

未来社会を支える温暖化対策技術シンポジウム in 関西

2021年9月30日

2050年カーボンニュートラル実現 のための技術とコスト

(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



1. **カーボンニュートラルに向けた対策の全体概要**
2. **カーボンニュートラルに向けた各種対策技術の役割と課題**
 - 2.1. **再生可能エネルギー、蓄電池、水素の役割と課題**
 - 2.2. **CCUS、DACの役割と課題**
 - 2.3. **原子力発電の役割と課題**
 - 2.4. **省エネ：DXによる低エネルギー需要社会の実現の可能性**
3. **日本の2050年カーボンニュートラルに向けたシナリオ分析例**
4. **世界の排出削減ポテンシャルとコスト**
5. **まとめ**

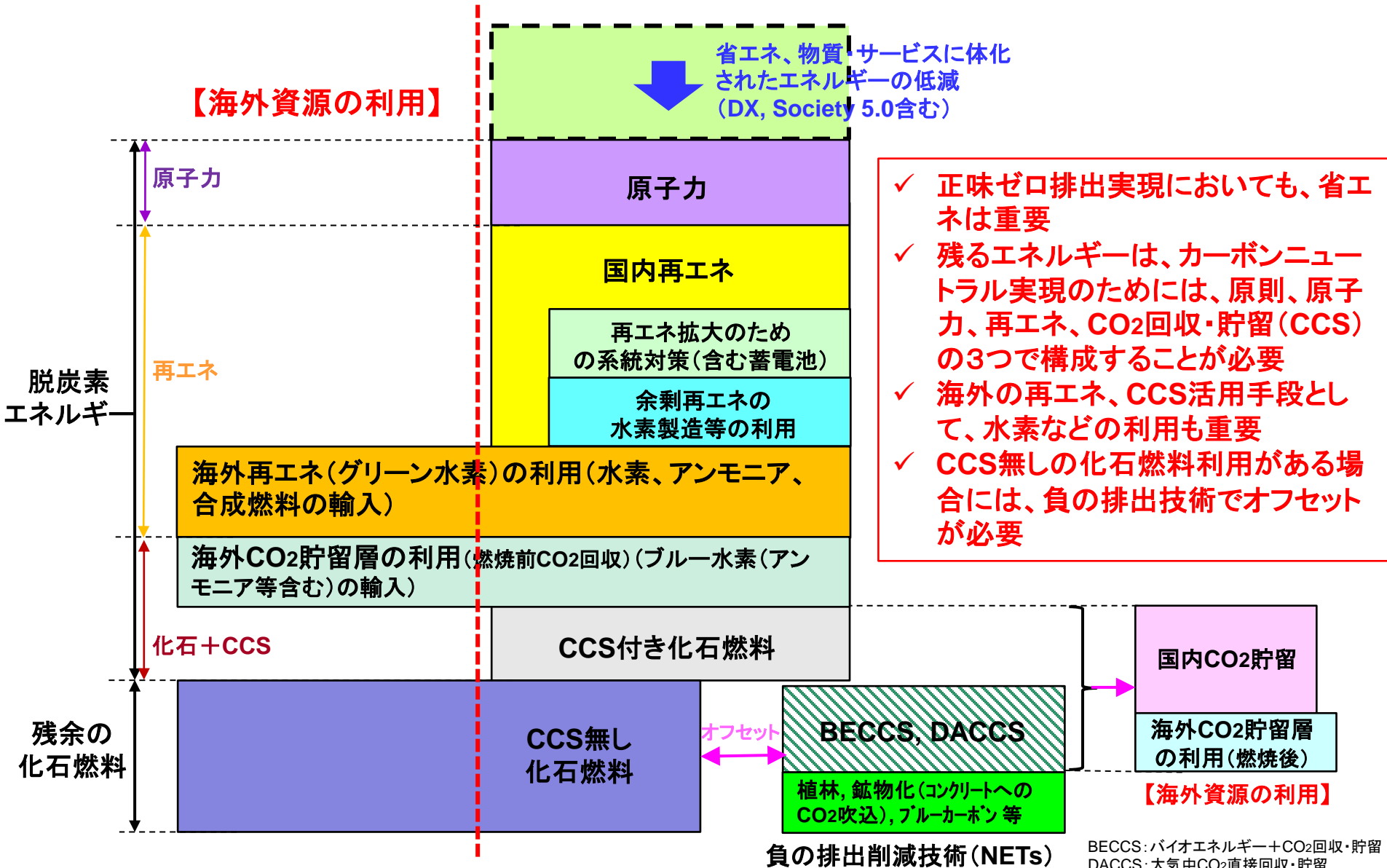
1. カーボンニュートラルに向けた 対策の全体概要



日本の正味ゼロ排出のイメージ (1/2)

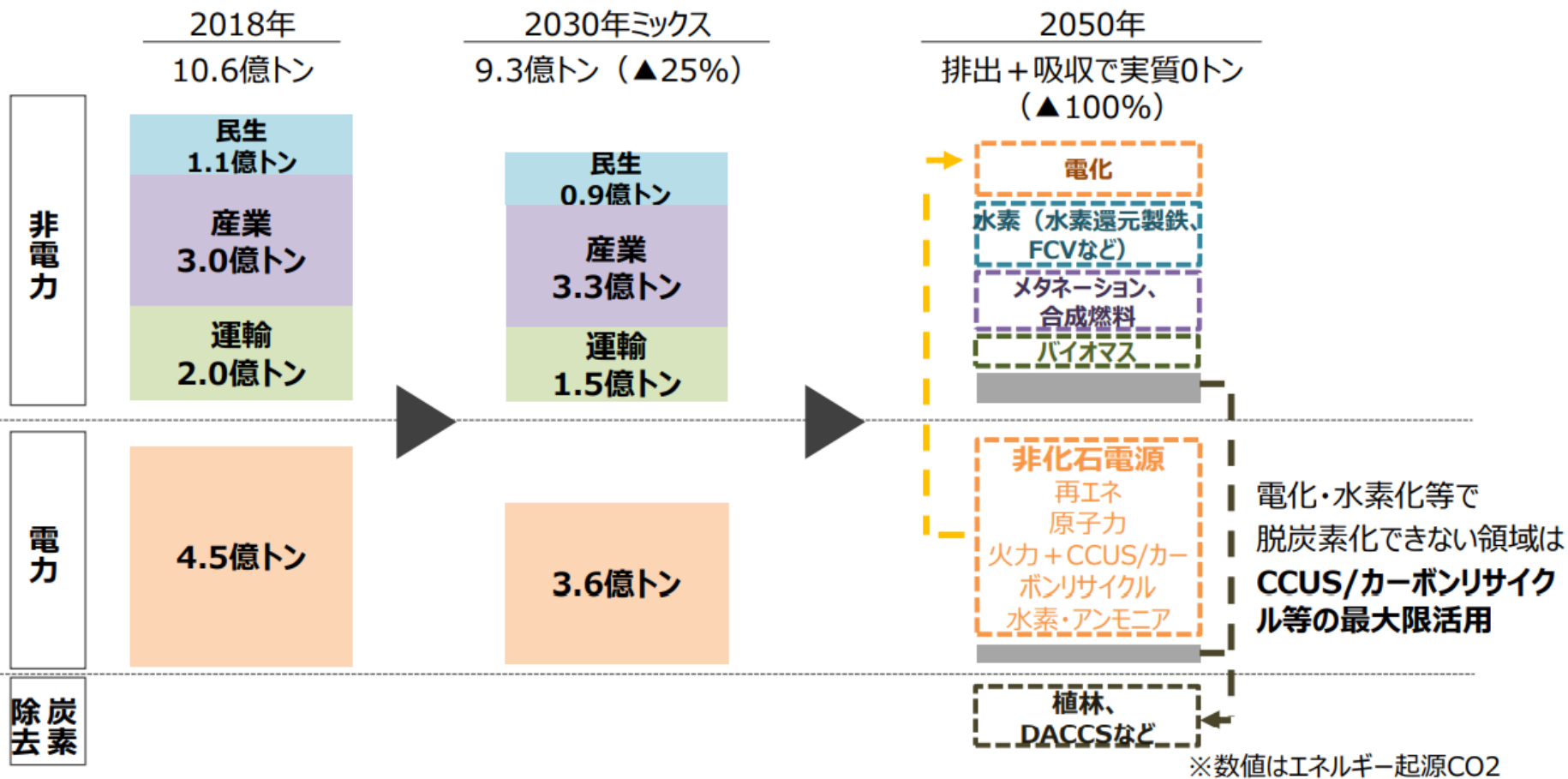
【国内の一次エネルギー供給】

【海外資源の利用】



- ✓ 正味ゼロ排出実現においても、省エネは重要
- ✓ 残るエネルギーは、カーボンニュートラル実現のためには、原則、原子力、再エネ、CO₂回収・貯留(CCS)の3つで構成することが必要
- ✓ 海外の再エネ、CCS活用手段として、水素などの利用も重要
- ✓ CCS無しの化石燃料利用がある場合には、負の排出技術でオフセットが必要

日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)



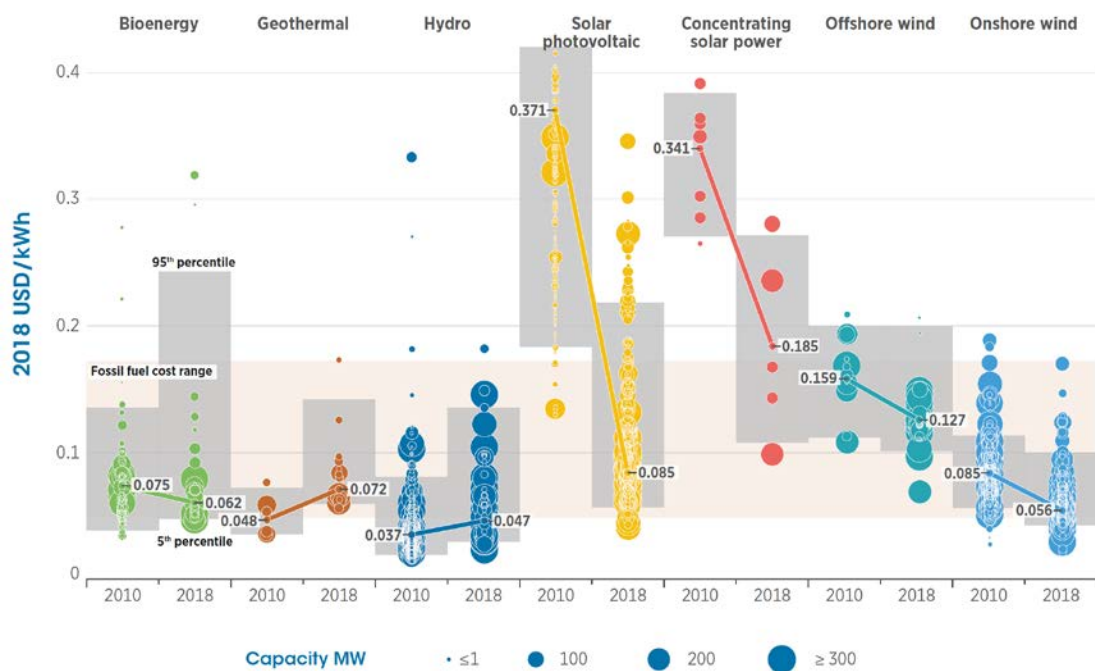
2. カーボンニュートラルに向けた 各種対策技術の役割と課題



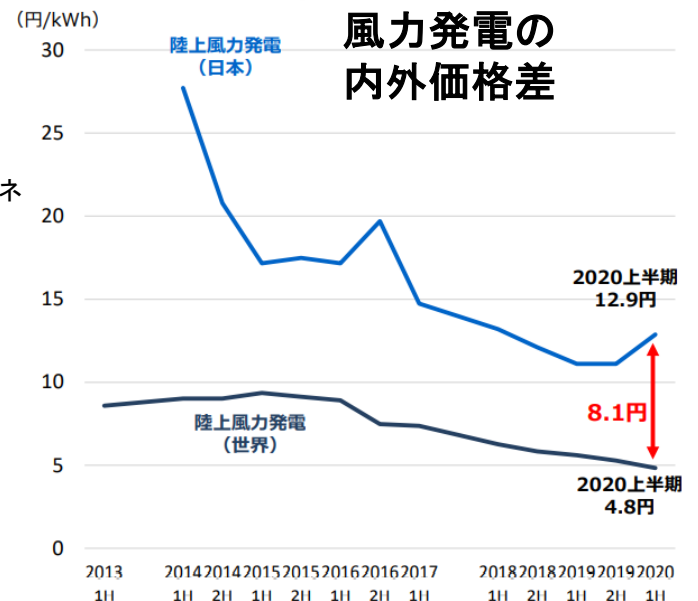
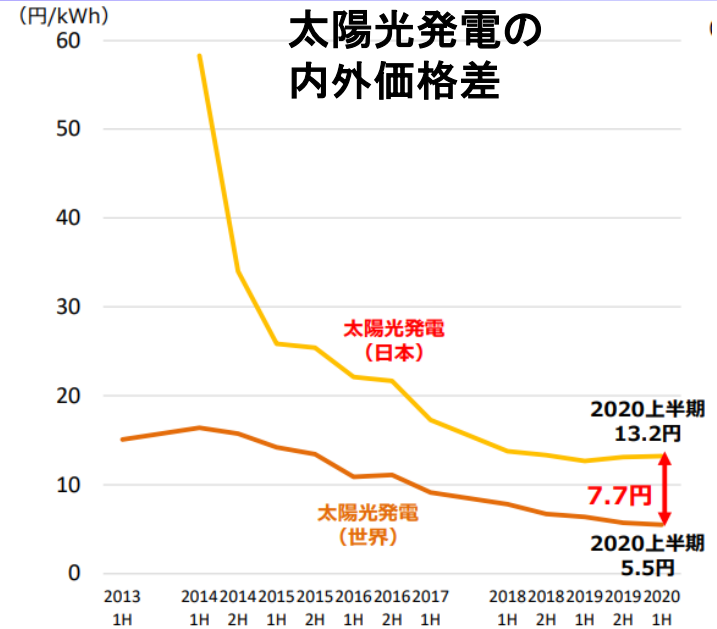
2.1. 再生可能エネルギー、蓄電池、 水素の役割と課題



世界の再生可能エネルギーの動向



出典)IRENA



出典)総合資源エネルギー調査会

- ✓ 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ている。
- ✓ ただし、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。

日本の再生可能エネルギー導入急拡大のひずみ

発電電力量の国際比較（水力発電除く）

単位：億kWh

| | 2012年 | | 2018年 |
|------|--------|--------|--------|
| 日本 | 309 | → 3.1倍 | 963 |
| EU | 4,319 | → 1.6倍 | 7,035 |
| ドイツ | 1,217 | → 1.7倍 | 2,068 |
| イギリス | 358 | → 2.9倍 | 1,053 |
| 世界 | 10,693 | → 2.3倍 | 24,862 |

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



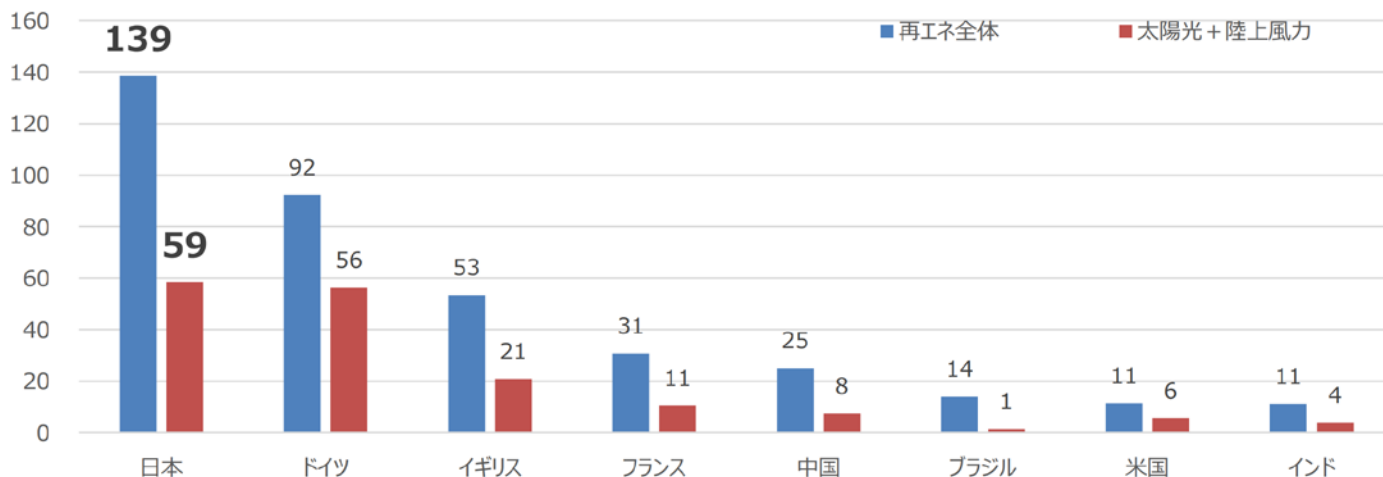
観光地へのアクセス道路からの景観



- 平地あたりの再エネ発電量でみると、**日本は世界最大。限られた国土の中で導入が進展。**

(万kWh/km²)

【平地面積あたりの各国再エネ／太陽光・陸上風力の発電量】

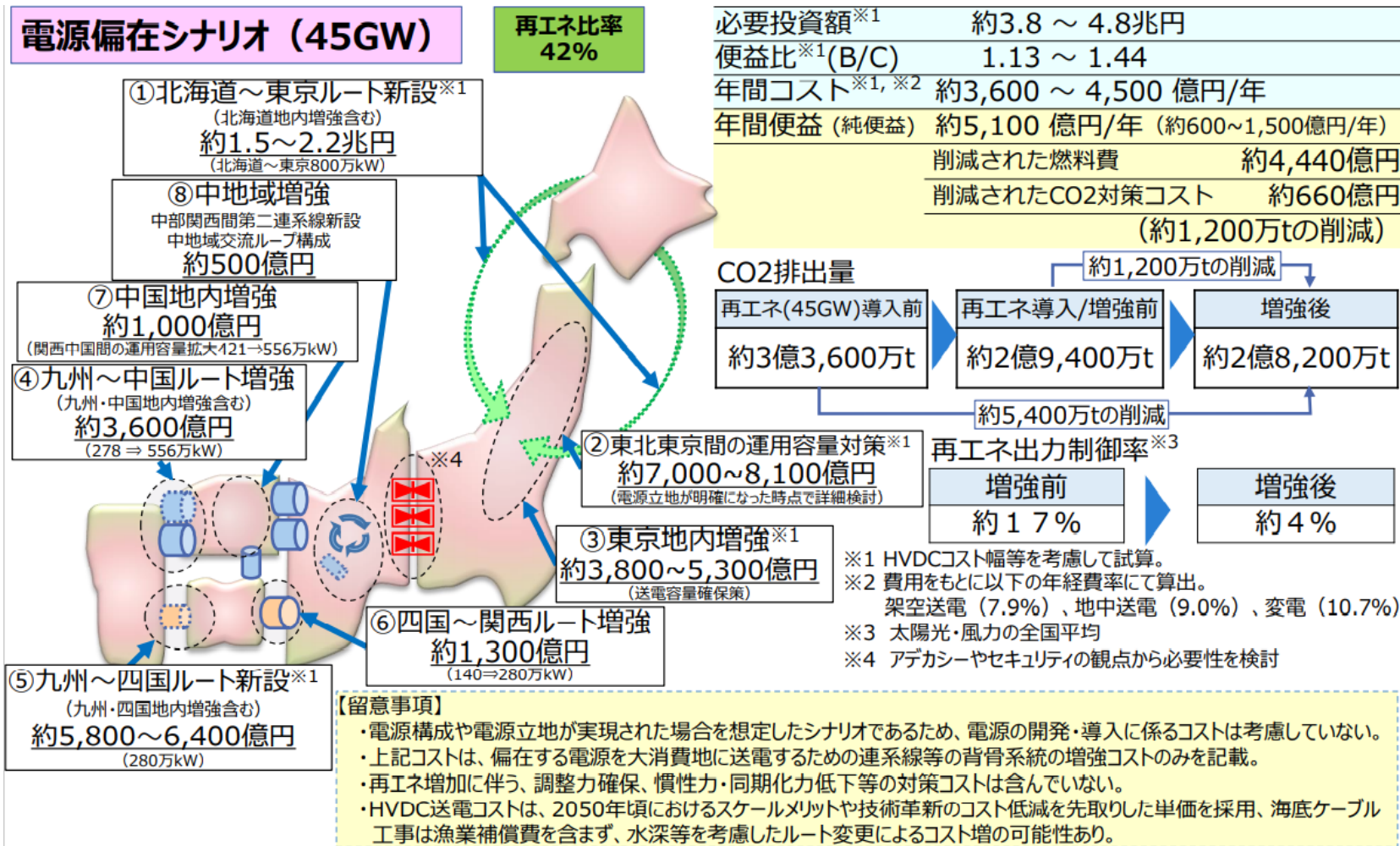


再エネの拡大は必須だが、国内での導入規模は楽観視できない。調和した拡大が必要

再エネの拡大に向けて:プッシュ型の電力系統形成

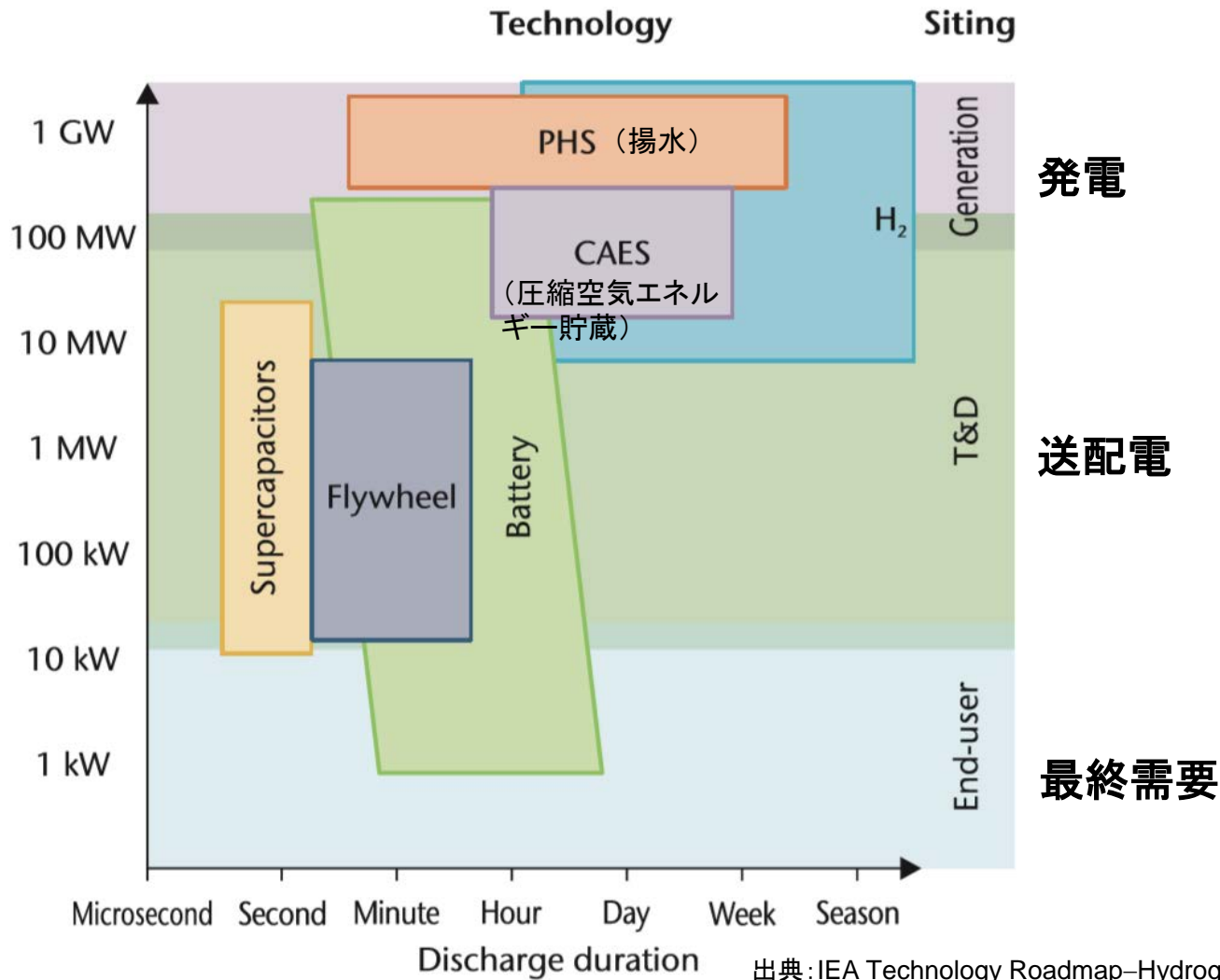
洋上風力45 GWシナリオ時の系統増強の試算例

出典) 電力広域機関、マスタープラン検討委員会資料



プッシュ型での系統形成を行う方針(費用便益分析を実施)。次期エネルギー需給見通し(2030年以降のエネルギーミックス)等によってどう形成すべきかは異なってくるが、偏在する再エネの大量導入によって、系統増強が必要に。大きな投資が必要。

変動性再エネの増加に伴うエネルギー貯蔵の重要性



- ✓ 技術、エネルギー種によって、エネルギー貯蔵における得意領域は異なる。
- ✓ 電子は移動がしやすいため、それを蓄電池という仕組みの中に抑え込むことは、原理的に困難さが増す。貯蔵の難しさ(コスト)は、電気(電子) > 水素 > 天然ガス > 石油 > 石炭 > ウラン のような順。

水素・アンモニアの技術開発、展望等

- 液化水素による国際輸送実証を実施中（実施主体：技術研究組合CO2フリー水素サプライチェーン推進機構“HySTRA”^{ハイストラ}）。
- 2019年12月11日に液化水素運搬船「すいそ ふろんていあ」の命名・進水式を開催。
- 褐炭ガス化炉（豪州）、液化積荷基地（豪州）、荷役基地（神戸）が竣工し、実証運転を開始している。「すいそ ふろんていあ」は、今後、**世界初の液化水素の大規模海上輸送による褐炭水素を日本に輸送する予定**。

液化水素運搬船 命名・進水式の様子

その他の施設の進捗

① 褐炭ガス化
施設の完成
2020.10



② 豪州液化基地
の完成
2020.6



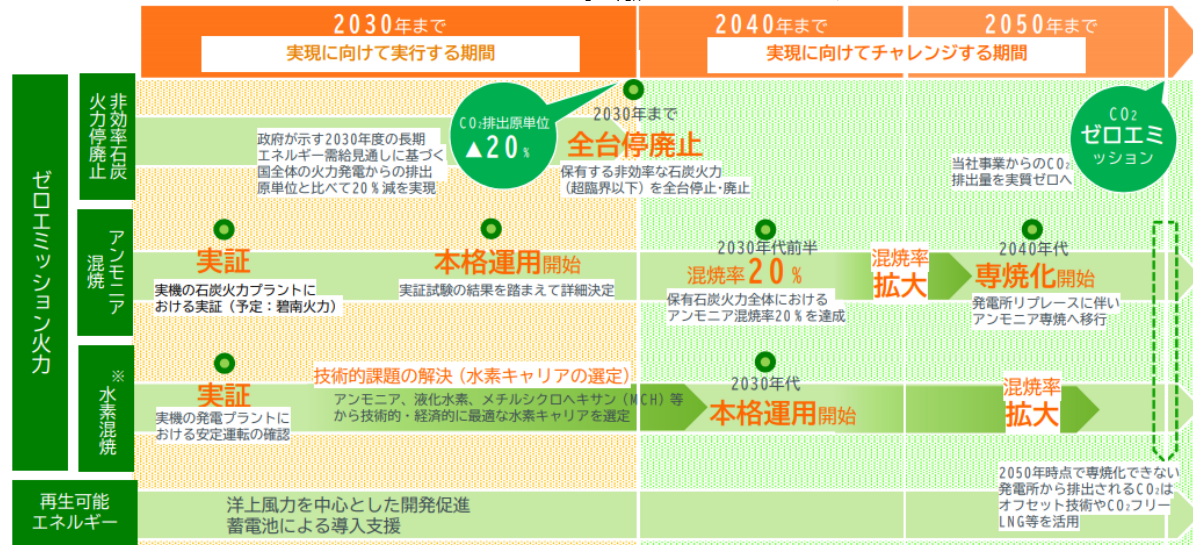
③ 神戸荷役基地
の完成
2020.6



2019年12月11日 川崎重工 神戸工場
・一般参加者を含め約4000人規模の式典

JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ

出典)政府資料

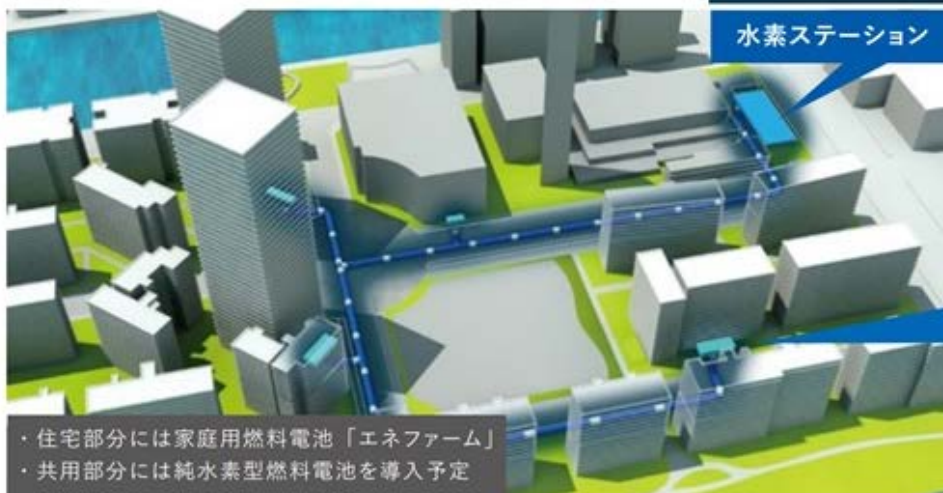


出典)JERA

本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。 ※ CO2フリーLNGの利用も考慮しております。

CN分散電源としての水素燃料電池の役割

出典) Panasonic



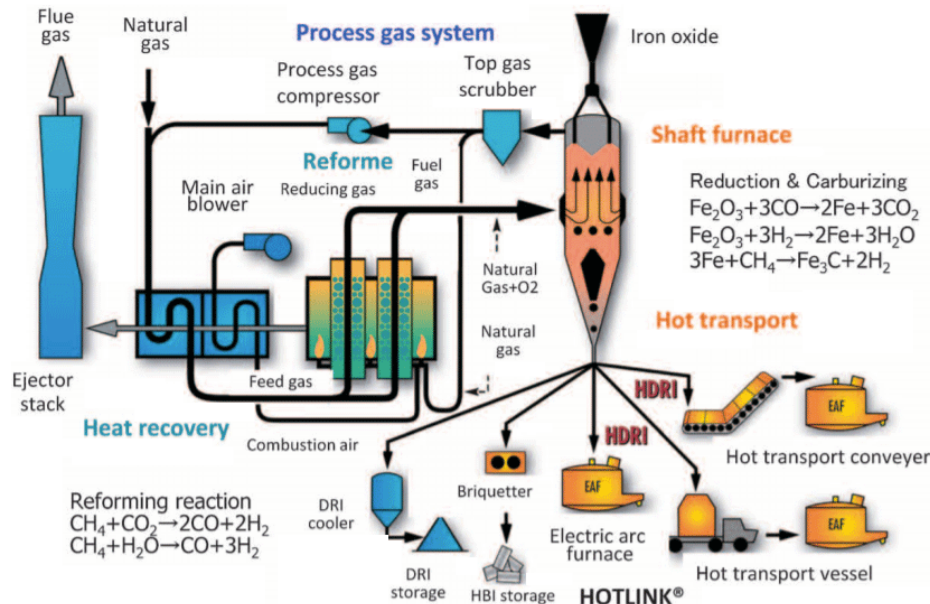
再エネポテンシャルの地理的偏りがある中、VREの拡大により、系統増強費用が大きくなる可能性もあることから、需要地近くへのCN分散電源の導入の経済性が大きくなる可能性がある。各種エネルギーのバランスのとれた導入が重要

水素直接還元製鉄の展望とモデル想定

- ✓ 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)
- ✓ 後述の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】
- ✓ **2031年から(同2040年以降)、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

水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例

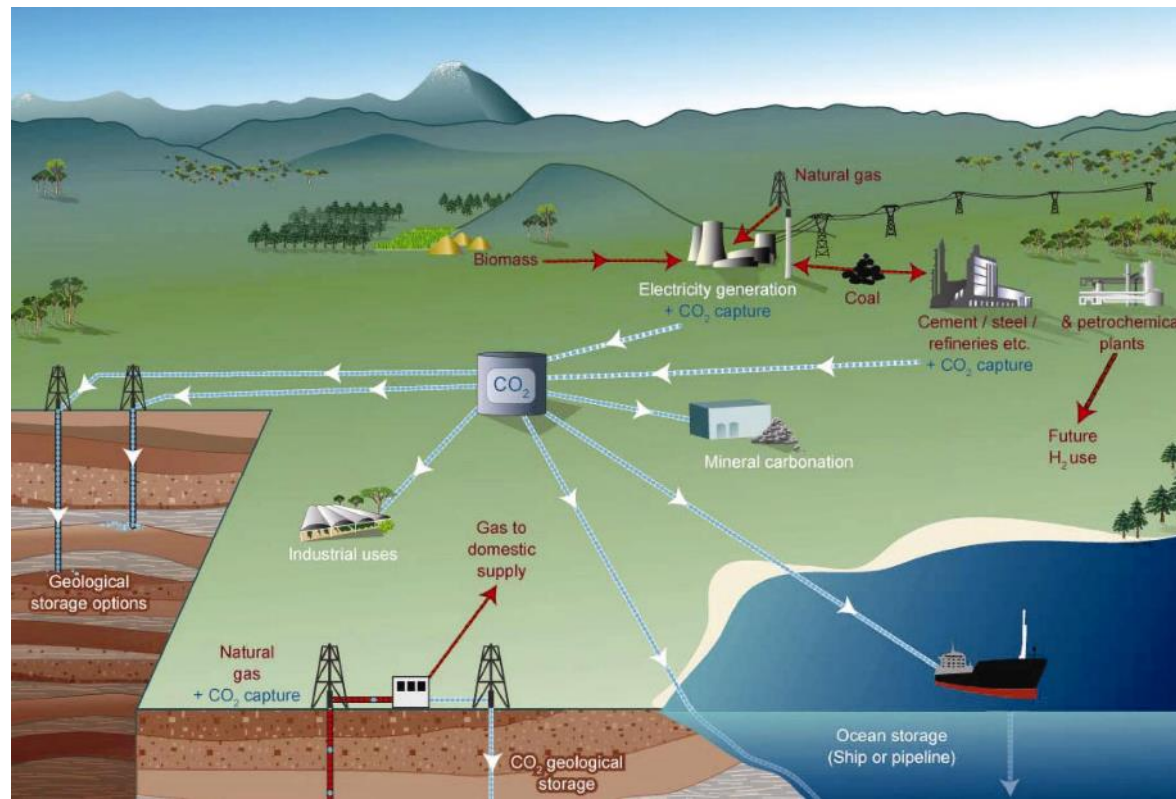


<https://www.midrex.com/>

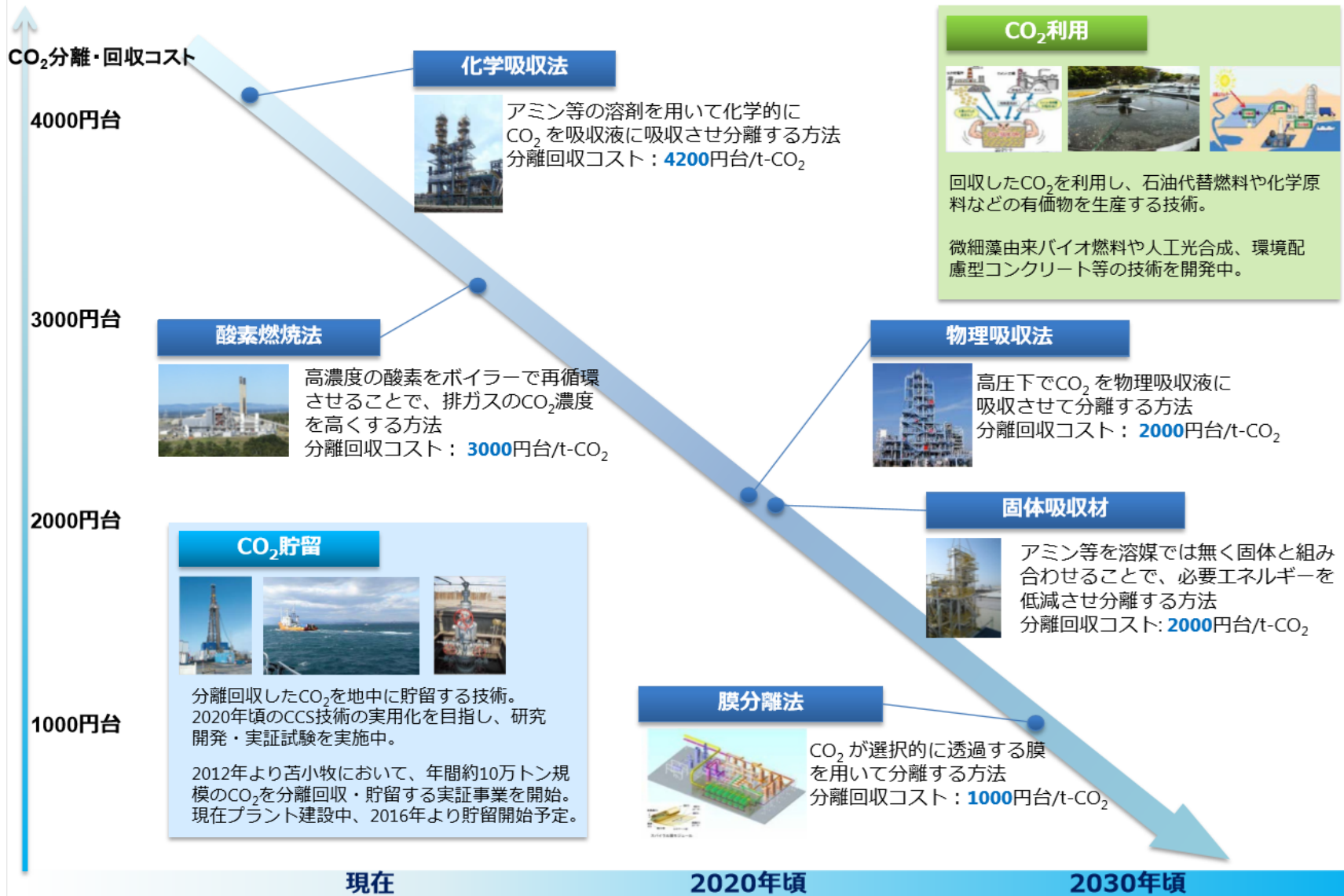
https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html

2.2. CCUS、DACの役割と課題

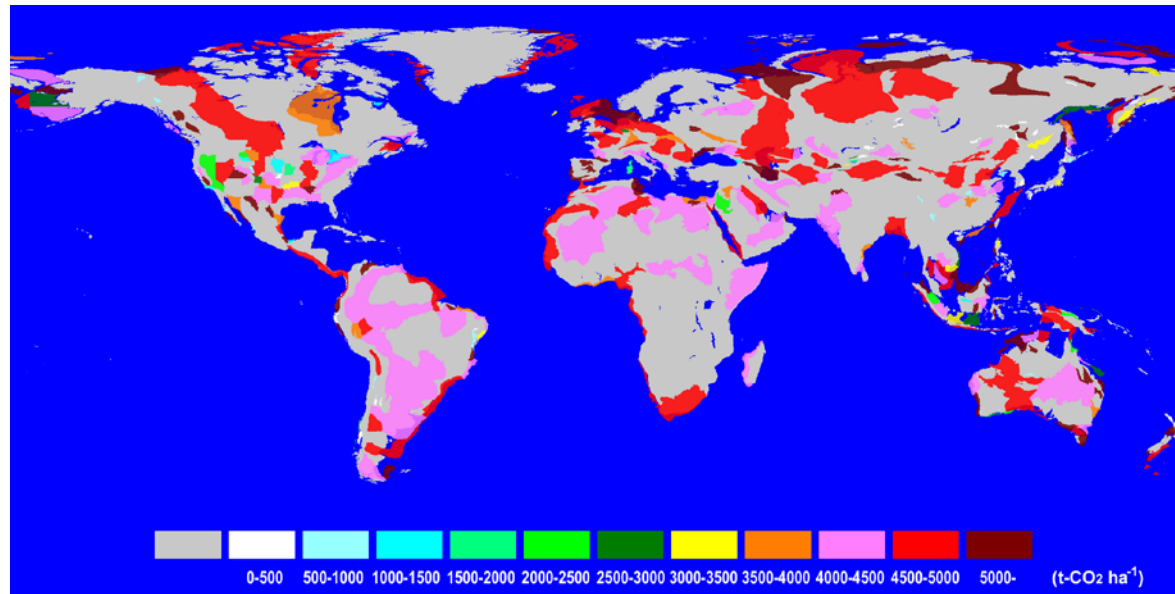
* CCUS: 二酸化炭素回収・利用・貯留、DAC: 大気中CO₂直接回収



CO₂回収関連技術の概要



世界のCO₂貯留ポテンシャルの推定とモデルでの想定



出典) K. Akimoto et al., GHGT-7, 2004: USGSデータ等を用いて推計したもの。図では理想的に利用可能なポテンシャルを表示している(理論的ポテンシャルのうち、陸域の10%、海域の20%を実際のポテンシャルと想定した場合のポテンシャル推計値が下表)。

注) 日本の技術的なポテンシャルとして、146 GtCO₂といった推計(2005)もあるが、実際的なポテンシャルは不透明で詰めていく必要有

| | 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 | 111.5 | 675-900 | 57 - 69* ² |
| 廃ガス田 | 0.0 | 147.4 - 665.5 | | 9 - 59 |
| 深部帯水層 | 11.4 | 3042.6 | 10 ³ -10 ⁴ | 5 - 38 |
| 炭層 (メタン増進回収) | 0.0 | 143.4 | 3-200 | 27 - 122* ² |

注1) 廃ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス探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。

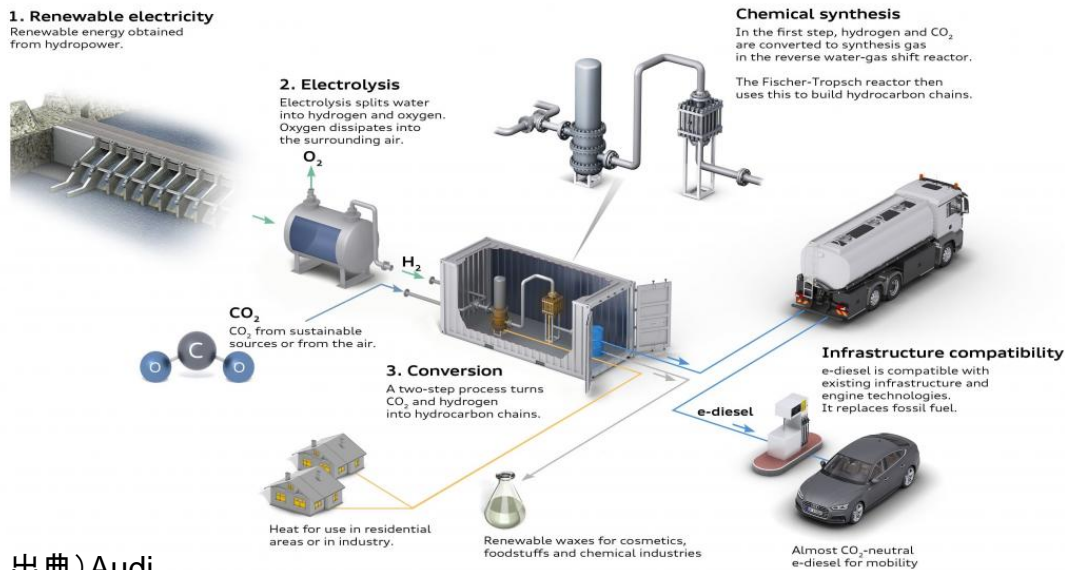
注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

*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。

合成石油・合成メタン(エネルギー利用のCCU)

- ✓ 水素の更なる利便性向上のため、合成石油・合成メタンも検討されている(既存インフラ、機器が利用可能)。
- ✓ 合成に利用の回収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。



日本ガス協会の2050年展望(目標)

| | | 脱炭素化の手段 | 2050年※ |
|------|-------|---------------|--------|
| 脱炭素化 | ガス自体の | 水素(直接利用) | 5% |
| | | カーボンニュートラルメタン | 90% |
| | | バイオガス | |
| 手立て | | 天然ガス+CCUS | 5% |
| | | カーボンニュートラルLNG | |
| | | 海外貢献 | |
| | | DACCS | |
| | | 植林 | |

※上記数値はイノベーションが順調に進んだ場合の到達点の一例を示すもの
水素やCO₂等は政策等と連動し、経済的・物理的にアクセス可能であるという前提

出典) Audi

シナリオ分析におけるエネルギー・CO₂バランスの想定

合成石油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 | | | |

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 | | | |

大気CO₂直接回収(DAC)技術

- 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、化石燃料燃焼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。
- ただし、VREが余剰、安価となった場合などにおいて大きな役割も期待できるかもしれない。
- 一方、DACS(貯留まで)をすれば、負排出となる。



Climeworks

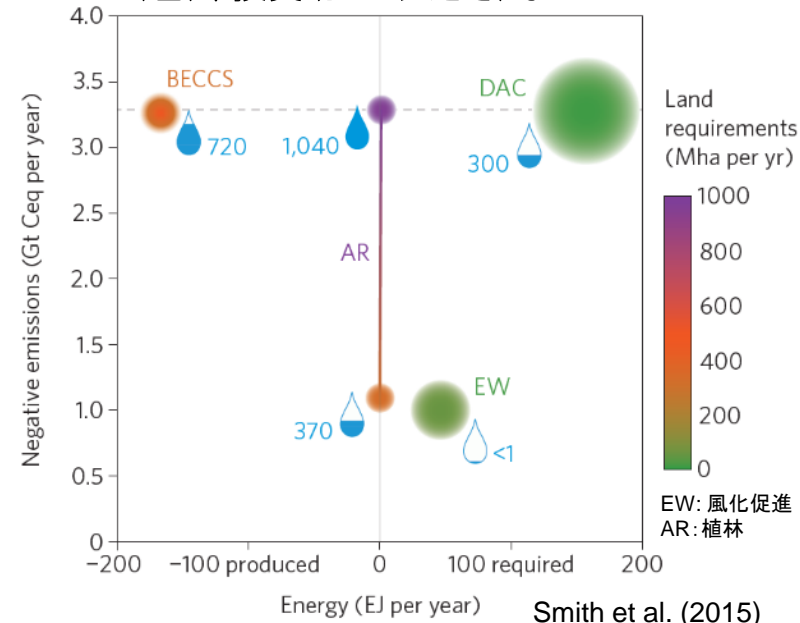
ICEFロードマップ2018 DACによる、DACのエネルギー消費量推計

| Company | Thermal energy/ tCO ₂ (GJ) | Power/ tCO ₂ (kWh) |
|--------------------|--|----------------------------------|
| Climeworks | 9.0 | 450 |
| Carbon Engineering | 5.3 | 366 |
| Global Thermostat | 4.4 | 160 |
| APS 2011 NaOH case | 6.1 | 194 |

M. Fasihi et al., (2019)による2020年のDACのエネルギー消費量と設備費の推計

| | エネルギー消費量 (tCO ₂) | | 設備費 (Euro/(tCO ₂ /yr)) |
|--------------------|---------------------------------|--------------------|--------------------------------------|
| | 電力 (kWh) | 熱 (GJ) | |
| 高温(電化)システム(HT DAC) | 1535 | | 815 |
| 低温システム(LT DAC) | | 6.3 (=1750 kWh) | 730 |
| | 電力 (kWh) | 250 | |

必要エネルギー(横軸)、土地面積(色)、投資(円の大きさ)など



2.3. 原子力発電の役割と課題



原子力の安定供給等における優位性

- 原子力は、燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく（燃料交換後1年以上、発電の継続が可能）、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる。

火力・原子力発電所(100万kW)と同量の発電量を得るための面積

| | |
|-----|---|
| 原子力 | <u>約0.6km²</u> |
| 火力 | <u>約0.5km²</u> |
| 太陽光 | 約58km ² ※山手線の内側の面積が約63km ² |
| 風力 | 約214km ² |

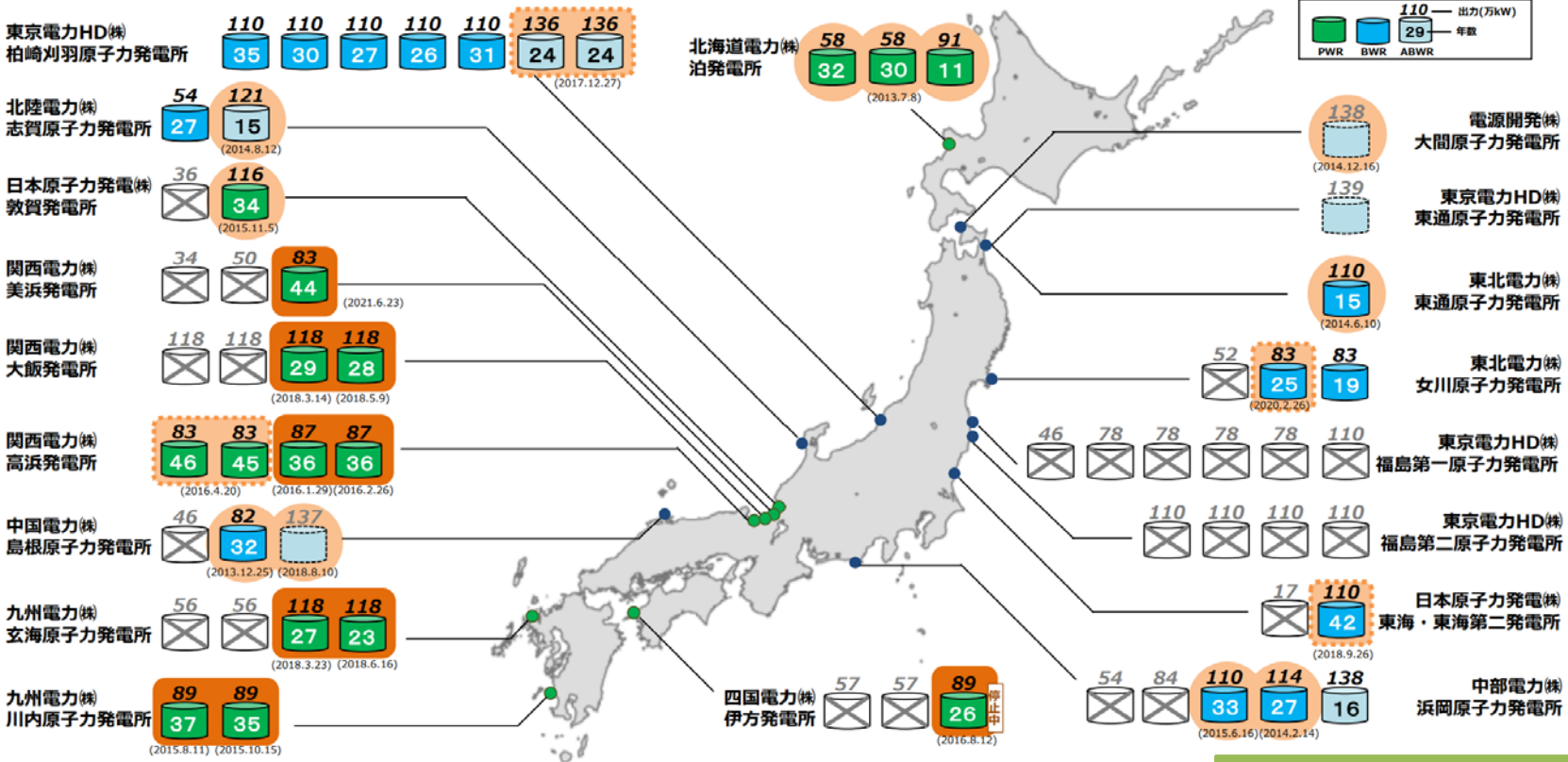
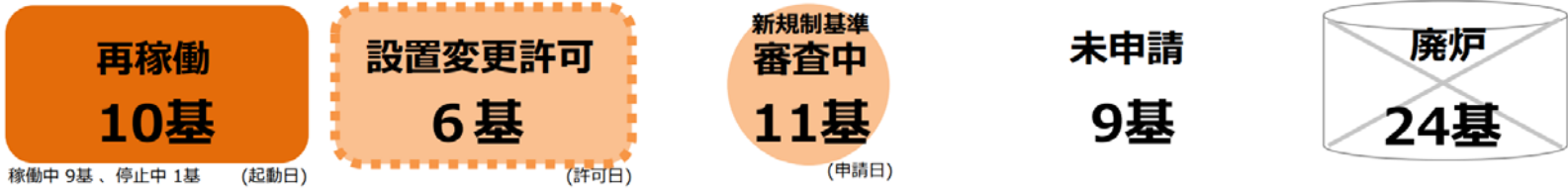
原子力発電所(100万kW)の年間発電量を代替する場合に必要な燃料

| | |
|----------------|-------------|
| 原子力 (濃縮ウラン) | <u>21トン</u> |
| 天然ガス | 950,000トン |
| 石油 | 1,550,000トン |
| 石炭 | 2,350,000トン |

国内在庫日数

| | |
|--------------|---------------|
| 原子力 (ウラン) | <u>約2.9年分</u> |
| 天然ガス | 約20日分 |
| 石油 | 約200日分 |
| 石炭 | 約29日分 |

原子力発電の審査と再稼働状況



2021年7月5日現在

再稼働の影響

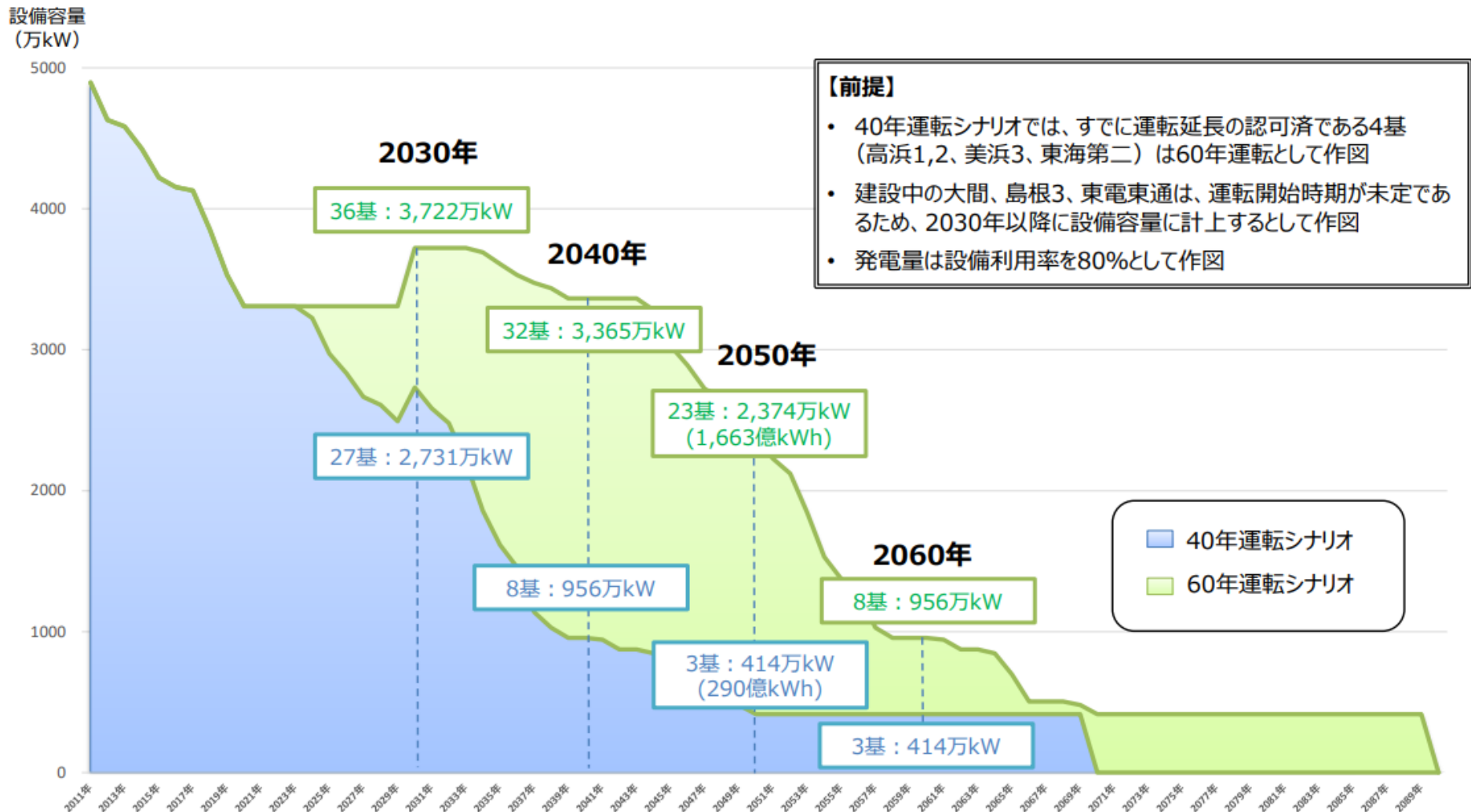
1基稼働：

- 燃料コスト → 350~630億円/年 削減※
- CO2 → 260~490万トン/年 削減※

(日本の年間CO2排出量：約11億トン)
※100万kW級原発(稼働率80%)がLNGまたは石油火力を代替した場合(2016年度推計値による)

日本の原子力発電容量の見通し

- 廃炉が決定されたものを除き、**36基の原子力発電所（建設中を含む）が60年運転すると仮定しても、自然体では、2040年代以降、設備容量は大幅に減少する見通し。**

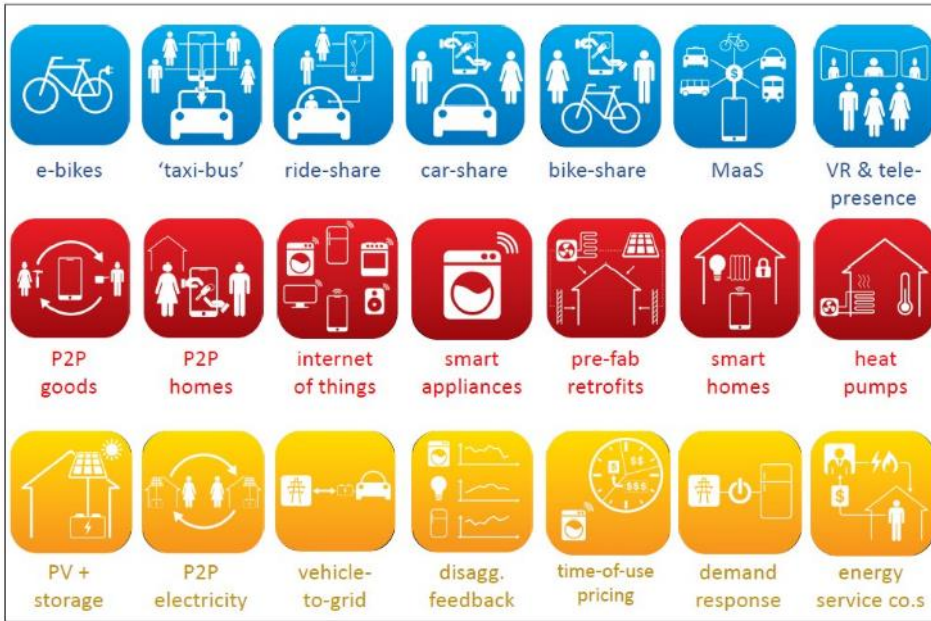


2.4. 省エネ:DXによる低エネルギー 需要社会の実現の可能性

DX: デジタルトランスフォーメーション



エンドユース技術の破壊的イノベーション

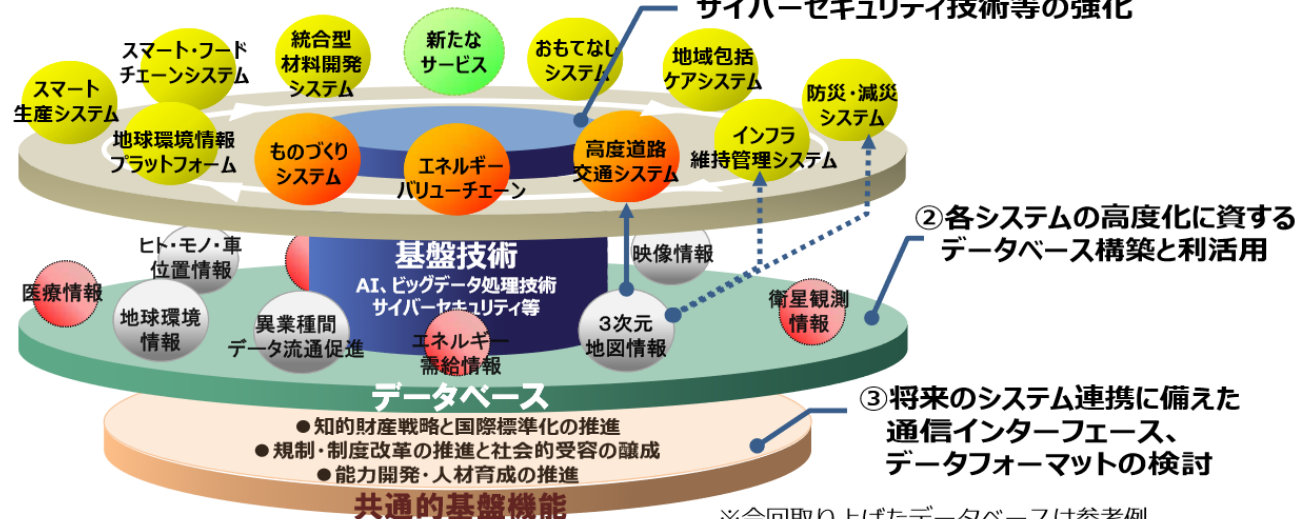


Source: C. Wilson (IIASA)

IoT, AI等の技術進展は、最終エネルギー需要側の社会イノベーションを誘発するポテンシャルあり

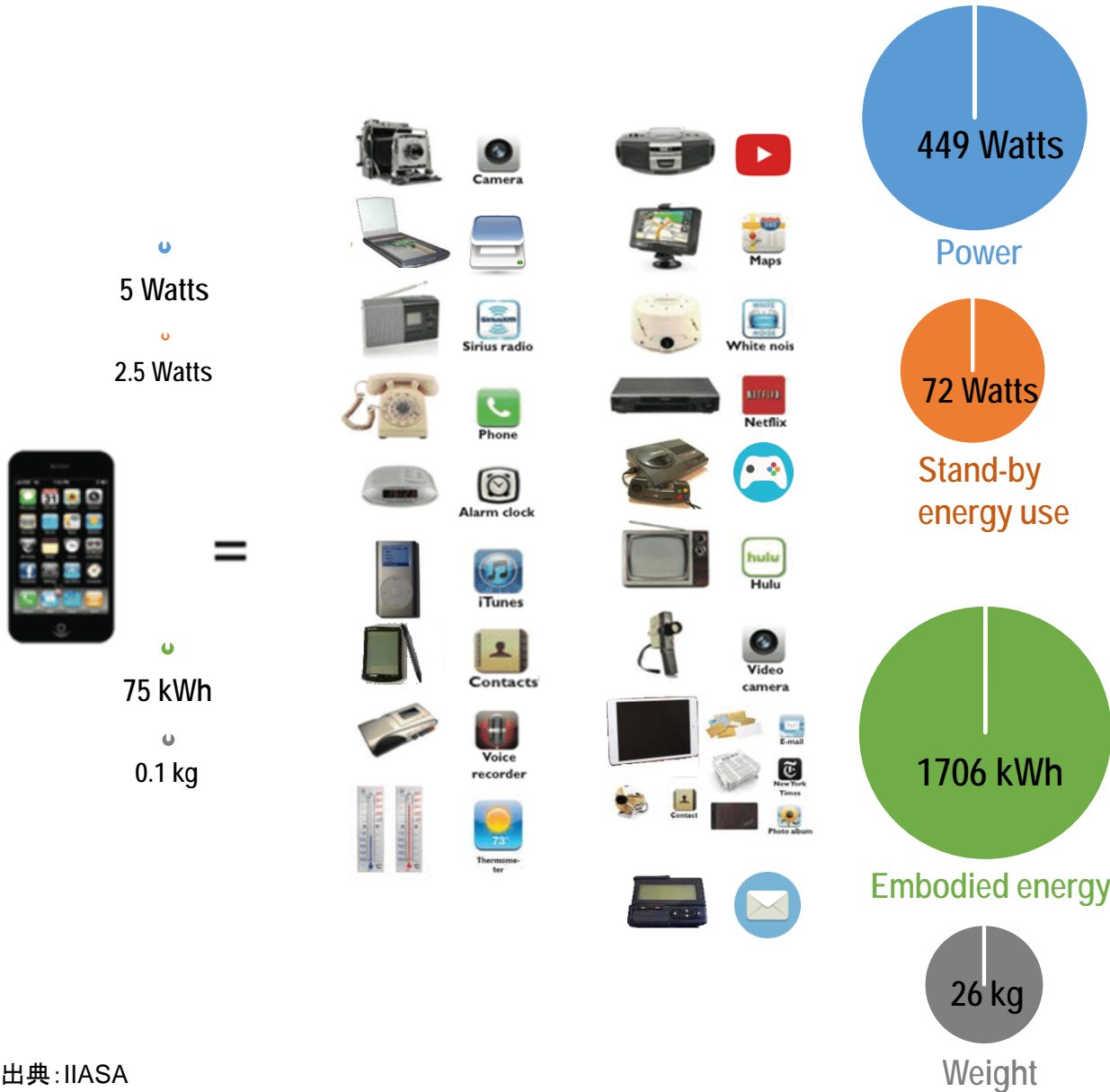
- 1) 独立した技術から、接続へ
- 2) 所有から、利用へ
- 3) シェアリングエコノミー、サーキュラーエコノミーの誘発

●「Society 5.0」プラットフォーム構築のイメージ



サイバー空間(仮想空間)とフィジカル空間(現実空間)を高度に融合させたシステムにより、経済発展と社会的課題の解決を両立する、人間中心の社会

IT, AI等のデジタル技術による社会変化と 低エネルギー需要・低炭素排出社会の可能性



- 社会はエネルギー消費を目的にエネルギーを消費しているわけではない。製品・サービスが効用増をもたらすため、それに体化されたエネルギーを消費しているに過ぎない。
- 効用増をもたらす製品・サービスの展開は急速な場合が多く、それに付随したエネルギー・CO₂排出低減は急速になる可能性あり。

運輸部門: CASE



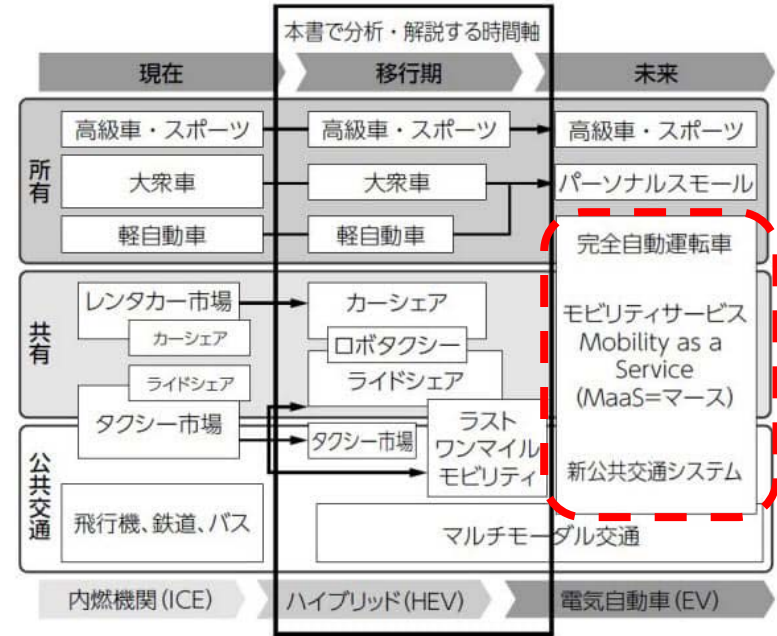
Connected; Service & Shared



Autonomous; Electric



自家用車の稼働率は5%前後。
完全自動運転でシェアリングで稼働率上昇の余地大



Autono-MaaS専用EV「e-Palette」

出所: ナカニシ自動車産業リサーチ

出典)トヨタ



車の形が変わる

自動車と近距離航空の融合の可能性も

シェア化に伴い、車両台数低減が、素材生産量を低減し、また都市の形を変える可能性も

V2G



日産



+20%
kerb-to-kerb street space

出典) Jari Kauppila, ALPSシンポジウム(2019)

Airbus, Audi



3. 日本の2050年カーボンニュートラル に向けたシナリオ分析例

(世界エネルギーシステム・温暖化対策
評価モデルによる分析例)



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

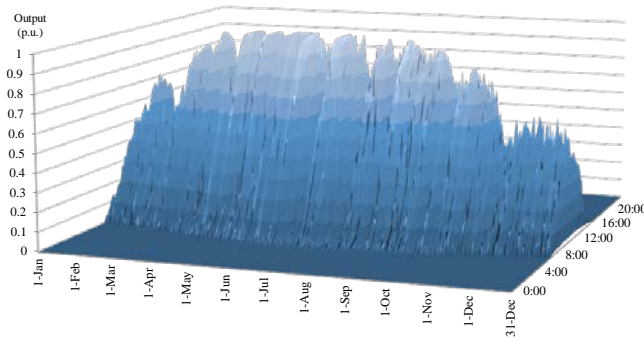
統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を活用

- ◆ 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

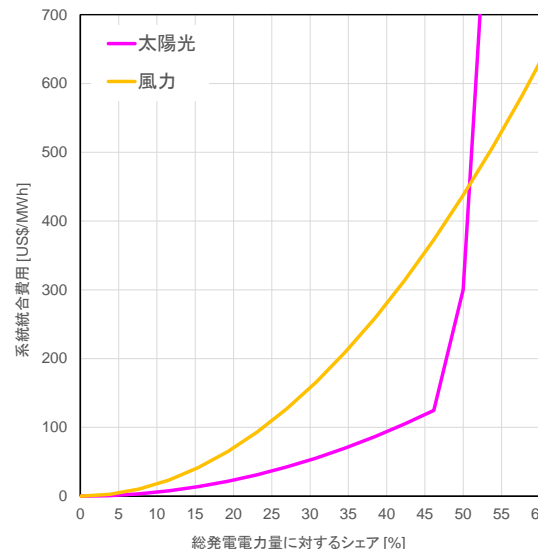
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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**)

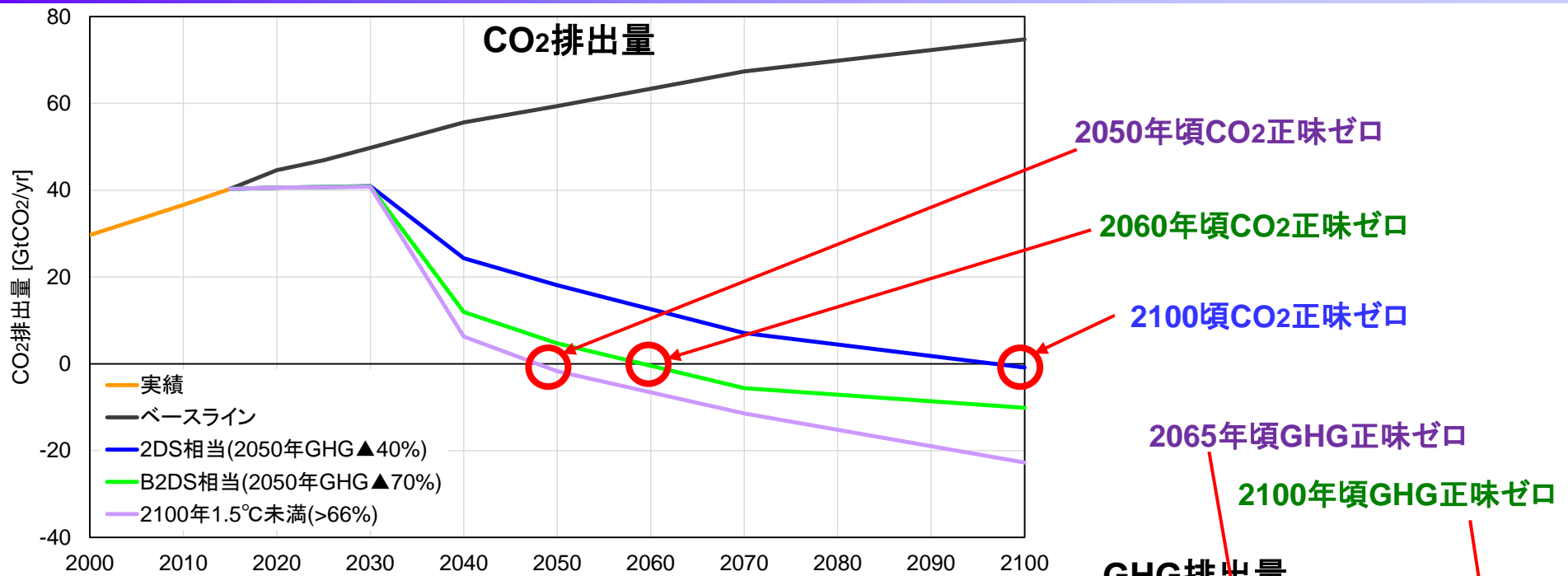


太陽光発電の出力例



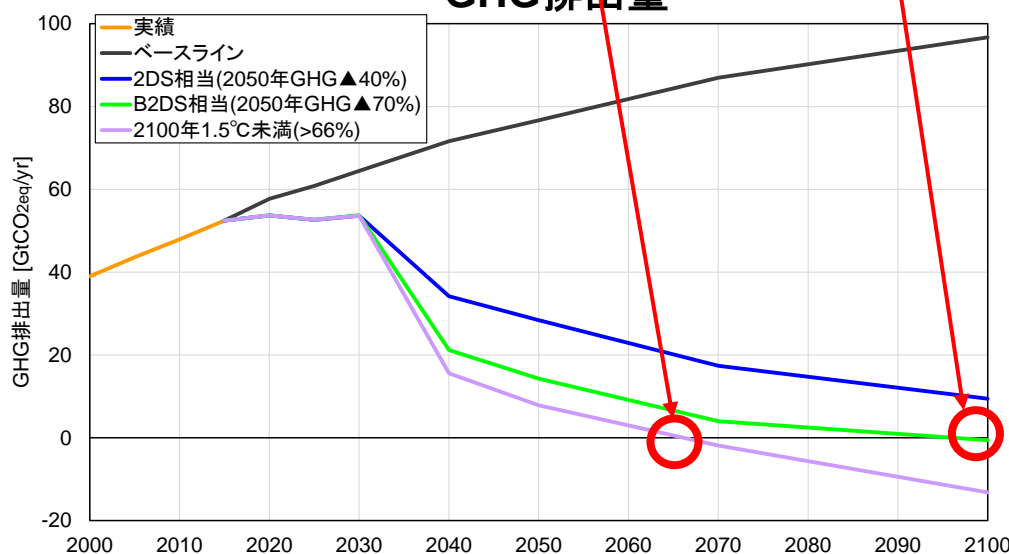
- VRE比率が高まると、**限界統合費用は比較的急速に上昇傾向有**。これは、既にVREが大量に導入されている状況で更に導入を進める場合、曇天・無風状態が数日以上継続するリスクに対応するため、利用頻度の低い蓄電システムや送電線を保持することが必要となることによる。
- 例えば、再エネ比率50%程度(太陽光約400TWh、風力約100TWh)のケースにおいては、蓄電池導入量は最適化計算の結果、**870GWh**、再エネ100%程度(VRE56%)のケースでは**3980GWh**程度となる。(足下導入量約10GWh程度)

ベースラインの世界排出量と2°C、1.5°C排出シナリオ



注) ベースライン排出量は前提とする想定シナリオではなく、モデル計算結果 (SSP2シナリオを表示)

※ 2DS、B2DS、B1.5OSシナリオについては、2030年までは各国NDCs相当の排出制約を想定



日本の2050年カーボンニュートラルシナリオの分析では、日本の排出削減シナリオに加えて、世界全体について1.5°Cシナリオを併せて想定(世界のカーボンニュートラルエネルギー資源の取り合いも踏まえた分析)

【参考】資源エネルギー庁が提示の「参考値」

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

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

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

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

シナリオ想定（概略）

| | | 2050年GHG 排出削減 | 各種技術の想定 (コスト・性能) | 各種技術の導入シナリオ |
|-------------------------------------|--------------|--|--|---|
| 海外クレジット活用ケース(世界費用最小化=世界限界削減費用均等化) | | 国内削減率はモデルで 内生的に決定 | モデルの標準想定 (注:ただし、再エネ比率が高いシナリオでは、疑似慣性力の実現し、普及していることが暗黙の前提となる) | モデルで 内生的に決定 (コスト最小化)。ただし 原子力は上限10% で制約。 CO2貯留量制約想定 |
| 参考値のケース | | ▲100% | | 再エネほぼ100%(原子力0%) |
| 参考値のケースのモデル想定下で再エネ比率が変化した場合のコスト等を推計 | ① 再エネ100% | (日本以外については、欧米はそれぞれ▲100%、それ以外は、CO2について全体で▲100%を想定(GHGは2065年頃▲100%):1.5°Cシナリオ) | 再エネのコスト低減加速 | モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定 |
| | ② 再エネイノベ | | 原子力の導入拡大 | モデルで 内生的に決定 。ただし 原子力の上限を20% と感度を想定。CO2貯留量制約想定 |
| | ③ 原子力活用 | | 水素のコスト低減加速 | モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定 |
| | ④ 水素イノベ | | CO2貯留可能量拡大 | モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。 CCS可能量を大きく想定 |
| | ⑤ CCUS活用 | | カー・ライドシェア拡大 | 完全自動運転車実現・普及により、 カーシェア・ライドシェアが劇的に拡大 すると想定。その他は参照シナリオの想定と同じ |
| | ⑥ 需要変容 | | | |

シナリオ想定と再エネ比率 (2050年)

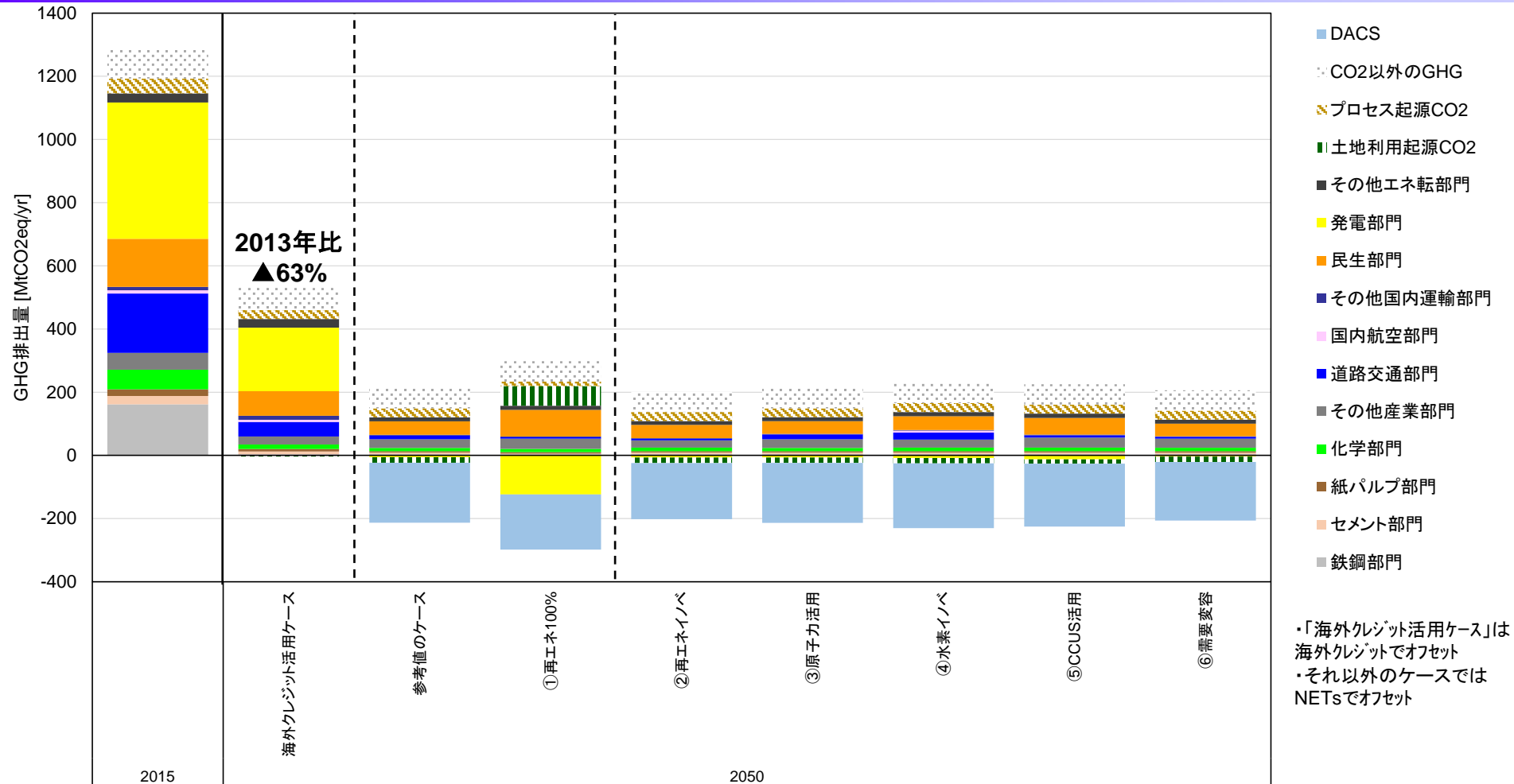
| シナリオ名 | 再エネコスト | 原子力比率 | 水素コスト | CCUS (貯留ポテンシャル) | 完全自動運転 (カー・ライドシェア) | 電源構成に占める再エネ比率 |
|-----------------------|--------|---|---|--|----------------------------|--------------------|
| 参考値のケース ^{*1} | 標準コスト | 10% | 標準コスト | 国内貯留: 91MtCO ₂ /yr、 海外への輸送: 235MtCO ₂ /yr | 標準想定 (完全自動運転車実現・普及想定せず) | 54% (最適化結果) |
| ①再エネ100% | | 0% | | | | ほぼ100% (シナリオ想定) |
| ②再エネイノベ | 低位コスト | 10% | | | | 63% (最適化結果) |
| ③原子力活用 ^{*2} | 標準コスト | 20% | | | | 53% (最適化結果) |
| ④水素イノベ | | 水電解等の水素製造、水素液化設備費:半減 | | | | 47% (最適化結果) |
| ⑤CCUS活用 | | 国内:273MtCO ₂ /yr、 海外:282MtCO ₂ /yr | | | | 44% (最適化結果) |
| ⑥需要変容 | | 国内91Mt、 海外235Mt | 2030年以降完全自動運転実現・普及し、カー・ライドシェア拡大、自動車台数低減により素材生産量低下 | 51% (最適化結果) | | |

※需要サイドの変化については、カーシェアリング以外の要素も踏まえた更なるシナリオ分析を継続する。

*1: DAC無しでは実行可能解が無く、全てのシナリオでDACが利用可能と想定

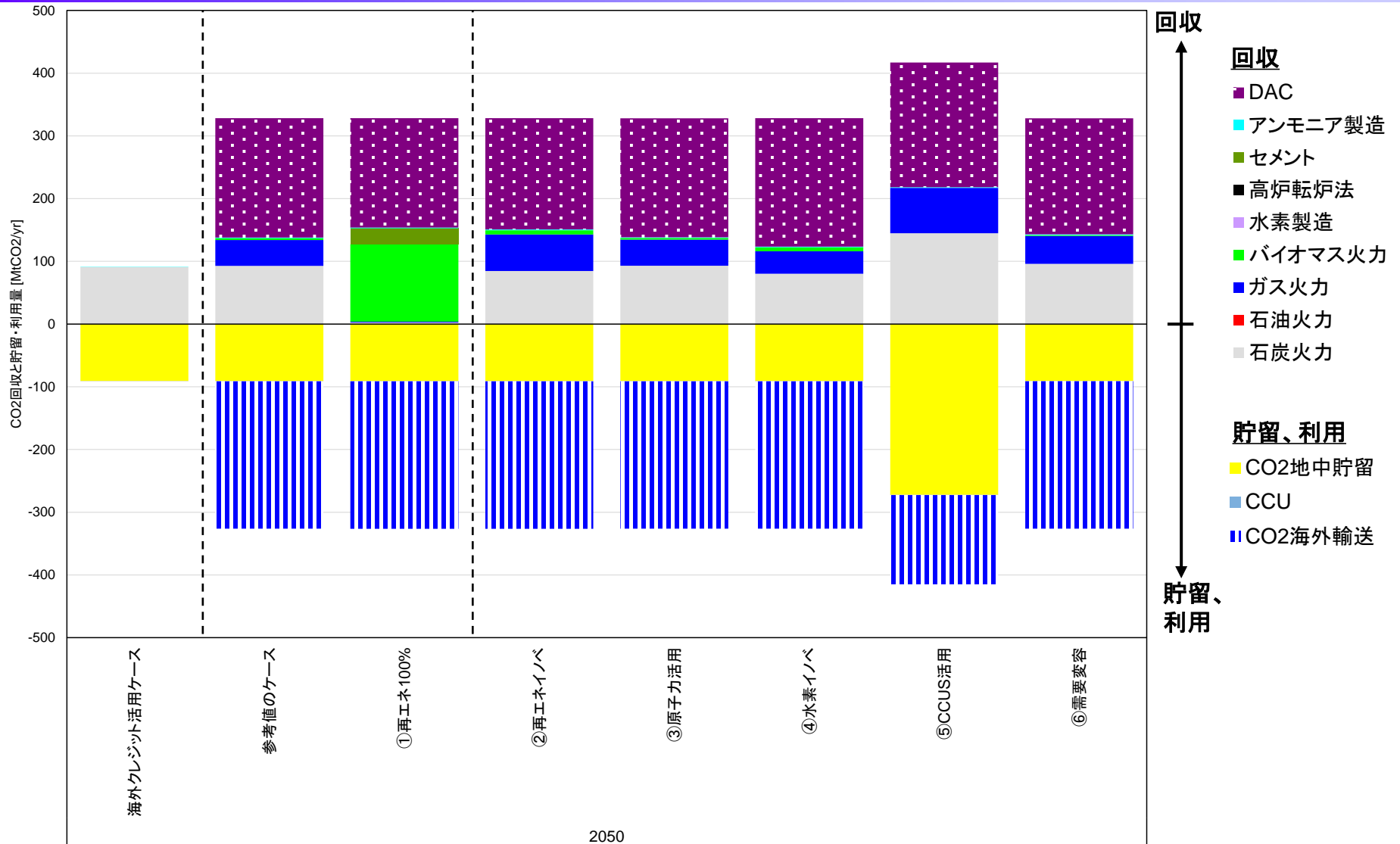
*2: 原子力活用シナリオは別途、比率50%まで分析を実施

日本の部門別GHG排出量（2050年）



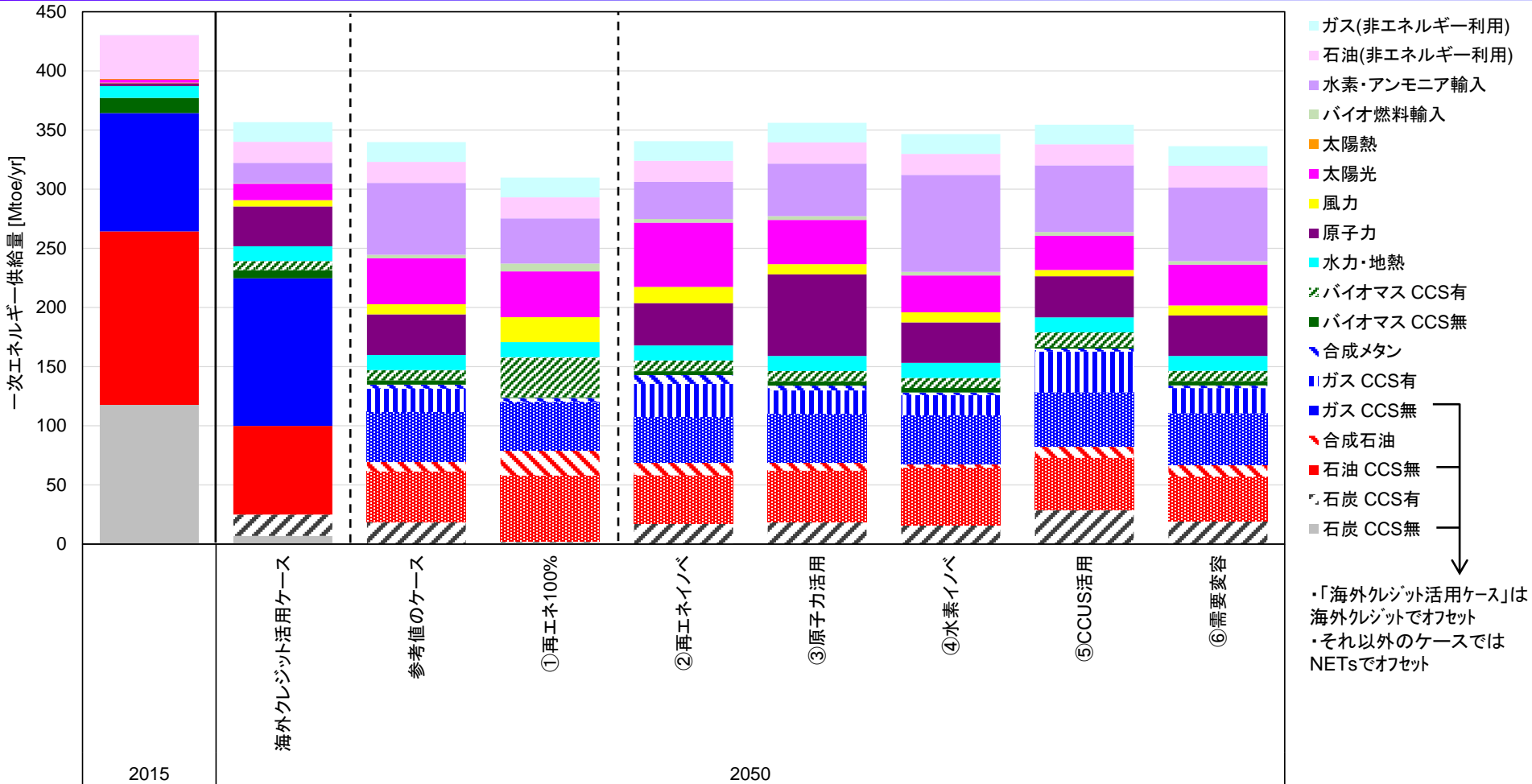
- ✓ 世界の限界削減費用均等化の「海外クレジット活用ケース」では、日本の2050年の正味GHG排出量は2013年比▲63%に留まる（海外に、国内▲63%を超える排出削減に対応する排出削減費用以下の、植林、BECCS、DACCS等のオプションが十分存在すると推計されるため）。
- ✓ その他のケースでは、いずれもDACCSの活用が見られる。（CO₂以外のGHG、プロセス起源CO₂排出量のオフセットも必要）

日本のCO₂バランス（2050年）



- ✓ 「①再エネ100%」では、化石燃料発電+CCSは除かれるため、BECCSを利用
- ✓ 世界の限界削減費用均等化の「海外クレジット活用ケース」では、日本においてはDACは経済的なオプションにはなっていない。CO₂の海外輸送も経済合理性はなくなる。

日本の一次エネルギー供給量（2050年）

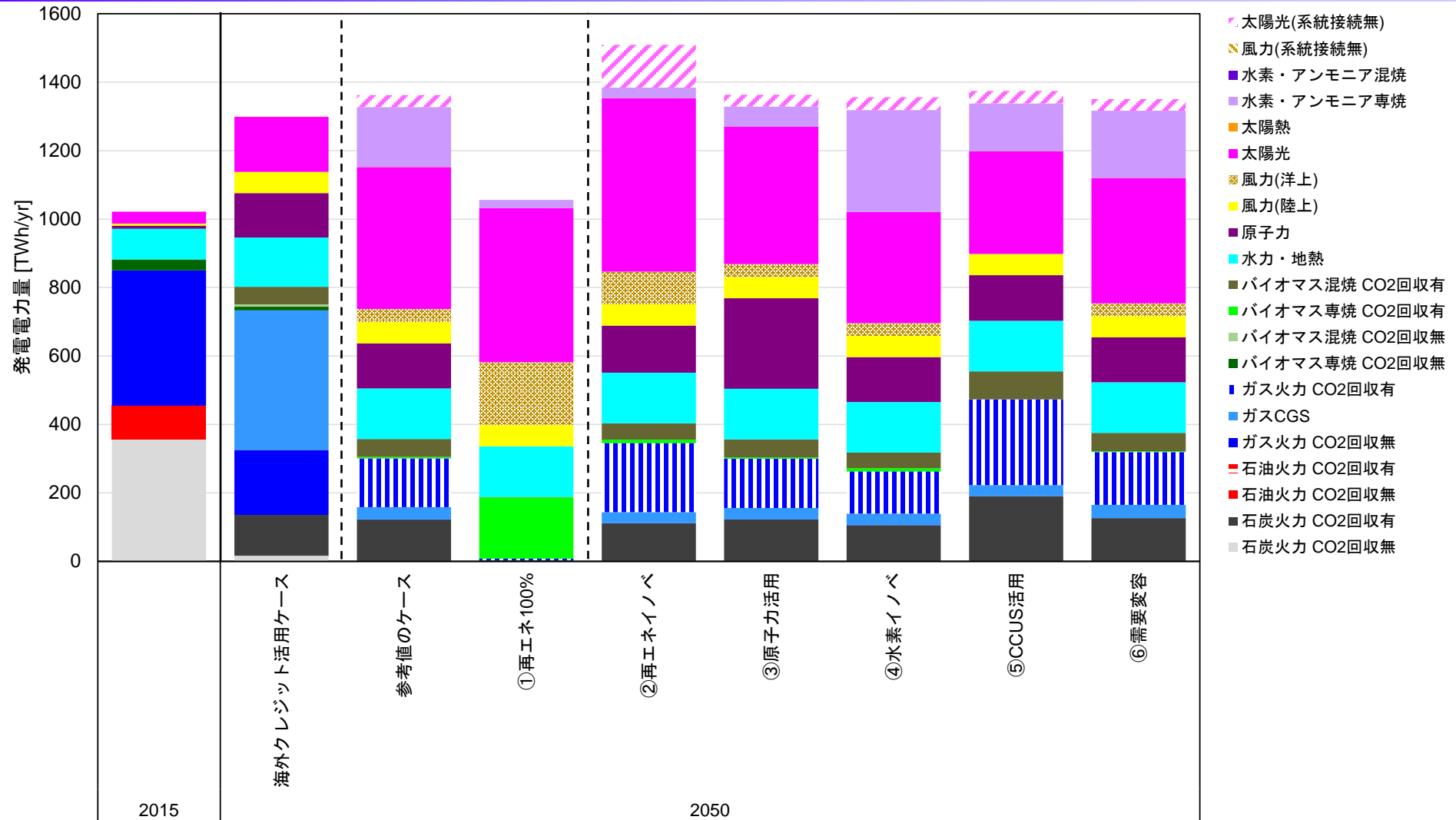


注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

注2) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。

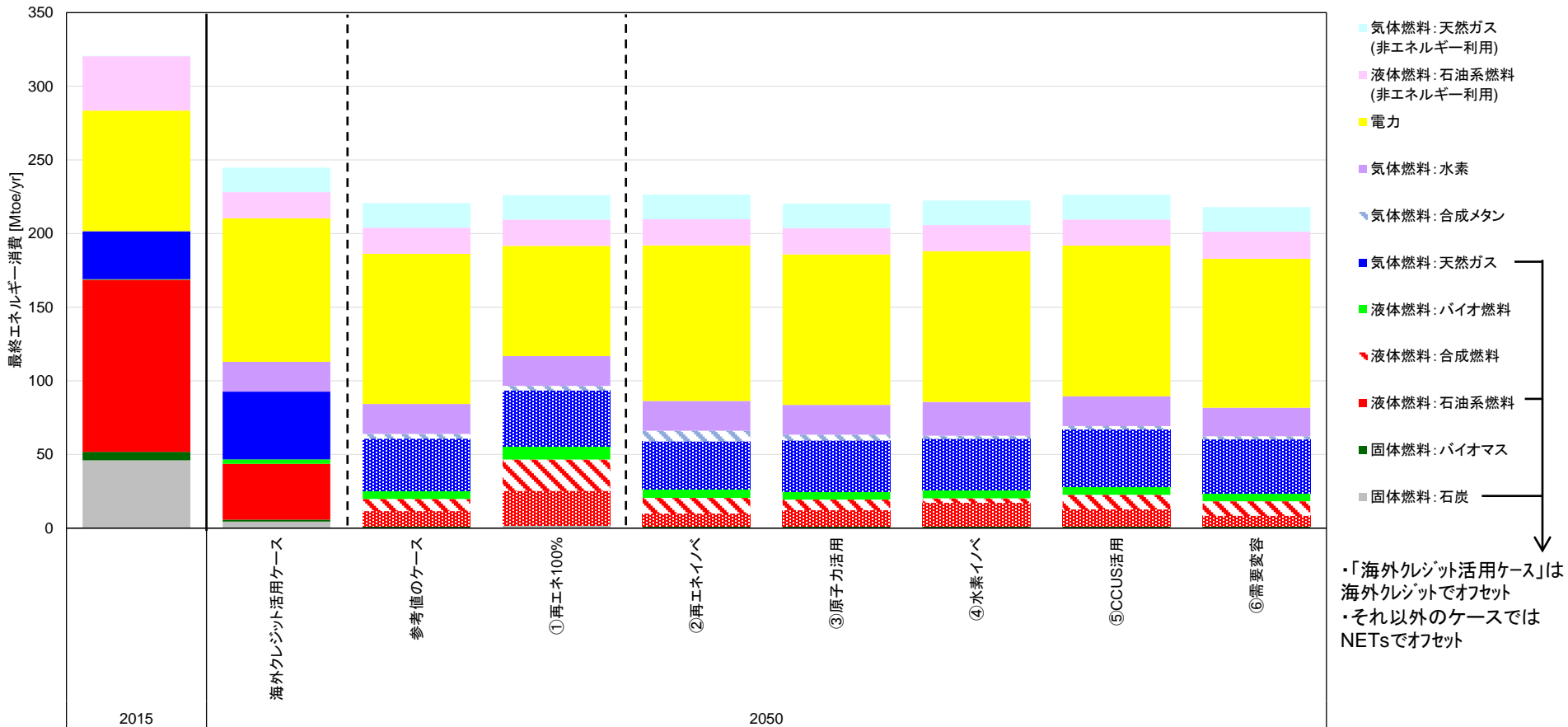
✓ ▲100%のいずれのシナリオにおいても、相当量の水素・アンモニア・合成燃料の輸入が見られる。

日本の発電電力量 (2050年)



- ✓ 再エネ100%ケースのBECCSを含め、いずれもCCSは経済合理的なオプション
- ✓ 世界全体でCNを費用最小で実現するケース(海外クレジット活用ケース)ではCCS無のガス比率が高い。
- ✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。「①再エネ100%」では統合費用の急上昇により電力限界費用が相当上昇するため、電力需要が大きく低減。需給調整等のためBECCSが増大。

最終エネルギー消費量 (2050年)



注) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。産業部門などでは石炭からガスへの転換が見られるが、電化が難しい部門もあり、ガスが残りやすい。

- ✓ 2050年▲100%ではいずれのシナリオでも相当大的な省エネルギーが見られる。
- ✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。特に「①再エネ100%」では電力供給の限界費用が相当上昇するため、電力需要を大きく低減させる結果に。民生部門などで、電化が進みにくく、参考値のケース比で石油需要が上昇。

CO2限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、 電力限界費用：日本

| | 2050年のCO2限界 削減費用 [US\$/tCO2] | 2050年の エネルギーシステムコスト [billion US\$/yr] ^{*1} | | 2050年の電力 限界費用 [US\$/MWh] ^{*2} |
|----------------------|------------------------------------|---|-----------|--|
| ベースライン (特段の排出制約無) | — | 986 | — | 121 |
| 海外クレジット活用 | 168 | 1044 | [+58] | 184 |
| 参考値のケース | 525 | 1179 | [+193] | 221 |
| ①再エネ100% | 545 | 1284 | [+299] | 485 |
| ②再エネイノベ | 469 | 1142 | (-37) | 198 |
| ③原子力活用 ^{*3} | 523~503 | 1166~1133 | (-13~-45) | 215~177 |
| ④水素イノベ | 466 | 1160 | (-19) | 213 |
| ⑤CCUS活用 | 405 | 1150 | (-29) | 207 |
| ⑥需要変容 | 509 | 909 | (-270) | 221 |

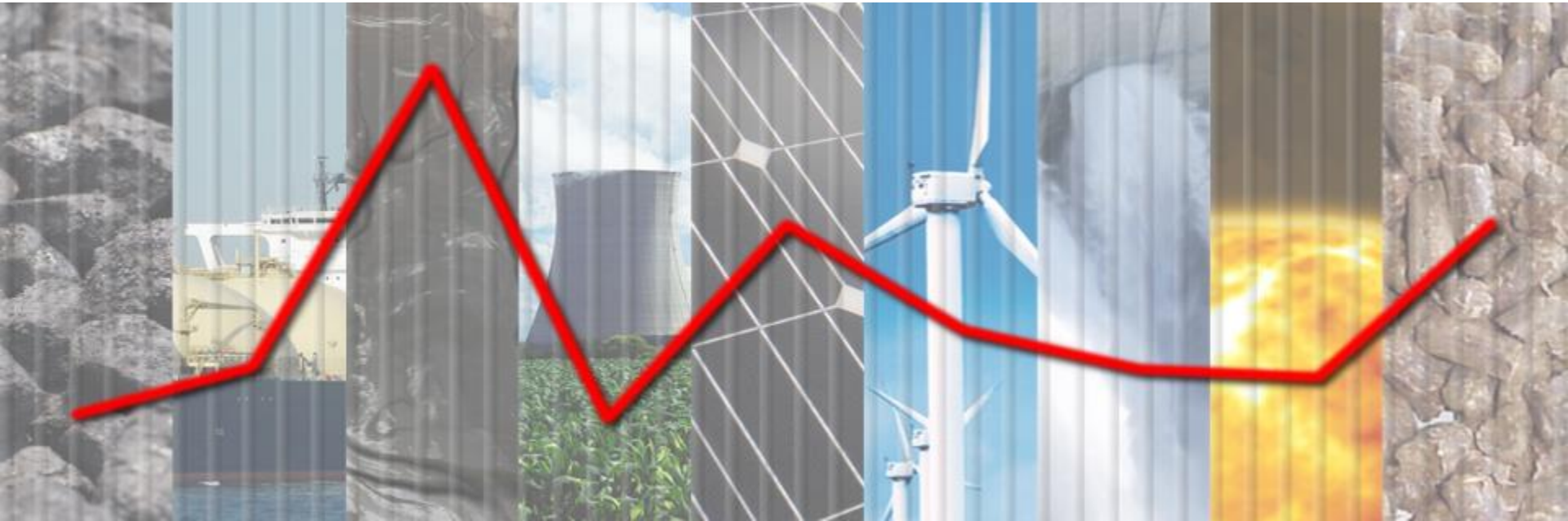
*1 [(青字)はベースラインからのコスト増分。(赤字)は「参考値のケース」からのコスト変化

*2 発電端での限界費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力限界費用は123 US\$/MWh

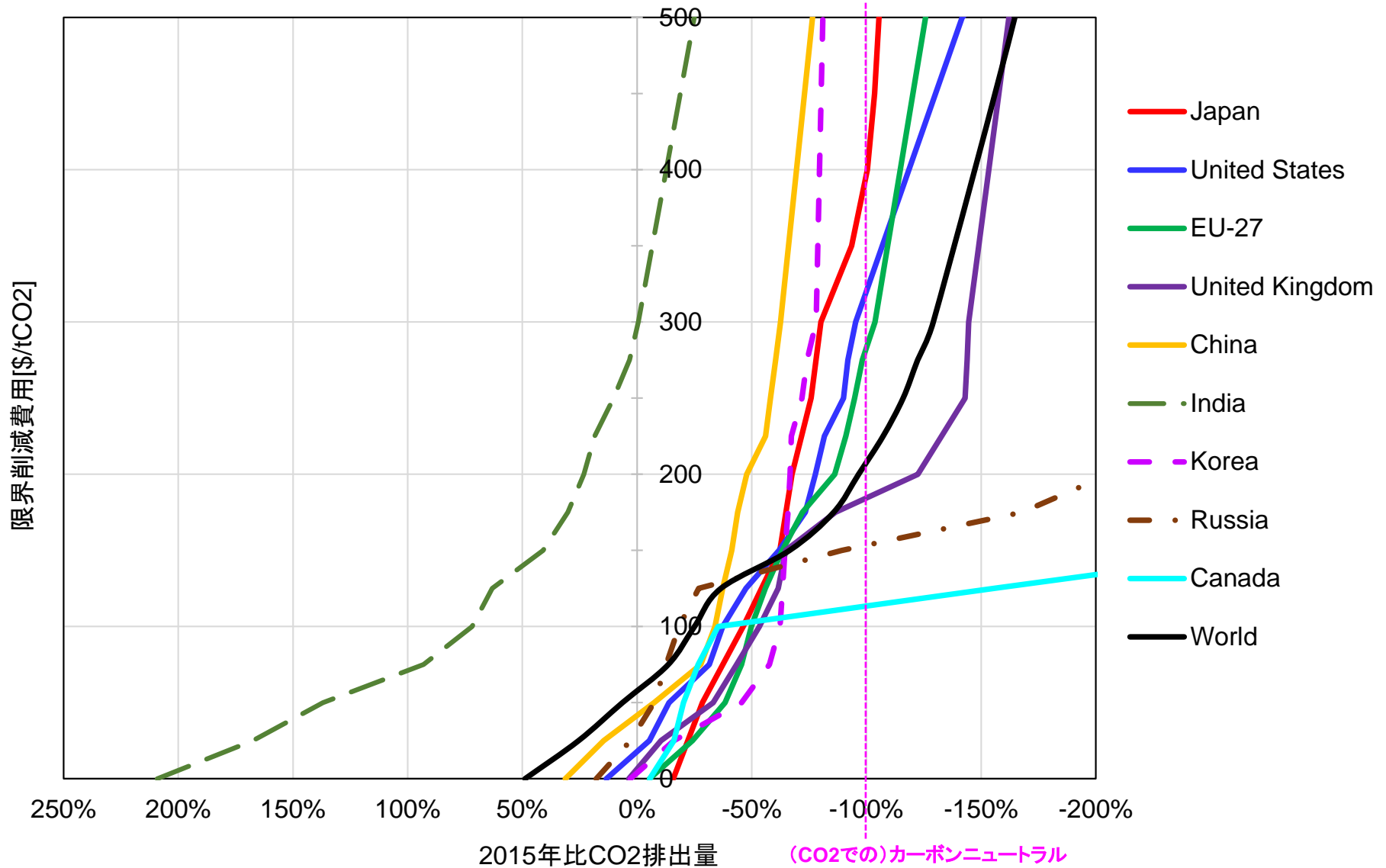
*3 原子力活用シナリオは、原子力比率20%~50%の下での結果

- 2050年に向けては、温室効果ガスの8割を占めるエネルギー分野の取組が重要。
 - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などにより脱炭素化。特に産業部門においては、水素還元製鉄や人工光合成などのイノベーションが不可欠。
 - 脱炭素イノベーションを日本の産業界競争力強化につなげるためにも、「グリーンイノベーション基金」などを活用し、総力を挙げて取り組む。
 - 最終的に、炭素の排出が避けられない分野については、DACCSやBECCS、植林などにより対応。
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上でも、安全の確保を大前提に、安定的で安価なエネルギーの供給確保は重要。この前提に立ち、2050年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組み、水素・CCUSについては、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。
- こうした取組など、安価で安定したエネルギー供給によって国際競争力の維持や国民負担の抑制を図りつつ2050年カーボンニュートラルを実現できるよう、あらゆる選択肢を追求する。

4. 世界の排出削減ポテンシャルとコスト

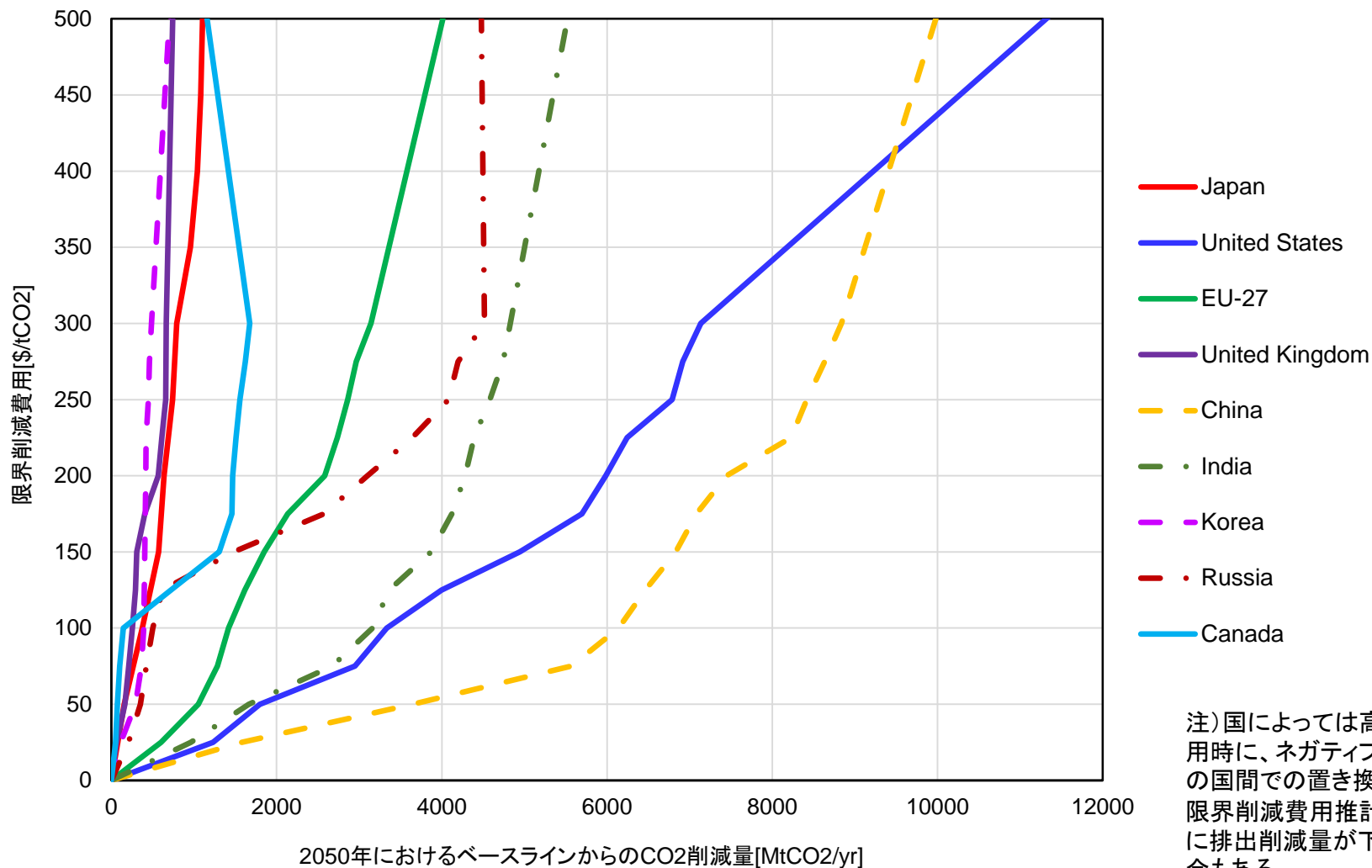


2050年の世界主要国別排出削減ポテンシャル・コスト推計： 2015年比



注) 2015年比での排出量比率は、2050年CO2排出量／2015年CO2排出量 (GHGベースではないことに注意。CO2には、エネルギー起源CO2、プロセス由来CO2、LULUCF含む)

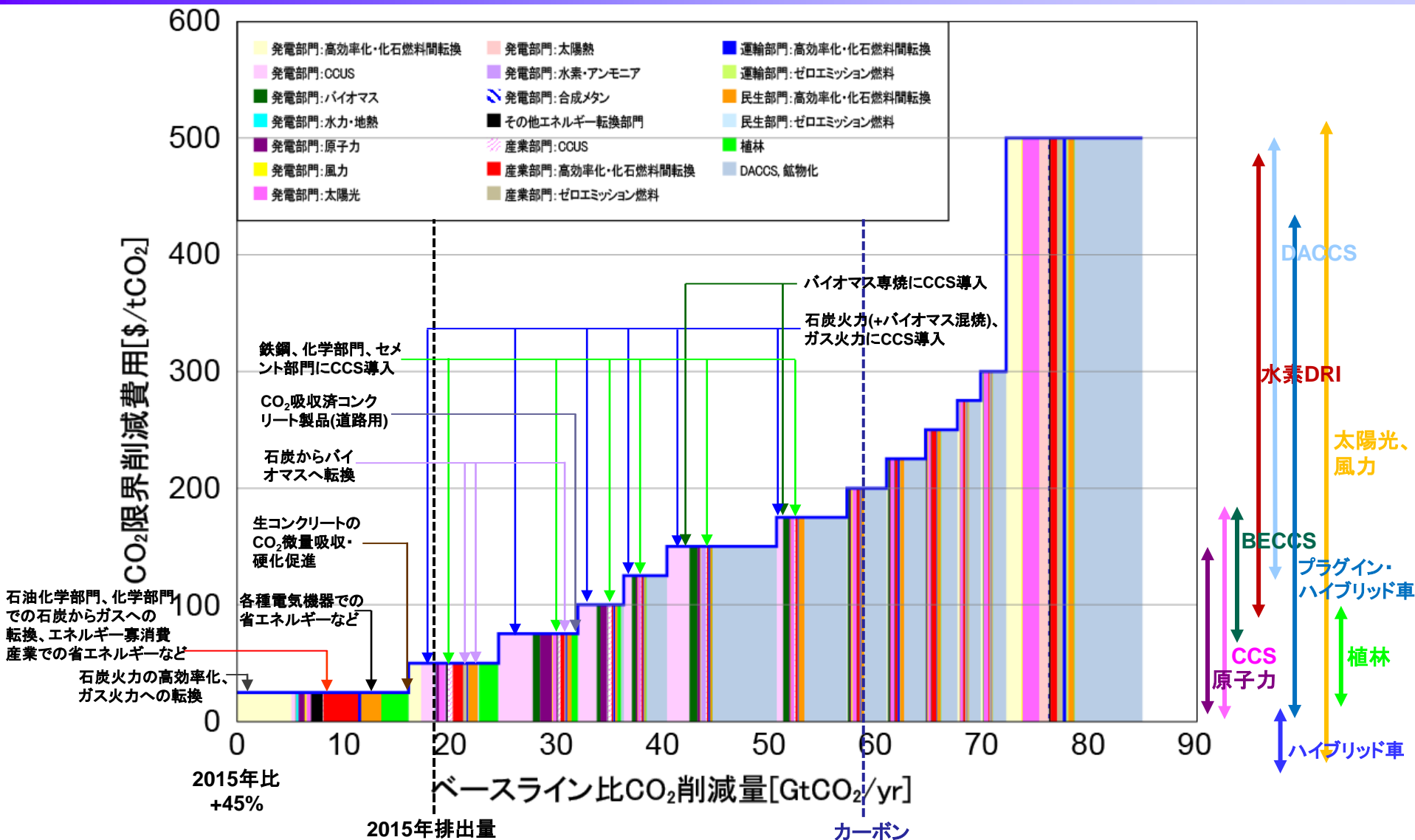
2050年の世界主要国別排出削減ポテンシャル・コスト推計： ベースライン比CO₂排出削減量



- ✓ 排出削減ポテンシャルは、中国、米国、インド、ロシア等が圧倒的に大きい。世界的な排出削減の視点が必要。
- ✓ 排出削減費用が高い水準では、DACCSのポテンシャルが大きく影響。

2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：世界全体

世界全体

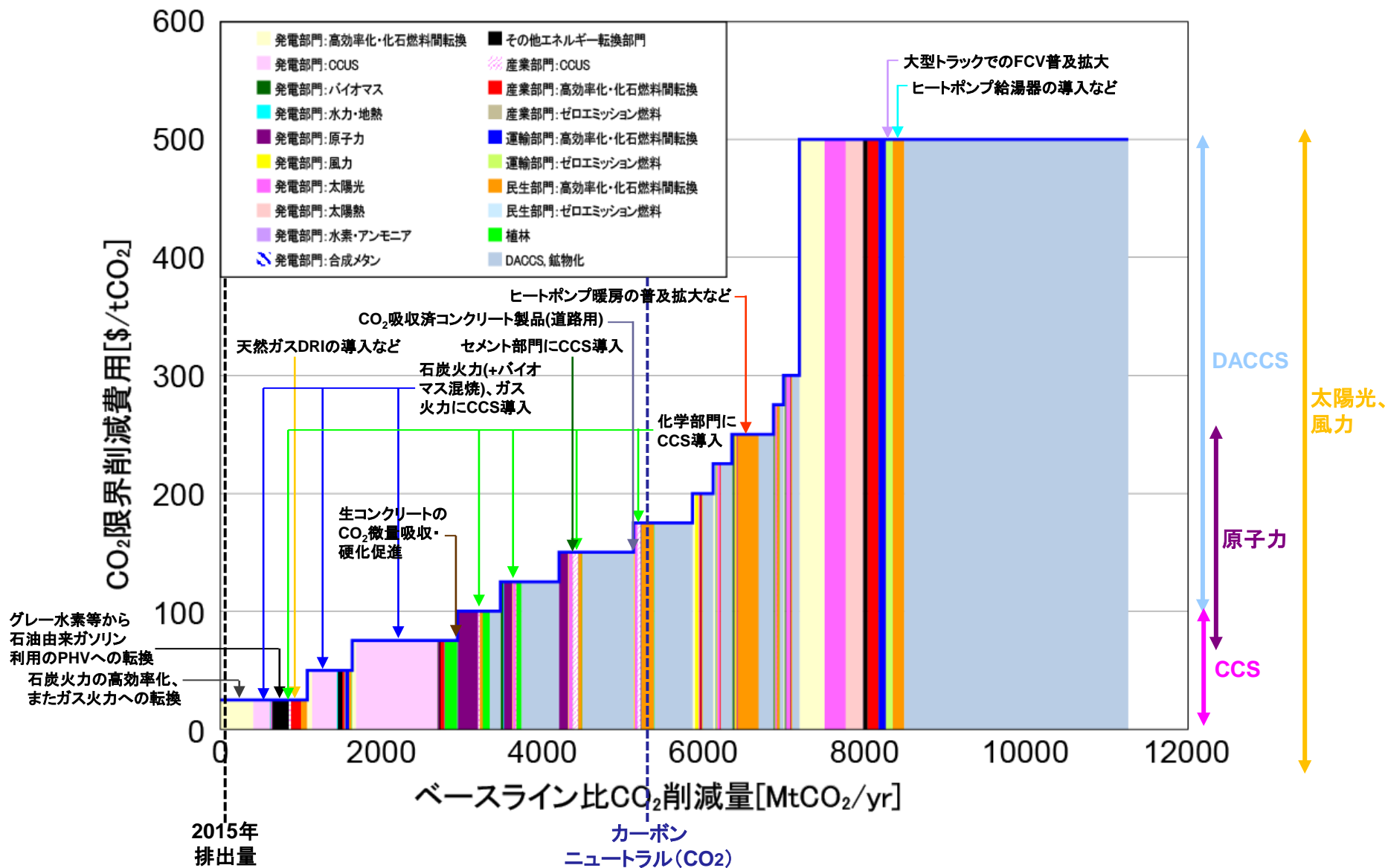


注1) 本分析は、「参考値のケース」で用いた、技術想定の下での推計結果

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。

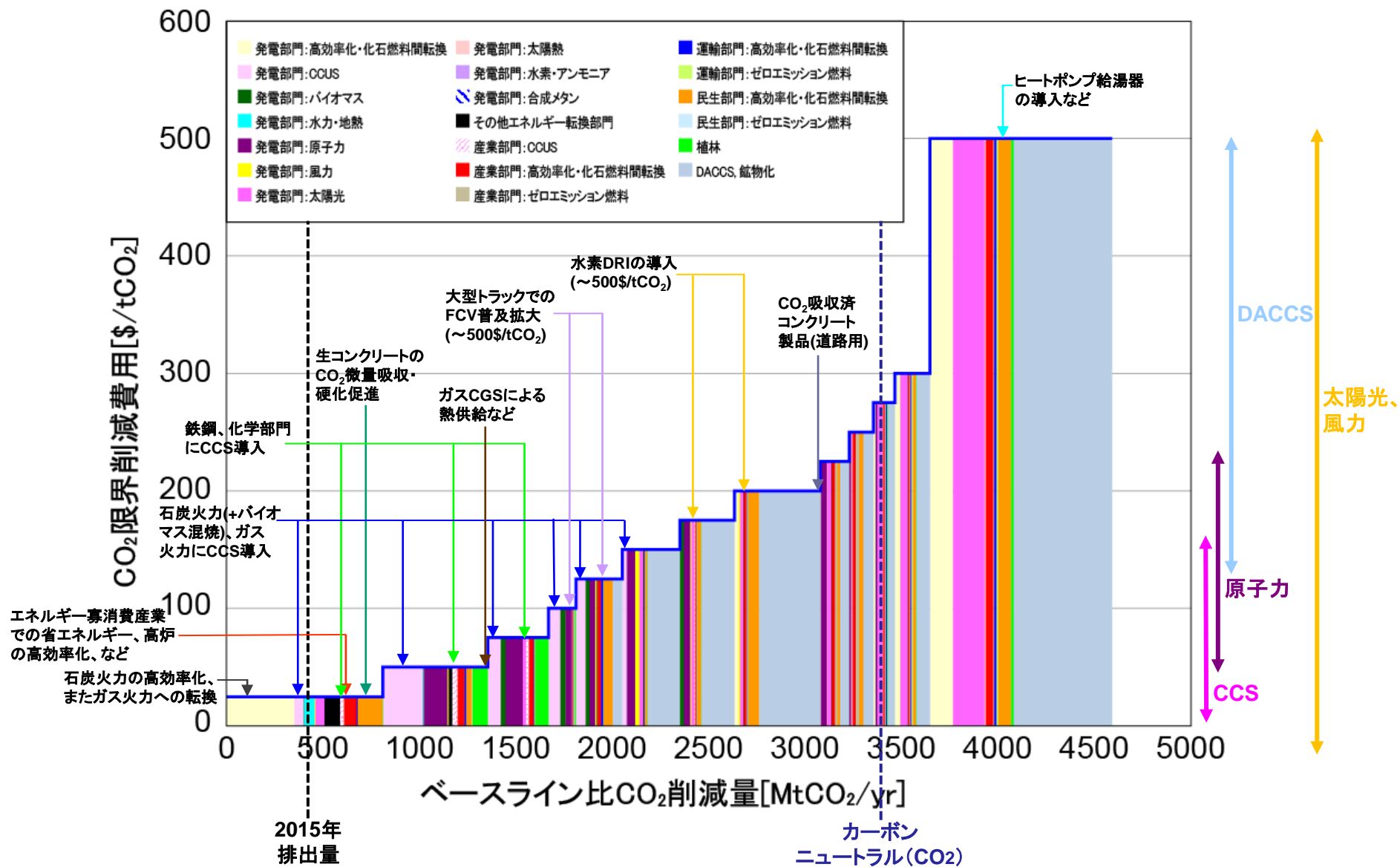
2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計:

米国



2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計:

EU27



将来技術想定 of 感度分析ケース

DACCS, BECCSの利用が制約されるケースを想定

| 感度解析の想定ケース | 説明 |
|-------------------------|---|
| 参考値のケース | 総合資源エネルギー調査会提示シナリオ |
| (I)EVコスト、再エネコスト低位 | 【再エネ+電化が促進しやすい条件設定】 ・自動車用バッテリーのコストが総合資源エネルギー調査会提示の「参考値のケース」よりも大幅に低下すると想定 ・再エネコストが「再エネイノベケース」以上に風力発電のコストが低下すると想定、同時に風力発電のポテンシャルも標準想定よりも大きいと想定 |
| (II)DACコスト高位、バイオマス資源量低位 | 【負の排出技術の利用が難しい想定に】 (I)に加え、 ・DACのコストが2020年想定値(実績値に近いもの)からコスト低減しないと想定 ・商用バイオマスの供給量の上限を世界全体で年間50EJと想定(非商用と合わせると73EJ。参考値のケースの分析結果の半分程度) |
| (III)CO2貯留可能量低位 | 【CO2貯留の利用が難しい想定に】 (II)に加え、 ・標準の技術想定シナリオでは、国内/地域の総貯留ポテンシャルに対し、2030年までは年間0.02%、それ以降は年間0.04%ずつ貯留量を拡大可能と想定しているが、CO2貯留の拡大率を保守的に見積もり、全ての時点で年間0.004%と想定 |

感度分析ケース: EVコスト、風力コスト・ポテンシャル

小型自動車車両価格: 参考値のケース

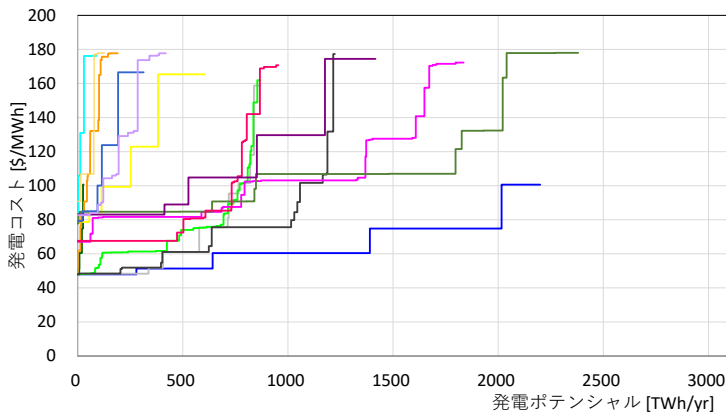
| | 2015 | 2020 | 2030 | 2050 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|
| 在来型内燃自動車 | 170.0 | 170.0 | 180.0 | 185.0 |
| ハイブリッド車(ガソリン) | 210.0 | 208.6 | 202.4 | 201.2 |
| プラグインハイブリッド車(ガソリン) | 270.3 | 248.3 | 219.2 | 209.6 |
| 純電気自動車(EV) | 311.0 | 305.0 | 265.0 | 225.0 |
| 燃料電池自動車(FCV) | 597.5 | 514.3 | 387.7 | 244.4 |

EVコスト低位ケース

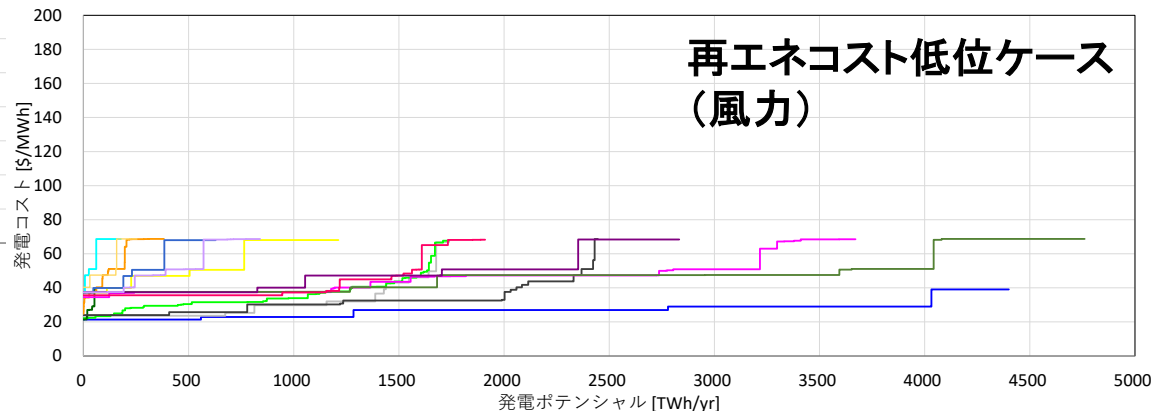
単位) 万円/台

| | 2015 | 2020 | 2030 | 2050 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|
| 在来型内燃自動車 | 170.0 | 170.0 | 180.0 | 185.0 |
| ハイブリッド車(ガソリン) | 210.0 | 208.0 | 201.2 | 200.6 |
| プラグインハイブリッド車(ガソリン) | 270.3 | 243.5 | 209.6 | 204.8 |
| 純電気自動車(EV) | 311.0 | 285.0 | 225.0 | 205.0 |
| 燃料電池自動車(FCV) | 597.5 | 514.3 | 387.7 | 244.4 |

風力発電コスト: 参考値のケース



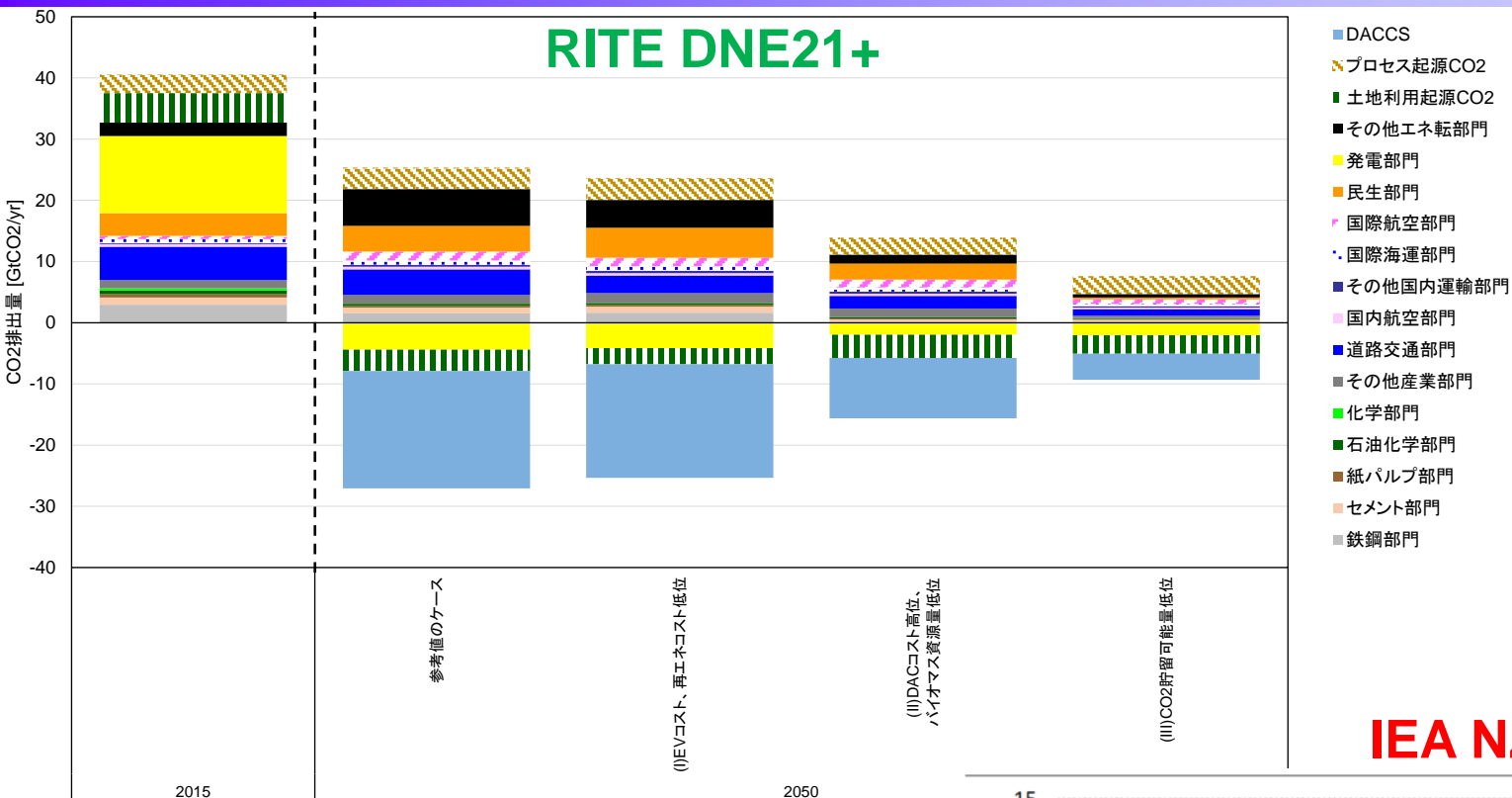
- 米国
- その他北米
- EU
- その他西欧
- 豪州・ニュージーランド
- 中国
- 東・東南アジア
- インド
- その他アジア
- 中東・北アフリカ
- その他アフリカ
- ブラジル
- その他中南米
- ロシア
- その他旧ロシア・東欧



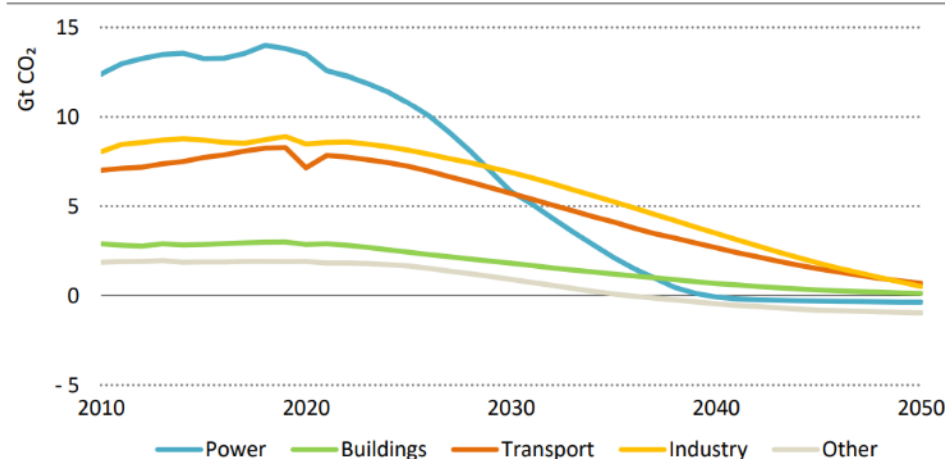
再エネコスト低位ケース (風力)

感度分析ケース別の世界の部門別CO2排出量

— IEA Net Zero by 2050 (NZE)シナリオとの比較—



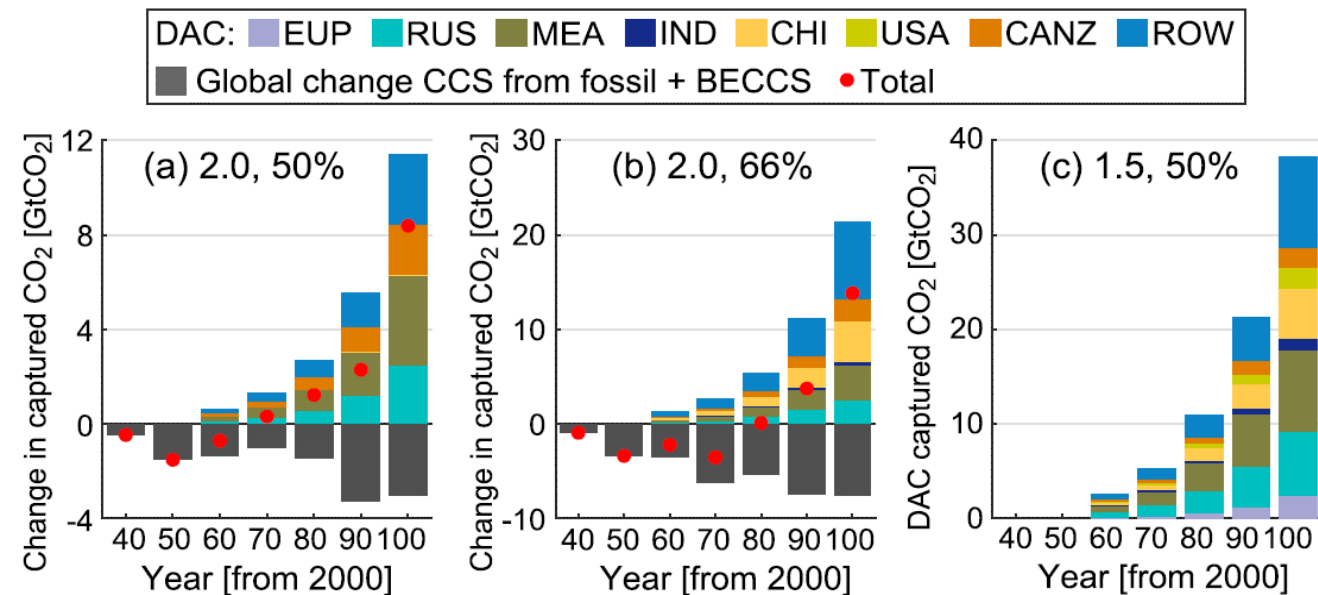
IEA NZE



- ✓ RITEの「参考値のケース」は、IEA NZEと比べてDACCS、BECCSの活用が大きい。
- ✓ ただし、DACCSを考慮した既往モデル分析からすると、整合的な結果(次頁)

【参考】 既往のDACCSのシナリオ分析例

MERGE-ETLモデルの評価：世界のCO2回収量(DAC有-DAC無)

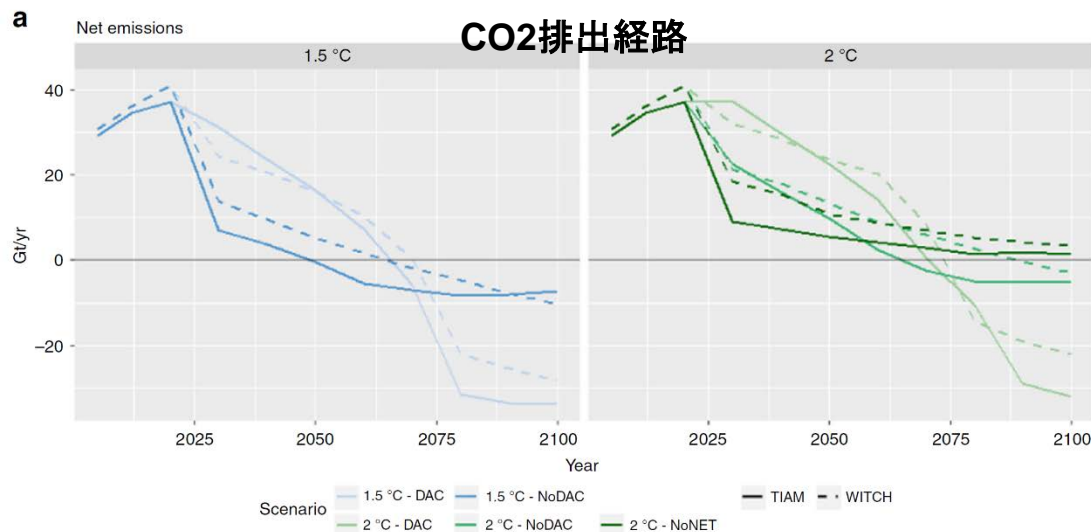


出典) Marcucci et al., Climatic Change (2017)

注1) 1.5°Cシナリオは、気温のオーバーシュートシナリオが想定されている。
注2) 1.5°Cシナリオでは、DACCS無しの場合、実行可能解がないため、DACによるCO2回収量の増分のみ

✓ 1.5°Cシナリオ2100年では、40 GtCO₂/yr程度のDACCS利用が経済合理的と推計

TIAM、WITCHモデルの評価



b CO2限界削減費用 (2030年価格換算)

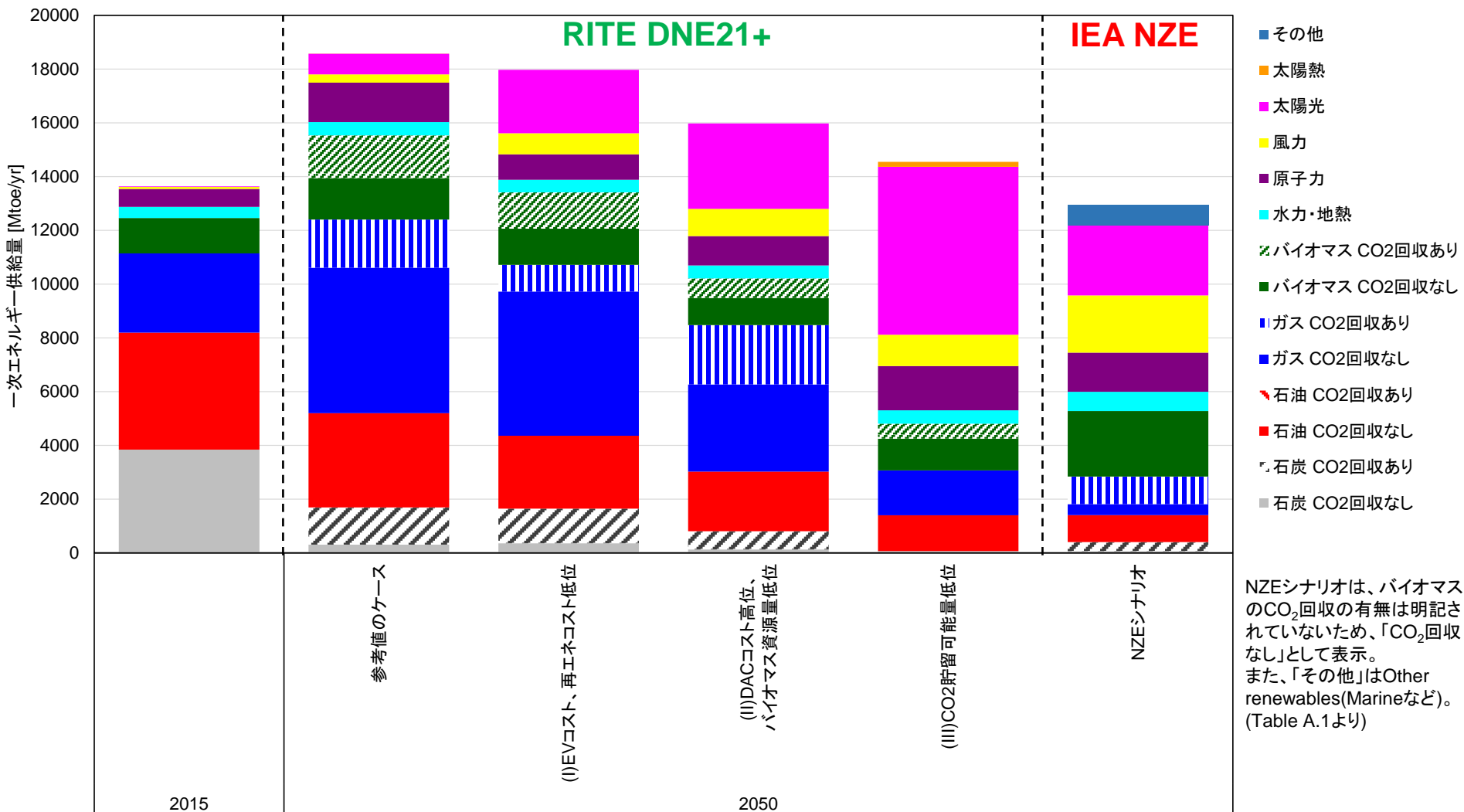
| Scenario | 2 °C | | 1.5 °C | |
|----------|------|-------|------------|-------|
| | TIAM | WITCH | TIAM | WITCH |
| DAC | 23 | 80 | 50 | 151 |
| No DAC | 117 | 194 | 2119 | 446 |
| No NET | 3711 | 272 | Infeasible | |

出典) Realmonte et al., Nature Communications, (2019)

✓ DACCS利用を最大30 GtCO₂/yrと想定してモデル最適化計算を行った結果
✓ DACにより、CO2限界削減費用が大幅に低下し得る可能性が示されている。

感度分析ケース別の世界一次エネルギー供給量

— IEA Net Zero by 2050 (NZE)シナリオとの比較—



各ケースにおけるCO₂限界削減費用の比較

— 1.5°C排出シナリオ + 主要先進国2050年GHG正味ゼロ排出 —

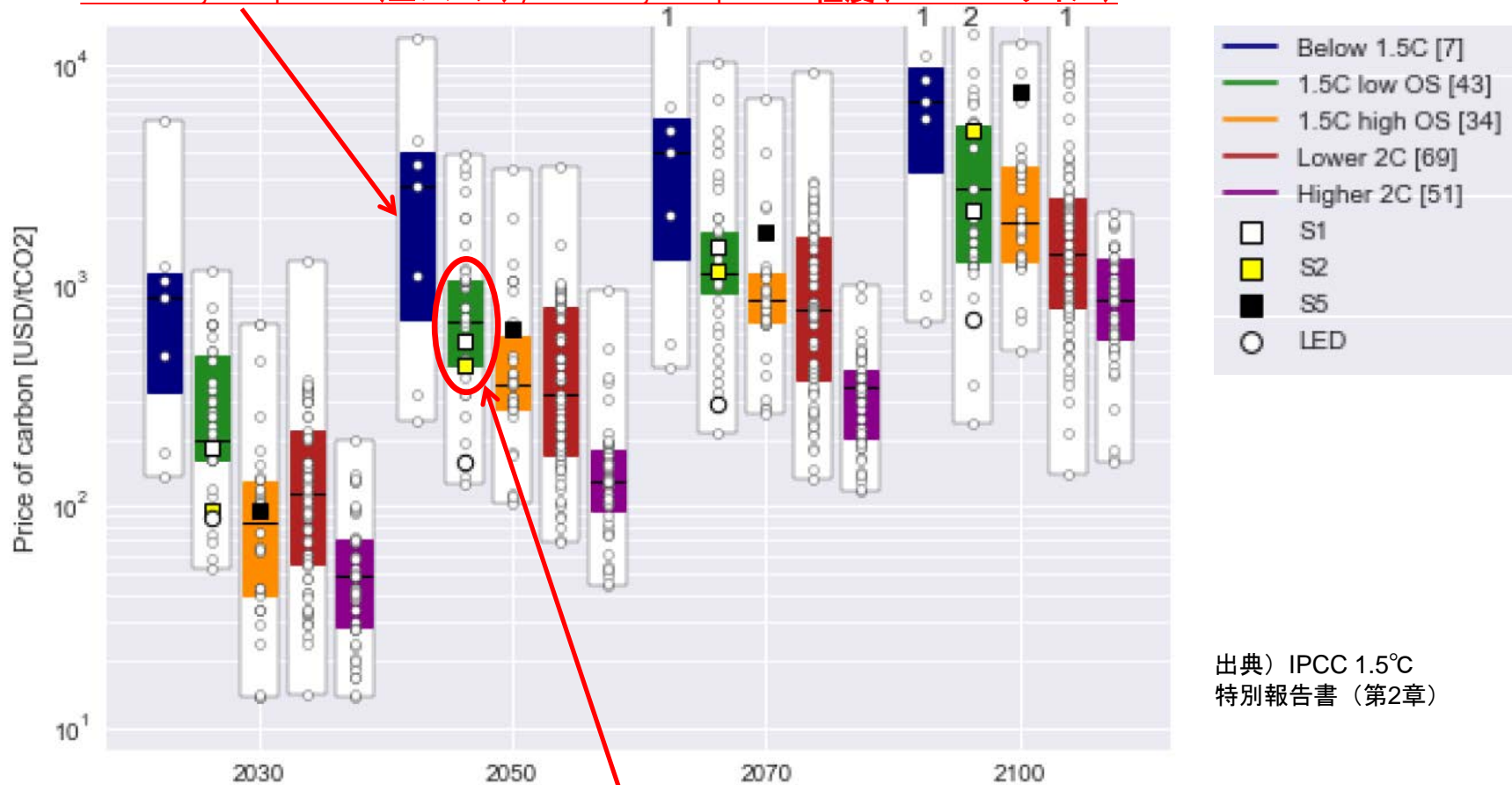
| | 日本 | 米国 | EU | その他 |
|------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| 参考値のケース | 525 | 167 | 211 | 162 |
| (I)EVコスト、再エネコスト低位 | 416 | 114 | 150 | 114 |
| (II)DACコスト高位、バイオマス資源量低位 | 524 | 222 | 222 | 222 |
| (III)CO ₂ 貯留可能量低位 | 814 | 610 | 610 | 610 |

単位: \$/tCO₂

- ✓ ケース III程度になると、DNE21+の分析結果とIEA NZEの分析結果は、エネルギー構成としては差異が小さくなるが、排出削減費用は大きなギャップが残る。
- ✓ なお、IEA ETP2017では、2°C、>66%(B2DS)シナリオにおける2060年の発電部門の限界削減費用が、540 \$/tCO₂であったことと比べても、IEA NZEの限界削減費用推計は、かなり低位の費用推計となっている。また、IPCC SR15の報告とも整合性が乏しく、安価な費用推計(次頁)。

【参考】世界CO₂限界削減費用 (IPCC SR15)

245~14,300 \$/tCO₂(全レンジ); 700~4,000 \$/tCO₂程度(25~75%マイル)

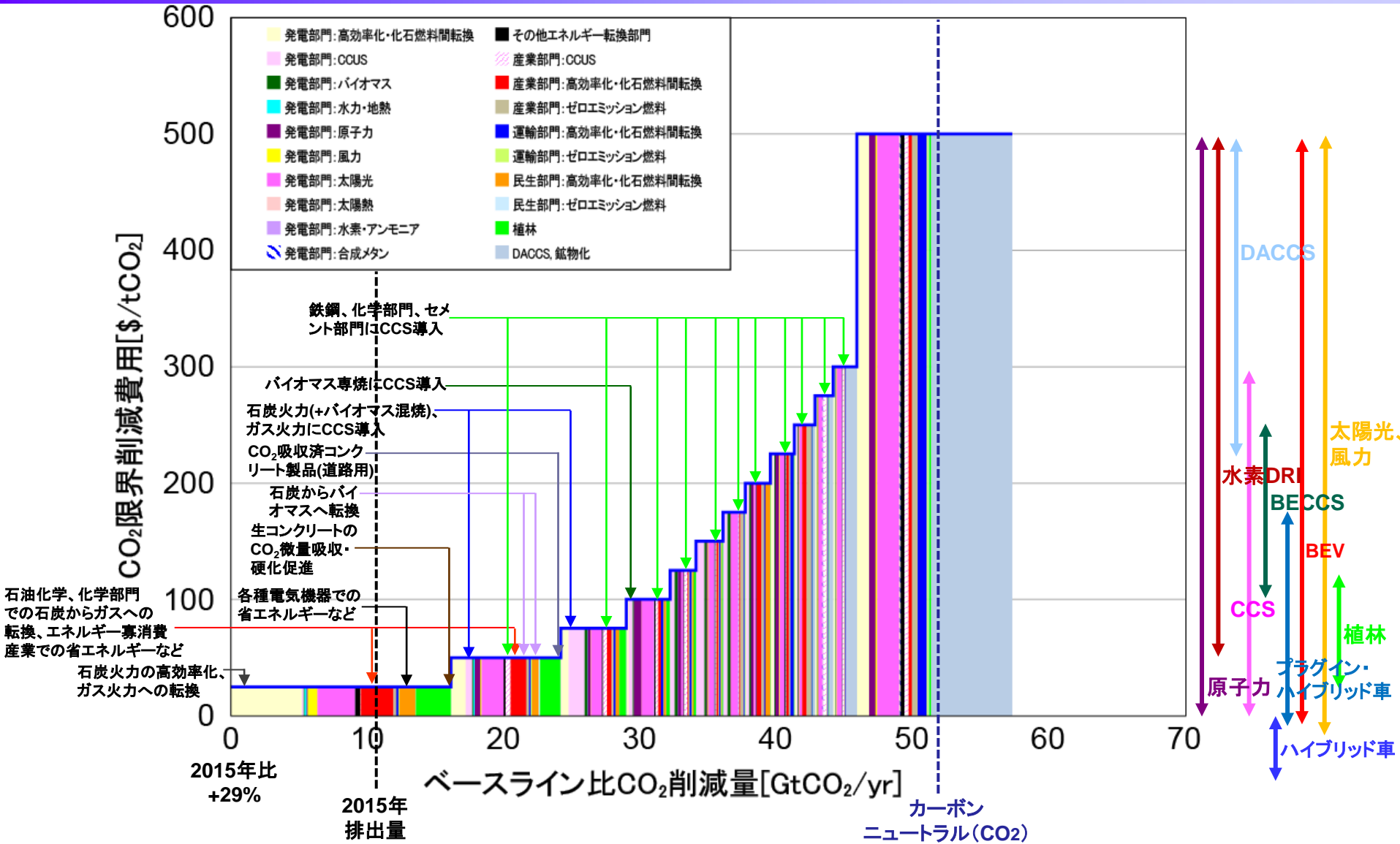


出典) IPCC 1.5°C
特別報告書 (第2章)

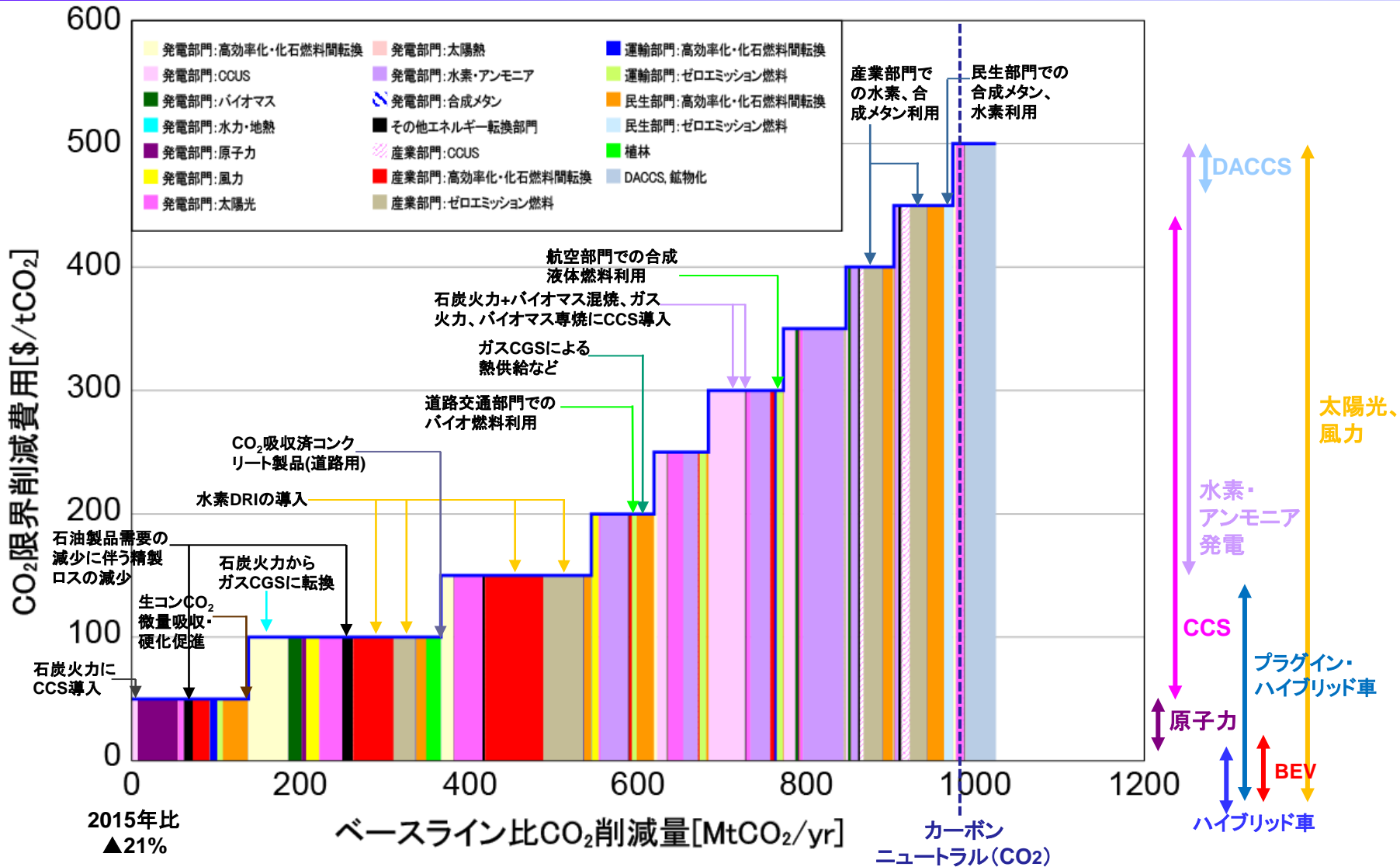
少しの気温オーバーシュートを許容するシナリオでも
400~1000 \$/tCO₂程度(25-75%マイル)

- ✓ SR15シナリオでは、DACCSの考慮はないとされる。
- ✓ DNE21+におけるDACCSの利用が小さいケース(III)は、SR15とほぼ整合的(少し安価ではある)
- ✓ IEA NZEは、炭素価格(限界削減費用)は先進国250 \$/tCO₂、中国等200 \$/tCO₂、その他途上国55 \$/tCO₂(2019年価格)としており、IPCC SR15のCO₂限界削減費用推計の下限値を下回る費用推計

ケース(III)の技術想定下における2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：世界全体



ケース(III)の技術想定下における2050年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト推計：日本



5. まとめ



- ◆ パリ協定では、2°C目標、1.5°C目標や21世紀後半に実質ゼロ排出目標等に言及。また、早期のネットゼロエミッション実現への要請が強まっている。菅首相も2050年実質ゼロ宣言。
- ◆ 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。いずれにしてもこれら脱炭素の各種技術のミックスが重要
- ◆ 再エネの大幅な拡大は、必須であるとともに、頑強な見通しがある。しかし、様々な課題も存在しており、コストを見極めながら適正な拡大幅を模索することが重要。
- ◆ 再エネの拡大が重要となる中、蓄電池、水素（アンモニア含む）は重要なオプション。更に、非電力部門で、再エネ、CCSを間接的に利用するためにも、水素とCO₂からの合成燃料（CCU）も重要なオプションとなり得る。特に日本の場合、再エネ、CCSともに、海外と比較してコスト高と見られるため、海外再エネ、海外CCS活用手段として、水素、合成燃料等はとりわけ重要性が高い。
- ◆ ネットゼロエミッションにおいては、化石燃料は一部利用しながら、BECCS、DACCS等で排出をキャンセルアウトする方が、費用対効果が高い対策となる可能性が高い。
- ◆ デジタルの活用は重要。エネルギー供給サイドは無論のこと、デジタル技術等を利用したエネルギー需要サイドの技術イノベーションとそれに誘発されるシェアリングエコノミー等の社会イノベーションも極めて重要。
- ◆ それぞれの技術に大きな課題が残っていることから、多くのオプションを持ち、開発成功のリスクヘッジをしつつ、全体のコスト抑制を図る必要あり。
- ◆ それでも、2050年正味ゼロ排出は大きな技術進展を見込んでも相当高い排出削減費用が必要と見られる。真の国際協調が難しい中、このような高い費用負担が許容できるのか、カーボンリーケージの懸念もあり、真に温暖化抑制に効果を持つのかは慎重な見極めが必要であり、柔軟性を有したカーボンニュートラル戦略を持つておくことが重要。グローバルな削減の視点も重要。