

# 第7次エネルギー基本計画のポイント

東京財団政策研究所オンラインシンポジウム  
「2050年カーボンニュートラルに必要な施策  
—第7次エネルギー基本計画をレビューする—」

2025年2月12日

高村ゆかり (東京大学)

Yukari TAKAMURA (The University of Tokyo)

e-mail: [yukari.takamura@ifi.u-tokyo.ac.jp](mailto:yukari.takamura@ifi.u-tokyo.ac.jp)

# エネルギー基本計画改定の位置

- 2024年度(2025年3月まで)中をめどに、エネルギー基本計画、温暖化対策計画を改定する予定
  - 2025年に提出が推奨されている温室効果ガス排出削減目標(NDC)策定
    - 2025年11月に開催されるCOP30の9～12ヶ月前(2025年2月)までに提出することが求められている。2025年には2035年目標。2030年には2040年目標
    - "Encourages Parties to communicate in 2025 a nationally determined contribution with an end date of 2035, in 2030 a nationally determined contribution with an end date of 2040, and so forth every five years thereafter." (決定6/CMA.3(2021年))
  - GX2.0
    - GX国家戦略(GX2040ビジョン)策定
    - カーボンプライシング(2026年度から導入予定の排出量取引制度)
- エネルギー基本計画の改定審議: 2024年5月15日より開始
  - 日本の温室効果ガス排出量の約85%がエネルギー由来の二酸化炭素(CO2)
  - 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において審議
  - 各分野の委員会も並行して開催
- 温暖化対策計画の改定審議: 2024年6月28日より開始
  - 経産省・環境省合同委員会において審議
- パブリックコメントは1月下旬に終了

# エネルギー基本計画案のポイント(1)

- 「脱炭素」を大前提としたエネルギー基本計画。2050年CN、2013年度比2040年度73%削減を前提
  - エネルギー、特に電力の脱炭素化が急務、脱炭素電源の拡大が重要
    - 温暖化目標の達成のためだけでなく、GX政策＝産業政策からの要請(予見可能性の担保)
    - 「十分な脱炭素電源が確保できなかったが故に国内においてデータセンターや半導体工場などの投資機会が失われ、我が国の経済成長や産業競争力強化の機会が失われることは厳に避ける必要があり、大規模な電源投資が必要な時代に突入している。(中略)脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、将来的な電力の安定供給の見通しは不透明となる」
  - これまで減少していた電力需要が増える可能性
  - 「再エネを主力電源として最大限導入」は変わらず＋「特定の電源や燃料源に過度に依存しないバランスのとれた電源構成」
  - 原子力「可能な限り依存度を低減する」からの転換
- 2050年CN目標に向けたバックキャストによる2040年エネルギー見通し
  - 現行の第六次エネルギー基本計画(2021年改定)までと比べた大きな違い
  - 2040年エネルギー見通しを達成する政策・施策の具体化、裏付けを明確化・強化する必要

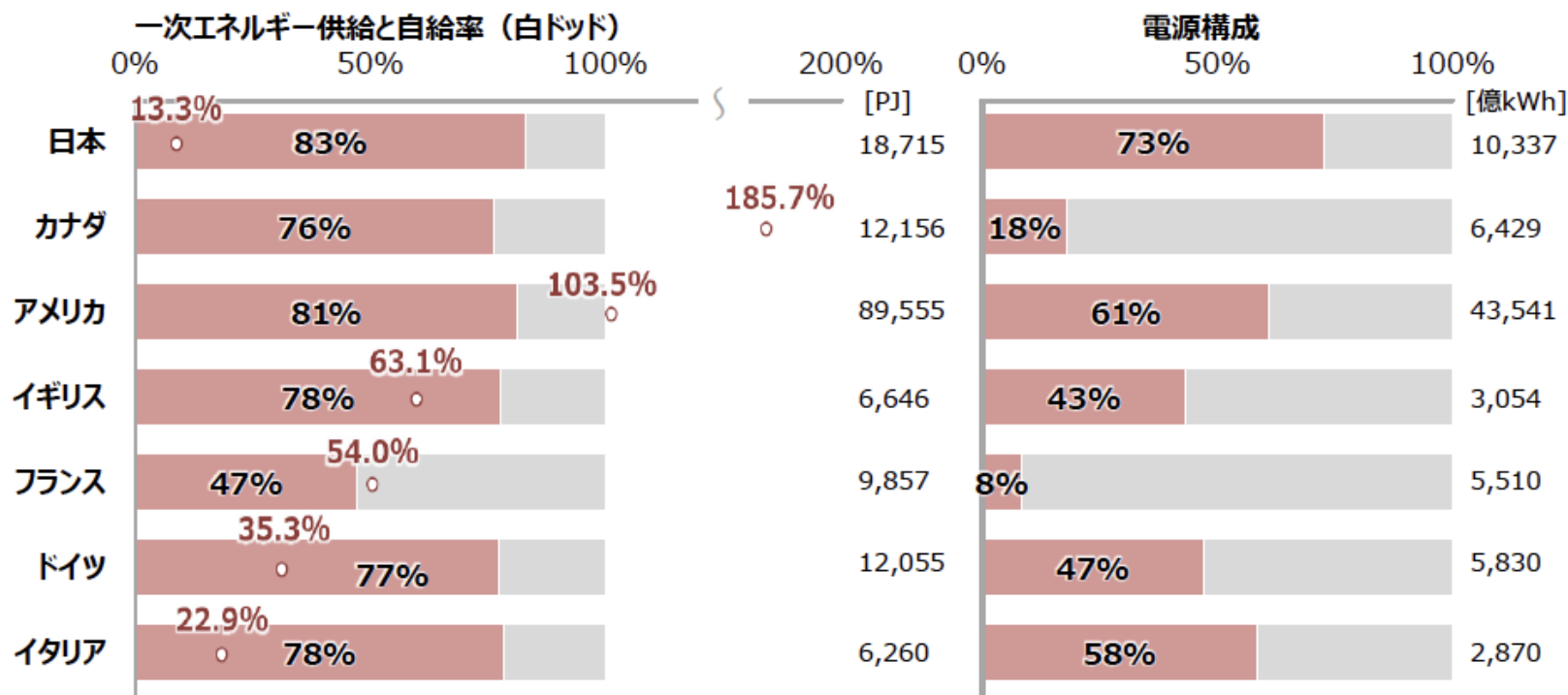
# GX基本方針 (2023年2月閣議決定)

- 「GX実現に向けた基本方針—今後10年を見据えたロードマップ」
  - 「...産業革命以来の化石エネルギー中心の産業構造・社会構造をクリーンエネルギー中心へ転換する、『グリーントランスフォーメーション』(以下「GX」...)は、戦後における産業・エネルギー政策の大転換を意味する。」
  - 「GXを加速させることは、エネルギーの安定供給につながるとともに、我が国経済を再び成長軌道へと戻す起爆剤としての可能性も秘めている。民間部門に蓄積された英知を活用し、世界各国のカーボンニュートラルの実現に貢献するとともに、脱炭素分野で新たな需要・市場を創出し、日本の産業競争力を再び強化することを通じて、経済成長を実現していく必要がある。」
  - 「GXの実現を通して、2030年度の温室効果ガス46%削減や2050年カーボンニュートラルの国際公約の達成を目指すとともに、安定的で安価なエネルギー供給につながるエネルギー需給構造の転換の実現、さらには、我が国の産業構造・社会構造を変革し、将来世代を含む全ての国民が希望を持って暮らせる社会を実現」
  - <https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002.html>

# 化石燃料依存のエネルギー供給

- 一次エネルギー供給の**83%**を輸入化石燃料に依存。G7では依存度は最大。エネルギー自給率は最低水準（**13.3%**）
- 電源構成の**7割超**を輸入化石燃料に依存。G7では最も高い水準

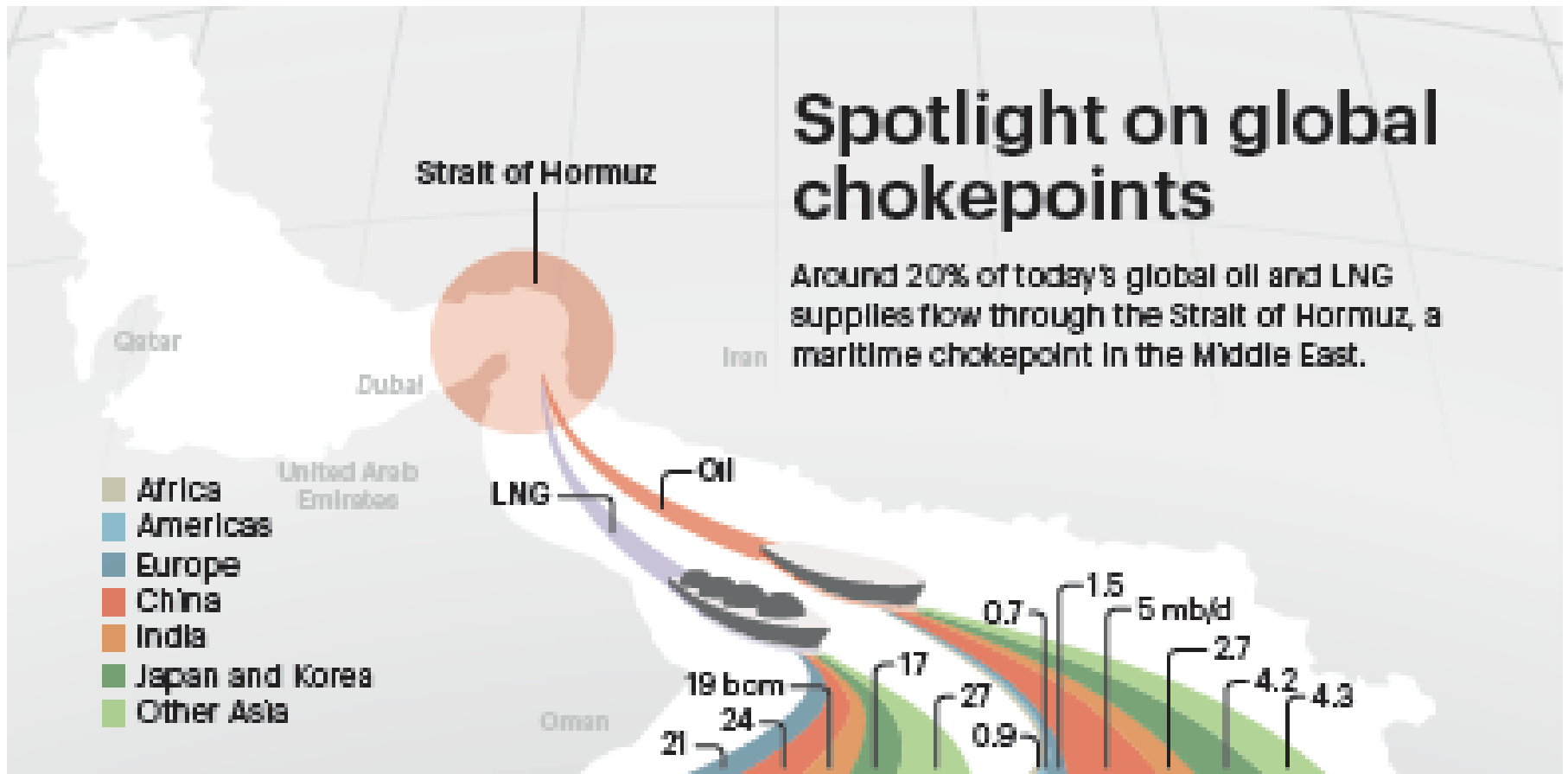
一次エネルギー供給・電源構成に占める化石エネルギー比率（2021年\*）



(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。

# ホルムズ海峡のリスク

世界の石油とLNGの供給の約20%がホルムズ海峡を通過

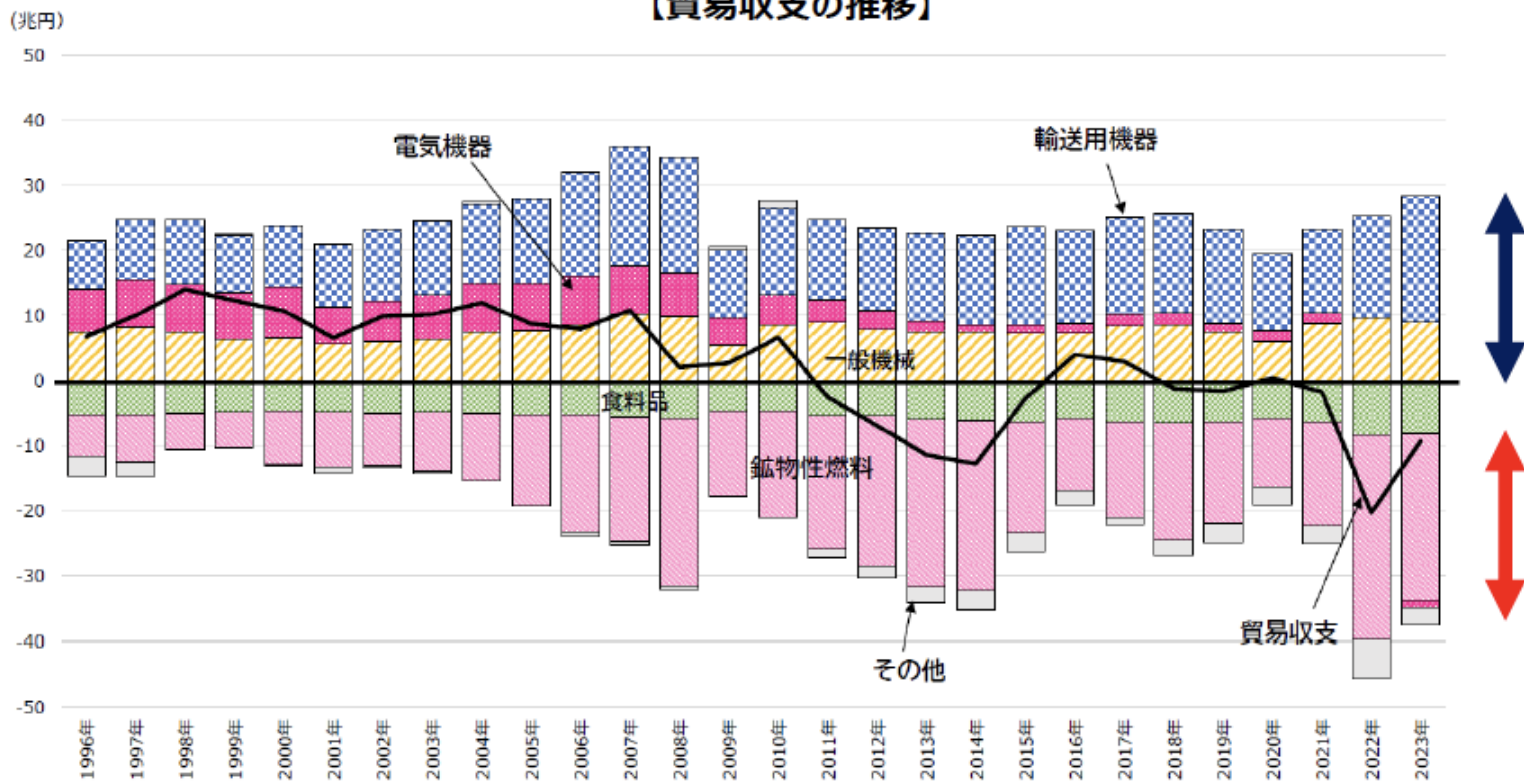


出典：IEA、2024年

# 貿易収支への影響

- 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如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。

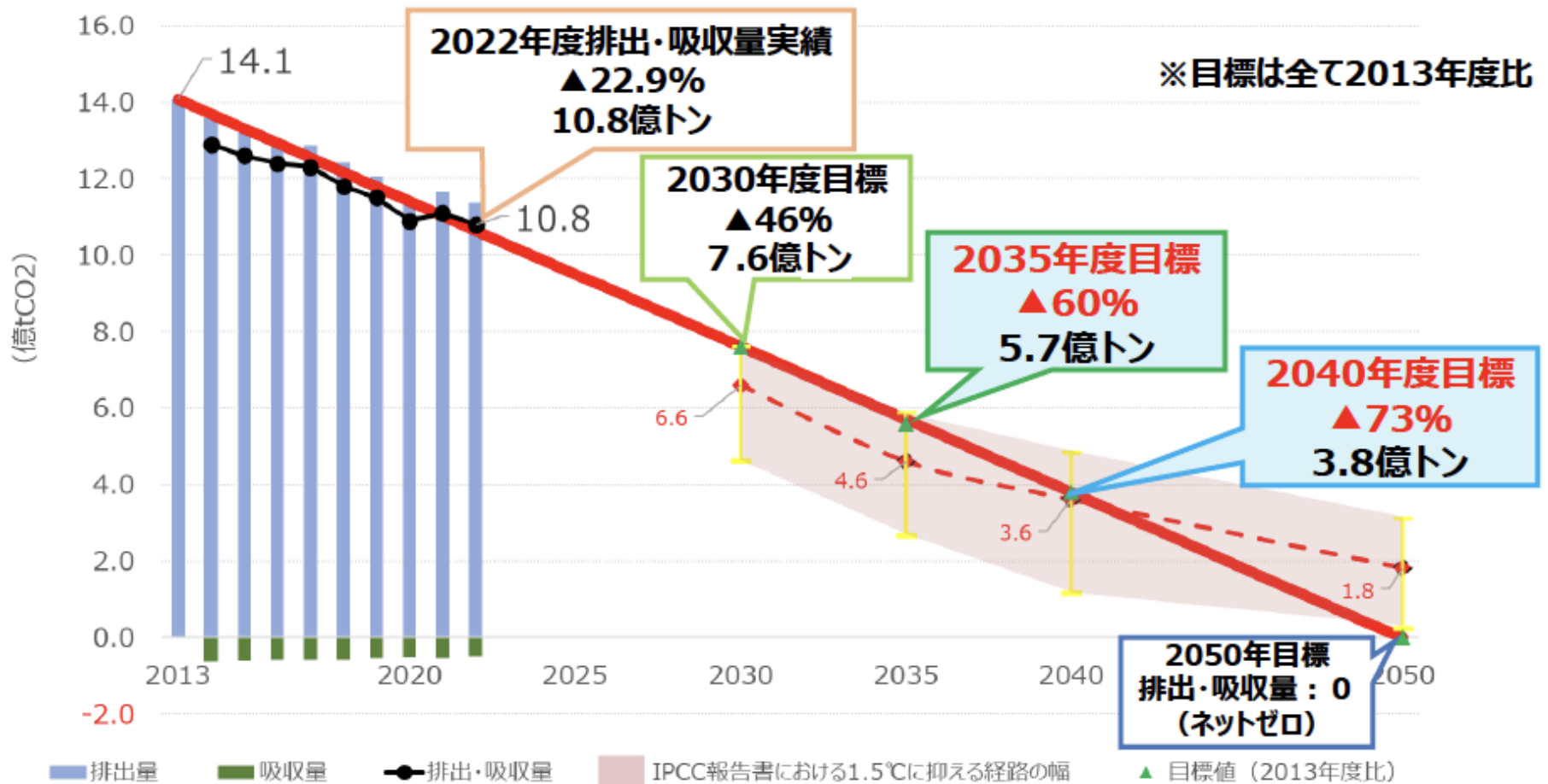
【貿易収支の推移】



(出所) 国際収支から見た日本経済の課題と処方箋 第1回会合資料(財務省)に太印付記

出典：資源エネルギー庁、2024年

# 2035年・2040年目標の政府案



出典：地球温暖化対策推進本部（2024年）



※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。

## 【参考】2040年度におけるエネルギー需給の見通し

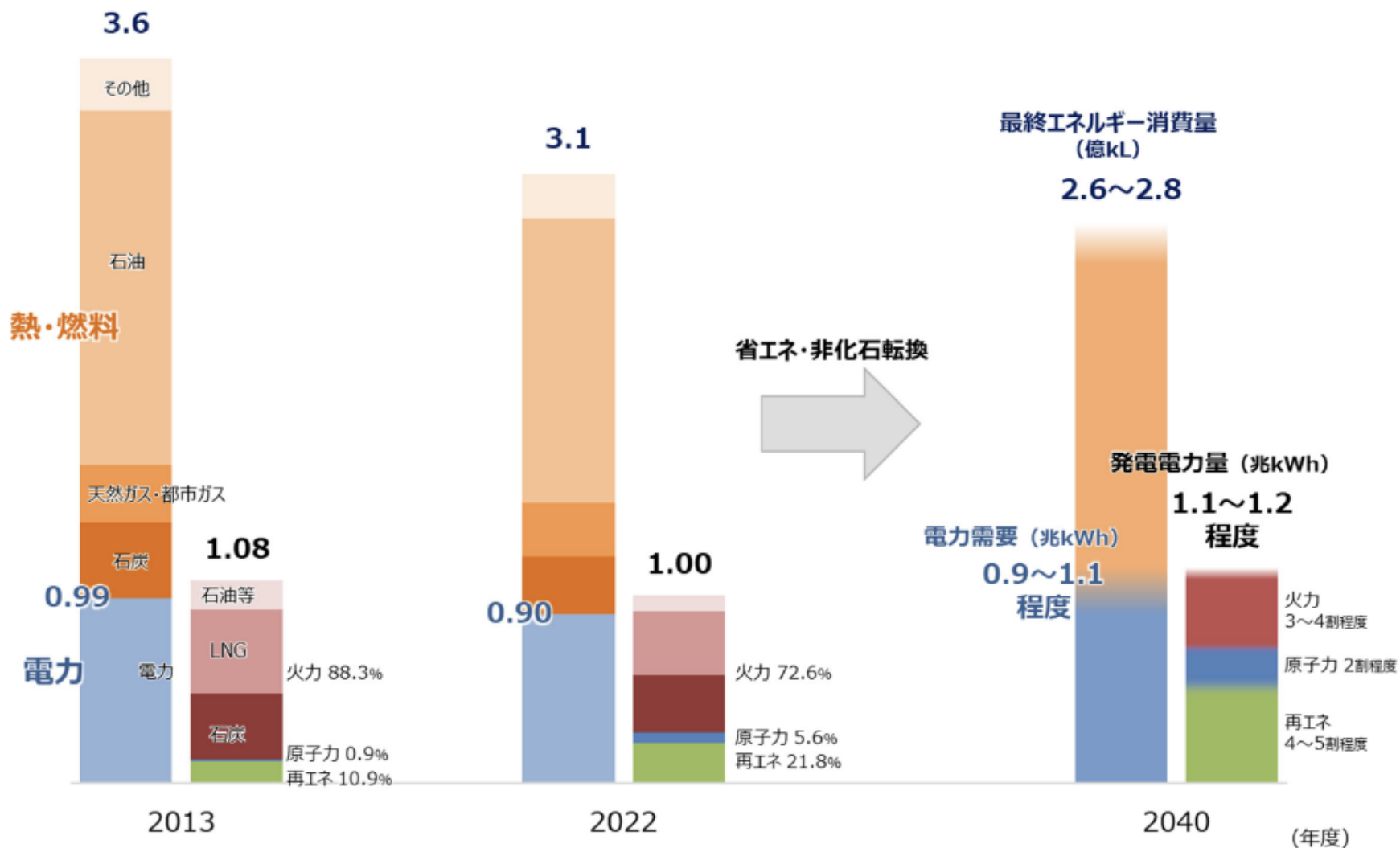
- 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示。

\* 新たなエネルギー需給見通しでは、NDCを実現できた場合に加え、実現できなかったリスクシナリオも参考値として提示。

	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%	22～29%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	2.6～2.8億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% (注)	

出典：資源エネルギー庁、2024年

# 【参考】エネルギー需給の見通し（イメージ） ※数値は暫定値であり、今後変動し得る。



(注) 左のグラフは最終エネルギー消費量、右のグラフは発電電力量であり、送配電損失量と所内電力量を差し引いたものが電力需要。

出典：資源エネルギー庁、2024年

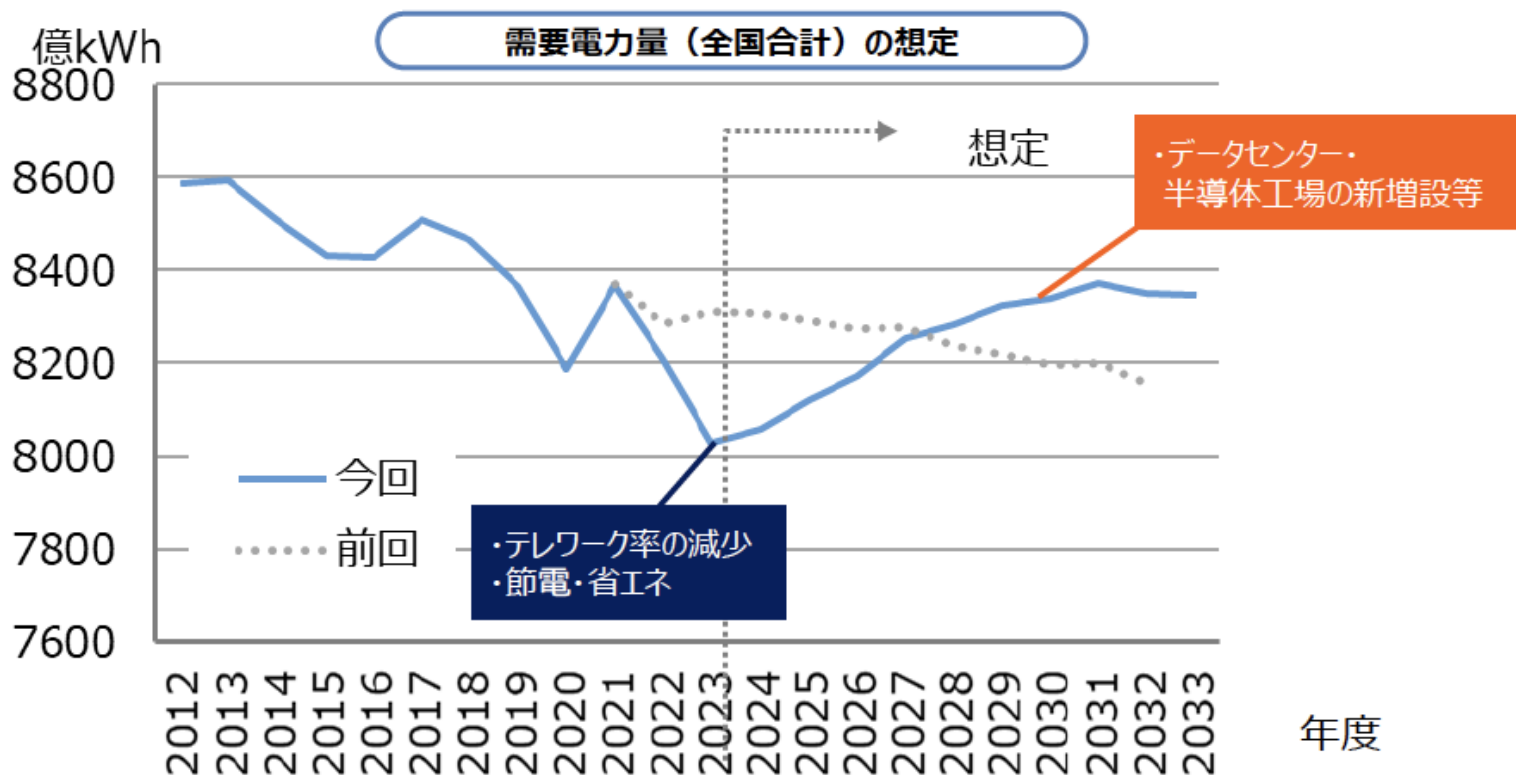
# エネルギー基本計画案のポイント(2)

## エネルギー・電力需要

- エネルギー需要、電力需要の想定、省エネ
  - データセンター、AI利用、半導体製造など電力需要増加の要因
  - 電化、気温上昇による冷房需要の増加が電力需要増に占める割合が大きい
  - 省エネのポテンシャル
    - 技術と経済的合理性の観点から
    - 分散型データ処理、データセンターのDRなど
    - "ワット・ビット連携"
  - 情報技術の展開による産業・社会の効率化
  - 日本においては人口減少、高齢化などの下げ要因
- これらの見通しについてさらなる精査とともに対応が必要
  - 省エネ施策の重要性(情報技術の展開による産業・社会のスマート化を含む)
  - 再エネ拡大のニーズ
    - データセンターによる需要増は速く、特定地域に集中(IEA, 2024)

# 今後10年の電力需要見通し(OCCTO)

- 毎年、電力広域的運営推進機関は、一般送配電事業者から提出された電力需要の想定を取りまとめ公表。
- 本年1月24日に公表された想定では、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、人手不足対応のための省人化、遠隔化に加え、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。

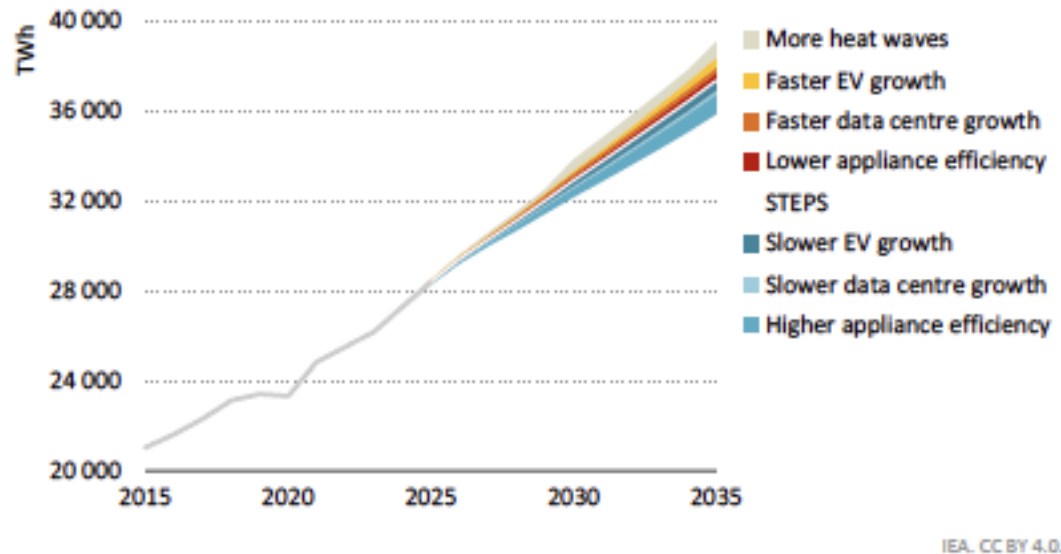


(出典) 電力広域的運営推進機関HP 2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

出典：資源エネルギー庁、2024年

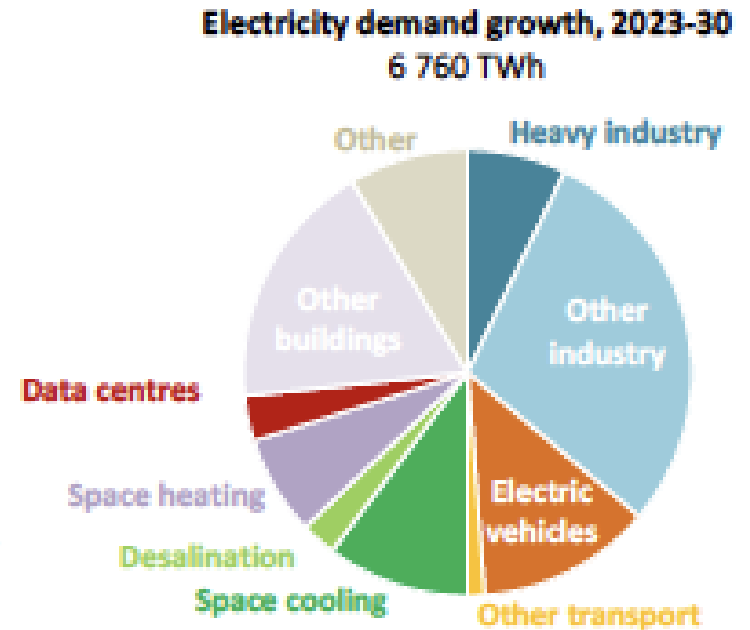
# 現状対策ケースの世界の電力需要

現状対策ケースでは電力需要が大きく増加するが  
データセンターによる需要増大が2030年までの需要増に占める割合は小さい  
熱波による冷房電力需要や電化が占める割合が大きい  
データセンターによる需要増は速く、特定地域に集中



Electricity demand increases strongly in the STEPS, but several plausible uncertainties could push demand growth close to 15% above that of the STEPS level

IEA, CC BY 4.0.

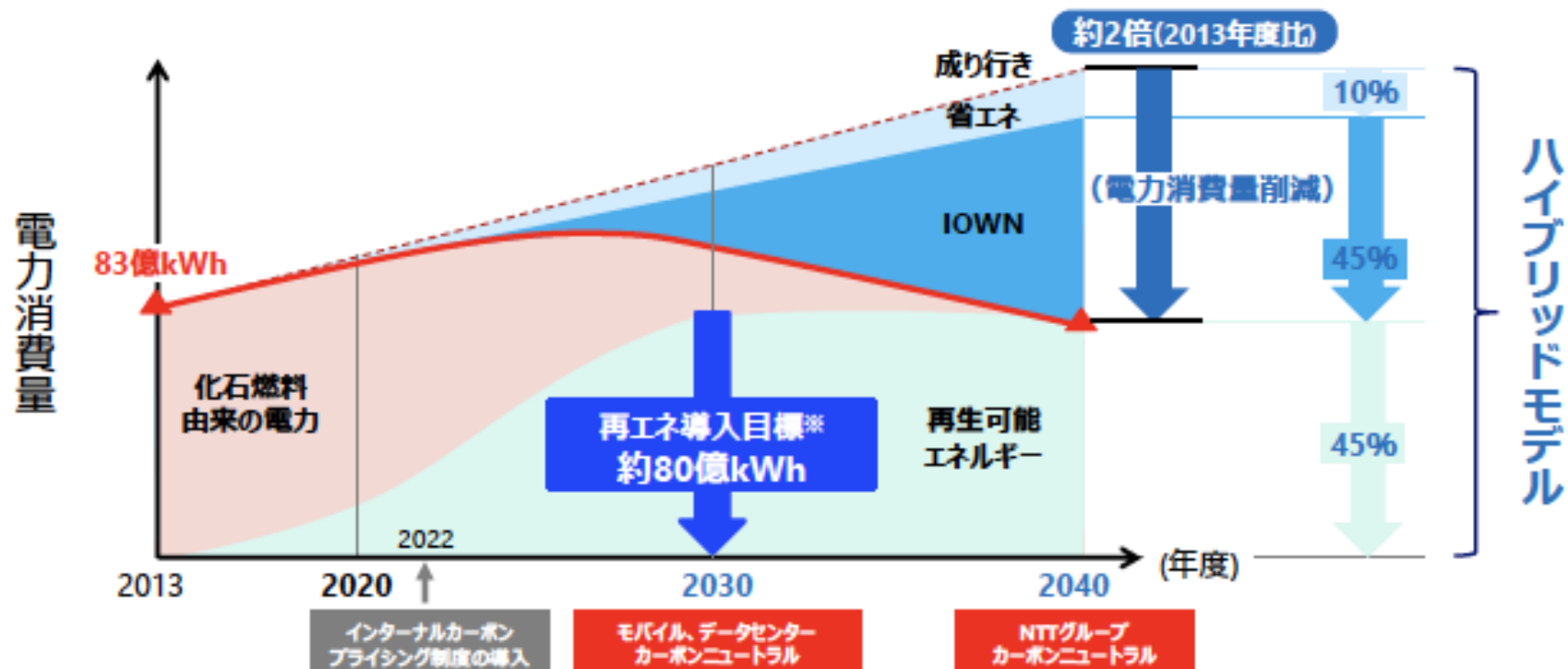


出典：IEA、2024年

# NTTグループ電力消費量の見通し



- IOWN導入により、2040年度、電力消費量の約半分を削減
- 残り半分に再生可能エネルギーを導入し、カーボンニュートラルを実現



※ 非化石証書活用による実質再エネを含む

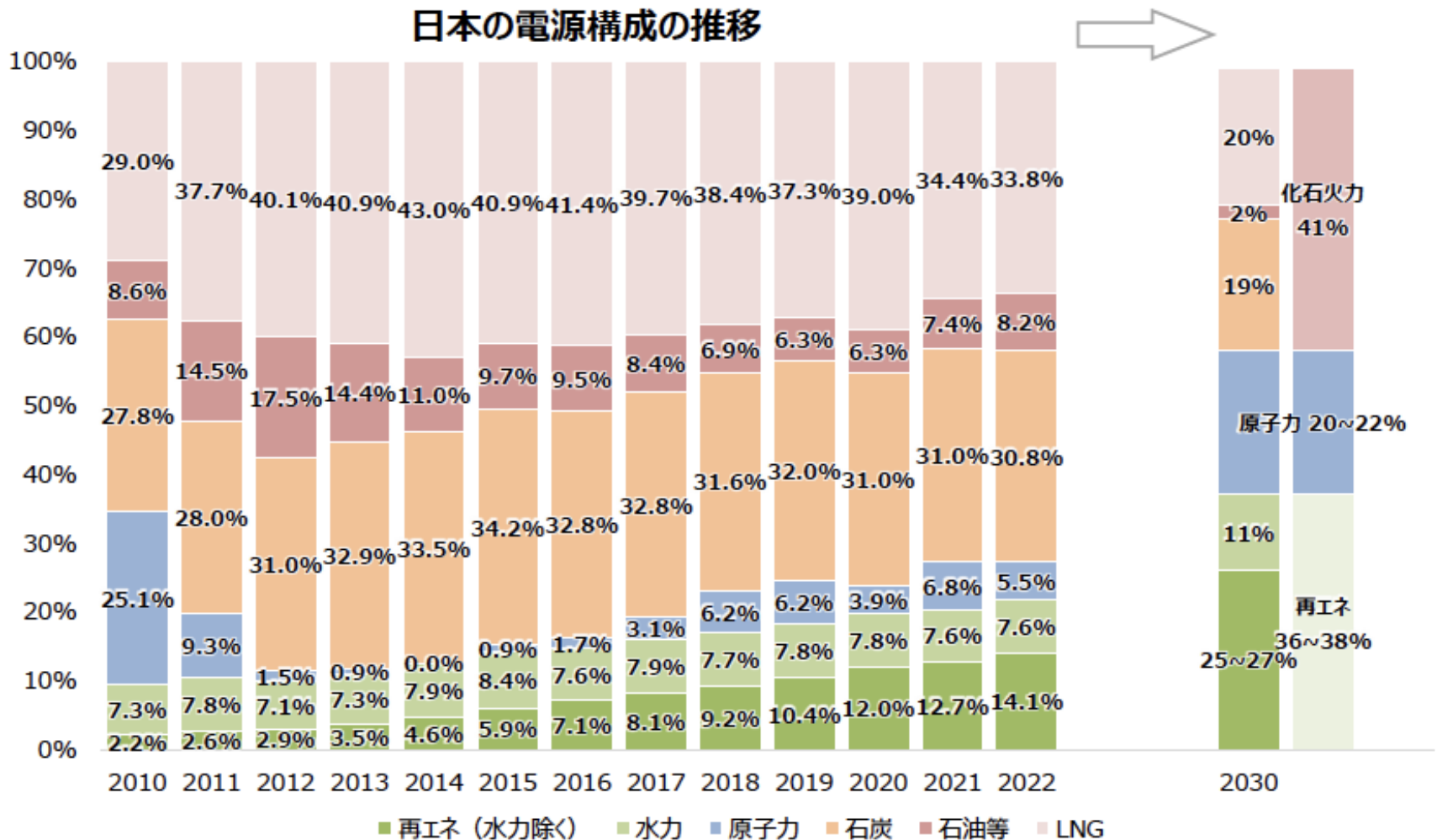
# エネルギー基本計画案のポイント(3)

## 再生可能エネルギー

- 再エネ
  - 電力の脱炭素化、排出削減に貢献
  - 「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」
    - 「再エネ主力電源化」「再エネの最大限導入」は変わらず
    - 「地域との共生」の条件・課題が明確化
  - 2030年に電源構成の36-38%（現行の第六次エネルギー基本計画）から2040年に40-50%
  - 需要家の再エネニーズはさらに高まる
    - サステナビリティ開示、特に気候開示を通じて
    - 取引先からの要請
    - 金融機関、投資家、株主からの要請
  - 「GX産業立地」
  - 近年の導入の鈍化

# 日本の電源構成の推移

脱炭素電源への転換がカギ



出典：総合エネルギー統計（2022年度確報）、2030年度におけるエネルギー需給の見通しをもとに資源エネルギー庁作成



※数値は全て暫定値であり、今後変動し得る。

## 【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。

\* 新たなエネルギー需給見通しでは、NDCを実現できた場合に加え、実現できなかったリスクシナリオも参考値として提示。

	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%	22～29%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	2.6～2.8億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% (注)	

出典：資源エネルギー庁、2024年

# 再エネ導入の推移と2030年ミックス

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再生可能エネルギーの導入は大幅に拡大し、2011年度に10.4%であった再エネ比率は、2023年度は22.9%となっている。

	2011年度	2023年度	2030年ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh	<b>10.4%</b> (1,131億kWh)	<b>22.9%</b> (2,253億kWh)	<b>36-38%</b> (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.8%	14-16%程度
	48億kWh	965億kWh	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	1.1%	5%程度
	47億kWh	105億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.6%	11%程度
	849億kWh	748億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	34億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	4.1%	5%程度
	159億kWh	401億kWh	470億kWh

(出典) 2023年度数値は令和5年度(2023年度)エネルギー需給実績(速報)より引用

出典：資源エネルギー庁、2024年

# 企業の再エネ需要はさらに高まる

- **需要家の再エネニーズ**はさらに高まる
  - サステナビリティ開示、特に気候開示を通じて
    - スコープ3排出量を含む排出量の開示、国際目標や国内目標との関係性も開示
  - 取引先からの要請
  - 金融機関、投資家、株主からの要請
- **再エネの導入、調達ができるかが**、企業にとって、資本市場、取引先からの評価に関わる問題となっている

# 日本企業のRE100 89社(2025年2月)

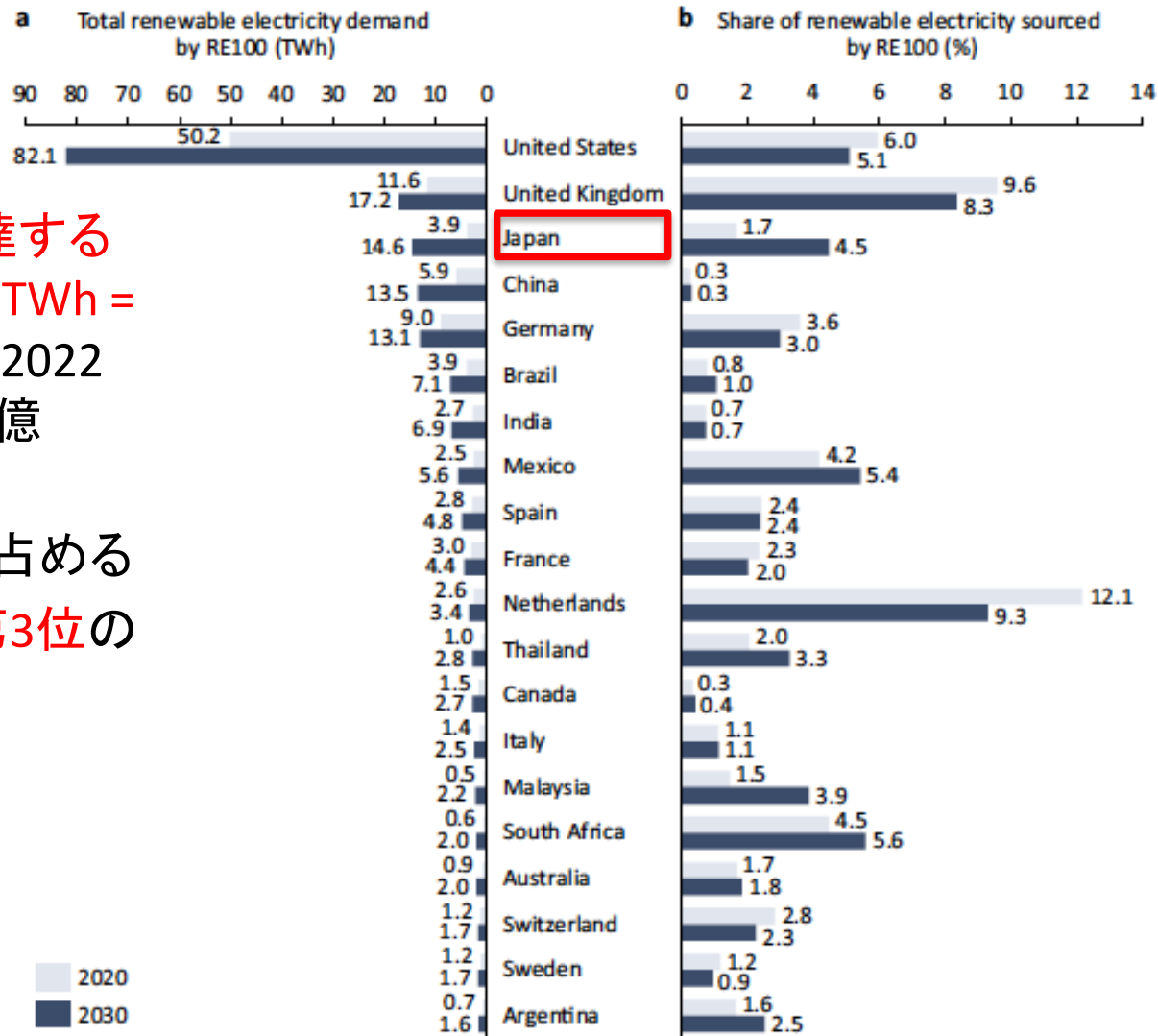
- リコー(2017年4月)
  - 2050年までに再エネ電気100%調達、中間目標として2030年までに少なくとも30%を調達
- 積水ハウス(2017年10月)
  - 2040年までに再エネ電気100%調達、中間目標として2030年までに50%調達
- アスクル(2017年11月)、大和ハウス工業(2040年)(2018年2月)、イオン、ワタミ(2018年3月)、城南信用金庫(2018年5月)、丸井グループ、エンビプロ・ホールディング、富士通(2018年7月)、ソニー(2030年)(2018年9月)、生活協同組合コープさっぽろ、芙蓉総合リース(2018年10月)、戸田建設、大東建託(2040年)(2019年1月)、コニカミノルタ、野村総合研究所(2019年2月)、東急不動産、富士フイルムホールディングス(2019年4月)、アセットマネジメントONE(2019年7月)、第一生命保険、パナソニック(2019年8月)、旭化成ホームズ、高島屋(2019年9月)、フジクラ、東急(2019年10月)、ヒューリック(2025年)、LIXILグループ、安藤ハザマ(2019年11月)、楽天(2019年12月)、三菱地所(2020年1月)、三井不動産(2020年2月)、住友林業(2040年)(2020年3月)、小野薬品工業(2020年6月)、日本ユニシス(2020年7月)、アドバンテスト、味の素、積水化学(2020年8月)、アシックス(2020年9月)、J.フロントリテイリング、アサヒグループホールディングス(2020年10月)、キリンホールディングス(2020年11月)、ダイヤモンドエレクトリックホールディングス、ノーリツ、セブン&アイホールディングス、村田製作所(2020年12月)、いちご(2025年)、熊谷組、ニコン、日清食品ホールディングス(2021年2月)、島津製作所、東急建設(2030年)(2021年3月)、セイコーエプソン、TOTO(2021年4月)、花王(2021年5月)、日本電気(NEC)(2021年6月)、第一三共、セコム、東京建物(2021年7月)、エーザイ、明治ホールディングス、西松建設(2021年9月)、カシオ計算機(2021年12月)、野村不動産ホールディングス、資生堂(2022年2月)、オカムラ(2022年3月)、T&Dホールディングス、ローム、大塚ホールディングス(2022年4月)、インフロンティア・ホールディングス、ジャパンリアルエステイト投資法人(2022年5月)、Zホールディングス(2030年)(2022年6月)、森ビル(2030年)(2022年9月)、浜松ホトニクス(2040年)、日本硝子(2022年10月)、TDK、住友ゴム工業(2022年12月)、HOYA(2040年)(2023年2月)、アルプスアルパイン(2030年)(2023年5月)、プライムライフテクノロジーズ(2023年5月)、KDDI(2030年)(2023年7月)、アマダ(2022年)(2023年8月)、ダイビル(2025年)(2023年10月)、ユニ・チャーム(2030年)(2023年11月)、ソフトバンク(2030年)(2024年2月)、電通グループ(2030年)(2024年3月)、日本生命保険(2040年)、日東電工(2035年)(2024年5月)、サッポロホールディングス(2040年)(2024年11月)

- <https://www.there100.org> 世界で439社

## RE100企業の 2030年再エネ調達量

日本のRE100企業が調達する再エネは、2030年に14.6TWh = 146億kWhとなる見通し(2022年の電力需要は約9000億kWh)

再エネ発電量の4.5%を占める  
米国、英国につぐ世界第3位の  
調達量となる見通し



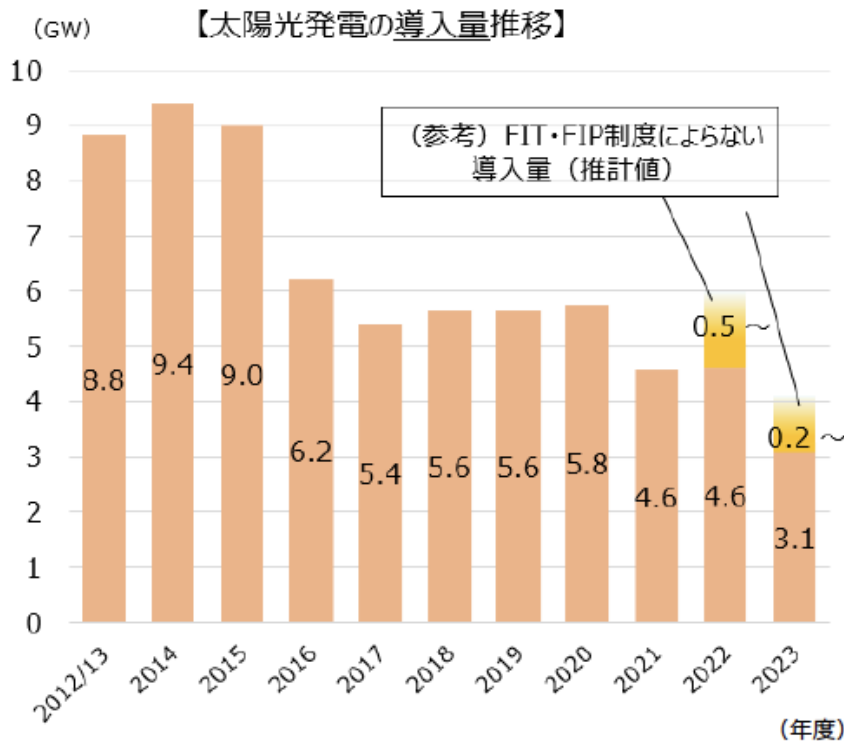
# エネルギー基本計画案のポイント(4)

## 再生可能エネルギー

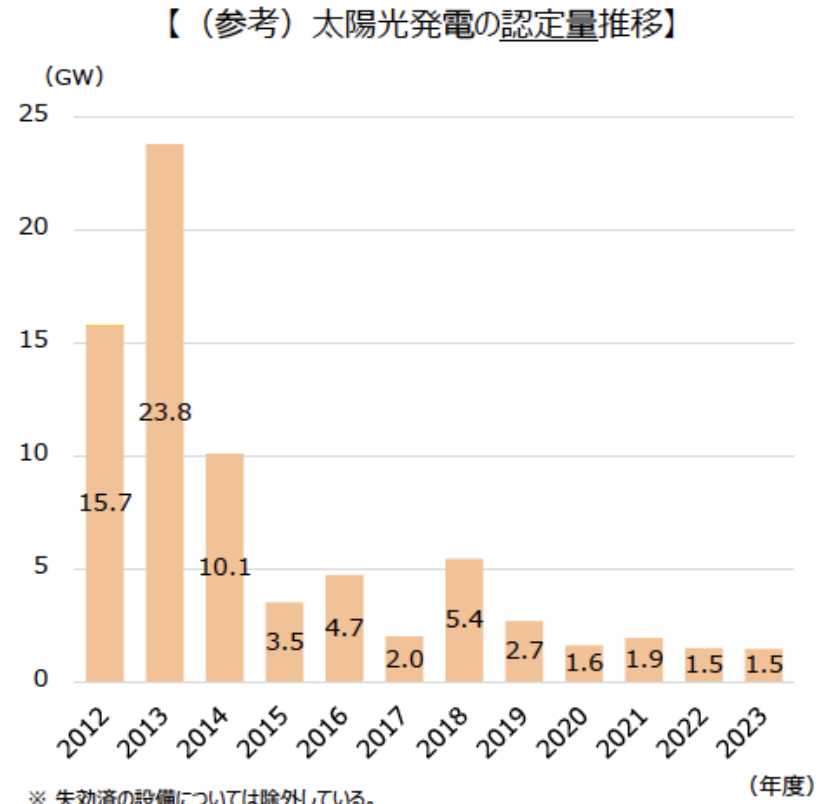
- **太陽光**
  - 建築物一体型。ZEB、ZEHの拡大とともに。エネルギー支払いの低減
  - 営農型太陽光(「太陽光発電活用型農業」)
  - 空港などインフラの活用
  - 公共施設
  - こうした太陽光の導入がもたらすベネフィット(住民・地域への裨益)
  - 次世代型太陽電池の開発・実証・実装: 2040年には約20GWの導入
    - 2025年までに20円/kWh、2030年までに14円/kWh、2040年までに10円~14円/kWh以下に
- **風力のさらなる拡大**
  - 風力の見通し: 2030年の電源構成の5%→2040年の電源構成の4-8%程度
  - 陸上風力: 約10GWがパイプライン(認定未稼働)
  - 落札後の資材・人件費などの上昇。インフレリスク
- **導入拡大のための具体的な施策、制度改善**
  - 系統の整備・拡充
  - 低炭素・脱炭素の調整力。システム(統合)コストの低減
  - 市場のあり方
  - 為替の影響、資材など事業費の高騰。サプライチェーンの内製化
- **カーボンプライシング(炭素の価格付け)**
- **再エネ導入がもたらすプラスの効果が発揮される導入、制度構築**
  - 気候変動対策、エネルギーの自給率向上と安定供給促進、エネルギーコストの低減、貿易収支の改善
  - 需要家の脱炭素のエネルギー、電力のニーズ、企業・産業の競争力強化
  - 地域との共生: 地域共生型/地域裨益型の再エネ導入。規律の強化と導入促進

# 太陽光の導入量の推移

- 系統接続済容量を踏まえて推計したFIT/FIP制度によらない導入量を含めると、太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。



※ 2023年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。  
 ※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。

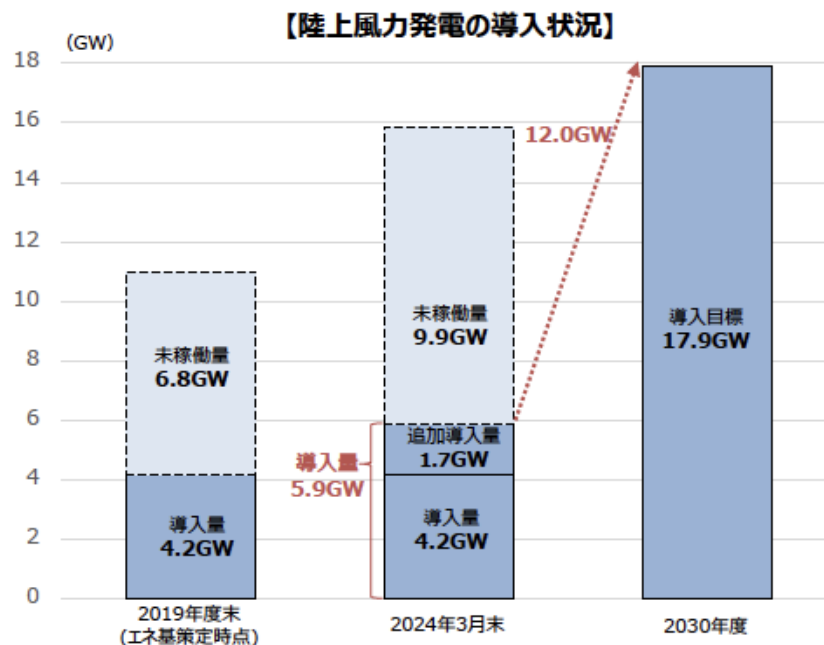
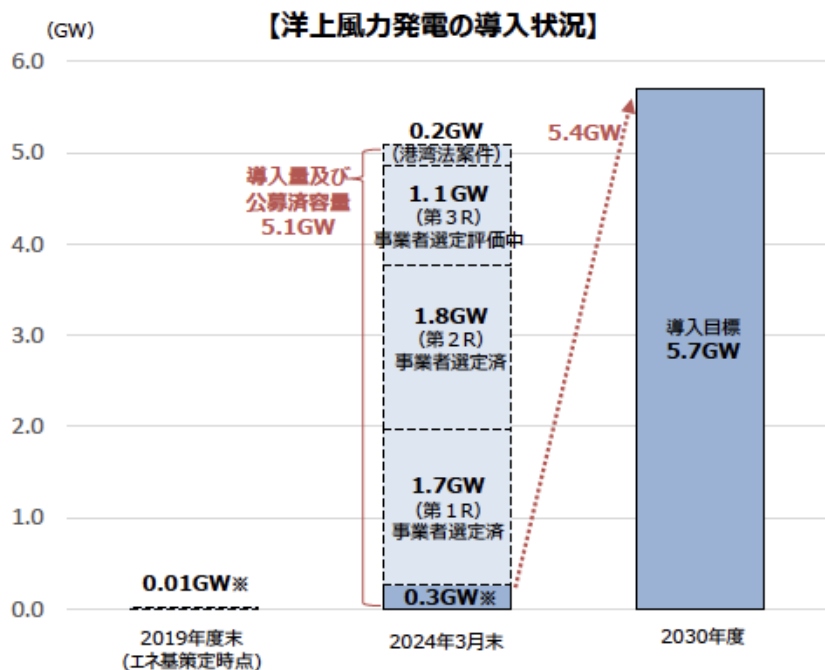


※ 失効済の設備については除外している。



# 風力の導入量の推移

- **洋上風力発電**は、足下では、再エネ海域利用法等に基づき、**着床式洋上風力発電を中心に、これまでに5.1GWの案件が形成**されたほか、**有望区域や準備区域が多数存在**しており、**2030年目標（5.7GW）に向けて取組が進展**している。
- **陸上風力発電**は、**2030年目標（17.9GW）**に対して、**2024年3月末時点の導入量は5.9GW、FIT/FIP認定済未稼働の容量は9.9GW**に達している。



注) 再エネ海域利用法、港湾法等に基づく設備容量等を記載。

※ 導入量については、港湾法等に基づき実施している発電事業で稼働済みの設備容量を記載。

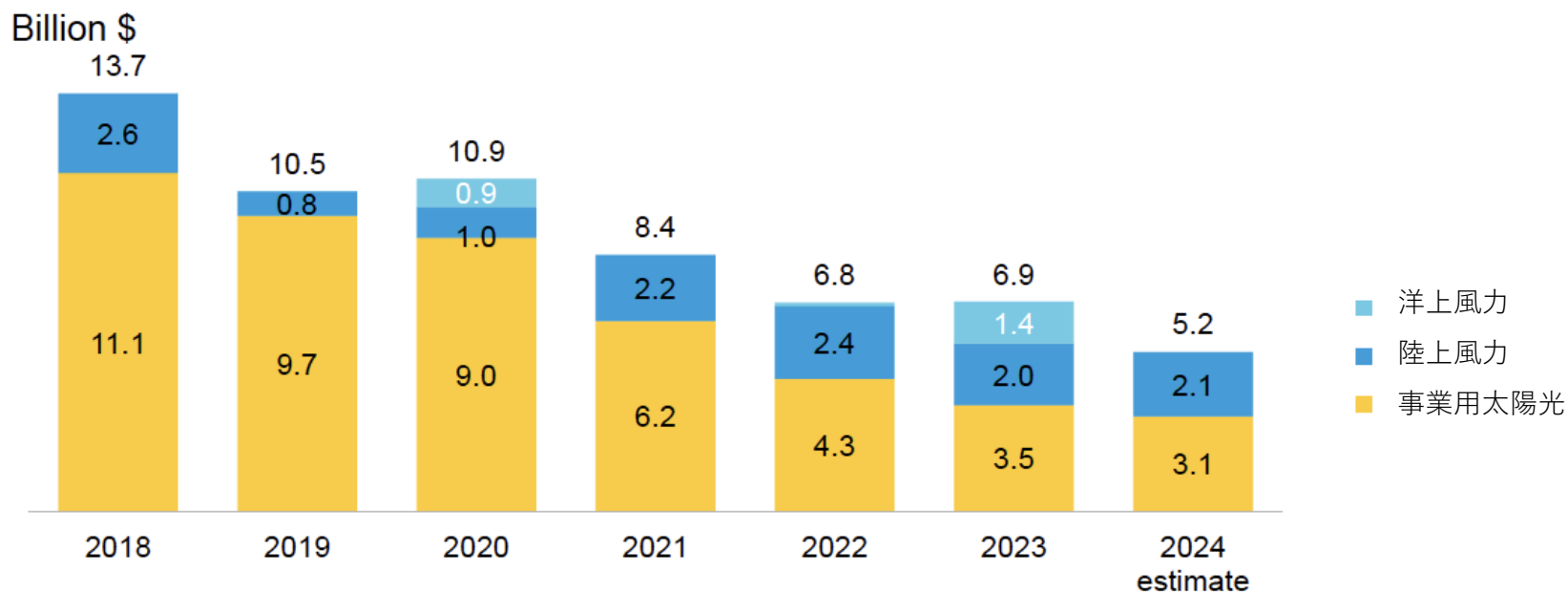
※ 導入量は、FIT前導入量2.6GWを含む。

※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

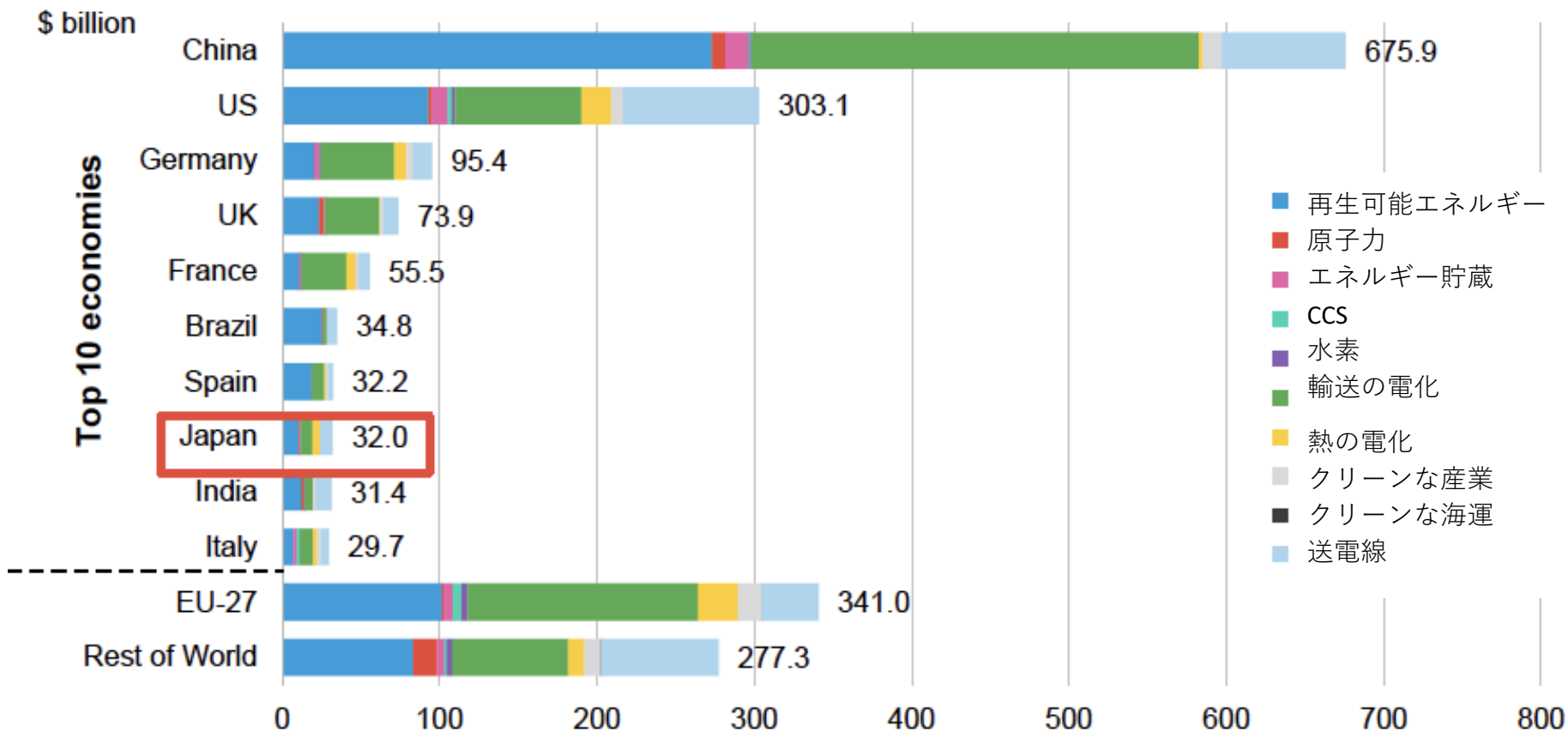
※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。



# 日本の太陽光・風力への投資



# 主要国のエネルギー転換投資



# 【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。

- 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。
- 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）。**
- 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。**

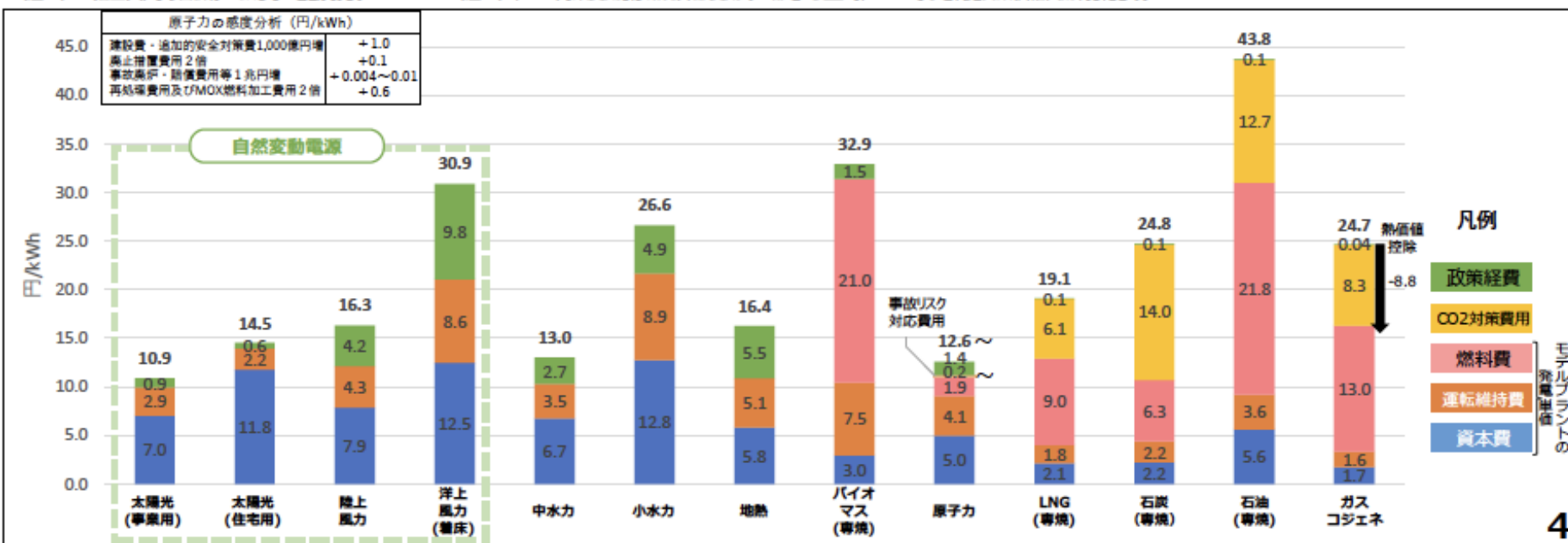
		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジエネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	石炭 (専焼)	石油 (専焼)	ガス コジエネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.1   16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.8   16.9
	政策経費なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8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



出典：資源エネルギー庁、2025年

# 【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。政策支持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、燃料費の見直し、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	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 (離床)	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 (70% 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	7.8	12.6	13.5	12.9	26.5	16.1	32.9	12.5~	16.0	16.9	24.4	21.1	21.0	17.1	26.6	16.5
	政策経 費なし	8.8	10.6	14.5	14.3			16.8			21.0	22.3	33.1	32.0	27.9	21.1	32.3	17.5
	政策経 費あり	6.6	7.6	10.1	9.5	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9	16.8	24.3	21.0	20.9	17.0	26.5	16.4
	政策経 費なし	8.4	10.4	11.6	10.1						20.9	22.2	33.0	31.9	27.8	21.0	32.2	17.4
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	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。

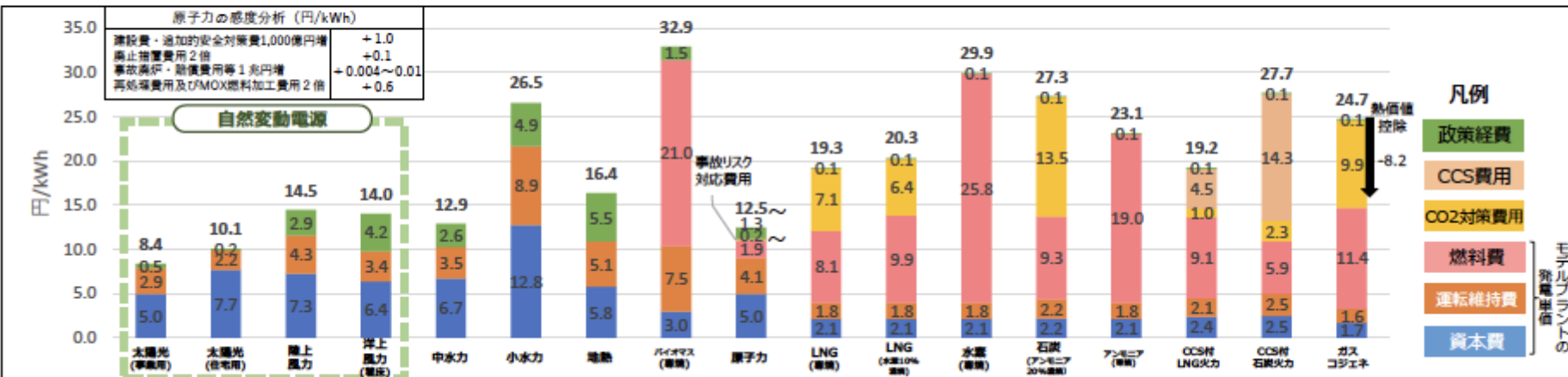
(注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。

(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。

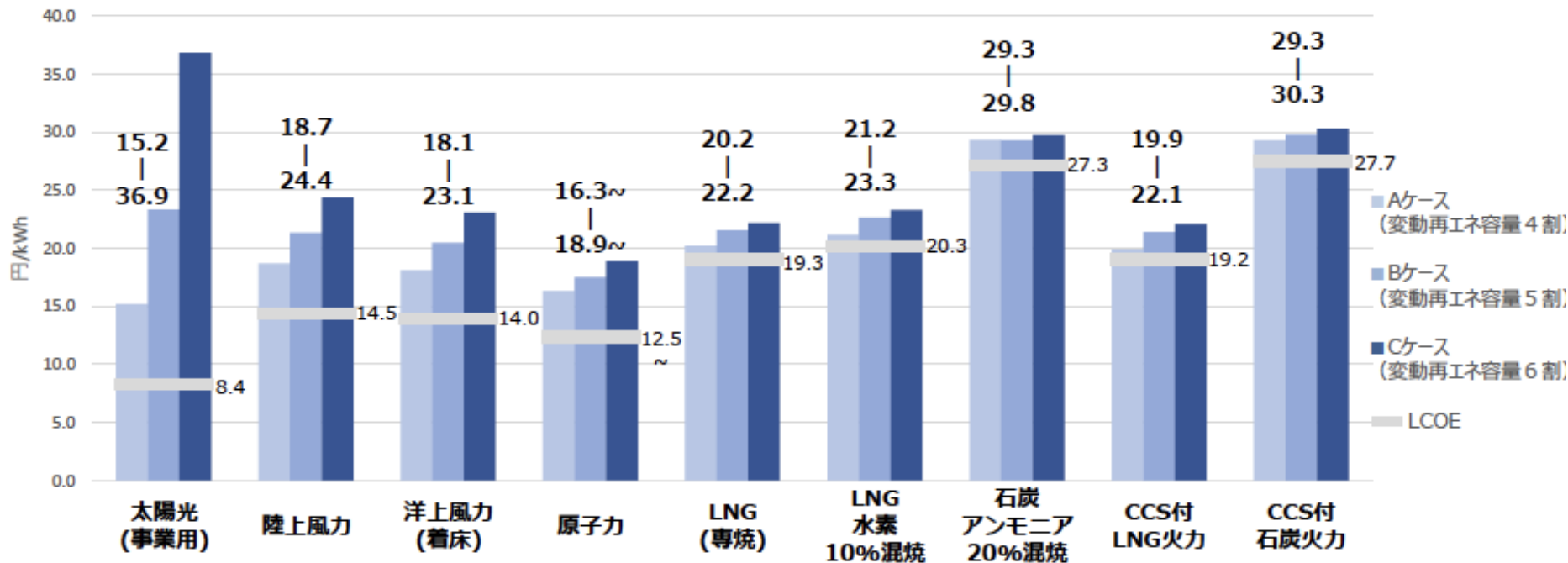
(注5) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



※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

- 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。



# エネルギー基本計画案のポイント(5)

## 火力

- 火力(特に石炭火力)対策
  - 2035年:先進国の電力脱炭素化(IEAのNet zeroシナリオのマイルストーン, G7合意)
  - 2030年NDC(2013年度比46-50%削減)の前提:石炭火力19%、ガス火力20%
  - 電力の70%超が火力。石炭火力はここ10年、電源構成の30%超を占める
  - 再エネの増加分は主にガス火力を減らす
  - 2030年、それを超えて、いかに対策の取られていない火力からの発電量を減らしていくか。特に、対策のとられていない石炭火力の段階的削減・廃止
  - 火力の位置づけは変わる(変わりつつある)
    - 供給力:予備電源
    - 調整力、慣性力
  - カーボンプライシング
  - 供給力を確保しつつエネルギー移行を実現する明確な国の移行計画が必要

# 成長志向型カーボンプライシング構想

■ **今後10年間に150兆円超の官民GX投資を実現**するため、国が総合的な戦略を定め、GX投資を前倒しで取り組むインセンティブを付与する仕組みを創設。

## (1) 「GX経済移行債」を活用した先行投資支援（今後10年間に20兆円規模）

※発行したGX経済移行債については、下記のカーボンプライシングにより、**2050年までに償還**。

## (2) カーボンプライシングによるGX投資先行インセンティブ

- 炭素排出に「**値付け**」することでGX関連製品・事業の収益性を向上させ、投資を促進
- GXに取り組む期間を設けた後、当初低い負担で導入し、徐々に引き上げる方針を予め示す
- エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく中で導入することが基本

### ① 多排出産業等の「**排出量取引制度**」の本格稼働【2026年度～】

+ 発電事業者に「**有償オークション**」（特定事業者負担金）を段階導入【2033年度～】

### ② 「**炭素に対する賦課金**」（化石燃料賦課金）の導入【2028年度～】

※既存の類似制度における整理等を踏まえ、適用除外を含め必要な措置を当分の間講ずることを検討

### ③ 「**GX推進機構**」の創設

※排出量取引の運営、負担金・賦課金の徴収、金融支援等を実施。

## (3) 新たな金融手法の活用

## (4) 国際戦略・公正な移行・中小企業等のGX

→これらの取組は、官民でのGX投資の進捗状況、国際動向や経済への影響なども踏まえて、「GX実行会議」等において進捗評価を定期的の実施し、それを踏まえて必要な見直しを効果的に行う。

# 我が国における排出量取引制度の基本的考え方（案）

- 2026年度より開始する排出量取引制度においては、一定規模以上の排出を行う事業者に対して、毎年度、排出実績と等量の排出枠の償却を求めることを想定。
- 制度を段階的に発展させつつ、その方針を予め示すことで先行的な取組を促進するという成長志向型カーボン・プライシング構想の考え方も踏まえつつ、業種特性やトランジション期の取組等を勘案し、一定の基準に従って算定した排出枠の量を割り当てることを検討（**全量無償割当**）。

## 1. 制度対象者の範囲

- CO2の直接排出量が10万トン以上の法人を対象に、毎年度、排出実績と等量の排出枠の償却を求める。

## 2. 企業に求める削減水準（排出枠の割当量）の決定方法

### 基本的考え方

- 主要な産業分野について業種特性を考慮した基準を設定（生産量あたりの排出量基準(ベンチマーク)等）

### その他考慮事項

- 過度な負担を回避する観点から、以下の事項を勘案。

- ① 制度開始前の排出削減実績
- ② カーボンリーケージリスク
- ③ 足下で削減効果が発現しない研究開発投資の実施状況
- ④ 設備の新增設・廃止等

## 3. 価格安定化措置

- 義務遵守コストの高騰を回避する観点から、排出枠の上限価格を設定。
- また、市場価格が下限を下回って低迷する場合には、排出枠の流通量を調整するための措置を講じる。

## 4. 義務不履行時の扱い

- 制度の実効性・公平性の観点から、償却義務を履行しない場合、調達不足量に応じた金銭の支払いを求める。<sup>1)</sup>



# エネルギー基本計画案のポイント(6)

- 原子力

- 運転時には二酸化炭素を排出しない/少ない低炭素電源技術
- 廃棄物問題
- 新設・建て替えの場合の工期
- 発電コスト
- 停止時の脱炭素の調整力

- 発電コスト

- システム(統合)の脱炭素化とコスト低減
- 系統の広域運用、蓄電池(EVの利用も)、揚水、バイオマス発電、DRなど

- 熱など電力以外

- 高効率の技術の拡大
- ゼロコスト/マイナスコストの余剰再エネを利用した水素などの製造

- 脱炭素の柔軟性のある電力システム、エネルギーシステム構築のための制度・システム整備

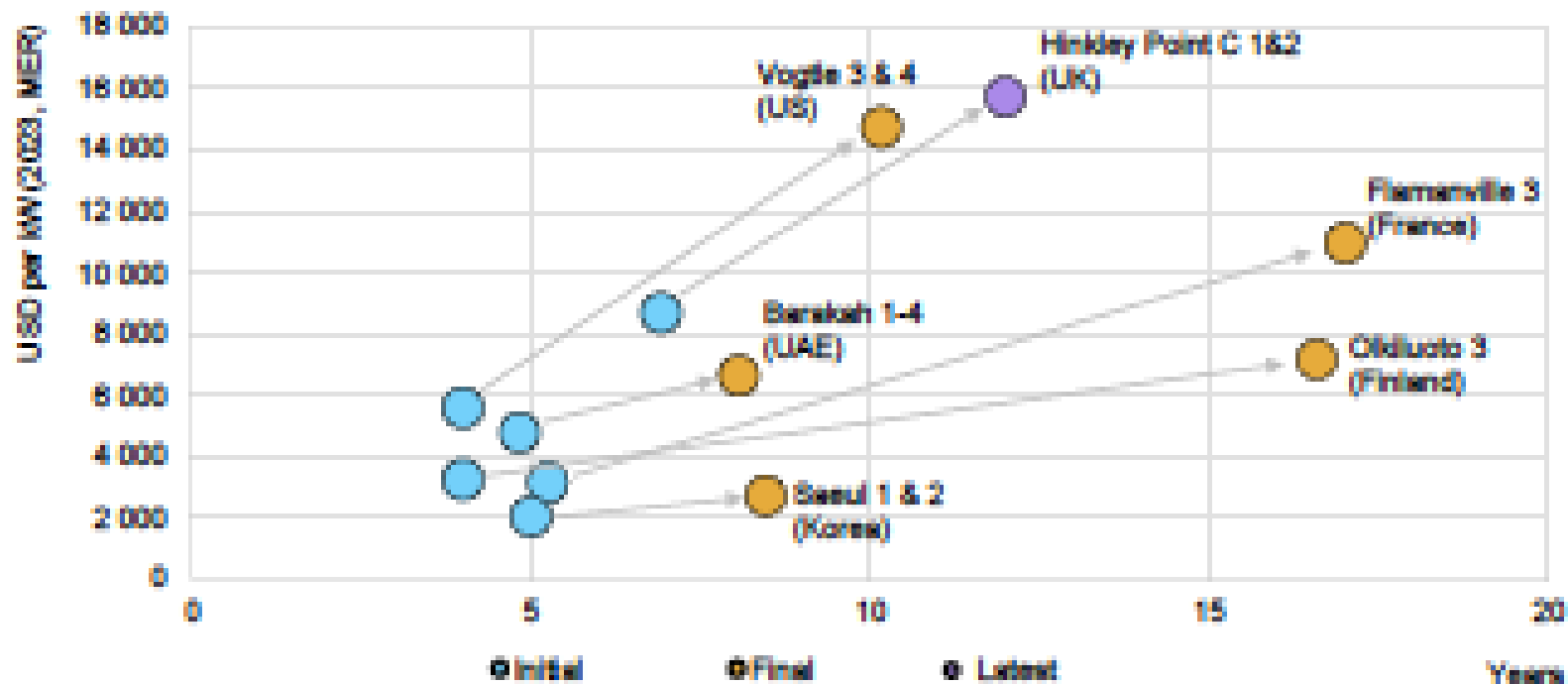
# 電源の建設リードタイム



※上記の期間は、長期脱炭素電源オークションの制度設計のため、一定程度保守的に見積もった数字であり、実際の建設リードタイムは増減する場合もある。

出所：事業者ヒアリング等により資源エネルギー庁作成

# 原子力（新設）のコストと建設期間の 当初想定と結果



IEA. CC BY 4.0.

Notes: kW = kilowatt; MER = market exchange rate. The cost estimates do not include interest. Gross installed capacity is considered. Construction time refers to the time period between the start of the construction until grid connection. For plants shown here with multiple reactors, the average construction time is taken. The construction of Hinkley Point C is ongoing.

Source: IEA analysis based on publicly available sources. The latest cost estimates for Hinkley Point C considered in this analysis are based on EDF (2024), [Hinkley Point C Update](#).

# むすびにかえて

- 現状のエネルギーシステムからの転換が必要という認識は共有
  - エネルギーの脱炭素化、とりわけ電力の脱炭素化が急務、という点も一致
- 今回のエネルギー基本計画改定、温暖化対策計画改定、NDC策定の重要性: これからの10年~20年を決める
  - 日本のエネルギーシステムのありよう、強靱さ、脱炭素化だけでなく、産業と企業の競争力も左右する
  - エネルギーシステムの転換には時間がかかる。相当な速度感と規模感をもった転換が必要
  - 1.5°C目標と統合的な、国際的に先導する目標や方針の設定  
= 国の政策導入の誓約 = 企業の中長期の事業・投資環境を保証
  - 中長期的な視角を持ち、めざすシステム転換を追求し、現状からにじりよっていくしたたかな政策が必要
- 国際情勢の変化の中でも、日本にとっての中長期的な便益を見失わないことの重要性

Thank you for your attention!

Yukari TAKAMURA

E-mail: [yukari.takamura@ifi.u-tokyo.ac.jp](mailto:yukari.takamura@ifi.u-tokyo.ac.jp)