

電力広域的運営推進機関
将来の電力需給シナリオに関する検討会
2023年11月30日

2050年に向けた日本の 電力需要の見通し

(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
秋元圭吾、佐野史典、
本間隆嗣、望月則孝



1. エネルギー・電力需要の要因
2. 主要な需要決定要因に関する状況
3. 分析モデルの概要とシナリオ想定
4. シナリオ分析結果
5. まとめ

1. エネルギー・電力需要の要因



将来の発電電力量の主要な要因

【発電電力量の上昇要因】

- ✓ 所得効果による電力需要の増大
- ✓ 世帯数の増加による電力需要の増大
- ✓ 気候変動要因による電力需要の増大
- ✓ デジタル化社会(BEV/PHEVの増大、データセンターの増大など)への変化による電力需要の増大【EVはDNE21+内生】
- ✓ 発電効率の低下:CCUSの増大等【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 蓄電等の増大による効率低下:VRE増大に伴う、蓄電池、揚水等の増大【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 水素製造、DACCS等のための電力需要の増大【DNE21+内生、ただし技術見通しは外生】
- ✓ 電力と他エネルギー種間における相対価格の変化:通常は脱炭素化の中で電力が優位で、電化進展【DNE21+内生】。ただし、政策に歪みが生じた場合、電化進展の程度に影響

【発電電力量の減少要因】

- ✓ 人口の低下に伴う、直接的および間接的(製品等に体化される電力需要)電力需要の低下
- ✓ (途上国等に対する)労働生産性の相対的な低下に伴う、エネルギー多消費・電力多消費産業の低下
- ✓ 気候変動要因による電力需要の低下(冬季)
- ✓ デジタル化進展による低エネルギー需要社会のシフト:シェアリング経済等
- ✓ 価格効果による需要側の高効率化(低炭素、脱炭素対策による電力コスト上昇見通し)【DNE21+内生】
- ✓ 国際的な相対的な電力コスト上昇に伴う、エネルギー多消費・電力多消費産業の低下

【その他、系統発電電力量の減少要因】

- ✓ 自家消費再エネの増大による系統発電電力量の低下

時間帯別、電力管内別電力需要の要因

【時間帯別の電力需要への影響要因】

- ✓ 太陽光発電の導入量によって生じる時間帯別の発電価格
- ✓ 風力発電の導入量によって生じる時間帯別の発電価格
- ✓ 時間帯別の発電価格によって生じる、時間帯による電力需要の増減(例:電炉鋼の生産時間帯の変化)

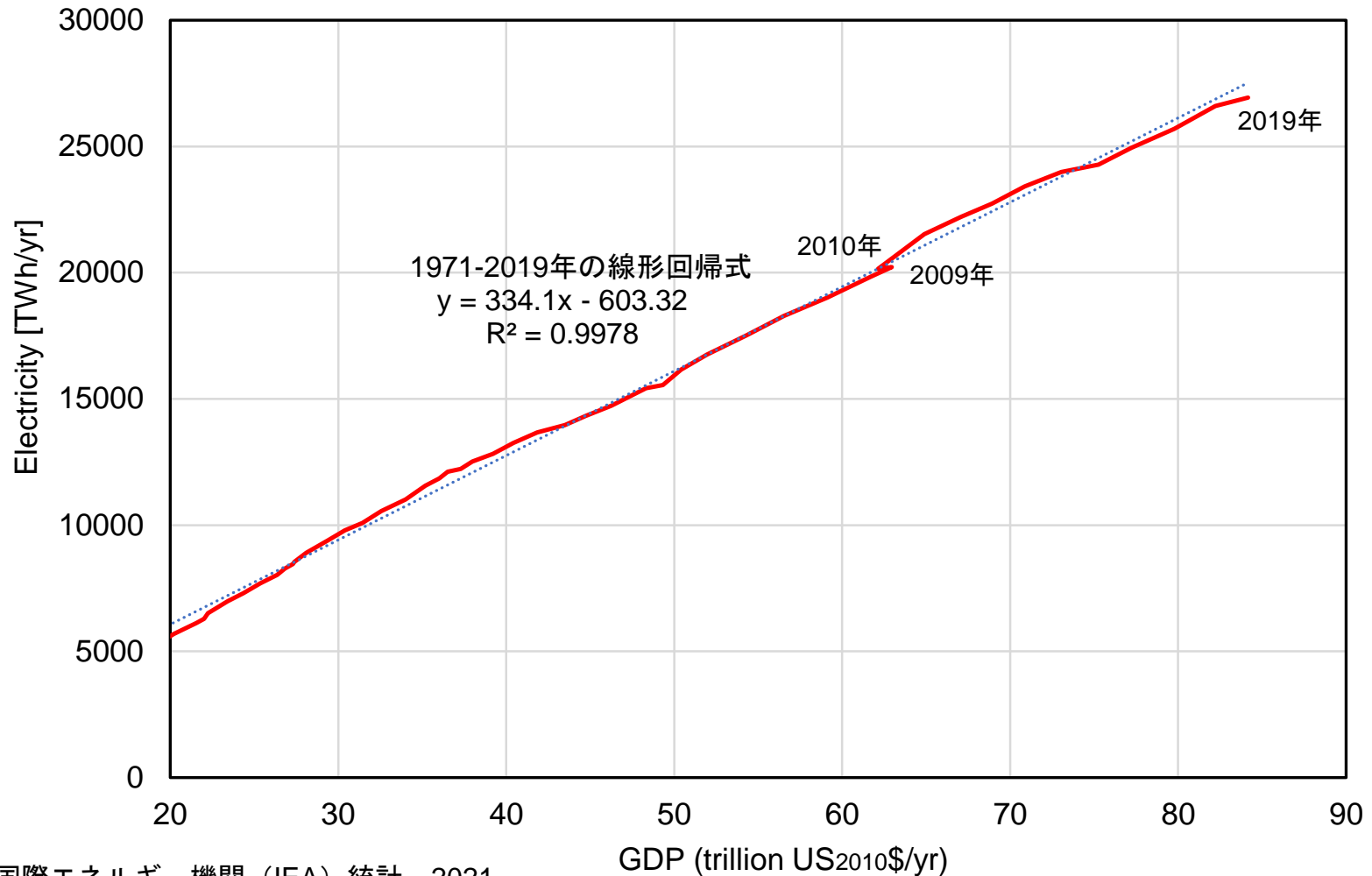
【電力管内別の電力需要への影響要因】

- ✓ (都市との所得格差等によって生じる)都市化の影響
- ✓ 電力管内間の相対的な電力価格(発電構成の差異等)

2. 主要な需要決定要因に関する状況



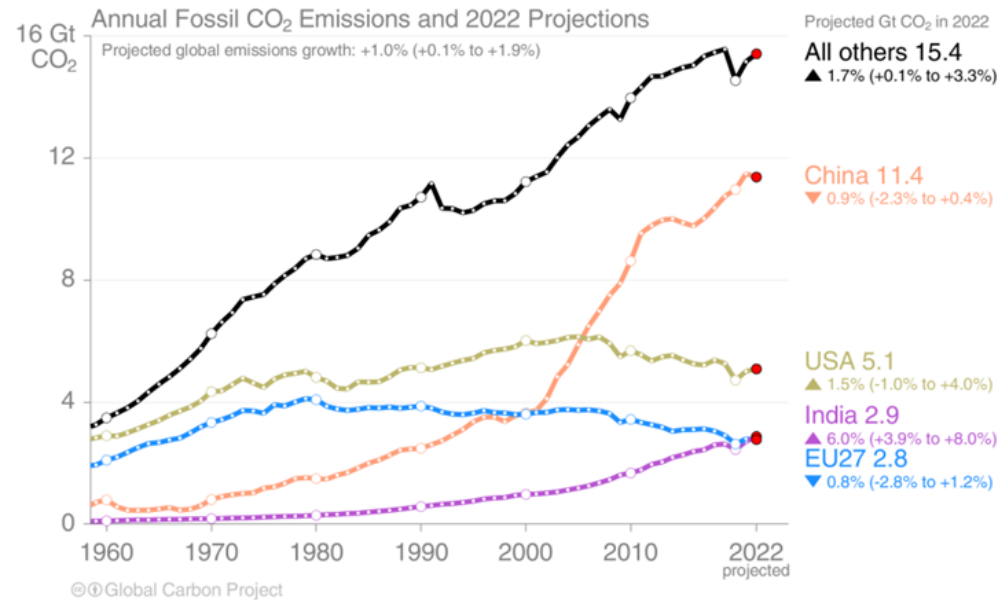
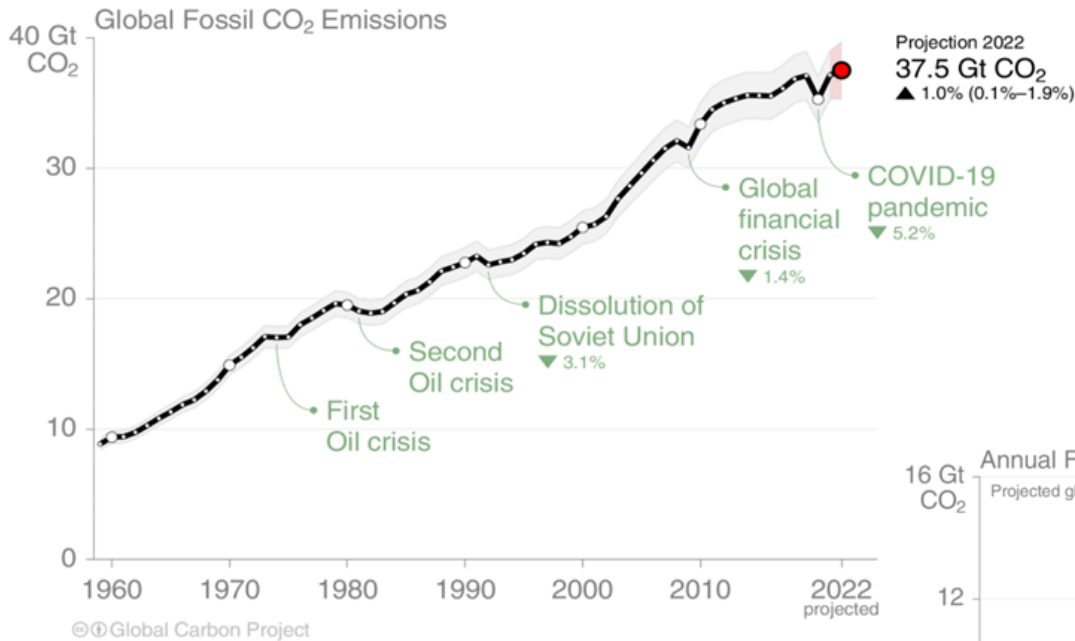
世界の経済成長と電力消費量の関係



出典) 国際エネルギー機関 (IEA) 統計、2021

世界GDP(経済成長)と電力消費量の関係は、強い正の相関関係が見られる。経済成長と電力消費量は密接な関係。世界の電力需要は増加基調が続く可能性が高い。国内の電力料金が相対的に海外よりも高くなれば、電力多消費産業等の海外移転によって、国内の電力消費量が低下するかもしれないが、世界全体ではそう簡単には減少せず、産業のリーケージ、CO₂のリーケージにつながるだけの可能性も

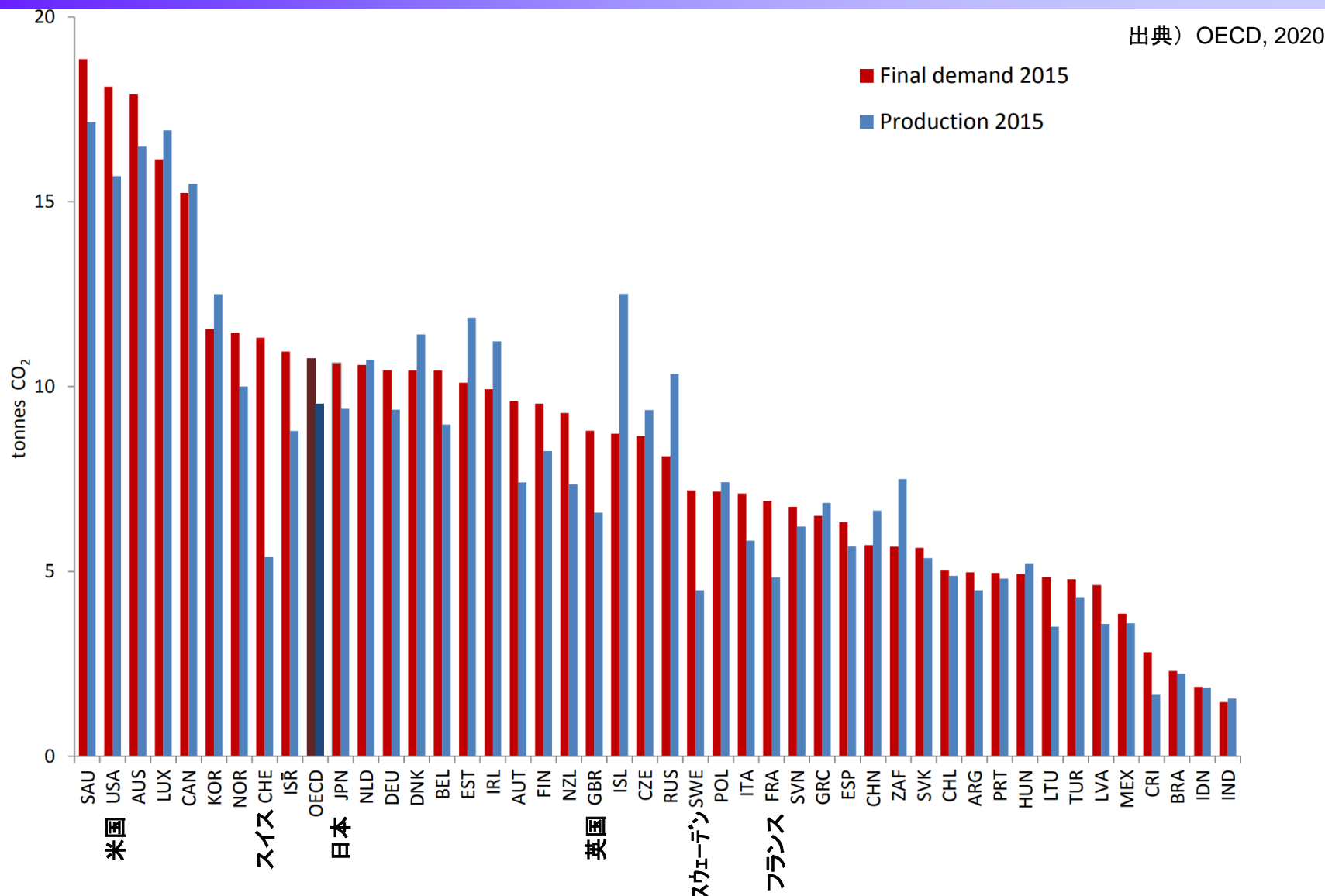
世界のCO₂排出量の推移



出典) Global Carbon Project, 2022

- 世界のCO₂排出量は上昇基調が続いている。経済とCO₂排出量のカップリングは続いている。CO₂排出が大きく減少したときは、経済(GDP、所得)も悪化している。
- 先進国の排出は低下傾向。しかしエネルギー多消費産業の国際的な転換によるところが大きい。

一人当たりCO₂排出量：生産ベースvs消費ベース

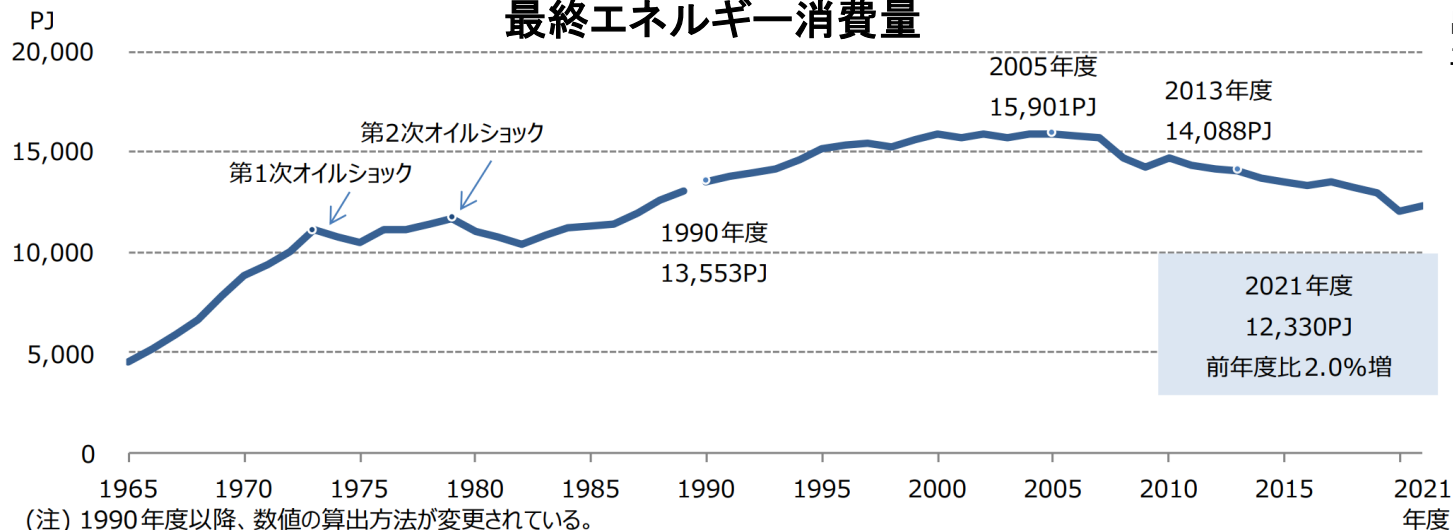


■ 多くの先進国では、生産ベースよりも消費ベースの排出量が多い。スイス、スウェーデン、英国、フランス、米国などで特に差異が大きい。

日本の最終エネルギー消費量と発電電力量の推移

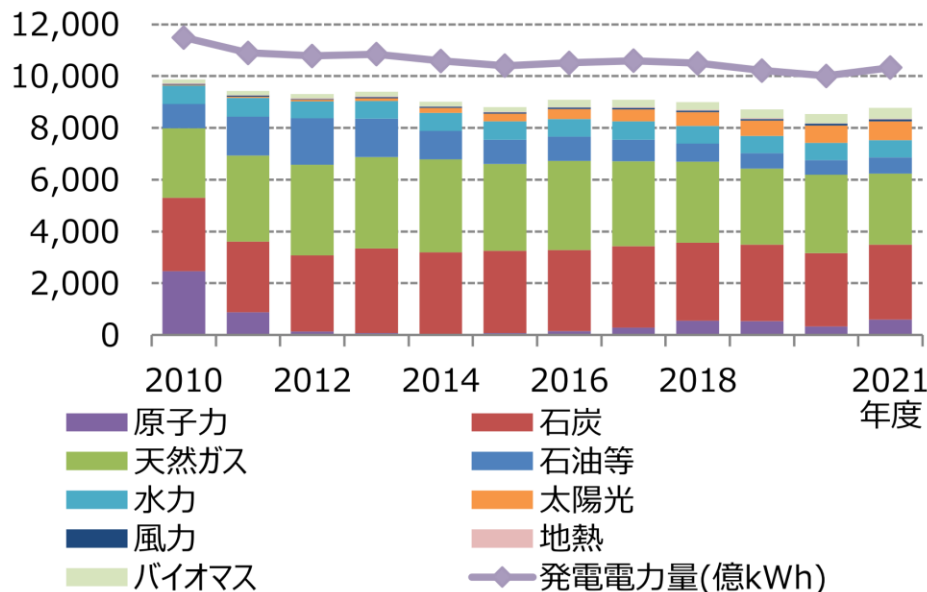
最終エネルギー消費量

出典) 資源エネルギー庁、2021年度
エネルギー需給実績(2022)



(注) 1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

発電電力量と発電用エネルギー投入量

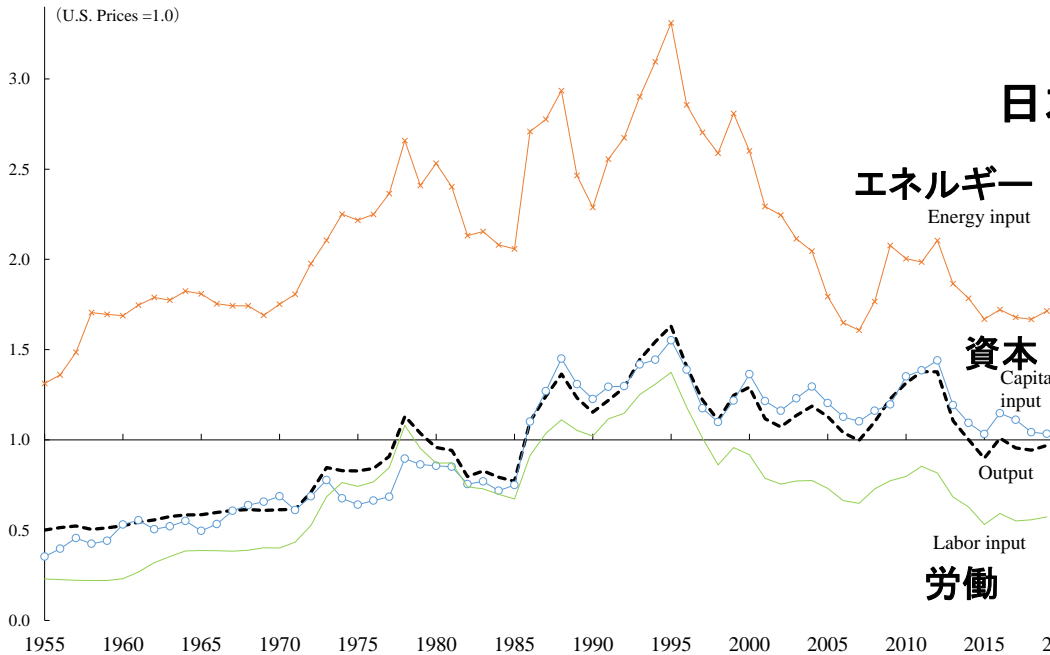


**2008年頃から、最終エネルギー消費量、
発電電力量ともに低減傾向にある。**

エネルギー、資本、労働投入価格の日米格差

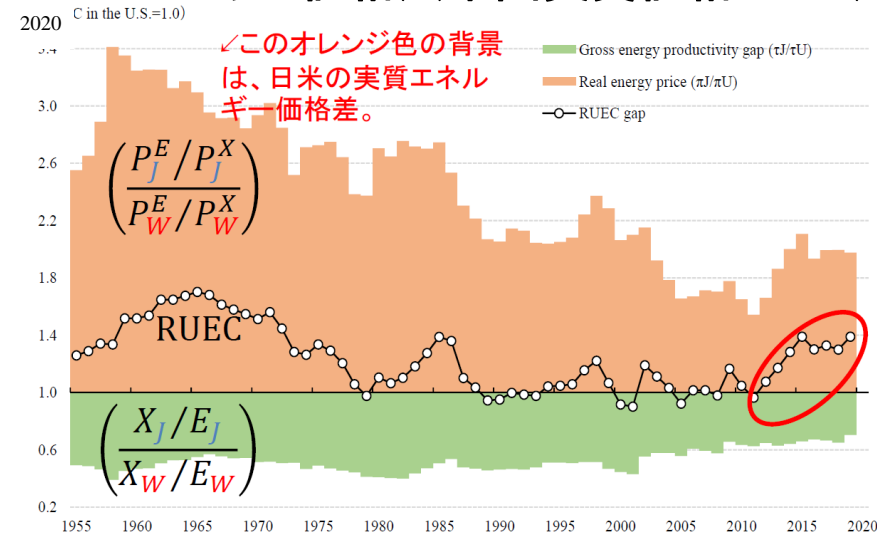
出典) RITE ALPS報告書(2022), 野村浩二教授執筆

日本の各要素の価格(米国価格=1.0)



- ✓ 1985~1995年の間は、労働の相対価格は相対的に高かったが、それ以降、低下
- ✓ 労働価格を抑制することで、競争力を何とか維持

RUEC(算出あたりの単位エネルギー価格)(米国実質価格=1.0)

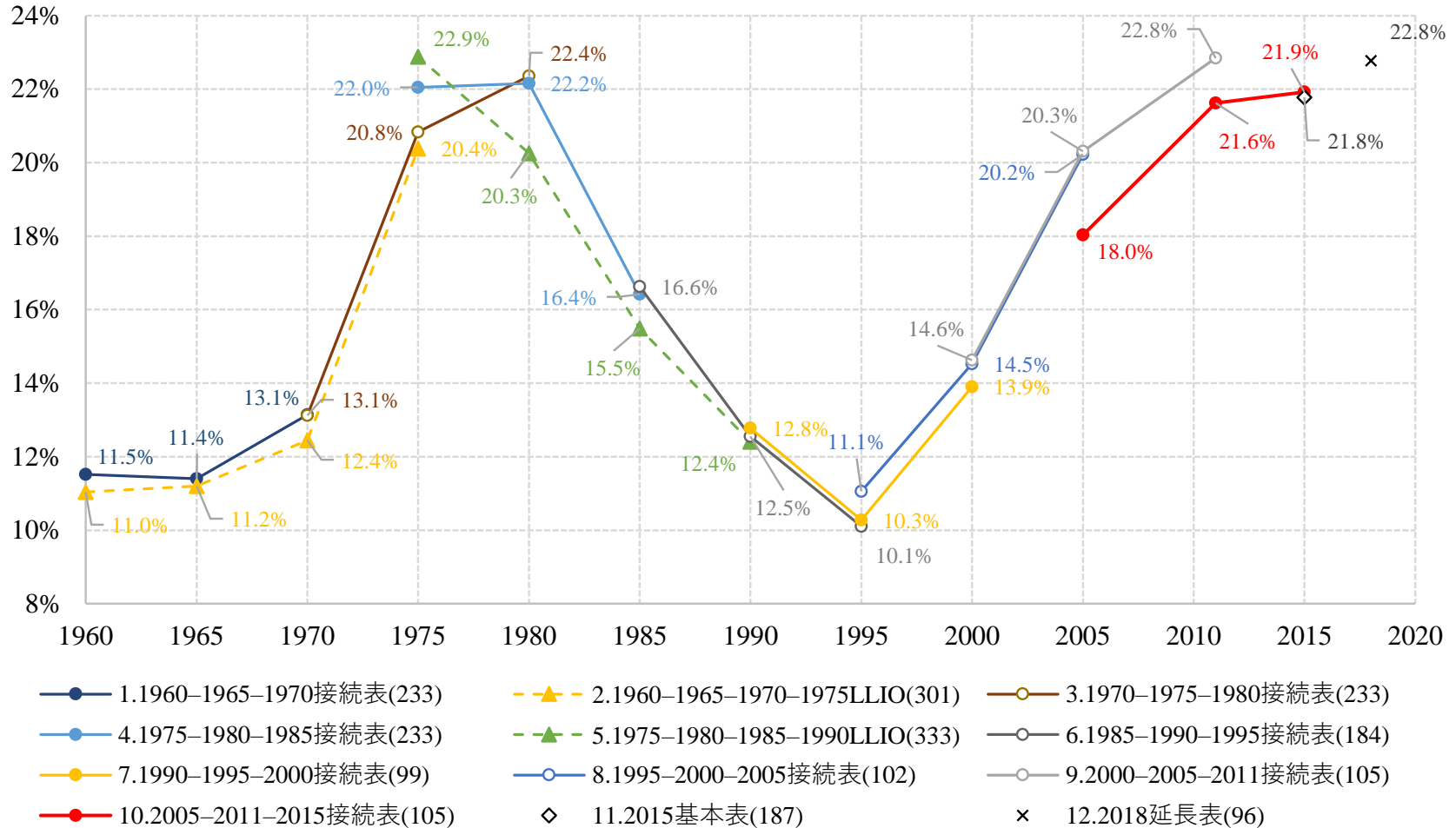


- ✓ 実質価格で見ると、エネルギー価格は長期的には低下
- ✓ 一方、東日本大震災以降の原発停止の影響等により、2011年以降、実質価格として上昇傾向
- ✓ 省エネ(エネルギー生産性向上)も相対的には差が小さくなってきている。

↳ 緑色の背景は、日米のエネルギー生産性格差(産業構造の相違を含むグロス指標)。(下に行くほど日本が優位、1.0では格差なし)

日本における製品に体化された電力の輸入 (間接的電力輸入)

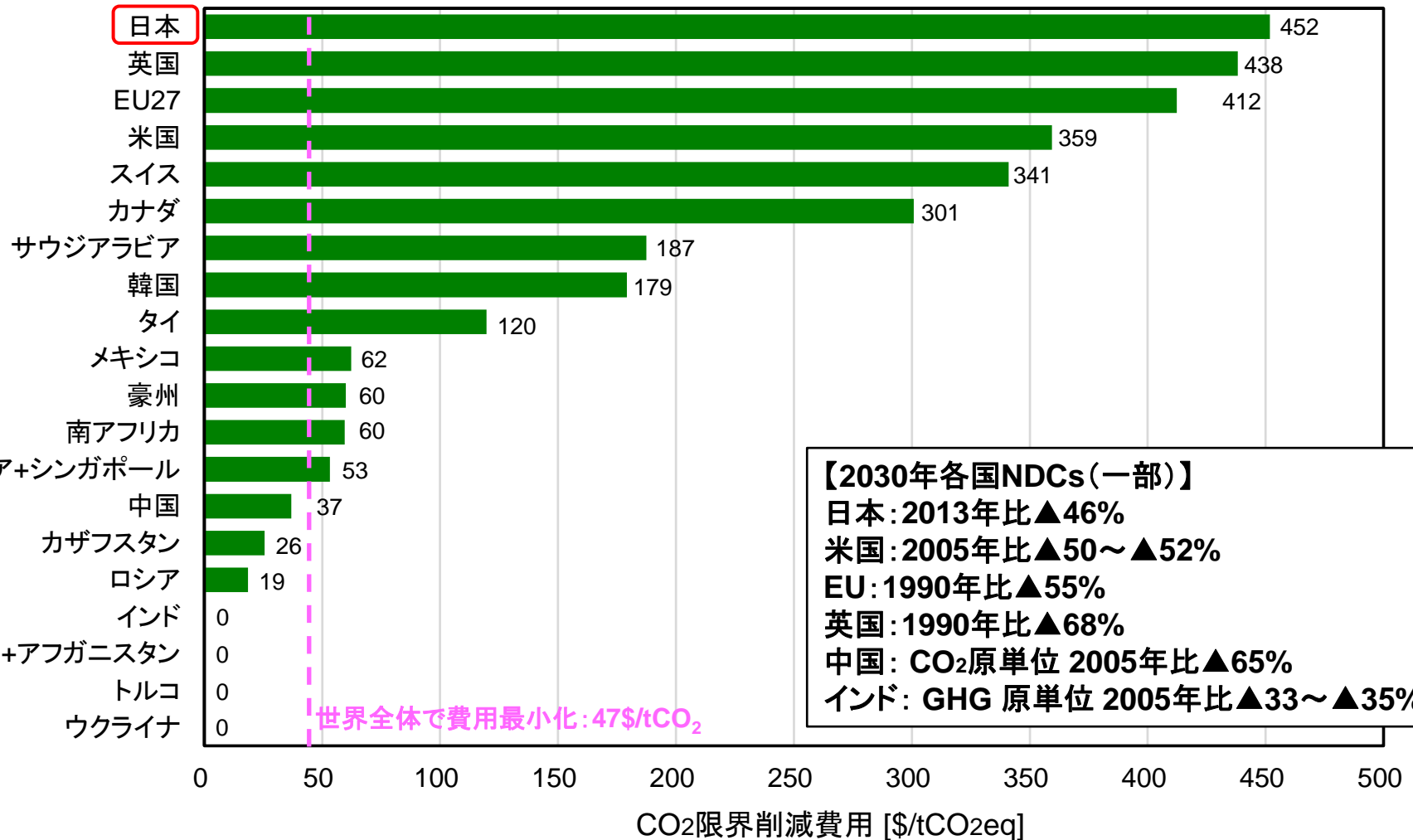
出典) RITE ALPS報告書(2022), 野村浩二教授執筆



- ✓ 1980年にかけて、オイルショックによる電力価格上昇に伴って、間接的電力輸入比率が増大
- ✓ 1980～1995年の間は、LNG、原子力など、電力のバランスを図り、電力価格は安定し、間接的電力輸入比率も低下
- ✓ 1995年以降、中国等の新興国の競争力向上、日本が低廉で安定的な電力供給ができなくなってきたことも伴って、間接的電力輸入比率が再び増大

NDCsのCO₂限界削減費用(2030年)の国際比較

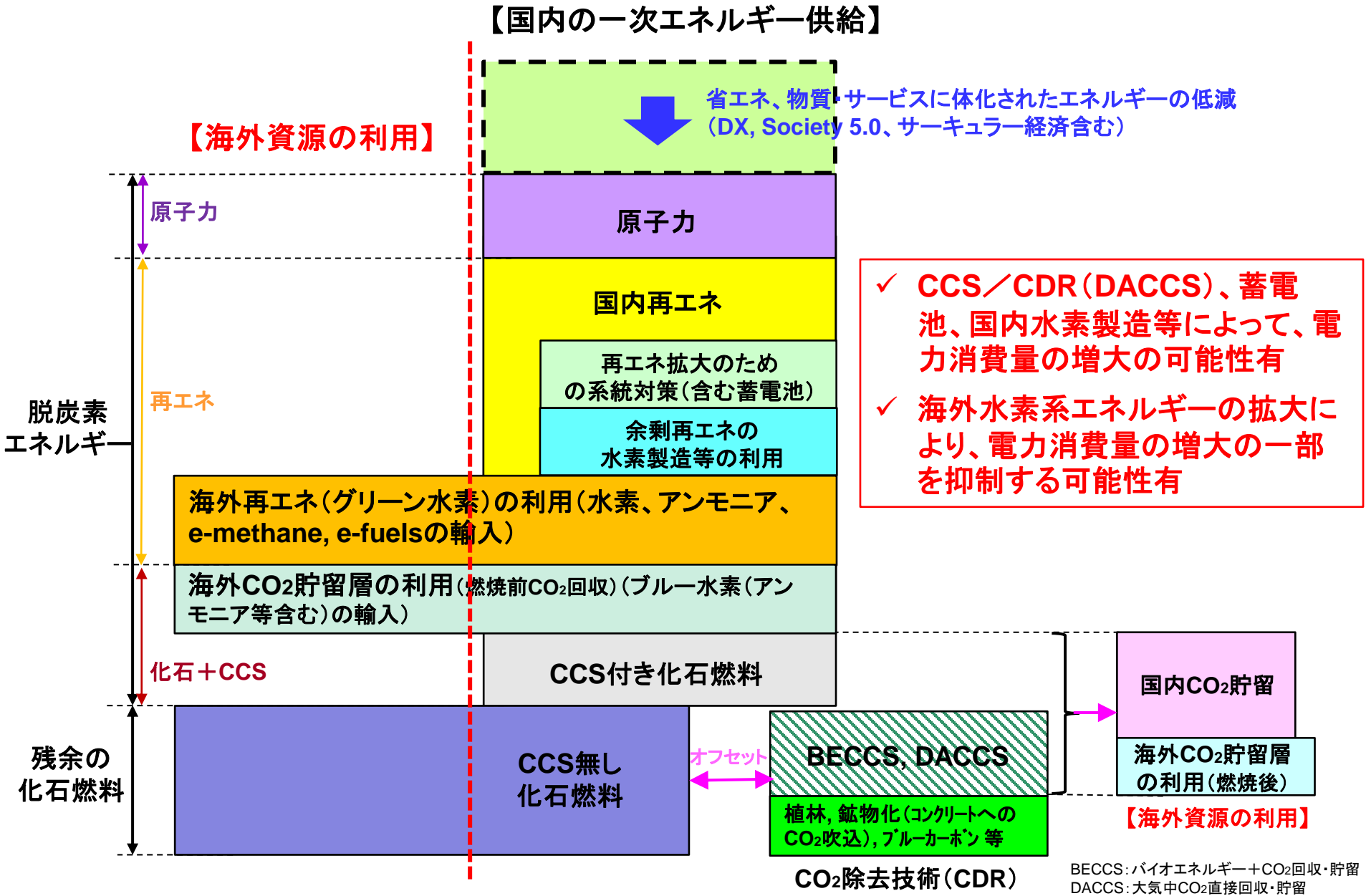
出典) RITE ALPS国際シンポジウム (2022); Akimoto et al., Asia-Pacific Sustainable Development Journal (2023)



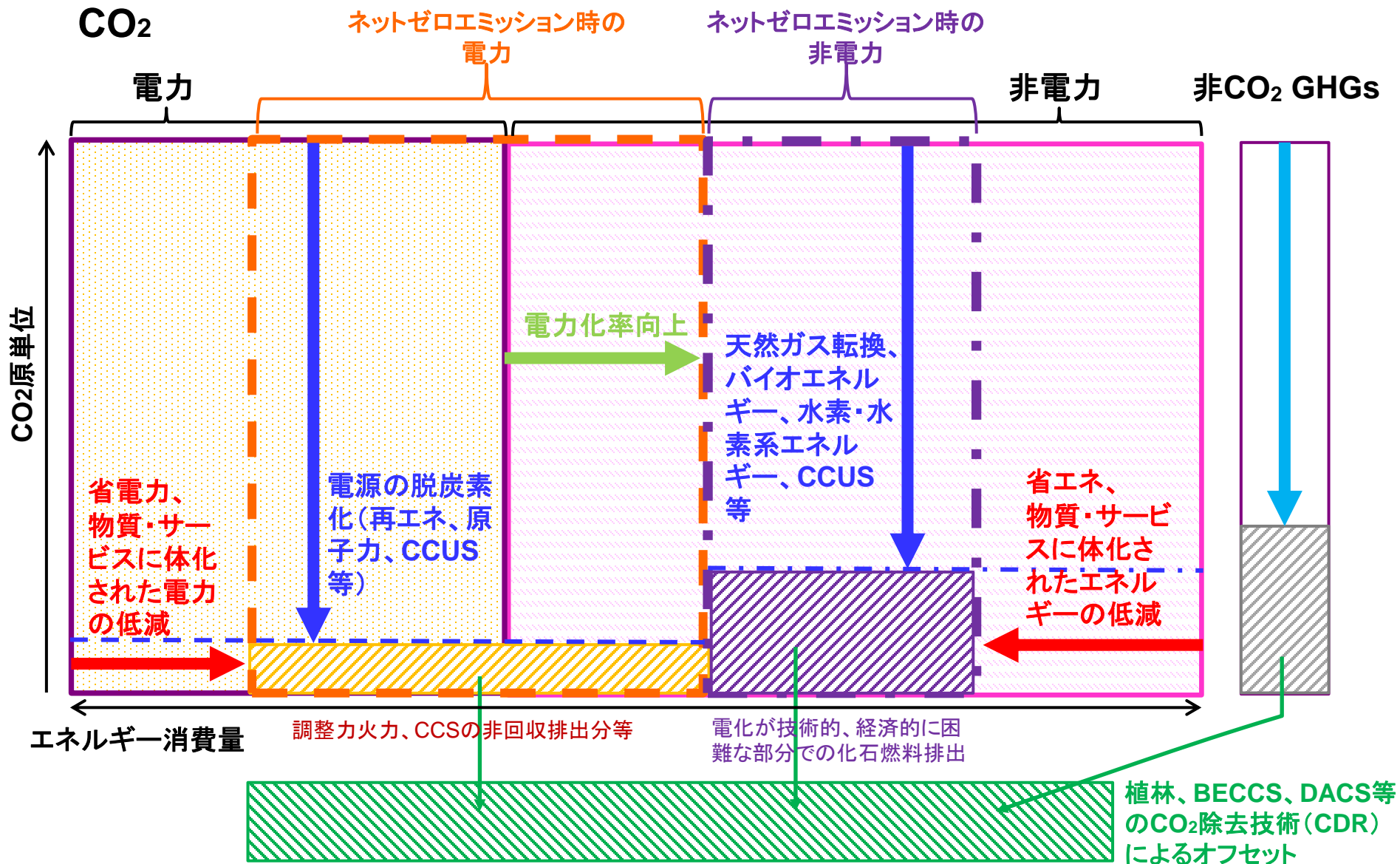
注) ブラジル、インドネシアについては、土地利用変化による排出削減の寄与度が大きいと見られる一方、その不確実性が極めて大きい
 ため、限界削減費用の推計をしていない。イランは、BAUの定義の不明確性が大きいいため、費用推計していない。

✓ 日米欧のCO₂限界削減費用は極めて高いと推計される一方、途上国の限界削減費用は小さい。特にインド、パキスタン、トルコ等は、限界削減費用ゼロと推計される。

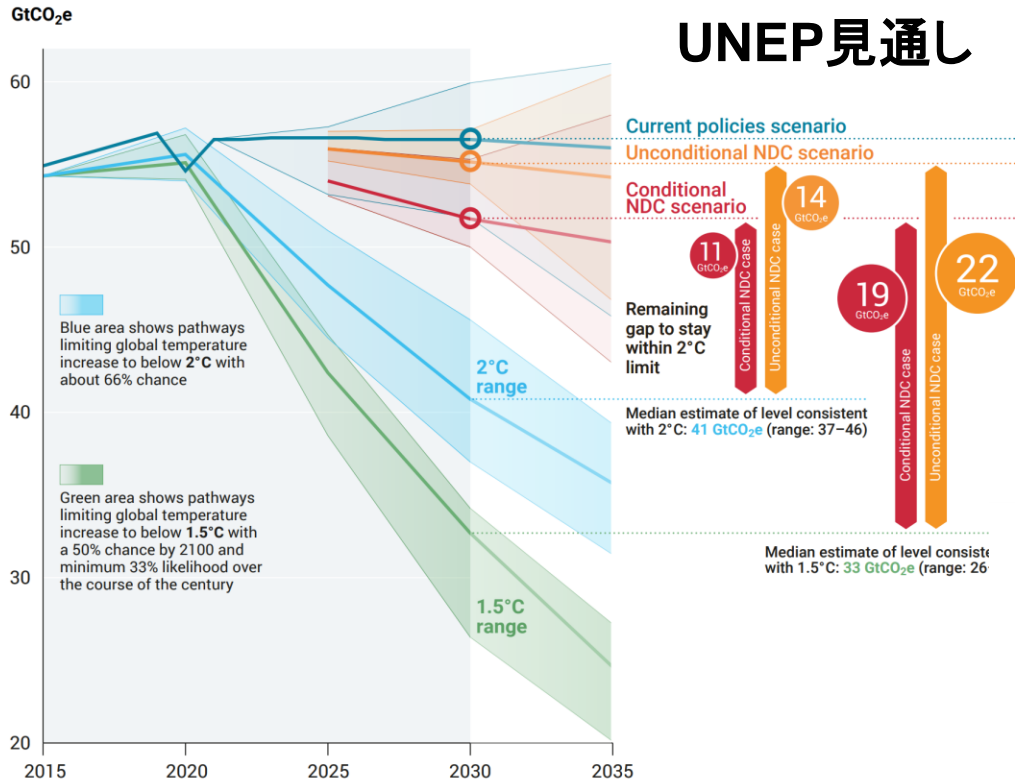
カーボンニュートラル（正味ゼロ排出）のイメージ（1/2）



カーボンニュートラル（正味ゼロ排出）のイメージ（2/2）



1.5°C (2050年 CN) との現状政策とのギャップ

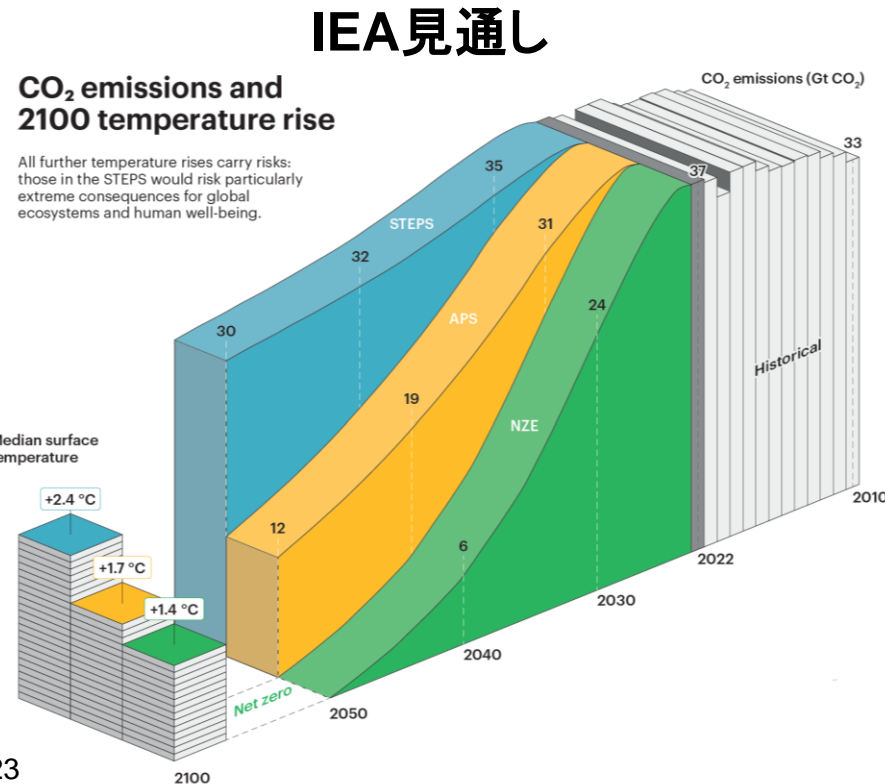


- ✓ 現状では、1.5°C目標(2050年CN)との乖離は大きく、少なくとも世界全体では2100年に+2~+2.5°C上昇程度以下がせいぜいの水準と見られる。
- ✓ また、UNEP (2023)では、NDC (Unconditional) 低位が継続した場合は、+2.9°C程度としている。

出典) UNEP, Emissions Gap Report 2023

STEPS: 現状政策シナリオ
APS: Announced Pledges Scenario
NZE: Net Zero Emissions by 2050

出典) IEA, World Energy Outlook 2023



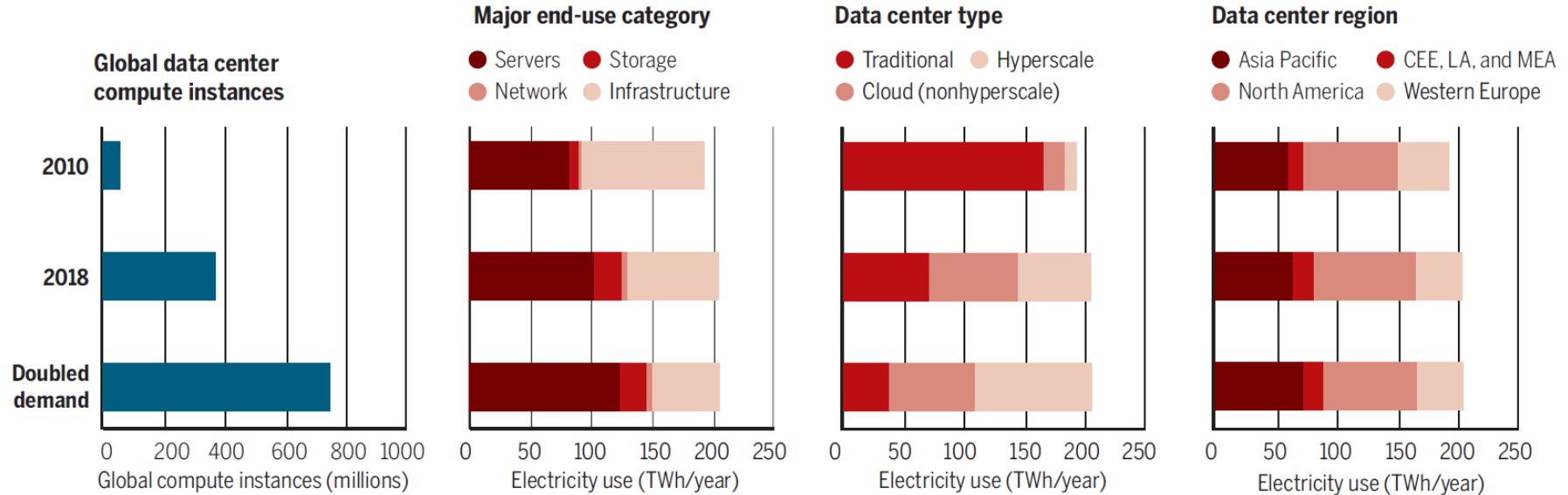
2100

データセンターの電力消費：消費増大はそれほど大きくないとする論文

[出典] Masanet et al., “Recalibrating global data center energy-use estimates”, Science (2020)

Historical energy usage and projected energy usage under doubled computing demand

Doubled demand (relative to 2018) reflects current efficiency trends continuing alongside predicted growth in compute instances.



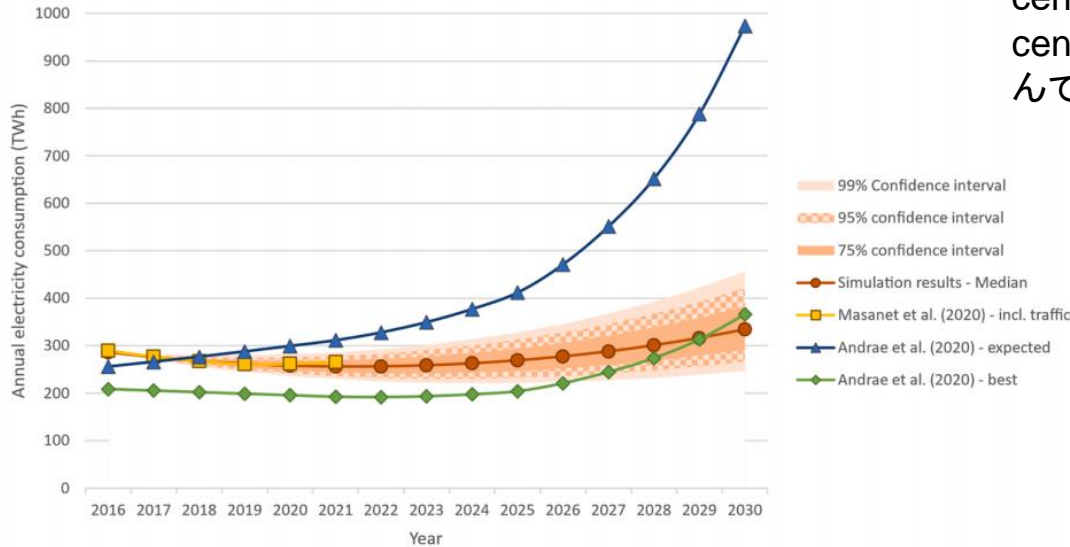
CEE, LA, and MEA, Central and Eastern Europe, Latin America, and Middle East and Africa; TWh, terrawatt-hour.

- 世界のデータセンターの電力消費量は2010年に194 TWhであり、2018年には205 TWh(世界全体の電力消費量の約1%)に増加したと推計。同時期の計算インスタンスは+550%になったのに対し、電力消費量は+6%。
- エネルギー効率向上の主な要因は、サーバー効率化、仮想サーバー化、ストレージドライブ効率化・高密度化、データセンターインフラの効率化、サーバータイプの変化
- 数年先まではデータセンターによる電力消費の増加はそれほど大きくないと推計されるが、将来に向けては、政策補助、新規技術への公的投資、公的なデータ取得・モデリング能力の増強、といった政策立案者の行動も重要になるとされている。

[出典] M. Koot & F. Wijnhoven, “Usage impact on data center electricity needs: A system dynamic forecasting model”, Applied Energy (2021)

Scenario 0: Baseline

Data center energy consumption per year
Sensitivity analysis (10,000 replications) - Scenario 0: Baseline model



Masanet et al.では、データセンターの外で必要なエネルギー(“user-to-data center” and “data center-to-data-center” IP traffic)を含んでいないと指摘している。

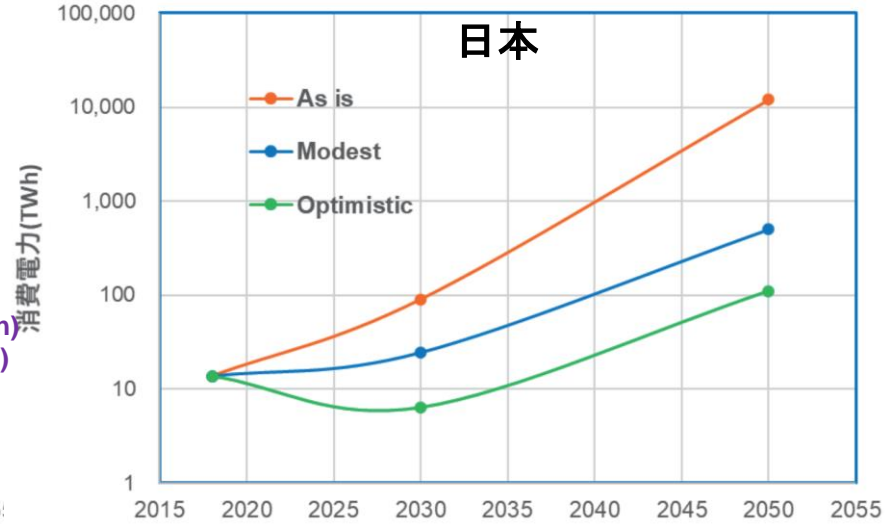
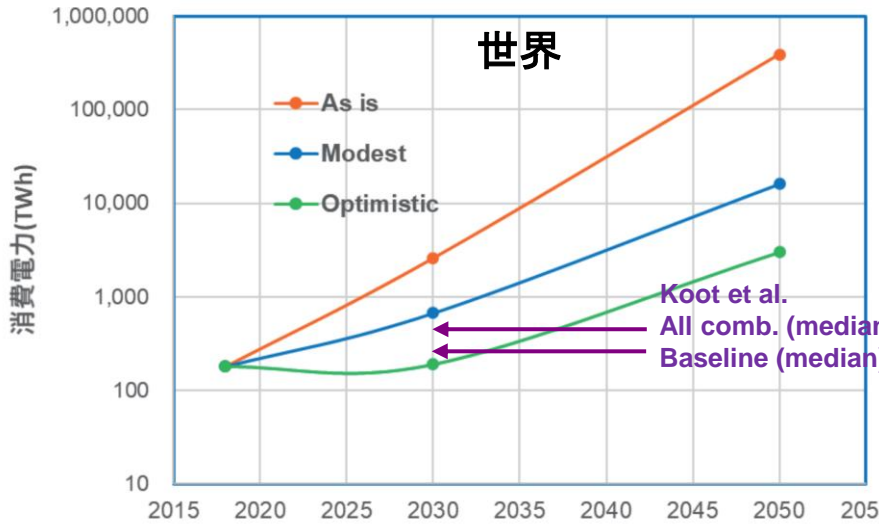
Sensitivity analysis for all data center electricity forecasts.

Data center electricity consumption (TWh)	Scenario 0: Baseline	Scenario 1: Moore's law	Scenario 2: IIoT	All scenarios combined
Number of replications	10,000	10,000	10,000	10,000
95% Lower bound	266.75	326.22	322.86	343.25
Median	334.26	445.03	382.00	565.87
95% Upper bound	421.59	712.63	489.17	1031.27

ムーアの法則終焉 & IoT加速のコンビネーションシナリオのモンテカルロシミュレーション結果

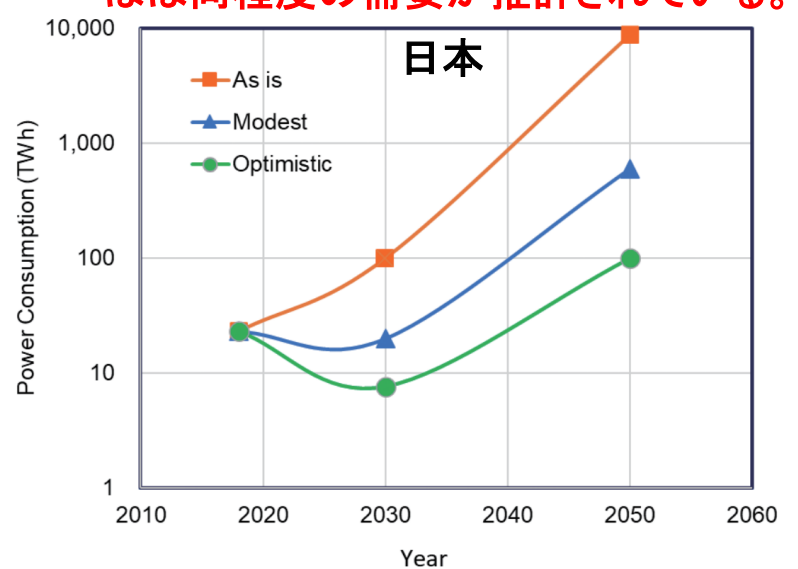
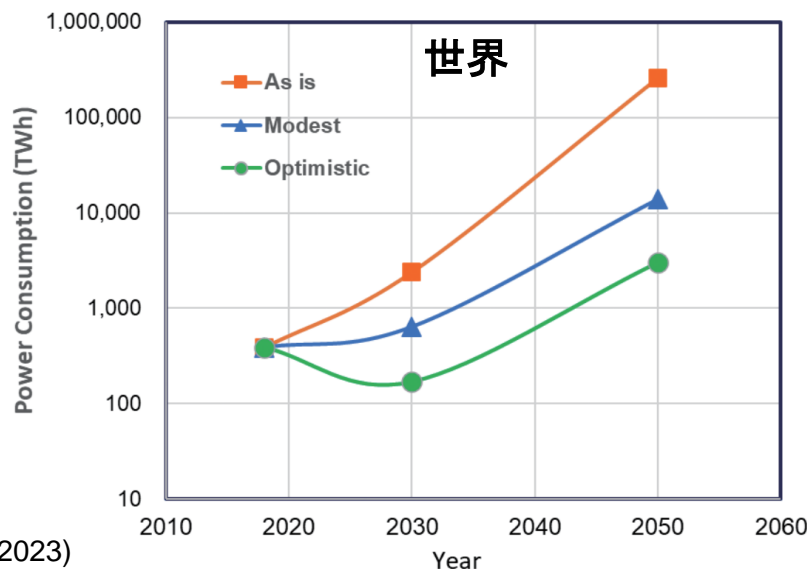
データセンター・ネットワークの電力消費：JSTによる推計

データセンター電力需要



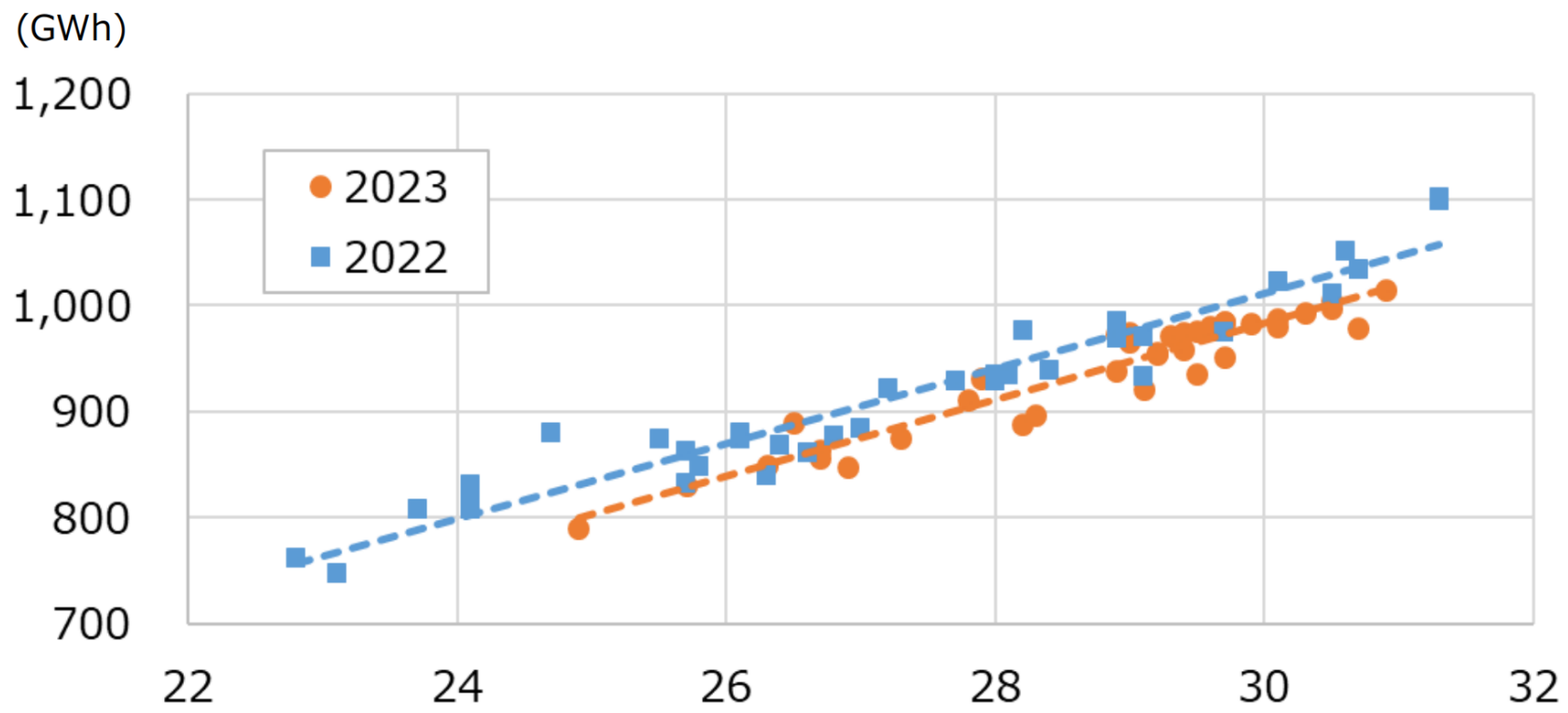
情報通信ネットワーク(ルーター・無線基地局)電力需要

ネットワークについてもデータセンターとほぼ同程度の需要が推計されている。



出典)JST(2022; 2023)

【送電端日量と日平均気温 (土日祝とお盆除き)】



3. 分析モデルの概要とシナリオ想定



温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

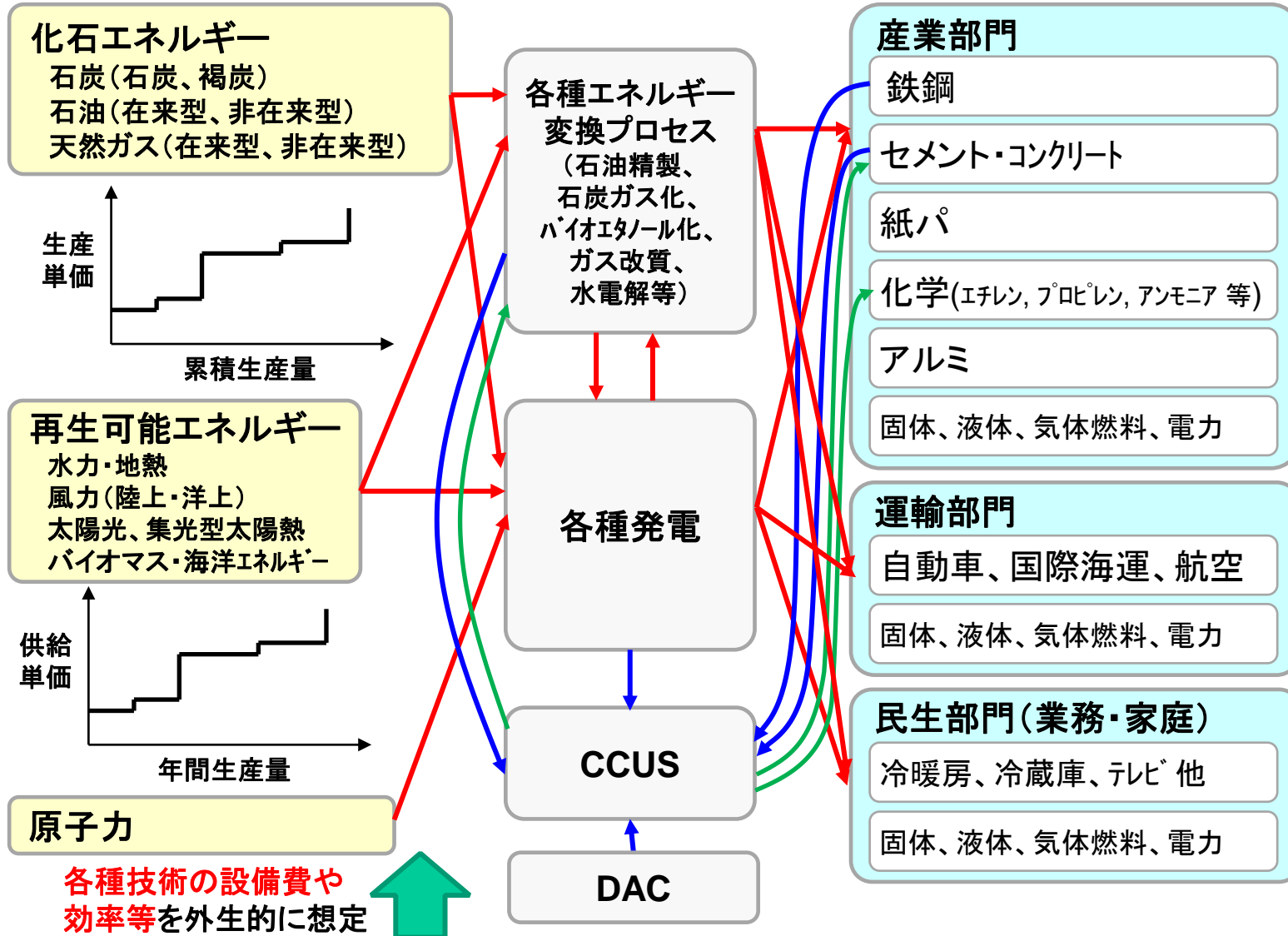
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO₂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)

- 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CO₂ 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

DNE21+のエネルギーフロー概略

温暖化対策を想定しないベースラインにおける化石燃料価格は外生的に想定し、生産単価や利権料等のその他価格要因を調整する。排出削減を想定したケースでは、それに伴う化石燃料利用量の変化に従って、モデルで内生的に価格が決定される。



ボトムアップ的にモデル化している主要な部門については、**経済活動量やサービス需要**を外生的に想定してモデルに入力する(例:粗鋼やセメント生産量、乗用車の旅客サービスの需要等)。

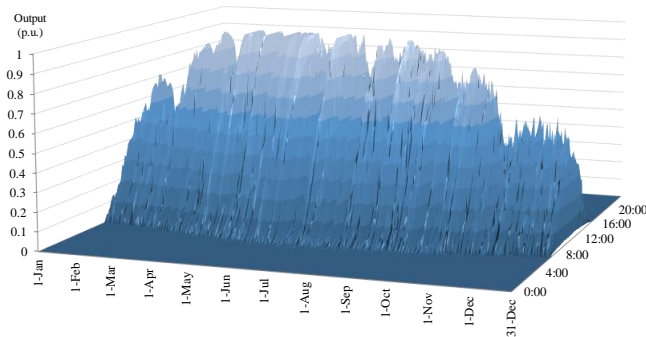
統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ DNE21+モデルは世界モデルであるため、国内の電力系統や再エネの国内での地域偏在性を考慮した分析は難しい。そこで系統対策費用については、別途、東京大学藤井・小宮山研究室および日本エネルギー経済研究所による最適電源構成モデルによる、変動性再生可能エネルギーが大量に導入された場合の電力システム費用の上昇分（統合費用）を推計結果を活用
- ◆ 全国のAMeDASデータ等をもとに変動性再生可能エネルギーの出力の時間変動をモデル化し、線形計画法によって電力部門の最適な設備構成（発電設備及び蓄電システム）及び年間の運用を推計
- ◆ 今回は日本全体を5地域（北海道、東北、東京、九州、その他）に区分し、1時間刻みのモデル化により計算を実施。発電コストや資源制約などの前提条件はDNE21+の想定に合わせて設定

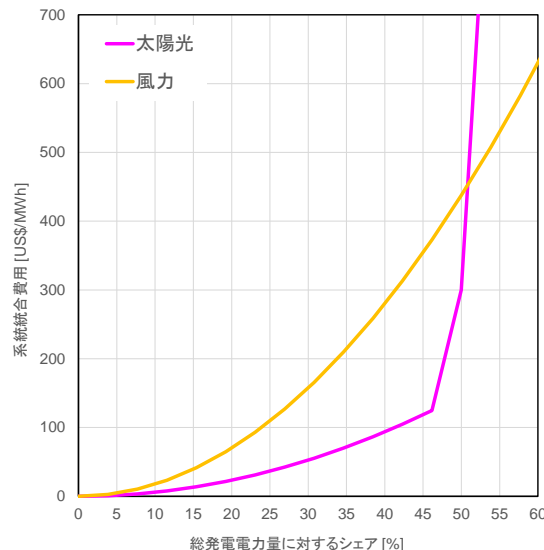
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム（揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵）、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

モデル計算で考慮されていないもの・・・地内送電線、配電網、回転慣性の低下の影響、EVによる系統電力貯蔵、再生可能エネルギー出力の予測誤差、曇天・無風の稀頻度リスクなど

東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果から近似した系統統合費用
 =DNE21+で想定した系統統合費用の想定（各導入シェア実現時の**限界費用**）



太陽光発電の出力例



- VRE比率が高まると、**限界統合費用は比較的急速に上昇傾向有**。これは、既にVREが大量に導入されている状況で更に導入を進める場合、曇天・無風状態が数日以上継続するリスクに対応するため、利用頻度の低い蓄電システムや送電線を保持することが必要となることによる。
- 例えば、再エネ比率50%程度（太陽光約400TWh、風力約100TWh）のケースにおいては、蓄電池導入量は最適化計算の結果、**870GWh**、再エネ100%程度（VRE56%）のケースでは**3980GWh**程度となる。（足下導入量約10GWh程度）

- ◆ DNE21+モデルは、エネルギーの輸出入の量・価格の整合性を有しながら、世界全体を評価できる特徴を有する。モデルは、世界全体の整合性を重視し、前提条件の想定を行っている。例えば、太陽光、風力発電やCO₂貯留ポテンシャル推計は、世界全体のGISデータをベースに、同じ推計ロジックによって、世界各国のポテンシャルを推計している。
- ◆ そのため、技術・経済ポテンシャルは国間で比較評価しやすいものの、それを超えた各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネに対する社会・物理的制約など）はあまり考慮していない。
- ◆ 動学的な最適化を行うモデルであるため、2100年までの将来の姿を踏まえた上での、2040年、2050年などの途中時点の評価がなされるという長所がある。また、コスト最小化という基準での評価であり、恣意的なシナリオ設定は極力排除される一方、経済合理性が成立した途端に、急に技術が完全代替するなど、極端な変化を示すこともあることに注意が必要。（現実世界は、多様な選択者がいるため、急激に変化せず、普及曲線に従うようなことは多い。そのような表現に優れた計量経済モデルと比べると、本最適化型モデルは、極端な変化を示す場合がある。）
- ◆ モデルは、需給バランスが常にとれるように計算がなされる。モデル分析結果からは、発電設備容量が不足するといった結果は導出されない。モデル分析結果を見た上で、別途、検討・評価が必要

本分析でのシナリオの想定：主に需要側と排出削減政策

要因	複数シナリオ	具体的なシナリオ想定	注記
所得効果	人口、GDP等の社会経済シナリオ：中位SSP2	p.29参照	
デジタル化影響 (データセンター、 ルーター・無線基地局)	標準	p.17-19, p.30-31参照	ルーターや無線基地局需要は、データセンター需要と同程度とのJST想定に基づき、データセンター需要相当を見込んだ。
	ムーアの法則終焉 (高位)		
BEV進展の影響	標準	p.32-33参照	バッテリーコスト 2050年：1万円/kWh
	EVコスト低減加速		2030年：1万円/kWh、2050年：5千円/kWh相当
デジタル化によるCE 進展	標準		
	CEによる需要低減	付録p.72-74 参照	今回他のシナリオと異なり、別のシナリオ分析の結果を参考として提示 (p.59-60)
排出削減水準	2°C	MAC均等化	世界すべての国のCO ₂ 限界削減費用(MAC)が均等化
		NDC+各G7 ▲90%	日本の2050年CN達成への10%ポイントの削減分は、海外クレジット活用を想定 DEARSにより需要低下効果推計を活用
	1.5°C	NDC+各G7 CN	DEARSにより需要低下効果推計を活用
気温上昇影響	2°Cシナリオ相当	p.34-36参照	冷房、暖房、給湯需要への気温変化影響を織り込み

本分析でのシナリオの想定：主に供給側

要因	複数シナリオ	具体的なシナリオ想定	注記
技術見通し	標準	—	
	再エネイノベ	p.37-38参照	
	原子力活用	標準：10% in 2050(上限値) 活用：30% in 2050(上限値)	
	CCS活用	標準：国内96 million tCO ₂ /yr、海外分 含め2050年1.2億トン(上限値) 活用：国内96 million tCO ₂ /yr、海外分 含め2050年2.4億トン(上限値)	CCS長期ロードマップの目標値より
	水素イノベ	水電解等の水素製造、液化設備費：半減	
	合成燃料イノベ	水電解等の水素製造：半減、革新的メタネーション技術：効率向上+設備費低減、e-fuels：得率増(p.39-40参照)	
特定技術普及シナリオ	再エネ100%シナリオ	発電構成において再エネほぼ100%	電力価格上昇⇒電力需要低減
	民生・乗用車電化100%シナリオ	民生部門、乗用車の最終エネルギー消費電化100%	
	国内e-methaneシナリオ	国内e-methaneのみを都市ガス需要に利用(海外e-methane利用無)	都市ガス価格上昇⇒都市ガス需要低減⇒電力需要増大

今回の分析シナリオ一覧

シナリオ名	デジタル化影響	BEV	技術	排出削減		その他政策措置	DEARSフィードバック	
				2°C	NDC+各G7 ▲90%			
最良推定	標準	標準	標準	2°C	NDC+各G7 ▲90%	—	無／有	
世界調和				2°C	MAC均等化		無	
公式排出削減				1.5°C	NDC+各G7 CN		無／有	
電力需要増大	増大	低コスト	標準	1.5°C	NDC+各G7 CN	—	無	
再エネイノベ	標準	標準	再エネイノベ					
原子力活用			原子力活用					
CCUS活用			CCS活用					
水素イノベ			水素イノベ					
合成燃料イノベ			e-methane/e-fuelsイノベ					
広範なるイノベ			増大				低コスト	全技術イノベ
特定政策シナリオ:再エネ100%	標準	標準	標準				再エネ100%	無
特定政策シナリオ:民生・乗用車電化100%							民生・乗用車電化100%	
特定政策シナリオ:国内e-methane100%							国内e-methane100%	

※ 気温上昇影響はすべてのシナリオで全球平均+2°C相当を想定

社会経済シナリオの想定(概略)

IPCCの招請を受けて、共有社会経済経路(SSPs: Shared Socioeconomic Pathways)を策定中(SSP1~5の5種類のシナリオ)。RITEでもSSPsのストーリーラインに沿った定量的なシナリオを策定している。本分析では、その内、**中位的なSSP2の社会経済シナリオを想定**し分析。

【世界】

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	83.6 (81.4-85.9)	92.1 (86.1-100.5)	93.1 (70.0-127.3)
GDP(%/年)	2.7 (2.4-3.1) [2010年~]	2.2 (1.3-2.8) [2030年~]	1.4 (0.6-2.2) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	19.6 (18.8-20.0)	21.3 (19.3-22.7)	22.9 (14.7-26.5)
セメント生産量(億トン)	41.6 (39.0-43.0)	44.0 (38.5-46.6)	44.7 (29.4-59.1)
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)	30.2 (31.2-37.3)	60.0 (56.8-74.2)	83.3 (66.8-88.8)

【日本】

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	1.18 (1.16-1.26)	1.02 (0.96-1.22)	0.84 (0.47-1.05)
GDP(%/年)	1.6 (1.3-1.9) [2010年~]	0.4 (-0.1-1.2) [2030年~]	0.4 (-0.9-1.5) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	0.90 (0.81-0.97)	0.95 (0.73-1.11)	0.85 (0.45-0.90)
セメント生産量(億トン)	0.54 (0.50-0.68)	0.44 (0.31-0.75)	0.40 (0.23-0.65)
道路部門の旅客輸送需要(兆p-km)	0.77 (0.69-0.85)	0.64 (0.61-0.82)	0.61 (0.51-0.70)

注)括弧内は、SSP1~5までのシナリオの幅。なお、エネルギー需要や発電電力量はモデルで内生的に計算される。

データセンター需要増シナリオのモデル想定と論拠

Masanet et al., や Koot et al.,
Base scenario的シナリオ

Koot et al., Combined scenario
(median)的シナリオ

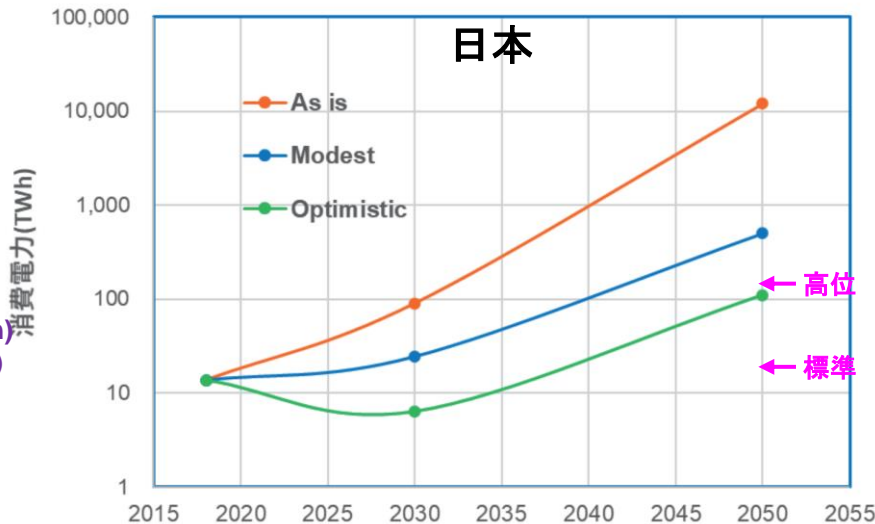
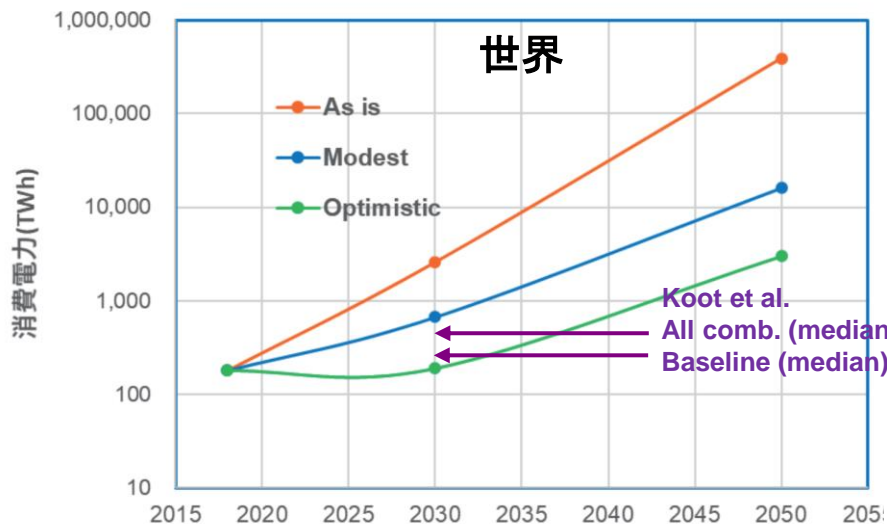
	標準シナリオ		データセンター電力消費量加速化ケース	
	世界	日本	世界	日本
2016年	286 TWh/yr	21 TWh/yr	286 TWh/yr	21 TWh/yr
(全電力消費量) データセンター分	(25,000 TWh/yr) 1.15%	(1,050 TWh/yr) 2%(想定)		2%(想定)
2030年	(+0.8 %/yr)		(+4.9 %/yr)	
	321 TWh/yr	24 TWh/yr	566 TWh/yr	42 TWh/yr
2050年	年上昇率一定 (+0.8 %/yr)		年上昇率一定 (+4.9 %/yr)	
	377 TWh/yr	28 TWh/yr	1497 TWh/yr	110 TWh/yr

データセンター電力消費量加速ケースでの追加電力需要: **+83 TWh/yr**

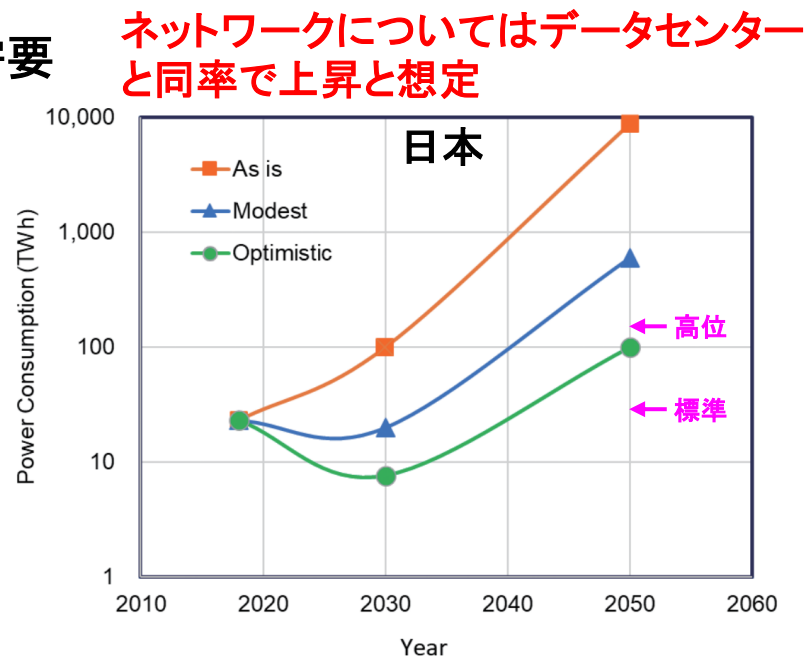
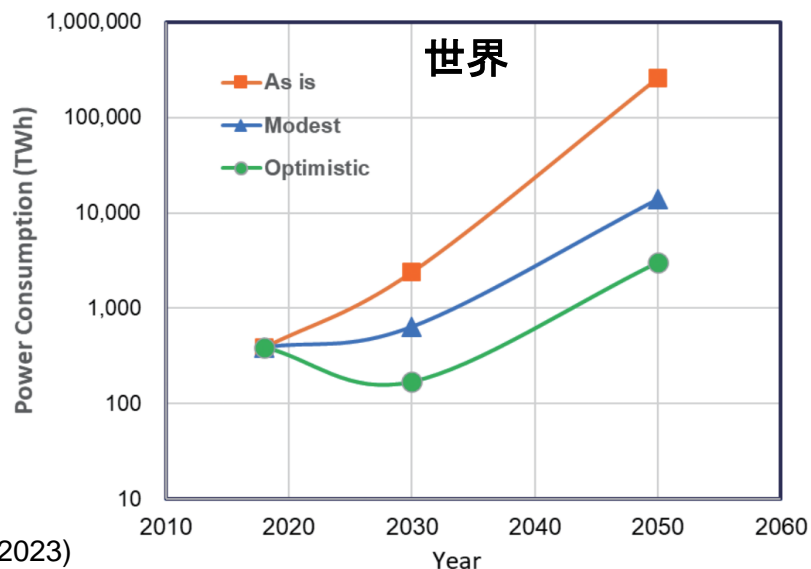
【参考】JST (2022) LCS-FY2021-PP-01 における推計

	Optimisticケース		Modestケース	
	世界	日本	世界	日本
2030年	190 TWh/yr	6 TWh/yr	670 TWh/yr	24 TWh/yr
2050年	3000 TWh/yr	110 TWh/yr	16000 TWh/yr	500 TWh/yr

データセンター電力需要



情報通信ネットワーク(ルーター・無線基地局)電力需要



ネットワークについてはデータセンターと同率で上昇と想定

自動車車両コストの想定：小型乗用車

標準の技術想定シナリオ

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車(ガソリン)	210	209	202	201
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	270	248	219	210
純電気自動車(EV)	311	305	265	225
燃料電池自動車(FCV)	598	514	388	244

単位) 万円/台

EVコスト低減加速シナリオ：EVおよびFCVのコスト低減加速

(バッテリーコスト：2030年：1万円/kWh、2050年：5千円/kWh相当)

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車(ガソリン)	210	208	201	201
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	270	244	210	205
純電気自動車(EV)	311	285	210	205
燃料電池自動車(FCV)	598	412	244	205

単位) 万円/台

自動車車両コストの想定：大型乗用車

標準の技術想定シナリオ

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	370	370	380	385
ハイブリッド車(ガソリン)	418	415	404	402
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	521	482	429	414
純電気自動車(EV)	622	550	490	430
燃料電池自動車(FCV)	1046	902	682	467

単位) 万円/台

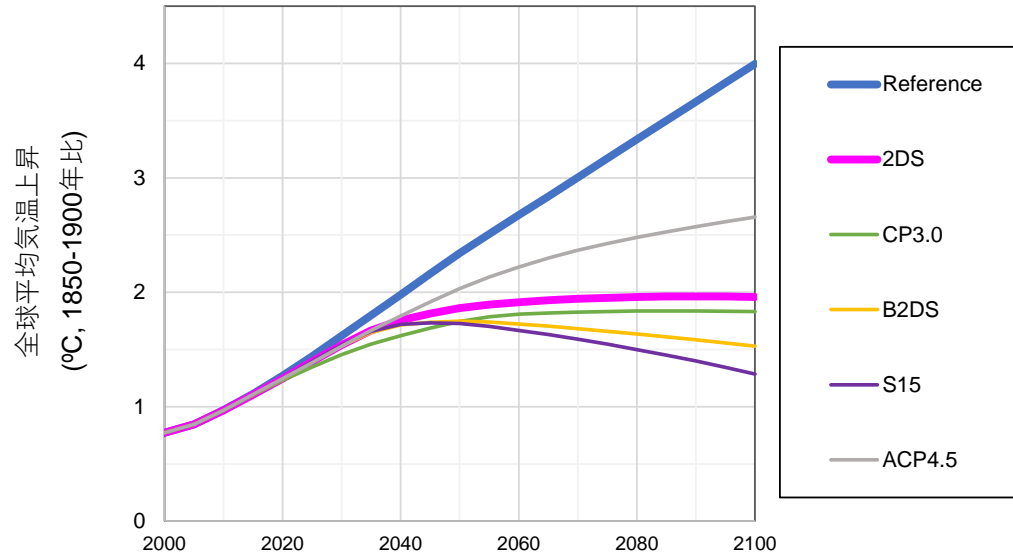
EVコスト低減加速シナリオ：EVおよびFCVのコスト低減加速

(バッテリーコスト：2030年：1万円/kWh、2050年：5千円/kWh相当)

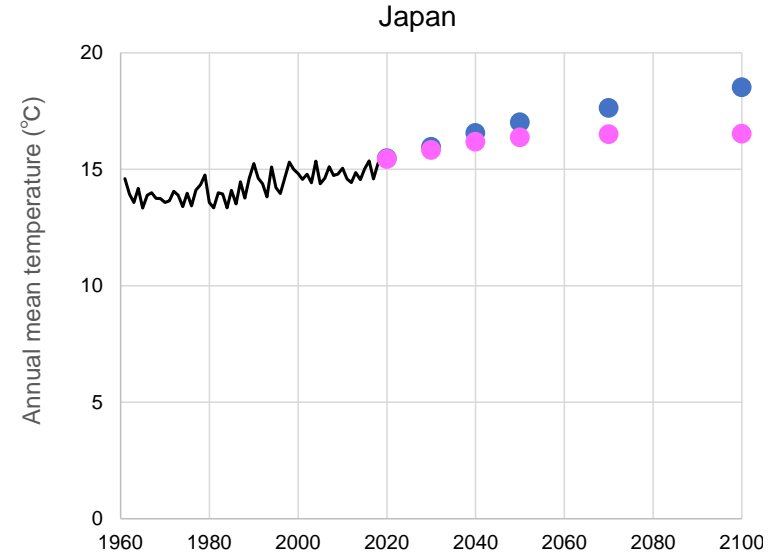
	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	370	370	380	385
ハイブリッド車(ガソリン)	418	415	392	391
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	521	471	404	397
純電気自動車(EV)	622	520	407	400
燃料電池自動車(FCV)	1046	748	467	402

単位) 万円/台

全球平均気温上昇シナリオ



日本の気温上昇



DDsの定義

$$HDD_{reg,t} = \sum_t (T_{ref,hdd} - T_{reg,t}) (T_{reg,t} < T_{ref,hdd}) \quad (1)$$

$$CDD_{reg,t} = \sum_t (T_{reg,t} - T_{ref,cdd}) (T_{reg,t} > T_{ref,cdd})$$

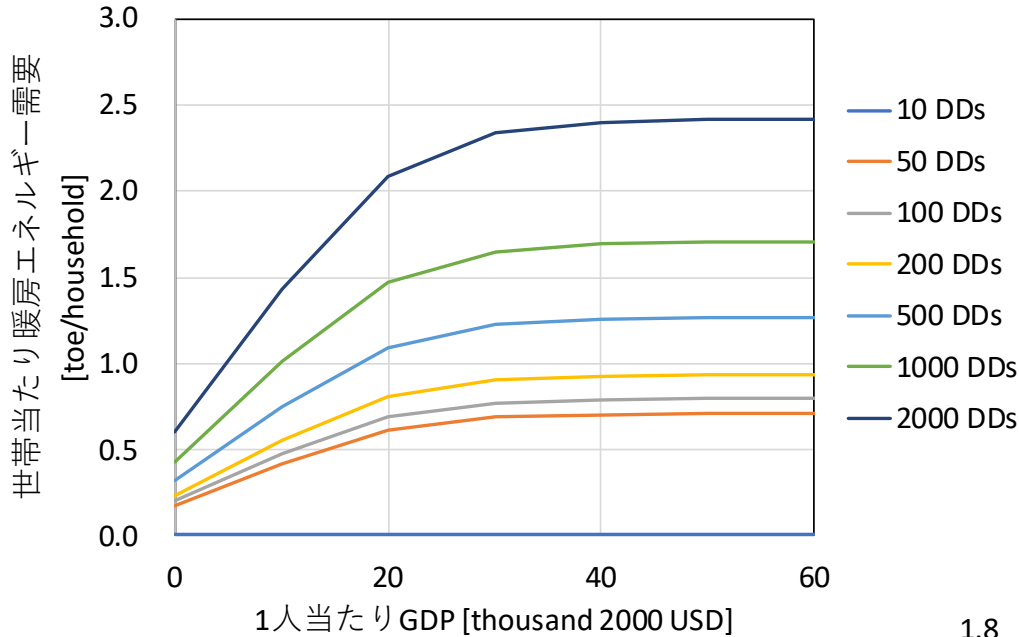
- $T_{ref,hdd}$ (暖房): 6°C
- $T_{ref,hdd}$ (給湯): 14°C
- $T_{ref,cdd}$ (冷房): 22°C

DDs推計式

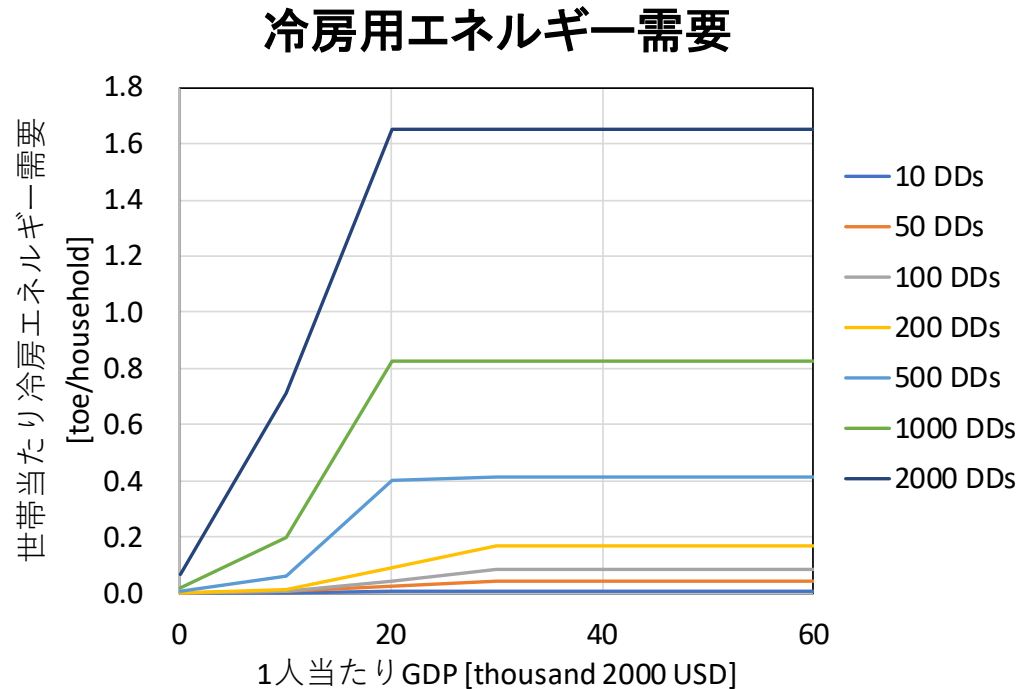
$$\ln(DD_{d,reg}) = \alpha_{d,reg} \times \ln(T_{ave,reg}) + \beta_{d,reg} \quad (2)$$

- 地域別の年平均気温と係数 α , β より、DDsを算出

家庭部門の暖房・冷房エネルギー需要： 一人当たりGDP、DDs、エネルギー需要の関係式



暖房用エネルギー需要



冷房用エネルギー需要

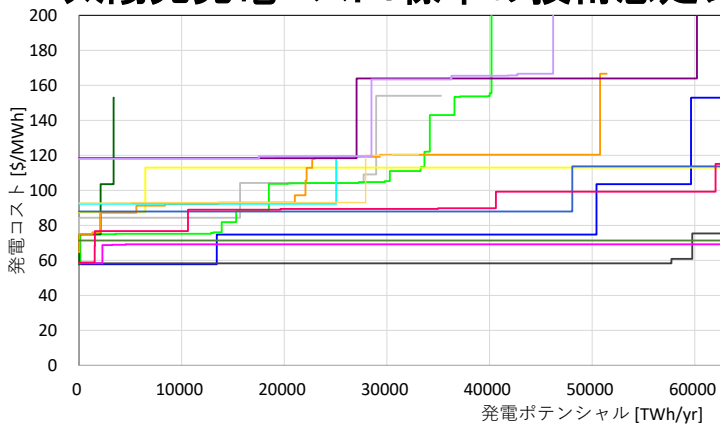
家庭の暖房および冷房エネルギー需要の見通し

	一人当たりGDP [1000 USD/capita]		HDD6°C		世帯当たり暖房 需要 [toe/household]		CDD22°C		世帯当たり冷房 需要 [toe/household]	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050
日本	42	69	39	19	0.343	0.301	136	195	0.064	0.143
米国	42	66	281	182	1.189	1.073	349	438	0.509	0.618
英国	29	42	274	174	0.959	0.871	1	1	0.000	0.001
フランス	24	38	184	130	1.069	1.058	44	68	0.028	0.056
ドイツ	29	44	583	466	1.057	0.991	46	67	0.010	0.028
イタリア	18	27	94	59	0.718	0.757	170	246	0.024	0.203
韓国	22	36	586	454	0.471	0.472	180	247	0.047	0.204
中国	5	13	199	129	0.218	0.425	307	378	0.074	0.132
インド	1	4	1	1	0.031	0.031	1828	2031	0.061	0.174
サウジアラビア	12	18	1	1	0.001	0.001	2500	2748	1.407	2.268
メキシコ	7	13	1	1	0.036	0.036	57	203	0.059	0.086
ブラジル	4	11	1	1	0.000	0.000	651	789	0.119	0.249
ロシア	3	7	2162	1970	1.270	1.561	213	307	0.056	0.066

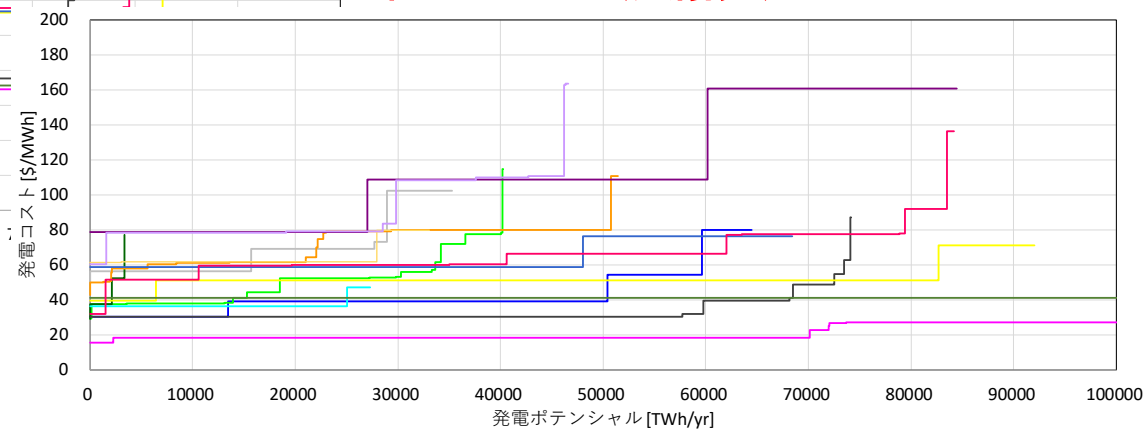
※ 2°Cシナリオ(>50%確率):2DSの場合

太陽光、風力発電のコスト・ポテンシャルの想定

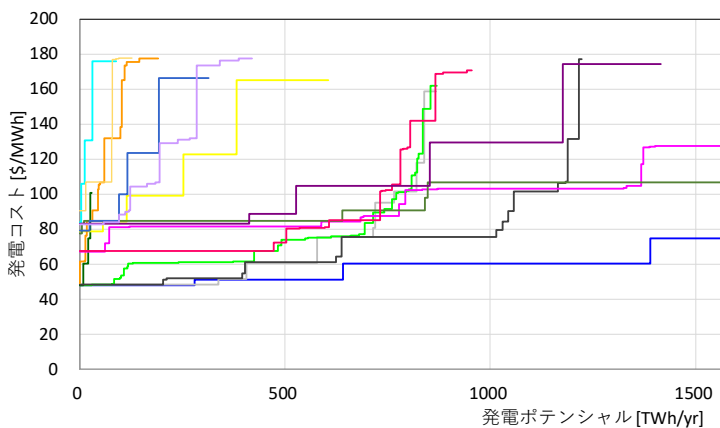
太陽光発電コスト: 標準の技術想定シナリオ



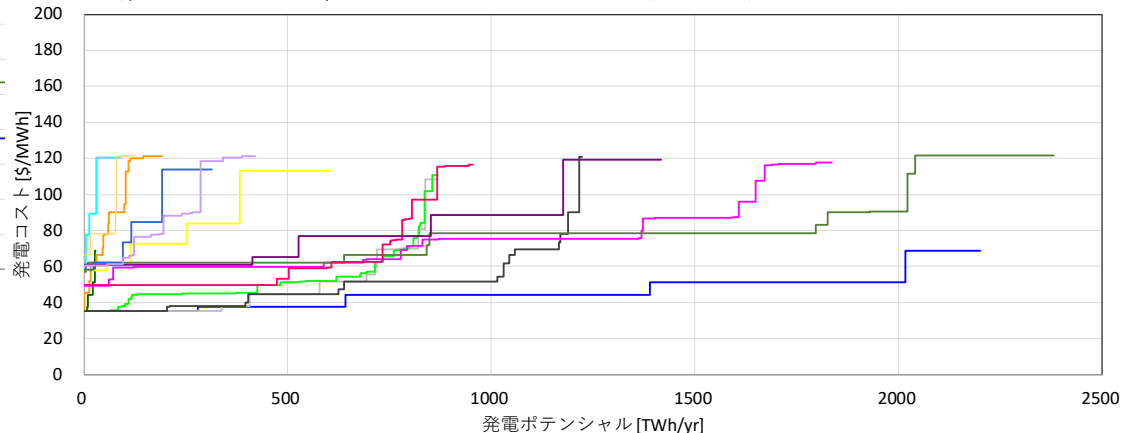
再エネイノベ(太陽光)



風力発電コスト: 標準の技術想定シナリオ

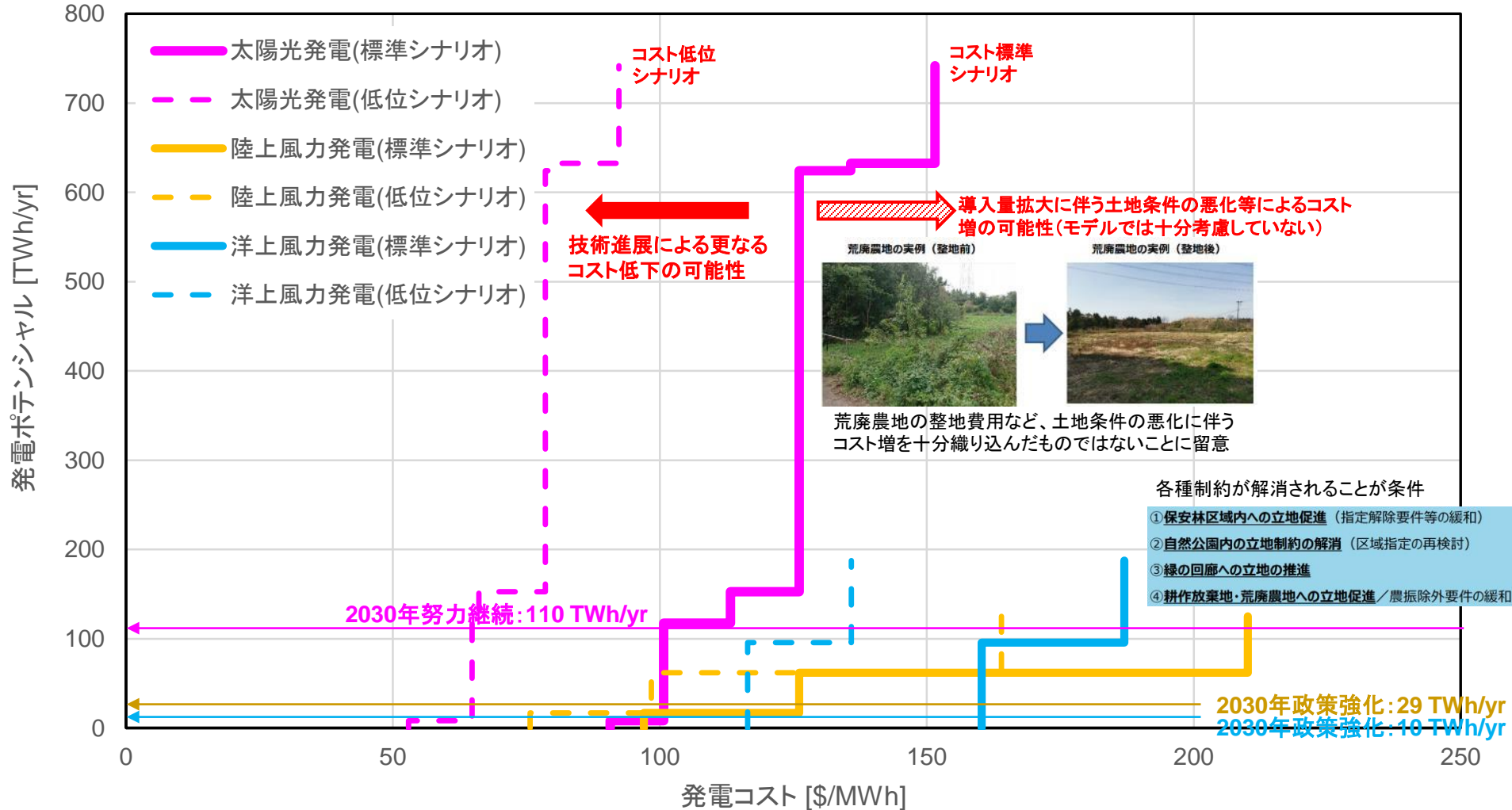


再エネイノベ(風力)



- 米国
- その他北米
- EU
- その他西欧
- 豪州・ニュージーランド
- 中国
- 東・東南アジア
- インド
- その他アジア
- 中東・北アフリカ
- その他アフリカ
- ブラジル
- その他中南米
- ロシア
- その他旧ロシア・東欧

日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定 (2050年)



※ 太陽光発電は、日射量と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。グラフは屋根置、大型太陽光発電の両者を含んで表示したもの。陸上風力発電は、風況と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。

合成燃料イノベシナリオ想定： e-methane生産エネルギー効率とコスト

エネルギー転換効率

		2020	2030	2050	2100
水電解	標準	64%	69%	74%	85%
メタネーション	標準	64%	69%	74%	85%
	革新的技術 (SOEC 等)		69%	85%	85%

設備費 [million US\$/(ktoe/day)]

		2020	2030	2050	2100
水電解	標準	479	345	207	207
	革新的技術	479	345	147	147
メタネーション	標準	606	473	335	335
	革新的技術 (SOEC 等)	606	438	186	186

Note:

Water electrolysis: Electricity→Hydrogen

Innovative methanation: Electricity→Synthetic methane (excluding energy input or facility costs for CO₂ capture)

合成燃料イノベナリオ想定： e-fuelsの得率に関するシナリオ

e-fuels製造のエネルギー転換効率の想定(2050年)

水素	1.25 toe	⇒	e-fuels	1 toe
CO ₂	3.02 tCO ₂			
電気	0.02 toe			

e-fuelsのエネルギー製品との得率の想定(感度解析シナリオ)

	2020	2030	2050	2070	2100
得率中位	50%	57%	71%	85%	
得率高位	50%	63%	90%		

炭素価格によって誘発されるエネルギー多消費産業の 生産量低減の影響分析

- ◆ 世界エネルギーシステムモデルDNE21+を用いた分析では、鉄鋼製品、化学製品等のエネルギー多消費産業の各種需要はモデルに外生的に与えての分析
- ◆ 一般的には、需要低減よりも、エネルギー対策での対応がなされやすいが、CO₂限界削減費用(炭素価格)が高い場合、また、とりわけ海外との炭素価格の差異が大きい場合、国際的な産業リーケージを伴いつつ、国内のエネルギー多消費産業の生産量の低下を伴う可能性が高い。
- ◆ そこで、DNE21+で得られたCO₂限界削減費用を、**一般均衡型の世界エネルギー経済モデルDEARS**(付録p.71参照)の入力として、エネルギー多消費産業の生産変化を推計。その結果を用いて、DNE21+のエネルギー多消費産業の生産量の想定を下方修正し、再度計算した試算(「フィードバック有」)も実施。なお、本来、収束計算が必要であるが、計算コスト増大を避けるため、一回のみフィードバック計算を行った。また、簡略化のため、今回は日本のみ、エネルギー多消費産業の生産変化のフィードバックを行った。(p.54~58に分析結果を提示)

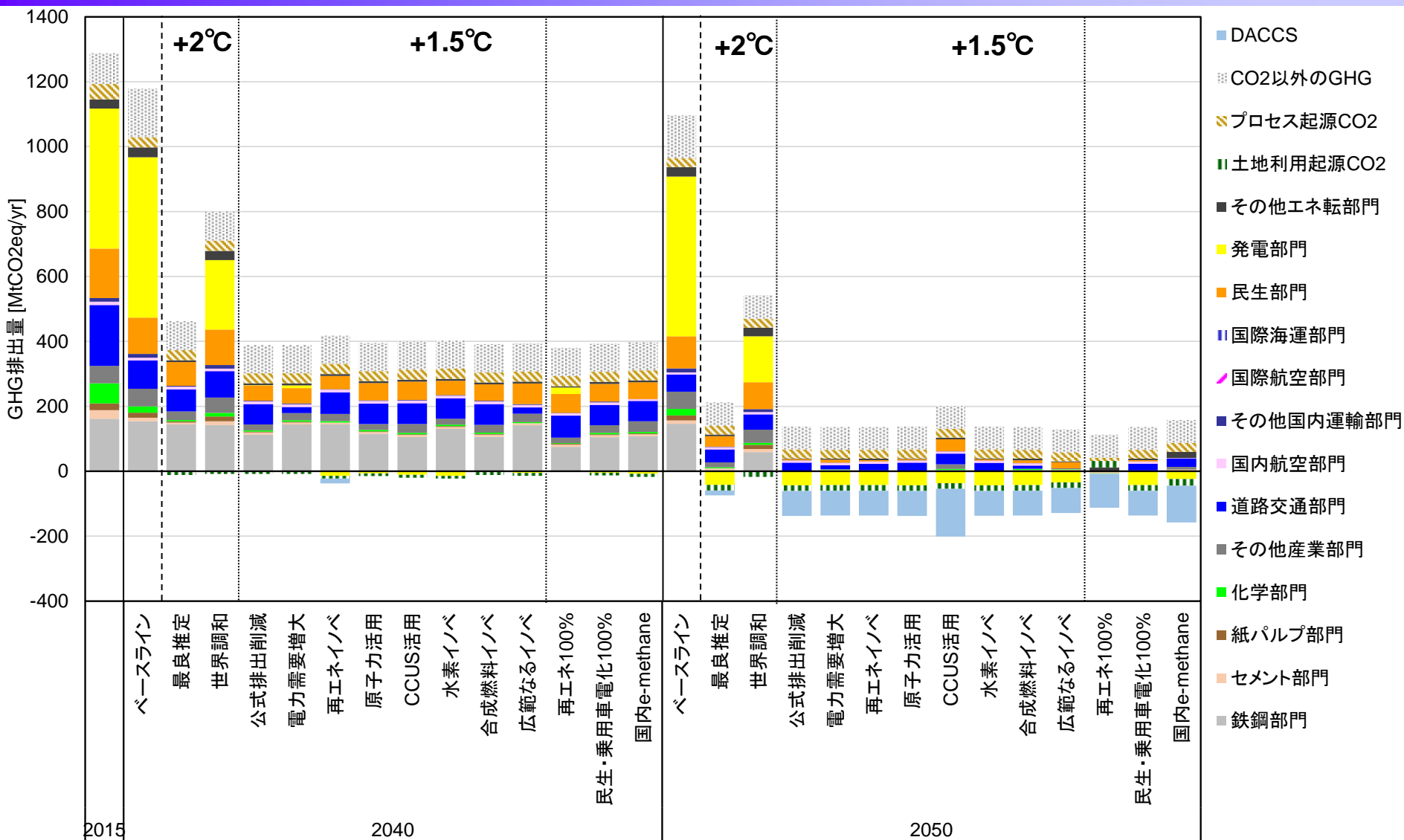
4. シナリオ分析結果

分析結果はモデル前提条件の想定により変化し得る。



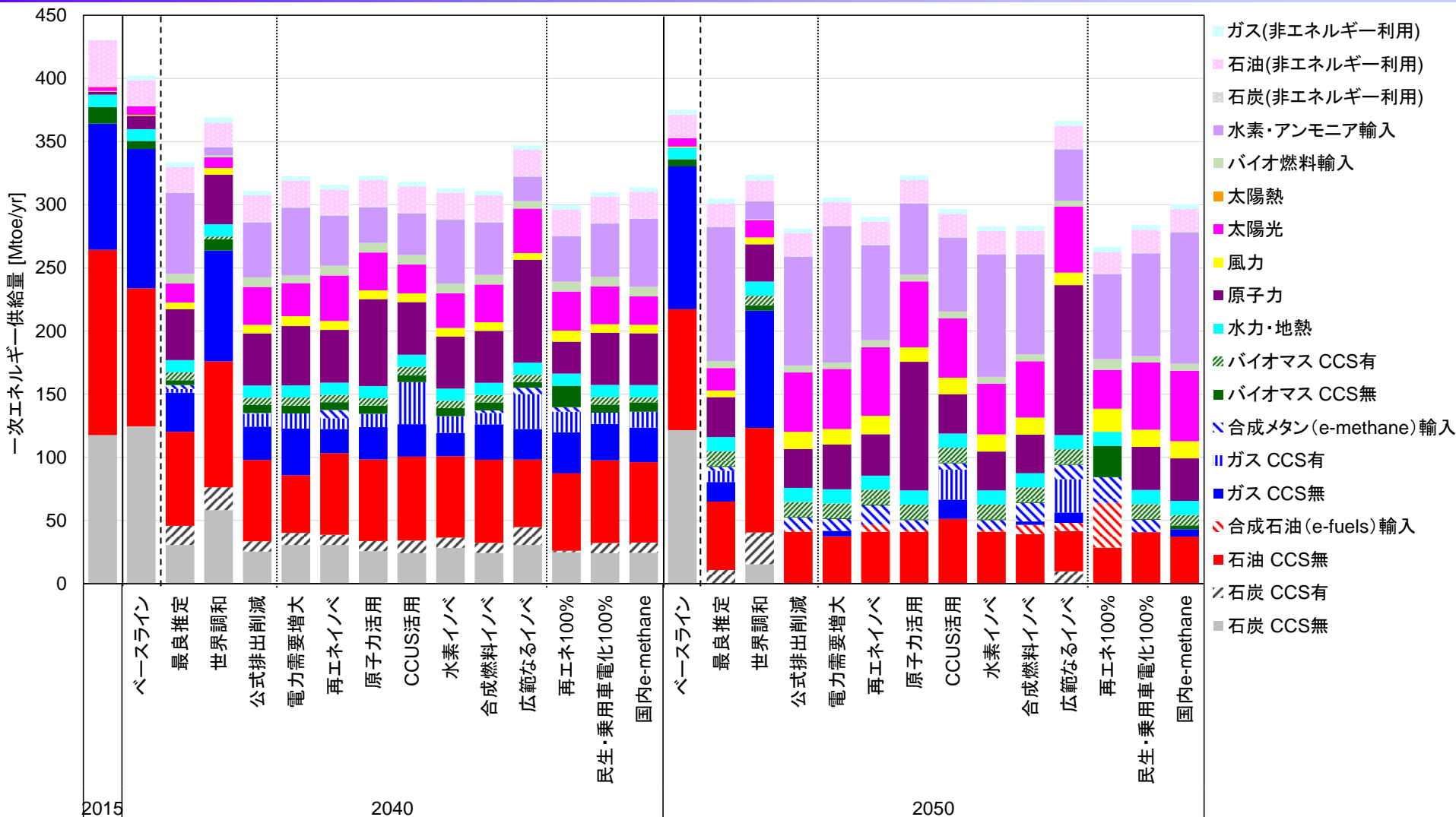
**CO₂排出削減に伴う素材産業の需要低減効果含まない分析(経済モデルDEARSによる
フィードバック無)**

部門別GHG排出量



- ✓ 2°C+日本2050年▲90%のケースでも、2040年頃に発電部門のCO₂排出量は正味ゼロにするのが経済合理的で、1.5°C+日本2050年CNのケースと発電部門に限っては大きな差異は見られない。ただしMACには大きな差異有
- ✓ 2°C世界MAC均等化では、発電部門の排出量は、2015年比で2040年▲50%、2050年▲67%程度

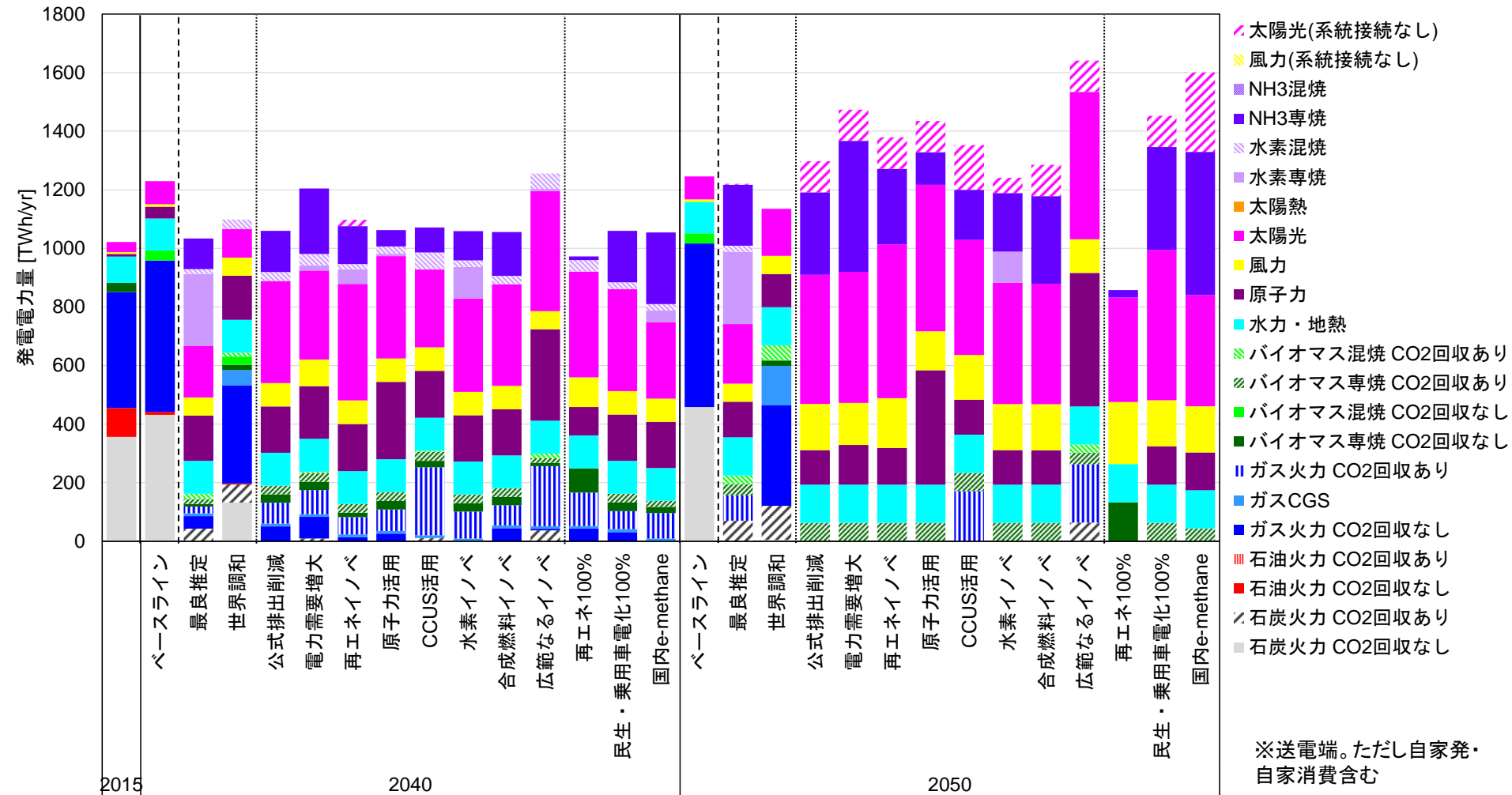
一次エネルギー供給量



注) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

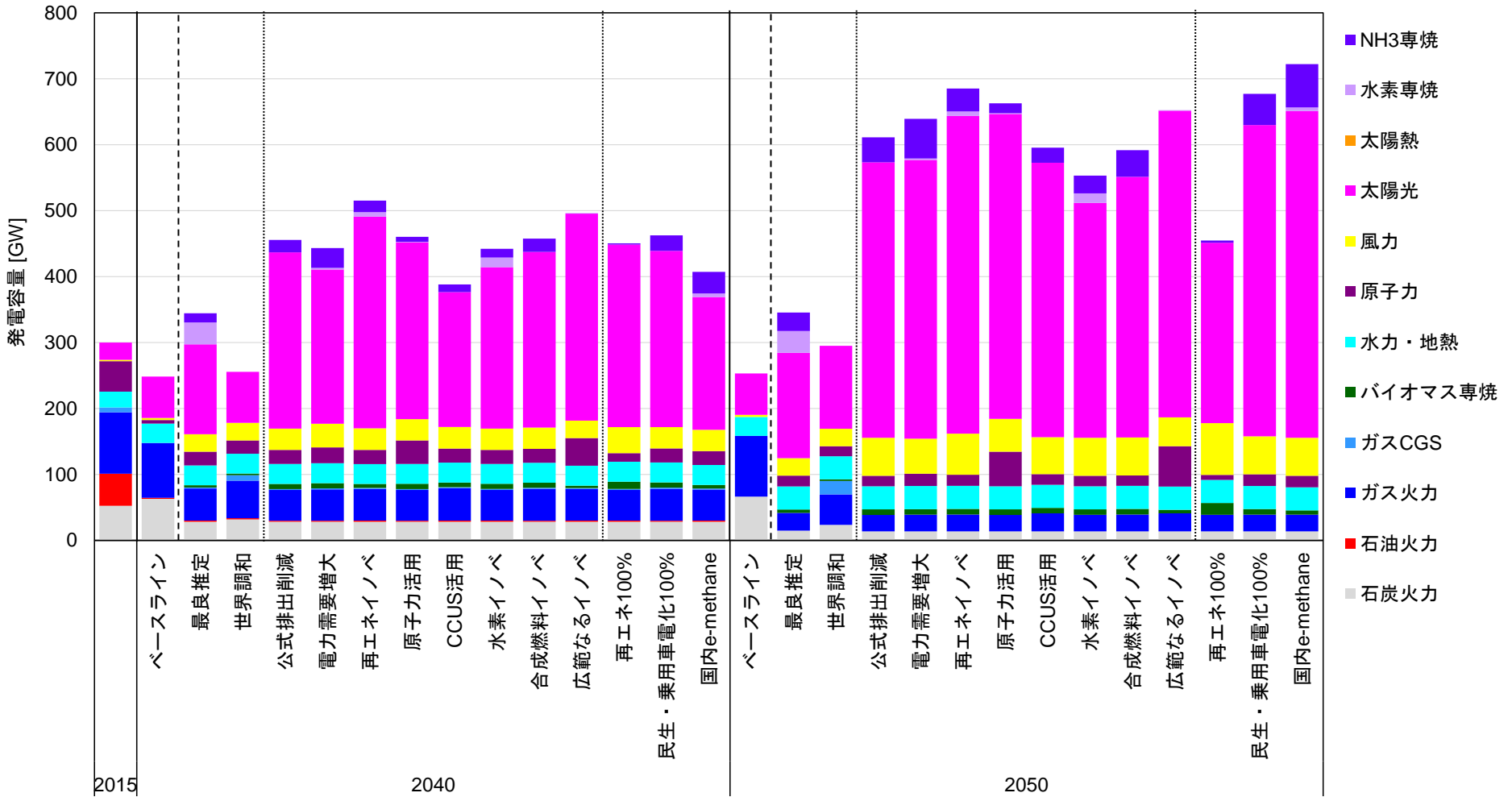
- ✓ 水素・水素系エネルギー(アンモニア、e-methane、e-fuels)の経済性は、モデル想定によってとりわけセンシティブな傾向がある。
- ✓ 更には、化石燃料利用+CDRと、水素・水素系エネルギーとの間の経済性も、センシティブな傾向がある。

発電電力量：電源種別

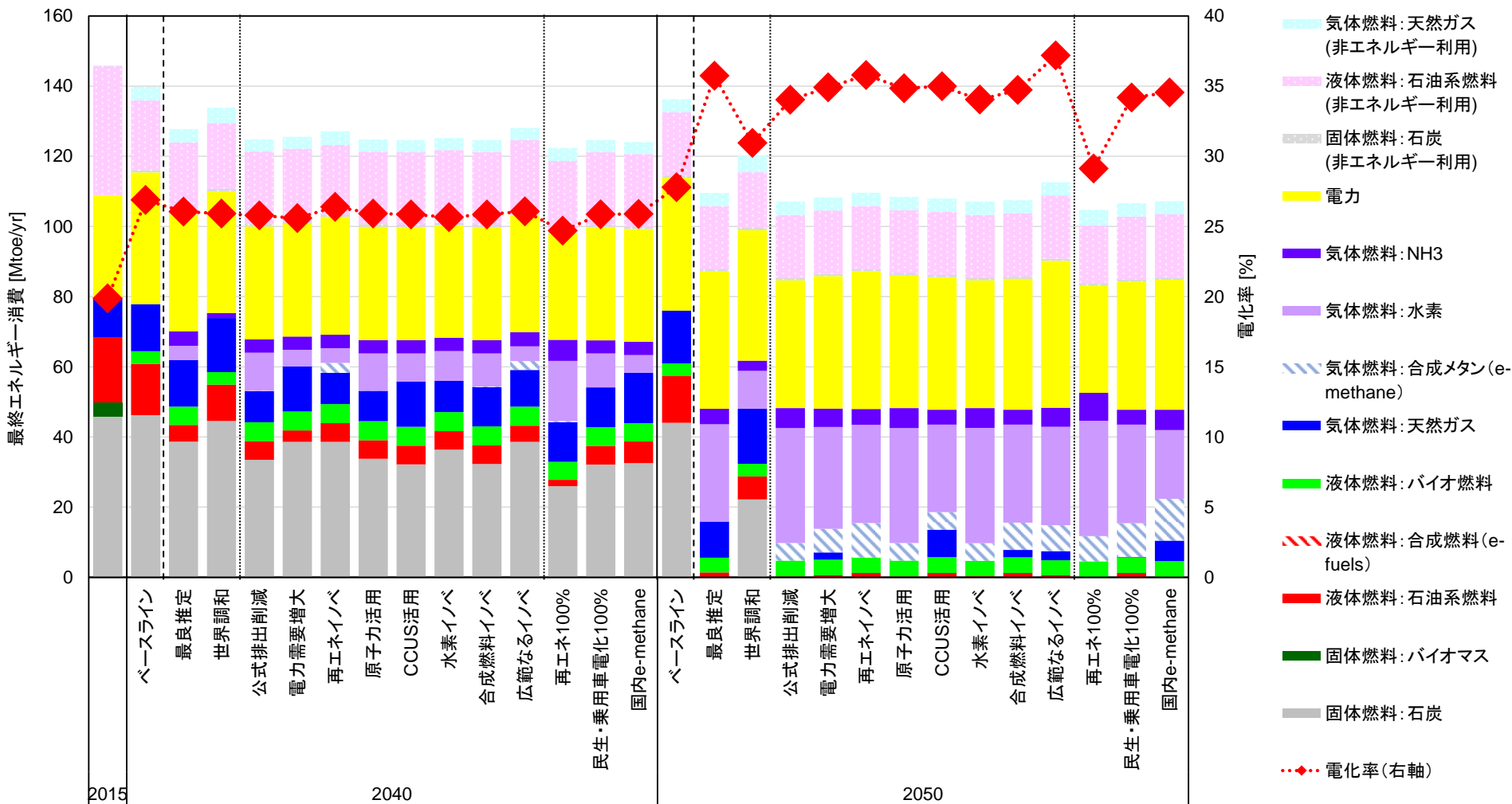


- ✓ 「再エネ100%」では、電力価格が高くなることから、電化シフトが進まず、発電電力量は抑制。他のシナリオではいずれも2050年に向けて発電電力量は増大(2050年 1100~1600 TWh/yr程度)
- ✓ 「最良推定」と「CCUS活用」ケースの比較からは、海外水素活用の水素発電と、LNG+CCS発電は、比較的代替的。CO₂貯留可能量が大きく確保できる場合は、LNG+CCSの方が経済的に優位な傾向有
- ✓ 水素・水素系エネルギーは、世界の国間でのCO₂限界削減費用に差が大きいケースほど、利用が大きくなる傾向有

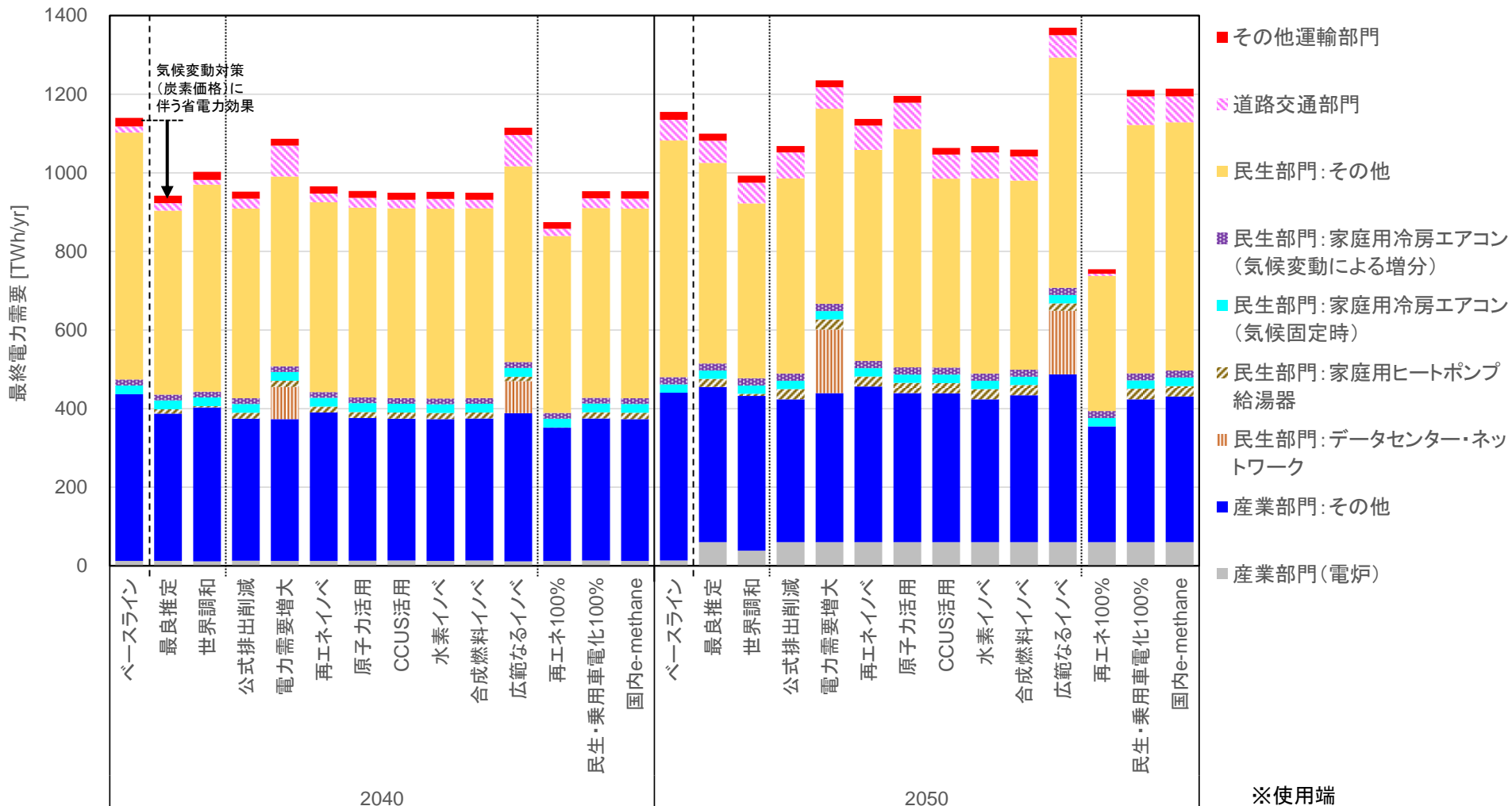
発電設備容量



最終エネルギー消費量：産業部門

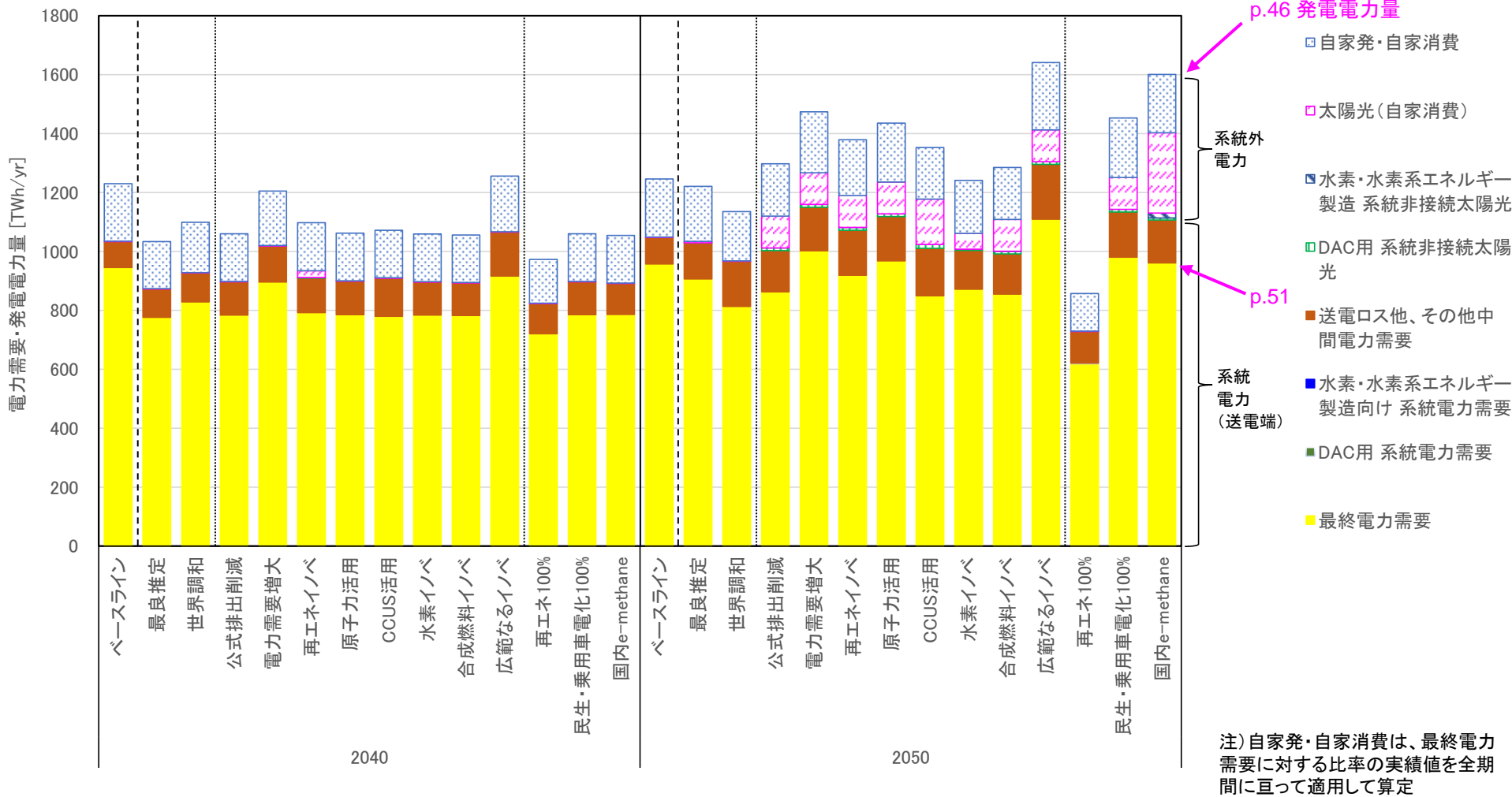


最終エネルギー消費量：部門別電力需要



- ✓ 2050年では需要が大きいケース(広範なるイノベ)で1370 TWh/yr、小さいケース(再エネ100%)で750 TWh/yr
- ✓ 再エネ100%ケースでは、電力の限界費用が大幅に上昇するため、電力需要量が極端に抑制される結果に。
- ✓ 最良推定では、2040年時点では、17%程度の省電力効果が推定されている。他方、2050年になると、電炉の増大により、電力需要の増大が見込まれ、省電力効果のかなりの部分を打ち消している。

発電電力量～最終エネルギー消費量の関係



- ✓ 系統電力(送電端)で見ると、2050年に15～20%程度の増大程度のシナリオが多い。
- ✓ なお、モデルではVREの系統統合費用を考慮しており、そのため、最適解としては、系統非接続での水素・水素系エネルギー製造やDAC用の電力需要が多く見られる。他方、その限界的な費用が、事業者負担でない場合には、系統接続を志向する場合もあり、系統電力側に入ってくる可能性もある。

CO₂限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、電力限界費用

		CO ₂ 限界削減費用 [US\$/tCO ₂]		エネルギーシステムコスト の増分(ベースライン比) [billion US\$/yr]* ¹		電力限界費用 [US\$/MWh]* ²	
		2040年	2050年	2040年	2050年	2040年	2050年
ベースライン		—	—	—	—	123	105
+2°C	最良推定	321	514	[+93]	[+138]	211	193
	世界調和	96	184	[+20]	[+37]	166	172
+1.5°C	公式排出削減	514	978	[+148]	[+279]	255	234
	電力需要増大	483	796	(-10)	(+6)	256	229
	再エネイノベ	479	732	(-18)	(-57)	230	199
	原子力活用	513	921	(-13)	(-30)	241	207
	CCUS活用	509	752	(-18)	(-50)	255	230
	水素イノベ	510	933	(+1)	(-12)	255	233
	合成燃料イノベ	516	798	(-1)	(+1)	257	232
	広範なるイノベ	384	539	(-60)	(-111)	208	161
	再エネ100%	617	6516	(+21)	(+138)	286	2047
	民生・乗用車電化100%	514	834	(-1)	(+69)	255	235
	国内e-methane	500	1704	(0)	(+24)	251	249

*1 □(青字)はベースラインからのコスト増分。()赤字は公式排出削減からのコスト変化。

*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123 US\$/MWh

CO₂排出削減に伴う素材産業の需要低減 効果含む分析(経済モデルDEARSによる フィードバック有)

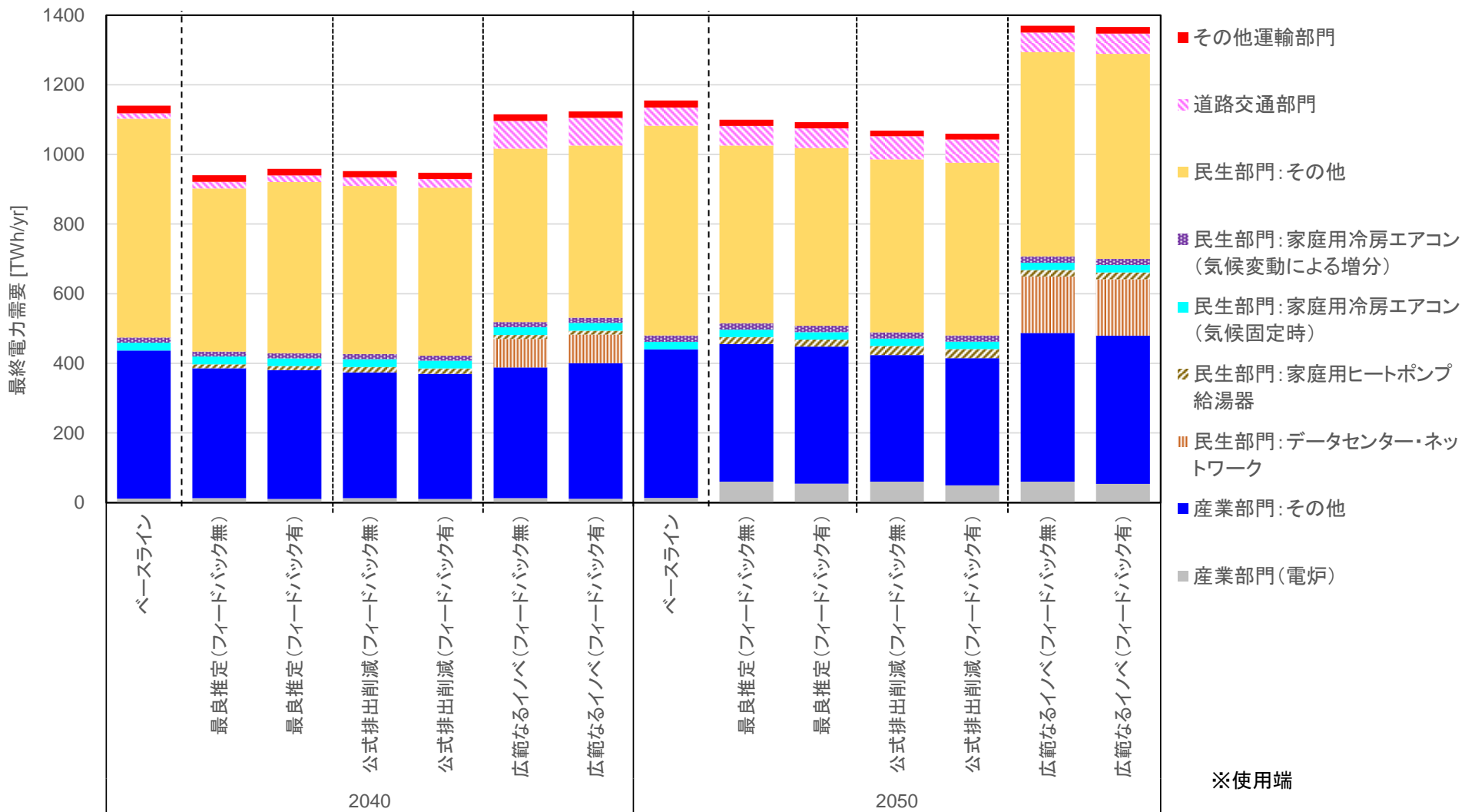
炭素価格によって誘発される エネルギー多消費産業の生産への影響：日本

	2040年			2050年		
	最良推定	公式排出削減	広範なるイノベ	最良推定	公式排出削減	広範なるイノベ
鉄鋼	▲12%	▲16%	▲13%	▲10%	▲18%	▲11%
化学	▲11%	▲16%	▲12%	▲10%	▲19%	▲10%
窯業土石 (セメント含)	▲2%	▲2%	▲2%	▲3%	▲4%	▲3%
非鉄金属	▲2%	▲4%	▲3%	▲0%	▲3%	▲0%
紙パ	▲4%	▲6%	▲5%	▲4%	▲8%	▲5%
GDP	▲4%	▲5%	▲5%	▲5%	▲7%	▲5%

※ ベースライン比

注)なお、2°C目標の「世界調和」ケースでは、生産減少の影響はほぼなく、日本のエネルギー多消費産業の生産量はむしろ微増傾向となる部門が多い(日本のCO₂原単位が小さいため)。

最終エネルギー消費量：部門別電力需要



- ✓ 炭素価格に伴う、エネルギー多消費産業の生産量低下のフィードバックを行った場合、産業部門における電力需要量の低下は、2040年で5 TWh/yr程度、2050年で7~9 TWh/yr程度と推計。
- ✓ ただし、2040年については、炭素価格低下に伴って、エネルギー多消費産業以外の部門で省電力量が抑制されるなどの影響から、むしろ総電力需要量は微増する場合も見られ、電力需要量への影響は複雑。

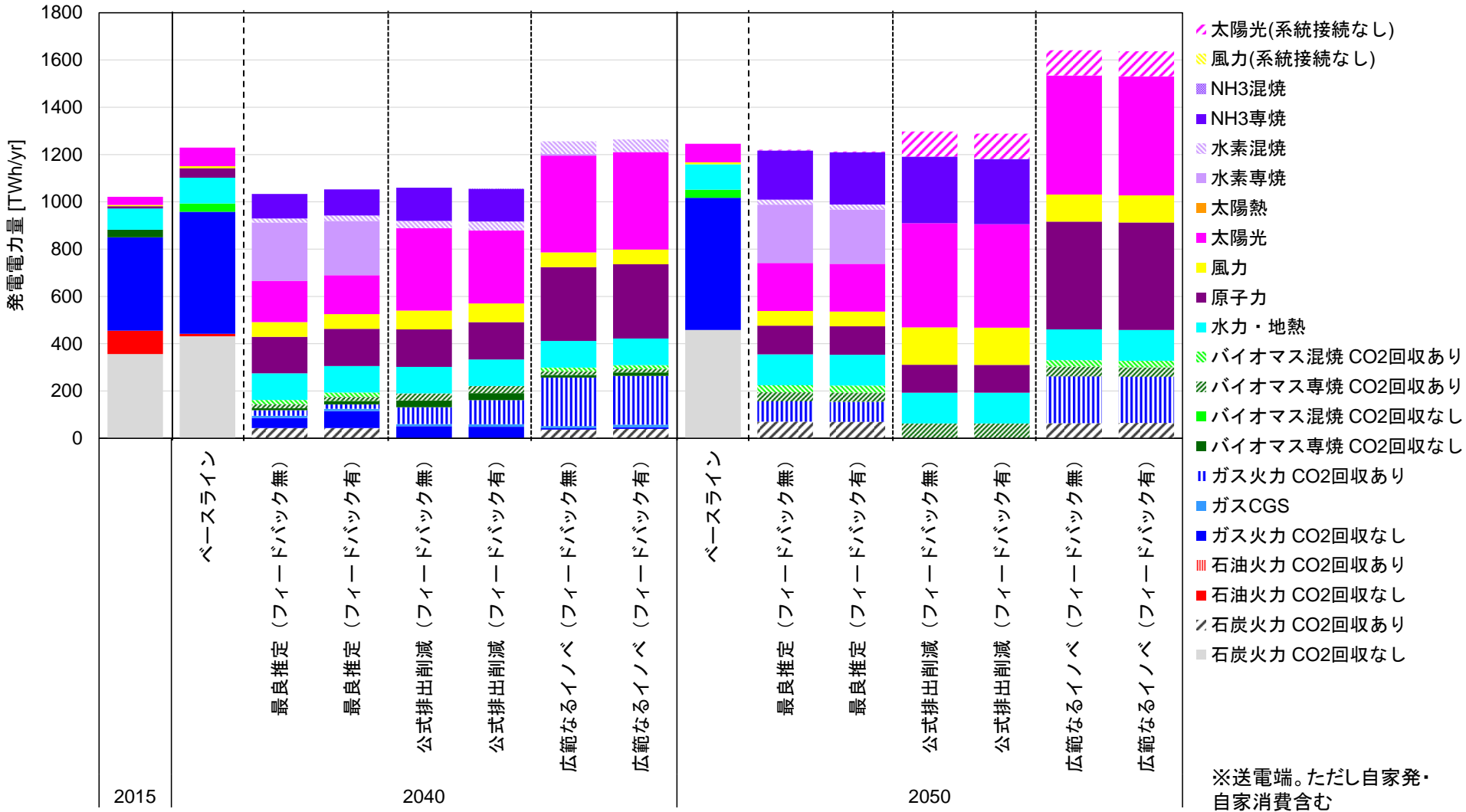
CO₂限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、電力限界費用

	CO ₂ 限界削減費用 [US\$/tCO ₂]		エネルギーシステムコスト の増分(ベースライン比) [billion US\$/yr] ^{*1}		電力限界費用 [US\$/MWh] ^{*2}	
	2040年	2050年	2040年	2050年	2040年	2050年
ベースライン	—	—	—	—	123	105
最良推定(フィードバック無)	321	514	[+93]	[+138]	211	193
最良推定(フィードバック有)	<u>311</u>	<u>510</u>	[+85]	[+128]	<u>210</u>	<u>195</u>
公式排出削減(フィードバック無)	514	978	[+148]	[+279]	255	234
公式排出削減(フィードバック有)	<u>499</u>	<u>979</u>	[+131]	[+262]	<u>257</u>	<u>232</u>
広範なるイノベ(フィードバック無)	384	539	[+88]	[+168]	208	161
広範なるイノベ(フィードバック有)	<u>372</u>	<u>544</u>	[+76]	[+158]	<u>207</u>	<u>161</u>

*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123 US\$/MWh

発電電力量：電源種別



✓ 需要の若干の低下と、炭素価格の低下に伴い、発電費用の高い電源(水素、LNG+CCS、太陽光等)の発電量が若干低下傾向

デジタル化進展に伴うサーキュラー経済 誘発効果による需要低減効果

※ 前項の分析と、モデル分析の前提条件が異なることに留意されたい。

サーキュラー経済・シェアリング経済誘発による エネルギー需要への影響の試算例

デジタル化によるサーキュラー経済・シェアリング経済誘発によるエネルギー（電力、非電力別）需要の変化分：2°C (>67%) 目標下（想定シナリオは付録p.72-74参照）

	2040年			2050年		
	電力 (TWh/yr)	非電力 (Mtoe/yr)	計 (Mtoe/yr)	電力 (TWh/yr)	非電力 (Mtoe/yr)	計 (Mtoe/yr)
産業	+5	▲3	▲3	▲15	▲3	▲4
民生	+21	+1	+3	▲21	+3	+2
運輸	+26	▲10	▲8	▲20	▲2	▲4
計	+52	▲12	▲8	▲56	▲2	▲7

- ✓ 現時点では推計には大きな不確実性有。電力需要は、2040～50年頃で、±50 TWh/yr程度の振れ幅が推計
- ✓ 例えば、完全自動運転化によるライドシェアリング・カーシェアリングの誘発は、車の台数の低下による素材生産量の低下によって、電力を含む、エネルギー需要量の低減をもたらし得るが、他方、BEVシフトを促しやすいことから、電力需要の増大要因にもなり得る。非電力は減少傾向が強いが、電力は増大、減少双方の可能性有



5. まとめ



- ◆ 我が国のエネルギー需要、電力需要においては、世界におけるエネルギー多消費産業、電力多消費産業の配置(労働、資本、エネルギー等の投入要素とアウトプットの価格の関係性)を含めて展望することは重要
- ◆ CNの実現に向けて、基本的には、電源の脱炭素化と電化は促進
- ◆ 他方、水素や水素系エネルギー(アンモニア、e-methane、e-fuels等)の将来の技術展望や、原子力発電やCCSの技術展望によって、コスト効率的なエネルギー供給は変化し、また、その供給コスト変化によって、電力や非電力の最終エネルギー消費量も変化し得る。
- ◆ 蓄電池等の増大、PHEV・BEVの拡大、CCUS、DACCS、水素・水素系エネルギーの活用に伴った電力消費量の増大も予想される。
- ◆ 計算インスタンスは劇的に増大してきている。他方、これまでは、半導体技術の進展等により、電力需要自体の増大は比較的低位に抑制されてきた。しかし、将来的には電力需要増大の大きな要因になり得るが、その予測はかなり難しく不確実
- ◆ 多くのシナリオでは 最終電力需要は2050年までに15~20%程度増大。CCS/CDR、水素製造など用の系統非接続を含む発電電力量としては、今回想定シナリオでは、2015年1000 TWh程度が、一部シナリオを除き、2050年では1100~1600 TWh程度と推計
- ◆ エネルギー多消費産業の炭素リーケージを含む需要低減に伴う、電力需要低下への影響は5~10 TWh/yr程度と推計されたが、他産業への波及効果含め、不確実性は大きい。
- ◆ サーキュラー経済進展による電力需要への影響も不確実性は大きく、今回の推計では、正負両方複雑な影響が推計され、±50 TWh/yr程度と推計

付録

発電設備費の想定

		2000年価格設備費 [US\$/kW]	2018年価格設備費 [US\$/kW]	
石炭発電	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	1000	1458	
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)~将来、複合発電化(IGCC)を含む)	1500	2187	
	高効率(現在先進国で利用~将来、複合発電化(IGCC、IGFC))	1700	2479	
石炭・バイオマス混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	バイオマス混焼率: ~5%	+85	+124
		バイオマス混焼率: ~30%	+680	+992
石炭・アンモニア混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	アンモニア混焼率: ~20%	+264 - +132	+385 - +193
		アンモニア混焼率: ~60%	+271 - +135	+395 - +197
石油発電	低効率(ディーゼル発電等)		250	365
	中効率(亜臨界)		650	948
	高効率(超臨界)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス発電	低効率(蒸気タービン)		300	437
	中効率(複合発電)		650	948
	高効率(高温型複合発電)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス・水素混焼	(中、高効率天然ガス発電への追加費用)	水素混焼率: ~20%	+55	+80
バイオマス発電 (専焼)	低効率(蒸気タービン)		2720-2400	3967-3500
	高効率(複合発電)		3740-3030	5454-4419
原子力発電		2743	4000	
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC		2800-2050	4083-2989	
天然ガス酸素燃焼発電		1900-1400	2771-2042	
水素発電(FC/GT)		1160	1692	
アンモニア発電(専焼)		3040-1444	4433-2106	
電力貯蔵(揚水発電等)		1000	1458	

注1) DNE21+モデルでは基準年としている2000年価格で想定。表示の2018年価格は米国のGDPデフレーターを用いて換算して表記したものの。

注2) 設備費は表中に示す範囲において時点の経過と共に低減するように想定している。

注3) 本数値は米国の想定値であり、国・地域によってロケーションファクターを乗じており若干の差異がある(日本は最大+3%)。再エネは別途想定(p.24-28)

各種火力発電の発電効率の技術進展の想定

発電効率(%LHV)

		2010	2020	2030	2050
石炭 火力	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)	37.8	39.6	41.4	45.0
	高効率(現在先進国で利用～将来複合発電化(IGCC、IGFC))	44.0	46.0	48.0	58.0
	CO ₂ 回収付IGCC/IGFC	34.0	35.5	38.5	50.3
石油 火力	低効率(ディーゼル発電等)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(亜臨界)	38.6	40.2	41.8	45.0
	高効率(超臨界)	52.0	54.0	56.0	60.0
	CHP*1	39.0	41.0	43.0	47.0
ガス 火力	低効率(蒸気タービン)	27.2	28.4	29.6	32.0
	中効率(複合発電)	39.8	41.6	43.4	47.0
	高効率(高温型複合発電)	54.0	56.0	58.0	62.0
	CHP*1	40.0	42.0	44.0	48.0
	天然ガス酸素燃焼発電	40.7	41.7	43.7	48.7
バイオ マス	低効率(蒸気タービン)	22.0	22.5	23.5	25.5
	高効率(複合発電)	38.0	40.0	42.0	46.0
水素発電(GT/FC)		54.0	56.0	58.0	62.0

*1 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5～20%の範囲で想定

原子力発電コストの想定

	設備費用 (\$/kW)		発電単価 (\$/MWh)	
	2000年価格	2018年価格	2000年価格	2018年価格
2020年	2763	4029	75	110
2030年	2779	4053	76	111
2050年	2794	4075	78	114
2100年	2824	4117	79	115

*1 表の数字は、日本の想定値。世界では国によるロケーションファクターを乗じており、若干差異をもった想定を行っている。

*2 モデルの基準年は2000年であるため、2000年価格も表示。2000年価格から2018年価格への換算は1.46を乗じたもの(米国CPIから)。

*3 発電電力量当たり費用への換算は、設備利用率85%を用いたもの

CO₂回収技術の想定

	2000年価格設備費 (\$/kW)	発電効率(LHV%)	CO ₂ 回収率(%)
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC* ¹	2800 – 2050	34.0 – 58.2	90 – 99
天然ガス酸素燃焼発電* ¹	1900 – 1400	40.7 – 53.3	90 - 99
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
石炭発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	851 – 749	0.308 – 0.154	90
天然ガス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1309 – 1164	0.396 – 0.333	90
バイオマス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1964 – 1728	0.809 – 0.415	90
ガス化CO ₂ 回収* ¹	62	0.218	90 – 95
製鉄所高炉ガスからの CO ₂ 回収* ¹	386 – 319	0.171 – 0.150	90
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要燃料(GJ/tCO ₂) 回収電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
クリンカ製造からの CO ₂ 回収* ²	2485 – 2246	4.87 – 3.66 0.199 – 0.150	90

*1 想定値は表中の範囲で2015～2100年に渡って改善すると想定している。

*2 想定値はキルン本体、CO₂回収・圧縮設備で利用する燃料種によって表中に示す幅があると想定している。

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2018年は1.46。

・発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

CO₂輸送、貯留の想定

	貯留ポテンシャル (GtCO ₂)		【参考値】IPCC SRCCS (2005) (GtCO ₂)	貯留費用 (\$/tCO ₂)* ¹
	日本	世界		
廃油田 (石油増進回収)	0.0	112.4	675–900	92 – 227* ²
廃ガス田	0.0	147.3 – 241.5		10 – 132
深部帯水層	11.3	3140.1	10 ³ –10 ⁴	5 – 85
炭層 (メタン増進回収)	0.0	148.2	3–200	47 – 274* ²

注1) 廃ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス採掘量が増加するに従って、表中の上限値までポテンシャルが増大し得ると想定している。

注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

*1 本数値にはCO₂回収費用は含まれていない。別途想定している。

*2 石油増進回収、メタン増進回収における石油やガスの利益は本数値に含めていないが、別途考慮している。

- **掘削リグの台数に制約がある等、その急拡大には困難が伴うことを鑑み、CO₂貯留の拡大率に制約を想定。具体的には、標準の技術想定シナリオでは、日本は国内の総貯留ポテンシャルに対し、2030年までは年間0.01%、それ以降は年間0.04%ずつ貯留量を拡大可能と想定（日本の場合、2050年の最大貯留可能量は96 MtCO₂/yr）。**

【CO₂輸送費】

- CO₂排出源から貯留地点への輸送費については、日本の場合、1.36\$/tCO₂ (100km当たり)、平均輸送距離300kmと想定し、別途考慮している。
- 土地面積が大きな国で、モデルで一国を更に詳細分割している国(米国、ロシア、中国、豪州)の分割地域間のCO₂輸送は別途輸送距離に応じた費用を考慮。
- 国をまたがるCO₂輸送も想定。なお、**日本は年間24 MtCO₂の輸出を上限とした**（CCUS活用シナリオでは、144 MtCO₂）。

熱電併給システム(CGS)の想定

設備費 (\$/kW, 2000年価格)

	2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	1250		
業務1 (1~2MW)	1875		
業務2 (0.5MW)	2500		
家庭 (PEFC/SOFC)	15167	3575	3575

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2015年は1.46。

効率想定 (LHV%)

		2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	発電効率	49.0	51.0	54.5
	熱回収効率	36.2	34.8	31.2
業務1 (1~2MW相当)	発電効率	42.3	47.5	50.7
	熱回収効率	36.2	31.0	27.8
業務2 (0.5MW相当)	発電効率	41.0	44.0	47.0
	熱回収効率	34.0	31.0	28.0
家庭 (PEFC/SOFC)	発電効率	39.7	47.8	55.0
	熱回収効率	55.3	45.0	37.8

【参考】資源エネルギー庁が提示の「参考値」

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量（※1）の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS /カーボンリサイクルと併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 CCUS /カーボンリサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
	火力 水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサプライチェーンを構築にも取り組む。 産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値（※2）とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

世界エネルギー経済モデルDEARS

(Dynamic Energy-economic Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors)

- ◆ トップダウン型経済モジュールとボトムアップ型エネルギーシステムモジュールの統合モデル
- ◆ 動的非線形最適化モデル(世界全体の消費効用最大化)
- ◆ モデル対象期間: 21世紀中頃まで(最適化時点間隔 10年)
- ◆ 世界地域分割: 18地域分割
- ◆ 非エネルギー産業分類: 16分類(貿易は輸入財・国内財の代替性を考慮[アーミントン構造])
- ◆ エネルギー分類: IEA統計に基づき、一次エネルギー8種、二次エネルギー4種。(IEA統計の鉄鋼部門のエネルギー消費のバウンダリーの修正。)
- ◆ GTAP (Global Trade Analysis Project) モデル・データベースに基づく、貿易マトリックスを含む国際産業関連構造を明示した経済モジュール
- ◆ 簡略化ながら、ボトムアップ化したエネルギーシステムモジュール
 - ✓ ボトムアップ的にエネルギー供給技術(発電技術等)、CO₂回収・貯留技術をモデル化
 - ✓ 一次エネルギー供給: 8種類をモデル化(石炭、原油、天然ガス、水力・地熱、風力、太陽光、バイオマス、原子力)
 - ✓ トップダウン的にエネルギー需要サイドをモデル化(家計: エネルギー価格・所得弾性、産業・運輸: エネルギー価格弾性、これらはすべて経済モジュールとリンク)
 - ✓ 最終エネルギー消費: 4種類をモデル化(固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力)

政府のエネルギー・環境会議選択肢の経済分析等にも活用された。

- T. Homma & K. Akimoto(2013), "Analysis of Japan's energy and environment strategy after the Fukushima nuclear plant accident", *Energy Policy* 62, 1216–1225
- 本間他(2020)、現状の気候・エネルギー政策を考慮した、パリ協定国別貢献における国際競争力に関する分析、*エネルギー・資源*、41-5

サーキュラー・シェアリング経済シナリオの想定(1/2)

出典)RITE 革新的技術シンポジウム(2022)資料 <https://www.rite.or.jp/news/events/pdf/akimoto-ppt-kakushin2022.pdf>

DXによるCE誘発等	エネルギー消費への直接的な影響	エネルギー消費への間接的な影響	DNE21+モデル分析における想定(暫定試算)
1) 完全自動運転車実現により誘発されるライドシェア、カーシェアリング(2030年時点までは想定せず)	- ライドシェアによる乗用車用エネルギー消費量の低減	- カーシェアリングに伴う乗用車台数の低下に伴う、鉄鋼、プラスチック、ゴム、ガラス、コンクリート等の低減 - 製品、素材の国際貨物輸送の低減⇒項目 8)	- 鉄鋼製品生産量:▲4%(車両+立体駐車場。道路建設含まず) - プラスチック製品:▲1% - タイヤ製品:▲28%(乗用車向け比)(エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定) - ガラス製品:▲28%(乗用車向け比)(エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定) - セメント製品:▲1%(立体駐車場のみ。道路建設含まず)
2) バーチャルミーティング、テレワーク	- 移動の低減に伴う運輸部門のエネルギー消費量の低減	- 長期的に建築物の稼働率上昇、必要な空間面積の低減により、鉄鋼、コンクリート等の低減の可能性有【今回のモデル分析では未考慮】	- 旅客需要:▲10%
3) E-publication等による紙の代替	- 紙の生産のためのエネルギー消費量の低減	- 紙媒体の配送等の貨物需要低減の可能性有【今回のモデル分析では未考慮】	- 紙パ生産量:▲20%
4) E-コマースや他のDXによるアパレルのリサイクル・シェア化の促進	- アパレル製造のエネルギー消費の低減	- ショッピングセンター等、小売店舗の低減と、それに伴うエネルギー消費、また建築物建設の低減により、鉄鋼、コンクリート等の低減の可能性有【今回のモデル分析では未考慮】	- アパレル生産量:▲20%(エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定)

赤字: 家庭部門関連、緑字: 業務部門関連、青字: 輸送部門関連、紫字: 産業部門関連、茶字: 非CO2 GHG等

サーキュラー・シェアリング経済シナリオの想定(2/2)

出典)RITE 革新的技術シンポジウム(2022)資料 <https://www.rite.or.jp/news/events/pdf/akimoto-ppt-kakushin2022.pdf>

DXによるCE誘発等	エネルギー消費への直接的な影響	エネルギー消費への間接的な影響	DNE21+モデル分析における想定(暫定試算)
5) 都市開発、設計等の進展による建築物の高寿命化	- 建築物の高寿命化による、セメント、鉄鋼製品の低減に伴うエネルギー消費量の低減		- 建築物の高寿命化: +40%、それに伴うセメント: ▲3%、鉄鋼製品需要の低減: ▲3%
6) 需要予測の向上等による食品廃棄の低減	<ul style="list-style-type: none"> - 必要食品生産量の低減等に伴う、窒素肥料、プラスチック製品等の生産に伴うエネルギー消費量の低減 - 小売店舗棟のエネルギー消費量の低減 - 必要食品生産量の低減等に伴う、メタン、一酸化窒素排出量の低減 	<ul style="list-style-type: none"> - 農畜産物、食品等の低減に伴う国際貨物輸送の低減 ⇒ 項目8) - 食品販売量の低減に伴う、小売店舗の低減に伴う鉄鋼、コンクリート製品等の低減の可能性【今回のモデル分析では未考慮】 - 他用途への利用可能な土地面積の増大に伴う植林等によるCO₂固定可能性【今回のモデル分析では未考慮】 	<ul style="list-style-type: none"> - 石油化学製品(窒素肥料含む)の低減: ▲1% - プラスチック製品: ▲1% - 紙パ製品: ▲0.5% - 輸送サービス需要: ▲1% 他 (以上、産業連関表より算定) - メタン、一酸化窒素排出低減: ▲493 MtCO₂eq/yr in 2050
7) 3Dプリンティングの適用による素材の低減	<ul style="list-style-type: none"> - アルミニウム、鉄鋼製品等の低減 - 製造段階による電力消費量の低減 	<ul style="list-style-type: none"> - 航空機の軽量化に伴う運航時のエネルギー消費量の低減 - 自動車等の軽量化に伴うエネルギー消費量の低減【今回のモデル分析では未考慮】 	<ul style="list-style-type: none"> - アルミニウム製品: ▲1% - 鉄鋼製品: ▲0.02% - 直接的電力消費量: ▲1% - 航空機の運航時のエネルギー消費量: ▲10%
8) 基礎素材やその他製品需要の低減に伴う国際海運需要の低減	- 国際海運需要の低減によるエネルギー消費量の低減		- 国際海運需要: ▲1%

赤字: 家庭部門関連、緑字: 業務部門関連、青字: 輸送部門関連、紫字: 産業部門関連、茶字: 非CO₂ GHG等

モデル分析のためのシナリオ想定

出典)RITE 革新的技術シンポジウム(2022)資料 <https://www.rite.or.jp/news/events/pdf/akimoto-ppt-kakushin2022.pdf>

	排出削減経路	主にデジタル化によるエネルギー需要低減						電力需要の フレキシビリティ(EV, HP, CGS)	小規模技術(PV, 風力、EV等)の より急速なコスト 低減
		運輸 1)	家庭 2, 3, 4)	建築物 5)	農業・ 食品 6)	産業 7)	派生 効果 8)		
BL-Std	Baseline (特段の気 候変動緩和 政策を想定 せず。炭素 価格0)	—	—	—	—	—	—	—	—
BL-Mobil		○							
BL-Resid			○						
BL-Build				○					
BL-Food					○				
BL-Ind						○			
BL-All_CE			○	○	○	○	○	○	
BL-All_CE+FL			○	○	○	○	○	○	
BL-All_CE+FL+GR		○	○	○	○	○	○	○	
B2DS-Std	B2DS 2℃を十分 に下回る排 出に抑制 (かつ2030 年の各国 NDCsを想 定、主要先 進国:2050 年GHGでの CN)	—	—	—	—	—	—	—	—
B2DS-Mobil		○							
B2DS-Resid			○						
B2DS-Build				○					
B2DS-Food					○				
B2DS-Ind						○			
B2DS-All_CE			○	○	○	○	○	○	
B2DS-All_CE+FL			○	○	○	○	○	○	
B2DS-All_CE+FL+GR		○	○	○	○	○	○	○	

このシナリオの
結果を提示

注1) 今回の分析では、IPCC等で用いられている共有社会経済パス(SSP)は、中位的なSSP2ベースで分析
注2) 本来、DXによる電力消費量の増大等のリバウンド効果も考えられるが、CO₂限界削減費用低下に伴うリバウンド効果以外のリバウンド効果は今回考慮していない