

未来社会を支える温暖化対策技術シンポジウム in 関西

2023年9月21日

水素系カーボンニュートラル燃料 の分析・評価

(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 グループリーダー

秋元 圭吾



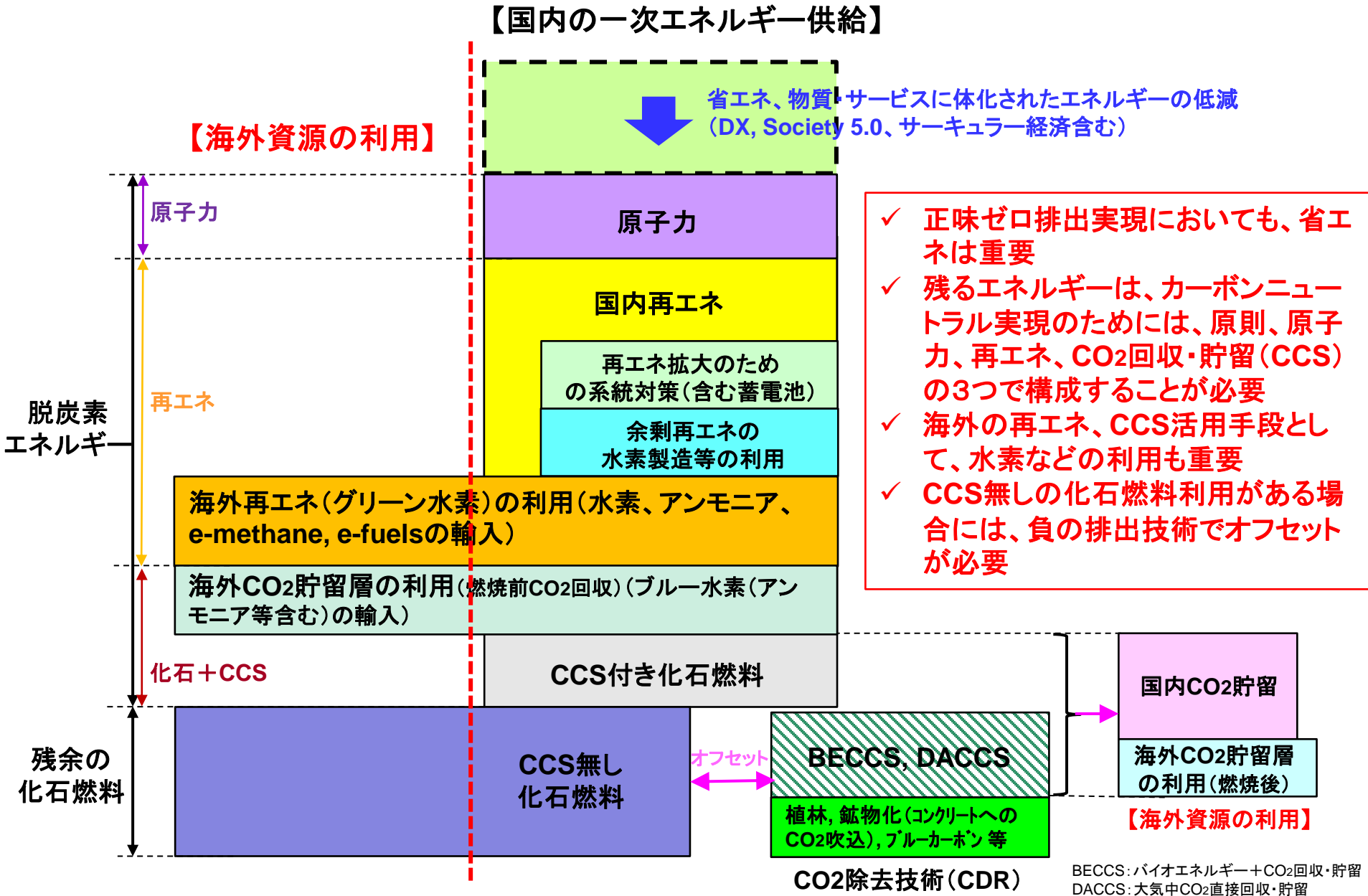
- ◆ カーボンニュートラル(CN)の早期の実現が求められている。
- ◆ CN実現のためには、電化率の向上が必須
- ◆ 一方で、1) 高温熱需要など、電気では対応が困難、もしくは、高コストとなる需要も存在していること、2) 変動性再生可能エネルギー大量導入にあたって、余剰となる電力が生じ、それを有効活用するためにも、時間および地理的な活用において、水素もしくは水素系エネルギーに転換することも重要
- ◆ 水素系エネルギーとしては、水素直接だけではなく、Nを合成したアンモニア、回収したCO₂のCを合成したe-methane(合成メタン)やe-fuels(合成液体燃料)等がある。
- ◆ e-methaneやe-fuelsは、CO₂を回収し合成するという追加プロセスが必要なものの、既存のガスや石油系のエネルギー供給インフラや既存の様々な機器等を活用できるという長所を有しており、CNへの移行がスムーズに実現し得る。
- ◆ 他方、e-methaneやe-fuelsは、CO₂の回収・合成場所と、利用・排出地点が異なってくるため、現行のCO₂カウントールの多くは、国や企業レベルで、排出量をカウントすることから、CO₂の帰属の問題について整理し、ルールメイキングしていく必要がある。
- ◆ 本報告では、水素系エネルギー全般がCNに向けて果たし得る役割等について、経済モデル分析結果も踏まえて論じる。

1. **カーボンニュートラルの対策と水素系エネルギーの役割**
2. **日本における水素系エネルギーの経済性評価**
3. **e-methane、e-fuelsのCO₂帰属問題**
4. **まとめ**

1. カーボンニュートラルの対策と 水素系エネルギーの役割



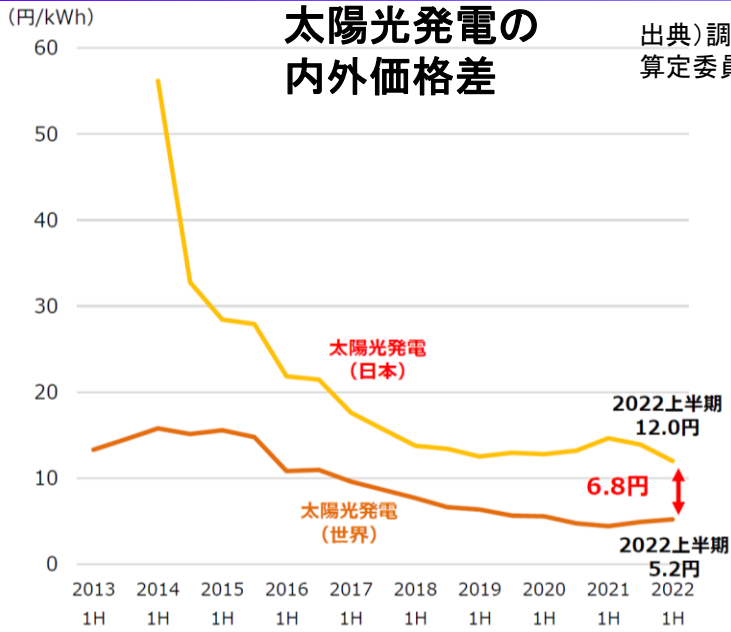
正味ゼロ排出のイメージ



再生可能エネルギーの動向

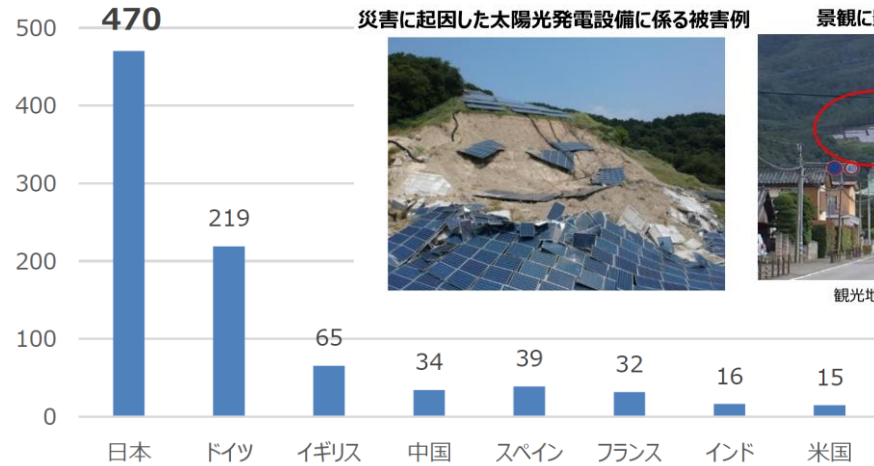
太陽光発電の 内外価格差

出典) 調達価格等
算定委員会, 2022



(kW/km²)

【平地面積あたりの太陽光設備容量】



災害に起因した太陽光発電設備に係る被害例

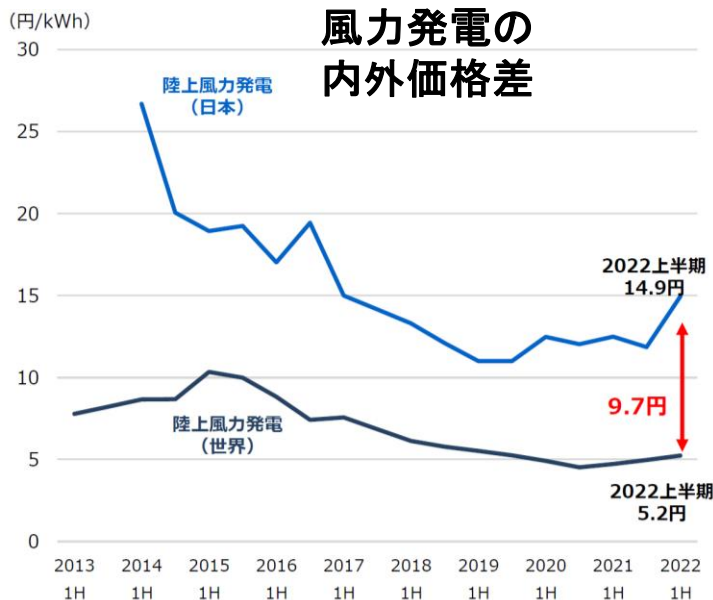


景観に影響を及ぼしている事例



観光地へのアクセス道路からの景観

風力発電の 内外価格差



- ✓ 特に変動性再生可能エネルギー(太陽光、風力)のコスト低減は大きく進展してきたが、国間によって大きなコストの差異があり、日本の価格は依然として高い。適地も少なく、大規模な拡大は容易なわけではない。
- ✓ 海外再エネとのコスト差が残る可能性が高いため、海外の再エネを水素や合成メタンとして活用することが経済合理的

再エネの拡大に伴う系統増強と水素の役割

2050年再エネ5~6割実現のための費用効率的な系統整備の試算例

基本シナリオ 需給立地誘導ケース

中国地内増強
約1,000億円
(関西中国間の運用容量拡大421⇒556万kW)

九州~中国ルート増強
約4,200億円
(直流連系も選択肢として280万kW増強)

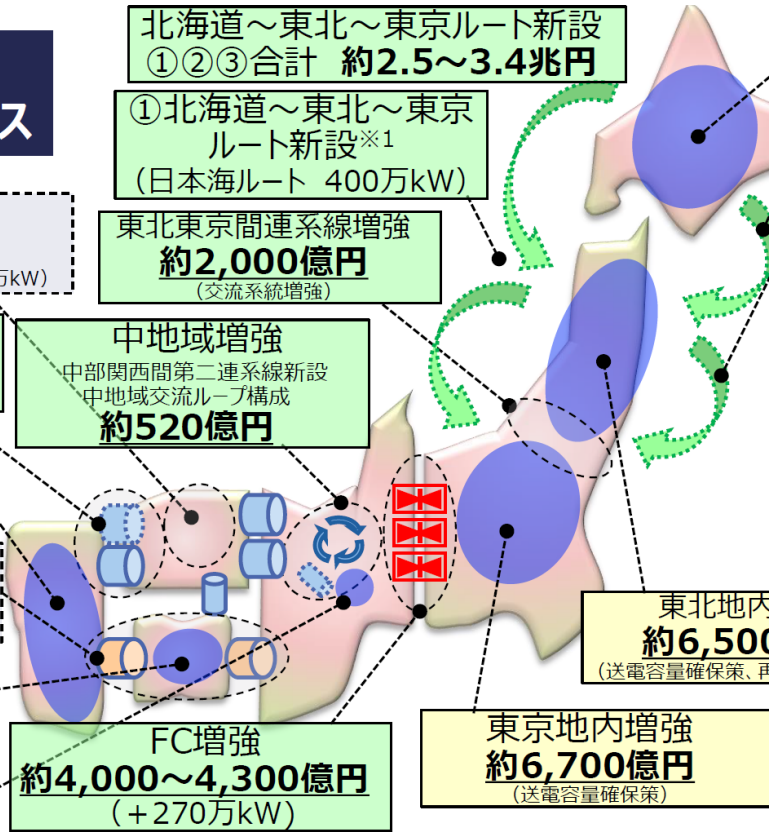
九州地内増強
約100億円

※四国ルートの場合は約200億円

九州~西国ルート新設
(関西四国間連系設備増強含む)
約4,800~5,400億円

地内基幹系統増強
約1,600億円
(四国エリア)

中部地内増強
約30億円



北海道~東北~東京ルート新設
①②③合計 約2.5~3.4兆円

北海道地内増強
約1.1兆円

①北海道~東北ルート新設*1
(日本海ルート 400万kW)

②北海道~東北ルート新設*1
(太平洋ルート 200万kW)

③東北~東京ルート新設*1
(太平洋ルート 400万kW)

必要投資額*1 約6.0 ~ 7.0兆円
費用便益比(B/C)*1 0.7 ~ 1.5

年間コスト*1, *2 約5,500 ~ 6,400億円/年

年間便益 (純便益) 約4,200 ~ 7,300 億円/年
(約▲2,200~1,800億円/年)

削減された燃料費 約3,300~6,700億円

削減されたCO2対策コスト 約780億円

削減されたCO2排出量 約2,430万t

アデカシー便益 約310億円

送電ロス 約▲250~▲430億円

システムの安定性
地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、
災害時等のバックアップ機能の強化

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【凡例】

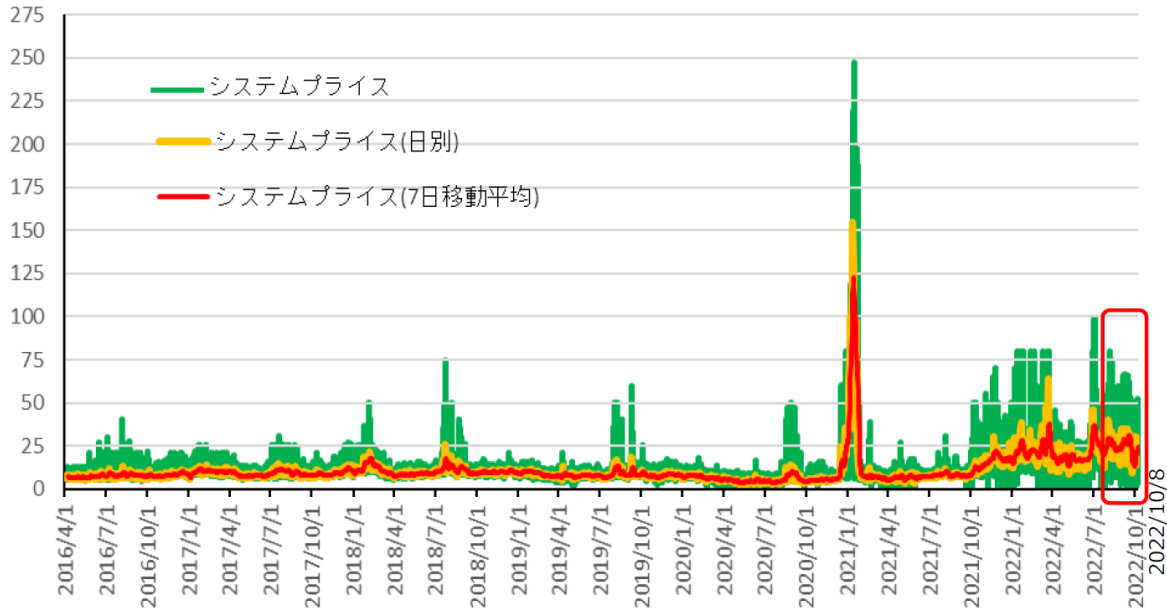
出典) 電力広域的運営推進機関 (2022)

- ✓ 相対的に安価な太陽光や風力発電は地域偏在あり。大消費地に電気を運ぶには電力系統の大幅な増強が必要。それにも大きな費用が必要
- ✓ 水素製造などの活用、需要地近傍でのコジェネ活用等によって、全体の費用抑制につながり得る。

【参考】電力卸取引市場（スポット市場）の価格変化

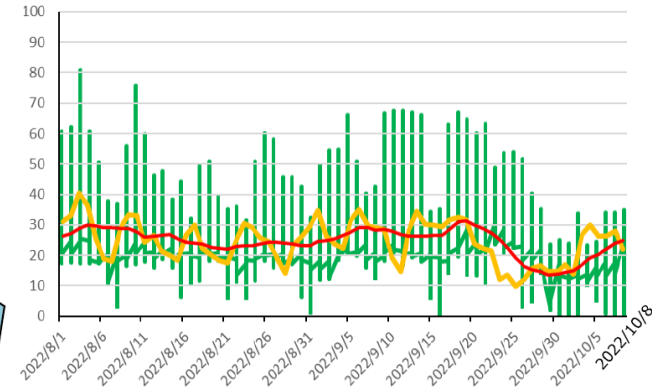
取引価格（スポット市場）

[円/kWh]



<2022年8月1日～2022年10月8日分>

[円/kWh]



出典) 電力・ガス基本政策小委員会資料 (2022)

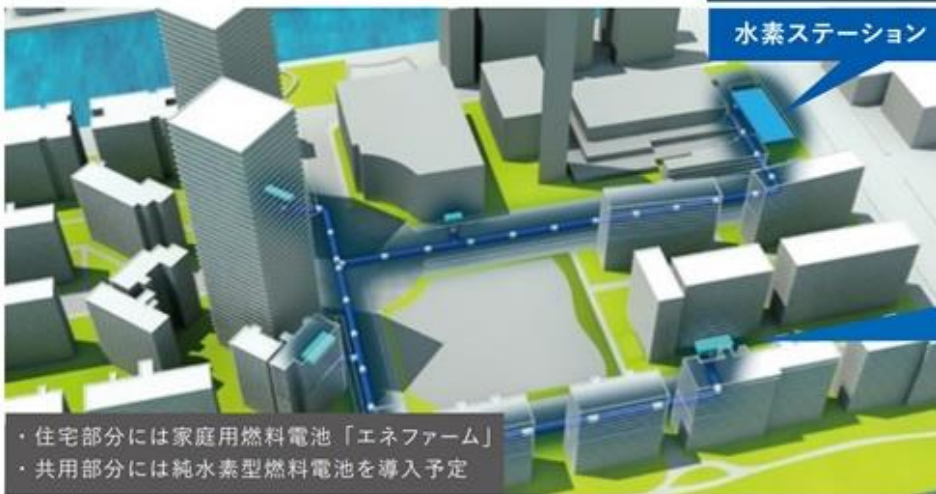
(出所) JEPXホームページ

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	21.82
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56	0	0
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	287	0	8
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	22	266	284	349

- ✓ 卸取引市場の価格変動は激しい。変動性再生可能エネルギーの拡大によって、一層、0円/kWh近傍の極めて安価な価格と極めて高価な価格の2極化が進む可能性。
- ✓ 長期の期間を要することが多い電源投資において、ボラティリティの高い市場に委ねることは適切なのか。
- ✓ 市場の適切な設計が重要であるとともに、水素や蓄電池の導入など、電力需要、供給両面で需給バランスを図りやすい対策をとっていくことが求められる。

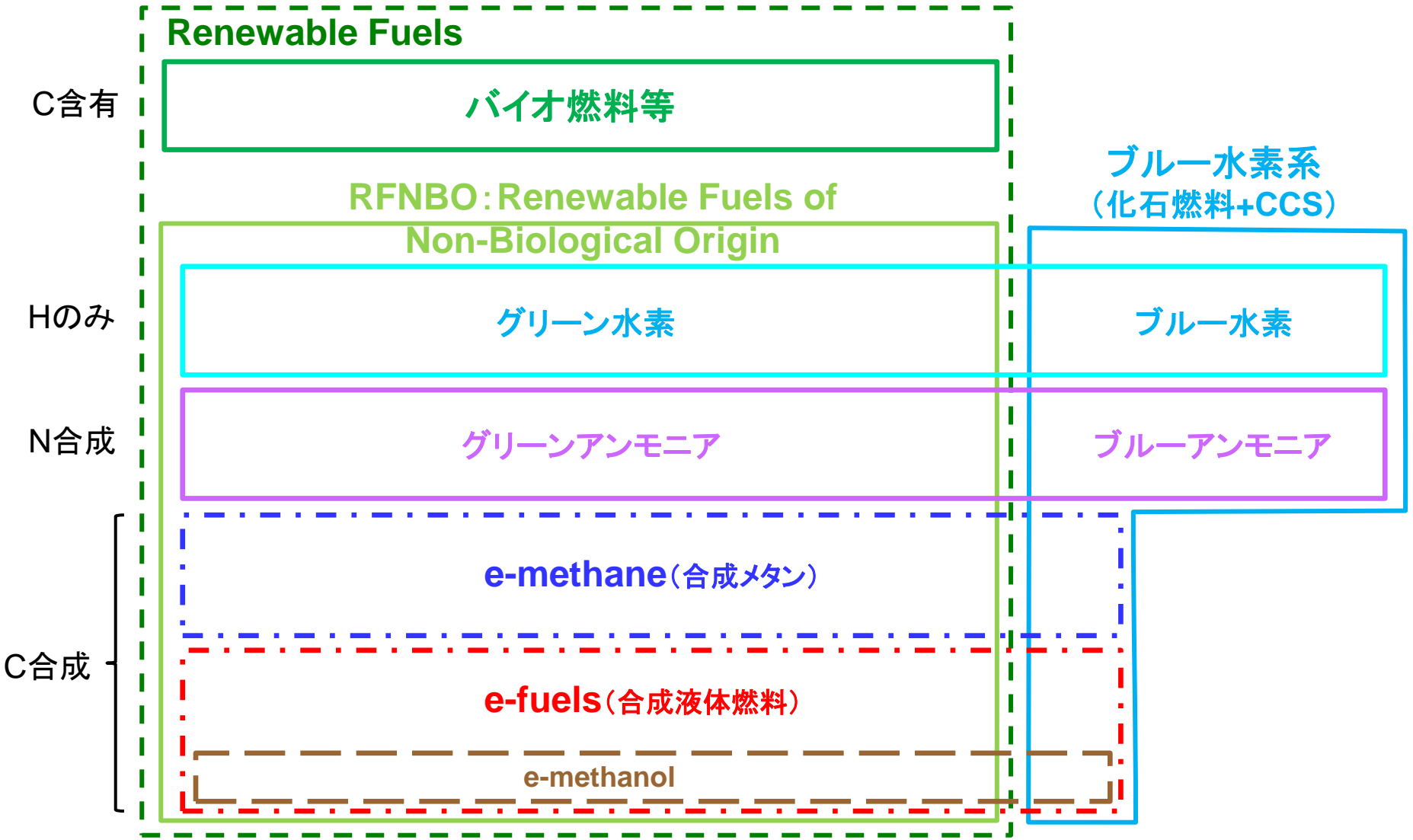
【参考】CN分散電源としての燃料電池の役割

出典) Panasonic



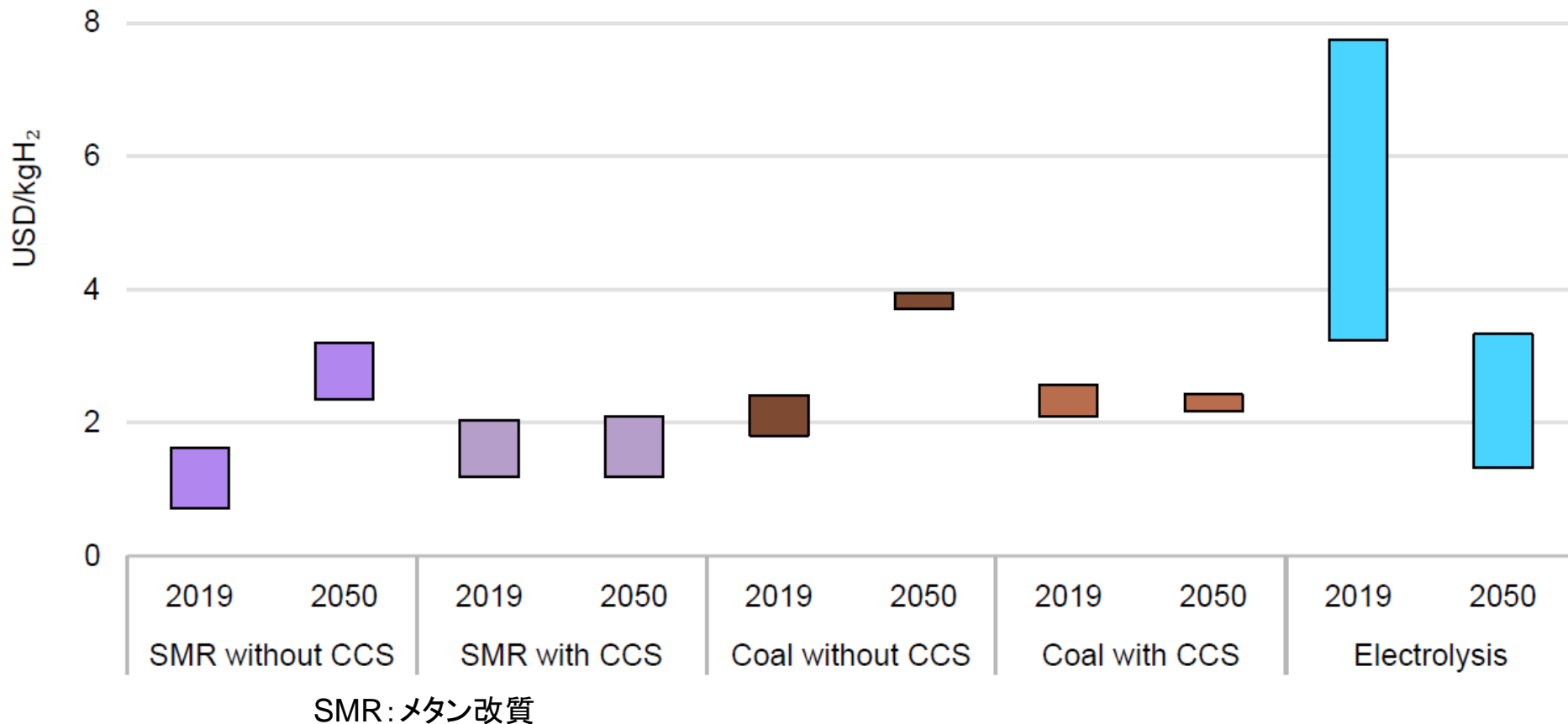
再エネポテンシャルの地理的偏りがある中、VREの拡大により、系統増強費用が大きくなる可能性もあることから、需要地近くへのCN分散電源の導入の経済性が大きくなる可能性がある。各種エネルギーのバランスのとれた導入が重要

各種CN燃料



注) Renewable Fuels, RFNBOは、EU再生可能エネルギー指令 (RED II 改正) による定義。なお、この他に、RCF: Recycled Carbon Fuelも定義されているが、これは固体または液体の化石燃料廃棄物から生産される液体もしくは気体燃料とされる。日本政府は、e-methaneやe-fuelsを「カーボンリサイクル燃料」としているが、国際的には誤解を与えやすいので注意が必要。

IEAによる世界の水素製造コストの見通し

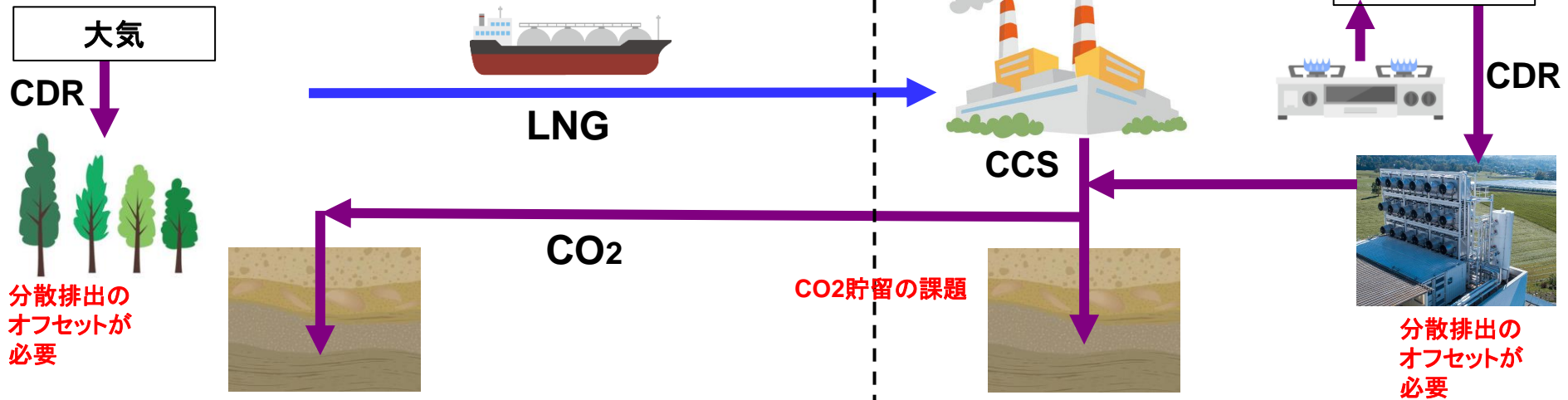


出典)IEA ETP2020, 2020

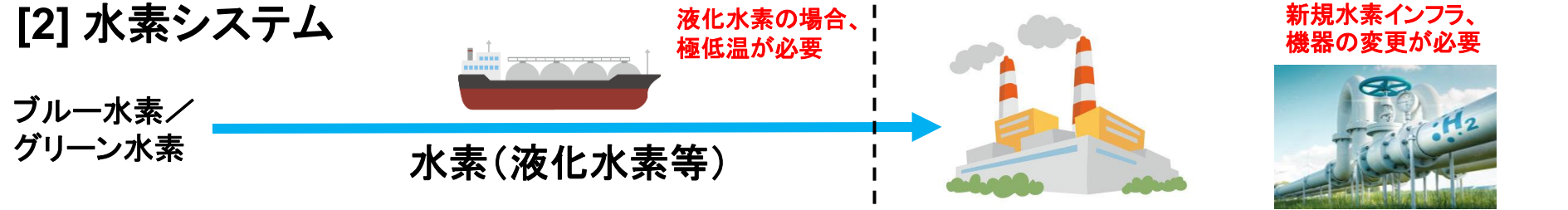
- ✓ 現状では、化石燃料由来のブルー水素が安価。
- ✓ 将来的には再エネ由来のグリーン水素のコスト低減が期待できる。ただし、コストの幅は大きい。

ガスのCN化オプション例

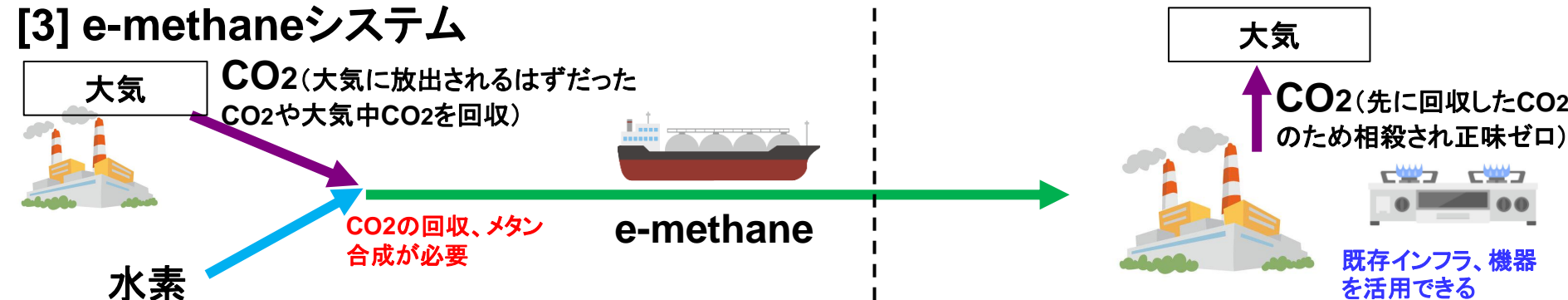
[1] LNG-CCS/CDRシステム



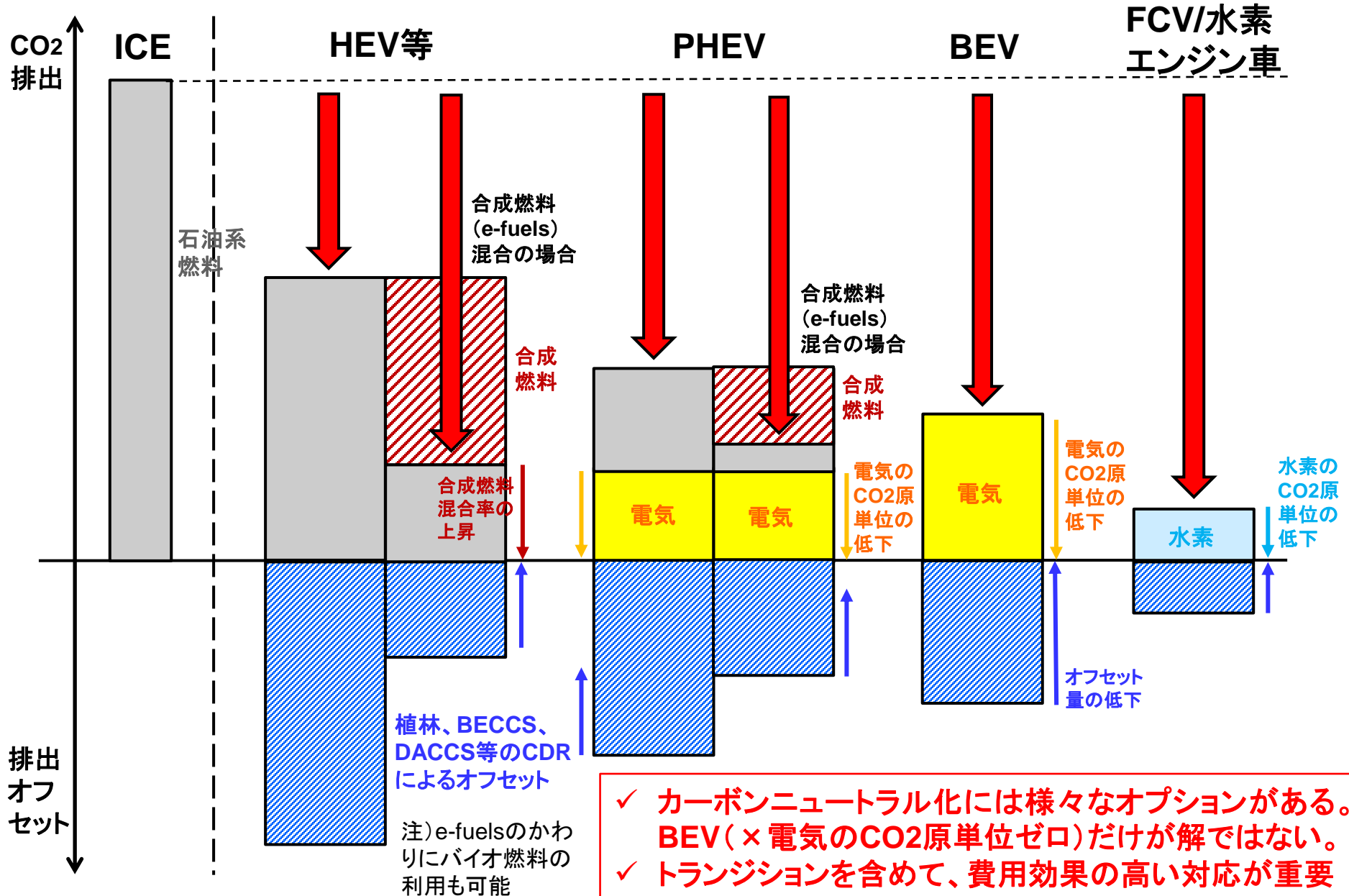
[2] 水素システム



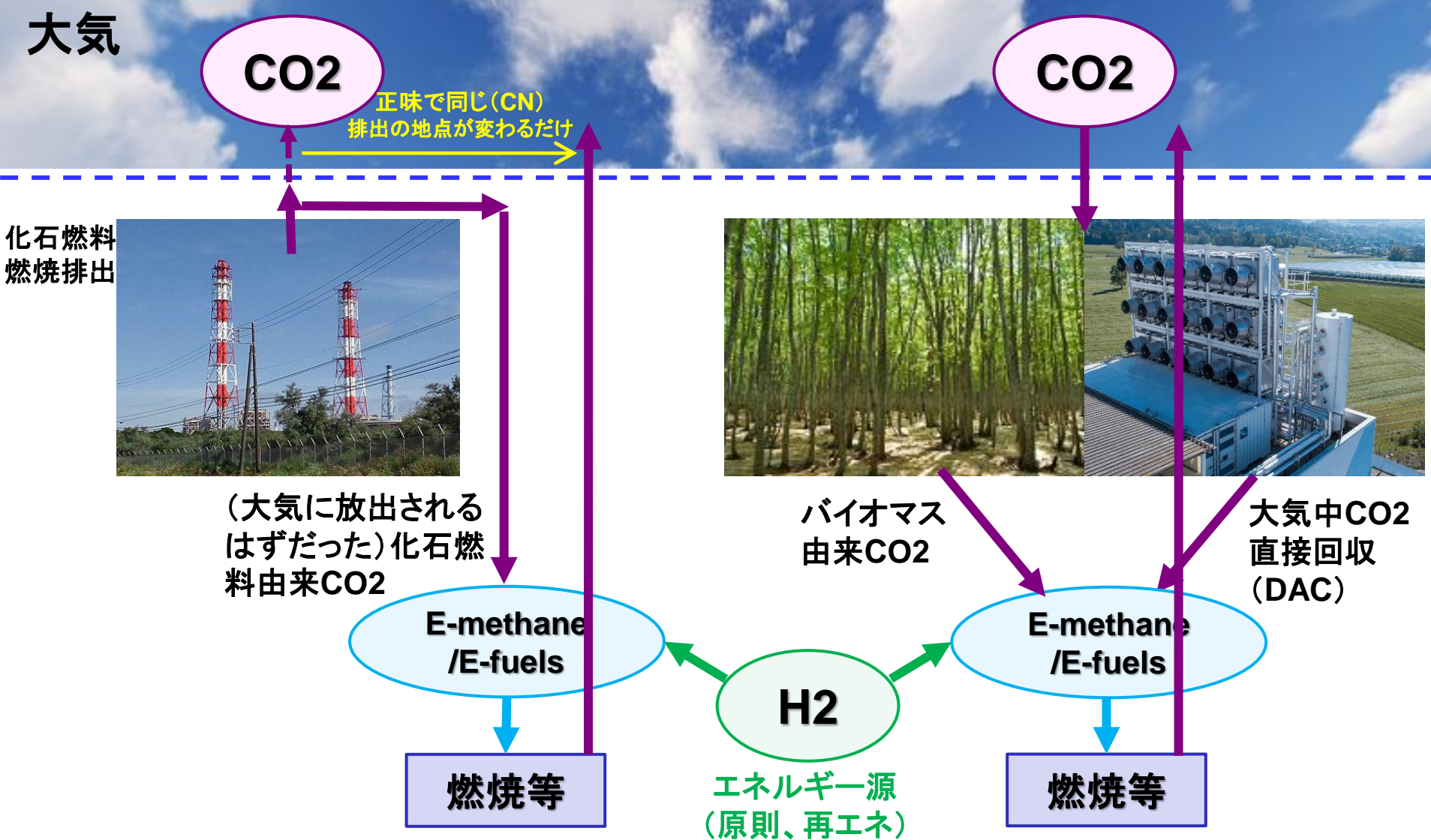
[3] e-methaneシステム



自動車燃料のCN化オプション例



e-methane等とCO₂の関係：化石燃料回収 vs BEC/DAC

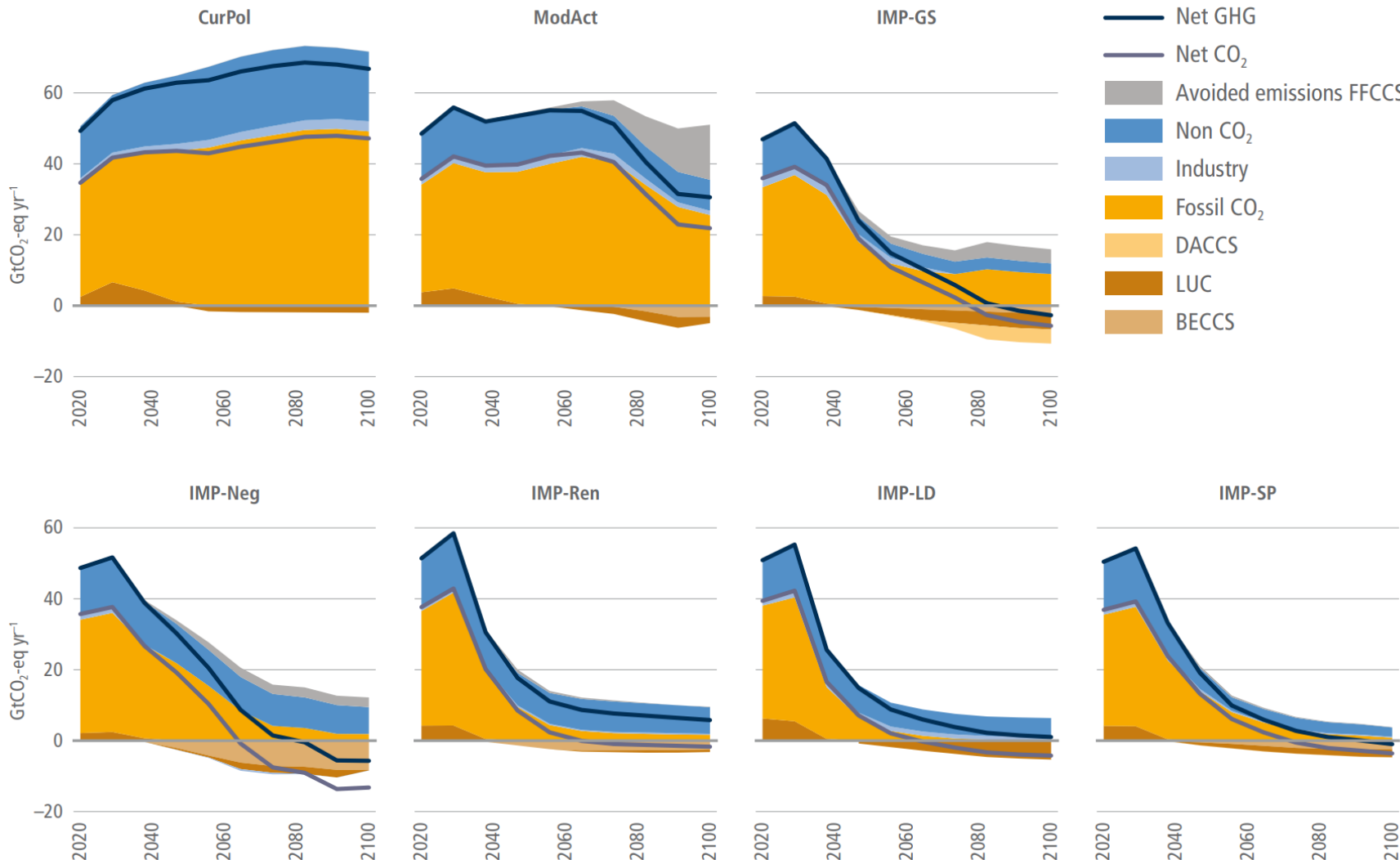


化石燃料由来CO₂の大気に放出されるものを回収しても、大気に放出された後のCO₂をバイオマス由来もしくはDAC由来で回収しても原理的な差異はない。その時点、場所で安価に回収できるCO₂を活用するのが望ましい。

化石燃料起源CO₂排出量の見通し

2°C、1.5°C目標時の世界のGHG排出量見通し

出典) IPCC WG3 AR6 (2022)



2°C (>67%) もしくは1.5°C目標下であっても2050年でも10~20 GtCO₂/yr程度の化石燃料排出CO₂は残っている見通しが多い。(現在の世界の天然ガス燃料からのCO₂排出量は7 GtCO₂/yr程度)

【参考】EU RED II 改正における取り扱い

a. LC-GHG排出量の算定方法:算定方法・排出削減基準

□ LC-GHG排出量の算定方法は以下の通り。

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

E : RCF・RFNBO使用時の総GHG排出量

e_i : 投入物の供給によるGHG排出量

$$e_i = e_i \text{ elastic} + e_i \text{ rigid} - e \text{ ex use}$$

$e_i \text{ elastic}$: 弾性投入物によるGHG排出量

$e_i \text{ rigid}$: 剛性投入物によるGHG排出量

$e \text{ ex use}$: 投入物の従来使用によるGHG排出量

e_p : 製造プロセス由来のGHG排出量

e_{td} : 輸送時のGHG排出量

e_u : 使用時のGHG排出量

e_{ccs} : 地下貯留分のGHG排出量

□ 排出削減基準はベースラインと比較して70%以上。

□ 「b. 再エネ基準」を満たす電力は排出量ゼロとみなす。

□ 上記 $e \text{ ex use}$ は次頁の回収源別CO₂が該当。

- ✓ EU再生可能エネルギー指令 (RED II 改正) では、RFNBO (e-methane, e-fuels等) に用いられるCO₂は、原則、排出時のCO₂カウントはなされない。
- ✓ ただし、EU-ETSでカバーされている部門からのCO₂のみとされ (RFNBO製造のためにわざわざCO₂が燃焼製造されることを避けるためと考えられる)、かつ、発電由来CO₂は2035年まで、その他産業由来CO₂は2040年までとされている。
- ✓ EUも、e-methane、e-fuels等は、原則、CO₂排出ゼロ扱いとすべきと考えているものの、別途、発電部門、産業部門CO₂排出低減戦略があり、それと合致させるための措置と考えられる。
- ✓ しかし、この期限を切ったCO₂の扱いは、費用効率的なCN対策としては説明できない非合理的とも言える戦略である。

■ RCF・RFNBOは、RED適格燃料として、ベースライン (輸送用化石燃料: 94gCO₂eq/MJ) と比較して、LC-GHG排出量を70%以上削減することが求められる。

■ LC-GHG排出量算定において、 $e \text{ ex use}$ (回収CO₂) は、下表に該当するCO₂の場合、控除が可能である。
— 一定条件 (回収源) で、燃焼時CO₂から回収CO₂を差し引くことが可能。回収源は下表の5通り。

LC-GHG排出量の算定方法:原料CO₂の考え方

回収源	基準
産業活動由来CO ₂	以下の対象産業・対象期限に由来する場合 <ul style="list-style-type: none"> • 対象産業: * EU-ETSで対象となる産業活動※ (効果的なカーボンプライシングの対象として考慮) • 対象期限: * 発電用燃料の燃焼に由来するCO₂は2035年まで対象 * 発電用以外の燃料の燃焼に由来CO₂は2040年まで対象
バイオ由来CO ₂	持続可能性基準・GHG排出削減基準に適合する、バイオ燃料、バイオ液体燃料、バイオマス燃料の燃焼・生産に由来する場合
大気由来CO ₂	大気中から回収される場合
RFNBO燃料由来CO ₂	RCF・RFNBOの燃焼に由来する場合
自然発生由来CO ₂	自然的に発生する場合

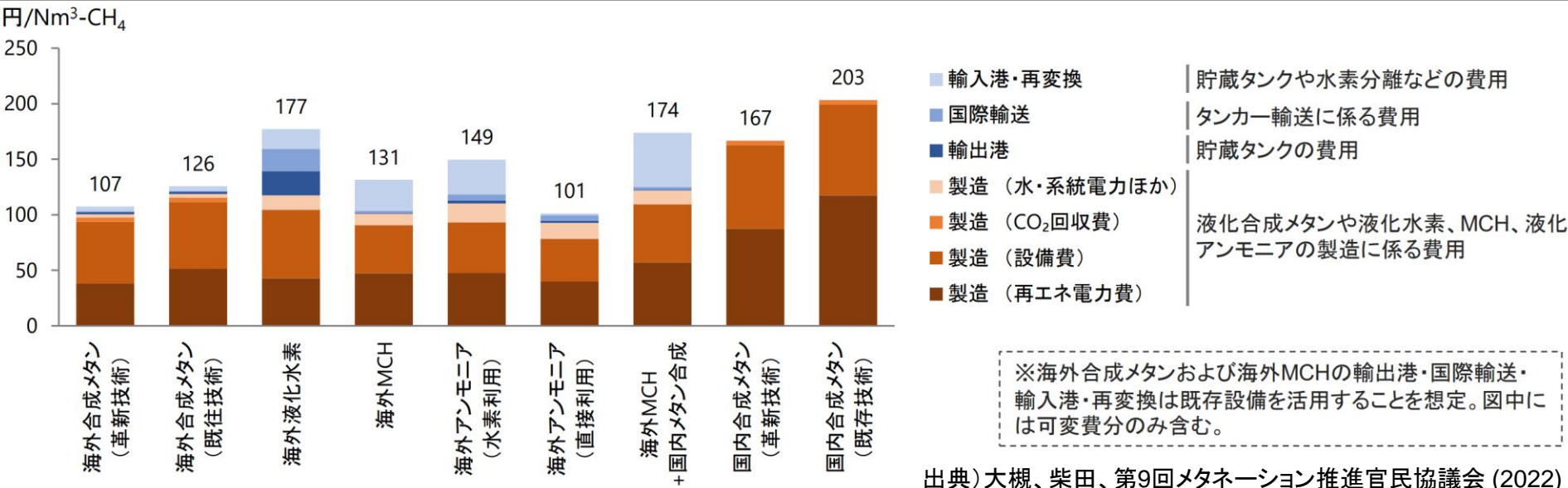
- ◆ e-methaneやe-fuelsは、エネルギーとして利用される。CO₂は、エネルギー価値を有する、H₂の輸送媒体として機能。原則、e-methaneやe-fuelsの一次エネルギー源である再生可能エネルギーによって、化石燃料を代替することになり、その効果によって正味ゼロ排出を実現し得る。
- ◆ CNのためには、化石燃料由来CO₂ではなく、バイオマス由来、DACによるCO₂を用いる必要があると主張される場合もあるが、大気に放出されるはずだったCO₂を用いることは、大気中のCO₂を用いることと、原理的な差異はない。その時点、その地点で、利用しやすく、コストの小さいCO₂を活用することは、経済性に資するので、化石燃料由来CO₂の利用を否定的に捉える必要はない。
- ◆ 一方、化石燃料利用、そしてCO₂排出量が将来的に減少していくことは確か。しかし、IPCCの2°C(>67%)や1.5°Cシナリオ分析からは、少なくとも2050年時点ではまだ相当量のCO₂排出が存在していると思われる。また、CN達成時でも、別途CDRの貢献があるため、残余のCO₂排出は存在し得る。

日本におけるe-methane他技術のコスト構造

主な諸元

- ・メタン合成に関連する諸元は主に事業者ヒアリングから設定。^{注2}
他方、水電解や液化水素・MCH・アンモニアはIEA「The Future of Hydrogen」(2019)の想定に依拠。
- ・割引率は同文献(IEA (2019))にならない8%と想定。為替レートは113円/USDと想定。^{注3}
- ・海外生産国は同文献を基に、太陽光・風力ハイブリッド型の再エネ条件が比較的優れている中東を想定(下表)。^{注4}
- ・国内再エネの想定も同文献に依拠。再エネ発電単価は6.3cent/kWh、設備利用率は19%と想定。

項目	本分析	豪州	チリ	米国	中東	出典・考え方
海外再エネ単価・設備利用率 ^{注2}	2.5cent/kWh, 29%	3.1cent, 26%	2.3cent, 23%	3.1cent, 28%	2.5cent, 29%	IEA「Future of Hydrogen」(2019)
輸送距離	12 000km	7 000km (豪州西部)	17 000km	17 000km (メキシコ湾)	12 000km (ペルシャ湾)	YNU推計



出典)大槻、柴田、第9回メタネーション推進官民協議会 (2022)

- ✓ e-methane(合成メタン)製造におけるCO₂回収費用は相対的には小さく、大部分は水素製造費用
- ✓ 水素 vs アンモニア vs e-methane vs e-fuels はいずれがコスト的に優位かは、利用先などによる。
- ✓ ただし、e-methaneは、既存インフラ・機器を活用できるという、極めて大きな利点が別途ある。

2. 日本における水素系エネルギーの 経済性評価



温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

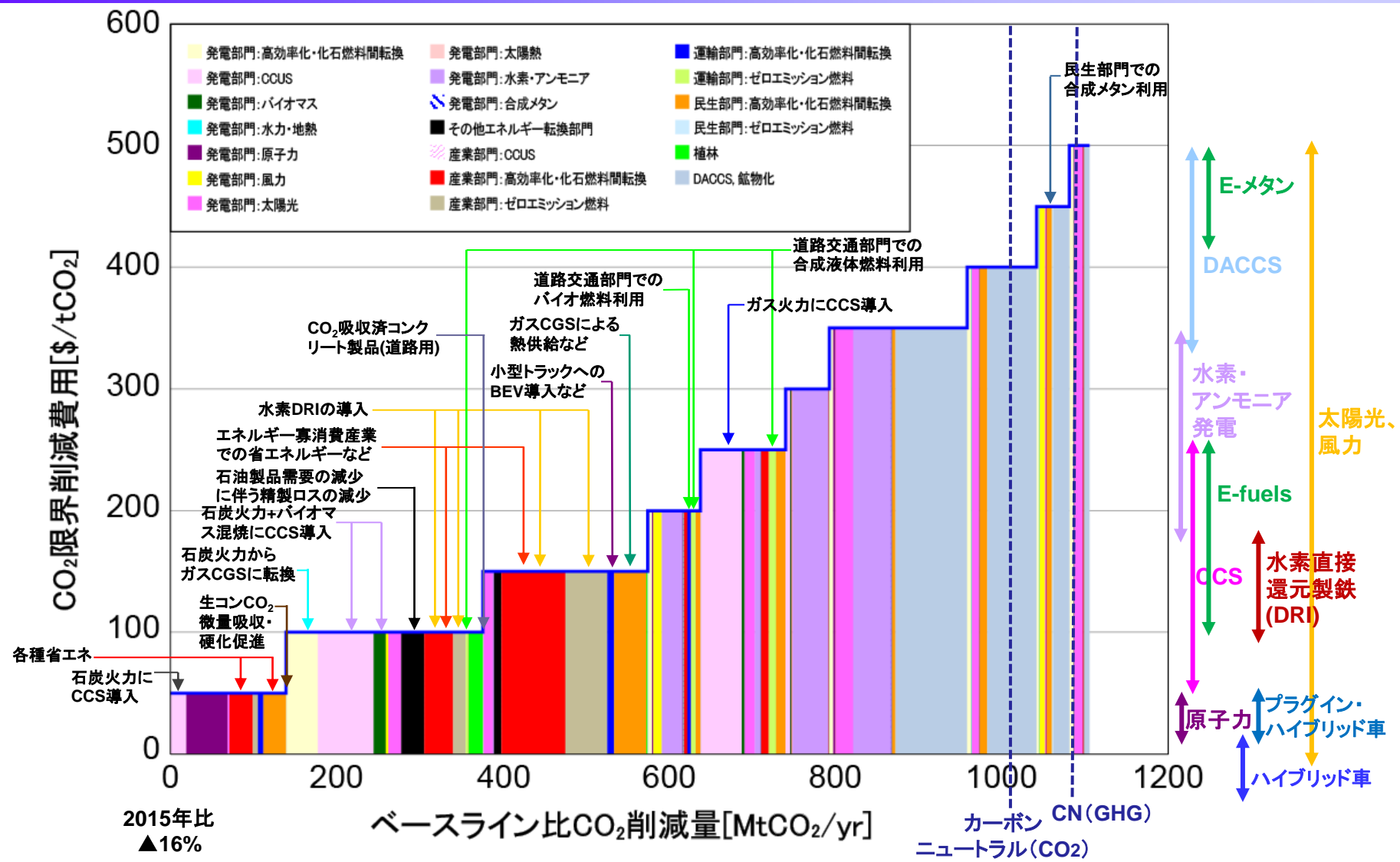
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000~2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネル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

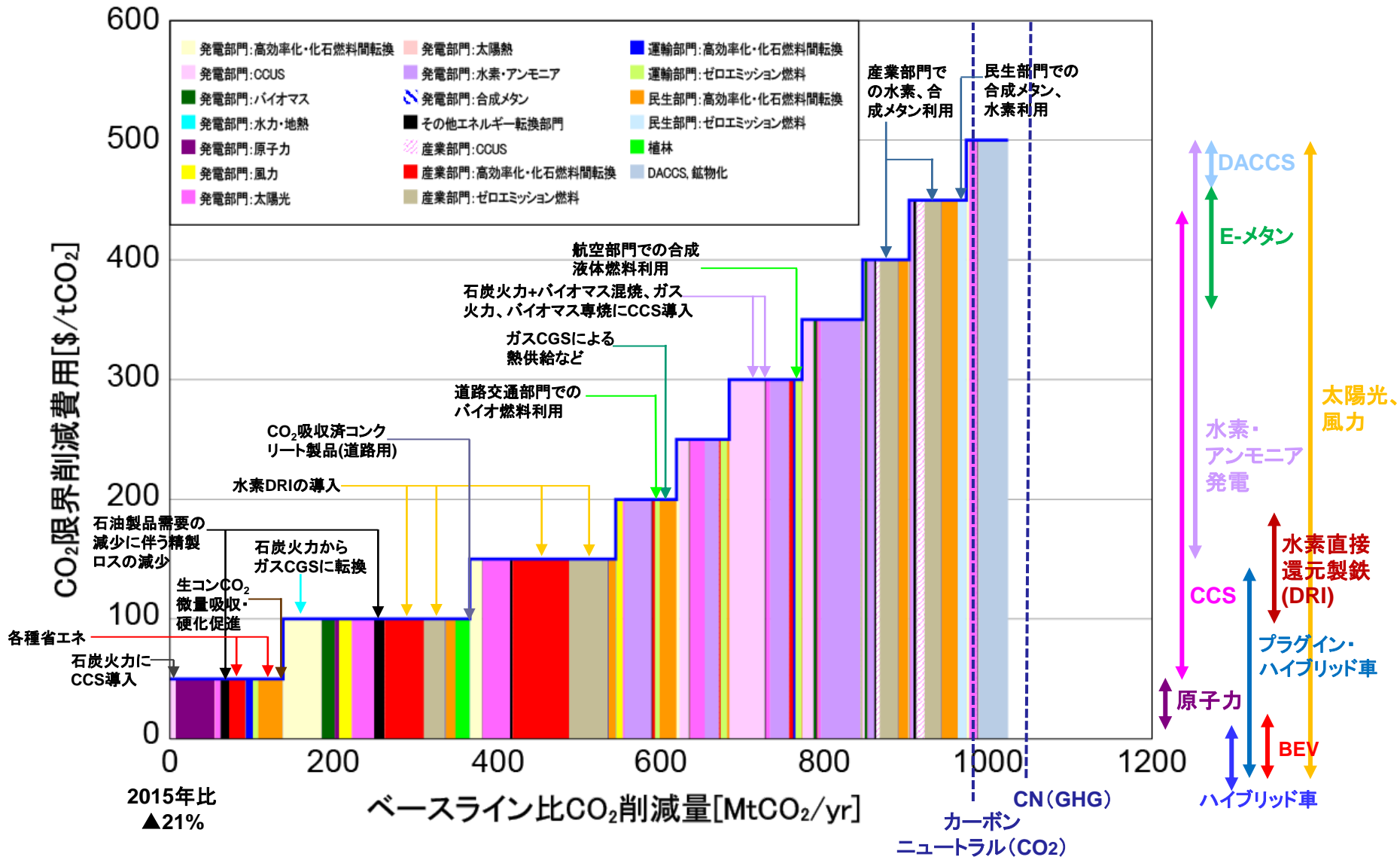
はじめ、気候変動政策の主要な政府検討において活用されてきた。またIPCCシナリオ分析にも貢献

日本の2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト



注1) 本分析は、2021年度基本政策分科会提示の「参考値のケース」で用いた、技術想定の下での推計結果
注2) 部門別・技術別の排出削減効果は、交差項の部門や対策、技術に割り当てる際の定義によって、部門・技術毎の削減効果の大きさは変化する。推計の削減ポテンシャルは目安として理解されたい。

日本の2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト 一 再エネ・蓄電池コスト低減加速、CCS・CDR利用制約ケース



e-methane等の評価のためのシナリオ想定

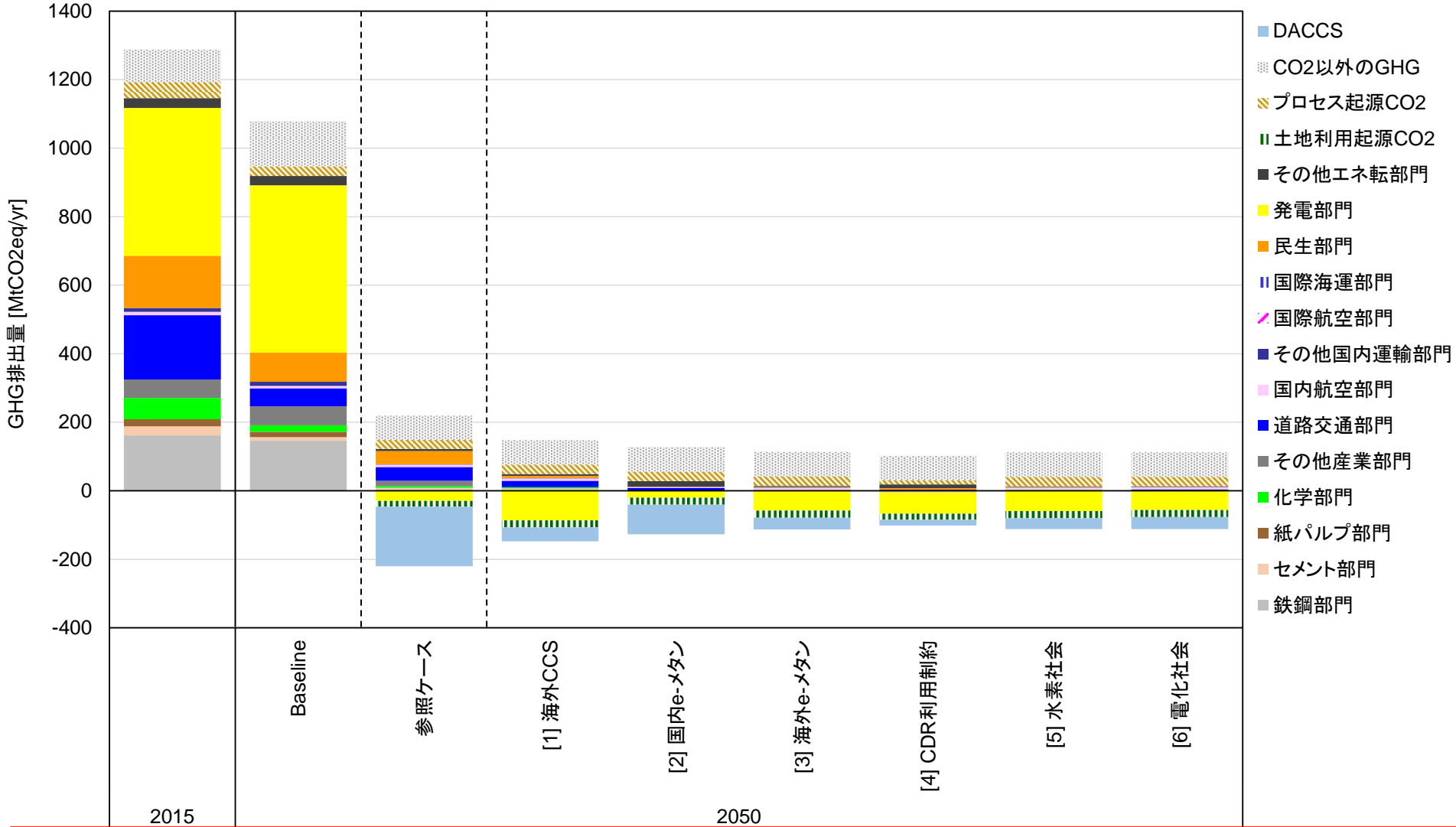
- 排出シナリオ: 1.5°Cシナリオ(2060年頃CO₂で世界全体でCN) + 日本他の主要先進国2050年GHGのCN
- 下記のすべてのケースにおいて、再エネコスト低減加速を想定(別途、標準的な再エネコスト低減ケースを「参照ケース」として比較)

ケース	技術想定	海外へのCO ₂ 輸送	e-methane, e-fuels 輸入	CDR
[1] 海外CCS	CO ₂ 貯留可能量大(海外へのCO ₂ 輸送・貯留も可)、CO ₂ 貯留に関する想定:「参考値のケース」と同じ	Yes	Yes	Yes
[2] 国内e-メタン	e-methane, e-fuelsの輸入無 、結果、国内E-メタン製造・利用ケース	No	No	Yes
[3] 海外e-メタン	海外製造e-methane, e-fuelsの利用拡大ケース	No	Yes	Yes
[4] CDR利用制約	CDR(BECCS、DACCS)利用制約ケース。負排出によるオフセット可能量が小さくなるケース	No	Yes	バイオエネルギー、DAC制約有
[5] 水素社会	新設水素配給インフラコストを想定した上で、都市ガス需要の85%を水素と想定したケース	No	Yes	Yes
[6] 電化社会	民生、乗用車部門の完全な電化を想定したケース	No	Yes	Yes

技術に関するシナリオ想定

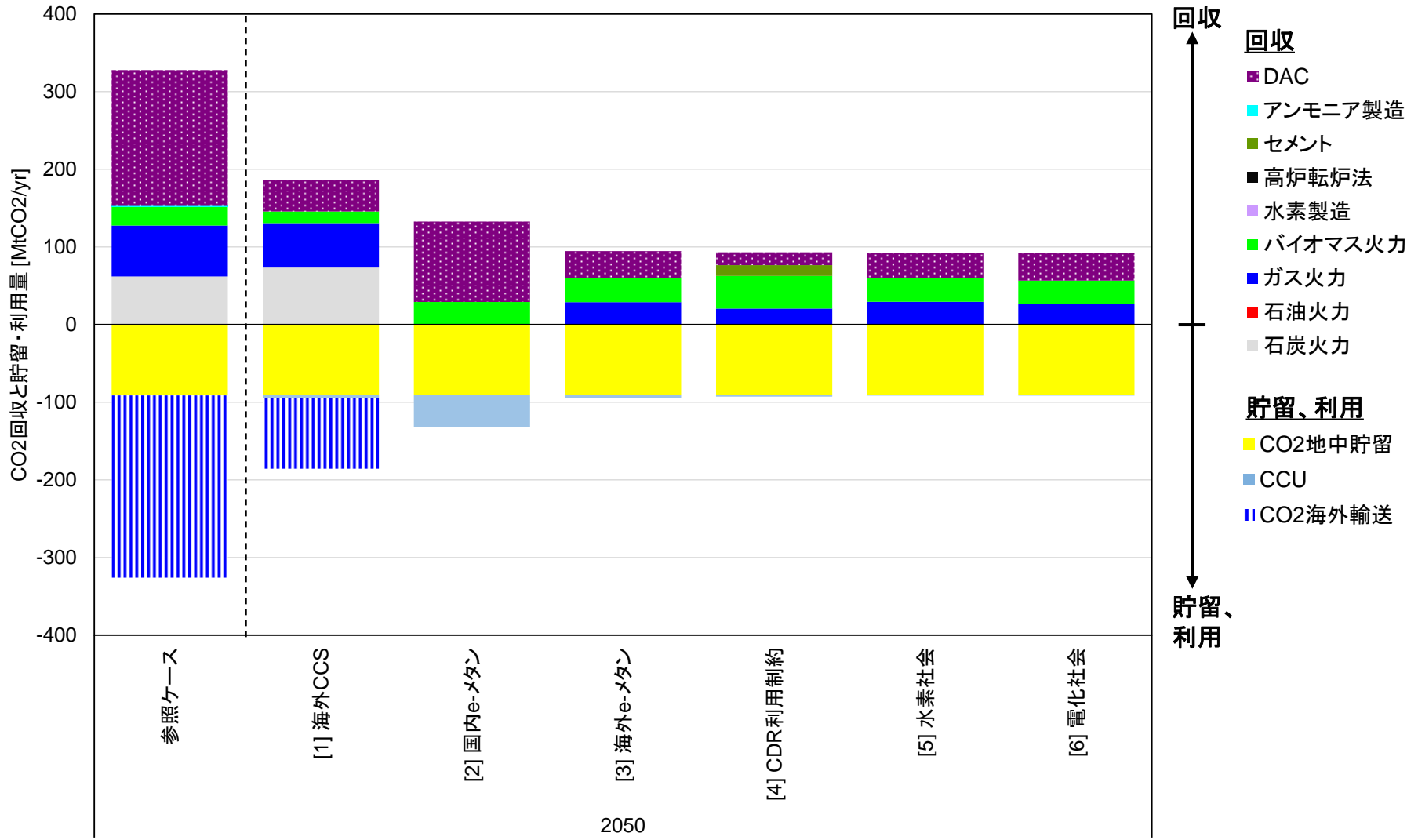
ケース		VRE コスト	水素製造 コスト	メタネーション コスト	CCSの具体的な想定 (最大CO ₂ 貯留量 (国内、海外))	CDRの想定
参照ケース		標準	標準	標準	日本国内貯留上限: 91 MtCO ₂ /yr (2050年), 国外CO ₂ 輸送上限: 235 MtCO₂/yr	標準
再エ ネイ ノバ	[1] 海外CCS	低位 コスト	低位水素製 造(水電解) コスト +低位水素 液化設備コ スト	革新的メタネー ション: エネルギー効率 向上加速+設 備費低減加速		
	[2] 国内e-メタン					
	[3] 海外e-メタン					
	[4] CDR利用制約					
	[5] 水素社会		標準	標準		
	[6] 電化社会				標準	

部門別GHG排出量（日本）



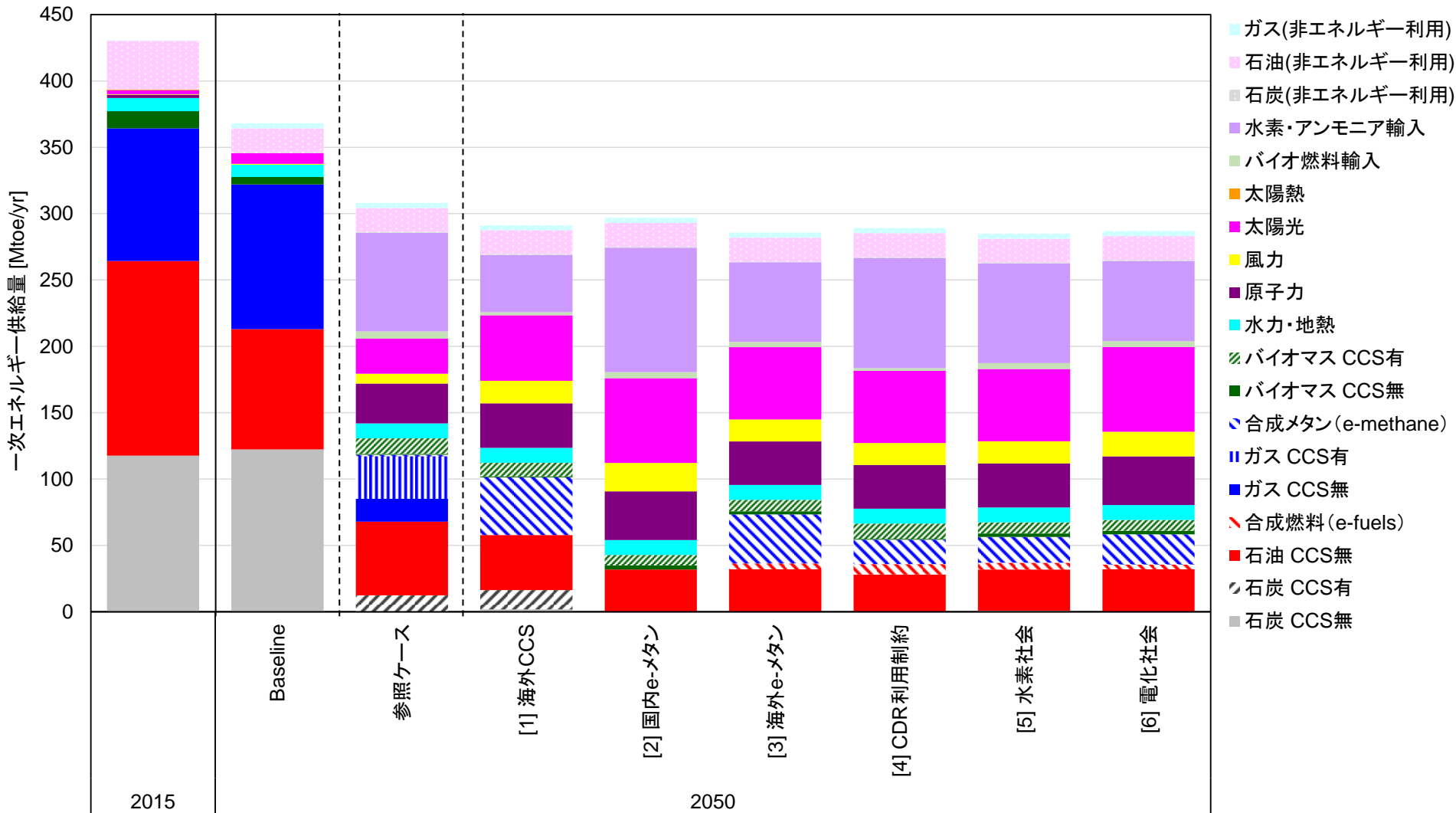
- ✓ 「参照ケース」では2050年に年間2億トン程度、CDRでオフセットが経済合理的と評価
- ✓ 再エネの更に大幅なコスト低減を想定したケース([1]~[6])では、年間1億トン程度、CDRでオフセット

CO₂バランス（日本）



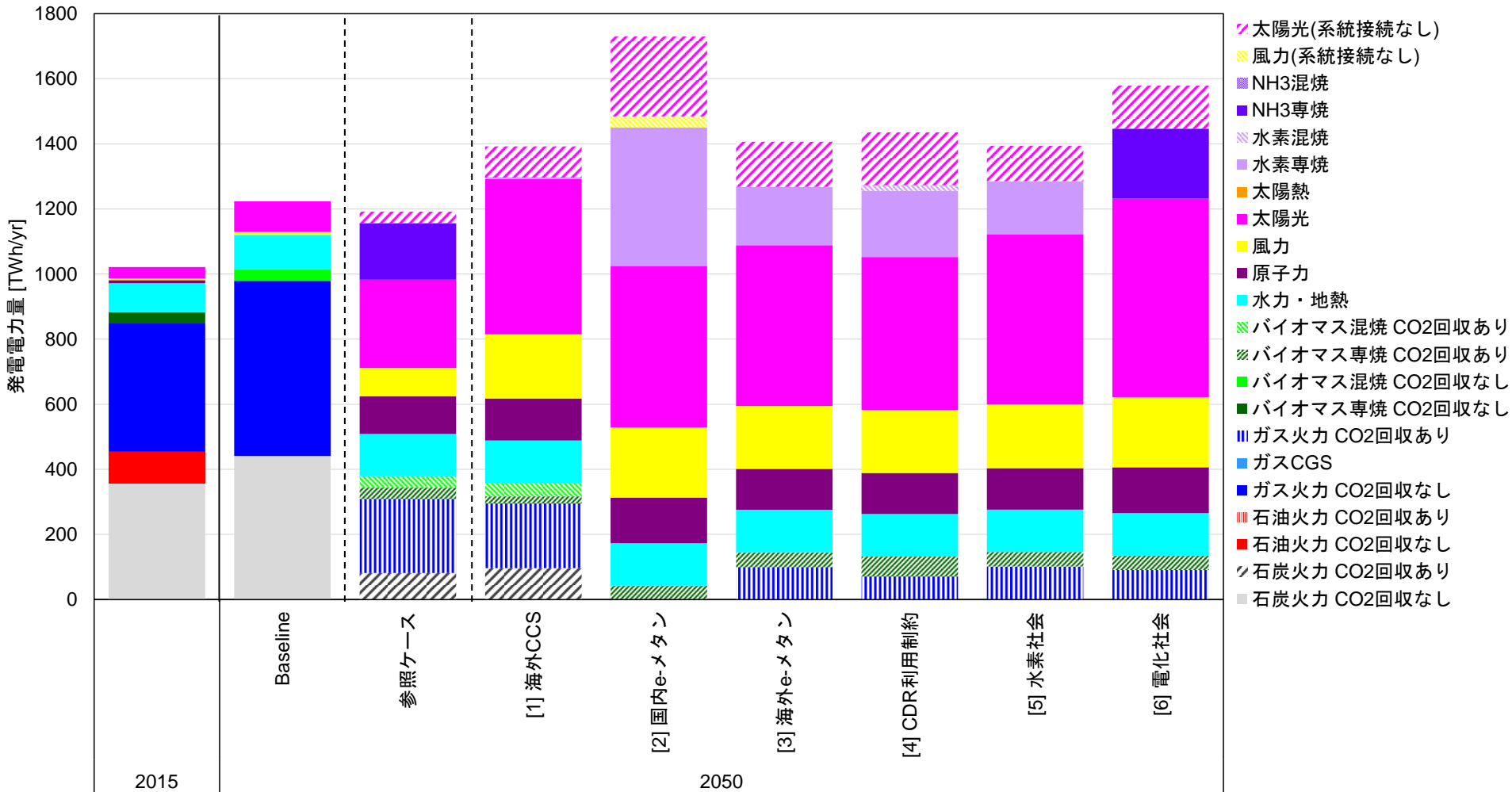
✓ [4]CDR利用制約においては、DACCS+BECCSの量は他ケースより少ないが、CO₂回収総量は国内貯留量上限に張り付いている。

一次エネルギー供給（日本）



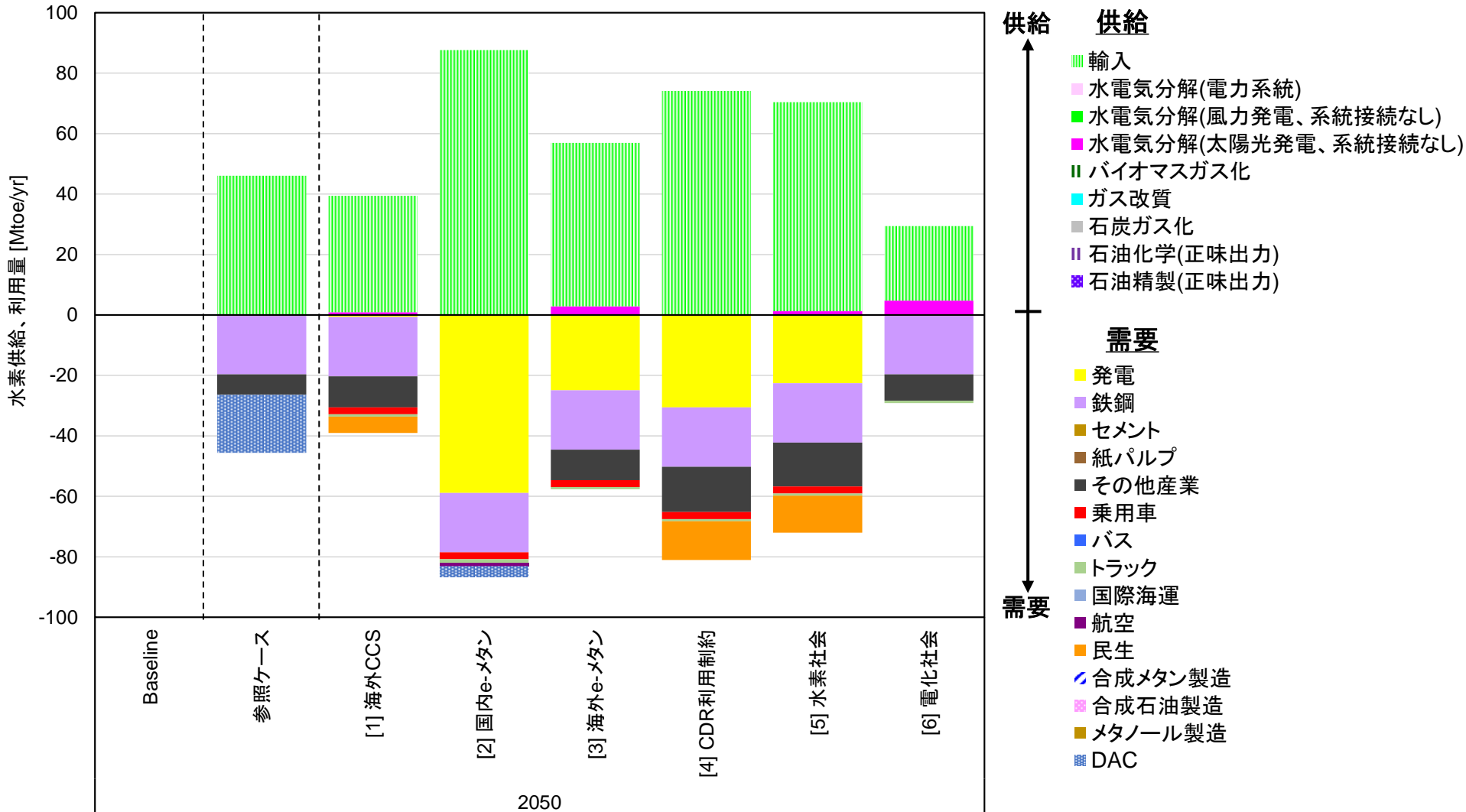
- ✓ e-methane(合成メタン)輸入は、[1]CCS:44 Mtoe/yr、[3]海外e-メタン:37 Mtoe/yrが多い。
- ✓ e-fuels(合成燃料)輸入は、[4]CDR利用制約ケースで大きくなっている。

発電電力量（日本）



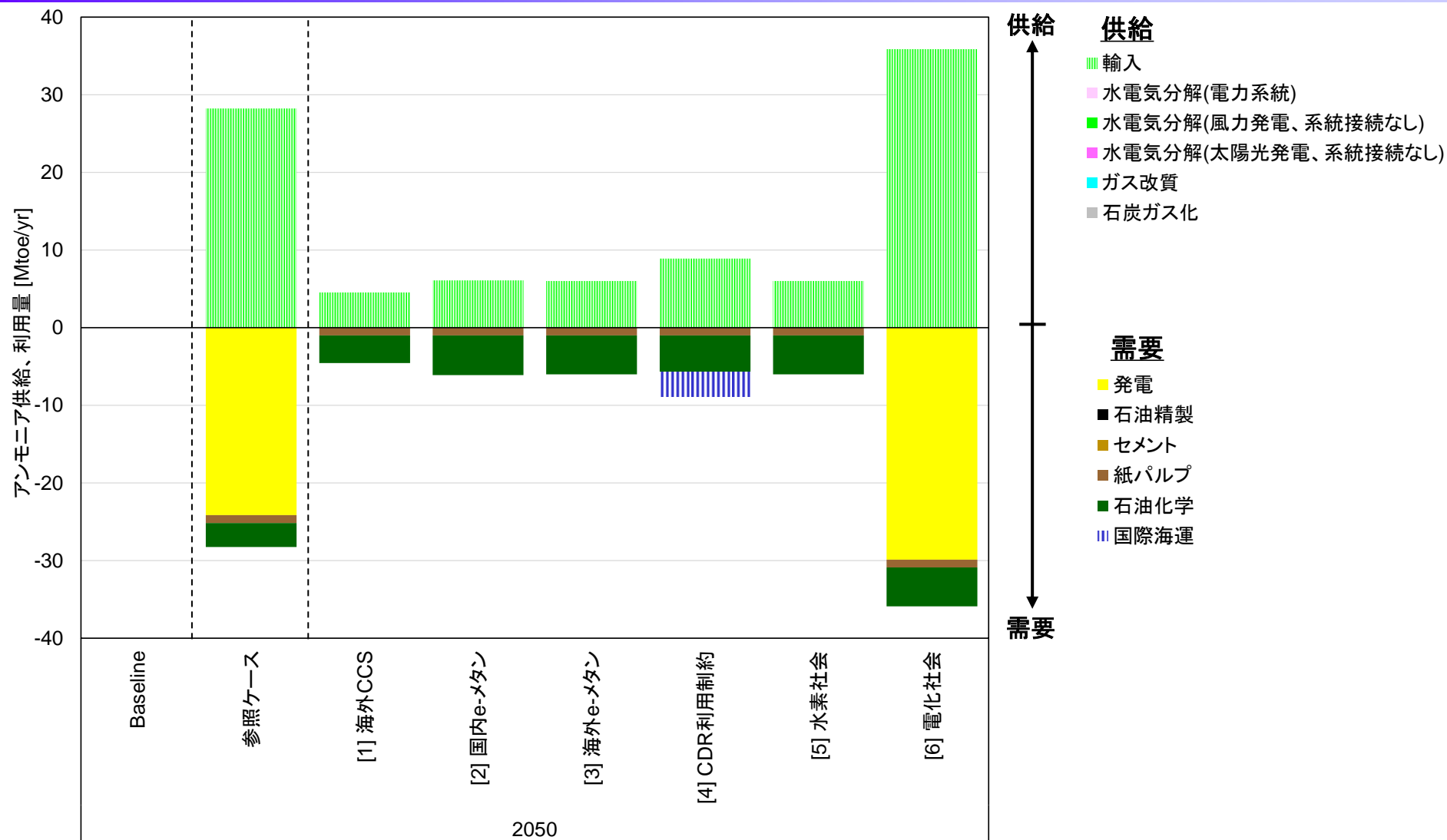
✓ 「参照ケース」では、輸入アンモニアによる発電比率が比較的高い。再エネイノベでは、国内再エネの増大および輸入水素（一部、国内再エネ由来水素）の発電が増大

水素バランス（日本）



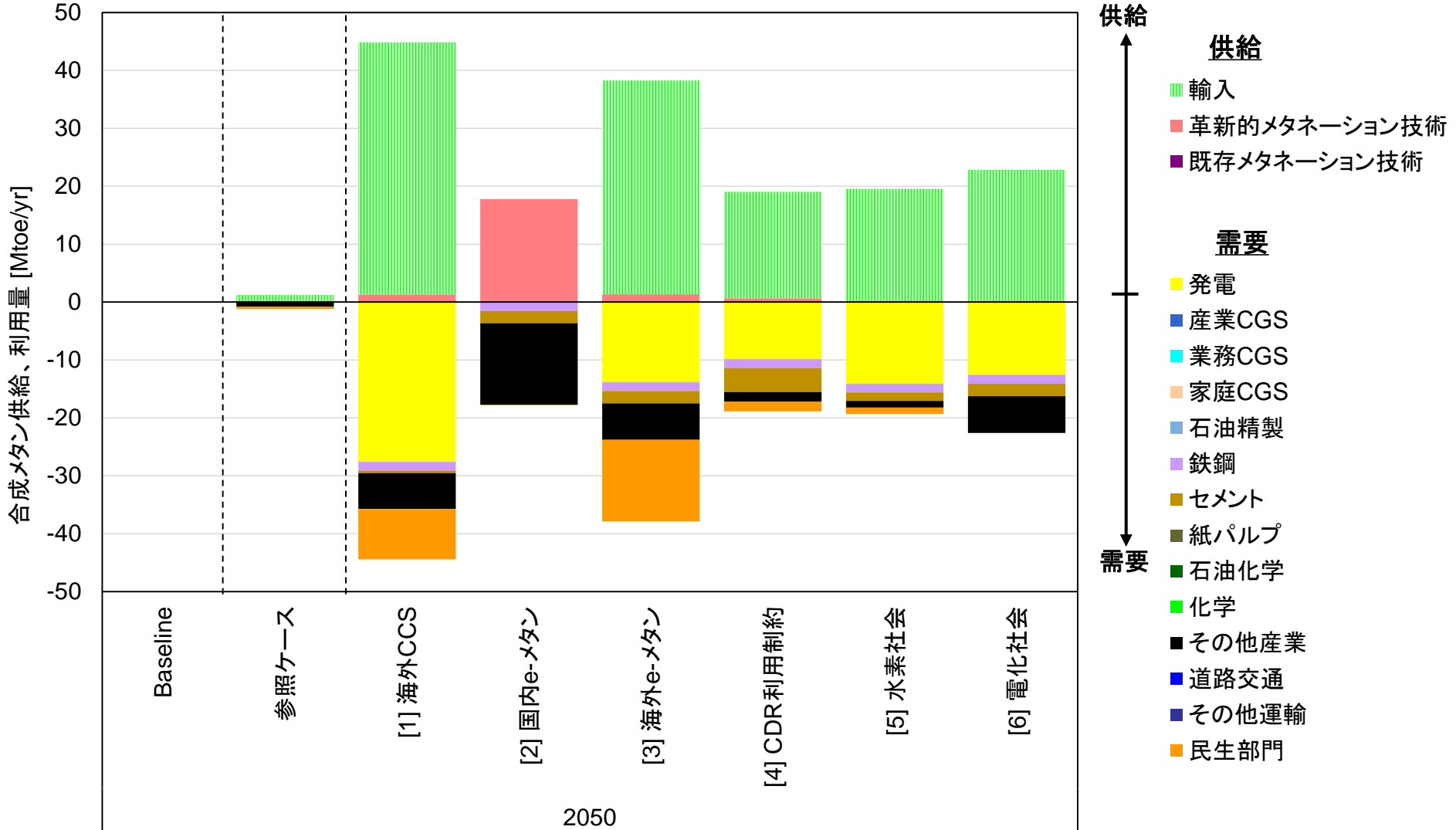
- ✓ [1]CCSケース、[4]CDR利用制約ケース、[5]水素社会ケースでは、民生部門でも水素が利用されている。
- ✓ DACのCO2回収エネルギーとして水素が活用されるケースもある。

アンモニアバランス（日本）



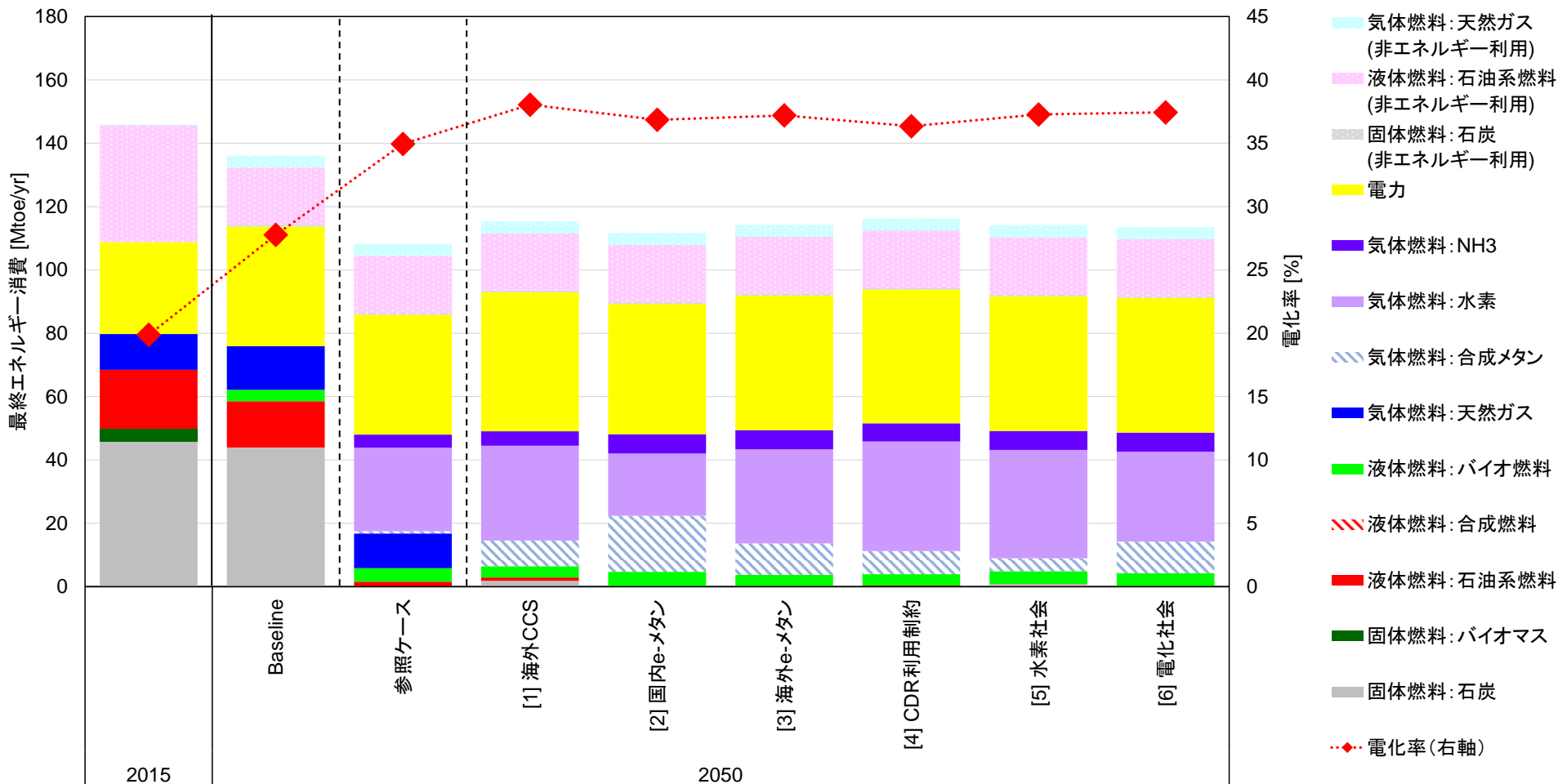
✓ [6]電化社会ケースでは、アンモニア発電利用が増大

e-メタン（合成メタン）バランス（日本）



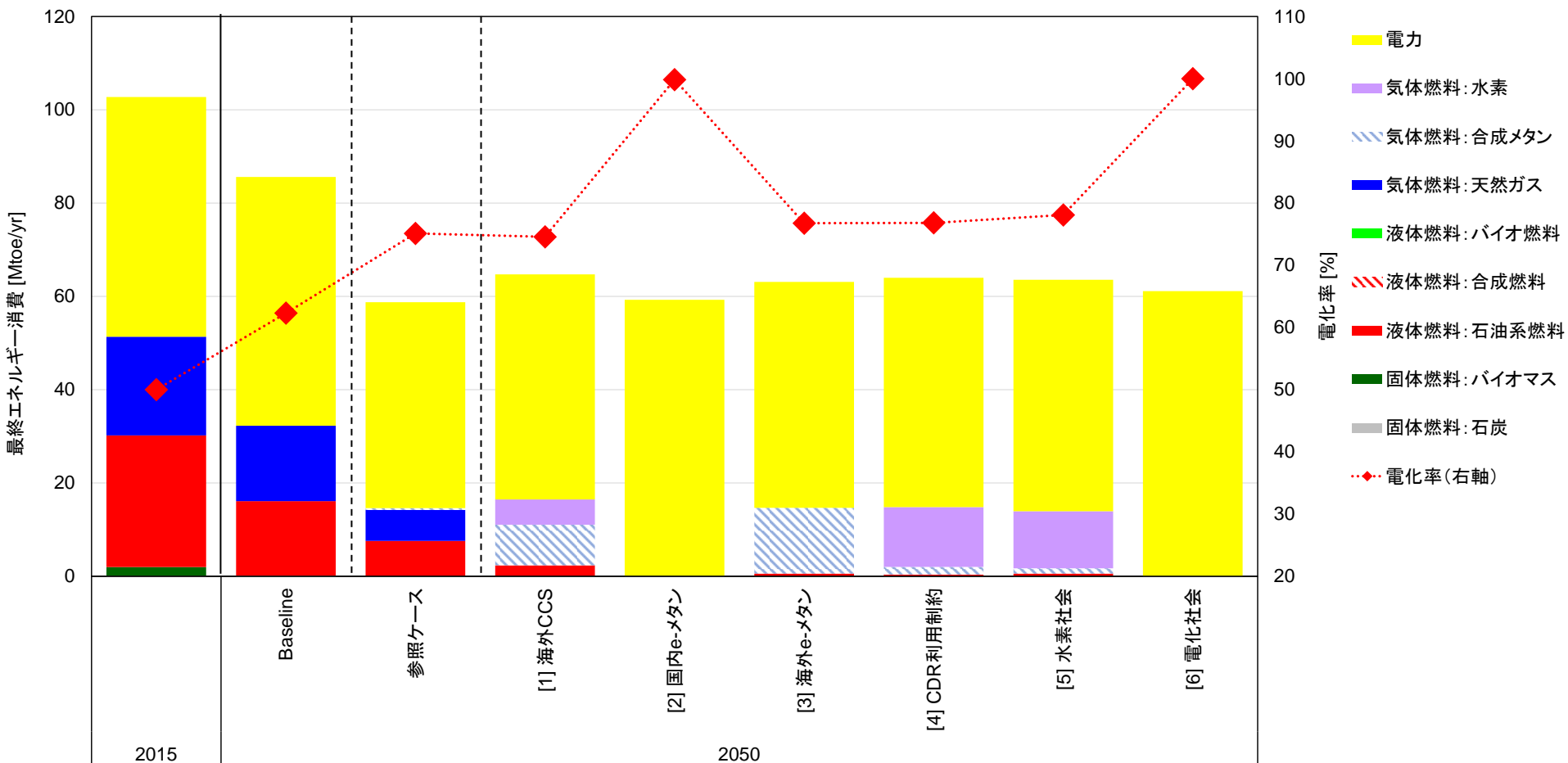
- ✓ [1]CCSケースでは、発電部門での利用が最も多い。
- ✓ [2]国内e-メタンケースでは、国内で革新的メタネーション技術(国内 再エネ+DAC CO2)によるe-メタン製造

産業部門最終エネルギー消費量（日本）



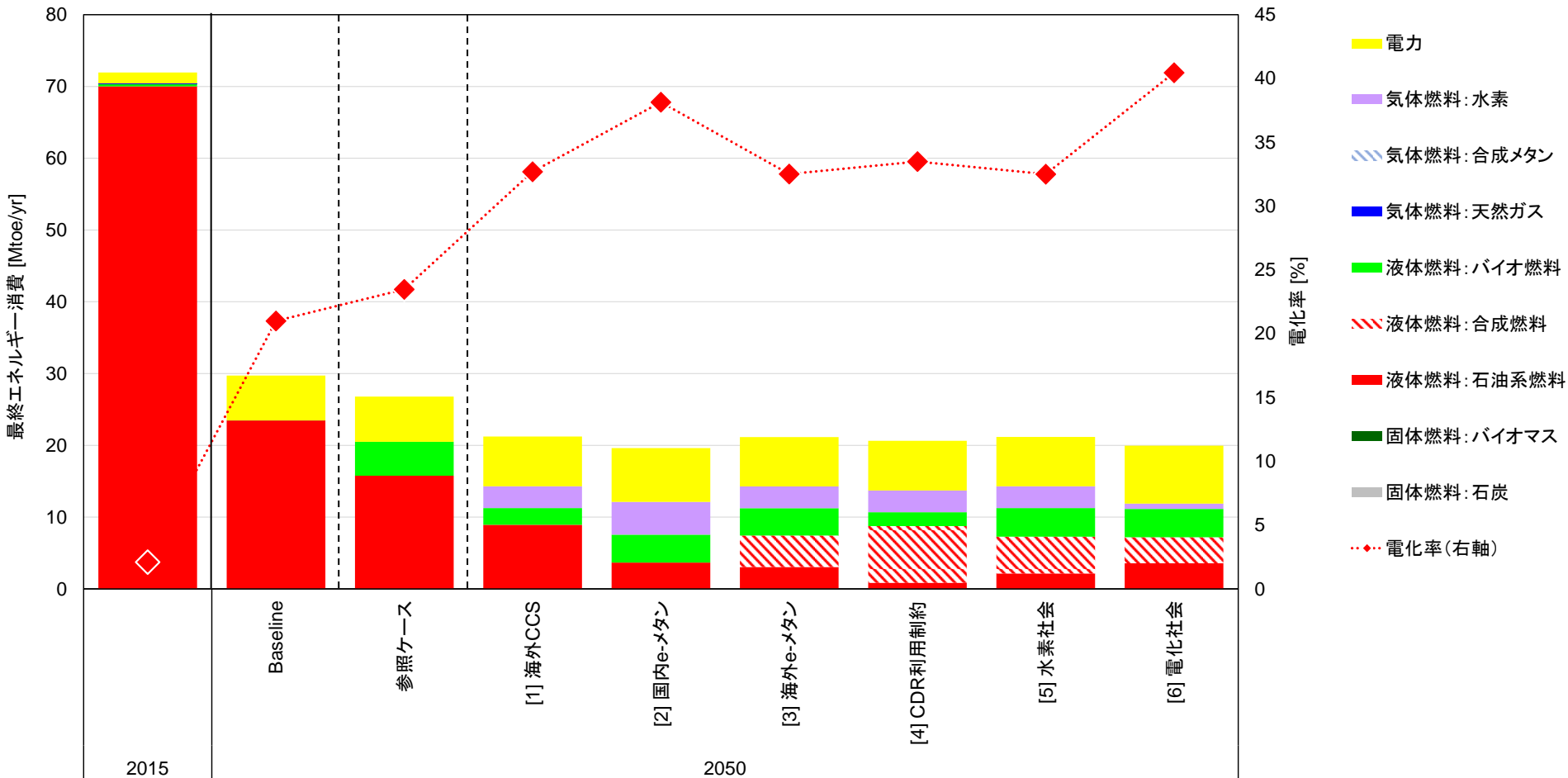
- ✓ 2050年CN下では、電化率の上昇が見られる。
- ✓ 参照ケースでは、LNGが比較的大きく残っている（CDRでオフセット）。その他の再エネイノベのケース（[1]～[6]）では、それぞれ比率に差異はあるが、水素、アンモニア、e-メタンが費用効率的な対策として評価される。

民生部門最終エネルギー消費量（日本）



- ✓ [1]CCSケース、[4]CDR利用制約ケース、[5]水素社会ケースでは、民生部門でも水素が利用されている。
- ✓ [2]国内e-メタンケースでは、産業部門ではe-メタンが利用されているが、民生部門は完全に電化の方が費用効率的であるとの評価。

運輸部門最終エネルギー消費量（日本）



- ✓ CN制約下では、いずれのケースもバイオ燃料の利用が見られる。
- ✓ 参照ケースや、再エネイノベの[1]海外CCSケースでは、それぞれ6割程度、4割程度、石油系燃料の利用が残っている(CDRでオフセット)。
- ✓ 再エネイノベの[3]~[6]のケースではe-fuels(合成燃料)が経済合理的な対策と評価。[2]の国内製造ケースでは、e-methaneの製造は見られたが、e-fuelsの国内製造は見られない。

CO2限界削減費用、エネルギーシステムコスト (日本、2050年)

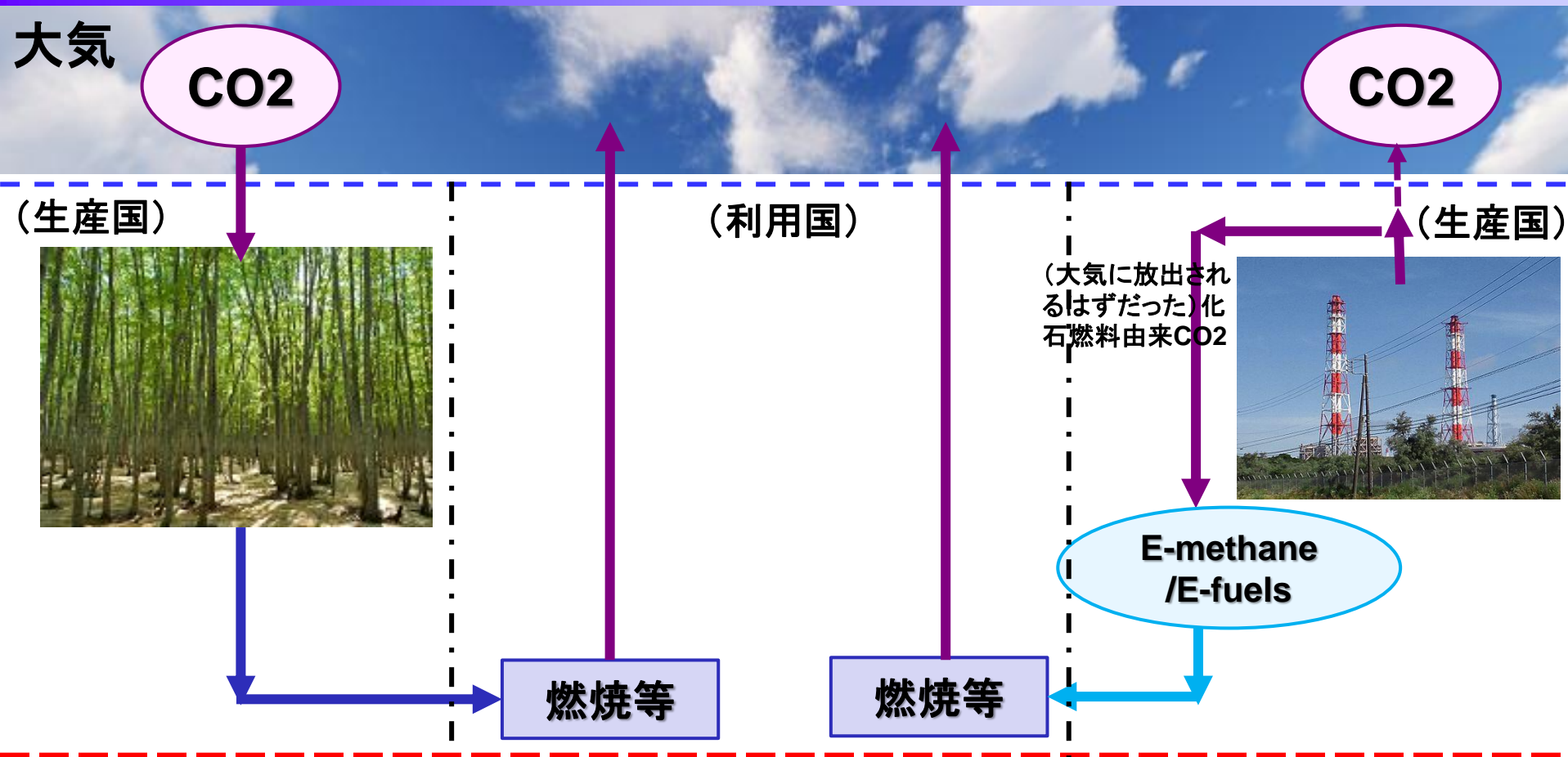
		CO2限界削減費用 [\$/tCO2]	エネルギーシステムコスト [billion US\$/yr]
参照ケース		570	1016.3
再エネ イノベ	[1] 海外CCSケース	386	946.4
	[2] 国内eメタン	1201	980.8 (+34.5)
	[3] 海外e-メタン	514	963.2 (+16.8)
	[4] CDR利用制約	630	970.9 (+24.5)
	[5] 水素社会	518	963.1 (+16.7)
	[6] 電化社会	572	986.3 (+39.9)

※ 括弧内の赤字は、[1]CCSケースからのエネルギーシステムコストの増分

3. e-methane、e-fuelsの CO2帰属問題



e-methaneとCO₂：バイオマスの取り扱いとの関係



【国別インベントリ】

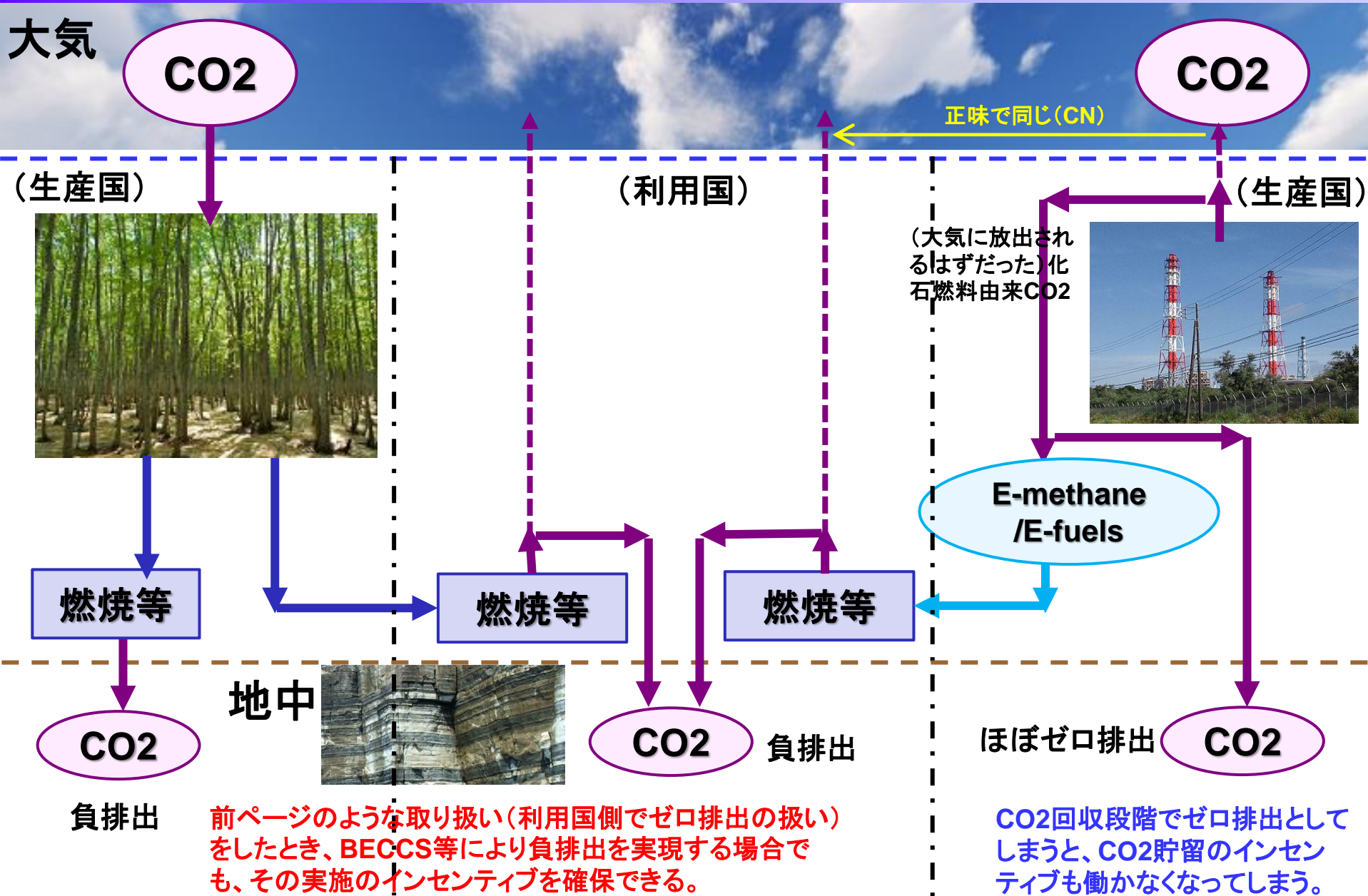
バイオマスは負排出としてカウントされない。

バイオマスはゼロ排出として扱われている。(さもなければバイオマス輸入して利用するインセンティブが無い)

バイオマスと同じ扱いとすべきで、e-methane等はゼロ排出として扱うことが適切

化石燃料燃烧CO₂は回収後もそのまま排出したのものとカウントすることがバイオマスとの関係からも整合的
生産国側で回収CO₂の地中貯留がなされた場合、その貯留量を減じる扱いがなされるべき

e-methaneとCO2 : BECCS、 e-methane +CCSの関係



CO2海外輸送・貯留との関係

大気

(CO2輸送先・貯留国)

(CO2回収国)

(大気に放出され
るはずだった)化
石燃料由来CO2



CO2

地中



CO2

CO2

【国別インベントリ】

回収したCO2を国外に輸送して、国外でCO2貯留する場合、CO2の減少は、貯留国側で計上する(差し引く)ことが整合的

当該国で貯留したときに限って、当該国のインベントリで差し引くこととなる。

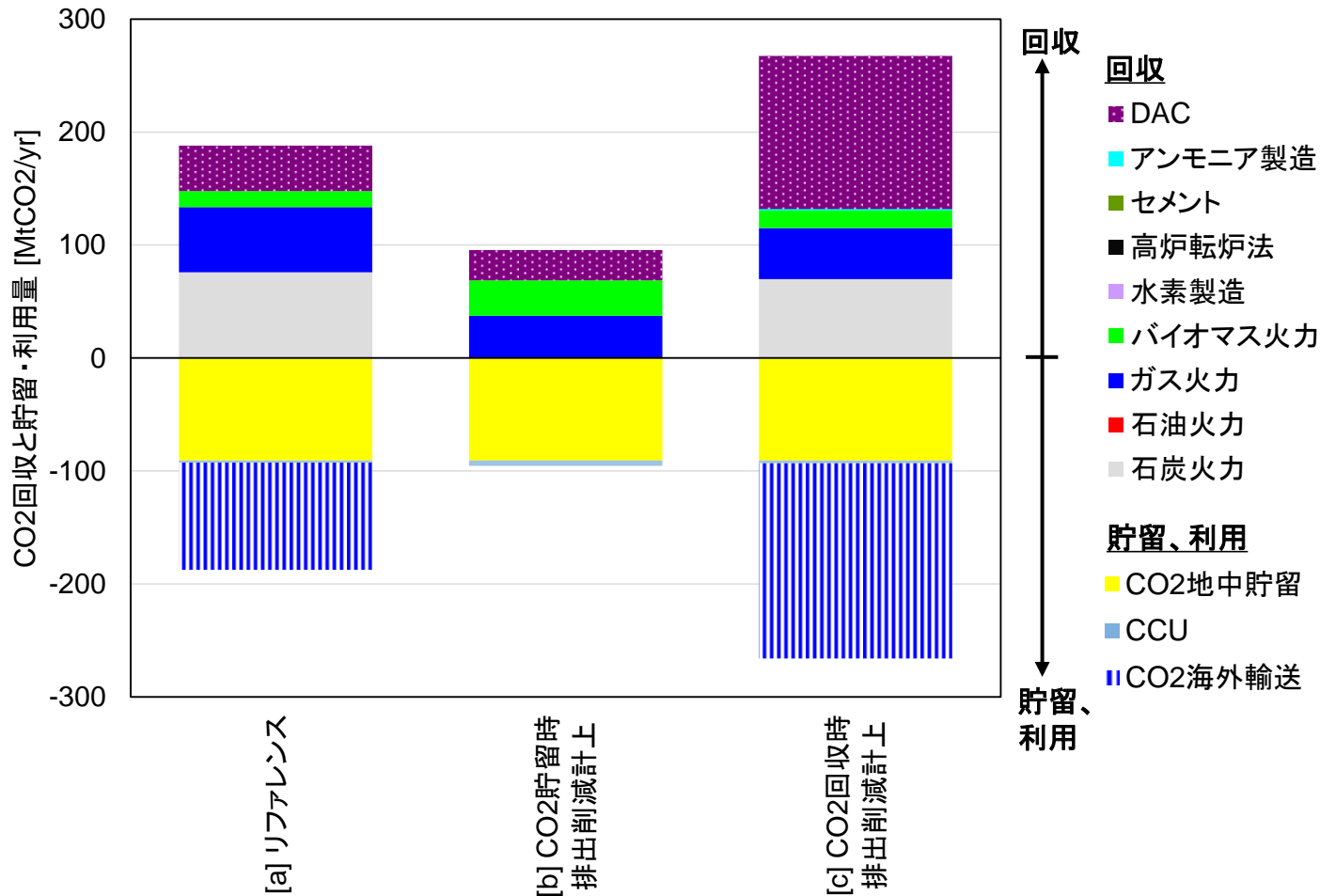
- ◆ IPCCガイドラインでは、バイオマスは、利用段階でゼロ排出として計上することとなっており、国別インベントリでもそのように扱われている。(2重計上不可の原則から、バイオマスはその生産国でCO₂を吸収・固定しており、負排出となっているが、それは計上されていない。)
- ◆ バイオマスにこの扱いがなければ、バイオマスのカーボンニュートラルの価値を踏まえた、バイオマスの国境を跨ぐ取引はなされなくなってしまう。
- ◆ e-methane、e-fuelsもバイオマスと同様、利用段階でゼロ排出として計上する扱いとされるべき。
- ◆ なお、化石燃料燃焼等排出のCO₂回収時に排出をゼロにしてしまう扱いをすると、CO₂貯留との不整合も生じ得る。(CO₂貯留のインセンティブを削ぐことにもなりかねない)
- ◆ 一方で、このようなCO₂排出の帰属とする場合、日本でCO₂を回収して、海外で貯留する場合は、CO₂貯留による削減は、海外に帰属することが整合的な整理となることには留意が必要

- **世界エネルギーシステム・温暖化対策モデルDNE21+を用いて試算。再エネのコスト低減加速、革新的メタネーションの技術進展高位を想定**
- **排出削減シナリオ: 世界全体で1.5°C未満を実現し、日本を含む主要先進国については2050年までに温室効果ガスでの正味ゼロ排出を実現するシナリオを想定**

	内容
[a] リファレンス	<ul style="list-style-type: none"> ■ e-methane・e-fuelsの利用時の排出はゼロとして扱う (かわりにCO₂回収時には排出削減として計上しない) ■ CO₂貯留については, CO₂回収国や事業者に排出削減を計上 (かわりにCO₂貯留時には排出削減として計上しない)
[b] CO ₂ 貯留時排出削減計上	<ul style="list-style-type: none"> ■ e-methane・e-fuelsの利用時の排出はゼロとして扱う (かわりにCO₂回収時には排出削減として計上しない) ■ CO₂回収時には排出削減として計上せず, <u>最終的にCO₂貯留した国や事業者に排出削減を計上</u>
[c] CO ₂ 回収時排出削減計上	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>e-methane・e-fuelsに利用のCO₂は, CO₂回収国や事業者に排出削減と計上</u> ■ CO₂貯留についてはCO₂回収国や事業者に排出削減を計上

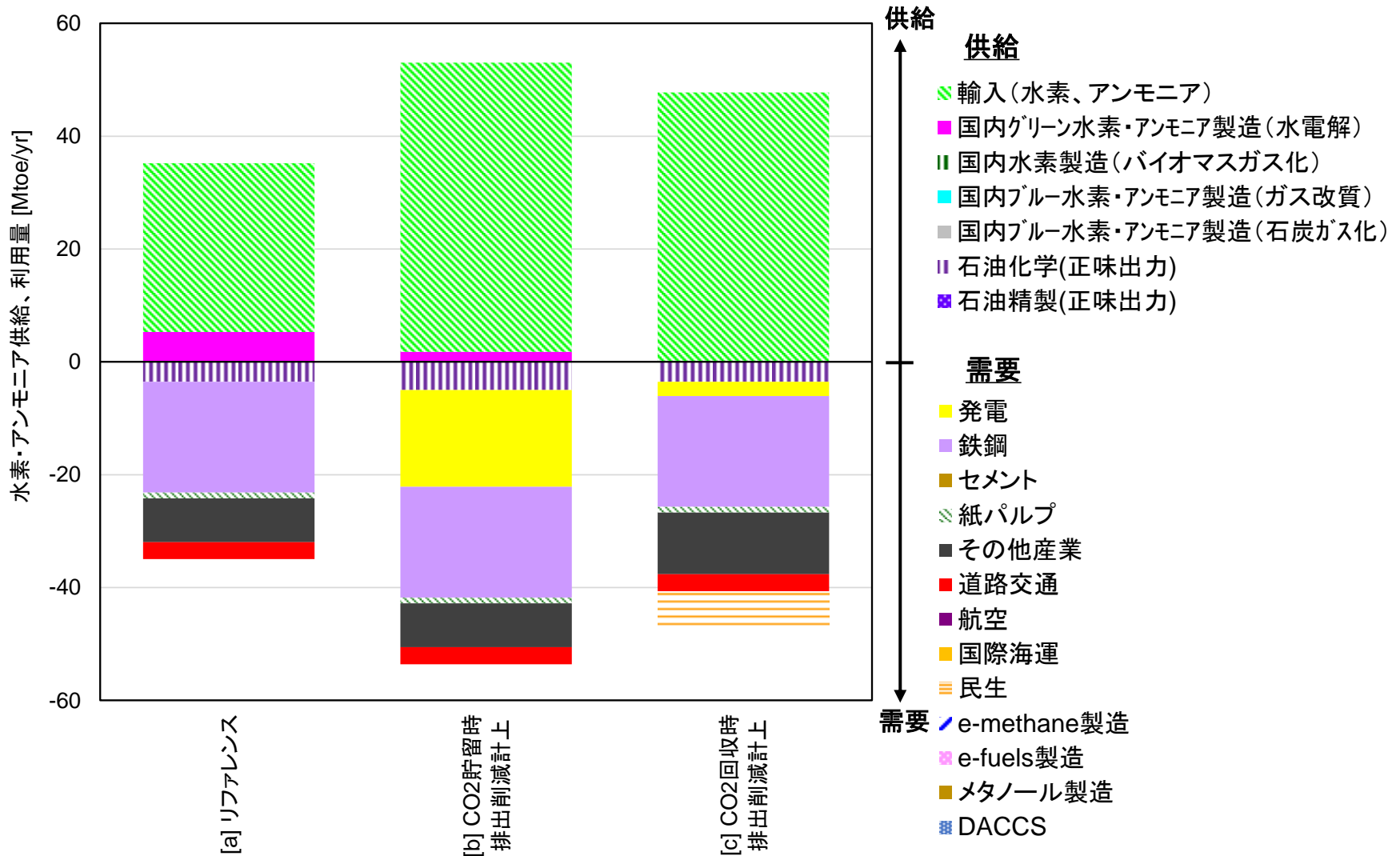
注) 前スライドまでの整理、考察からは、[b]が最も合理的な取り扱い

CO₂バランス（日本）



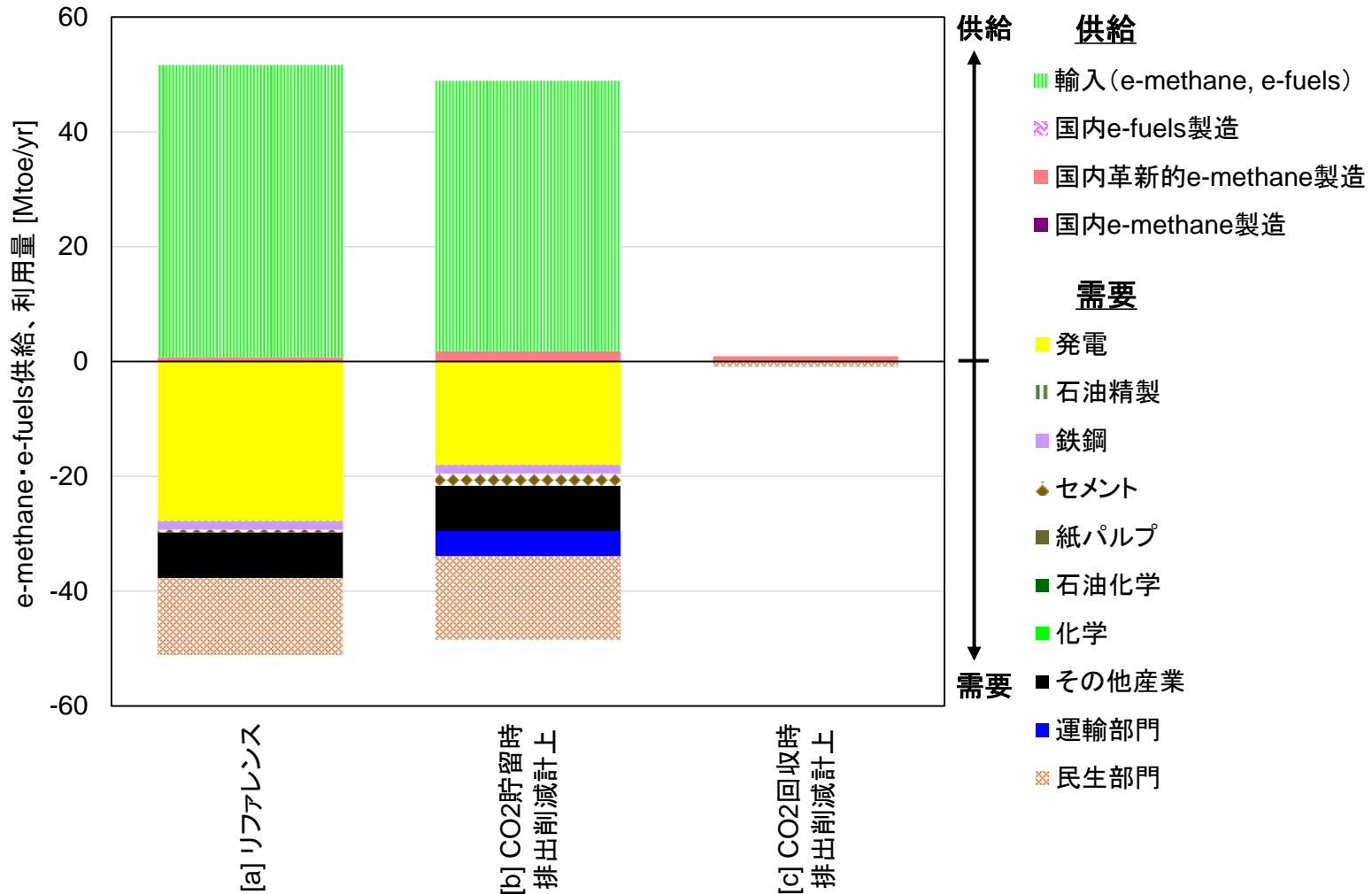
- ✓ [b] CCS-CO₂貯留時排出削減計上ケースでは、海外へのCO₂輸送はゼロに。CCU量は他ケースより大きめ
- ✓ [c] 海外CCS-CO₂回収時排出削減計上ケースでは、e-methane・e-fuelsによる排出削減が減少するため、かわりに、[a]リファレンスケースに比べても、回収CO₂の海外へ輸送を増やす結果に。

水素・アンモニアバランス（日本）



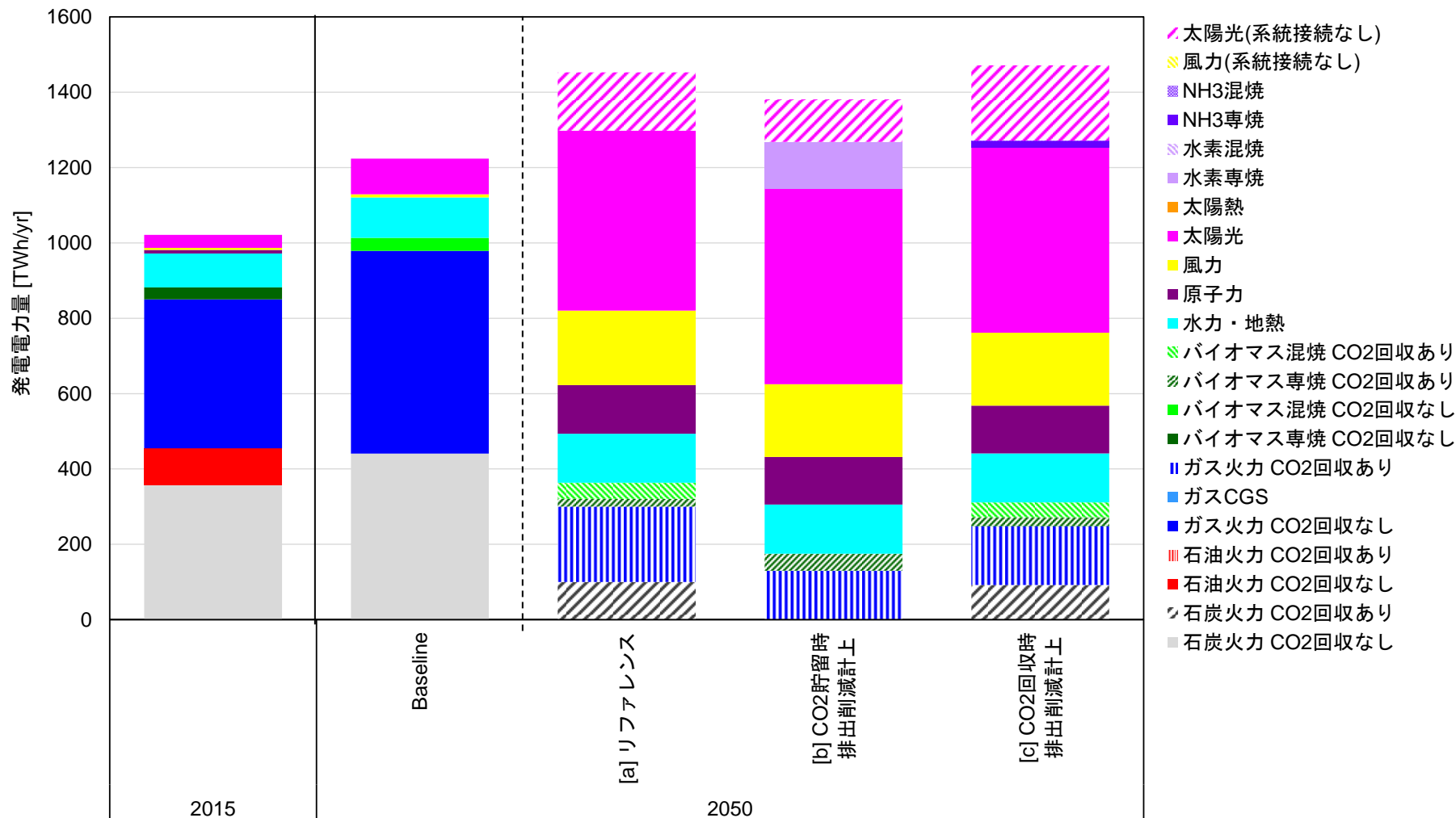
✓ 水素、アンモニアの利用量は、CO₂の帰属方法に依らず、比較的安定的。CCSが利用しにくいケース[b]では、CCSを補うために発電部門での水素利用量が増大

e-methane・e-fuelsのバランス（日本）



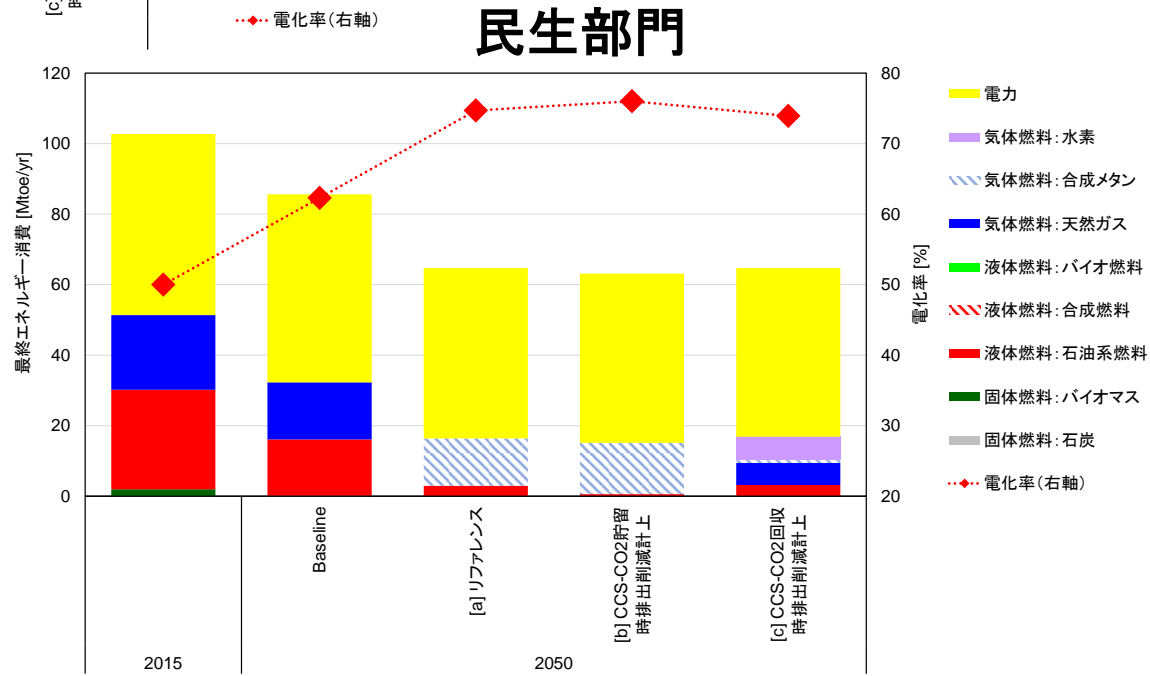
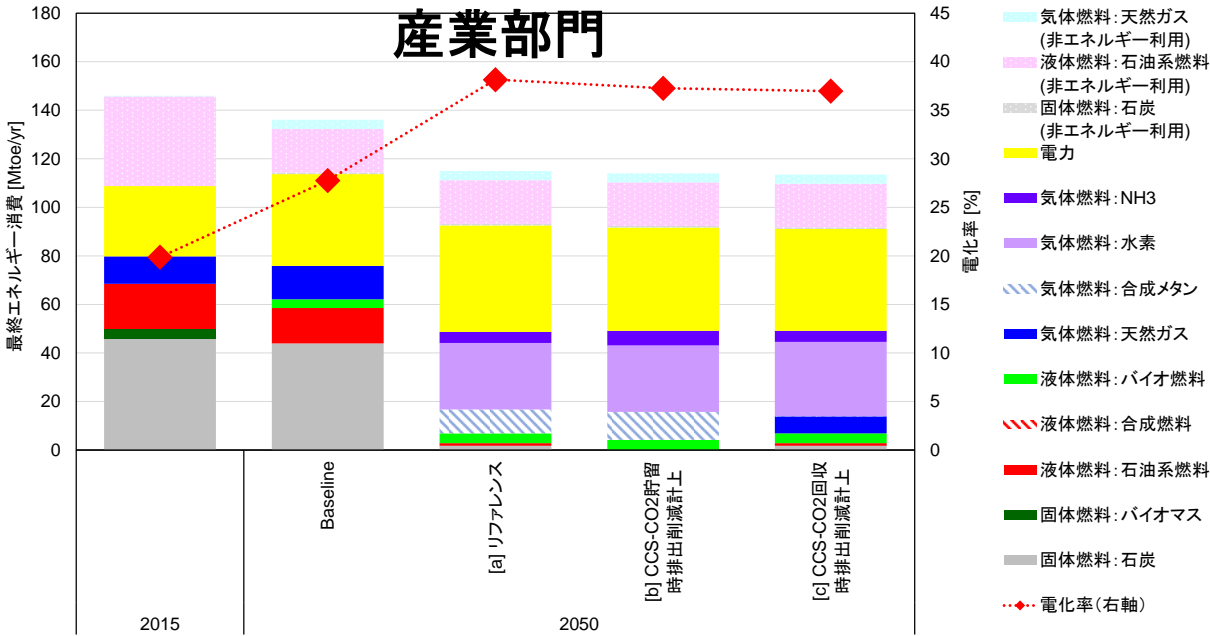
- ✓ [b]CO2貯留時排出削減計上ケースでは、CCSの効果が減じられることから、e-methane+CCS発電(負排出)が減少、かわりにセメントでのe-methane利用、運輸でのe-fuels利用が増加
- ✓ [c]CO2回収時排出削減計上ケースでは、海外からのe-methane・e-fuelsの輸入は見られず、わずかに国内生産し、民生部門とその他産業部門で利用する結果

発電電力量（日本）



- ✓ [b]CO₂貯留時排出削減計上ケースでは、[a]リファレンスに比べ、石炭火力やガス火力のCO₂回収量が減少。その分、海外水素を用いた水素発電量が増大
- ✓ [c]CO₂回収時排出削減計上ケースでは、[a]リファレンスと似通った電源構成

産業部門・民生部門の最終エネルギー消費量（日本）



日本のエネルギーシステムコストの増分 (特段の排出削減を想定しないベースライン比)

	2040	2050	2070	2100
[a] リファレンス	55.2	106.8	52.8	47.1
[b] CO ₂ 貯留時排出削減計上	66.3	124.2	57.1	49.7
[c] CO ₂ 回収時排出削減計上	49.4	91.4	60.4	54.3

単位: billion USD/yr

- ✓ [b]CO₂貯留時排出削減計上ケースでは、海外輸送CO₂貯留インセンティブが働かなくなるため、ケース[a]に比べて最大2割程度、コスト増大。
- ✓ 海外からのe-methane, e-fuelsの輸入インセンティブが働きにくくなる、ケース[c]は、2050年頃までは、海外輸送CO₂貯留インセンティブが働くことで、コストの抑制が見られるが、2050年以降、一層排出削減が厳しい段階では、e-methane, e-fuelsの輸入インセンティブが働きにくくなる影響の方が大きくなり、ケース[b]よりも対策コストが増大

4. まとめ



- ◆ 脱炭素化(ゼロ排出)のためには、原則的には、一次エネルギーは、再エネ、原子力、化石燃料+CCSのみとすることが求められる。電力化率の向上と、低炭素、脱炭素電源化は、対策の重要な方向性
- ◆ 他方、CNの達成には、様々な方法があり、全体システムでのコスト最小化を追求することが重要
- ◆ 再エネの拡大が重要となる中、蓄電池、水素は重要なオプション。また、更に再エネの利用先を拡大するためにも、アンモニアやe-methane・e-fuelsも重要なオプションとなり得る。一方、いずれの技術も、コストの大幅な低減が不可欠。技術間の競争促進によるコスト低減も必要。コストを見極めながら、適切な需要拡大を志向することは重要
- ◆ 日本でのCN実現においては、海外の再エネ、CO₂貯留リソースの活用は重要であり、そのために水素(アンモニア、e-methane、e-fuelsも含めて)の役割は大きいと考えられる。
- ◆ e-methane、e-fuelsは、CO₂の帰属問題があるが、現在、バイオマスからのCO₂排出は、バイオマス燃焼時にはCO₂ゼロ排出として取り扱われており、e-methaneやe-fuelsが同じく実質ゼロ排出の炭化水素燃料という点からも、CO₂回収時には排出削減量を計上せず、e-methaneやe-fuels燃焼時にはゼロ排出扱いとすることがこれと整合性を有する扱いと考えられる。
- ◆ なお、世界で効果的にCO₂を減らすことが本質的には重要であり、排出の2重計上があっても特に問題がないような制度もあり得るので、その場合は、CO₂回収側、CO₂貯留側、e-methane・e-fuels利用側の双方に削減のインセンティブを与えて、ダブルカウントを認めることでこれらCN燃料の利用を加速させることも考えられる。

付録

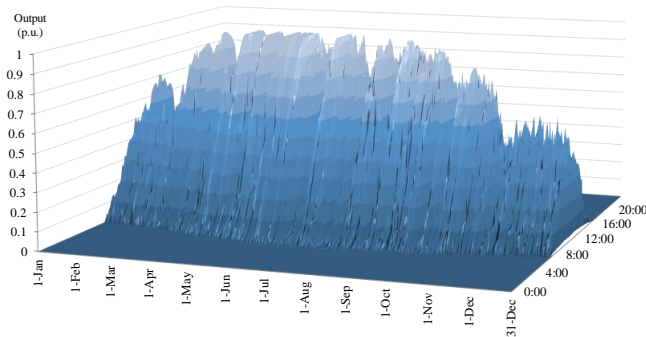
統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ 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

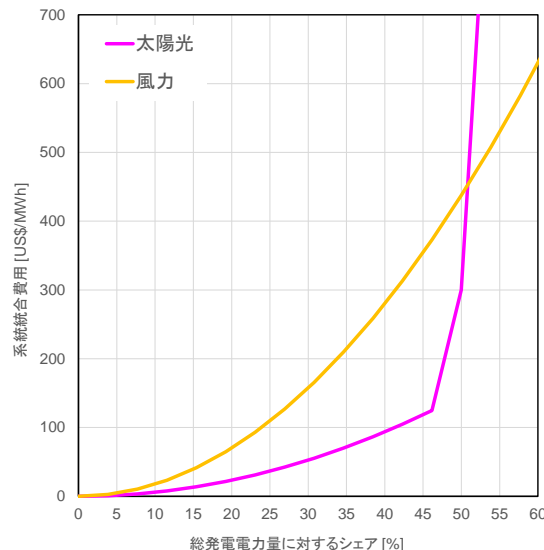
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム（揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵）、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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）

e-methane生産エネルギー効率とコストの想定

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)