

第7次エネルギー基本計画（案）について

令和7年2月
資源エネルギー庁

【目次】

1. エネルギー情勢の変化・議論の背景

2. 第7次エネルギー基本計画案の概要

3. 2040年度エネルギーミックスの概要

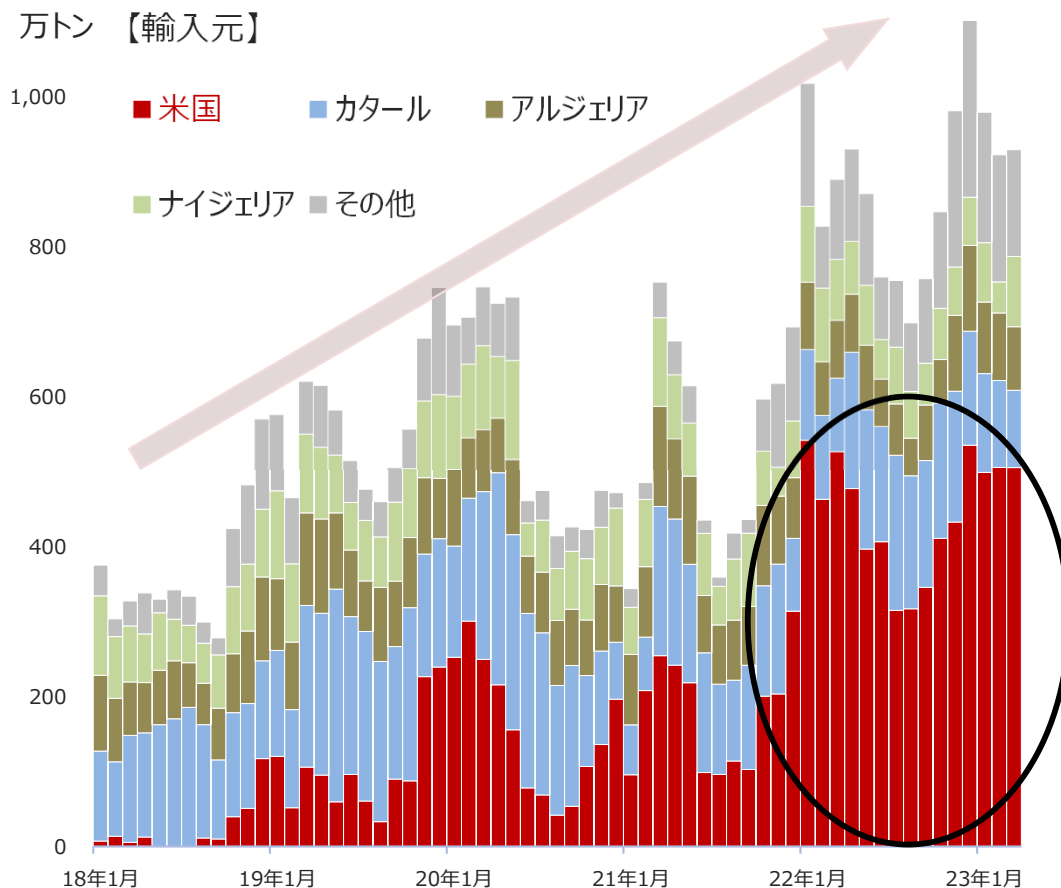
4. コスト検証結果の概要

①エネルギー安全保障を巡る環境変化

ロシアによるウクライナ侵略に伴うエネルギー危機

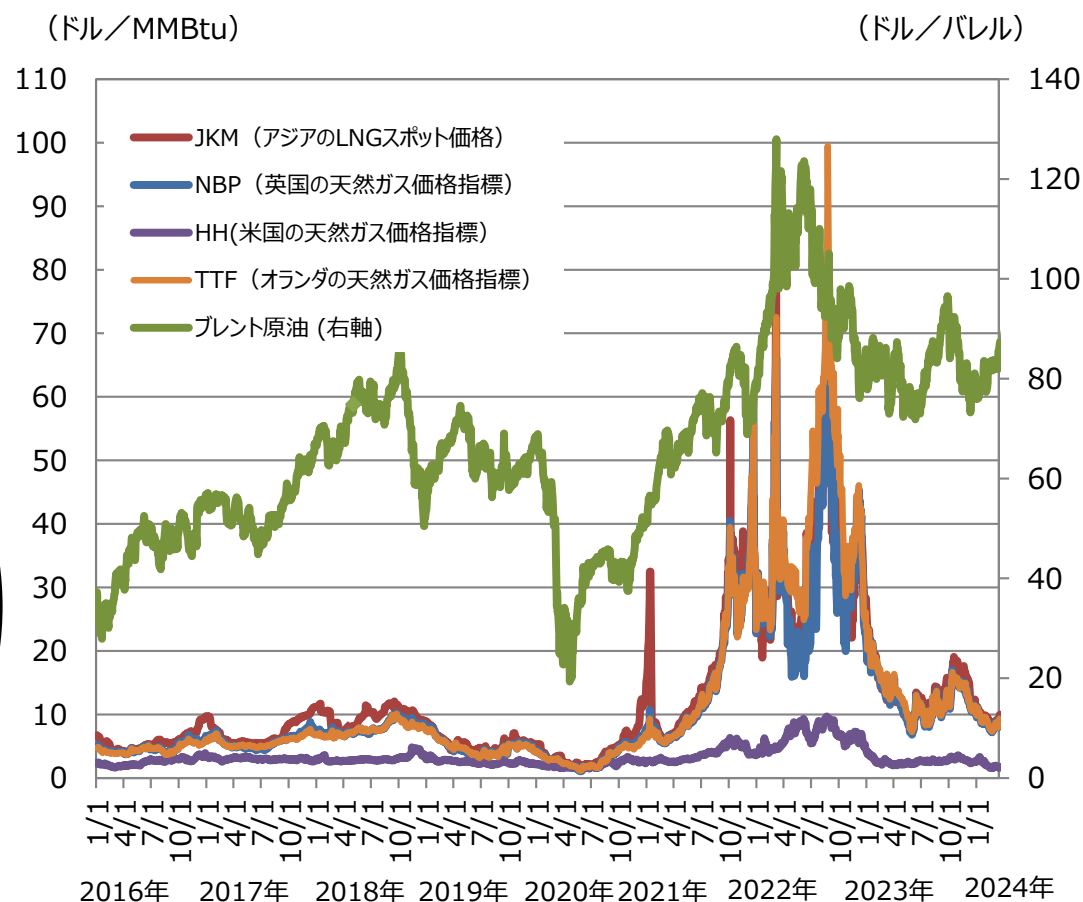
- ロシアによるウクライナ侵略以降、世界的にLNGの需給ひっ迫・価格高騰が発生。
- このような中、EUはLNGの輸入量を増加させている。特に、米国からEUへの輸入量が増加。
- LNGのアジア価格（JKM）は2019年頃と比較すると **2022年は平均で約6倍の歴史的な高値水準。**

欧州（EU＋英国）のLNG輸入状況



米国からのLNG輸入量が増加

LNG価格の推移



- イスラエル・パレスチナ情勢の悪化や、イスラエル・イラン間の軍事的緊張関係が上昇。
- 原油の約9割以上を中東からの輸入に依存する我が国にとって、**チョークポイントが集結する中東地域の情勢悪化**はエネルギー安全保障に直結し、我が国産業競争力に大きな影響。

中東情勢の緊迫化

イスラエル・パレスチナ
情勢の悪化

(2023年10月～)

紅海における
フーシ派による船舶攻撃

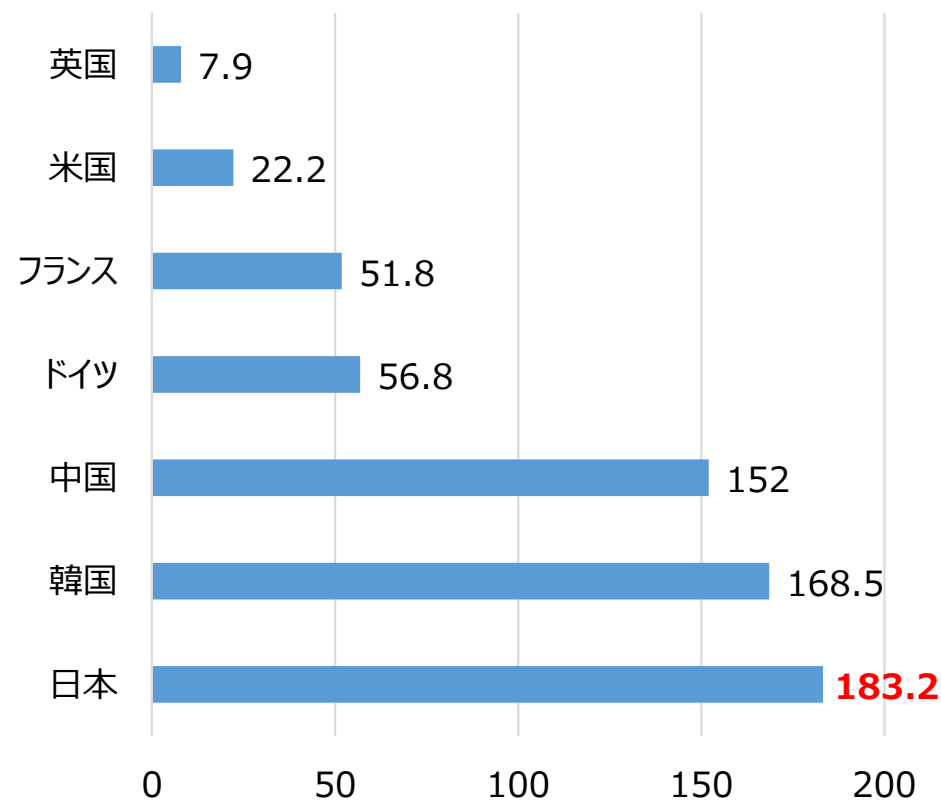
(2023年10月頃～)

イスラエル・イラン間の
軍事的緊張

(2024年4月頃～)



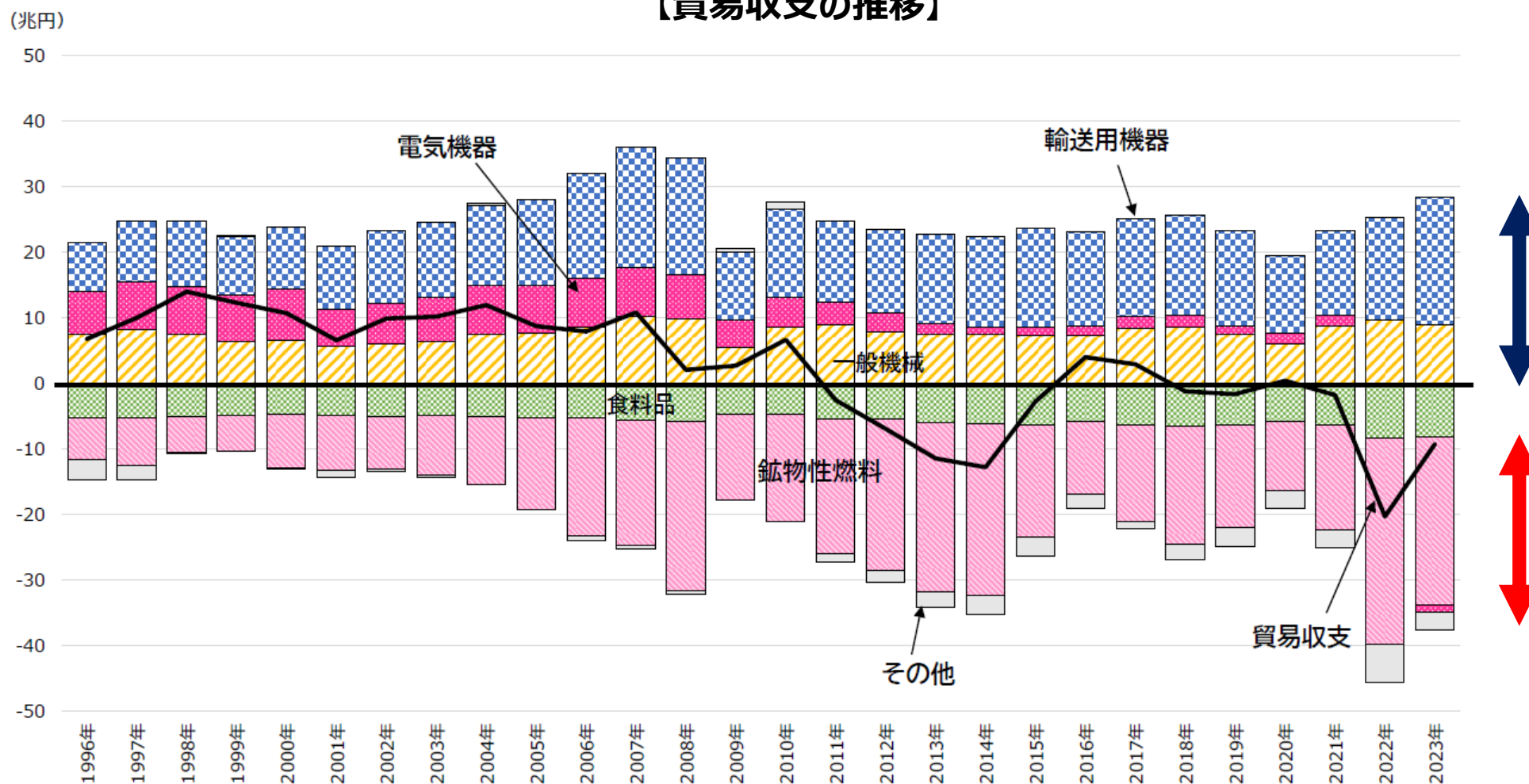
チョークポイント※比率の国際比較（2021年）



(※) チョークポイント比率は、チョークポイントを通過する各国の輸入原油の数量を合計し、総輸入量に対する割合を計算したもの。一般に、チョークポイント比率が低いほど、チョークポイント通過せずに輸入できる原油が多いため、リスクが低い。

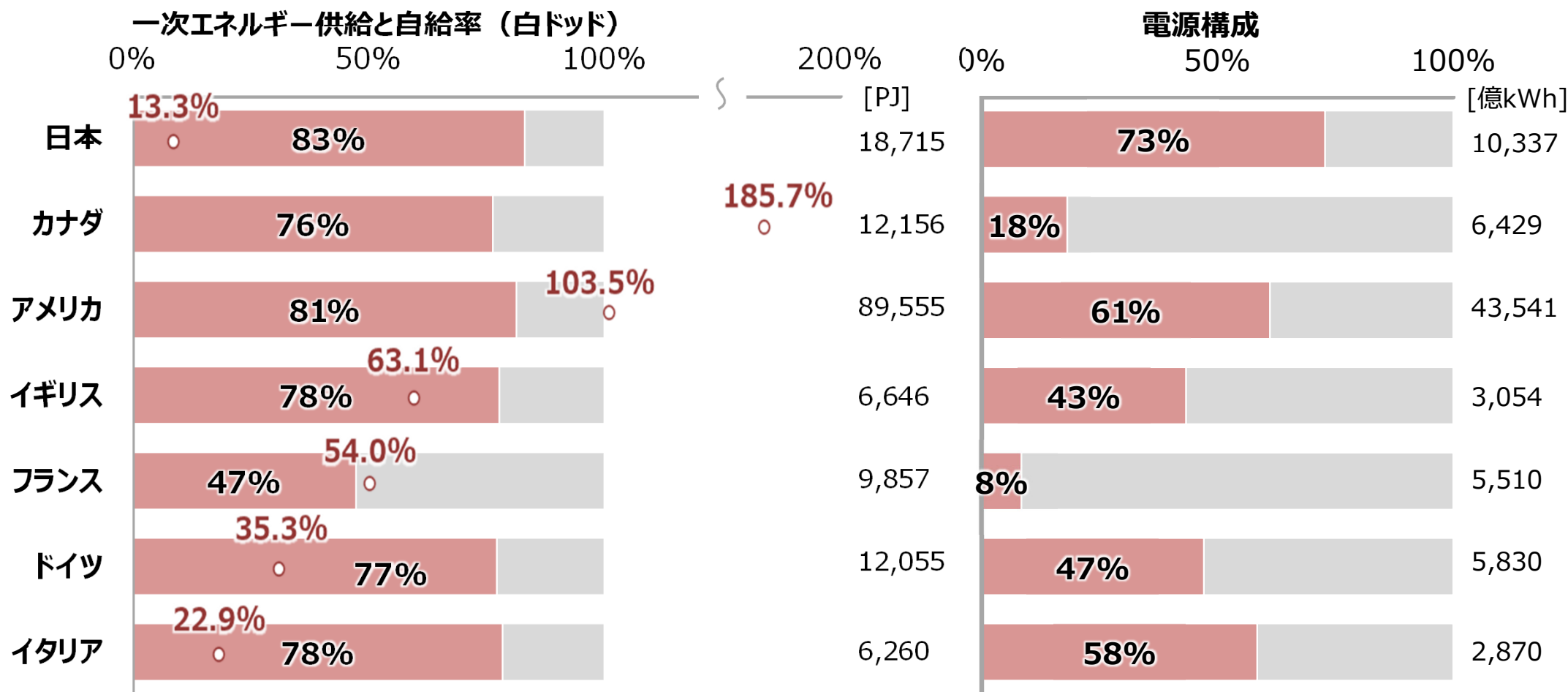
- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。2023年には、自動車、半導体製造装置などで稼いだ分（輸送用機器約20兆円＋一般機械約9兆円）の大半を、鉱物性燃料（原油、ガスなど）の輸入（約26兆円）に充てる計算。
- 更に、世界的な脱炭素の潮流により、化石燃料の上流投資は減少傾向。海外に鉱物性燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突然の価格上昇リスクや、特定国に供給を依存するリスクを内包。

【貿易収支の推移】



- 一次エネルギー供給で見た場合、日本は8割以上を化石エネルギーに依存。G7諸国の中では最多であり、水準としては遜色ないレベルにあるが、自給率で見た場合は最低水準。
- 電源構成で見た場合、7割以上を化石エネルギーに依存しており、この水準はG7各国と比較しても高いレベルにあり、脱炭素電源の拡大はG7各国との産業立地競争力の観点からも不可欠。

一次エネルギー供給・電源構成に占める化石エネルギー比率（2021年*）



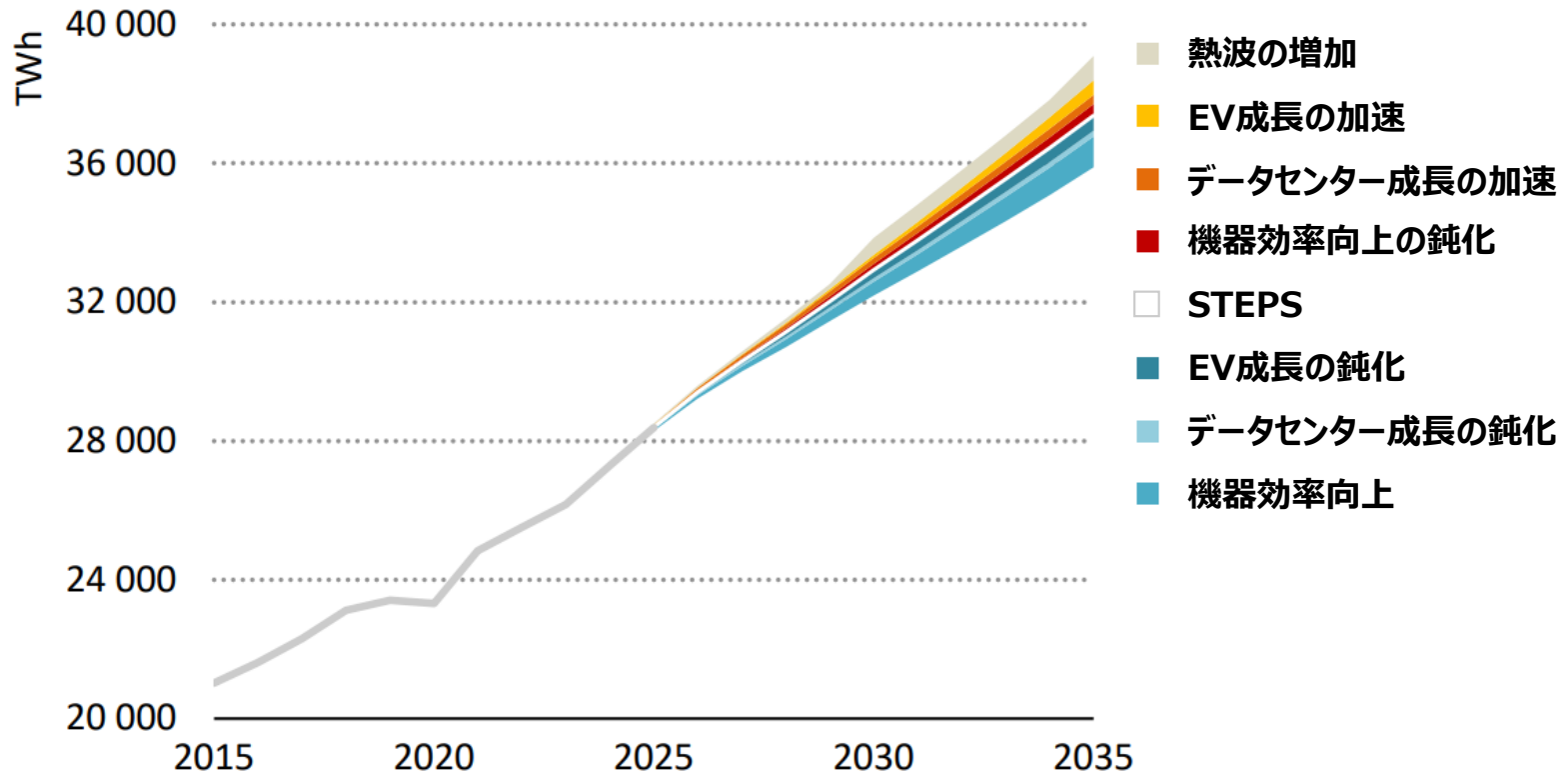
（出所） IEA「World Energy Balances」、総合エネルギー統計をもとに作成。日本は2021年度、その他は2021年の数字。

②DXやGXによる電力需要増大の可能性

WEO2024における世界の電力需要予測

- 本年10月、IEAは「World Energy Outlook 2024」を公表。世界的なエネルギー危機や特定国へのサプライチェーン依存によるリスクの高まりを踏まえて、**エネルギー安全保障の不変の重要性を再確認**するとともに、**不確実性を強調し、「将来のエネルギー需給の姿に対して単一の見解を持つことは困難」と指摘**。
- また、**世界の電力需要は、STEPS（注）で2023年から2035年に向けて年率約3%で増加すると予想**。電力需要の**主な変動要因として、①データセンター需要、②平均気温の上昇、③電気機器の省エネ、④EV需要**を挙げている（①～④の感度分析では、年成長率は約2.7%～3.4%まで変動）。

世界の電力需要予測とSTEPS感度分析（2015年～2035年）

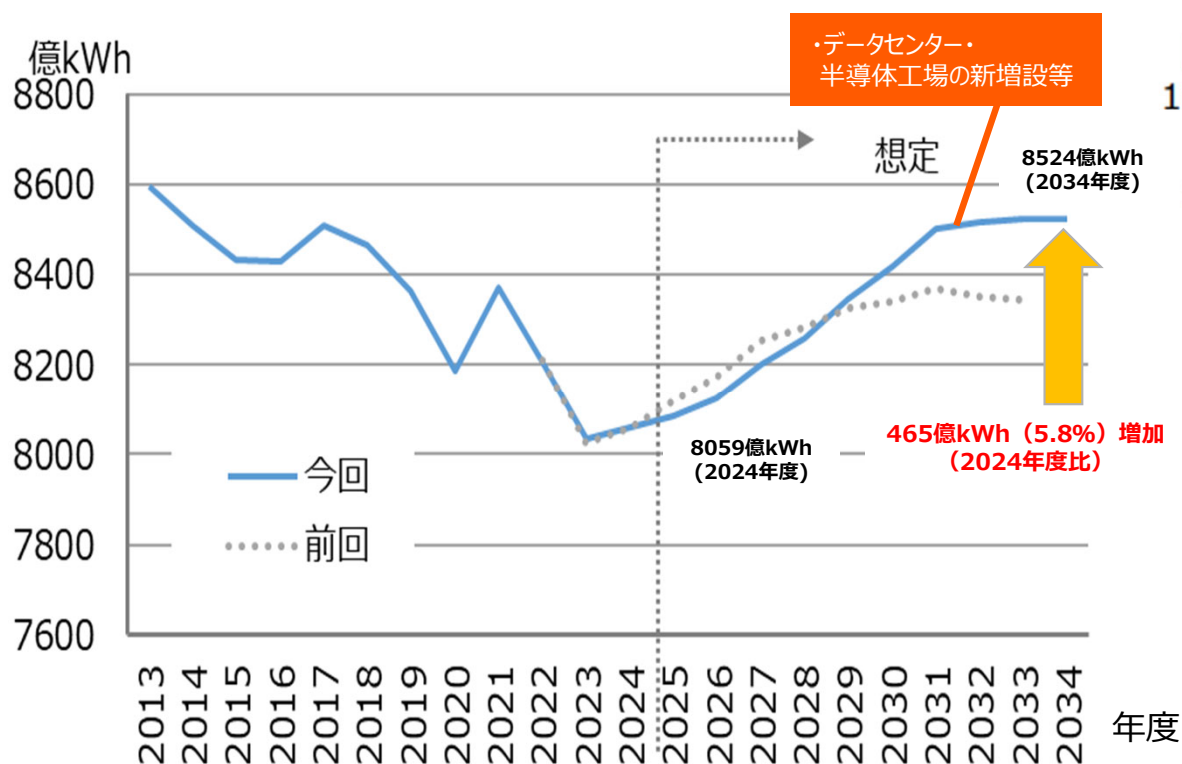


(注) STEPS : Stated Policies Scenario、公表政策シナリオ
(出典) IEA「World Energy Outlook 2024」を基に経産省作成。

日本における電力需要の見通し

- 人口減少や節電・省エネ等により家庭部門の電力需要は減少傾向だが、データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要の大幅増加により、全体として電力需要は増加傾向となった。
- 科学技術振興機構（JST）は、データセンターによる電力需要は省エネが進んでもなお増加と分析。

我が国の需要電力量の見通し

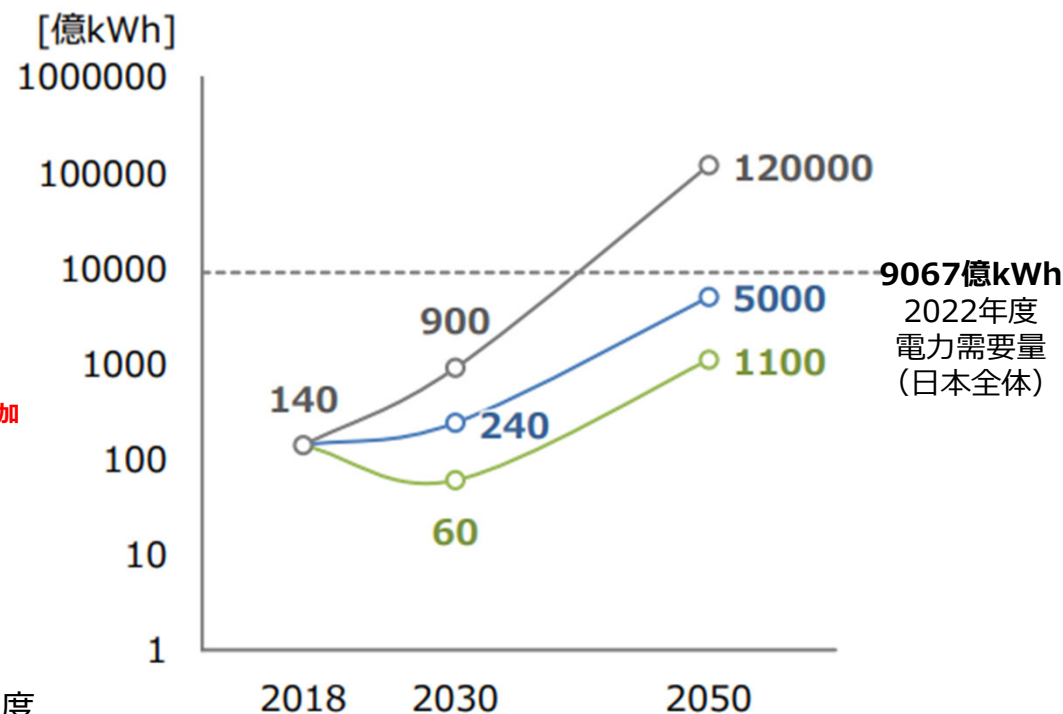


※ 現時点でのデータセンター・半導体工場の申込状況をもとに想定した結果、2031年度を境に伸びが減少しているが、将来の新増設申込の動向により変わる可能性がある。

出典先：電力広域的運営推進機関HP 2025年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

データセンターによる電力需要の増加

(JSTによる分析)



- As is：現時点の技術のまま、全く省エネ対策が進まない場合
- Modest：エネルギー効率の改善幅が小さい場合（2030年までと同等の改善率で2050年まで進捗）
- Optimistic：エネルギー効率の改善幅が大きい場合

(参考) データセンターや半導体の省エネ

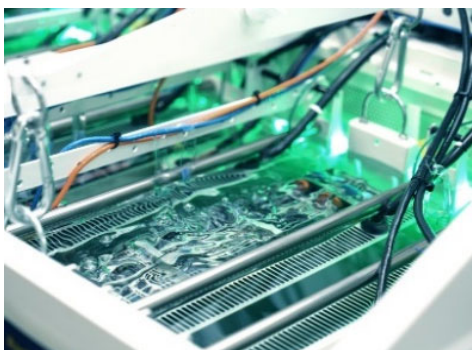
データセンターの省エネ技術

➤ 光電融合



- 電子デバイスの電気配線を光配線に置き換え、省エネ化・大容量化・低遅延化（ネットワークシステム全体で電力消費1/100）を実現。

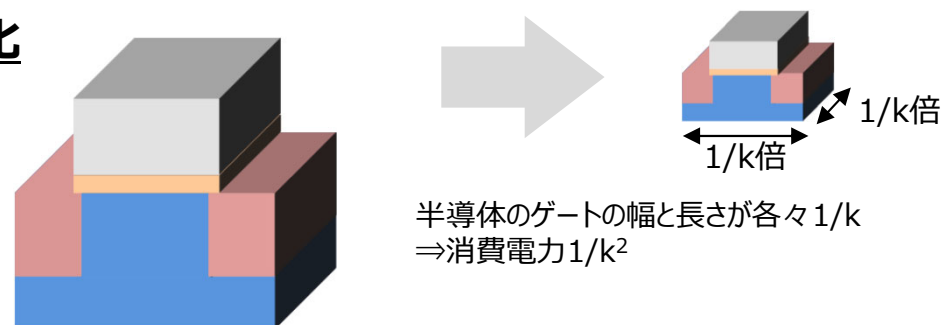
➤ 液浸冷却



- 冷却液の入った液槽にサーバーを丸ごと浸して冷却する。
- 冷却液によりサーバー全体から直接発熱を取り除くため、冷却ファン等が不要になり、高い冷却性能とエネルギー効率を実現。

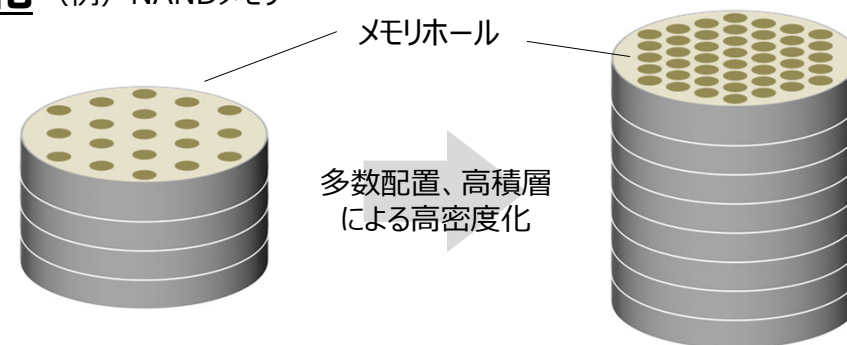
省エネ型半導体の開発

微細化



半導体のゲートの幅と長さが各々 $1/k$
⇒消費電力 $1/k^2$

高密度化 (例) NANDメモリ



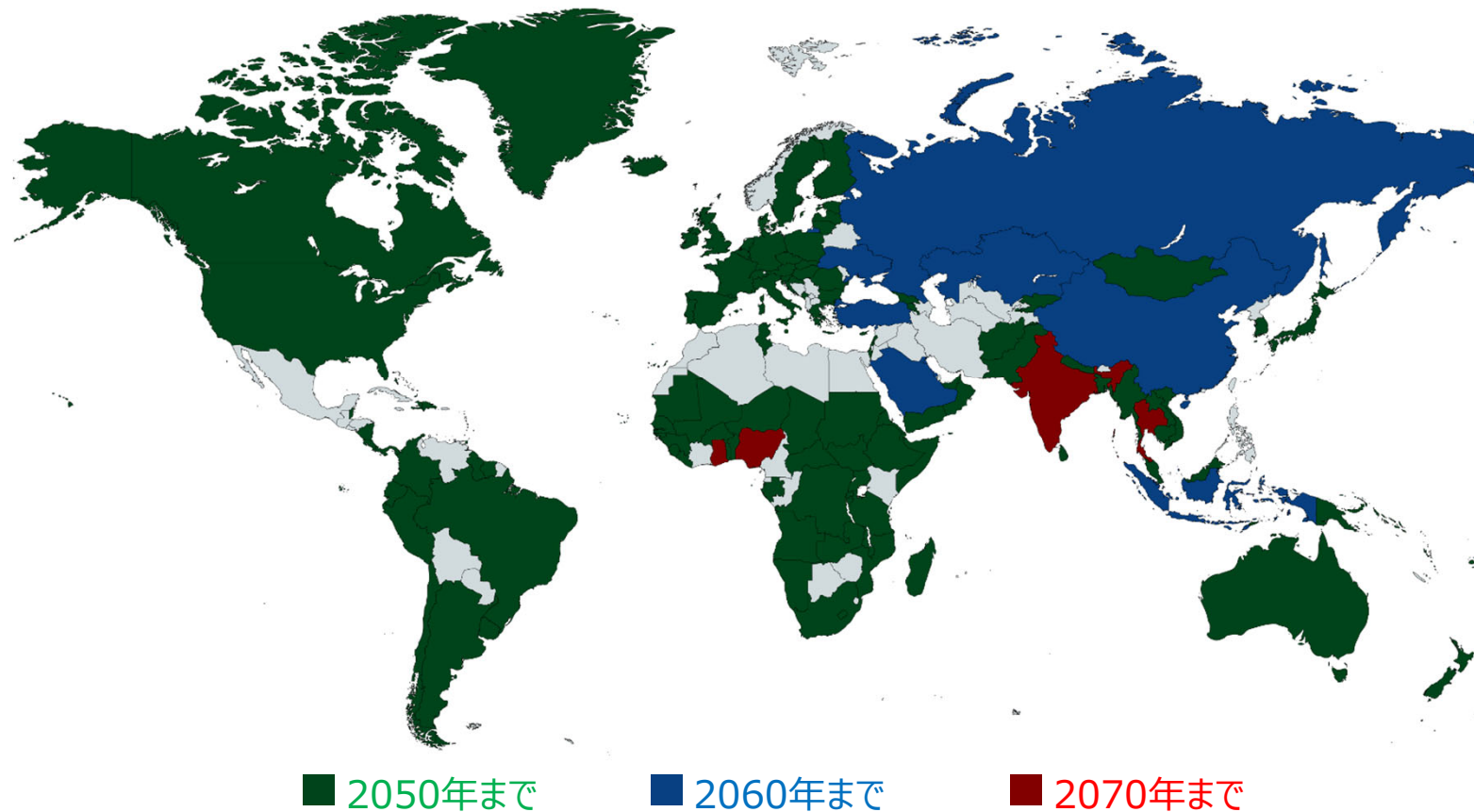
- 高集積化により、配線等を短縮し、情報の伝送・処理速度等を向上しつつ、エネルギー効率も改善

③脱炭素に向けた世界の動向

カーボンニュートラル表明国数の拡大

- COP25終了時点(2019年12月)では、カーボンニュートラルを表明している国はGDPベースで3割に満たない水準であったが、2024年4月には、146ヶ国（G20の全ての国）が年限付きのカーボンニュートラル目標を掲げており、GDPベースで約9割に達している。

期限付きCNを表明する国・地域（2024年4月）



（出典）各国政府HP、UNFCCC NDC Registry、Long term strategies、World Bank database等を基に作成

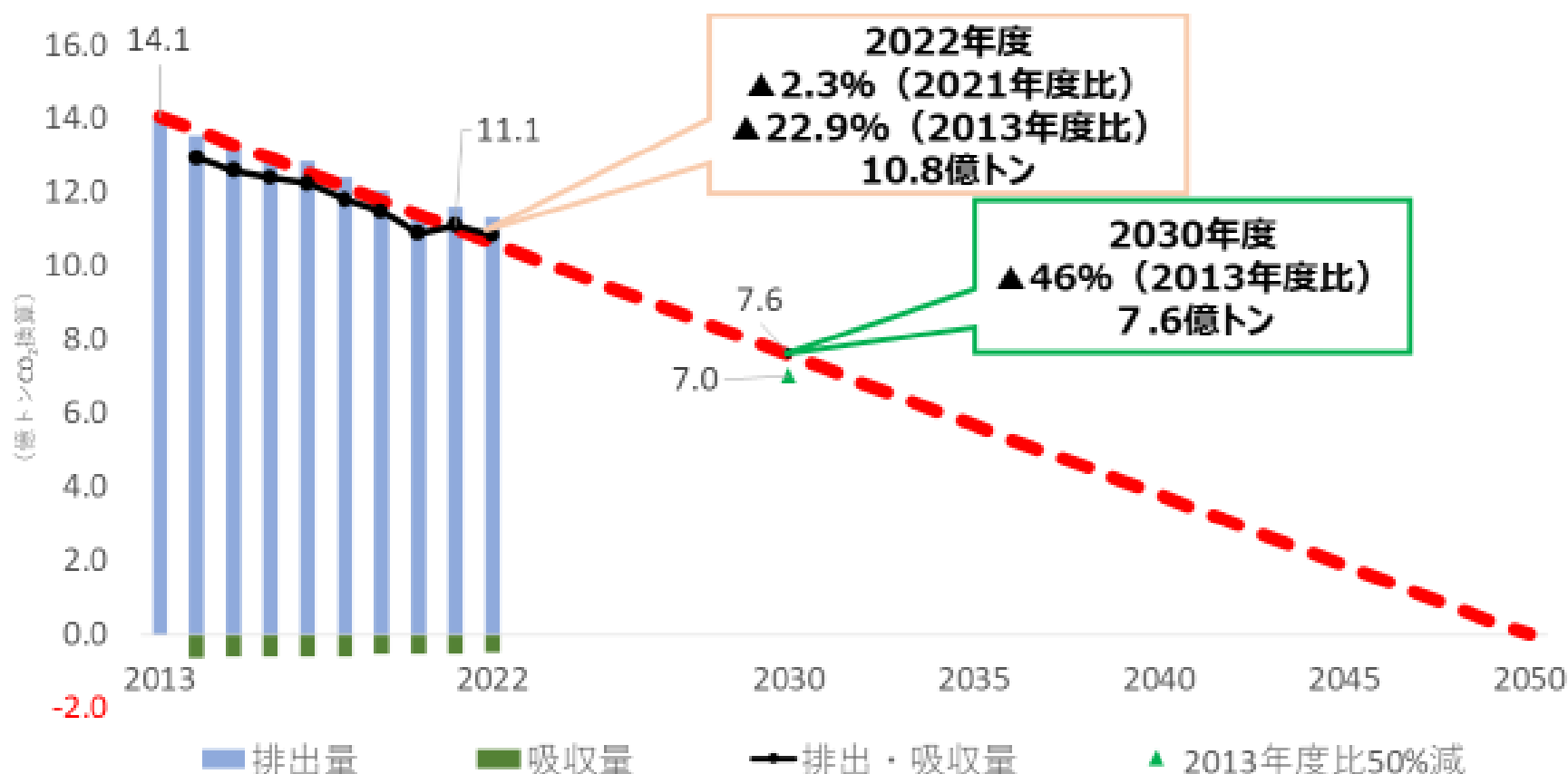
※グテーレス国連事務総長等の要求により、COP25時にチリが立ち上げた2050年CNに向けて取り組む国・企業の枠組みである気候野心同盟（Climate Ambition Alliance）に参加する国を含む場合、163か国。

日本の排出削減の進捗

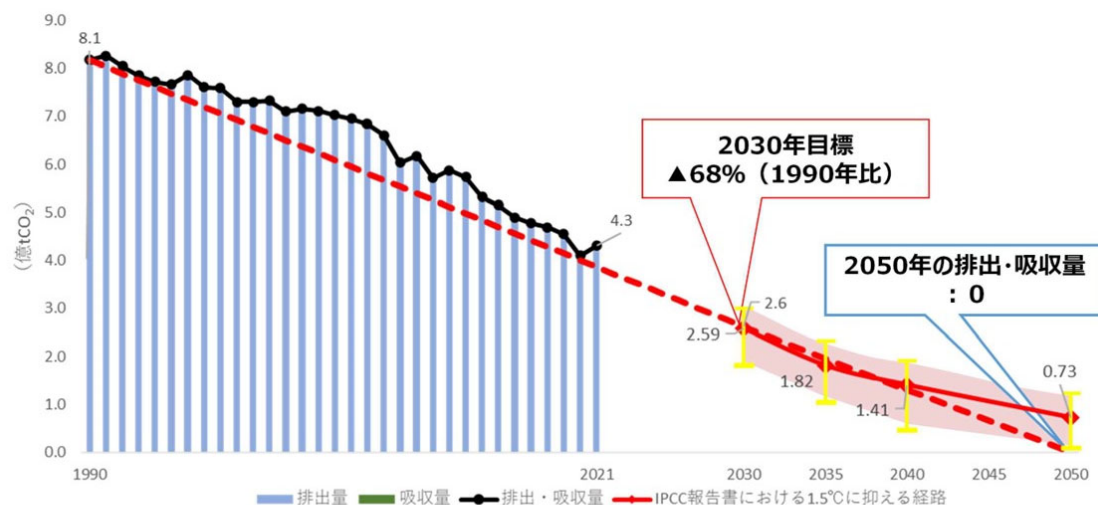
2030年度目標及び2050ネットゼロに対する進捗



- 2022年度の我が国の温室効果ガス排出・吸収量は約10億8,500万トン（CO₂換算）となり、2021年度比2.3%減少（▲約2,510万トン）、2013年度比22.9%減少（▲約3億2,210万トン）。
- 過去最低値を記録し、オントラック（2050年ネットゼロに向けた順調な減少傾向）を継続。

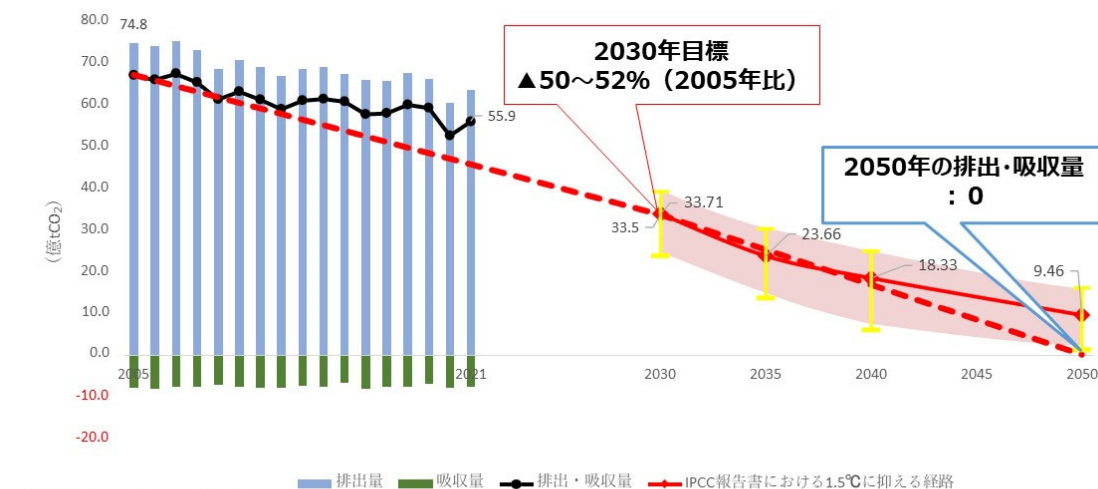


2050年ゼロに向けた進捗（英国）



<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

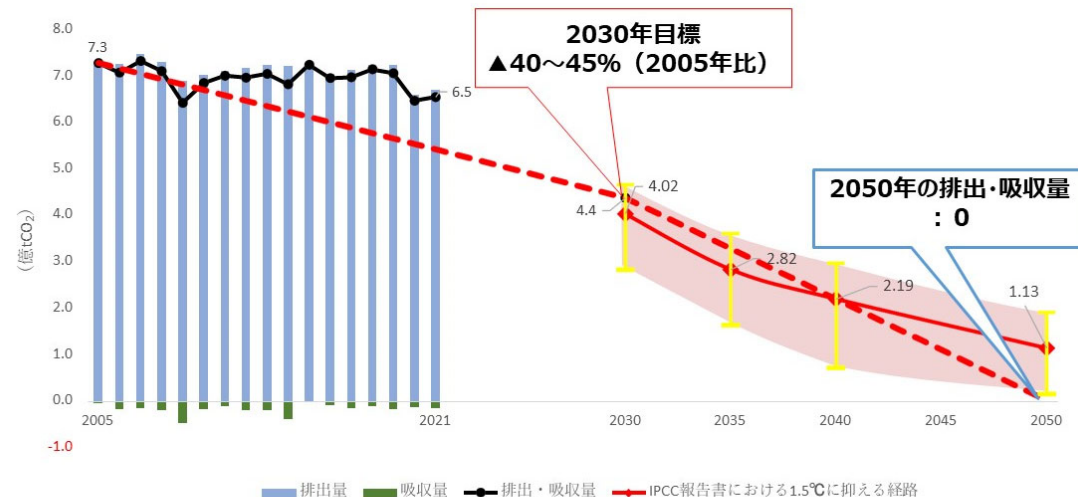
2050年ゼロに向けた進捗（米国）



<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

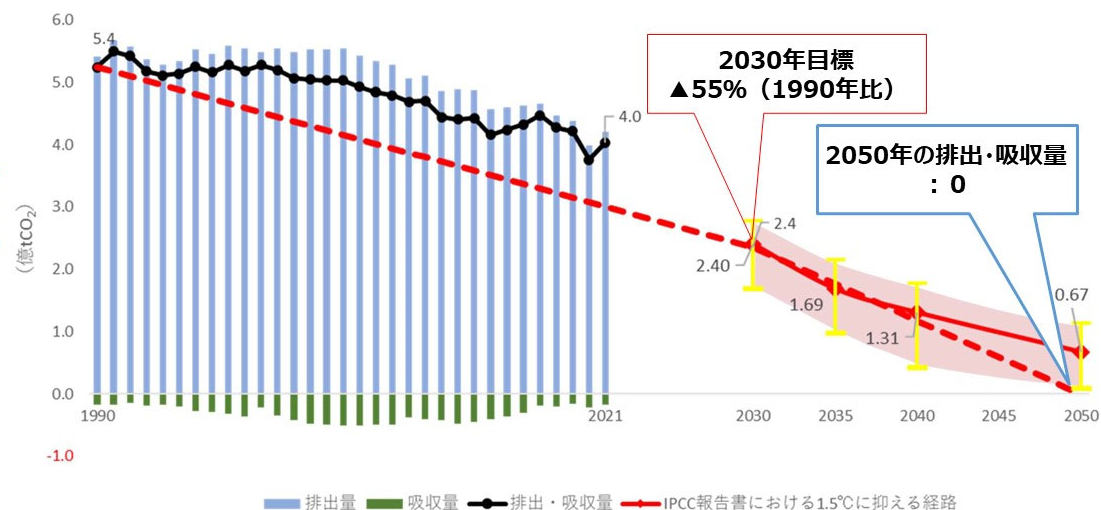
* 2025年1月、トランプ政権はパリ協定離脱を表明。

2050年ゼロに向けた進捗（カナダ）



<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

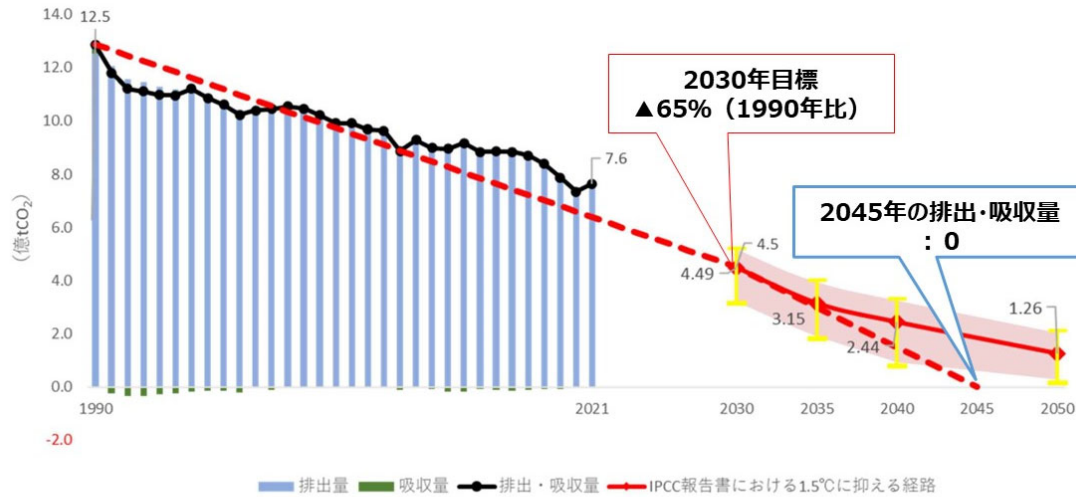
2050年ゼロに向けた進捗（フランス）



<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

出所：環境省 地球環境部会 会議資料（2023年6月26日開催）より抜粋。一部修正。

2050年ゼロに向けた進捗（ドイツ）



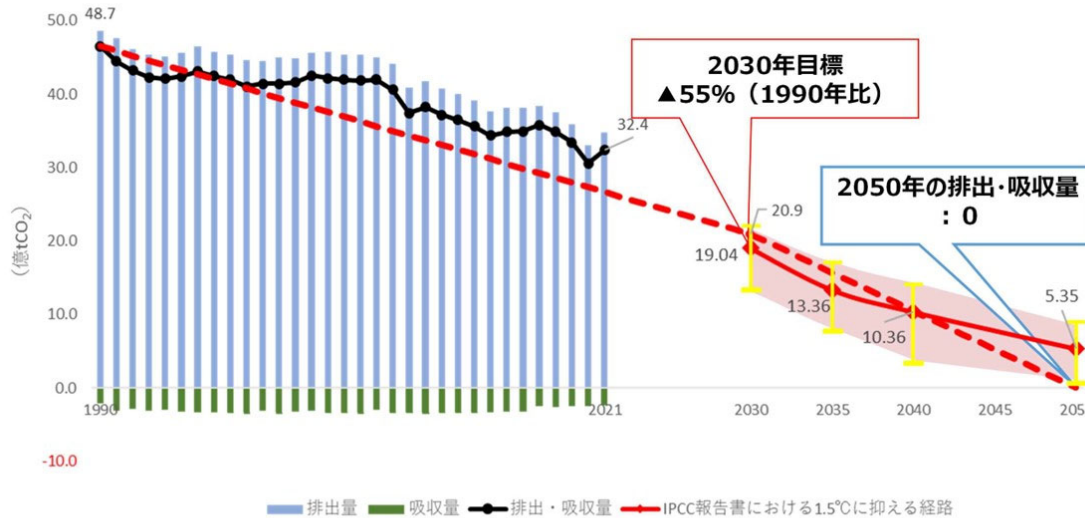
<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（イタリア）



<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（EU）



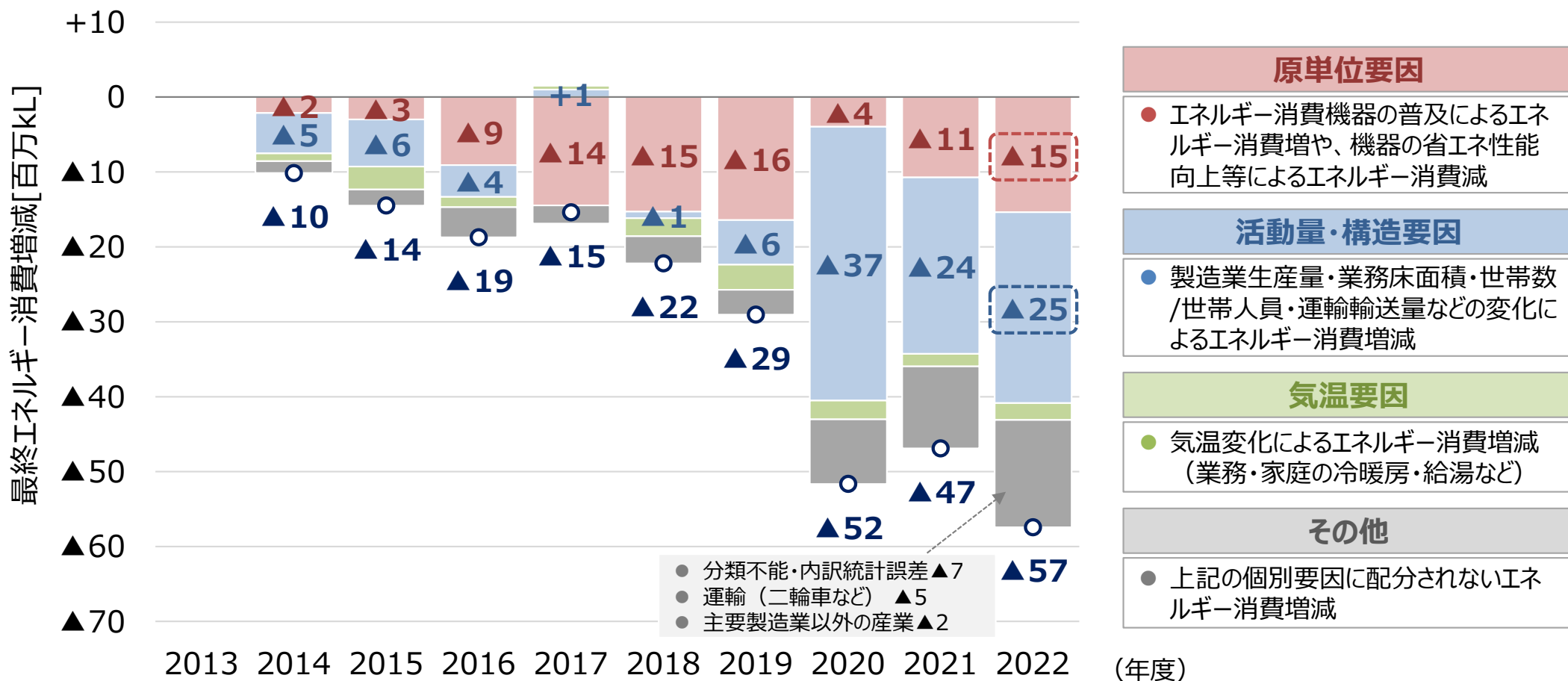
<出典> Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

出所：環境省 地球環境部会 会議資料（2023年6月26日開催）より抜粋

（参考）日本の最終エネルギー消費増減の動向

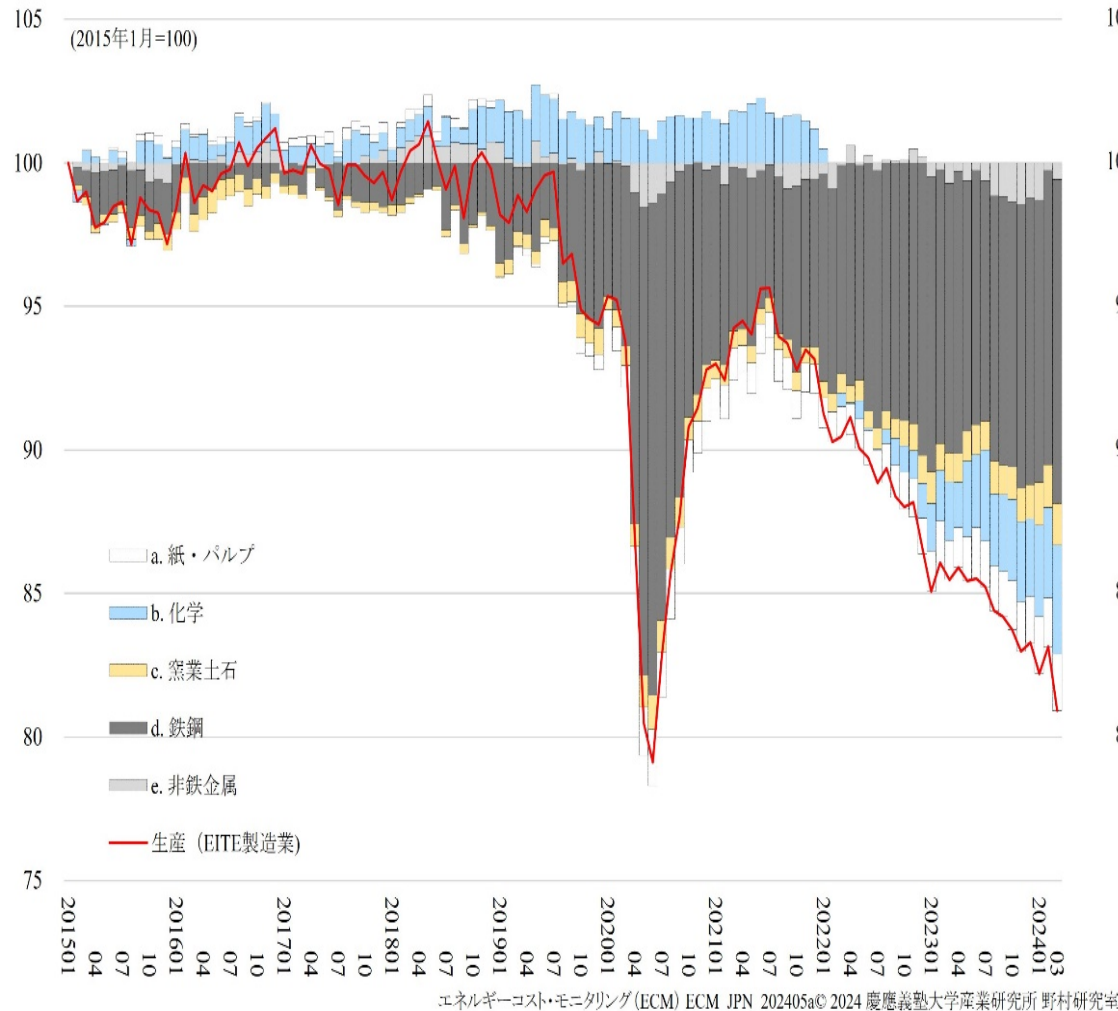
- 2022年度（令和4年度）の最終エネルギー消費量は3.06億kL。2013年度からの減少分5,700万kLのうち、活動量要因が2,500万kL、省エネ対策導入効果を含む原単位要因が1,500万kL。
- 省エネ対策によるエネルギー消費減を進めるも、2020年度以降の減少は活動量等の要因が最も大きい。

最終エネルギー消費の増減（2013年度比）

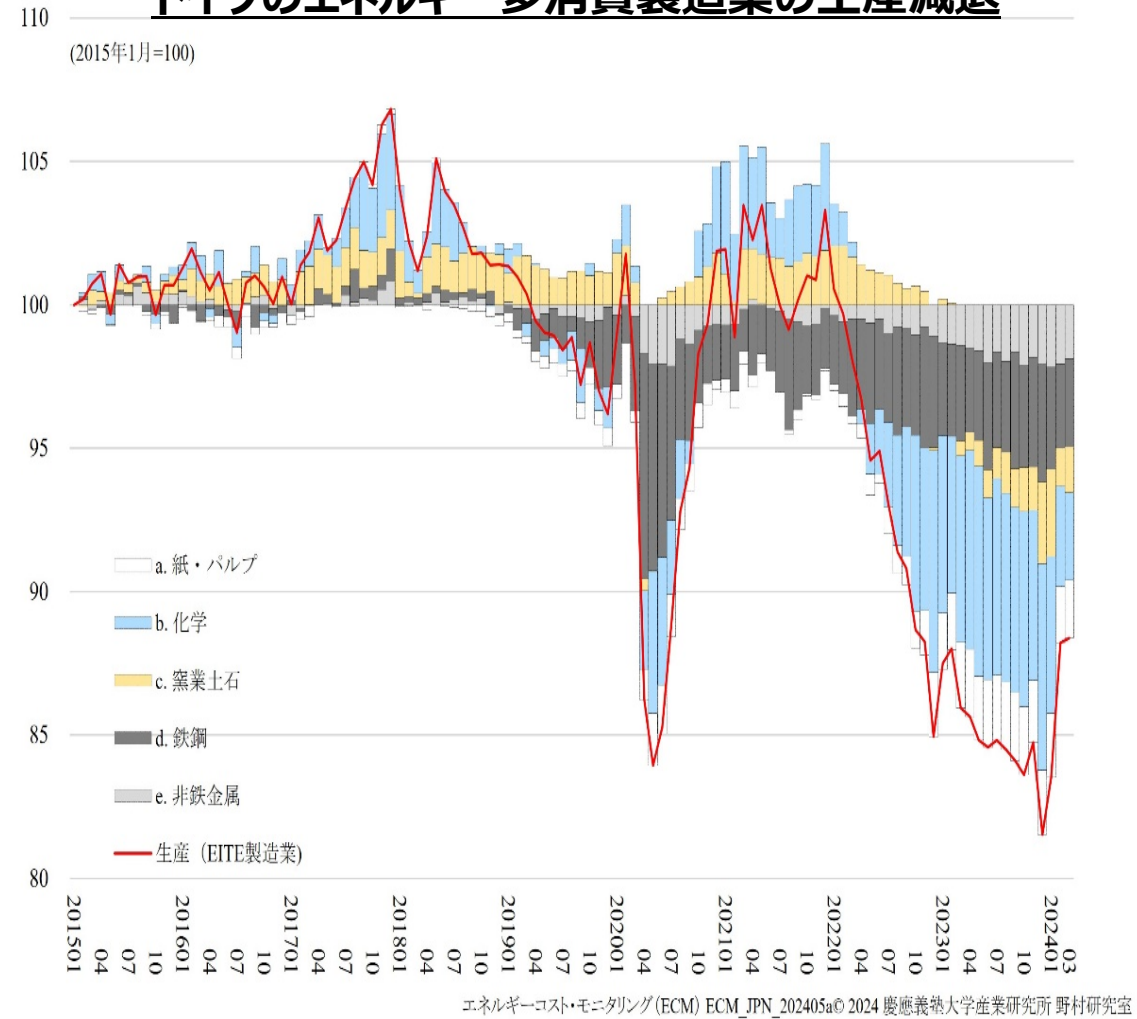


(参考) エネルギー多消費製造業の生産減退

日本のエネルギー多消費製造業の生産減退



ドイツのエネルギー多消費製造業の生産減退



単位: 2015年1月=100。注: 観測期間は2015年1月-2024年3月。注: 赤線はEITE製造業の集計生産指数であり、その内訳は紙・パルプ製品、化学製品（医薬品を除く）、窯業土石製品、鉄鋼製品、非鉄金属製品の製造業の寄与度。

(出所) 慶応大学 産業研究所 野村研究室 (<https://www.ruec.world/Japan-EITE.html>)

④GXを通じた産業政策の強化

米国のIRA法における10年間の支援例

- インフレ削減法により、再エネや原子力発電、グリーン水素等への支援といった気候変動対策に対して、10年間に、国による総額約50兆円程度の支援策を実施。*2025年1月、トランプ政権はインフレ抑制法関連支出の一時停止を決定。

1. 再生可能エネルギーによる発電への支援（税額控除：約650億\$）

- ・ 太陽光発電、地熱発電などの設備投資に対する税額控除
- ・ 風力発電、バイオマス発電などの発電量に応じた税額控除

2. 原子力発電への支援（税額控除：約300億\$）

- ・ 原子力発電による発電量に応じた税額控除

3. グリーン水素の製造への支援（税額控除：約130億\$）

- ・ グリーン水素（生産から利用までのGHG排出量が一定以下）の生産量に応じて税額控除
- ・ 生産から利用までの温室効果ガス排出量の減少に応じて、控除額が増加

4. クリーンエネルギー関連の製造業への支援（税額控除・補助金・融資：約400億\$）

- ・ クリーン自動車製造の新たな設備建設に対する融資、既存設備のクリーン自動車製造設備への転換に対する補助金
- ・ 蓄電池、太陽光パネル、風力タービン等の生産量に応じた税額控除
- ・ 再エネ、CCUS、電気自動車、燃料電池車等の製造設備投資に対する税額控除

5. 多排出産業への支援（補助金・政府調達：約90億\$）

- ・ 電化、低炭素燃料、炭素回収等の先端技術を活用した製造設備の導入に対する補助金
- ・ 米国政府の調達で、製造時のCO2排出量が産業平均よりも低い製品を優先

6. 炭素回収・貯留への支援（税額控除：約30億\$）

- ・ 火力発電所や工場におけるCCSやDAC（大気中のCO2の直接吸収）により回収・貯留されたCO2に応じて税額控除

7. 建物の省エネ設備等への支援（税額控除・還付：約450億\$）

- ・ ヒートポンプ等の省エネ設備に対する税額控除
- ・ エネルギー効率的な新設住宅への税額控除



太陽光発電



原子力発電



水素製造装置



電気自動車



鉄鋼業（電炉）



CO2分離・回収・貯留施設

EUのエネルギー・環境政策の変遷

- EUは、ロシアによるウクライナ侵略以降、エネルギーの脱ロシア依存を加速化。また、米国や中国などへ対抗するため、欧州域内におけるグリーン産業支援を強化している。

2019年 12月 「欧州グリーンディール」の公表

- ・ 2030年までにGHG55%削減、2050年ネットゼロ実現

2021年 7月 「FIT for 55」の公表

- ・ 再生可能エネルギー指令、エネルギー効率化指令等の各種規制の見直し・導入
- ・ **CBAMの導入**（カーボンリーケージ防止のため、排出量の多い特定の輸入品に対し課金を実施。2023年10月から移行期間開始。2026年1月から本格適用開始。）
- ・ EU-ETSの見直し（年間排出枠の引き下げなど現行の**ETSの強化**など）

2022年 5月 「REPowerEU計画」の公表

- ・ エネルギーの脱ロシアを進めるため、**ロシアからの化石燃料の脱却や再エネや水素などを拡大**。
- ・ 「**EU Solar Strategy**」により、2030年までに太陽光600GWの新規導入を目指す。
- ・ **グリーン水素の供給目標大幅引き上げ**、2030年に年間2,000万トンを域内に供給。

2023年 2月 「グリーンディール産業計画」の公表

- ・ **ネットゼロ産業法案**により、「ネットゼロ技術」と「戦略的ネットゼロ技術」を定義。
- ・ 戦略的ネットゼロ技術に対して規制緩和などの優遇措置を実施。
- ・ 戦略的ネットゼロ技術の域内製造能力に関してベンチマークを40%と設定。
- ・ 「**重要原材料法**」により、戦略的原材料について、2030年までに単一の第3国への依存度を65%以下に低減。域内での採掘、精錬・精製、リサイクル能力の強化。

※2024年4月、マクロン仏大統領は、演説の中で、今のままでは欧州は米中との経済競争に敗れて貧困化する恐れがある、将来性のある産業部門を米中が大量に資金を投入して支援しているのに、欧州は遅れを取っている、官民の巨額の投資を支えるため、EUレベルでの共同の投資プランを実現する必要がある旨を強調した。

欧州における新たな産業戦略（ドラギレポート）

- 2024年9月、欧州中央銀行（ECB）前総裁・イタリア前首相を務めたマリオ・ドラギ氏は、EUの産業競争力強化に向けた「The future of European competitiveness」（通称：ドラギレポート）を公表。
- 脱炭素に向けた取組は堅持しつつも、成長を加速させるためのEU域内投資加速、そのための公的資金の必要性等、産業政策の推進の必要性を強調。

全体・背景

ドラギレポートでは、「**欧州に待ち受ける3つの変革**」として以下のポイントを整理。こうした変革に対応するため、**新たな産業戦略を提案**している。

- ① **イノベーションを加速し、新たな成長エンジンを見いだす必要性**
（→米中とのイノベーションギャップを埋めるための、大胆な投資と規制改革）
- ② **高いエネルギー価格への対応**
（→脱炭素に向けた共同計画策定）
- ③ **地政学的に不安定な世界への対応**
（→過度依存の低減と防衛産業強化）



主な提言のポイント

成長戦略

- 毎年、最大8000億ユーロ（120兆円以上）の追加投資が必要。そのための公的資金投入の必要性を強調し、「EU共同債」の定期発行も提案。
- イノベーションの妨げとなる規制緩和を提言。

エネルギー 脱炭素

- 欧州の野心的な脱炭素目標が、産業界に短期的な追加コストをもたらし、**欧州産業界にとって大きな負担となっている点**を指摘。欧州グリーンディールは新たな雇用の創出を前提としており、脱炭素化が欧州の脱工業化につながればその政治的持続性は危くなる可能性についても指摘。
- 中期的に天然ガスがエネルギーミックスの一部であり続けることを前提に、共同調達などにより価格変動を抑えることを提案。
- **脱炭素の野心に比して産業政策が不足（脱炭素目標は維持）**。同時に、コスト効率的に脱炭素を進めるため、脱炭素化に向けた技術中立の原則も強調。

経済安全保障

- 主要経済国は、**経済安全保障のため、中国への依存度を低減する必要がある**。特に、**クリーンテック分野において欧州の地位が中国などに脅かされている点**を強調。
- エネルギーやクリーンテクノロジーに関する公共調達での非価格基準を導入し、非EU企業との競争条件を公平にすることが必要。
- EU域内への直接投資にも産業戦略との政策協調が必要。欧州全体のルールの下、技術移転などの必要な条件の付加、審査メカニズムの強化が必要。

【目次】

1. エネルギー情勢の変化・議論の背景

2. 第7次エネルギー基本計画案の概要

3. 2040年度エネルギーミックスの概要

4. コスト検証結果の概要

主なポイント

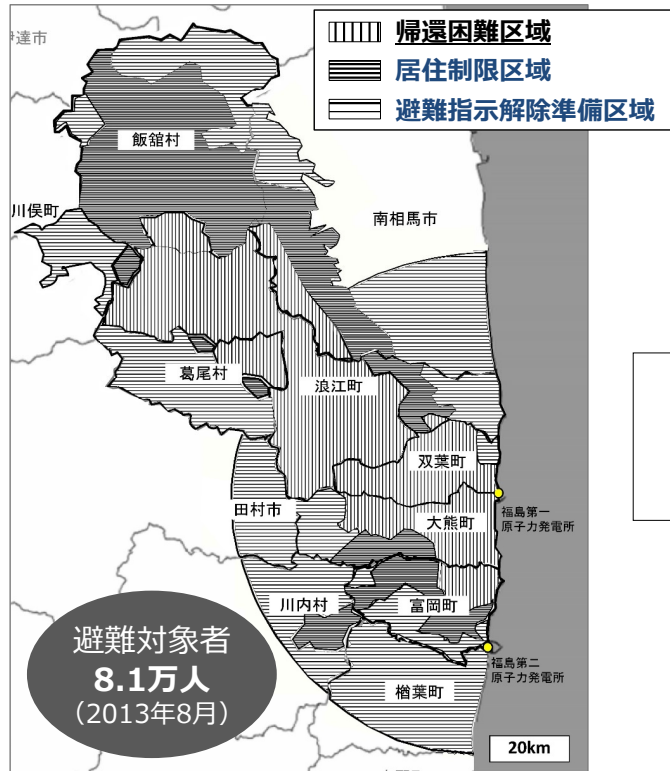
Ⅱ. 東京電力福島第一原子力発電所事故後の歩み

- 東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故から13年が経過したが、東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むことが、引き続きエネルギー政策の原点。
- 足下、ALPS処理水の海洋放出等の進捗や、福島イノベーションコースト構想の進展もあり、オンサイト・オフサイトともに取組を進めているところ。政府の最重要課題である、福島の復興・再生に向けて最後まで取り組んでいくことは、引き続き政府の責務である。

避難指示区域の指定・見直しの経緯

- 避難指示解除により住民帰還を目指す「**特定復興再生拠点区域**」の避難指示を2023年までに全て解除した。
- 残る帰還困難区域についても、**2020年代をかけて帰還を希望する全ての住民が帰還できるよう**、避難指示解除の取組を進めていく「**特定帰還居住区域制度**」を2023年6月に創設した。今後、**除染・インフラ整備等**を実施していく。

「避難指示区域：2013年8月」

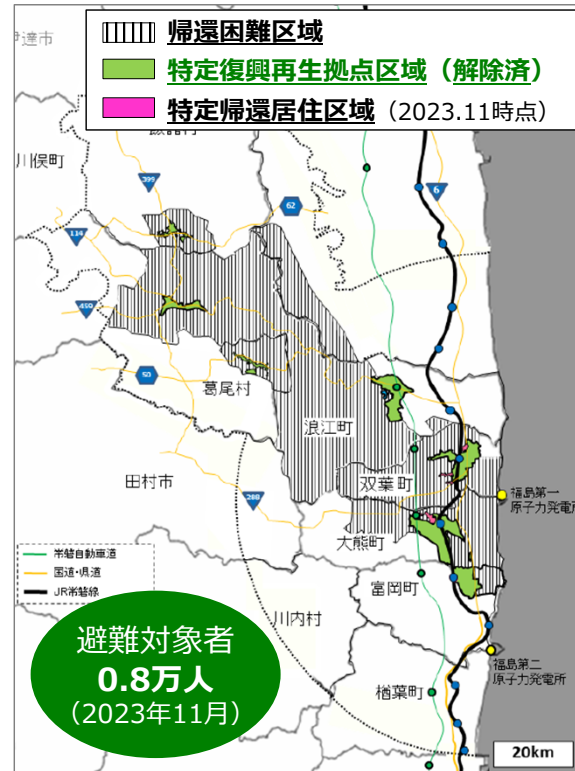


「2013年8月」
避難指示区域の見直しを完了（上図）

↓ 2014年4月以降、避難指示解除を進め、

「2020年3月」
「帰還困難区域」以外の全域で
避難指示を解除

「2023年11月」

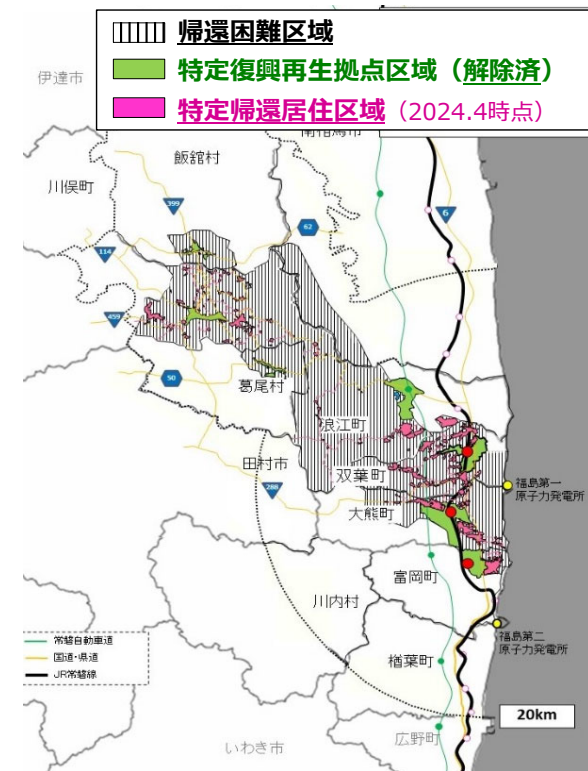


「2017年5月」
「帰還困難区域」のうち、5年を目途に避難指示を解除し、
住民の帰還を目指す「**特定復興再生拠点区域**」を創設

↓ 2020年3月以降、避難指示解除を進め、

「2023年11月」
「**特定復興再生拠点区域**」の全域で
避難指示を解除（上図）

「2024年4月」



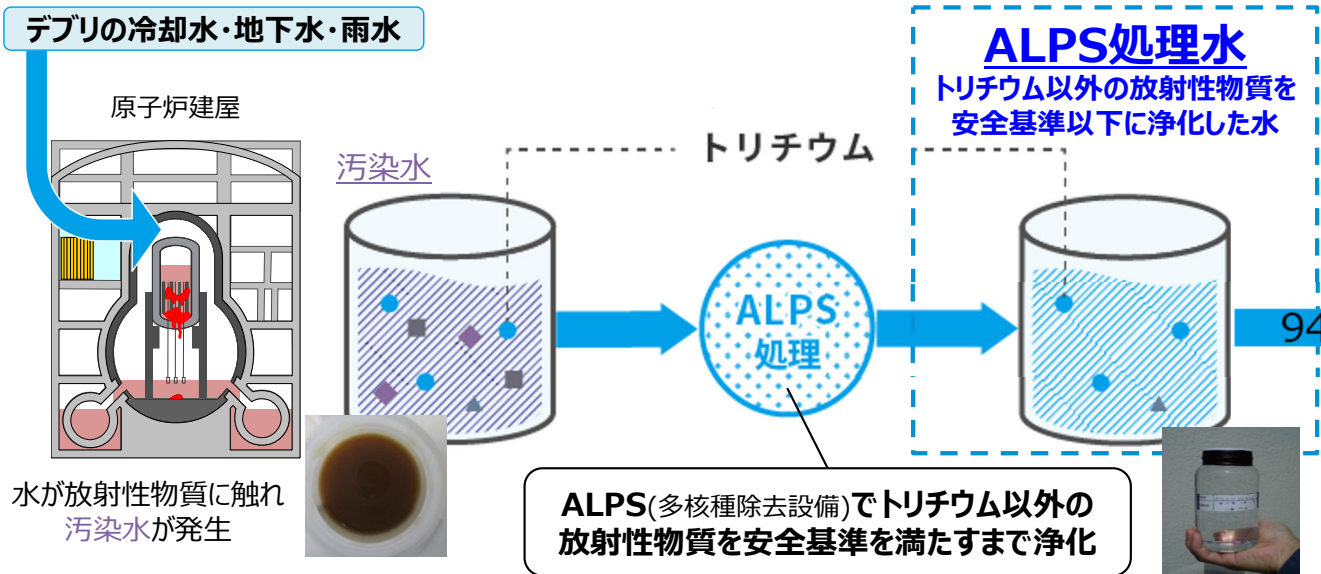
「2023年6月」
福島特措法改正で「**特定帰還居住区域**」制度を創設
「2024年4月」
大熊町・双葉町・浪江町・富岡町の4町における
「**特定帰還居住区域復興再生計画**」を認定

↓ 今後、除染・インフラ整備等を実施し、
避難指示の解除を進めていく

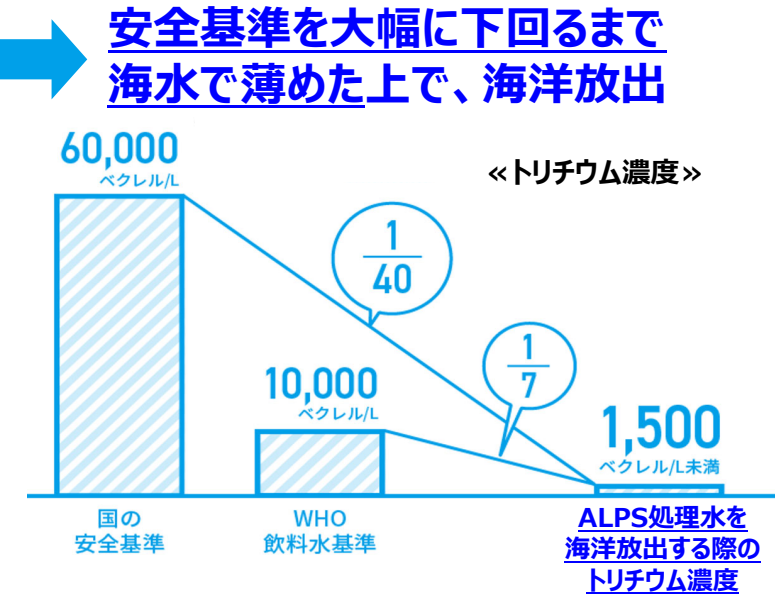
ALPS処理水海洋放出

- 2023年8月24日、福島復興に向けて避けて通れない課題である「ALPS処理水」の海洋放出を開始した。
- 「ALPS処理水」とは、トリチウム以外の放射性物質を、安全基準を満たすまで浄化した水のこと。
- トリチウムも、安全基準を大幅に下回るまで海水で薄めた上で放出する。環境や人体への影響は考えられない。

ALPS処理水とは？



海洋放出されるALPS処理水のトリチウム濃度は？



なぜALPS処理水を処分する必要があるのか？

ALPS処理水の処分は、廃炉と復興に向けて必要な作業

- 発生したALPS処理水は、福島第一原子力発電所の敷地内で巨大なタンクに入れて保管 (図1)
- しかし、タンク数は1,000を超過し、敷地を圧迫 (図2)
- 福島第一原子力発電所の廃炉には、新しい施設を建設する場所が必要
- そのため、ALPS処理水を処分し、タンクを減らすことが不可欠



主なポイント

Ⅳ. エネルギー政策の基本的視点（S+3E）

- エネルギー政策の要諦である、S+3E（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合性）の原則は維持。
- 安全性を大前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性の向上と環境への適合を図る。

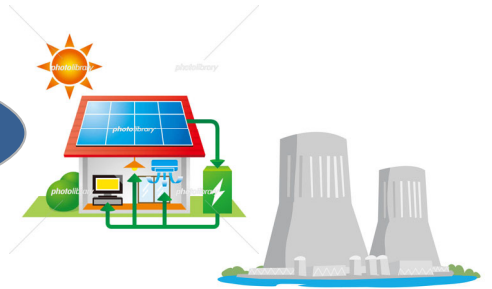
Ⅴ. 2040年に向けた政策の方向性（総論）

- DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を確保できるかが我が国の産業競争力に直結する状況。2040年度に向けて、本計画と「GX2040ビジョン」を一体的に遂行。
- すぐに使える資源に乏しく、国土を山と深い海に囲まれるなどの我が国の固有事情を踏まえれば、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再生可能エネルギーを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指していく。
- エネルギー危機にも耐えうる強靱なエネルギー需給構造への転換を実現するべく、徹底した省エネルギー、製造業の燃料転換などを進めるとともに、再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用する。
- 2040年に向け、経済合理的な対策から優先的に講じていくといった視点が不可欠。S+3Eの原則に基づき、脱炭素化に伴うコスト上昇を最大限抑制するべく取り組んでいく。

経済成長・国民生活には脱炭素電源が不可欠

- 生成AIの登場により拡大が見込まれるデータセンター、半導体、素材産業などの基幹産業は、いずれも我が国の経済成長、地方創生、国民生活に不可欠。
- サプライチェーン全体の脱炭素化が求められる中、これらの国内投資には、安定的に供給される脱炭素電源の確保が急務。脱炭素電源が不足すれば、必要な投資が行われず、雇用の確保や賃上げの実現は困難。

安定的に供給される脱炭素電源 に対するニーズの増加

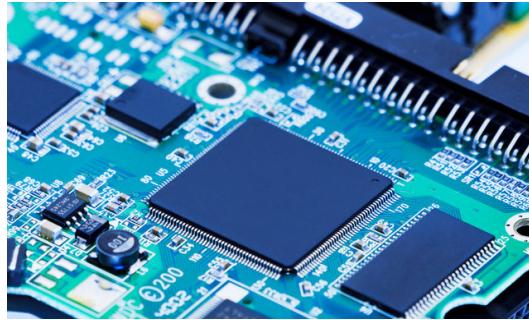


データセンター



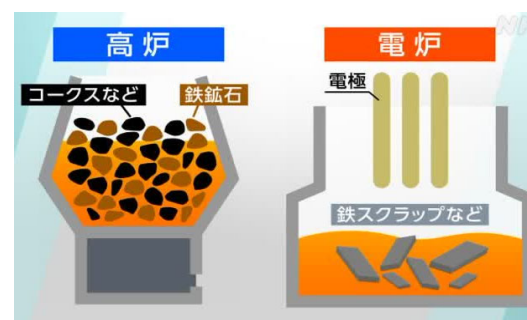
生成AIにより、データセンターの電力需要が増加。
データセンターがないと、デジタル収支も悪化。
(例：北海道、千葉)

半導体



半導体製造に必要な電力は膨大。今後、半導体需要の増加に伴い、電力も更に増加。
(例：熊本、北海道)

鉄鋼



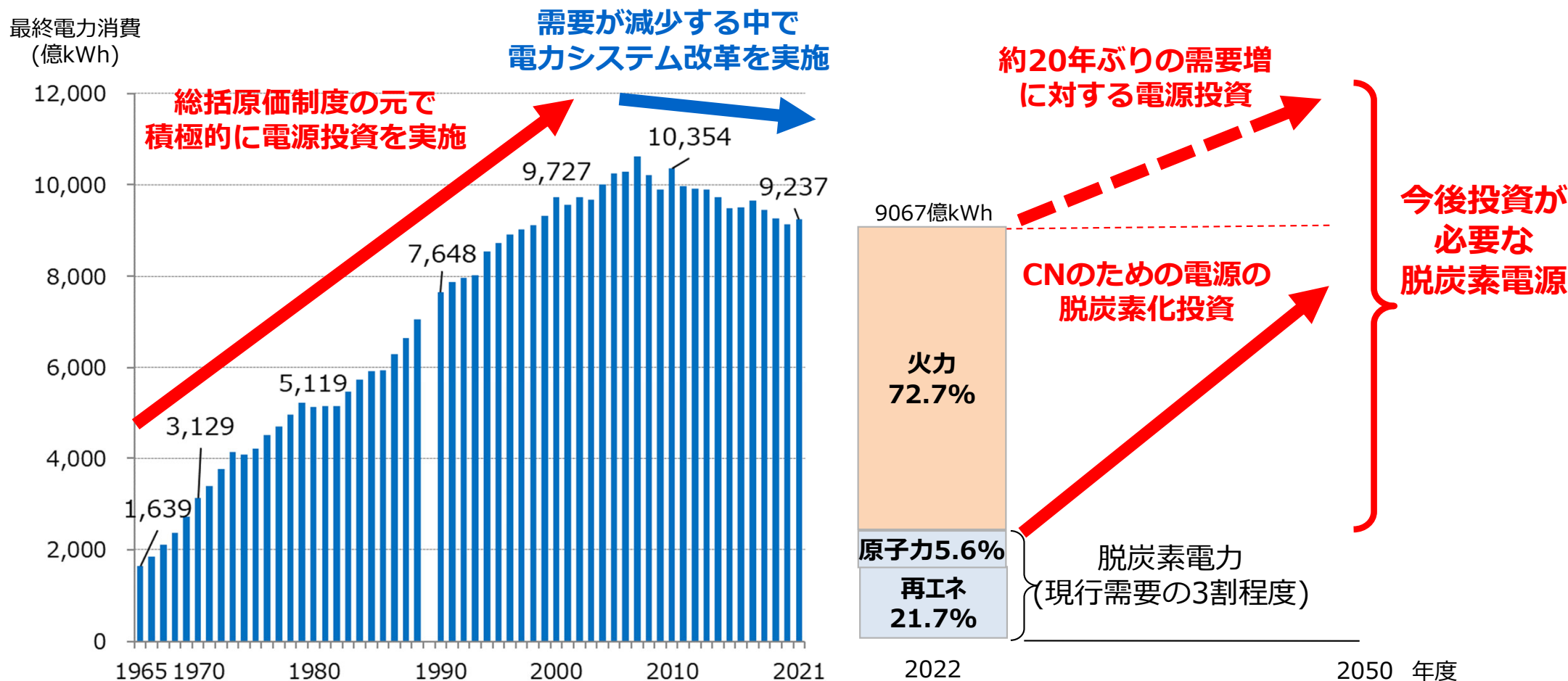
石炭を活用した高炉から、電炉による生産へ転換することにより、電力需要が増加。
(例：北九州、倉敷)

モビリティ



電動車の増加や、自動運転の進展により、電力需要が増加。
(例：永平寺、各地)

- 半導体工場の新規立地、データセンター需要に伴い、国内の電力需要が約20年ぶりに増加していく見通し。2050CNに向けた脱炭素化とあいまって、大規模な電源投資が必要な時代に突入。これまでの電力システム改革時には必ずしも想定されていなかった状況変化が生じている。
- 脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、脱炭素時代における電力の安定供給の見通しは不透明に。
※電力広域的運営推進機関は、2024年度から29年度にかけて電力需要が年率0.6%程度で増加する見通しを公表（2024年1月）。



主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

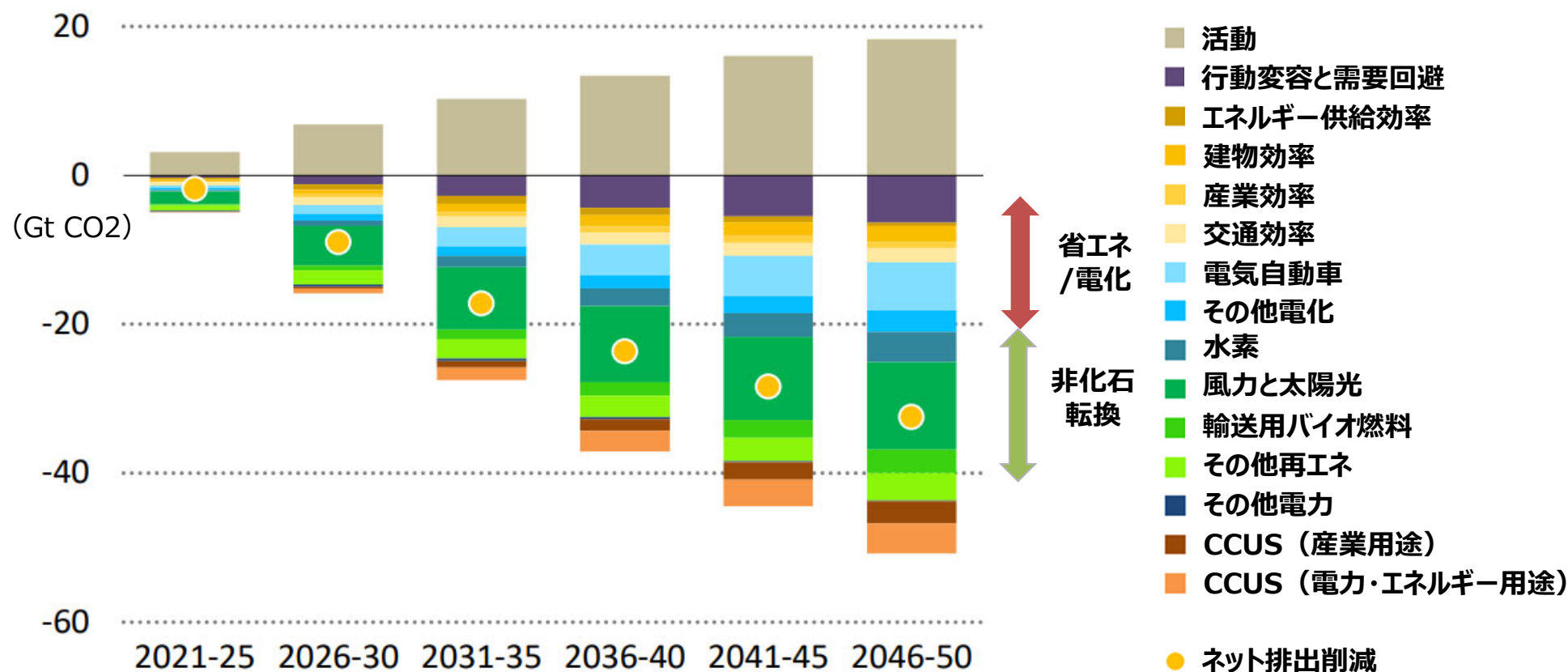
2. 需要側の省エネルギー・非化石転換

- エネルギー危機にも耐えうる需給構造への転換を進める観点で、徹底した省エネの重要性は不変。加えて、今後、2050年に向けて排出削減対策を進めていく上では、電化や非化石転換が今まで以上に重要となる。CO2をどれだけ削減できるかという観点から経済合理的な取組を導入すべき。
- 足下、DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれており、半導体の省エネ性能の向上、光電融合など最先端技術の開発・活用、これによるデータセンターの効率改善を進める。工場等での先端設備への更新支援を行うとともに、高性能な窓・給湯器の普及など、住宅等の省エネ化を制度・支援の両面から推進する。トップランナー制度やベンチマーク制度等を継続的に見直しつつ、地域での省エネ支援体制を充実させる。
- 今後、電化や非化石転換にあたって、特に抜本的な製造プロセス転換が必要となるエネルギー多消費産業について、官民一体で取組を進めることが我が国の産業競争力の維持・向上に不可欠。

ネットゼロ実現には省エネ・非化石転換（省CO2）を両輪で推進

- 資源の大宗を海外に依存し、国産資源に乏しい我が国では、徹底した省エネの重要性は不変。
- その上で、2050年ネットゼロ実現に向けては、省エネに加え、非化石転換の割合も大きくなるため、省CO2の観点を踏まえつつ、コスト最適な手段を用いて取組を強化していく必要がある。

NZEシナリオにおける2020年からの平均年間CO2削減量



(備考) 「活動」とは、経済成長と人口増加によるエネルギーサービス需要の変化を指す。

「行動変容」とは、ユーザーの意思決定によるエネルギーサービス需要の変化、例えば、暖房温度の変化などを指す。

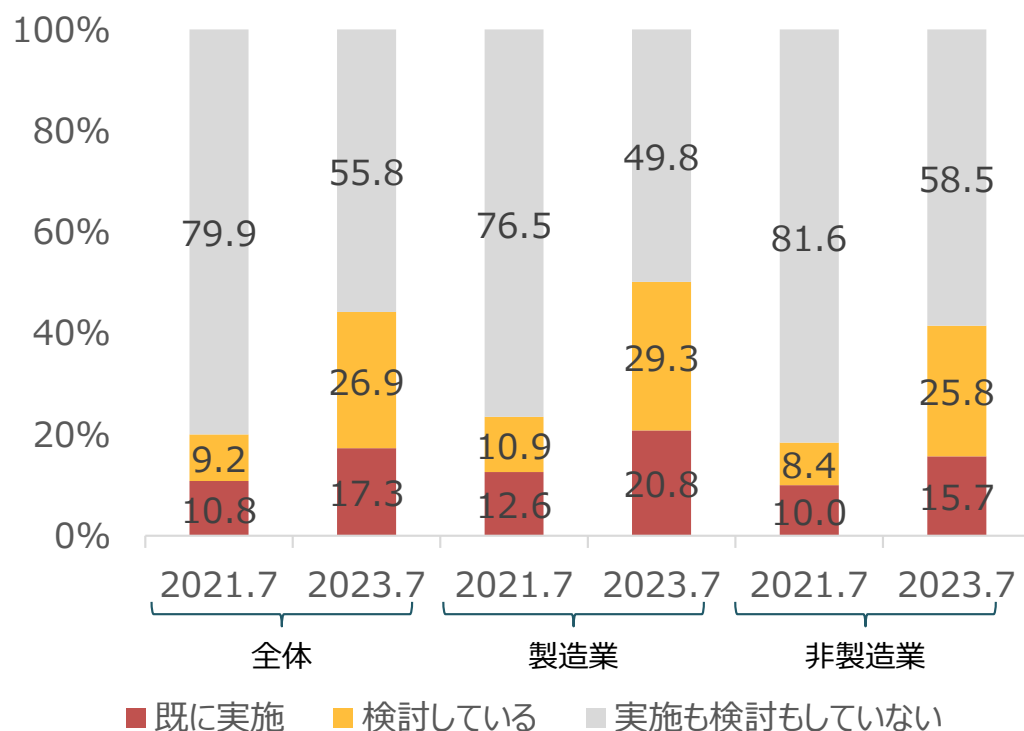
「需要回避」とは、デジタル化などの技術発展によるエネルギーサービス需要の変化を指す。

(出所) IEA「Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector」を基に経産省作成

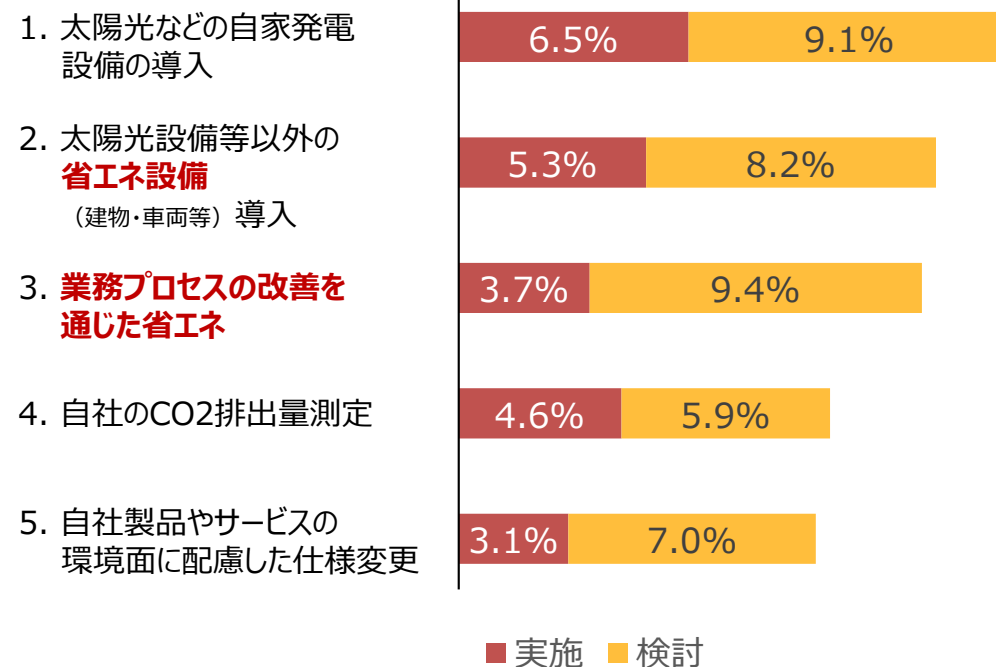
中小企業の省エネ対策

- 製造業・非製造業ともに、中小企業のカーボンニュートラル対策の検討・実施が徐々に拡大。
- ただし、省エネのための設備導入、業務プロセスの改善など、実際に省エネ対策を実施した事業者はまだ限定的。

中小企業のCNの影響の方策の実施・検討状況



実施・検討している具体的な方策（合計10%以上の回答があった選択肢）



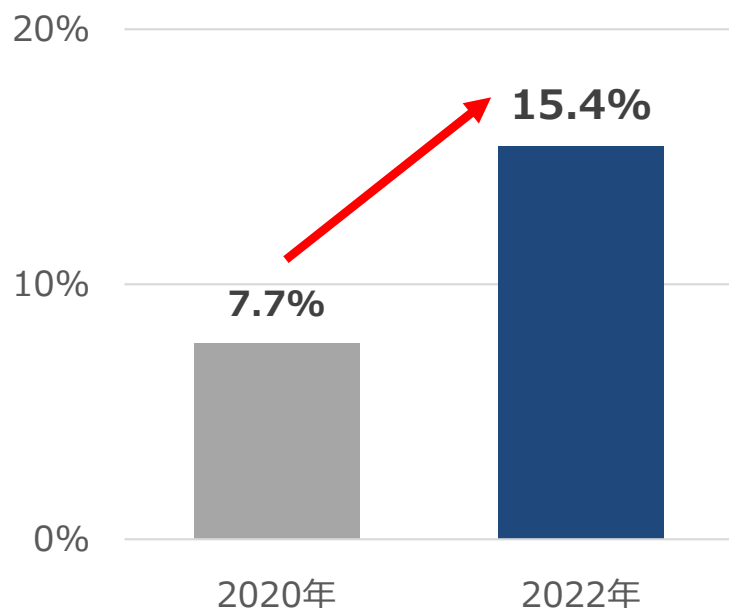
出典：商工中金「中小企業のカーボンニュートラルに関する意識調査（2023年7月）」をもとに作成。

(参考) 中小企業の脱炭素化にも脱炭素エネルギーが必要

- 世界ではサプライチェーン全体での脱炭素化に向けた取組が加速する中、取引先から排出量計測・カーボンニュートラルへの協力を要請された中小企業の割合は2020年から倍増（15.4%、55万社程度）。
- 一方で、中小企業は、脱炭素に伴うエネルギーコスト上昇を危惧しており、安定的で安価な脱炭素エネルギーの供給が中小企業の脱炭素化にも必要。

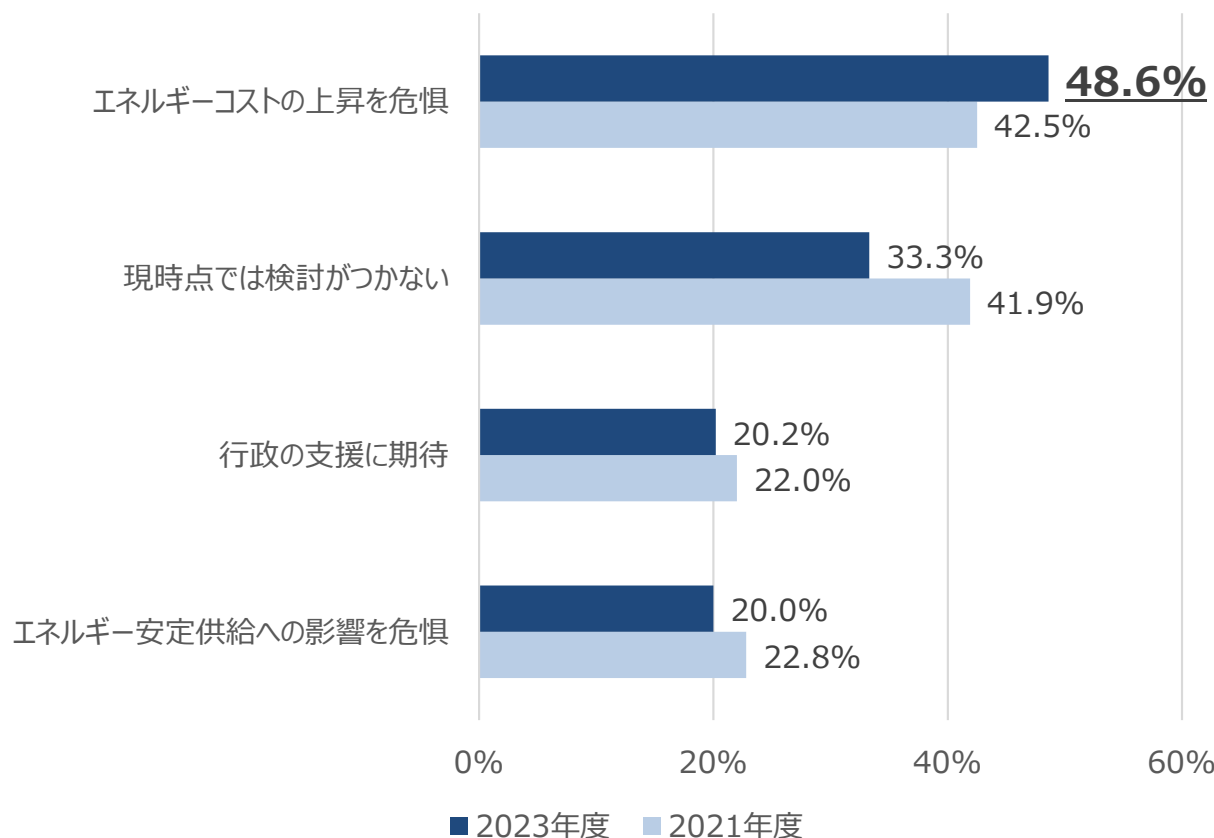
取引先からCN要請を受けた割合

- 中小企業が、取引先から排出量計測・CNへの協力を要請された割合は、2020年**7.7%**から2022年**15.4%**へ倍増（55万社程度と推計）



（出典）第10回GX実行会議資料1（2023年12月15日）を一部編集して経産省作成。

脱炭素に対する考え・対応



（出典）東京商工会議所「付帯調査：脱炭素・カーボンニュートラルに向けた取り組みについて」（2024年2月公表）を基に経産省作成。N=1030、複数回答。

主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

3. 脱炭素電源の拡大と系統整備

<総論>

- DXやGXの進展に伴い、電力需要の増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源の確保ができなかったために、国内産業立地の投資が行われず、日本経済が成長機会を失うことは、決してあってはならない。
- 再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、脱炭素電源を最大限活用すべき。
- こうした中で、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の積極的な新規投資を促進する事業環境整備及び、電源や系統整備といった大規模かつ長期の投資に必要な資金を安定的に確保していくためのファイナンス環境の整備に取り組むことで、脱炭素電源の供給力を抜本的に強化していく必要がある。

主なポイント

＜再生可能エネルギー＞

- S+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促す。
- 国産再生可能エネルギーの普及拡大を図り、技術自給率の向上を図ることは、脱炭素化に加え、我が国の産業競争力の強化に資するものであり、こうした観点からも次世代再生可能エネルギー技術の開発・社会実装を進めていく必要がある。
- 再生可能エネルギー導入にあたっては、①地域との共生、②国民負担の抑制、③出力変動への対応、④イノベーションの加速とサプライチェーン構築、⑤使用済太陽光パネルへの対応といった課題がある。
- これらの課題に対して、①事業規律の強化、②FIP制度や入札制度の活用、③地域間連系線の整備・蓄電池の導入等、④ペロブスカイト太陽電池（2040年までに20GWの導入目標）や、EEZ等での浮体式洋上風力、国の掘削調査やワンストップでの許認可フォローアップによる地熱発電の導入拡大、次世代型地熱の社会実装加速化、自治体が主導する中小水力の促進、⑤適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備等の対応。
- 再生可能エネルギーの主力電源化に当たっては、電力市場への統合に取り組み、系統整備や調整力の確保に伴う社会全体での統合コストの最小化を図るとともに、次世代にわたり事業継続されるよう、再生可能エネルギーの長期安定電源化に取り組む。

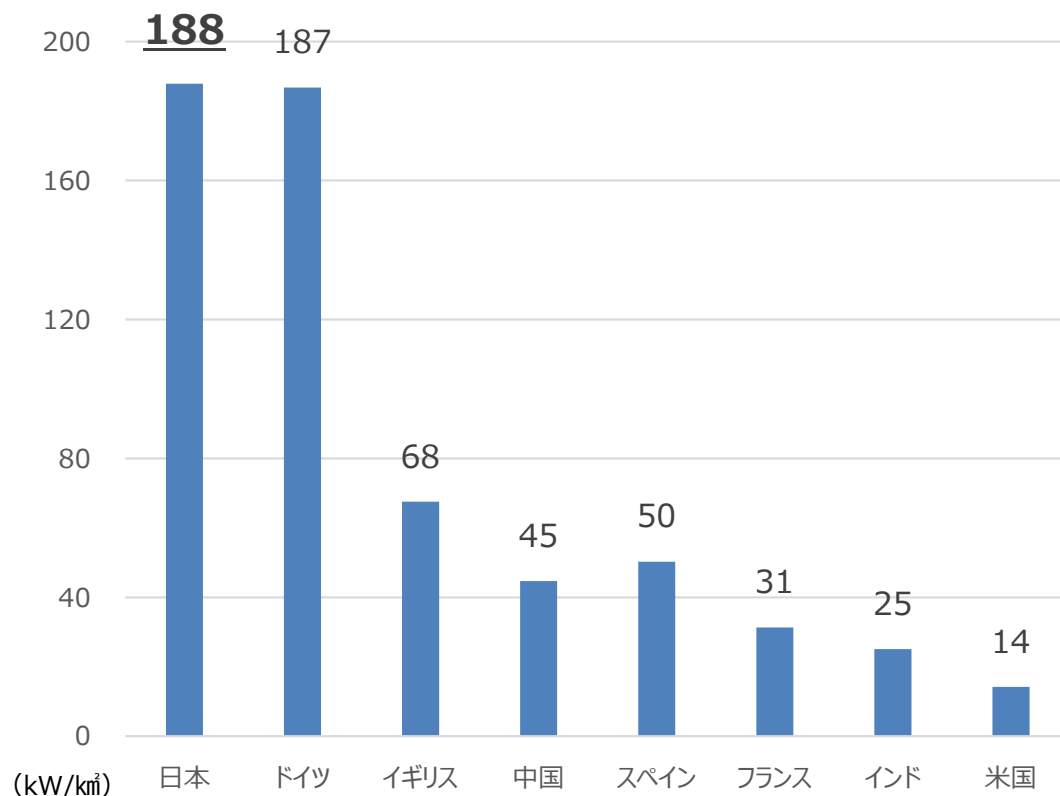
再エネの最大限導入

- 政府は、再エネの主力電源化に向けて、FIT/FIP制度などを活用して再エネの最大限導入を実施。
- 震災以降、約10年間で、**再エネ（全体）を約2倍、風力を2倍、太陽光は23倍**まで増加させた。
- その結果、**国土面積あたりの太陽光設備容量は主要国の中で最大級の水準に到達。**

再エネの導入状況（日本）

	2011年度	2023年度	増加率
再エネ （全体）	10.4% (1,131kWh)	22.9% (2,253kWh)	約2倍
太陽光	0.4%	9.8%	約23倍
風力	0.4%	1.1%	約2倍
水力	7.8%	7.6%	—
地熱	0.2%	0.3%	—
バイオ マス	1.5%	4.1%	約2.7倍

国土面積あたりの太陽光設備容量（2023年）



再エネ導入に向けた課題

- 再生可能エネルギーについては、地域共生を前提に、国民負担の抑制を図りながら、主力電源として、最大限の導入拡大に取り組む。
- 他方、再エネ導入にあたっては、我が国のポテンシャルを最大限活かすためにも、以下の課題を乗り越える必要がある。

①地域との共生

- ✓ 傾斜地への設置など安全面での懸念増大。
 - ✓ 住民説明不足等による地域トラブル発生。
- ⇒ 地域との共生に向けた事業規律強化が必要

②国民負担の抑制

- ✓ FIT制度による20年間の固定価格買取によって国民負担増大（2024年度3.49円/kWh）。
 - ✓ 特にFIT制度開始直後の相対的に高い買取価格。
- ⇒ FIPや入札制度活用など、更なるコスト低減が必要

③出力変動への対応

- ✓ 気象等による再エネの出力変動時への対応が重要。
 - ✓ 全国大での出力制御の発生。
 - ✓ 再エネ導入余地の大きい地域（北海道、東北など）と需要地が遠隔。
- ⇒ 地域間連系線の整備、蓄電池の導入などが必要

④イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ✓ 平地面積や風況などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要。
 - ✓ 太陽光や風力を中心に、原材料や設備機器の大半は海外に依存。
 - ✓ 技術開発のみならず、コスト低減、大量生産実現に向けたサプライチェーン構築、事業環境整備が課題
- ⇒ ペロブスカイトや浮体式洋上風力などの社会実装加速化が必要

⑤使用済太陽光パネルへの対応

- ✓ 不十分な管理で放置されたパネルが散見。
 - ✓ 2030年半ば以降に想定される使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的な対応が必要。
 - ✓ 適切な廃棄のために必要な情報（例：含有物質情報）の管理が不十分。
- ⇒ 適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備が必要

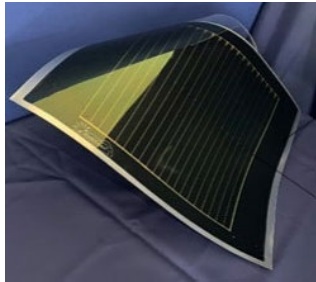
イノベーションの加速とサプライチェーン構築①：ペロブスカイト太陽電池

- 現在主流となるシリコン型太陽光電池は、原材料を含め中国に大きく依存。
- 軽量・柔軟の特徴を持つ次世代型太陽電池ペロブスカイトは、我が国が技術的にも強みを持ち、主要の原材料のヨウ素について日本は世界第2位の産出量を有する。
- 他方、今後の導入に向けて、量産技術の確立に加えて、産業競争力の観点から国内製造サプライチェーンの確立、需要創出に繋がる事業環境整備が必要。

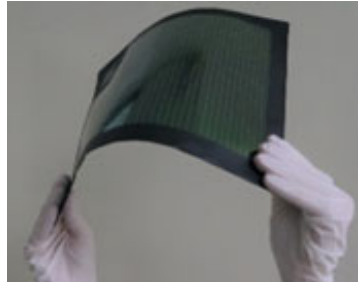
【ペロブスカイト太陽電池イメージ】



出典：積水化学工業（株）



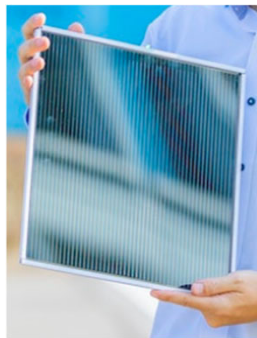
出典：（株）エネコートテクノロジーズ



出典：（株）東芝

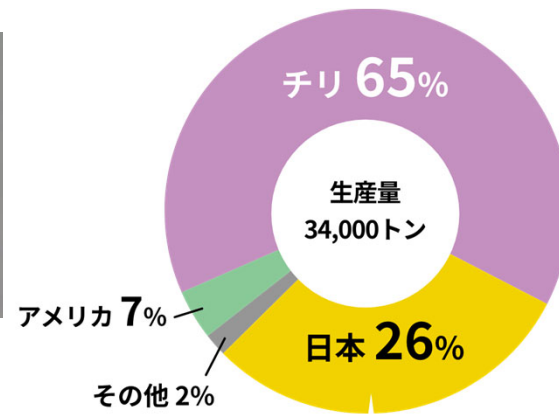


出典：（株）カネカ



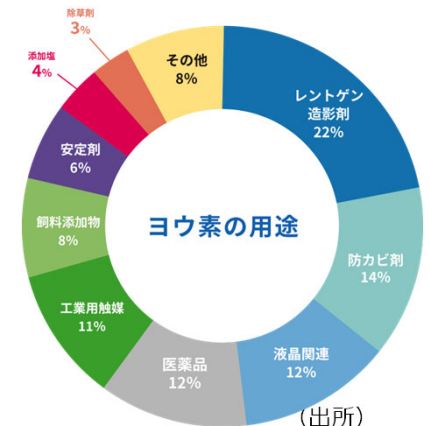
出典：（株）アイシン

【ヨウ素の国際シェア】



※当社推定

（千葉県でヨウ素の原料のかん水をくみ上げ、製造している様子）



（出所）

※2022年当社推定（株）合同資源HP



イノベーションの加速とサプライチェーン構築②：洋上風力

- 着床式洋上風力は、世界的に規模の大型化等による効率化・大幅なコスト低減が進んでおり、我が国においても、入札制の導入により、事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を実現が進みつつある。
- 他方、浮体式洋上風力については、その導入ポテンシャルが見込まれるEEZで実施していくための制度整備、グローバルな共通課題であるコスト低減と大量生産の実現に向けた技術確立、国際的な研究開発体制や標準化の整備に向けた国際連携、国内の強靱なサプライチェーン構築と産業を支える人材育成に更に取り組む必要がある。

【グリーンイノベーション基金プロジェクト】 (総額1,235億円)

【浮体式洋上風力技術研究組合】 (FLOWRA)

要素技術開発 [総額385億円] (フェーズ1, <2021~30年度>)

浮体式洋上風力発電実証 [総額850億円] (フェーズ2, <2024~30年度>)

- ①次世代風車技術開発
- ②浮体式基礎製造
・設置低コスト化技術開発
- ③洋上風力関連
電気システム技術開発
- ④洋上風力運転保守
高度化事業

以下⑤はフェーズ1追加テーマ
(採択審査中)

- ⑤ (更なる高度化に向けた)
共通基盤技術開発

秋田県南部沖

愛知県田原市・
豊橋市沖

<FLOWRA>



組員：20社 (2024年11月現在)

<共同研究パートナー>

ゼネコン・マリン・材料/造船/重電メーカー等



港湾工事

高炉

造船所

出典：Shutterstock

共同研究

連携

共同研究

<諸外国>



米国 デンマーク 英国 等

(欧州を中心に連携に向けて協議)

<国立研究機関>



<教育・研究機関>



<認証機関>



区域名		万kW※1	供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員	<導入目標>【内は全電源の電源構成における比率 現状：風力全体4.5GW【0.9%】 (うち洋上0.01GW) 2030年：風力全体23.6GW【5%】 (うち洋上5.7GW【1.8%】) <洋上風力案件形成目標> 2030年 10GW／2040年 30-45GW <洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）> 2040年 60% 【凡例】 ●促進区域 ●有望区域 ●準備区域 ●GI基金実証海域（浮体式洋上風力）	
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	36	2026.1	戸田建設、ERE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力	※2 ①～④はFIT制度適用のため調達価格。 ⑤～⑩はFIP制度適用のため基準価格。	
	②秋田県 のしろ 能代市・ みたねちょう 三種町・ おが 男鹿市沖	49.4	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW	13.26	2028.12		三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県 ゆりほんじょう 由利本荘市沖	84.5	11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウェンティ ジャパン		
	④千葉県銚子市沖	40.3	16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech		
	⑤秋田県 はっほうちょう 八峰町 のしろ 能代市沖	37.5	3	2029.6	ERE、イベルドロロー・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力		
	⑥秋田県 おが 男鹿市・ かたがみ 潟上市・秋田市沖	31.5	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW	3	2028.6		JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯		
	⑧長崎県 さいかいしえのしま 西海市江島沖	42.0	22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー		
	⑨青森県沖日本海(南側)	61.5	第3ラウンド公募 事業者選定済 約110万kW	3	2030.6		JERA、グリーンパワーインベストメント、東北電力
	⑩山形県 ゆざまち 遊佐町沖	45.0	3	2030.6	丸紅、関西電力、BP Iota Holdings Limited、東京瓦斯、丸高		
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114					
	⑫北海道 がんろう 岩宇・ みなみしりべし 南後志地区沖	56～71					
	⑬北海道 しままき 島牧沖	44～56					
	⑭北海道 ひやま 檜山沖	91～114					
	⑮北海道松前沖	25～32					
	⑯青森県沖日本海（北側）	30					
	⑰山形県酒田市沖	50					
	⑱千葉県 くじゅうくり 九十九里沖	40					
	⑲千葉県いすみ市沖	41					
	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉔福岡県あわら沖					
㉑北海道島牧沖(浮体)	㉗和歌山県沖（東側）						
㉒青森県陸奥湾	㉘和歌山県沖（西側・浮体）						
㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉙福岡県響灘沖						
㉔秋田県秋田市沖	㉚佐賀県唐津市沖						
㉕富山県東部沖(浮体)							

⑫北海道岩宇・南後志地区沖

⑬北海道島牧沖

⑭北海道檜山沖

⑮北海道松前沖

⑯青森県沖日本海（北側）

⑰山形県酒田市沖

⑱千葉県九十九里沖

⑲千葉県いすみ市沖

⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)

㉑北海道島牧沖(浮体)

㉒青森県陸奥湾

㉓岩手県久慈市沖(浮体)

㉔秋田県秋田市沖

㉕富山県東部沖(浮体)

㉖福井県あわら市沖

㉗和歌山県沖（東側）

㉘和歌山県沖（西側・浮体）

㉙福岡県響灘沖

㉚佐賀県唐津市沖

㉛愛知県田原市・豊橋市沖

㉜和歌山県沖（西側・浮体）

㉝長崎県五島市沖(浮体)

㉞長崎県西海市江島沖

㉟秋田県南部沖

㊱秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊲秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊳秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊴山形県遊佐町沖

㊵新潟県村上市・胎内市沖

㊶富山県東部沖(浮体)

㊷福井県あわら市沖

㊸福岡県響灘沖

㊹佐賀県唐津市沖

㊺愛知県田原市・豊橋市沖

㊻和歌山県沖（東側）

㊼和歌山県沖（西側・浮体）

㊽千葉県銚子市沖

㊾千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県八峰町・能代市沖

㊿青森県沖日本海（南側）

㊿北海道島牧沖(浮体)

㊿北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿富山県東部沖(浮体)

㊿福井県あわら市沖

㊿福岡県響灘沖

㊿佐賀県唐津市沖

㊿愛知県田原市・豊橋市沖

㊿和歌山県沖（東側）

㊿和歌山県沖（西側・浮体）

㊿千葉県銚子市沖

㊿千葉県九十九里沖

㊿千葉県いすみ市沖

㊿秋田県南部沖

㊿秋田県能代市・三種町・男鹿市沖

㊿秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖

㊿秋田県由利本荘市沖（北側・南側）

㊿山形県遊佐町沖

㊿新潟県村上市・胎内市沖

㊿

主なポイント

＜原子力＞

- 原子力は、優れた安定供給性、技術自給率を有し、他電源と遜色ないコスト水準で変動も少なく、また、一定出力で安定的に発電可能等の特長を有する。こうした特性はデータセンターや半導体工場等の新たな需要ニーズにも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。
- 立地地域との共生に向けた政策や国民各層とのコミュニケーションの深化・充実、核燃料サイクル・廃炉・最終処分といったバックエンドプロセスの加速化を進める。
- 再稼働については、安全性の確保を大前提に、産業界の連携、国が前面に立った理解活動、原子力防災対策等、再稼働の加速に向け官民を挙げて取り組む。
- 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・設置については、地域の産業や雇用の維持・発展に寄与し、地域の理解が得られるものに限り、廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替えを対象として、六ヶ所再処理工場の竣工等のバックエンド問題の進展も踏まえつつ具体化を進めていく。その他の開発などは、各地域における再稼働状況や理解確保等の進展等、今後の状況を踏まえて検討していく。
- 次世代革新炉（革新軽水炉・小型軽水炉・高速炉・高温ガス炉・核融合）の研究開発等を進めるとともに、サプライチェーン・人材の維持・強化に取り組む。

原子力発電所の現状

2025年2月4日時点

再稼働

14基

設置変更許可

3基

新規規制基準
審査中

9基

未申請

10基

廃炉

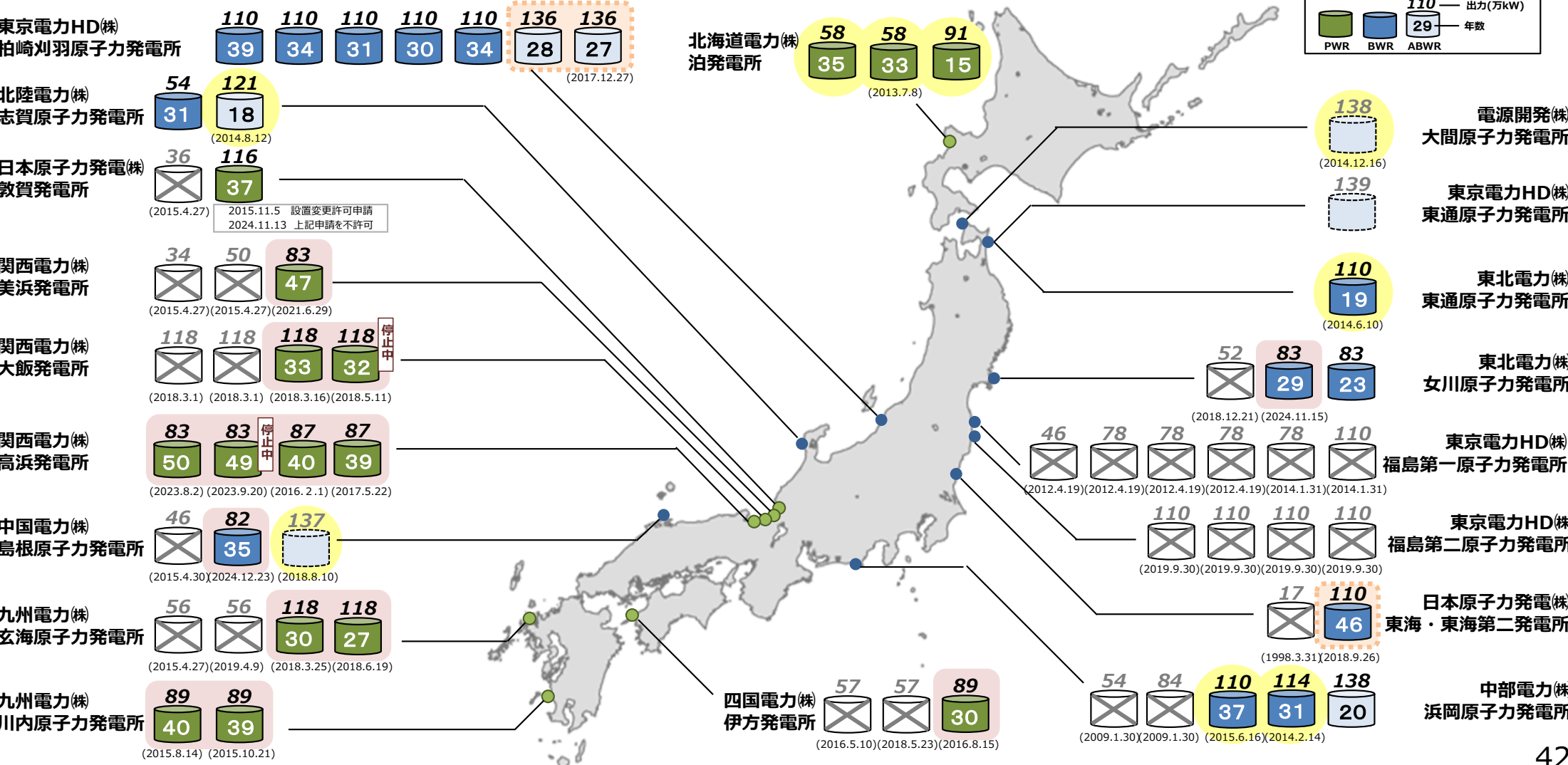
24基

稼働中 12基、停止中 2基（送電再開日）

（許可日）

（申請日）

（電気事業法に基づく廃止日）



東京電力福島第一原子力発電所事故を教訓とした安全対策

- 事故の教訓を踏まえ、厳しい自然災害を想定し、大規模な防潮堤など、安全対策を実施。
- 電源の喪失や水素爆発など、過酷な事態が生じることも想定し、多重の備えを実施。

(1F事故での教訓)

地震・津波発生

制御棒を挿入

原子炉を「止める」

全電源喪失

炉心を「冷やす」

温度上昇で水素発生

炉心が溶融

建屋の水素爆発

放射性物質を「閉じ込める」

地震・津波等の
想定が甘かった

津波・地震による
全ての電源喪失

原子炉への
注水機能の喪失

水素爆発の発生や
放射性物質の拡散

● 地震の想定を引き上げ

引き上げ幅 最大420ガル
(例) 女川 580ガル→1000ガル
※東日本大震災時は567.5ガル

● 津波の想定を引き上げ

太平洋側：10m程度の引き上げ
その他地域：2～4m程度の引き上げ
(例) 女川13.6m→23.1m
海拔29mの防潮堤設置
※東日本大震災での津波は13m

● 非常用電源を強化

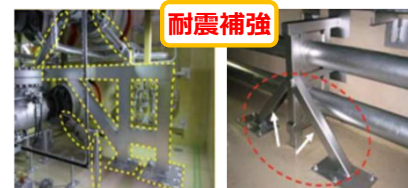
(例) 女川原子力発電所
電源車 0台→11台
ガスタービン発電機 0台→2台
蓄電池 8時間分→24時間分

● 注水冷却機能の多様化

(例) 女川原子力発電所
淡水貯水槽の設置
高圧代替注水設備の設置
大容量送水車の配備 等

● 発生した水素を除去する装置を導入

● 放射性物質の大気中への放出を抑制する装置（フィルタバント設備）を導入



※燃料を覆うジルコニウム合金が高熱になると炉内の水蒸気（水）を分解して水素が発生

核燃料サイクルの確立に向けた取組

- 核燃料サイクルは、①高レベル放射性廃棄物の減容化、②有害度低減、③資源の有効利用等の観点から、一貫して国の基本的方針と位置付け。
- 原子力発電を安定的に利用する上で、関係自治体や国際社会の理解を得つつ、引き続き、核燃料サイクルを推進することが重要。

○プルトニウムバランスの確保

- プルサーマル計画に基づき、2030年度までに少なくとも12基でプルサーマルを実施
- プルトニウムの回収と利用のバランスを管理

(2018. 7 我が国におけるプルトニウム利用の基本的な考え方)

(2020.12 プルサーマル計画)

(2024. 2 プルトニウム利用計画)

○ウラン燃料 サプライチェーンの確保

- 経済安全保障推進法に基づき、「特定重要物資」にウランを指定
- 国内ウラン濃縮に対し支援を決定

(2024. 2 「特定重要物資」にウランを指定)

(2024.12 日本原燃の供給確保計画の認可)

○最終処分の実現

- 北海道2地点で文献調査報告書の法定プロセスを開始
- できるだけ多くの地域で関心を持っていただけるよう、全国での対話活動に取り組む

使用済燃料

貯蔵容量の
約8割を使用

原子力発電所

14基稼働済

うち4基でMOX燃料を使う
=「プルサーマル」を実施

中間貯蔵・
乾式貯蔵施設

六ヶ所再処理工場

○使用済燃料対策の推進

- 業界全体で貯蔵能力の拡大を推進
2030年頃に容量を約3万トンへ
- 業界大の連携・協力を推進
- 使用済MOX燃料の技術開発を加速

(2020. 9 伊方 許可)

(2020.11 RFS 許可)

(2021. 4 玄海 許可)

(2024. 1 使用済燃料対策推進計画 改訂)

(2024. 11 RFS 事業開始)

(2020. 7 許可)

(2022.12 第1回設工認取得)

(2020.12 許可)

(2022. 9 第1回設工認取得)

○再処理工場・MOX工場の竣工

- 業界大で原燃の審査・竣工を支援
再処理：2026年度中
MOX：2027年度中

MOX燃料工場

MOX燃料

高レベル放射性廃棄物
(ガラス固化体)

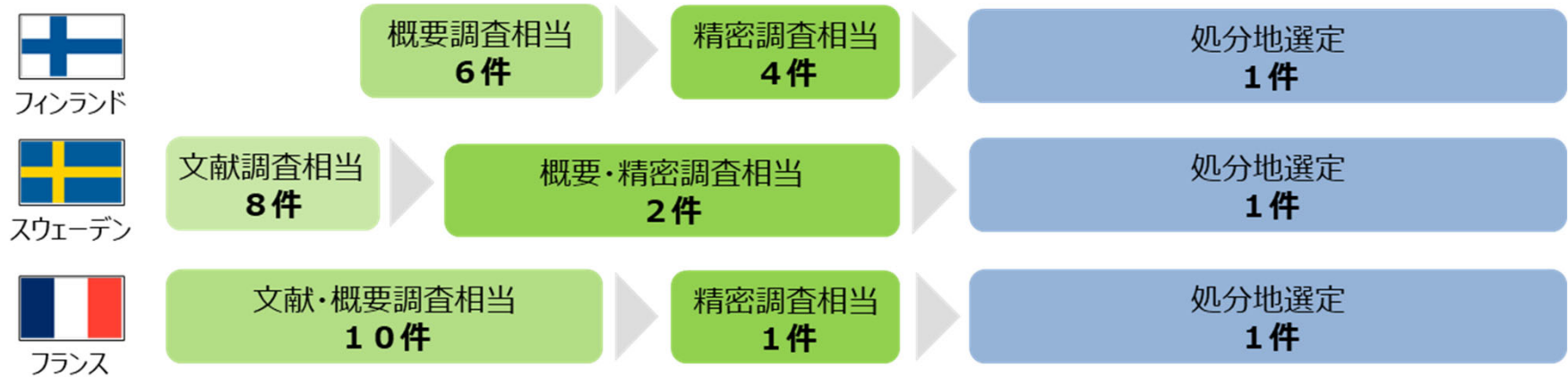
地層処分施設
(最終処分地)

(北海道2地点で法定プロセスを開始。
佐賀県玄海町では文献調査実施中。)

最終処分に関する経緯（高レベル放射性廃棄物）

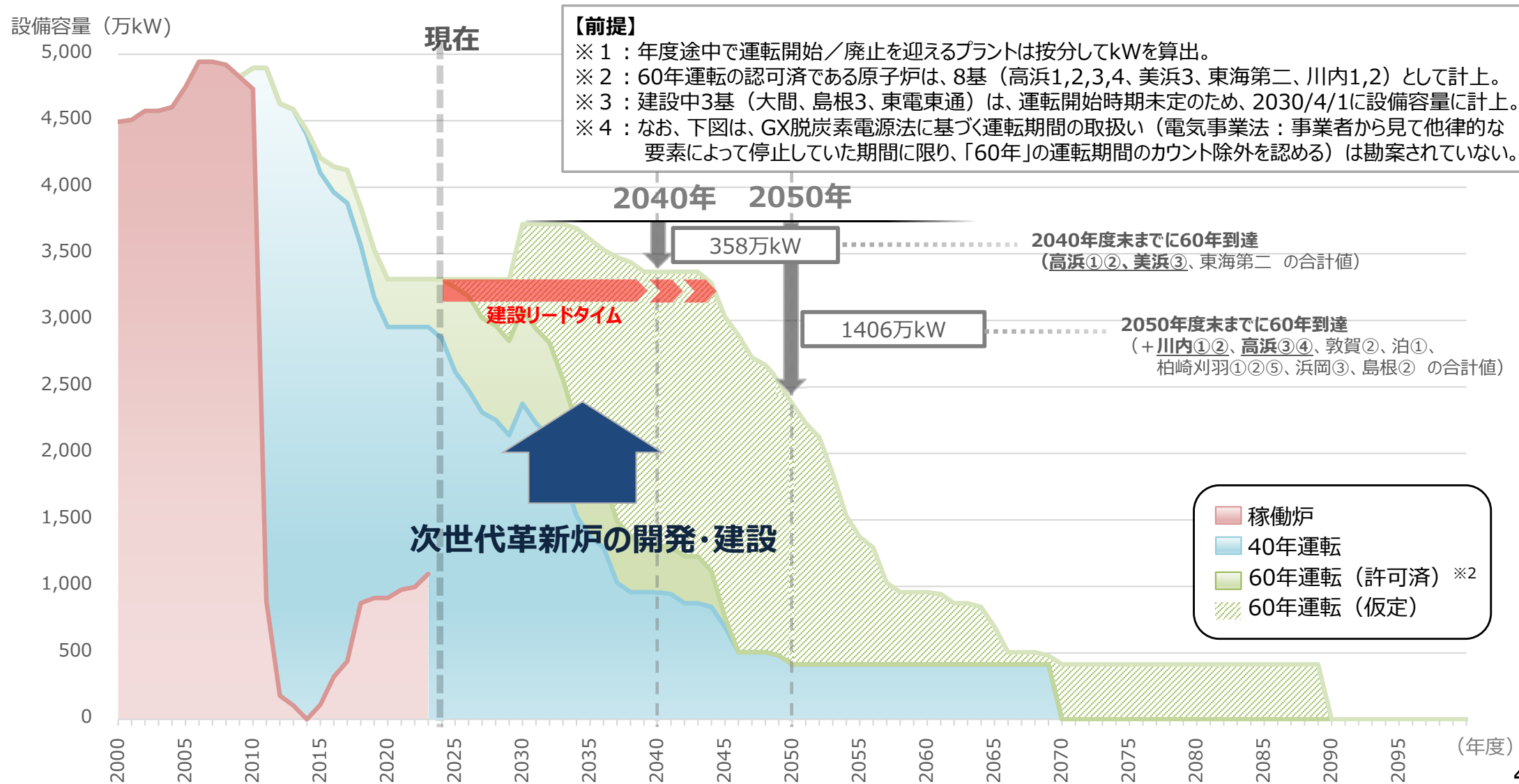
2000年	「最終処分法」制定、NUMO※設立 → 全国公募開始（手挙げ方式）	
2007年	高知県東洋町が応募/取り下げ	※Nuclear Waste Management Organization
2015年	最終処分法に基づく「基本方針」改定	（原子力発電環境整備機構）
	国が前面に立つ観点から、	
	・ 科学的により適性の高いと考えられる地域を提示	
	・ 理解状況等を踏まえた国から自治体への申入れ 等	
2017年	「科学的特性マップ」公表 → 全国各地で説明会を実施中	
2020年	北海道2自治体（ すつつちょう 寿都町、 かもえないむら 神恵内村）において「文献調査」開始	
2023年	最終処分法に基づく「基本方針」改定 → 文献調査の実施地域拡大に向けた取組強化	
2024年	佐賀県 げんかいちよう 玄海町で「文献調査」開始	
	北海道2自治体の文献調査報告書案について法定プロセス（公告・縦覧、説明会など）が開始	

（参考）諸外国の処分地選定プロセス例：10件程度の関心地域が出て、そこから順次絞り込み



原子力発電の状況

- GX推進戦略（2023年7月閣議決定）では、「いかなる事情より安全性を優先し、**原子力規制委員会による審査・検査に合格し、かつ、地元の理解を得た原子炉の再稼働を進める**」、「**原子力の安全性向上を目指し、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**」としている。



次世代革新炉の種類と現状

革新軽水炉



◆ 三菱重工業 (SRZ-1200)

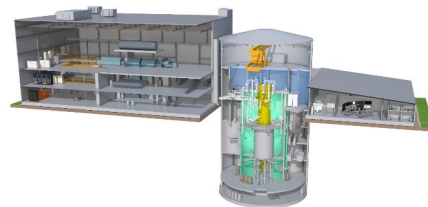
【特徴】

- 設計段階から新たな安全メカニズムを組み込むことにより、事故の発生リスクを抑制し、万が一の事故があった場合にも放射性物質の放出を回避・抑制する機能を強化。

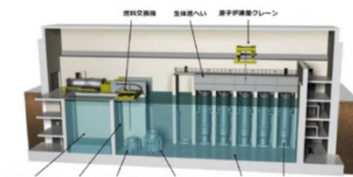
【現状】

- 標準設計は概ね終了。規制基準を明確にするため、現在、原子力エネルギー協議会 (ATENA) と規制委員会とで意見交換中。
- 経産省予算にて、新たな要素技術の成熟度を高める研究開発や実証試験を支援。

SMR (小型モジュール炉)



◆ GE日立 (BWRX-300)



◆ NuScale (VOYGR)

【特徴】

- 出力が30万kW以下の小型軽水炉。自然循環により、冷却ポンプや外部電源なしで炉心冷却が可能。

【現状】

- 米国やカナダにおいて、データセンターへの電力供給などの目的で、2030年手前での運開を目指し、開発が進められている。
- 海外プロジェクトへの日本企業の参画や研究開発を支援。

高速炉



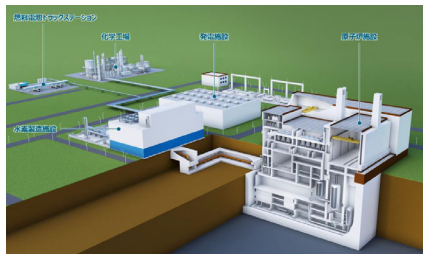
◆ 三菱重工業 (実証炉)

- 冷却材にナトリウムを利用することでプルトニウム燃焼を効率的に行う。
- 廃棄物量・有害度低減、資源の有効利用など核燃料サイクルの効果を向上。

【現状】

- GX経済移行債を活用した実証炉開発事業を2023年に開始。米国や仏国とも連携。
- 2024年7月、炉と燃料サイクルの研究開発全体を統合してマネジメントする組織をJAEAに設置。電力やメーカー、JAEAのメンバーで構成。

高温ガス炉



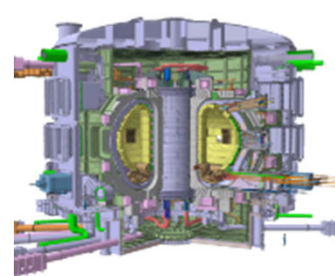
◆ 三菱重工業 (実証炉)

- 発電だけでなく高温熱を利用して水素製造を行う。
- 冷却材に化学的に安定なヘリウムを利用。減速材に耐熱性や蓄熱性等に優れた黒鉛を利用することで冷却機能を喪失しても自然に冷温停止が可能。

【現状】

- GX経済移行債を活用した実証炉開発事業を2023年に開始。英国とも連携。並行して試験炉「HTTR」による水素製造試験を目指す。
- HTTRへの水素製造施設の接続に向けて、2024年度中に原子炉設置変更許可申請予定。

核融合



◆ ITER (実験炉)

【特徴】

- 核融合反応から得られる熱エネルギーを利用して発電。

【現状】

- 米国の核融合スタートアップ企業を中心に2030年前後での核融合実用化を掲げ、多様な炉型の開発への挑戦が発表されている。
- 日本においても、スタートアップ企業がトカマク型、ヘリカル型、レーザー型などそれぞれの炉型での実現を目指す。

主なポイント

<火力>

- 火力は、温室効果ガスを排出するという課題もある一方、足下の供給の7割を満たす供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力、系統の安定性を保つ慣性力・同期化力等として、重要な役割を担っている。
- 足下の電力需給も予断を許さない中、火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量（kWh）を減らしていく。具体的には、トランジション手段としてのLNG火力の確保、水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化を進めるとともに、予備電源制度等の措置について不断の検討を行う。

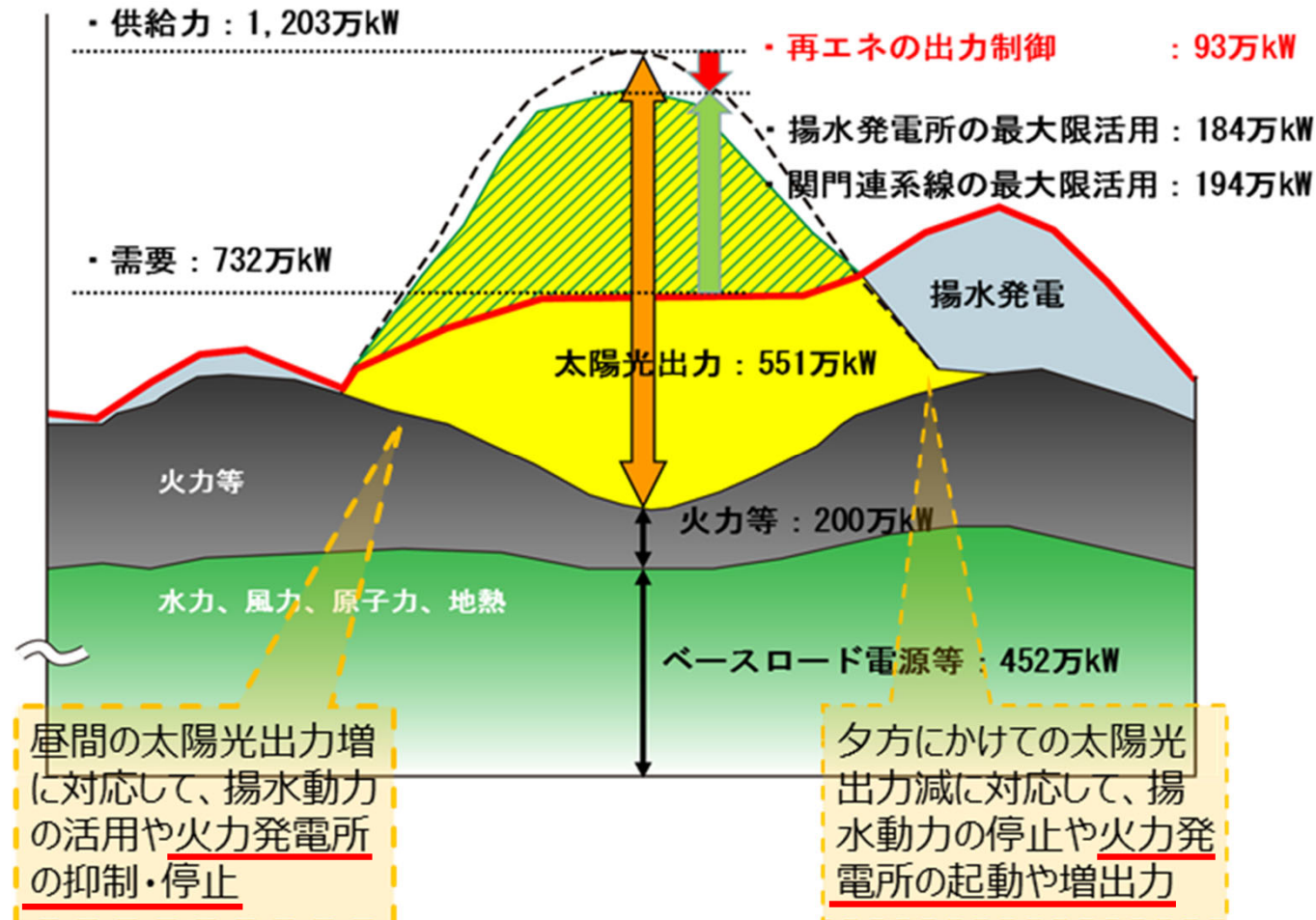
<次世代電力ネットワークの構築>

- 電力の安定供給確保と再生可能エネルギーの最大限の活用を実現しつつ、電力の将来需要を見据えタイムリーな電力供給を可能とするため、地域間連系線、地内基幹系統等の増強を着実に進める。更に、蓄電池やDR等による調整力の確保、系統・需給運用の高度化を進めることで、再生可能エネルギーの変動性への柔軟性も確保する。

調整力としての火力の役割

- 太陽光や風力といった変動再エネの導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する機能を持つ他電源の存在が必要。
- 他のエリアよりも再エネの導入量が多い九州エリアでは、火力発電は、再エネの出力増減に応じて抑制・停止、起動・増出力といった出力調整を行いながら運用されており、電力の安定供給に大きく貢献している。

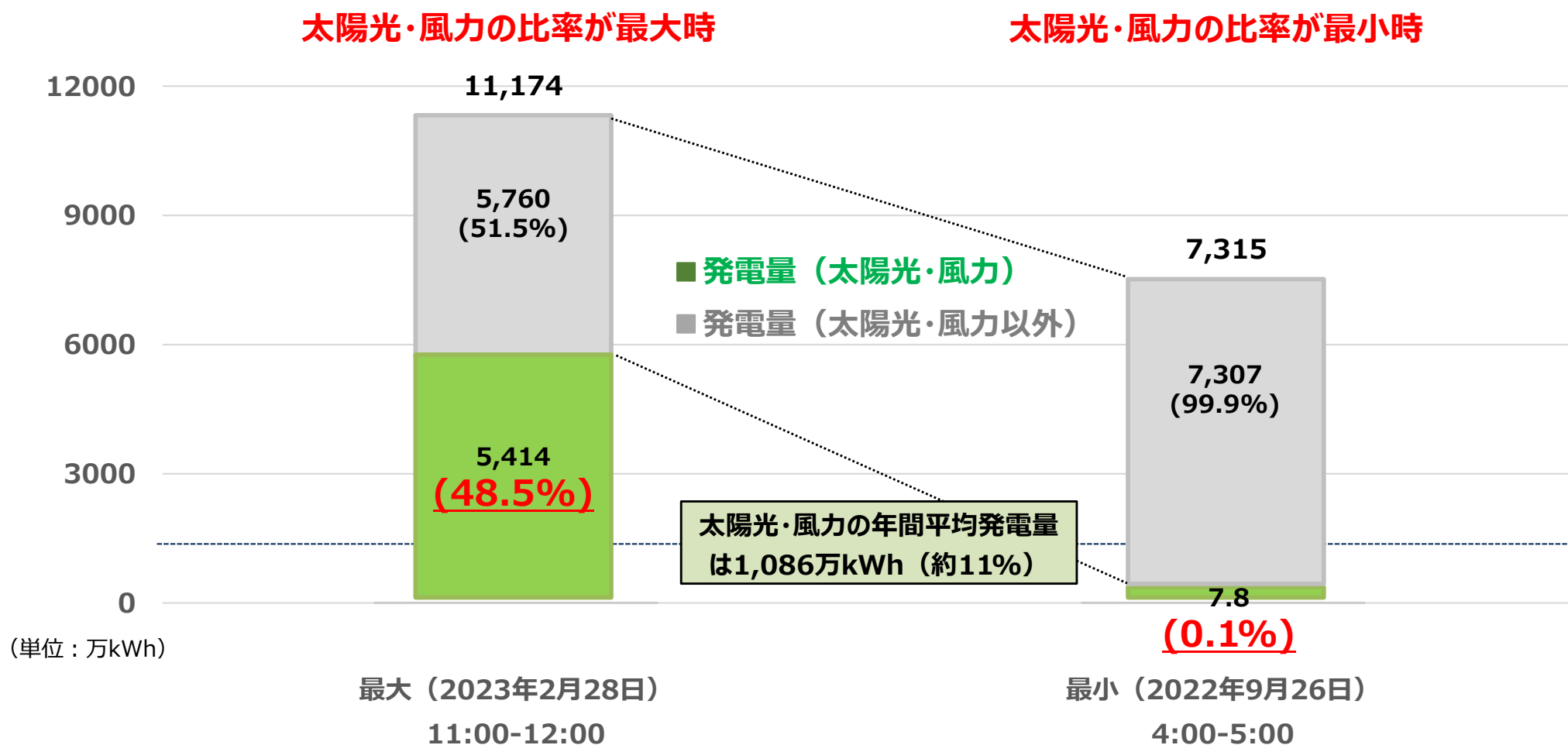
九州の電力需給イメージ（2018年10月21日の例）



変動電源（太陽光・風力）が需要全体に占める割合の変化（2022年度）

- 太陽光・風力（変動再エネ）は、2023年2月28日の昼間には、日本全体の総需要の約5割を占めた。
- 一方、太陽光・風力（変動再エネ）は夜間や無風時には発電しないことから、2022年9月26日の明け方には、日本全体の総需要の約0.1%となった。これらの時間帯は、火力と原子力を中心に発電。

2022年度の変動電源（再エネ・風力）の最大・最小発電時間帯



石炭火力発電に関する各国の状況

- 欧州を中心に石炭火力発電の割合が元々低い国は全廃の年限を表明しつつも、ロシアのウクライナ侵略等で天然ガス供給が著しく不足した際にバックアップとして石炭火力発電を稼働させる柔軟な動きも。
- 一方、石炭火力の割合が高い国は、段階的な脱炭素化を目指す。

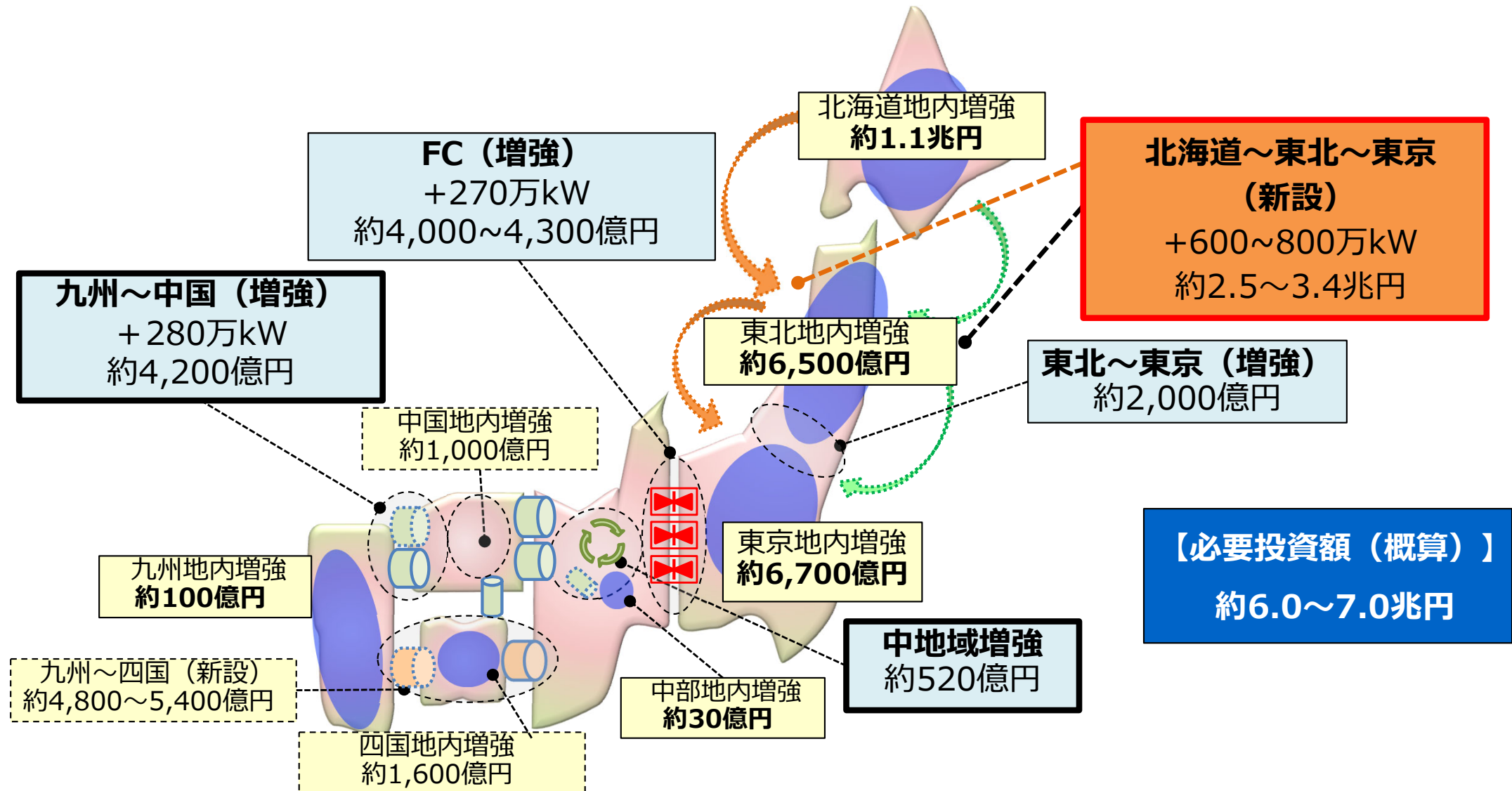
	石炭火力全廃の年限を表明					火力発電の段階的な脱炭素化					
国名	フランス	イギリス	カナダ	イタリア	ドイツ	アメリカ	日本	韓国	オーストラリア	中国	インド
											
発電量 (億kWh)	4,692	3,221	6,512	2,821	5,743	44,729	10,106	6,102	2,708	88,892	18,194
石炭火力 の割合	1.3%	2.0%	4.0%	8.6%	33.0%	20.4%	30.8%	33.9%	49.3%	61.8%	71.8%
今後の 見通し	2027年1月1日までに石炭火力を退出。 ウクライナ危機により、停止予定だった石炭火力の運転継続を許可し、現在も稼働中。	2024年10月1日までに、排出削減対策が講じられていない石炭火力をフェーズアウト(残る容量は約2GW)	2030年までに排出削減対策が講じられていない石炭火力をフェーズアウト。 CCUS付きであれば2030年以降も稼働可能。	2025年までに石炭火力をフェーズアウト(サルデーニャを除く)。 足下で約5GWの容量を維持。	遅くとも2038年まで(理想的には2030年まで)に石炭火力をフェーズアウト。	(2035年までに発電部門のネットゼロを、2050年までに排出量のネットゼロを達成。) *トランプ政権は、パリ協定離脱を表明し、上記を撤回。	2030年ミックスで19%。 非効率な石炭火力のフェードアウト、水素・アンモニアやCCUS等を活用。	石炭火力の発電電力比率を2030年に約20%まで引き下げる方針。	2035年に再エネ82%とするも、石炭火力については言及なし。	国全体の排出を2030年にピークアウトさせる方針だが、石炭火力に関する明確な言及なし。	容量シェアは23年51%から2029-30年に32%に減少も、容量そのものは40GW増える見込み。

(出典) 電力需要及び石炭火力の割合についてはIEA World Energy Balances (各国2022年の発電量)、総合エネルギー統計 (2022年度確報) をもとに、各国の政策方針については各国政府HP、各種報道をもとに作成

「マスタープラン」の概要

第74回 電力・ガス基本政策小委員会
(2024年5月8日) 資料3

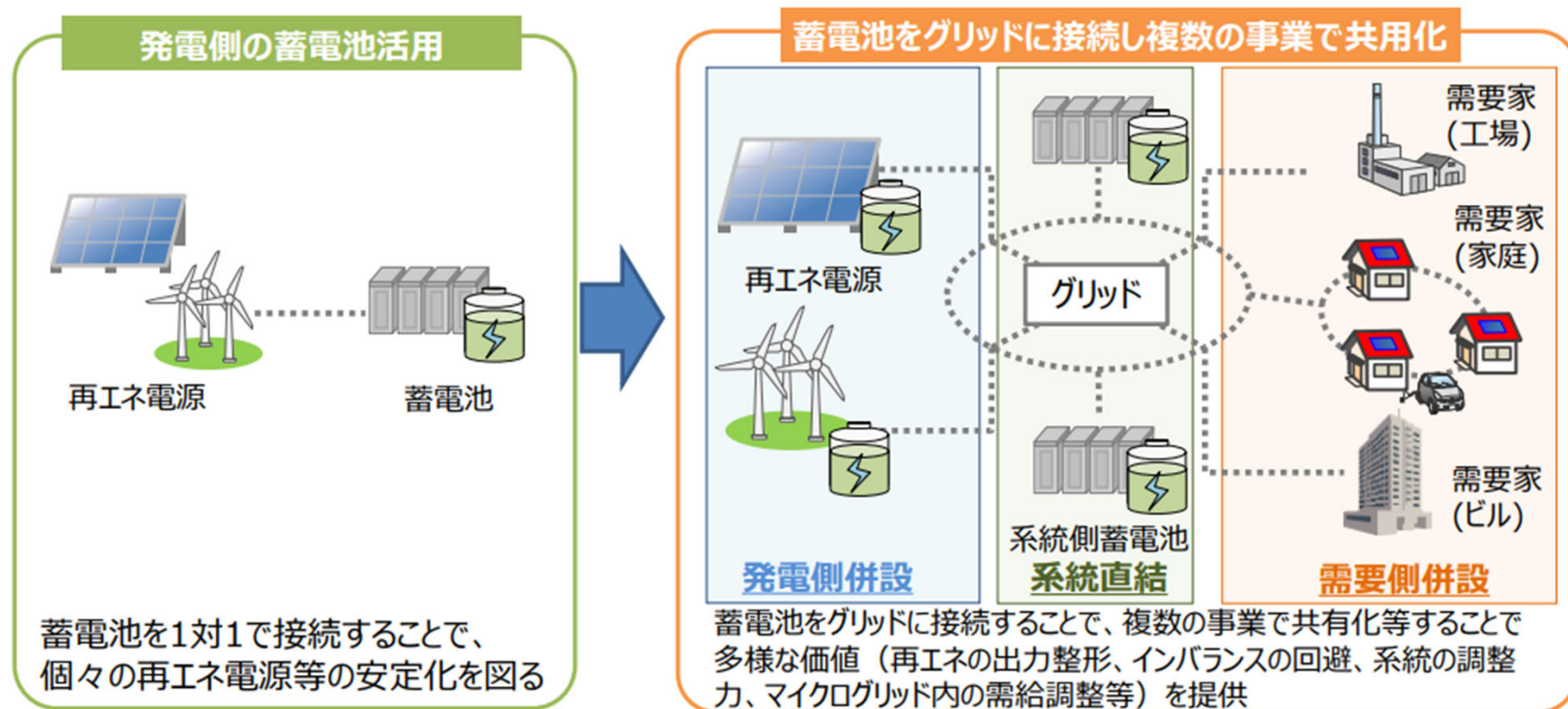
- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。



蓄電池の導入拡大

- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力システムの安定性に影響を及ぼす可能性がある。このため、**再エネの導入拡大にあたって、系統用蓄電池の導入は重要。**
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する。**

総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年4月7日）資料1より抜粋



主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

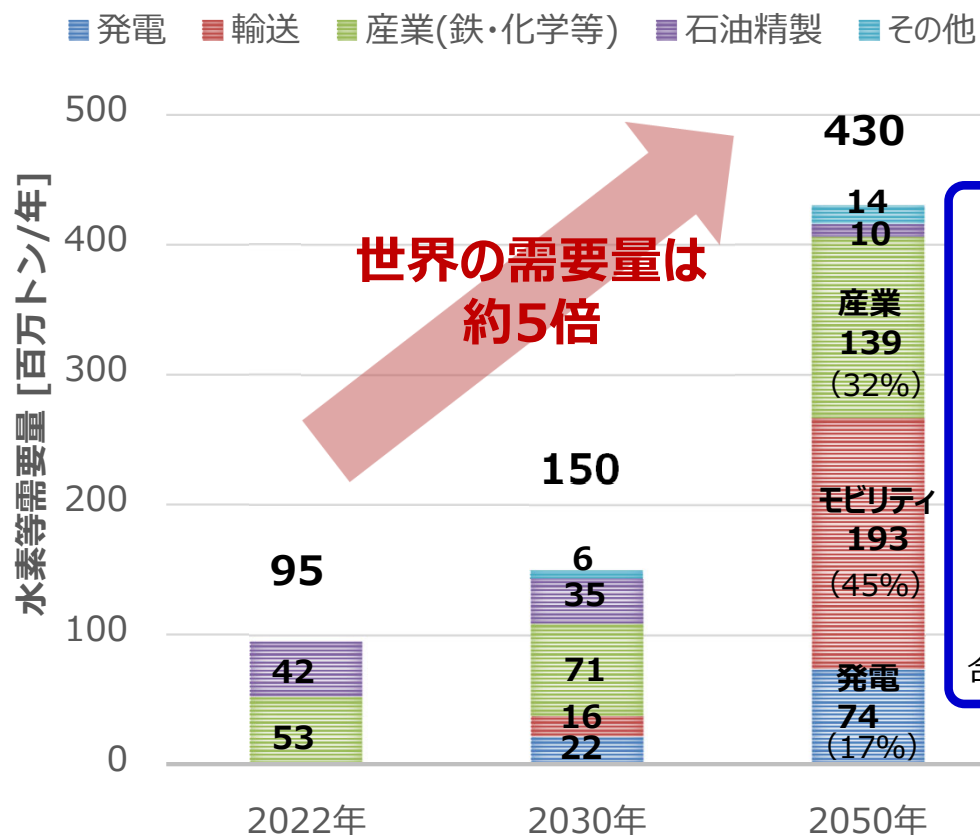
4. 次世代エネルギーの確保／供給体制

- 水素等（アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む）は、幅広い分野での活用が期待される、カーボンニュートラル実現に向けた鍵となるエネルギーであり、各国でも技術開発支援にとどまらず、資源や適地の獲得に向けて水素等の製造や設備投資への支援が起こり始めている。こうした中で我が国においても、技術開発により競争力を磨くとともに、世界の市場拡大を見据えて先行的な企業の設備投資を促していく。また、バイオ燃料についても導入を推進していく。
- また、社会実装に向けては、2024年5月に成立した水素社会推進法等に基づき、「価格差に着目した支援」等によりサプライチェーンの構築を強力に支援し、更なる国内外を含めた低炭素水素等の大規模な供給と利用に向けては、規制・支援一体的な政策を講じ、コストの低減と利用の拡大を両輪で進めていく。

水素社会の広がり

- 水素は、カーボンニュートラルに向けて鍵となるエネルギー。2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、世界の水素等※需要量も拡大の見込み。※水素等：アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む
- 代替技術が少なく転換が困難な、鉄鋼・化学等のhard to abateセクターや、モビリティ分野、サプライチェーン組成に資する発電等での活用が期待される。

＜世界の水素等需要量＞



出所：IEA「Net-Zero Roadmap」(2023/9)
 ※NZE(2050年ネットゼロ達成)のシナリオを元に算出

＜水素等需要の広がり＞



水素等のサプライチェーン構築に向けた考え方

- カーボンニュートラルに向けては、再エネ等の電気に加え、**熱需要の脱炭素化のため水素等が必要**。**国内外での水素等供給体制の構築**に向け、**化石原燃料との価格差に着目した支援**を実施。
- 当面の間、国内の水素等製造は小規模かつ輸入水素よりも高い傾向があるが、安価な余剰再エネを用いれば、調整力として更なる再エネ導入拡大に資する面もあるため、**エネルギー安全保障の観点から、将来的に十分な価格低減と競争力を有する見込み**のある**国内事業を最大限支援**する。
- 加えて、鉄、化学、モビリティといった転換困難な分野・用途への拡がりを考えれば、**国内で製造可能な水素等の供給量では賄えない需要が将来的に想定**される。既に権益獲得競争が各国で起こり始めていることも踏まえれば、**国産技術等**を活用して製造され、かつ**大量に供給が可能な水素等の輸入についても支援**する必要がある。
- 他方、現状ではまだ**コスト面での課題**があり、各国とも供給コスト目標を掲げ、コスト削減に向けた**技術革新**を進めるとともに、サプライチェーンを**スケールさせるための支援制度**などの取組を進めている。
- このため、市場環境を注視しつつも、水素社会推進法に基づく水素等のサプライチェーン構築のための**3兆円規模の支援**により、まずは将来の**産業競争力強化に繋がる黎明期のユースケース作りをしたたかに進める**とともに、**GX製品の市場創造に向けて、需要家を巻き込み、価格移転を可能とする後続制度との連携**が必要となる。

評価項目

▷ 政策的重要性

「エネルギー政策」(S+3E)

－ 安全性、安定供給、環境性、経済性

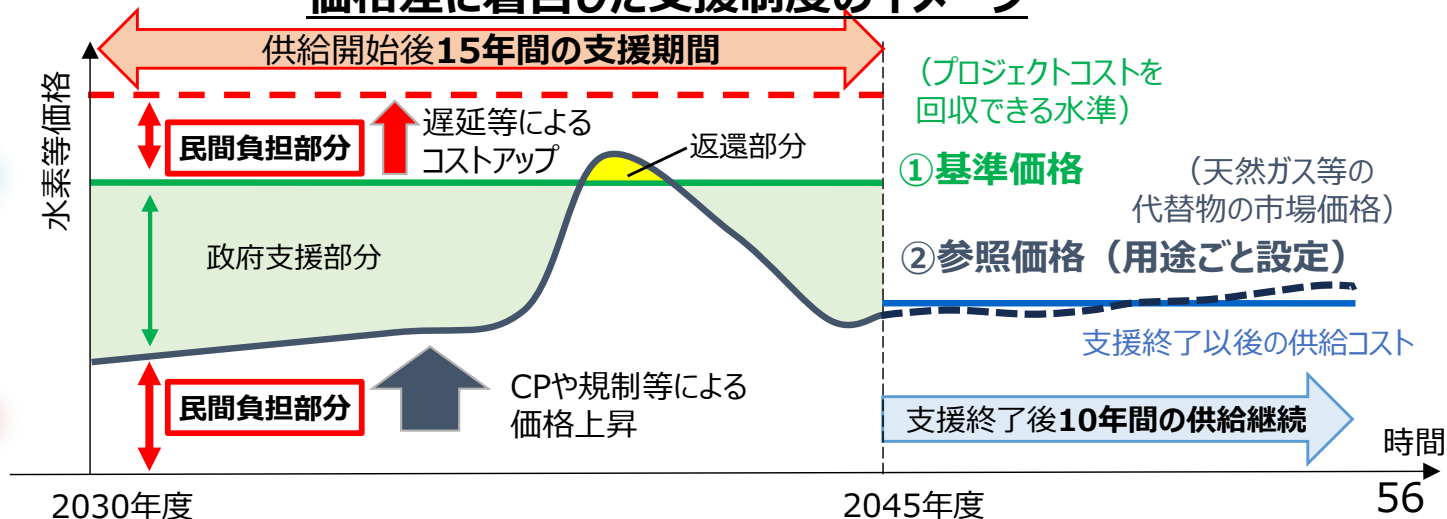
「GX政策」(脱炭素と経済成長の両立)

－ 産業競争力強化・経済成長、排出削減

▷ 事業完遂見込み

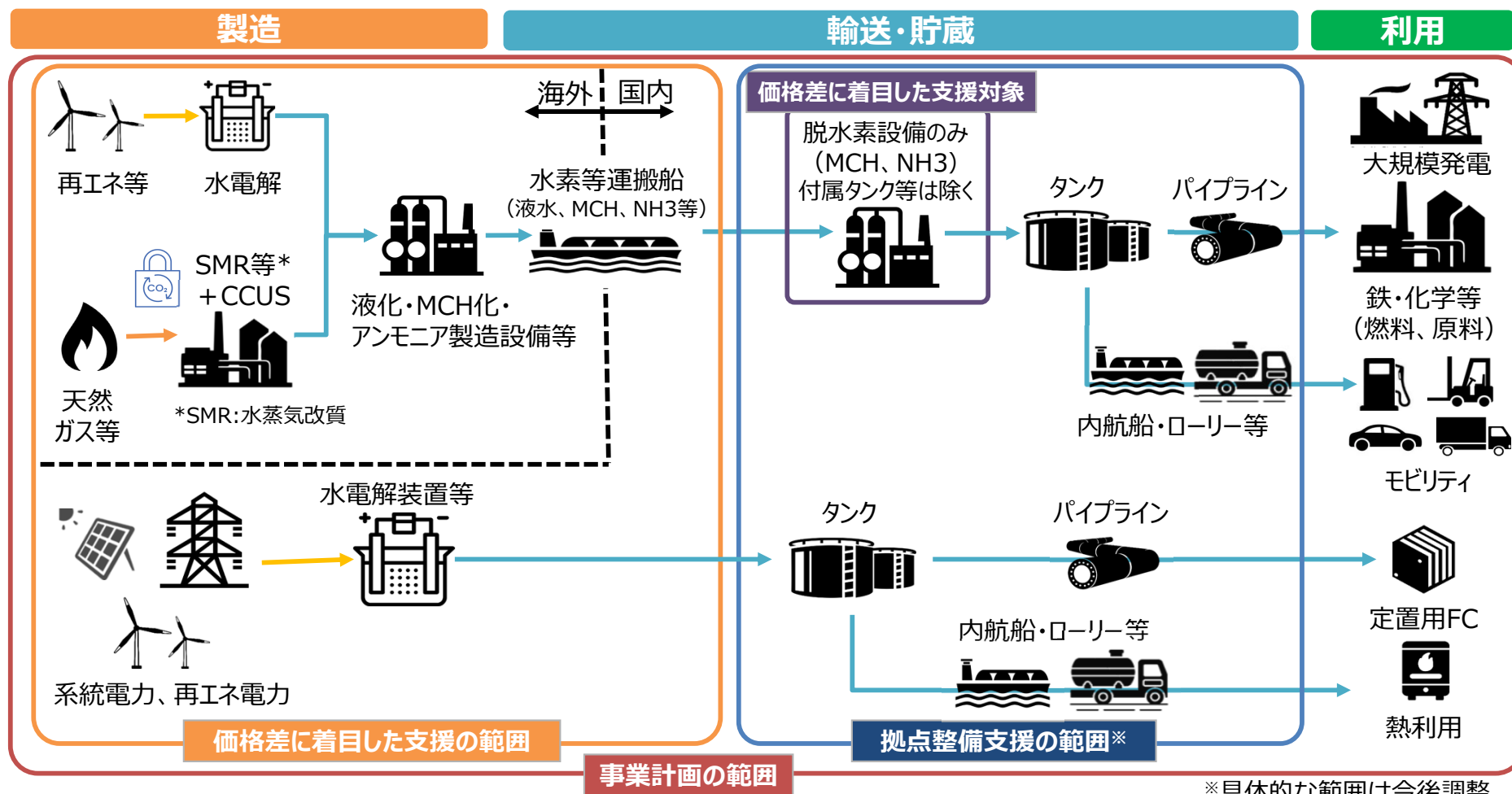
事業計画の確度の高さ、国と企業のリスク分担の整理に基づく計画の妥当性

価格差に着目した支援制度のイメージ



拠点整備支援制度

- 拠点整備支援は、大規模な利用ニーズの創出と効率的なサプライチェーン構築の実現に資する、水素等の大規模な利用拡大につながり、様々な事業者幅広く裨益する設備に対して重点的に支援。
- 「低炭素水素等を、荷揚げ後の受入基地から需要家が実際に利用する地点まで輸送するにあたって必要な設備であって、民間事業者が複数の利用事業者と共同して使用するもの（共用パイプライン、共用タンク等）」に係る整備費の一部を支援。



バイオ燃料・合成燃料・合成メタンについて

- バイオ燃料・合成燃料・合成メタンは、既存のインフラ等を利用可能であるため、導入促進に向けた投資コストを抑制することが可能。
- 官民協議会や各種審議会において技術・経済・制度的課題や解決策について議論を行いつつ、導入促進に向けた取組を進める。

バイオ燃料

- ・「2030年時点で、本邦エアラインによる燃料使用量の10%をSAFに置き換える」との目標を設定
- ・バイオ燃料によるSAF製造について、GX経済移行債を活用した製造設備支援や、生産等に応じた税額控除の導入を決定



環境×
航空 = **SAF**

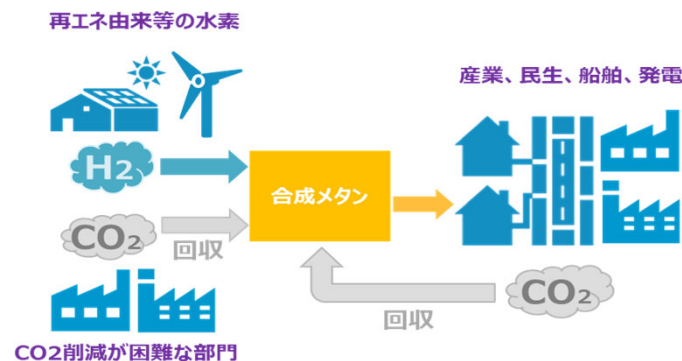
合成燃料（e-fuel）

- ・合成燃料の商用化時期を2040年から2030年代前半に前倒し
- ・合成燃料の大規模かつ高効率な製造プロセスの開発等を支援（グリーンイノベーション基金等）



合成メタン（e-methane）

- ・2030年に供給量の1%相当の合成メタン等を導管に注入する目標を設定
- ・飛躍的に生産効率を高める革新的メタネーションの技術開発を支援（グリーンイノベーション基金）



主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

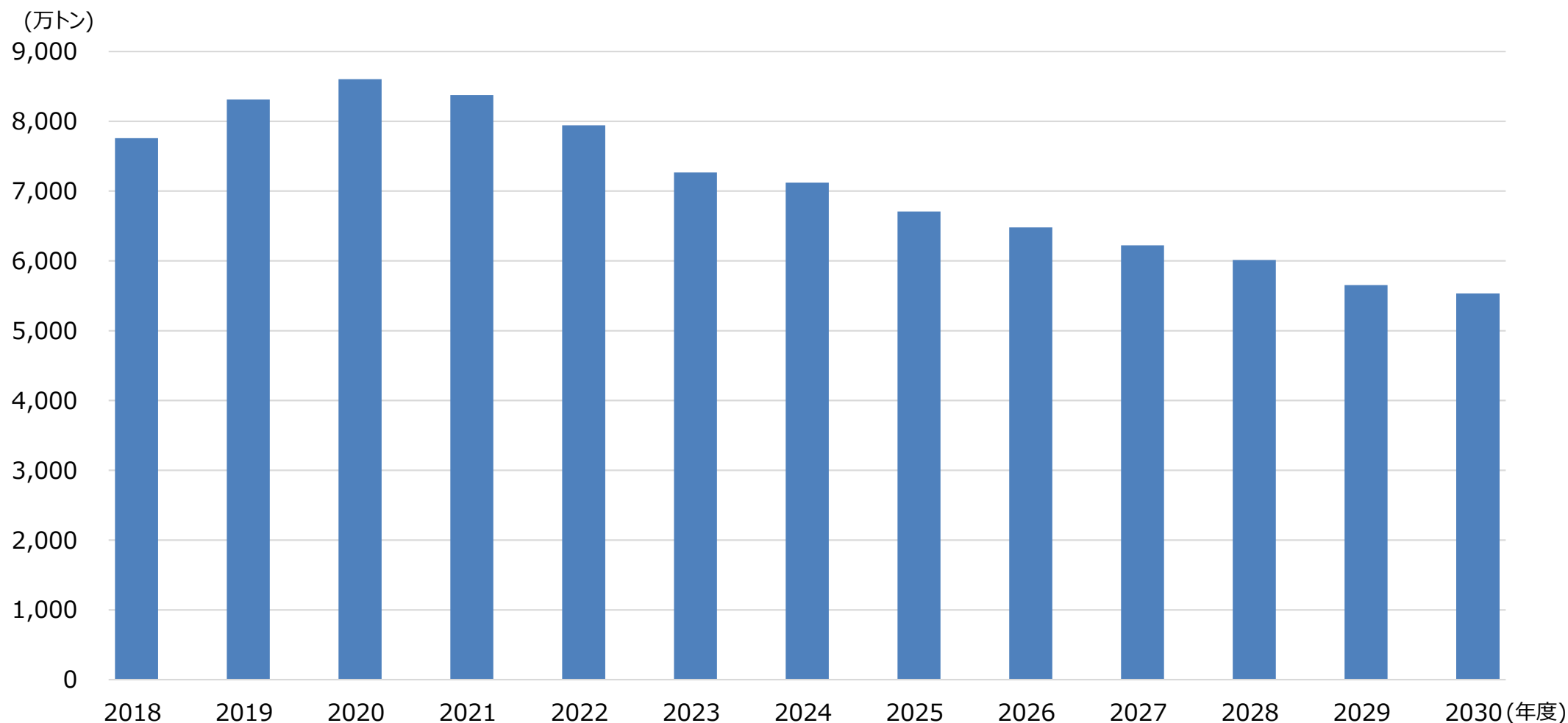
5. 化石資源の確保/供給体制

- 化石燃料は、足下、我が国のエネルギー供給の大宗を担っている。安定供給を確保しつつ現実的なトランジションを進めるべく、資源外交、国内外の資源開発、供給源の多角化、危機管理、サプライチェーンの維持・強靱化等に取り組む。
- 特に、現実的なトランジションの手段としてLNG火力を活用するため、官民一体で必要なLNGの長期契約を確保する必要。技術革新が進まず、NDC実現が困難なケースも想定して、LNG必要量を想定。
- また、災害の多い我が国では、可搬かつ貯蔵可能な石油製品やLPガスの安定調達と供給体制確保も「最後の砦」として重要であり、SSによる供給ネットワークの維持・強化に取り組む。

日本企業のLNGの長期契約について（見通し）

- 日本企業が締結しているLNGの長期契約を中心としたターム契約は、仮に既存契約の更新や新規契約の締結がなされなければ、2020年度をピークに減少し続ける見通し。

LNGターム契約の実績・見通し（日本企業）



（出典）令和4年度及び令和5年度JOGMEC仕向地条項等調査

（注釈）上図はあくまで各年度の調査時点で把握した実績・見通しであり、調査後に行われた更新や新規の契約数量は含まれていない。
本調査における「ターム契約」は、スポット取引（カーゴ毎の取引）を除く、短期・中期・長期の契約を指す。

各国における直近の天然ガス・LNGに対するスタンス

- 欧州でもドイツなどで新たなLNG契約に向けた動きがみられる。
- 中国や韓国は、脱炭素化の取組と並行し、エネルギー安定供給のための国家戦略に基づき、**国営企業を中心に、LNGの長期契約の締結を進めており、BPやTotalEnergies等のポートフォリオプレイヤーも関与。**

欧州における動き



- カタール国営企業QE、米ConocoPhillipsがドイツへ2026年から**15年間、200万トン**のLNG供給に合意。(2022年11月29日 FT)



- ドイツEnBWはUAE国営企業のADNOCと**2028年から15年間、60万トン**のLNG供給条件合意書を締結。(2024年5月8日 Offshore Energy)



英Shell、仏TotalEnergies、伊ENIも、カタール国営企業QEとの間で**27年間(2053年まで)**のLNG供給契約を締結。(JOGMEC HP「世界のLNGプロジェクト・契約」)



韓国の国営企業KOGASは、英国BP子会社と**2026年から10.5年間**のLNG供給契約を締結。KOGASは既存の契約に追加してBPのポートフォリオから**年間980万トン**のLNGを購入する予定。(2024年4月29日 LNG Prime)



アジアにおける動き



- 仏TotalEnergiesは、インド国営企業のIndian Oil Corporationと**2026年から10年間、80万トン**のLNG供給契約を締結。



- また、韓South East Powerと**2027年から5年間、50万トン**のLNG供給条件合意書を締結。(2024年6月4日 TotalEnergies HP)



ベトナム国営企業PetroVietnam Gasが英Shellと国内**初めてのLNG購入契約**を締結。同社は米ExxonMobilや露Novatek等と**LNG長期契約に向け協議**を実施。(2023年5月23日、7月5日 Reuters)

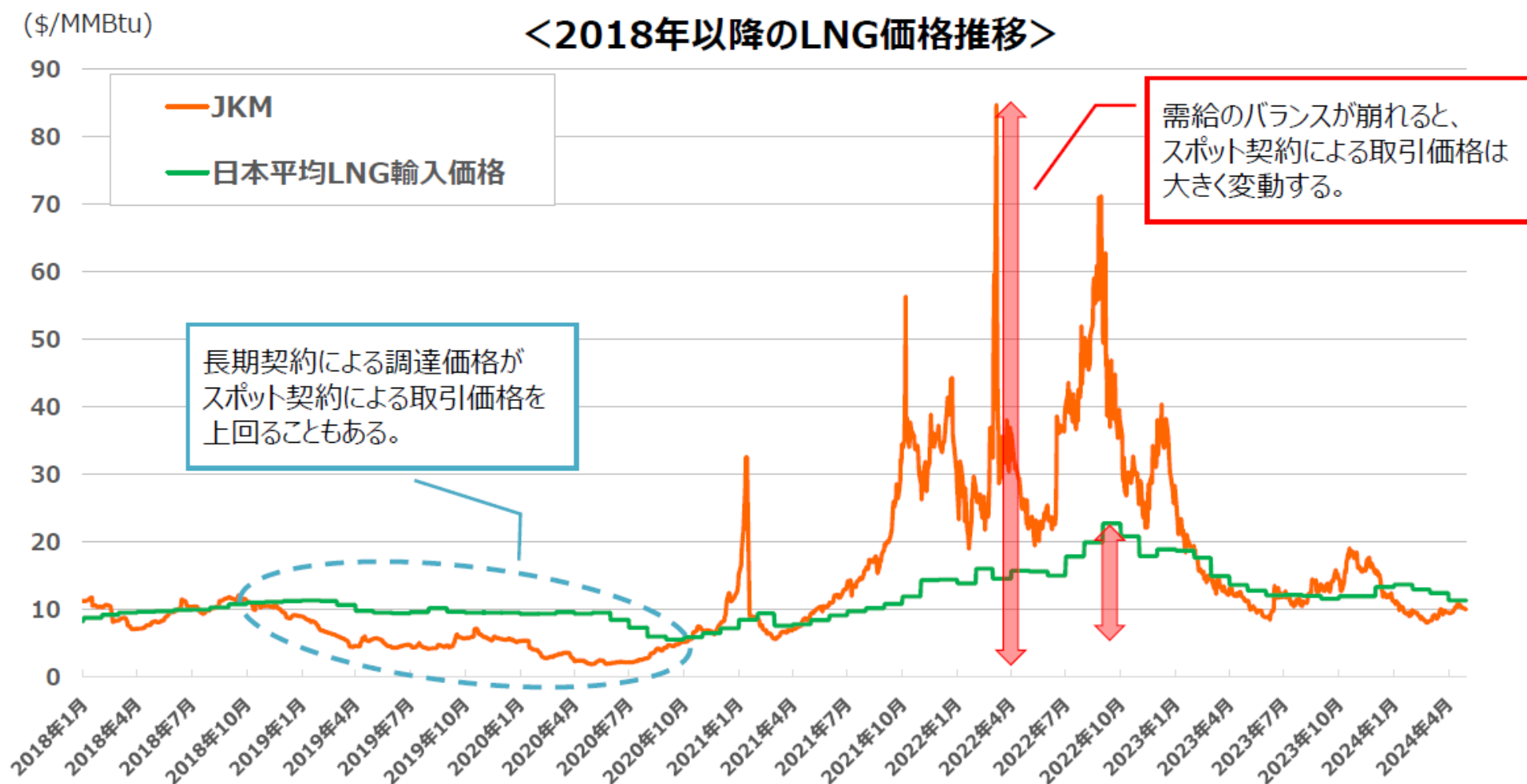


中国国営企業Sinopecは、**カタールのノースフィールド拡張プロジェクトへの参画**と、既存契約に追加で**27年間(2054年まで)の300万トン**のLNG供給契約締結を発表。(2023年11月4日 Sinopec HP)



LNGの長期契約の意義

- 我が国においては、国内に輸入されるLNGの8割程度が長期契約によって購入されていることから、スポット契約による調達と比較して、安定した価格で決められた量を購入することが可能。
- 常に長期契約による調達が安価な訳ではなく、市況によっては価格が逆転することもあることに留意しつつ、中長期間に亘って調達価格を安定させる最適なバランスの追求が必要。



主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

6. CO2回収・有効利用・貯留

- CCUSは、電化や水素等を活用した非化石転換では脱炭素化が困難な分野においても脱炭素を実現できるため、エネルギー安定供給、経済成長、脱炭素の同時実現に不可欠であり、CCS事業への投資を促す支援制度の検討、コスト低減に向けた技術開発、貯留地開発等に取り組む。
- CDRは、残余排出を相殺する手段として必要であり、環境整備、市場の創出、技術開発の加速に向けて取り組んでいく。

7. 重要鉱物の確保

- 銅やレアメタル等の重要鉱物は、国民生活および経済活動を支える重要な資源であり、DXやGXの進展や、それに伴い見込まれる電力需要増加の対応にも不可欠である。
- 鉱種ごとに様々な供給リスクが存在しており、安定的な供給確保に向けて、備蓄の確保に加え、供給源の多角化等に取り組むとともに国産海洋鉱物資源の開発にも取り組む。

先進的CCS事業について

- これまで我が国で進めてきたCCS技術の蓄積を最大限活用し、横展開可能なビジネスモデルを確立すべく、2030年までのCCS事業開始を目指した模範となる先進性のあるプロジェクトに対し、CO2の分離・回収から輸送、貯留までのバリューチェーン全体を一体的に支援。
- 今年度選定した9案件は、石油精製、鉄鋼、化学、紙・パルプ、セメント等の多様な事業分野が参画し、産業が集積する北海道、関東、中部、近畿、瀬戸内、九州等の地域のCO2の排出に対応。本事業を通じて、2030年までにCO2の年間貯留量600～1,200万トンの確保に目途を付けることを目指す。

＜先進的CCS事業で支援する貯留地とCO2排出者＞

- 想定排出エリア
- 想定貯留エリア

船舶輸送

パイプライン輸送

3) 東新潟地域CCS

JAPEX

より、そう、ちから。
東北電力

三菱ガス化学

HOKUETSU

5) 九州西部沖CCS

ENEOS

JX

POWER

8) マレー半島沖南部CCS

MITSUBI & CO.

関西電力
power with heart

COSMO

Energia
中国電力

POWER

九州電力
ずっと先まで、明るくしたい。

UBE三菱セメント
MUCC Mitsubishi UBE Cement Corporation

RESONAC

マレーシアへ輸送・貯留

2) 日本海側東北地方CCS

ITOCHU

NIPPON STEEL

太平洋セメント

INPEX

三菱重工

大成建設

7) サラワク沖CCS

JAPEX

JGC

K"K" LINE
KAWASAKI KISEN KAISHA, LTD.

PETRONAS

JFE

三菱ガス化学

Energia
中国電力

MITSUBISHI CHEMICAL GROUP
三菱ケミカル株式会社

NGL
NIPPON GAS LINE

マレーシアへ輸送・貯留

9) 大洋州CCS

三菱商事

NIPPON STEEL

ExxonMobil

MITSUBISHI CHEMICAL GROUP
三菱ケミカル株式会社

三菱商事クリーンエナジー株式会社

大洋州へ輸送・貯留

6) マレー半島沖北部CCS

三菱商事

ENEOS

JX

PETRONAS

日本触媒

JFE

COSMO

マレーシアへ輸送・貯留

※ 提示のエリアはイメージであり、正確な位置を示すものではありません。

1) 苫小牧地域CCS

JAPEX

idemitsu

ほくてん

4) 首都圏CCS

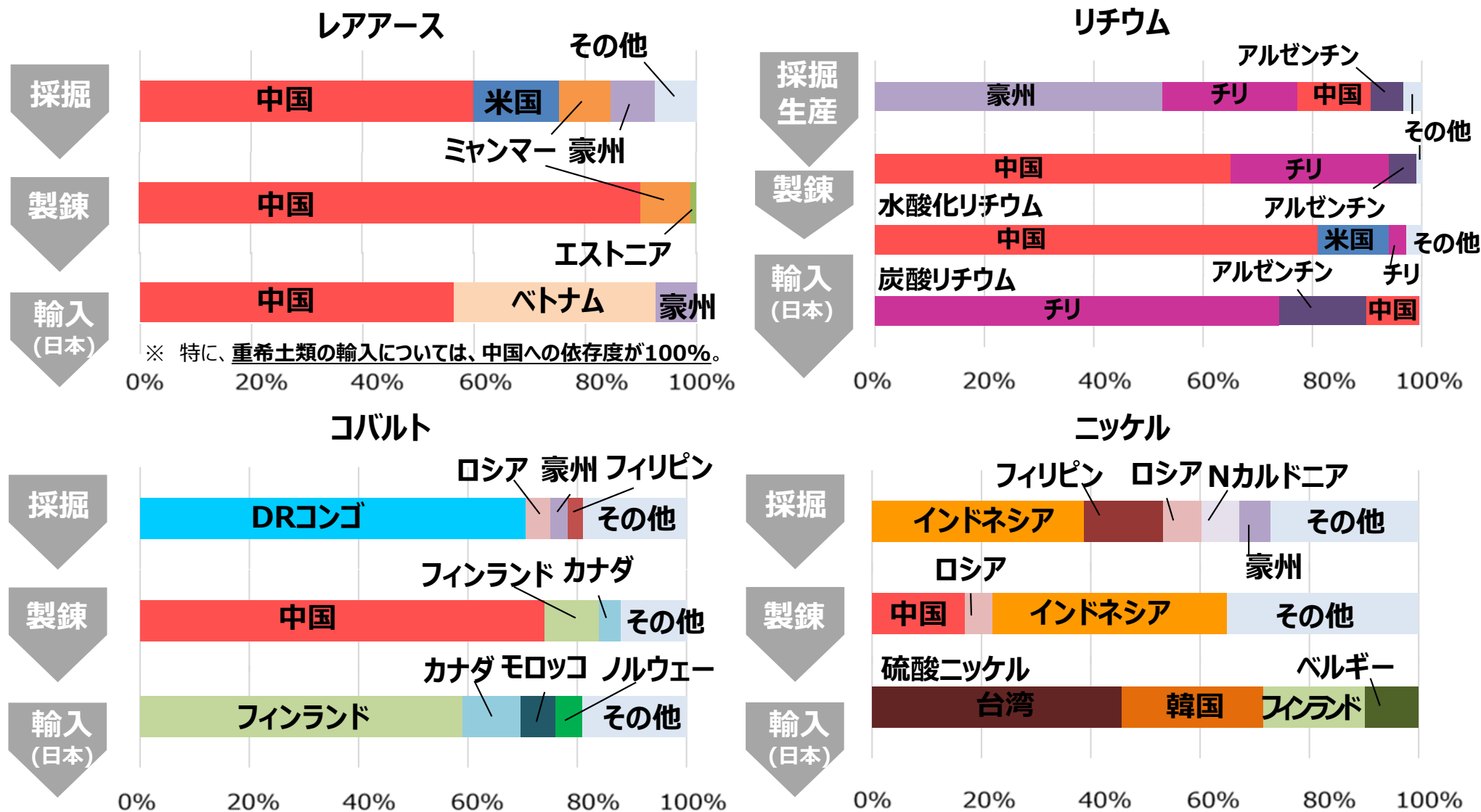
INPEX

NIPPON STEEL

関東天然瓦斯開発株式会社
Kanto Natural Gas Development Co., Ltd.

脱炭素化に伴う重要鉱物のサプライチェーンリスク

- レアアースやリチウムといった重要鉱物は、特定の国へ過度に依存している状況。こうした現状を踏まえると、重要鉱物の供給源の多角化を含めた安定供給確保に向けた取組は重要。



主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

8. エネルギーシステム改革

- システム改革は、安定供給の確保、料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を狙いとして進めてきており、これまでの取組を検証しながら更なる取組を進める必要がある。
- 特に、電力システム改革について、電力広域融通の仕組みの構築や小売自由化による価格の抑制、事業機会の創出といった点で、一定の進捗があった一方、DXやGXの進展に伴い電力需要増加が見込まれる中での供給力の確保や、燃料価格の急騰等による電気料金の高騰といった課題に直面している。
- こうした事態に対応するべく、安定供給を大前提に、価格への影響を抑制しつつGX実現の鍵となる電力システムの脱炭素化を進めるため、①脱炭素電源投資確保に向けた市場や事業環境、資金調達環境の整備、②電源の効率的活用・大規模需要の立地を見据えた電力ネットワークの構築、③安定的な量・価格での電力供給に向けた制度整備や規律の確保を進めていく。

電力システムが直面する課題と対応方針

- 安定供給、脱炭素化、安定的な価格水準での電気を供給というこれからの電力システムが目指すべき方向性を踏まえて、課題は相互に関連することを考慮しつつ、持続的な発展を目指す電力システムの構築を目指す。

現状・課題

- ・DX進展等による電力需要増大見込みの中、脱炭素電源投資の過小投資が懸念
- ・稼働率が下がる火力中心に供給力が低下し、予備力の確保が課題
- ・燃料の長期契約減少に伴う変動リスクが顕在化

- ・GXやDXの推進に資する産業に対して、迅速かつ確実に電力供給を行うため、送配電設備の計画的な整備が不可欠
- ・一方、施工力やファイナンス面の制約により、迅速な整備に向けた課題が顕在化
- ・再エネ大量導入による必要な調整力の増加へ対応するための需給運用効率化

- ・需要家の脱炭素電源ニーズの高まる中での供給力確保
- ・市場（燃料）価格の高騰に伴う小売事業者の撤退による混乱、電気料金の急激な高騰／国費投入を踏まえ、これらの影響緩和に向けた対応が不可欠

今後の対応方針

安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

- 脱炭素電源への投資の予見性を高めるため、事業期間中の市場環境の変化等に対応できる事業環境及び資金調達・供給環境を整備
- 火力の発電量(kWh)を減らしつつ必要な発電容量(kW)を維持・確保、非効率石炭火力フェードアウトと火力のゼロエミ化を推進
- 安定供給に必要となる燃料の確保に向けた対応を検討

電源の効率的な活用に向けた系統整備・立地誘導と柔軟な需給運用の仕組構築

- GX産業立地政策と連動した、大規模需要の立地誘導を見据えた先行的・計画的な系統整備の推進や、再エネ大量導入・安定供給強化に向けた広域及び地内系統の整備加速化（機動的な投資を促す仕組みや資金調達環境の整備）
- 短期の需給運用を効率的に行う同時市場の導入へ向けた検討

市場を通じた、安定的な価格での需要家への供給に向けた小売事業の環境整備

- 小売事業者の創意工夫・競争を促すため、需要家主導の長期PPAや既存の市場の拡充・再整備を通じた供給力の長期取引等を促進
- 安定供給確保や料金の変動幅の抑制、需要家保護等の観点を踏まえ、供給力確保の在り方等の小売事業者に求める規律等を再整理

主なポイント

V. 2040年に向けた政策の方向性

9. 国際協力と国際協調

- 世界各国で脱炭素化に向けた動きが加速する一方、ロシアによるウクライナ侵略や中東情勢の緊迫化などの地政学リスクの高まりを受けてエネルギー安全保障の確保の重要性が高まっている。
- こうした中で、化石資源に乏しい我が国としては、世界のエネルギー情勢等を注視しつつ、包括的資源外交を含む二国間・多国間の様々な枠組みを活用した国際協力を通じて、エネルギー安全保障の確保を、経済成長及び脱炭素化と同時実現する形で進めていく。
- 特に、東南アジアは、我が国と同様、電力の大宗を火力に依存し、また経済に占める製造業の役割が大きく、脱炭素化に向けて共通の課題を抱えている。こうした中で、AZECの枠組みを通じて、各国の事情に応じた多様な道筋による現実的な形でアジアの脱炭素を進め、世界全体の脱炭素化に貢献していく。

アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）の意義

- AZECは、2022年1月、岸田総理（当時）が、施政方針演説において、**アジア各国が脱炭素化を進めるとの理念を共有し、エネルギーtransitionを進める**ために協力することを目的として提唱。
- ASEANの多くの国は、**電力の大宗を石炭・天然ガスの火力発電に依存し、産業構造の高い割合を製造業が占めるなど日本と同様の課題**。脱炭素化の取組が遅れると、ASEANは**グローバルなビジネス機会を喪失**するおそれ。
- 但し、現下の国際情勢下、**脱炭素化の取組は、経済成長とエネルギー安全保障を両立**する形で進める必要あり。
- したがって、各国の事情に応じた**多様な道筋による現実的な形で、着実にアジアの脱炭素を進めていく**必要がある。この考えの下、AZECの枠組みを通じて、**日本の多様な技術やファイナンスを活用し、世界の脱炭素化に貢献していく**（日本自身の温室効果ガス（GHG）排出量は世界の3%）。

参加国

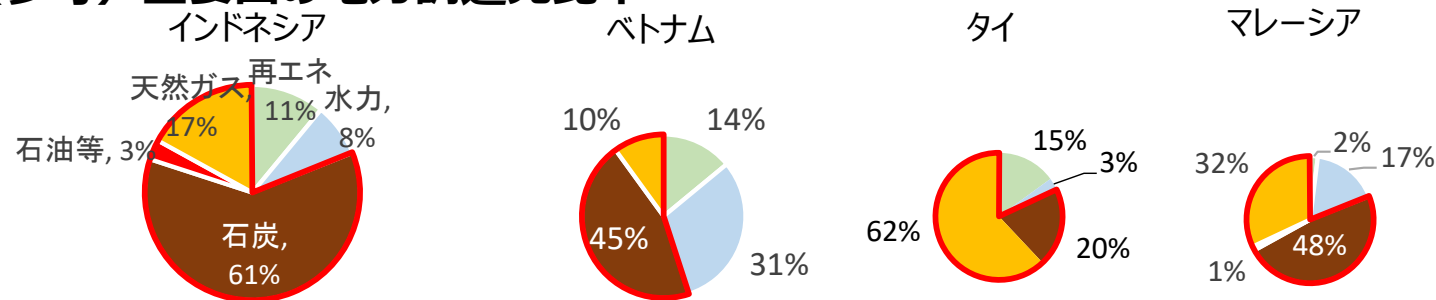


- 首脳会合（2023年12月：東京）と閣僚会合（2023年3月：東京、2024年8月：ジャカルタ）を開催
- エネルギーセクターを中心に、再エネやグリーンアンモニア等の個別プロジェクトを推進
⇒ アジアの産業やエネルギー構造を変えていくための面的なアクションが必要な状況

2024年10月の第2回AZEC首脳会合で今後10年のためのアクションプランを含む共同声明に合意し、新たなフェーズへ

※今後、第3回AZEC閣僚会合をマレーシアで開催予定。

（参考）主要国の電力調達先比率



主なポイント

VII. 国民各層とのコミュニケーション

- エネルギーは、日々の生活に密接に関わるものであり、エネルギー政策について、国民一人一人が当事者意識を持つことが何より重要となる。
- 国民各層の理解促進や双方向のコミュニケーションを充実させていく必要があり、そのためにも政府による情報開示や透明性を確保していく。特に、審議会等を通じた政策立案のプロセスについて、最大限オープンにし、透明性を高めていく。
- エネルギーに対する関心を醸成し、国民理解を深めるには、学校教育の現場でエネルギーに関する基礎的な知識を学習する機会を設けることも重要。また、若者を含む幅広い層とのコミュニケーションを充実させていく。

【目次】

1. エネルギー情勢の変化・議論の背景
2. 第7次エネルギー基本計画案の概要
- 3. 2040年度エネルギーミックスの概要**
4. コスト検証結果の概要

【参考】2040年度におけるエネルギー需給の見通し

● 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示。

		2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)
エネルギー自給率		15.2%	3～4割程度
発電電力量		9854億kWh	1.1～1.2兆kWh程度
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
火力		68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量		3.0億kL	2.6～2.7億kL程度
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)		22.9% ※2022年度実績	73%

(参考) 新たなエネルギー需給見通しでは、2040年度73%削減実現に至る場合に加え、実現に至らないシナリオ（61%削減）も参考値として提示。73%削減に至る場合の2040年度における天然ガスの一次エネルギー供給量は5300～6100万トン程度だが、61%削減シナリオでは7400万トン程度の見通し。 72

最終エネルギー消費・一次エネルギー供給

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
最終エネルギー消費量	3.6億kL	3.1億kL	2.6～2.7億kL程度
産業	1.7億kL	1.4億kL	1.4～1.5億kL程度
業務	0.6億kL	0.5億kL	0.4～0.5億kL程度
家庭	0.5億kL	0.5億kL	0.4～0.5億kL程度
運輸	0.8億kL	0.7億kL	0.3～0.4億kL程度
一次エネルギー供給量	5.4億kL	4.7億kL	4.2～4.4億kL程度
再エネ	0.5億kL	0.7億kL	1.1～1.3億kL程度
原子力	0.0億kL	0.1億kL	0.5億kL程度
水素等	—	—	0.2億kL程度
天然ガス	1.3億kL	1.0億kL	0.8～0.9億kL程度
石油	2.3億kL	1.7億kL	0.9～1.2億kL程度
石炭	1.4億kL	1.2億kL	0.4～0.5億kL程度
エネルギー自給率	6.5%	12.6%	3～4割程度

※ 水素等には、水素、アンモニア、合成燃料、合成メタンを含む。

電力需要・電源構成

		2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
電力需要		0.99兆kWh	0.90兆kWh	0.9～1.1兆kWh程度
	産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
	業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
	家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
	運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
発電電力量		1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1～1.2兆kWh程度
	再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
	太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
	風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
	水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
	地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
	原子力	0.9%	5.6%	2割程度
	火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

エネルギー起源CO₂排出量

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
エネルギー起源CO ₂ 排出量	12.4億tCO ₂	9.6億tCO ₂ (2013年度比▲22%)	3.6～3.7億tCO ₂ 程度 (2013年度比▲70%程度)
産業	4.6億tCO ₂	3.5億tCO ₂	1.8～2.0億tCO ₂ 程度
業務	2.3億tCO ₂	1.8億tCO ₂	0.4～0.5億tCO ₂ 程度
家庭	2.0億tCO ₂	1.6億tCO ₂	0.4～0.6億tCO ₂ 程度
運輸	2.2億tCO ₂	1.9億tCO ₂	0.4～0.8億tCO ₂ 程度
その他転換	1.0億tCO ₂	1.0億tCO ₂	0.1～0.2億tCO ₂ 程度
CO ₂ 回収量	—	—	0.6～1.2億tCO ₂ 程度

【目次】

1. エネルギー情勢の変化・議論の背景
2. 第7次エネルギー基本計画案の概要
3. 2040年度エネルギーミックスの概要
- 4. コスト検証結果の概要**

【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料とするために試算。
- 2. 2023年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。
- 3. 事業者が現実に関電設備を建設する際は、下記の発電コストだけでなく様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断される。

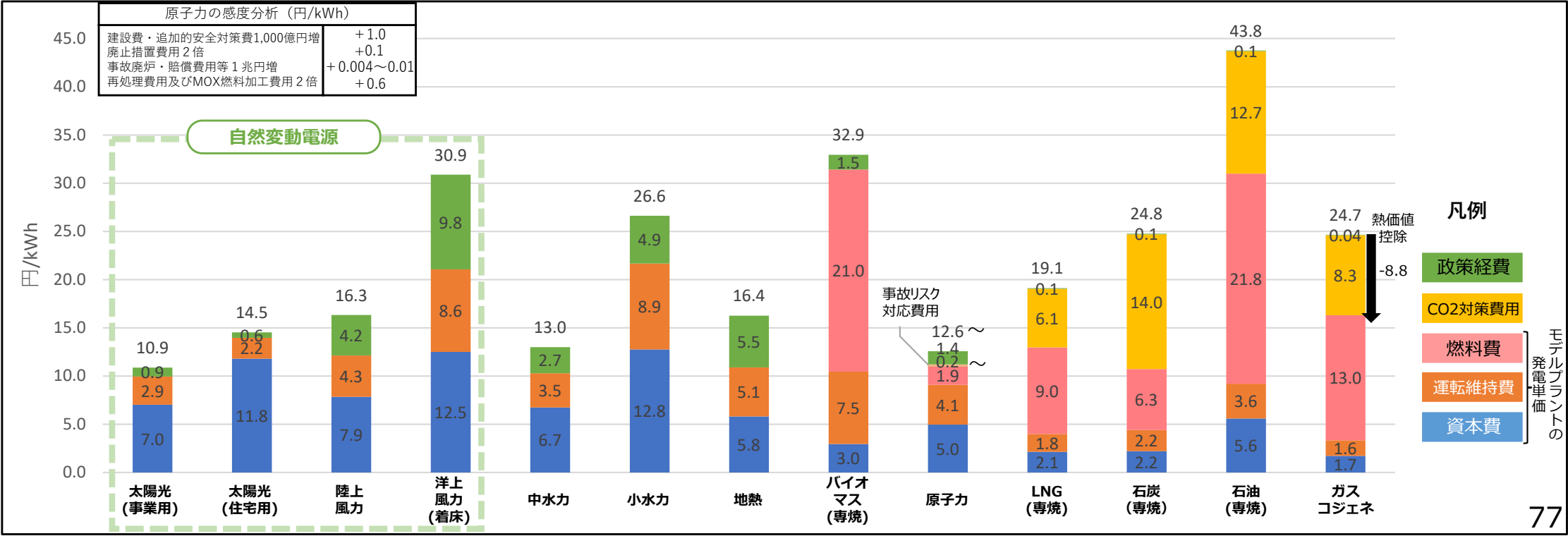
		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	石炭 (専焼)	石油 (専焼)	ガス コジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.1 16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.8 16.9
	政策経費なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8	15.8 16.9
設備利用率稼働年数		18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	30% 25年	54.7% 40年	54.4% 40年	83% 40年	87% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	72.3% 30年

(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ（STEPS）のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。

(注2) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。

(注3) 四捨五入により合計が一致しないことがある。

(注4) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 1.各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料とするために試算。
- 2.2040年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。
- 3.2040年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの試算の前提を変えれば、結果は変わる。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
- 4.事業者が現実^に発電設備を建設する際は、下記の発電コスト^{だけ}でない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断される。

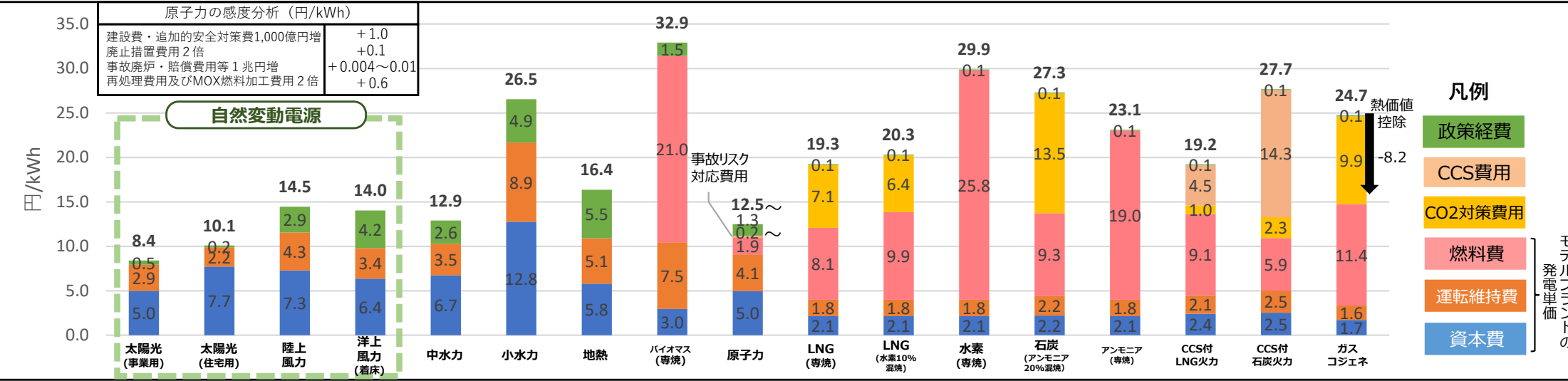
		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上 風力	洋上 風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオ マス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素 10% 混焼)	水素 (専焼)	石炭 (アンモ ニア 20% 混焼)	アンモ ニア (専焼)	CCS付 LNG 火力	CCS付 石炭 火力	ガスコ ジェネ
LCOE (円 /kWh)	政策経 費あり	6.9 8.8	7.8 10.6	12.6 14.5	13.5 14.3	12.9	26.5	16.1 16.8	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.9 22.3	24.4 33.1	21.1 32.0	21.0 27.9	17.1 21.1	26.6 32.3	16.5 17.5
		6.6 8.4	7.6 10.4	10.1 11.6	9.5 10.1			10.9			15.9 20.9	16.8 22.2	24.3 33.0	21.0 31.9	20.9 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	16.4 17.4
	政策経 費なし					10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~								
設備利用率 稼働年数		18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	40.2% 25年	54.7% 40年	54.4% 40年	83% 40年	87% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	72.3% 30年

(注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ(STEPS)とEUの表明公約シナリオ(APS)で幅を取っている。

(注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。

(注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。

(注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。(注5) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。(注5) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。

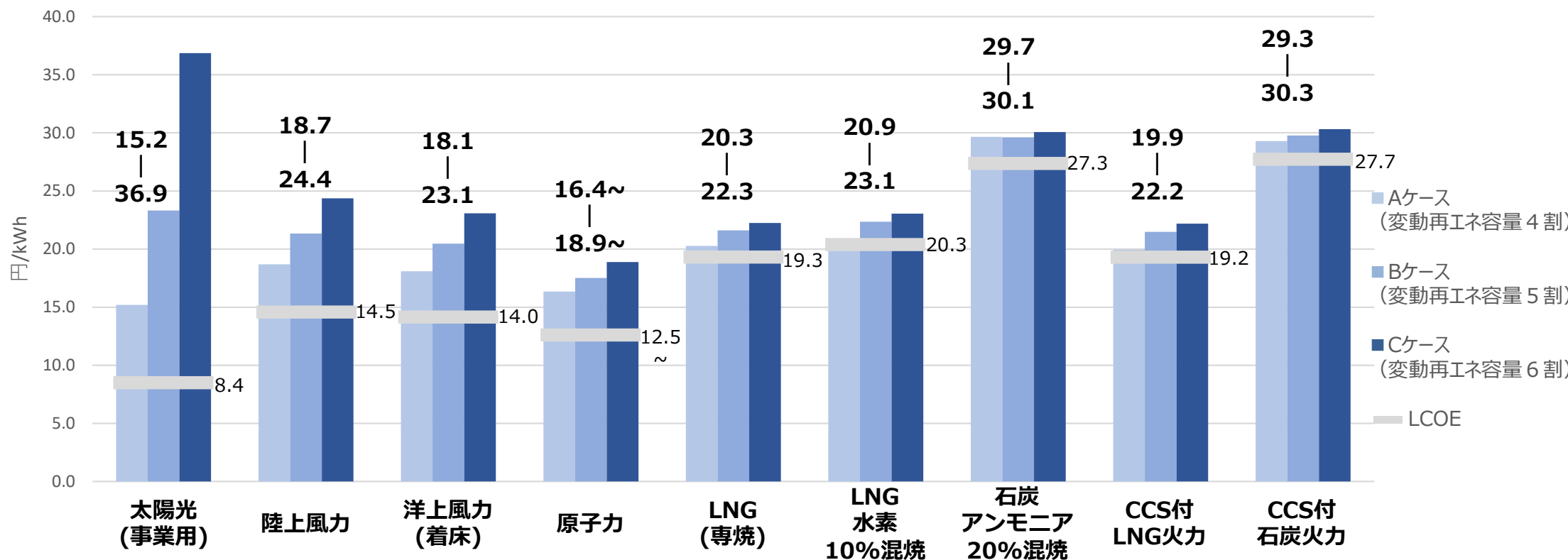


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上であり費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.4円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり21.6~21.7円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要

委員試算を踏まえた検証結果。
政策支援を前提に達成するべき
性能や価格目標とも一致しない。

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。
電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（＝「LCOE」）
②ある電源を追加した場合、電力システム全体に追加で生じるコスト（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト
（■統合コストの一部を考慮した発電コスト）
- 統合コストの一部を考慮した発電コストは、既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコストを計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
- 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの試算の前提を変えれば、結果は変わる。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要あり。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際」に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。

※水素、アンモニアは熱量ベース。

(参考) 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の開催状況

①	5月15日	エネルギーを巡る状況について
②	6月6日	有識者からのヒアリング（電力需要について） ➤ ソフトバンク株式会社、キオクシア株式会社、日本電信電話株式会社、JFEホールディングス株式会社
③	6月17日	有識者からのヒアリング ➤ 一般財団法人日本エネルギー経済研究所、マッキンゼー・アンド・カンパニー・インコーポレイテッド・ジャパン、株式会社三菱UFJ銀行
④	7月8日	脱炭素電源の現状と課題について（再エネ、原子力、電力ネットワークの次世代化等）
⑤	7月23日	安定供給の現状と課題と火力の脱炭素化の在り方について
⑥	8月2日	関係団体からのヒアリング ➤ 日本経済団連合会、経済同友会、日本商工会議所、日本労働組合総連合会、全国消費者団体連絡会
⑦	8月30日	次世代燃料・CCUS・重要鉱物等について 関係団体からのヒアリング ➤ 電気事業連合会、日本ガス協会、石油連盟、全国石油商業組合連合会、再生可能エネルギー長期安定電源推進協会
⑧	9月12日	G Xに向けた取組と省エネ・非化石転換について
⑨	9月26日	関係団体や経営者などからのヒアリング ➤ 日本若者協議会、Climate Youth Japan、日米学生会議、日本気候リーダーズ・パートナーシップ、株式会社EX-Fusion、SPACECOOL株式会社
⑩	10月8日	電力システム改革と最近の動向について
⑪	10月23日	国際エネルギー機関（IEA）からの説明 エネルギーに関する国際動向等について
⑫	12月3日	関係機関からのヒアリング ➤ 国立環境研究所、地球環境産業技術研究機構、地球環境戦略研究機関、デロイトトーマツコンサルティング、日本エネルギー経済研究所、マッキンゼー・アンド・カンパニー・インコーポレイテッド・ジャパン
⑬	12月17日	今後のエネルギー政策に向けた検討（発電コスト検証に関する議論、エネルギー基本計画原案）
⑭	12月25日	今後のエネルギー政策に向けた検討（エネルギー基本計画案、2040年度エネルギーミックス）