

<記者会見>

**第七次エネルギー基本計画議論開始に向けて
議論の枠組みとプロセスを問う**

**政府GXは国民負担を
増やして脱炭素を遅らせる**

2024年5月9日

東北大学東北アジア研究センター・同大学院環境科学研究科教授

明日香壽川

Takeawayメッセージ

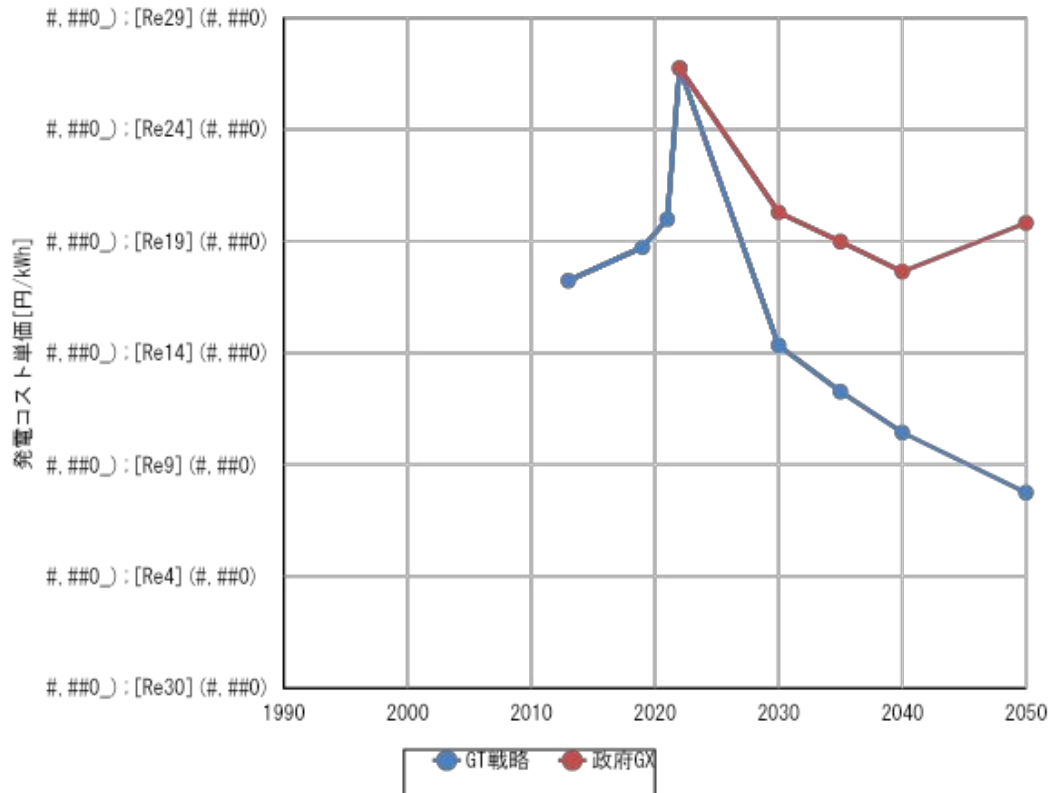
1. 「日本の温室効果ガス排出削減目標(2030年に2013年比46%削減)はパリ協定の1.5度目標に整合」という政府見解は明らかに間違いでグリーンウォッシュ。すなわち、**日本政府や日本企業のCO₂排出削減目標は規模感とスピード感が完全に間違ってる**

Takeawayメッセージ(続き)

2. 補助金には良い悪いがあり、今、水素・アンモニア混焼や石炭火力CCSに多額の公的な補助金を出すのは極めて悪手(機会費用の喪失)
3. その分のお金を再エネ・省エネに投資すれば、CO₂排出早期大幅削減、電気代削減、光熱費削減、化石燃料輸入費削減、雇用増加、GDP増加、大気汚染防止、エネルギー安全保障強化のすべてが実現

省エネ・再エネ投資の方が電気代は安くなる

政府GXとGT戦略の発電コスト単価推移

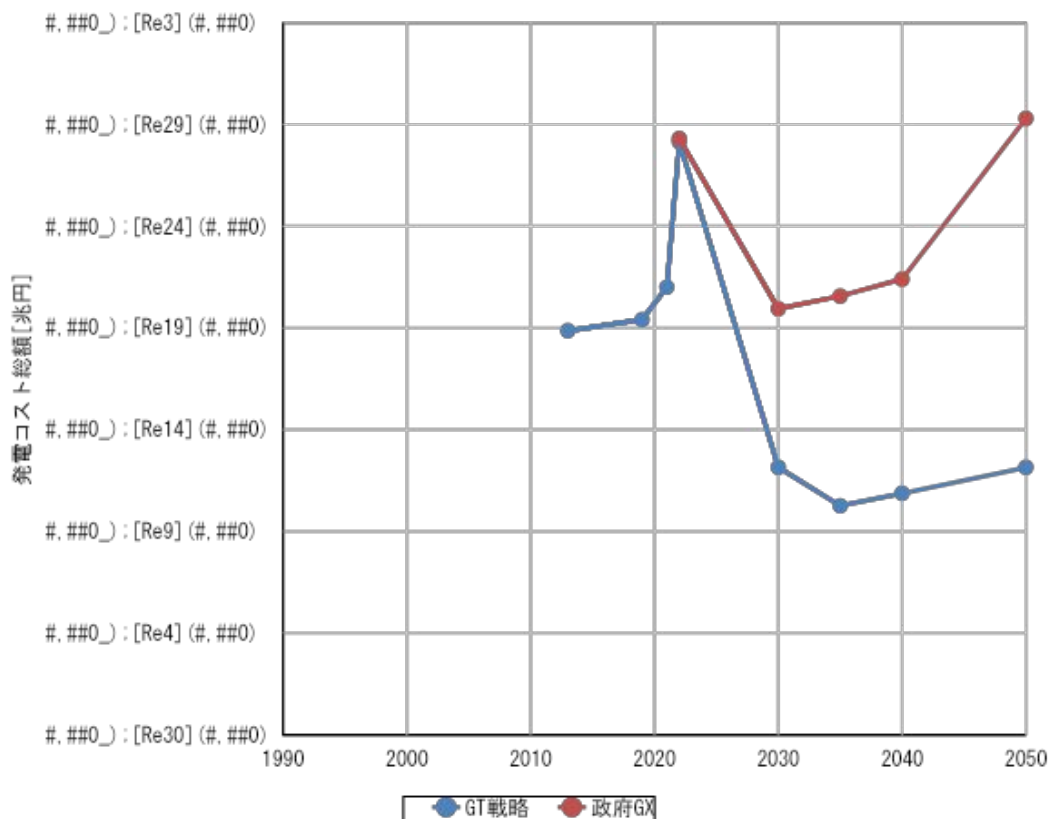


注: 計算の前提や方法は付録を参照のこと

出典: 明日香壽川・佐藤一光・朴勝俊・松原弘直(2024)「グリーントランジション2035」
(2024年5月末公表予定)

省エネ・再エネ投資の方が電気代は安くなる(続き)

政府GXとGT戦略の発電コスト総額推移



注: 計算の前提や方法は付録を参照のこと

出典: 明日香壽川・佐藤一光・朴勝俊・松原弘直(2024)「グリーントランジション2035」
(2024年5月末公表予定)

省エネ・再エネ投資の方が光熱費と化石燃料輸入費が減る

	GT戦略		政府GX	政府・目標未達
	2030	2035	2030	2030
CO ₂ 削減率(2013年比)	-71%	-81%	-45%	-34%
電力CO ₂ 排出係数[kg-CO ₂ /kWh]	0.18	0.08	0.25	0.41
再エネ電力比率	58%	80%	36～38%	30%
原発比率	0%	0%	20～22%	5%
化石燃料輸入額	10.4兆円	7兆円	12.5兆円	16.5兆円
年間エネルギー支出額	30兆円	26兆円	45兆円	45兆円
エネルギー支出累積削減額 (2024年以降)	105兆円	234兆円	40兆円	32兆円
累積民間設備投資額(2024年以降)	113兆円	190兆円	31兆円	28兆円

注: 政府GXおよび政府・目標未達ケースの化石燃料輸入額、エネルギー支出額、エネルギー支払い削減額などは推定
 出典: 明日香壽川・佐藤一光・朴勝俊・松原弘直(2024)「グリーントランジション2035」(2024年5月末公表予定)

付録

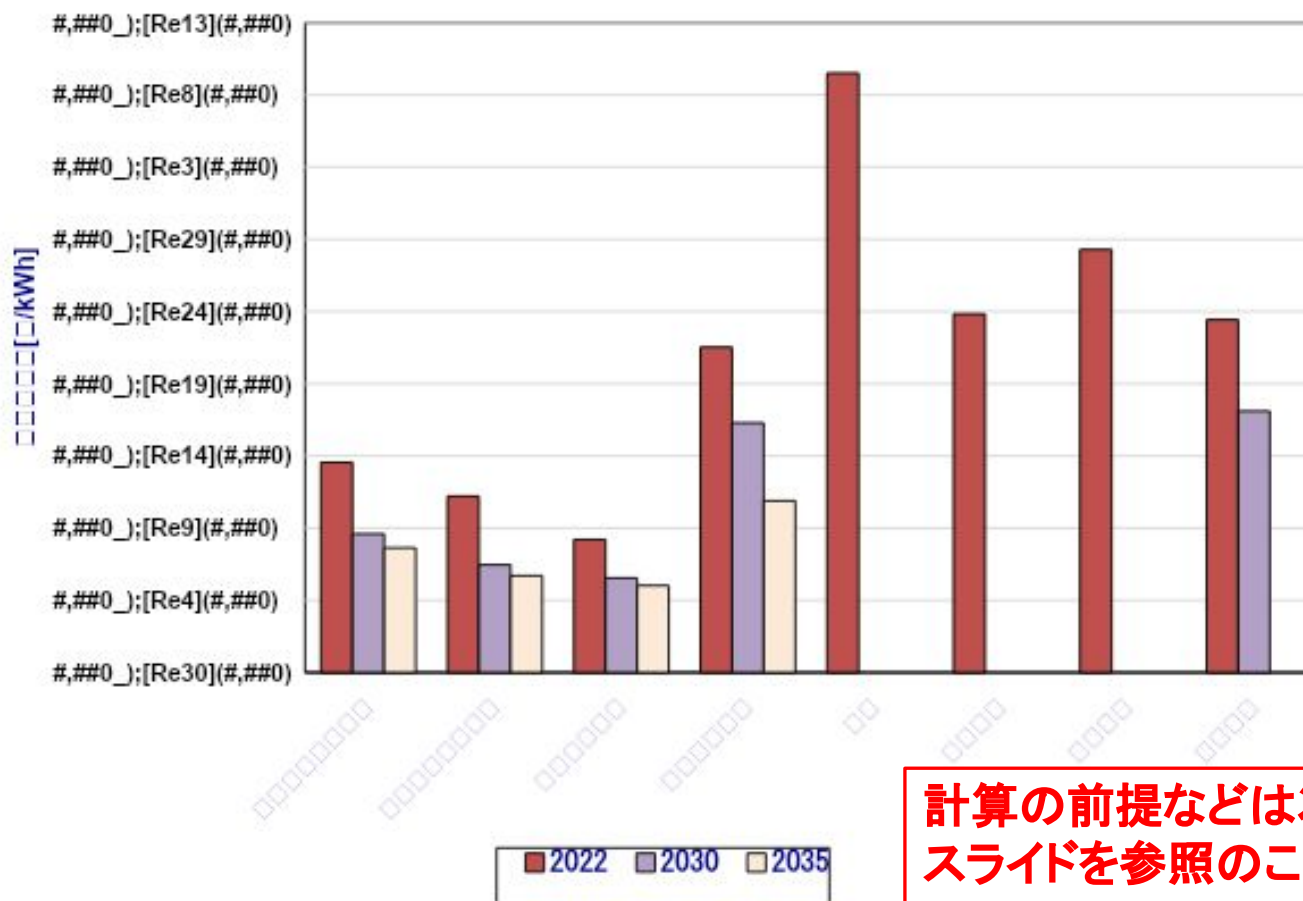
環境大臣によるグリーンウォッシュ発言

2022年11月15日、COP27閣僚会合において日本の西村環境大臣(当時)は、「1.5°C目標の達成が重要であり、日本は、パリ協定の1.5°C目標と整合した長期戦略及びNDCを既に策定しました。まだそうしていない国、とりわけ主要経済国に対し、更なる温室効果ガス排出削減を呼びかけます」*と述べた。しかし、その定量的な根拠は政府関係者の誰からも出されておらず、明らかに間違っている。

* 環境省HP COP27閣僚級セッション 西村環境大臣ステートメント
https://www.env.go.jp/annai/kaiken/kaiken_00055.html

発電コスト計算の前提および方法(1)

計算で用いた各発電エネルギー技術の発電コスト



計算の前提などは次からのスライドを参照のこと

発電コスト計算の前提および方法(4)

③火力発電コストは、資本費、運転維持費、燃料費を計算している。資本費、運転維持費は基本的に経済産業省総合資源エネルギー調査会発電コスト検証WGレビューシートによる。燃料費は2022年度については財務省貿易統計の輸入価格を用いて計算、2030年以降はIEAの世界エネルギー見通しの日本の輸入単価の増減を見込んだ。発電効率は経済産業省総合エネルギー統計時系列表の発電量と投入量より求めた。設備利用率は2022年に石炭火力64%、石油火力37%、LNG火力48%、2030年にはLNG火力48%としている。また、社会的費用である炭素税(総合資源エネルギー調査会発電コスト検証WGのレビューシートでは石炭火力が約5.3円/kWh、石油火力が約4.7円/kWh、ガス火力が2022年約2.4円/kWh、2030年約3円/kWh)を含まない。

発電コスト計算の前提および方法(2)

①再エネは新設分のコストであり、原発と火力発電は既設・減価償却前
のコストをそれぞれ示している。既設の原発のコストに関しては、東電の
公表資料(2023年の規制料金値上げ申請書類)を参考にした。具体的
には、再稼働する原発2基で年間119億キロワット時の電力を発電し、費
用の総額は4940億円になっているので、1キロワット時当たりの発電コ
ストは $4940 \div 119 = 41.51$ [円/kWh]と計算した。ただしこれは一部稼働し
た場合で、全機停止している現状は、資本費、運転維持費がかかる一
方で発電量はゼロで発電コストは無限大ということになる。また、原発コ
ストは社会的費用の事故リスク対応費用と政策経費を含まない。

発電コスト計算の前提および方法(3)

②再エネの発電コストは、国際再生可能エネルギー機関(IRENA)が毎年出している“RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 (IRENA 2023)”での国際価格に日本での価格も収斂すると想定して計算した。具体的には、事業用太陽光と陸上風力は2030年までに、洋上風力は2035年までに、2022年の国際価格まで低下するとした。

発電コスト計算の前提および方法(5)

④スライド4およびスライド5で2040年以降に政府GXの発電コスト価格が上昇している理由のひとつとして、2040年から火力発電の化石燃料燃焼分にはすべてCCSが入ると想定していることがある(水素・アンモニア混焼は2030年から徐々に導入されると想定している)。ここでは、CCSのコストは9.8円/kWh(12000円/トンCO₂)としている。根拠は、経済産業省の報告書「CCSを取り巻く状況」(CCSの実証および調査事業のあり方に向けた有識者検討会、平成30年6月11日)のp.10で、「2007年に試算された船舶による輸送コスト約4,000円/トンCO₂を上記に加算すると、CCSコスト(船舶輸送を含む)は9.8円/kWhとなる(計算は、11.3円/kWh(7.3+4.0)×0.864kg/kWh(石炭火力の排出係数)=9.8円/kWh(CCSコスト(船舶輸送を含む))」から。

発電コスト計算の前提および方法(6)

⑤政府GXの2050年発電想定においては、総合エネルギー資源調査会基本政策分科会で発表された地球環境産業技術研究機構(RITE)の「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析」などに基づいて、設備容量は原発30GW(100万kW、全て新設またはリプレース)、石炭50GW、LNG 80GW、水素アンモニア火力40GW(前述の石炭、LNGの外数)と推定し、発電量割合は、再エネ40%、原発11%、火力48%(石炭火力16%、LNG火力22%、水素アンモニア発電11%(四捨五入のため合計があわない)と推定してそれぞれ試算した。