

2040年エネルギーミックスの検討

デロイトトーマツコンサルティング合同会社
濱崎博、大屋昌士、大久保辰哉、宇都宮瑞生

2024年12月3日

1 背景と目的

1	背景と目的
2	エネルギーモデルの概要
3	前提条件
4	シミュレーション結果

【背景と目的】

2040年エネルギーミックスの絵姿について複数シナリオを検討する

背景

- 2050年カーボンニュートラルを見据えて、S+3Eの観点から2040年エネルギーミックスを検討することが必要である。
- 2040年エネルギーミックスの絵姿を検討する上で、安全性（Safety）やエネルギー自給率（Energy Security）を確保しつつ、排出削減（Environment）と経済合理性（Economic Efficiency）を可能な限り両立していくことが重要となる。
- 経済合理性を保ちつつ排出削減を推進していくためには、脱炭素化に資する技術への投資が必要であり、再エネや水素等の脱炭素燃料、CCSといった分野に対する投資が重要と考えられる。
- これらの脱炭素技術の技術進展がエネルギーミックスにどのようなインパクトを与えるのかを定量的に検討し、経済性を維持しつつ排出削減していくために必要となる課題を分析することが必要である。

目的

- 本検討では、弊社が保有するエネルギーモデルを活用し、複数シナリオを想定して2040年エネルギーミックスの絵姿について定量評価する。
- 分析にあたっては、再エネや水素、CCSといった脱炭素化に資する技術の進展度に応じてシナリオを分岐させ、将来のエネルギーミックスへのインパクトを分析する。

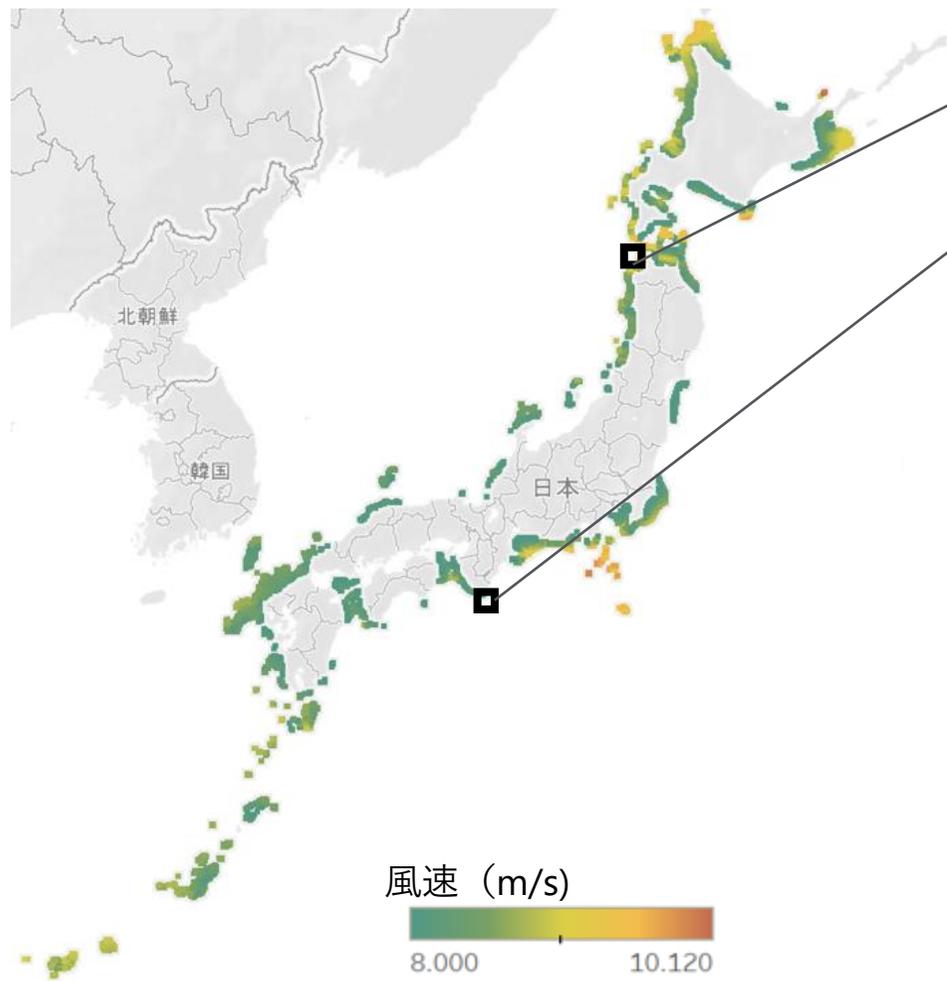
2 エネルギーモデルの概要

1	背景と目的
2	エネルギーモデルの概要
3	前提条件
4	シミュレーション結果

【エネルギーモデルの概要】

再エネをどこに建設するかで建設費用と年間発電電力量が大きく異なる

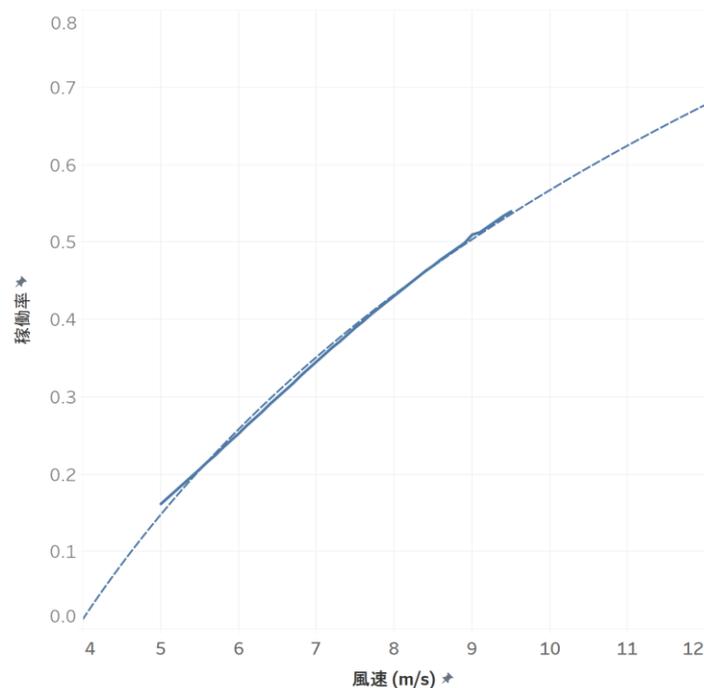
例：着床式洋上風力発電



平均風速：8.42m/s
水深：46m

平均風速：7.02m/s
水深：8m

パワーカーブ（平均風速と稼働率の関係）



3 前提条件

1	背景と目的
2	エネルギーモデルの概要
3	前提条件
4	シミュレーション結果

【シナリオの考え方】

再エネや水素、CCSの技術進展度に応じて複数のシナリオを検討した

想定したシナリオ

- CO2削減目標（2013年比）を2030年46%と設定し、それ以降は成り行きでエネルギーミックスが変化する以下のシナリオをシミュレーション
 - Business As Usual（BAU）シナリオ
- CO2削減目標（2013年比）を2030年46%、2050年カーボンニュートラルと設定し、2030年から2050年にかけての移行期については排出削減が線形的に進むとして2040年73%削減が実現すると想定し、以下のシナリオをシミュレーション
 - 再エネ技術進展シナリオ：太陽光や陸上風力、洋上風力の価格が世界水準に収斂するケース
 - 水素技術進展シナリオ：輸入水素の価格が政府目標（2050年20円/Nm³）に沿って低減するケース
 - CCS技術進展シナリオ：CO₂の貯留可能量が政府目標（2050年2.4億トン/年）に沿って拡大するケース
 - 3技術進展シナリオ：再エネ、水素、CCSがいずれも上記3シナリオに沿って技術進展するケース

シナリオ名	CO2削減目標*	再エネ	輸入水素	CCS
BAUシナリオ	2030年～：46%削減以上 (2013年比)	世界水準と一定比率を保ちながら 2040年までコスト低減	2040年：44円/Nm ³ 2050年：37円/Nm ³	2040年：0.65億t/年 2050年：1.20億t/年
再エネ技術進展シナリオ	2030年：46%削減 2040年：73%削減 2050年：カーボンニュートラル (2013年比)	世界水準に収斂するとして 2040年までコスト低減	2040年：44円/Nm ³ 2050年：37円/Nm ³	2040年：0.65億t/年 2050年：1.20億t/年
水素技術進展シナリオ		世界水準と一定比率を保ちながら 2040年までコスト低減	2040年：25円/Nm ³ 2050年：20円/Nm ³	2040年：0.65億t/年 2050年：1.20億t/年
CCS技術進展シナリオ		世界水準と一定比率を保ちながら 2040年までコスト低減	2040年：44円/Nm ³ 2050年：37円/Nm ³	2040年：1.25億t/年 2050年：2.40億t/年
3技術進展シナリオ		世界水準に収斂するとして 2040年までコスト低減	2040年：25円/Nm ³ 2050年：20円/Nm ³	2040年：1.25億t/年 2050年：2.40億t/年

* CO2削減目標は鉄道や船舶、航空を除くエネルギー起源の排出源を対象。

【前提条件】

再エネコストについては地域分布を考慮し、CCS貯留量は政府目標値に準拠した

前提条件（CO₂、電源）

分類		前提条件	参照元
CO ₂	削減目標	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：46%削減（2013年比） 2040年：73%削減（2013年比） 2050年：カーボンニュートラル（森林吸収も考慮） 	<ul style="list-style-type: none"> 環境省「2021年度の温室効果ガス排出・吸収量について」 環境省「地球温暖化対策計画」
	CCS貯留量	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：0.09億トン/年を上限（現状目標とされている国内貯留量に相当） 2040年：0.65億トン/年を上限（ベース）、1.25億トン/年を上限（技術進展） 2050年：1.20億トン/年を上限（ベース）、2.40億トン/年を上限（技術進展） 	<ul style="list-style-type: none"> 経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」
	CCSコスト	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降：回収と貯留にかかるコストを合わせて約20,000円/t-CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> RITE「CCSバリューチェーンコスト」
再エネ導入可能量		<ul style="list-style-type: none"> CO₂削減目標に合わせてコスト最小化計算 	<ul style="list-style-type: none"> 環境省や経済産業省の日射量・風況データに基づく
再エネコスト	住宅太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：19.9万円/kW 2040年以降：17.2万円/kW（ベース）、16.6万円/kW（技術進展） 	<ul style="list-style-type: none"> 経済産業省「発電コスト検証WG」（2024年8月資料を参照） IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」
	非住宅太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：13.3万円/kW 2040年以降：11.8万円/kW（ベース）、10.3万円/kW（技術進展） 	
	陸上風力	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：28.3万円/kW 2040年以降：27.5万円/kW（ベース）、14.7万円/kW（技術進展） 	
	洋上風力	<ul style="list-style-type: none"> 2030年：34.5万円/kW 2040年以降：29.8万円/kW（ベース）、23.4万円/kW（技術進展） 	
原子力		<ul style="list-style-type: none"> 総発電電力量の2割程度となる水準まで稼働すると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 経済産業省「原子力発電所の現状」
火力		<ul style="list-style-type: none"> 水素発電やアンモニア発電が少なくとも電源構成の約1%導入されると想定 既設設備はCO₂削減率と経済合理性に基づき、早期の廃止もされると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 各電力会社の公表資料等に基づく
CHP発電設備	PEFC	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降：初期費用40万円/kW、総合効率80%（発電効率36%） 	<ul style="list-style-type: none"> 経済産業省「第6次エネルギー基本計画」 経済産業省「水素基本戦略」
	SOFC	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降：初期費用20万円/kW、総合効率80%（発電効率50%） 	

【前提条件】

技術進展によって輸入水素の価格は政府目標が達成されると想定した

前提条件（燃料）

分類		前提条件	参照元
国内水素	アルカリ水電解	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降：初期費用22.3万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.3kWh/Nm3 	<ul style="list-style-type: none"> 経済産業省「水素基本戦略」 経済産業省「2050年CNに伴うグリーン成長戦略」
	PEM水電解	<ul style="list-style-type: none"> 2030年以降：初期費用29万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.5kWh/Nm3 	
輸入水素		<ul style="list-style-type: none"> 2030年：36 USD/GJ ≒ 約51円/Nm3-H2 2040年：31 USD/GJ ≒ 約44円/Nm3-H2（ベース）、18 USD/GJ ≒ 約25円/Nm3-H2（技術進展） 2050年：26 USD/GJ ≒ 約37円/Nm3-H2（ベース）、14 USD/GJ ≒ 約20円/Nm3-H2（技術進展） 	<ul style="list-style-type: none"> IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」 NEDO (2017)「水素利用先等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」 経済産業省「水素基本戦略」
輸入アンモニア		<ul style="list-style-type: none"> 2030年：34 USD/GJ 2040年：29 USD/GJ（ベース）、17 USD/GJ（技術進展） 2050年：25 USD/GJ（ベース）、13 USD/GJ（技術進展） <p>（石炭火力の混焼または専焼に利用されると想定）</p>	<ul style="list-style-type: none"> 輸入水素の価格を基にデロイト推計
輸入e-methane		<ul style="list-style-type: none"> 2030年：56 USD/GJ 2040年：53 USD/GJ（ベース）、50 USD/GJ（技術進展） 2050年：49 USD/GJ（ベース）、40 USD/GJ（技術進展） <p>（家庭部門や業務部門、産業部門に利用されると想定）</p>	
輸入e-fuel		<ul style="list-style-type: none"> 2030年：60 USD/GJ 2040年：55 USD/GJ（ベース）、52 USD/GJ（技術進展） 2050年：51 USD/GJ（ベース）、41 USD/GJ（技術進展） <p>（運輸部門に利用されると想定）</p>	
化石燃料	石炭	<ul style="list-style-type: none"> 2010~2019年の輸入価格の平均値：124 USD/tonne 	
	原油	<ul style="list-style-type: none"> 2010~2019年の輸入価格の平均値：80 USD/barrel 	
	天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> 2010~2019年の輸入価格の平均値：12 USD/Mbtu 	

【前提条件】

既存産業については内需は減少するものの外需は現状維持と想定し、データセンターなどの新規産業の創出による電力需要の増加も考慮した

前提条件（需要、インフラ）

分類		前提条件	参照元
家庭	サービス需要	■ 人口推移に応じてサービス需要が減少すると想定 (社人研「出生中位・死亡中位」シナリオを参照)	■ 国立社会保障・人口問題研究所「将来推計人口」
	省エネ	■ 単位人口あたりのエネルギー消費量が減少すると想定 (1990~2019年の年間平均変化率-0.72%/年で2050年まで継続すると想定)	
業務	サービス需要	■ 都道府県ごとのGRP推移に応じてサービス需要が増加すると想定	■ 日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」
	省エネ	■ 単位業務床面積あたりのエネルギー消費量が減少すると想定 (1990~2019年の年間平均変化率-0.69%/年が2050年まで継続すると想定)	
運輸	旅客輸送量	■ 人口推移に応じて走行距離が減少すると想定 (社人研「出生中位・死亡中位」シナリオを参照)	■ 国立社会保障・人口問題研究所「将来推計人口」
	貨物輸送量	■ 都道府県ごとのGDP推移に応じて貨物輸送量が増加すると想定	■ 日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」
既存産業	生産量	■ 各サービス（鉄鋼、化学、自動車、セメント）で内需は減少するものの、外需は現状維持となると想定 ■ 各機器の耐用年数を20年とし、その後の機器更新のタイミングにおいて石油・石炭からガスへの転換は起こると想定	-
	省エネ	■ 単位鉱工業指数あたりのエネルギー消費量が減少すると想定 (1990~2019年の年間平均変化率-0.24%/年が2050年まで継続すると想定)	■ 経済産業省 鉱工業指数統計表
新規産業	データセンター	■ データセンターの増設によって現状から2050年にかけて96TWh増加すると想定	■ JST「情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響 (Vol.4)」
	ネットワーク	■ 5G基地局の整備が進み、現状から2050年にかけて約13TWh増加すると想定	■ 総務省「デジタル田園都市国家インフラ整備計画（改訂版）の全体像」
	半導体	■ 半導体産業の規模拡大によって現状から2050年にかけて約17TWh増加すると想定	■ 経済産業省 生産動態統計
インフラ	系統	■ 一次変電所（上位から2つ目）までの変電所の系統容量を考慮 ■ 「広域連系系統のマスタープラン」の「ベースシナリオ」に準拠し、それ以上の拡張はなし	■ OCCTOデータベースおよび広域系統長期方針
	蓄電池	■ 2030年：6万円/kWh ■ 2040年以降：5.1万円/kWh（ベース）、4.9万円/kWh（技術進展）	■ 経済産業省「第6次エネルギー基本計画」 ■ NREL「Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update」
	電気自動車	■ スマートチャージングあり	-
	揚水発電	■ 現状設備より変化なし	■ 経済産業省 資源エネルギー庁「電力調査統計」

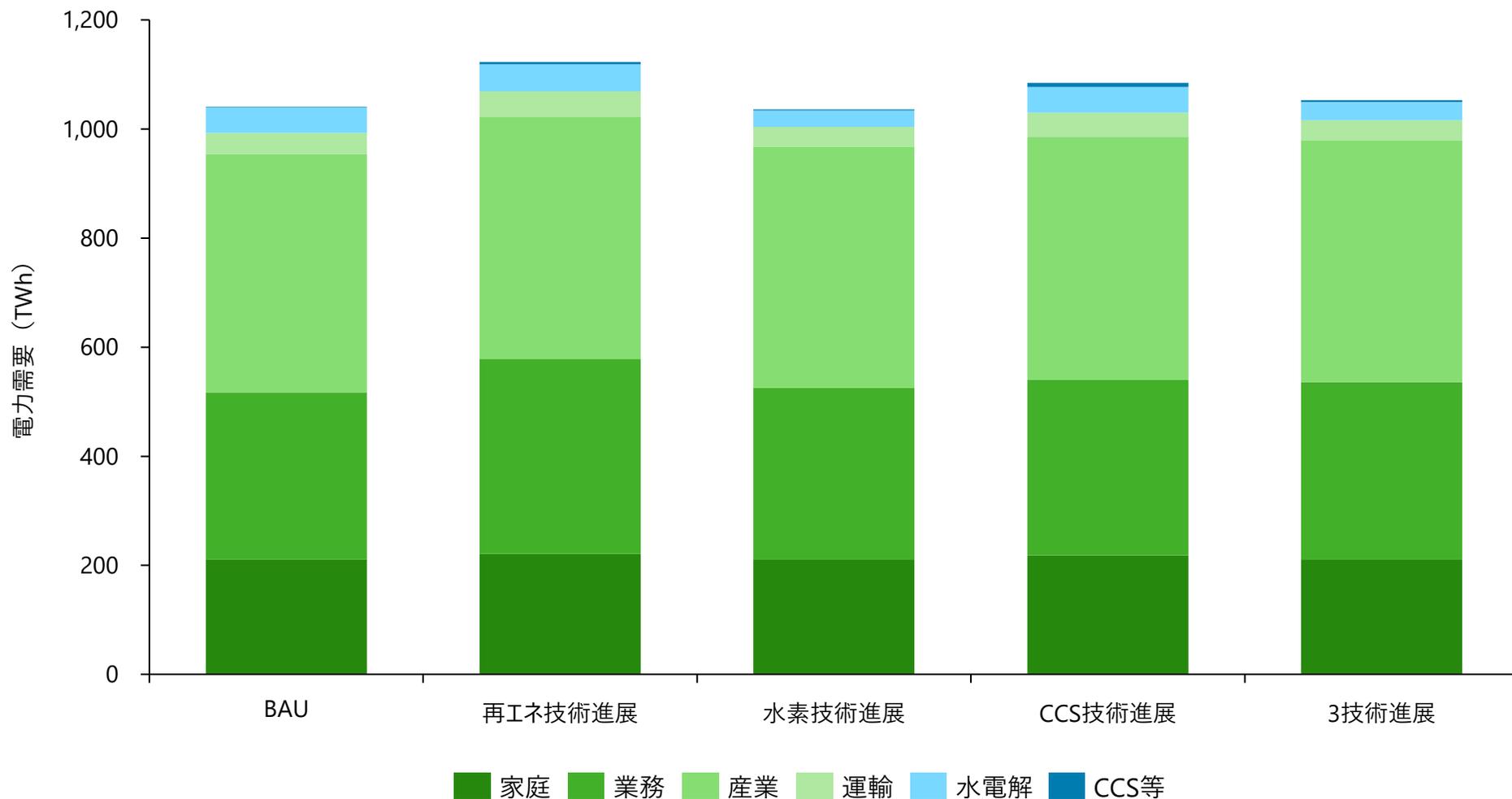
4 シミュレーション結果

1	背景と目的
2	エネルギーモデルの概要
3	前提条件
4	シミュレーション結果

【電力需要】

どの技術進展が進むかによって2040年断面の電力需要の大小が異なる

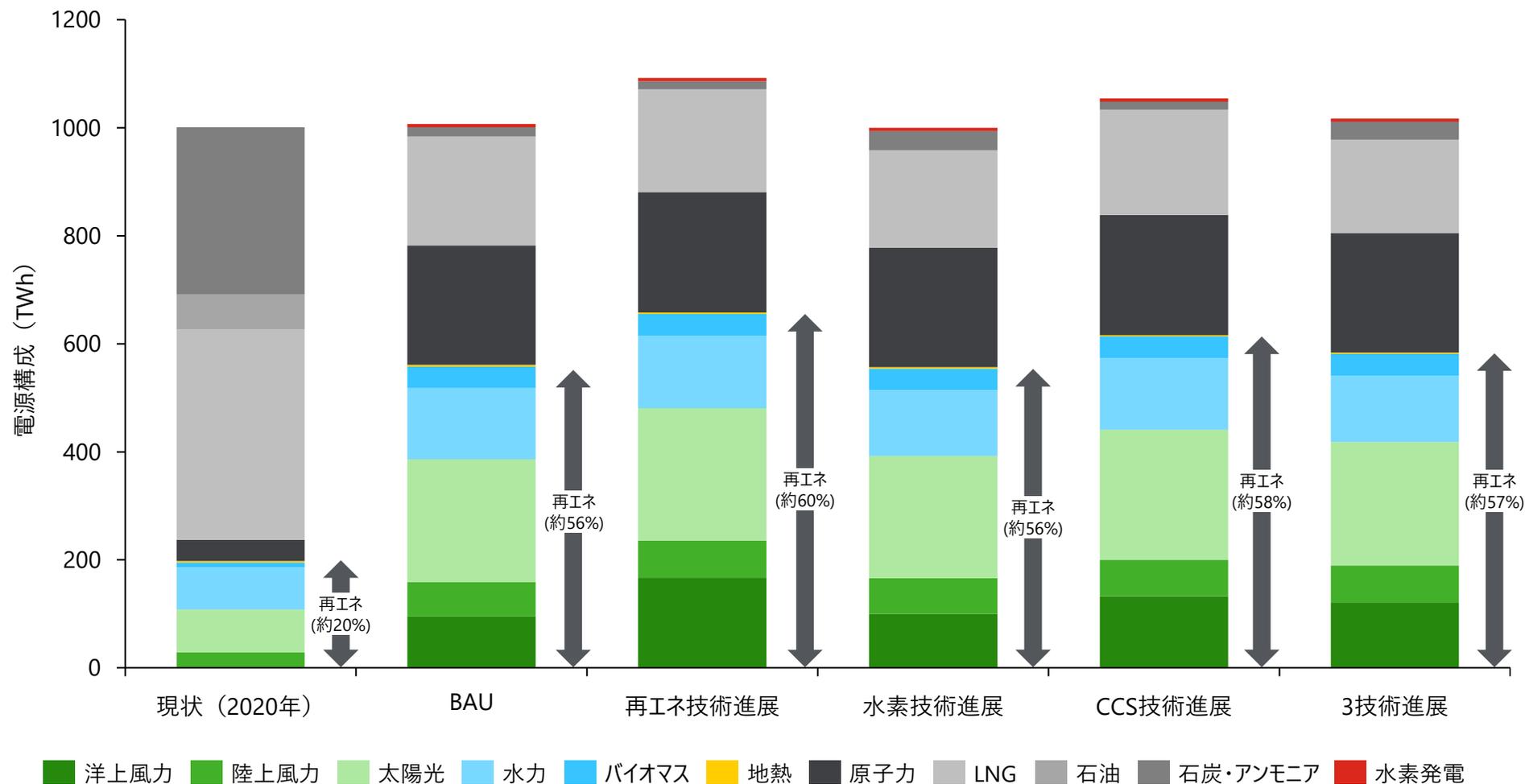
電力需要（2040年）



【電源構成】

2040年断面で総発電電力量は約1000-1100TWh、再エネ比率は約56-60%となる

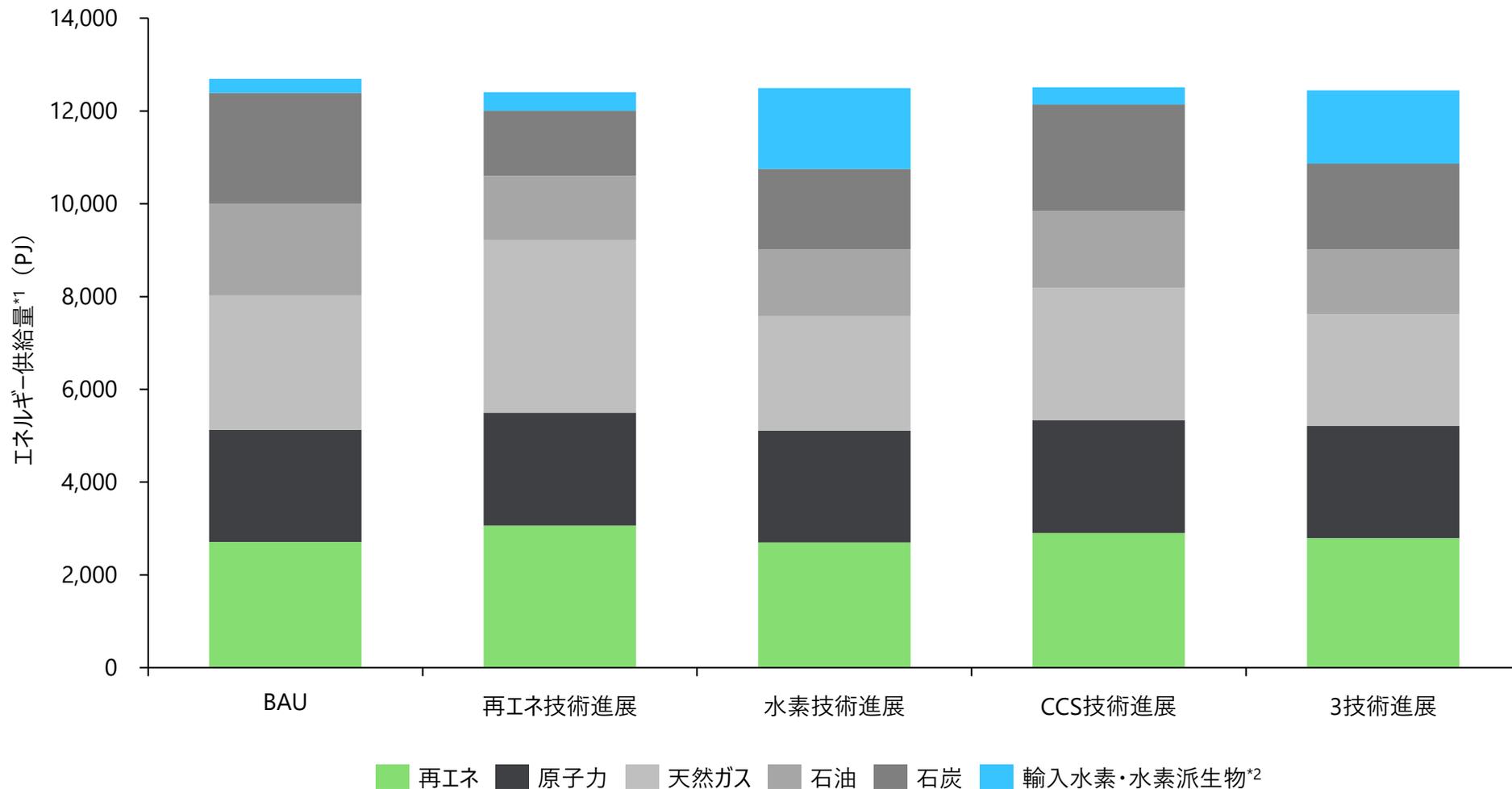
電源構成（2040年）



【一次エネルギー供給】

再エネは共通して必要となるが、シナリオによって水素等の輸入量が異なる

一次エネルギー供給（2040年）



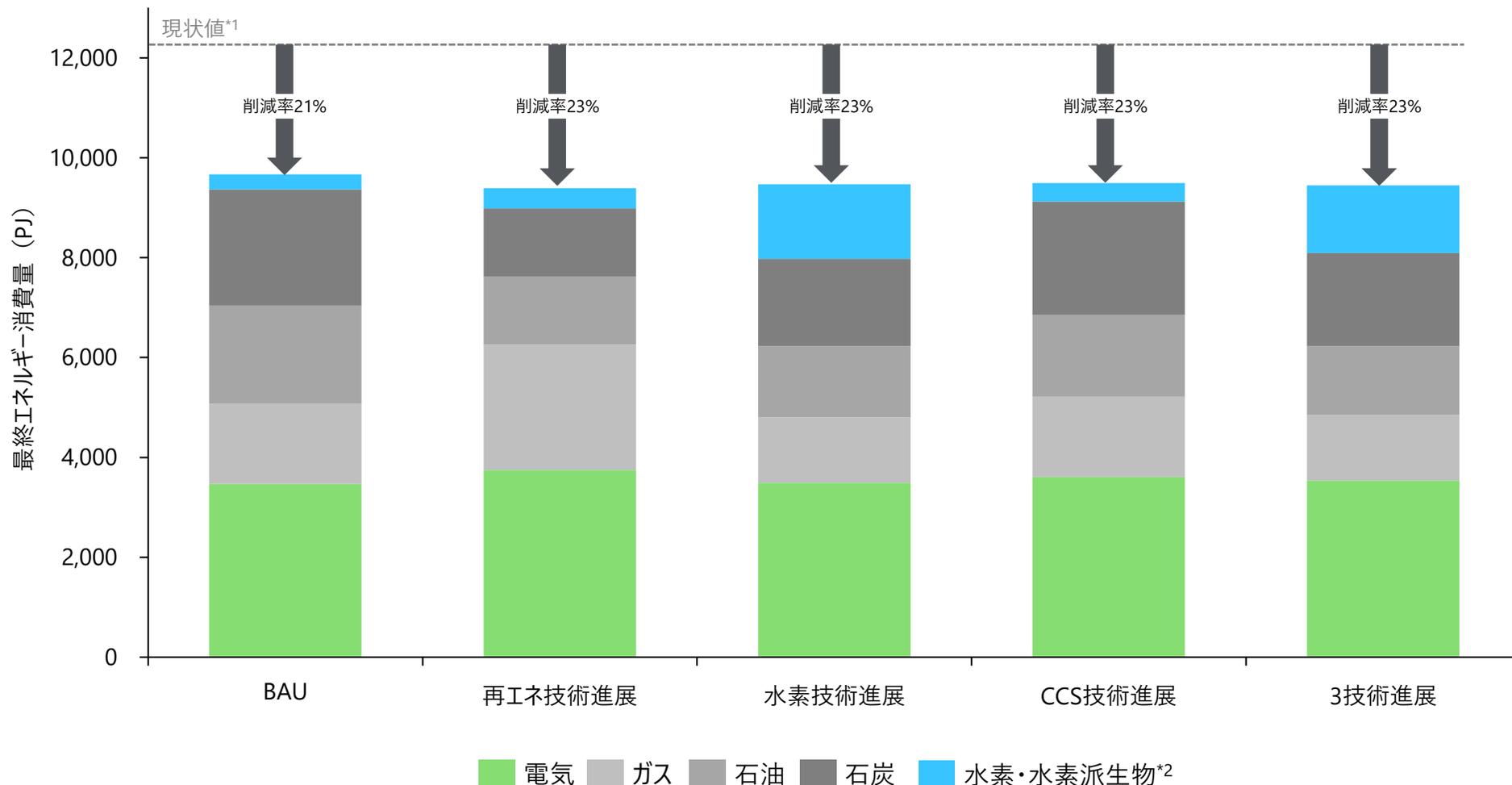
*1 一次エネルギーは高位発熱量ベースで換算し、非化石電力の発電効率は原子力：33%、地熱：10%、バイオマス：20%、その他再エネ：100%として算出

*2 水素派生物にはアンモニアやe-methane、e-fuelを含む

【最終エネルギー消費】

一次エネルギー供給の構成と同様、シナリオによって水素等の輸入量が異なる

最終エネルギー消費（2040年）



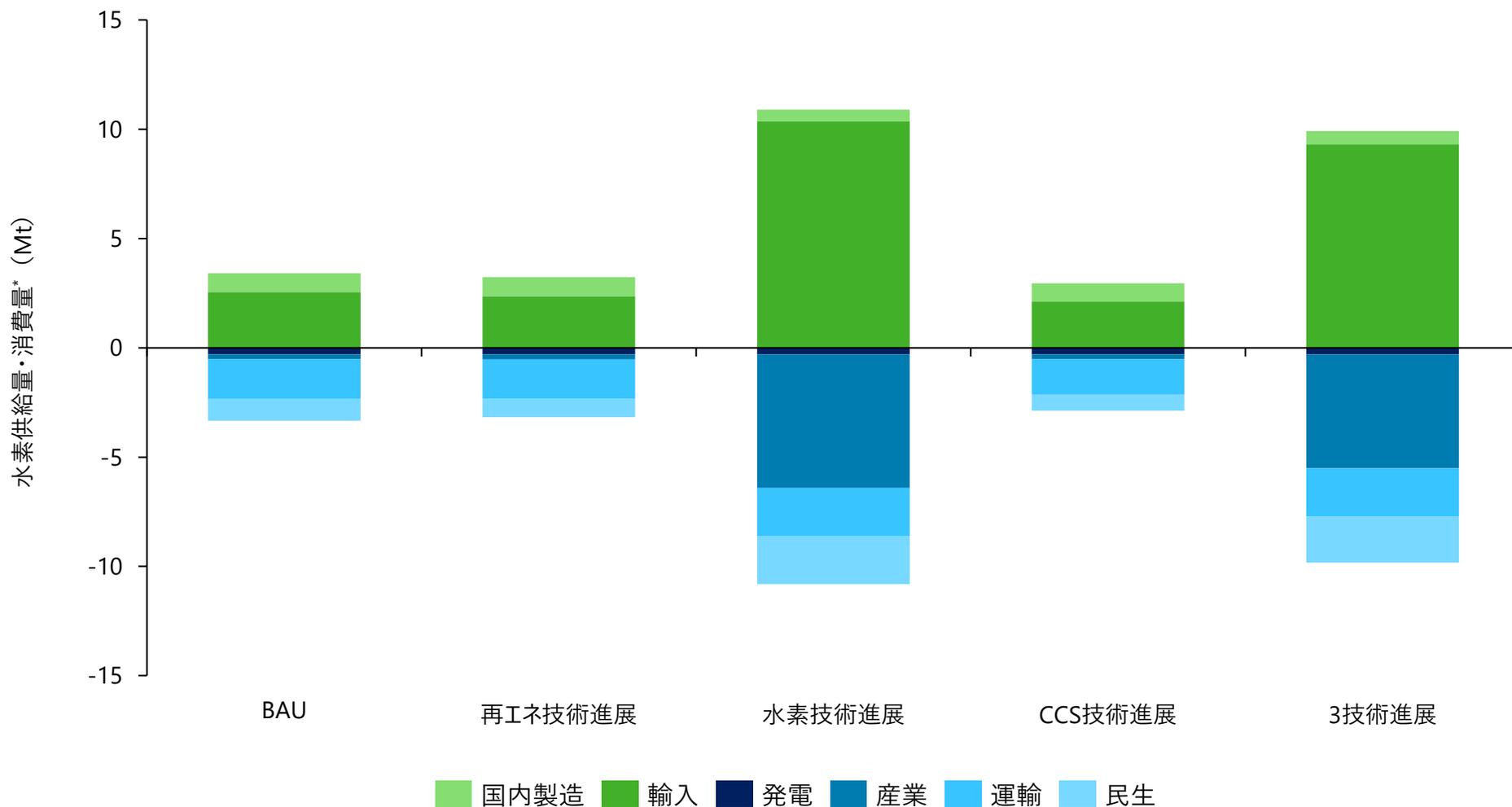
*1 モデルにおいて想定している足元の最終エネルギー消費量

*2 水素派生物にはアンモニアやe-methane、e-fuelを含む

【水素需給】

輸入水素の価格が低減すると、2040年断面で約1000万トンの水素が輸入される

水素需給（2040年）

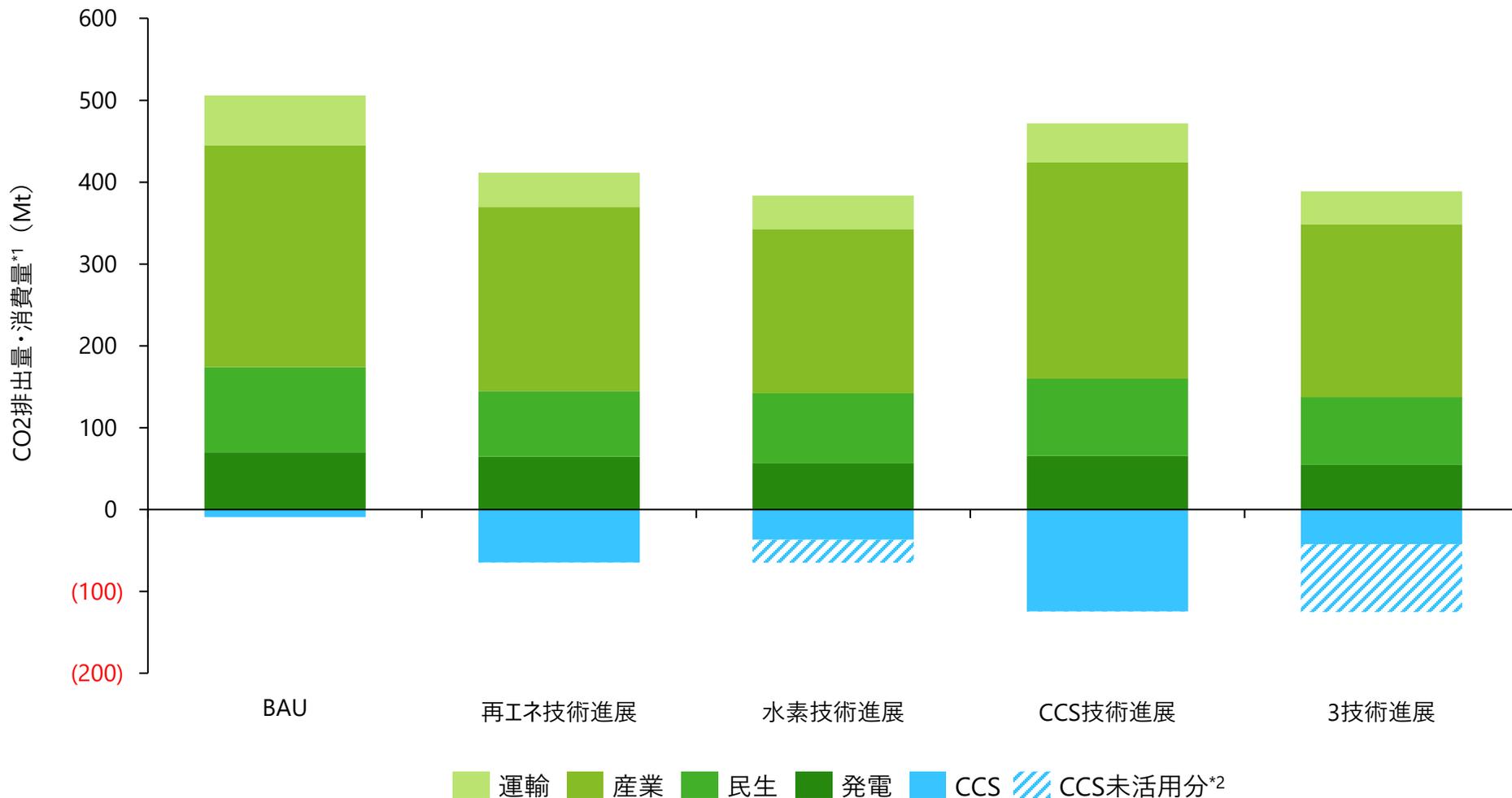


* 水素供給量を正の値、水素消費量を負の値として表記

【CO2バランス】

水素の技術進展が進んだ場合を除き、CCSは貯留可能量まで最大限活用される

CO2バランス（2040年）



*1 CO2排出量を正の値、CO2吸収量を負の値として表記

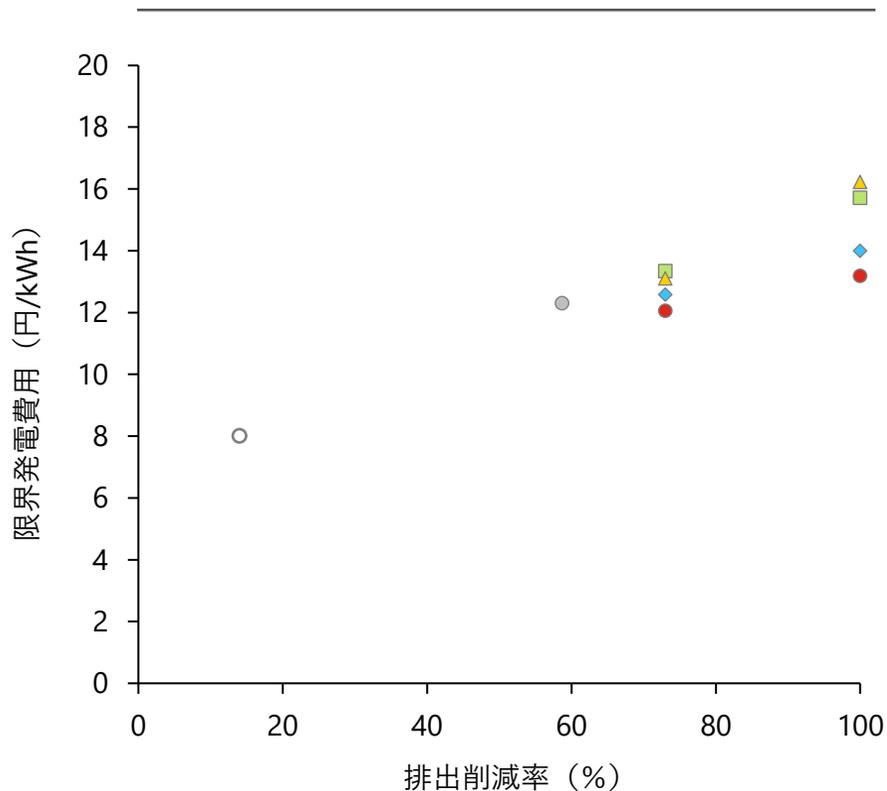
*2 CCS未活用分とは、上限として与えている貯留可能量のうち、シミュレーションの結果、実際に貯留に使われなかった分を表す

【限界発電費用と限界CO2削減費用】

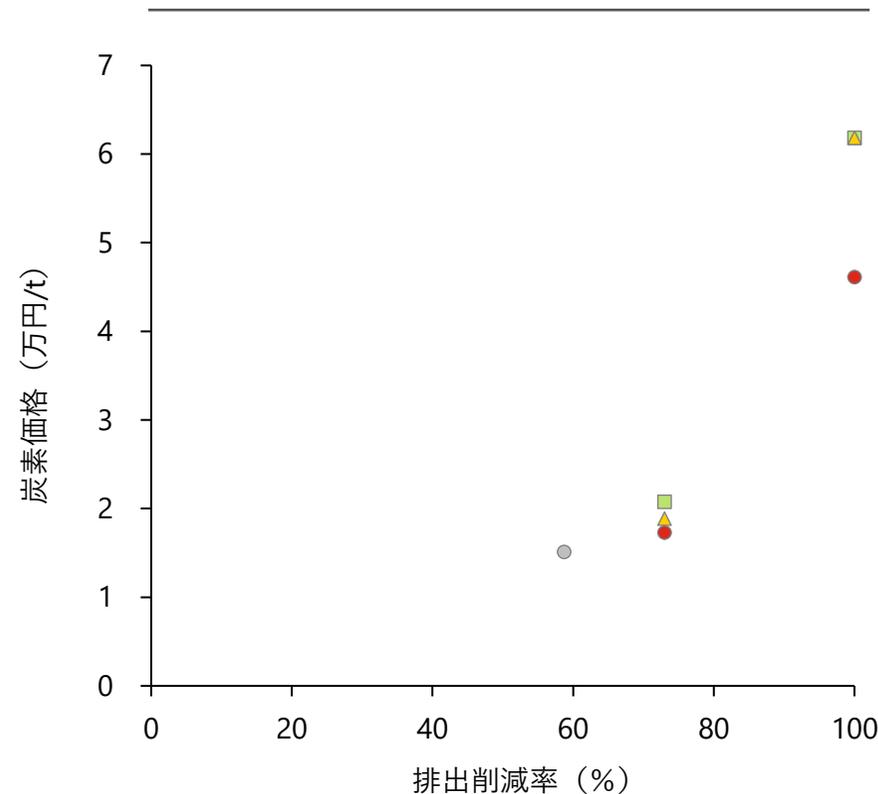
脱炭素化にあたっては現状以上のコスト負担は避けられないものの、
2040年以降のコスト増加を抑えるには再エネや水素、CCSの技術進展が必須となる

CO2排出削減率に対する限界発電費用と限界CO2削減費用

限界発電費用*



限界CO2削減費用*



○ 現状 (2020) ● BAU ■ 再エネ技術進展 ◆ 水素技術進展 ▲ CCS技術進展 ● 3技術進展

* BAUシナリオについては2040年の限界発電費用とCO2削減費用を記載。その他のシナリオについては2040年と2050年の値をそれぞれ排出削減率73%、100%の点にプロットした。

まとめ

- CO2削減目標（2013年比）を2030年46%削減、2040年73%削減、2050年カーボンニュートラルと想定し、エネルギーモデルを用いて再エネや水素、CCSの技術進展度に応じたシナリオ分析を実施した。
- その結果、2040年断面で総発電電力量は約1,000-1,100TWh、再エネ比率は約56-60%の水準となった。
- 2040年73%削減の実現には、再エネコストによらずいずれのシナリオにおいても再エネは共通して必要となるが、水素の技術進展度によっては、産業部門での水素利用が進む。
- 輸入水素の価格が政府目標の水準まで低減すると産業用途を主として2040年断面で約1,000万トンの水素が輸入される。
- 一方、脱炭素化にあたっては現状以上のコスト負担は避けられない。ただし、排出削減を進めつつ2040年以降のコスト増加を抑えるためには再エネや水素、CCSの技術進展の必要性がある。

参考資料

1	前提条件
2	シミュレーション結果（2040年）
3	シミュレーション結果（2050年）

【前提条件】

3技術進展シナリオでは、再エネと輸入水素についてはコスト低減がさらに進むと想定し、CCSについては貯留可能量が増加すると想定

技術進展の想定

ドライバー	項目	ベースケース	技術進展ケース
再エネ・蓄電池	コスト	<ul style="list-style-type: none"> 世界の設備費用と一定比率を保ちながら2040年までコスト低減し、その後一定 	<ul style="list-style-type: none"> 技術進展により、2030年以降に再エネのコスト低減がさらに進み、2040年に世界の価格水準まで収斂、その後一定 (※蓄電池は4.9万円/kWhまでコストが低下すると想定)
輸入水素	コスト	文献を参考にコスト低減を想定 <ul style="list-style-type: none"> 2030年: 51円/Nm³ 2040年: 44円/Nm³ 2050年: 37円/Nm³ 	技術進展により、2040年以降にコスト低減がさらに進むと想定 <ul style="list-style-type: none"> 2030年: 51円/Nm³ 2040年: 25円/Nm³ 2050年: 20円/Nm³ (政府目標値)
CCS	量	2050年にCCS長期ロードマップ検討会で見込まれる量の最小値まで貯留可能と想定 <ul style="list-style-type: none"> 2030年: 0.09億t/年 2040年: 0.65億t/年 2050年: 1.2億t/年 	技術進展により、2050年にCCS長期ロードマップ検討会で見込まれる量の最大値まで貯留可能と想定 <ul style="list-style-type: none"> 2030年: 0.09億t/年 2040年: 1.25億t/年 2050年: 2.4億t/年

【前提条件（住宅用太陽光）】

発電コスト検証WGにおける考え方を参考に将来の再エネコストを推計した

住宅用太陽光の価格推計

①ベースケース

②技術進展ケース

建設費（万円/kW）	①ベースケース				②技術進展ケース			
	足元 (2023)	2030	2040	2050	足元 (2023)	2030	2040	2050
設備費 (モジュール)	11.3*1	6.3*2	4.7*2	4.7*2	11.3*1	6.3*2	4.4*3	4.4*3
設備費 (モジュール以外)	8.6*1	5.7*2	4.6*2	4.6*2	8.6*1	5.7*2	4.3*3	4.3*3
工事費	7.9*1	7.9*1	7.9*1	7.9*1	7.9*1	7.9*1	7.9*1	7.9*1

算出根拠

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ 建設費 = 足元設備費 × 低減率 + 工事費	2030 2040
■ 低減率 = $(1 - P)^{\log_2(C_{future}/C_{current})}$	
■ P : 習熟率	
■ C _{current} : 世界全体の太陽光の累積導入量の現状値	
■ C _{future} : 世界全体の太陽光の累積導入量の将来値	
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ ベースケースと同じ	2030
■ 足元設備費を各国平均とし、ベースケースと同じ方法で推計	2040
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

*1 発電コスト検証WG資料（2024年8月） p.13を参照。設備費のうちモジュールとそれ以外の内訳が不明であったため、設備費の57%がモジュールのコストとし、工事費は将来にわたって足元と同等と想定。
 *2 発電コスト検証WG資料（2024年8月） p.16を参照し、世界全体の累積導入量が倍増することにモジュールは約23%、モジュール以外は約15%コスト低減すると想定。世界全体の累積導入量はWEO2023 APSシナリオを参照。
 *3 発電コスト検証WG資料（2024年8月） p.17を参照し、足元設備費の各国平均を18.6万円/kW（そのうちモジュールコストは57%）としてベースケースと同じ方法で推計。

【前提条件（事業用太陽光）】

発電コスト検証WGにおける考え方を参考に将来の再エネコストを推計した

事業用太陽光の価格推計

①ベースケース

②技術進展ケース

建設費（万円/kW）	①ベースケース				②技術進展ケース			
	足元 (2023)	2030	2040	2050	足元 (2023)	2030	2040	2050
設備費 (モジュール)	6.1*1	3.4*2	2.5*2	2.5*2	6.1*1	3.4*2	1.8*3	1.8*3
設備費 (モジュール以外)	4.7*1	3.1*2	2.5*2	2.5*2	4.7*1	3.1*2	1.7*3	1.7*3
工事費	6.8*1	6.8*1	6.8*1	6.8*1	6.8*1	6.8*1	6.8*1	6.8*1

算出根拠

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ 建設費 = 足元設備費 × 低減率 + 工事費	2030 2040
■ 低減率 = $(1 - P)^{\log_2(C_{\text{future}}/C_{\text{current}})}$	
■ P : 習熟率	
■ C _{current} : 世界全体の太陽光の累積導入量の現状値	
■ C _{future} : 世界全体の太陽光の累積導入量の将来値	
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ ベースケースと同じ	2030
■ 足元設備費を各国平均とし、ベースケースと同じ方法で推計	2040
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

*1 発電コスト検証WG資料（2024年8月）p.13を参照。設備費のうちモジュールとそれ以外の内訳が不明であったため、設備費の57%がモジュールのコストとし、工事費は将来にわたって足元と同等と想定。
 *2 発電コスト検証WG資料（2024年8月）p.16を参照し、世界全体の累積導入量が倍増することにモジュールは約23%、モジュール以外は約17%コスト低減すると想定。世界全体の累積導入量はWEO2023 APSシナリオを参照。
 *3 発電コスト検証WG資料（2024年8月）p.17を参照し、足元設備費の各国平均を7.5万円/kW（そのうちモジュールコストは57%）としてベースケースと同じ方法で推計。

【前提条件（陸上風力）】

発電コスト検証WGにおける考え方を参考に将来の再エネコストを推計した

陸上風力の価格推計



算出根拠

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ 建設費 = 足元建設費 × 低減率	2030 2040
■ 低減率 = $\frac{I_{future}}{I_{current}}$	
■ $I_{current}$: WEO記載の日本の陸上風力価格の現状値	
■ I_{future} : WEO記載の日本の陸上風力価格の将来値	
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

■ 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照	足元
■ ベースケースと同じ	2030
■ WEO記載の日本以外の陸上風力価格の平均値に収斂	2040
■ 2040年以降、建設費は一定	2050

*1 発電コスト検証WG資料（2024年8月）p.24を参照。

*2 WEO2023 Global Energy and Climate Model 2023 key input dataに記載の日本の陸上風力価格（APSの値がないためSTEPSとNZEの平均値）の現状値と将来値を参照し、低減率を推計。

*3 WEO2023 Global Energy and Climate Model 2023 key input dataに記載の日本以外の陸上風力価格（APSの値がないためSTEPSとNZEの平均値）の平均値を参照し、2040年以降その値に収斂すると想定。

【前提条件（洋上風力）】

発電コスト検証WGにおける考え方を参考に将来の再エネコストを推計した

洋上風力の価格推計



算出根拠

- 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照 **足元**
- 建設費 = 足元建設費 × 低減率
 - 低減率 = $\frac{I_{future}}{I_{current}}$
 - $I_{current}$: WEO記載の日本の洋上風力価格の現状値
 - I_{future} : WEO記載の日本の洋上風力価格の将来値
- 2040年以降、建設費は一定 **2050**

- 発電コスト検証WG（2024年8月）を参照 **足元**
- ベースケースと同じ **2030**
- WEO記載の日本以外の洋上風力価格の平均値に収斂 **2040**
- 2040年以降、建設費は一定 **2050**

*1 発電コスト検証WG資料（2024年8月）p.24を参照。

*2 WEO2023 Global Energy and Climate Model 2023 key input dataに記載の日本の洋上風力価格（APSの値がないためSTEPSとNZEの平均値）の現状値と将来値を参照し、低減率を推計。

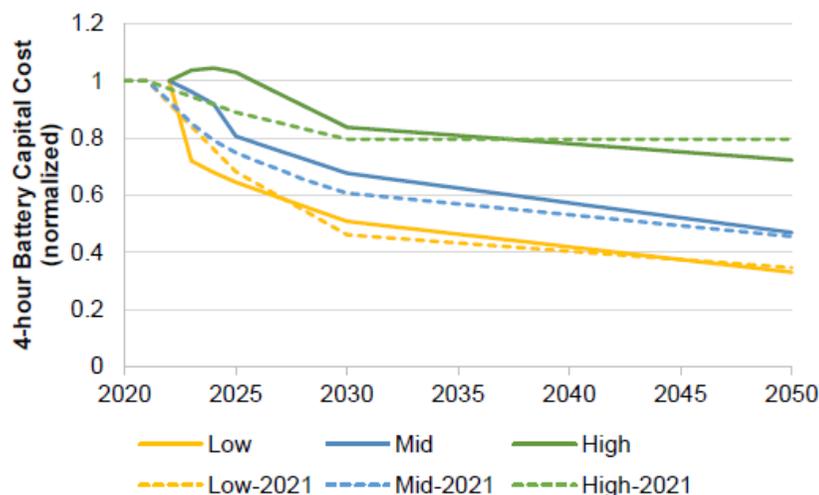
*3 WEO2023 Global Energy and Climate Model 2023 key input dataに記載の日本以外の洋上風力価格（APSの値がないためSTEPSとNZEの平均値）の平均値を参照し、2040年以降その値に収斂すると想定。

【前提条件（蓄電池）】

蓄電池コストは、2030年を6万円/kWhとし、
2030年以降のコスト低減率は米国エネルギー省のMiddleケースの見通しを使用

蓄電池コスト

米国エネルギー省による4時間率の蓄電池コストの予測



- 米国エネルギー省では、4時間率の蓄電池について、2030～2050年までの資本コストを予測
※資本コストのみで、工事費・運用費などは考慮していない点に留意
- また、3ケースの分け方は、参照した複数資料の内、低値/中央値/高値から導出

ケース	年度別の蓄電池コストの見通し [2022年とのコスト比 ※カッコ内は2030年比]*1			
	2024年	2030年	2040年	2050年
High	1.04 (-)	0.84 (1)	0.78 (0.93)	0.72 (0.86)
Middle	0.92 (-)	0.68 (1)	0.57 (0.85)	0.47 (0.69)
Low	0.68 (-)	0.51 (1)	0.42 (0.82)	0.33 (0.65)



■ 基本の考え方

- 2030年：6万円/kWh（エネ基参照）としたうえで、上記記載の米国エネルギー省による、「Middleケース」における蓄電池コストの予測を踏まえ、2030年から2040年にかけてコストが15%低減すると想定 ⇒ **2040年以降：5.1万円/kWh**

■ 再エネ技術進展ケース

- 「Lowケース」を参照し、2030年から2040年にかけてコストが18%低減すると想定 ⇒ **2040年以降：4.9万円/kWh**

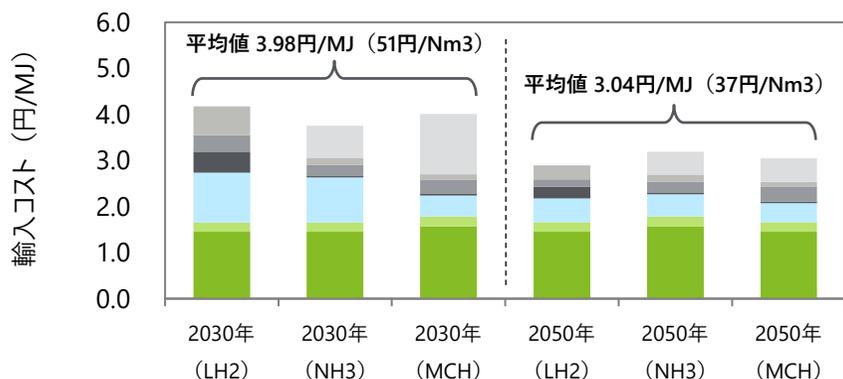
参考：米国エネルギー省 国立再生可能エネルギー研究所(2023)「[Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update](#)」

【前提条件（輸入水素・アンモニア）】

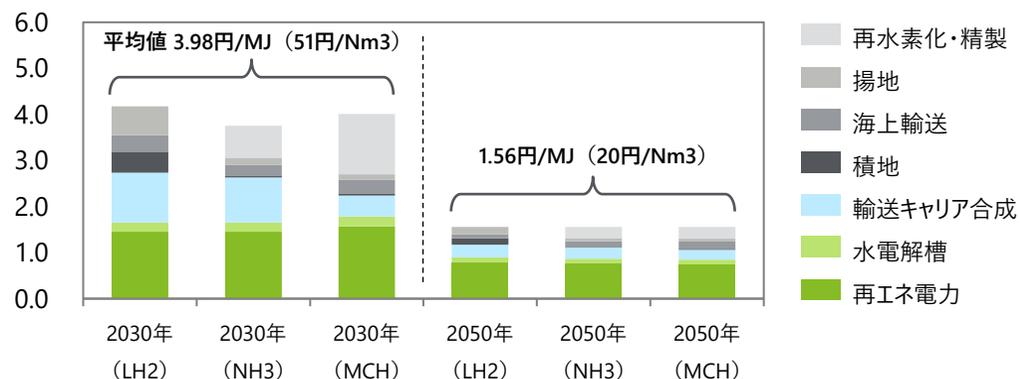
各プロセスのコストを積み上げることで将来の輸入水素の価格を推計した

輸入水素・アンモニアの価格推計

①ベースケース



②技術進展ケース



- 再水素化・精製
- 揚地
- 海上輸送
- 積地
- 輸送キャリア合成
- 水電解槽
- 再エネ電力

2030 2050

2030 2050

再エネ電力*1

3.8円/kWh
(WEO2023 APSの再エネ電力価格の世界平均値)

水電解槽*2

5.2万円/kW
(水素基本戦略における2030年以降の国内目標値)

海上輸送等*3

NEDO報告書 「研究開発2030年ケース」
NEDO報告書 「最大導入2050年ケース」

2040年値の
設定方法

2030年推計値と2050年推計値の平均値

ベースケースと同じ
政府目標20円/Nm3
まで低減すると想定

2030年目標値 (30円/Nm3) と
2050年目標値 (20円/Nm3) の平均値

*1 IEA (2023) 「World Energy Outlook 2023」

*2 経済産業省 (2017) 「水素基本戦略」

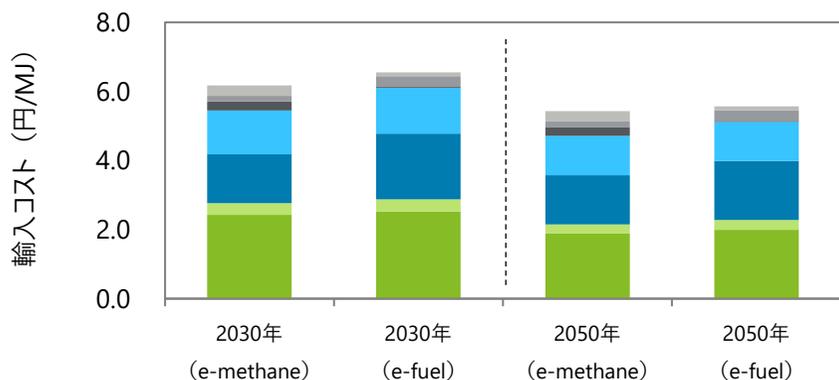
*3 NEDO (2017) 「水素利用先等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」

【前提条件（輸入e-methane・e-fuel）】

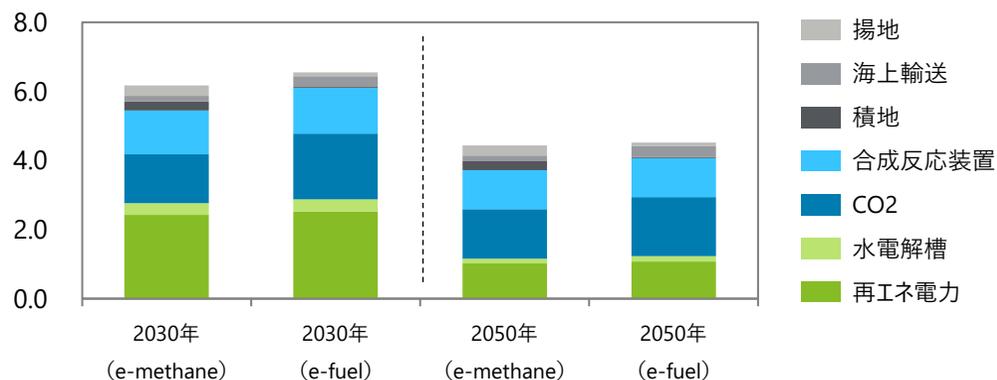
各プロセスのコストを積み上げることで将来の輸入e-methane/e-fuelの価格を推計した

輸入e-methane・e-fuelの価格推計

①ベースケース



②技術進展ケース



再エネ電力*1

3.8円/kWh
(WEO2023 APSの再エネ電力価格の世界平均値)

水電解槽*2

5.2万円/kW
(水素基本戦略における2030年以降の国内目標値)

CO2*1

2.2万円/t-CO2
(WEO2023 APSのCO2価格の先進国における値)

合成反応等*3

IEA報告書の Near-term IEA報告書の Long-term

2040年値の
設定方法

2030年推計値と2050年推計値の平均値

ベースケースと同じ

輸入水素価格が20円/Nm3
に収斂したときの再エネ電力と
水電解槽にかかるコストを基に
積み上げて推計

2030年推計値と2050年推計値の平均値

*1 IEA (2023) 「World Energy Outlook 2023」

*2 経済産業省 (2017) 「水素基本戦略」

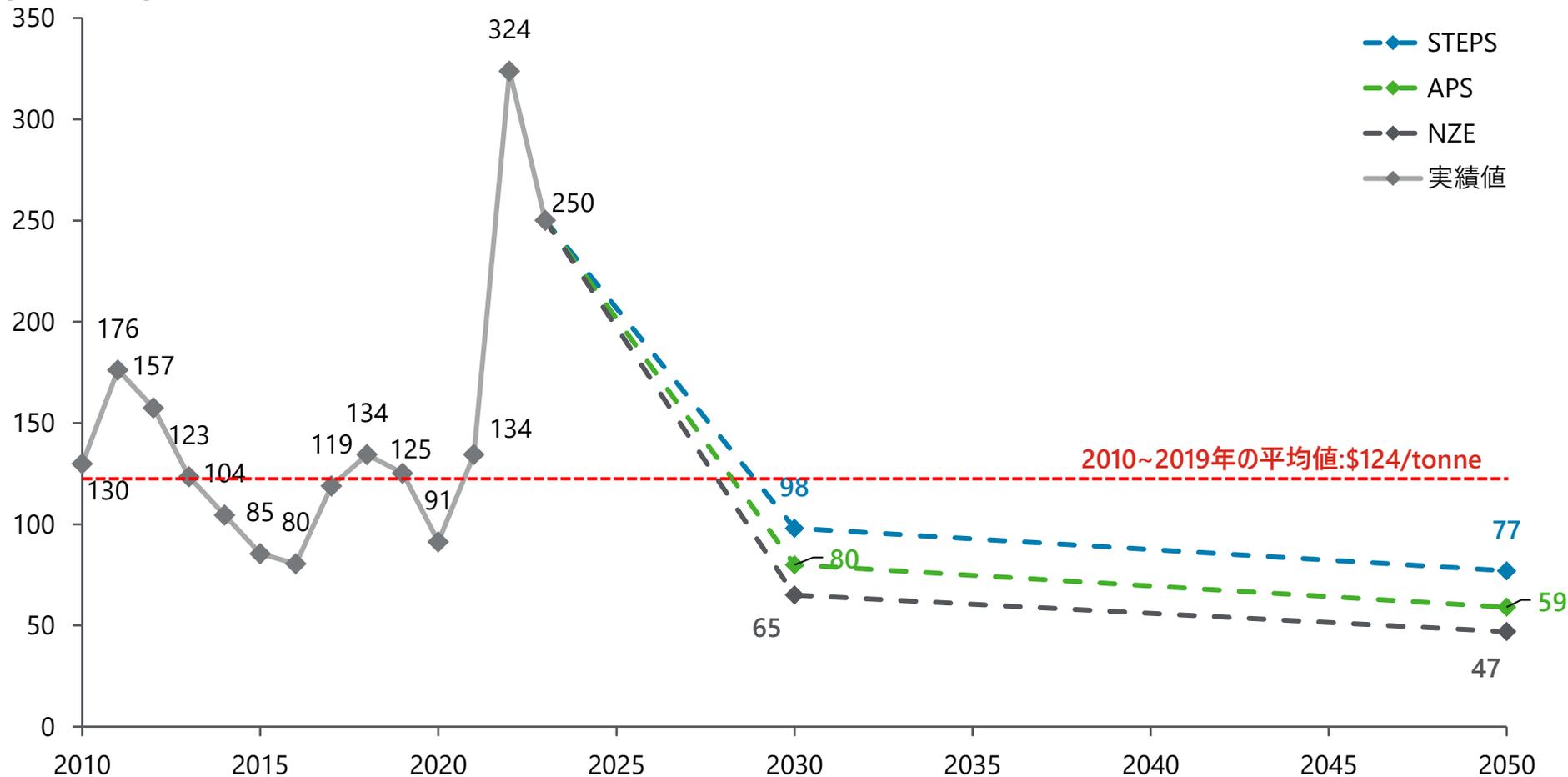
*3 IEA (2019) 「The Future of Hydrogen」

【前提条件（石炭）】

新型コロナやウクライナ侵攻による影響を考慮し、2010~2019年の価格の平均値を使用

化石燃料の輸入価格（石炭）

[USD/tonne]

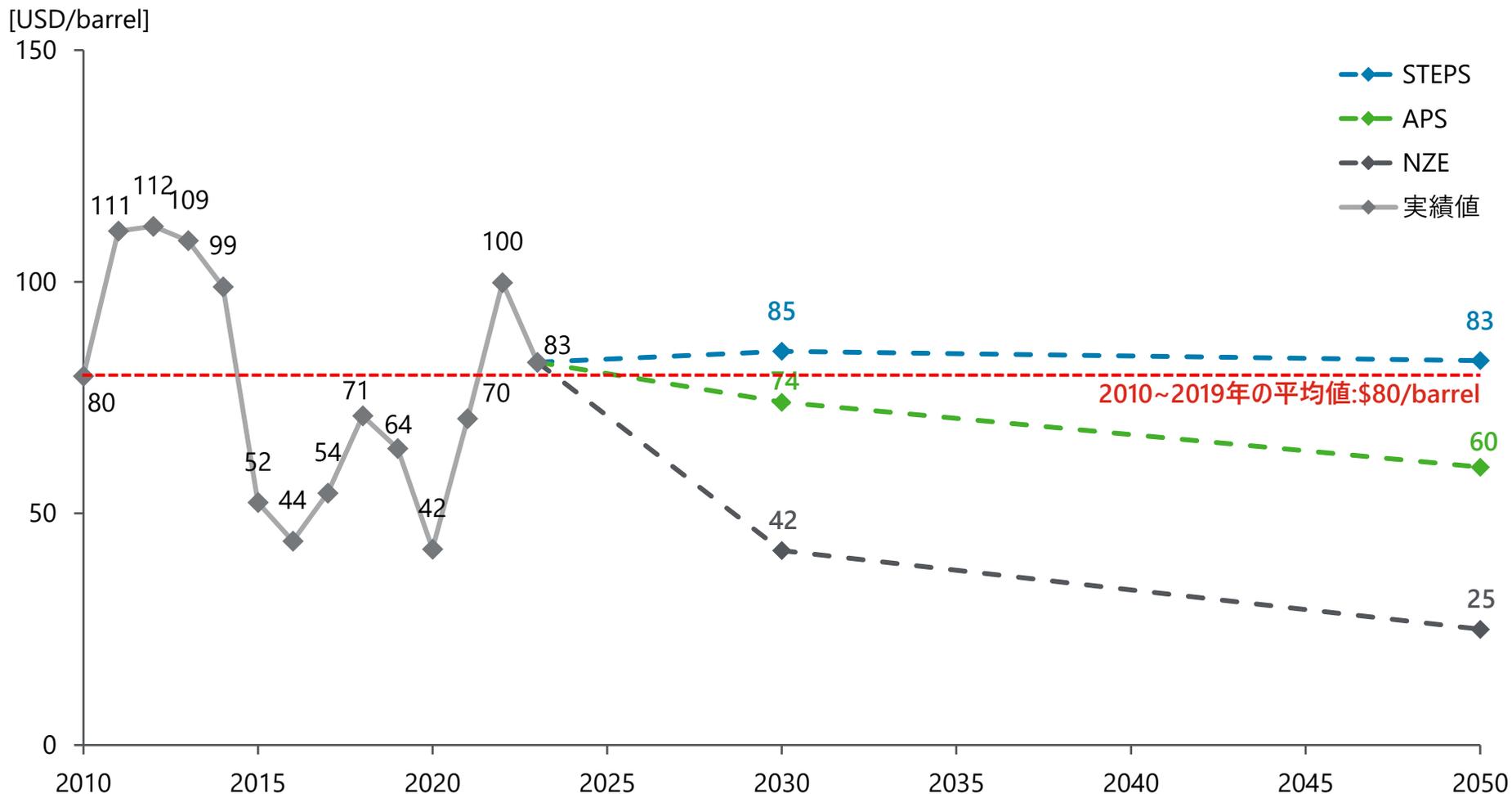


*1 2010~2023年の実績値は財務省貿易統計を記載（為替レートは各年の実績値で計算）
データソース：財務省「貿易統計」、IEA「World Energy Outlook 2023」

【前提条件（原油）】

新型コロナやウクライナ侵攻による影響を考慮し、2010～2019年の価格の平均値を使用

化石燃料の輸入価格（原油）



*1 将来値に関して、世界の平均輸入価格を採用 *2 2010～2023年の実績値は財務省貿易統計を記載（為替レートは各年の実績値で計算）

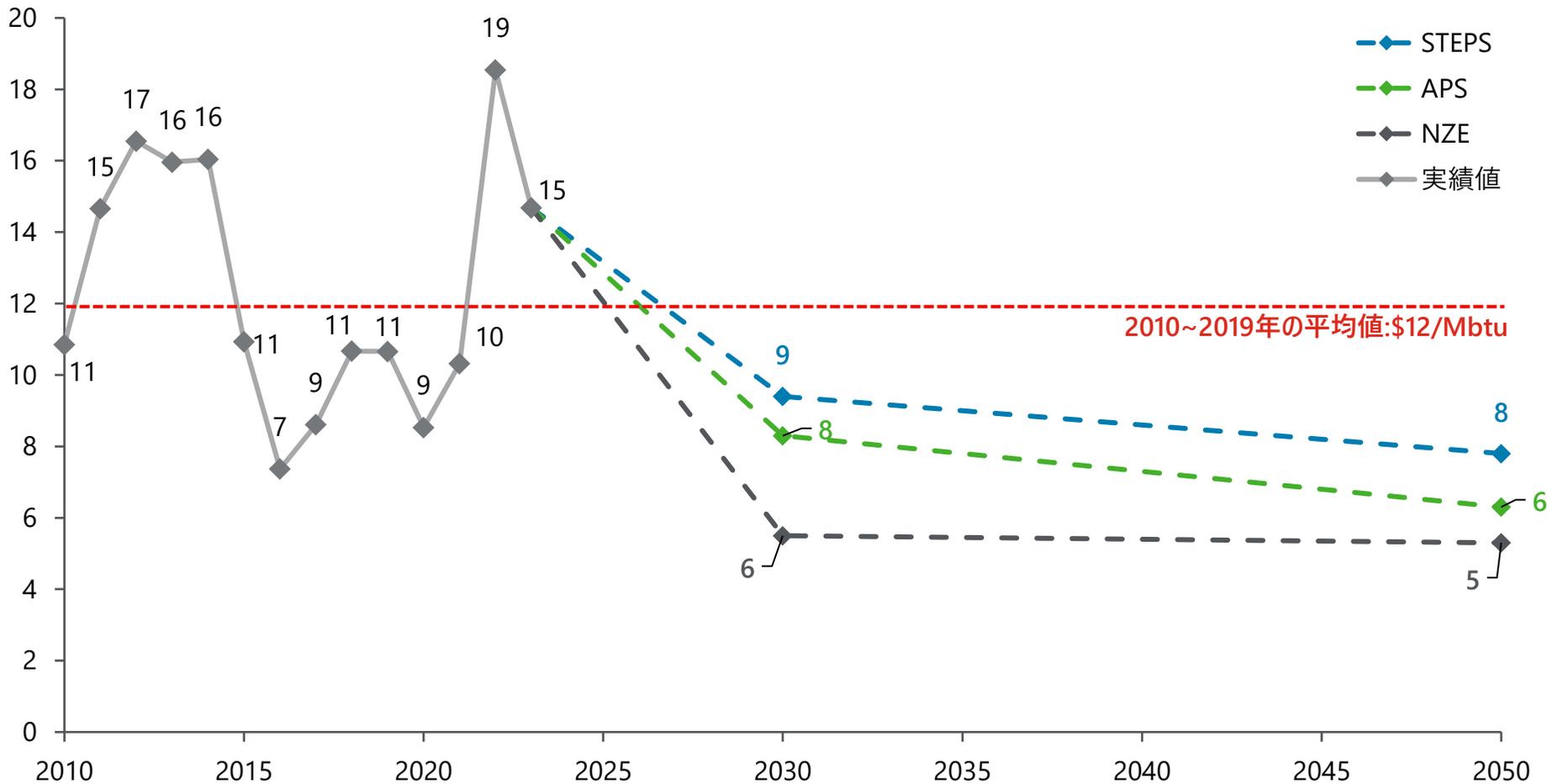
データソース：財務省「貿易統計」、IEA「World Energy Outlook 2023」

【前提条件（天然ガス）】

新型コロナやウクライナ侵攻による影響を考慮し、2010~2019年の価格の平均値を使用

化石燃料の輸入価格（天然ガス）

[USD/MBtu]



*1 2010~2023年の実績値は財務省貿易統計を記載（為替レートは各年の実績値で計算）
データソース：財務省「貿易統計」、IEA「World Energy Outlook 2023」

【前提条件（産業生産量）】

内需は人口減と同じ割合で減少し、外需は現状維持と想定した

各産業における活動量の想定

業種	単位	種別	実績値	外需維持		計算前提
			2019	2040	2050	
粗鋼 (鉄鋼)	百万トン	内需	63.2	43.9	40.9	内需は人口と同じ割合で減少すると想定
		外需	35.2	35.2	35.2	外需は2019年実績値と同等の規模が維持されると想定
		合計	98.4	79.1	76.1	-
オレフィン (化学)	百万トン	内需	11.1	8.4	7.8	内需は人口と同じ割合で減少すると想定
		外需	1.7	1.7	1.7	外需は2019年実績値と同等の規模が維持されると想定
		合計	12.8	10.1	9.5	-
自動車	万台	内需	487	432	403	内需は人口と同じ割合で減少すると想定
		外需	482	482	482	外需は2019年実績値と同等の規模が維持されると想定
		合計	968	914	884	-
セメント	百万トン	内需	47.6	42.3	39.4	内需は人口と同じ割合で減少すると想定
		外需	10.5	10.5	10.5	外需は2019年実績値と同等の規模が維持されると想定
		合計	58.1	52.8	49.9	-

【前提条件（データセンター）】

データセンターの消費電力は現状から2050年にかけて約96TWh増加すると想定した

データセンター

概要

- JSTではサーバー、ストレージ、スイッチ、その他動力ごとに消費電力を推計し、データセンターの消費電力を推計
- 2018年には14TWh、2050年には12000TWh（“As-is”）、500TWh（“Modest”）、110TWh（“Optimistic”）
- 本検討では “Optimistic” のケースを採用し、データセンター消費電力は現状から約96TWh増加すると想定

データセンター消費電力の内訳

表 7 国内データセンター消費電力推定 (TWh)

		Japan								
		Year	2030			2050			2050	
		2018	As is	Modest	Optimistic	As is	Modest	Optimistic	As is	Optimistic
IP traffic		ZB	0.7	11	11	11	1,400	1,400	1,400	1,400
power consumptions of data centers		TWh	14	90	24	6	12,000	500	110	110
power consumptions of servers										
	basic task	TWh	6	30	13	3	3,500	229	39	39
	AI task	TWh	0.7	16	4	1	3,000	97	14	14
	total	TWh	7	46	17	5	6,500	330	50	50
CPUs										
	basic task	TWh	4	20	7	2	2,200	75	24	24
	AI task	TWh	0.5	12	3	1	2,300	37	8	8
	total	TWh	4	32	10	2	4,500	110	30	30
memories										
	basic task	TWh	1	7	4	1	890	116	9	9
	AI task	TWh	0.1	2	1	0	340	44	3	3
	total	TWh	1	9	4	2	1,200	160	12	12
power supply etc										
	basic task	TWh	1	3	2	1	410	38	7	7
	AI task	TWh	0.1	2	1	0	400	16	2	2
	total	TWh	1	5	3	1	810	54	9	9
power consumptions of storages		TWh	2	29	3	1	3,700	110	40	40
power consumptions of switches		TWh	0.1	1	1	0	70	9	1	1
power supply, cooling, etc		TWh	5	11	4	1	1,500	90	20	20
Assumed power consumption efficiency										
	CPU		1	1	0.5	0.1	1	0.13	0.05	0.05
	accelerators(GPU etc)		1	1	0.2	0.05	1	0.01	0.001	0.001
	memories		1	1	0.5	0.2	1	0.13	0.01	0.01
	storages		1	1	0.1	0.03	1	0.03	0.01	0.01
	switches		1	1	0.5	0.2	1	0.13	0.008	0.008

データセンター消費電力の推移

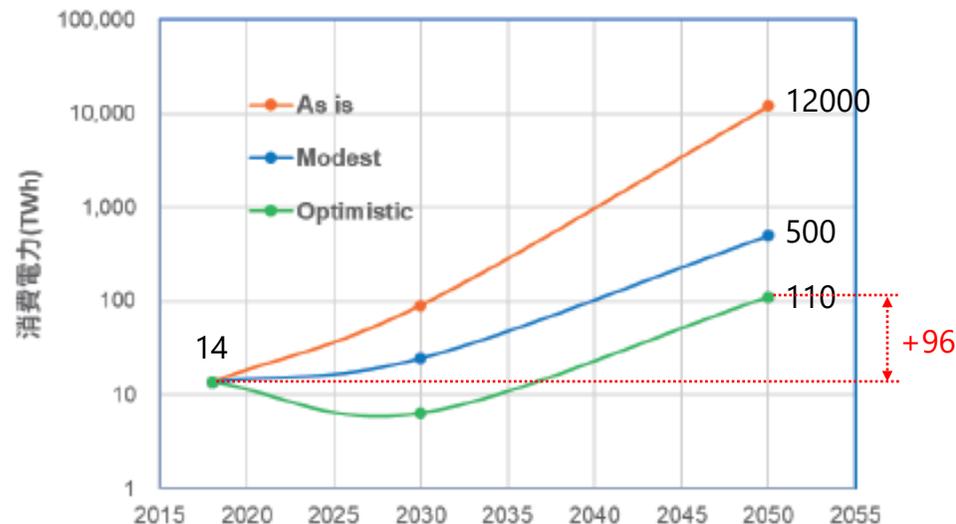


図 12 国内データセンター消費電力推定 (TWh)

【前提条件（ネットワーク）】 5G基地局の整備等が進み、 ネットワークの消費電力は現状から2050年にかけて約13TWh増加すると想定した ネットワーク

概要

- 総務省では2030年に5G基地局を約60万局整備することを目標としている
- 本検討では3Gや4G等の基地局が2050年には撤退し、5G基地局のみとなることを想定し、現状から約13TWh増加すると想定

基地局数の見通し

消費電力の推計

(2) ワイヤレス・IoTインフラ（5G等）

整備方針 注：数値目標は4者重ね合わせにより達成する数値。

第1フェーズ 基盤展開

- ① 全ての居住地で4Gを利用可能な状態を実現
(4Gエリア外人口 2021年度末0.6万人→2023年度末0人)
- ② ニーズのあるほぼ全てのエリアに、5G展開の基盤となる親局の全国展開を実現（ニーズに即応が可能）（5G基盤展開率 2021年度末43.7%→2023年度末98%）
- ③ 5G人口カバー率
【2023年度末】
全国95%（2021年度末実績:93.2%）
全市区町村に5G基地局を整備（合計28万局）

第2フェーズ 地方展開

- ④ 道路カバー率（高速道路・国道）
※国民の利便性向上及び安全・安心の確保の観点から追加
【2030年度末】99%（2021年度末実績:95%程度）
高速道路については100%

- 国内外におけるOpen RANの普及促進
- 自然災害や通信障害等の非常時における事業者間ローミングの実現
- ローカル5G等の地域のデジタル基盤の整備・活用の一体的推進

具体的施策

- ① 新たな5G周波数の割当て
- ② 制度整備（5G中継局等）、支援措置（補助金、税制）、Japan OTICの機能強化
- ③ インフラシェアリングの推進（補助金要件優遇、基地局設置可能な施設のDB化）
- ④ 地域協議会の開催によるデジタル実装とインフラ整備のマッチングの推進
- ⑤ 早期の社会実装が期待される自動運転やドローンを活用したプロジェクトとの連動

項目	現状（2019年）		2050年		単位
	3G・4G等	5G	3G・4G等	5G	
基地局数	107	2	0	60	万局
基地局あたり消費電力*1	0.9	3.8	-	3.8	kW/局
電力消費量*2（基地局）	8.7	0.7	-	19.7	TWh
電力消費量*3（その他）	1.9	0.2	-	4.4	TWh
合計	10.6	0.9	-	24.1	TWh

+12.6TWh

出所：総務省（2023）「デジタル田園都市国家インフラ整備計画（改訂版）の全体像」

*1 中国通信「広州市・深セン市5G基地局消費エネルギーの実証実験データ」を参考に設定

*2 稼働率100%として算出

*3 JST（2024）「情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響（Vol.5）」にて報告されている基地局（アクセスネットワーク）とその他（コア・メトロネットワーク）の比率を基に電力消費量を推計

【前提条件（半導体工場）】

半導体産業の規模拡大によって、 半導体工場の消費電力は現状から2050年にかけて約17TWh増加すると想定した

半導体工場

概要

- 近年の半導体産業の拡大によってシリコンウエハの生産量は増加傾向にある
- 生産効率向上のため、特に長直径シリコンウエハの生産量が大きく増加している
- 本検討ではシリコンウエハの直径ごとに過去トレンドに基づき生産量を推計し、省エネによって電力原単位も減少することを踏まえ、半導体産業の消費電力は現状から約16.6TWh増加すると想定

項目	現状（2019年）				2050年				単位	
	直径 125mm以下	直径 150mm	直径 200mm	直径 300mm以上	直径 125mm以下	直径 150mm	直径 200mm	直径 300mm以上		
シリコンウエハ 生産量*	298	961	2092	4200	0	904	4069	12306	万枚	
電力原単位**	0.0027				0.0021				TWh/万枚	
電力消費量	0.8	2.6	5.6	11.2	→	0	1.9	8.7	26.2	TWh

+16.6TWh

* 経済産業省「生産動態統計年報」の2012~2018年のトレンドを基に各直径のシリコンウエハ生産量が2050年まで推移すると想定。ただし、直径125mm以下のシリコンウエハは縮小傾向にあり、2050年は生産されないと想定。
** 2012~2018年のトレンド（-0.9%/年）で省エネが進み、足元の電力原単位が2050年まで減少すると想定。

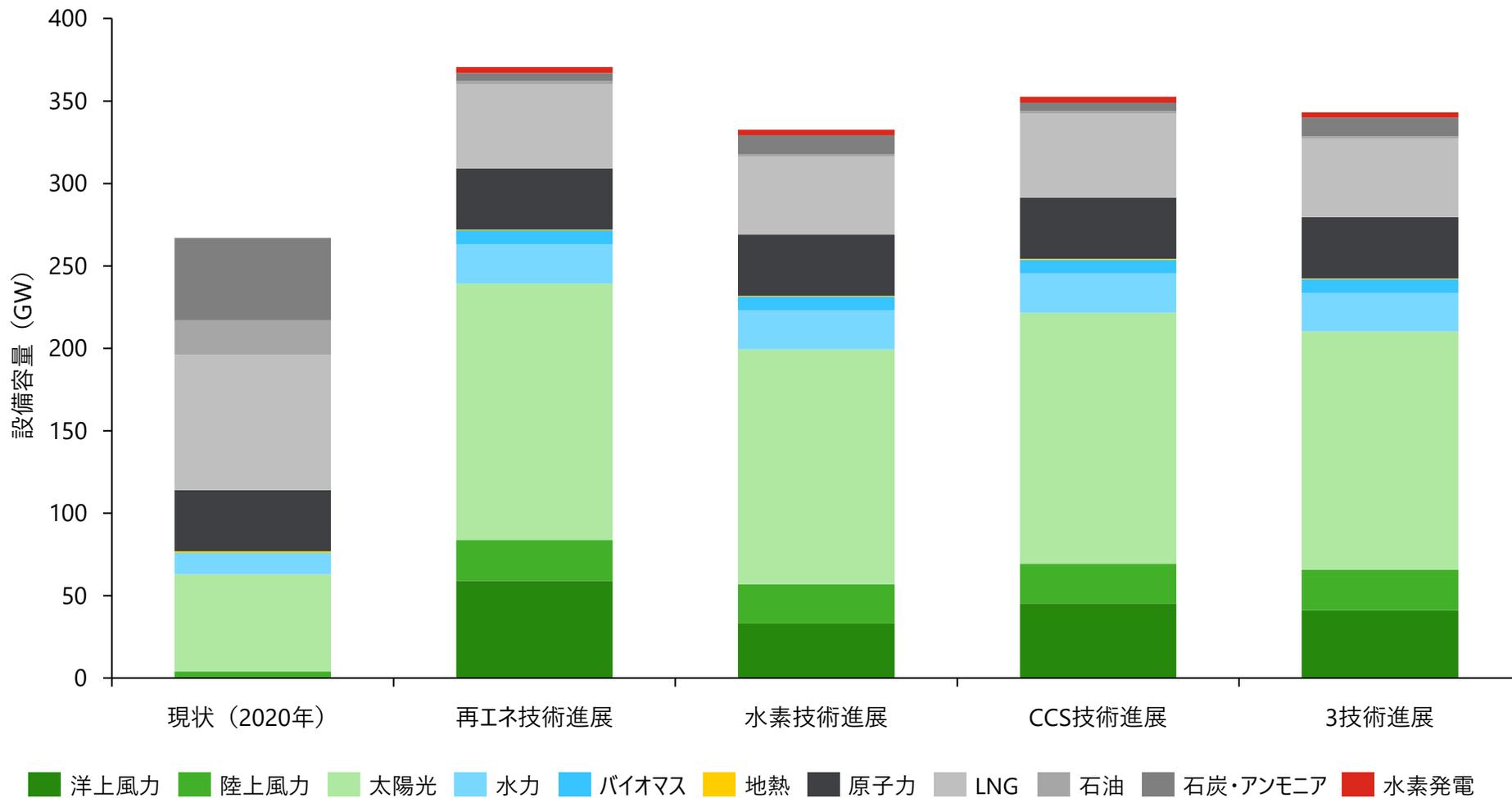
参考資料

1	前提条件
2	シミュレーション結果（2040年）
3	シミュレーション結果（2050年）

【設備容量】

2040年の設備容量は以下の通り

設備容量（2040年）

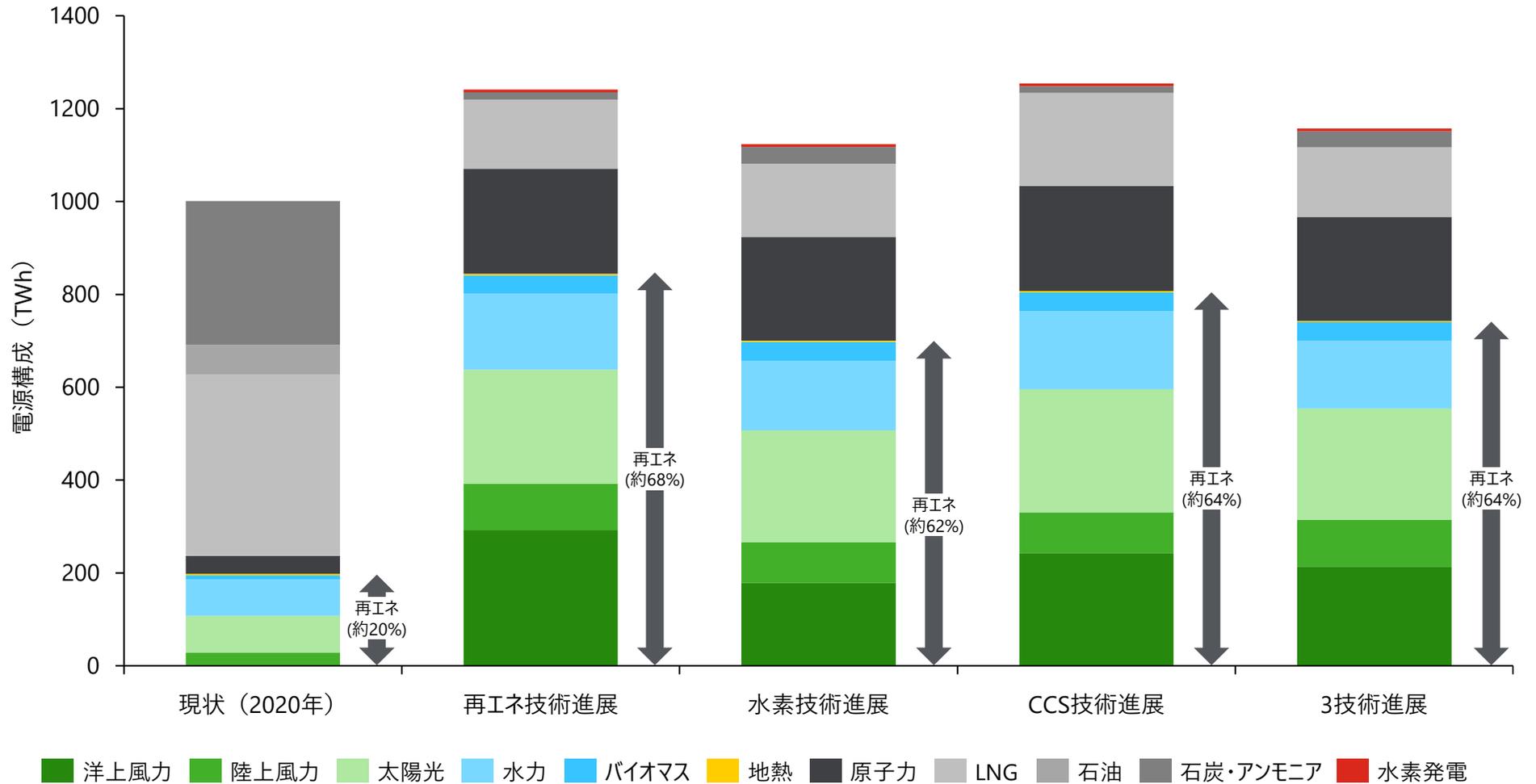


参考資料

1	前提条件
2	シミュレーション結果（2040年）
3	シミュレーション結果（2050年）

【電源構成】 2050年における電源構成は以下の通り

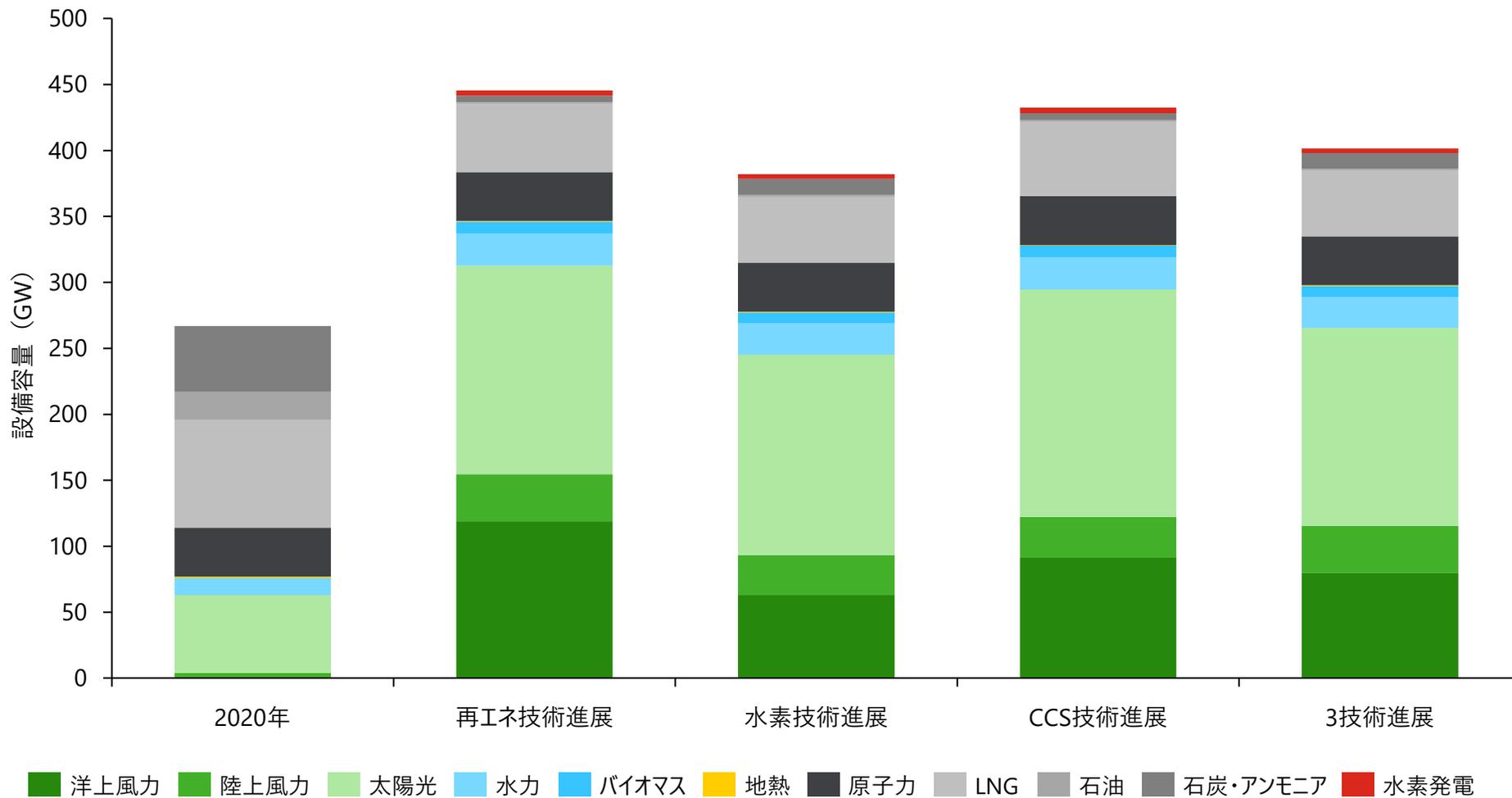
電源構成（2050年）



【設備容量】

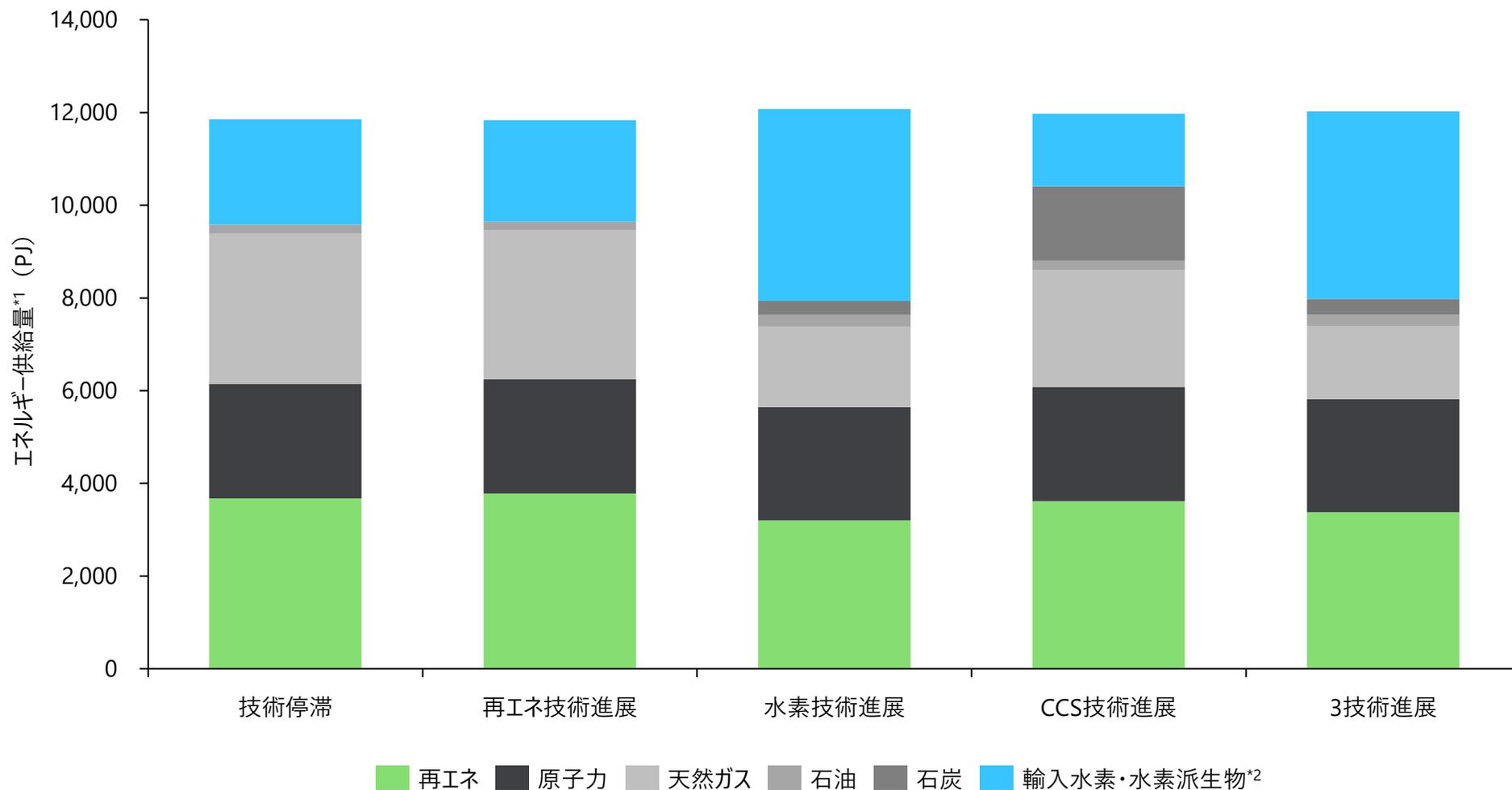
2050年における設備容量は以下の通り

設備容量（2050年）



【一次エネルギー供給】 2050年における一次エネルギー供給量は以下の通り

一次エネルギー供給（2050年）

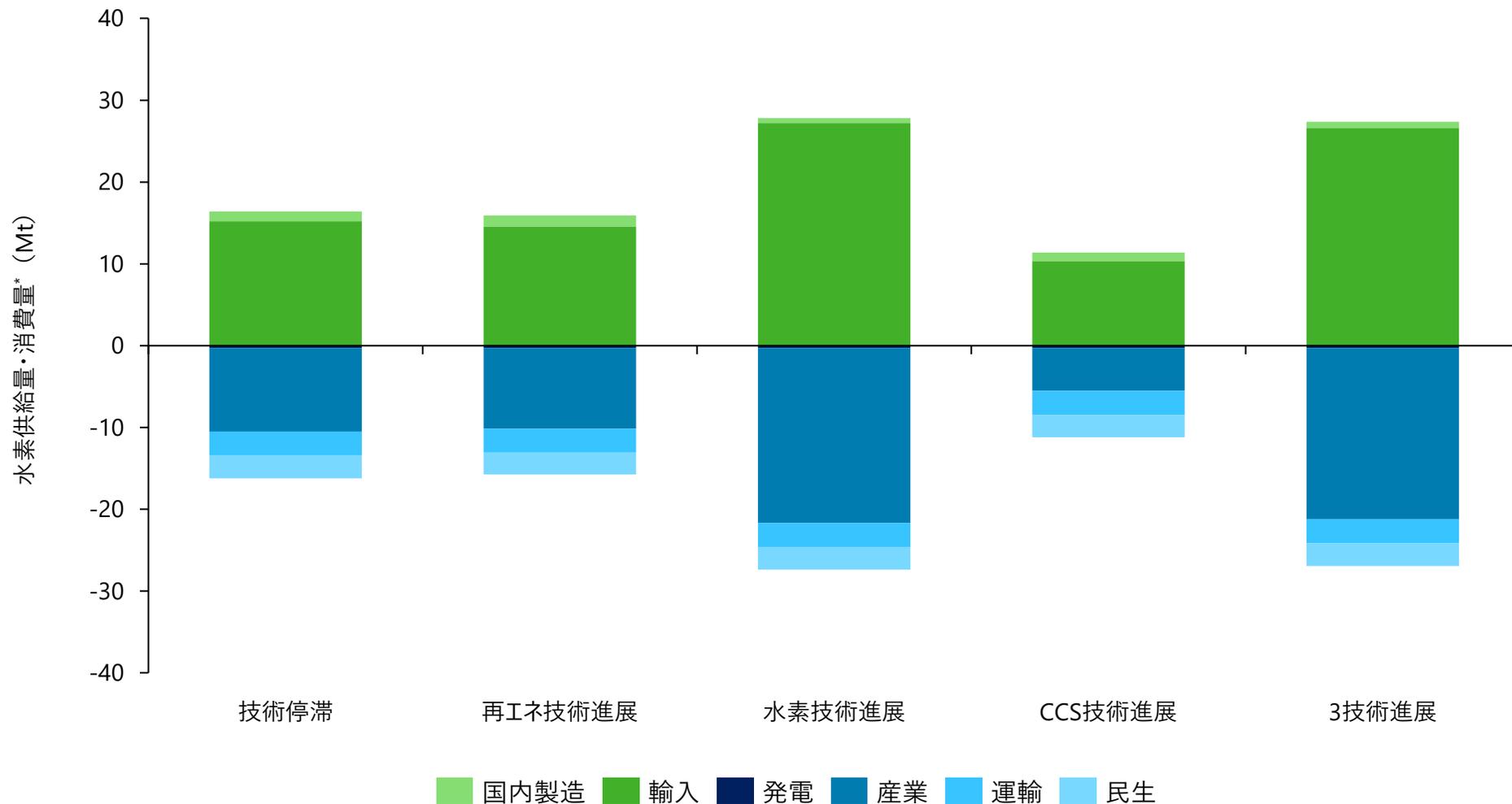


*1 一次エネルギーは高位発熱量ベースで換算し、非化石電力の発電効率は原子力：33%、地熱：10%、バイオマス：20%、その他再エネ：100%として算出

*2 水素派生物にはアンモニアやe-methane、e-fuelを含む

【水素需給】 2050年における水素需給は以下の通り

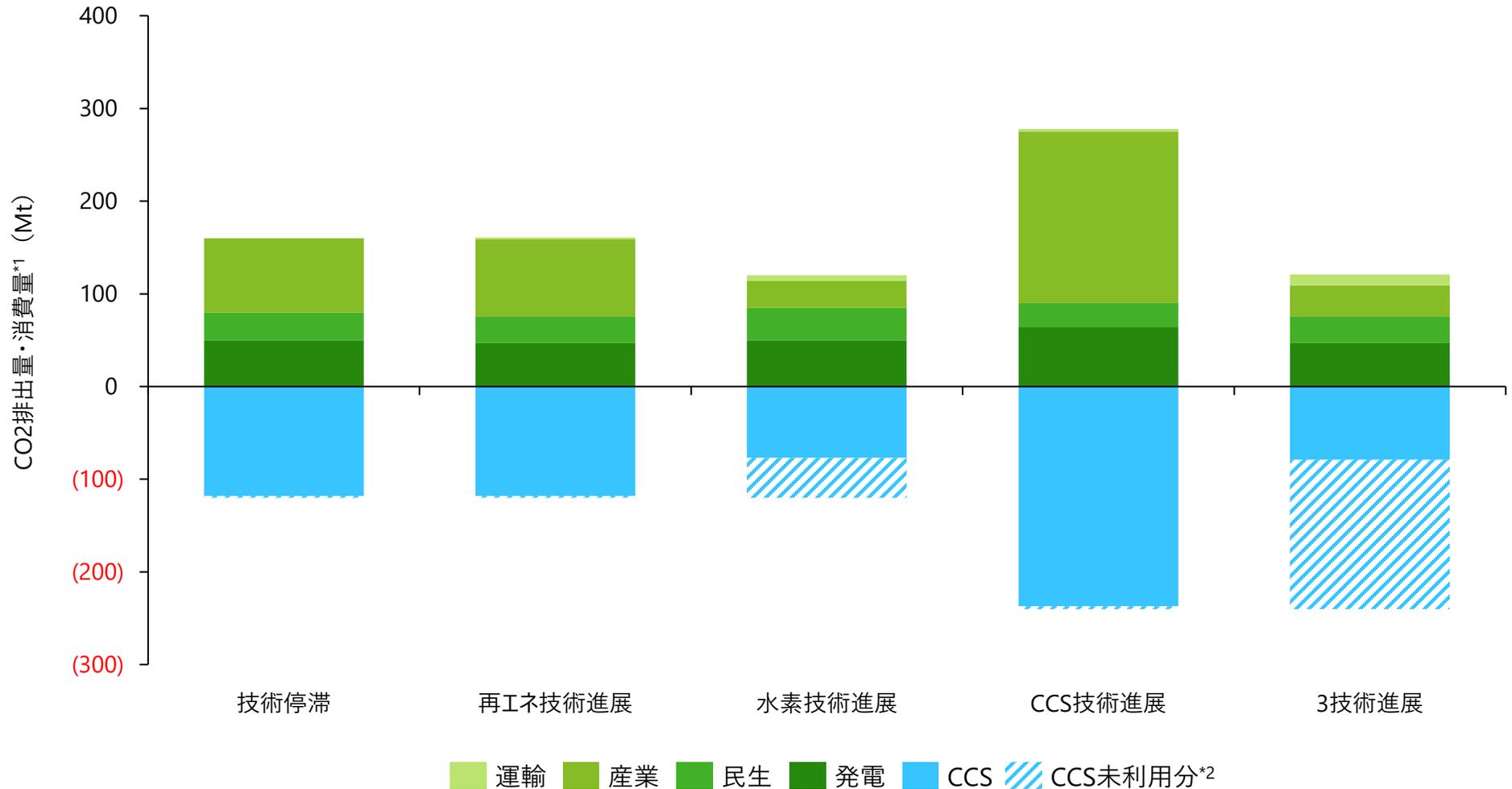
水素需給（2050年）



* 水素供給量を正の値、水素消費量を負の値として表記

【CO2バランス】 2050年におけるCO2バランスは以下の通り

CO2バランス（2050年）



*1 CO2排出量を正の値、CO2吸収量を負の値として表記

*2 CCS未活用分とは、上限として与えている貯留可能量のうち、シミュレーションの結果、実際に貯留に使われなかった分を表す