

グリーン連合

市民版環境白書発行記念シンポジウム

グリーントランジション2035

GXという名のグリーンウォッシュ

2024年6月21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

内容

1. 早急かつ大幅な削減の必要性
 2. 再エネ・省エネ拡大の経済合理性
 3. まとめ
- 付録・参考文献

Takeawayメッセージ

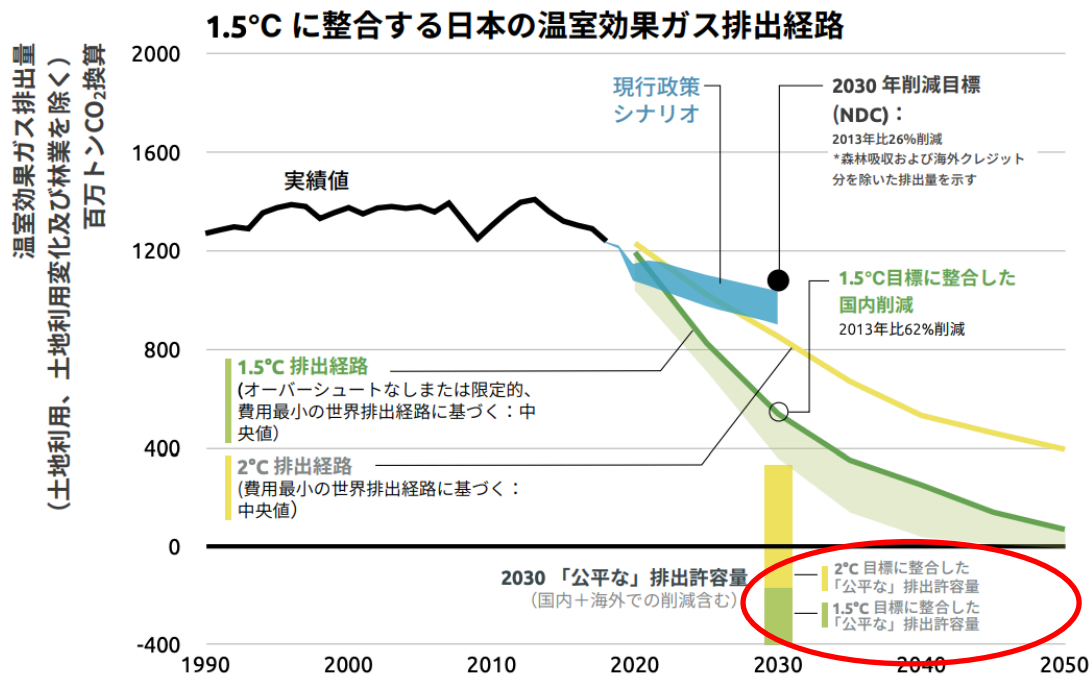
1. 「日本の温室効果ガス排出削減目標（2030年に2013年比46%削減）はパリ協定の1.5度目標に整合」という政府見解は明らかに間違いでグリーンウォッシュ。すなわち、GXというネーミングの日本政府や日本企業のCO₂排出削減目標および政策は規模感とスピード感が完全に間違ってる

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

1.早急かつ大幅な削減の必要性

日本の今の2030年目標は1.5°C目標に整合せず、脱炭素に「複数あるいは多様なルート」など存在しない



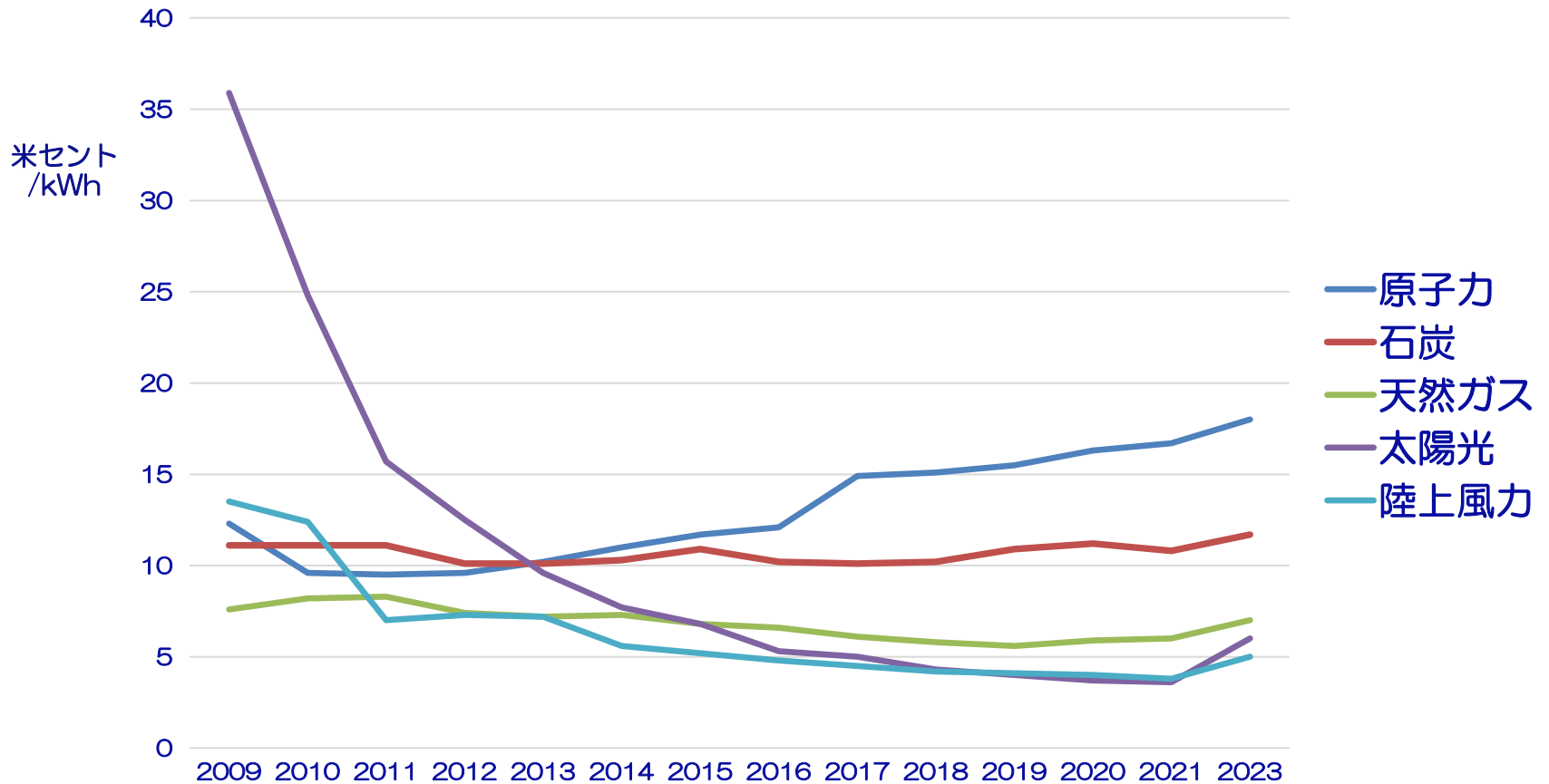
世界全体での費用最小の場合には62%削減。しかし、一人当たりなどの公平性を考慮すると100%以上削減が必要と指摘

図1: 1.5°C目標に沿った、世界全体での最小費用シナリオと整合する日本のGHG排出経路(土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)を除く)。過去の排出実績値(1990-2018)、現行のNDC(LULUCFおよび海外削減分を除く)、現行政策シナリオ下の排出見通し並びに2°C目標と整合した排出経路も示す。

出典: Climate Action Tracker (2021) 日本: 1.5°Cベンチマーク ~ 2030年温暖化対策目標改定への示唆 ~ 2021年3月

2. 再エネ・省エネ拡大の経済合理性

発電エネルギー技術新設コスト比較



出典：Lazard (2023) 2023 Levelized Cost Of Energy+

<https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

米政府機関エネルギー情報局も毎年そのような数値を公表

2022年発電エネルギー技術のコスト比較（米国）

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

← 石炭火力

← 原子力

← 太陽光

出典：USEIA (2022) Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

注：Estimated unweighted levelized cost of electricity (LCOE) and levelized cost of storage (LCOS) for new resources entering service in 2027 (2021 USD/MWh)

最新IEA報告書では温室効果ガス排出削減コストでも原発運転延長よりも再エネ新設の方がはるかに安い



出典：IEA (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>



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



未来のためのエネルギー転換研究グループ

出典：未来のための
エネルギー転換研究
グループ（2021）

THE ROADMAP

20
30

A
GREEN RECOVERY
for
CARBON NEUTRALITY

メンバー

ダウンロード

内容

お問い合わせ

GREEN RECOVERY

2050年カーボン・ニュートラルを実現するためのロードマップ

<https://green-recovery-japan.org/>

Green

グリーン

Transition

トランジション

2035

未来のための
エネルギー転換
研究グループ

2035年に再エネ電力割合とCO₂削減のダブル80%を実現するシナリオの経済合理性

winning back energy
and climate policy

2035

2024



2050

政府GXに対する代替案としてエネルギー政策が経済産業に与える下記の影響を具体的かつ定量的に明示

- エネルギーコストがどうなるか
- 電力料金がどうなるか
- 経済成長にどのような影響を与えるか
- 雇用にどのような影響を与えるか
- 物価にどのような影響を与えるか

GT戦略と政府GX（第6次エネ基 およびGX 実行計画）との比較

	GT 戦略				政府 GX	
	2030 年	2035 年	2040 年	2050 年	2030 年 (現在の政府目標値)	2050 年
再生可能エネルギー 発電比率	58%	80%	100%	100%	36 ~ 38%	主力電源?
原子力発電比率	ゼロ	ゼロ	ゼロ	ゼロ	20 ~ 22%	依存?
火力発電 (注3)	42% LNG 火力 (石炭火力ゼロ)	20%	ゼロ	ゼロ	LNG 火力、 石炭火力	LNG 火力、 石炭火力、 CCS/CCU
電力消費量 (2013 年比)	-31%	-31%	-31%	-28% (注4)	-13%	?
最終エネルギー消費量 (2013 年比)	-50%	-58%	-66%	-約 70%	-23%	?
化石燃料輸入額	10.4 兆円	7 兆円	2.5 兆円	ゼロ	14.5 兆円 (注1)	?
エネルギー支出額 (注2)	30 兆円	26 兆円	21 兆円	約 17 兆円	45 兆円 (注1)	?
エネルギー起源 CO ₂ (2013 年比)	-71%	-81%	-90% 以上	-90% 以上 (既存技術のみ)、 -100% (新技術を想定)	-45%	?

注1：政府は公表していないため、筆者らによる推計値。

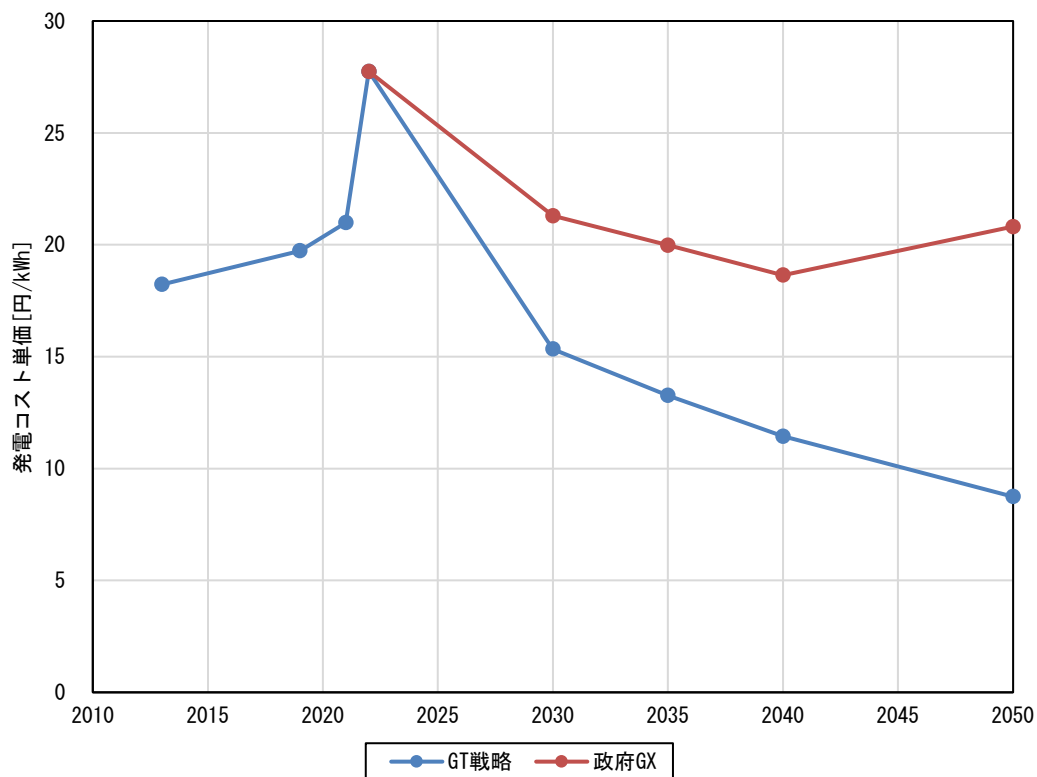
注2：最終エネルギー消費に対する支出額。

注3：火力発電の割合は同じだが、GT 戦略は政府 GX より省エネが進んでいるので火力発電量は政府より 20% 以上小さい。後述の政府対策未達ケースと比較すると、LNG のみ残す GT ケースと、石炭も LNG も残す政府対策未達ケースでは LNG 火力発電量はほとんど変わらない。

注4：新技術対策適用前の数値で、この場合では CO₂ 排出は 98% 削減となる。残りの 2% を再エネ電力からの水素・合成燃料作成による産業高温熱と船舶航空燃料の置き換えなどの新技術で削減した場合、2050 年の電力消費量は 2013 年レベルまで上がる可能性がある。

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

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

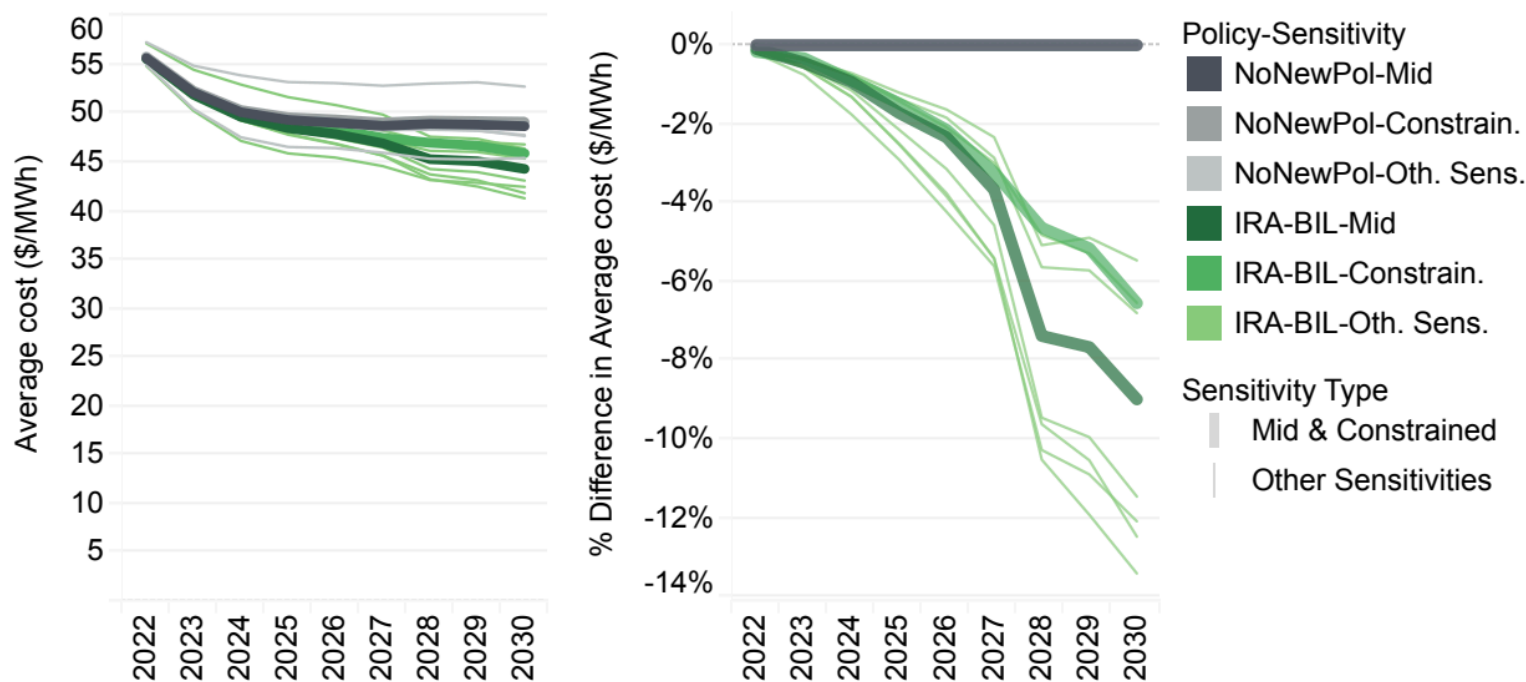
	GT戦略		政府GX	政府・目標未達
	2030	2035	2030	2030
CO ₂ 削減率(2013年比)	-71%	-81%	-45%	-34%
電力CO ₂ 排出係数[kg-CO ₂ /kWh]	0.18	0.08	0.25	0.41
再エネ電力比率	58%	80%	36~38%	30%
原発比率	0%	0%	20~22%	5%
化石燃料輸入額	10.4兆円	7兆円	12.5兆円	16.5兆円
年間エネルギー支出額	30兆円	26兆円	45兆円	45兆円
エネルギー支出累積削減額 (2024年以降)	105兆円	234兆円	40兆円	32兆円
累積民間設備投資額(2024年以降)	113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

米エネルギー省（DOE）の報告書 も同様の結果を示している

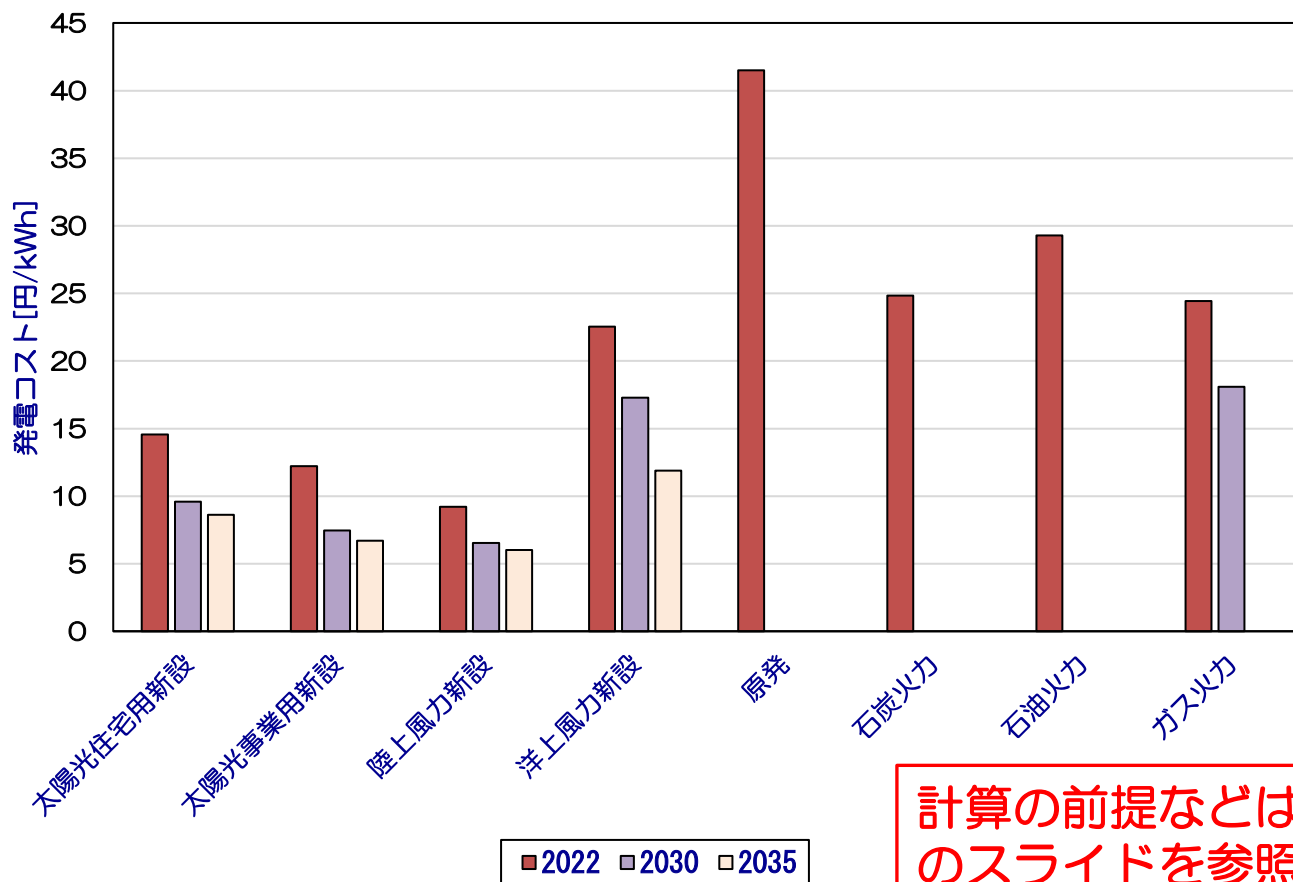
インフレ抑制法（IRA）による発電コスト削減



出典：Steinberg et al. (2023) Evaluating Impacts of the Inflation Reduction Act and Bipartisan Infrastructure Law on the U.S. Power System. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-85242. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85242.pdf>.

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

3.まとめ

日本のエネルギー・温暖化政策はガラバゴス

- 「逆張り」が成功する可能性は小さく、数兆～数十兆円レベルで、国民負担は増えて国富は海外に流出する。機会費用は大きく、脱炭素は遅れる
- 「ゼロエミッションだから、あるいは将来ゼロエミッションになるから」という単純すぎる評価基準ではなく、コストとスピードを考えることが脱炭素、エネルギー支出削減、国富流出回避、雇用増加、大気汚染防止、エネルギー安全保障強化のすべてに大事

国民がツケを払うグリーンウォッシュが政府と特定企業によって行われている

- 政府予算以外にも、容量市場や長期脱炭素電源オークションなど原発や化石燃料発電への実質的な補助金は盛り沢山。利益を得るのは大手電力会社、化石燃料会社、一部のメーカーなどの企業（多くが大企業）で、損するのは国民全体
- 結局は、現時点での権益や雇用が絡むエネルギーシステム改革次第であり、それは政策決定システム改革次第（「転落の歴史に何を見るか」）

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℃目標の達成が重要であり、日本は、パリ協定の1.5℃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 (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（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 (5)

④スライド25およびスライド26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。

参考文献

- IEEFA (2023) Carbon Capture and Storage : An unproven technology that cannot meet planetary CO₂ mitigation needs.
<https://ieefa.org/ccs>
- Schlissel D. and Kalegha M. (2024) Carbon Capture at Boundary Dam 3 still an underperforming failure, April 30, 2024.
<https://ieefa.org/resources/carbon-capture-boundary-dam-3-still-underperforming-failure>