

分散型エネルギー推進戦略 ワーキンググループ

分散型電源導入容量に関する討議資料

2026年3月6日

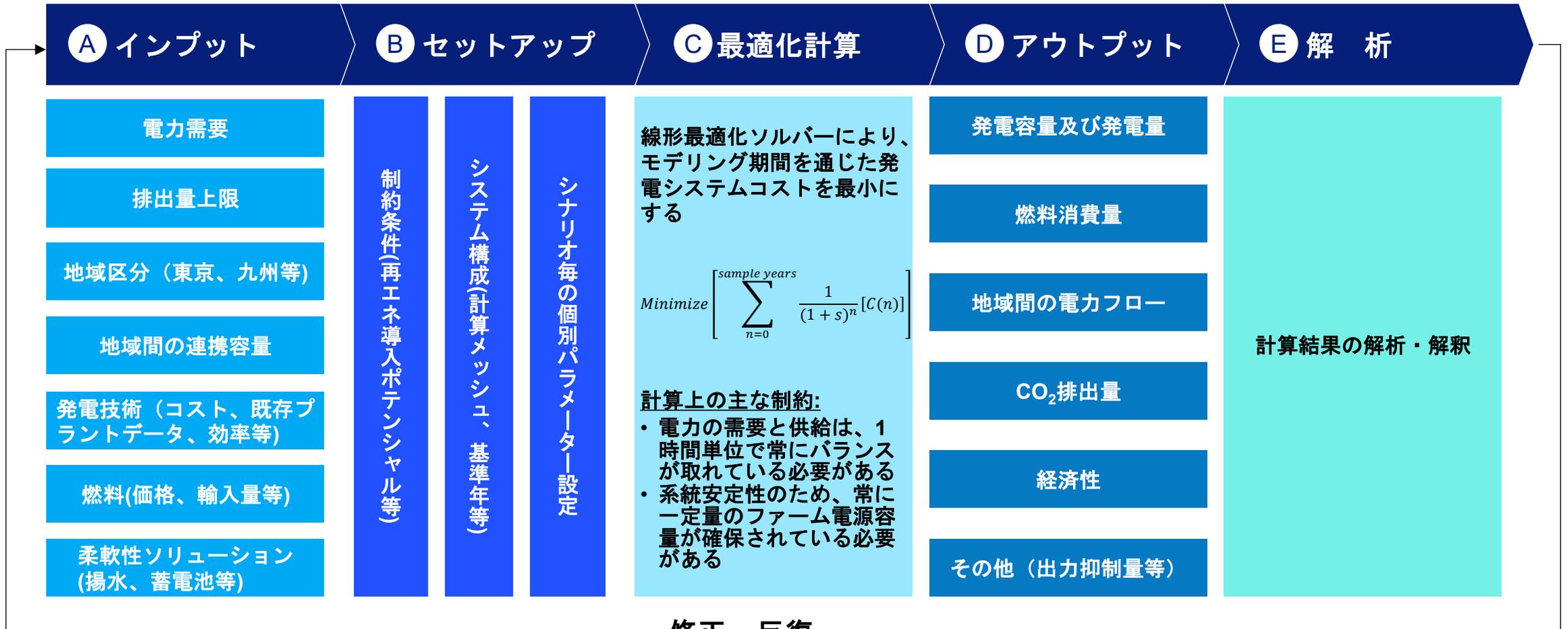


本分析の目的

- 本分析は、2040年においてコスト最適化の条件の下で考えられる系統用蓄電システムの導入容量等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、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、特定の技術における普及やコスト低減等の「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、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

電力セクターの各種インプットと制約条件に基づきコスト最適化するモデルを用いて、将来的な電源構成やエネルギー貯蔵技術量を試算

分析パラメータと流れのイメージ



分析モデルは各種政策等を踏まえ構築

ベースシナリオの主要構成要素と想定パラメータ

		A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展
電源構成	発電コスト	発電コスト検証ワーキンググループの令和7年2月報告書における各種資料の諸元を参照		
	再エネ導入速度上限	従来型太陽光5GW/yr ペロブスカイト型2GW/yr	従来型5GW/yr ペロブスカイト型なし	従来型太陽光5GW/yr ペロブスカイト型2GW/yr
	水素燃料価格	コストWG: 水素価格 = 4,095USD/ton (52円/Nm3に相当) @2040	水素戦略の2030, 2050年目標価格を基に、線形に低減と仮定: 水素価格 = 25円/Nm3@2040	
	炭素貯蔵容量	国内貯蔵容量が60Mt/yr	国内貯蔵容量が120Mt/yrであり海外輸出が可能	
電力貯蔵技術・DR	貯蔵技術コスト (BESS, LDES)	BESS CAPEX 3.6万円/kWh@2040 / 運転維持費が3.73kJPY/kW-yr@2040 LDES8-24 CAPEX@2040 1.3万円/kW ・ 5.1万/kWh LDES24+ CAPEX@2040 19.6万円/kWh ・ 1.2万/kWh		
	LDES技術の設定	LDES 8-24をレドックスフロー、LDES 24+を「熱貯蔵システム」として設定		
	需要側BESS導入	2040年断面で8GW/32GWhの容量導入を想定		
	DR	EV充電需要~7.5TWh@2040、家庭用ヒートポンプ(給湯)~8.2TWh@2040、産業需要(製造業)~8.9TWh@2040		

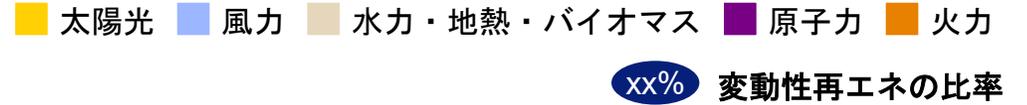


ベースモデルに対して、複数の視点より感度分析を実施

- システム全体の構造変換
 - 電力需要の変動
 - 供給側の再エネ進展
- 電力貯蔵技術の進展
 - バッテリー式電力貯蔵システムコスト
 - 需要側電力貯蔵システム導入速度
 - LDESシステムコスト
 - 揚水発電の常時容量
- 競争技術の進展
 - 領域別のDR導入

各シナリオにおける2040年度の電源構成

ベースシナリオ



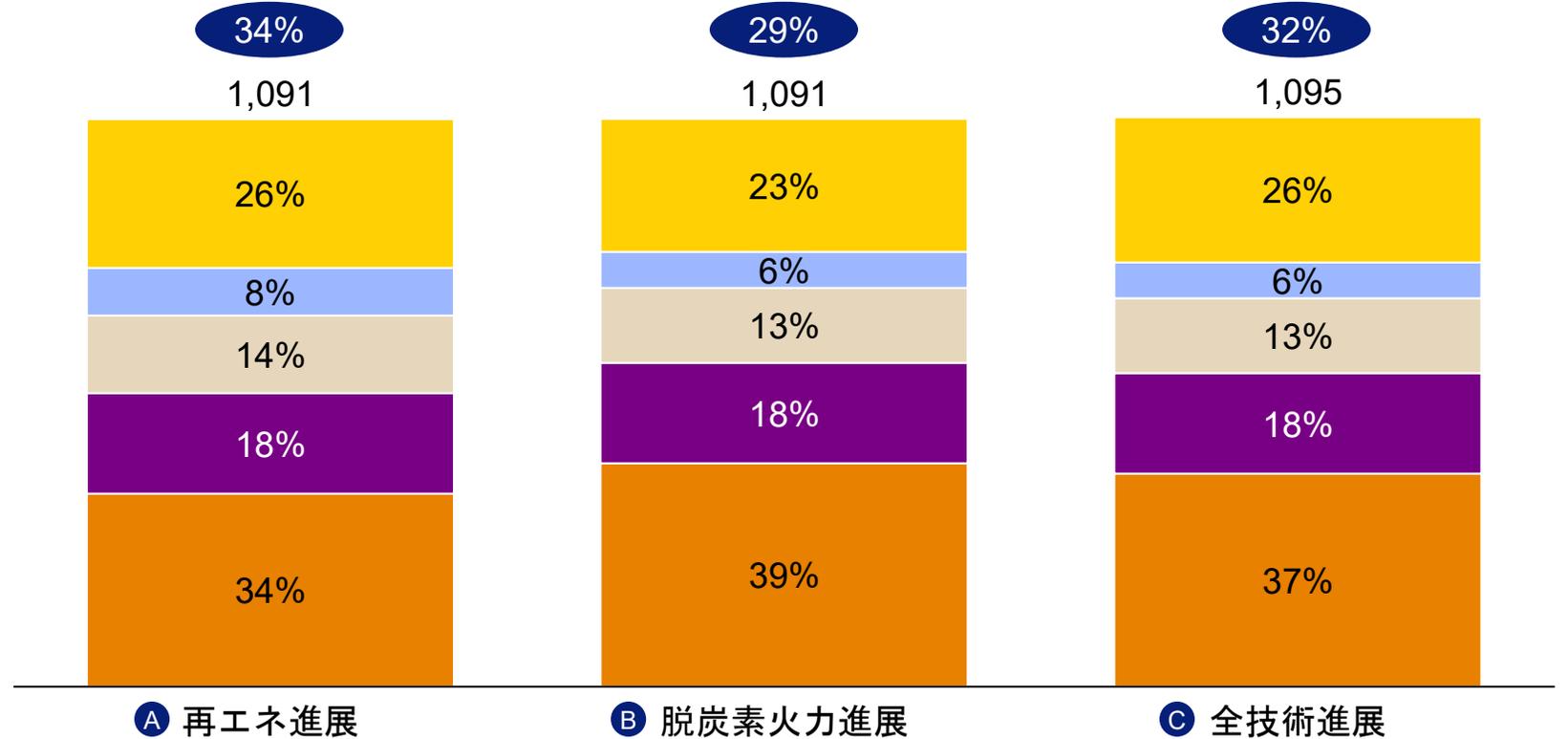
カギとなる前提

2040年度のエネルギー需要の見通し及び、コストWGの2040年想定コストを基準として、各シナリオの設定を調整¹

- 電力需要量及びCO2排出量
- 建設費単価(廃止費用含む)
- 運転維持費諸元
- 設備利用率
- 燃料費



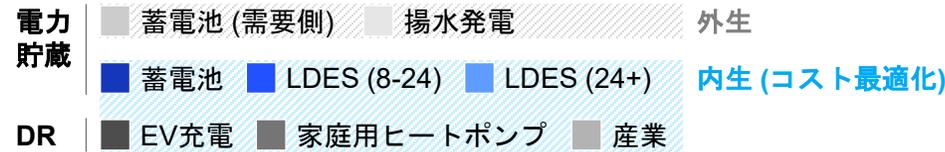
2040年断面の各シナリオにおける発電電力量, TWh²



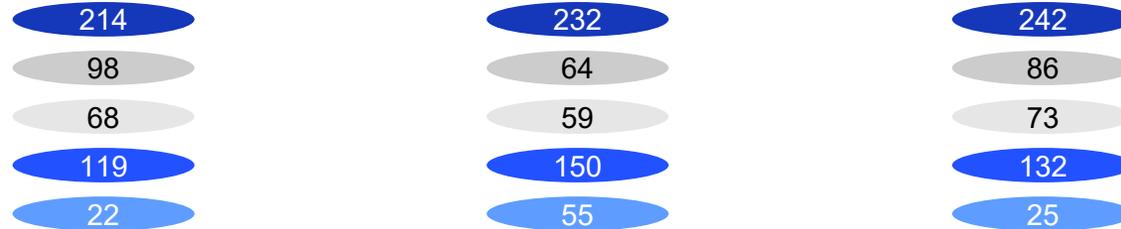
1. 2040年コストをコストWGが想定する数字に調整。間の期間の前提について、下記ルールで調整: ①線形補間・外挿で試算 ② 2040年のコストを調整した上、GEP STシナリオにおいて設定された削減率を適用
 2. 送配電損耗(4.8%)、電力貯蔵ロス及び発電所内の消費電力を含む

各シナリオにおける2040年断面の電力貯蔵容量及びDR運用量

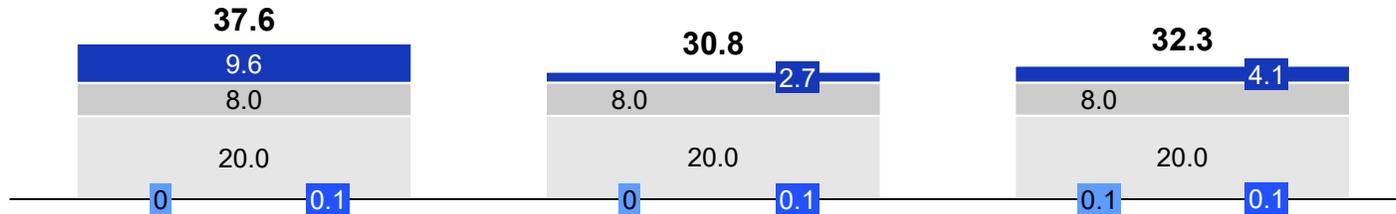
ベースシナリオ



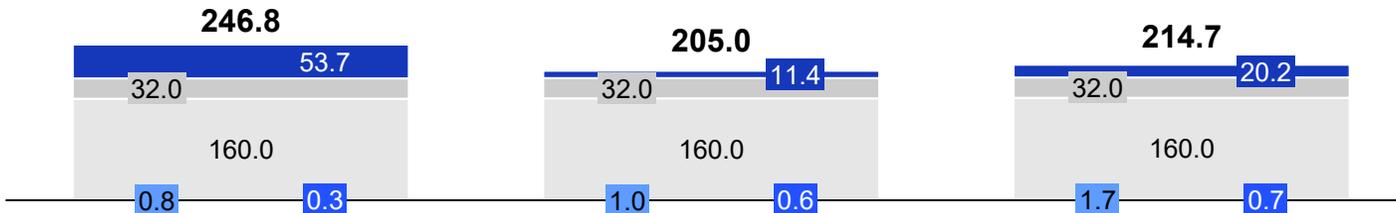
年間
サイクル数¹



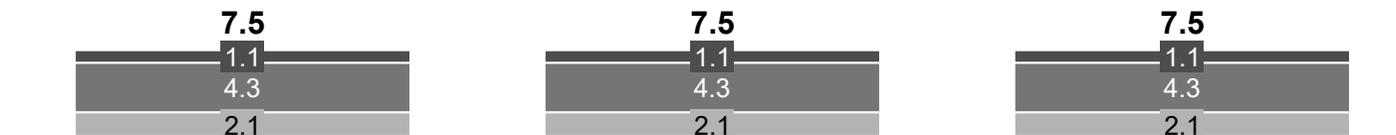
出力, GW



貯蔵容量,
GWh



DR年間
最大出力,
GW



A 再エネ進展

B 脱炭素火力進展

C 全技術進展

- コスト最適化された試算によって、系統側蓄電池 + LDES(8-24) + LDES(24+)の合計導入容量は、最大シナリオで**9.6GW / 54.8GWh**、最小シナリオで**2.8GW / 13.0GWh**の結果を得た

- 需要側蓄電池は外生、DRの出力数値は内生 (モデル内でパラメータに基づきコスト最適化で算出) にて設定し、揚水発電にはOCCTO想定の数値を採用

— 需要側蓄電池: OCCTOの想定容量に従い、**8GW / 32GWh**として設定

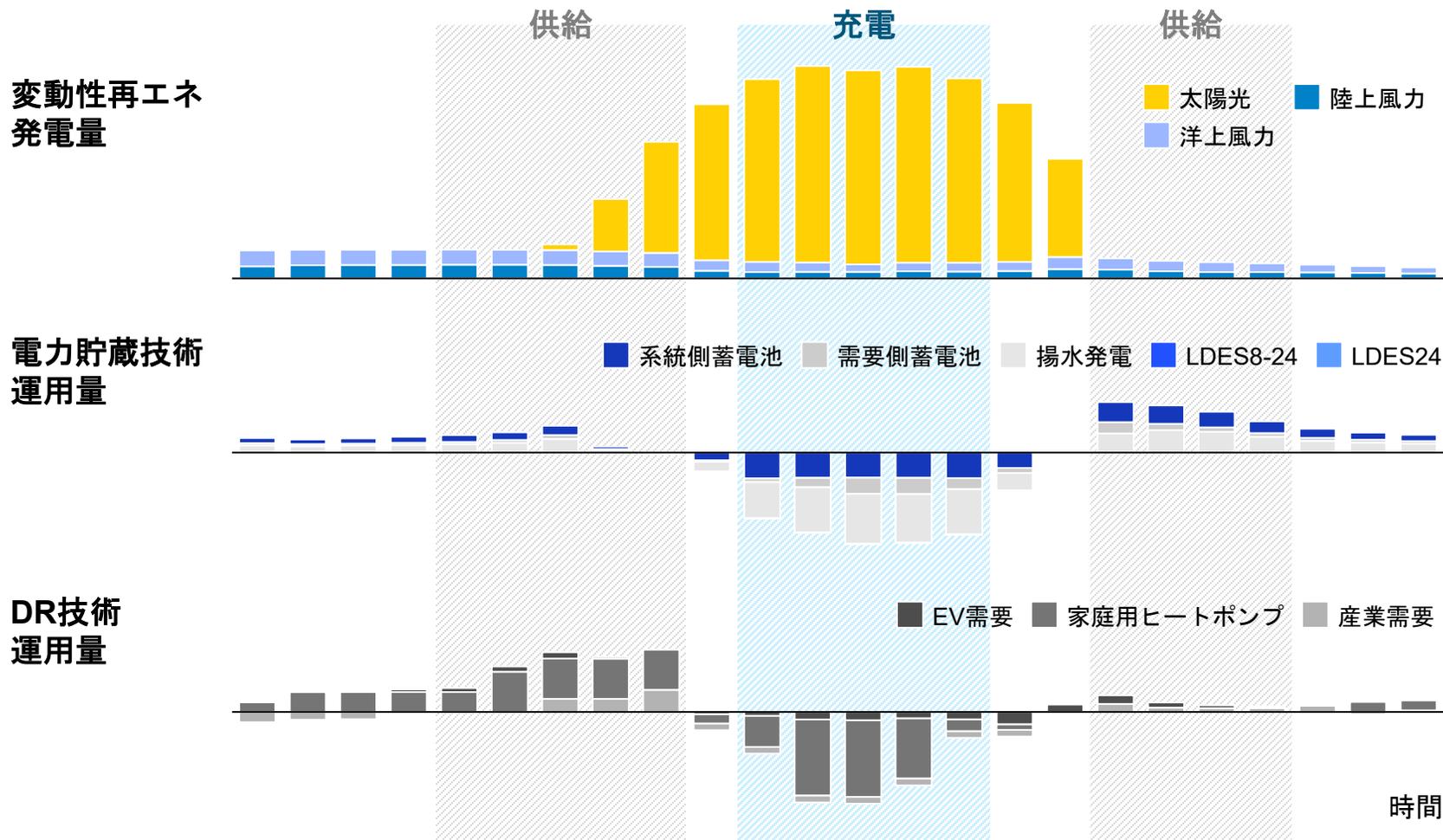
— DR: 年間最大出力容量として示し、ある時間における各セクターでの上げDRの最大出力

1. 年間の総充電容量を蓄電池容量で割った値

電力貯蔵の活用は太陽光発電が行われる昼間時間帯を中心として行われる

再エネ拡大シナリオの供給バランス詳細: 春季高需要期

一日を通じた発電・電力貯蔵技術・DR技術の運用イメージ



電力貯蔵技術 (系統側蓄電池) によって変動性再エネの有効活用が期待される

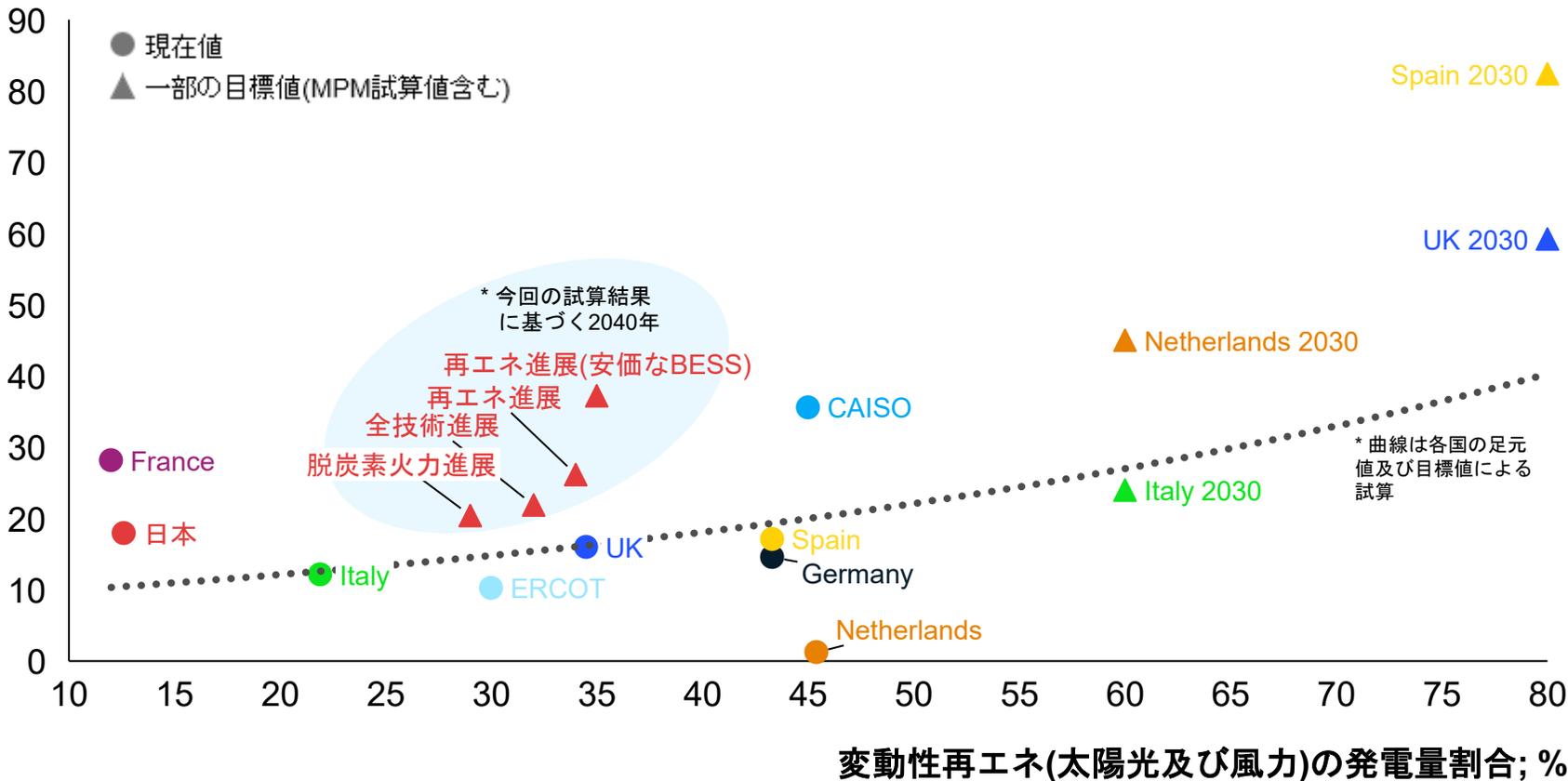
- 昼間時間帯には変動性再エネによる発電を充電
- 早朝と夕方~夜間の高需要時間帯に充電した電力を活用

電力貯蔵システム容量に関する諸外国との比較

各国電力システムの比較、推計値; %^{1, 2}

ハイレベル比較

電池式及び揚水発電出力対火力発電(石炭・ガス・石油)容量の割合; %



分析の意味合い

- 再エネ進展シナリオの試算による、系統側電力貯蔵システム容量の目標値とする25-30GWは他国の例と同様の水準とみられる
- 主要先行国では、システム全体に占める変動型再エネ(VRE)発電量が約40%を超えた場合は、電池式電力貯蔵システム容量が台頭しつつある
- UK・フランス・イタリア・スペインは既存揚水発電の活用で足元の蓄電池容量は比較的少ないが、再エネの参入による30年から主な役を担うと推定

1. 各国が掲げた2030年目標による推定。留意点: 発電量割合について再エネ、又は変動型再エネのみの発電量割合で掲げた場合があり、火力発電容量は足元数字が継続すると推定。2030年での発電量割合について、スペイン・イタリアは変動型ではなく、一般的な再エネの発電量割合 | 2. 各国において、変動型再エネの種類、既存揚水発電容量を含む多様な事情があり、このフラフは参考用として位置づけ

ベースシナリオの容量試算結果に対し、各種想定に基づくパラメータ変化を設定した感度分析を実施し、電力貯蔵システム容量への影響を検証

感度分析ケースの一覧

✓ 感度分析の対象

分類	感度分析		A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展
システム全体の構造変換	① 電力需要の変動	上方変動(1,080TWh)	✓		
		下方変動(940TWh)	✓	✓	✓
	② 供給側の進展	太陽光導入量が増加(+1GW/yr)	✓	✓	✓
電力貯蔵技術における技術進展の可能性	③ バッテリー式電力貯蔵システムコスト	グローバルコストと同等(2万円/kWh)	✓	✓	✓
	④ 需要側貯蔵システム(蓄電池)導入量変化	2040年に16GW / 64GWh(進展ケース)	✓	✓	✓
	⑤ 長期貯蔵技術コスト	新規技術等による野心的なコスト水準を達成	✓	✓	✓
	⑥ 揚水発電の容量	現行容量(約27GW)を維持	✓	✓	✓
DR技術の進展	⑦ DRの浸透率・導入量	産業のDRを無しと想定	✓	✓	✓
		産業・EVのDRを無しと想定	✓	✓	✓
		全てのDRを無しと想定	✓	✓	✓

感度分析では変動型再エネ導入量や蓄電池コストの影響度が大きい

感度分析による電力貯蔵システム容量の変化¹; 2040年

■ 蓄電池 ■ 蓄電池(需要側) ■ 揚水発電 ■ LDES

⊕ ⊖ システム側蓄電池の増減評価

対再エネ進展シナリオのベース変化

項目	カギとなる変化点	出力容量; GW	貯蔵容量; GWh	システム側蓄電池への意味合い
システム全体構造変換	① 電力需要1000TWh 需要増	1.9	18.6	⊕ 需要増によるピークに蓄電池出力で対応する為、貯蔵容量が微増
	② 電力需要900TWh 需要減	0.1 2.6	0.9 18.6	⊕ 需要減から再エネと需給差が開き貯蔵容量が増加
	③ 変動型再エネ導入量増 2010年代後半の導入速度に回復(PV+1GW/年)	5.4	36.9	⊕ 再エネ供給増によるインバランス時間の増加に伴い、蓄電池容量増
電力貯蔵技術における技術進展の可能性	④ BESSコスト低減 系統側蓄電池のCAPEXが2万円/kWhに接近	8.3	73.7	⊕ グローバルBESSコストに並ぶ水準達成により火力を代替
	⑤ 需要側容量推進 需要側蓄電池の導入量が倍増	-1.1 8.0	-5.2 32.0	⊖ 需要側蓄電池の容量増により、系統側蓄電池が▲5GWh
	⑥ LDESコスト低減 技術進展により野心的なコスト水準を達成	1.3 -0.3	-2.1 57.5	⊖ LDESの材料費用減・新規技術導入で重要性が向上
	⑦ 揚水常時容量が維持 既存揚水発電の常時容量が26.7GWに維持	-3.6 6.7	-20.1 53.6	⊖ 揚水常時容量維持により系統側蓄電池が▲20GWh
DR技術の進展	⑧ 産業のDR無しと想定 産業需要によるDR容量がゼロ	0.2	1.1	⊕ 工場運営の調整によるDRが困難な場合、系統側蓄電池が微増
	⑨ 産業・EVのDR無しと想定 産業需要・EV充電需要によるDR容量がゼロ	1.2	6.3	⊕ 日中太陽光発電のEV充電活用によるDRも困難な場合、増加
	⑩ 全てのDR無しと想定 全てのDR容量がゼロ	4.1	20.9	⊕ 更にヒートポンプ導入の進展も予想以下の場合、大幅に増加

1. 各感度分析は独立で算出。留意点として、相殺効果がある為、感度分析による条件が同時に発生しても容量は機械的な足し算ではない

主な分析結果のまとめ

MPMモデルにて試算された2040年電源構成において、変動性再エネの発電量比率はシナリオにより29%~34%の範囲

- 今回検討においては、再エネ進展、脱炭素火力進展、全技術進展の3つのシナリオをベースシナリオとして用いて試算を行った
- 変動性再エネの導入量は再エネ進展シナリオで最大であり、2040年断面で発電量の34%を占める
- 発電量の内訳は基本的に火力と太陽光及び風力が相互補完的な関係にあり、再エネ進展シナリオに対して脱炭素火力進展シナリオで減少する、変動性再エネ発電の比率に応じて火力発電が増加する

設定した各シナリオにおける2040年断面の電力貯蔵容量は、再エネ導入量が進展するシナリオで最大9.6GW

- 系統側蓄電池の導入容量は、脱炭素火力進展シナリオでは2.7GW / 11.4GWh、再エネ進展シナリオでは9.6GW / 53.7GWhの結果を得た
- 長期貯蔵システム (LDES) 容量は全技術進展シナリオにおいて最大であり、約0.2GW / 2.4GWhとなる結果を得た

感度分析を行った結果より、電力貯蔵システムの導入容量に対しては、変動型再エネ導入量や蓄電池コストの影響が大きい

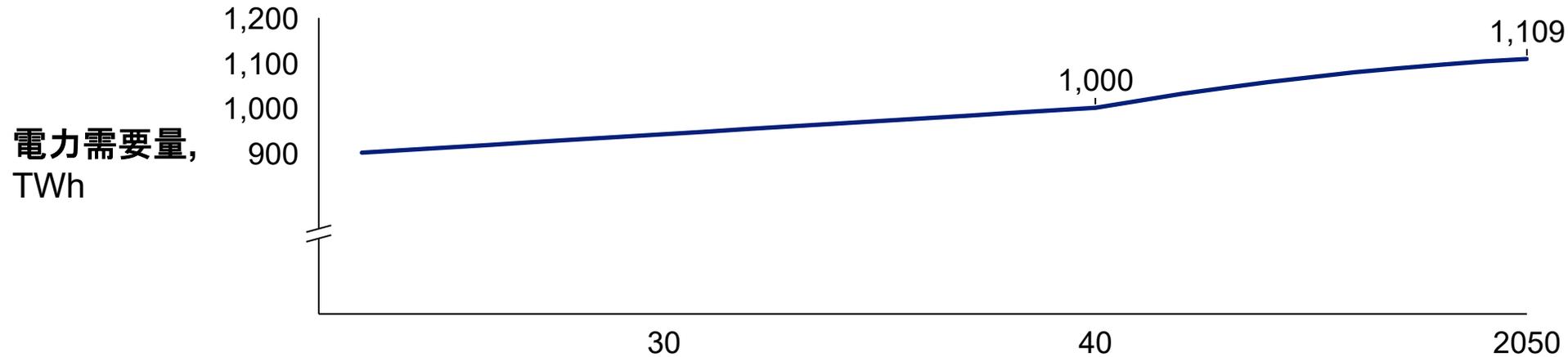
- 感度分析では、システム全体の構造変換、電力貯蔵技術における技術進展の可能性、DR技術の進展といった要素から成る7タイプのケースを検討した
- 電力貯蔵システム容量の増加はコスト低減を想定したケースで最大であり、系統側蓄電池のCAPEXがグローバル水準 (2万円/kWh) となることを想定
- 需要側蓄電池、LDES、揚水発電、DR技術の導入が進む場合は系統用蓄電池導入量の減少を確認したが、減少効果は低コストな揚水発電が最大となる

Appendix 1: 試算前提

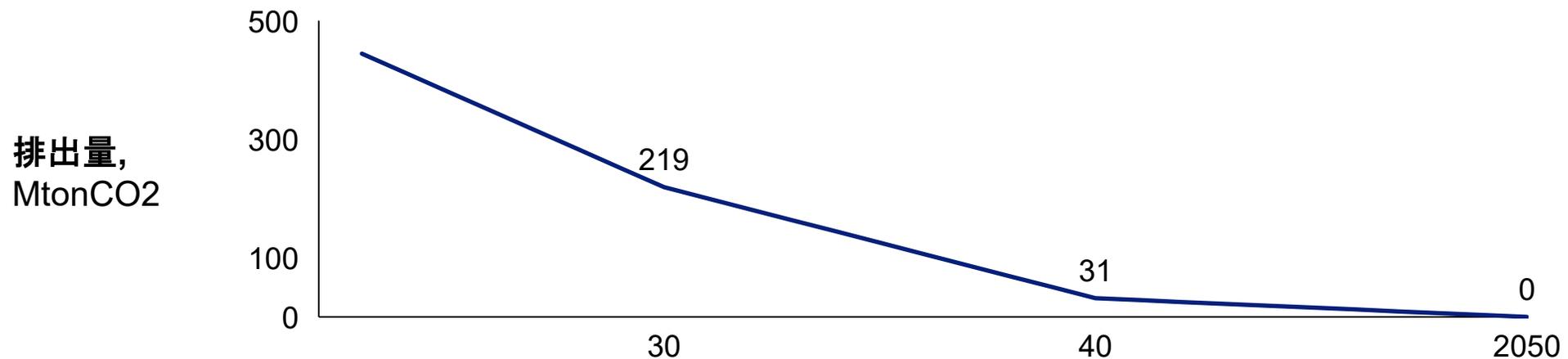
試算前提: ベースシナリオでは2040年時点の国内電力需要量を1,000TWh、CO2排出量を2040年度のエネルギー需給の見通しに基づき設定

ベースシナリオの電力需要量及び排出量

ベースシナリオ



2040年における電力需要量を1000TWhに調整した上、GEP電力需要軌跡を従って2050年までの需要を試算



2040年におけるCO2排出絶対値は、第7次エネルギー基本計画が試算した各シナリオにおける排出量の平均値¹

1. 各シナリオの排出量は、想定電力排出係数(全発電平均)と全発電量の掛け算で試算

試算前提: システム全体の諸元一覧

■ 外生・固定値 ■ 外生・変動値 ■ 内生・出力

		前提条件			
分類		A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展	参照元
電力需要	全体電力需要	<ul style="list-style-type: none"> 2022年: 0.9兆kWh 2040年: 1兆kWh 			<ul style="list-style-type: none"> 2040年度のエネルギー需給の見通し
	エリア別の内訳	OCCTOが想定している各エリアにおける2034年の需要、及び2025-2034の増加率を基づいて、2040年の内訳を試算			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO - 全国及び供給区域ごとの需要想定 (2025年度)
CO2削減目標		<ul style="list-style-type: none"> 2030年: 219MtonCO2e 2040年: 31MtonCO2e (各シナリオの発電量及び全電源排出係数で算出値の平均) 			<ul style="list-style-type: none"> 2040年度のエネルギー需給の見通し
CO2価格		<ul style="list-style-type: none"> 2040年: 133 USD/ton (WEO2024 EU-STEPS) 			<ul style="list-style-type: none"> コストWG - コストレビューシート¹
エリア間の連携線容量		広域系統整備計画に従う			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO - 広域系統整備計画
予備率		2040年: 8% 各時間における発電出力容量が需要量より8%で上回る(出力容量ベース)			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO - 2024年度以降の需給運用について
為替		1 USD = 141 JPY			<ul style="list-style-type: none"> コストWG - コストレビューシート¹

1. 令和7年2月10日バージョン、以下省略

試算前提: 電源コスト・導入量の諸元一覧

■ 外生・固定値 ■ 外生・変動値 ■ 内生・出力

分類	前提条件			参照元	
	A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展		
建設費単価・運転維持費	コストWGにおける「各電源の諸元一覧」に基づく			<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート 	
再エネ設備利用率	再エネ: 平均値を「各電源の諸元一覧」が掲げた値に合わせ、地域別の差異はREMAP (GISツールによる利用率を算出)が算出した値を基に微調整			<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート 	
再エネ導入量	従来型太陽光	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		<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(2024年11月28日)事務局資料 次世代型太陽電池戦略 	
	ペロブスカイト	2040年: 20GW (30年から2GW/年)	2040年: 0GW		2040年: 20GW (30年から2GW/年)
	陸上風力	適地制約: 2020年の電中研試算を参考にアクセス・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 導入速度: 近年導入量を参照し、年間最大0.5GW			<ul style="list-style-type: none"> ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討
	洋上風力	適地選定・入札の速度が制約条件と想定: 着床式は過去実績を踏まえ年間最大1GW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、2035年以降年間最大0.5GWが導入されると設定			<ul style="list-style-type: none"> 足元入札実績に基づき仮定
火力・原子力発電所の時間別出力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力出力を固定(制御不可) その他火力の出力は制御可能 			<ul style="list-style-type: none"> 現在、技術的に可能な運用方法を踏まえた仮定 	
揚水発電容量	<ul style="list-style-type: none"> 将来再エネ導入が拡大による稼働率の上昇で点検が増加する為、常時容量が20GWとして想定。地域別の容量は現行容量の比率に従う 			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO - 将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書について 	

試算前提: 燃料コスト・ポテンシャルの諸元一覧

■ 外生・固定値 ■ 外生・変動値 ■ 内生・出力

前提条件

分類	A 再エネ進展		B 脱炭素火力進展		C 全技術進展		参照元
2040年におけるガス・石炭・石油コスト	コストWGにおける「各電源の諸元一覧」に従う						<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート
2040年における水素燃料価格	水素	52円/Nm ³ (コストWGにおける、2040年海外ブルー水素燃料価格4,095USD/ton)	25円/Nm ³ (水素戦略の目標である2030年30円/Nm ³ , 2050年20円/Nm ³ を基に、線形で低減と仮定)				<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート 水素基本戦略
	アンモニア	34 円/Nm ³ (輸入ブルー2019)	17 円/Nm ³ (水素基本戦略におけるコスト目標達成の前提)				
CCUS	2040年におけるコスト(運輸と貯蔵)	<ul style="list-style-type: none"> パイプライン(国内貯蔵): 輸送200km+陸上貯留の条件で想定 - 0.8万円/tonCO₂ 船舶(海外貯蔵、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5,000km+海上貯留の条件を想定 - 約1.4万円/tonCO₂ 				<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート CCSバリューチェーンコスト 	
	2040年における貯蔵量	<ul style="list-style-type: none"> 国内貯蔵: 60MtCO₂/yr 海外貯蔵: 想定なし 		<ul style="list-style-type: none"> 国内貯蔵: 120MtCO₂/yr 海外貯蔵: 可能 		<ul style="list-style-type: none"> CCUS長期ロードマップ 	

試算前提: 電力貯蔵技術・DRコストの諸元一覧

■ 外生・固定値 ■ 外生・変動値 ■ 内生・出力

分類	前提条件			参照元	
	A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展		
リチウムイオン電池式貯蔵システムにおける2040年コスト	出力側 (PCS側)	1.7万円/kW (コストWG諸元とMcKinsey GEP Power Modelに基づき算出)			<ul style="list-style-type: none"> コストWG - 各電源の諸元一覧・発電コストレビューシート McKinsey GEP Power Model METI - 長期脱炭素電源オプション NREL ATB2024が想定している維持費トレンド IEA「WORLD ENERGY OUTLOOK 2024」BESSコスト
		感度分析 1.0万円/kW (IEA WEO2024)			
	容量側 (電池側)	3.0万円/kWh (コストWG諸元とMcKinsey GEP Power Modelに基づき算出)			
		感度分析 1.9万円/kWh (IEA WEO2024)			
	運転維持費	0.37万円/kW-yr (コストWG諸元とNREL ATB2024モデレートケースに基づき試算)			
		感度分析 0.21万円/kW-yr (IEA WEO2024)			
長期貯蔵技術における2040年コスト	LDES8-24	レドックスフローとして想定			<ul style="list-style-type: none"> PNNL「Energy Storage Cost and Performance Database」 <ul style="list-style-type: none"> 100MWレベルによる試算 PNNL - Pointシナリオに参照 2030年以降には1%の削減率で試算
	出力側	1.3万円/kW			
		容量側	5.1万円/kW		
	LDES24+		熱貯蔵CAESとして想定		
	出力側	19.6万円/kW			
		容量側	1.2万円/kW		
DRにおける2040年コスト	固定費用	4950円/kW-yr(モデルの決定に対する影響なし)			<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場への低圧リソース参画及び機器個別計測の活用に関する費用便益分析のご報告 東電EP「スマートライフL」と「高圧季節別時間帯別電力」
	変動費用	<ul style="list-style-type: none"> EV充電・家庭用ヒートポンプ: 8円/kWh (低圧料金の日中における差額) 産業需要: 6円/kWh (高圧料金の日中における差額) 			

試算前提: 電力貯蔵技術、DR導入量、制約条件の諸元一覧

■ 外生・固定値

■ 外生・変動値

■ 内生・出力

前提条件

分類		A 再エネ進展	B 脱炭素火力進展	C 全技術進展	参照元
導入量	系統側電力貯蔵・長期貯蔵システム	モデルによる最適化試算			
	需要側電力貯蔵システム	<ul style="list-style-type: none"> 2040年: 8GW/32GWh 感度分析: 16GW/64GWh 			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書 METI試算
	DR	<ul style="list-style-type: none"> 2040年: EV充電需要7.5TWh、家庭用ヒートポンプ(給湯)8.2TWh、産業需要8.9TWh – モデルはシフトする年間運用量を算出 			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書
最適化試算の範囲	系統側電力貯蔵・長期貯蔵システムの貯蔵時間	<ul style="list-style-type: none"> モデルによる最適化試算 貯蔵時間の範囲 <ul style="list-style-type: none"> — 系統側電力貯蔵システム: 2-8時間 — LDES8-24: 8-24時間 — LDES24+: 24-120時間 			
	需要側電力貯蔵システム貯蔵時間	4時間で固定			
	揚水発電貯蔵時間	8時間で固定			
	DR出力調整範囲	EV充電0.4-1.6、家庭用ヒートポンプ0.25-1.75、産業需要0.75-1.25			<ul style="list-style-type: none"> OCCTO将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書 米国エネルギー省 EVI-Pro
	DR移行時間	EV充電3時間、家庭用ヒートポンプ12時間、産業需要3時間			

試算前提: 電力貯蔵技術・DRに関するアウトプット

■ 外生・固定値 ■ 外生・変動値 ■ 内生・出力

前提条件

分類 **A** 再エネ進展 **B** 脱炭素火力進展 **C** 全技術進展 参照元

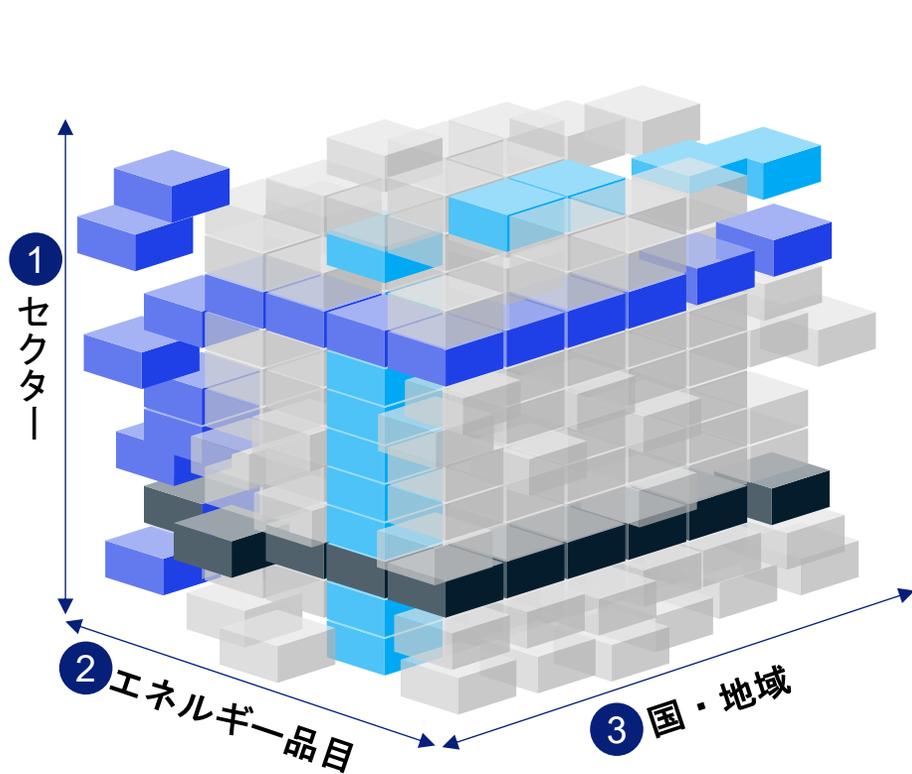
運用状況	系統側電力貯蔵・ 長期貯蔵・需要側 電力貯蔵システム	システム全体における最適化実現に向け、モデルによる試算	■
DR		<ul style="list-style-type: none"> OCCTO及び米国エネルギー省によるロードカーブをモデルに導入 本来のロードカーブに依存する一日の運用状況を最適化試算 	<ul style="list-style-type: none"> OCCTO将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書 米国エネルギー省のEVI-Pro

Appendix 2: **MPM概要**

エネルギー需要は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 30セクター

運輸

- 道路交通(バス、トラック、自動車を含む)
- 鉄道
- 航空
- 海上輸送
- その他

建物

- 住宅用建造物
- 商用建造物

産業

- 鉄鋼
- 化学
- その他製造業
- 建築
- 鉱業
- 農業
- その他産業等

2 55 エネルギー品目

- 天然ガス
- 石炭
- 石油製品(ガソリンやジェット燃料等)
- 電力
- 水素
- アンモニア等

3 146カ国

- アジア 45カ国
- 欧州 43カ国
- 北南米 27カ国
- アフリカ 31カ国

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

1. 総保有コスト (Total Cost of Ownership)

電源構成の最適化分析ツール McKinsey Power Model (MPM) におけるシミュレーションのイメージ

例示的

データインプット

基本インプット

- 消費電力量及びその年間増減率
- アセットレベルでの現在の発電容量構成
- 燃料価格見通し
- 技術コスト見通し
- 政策目標 (eg., RPS, CO2)

クライアントの関心に応じた追加インプット

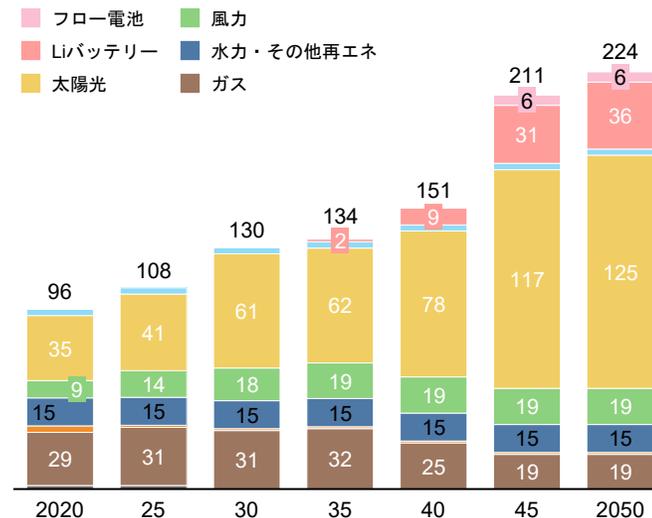
- 水素の将来需要
- 地区暖房の需要
- 地域間・国間の追加的な送電網
- Flexible loads (ex. vehicle-to-grid, demand side response)

1000以上のインプット変数に対応

得られる示唆の例

電力需給、交通、不動産、発電用燃料等に関する長期的なシステム計画を通じた、市場ごとの総合的な経済性や排出量の見通し

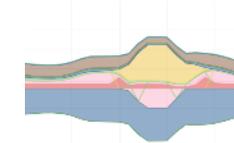
発電容量構成、GW



時間単位の市場動向

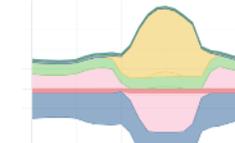
時間単位の需給変化、GW/h

1月11日



再エネ生産量が低いため
ゼロカーボンガスで賄う必要

3月16日



再エネ生産量が高いため
全量輸出あるいは抑制策が必要

時間単位の電力/炭素貯留価格、EUR/MWh

