった場合 の単価
東電	-900億円	55,919億円	56,819億円	1,902億kWh	29.40円/kWh	29.87円/kWh
東北電	-327億円	19,743億円	20,070億円	687億kWh	28.74円/kWh	29.21円/kWh
中国電	-360億円	13,155億円	13,515億円	468億kWh	28.11円/kWh	28.88円/kWh

	モデル世帯の電力消費量 (月260kWh) を用いた申 請上の月額料金	モデル世帯の電力消費量 (月260kWh) を用いた原発 によるコスト削減を除いた 月額料金	月額料金差額	単価差額
東電	7,644円	7,766円	122円	0.47円/kWh
東北電	7,472円	7,594円	122円	0.48円/kWh
中国電	7,309円	7,509円	200円	0.77円/kWh



東電EPの申請による原発再稼働による値下げ効果の検討

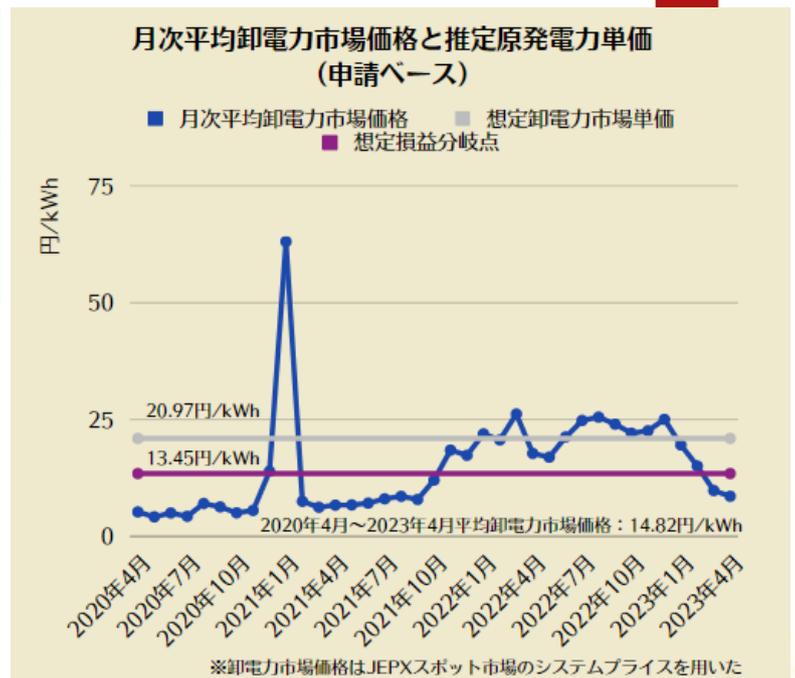
認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

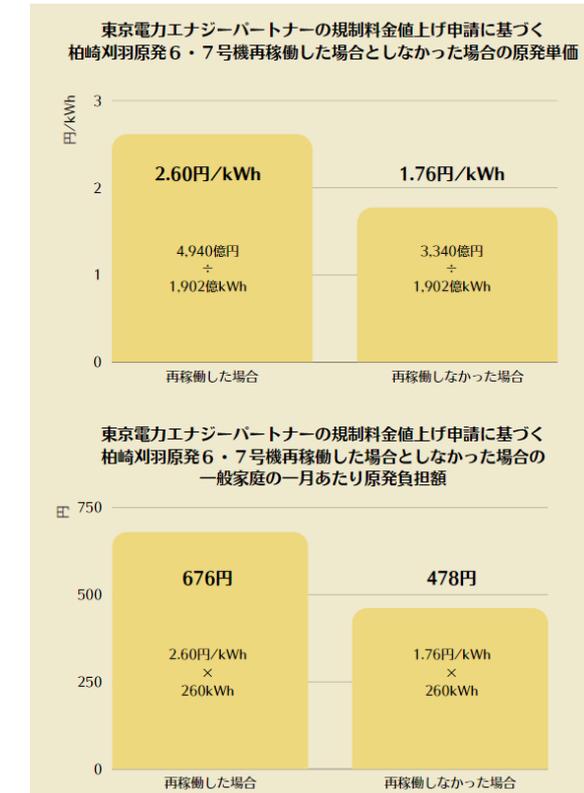
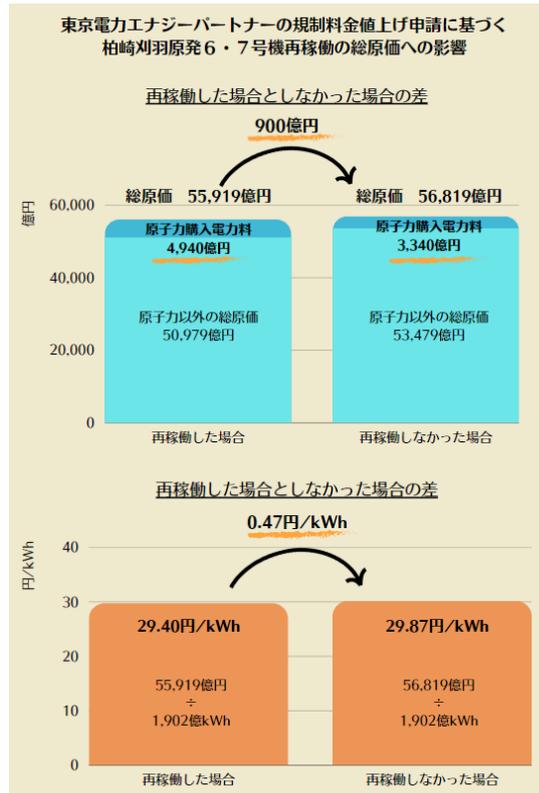


東電EP申請書に基づく原発再稼働の損益分岐点

	再稼働による費用増	単価
核燃料費	300億円	2.51円/kWh × 119億kWh
固定費	1300億円	
原発再稼働による費用増	1600億円	$1600\text{億円} \div 119\text{億kWh} = \underline{\underline{13.45\text{円/kWh}}}$

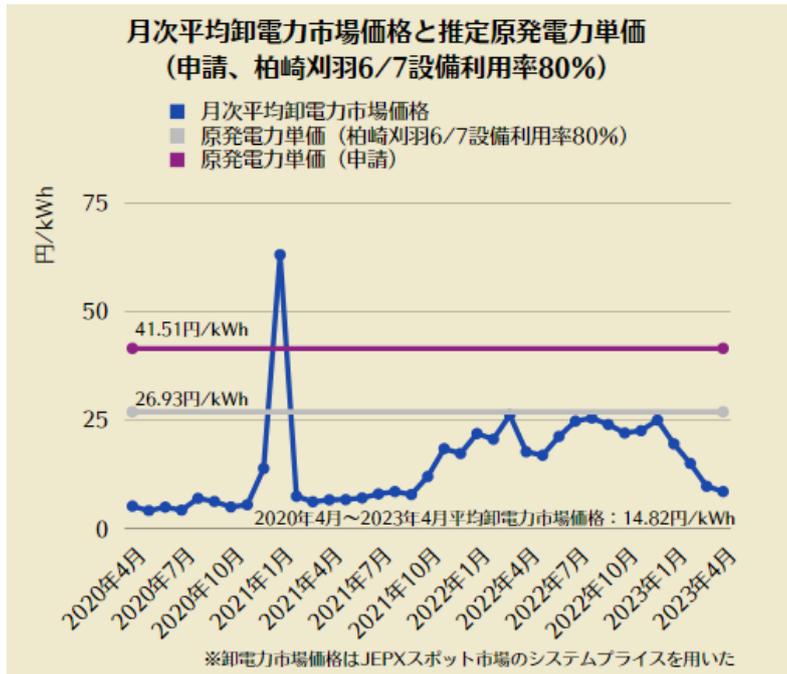
申請上の損益分岐点





原発維持費込みでの柏崎刈羽6/7再稼働（設備利用率50・80%）の損益分岐点

11

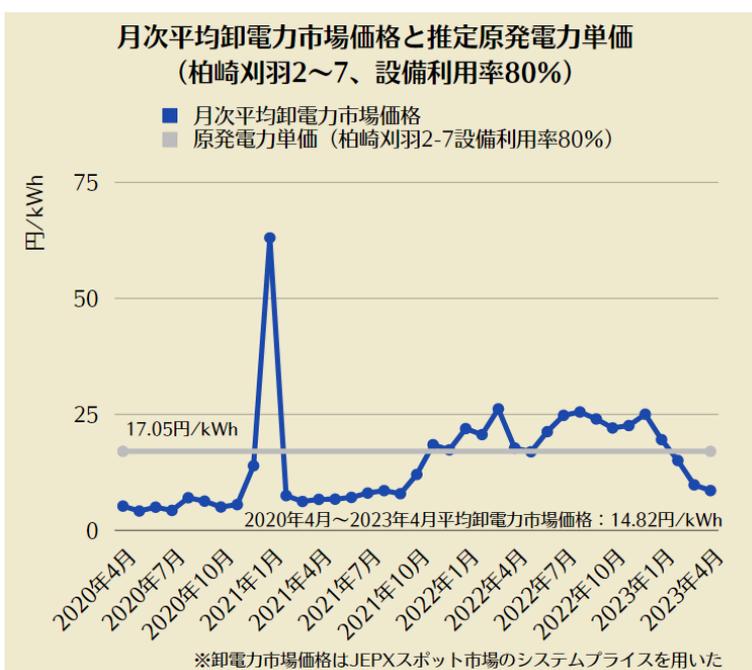


- ・ 柏崎刈羽原発の再稼働スケジュールは、7号機が2023年10月、6号機が2025年4月。2基合計の年平均発電電力量は119億kWhと見込む。
- ・ 柏崎刈羽原発6・7号機の出力はそれぞれ135.6万kWのため、**想定設備利用率は平均約50%**
- ・ 原子力購入電力料は4,940億円
- ・ 原発が発電した電力の申請上の購入単価は**41.51円/kWh**。
- ・ 原発の燃料費は申請上2.51円/kWh。
- ・ 柏崎刈羽原発6・7号機が**設備利用率80%**で稼働した場合の燃料費は477億円。
- ・ 原発の基本料金が一定の場合、原子力購入電力料は5,117億円
- ・ 発電電力量は190億kWhのため、原発からの電力購入単価は**26.93円/kWh**。
- ・ 今回の申請で見込む電力市場での調達価格は20.97円/kWhのため、市場で調達した方が安価となる。実際の卸電力市場の市場価格で確認しても、ほとんどの期間で市場価格が原子力単価を下回る。

原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

原発維持費込みでの柏崎刈羽2～7再稼働（設備利用率80%）の損益分岐点

12



- ・ **柏崎刈羽原発2～5号機が再稼働して設備利用率80%で稼働した場合、発電電力量は計308億kWh。**
- ・ 燃料費単価が2.51円/kWhの場合、燃料費は773億円。
- ・ 基本料金の増額分を1基あたり650億円（柏崎刈羽原発6・7号機の増額分1,300億円の半分）と仮定すると4基で2,600億円
- ・ 合計すると原子力購入電力料は8,490億円
- ・ 発電電力量は6/7号機分と合わせて498億kWh
- ・ 原発からの電力購入単価は**17.05円/kWh**
- ・ 電力市場での調達価格は20.97円/kWhのため、市場で調達した場合よりも安くなる。ただし2020年度以来の平均市場価格は14.82円/kWh。17.09円/kWhよりも高かった期間は限られている。

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

原発維持費込みでの柏崎刈羽2～7+他社電源再稼働（設備利用率80%）の損益分岐点

13



- 東電は東北電力東通原発1号機、女川原発3号機、日本原電東海第二原発の電力の購入契約を結んでいる。
- これら3基が設備利用率80%で運転した場合、東京電力EPの購入電力量は129億kWh。
- 仮に東電EPの単価2.51円/kWhで計算すると、燃料費は約324億円。
- 基本料金の増額分を仮に1基あたり650億円（柏崎刈羽原発6・7号機の増額分1,300億円の半分）と仮定し、東京電力EPの購入割合で計算すると、3基で1,170億円
- 東電の原子力購入電力料は9,984億円
- 発電電力量は合計627億kWh
- 原発からの電力購入単価は15.92円/kWhとなる。
- 柏崎刈羽全基再稼働時と単価はそれほど変わらず、市場単価が高騰しなければ、原発の価格優位性は出ないものと推定できる。

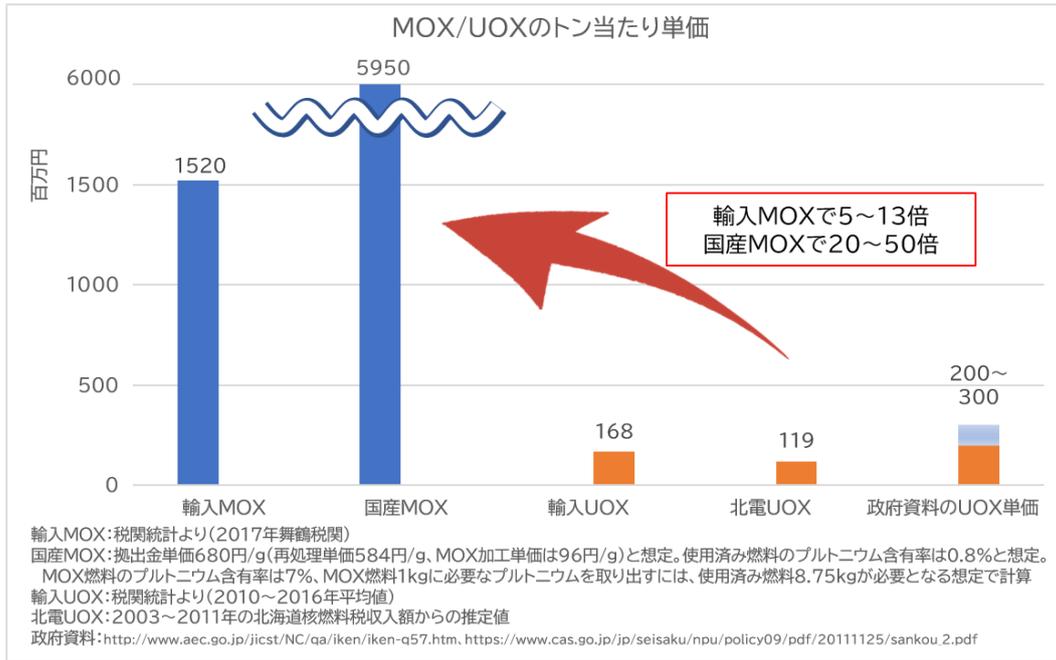
認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

14

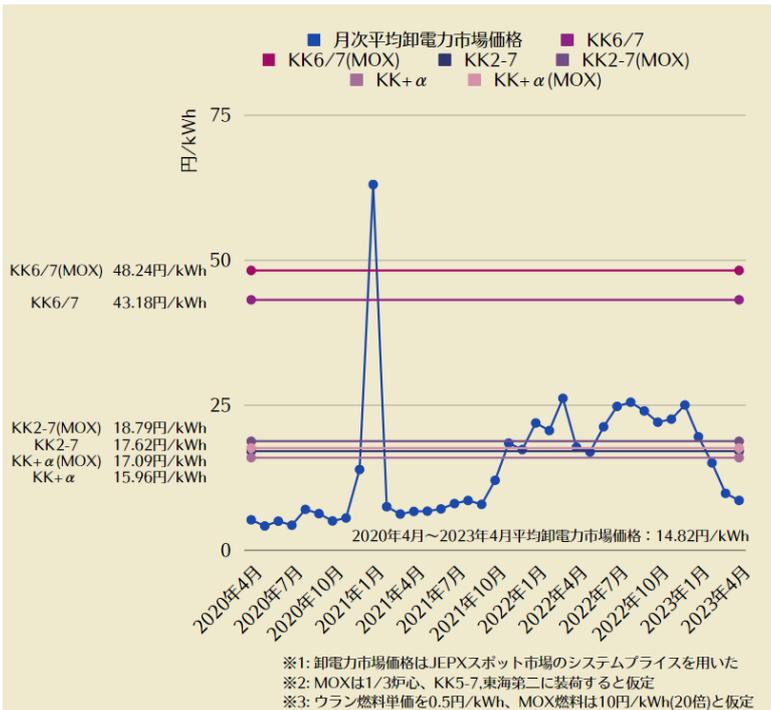
プルサーマルを実施した場合のコスト試算

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

跳ね上がる燃料費



MOX装荷を想定した場合の発電単価



前提

- 設備利用率は80%
- MOXを装荷する原発は柏崎刈羽5-7および東海第二
- 燃料費単価2.51円/kWhの内、ウラン燃料費を0.5円/kWh、MOX燃料費はその20倍の10円/kWhと仮定
- その他の条件は柏崎刈羽6/7と同等とする

読み取れること

- MOX装荷を想定すると、単価は上昇。
 - 再稼働基数が増えるほど、単価が下がる。
- ただし、
- いつ、どれだけ稼働できるかは未確定。
 - 設備利用率は80%で計算しているが、設備利用率が低下すれば、その分、単価は上昇する。



MOX燃料を用いた場合のコスト変化

17

	燃料費	計算式
柏崎刈羽6・7 (設備利用率50%、ウラン燃料のみ)	300億円	2.51円/kWh×119億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	477億円	2.51円/kWh×190億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、1/3MOXの場合①)	762億円	(2.51円/kWh*(2/3)+7.01円/kWh*(1/3))*190億kWh ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は10倍と仮定
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、1/3MOXの場合①)	1,079億円	(2.51円/kWh*(2/3)+12.01円/kWh*(1/3))*190億kWh ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定

	単価	計算式
柏崎刈羽6・7 (設備利用率50%、ウラン燃料のみ)	13.45円/kWh	(1,300億+300億円)÷119億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	9.35円/kWh	(1,300億+477億円)÷190億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、1/3MOXの場合①)	10.85円/kWh	(1,300億+762億円)÷190億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、1/3MOXの場合②)	12.52円/kWh	(1,300億+1,079億円)÷190億kWh

MOX燃料を用いた場合のコスト変化(MOX価格20倍ケース)

18

	燃料費	計算式
柏崎刈羽2～7 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	1,250億円	2.51円/kWh×(190億kWh+308億kWh)
柏崎刈羽2～7 (設備利用率80%、KK5～7を1/3MOX) ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定	2,096億円	KK6～7 (2.51円/kWh*(2/3)+12.01円/kWh*(1/3))*190億kWh=1,079億円 KK5 (2.51円/kWh*(2/3)+12.01円/kWh*(1/3))*77億kWh=437億円 KK2～4 2.51円/kWh*231億kWh=580億円

	単価	計算式
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	43.18円/kWh	((3,361億(基本料金)+477億(燃料費))+1,300億(KK6-7追加費)÷119億kWh
柏崎刈羽6・7 (設備利用率80%、1/3MOX) ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定	48.24円/kWh	((3,361億(基本料金)+1,079億(燃料費))+1,300億(KK6-7追加費)÷119億kWh
柏崎刈羽2～7 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	17.09円/kWh	((3,361億(基本料金)+1,250億(燃料費))+1,300億(KK6-7追加費)+2,600億(KK2-5追加費))÷498億kWh
柏崎刈羽2～7 (設備利用率80%、KK5～7を1/3MOX) ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定	18.79円/kWh	((3,361億(基本料金)+2,096億(燃料費))+1,300億(KK6-7追加費)+2,600億(KK2-5追加費))÷627億kWh

MOX燃料を用いた場合のコスト変化(MOX価格20倍ケース)

19

	燃料費	計算式
柏崎刈羽2～7+他社電源 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	1,574億円	$2.51\text{円/kWh} \times (190\text{億kWh} + 308\text{億kWh} + 129\text{億kWh})$
柏崎刈羽2～7+他社電源 (設備利用率80%、KK5～7、東海第二を1/3MOX) ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定	2,619億円	$KK6\sim7 (2.51\text{円/kWh} \times (2/3) + 12.01\text{円/kWh} \times (1/3)) \times 190\text{億kWh} = 1,079\text{億円}$ $KK5 (2.51\text{円/kWh} \times (2/3) + 12.01\text{円/kWh} \times (1/3)) \times 77\text{億kWh} = 437\text{億円}$ $KK2\sim4 2.51\text{円/kWh} \times 231\text{億kWh} = 580\text{億円}$ $東北東通1、女川2 2.51\text{円/kWh} \times 67\text{億kWh} = 169\text{億円}$ $東海第二 (2.51\text{円/kWh} \times (2/3) + 12.01\text{円/kWh} \times (1/3)) \times 62\text{億kWh} = 352\text{億円}$
	単価	計算式
柏崎刈羽2～7+他社電源 (設備利用率80%、ウラン燃料のみ)	15.96円/kWh	$(3,361\text{億(基本料金)} + 1,574\text{億(燃料費)} + 1,300\text{億(KK6-7追加費)} + 2,600\text{億(KK2-5追加費)} + 1,170\text{億円(他社電源追加費)}) \div 627\text{億kWh}$
柏崎刈羽2～7+他社電源 (設備利用率80%、KK5～7と東海第二を1/3MOX) ※ウラン燃料を0.5円/kWh、MOX燃料は20倍と仮定	17.62円/kWh	$(3,361\text{億(基本料金)} + 2,619\text{億(燃料費)} + 1,300\text{億(KK6-7追加費)} + 2,600\text{億(KK2-5追加費)} + 1,170\text{億円(他社電源追加費)}) \div 627\text{億kWh}$

20

- 九電・関電の電気料金がほかの大手電力と比べて安価であることは事実だが、ほかの大手電力が原発を再稼働すれば電気料金が安価になるとは限らない
- 原発は燃料費以外に維持費が発生している。再稼働の有無を問わず、原発維持費を消費者は負担
- 新規規制基準対応などに伴い、原発の維持費が増加、再稼働できた場合でも採算性は悪化している
- 再稼働基数が増えれば採算性は改善が見込めるが、少ない場合、採算が見込めない可能性も
- プルサーマルによって、原発の燃料費は増加、採算性はさらに悪化する

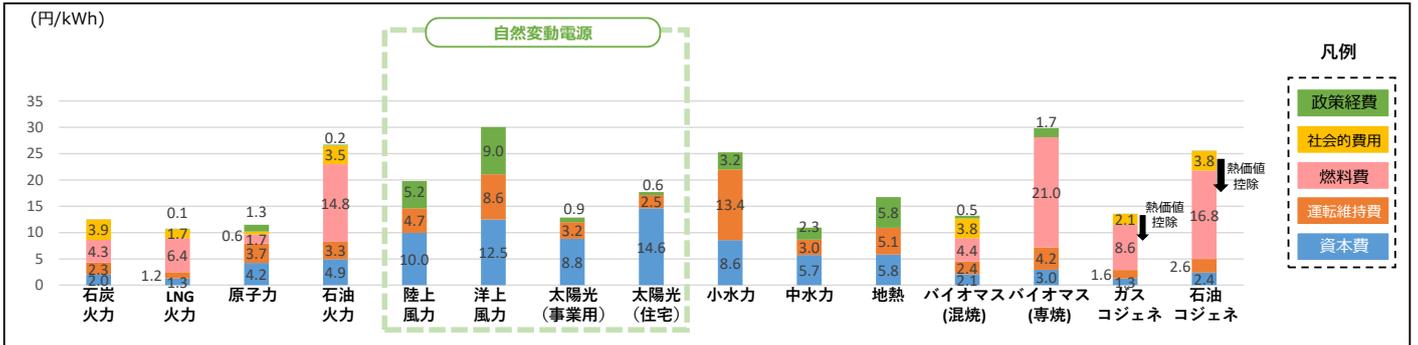
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)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、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2020年に、新たな発電設備を更地に建設・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。**
(既存の発電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、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

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。



廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.01~0.03
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.7

燃料価格10%の変化に伴う影響	石炭 約±0.4	LNG 約±0.6	石油 約±1.0
-----------------	----------	-----------	----------

(注2) OECD (2020) 「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

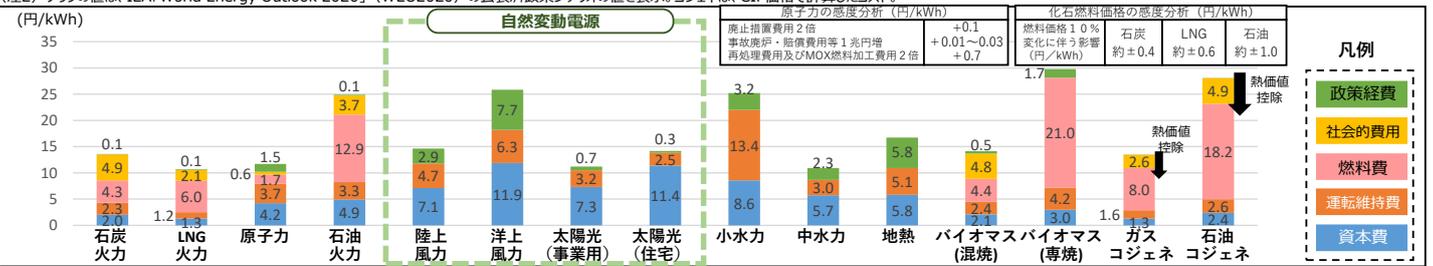
2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)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、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・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。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見直し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力(自然変動電源)の大量導入**により、**火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算(参考①)に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理**(参考②)。

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	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	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	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2) グラフの値は、IEA World Energy Outlook 2020「WEO2020」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。



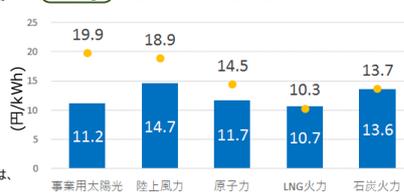
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算(2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもなお生じる追加費用(火力効率低下や揚水活用等の費用)追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%)程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%)程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%)程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算(委員による分析※2)



- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微妙追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト(統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称))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していくことが重要。

※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。