

---

# 「原子力利用に関する基本的考え方」 について

---

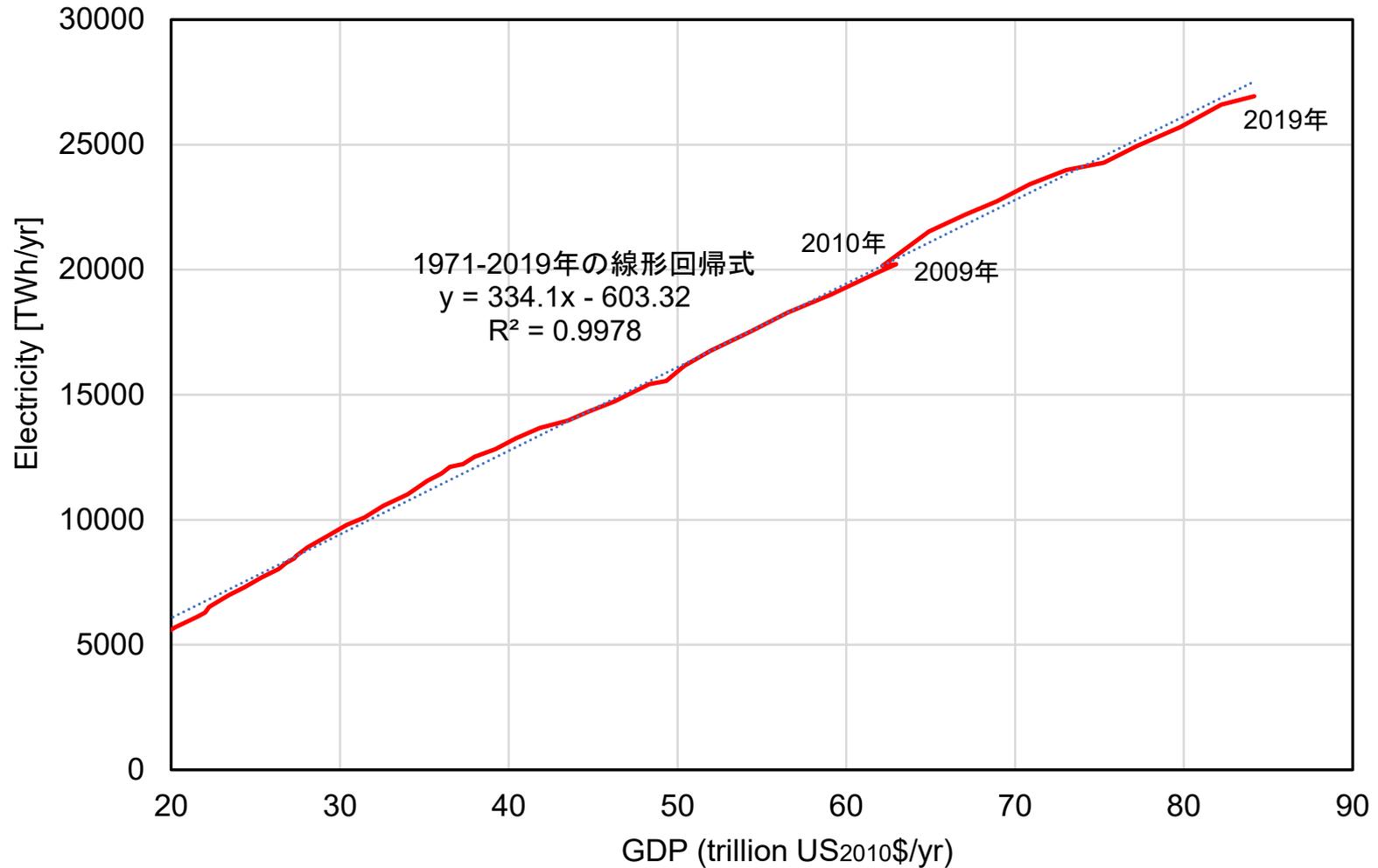
(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)

システム研究グループ グループリーダー

秋元 圭吾



# 世界の経済成長と電力消費量の関係

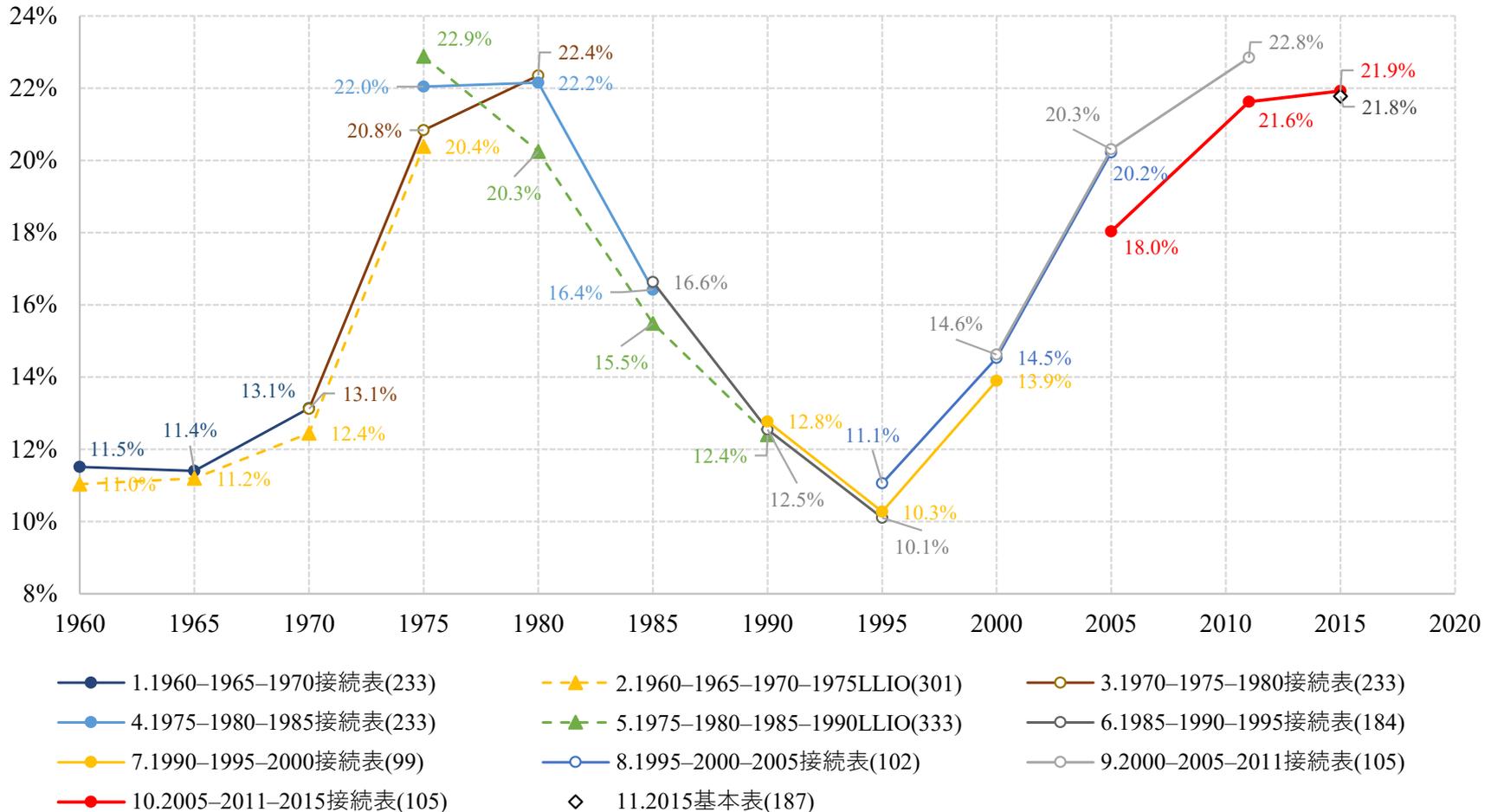


出典) 国際エネルギー機関 (IEA) 統計、2021

**世界GDP(経済成長)と電力消費量の関係は、強い正の相関関係が見られる。経済成長と電力消費量は密接な関係。世界の電力需要は増加基調が続く可能性が高い。**

# 日本における製品に体化された電力の輸入 (間接的電力輸入)

出典) RITE ALPS報告書(2021), 野村浩二教授執筆



- ✓ 1980年にかけて、オイルショックによる電力価格上昇に伴って、間接的電力輸入比率が増大
- ✓ 1980~1995年の間は、LNG、原子力など、電力のバランスを図り、電力価格は安定し、間接的電力輸入比率も低下
- ✓ 1995年以降、中国等の新興国の競争力向上も伴って、間接的電力輸入比率が再び増大

# 電気料金の推移

大手電力10社における電気料金平均単価の推移 (家庭用・産業用の全体平均)



※上記単価は、消費税を含んでいない。

出典) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会資料 (2020)

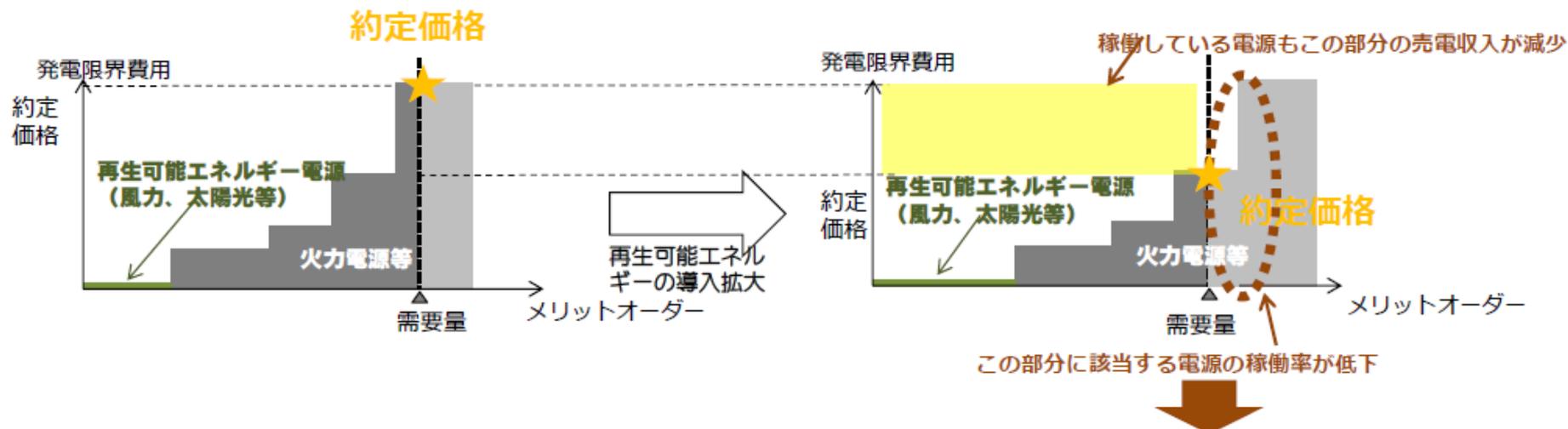
- FIT賦課金・燃料費以外の価格については、長期の動向としては低下傾向にもあるが、この間、所得の低下も見られ、実質価格としてはそれほど低下は見られない。
- 震災以降の原子力発電の停止を受けて、電力料金は上昇。その後、国際的な化石燃料価格の低下傾向はあったが、再び上昇傾向も見られ、化石燃料価格は予断を許さない。
- 再エネ賦課金が上昇してきている。2021年度は3.1円/kWh(税抜)程度

# 再エネ導入拡大による電源投資回収の課題

- 固定価格買取制度等を通じ、限界費用が低く、また優先給電ルールの下では抑制されにくい再生可能エネルギーの導入を拡大すると、一部の電源の設備稼働率が低下する可能性がある。
- 同時に、再エネの導入等により稼働率が変わらない電源も、市場価格の低下に伴い、売電収入が減少する可能性があり、こうした事態が発電投資意欲を減退させることに繋がる。

固定価格買取制度等を通じて再生可能エネルギーの導入が拡大した場合には、発電限界費用が相対的に高い火力電源等の設備利用率が低下し、ひいてはこうした電源の投資回収の確実性が低下することとなる。

## 再生可能エネルギーの導入拡大によるメリットオーダーへの影響

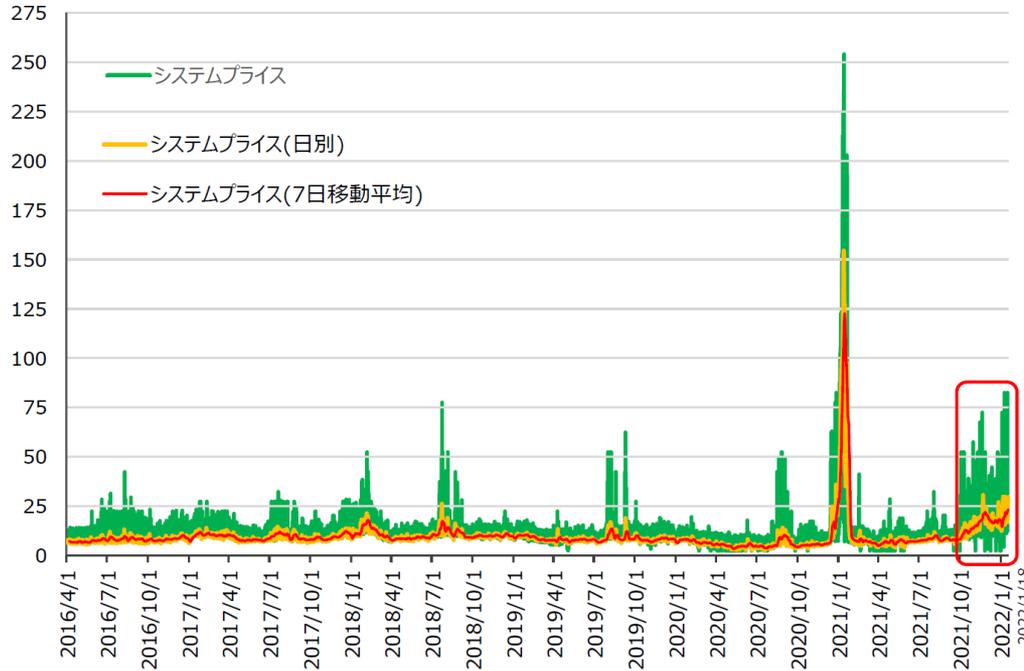


こうした電源について、投資回収の予見性が低下

# 電力卸取引市場(スポット市場)の価格変化

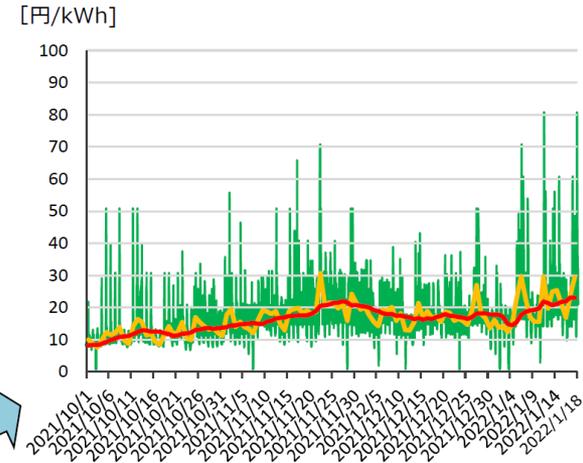
## 取引価格 (スポット市場)

[円/kWh]



出典) 電力・ガス基本政策小委員会資料 (2022)

<2021年10月1日~2022年1月18日分>



(出所) JEPXホームページ

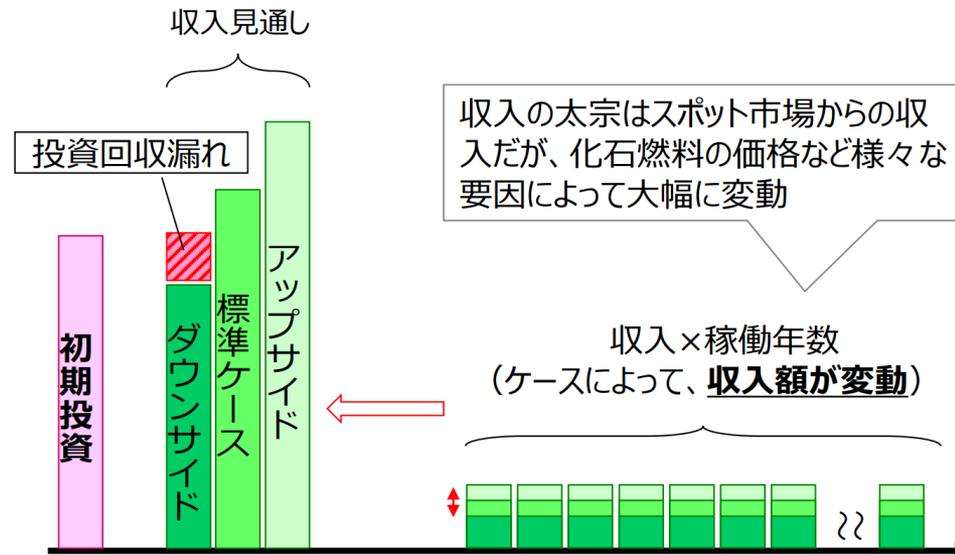
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	11.0
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56	0
100~200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	287	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	22	266	233

- ✓ 平均価格は長期的には低下の傾向にある。
- ✓ 卸取引市場の価格変動は激しい。VRE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とは考えにくい。

# 発電事業者の投資意思決定

出典) 持続可能な電力システム構築小委員会資料 (2020)

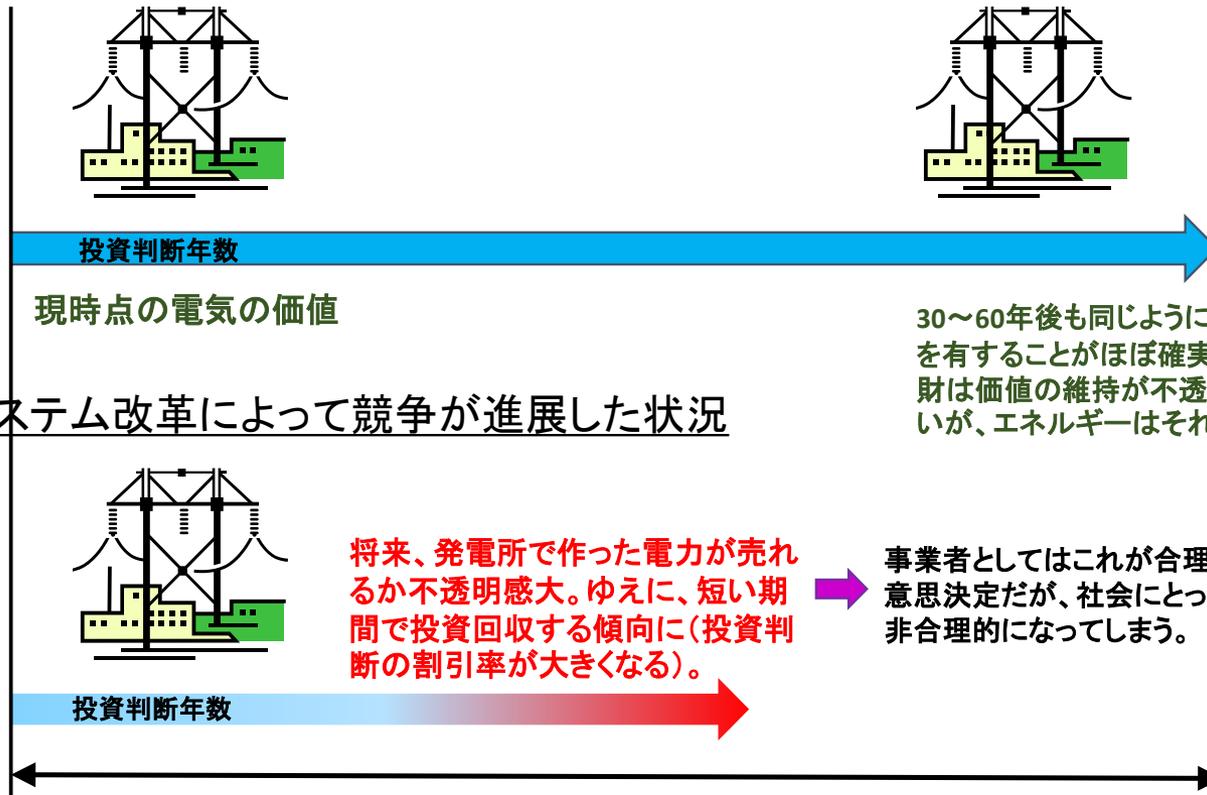
- 民間事業者の投資意思決定においては、「標準ケース」、「アップサイドケース」、「ダウンサイドケース」といった各ケースの発生確率を分析した上で、リスクに見合うだけの収入見通しがあれば、投資が行われるのが一般的。
- 発電事業は初期に多額の投資を伴うことや、前頁の発電事業者の収入構造を踏まえれば、**スポット市場からの将来収入のダウンサイドリスクが大きい場合には、投資が十分に進まない可能性がある**。
- 電源投資を安定的に確保する観点からは、**将来収入のダウンサイドリスクへの対応が課題**として挙げられるのではないか。



投資家は通常、リスク回避的であり、ダウンサイドの投資リスクを大きく見る傾向あり。結果、長期間にわたる投資回収が必要な電源は、本来、経済合理的な投資であっても、市場のみでは過少になる傾向がある。

# 競争環境下における事業者の投資判断

## 総括原価主義の状況



30~60年後も同様に電気は価値を有することがほぼ確実(他の多くの財は価値の維持が不透明なものが多いが、エネルギーはそれらと異なる)

将来、発電所で作った電力が売れるか不透明感大。ゆえに、短い期間で投資回収する傾向に(投資判断の割引率が大きくなる)。

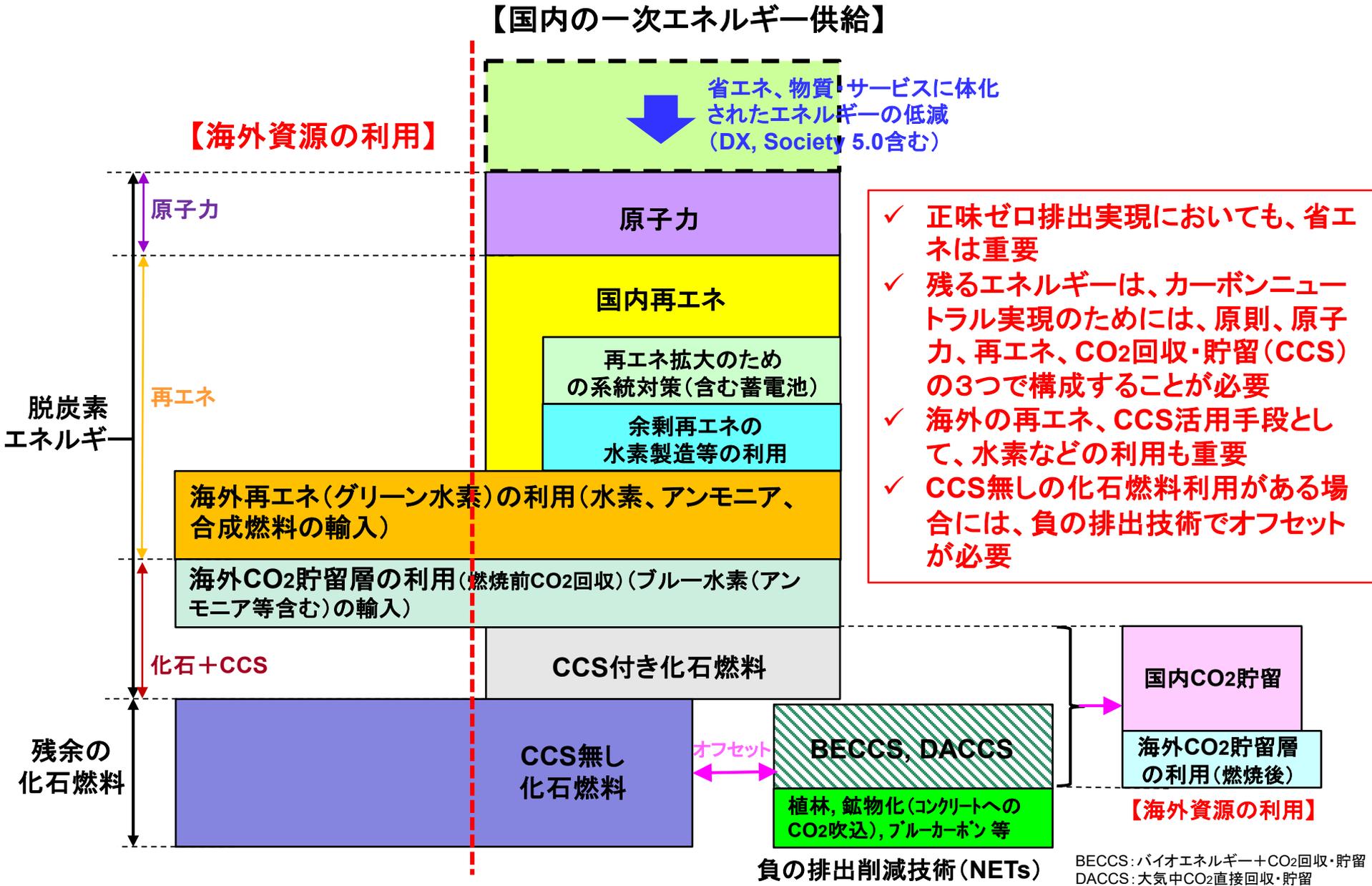
事業者としてはこれが合理的な意思決定だが、社会にとっては非合理的になってしまう。

発電所の耐用年数(30~60年程度)  
(原子力のバックエンドでは更に長期)

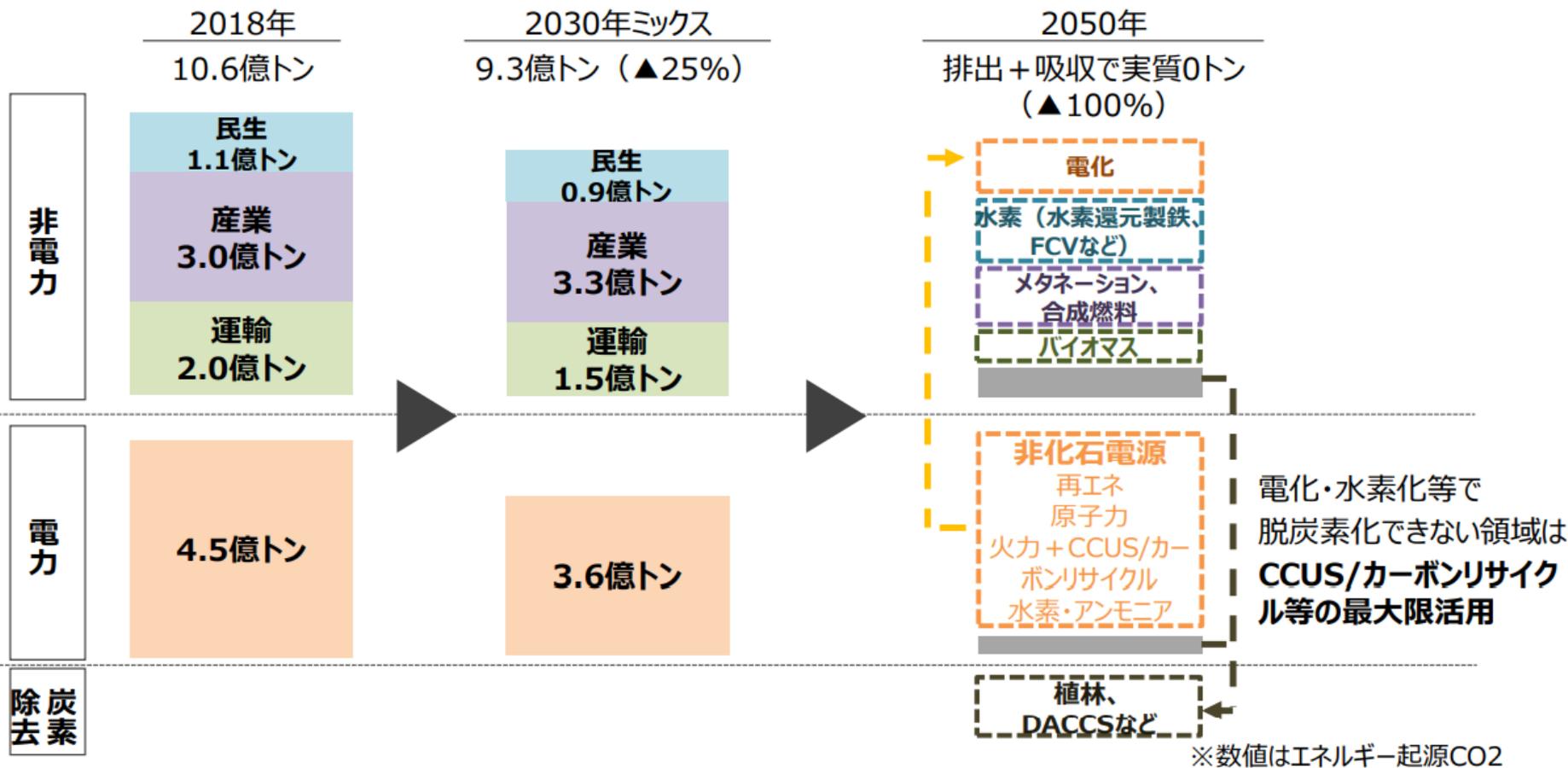
電力システム改革の下、競争が進行すると、社会的コストと、事業者が認識するコストに乖離(市場の失敗)が生じる。それによって、初期投資額が大きく、長期でメリットが生じるような電源等に投資がなされにくくなる。

- ◆ とりわけ先進国では、人口の低下と、サービス産業化の進展によって、総エネルギー需要の潜在的な増加は止まってきている。
- ◆ そのような中、右肩上がりの需要増大局面と異なっている。カーボンニュートラル化のためには、電化の促進が重要であり、電力需要が伸びる可能性もあるものの、不確実性が高いため、長期の大規模な投資リスクを取りにくくなってきている。
- ◆ また、エネルギーシステム改革は、短期的な効率性の追求には良いが、長期の大規模な投資は過小になりやすい。
- ◆ なお、このような背景も加わって、米国等を中心に小型原子炉(SMR)開発が関心を集めている。
- ◆ 一方、デジタル化技術は着実に進展。分散リソースをより安価に活用できる可能性が高まってきている。
- ◆ 原子力発電のような大規模なエネルギー供給技術は引き続き重要であるが、分散化とそれをつなぐデジタル化技術の役割が増してきており、相対的に原子力発電のような大規模技術の役割が相対的に低下してきていることの認識は必要

# 日本の正味ゼロ排出のイメージ (1/2)



# 日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)



# 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 <b>内生的に決定</b>	モデルの標準想定	モデルで <b>内生的に決定</b> (コスト最小化)。ただし <b>原子力は上限10%</b> で制約。 <b>CO2貯留量制約想定</b>
参考値のケース		▲100%		再エネ <b>ほぼ100%</b> (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)	(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)	
	② 再エネイノベ		<b>再エネのコスト低減加速</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	③ 原子力活用		<b>原子力の導入拡大</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし <b>原子力の上限を20%</b> と感度を想定。CO2貯留量制約想定
	④ 水素イノベ		<b>水素のコスト低減加速</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	⑤ CCUS活用		<b>CO2貯留可能量拡大</b>	モデルで <b>内生的に決定</b> 。ただし原子力は上限10%で制約。 <b>CCS可能量を大きく想定</b>
	⑥ 需要変容		<b>カー・ライドシェア拡大</b>	完全自動運転車実現・普及により、 <b>カーシェア・ライドシェアが劇的に拡大</b> すると想定。その他は参照シナリオの想定と同じ

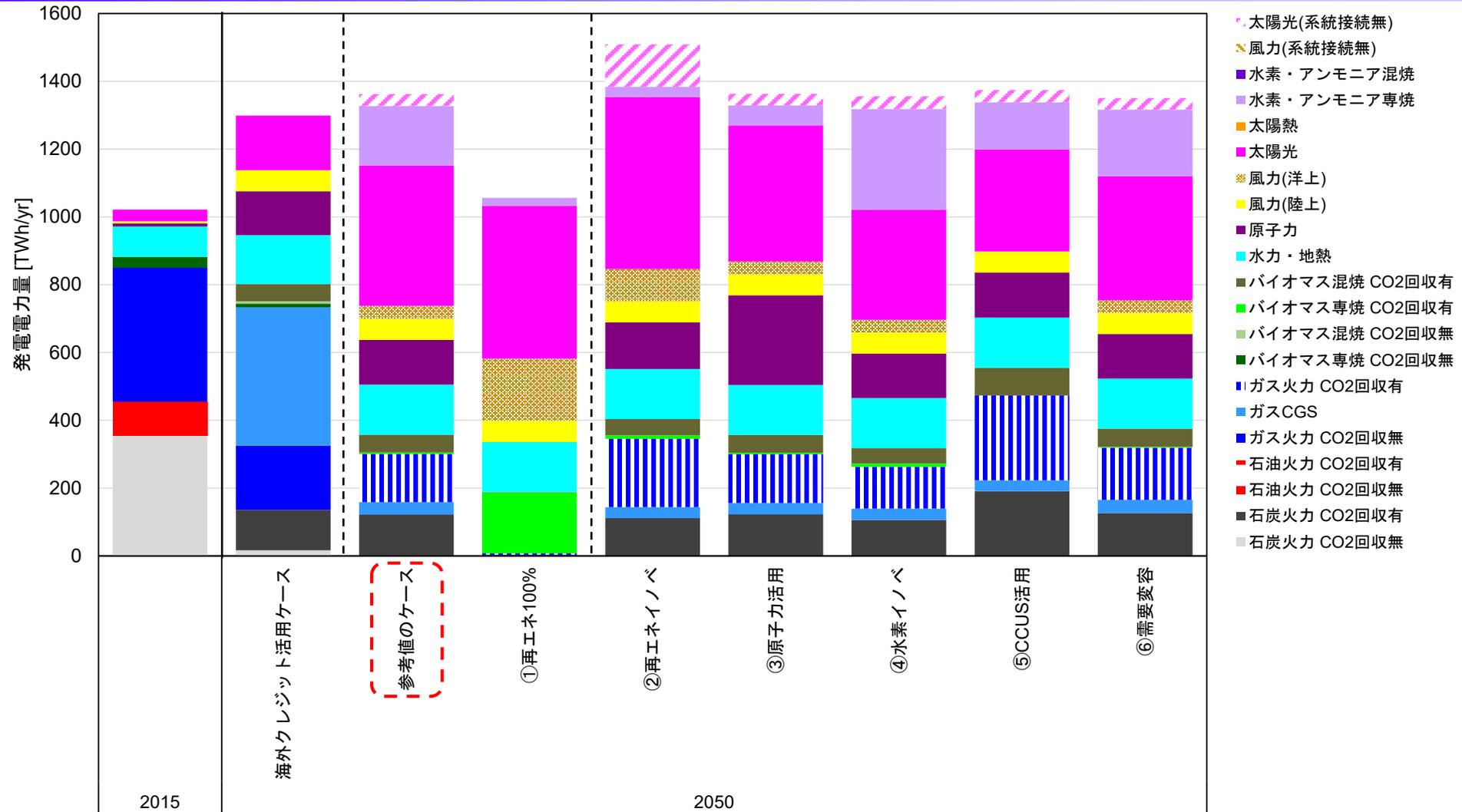
# シナリオ想定と再エネ比率 (2050年)

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	標準コスト	最大10%	標準コスト	国内貯留:最大 91MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外への輸送: 最大235MtCO <sub>2</sub> /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	最大10%				63% (最適化結果)
③原子力活用*2	標準コスト	最大20%	水電解等の水 素製造、水素液 化設備費:半減	国内:最大 273MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外:最大 282MtCO <sub>2</sub> /yr	標準想定 (完全自動運転車実 現・普及想定せず)	53% (最適化結果)
④水素イノベ		最大10%				標準コスト
⑤CCUS活用			国内:最大 273MtCO <sub>2</sub> /yr、 海外:最大 282MtCO <sub>2</sub> /yr	44% (最適化結果)		
⑥需要変容	標準コスト	最大10%	標準コスト	国内:最大91Mt、 海外:最大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)

\*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

# 日本の発電電力量 (2050年)



- ✓ 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。
- ✓ いずれのケースにおいても、原子力は想定した上限値一杯利用することが経済合理的な結果
- ✓ 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。電力価格上昇により、電力需要が低減
- ✓ 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

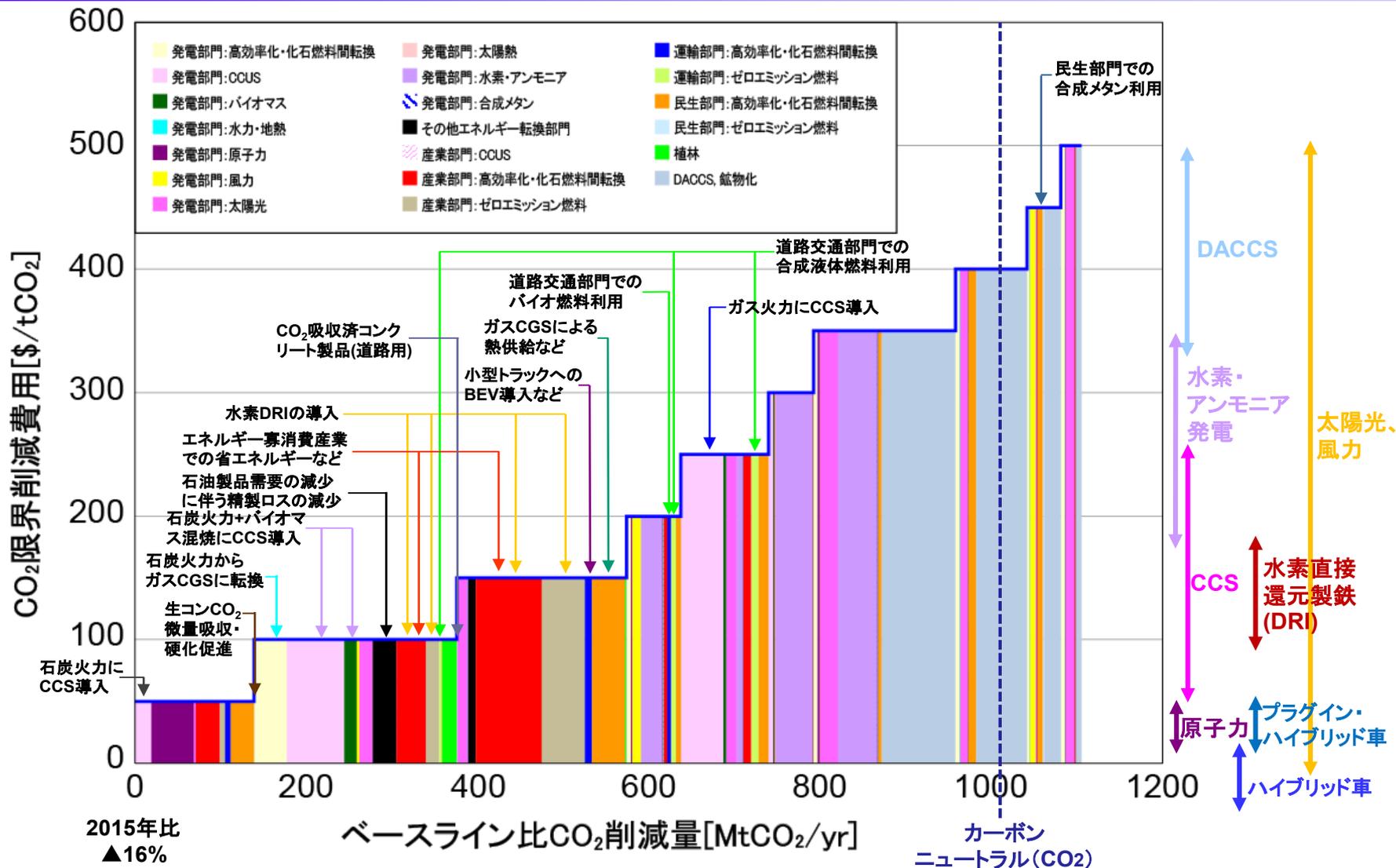
# CO2限界削減費用、エネルギーシステム総コスト、 電力限界費用：日本

	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	—	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 (原子力比率20%~50%)	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

# 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



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。

# 「原子力利用に関する基本的考え方」において 考慮して頂きたい事項：背景(1/2)

## 【背景意識】

- ◆ 気候変動問題が一層重要性を増してきており、2050年カーボンニュートラルが目標とされた。
- ◆ デジタル化の進展も相まって、再エネを含む分散型電源の役割は増大。また、CCUS、そして再エネやCCUSの活用としての水素やアンモニアなども進展の兆し。原子力のライバルとなり得るエネルギー源の進展を認めることは必要
- ◆ カーボンニュートラル下に向けては電化の方向性は重要であり、電力需要の増大も想定される。
- ◆ 一方、カーボンニュートラルの対策等によって、国内の電力価格が上昇すれば、電力多消費産業の競争力低下となり、海外へ移転し、国内電力需要の低下の恐れもある。
- ◆ 電力自由化は、短期的な効率性の達成には良いが、原子力のような設備費比率が高く、規模も大きく、リードタイムも長く、長期間で効率性が高い電源の経済合理的な投資を難しくする。
- ◆ また、原子力政策に対する不確実性が未だ大きいこともあって、長期的な原子力関連人材の維持、育成が難しくなっている。

# 「原子力利用に関する基本的考え方」において 考慮して頂きたい事項：背景(2/2)

- ◆ 一方、原子力政策に対する不確実性が未だ大きいこともあって、リードタイムの短いSMRの相対的な価値の上昇にもつながってきている。
- ◆ 再エネ増大、そして化石燃料の上流投資が難しくなってきている中、エネルギー価格や電力価格のボラティリティが大きくなってきており、また、今後も大きくなる可能性がある。その背景状況の中、原子力の役割は相対的に上昇。
- ◆ 海外では、原子力政策は、国によって様々。各国が置かれた状況によって、原子力のリスク、便益が違い、またリスク認知も異なっている。一方で、総じて、気候変動リスク対応としての原子力の重要性の認識の高まりがあることは間違いない。

# 「原子力利用に関する基本的考え方」において 考慮して頂きたい事項：考え方の方向性

## 【「考え方」の方向性】

- ◆ 現行の「考え方」の構成については違和感がない。構成について、大きな修正が必要とは思わない。

その上で、

- ◆ エネルギー安全保障上の原子力発電の有用性については強調して欲しい。
- ◆ 経済安全保障面での原子力発電の有用性についても強調して欲しい。
- ◆ エネルギー安全保障、経済安全保障、気候安全保障といった安全保障上の課題は、国が前面に立つ必要があり、現行の「考え方」以上に国の役割を強調して欲しい。
- ◆ 再エネ、CCUSだけでは、とりわけ日本においては、コストやポテンシャルの制約から、カーボンニュートラル達成は難しい。全体システムの中での原子力の有用性を指摘して欲しい。
- ◆ 長期の費用効率性の視点から、市場の失敗を是正する、政策措置の必要性を強調して欲しい。

# 「原子力利用に関する基本的考え方」において 考慮して頂きたい事項：考え方の方向性

## 【「考え方」の方向性】

- ◆ 原子力委員会が、原子力の司令塔として十分な機能を果たし得る権限を与られていないことへの懸念もある。自ら言いにくいことは承知するが、原子力委員会の権限、役割の改善についても言及して欲しい。「原子力利用に関する基本的考え方」の活用そのものについても同様

# 参考

# 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

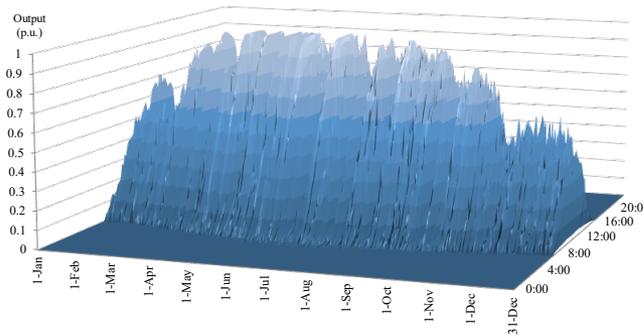
# 統合費用の想定：東大-IEEJ電源構成モデル の分析結果を活用

- ◆ 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

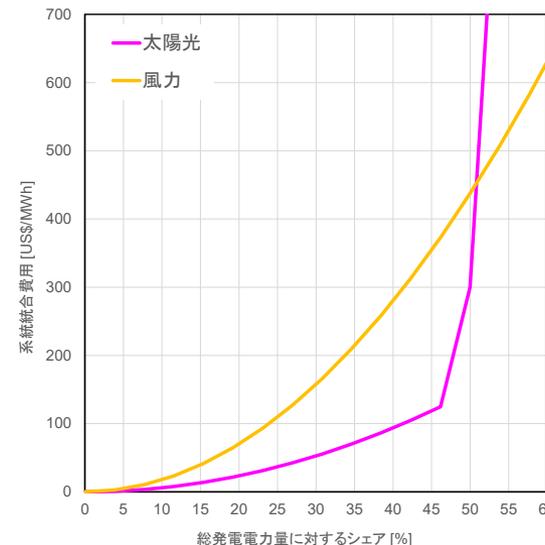
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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**)

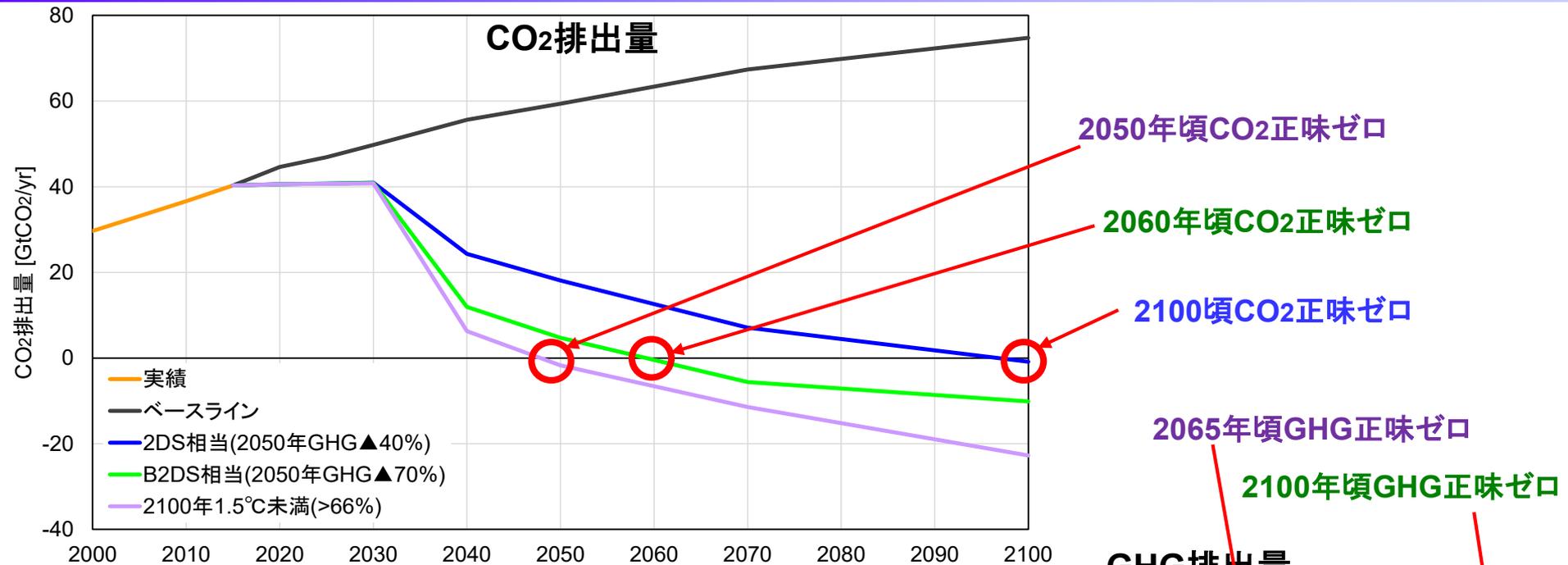


太陽光発電の出力例



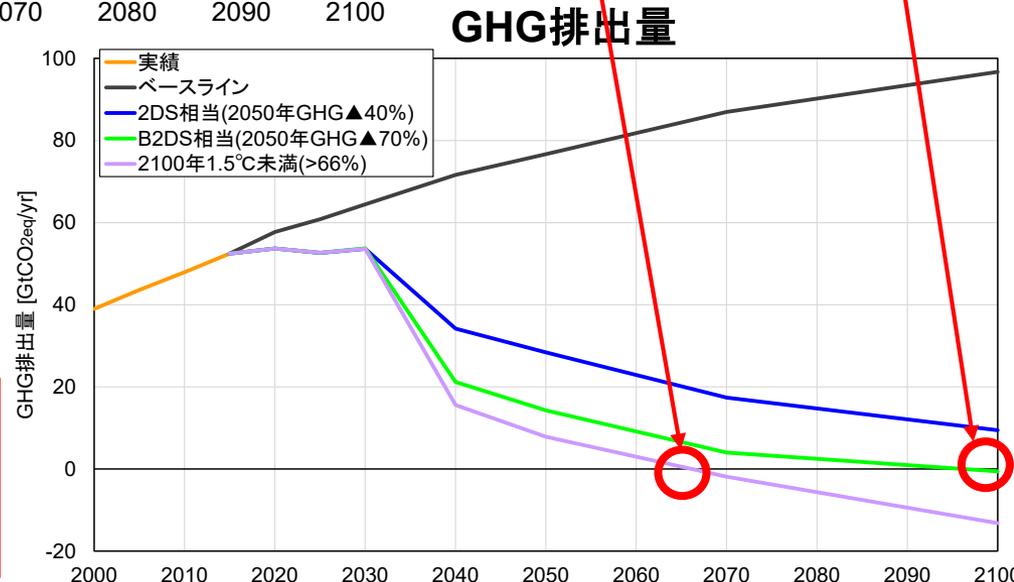
- VRE比率が高まると、**限界統合費用は比較的急速に上昇傾向有**。これは、既にVREが大量に導入されている状況で更に導入を進める場合、曇天・無風状態が数日以上継続するリスクに対応するため、利用頻度の低い蓄電システムや送電線を保持することが必要となることによる。
- 例えば、再エネ比率50%程度(太陽光約400TWh、風力約100TWh)のケースにおいては、蓄電池導入量は最適化計算の結果、**870GWh**、再エネ100%程度(VRE56%)のケースでは**3980GWh**程度となる。(足下導入量約10GWh程度)

# 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」

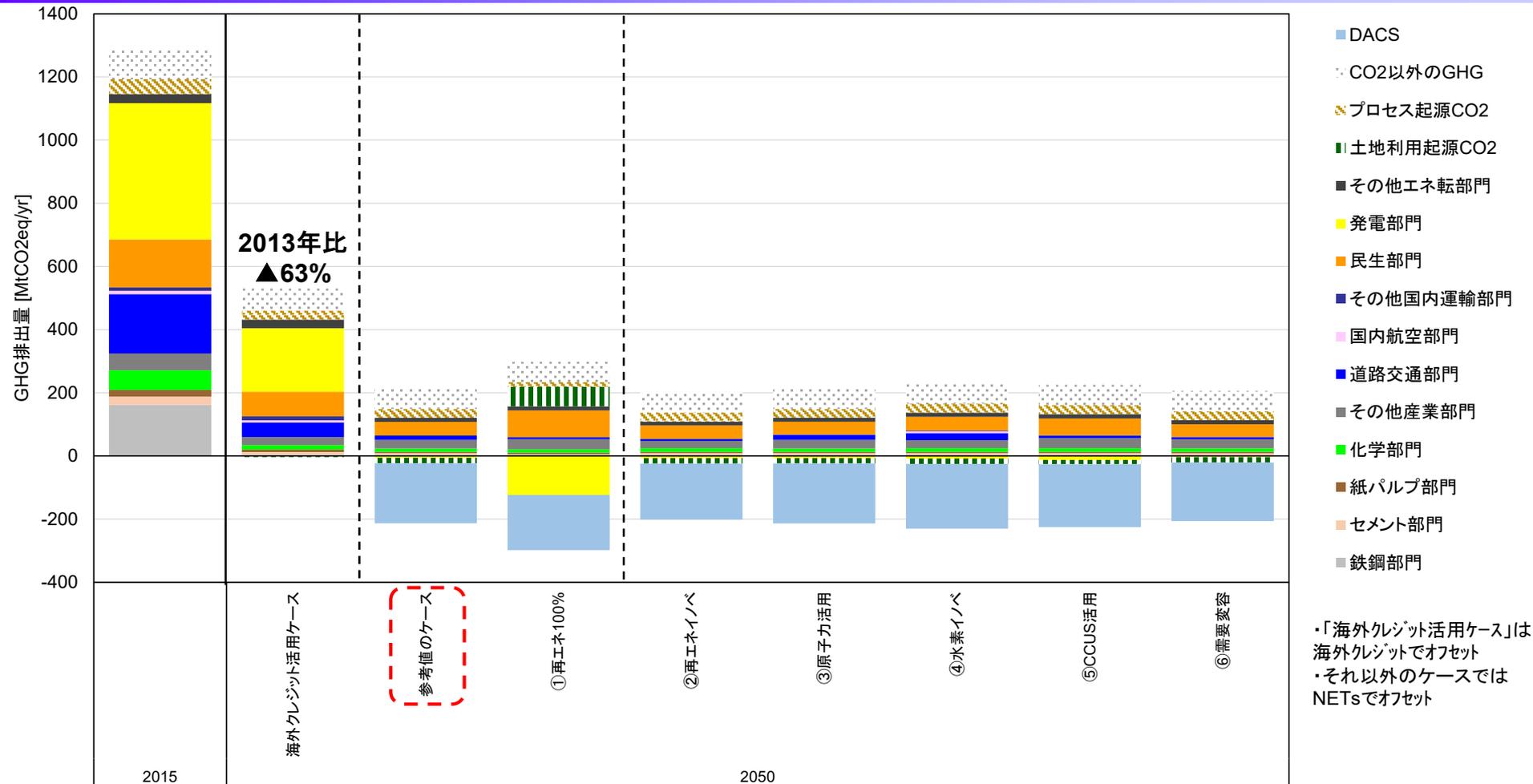
- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>
	火力 水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>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。</li> </ul>

※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。

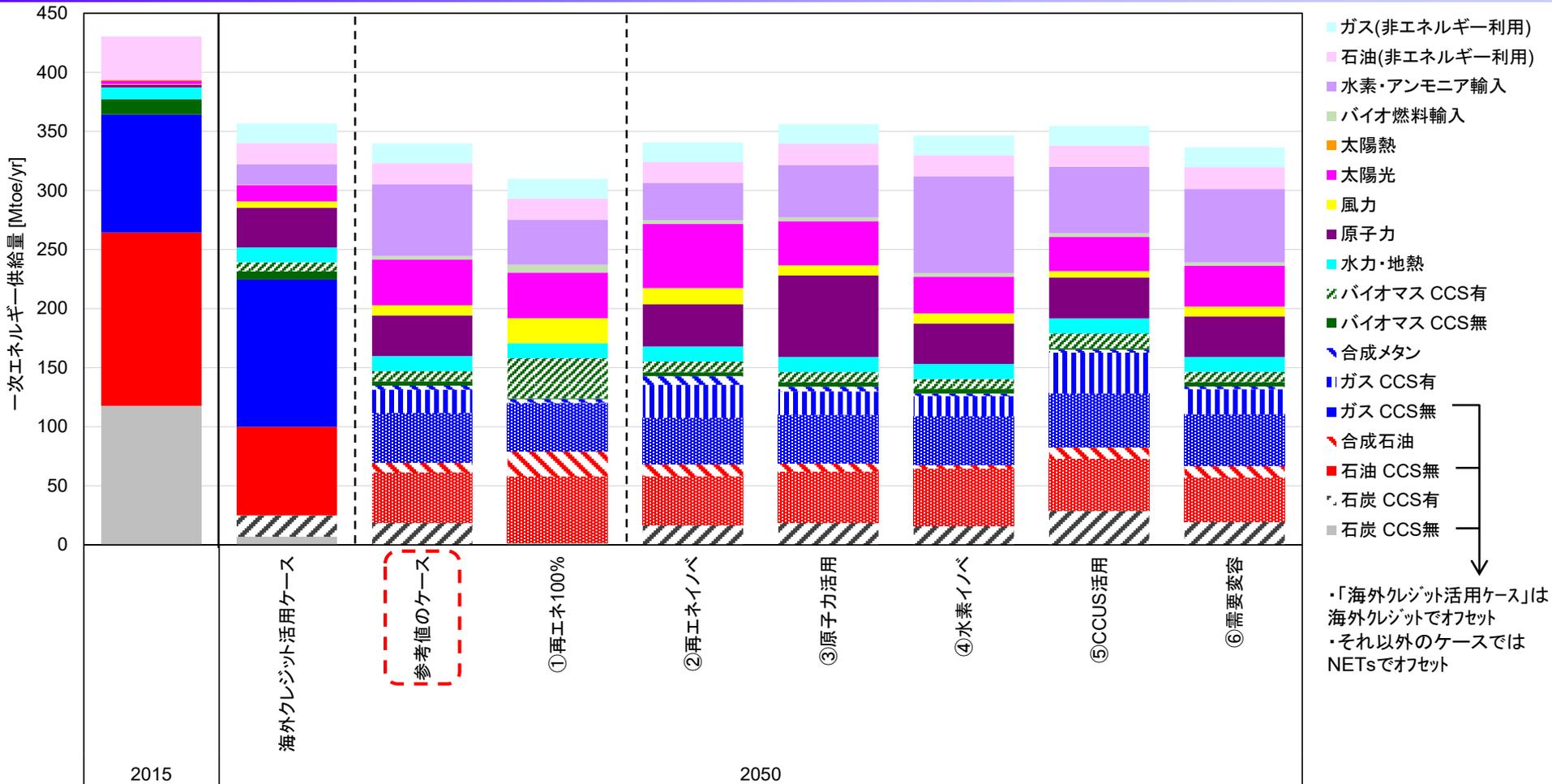
※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

# 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）

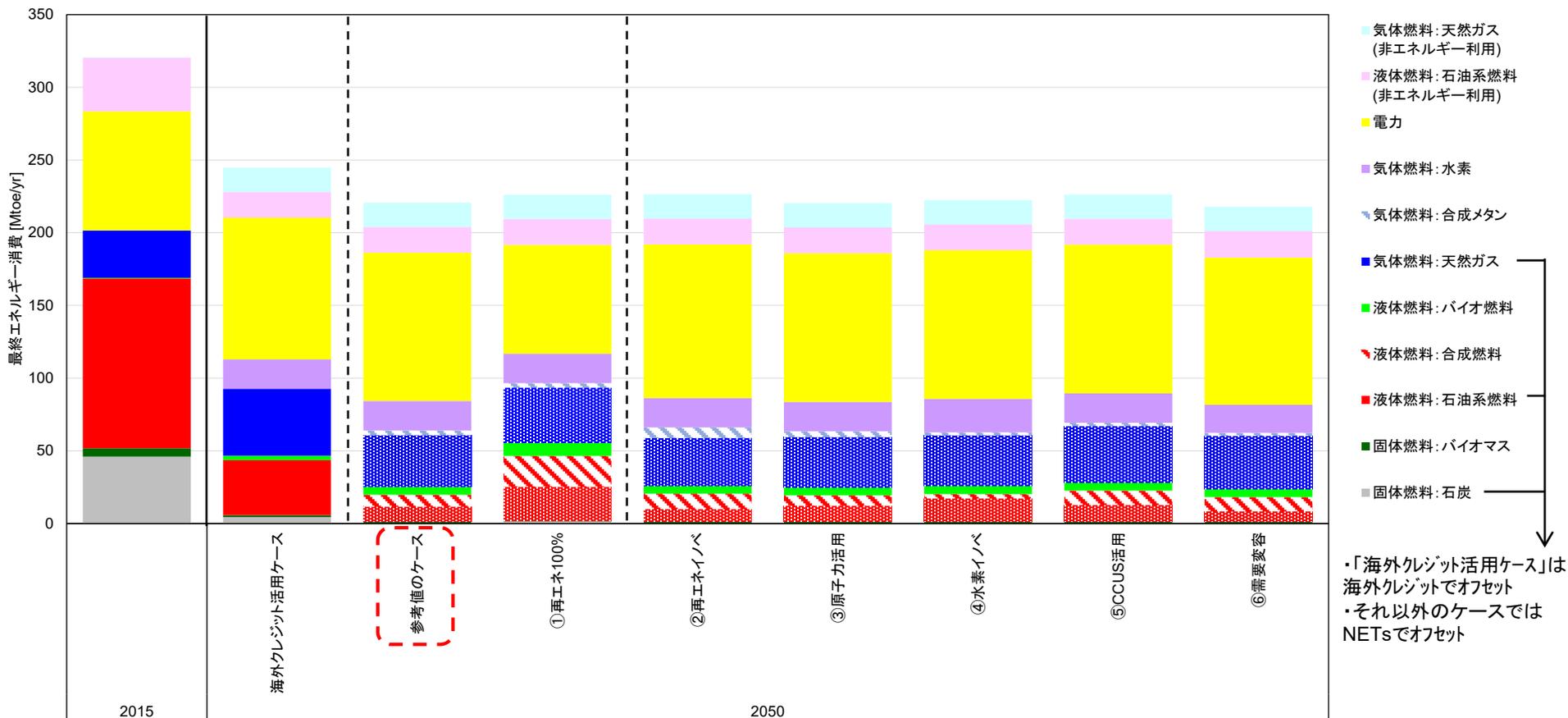


注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

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。

- ✓ カーボンニュートラル目標においても省エネルギーは重要で、相当量の省エネルギーが見られている。
- ✓ ▲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。

# 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。

- ✓ カーボンニュートラル目標においては、「①再エネ100%」を除き、電力化率の大幅な上昇は重要な方向性
- ✓ 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。