

柏崎・刈羽原発再稼働の経済合理性

2024年6月7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

asukajusen@gmail.com

内容

1. 新潟県の計算の問題点
 2. 再エネ・省エネ投資を追加した場合の経済効果
 3. 原発は温暖化対策を遅らせる非経済合理的な選択
- 付録・参考文献

Takeawayメッセージ

1. 選択肢の決め方や範囲が限定的で、不十分な経済指標や計算方法のみで優劣を判断するのはミスリーディング
2. 今、原発に支出するのは機会費用の大きな喪失

Takeawayメッセージ（続き）

3. その分のお金を再エネ・省エネに投資すれば、地域の経済発展、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.新潟県の計算の問題点

そもそも産業連関表とは？

2016年東京オリンピックの場合

東京都の夏季五輪開催の経済効果試算(2016年大会の立候補時)



産業連関表は信頼できる？

[1] 同じことについての経済波及効果を試算しても、正反対の結果が出ることもあり。例えば、TPP（環太平洋経済連携協定）参加に慎重姿勢を示していた農林水産省はTPPによる貿易自由化で実質国内総生産が7.9兆円に減ると試算。一方、TPPに積極的な経済産業省はTPPに参加せず自由化しないと10.5兆円減ると計算。理由は、農水省は農業と関連産業、経産省は自動車・機械など主力産業への影響だけをそれぞれ計算したため。

必ずしも「今」を反映していない

[2] 経済波及効果の試算に利用される産業連関表は5年に1度しか作成されないもので、この間の技術革新など、経済のダイナミックな変化による影響は反映されない。実際の経済動向には産業発展状況、景気動向、為替変動なども複雑に絡み合うために、波及効果の試算結果の正確性を検証することも困難。このように経済効果の試算にはさまざまな限界がある。

「経済効果」は全てを示してはいない

[3] 原発が危険なのは、東京電力が新潟と福島に設置し、人口の多い東京湾等、自らの供給区域に原発を立てなかったことから明らか。このことは福島第一原発事故の遠因でもある。

[4] にもかかわらず、事故の危険性を引き受けさせられる立地自治体に対して、事故リスクを無視した「経済効果」なるものを示して、原発再稼働をありがたいことのように見せることは、住民にとって誤った判断につながる。

事故発生シナリオも検討するべき

[5] 「6・7号機再稼働時」のシナリオを、何もリスクがないシナリオとして捉えるべきではない。柏崎刈羽6、7号機は運転開始後約27年の高齢原発であり、地震も含めてさまざまなリスクを持つ。再稼働後に過去のように安定的に発電を続けられるとは考えにくく、すでにさまざまなトラブルも発生している。

[6] すなわち、「大事故発生シナリオ」を含めて、その場合の人的被害や経済的被害も同時に示すべき。

10年間の合計で示すのもミスリーディング

[7] 「県内への経済波及効果（億円）」や「原発関連の税・交付金等による収入（億円）」が10年間の合計で示されているが、これは金額の大きさを錯覚する。人々は単年度の県内総生産（約9兆円、令和3年度）や予算（約1.3兆円、令和6年度）になじみがあるので、それと比較すべき。そしてこのように比較すれば、示された経済効果（年額126～440億円、県内総生産の0.1%～0.5%）や財政効果（年額80～322億円、予算の0.6～2.5%）は、全体的にみて、再稼働という危険な判断を正当化するほど大きくないはず。

大部分のお金は東電に行く

[8] 135.6万kWの巨大原発が二基再稼働し、年間の設備利用率を72.5%（2000～2007年頃の平均と同じぐらい）とすると、年間発電量は172.2億kWh、電力卸売単価を10円/kWhと仮定すると年間1722億円の売り上げとなる。これは東京の東電本社の売り上げである。それに比べれば、「6、7号機再稼働時」と「稼働停止時」の経済波及効果の差（再稼働のメリット）は141億円に過ぎず、危険を負担する地元のメリットは少ない。

冷静に考えて、かつ次の展開も考慮すべき

[9] 「6・7号機再稼働時」と「稼働停止時」にそれほど極端な差がない。また、「稼働停止時」の場合、今後の安全設備への投資は考慮しておらず、考慮すればさらに差は縮まる。ゆえに、二つの選択肢を比べるのであれば、今後も安全設備に投資はしてもらって、かつ稼働停止がこのまま続く方が新潟県民にとって望ましいはず。

[10] 廃炉を決めた後に、化石燃料火力を代替し、原発の送電線も用いて原発関連からの雇用を吸収する新たな再エネ・省エネ産業を育てるためにこそ、国に経済的支援を求め、その経済効果もきちんと示すべき。

2.再エネ・省エネ投資を追加した 場合の経済効果

同じ産業連関表で計算

[1] 経済波及効果の大きさを決める「新規需要」は、1) 省エネ・再エネへの設備投資額、2) エネルギー支出削減により余裕ができ消費に回る額、3) 再エネ売電または自家消費による光熱費減により余裕ができ消費に回る額、の3つ。

[2] それによる経済波及効果や雇用は、対策産業だけでなく、エネルギー支出削減分の消費増加による福祉、教育、飲食娯楽など広範な産業に、また新潟県全体に効果あり。

地域で再エネ・省エネ投資すると

[3] 規模の小さな町村でも、その自治体内のエネルギー支出が町村役場予算の半額くらいになる場合は多い。

[4] ゆえに、再エネ・省エネに投資して、域外、さらには化石燃料輸出国に流出するエネルギー支出を抑えて地域にお金の流れを変えて雇用を拡大すれば、たとえば高校生が地元で就職できるようになることが期待される。

県内産業の受注や消費が重要

[5]本計算は、県内産業受注割合は現在の平均程度で実施。しかし、新潟の経済発展と雇用拡大を実現し、人口減少をくいとめるためには、できるだけ県内産業が受注あるいは消費を獲得する制度を導入するのが望ましい。

計算結果

[6] 新潟県で脱炭素にむけた2030年に2013年比で60%CO₂削減を実施する省エネ再エネ対策で、新潟県の2015年産業連関表を使い計算すると、2030年単年度で下記の効果。

新規需要額 3177億円/年

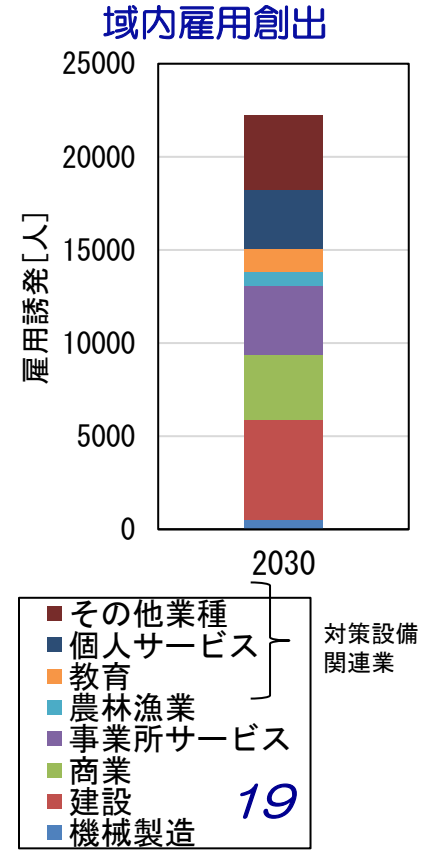
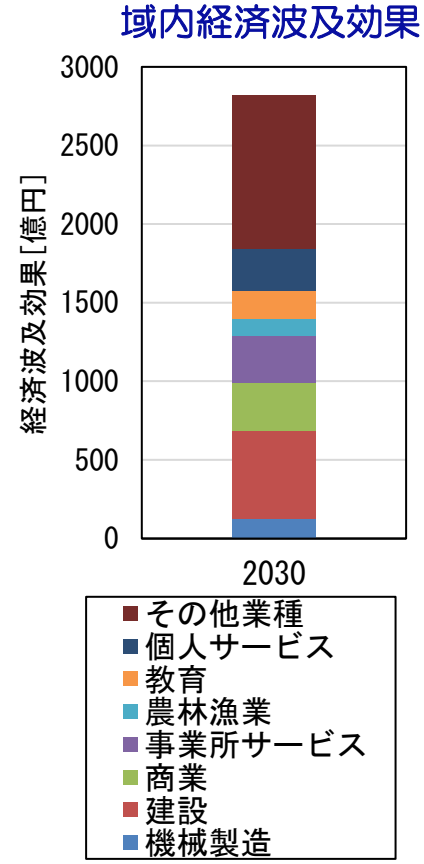
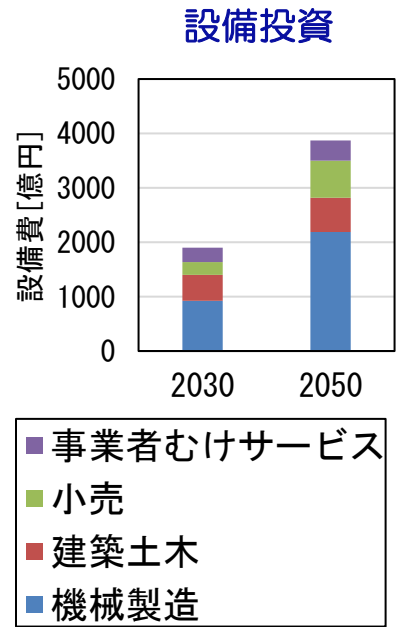
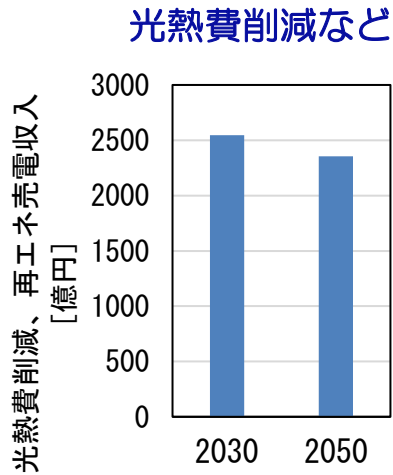
経済波及効果 2817億円/年

>440億円/年 (再稼働の場合)

雇用誘発数 22000人/年

>3829人/年 (再稼働の場合)

計算結果（続き）



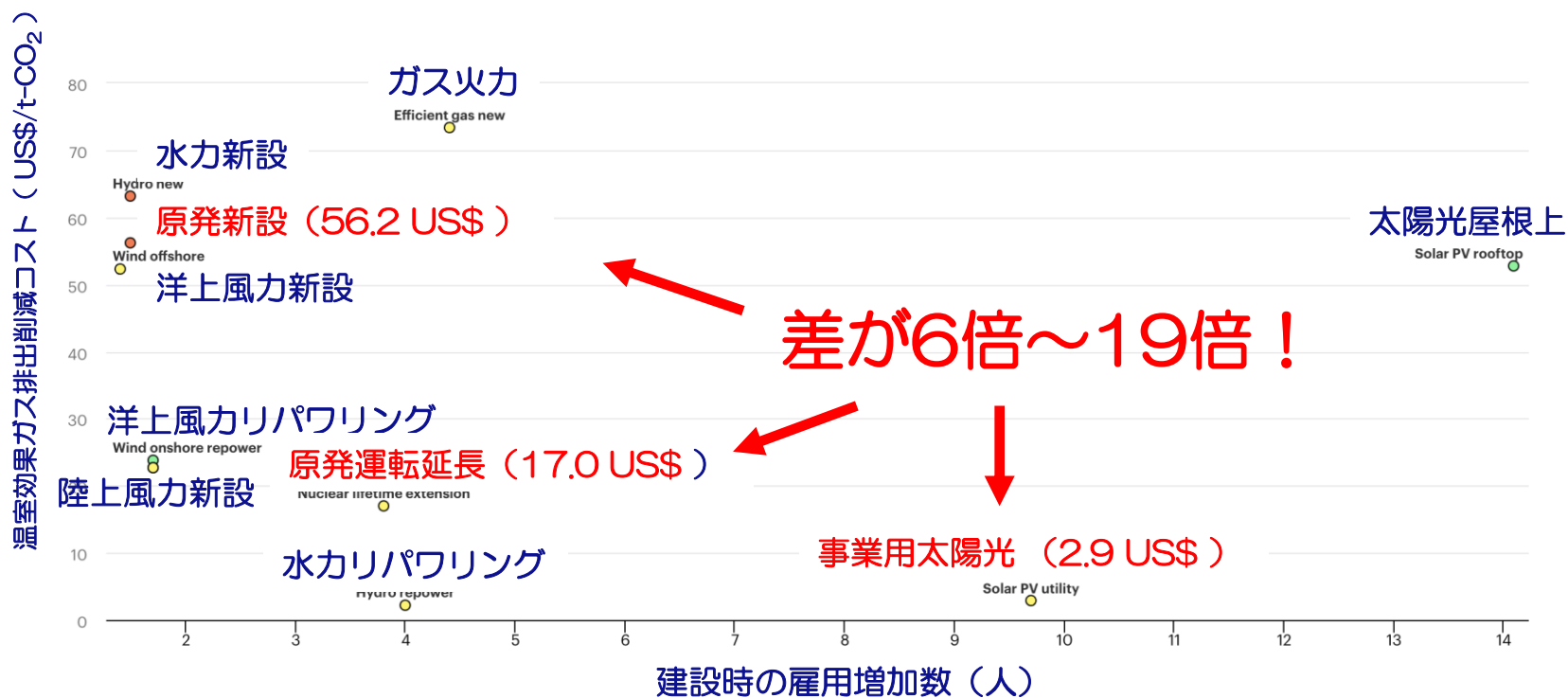
- 多くの対策はもとがとれる。光熱費と設備費を減らしながら対策を実施できる。
- 光熱費の支払先を域外から(多くを)地元へ変更できる。
- 設備費のうち、建築土木、省エネ再エネ機器取次、コンサルタントなどは理想的には地元で獲得。

計算結果（続き）

- 原発維持費は、1-5号機分が年間1100億円、6-7号機分が年間1200億円
- 全部やめてその費用で風力発電を設置・運転すると200億kWh（関東の消費量の9%）
- その分の石炭火力発電を減らすとCO₂が1700万トン排出削減

3. 原発は温暖化対策を邪魔する 非経済合理的な選択

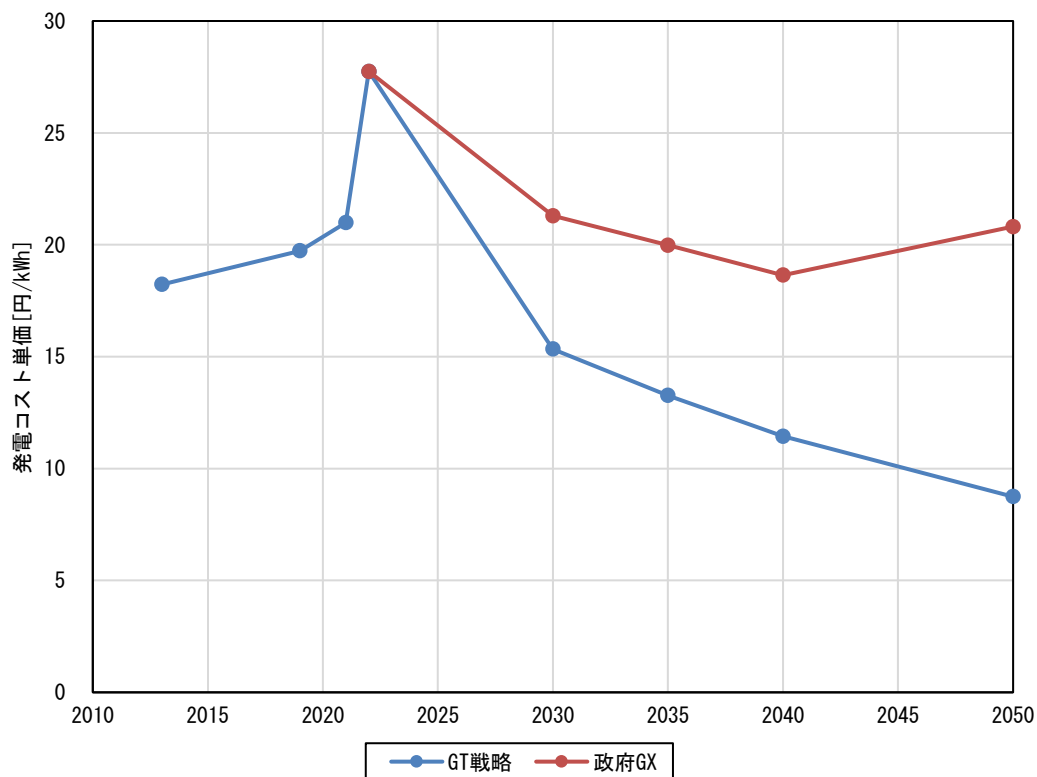
最新IEA報告書では温室効果ガス排出削減コストでも原発運転延長よりも再エネ新設の方がはるかに安い



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>

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

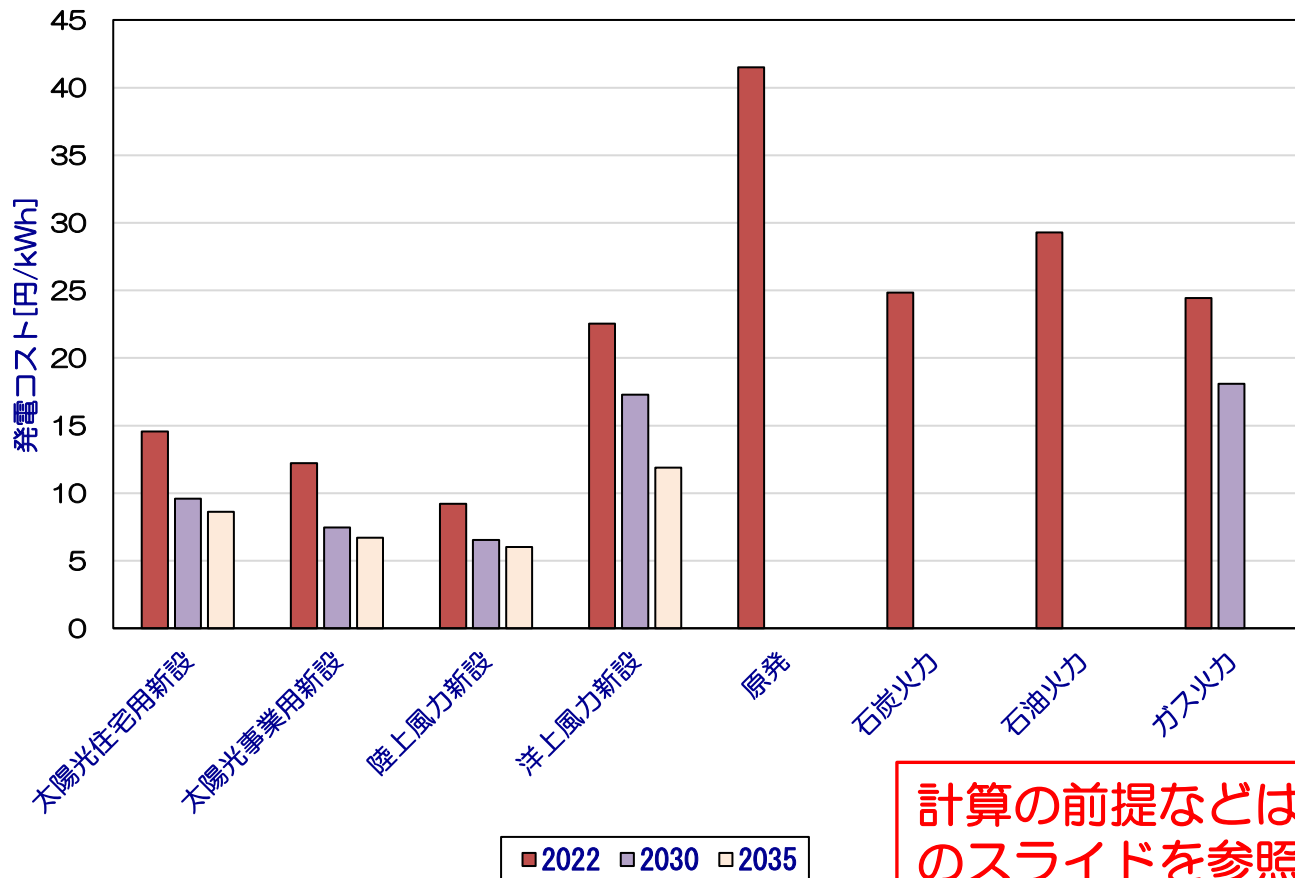
	GT戦略		政府GX	政府・目標未達
	2030	2035	2030	2030
CO ₂ 削減率(2013年比)	-71%	-81%	-45%	-34%
電力CO ₂ 排出係数[kg-CO ₂ /kWh]	0.18	0.08	0.25	0.41
再エネ電力比率	58%	80%	36~38%	30%
原発比率	0%	0%	20~22%	5%
化石燃料輸入額	10.4兆円	7兆円	14.5兆円	16.5兆円
年間エネルギー支出額	30兆円	26兆円	45兆円	45兆円
エネルギー支出累積削減額 (2024年以降)	105兆円	234兆円	40兆円	32兆円
累積民間設備投資額(2024年以降)	113兆円	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）

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

付録・参考資料

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>