

2050年の脱炭素シナリオと脱炭素技術の有効性

エネルギー・資源学会/ESIシンポジウム
令和3年9月27日

日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

本発表の構成

- (1) エネルギー基本計画に係る議論の経緯
- (2) 2050年カーボンニュートラルのモデル分析
- (3) 脱炭素技術の役割とロードマップ検討の必要性

第6次エネルギー基本計画の検討経緯

2020年10月13日 第32回基本政策分科会

(エネルギー基本計画の見直しに向けて)

10月26日 菅義偉首相所信表明演説 (2050年温室効果ガス排出ゼロ)

12月21日 第35回基本政策分科会

(2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討)

※ 2050年の電源構成の「参考値」を提示

2021年3月31日 第1回発電コスト検証WG

4月22日 2030年46%減の目標を表明

5月13日 第43回基本政策分科会 (RITEによる2050年モデル分析)

6月30日 第44回基本政策分科会 (他4機関による2050年モデル分析)

7月21日 第46回基本政策分科会 (エネルギー基本計画素案・2030年エネルギーミックス)

8月3日 第8回発電コスト検証WG

8月4日 第48回基本政策分科会

(エネルギー基本計画素案②、発電コスト検証WGからの報告)

エネルギー基本計画（素案）の全体像

エネルギー基本計画（素案）の全体像

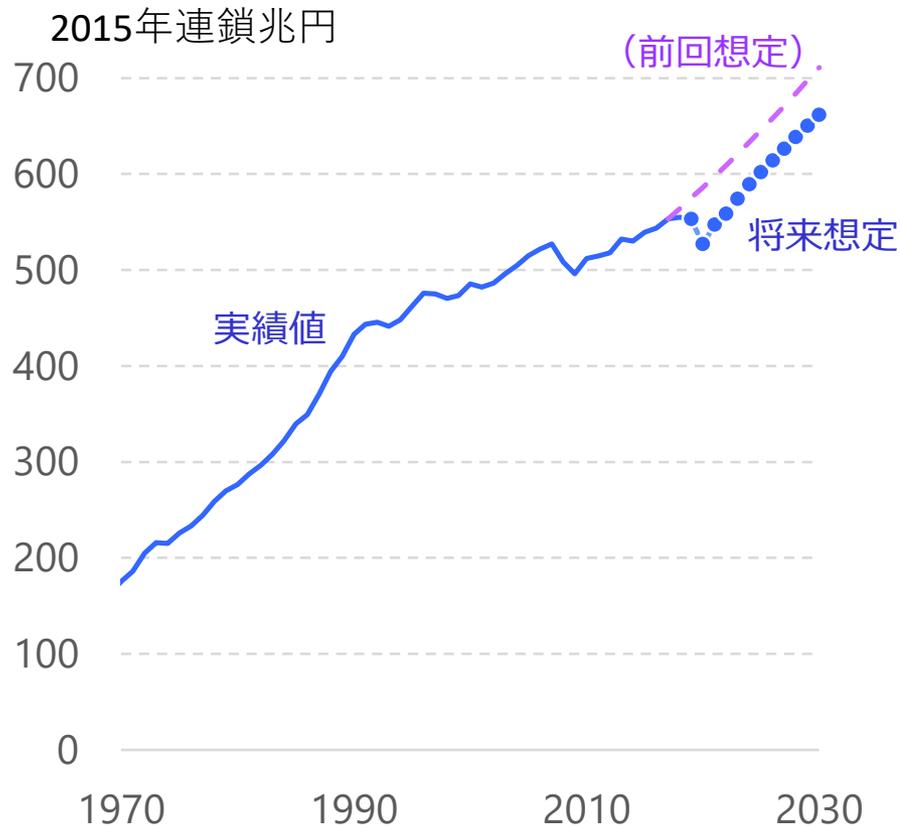
- 新たなエネルギー基本計画（素案）では、2050年カーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年の46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標（2021年4月表明）の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すことが重要テーマ。
 - 世界的な脱炭素に向けた動きの中で、国際的なルール形成を主導することや、これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要。
- 同時に、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服が、もう一つの重要なテーマ。安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）に向けた取組を進める。
- エネ基全体は、主として、①東電福島第一の事故後10年の歩み、②2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応、③2050年を見据えた2030年に向けた政策対応のパートから構成。

2050年カーボンニュートラルに向けた課題と対応

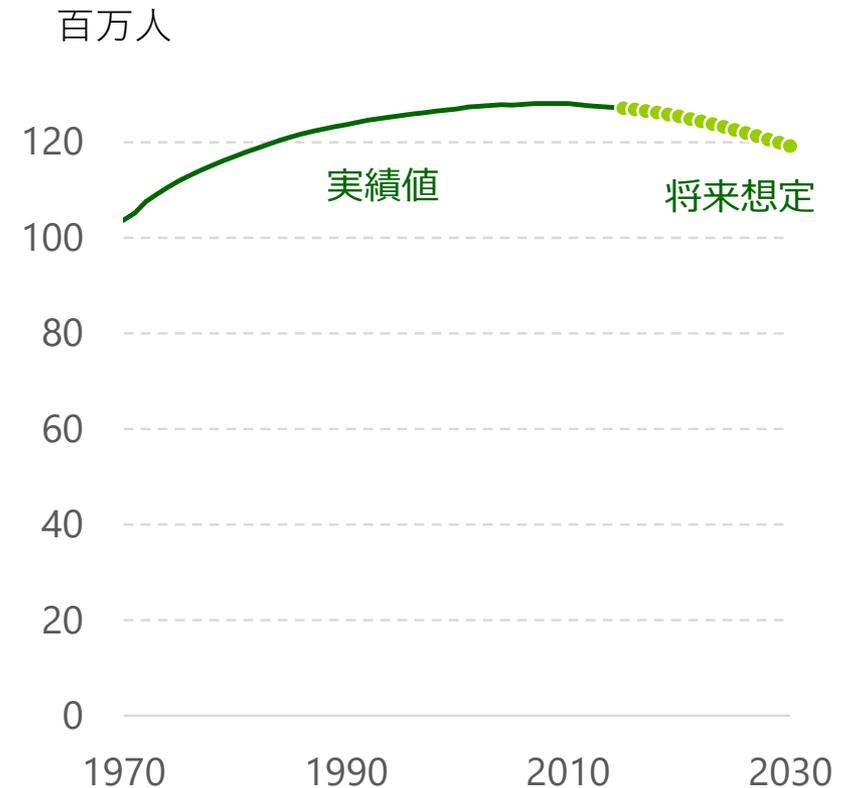
- 2050年に向けては、温室効果ガスの8割を占めるエネルギー分野の取組が重要。
 - ものづくり産業がGDPの2割を占める産業構造や自然条件を踏まえても、その実現は容易なものではなく、実現へのハードルを越えるためにも、産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組が必要。
- 電力部門は、再エネや原子力などの実用段階にある脱炭素電源を活用し着実に脱炭素化を進めるとともに、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求。
- 非電力部門は、脱炭素化された電力による電化を進める。電化が困難な部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、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。

経済成長と人口の想定

経済成長 (GDP)

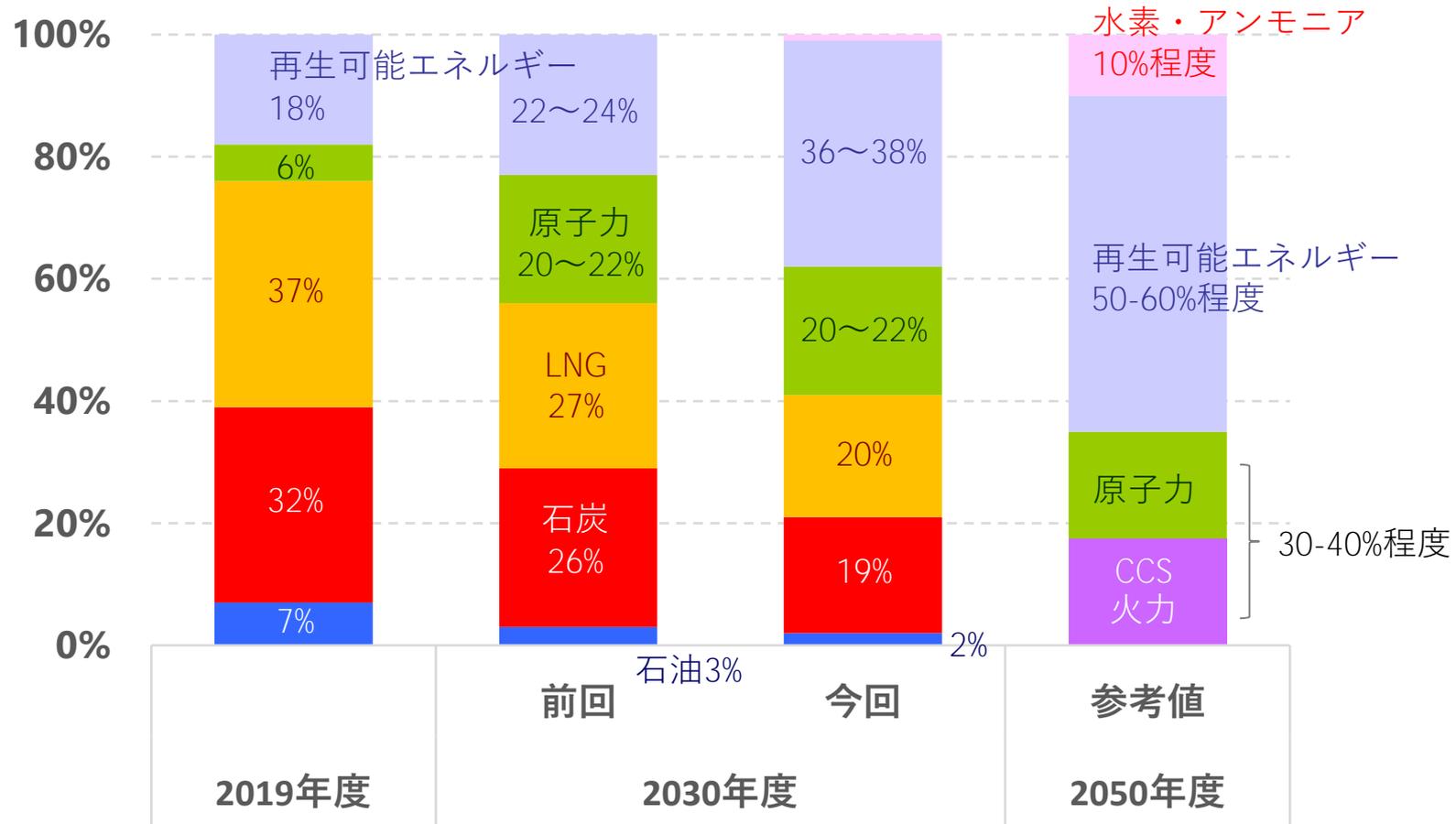


人口



- GDPは内閣府「中長期の経済財政に関する試算」に基づいて想定。2020年度には新型コロナウイルス等により経済が悪化するが、その後2030年まで年率平均1.7%で成長すると想定。

2030年・2050年の電源構成比率



- 前回（2015年）長期エネルギー需給見通しよりも再生可能エネルギー比率を大幅に上増し。原子力の目標比率は変更していないが、省エネの想定のため発電量自体の目標は減少。
- 2050年の参考値は今回初めて提示された。

第48回基本政策分科会

- 白石隆分科会長（熊本県立大学理事長）によるとりまとめの発言は以下の通り。
 - ・・・これまでのエネルギー・気候変動政策では、基本的には演繹的に数字を積み上げて、その先に気候変動対策の目標が設定された。しかし今回は**先に目標が設定され、帰納的にエネルギー政策を考えて行く**という要素が大きくなった。

一方で、そうは行っても全て帰納的にバックキャストिंगだけで物事を決めるのでは、実現可能性という意味で疑問符がつけられるということになる。この点は今回苦労した点であり、演繹的な手法と帰納的な手法を組み合わせることで試行錯誤したというのが私の率直な印象。その意味で**エネルギー基本計画の性格そのものが今回非常に大きく変わった**ということを広く理解して頂きたい。

反対のご意見もあったが、プロセスを前に進めてゆく必要があるため今後の取り扱いについては座長に一任して頂きたい。

※ 橘川武郎委員（国際大学副学長）のみエネルギー基本計画の原案に反対、今後の議論を座長に一任することにも反対。全会一致ではなく、多数決によって座長一任が可決された。

本発表の構成

- (1) エネルギー基本計画に係る議論の経緯
- (2) 2050年カーボンニュートラルのモデル分析**
- (3) 脱炭素技術の役割とロードマップ検討の必要性

IEEJによるモデル試算：ケース設定

- 2050年にエネルギー起源CO₂を実質ゼロにする制約において6つのシナリオを分析。 (出所)基本政策分科会資料 (IEEJ)
- 全てのシナリオにおいて、電力の地域間連系線は最適化に基づいて増設可とした。
- 電力部門は主観的割引率8%を採用。但し、VREについてのみ5%とする試算も実施。

シナリオ名	CCS	原子力	火力発電	陸上風力	洋上風力	営農型太陽光 ^{*4}
①ベース	国内:1億tCO ₂ /年 国外:1.5億tCO ₂ /年	60年運転・ 建設中3基新設	あり	森林設置 なし	領海内 ^{*2} (~22.2k m)	なし
②CCS拡大	国内:2億tCO ₂ /年 国外:3億tCO ₂ /年					
③原子力拡大	国内:1億tCO ₂ /年 国外:1.5億tCO ₂ /年	ベースの2倍の設 備容量へ拡大	廃止	バイオマス火 力のみ ^{*1}	領海・ 接続水域 (~44.4k m)	あり
④RE100		廃止				
⑤ベース* (VRE上限拡大)		60年運転・ 建設中3基新設	あり	森林設置 あり ^{*3}		
⑥RE100* (VRE上限拡大)		廃止	バイオマス火 力のみ ^{*1}			

*1 ただし、圧縮水素貯蔵から発電する際には水素専焼火力を利用可能とした。

*2 再エネ海域利用法においては、領海および内水のうち、自然条件や船舶への影響などに関する6つの要件を満たす海域が、洋上風力の海域占有を認める「促進区域」の指定要件となる。現行法では、領海外(22.2km以遠)は同法の対象外。

*3 現状、森林における風力発電の設置事例はあるものの、生態系影響などへの懸念による住民反対などを受けての建設中止の事例や、市町村条例による規制強化の動きがあるため、本分析では土地利用を分けて分析した。

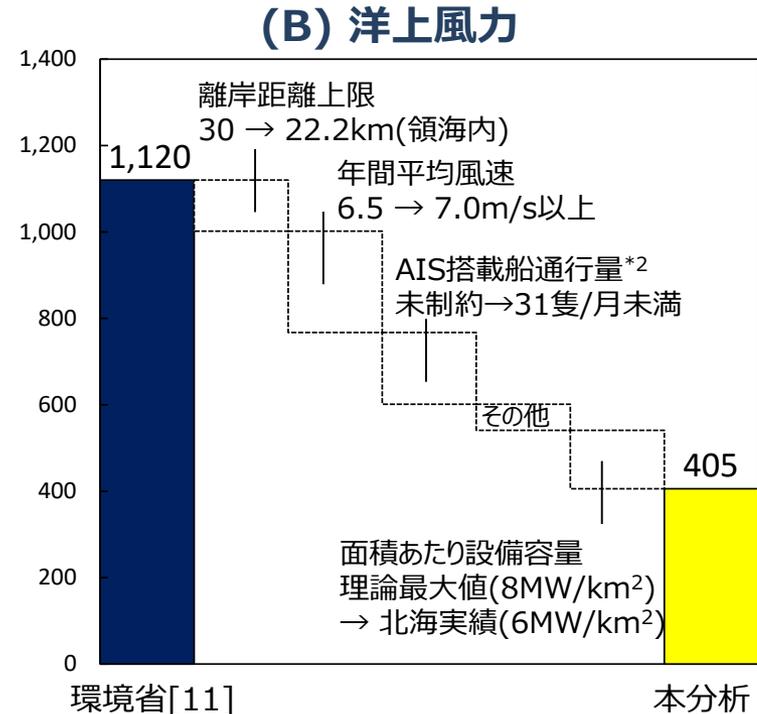
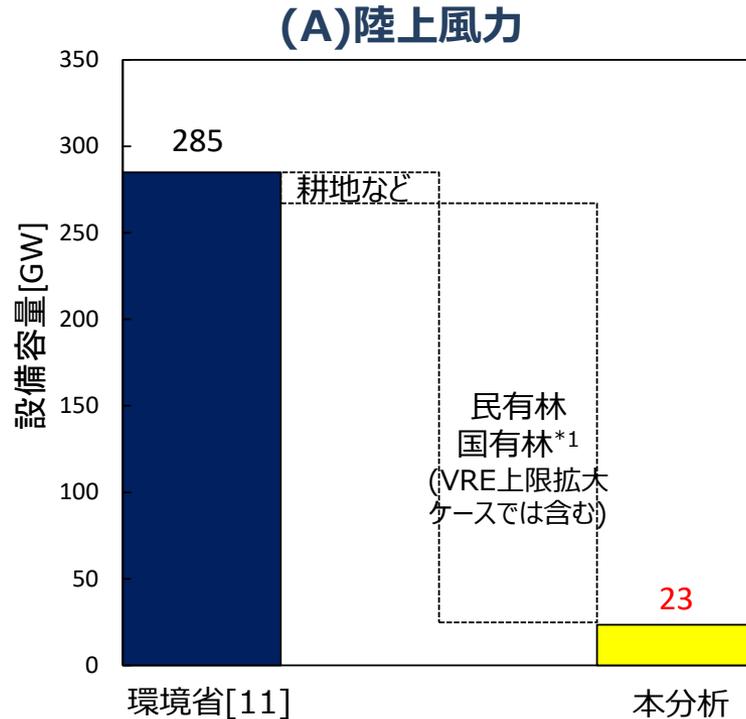
*4 2018年度末における営農型太陽光発電が設置された農地は5.6km²(0.5GW相当)でしかなく「5」、支柱部分の農地転用期間も現状10年とされる。

IEEJによるモデル試算：風力発電の導入ポテンシャル

- Obane et al.などを基にGISを用いてポテンシャルを推計（詳細は参考スライドを参照）
- 陸上風力：生態系影響への懸念から計画中止に至る事例の増加や、自治体条例による規制強化（抑制区域の指定など）を踏まえ、保安林以外の**民有林と国有林を除外**した値を採用した。
- 洋上風力：**領海までの離岸距離**(22.2km未満)・**船舶通行量**などを考慮し、再エネ海域利用法における「促進区域」の指定を受ける要件を満たす海域に設置する前提とした。

環境省との導入ポテンシャルの比較(ベースシナリオ)

(出所)基本政策分科会資料 (IEEJ)



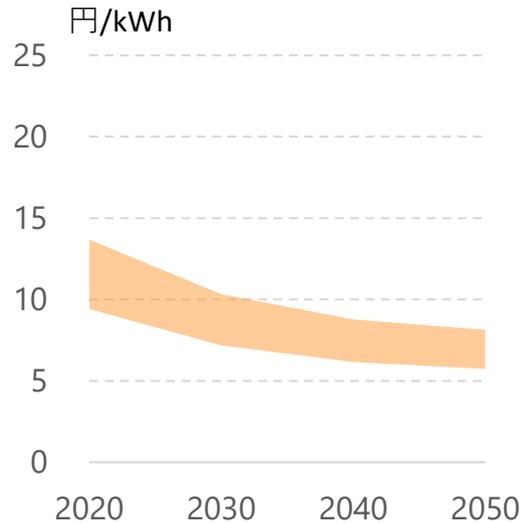
*1 5haを超えて 国有林の貸与を受けるためには、再エネの発電に適したことなどの要件を満たし、構造特別改革区域に指定される必要がある。これまでの全2件の実績では年間平均風速7.5m/s以上の場所に設置される傾向がある(GIS上での推計値)。

*2 自動船舶識別装置(Automatic identification system)の略で、国際航海に従事する300総トンを超える中型船以上の船舶などが該当し、漁船などの小型船などは含まれない場合がある。31隻/月は1隻/月に相当し、定期便などが通行している可能性が高いとした。

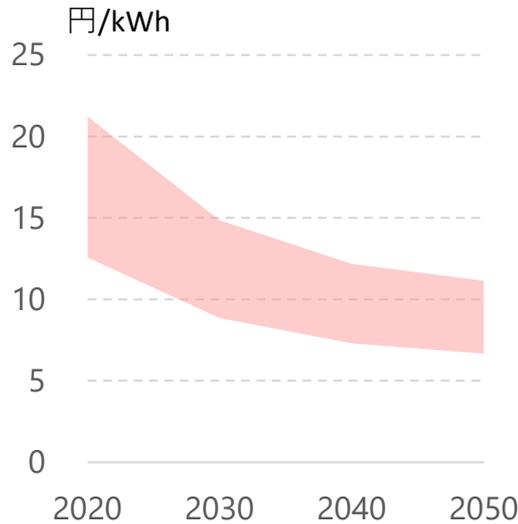
IEEJによるモデル試算：発電単価の想定

(出所)基本政策分科会資料
(IEEJ)

太陽光（地上設置・営農型）

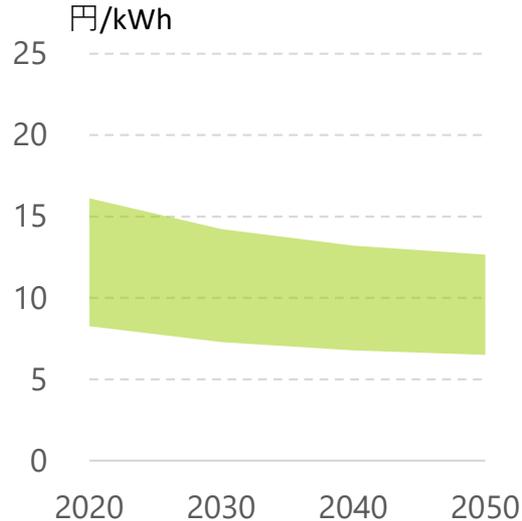


太陽光（屋根・壁面）

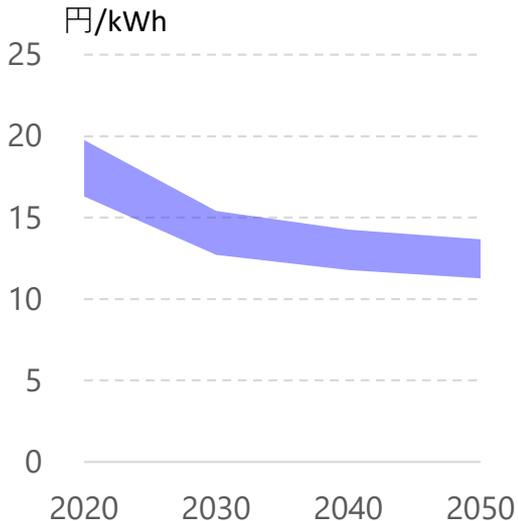


- VREのLCOEは発電コスト検証WG（2015年試算値及び2021年暫定値）・調達価格等算定委員会等をもとに、GISデータをも考慮して推計。
- 実質割引率3%でのLCOEは本スライドに示す通り。
- 現在検討中の発電コスト検証WGの結果を踏まえ見直す必要あり。

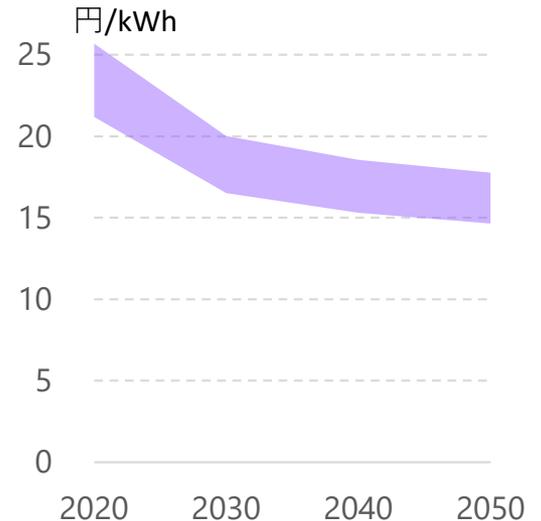
陸上風力



洋上風力（着床式）



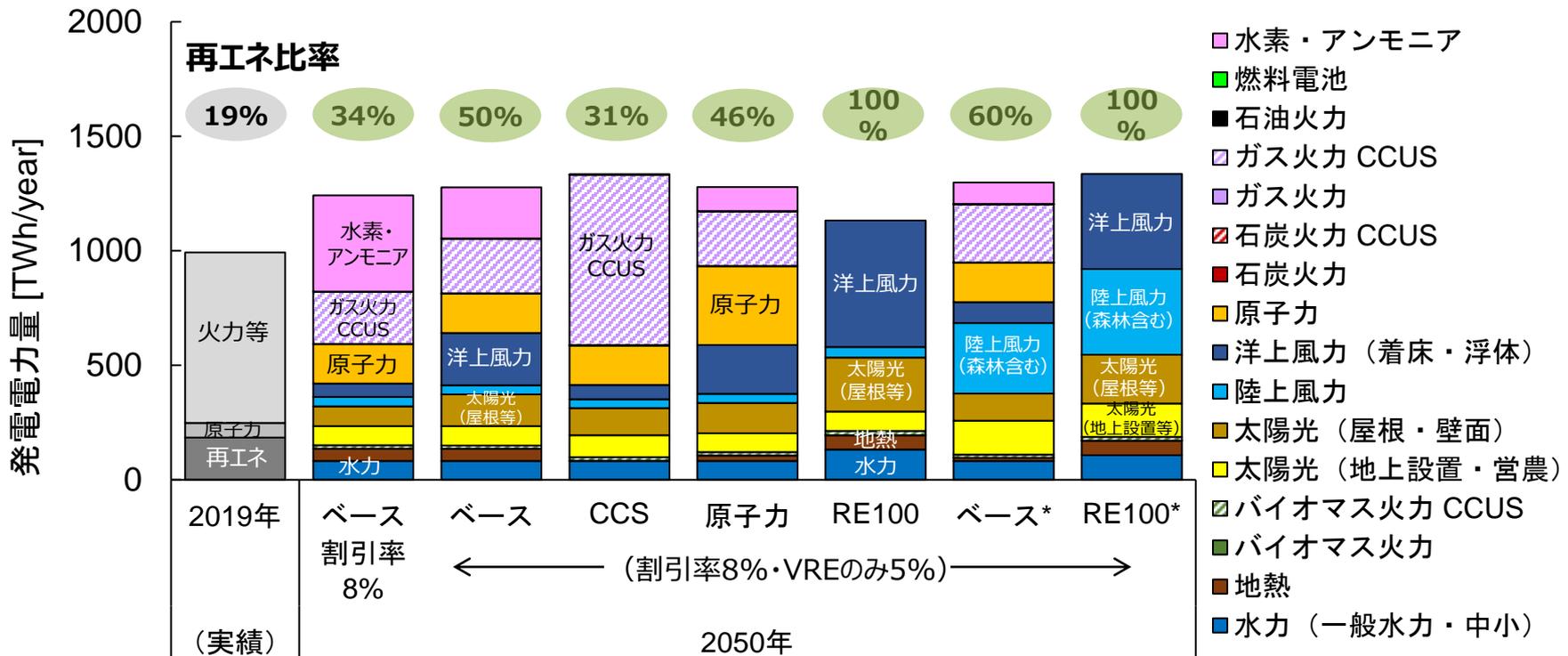
洋上風力（浮体式）



IEEJによるモデル試算：発電構成

- | 再エネのみで電力需要を賄う場合、**陸域に近い海域・漁業権設定海域や森林**にまで大規模な風力導入が必要となりうる（洋上風力はRE100で192GW、森林含む陸上風力はRE100*で164GW）。電源設置に伴う**環境影響・社会的受容性を考慮すると必ずしも大規模導入が行える保証はない。**
- | 太陽光発電についても、RE100・RE100*シナリオでは、ほぼ全ての建物の屋根に加えて日射条件の悪い**壁面等にも設置が必要**となる。
- | 以下のスライドでは、主にVREの割引率を5%とした結果を示す。

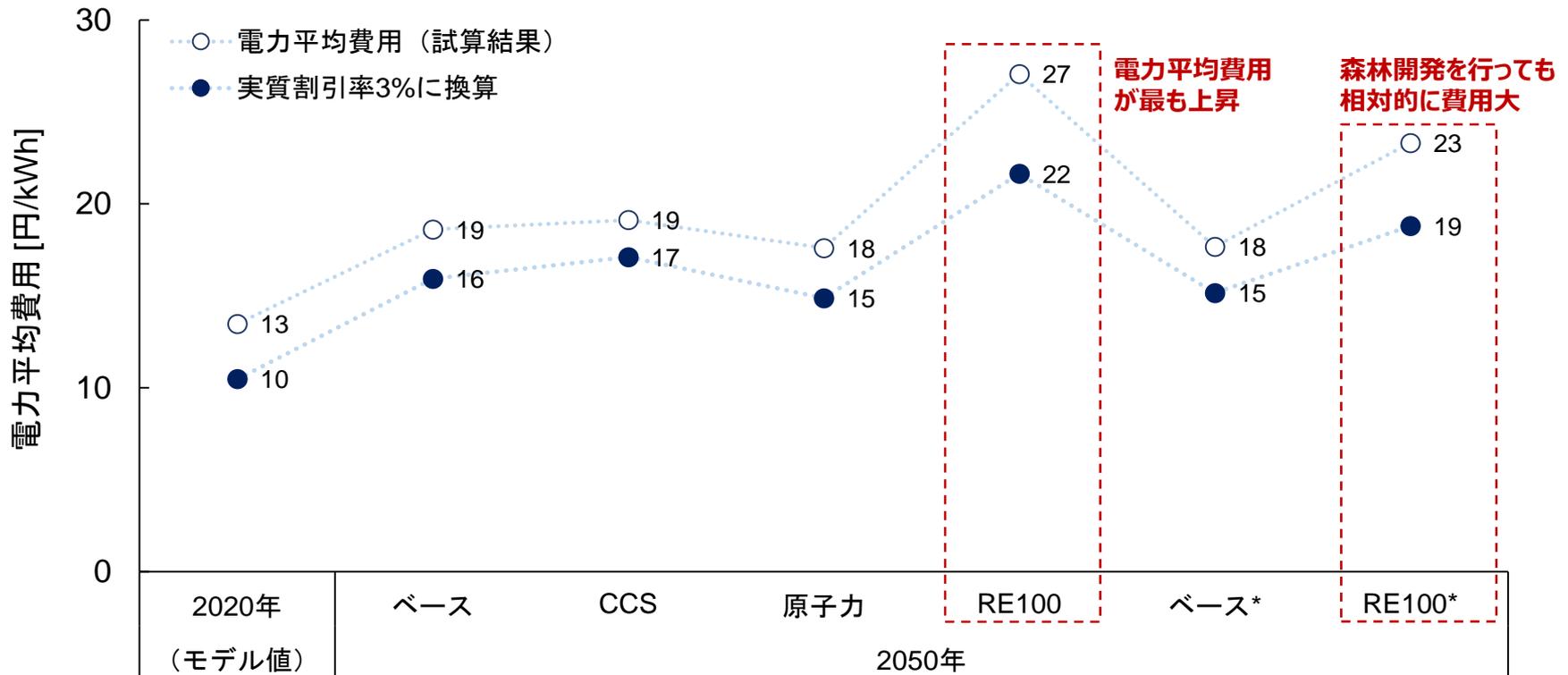
(出所)基本政策分科会資料 (IEEJ)



*図中の実績値はIEAエネルギーバランス表より引用。主観的割引率の想定については参考資料参照。

IEEJによるモデル試算：電力平均費用

- 電力平均費用は、発電と電力貯蔵、地域間送電に係る固定費・変動費を電力需要で除したもの*。下図では実質割引率3%に換算した値と併せて示す。
- 3%換算でベースシナリオの16円/kWhに対して、RE100では22円/kWhまで上昇。RE100では燃料費が減少する一方、再エネや蓄電池の固定費が費用を押し上げている。
- CCS拡大シナリオの電力平均費用は上昇するが、エネルギーシステム総費用は減少している。

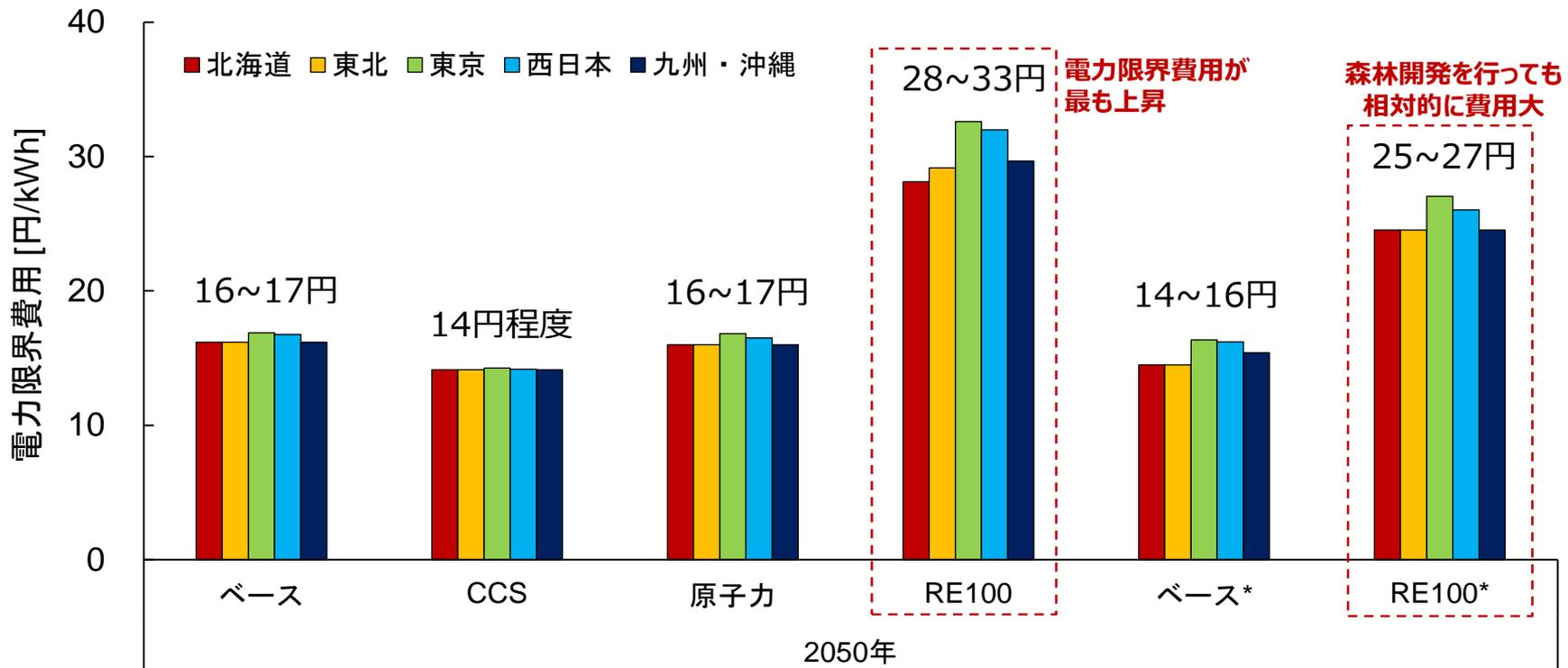


* 主観的割引率の詳細は参考資料参照。固定費には設備費と運転維持費が含まれる。

IEEJによるモデル試算：電力限界費用

- 電力限界費用は、電力を1単位追加生産する際に要する費用*1。
- RE100シナリオでは電力限界費用がベースシナリオの2倍程度まで上昇。再エネの出力変動性により、約0円の電力限界費用が頻発する期間と、大幅上昇する期間に二極化（参考スライド25）。
- 森林開発等を前提とするRE100*であっても、CCS活用や原子力活用シナリオより電力限界費用は高くなった。森林での陸上風力開発等を考慮しても電力限界費用の抑制効果は限定的。

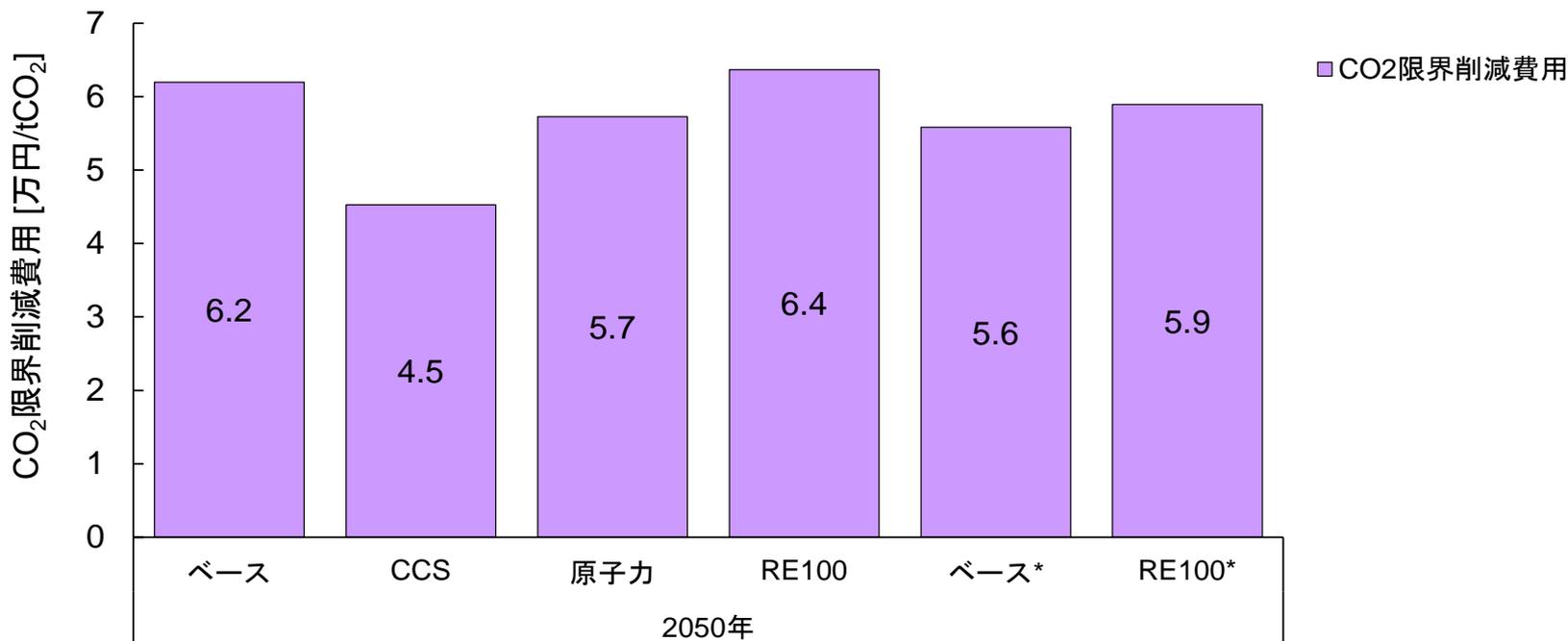
（出所）基本政策分科会資料（IEEJ）



*1 長期の電力限界費用。本分析では地域別・1時間値で推計。多くの時間帯ではその時点で稼働している電源の可変費で決定されるが、需要ピーク時には設備費も含まれる。

CO₂限界削減費用

- CO₂限界削減費用はベースシナリオにて6.2万円/tCO₂と推計され、CCS拡大シナリオや原子力拡大シナリオではそれぞれ、4.5万円と5.7万円に低減。対して、RE100シナリオでは6.4万円に上昇した。
 - 本分析の想定に基づけば、原子力発電やCCSはCO₂限界削減費用の低減に有効といえる。CCSは電力供給のみならず、負の排出技術の利用を通して需要側のCO₂相殺にも貢献できるため、比較的大きな効果が推計されたと考えられる。
 - 今回の**カーボンニュートラル達成のための限界削減費用は既往研究による80%削減ケース（概ね10万円/tCO₂）での限界削減費用を下回る。**
- これは、今回初めて**負の排出技術を想定**したこと等による。



各機関によるモデル分析結果の比較

	RITE	日本エネルギー 経済研究所	国立環境 研究所	デロイトトーマツ コンサルティング	自然エネル ギー財団
モデルの特徴	世界モデルの1部（1地域）に電源構成モデルを接合	5地域モデル、1時間刻み	10地域モデルに電源構成モデルを接合	351地域モデル、4季節・4時間帯	9地域モデル、1時間刻み
標準ケースでの再生可能エネルギー/原子力比率	54%/10% (参考値のケース)	50%/14%	74-76% /8-9%	70%/10%	100%/0%
標準ケースでの電力限界/平均費用 (kWh当り)	25円/13円	16-17円/16円	-/12円	23円/12円	
再エネ100%ケースでの電力限界/平均費用 (kWh当り)	53円/18円	28-33円/27円	-	52円/19円	-/9.2円
備考		国内CCS及び海外へのCO ₂ 輸送量はRITEモデルによる結果をもとに想定	CCS・アンモニア火力に上限を設定	細かい地理的解像度により、送電線等の費用が他モデルより大きくなっている可能性あり	太陽光・陸上風力のLCOEは2~3円/kWhと想定（割引率3%）

本発表の構成

- (1) エネルギー基本計画に係る議論の経緯
- (2) 2050年カーボンニュートラルのモデル分析
- (3) 脱炭素技術の役割とロードマップ検討の必要性**

「2050年カーボンニュートラル」に向けて

(1) エネルギー転換部門（発電等）

- ・ 脱炭素電源（再生可能エネルギー、原子力、脱炭素火力）で全ての電力を供給する。
- ・ 脱炭素火力としては、CCS付き火力発電、水素火力発電、アンモニア火力発電などがある。

(2) 運輸部門（自動車、鉄道、航空機、船舶）

- ① 全ての自動車を電気自動車（EV）もしくは燃料電池車（FCV）に代替する。
 - ② 燃料をゼロ・エミッション化する（バイオ燃料、もしくは合成燃料）。
- ・ 航空機・船舶についても同様の対策が求められる。但し自動車に比べて技術の習熟度は低い。

(3) 民生部門（家庭・業務）

- ① 全ての住宅・建築物をオール電化にする。
- ② 都市ガスを脱炭素化する（水素もしくは合成メタン）。

(4) 産業部門（工場等）

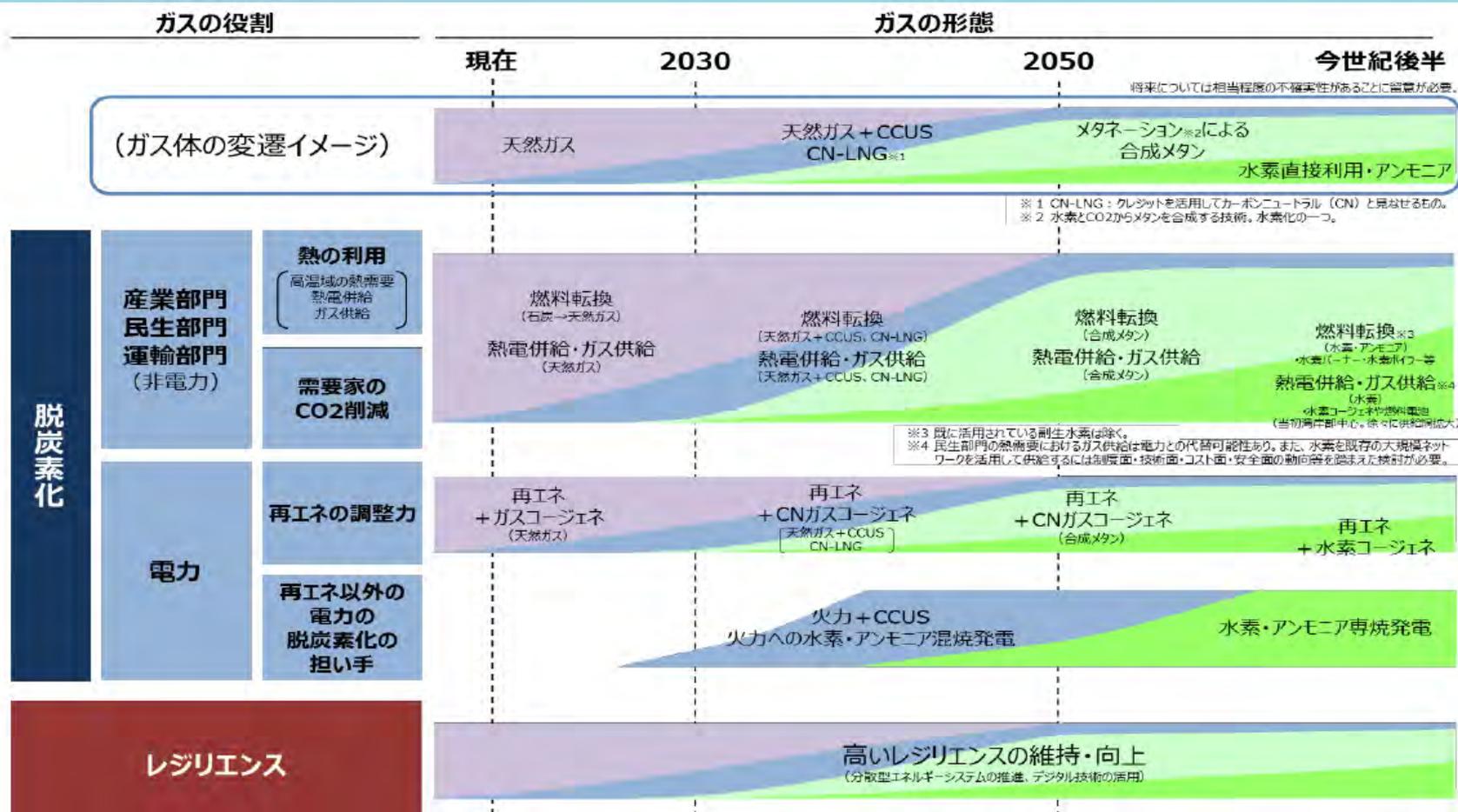
- ・ 最大限電化を進めても、電化しきれないエネルギー消費が残る可能性が高い。
- ・ 都市ガスの水素・合成メタン代替や、水素還元製鉄、産業部門におけるCCSなどの取り組みが重要。

※ 特に産業部門においてCO₂排出量ゼロにすることは難しいため、負の排出技術で相殺する必要がある

燃料転換の取り組み

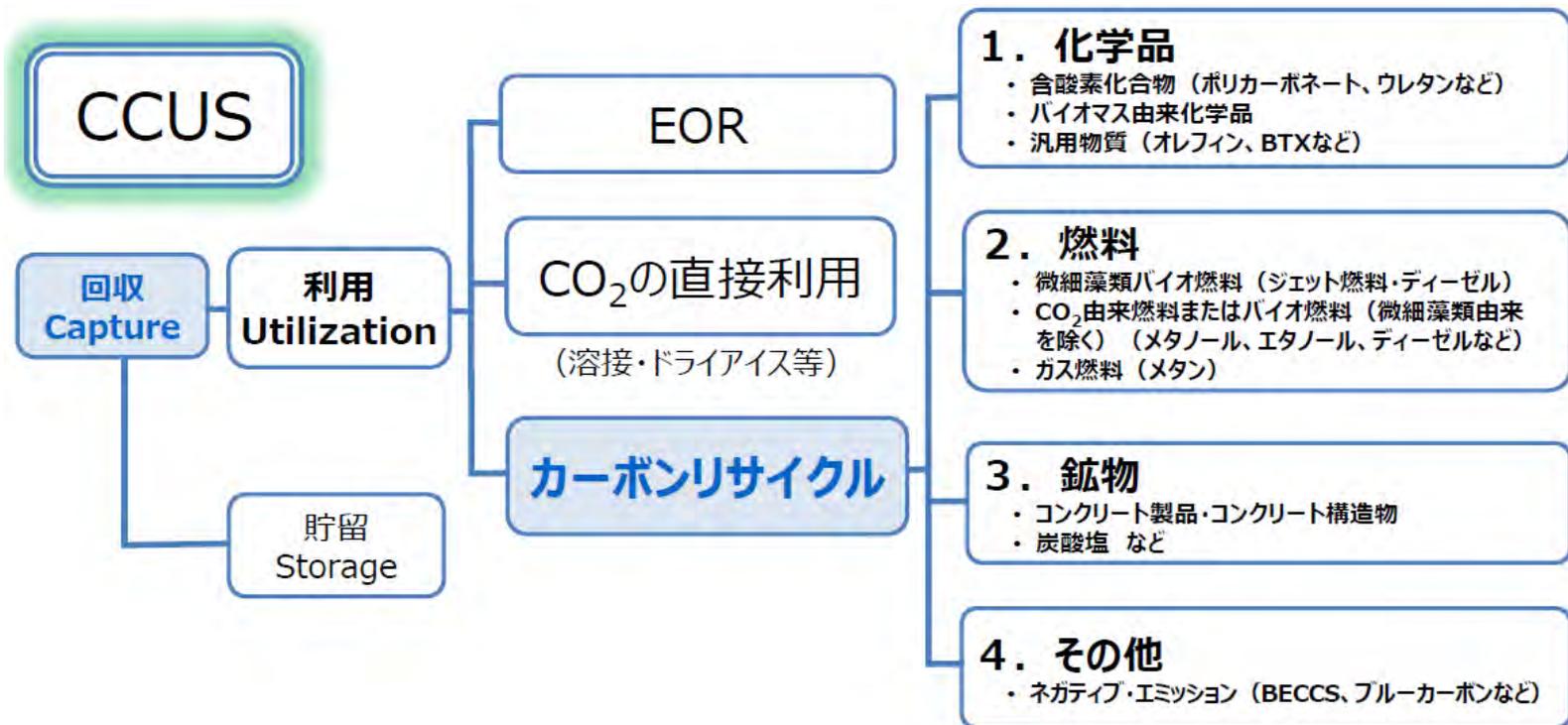
(出所)基本政策分科会資料

- 2030年に向けては徹底した省エネルギーに加えて、電化・天然ガスシフトなどの燃料転換にも取り組む。
 - 特にガス体については、産業・民生・運輸部門（非電力）における天然ガス利用機器の高効率化、ガスコージェネレーションの導入促進などに加え、ガス体の脱炭素化として都市ガスの5%のカーボンニュートラル化（既存インフラへの合成メタン注入1%など）を目指す。



カーボンリサイクルと合成燃料・合成メタン

(出所)経済産業省ウェブサイト



- ・ CCU(二酸化炭素回収・利用)とCCSとを併せて、CCUSと呼ぶことがある。
- ・ 中でも、フィッシャー・トロプシュ法(FT法)やサバティエ反応により、**水素と炭素から炭化水素を合成**することで、「**カーボンフリーな輸送用燃料**」や「**カーボンフリーなメタン(都市ガス)**」を製造することができる。
- ・ 水素やアンモニアを利用したエネルギー供給パスには多様なオプションが存在し、その中で、**将来コストが低下するものを利用してゆく**ことになると考えられる。

水素等利用の意義（例）

再生可能エネルギー（&原子力？）由来の水素

- 余剰電力を有効に利用する
→ 一般的に水電解装置の稼働率が低くなり、コストが高くなり易い
- 地理的に偏在する再生可能エネルギー資源を有効に利用する
- 電化が難しいエネルギー消費部門の脱炭素化に貢献する

化石燃料由来の水素

- 地理的に偏在するCCSポテンシャルを有効に利用する
- 電化が難しいエネルギー消費部門の脱炭素化に貢献する

化石燃料由来のアンモニア

- 主に発電に利用。偏在するCCSポテンシャルを有効に利用する。水素に比べて輸送コストが安い。

例：民生部門の都市ガス利用の脱炭素化

(1) 完全電化

- ・エネルギーシステム上は最もシンプルな方法か。
- ・強制的措置を取るか？2050年までの間のいつ、どのようにして行うか？
- ・既存設備（住宅ストックなど）をどうするか？
- ・電化が困難な部門（中華料理屋など）はどうするか？

(2) 水素への代替

- ・コストが最大の課題。特に、水素供給インフラに多大な投資が必要となる可能性が高い。

(3) 合成メタンへの代替

- ・既存の都市ガスインフラを利用できることが(2)との比較上の利点。
- ・最初の段階では合成メタンを用い、インフラ更新に伴って順次水素に移行するシナリオか。

(4) 都市ガス利用の継続

- ・別途、何らかの形でCO₂排出をオフセットする必要あり

RITEによる2050年CN試算：ケース設定

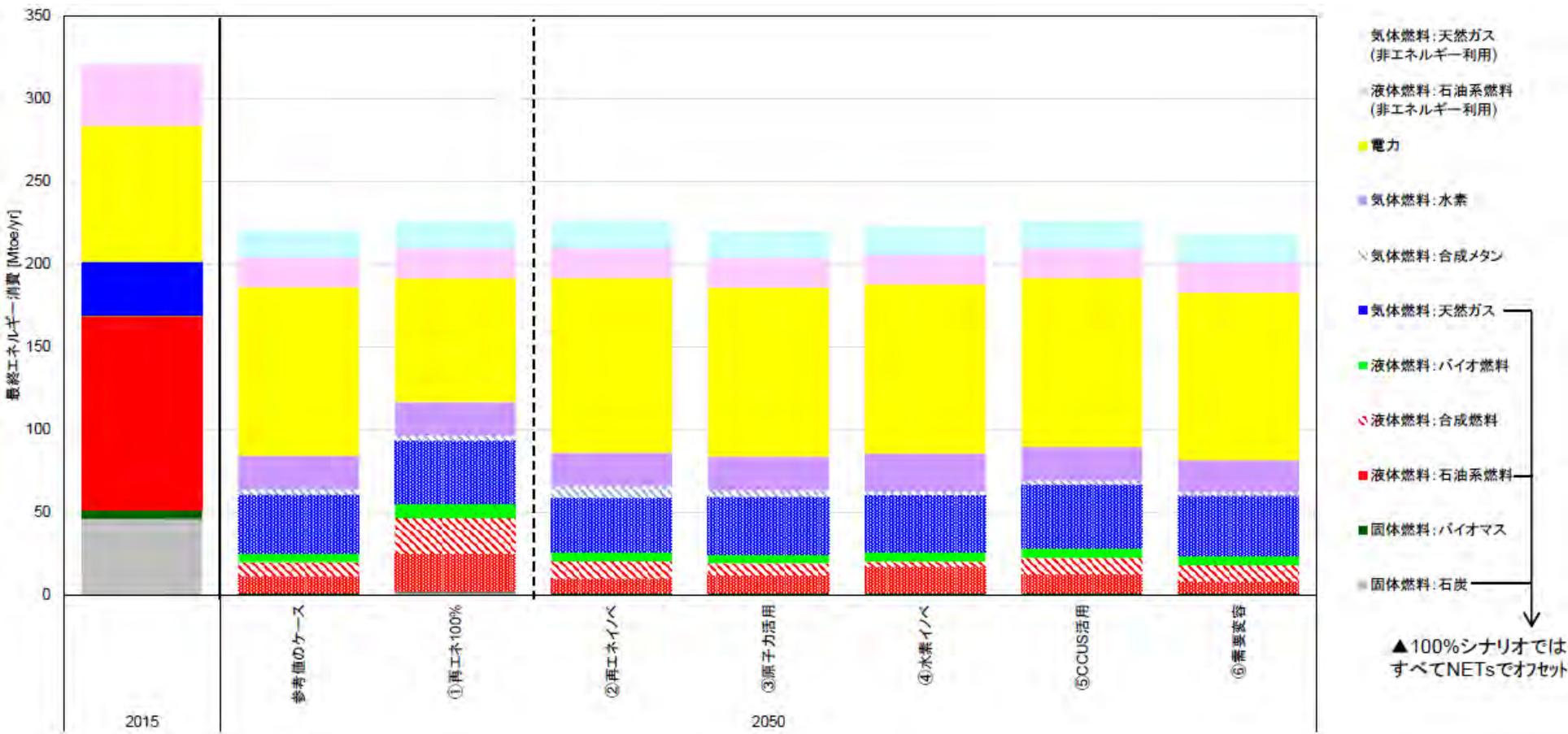
(出所)基本政策分科会資料(RITE)

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	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再エネ極大		0%				ほぼ100% (シナリオ想定)	
②再エネイノベ	低位コスト	10%		国内貯留: 91MtCO ₂ /yr、 海外への輸送: 235MtCO ₂ /yr		63% (最適化結果)	
③原子力活用 ²		20%				53% (最適化結果)	
④水素イノベ	標準コスト	10%		水電解等の水素製造、水素液化設備費:半減		国内:273MtCO ₂ /yr、 海外:282MtCO ₂ /yr	47% (最適化結果)
⑤CCUS活用							国内91Mt、 海外235Mt
⑥需要変容					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。

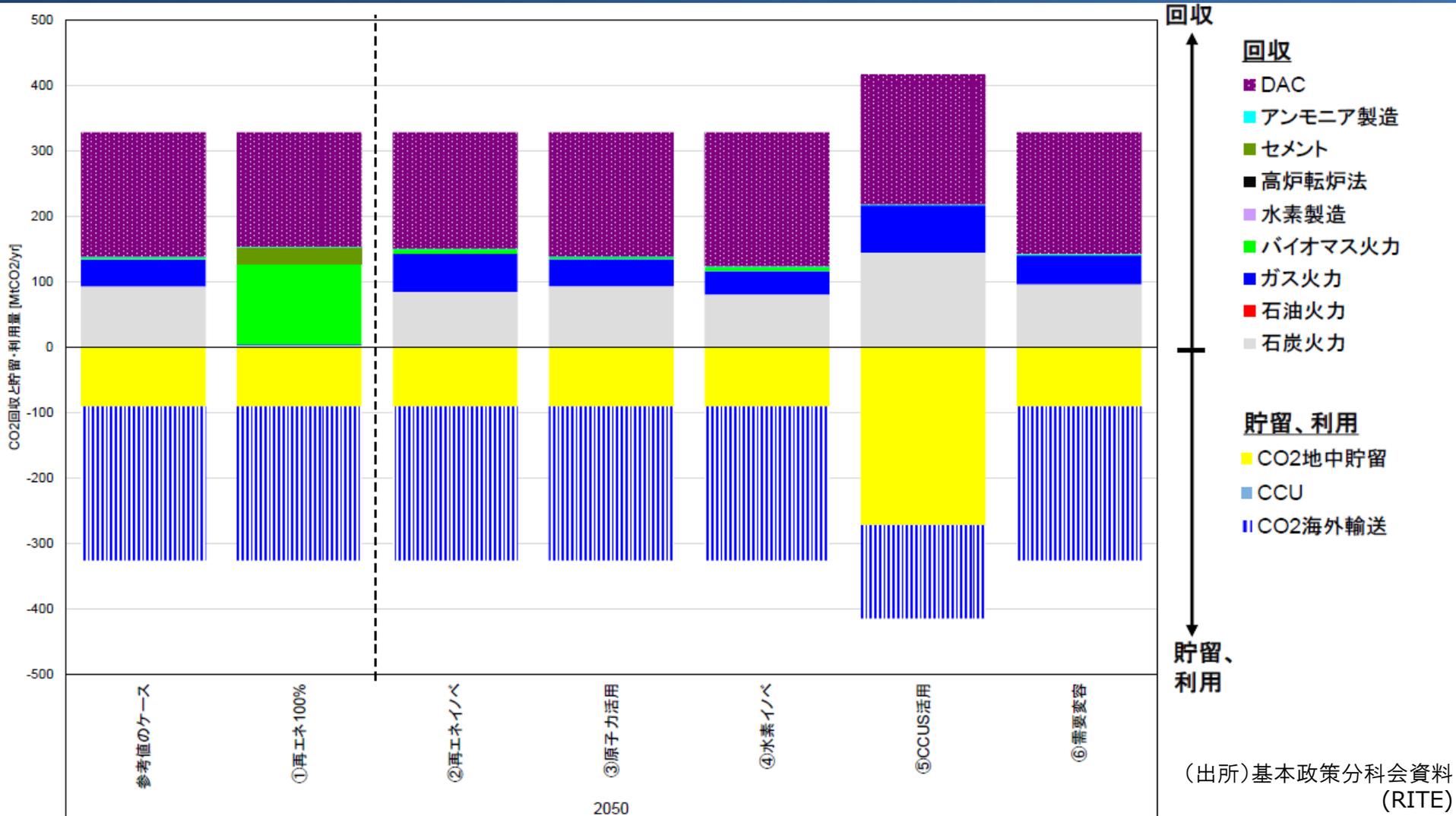
RITEによる2050年CN試算：最終エネルギー消費

(出所)基本政策分科会資料(RITE)



- 合成ガスはほとんど使わず、都市ガス利用をDACCSによってオフセットする姿となっている。
- 合成燃料・石油系燃料はともに利用されている。但し、この合成燃料は輸入分。

RITEによる2050年CN試算：CO₂バランス

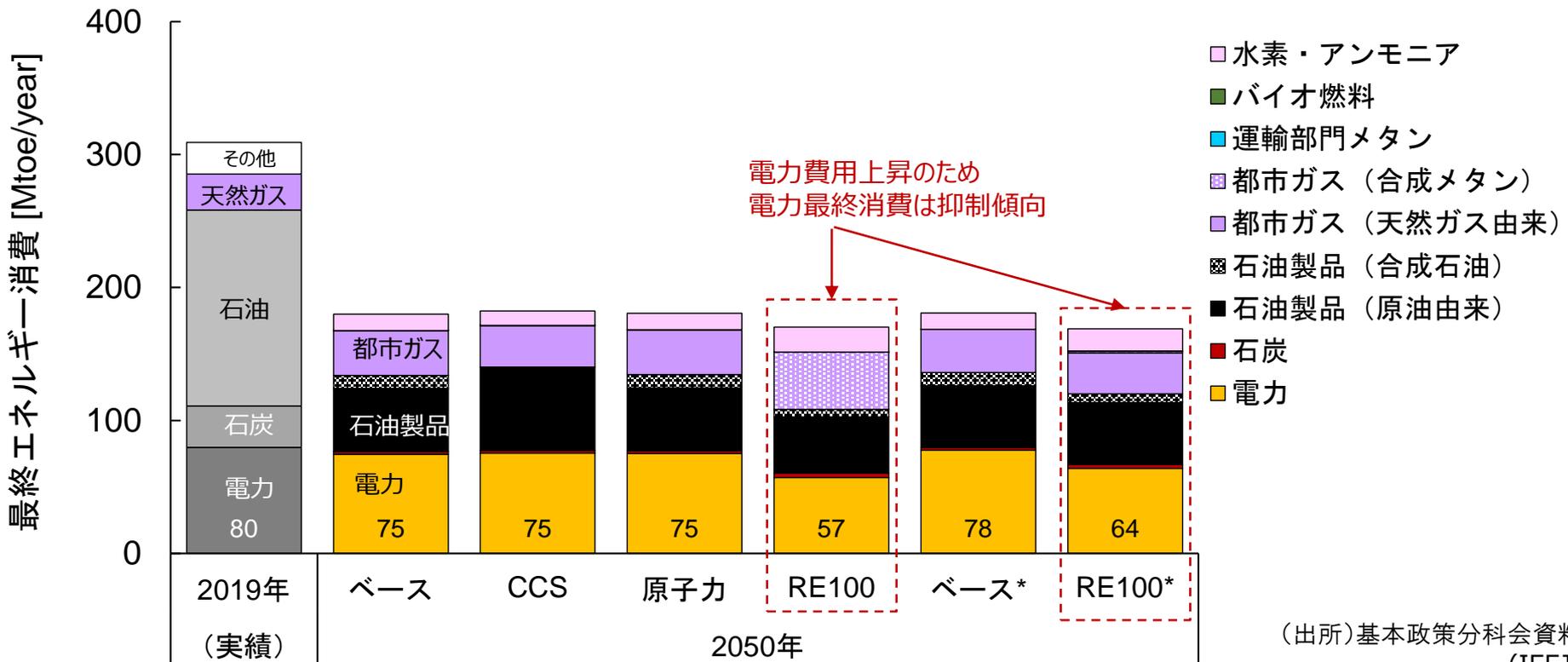


- 国内で91MtのCO₂を貯留した上で、海外に235MtのCO₂を輸送し、貯留する想定。CCUはほとんど使われていない。

最終エネルギー消費：IEEJ-NEモデルの試算結果

各シナリオにおいて、大幅な省エネルギーが窺える。

RE100やRE100*の電力消費はベースシナリオ比で減少。これは電力費用（平均費用や限界費用）の上昇に因ると考えられる。なお、蓄電の充放電損失等が大きいため、総発電量はそれほど減らない（「電源構成」スライドに示した通り、RE100*は分析シナリオの中で最も大きくなっている）。



(出所)基本政策分科会資料 (IEEJ)

*図中の実績値はIEAエネルギーバランス表より引用。電力最終消費（Mtoeベース）は11.628を乗じるとTWhへ換算可能。

ブルー水素利用（合成メタン・合成燃料）と負の排出技術によるオフセット

① ブルー水素による合成メタン利用（中東での天然ガスの例）

天然ガス採掘 + **水素製造** + CCS + **水素輸送** + DAC + **合成メタン製造** + 都市ガス供給

② 都市ガス利用+DACCS

天然ガス採掘 + **LNG輸送** + 都市ガス供給 + DAC + CCS

※ 仮に水素輸送のコストがLNG輸送と同等まで低下したとしても、水素・合成メタン製造のコスト分だけ①の方が高コストとなる可能性が高い。

※ これはブルー水素のみに言えることではなく、グリーン水素のコストがブルー水素を大幅に下回らない限り、グリーン水素の競争力についても同様のことが言える。

※ 燃料電池車や水素還元製鉄等の需要側の技術も同様に、「単純な炭素オフセット」との競合となる。

※ このような状況はDACの技術開発・普及状況に依存することには十分な留意が必要。

① ブルー水素・アンモニアによる発電（中東での天然ガスの例）

天然ガス採掘 + **水素/アンモニア製造** + CCS + **水素/アンモニア輸送** + **水素発電**

② CCS火力発電 + CO₂輸送

天然ガス採掘 + **LNG輸送** + **CCS火力発電** + **CO₂輸送** + CCS

※ アンモニアの輸送コストが大幅に安価になり得るときには①が競争力をもつ可能性がある。そうでなければ②の方が経済合理的である可能性が高い。

まとめと今後の課題

- 温室効果ガス削減の2030年目標（46%減）及び2050年目標（100%減）は何れも非常に野心的であり、その実現は容易ではない。
- 今回のエネルギー基本計画改定に際しては、2030年のエネルギーミックスが定量的に示されており、またそれに付随する電力コストの上昇も評価されている。但し、2030年までの期限内にそれを達成するためには多大な努力が必要となる。
- 2050年にゼロ・エミッションを達成するシナリオについてのモデル分析はここ1年で集中的になされるようになってきている。但しその結果を整理・議論し、インプリケーションを読み取ることとは重要な課題。複数のモデル間の差異についても検討が必要。
- 特に、モデル分析に表れる**各脱炭素の役割を特定し、競合する技術間の関係を把握する**ことは重要な課題。このためには複数のモデル分析結果を参照することも有用。
- 一般的には、将来の技術進歩の不確実性を鑑みて、幅広いオプションを残すことが望ましい。一方で、将来確実に必要となるもの・有用である可能性が比較的高いもの・他技術との競合に勝てない可能性があるものなど、それぞれの位置づけを明確にすることも技術開発を進める上で重要となる。
- 2050年の検討に際して設備の「ロックイン」を考慮すること、もしくは目標達成の遅延の可能性を考慮することは重要。これらを十分に踏まえて脱炭素シナリオを検討し、それと統合的なロードマップを描くことが今後重要となる。また、それを踏まえた政策の立案や表現が求められる。