

2040年エネルギーミックスに 関するモデル分析

総合資源エネルギー調査会
基本政策分科会（第66回会合）

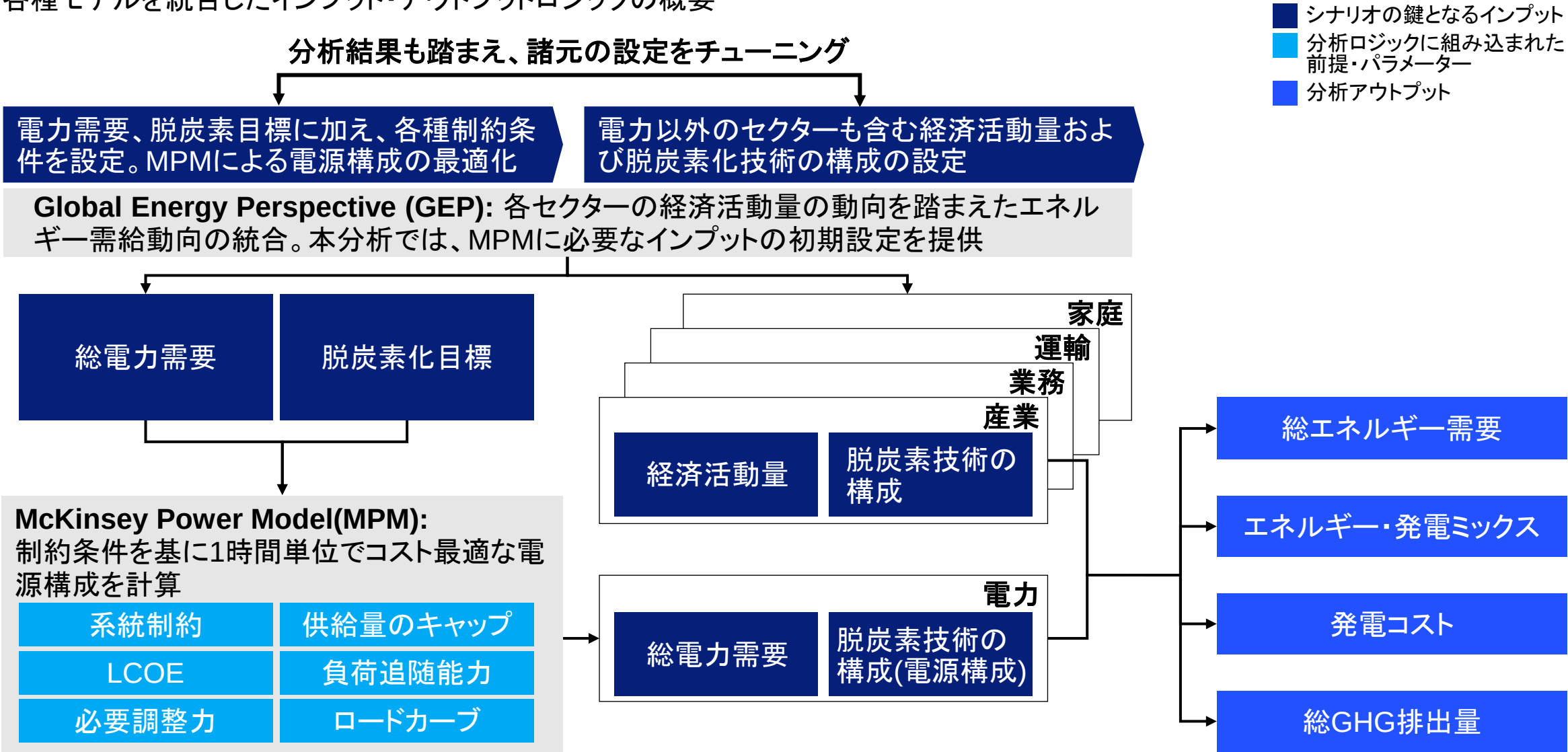
2024年12月3日

本分析の目的

- 本分析は、2050年ネットゼロの実現に向け、2040年において特定の条件の下で考えられるエネルギーシステムの姿・脱炭素パスウェイを複数シナリオに渡って定量的に分析することを目的としており、マッキンゼーとして、特定の政策を支持・アドバイスするものではない
- それぞれのシナリオは、特定の技術のブレークスルー等の「起こり得る事」を幅広く前提条件として置いたものであり、マッキンゼーが蓋然性が高いと考える未来を予想するものや、特定のシナリオを支持するものではない
- モデリングは現在の社会・経済・技術等の情勢や、過去のトレンドを踏まえて行われるものであり、将来的な社会・経済の大きな変化や新たな破壊的ブレークスルー等は想定し得ない。こういった変化の結果、現時点では想定されていなかったパスウェイが最適となることも考えられるため、定期的な前提条件及び結果の見直しが重要となる

マッキンゼーが保有するシナリオ分析モデルであるGEPとMPMを活用し、 複数シナリオで社会全体のエネルギー・電力需要を定量化

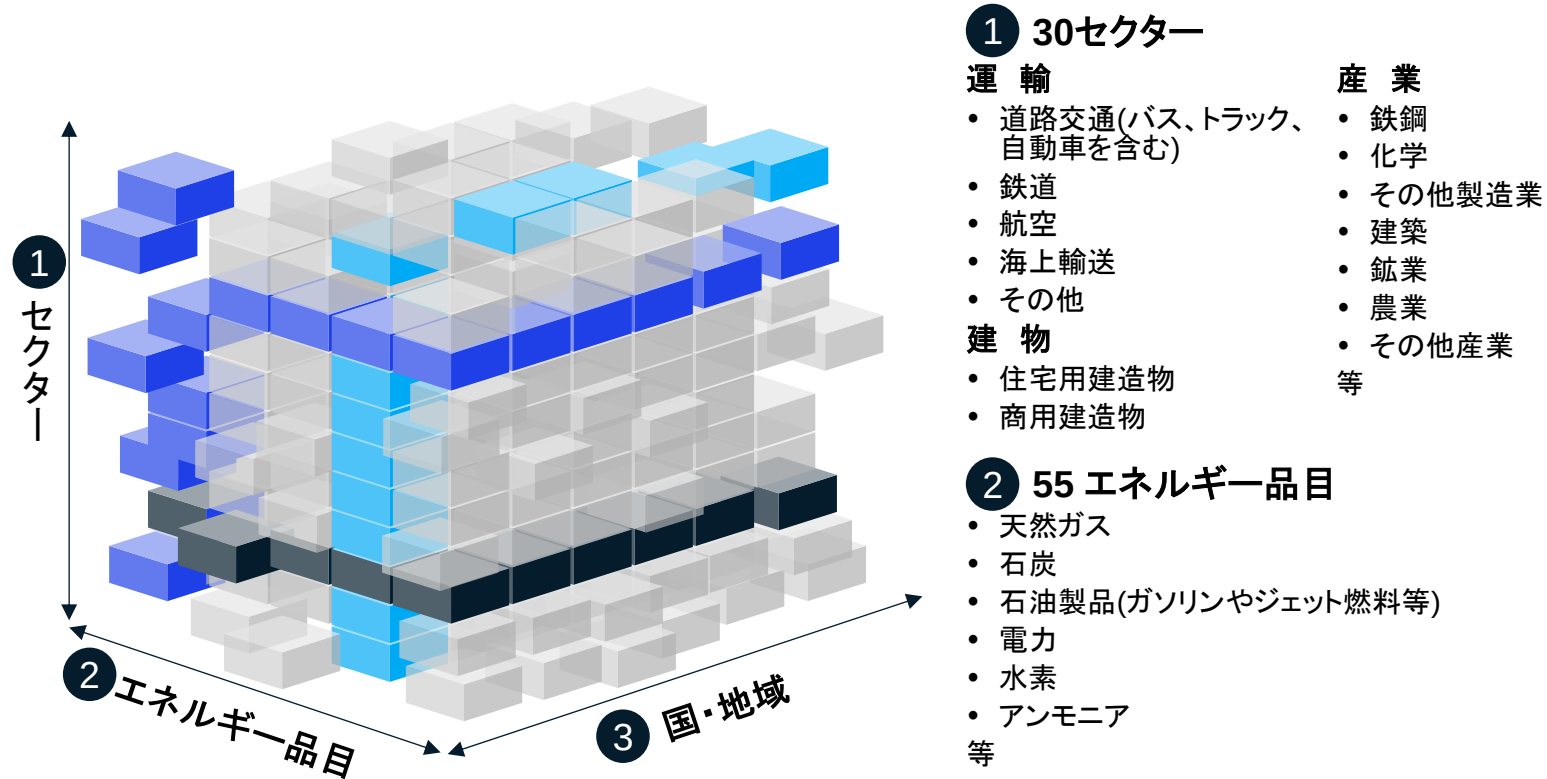
各種モデルを統合したインプット・アウトプットロジックの概要



マッキンゼーでは、エネルギー需要をセクター毎に 細分化しボトムアップにモデルを構築

経済性・政策や過去トレンド等に基づき、エネルギーシステムを細分化して分析

マッキンゼーにおけるエネルギーモデルの概念図



1. 総保有コスト(Total Cost of Ownership)

資料: McKinsey Energy Insights Global Energy Perspective

20以上に及ぶマッキンゼー独自モデル の組み合わせにより見通しを構築



McKinsey Power Model

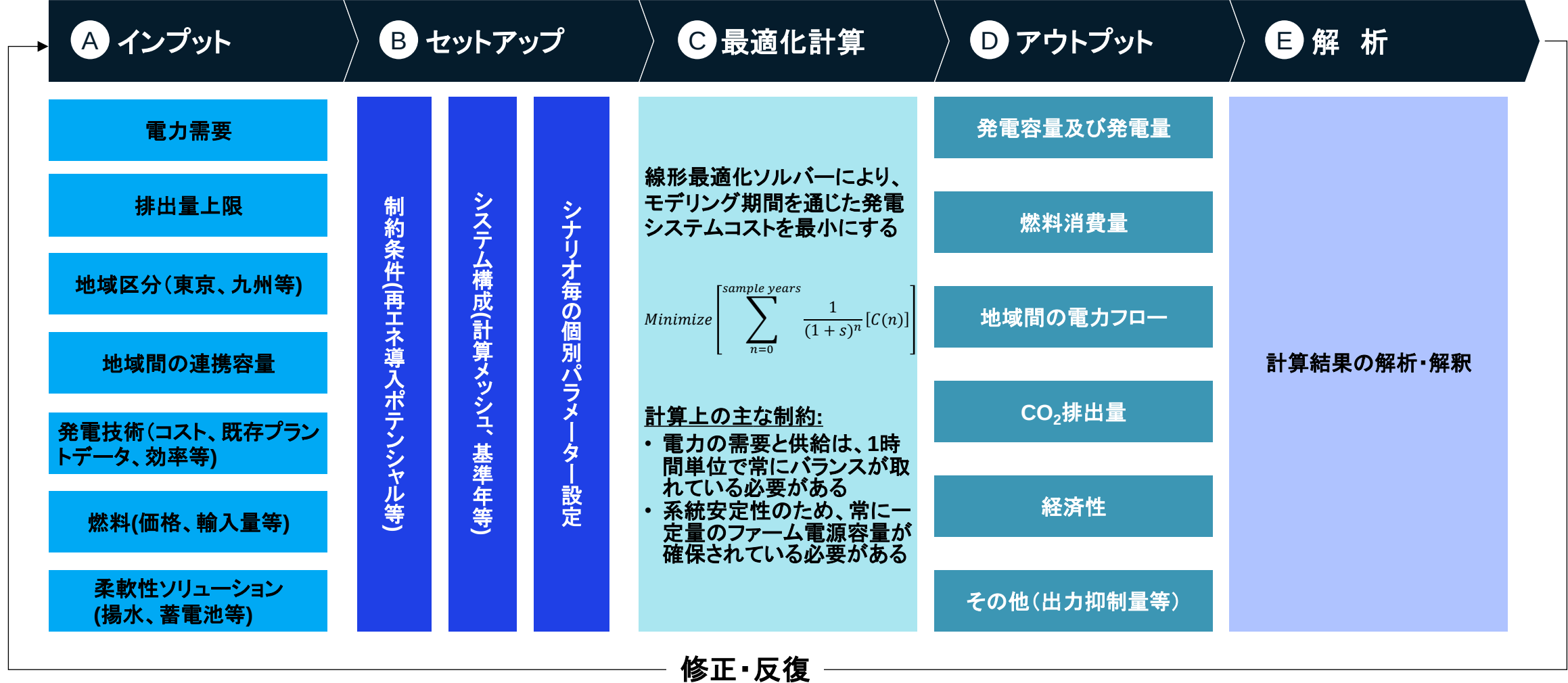


McKinsey Hydrogen Model



McKinsey e-Trucks TCO¹ Model

電力供給については、McKinsey Power Model (MPM)を用いて1時間単位でモデリング・最適化を実施



本分析における活動量・マクロフレームの設定

パラメーター

設 定



マクロフレーム (人口・GDP)

人口見通しは国連人口推計の中央値を使用

GDP見通しは短期(~2033)ではMcKinsey Global Instituteによる経済分析、中長期(2034~2050)ではOxford Economicsによる成長率推定に基づき計算

- 人口: 約1.1億人(2040年)
- GDP: 約620兆円(2040年)



産業活動

過去のトレンドや既存の生産設備、下流側での需要想定等に基づき、産業部門毎に見通しを計算

- 粗鋼生産量: 約1億トン(2040年)
- エチレン生産量: 約600万トン(2040年)



床面積

床面積と1人当たりGDPの相関関数を国ごとに過去データより作成し、将来見通しを計算

- 家庭床面積: 約50億平方メートル(2040年)
- 業務床面積: 約16億平方メートル(2040年)

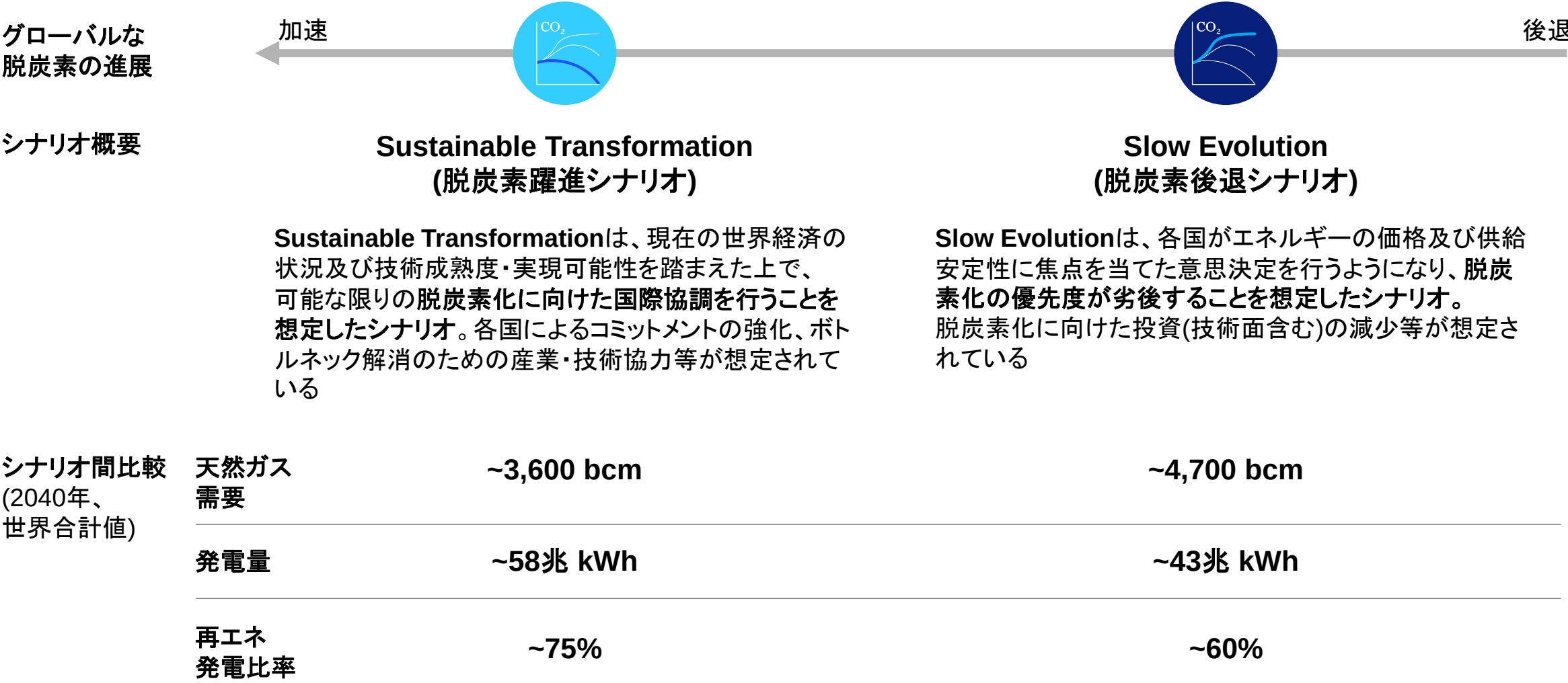


運輸 (乗用車)

自動車の保有年数ごとの買い替え率、マクロフレーム、利用形態の変化等に基づき計算

- 乗用車台数: 約5,000万台(2040年)
- 乗用車総走行距離: 約4,000億キロメートル(2040年)

本シナリオ分析においては、マッキンゼーのグローバルシナリオのうち、脱炭素・エネルギー転換の速度が異なる2つをベースに使用



複数の脱炭素に向けたパスウェイを模索するため、脱炭素躍進シナリオを4つに
場合分けし、後退シナリオと併せ計5つのシナリオにて分析を実施した

躍進シナリオにおけるアップサイド想定

	準拠シナリオ	CO ₂ 排出目標	再エネ	水 素	CCUS	DC電力需要
1A 再エネ躍進	脱炭素躍進シナリオ	2040年における 総GHG排出量上限を 380MtCO ₂ eqと設定 2050年ネットゼロを念頭 に2030年目標 ¹ (760MtCO ₂ eq)から半減 と設定	IRENA、NREL等グロー バルの習熟曲線に基づく コスト削減を想定 加えて、ペロプスカイト型 PVの商用化を想定	マッキンゼーの脱炭素推 進シナリオでの想定価格 を使用	2040年の国内貯留ポテン シャルを60MtCO ₂ と想 定 ²	2030年までのDC電力需 要はIDCのサーバー製 造・輸出及びクラウド投 資データに基づき試算 2030年以降のデータセ ンターの電力需要は内閣 府の「高成長実現ケー ス」におけるGDP成長率 を参考とし年率1.7%での 増加を仮定
1B 水素躍進			2024年調達価格算定委 員会のコストを基準にコ スト削減を想定	水素基本戦略における 水素・アンモニアコスト目 標が達成されると想定	コストは足元の試算値か ら横這いと想定	
1C CCUS躍進			ペロプスカイト型PVの導 入は想定しない	マッキンゼーの脱炭素推 進シナリオでの想定価格 を使用	2040年の国内貯留ポテン シャルを120MtCO ₂ と 想定 ² 、加えてCO ₂ の国 外輸送も可能と仮定	
1D 3技術躍進			再エネ躍進シナリオと 同様の想定を使用	水素躍進シナリオと 同様の想定を使用	事業の規模拡大及びサ プライチェーンの成熟に よるコスト削減を想定	
2 脱炭素後退	脱炭素後退シナリオ	排出量上限は設定せず、 経済性のみで最適化を 実施	再エネのコスト低減が IRENA、NREL等の想定 より遅いペースで進捗す ると想定	マッキンゼーにおける脱炭素後退シナリオでの想定 値を使用 電力システムにおいては、経済性のみで最適化が実 施されるため、水素やCCUSは原則採用されない		2030年までのDC電力需 要は上記同様にIDCデー タに基づき試算 2030年以降は内閣府の 「成長移行ケース」を参 考とし年率1.2%での増 加を仮定

1. 第6次エネルギー基本計画における2030年総GHG排出目標
2. CCS長期ロードマップにおける2050年目標値である120～240MtCO₂を参考に、2030年から2050年まで直線的に貯留可能量が増加すると想定

脱炭素躍進シナリオ群における主なパラメーター設定

パラメーター	設 定	青字: 躍進シナリオにおけるアップサイド想定
 再エネ導入量 (太陽光)	- 太陽光発電については開発速度が制約条件になると想定、足元の導入量である5GW/年をそれぞれ地上設置型及び屋根置き(分散型)の導入量上限と設定 - 加えて、再エネ・3技術躍進シナリオでは、2035年よりペロプスカイト型PVの商用化による壁面等設置可能面積・ポテンシャル増加を想定し、太陽光発電の最大導入量実績である9GW/年を年間の最大導入量に追加	
 再エネ導入量 (風力)	- 陸上風力発電については適地(ポテンシャル)制約が支配的であると想定、2020年の電中研試算を参考にアセス・FIT認定済10GW + 民有林・国有林の適地10GWからなる計20GWを足元からの追加導入ポテンシャルとして設定 - 洋上風力については適地選定・入札の速度が制約条件になると想定、着床式は過去実績を踏まえ年間最小1GW、最大2GWの入札実施・導入を設定。また、浮体式については8年程度の建設リードタイムを想定し、2033年以降年間最小0.5GW、最大2GWが導入されると設定	
 水素・ アンモニア	- 水素・アンモニアのコストは、再エネ・CCUS躍進シナリオではMcKinsey Hydrogen Modelにより需要・供給曲線から計算される日本向け輸入コストを使用 - 一方、水素・3技術躍進シナリオにおいては、水素基本戦略におけるコスト目標達成を前提とし、水素コストを2030年30円/Nm³・2050年20円/Nm³と設定。同様に、アンモニアコストは水素基本戦略及び官民TF中間とりまとめにおけるコスト分析に基づき、2030年19円/Nm³・2050年15円/Nm³と設定	
 CCUS	- CCUS長期ロードマップより再エネ及び水素躍進シナリオでは2040年0.6億トンの国内貯蔵ポテンシャルを想定 - 一方、CCUS及び3技術躍進シナリオでは2040年1.2億トンの国内貯蔵ポテンシャルがあると想定し、加えて海外へのCO₂輸送・貯留¹も可能と設定 - また、CO₂の輸送・貯留コストは足元ではCCUS長期ロードマップにおけるRITE試算²より9,500円/tCO₂と想定し、再エネ及び水素躍進シナリオではそのまま2040年まで横這いと設定 - 一方、CCUS及び3技術躍進シナリオにおいて2040年断面で2.5MtCO₂/年(約1GWのガス火力発電所の排出量相当)へのスケールアップ及び米国と同等のコスト水準の達成を想定	
 CCS・ 水素DRI製鉄	- 従来型の高炉及び電炉以外でのブルー・グリーン鉄鋼需要について、2040年断面においてCCUS躍進シナリオでは8割がCCS+高炉法で生産、残りが水素DRIにより生産されると設定 - 同様に、水素・再エネ・3技術躍進シナリオではそれぞれCCS+高炉法の割合を2割・4割・6割と設定	

1. マレーシア又はオーストラリアの既存洋上ガス田への輸出(輸送距離5,000km)を想定

2. 国内における海上貯留ケース(0.5MtCO₂/年)における値

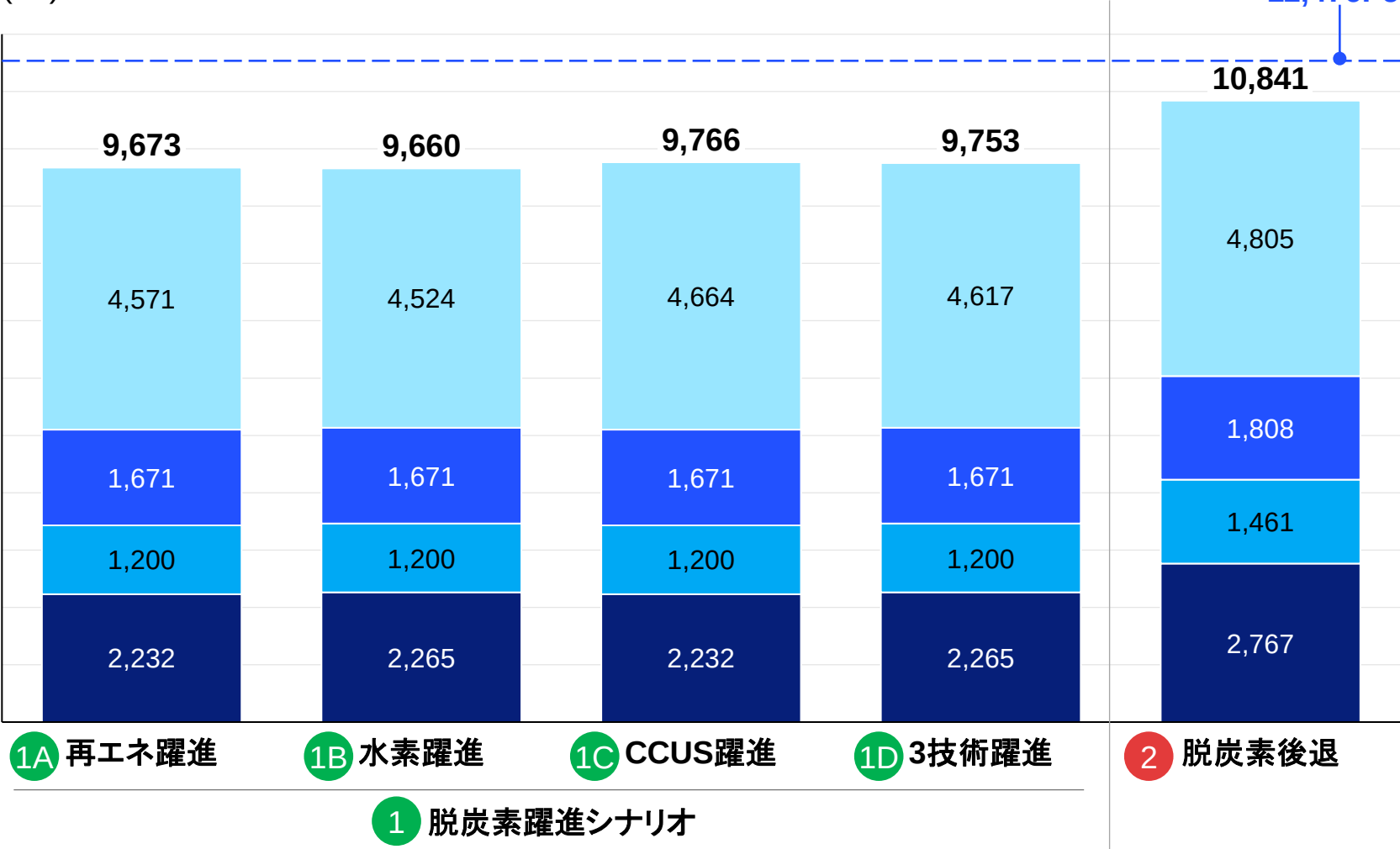
シナリオ分析結果: 最終エネルギー消費(セクター別)

2040年における値

(PJ)

産業セクター 業務セクター 家庭セクター 運輸セクター

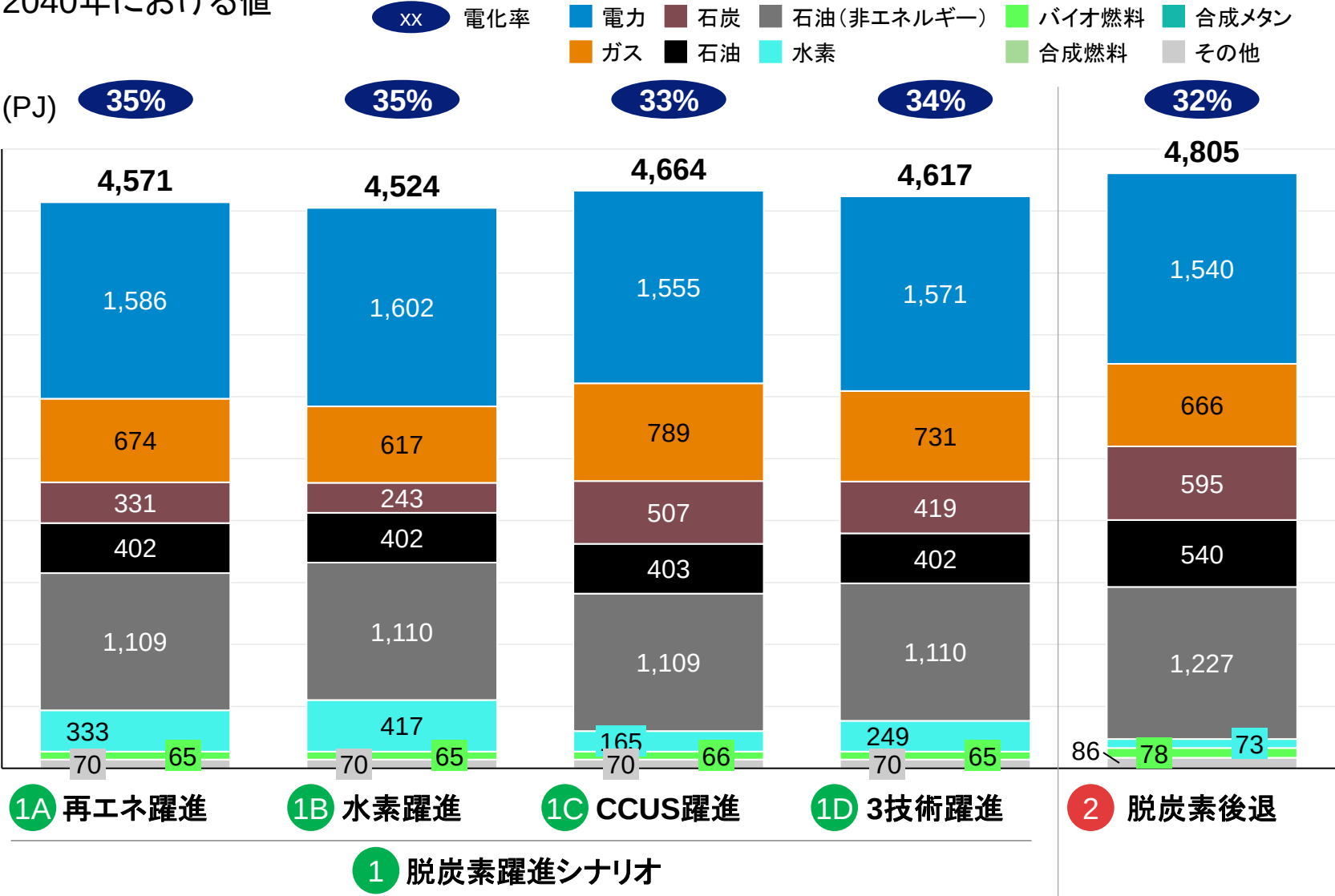
2023年度実績値:
11,476PJ



- 脱炭素躍進シナリオ群は2040年断面で後退シナリオ比で約10%、足元のエネルギー消費実績比で約15%の省エネが見込まれる
- 全シナリオにおいて産業セクターの最終エネルギー消費量が最も多く、約半分(44-47%)を占める
- 運輸セクターは2番目に消費割合が多く、23-26%を占める
- 業務・家庭セクターにおける最終エネルギー消費は脱炭素躍進シナリオ間で同一と想定

シナリオ分析結果: 産業セクターにおける最終エネルギー消費

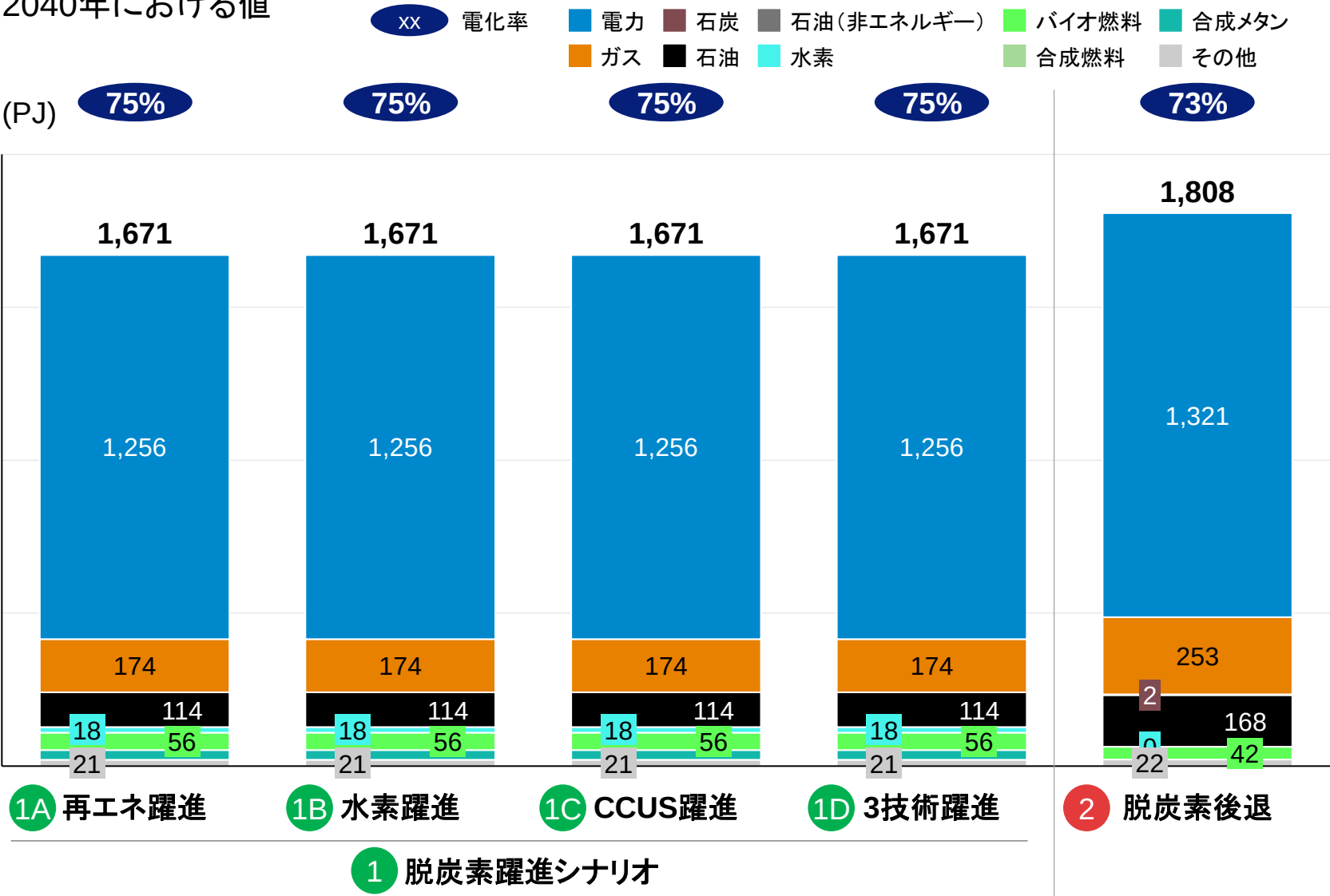
2040年における値



- 電力は全シナリオにおいて、最終エネルギー消費の3割強(32-35%)を占める
- 特に化学部門において、石油(ナフサ)は主要な原材料として継続的に消費される
- 脱炭素躍進シナリオにおいては、製鉄部門等で水素需要が増加すると想定

シナリオ分析結果: 業務セクターにおける最終エネルギー消費

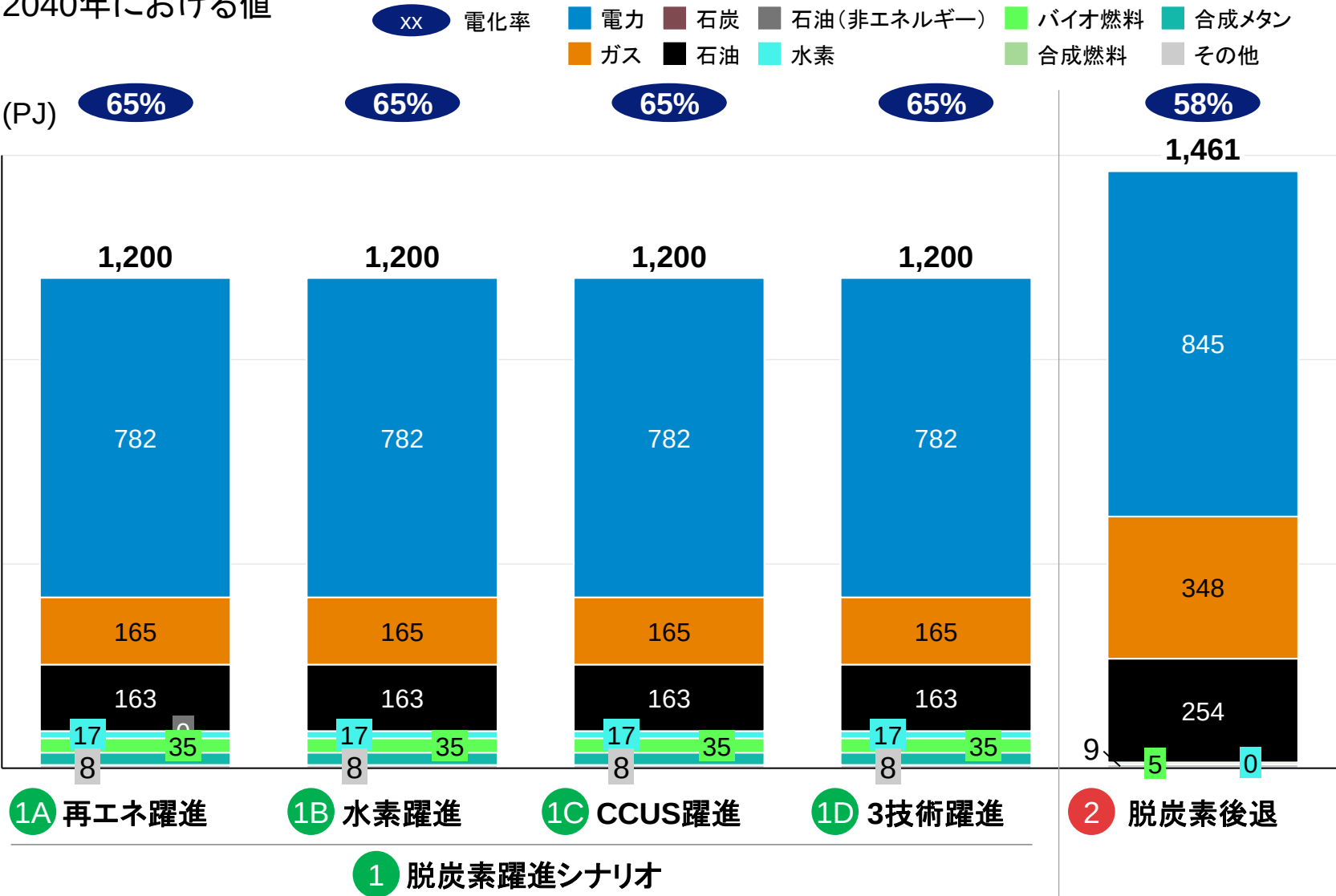
2040年における値



- 業務セクターの電化率は高く、いずれのシナリオにおいても電力は最終エネルギー消費の75%程度を占める見通し
- 脱炭素後退シナリオに比べ、建物の断熱性の向上等により脱炭素躍進シナリオでは省エネが見込まれるものの、躍進シナリオ間の差異は限定的と想定

シナリオ分析結果: 家庭セクターにおける最終エネルギー消費

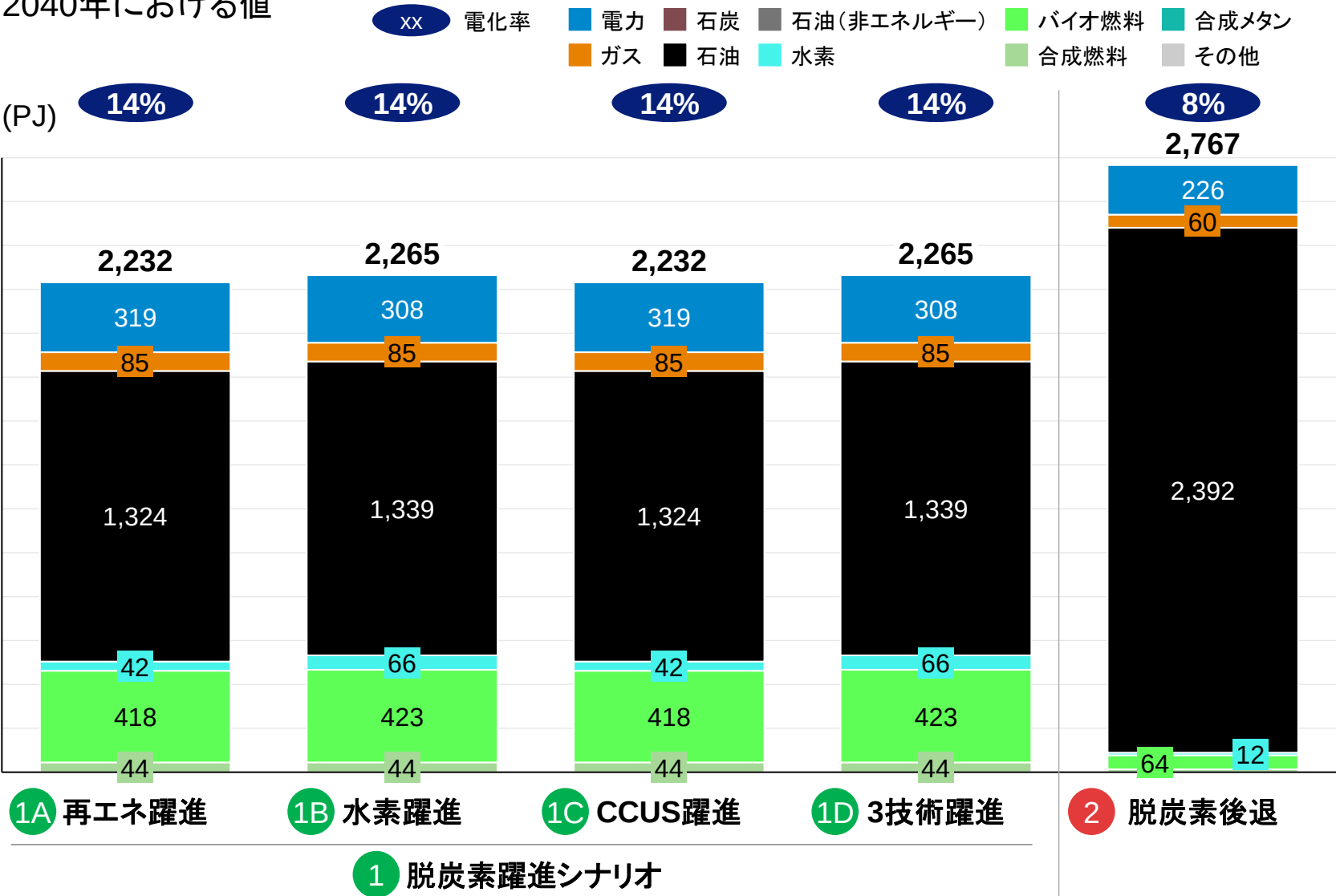
2040年における値



- 家庭セクターにおいては脱炭素躍進シナリオにて電化の促進が想定されており、最終エネルギー消費に占める電力の割合は後退シナリオの約58%に対し、躍進シナリオでは約65%となる見通し
- 業務セクターと同様に、脱炭素躍進シナリオでは省エネが見込まれるものの、躍進シナリオ間での差異は限定的と想定

シナリオ分析結果: 運輸セクターにおける最終エネルギー消費

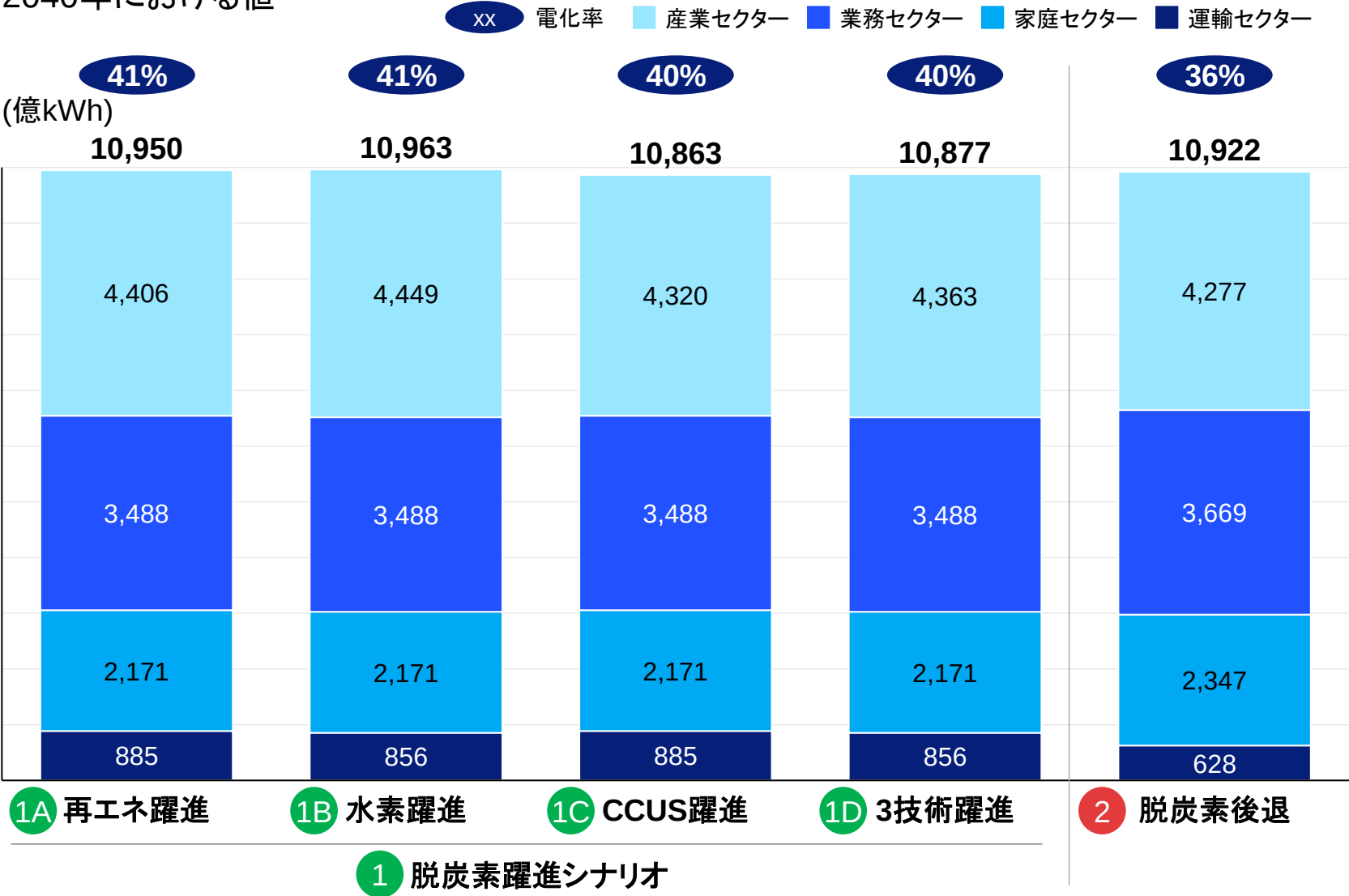
2040年における値



- 運輸セクターにおいては、石油系燃料の需要は一定程度存続すると想定、脱炭素躍進シナリオにおいても全体消費量の約6割を占める
- 脱炭素躍進シナリオにおいては、バイオ燃料の需要が特に大きく伸び、またEVシフト等により電力需要も後退シナリオに比べ4割程度増加すると想定

シナリオ分析結果: 電力需要(セクター別)

2040年における値



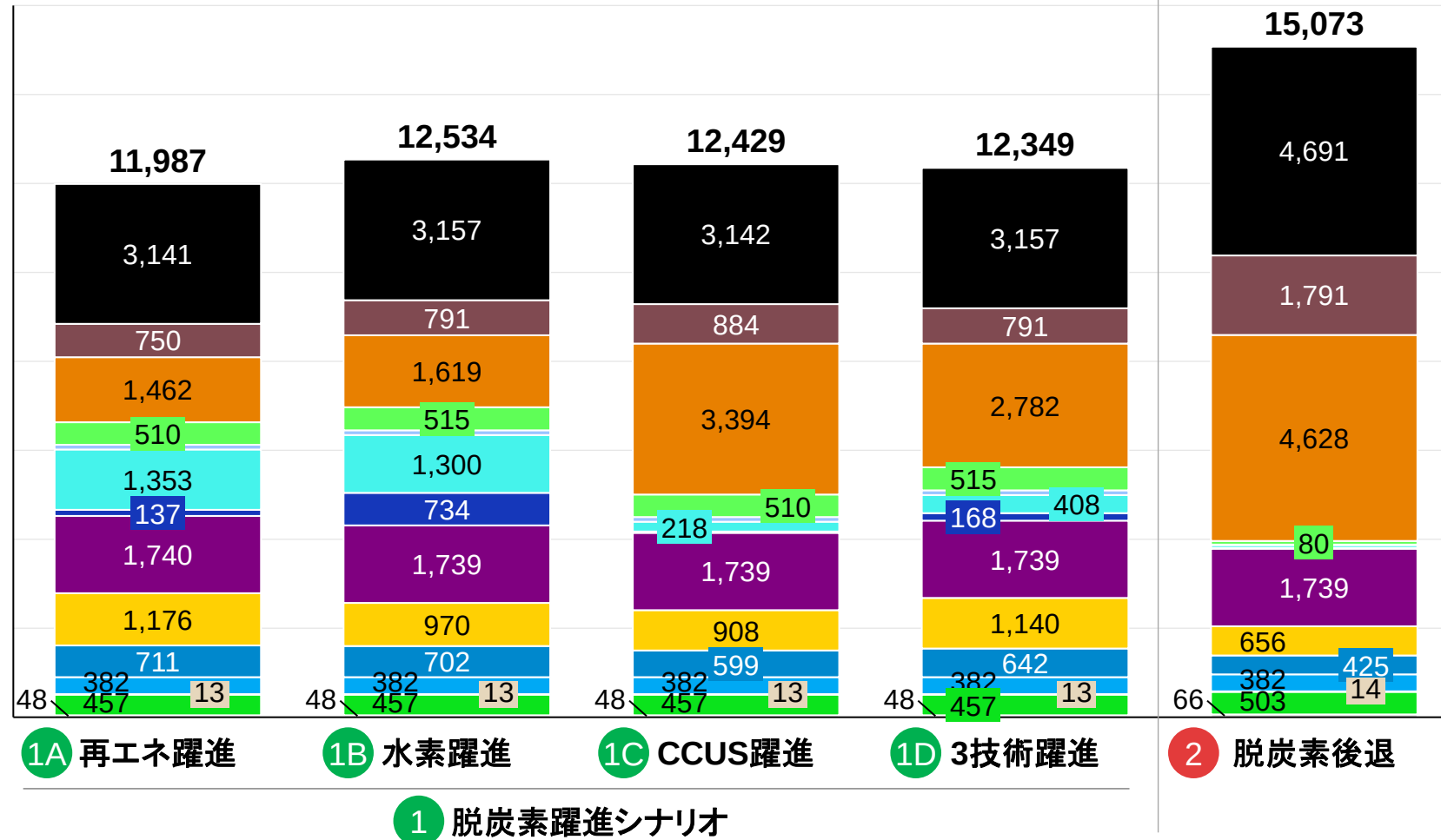
• 電化による需要増と省エネによる需要減が概ね均衡し、脱炭素躍進シナリオ群と後退シナリオで電力需要の差は限定的となる見通し

シナリオ分析結果: 一次エネルギー供給

2040年における値

(PJ)

石油 ガス 輸入合成燃料 輸入アンモニア 太陽光 水力 バイオマス
 石炭 輸入バイオ燃料 輸入水素 原子力 風力 地熱 その他



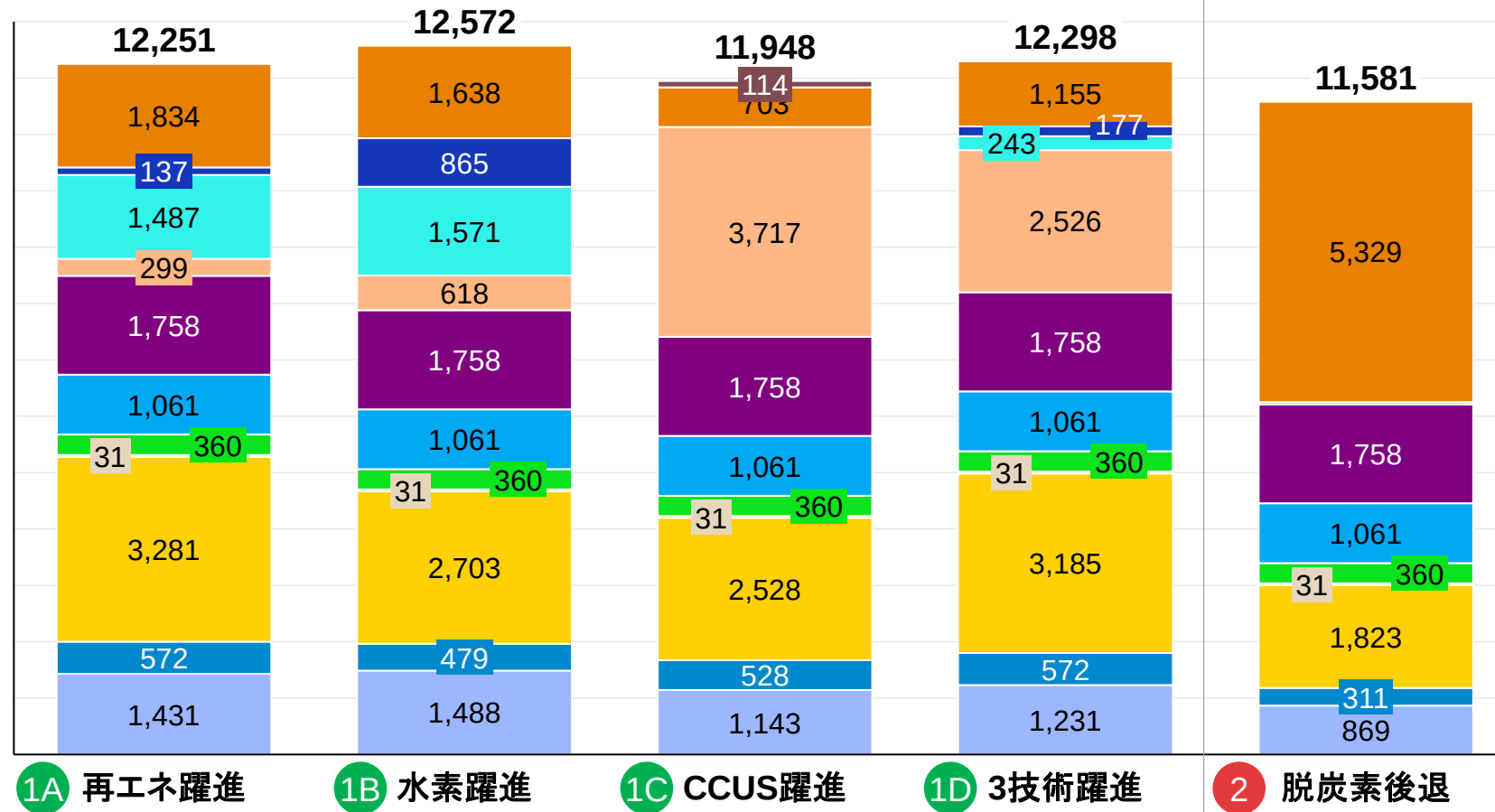
- 化石燃料(石油・石炭・ガス)が一次エネルギー供給に占める割合は、再エネ・水素躍進シナリオで最も小さく約45%、3技術躍進で約50%、CCUS躍進で約60%、脱炭素後退シナリオでは74%となっている
- 逆に、一次エネルギー自給率(原子力+再エネが占める比率)は再エネ躍進シナリオが最大で約34%、水素・3技術躍進シナリオで30-32%、CCUS躍進シナリオでは29%となり、脱炭素後退シナリオでは21%となっている

シナリオ分析結果: 発電電力量

2040年における値

(億kWh)

石油 ガス 水素 ガスCCS 水力 地熱 陸上風力
 石炭 アンモニア 石炭CCS 原子力 バイオマス 太陽光 洋上風力

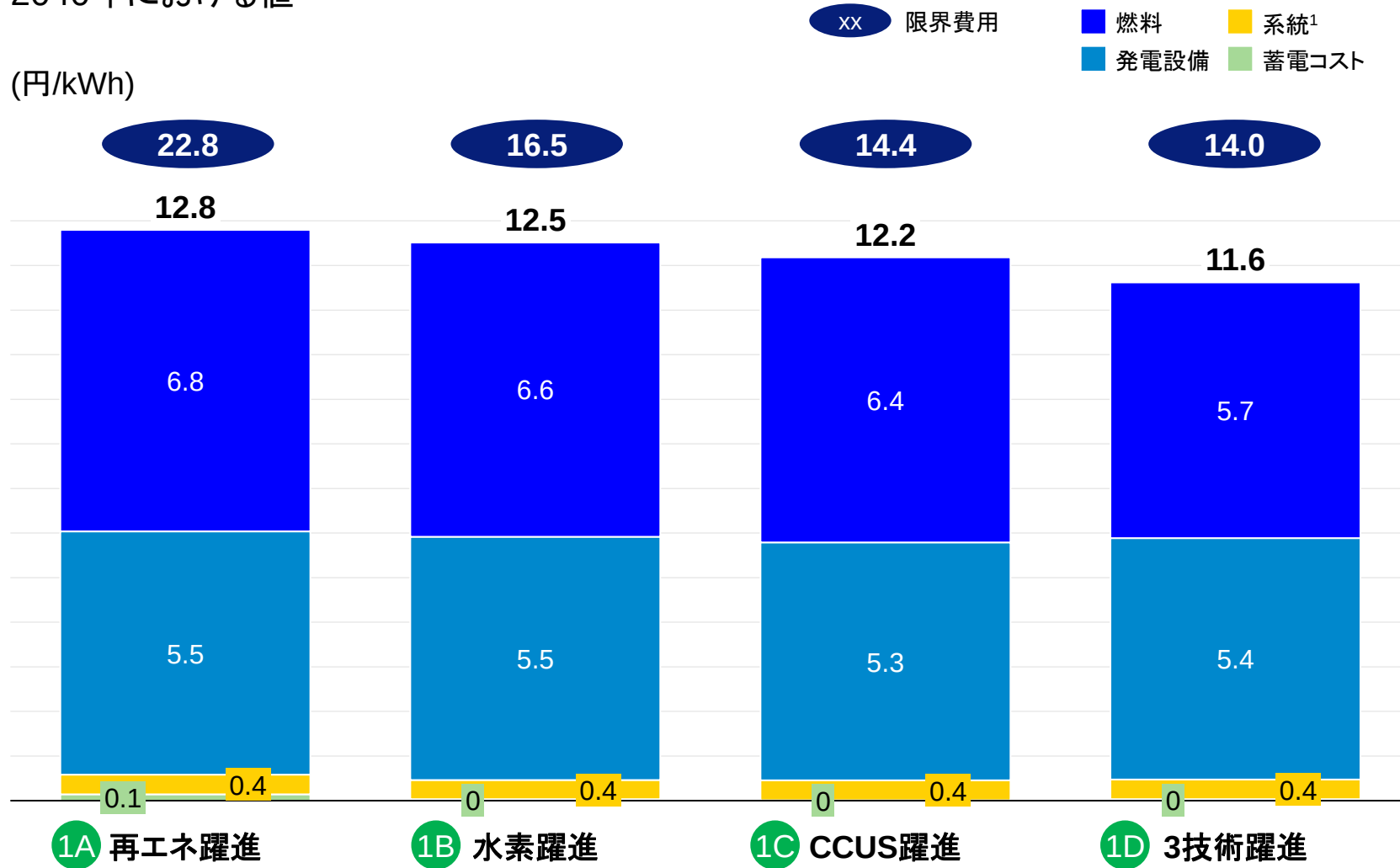


1 脱炭素躍進シナリオ

- 脱炭素後退シナリオでは、ガス火力発電により全発電量の約5割が供給される見通し
- 一方、脱炭素躍進シナリオ群では約4~5割の電力が再エネ由来となっており、最大となる再エネ躍進シナリオでは約55%を占める
- 水素躍進シナリオでは水素・アンモニア発電が発電量の約2割、CCUS躍進シナリオではCCS付ガス火力が約3割を占める

脱炭素躍進シナリオ間における発電コスト比較

2040年における値

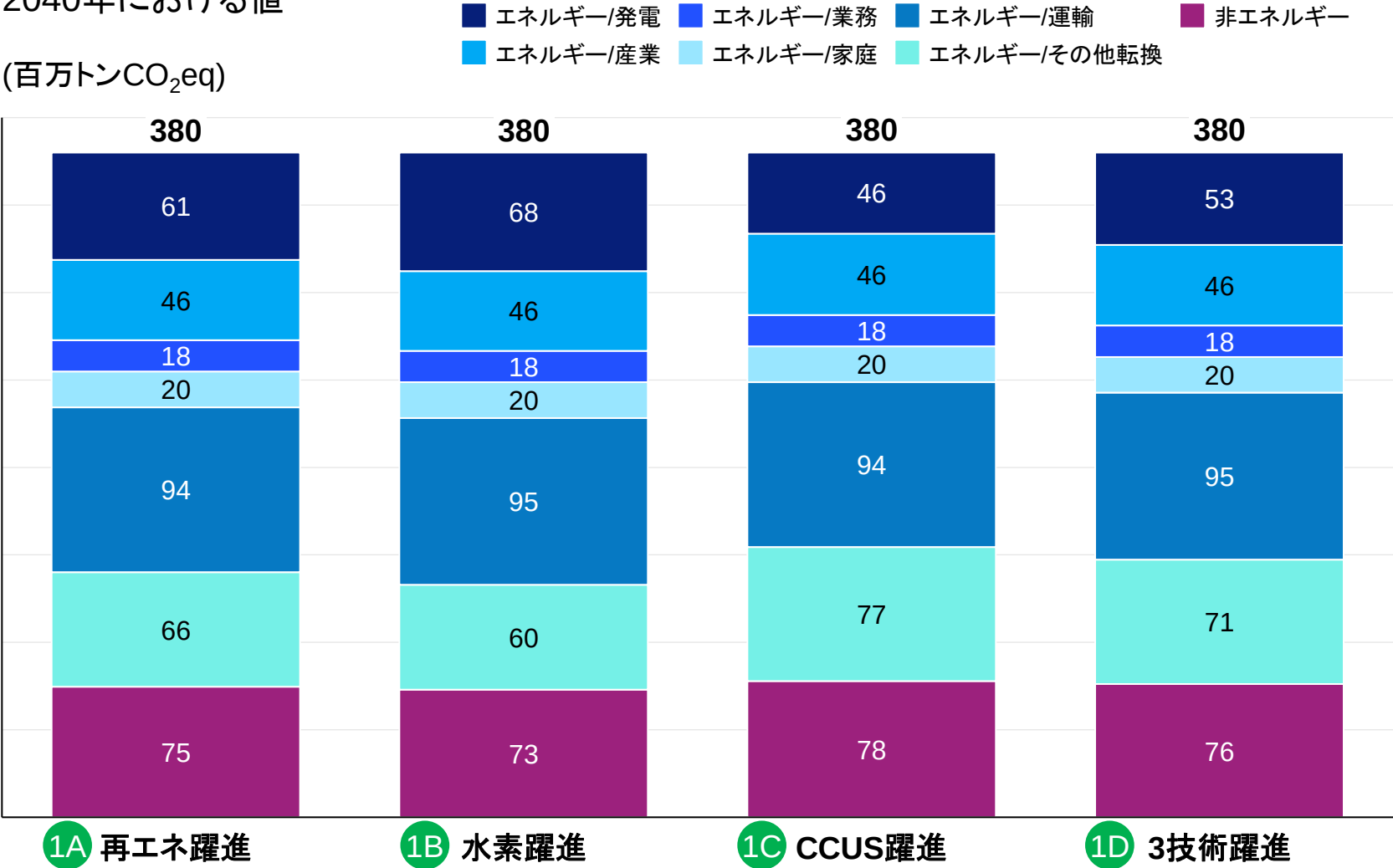


- 再エネ躍進シナリオでは調整力として(水素躍進シナリオに比して)高価な水素火力発電が使われており、他シナリオに比して高コストと試算された
- 一方、再エネポテンシャルを活用しつつ、ベースロードをCCUS+水素火力発電で補える3技術躍進シナリオが相対的に最も発電コストが安い結果となった
- 本数値には、送配電事業者に支払う手数料やインフレの影響などは考慮されておらず、消費者が支払う電気料金とは異なる点には留意が必要

1. 系統コストにはOCCTOのマスタープランにおける系統増強費用、及び太陽光・陸上風力発電の接続用追加費用を含む

脱炭素躍進シナリオ間におけるGHG排出量内訳

2040年における値



- 2040年の総GHG排出量を380MtCO₂eq(2030年目標比50%減)とするためには、電力由来のCO₂排出量を50~70Mt以下(2030年目標比約70~80%減)とする必要があり、発電部門における大幅な脱炭素が必要

シナリオ間での発電部門における主要パラメーターの比較

		1A 再エネ躍進	1B 水素躍進	1C CCUS躍進	1D 3技術躍進	2 脱炭素後退
最終エネルギー消費 PJ		9,673	9,660	9,766	9,753	10,841
電力需要 億kWh		10,950	10,963	10,863	10,877	10,922
電化率		41%	41%	40%	40%	36%
発電比率	再エネ	55%	49%	47%	52%	38%
	水素・アンモニア	13%	19%	0%	3%	0%
	CCS火力	2%	5%	31%	21%	0%
	非CCS火力	15%	13%	7%	9%	46%
蓄電池導入量 GW		24	7	1	6	17
発電コスト 円/kWh		12.8	12.5	12.2	11.6	12.2
発電由来CO ₂ 排出量 百万トン		61	68	46	53	176

シナリオ分析結果のまとめ

電力セクターにおいては、2040年に向け他セクターを上回る速度で脱炭素化が進展

- 2040年に向けたGHG排出量の削減ポテンシャルは電力セクターが最も大きいと想定され、排出量を全体で2030年目標比50%減(380MtCO₂eq)に抑えるためには、電力由来のCO₂排出量は同目標比約70~80%減(50~70MtCO₂eq)まで削減する必要があるという試算結果となった

需要側での省エネ進展により、電化を通して脱炭素と電力需要増加の抑制が両立

- 脱炭素躍進シナリオにおいては電化率の向上が見込まれる一方で、省エネを並行して進める事で電力需要の増加を抑制できるという試算結果となった
- 再エネの立地制約が大きい日本においては、消費の効率化・需要抑制も主要な脱炭素レバーの1つとなる

発電ミックスにおいては、いずれのシナリオにおいても再エネと調整力として低排出火力の双方が含まれる

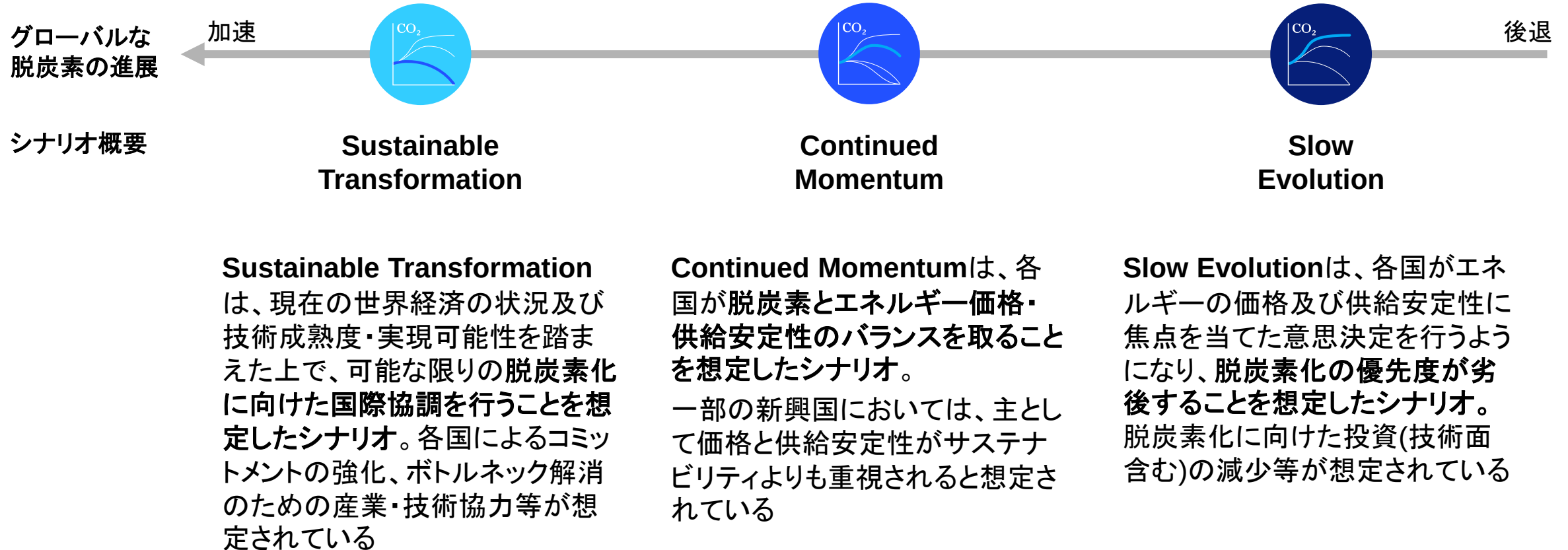
- 2040年断面では、再エネ比率はいずれの脱炭素躍進シナリオにおいても約5割を占め、導入ポテンシャルが主要な制約条件となった
- また、全シナリオにおいて引き続きベースロード電源としての火力発電は必要とされ、石炭からガスへの燃料シフトに加え、躍進シナリオにおいては水素又はCCS付ガス火力が発電量の約2~3割を占める試算結果となった

複数の脱炭素技術を導入したシナリオが、最もコスト効率的な脱炭素化パスウェイとなっている

- 2040年断面では、再エネ・水素・CCUSの3技術全ての躍進を想定したシナリオでは、1技術のみの躍進シナリオに比べ約1割程度の発電コスト削減が見込まれる試算結果となった
- 再エネ・水素・CCUSの活用にはそれぞれ地域性やポテンシャル上限等の制約が存在するため、複数技術を並行して導入することで、互いの制約条件を補佐・緩和できると想定される

参考資料

参考) マッキンゼーのGlobal Energy Perspectiveにおいては、脱炭素・エネルギー転換のペースが異なる3つのシナリオをボトムアップに構築している



参考) 電力供給については、McKinsey Power Model (MPM)を用いて1時間単位でモデリング・最適化を実施

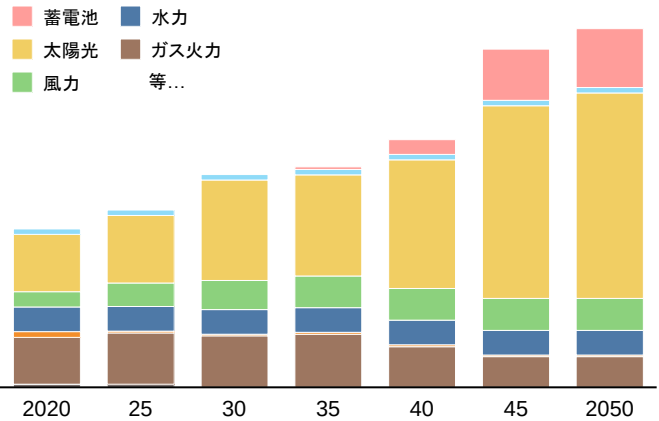
インプットとなるデータ群

-  年間の電力需要及び成長率
-  燃料価格見通し
-  既存の発電所・電力構成
-  技術別のコスト見通し
-  技術別のポテンシャル見通し
-  政策目標(CO₂排出量等)
-  地域間の連携線増強

1000超のインプット変数

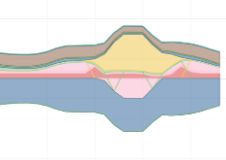
➤ アウトプットとなる電力システムモデル: 輸送・建物・産業等による電力需要を満たしつつ、加えて排出量などの二次的な制約内も踏まえた上でコスト最適化を実現する発電ミックスを計算

発電容量ミックス(GW)



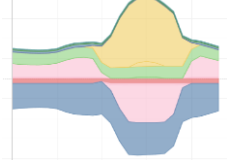
電力需給(1時間単位) (GW/h)

需給例①



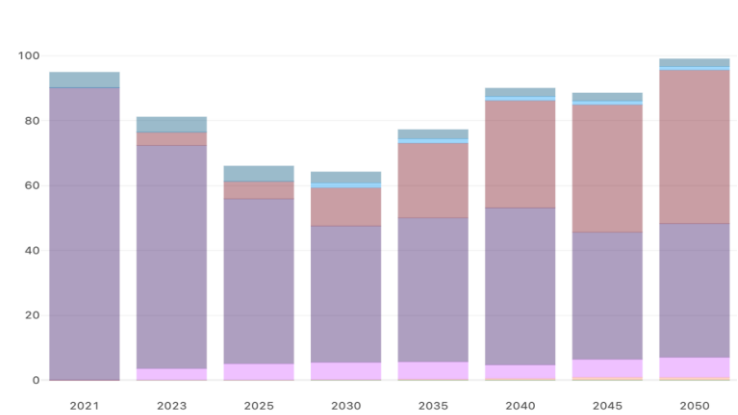
再エネ発電が少ない時間においては、水素・CCS等の火力発電で電力を供給

需給例②

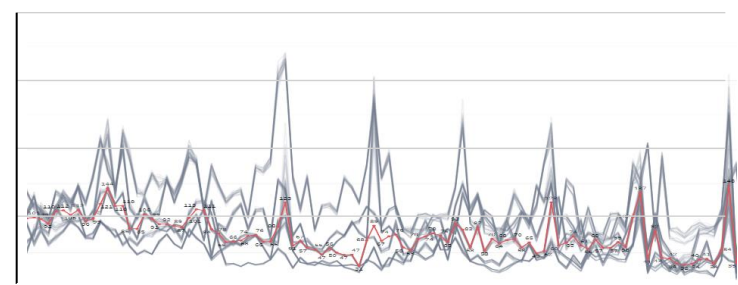


再エネ発電が多い時間においては、余剰発電分の蓄電や域外輸出を実施

電力システムコスト (円/kWh)



限界発電コスト(1時間単位) (円/kWh)



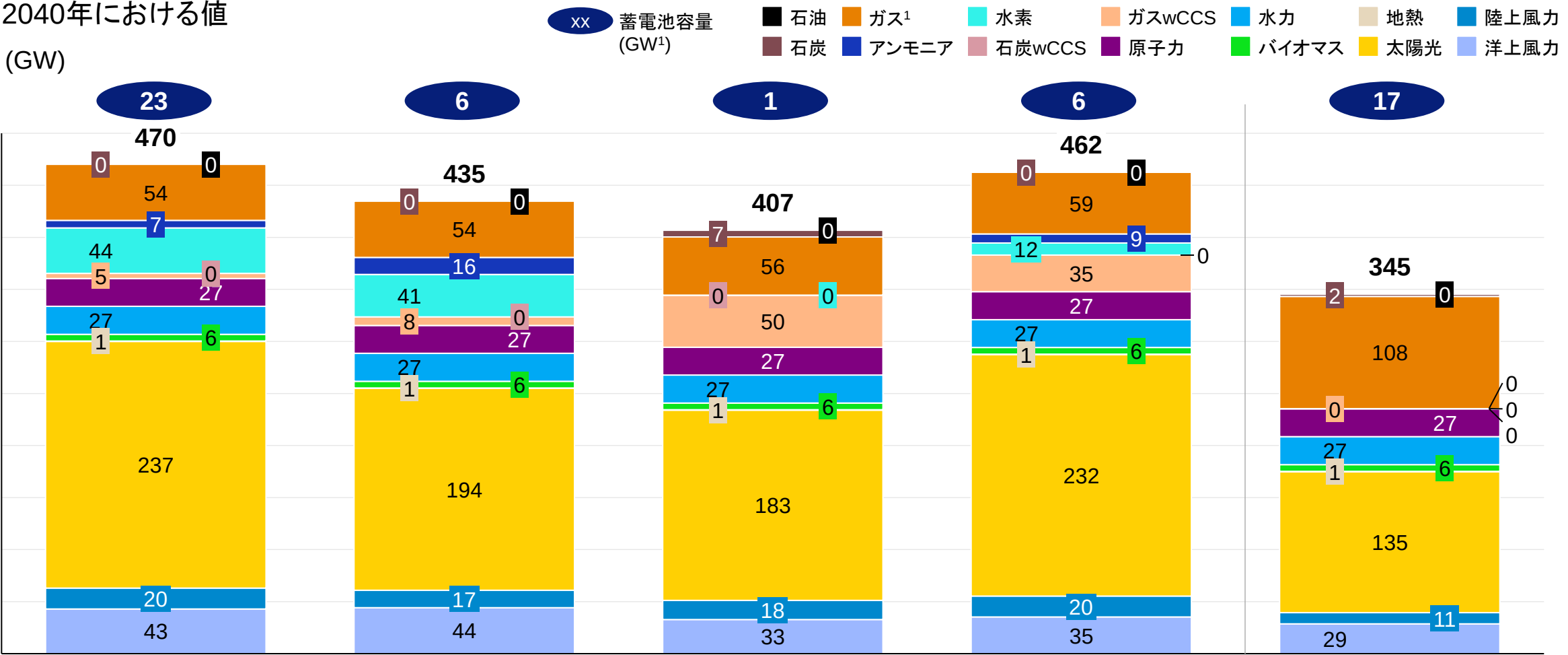
参考) 日本におけるデータセンター(DC)電力需要については、AI及び非AI向けで需要を細分化し、短期的及び中長期の見通しを作成

	~2030年	2030-2050年
AI 電力需要	世界における半導体(ウエハー)の生産量見通しに基づき、AIサーバー向けのGPU・TPU等の生産量を推計し、グローバルでのAI DCの電力需要を計算 上記の値に日本のクラウド投資額が世界に占める割合¹を乗算し、日本におけるAI DCの電力需要を推計 グローバルでのAI DC電力需要推計 × 日本のクラウド投資額が世界に占める割合 × 設備利用率(70%と仮定) × 8,760時間/年 × PUE²	2035年までは、AIの普及に伴い大きな需要増³が見込まれると想定し、日本におけるクラウド投資額の伸び¹(約15%/年)と同等のペースでAI DC電力需要が増加すると仮定 2035年以降は、脱炭素躍進シナリオではクリーン電源の供給増に鑑み、内閣府の中長期見通しにおける「高成長実現ケース」のGDP成長率に相当する年率1.7%でのAI DC電力需要増を仮定⁴ 一方、後退シナリオでは「成長移行ケース」のGDP成長率に相当する年率1.2%での需要増を仮定
非AI 電力需要	日本向けの非AIサーバー輸出量見通し¹と、サーバー構成及び消費電力量の見通しに基づき、日本における非AI DCの電力需要を計算 日本における非AIサーバー数 × サーバー1基当たりの消費電力 × 設備利用率(70%と仮定) × 8,760時間/年 × PUE²	非AI DC向けの電力需要については、AI向けのような急激な需要増は想定せず、上記同様に内閣府の中長期見通しより、脱炭素躍進・後退シナリオでそれぞれ年率1.7%・1.2%の需要増を仮定

1. IDCデータベースに基づく値
2. 2030年PUE 1.4、2050年PUE1.2と仮定
3. インターネット及びスマートフォンが約10~15年で普及したことを踏まえ、AIも同様の時間軸で普及が進むと想定

参考) 本シナリオにおける電源構成

2040年における値
(GW)

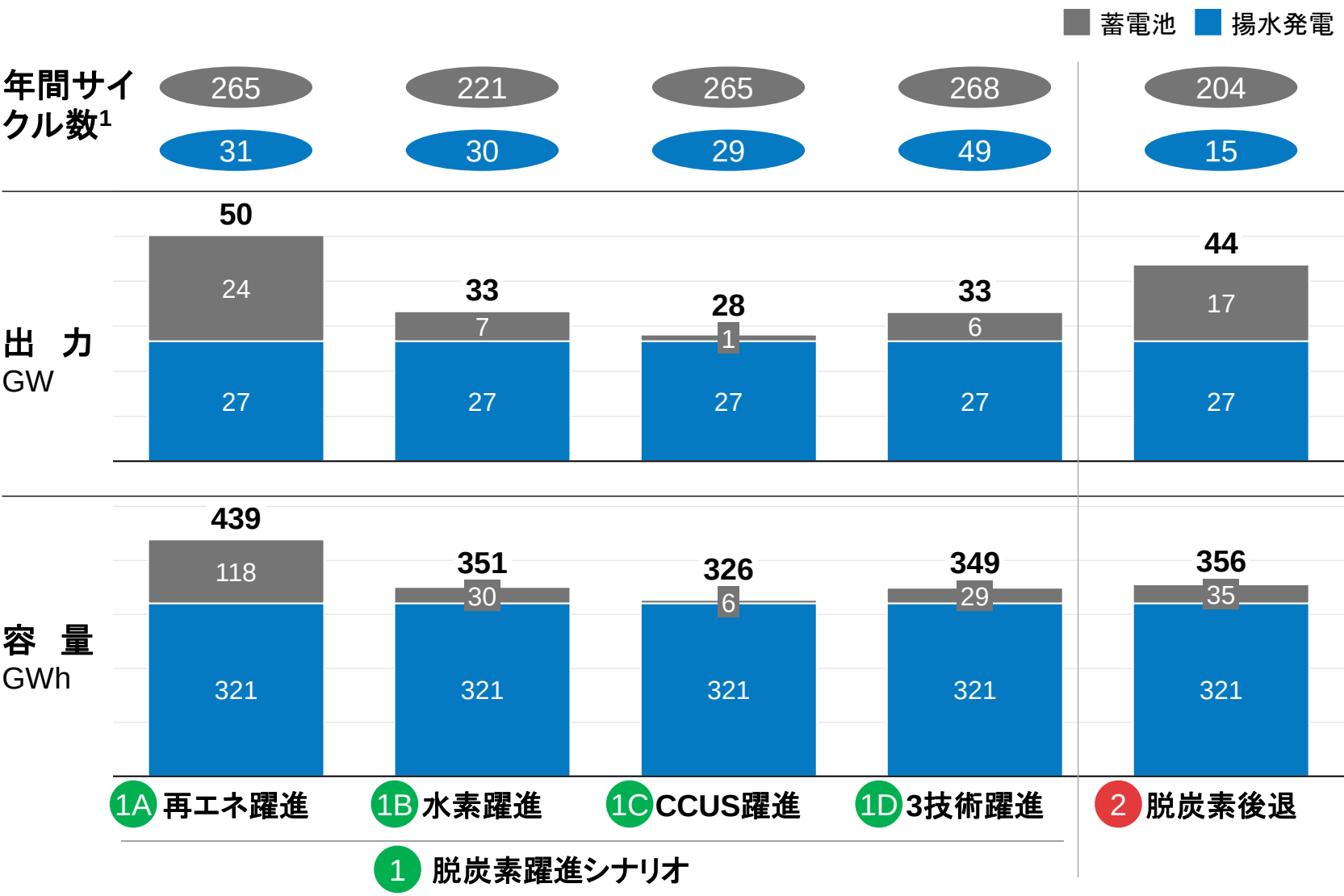


1 脱炭素躍進シナリオ

1. 蓄電池に加え、系統用蓄電システムとして約27GWの揚水発電が別途存在

参考) 本シナリオにおける蓄電システム

2040年における値



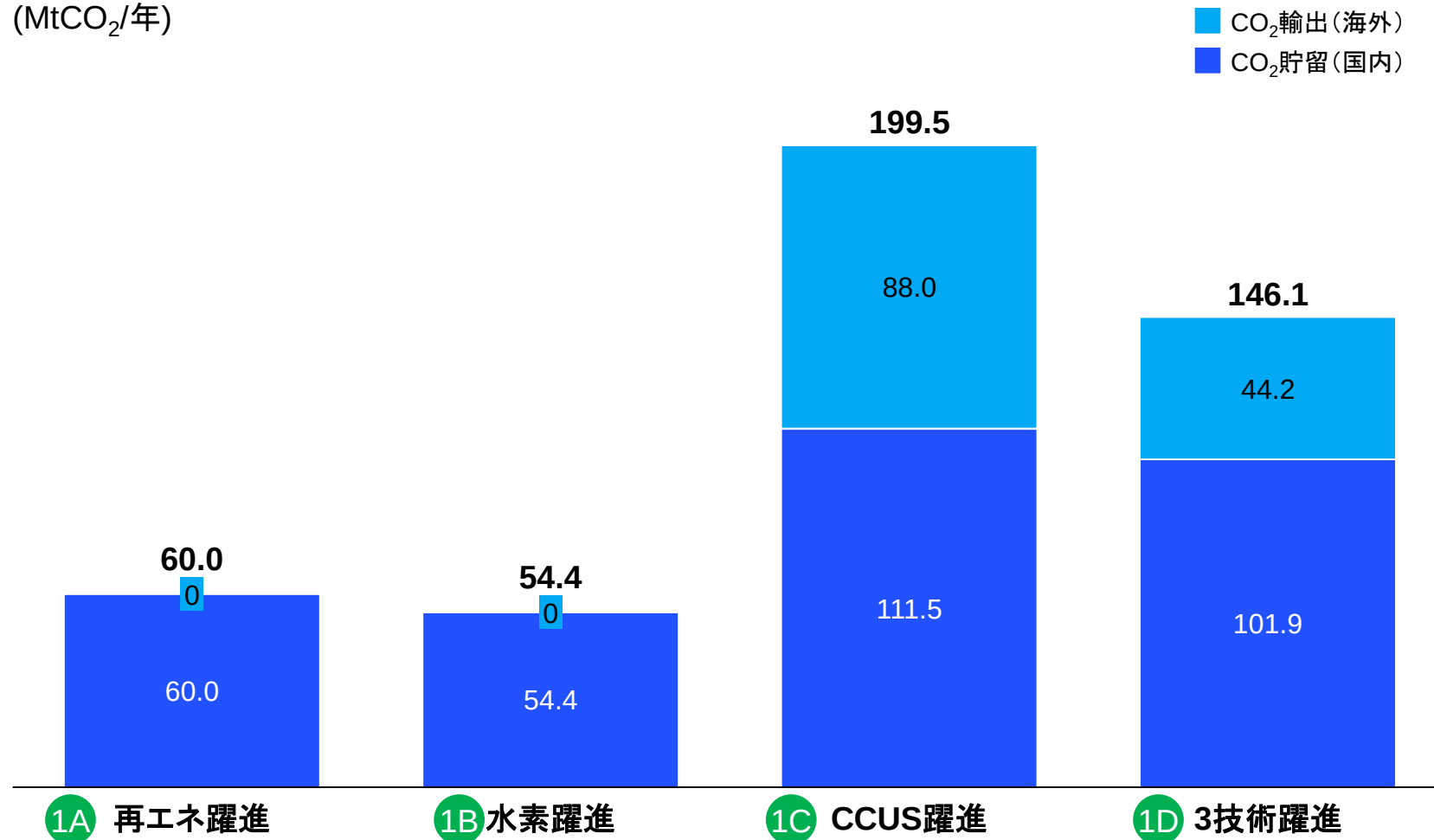
- 再エネ躍進シナリオでは水素・CCS火力といった調整力となる電源が比較的少なく、系統バランスを取るため蓄電池の需要が増加、逆に水素・CCUS躍進シナリオでは蓄電池需要は減少している
- 再エネ比率が高いシナリオでは、昼夜など長期間に渡る蓄電・放電が必要となるため、大容量の蓄電池が採用されている

1. 年間の総充電容量を蓄電池容量で割った値
資料: McKinsey Power Model

参考) 本シナリオにおけるCCS活用想定

2040年における値

(MtCO₂/年)



- CO₂輸出を想定していない再エネ躍進シナリオにおいて、2040年における国内のCO₂貯蔵ポテンシャル60MtCO₂がフル活用される想定、水素躍進シナリオでは9割程度の活用を見込む
- CCUS躍進シナリオにおいては、約200MtのCO₂が貯留され、うち半分弱に当たる90Mt程度のCO₂は国外輸出となる見込み
- 一方、3技術躍進シナリオでは国内貯留ポテンシャルは同程度の約100MtCO₂が活用されるものの、海外輸出の量は半分の44MtCO₂程度となる