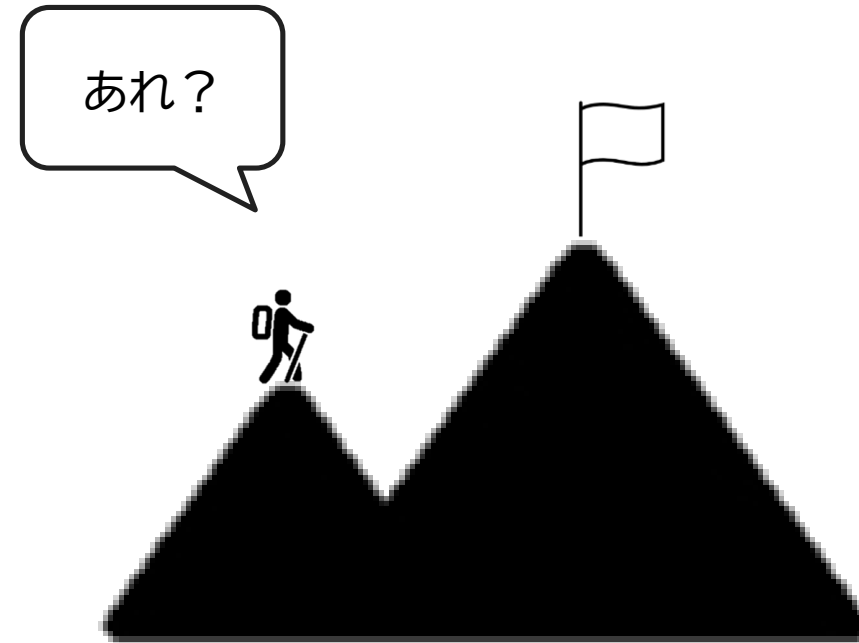
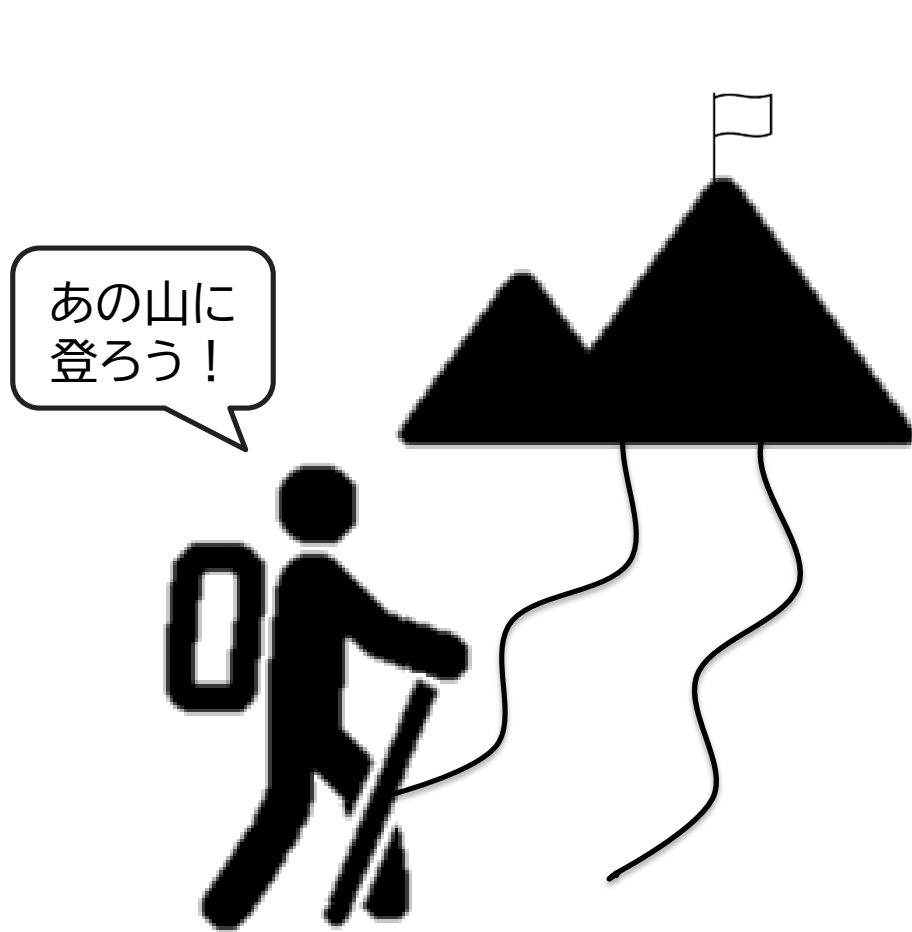


焼け太りのGX 一低効果、遅すぎ、原発回帰

松久保 肇（NPO法人原子力資料情報室）

2023年3月28日
原発GX関連法案の廃案を求める集会





- 目標達成には計画が大切
- GX基本方針は計画。でもその計画は間違っている。



①共通認識 気候危機は大問題

②共通目標 2050年脱炭素

ただし

多くの先進国 : 可能な限り早期に脱炭素

日本 : 2050年に脱炭素できなくてもまあいいや



政府のGX方針の全体構造

GX実現に向けた基本方針(閣議決定)

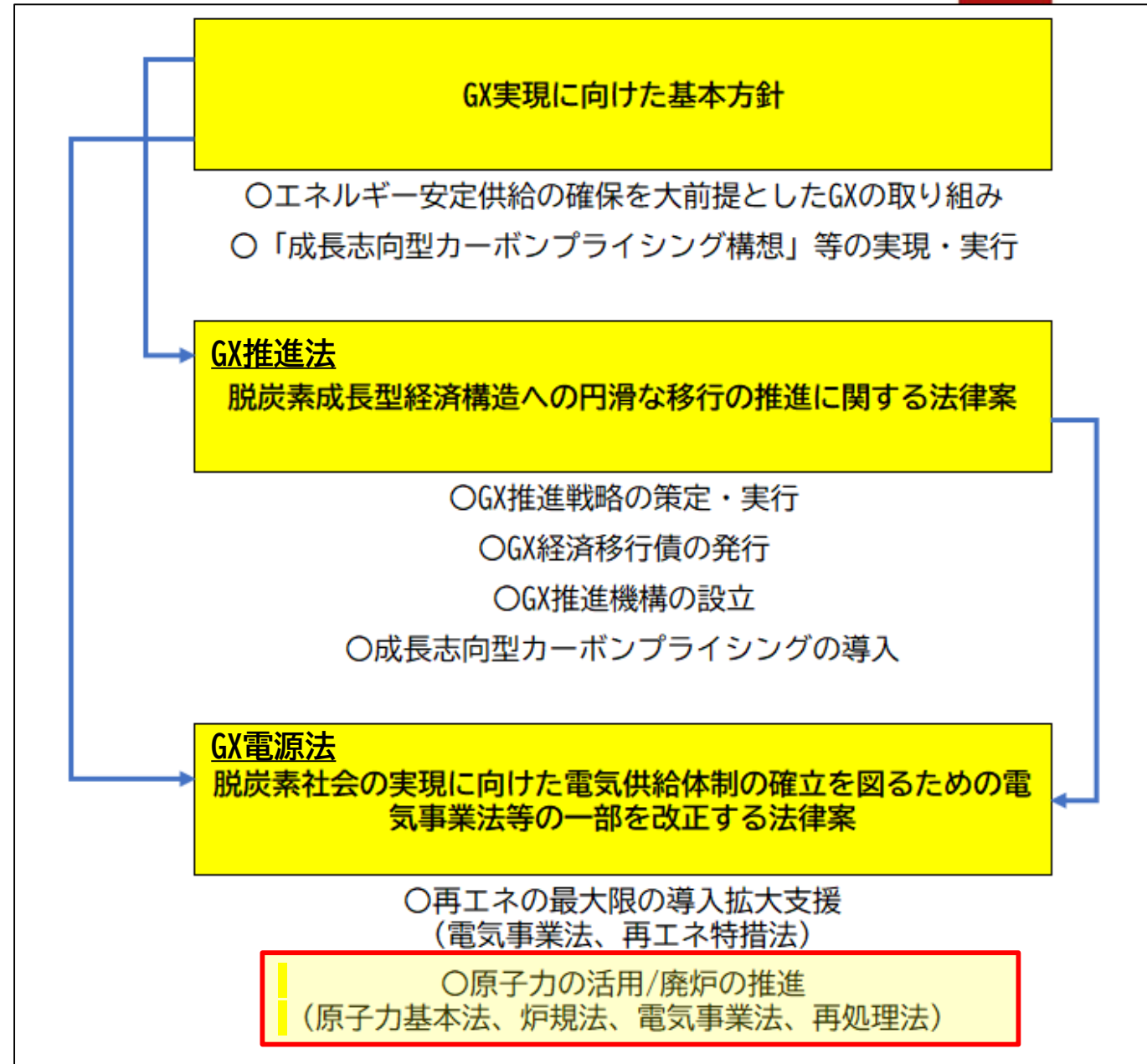
GXの基本方針を確定、150兆円の官民投資、
原発利活用推進、水素・アンモニア火力推進など

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(GX推進法)

GX推進のための機構の設立、計画策定、GX債
発行など

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(GX電源法)

原発推進、再エネの規律強化など



何が問題？

遅すぎ

- ・ 排出量取引制度は、EUから28年、中・韓から10年遅れて導入、かつ非常にゆるい
- ・ G7は2035年までに電力部門の「全ての、または大部分の」脱炭素化で合意も、殆ど寄与しない

安すぎ

- ・ 炭素価格は二酸化炭素1トン当たり1000～2000円程度と推定。他の先進国の10分の1以下
- ・ 排出量削減のインセンティブとしてきわめて不十分

不公正

- ・ 汚染者が原状回復費用を支払う汚染者負担原則が存在。
- ・ GXでは、温室効果ガスの大量排出事業者に補助金が流れ、国民が負担するスキーム
- ・ 既存の負担の範囲内という上限があり、排出事業者への排出量削減の動機付けにならない

的外れ

- ・ GX関連の政府支出は、原子力、水素・アンモニア火力、CCUSなどへの投資が想定される
- ・ 費用対効果が低い。貢献量も極めて不透明

Q.どこにお金が流れるか？

A.原子力、水素/アンモニア利用(火力や製造業等)、CCUSなど

今後10年間の政府支援額 イメージ

約20兆円規模

民間企業のみでは投資判断が
真に困難な事業を対象

非化石エネルギー
の推進

約6~8兆円

イメージ
水素・アンモニアの需要拡大支援
新技術の研究開発
など

原発など

需給一体での
産業構造転換・
抜本的な省エネ
の推進

約9~12兆円

イメージ
製造業の構造改革・収益性向上
を実現する省エネ・原/燃料転換
抜本的な省エネを実現する
全国規模の国内需要対策
新技術の研究開発
など



規制等と
一体的に
引き出す

資源循環・
炭素固定技術
など

約2~4兆円

イメージ
新技術の研究開発・社会実装
など

今後10年間の官民投資額全体

150兆円超

約60兆円~

再生可能エネルギーの大量導入
原子力（革新炉等の研究開発）
水素・アンモニア 等

約80兆円~

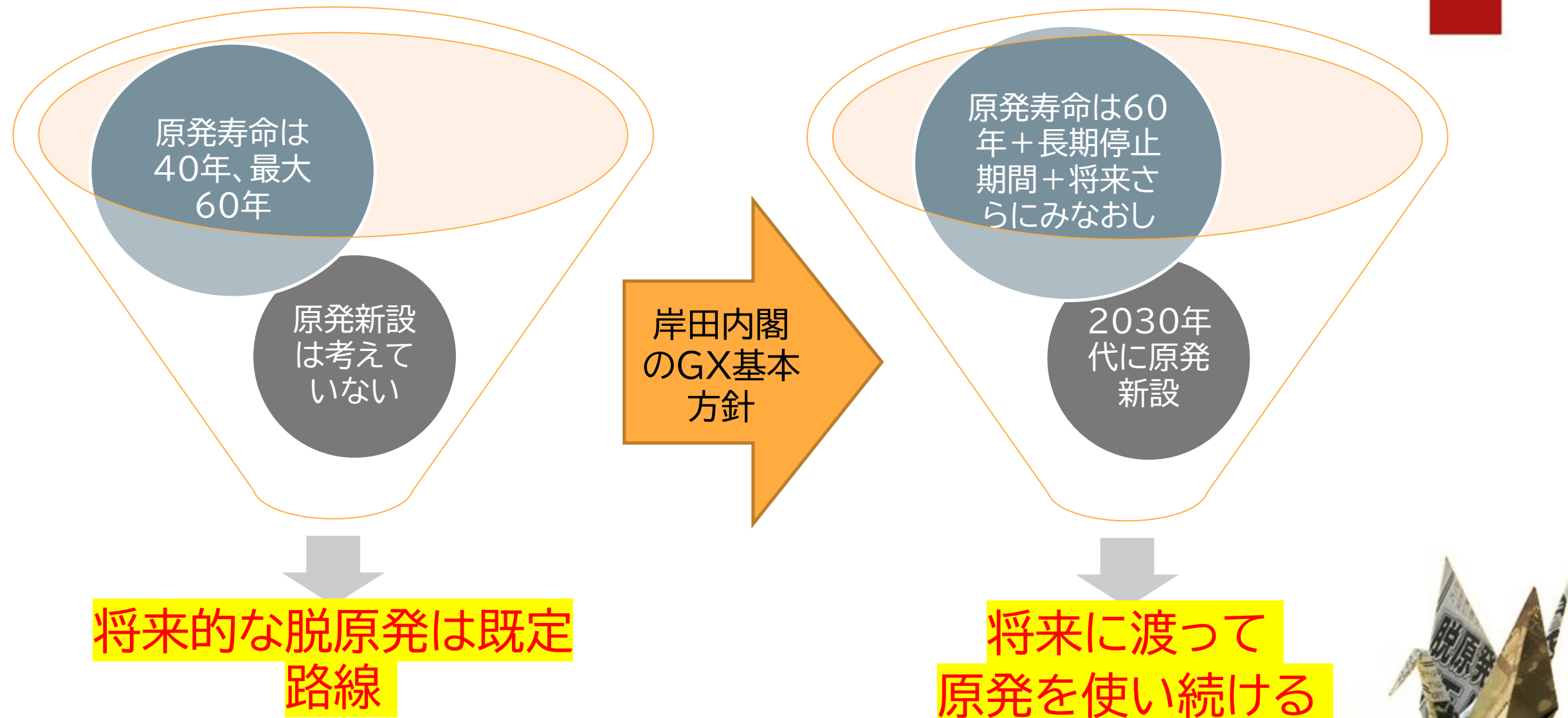
製造業の省エネ・燃料転換
（例.鉄鋼・化学・セメント・紙・自動車）
脱炭素目的のデジタル投資
蓄電池産業の確立
船舶・航空機産業の構造転換
次世代自動車
住宅・建築物 等

約10兆円~

資源循環産業
バイオものづくり
CCS 等

GXにおける原子力の推進

7

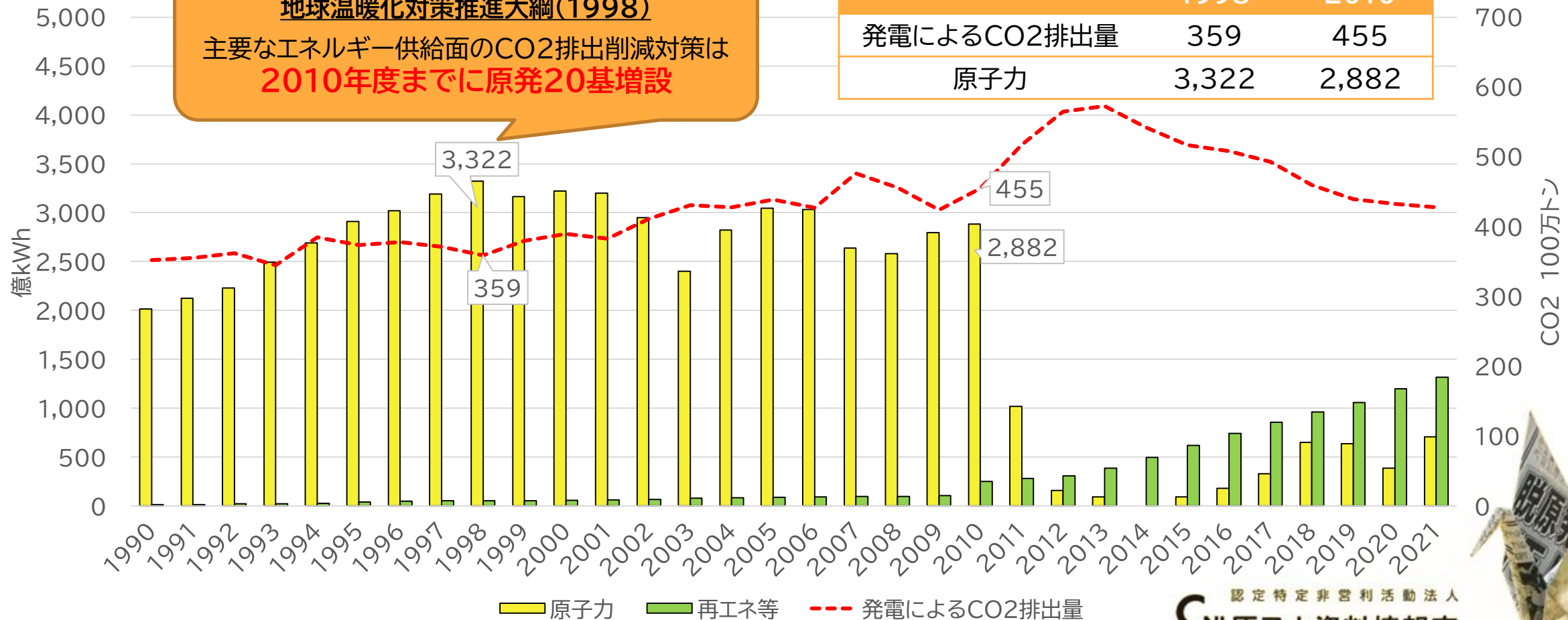


原発でCO2排出量削減なんてできてこなかった

原発の発電電力量と発電によるCO2排出量

地球温暖化対策推進大綱(1998)
 主要なエネルギー供給面のCO2排出削減対策は
2010年度までに原発20基増設

	1998	2010
発電によるCO2排出量	359	455
原子力	3,322	2,882



今回改正が通った場合、 運転延長の許認可権が推進官庁にある国は事実上日本だけ

運転期間延長認可・承認担当機関

フィンランド：規制当局が安全性を認めた後に政府が認可

スペイン：規制当局が安全性を認めた後に政府が認可

※2035年脱原発決定
現在稼働中の7基中6基は44～47年で廃炉、1基のみ稼働期間が54年となる計画。

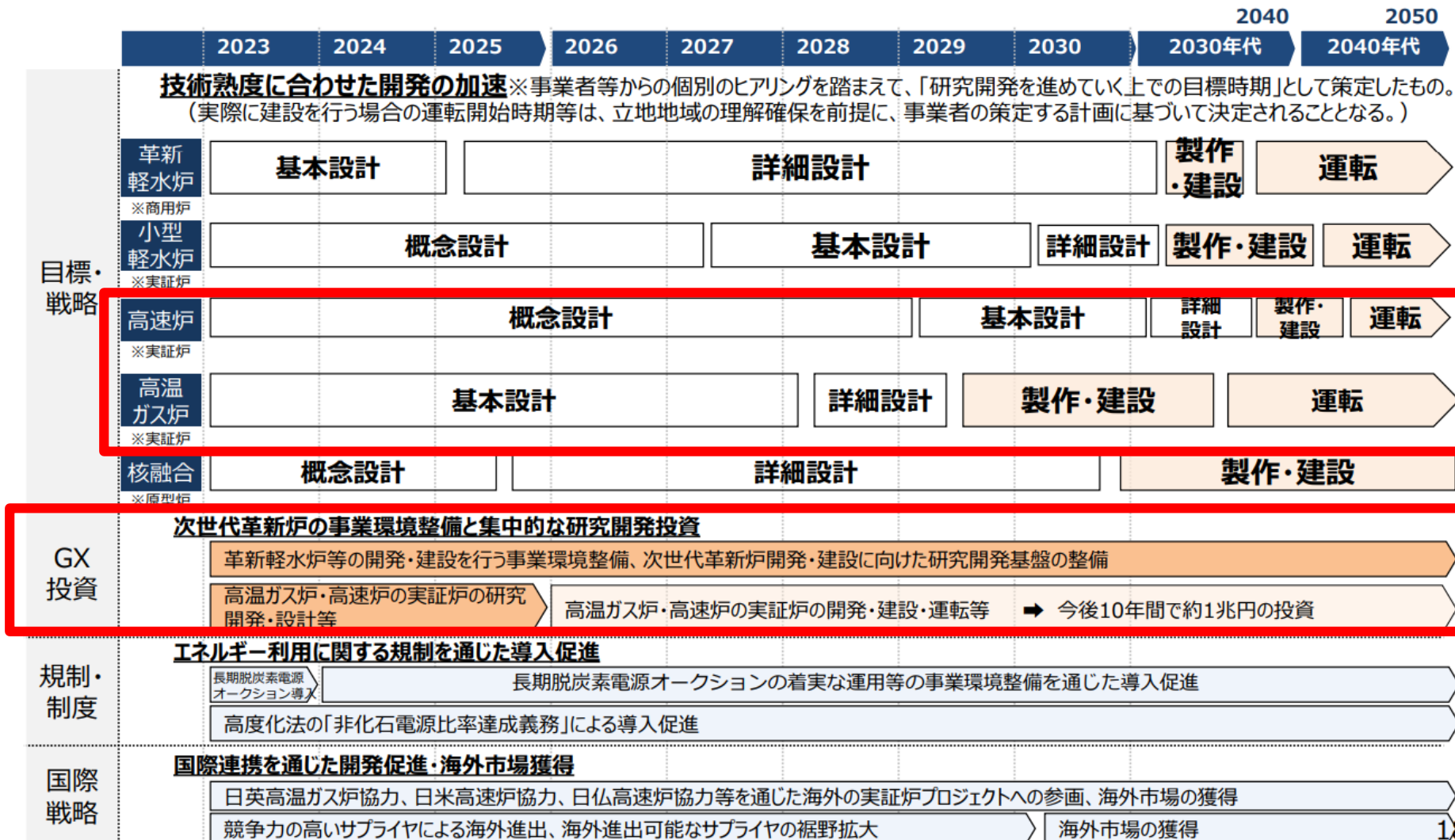
政府／省庁， 2

規制機関， 18



【今後の道行き】 事例 16 : 次世代革新炉

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



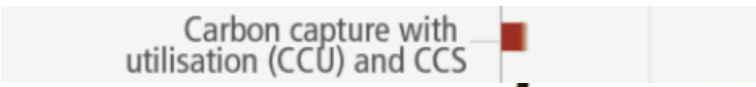
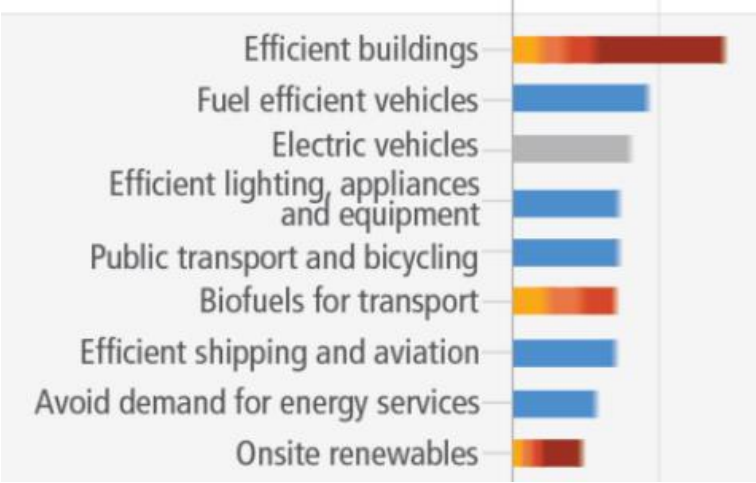
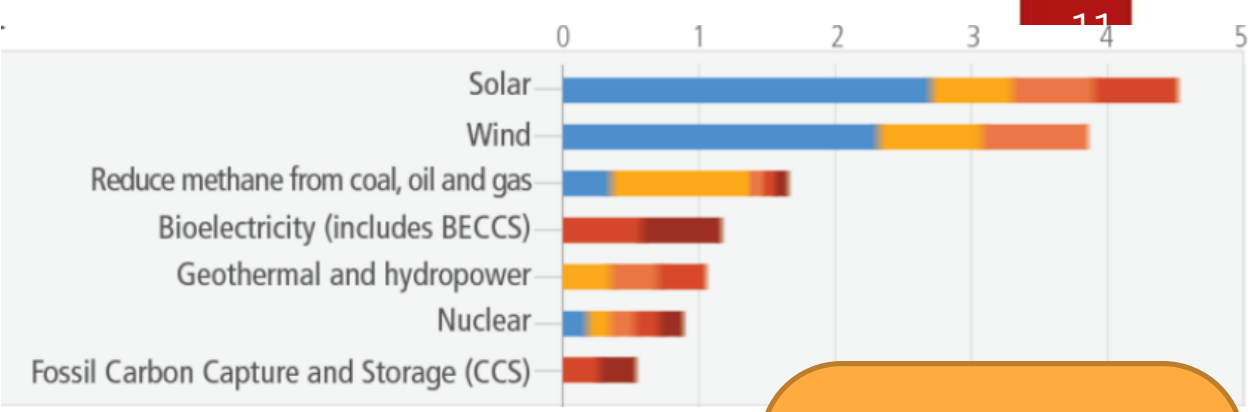
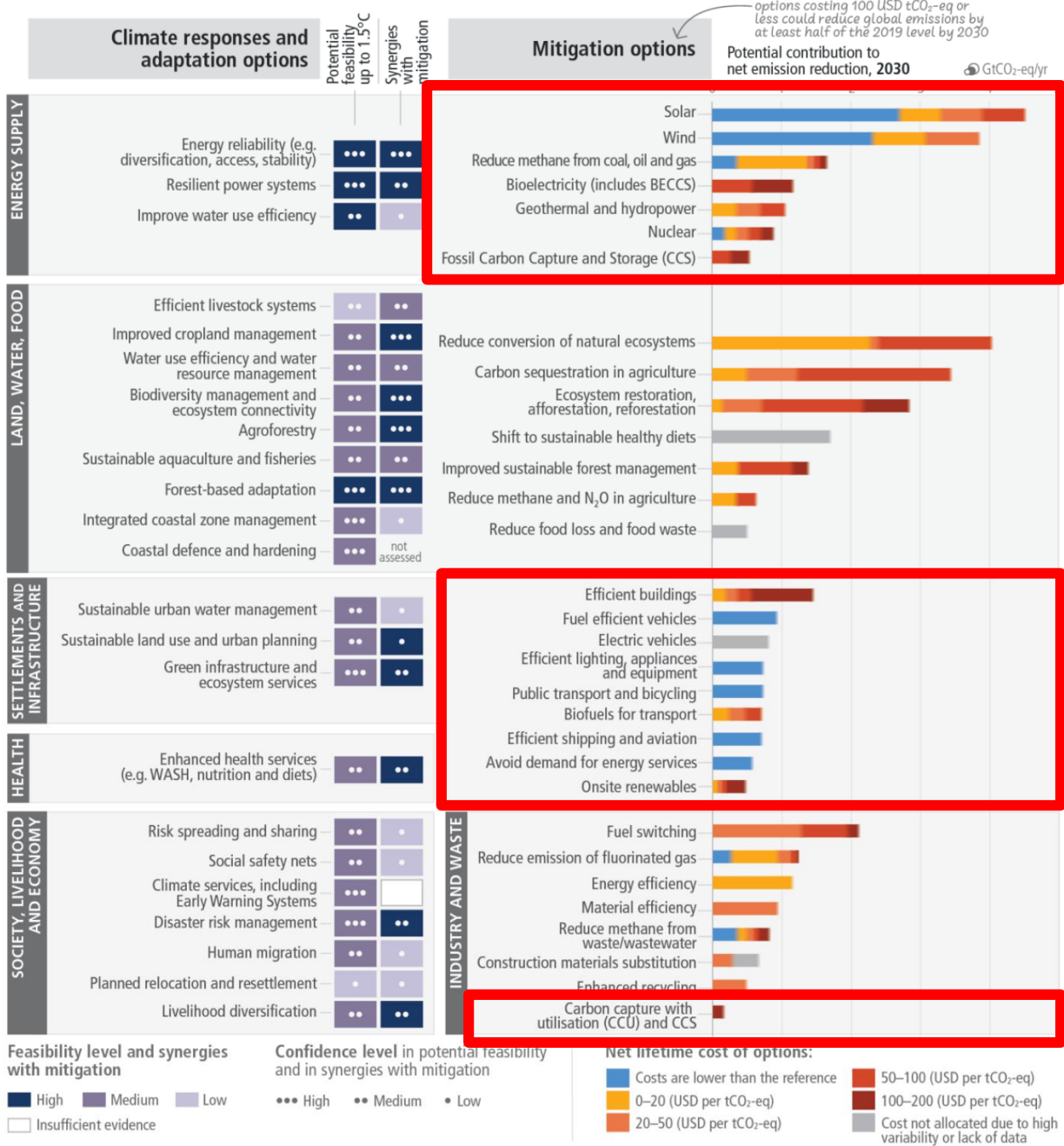
GX投資期間：
2023～2032年の10年間

高温ガス炉は制作・建設を実施し、これに国費が充てられる計画。

GX投資のうち、少なくとも1兆円は高温ガス炉・高速炉の開発・建設に支出

There are multiple opportunities for scaling up climate action

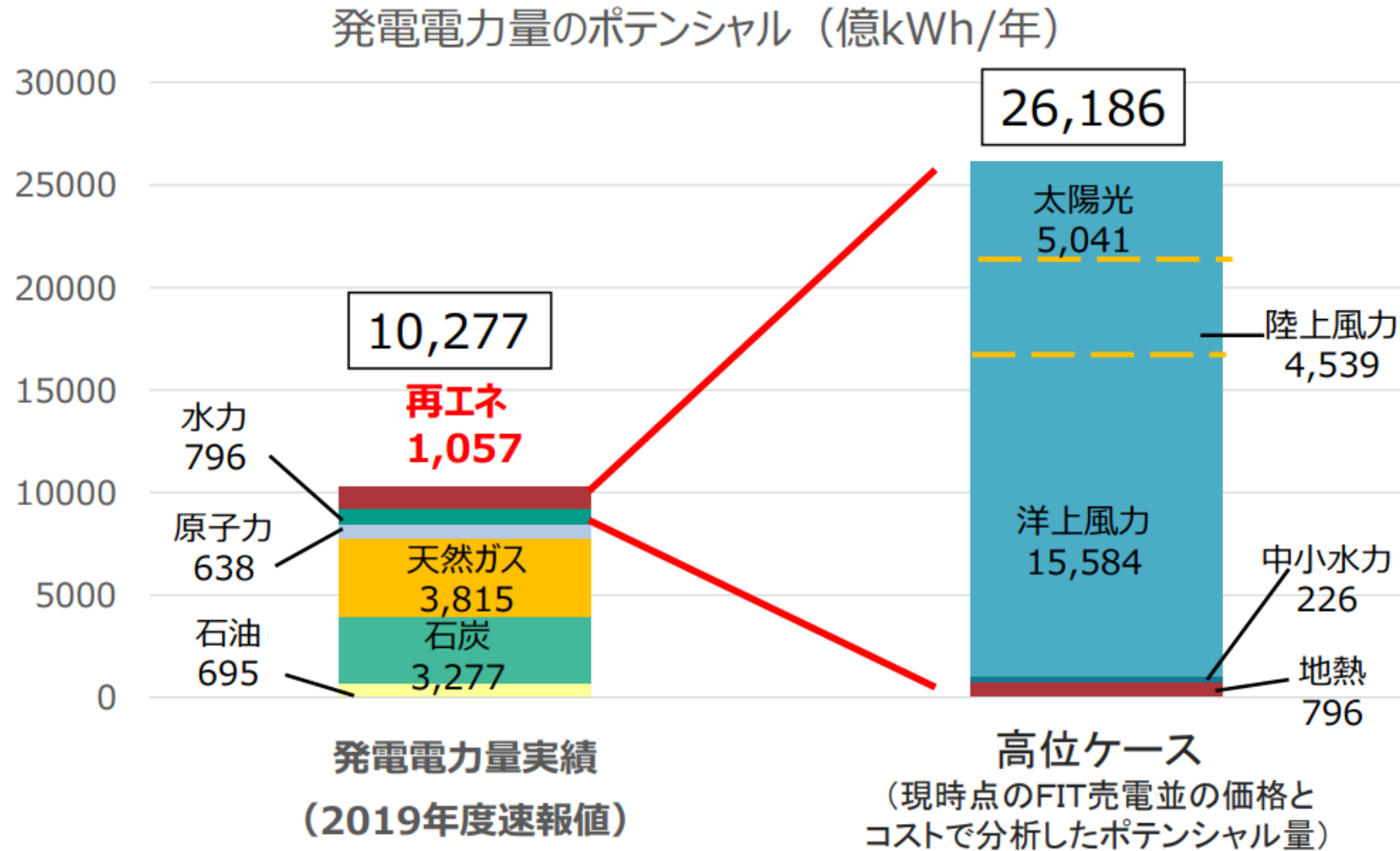
a) Feasibility of climate responses and adaptation, and potential of mitigation options in the near-term



IPCCの最新レポートでは、原子力・CCS・CCUS等はコストが高く、CO2排出削減効果も低いことが示されている。

安価で削減量が大きいのはやはり太陽光・風力。また省エネも安価。

日本の再エネポテンシャルは現在の電力供給量の**最大2倍**



※出典: 総合エネルギー統計

※ポテンシャルは、賦存量(面積等から理論的に算出できるエネルギー資源量)から、法令等による制約や事業採算性などを除き環境省算出。導入可能量ではないため、技術や採算性などの課題を克服しながら、ポテンシャルを最大限に活かしていく必要がある。

※この試算以外にも様々な試算あり。

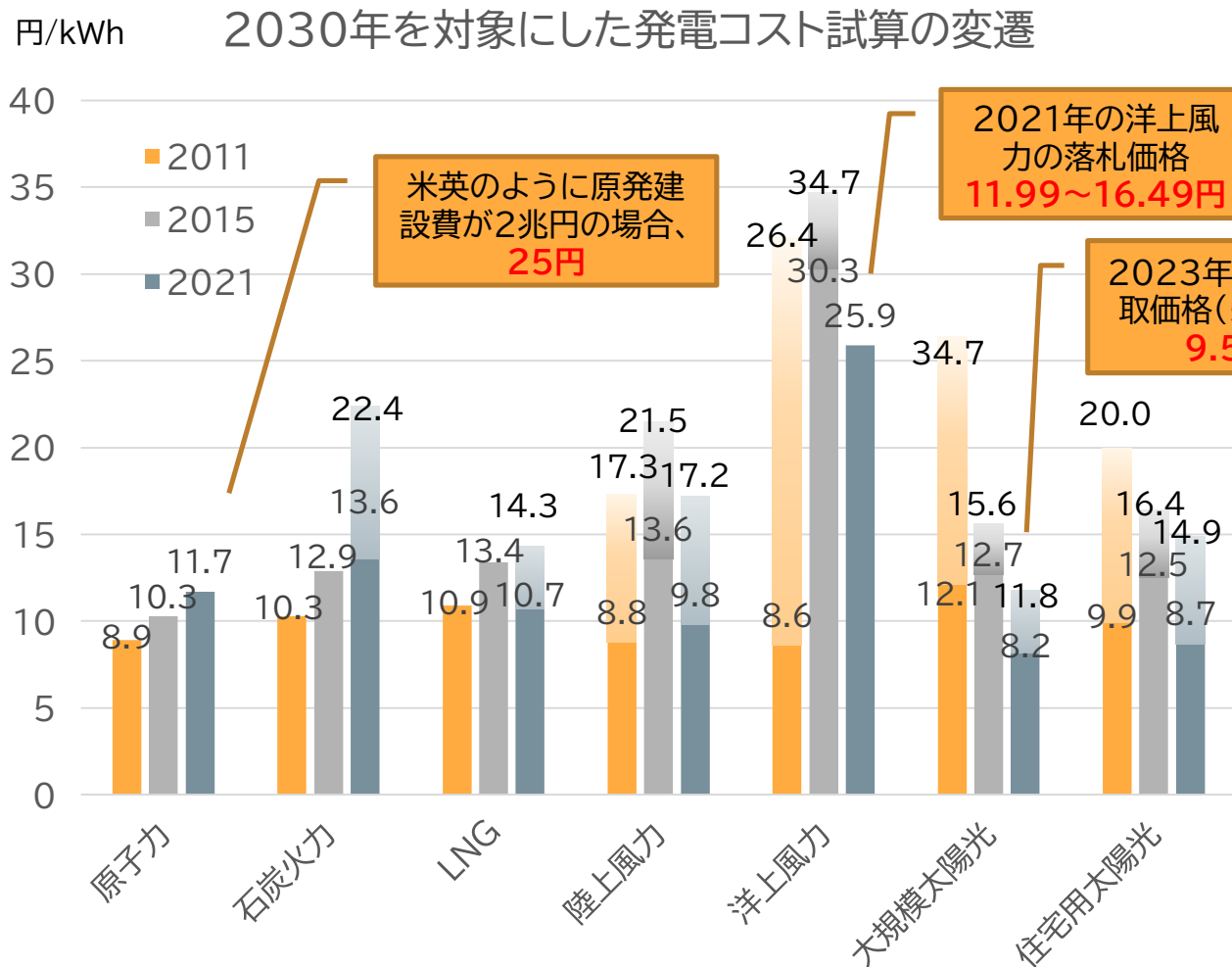
<https://www5.cao.go.jp/keizai-shimon/kaigi/special/reform/wg6/20210423/pdf/shiryu1-2-10.pdf>



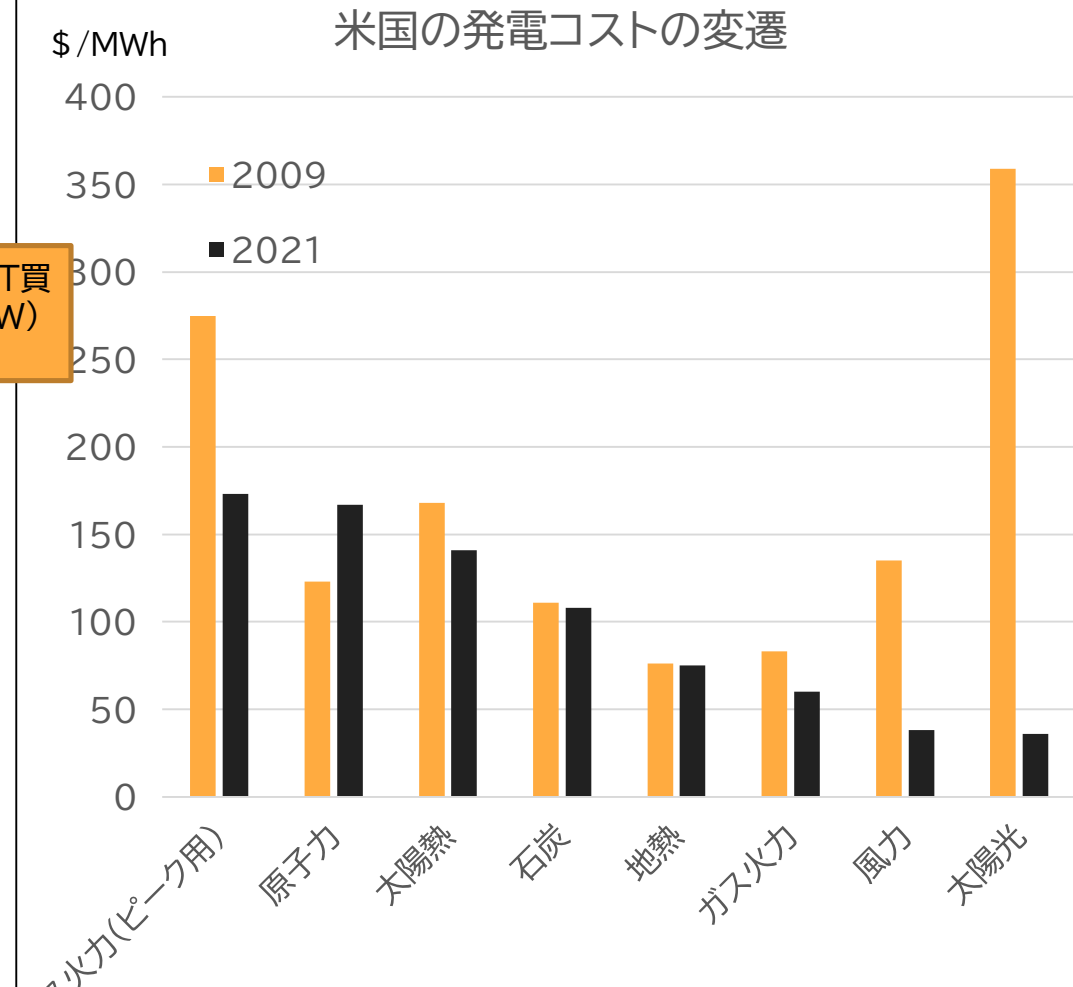
下落する再エネ発電コストと上昇する原発発電コスト

13

電力会社は自分でお金を出せないで、「事業環境整備」と称して原発建設費を国民に転嫁する方針



出典:発電コスト検証ワーキンググループ報告書(2015, 2021)



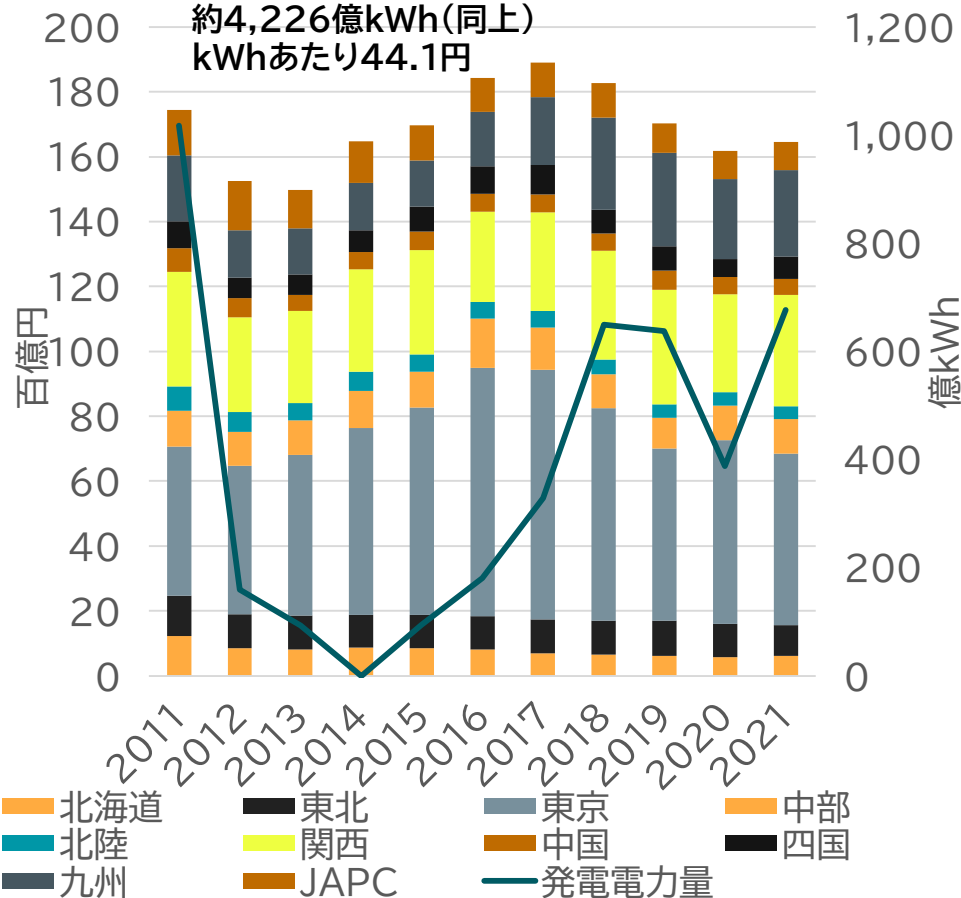
出典: LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 15.0

消費者が負担する巨額の未稼働原発維持費

14

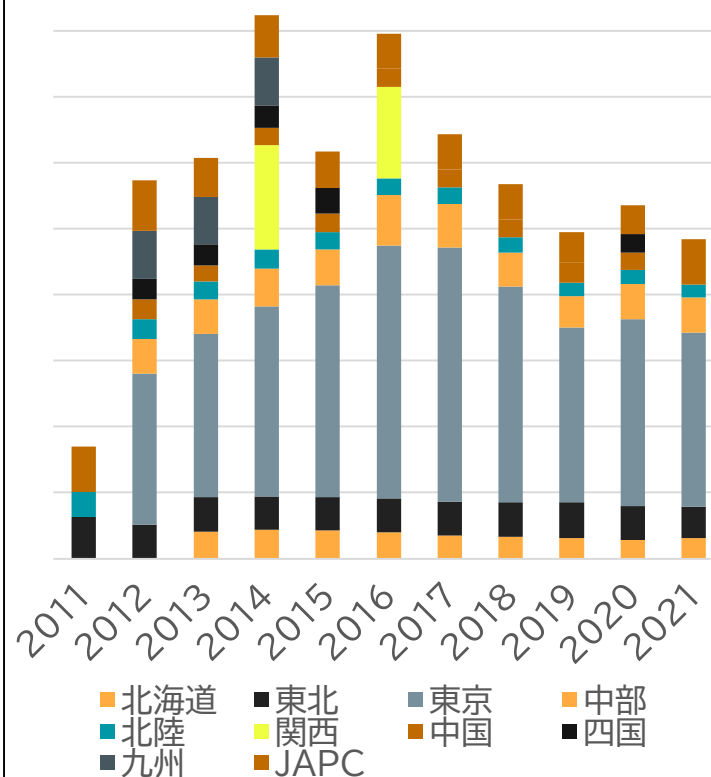
原子力事業者の原子力関連営業費用

合計:約18.6兆円(2011-2021)
約4,226億kWh(同上)
kWhあたり44.1円



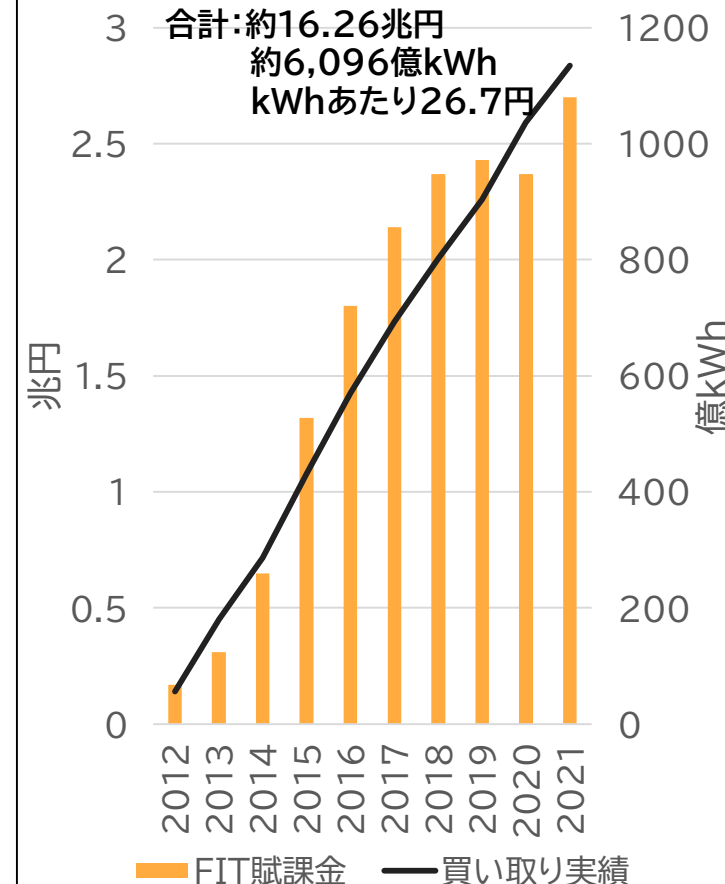
内、原発で1kWhも発電しなかった原子力事業者分

合計:約12.62兆円



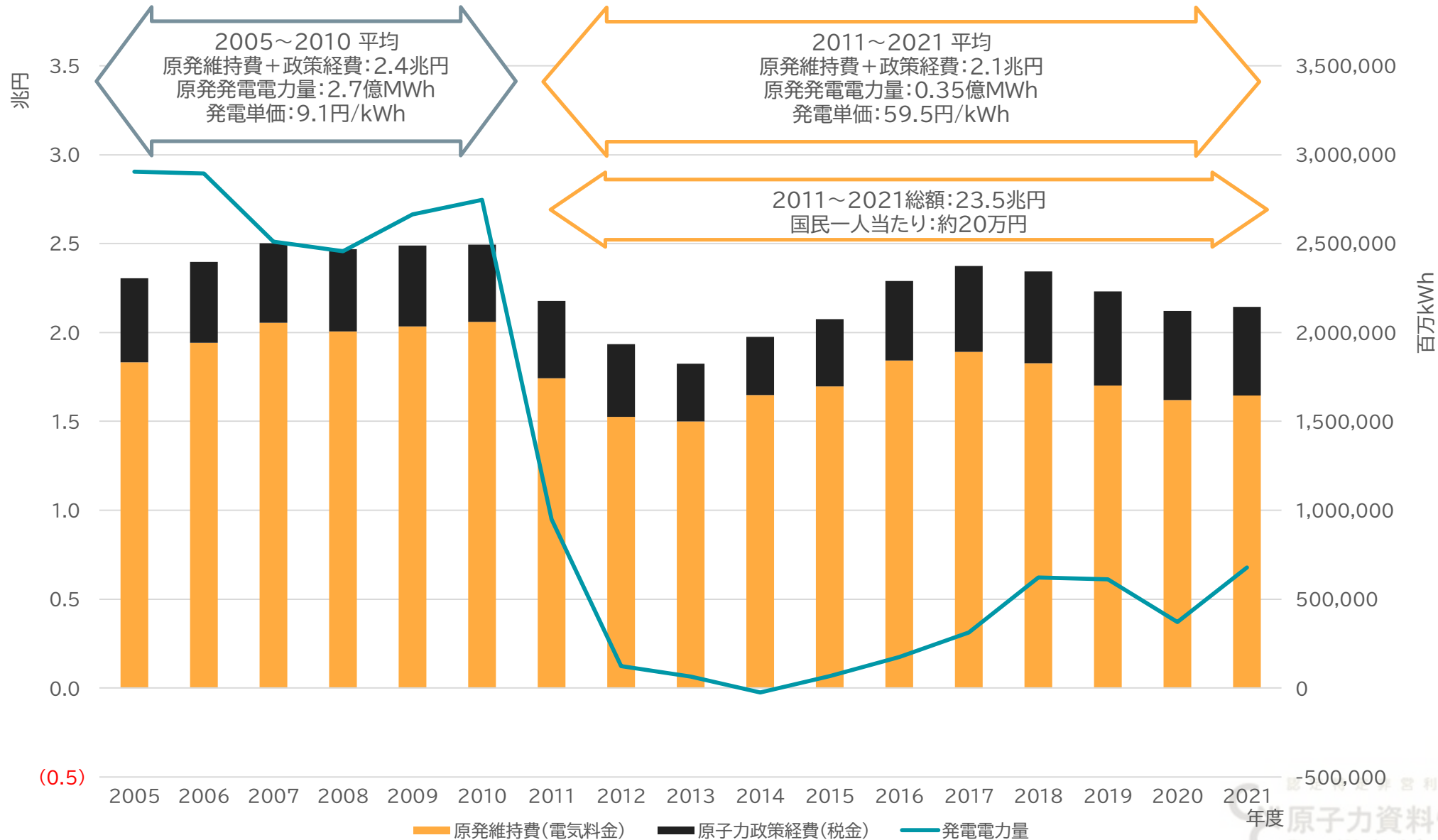
FIT賦課金と買取電力

合計:約16.26兆円
約6,096億kWh
kWhあたり26.7円



FIT賦課金(2022年度単価3.45円/kWh)は賦課金という形で明示化されているが、原発の維持費は発電原価の内数となっているため消費者にはいくら負担しているのか見えない。

原発維持費(2005～2021年度)と原発発電電力量



※注

福島第一原発事故処理
 費用
 21.5兆円以上
 (試算によっては35～
 80兆円)

新規制基準対応費用
 6.1兆円

は一部が含まれている
 が、未算入分も多い。