

今こそ知りたい

エネルギー・温暖化政策Q&A(2023年版)

——政府GXによる原発回帰は、国民負担が増すだけで、
脱炭素にもエネルギー安定供給にもつながらない



原子力市民委員会
www.ccnejapan.com

はじめに

現在、ウクライナ情勢によるエネルギー危機、エネルギー安定供給、電力料金抑制、気候変動対策などを理由として、「GX（グリーントランスフォーメーション）」の名のもと、日本政府は原子力発電（原発）への回帰を鮮明にしています。こうした動きは、発電と温室効果ガス削減の両方により経済合理性が大きい再生可能エネルギー（再エネ）や省エネの拡大を妨げることによって国民の経済的負担や原発に関わるリスクを増大させるものであり、同時に気候変動対策を遅らせることにもなります。

現時点での原発と再エネの新設の場合の発電コストおよび温室効果ガス排出削減コストの格差は数倍～数十倍であり、再エネの新設は原発の運転延長さえよりも安くなりつつあります。特に日本では東京電力福島第一原子力発電所事故（以下、福島原発事故）後の多額の安全対策費などが電力会社の財務状況を圧迫しています。一方、日本ではこれまで、そして今でも多くの資金が税金や電気代として国民に見えにくいカタチで原発につき込まれており、それは再エネの比ではありません。日本では省エネのポテンシャルも過小評価されています。

本 Q&A 集では、原発、再エネ、省エネ、電気自動車、政府の「GX 実現に向けた基本方針（GX 基本方針）」などに関わる典型的な疑問に答えるカタチで、政府のエネルギー・温暖化政策、特に 2023 年 2 月 10 日に閣議決定された GX 基本方針および同方針に基づいた GX 関連法案（※）の経済合理性を検証します。

2023 年 5 月

明日香壽川

（※）「GX 関連法案」には、GX 推進法案（脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律案）と GX 脱炭素電源法案（脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案）の 2 つがあります。GX 脱炭素電源法案は、原子力基本法、原子炉等規制法、電気事業法、再処理法、再エネ特措法をまとめて改正する「束ね法案」で、5 つのうち再エネ特措法を除く 4 つが原発に関係します。

<目次>

第1章	原発は安い？	4
■質問1	原発がないと電気代は高くなりませんか？ 政府や電力会社は原発が再稼働すれば電力料金が下がると言っています。毎月の電気代に含まれる再エネ賦課金の額も大きく負担を感じます。	4
■質問2	世界的にも原発に回帰しているのではないのでしょうか？ EUもEUタクソミーなどで原発推進を決めたのではありませんか？	20
■質問3	原発はCO ₂ を出さないのですか？ クリーンあるいはグリーンなのですか？	22
■質問4	原発新設、あるいはすでにある原発を使う方が温暖化対策に有効ではないですか？	23
■質問5	原発推進の英国は、原発のおかげでCO ₂ 排出量が減っているのではないですか？ 一方、脱原発を表明しているドイツはエネルギー転換で失敗していて、電気をフランスから輸入しているのではありませんか？	25
■質問6	小型原子炉や核融合炉は有望な技術と聞きましたが、違うのでしょうか？	28
■質問7	原発は飛行機が突っ込んでも大丈夫だと聞きました。本当でしょうか？ 福島第一原発のような、想定外の事故の危険性がある原発は他にもあるのでしょうか？	30
■質問8	原発があるから日本では再エネが普及しない、というのは本当でしょうか？	31
■質問9	なぜ米国、日本、フランス、イギリスなどは国策として原発を進めるのでしょうか？ 将来核兵器を持てるようにするため、というのは本当でしょうか？	32

第2章 再エネは使えない？ 省エネはもう無理？ 34

- 質問10 太陽光発電は、雨の日、雪の日、夜などは発電できないはずですが。このように再エネは不安定なので、停電したり、電気を使うことをがまんしたりしなければならなくなるのですか？ また、送電網の整備に余計なお金がかかるのではないですか？ どうやって再エネ100%が可能になるのでしょうか？ 34
- 質問11 メガソーラーは自然破壊につながるのではないですか？ メガソーラーがなければ、太陽光発電は増やせないのではありませんか？ 36
- 質問12 再エネの日本経済へのメリットは何ですか？ 日本での太陽光発電で儲かるのは中国など海外の企業だけではないですか？ 太陽光パネルの製造時に人権問題が絡んでいるのではありませんか？ 38
- 質問13 太陽光パネルは製造時に大量のエネルギーを使うのではないですか？ 太陽光パネルの廃棄問題や電磁波の健康への影響があるのではないのでしょうか？ 41
- 質問14 日本は省エネ先進国ではないのですか？ 43

第3章 電気自動車は問題あり？ 45

- 質問15 電気自動車で電力需要が増大するのではないですか？ 45
- 質問16 ライフサイクルで考えると電気自動車はCO₂排出削減につながらないのではありませんか？ 47

第4章 政府GX基本方針は問題だらけ？ 48

- 質問17 GX基本方針における投資分野・内容、GX経済移行債、成長志向型カーボンプライシング、GX推進機構の問題点とは何ですか？ 48

参考文献 58

第1章 原発は安い？

■質問1 原発がないと電気代は高くなりませんか？ 政府や電力会社は原発が再稼働すれば電力料金が下がると言っています。毎月の電気代に含まれる再エネ賦課金の額も大きく負担を感じます。

□答え： 原発を動かせば電気代が安くなる場合もありますが、それは一時的なものであり、実際の減少額も大きくありません。一方、原発をなくしても、安全対策費を含む原発を維持するためのさまざまな費用が不要になるため電気代は減少し、それは継続します。同時に、事故リスクや戦争になった際の敵国やテロリストの攻撃対象となるリスクなども減少し、それらも継続されます。また、現在、世界では原発の運転コストや限界コストが再エネの新設コストと同等あるいは一部の国ではより高くなりつつあります。日本では、根本的な問題として使用済み核燃料の処理・処分に必要なコスト（バックエンドコスト）および事故コストの見積りが不十分であり、それによって化石燃料高騰の際には原発を動かせば電気代が減少するような会計制度になってしまっています。しかし、それはリスクや経済的な負担を国民に押しつけているだけです。

◆解説：

原発で電気代が安くなるというのは短絡的な考え方です。確かに、燃料費だけで考えると、化石燃料が高騰した場合、原発運転による火力発電の代替は電力会社のキャッシュフローを一時的に改善する可能性があります。

しかし、円安を含めた一時的な化石燃料価格高騰の影響の大きさは各電力会社が持つ経営資産の種類などによって大きく異なります。また、原発の再稼働や運転延長には安全対策コストおよび燃料や人件費などの原発を運転・維持するための固定費（原発維持コスト）も必要であり、現在、この安全対策コストおよび原発維持コストが原発建設コストよりもはるかに大きくなって電力会社の財務状況を強く圧迫しています。

これらを考慮すると原発による電力価格低減効果は一過性のものであり、必ずしも大きいとは言えません。例えば、2022年11月に東北電力は2023年4月からの約32.94%の値上げを申請していますが、そのうち女川原発2号機の再稼働で減らせる分はわずか5%と東北電力自らが明らかにしています¹。

日本政府・電力会社は、これまで主張してきた「原発は安い」という言説を維持するために「原発が再稼働すれば電気料金は上がらない」と主張しています。しかし、この主張には次のような綻びがあります。

第一に、四国電力は、現在（2023年5月）、再稼働していますが値上げを申請しています。前

¹ 現在（2023年5月5日時点）、政府は値上げを5月以降に先送りさせています。また、直近の燃料価格を反映させて値上げ幅を縮小するよう電力会社に求めています。

述の主張が正しいのであれば四国電力は値上げを申請しないはずです。

第二に、再稼働している関西電力や九州電力は確かに値上げを申請していません。しかし、両社の 2022 年度の経常利益は大幅な赤字であり、本来であれば値上げを申請すべきです。これは明らかに、上記の言説の正当性を守るために、企業経営の基本をあえて踏み外していると推察されます。

第三に、原発の再稼働ができず化石燃料に依存する中部電力の 2022 年度の経常利益は、大手電力会社の中では唯一 600 億円の黒字です（他社はすべて赤字）。また同社は値上げを申請していません。これは、原発が再稼働しておらず完全に化石燃料依存でも黒字になることが可能で、値上げが必要ないことを示しています。

以上が示していることは、各電力会社の原発稼働の有無と利益額や値上げとの間には単純な相関関係がないことです。

一方、前述の中部電力は 2011 年から 2021 年まで動いていない浜岡原発のために原発維持コストおよび福島原発事故後の追加的安全対策コスト²の合計で 1 兆 2400 億円を支出しており、他社も同様に、原発建設コスト以上の原発維持コストと追加的安全対策コストを支出しています³。原発維持を止めれば電力会社の経常利益が大幅に増加して電気料金を値下げできるはずですが。

すなわち、原発をやめて再エネや省エネを進めれば、電力会社の財務状況は改善して電気代は安くなります⁴。そして、その効果は一過性のものではなく継続性があります。なぜなら、為替や化石燃料価格に依存しない上に、この後詳しく述べるように、国際エネルギー機関（IEA）や米国政府などを含むほぼすべての国際機関、政府、投資会社のデータが、原発の新設の発電コストは再エネの新設の発電コストの数倍から数十倍であり、原発の運転コストも、再エネあるいは再エネと蓄電池を組み合わせた新設コストとほぼ同じか、より高くなっていることを示しているからです。日本がそのような状況にないのであれば、それは再エネのコストが不当に高いか、あるいは原発のコストが不当に安いかのどちらか、あるいは両方を意味します。

では、なぜ日本では再エネのコストが不当に高く、原発のコストが不当に安いのでしょうか。前者も後者も基本的には政府の制度設計が最大の理由です。実際に、日本の再エネのコストは欧米、中国、インドなどよりも大幅に高く、かつ日本では原発のコストとして本来計上されるべきもの（例：バックエンドコストや事故コスト）が十分には計上されていません。それと同時に、原発に対しては、国民に見えないかたちで政府が国民の税金を用いて多額の補助金を出してきま

2 原発維持コストは各電力会社の有価証券報告書で把握でき、追加的安全対策コストは新聞社などが直接電力会社に確認して、それを公表しています。

3 2011 年 3 月 11 日の福島原発事故後の追加的安全対策コストとして、東京電力の柏崎刈羽原発は 1 兆 1690 億円、東北電力の女川 2 号機は 5700 億円、中国電力の島根 2 号機は 6800 億円（中国新聞 2022 年 2 月 20 日、河北新聞 2022 年 11 月 25 日などから）。原発再稼働に向けた電力 11 社の追加的安全対策コストの合計は、共同通信社の調査によると 2023 年 1 月時点で 6 兆 890 億円以上になっています（共同通信 2023 年 3 月 9 日）。

4 原発の再稼働を推し進める理由としてよく言われるのが、原発をなくせば電力会社の経営が破たんし、日本の経済ひいては国民に大きな打撃を与えることになるということです。しかし、そのような主張や議論に対して、例えば金森（2016）は、北海道から九州までの 9 つの電力会社の 2014 年 3 月期の決算短信および有価証券報告書をひも解き、各電力会社が原子力事業から即時撤退した場合に一時的な損失として会計上認識しなければならぬ金額を客観的に算定しています。その結果、9 つの電力会社の合計で最小 1 兆円、最大でも 10 兆円程度の損失に留まり、原発を即時ゼロにしても「北海道電力・九州電力を除く 7 つの電力会社では債務超過には至らない」「国の補助を見込めば、10 兆円の損失が出て電力会社が経営破たんすることはない」などを明らかにしています。

した。その上に、電力消費者は、原発を維持するために多額の電気代を払ってきました。

以下では、以上の事実や論点についてより詳しく解説します。

1) 原発新設と再エネ新設のコスト比較

さまざまな発電エネルギー技術の建設および運転に関わる発電コストは均等化発電コスト (Levelised Cost of Electricity : LCOE)⁵で比較するのが一般的です。この均等化発電コストで見た場合、過去 10 年 (2012~2021 年) で、太陽光発電は約 10 分の 1、風力発電は約 3 分の 1 になっています。電力を一時的に蓄えることが可能な蓄電池の価格も、約 3 分の 1 になりました。

一方、過去 10 年で原発のコストは 2 倍程度に上昇しています。現在、化石燃料の価格も高くなっており、世界のほとんどの地域で再エネが最も安い発電エネルギー技術となっています。特に、原発と再エネの価格差は拡大しています。以下では、いくつかの発電コスト比較を紹介します。

表 1 は、世界において発電エネルギー技術に投資する際に参照される主な政府機関、投資会社、エネルギー関連情報提供会社等による、原発と再エネ (太陽光および風力) の新設の場合の発電コスト (LCOE) の比率を示しています。

表 1 新設の場合の原発と再エネの発電コスト比較

機関・組織名	原発と再エネのコスト比
米エネルギー情報局 (USEIA)	2 倍
Lazard	3~8 倍
Bloomberg	5~13 倍

注：米エネルギー情報局 (US Energy Information Agency: USEIA) は米国の政府機関であり、毎年発電コスト比較を発表している。Lazard は米国の民間の投資会社でほぼ毎年発電コスト比較を発表している。Bloomberg (ブルームバーグ) は米国の民間のエネルギー関連情報提供会社であり、世界の 24,000 以上のプロジェクトの実際のコストを追跡調査している。

出典：Lovins (2022)、Lazard (2020)、BNEF (2021)、USEIA (2022) より作成

5 均等化発電コスト (LCOE) は平準化コストとも呼ばれ、各発電エネルギー技術の発電コストの大きさを示す最も一般的な計算方法です。モデルプラント方式による試算であり、発電所建設に要する初期投資費用、運転維持費、廃棄処理費と利潤、総発電電力量などで算出します。具体的な計算式は、(資本費 + 運転維持費 + 燃料費 + 社会的費用 (環境対策費用 + 事故リスク対応費用 + 政策経費)) ÷ 発電電力量 (kWh) となります。しかし、言うまでもなくそれぞれの項目は想定によって大きく異なり、定量化が難しいものもあります。また、設定する割引率の大きさによっても計算結果は大きく変わります。さらに、時間によっても大きく変化するので頻繁なアップデートが必要であり、例えば米政府は毎年、政府機関である米エネルギー情報局 (USEIA) が最新の数値を公表しています。しかし、日本では 4 年から 5 年毎に改定されるエネルギー基本計画に合わせて資源エネルギー庁によって発電コスト検証ワーキンググループが組織され、そこで数値が策定されます (最近は、2011 年度、2015 年度、2021 年度)。その結果も USEIA や米投資会社 Lazard のものとは大きく異なり、資本費、社会的費用、稼働時間などの想定や数値自体の策定プロセスに関して研究者などからの批判も少なくありません (例えば、稲澤 2016、大島 2021、諏訪・歌川 2022)。この均等化発電コストとは別に、しばしば太陽光や風力などの時間帯や天気によって出力が変化する変動電源などを電力システム全体で取り込む場合の統合コストの大きさが議論され、日本政府は統合コストが大きいと主張しています。また、変動電源に対しては化石燃料発電によるバックアップが必要という議論も聞かれます。しかし、例えば IEA (2014a) は、変動電源の割合が 45% でも大きな追加的な費用は発生しないとしており、世界中の統合コストの研究を集めてメタ分析した最近の論文 (Heptonstall and Gross 2020) も、統合コストの大きさを過大視するのは問題という結論を出しています。また、現在、「バックアップ電源」という言葉や概念自体が専門家の間では使われず、前述のようにさまざまな手段によって柔軟性を高めて、システム全体の安定性を維持することが電力システム管理における目標となっています。

図1は米投資会社 Lazard の各発電エネルギー技術の新設の発電コスト（LCOE）の経時的変化を示しており、すでに2011年の段階で原発は再エネ（陸上風力）より高くなっています。

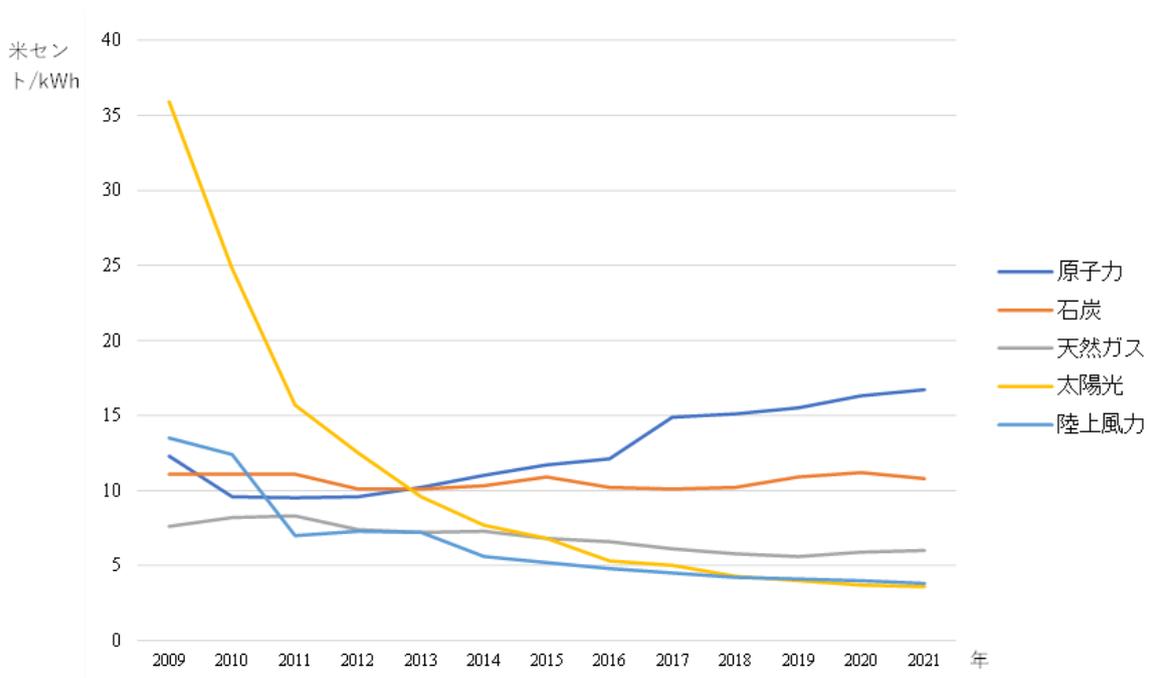


図1 各発電エネルギー技術の発電コスト（LCOE）の経時的変化

注：

- 1) 各発電エネルギー技術の補助金前の LCOE と上限と下限の平均の各年の数値を示しています。
- 2) LCOE の計算では、金利 8% の負債 60%、コスト 12% の株式 40% を想定していて、廃炉費用、継続的なメンテナンス関連の資本支出、米国の連邦政府の融資保証やその他の補助金による効果は反映されていません。

出典：Lazard (2021)

表2は、米国の政府機関である米エネルギー情報局（USEIA）の2022年の米国でのLCOE比較を示しています。これによると、原発は再エネ（陸上風力、太陽光）の2倍以上となっています。また同じ米エネルギー情報局は、すでに2010年時点で、2016年稼働の場合に風力発電の方が原発より安くなると予想しています（USNRC 2011; USEIA 2011）。

表2 米エネルギー情報局 (USEIA) による各発電エネルギー技術発電コスト (LCOE) 比較

種類	稼働率	均等化 資本費	均等化 運転費 (固定費)	均等化 変動費	均等化 送電費	総均等 化費用	税額控除	均等化費用 (税額 控除後)
調整可能電源								
高効率石炭火力	85%	52.11	5.71	23.67	1.12	82.61	NA	82.61
天然ガス火力 (熱電併給)	87%	9.36	1.68	27.77	1.14	39.94	NA	39.94
原発	90%	60.71	16.15	10.30	1.08	88.24	-6.52	81.71
地熱	90%	22.04	15.18	1.21	1.40	39.82	-2.20	37.62
バイオマス	83%	40.80	18.10	30.07	1.19	90.17	NA	90.17
資源制約型電源								
陸上風力	41%	29.90	7.70	0.00	2.63	40.23	NA	40.23
洋上風力	44%	103.77	30.17	0.00	2.57	136.51	-31.13	105.38
太陽光 (独立型)	29%	26.60	6.38	0.00	3.52	36.49	-2.66	33.83
太陽光 (蓄電池 4 時 間との組み合わせ)	28%	34.98	13.92	0.00	3.63	52.53	-3.50	49.03
水力	54%	46.58	11.48	4.13	2.08	64.27	NA	64.27
容量資源技術								
ガスタービン	10%	53.78	8.37	45.83	9.89	117.86	NA	117.86
蓄電池	10%	64.03	29.64	24.83	10.05	128.55	NA	128.55

注：2027 年に導入された場合の試算値で、単位は米ドル/MWh。

出典：USEIA (2022)

一方、現在 (2023 年 5 月)、日本政府は IEA/OECD NEA (2020) および IEA (2022a) をもとに、「原発は安い」あるいは最近では「原発は高くない」と主張していると推察されます。実際に西村康稔経産大臣は、2023 年 2 月 2 日の衆院予算委員会で「様々試算がありますけれども、国際的な水準で IEA が電源別の発電コストの国際試算も行っております。原子力は再エネと比較しても必ずしも高いものではないということでもあります」と答弁しています。また、2023 年 1 月から経済産業省が各地で実施している「GX 実現に向けた基本方針」についての説明・意見交換会⁶の場でも、IEA/OECD NEA (2020) が参考資料として使われ、IEA (2022a) の内容についても触れられました。

しかし、この IEA/OECD NEA (2020) および IEA (2022a) に関しては若干の留意が必要です。

6 政府は、2023 年 1 月から、日本各地の経済産業局各局において、GX を見据えた将来のエネルギーの安定供給と産業競争力の強化の両立を図る対策のうち、主にエネルギー政策を中心とした説明会を 9 回開催しています。筆者は 2 月 6 日の仙台での説明会に参加しました。しかし、この説明会は現地での参加人数が 20 人程度と制限されている上、議事録もとらないというものであり、政府・経済産業省が常々言う双方向のコミュニケーションとはほど遠いものでした。また、説明会が終了する前に GX 計画が閣議決定されるなど、「何のための説明会なのだろうか？」という疑問を持ちました。

以下では、少し詳しく見ていきます。

図2は、IEA/OECD NEA (2020) のコスト比較を示しており、前述の「GX 実現に向けた基本方針」についての説明・意見交換会でも説明資料の中で使われています。

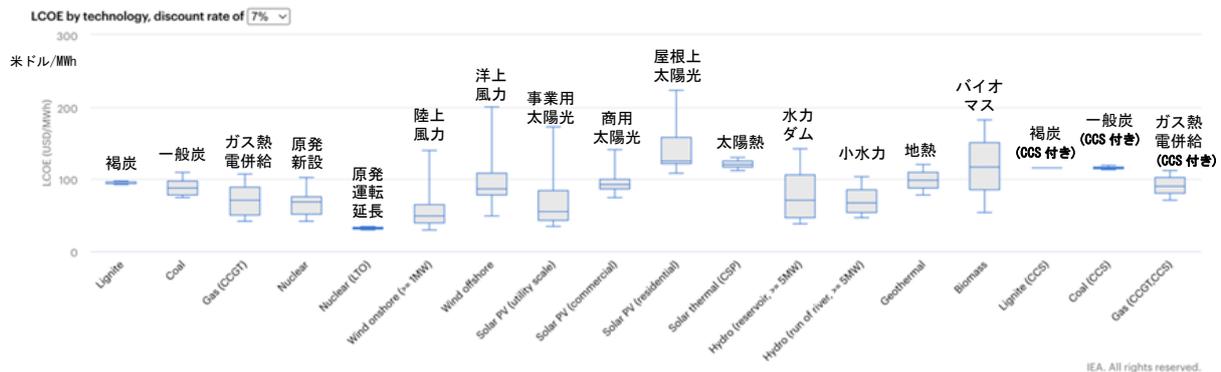


図2 政府が引用する IEA/OECD NEA (2020) の発電コスト比較

まず、この IEA/OECD NEA (2020) は、2020 年に国際エネルギー機関 (IEA) および経済協力開発機構 (OECD) の中の原子力機関 (NEA: Nuclear Energy Agency⁷) という原発利用を推進する部局とで作成された共同レポートです。また、このレポートに関しては、その作成に関わった日本の研究者が、「(前略) 第一に、Lazard の想定値は近年の欧米における建設費用上昇を反映していると思われるのに対し、OECD 評価 (著者注: IEA/OECD NEA 2020 を示す) ではフランス・米国のデータ提出者の判断により、足元の異常状態がある程度緩和した状況を想定した値が提出されていると考えられること、第二に OECD の評価には欧米以外の国も含まれていることが挙げられる (後略)」と書いています (松尾 2021)。すなわち、原発の建設費が高騰している現状を反映していない可能性があります⁸。さらに、このレポートでも、新設の LCOE で一番安いのは、原発ではなく風力であり、加えてこのレポートは 2020 年 10 月に発表されたものなので、ここ数年の再エネのコスト低下を反映していません

図3と図4は、IEA (2022a) における発電コスト比較です。この IEA (2022a) は、前述の IEA/OECD NEA (2020) よりも新しいデータを用いていて、より最近の状況を示していると考えられます。

この図3では、上記の IEA/OECD NEA (2020) の図2よりも、地域に関係なく、2020年時点での原発の新設コストは再エネの新設コストよりもはるかに高くなっています。

7 OECD NEA の HP には、組織の目的として「原子力発電を安全で、環境に調和した経済的なエネルギー源として開発利用することを、加盟諸国政府間の協力によって促進する」と書かれています。

https://www.oecd-nea.org/jcms/tro_5705/about-us

8 IEA/OECD NEA (2020) と同じような考え方で計算がなされている政府の 2021 年発電コストワーキンググループ (WG) による原発の数値に対しては、大島 (2021) が原発の建設コスト、追加的安全対策コスト、事故コスト、設備利用率、稼働年数、運転維持コストなどの想定に問題があると批判しています。欧米での原発の建設コストが高騰している理由として、原発建設がしばらくなかったために技術インフラの蓄積やサプライチェーンが途絶えてしまったことがしばしば挙げられます。しかし、まさに日本もそのような状況にある可能性が極めて高いと言えますし、地震国である日本の場合、安全対策により大きな費用が必要だと思われます。

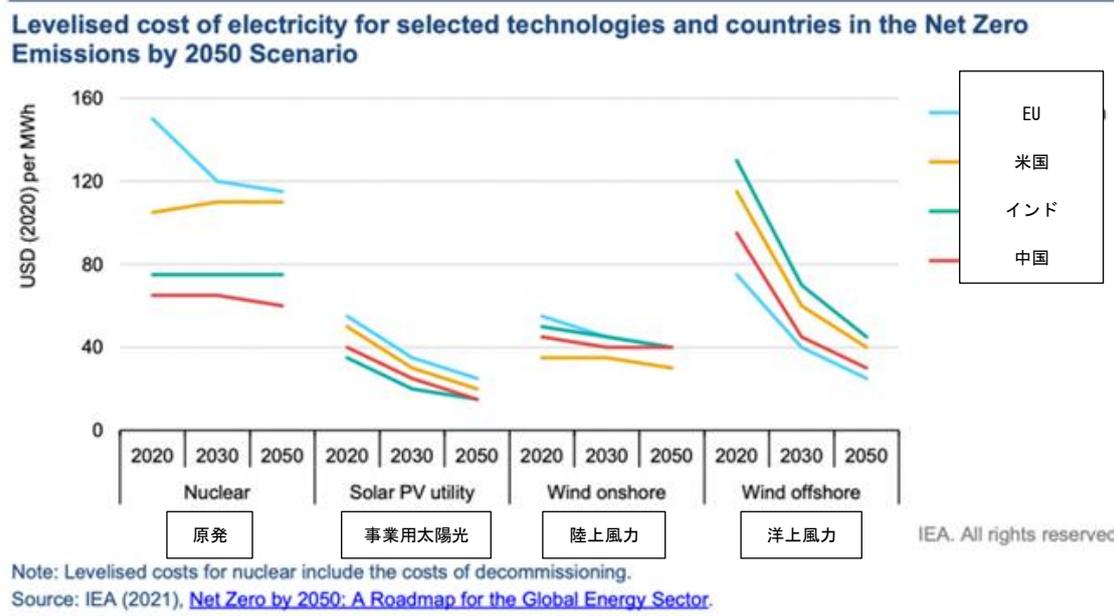


図3 政府が引用する IEA (2022a) の発電コスト比較

2) 原発運転延長と再エネ新設のコスト比較

政府や電力会社は、「原発が再稼働すれば電気代は下がる（上がらない）」と主張しています。例えば、西村康稔経産大臣は 2023 年 2 月 2 日の衆議院予算委員会で、議員の質問に対して「例えば関西電力、九州電力などは、再稼働が進んでおりますので、料金値上げの申請を今回は行っておりません」と答弁しています。しかし、前述のように、四国電力は原発を再稼働している一方で電気料金の値上げも申請しています。また、2022 年度経常利益予想において、関西電力や九州電力のように原発が再稼働していても赤字の電力会社がある一方で、再稼働してなくて化石燃料依存度が高い中部電力は黒字となっています。したがって、原発再稼働、利益、電気料金の関係は単純ではありません。

図 4 は、図 3 と同じ IEA (2022a) にあるもので、地域ごとに、原発運転延長、原発新設、再エネ（太陽光、風力）と蓄電池⁹の組み合わせ、の 4 つに関して複数の資本コスト¹⁰の場合で LCOE と変動性を考慮した VLCOE (Value-adjusted LCOE¹¹) の 2030 年時点での価格変化を示しています。これより、2030 年では再エネの新設コストや再エネ（太陽光および風力）と蓄電池を組み合わせた発電コストは原発の運転コストとほぼ同じレベルまで下がっていることが明らかになっています。

9 変動性のある再エネと蓄電池を組み合わせることによってより柔軟な給電が可能になり、原発や天然ガス発電に対する競争力が高まります。

10 資本コストは、企業が資本を調達・維持するために必要なコスト（費用）を示します。WACC (Weighted Average Cost of Capital: 加重平均資本コスト) とも呼ばれており、事業を支える資本の構成要素である負債と株主資本のコストを加重平均して計算します。負債が多いと WACC は大きくなり LCOE も大きくなります。

11 VLCOE は IEA による各電源の経済性の評価方法であり、LCOE に変動性を加味したものです。例えば、太陽光の場合は変動性があるので太陽光のみの場合では VLCOE は大きくなる（経済性は悪くなる）ものの、蓄電池と組み合わせることで VLCOE は小さくなります。

Levelised cost of electricity and value-adjusted levelised cost of electricity for selected generating resources in selected countries, 2030

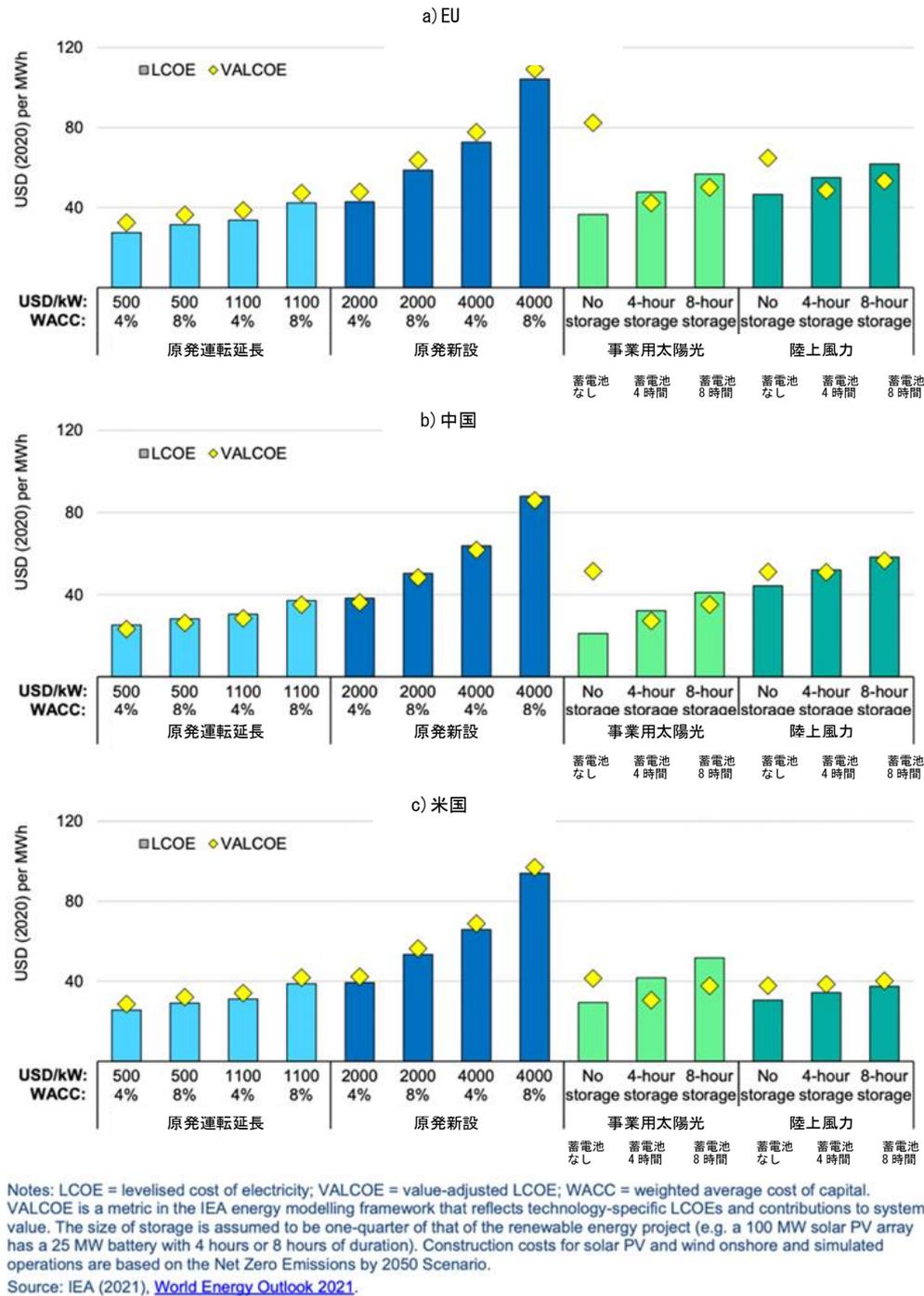


図4 政府が引用する IEA (2022a) の発電コスト比較 (原発運転延長、蓄電池との組み合わせなどを含む)

注：原発を示す棒グラフにある 500、1100、2000、4000 という数値は、運転コストおよび建設コストの想定を示しています。例えば、新設の 2000 というのは、建設コストが 2000USD/kW という意味です。しかし、これは IEA (2022a) が「この程度の建設費でないと競争力がない」としたものです。実際に、同じ IEA (2022a) では、フランスのフラマンビル原発や米国のボーグル原発の建設費が共に 8000USD/kW であることを明らかにしており、この IEA (2022a) は「建設費の低減なくして原発の新設は困難」というメッセージを明確に出しています。

すなわち、IEA/OECD NEA (2020) の主要メッセージは「原発新設は再エネ（太陽光および風力）新設よりも高いかほぼ同じで、原発運転延長は再エネ新設よりも安い」だったのが、より最近の IEA (2022a) では、「原発新設は再エネ（太陽光および風力）新設よりも明らかに高く、原発運転延長は再エネ（太陽光および風力）新設あるいは再エネ（太陽光および風力）新設と蓄電池を組み合わせたものと同程度になりつつある」に変化しています。いずれにしろ、両方とも、原発の新設は再エネ（太陽光および風力）よりも高いことは認めています。その上で、よりデータが新しく現状を反映していると考えられる IEA (2022a) では、原発運転延長コストと再エネ（+蓄電池）の新設コストが競合するようになっているとしています。

しかし、この原発の運転延長のコストと再エネの新設コストとの比較に関して、最新の米 Lazard 社のデータや IEA の別の新しいレポート (IEA 2022b) は、場合によっては、再エネの新設コストの方が原発の運転コストよりも、発電および二酸化炭素 (CO₂) などの温室効果ガス排出削減という 2 つの点でかなり安いとしています (温室効果ガス排出削減に関しては質問 4 の答えで後述)。

例えば、図 5 は、米投資会社 Lazard 社による世界の発電コスト比較の最新版 (2021 年 10 月発表) での再エネ (太陽光および風力) の初期投資などを含めた新設の場合の発電コスト (LCOE) と旧来の大規模発電 (原発、石炭火力、天然ガス火力) の限界発電コスト¹²の比較です。この図 5 によると、両方とも同じ程度か、あるいは米国での政府による再エネ導入のための補助金を考慮すると、再エネの新設の発電コスト (LCOE) の方が、原発などの限界発電コストよりもかなり安くなっています。

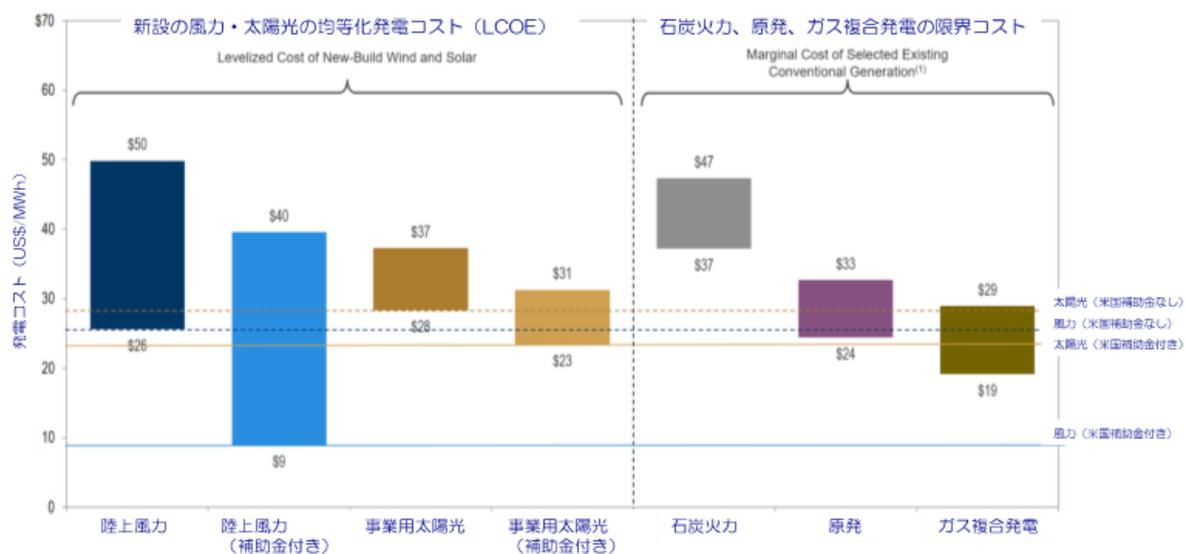


図 5 世界における再エネの新設の場合の発電コスト (LCOE) と原発などの限界発電コストとの比較

出典：Lazard (2021)

12 限界発電コスト (marginal cost of generation) は、既存の発電施設において追加的に 1kWh を発電する場合に必要なコストで、人件費などの固定費は含みません。原発の場合、再稼働あるいは運転延長した場合の運転コストとほぼ同じか、あるいはそれよりも小さいと考えられます。

さらに、日本の原発に関して再稼働のコストが実際には高いことを示している研究もあります。まずジスラー（2023）は、図6のように原発などの運転コストと再エネの新設コスト（最近の入札額）を比較して、原発の運転コストは決して安くはないとしています。

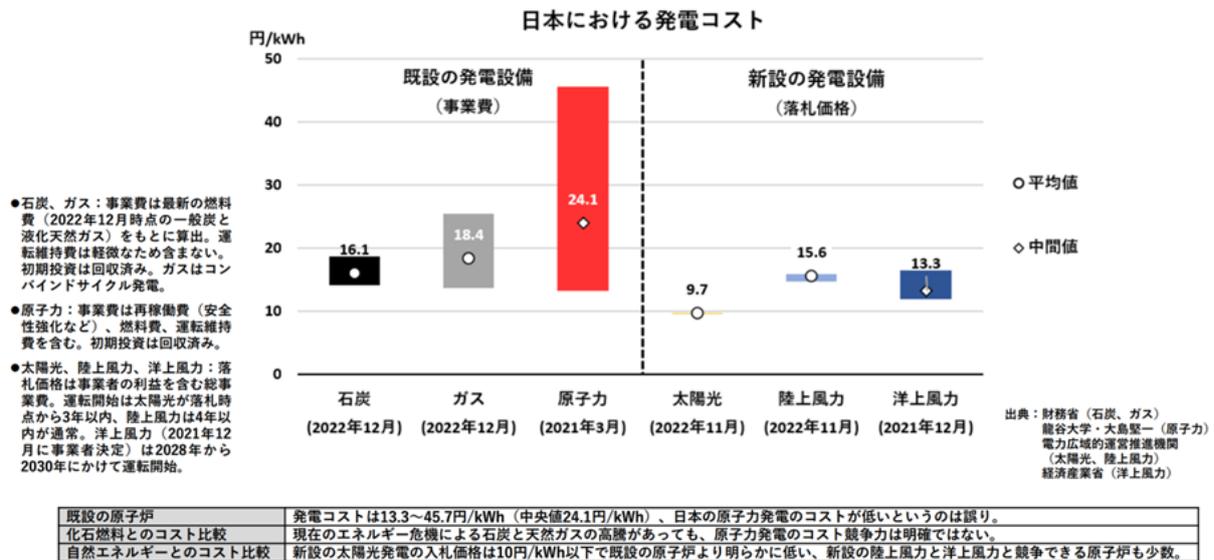


図6 原発などの運転コストと再エネの新設コストの比較

出典：ジスラー（2023）

この図6の元データの一つとなっている大島（2022）は、政府の発電コスト検証WGと同じ計算方法を用いて、建設費ゼロの場合の原発稼働の発電コスト（LCOE）を現実的な想定のもとで日本の個別の原発で計算しています。その結果、既設原発の発電コスト（社会的コスト¹³を含む）は、他の発電エネルギー技術の新設コストと比較して安くはないことを示しており（表3）、その理由として、1）多額の安全対策コスト、2）残された運転期間の短さ、の二つを挙げています。また、諏訪・歌川（2021）も、同様に国の発電コスト検証WGと同じ方法論で日本の原発全体のLCOEおよび運転コストを再計算している¹⁴、大島（2022）と同様の結論を導き出しています（表4）。

13 賠償費用などの事故リスク対応コスト、税金による技術開発コスト、原発建設地への税金による立地交付金など。

14 2014年のコスト検証WGでは、2014年の試算における原発の総発電電力量は、その時点（2014年）においては全基停止していることから、すでに廃止された炉を除く43基にかかるものと仮定しています。つまり、計算の根拠となる「総発電電力量」は「稼働している、もしくは稼働が見込まれる原発からの総発電電力量に限られる」という考え方をとっています。逆に考えると「稼働が見込まれない炉」は計算から除外することが必要ということになります。したがって、諏訪・歌川（2021）も、この考え方を踏襲し、aと名づけたケースの場合、廃炉数を2020年時点の24基に合わせることで認可出力総量を推定し、政策経費はこれにかかるとして計算しています。具体的には、新設も含めた合計60基 5,479.9万kW - 廃炉決定24基 1,742万kW = 3,737.6万kW（36基）をもとに、設備利用率70%で年間の発電電力量を求めて2,292億kWhとしています（WGの43基ベースでは2,578億kWh）。一方、bと名づけたケースでは、政策経費は、現時点では稼働している原発にしか活用されていないと考えて、再稼働9基認可出力913万kWのうち、定期点検中の4基354万kWを除いた約560万kWで考えています（2020年5月段階）。

表3 既設原発の発電コスト（建設費ゼロの場合）

		40年運転	60年運転	フル 60年運転	
再稼働	関西電力	高浜3	11.7	11.1	11.1
		高浜4	10.5	10.1	10.1
		大飯3	11.6	10.9	10.8
		大飯4	9.7	9.2	9.2
		美浜3	-	11.8	11.6
	四国電力	伊方3	13.4	12.5	12.4
	九州電力	玄海3	12.2	11.3	11.2
		玄海4	11.2	10.5	10.4
		川内1	12.2	11.6	11.6
		川内2	11.6	11.1	11.0
未稼働	北海道電力	泊1	16.4	15.3	15.0
		泊2	14.5	13.6	13.4
		泊3	15.5	13.6	13.2
	東北電力	女川2	23.1	20.5	19.7
		東通	14.2	12.5	12.1
	東京電力	柏崎刈羽6	17.0	15.2	14.7
		柏崎刈羽7	17.1	15.1	14.6
	中部電力	浜岡3	12.7	11.7	11.4
		浜岡4	12.5	11.5	11.2
	北陸電力	志賀2	16.1	13.7	13.1
	関西電力	高浜1	-	10.8	10.5
		高浜2	-	10.8	10.6
	中国電力	島根2	16.3	15.1	14.7
	日本原子力発電	東海第二	-	10.7	10.4
		敦賀2	11.1	10.3	10.1

(注)発電コスト検証WG資料、各電力会社資料などを基に筆者試算。
実際の発電コストを示すものではない。未申請未稼働の8基を除く

注：単位は円/kWh。建設費はゼロとして、2011年度以降に要した費用のみ想定し、追加的安全対策費、運転保守費、燃料費、社会的費用（2016年12月に21.5兆円と試算）を考慮。計算方法は発電コスト検証WGの計算方法を基本とし、2021年度以降全機再稼働し、その後は訴訟等による停止はなく、2010年度以前の平均設備利用率70%を達成し、40年および60年運転を想定（フル60年は、停止期間を運転期間から差し引いて、フルに60年間運転した場合）。追加的安全対策投資額は、原子炉ごとに考慮し、停止期間も同様に考慮。なお、政府コスト検証WGでの原発発電コスト試算（建設費含む）は、2015年度が10.1円、2021年度11.5円（2020年）と11.7円（2030年）になっている。

出典：大島（2022）

表4 既設原発の発電コスト（建設費ゼロの場合）

各想定の種類	コスト（円/kWh）
2020年コスト検証WG評価額	10.1
2020年（被害想定額政府試算ケース・a）	11.4
2020年（被害想定額民間試算最小値ケース・a）	12.0
2020年（被害想定額民間試算最大値ケース・a）	13.7
2020年（被害想定額政府試算ケース・b）	16.1
2020年（被害想定額民間試算最小値ケース・b）	16.6
2020年（被害想定額民間試算最大値ケース・b）	18.4

注：民間試算は日本経済研究センター（2019）の数値。a、bなどに関しては脚注14を参照のこと。

出典：諏訪・歌川（2021）

さらに、松久保（2023）は、現在（2023年5月）、値上げを申請している東京電力エナジーパートナー（東京電力 EP）を例に原発再稼働の電力価格引き下げ効果を検証し、下記のような結果を示しています。

- 東京電力 EP の値上げ申請によれば、原発再稼働による kWh あたり削減効果は 0.47 円/kWh。原発再稼働による一般家庭 1 世帯当たりの電気代削減効果は月額 122 円（年額 1,464 円）。
- 東京電力 EP の申請では、原子力購入電力料¹⁵は 4,961 億円、販売電力量は 1,902 億 kWh。販売電力 1kWh に占める原子力購入電力料は 2.61 円/kWh となる。一般家庭 1 世帯当たりの原子力負担は月額 679 円、年額だと 8,148 円。
- 東京電力 EP の申請によれば、原子力購入電力料は 4,961 億円。原子力購入電力量は柏崎刈羽原発 6・7 号機からの発電電力量 119 億 kWh のみ。原発からの電力購入単価は 41.69 円/kWh となる。電力市場での調達価格は 20.97 円/kWh と見込むので、原発の電力購入単価は市場価格の約 2 倍。

すなわち、原発維持コストは原発再稼働による電気代削減よりも大きく、原発の電力購入単価は市場価格より 2 倍も大きいのが現状です。

以上から、1) 新設コスト（LCOE）で比べたら再エネよりも原発が高いことは、ほぼすべての研究やデータで一致している、2) 再エネ（太陽光と風力）の新設コストと原発の運転コストとの比較では、2020 年の IEA レポート（IEA/OECD NEA2020）では原発の運転コストの方が安いとしているものの、2021 年の Lazard（2021）では、原発の運転コストよりも再エネ（太陽光と風力）の新設コストの方が安いとしている、3) より新しい IEA（2022a）では再エネと蓄電池を組み合わせた発電コストでも原発の運転コストとほぼ同じになっている、4) 同じくより新しい 2022 年の IEA（2022b）では、発電コスト比とほぼ同じ温室効果ガス排出削減コスト比に関して、再エネ（太陽光と風力）の新設は原発の運転延長に比較して約 6 分の 1 の削減コストである（質問 4 の答えで後述）、5) 日本の具体的な個別の原発においても、既設原発の発電コストは再エネの新設コストと同じレベルになりつつあり、原発維持コストは原発再稼働による電気代削減よりも大きく、原発の電力購入単価は電力市場価格よりも大きい、などと整理できます。

さらに、原発には固有のリスクやコストがあります。例えば、原発を使い続ければ事故リスク、核拡散リスク、攻撃対象となるリスク、放射性廃棄物などは確実に増大します。放射性廃棄物に関しては、現在、日本全国に 33 基ある原子力発電所のうち 14 基で使用済み核燃料を収納するプール施設が満杯に近い状態になっています。核燃料サイクル政策の下、使用済み核燃料は、青森県六ヶ所村の再処理工場に送ることになっていますが、現在（2023年5月）、この工場が 26 回の完成延期を繰り返すなど一向に稼働していません。特に日本は大きな地震に見舞われる可能性が高い地震国であり、原発施設の地震対策が不十分ということも考慮すれば、日本で原発を使い続けることの合理性は大きくないと思われま¹⁶。

15 原子力購入電力料は、核燃料費等と基本料金に分けられ、含まれるのは、東京電力 HD の保有する原発の維持コストや燃料コスト、購入契約を結んでいる東北電力東通原発 1 号機・女川原発 3 号機、日本原電東海第二原発のコストです。なお東京電力 EP の購入割合は東北電力分が 50%、日本原電分が 80%となっています。

16 樋口（2021）によると、日本の原発の耐震基準は最大で約 600～1,000 ガルの揺れを前提として設けられており、これは日本の一般住宅の耐震基準よりも低い数値です。例えば、大飯原発の耐震設計基準は当初 405 ガルで、今は 856 ガルです。そして、2005 年以降、日本の原発立地地域では、安全対策の基準を超える大きな地震が少なくとも 5 回起きています。

また、前述のように、原発稼働のコストも決して安いものではなく電力会社にとっては大きな負担になっています。そもそも電気料金は、化石燃料の価格変化、個別の経営資産の価値評価、事業ポートフォリオ、財務状況など多くの要素が関わるものであり、単純に「原発再稼働→電気料金低下」という図式が成り立つかは疑問です。

それでは、なぜ政府や電力会社は「原発再稼働すれば電気料金は低下」を言い続けるのでしょうか。第一の理由は、言うまでもなくそのようなストーリーを作ることによって原発再稼働を進めるためでしょう。そのためには、本音では、原発再稼働しても値上げしたいものの、電力会社ががまんして電気料金の値上げを申請しないことは容易に推察されます。第二の理由は、原発のコストに含まれるべきものが入っていないことがあります。例えば、原発事故に対する保険は本来であれば事業者が加入するはずですが、そのような保険には入っていません。また、原発事故や放射性廃棄物処理に関しても、十分なコスト想定がなされていると考えるのは困難です。少なくとも、「会計保守主義の原則¹⁷⁾」には反していることは明らかです。さらに、原発に対しては、これまでも、また今でも、さまざまなかたちで、税金や電気料金として国民がお金を支払っています。しかし、それらはなかなか見えにくいものになっています。

以下では、まず、しばしば国民負担が問題とされる再エネ賦課金について述べます。次に、実は見えないかたちで大きな額になっている原発の国民負担を明らかにします。

3) 再エネ賦課金

電気料金のレシートを見ると再エネ固定価格買取制度 (FIT) による再エネ賦課金が出しされているので、再エネだけにお金を余分に払っているという印象を持つ人が多いです。しかし、これは誤解です。

FIT は、1978 年に米国で最初に導入された後、ドイツなどでも導入され、再エネの大量普及および生産コスト低下に成功しました。この結果を踏まえ、現在では多くの学術的報告や公的機関がその優位性を認めています。採用国数は特に 2005 年以降に急増し、日本が導入する前の 2009 年時点では少なくとも 50 以上の国々と 25 以上の州・地域で採用されていました。

この FIT による再エネ賦課金は、短期間で再エネを普及させることを目的として導入された制度であり、買取価格は供給量や価格を考慮しつつ、だんだん小さくなっていき、一定期間後にはゼロとなります。実際に、ドイツなどでは 2020 年代前半で再エネ賦課金の大幅な低下が想定されており、主要国の中でも最も導入が遅かった日本でも 2030 年頃をピークに大幅に下がることが予想されています。

日本は他国に比べて大幅に FIT 導入が遅れただけでなく、賦課金の額や認証方法等に関する当初の制度設計に問題がありました¹⁸⁾。日本での再エネの価格は国際価格に比較してまだ高いので

17 企業の財政に不利な影響を及ぼす可能性がある場合には、これに備えて適当に健全な会計処理をしなければならないとする企業会計の一般原則。

18 当初の太陽光発電への買取価格がそのときの状況を考慮しても高すぎ、かつ認可時期と建設時期のずれを許容したことも大きな禍根を残しました。現在、賦課金の大部分を、この初期の高額の太陽光発電への買い取り金が占めています。なお、日本で再エネが高いのは、原発が優先され、供給が需給を上回った場合に再エネ発電が出力抑制される制度や原発や火力発電を補助金などで温存するような制度が存在していることなども大きな要因です。ある程度の再エネの出力抑制は必要ではあるものの、その量が不確定で大きくなれば、再エネ電力を供給しようとする業者にとってはコスト高になります。また、原発や火力発電への補助金などの政策的支援は再エネの導入量を減らすことで、再エネの導入量増加による価格低下を妨げます。

すが、このような制度設計によって競争原理がうまく機能しなかったことも大きな要因であり、それは賦課金の大きさにも影響しています。

それでも、現政府でさえも、2021年の発電コストWGの試算において2030年には再エネが最も安価になるとしました。再エネ普及を阻害している電力市場の是正や電力自由化の徹底などを実施すれば、より早期に安くなります¹⁹。

また、日本では原発に対しても、下記で示すようなさまざまな補助金あるいは税金がつぎ込まれています。しかし、それらは再エネ賦課金のように電気料金の中に見えるようにはなっていません。

4) 原発への見えない国民負担

図7は、毎年の原子力白書などのデータから計算した政府原子力関連予算の推移を示しており、原子力に関してはこれまで約19兆円の国費が公的資金として支出されていたことがわかります。

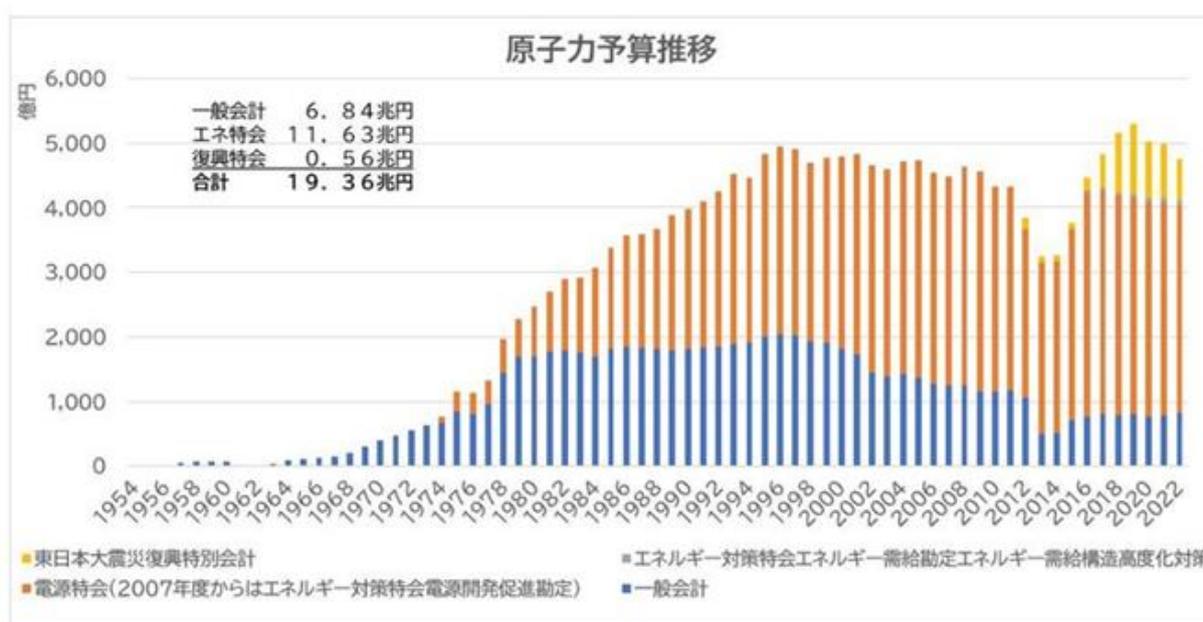


図7 国の原子力関連予算の推移

出典：原子力白書などをもとに原子力資料情報室の松久保肇氏作成

19 2022年4月からFIT制度はFIP制度に変わっています。FIP制度とは「フィードインプレミアム(Feed in Premium)」の略称で、発電事業者が再エネで発電した電力を卸電力取引市場で自由に売電させ、そこで得られる売電収入に「あらかじめ定める売電収入の基準となる価格(FIP価格)と市場価格に基づく価格(参照価格)の差額(=プレミアム)×売電量」の金額を上乗せして交付する制度です。FIT制度のように、固定価格で買い取るのではなく、再エネ発電事業者が卸市場などで売電したとき、その売電価格に対して一定の補助額(プレミアム)を上乗せすることで、再エネ導入を促進すると政府は説明しています。具体的には、政府は、1) プレミアム分は電気使用者から徴収する賦課金で賄われるものの、FIT制度と比べると比較的少ない金額に抑えることができる、2) 参照価格は一定期間(1ヶ月~1年程度)毎に変更することで、事業者の投資予見性確保と、市場価格を意識した発電行動促進の両立が実現できる、などとしています。

また、大島（2023）は、福島第一原発事故後（2011～2020 年度）の原発の維持費は約 17 兆円、国の原子力関連予算は約 4.3 兆円、事故対策コストは廃炉コストとして 8 兆円（放射性廃棄物の費用は含まず、今後も増加する可能性が大きい）として、原発事故後に原発にかかっている（ないし判明している）コストは総額で約 33 兆円と計算しています。これを日本の人口で割ると、一人約 27 万円で、平均世帯（2020 年、約 2.4 人）でみると世帯あたり約 65 万円の負担となります。

これらに対して、再エネの予算などに関する包括的な政府統計は存在しません。断片的には、再エネ予算（政策費用）は、政府の発電コスト検証 WG の報告書によると、2011 年度 1692 億、2015 年度 505 億円、2020 年度 608 億円となっています。また、田中（2019）は 2019 年エネルギー予算の約 4%の約 758 億円が再エネ分に分類され、その 7 割が技術開発、残りの約 3 割が普及に分類されるとしています²⁰。したがって、日本では再エネに毎年数百億円が政策費用として計上され、その多くが研究開発向けだと推定されます。

図 8 は、上記のような状況を示したものです。

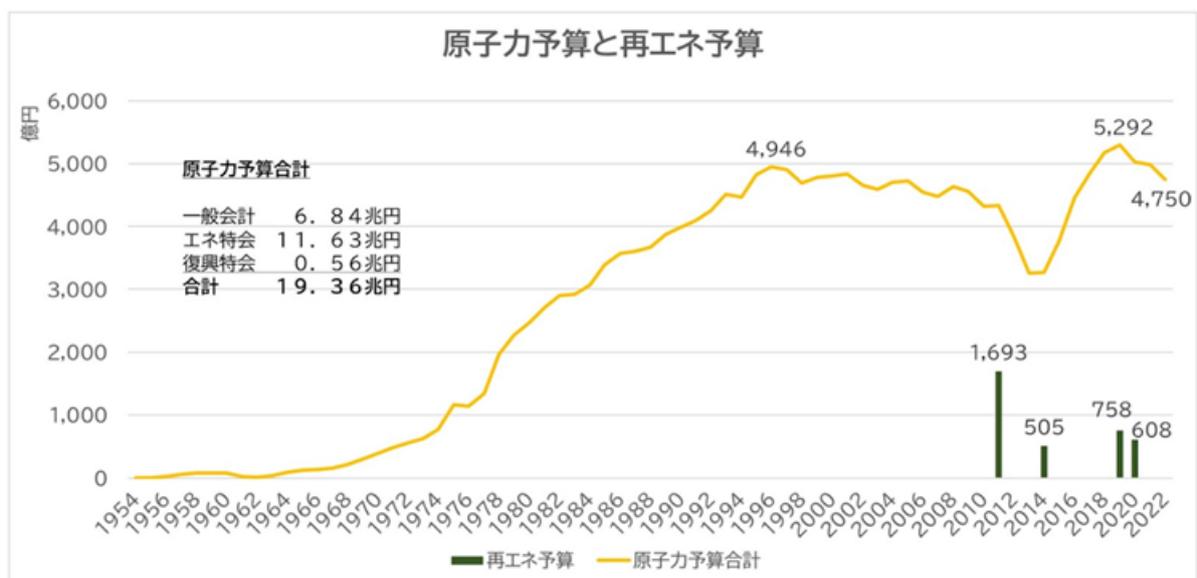


図 8 原子力関連予算と再エネ予算の比較

注：原子力予算は図 7 と同じで、再エネ予算（政策費用）はデータがある 4 年分だけを示している（再エネ予算は大型水力を除く）

出典：原子力資料情報室松久保肇氏作成を一部改変

図 9 は、1974～2021 年の間に、日本において国民の税金を原資として政府が支出しているエネルギー関連の研究開発予算の再エネと原発の比較です。これより再エネに比較して多くの研究開発費が原発に実質的な国からの補助金として付与されたことがわかります。

20 田中（2019）によると、1) エネルギー関連予算の約 8 割が、福島原発事故対応を含む原子力・化石燃料関係、2) 分散型エネルギー予算の 6 割が技術開発・実証実験等、3) 省エネ・再エネの普及に充てられている予算はエネルギー関連予算の 7%程度、4) 福島原発事故対応を除くと、省庁別エネルギー予算のうち、7 割を経済産業省、9 割を経済産業省・文科省・規制庁が占めている、というのが 2019 年度の日本のエネルギー関連の政府予算の状況です。これらは、過去においても同様の傾向であったと考えられ、政府予算において原発・化石燃料重視が長く続いていることがわかります。



図9 国のエネルギー関連研究開発予算 (1974~2021年)

出典：IEA Energy Technology RD&D Budget Database 各年版より原子力資料情報室 松久保肇氏作成

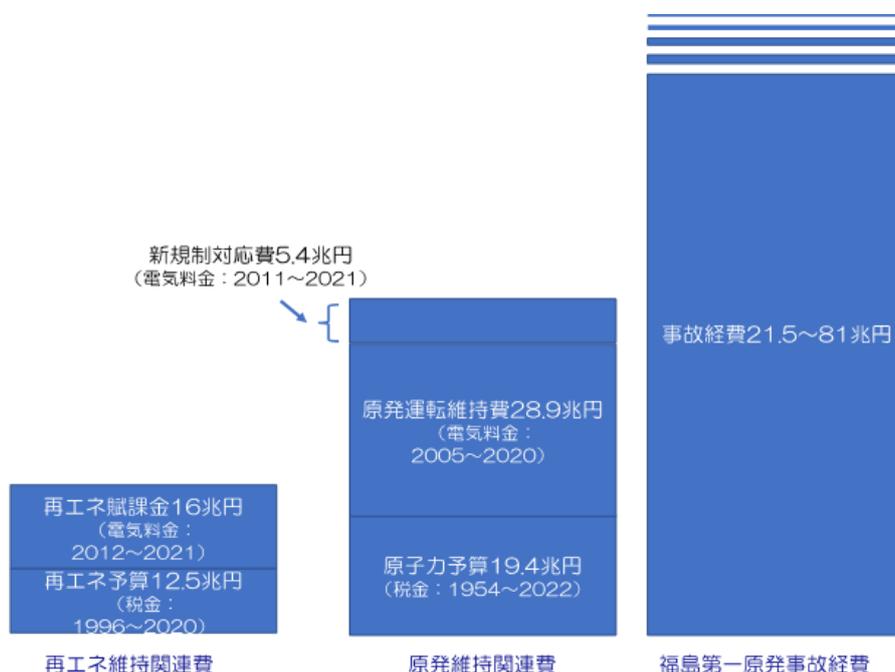


図10 再エネと原発の国民負担比較図

注：再エネ予算は1996年から2020年までの25年間で毎年500億円が支出されたと推定しています。事故経費は、政府想定21.5兆円を下限、日本経済研究センター（2019）による推定上限額（81兆円）を上限としました。なお、この図はあくまでも全体的なイメージを示す略図です。事故経費の一部はすでに原子力予算などに含まれているなど、重複している部分はあります。一方で、算入されていない費用もあります。
出典：筆者作成

図10は、以上を整理した再エネと原発に対する国民負担の全体像を示しています。

すなわち、原発に対しては再エネよりもはるかに多くの公的資金および電気料金が支払われていると言えます。そして、福島第一原発事故を経験した日本は、今後数十年にわたって数十兆円という事故費用を払い続けることになります。

■質問2 世界的にも原発に回帰しているのではないのでしょうか？ EU も EU タクソノミーなどで原発推進を決めたではありませんか？

□答え： それは誤解です。日本でも世界でも原発産業の凋落は明らかです。世界での原発発電電力量は総発電電力量の 10%以下であり、減少傾向が続いています（WNISR 2022）。ロシアとウクライナとの戦争によって、原発が攻撃対象となるリスクも増大した今、（核燃料技術をロシアに依存することを想定していた）EU タクソノミーの意義は失われています。

◆解説：

世界全体での原発の発電電力量および発電割合のピークは、それぞれ 2006 年と 1996 年でした²¹。それ以降、原発による発電は停滞しており、多くの原発企業は撤退を余儀なくされています。例えば、2019 年 1 月 17 日、日立製作所が、主に経済的な理由で、英国での原発建設計画の凍結および 2019 年 3 月期の 3 千億円の損失計上を正式に決めました。これで、ベトナム、リトアニア、米国、トルコなどにおいて日本が官民で手がけた原発輸出計画はすべて頓挫しました。凋落は、日本企業だけではありません。フィンランドなどでの原発建設に関わった仏メーカーのアレバも経営困難から仏政府の救済を仰いで企業再編を余儀なくされており、東芝の米原発子会社だったウェスチングハウスが、経営破たんしたのも記憶に新しいところです。

原発は、前述のように発電電力量および発電割合も、すでに 2000 年代までにピークを迎えています。その衰退傾向に、2011 年の日本での原発事故が拍車をかけました。今では、業界関係者も大きな未来を見ていません。例えば、2018 年 4 月 12 日、米原発最大手エクセロンの上級副社長 William Von Hoene は、「原発はコストが高すぎるため（小型炉・新型炉を含め）これ以上の米国での新設はないだろう」と発言しています（S&P Global 2018）。

このような状況は米国に限ったことではなく、日本でも、例えば、田中伸男元国際エネルギー機関（IEA）事務局長が「大型原子力発電は、再エネに対しての競争力は持たない」と発言しています（朝日新聞 2018 年 7 月 24 日）。また、田中俊一元原子力規制委員会委員長も、質問 5 でも言及する小型炉（小型モジュール炉）に関して「（前略）、小型モジュール炉であっても、求められる安全性は従来の大型原発と同じだと指摘。経済性が成り立たないことは、中小型炉が長年実用化に至っていないことから明らかで、「電力会社は全く見向きもしないと思う」（後略）」（ブルームバーグニュース 2022 年 6 月 10 日²²）と述べています。

約 15 年前、米国で「原子カルネサンス」という言葉が生まれ、「原発復活」の機運が世界に広がりました。米国での新設構想は一時約 30 基まで積み上がったものの、その後、計画の凍結・撤退が相次ぎ、実際に着工したのは 4 基で、そのうちの 2 基（サマー原発 2、3 号機）は、コスト上昇を理由に建設途中で計画が中止されました。したがって、今でも建設工事が続いているのは 2 基（ボーグル原発 3、4 号機）だけです。この 2 つも 2013 年着工で稼働予定は 2019 年だったものの、現時点（2023 年 5 月）でも商業運転を開始していません。すなわち、いわゆる大型の原発

21 <https://ourworldindata.org/electricity-mix>

22 <https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2022-06-10/RD4T7ZDWRGG001>

の建設は極めて難しいのが米国および世界の現状です。

日本でも話題になった EU タクソノミーでは、気候変動対策に資する技術として原発と天然ガスがリストアップされましたが、これはロシアのフランスへのロビーイングのもと、タクソノミーに原発を入れないフランスと天然ガスを入れないドイツの妥協の産物です。実際には、策定の過程で EU 加盟国の間で激しい議論があり、今でもいくつかの反原発の国（オーストリアやルクセンブルクなど）と環境 NGO は欧州司法裁判所などへの訴訟を計画しています。

また、原発の新設に関して EU タクソノミーは、1) 加盟国が、放射性廃棄物の管理と廃炉に関する基金を創設している、2) 加盟国が高レベル放射性廃棄物に関して、2050 年に運転している処分場を有する計画がある²³、3) 加盟国が高レベル以外の放射性廃棄物について、運転している最終処分場を有する、などが条件となっており、これはかなり高いハードルであり、欧州の原発の業界団体である Foratom も、「いくつかの条件をクリアするのは非常に難しい」と不満を示しています²⁴。一方、日本の GX 基本方針は条件や基準が曖昧で、再処理や新型炉など過去の失敗が反省なく含まれていて、かつガバナンス体制が不十分なことも問題です。

現在、EU をはじめ多くの国がロシアの核燃料や核技術に依存しています。2022 年 5 月、グリーンピースフランスは、EU タクソノミーによってロシアが得る利益を、1) 天然ガスでは年間 40 億ユーロの追加収入（2030 年までに合計 320 億ユーロ）、2) 原発ではロシア国営原子力会社ロスアトム の 5000 億ユーロの売り上げ増加、と推定しています（Greenpeace France 2022）。これらをもとに、侵略されたウクライナの活動家や政治家は、「EU タクソノミーはプーチンへの贈り物になる」として欧州議会メンバーに拒否を要請していました²⁵。周知のように、現在、2022 年からのロシアとウクライナとの戦争によって、エネルギーをめぐる地政学的状況が大きく変化しています。戦時においては原発が攻撃対象となるリスクが増大した今、「EU タクソノミーは死んだ」と言う EU 関係者は少なくありません。

23 2023 年 5 月時点では、フィンランドとスウェーデンでのみ高レベル放射性廃棄物処分場の建設が進んでいます（スウェーデンはまだ政府が認可した段階です）。日本と同様に欧州でも高レベル放射性廃棄物を受け入れる自治体は少なく、建設は極めて難しいのが実情です。

24 <https://world-nuclear-news.org/Articles/European-Commission-presents-text-of-taxonomy-CDA>

25 ウクライナは現時点での原発依存度が高く、そのため国全体としては原発推進の立場をとっています。

■質問3 原発はCO₂を出さないのですか？ クリーンあるいはグリーンなのですか？

□答え： 石炭火力などの化石燃料発電に比較すると再エネと同じレベルで運転時にCO₂排出が少ないのは確かです。しかし、原料の採掘・輸送・建設・再処理を含むライフサイクルで考えるとCO₂排出はゼロではなく、その数値には前提の置き方で幅があります。また、原発は、他の汚染物質も排出し、環境汚染につながるさまざまなリスクが大きく、独占企業による利権や不正が生まれやすい発電エネルギー技術です。したがって、クリーンあるいはグリーンと呼ぶのはかなり難しいと言えます。

◆解説：

原子力発電は、ウラン燃料が核分裂したときに発生する熱を利用して発電しているため、太陽光発電や風力発電と同じように発電時にCO₂を排出しないのは確かです。一方、原料の採掘・輸送・建設・再処理を含むライフサイクルで考えた場合のCO₂排出量はゼロではなく、その値として、日本では電力中央研究所の数値（最新版は電力中央研究所 2016）がよく引用されます。

この電力中央研究所（2016）によると、例えば石炭火力が943g-CO₂/kWh（送電端）に対して、太陽光（住宅用）は38g-CO₂/kWh（送電端）、風力（陸上一基設置）は26g-CO₂/kWh（送電端）、原発（加圧型）は20g-CO₂/kWh（送電端）、地熱は13g-CO₂/kWh（送電端）、中小水力11g-CO₂/kWh（送電端）となっています。

ただし、電力中央研究所の計算では、原発に関して使用済み核燃料の再処理をおこなうことを前提としています。世界的な研究で、多くの先行研究を比較検証している Warner and Hearth（2012）によると、さまざまな前提の違いなどによって、原発のライフサイクルで考えた排出量は9～110g-CO₂/kWhと幅があるとしています。

なお、原発運転中には、放射性ヨウ素、トリチウムなど放射性廃棄物が発生します。また、原子力に関してはJCO ウラン工場臨界事故、志賀原発臨界事故と隠蔽（北陸電力）、長期にわたる管理ミスによる美浜3号基ギロチン破断（関西電力）、もんじゅナトリウム漏れとその隠蔽（動燃）など、事故を起こすだけでなく、それを隠蔽してきた歴史があります。この他にも東電による不正やデータ改竄問題、316件にもものぼる発電設備データ改竄など原発に直接関わる分野で不正もありました。さらに、原発立地をめぐる金品受領（関電）など電力事業全般に関して不正がおこなわれてきました。このように、原子力は、大規模発電であり、かつ独占企業が関わるため、利権が発生しやすく、技術的に問題があるだけでなく倫理的にも問題がある電源だと言えます。

以上のことから、クリーンやグリーン²⁶とは言いにくいのが原発です。

26 筆者の知る限り、これまで日本政府は原発を「クリーン」とは言っていました。今回のGX基本方針において初めて原発に対して「グリーン」という言葉を使うようになったように思われます。もちろん、誰がどのような言葉を使うか、あるいは造るかは、ある程度は自由度があります。しかし、GX（グリーントランスフォーメーション）という日本政府による造語に対して違和感を持つ人は少なくなく、2023年4月に日本の札幌市で開かれていた主要7カ国（G7）の気候・エネルギー・環境相会合でも、日本政府は「GX」という言葉を共同声明に入れようとしたものの、その曖昧さなどから各国が反対し、最終的には共同声明には盛り込まれませんでした（ブルームバーグニュース 2023年4月17日）。また、本稿の質問17の答えで後述しますが、環境金融の世界では、日本政府が言う「トランジション」と「グリーン」は異なるものと認識されており、無理やりくっつけた感がある言葉に対してはグリーンウォッシュと認識される可能性があります（ブルームバーグニュース 2022年11月18日）。

■質問4 原発新設、あるいはすでにある原発を使う方が温暖化対策に有効ではないですか？

□答え： まったく逆で、原発を使うことによって温暖化対策を遅らせることになります。

◆解説：

CO₂ 排出が少ない発電エネルギー技術はたくさんあります。その中で、原発は極めて非合理的な選択肢です。なぜならば、質問1の答えで述べたように、まず原発と再エネの発電コストの差は数倍から数十倍もあるからです。すなわち、両方ともゼロエミッション電源と考えたとき、同じ金額を再エネや省エネにかけた場合と比べて、原発新設によるCO₂排出削減量はわずかに数分の1から数十分の1で、かつそれが実現されるのは十数年後です。

最近では、IEA が同趣旨、すなわち温室効果ガス排出削減コスト²⁷に関して、原発運転延長(nuclear lifetime extension)のコストは17.0USD/t-CO₂、事業用太陽光は2.9USD/t-CO₂という数値を発表しています(IEA2022b。図11)。これは、同じ費用で、事業用太陽光が原発運転延長に比較して約6倍の温室効果ガス排出量の削減を実現することを意味し、雇用創出効果を考慮しなくても事業用太陽光の方が温暖化対策としてはるかに経済合理性があることを示しています。また、同じく図11で示されているように陸上風力新設も原発運転延長と競合できるような温室効果ガス排出削減コストのレベルになっており、洋上風力新設も昨今の急激な発電コスト低下によって、将来的には原発運転延長に近いレベルの排出削減コストとなることが予想されます。

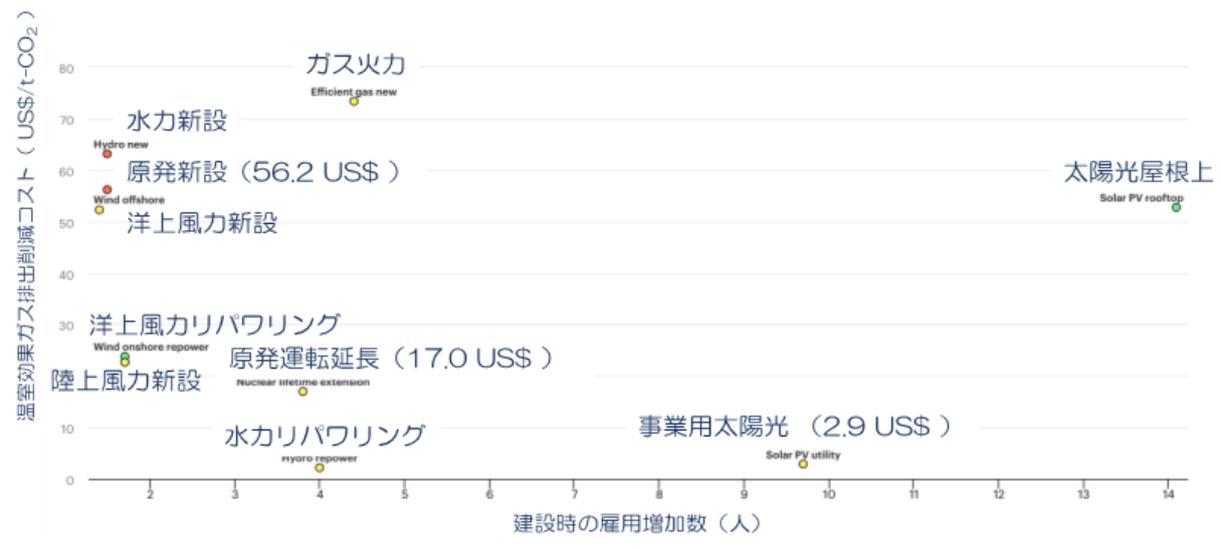


図11 IEAによる原発運転延長を含めた各発電エネルギー技術の温室効果ガス排出削減コストおよび雇用創出効果
出典：IEA (2022b)

27 一定量の温室効果ガス排出を削減するためのコストで、ドル/CO₂トンなどで表され、温暖化対策としての経済合理性の大きさを示します。多くの場合、原発も再エネもほぼゼロエミッションという想定なので、実質的には発電コストの違いが温室効果ガス排出削減コストの違いの大きな部分を占めています。CO₂排出削減量は、例えば太陽光発電で代替されなかったら化石燃料中心の電源ミックスが続くので、太陽光で代替された場合に比較してCO₂排出量は多くなってしまいます。この代替された場合と代替されなかった場合の排出量の差が排出削減量となります。なので、これを分母にして実際の事業コストを割ったのが削減コスト(ドル/CO₂トン)です。

世界の科学者による「気候変動に対する政府間パネル (IPCC)」も、最新の 2021 年の第 6 次評価報告書で「2030 年までの対策を考えた場合、原発はコストが高く、温室効果ガスの削減ポテンシャルは小さい」としています (図 12)。

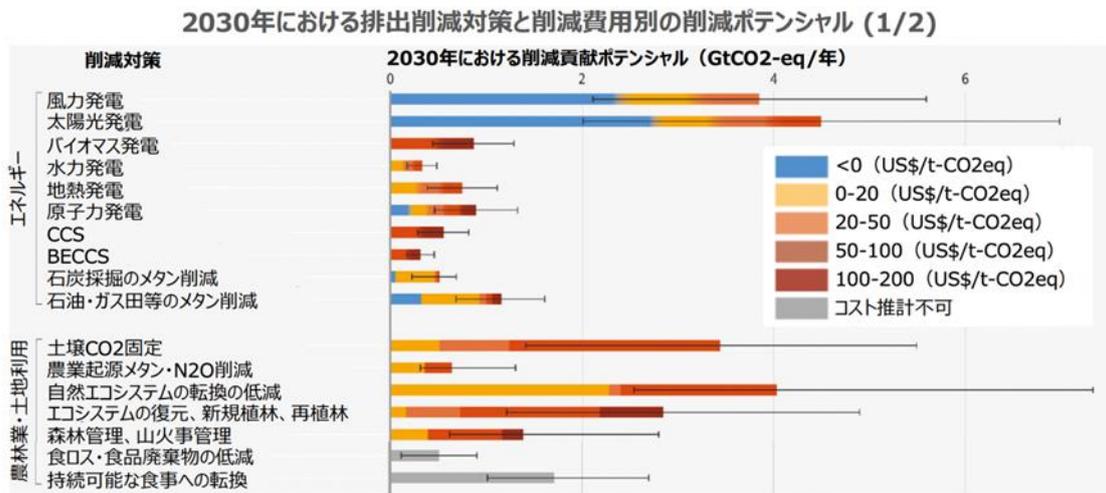


図 12 2030 年における排出削減対策と削減費用別の削減ポテンシャル

出典：国立環境研究所「IPCC 第 6 次報告書第 3 作業部会報告書政策決定者向け要約解説資料」2022 年 4 月 5 日

https://www-iam.nies.go.jp/aim/pdf/IPCC_AR6_WG3_SPM_230227.pdf

さらに前述のように、原発の場合は、事故リスク、核拡散リスク、戦争時に敵国やテロリストから攻撃対象となるリスク、放射性廃棄物の管理などの固有のリスクや問題が山積しています。温室効果ガス排出削減のコストおよびスピード（排出削減が実現されるまでの時間）で同等であれば、他の属性で再エネや省エネなどと合理的な選択肢として比較が可能です。しかし、コストとスピードで同等でない上に、このような固有の問題を持つのが原発です。

すなわち、原発は気候変動対策としては、高すぎて、少なすぎて、遅すぎて、危険すぎて、不確実すぎるといのが多くの専門家の評価であり、限られた資金を原発に投資するというのは、実質的に気候変動対策を遅らせることとなります。合理性という意味で明らかに間違った選択だと言えます。

■質問5 原発推進の英国は、原発のおかげで CO₂ 排出量が減っているのではないですか？
一方、脱原発を表明しているドイツはエネルギー転換で失敗していて、電気をフランスから輸入しているではありませんか？

□答え： それは誤解です。英国は原発によって CO₂ 排出量を減らしたのではなく、ドイツのエネルギー転換も失敗していません。2023 年 4 月 15 日、ドイツは、残っていた 3 つの原発の稼働を停止させて、完全に脱原発しました。日本でも原発発電量は減少しているのに関わらず、CO₂ 排出量は減っています。

◆解説：

英国で CO₂ 削減に成功している要因は原発ではありません²⁸。英国における原発の発電電力量は、1998 年に最大値を記録したあと、2017 年時点では約 3 割減少しました（図 13）。それにも関わらず、英国での同期間の CO₂ 排出量は約 3 割減少しています。

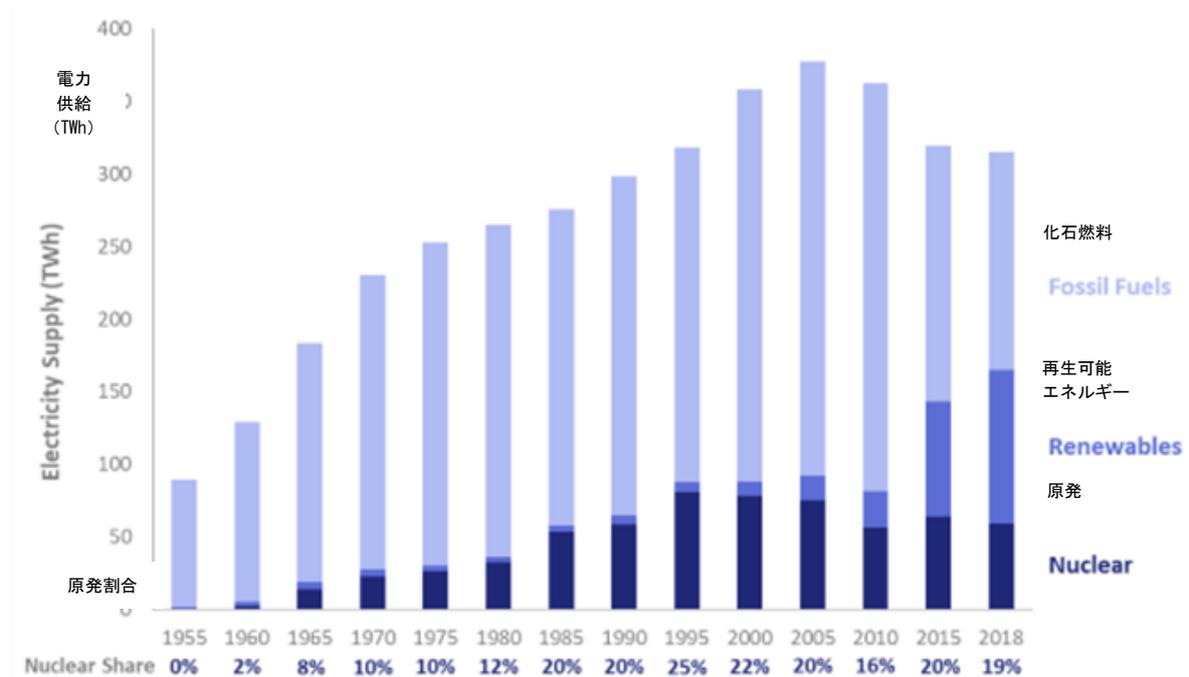


図 13 英国における電源別電力供給量および割合の推移

出典：UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019)

28 英国は、現在、電力の約 15%を約 650 万 kW の原発でまかなっています。既存の原発のほとんどは 10 年以内に廃止される予定で、フランス電力（EDF）の英国子会社の EDF エナジー社が英国で約 20 年ぶりの原発としてヒンクリーポイント C（HPC）発電所（172 万 kW の欧州加圧水型炉=EPR×2 基）を建設しています。しかし、送電開始日程はたびたび先送りされていて、現時点では 2027 年 6 月となっています。建設コストも、建設プロジェクトの最終投資判断を下した 2016 年 9 月当時は 196 億ポンド（約 3 兆 1,400 億円）と試算されていましたが、2019 年 9 月にこの数値は 215 億～225 億ポンド（約 3 兆 5,200 億～3 兆 6,000 億円）に改訂されました。さらに、2021 年 1 月時点の見積りでは 220 億～230 億ポンド（約 3 兆 5,300 億～3 兆 7,000 億円）に拡大し、現時点では 250 億～260 億ポンド（約 4 兆～4 兆 1,700 億円）に増加しています（原子力産業新聞 2022 年 5 月 23 日）。

また、図 14 は同じく英国での最近までの原発の発電電力量の推移を示しており、明らかに減少傾向にあります

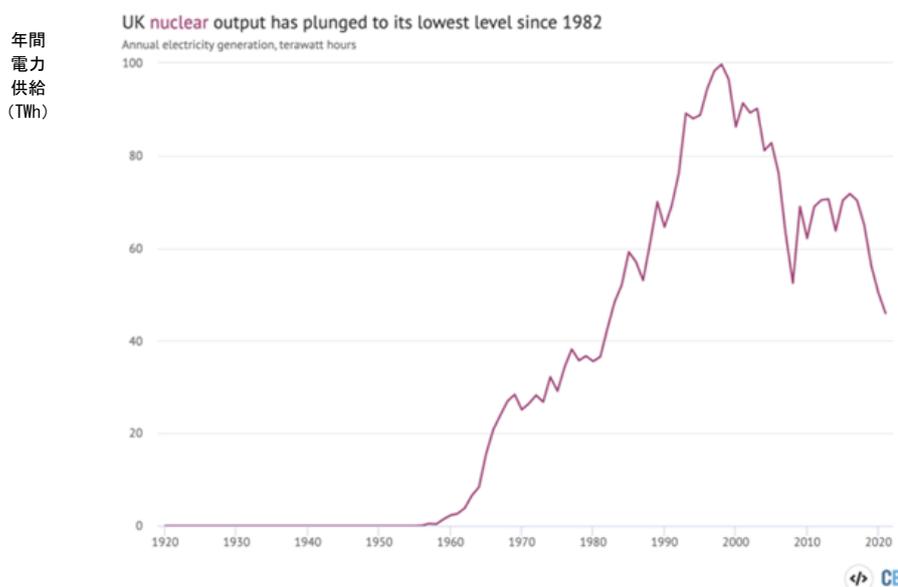


図 14 英国における原発発電電力量の推移（1950～2021 年）

出典：Carbon brief（2022）

英国は原発の拡大によって CO₂ 排出量の大幅削減を実現したのではありません。実際には、温室効果ガス排出量取引制度や炭素税などの規制のもと、省エネ、化石燃料発電の減少、石炭から天然ガスへの燃料転換、再エネの導入拡大、などによって大幅な CO₂ 削減を実現させています。

また、日本の温室効果ガス排出量、CO₂ 排出量のいずれも 2013 年をピークに一貫して減少しています。この間、原発による発電量は 2018 年、2019 年が多かったものの、その後は一貫して減少しています²⁹。したがって、日本でも原発による寄与は限定的であると考えられます。

ドイツのエネルギー・シフト政策に対する典型的な批判として、ドイツは自国内で脱原発をしながら、原発大国フランスやチェコの電力を大量に輸入しているのではないか、というものがあります（例えば、澤 2012）。また、日本の西村康稔経済産業大臣も 2023 年 4 月 14 日の記者会見で「(前略) ヨーロッパは電力の送配電網、いわゆるグリッドが張り巡らされていますので、いざドイツが電力が足りないときにはフランスから電力を買える。またその反対もあるわけです (後略)」と述べています。

しかし、フランス、チェコ、ドイツの電力輸出入をめぐる関係は下記のような状況で、少なくとも、ドイツがフランスの電力に依存しているという認識は間違いです。逆に、最近では、フランスがドイツの電力に依存しているというのが実情です。

第一に、フランスからドイツの物理的な電力輸入量は、多い時間帯でもドイツの電力消費量の 2%程度にすぎません。直近の 2022 年は、ドイツの需要最大時におけるフランスからの輸入量は

²⁹ 2021 年度は 2020 年度に比較して増加しましたが、これはコロナ禍が影響していると考えられます。

ゼロでした（安田 2023）。

第二に、欧州中央に位置するドイツは、別の隣国のオランダやオーストラリアに対しては電力の純輸出国であり、全体的にも電力の純輸出国です（輸入量は減少傾向にある一方で、輸出量は増加傾向にあります）。同じく安田（2023）によると、ドイツの2022年の需要最大時における輸出量は7.9GWで輸入は3.4GWでした。

第三に、ドイツはフランスに対しては、物理的な電力量としては純輸入国となっている年はあるものの、そのような年でも金額ベースでは純輸出額がプラスになる純輸出国になっています（Bayer 2015）。さらに、商業的な輸入（物理的にドイツに輸入された電気の一部は、ドイツ国内の送電線を使ってさらに隣の国に流れて最終消費地である隣国の輸入になります。この他国に流れる部分を差し引いたものが商業的な輸入量）で見ても、ドイツはフランスに対しては純輸出国になっています（北村 2016）。

第四に、フランスやチェコから隣国ドイツへの輸入は、両国では原発など巨大発電所のシェアが大きいことも一つの理由です。原発は出力調整が容易ではないため、電力需要が少ない時期（欧州においては夏期、あるいは夜間）に電力が余るので、フランスやチェコの発電会社は非常に安い価格で電力をドイツに引き取ってもらっています（村上 2011）。

第五に、最近になってドイツはフランスなどの隣国の電力需給が多い時期に、豊富で安い（運転費用が小さい）再エネで作られた電力を隣国に輸出しています。特にフランスは、故障や点検などで2022年夏には原発の半数近くが停止しており、フランス電力会社（EDF）によると、原発の発電電力量は、2022年は2021年の360TWh（テラワット時＝10億キロワット時）から大幅に減少して280～300TWhに、2023年は少し持ち直して300～330TWhになる予測です。フランスにおける原発の発電電力量は2005年の430TWhが最大で、それと比べて3割前後の縮小になります（ジスラー 2022）。フランスは2022年には、年間で初めて電力の輸入国になり、輸入の多くをドイツに依存しているため、ドイツからの電力供給が非常に重要になっています。このドイツからの輸入量増大の最大の要因はフランスの原発発電電力量の低下であることは計量経済学的な分析でも明らかになっています（安田 2023）。

第六に、一方でドイツは2023年4月15日までに原子力発電を撤廃するという計画のもと、2030年までに石炭火力発電を撤廃して、再エネ主体のエネルギー転換を着実に進めていました。原発の撤廃は直近の戦争によるエネルギー危機によって当初の予定（2022年末）よりも少しだけ遅れたものの³⁰、2023年4月15日に完全に実施されました。

このように、ドイツの電力輸出入をめぐる状況は複雑です。少なくとも「脱原発政策を進めているドイツは原発大国フランスから電気を買っている、だからドイツのエネルギー転換政策はおかしい」という批判は、明らかな事実誤認だと言えます。

なお、ドイツの電気代は、民生用電気の単価は確かに高いものの、省エネが進んでいるため、家庭が支払っている毎月の電気代は米国家庭とほぼ同じです（Craig 2015）。

30ドイツにおいて実際に3つの原発が代替していたのはガス需要のわずか2%であり、足りないのは電気ではなく、熱と産業利用でした。すなわち、ロシアからの天然ガス供給途絶によるエネルギー危機が、原発稼働延長によって大きく改善される状況ではありませんでした。下記 URL のハベック経産大臣へのインタビュー記事（Deutsche Welle 2022年8月21日）などを参照ください。

<https://www.dw.com/en/germany-says-full-delay-to-nuclear-phaseout-is-unlikely/a-62880769>

■質問6 小型原子炉や核融合炉は有望な技術と聞きましたが、違うのでしょうか？

□答え： 有望ではありません。小型原子炉も大型炉と同じコストやリスクの問題を抱えています。核融合炉は、発電エネルギー技術として開発されるレベルには至っていません。

◆解説：

小型原子炉 (Small Modular Reactor: SMR) も、基本的に大型原発と同じ問題を抱えています。小型原子炉は、技術的に難しく、発電コストが高く、核廃棄物を出します。これらの問題が短期間で解決される可能性は極めて小さいです。

SMR の開発で一番進んでいるのが米 NuScale 社で、現在 (2023 年 5 月)、77 メガワット 6 基を米国で建設中です。しかし、2008 年時点で、「2015～2016 年に稼働開始」と約束していたものの、現在は 2030 年に延期しています。また、95%の稼働率を前提にコスト計算し、当初は 58 米ドル/MWh と主張していたにもかかわらず、稼働率を下げた需要に追従する柔軟性があると矛盾した主張もしています。その発電コストも最近、90～100 米ドル/MWh になると修正し、導入を予定していたユタ州などの 48 自治体は、契約について再検討しています。なぜなら、米国では、再エネ+蓄電池が 77 米ドル/MWh まで低下しているからです (Makhijani 2022)。

小型原子炉の研究・開発は、基本的に政府などの補助金頼みで実施されています。日本の資源エネルギー庁 (2022) によると、米政府は 2013 年以降 530 億円、2020 年に今後 10 年間で約 1600 億円の追加支援を決定しています。また、米 NuScale 社には、日本の官民が出資 (国際協力銀行 132 億円、日揮 48 億円、IHI 22 億円) しています。

前述のように、約 15 年前、米国で「原子カルネサンス」という言葉が生まれました。しかし、実際に着工したのは 4 基で、そのうちの 2 基 (サマー原発 2、3 号機) は、コスト上昇を理由に建設途中で計画が中止されました。実際にはルネサンスは起こらず、大型炉の建設は極めて難しいのが米国および世界の現状です。

このため米国では前述のような小型炉が注目されているのですが、前述のように専門家は小型炉に将来はないと考えています。例えば、田中俊一前原子力規制委員会委員長も、「(前略)、小型モジュール炉であっても、求められる安全性は従来の大型原発と同じだと指摘。経済性が成り立たないことは、中小型炉が長年実用化に至っていないことから明らかで、「電力会社は全く見向きもしないと思う」(後略)」(ブルームバーグニュース 2022 年 6 月 10 日) と述べています。米国での小型原子炉は、コスト高や工期延長という理由で途中頓挫した米サマー原発と同じ運命をたどる可能性は高いです。

なお、昨年 2022 年に、小型炉は大型炉に比較して放射性廃棄物が多いという内容の論文 (Lindsay et al. 2022) が Proceedings of National Academy of Science (PNAS) という著名な国際誌で発表されており、小型炉の放射性廃棄物の量に関しては議論が続いています。

核融合炉も実用化や商用化はまったく見えていません。核融合に関しては、ハイテクイメージがありますが、発電の際には、原発や化石燃料発電と同じように蒸気を発生させて発電します。現在、最も進んでいるトカマク型国際熱核融合実験炉 (ITER) は発電部分を含まない実験炉にす

ぎず、発電部分の研究開発はまったく進んでいません。

核融合炉では、主な原料としては重水素とトリチウムが使われ、これらは豊富に存在すると言われています。しかし、核融合炉ではトリチウムの生産量を増加させるために中性子を増倍させるベリリウムが必要です。長期にわたって核融合エネルギーを利用し続けるためには、この未反応ベリリウムの再利用や新たな資源確保が必要になります³¹。

31 <http://www.aesj.or.jp/~fusion/aesjfnt/jp/publications/rensai1/rensai01.pdf>

■質問7 原発は飛行機が突っ込んでも大丈夫だと聞きました。本当でしょうか？ 福島第一原発のような、想定外の事故の危険性がある原発は他にもあるのでしょうか？

□答え： 飛行機が突っ込んできたら大丈夫ではありません。また、日本では地震による事故が懸念される原発が多くあります。

◆解説：

原子炉が破壊されなくても、火災などで配電、配管が壊れれば壊滅的な状況となり、原子炉はメルトダウンします。それが2011年の福島原発事故で起きたことです。また、質問1の答えで前述したように、日本の原発の耐震基準は最大で約600～1,000ガルの揺れを前提として設けられており、これは日本の一般住宅の耐震基準よりも低い数値です。例えば、大飯原発の耐震設計基準は当初405ガルで、今は856ガルです。そして、2005年以降、日本の原発立地地域では、安全対策の基準を超える大きな地震が少なくとも5回起きています（樋口2021）。

なお、前述の質問5で述べたEUタクソノミーに関してですが、EUにおいて原発を推進している国（フランス、イギリス、スウェーデン、フィンランド、オランダ、ベルギーなど）は、図15で示したように過去100年において大きな地震が起きていない国々です。このような国々と地震国日本が原発に対して異なる立場をとるのは当然かと思われま

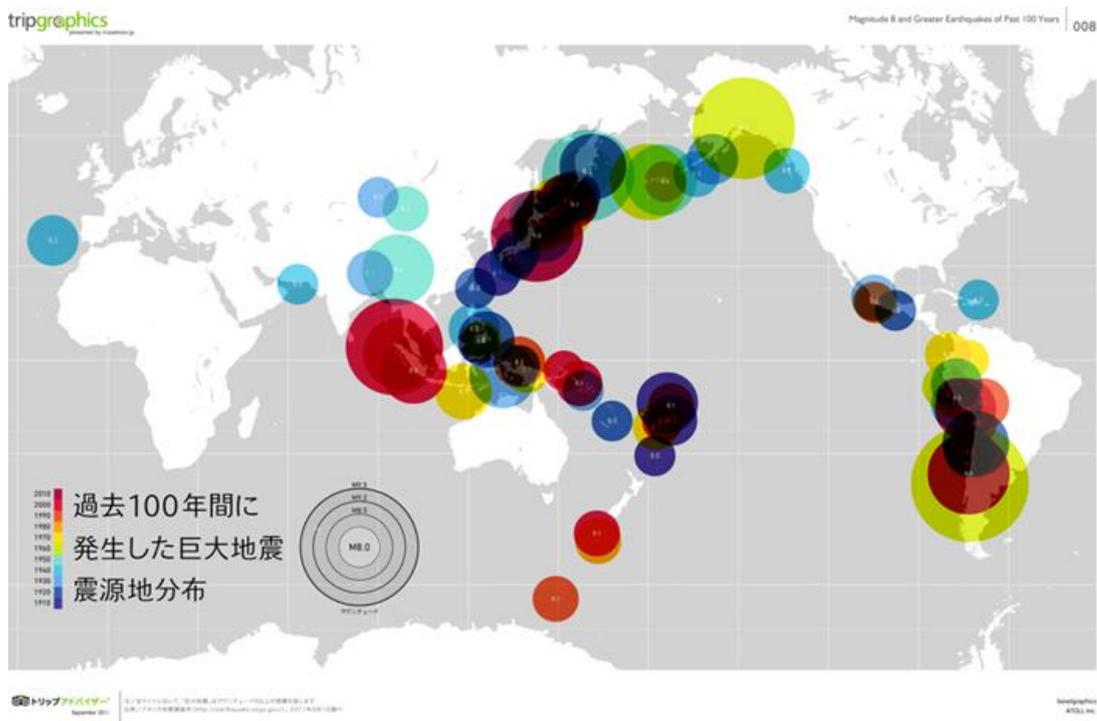


図15 過去100年間に発生した巨大地震震源地分布

出典：トリップアドバイザー，2011年8月11日

https://c1.tacdn.com/img2/langs/ja/press/tripgraphic_/tg_008f.png

注：元データは米地質調査所よるもので、2011年以前の100年間でのマグニチュード8以上の地震を示しています。

■質問8 原発があるから日本では再エネが普及しない、というのは本当でしょうか？

□答え： 本当です。日本では再エネよりも原発を優遇する制度があります。また、政府の資金供与や投資が偏れば、再エネは市場から追い出されてしまいます。

◆解説：

第一に、日本では、原子力のために確保された送電容量によって、新規の再エネ発電設備を系統に接続しにくい状況が長年にわたって続いていました（今も大きくは改善されてはいません）。このため再エネの普及が妨げられていました。

第二に、これも政府が決めた優先給電ルールによって、出力制御の順番が変動型の再エネ（太陽光・風力）よりも原子力が後になっています。欧米では限界費用によるメリットオーダー³²で出力を制御しますので、限界費用が低い変動型の再エネよりも前に原子力の出力を制御します（原発の出力制御は技術的に可能であり、実際にフランスや米国では実施されている場合もあります）。これによって欧米では再エネ普及が進みましたが、日本ではそうなっていません。

第三に、日本には容量市場³³などの原発や化石燃料発電に対する実質的な補助金制度が存在しています。

第四に、本来であれば再エネに投資すべき限られた公的資金および民間資金が原発に投資されてしまうため、再エネ普及の障害となっています。必要とされる電力需要や電力設備も限られているため、再エネが駆逐されることとなります。

実際に、世界 123 カ国、25 年間のデータを分析した Sovacool et al. (2020) によると、1) 原子力発電量の多さは CO₂ 排出削減に影響を与えない、2) 再生可能エネルギー導入量の多さは CO₂ 排出削減に影響を与える、などが明らかになっています。これは原子力発電と再エネの利用は相互に排反的であることを示しており、この論文では、実際に原子力発電に熱心な国は再エネ導入量が少なく、再エネに熱心な国は原子力発電が少ない、なども明らかにしています。

32 メリットオーダーは、追加の 1kWh を発電するためにかかる費用（限界費用）や環境価値、系統安定コストも含めて社会的コストを低い順に並べたもののことです。燃料費のかからない太陽光や風力といった再エネが、石油や石炭などの火力発電よりも低い（安い）という順序になります。

33 容量市場とは、太陽光発電などの自然変動に対する調整力や万が一の停電などを避けるために、将来必要となる電源設備の「容量」を確保するための市場のことを言います。従来の卸電力市場が発電した「電力量」（キロワット時＝kW 時）を取引するのに対して、容量市場は発電することが可能な「容量」（キロワット＝kW）を取引する市場と定義されます。容量市場の必要性はある程度はあるものの、さまざまな制度設計オプションがあり、現在の日本における制度設計に対しては、1) 再エネ主力電源化などエネルギー大転換の流れに矛盾、2) 気候危機や脱原発を無視、不適切な既存電源が生き残る、3) 旧一般電気事業者に着しく有利な不公平な市場構造、4) 消費者への無用な負担を増す恐れ、などの批判があります（飯田 2020）。

■質問9 なぜ米国、日本、フランス、イギリスなどは国策として原発を進めるのでしょうか？
将来核兵器を持てるようにするため、というのは本当でしょうか？

□答え： 原発の経済合理性は極めて小さくなっています。それでも選択しようとしている国には別の目的があり、フランスなどは、マクロン仏大統領が「核兵器産業の保護」を原発推進の目的であることを公言しています。

◆解説：

原発推進の目的は複数あります。それらの優先順位は人によって違いますし、単なる建前としての目的の場合もありますし、本音としての目的の場合もあります。前述のように、これまで、そして今でも政府や大手電力会社は、温暖化対策や経済合理性が原発推進の目的だと主張しています。しかし、本稿において、実際には原発は温暖化対策にはならず、経済合理性もないことを示してきました。このことを実際には政府や大手電力会社もある程度は理解しており、原発のコストに関しては「安い」という断定的な言い方ではなく、最近は「高くない」という言い方になっています（まだ「高い」と言うようにはなっていません）。

では、この二つの「建前としての目的」以外に考えられるのは何でしょうか。それらは、1) 利権確保や既得権益維持、2) 原発推進による核兵器転用技術ポテンシャル維持、核兵器産業保護、原子力潜水艦の開発、3) 火力発電維持の方便、などであり、これらの目的に関する議論や研究は多くあります。

実際に、核兵器保有国であるフランス、英国、米国では、原発産業と核兵器産業は密接な関係にあり、そのことを政府や企業は否定していません。逆に、政府も企業もその重要性を訴えています。例えば2020年12月8日、マクロン仏大統領は仏東部にある原子炉メーカー・フラマトムの工場での「原子力の未来」と題したスピーチで、「原発なくして核兵器産業なし、核兵器産業なくして原発なし (Sans nucléaire civil, pas de nucléaire militaire, sans nucléaire militaire, pas de nucléaire civil)」と話しています³⁴。

英国でも、原子力発電の維持・新設のために多額の補助金を政府が払う必要があり、そのことが問題になっています。これに関しては、最近、英国のサセックス大学の一部門であり、世界の科学・技術政策研究やイノベーション政策のメッカとも言える科学政策研究所 (SPRU) の研究グループが、英国の会計検査院 (NAO) の報告書 (NAO 2008 ; NAO 2017) などをもとに「英国政府が原発を多額の補助金まで出して推進するのは、実質的に国民が払う税金や電気料金を使って核兵器産業を維持するため」という内容の報告書を発表しています (Stirling and Johnstone 2018)。

日本では、核兵器を持たないことが国是となっているので、原発が持つ核兵器転用ポテンシャルに関しては表立って議論されることは少ないのが現状です。しかし、過去においては、断続的ではあるもののさまざまな議論があり、政策決定に影響がある人々の中で一定の割合の人々が核

34 下記 URL はフランス大統領府が公表しているマクロン大統領のスピーチ全文です。

<https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2020/12/08/deplacement-du-president-emmanuel-macron-sur-le-site-industriel-de-framatome>

兵器転用ポテンシャルを重要視していることは確かです³⁵。このことが日本の原発維持・推進に影響を与えている可能性は十分あります。

35 2002年5月13日、安倍晋三氏（当時は官房副長官）が、「小型原子爆弾であれば憲法上は問題ない」と早稲田大学での公開授業で発言しています。また、最近では、2011年の福島原発事故後、自民党の石破茂氏（当時は政調会長）が「日本は原発を放棄すべきではない。原発を持っているということは、一定期間内に核兵器を製造することができ、抑止力になり得るから」とメディアなどで発言しています。そして、2012年に新設された原子力規制委員会設置法の第1条（目的）では、その最後に「（原子力規制委員会は）国民の生命、健康及び財産の保護、環境の保全並びに我が国の安全保障に資する（下線筆者）ことを目的とする」という一文があります。また同法は、付則で「原子力の憲法」と呼ばれる原子力基本法を改正し、原子力基本法第2条「基本方針」にも、同じく「安全保障」という文言が書き加えられました。これらの一連の動きは、プルトニウムを保有することで潜在的な核抑止力を持つという意味が表れていると読み解くことが可能であり、実際に原子力規制委員会設置法の筆頭提案者である自民党の塩崎恭久議員は、この点について「核の技術を持っているという安全保障上の意味はある。」と述べています（東京新聞 2012年6月21日）。詳細は、明日香（2021）などを参照。

第2章 再エネは使えない？ 省エネはもう無理？

■質問 10 太陽光発電は、雨の日、雪の日、夜などは発電できないはずですが。このように再エネは不安定なので、停電したり、電気を使うことをがまんしたりしなければならないのですか？ また、送電網の整備に余計なお金がかかるのではないですか？ どうやって再エネ 100%が可能になるのでしょうか？

□答え： まず、再エネには太陽光や風力のような変動性電源と、水力や地熱、バイオマスのような変動の少ない電源があります。太陽光がなくなる夜も風力はありますし、その両方で不足する電気を変動の少ない電源で補うことは可能です。また、再エネ以外の原発や化石燃料発電などの発電エネルギー技術でも、それ一つだけでは不安定であり、事故や自然災害が起きたら停電に結びつきます。このため電源どうしを組み合わせたリ、需要側対策（DR）を導入したりすることで、システム全体としての柔軟性を高めることが必要であり、実際に実施されています。さらに、電力の需給バランスが厳しくなる季節や時間帯は限られており（例えば、真夏の午後数時間、春先に真冬の寒さが来た日の夕方数時間）、適切な制度設計があればこれらへの対応は十分可能です。日本における再エネ発電の量的なポテンシャルは電力需要量の2倍以上あるので、量的には問題ありません（環境省 2022³⁶）。他の国でも量的には問題なく、多くの国がさまざまな再エネを組み合わせた再エネ 100%の電力システム構築を目指していて、すでに実現している国もあります³⁷。

◆解説：

太陽光パネルは、晴れの日よりは少なくなるものの、雨の日でも日射があれば発電します。発電電力量は、日本の太陽光発電パネルメーカーのパナソニック社によると、曇りでは晴天時の1/3～1/10程度、雨天では1/5～1/20程度になります。また、太陽光発電は、発電電力量は減るものの、降雪する季節においても発電はします。例えば、年間200cm以上の降雪がある地域でも、12月～2月の冬季に、それ以外の期間と比べて平均で5割程度の発電が記録されています。

また、再エネには、太陽光以外にも、風力、水力、バイオマスなどさまざまなものがあります。これらと蓄電池や省エネをうまく組み合わせて早期の再エネ 100%を各国が目指しています。例えば、米国は2035年に電力ゼロエミッション（2030年に電力80%ゼロエミッション³⁸）、ドイツは2030年に電力消費量の80%以上を再エネ、2035年に100%再エネとすることを決めています。そして、米国やドイツの多くの政府機関やシンクタンクがその方が経済合理的であり、停電

36 この環境省（2022）の数値は、送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いた、実現性の高いものです。

37 現在、コスタリカ、アイスランド、ノルウェーなどがほぼ再エネ電力 100%を実現しており、いずれの国も水力や地熱を大幅に活用しています。ただし、水力や地熱の開発は、具体的なロードマップを立てて地道な努力を重ね達成したものです。例えばアイスランドは1970年代の最大の電源は輸入化石燃料による火力発電でした。

38 米国における原発の電力割合は約10%です。

などの問題もないとしています(例えば、UCB 2020; Mahajan et al. 2022; Jenkins et al 2022; Larsen et al. 2022; OMB 2022)。

さらに、一般に電力供給が難しくなるのは、一部の地域の特定の季節・時間帯(例：夏や冬の夕方)であり、ある程度は予測が可能です。そのような季節・時間帯において、電力会社間の融通、給湯器や電気自動車(EV)などを用いた需要側対策(DR: Demand Response)³⁹、蓄電池利用などの対応策がとれる体制を整えれば停電は起きません。

2022年3月と6月に発生した東京電力管内などの電力需給ひっ迫の最大の理由は、メンテナンスのために発電所の一時停止が実施される電力需要の非ピーク期に稀頻度気象が発生したことです(3月は季節外れの寒波、6月は季節外れの高温)。3月の場合は、これらに地震も重なりました(安田 2023; FoE Japan 2022)。また、このとき、需要想定、地域間連系線活用、太陽光発電接続、蓄電池活用、老朽火力点検、需要側対策などの点で、政府や電力会社の対応は十分ではありませんでした。

再エネ電力が不安定で、大型発電所の方が安定で安心ということでもありません。大型発電所依存のため、東日本大震災では多くの大型発電所が停止、広域運用も不十分で、電力不足で計画停電が頻発しました。北海道電力で発電が集中していた石炭火力発電所が地震で停止し、大規模停電もありました。海外では、夏季の海水温上昇で原発が稼働停止しています。大型発電所への依存は環境を悪化させるだけでなく、常に大きなリスクと隣り合わせです。そのまま事故停止の電力不足に備えようとする、使われない大型電源を予備で数多く持つことになり、環境に悪くリスクの高い電源を消費者が多額の負担をして延命させることとなります。一方、屋根置き太陽光パネルによる発電など、再エネのような分散型の電源の方が停電の際には役立ちます。

なお、ドイツは再エネの割合を急激に増加させていますが、停電の割合は逆に減少していて、前述のように、フランスなど他国に電力を輸出するまでになっています⁴⁰。

最後に送電網整備に関してですが、まず、屋根置き太陽光の場合、新たな送電網は不要です。また、送電網は原発や化石燃料を含め、どのような発電エネルギー技術でも必要であり、系統整備や系統安定化のための追加コストの中でも最も大きいのは、長距離超高压送電・変電システムの更新であり、これは巨大電源維持のためでもあります。

もちろん、分散型の電力システムにおいても送電・変電システムは必要であり、具体的には、例えば北海道や東北の風力発電の電気を東京に送るために北本連系線(および東北地方基幹線)を拡張する必要があります。しかし、現時点での再エネに対する短期的なコスト負担のみに注目し、巨大電源を維持するために必要な長距離の超高压送電・変電システムの更新については触れず、長期的な世界の趨勢を無視するような議論は問題だと言えます。

39 需要側対策(DR)とは、電力供給の状況に合わせて、経済的なインセンティブをともなって需要を変化させることを言います。例えば、天気がよく太陽光による出力が多い昼間に電気を使ったり蓄電したり(上げDR)、逆に需給が厳しくなる夕方に電力使用量を減らしたり(下げDR)します。需要のピーク時に電気料金を高くして、非ピーク時に安くするような制度は多くの国で実施されており、市場価格に連動した電力料金で、ピーク時の節電や需要シフトを呼びかける方法もあります。これらによって特別ながまんなどをせずに、効率的に電力需給のバランスをとることができます。

40 自由化すれば停電が増えるという議論もあります。しかし、安田(2016)は、欧州主要国の需要家あたりの年平均停電時間(SAIDI: System Average Interruption Duration Index)の推移を調べ、EU各国で2000年前後からの電力自由化の開始から2010年の発送電分離完了までの間、ほとんどの国で停電時間が右肩下がり、または横ばいであったことを明らかにしています。注目すべきは、自由化のみならず再エネの普及が進むデンマークやドイツで「日本並み」に少ない停電時間が実現している事実です。

■質問 11 メガソーラーは自然破壊につながるのではないですか？ メガソーラーがなければ、太陽光発電は増やせないのではありませんか？

□答え： 自然破壊につながる場合、そのようなメガソーラーは増やすべきではないと考えます。一方、屋根上や農地などが持つ太陽光発電のポテンシャルは大きなものがありますし、自然破壊につながらないようなメガソーラーのポテンシャルもあります。

◆解説：

発電規模が 1,000kW 以上であるメガソーラーなどの大規模な発電事業の場合は、土砂災害や自然破壊、景観悪化を防ぐため、適切な土地の調査や、地元住民との話し合いを重ねて社会的な受容性を高めることが必要不可欠です。これまで、土地利用の条例や環境アセスメントなどの規制が整備されないまま設置が進んでしまったため、トラブルにつながったケースが多くあるのは確かです。それは現政府の制度設計の問題でもあります。そのため、自治体が再エネ施設に適した土地を促進区域（ポジティブ・ゾーニング）として設定することが、努力義務化されました。

一方、建物の屋根上にはまだ大きなポテンシャルがあります。また、耕作放棄地・荒廃農地を利用した太陽光発電、農地と太陽光発電を組み合わせたソーラーシェアリング（営農型太陽光発電）は、環境への影響が少なく、農地および耕作放棄地の場合は、耕作可能な農地が維持され、売電収入によって農村地域の振興などにもつながるため、大きなポテンシャルがあります。

例えば、屋根上太陽光パネルが取り付けられている建造物は、日本ではまだ 10%以下です（東京都では約 4%）。ソーラーシェアリングも、一部の地域を除いて、ほとんど導入されておらず普及はこれからです。

ソーラーシェアリングの規模感を見てみましょう。例えば、2020 年時点の園芸用施設（ビニールハウス）の設置面積は 4.1 万ヘクタールで、これは農地面積の約 1%です。ソーラーシェアリングは、1 ヘクタールでおよそ年間 50 万 kWh 程度発電が可能なので、例えば、ビニールハウスと同じ面積でソーラーシェアリングを実施すると 205 億 kWh の発電が可能です。これは日本の年間電力需要量（約 1 兆 kWh）の約 2%にもなります。そしてビニールハウスの上への太陽光パネル設置も可能で日本でも実際におこなわれています。

また、日本における立地未決定産業用地は 4.6 万ヘクタールであり、50%を転用すれば 15GW 増加できます。また荒廃農地は 28.4 万ヘクタールであり、同じく 50%転用で約 95GW 増加となります（瀬川 2021）。すなわち、大規模な太陽光発電の適地として、このような土地でのポテンシャルはあります。

なお、自然エネルギー財団（2023）は、日本での個々の再エネのポテンシャルの大きさや導入がもたらす経済効果を最新のデータを用いて詳細に明らかにしています。具体的なポイントは下記です。

- 1) 規制改革の実施、推進施策の導入により、2035 年までに太陽光発電を現在の 3.5 倍にあたる 280GW に、風力発電を 13 倍にあたる 60GW まで増加させることが可能である。
- 2) これにより、2035 年に電力の 80%を自然エネルギーで供給することができる。発電部門からの二酸化炭素排出量は 73%削減される。このとき、火力発電に要する燃料費は年間 4 兆

円削減される。

- 3) 自然エネルギーが世界に比べ割高だった日本でも、太陽光発電コストは2030年に5円/kWh程度、陸上風力発電は6.6円/kWh程度となり、洋上風力発電も10円を下回ると予測される。この水準は政府が推進する原子力発電、CCS付き火力発電、石炭アンモニア混焼発電より安価であり、太陽光発電・風力発電の大量導入が経済的にも妥当な選択である。
- 4) 自然エネルギーの導入加速を実現するためには下記が必要である。
 - エネルギー基本計画を早急に改正し、2035年自然エネルギー電力目標を80%以上に
 - 陸上・洋上風力発電の開発期間を半減する規制改革の実施
 - 住宅を含む新築建築物への太陽光発電設置義務の全国展開
 - 北海道と本州をむすぶ広域送電網の本格的な増強の着手

なお、日本にはソーラーシェアリングに対して、農地転用許可や収量制限など厳しい規制が存在します⁴¹。また、農林水産省は基本的にはソーラーシェアリングを推進するとしているものの、最終的に受け入れを決めるのは地域の農業委員会であり、ソーラーシェアリング導入に対する姿勢に関しては地域によって大きな差があるのが現状です。

41 現在、農地でソーラーシェアリングを実施する場合、農地転用許可をとる必要があり、その際には、農作物の収量が80%以下にならないことなどが条件になっています。しかし、収量は日射量のみではなく、温度、湿度、風向きなどのさまざまな要因によって大きく変化するものであり、この80%というのは科学的な根拠があるとは言にくいものです。このような規制の存在によって銀行などからの融資が容易ではなくなり、実質的にソーラーシェアリングの導入を阻んでいます。なお、現在、欧州、中国、インドなどでもソーラーシェアリングの導入が盛んになりつつありますが、このような収量に関する条件はありません。

■質問 12 再エネの日本経済へのメリットは何ですか？ 日本での太陽光発電で儲かるのは中国など海外の企業だけではないですか？ 太陽光パネルの製造時に人権問題が絡んでいるのではありませんか？

□答え： 再エネや省エネの普及で雇用は増えます。特に地方の雇用は増えます。日本全体でも正味ではプラスの雇用増大になります。政策次第で、日本全体の経済にも全体的にはプラスになります。また、電気代は低下し、停電は増えません。太陽光パネルの生産メーカーなどに関しては誤解があります。例えば、日本の住宅用屋根上太陽光パネルの出荷量の 7 割は日本メーカーによるものです。太陽光パネルに限らず、商品の生産現場における人権問題が重大であることは確かであり、太陽光パネルに関する人権問題への対応も進んでいます。

◆解説：

再エネおよび省エネによる具体的な経済効果（エネルギーコスト削減や雇用創出など）は、例えば「レポート 2030：グリーン・リカバリーと 2050 年カーボン・ニュートラルを実現する 2030 年までのロードマップ（以下、「レポート 2030」）」（未来のためのエネルギー転換研究グループ 2021）に詳しく示されています。また、同様な分析は、例えば米バイデン政権も自らのエネルギー・温暖化政策に対して実施しており、前述のように、米国の多くの研究機関が、その主張を裏付けるような試算を公表しています（例えば、Mahajan et al. 2022; Jenkins et al 2022; Larsen et al. 2022; OMB 2022）。

世界では再エネ産業の従業者数は急速に拡大しています。例えば、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）によると、世界全体での 2021 年の再エネ産業における従業者数は約 1270 万人です（IRENA 2022）。そして多くの国で、再エネ産業や省エネ産業の従業者数は、すでに原発や石炭火力産業の従業者数を凌駕しています。例えば米国では、2018 年時点で、クリーン・エネルギー分野、すなわちエネルギー効率向上、再エネ、系統管理および蓄電、クリーン自動車、クリーン燃料の 5 つの分野の従業者数は合計で約 326 万人であり、化石燃料分野および原子力発電分野の従業者数（それぞれ約 117 万と約 6 万人）よりもはるかに大きいです（E2 2019）。そして、全体として、クリーン・エネルギー分野の従業者数は増加傾向にあり、化石燃料分野および原子力発電分野の従業者数は減少傾向にあります（NASEO and EFI 2019）。

日本も同じです。日本での 2019 年の再エネ産業における従業者数は約 26.5 万人とされています（IRENA 2020）。一方、日本原子力産業協会（2019）によると、2017 年度における原子力関係従業者数は 4 万 8538 人です。そのうち電気事業者における従業者数は 1 万 3032 人で、鉱工業他の従業者数は 3 万 5506 人です。原子力発電所立地地域における地元雇用者数は、原子力関係従業者数全体の約半分の 2 万 3612 人です。火力発電については単独の雇用者数統計がないので、政府の発電コスト検証ワーキンググループ資料の設備容量あたり人件費より推定すると、例えば石炭火力発電分野の従業者数は 2595 人になり、日本の石炭火力発電分野の GDP 寄与は約 0.04% です（未来のためのエネルギー転換戦略グループ 2019；未来のためのエネルギー転換戦略グループ 2021）。

世界でも日本でも、すでに原発や化石燃料分野の雇用は再エネに比べて小さく、国の雇用者数全体の中の割合や GDP 寄与なども小さいのが現状です。

再エネや省エネが進むことで電気代が下がることや停電にならないことも「レポート 2030」では詳細に示されています。また、同様の結果は、2023 年 3 月 1 日に米エネルギー省の研究機関であるローレンス・バークレー国立研究所が公表した日本の電力の脱炭素化に関する研究結果でも示されています (Shiraishi et al. 2023)。この研究は、太陽光発電や風力発電の活用、蓄電池のコスト低下などによって、現在、総発電量の 2 割程度のクリーン・エネルギーを 2035 年までに 9 割に引き上げることが経済合理的であることを示しています。そこでは、LNG 火力発電所の新設や石炭火力発電所の稼働を想定しなくても、電力システムの信頼性が保たれ、電気代の上昇もないことを明らかにしています。同研究所は、再エネや蓄電池の最新コストデータ、電力モデルなどを使い、再エネを主力とした電源化の実現可能性について研究をおこなっていて、米国、インド、中国に関する研究も発表しています。

もちろん、原発や火力発電に関わっていた人々の雇用転換の必要性はあるでしょう。しかし、日本全体では雇用は増えます。したがって、日本全体ではデメリットとは言えません。また、ビジネス環境が大きく変化する中、産業構造の変化に伴うある程度の雇用転換は、日本企業が国際競争力を維持していくためには不可欠であることは歴史を見れば明らかです⁴²。

現実問題として、エネルギー転換による雇用転換が多くの人々の最大の関心事です。したがって、現在、政府がどうスムーズに雇用転換するような政策を実施できるかが問われています。日本では、60 年前には石炭から石油というエネルギー転換があり、多くの人が雇用転換を経験しました。今、世界中でエネルギー転換が起きており、各国政府が雇用転換を積極的に進めています。日本政府の雇用転換策は不十分であり、このままでは、新しい産業が育たないまま、多くの企業の国際競争力が喪失していきだけです⁴³。

一方、エネルギー転換により将来世代が得るメリットとしては、まず、安心、安全、豊かで美しい国土を維持できることがあります。同時に、紛争・戦争による化石燃料価格の高騰や化石燃料をめぐる紛争・戦争に巻き込まれることなく、安価で便利なエネルギーシステムを享受できる

42 1930 年代、不況にあえいでいた米国は、当時のフランクリン・ルーズベルト大統領が公共事業を中心としたニューディール政策を実施し、それによる景気回復や雇用確保を目指しました。また、第二次世界大戦後、マーシャル・プランという大きな財政投資によって欧州が復興しました。2008 年に世界を襲ったリーマン・ショック後には、多くの国が財政出動をおこなって景気回復をはかりました。すなわち、再エネと省エネに対する投資、いわゆる「緑の投資」による経済成長は可能であり、かつ大気汚染物質の排出削減などのさまざまな副次的な便益を考えると、極めて好ましい経済政策です。

43 1950 年代後半から 60 年代前半にかけて、日本も大きなエネルギー転換期を経験しました。すなわち、石炭から石油への流れの中、北海道や九州などの多くの炭鉱閉鎖によって、20 万人以上の雇用が失われました。このようなエネルギー転換の時代を、日本は、政府、労働、使用者の協力で乗り越えたとされています (南部 2019)。具体的には、炭鉱労働者の離職や産炭地振興に関する「臨時措置法」や「雇用対策法」が制定され、雇用促進住宅や職業訓練、手当支給、年金上積等が実施されました (嶋崎 2013)。ただし、一方で、炭坑閉鎖をめぐってさまざまな問題が発生したことも確かで、その様子は藤野 (2019) に詳しいです。単純に比較するのは難しく、現在のエネルギー転換に伴う雇用転換の範囲はより広くにわたる可能性があるものの、完全に失業する人数や規模という意味では、現在のエネルギー転換による雇用転換は、かつての日本での炭鉱閉鎖による雇用転換に比較すると小さいとも考えられます。否定できない現実として、EU での 2035 年でのハイブリッドを含むガソリン自動車の製造・販売の原則禁止の動きなど、エネルギー転換は予想以上の速さで進展しています。しかし、日本ではエネルギー転換に伴う雇用転換に関して、政府も企業も、あえて議論しない風潮があり、このままでは 2050 年カーボン・ニュートラルへのソフトランディングも、いわゆる「公正な転換 (移行)」は不可能になります。したがって、日本でも雇用転換に対して、サプライチェーンも含めた多くの利害関係者と共に、具体的な制度設計を早急に決めていく必要があると思われる。

ことなどが挙げられます。

太陽光パネルなどの生産メーカーに関しても下記のように誤解があります。

まず太陽光発電システムの販売においては、太陽光パネル価格の売り上げ全体に占める割合は約 2.5 割です。また、日本の太陽光発電協会によると、国内市場における太陽光パネルの日本企業のシェアは、住宅用・産業用等を含めた全体で約 4 割である一方、2021 年度において住宅用では約 7 割を占めています（東京都 2022）。

さらに、多くの日本企業が再エネ・省エネ分野での新商品の開発に関わっています。例えば、次世代の新規太陽電池材料として期待を寄せられているものとしてペロブスカイト太陽電池があります。これは、既存の太陽電池よりも低価格で軽量なので、シリコン系太陽電池では困難なところにも設置することが可能になります。この電池は日本の大学で開発され、現在、多くの日本企業が製品開発を進めています。

かつて日本企業は再エネ分野でトップを走っていたものの、国内での需要が少ないので最終的には多くの企業が撤退しました。これは明らかに日本政府による産業政策の失敗です。

太陽光パネルの生産現場で人権問題が発生している地域があると報じられていますが、東京都のヒアリングでは、「国内メーカーはその地域の製品を扱っている事実はないとの回答を得ている」とのこと（東京都 2022）。

現状では、太陽光パネルに限らず、海外から輸入している食料品、衣類、家電製品などでも、世界の多くの場所で人権問題は発生しています。化石燃料も同じです。労働者の人権問題は重要な問題であることは確かです。

太陽光パネルをめぐる人権問題に対する具体的な取り組みとして、東京都（2023）によると、2022 年 1 月、太陽光発電に関する業者団体である（一社）太陽光発電協会は「持続可能な社会の実現に向けた行動指針」を制定し、会員企業、太陽光発電産業に係る事業者の人権の尊重を順守した事業活動をおこなうこと等を推進しています。また、国の人権ガイドライン策定を受け、2022 年 10 月には、海外メーカーも含む会員企業と共に、「太陽光発電産業の人権問題に関する取り組み宣言」を公表し、引き続き、サプライチェーンにおける人権問題の防止、軽減に最大限努めていくことを表明しました。2023 年 1 月には、都と同協会の連携協定（2022 年 12 月）に基づく連絡調整・検討を実施するための組織として、両者の間で連絡調整会議を立ち上げています。さらにこの会議において、具体的な検討を深めることを目的に、実務者で構成するワーキンググループを設け、2023 年 4 月末公表を目指し、業界独自の人権尊重に関する取組基準の策定に向けた検討をおこなっています⁴⁴。

今後、再エネ普及政策を強化して、国内生産を増加させていくことも大事だと考えられます。

44 2023 年 5 月 10 日時点ではまだ公表されてはいません。

■質問 13 太陽光パネルは製造時に大量のエネルギーを使うのではないですか？ 太陽光パネルの廃棄問題や電磁波の健康への影響があるのではないのでしょうか？

□答え： エネルギーは発電によって数年で回収できます。99%リサイクルできる技術も確立しており、20年以上経っても効率はほとんど下がらないのでリサイクル・リユース市場もすでに存在します。また、太陽光発電の電磁波が健康に悪影響を及ぼす可能性はほとんどありません。

◆解説：

太陽光発電設備の製造に使ったエネルギーは、発電によって数年で回収できます。すなわち、設備製造に使われるエネルギーが、設置後には太陽光で何倍にもなって返ってきます。また、導入が進むにつれ、技術的にさらに省資源・省エネルギーでパネル製造が実現でき、かつ発電効率も良くなります。

実は太陽光パネルの寿命は極めて長いです。効率は1~2割程度下がるものの30年使った後も使用は十分可能です。そのため、国内外でリサイクル・リユース市場がすでに構築されており、中古自動車のように、日本の中古太陽光パネルは海外に輸出されています。

また、パネルの主成分は、ガラス、アルミニウム、プラスチックで、それらはリサイクルが可能です。実際に、日本の九州のリサイクルメーカーである新菱は、99%リサイクル可能な技術を開発しています（図16）。

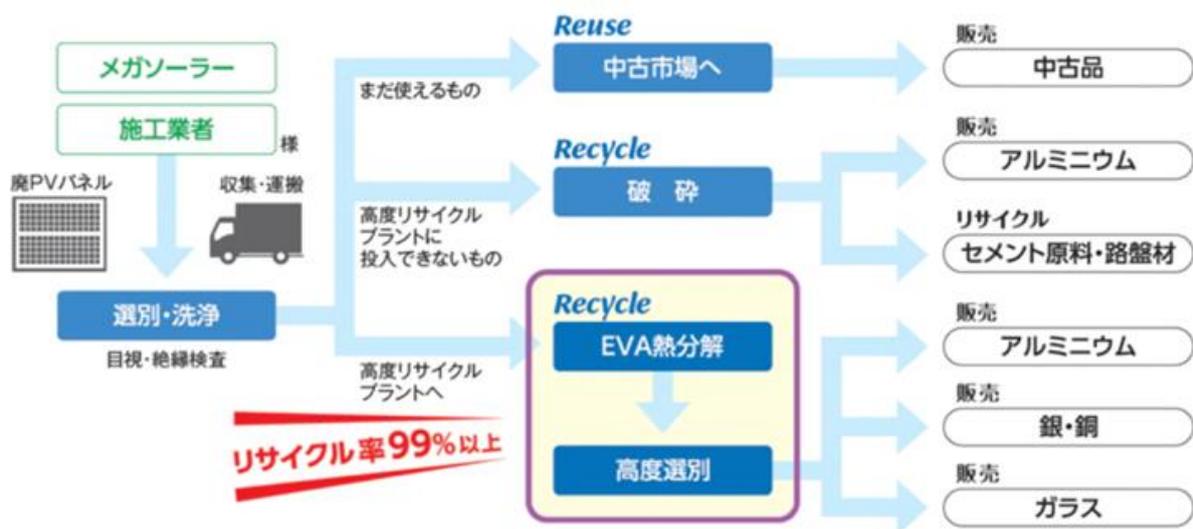


図 16 太陽光発電パネルのリサイクル方法

出典：新菱ホームページ <https://ce3r.shinryo-gr.com/pv-recycle>

売電終了後のメガソーラーのパネル放置への懸念に対しては、2022年7月から、売電収入から予め廃棄費用が差し引かれる積立制度が始まっています。2030年半ばに使用済みパネルの廃棄が増加する見込みで、それに向けて廃棄費用積み立てを義務化し対処しています。

なお、太陽光発電が健康に悪影響を及ぼす可能性はほとんどありません。太陽光発電システムで電磁波を発するのはパワーコンディショナー（直流の電気を交流に変換し、家庭用の電気機器などで利用できるようにするための機械）で、その量は約 12 マイクロテスラです。これは他の家電製品と大差ありません。国際的機関である国際非電離放射線防護委員会（ICNIRP）のガイドラインの制限推奨値は 200 マイクロテスラ以下であり、問題はないと考えられます。

■質問 14 日本は省エネ先進国ではないのですか？

□答え： それは昔の話です。今は後進国です。

◆解説：

日本では、1970年代の石油ショック後は省エネが進みました。しかし、他の国も同様に省エネを進めています。一方、1990年以降は日本の省エネは停滞しています。「日本は乾いたタオル」というのは神話にすぎません。

例えば、2018年に自公政権が閣議決定した第5次エネルギー基本計画では、確かに「日本の産業界はエネルギー効率を4割改善」と書いてあります。この4割改善というのはGDPあたりエネルギー（一次エネあるいは最終エネ）の改善だと思われませんが、これは産業構造転換などで先進国では改善して当然の指標（数値）です。

主要国のGDP比一次エネを1973～90年でみると、日本でも大きく改善しているものの、他の先進国、米国やドイツでもこれに近いレベルまで改善しています(図17)。一方、1990年以降2016年までで比較すると、日本の改善率は先進国で最低に近いです。この背景には、実質輸入石油単価が1986年頃に第二次石油危機以前に戻ったことがあります。すなわち、日本は石油ショック後の省エネを怠ったと言えます。

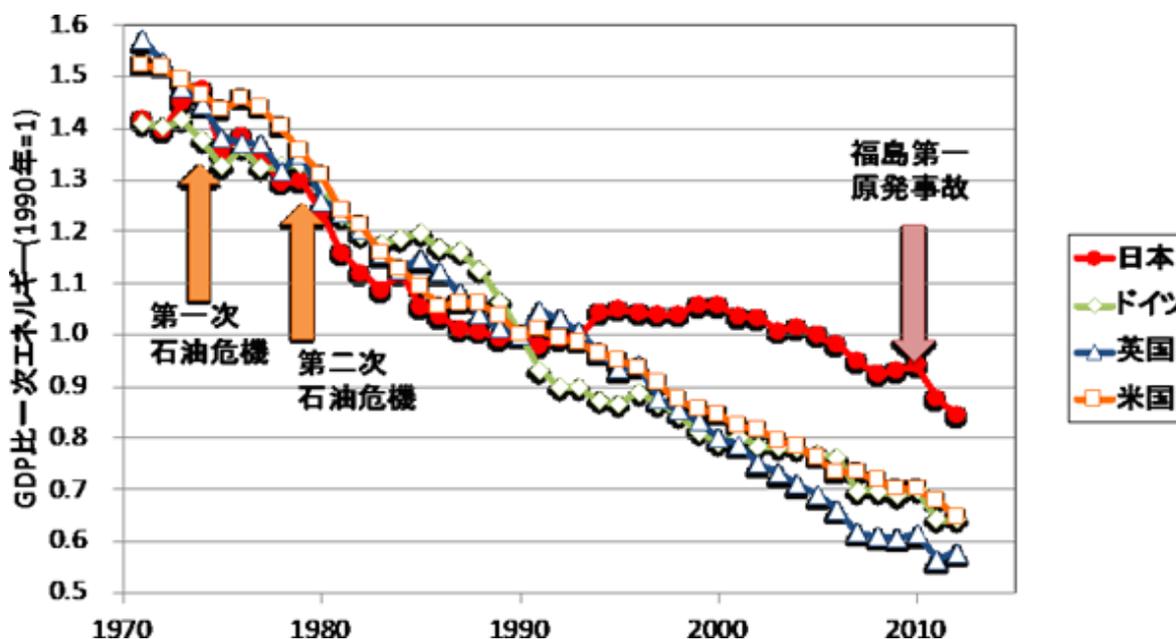


図17 GDPあたり一次エネルギーの変化割合(1990-2012)

出典：未来のためのエネルギー転換研究グループ(2019)。元データはIEA(2014b)。

例えば、日本の住宅の省エネ基準は他の先進国と比較して大きく劣っています。すなわち、新築住宅の省エネ性能の向上の徹底や既存住宅の改修による省エネ性能の向上を実施することによって大きな省エネが可能になります。その他にも、省エネ型家電製品等への買い替えの促進や家庭用エネルギーマネジメントシステム(HEMS)の推進も必要です。これらは、すべて元が取れ

る投資であり、さまざまな政府施策が考えられます。

ビルなどの業務部門の省エネも不十分です。新築建築物の省エネ性能の向上の徹底や既存建築物の改修による省エネ性能の向上が必要であり、業務用コージェネレーションシステムの導入なども考えられます。

日本では、ようやく 2022 年 6 月「脱炭素社会の実現に資するための建築物のエネルギー消費性能の向上に関する法律」（建築物省エネ法）の改正案が可決・成立し、2025 年度に施行される運びとなりました。今回の改正骨子は、1) 原則すべての新築住宅・非住宅に省エネ基準適合を義務付け、2) 住宅トップランナー制度の拡充、3) 建築物の販売・賃貸時における省エネ性能表示の推進です。かなり遅すぎる法律の施行であるものの、これである程度は住宅の省エネが進むことが期待されます。

工場の省エネは、主に設備導入と運用改善の 2 つに分かれます。前者では、工場の生産設備（例：モーター）の更新、LED 照明の導入、熱輸送配管の断熱化、ユーティリティ設備の導入などがあります。後者では、流体機械（ポンプ、ファン等）の回転数制御、コンプレッサ等の吐出圧管理、流体機械（ポンプ、ファン等）の空気漏れ改善、不要時停止などがあります。

特に、熱輸送配管の断熱化は大きなポテンシャルがあります。例えば、日本の製造工場の熱輸送配管の保温断熱材劣化によるエネルギー・ロス、日本保冷保温工業協会は 3% と計算していて、これは電力換算で原発 7 基分に相当します（毎日新聞 2015 年 8 月 14 日）。一方、(財) 省エネルギーセンターは 11% と推計しています（省エネセンター 2014）。もし 11% だとすれば原発 20 基相当の電力量となります（半分が熱だとしても原発 10 基分です。また、残りの半分は化石燃料輸入の減少につながります）。そして、この保温断熱材を補修するために必要な投資は、多くの場合、数年でその投資額が回収されうるものです。

日本での消費電力量やエネルギー消費全体を減らすことの可能性は、いくつかのシナリオで具体的に示されています。例えば、前出の「レポート 2030」では、各分野での具体的な政策や削減量を明らかにしています。

第3章 電気自動車は問題あり？

■質問 15 電気自動車で電力需要が増大するのではないですか？

□答え： 増えますが、それほど大きくは増えません。仮に今、日本のすべての自家用ガソリン自動車は電気自動車 (EV) になった場合、電力需要の増大分は 9% です。しかし、この EV への転換は現実的には一定年数が必要であり、かつ今後再エネの発電量は大きく増加していくので、この程度の需要増加には十分対応可能です。

◆解説：

現在、日本には自家用旅客乗用車が約 6000 万台あります。これがすべて EV になったとすると、平均の電費は 5km/kWh、6000 万台の全走行距離は年間 5200 億 km なので、必要な電力発電量は約 1000 億 kWh = 100TWh になります。これは、現在の日本全体の年間電力需要(約 1200TWh)の約 9% に相当します (その他すべての自動車まで EV 化したときで約 15%)。もちろん、すべての自家用旅客乗用車を一瞬で EV 化するのは実際には不可能であり、毎年の新車約 400 万台すべてを EV 化していても、15 年程度かかる話です⁴⁵。また、将来的に電費が大きく向上することは明らかです⁴⁶。さらに、EV 化によって電力需要が増えたとしても、エネルギー消費量および CO₂ 排出量全体では大きく減少します。

なお、図 18 で示したように、EV は蓄電池としても活用可能です。具体的には、日本の全乗用車約 6000 万台が平均 50kWh のバッテリーを積んだ EV になるとすると、系統に対して一台あたり 3kW までの入出力を提供することになります。これは、バッテリーの総容量では 3TWh となり、日本全体の約一日分の電力需要に相当します。入出力能力は 180GW であり、これは日本の過去最大の瞬間的な電力需要の記録に相当します。

45 ただし、充電が過度に集中にしないように、急速充電の仕方や時間帯などに関しては何らかのルールやインセンティブは必要です。

46 2022 年 1 月時点で、電費がすでに 8km/kWh を超えている車種もあります。
<https://riomeo.com/ev-consumption-ranking/>

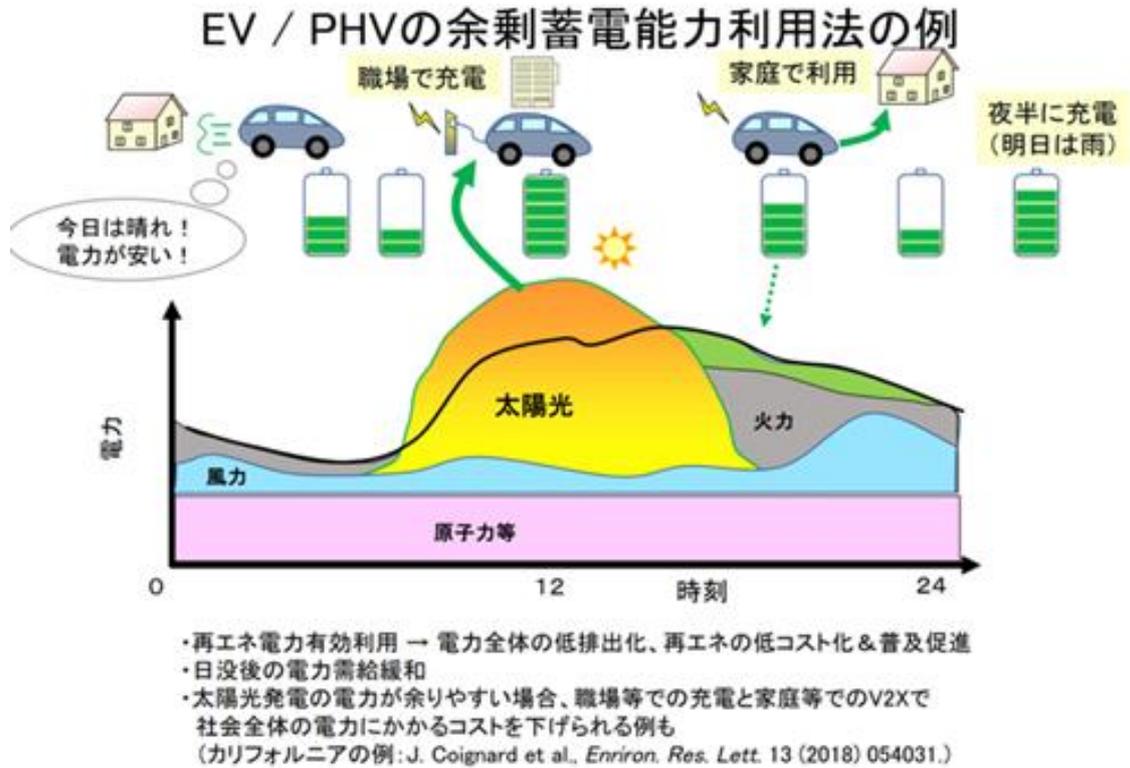


図 18 EV の蓄電能力利用のイメージ

出典：櫻井（2022）

すなわち、EV のバッテリーの一部利用だけでも、極めて安価で巨大な柔軟性電源として活用できることとなります。なお、EV で使用した後のバッテリーは定置型蓄電池としてリユース可能であり、大規模な中古市場が形成されるのは確実なので、大きなビジネスチャンスとして期待されています。

■質問 16 ライフサイクルで考えると電気自動車はCO₂排出削減につながらないではありませんか？

□答え： 間違いです。ライフサイクルで考えても電気自動車のCO₂排出はガソリン車に比較して小さいので、CO₂排出削減につながります。

◆解説：

図 19 は、International Council on Clean Transportation (ICCT) というシンクタンクによるガソリン車とEVのライフサイクルを考慮したCO₂排出量（地域別）です。これによると、地域に限らず、バッテリーも含めて製造時はややEVの方が多量のものの、運転時も含めた全体では少なくなっています。これと同様の結果はEU資料（Ricardo Energy & Environment 2020）や環境省資料（環境省 2020）でも明らかにされています。

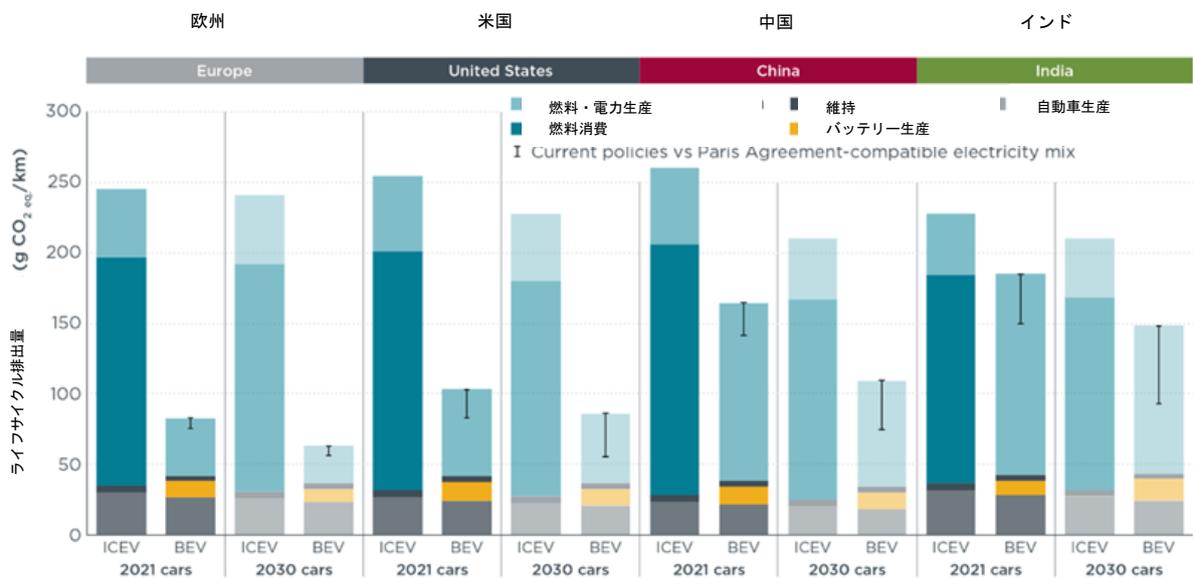


Figure ES.1. Life-cycle GHG emissions of average medium-size gasoline internal combustion engine (ICEVs) and battery electric vehicles (BEVs) registered in Europe, the United States, China, and India in 2021 and projected to be registered in 2030. The error bars indicate the difference between the development of the electricity mix according to stated policies (the higher values) and what is required to align with the Paris Agreement.

ICEV : ガソリン車
BEV : 電気自動車

図 19 ガソリン車とEVのライフサイクルを考慮したCO₂排出量（地域別）

注：電気自動車の排出量のエラーバーは、現状の政策での排出量とパリ協定目標に整合性がある排出量との差を示しています。

出典：Bieker (2021)

第4章 政府 GX 基本方針は問題だらけ？

■質問 17 GX 基本方針における投資分野・内容、GX 経済移行債、成長志向型カーボンプライシング、GX 推進機構の問題点とは何ですか？

□答え： GX 基本方針は、原発推進に回帰し、化石燃料に依存する電力システムを維持するものです。運転延長ルールの変更で事故リスクが増え、経済的な国民負担も増えます。しかし、求められる量の CO₂ 排出削減には貢献せず、エネルギーの安定供給や経済成長にもつながりません。

◆解説：

1) 投資分野および金額

表 5 は 2022 年 5 月に発表されたもので、現在の GX 基本方針の前身にあたるグリーン成長戦略（中間整理）における 2030 年時点での投資分野および金額です（経済産業省 2022）。

表 5 政府の 2022 年グリーン成長戦略における 2030 年官民投資分野および金額（年間）

分野	官民投資額	内容	内訳（年間）
電源脱炭素化／燃料転換	約 5 兆円	再エネ	約 2.0 兆円
		水素・アンモニア	約 0.3 兆円
		蓄電池の製造	約 0.6 兆円
製造工程の脱炭素化等	約 2 兆円	製造工程の省エネ・脱炭素化	約 1.4 兆円
		産業用ヒートポンプ、コージェネ設備等の導入	約 0.5 兆円
エンドユース	約 4 兆円	省エネ性能の高い住宅・建築物の導入	約 1.8 兆円
		次世代自動車の導入	約 1.8 兆円
インフラ整備	約 4 兆円	系統増強費用	約 0.5 兆円
		電動車用インフラ整備	約 0.2 兆円
		デジタル社会への対応	約 3.5 兆円
研究開発等	約 2 兆円	カーボンリサイクル	約 0.5 兆円
		カーボンニュートラルに資する製造工程の開発	約 0.1 兆円
		原子力	約 0.1 兆円
		先進的な CCS 事業の実施	約 0.6 兆円

出典：経済産業省（2022）

この表 5 では、投資先・金額（年間）としては、例えば水素・アンモニア関連投資が約 0.3 兆円、カーボンリサイクル（CO₂ 分離回収、合成メタン、合成燃料、SAF 等）が約 0.5 兆円、原子力（革新炉等の研究開発）が約 0.1 兆円、先進的な炭素回収貯留（CCS）事業の実施が約 0.6 兆円

となっています（合計額は年間 17 兆円）。

表 6 は、翌年の 2023 年 2 月に発表された政府の GX 基本方針であり、表 5 の内容の一部が改訂されています。

表 6 政府の 2023 年 GX 基本方針による官民投資分野および金額（年間）

番号	分野	官民投資額 (年間)	内容	内訳 (年間)
1	水素・アンモニア	約 0.7 兆円	大規模強靱サプライチェーン構築（27 年～稼働）	約 0.5 兆円
			インフラ整備・既存設備投資	約 0.1 兆円
			技術優位性確保研究開発、国内先進研究拠点整備	約 0.1 兆円
2	蓄電池	約 0.7 兆円	蓄電池・材料の製造工場投資	約 0.4 兆円
			研究開発	約 0.3 兆円
3	鉄鋼業	約 0.3 兆円		約 0.3 兆円
4	化学産業	約 0.3 兆円		約 0.3 兆円
5	セメント産業	約 0.1 兆円	カーボンニュートラルに資する製造工程の開発	約 0.1 兆円
6	紙パルプ産業	約 0.1 兆円		約 0.1 兆円
7	自動車産業	約 3.4 兆円	電動乗用車普及	約 1.2 兆円
			電動商用車普及	約 0.3 兆円
			研究開発	約 0.9 兆円
			蓄電池製造・開発関連	約 0.7 兆円
			電動車関連インフラ	約 0.1 兆円
			カーボンリサイクル燃料	約 0.04 兆円
			製造工程の脱炭素化	約 0.2 兆円
8	資源循環産業	約 0.2 兆円	資源循環加速のための投資	約 0.2 兆円
9	住宅・建築物	約 1.4 兆円		約 1.4 兆円
10	デジタル	約 1.2 兆円	脱炭素のためのデジタル投資	約 1.2 兆円
11	航空機産業	約 0.5 兆円		約 0.5 兆円
12	海事産業	約 0.3 兆円	ゼロエミッション船舶	約 0.3 兆円
13	バイオものづくり	約 0.3 兆円		約 0.3 兆円
14	再生可能エネルギー	約 2 兆円		約 2 兆円
15	次世代ネットワーク	約 1.1 兆円	系統・調整力	約 1.1 兆円
16	次世代革新炉	約 0.1 兆円		約 0.1 兆円
17	運輸部門	0		0
18	インフラ分野	0		0
19	カーボンリサイクル燃料	約 0.3 兆円		約 0.3 兆円
20	CCS	約 0.4 兆円		約 0.4 兆円
21	食料・農林水産業	0		0
22	地域・暮らし	0		0

出典：経済産業省（2023）

表5と表6を比較すると、正確には対応していない可能性があるものの、増額は、水素・アンモニア（0.3兆円→0.7兆円）、蓄電池（0.6兆円→0.7兆円）、自動車産業関連（2.0兆円→3.4兆円）、次世代ネットワーク（系統・調整力）（0.5兆円→1.1兆円）などとなっています。一方、減額は、住宅建築物（1.8兆円→1.4兆円）、カーボンリサイクル（0.5兆円→0.3兆円）、CCS（0.6兆円→0.4兆円）などです。

一方、表7は、筆者も関わっている研究者グループが作成した前出の「レポート2030」（未来のためのエネルギー転換研究グループ2021）での投資分野・金額などです。

この表7で示しているように、未来のためのエネルギー転換研究グループは、1) 再エネと省エネは投資回収が可能なので民間投資（年間15兆円）のみ、2) 国庫支出による財政投資は送電網、熱、地方での公共運輸インフラ、人的インフラ構築の3つに対する年間5兆円が必要、と提案しています。すなわち、政府案（グリーン成長戦略およびGX基本方針）と、総額はそれほど大きくは変わらないものの、投資の分野や内容はかなり異なります。

表7 「レポート2030」における官民投資分野、金額、経済効果、CO₂削減量

分野	種類	2030年までの投資額 [兆円]	民間投資・ 財政支出割合	2050年までの累積エ ネ支出削減 額[兆円]	2030年ま での雇用創 出数 [万人・年]	投資額あた り雇用創出 数[人年/億 円]	2030年の CO ₂ 削減量 [Mt-CO ₂]
電力・ 熱	1.再エネ発電所	29.3	主に民間	86.3	285	9.7	360
	2.送電網、配電網	16.0	主に財政		287	17.9	
	3.熱供給網	6.0	主に財政		108	18.0	32
産業	4.素材製造業の電 力、熱利用関係	18.5	主に民間	23.1	179	9.7	58
	5.非素材製造業の電 力、熱利用関係	7.3	主に民間	14.6	62	8.5	21
業務	6.電力、主に機械設 備	17.8	主に民間	35.6	128	7.2	45
	7.熱、主に断熱建築、 ゼロエミッションビ ル	16.8	主に民間	42.1	275	16.3	28
家庭	8.電力、主に家電、機 器	13.3	主に民間	26.7	96	7.2	20
	9a.熱、主に断熱建 築、ゼロエミッシ ョンハウス	15.2	主に民間	30.3	267	17.6	28
	9b.熱、主に断熱建 築、ゼロエミッシ ョンハウス(公営住宅)	1.7	主に財政	3.4	30	17.6	
運輸	10.乗用車、タクシ ー、バスの電氣化・燃 費改善	20.4	主に民間	57.6	183	9.0	81
	11.トラック電氣化、 燃費改善	11.2	主に民間	35.5	119	10.6	38
	12.鉄道、船舶、航空 の効率化	1.5	主に民間	3.0	10	6.7	3
	13.運輸インフラ	9.4	主に財政		167	17.8	3
小計		185		358	2196	11.9	714
	うち財政支出	33			592	17.9	
人 的 イ ン フラ	14.専門家支援・人材 育成	13	主に財政		251	19.0	
	15.労働力の円滑な 移行	5	主に財政		97	20.6	
小計		18			348	39.7	
合計		202		358	2544	12.6	714
	うち財政支出	51			940	18.4	

出典：未来のためのエネルギー転換研究グループ（2021）

さらに関連する研究として、コンサルティング会社のマッキンゼー日本支社が経済産業省のグリーントランスフォーメーション（GX）推進小委員会において、「日本の脱炭素化への道筋」というタイトルで脱炭素シナリオを発表しています（マッキンゼー2022）。内容は、2030年から2050年にかけての脱炭素化目標を実現するための最もコスト効率的で費用最小となるようなエネルギー・ミックスのシナリオを、独自のエネルギー需給モデルや脱炭素技術のコストモデルを用いて計算したものです。

同分析によると、1) 日本は、2030年までは脱炭素化目標をコスト効率的に達成できる一方で、2050年にかけてコストが増大する、2) 2030年までは、従来技術よりもコスト優位な脱炭素化技術が多く、社会全体ではコストを下げながら脱炭素化目標を実現できる一方で、2050年にかけては水素やCCS等コスト高な脱炭素化技術の導入が必要であることから、社会全体ではコストが増大する、3) 欧州との比較においては、2030年までは社会全体で同程度のコストで脱炭素化目標が達成できるが、2050年までにはコスト高となる。脱炭素化の実現に向けて直接排出に関わるプロセス上での追加設備投資は2050年までに2.1兆ドルとなる、などとなっています（図20、図21）。

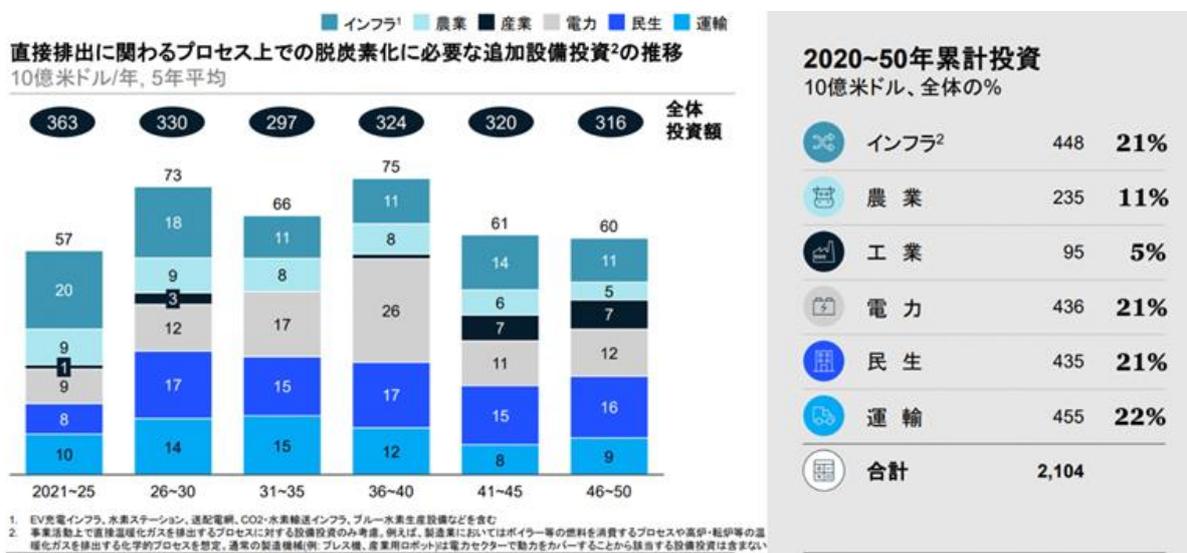


図20 マッキンゼー社のシナリオによる投資分野および金額

出典：マッキンゼー社（2022）

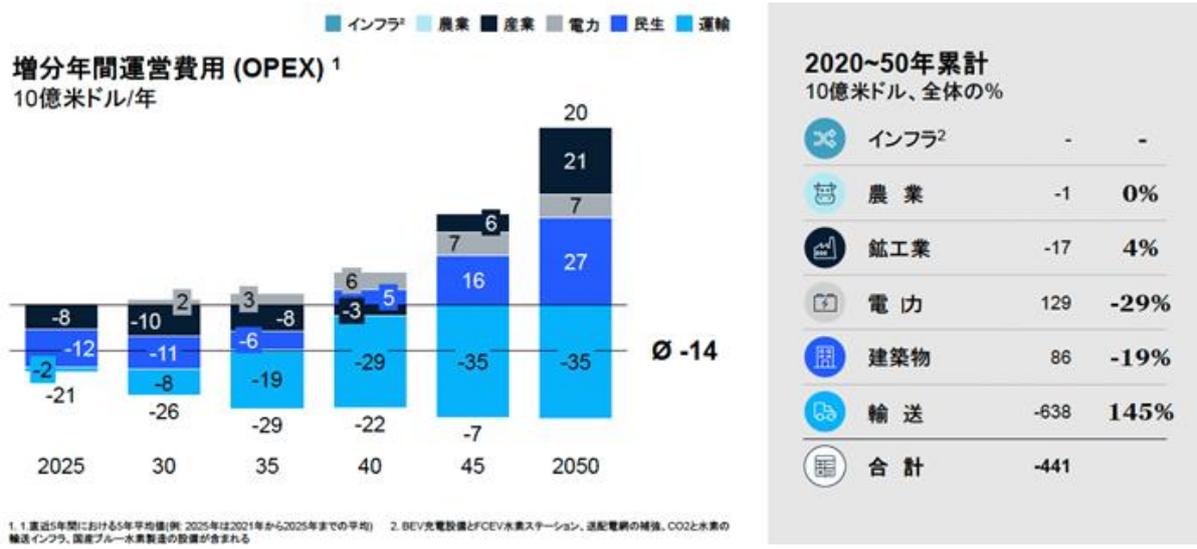


図 21 マッキンゼー社のシナリオによる増分年間運営費用の変化
出典：マッキンゼー社 (2022)

表 8 は、以上の 3 つのシナリオの類似点および相違点を整理したものです。

表 8 3 つのシナリオ比較

	政府案 (GX 基本方針) (経済産業省 2023)	未来のためのエネルギー 転換研究グループ	マッキンゼー (2022)
今後 10 年の総投資額	約 150 兆円超 (2023~)	約 202 兆円 (2021~)	130bil. USD (約 160 兆円)
年平均投資額	約 15 兆円	約 20 兆円	13bil. USD (約 16 兆円)
財政支出 (年額)	2 兆円	約 5 兆円	不明
再エネ投資 (年額)	約 2 兆円	約 3 兆円	約 2 兆円
省エネ投資 (年額)	約 4 兆円 (注)	約 13 兆円	約 7.4 兆円
原発 (年額)	0.1 兆円	ゼロ	不明
水素・アンモニア投資 (年 額)	約 0.7 兆円 (蓄電池製造 を含む)	ゼロ	不明
CO ₂ 削減量	不明	3 億 6000 万トン CO ₂ (2030 年)	不明

注：省エネに関しては経済産業省 (2022) にある“エンドユース”の項目の数値を示しています。
出典：経済産業省 (2022)、経済産業省 (2023) などにより筆者作成

これより、政府の GX 基本方針は省エネの投資が少なく、かつ発電燃料としての水素・アンモニア利用、原発、CCS など、投資対象に経済合理性が不明なものが含まれていることがわかります。また、CO₂削減量も不明です。

特に、GX 基本方針では政府の原発回帰が鮮明になっています。具体的には、GX 基本方針のべ

ースとなっている総合資源エネルギー調査会の電力・ガス事業分科会原子力小委員会革新炉ワーキンググループによって、2022年7月29日にカーボンニュートラルやエネルギー安全保障の実現に向けた革新炉開発の技術ロードマップ（骨子案）が出されています⁴⁷。そこでは「革新軽水炉は世界的にも建設・運転が進む既存軽水炉の技術の延長線上」とはっきりと述べられています。しかし、政府が言う「革新軽水炉」は、「革新的」なものではなく、すでにEUなどで建設されている大型炉とほぼ同じものです。「新たな安全メカニズムを組み込んだ」ともありますが、特に新たな安全メカニズムも組み込まれていません。さらに、他に挙げられている小型炉は前述のようにコスト高、高速炉や高温ガス炉は発電用ではなく、核融合炉は実験炉しかできておらず発電可能性すら確認されていません。すなわち、電源としては見込めないものばかりです。次世代革新炉のような曖昧な言葉を使うのではなく、定義、目標コスト、期限などを明確に設定する必要がありますが、GX基本方針ではそれがなされていません。具体的な合理性を示さないままに、原発への投資を進める内容となっているのがGX基本方針です。

一方、政府の年間投資額15兆円に対して、「レポート2030」の年間投資額は20兆円であり、その分野・内容は大きく異なります。まず、「レポート2030」では原発や石炭火力などの既存の電力システム維持に公的資金を使いません。また、各分野で必要となる投資額や、実現されるCO₂削減量を具体的に明らかにしています。

2) GX経済移行債の問題点

政府は、政府が考えるGXを実現するためのファイナンス方法として、今後10年間で約150兆円超の官民の合計の投資のうち、国の投資分に当たる20兆円規模（年間約2兆円）のGX経済移行債を発行するとしています。2023年度は、発行額は0.5兆円、2022年度第二次補正予算で先行的に措置した1.1兆円分に係る借換債と合計すれば1.6兆円となります。しかし、その財源は将来的なカーボンプライシングからの不確定な収入であり、償還は2050年という「つなぎ国債」です。10年債あるいは20年債での発行が予想され、財源確保よりも支出増加を優先させており、短期的には政府債務を増加させます。また、投資の対象も脱炭素に資するかどうかは疑問であり、さまざまな理由で金利も高くなる可能性があります。下記では、債券発行による脱炭素ファイナンスの現状を紹介しつつ、政府のGX経済移行債の問題点を明らかにします。

まず一般論として、脱炭素のためのファイナンスとして債券発行は必要であり、多くの国の政府などが実施しています。そのファイナンスに関しても、再エネや省エネに投資するグリーン債と、投資先にある程度の柔軟性を持たせたトランジション（移行）・ファイナンスがあります。このトランジション・ファイナンスは、債券やローンでの資金調達を活用して、対象事業・企業を、現状の気候・環境に負荷を与える「ブラウン」状態から、トランジション・プロセスでの事業・ビジネスの改善を経て、「グリーン化」することを目指します。投資家や金融機関はそうしたトランジション支援によって、自らのサステナビリティへの取り組みを確認できることにもなります。

日本では、このようなトランジション・ファイナンスに関して、筆者も関わっている研究者グループが『トランジション・ファイナンスのガイダンス（最終報告）』という報告書を出しています（トランジション・ファイナンス研究会2020）。この報告書では、金融ツールの一つであるグ

47 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/kakushinro_wg/pdf/006_04_00.pdf

グリーンボンドのあり方や温暖化対策に資する技術を規定するタクソノミーを議論しており、トランジション・ファイナンスの基準化作業を展開している国際資本市場協会 (ICMA) のワーキンググループや EU のサステナブル・ファイナンス行動計画の技術専門家グループ等に知見を提供しています。また、最近では日本でもサステナビリティ・リンク・ボンド (SLB) が利用可能にはなっています。

しかし、日本での移行債や SLB はサステナビリティ目標と資金使途が明確にはつながっていないという問題点があり、政府の GX 経済移行債も今のままではそのようになる可能性が高いです。特に、移行債の場合、これまで日本で発行され始めたものはいずれも資金使途先の達成目標と達成期間を明確に設定していません。例えば、2022 年 1 月 20 日、JFE ホールディングスは、2022 年度中に、同社初となる移行債を発行すると発表しました (ロイター2022 年 1 月 20 日)。この記事によると、発行額は 300 億ドルで、資金使途候補として製鉄分野での省エネルギー技術の開発等を挙げています。同ボンドは経済産業省が定める「クライメート・トランジション・ファイナンスモデル事業」に採択され、同省から補助金を供与されています。しかし同社の発表では、ボンド発行期間と、同社あるいは対象事業の CO₂削減目標年限が整合しておらず、ボンドの投資家にとっては、対象事業の「移行」の確からしさを判断できる仕組みにはなっていません。

GX 経済移行債の場合でも、明確なロードマップや同債券による資金調達及ばず CO₂ 排出削減効果および経済効果に関する情報を投資家に開示する仕組みの構築が必要です。また、水素・アンモニアの化石燃料との混焼、天然ガス、CCUS など化石燃料の継続使用を前提とした案件、そして原発関連の投資案件で発行される GX 経済移行債であれば国際的に認められないことも考えられ⁴⁸、GX 経済移行債が具体的な案件と紐づけられた場合、逆にプレミアムがついて金利が高くなる可能性があります⁴⁹。

また、政府は GX 経済移行債の償還には、将来の化石燃料賦課金および排出枠の有償オークションからの収入を当てるとしています。しかし、言うまでもなく、この時期や額に関して大きな不確定要素があります。

さらに、「政府の活動は、国民全体にその利益が行き渡る通常の政策の一環である。国民の一部である投資家に低い金利を受け入れさせ、そのコストの負担を別途求めるのは、そもそもおかしいのではないか。その財源は、利益を享受する幅広い国民の負担となるよう、通常の税金あるいは通常の国債で賄うべきではないか」(木内 2023) という考え方もあります。

GX 基本方針は、原発、水素・アンモニア発電、CCS などの将来性が乏しい技術に投資するものです。利回りも不確定であり、財政規律という意味でも合理性という意味でも問題が多くあります。これらによって、民間ファイナンスがつきにくい可能性があります。

48 実際に、例えば欧州投資銀行 (EIB) は、EU タクソノミーで原発が温暖化対策に資する技術としてリストアップされた後でも、原発に対しては投融資しないことを決めています (ENDS Europe 2022 年 1 月 27 日)。

49 逆プレミアムがつく別の理由として、木内 (2023) は、「市場規模が極めて大きく、流動性が高い、発行残高が 1,000 兆円を超える通常の国債とは別に 20 兆円規模の移行債を発行した場合、市場規模の小ささに根差す流動性の低さに対して、投資家がプレミアムを要求し、むしろ金利が通常の国債よりも高くなってしまいうリスクがある」と指摘しています。土井丈朗慶応教授も同様な意見を述べています (日高 2022)。

3) 成長志向型カーボンプライシングの問題点

カーボンプライシングは、炭素税や排出量取引制度によって、CO₂ 排出に価格（炭素価格）をつけるものです。これによって、CO₂ 排出削減が効率的に実施されます。現在の日本の炭素価格は他の国に比べて極めて低い状況にあります（図 22）⁵⁰。

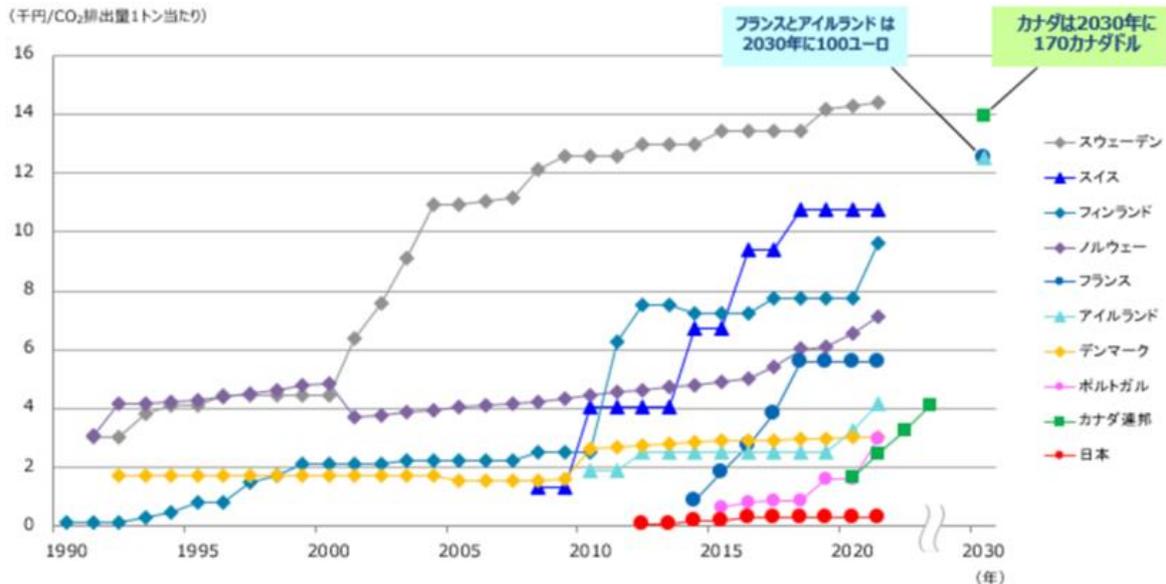


図 22 主な炭素税導入国の炭素税率推移および将来見通し

出典：元木（2021）

このような中、政府が「成長志向型⁵¹」と名づけたカーボンプライシングには以下のような問題点があります。

第一に、現在の政府案による排出量取引制度は、いわゆるベースライン・クレジット方式であり、排出主体である事業者自らが想定したベースラインからの削減量をクレジットとして取引するものです。これは、EU、韓国、中国など多くの国・地域がすでに導入している事業者の排出枠の上限を決めて、その排出枠の一部を取引するキャップ・アンド・トレード方式とは大きく異なるものであり、ベースライン設定の恣意性などから、実際の CO₂ 排出削減効果は小さいと予測されます。また、この仕組みも自主参加であり、参加する企業は限られます。政府は 2033 年から発電分野にキャップ・アンド・トレード方式を導入するとしていますが、これは EU がキャップ・アンド・トレード方式を導入した 2005 年から 28 年遅れてようやく導入する可能性があることを意味します。中韓からも 10 年程度遅れての導入です。結局は今の電力・エネルギーシステムをなるべく長く維持することにしかならず、EU などの炭素国境調整措置は回避できない可能性が高いです。

50 2026 年から EU は炭素国境調整措置を導入し、EU よりも低いレベルの炭素価格がついている製品に対しては関税をかけることを決めています。現状のままでは、日本からの輸出品に対して課される可能性は高いです。

51 「成長志向型 CP」というネーミングは、カーボンプライシング導入に対する推進派と反対派の両方の宥和が目的だと推察されますが、ミスリーディングであり、あまりにも日本的で変な造語です。

第二に、2028年から化石燃料の輸入に対して炭素賦課金をかけることになっていますが、これも遅い上に、その額が十分なものとなるかは未確定です。また、国庫に入る炭素税ではなく、経済産業大臣の認可法人となる脱炭素成長型経済構造移行推進機構（GX 推進機構）に入る賦課金であるため、経済産業省の予算が大きく増大し、その権限が強大化することになります。

4) GX 推進機構の問題点

政府は、カーボンプライシングを管轄する組織である GX 推進機構の機能として、1) 化石燃料賦課金・特定事業者負担金の徴収、2) 特定事業者排出枠の割当て及び入札の実施、3) 脱炭素成長型経済構造への円滑な移行に資する事業活動を行う者に対する債務保証、出資、社債引き受け、助言、その他の支援、などを想定しています。

しかし、この GX 推進機構は前述のように経済産業大臣の認可法人であり、実質的に日本のエネルギー・温暖化政策を経済産業省の手に完全に委ねることを意味します。業務計画、財務・会計などは「経済産業省令」によって定められるため、GX 推進機構に流れ込む資金の流れについては国会による監視や検証は十分にはなされません。これまでの経済産業省の認可法人、例えば使用済燃料再処理機構や原子力損害賠償・廃炉等支援機構は情報開示などに積極的とは言いにくく、新たに設置される GX 推進機構もそのようになる可能性が危惧されます。

5) まとめ

政府の GX 基本方針は、経済産業省主導のもと、原子力産業および化石燃料発電業を長期にわたり官民資金で支援する仕組みの構築であり、日本に求められる量の CO₂ 削減、雇用拡大、経済成長、企業の国際競争力強化、エネルギー安定供給にはつながらないものです。

脱炭素への投資は必要です。しかし、政府案は、経済合理性で「レポート 2030」などの代替案に劣り、国民負担は不合理に増大します。現世代と将来世代にツケを払わせながら今のエネルギー・電力システム全体を維持・固定化するものでしかありません。

政府は、しばしば「2020年代は温暖化対策にとっての勝負の10年」と言及します。しかし、原発や化石燃料に依存するエネルギーシステムの維持を目指す現政府案が議論不足のまま導入されれば、「勝負の10年」は、「何もしない10年」になることは確実です。それは温暖化対策を遅らせるだけでなく、産業政策の失敗という意味で日本の経済成長にとってマイナスとなるものです。

参考文献

- 明日香壽川 (2021) 『グリーン・ニューディール：世界を動かすガバナリング・アジェンダ』 岩波書店.
- Bayer, Edith (2015) Report on the German Power system: Country profile ver 1.01, Agora Energiewende.
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf
- Bieker, G. (2021) A GLOBAL COMPARISON OF THE LIFE-CYCLE GREENHOUSE GAS EMISSIONS OF COMBUSTION ENGINE AND ELECTRIC PASSENGER CARS, JULY 20, 2021.
<https://theicct.org/publication/a-global-comparison-of-the-life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-combustion-engine-and-electric-passenger-cars/>
- Bloomberg New Energy Finance (2021) by T. Brandily & A. Vasdev, 2H2021 LCOE Update, 21 Dec 2021 (subscriber content).
- Carbon brief (2022) Analysis: UK nuclear output falls to lowest level since 1982.
<https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-nuclear-output-falls-to-lowest-level-since-1982/>
- Craig, Morris (2015) German power bills are low compared to US average, Energy Transition, Newsletter, 26 May 2015.
<https://energytransition.org/2015/05/german-power-bills-low-compared-to-us/>
- 電力中央研究所 (2016) 「日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価」, 電力中央研究所 報告 Y06.
<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y06>
- E2 (2019) Green Jobs America.
<https://e2.org/reports/clean-jobs-america-2019/>
- FoE Japan (2022) Q&A 電力需給ひっ迫のホントのこと.
<https://foejapan.org/issue/20221227/10934/>
- 藤野豊 (2019) 『「黒い羽根」の戦後史：炭坑合理化政策と失業問題』 六花出版.
- 松久保 (2023) 「122 円 過大評価される原発再稼働」, CNIC ブリーフ, 2023 年 5 月.
<https://cnic.jp/47001>
- Greenpeace France (2022) ‘Russian doll’ gas and nuclear lobbying threatens EU energy independence – new research, press release, May 17, 2022.
<https://www.greenpeace.org/eu-unit/issues/climate-energy/46227/russian-doll-gas-nuclear-lobbying-taxonomy-eu/>
- ジスラー, ロマン (2022) 「フランスの原子力発電 100% 国有化の理由と課題」, 自然エネルギー財団コラム
<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20220823.php>
- ジスラー, ロマン (2023) 「日本の原子力発電政策の妥当性を検証」, 2023 年 2 月, 自然エネルギー財団.
https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_NuclearPowerInfoPack_JP_202302.pdf
- Heptonstall, P.J., Gross, R.J.K. (2021) A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. Nature Energy 6, 72–83.
<https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>
- 樋口英明 (2021) 『私が原発を止めた理由』 旬報社.

- 日高正裕 (2022) 「GX 移行債は発行金利上昇の可能性、流動性が課題－土居慶大教授」, ブルームバーグニュース, 2022 年 6 月 1 日.
<https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2022-05-31/RCIUB1DWX2Q401>
- IEA (2014a) The Power of Transformation.
http://www.nedo.go.jp/library/denryoku_henkaku.html (2016 年に発表された NEDO による日本語訳)
- IEA (2014b) CO₂ Emissions from Fuel Combustion.
https://www.oecd-ilibrary.org/energy/co2-emissions-from-fuel-combustion-2014_co2_fuel-2014-en
- IEA (2020) Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report.
<https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery>
- IEA (2022a) Nuclear Power and Secure Energy Transitions From today's challenges to tomorrow's clean energy systems.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/0498c8b8-e17f-4346-9bde-dad2ad4458c4/NuclearPowerandSecureEnergyTransitions.pdf>
- IEA (2022b) Job creation per million dollars of capital investment in power generation technologies and average CO₂ abatement costs, 26 Oct 2022.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/job-creation-per-million-dollars-of-capital-investment-in-power-generation-technologies-and-average-co2-abatement-costs>
- IEA/OECD NEA (2020) Projected Costs of Generating Electricity 2020.
<https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- 飯田哲也 (2020) 「「容量市場」とは何か：原発・石炭・独占を維持する官製市場」, Energy Democracy, 2020 年 10 月 27 日.
<https://energy-democracy.jp/3280>
- 稲澤泉 (2016) 「日本のエネルギー政策形成過程: 発電コスト検証を対象とした過程分析の視点から」, 日本公共政策学会第 20 回研究大会発表資料, 2016 年 6 月 12 日.
- IRENA (2020) Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020.
https://www.irena.org/-/media/files/IRENA/Agency/Publication/2020/Sep/IRENA_RE_Jobs_2020.pdf
- IRENA (2022) Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2022.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2022.pdf?rev=7c0be3e04bfa4cddaedb4277861b1b61
- Jenkins, J.D., Mayfield, E.N., Farbes, J., Jones, R., Patankar, N., Xu, Q., Schivley, G. (2022) Preliminary Report: The Climate and Energy Impacts of the Inflation Reduction Act of 2022, REPEAT Project, Princeton, NJ, August 2022.
https://repeatproject.org/docs/REPEAT_IRA_Preliminary_Report_2022-08-04.pdf
- 金森絵里 (2016) 「会計学から見る：「信頼関係」で築く防災」, 2016 年 5 月 30 日.
<https://www.ritsumei.ac.jp/research/radiant/disaster/story2.html/>
- 環境省 (2020) 「自動車による排出量のバウンダリに係る論点について」, 税制全体のグリーン化推進検討会, 第 2 回資料, 令和 2 年 11 月.
<https://www.env.go.jp/policy/%E3%80%90%E8%B3%87%E6%96%99%EF%BC%92%EF%BC%>

[8D%EF%BC%92%E3%80%91%E8%87%AA%E5%8B%95%E8%BB%8A%E6%8E%92%E5%87%BA%E9%87%8F%E3%81%AE%E3%83%90%E3%82%A6%E3%83%B3%E3%83%80%E3%83%AApptx.pdf](https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf)

環境省 (2022) 我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル, 令和 4 年 4 月.

<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>

経済産業省 (2022) 「クリーンエネルギー戦略, 中間整理 (概要)」 2022 年 5 月.

https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/green_transformation/pdf/008_01_00.pdf

経済産業省 (2023) 「GX 実現に向けた基本方針参考資料」 2023 年 2 月.

北村和也 (2016) 「2015 年のドイツの電力エネルギー総まとめ」 エネルギー・デモクラシー, 2016 年 1 月 29 日.

<http://www.energy-democracy.jp/1439>

木内登英 (2023) 「多くの課題を残したまま GX 移行債の具体的設計の議論が進む」, Global Economy & Policy Insight, 2023/02/02

<https://www.nri.com/jp/knowledge/blog/lst/2023/fis/kiuchi/0202>

Larsen J et al. (2022) A Turning Point for US Climate Progress: Assessing the Climate and Clean Energy Provisions in the Inflation Reduction Act, August 12, 2022.

<https://rhg.com/research/climate-clean-energy-inflation-reduction-act/>

Lazard (2020) Lazard's Levelized Cost of Energy, Levelized Cost of Storage, and Levelized Cost of Hydrogen, Oct 19, 2020.

<https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020/>

Lazard (2021) Lazard's Levelized Cost of Energy, Levelized Cost of Storage, and Levelized Cost of Hydrogen, Oct 28, 2021.

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

Lindsay M. Kralla, Allison M. Macfarlane, and Rodney C. Ewing (2022) Nuclear waste from small modular reactors, PNAS 2022 Vol. 119 No. 23 e2111833119.

<https://www.pnas.org/doi/pdf/10.1073/pnas.2111833119>

Lovins A. (2022) US nuclear power: Status, prospects, and climate implications, The Electricity Journal, Volume 35, Issue 4, 2022, 107122, ISSN 1040-6190.

<https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107122>.

Mahajan M et al. (2022) Updated Inflation Reduction Act Modeling Using the Energy Policy Simulator, Energy Innovation, August 23, 2022.

<https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2022/08/Updated-Inflation-Reduction-Act-Modeling-Using-the-Energy-Policy-Simulator.pdf>

Makhijani, Arjun (2022) Small modular reactors will not save the day. The US can get to 100% clean power without new nuclear, Utility Dive, Published Nov. 28, 2022.

https://www.utilitydive.com/news/small-modular-reactor-smr-wind-solar-battery-100-percent-clean-power-electricity/637372/?utm_source=Sailthru&utm_medium=email&utm_campaign=Newsletter%20We

- [ekly%20Roundup:%20Utility%20Dive:%20Daily%20Dive%2012-03-2022&utm_term=Utility%20Dive%20Weekender](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/green_transformation/pdf/005_02_03.pdf)
- マッキンゼー社 (2022) 「日本の脱炭素化への道」、第 5 回 産業構造審議会 産業技術環境分科会 グリーン
トランスフォーメーション推進小委員会／総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 2050 年カー
ボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合資料、2022 年 3
月 23 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/green_transformation/pdf/005_02_03.pdf
- 松尾雄司 (2021) 「発電コスト評価と電源別限界費用」, 日本原子力学会誌, Vol.63, No.7.
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jaesjb/63/7/63_507/_pdf
- 未来のためのエネルギー転換研究グループ (2019) 「原発ゼロ・エネルギー転換戦略」.
<http://energytransition.jp/>
- 未来のためのエネルギー転換研究グループ (2021) 「レポート 2030：グリーン・リカバリーと 2050 年カー
ボン・ニュートラルを実現する 2030 年までのロードマップ」
<https://green-recovery-japan.org/>
- 元木悠子 (2021) 「カーボンプライシング：各国で進む炭素排出の見える化、日本では炭素税の導入で攻防
続く」 週間エコノミスト 2021 年 11 月 23 日号.
<https://www.mizuho-rt.co.jp/publication/contribution/2021/economist211123.html>
- 村上敦 (2011) 「ドイツの急速な脱原発はフランス原発に依存か？ (その 4) ドイツ・フライブルグ市から地
球環境を考える」, 2011 年 5 月 27 日.
<http://blog.livedoor.jp/murakamiatsushi/archives/51630834.html>
- 南部美智代 (2018) 「公正な移行とは」, 気候ネットワーク設立 20 周年記念フォーラム発表、2018 年 6 月
10 日.
https://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2018/06/Nanbu_presentation.pdf
- NAO (2017) Hinkley C, National Audit Office, 23 June 2017.
<https://www.nao.org.uk/wpcontent/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>
- NAO (2008) Ministry of Defense: The United Kingdom's Future Nuclear Deterrent Capability, REPORT BY
THE COMPTROLLER AND AUDITOR GENERAL | HC 1115 Session 2007-2008 | 5 November
2008.
<https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2008/11/07081115.pdf>
- NASEO and EFI (2019) The 2019 U.S. Energy and Employment Report.
<https://www.usenergyjobs.org/>
- 日本原子力産業協会 (2019) 「原子力産業に関する動向調査 (2019 年版)」.
<https://www.jaif.or.jp/sangyodoukou2019>
- 日本経済研究センター (2019) 「続福島第一原発事故の国民負担」.
https://www.jcer.or.jp/jcer_download_log.php?post_id=43790&file_post_id=43792
- Nuclear Industry Council (2017) The Nuclear Sector Deal: Nuclear Industry Council Proposals to Government
for a Sector Deal, 7 December 2017.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665473/The_Nuclear_Sector_Deal_171206.pdf
- OMB (2022) ANALYSIS: THE SOCIAL BENEFITS OF THE INFLATION REDUCTION ACT'S

- GREENHOUSE GAS EMISSION REDUCTIONS.
<https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/08/OMB-Analysis-Inflation-Reduction-Act.pdf>
- 大島堅一 (2021) 「原発のコスト」, CCNE オンライン企画, 2021 年 7 月 5 日.
http://www.ccnejapan.com/wp-content/20210705CCNE_Oshima.pdf
- 大島堅一 (2022) 「運転延長、コスト低減限定的 原発政策の行方」, 日本経済新聞 2022 年 12 月 8 日.
- 大島堅一 (2023) 「高騰する電気料金と原発: 動いてなくても原発の発電料金をとられている」, マスコミ市民, 2023 年 4 月号.
- Ricardo Energy & Environment (2020) Determining the environmental impacts of conventional and alternatively fuelled vehicles through LCA.
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1f494180-bc0e-11ea-811c-01aa75ed71a1>
- Roberts L. and Senlen O. (2022) No New Coal Progress Tracker.
<https://www.e3g.org/news/no-new-coal-progress-tracker/>
- 櫻井啓一郎 (2022) 「EV の普及動向と、蓄電資源としての活用方策 2022.4.22 v2 (公開版)」
<https://www.esisyab.iis.u-tokyo.ac.jp/symposium/20220422/20220422-04.pdf>
- 澤昭裕 (2012) 『精神論ぬきの電力入門』新潮社.
- 資源エネルギー庁 2022 「原子力産業をめぐる動向について」, 第 13 回原子力委員会資料第 3 号.
http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryu2022/siryu13/3_haifu.pdf
- 嶋崎尚子 (2013) 「石炭産業の収束過程における離職者支援」『日本労働研究雑誌』 641: 4-14.
<https://www.jil.go.jp/institute/zassi/backnumber/2013/12/pdf/004-014.pdf>
- Shiraishi K. et al. (2023) THE 2035 JAPAN REPORT PLUMMETING COSTS OF SOLAR, WIND, AND BATTERIES CAN ACCELERATE JAPAN'S CLEAN AND INDEPENDENT ELECTRICITY FUTURE, Berkeley Lab, Feb.27, 2023.
https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_2035_japan_report_english_02.27.pdf
- 自然エネルギー財団 (2023) 「2035 年エネルギーミックスへの提言 (第 1 版): 自然エネルギーによる電力脱炭素化を目指して」 2023 年 4 月.
https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_2035_Study_JP.pdf
- Sovacool, B. et al. (2020) Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power, Nature Energy, Vol.5 928-935.
- Stirling Andy and Johnstone Phil (2018) Interdependencies Between Civil and Military Nuclear Infrastructures, SPRU Working Paper Series (SWPS), 2018-13: 1-18. ISSN 2057- 6668.
www.sussex.ac.uk/spru/swps2018-13
- S&P Global (2018) No new nuclear units will be built in US due to high cost: Exelon official, Apr.12, 2018.
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/041218-no-new-nuclear-units-will-be-built-in-us-due-to-high-cost-exelon-official>
- 自然エネルギー100%プラットフォーム (2022) 「太陽光発電のギモン解決! よくある質問 15 選」.
https://go100re.jp/wp-content/uploads/2022/12/PV_go100RE_202211.pdf
- 諏訪亜紀・歌川学 (2021) 「結局、原子力発電のコストはいくらなのか? モデル発電所方式に基づくコスト分析」, 京都大学大学院経済学研究科再生可能エネルギー経済学講座コラム No.252.
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0252.html
- 省エネルギーセンター (2014) 「産業分野における今後の省エネルギー推進の方向性」, 総合資源エネルギー

- 一調査会省エネ小委員会第3回資料2, 平成26年7月24日。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/sho_ene/pdf/003_02_00.pdf
- 田中信一郎 (2019) 「「原発ゼロ」と「再エネ主力電源化」～その予算と戦略は?～」第76回国会エネルギー調査会(準備会)発表資料、2019年2月28日。
<https://www.dropbox.com/s/dzo51mkt28429xk/%E5%9B%BD%E4%BC%9A%E3%82%A8%E3%83%>
- 東京都 (2022) 「太陽光発電設置解体新書～太陽光発電の“クエスチョン”をひも解く～」。
https://www.kankyo.metro.tokyo.lg.jp/climate/solar_portal/faq.files/factsheet.pdf
- 東京都 (2023) 「太陽光パネル設置に関する Q & A」, 2023年3月31日。
https://www.kankyo.metro.tokyo.lg.jp/climate/solar_portal/program.files/taiyokoQA.pdf
- トランジション・ファイナンス研究会 (2020) 「「移行ファイナンス (トランジション・ファイナンス)」のガイダンス (最終報告)」, 2020年10月2日。
<https://rief-jp.org/wp-content/uploads/6612faa1992d4fa77aa0c96aaf9d218a4.pdf>
- UCB (2020) 2035 The Report.
<http://www.2035report.com/wp-content/uploads/2020/06/2035-Report.pdf?hsCtaTracking=8a85e9ea-4ed3-4ec0-b4c6-906934306ddb%7Cc68c2ac2-1db0-4d1c-82a1-65ef4daaf6c1>
- USEIA (2011) Annual Energy Outlook 2011.
<https://www.osti.gov/servlets/purl/1019039>
- USEIA (2022) Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022, March 2022.
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- USNRC (2011) Levelized Costs of New Generation Resources in the AEO 2011.
<https://www.nrc.gov/docs/ML1202/ML12026A753.pdf>
- Warner, E.S. and Heath, G.A. (2012) Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Electricity Generation, Journal of Industrial Ecology, 16: S73-S92.
<https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2012.00472.x>
- WNISR (2022) The World Nuclear Industry Status Report 2022.
<https://www.worldnuclearreport.org/World-Nuclear-Industry-Status-Report-2022-870.html>
- 安田陽 (2016) 「電力自由化したら停電が増える?」, 環境ビジネス, 2016年2月15日号。
<http://www.kankyo-business.jp/column/012154.php>
- 安田陽 (2022) 「需給逼迫の根本原因と抜本対策」FoE Japan オンラインセミナー「電力需給逼迫」と原発再稼働～望ましい解決とは, 2022年9月6日。
https://foejapan.org/wpcms/wp-content/uploads/220906_yasuda.pdf
- 安田陽 (2023) 「欧州連系線の計量経済分析～根拠に基づく政策決定(EBPM)のために～」, 京大再エネ講座公開研究会, 2023年4月24日。
<https://drive.google.com/drive/folders/1zd7vmJvd6C7Hgphv2M6kUwwUs373hM2x>

今こそ知りたいエネルギー・温暖化政策 Q&A (2023 年版)

——政府 GX による原発回帰は、国民負担が増すだけで、脱炭素にもエネルギー安定供給にもつながらない

執筆者： 明日香壽川
協力者： 大島堅一、松久保 肇
編集： 宇津 宏

2023 年 5 月 12 日 第 1 刷発行

原子力市民委員会

〒160-0008 東京都新宿区四谷三栄町 16-16 iTEX ビル 3 階
(認定 NPO 法人 高木仁三郎市民科学基金内)

TEL/FAX 03-3358-7064

E メール email@ccnejapan.com

ウェブサイト <http://www.ccnejapan.com>

頒価 500 円 ISBN 978-4-9912055-2-1