

脱炭素時代のエネルギーシステムに向けて

2024年11月18日

資源エネルギー庁総務課長

曳野 潔

1. 総論

2. 最近の情勢

(1) エネルギーをめぐる環境変化

(2) 環境変化を踏まえた対応

3. 電力総論

4. 電力各論

5. まとめ

電力政策の歴史的推移：3Eの三角形の「重心」は時代により変化

1-1. 戦後すぐ～1970s
・需要急増の中で投資回収保証（総括原価）
→**投資促進・停電防止**

1-2. 1980s～90s前半
・オイルショック（供給リスク、コスト急増）の反省
→**省エネ+石油代替エネ（原子力・石炭）推進**

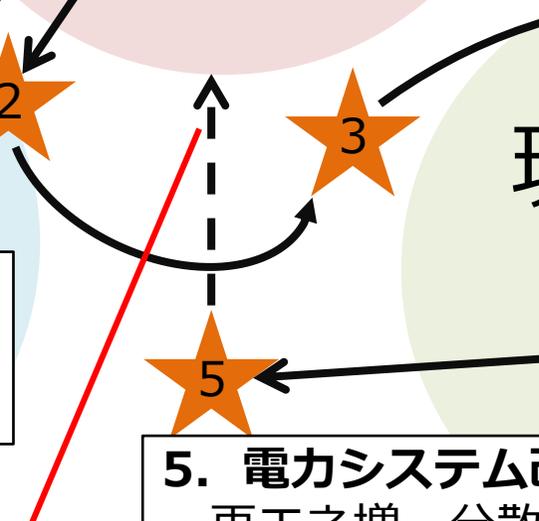


3. 温暖化対策、エネルギー政策基本法
→「安定供給・環境適合を前提とした二等辺三角形」

4. 東日本大震災
→**再エネ推進・原発ゼロ**

2. 90s後半～
・段階的自由化（欧米の動き）
→**競争原理によるコスト低減**

最近の環境変化：
①電化による需要増加見通し
②脱炭素投資の必要性



5. 電力システム改革と公益的課題の両立
・再エネ増、分散型進展で担い手は増加
・原発再稼働遅延、火力稼働の低下・退出
→**エネルギー需給逼迫**

1. 総論

2. 最近の情勢

(1) エネルギーをめぐる環境変化

(2) 環境変化を踏まえた対応

3. 電力総論

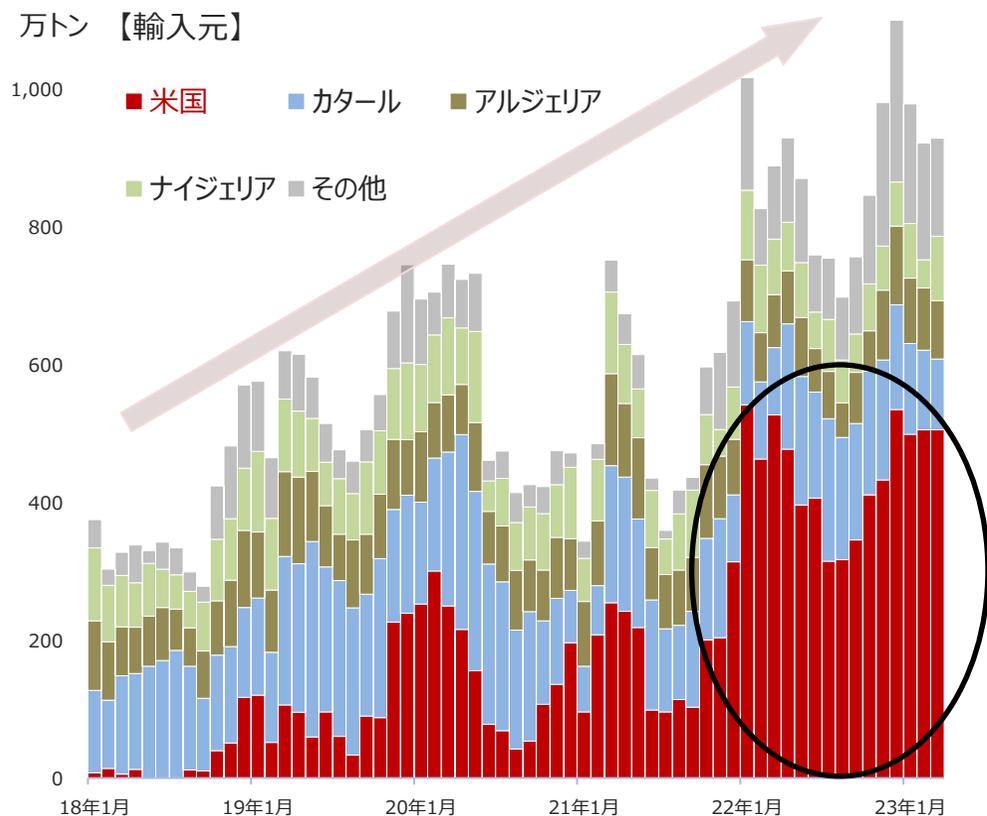
4. 電力各論

5. まとめ

ウクライナ侵略に伴うエネルギー危機

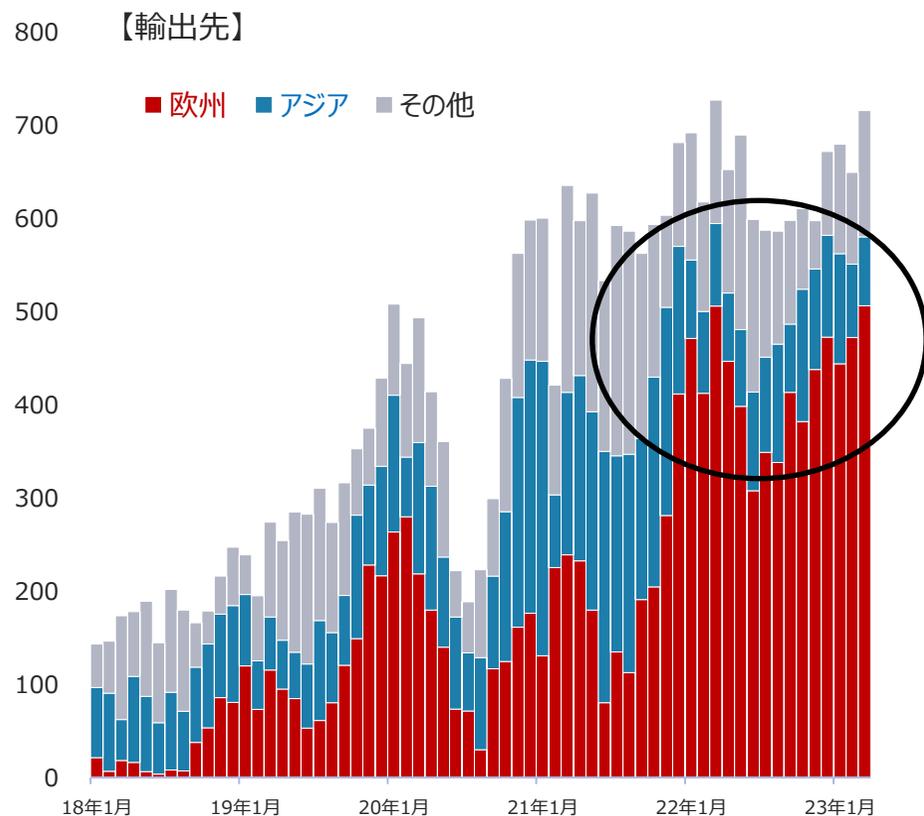
- ウクライナ侵略以降、世界的にLNGの需給ひっ迫・価格高騰が発生。
- このような中、EUはLNGの輸入量を増加させている。特に、米国からEUへの輸入量が増加し、米国からアジアへの輸出量が減少している。

欧州（EU+英国）のLNG輸入状況



米国からのLNG輸入量が増加

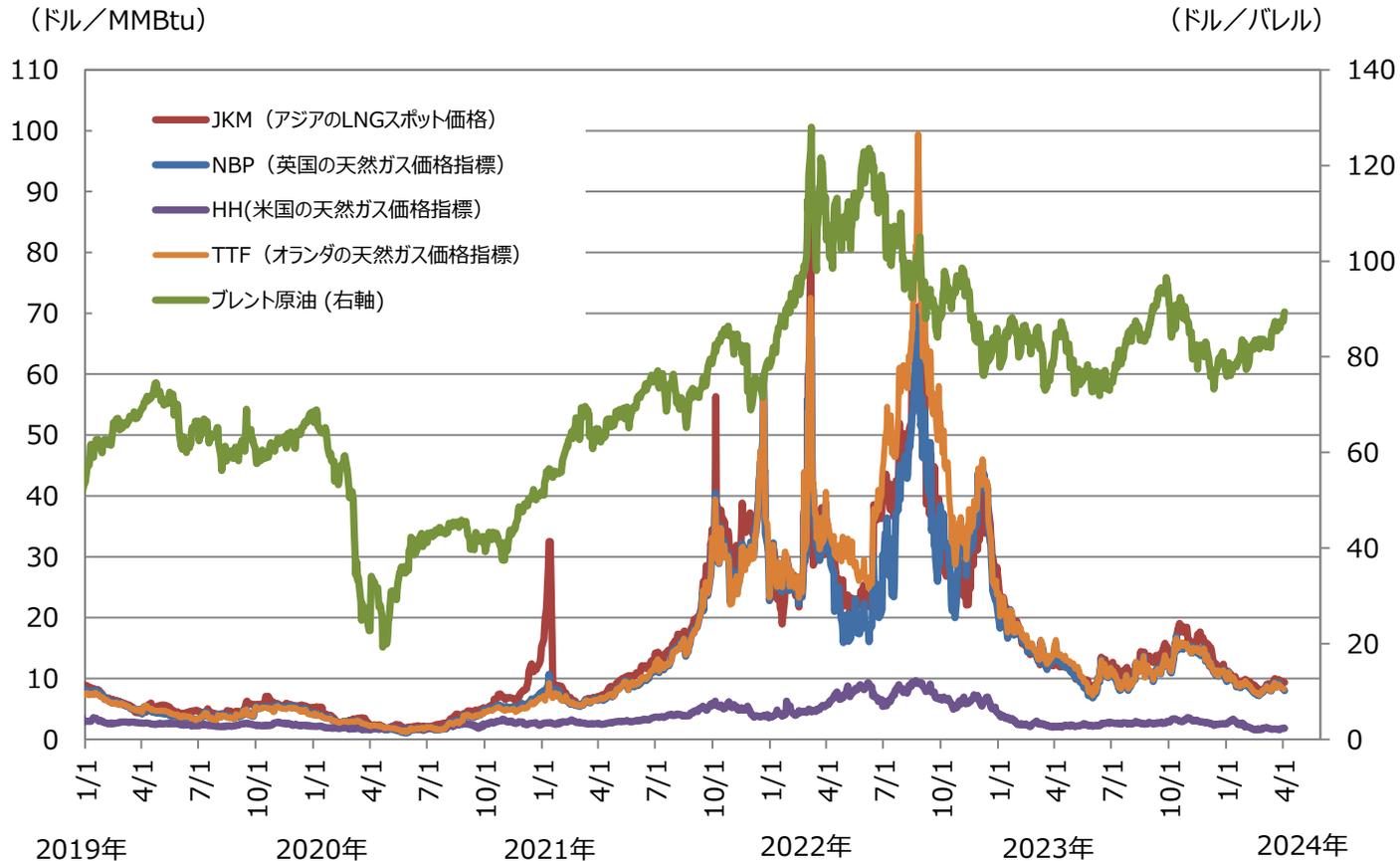
米国のLNG輸出状況



アジア向けの米国産LNGが減少

アジアの天然ガス・LNG価格動向

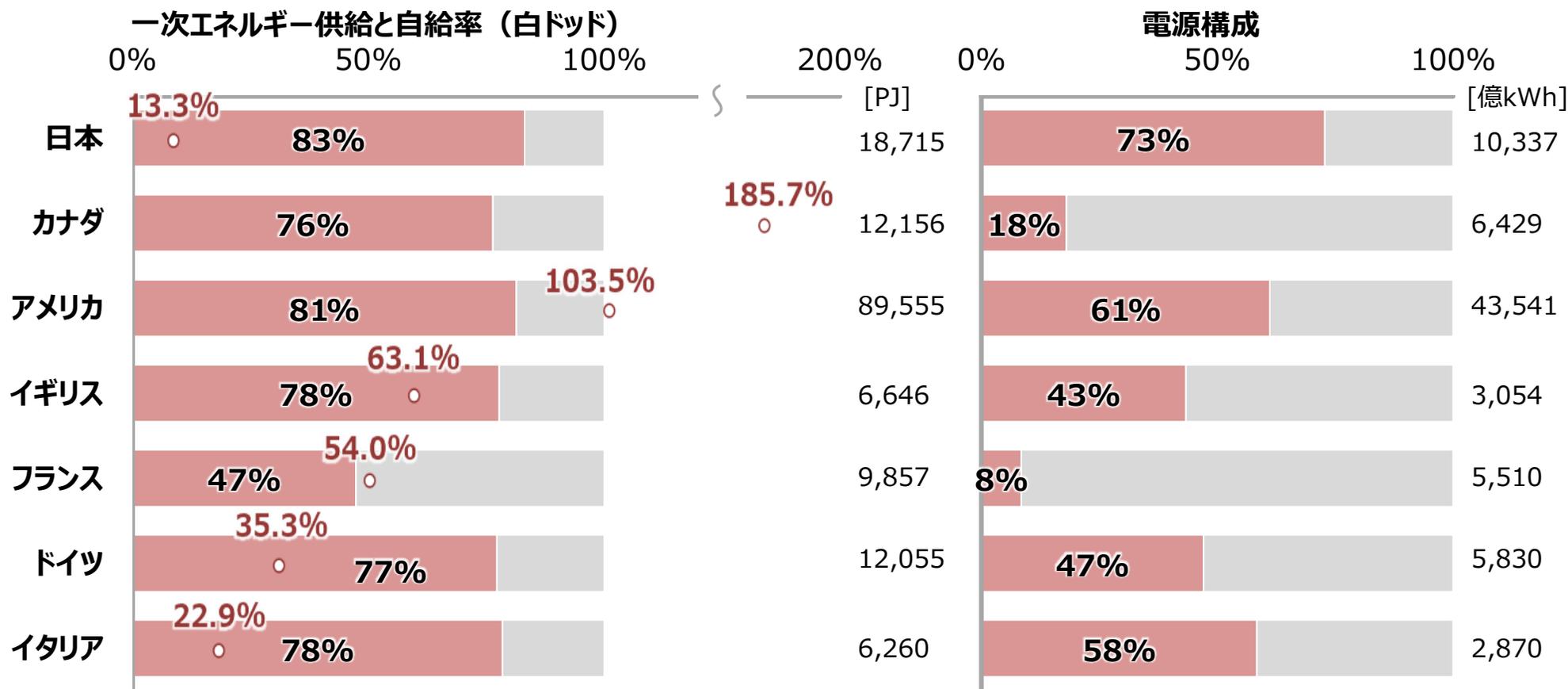
- 2022年2月からのウクライナ危機を受け、欧州のガス価格(TTF)、米国のガス価格(HH)が高騰。アジア価格 (JKM) は2019年頃と比較すると 2022年は平均で約6倍の歴史的な高値に。
- 足元では、欧州のガス価格(TTF)、アジア価格 (JKM) は、昨年10月以降イスラエル・パレスチナ情勢等を受けて一時上昇するも、暖冬による低調な需要と欧州の堅調な在庫水準により下落していたが、中東情勢の悪化懸念等を受けて僅かに上昇し、10ドル/MMBtu台前後で推移。



化石燃料依存のエネルギー供給

- 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*）

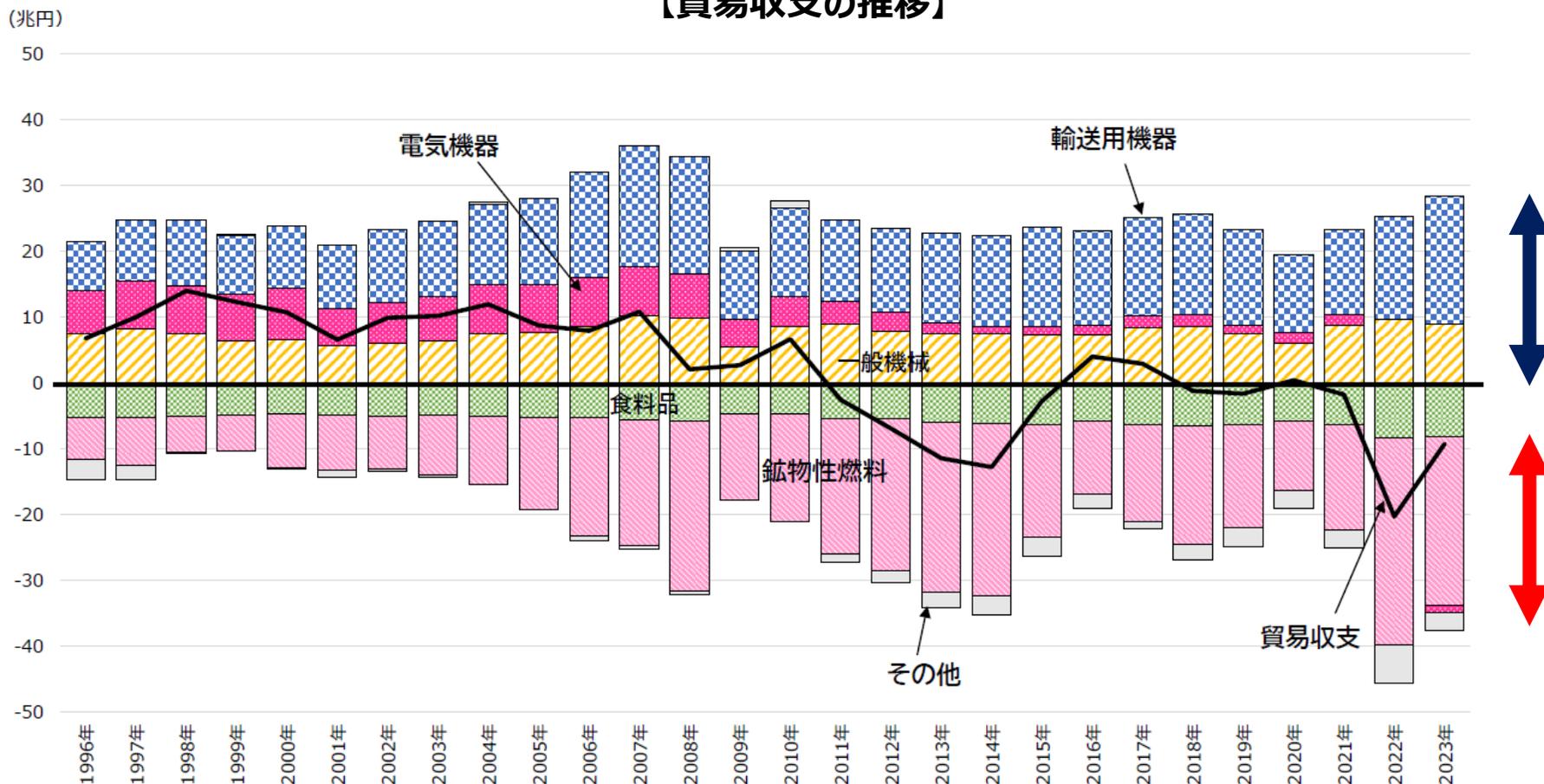


(出所) IEA「World Energy Balances」、総合エネルギー統計をもとに作成。日本は2021年度、その他は2021年の数字。

貿易収支の変遷

- 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。

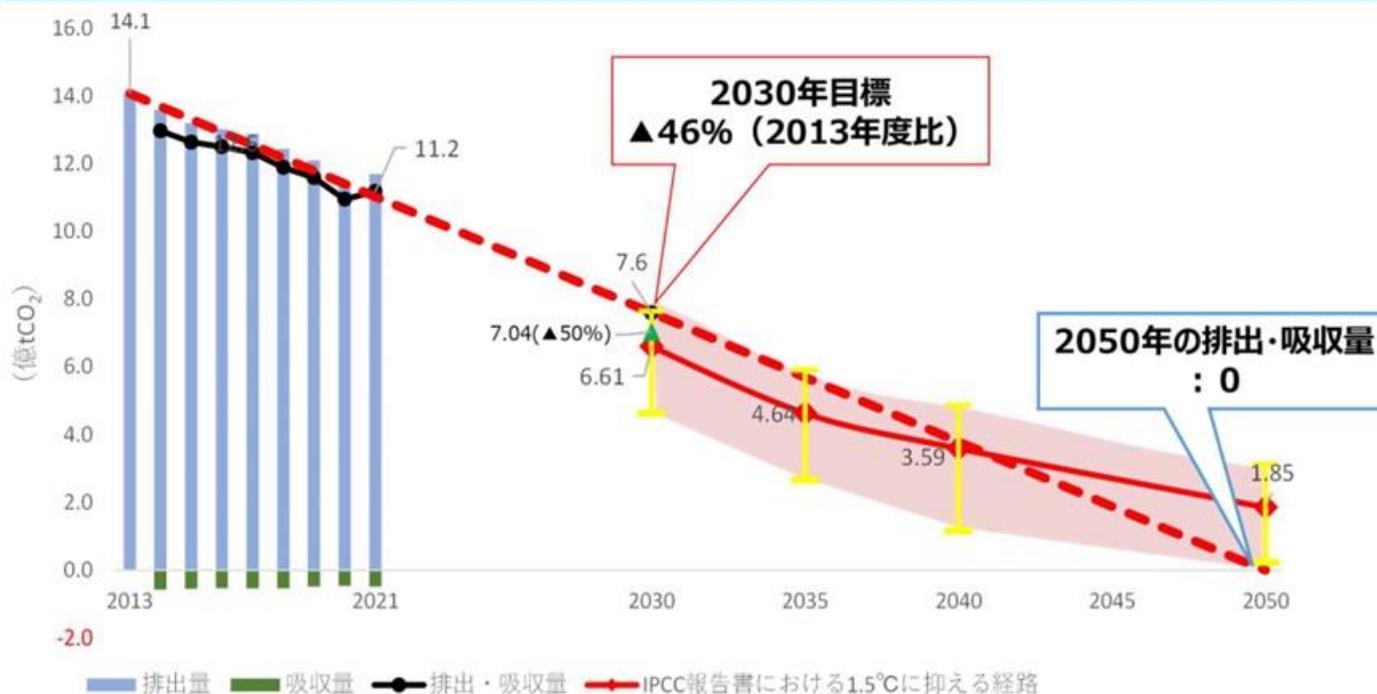
【貿易収支の推移】



日本の排出削減の進捗



2050年ゼロに向けた進捗 (日本)

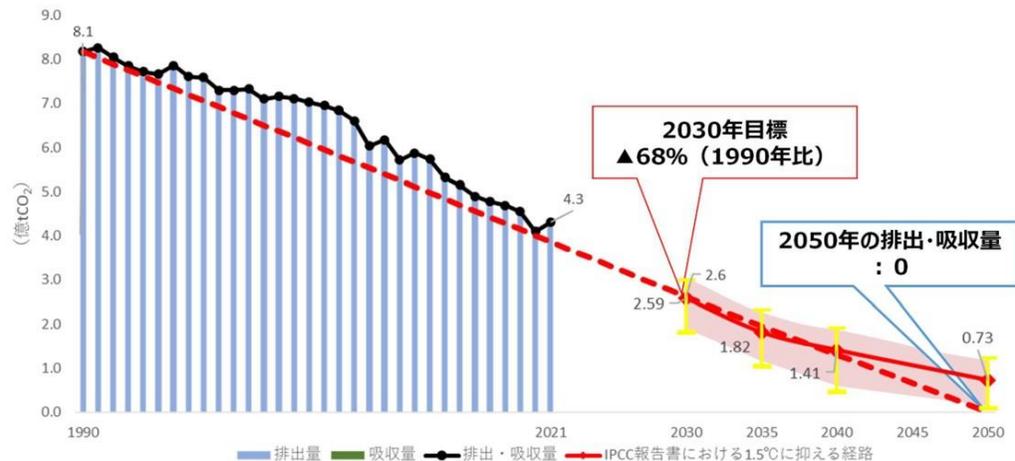


- ※1 : 上の図の赤い帯の範囲は、2023年3月に公表されたIPCC第6次評価報告書統合報告書において示された1.5°Cに抑える経路における世界全体の温室効果ガス排出削減量(%)を仮想的に我が国に割り当てたもの。
- ※2 : 当該報告書では、モデルの不確実性などを加味し、1.5°Cに抑える経路は幅を持って示されているため、2030年、2035年、2040年、2050年時点における排出量は黄色線で幅を持って示している。また、その代表値をつないだものを赤色の実線で示している。

○ 温暖化を1.5°C又は2°Cに抑える経路の世界全体の温室効果ガス (GHG) 及びCO₂削減量

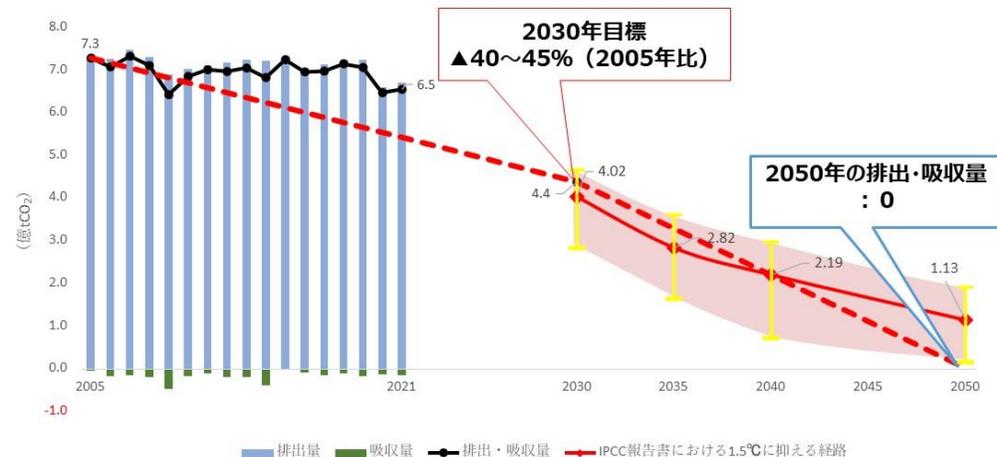
		2019年の排出水準からの削減量 (%)			
		2030	2035	2040	2050
オーバーシュートしない又は限られたオーバーシュートを伴って温暖化を1.5°C (>50%) に抑える	GHG	43 [34-60]	60 [48-77]	69 [58-90]	84 [73-98]
	CO ₂	48 [36-69]	65 [50-96]	80 [61-109]	99 [79-119]
温暖化を2°C (>67%) に抑える	GHG	21 [1-42]	35 [22-55]	46 [34-63]	64 [53-77]
	CO ₂	22 [1-44]	37 [21-59]	51 [36-70]	73 [55-90]

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（カナダ）



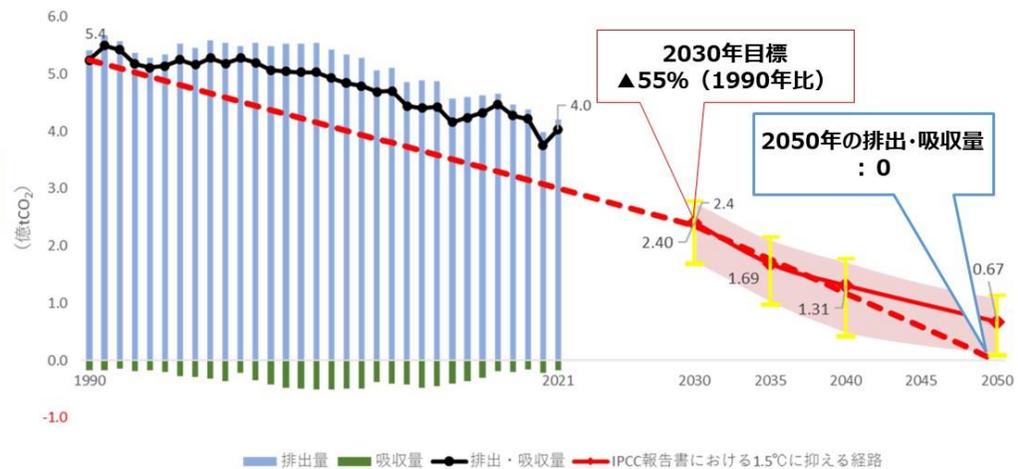
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（米国）



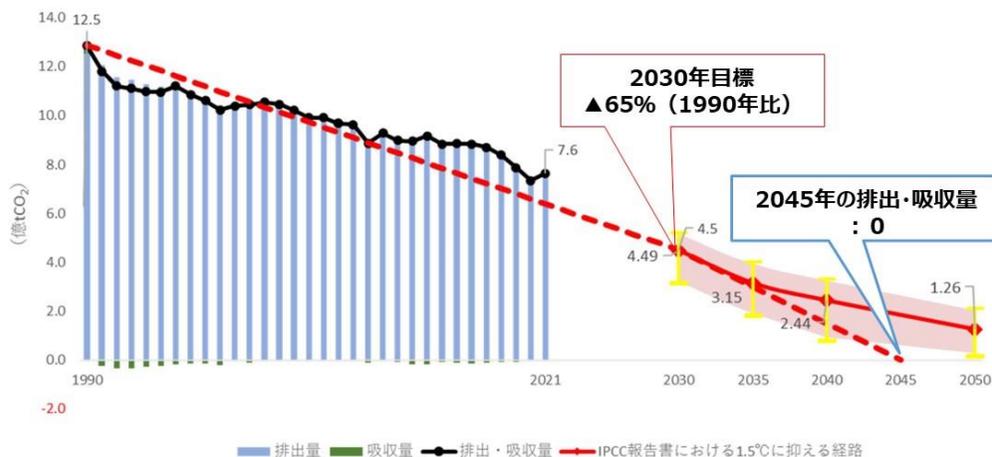
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

2050年ゼロに向けた進捗（フランス）



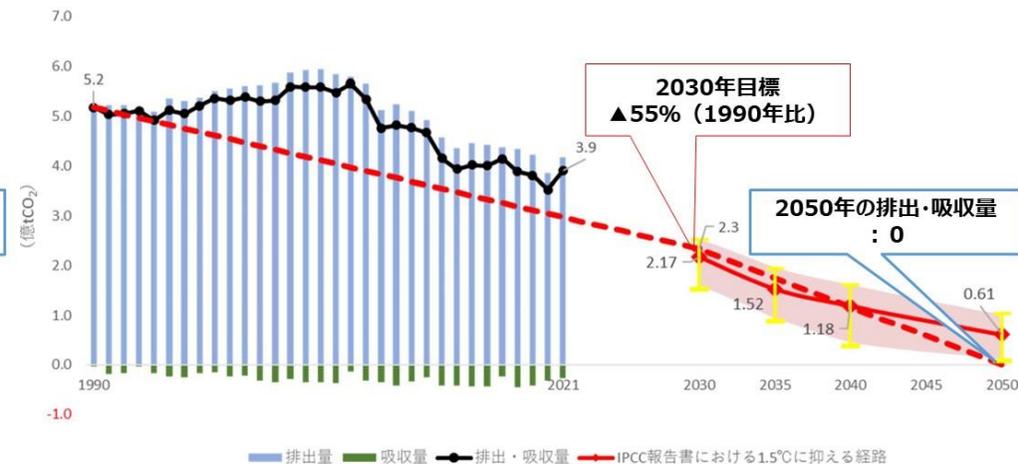
<出典>Greenhouse Gas Inventory Data (UNFCCC) を基に作成

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

G X 投資実現に向けたグローバルな政策競争

- 2020年10月、菅総理が国会における所信表明演説で、2050年カーボンニュートラルの実現を目指すことを宣言。
- 2022年5月の英国ギルドホールにおける岸田総理演説以降、世界各国でG Xに向けた政策競争が加速。

2022年

✓ **日本：岸田総理 英・ギルドホール演説（5月）** ⇒ **官民で150兆円超**

➤ 成長志向型カーボンプライシング構想等の表明

✓ **米国：インフレ削減法（8月）** ⇒ **国による50兆円程度の支援**

➤ 気候変動対策等について、投資後の生産実績に応じた税額控除を含めた**50兆円程度の政府支援**表明

✓ **韓国：CN・グリーン成長推進戦略等（11月）** ⇒ **官民で約7兆円超**（2020年表明）

➤ 再エネ・EV等の普及拡大、重要技術の指定・支援体制強化等

2023年

✓ **EU：ネット・ゼロ産業法案等（3月）** ⇒ **官民で約160兆円**（2020年表明）

➤ 法案冒頭で日本のG X 政策を提出理由として記載 ※ 1月には関連措置を含めた「グリーン・ディール産業計画」を発表

✓ **G 7 広島サミット：G 7 広島首脳コミュニケ（5月）**

➤ G 7 の成果文書において、G X やトランジション・ファイナンスの重要性について、初めて言及

「GX実現に向けた基本方針」の概要

- エネルギーの安定供給、脱炭素、経済成長を共に実現するGX実現に必要な方策について、総理を議長とする「GX実行会議」で集中的に議論。
- これを踏まえ、パブリックコメントも経て、**2023年2月に「GX実現に向けた基本方針」を閣議決定**。その後、**必要となる関連法案を通常国会に提出・成立**。

(1) エネルギー安定供給の確保を大前提としたGXの取組

①徹底した省エネの推進

- ・複数年の投資計画に対応できる省エネ補助金の創設
- ・省エネ効果の高い断熱窓への改修等、住宅省エネ化への支援強化

②再エネの主力電源化

- ・次世代太陽電池(ペロブスカイト)や浮体式洋上風力の社会実装化

③原子力の活用

- ・安全性の確保を大前提に、廃炉を決定した原発の敷地内での次世代革新炉への建て替えを具体化
- ・厳格な安全審査を前提に、40年+20年の運転期間制限を設けた上で、一定の停止期間に限り運転期間のカウントから除外を認める

④その他の重要事項

- ・水素・アンモニアと既存燃料との価格差に着目した支援
- ・カーボンリサイクル燃料(メタネーション、SAF、合成燃料等)、蓄電池等の各分野において、GXに向けた研究開発・設備投資・需要創出等の取組を推進

(2) 「成長志向型カーボンプライシング構想」等の実現・実行

①GX経済移行債を活用した、今後10年間で20兆円規模の先行投資支援

②成長志向型カーボンプライシングによるGX投資インセンティブ

③新たな金融手法の活用

⇒ **今後10年間で150兆円を超えるGX投資を官民協調で実現・実行**

④国際展開戦略

- ・グリーン市場の形成やイノベーション協力を主導
- ・「アジア・ゼロエミッション共同体」(AZEC)構想を実現

⑤公正な移行などの社会全体のGXの推進

- ・成長分野等への労働移動の円滑化支援
- ・地域・くらしの脱炭素化を実現

⑥中堅・中小企業のGXの推進

- ・サプライチェーン全体でのGXの取組を推進

世界各国のGXに向けた取組（例）

- 米インフレ削減法、EUグリーンディール産業計画等に加え、ドイツなど各国での新たな投資促進政策の動きが加速。

1

米国

- インフレ削減法（2022年8月）：国による約50兆円の支援**
- ✓ 10年間にわたる政府支援へのコミットにより、予見可能性確保
 - ✓ 初期投資支援だけでなく、生産量に比例した形での投資促進策
(例.蓄電池セル：35\$/kWhの生産比例型投資減税)

2

EU

- EU-ETS（2005年～）、グリーン・ディール産業計画（2023年2月）、ネット・ゼロ産業法案・重要原材料法案（2023年3月）等：官民で約140兆円の投資**
- ✓ EU-ETS（排出量取引制度）等の有効活用
 - ✓ 日米等の政策動向を踏まえた、域内投資の拡大に向けたネット・ゼロ産業法案等の発表
(例.再エネ・蓄電池等の重要技術の域内自給率を40%超とする目標等)

3

韓国

- K-ETS（2015年～）、投資・研究開発減税（2023年分野追加）：官民7兆円超の投資**
- ✓ アジア諸国に先駆けて排出量取引制度（ETS）を導入
 - ✓ 大企業・中堅企業・中小企業それぞれに対する大規模な税額控除。2023年には水素関連技術やEV関連システムを対象に追加。（例.半導体、EV等に15%～35%の投資減税等）

4

ドイツ

- 気候変革基金（案）（2023年8月）：国による約33兆円の支援【詳細未公表】**
- ✓ ヒートポンプ等の導入（2024年約2.9兆円）、産業と商業におけるエネルギー効率化（同年0.1兆円）等について、2024年から2027年までの大規模な支援策を検討中。また、企業の脱炭素の取組に対する炭素価格を踏まえた補助（気候保護契約）を検討中。

欧州におけるエネルギー・環境政策の全体像



EU

- 2022年3月、**ロシア産エネルギーへの依存から脱却**し、欧州のエネルギー供給を強靱にするための新たなエネルギー計画を発表。
- **2022年中にガス依存を3分の1に、2030年目処でゼロ**にすべくLNG等への代替を進め、脱炭素を加速。同5月の詳細計画では、**再エネ比率の引き上げ**（1次エネルギーベースで2030年40%→45%）や、**グリーン水素を域内製造と輸入で2030年に合計2000万トン**（既存目標の4倍近く）とする目標を設定。
- 2024年2月、欧州委員会は、**EUの2040年時点の温室効果ガス排出削減目標**として**90年比90%削減**を提案（**再エネ、原子力の活用、ガス火力+CCS、水素、e-fuel等、あらゆる技術に言及**する内容）。



ドイツ

- **早ければ2030年まで、遅くとも2038年までに石炭・褐炭火力を廃止**するとの方針。
- 2024年2月、**発電所戦略**を発表し、**水素レディなガス火力の新設**（10GW）を発表。2035-40年には水素専焼に切り替える方針。
- 同年2月、**炭素管理戦略**の骨子を発表。**CCUS、CCSの活用とCO2の海上輸送、海底貯留**に言及。



英国

- 21年、**2035年までの電力脱炭素化**を発表。
- 22年4月、**エネルギー安全保障戦略**を発表。**再エネの拡大、原子力の活用**（原発の新設にも言及）、**天然ガスの使用など、複数の選択肢を活用する方針を明確に**。
- 炭素削減のため、**二酸化炭素回収・貯蔵・利用(CCUS)技術とグリーン水素導入**の必要性を強調



フランス

- 2022年2月、マクロン大統領は、**再エネの更なる加速と原子力推進**を表明（既存原発の運転延長、原子炉の新設）。**2023年6月、政府は、EDFの全株式を取得し、国有化を完了**。
- 2022年11月、マクロン大統領が国内の大規模CO2排出サイト50に対し、**2030年までに排出量の半減を目指すロードマップの検討**を指示。同ロードマップにおいて、**CCS、バイオマス、水素利用、電化、省エネ、HFC利用削減、クリンカー比率削減（セメント製造）が削減手段**として予定。**CCUS戦略**について検討中。



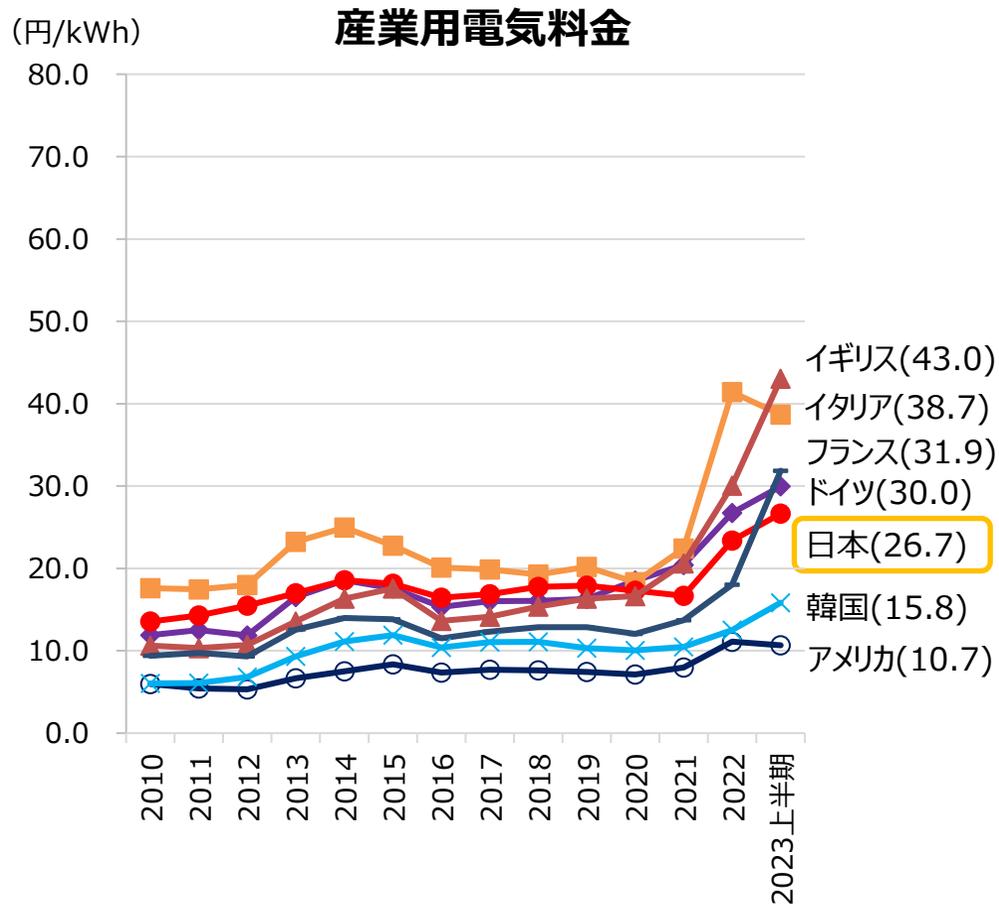
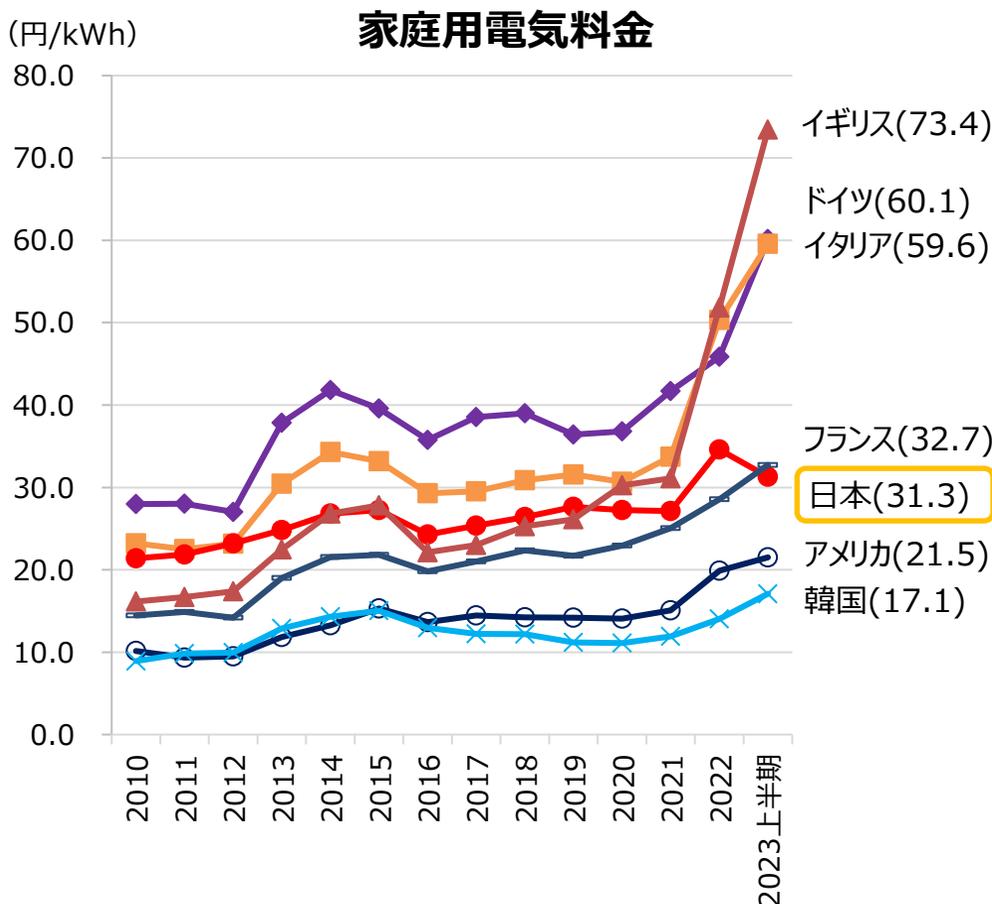
米国（インフレ削減法（2022年8月成立））

- エネルギー安全保障と気候変動対策、医療福祉に主眼を置いたインフレ削減法（IRA: Inflation Reduction Act）が昨年8月16日に成立。
- 歳出規模は、4,370億ドル。エネルギー安全保障と気候変動対策（3,690億ドル）、医療保険（640億ドル）等で構成。
- 電気自動車や再エネ、蓄電池、原子力、CCS、水素等に対する高い税額控除や補助金を通じて、国内投資促進を目指す。主な内訳は以下のとおり。
 - クリーンカー税額控除（89億ドル（1車両当たり、中古車4,000ドル、新車7,500ドル））
 - クリーンテクノロジー製造施設建設等のための投資税額控除
（※EV、風力タービン、太陽光パネル、バッテリー等）（**100億ドル**）
 - 既存の自動車製造施設をクリーンカー製造施設に改修するための補助金（20億ドル）等。
- 歳入項目として、最低法人税率（15%）の導入、処方箋薬価の引き下げ、内国歳入庁の税務執行強化等を実施。
- インフレ削減法ではエネルギー安全保障と気候変動対策に力点が置かれているが、バイデン政権が掲げる目標が背景として存在（2030年までに温室効果ガスを2005年比で50～52%削減）。

電気料金の国際比較

●各国における料金の推移を、毎年の為替レートを考慮して円換算すると、下図のとおり。

※各国で算定方法にばらつきがあるほか、電気料金は同国内でも地域によって様々あるため、下記グラフはあくまで傾向を示すものであることに留意が必要。



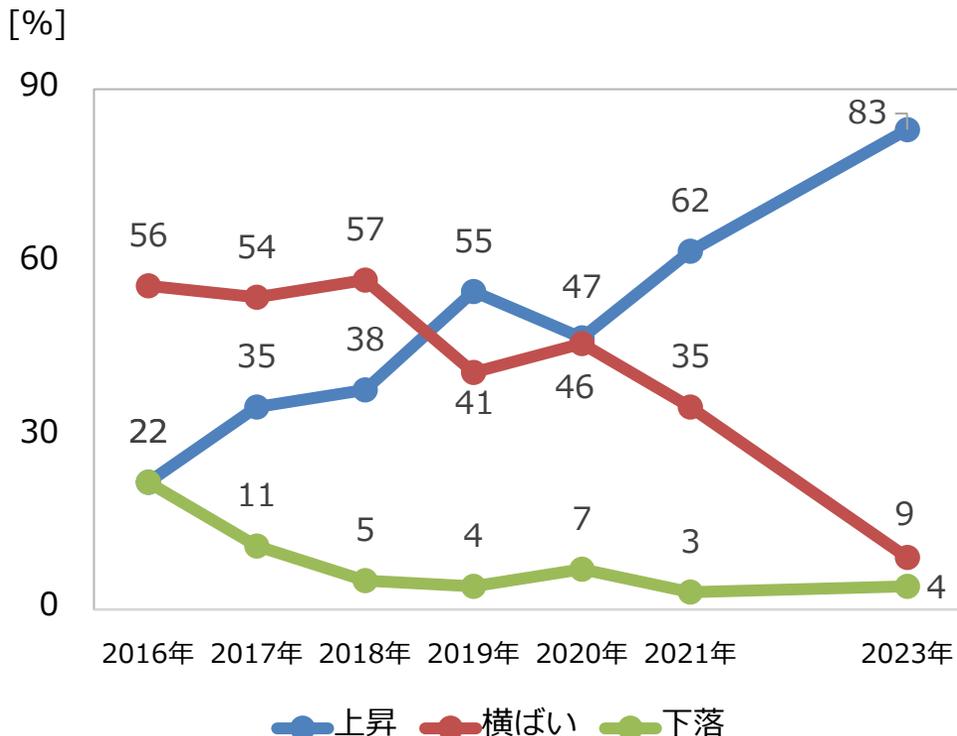
※ドイツ、イタリア、日本、イギリス、フランス、アメリカ、韓国はIEA発表のデータを引用。再エネ賦課金等を含んだもの（諸元は国ごとに異なる）。数字は2023年上半期までの実績。
 ※単価算定方法：ドイツ＝家庭用は年間消費量2500～5000kWh、産業用は200万～2000万kWhの需要家の料金を消費量で加重平均算定したもの。イタリア＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。日本・イギリス・アメリカ・韓国＝総合単価を算定したもの。フランス＝需要水準別料金を消費量で加重平均して算定したもの。
 ※上記料金は、各国の算定方法で求められた単純単価を、出典の資料に掲載されている各年の円ドル為替レートで変換したもの。

ドイツにおける電気料金高騰と企業行動

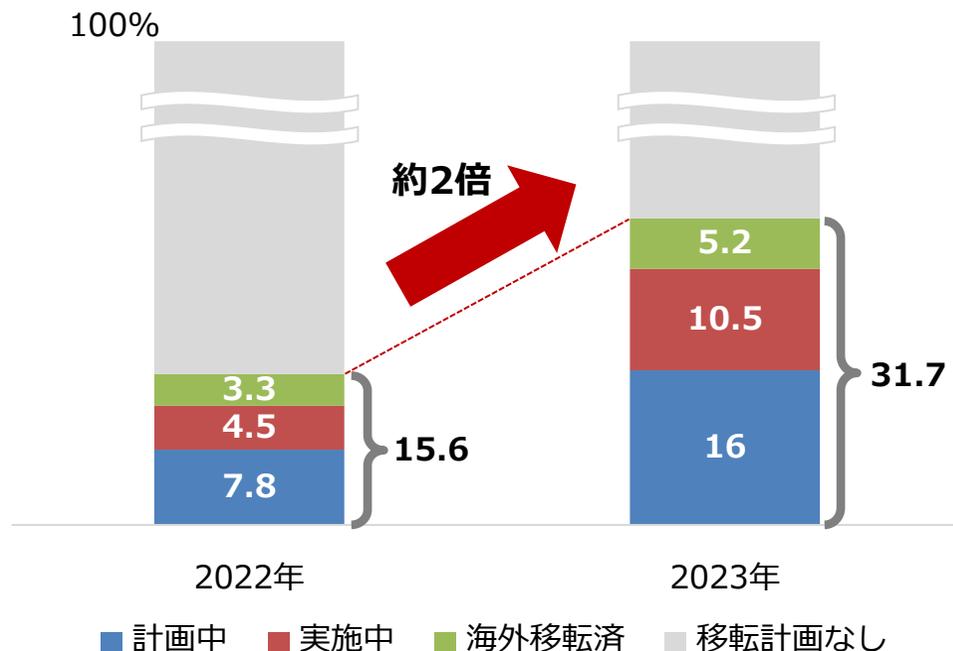
- ドイツは原発停止、ロシア産ガスの輸入激減などにより過去1年間における電気料金上昇を実感する企業が増加。一方で、生産拠点の海外移転を検討する企業も増加。
- エネルギー政策は企業行動に大きな影響を与える可能性が高く、日本も安定的な価格での電力供給、今後はとりわけ脱炭素電源の安定供給確保は急務。

【ドイツにおける電力価格の高騰と企業の生産拠点の海外移転】

過去1年間における企業の電気料金に対する認識の推移



生産拠点の海外移転の検討状況



1. 総論

2. 最近の情勢

(1) エネルギーをめぐる環境変化

(2) 環境変化を踏まえた対応

3. 電力総論

4. 電力各論

5. まとめ

これまでのGXの進捗状況

- エネルギー安定供給確保、経済成長、脱炭素の3つの同時実現を目指し、2022年夏以降GXの議論を加速。昨年末「分野別投資戦略」をとりまとめ、足下から今後10年程度のGXの方針を提示。
- これに基づく投資促進策の具体化や、GXリーグの稼働など、「**成長志向型カーボンプライシング構想**」が進み、**企業のGX投資の検討・実行が着実に進展**。（足下では、2050年カーボンニュートラル実現に不可欠な革新技術の社会実装を進めるGI基金プロジェクトでも一定の進捗。また、水素社会推進法など審議中のGX関連法案を踏まえた投資準備行動が加速。）

成長志向型CP	23年2月	23年7月	<ul style="list-style-type: none"> ◆ GXリーグを23年度から試行。24年度から747者が参画 <ul style="list-style-type: none"> ・我が国の温室効果ガス排出量の5割超をカバー ・排出量取引制度の26年度本格導入に向け、一定規模以上の排出を行う企業の参加義務化や個社の削減目標の認証制度の創設等を視野に法定化を検討
先行投資支援	GX基本方針閣議決定	23年5月	<ul style="list-style-type: none"> ◆ GX経済移行債の発行（2024年2月～） <ul style="list-style-type: none"> ・世界初の国によるトランジション・ボンドとして発行(国内外の金融機関から投資表明) ◆ 『分野別投資戦略』取りまとめ（2023年12月）・GX投資促進策の実行 <ul style="list-style-type: none"> ・「産業」「暮らし」「エネルギー」各分野での投資加速に向け、16分野で方向性と規制・制度の見通し、GX経済移行債を活用した投資促進策を提示（国の長期・複数年度コミットメントによる補助金、生産・販売量に応じた税額控除等）
新たな金融手法		GX推進戦略』閣議決定	<ul style="list-style-type: none"> ◆ GX推進機構業務開始（2024年7月） <ul style="list-style-type: none"> ・新たな金融手法の実践（GX投資への債務保証等）
国際戦略			<ul style="list-style-type: none"> ◆ 多様な道筋（G7）や、トランジション・ファイナンスへの認識拡大 ◆ AZEC首脳会合初開催（2023年12月） <ul style="list-style-type: none"> ・11のパートナー国が参加 ◆ GX実現に向けた日米協力（2024年4月）



「GI基金（グリーンイノベーション基金）」の進捗

- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、2兆円の基金（現在約2.8兆円）を造成し、官民で野心的かつ具体的目標を共有した上で、経営の最重要課題として取り組む企業に対して最長10年間、革新的技術開発を中心に、社会実装までを視野に支援。
- これまでに20プロジェクトを組成し、2兆円を超える支援先が決定。① CO₂の排出量を大幅に削減する水素還元製鉄、②日本発の次世代型太陽電池であるペロブスカイト太陽電池、③水素を大量に輸送する液化水素運搬船、④アジア等の脱炭素に大きく貢献するアンモニア専焼、⑤次世代の全固体型蓄電池等の分野で、世界トップレベルの技術開発が進展。その成果に対して、具体的なニーズも顕在化し始めている状況。
- 「技術で勝って、ビジネスでも勝つ」ため、開発した技術の社会実装に向けて、GX政策全体の中で、規制改革、標準化、国際連携、さらには導入支援等の政策も総合的に講じながら取組を推進。

水素還元高炉

- 既存高炉（5,000m³規模）で、これまでの技術開発成果を活用した実証を実施し、2030年にCO₂排出削減率30%以上の達成を目指す。
- 本取組の成果も活用し、業界全体で、早期に1,000万トン超のグリーンスチールの供給を目指す。



出所：日本製鉄提供

ペロブスカイト太陽電池

- 30cm幅のロール・ツー・ロール製造プロセスを構築し、耐久性10年相当、発電効率15%を達成。
- 1m幅での量産技術確立及び変換効率・耐久性の向上を目指す。
- 併せて、GX移行債による製造設備支援も活用し、2030年を待たずに早期にGW級の量産体制の構築を目指す。



出所：積水化学工業 HPより

液化水素運搬船

- 液化水素を長期輸送できる船用タンクの設計完了。
- 今後、液化水素の出荷基地、液化水素運搬船、受入基地を建設し、輸送実証等を予定。
- 実証成果が示されることを前提に、既に複数の国内外事業者から船への引き合いあり。
- 水素供給コスト（船上引渡）30円/Nm³の海上輸送技術確立を目指す。



出所：川崎重工業提供

GX投資支援策の主な実行状況

・脱炭素効果の高い革新的技術開発を支援する「グリーンイノベーション基金」による代表例：

- ①次世代太陽電池（ペロブスカイト）について開発を進め、**25年から市場投入**
- ②水素還元製鉄について**実証機導入は26年から開始**
- ③アンモニア専焼に成功し、マレーシアで**26年から商用化**（MOU締結）等

※ アンモニア船のR&D支援（加えて、ゼロエミッション船等への生産設備支援）あり。

・革新的GX技術創出事業(**GteX**)により**大学等における基盤研究と人材育成**を支援
・電力消費を抜本的に削減させる半導体技術（光電融合）の開発支援 等

革新技术
開発

**既に1兆円
規模を措置**

多排出産業
の構造転換

**10年間で
1.3兆円～**

・排出量を半分以下に削減する「革新電炉」、ケミカルリサイクル・バイオリファイナリー・CCUS等

くらしGX

**3年間で
2兆円～**

・家庭の断熱窓への改修（住宅の熱の出入りの7割を占める窓の断熱性を強化）
・高効率給湯器（ヒートポンプ等）の導入
・電動車/蓄電池の導入支援 等

水素等

**15年間で
3兆円～**

・水素等の価格差に着目した支援策 等

次世代再エネ

**10年間で
1兆円～**

年間数兆円規模の再エネ導入支援策（FIT制度）等に加え、

・ペロブスカイト、浮体式洋上風力、水電解装置等のサプライチェーン構築支援と、ペロブスカイトの導入支援の検討（GI基金に加え、10年間で1兆円規模を措置）

中小企業・
スタートアップ等

**3～5年間で
1兆円～**

・中小企業等の省エネ支援（3年間で7,000億円規模を措置）
・GXスタートアップ支援（5年間で2,000億円規模を措置） 等

税制措置

・グリーンスチール、グリーンケミカル、SAF、EV等の**生産・販売量に応じた税額控除**を新たに創設

- これまで今後10年程度の分野ごとの見通しを示しGXの取り組みを進める中で、
 - ①中東情勢の緊迫化や化石燃料開発への投資減退などによる**量・価格両面でのエネルギー安定供給確保**、
 - ②DXの進展や電化による**電力需要の増加が見通される中、その規模やタイミング**、
 - ③いわゆる「米中新冷戦」などの経済安全保障上の要請による**サプライチェーンの再構築のあり方**、
 について**不確実性が高まる**とともに、
 - ④気候変動対策の野心を維持しながら**多様かつ現実的なアプローチを重視する動き**の拡大、
 - ⑤**量子、核融合など次世代技術への期待の高まり** などの**変化も生じている**。
- **出来る限り事業環境の予見性を高め、日本の成長に不可欠な付加価値の高い産業プロセスの維持・強化につながる国内投資を後押しするため、産業構造、産業立地、エネルギーを総合的に検討し、より長期的視点に立ったGX2040のビジョンを示す。**

2023常会

2024常会

水素法案
CCS法案

GX推進戦略

成長志向型カーボンプライシング構想

GX推進法

- カーボンプライシングの枠組み
- 20兆円規模のGX経済移行債 等

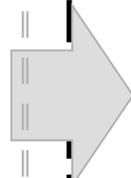
+

脱炭素電源の導入拡大

- 廃炉が決まった原発敷地内の建替

GX脱炭素電源法

- 原発の運転期間延長
- 再エネ導入拡大に向けた送電線整備 等



GX2040ビジョン

GX産業構造

GX産業立地

強靱なエネルギー供給の確保
＜エネルギー基本計画＞

成長志向型カーボンプライシング構想

- カーボンプライシングの詳細設計
(排出量取引、化石燃料賦課金の具体化)
- AZEC・日米と連携したGX市場創造
- 中小企業・スタートアップのGX推進/公正な移行 等

+

脱炭素電源の導入拡大

- 長期の脱炭素電源投資支援
- 送電線整備 等

10年150兆円規模の官民GX投資

2030

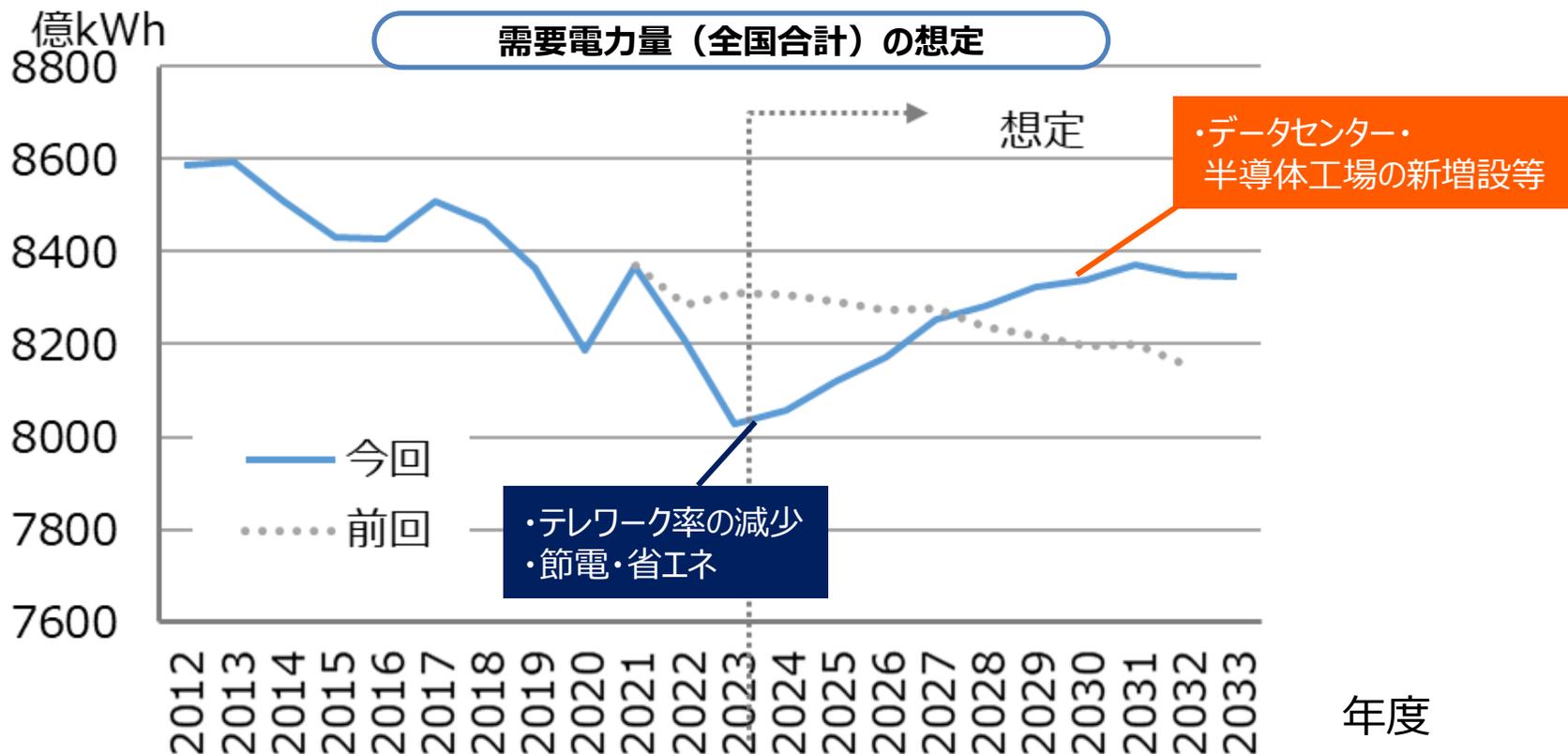
2040

1. エネルギーをめぐる歴史
2. 最近の情勢
 - (1) エネルギーをめぐる環境変化
 - (2) 環境変化を踏まえた対応
- 3. 電力総論**
4. 電力各論
5. まとめ

今後10年の電力需要の想定

- 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、**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。

※電力広域的運営推進機関が業務規程第22条の規定に基づき、2024年度供給計画における需要想定的前提となる人口、国内総生産（GDP）、鉱工業生産指数（IIP）その他の経済指標について、当年度を含む11年後までの各年度分の見通しを策定。



電力需要増加の見込み

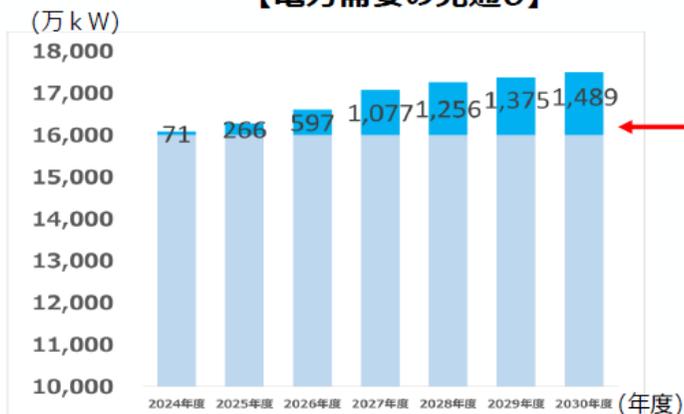
- 今後の電力需要について、**2030年度頃までに1,500万kW程度増加**する可能性がある。

2025年度以降の電力需給の見通しについて

第82回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会2024年10月29日 資料4

- 一般送配電事業者に対して**系統への接続供給申込みが行われ、かつ、未連系の特別高圧案件の容量を集計したところ、今後、2030年度までの累計で約1500万kW**（日本の夏の最大電力需要の約1割に相当）となった。
- 接続供給申込みが行われた案件全てが予定通りに運転するわけではないものの、**今後は、データセンターや半導体工場の新增設等により電力需要は増加する可能性が高く、供給力確保や系統整備、需要対策等の対応が必要。**

【電力需要の見通し】



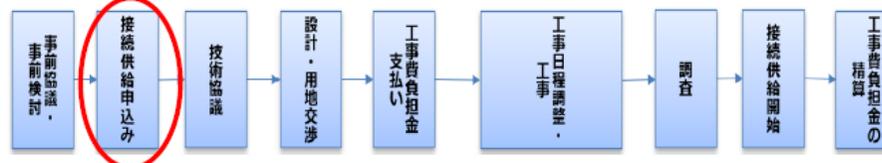
- 国内の電力需要（2024年8月の最大電力需要（約1億6000万kW）が継続すると仮定）
- 特別高圧増加見通し（データセンター等）

※一般送配電事業者に対して系統への接続供給申込みが行われた容量であり、取下げ等もあるため、上記電力需要が確実に増加するものではない。
 ※グラフ上は、実際に接続供給申込みがあったもののうち、一部を除く。
 ※沖縄県は除く。

出典：送配電協議会集計データを基に資源エネルギー庁作成（2024年9月末時点）

【系統接続までのフロー（東京電力パワーグリッドのケース）】

集計対象

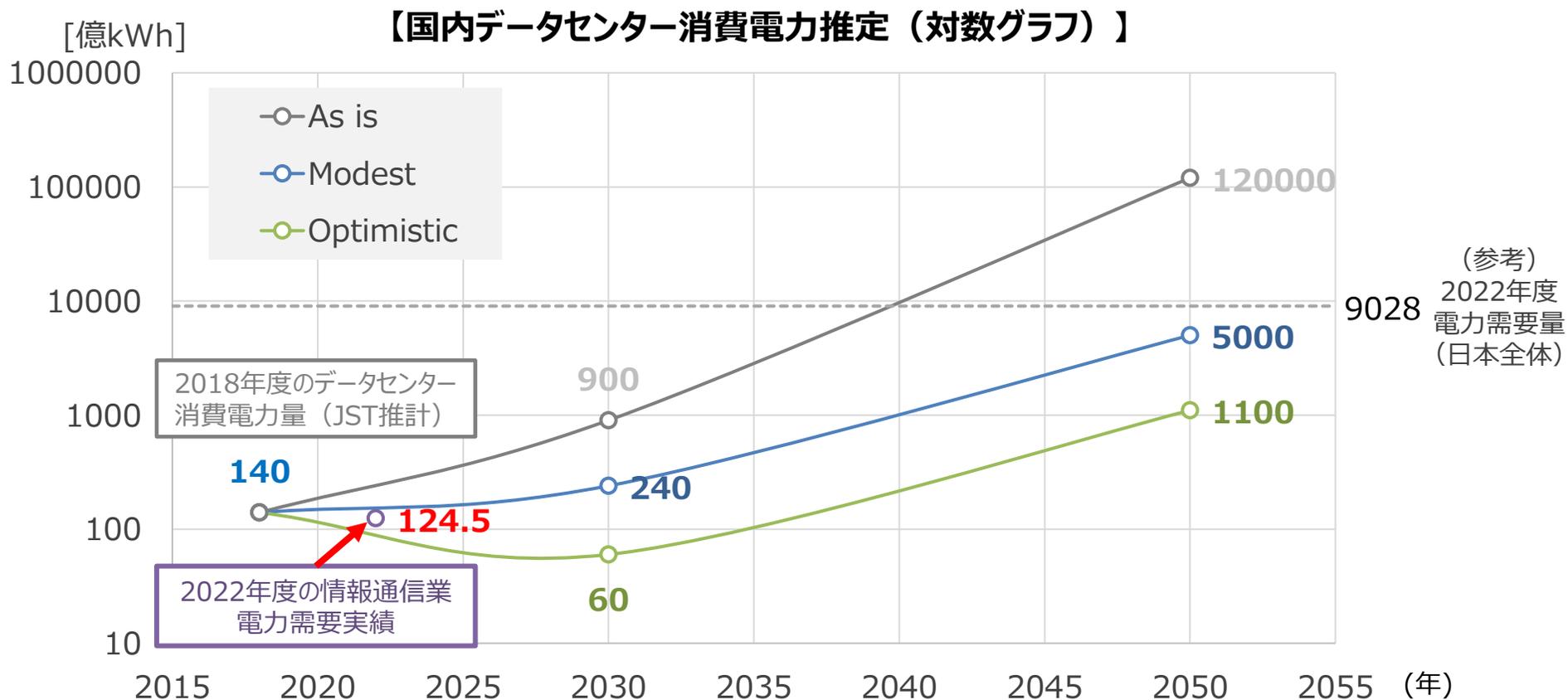


○供給力確保に向けた対応

- ・ 原子力発電所の再稼働
- ・ 長期脱炭素電源オークションによる発電所の新設
- ・ 脱炭素電源の投資を促進する制度措置や市場環境を整備

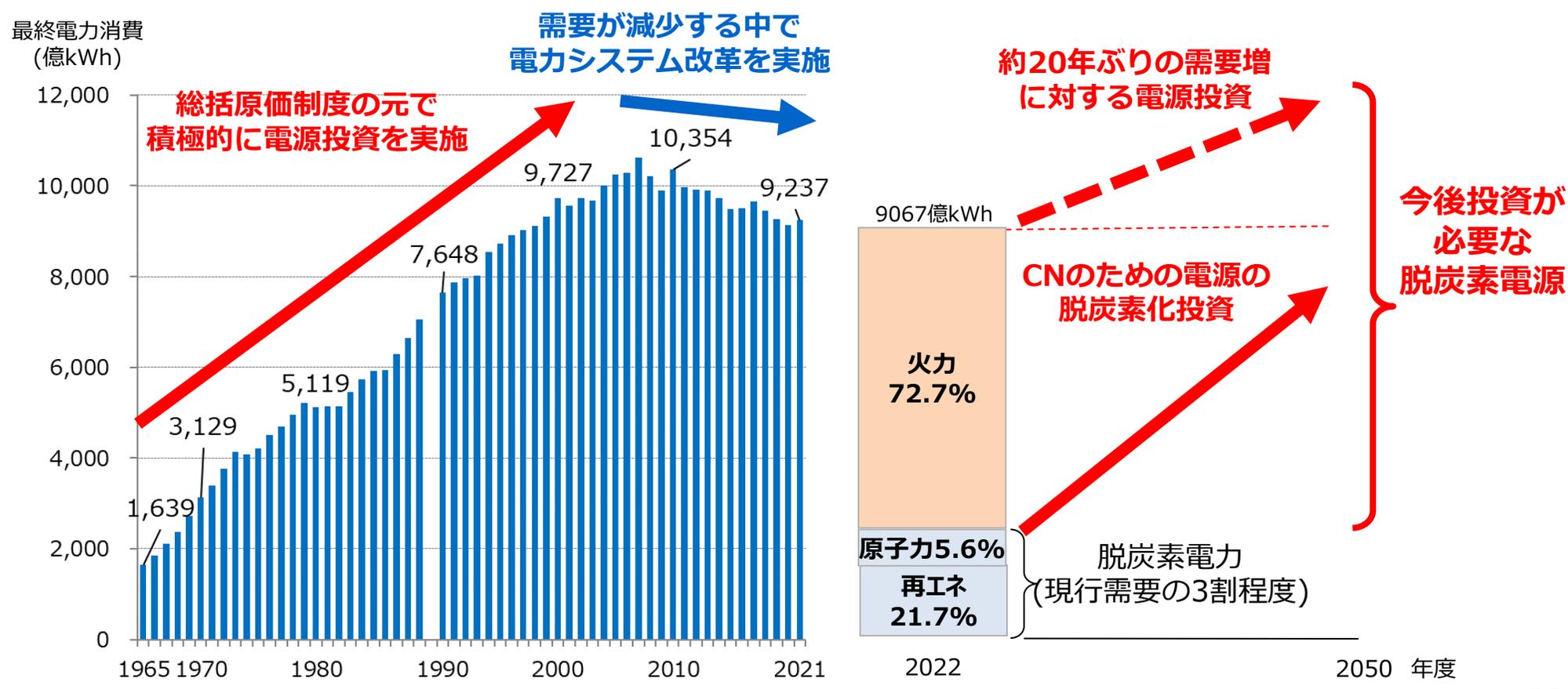
国内におけるデータセンターの消費電力見通し（JST）

- 科学技術振興機構（JST）は、エネルギー効率の改善状況に応じたデータセンター・ネットワークの消費電力量の見通しは、省エネの度合いに応じて大きな幅があることを示している。また、2050年は遠い将来のため、その予測の信頼性は高くはないということも指摘している。
 - 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



脱炭素電源投資の重要性

- 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）。

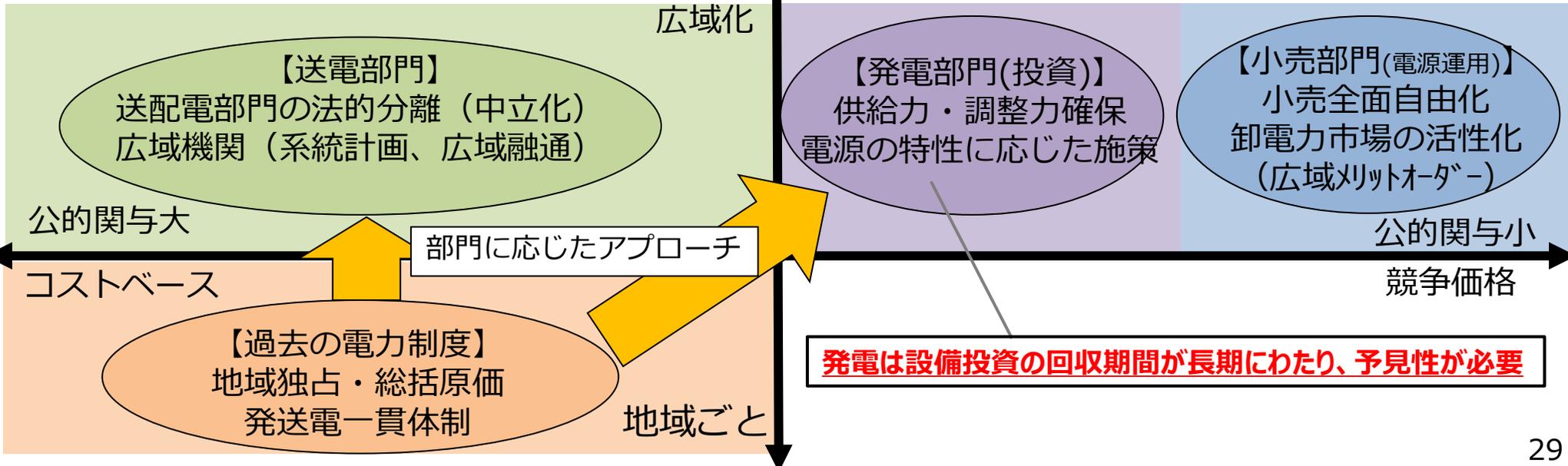


(出所) 総合エネルギー統計

電力システム改革の進展と残された課題

- 震災前の電力システムは、発電・送電・小売が一体（垂直一貫）となった地域毎の電力会社が、コストベースで独占的に電力を供給。その後、一連の電力システム改革を通じて以下の状況。
 - ①小売部門については、**競争を通じたコストの抑制、サービスの多様化を図るとともに、需要家の選択肢を確保。**
 - ②発電部門については、供給力・調整力を確保する観点から、**投資額が巨額で回収期間が長期にわたる、在庫が持てないといった電気事業の特性を踏まえ、予見性の向上が必要。**
 →**電力需要の増加見通しと脱炭素投資の必要性を見据え、投資の予見性の向上が必要な状況。**
 - ③送配電部門は、全ての事業者が共同利用するという特性上、**総括原価が残るが、公的関与の下、発電・小売部門とは分離して中立化しつつ、広域的な連携等**を促進。

<基本的考え方>



脱炭素電源の立地状況

- 我が国における脱炭素エネルギーの供給において、例えば、洋上風力は風況に左右され、**再エネの供給適地が偏在している**など、**脱炭素エネルギーの供給拠点には地域偏在性が存在**。
- 再エネや原子力などの脱炭素電源比率が4割を超えるのは、北海道、九州、関西エリアのみ。

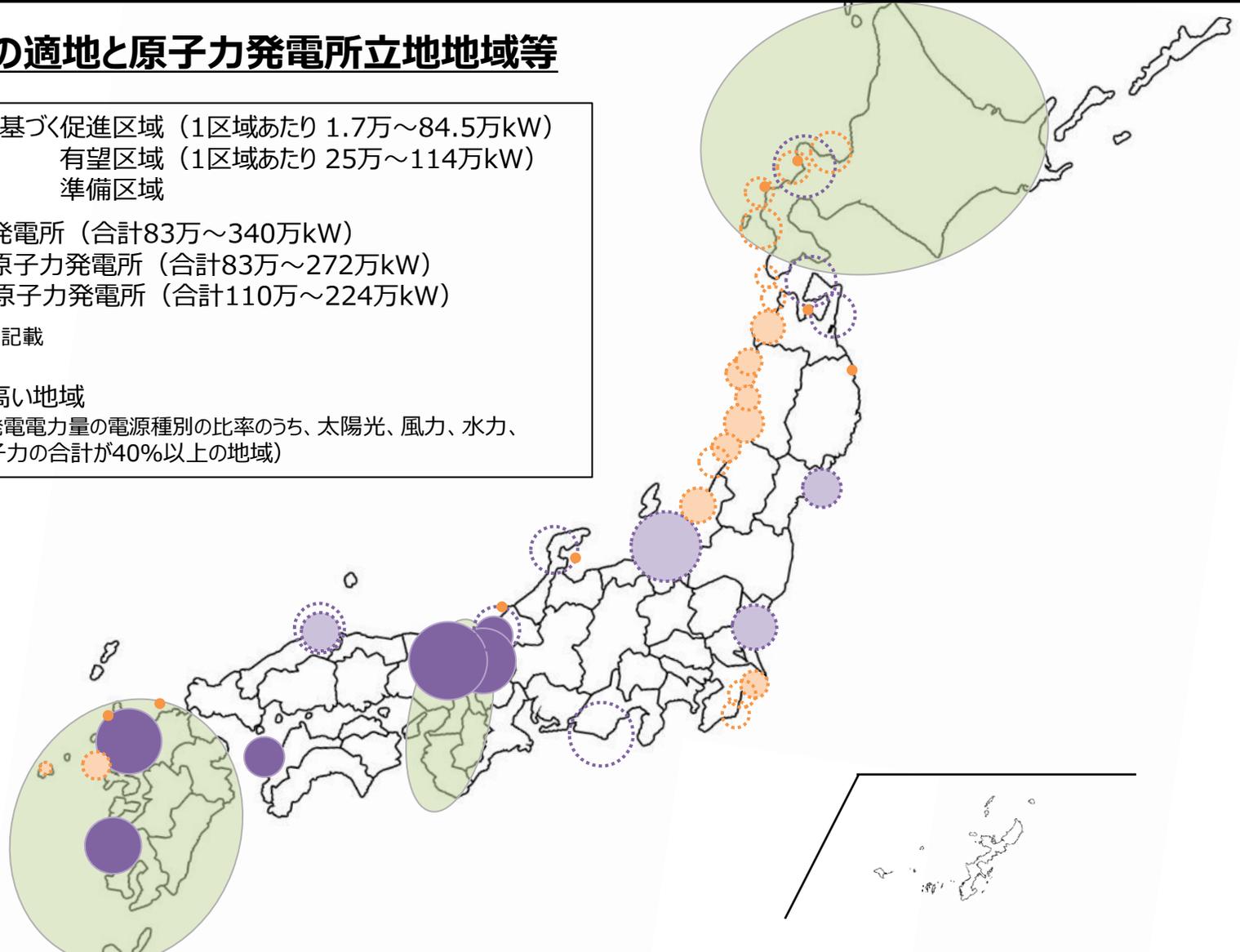
洋上風力発電の適地と原子力発電所立地地域等

- …再エネ海域利用法に基づく促進区域 (1区域あたり 1.7万~84.5万kW)
- … " 有望区域 (1区域あたり 25万~114万kW)
- … " 準備区域

- …再稼働済み原子力発電所 (合計83万~340万kW)
- …設置変更許可済み原子力発電所 (合計83万~272万kW)
- …新規制基準審査中原子力発電所 (合計110万~224万kW)

※円の面積は発電容量に応じて記載

- …脱炭素電源比率の高い地域
(2023年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率のうち、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス、原子力の合計が40%以上の地域)



再エネに関するコスト比較

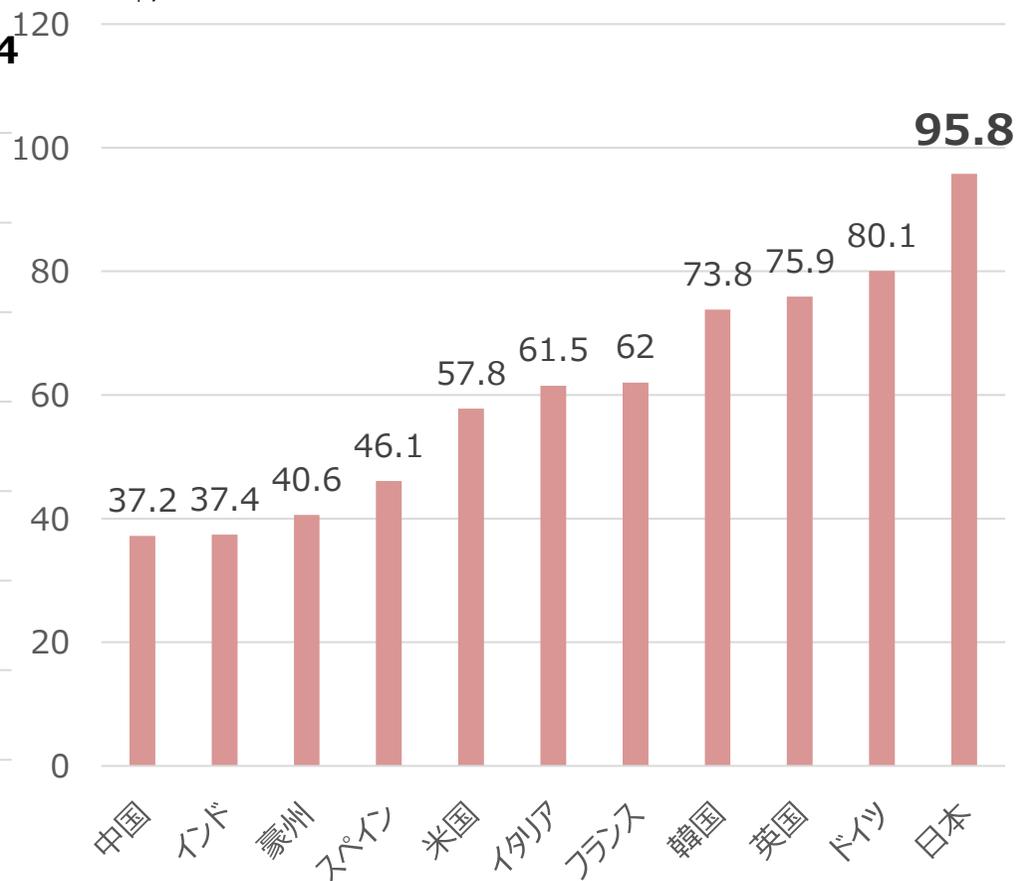
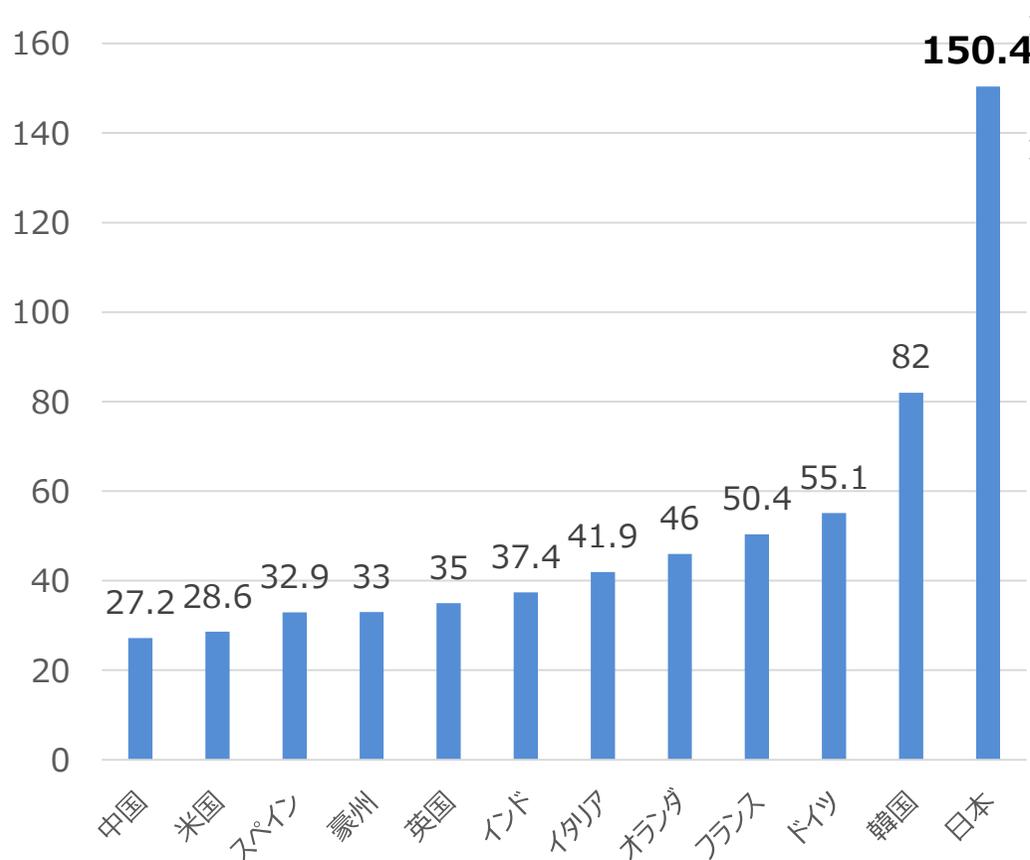
- IRENA（国際再生可能エネルギー機関）が公表している再エネのコスト（LCOE：Levelized Cost of Electricity）によると、日本の再エネは相対的にコストが高く、導入拡大に向けてコスト低下が期待される。

風力のLCOE

太陽光のLCOE

(単位：\$/MWh)

(単位：\$/MWh)



	売電価格	運開年	選定事業者構成員
①長崎県五島市沖 (浮体)	36円/kWh	2026.01	戸田建設、JRE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	13.26円/kWh	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
③秋田県由利本荘市沖	11.99円/kWh	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウエンティ ジャパン
④千葉県銚子市沖	16.49円/kWh	2028.09	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech

<導入目標> 【内は全電源の電源構成における比率】	
現行	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%】)
<洋上風力発電の案件形成目標>	
2030年	10GW
2040年	30-45GW

区域名	万kW	
①長崎県五島市沖 (浮体)	1.7	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	
③秋田県由利本荘市沖	84.5	
④千葉県銚子市沖	40.3	
⑤秋田県八峰町能代市沖	36	第2ラウンド公募 現在、選定評価中 (2023年度内) 約180万kW
⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	34	
⑦新潟県村上市・胎内市沖	35,70	
⑧長崎県西海市江島沖	42	
⑨青森県沖日本海(南側)	60	新たに促進区域指定 10/3公表 105万kW
⑩山形県遊佐町沖	45	
⑪北海道石狩市沖	91~114	有望区域
⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56~71	
⑬北海道島牧沖	44~56	
⑭北海道檜山沖	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)	⑳富山県東部沖(着床・浮体)	
㉑北海道島牧沖(浮体)	㉑福井県あわら沖(びきなだ)	
㉒青森県陸奥湾	㉒福岡県響灘沖	
㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉓佐賀県唐津市沖	

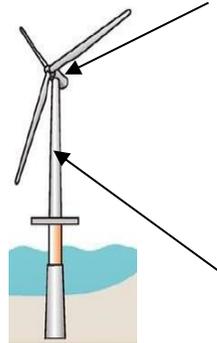


GI基金を活用した浮体式洋上風力（GI基金：1,195億円）

- GI基金を活用し、現在、浮体式洋上風力の要素技術開発（フェーズ1）を実施中。
- 今後、フェーズ2として、国内の海域を活用した浮体式洋上風力の実証事業を実施予定。
自治体から情報提供された候補海域（4道県5海域）から、有識者による意見を踏まえ、4海域を選定（10/3に公表済）。
- 今後、NEDOが公募し、年度内に事業者及び海域（2箇所程度）を決定する予定（上限額850億円）。

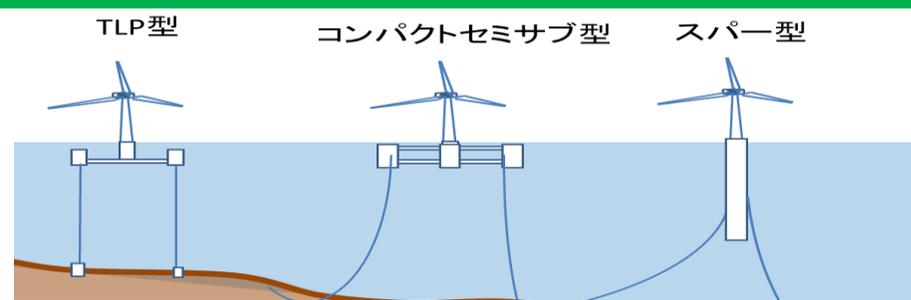
（参考）フェーズ1 採択事例

①次世代風車技術開発事業



- **ナセル内部部品（軸受・増速機）**
 【大同メタル工業株式会社】
 風車主軸受の滑り軸受化開発
 【株式会社 石橋製作所】
 15MW超級増速機ドライブトレインの開発など
 【NTN株式会社】
 洋上風力発電機用主軸用軸受のコスト競争力アップ
- **タワー**
 【株式会社駒井ハルテック】
 洋上風車用タワーの高効率生産技術開発・実証

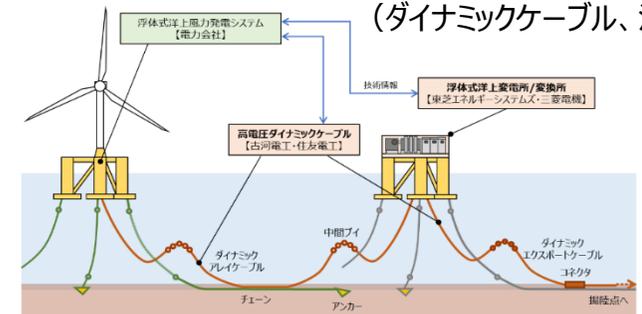
②浮体式基礎製造・設置低コスト化技術開発事業



TLP型	コンパクトセミサブ型	スパー型
①三井海洋開発等	②日立造船等 ③ジャパンマリン ユナイテッド等 ④東京瓦斯等	⑤東京電力RP等 ⑥戸田建設等

③洋上風力関連電気システム技術開発事業

【東京電力RP等】
 低コスト浮体式洋上風力発電システムの共通要素技術開発
 （ダイナミックケーブル、洋上変電所等）



出典：東京電力リニューアブルパワー-HP

④洋上風力運転保守高度化事業

【関西電力等】
 ドローンを使った浮体式風車ブレードの革新的点検技術の開発
【古河電気工業等、東京汽船等の2者】
 海底ケーブル敷設専用船(CLV)、風車建設・メンテナンス専用船(SOV)
【東京電力RP等、株式会社北拓、NTN、戸田建設の4者】
 デジタル技術やAI技術による予防保全やメンテナンス高度化

フェーズ2：風車・浮体・ケーブル・係留等の一体設計を行い2023年から実証事業を実施（上限額850億円）

4つの候補海域：①北海道石狩市浜益沖、②北海道岩宇・南後志地区沖、③秋田県南部沖、④愛知県田原市・豊橋市沖 33

次世代型太陽電池の社会実装に向けて

- 軽量かつ高い性能（変換効率及び耐久性）を満たすペロブスカイト太陽電池の社会実装を実現するため、グリーンイノベーション基金を活用した実用化に必要な製造技術の確立を目指した支援を実施中。
- グリーンイノベーション基金を活用した研究開発に取り組む積水化学工業のモジュールを活用し、世界初となるメガソーラー級のビルへの導入計画が公表されるなど、社会実装に向けた動きも加速。

グリーンイノベーション基金による開発の進捗状況

<実用化に向けた流れと課題>

① 実験室レベルでの技術開発

(80億円)

実施中

2022～2025年度

② 製品化に向けた大型化等

(120億円)

大型化に向けた研究開発の進捗を踏まえ、早期社会実装に向けた実証に移行

③ ユーザーと連携した実証

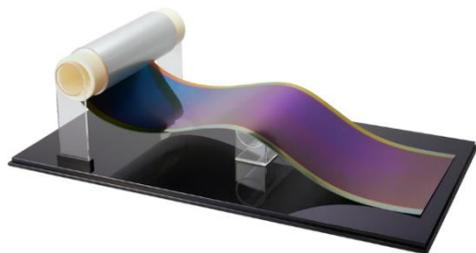
(298億円)

最速で2023年度から開始～2030年度を予定

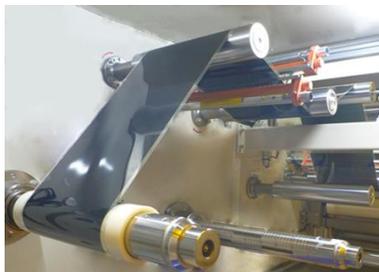
(予算額について、合計498億円から648億円に増額することについて、審議会にて合意済)

・積水化学工業は屋外耐久性10年相当を確認し、30cm幅のロールtoロール製造プロセスを構築。(発電効率15.0%)
・既に建物壁面への実装工事も行われるなど、実証の取組も進捗が見られており、**2023年11月15日には、世界初となる1MW超の建物壁面への導入計画が公表**。

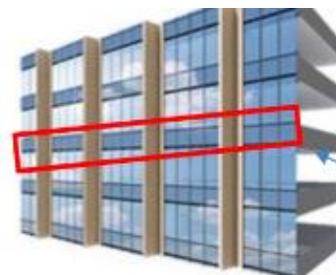
内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ



ペロブスカイト太陽電池



ロールtoロールによる製造



ペロブスカイト太陽電池設置箇所イメージ

(出典) 積水化学工業(株)、中央日本土地建物グループ・東京電力HD

原子力発電所の現状

再稼働
12基

稼働中 9基、停止中 3基 (送電再開日)

設置変更許可
5基

(許可日)

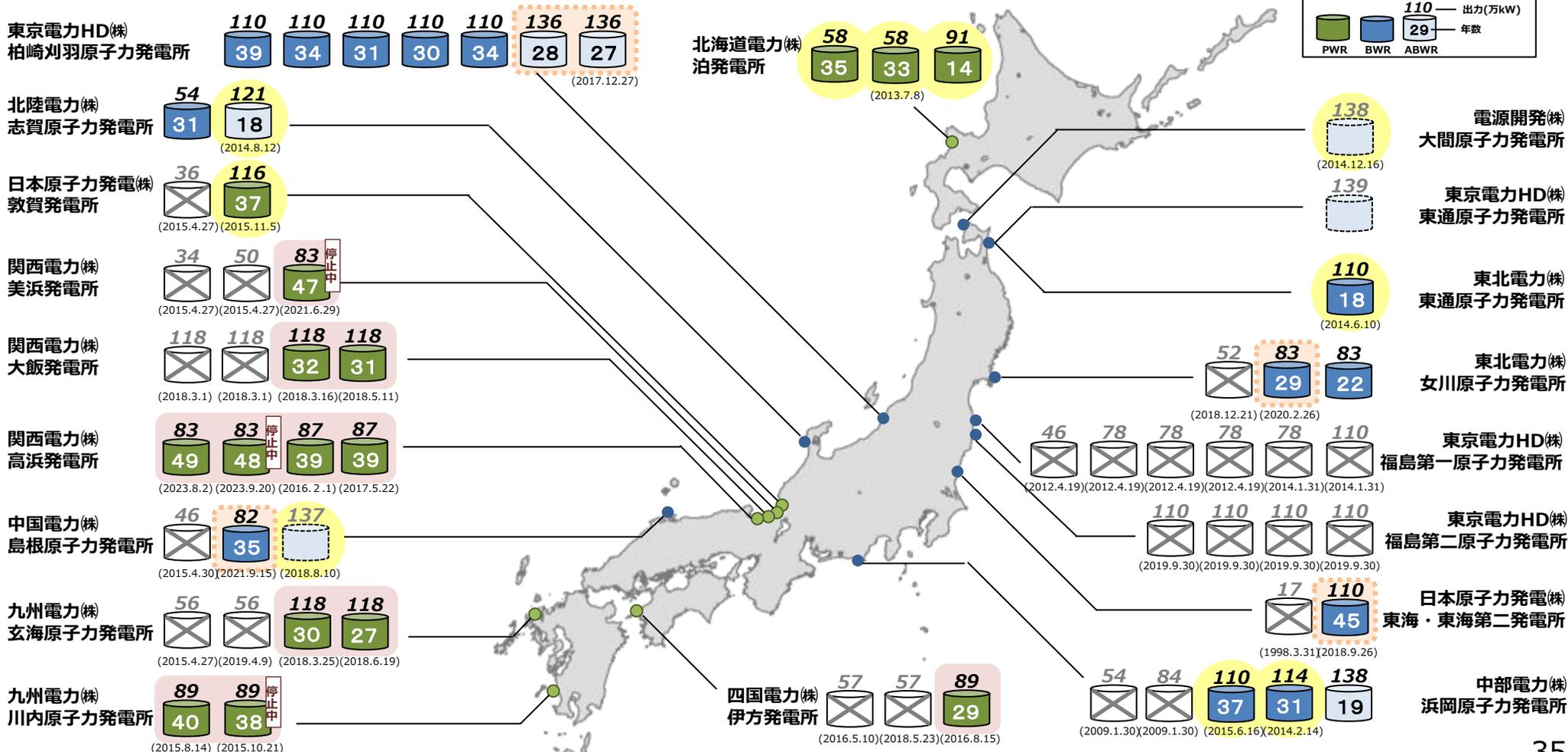
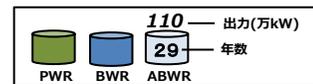
新規規制基準
審査中
10基

(申請日)

未申請
9基

廃炉
24基

(電気事業法に基づく廃止日)



【参考】主要テック企業は原子力発電を積極的に活用

- 主要テック企業は、データセンター等の電力需要の増加見通しを背景に、原子力の活用を相次いで公表。

Amazon

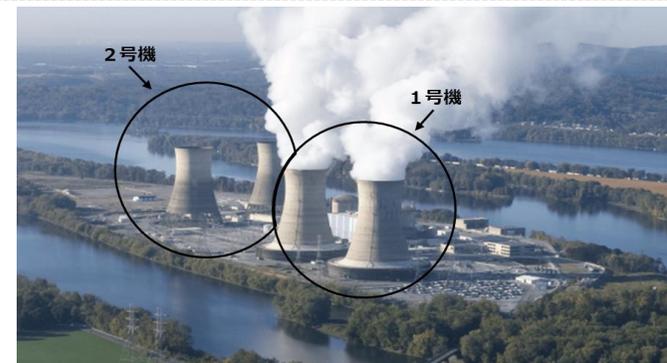
- 2024年3月、アマゾン・ウェブ・サービス（AWS）社は、米タレン・エナジー社より、原子力発電所直結のデータセンター（キュムラスデータセンター）を買収。
- 同データセンターは、ペンシルベニア州北東部に位置しており、売却額は6億5,000万ドル（約975億円）。同データセンターは、隣接のサスケハナ原子力発電所（BWR、130万kW×2基）から直接電力供給を受ける。



(出所) Amazon社HPや原子力産業新聞など

Microsoft

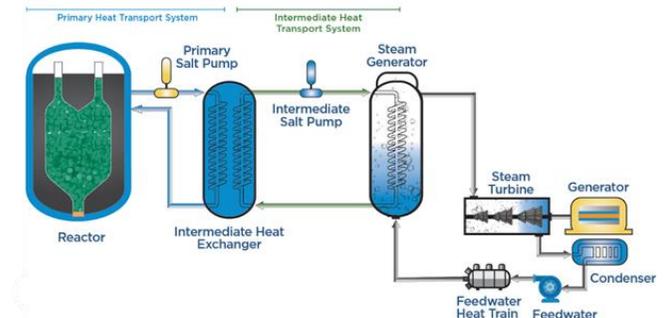
- 2024年9月20日、米国の発電事業者コンステレーション社は、経済的な理由により、5年前に停止したスリーマイル島原子力発電所1号機を再稼働させ、その全発電量を、20年間にわたりマイクロソフト社に供給させるという計画を発表。
- 同社は、2028年までの再稼働を目指す計画。また、米政府によるインフレ削減法（IRA）に基づく原子力発電向けの税額控除措置の適用も想定している。



(出所) 米エネルギー省ウェブサイト

Google

- 2024年10月、グーグル社が、米カイロス・パワー社と、同社の開発する革新炉（溶融塩炉）から原子力由来の電力を購入する契約を締結した旨を公表。
- カイロス・パワー社は、2030年までに初号機の運転を目指し、その後、さらに追加の建設を行う予定。今回発表された契約では、最大500MWの電力供給を見込むとされている。



カイロス・パワー社が開発する「KP-FHR」（溶融塩炉）の概念図

革新炉の種類（各事業者による開発コンセプト）

革新軽水炉

※現行炉と同じ出力規模



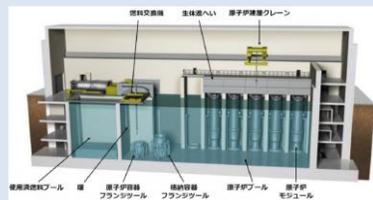
◆ 三菱重工業

- 技術熟度が高く、規制プロセスを含め高い予見性あり
- 受動安全や外部事象対策（半地下化）により更なる安全性向上
- シビアアクシデント対策（コアキャッチャー、ガス捕集等）による所外影響の低減

<課題>
 ・初期投資の負担 ・建設長期化の場合のファイナンスリスク

SMR（小型モジュール炉）

※軽水炉、小出力



◆ VOYGR（NuScale社）



◆ BWRX-300（日立GE）

- 炉心が小さく自然循環冷却、事故も小規模に
- 工期短縮・初期投資の抑制

<課題>
 ・小規模なため効率低い（規模の経済性小） ・安全規制等の整備

高速炉

※冷却材に軽水でなくナトリウムを使用



◆ 実験炉：常陽（JAEA）

- 金属ナトリウムの自然対流による自然冷却・閉じ込め
- 廃棄物の減容・有害度低減
- 資源の有効利用

<課題>
 ・ナトリウムの安定制御等の技術的課題
 ・免震技術・燃料製造技術等の技術的課題

高温ガス炉

※冷却材にヘリウムガス、減速材に黒鉛を使用



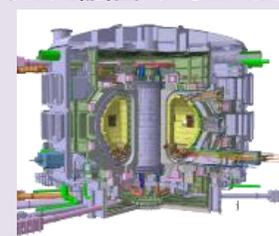
◆ 試験炉：HTTR（JAEA）

- 高温で安定なヘリウム冷却材（水素爆発なし）
- 高温耐性で炉心熔融なし
- 950℃の熱の利用が可能（水素製造等）

<課題>
 ・エネルギー密度・経済性の向上
 ・安定な被覆燃料の再処理等の技術的課題

核融合

※水素をヘリウムに融合・メカニズム大きく異なる



◆ 実験炉：ITER

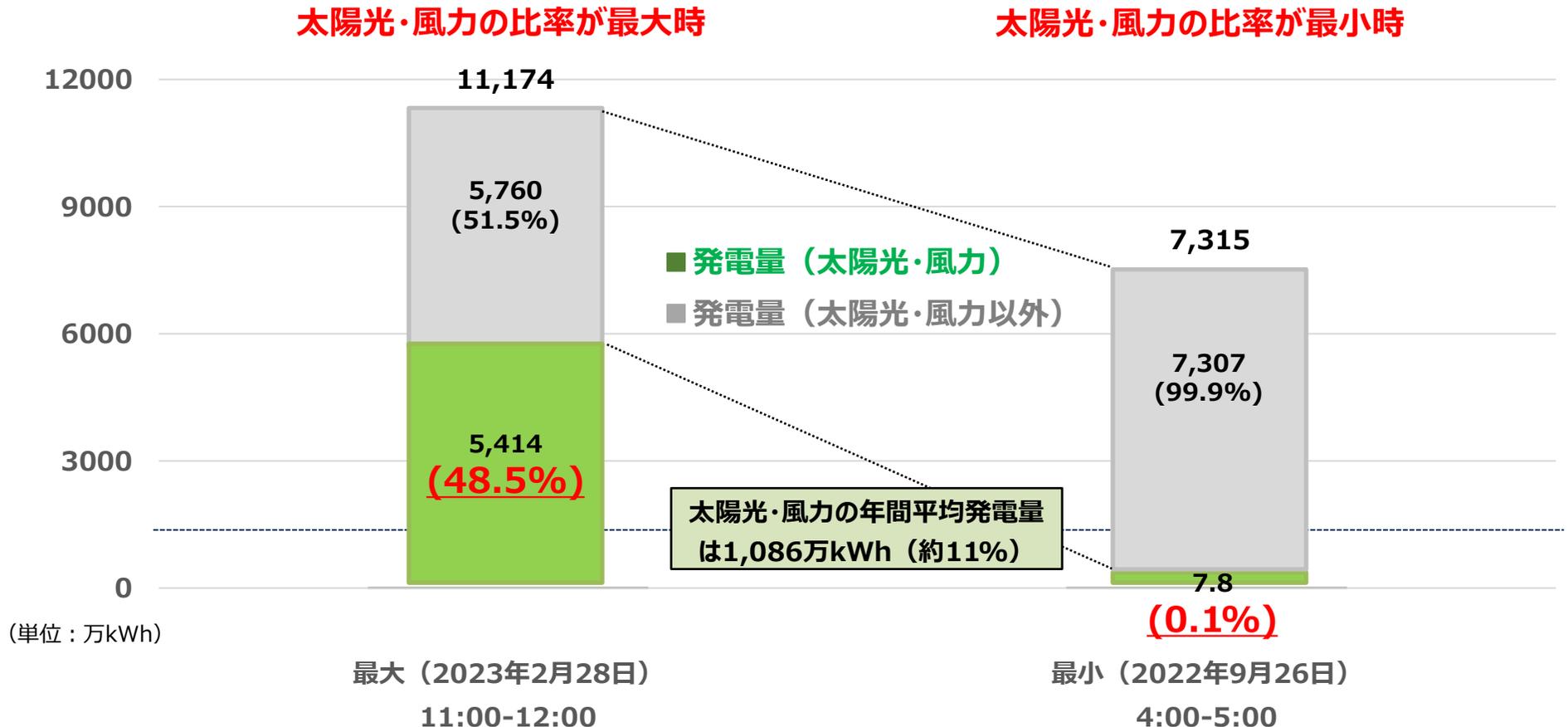
- 連鎖反応が起こらず、万一の場合は反応がストップ
- 廃棄物が非常に少ない

<課題>
 ・プラズマの維持の困難性、主要機器の開発・設計（実用化には相応の時間）
 ・エネルギー密度・経済性の向上

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。

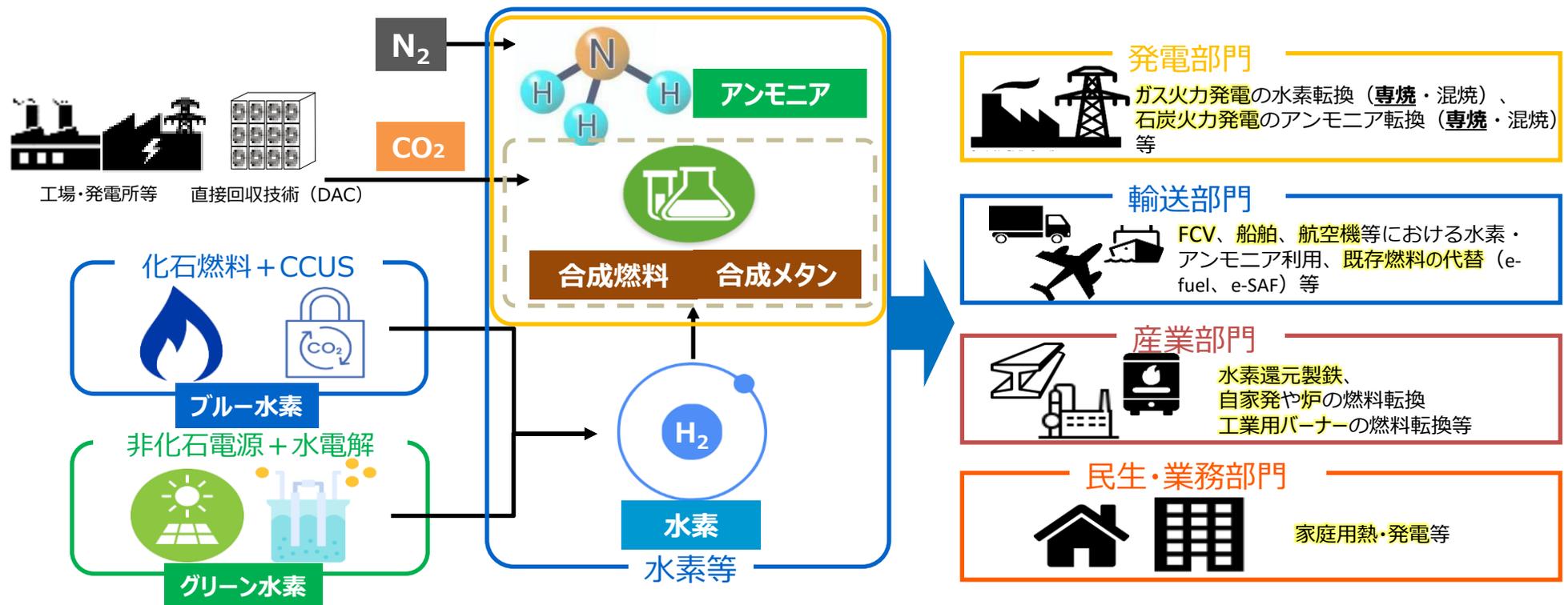
2022年度の変動電源（再エネ・風力）の最大・最小発電時間帯



水素等の重要性

- 2050年カーボンニュートラルに向けて、水素等（アンモニア、合成メタン、合成燃料含む）は様々な用途で活用が期待される原燃料として注目。
- 特に、代替技術が少なく転換が困難な、鉄鋼・化学等の、いわゆるhard to abate（CO2排出削減困難）産業や、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。

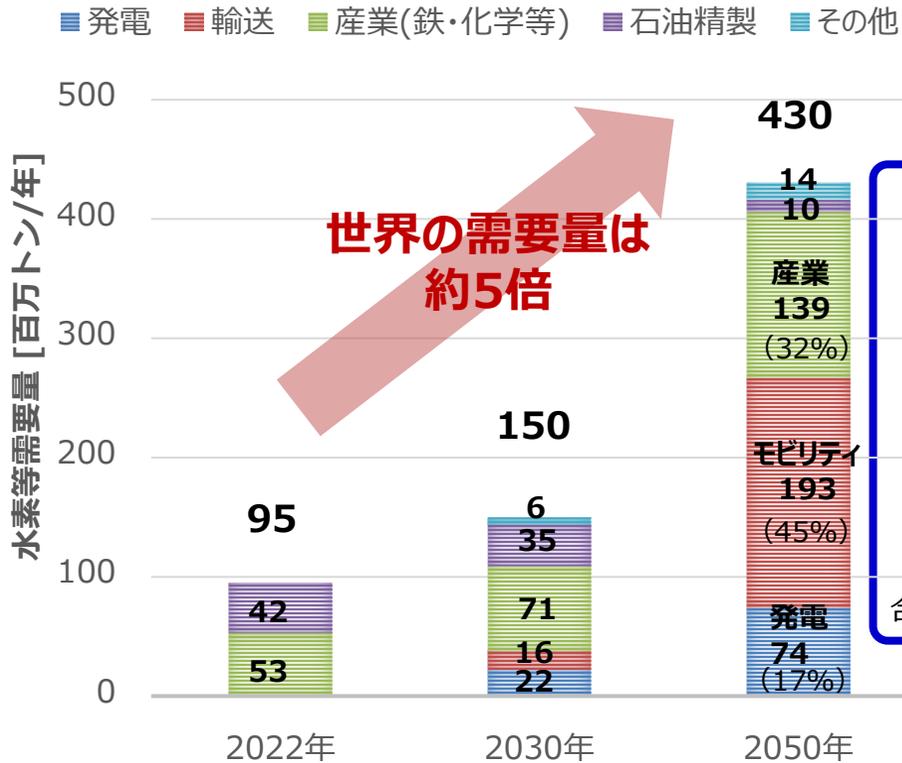
水素等の供給源及び需要先



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>



世界の需要量は
約5倍

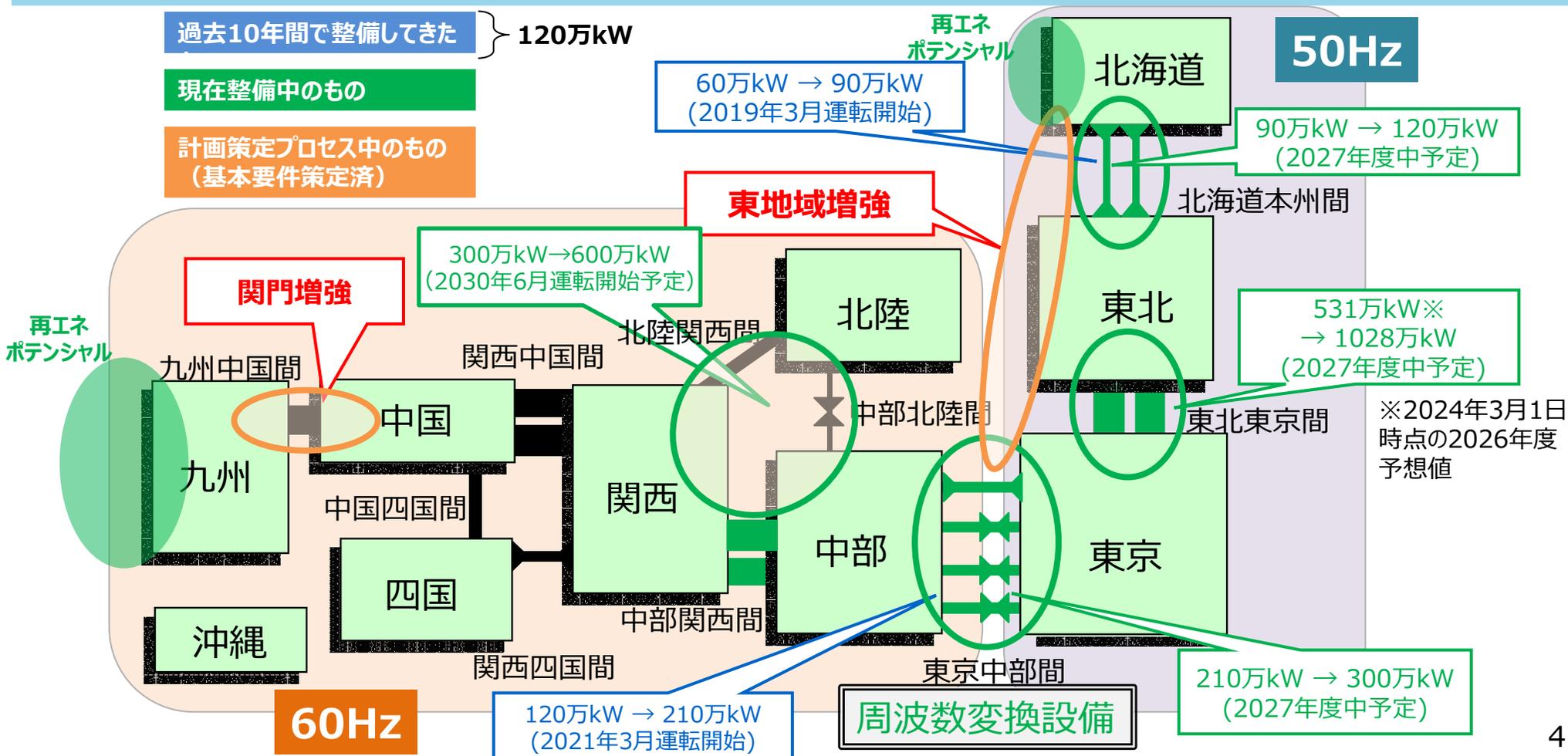
<水素等需要の広がり>



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

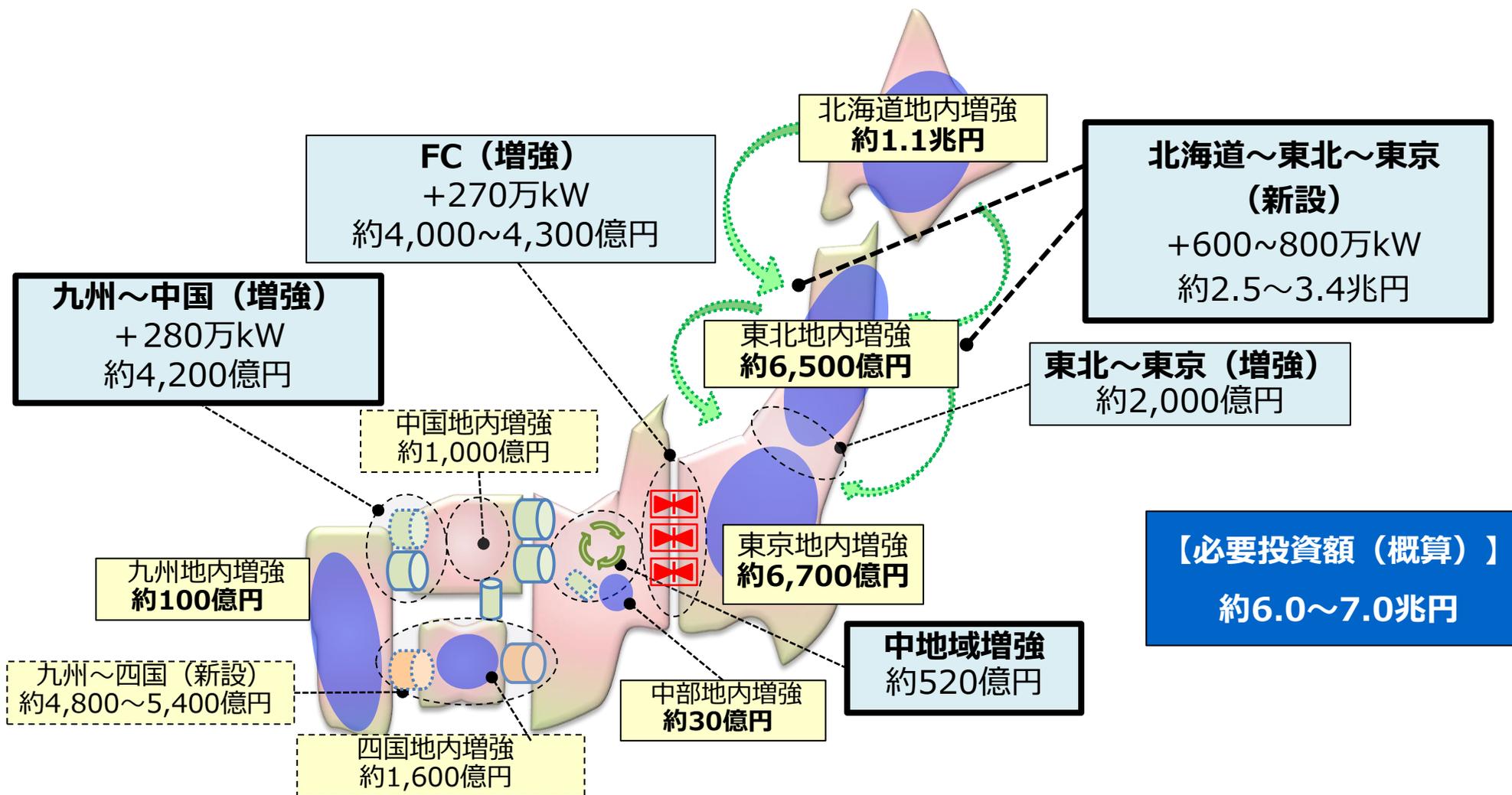
再エネ大量導入と電力のレジリエンス強化

- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、脱炭素化の要請がより一層強まる中、全国の送電ネットワークを整備することで、再エネの大量導入と電力のレジリエンス強化につながる。
- このため、再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制しつつ再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの増強を進めていく。



マスタープランについて

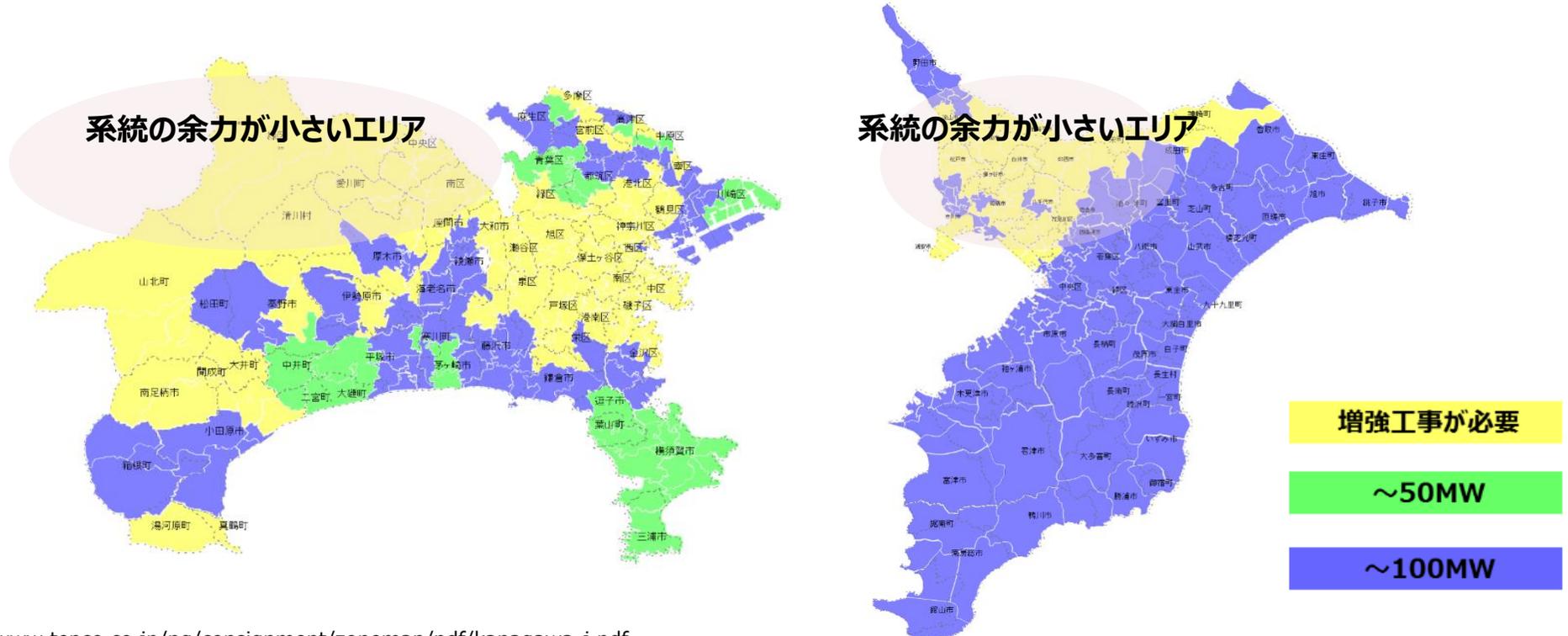
- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。



局地的な大規模需要の発生への対応（今後の対応）

- GXやDXを推進する上で、新たに生じる大規模な電力需要に対し、迅速かつ確実に電力供給を行うことが不可欠。
- 現在進めている「ウェルカムゾーンマップ」の公開に加え、送電線に十分な余裕がないエリアにおいて、計画的な系統整備を促す仕組みが必要。また、一部の大型需要家に送電線建設の費用負担が偏らない仕組みの検討も考えられる。

神奈川県・千葉県に関する余力情報 (東京電力パワーグリッドが公開)



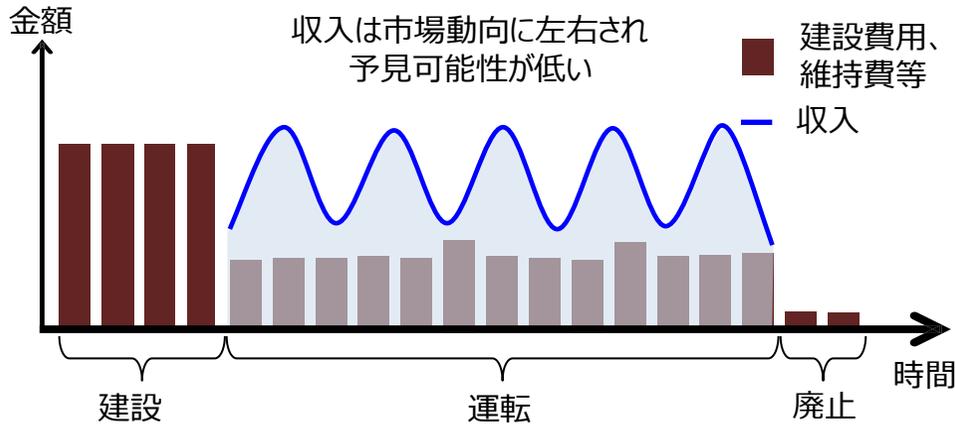
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/zonemap/pdf/kanagawa-j.pdf>
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/zonemap/pdf/chiba-j.pdf>

1. エネルギーをめぐる歴史
2. 最近の情勢
 - (1) エネルギーをめぐる環境変化
 - (2) 環境変化を踏まえた対応
3. 電力総論
4. 電力各論
5. まとめ

長期脱炭素電源オークションの概要

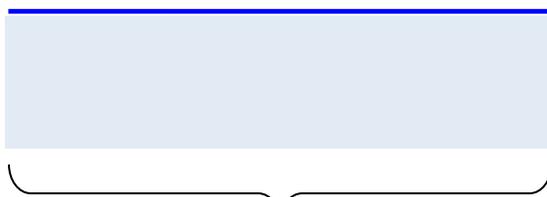
- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



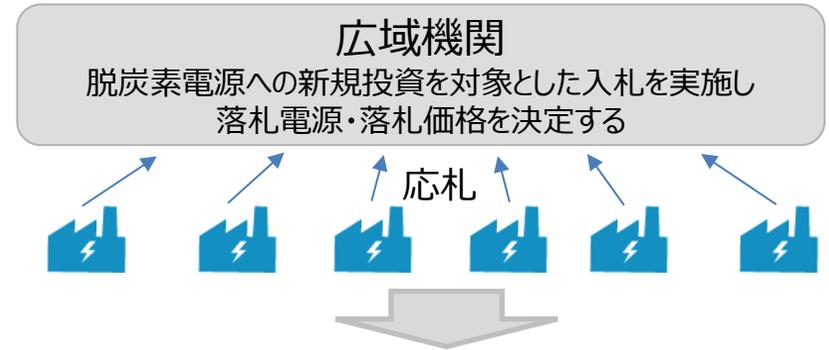
〈投資判断に必要な要素〉

①投資判断時に**収入の水準**を確定させたい



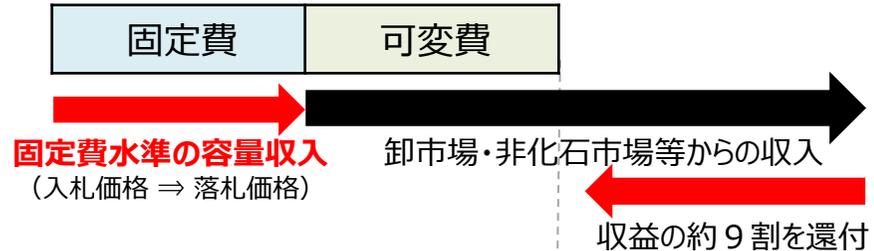
②投資判断時に**長期間の収入**を確定させたい

〈新制度のイメージ〉



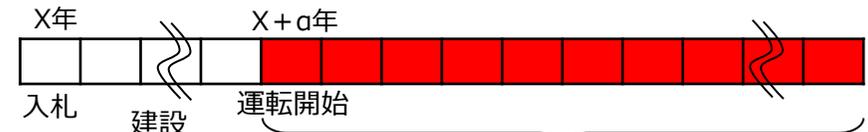
〈落札電源の収入〉

①収入の水準



(※) 本制度での収入 = 落札価格 - 還付する収益

②収入の期間



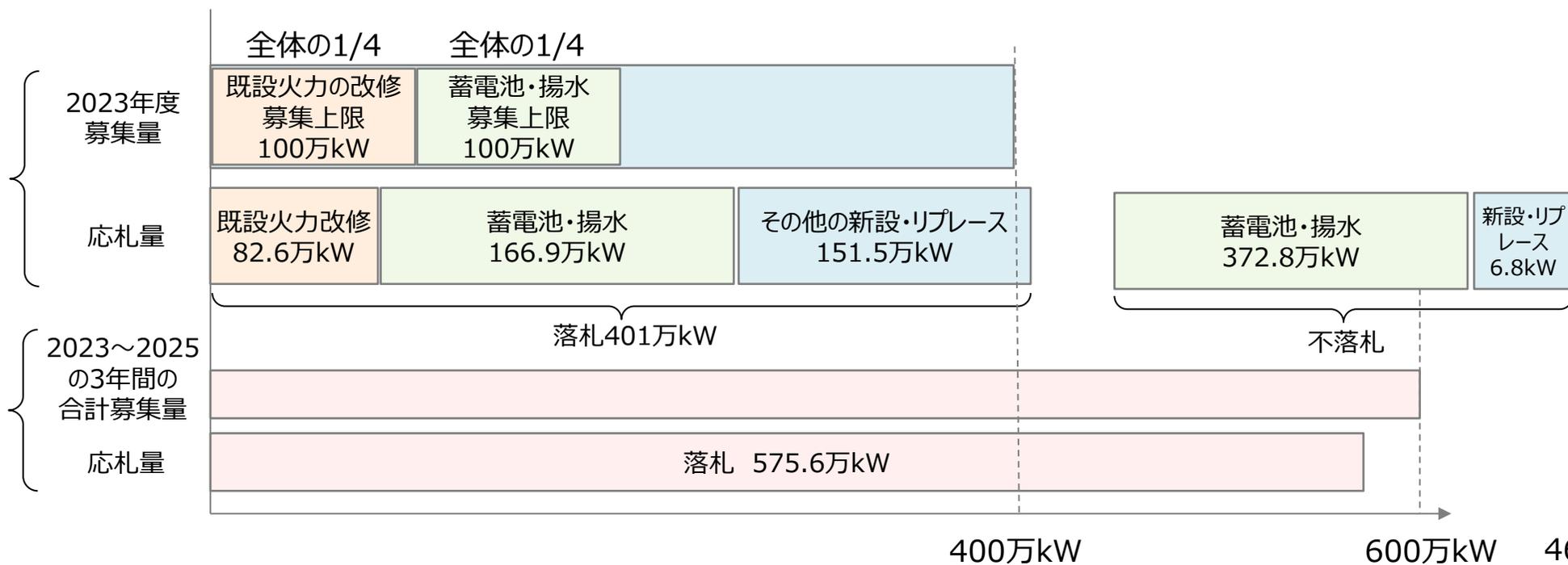
落札価格の容量収入を**原則20年間**得る

初回入札の募集量と落札容量 ※2024年4月26日公表

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	—
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	—
蓄電池		455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	131.6万kW	—
水素10%混焼LNG		6.8万kW	—	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW	19.9万kW	—
脱炭素電源の合計		780.5万kW	401.0万kW	379.6万kW
LNG		575.6万kW	575.6万kW	—
合計		1,356.2万kW	976.6万kW	379.6万kW

脱炭素電源

LNG火力



第2回入札における制度の変更内容

		第1回入札	第2回入札
募集量		<p>脱炭素電源：400万kW ※一部の電源種は募集上限を設定 既設火力の改修 100万kW 蓄電池・揚水 100万kW</p> <p>LNG専焼火力：600万kW ※3年間合計</p>	<p>脱炭素電源：500万kW ※一部の電源種は募集上限を設定 既設火力の改修 100万kW 蓄電池・揚水（連続運転3時間以上6時間未満） 75万kW 蓄電池・揚水（連続運転6時間以上） 75万kW 既設原発 200万kW</p> <p>LNG専焼火力：224万kW ※第3回入札200万kW</p>
対象	水素・アンモニア・バイオマス	国内の固定費のみが対象 ※燃料費は対象外	燃料費のうち、固定的に支払う分は、対象に追加
	原子力	「既設原発の安全対策投資」の扱いはこれまで整理されず	「既設原発の安全対策投資（2013年7月に施行された新規規制基準に対応し、初めて再稼働するための投資）」を対象に追加
	一般水力	最低応札容量：10万kW	最低応札容量：3万kW
	蓄電池・揚水	最低応札容量：1万kW	最低応札容量：3万kW
	蓄電池	特段の規律（応札要件）を設けず	補助金事業と同等の規律（応札要件）を課す ※適正な廃棄（廃掃法における広域認定の取得）、レジリエンス（異常発生時に備えた主要部品の供給拠点の整備）、地元調整 等

第2回入札の脱炭素電源の募集量・募集上限

第2回入札の募集量：500万kW

既設火力の改修 募集上限：100万kW	蓄電池・揚水 (3時間以上6時間未満) 募集上限：75万kW	蓄電池・揚水 (6時間以上) 募集上限：75万kW	既設原発の安全対策投資 募集上限：200万kW
------------------------	--------------------------------------	---------------------------------	----------------------------

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

<全電源> 論点② 第2回入札の募集上限

- **「既設火力の改修案件」**は、初回入札の応募容量・落札容量が82万kWと、募集上限の100万kWに届かなかったが、引き続き水素・アンモニア等への投資を促進するため、**初回入札と同じ水準の募集上限**としてはどうか。
- **「蓄電池・揚水」**は、初回入札では、応募容量が539万kWと、募集上限100万kWを大きく超える応募・落札があったことを踏まえ、後述のとおり事業規律の確保を求めると共に**募集上限を増加**させてはどうか。ただし、本制度はkW当たりの価格で競争する仕組みであるため、**長時間の運転継続ができる蓄電池より、短時間の運転継続しかできない蓄電池の方が価格面で有利となるが**、再エネの出力制御量の抑制に活用することを考慮すれば、**長周期変動にも対応しやすい長時間の運転継続ができる蓄電池の導入を促進していくことが必要**ではないか。このため、蓄電池・揚水の募集上限は、**運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件の募集上限と、運転継続時間が6時間以上の案件の募集上限に分けて設定**してはどうか。
- また、第2回入札から対象に追加する**「既設原発の安全対策投資」**は、新設・リプレース案件と同様に、投資によって発電所全体のkWが新たに供給力として活用できるようになるものの、**既に、最初の運転開始から一定期間経過している点**が新設・リプレース案件と異なる。**既設原発の再稼働を加速しつつ、脱炭素電源の新設・リプレースを着実に進める観点から**、既設原発の安全対策投資については、**一定の募集上限を設定**してはどうか。

第2回入札の募集量（LNG専焼火力）

- 短期的な需給逼迫への対応として、LNG火力の新設・リプレースを、**第1回～第3回の3年間に限定し、600万kWを募集すること**としていた。
- **第1回入札では576万kWが落札**したことから、**残り24万kW**となった。
- **第2回入札以降**では、残りの24万kWに加え、今後の電力需要の増加等を踏まえ、**募集量を400万kW追加し、残り2年で424万kWを募集**する。
- ただし、価格競争を促すため、**第2回入札では、その約半分の224万kWを募集**。

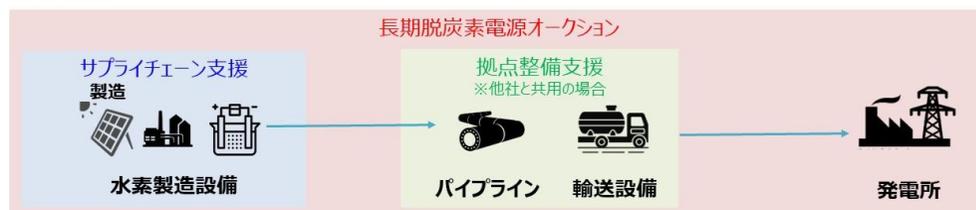


第2回入札に向けた制度の見直し（水素・アンモニアの燃料費の一部を対象に追加）

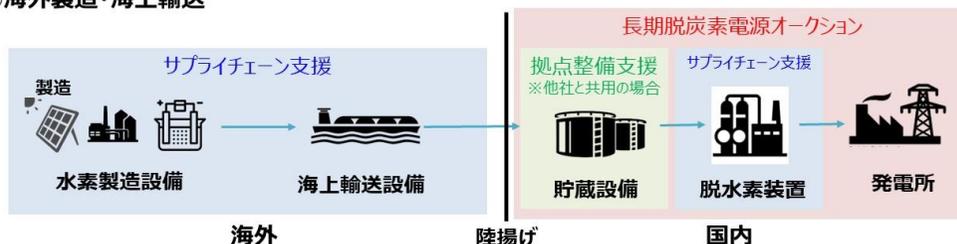
- 初回入札では、水素・アンモニアの燃料費は値差支援制度で支援するため、対象外としていた。
- しかし、第2回入札からは、燃料費の一部（固定的な負担部分）も対象に追加。

＜初回入札の対象範囲＞

①国内製造



②海外製造・海上輸送



＜第2回入札に向けた見直し＞

- 水素やアンモニアの調達に当たっては、黎明期はスポットマーケットがないため、長期契約によって調達する必要があるが、この場合、LNGと同様の「take or pay条項」であったり、更には、本制度において上流固定費を応札価格に算入できると整理した場合には、その分を基本料金として切り出し、2部料金制（基本料金＋従量料金）の燃料調達契約とすることも考えられる。
- したがって、燃料費として支払う費用のうち、「take or pay条項」の対象引取量分の燃料費や、2部料金制における基本料金など、固定費と認められる合理的な説明があった部分については、本制度の応札価格（運転維持費のその他コスト）に算入することを認めることとしてはどうか。

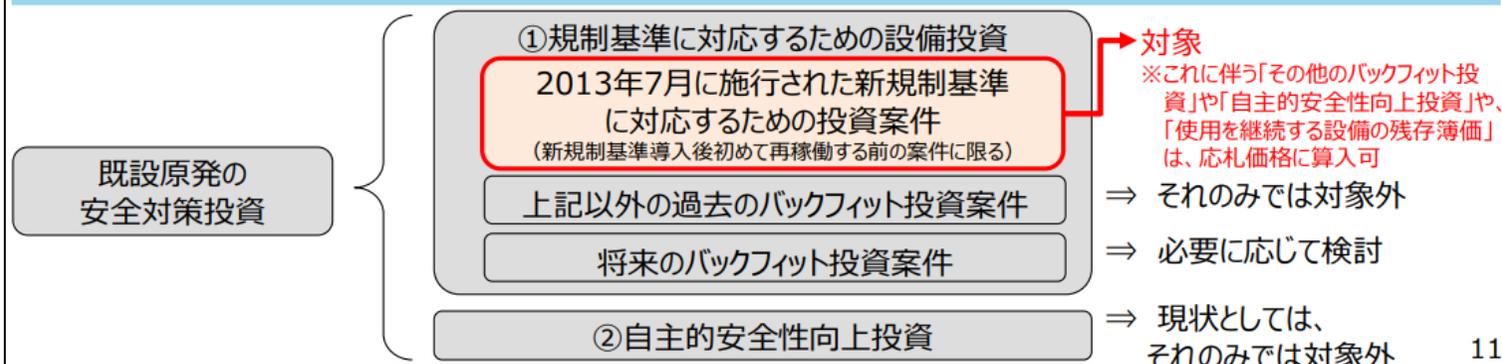
第2回入札に向けた制度の見直し（既設原発を対象に追加）

- 第2回入札の対象に「既設原発の安全対策投資（2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資案件）」を追加。

2024.1.31 第88回
制度検討作業部会 資料5

＜原子力＞ 論点① 具体的な対象範囲

- したがって、**第2回オークションの対象に追加するのは「2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資案件※」**とし、今後、新たなバックフィットが行われた際や、巨額の自主的安全性向上投資が行われる際に、必要に応じて、本制度へ対象の追加の必要性を検討してはどうか。
※ 本制度は運転開始前の案件を対象としていることから、本件では新規制基準導入後初めて再稼働する前の案件が対象となる。
- なお、①のその他のバックフィット投資案件や、②の自主的安全性向上投資は、それのみでは本制度の対象にはならないが、①の「2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資案件」として本制度に参加する場合は、**当該投資と併せて行う①のその他のバックフィット投資や、②の自主的安全性向上投資は、以下の点を踏まえ、応札価格に算入できる**こととしてはどうか。
 - 他市場収益の約9割は還付が必要となるため、応札価格に算入不可となれば、これらの投資の回収は不可能となり、投資できなくなる。
 - 過度に応札価格に算入すれば不落札リスクが高まるため、無駄な投資を助長することにはならない。
- また、既設揚水の大規模改修案件と同様に、**使用を継続する部分の設備の残存簿価は応札価格に算入できる**こととしてはどうか。



第2回入札に向けた制度の見直し（蓄電池の扱い）

- 以下の事業計画の提出を求めることで、事業規律の確保を求めることとしている。

長期脱炭素電源オークション募集要綱（応札年度：2024年度） 様式4 蓄電池に係る事業計画の内容を要約して記載

1. 導入予定の蓄電池のメーカー・型番

・導入の可能性が最も高い蓄電システム等に関して、メーカー・型番等を記載すること。

2. 安全設計

（1）全ての蓄電池共通事項

以下の要件を満たす蓄電池を導入すること。

・防護および保護装置：システムに合わせた火災検知システム、火災警報器、消火設備の計画・設置及び消防法等にて要求される事項を準拠すること

・使用上の情報：システムに合わせた危険表示や安全表示、立ち入り禁止区画の表示等及び安全設計を行うことに加え、関係者の機能へのアクセスや教育訓練の機会を確保すること

（2）リチウムイオンのみ

・導入予定の蓄電池について、セル、モジュール、電池システムのいずれかについてJIS C 8715-2又はIEC 62619により第三者認証を取得していることの証明書を、提出すること。その上で、導入予定の蓄電池のモジュール、電池システム、蓄電システムのいずれかにおいて、JIS C 8715-2、JIS C 4441、IEC62619、又はIEC62933-5-2の類焼試験に適合していることの第三者機関による証明書、及び証明書に関わる資料（温度プロファイル、試験時の写真等）を提出すること。

3. 発煙・発火の事故への対応

・国内外に設置された定置用大型蓄電システムにおいて、過去に「発煙・発火」に類する事故を起こしたメーカーの蓄電池モジュールを組み込んだ蓄電システムの導入を予定している場合は、当該蓄電池モジュールメーカーより、過去10年間の年間の事故件数と、主要な事故10件について、事故の原因と対策を示した資料を取得し、提出すること。

4. 公衆安全の確保

・消防法等の適用各種法令等に準拠した計画・設備導入や、保安体制・事故検知設備の設置を行うこと。

5. セキュリティ対策

・「電力制御システムセキュリティガイドライン」、「IoT開発におけるセキュリティ設計の手引き」等に基づき、適切かつ十分なセキュリティ対策を行うこと。

6. 地元調整の状況

・設置する土地の地権者、立地自治体や近隣の住民・事業者に対して行った説明会等を通して、当該地権者・立地自治体・住民・事業者の御理解を得ていることについて記載した資料（説明会の議事録等を含む）を提出すること。

7. 廃棄物処理法上の広域認定取得

・採用予定のセル・モジュール・電池システム・蓄電システムのいずれかの製造、加工、販売等の事業を行う者が、廃棄物処理法上の広域認定において、本事業で採用する予定のセル・モジュール・電池システム・蓄電システムのいずれかについて認定を取得していることの証憑を提出すること。当該認定を未取得の場合は、電源等情報登録の期間に、広域認定制度申請の手引き第2章2.1（3）のとおり、環境省廃棄物規制課が受理していることを確認できる書類を提出し、2025年1月9日までに当該認定を取得したことを確認できる書類を提出すること。

8. レジリエンス

・異常が発生した場合に、蓄電システムの早期復旧や原因解明が可能な体制の内容について記載した資料を提出すること。

・蓄電システムに異常が見つかった場合に備えて、代替する電池システムの主要部品（蓄電池セル、PCS）を迅速に供給できる拠点の内容について記載した資料を提出すること。

第2回入札のスケジュール

第3章 募集概要

1. 募集スケジュール

(1) 募集スケジュールは以下のとおりです。

期間	概要
2024年10月15日(火)～2024年10月18日(金)	事業者情報の登録受付期間
2024年10月15日(火)～2024年10月23日(水)	事業者情報の審査期間
2024年10月21日(月)～2024年10月25日(金)	電源等情報の登録受付期間
2024年10月28日(月)～2024年12月3日(火)	電源等情報の審査期間
2024年12月4日(水)～2024年12月10日(火)	期待容量の登録受付期間
2024年12月11日(水)～2024年12月27日(金)	期待容量の審査期間
2025年1月20日(月)～2025年1月27日(月)	応札の受付期間
2025年1月28日(火)～2025年2月4日(火)	応札容量算定に用いた期待容量等算定諸元一覧登録受付期間

※不測の事態が生じた場合は、スケジュールが変更となる可能性があります。

※約定結果は「応札の受付期間」終了から3か月後を目途とし、応札年度の翌年度に公表します。

※公表時期はあくまで目安であり、電力・ガス取引監視等委員会の監視状況等に応じて、前後する場合があります。

※各情報の登録受付後に審査を行い、上記審査期間内に容量市場システムを通じて審査結果をお知らせします。

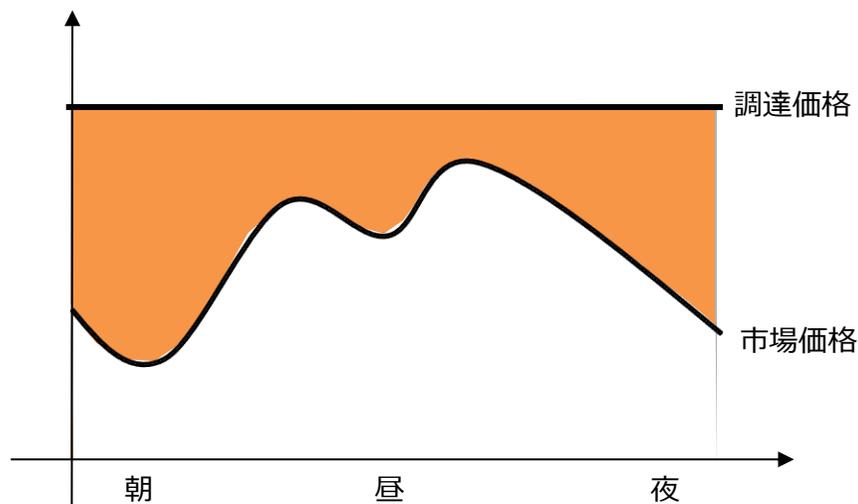
※応札の受付期間終了後、電力・ガス取引監視等委員会により応札価格の監視が行われます。詳細については長期脱炭素電源オークションガイドラインを参照ください。

FIP制度の概要

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再生エネルギーの電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- 再生可能エネルギー発電事業者に対して、蓄電池を用いた供給シフトなどの電力市場における需給の状況に応じた行動を自ら取るように促すことで、再生可能エネルギーの電力市場への統合を進めることが重要。
- 電力システム全体のコスト低減や再生可能エネルギーの出力制御量の低減につながるためにも、FIP制度の活用を進めていく。

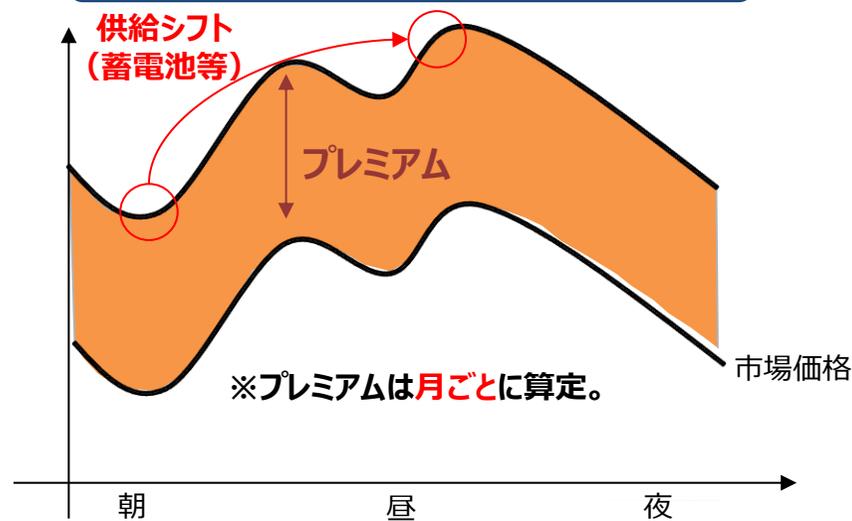
FIT制度における発電事業者収入

調達価格 × 発電量



FIP制度における発電事業者収入

(売電価格 + プレミアム) × 発電量
+ 非化石価値取引の収入

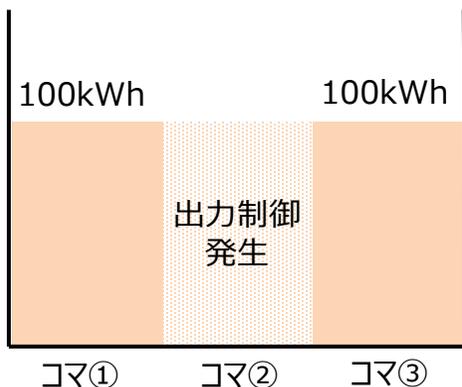


- プレミアム = 基準価格 (※1) - 参照価格 (※2) - 非化石価値相当額 (※3)
- (※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。
 - (※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。
 - (※3) 再生エネルギー発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再生エネルギー発電事業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

(参考) FIP電源での供給シフトによる収入増加

- FIP電源は、出力制御指令対象となった時間帯の電気を蓄電池を活用して供給シフトさせることにより、**kWhベースでの再エネ発電量を増加させる**ことが期待される。この際、発電事業者は、**FIT電源と比べて、追加的な収入を得ることが見込まれる**。

【発電量】



FIT電源の場合
(調達価格15円と仮定)

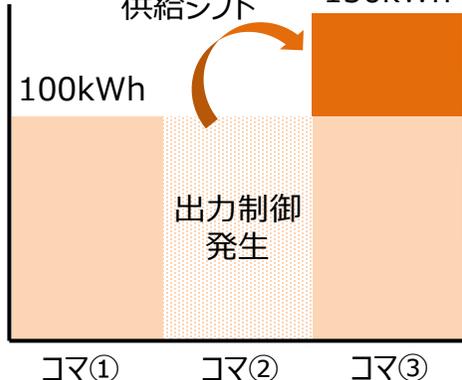
【事業者の収入】

コマ①	: 15円 × 100kWh = 1,500円
コマ②	: 15円 × 0kWh = 0円
コマ③	: 15円 × 100kWh = 1,500円
合計	= 3,000円

このシミュレーションでは、FIP電源の収入が、FIT電源の125%超となる。



50%
供給シフト



FIP電源の場合
(基準価格15円と仮定)

※コマ①③の市場価格10円、参照価格10円と仮定。
(→ プレミアム: 5円)

コマ①	: 15円 × 100kWh = 1,500円
コマ②	: 0円 × 0kWh = 0円
コマ③	: 15円 × 150kWh = 2,250円
合計	= 3,750円 +a※

※FIP制度では、出力制御時間帯 (コマ②) のプレミアムは、当月の出力制御時間帯以外のコマ (コマ①③) に割り付けられるため、コマ①③に追加的な収入aが生じる。

FIP制度の活用状況（2024年3月末時点）

- 2024年3月末時点のFIP認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて、約1,761MW・1,199件**。
- 2023年10月時点の認定量（約986MW・275件）から、**容量は1.8倍／件数は4.4倍**となっている。
- 新規認定・移行認定の件数については、太陽光発電が最も多いが、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	449	779	160	319	609	1,098
風力	274	7	235	18	510	25
地熱	7	2	0	0	7	2
水力	185	33	68	6	253	39
バイオマス	61	8	322	27	383	35
合計	976	829	785	370	1,761	1,199

※ 2024年3月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

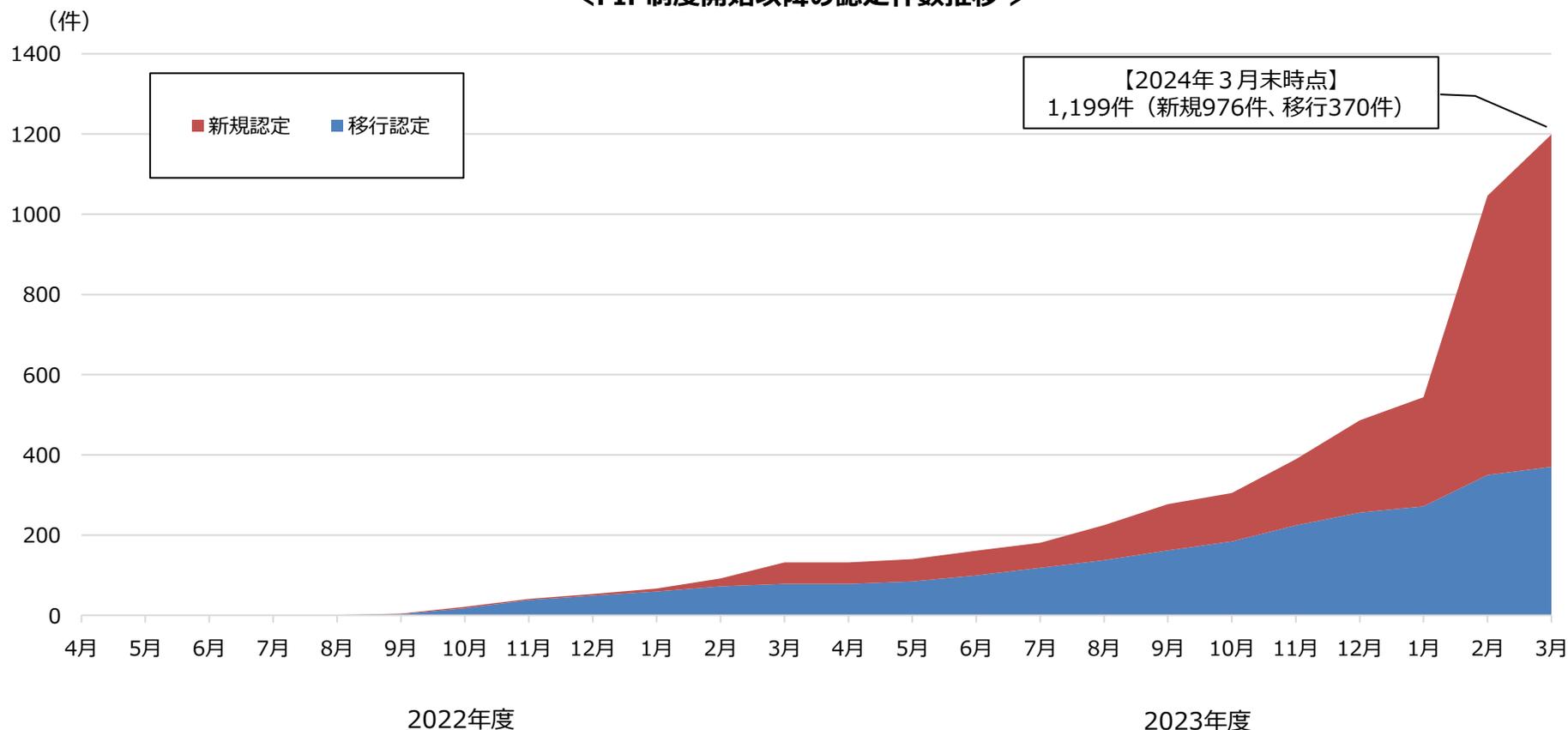
※ 2024年3月末時点で、FIP制度に未移行の事業（FIT認定済・住宅用太陽光を除く）は、86,304MW、734,399件。

※ 2023年度の太陽光のFIP認定量は、FIT/FIP制度全体の認定量の約31%。

FIP制度の活用状況（認定件数の推移）

- FIP認定件数は、新規認定・移行認定のいずれについても、**2023年度下半期に大きく増加している。**
- なお、2023年12月に、**本小委員会においてバランスコストの見直し案について議論を実施（2024年4月から新制度開始）**したことなどにより、**FIP制度の活用を検討する事業者の行動を後押しした効果**が一定程度見られた。

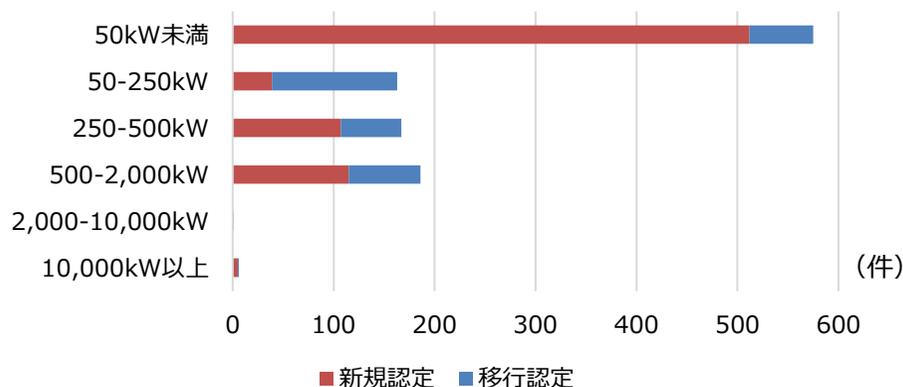
＜FIP制度開始以降の認定件数推移＞



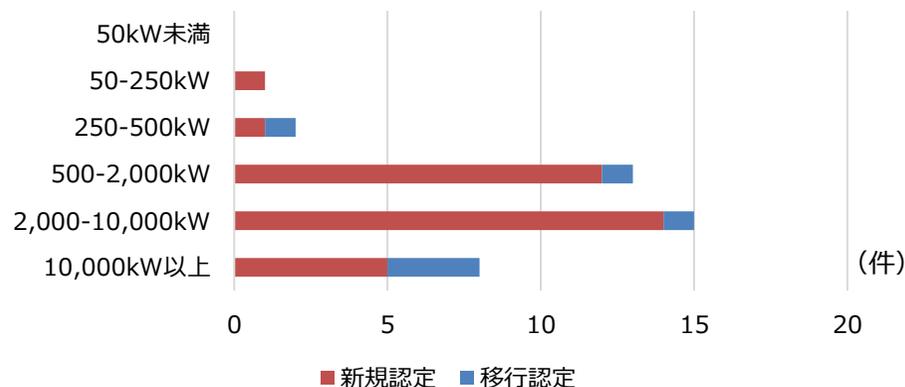
FIP制度の活用状況（規模別）

- FIP制度を活用している事業の規模について、太陽光発電では、特に**50kW未満の低圧太陽光においてFIP制度の活用が進んでいる**。また、その他の規模においても、FIP制度の活用事例が一定数見られる。
- また、その他の電源については、比較的大規模な案件においてFIP制度の活用事例が多く見られ、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

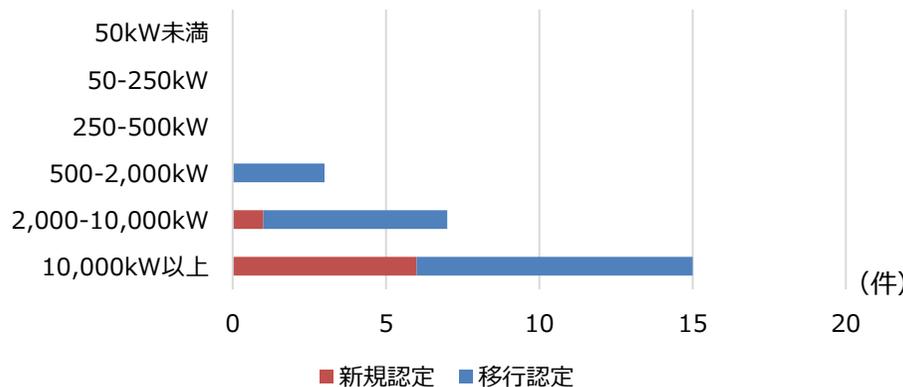
<太陽光発電>



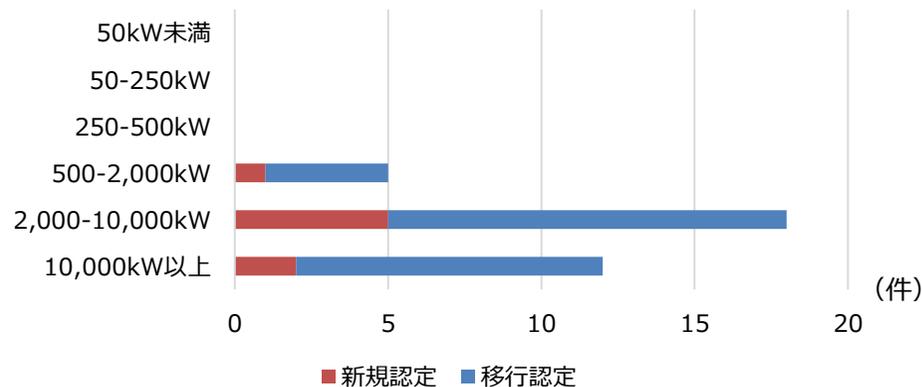
<中小水力発電>



<風力発電>



<バイオマス発電>



(参考) これまでの調達価格等の推移

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	価格目 標		
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (~6月末) 27円 (7月~)	24円	入札制 21円	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円/ (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25 円	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63 円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	入札制	入札制		【発電コスト】 全体 7円 (2028年) トッパーナー 5円 (2028年)		
												9.5円 (50kW以上250kW未満)					9.2円	8.9円
												10円 (10kW以上50kW未満)					10円	10円
												【屋根設置】 9.5円 (50kW以上)					12円	12円
											10円 (10kW以上 50kW未満)							
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円*	31円 33円*	28円 30円*	26円 28円*	24円 26円*	21円	19円	17円	16円	16円	15円		卸電力 市場価格 (2028年)		
						*出力制限対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)												
風力 【20年】	22円(陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 15円	入札制 14円	入札制 13円	入札制 12円	【発電コスト】 8~9円 (2030年)		
	55円(陸上20kW未満)																再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に上限価格を決定	
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)	入札制34円	32円	29円	入札制24円	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制		価格維持	
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円 (2万kW未満)	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 17.8円	入札制	入札制	入札制	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す		
	24円(一般木材等)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	24円(10,000kW未満)									価格維持	
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上) 40円(2,000kW未満)												
						39円(メタン発酵バイオガス発電)						35円						
						その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス))												
地熱 【15年】						26円(15,000kW以上)										フォーミュラ 方式		
						40円(15,000kW未満)												
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					16円					価格維持 23円	
						27円(1,000kW以上5,000kW未満)										価格 維持		
						29円(200kW以上1,000kW未満) 34円(200kW未満)												

新たに講じる「市場統合措置」の全体像

- 再エネ最大導入（kWhベース）を図るため、以下①②を組み合わせ、FIP制度への更なる移行を促していく。

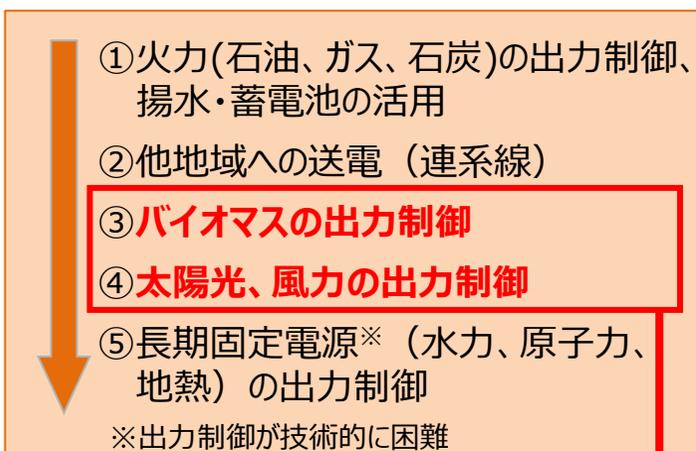
- ① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とすることとしてはどうか。
- ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間、集中的に、FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）し、FIP電源への移行を後押しすることとしてはどうか。

（※1）FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。

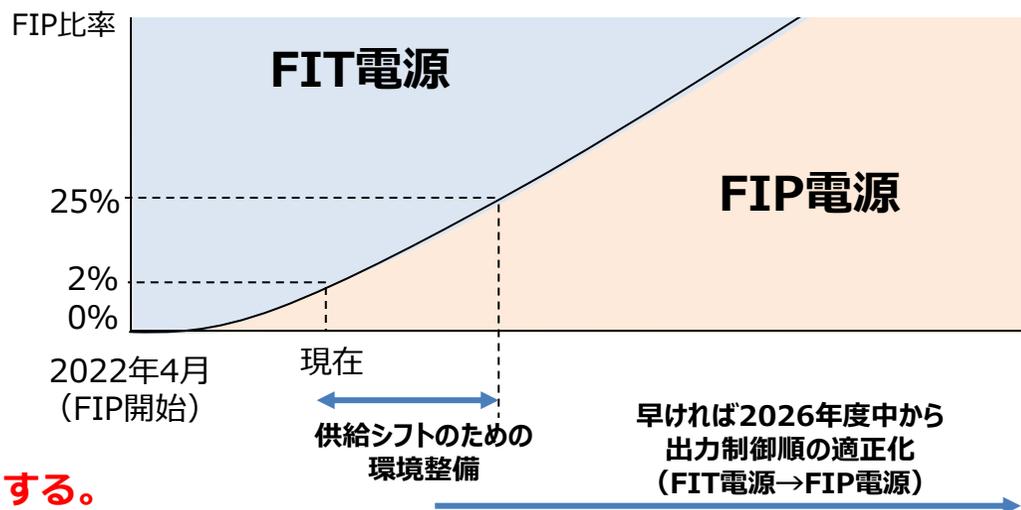
（※2）①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランシングコストの更なる増額等を検討する。

- これにより、FIP電源（太陽光・風力）は、当面、出力制御の対象とならない（※3）。他方、FIT電源の出力制御確率は増加することとなる。

（※3）ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。

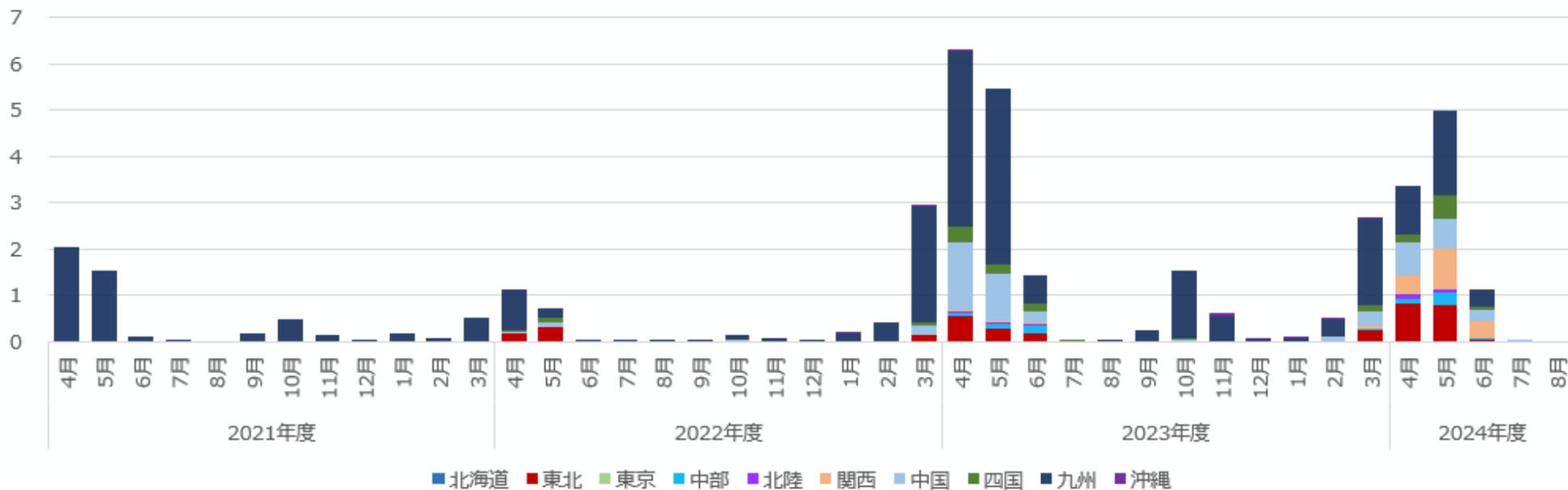


(参考) 再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 今春は日射量の減少やパッケージ対策等により、全国の出力制御量は昨年度と比較して低下。

[億kWh]

2021年度～2024年度 出力制御量 (全国)



(出所) 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成 (2024年9月時点)

※ 淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

(参考) 2024年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

第52回系統WG (2024年9月18日) 資料1より抜粋

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2024年度) 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	0.04% [0.03億 kWh]	2.1% [3.3億 kWh]	0.4% [0.6億 kWh]	1.0% [0.2億 kWh]	1.7% [1.7億 kWh]	3.8% [3.6億 kWh]	4.0% [2.1億 kWh]	6.2% [9.7億 kWh]	0.1% [30.6万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.04% [0.03億 kWh]	1.2% [1.9億 kWh]	0.23% [0.4億 kWh]	0.7% [0.1億 kWh]	0.9% [0.9億 kWh]	3.3% [3.1億 kWh]	3.6% [1.9億 kWh]	6.2% [9.7億 kWh]	0.03% [17.0万 kWh]
連系線利用率 ※3	50%	北本50% /東北東京 80%	-20%	5%	-20%	0%	35%	85%	-
最低需要 ※4 (2022年度) [万kW]	280	719	1,056	222	1,190	475	226	718	70.5
変動再エネ導入量 (2022年度) [万kW]	300	1,030	1,156	139	716	699	361	1,216	40.2
変動再エネ導入量/最低 需要 (2022年度) [%]	107%	143%	109%	63%	60%	147%	160%	169%	57%
(参考) 出力制御率見 通し (2024年度当初想 定) ※5 出力制御率(%)	0.2%	2.5%	0.6%	1.1%	0.7%	5.8%	4.5%	6.1%	0.2%

※1 本表に掲載のない東京エリアについては、2024年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ(太陽光・風力)の数値。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。-はエリア外からの受電。

※4 4月から5月8日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。沖縄エリアは3月。

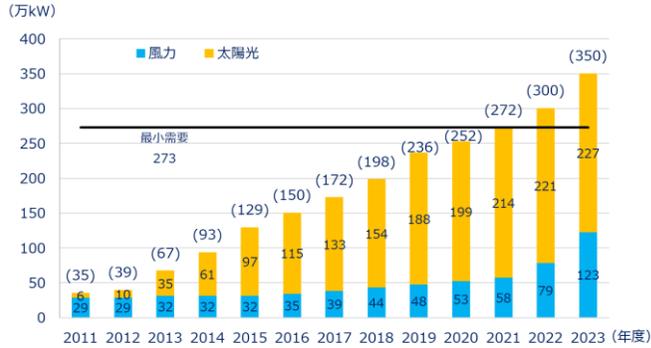
※5 出所：第50回 系統WG (2024年3月11日)

※6 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ接続量

【北海道エリア】



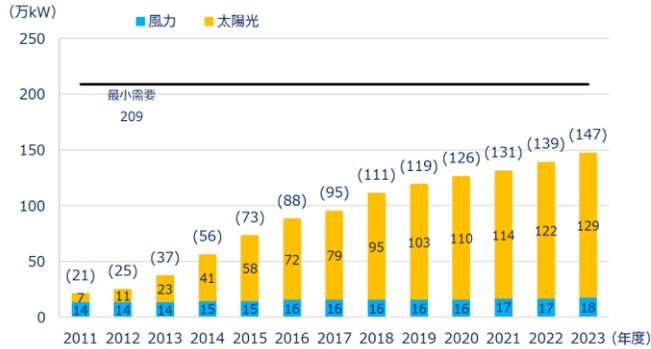
【東北エリア】



【中部エリア】



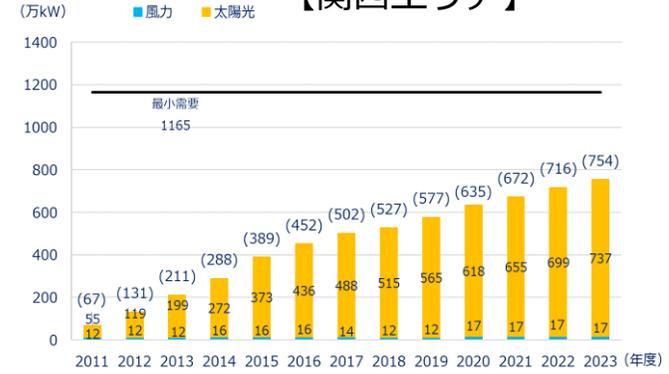
【北陸エリア】



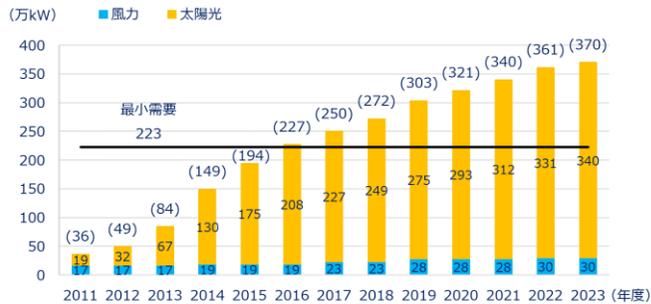
【中国エリア】



【関西エリア】



【四国エリア】



【九州エリア】



【沖縄エリア】

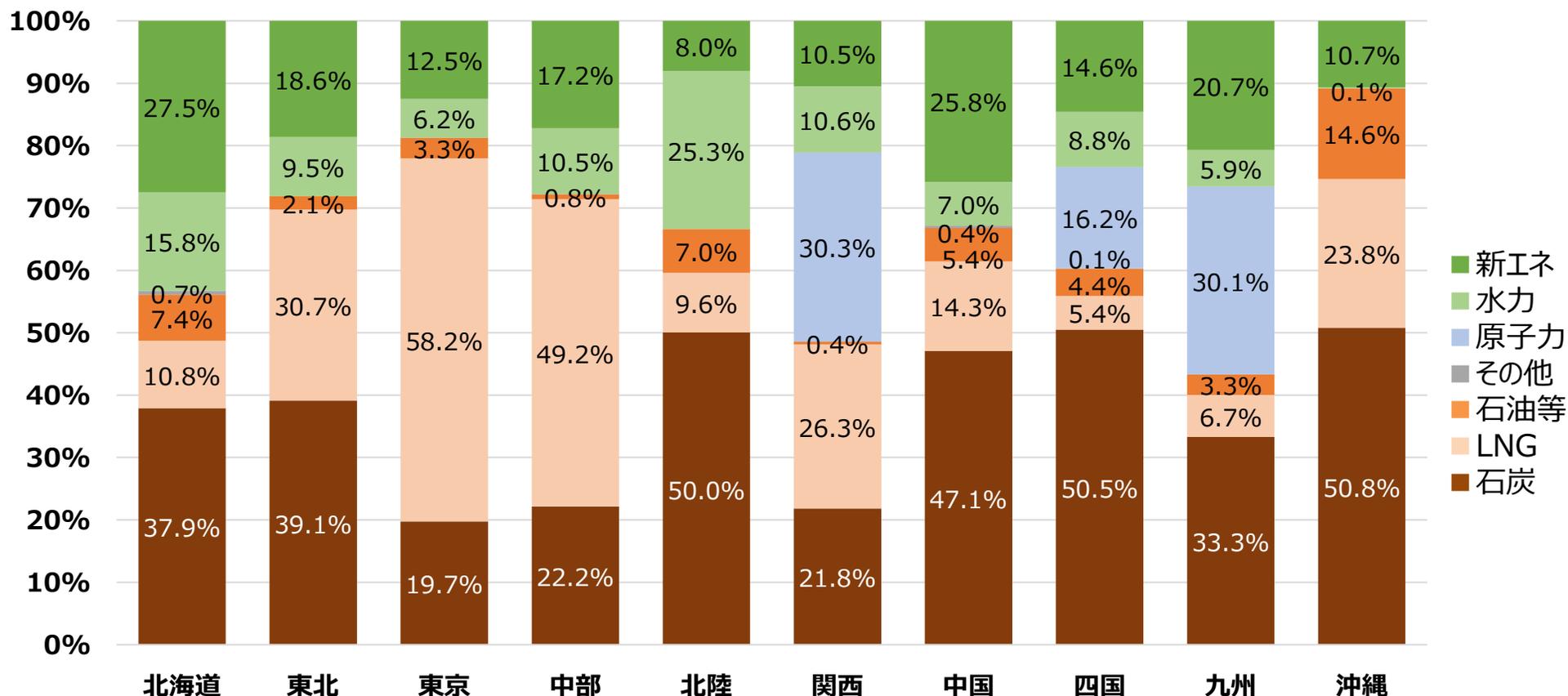


※最小需要とは、2023年の4月から5月7日までの休日（GWを含む）の需要に占める変動再エネの割合（＝（太陽光+風力）／需要）が最大となる日の需要。沖縄エリアは3月。※FIT制度開始（2012.7～）※淡路島南部地域は四国に含む。

エリア別の電源構成

- 電力広域的運営推進機関が試算した各エリアの電源構成によると、**再エネ（水力含む）の割合が高いのは、北海道・北陸・中国エリア**。関西・九州エリアは原子力の割合が高く、火力の割合が小さい。

供給計画とりまとめにおけるエリア別発電電力量（送電端）の比率（2023年度）



（出典）2024年度供給計画の取りまとめから資源エネルギー庁作成

（注）「新エネ」は、風力・太陽光・その他新エネの合計。その他新エネは、地熱・バイオマス・蓄電池・廃棄物の合計。

水力は揚水を含む。なお、揚水については、汲み上げの動力の一部は火力で発電された電力を使用している点に留意。

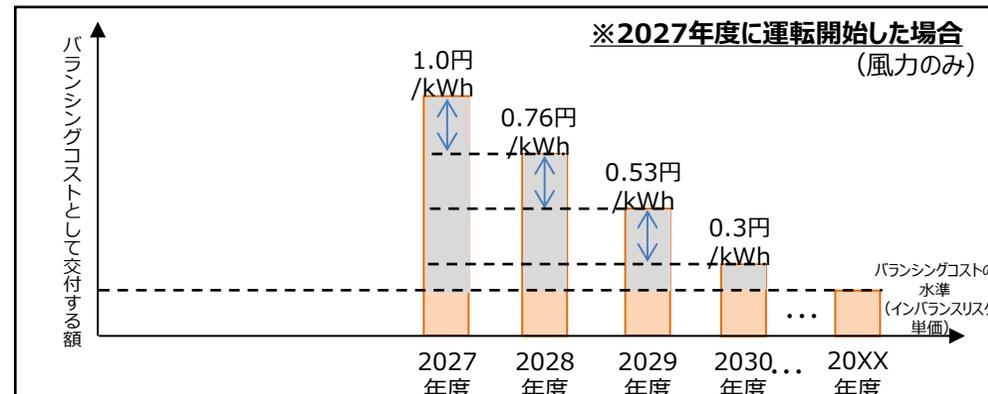
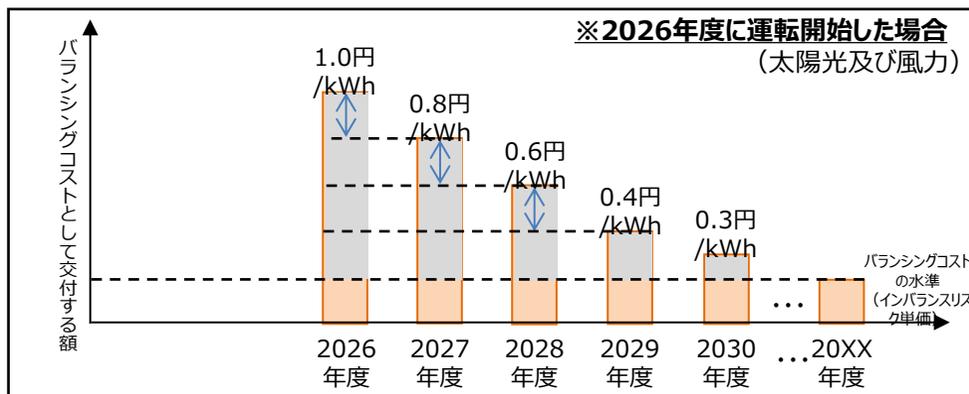
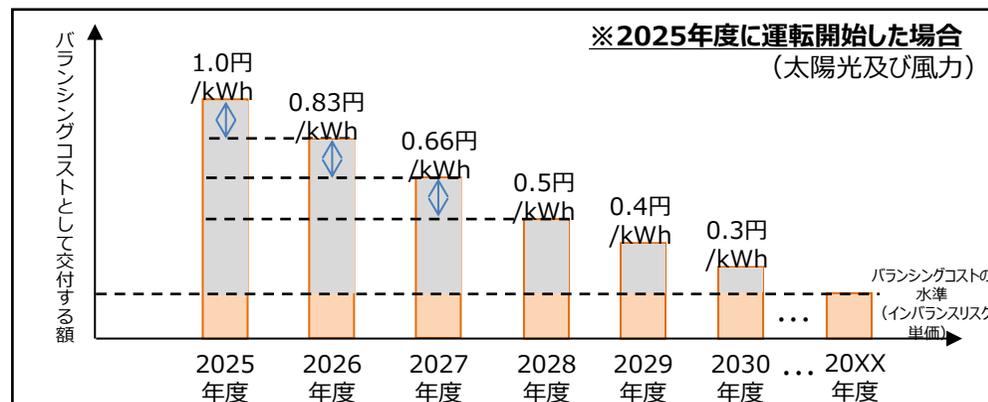
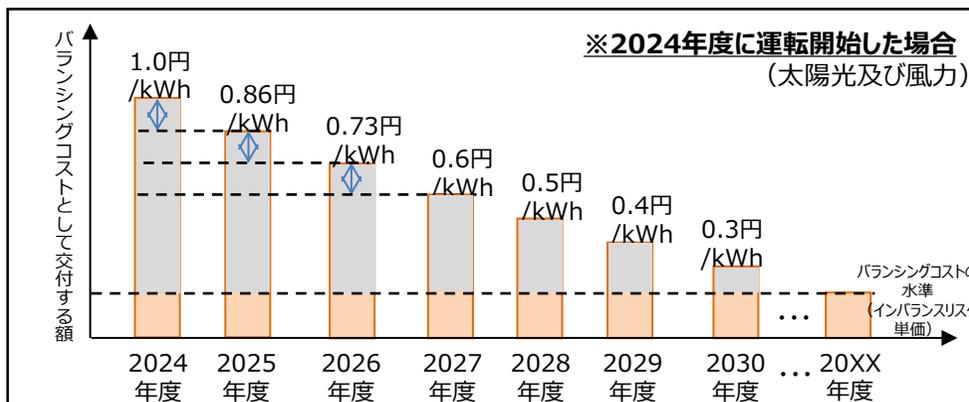
一定の仮定の下で計算した値であり、実際の発電電力量とは異なる点に留意。また、四捨五入の関係で、個別電源の比率を足し上げた値と差異が生じている点に留意。

FIP電源における供給シフトの円滑化

- FIP電源が、電力市場価格に応じて円滑に供給シフトを行うためには、**発電量予測や蓄電池設置等の取組を促進するための事業環境の整備が重要となる**。FIP制度では、こうした取組にはノウハウや技術の蓄積が必要となることを踏まえ、2022年4月の制度開始当初から、**FIP事業者に交付するプレミアムにバランシングコストを上乗せている**。
- また、本小委員会の第58回会合（2023年12月19日）において検討したとおり、**事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、バランシングコストの時限的な引上げを措置**してきた（見直し後の具体的な交付額等はp.29参照）。
- 今般、FIT電源とFIP電源の需給バランスの確保への貢献の観点での公平性を確保することを目的として、出力制御順を変更する措置を講じていくこととしたが、この措置によりFIT電源の出力制御確率が増加して買取量が減少することで、**結果的に国民負担の抑制効果が生じることが見込まれる**。
- FIP電源の供給シフトを円滑化する観点から、全体での国民負担の抑制を図りながら、蓄電池の活用や発電予測等の事業環境整備への支援強化策として、**バランシングコストの更なる時限的な増額を検討**することとしてはどうか。
- 具体的には、今後、
 - ① **措置対象**（新規認定/移行認定の別、認定時期、電源種 等）
 - ② **措置期間**（将来的に事業者がバランシングコストを低減させるインセンティブを持たせること 等）
 - ③ **交付額**（国民負担の抑制とFIP活用インセンティブの両立 等）について、**調達価格等算定委員会**で具体的に検討していく。

(参考) FIP制度のバランシングコスト

- 自然変動電源（太陽光・風力）のFIP認定事業者には、プレミアムに上乗せして、**バランシングコストが交付**されている。これは、自然変動電源は、FIP制度開始初期の現段階においては、**発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる**点を踏まえた措置。
- バランシングコストの額は、例えば、2024～2026年度に運転開始した太陽光については、**運転開始年度を1.0円/kWhとし、以降徐々に低減**させている。



- 2030年再エネ比率36-38%を実現した上で、更に2050年カーボンニュートラルを達成していくためには、**FIT/FIP制度に基づき国民負担による支援を受けて導入された既設再エネ電源が、調達期間/交付期間の終了後も長期安定的に事業を継続することが重要。**
- 具体的には、FIT/FIP制度の下で、**2012～2016年度に導入された事業用太陽光は、約2,900万kW (29GW) ・約47万件。**これらの電源は、**2032～2036年度に調達期間/交付期間の終了**を迎える。
(※) 約2,900万kWの事業用太陽光は、機械的に設備利用率15%で計算すると、年間発電量約380億kWh相当となり、現在の我が国の総発電電力量の3～4%に当たる。
- これらの事業の長期安定的な継続に向けては、**事業への再投資**を促しながら、**長期安定電源の担い手として責任あるプレイヤーが事業を実施**していくことが重要となる。その際には、**そうしたプレイヤーに事業を集約していく**ことも考えられる。
- その上で、**再生可能エネルギーの主力電源化**に向けて、**政府・事業者・事業者団体・関連プレイヤー（金融機関等）**などの役割を明確化した**アクションプラン**を策定していく。

【FIT/FIP制度における事業用太陽光の導入容量・導入件数（年度別）】

	2012/2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	合計
容量	677.0万kW	836.8万kW	814.9万kW	544.4万kW	474.5万kW	490.6万kW	487.8万kW	499.7万kW	373.4万kW	354.4万kW	5,553.7万kW
件数	123,984件	152,780件	115,943件	72,565件	53,352件	54,821件	49,172件	33,323件	20,606件	13,708件	689,954件

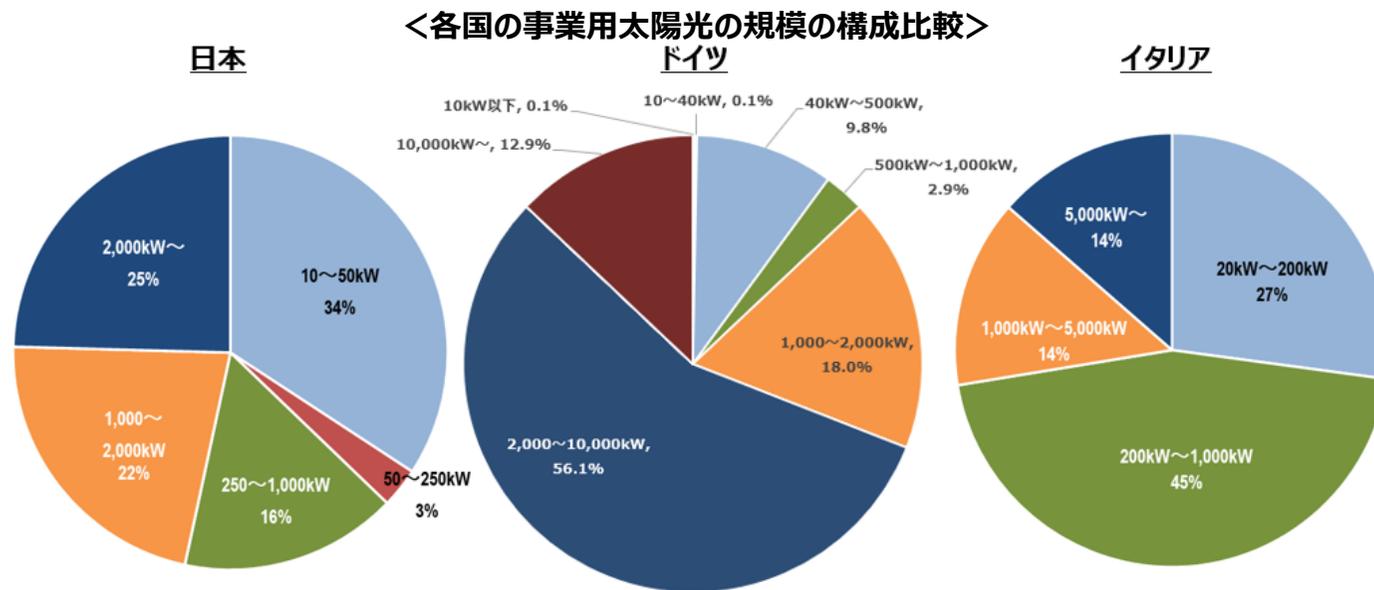


**2032～2036年度に調達期間/交付期間が終了
約2,900万kW (29GW) ・約47万件**

- 我が国の事業用太陽光の特徴として、欧州と比べ、**低圧 (10-50kW) の事業の割合が大きい**という特徴がある。また、**設備の所有者も分散**しており、個人が所有するものも含めて (※)、**各地に独立して様々な小規模事業が存在**している。

(※) 2023年4月時点のFIT/FIP認定事業者を分析すると、低圧事業用太陽光では、個人が認定事業者であるものが57%。

- 分散型のエネルギーシステムは、**自家消費などの需給近接型での事業実施による系統負荷軽減**や**災害時のレジリエンス強化**などのメリットを有している。FIT制度では、こうした特性を活かした事業実施を促すため、2020年度以降に新規認定される低圧の事業用太陽光に**自家消費型の「地域活用要件」**を求めている。
- 他方、このような多極分散型構造は、長期電源化に向けた事業集約を図っていく上では、**デューデリジェンスを含めた取引コストの増大**や、**集約後の管理コストの増大**などに繋がるおそれもある。



※日本は2021年9月末時点の累積導入量。

※ドイツは2019年12月末時点の累積導入量 (ドイツ連邦ネットワーク庁公表のEEG in Zahlen 2019のデータに対して、2019年度の地上設置の割合を乗じて推定)。

※イタリアは2020年12月末時点での累積導入量 (イタリアGSE Rapporto Statistico)。

事業の現所有者

- 長期安定的に自ら事業継続するケース



- 長期安定電源化に向けて事業集約を図るケース



事業集約

事業の集約先 (買い手)



政府



- ★ 長期安定的な事業継続をどのように促すか。
- ★ 事業集約が必要となるような場合に、事業の現所有者に、どのように売却を動機付けるか。

- ★ 事業の集約先においてビジネスモデルをどのように確立するか。

事業評価者 (民間サービス等)



事業者団体



関連プレイヤー

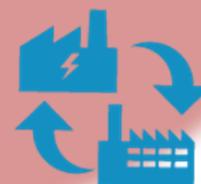
金融機関
保険事業者



設備更新技術
/蓄電池技術の保有企業



需要家
小売電気事業者



- ★ 再エネの長期電源化や事業集約の促進に向けて、事業者団体としてどのように取り組むか。
- ★ 現在の事業評価の仕組みに課題はあるか。適格性のある事業を効率的に評価するために、どのような取組が必要か。

- ★ 関連プレイヤーを含めて、事業集約の促進と同時に、新たなビジネスモデルを確立していくためには、どのような取組が必要か。
- ★ 事業集約に当たっての資金調達・ファイナンスの円滑化に向けて、どのような取組が必要か。

- ★ 地域と共生した形での長期電源化に資する事業集約の促進のあり方の検討。
例：適格な事業の集約先(買い手)のラベリング
- ★ 効率的・効果的な事業集約を後押しするために、どのような取組が必要か。

「長期安定適格太陽光発電事業者」の概要（案）

- 再エネの長期安定電源化に向けて、適切な再投資等を行いながら、次世代にわたって自立的な形で、太陽光発電を社会に定着させる役割を担うことのできる責任ある太陽光発電事業者について、「長期安定適格太陽光発電事業者」として、経済産業省が認定することとしてはどうか。
- 「長期安定適格太陽光発電事業者」は、多極分散構造にある太陽光発電を集約し、集約した事業を効率的に運用していくことが期待されている。この点を踏まえ、地域との共生や国民負担の抑制は大前提としつつも、事業集約や集約した事業の効率的な運用を促進するための施策を講じることとしてはどうか。

(※) 「長期安定適格太陽光発電事業者」の認定要件や支援策については、制度の活用状況、事業集約の進展状況等を踏まえ、制度開始後においても、必要に応じて見直しを検討する。

「長期安定適格太陽光発電事業者（適格事業者）」の概要

【適格事業者の認定要件（案）】

- ① 地域の信頼を得られる責任ある主体であること
- ② 長期安定的な事業の実施が見込まれること
- ③ FIT/FIP制度によらない事業実施が可能であること

【適格事業者への施策（案）】

- ① FIT/FIP変更認定時の説明会等の取扱い
- ② 電気主任技術者に係る統括制度の利用拡大
- ③ パネル増設時における廃棄等費用の積立時期の取扱い
- ④ 事業売却希望者情報の先行公開

※ 再投資・事業集約化へのファイナンスや保険付保を円滑化するため、本制度の有効な活用策等について、引き続き、金融機関・保険事業者等の関係プレイヤーと対話を進めていく。

※ 適格事業者においては、子会社等を通じた出資・保有などの形態による事業実施も想定される。このため、企業グループの親会社等に適格事業者の認定を付与する際に、①一部の要件については、その子会社等も含めて要件適合性の判定を行った上で、②子会社等も適格事業者への支援策を受けられるようにする。企業グループの判断は、再エネ特措法の「密接関係者」の定義によることとする。

需要家主導型太陽光発電及び再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業

令和6年度予算額 **100億円（105億円）** 国庫債務負担含め3年間の総額160億円

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

事業の内容

事業目的

2030年の長期エネルギー需給見通し等の実現に向け、再エネの拡大・自立化を進めていくことが不可欠であるところ、需要家主導による新たな太陽光発電の導入モデルの実現を通じて、再生可能エネルギーの自立的な導入拡大を促進する。

また、全体の電力需給バランスに応じた行動変容を促すことができるFIP認定発電設備への蓄電池導入の促進を通じて、ピークシフトを促す。

事業概要

（1）需要家主導型太陽光発電導入支援事業

再エネ利用を希望する需要家が、発電事業者や需要家自ら太陽光発電設備を設置し、FIT/FIP制度・自己託送によらず、再エネを長期的に利用する契約を締結する場合等の、太陽光発電設備等の導入を支援する。

（2）再エネ電源併設型蓄電池導入支援事業

FIPの認定を受ける案件であること等を条件に、一定の容量・価格の上限のもと、蓄電池の導入を支援する。

【需要家主導型太陽光発電導入支援における主な事業要件例】

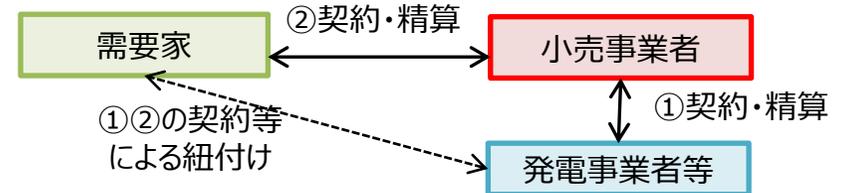
- 一定規模以上の新規設置案件※であること
- ※同一の者が主体の場合、複数地点での案件の合計も可
- FIT/FIPを活用しない、自己託送ではないこと
- 需要家単独又は需要家と発電事業者と連携※した電源投資であること
- ※一定期間（8年）以上の受電契約等の要件を設定。
- 廃棄費用の確保や周辺地域への配慮等、FIT/FIP制度同等以上の事業規律の確保に必要な取組を行うこと 等

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）

民間事業者等が太陽光発電設備及び再生可能エネルギー併設型の蓄電池を導入するための、機器購入等の費用について補助する。



【需要家主導型太陽光発電導入支援の対象事業スキームイメージ】

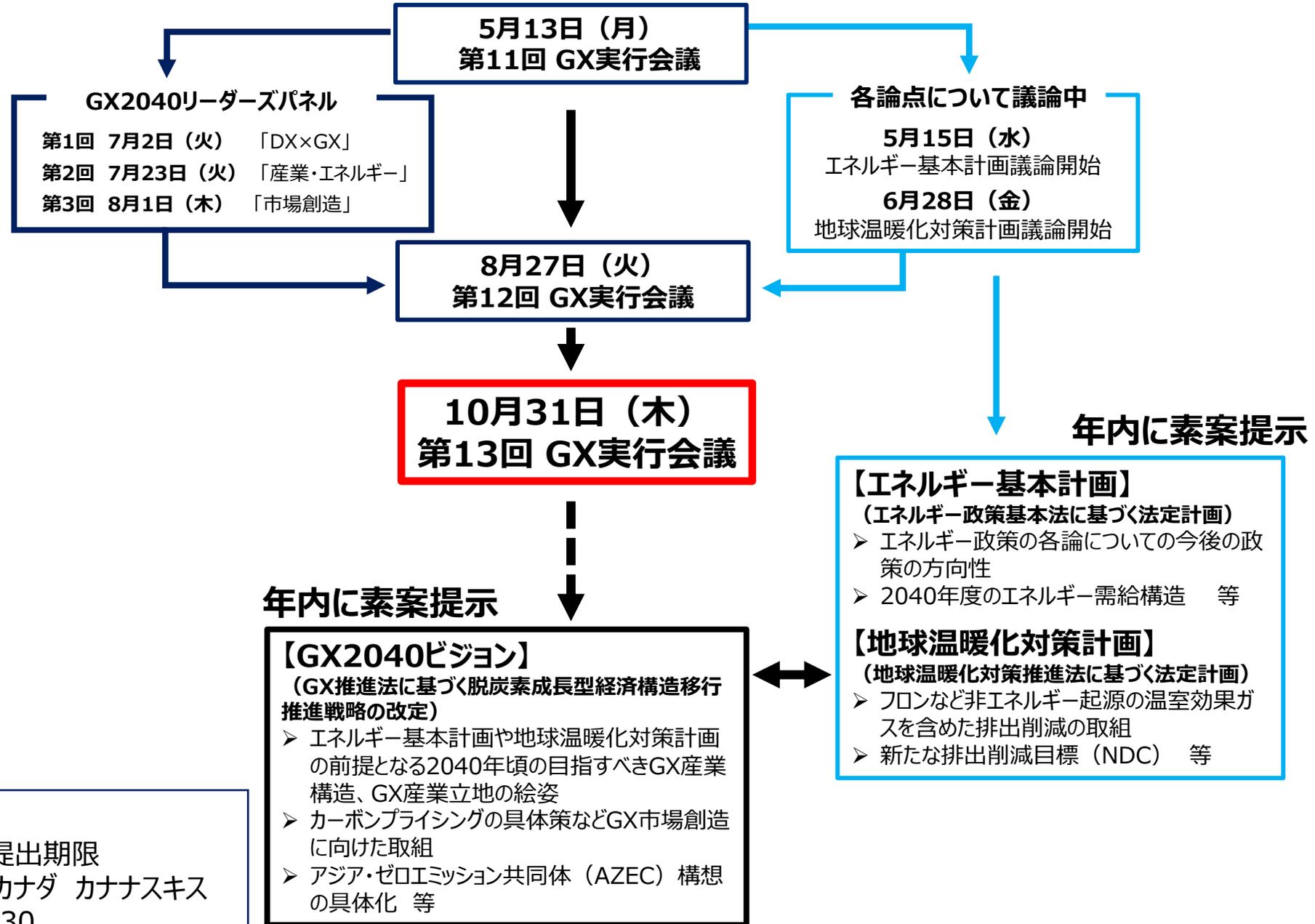


成果目標

令和4年度から4年間を目途に継続して実施する事業であり、2030年の長期エネルギー需給見通しの実現に寄与する

1. エネルギーをめぐる歴史
2. 最近の情勢
 - (1) エネルギーをめぐる環境変化
 - (2) 環境変化を踏まえた対応
3. 電力総論
4. 電力各論
5. **まとめ**

GX2040ビジョン、エネルギー基本計画、地球温暖化対策計画に向けた検討 (イメージ)



GX2040ビジョンに向けた検討のたたき台

- これまでの論点や検討すべき課題を統合し、GX実現に向けた専門家ワーキンググループなどでの議論を踏まえ、以下の検討のたたき台をベースに年末に向けてGX2040ビジョンの検討を加速。

I. エネルギー・GX産業立地

- 1. DXによる電力需要増に対応するため、徹底した省エネ、再エネ拡大、原子力発電所の再稼働や新型革新炉の設置、火力の脱炭素化に必要な投資拡大**
 - 大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、それらを合理的に見積もるには限界がある。事業者の予見可能性を高めるには、このようなリスクに対応するための事業環境整備を進める必要がある。同時に、電源確保とあわせて、データセンターの効率改善を促すべく、技術開発や制度面での対応も進める必要。
- 2. LNGの確保とLNGサプライチェーン全体での低炭素化の道筋確保や、国際的な議論も踏まえた石炭火力の扱い**
 - 現実的なトランジションの手段としてガス火力を低炭素電源として活用していく必要。国際的な議論や脱炭素に向けた取組の下、石炭火力発電をより減少させていく中で、LNG調達安定化のための長期契約を可能にする方策や、石炭火力等の予備電源制度などとセットで議論が必要。
- 3. 脱炭素電源や水素等の新たなクリーンエネルギー近傍への産業集積の加速、ワット・ビット連携による日本全国を俯瞰した効率的・効果的な系統整備**
 - 多数の企業間連携を前提とする広域単位の産業立地施策、日本全体を俯瞰して、次世代の電力系統整備と通信基盤の一体的整備を可能とする次世代型電力・通信一体開発計画などについて官民連携での検討。
- 4. 次世代エネルギー源の確保、水素等の供給拠点、価格差に着目した支援プロジェクトの選定**
 - 将来的な価格低減や国産技術の活用が見込まれるなど、産業競争力強化に資するプロジェクトを中心に、黎明期のユースケースを立ち上げ。また、水素等の大規模な利用拡大に繋がり、幅広い事業者に裨益する供給拠点に対する支援や、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も連携。