

自公政権による 「原発回帰」への大転換を問う

松久保 肇(原子力資料情報室)

2025/8/30



エネルギー基本計画

令和7年2月

原子力は、燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで発電が維持できる準国産エネルギー源として、優れた安定供給性と技術自給率を有する自律性が高い電源であり、他電源と遜色ないコスト水準で変動も少ない。また、天候に左右されず一定出力で安定的に発電可能な脱炭素電源である。

D XやG Xの進展等により増加が見込まれる電力需要、特に製造業のG X、定格稼働するデータセンターや半導体工場等の新たな需要のニーズに、原子力という電源の持つ特性は合致することも踏まえ、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。

p. 35



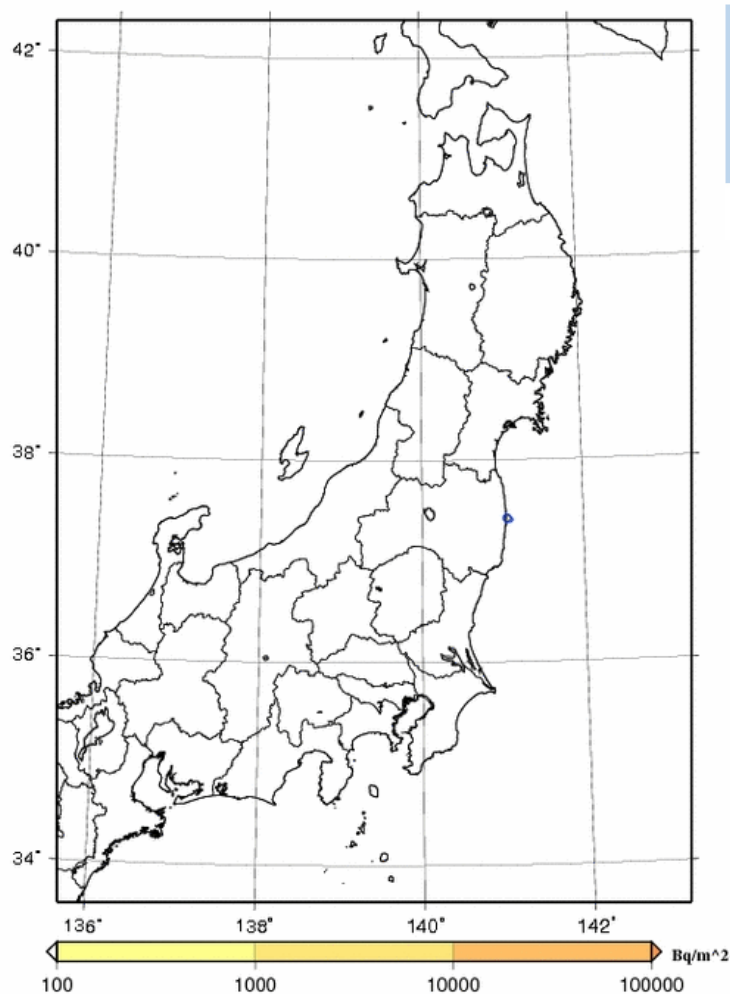
福島第一原発の 廃止措置

福島第一原子力発電所 免震重要棟

2041-51に完了
する予定

中長期ロードマップの目標行程

Surface deposition of Cs-137 at UTC= 2011-03-11_21h



安定化に向けた取組
冷温停止状態達成
・放出の大幅抑制

2011年12月 ▲

第1期
使用済燃料の取り出し
開始までの期間

2013年11月 ▲
(4号機燃料取り出し開始)

第2期
燃料デブリの取り出しが開始
されるまでの期間

2024年9月 ▲

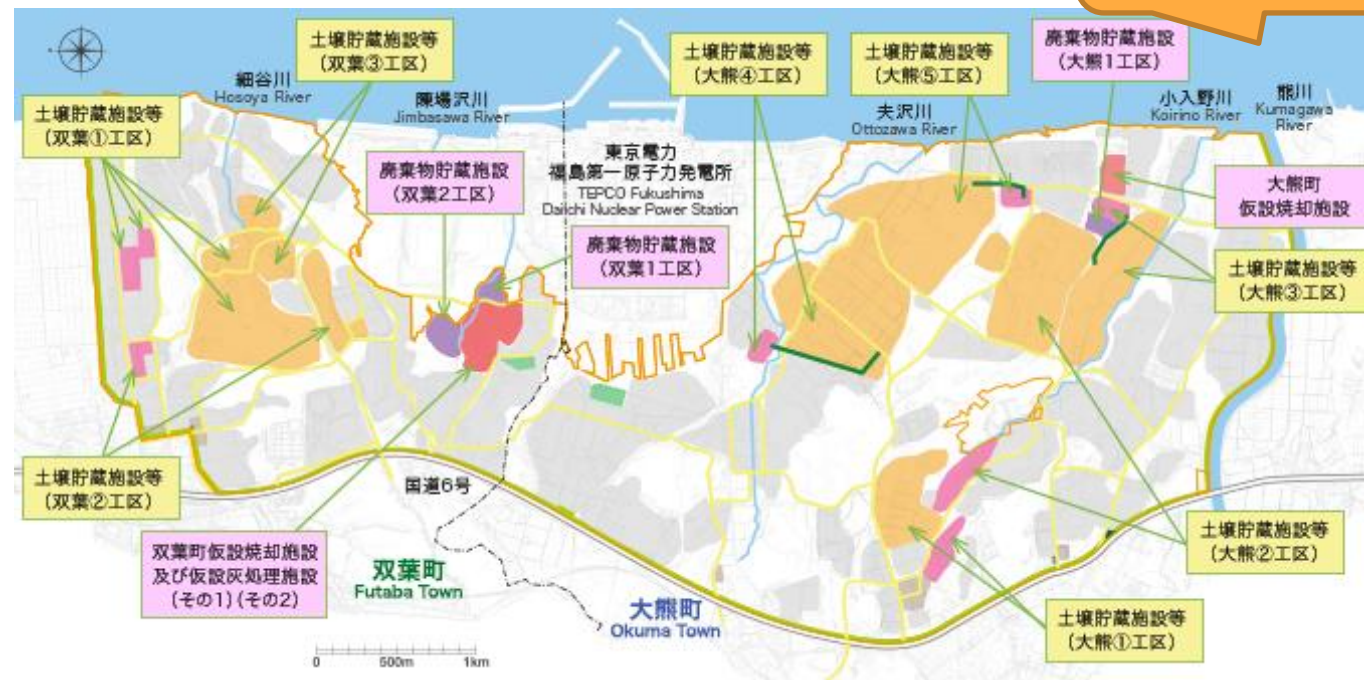
第3-①期 第3期
廃止措置終了までの期間

2031年末 ▲

2041年～2051年 ▲

サイト外の除染廃棄物

2045までに撤去



デブリ

- デブリとは:原子炉の内部にあった核燃料が溶け、さまざまな構造物と混じりながら、冷えて固まったもの。
- デブリ量:約880トン(1号機で279トン、2号機で237トン、3号機で364トン)
→スリーマイル島原発事故でのデブリは約133トン

2号機から取り出されたデブリ0.9g



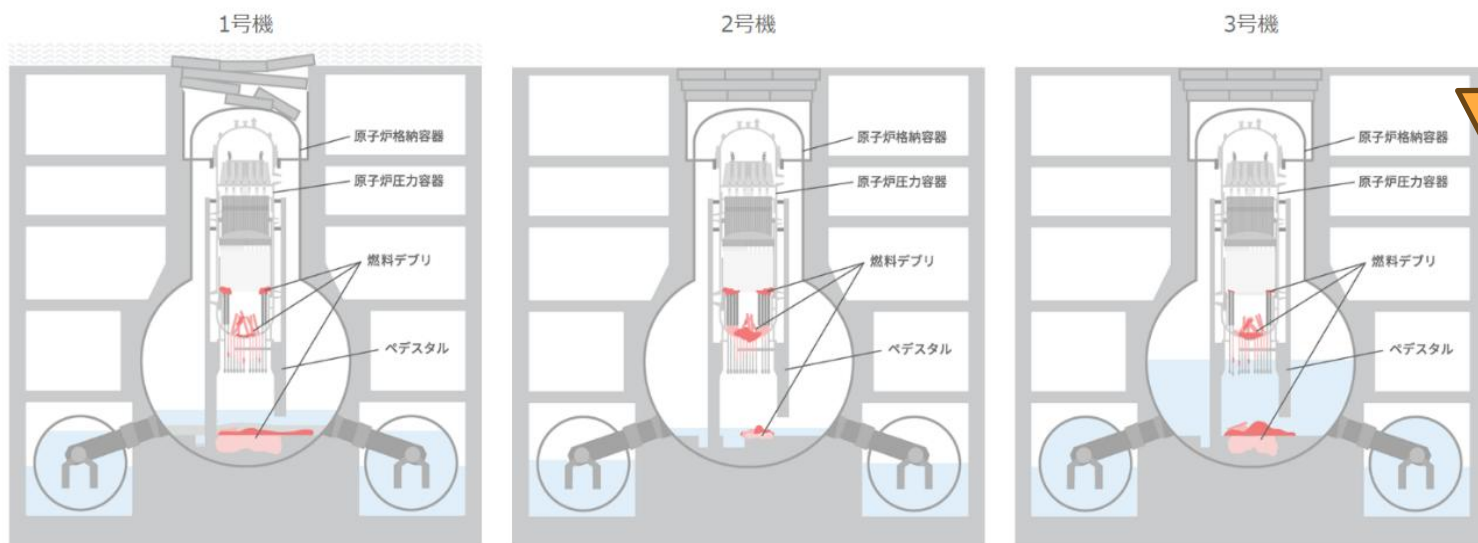
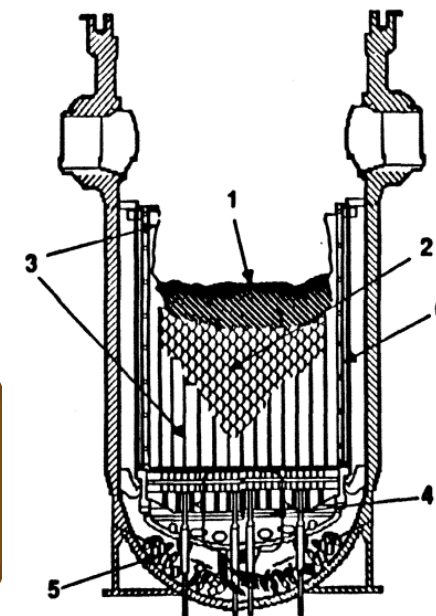
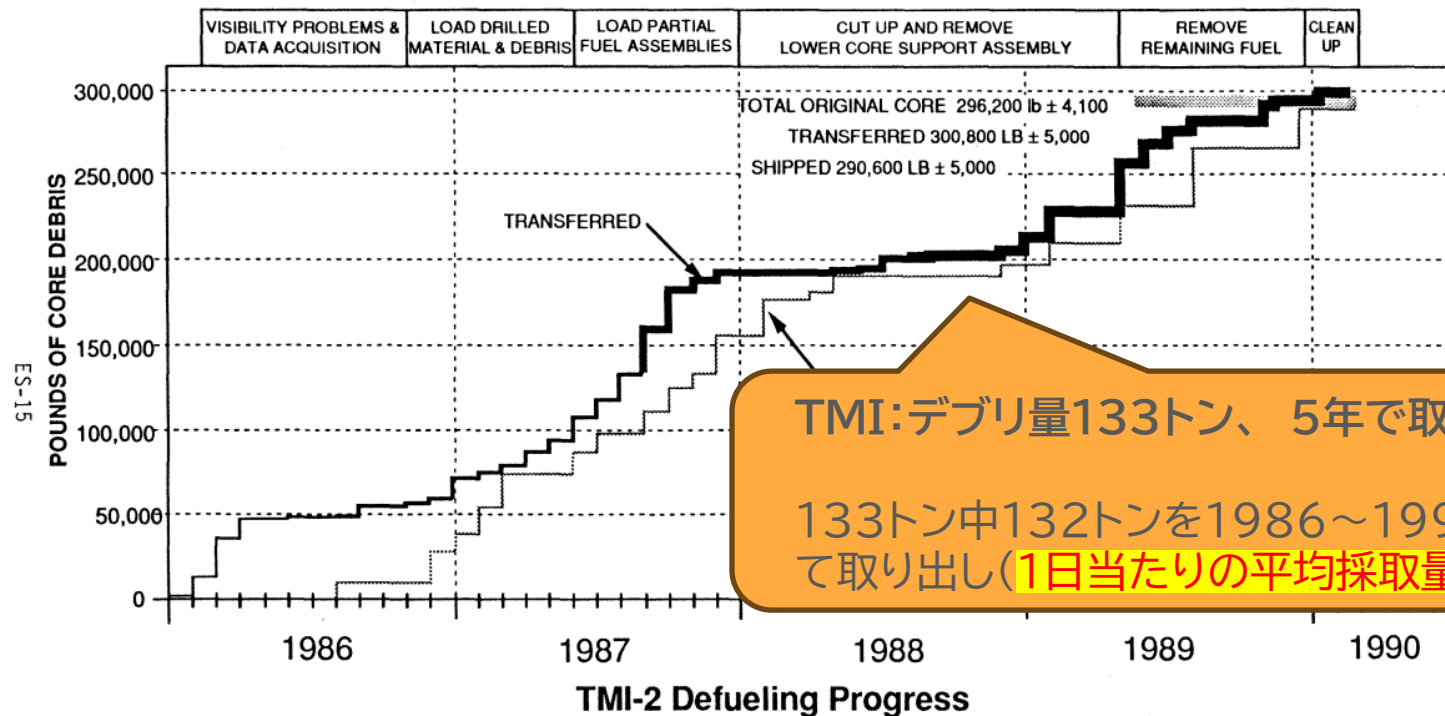


図2 溶融デブリの位置推定(東京電力資料)

福島第一:推定量880トン 2051年廃炉完了
本格取り出し 2030年代後半

2037年～2051年までとした場合、1日当たり平均採取量170kg以上(TMIの2倍のペース)回収する必要。建屋解体などを考えれば、もっと早い段階で回収を完了させる必要がある。2051年廃炉完了は不可能

解体放射性廃棄物の発生量（110万kW級発電所1基）

(単位：m³)

	レベル区分	金属	コンクリート	放射性廃棄物	合計
BWR	高βγ低レベル放射性廃棄物	90	0	10	100
	コンクリート埋設対象低レベル放射性廃棄物	440 (800)	370	830 (470)	1,640 (1,650)
	極低レベル放射性廃棄物	5,340 (23,240)	1,720	0	7,050 (24,960)
PWR	高βγ低レベル放射性廃棄物	120	80	60	260
	コンクリート埋設対象低レベル放射性廃棄物	1,420 (2,230)	390	580 (500)	2,390 (3,120)
	極低レベル放射性廃棄物	2,160 (2,190)	880	0	3,030 (3,070)

- (注) 1. () 内の数値は、解体後除染前の物量を示す。
2. 上記数値は廃棄体換算後の値である。
3. 端数処理のため合計が一致しないことがある。
4. クリアレベル以下の廃棄物の発生量は、202,000m³(BWR)、186,000m³(PWR)。

表 3.4-2 1F 廃炉・サイト修復で発生する放射性廃棄物の試算例²⁰⁾

ton

分類	1-6号機	他の施設	水処理施設	廃棄物処理/貯蔵施設	サイト修復	合計
燃料デブリ	644	0	0	0	0	644
HLW	2,042	0	0	0	83	2,125
TRU	0	0	16	0	830	846
L1	100,135	104,543	310	1,050	76,030	282,068
L2	429,462	329,364	38,174	200	1,424,600	2,221,800
L3	951,309	2,825,634	151,320	26,325	1,375,000	5,329,588
合計	1,483,592	3,259,541	189,820	27,575	2,876,543	7,837,071

HLW：高レベル放射性廃棄物相当 TRU：TRU廃棄物相当

L1：放射能レベルが比較的高い廃棄物 L2：放射能レベルが比較的低い廃棄物 L3：放射能レベルが極めて低い廃棄物

個別積算法による算定費用

(単位：億円)

規模	処理・検査・輸送・処分費用	
	BWR	PWR
大規模(110万kW級)	178	192
中規模(80万kW級)	133	152
小規模(50万kW級)	108	106

<https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/1003665/www.meti.go.jp/report/downloadfiles/ggebc1j.pdf>

通常炉のL1～L3廃棄物の処分費用
1999年時点で178億円（8790トン）
2023年価格だと250億円

↓

廃棄物発生量
891倍

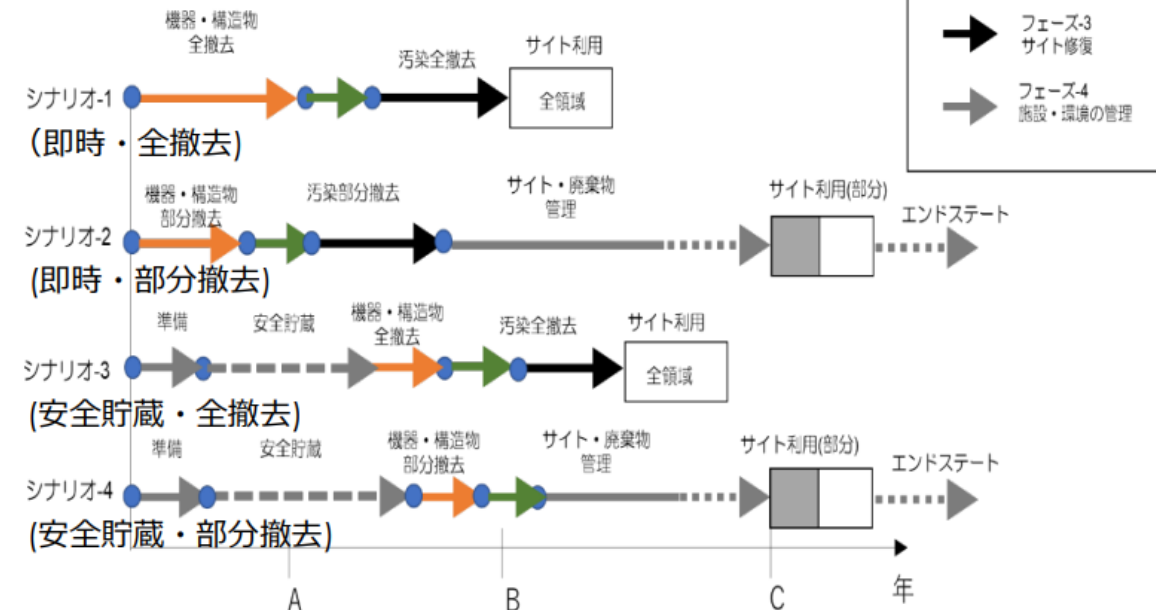
福島第一のL1～L3廃棄物の処分費用
22.3兆円（7,833,456トン）
現在の廃炉費用見積もり8兆円では
到底足りない

原子力学会 福島第一原子力発電所廃炉検討委員会 廃棄物検討分科会 中間報告書
「国際標準からみた廃棄物管理」(2020.7)
によれば、廃止措置は100年から数百年に及ぶ事業。

機器・構造物を30年～40年で撤去したとしても汚染は残り、サイト利用はできない。

■シナリオの検討(2/3)

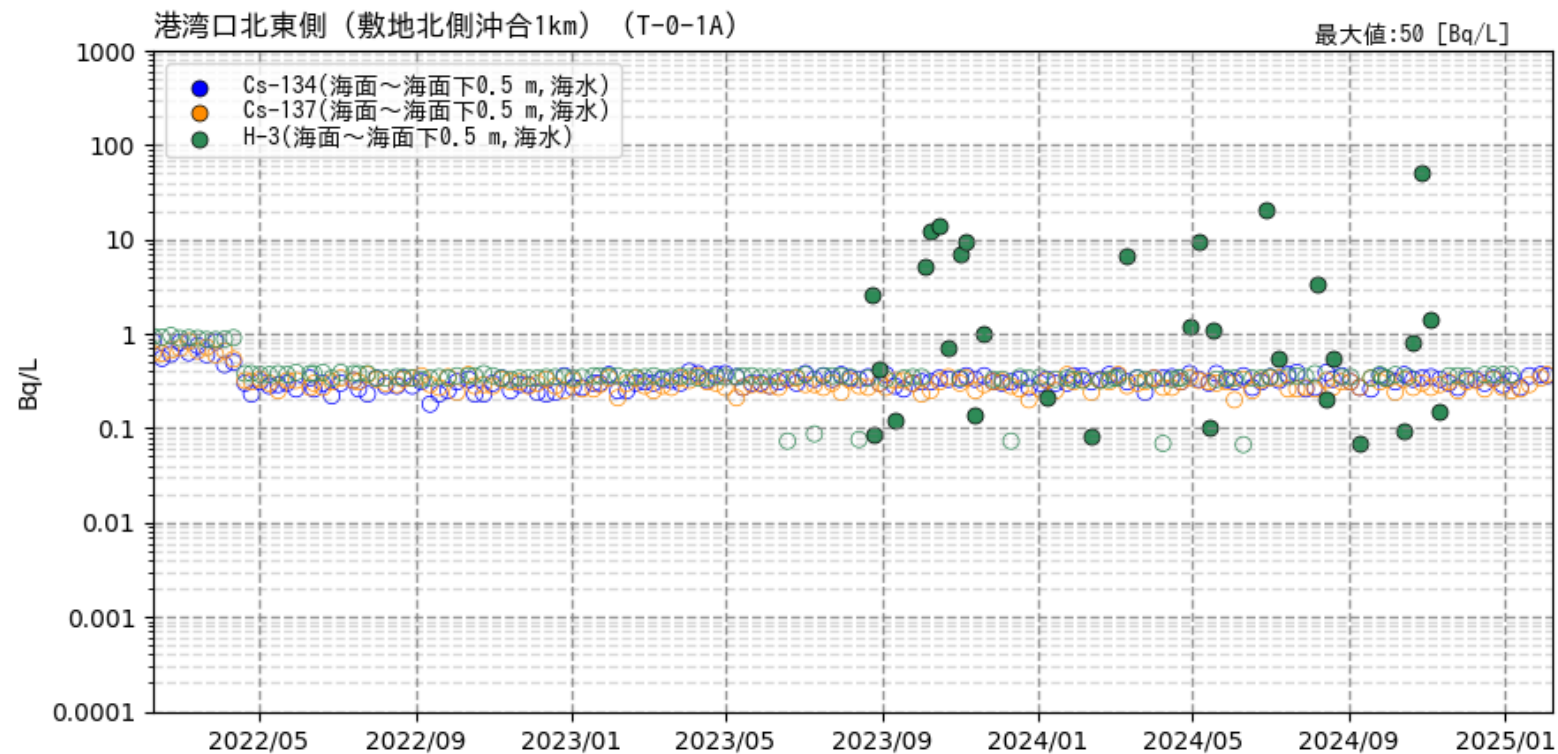
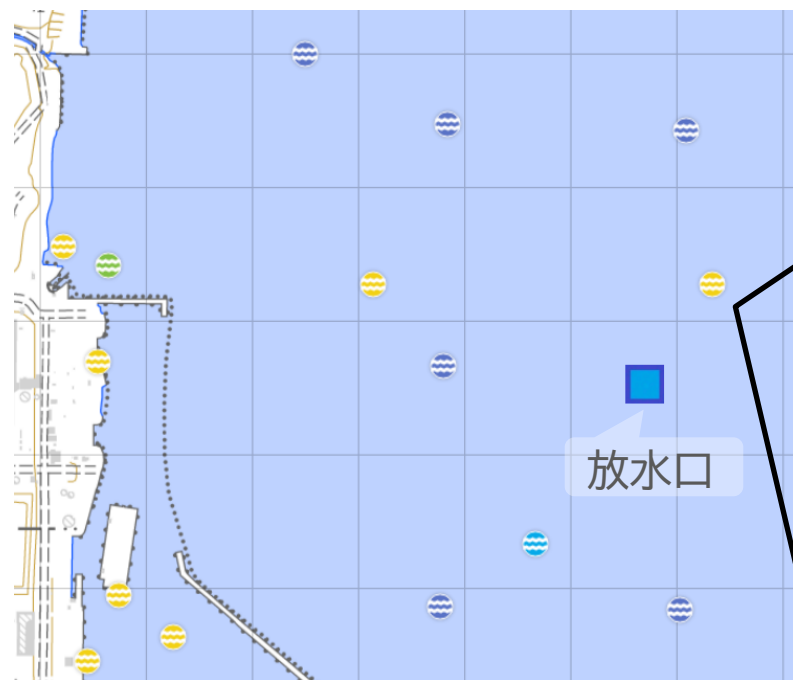
本報告書では上述したタイムラインおよび領域区分に対し、2つの廃炉方式（**即時解体**、**遅延解体**）と2つのエンドステート（**制限なし解放**、**制限付き解放**）を組み合わせた4つのシナリオを設定。



時間軸の考え方の目安の一例として、Aには中長期ロードマップの目標工程として挙げられている30年程度、Bには100年程度、Cには低レベル放射性廃棄物処分施設の管理期間と同様の300年程度

https://www.aesj.net/uploads/dlm_uploads/hairohaikibutubunkakai_tyukanhoukokusyo0714.pdf

処理水海洋放出の結果

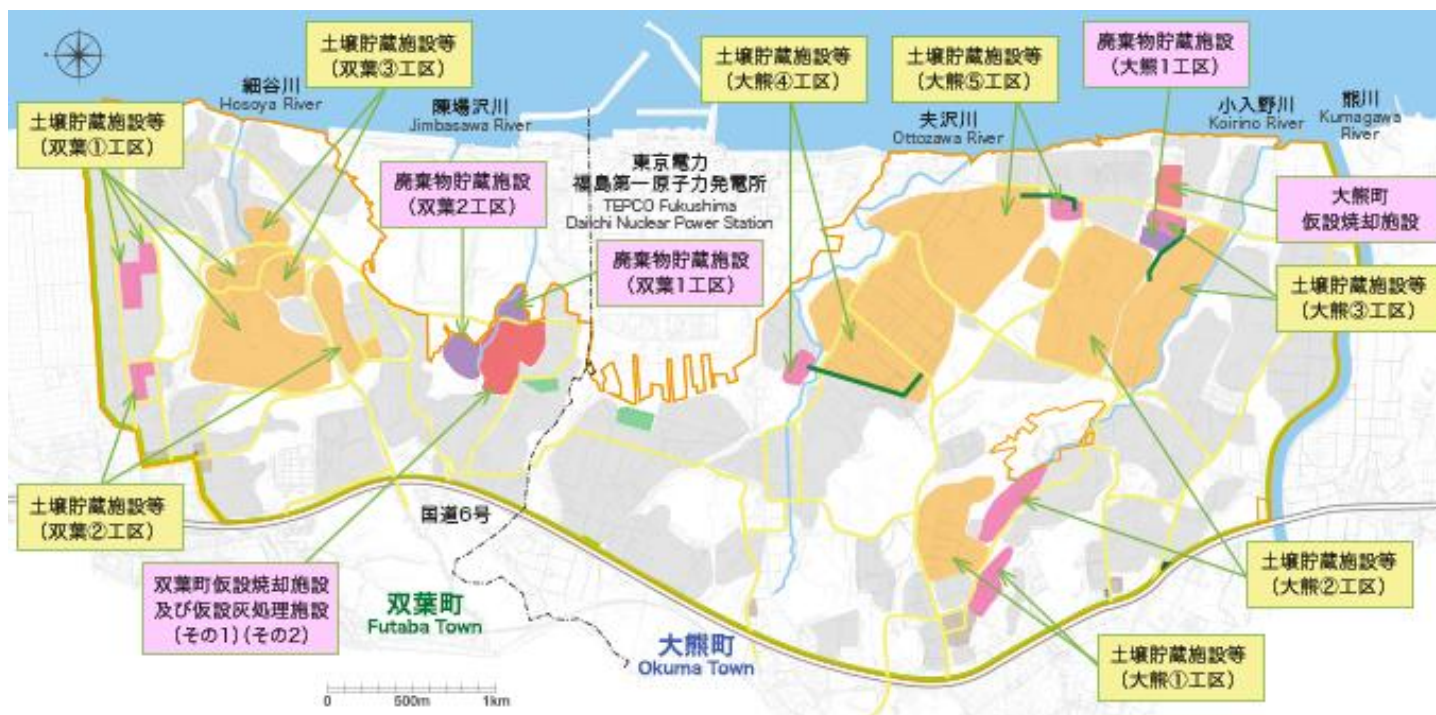


放出口付近の海水のトリチウム濃度は明らかに上昇

<https://www.monitororbs.jp/ja/index.html>



中間貯蔵施設の除去土壌再生利用



<https://josen.env.go.jp/chukanchozou/about/>

- 福島第一原発周辺の1600haに1400万立方メートルの除去土壌が保管
- このうち4分の3にあたる量を公共事業などで利用する計画

(参考) 保管中の除去土壌の量と放射能濃度

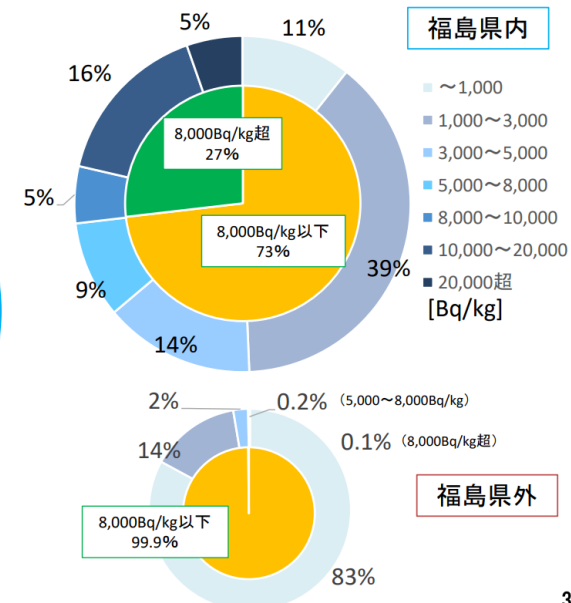
除去土壌の保管量

約33万 m^3 (約29,000箇所で保管中)



■ 福島県内 ■ 福島県外

除去土壌の放射能濃度



https://josen.env.go.jp/chukanchozou/facility/effort/investigative_commission/pdf/joint_meeting_wg_240917_01.pdf



福島第一原発では敷地境界で1mSv/yという基準を設定

- ただし追加放出分のみで、敷地内排水路や地下水などを通じて海洋放出される分は含まない

福島を除染土壌は8000Bq/kg以下は管理状況下で再生利用

- 適切な管理が行われれば被ばくが1mSv/yになるという条件

福島県外の市町村除染で発生したものは、主に2000Bq/kg以下だが管理状況下で最終処分

福島県内外で現在発生している放射性廃棄物は線量調査もなく、無管理のまま再生利用、または最終処分

通常原発では例えばセシウムの場合100Bq/kg以上の物質は低レベル放射性廃棄物として管理・最終処分





Canvaにて生成

原発回帰がもたらす帰結

建設に20年かかる原発は時間軸が合わない

温暖化を1.5°Cや2°Cに抑えるには、急速かつ大幅でほとんどの場合緊急に温室効果ガスの排出削減が必要

CO2及びGHG排出正味ゼロはすべての部門における大幅な削減によって実現しうる

a) 世界の正味の温室効果ガス (GHG) 排出量

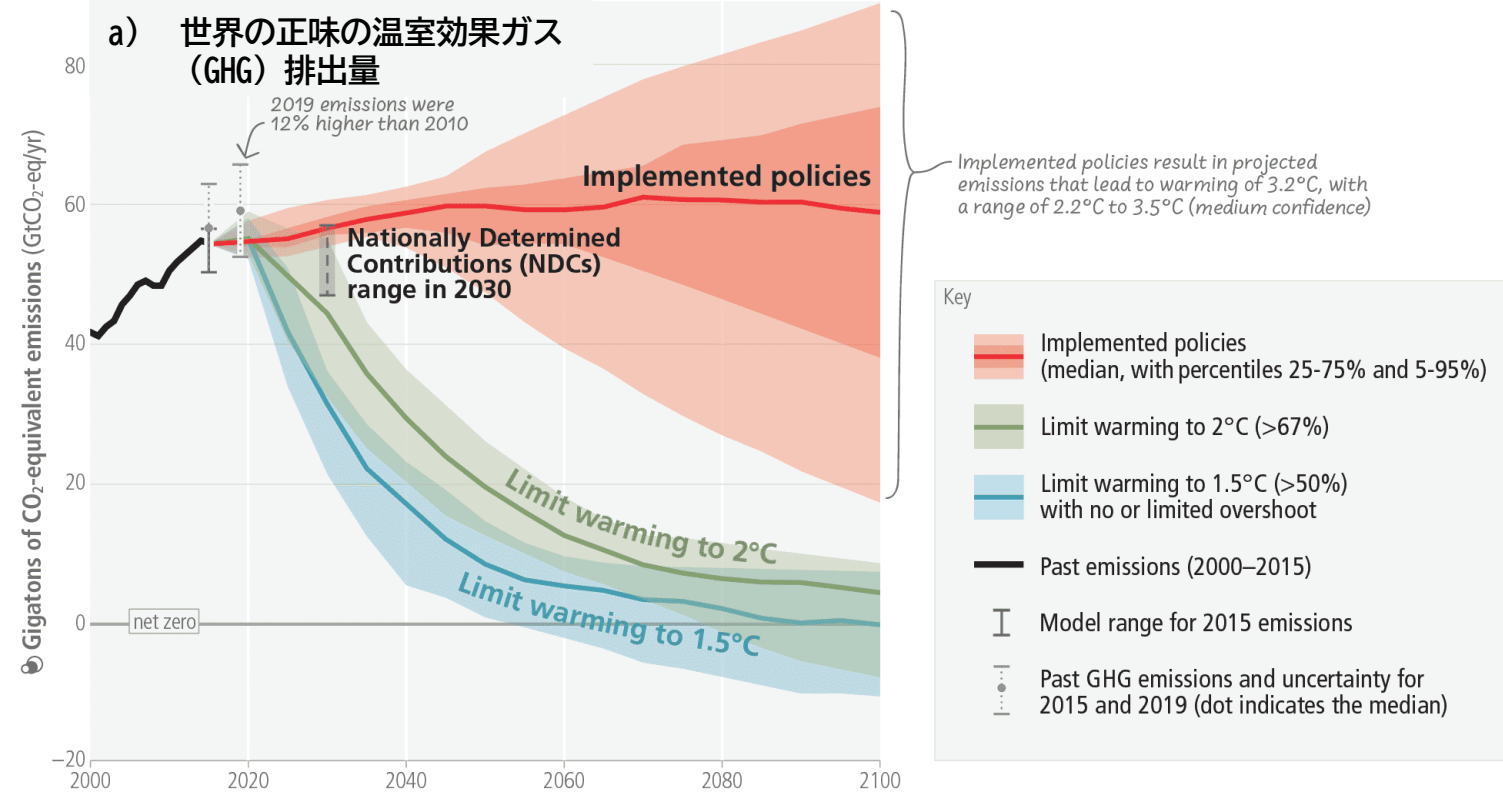
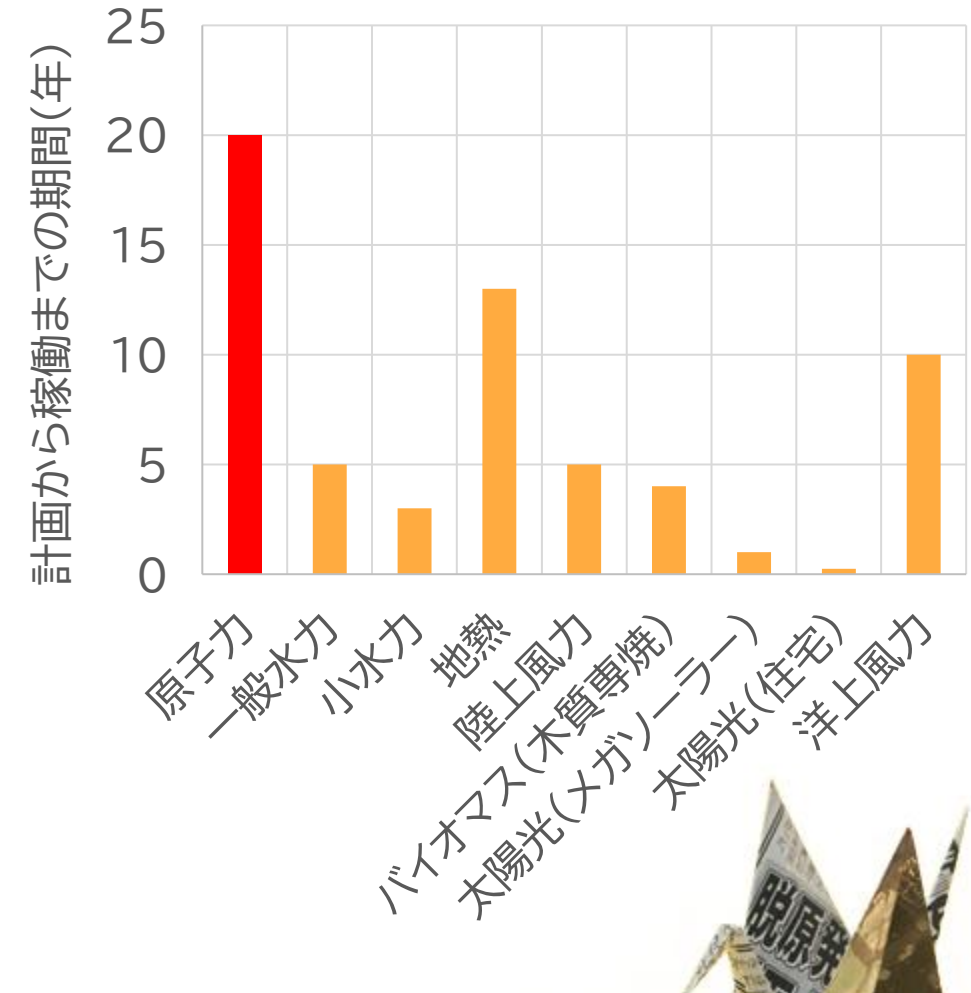


図 SPM.5(a)



非化石電源ごとの計画から稼働までの期間

<https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111125/siryo6-1.pdf>

国によって異なる推計値

(g-CO₂/kWh)

	電力中央研究所, 2015				Sovacool, 2008		
	BWR	PWR	BWR/プルサーマル 1 回	PWR/プルサーマル 1 回	各種推計の中央値	最小	最大
フロントエンド	10.93	13.92	9.18	11.00	25.09	0.58	118
原発建設	1.64	1.64	1.64	1.64	8.2	0.27	35
発電	4.45	4.45	4.45	4.45	11.58	0.1	40
バックエンド	1.68	1.69	2.93	2.95	9.2	0.4	40.75
設備解体	0.92	0.93	0.37	0.37	12.01	0.01	54.5
合計	19.62	22.61	18.63	20.43	66.08	1.36	288.25

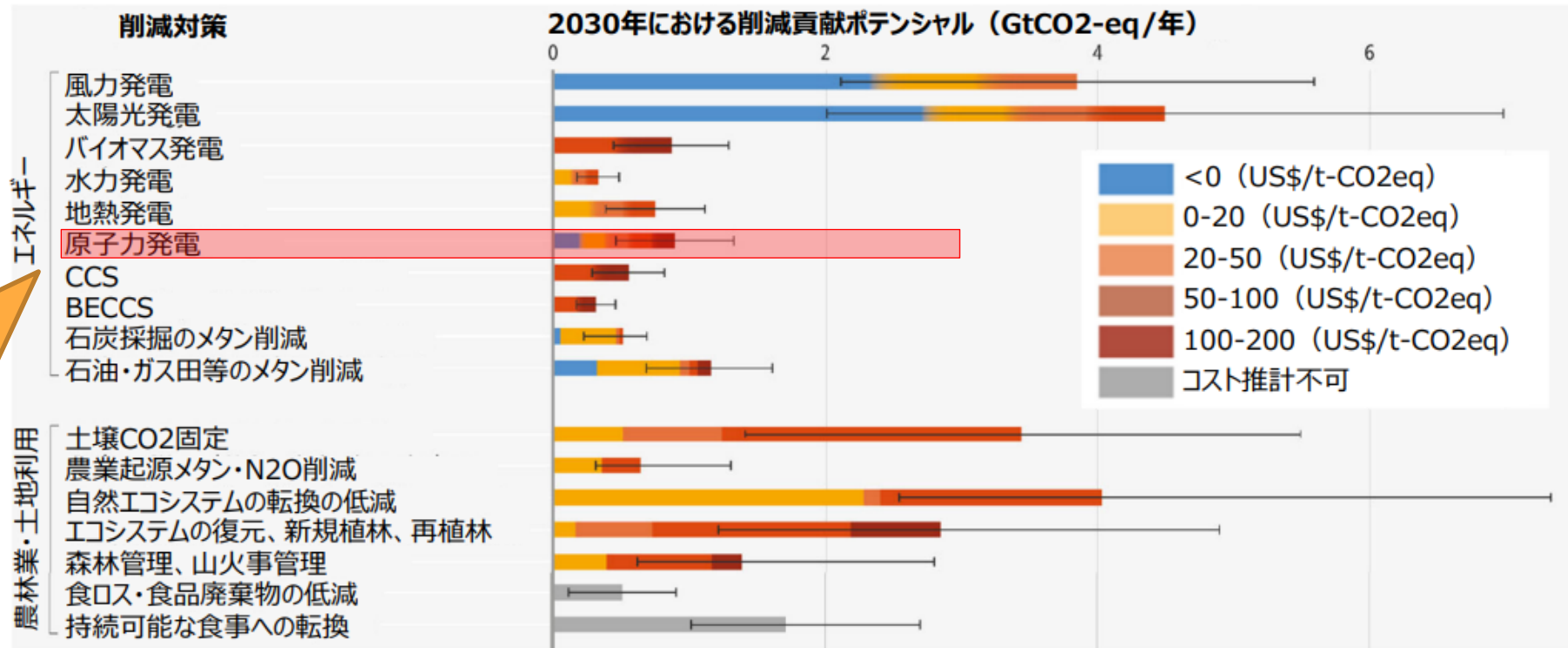
	Warner and Heath, 2012			Pomponi and Hart, 2021	
	各種推計の中央値	最小	最大	最小	最大
合計	17	12	110	24.61	32.74



【2030年の削減ポテンシャル】100米ドル/tCO₂までの緩和策で2030年までに2019年比半減が可能。うち、20米ドル/tCO₂未満の技術が半分以上を占める。

- 緩和策の詳細な部門別評価に基づく推計によると、100米ドル/tCO₂-eq以下での緩和策によって、2030年の世界GHG排出量は2019年比で少なくとも半減させることができる（20米ドル/tCO₂-eq以下での緩和策は、このポテンシャルの半分以上を占めると試算される）。ポテンシャルのより小さな部分ではあるが、展開によって正味でのコスト削減につながる緩和策も存在する。20米ドル/tCO₂-eq未満のコストで寄与が大きいものは、太陽光と風力、エネルギー効率改善、自然生態系の転換の減少、CH₄排出削減（石炭採掘、石油・ガス田、廃棄物）である。特定の状況や地域によって、個々の技術の緩和ポテンシャルや緩和コストは推計値と大きく異なる可能性がある。基礎となる文献の評価によると、様々な緩和策の相対的な貢献度は2030年以降、変化する可能性があることが示唆されている。（確信度が中程度）（C.12.1仮訳）

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（1/2）



(出所) IPCC AR6 WG3 SPM Figure SPM.7



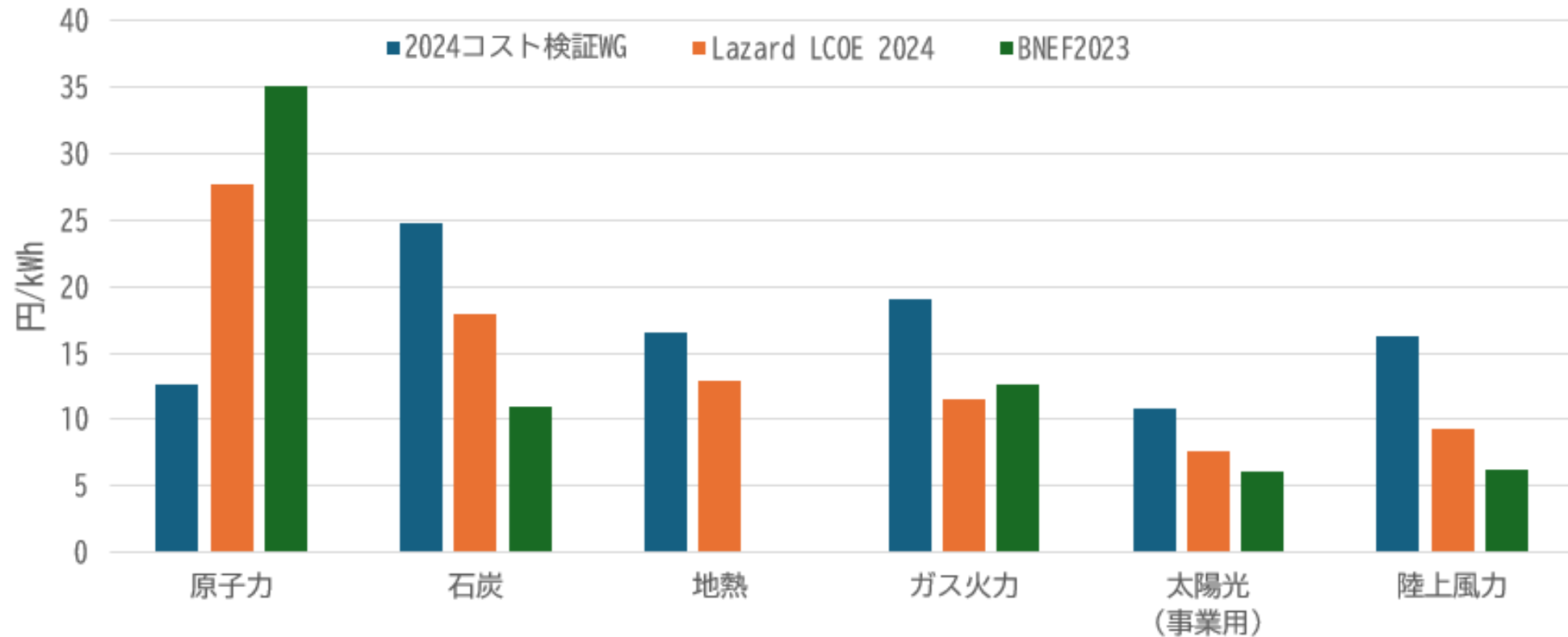
削減ポテンシャルはバイオマス発電と同程度でしかなく、風力・太陽光のそれをはるかに下回る。

発電コスト国際比較

16

日本でだけ異様に安い原発の発電コスト推計

発電コスト比較



出典: 2024年発電コスト検証WG報告書、Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis Version 17.0、Energy Transition Factbook 2024
※LazardおよびBNEFの単位はドル/MWhのため、円換算(1ドル=152円)したうえで単位をそろえている

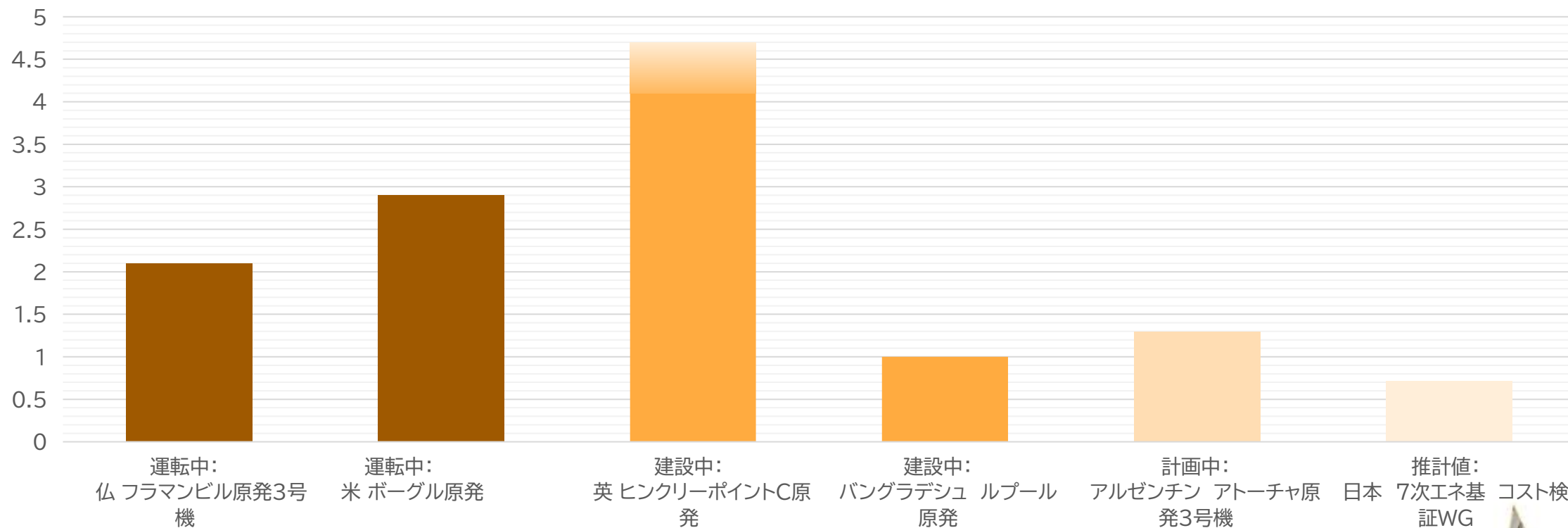


近年の原発建設コスト

17

兆円/基

原発建設費



€13.2 billion
(2.1兆円)

\$36.8 billion
(2基5.8兆円、1基2.9兆円)

£41.6-47.9 billion
(2基8.2~9.4兆円、1基4.1~4.7兆円)
仏が建設

\$12.65 billion
(2基2兆円、1基1兆円)
ロシアが建設

\$8.3 billion
(1.3兆円)
中国が建設
(予定)

動法人
情報室

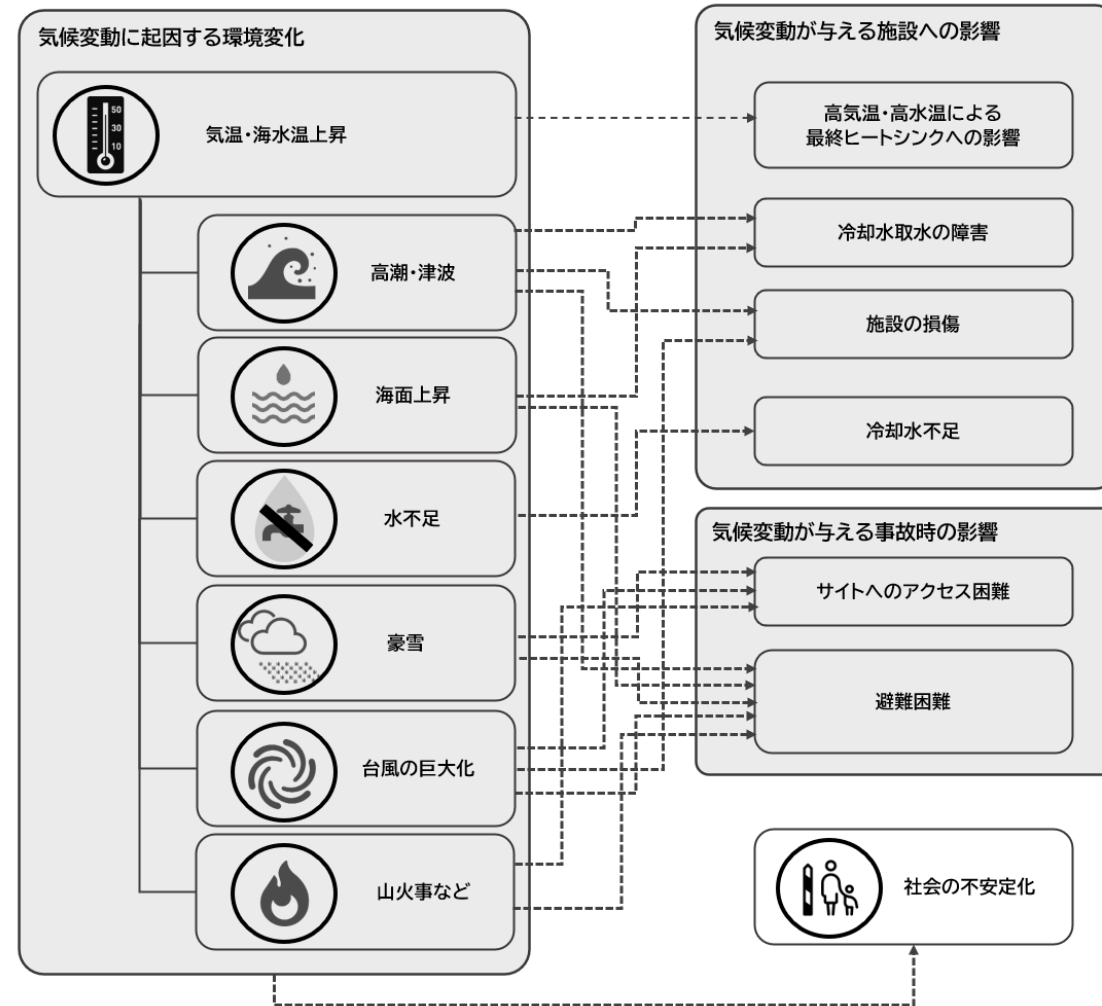


気候危機と原発

気候変動に起因する環境変化は、大きく

- ①原発施設への直接の影響
- ②原発事故時の影響の深刻化
- ③原発が存在する社会環境そのものへの影響

という3つの経路で原発に影響を与える



原発建て替え、運転期間延長を考えると2100年を見据える必要性

原発立地地点は大半が1970年までに選定。気候変動への考慮はない

様々な極端気象と事故の重ね合わせ、原発の環境影響を、建て替えや運転期間延長の際、評価すべき



年	対象	手法	攻撃者
1980	イラク・オシラク炉	爆撃	イスラエル
1981	イラク・オシラク炉	爆撃	イスラエル
1984-87	イラン・ブーシェフル原発	爆撃	イラク
1991/1993	イラク・ツワイサ核施設	爆撃など	米
1991	スロベニア・クルシュコ原発	攻撃威嚇	セルビア
2007	シリア・アルキバール炉	爆撃	イスラエル
2008～10	イラン・ナタンズ核施設	サイバー攻撃	米・イスラエル？
2014	イスラエル・ディモナ原子炉	ミサイル	ハマス（非国家主体）
2020	イラン・ナタンズ核施設	爆破	イスラエル？
2021	イラン・ナタンズ核施設	爆破	イスラエル？
2022～	ウクライナ・原発など	攻撃・占拠	ロシア
2025	イラン・複数の核施設	爆撃	米・イスラエル

認定特定非営利活動法人



日本には原発のみならず、イランで問題になったウラン濃縮施設、北朝鮮で問題になった再処理施設が。

どうやって防衛するのか

20

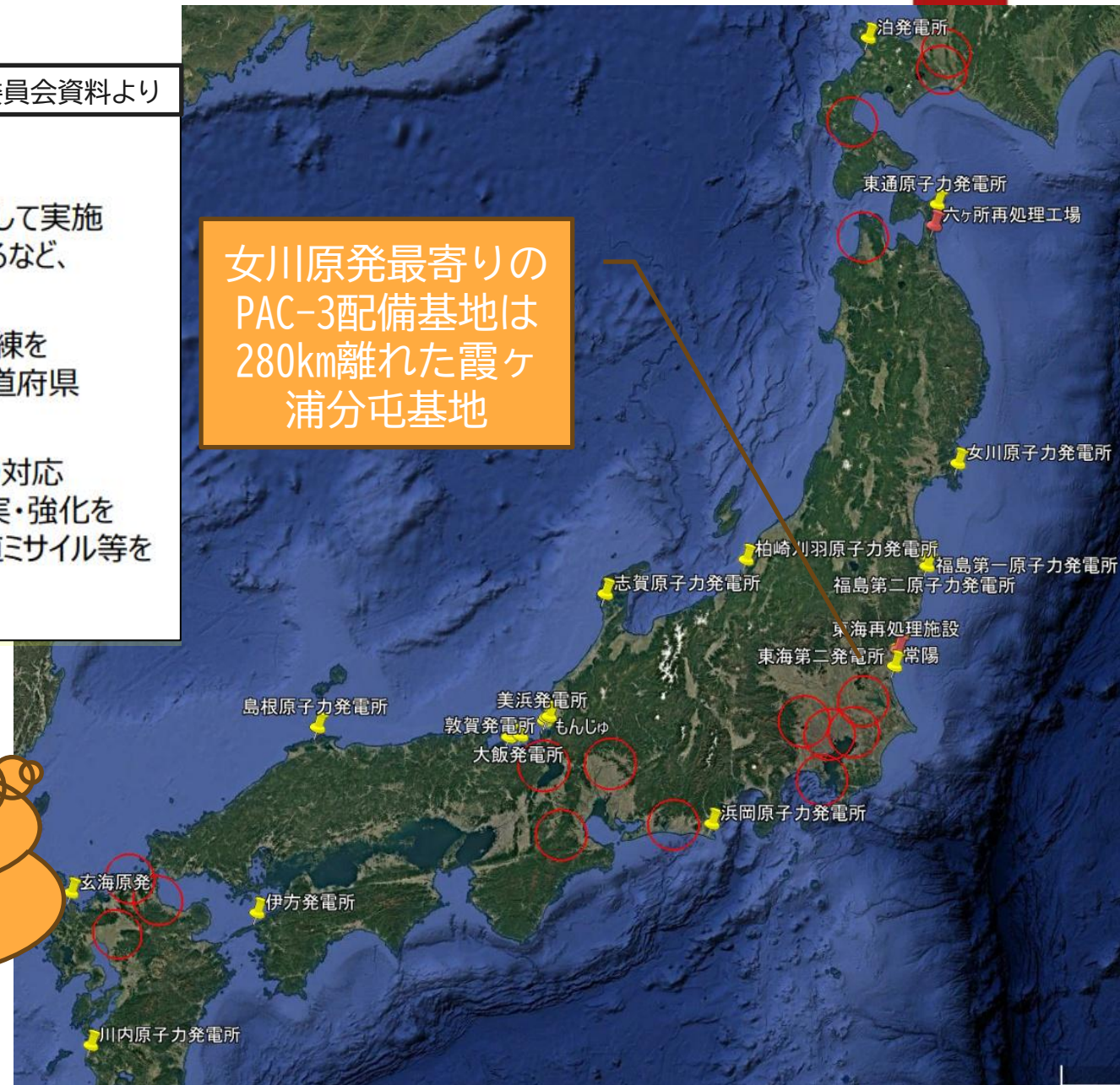
第35回原子力小委員会資料より

ii. 対処能力の強化

- 各都道府県警察と陸上自衛隊は、全国各地で共同実動訓練を継続して実施しており、2012年以降、各地の原子力発電所の敷地において実施するなど、連携強化を図っている。
- 海上保安庁と海上自衛隊は、原子力発電所のテロ対処を想定した訓練を含む不審船対処に係る共同訓練を実施している。海上保安庁と各都道府県警察も、合同訓練を定期的に実施している。
- 弾道ミサイルに対しては、イージス艦とP A C - 3による多層防衛により対応している。航空自衛隊においても、平素よりミサイル等の迎撃態勢の充実・強化を図るためP A C - 3部隊等の機動展開訓練を実施してきており、弾道ミサイル等を含む各種ミサイル対処に係る能力・維持向上を図っている。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/035_05_00.pdf

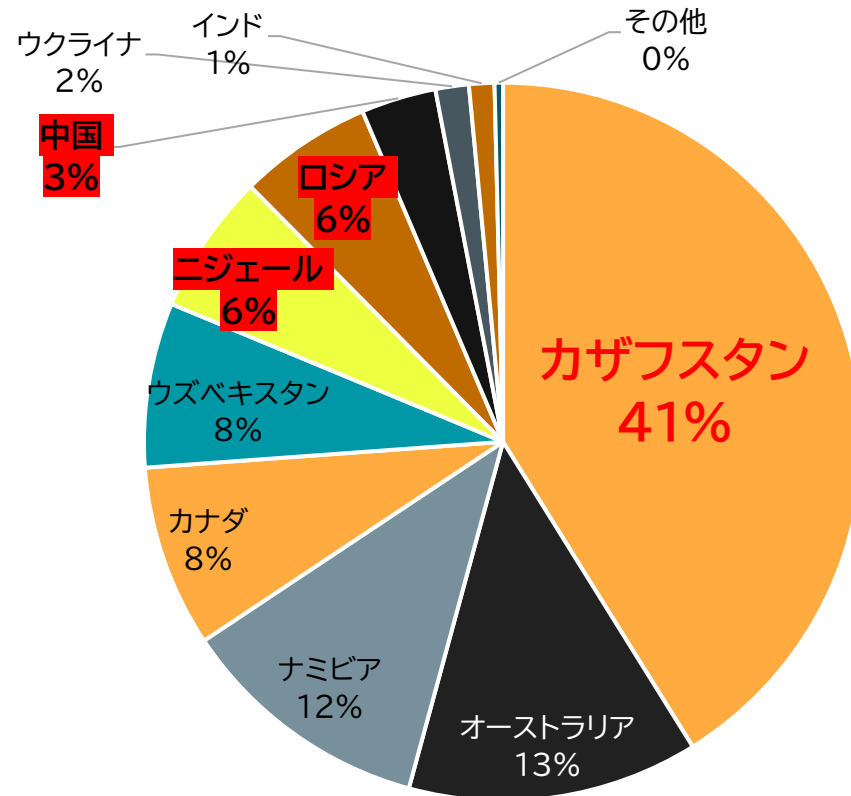
PAC-3の射程は35km程度。PAC-3配備基地から35km圏には原発は存在せず。北朝鮮から発射された弾道ミサイルは10分程度で沖縄に到達。これでどうやって防衛するのか。



ウラン生産量シェア

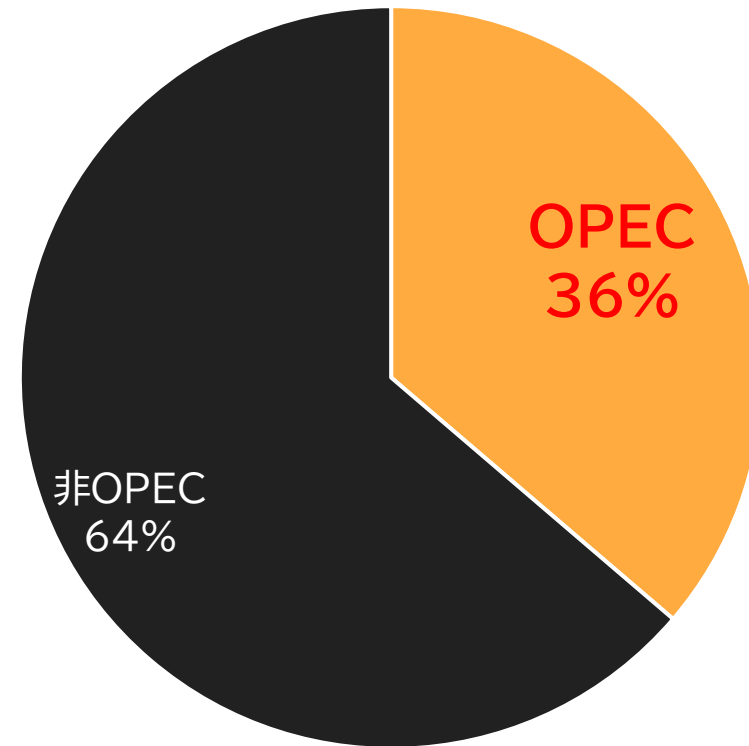
21

2020年ウラン産出量シェア



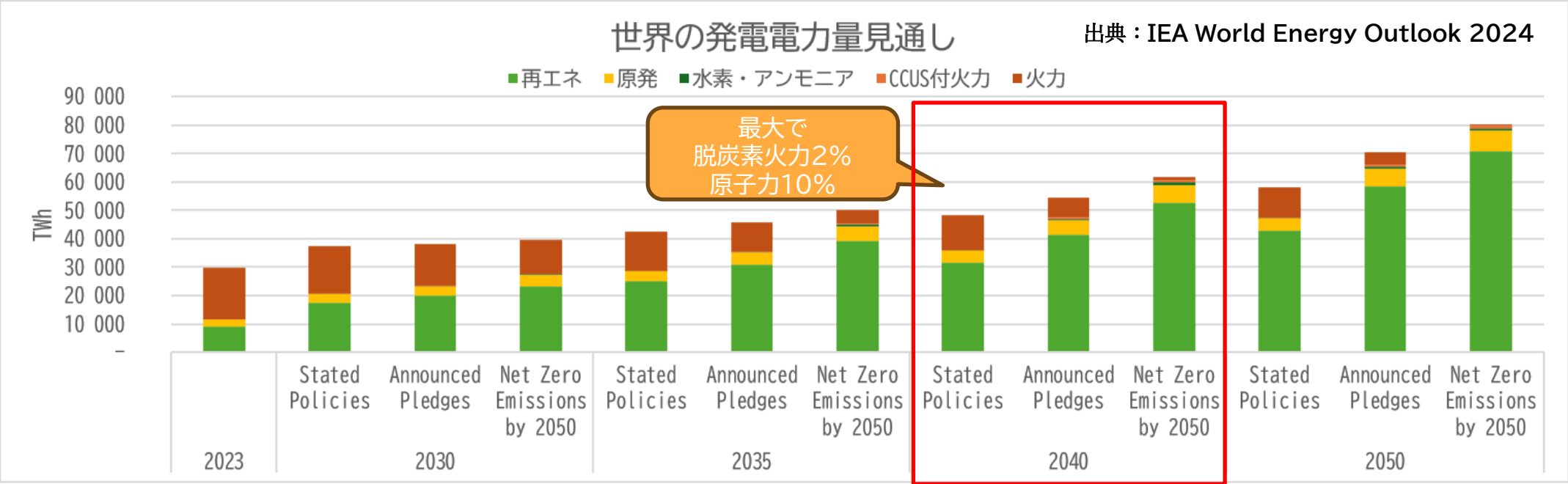
NEA「Uranium 2022: Resources, Production and Demand」より作成

2022年原油産出量シェア

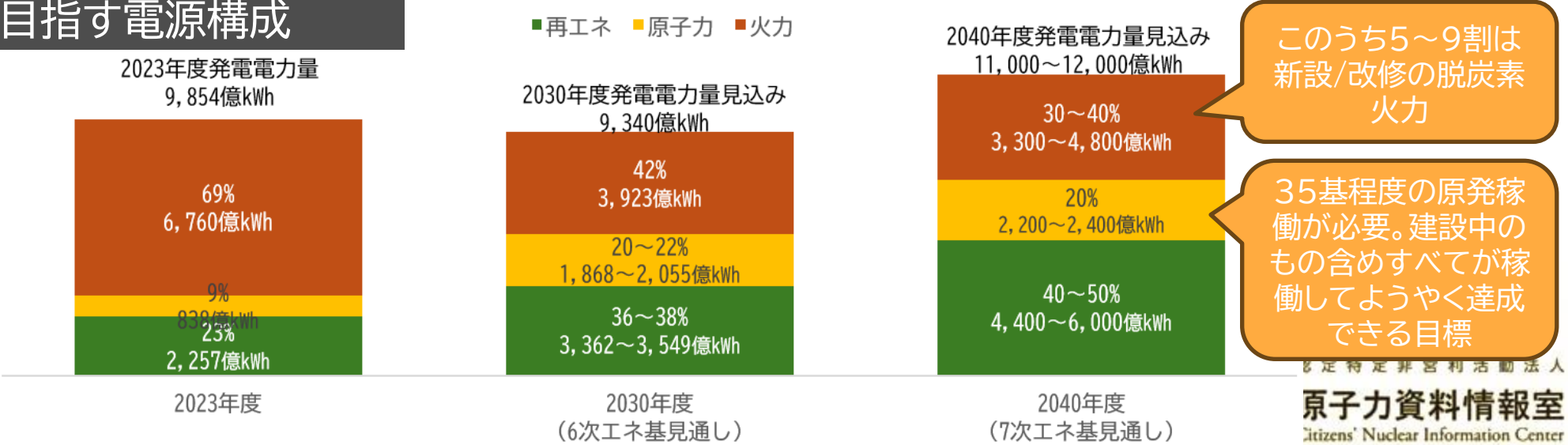


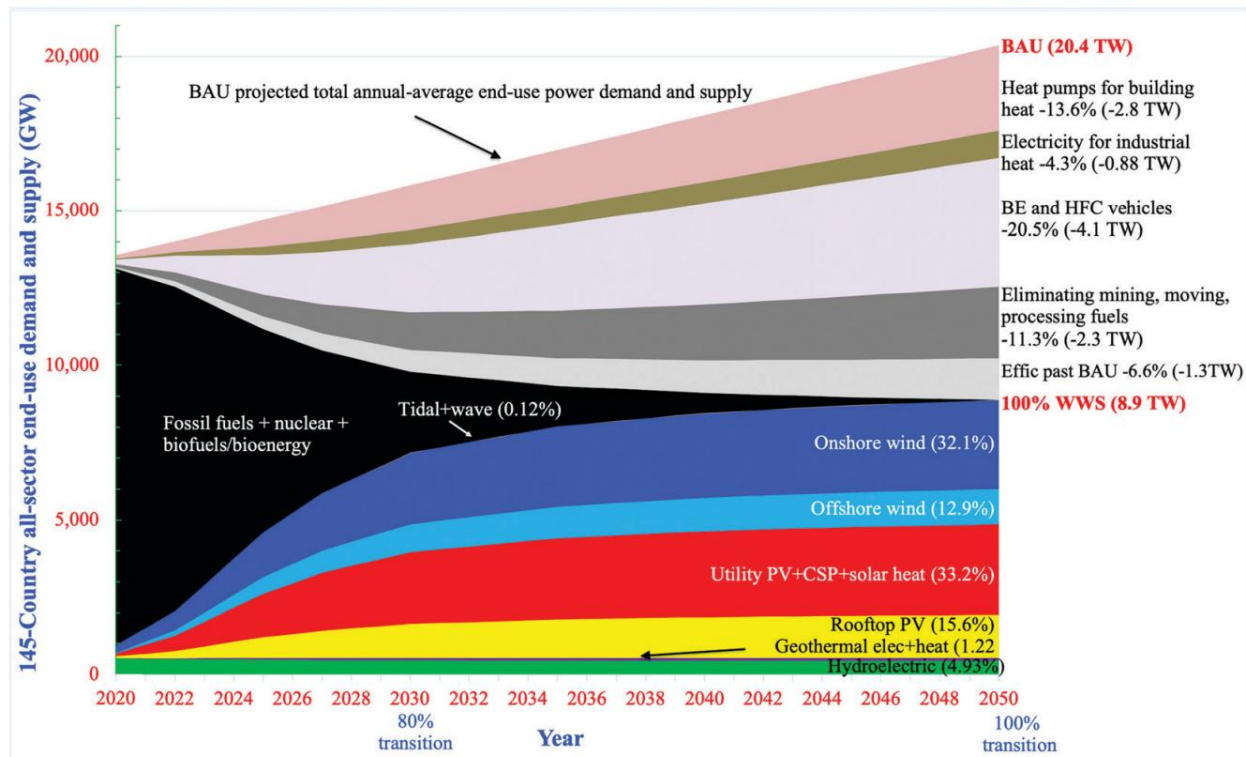
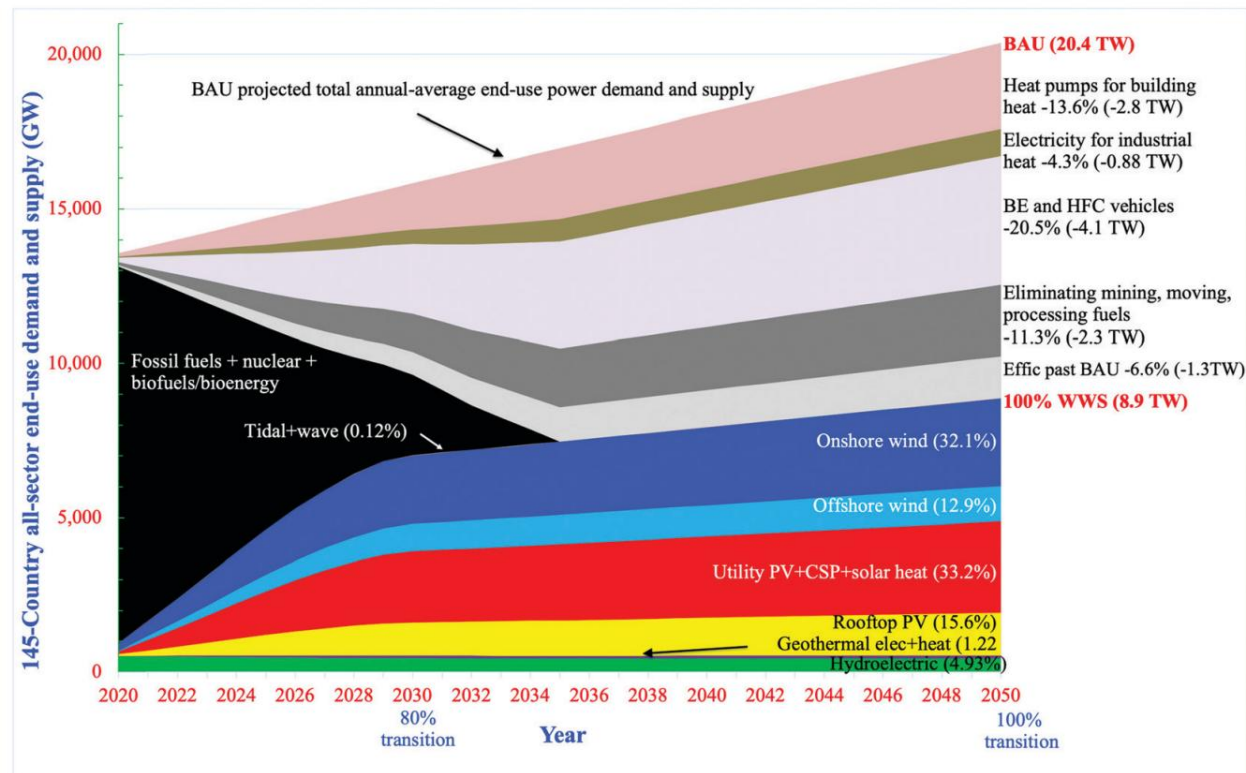
Energy Institute「Statistical Review of World Energy 2023」を基に作成

現在のウラン供給はカザフスタンが41%を占める。同国の国営ウラン鉱山会社Kazatompromは、ロシア・ウクライナ戦争により、ウラン輸出が難しくなっていると指摘。他にニジェールの軍事政権がフランスが保有する同国ウラン鉱山の採掘権を撤回。中国・ロシア分も含めれば、56%のウランが西側にとって供給不安定化。



日本が目指す電源構成





2035年、または2050年に100%風力・水力・太陽光でエネルギーを供給するシナリオ

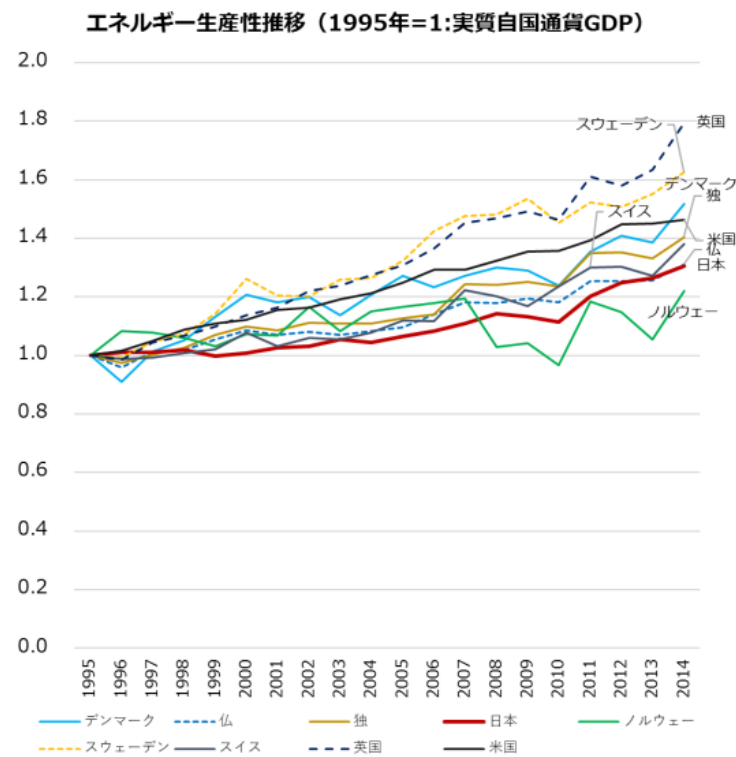
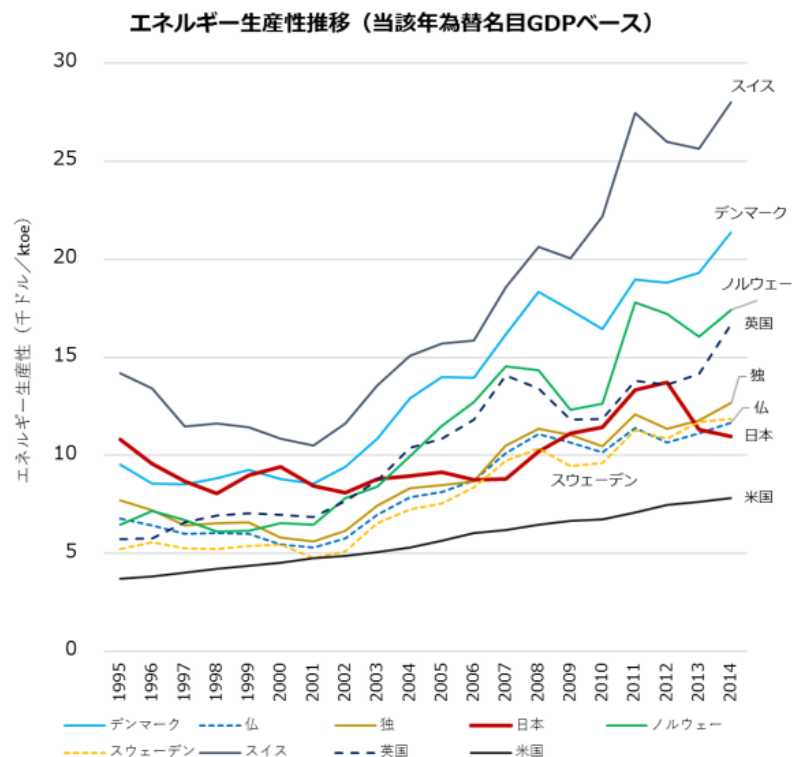
<https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/145Country/22-145Countries.pdf>

2035年または2050年に100%風力・水力・太陽光でエネルギー供給が可能

いずれのシナリオでもカギとなるのは省エネ



- 1990年代には世界最高水準だった我が国の付加価値ベースのエネルギー生産性（エネルギー消費量当たりのGDP）は、2000年頃を境に国際的な順位が低下していった（左図）。
 - ✓ 世界のトップレベルから離れている傾向は、基準年為替実質GDPベース、購買力平価ベースで観察した場合、また、二次産業と二次産業以外に区分して観察した場合にも同様に確認できる（参考資料）。
 - ✓ 他方で、物的ベースのエネルギー生産性は、一部の業種では依然として世界最高水準である（参考資料）。
- 為替と物価の影響を除くために自国通貨・実質GDPベースの改善率を観察すると、我が国は、1990年代から主要国と比べて低い状態であった。他方、震災後は、我が国の改善率は上昇している。（右図）



OECD Statistics「National Accounts」、IEA「World Energy Balances 2016」より作成

※日本の2012年から2013年までの変化は、為替の影響が大きい（2012年79.8円→2013年97.6円）

13

<https://www.env.go.jp/content/900505229.pdf>

日本の省エネは「乾いた雑巾」ではない



CO₂排出量

- ・ 原発のCO₂排出量は推計方法によってばらつきがある。

時間軸

- ・ 原発は計画時点で130年後の状況を考える必要がある
- ・ 100年間の原発のCO₂排出量は、他の脱炭素電源と比べて多い

コスト

- ・ 原発のコストは他の電源と比べて安くない。むしろ高い電源となっている。

目指すべき未来

- ・ 原発は維持したとしても、将来のエネルギー供給にあまり寄与しない。
- ・ 100%再エネは可能。そして効果が大きいのは省エネ。





原発再稼働は電気料金を下げるか？

第39回原子力小委員会(2024年6月25日)資料1

【参考】電気料金の全国比較：供給区域ごとの2023年度実績単価

- ロシアによるウクライナ侵略開始後の国際的な燃料価格の高騰の影響が残っていた2023年度においては、**原子力発電所の再稼働が進む関西エリアや九州エリアと比べると、他のエリアによっては3割以上の価格の差があった。**

供給区域	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	28.6	26.6	27.1	25.2	24.2	22.3	25.3	24.1	21.5	26.3
高圧	24.8	25.8	21.8	20.9	23.7	19.8	24.1	21.4	18.2	22.8
特別高圧	23.6	23.8	20.4	19.0	21.4	18.3	21.9	18.9	16.3	24.7
全電圧の加重平均	26.4	25.6	23.5	21.6	23.3	20.3	23.8	22.0	19.1	24.7
エリア毎の原子力発電の比率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.3%	0.0%	16.2%	30.1%	0.0%
		4%	5%		2%		8%			

※電力取引報を基に、資源エネルギー庁作成。供給区域ごとのすべての事業者の販売額（再エネ賦課金、消費税は除く）÷販売電力量から算出。
 ※低圧は電灯と電力の合計。
 ※電力広域的運営推進機関「2024年度供給計画の取りまとめ」エリア別発電電力量（送電端）の比率から引用。

原子力事業者の値上げ申請に基づく
 発電電力量に占める原発比率

吉瀬課長の口頭説明

「47ページをご覧くださいと、ロシアによるウクライナ侵略開始後の国際的な燃料価格の高騰の影響が残っていた2023年度において、**原子力発電所の再稼働が進む関西エリアや九州エリアと比べると、ほかのエリアによっては3割以上の価格の差があった、そういった現状**」

松久保：

四国電力を無視。かわいそうだし、チェリーピッキングだ。

吉瀬課長：

「これは**会社ごとではなく、エリアごとのデータ**（中略）**関西、九州に色を塗っておりますのは、原子力発電所が再稼働していることに加えて、今申し上げた規制料金の値上げも行っていない2社ということ**で色を」つけた

47

参考：2024年4月時点の四国のシェア
 電力取引の状況によれば、**四国電力は四国エリアの販売電力シェアの9割**を占める

原発再稼働を見込む4社の申請上の原発再稼働による値下げ効果の検討

28

	原発再稼働による 値下げ効果	総原価	総原価（原発 再稼働しな かった場合）	販売電力量	原発再稼働時 の単価	原発再稼働し なかった場合 の単価
東電	-900億円	55,919億円	56,819億円	1,902億kWh	29.40円/kWh	29.87円/kWh
東北電	-372億円	19,743億円	20,115億円	687億kWh	28.74円/kWh	29.27円/kWh
北陸電 [※]	-115億円	5,497億円	5,612億円	260億kWh	21.14円/kWh	21.58円/kWh
中国電	-360億円	13,155億円	13,515億円	468億kWh	28.11円/kWh	28.88円/kWh

※北陸電のみ総原価は託送費用を除くため、単価が安くなっている

	単価差額	月260kWh消費した場合の差額	原価算定期間の 平均原発設備利用率想定
東電	0.47円/kWh	122円	柏崎刈羽6/7、119億kWh、50%
東北電	0.53円/kWh	138円	女川2、39億kWh、54%
北陸電	0.44円/kWh	114円	志賀2、9億kWh、9%
中国電	0.77円/kWh	200円	島根2、45億kWh、65%



- ・ 今回の原価算定にあたって、女川2号機については、2024年2月に再稼働する運転計画を前提に原価を算定しております。
- ・ 燃料費等の再算定で用いた諸元で評価すると、年間で400億円程度、改定率にして2%程度の料金原価を低減しており、可能な限り、お客さまのご負担軽減を図っております。

【原子力運転計画】

ユニット名	2023年度 設備利用率 ※1.0%	2024年度 設備利用率 ※29.5%	2025年度 設備利用率 ※19.8%
女川2号機		定期 点検	
女川3号機			
東通1号機			

2024年2月再稼働

原価算定期間中には運転しない前提で算定
(原価上、必要な維持投資費用のみ計上)

※設備利用率は上記3基合計の発電可能量に対する発電電力量の割合

■は運転中の期間

注) なお、他社原子力発電からの受電について、原価算定期間中には繰込んでおりません
(原価上、受給契約に基づく費用を計上)。

<対象ユニット>

東京電力HD(株): 柏崎刈羽発電所1号機
日本原子力発電(株): 東海第二発電所

All Rights Reserved. Copyrights © 2023. Tohoku Electric Power Co., Inc.

【女川2号機の再稼働による原価低減効果】

減

電源調達費用の減
購入電源費: JEPX調達量▲38.67億kWh
× 調達単価20.97円/kWh※
= ▲811億円程度/年

増

原子力再稼働による費用の増
(安全対策工事や起動前点検等に係る費用含む)
+439億円程度/年

核燃料減損額: +23億円
安全対策工事費相当: +213億円
(減価償却費、事業報酬)
修繕費(起動前点検等): +80億円
原子力バックエンド費用: +83億円
公租公課(固定資産税、核燃料税)+40億円

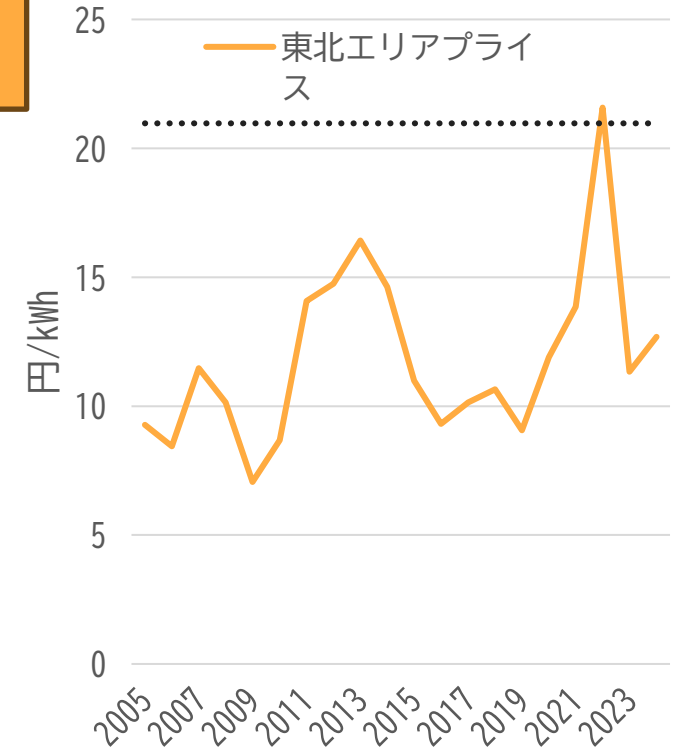
減

原子力(女川2号機)の再稼働による
原価低減効果
▲372億円程度/年

※調達単価は再算定原価で用いた市場価格

これ以外に
東北電力は
原発維持費
年間約1千
億円を支出

卸電力市場東北エリア年
度平均と想定単価



原発維持のために巨額の費用支払い

再稼働しても高い原発売電単価

2019～2024年度平均価格: 14.27円/kWh

2005～2024年度平均価格: 11.82円/kWh

2025年4～8月平均: 11.26円/kWh

$38.67 \text{ 億kWh} \times 14.27 \text{ 円/kWh} = 552 \text{ 億円}$ - 費用増分439億円 = 113億円

$38.67 \text{ 億kWh} \times 11.82 \text{ 円/kWh} = 457 \text{ 億円}$ - 費用増分439億円 = 18億円

$38.67 \text{ 億kWh} \times 11.26 \text{ 円/kWh} = 435 \text{ 億円}$ - 費用増分439億円 = -4億円

原発再稼働＝電気料金値下げではない

原発維持のための巨額支出

原発によって電気料金は上がっている

