

トランジション・ファイナンス環境整備検討会

2026年2月27日

カーボンニュートラルに向けたトランジションロードマップの策定(2025年度版)

暫定版。精査の上、必要な修正があれば行った上で、近日中にRITE HPで公表予定

(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

sysinfo@rite.or.jp



1. トランジションロードマップの 策定の課題意識等

- ◆ パリ協定長期目標の2°Cや1.5°C目標や21世紀後半早期のカーボンニュートラル実現に向けて各部門の対策を強化していく必要あり。
- ◆ 一方、そこに至るトランジションには、世界全体で見ても幅は大きく、ましてや世界全体でのCNと整合的であっても、日本などの特定国の産業部門毎の排出削減経路は、部門によって、既存インフラの寿命や、排出削減対策の難易度等は異なっており、差異がある。一律の削減は、対策費用の増大を招き、却って排出削減を困難にしかねない。
- ◆ しかし一般には、必ずしも技術を含めた、全体整合的な排出削減への経路を十分理解できているわけではなく、投資の適切性に関して判断できる定量的な材料が必要な状況にある。そのため、NGFSなどでも、定量的な分析が可能な統合評価モデルを用いた排出削減シナリオの策定が行われている。一方、これらは、部門毎の排出削減経路に対しては十分な情報を与えていない。
- ◆ 日本政府は、トランジション・ファイナンスでの活用も念頭に、カーボンニュートラル実現に向けた具体的な移行の方向性を示すため、2021~2022年度にトランジションロードマップを策定した。また、2025年度にロードマップ改定を行った。一方、これらは、部門毎に策定されたものであり、全体としての2°C、1.5°C排出削減経路との整合性において、説明性を向上させる必要性がある。
- ◆ そこでRITEでは、2024年に、部門別の積み上げ評価をしており、かつ、世界各国・地域、部門間で整合性ある分析が可能な世界エネルギー・温暖化対策評価モデルDNE21+によって、部門別のトランジションロードマップを策定、公表した。本資料は、最新の動向を踏まえ、2024年のロードマップを更新したものである。

既存の国際的に広く参照されるシナリオ・経路の課題:

- ICMA、基本指針において、科学的根拠のある参照先として掲げられるSBTi、TPI、IEAについては、ICMAのレポートにおいても、地域性や産業特性の考慮に関して課題があるとされており、ロードマップ策定時にはこれらを参考としつつ、我が国の特性を踏まえた技術選択などが必要
- また、今後、金融業界で使用されうるNGFSシナリオでは国別・セクター別の値が推計されているが、使用時には独自に調整をすることが想定されている

国際的に広く参照されているシナリオ・経路の課題・留意点

参照機関	課題・留意点
IEA	<ul style="list-style-type: none">● IEAでは国・地域別またはエネルギー分野・産業分野別にエネルギー使用に由来する排出量の経路を提示しており、地域性や産業特性をそれぞれに考慮されているが、同時（国別×産業別）に考慮した経路は提示されていない
SBTi	<ul style="list-style-type: none">● 総量アプローチでは、すべての主体に対して同じ削減率を求めており、地域性や産業特性が考慮されていない● セクター別アプローチ（SDA）では、IEA－ETPにおける2DS、B2DSシナリオに基づき産業特性を考慮した経路を提示しているが、地域性は現状の排出量、生産量以外は考慮されていない
TPI	<ul style="list-style-type: none">● SBTiが用いるセクター別アプローチをIEA－ETP等を参照して活用しているが、地域性については考慮していない
NGFS	<ul style="list-style-type: none">● NGFSのシナリオでは、国別×産業別まで落とし込まれているが、産業（最終消費）の推計精度には課題があり、地域性を踏まえた産業別のデータについては、各国の特性等を詳細に反映させるための調整が必要

日本政府は、2025年2月に第7次エネルギー基本計画を閣議決定した。第7次エネルギー基本計画およびそのエネルギー需給見通しを踏まえつつ、足下の排出動向について、モデル前提条件の更新を行った。なお、2023年度版との整合性も重視しており、RITEが実施した第7次エネルギー基本計画向けのシナリオ分析※と完全に合致させているわけではないことに留意されたい。

以下、2023年度版からのモデル前提条件の更新項目である。

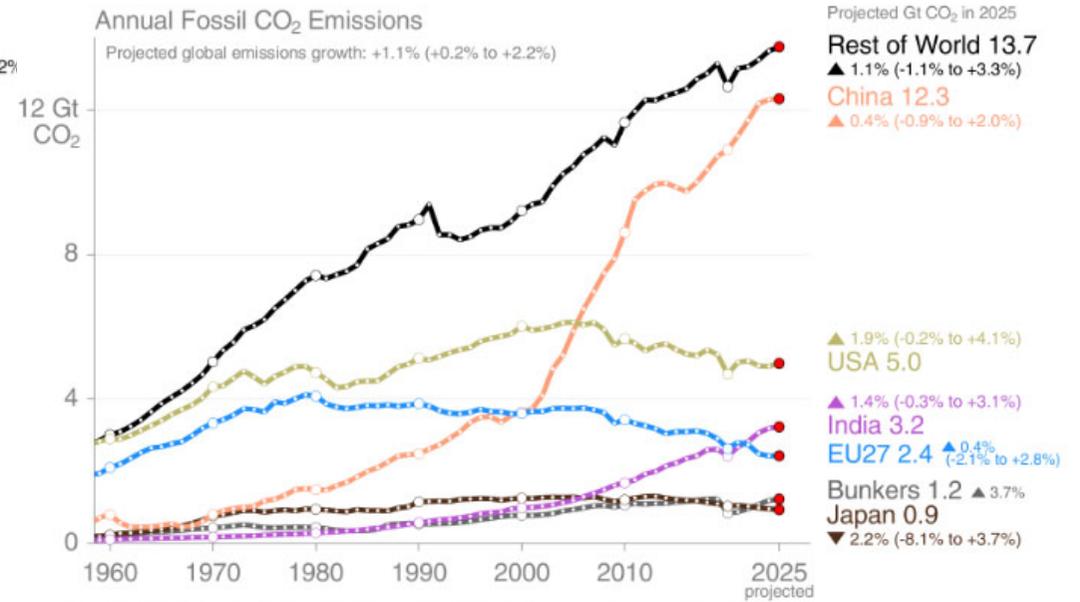
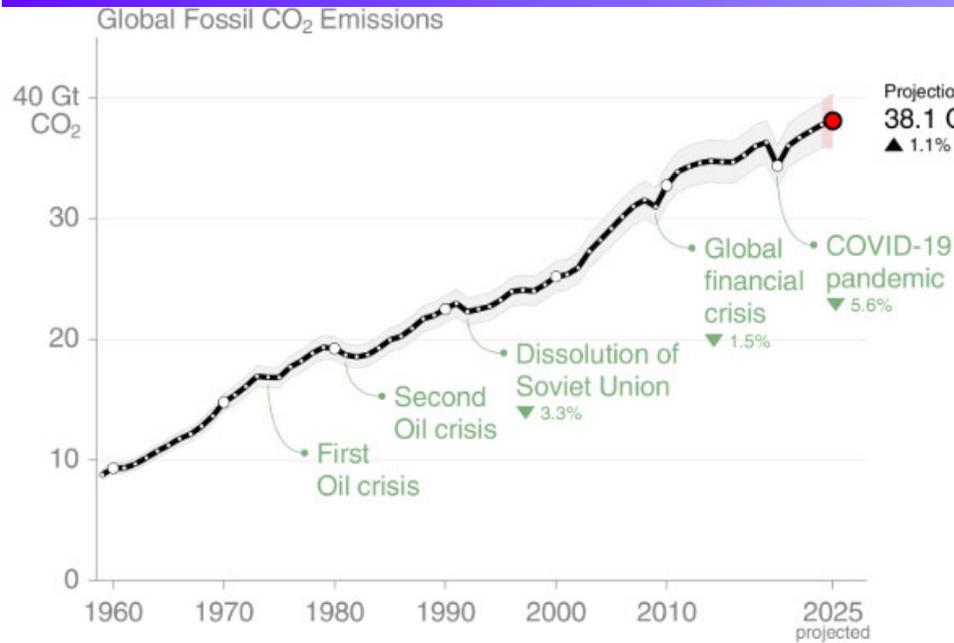
- ◆ 足下の世界排出量実績の上方修正
- ◆ 足下の日本の粗鋼生産量動向の下方修正（第7次エネルギー基本計画の想定と合致）
- ◆ 洋上風力コスト・ポテンシャル等の修正（EEZでの利用を含むポテンシャルに修正。第7次エネルギー基本計画の想定と整合的に）
- ◆ 原子力発電の上限を一律、総発電電力量の10%としていたものから、一部のシナリオで20%上限へと変更（第7次エネルギー基本計画の想定と整合的に）

※ https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/068/068_008.pdf

2. 排出動向と参照シナリオ

現在の世界排出動向と NDCsの展望

世界・主要国のCO2排出量の推移



出典) Global Carbon Project, 2025

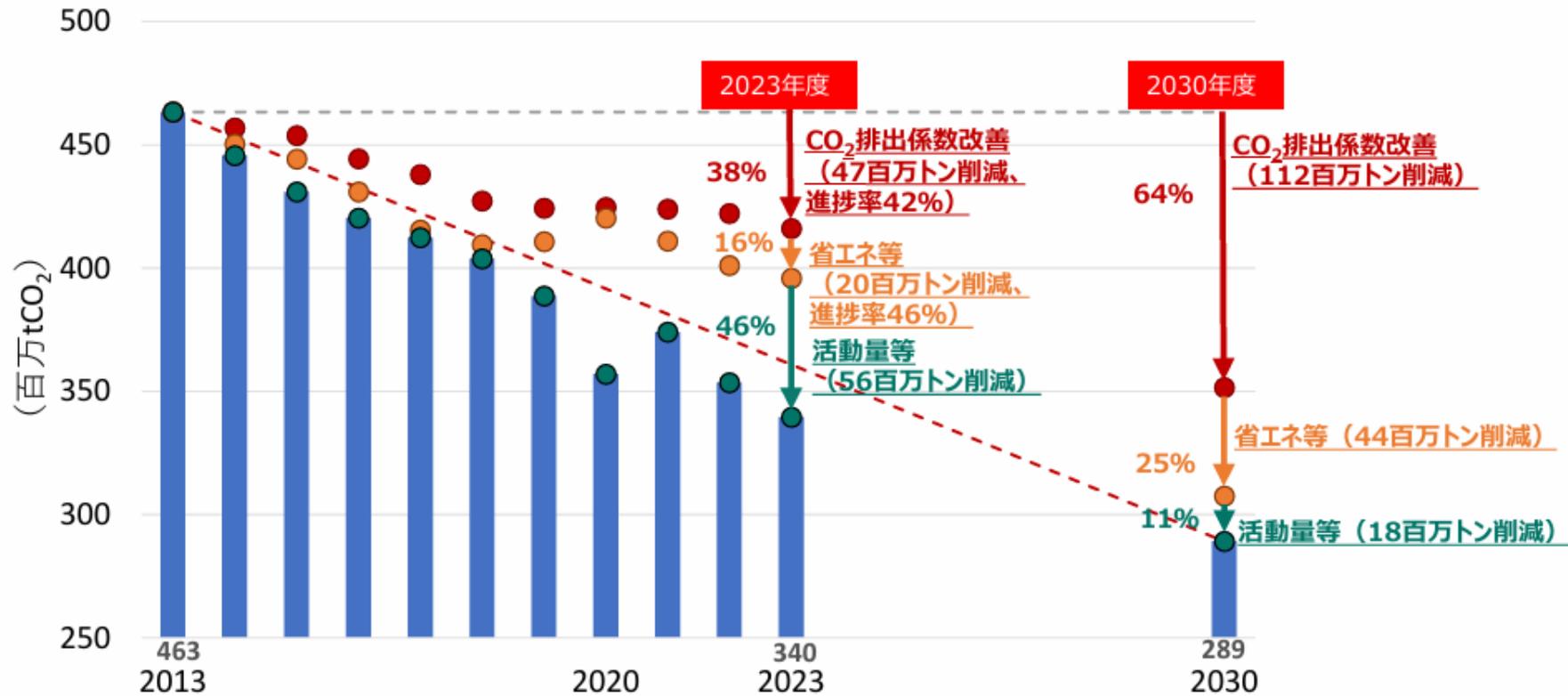
日本のGHG排出量



出典) 環境省, 2025

日本、米国、EUの排出量は低下が続いている一方、世界排出量は引き続き増大

日本のCO₂排出削減動向と要因分析例：産業部門



- 排出量
- CO₂排出原単位要因
- エネルギー消費効率要因
- 活動量要因等
- 2030年度に向けた削減目安
- 2013年度排出量

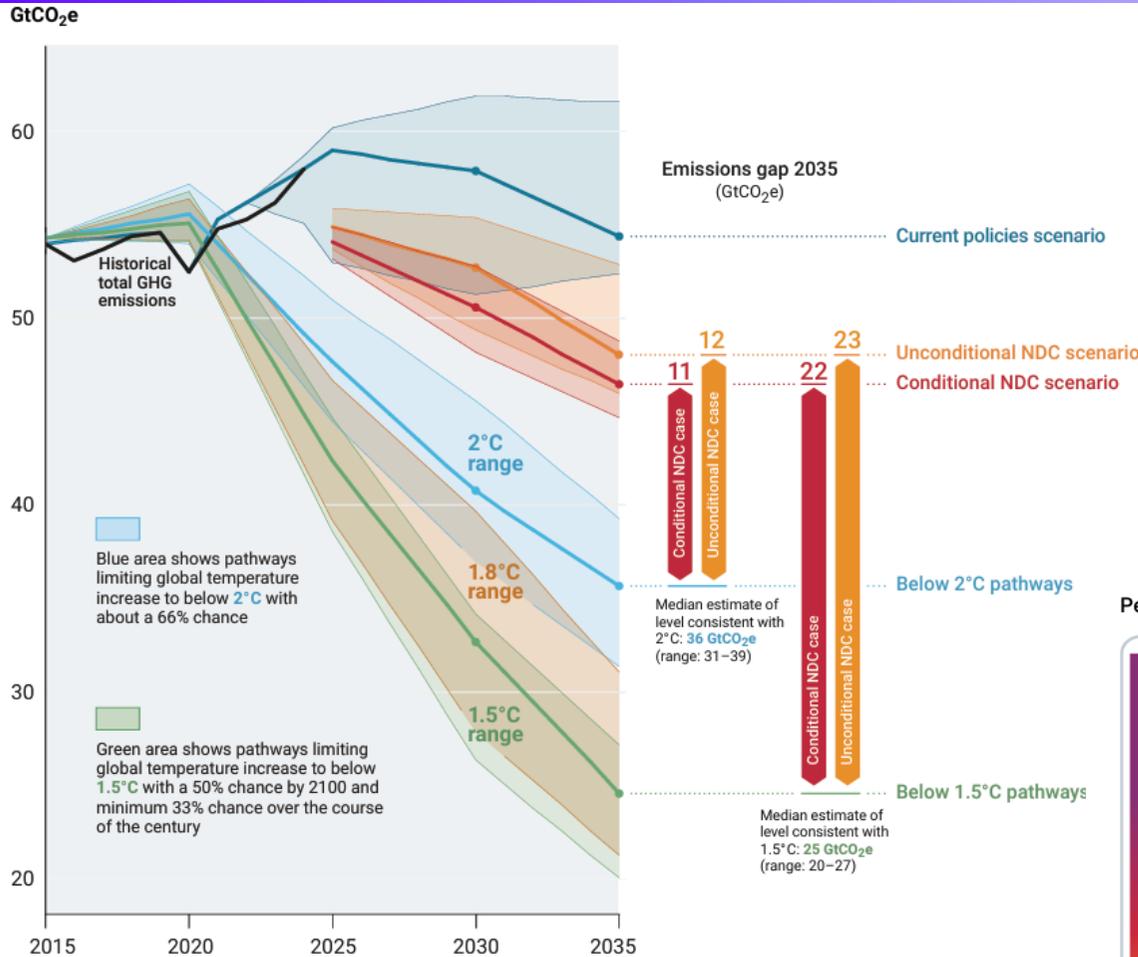
※進捗率：2023年度の削減量/2030年度の削減量
 ※各年度の%：各年度の総削減量に占める各要因の削減量の割合
 ※各部門でCO₂排出係数改善の進捗率が異なるのは、電力と燃料の比率、電力の自家発電比率等が部門により異なるため。
 ※要因分解の活動量には製造業は鉱工業生産指数、非製造業は産業別GDPを使用。
 ※活動量要因等には要因分解式の構造上、製造業の産業構造の転換等も含む。

<出典> 温室効果ガスインベントリ、地球温暖化対策計画、総合エネルギー統計（資源エネルギー庁）、2030年におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）（以上、資源エネルギー庁）、鉱工業生産指数、生産動態統計（以上、経済産業省）、国民経済計算（内閣府）から作成

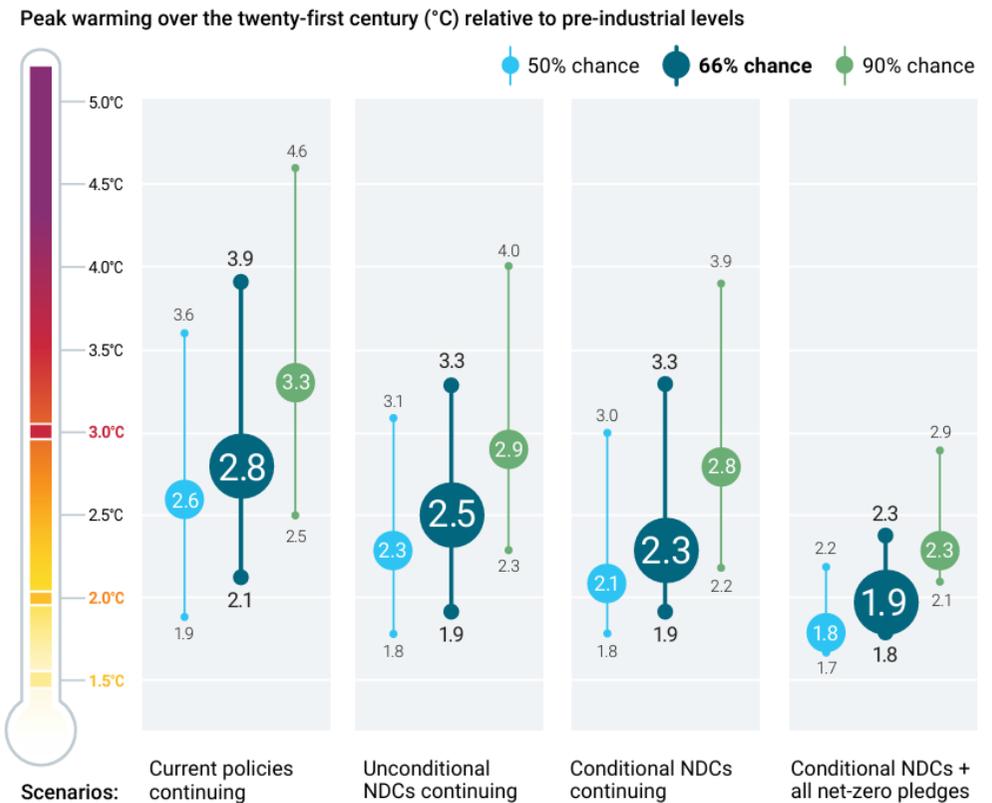
出典)日本政府資料(2025)

✓ 排出削減の大きな要因が生産活動量の低下(途上国への移転)となっている点に留意が必要

1.5°C、2°C目標と現状政策とのギャップ

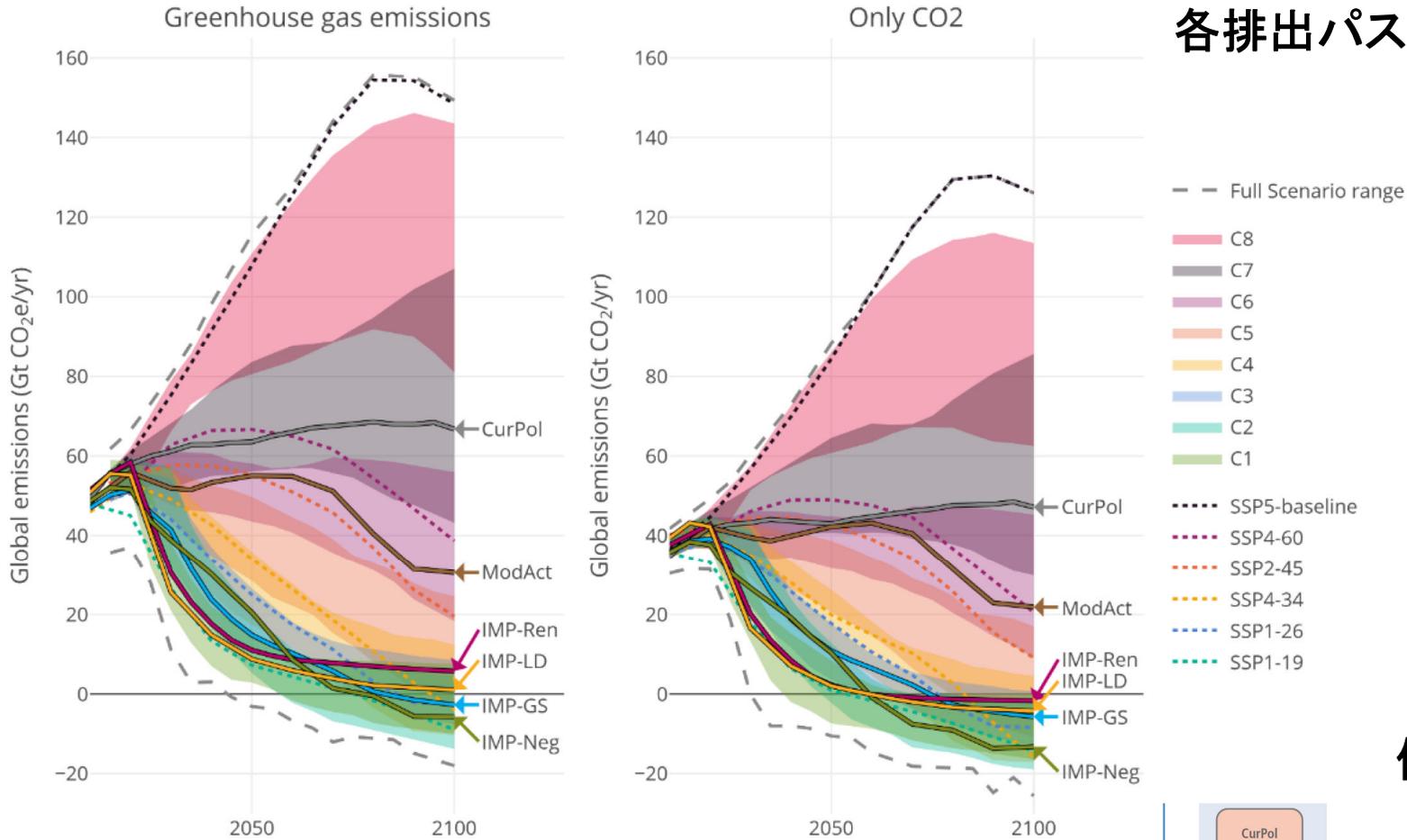


- ✓ 各国NDCの排出削減目標を積み上げて、1.5°Cはもちろん、2°C目標にも遠く届かない状況
- ✓ UNEP (2025)では、現状政策のままでは2100年に2.6°C前後の気温上昇になると推計



IPCCシナリオ

IPCCにおける排出パスの整理

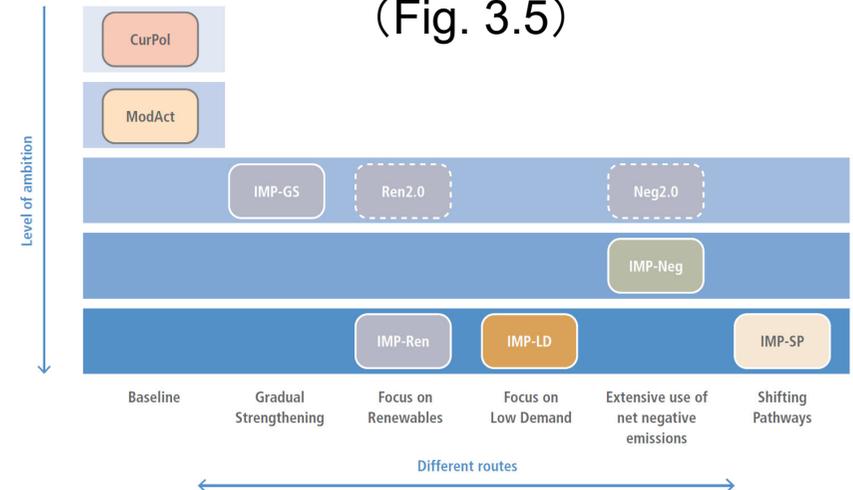


各排出パス (Fig. 3.10)

C8	>4°C
C7	4°C
C6	3°C
C5	2.5°C
C4	2°C (>50%)
C3	2°C (>67%)
C2	1.5°C-高オーバーシュート
C1	1.5°C-オーバーシュート無もしくは低オーバーシュート

参照パス	CurPol	現状政策	C7
	ModAct	穏健な排出削減行動	C6
パリ協定 長期目標 関連(例示 的緩和パス IMPs)	GS	現状政策からの漸進的な対策強化	C3
	Neg	負排出技術の活用促進	C2
	Ren	再生可能エネルギー	C1
	LD	低エネルギー需要	C1
	SP	持続可能な開発への移行	C1

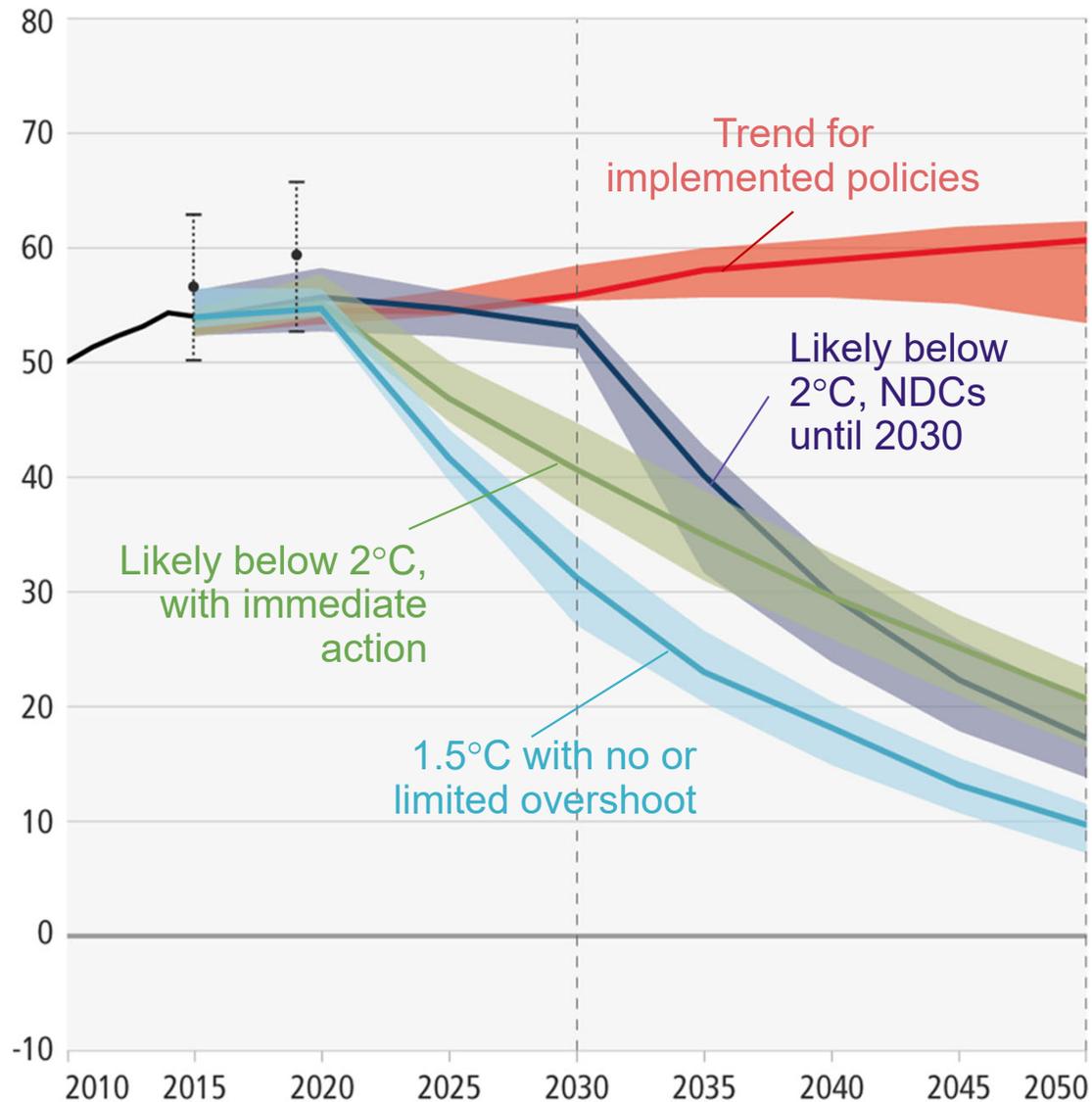
例示的パスIPs
(Fig. 3.5)



NDCsとパリ協定長期目標との関係性

GHG emissions
[GtCO₂eq/yr]

Fig. SPM.4



注)

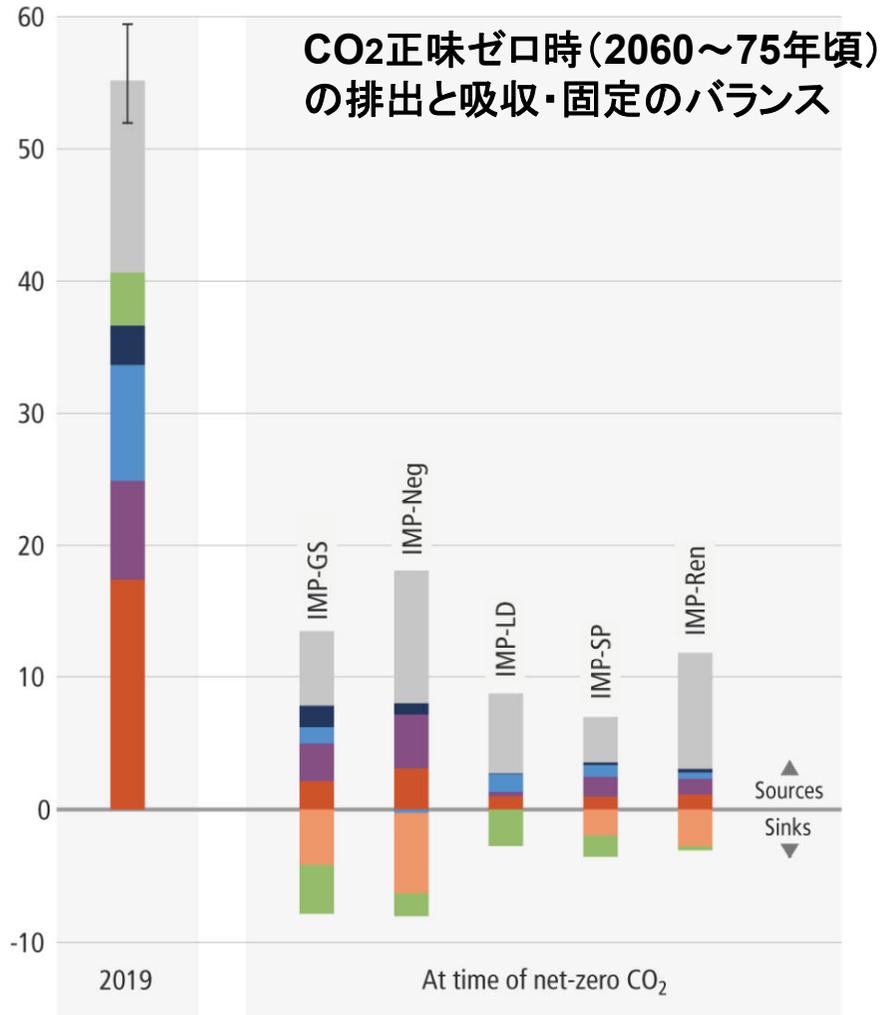
NDCs (2021年10月11日時点までの各国プレッジ。これ以降、COP26までの間のプレッジは含まれない)

「排出削減の条件無: 53 (50–57) GtCO₂eq/yr、条件有: 50 (47–55) GtCO₂eq/yr」(SPM, Table SPM 1)

✓ パリ協定長期目標の「2°Cを十分下回る」目標と1.5°C目標相当として、IPCC Fig. SPM.4提示の3シナリオに準拠した、3シナリオにより部門別シナリオを分析

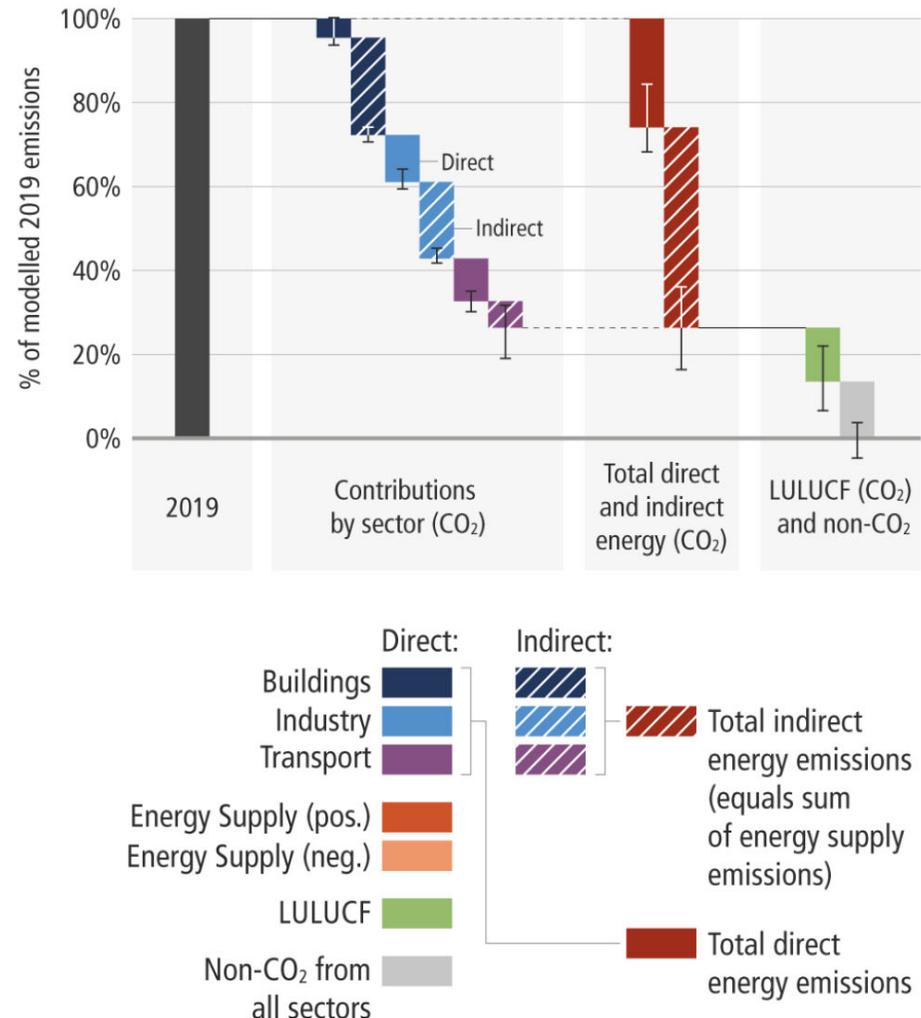
シナリオで異なるCNの達成手段

e. Sectoral GHG emissions at the time of net-zero CO₂ emissions (compared to modelled 2019 emissions)



f. Contributions to reaching net zero GHG emissions (for all scenarios reaching net-zero GHGs)

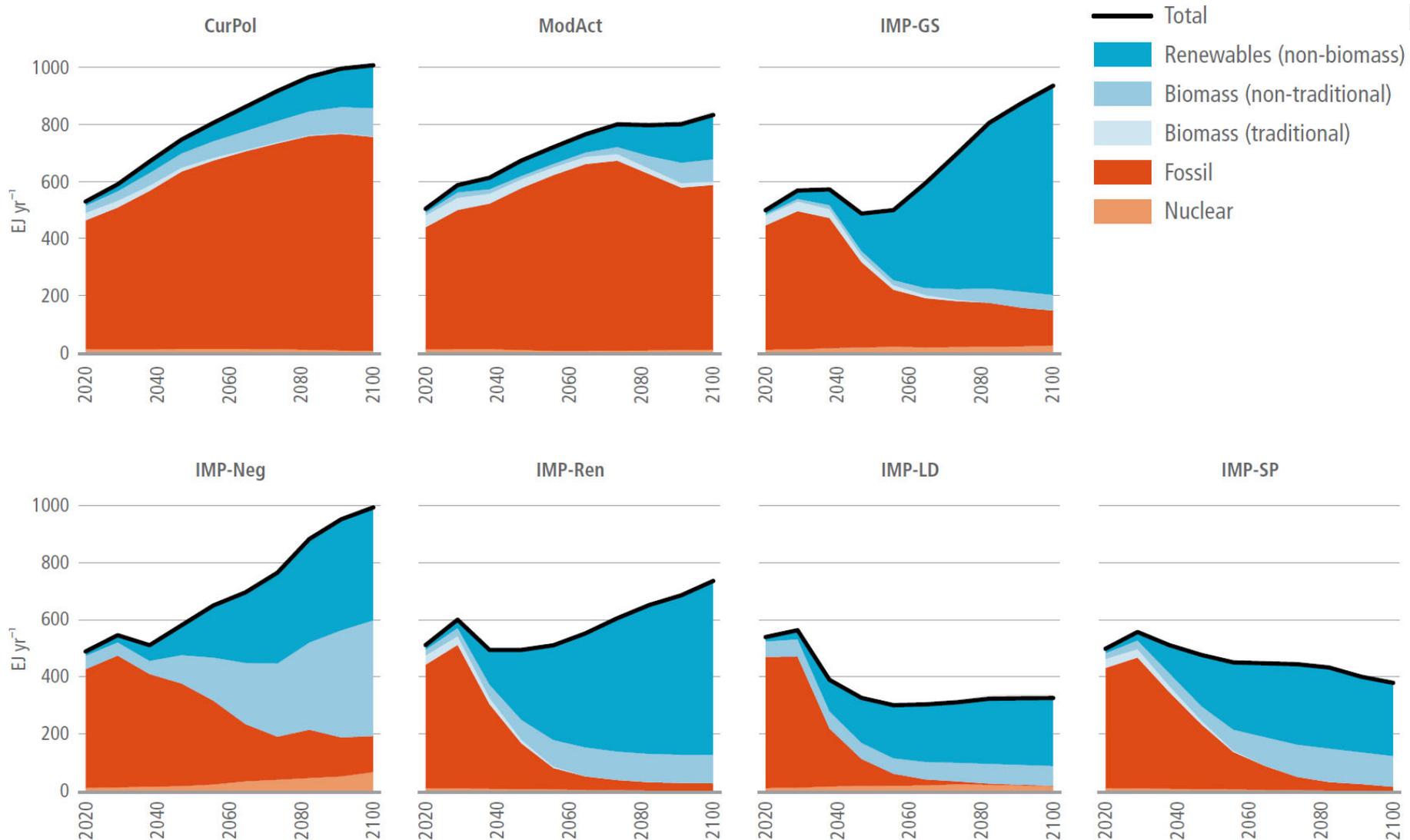
Fig. SPM.5



「CO₂又はGHGの正味ゼロを達成しようとするならば、削減が困難な残余排出量を相殺するCDRの導入は避けられない。」(SPM C.11)

- ✓ LD(低需要)を除くいずれのシナリオにおいても、正味CO₂ゼロ時に、大規模植林以外のCDRも活用
- ✓ 更に温室効果ガスでの正味ゼロにおいては、CDRが不可欠

各例示的パスIPsの世界一次エネルギー供給量

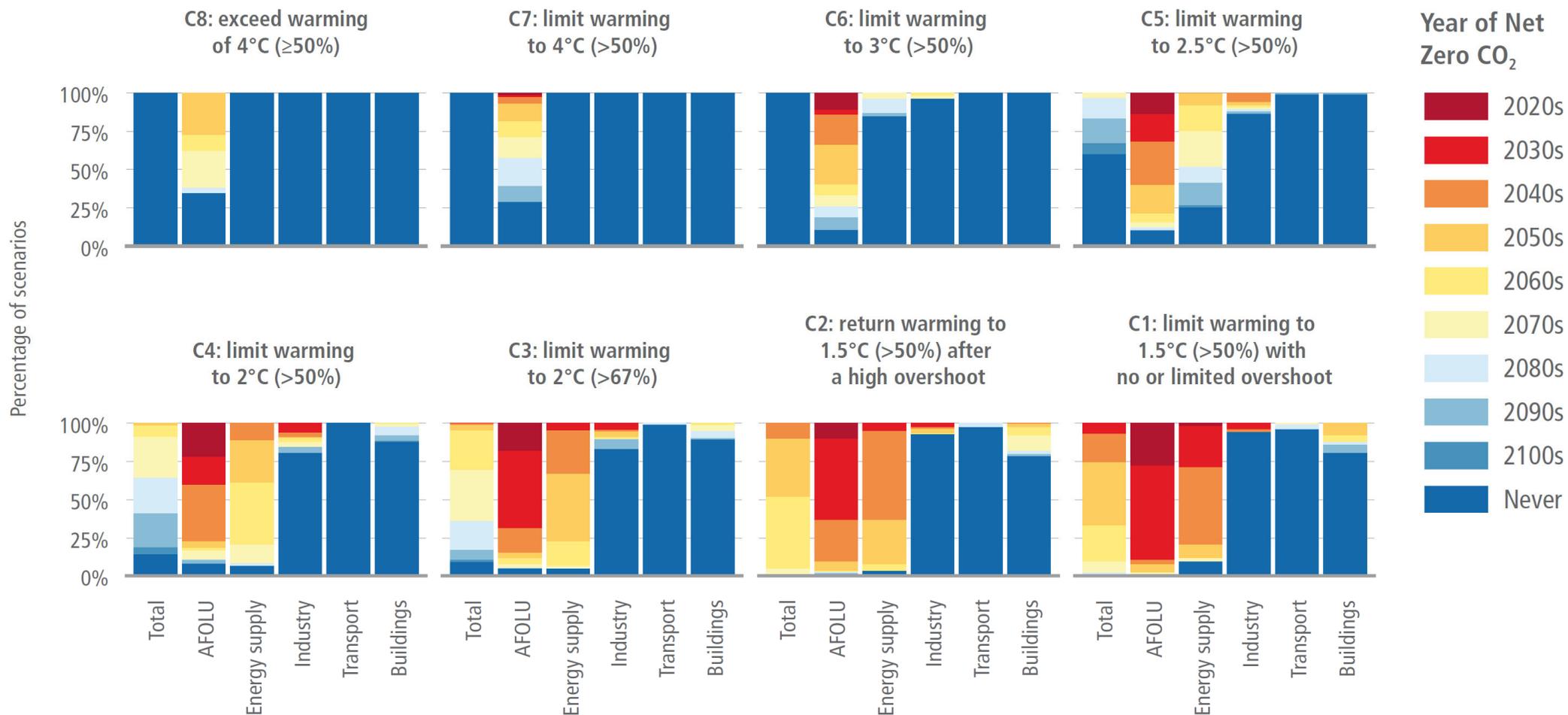


「今後数十年の間に、再生可能エネルギーを主体とした電力システムはますます普及すると思われるが、エネルギーシステム全体を再生可能エネルギーで供給することは困難であろう」(第6章ES)

- ✓ CurPol, ModActシナリオでは、2050年まで、化石燃料利用は増加継続見通し
- ✓ 2°C、1.5°Cシナリオの2050年時点でも化石燃料利用は多様

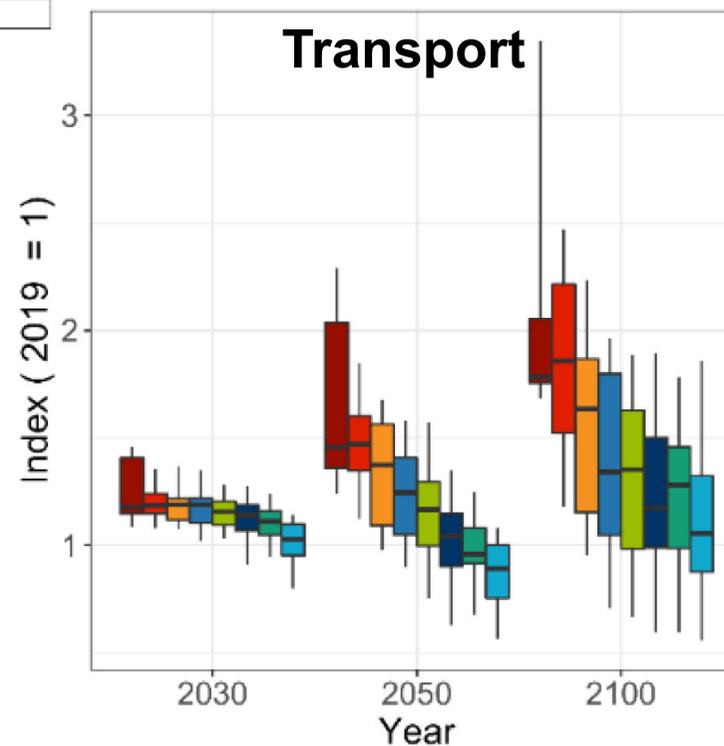
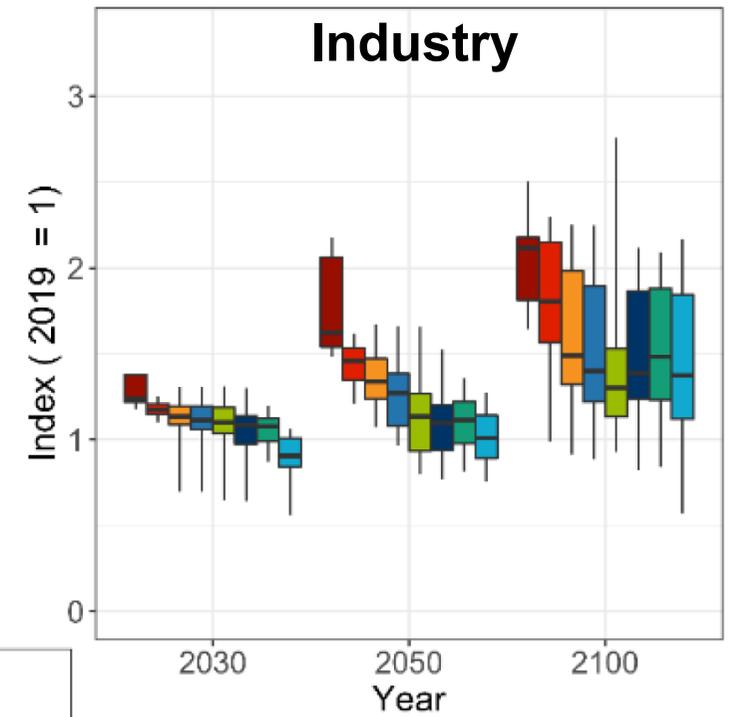
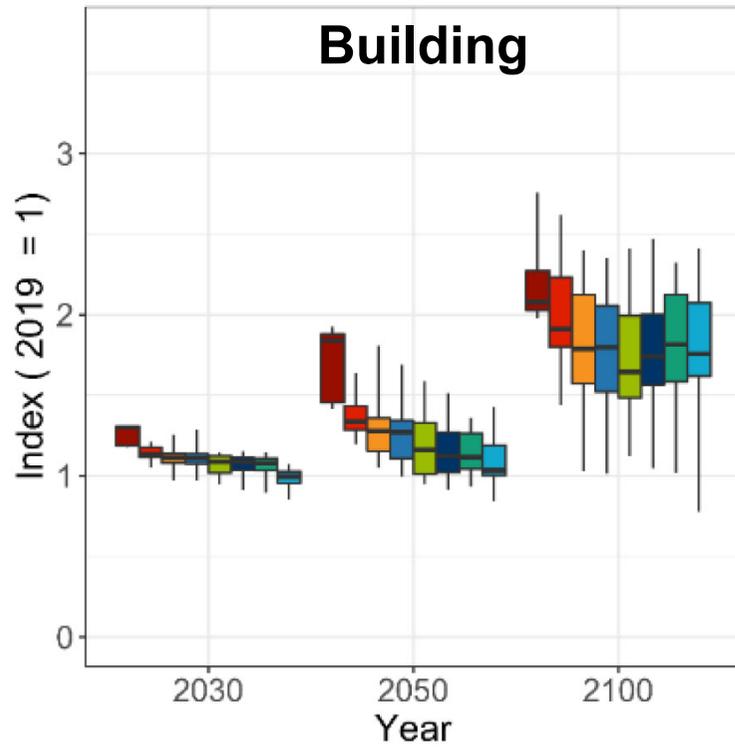
CNの実現：部門別に正味ゼロ排出に達する時期

Fig. 3.19



1.5°Cを含むいずれの排出経路でも、産業、運輸、民生部門では、21世紀中に部門内で正味ゼロになる評価は、統合評価モデルによるシナリオでは、ほぼ見られない。⇒ CDRでオフセットが経済的

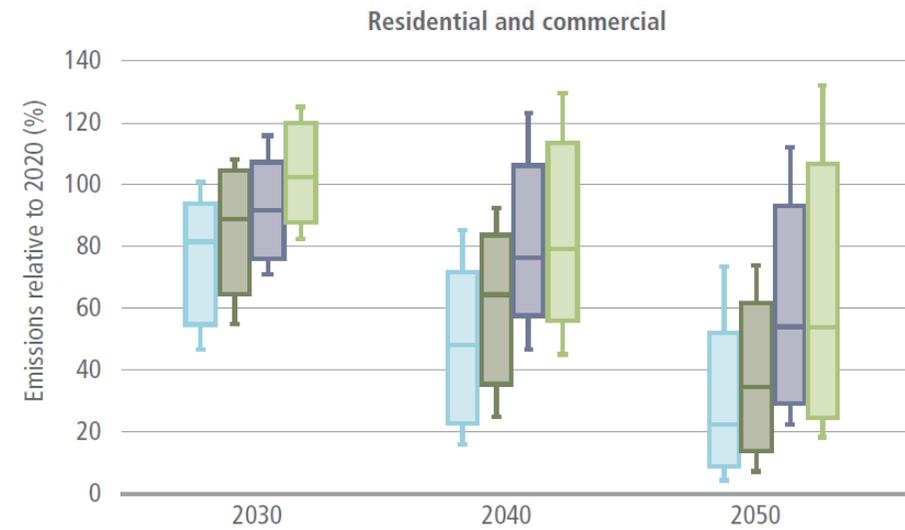
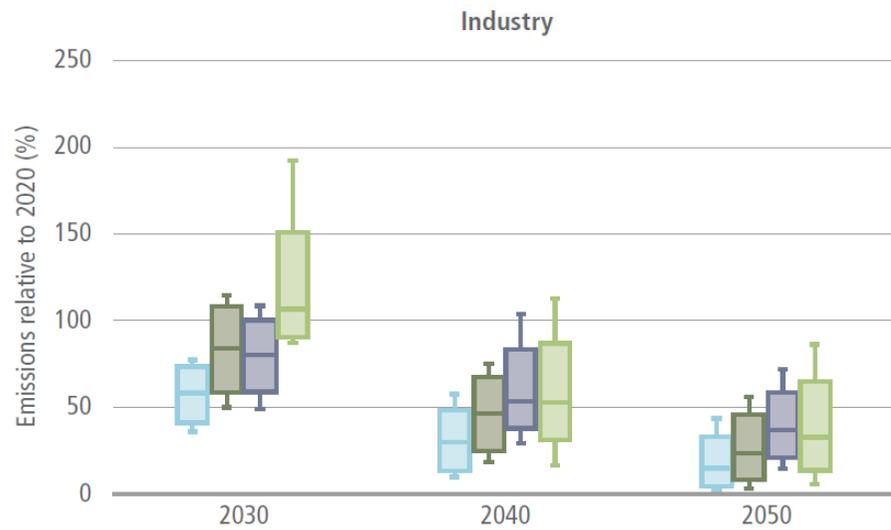
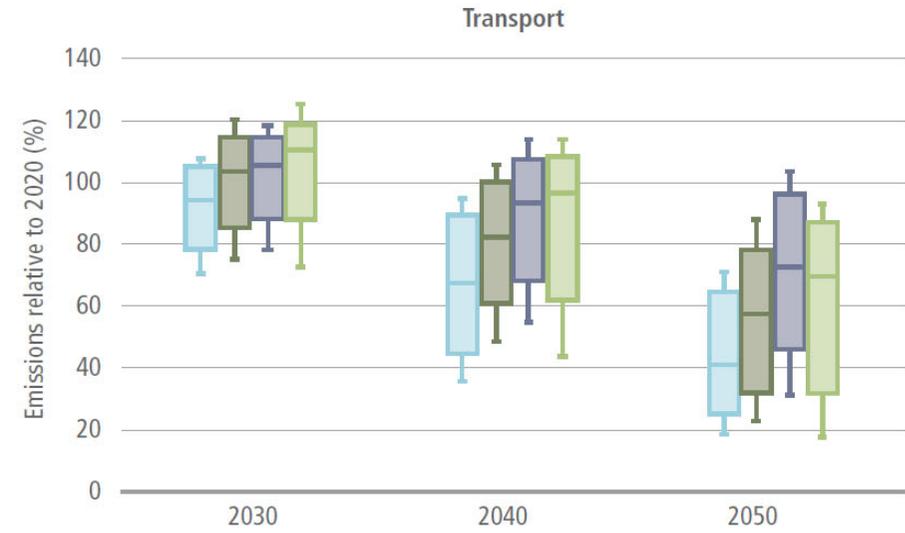
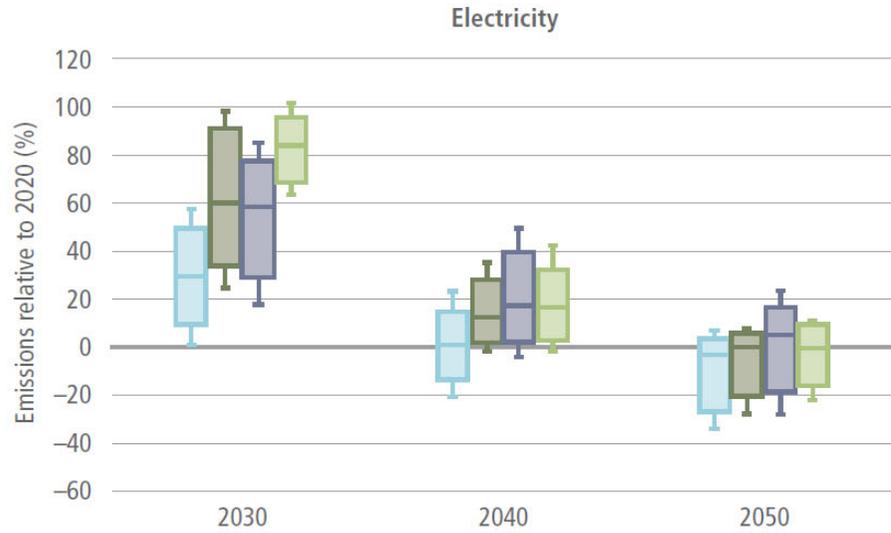
世界の部門別最終エネルギー消費量



Category

- C8: Above 4.0°C
- C7: Below 4.0°C
- C6: Below 3.0°C
- C5: Below 2.5°C
- C4: Below 2°C
- C3: Likely below 2°C
- C2: Below 1.5°C with high OS
- C1: Below 1.5°C with no or low OS

世界の部門別CO2排出量(2°C、1.5°Cシナリオ)



■ Limit warming to 1.5°C (>50%) with no/limited overshoot
■ Return warming to 1.5°C (>50%) after a high overshoot

■ Limit warming to 2°C (>67%), with action starting in 2020
■ Limit warming to 2°C (>67%), with NDCs until 2030

出典) IPCC AR6 (2022)

注) IPCCシナリオの棒の幅は25-75%タイル、ひげの幅は5-95%タイル

NGFSシナリオ

NGFS: Network for Greening the Financial System

NGFSシナリオ参画研究機関とモデル概要

Comparison	Climate impacts	Transition pathways	Economic impacts
External research partners	Climate Analytics PIK	PIK UMD IIASA	NIESR
Models	Climate models participating in the ISIMIP project CLIMADA	REMIND-MAGPIE 3.0-4.4 GCAM 5.3+ MESSAGEix-GLOBIOM 1.1-M-R12	NiGEM v1.22 NGFS version IAMs (only GDP provided as an output in the database)
Inputs	Atmospheric concentrations of emissions and associated radiative forcing Economic exposure data for assessment of economic impacts	Constraints from an emissions budget and other climate policies at the global and regional level	Carbon tax prices and revenues, energy consumption, "useful energy", physical risk damage functions
Key assumptions and uncertainties	Physical relationships between various aspects of the climate system Changes in climate at the local scale	Technology costs. Inter-temporal optimisation (for REMIND-MAGPIE and MESSAGEix-GLOBIOM); dynamic recursive (for GCAM). Optimal government policy design and capital reallocation	Econometric relationships between variables hold. Rational expectations and perfect foresight
Outputs	Climate indicators (e.g. temperature, precipitation, river flow, agricultural yields, soil moisture) Economic indicators (e.g. direct losses from flooding and cyclones, area and population exposed to extreme weather)	Energy demand, energy capacity, investment in energy, energy prices, carbon prices, emissions trajectories, temperature trajectories, agricultural variables, water variables, GDP	GDP (and components), unemployment, inflation, productivity, personal disposable income, house prices, interest rates, exchange rates, equity prices, etc.
Time horizon	Time steps of 5 years, up to 2100 in Explorer Up to daily time steps for underlying ISIMIP data	Time steps of 5 years up to 2100 (10 years from 2060 onwards for REMIND-MAGPIE & MESSAGEix-GLOBOM)	Annual steps, up to 2050 (NiGEM)

(出典)NGFS (2022)

RITEの分析はこれに対応するもの

■ 気候シナリオのデータベースおよび分析方法の技術的詳細は、NGFSのポータルサイトから入手可能

<https://www.ngfs.net/ngfs-scenarios-portal/>

注)NGFS第5版では、Climate impactsに関し、その評価の元とされた研究論文は学術的な批判を受け、2025年12月に撤回されており、NGFSもClimate impactsの利用については注意が必要とした。

NGFSの気候変動緩和策評価の3モデルの概要

Integrated Assessment Model	GCAM 5.3+	MESSAGEix_GLOBIOM 1.1	REMIND-MAgPIE 3.0-4.4
Short name	GCAM	MESSAGEix-GLOBIOM	REMIND-MAgPIE
Solution concept	Partial Equilibrium (price elastic demand)	General Equilibrium (this version has fixed demands for materials)	REMIND: General Equilibrium MAgPIE: Partial Equilibrium model of the agriculture sector
Anticipation	Recursive dynamic (myopic)	Intertemporal (perfect foresight)	REMIND: Intertemporal (perfect foresight) MAgPIE: Recursive dynamic (myopic)
Solution method	Cost minimisation	Welfare maximisation	REMIND: Welfare maximisation MAgPIE: Cost minimisation
Temporal dimension	Base year: 2015 Time steps: 5 years Horizon: 2100	Base year: 1990 Time steps: 5 (2005-2060) and 10 years (2060-2100) Horizon: 2100	Base year: 2005 Time steps: 5 (2005-2060) and 10 years (2060-2100) Horizon: 2100
Spatial dimension	32 world regions	12 world regions	12 world regions
Technological change	Exogenous	Exogenous	Endogenous for Solar, Wind and Batteries
Technology dimension	58 conversion technologies	64 conversion technologies	50 conversion technologies
Demand sectors and subsector detail	Buildings (residential and commercial buildings with heating, cooling, and other services), Industry (Cement, Chemicals,	Buildings, Industry (Cement, Chemicals, Steel, Non-ferrous metals, Other), Transport	Buildings, Industry (Cement, Chemicals, Steel, Other), Transport (various modes and technologies)

NGFSシナリオ概要 (第5版 (2025年))

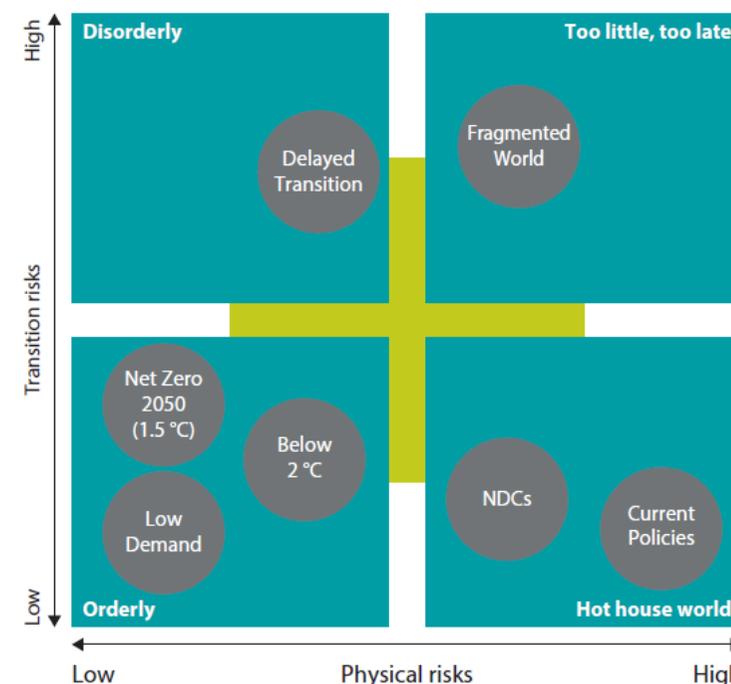
Quadrant	Scenario	Physical risk		Transition risk		
		End of century (peak) warming (model averages)	Policy reaction	Technology change	Carbon dioxide removal ⁻	Regional policy variation ⁺
Orderly	Low Demand	1.1 °C (1.6 °C)	Immediate	Fast change	Medium use	Medium variation
	Net Zero 2050	1.4 °C (1.7 °C)	Immediate	Fast change	Medium-high use	Medium variation
	Below 2 °C	1.8 °C (1.8 °C)	Immediate and smooth	Moderate change	Medium use	Low variation
Disorderly	Delayed Transition	1.7 °C (1.8 °C)	Delayed	Slow/Fast change	Medium use	High variation
Hot house world	Nationally Determined Contributions (NDCs)	2.3 °C (2.3 °C)	NDCs	Slow change	Low use	Medium variation
	Current Policies	3.0 °C (3.0 °C)	None – current policies	Slow change	Low use	Low variation
Too-little-too-late	Fragmented World	2.4 °C (2.4 °C)	Delayed and Fragmented	Slow/Fragmented change	Low-medium use	High variation

Colour coding indicates whether the characteristic makes the scenario more or less severe from a macro-financial risk perspective[^]

- Lower risk
- Moderate risk
- Higher risk

(出典) NGFS (2025)

NGFS scenarios framework in Phase V



Orderly

Low Demand: 大きな行動変容が全世界的に誘発されながら、パリ協定1.5°Cと統合的な排出削減を実現

Net Zero 2050: 野心的な気候変動政策及びイノベーションを通じて世界の気温上昇を1.5°Cに抑制し、2050年頃に世界でネットゼロCO₂排出量を達成

Below 2°C: 気候変動政策の強度を段階的に高め、67%の確率で世界の気温上昇を2°C未満に抑制

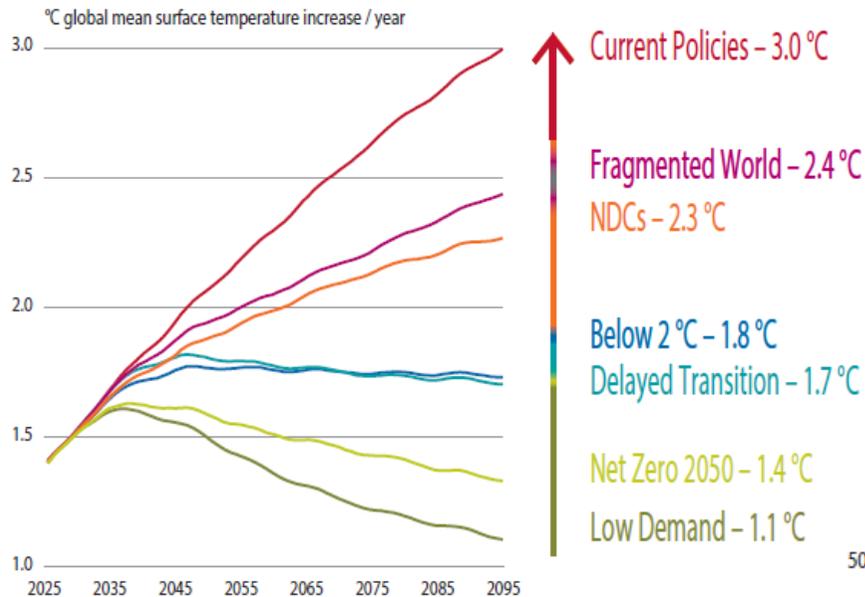
Disorderly

Delayed transition: 2030年までは年間の排出量は減少せず、2°C以下に抑制するために強度のある政策が必要。また、CO₂除去に制約がある。

NGFSシナリオの各種想定(第5版(2025年))

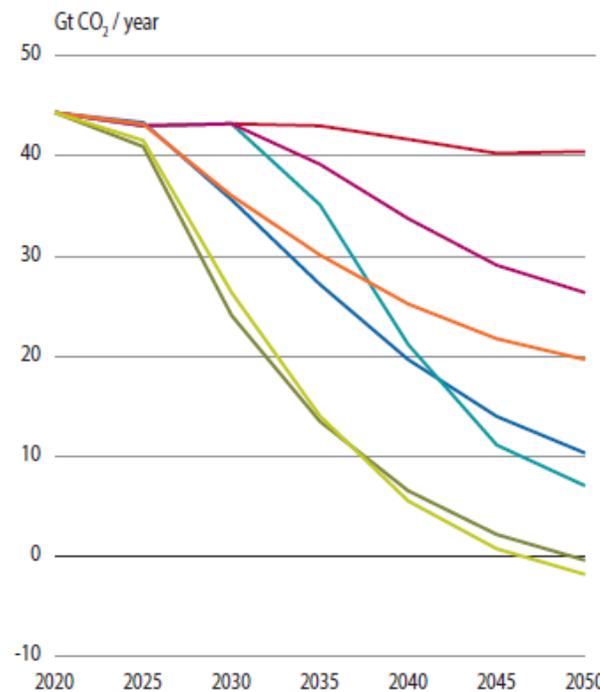
Category	Scenario	End of century (peak) warming	Policy reaction	Technology change	Carbon dioxide removal -	Regional policy variation +
Orderly	Low Demand	1.1°C (1.6°C)	Immediate and smooth	Fast change	Medium use	Medium Variation
	Net Zero 2050	1.4°C (1.7°C)	Immediate and smooth	Fast change	Medium-high use	Medium Variation
	Below 2°C	1.8°C (1.8°C)	Immediate and smooth	Moderate change	Medium use	Low variation
Disorderly	Delayed Transition	1.7°C (1.8°C)	Delayed	Slow/ Fast change	Low-medium use	High variation
Hot house world	Nationally Determined Contributions (NDCs)	2.3°C (2.3°C)	NDCs	Slow change	Low-medium use	Medium variation
	Current Policies	3.0°C (3.0°C)	None - current policies	Slow change	Low use	Low variation
Too-little-too-late	Fragmented World	2.4°C (2.4°C)	Delayed and Fragmented	Slow/ Fragmented change	Low-medium use	High variation

NGFS2025シナリオのCO₂排出量および炭素価格

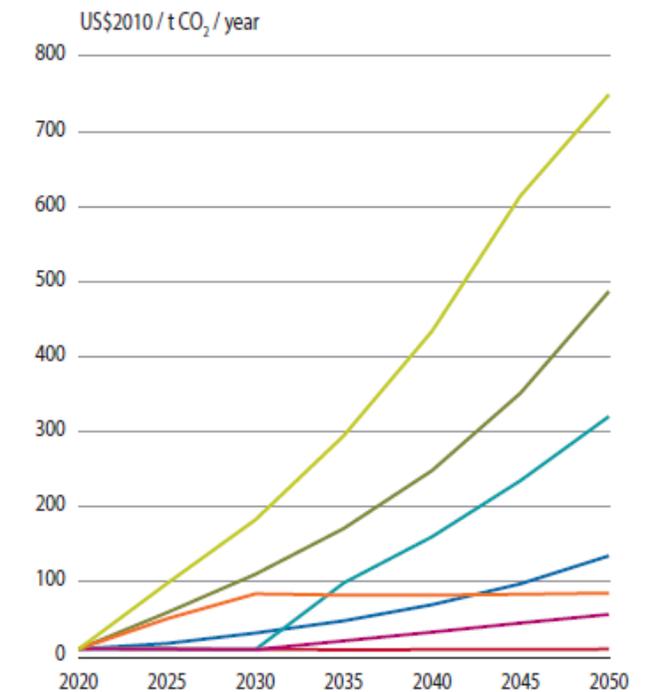


↑ 全球平均気温上昇

世界CO₂排出量



炭素価格(CO₂限界削減費用)

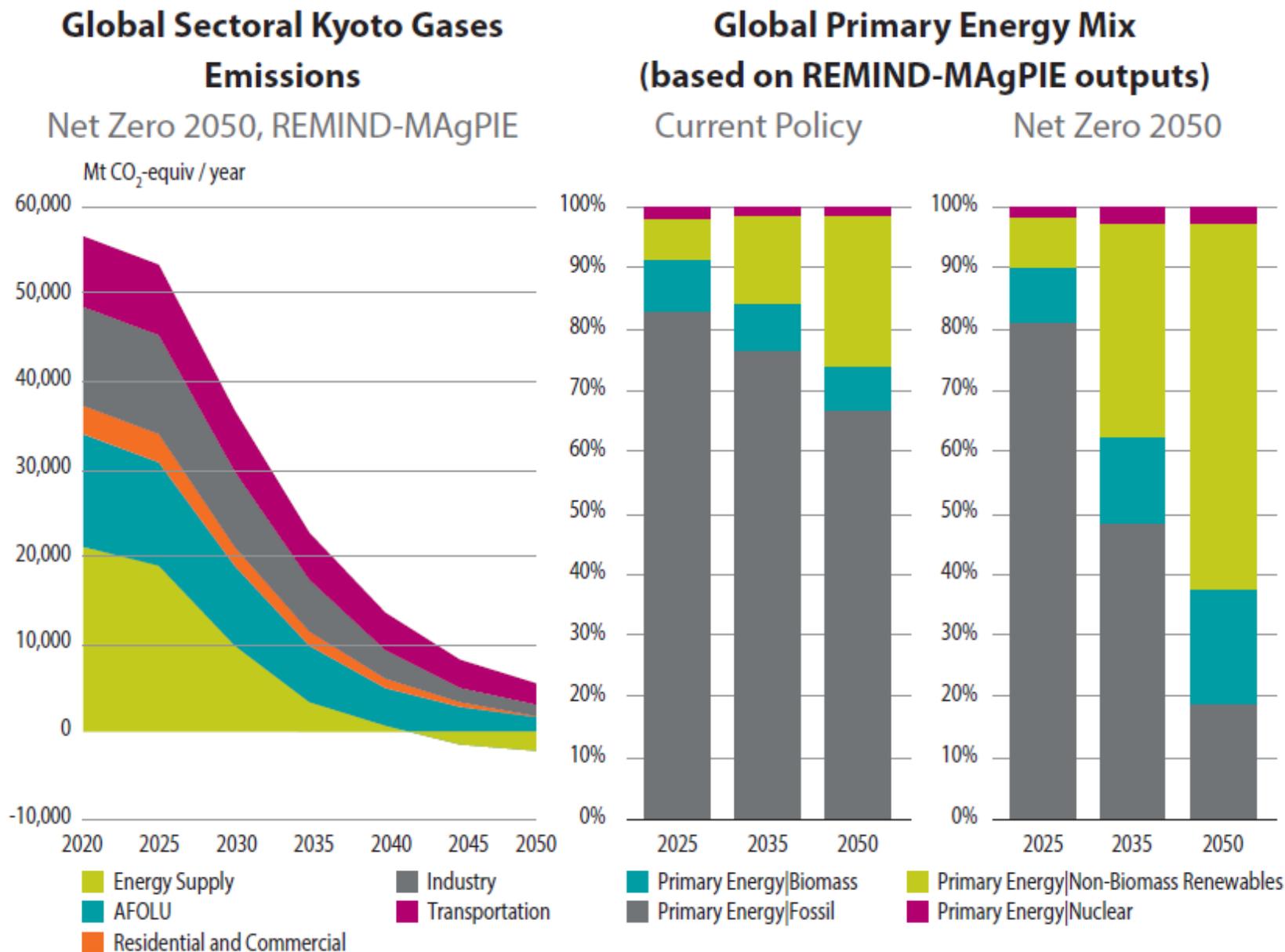


REMINDモデルによる推計
(出典)NGFS (2025)

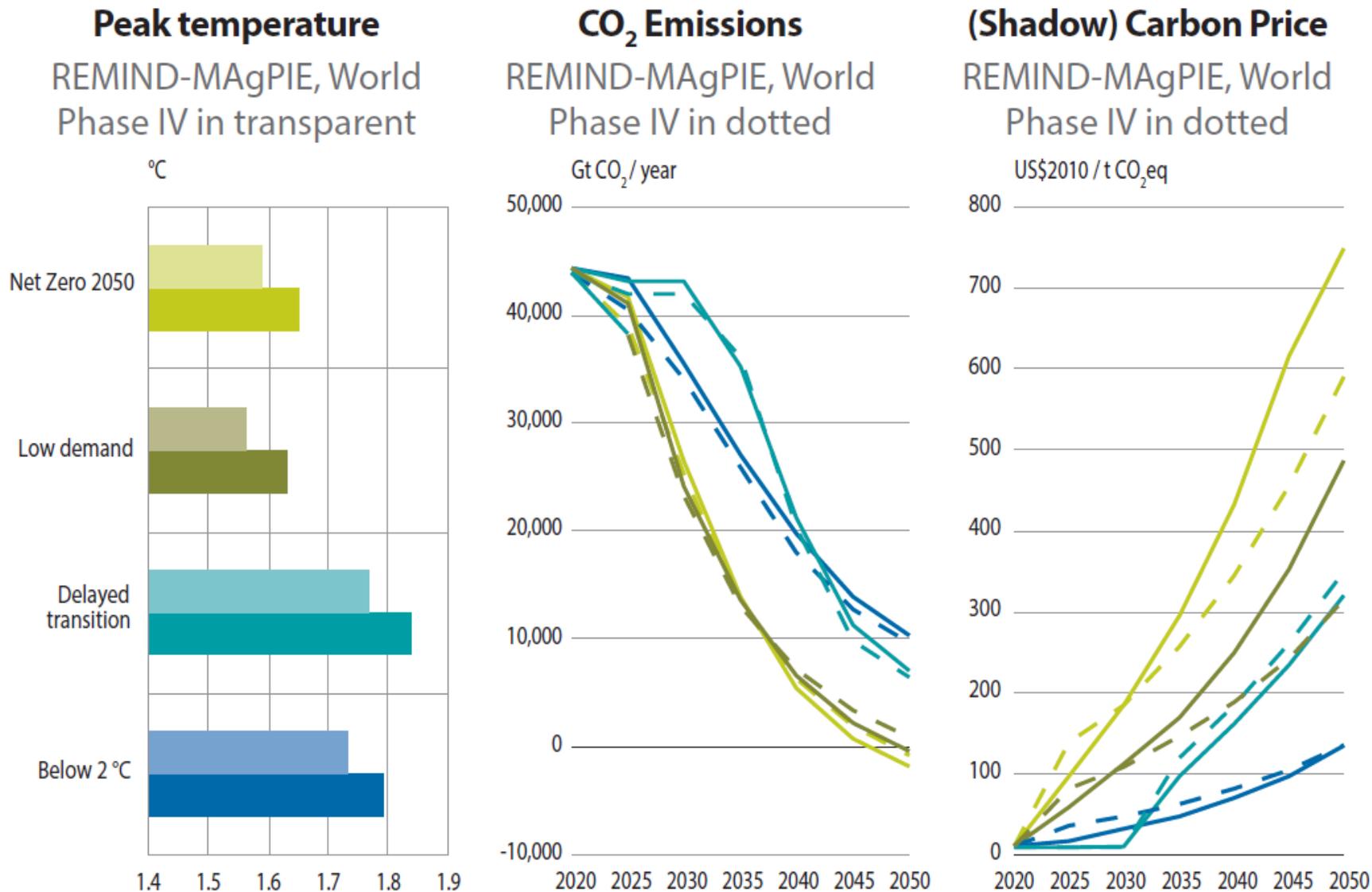
■ Delayed Transition ■ Fragmented World ■ Current Policies ■ NDCs ■ Net Zero 2050 ■ Below 2°C ■ Low Demand

✓ NGFSのシナリオも、2°C、1.5°C相当のシナリオは、IPCC Fig. SPM.4とほぼ同様のシナリオ

NGFS2025 NZEシナリオの 部門別排出量と一次エネルギー構成



NGFS 第5版(2025年)と第4版(2023年)との差異



(出典)NGFS (2025)

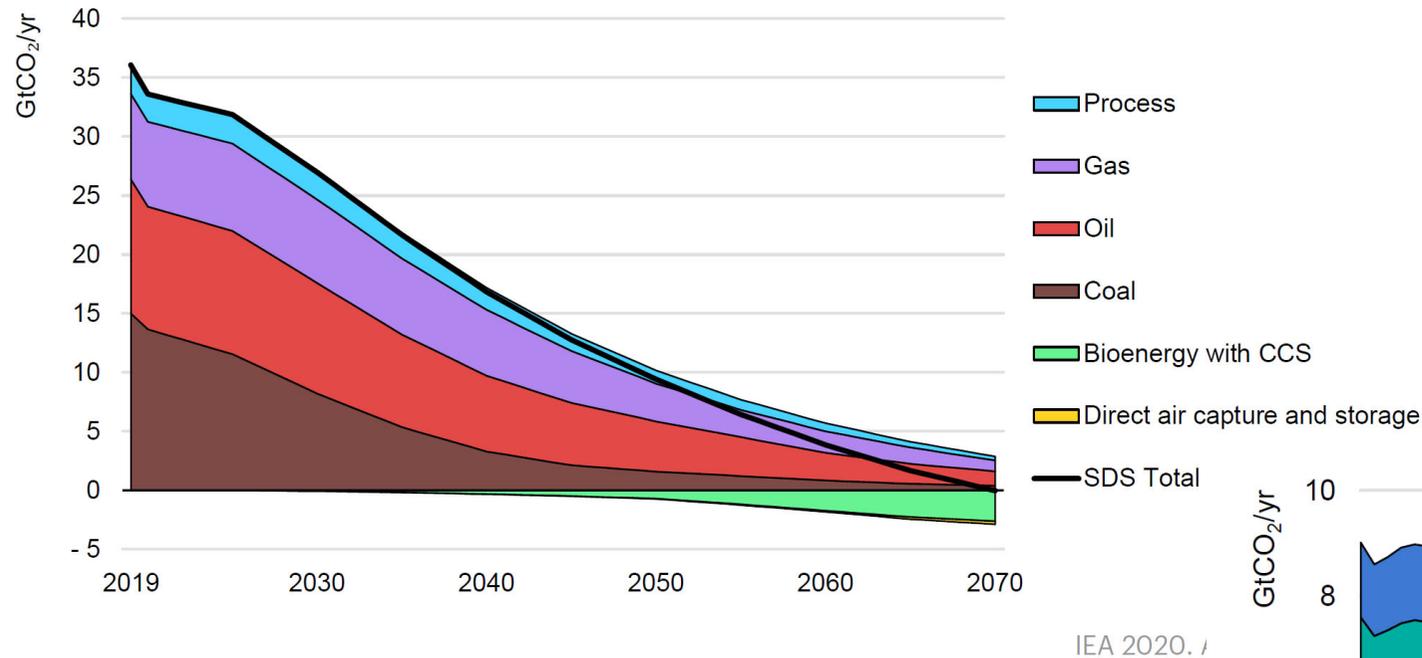
✓ **NGFS 第5版(2025年)**では、**IPCC整理の気温のオーバーシュート無し(<0.1°C)**シナリオはなくなった。足下の排出動向からして、**オーバーシュート不可避**としている。

IEAシナリオ

ETP2020 SDSにおける排出削減シナリオ

Energy Technology Perspectives (ETP)は、最適化型の技術評価モデルを用いた分析を中心にまとめられている。最近では、2年に一度程度の出版が多い。本資料では、技術別シナリオの提示が明確な2020年版を引き続き掲載

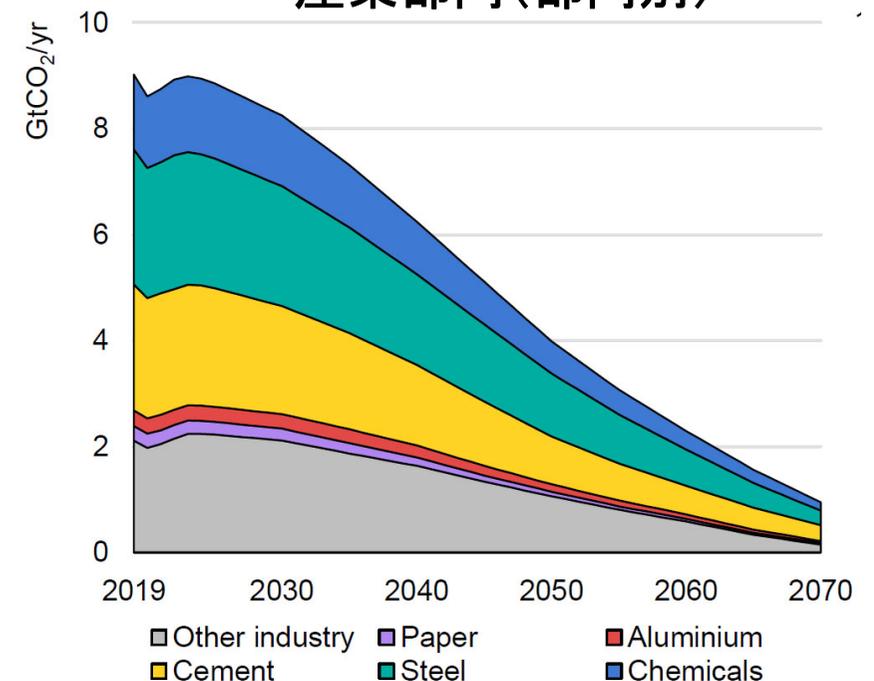
Figure 2.1 Global energy sector CO₂ emissions by fuel and technology in the Sustainable Development Scenario, 2019-70



Notes: CCS = carbon capture and storage. SDS= Sustainable Development Scenario.

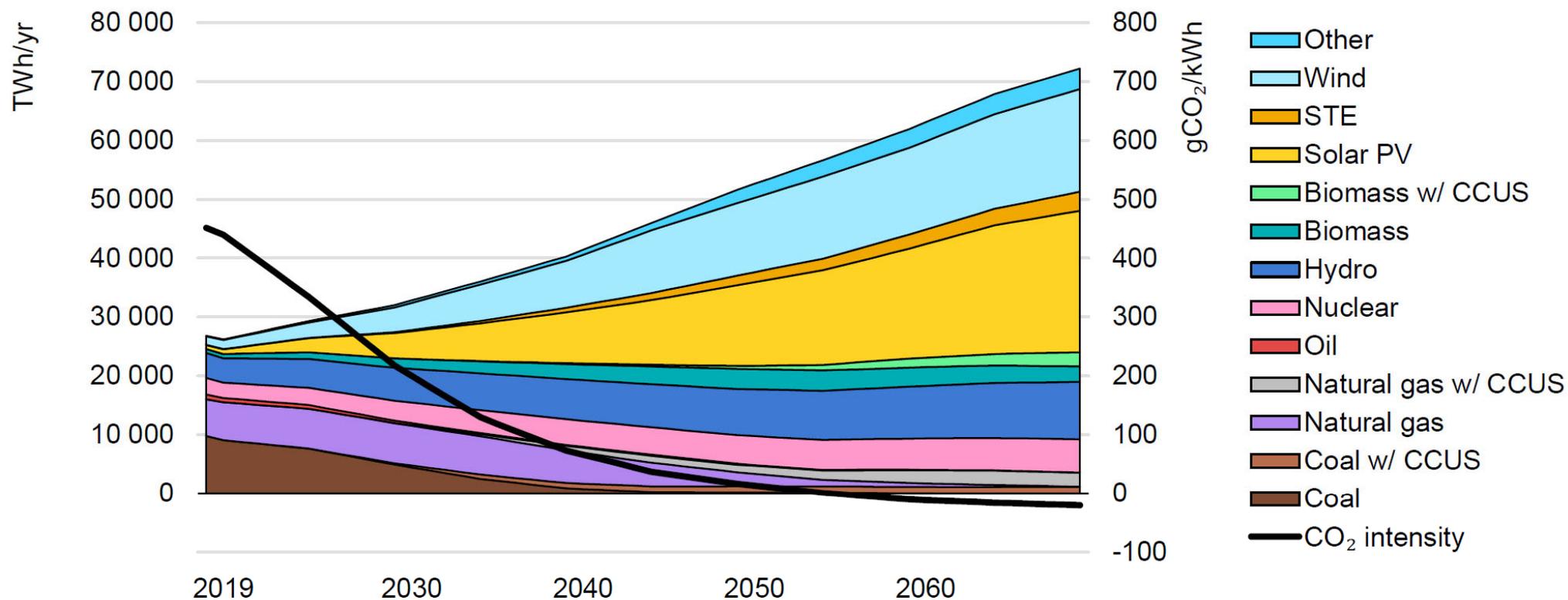
SDS: Sustainable Development Scenario
1.8°Cを少し下回る程度のシナリオであり、
パリ協定の「2°Cを十分下回る」目標相当

産業部門(部門別)



ETP2020 SDSにおける発電部門のシナリオ

Figure 3.2 Global power generation by fuel/technology in the Sustainable Development Scenario, 2019-70

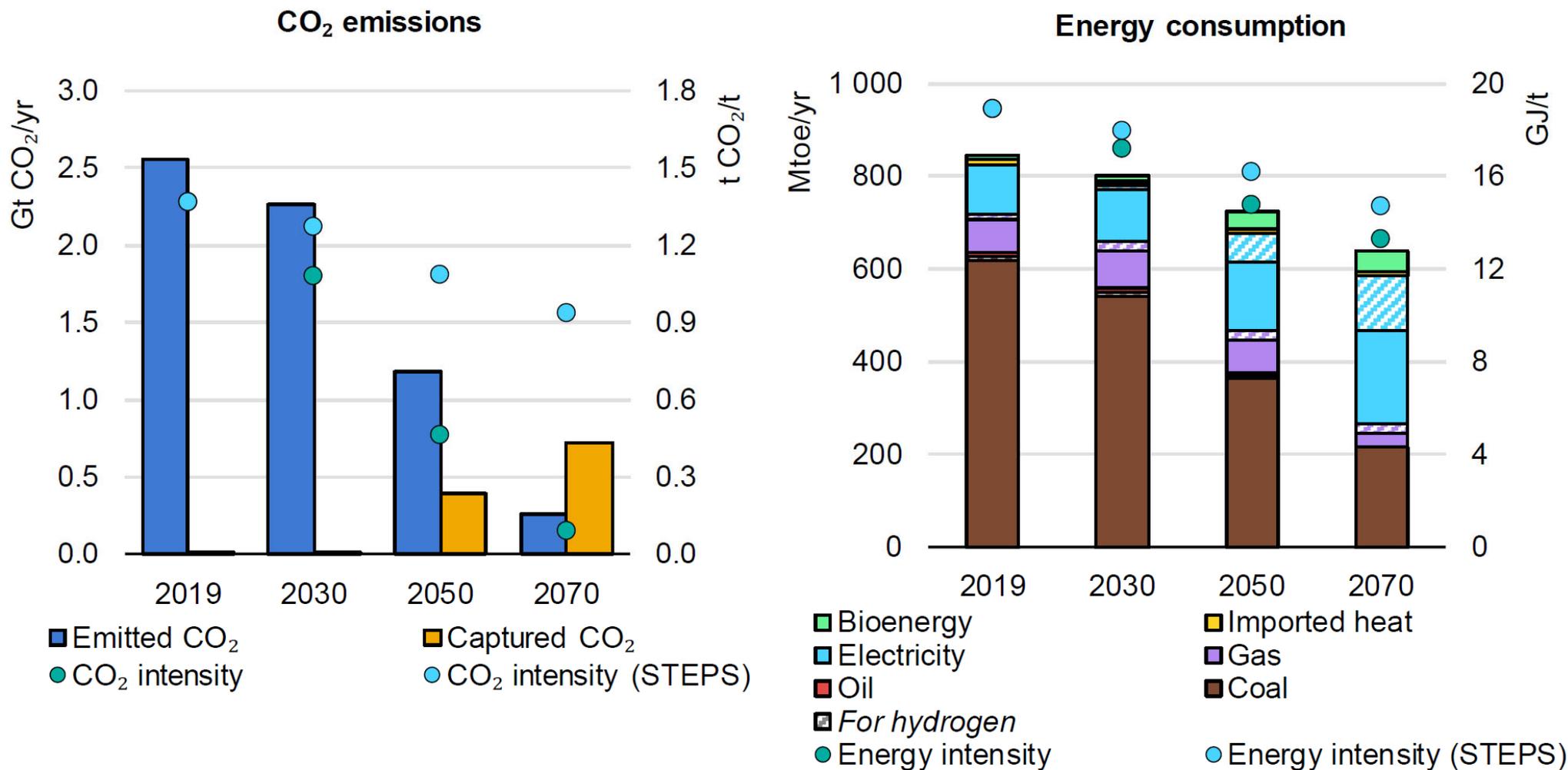


IEA 2020. All rights reserved.

Notes: TWh = terawatt-hours; gCO₂/kWh = grammes of CO₂ per kilowatt-hour; STE = solar thermal electricity; PV = photovoltaic; CCUS = carbon capture, utilisation storage. Other includes geothermal power, ocean energy and hydrogen.

ETP2020 SDSにおける鉄鋼部門のシナリオ

Figure 4.10 Global iron and steel sector direct CO₂ emissions and energy consumption in the Sustainable Development Scenario, 2019-70

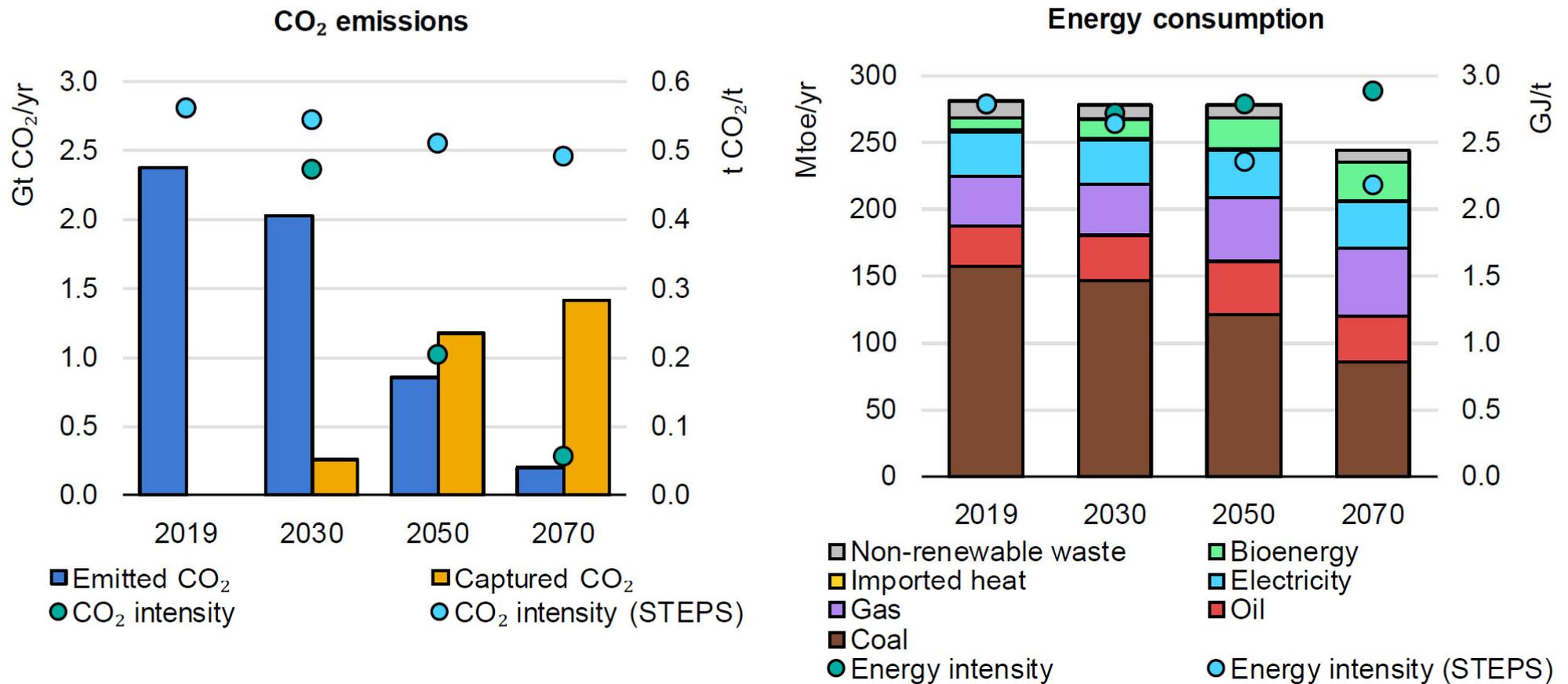


IEA 2020. All rights reserved.

Note: STEPS = Stated Policies Scenario.

ETP SDSにおけるセメント部門のシナリオ

Figure 4.16 Global cement sector direct CO₂ emissions and energy consumption in the Sustainable Development Scenario, 2019-70

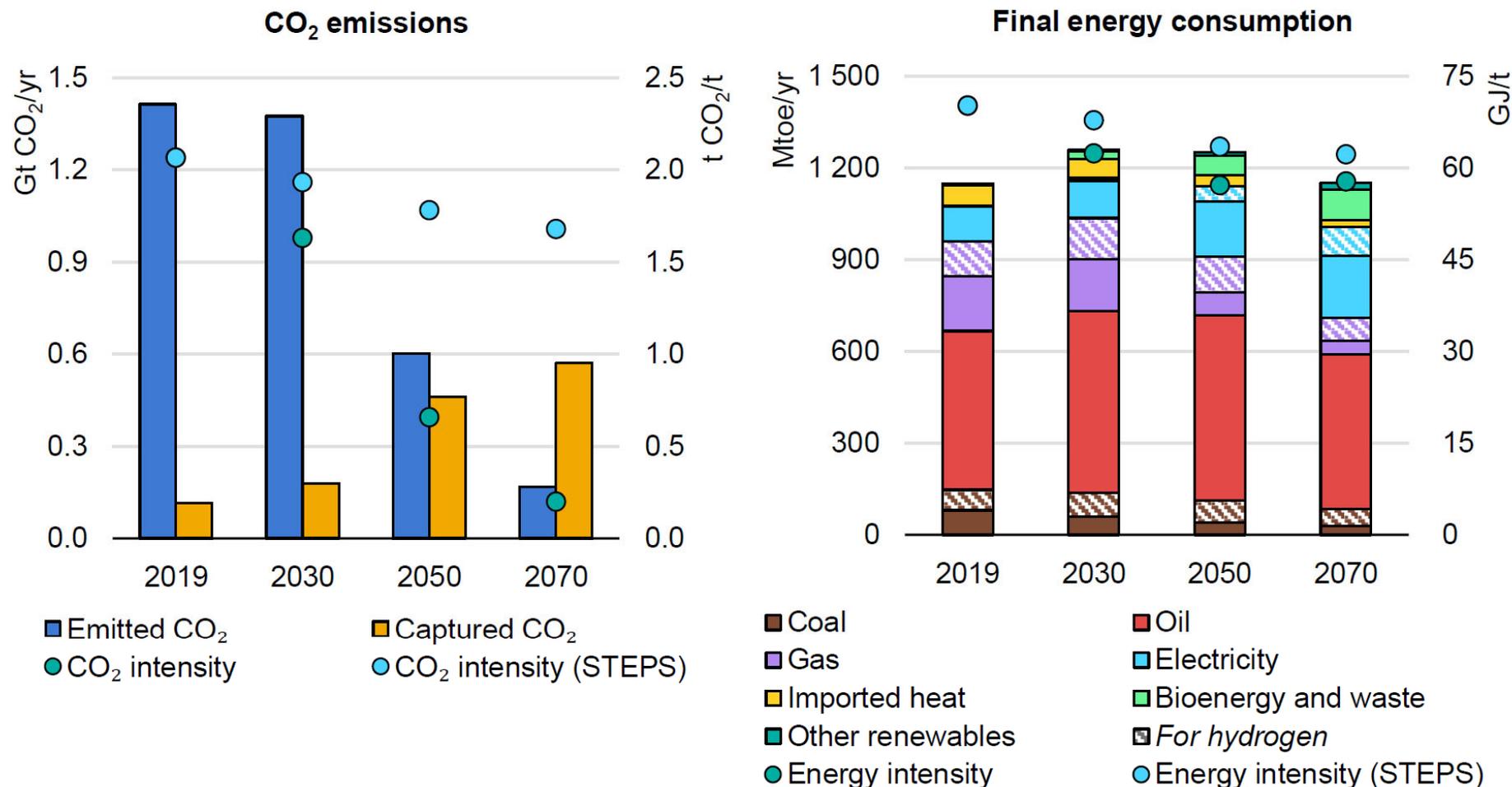


IEA 2020. All rights reserved.

Notes: STEPS = Stated Policies Scenario. Energy intensity here includes all energy used per tonne of cement, including additional energy needs for some strategies deployed in the Sustainable Development Scenario – chemical absorption carbon capture and storage, calcined clay use and alternative fuel use. This explains the increasing overall energy intensity by 2070.

ETP2020 SDSにおける化学部門のシナリオ

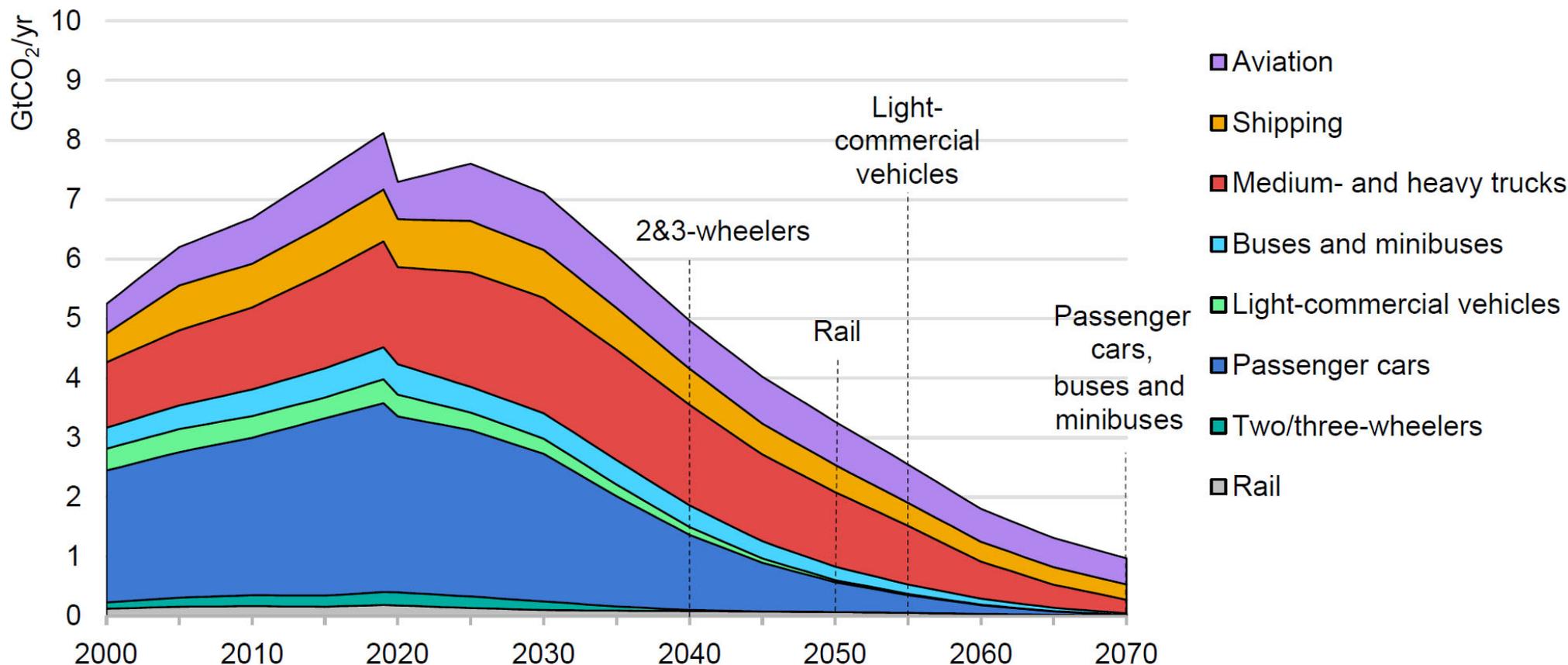
Figure 4.5 Global chemical sector direct CO₂ emissions and energy consumption in the Sustainable Development Scenario, 2019-70



IEA 2020. All rights reserved.

Notes: STEPS = Stated Policies Scenario. Captured CO₂ includes that which is captured then used as feedstock for urea production, as well as that which is captured and stored. Energy consumption includes that used as feedstock. Sectoral energy and CO₂ intensities are calculated based on total primary chemical production and total chemical sector energy consumption.

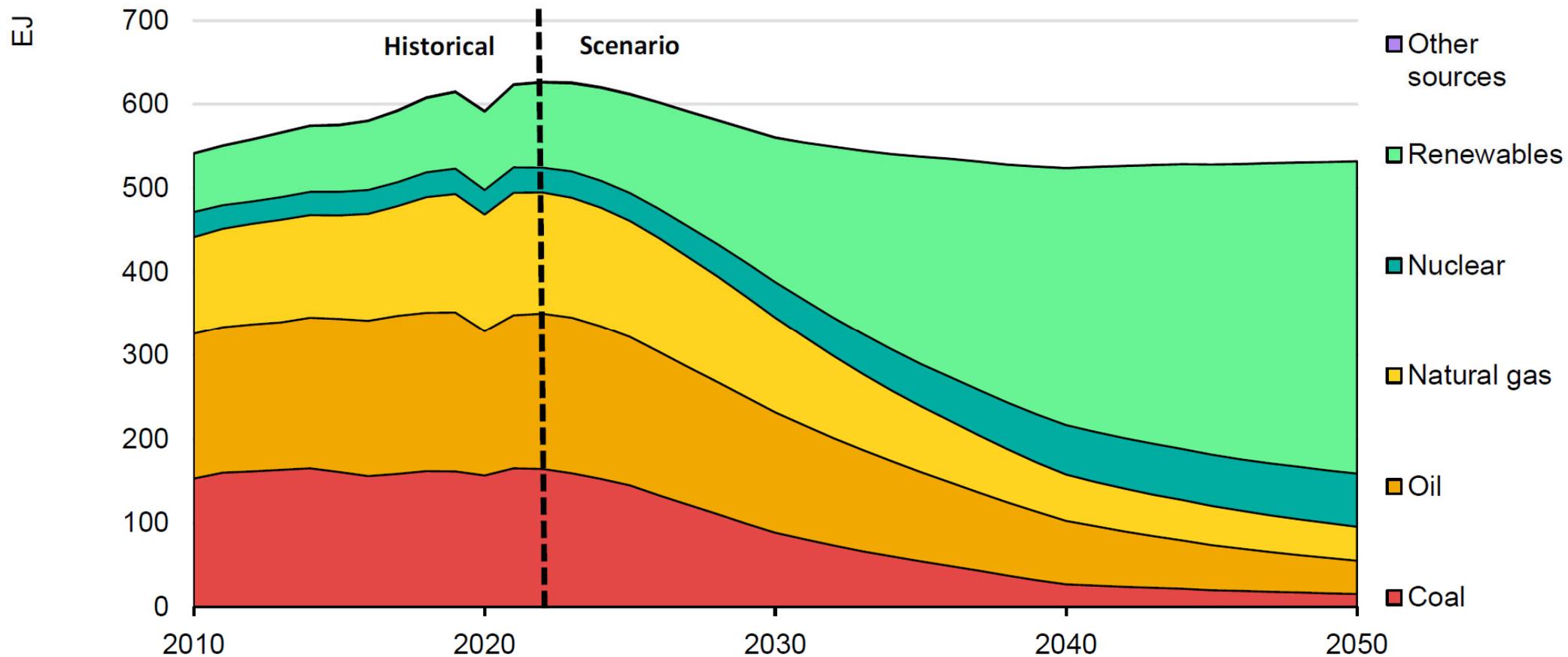
Figure 3.16 Global CO₂ emissions in transport by mode in the Sustainable Development Scenario, 2000-70



IEA 2020. All rights reserved.

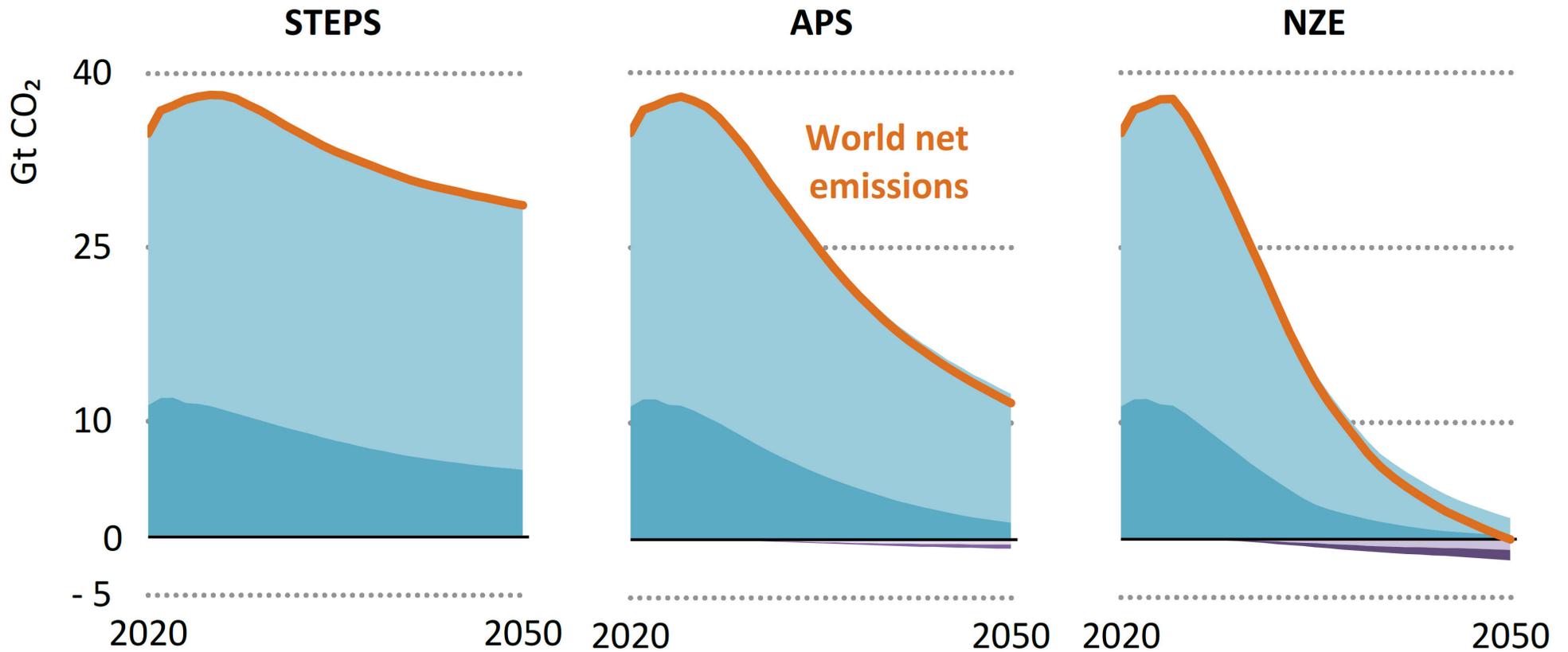
Notes: Dotted lines indicate the year in which various transport modes have largely stopped consuming fossil fuels and hence no longer contribute to direct emissions of CO₂ from fossil fuel combustion. Residual emissions in transport are compensated by negative emissions technologies, such as BECCS and DAC, in the power and other energy transformation sectors.

ETP2023 NZEの世界一次エネルギー供給量



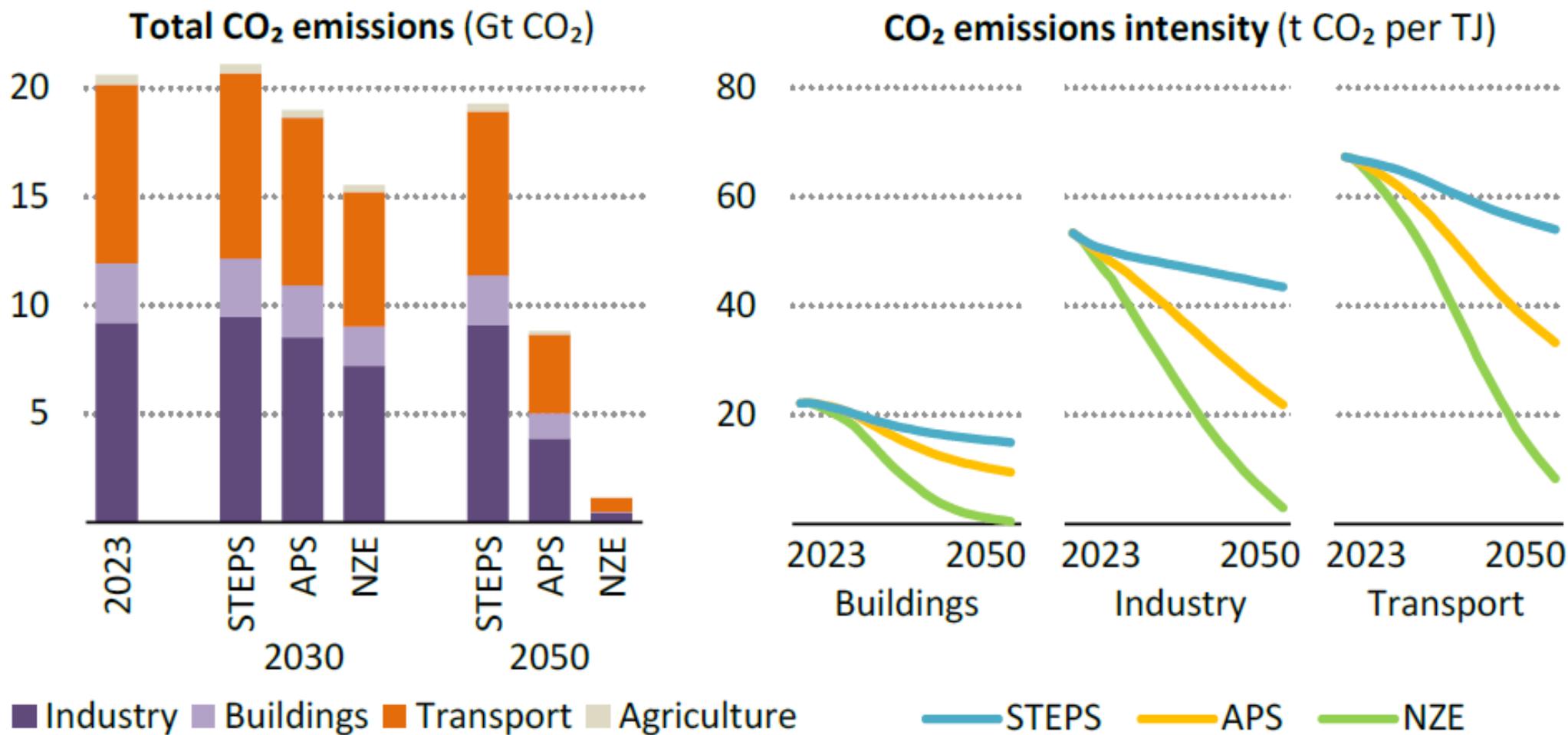
- World Energy Outlook (WEO)は、IEAの基幹報告書であり毎年出版されている。計量経済モデルによるシナリオ分析を中心にまとめられてきている。
- 将来のエネルギー像と、様々な政策、投資トレンド、技術ダイナミクスによる影響を検討。最近では、以下のシナリオの掲載がなされている。2022～2024年までのWEOでは、**STEPS**、**APS**、**NZE**の3シナリオが掲載、2025年のWEOでは、2020年まで掲載されていた**CPS**が復活し、かわりに2021年から**NZE**とともに、掲載されてきた**APS**は落とされた。
 - ✓ **CPS (Current Policies Scenario)** 既に導入されているエネルギー・気候政策がそのまま実施されるシナリオ
 - ✓ **STEPS (Stated Policies Scenario)** 現在とられている政策を考慮するシナリオ
 - ✓ **APS (Announced Pledges Scenario)** 各国政府が発表しているエネルギー、気候コミットメント目標(ネットゼロ、エネルギーアクセスなど)が計画通り導入されるシナリオ。結果として、well below 2°C相当
 - ✓ **NZE (Net Zero Emissions by 2050) Scenario** 1.5°Cを達成し、主要なエネルギー関連のSDGsを達成する規範的シナリオ

WEO2024 CO₂排出量の見通し

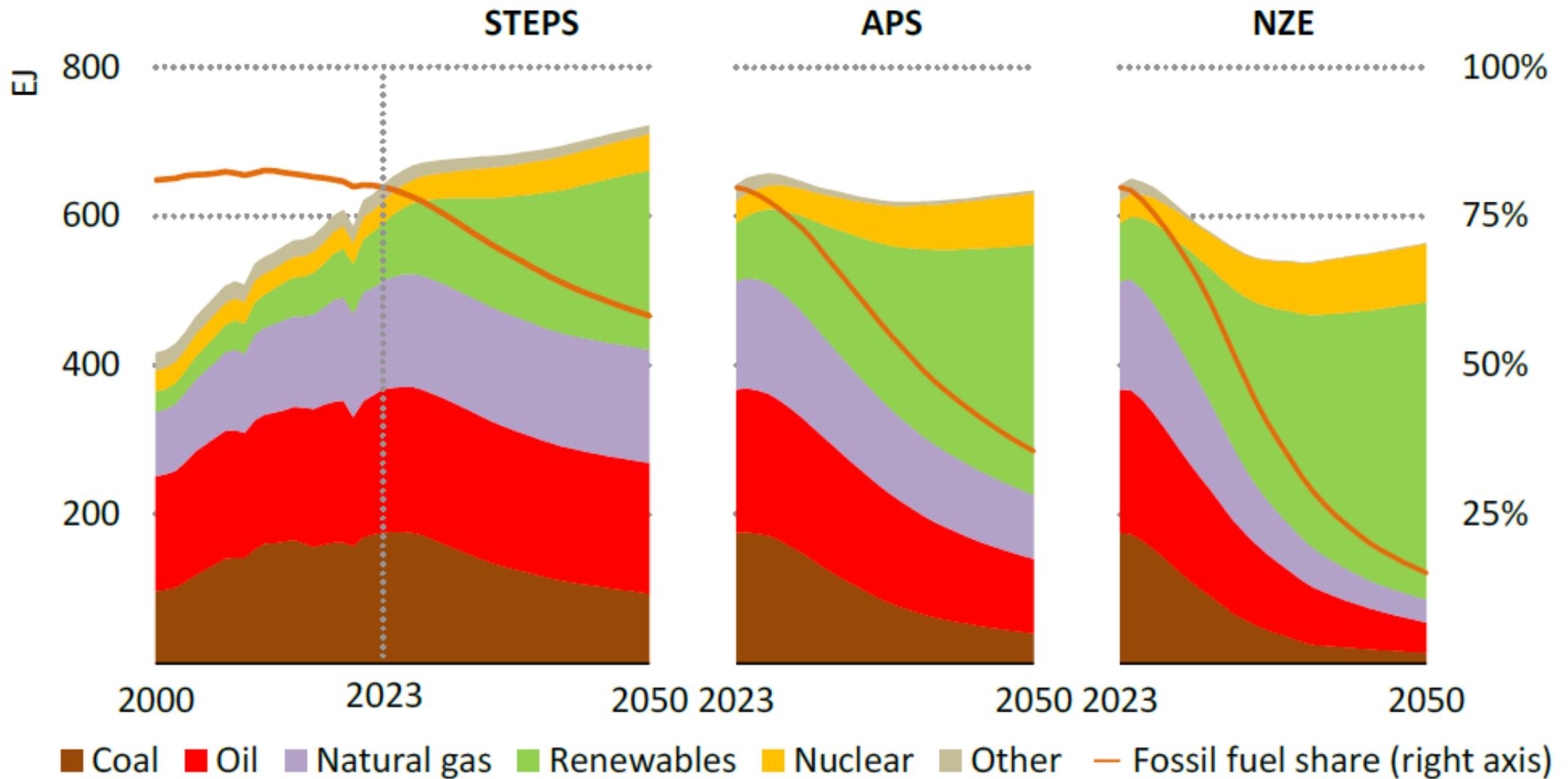


Gross emissions: ■ Advanced economies ■ Emerging market and developing economies
Gross removals: ■ Advanced economies ■ Emerging market and developing economies

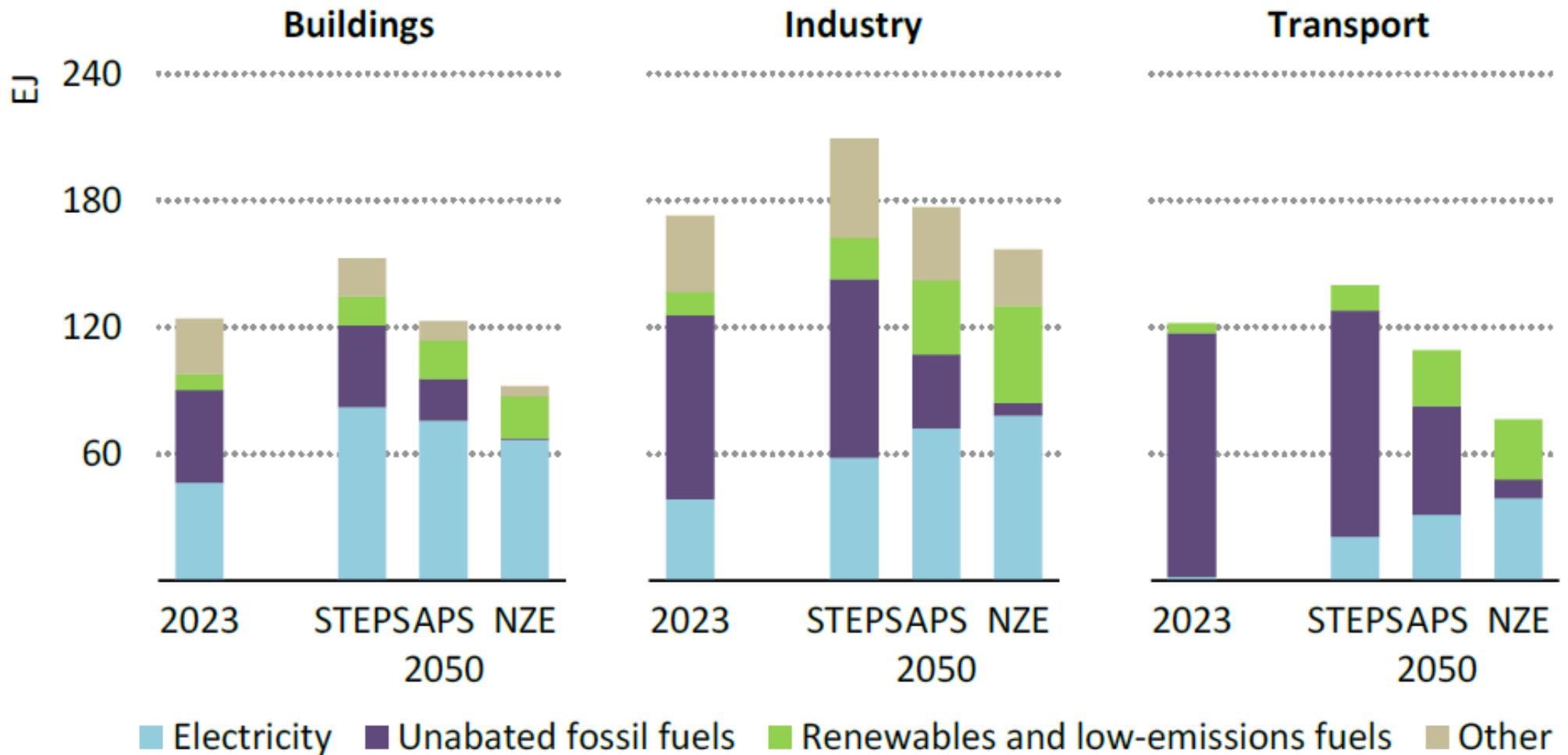
WEO2024 世界の部門別排出量とCO₂原単位



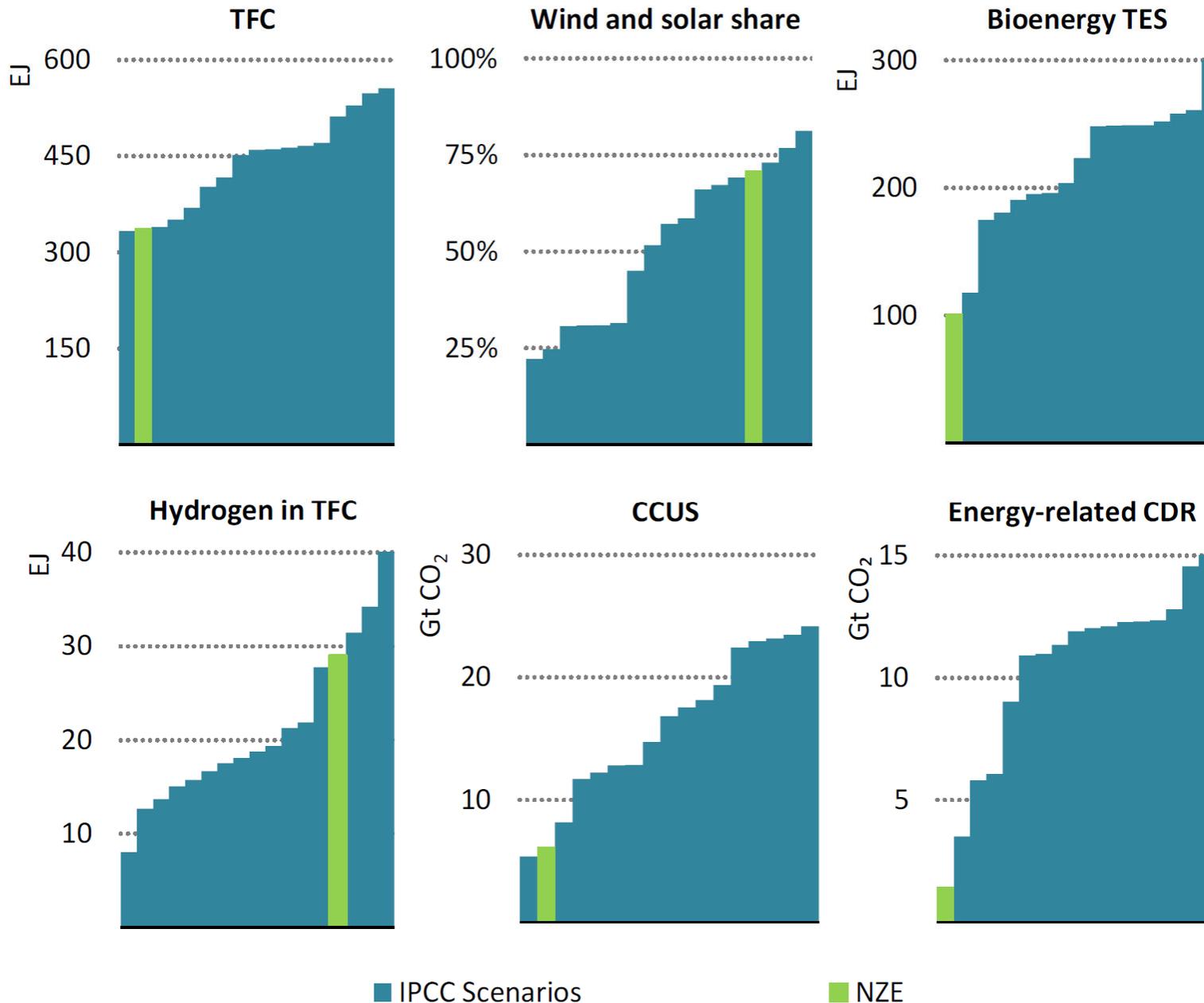
WEO2024 NZEシナリオ他の一次エネルギー供給量



WEO2024 NZEシナリオ他の最終エネルギー消費量



NZEシナリオの特徴: IPCCシナリオとの比較



注) 比較対象のIPCCシナリオは、2050年までにエネルギー由来CO₂排出がゼロになっているシナリオのみピックアップ(16シナリオ)。IPCCの1.5°Cシナリオ(C1, C2)は、230シナリオが登録されている。

IEA NZEシナリオは、国際的なIAMのシナリオ評価と比較して、

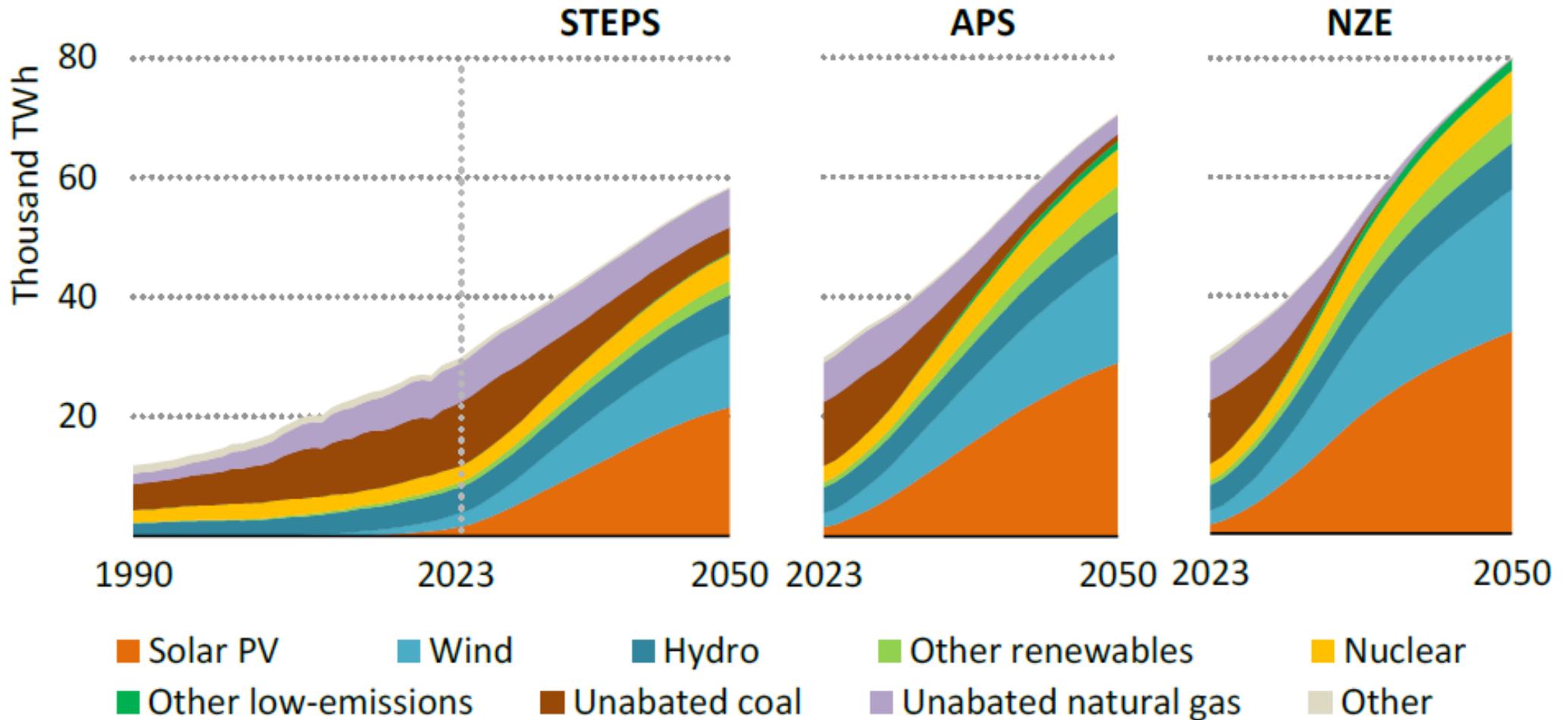
- ✓ エネルギー消費量をかなり小さく、
- ✓ 風力、太陽光発電を大きく、
- ✓ バイオマスはかなり小さく、
- ✓ **CCS/CDR**もかなり小さく、

見込んだシナリオとなっており、標準的なシナリオというわけではなく、むしろ極端なシナリオ。

CDR量が小さいため、2050年部門別CO₂排出のほぼゼロが求められる結果に

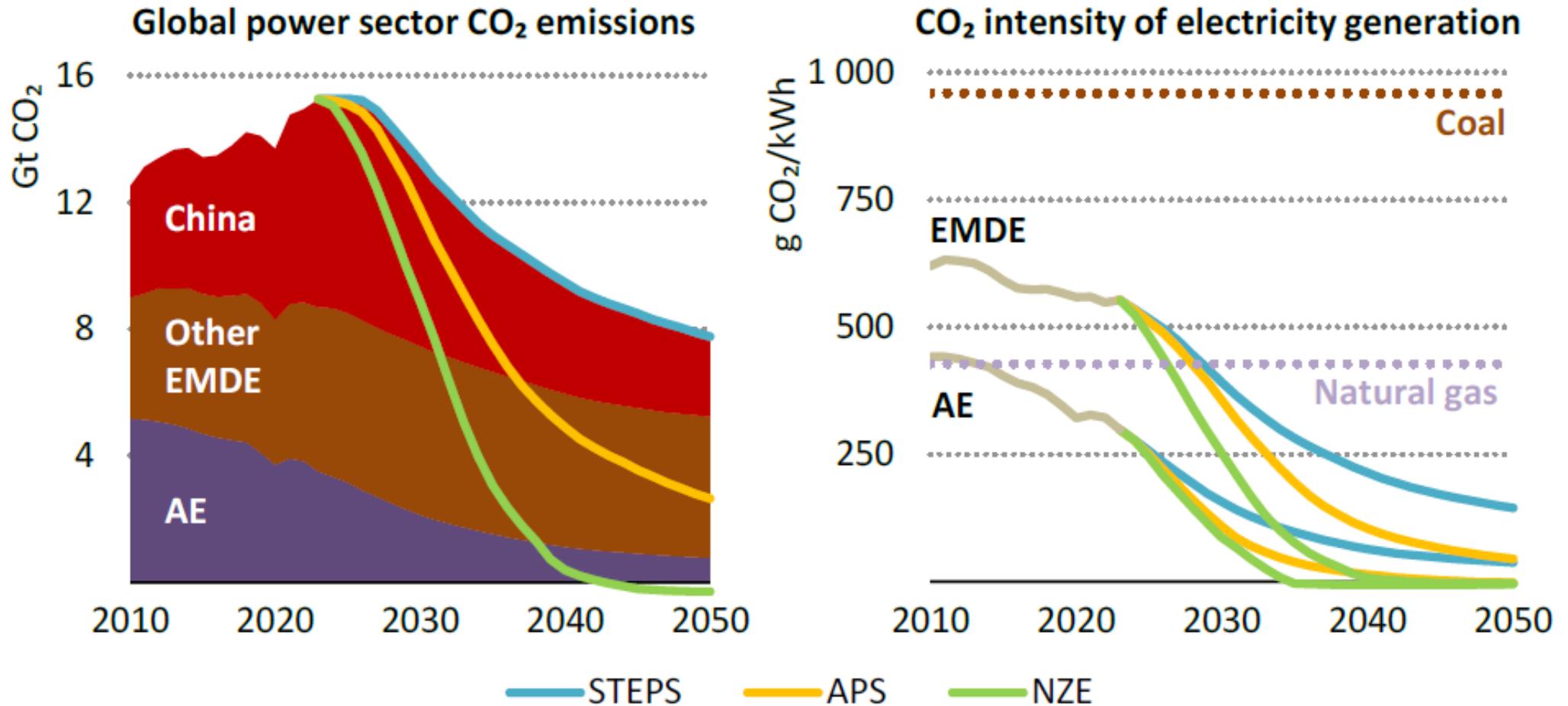
注) 本出典は、IEA WEO2022。その後、WEO2024まで大きな変化はない。

WEO2024 NZEシナリオ等における世界の発電電力量



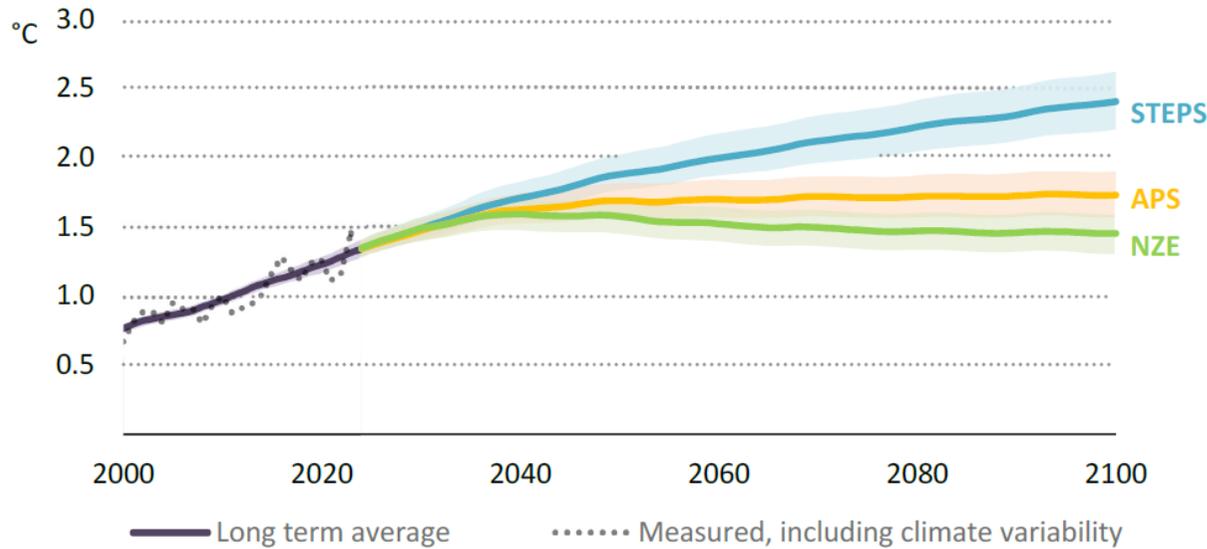
- 排出削減目標が厳しいほど、電化の必要性のため、発電電力量は増大傾向
- なお、先述のように、NZEは、IPCC等で整理されている標準的なシナリオに比べ、再エネ（とりわけ太陽光と風力）が大きく、かわりにCCUSが小さいシナリオとなっており、世界のモデルによる標準的な評価とは少し離れたシナリオであることに留意が必要

WEO2024 NZEシナリオ等における発電部門のCO₂排出量とCO₂原単位

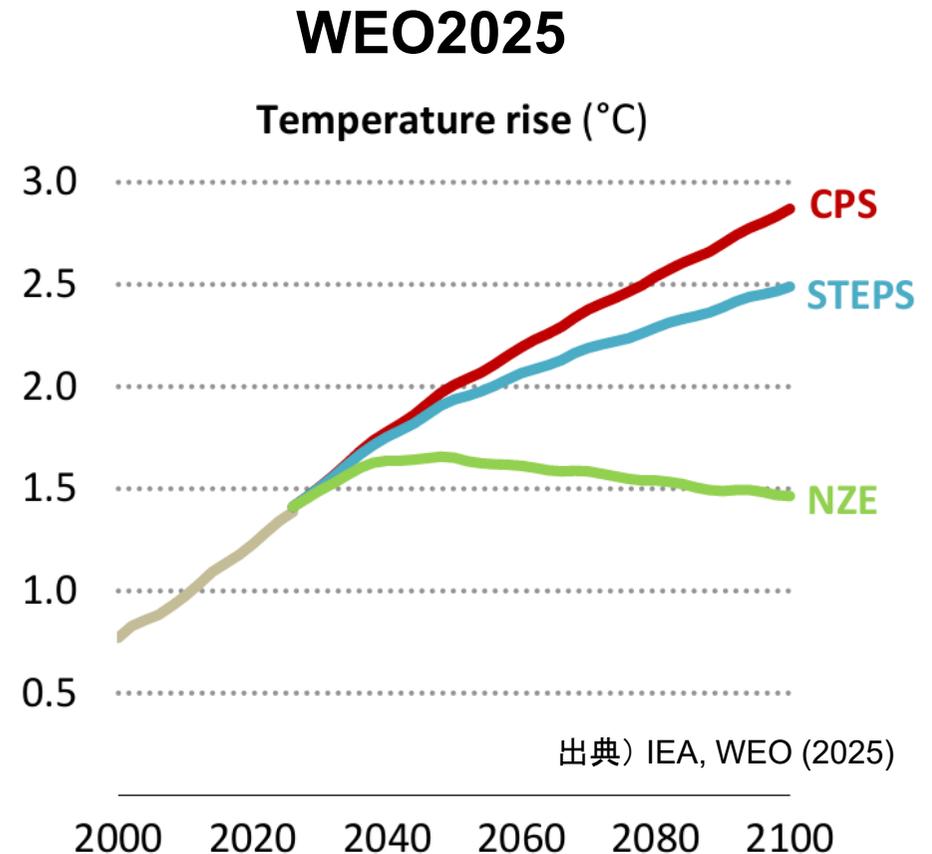


- 先進国の電力のCO₂原単位は、APSでは2045年頃にゼロ、NZEでは2035年頃にゼロとなっている。

WEO2025シナリオ気温推計(WEO2024からの変化)



- ✓ 2024年までは、STEPS、APS、NZEシナリオだったが、2025年版では、CPSシナリオを復活させ、CPS、STEPS、NZEシナリオの提示とした。
- ✓ 全体として、気候変動対策からエネルギーアクセス、エネルギー安全保障に焦点が大きく移った印象(CPS, STEPS中心)
- ✓ また、NZEはこれまで気温のオーバーシュート無し(オーバーシュート0.1°C未満)としていたものの、オーバーシュート無しは現実感がなくなったとして、オーバーシュート有シナリオ(ピーク1.7°C)に変更
- ✓ ただし引き続き、CDRは、IPCCシナリオ分析に比べて保守的な想定



3. RITE DNE21+モデルによる トランジション・ロードマップ の策定

注)モデルを用いて作成したシナリオ・ロードマップは、国・部門の平均的なトランジション経路を提示している。個社や個別プロジェクトは、それぞれの多様な事情の中で技術選択、投資がなされるべきである。策定した本ロードマップは、前提条件次第で変化する可能性も高く、あくまで目安であり、画一的に投資判断等の材料としないようにお願いしたい。

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・e-fuels、天然ガス・e-メタン、電力、エタノール、水素、アンモニア、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)

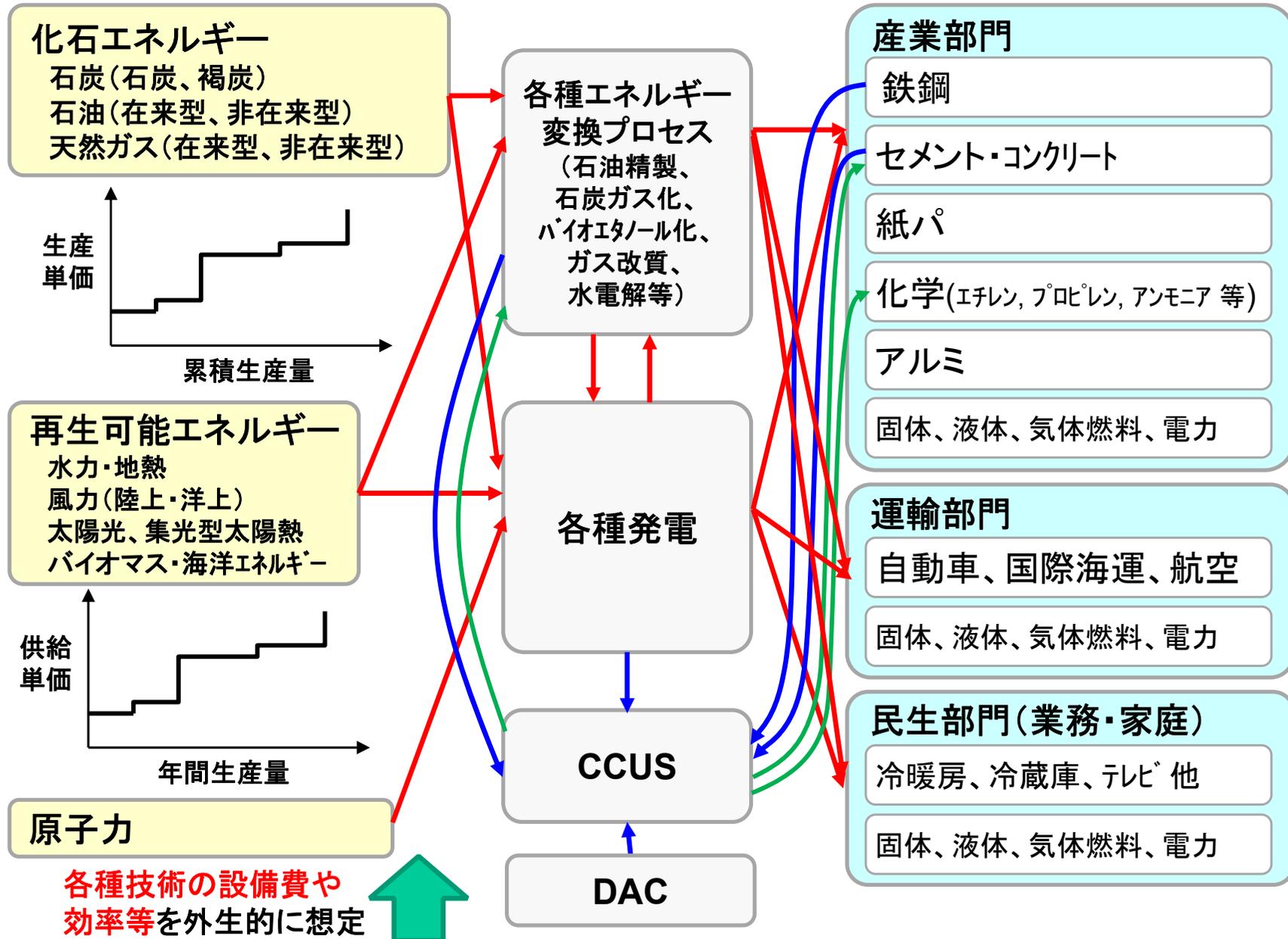
- 地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが整合的に評価可能
- 非CO2 GHGについては、別途、米EPAの技術・コストポテンシャル推計を基にしてRITEで開発したモデルを利用

これまで様々なエネルギー・気候変動政策の政府検討において活用されてきた。第7次エネルギー基本計画のエネルギー需給見通しの参考ともされた。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需要等)。

- ◆ 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、それを越えた各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネ、CCS等に対する社会・物理的制約など）はあまり考慮していない。
- ◆ よって、日本におけるより詳細な分析は、別途、より詳細な制約などを考慮しつつ実施することが求められる。例えば、日本国内の電力システムの構成などは考慮できておらず、再エネ導入地点による系統対策コストの差異などは評価が困難。 →
東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を援用（次頁）
- ◆ 現実の政策では、エネルギー安全保障を踏まえた上で、温室効果ガス排出削減対策がなされるべきだが、本シナリオ分析ではエネルギー安全保障上の考慮は行っていない。
- ◆ 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、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。特にトランジションの分析結果については注意して結果を解釈すべき。（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。）

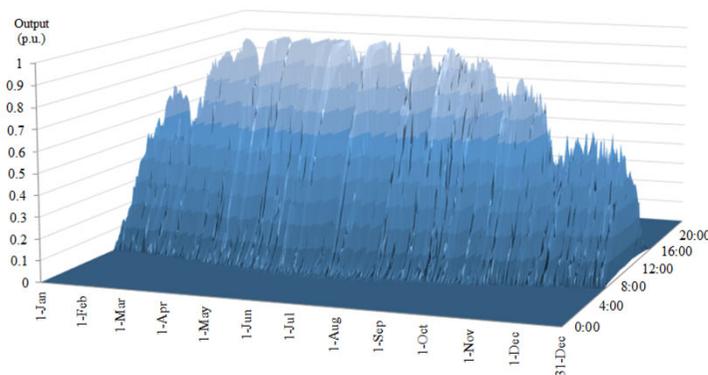
日本の系統統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデル の分析結果を活用

- ◆ 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

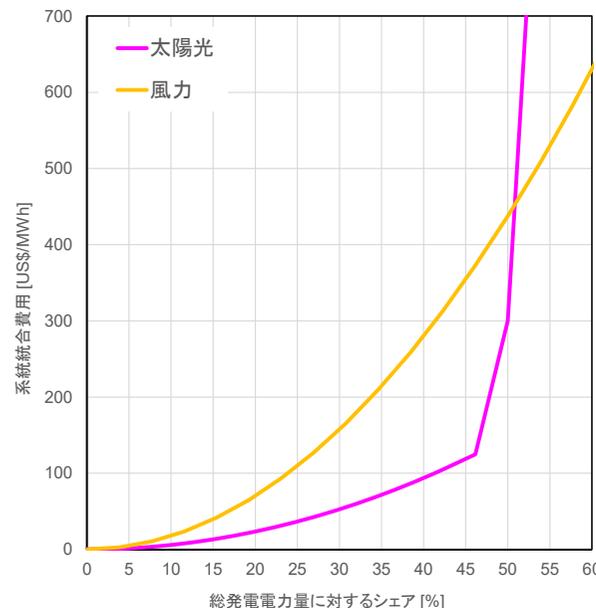
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム（揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵）、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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）

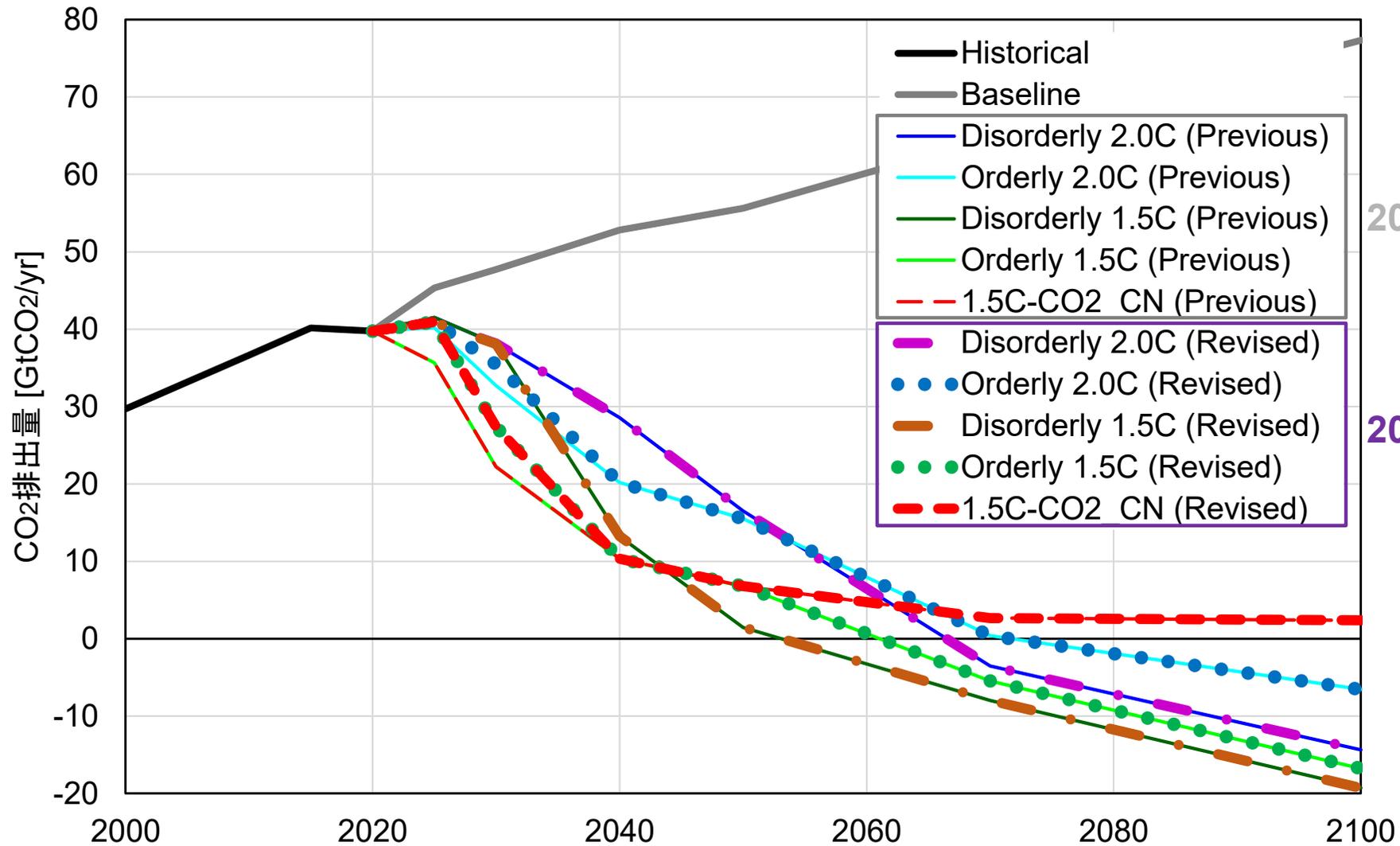
シナリオ想定（概略）

シナリオ名	気温上昇	政策のス ピード	CDR	再エネ, EV	政策の地 域差	他シナリオとの類似性		
						IPCC AR6	NGFS (2022/2025)	IEA
Disorderly Below 2 °C	1.7~1.8°C (ピーク: 1.8°C、 2100年1.7°C)	遅 (2030年 NDC)	中	中位 進展	大(主要 先進国 2050年 CN)	Likely below 2 C, NDC [C3b]	Disorderly: Delayed Transition	APS (WEO 2024)
Orderly Below 2 °C	1.7°C程度	早(2030年 NDC:全世 界MAC均 等化)	小	高位 進展	小 (MAC均 等化)	Likely below 2 C with immediate action [C3a]	Orderly: Below 2C	SDS (WEO 2021)
Disorderly 1.5 °C	1.4°C (ピーク: 1.7°C、 2100年1.4°C)	遅 (2030年 NDC)	大	中位 進展	大(主要 先進国 2050年 CN)	1.5 C with high overshoot (IMP-Neg) [C2]	(Disorderly : Divergent Net Zero)*	
Orderly 1.5 °C	1.4°C (ピーク: 1.6°C、 2100年1.4°C)	早(2030年 NDC:全世 界MAC均 等化)	中	高位 進展	中(主要 先進国 2050年 CN)	1.5 C with no or limited overshoot [C1]	Orderly: Net Zero2050	
1.5C- CO2_CN	1.5°C程度 (CO2パスから の概略値)	早(2030年 NDC:全世 界MAC均 等化)	小 (部門別 Near-zero of CO2)	高位 進展	中(主要 先進国 2050年 CN)	1.5 C with no or limited overshoot [C1]		NZE (WEO 2024)

* 排出経路についてはOrderly 1.5 °Cに近い

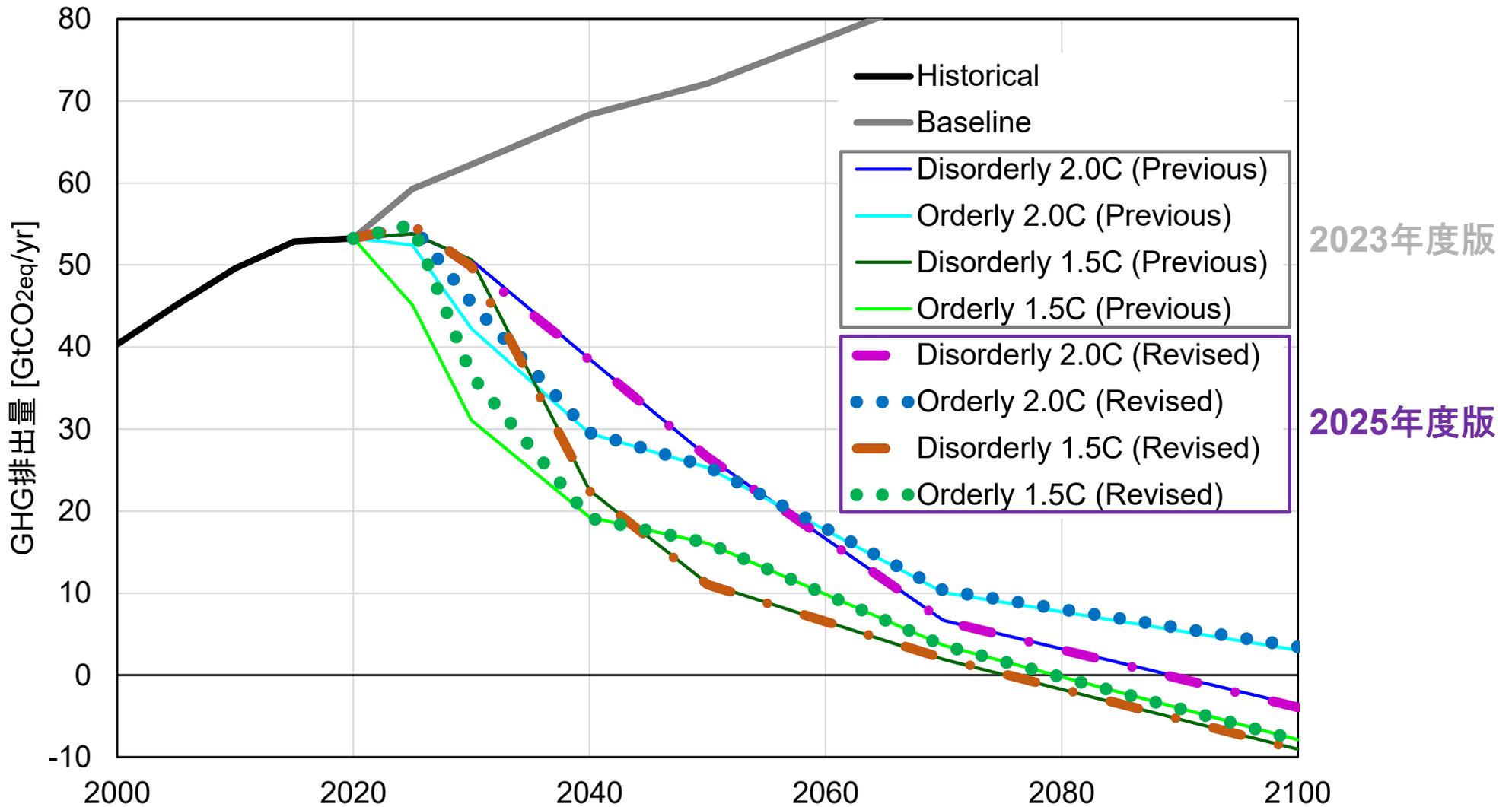
- ✓ パリ協定2°Cおよび1.5°Cと整合的で、かつ、既存の国際機関等の排出パスとも整合的なシナリオを想定
- ✓ その中で、将来の技術進展の幅についてもある程度カバーし得るシナリオを想定

分析シナリオの世界CO2排出経路



✓ 足下の排出傾向を踏まえ、2020～25年の排出経路を2023年度版から上方修正

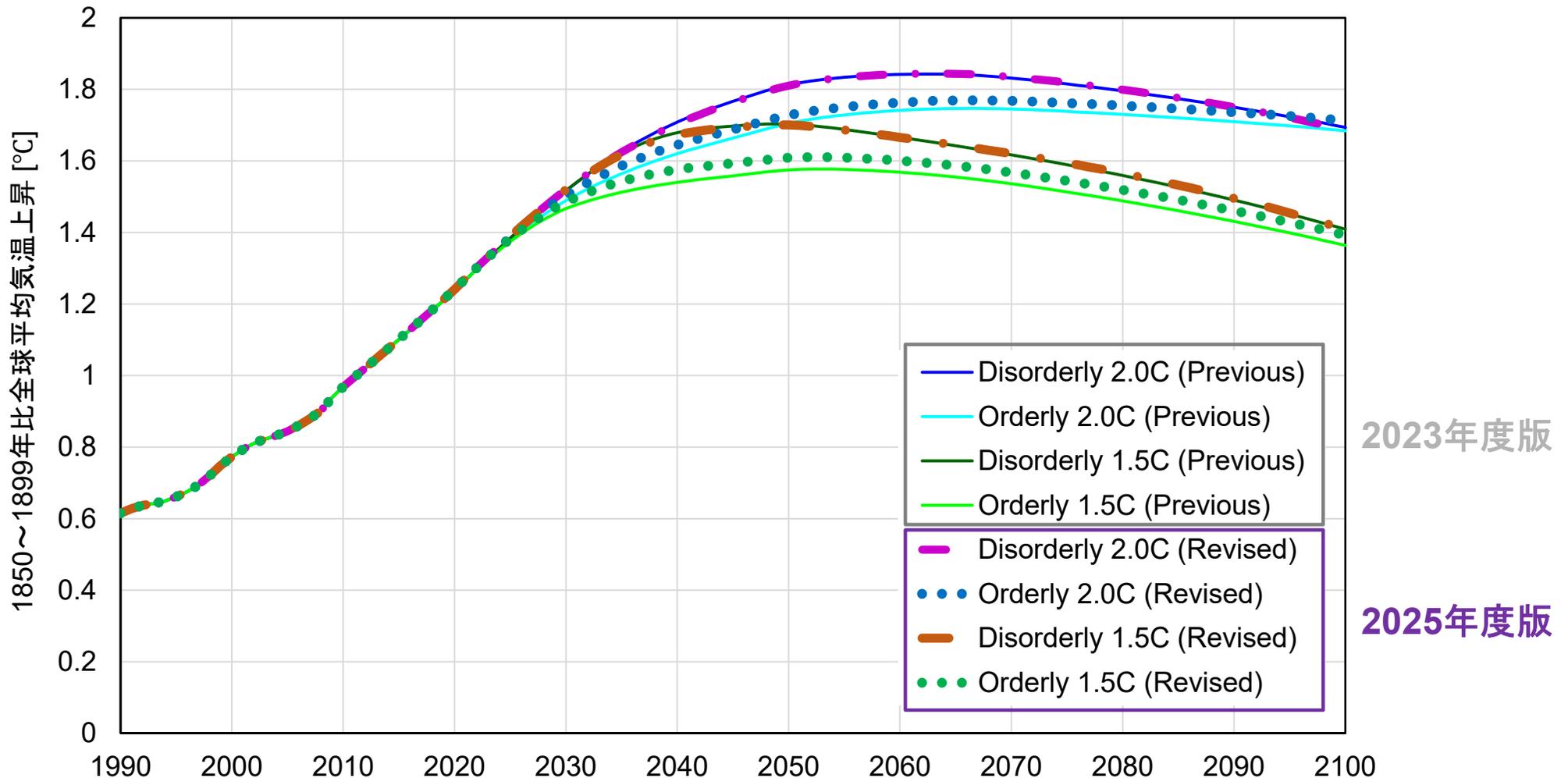
分析シナリオの世界GHG排出経路



注) 1.5C_CO2_CNシナリオは、IEA NZEに合わせ、CO2排出量のみを評価。GHG排出経路は想定せず

✓ 足下の排出傾向を踏まえ、2020～25年の排出経路を2023年度版から上方修正

分析シナリオの全球平均気温上昇



注) 1.5C_CO2_CNシナリオは、IEA NZEに合わせ、CO2排出量のみを評価。GHG排出経路は想定しておらず、気温経路も特定していない。

- ✓ **2025年度版では、手前の時点の排出量の上方修正により、特に、Orderlyシナリオの気温は若干上昇**

(0) 世界

CO₂限界削減費用（2°C目標）

Disorderly 2.0C

単位：\$/tCO₂

	2030	2040	2050
日本	424	306	513
米国	221	233	235
EU27	280	199	286
韓国	148	79	121
中国	34		
その他	国によって差異		

Orderly 2.0C

	2030	2040	2050
日本	57	256	161
米国			
EU27			
韓国			
中国			
その他			

CO₂限界削減費用（1.5°C目標）

Disorderly 1.5C

 単位: \$/tCO₂

	2030	2040	2050
日本	427	440	683
米国	225	292	275
EU27	278	292	324
韓国	142	292	270
中国	41		
その他	国によって差異		

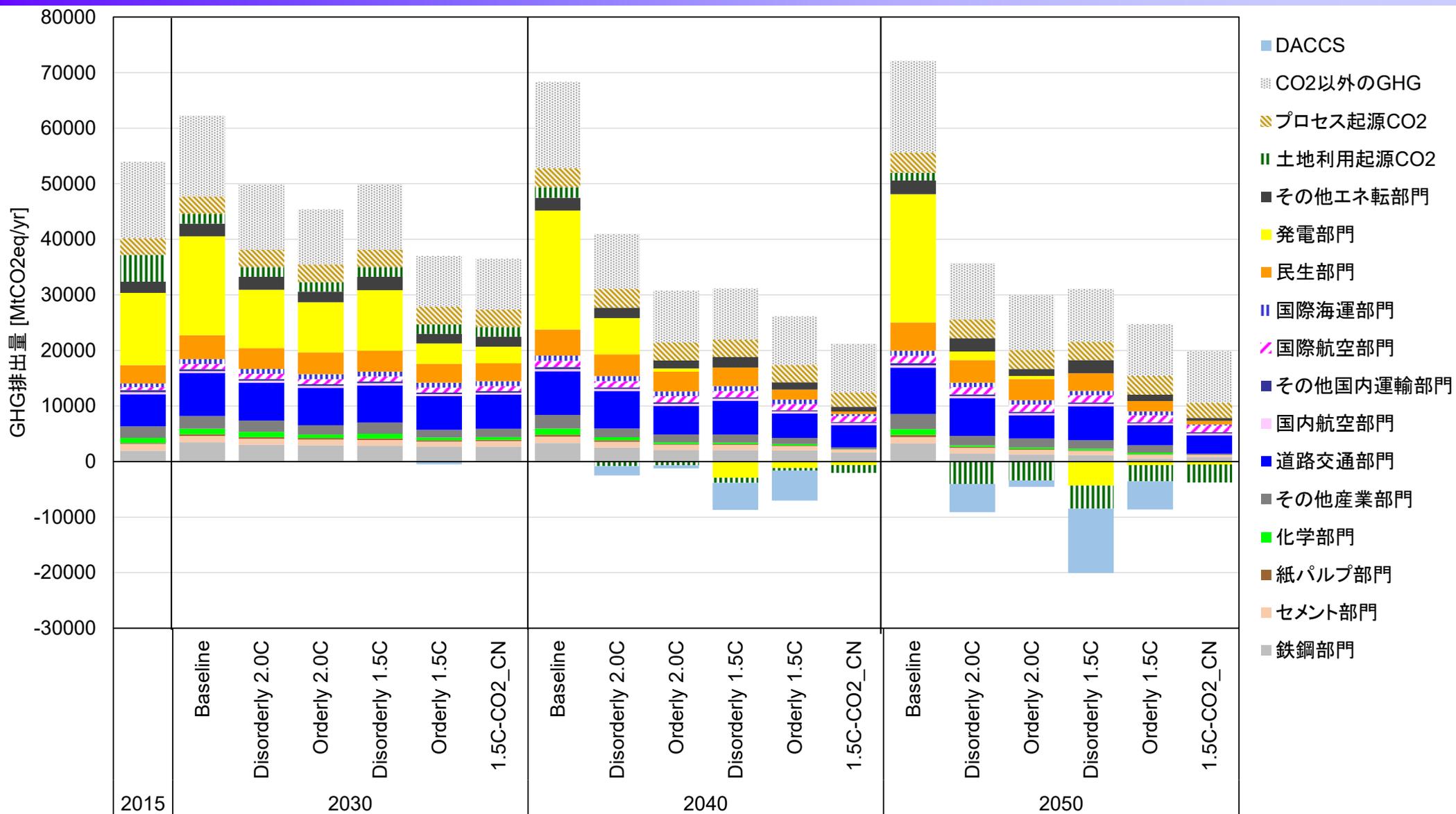
Orderly 1.5C

	2030	2040	2050
日本	148	547	470
米国		497	281
EU27			291
韓国、中国、その他			262

1.5C-CO₂_CN

	2030	2040	2050
日本	128	720	338
米国			318
EU27			348
韓国、中国、その他			298

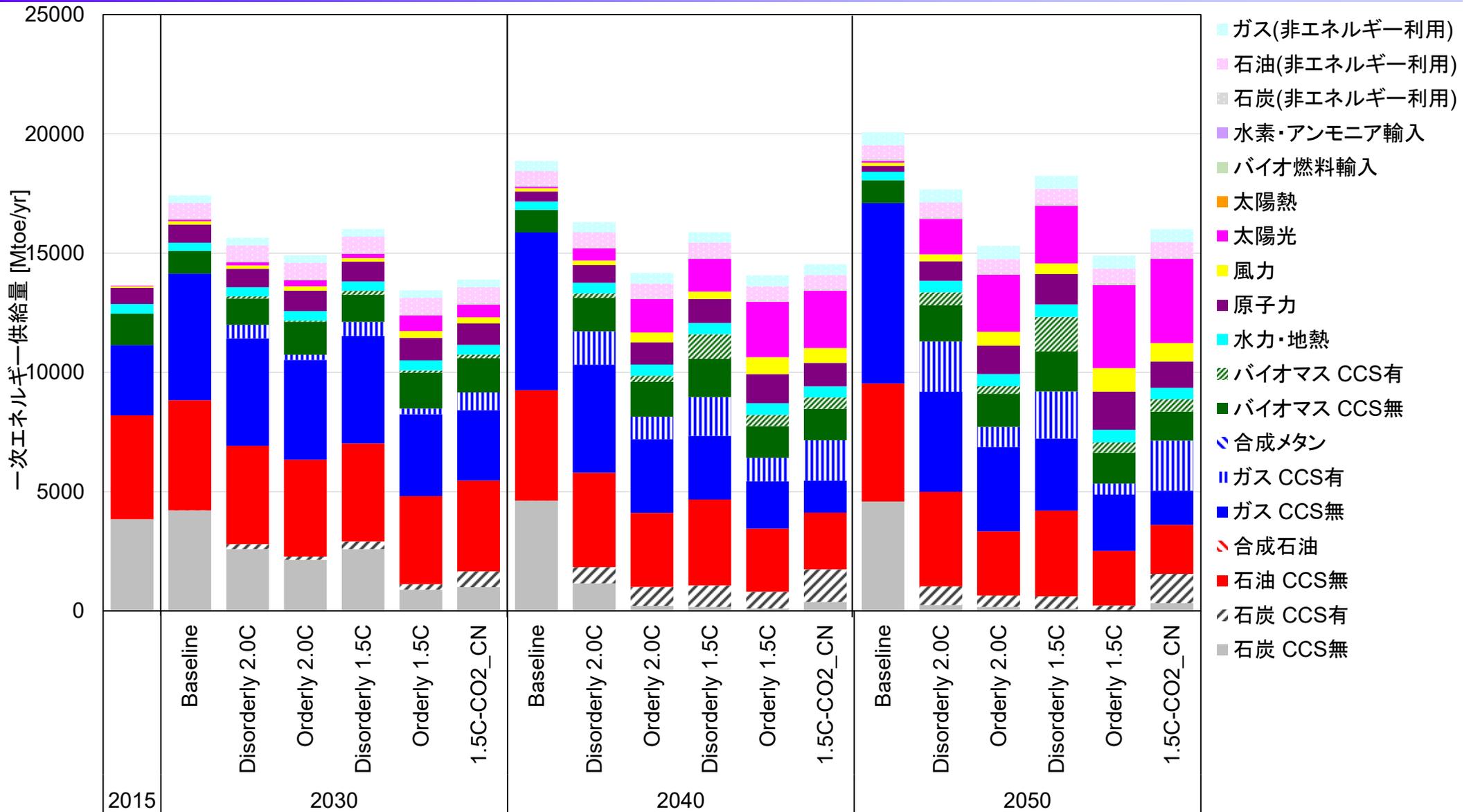
GHG排出量（世界全体）



注) 1.5C-CO₂_CNはCO₂のみの分析をしており、グラフ中のCO₂以外のGHG排出量は便宜上、Orderly 1.5Cの数値を掲載

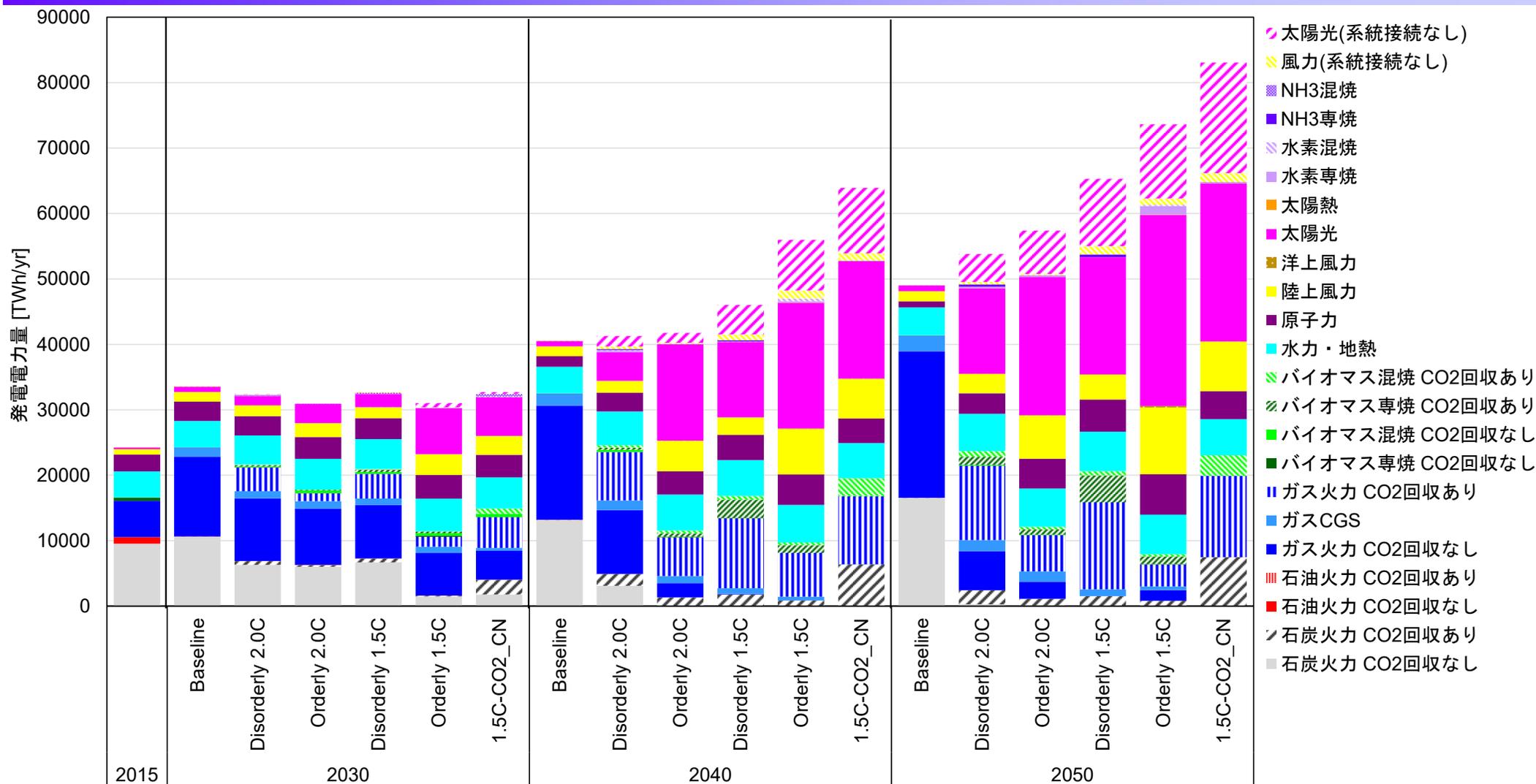
- ✓ 2050年におけるCDRによるCO₂固定量は、Disorderly 1.5Cで20GtCO₂eq/yr程度、その他のシナリオで10GtCO₂eq/yr未滿。
- ✓ 2°C、1.5°Cシナリオでも、2050年では非CO₂ GHG排出が10 GtCO₂eq/yr程度残っている。

一次エネルギー供給量（世界全体）



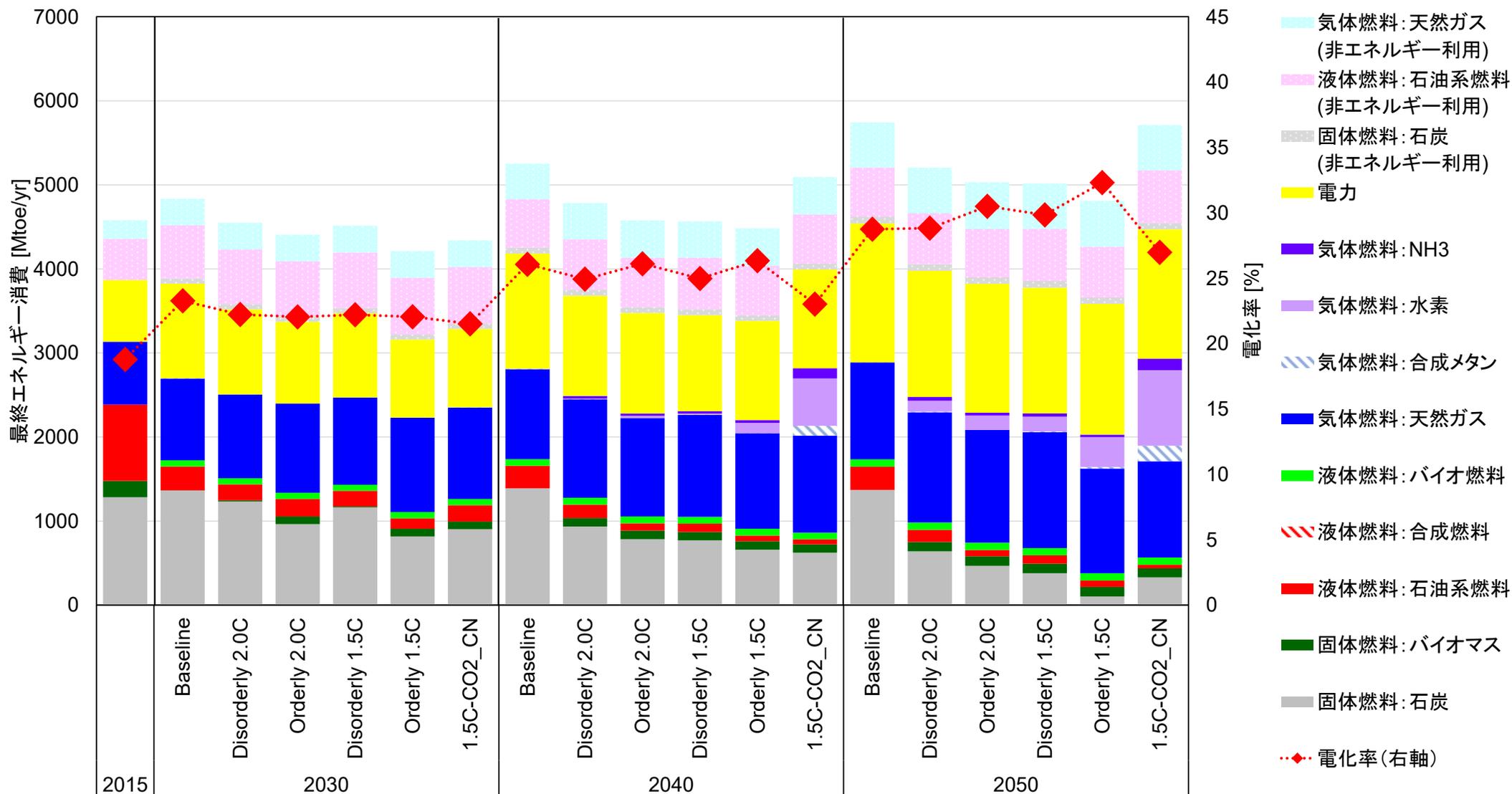
- ✓ CDRによる負排出のオフセットがあること、世界全体では2050年までにGHG排出量をゼロとするわけではないことから、1.5℃目標であっても2050年でも化石燃料利用は相当残っている。
- ✓ 2050年までの化石燃料利用量の水準は、IPCC AR6 IMP-Negシナリオと近い水準

発電電力量（世界全体）



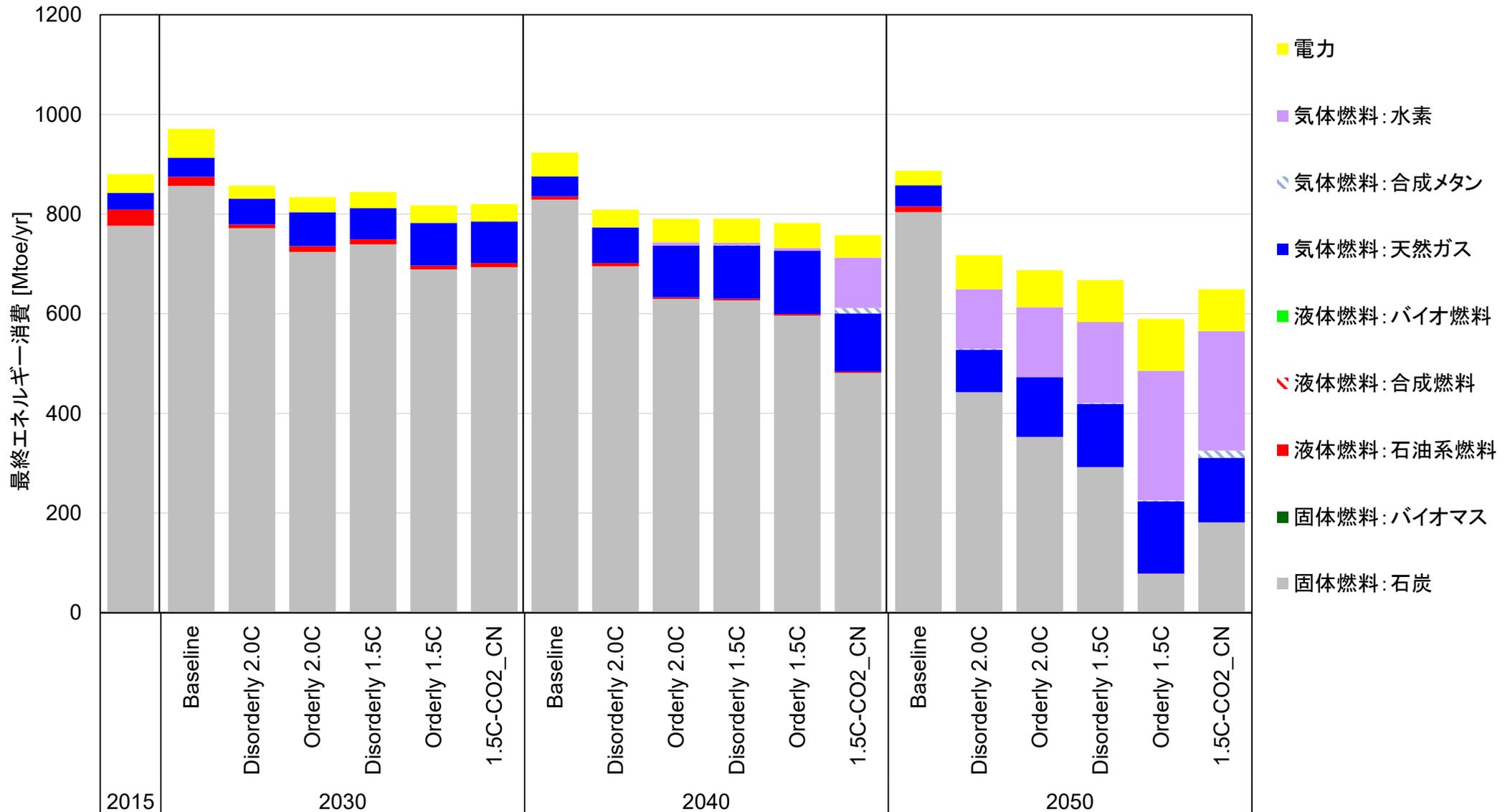
- ✓ 日本と比べると、水素・アンモニアによる発電の比率が小さい一方、世界ではCO2貯留ポテンシャルが大きいことから、Disorderly 1.5C/2.0Cではガス火力+CCSの比率が大きい。
- ✓ CCSの制約を厳しく想定したOrderly 1.5C/2.0Cでは、Disorderly 1.5C/2.0C に比べCCSが相対的に利用できないため、更なるコスト低減を見込んでいる太陽光発電や風力発電の利用が多い。
- ✓ IEA ETP2020-SDSでは、2050年の発電電力量は52000 TWh/yr程度であり、Disorderly 2.0Cは似通っている。NGFSシナリオも同程度。

産業部門最終エネルギー消費（世界全体）



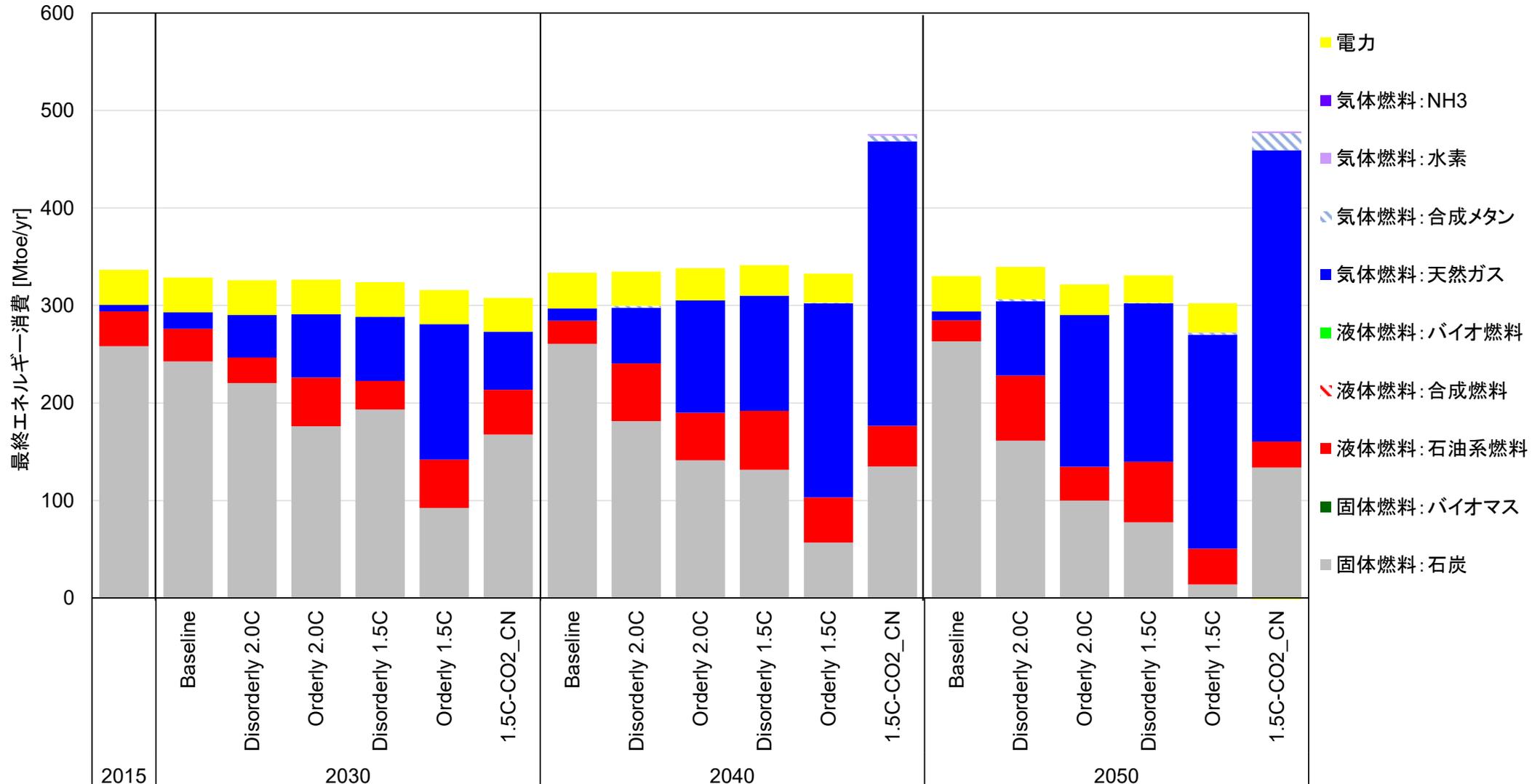
- ✓ 世界の産業部門では、2°C、1.5°Cともに、石炭利用が低減し、ガスと電力の利用が増大
- ✓ 世界全体では、日本と比較して、国内再エネ・国際連系線利用再エネや国内CCS利用可能量が大きい国が多いため、水素・アンモニアや合成メタンの利用は相対的に少ない(CDRが少ない1.5C-CO2_CNにおいては相当量の利用となっている)。

鉄鋼部門最終エネルギー消費（世界全体）



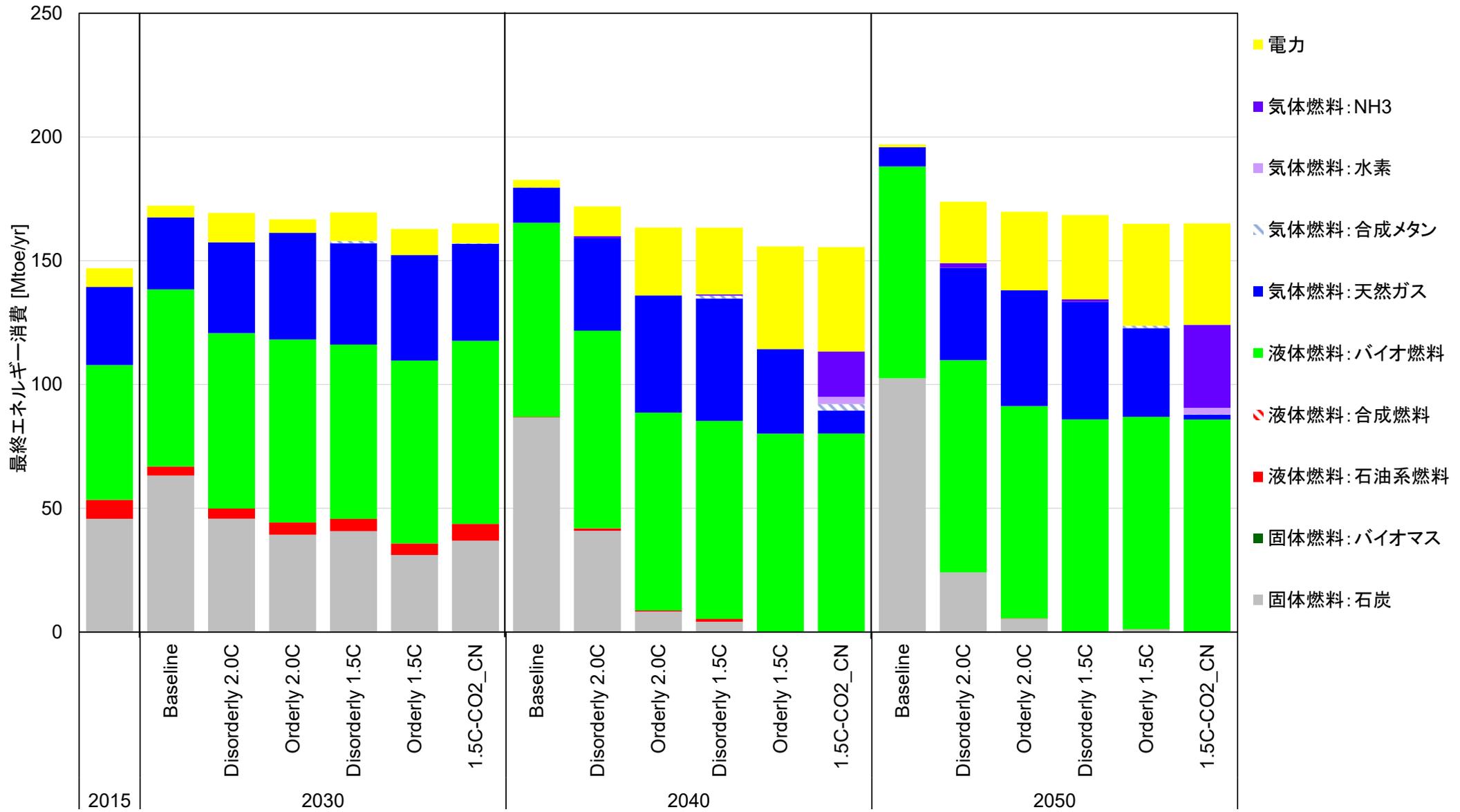
- ✓ 2°C、1.5°C目標下では、2040年頃までは、省エネの進展と電炉比率増大により最終エネルギー消費量は漸減。ただし、依然として石炭が主。
- ✓ 2040年ではSuper COURSE 50(外部水素活用)、2050年では水素直接還元製鉄により、相当量の水素利用に。

セメント部門最終エネルギー消費（世界全体）



- ✓ 2°C、1.5°C目標下では、石炭からガスへの転換が費用効率的
- ✓ 高効率化が進む一方、CO₂回収も行われるため増エネとなる側面もあり、同一時点のベースラインと比べ、エネルギー消費量は微増となるケースもある。特にCDRが少ない1.5C-CO₂_CNではその影響が顕著である。

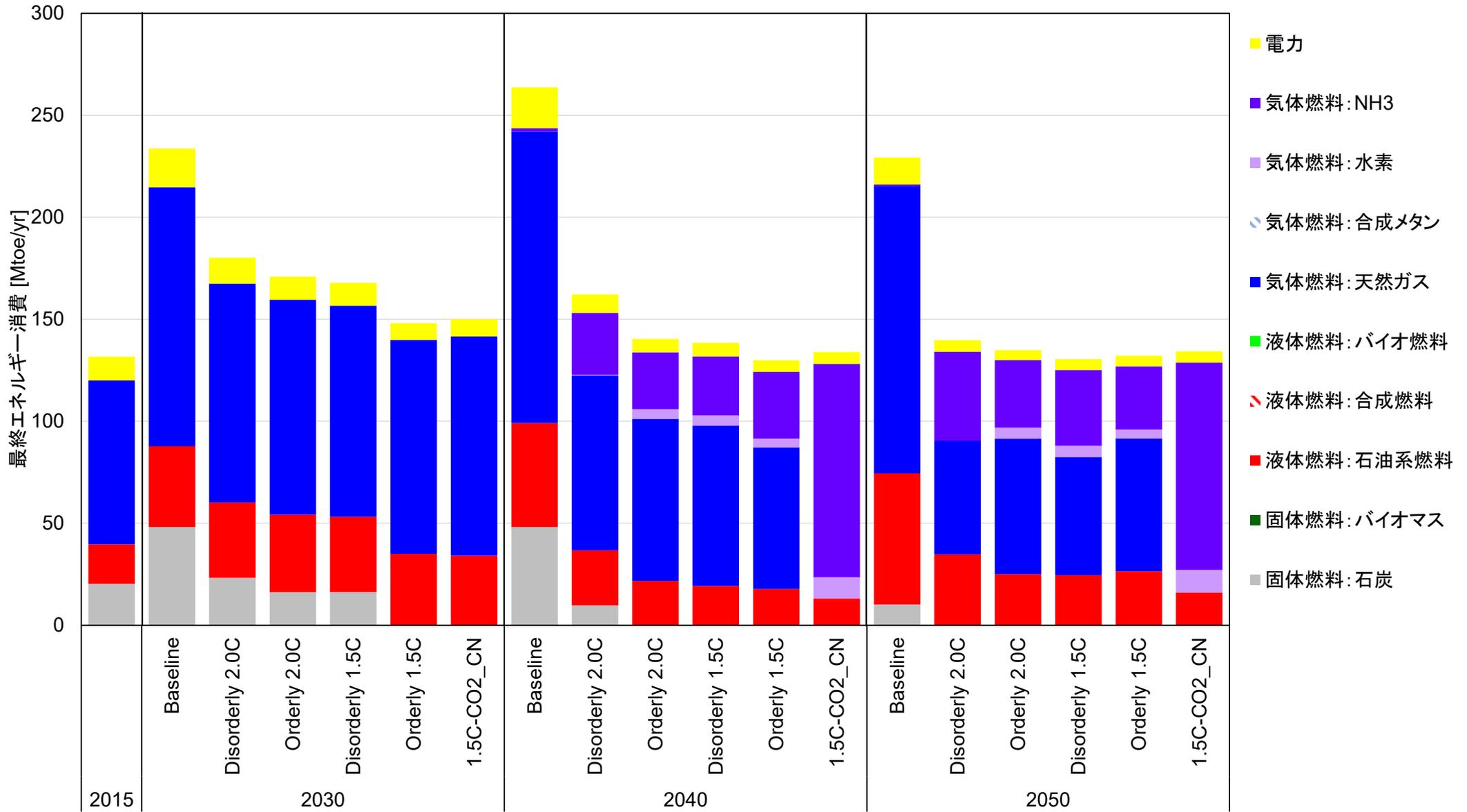
紙パルプ部門最終エネルギー消費（世界全体）



注) 黒液の利用はバイオ燃料消費に含まれる。

- ✓ 石炭からガスへの転換が費用効率的。
- ✓ 世界全体で見ると若干ではあるが、アンモニアや合成メタンの利用も見られる(CDRが少ない1.5C-CO2_CNにおいては相当量の利用となっている)。

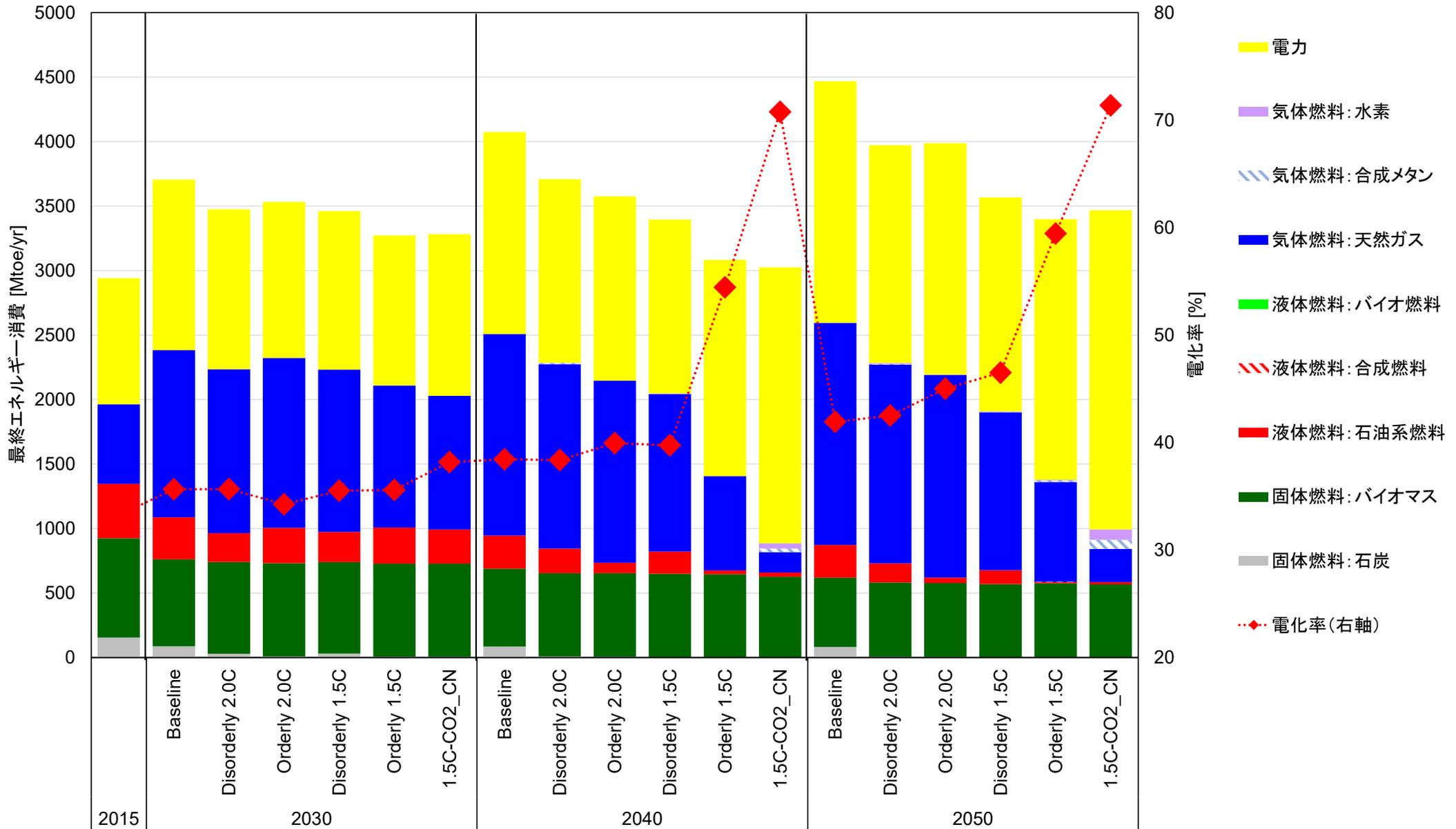
化学部門（エチレン、プロピレン、BTX製造） 最終エネルギー消費（世界全体）



注) グラフはエネルギー利用分のみで、原料分は含まず。

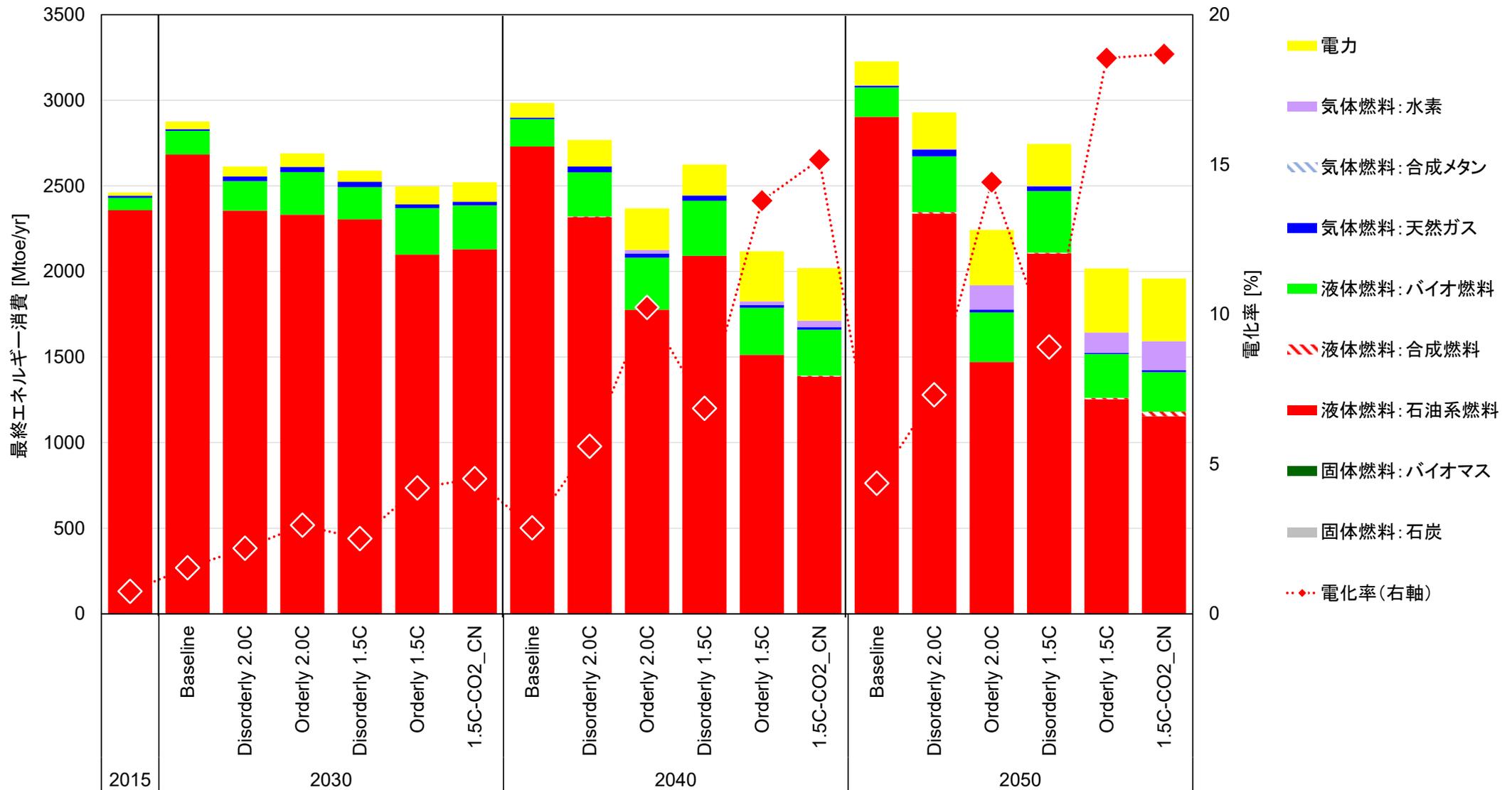
✓ 排出削減シナリオでは、アンモニアや水素といったCN燃料が利用される。特にCDRが少ない1.5C-CO2_CNではその利用が多い。

民生部門最終エネルギー消費（世界全体）



- ✓ 民生部門では、時系列として電化が促進。また、排出削減が厳しいほど電化率の向上が経済合理的
- ✓ 一方、Orderly 1.5Cや1.5C-CO₂_CNを除けば、ガスの利用拡大も少なくとも2050年頃までは経済合理的

運輸部門最終エネルギー消費（世界全体）



- ✓ 2°C、1.5°C目標下では、運輸部門の石油消費量は漸減。ただし、Orderly 1.5°Cシナリオの2050年でも、現状の半分程度までの削減に留まり、相応の量の石油消費は残る。
- ✓ 代替エネルギーである電力、バイオマス、水素、合成燃料は拡大。

(1) 日本

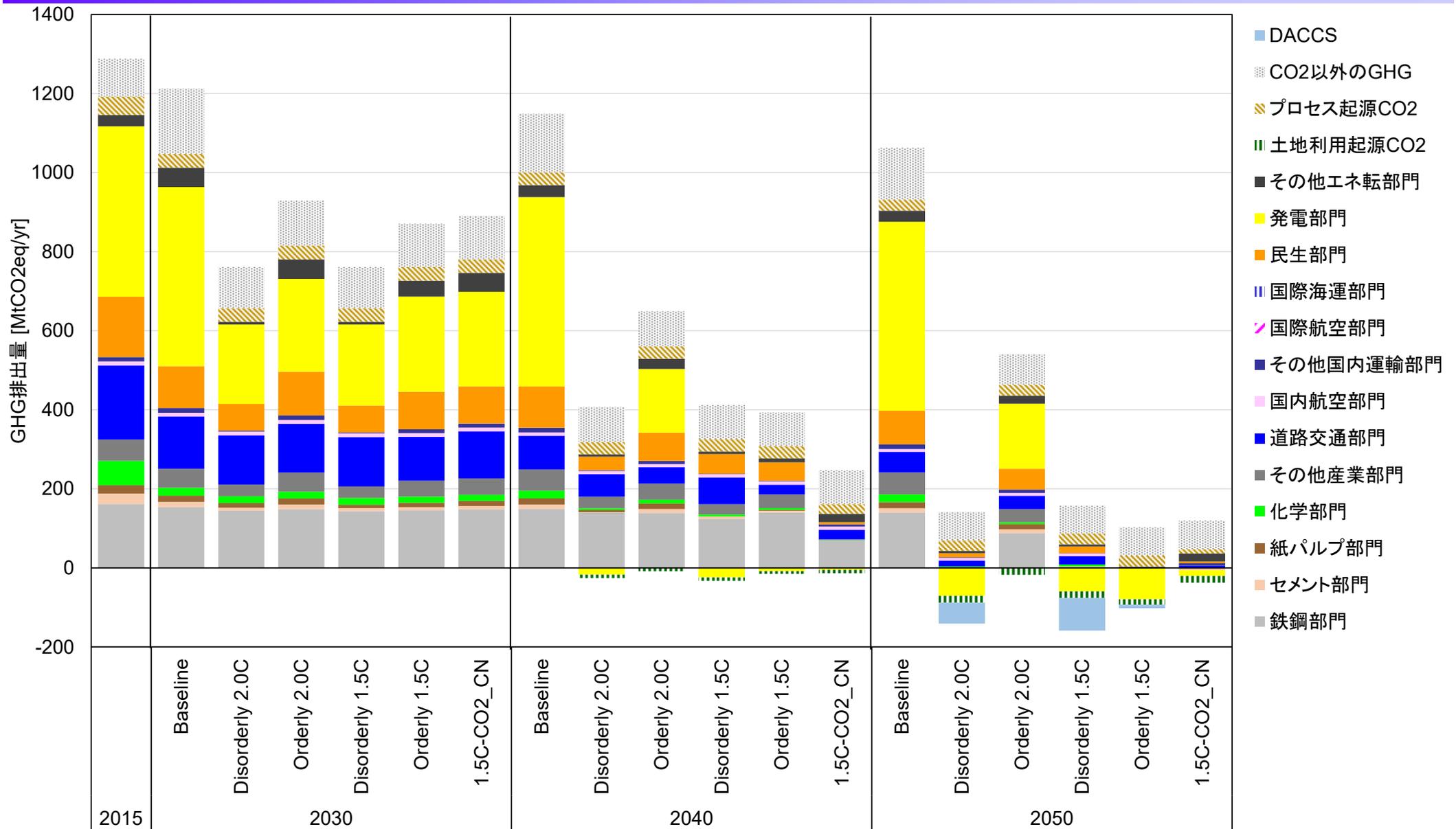
CO2削減費用（日本）

単位：billion US\$/yr

	2030	2040	2050
Disorderly 2.0C	64	102	174
Orderly 2.0C	18	21	22
Disorderly 1.5C	60	128	238
Orderly 1.5C	15	99	155
1.5C-CO2_CN	18	174	104

注) ベースラインシナリオからの年間のエネルギーシステムコストの増分

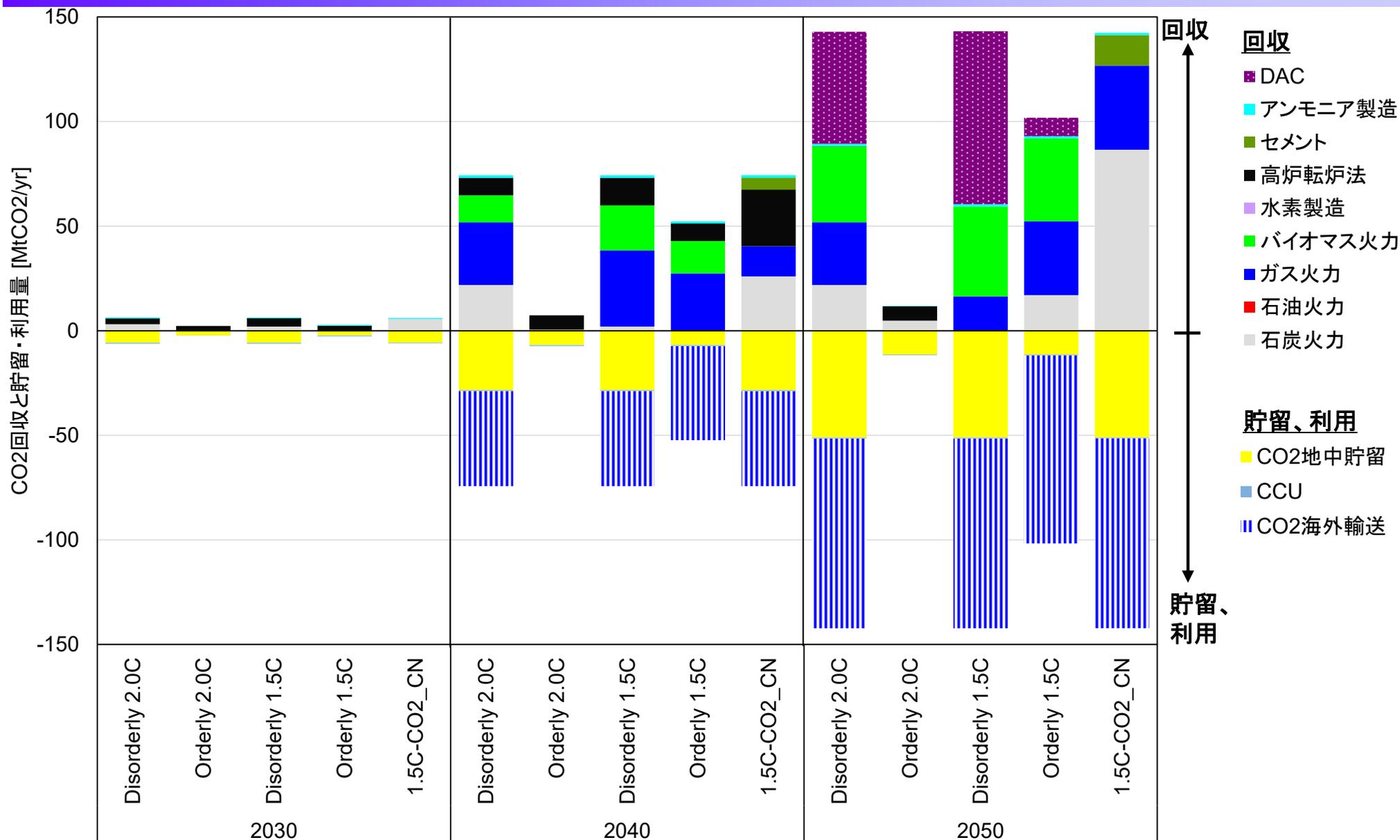
GHG排出量（日本）



注) 1.5C-CO2_CNはCO2のみの分析をしており、グラフ中のCO2以外のGHG排出量は便宜上、Orderly 1.5Cの数値を掲載

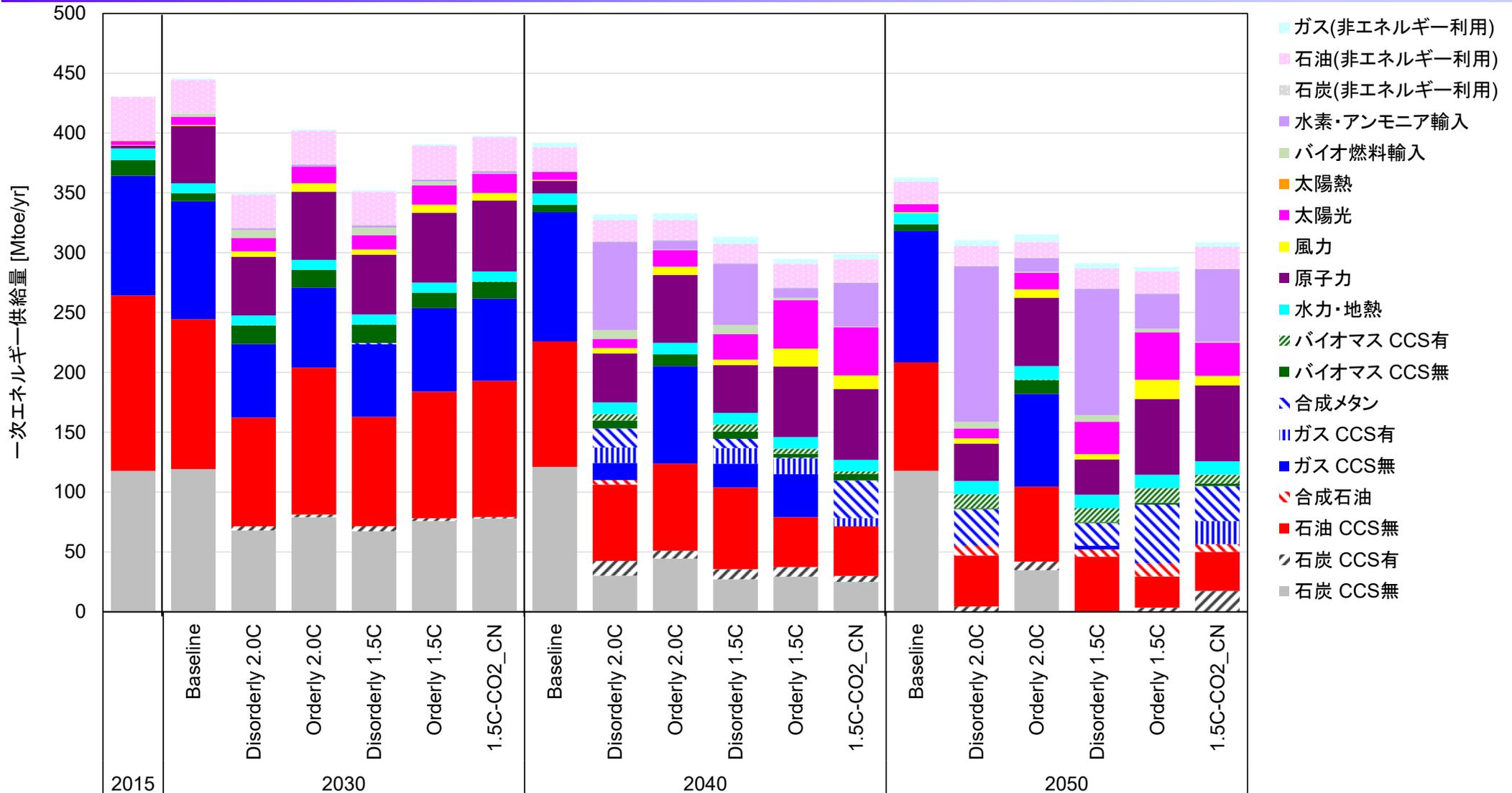
- ✓ GHGでCNとする2050年においては、DACCSや土地利用起源CO₂(植林によるCO₂固定)の活用他、発電部門からのCO₂排出を正味負とする(BECCSやe-メタン+CCS)といった対策がみられる。
- ✓ 2050年にGHGでCNを想定していないOrderly 2.0Cにおいては、全体で2013年比▲63%程度。発電部門や鉄鋼部門からのCO₂排出も正である。

CO₂バランス（日本）



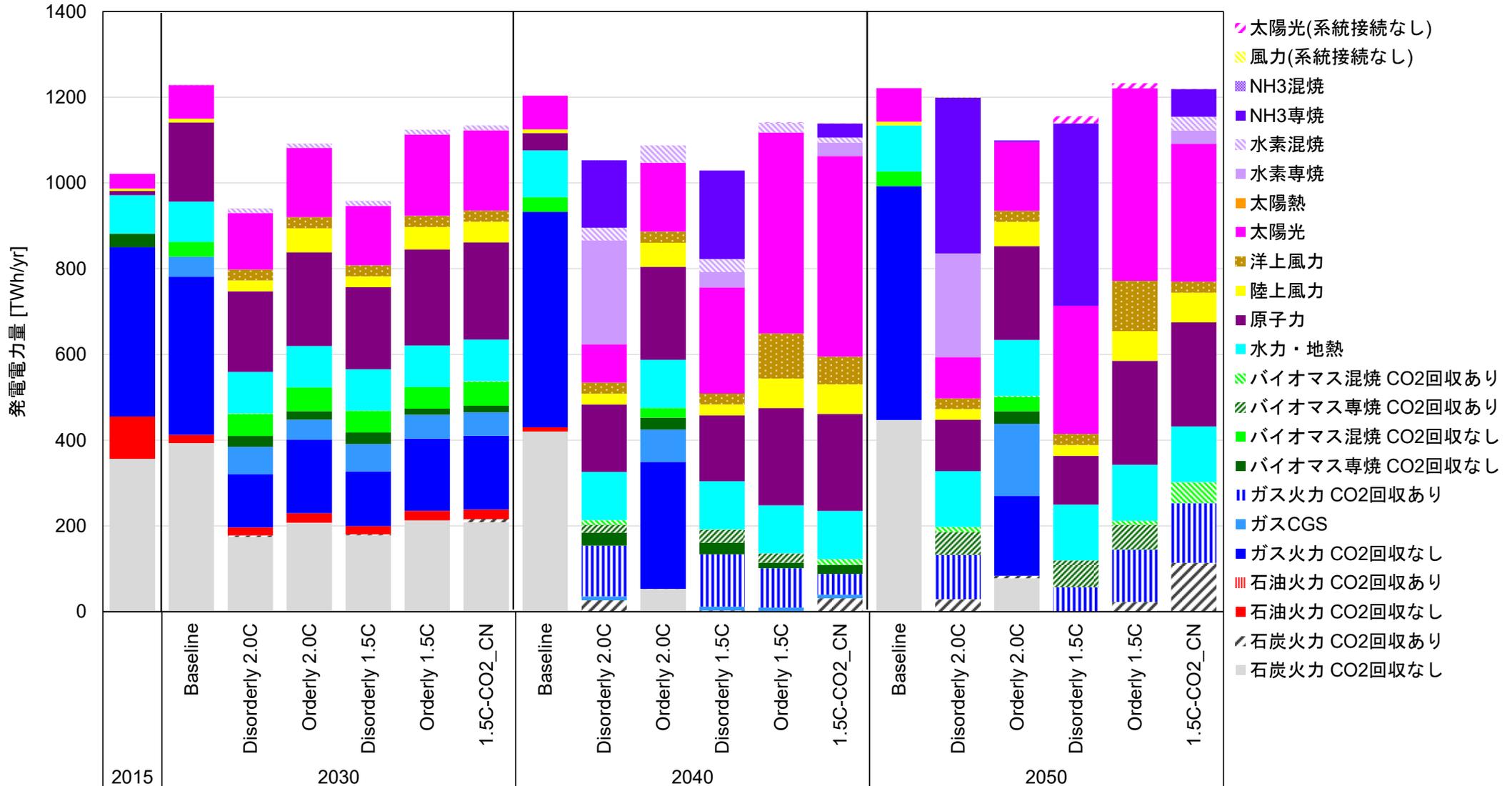
- ✓ 2040年では火力発電からの回収の他、高炉からの回収も(Super COURSE50)見られる。
- ✓ 2050年ではDACやバイオマスからの回収が多い。
- ✓ 1.5C-CO₂_CNの下では、発電部門でのBECCSやe-メタン+CCSを含め、CDR利用を限定的にしていることから、2050年において石炭火力(バイオマス混焼分からの回収含む)、ガス火力、セメント部門でのCO₂回収が見られる。なお、DACによる回収CO₂はCCUに利用されている。

一次エネルギー供給量（日本）



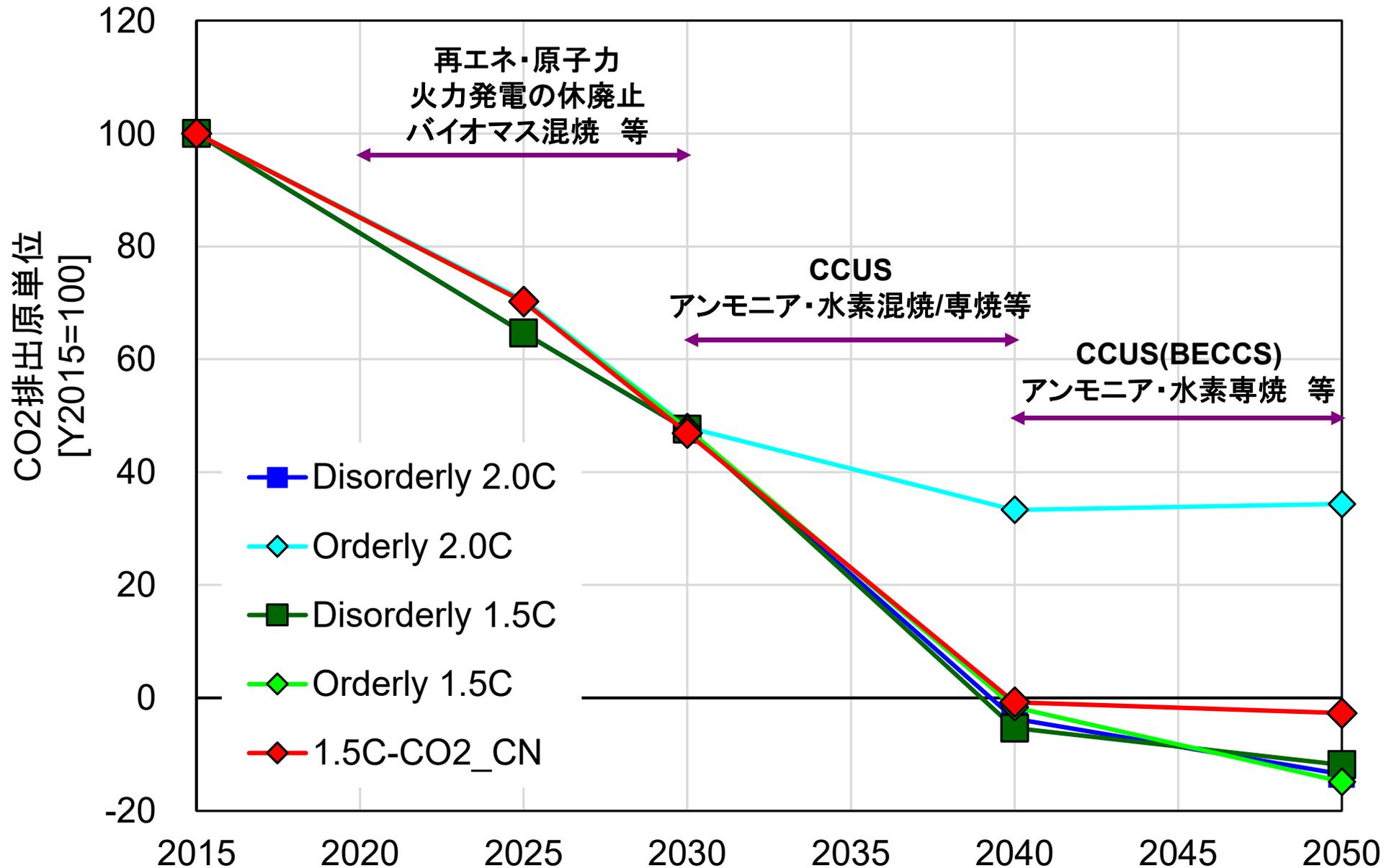
- ✓ 水素・アンモニアの他、合成メタンやバイオ燃料を輸入して利用することが費用効率的（日本はCN達成としており、他国よりCO2限界削減費用が高いため）。但し、Orderly 2.0C（2050年に2013年比▲63%程度）では、その量は相対的に少ない。
- ✓ 2050年にGHG CNのシナリオでは、CCS有も含めて石炭はほとんど利用されない。ただし、Orderly 2.0Cでは一部のみ、CCS無し石炭も残っており、CCS無しガスは相応に残っている。
- ✓ 1.5C-CO₂_CNの下でも、水素・アンモニアの他、合成メタンやバイオ燃料を輸入して利用することが費用効率的。

発電電力量 (日本)



- ✓ 発電電力量は、とりわけ厳しい排出削減シナリオ下で上昇傾向有
- ✓ 太陽光等の再エネの普及拡大やCCSの利用の他、輸入した水素・アンモニアによる発電が行われる。また、ガス火力発電は、2050年において、Orderly 2.0C以外のシナリオの下ではe-メタンが利用されている。
- ✓ 太陽光、風力発電の更なるコスト低減を見込んでいるOrderly 1.5Cでは、より普及が進む結果
- ✓ 1.5C-CO₂_CNでは、BECCS及びe-メタン+CCSの制約により、CCS付き石炭火力の比率が上昇

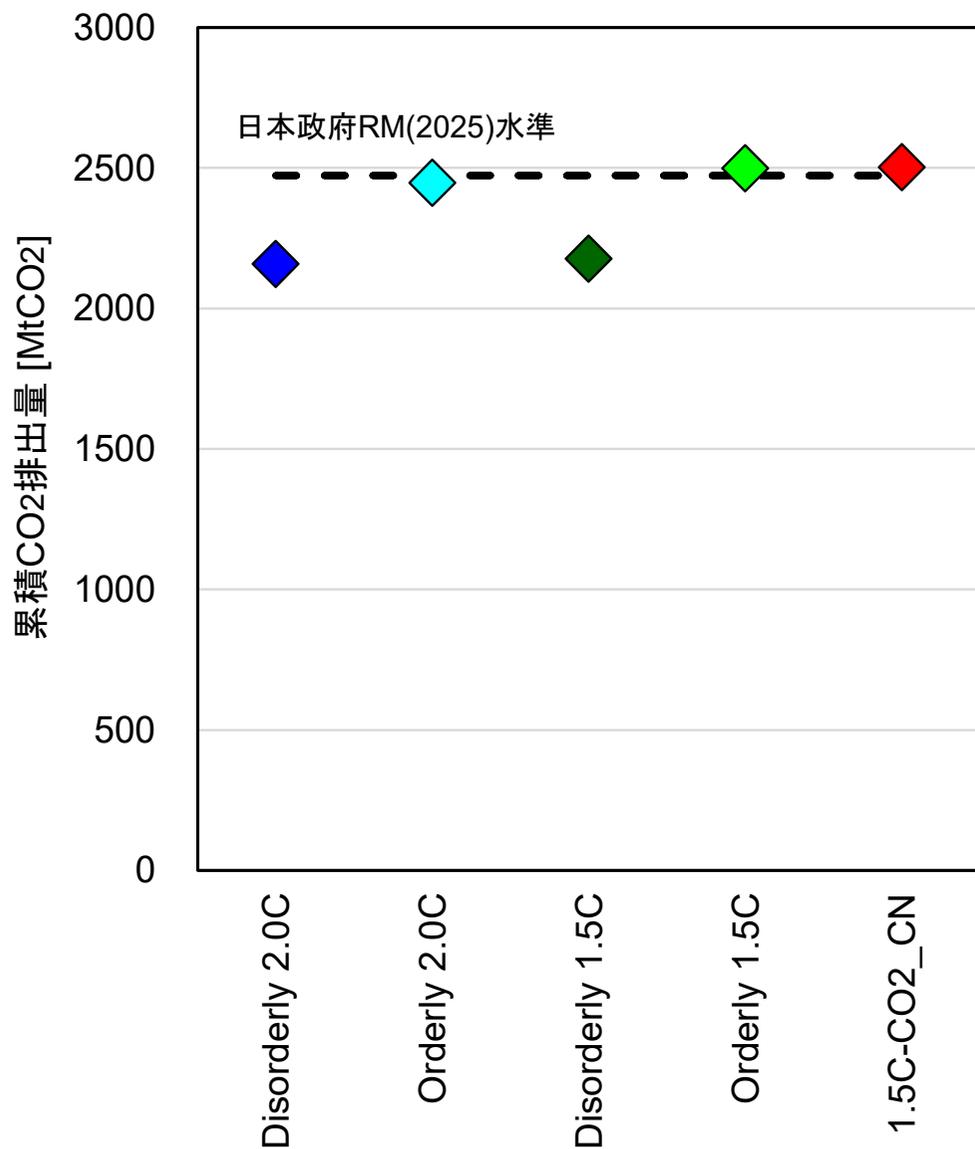
発電部門CO₂排出係数（日本）



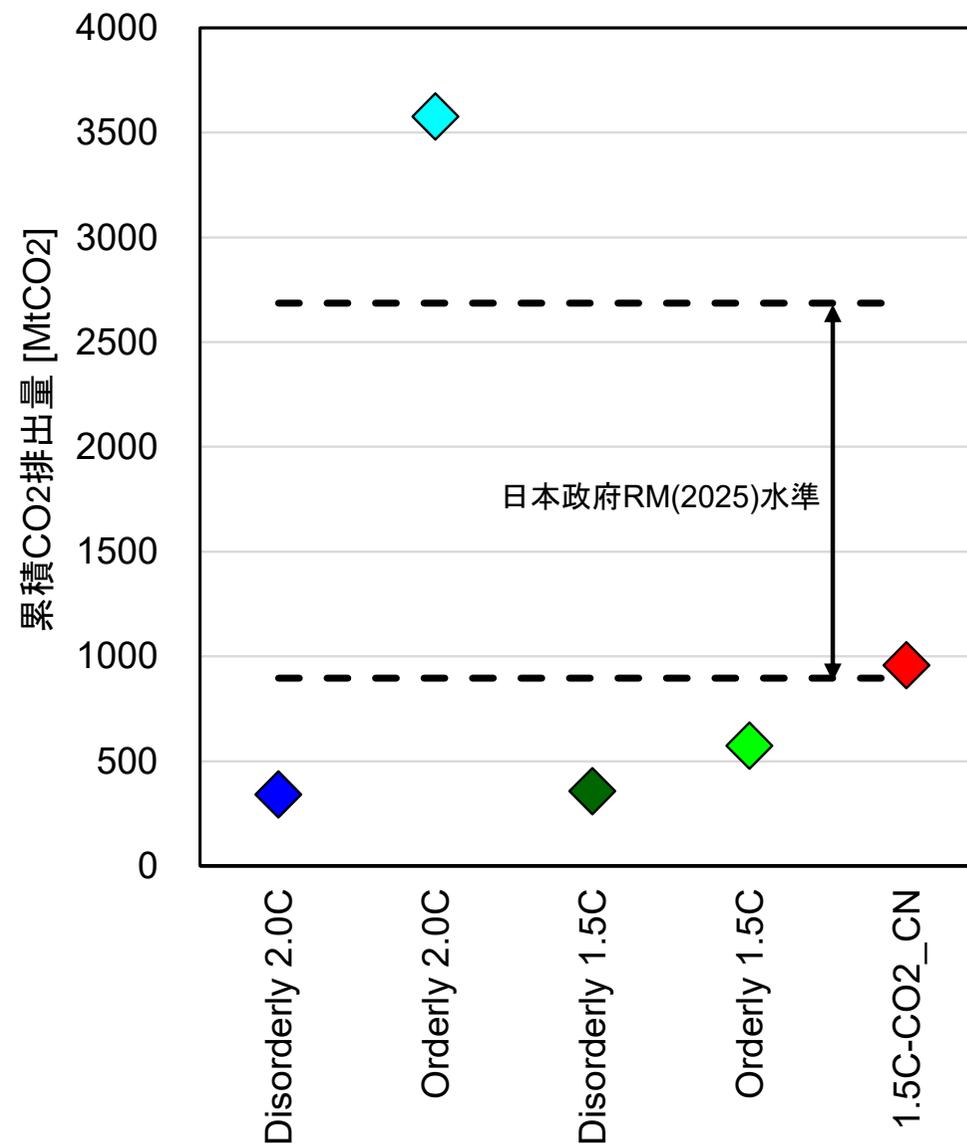
✓ 2050年にGHG排出をゼロとするDisorderly 1.5C/2.0C、Orderly 1.5Cでは電源構成は異なるものの、CO₂排出係数の推移に大きな差異はなく、2040年頃にはCNとすることが全体として費用効率的との評価。

発電部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

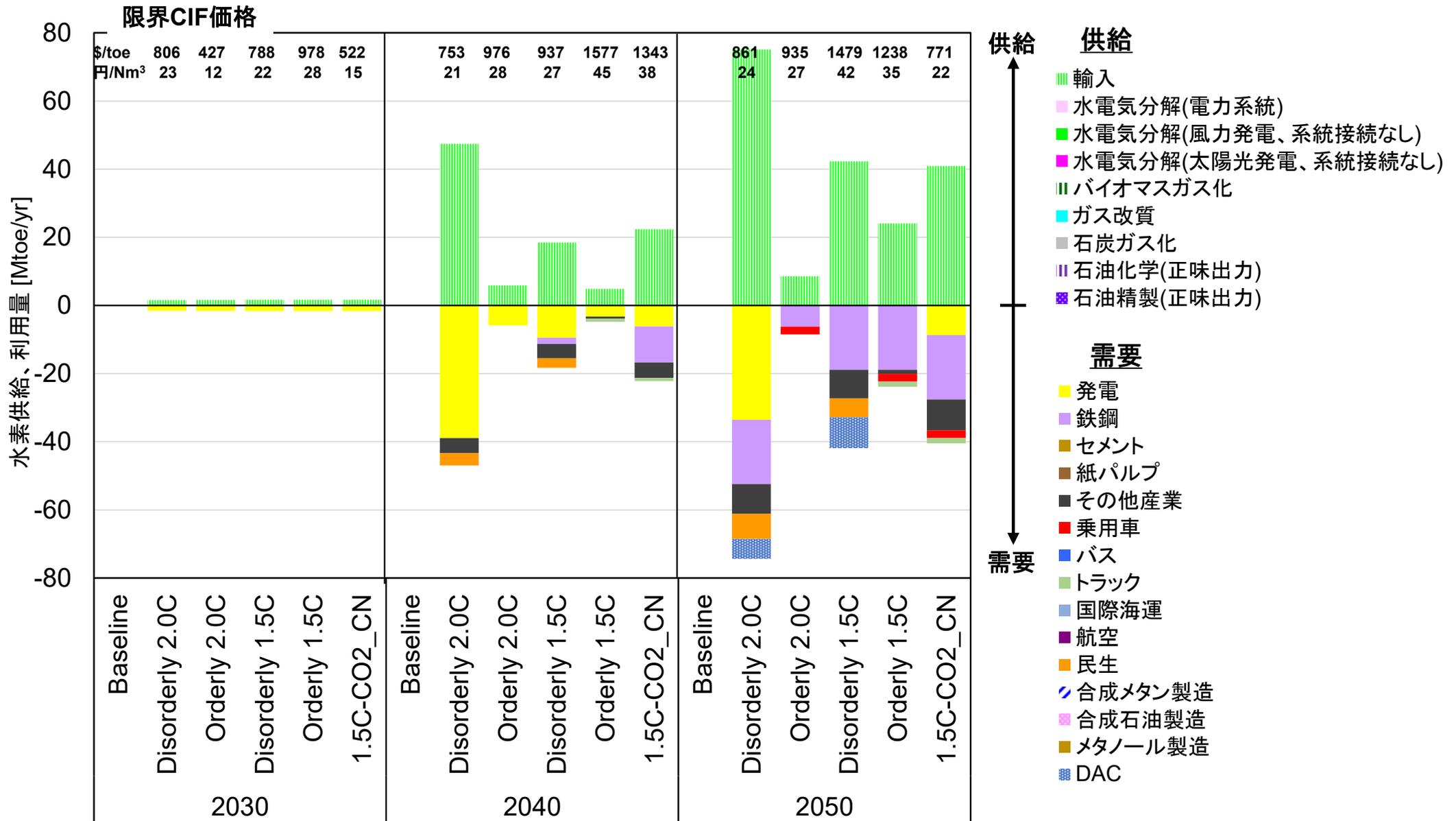
2023～2030年



2031～2050年

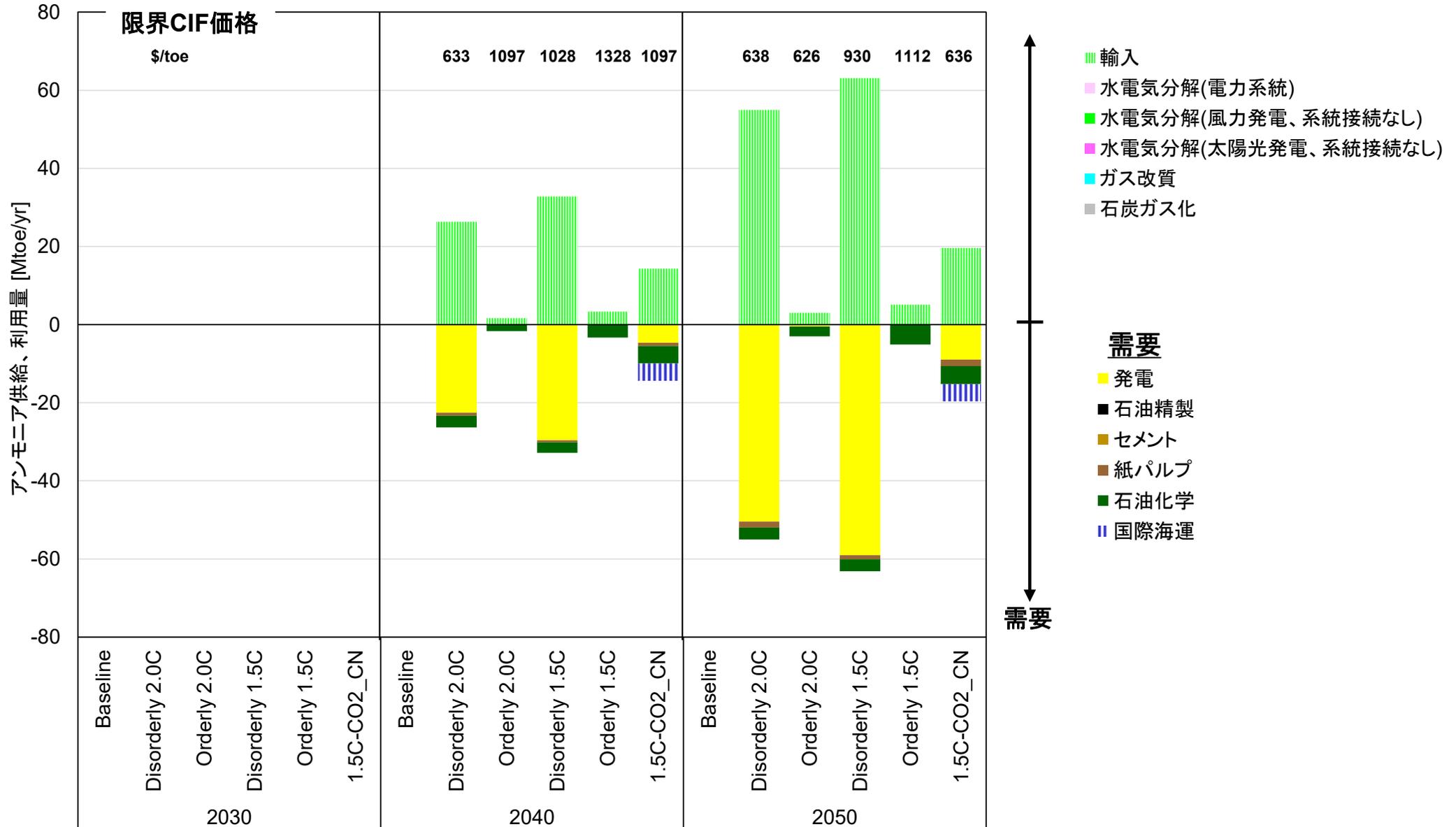


水素バランス（日本）



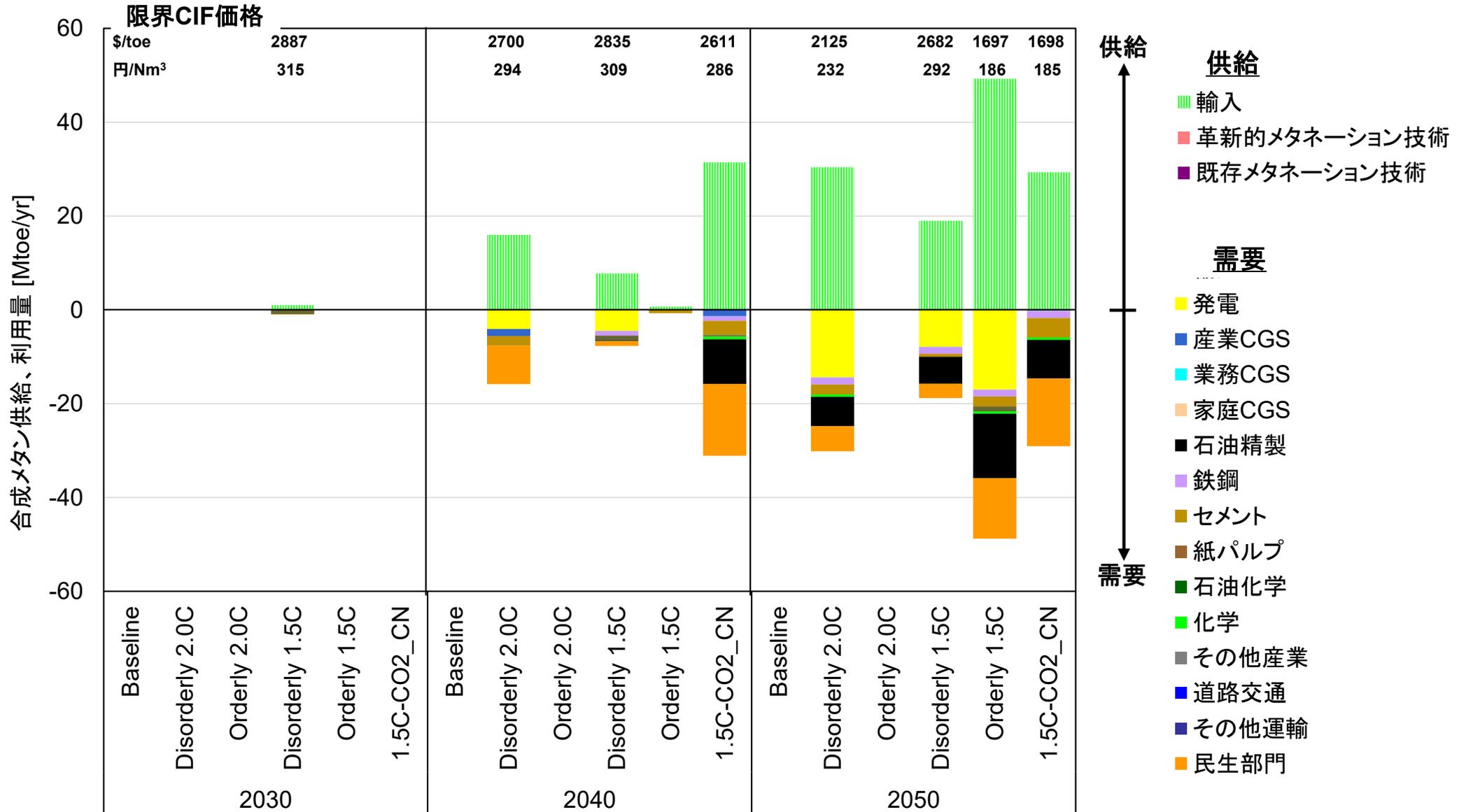
- ✓ 2050年においては鉄鋼部門の水素利用が最も多い(水素DRIでの利用)。
- ✓ 国内での水電気分解による製造は見られず、専ら海外からの輸入となっている。
- ✓ 限界CIF価格(輸入水素の内、最も高い水素の価格)は、他国でも需要がある1.5°Cシナリオでは高くなっている。

アンモニアバランス（日本）



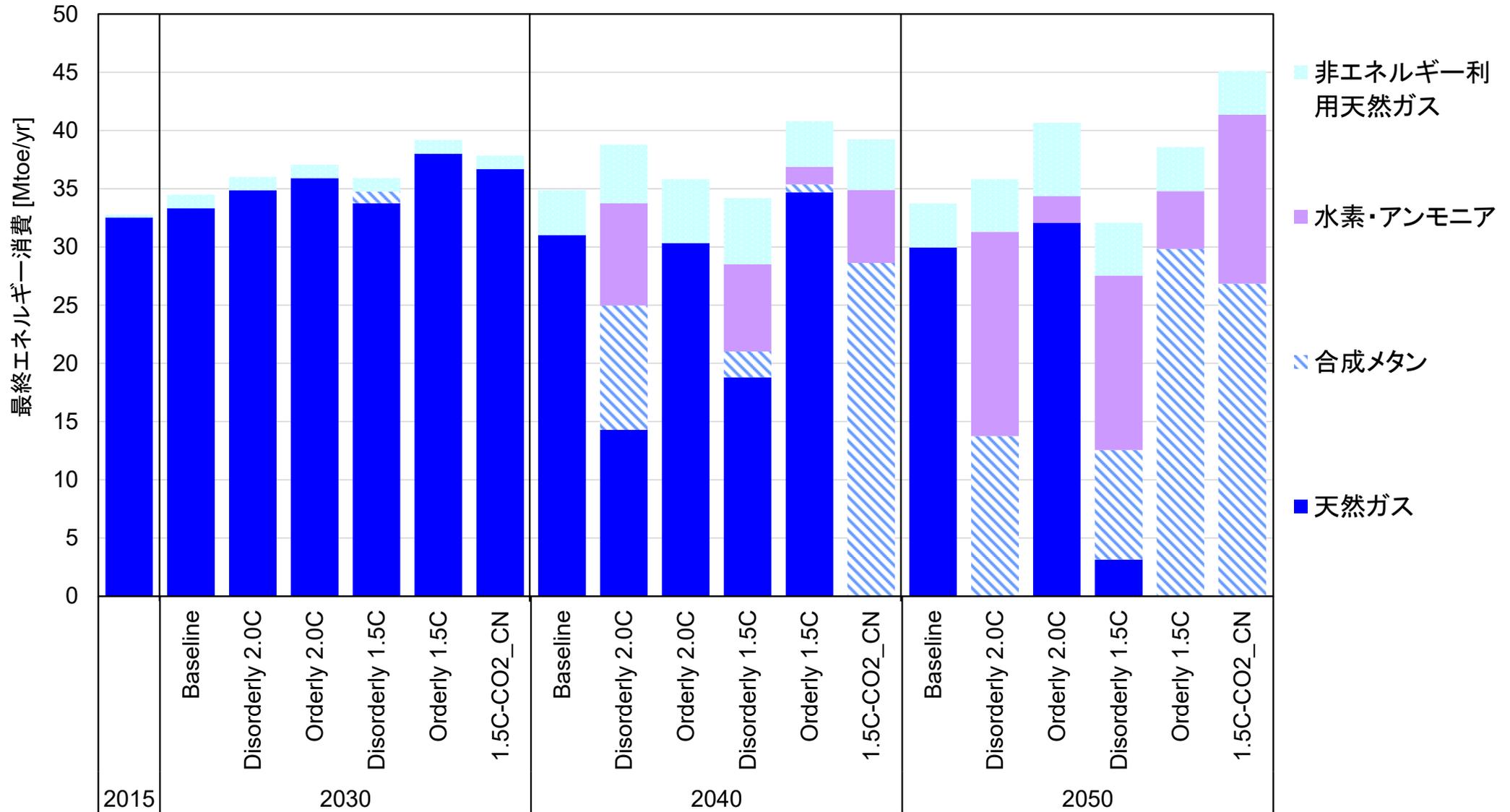
- ✓ Disorderly 1.5C/2.0Cでは、VREのコスト低減が相対的に緩やかであることもあり、海外で製造したブルーアンモニアが発電部門で利用されている。限界CIF価格は水素より若干安価なケースが多い。
- ✓ その他、産業部門でのアンモニア利用も見られる。

合成メタン (e-methane) バランス (日本)



- ✓ 民生部門やその他産業部門で利用される他、発電等での利用も見られる。
- ✓ e-メタンの製造は、再エネコストが安価な海外で行われる。

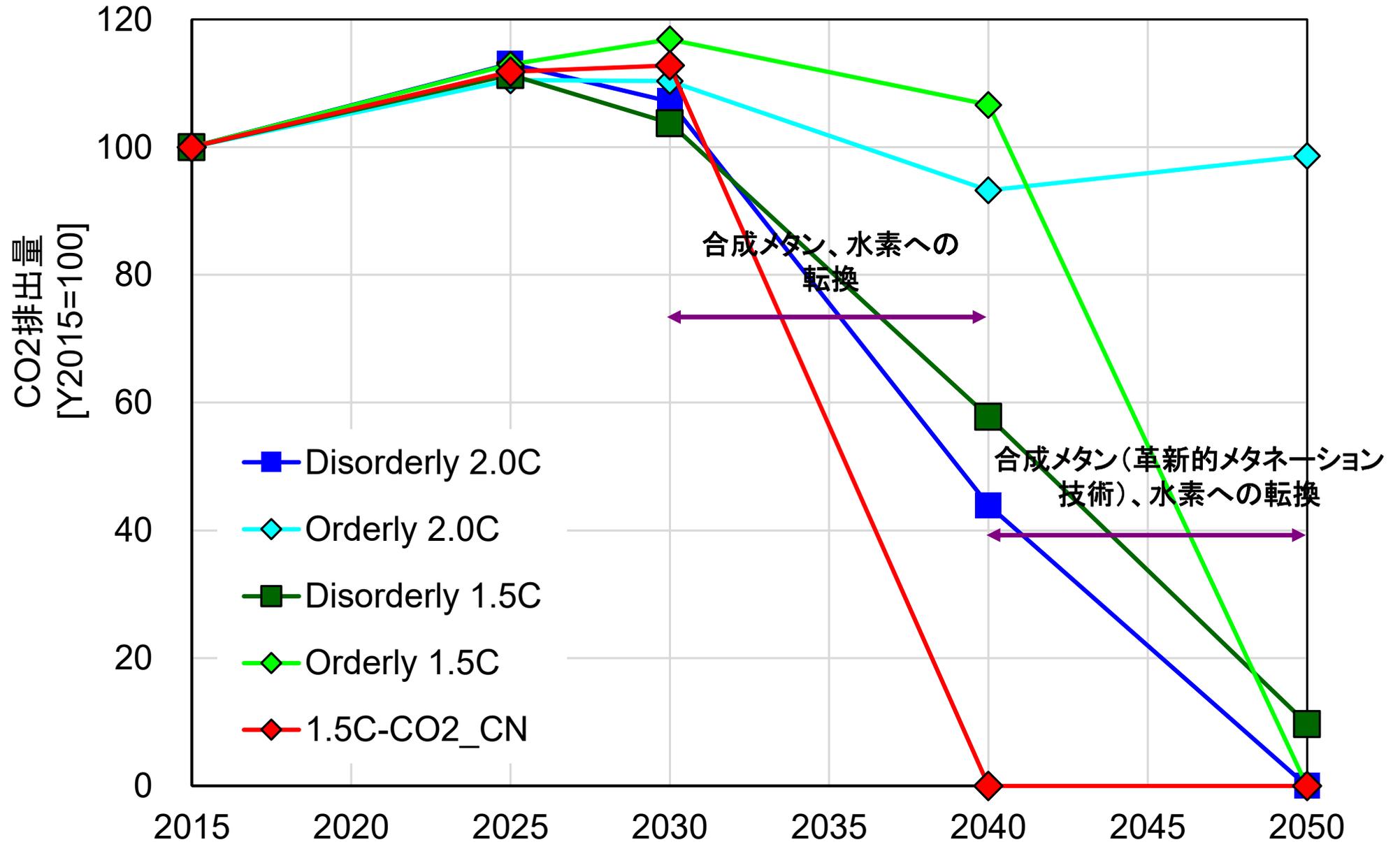
ガス供給量（日本）



注) グラフの水素供給量には、発電部門、鉄鋼部門、石油化学部門での利用は含めておらず、それぞれの部門に記載

- ✓ Orderly 2.0Cでは、2050年までは天然ガスはほぼ現状レベル～微減程度。それ以外のシナリオでは、2040年以降、水素もしくは合成メタンの利用が大きい。
- ✓ 水素かe-メタンかは、コスト低減のタイミングの想定など、前提条件によってセンシティブ

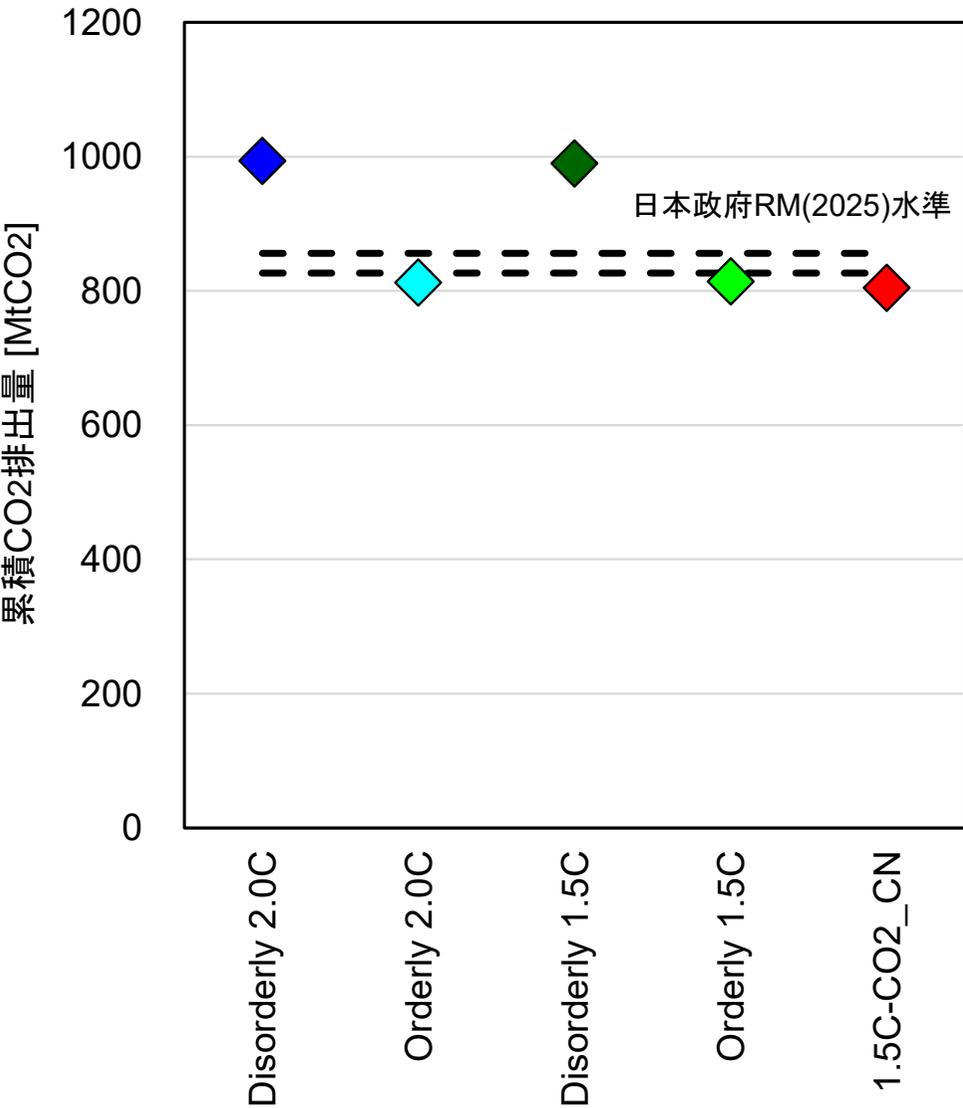
ガス部門CO₂排出量（日本）



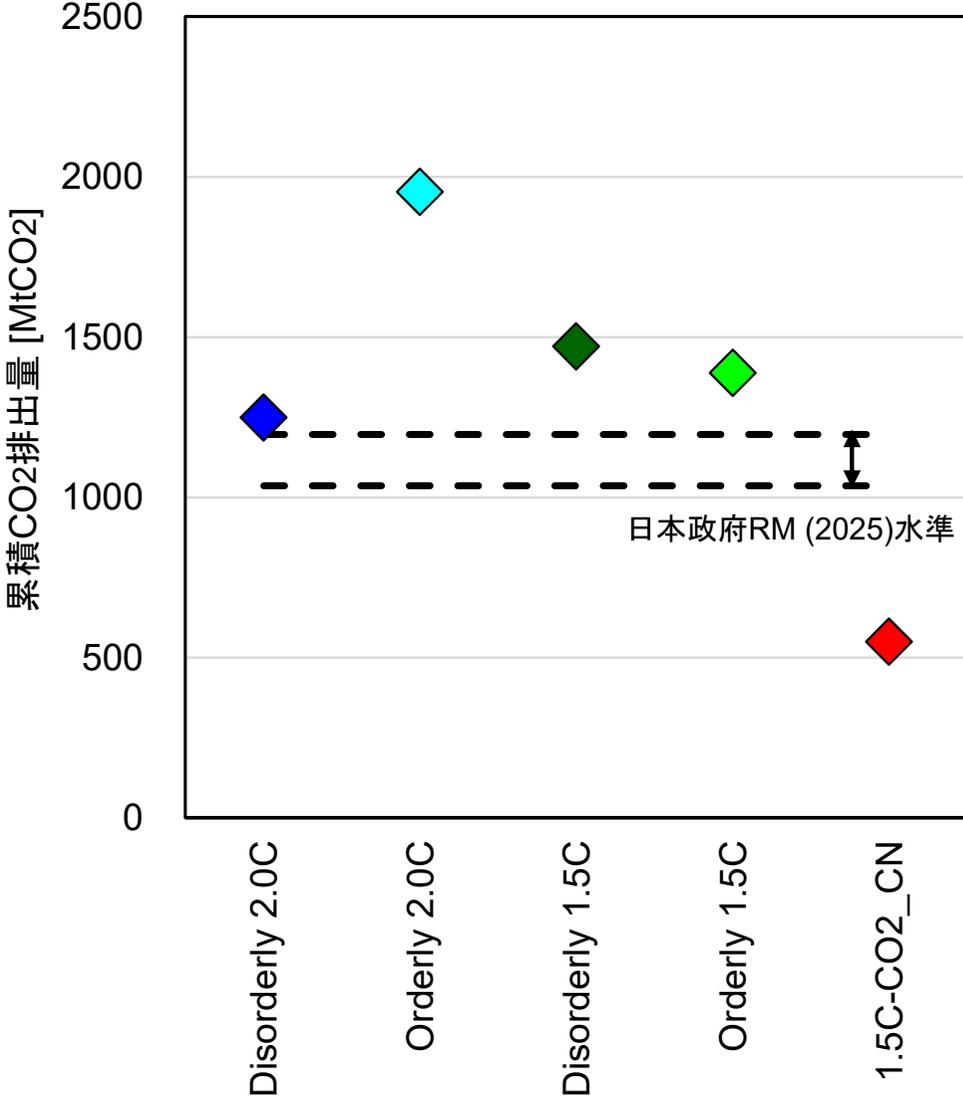
✓ Orderly 1.5Cでは2040年時点では他国とMACが近くなっており、合成メタンや水素の輸入において他国と競合となり(限界CIF価格も高くなっている)、2040年の排出量は相対的に多くなっていると解釈される。

ガス部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

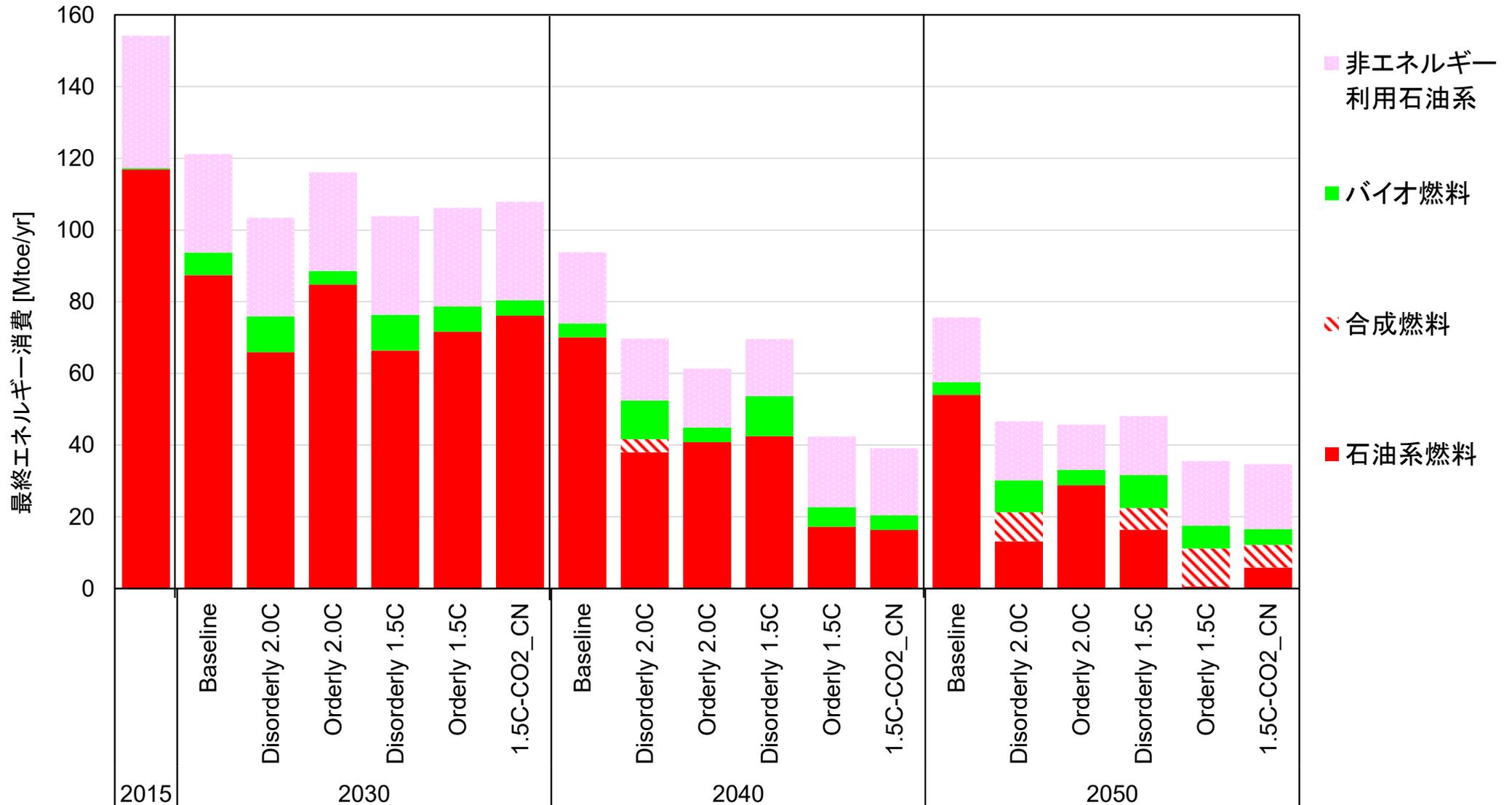
2023～2030年



2031～2050年



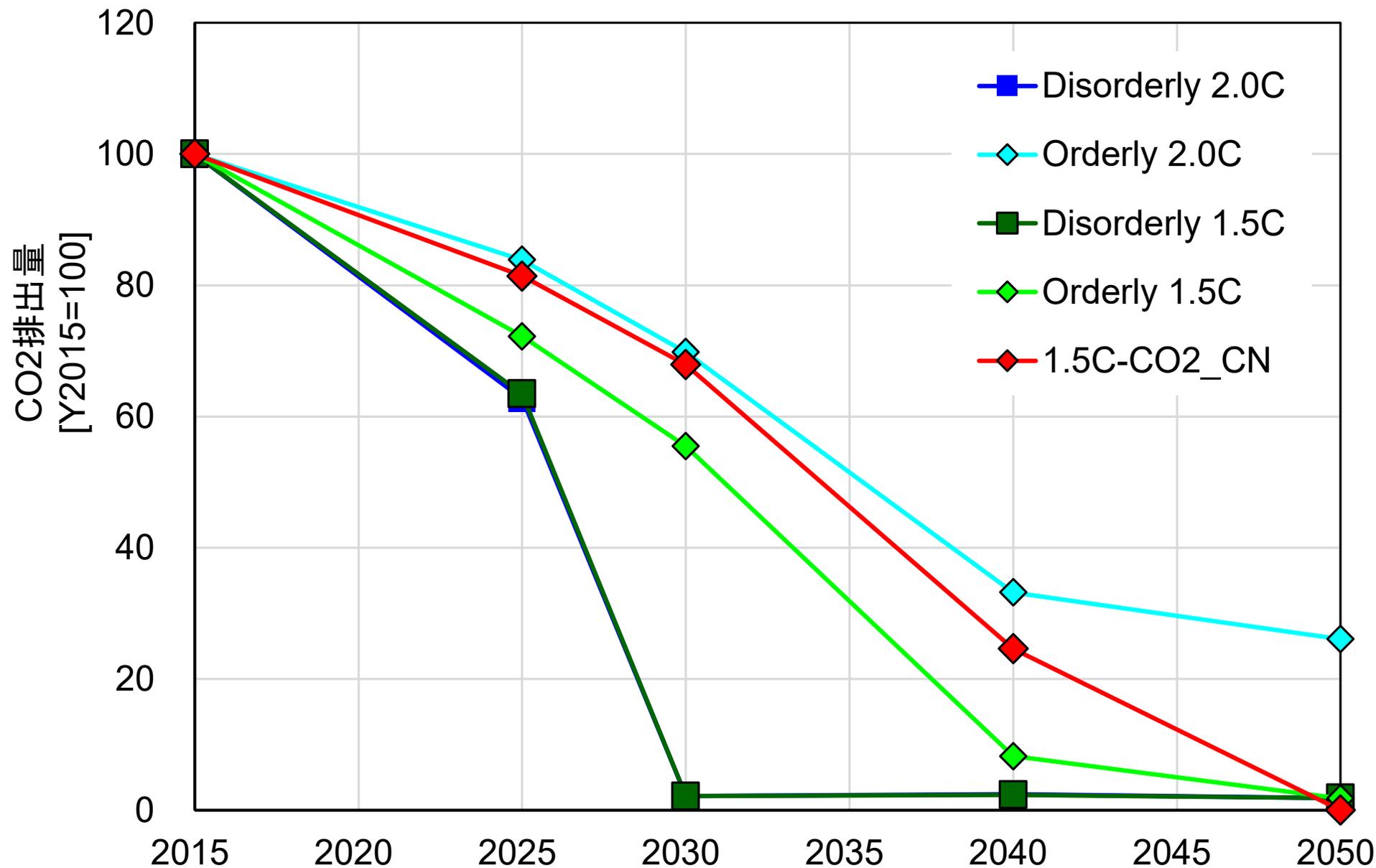
石油（液体燃料）供給量（日本）



注) グラフには、発電部門での利用は含めていない。

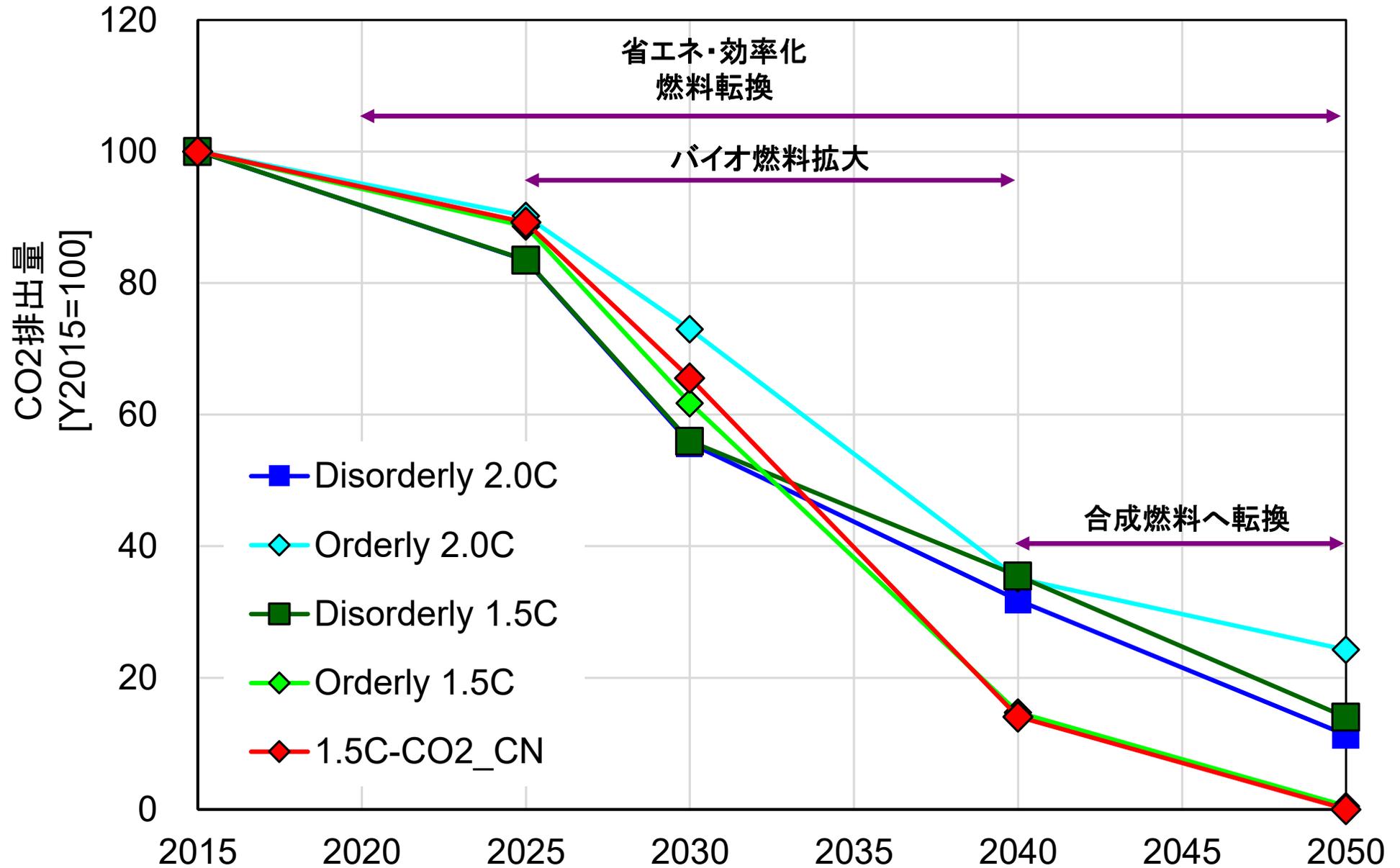
- ✓ 石油の利用量は、自動車の効率向上やEV化などにより、いずれのシナリオでも大きく低減。特に再エネとEVの技術進展を高位と見込んでいる Orderly 1.5Cではその傾向が強い(運輸部門の結果も参照)。
- ✓ 2050年には合成燃料(e-fuels)の利用も見られる。特に、CCSの成長制約を厳しく想定している Orderly 1.5Cでは、排出のオフセットが小さくなること、再エネコストの一層の低下により合成燃料価格も低下が進むことから、石油から合成燃料への代替が見られる。

石油精製部門CO₂排出量：SCOPE1（日本）



✓ 石油精製量の減少に伴い、SCOPE1の排出量も減少。特に他国とのCO₂限界削減費用の差が大きい Disorderlyシナリオではその傾向が強く見られる。

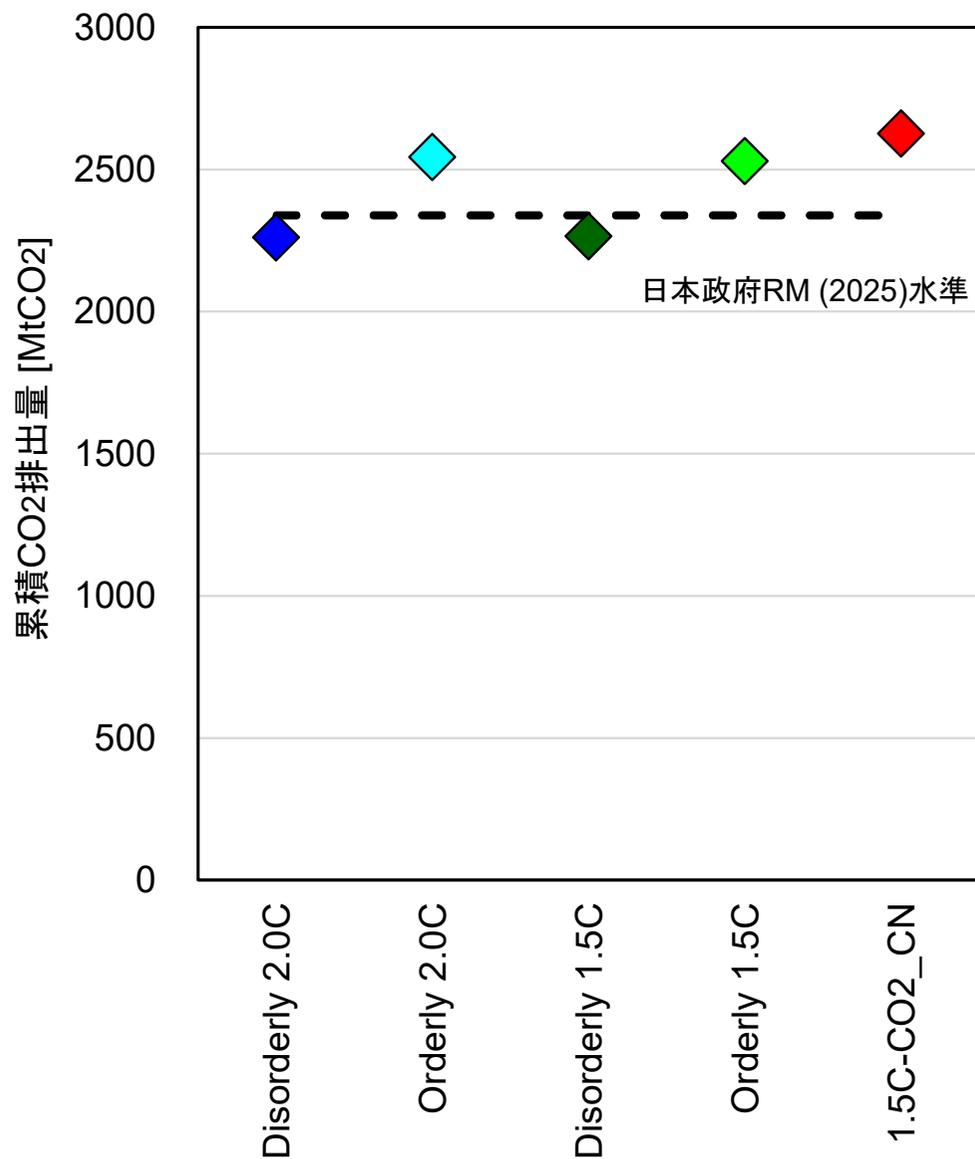
石油部門CO₂排出量（日本）



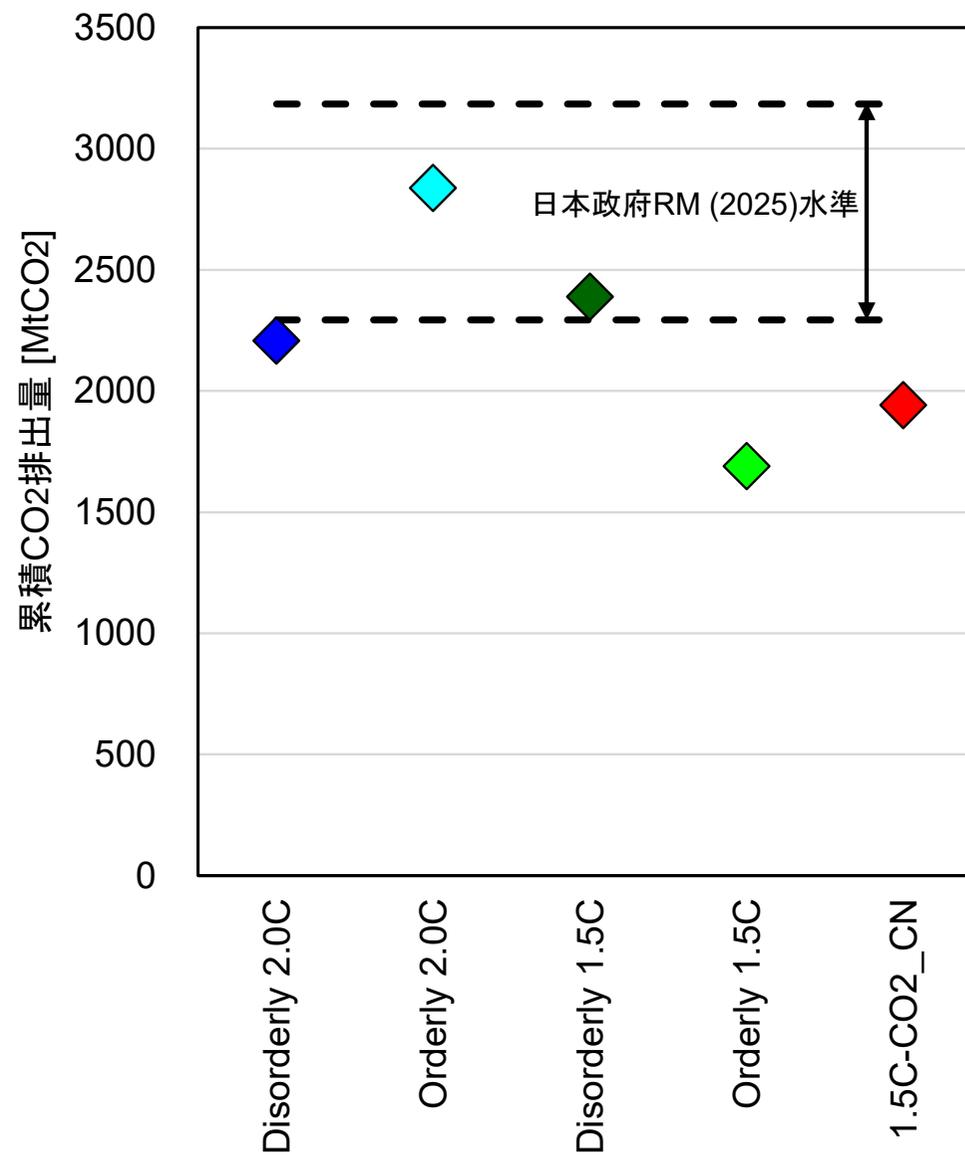
✓ CCSの成長制約を厳しく想定しているOrderly 1.5Cでは、DACCS等による排出のオフセット余地が小さいことから、2050年のCO₂排出量はほぼゼロまで削減される。

石油部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

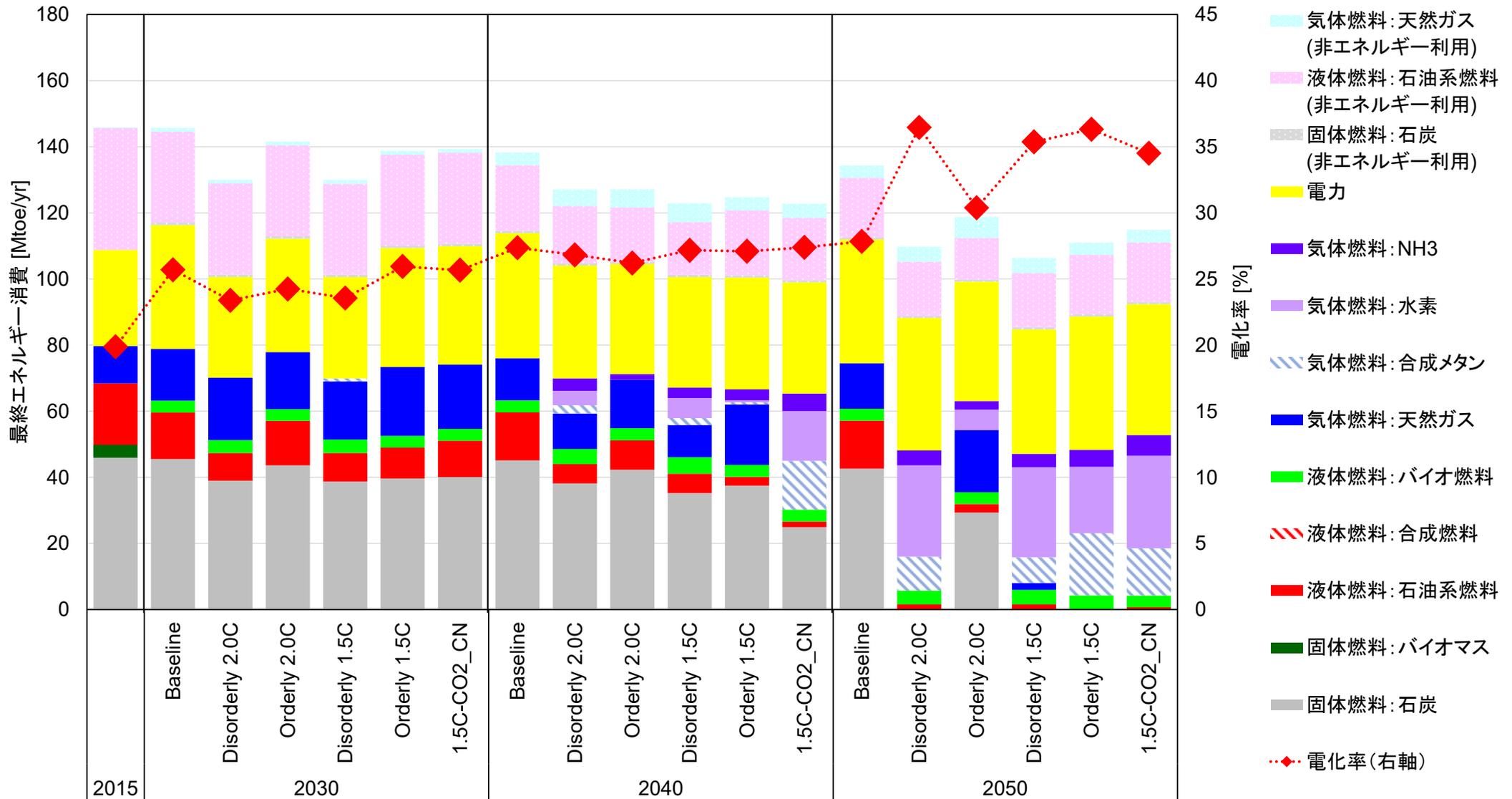
2023～2030年



2031～2050年

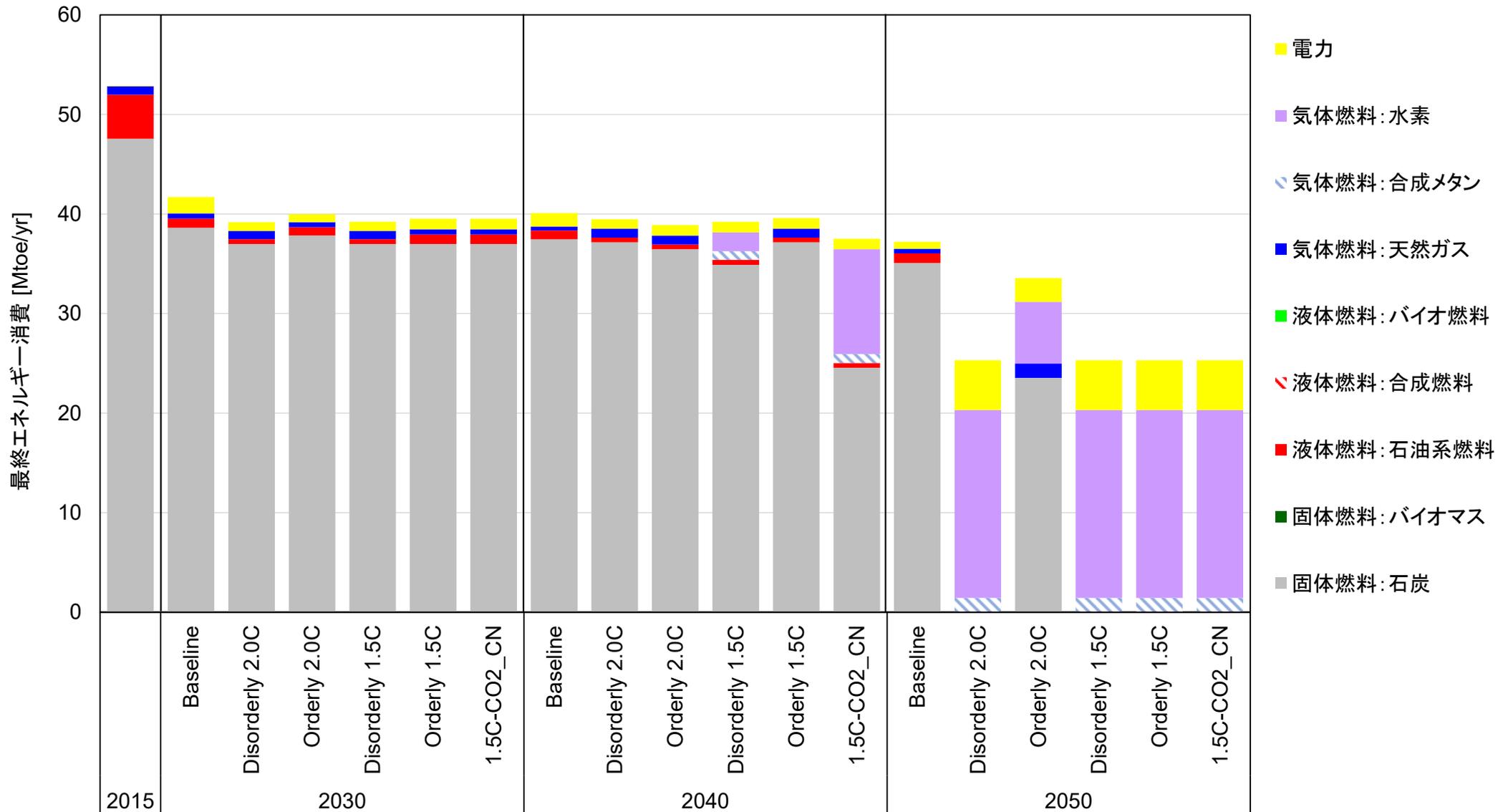


産業部門最終エネルギー消費量（日本）



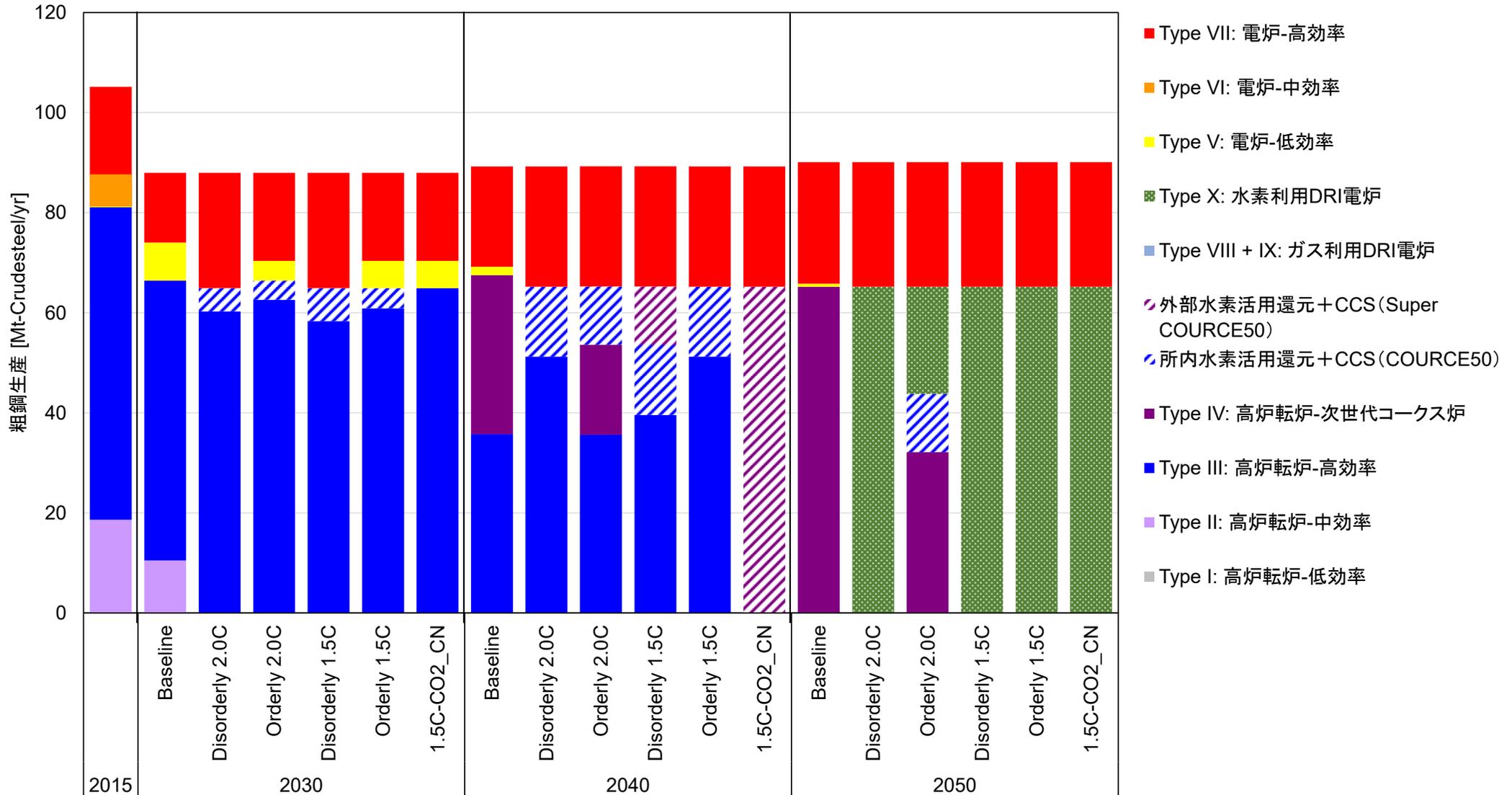
- ✓ 2040年は、鉄鋼部門の高炉・転炉法での石炭利用が残っている。
- ✓ 2050年はOrderly 2.0C以外では石炭の利用は無く、水素やアンモニア、e-メタンの利用が見られる。

鉄鋼部門最終エネルギー消費（日本）



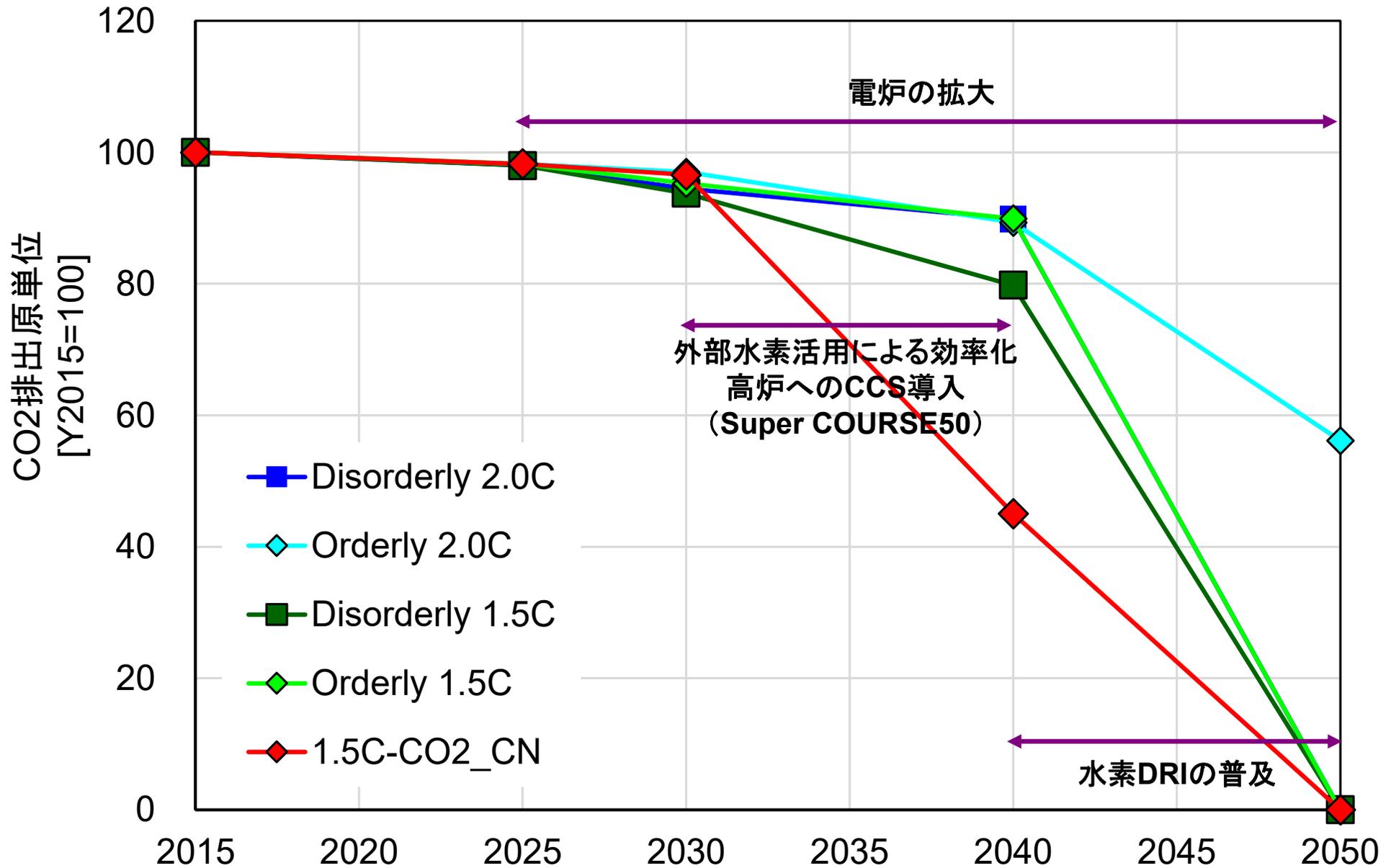
- ✓ 2040年は、石炭の利用(高炉転炉法)も見られる。Super COURSE50(外部水素活用)が導入されており、水素の利用も見られる。
- ✓ 2050年は総排出量が2013年比▲63%と評価されたOrderly 2.0C以外では石炭の利用は無く、水素DRIによって代替される。e-メタンはスクラップ電炉法で利用されている。

鉄鋼部門技術別粗鋼生産（日本）



- ✓ 2040年まではCCS利用(2040年はSuper COURSE50も導入される)による対策
- ✓ 2050年はOrderly 2.0C以外のシナリオでは高炉転炉法の利用は無く、水素DRIによって代替される。(モデルは時点間は線形補間しているため、2041年からの導入)
- ✓ 1.5C-CO₂_CNの下では、2040年のSuper COURSE50による生産が他シナリオに比べて多い。

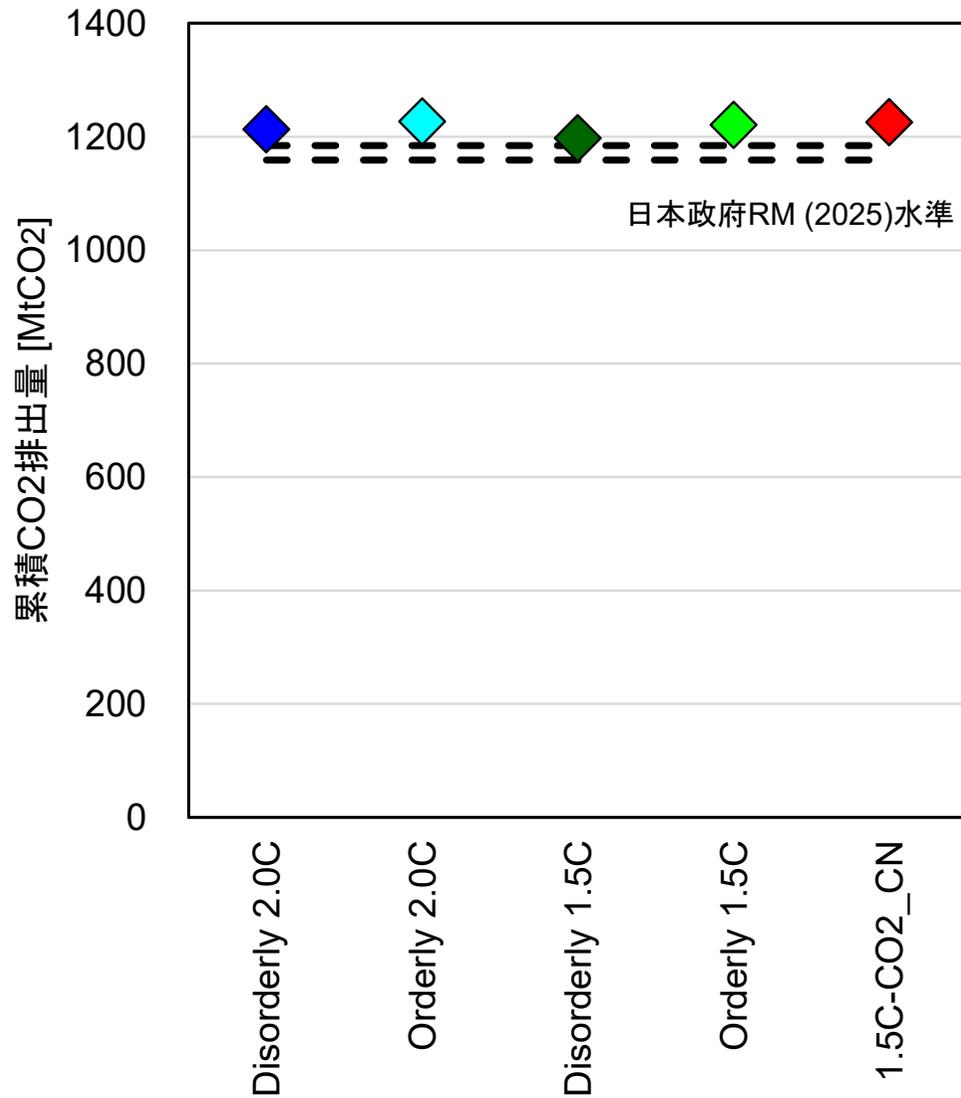
鉄鋼部門CO₂排出原単位（日本）



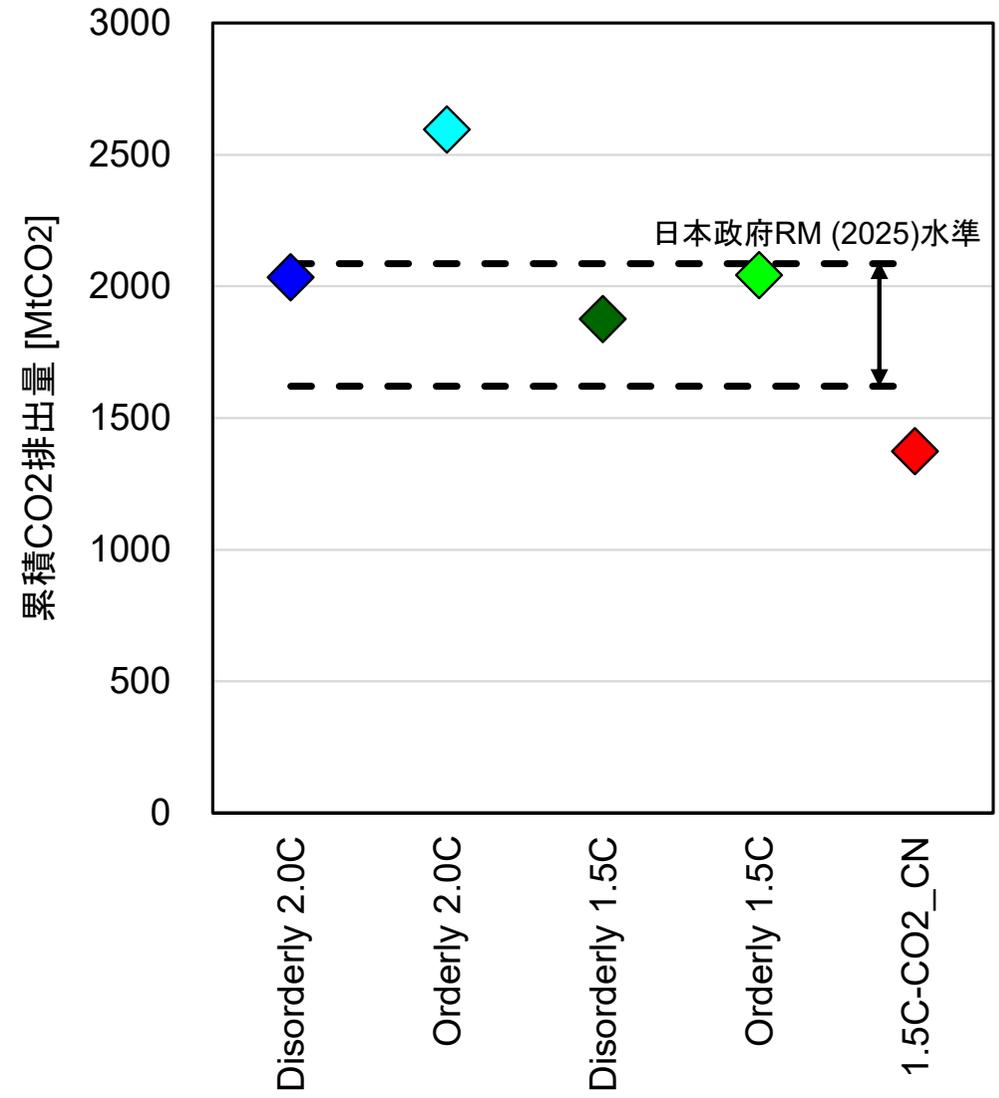
✓ いずれのシナリオも2030年以降高炉へのCCS導入および外部水素利用を進め、更に2040年以降は水素DRIへと転換することで2050年にほぼゼロエミッションとしている。ただし、Orderly 2.0Cでは2050年で一部排出が残る。

鉄鋼部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

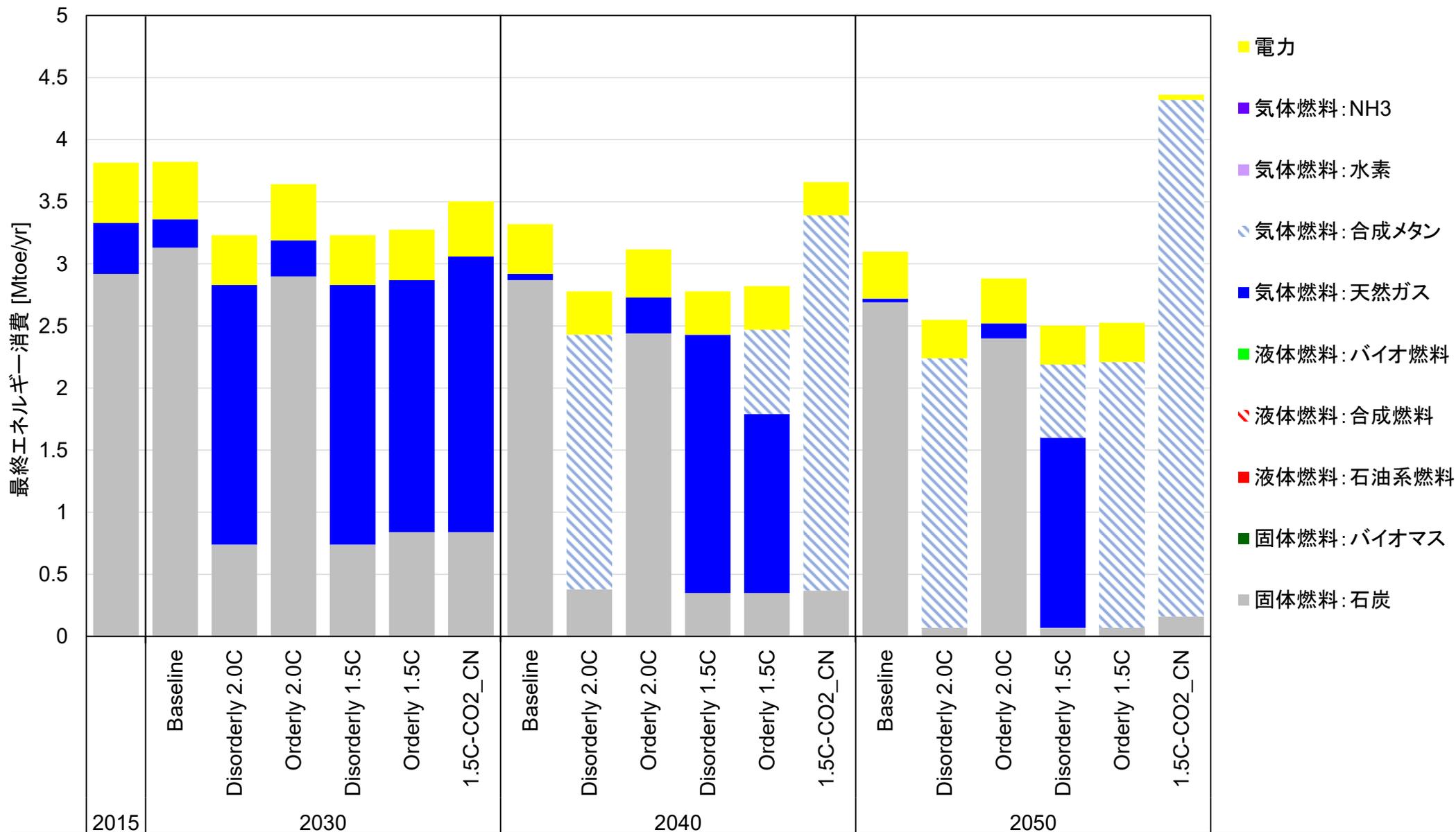
2023～2030年



2031～2050年

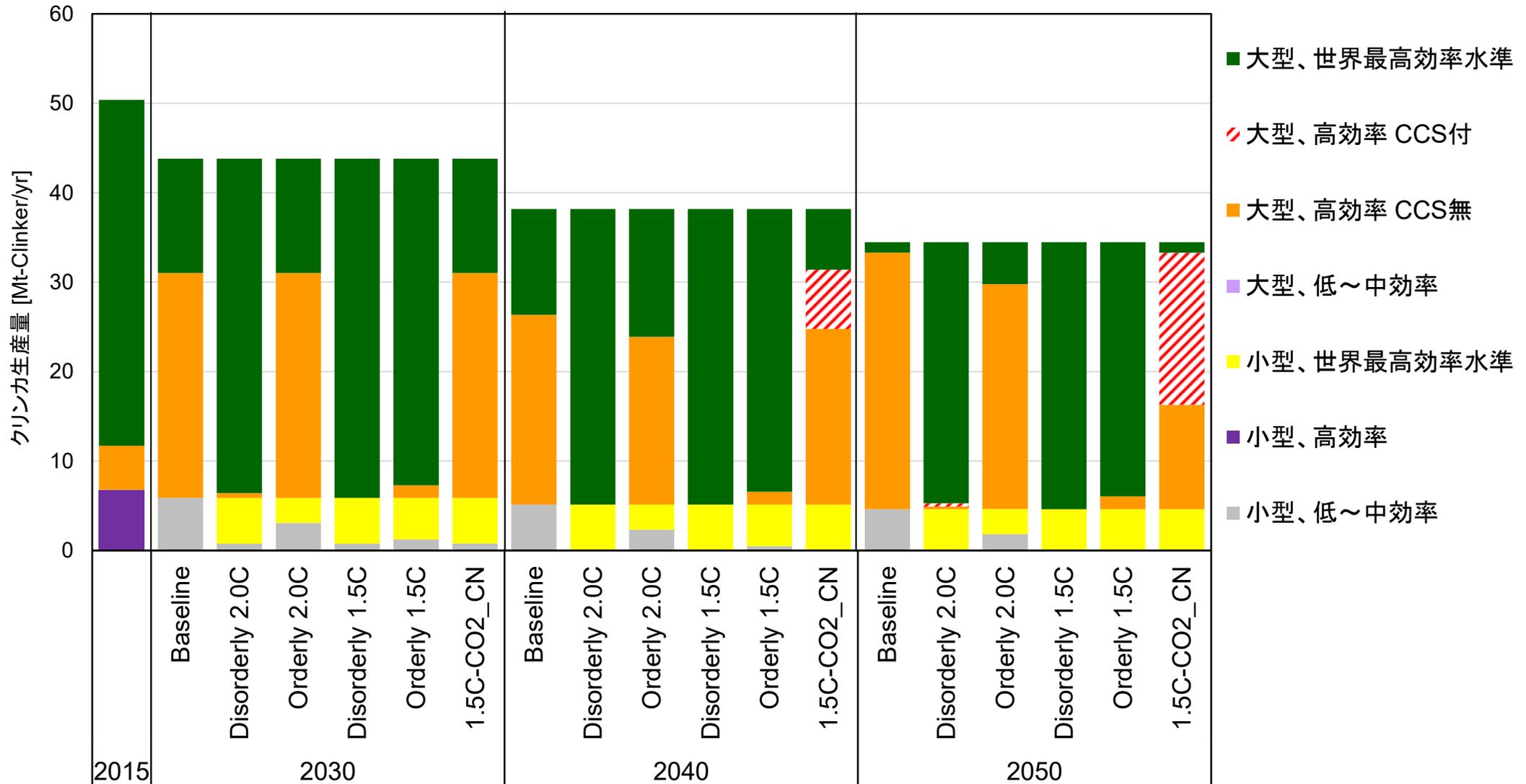


セメント部門最終エネルギー消費（日本）



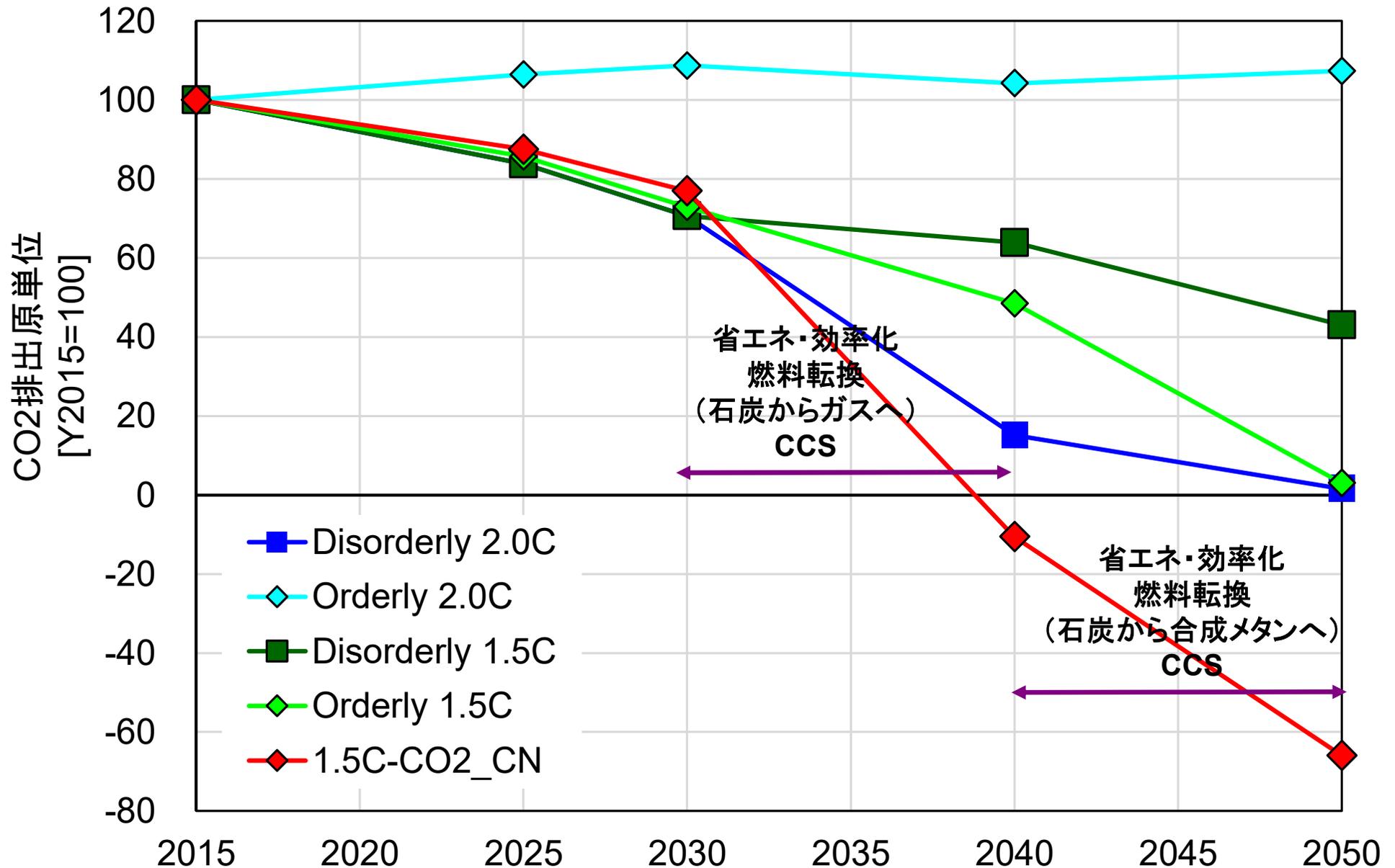
- ✓ Orderly 2.0Cを除けば、2030年においては、石炭からガスへの転換が経済合理的な対策
- ✓ 2040年に向けては更にガスへの転換を進め、日本でCNを想定しているシナリオでは2050年頃に合成メタンが経済合理的と評価されている。

セメント部門技術別クリンカ生産量（日本）

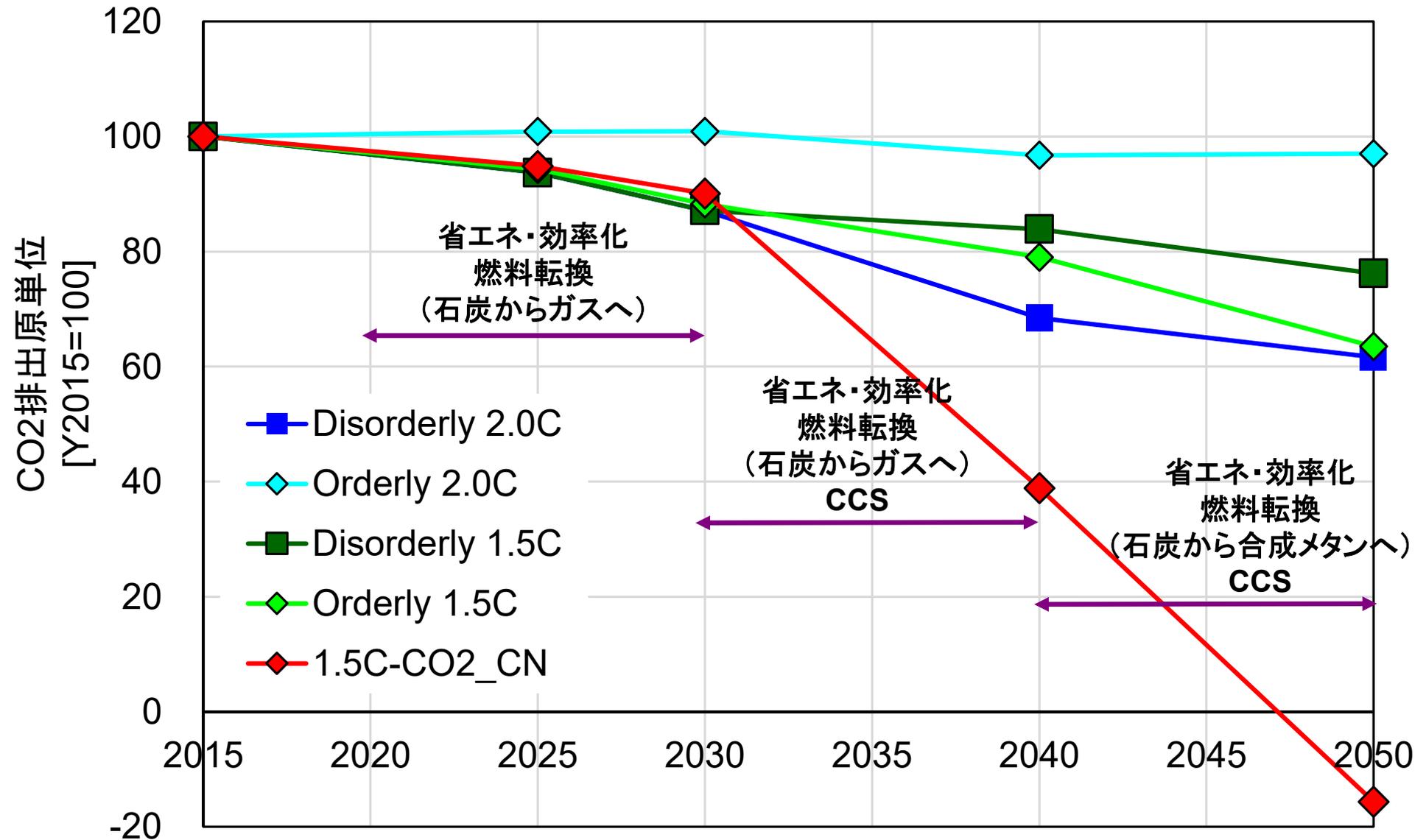


- ✓ クリンカ製造におけるCO₂回収も想定しているが、1.5C-CO₂_CN以外のシナリオの下では、日本においては経済合理的な対策として選択されていない。セメント部門でのCCSのコストが相対的に高いこと、全体のCO₂貯留可能量の制約から負排出となるDACCS等が優先されることが理由と考えられる。
- ✓ 一方、1.5C-CO₂_CNにおいては、大型製造設備ではCO₂回収装置も導入されている。

セメント部門エネ起CO₂排出原単位（日本）



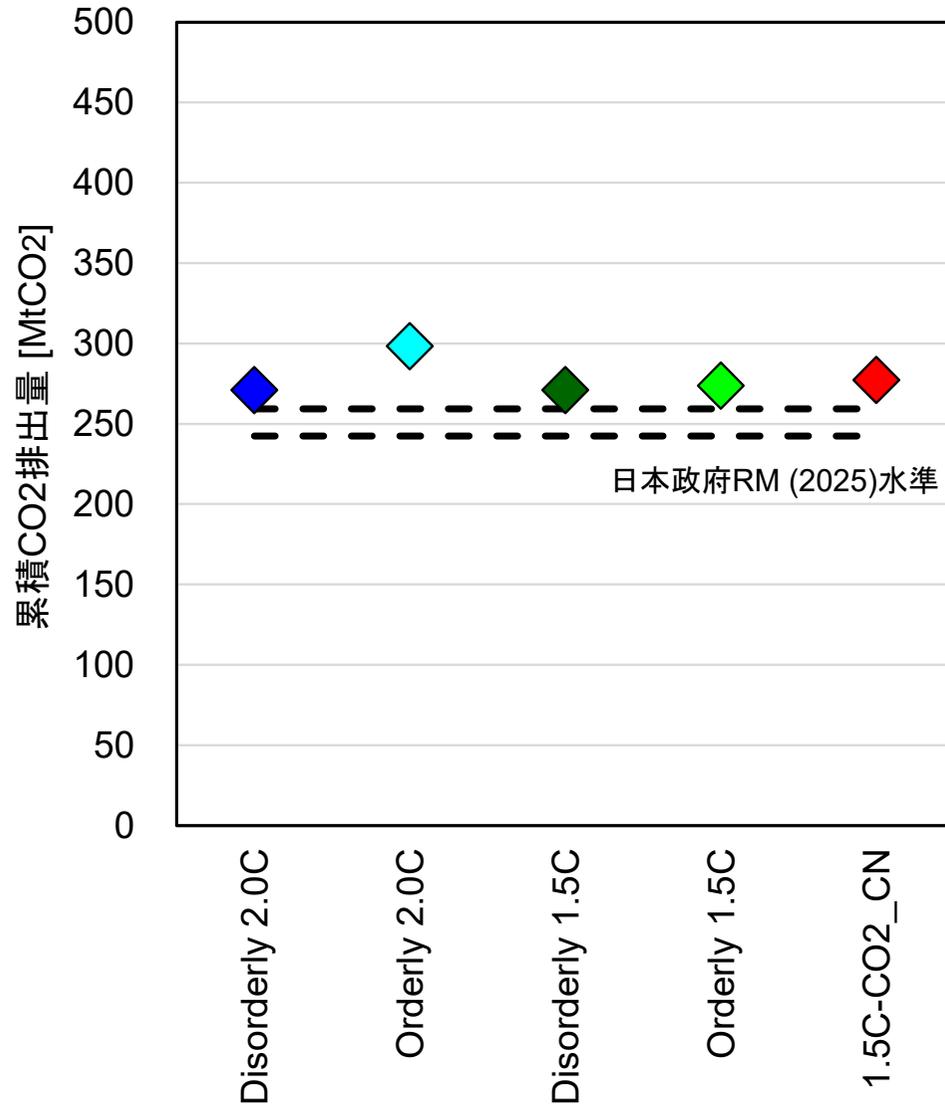
セメント部門CO₂排出原単位（日本）



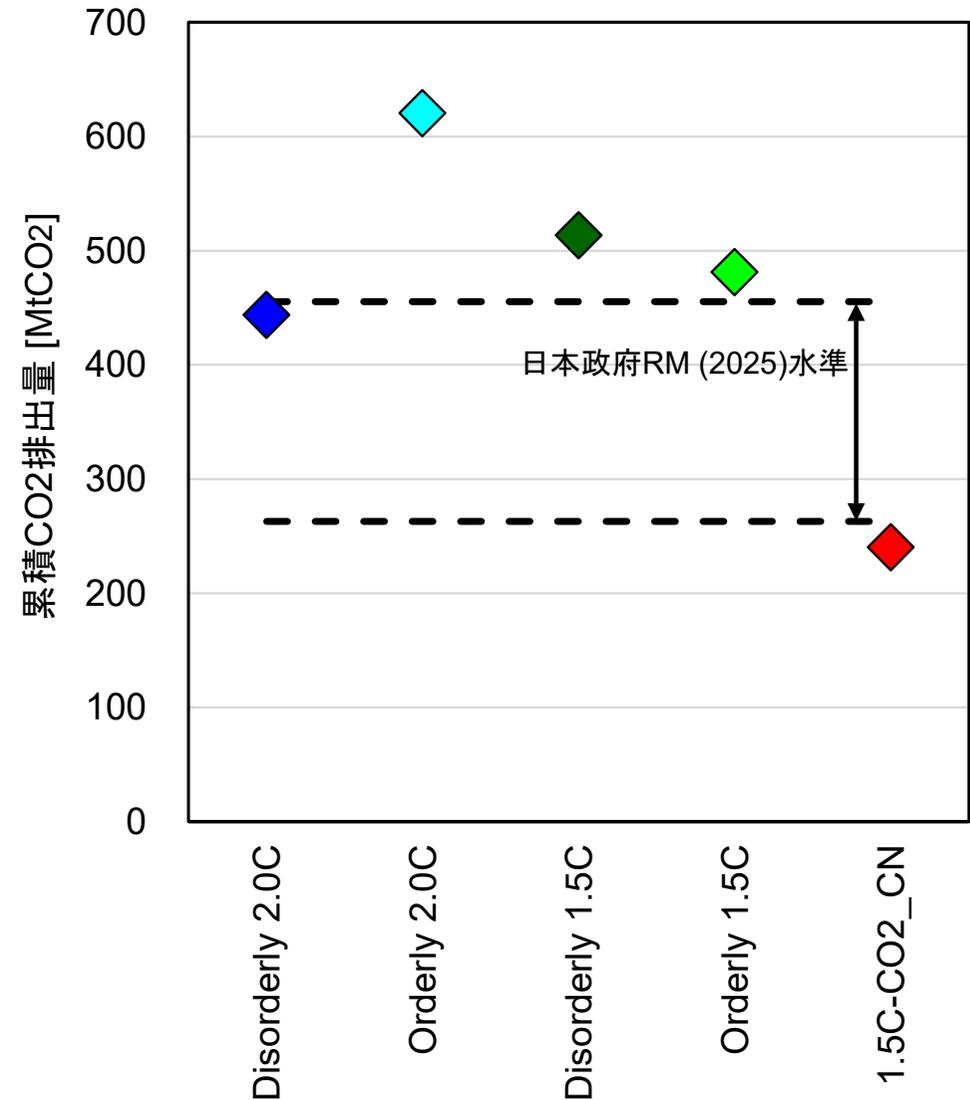
- ✓ 1.5C-CO₂_CN 以外のシナリオでは、CCSの導入が無い場合、プロセス起源の排出は2050年になっても残る結果
- ✓ 1.5C-CO₂_CNの下では、合成メタン+CCSの導入により、CNに

セメント部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

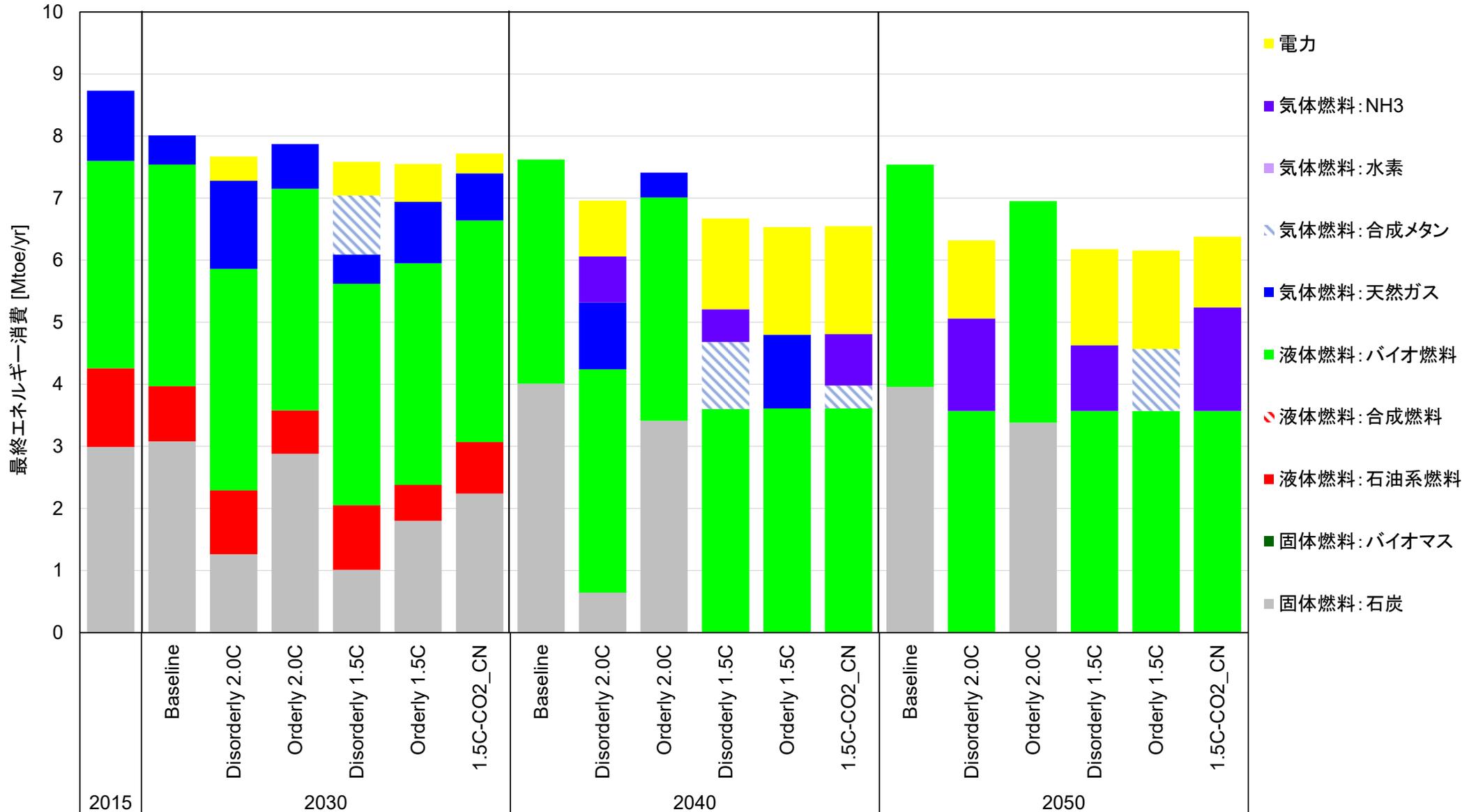
2023～2030年



2031～2050年



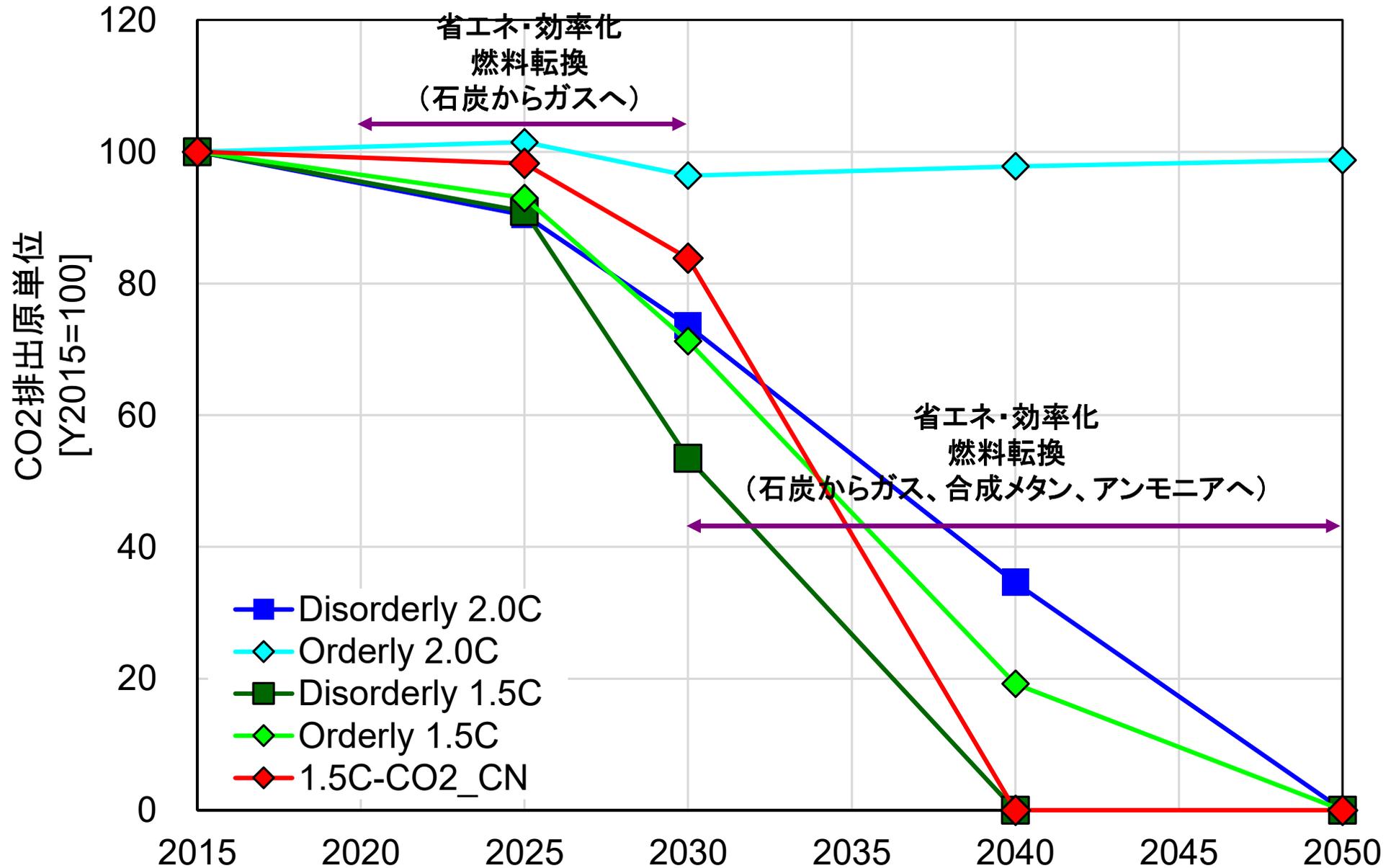
紙パルプ部門最終エネルギー消費（日本）



注) 黒液の利用はバイオ燃料消費に含まれる。

- ✓ 2030年では石炭からガス、バイオマス、電力への転換がみられる。
- ✓ 2040年以降は、CCSの成長制約が相対的に緩やかなDisorderly 2.0C/1.5Cでは海外で生産したブルーアンモニアへの転換が、CCSの成長制約が相対的に厳しいOrderly 1.5Cではアンモニア製造が困難であるため合成メタンへの転換が選択されている。

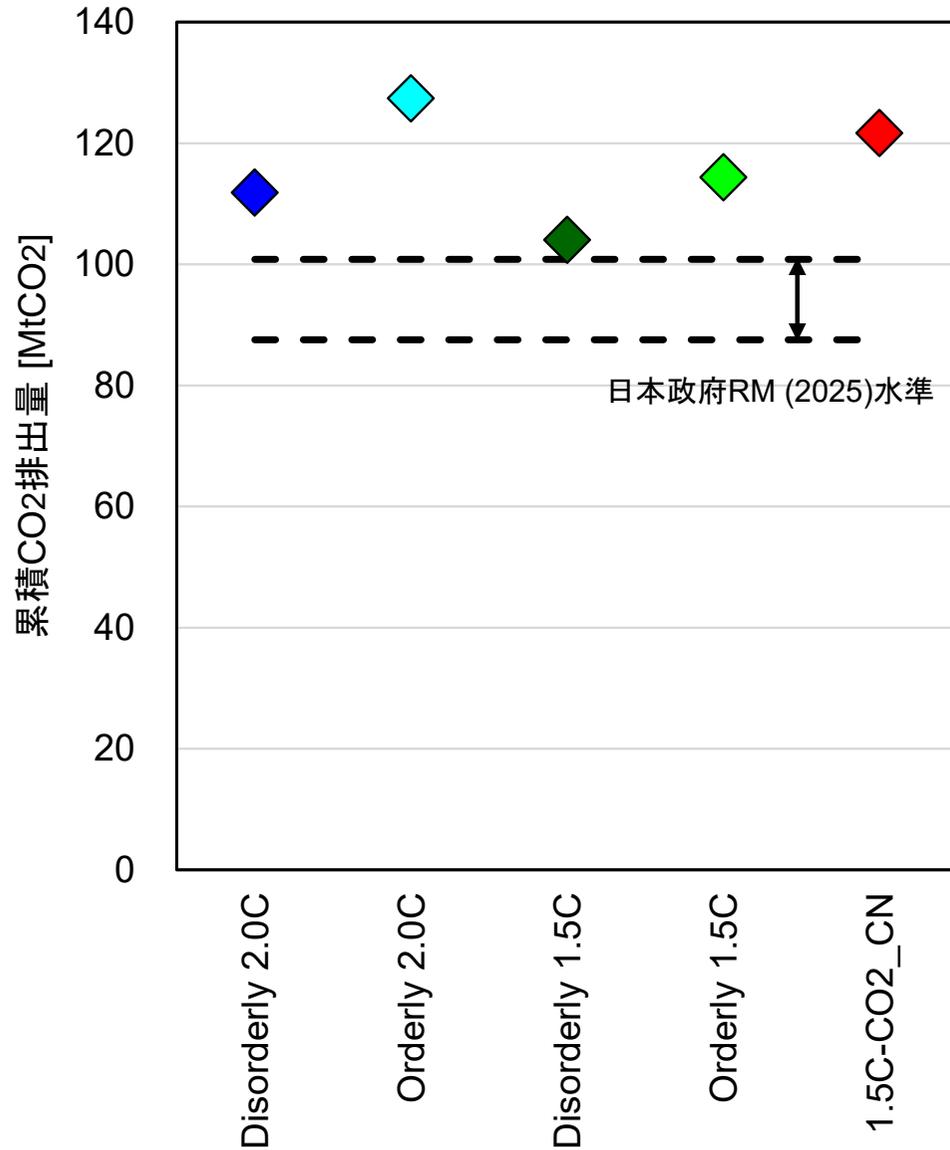
紙パルプ部門CO₂排出原単位（日本）



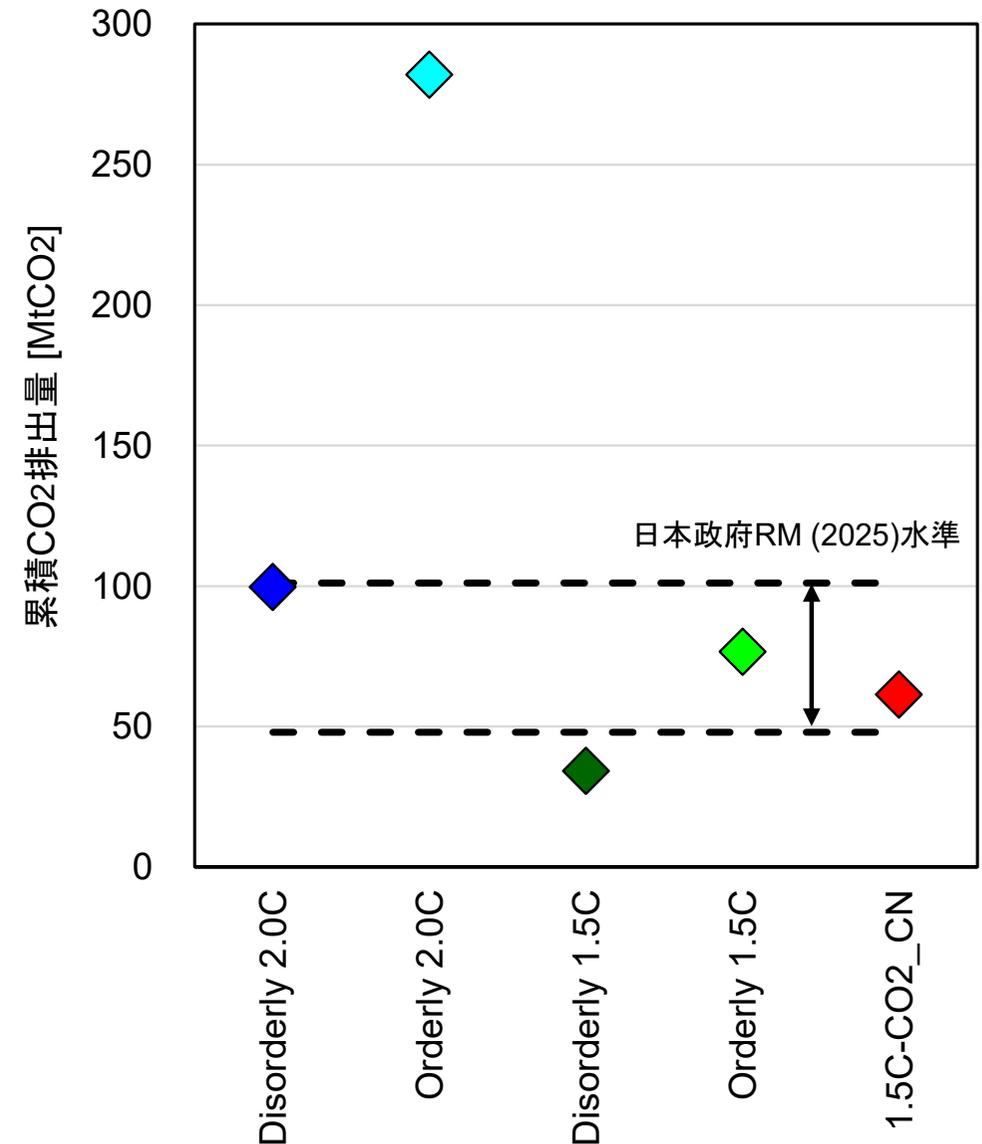
- ✓ 排出削減が緩やかなOrderly 2.0Cでは、排出量がある程度残る。
- ✓ その他のシナリオでは、合成メタンもしくはアンモニアの導入で2050年にゼロエミッション

紙・パ部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

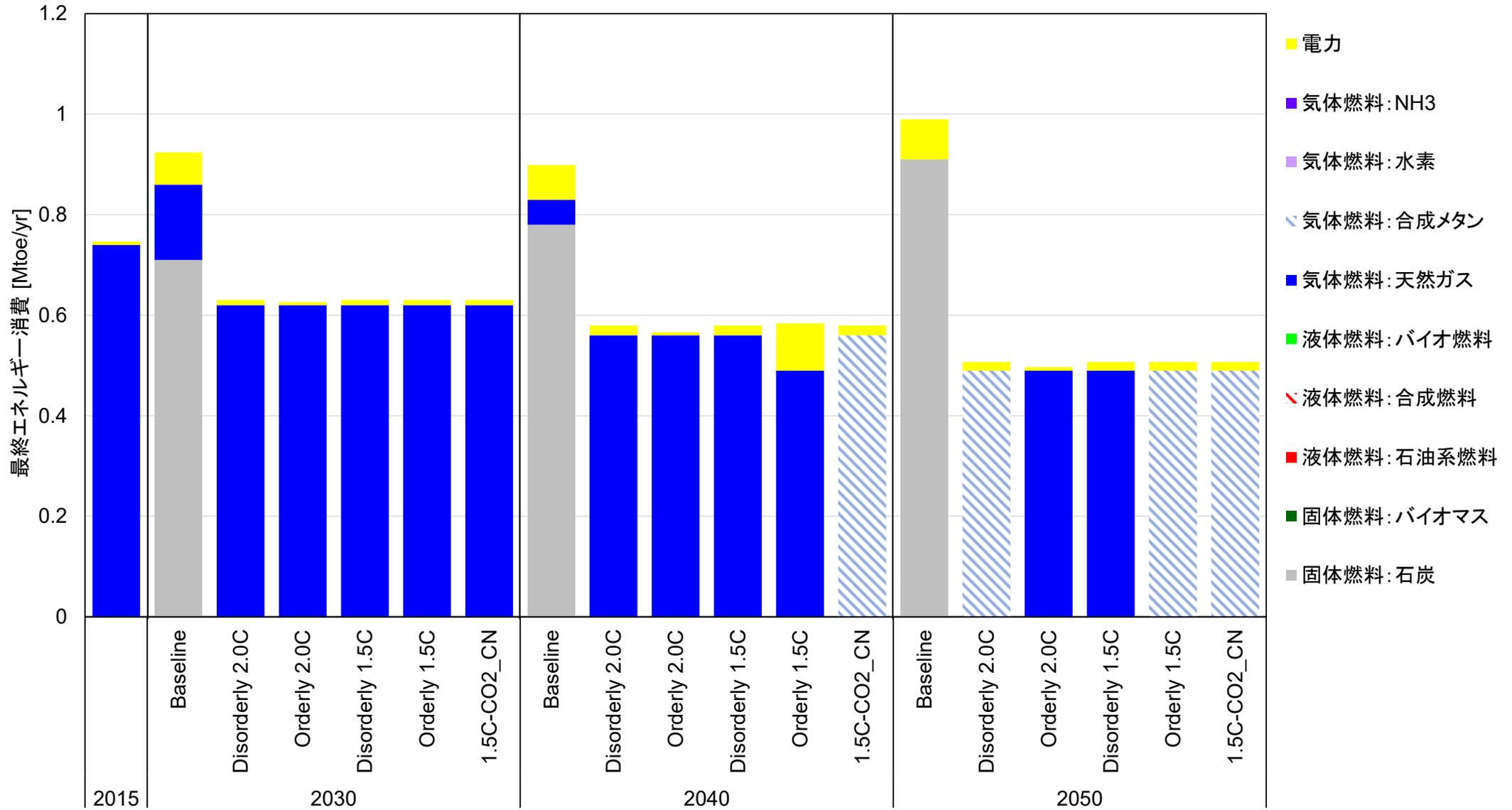
2023～2030年



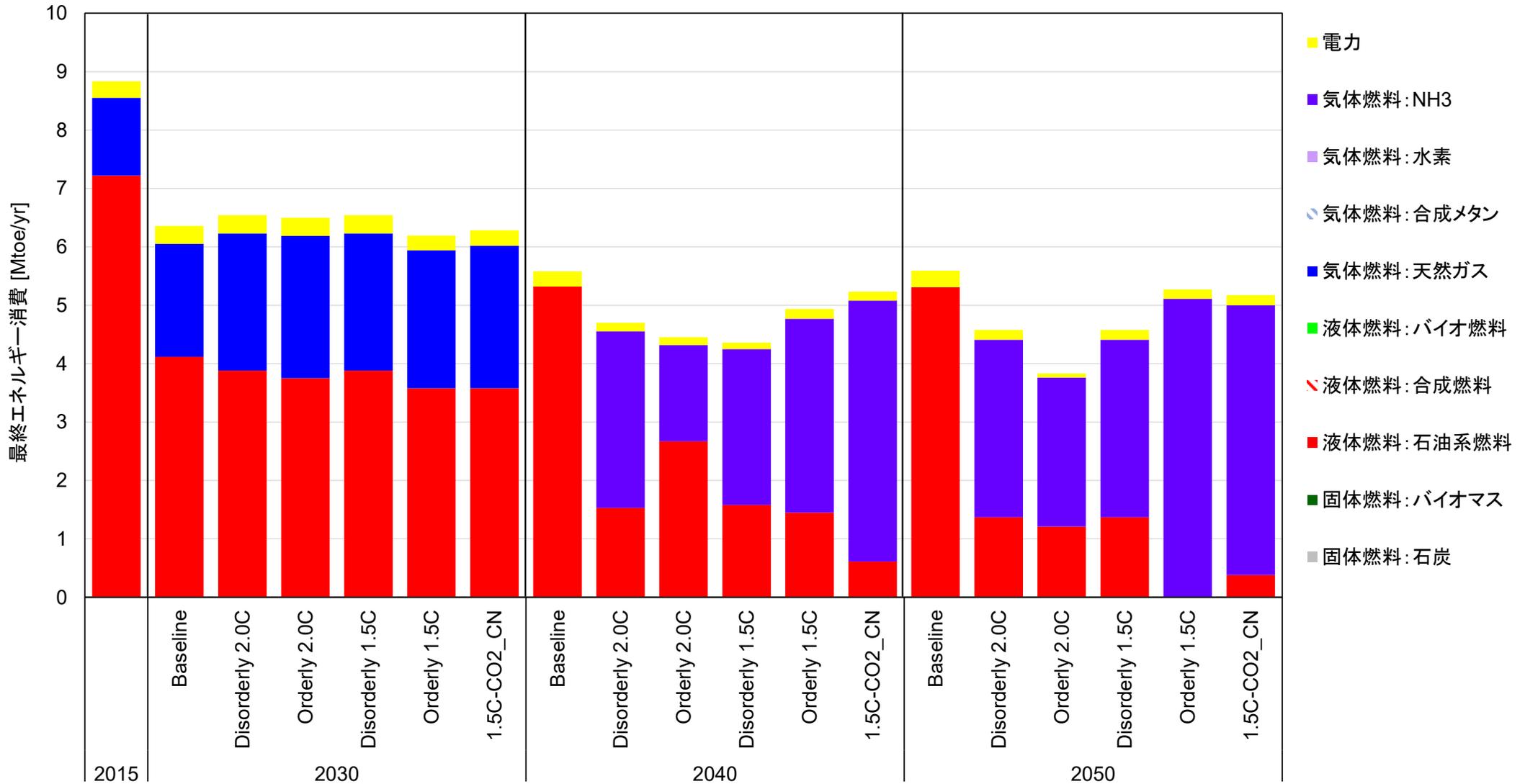
2031～2050年



化学部門（アンモニア製造）最終エネルギー消費 （日本）



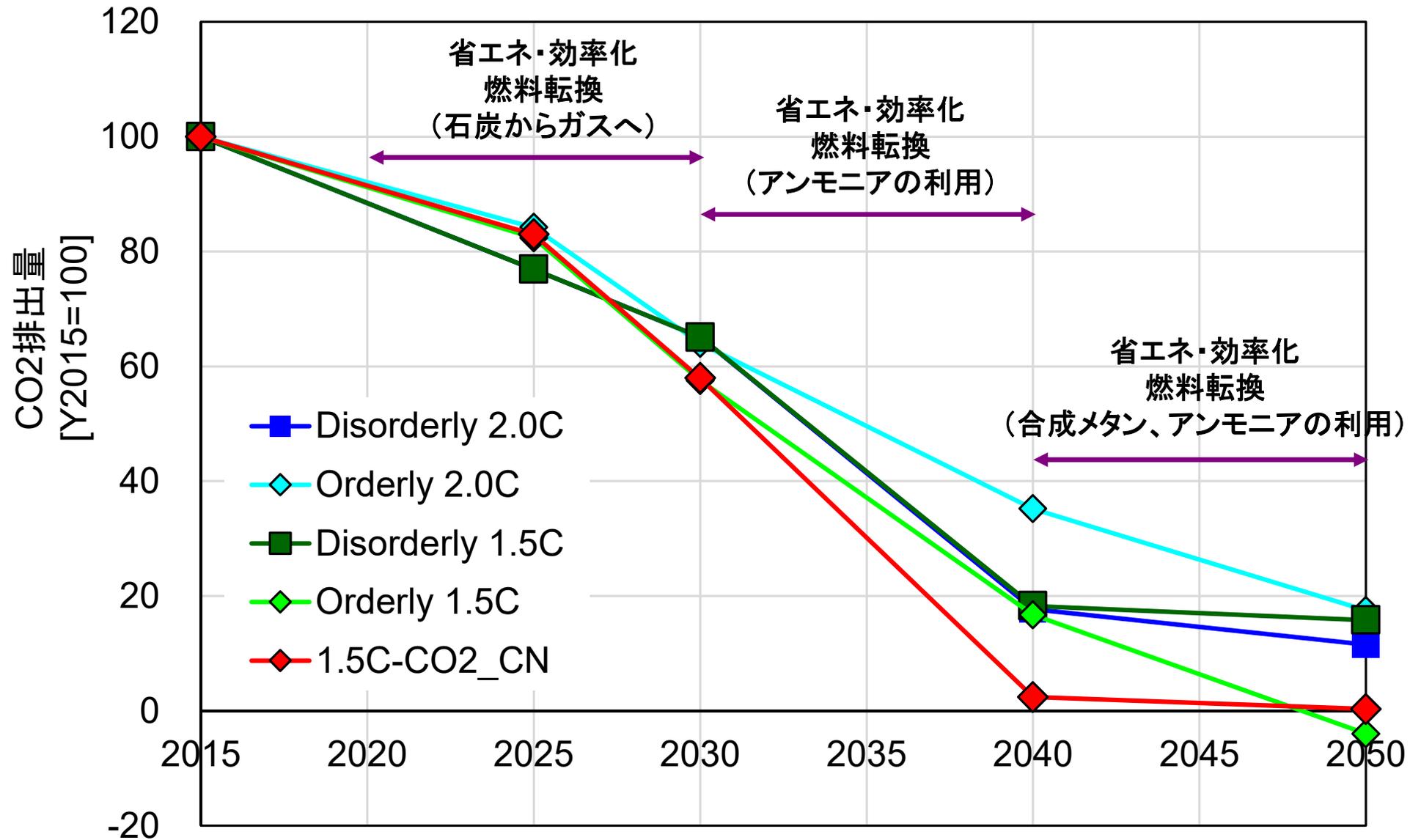
化学部門（エチレン、プロピレン、BTX製造） 最終エネルギー消費（日本）



注) グラフはエネルギー利用分のみで、原料分は含まず。

✓ 2040年、2050年においてはアンモニアの利用が拡大される。

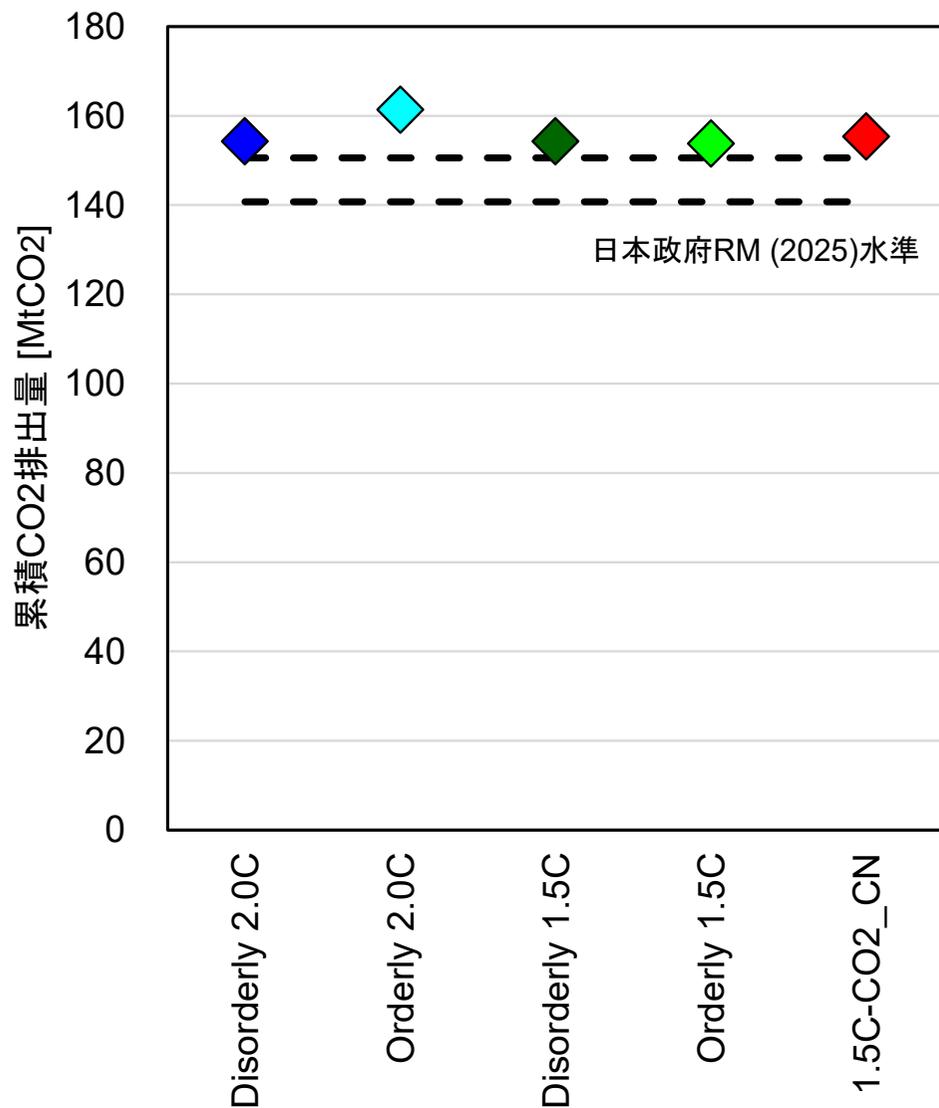
化学部門CO₂排出量（日本）



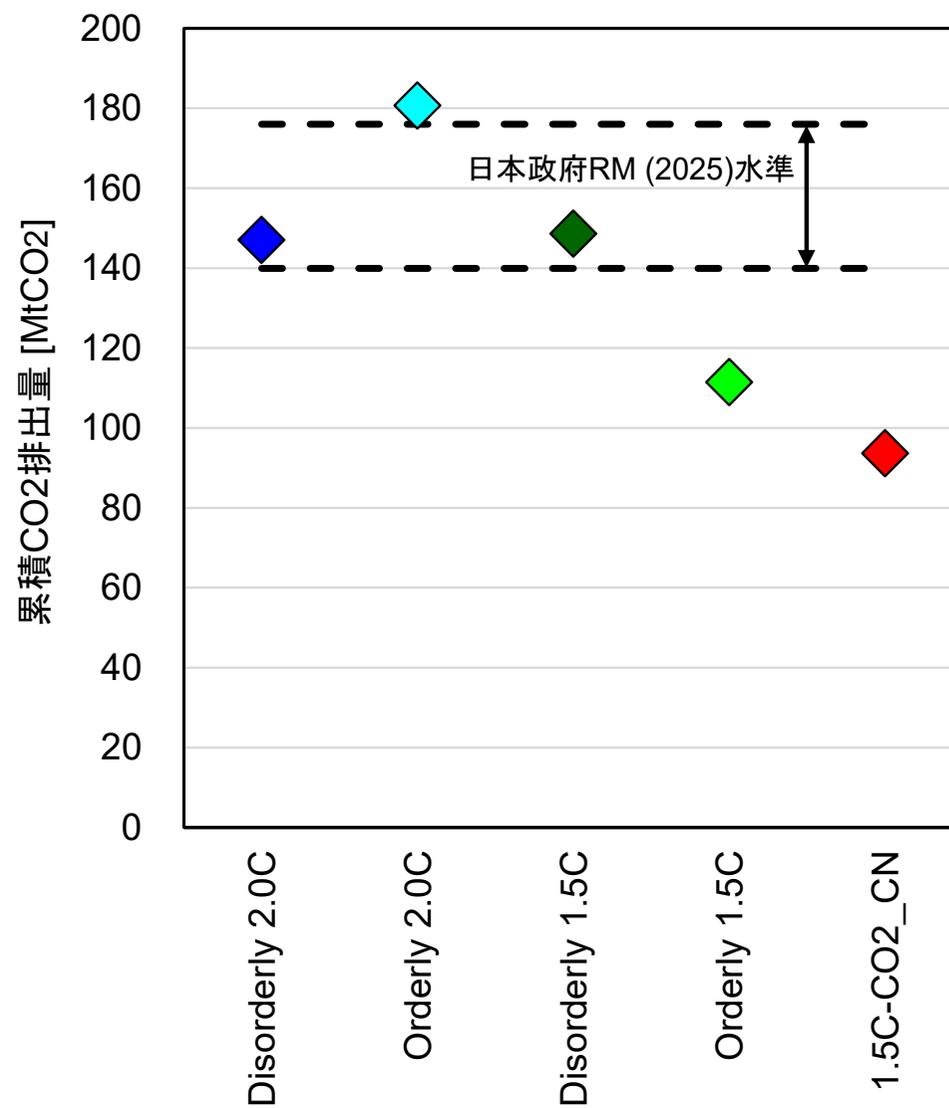
✓ アンモニア、合成メタンの利用および電化によって排出削減を進める。

化学部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

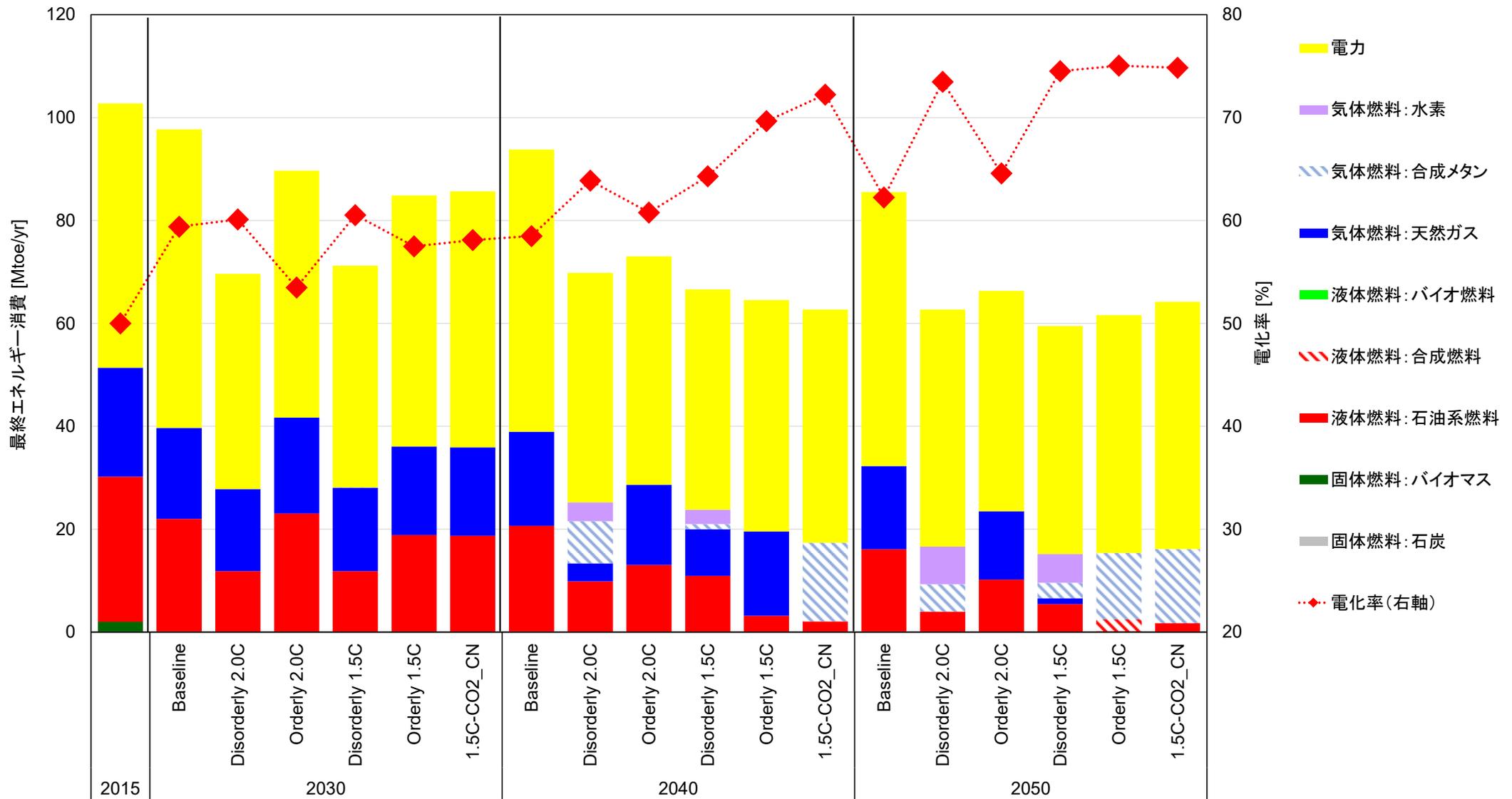
2023～2030年



2031～2050年

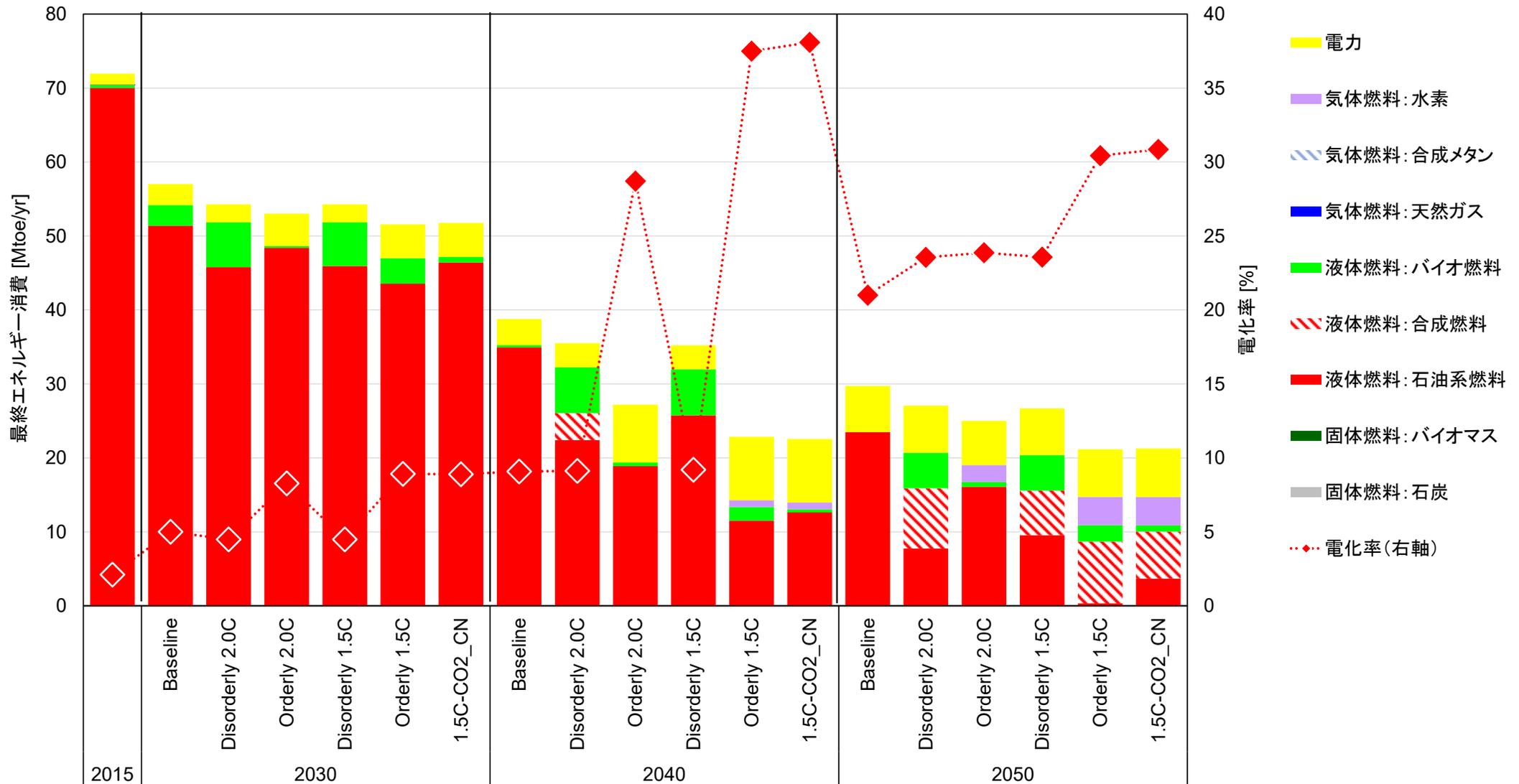


民生部門最終エネルギー消費（日本）



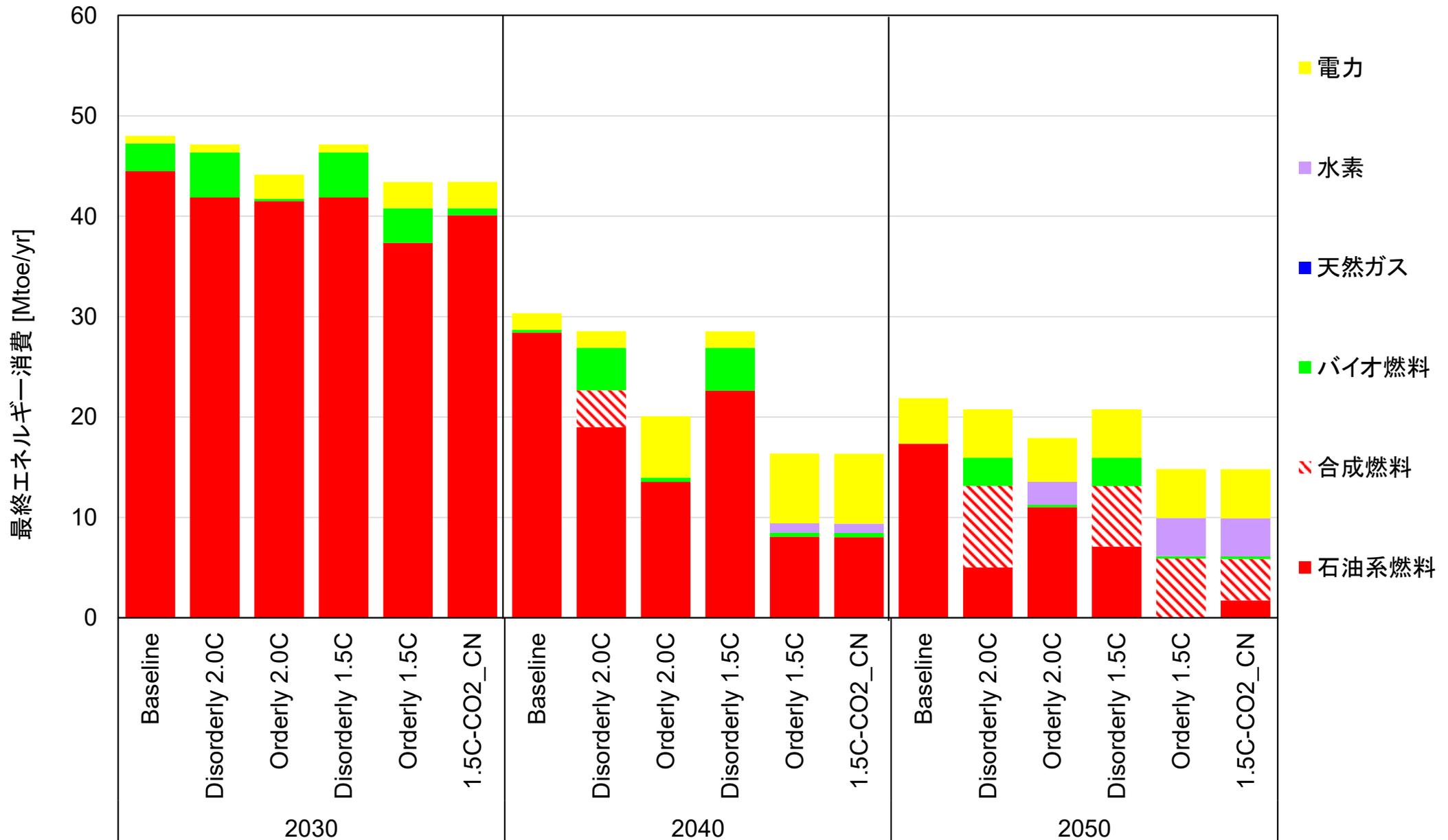
- ✓ 排出削減が厳しいほど電化率の向上が経済合理的。
- ✓ Orderly 2.0Cでは、2050年でも天然ガスは残る。他のシナリオでは、合成メタンに転換。

運輸部門最終エネルギー消費（日本）



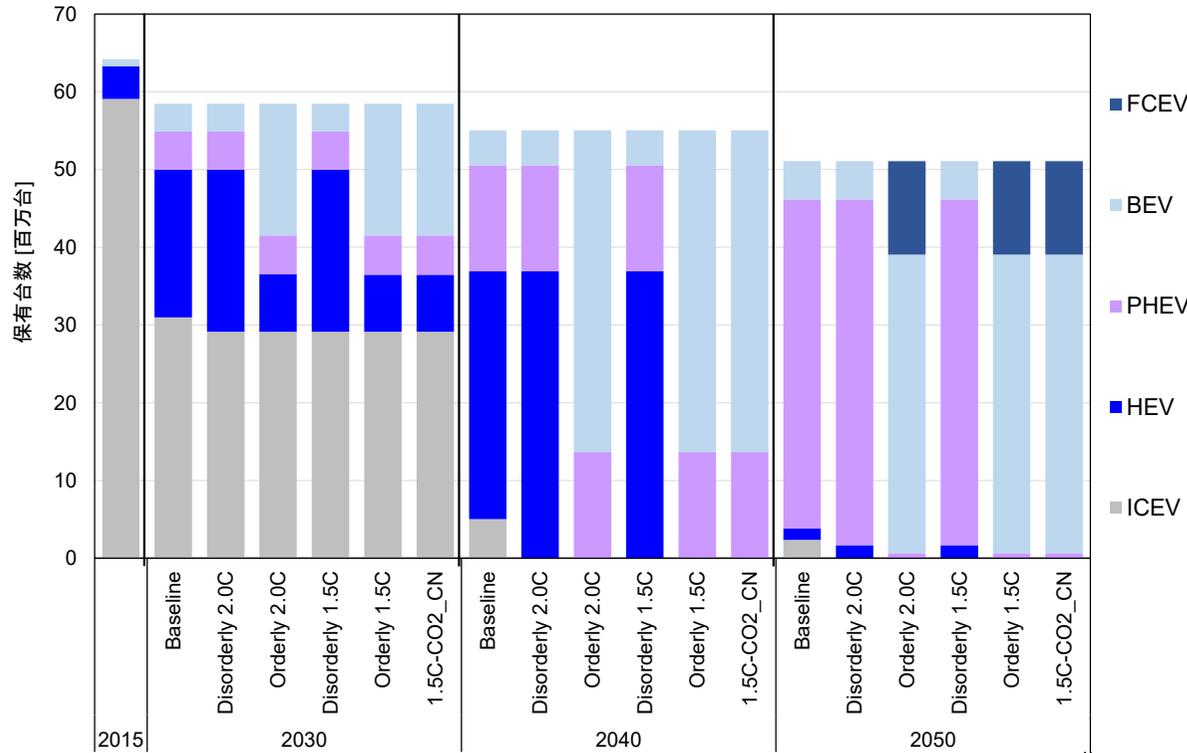
- ✓ 2050年においても、Orderly 1.5Cを除いて、石油は一定程度残る。
- ✓ 2040年頃からは2050年にかけて、水素、合成燃料等の利用が見られる。

道路交通部門最終エネルギー消費（日本）



- ✓ 再エネ、EVの大幅なコスト低減を見込むOrderlyシナリオでは、2040年頃から特に電力が増大
- ✓ 2050年では、合成燃料も利用される。Orderly 1.5Cでは乗用車はほぼBEVとなっており、合成燃料はトラック利用が主に

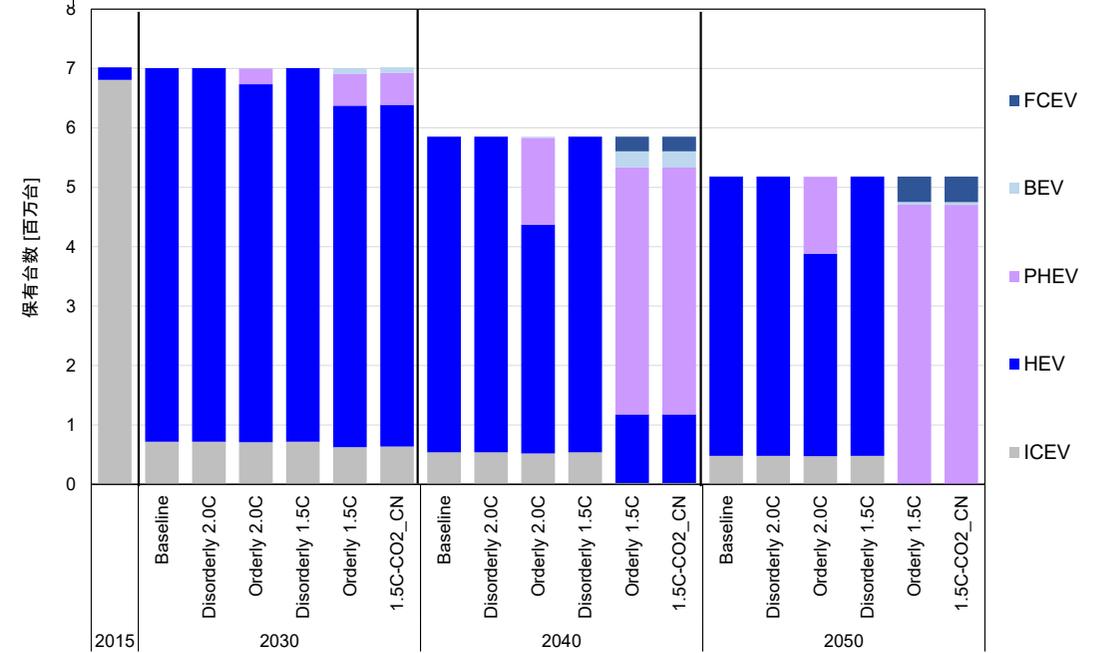
技術別乗用車・トラック保有台数（日本）



乗用車

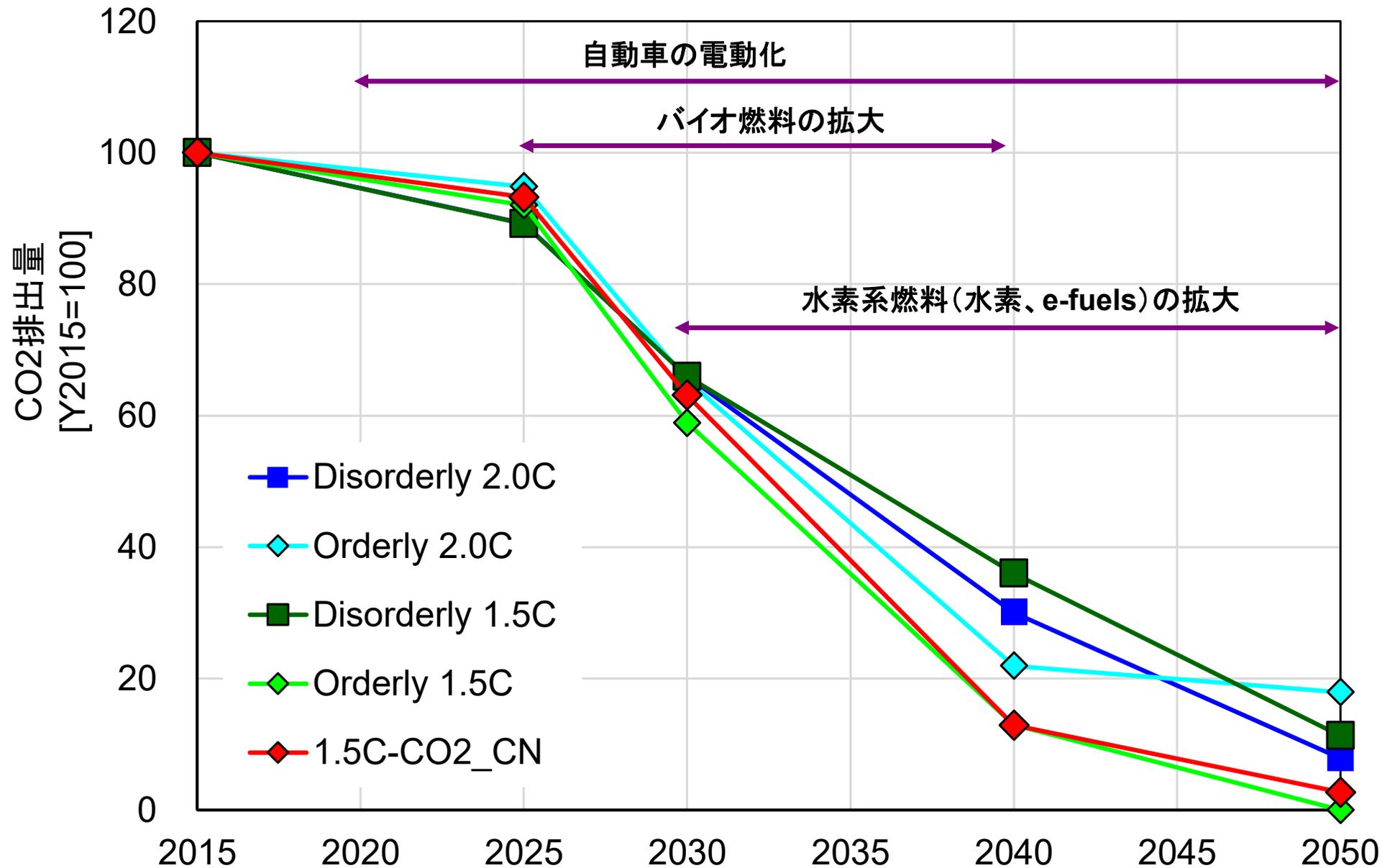
- ✓ Disorderlyシナリオでは、PHEVが費用効率的な対策
- ✓ Orderlyシナリオでは、2040年頃からはBEVが費用効率的な対策に。2050年頃には、FCEVも見られる。

トラック



- ✓ トラックではOrderlyシナリオでは、BEV、FCEVも見られるが、大半は内燃機関を有するトラック

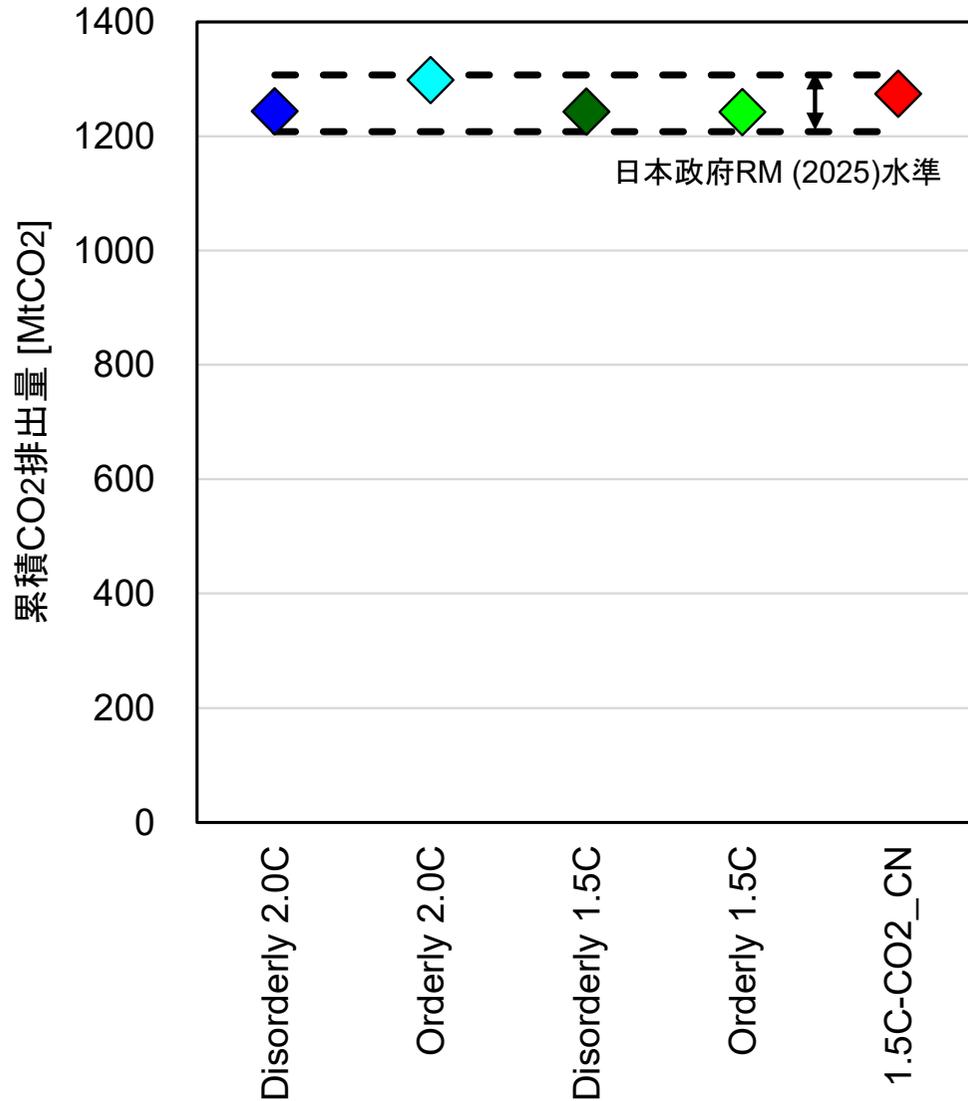
道路交通部門CO₂排出量（日本）



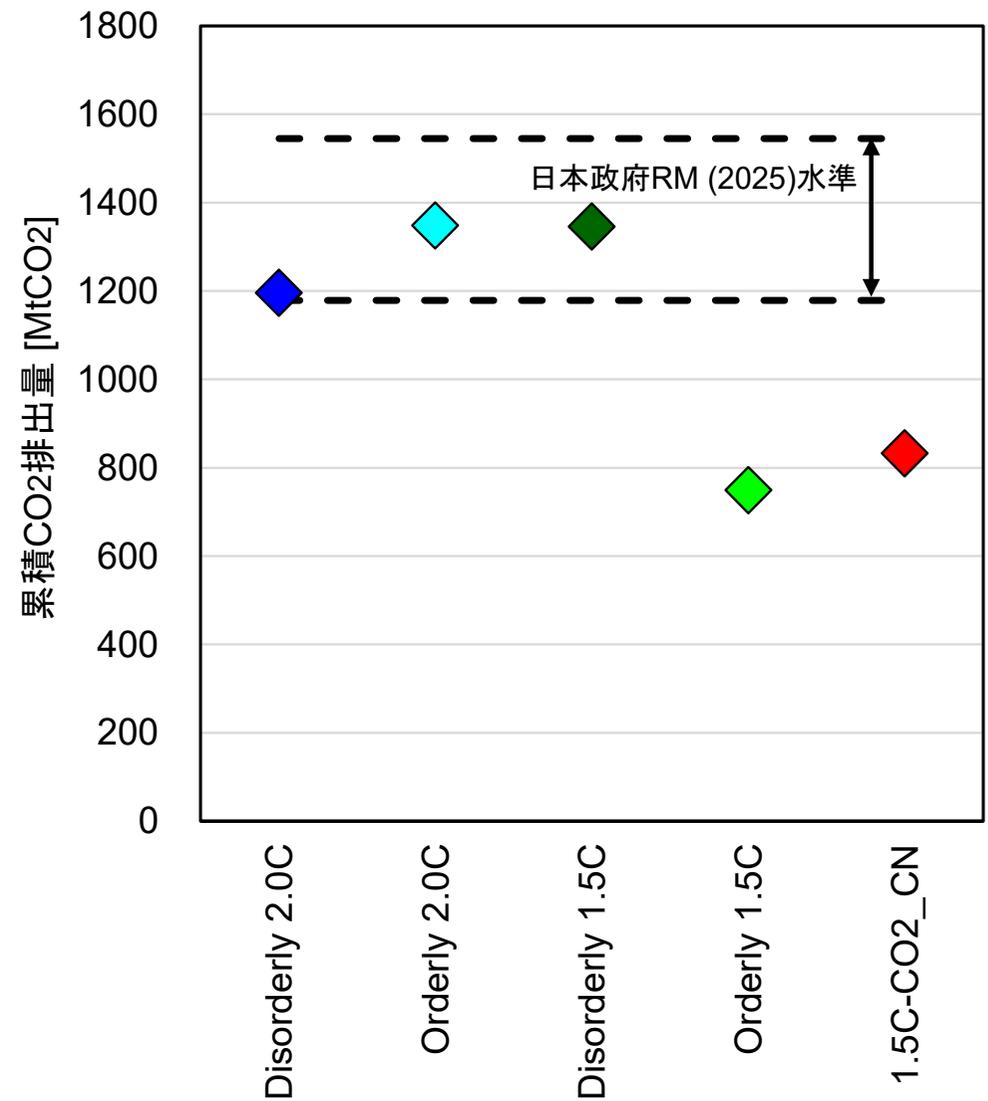
- ✓ HEV・PHEV・BEVの導入促進で、継続的なCO₂排出量の減少が見込まれる。
- ✓ 2040年頃からは、水素、合成燃料の利用も見込まれる。

道路交通部門CO₂排出量（日本）：政府RMとの比較

2023～2030年

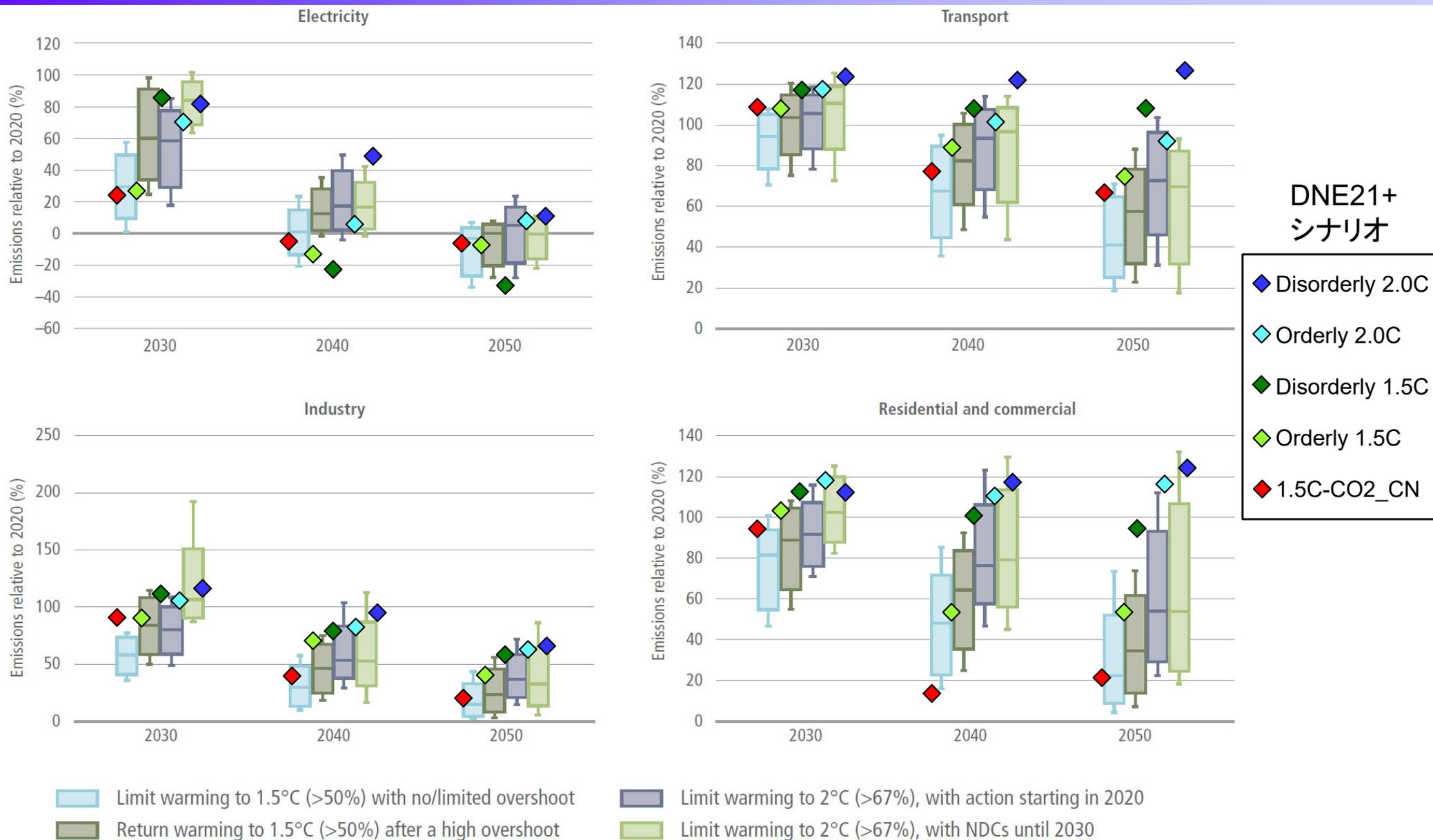


2031～2050年



4. RITE DNE21+モデルによる分析 シナリオと他シナリオとの比較

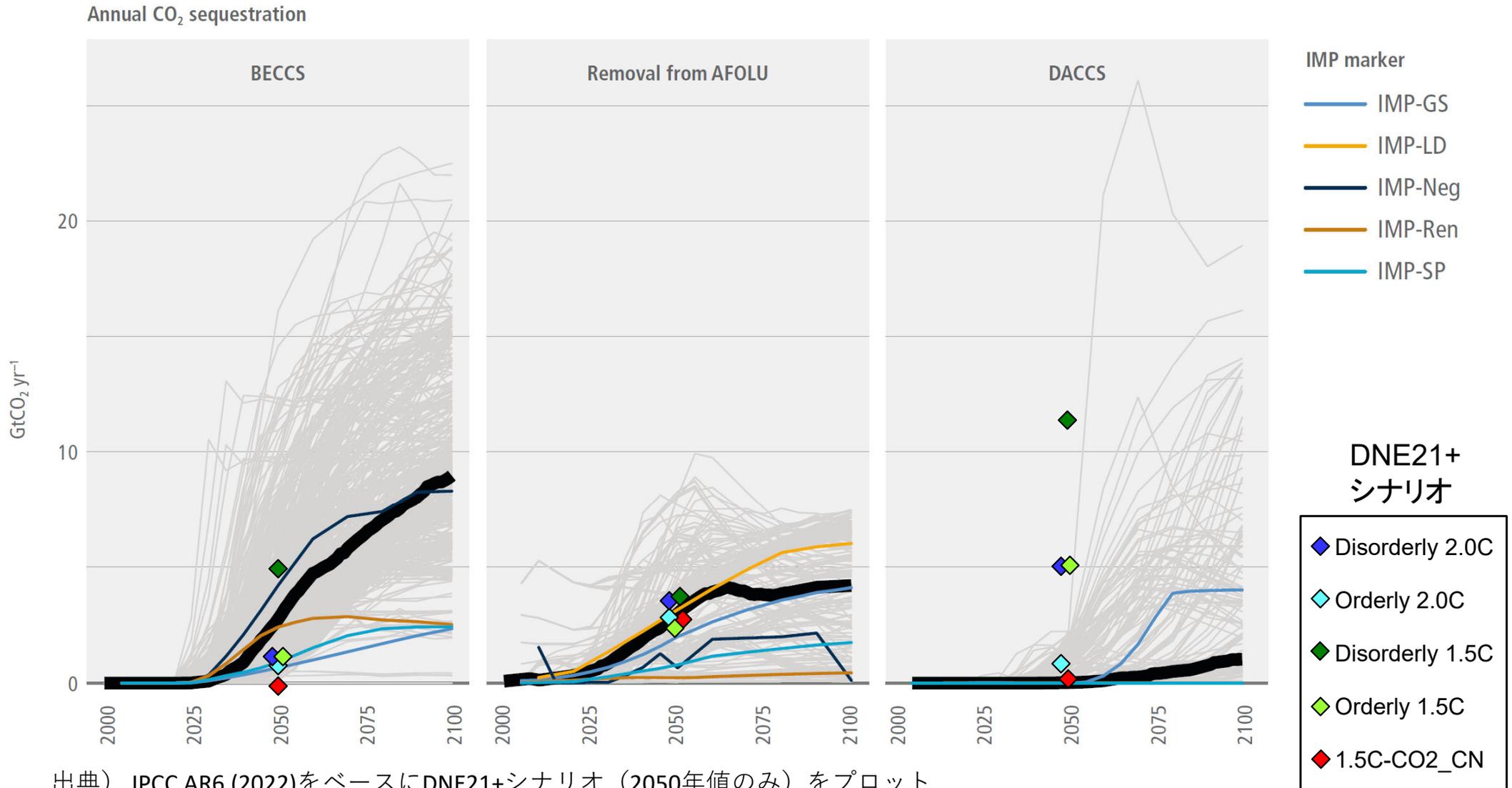
IPCCの世界の部門別CO2排出量との比較



出典) IPCC AR6 (2022)をベースにDNE21+シナリオをプロット
 注) IPCCシナリオの棒の幅は25-75%タイル、ひげの幅は5-95%
 タイル

概ね、IPCCと整合的かつ上下限をカバーしている。運輸、
 民生では、IPCCシナリオのレンジを若干超える部分もある
 が、DACCSの想定によるところが大きいと考えられる。

IPCCシナリオの世界CDR利用量との比較

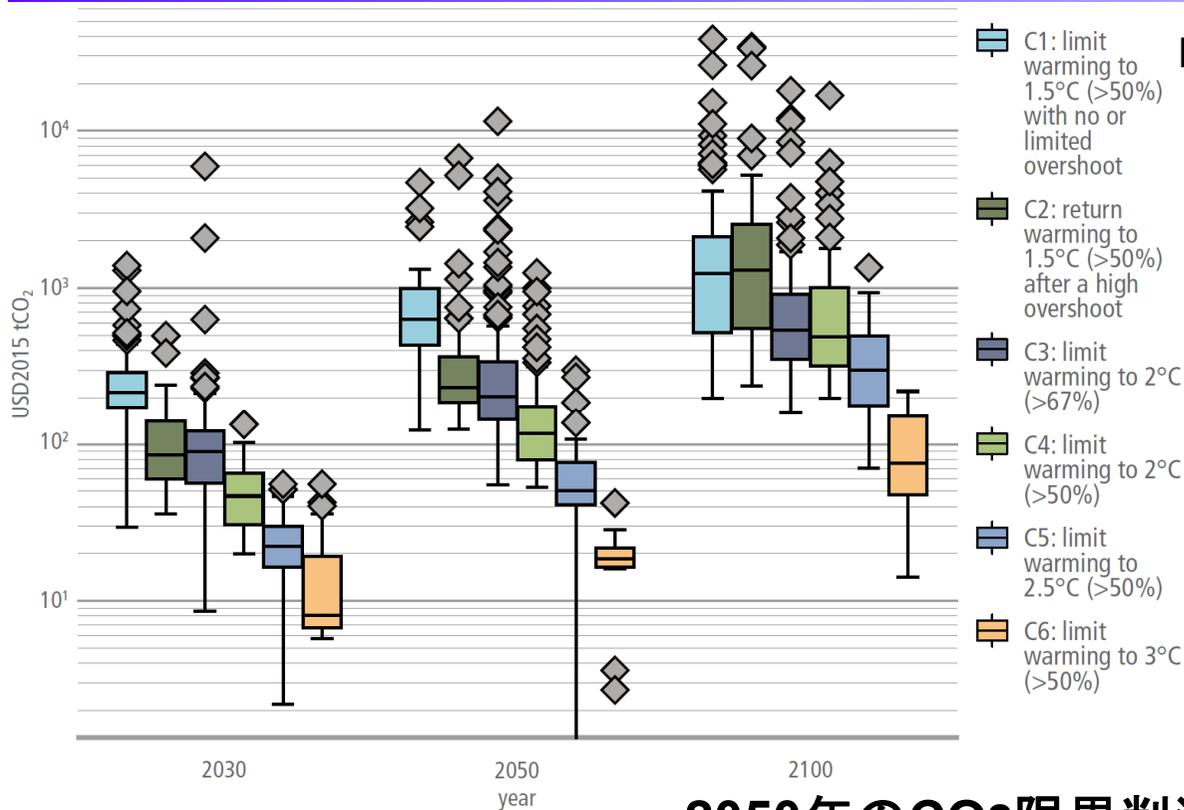


出典) IPCC AR6 (2022)をベースにDNE21+シナリオ (2050年値のみ) をプロット

注) IPCCのシナリオは、C1~C3カテゴリーのシナリオが表示されている。

Disorderly 1.5CのDACCS利用量は、IPCCシナリオの最上位値程度であるが、他のシナリオのDACCS、および、BECCS、土地利用変化は、中位的な水準(DACCSが若干高位のかわりにBECCSは若干低位)。なお、DACCSは、IPCC AR6では、モデル内で明示的に評価していないモデルが多いことを踏まえると、RITEのシナリオは十分適正な評価と考えられる。

IPCC、IEA NZEと本シナリオのCO₂限界削減費用の比較



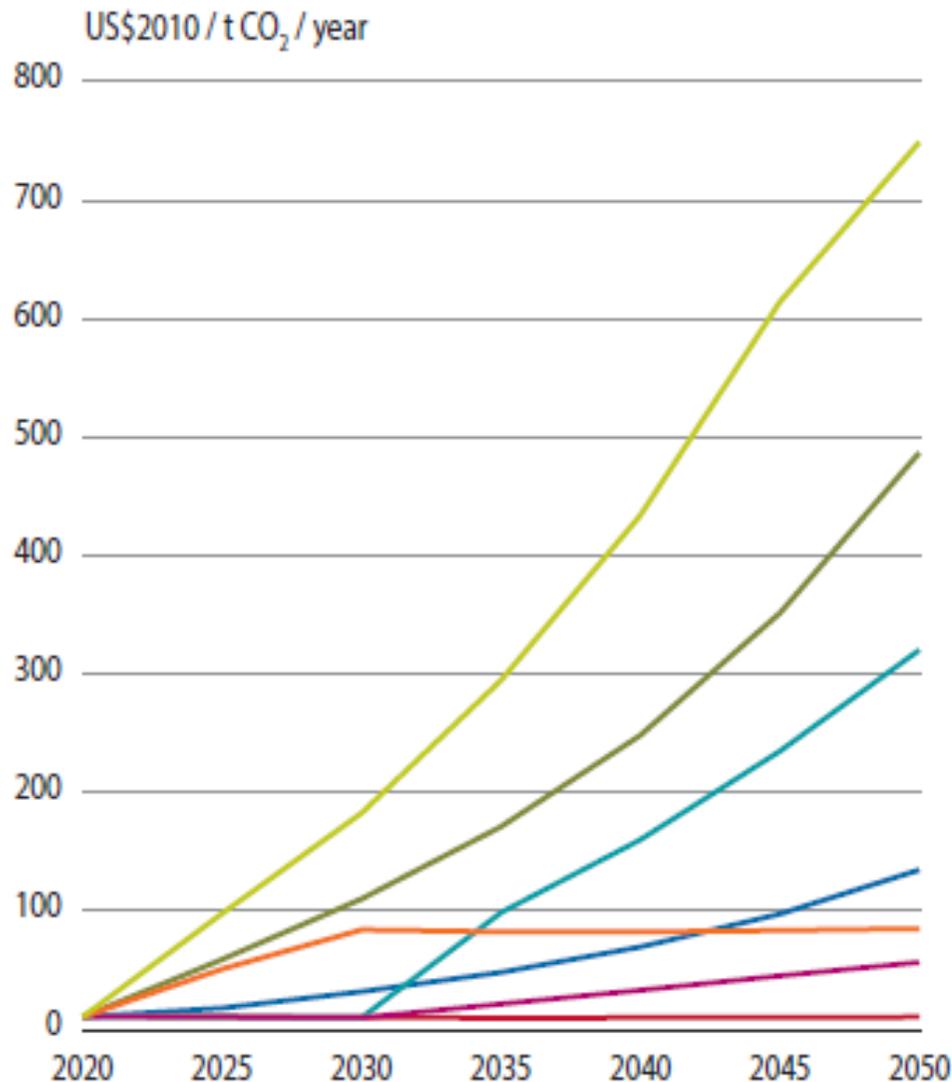
IPCC AR6, Fig. 3.33

IPCC報告の多くのモデルでは、限界削減費用の均等化の条件下で計算。DNE21+シナリオは、IPCC報告値と整合的な水準。なお、IPCCシナリオでは、DACCSの想定がほとんどなされていないが、DNE21+分析ではDACCSを想定している。そのため、2050年の費用は、IPCC報告のC1と比較すると若干安価な推計

2050年のCO₂限界削減費用(炭素価格) \$/tCO₂eq.

	DNE21+	IPCC (25-75%タイル、概算値)	IEA WEO2022 NZE
Disorderly 2.0C	121~513	C3	—
Orderly 2.0C	161	C3	
Disorderly 1.5C	270~683	C2	
Orderly 1.5C	262~470	C1	
1.5C-CO ₂ _CN	298~348	C1	
			180~250

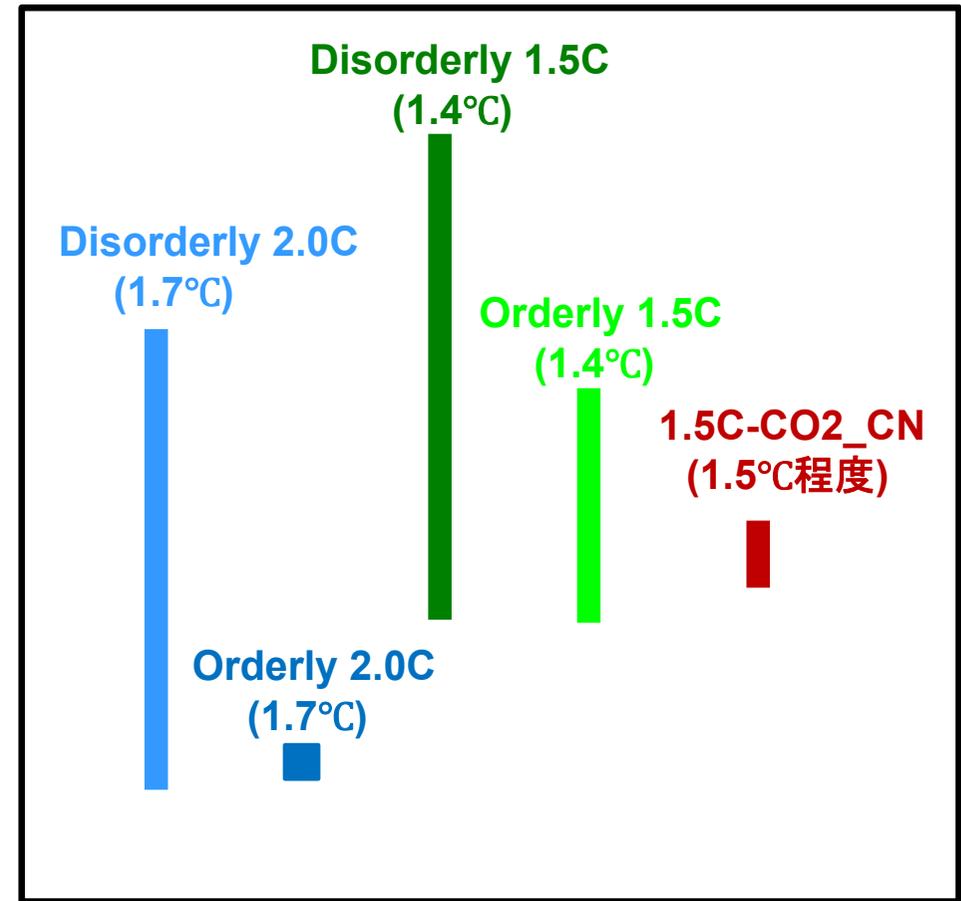
NGFS2025と本シナリオの炭素価格の比較



Fragmented World Current Policies NDCs

Delayed Transition Net Zero 2050 Below 2°C Low Demand

DNE21+シナリオ: 2050年



注) 括弧内は2100年の気温上昇

- ✓ DNE21+ではDACCSを想定しているため、特に1.5°Cシナリオでは、CO₂限界削減費用(炭素価格)がNGFSシナリオよりも若干抑制される傾向有
- ✓ 全般的にはNGFS推計と整合的

5. まとめと今後の課題

【まとめ】

- ◆ RITEで2023年度版として2024年1月に公表したトランジションRM分析を、足下の世界排出量実績や第7次エネルギー基本計画の内容を踏まえて分析を更新
- ◆ 2°C、1.5°C目標に統合的で、NGFSやIEAシナリオとも統合的な5種類のシナリオを想定し、定量的かつ統合的な分析が可能なDNE21+モデルを活用して、カーボンニュートラルへのトランジションを含めた部門別対策を導出
- ◆ 排出経路は、部門によって差異が大きい。また、想定シナリオによっても幅が大きい。特にCDRの見通しによって大きな差異が生じ得る。
- ◆ その中でも、相対的には、発電部門のCO₂原単位低減は比較的早期の低減が求められる(IPCCやIEAシナリオ等とも統合的)。
- ◆ 日本の部門別ロードマップについては、シナリオによって差異はあるものの、2025年度に日本政府において作成された部門別ロードマップとも概ね統合的であり、逆に言えば、政府ロードマップは2°Cのみならず1.5°Cとも概ね統合的な水準
- ◆ できる限り、幅広い対策オプションの中から、費用効率的な対策を採っていくことが、より早期のCN実現の近道となると考えられ、本シナリオ分析、ロードマップはその戦略に有用と考えられる。

【今後の課題】

- ◆ 引き続き、技術動向等を注視し、適宜更新作業を実施
- ◆ 日本以外の個別国・地域のロードマップについても作成し、幅広い国での利用の促進に資することも引き続き検討

付録1：モデル分析の前提条件等

【査読論文】

- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, J. Oda, M. Nagashima, M. Kii, Estimates of GHG emission reduction potential by country, sector, and cost, *Energy Policy*, 38-7 (2010) 3384–3393.
- K. Akimoto, T. Homma, F. Sano, M. Nagashima, K. Tokushige, T. Tomoda, Assessment of the emission reduction target of halving CO₂ emissions by 2050: macro-factors analysis and model analysis under newly developed socio-economic scenarios, *Energy Strategy Reviews*, 2(3-4) (2014) 246-256.
- 永田敬博、佐野史典、秋元圭吾、世界および日本における中長期温暖化対策としての天然ガスの貢献に関する分析、*エネルギー・資源*、41-5 (2020).
- 佐野史典、永田敬博、秋元圭吾、長期的な脱炭素社会を目指したシナリオ下での水素とメタネーションの役割の分析、*エネルギー・資源*、42-1 (2021).
- K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, H. Kanaboshi, Y. Nakano, Climate change mitigation measures for global net-zero emissions and the roles of CO₂ capture and utilization and direct air capture, *Energy and Climate Change*, 2, 100057 (2021).
- K. Akimoto, F. Sano, Y. Nakano, Assessment of comprehensive energy systems for achieving carbon neutrality in road transport, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 112, 103487 (2022).
- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, M. Nagashima, N. Onishi, Analysis of the 2030 emissions reduction targets of the previous and current nationally determined contributions of Japan, and a comparison between countries using energy-technology and energy-economic models, *Asia-Pacific Sustainable Development Journal*, 30-1 (2023).
- K. Akimoto, M. Nagashima, F. Sano, T. Ando, Gaps between costs and potentials estimated by bottom-up assessments versus integrated assessment models, *Energy Strategy Reviews*, 55, 101521 (2024).
- K. Akimoto, F. Sano, D. Kang, M. Nagashima, Analyses on transitions to net-zero emissions in Asian countries, *International Energy Journal*, 25(2), 301–314 (2025).
- K. Akimoto, F. Sano, T. Homma, Scenario analyses of Japan's energy systems toward net-zero emissions by 2050 and the Japanese Government's 7th Strategic Energy Plan, *Energy Strategy Reviews*, 62, 101917 (2025).

【その他】

- 秋元圭吾、佐野史典、「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）」、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 2021年5月13日提供資料
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf
- 秋元圭吾、佐野史典、「2050年カーボンニュートラルに向けた我が国のエネルギー需給分析」、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 2024年12月25日提供資料
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/068/068_008.pdf

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)	19.0 (18.8-20.0)	20.7 (19.3-22.7)	22.7 (14.7-26.5)
セメント生産量(億トン)	41.0 (39.0-43.0)	43.4 (38.5-46.6)	44.1 (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)	0.88 (0.81-0.97)	0.90 (0.73-1.11)	0.84 (0.45-0.90)
セメント生産量(億トン)	0.53 (0.50-0.68)	0.43 (0.31-0.75)	0.39 (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)	0.51 (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。

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。

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

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

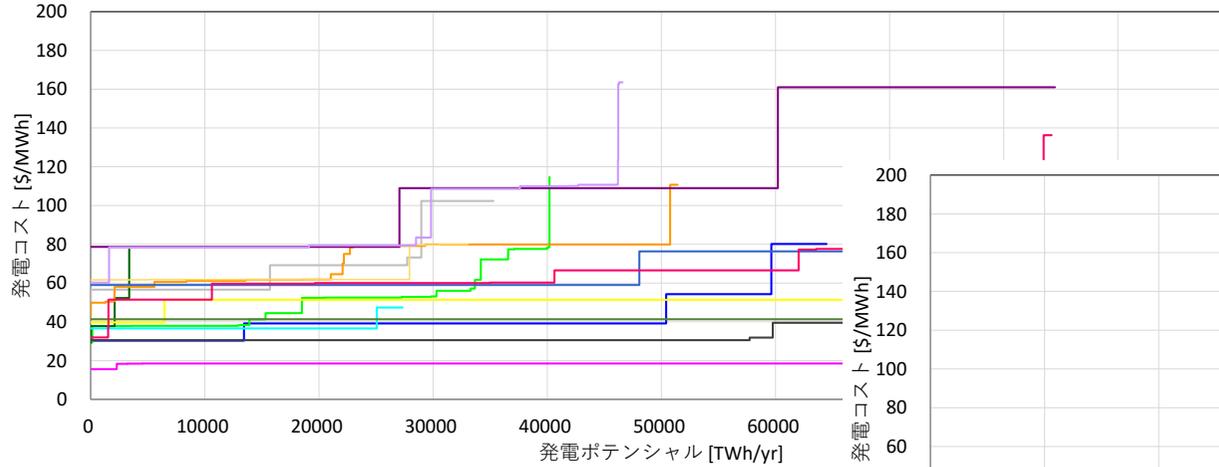
*1 表の数字は、日本の想定値。世界では国によるロケーションファクターを乗じており、若干差異をもった想定を行っている。

*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)。

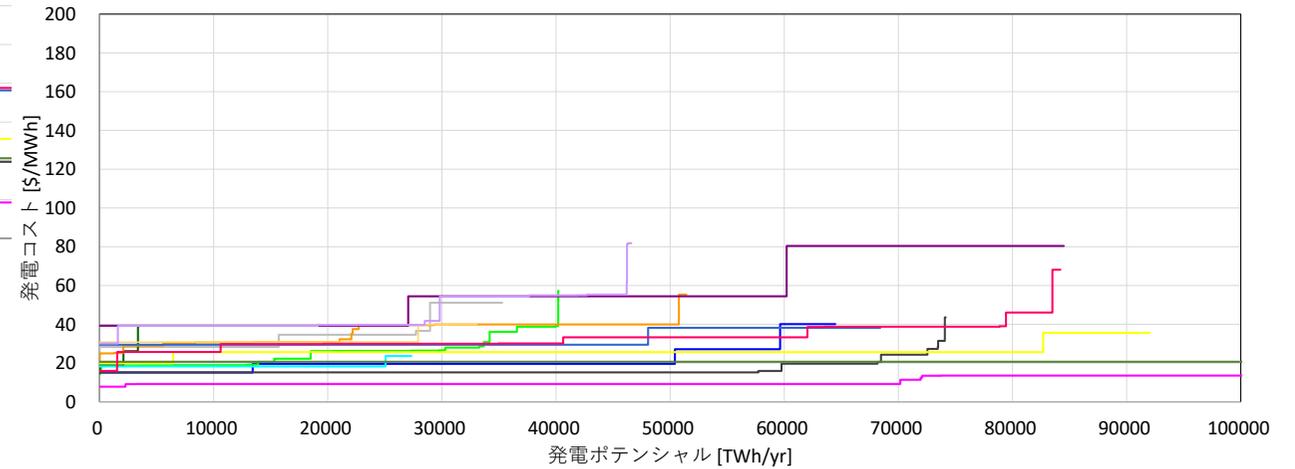
*3 発電電力量当たり費用への換算は、設備利用率85%を用いたもの

太陽光、風力発電のコスト・ポテンシャルの想定

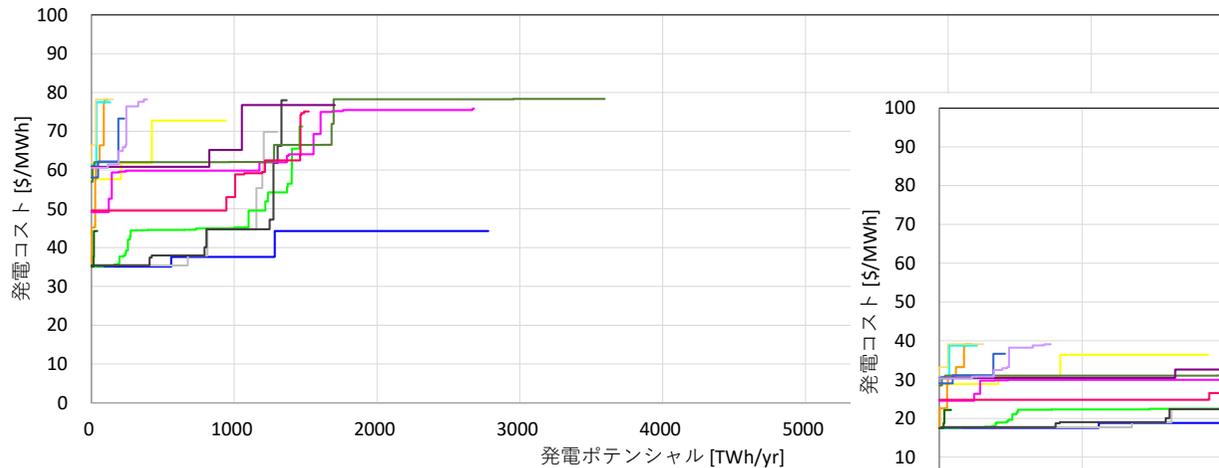
太陽光: 中位進展



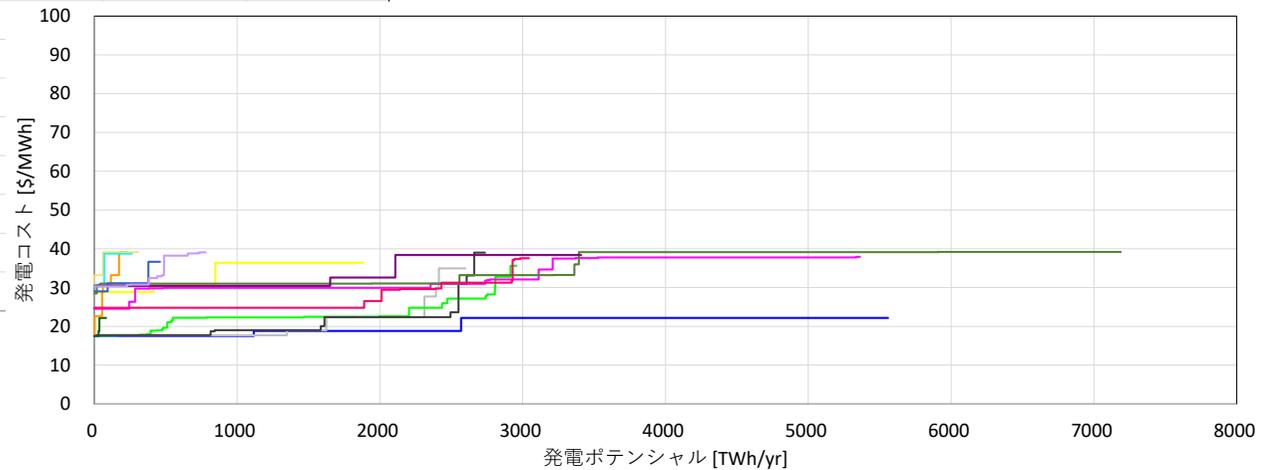
太陽光: 高位進展



陸上風力: 中位進展



陸上風力: 高位進展



- | | | | | |
|-----------|-----------|----------|----------|---------------|
| — 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 |

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

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、Orderlyシナリオでは、CCSは2026年以降利用可能とし、国内/地域の総貯留ポテンシャルに対し、年間0.004%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11 MtCO₂/yr）。Disorderlyシナリオ及び1.5C-CO₂-CNでは、CCSは同じく2026年以降利用可能として、2030年までは年間0.01%、それ以降は年間0.02%ずつ貯留量を拡大可能としている（日本の場合、2050年の最大貯留可能量は51MtCO₂/yr）。**

【CO₂輸送費】

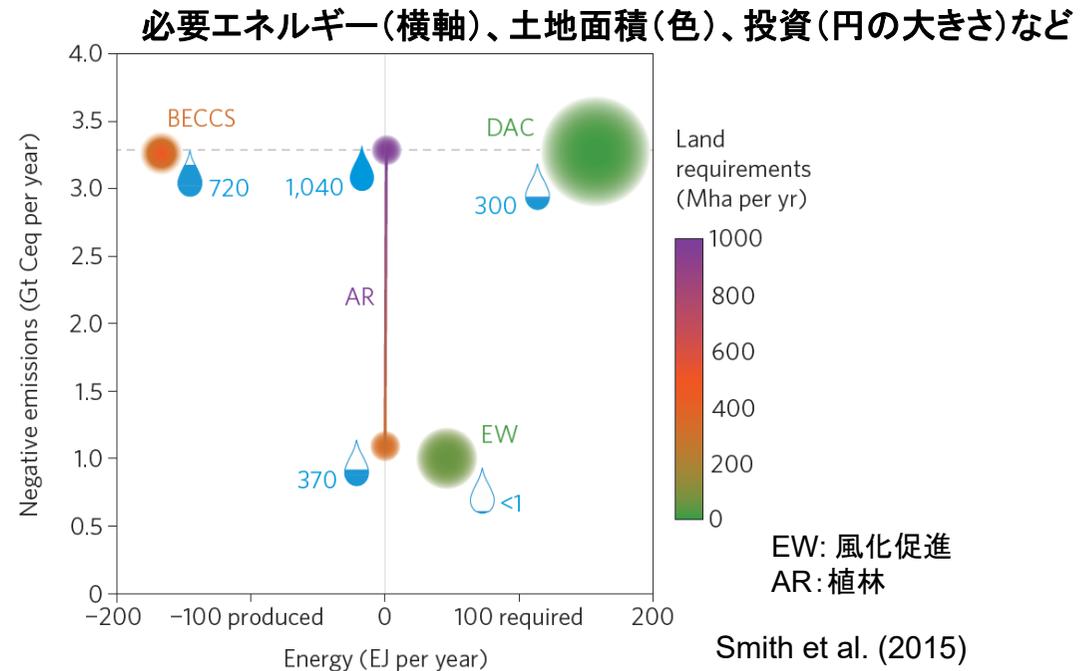
- CO₂排出源から貯留地点への輸送費については、日本の場合、1.36\$/tCO₂ (100km当たり)、平均輸送距離300kmと想定し、別途考慮している。
- 土地面積が大きな国で、モデルで一国を更に詳細分割している国(米国、ロシア、中国、豪州)の分割地域間のCO₂輸送は別途輸送距離に応じた費用を考慮。
- 国をまたがるCO₂輸送も想定。なお、**日本は年間91 MtCO₂の輸出を上限とした。**

大気CO2直接回収（DAC）技術の想定

- DACは、大気中からCO2を回収する。400 ppm程度の濃度の低いCO2を回収するため、化石燃料燃料時排ガス等からの回収と比べ、より大きなエネルギーが必要。
- 一方、DACCS（貯留まで）をすれば、負排出となる。
- CO2貯留層に近く、エネルギーが安価に入手できる地域（安価なPV供給が可能な地域など）での実施が経済的



Climeworks



M. Fasihi et al., (2019)におけるDACのエネルギー消費量と設備費の推計:

本モデル分析では、Fasihi et al.らによるBaseとConservative 2種類のシナリオのうち、Conservativeを採用

	エネルギー消費量 (/tCO2)		設備費 (Euro/(tCO2/yr))		
		2020年	2050年	2020年	2050年
高温（電化）システム(HT DAC)	電力 (kWh)	1535	1316	815	222
低温システム(LT DAC) 熱は水素もしくはガス利用を想定した	熱 (GJ)	6.3 (=1750 kWh)	4.0	730	199
	電力 (kWh)	250	182		

ネガティブエミッション技術 (NETs)・ 二酸化炭素除去 (CDR) 技術の想定

- ◆ OrderlyシナリオではCO₂貯留の拡大率に制約を課しており (P.121を参照)、CO₂貯留の拡大率制約によって、OrderlyシナリオではBECCS、DACCSの導入は低位となる。
- ◆ バイオマスについては、Orderlyシナリオ及び1.5C-CO₂-CNシナリオでは、食料価格や生物多様性への影響等を鑑み、商用バイオマスの最大供給量を50EJ/yrと想定している。これらのシナリオでは、バイオマス利用制約によって、BECCSの導入は低位となる。
- ◆ 1.5C-CO₂_CNでは、IEA NZEシナリオに近いシナリオを再現したため、ネガティブエミッション技術 (NETs) に大きな制約を課している。1.5C-CO₂_CNでは、DACCSおよびバイオマス専焼発電+CCS、およびNETsの一つであるe-methane+CCS発電の利用も無いと想定している (石炭混焼バイオマス発電+CCSはランジションとして経済性が成立する条件であれば可能)。

水素製造技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	転換効率 (%)
石炭ガス化	1188~752	60%
ガス改質	963~733	70%
バイオマスガス化	1188~752	60%
水電気分解	2050~667	64~84%

液化技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	消費電力 (MWh/toe)
天然ガス/合成メタン	226	0.36
水素	1563	1.98

輸送費用

		設備費	可変費 ^{*1}
		電力:\$/kW その他エネルギー:US\$/(toe/yr) CO ₂ :US\$/(tCO ₂ /yr)	エネルギー:US\$/toe CO ₂ :US\$/tCO ₂
電力 ^{*2}		283.3+1066.7L	-
水素	パイプライン ^{*3}	210.0L	5.0L
	タンカー	69.5L	7.26+0.60L
CO ₂	パイプライン ^{*3}	99.4L	2.35L
	タンカー	47.5L	1.77L
天然ガス (合成メタンも同様)	パイプライン ^{*2}	128.3L	3.5L
	タンカー	35.1L	8.09+0.39L

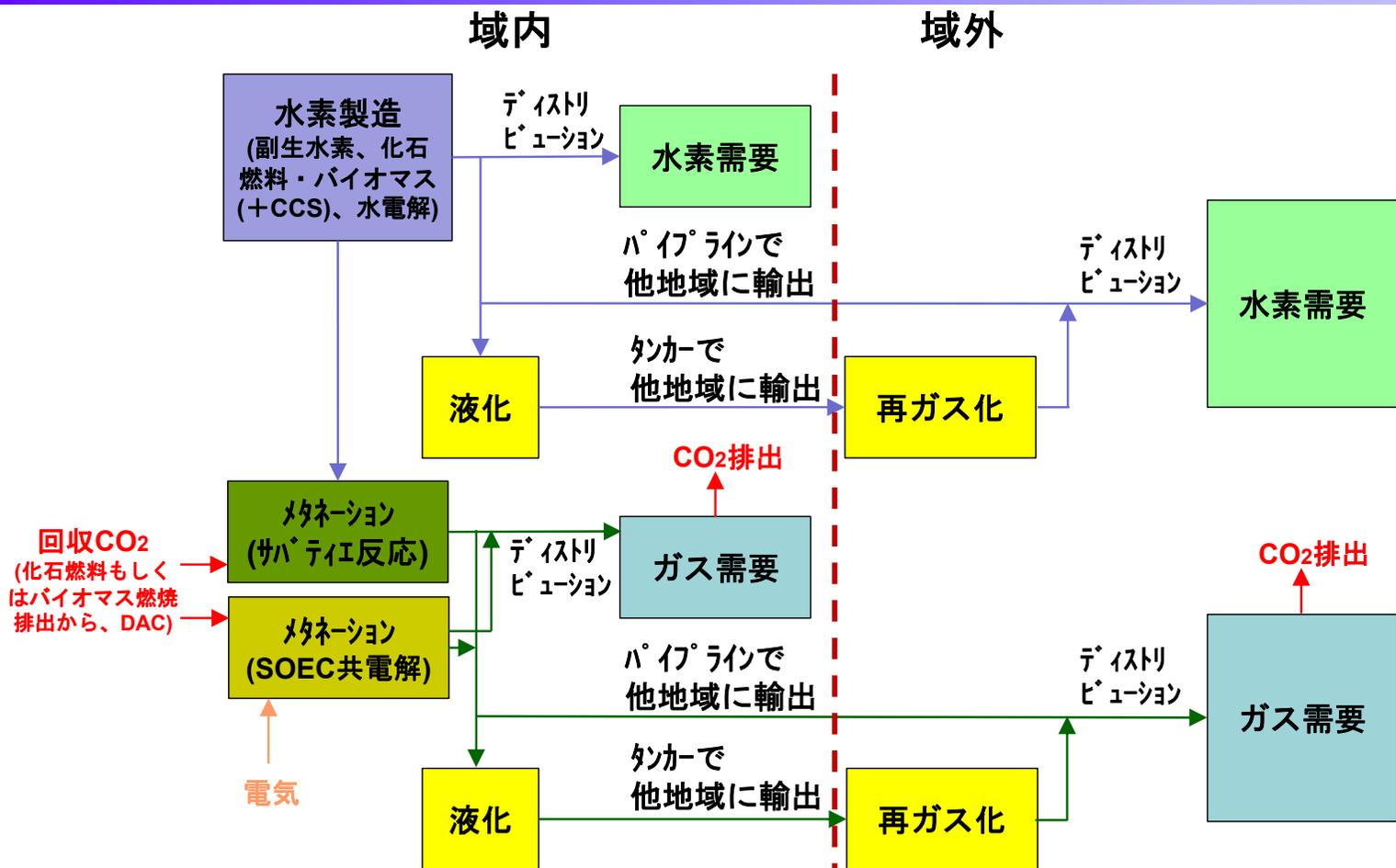
L: 地域間の距離(1000km)

*1 船舶については、距離非依存項は燃料費を想定している。パイプラインについては、距離依存項は燃料費、圧縮動力費をそれぞれ想定している。

*2 海底送電線の場合、固定費は上記の10倍と想定している。

*3 海底パイプラインの場合、固定費は上記の3倍と想定している。

e-methane (メタネーション) のモデル化



- ✓ 水素は、再エネ水素に限定していない。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択
- ✓ 回収CO2は、化石燃料もしくはバイオマス燃焼排出、もしくはDACからのオプションあり。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択

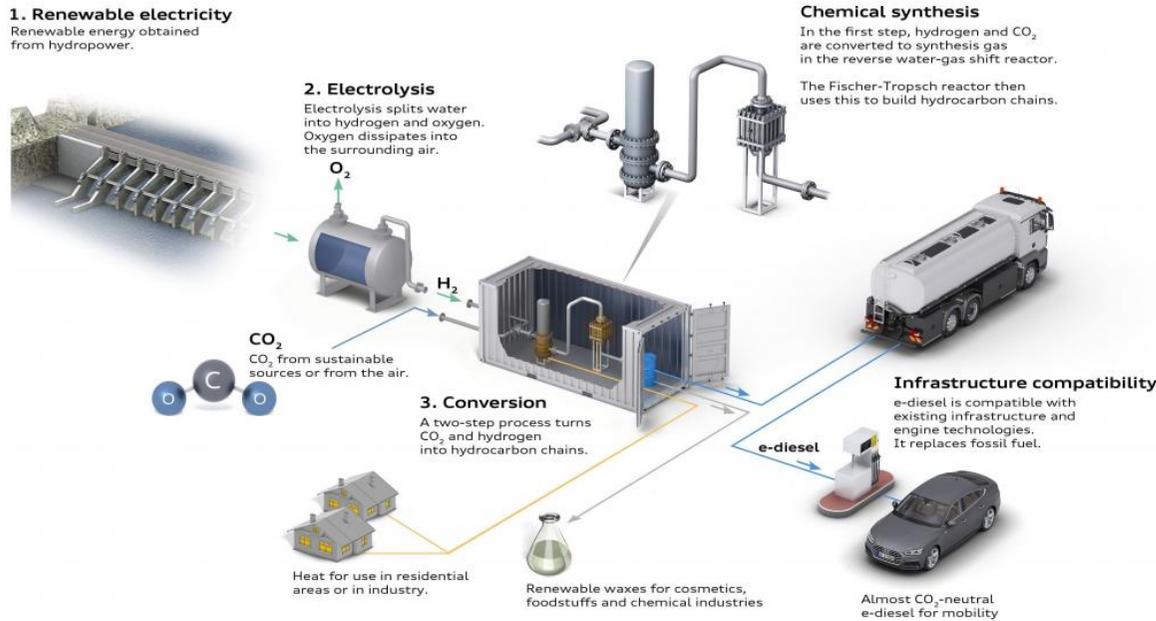
注) e-methane燃焼時のCO2排出は利用国には計上せず、生産国側(CO2回収国側)で計上した。

メタネーションにおけるバランスの想定(2050年)

サバティエ反応	水素	1.22 toe	⇒	メタン	1 toe
	CO ₂	2.33 tCO ₂			
SOEC共電解	電気	15.7 MWh (=1.35 toe)	⇒		
	CO ₂	2.33 tCO ₂			

e-fuels (合成燃料) 製造のモデル化

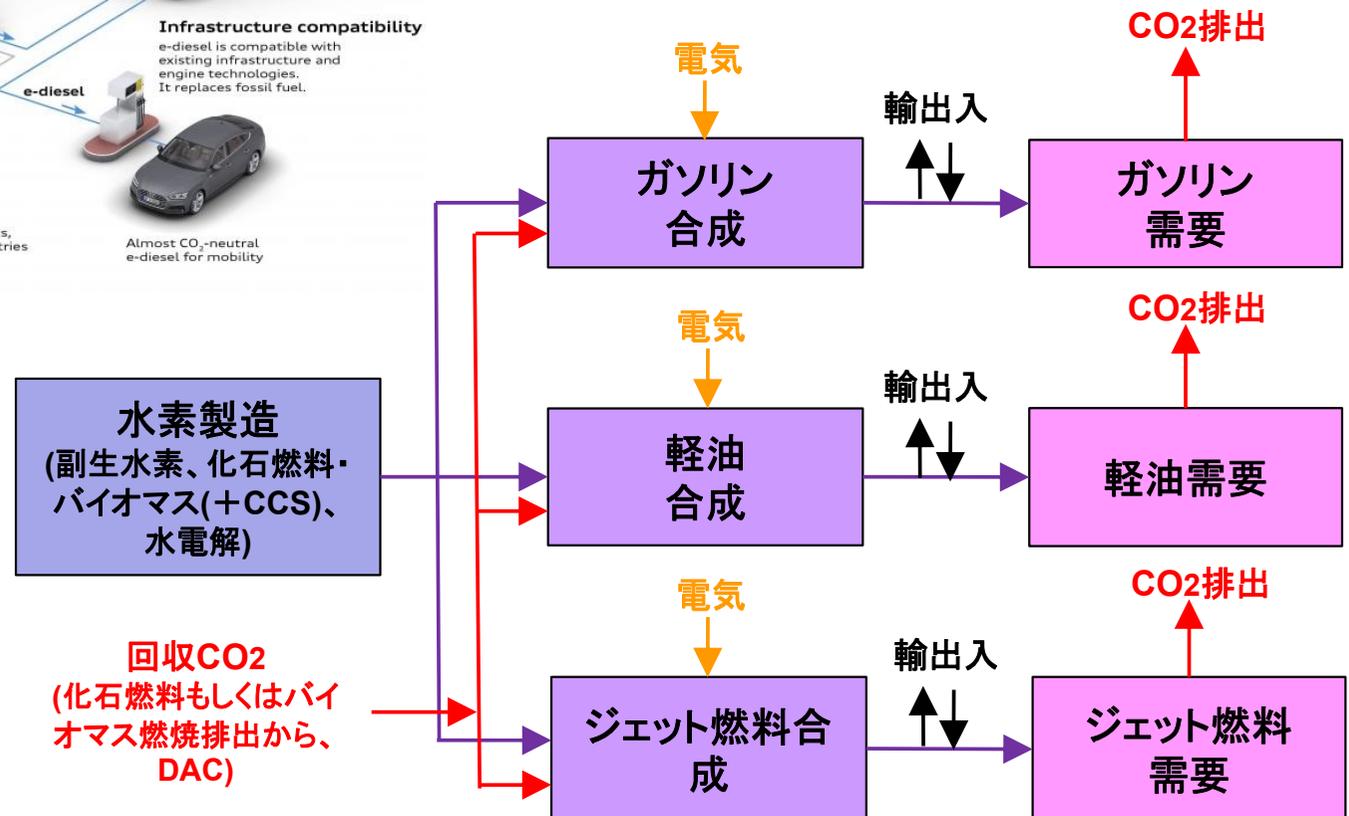
- ✓ 水素は、再エネ水素に限定していない。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択
- ✓ 回収CO₂は、化石燃料もしくはバイオマス燃焼排出、もしくはDACからのオプションあり。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択



出典) Audi, e-diesel

e-fuels生成におけるバランス(2050年)

水素	1.25 toe	⇒	合成 石油	1 toe (エネルギー 利用可能 分:0.71 toe)
CO ₂	3.02 tCO ₂			
電気	0.02 toe			

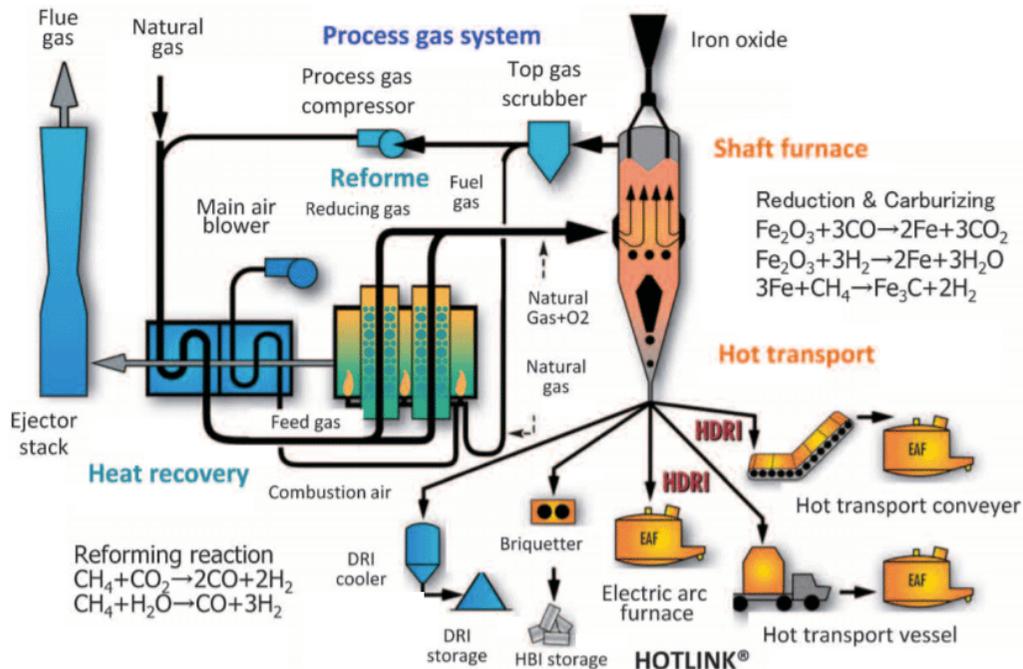


注) e-fuels燃焼時のCO₂排出は利用国には計上せず、生産国側(CO₂回収国側)で計上した。

水素直接還元製鉄のモデル化と想定

- ✓ 直接還元鉄の製造において、現状では天然ガス(左図を参照)等を利用
- ✓ 水素直接還元製鉄は燃料を水素に代替したプロセスである(右図を参照)
- ✓ DNE21+では水素直接還元製鉄の製造プロセスに加え電炉・熱間圧延までのプロセス一式を集約しモデル化【資本費:438.1\$/(t-cs/yr)、水素消費:12.1GJ/t-cs、電力消費:695kWh/t-cs】
- ✓ **2041年から新規建設・運開可能と想定**

天然ガスを利用した直接還元鉄の製鉄プロセスの例



J. Kopfle et al. Millenium Steel 2007, p.19

水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例



<https://www.midrex.com/>

https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html

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】

(EVバッテリーコスト：2050年：1万円/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	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(BEV)	311	305	265	225
燃料電池自動車(FCEV)	598	514	388	244

単位) 万円/台

【EVコスト低減加速シナリオ】

(EVバッテリーコスト：2030年：6千円/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(BEV)	311	285	210	205
燃料電池自動車(FCEV)	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】

(EVバッテリーコスト：2050年：1万円/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	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(BEV)	622	550	490	430
燃料電池自動車(FCEV)	1046	902	682	467

単位) 万円/台

【EVコスト低減加速シナリオ】

(EVバッテリーコスト：2030年：6千円/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(BEV)	622	520	407	400
燃料電池自動車(FCEV)	1046	748	467	402

単位) 万円/台

付録2：日本政府部門別ロードマップ (2025年度)

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照して策定しており、パリ協定と整合する。
- 地域と共生した再エネ・安全性の確保と地域の理解を大前提とした原子力の最大限活用に加え、火力発電の休廃止、アンモニア・水素混焼・専焼技術、CCUSの導入拡大等により2050年のカーボンニュートラルを実現する。

CO₂削減イメージの概要・根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p 29～31に記載の技術を含め、発電分野の排出削減に向けた技術が広く普及することを前提に、日本の発電分野全体での排出削減経路のイメージを示したものの。
- 削減イメージの作成にあたっての各種想定は、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を見据えた我が国の各種政府施策や、パリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

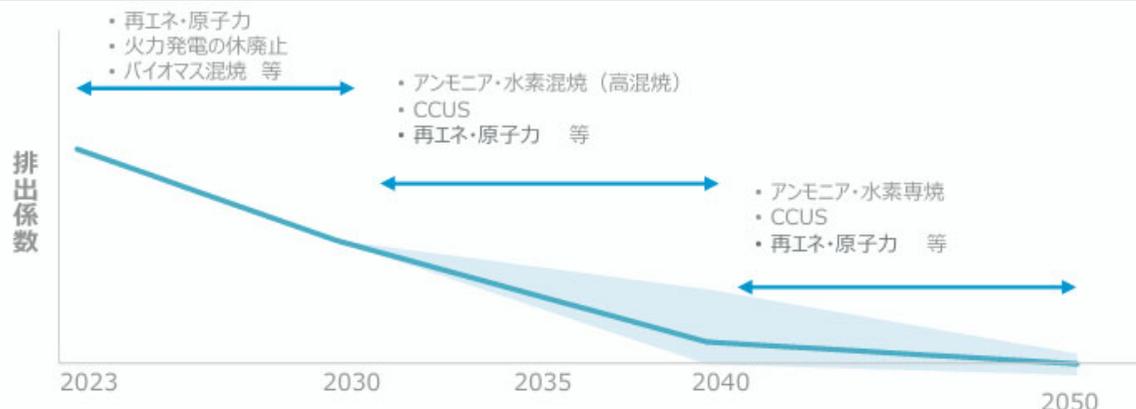
経路に大きな影響を与える主要要素

- 次世代型太陽光・洋上風力等の再エネ拡大
- CCS等による火力発電の低・脱炭素化
- 再エネ・原子力の最大限活用等

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージは、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCやパリ協定整合のシナリオ等との整合を検証し、科学的根拠/パリ協定整合性を確認している。

CO₂排出削減イメージ※



- 1 2020～2030**
地域と共生した再エネ・安全性の確保と地域の理解を大前提とした原子力の利用拡大に加え、火力発電へのバイオマス混焼や休廃止により低炭素化を進めていく。並行して、アンモニア・水素混焼技術やCCUSの技術開発・実証に取り組む。
- 2 2030～2040**
アンモニア・水素混焼の導入拡大、混焼比率拡大による高混焼化等に取り組む。
- 3 2040～2050**
アンモニア・水素専焼の実用化、導入拡大等により大幅な排出削減を行い、カーボンニュートラルを実現。

※：我が国における電力産業のうち本ロードマップの対象分野としての削減イメージであり、実際には電力各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照したもので、パリ協定と整合する。
- 天然ガス、LPガスへの燃料転換で熱需要の低炭素化を図りつつ、省エネやガスの高度利用、供給網整備等に加え、合成メタン/バイオガス/グリーンLPガスや水素等への転換、CCUS、DAC等の革新的技術の導入により、2050年のカーボンニュートラルを実現する。

CO₂削減イメージの参照先・策定根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、前頁の「技術リスト」に記載の技術による排出削減経路をイメージとして示したもの。
- 主な参照先は、「第7次エネルギー基本計画」、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各種政府施策等としている。

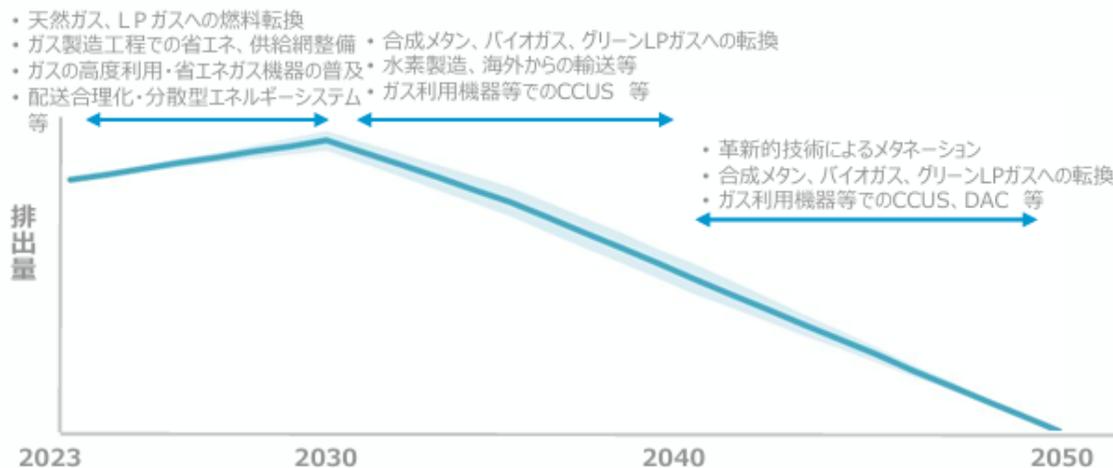
経路に大きな影響を与える主要要素

- ガス需要量
- 合成メタン、バイオガス、グリーンLPガス等への転換
- 需要側におけるCCUSの活用量

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出の削減イメージ※



主要な削減方法

1. 2023~2030

- ガス製造工程での省エネによる低炭素化に加え、ガス供給網の整備やガスの高度利用等を通じて、トランジション期における重要な燃料であるガスへの燃料転換を進める
- 合成メタン、バイオガス、グリーンLPガスの製造技術を確認し、化石燃料由来のガスからカーボンニュートラルなガスへの転換を進めることで、脱炭素化を進める。水素サプライチェーンやCCUS等の実用化・普及拡大にも取り組む。

2. 2030~2040

- 合成メタン、バイオガス、グリーンLPガスへの転換をさらに進めるとともに、DAC等の革新的技術の実用化を通じて、カーボンニュートラルを実現する。

3. 2040~2050

※ 我が国におけるガス分野としての削減イメージであり、実際にはガス事業各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照したもので、パリ協定と整合する。
- 原油処理に関しては、各種省エネや燃料転換推進等による着実な低炭素化に加え、精製プロセスの変革やCCUSなどの革新的技術の導入による脱炭素化を図る。さらに、合成燃料をはじめとする脱炭素燃料の供給体制へのシフトなどにより、2050年カーボンニュートラルを実現していく。

CO₂削減イメージの参照先・策定根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p27~29に記載の技術による、日本の石油産業全体での排出削減経路のイメージを示したものである。
- 削減イメージの作成にあたっての各種想定は、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を見据えた我が国の各種政府施策や、パリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

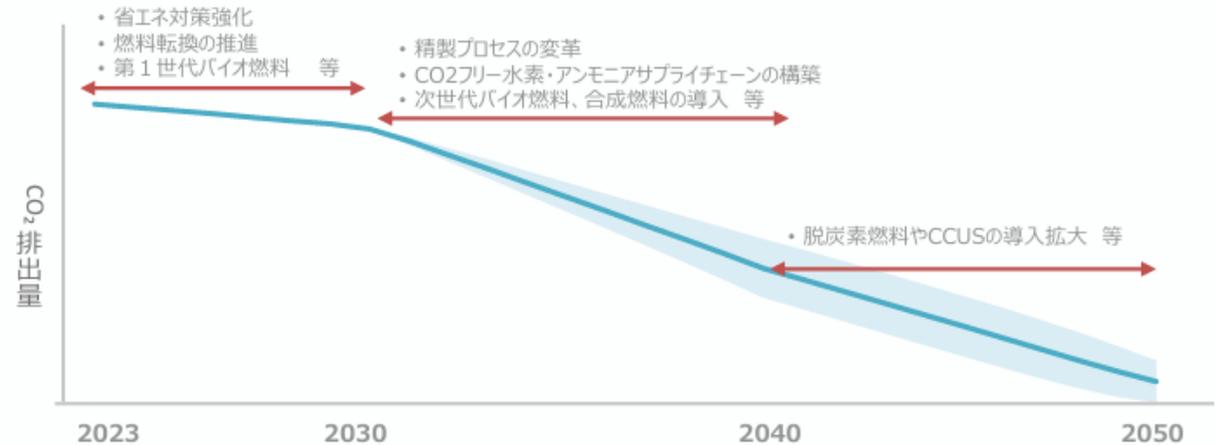
経路に大きな影響を与える主要要素

- 石油製品需要
- 脱炭素燃料の導入
- 製油所の脱炭素化

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出の削減イメージ※



- 1 2020~2030**
石油精製における省エネ対策の強化や燃料転換の推進により、着実な低炭素化を図っていく。また、既に実用段階にある第1世代バイオ燃料等の脱炭素燃料の活用拡大に取り組む。
- 2 2030~2040**
石油精製プロセスの変革やCO₂フリー水素、アンモニア、次世代バイオ燃料、合成燃料等の脱炭素燃料関連技術を確立し、カーボンニュートラルに向けた取組を加速する。
- 3 2040~2050**
脱炭素燃料やCCUSの導入拡大により大幅な排出削減を行い、カーボンニュートラルを実現。

※1 我が国における石油産業のうち本ロードマップの対象分野としての削減イメージであり、2050年に石油需要がゼロになることを示すものではない。
また、実際には石油各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。
※2 2050年カーボンニュートラルの達成は他産業との連携によるDAC等を含めたCCUSやその関連のインフラ等が整備されていることを前提としている。

日本政府2025年度策定ロードマップ：鉄鋼

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照したもので、パリ協定と整合する。
- 我が国鉄鋼業の競争力を維持・強化しつつ、着実な低炭素化と革新技术の実現・導入により、2050年のカーボンニュートラルを実現する。

CO₂削減イメージの参照先・策定根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p28~29に記載の技術による、日本の鉄鋼産業全体での排出削減経路のイメージを示したものです。
- 削減イメージの作成にあたっての各種想定は、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を見据えた我が国の各種政府施策や、パリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

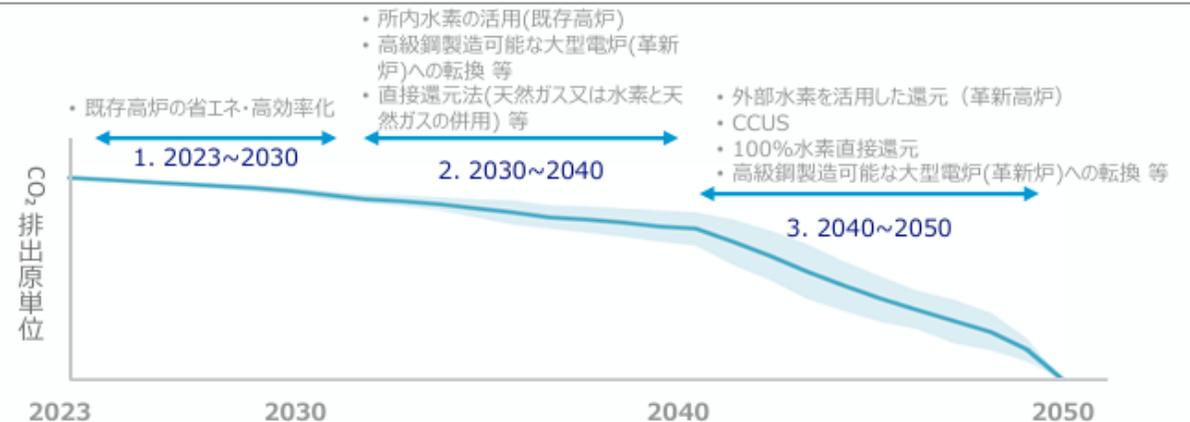
経路に大きな影響を与える主要要素

- 電炉比率、電力排出係数
- 高炉の低・脱炭素化技術の導入
- 水素直接還元製鉄技術等の導入

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出の削減イメージ※



主要な削減方法

1. 2023~2030
2. 2030~2040
3. 2040~2050

概要

- 既に我が国鉄鋼業は世界最高水準のエネルギー効率を達成しているが、引き続き、高炉法の省エネ等による着実な低炭素化を図る。また、需要が見込まれるエコプロダクツ等、競争力の源泉である高級鋼を生産。その収益をもとに、将来的な脱炭素技術の研究開発・実証に取り組む。
- 更なる省エネ・高効率化に加え、所内水素の活用(既存高炉)等の新技术を導入。
- また、十分なGX製品市場の成熟を前提に研究開発・実証を継続し、脱炭素に向けた革新技术の確立を目指す。
- 水素供給インフラやCCUS等が整備されることを前提に、水素還元製鉄等の革新技术の導入により、2050年に向けたCO₂の大幅な削減により、カーボンニュートラルを実現。

※ 我が国における鉄鋼業全体としての削減イメージであり、実際には鉄鋼各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

※ 再エネ・水素等の安定・安価な供給、CCUSやその関連のインフラ、サーキュラーエコノミーなど新たな社会システムの構築などが整備されていることが前提。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照して策定しており、パリ協定と整合する。
- 具体的には、各種省エネ・効率化や燃料転換などによる着実な低炭素化に加え、CCUSなどの革新的技術を積極的に導入することで、2050年のカーボンニュートラルを実現していくものである。

CO₂削減イメージの試算概要・根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p35~36に記載の技術による排出削減経路を試算のうえ、その結果をイメージとして示したもの。
- 試算にあたっての各種想定は、「第7次エネルギー基本計画」における「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各種政府施策や、国際的に認知されたパリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

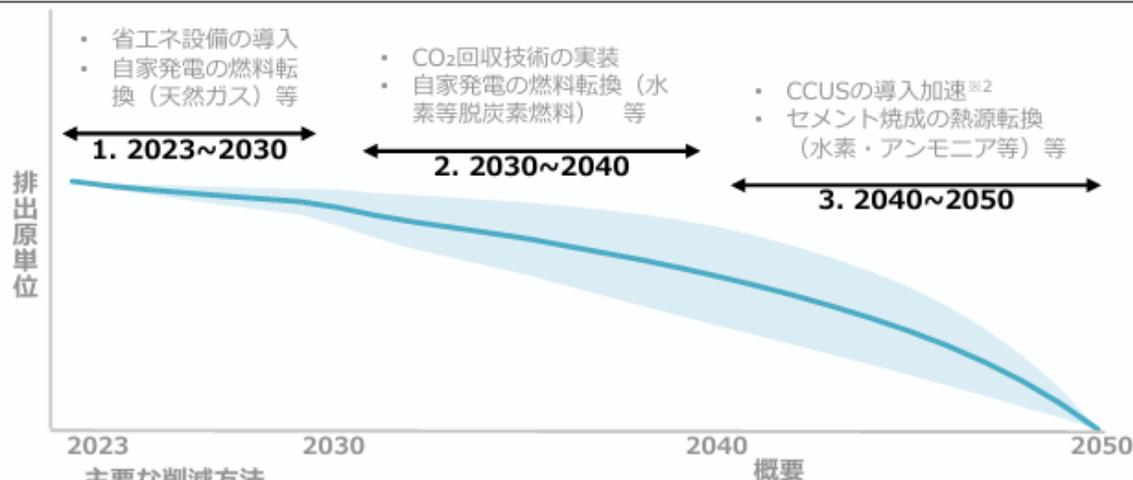
経路に大きな影響を与える主要要素

- CCUSの導入状況
- 自家発・焼成工程における燃料転換の進展
- クリンカ比率

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出削減イメージの試算結果※1、2、3



1. 2023~2030

- 省エネ設備の導入や、バイオマス・廃棄物等への燃料転換を進める。
- CO₂回収等の技術開発、クリンカ比率の低減、廃棄物の原料利用等を進める。

2. 2030~2040

- 2020年代の取組に加え、CO₂回収等技術の実装を進める。
- 自家用電力や焼成用キルンについて、水素等の脱炭素燃料への転換を進める。

3. 2040~2050

- CO₂回収等技術の実装を加速させるとともに、自家発電・キルンの脱炭素燃料への転換を進め、脱炭素を目指す。

※1 我が国におけるセメント産業全体としての削減イメージであり、実際にはセメント各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

※2 2050年カーボンニュートラルの実現には、CCUSや水素・アンモニア等の導入拡大も非常に重要。省エネ技術の進展や水素・アンモニアなどの新燃料の安定・安価な供給、その関連のインフラ、サプライチェーンを通じた連携によるCCUSやサーキュラーエコノミーなど、新たな社会システムの整備が前提。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照して策定しており、パリ協定と整合する。
- 具体的には、各種省エネ・効率化や燃料転換などによる着実な低炭素化に加え、CCUSなどの革新的技術を積極的に導入することで、2050年のカーボンニュートラルを実現していくものである。

CO₂削減イメージの試算概要・根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p28~31に記載の技術による排出削減経路を試算のうえ、その結果をイメージとして示したものの。
- 試算にあたっての各種想定は、「第7次エネルギー基本計画」における、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各種政府施策や、国際的に認知されたパリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

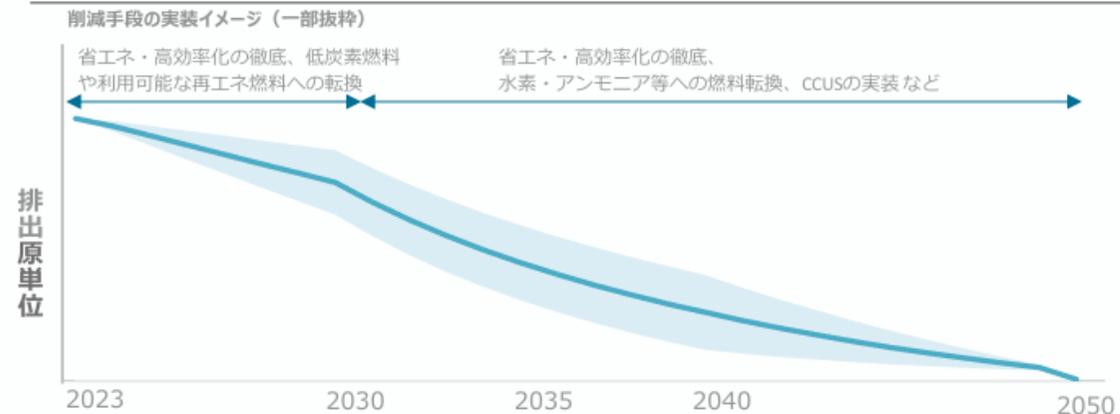
経路に大きな影響を与える主な要素

- 自家発電・自家用蒸気等の燃料転換
- 省エネ・高効率化の進展

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出削減イメージの試算結果※1、2、3



2020年代

- 省エネ・高効率化を進めつつ、石炭・石油から天然ガス・バイオマス等へ燃料を転換する

2030年代

- 省エネ・高効率化を進めつつ、石炭・石油・天然ガスから水素・アンモニア・バイオマス等の脱炭素燃料に転換する。ccus技術の導入も進める。

2040年代

※1 我が国における紙・パルプ産業のうち本ロードマップの対象分野としての削減イメージであり、実際には製紙各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。
 ※2 省エネ技術の進展や水素・アンモニアなどの新燃料の安定・安価な供給、他産業との連携によるDAC等を含めたCCUSやその関連のインフラ、サーキュラーエコミーなど新たな社会システムの構築などが整備されていることが前提。なお、植林等によるCO₂吸収分は上記イメージには含まれていないが、森林経営を行う製紙企業が実際に2050年ネットゼロを目指すうえで、p23にあるように、吸収分を含め検討することも考えられる。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照して策定しており、パリ協定と整合する。
- 具体的には、各種省エネ・効率化や燃料転換などによる着実な低炭素化に加え、CCUSなどの革新的技術を積極的に導入することで、2050年のカーボンニュートラルを実現していくものである。

CO₂排出削減イメージの試算結果※1、2、3

CO₂削減イメージの試算概要・根拠等

概要・策定根拠

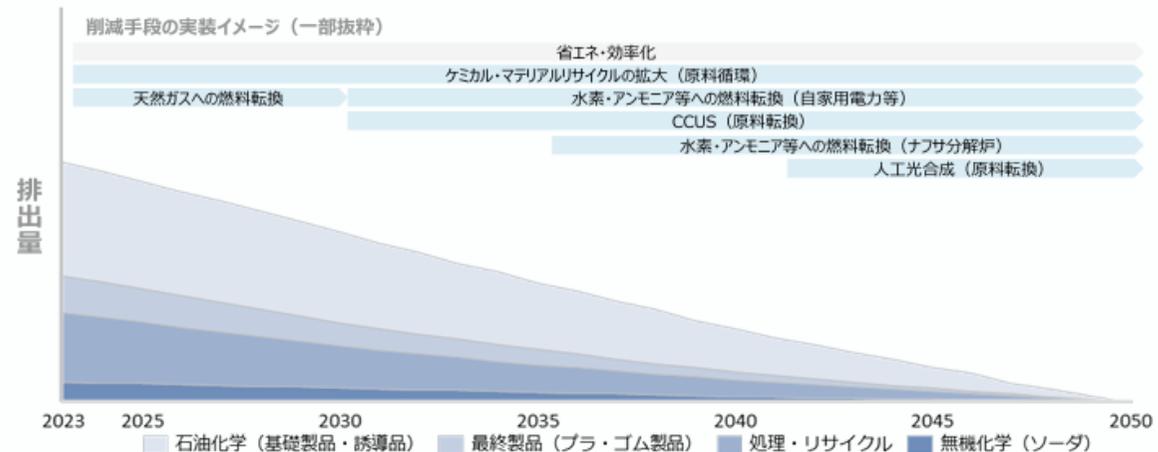
- 右図は、p33~36に記載の技術による排出削減経路を試算のうえ、その結果をイメージとして示したもの。
- 試算にあたっての各種想定は、「第7次エネルギー基本計画」における、「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各種政府施策や、国際的に認知されたパリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

経路に大きな影響を与える主要要素

- 各種化学品の需要・生産量
- 自家発・自家用蒸気等の燃料転換
- 原料転換・リサイクル
- ナフサ分解炉の燃料転換

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。



主要な削減方法	対象	概要
(1) 燃料転換	全部門	ナフサ分解炉や自家用発電等について、短期的にはBPTや天然ガス、中長期的には水素・アンモニア等に燃料を転換する。
(2) 原料転換	処理・リサイクル、石化	廃プラ・廃ゴム・廃タイヤの焼却・サーマルリサイクルを減らし、ケミカル・マテリアルリサイクルを拡大する。
	石化、最終製品	バイオマスやCO ₂ 由来の原料を利用した化学品・製品に転換する。人工光合成技術も活用する。

※1 我が国における化学産業のうち本ロードマップの対象分野としての削減イメージであり、実際には化学各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

※2 省エネ技術の進展や水素・アンモニアなどの新燃料の安定・安価な供給、他産業との連携によるDAC等を含めたCCUSやその関連のインフラ、サーキュラーエコミーなど新たな社会システムの構築などが整備されていることが前提。

- 本技術ロードマップは、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各政策や国際的なシナリオ等を参照したもので、パリ協定と整合する。
- 製造時の各種省エネ・効率化や燃料転換に加え、電動車の導入と脱炭素燃料の導入拡大により、2050年カーボンニュートラルを実現していく。

※なお、本技術ロードマップの策定にあたっては、日本自動車工業会2050年カーボンニュートラルシナリオの中の一つのシナリオ（CNFシナリオ）におけるパワートレインや燃料の構成を参照した。

(参照) https://www.jama.or.jp/operation/ecology/carbon_neutral_scenario/PDF/Transitioning_to_CN_by_2050A_Scenario_Based_Analysis_JP.pdf

CO₂削減イメージの試算概要・根拠等

概要・策定根拠

- 右図は、p 31～33に記載の技術による排出削減経路を試算のうえ、その結果をイメージとして示したものです。
- 試算にあたっての各種想定は、「第7次エネルギー基本計画」における「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」等、2050年カーボンニュートラルの実現を目的とした我が国の各種政府施策や、国際的に認知されたパリ協定整合のシナリオ等を踏まえ設定している。

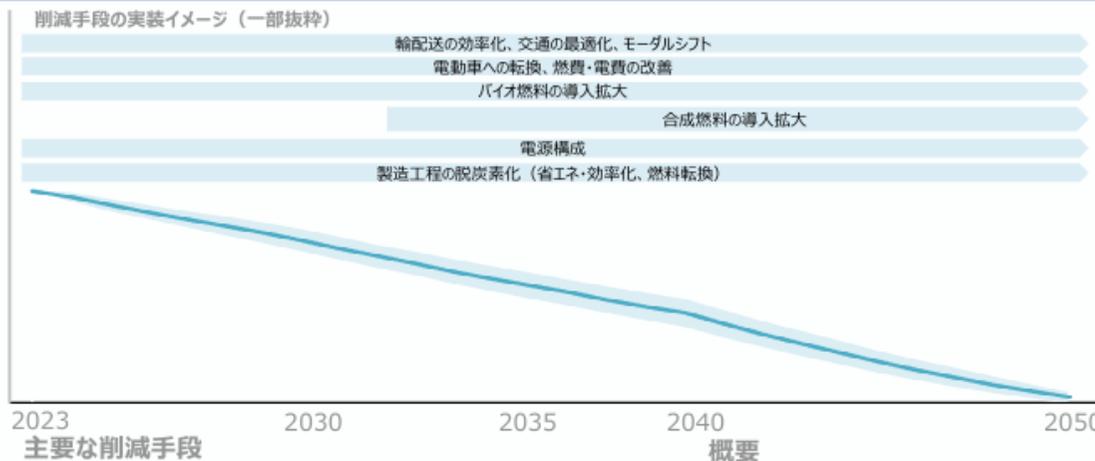
経路に大きな影響を与える主要要素

- 走行距離（輸配送の効率化、交通の最適化、モーダルシフト）
- 電動車等への転換／燃費・電費の改善
- 燃料の低炭素化・脱炭素化（バイオ燃料、合成燃料の導入拡大）
- 電源構成
- 製造工程の脱炭素化（省エネ・効率化、燃料転換）

パリ協定整合性の確認

- 削減イメージの試算結果は、「経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会」において、日本の地域・産業特性を踏まえつつ、NDCや国際的に認知されたシナリオとの整合を検証し、パリ協定整合であることを確認している。

CO₂排出の削減イメージ※1、2、3



- | | |
|------------------|--|
| (1) 燃費・電費の改善 | 燃費・電費の継続的な改善や、HEV・PHEVなどのよりエネルギー効率が高い自動車を導入することで、全体としての燃料・電力等消費量を削減する。 |
| (2) 電動化・脱炭素燃料の導入 | BEV・FCVの導入を進める他、HEV・PHEV等への合成燃料利用を拡大し、走行時の排出量を削減する。 |
| (3) 製造工程の脱炭素化 | 再エネ利用の拡大や低・脱炭素燃料への転換等により、自動車製造時の排出を削減する。 |

※1 我が国における自動車産業のうち本ロードマップの対象分野としての削減イメージであり、実際には各社は各々の長期的な戦略の下でカーボンニュートラルの実現を目指していくことになるため、各社に上記経路イメージとの一致を求めるものではない。

※2 上記経路はP.11記載の排出源（製品製造、エネルギー源製造・供給、車両使用）にかかる排出量を示しているが、水素・合成燃料の製造・輸送などにかかる排出量は含まれていない。

※3 省エネ技術の進展や水素・アンモニアなどの新燃料の安定・安価な供給、他産業との連携によるDAC等を含めたCCUSやその関連のインフラ、サーキュラーエコノミーなど新たな社会システムの構築などが整備されていることが前提。