

シンビオ社会研究会講演会

2026年2月13日

# バイオエネルギーの課題と展望

(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)

システム研究グループ グループリーダー

秋元 圭吾

(東京科学大学 総合研究院 特任教授)



# 秋元が就任している審議会等の委員とバイオ関係

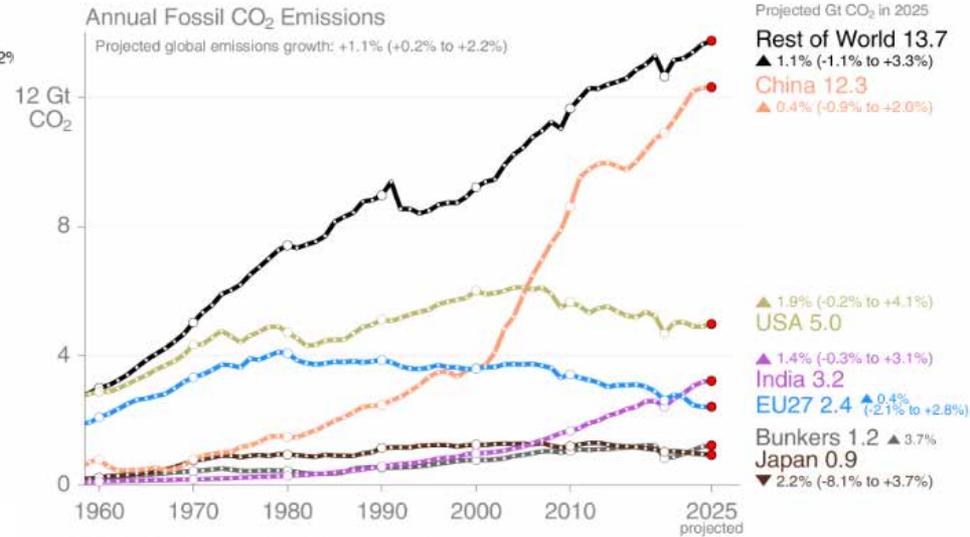
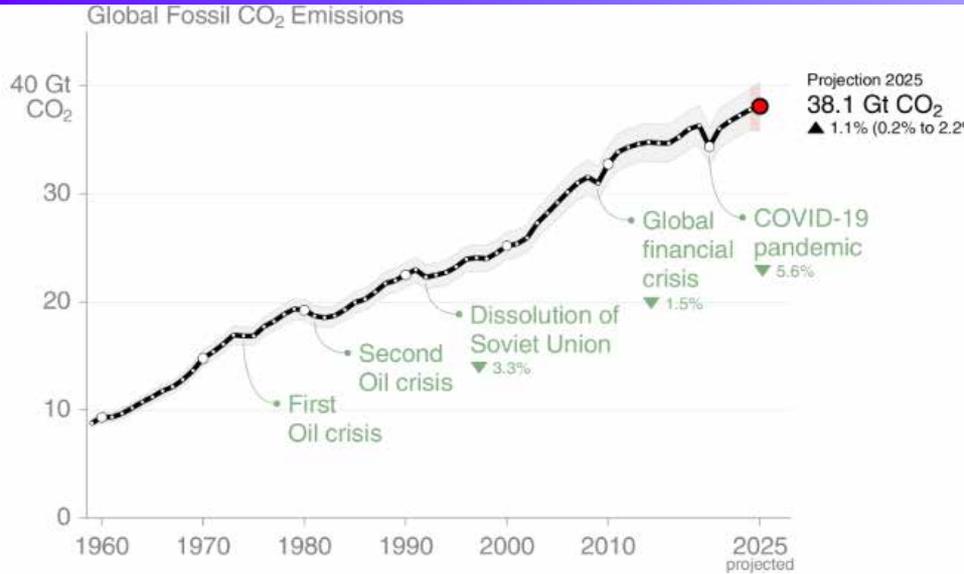
- 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証WG(座長)
- 同 電力・ガス事業分科会 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
- 同 制度検討作業部会 委員(座長代理)
- 同 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ
- 同 ガス事業環境整備ワーキンググループ
- 同 省エネ・新エネ分科会および電力・ガス事業分科会 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会
- 同 省エネ・新エネ分科会 水素・アンモニア政策小委員会
- 同 資源・燃料分科会 脱炭素燃料政策小委員会
- 産業構造審議会 地球環境小委員会 中長期地球温暖化対策検討ワーキンググループ
- 産業構造審議会 排出量取引制度小委員会
- 同 電力ベンチマークワーキンググループ
- 経済産業省 トランジション・ファイナンス環境整備検討会
- 同 経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会(座長)
- 同 温対法に基づく事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会
- 同 温対法に基づくガス事業者及び熱供給事業者別排出係数の算出方法等に係る検討会
- 同 メタネーション推進官民協議会
- 同 次世代燃料の導入促進に向けた官民協議会 環境整備WG・商用化推進WG
- 同 次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会
- 同 GX推進のためのグリーン鉄研究会
- 同 CBAMへの対応に関する委員会
- 同 調達価格等算定委員会(委員長)
- 経済産業省・電力広域的運営推進機関 同時市場の在り方等に関する検討会
- 電力広域的運営推進機関 運営委員会、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、容量市場検討会、広域系統整備委員会(委員長)、予備電源評価委員会(委員長)、将来の電力需給シナリオに関する検討会
- 内閣官房 GX実行会議 GX実現に向けた専門家ワーキンググループ
- IPCC WG3 第7次評価報告書 代表執筆者、インベントリガイドラインCDR・CCUS方法論報告書 代表執筆者

- 1 . エネルギーと気候変動の現状
- 2 . 第7次エネルギー基本計画シナリオ分析等
- 3 . 主要な温暖化対策技術およびバイオエネルギーをめぐる現状
- 4 . バイオエネルギー関係の政策動向と展望
- 5 . まとめ

# 1. エネルギーと気候変動の現状



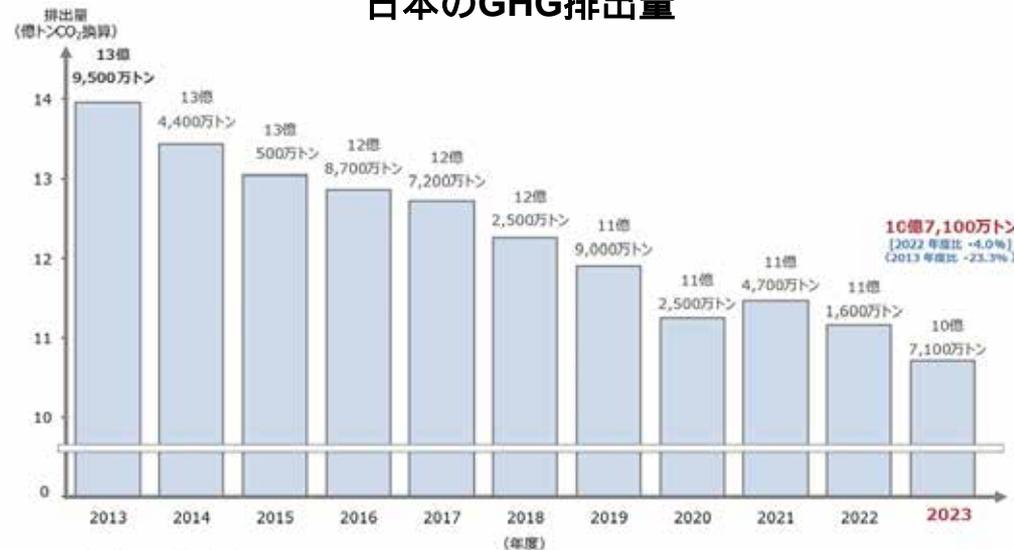
# 世界・主要国のCO2排出量の推移



出典) Global Carbon Project, 2025

- n 世界全体では、経済とCO2排出量のカップリングは続いている。世界の排出量を簡単に減らせる状況にはない。
- n 先進国から、途上国へ、とりわけCO2原単位の高い製造業の移転が起きている。
- n 瞬間的とは言え、2024年の世界平均気温は1.5°C上昇を超えた。(おそらく2025年も)

## 日本のGHG排出量



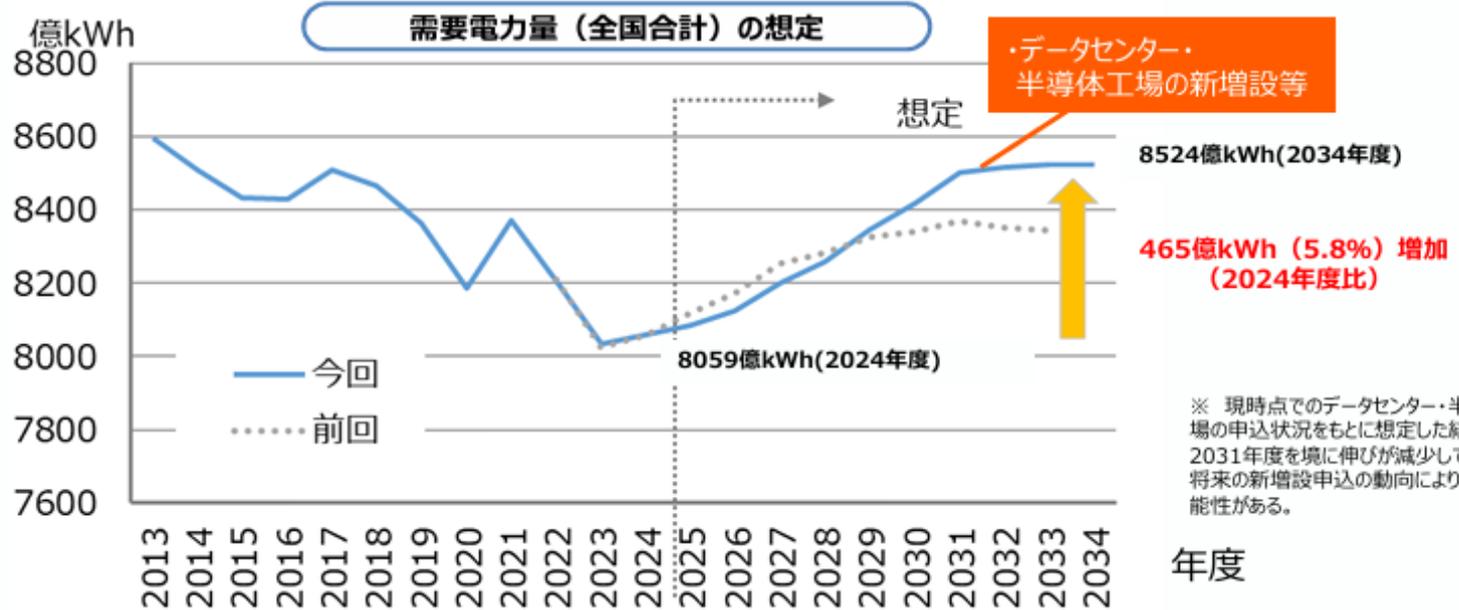
出典) 環境省, 2025

# 足下の電力需要および将来見通しの更新

## 前回（2024年度）想定より上振れの見通し

- 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22日に公表された想定では、人口減少や節電等の影響はあるものの、データセンターや半導体工場の新增設等による電力需要の増加によって、全体の電力需要も増加傾向となっている。
- 具体的には、データセンターや半導体工場の新增設を見込むエリアの拡大等に伴い、今回の取りまとめの最終年度（2034年度）における全国の需要電力量は8524億kWhとなり、2024年度比で約6%の増加となった。

※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、2025年度供給計画における需要想定の前提となる人口、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。

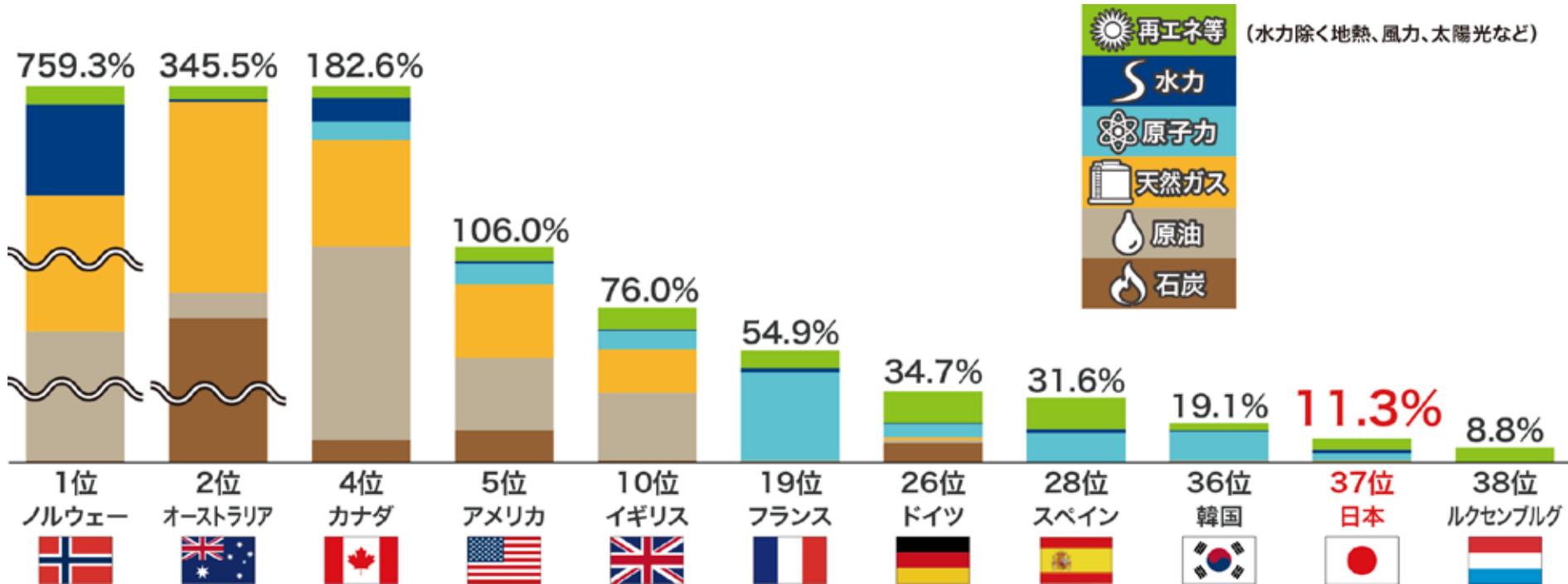


※ 現時点でのデータセンター・半導体工場の申込状況をもとに想定した結果、2031年度を境に伸びが減少しているが、将来の新增設申込の動向により変わる可能性がある。

出典) 政府資料(2025)

実際に上昇に転じ、また、2030年以降の見通しについては、昨年推計よりも更に上振れの可能性を示してきている。

# 主要国の一次エネルギー自給率比較(2020年)



出典) 経産省資料

日本<sup>U</sup>の自給率は極めて低い。エネルギー安全保障のために、自給率の向上は重要な課題

# エネルギー安定供給・安全保障への配慮

## 【LNGの価格推移】

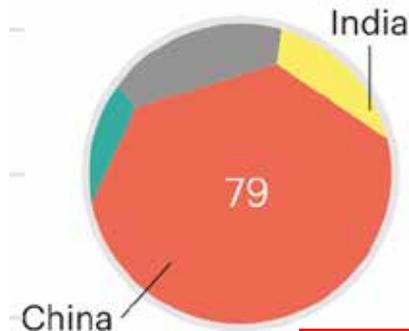


化石燃料の価格変動は大きくなっている。

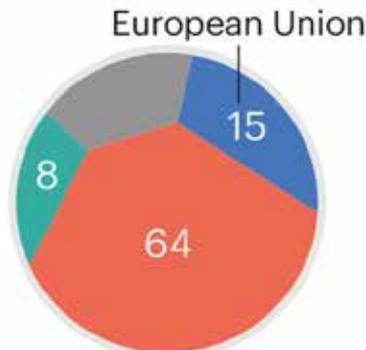
出典) GX実行会議資料(2024)より

## 【各種技術の世界シェア】

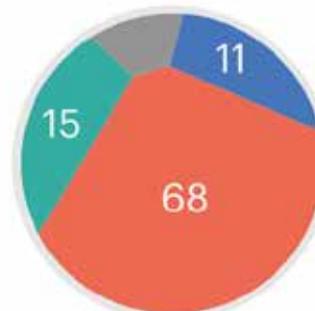
### 太陽光



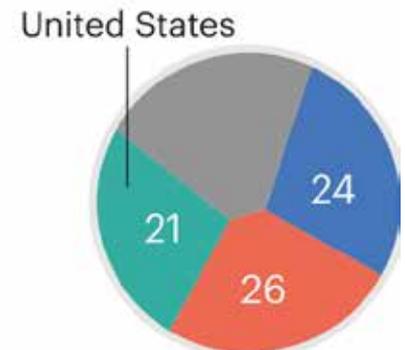
### 風力



### 蓄電池



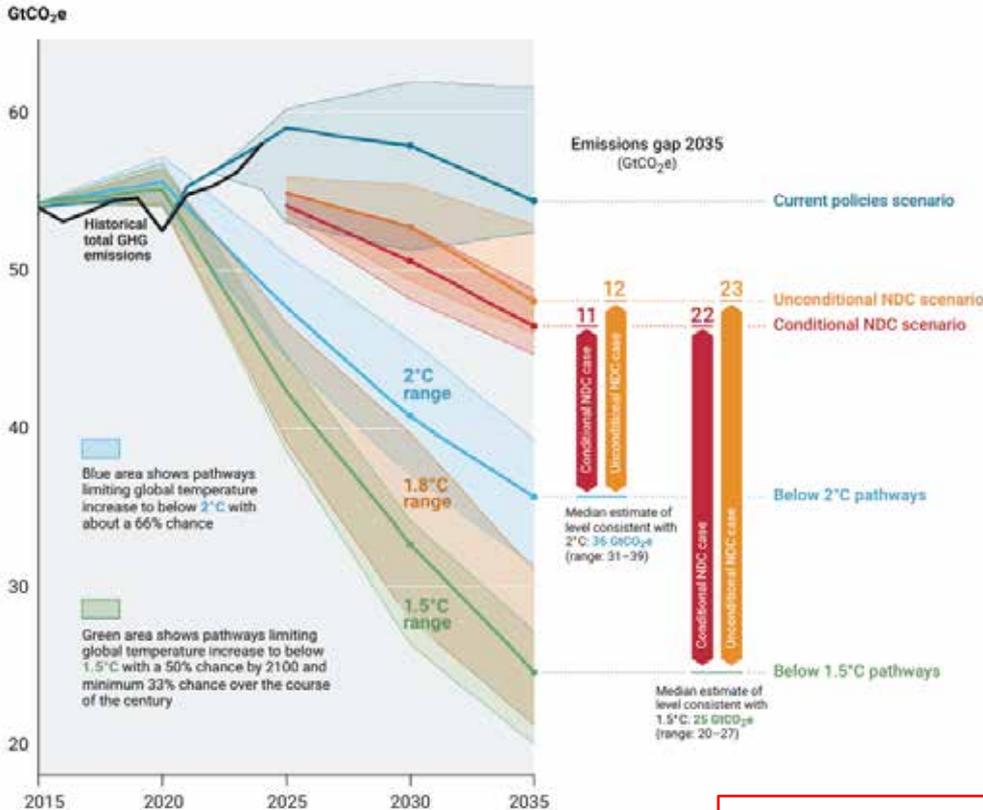
### 電解装置



太陽光、風力、蓄電池等は、中国に市場は支配されている。

出典) GX実行会議資料(2024)より

# 温暖化対策の困難さ



- ü 各国NDCの排出削減目標を積み上げて、1.5°Cはもちろん、2°C目標にも遠く届かない状況
- ü UNEP (2025)では、現状政策のままでは2100年に2.6°C前後の気温上昇になると推計
- ü COP28決定文書 - グローバル・ストックテイクでは「最新のNDCsが完全に実施された場合には2.1 ~ 2.8°Cの範囲の上昇」の見通しとされた。

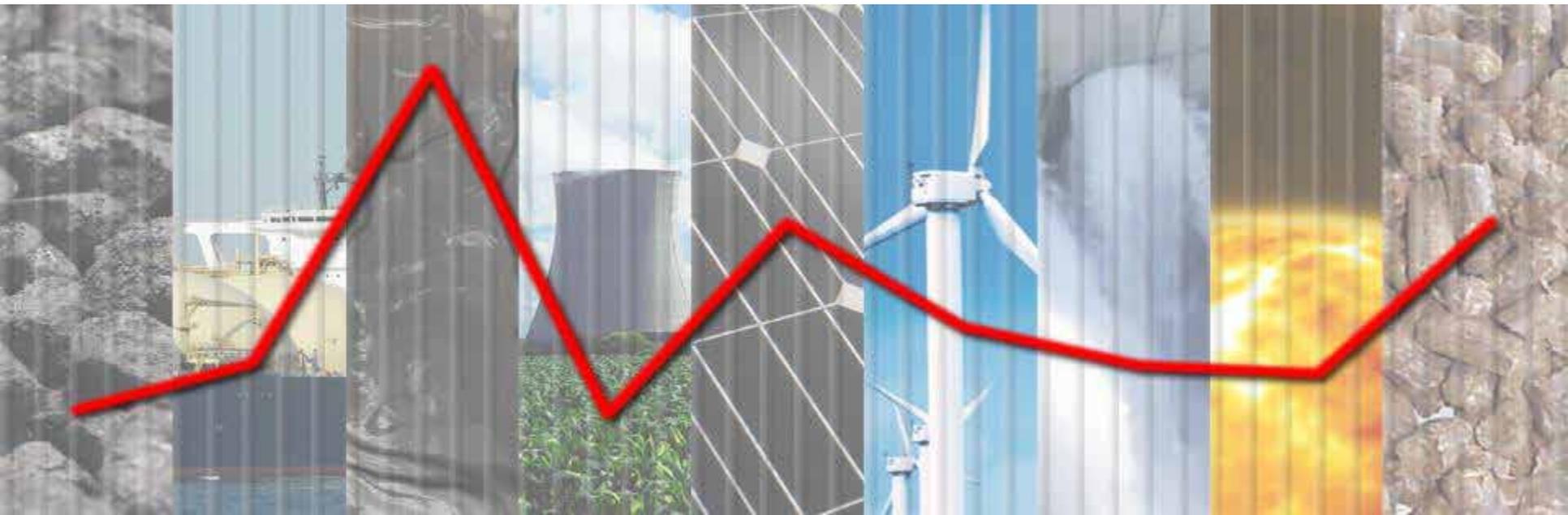
## 米国トランプ政権



- ü 2026年1月27日 パリ協定から正式に離脱
- ü 2026年1月7日 66の国際機関等からの脱退を決定
  - 気候変動枠組条約 (UNFCCC)
  - 気候変動に関する政府間パネル (IPCC)
  - 国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)など
- ü 米国国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) は、2025年12月に名称変更し、National Laboratory of the Rockies (NLR) となり、ミッションはエネルギー安全保障と安定供給に変更

出典) UNEP, Emissions Gap Report 2025

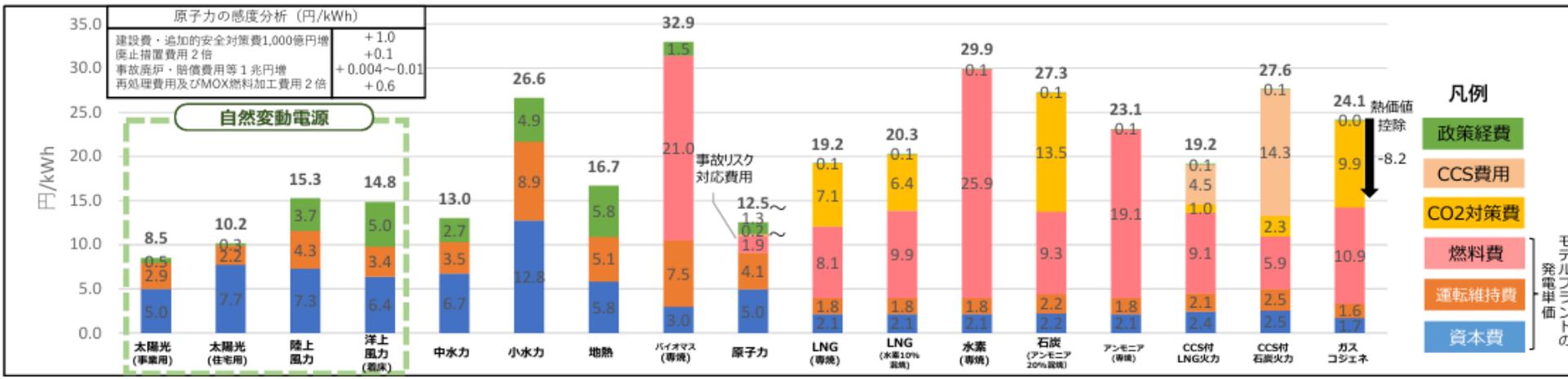
## 2. 第7次エネルギー基本計画 シナリオ分析等



# 2024年発電コスト検証：2040年の発電コスト（LCOE）

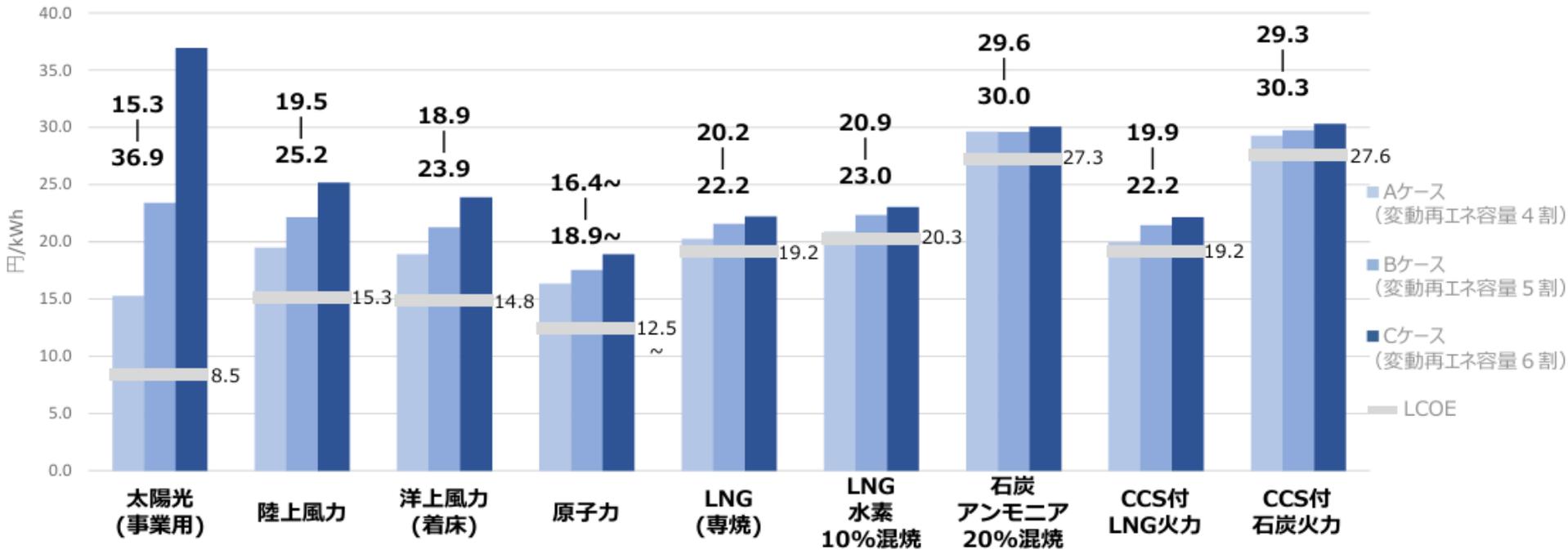
		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素10%混焼)	水素 (専焼)	石炭 (F/E/A 20%混焼)	アンモニア (専焼)	CCS付 LNG火力	CCS付 石炭火力	ガスコジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	7.0	7.8	13.5	14.4	13.0	26.6	16.7	32.9	12.5~	16.0	16.8	24.6	20.9	22.3	17.1	26.6	15.9
		8.9	10.7	15.3	15.1													
	政策経費なし	6.6	7.6	10.1	9.5	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9	16.8	24.6	20.8	22.2	17.0	26.5	15.9
		8.4	10.4	11.6	10.1													
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。



2040年の火力発電のLCOEは、高価と推計。ただし、燃料費、CO2対策費は、不確実性が大きい。  
 バイオマス発電のコストは、かなり高いと推計されている。

# 2024年発電コスト検証：2040年の発電コスト (統合コストの一部を考慮した発電コスト)



- n LCOEでは、事業用太陽光は安価と推計されるが、系統統合コストを含むコスト評価では、変動性再エネ設備容量が5割くらいを超えると他電源のコストと同程度、もしくは、より高いと評価
- n 電源の適切なバランスは重要
- n DRのコスト低減をはかりながら、DRを活用しての統合費用のコスト削減が重要

# 温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

## (Dynamic New Earth 21+)

- 各種エネルギー・CO<sub>2</sub>削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- モデル評価対象期間: 2000 ~ 2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO<sub>2</sub>(ただしCO<sub>2</sub>は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- エネルギー供給(発電部門等)、CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術(CCUS)を、ボトムアップ的に(個別技術を積み上げて)モデル化
- エネルギー需要部門のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、化学、アルミ、運輸、民生の一部について、ボトムアップ的にモデル化。その他産業や民生においてCGSの明示的考慮
- 国際海運、国際航空についても、ボトムアップ的にモデル化
- 500程度の技術を具体的にモデル化、設備寿命も考慮
- それ以外はトップダウン的モデル化(長期価格弾性値を用いて省エネ効果を推定)
- モデル内でのコストは、実質価格で想定しており、1 USD=110円(2000-10年の平均値)を採用

- 地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが整合的に評価可能
- 非CO<sub>2</sub> GHGについては、別途、米EPAの技術・コストポテンシャル推計を基にしてRITEで開発したモデルを利用

- 中期目標検討委員会およびタスクフォースにおける分析・評価
- 国内排出量取引制度の検討における分析・評価、環境エネルギー技術革新計画における分析・評価
- 第6次エネルギー基本計画策定時において基本政策分科会への2050年CN分析の提示はじめ、気候変動政策の主要な政府検討において活用されてきた。またIPCCシナリオ分析にも貢献

# シナリオの想定

排出削減シナリオ		シナリオ名	政府シナリオ名	シナリオ概要
排出制約シナリオ	<b>エネ基分析</b>  2030年 46%+ 2040年 73%+ 2050年CN (世界1.5°C未満)	成長実現シナリオ	革新技術拡大	排出削減対策が広範に順調に技術進展する。国際的な排出削減協調も順調で、日本の国際的な相対的エネルギー価格差が適度に収まる。日本の温暖化対策技術が海外にも広く普及。経済と環境の好循環を実現し得る。
		再エネシナリオ	再エネ拡大	再エネの社会共生制約小・コスト低減加速
		水素系燃料シナリオ	水素・新燃料活用	合成メタン(e-methane)・合成燃料(e-fuels)・アンモニアを含め、水素系エネルギーのコスト低減加速
		CCSシナリオ	CCS活用	CO <sub>2</sub> 貯留の社会障壁小。経済合理的な範囲で広範に普及
		低成長シナリオ	—	技術進展が漸進的。CN対策のため、他国との日本の国際的な相対的エネルギー価格差が拡大。産業の海外移転進展し、経済の大幅な停滞リスク発現
炭素価格シナリオ	技術進展等の不確実性下でのリスク対応の経済と環境の好循環シナリオ (政策目標としては、2040年73%+2050年CNだが、政策変数としては排出削減費用をターゲットとし、技術・社会情勢の不確実性により、結果としての排出量は変化)	排出上振れリスクシナリオ	技術進展	技術進展は「成長実現シナリオ」相当が実現できず、再エネ、CCS・CDR、水素系エネルギー、原子力等の技術進展・普及が抑制的。そのため、海外との相対的エネルギー価格差が広がることから、経済と環境の好循環維持のため、炭素価格政策水準も抑制的となる社会像。炭素価格の想定はNGFS NZE2050(高位)
		排出上振れ大シナリオ	—	同上。炭素価格の想定はIEA NZE(低位)
		誓約政策実行シナリオ	—	同上。炭素価格の想定は、誓約済み政策のみの実現を想定したIEA STEPS (Stated Policies Scenario) 相当

昨今の情勢踏まえた追加分析

# 【参考】シナリオの想定：技術想定等

シナリオ	潜在的経済成長	GHG排出削減制約	原子力	再エネ		CCS / CDR	水素・アンモニア	合成燃料	データセンター等IT需要	自動車	鉄鋼	鉄鋼・化学・自動車等の生産量の展望：炭素価格による生産量低下	
	所得効果、人口・なりゆき産業構造変化等	GHG排出削減によって誘発される炭素価格	【上限(2050年)】 低位：現状60年運転延長炉 中位：10% (2040年20%程度) 高位：20%	【ポテンシャル】 低位：太陽光(上限：現状比2倍)、陸上風力制約強(上限：3倍) 高位：太陽光、陸上風力制約弱(上限：現状比4倍)	【コスト】 中位/ コスト低減加速	【年間貯留ポテンシャル(2050年)上限】 低位：1.2億トン 高位：2.4億トン	【コスト】 中位/ コスト低減加速	【コスト】 中位/ コスト低減加速	将来シナリオ(外生)	【EV】 中位/ コスト低減加速	水素DRI普及速度		
成長実現シナリオ	GDP高位(内閣府「成長実現ケース」)	世界全体で1.5°C目標、日本2030年46%+ 2040年73%+ 2050年100%	高位	高位 (最適化計算結果として中位)	コスト低減加速・洋上収斂	高位	コスト低減加速	コスト低減加速	高位	コスト低減加速	高位	小 (中弾性(DEARS))： 成長実現シナリオの結果をすべてに適用	
再エネシナリオ			中位	高位 (最適化計算結果として高位)	コスト低減加速・洋上収斂	低位	中位	中位	高位	コスト低減加速	高位		
水素系燃料シナリオ			中位	高位	中位	低位	コスト低減加速	コスト低減加速	高位	中位	高位		
CCSシナリオ			中位	高位	中位	高位	中位	中位	高位	中位	高位		
低成長シナリオ			低位	低位	中位	低位	中位	中位	中位	中位	中位		中位
炭素価格シナリオ			炭素価格	中位	高位	中位	低位	中位	中位	高位	中位	中位	小

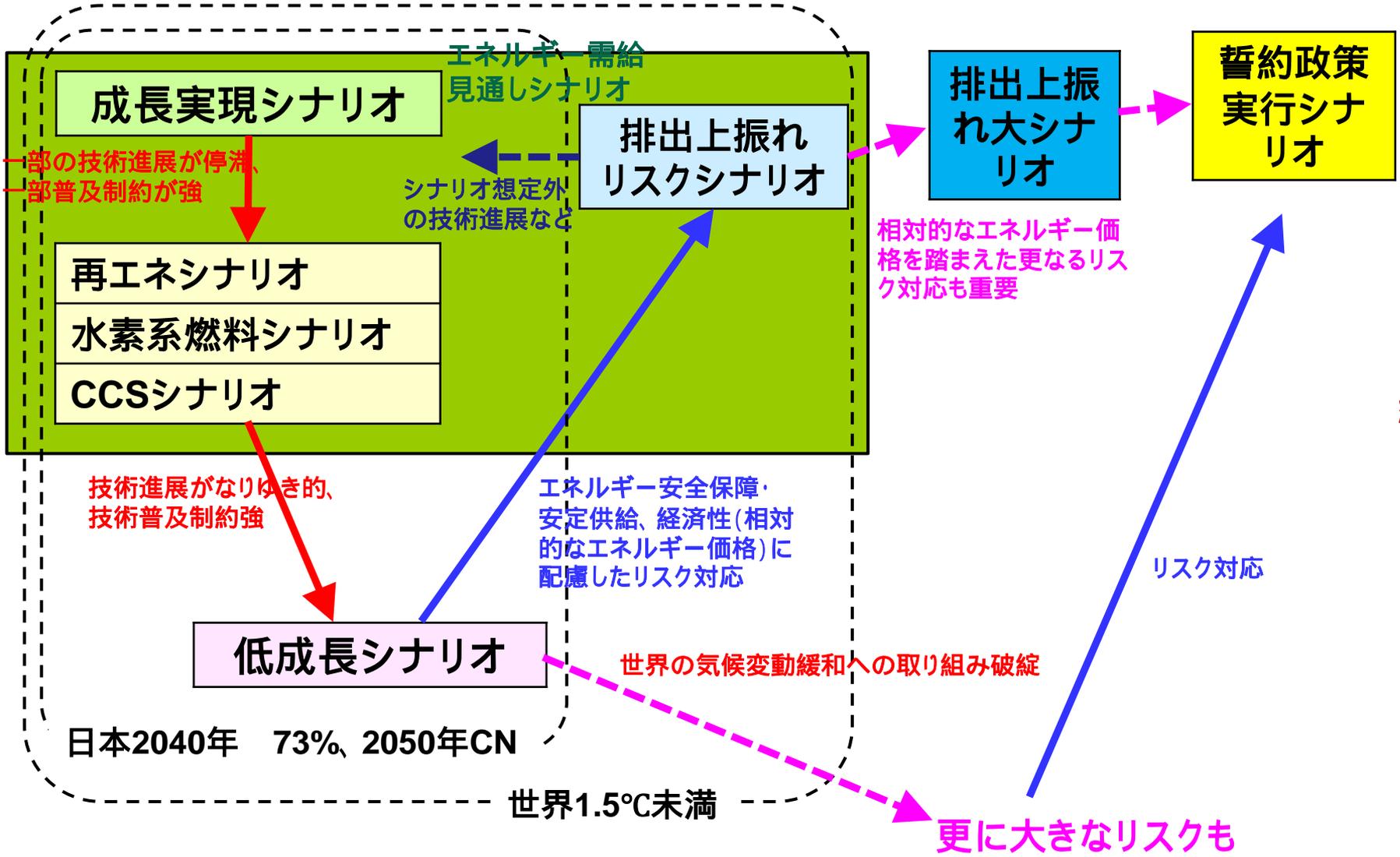
2030年は炭素価格シナリオでは炭素価格を想定。その他シナリオでは46%を想定。また電源構成比率は第6次エネルギー基本計画のエネミックスで制約。ただし、誓約政策実行シナリオは、2030年エネミックス制約は想定せず、原子力比率上限を15%とした制約のみを考慮

# 各シナリオの位置づけ

環境 (GHG排出量)

良 ← → 悪

良 ↑ ↓ 悪  
経済



# CO<sub>2</sub>限界削減費用(炭素価格)

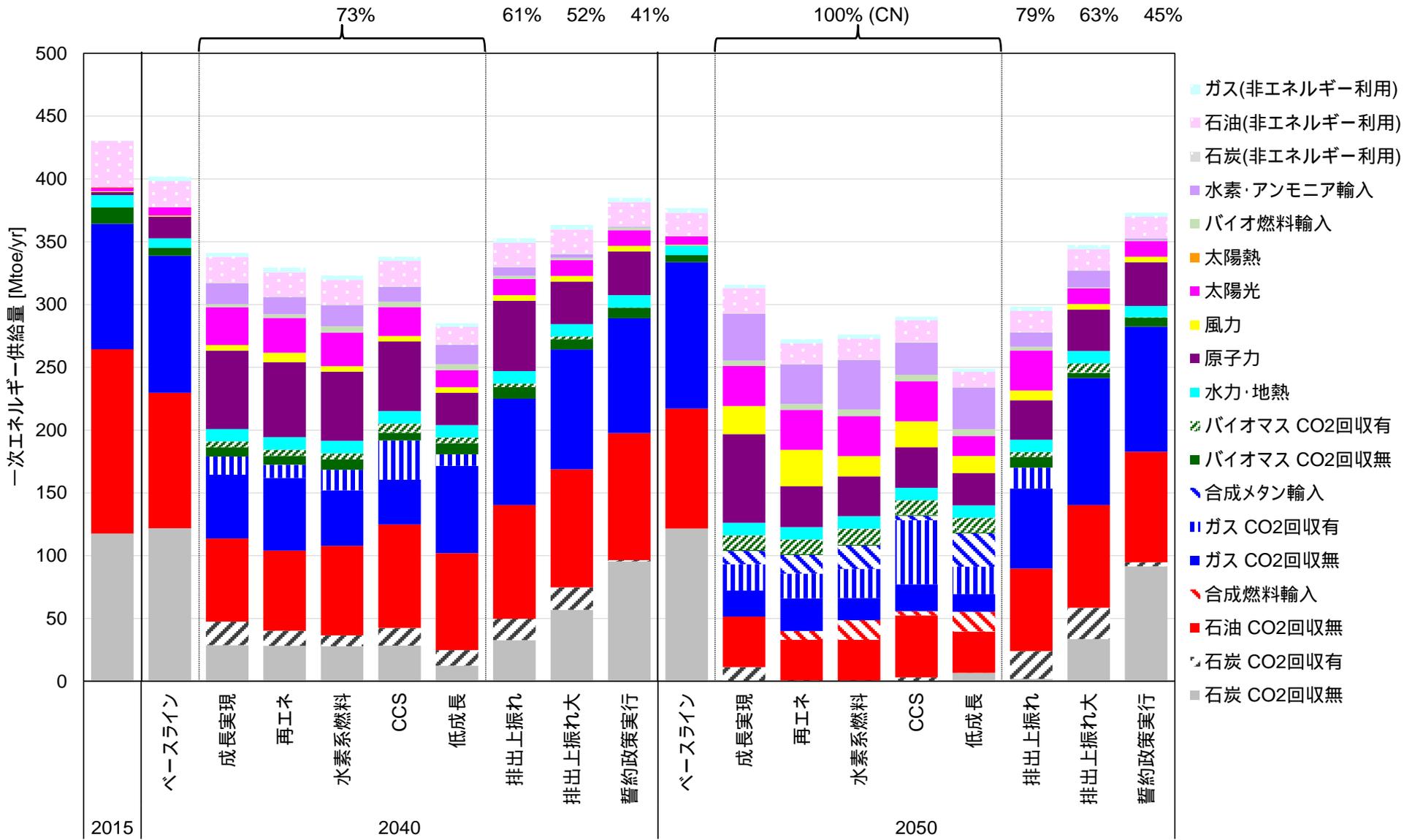
		排出削減シナリオ(2040年 73%)					炭素価格シナリオ		
		成長実現シナリオ	再エネシナリオ	水素系燃料シナリオ	CCSシナリオ	低成長シナリオ	排出上振れシナリオ	排出上振れ大シナリオ	誓約政策実行シナリオ
日本	2040	301	369	467	396	538	257	116	41
	2050	578	716	742	892	951	500	141	50
米国	2040	294	350	409	362	410	257	116	0
	2050	262	348	454	350	467	500	141	0
英国	2040	294	350	419	369	428	257	116	84
	2050	317	387	558	452	579	500	141	89
EU	2040	298	350	409	362	410	257	116	84
	2050	413	516	648	541	664	500	141	89
その他	2040	294	350	409	362	410	257	20 ~ 116	0 ~ 84
	2050	262	348	454	350	467	500	31 ~ 141	0 ~ 89

単位: USD/tCO<sub>2</sub> (2000年価格)

○ 現状での国際情勢とそれに伴う産業リーケージの防止の視点からは、今回、追加分析した2つの炭素価格シナリオにおける炭素価格水準程度を視野に入れる必要があると考えられる。

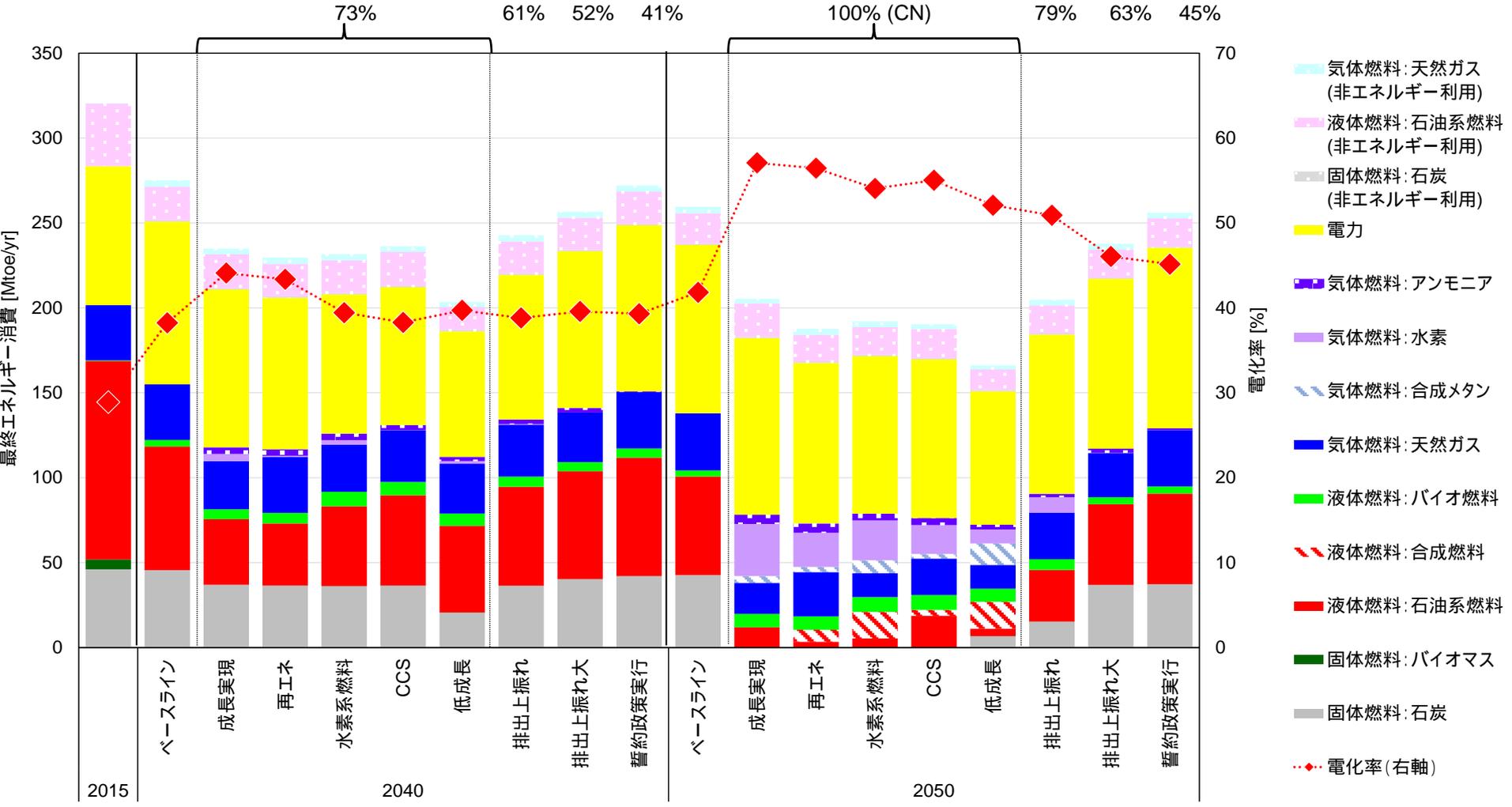
# 一次エネルギー供給量

日本全体のGHG排出量(2013年比) [2022年 23%]



# 最終エネルギー消費量

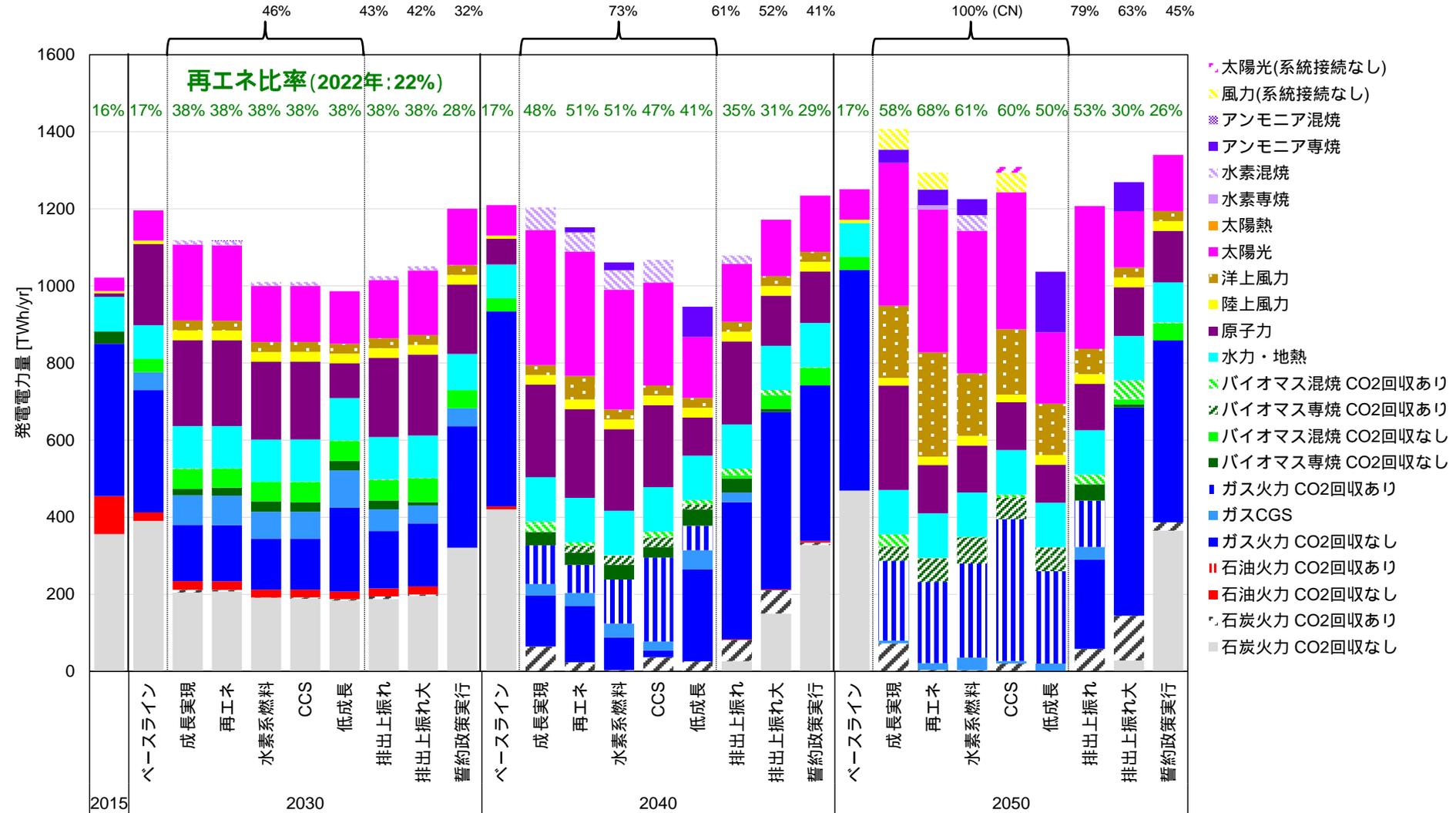
日本全体のGHG排出量(2013年比) [2022年 23%(森林吸収源対策含)]



- 電化率は、排出制約が厳しい(炭素価格が高い)ほど高くなる。
- 「排出上振れ大シナリオ」、「誓約政策実行シナリオ」では、2050年までには最終エネルギー消費での水素、アンモニア、e-methane、e-fuelsの利用はかなり抑制される。
- バイオ燃料の拡大は、いずれのシナリオにおいても経済合理的

# 発電電力量

日本全体のGHG排出量(2013年比) [2022年 23%(森林吸収源対策含)]



◦ 「低成長シナリオ」を除いて、総発電電力量は増大。多様な電源の組み合わせが重要  
 ◦ バイオマス発電は、大きなシェアを占めるわけではないが、いずれのシナリオでも増大傾向

# 2040年のエネルギー需給見通し

- 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。

## ⑥ バイオマス発電

### (ア) 基本的考え方

バイオマス発電は、災害時のレジリエンス向上や地域産業の活性化を通じた経済・雇用への波及効果が大きいなど、地域分散型、地産地消型のエネルギー源として多様な価値を有するエネルギー源である。

一方で、発電コストの大半を収集・運搬等の燃料費が占める構造にあることに加え、昨今では燃料需給のひっ迫も見られ、事業の安定継続が課題である。このため、地域の農林業等と連携してコスト低減や燃料安定調達等を進める。

### (イ) 今後の課題と対応

国産木質バイオマス燃料の供給拡大に向け、関係省庁が連携し、林地残材等の更なる利用に向けた体制構築、各地域に適した早生樹や広葉樹等の育林手法等の実証、適正な再造林等を推進する。また、環境、社会・労働、ガバナンス、食料との競合、ライフサイクル温室効果ガスの排出量等の観点から持続可能性が確保されたバイオマス燃料の利用を求めていく。

さらに、地域の農林業等と連携し、エネルギー変換効率の高い熱利用・熱電併給の地域内利用を推進するとともに、農山漁村再生可能エネルギー法等を通じたエネルギーの地産地消を積極的に推進し、農林漁業の健全な発展と調和を図りつつ、家畜排せつ物、下水汚泥、食品廃棄物等の有効利用を進める。

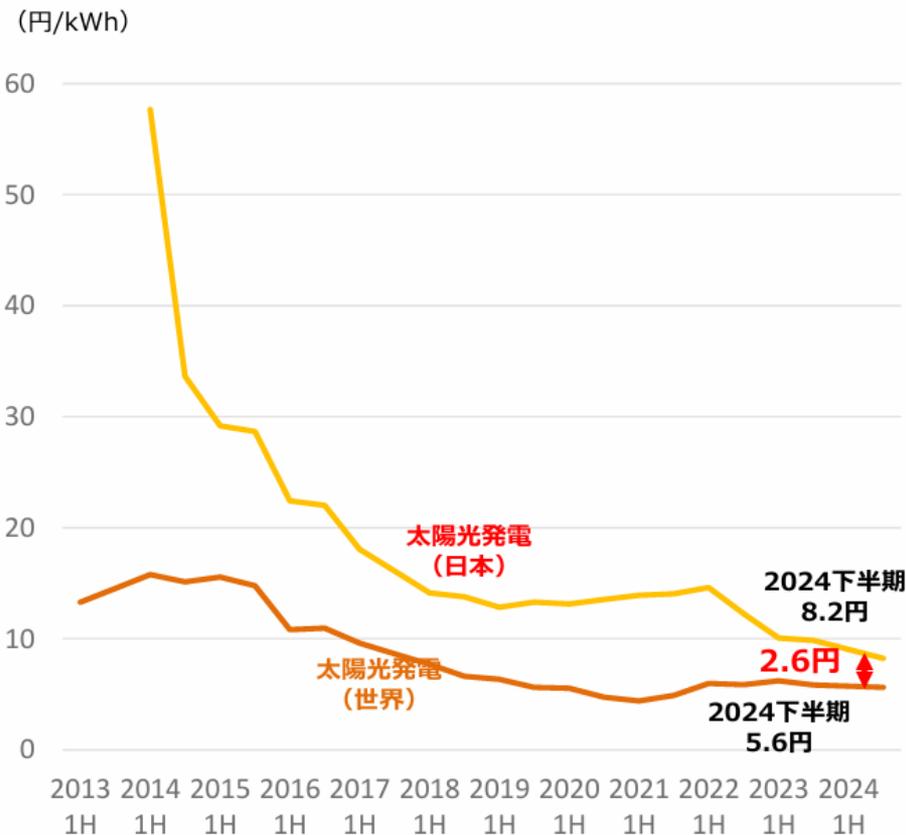
大規模なバイオマス発電については、安定的かつ持続可能な燃料調達の確保やコスト構造を踏まえた将来的な自立化の可能性が課題となっている中で、FIT・FIP制度による支援の在り方や、調達期間及び交付期間が終了した後のバイオマス発電事業の継続の確保について検討を進める。

### 3. 主要な温暖化対策技術および バイオエネルギーをめぐる現状

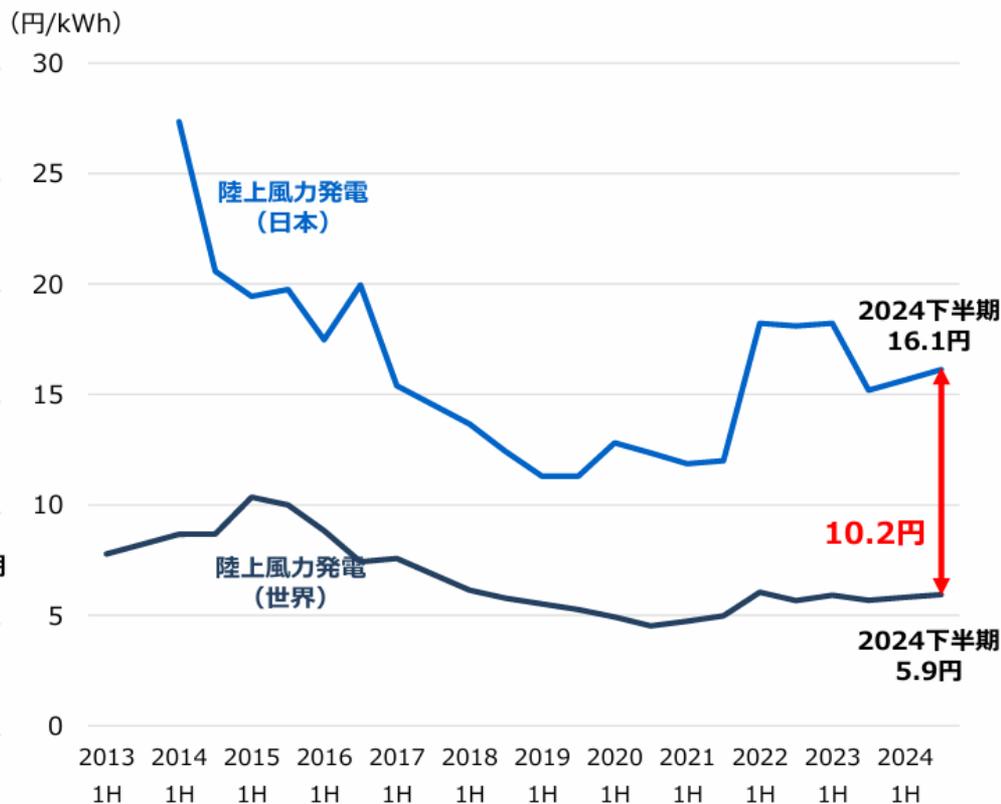


# 太陽光・風力発電コスト実績：世界と日本

<世界と日本の太陽光発電のコスト推移（円/kWh）>



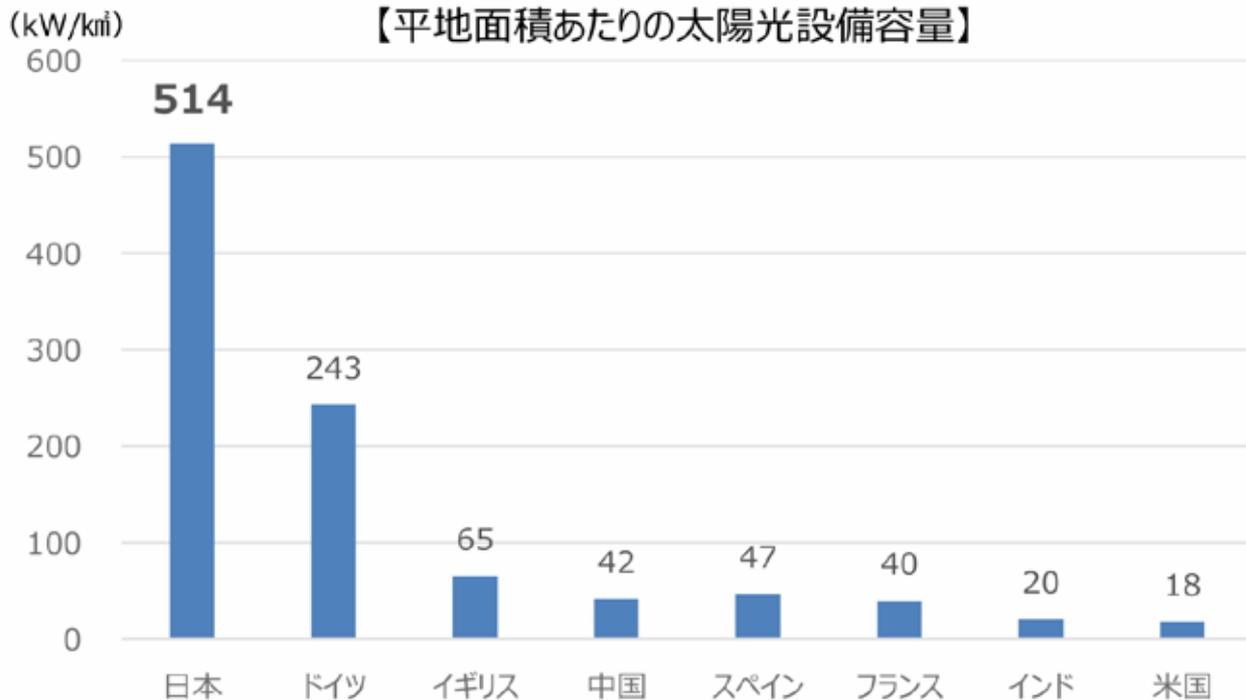
<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移（円/kWh）>



出典) 調達価格等算定委員会資料(2025)

- 再エネのコストは単体では低廉になってきた。カーボンニュートラルの実現に向けて再エネの拡大は重要
- しかしながら多くの課題に直面してきている。

# 大規模太陽光発電に関する課題



- ü 国土面積、とりわけ平地面積が小さい日本では、再エネ拡大は容易ではない。
- ü 地域共生の課題に直面してきている。

土砂崩れで生じた崩落



柵塀の設置されない設備



不十分な管理で放置されたパネル



景観を乱すパネルの設置



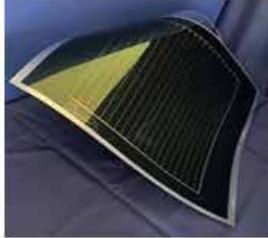
# ペロブスカイト太陽光発電の開発と普及に向けた取り組み

- ペロブスカイト太陽電池は、国内において開発が進められ、一部の企業では2025年度から事業化が開始される予定。
- 特にフィルム型では、耐久性や大型化の面で技術的に世界をリード。ガラス型・タンデム型についても開発が進められている。

## 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

## 想定される用途



建物屋根

出典：（株）エネコートテクノロジーズ



建物壁面

出典：積水化学工業（株）

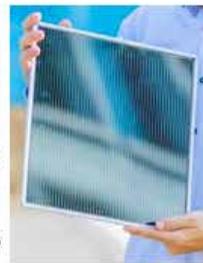


ペロブスカイト太陽電池サブモジュール (モックアップ)  
寸法：100 cm × 30 cm (建材一体型太陽電池サイズ)

出典：（株）カネカ



出典：パナソニック HD（株）



出典：（株）アイシン



建材一体型

出典：パナソニック HD（株）



IoT機器

出典：（株）エネコートテクノロジーズ

出典) 政府資料 (2024)

官民協議会も設立され、技術開発・普及を加速中。ただし、まだコスト高で、FIT/FIPでの支援には至っていない(=まだ技術開発段階)。

# 風力発電に関する課題：コスト上昇

## 【陸上風力】

- コスト動向アンケート結果の中央値を用いて、2027年度上限価格と同条件で試算すると、20円/kWh程度となる(下表)。

	CAPEX	OPEX	設備利用率	運転期間	IRR		試算額
コスト動向アンケートの結果 37,500kW以上の事業 (中央値)	46.3万円/kW	1.6万円/kW/年	29.0%	25年間	5%	➔	19.9円/kWh

<参考>

2027年度上限価格	27.1万円/kW	0.85万円/kW/年	29.1%	25年間	5%	➔	11.8円/kWh
2026年度上限価格	27.1万円/kW	0.85万円/kW/年	29.1%	20年間	5%	➔	12.0円/kWh

## 【洋上風力】

**PIRR 6%の場合、30円台半ば**

※下記発電コストをベースに陸上送変電設備、系統費用を考慮  
※実績額ではなく想定値のため今後変動可能性あり

**算定結果**

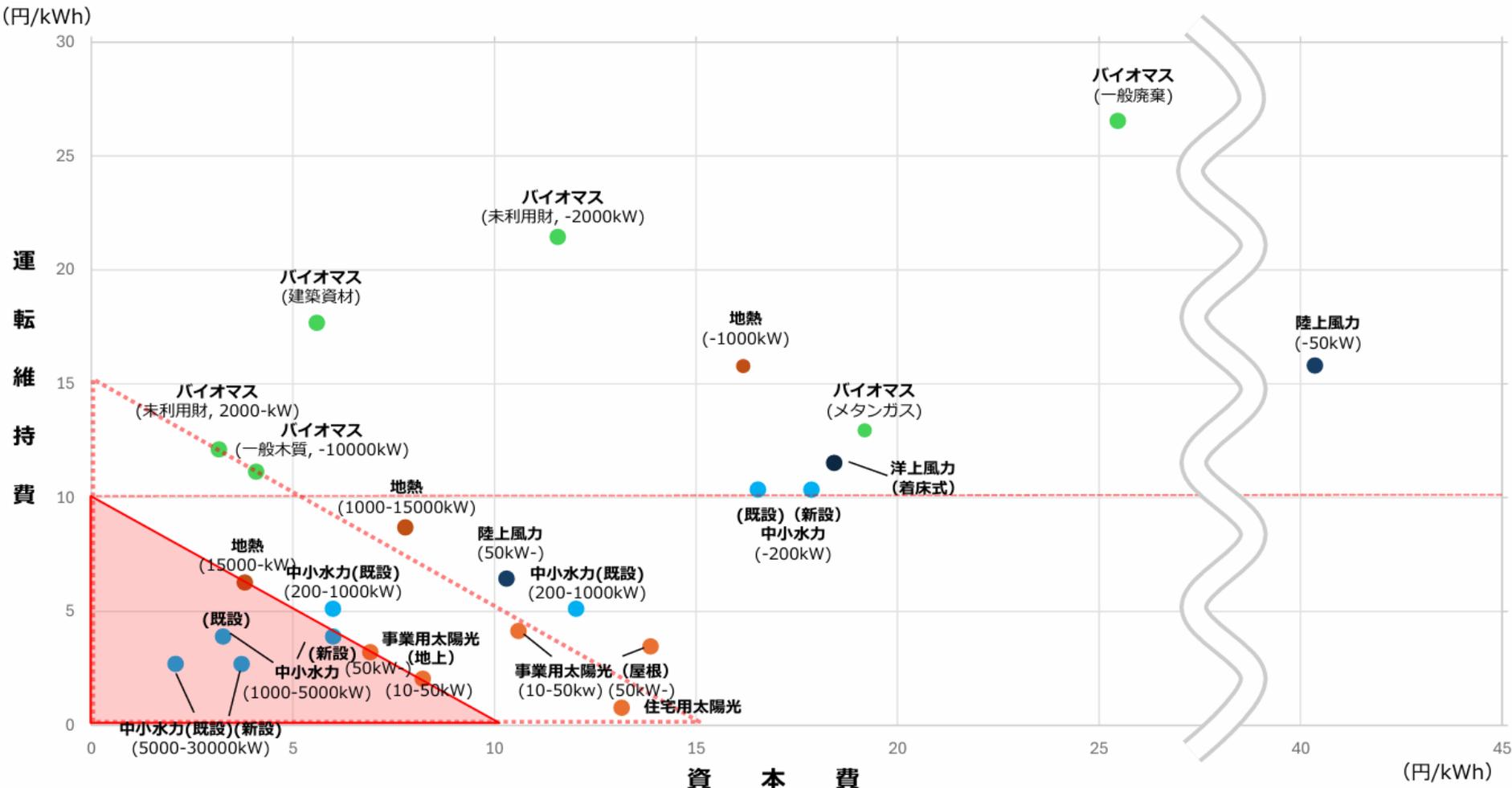
- 発電コスト：約22.4円/kWh

<条件設定>

- 発電コストは割引率3%、固定資産税を考慮  
(発電コスト検証WGでの前提に準拠)
- 税引後の算定結果
- 陸上送変電設備は他電源と比較の観点から考慮せず
- 今回の発電コスト算定で加味するOPEXは2.76万円/kW/年※1

- ⊘ 海域指定洋上風力第1ラウンド三菱商事撤退
- ⊘ 第2、3ラウンドは、長期脱炭素電源オークション参入を認め、コスト上昇に対応
- ⊘ 風力発電のコスト上昇が顕著

# 各種再生可能エネルギーの発電コスト



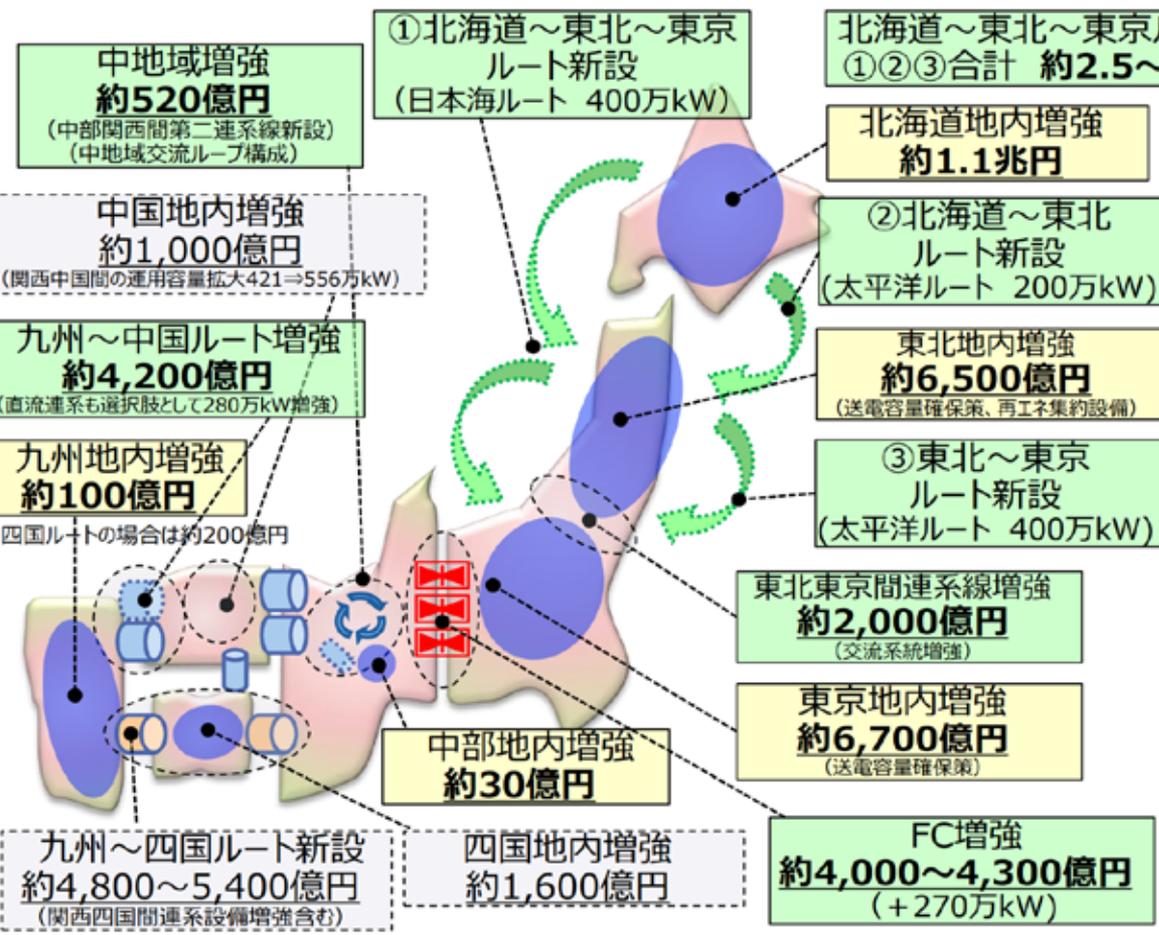
出典) 調達価格等算定委員会資料 (2025)

- 本資料では、バイオマス系の発電は、運転維持費が高く、10円/kWhといった水準の達成は難しいのではないかと示唆できるグラフが提示されている。
- しかし、需給調整、森林保全、国産化の視点など、副次的な価値も含めて評価は必要

# 再エネの拡大に向けて: プッシュ型の電力系統形成

## 再エネ50%程度の導入時

## ベースシナリオ



【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額 <sup>※1</sup>	約6.0～7.0兆円
費用便益比(B/C) <sup>※1</sup>	0.7～1.5
年間コスト <sup>※1, ※2</sup>	約5,500～6,400億円/年
年間便益 (純便益)	約4,200～7,300億円/年 (約▲2,200～1,800億円/年)
削減された燃料費	約3,300～6,700億円/年
削減されたCO2対策コスト	約780億円/年
削減されたCO2排出量	約2,430万 t/年
アデカシー便益	約310億円/年
送電ロス	約▲430～▲250億円/年

システムの安定性 地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、 災害時等のバックアップ機能の強化		
再エネ比率	増強後47% (50%)	増強前43%
出力制御率	増強後12% (7%)	増強前22%

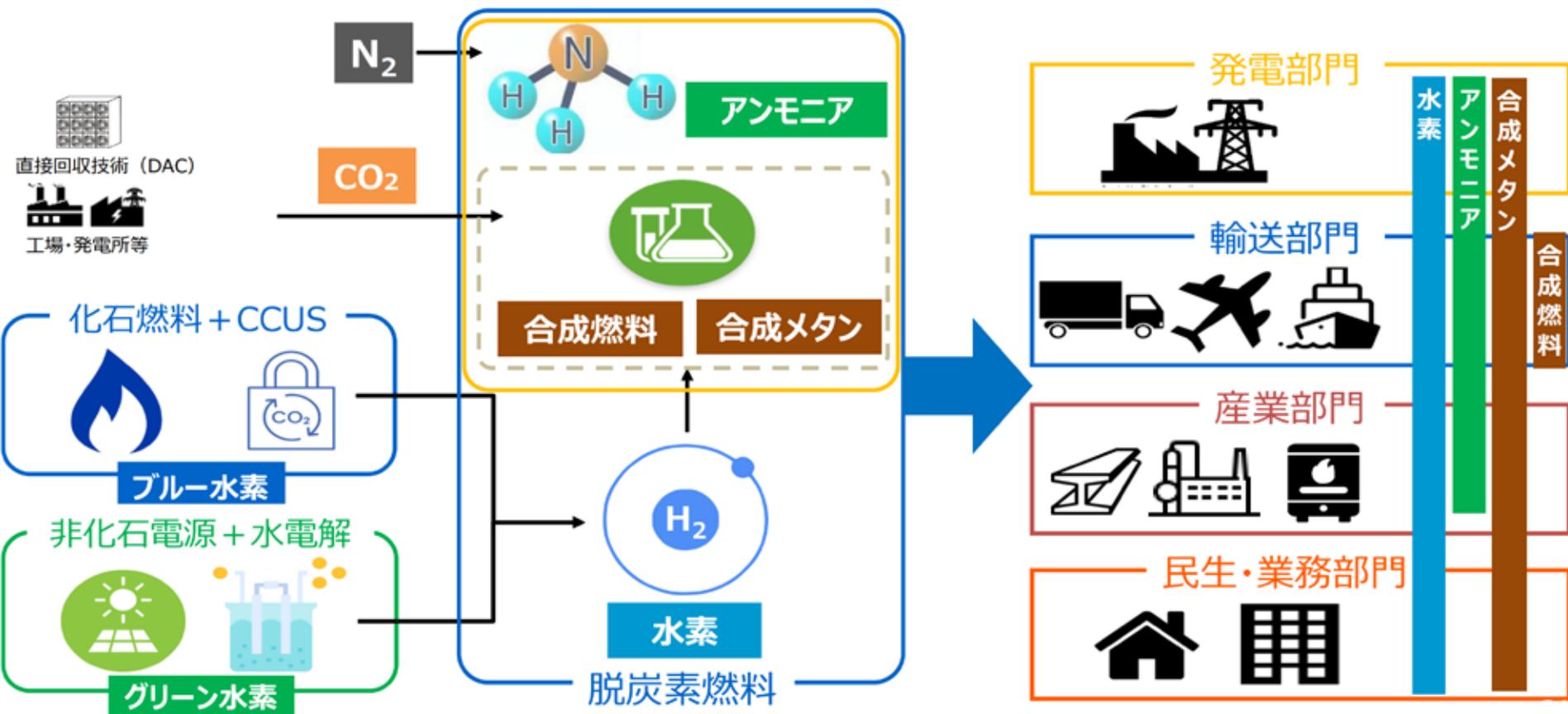
( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算  
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出  
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

出典) 電力広域的運営推進機関 (2022)

プッシュ型での系統形成を行う方針(費用便益分析を実施)。偏在する再エネの大量導入によって、系統増強への大きな投資が必要。ただし、設備利用率が低くなって、託送料金が増大し過ぎないように、適切な投資が必要

# 水素系エネルギーの利活用



出典) 日本政府、GX実現に向けた専門家ワーキンググループ資料(2023)

- 水素系エネルギーも、製造方法、利用方法ともに複数の可能性がある。技術を特定し過ぎず、幅広い選択肢を有して、市場競争を促すことが必要
- 他方、水素は新規インフラが必要な一方、合成燃料(e-fuels)や合成メタン(e-methane)は既存インフラの大部分は利用可能で、かつ混合率も調整しやすく、柔軟性を有する。

# 日本ガス協会：ガスビジョン2050

- 2050年にガスのCN化を実現します。
- e-メタンやバイオガスを中心にガスのCN化に取り組みます。加えて、技術革新の動向や世界のエネルギー情勢も踏まえ、積極的に新技術を取り入れて、その時々最適な手段を用いてガスのCN化を実現します。

## 2050年 ガスのCN化の姿

90～50%程度

e-メタンやバイオガスを海外輸入、地産地消型の製造、環境価値移転により供給

現時点

天然ガス  
≒100%

2030年

e-メタン・  
バイオガス  
1～5%

水素直接供給  
数%程度

天然ガス+  
CCUS等  
10～50%程度

2050年  
ガス供給に  
占める割合

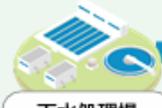
e-メタン・  
バイオガス  
90～50%程度

海外輸入



e-methane・  
バイオガス

地産地消型の製造



下水処理場

CH<sub>4</sub>  
バイオ  
メタン  
CO<sub>2</sub>  
バイオ  
由来CO<sub>2</sub>

e-methane  
メタネーション

環境価値移転



10～50%程度

天然ガスをCCUS、NETs、オフセットと組み合わせる供給

CCUS(貯留・有効利用)



CCS  
(貯留)

ネガティブエミッション技術※(NETs)



CCU  
(有効利用)



森林吸収



DACCS  
(回収・貯留)



BECCS  
(バイオ・貯留)

オフセット



J-クレジット等

※ 大気中のCO<sub>2</sub>を回収・吸収し、貯留・固定化することで、正味としてマイナスのCO<sub>2</sub>排出量を達成する技術の総称

数%程度

水素をインフラ整備が可能な沿岸部等において直接供給

※円グラフは、技術革新の進捗や政策支援・CO<sub>2</sub>カウントルール等の制度整備状況、世界のエネルギー情勢に応じて変動します

# バイオガスの都市ガス利用

- バイオガスの都市ガス利用は熱エネルギーをそのまま利用するため、発電利用と比べてロスが少なく、場内利用と同様に高いエネルギー効率で供給が可能。しかし、現状はFIT制度を活用した売電が主流となっている。
- 都市ガス利用の実例はあるものの、立地面や投資コストの制約、さらに自治体との連携が必要であり、全国的には取り組みが進んでいないと認識。
- 次回のワーキングでは、地方ガス事業者へのヒアリングによる課題の詳細や、各種データに基づくポテンシャル等について提示する予定。

## バイオガスの都市ガス利用例

### 自治体等のバイオガス発生施設



利用例①  
原料ガスとして  
ガス製造工場へ供給

利用例②  
製品ガスとして  
ガス導管網へ注入



### ガス事業者のバイオガス受け入れ・供給施設

## バイオガスの都市ガス利用実例



鹿児島市南部清掃工場で発生する  
バイオガスを都市ガス利用  
(日本ガス)

新潟県長岡中央浄化センターで  
発生する消化ガスを都市ガス利用  
(北陸ガス)

## 都市ガス利用における想定課題

### 立地面

バイオガス発生施設と、バイオガス受け入れ  
可能地点までの物理的距離

### 投資コスト

都市ガス利用に必要な設備の新設コスト発生  
(左図の不純物除去・都市ガス製品化設備や輸送導管等)

### 自治体 との連携

都市ガス利用への理解

# 海外バイオメタン調達の動き

- 2025年11月に**bpグループのArchaea Energy**が生産するバイオメタンの調達契約を締結
- 米国内の環境価値を証明する「M-RETS」を活用し、環境価値を付与した都市ガスをお客さまへ提供※する予定

※現在、海外産e-メタン・バイオメタンが保有する環境価値はSHK制度等での活用は認められておらず、算定ルールの検討が進められている。本取り組みでは、北米で運用されている環境価値の証明・追跡を行うシステム「M-RETS (Midwest Renewable Energy Tracking System)」により生成される環境価値を活用する予定

## 調達内容

数量	約 2.6万Nm <sup>3</sup>
原料	ランドフィルガス
状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2025年11月 <b>Archaea Energy</b>の生産するバイオメタンの調達契約を締結</li> <li>● 2026年1月 <b>日本へ輸入予定</b></li> </ul>

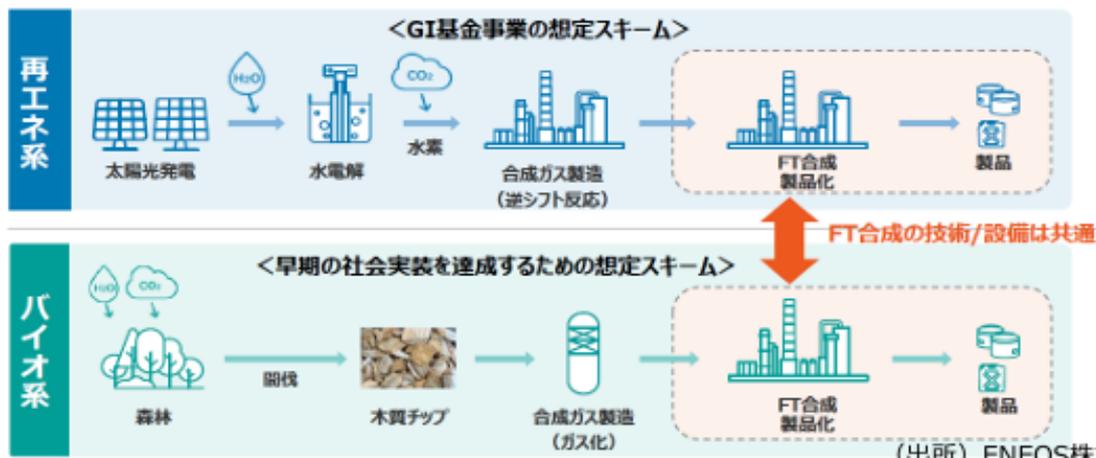
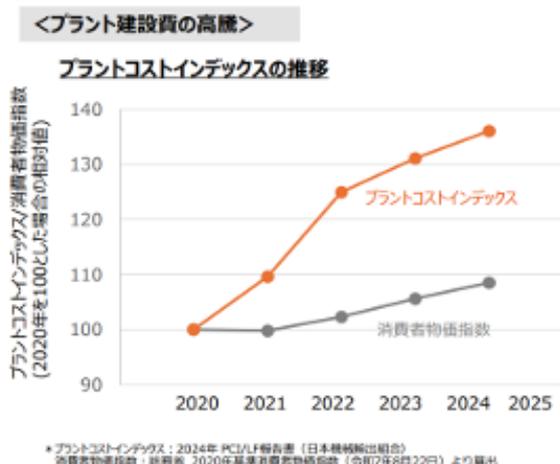
## 調達フロー図



# 足下での合成燃料製造方法の方針変更

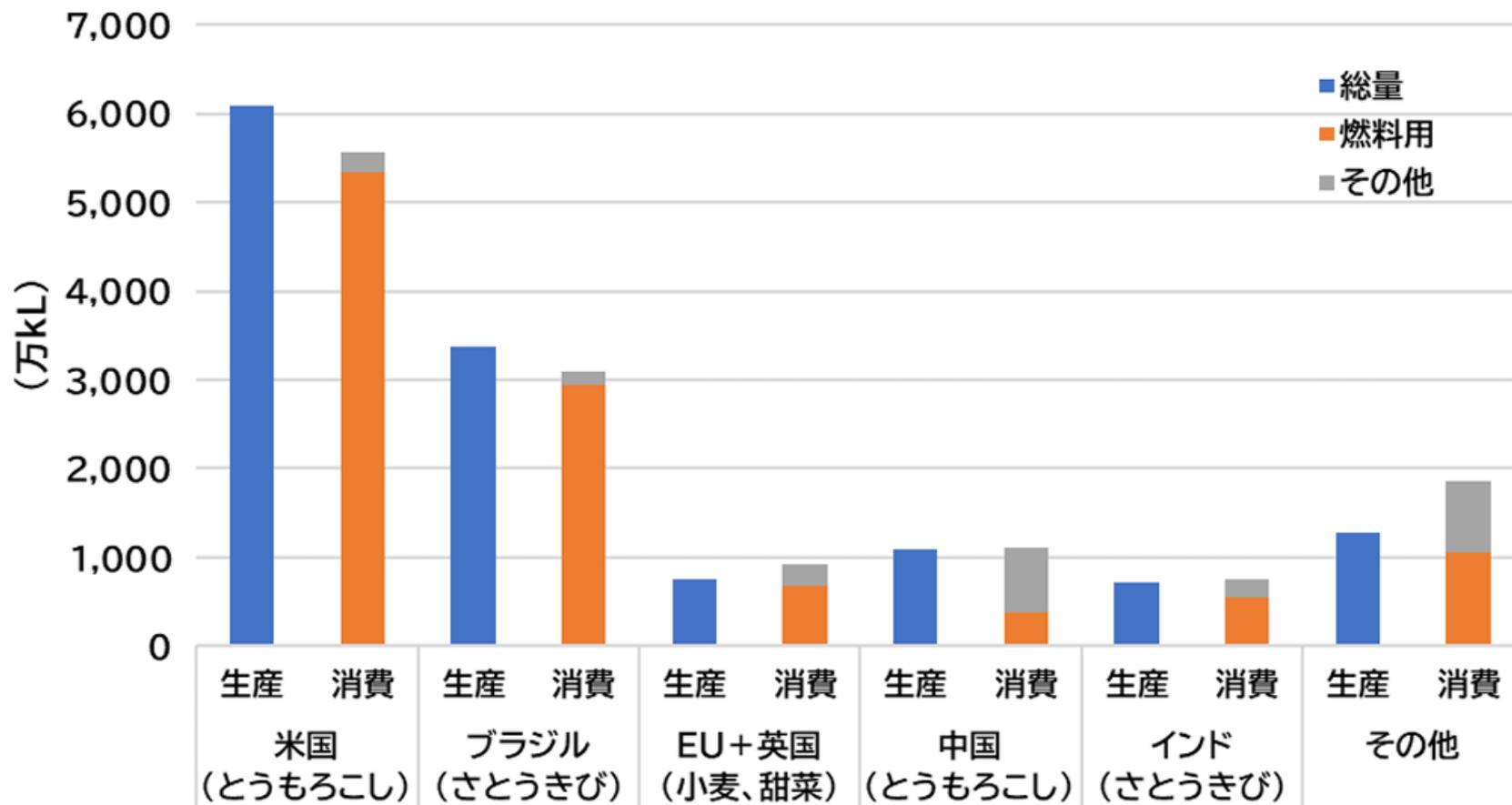
グリーンイノベーション(GI)基金を用いて、FT合成による変動性再エネベースの高効率な合成燃料(e-fuels)製造を目指してきたが、コスト高の状況の中、バイオ系に方針転換

- 事業実施者のENEOSから以下の申し出があり、計画の見直しを行うこととしたい。
  - 足元の建設市況の激しい高騰の継続等により、再エネを起点とした合成燃料製造及び実証コストがWG想定時よりさらに上振れする見込み。
  - 合成燃料の社会実装に向けて、足元の環境でより経済性が高いバイオマス起点とした**バイオ系合成燃料の実装を優先**するため、パイロットプラントの建設・試験について、無期延期(GI事業での実証中止)したい。
  - 再エネ系合成燃料製造の長期的な研究開発は継続する。
- なお、本事業で開発を進めているFT合成の技術は、バイオ系合成燃料とも共通であることから、これまでの成果をしっかりと活用いただく。



# 世界におけるバイオエタノールの需給動向

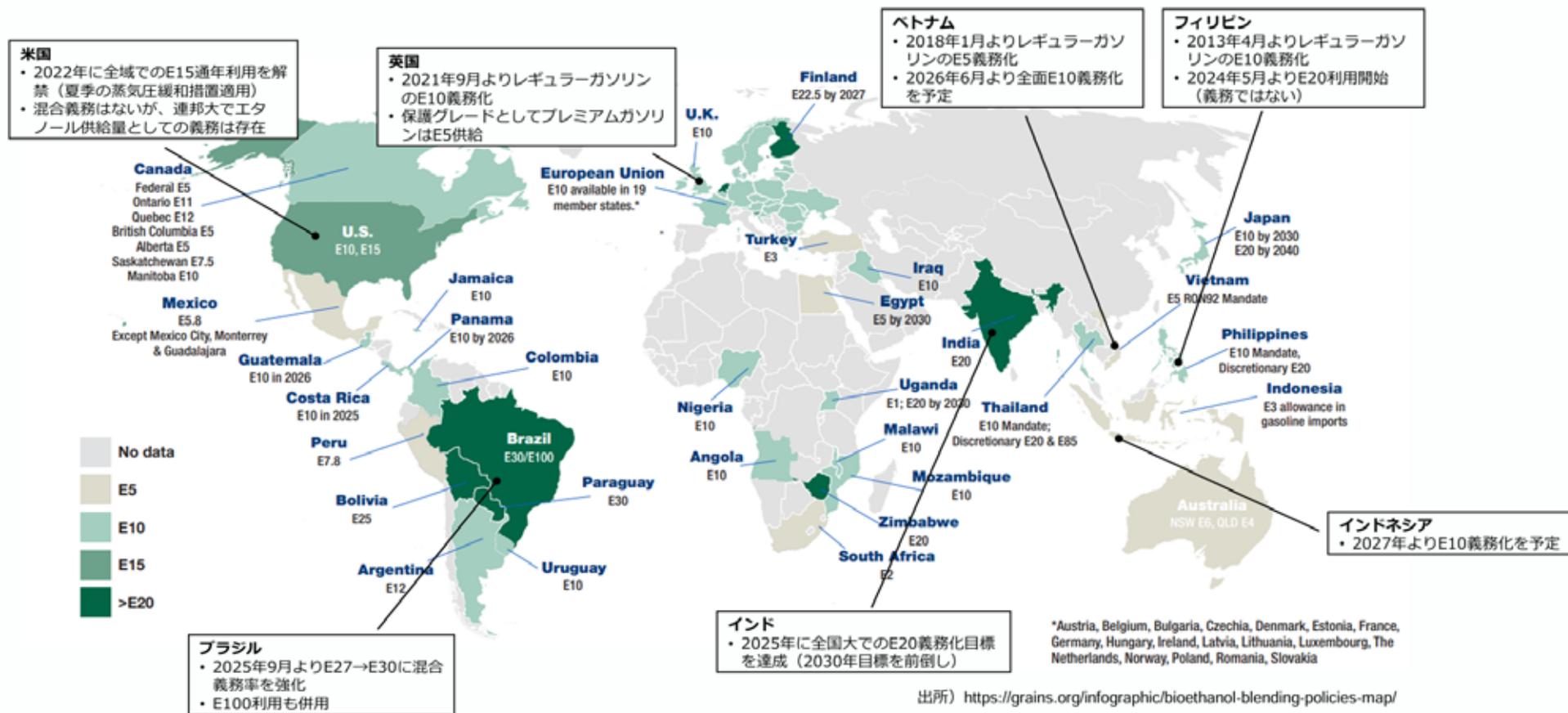
各国・地域のバイオエタノール生産量・消費量（2022-2024年平均値）



出典) 総合資源エネルギー調査会脱炭素燃料政策小委員会、2025年12月

現状では、米国、ブラジルでは、若干の供給余力があると見られている。

# 世界におけるバイオエタノールの混合義務・目標

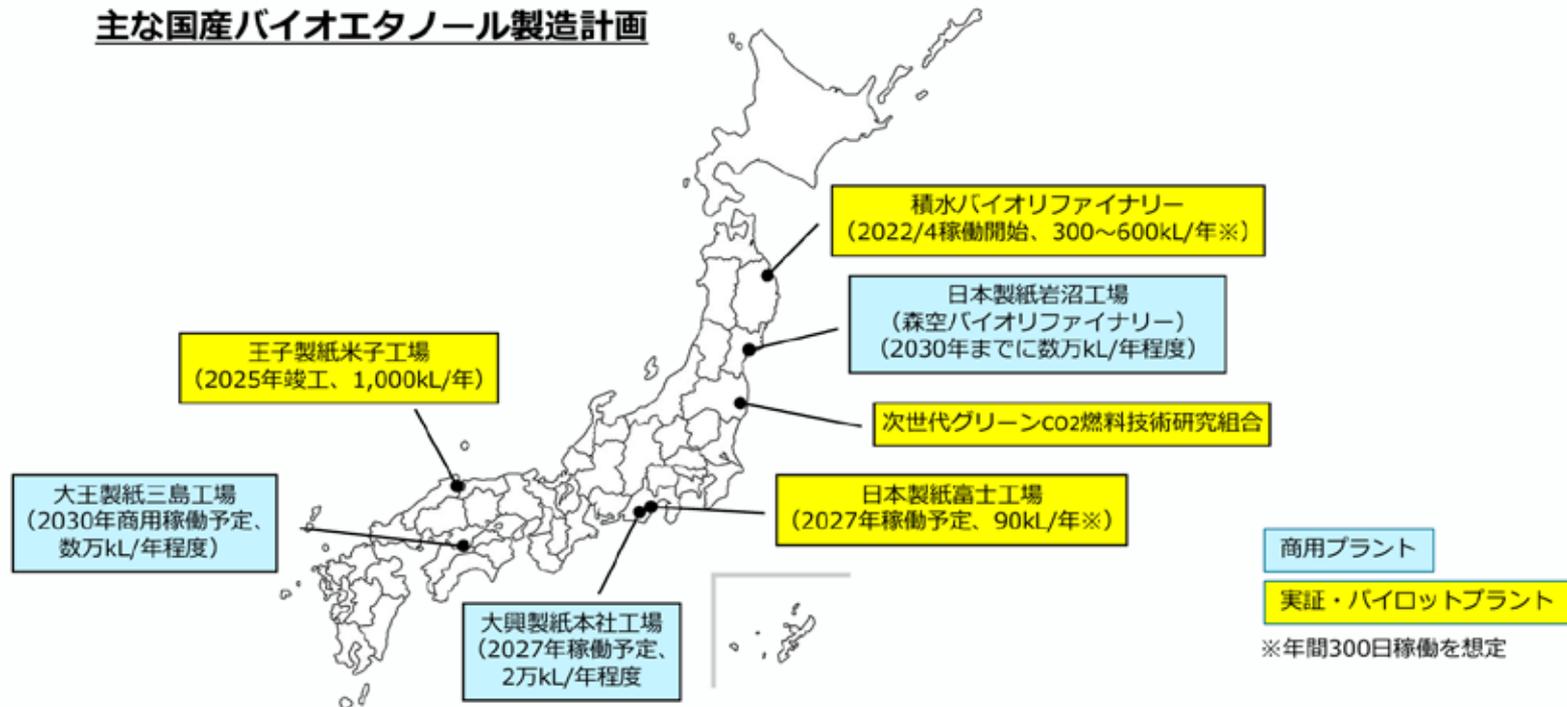


出典) 総合資源エネルギー調査会脱炭素燃料政策小委員会、2025年12月

# 国産バイオエタノール製造に関する取組状況

- 現状、輸送用燃料として利用されているバイオエタノール（ETBE用原料）は米国産、ブラジル産。
- 国内では主に製紙会社等を中心に、バイオエタノールの製造計画がいくつか進展しており、2030年までに合計数万kl程度の計画がある。

## 主な国産バイオエタノール製造計画



# 次世代液体燃料政策におけるSAFの位置づけ

- **SAF**は、最も早く市場が立ち上がる石油燃料代替製品の一つであるため、**石油製品の脱炭素化の試金石**
- SAFの原材料となるバイオエタノールや植物油の優良権益を確保しつつ、**非可食バイオマス由来バイオエタノールや非可食油脂の活用も実現**させるとともに、バイオエタノールは揮発油の脱炭素化のためにも活用
- **国産SAF生産能力**を獲得し、既存設備を活用した大規模SAFプラント建設・稼働ノウハウを海外展開するとともに、連産品として生産されるバイオナフサ・バイオディーゼルの**素材・運輸業界への供給を実現**
- **SAF製造から合成燃料製造技術の獲得**（例：ATJからMTJ）に**繋げ**、早期の合成燃料製造技術の確立を実現し、**バイオ燃料及び合成燃料の活用によってカーボンニュートラル実現を目指す**

国内外の優良な原料の上流権益の確保



合成燃料技術の確立と導入の促進



国内大規模SAFプラントの  
建設、技術、運営能力獲得



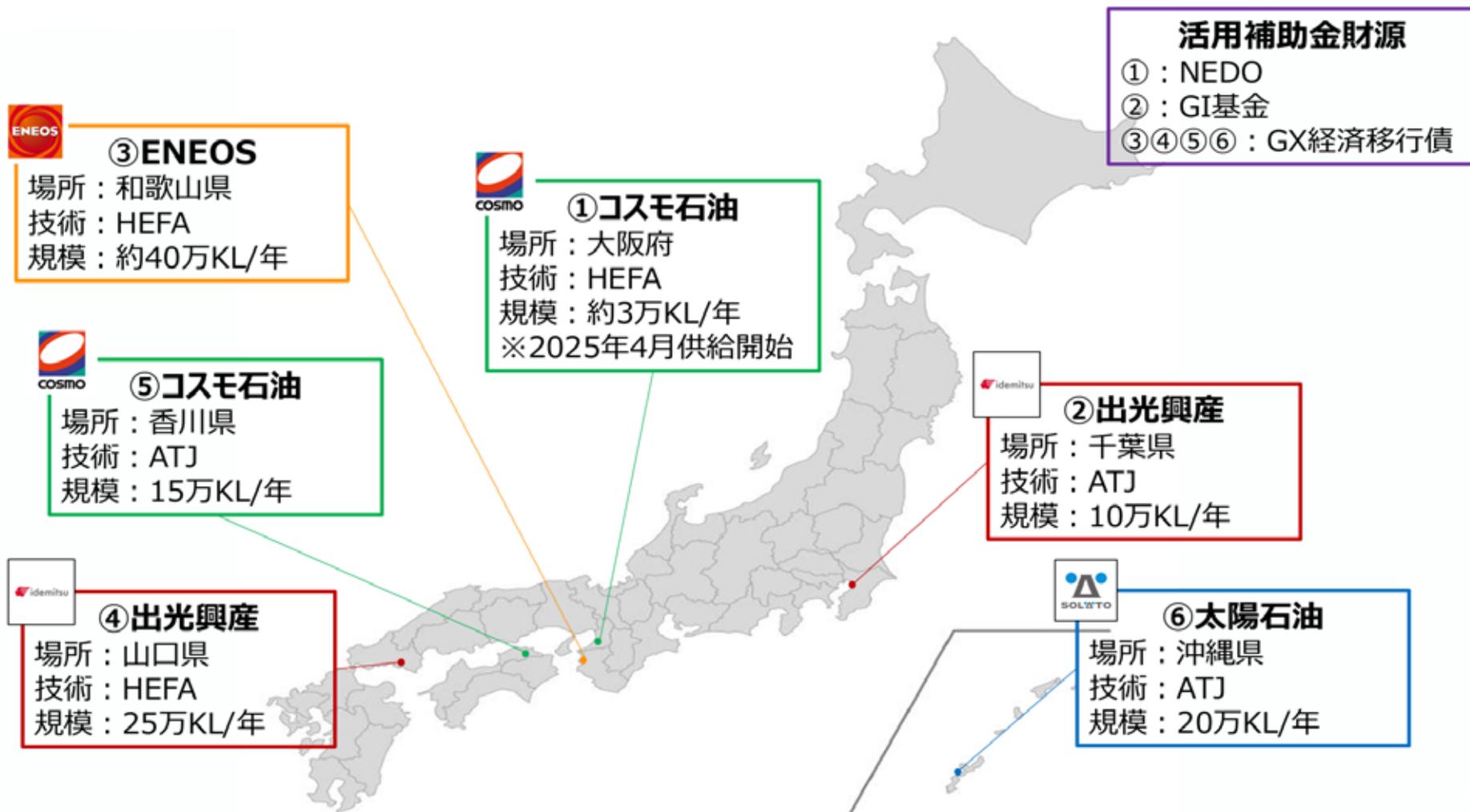
大規模SAFプラントの海外展開



連産品（バイオディーゼル等）  
により、他部門の脱炭素化



# 主な国内SAFプロジェクト



出典) 総合資源エネルギー調査会脱炭素燃料政策小委員会、2025年12月

注) HEFA: 植物油・廃油ベース、ATJ: バイオエタノールベース

# 4 . バイオエネルギー関係の政策動向 と展望

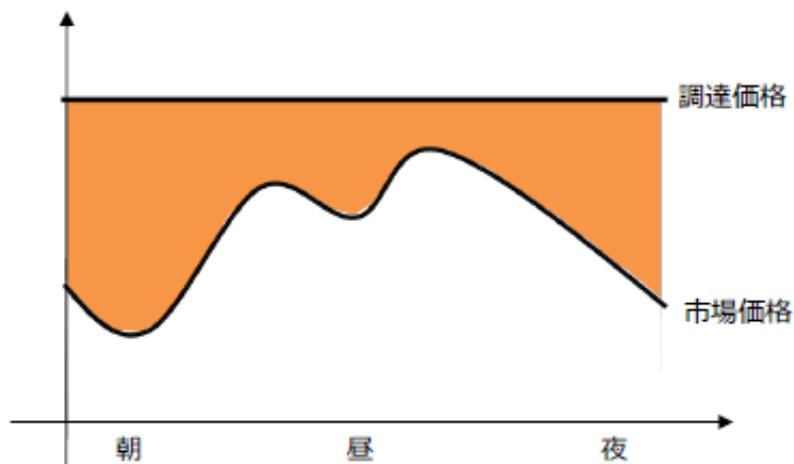


# FITからFIPへの移行

- FIT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、再生電源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。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。
- FIP制度を活用する事業者は、例えば、市場価格が低い時間帯に蓄電池等に蓄電した電気を、市場価格が高い時間帯に供給することが期待される。

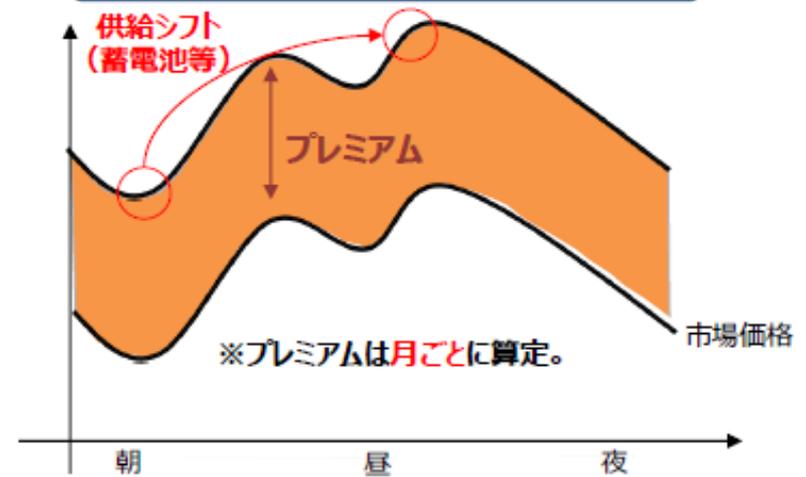
FIT制度における発電事業者収入

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) 再生電源事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再生電源  
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。

# FIP移行の動向（2024年12月末時点）

- 2024年12月末時点のFIP認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて、約3,130MW・1,701件**。
- 2024年3月時点の認定量（約1,761MW・1,199件）から、**容量は1.8倍／件数は1.4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	587	799	351	764	938	1,563
風力	1,188	34	243	20	1431	54
地熱	0	0	0	0	0	0
水力	185	33	78	11	263	44
バイオマス	61	8	438	32	499	40
合計	2,020	874	1,110	827	3,130	1,701

※ 2024年12月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 2024年12月末時点で、FIT/FIP制度全体の認定量に占めるFIP認定量の割合は約3%。

※ 「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。

# FIP移行時の出力制御順の見直し

- 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。

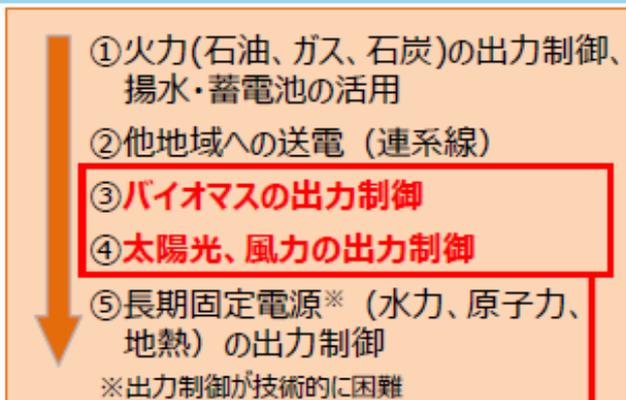
① FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保するため、優先給電ルールにおける出力制御の順番を、2026年度又は2027年度に、FIT電源→FIP電源の順とする。2025年4月に出力制御に係るガイドラインを改正し、この点を明確化した。

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。

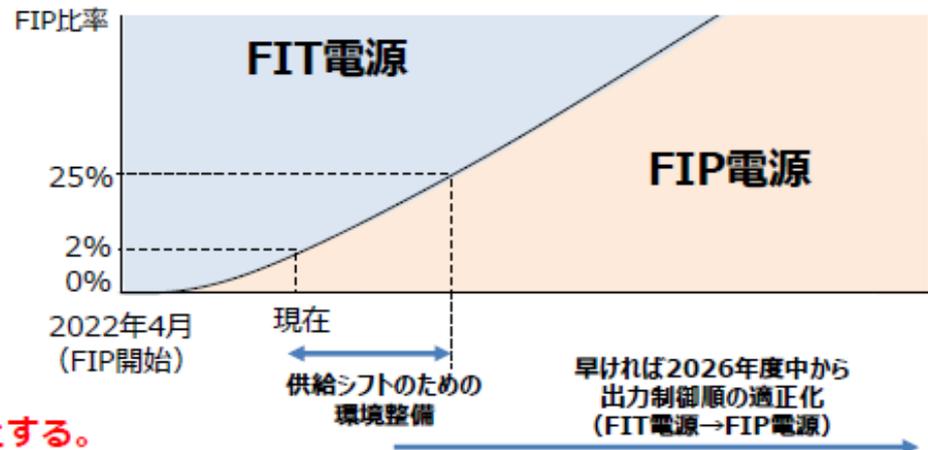
（※1）FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。  
（※2）①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、バランスコストを増額（2025年度は+1.00円/kWh）。

- 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。



# FIP移行時の非化石価値の直接取引

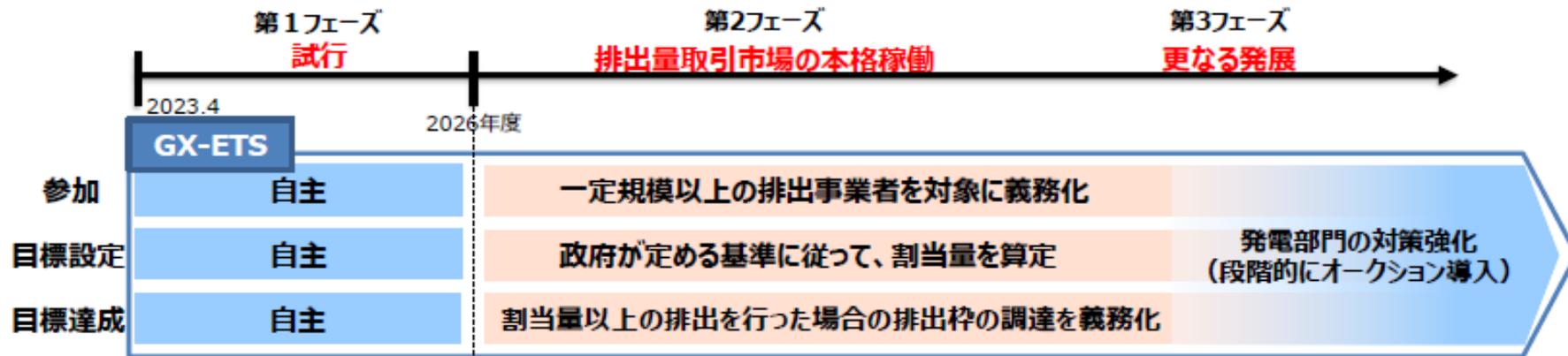
- FIP制度では、再エネ発電事業者が自ら環境価値を販売する仕組みとし、再エネ発電事業者が市場で得る収入であると整理している。このため、再エネ発電事業者が非FIT証書を売却しやすくなることは、FIP制度の促進に繋がりうる。
- 非FIT証書は、原則として高度化法義務達成市場において小売電気事業者により購入されるものであるが、再エネ価値に対する需要家のニーズも踏まえ、新設FIP電源又は2022年度以降に営業運転を開始したFIT電源がFIP電源に移行した場合について、発電事業者と需要家間での直接取引が認められている。
- 需要家と発電事業者の直接取引が進展している状況を踏まえて、2021年度以前に営業運転を開始したFIT電源がFIP電源に移行した場合についても、2025年1月発電分から、発電事業者と需要家間の直接取引が認められた。



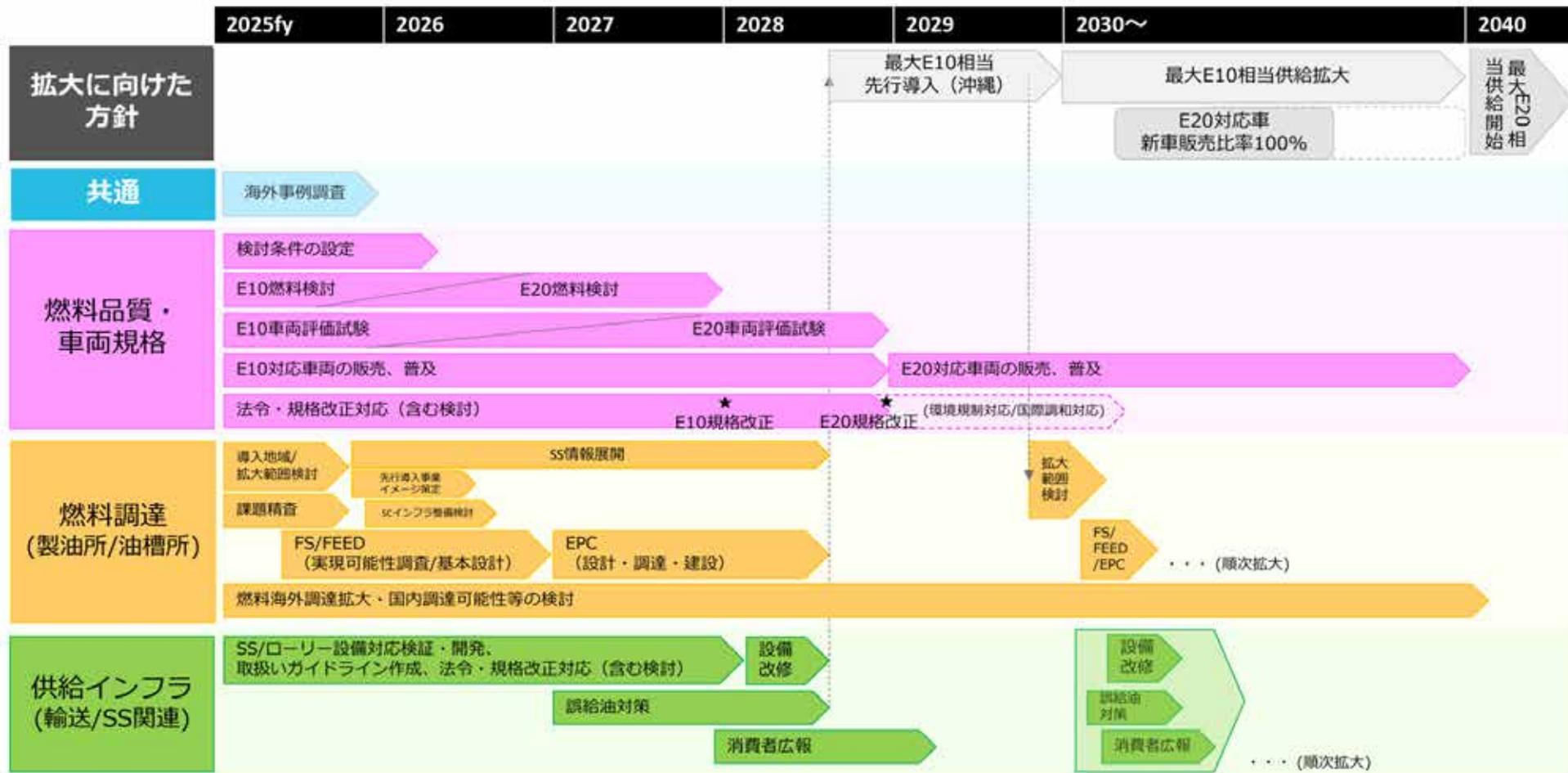
# GX-ETS (排出量取引制度) の導入

- GX推進の観点からGX推進戦略に基づき**20兆円規模の先行投資支援を行うと同時に**、GX投資の促進が特に重要な**多排出企業を対象に排出量取引制度を段階的に導入**することとしている。
  - 具体的には、
    - **2023年度**より、自主参加型の枠組みである**GXリーグ**において、**排出量取引制度を試行的に開始**。
    - **2026年度**からは、より実効可能性を高めるため、**排出量取引を法定化（全量無償で排出枠を交付）**。
    - 2033年度からは、カーボンニュートラルの実現に向けた鍵となる発電部門の脱炭素化の移行加速に向け、**発電部門について段階的にオークション※を導入**。
- ※ 企業に割り当てられる排出枠を無償で交付せず、企業が必要とする分を政府が売り渡す方法。

## <GX-ETSの段階的発展のイメージ>



# バイオエタノール導入拡大に向けたアクションプラン



出典) 総合資源エネルギー調査会脱炭素燃料政策小委員会、2025年12月(アクションプランは2025年11月に改定)



# 5. まとめ



- ・ バイオマスといっても、極めて多様で、特性も様々
- ・ 資源が広い地域に分散しているため、収集・運搬・管理にコストがかかる小規模分散型の設備になりがち
- ・ 分散エネルギーとして、熱エネルギーを利用できる機会もある。
- ・ エネルギー安全保障上の課題意識の拡大。国産バイオマスの利用の場合、エネルギー安全保障上の利点がある。
- ・ 森林、畜産資源の有効な活用、地域活性化の機会とし得る。
- ・ 調整力として利用しやすい。FIPへの移行や、高値となっている需給調整市場への移行のメリット有
- ・ 今後、GX-ETSの導入も予定。FIT/FIPから自立化した活用の検討は重要
- ・ 水素系エネルギー、CCSなど、脱炭素に資するエネルギーは必須だが、ガスではe-methaneの前にバイオマス、液体燃料ではe-fuelsの前にバイオ燃料の活用によるトランジションの方向性も強まっているなど、エネルギー全体において、バイオエネルギーの果たす役割は増してきている。SAFも同様
- ・ 電力需要は今後増大見込み。調整可能で、脱炭素なバイオマス利用の重要性は一層増すと考えられる。

# 付録 参考資料

# 日本のエネルギーシステムコスト増分、電力費用

	成長実現シナリオ		再エネシナリオ		水素系燃料シナリオ		CCSシナリオ		低成長シナリオ		排出上振れシナリオ		排出上振れ大シナリオ		誓約政策実行シナリオ	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
エネルギーシステムコスト増分 [billion US\$/yr]*1	[+48]	[+129]	[+61]	[+193]	[+105]	[+256]	[+85]	[+226]	[+152]	[+337]	[+97]	[+166]	[+84]	[+93]	[+67]	[+74]
電力限界費用 [US\$/MWh]*2	212	197	224	258	251	287	242	279	311	318	213	244	168	162	141	125
電力平均費用 [US\$/MWh]*3	139	134	141	168	155	186	146	147	154	213	130	147	104	122	89	89

\*1 [](青字)はベースラインからのコスト増分。

\*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は166 US\$/MWh

\*3 発電端での平均費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力平均費用は95 US\$/MWh

ü 「排出上振れ大シナリオ」になると、2040～50年の電力費用は、現状並み