

カーボン・ニュートラルで電気代が2倍、4倍に？

エネルギー基本計画の審議におけるRITE試算の問題点

2021.6.8 気候ネットワーク緊急提言

浅岡美恵
気候ネットワーク代表・弁護士

再エネ100 % RITE試算は他の2倍以上 WWFジャパン他の試算と乖離 どこがどう違う？

表 2. 日本における再エネ 100%の電力システムに関する既往研究の例

	目標年	想定する電力需要 TWh	蓄電池の容量 TWh	電力コスト 円/kWh	備考
Matsuo et al. [4]	2050	1,044	6.1	24.9	
WWFジャパン [6]	2050	627	0.4	8.4	
Ram et al. [7]	2050	1,150	> 20	7.4	
Matsuo et al. [8]	2050	1,044	0.8	18.3	水素貯蔵を併用するケース
自然エネルギー財団[9]	2050	2,074	0.8	8.4	水素全量を国産するケース
Jacobson et al. [10]	2050	不明	不明	12.3	Case A
RITE [1]	2050	1,050	不明	53.4	再エネ100%ケース

【註】 その他、荻本ほか（文献[6]）の研究は、変動性再エネのみで100%達成を想定し、かなり電力コストが高い（134円/kWh）

RITE：財団法人地球環境産業技術研究機構

田中勇伍、松尾直樹氏 「再エネ100%シナリオは本当に現実的でないのか？」（IGES）から

まとめ（暫定）

- ◆ 今回のシナリオ分析における、技術の導入量やコストの前提条件には、日本における自然的・社会的制約を精緻に織り込めておらず、また、コストは国際機関による価格見通しなどを踏まえて想定したものである点に留意が必要。今後、より詳細なこれらの制約などを考慮した分析により、より実態に即した将来像を描くことが可能となる。
- ◆ このため、以下に整理された数値だけをもって、将来に向けた政策対応を判断するべきではなく、数字には表れない様々な制約などを常に考慮することが重要である。
- ◆ また、電力限界費用＝電力コスト（送電端における電力コストであり、小売りの電気料金には、これに10円/kWh程度の託送料金が上乗せされる。以下、「電力コスト」と表記。）は、足元2020年の試算値（13円/kWh程度）に比べ、参考値のケースであっても2倍程度に増加する。2050年カーボンニュートラルに向けては、こうしたコストの低減が産業競争力の観点からも必須となる。
- ◆ 参考値のケースでは、参考値の絵姿を描くために、電力部門以外における水素・アンモニアやCCUS必要量について、適地の確保やインフラ整備などのハードルを乗り越える前提で、相当量の水素・アンモニアの供給量やCO2貯留を国内外で実現することを機械的に設定している。
- ◆ また、参考値のケースを含め、全てのケースで、非電力部門における水素還元製鉄やDACCSなどの炭素除去技術の利用を想定している（今回の分析におけるCCUSのCO2貯留量は、非電力部門への対応量も含まれている。）。

	電源構成					結果からの示唆、 結果を実現するための課題
	総発電 電力量	再エネ	原子力	水素 アンモニア	CCUS 火力	
参考値のケース ※審議会で示された2050年CNIに向けた参考値の絵姿を描くために、前提条件を設定したケース	1.35 兆kWh	54% (7300)	10% (1400)	13% (1800)	23% (3100)	> いずれの電源も導入に向けて、技術的、自然的・社会的、経済的な課題を全て乗り越える必要。様々な課題を乗り越えられることを想定して設定するシナリオ。いずれの電源においても、この水準を達成することは容易ではない水準。 > インプットとしての発電コストは、太陽光は10～17円、風力は11～20円、原子力は13円、水素・アンモニアは16～27円、CCUS火力は13～16円/kWhの水準を想定し、この場合の電力コスト（電力限界費用）は、 24.9円/kWh （自然的・社会的制約を精緻に織り込めていない。）。また、CO2の国内貯留は0.9億トン、海外輸送は2.3億トンを想定。

再エネ100%ケース ①	1.05 兆kWh	約100%	0%	0%	0%	> 外生的に再エネを約100%で設定した場合のシナリオ。インプットとしての電力コストは参考値のケースと同様の想定。 > 電力コストは、システム統合費用が増加し、 53.4円/kWh 。他の安価な電力の選択肢が使えない結果、電力の使用量も減少する。 > 更に、再エネ導入量は相当程度の自然的・社会的制約などの課題を乗り越える必要があり、現実的ではないのではないか。
------------------------	--------------	-------	----	----	----	--

再エネ100%ケース
だけ高いのは前提
に問題。

※%は電源構成に占める割合、かつこ内は発電電力量(億kWh)

まとめ（暫定）

技術イノベーションなどにより、参考値のケースの前提条件を変更するケース ↓	電源構成					結果からの示唆、結果を実現するための課題
	総発電電力量	再エネ	原子力	水素アンモニア	CCUS火力	
再エネの価格が飛躍的に低減するケース②	1.5兆kWh	63% (9500)	10% (1500)	2% (300)	25% (3800)	<ul style="list-style-type: none"> 参考値のケースの想定から、新型太陽光や発電効率が大幅に向上した風力発電などの開発・商用化などのイノベーションが実現し、太陽光6~10円、風力8~15円と大幅に低減することを想定。 参考値のケースに加えて、自然的・社会的を超えて導入が必要。 再エネのコストが水素を下回るため、水素よりも優先して導入されるシナリオであり、この場合の電力コストは、22.4円/kWh。
原子力の活用が進むケース③	1.35兆kWh	53% (7200)	20% (2700)	4% (500)	23% (3100)	<ul style="list-style-type: none"> 参考値のケースの想定から、原子力に対する国民理解などが進み、原子力発電所のリプレース・新增設が行われることを前提に、原子力が2割を上限に電源構成を賄うことを想定したシナリオ。 この場合の電力コストは、24.1円/kWhとなる。 仮に原子力の上限を5割に設定した場合の電力コストは、19.5円/kWhとなる。
水素・アンモニアの価格が飛躍的に低減するケース④	1.35兆kWh	47% (6300)	10% (1400)	23% (3100)	20% (2700)	<ul style="list-style-type: none"> 参考値のケースの想定から、更に水素製造（水電解、水素液化設備費）における技術イノベーションや民間投資の拡大などによる市場拡大により、水素コストの大幅な低減が実現し、水素の発電コスト13~21円/kWhとなることを想定。この場合の電力コストは、23.5円/kWhとなる。 水素供給インフラも参考値のケースで想定したものと同規模のインフラ整備が追加的に必要となる。
CCUSにおけるCO2貯留量が飛躍的に増大するケース⑤	1.35兆kWh	44% (5900)	10% (1400)	10% (1400)	35% (4700)	<ul style="list-style-type: none"> 参考値のケースの想定から、更に技術イノベーションなどにより、CO2の貯留量が大幅に拡大することを想定（国内2.7億トン、海外2.8億トン）。この場合の電力コストは、22.7円/kWhとなる。 参考値のケースで想定したものの3倍程度の国内貯留量を確保することが必要となる。
カーシェアリングにより需要が低減するケース⑥	1.35兆kWh	51% (6900)	10% (1400)	15% (2000)	24% (3200)	<ul style="list-style-type: none"> 完全自動運転が実現・普及し、カーシェア・ライドシェアが大幅に進展することを想定。 その他についてはベースシナリオと同様の想定であり、この場合の電力コストは、24.6円/kWhとなる。

※%は電源構成に占める割合、かつこ内は発電電力量（億kWh）

※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。

前提条件においては、実際の自然的・社会的制約を、コストや上限制約として精緻に織り込めていない。こうした要素をより精緻に踏まえた場合は、電源によっては更なるコスト増/減となる可能性がある。

		参考値のケース(2050年)			イノベーションケース(2050年)			
		想定	考え方		想定	考え方		
再エネ	価格	PV 約10~17円/kWh WT 約11~20円/kWh	資本費	発電コストWGを参考に設定 (パネル等の設備、及び工事・土地造成のいずれも低減想定)	PV 約6~10円/kWh WT 約8~15円/kWh	資本費	IRENA, WEO等における将来見通しを参照して想定	
			運転維持費					運転維持費
			設備利用率			GISデータ(日射量、風況)より作成、世界と整合的		設備利用率
	統合費用	約4円/kWh前後 (エネ研モデル分析による太陽光・風力にかかる統合費用)	蓄電池費	約1.5万円/kWh 米NRELのコスト見通し	約4円/kWh前後 (エネ研モデル分析による太陽光・風力にかかる統合費用)	蓄電池費	約1.5万円/kWh 米NRELのコスト見通し	
	上限		系統増強費	電力広域的運営推進機関資料等をもとに想定		系統増強費	電力広域的運営推進機関資料等をもとに想定	
	上限	PV 約7,500億kWh WT 約3,000億kWh	上限制約	GISの日射量、風速データおよび土地利用データより設定	PV 約7,500億kWh WT 約3,000億kWh	上限制約	GISの日射量、風速データおよび土地利用データより設定	
原子力	価格	約13円/kWh (2018年価格換算)	資本費	設備費 4075\$/kW NEAのコストレポート、発電コストWGを参考に設定	約13円/kWh (2018年価格換算)	資本費	設備費 4075\$/kW NEAのコストレポート、発電コストWGを参考に設定	
			運転維持費					運転維持費
			設備利用率			上限85%		設備利用率
	上限	10%	上限制約	一部既設炉60年運転を想定	20%	上限制約	国民の信頼回復等で新增設・リプレースが実現するとし、機械的に想定	
水素	価格	発電 約16-27円/kWh 水素 約25-45円/Nm3	資本・運転維持費	設備費 1160\$/kW (高効率ガスCC設備費+NOx等対策費として60\$/kW追加した想定)	発電 約13-21円/kWh 水素 約20-35円/Nm3	資本・運転維持費	標準ケースと同じ	
			燃料費	各種文献より設定、モデル内で計算		燃料費	海外においても更なる製造コストの低減、非常に安価なフレート技術実現	
			設備利用率	上限85%でモデル内で計算される		設備利用率	上限85%でモデル内で計算される	
	上限	なし	上限制約	輸入量は上限制約なし	なし	上限制約	輸入量は上限制約なし	
化石CCS	価格	発電 石炭火力 約13円/kWh ガス火力 約16円/kWh CCS 石炭火力 約7.4千円/tCO2 ガス火力 約10千円/tCO2 注: CO2貯留コストもコスト曲線を想定しており、どれだけCCSを行うかによってコストが変わる	資本・運転維持・燃料費	設備費 1100-1700\$/kW (高効率石炭発電: 1700\$/kW、高効率ガスCC発電: 1100\$/kW、CO2回収設備費を加えるとフルで回収する場合は(実際には回収設備容量(設置比率)はモデル内で計算される)、それぞれ、約2100\$/kW、約1450\$/kW相当) (NEALレポート、発電コストWGを参考に設定)	発電 石炭火力 約13円/kWh ガス火力 約16円/kWh CCS 石炭火力 約7.4千円/tCO2 ガス火力 約10千円/tCO2 注: CO2貯留コストもコスト曲線を想定しており、どれだけCCSを行うかによってコストが変わる	資本・運転維持・燃料費	標準ケースと同じ	
			CCS価格	各種文献より設定		CCS価格	各種文献より設定	
			設備利用率	上限85%でモデル内で計算される		設備利用率	上限85%でモデル内で計算される	
	上限	国内 0.9億tCO2/年 海外 2.4億tCO2/年	上限制約	国内はGISデータより貯留ポテンシャルを設定、リグの制約等を踏まえて設定、海外は輸送船の調達量の制約を踏まえて設定	国内 2.7億tCO2/年 海外 2.8億tCO2/年	上限制約	国内は掘削リグの制約を克服、海外はインフラ整備の制約を克服することで、貯留量が増加と想定	

RITE試算の設定と考え方として示されているもの

RITE試算の報告（2021.5.13 基本政策分科会）

委員：わが意を得たり派 vs 啞然。別の機関でもシナリオ分析が必要！
報道では・・・

- 試算では、再生可能エネルギーを54%、原子力を10%、水素やアンモニアを活用した火力発電を13%、排出される二酸化炭素を吸収する技術を組み合わせた火力発電を23%と仮定しました。その場合、発電コストは1キロワットアワー当たり24円余りとなり、現在の2倍程度に膨らむということです。また、再生可能エネルギーの割合を100%にした場合は、コストは今のおよそ4倍になるとしています。これに対し、出席した委員からは「コストを抑えるための技術革新が必要だ」とか「製造業の競争力の低下も考慮しなければならぬ」といった意見が相次ぎました。（NHK）
- 産業競争力の観点から、電力コスト上昇に懸念を示す声が委員から出た。豊田正和・日本エネルギー経済研究所理事長は「極めて衝撃的と言わざるを得ない。今でも高い電気代が倍になれば、製造業に日本から出て行けと言っているようなものだ」と述べ、相対的にコストが低い原子力について、新增設を含む最大限の活用を訴えた。田辺新一・早稲田大学教授は「（日本の）ものづくりをどうするか、いま一度考える必要がある」とした。（電気新聞）
- 提示された試算を受け、各委員からは、「足元で世界に比べ電力料金が高いうえに、再生エネに振ると約2倍のコストというのは衝撃的な試算だ。少しでも安くすることを考えるべき」、「やはり原発の活用は必要。具体的な方向性を示すべき」といった意見が出された。（サンケイ）
- 試算では50年度に再生エネで54%、原発で10%を賄うと、電力コストは現状（1 kWhあたり13円）の約2倍となった。会合では委員から「電気代を抑えないと製造業の競争力はどうなるのか。原発は2割を維持すべきだ」との声が出た。50年度に2羽恵理を維持するには20基の原発が必要になる。経産省内にはあと20年もすれば技術継承が難しくなる。」との懸念があり、早期の立て替えが待たばしとの意見が強い。（日経）
- 経産省は再生エネのコストが増える要因として、設備が消費地から遠いため送電線の増強が必要なことや、発電が不安定になった時のために蓄電池を備えておくことなどを指摘。再生エネ以外でも、水素やアンモニアによる火力発電も燃料の輸送費などが高く、これらを要因に電気料金が上がると説明している。一方、再生エネの費用はもっと安くなると主張する研究団体もある。この日の経産省総合資源エネルギー調査会基本政策分科会では「再生エネ100%の道を決して閉ざさないように」（東京大の松村敏弘教授）などと、再生エネを敬遠する意見が強まることを懸念する声も上がった。（東京）

出発は「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(経産省2021.12.25)で「参考値」を提示

(2) 2050年カーボンニュートラルの実現

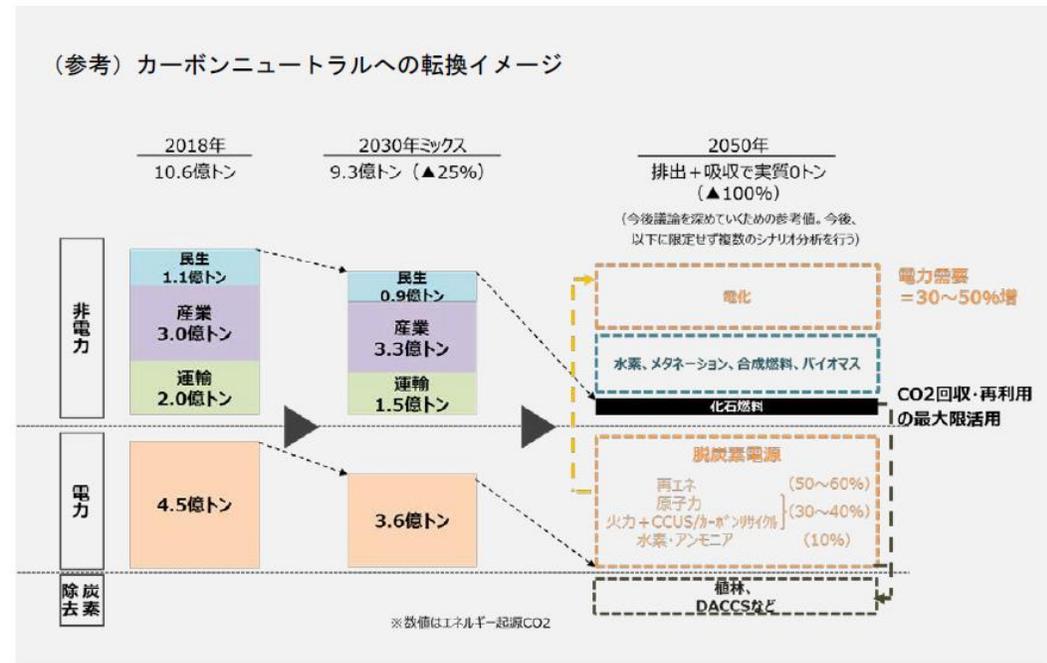
2050年の電力需要は、産業・運輸・家庭部門の電化によって、現状の30~50%増加するとの試算がある。熱需要には、水素などの脱炭素燃料、化石燃料からのCO₂の回収・再利用も活用することとなる。

再エネについては、最大限の導入を図る。しかしながら、調整力の確保、送電容量の確保、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コスト低減といった課題に直面するため、あらゆる政策を総動員してもなお、全ての電力需要を100%再エネで賄うことは困難と考えることが現実的である。エネルギー分野における多様な専門家間の意見交換を踏まえ、2050年には発電量の約50~60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで賄うことを、議論を深めて行くに当たっての一つの参考値¹として、今後の議論を進める。

「2050年の電力需要」をどうとらえるかは、定義されず

また、CO₂回収・再利用を前提とした火力と水素・アンモニア発電については、依然、開発・実証段階の技術であり、今後の技術・産業の確立状況次第である。本戦略により社会実装が順調に進むことを前提として、水素・アンモニア発電は10%程度、原子力・CO₂回収前提の火力発電は30~40%程度を、議論を深めて行くに当たっての参考値とする。

今後、エネルギー基本計画の改定に向けて、上記に限定せず、更に複数のシナリオ分析を行い、議論を深めていく。



「再エネ100%
ケース」も、
化石燃料が残る
という想定だっ
たのだろうか？

- ◆ 参考値（再エネ約5～6割、水素・アンモニア約1割、CCUS+化石火力と原子力で約3～4割）の水準を2050年に達成するためには、これまでに示したような課題の克服が必要。
- ◆ こうした前提に立った上で、これまでの分科会における議論を踏まえ、例えば、以下のようなシナリオを含め、どのようなシナリオが考えられるか御意見をいただきたい。
- ◆ 各シナリオについて、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）において分析を進めてもらい、その結果を、分析の前提や諸元とともに示してもらおうこととしてはどうか。

【これまでの御意見】

- ◎ 100%も可能だという提案もあったわけなので、それに従った数値も検討して欲しい。
→例 再エネ100%、水素・アンモニア0%、CCUS+化石火力0%、原子力0%
- ◎ 再エネがより大きい比率、再エネが少ない比率のものもお願いしたい。
→例 再エネ70%、水素・アンモニア10%、CCUS+化石火力10%、原子力10%
再エネ40%、水素・アンモニア20%、CCUS+化石火力20%、原子力20%
- ◎ 原子力は最低、今のエネルギーミックスの20～22%を維持すべきではないか。
→例 再エネ60%、水素・アンモニア10%、CCUS+化石火力10%、原子力20%
- ◎ 水素やCCUS付火力の選択肢も幅広く考えるべき。
→例 再エネ60%、水素・アンモニア20%、CCUS+化石火力10%、原子力10%
再エネ60%、水素・アンモニア10%、CCUS+化石火力20%、原子力10%
- ◎ 産業側のデジタル化や社会変容といった需要側のシナリオを複数設けるべきではないか。
→例 デジタル化による電力需要増・省エネ進展、社会変容による省エネ進展など

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 ^① 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}	標準コスト	20%	国内:273MtCO ₂ /yr、 海外:282MtCO ₂ /yr			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		国内91Mt、 海外235Mt		47% (最適化結果)
⑤CCUS活用		標準コスト	10%			44% (最適化結果)
⑥需要変容		標準コスト	10%	標準コスト		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

※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

2050年カーボンニュートラル

に伴うグリーン成長戦略

(案)

令和3年6月2日

内閣官房

経済産業省

内閣府

金融庁

総務省

外務省

文部科学省

農林水産省

国土交通省

環境省

RITEのシナリオ分析が早速、
参考値シナリオの根拠として登場

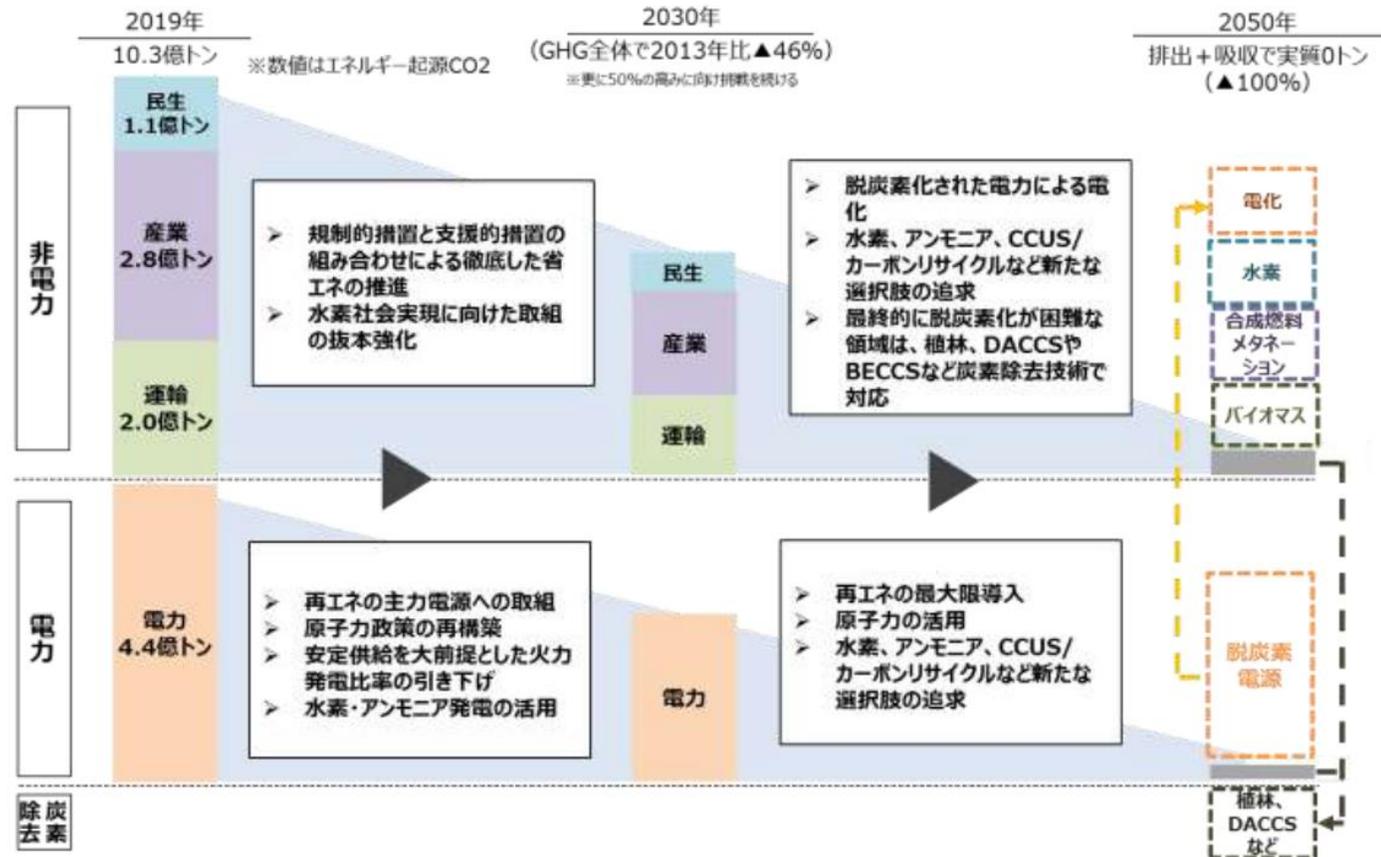
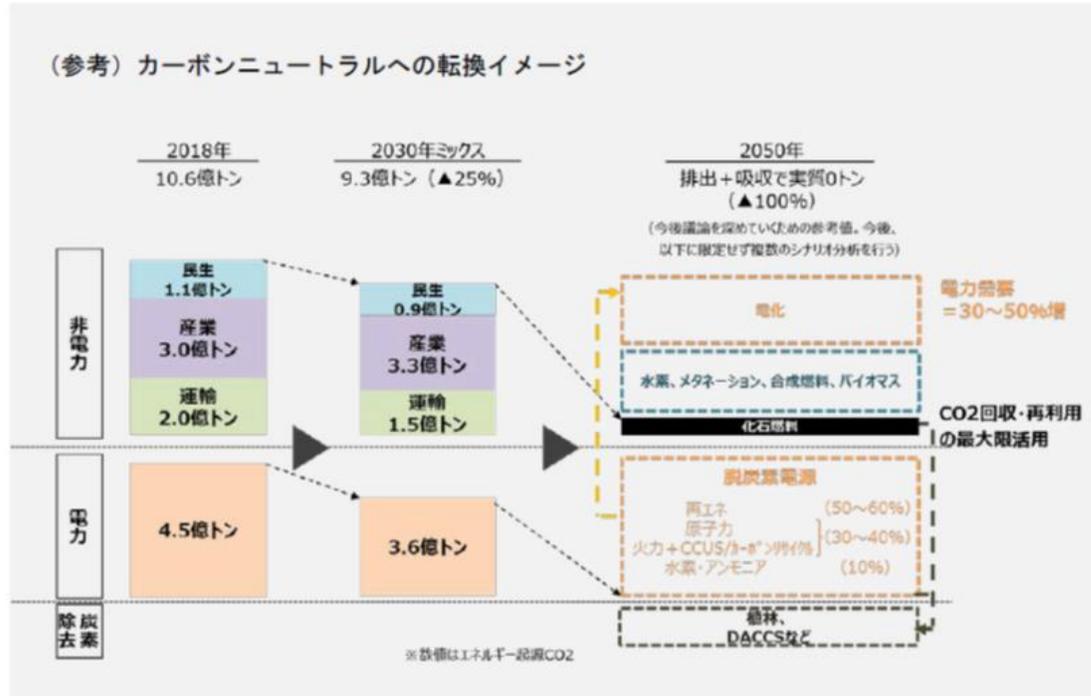
2050年については多様な将来像が考えられることから、エネルギー分野における多様な専門家間の意見交換を踏まえ、2050年には発電量の約50~60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで、水素・燃料アンモニア発電は10%程度、原子力・CO₂回収前提の火力発電は30~40%程度を、議論を深めて行くに当たっての参考値としていた。これらの2050年の電源の参考値を実現するためには、各電源が自然条件や社会制約、技術課題など様々なハードルを克服する必要があり、このレベルを実現することは容易なことではない。

さらに、専門機関⁵による、シナリオ分析では、2050年にカーボンニュートラルを実現する上は、電化の進展により約3~4割電力需要が増加することが見込まれる中、膨大な電力需要を賄うには、政策の選択肢を狭めることなく、最大限導入する再生可能エネルギーの他、原子力、水素・アンモニア、CCUS/カーボンリサイクルなど脱炭素化のあらゆる選択肢を追求する重要性が示唆された。

2020.12から2021.4 基本は変わらず

また、CO₂回収・再利用を前提とした火力と水素・アンモニア発電については、依然、開発・実証段階の技術であり、今後の技術・産業の確立状況次第である。本戦略により社会実装が順調に進むことを前提として、水素・アンモニア発電は10%程度、原子力・CO₂回収前提の火力発電は30~40%程度を、議論を深めて行くに当たっての参考値とする。

今後、エネルギー基本計画の改定に向けて、上記に限定せず、更に複数のシナリオ分析を行い、議論を深めていく。



RITEの2050年コスト試算の怪！

再エネ導入で電気代が2倍、4倍・・・要因は（本日は①,③,④を中心に）

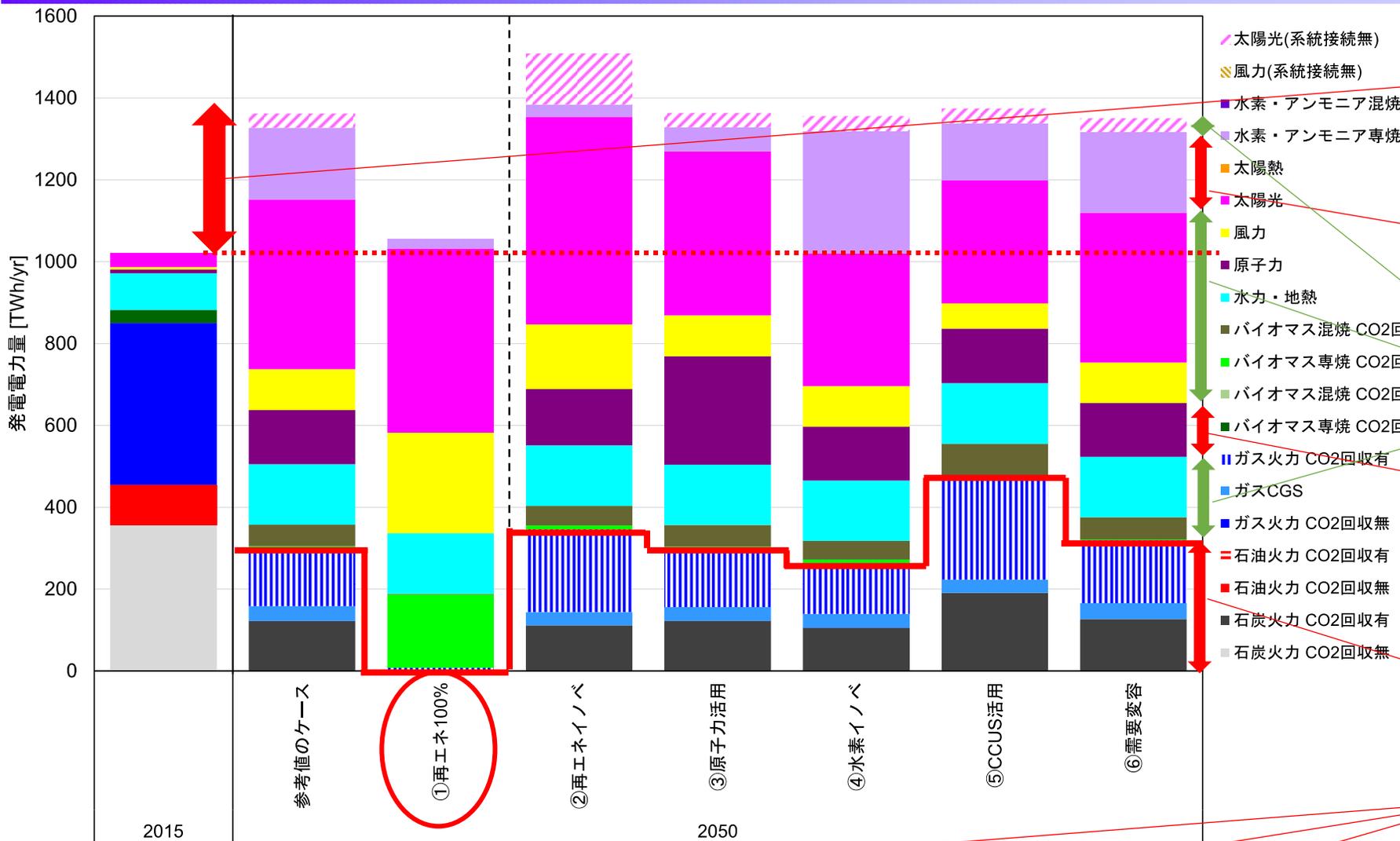
RITE試算

WWF試算

- ① 2050年カーボンニュートラルの再エネ100%試算とは、電力部門だけ？————— **全部門を対象**
- ② 再エネ50%で37円/ kWhの**統合費用？** ————— **<1円/kWh**
参照 IGES 6月9日 再エネ100%シナリオは本当に「現実的ではない」のか？
https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_lhkdjbG3SbGlyR_vcDSjSQ
- ③ 省エネに高い**割引率** 少ない省エネ量 ————— **58%減**
- ④ エネルギーの4割超は化石燃料由来 **DAC・CCUS**で帳消し？ ————— **なし**
- ⑤ 再エネ・**コストの低減を見込まず。** ————— **国際価格**
エネルギー研究会Webinarシリーズ（6）6月9日 **学習効果反映**
「再生可能エネルギーのコストをどうみるか ～ エネルギー基本計画の焦点」
https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_i_09oRXbSp6x73F6sPoO2g
- ⑥ **原子力には甘い新設コスト、安全性コスト、運転維持コスト、事故対応コスト・・・** **新設なし**
参照 5月31日 大島先生分析 **フェーズアウト**
原発のコストはどうなっているのか ～エネルギー基本計画の焦点（1）

日本の発電電力量 (2050年)

① 100%再エネシナリオとは



発電量は2015年比1.4~1.5倍に増加。増加分の約半分はDACの消費電力。

水素アンモニア

再エネ

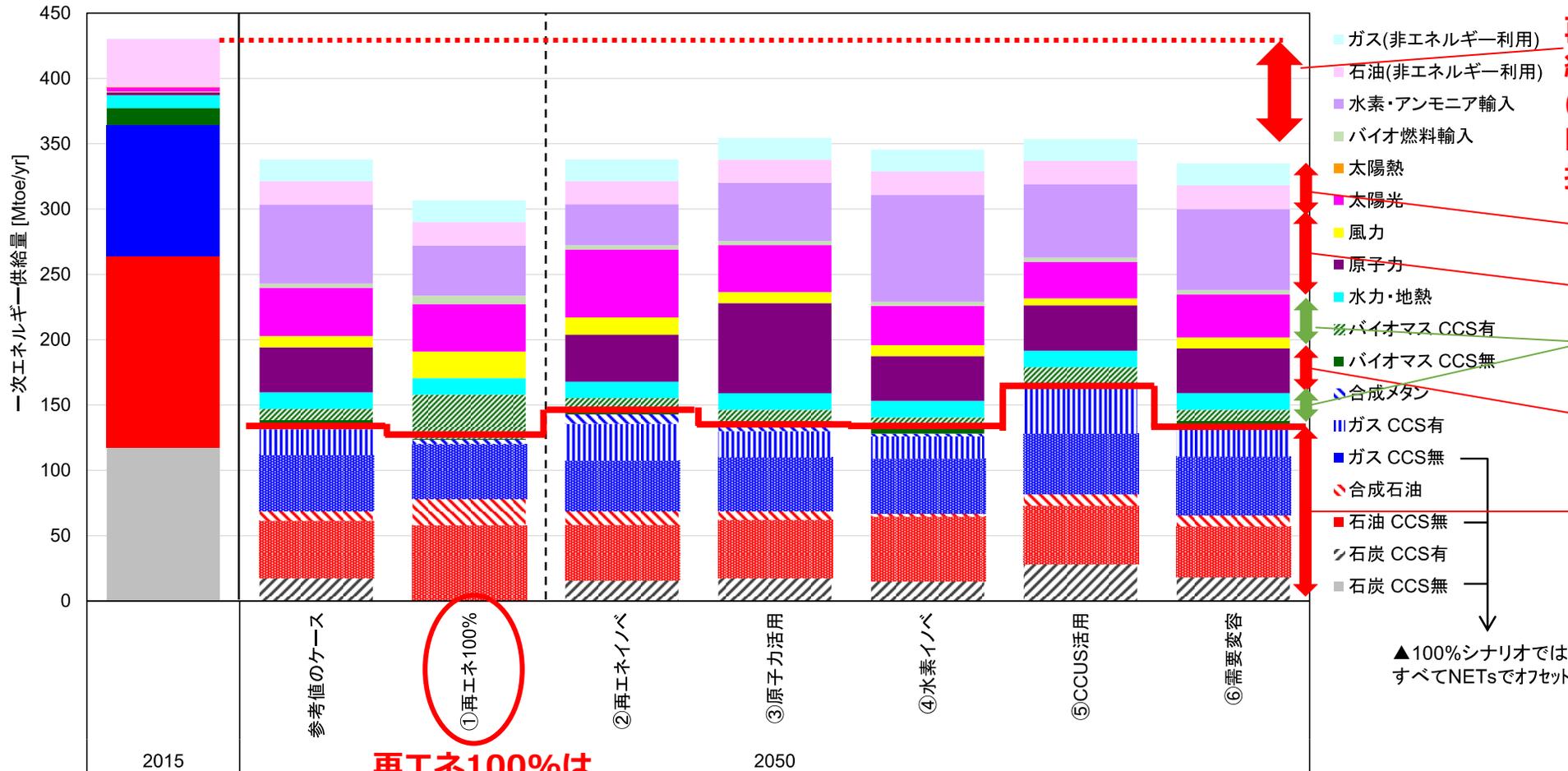
原子力

化石燃料

再エネコストが下がらない理由。

✓ 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「再エネ極大」では**統合費用の急上昇**により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。化石+CCSのかわりに、需給調整等のため**BECCS**が増大。

日本の一次エネルギー供給量（2050年）



再エネ100%以外は2050年に約2割の削減、人口減程度(BAUに近い)。DAC用電力消費(火発一次エネ換算で今の1割)を含む。

化石燃料材料用
水素アンモニア輸入
再エネはこれだけ。
原子力

化石燃料
2015年の約3分の1から半分。他に材料用。輸入費5-10兆円。(「CCS無」も多い。小口用の化石燃料が残る?)

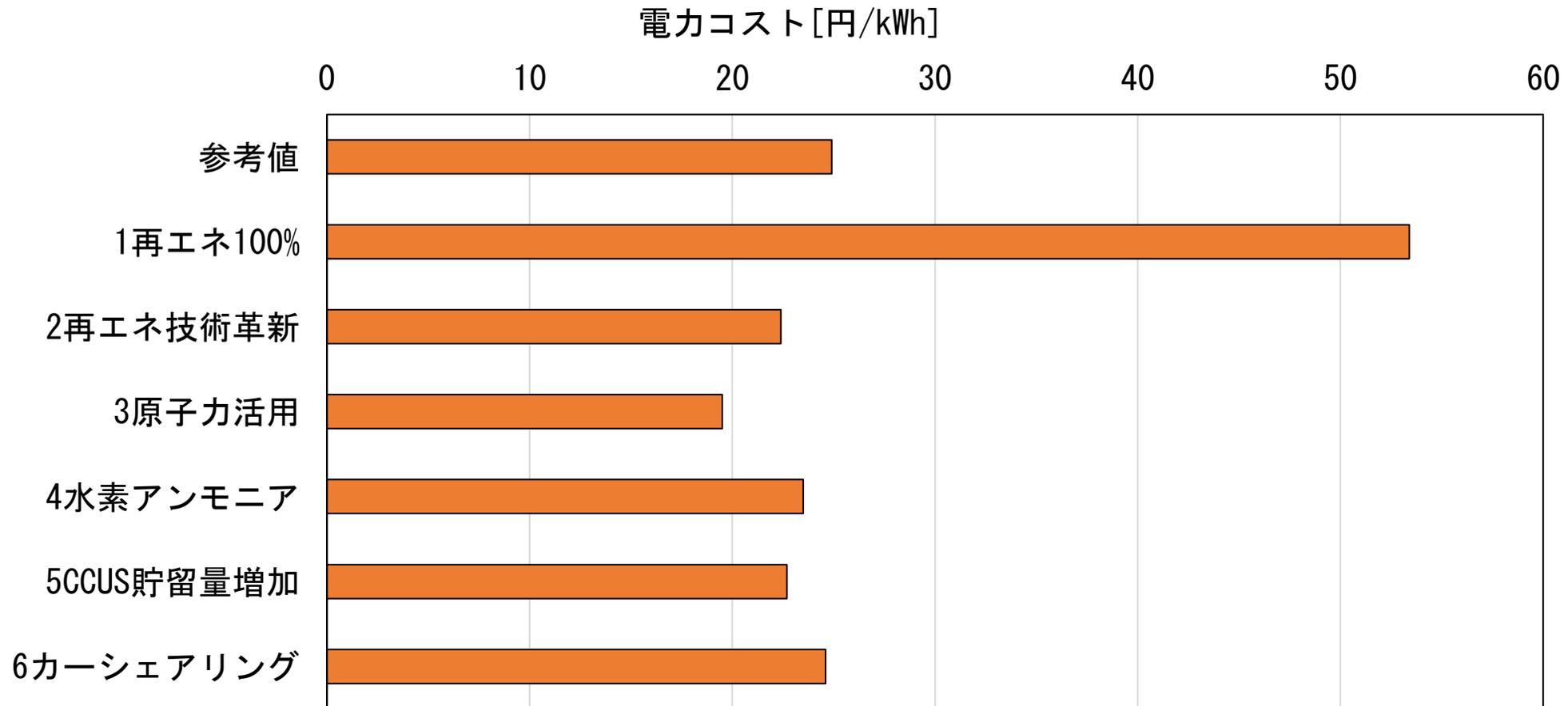
注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe
注2) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。

✓ ▲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。

すべてのシナリオで2倍以上の理由 その1

省エネルギーは人口減+ α 程度
高い割引率設定で、省エネは進まず

RITEの電力コスト（単価）結果

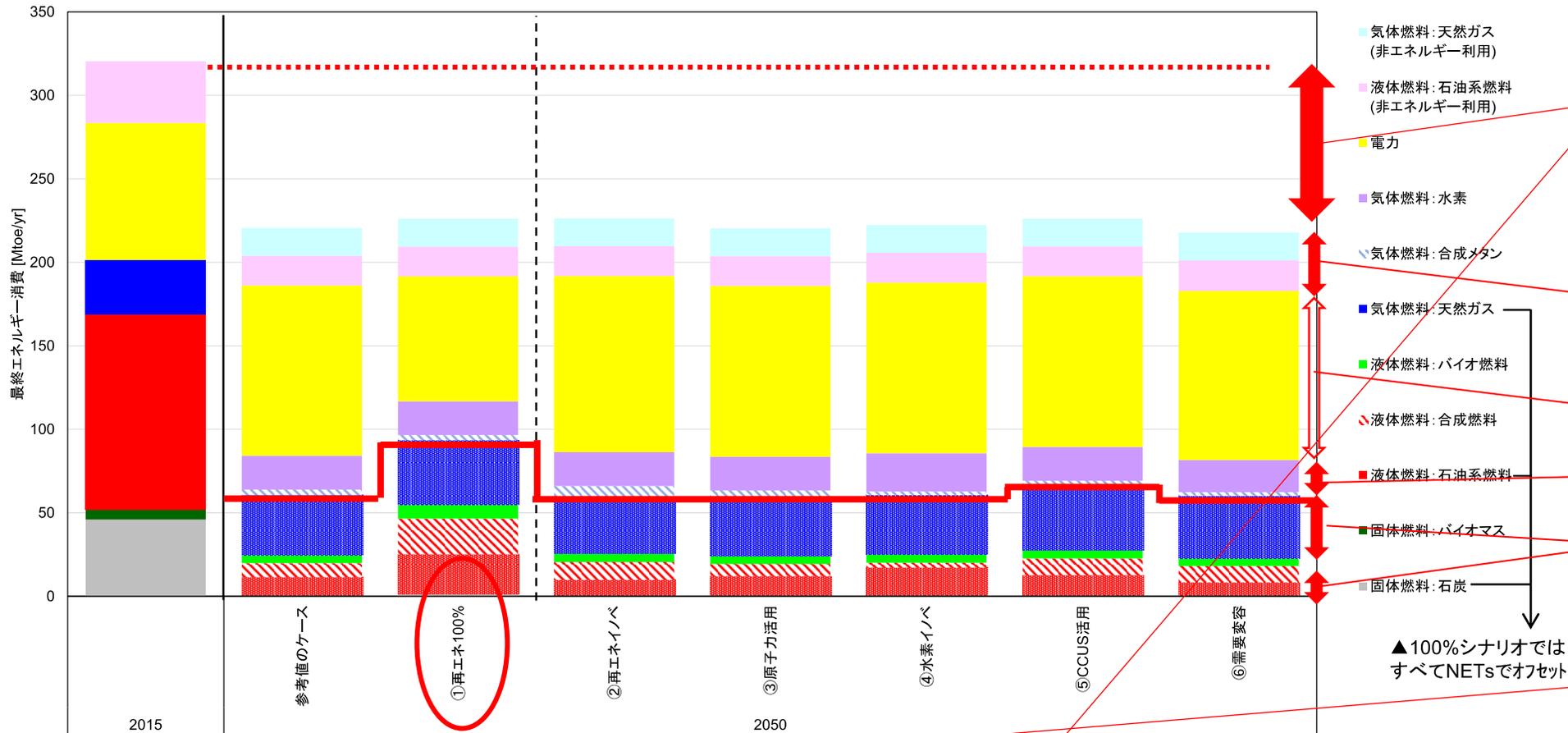


※注1 どのシナリオも電力部分の他に、非電力部分が4割超を占める

注2 企業・家庭の負担は、電力単価だけでなく、省エネで低減する。

RITE試算：省エネをあまり見込まない想定(約1.4兆kWh)のうえ、単価も高い。

最終エネルギー消費量 (2050年)



2015年比でエネルギー消費削減は約3割。
人口が2割減であるので、
実質1割程度

化石燃料材料用

電力

水素

化石燃料

CCS (DAC, 空気中からのCO2
直接回収を含む)か、
BECCS (バイオマスCCS)

化石燃料を残す想定。

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き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「再エネ極大」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。

投資における主観的割引率の想定

技術選択における主観的割引率の想定

		中位シナリオ (SSP2)
発電		8% ~ 20%
その他エネルギー転換		15% ~ 25%
エネルギー集約産業		15% ~ 25%
運輸	自動車	30% ~ 45%
	(環境購買層)	10%
	トラック、バス等	20% ~ 35%
民生 (業務・家庭)	コジェネ	15% ~ 25%
	給湯、冷暖房等	20% ~ 35%
	冷蔵庫、照明等	25% ~ 40%

省エネ量が少なくなる理由は、高い割引率

割引率とは

割引率は将来の貨幣価値を現在価値に引き直すもので、いわば金利のようなもの。

車のローンは30%/年、冷蔵庫25%、エアコン・トラック・バス20%と設定。

光熱費削減効果がある省エネ対策は元が取れる対策。RITEでは、**利潤が確保されるもの以外はやらなくていいという考え方。**

注1) 一人当たりGDPに応じ、地域別・時点別に記載の範囲内で想定。日本は時点に依らず、下限値(赤字)

注2) 投資リスクが高い国(一人当たりGDPが低い国)は投資の割引率が高い傾向があり、また、エネルギーや基礎素材は、普遍的な製品の傾向が強いため、設備の減耗率が小さく、投資の割引率は低い傾向がある。一方、製品の変化が激しい、運輸や民生部門では、機器の減耗率が高いなどの理由により、製品購入にあたっての主観的割引率は高い傾向が見られる。

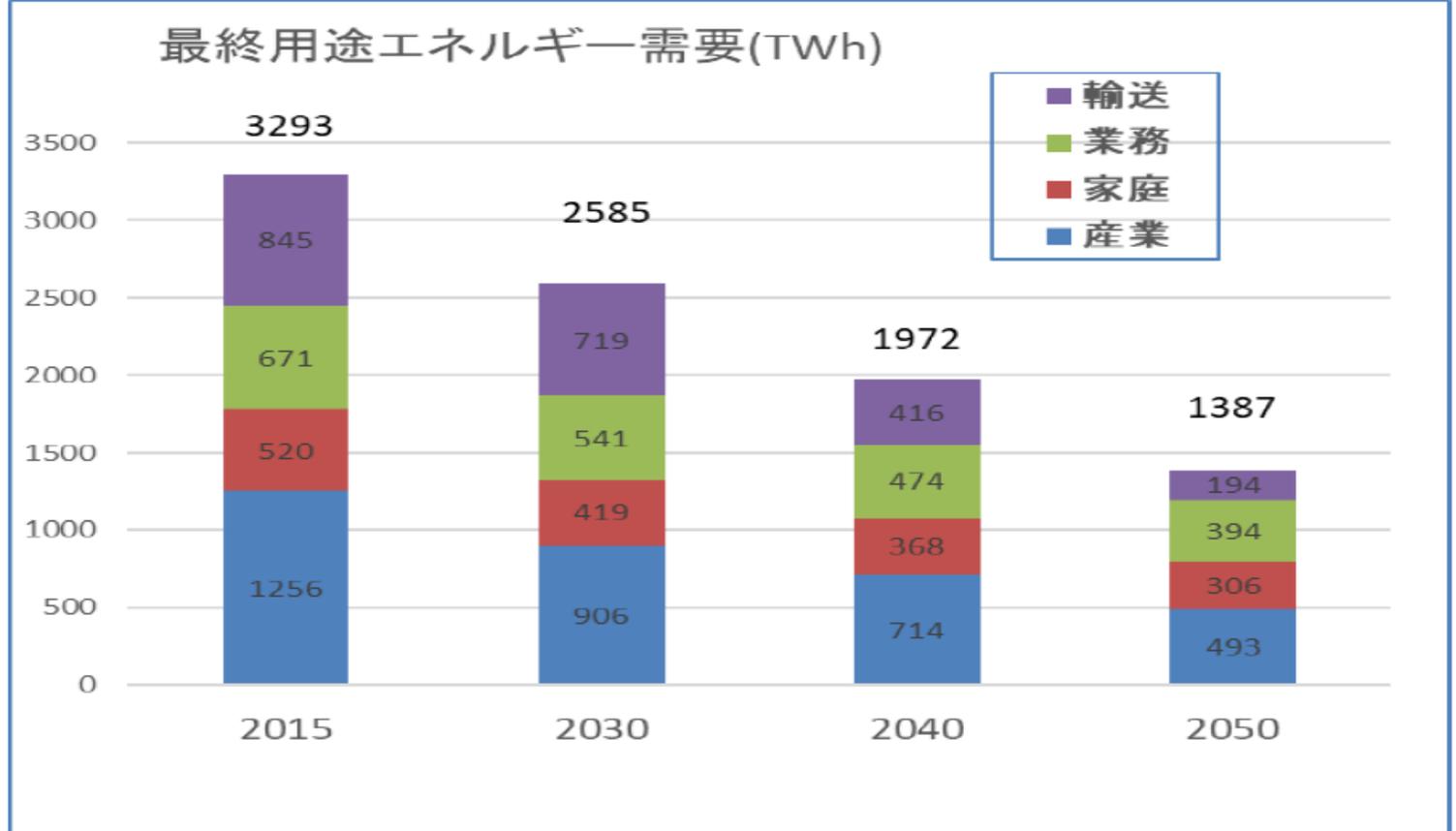
注3) 例えば、発電では、米国PJMでは容量市場のNet CONE算定においてはWACCとして8.2%/yrが用いられている。また、英国National Gridでは7.8%/yrが用いられており、発電部門の日、米、欧等に該当する8%/yrの水準はこれらと整合的な水準

WWF

2050年脱炭素社会に向けた100%自然エネルギーシナリオ(2021.5.28)では、

2050年のエネルギー需要は2015年の42%

エネルギー需要の推定(TWh)

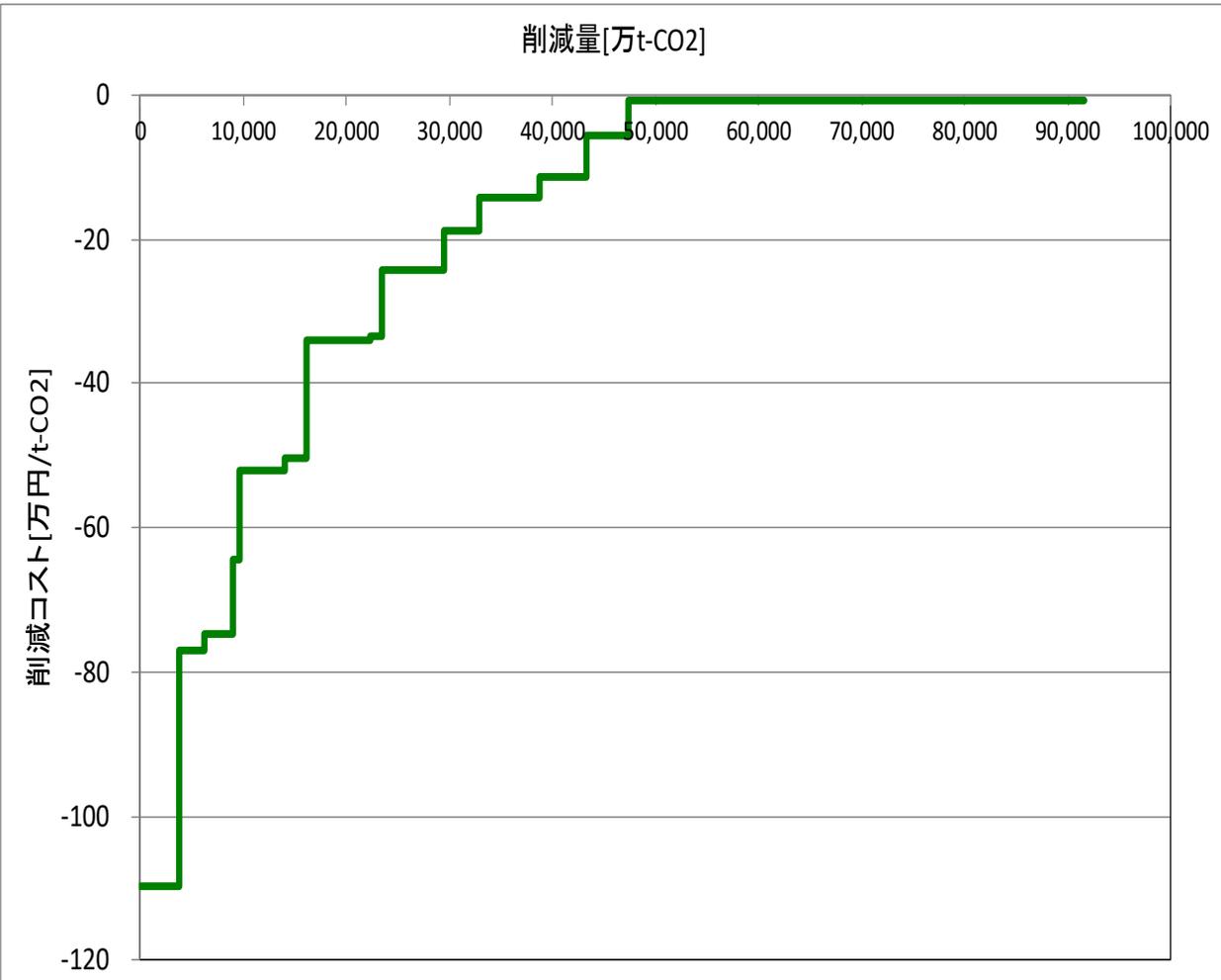


2015年と比較すると、2030年のエネルギー需要は活動度の変化と産業構造の変化から78%に、2050年にはさらに効率向上を加えて42%に減少する。産業部門の減少と、EVの導入により自動車の効率が3~4倍になるため運輸部門の減少が特に大きい。。

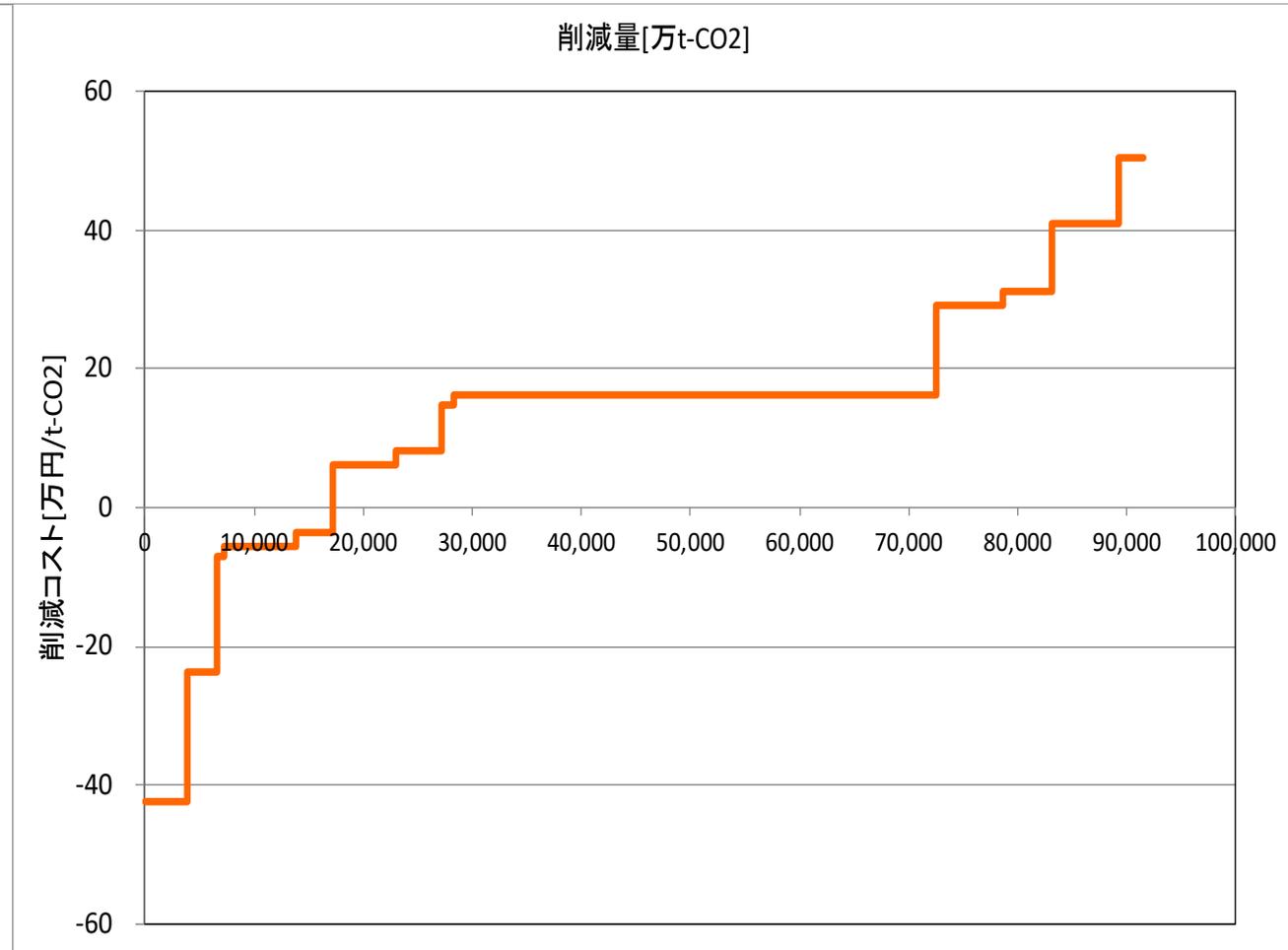
割引率を低くすると対策コストは下がる

$$\text{削減コスト} = (\text{初期投資} - \text{光熱費削減} \times \text{年数}) / \text{CO2削減量}$$

割引率3%でも
全ての対策でもとがとれる



割引率16%では
多くの対策がもとがとれない計算に



すべてのシナリオで2倍以上の理由 その2

石炭・ガス火力を2030年以降も利用継続・投資回収－日本特有
(火力発電設備、送電網、ガス配管、製造設備を温存) による“+a”のコスト

- ① 2030年頃から化石燃料を漸減し、
水素、アンモニア、バイオマス混焼へ
- ② 2050年には水素、アンモニア、バイオマス専焼？
- ③ CO2排出直接回収除去、CCUS、メタネーション？

いずれも、技術的に未完成で高コスト。
商用化の目途はバイオマス以外にはたっていない。

* EU, 米国シナリオにもあるのでは？
2030年半減、2050年実質ゼロ実現の柱は「省エネ」と「再エネ」

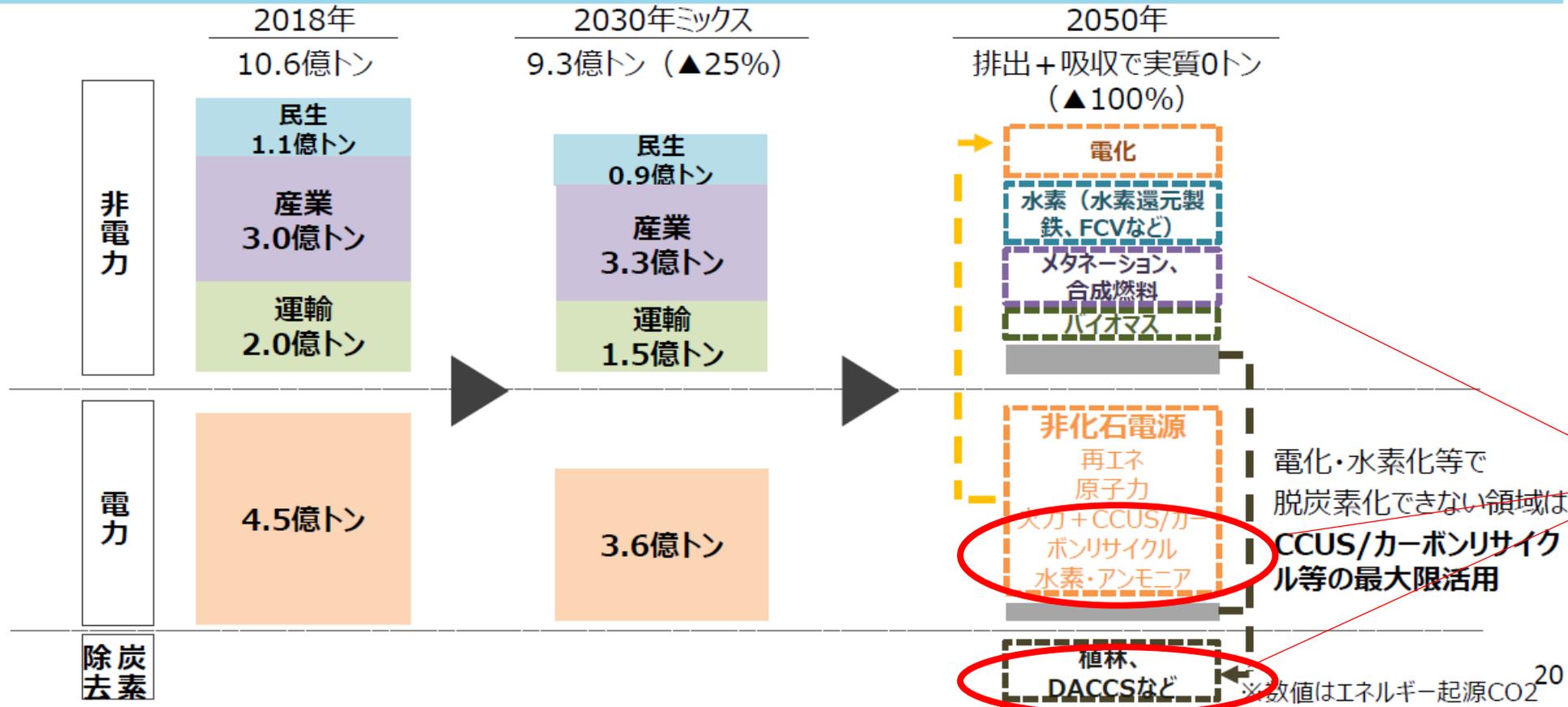
先進国の多くが2030年石炭火発のフェーズアウトに向かうなか、
新規の大型石炭・ガス火力設備を大量に保有する先進国は日本だけ

カーボンニュートラルへの転換イメージ

2020年11月17日総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料から抜粋・加工

- 複数シナリオは電源構成中心に分析を行うが、社会全体としてカーボンニュートラルを実現するには、**電力部門の脱炭素化は大前提で、産業・民生・運輸（非電力）部門（燃料利用・熱利用）においては、脱炭素化された電力による電化、水素化、メタネーション、合成燃料等を通じた脱炭素化を進めることが必要**。なお、水素・アンモニア、CCUSなどの**脱炭素技術は、脱炭素化への選択肢が限られる産業・民生・運輸部門で優先的に活用**されることとなる。
- こうした取組を進める上では、国民負担を抑制するため**既存設備を最大限活用**するとともに、需要サイドにおける**エネルギー転換への受容性を高める**など、段階的な取組が必要。

基本政策分科会
2021.05.13
事務局資料から



化石燃料の使用継続が前提

電化・水素化等で脱炭素化できない領域はCCUS/カーボンリサイクル等の最大限活用

日本のCO₂バランス (2050年)

今回の高コスト試算の
要因はここに集約！

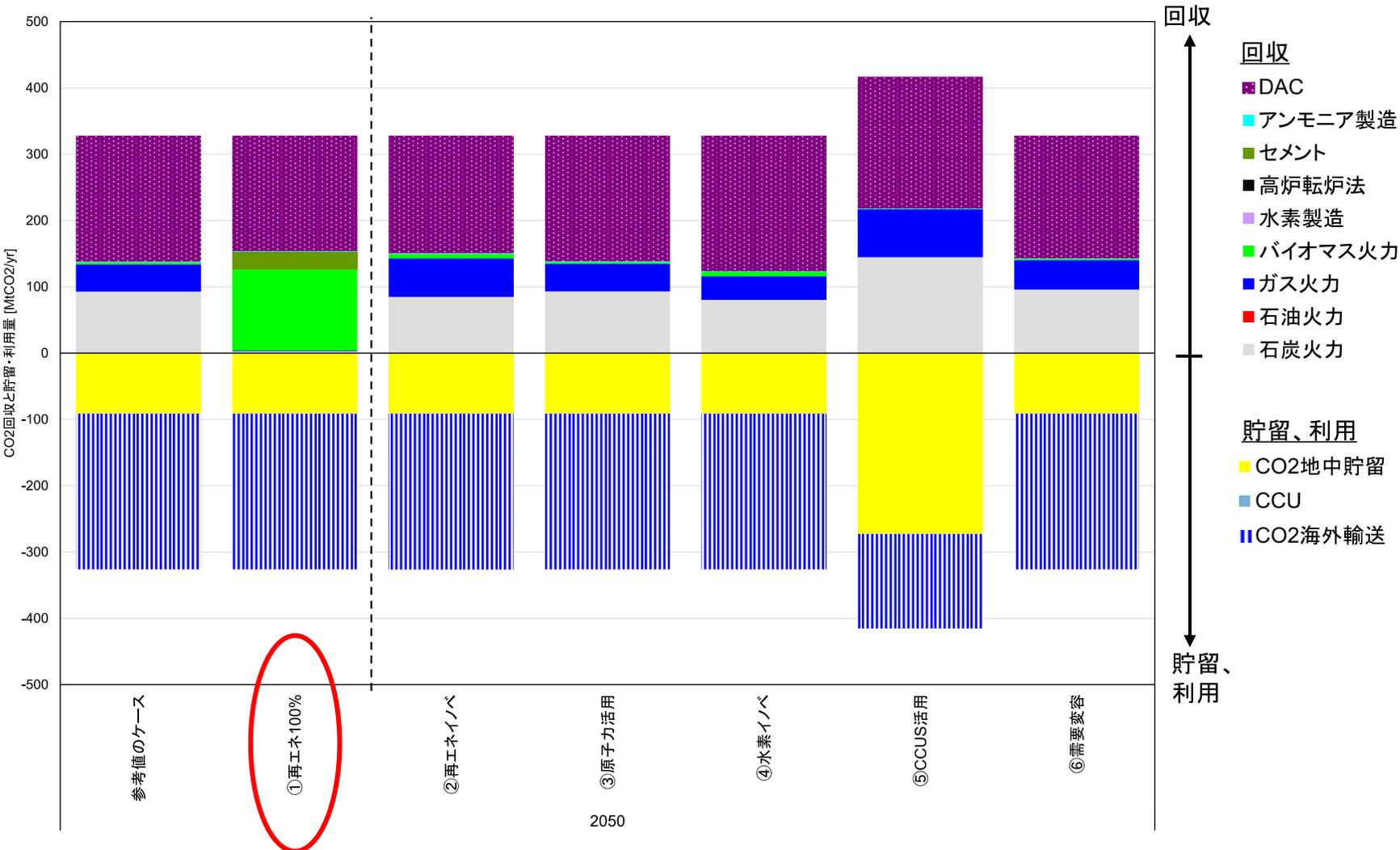
どのシナリオも化石燃料使用継続を前提 無理な回収・貯留

(1) DACで回収が6割
大規模発電所・素材工場以外で化石燃料が残る想定。
全ケースで未完成技術のDACを約2億トン想定。

(2) CCUS
国内地中貯留先はわずか
毎年CO₂約2.5億トン海外輸送。CCS+船舶コスト
(1000km程度)で11300円/t-CO₂、
CO₂約3.3億トンで最低4.5兆円。

(3) 化石燃料輸入費5-10兆円

(4) 計20兆円



✓ 「再エネ極大」では、化石燃料発電+CCSは除かれるため、BECCSを利用

化石燃料継続 未完成のCO2回収技術（大気・除去、地下貯留・利用）
設備建設コスト・運転コストも膨大
化石燃料調達コストも継続

- DAC（大気中からCO2を直接除去）

CO2 1トン回収に約1300kWh消費。
2億トンで2600億kWh（2015年の
発電量の約25%）。
その電力コストは約5兆円。

- 他は煙突から回収と推定される
(燃料費の2-3割に)

- CCUS

毎年CO2約2.5億トンを海外へ
輸送。
(CCS+船舶コスト(1000km程度
でも11300円/t-CO2)

CO2約3.3億トンで最低4.5兆円。

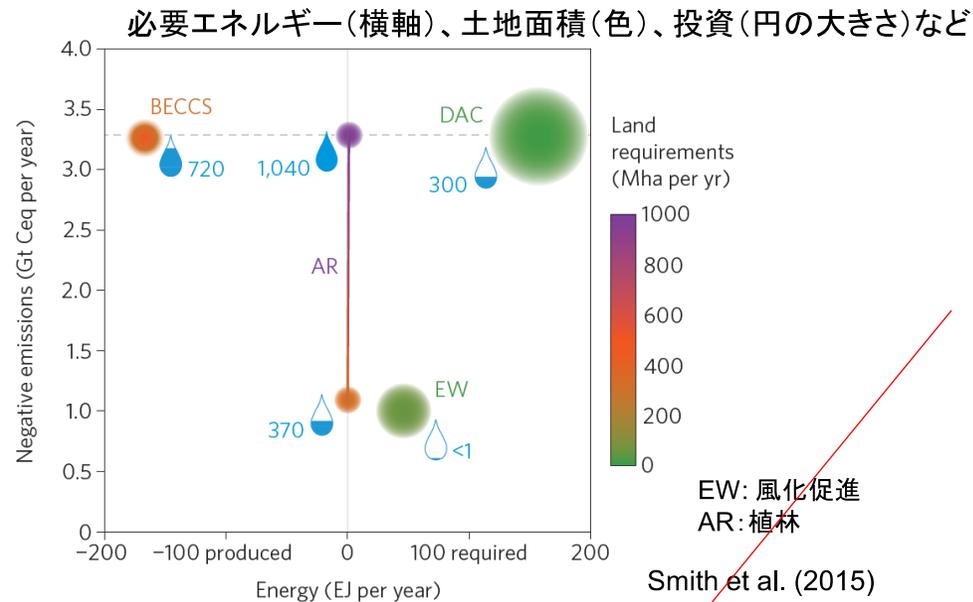
化石燃料 + DAC + CCUS
試算ではなぜかコスト安

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



1トンあたり1300kWhの電力。
2億トンで年2600億kWh
継続する限り、毎年必要。

これに要する電気代は、
小売価格20円/kWhでも5兆円、
30円/kWhだと7.5兆円。

化石燃料輸入コストも。

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		

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

油田以外は以前より安い？

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、**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**(日本の場合、**2030年以降CCSを利用可能と想定したため、2050年の最大貯留可能量は91 MtCO₂/yr**)。

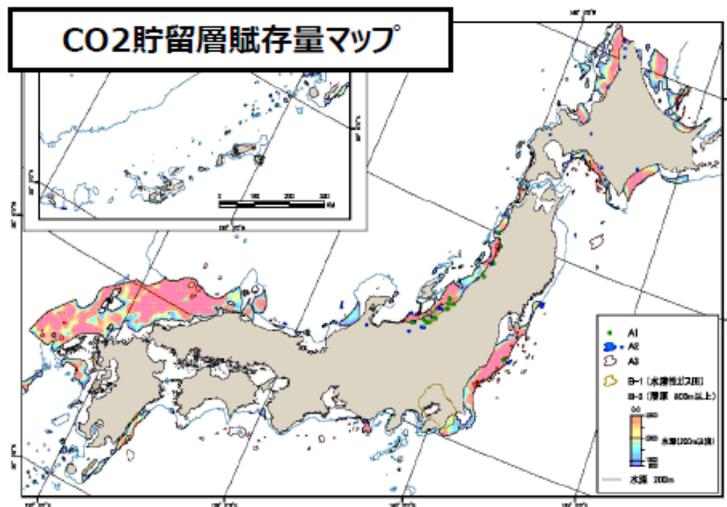
■ **CCUSイノベシナリオでは、その3倍(273 MtCO₂/yr)まで可能と想定**(総貯留ポテンシャルは不変)

【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、**参考値のケースにおいては、日本は年間235 MtCO₂ (2013年GHG排出量の6分の1相当)の輸出を上限とした**(CCUS活用シナリオでは、**2013年排出量の5分の1相当の282 MtCO₂**)。

輸送費300km 国内を想定？

現実性のない日本のCCS



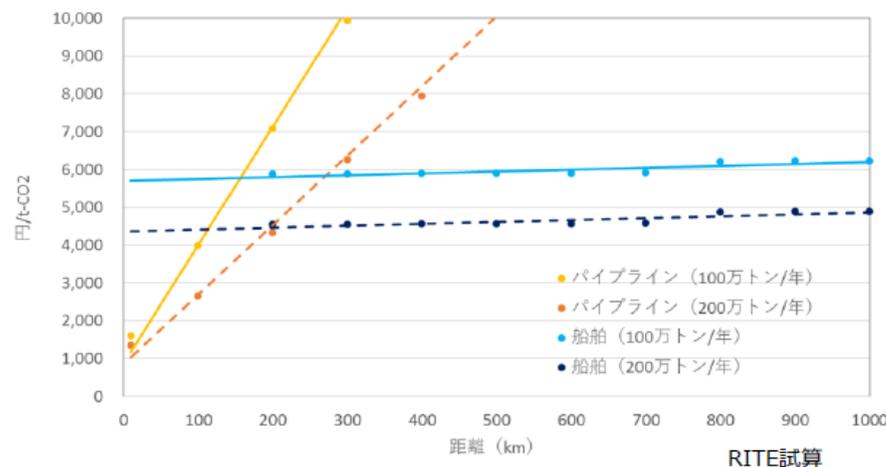
全国貯留適地賦存量両調査 (2005,RITE)

【排出源と貯留可能性の評価】

日本では、貯留可能性が大きい地域が日本海側に多いと評価。一方で、排出源は太平洋側に集中しており、排出源と貯留適地が近接しているとは限らない。

→排出源と貯留地の柔軟性確保の観点からも、船舶輸送による、長距離輸送技術の確立が必要。

輸送量・輸送距離とコストの関係



【輸送量】大量輸送になると、パイプライン・船舶輸送ともにコストが低減

【輸送距離】短距離輸送ではパイプラインが優位。200kmを超える、長距離輸送になると、船舶輸送の方が低コスト。

→将来の輸送船の最適設計のためには、「低温・低圧」条件下でのCO2の船舶輸送が課題。

28

- 火力発電に対して、足下のCCSコストによる価格上昇は石炭火力：約7~9円/kWh、ガス火力：約3~4円/kWh。例えば化石+CCSの発電コストを足下の太陽光以下の価格水準とするためには、CCSコストを半分以下に低減する必要がある。

以前の経産省の資料では

CCSコストの試算一例

・一定の前提条件の下で2005年に試算されたCCSコスト(注1)7,300円/トン^{を換算すると6.3円/KWh。}

(計算) $7.3\text{円/kg} \times 0.864\text{kg/kWh}$ (石炭火力の排出係数(注2)) = 6.3円/kWh(CCSコスト)

※ CO2輸送はパイプライン20kmを想定したもの。

・同様に一定の条件の下で2007年に試算された船舶による輸送コストを約4,000円/トン(注3)を上記に加算すると、CCSコスト(船舶輸送を含む)は9.8円/KWh。

(計算) $11.3\text{円/kWh}(7.3+4.0) \times 0.864\text{kg/kWh}$ (石炭火力の排出係数) = 9.8円/kWh(CCSコスト(船舶輸送を含む))

・石炭火力の発電コストを8.9円/KWh(コスト検証WG(注4):2030年モデルにおけるCO2対策費を減じた値)として、CCSコストを加算すると、CCSを含む石炭火力の発電コストは15.2~18.7円/KWh

(計算) $8.9\text{円/kWh} + 6.3\text{円/kWh}$ (CCSコスト(船舶輸送なし)) = 15.2円/kWh

$8.9\text{円/kWh} + 9.8\text{円/kWh}$ (CCSコスト(船舶輸送あり)) = 18.7円/kWh



「コスト検証WG:2030年モデル」における発電コストの試算として、太陽光(メガソーラー)は12.7~15.6円/kWh、風力発電(陸上)は13.6~21.5円/kWh、バイオマス(専焼)は29.7円/kWh
⇒ 一定の前提条件下においては、CCSは低炭素技術としてのコスト競争力を有することが期待される。

<注1> 2005年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 成果報告書

<注2> 資源エネルギー庁 総合エネルギー調査会等

<注3> CCSワークショップ2007年(RITE)

<注4> 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループ
長期エネルギー需給見直し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月) P13

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf

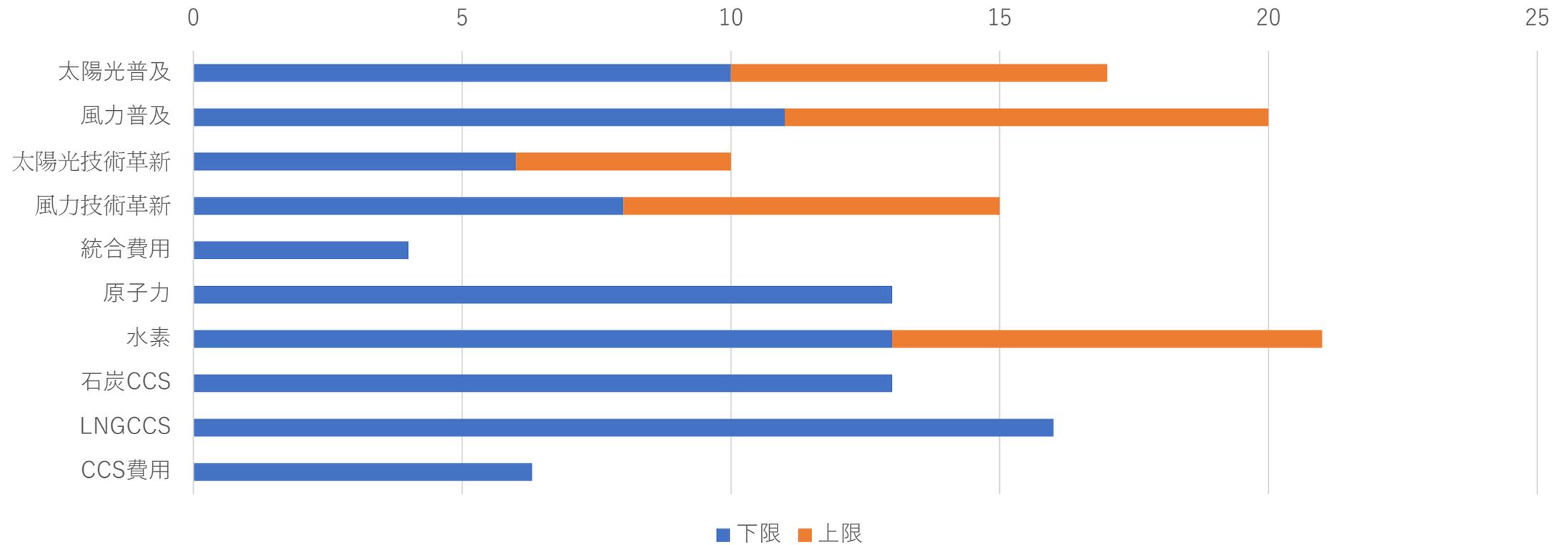
再エネ100%シナリオで4倍以上の理由

特別に高い2050年再エネコスト

- 技術革新がない場合 太陽光10-17円/kWh、風力11-20円/kWh、
技術革新がある場合 太陽光6-10円/kWh、風力8-15円/kWh
2050年でも現在の国際価格にも至らず。
- 導入が進むと条件が不利地となり、価格が高くなると主張。
導入による学習曲線は盛り込まれず。
- 根拠不明の「統合費用」を再エネのみに加算。

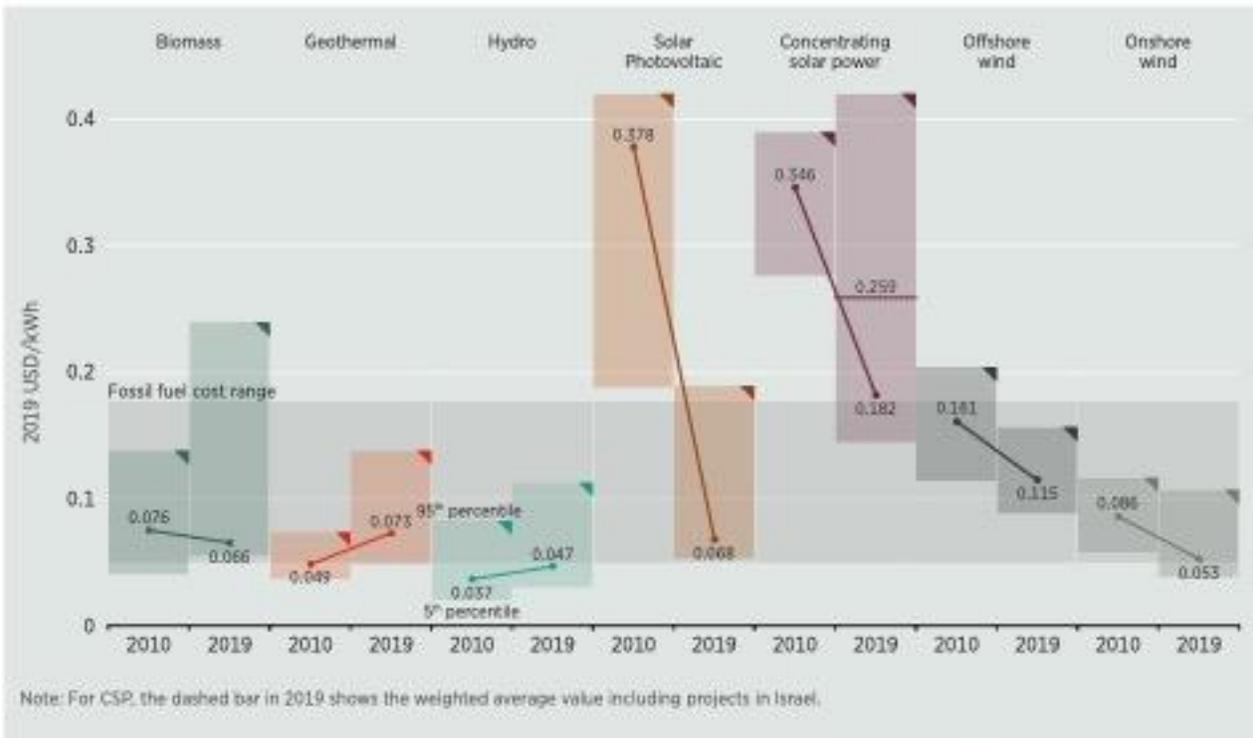
RITEの発電コスト想定 2050年でも現在の国際価格に至らず

発電コスト[円/kWh]



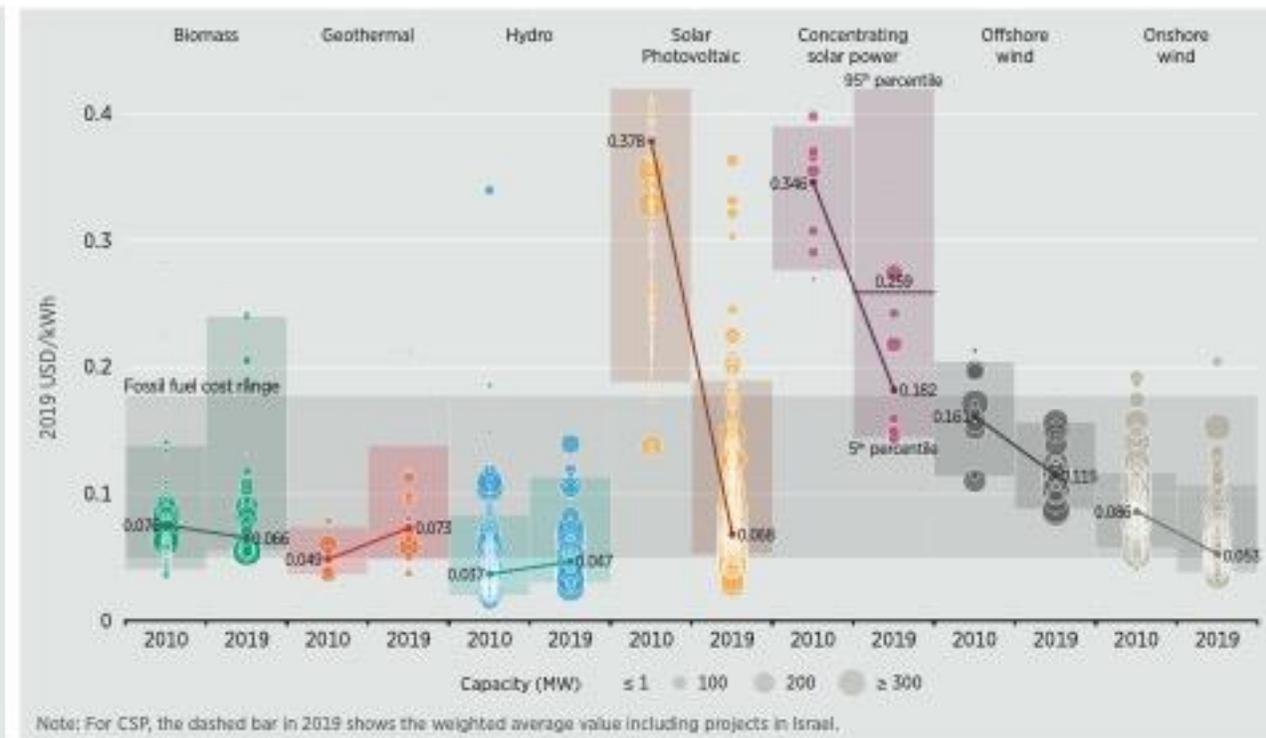
再エネコスト (IRENA, これまで)

Figure ES.1 Global weighted average levelised cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies, 2010 and 2019



Note: This data is for the year of commissioning. The thick lines are the global weighted-average LCOE value derived from the individual plants commissioned in each year. The project-level LCOE is calculated with a real weighted average cost of capital (WACC) is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

Figure 1.2 Global LCOEs from newly commissioned utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2019



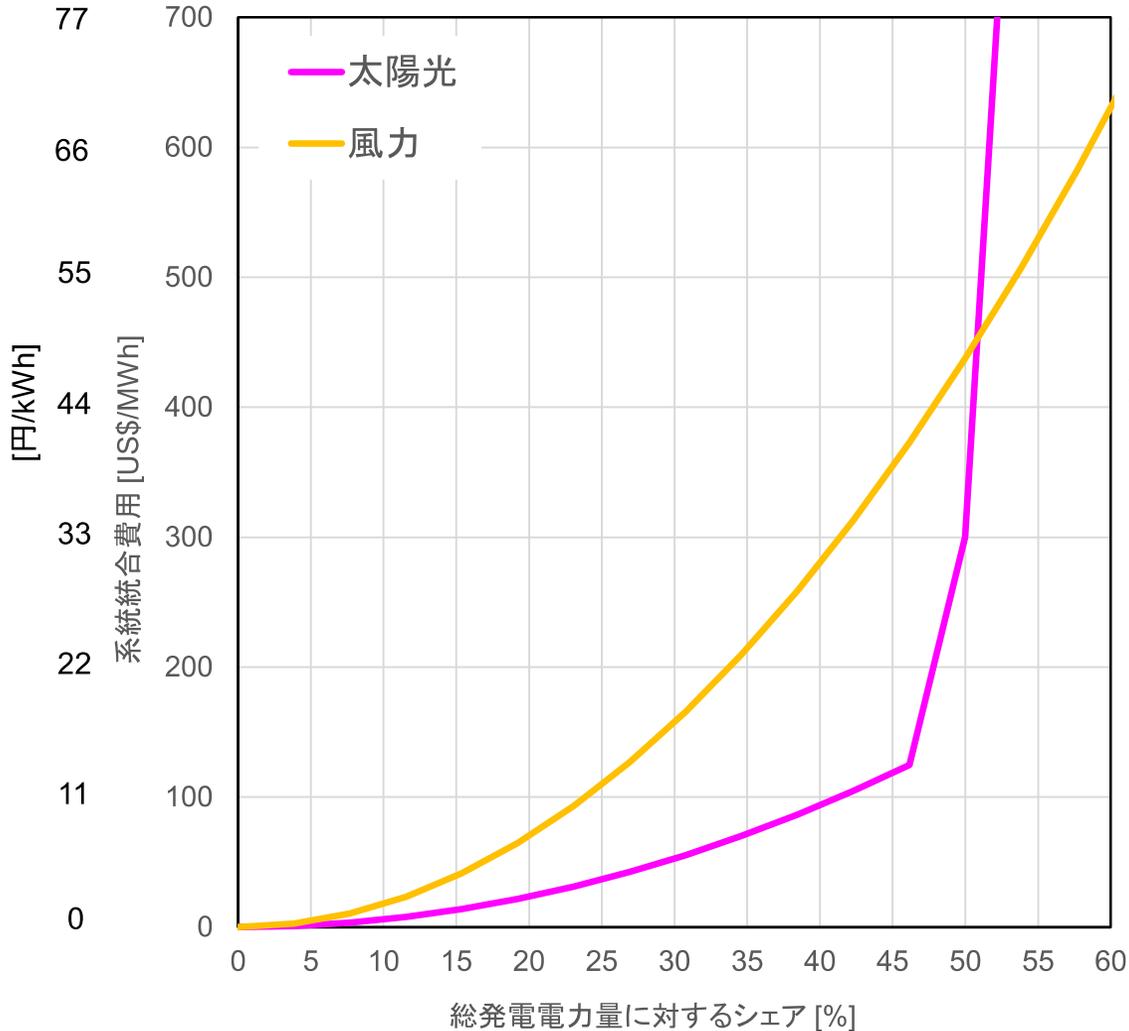
Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: This data is for the year of commissioning. The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted-average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital (WACC) is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

系統対策における統合費用の想定（2050年）

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**）

※ 総費用は積分値



➤ 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**となる。（足下導入量約10GWh程度）

※ IEEJモデル分析結果は、風力、太陽光導入シェアの組み合わせによって統合費用には差異が生じる。DNE21+での想定では、IEEJモデル分析結果の風力、太陽光のシェアの組み合わせの統合費用から、風力、太陽光それぞれのシェアのみによる関数として近似的に想定した上で、シェア毎に差分値を算定して、各シェアにおける統合費用の限界値を推計して、DNE21+に組み入れた。

注)各VREのポテンシャルは先のスライド記載のとおりであり、本グラフの記載のシェアは、想定ポテンシャルによって制約を受けるため、実現不可能な場合もある。

系統統合費用
再エネにだけ追加。

(1)RITEの試算では、再エネ100%ケース53.4円/kWhからシステム費用約16.5円をひいた残り37円/kWhに。

(2)RITEが引用する東大・エネ研分析では蓄電池費用8円/kWh、送電線費用

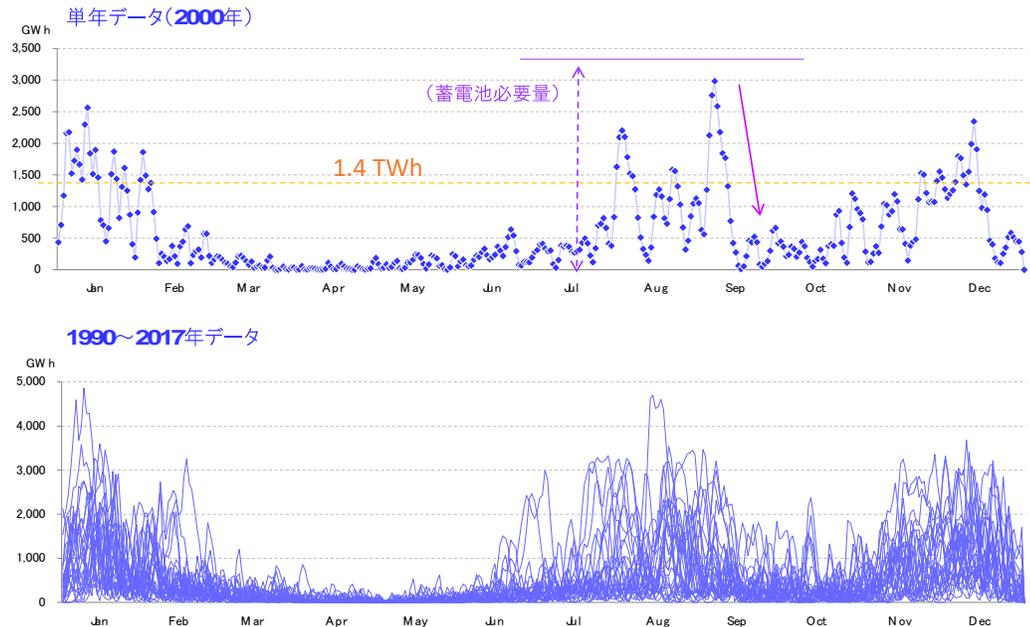
(3)海外では？

(4)WWF試算では、**バッテリー費用、地域間送電線、地域内送電線で13.6兆円。単価は0.45円/kWh**

東大・エネ研分析とも整合せず (IGES資料から)

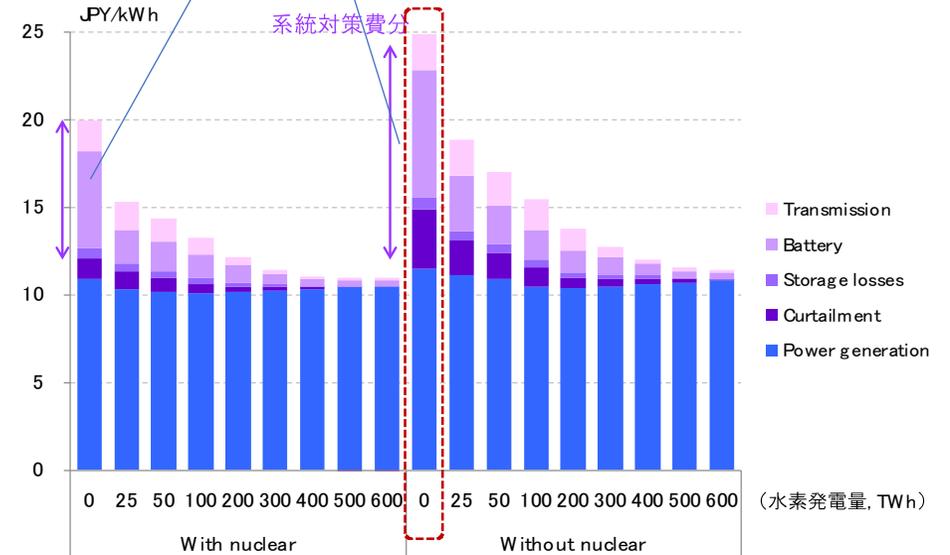
図 2. IEEJ 分析における蓄電システムへの貯電量の年間推移(1.4TWhと楕円の破線は筆者記入)^[12]

再生可能エネルギー**100%**ケースでは大量の蓄電システムが必要となるが、その最大容量は年に**1度**か**2度**、後述する「無風期間」直前においてのみ必要となる。



最大費目のバッテリーも8円/kWh程度

図 3. IEEJ 分析によるゼロ排出電源の各種シナリオにおける発電単価の内訳 (CCS 付き火力を除く)^[12]

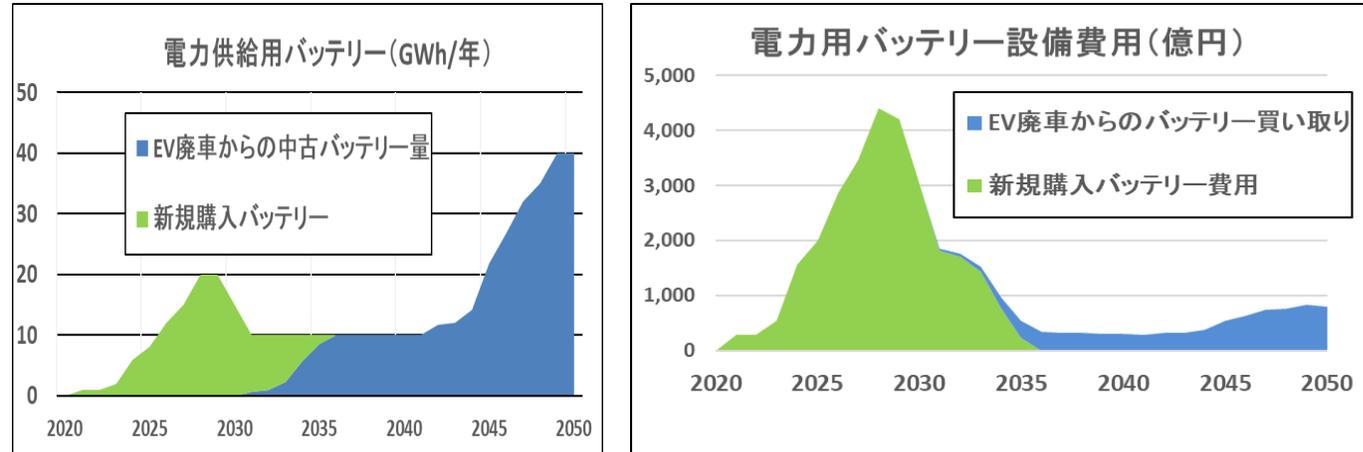


田中 勇伍、松尾 直樹 「再エネ 100%シナリオは本当に「現実的ではない」のか? - 電力部門脱炭素化の実現のため、対策オプションの幅を上げよう」

WWF試算 蓄電費用⇒EV中古バッテリーを活用

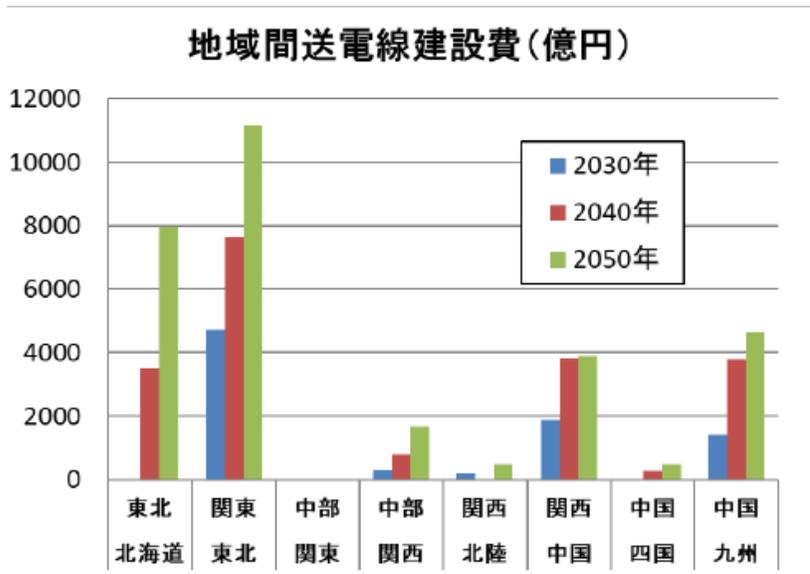
電力系統につなぐバッテリー

- WWF試算では、1年8760時間のアメダスデータより必要量を算出
- 電気自動車化で中古バッテリーの活用へ
【05/31・日経】JERA「再エネ導入を促進」トヨタと中古電池利用
- WWF試算における設備費用は30年間で3.6兆円



バッテリーは揚水発電と協調して電力系統の安定性を維持する。2030年100GWh、2050年には300GWhを想定した。2030年までは新品が必要だが、以降はEVの廃棄に伴って放出される中古バッテリーを利用、その費用は新品の1/5、出力は80%が維持される。設備投資は3.6兆円、2030年以降は費用が小さくなる。走行するEVが3690万台あり、10年寿命とすると、EV廃棄時に中古バッテリーが369万台×40kW×0.8=118GWhが毎年放出される。電力安定化には十分な規模になる。

WWF試算 地域間送電線建設費用 EVステーション、水電解装置



地域間送電線の建設は2050年までに北海道-東北721万kW、東北-関東1654万kW、中国-関西891万kW、中国-九州917万kWなどで、その費用は総計3兆円になった。

表 4.6 充電ステーションのコスト

	設備投資 (CapEX) (億円)
2025	38
2030	340
2035	673
2040	602
2045	196
2050	163
計(30年)	10,065

(※) 各年の数値は5年間の年平均、合計は30年間の合計

表 4.4 水電解装置の設置コスト

	水電解装置 (GW)	設備投資 (CapEX) (億円)
2025	0	0
2030	0	0
2035	1.04	521
2040	1.04	521
2045	4.29	767
2050	4.29	767
計(30年)	53.33	12,875

(※) 各年の数値は5年間の年平均、合計は30年間の合計

WWF試算 地域内送電線建設費用

表21 地域内送電線建設費用（主として地域内の風力発電のサイトまでの送電線）

地域内送電線建設コスト 送電線建設単価=84円/km・kW

地域	2020年			2030年			2040年			2050年		
	風力 (MW)	送電 距離 (km)	建設費 (億円)									
北海道	991	50	41	2,474	124	257	3,818	191	612	4,655	233	746
東北	2,594	130	283	9,029	451	3,424	13,932	697	8,152	16,988	849	9,940
関東	1,710	86	123	8,556	428	3,075	13,203	660	7,321	16,099	805	8,927
中部	3,117	156	408	5,491	275	1,266	8,474	424	3,016	10,332	517	3,677
北陸	796	40	27	2,030	102	173	3,132	157	412	3,819	191	502
関西	2,650	133	295	3,308	165	460	5,104	255	1,094	6,224	311	1,334
中国	4,378	219	805	10,426	521	4,565	16,089	804	10,872	19,618	981	13,257
四国	689	34	20	1,721	86	124	2,655	133	296	3,238	162	361
九州	1,975	99	164	15,791	790	10,473	24,367	1,218	24,938	29,712	1,486	30,408
沖縄	482	24	10	1,228	61	63	1,896	95	151	2,311	116	184
合計	19,382	969	2,175	60,054	3,003	23,881	92,670	4,634	56,864	112,996	5,650	69,337

WWF試算における系統費用は1円/kWh未満

- RITEはモデルに1時間ごとの分析を組み込んでいないが、WWFモデルではこれを組み込み、必要なバッテリー量と連系線容量を試算。
 - ア バッテリー費用(2050年に300GWh)+電気自動車バッテリーとその廃バッテリー 今後30年間で合計3.6兆円
 - イ EVステーションなど 2.3兆円
 - ウ 地域間送電線建設費用 今後30年間で3兆円余
 - エ 地域内送電線建設費用 今後30年間で7兆円
 - オ 計、30年で16兆円 (3.6兆円+2.3兆円+3兆円+7兆円)
- 30年間の発電量合計 1兆kWh×30年の6割とみて
⇒ 系統費用は1円/kWh未満

洋上風力官民協議会の目標（事務局は経産省、国交省）

「洋上風力産業ビジョン（第1次）」の概要

洋上風力発電の意義と課題

- 洋上風力発電は、①大量導入、②コスト低減、③経済波及効果が期待され、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた切り札。
- 欧州を中心に全世界で導入が拡大。近年では、中国・台湾・韓国を中心にアジア市場の急成長が見込まれる。（全世界の導入量は、2018年23GW→2040年562GW（24倍）となる見込み）
- 現状、洋上風力産業の多くは国外に立地しているが、日本にも潜在力のあるサプライヤーは存在。

洋上風力の産業競争力強化に向けた基本戦略

1. 魅力的な国内市場の創出

2. 投資促進・サプライチェーン形成

3. アジア展開も見据えた次世代技術開発、国際連携

官民の目標設定

(1) 政府による導入目標の明示

- ・2030年までに1,000万kW、2040年までに3,000万kW～4,500万kWの案件を形成する。

(1) 産業界による目標設定

- ・国内調達比率を2040年までに60%にする。
- ・着床式発電コストを2030～2035年までに、8～9円/kWhにする。

(1) 浮体式等の次世代技術開発

- ・「技術開発ロードマップ」の策定
- ・基金も活用した技術開発支援

(2) 案件形成の加速化

- ・政府主導のプッシュ型案件形成スキーム（日本版セントラル方式）の導入

(2) サプライヤーの競争力強化

- ・公募で安定供給等に資する取組を評価
- ・補助金、税制等による設備投資支援（調整中）
- ・国内外企業のマッチング促進（JETRO等）等

(2) 国際標準化・政府間対話等

- ・国際標準化
- ・将来市場を念頭に置いた二国間対話等
- ・公的金融支援

(3) インフラの計画的整備

- ・系統マスタープラン一次案の具体化
- ・直流送電の具体的検討
- ・港湾の計画的整備

(3) 事業環境整備（規制・規格の総点検）

(4) 洋上風力人材育成プログラム

官民協議会目標は
2030-2035年で8-9円/kWh
この事務局は経済産業省と国土交通省

世界での対応との比較

アイルランドやポルトガルは「電力網島国」

RITEの統合費用 vs 海外実績？

- 風力50%（デンマーク現状）の場合 約50円/kWh？
- 風力30%（アイルランド現状）の場合 約20円/kWh？
- 風力25%（ポルトガル現状）の場合 約15円/kWh？

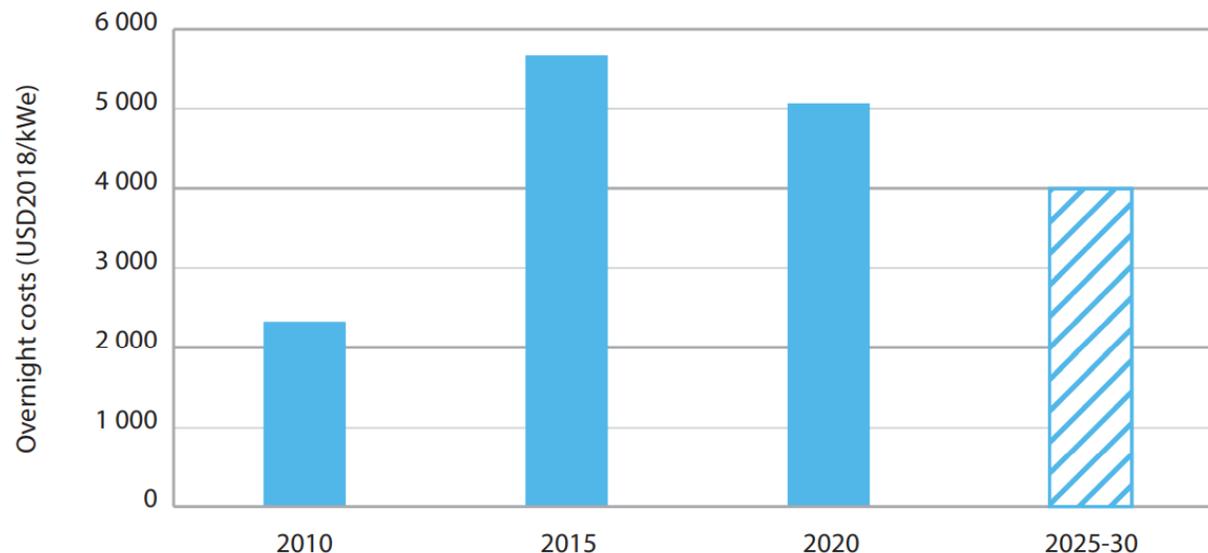
RITE 原子力のコスト

- 最近の先進国の原発新設コスト
地震がほぼない米国、フランス、フィンランドの最近の3基でも5700～8600
ドル/kWと高騰。
- 実際には日本は世界でもまれな地震多発国での立地。
福島第一原発事故後の対応で、再稼働原発でも、もとの資本費以外に、津
波対策費、追加安全対策費、特重施設対策費（テロ対策施設費）などで1基
3000億円以上追加コストを要する。
- RITEの試算 原発についてのみ、将来、コストが低減すると想定
先進国の安全対策強化、地震国日本の状況などを無視し、「将来は低減」
として4000ドル/kWに下がるとしている。
- 原発の「統合費用」は？
2020.12～2021.1の電力価格高騰の主因は関電原発全停止（当初計画外）に

詳細は、5.31 大島、松久保報告を参照

【参考】IEA/NEAによる原子力発電コスト見通し

Figure 8.1: Trend in the projected cost of new nuclear in OECD countries



◆ OECD諸国における新設価格は、ここ数年は非常に高く、現在のモデル想定を上回る水準となっているが、将来的には低減してくると見込まれている。

Source: IEA/NEA (2005, 2010, 2015, 2020).

出典) IEA/NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2020

Table 8.2: Construction costs of recent FOAK Generation III/III+ projects

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4.5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.

Notes: MWe = megawatt electrical capacity. kWe = kilowatt electrical capacity.

Source: NEA (2020).



◆ 今回のシナリオ分析からは、以下の示唆が得られる。

- 非電力部門については、水素還元製鉄やDACCSなどの炭素除去技術やカーボンリサイクル技術は必要不可欠な技術であり、こうした技術を実装できない限りは、カーボンニュートラル社会は達成することは極めて困難。
- 非電力部門における技術的な困難さを踏まえれば、2050年カーボンニュートラルに向けては確立した脱炭素技術のある電力部門の脱炭素化は大前提となる。その上で、電源ごとに様々な課題・制約がある中で、参考値を実現するためにこれらの課題・制約を乗り越える前提条件を設定し参考値のケースを設定。課題・制約の克服には相当の困難が伴う上に、電力コストも現状の2倍以上に上昇する見込みであり、これらの課題を克服していく必要がある。
- また、導入するにつれて発電コストやシステム統合コストが上昇するような再エネ電源について、モデル分析上の想定として外生的に、更に導入量を増加させることは可能であるが、実際には、自然条件や社会制約の結果、極端にそのような電源への依存度を高めることは困難であり、また、仮に、再エネ100%とした場合には、大幅にコストが上昇する(ケース①)ことが明らかとなり、再エネ100%のシナリオは現実的とは言えないのではないか。
- 技術イノベーションなどが進展する4つのケース(ケース②、③、④、⑤)を比較すると、それぞれの脱炭素電源毎に、技術イノベーション、コスト低減、国民理解の促進、導入制約の緩和などにより課題が克服され、更に導入が拡大すれば、2050年カーボンニュートラルに向けた筋道が複数描け、カーボンニュートラルの実現可能性が高まることが明らかになったが、こうした課題の克服には不確実性が大きい。

⇒以上を踏まえれば、将来にわたってカーボンニュートラルを確かなものにするためには、様々な技術イノベーションの実現が不可欠であり、イノベーションの不確実性を踏まえれば、特に、電源部門のように確実な脱炭素化が求められる分野においては、再エネ、原子力などの確立した脱炭素技術を確実に利用していくことが重要である。更に、これらの脱炭素技術を継続的に利用可能とするよう、政策の選択肢を狭めることなく、幅広く政策対応を行うことが求められる。

⇒また、どの分野のイノベーションが実現するか現時点で見通すことは困難であることを踏まえれば、特定の分野に偏ることなく、水素・アンモニア、CCUSなどあらゆる分野のイノベーションの実用化に向けた政策対応を行うことが求められる。

産業高温熱と船舶航空燃料で水素はおそらく必要。

DACCSは不要。そもそも商用化できるかも不明。

電力部門は総額も単価も削減の見込み。

再エネは導入すれば学習曲線に従い製品コストは低下。工事費も習熟で低下。

RITE版再エネ100%は根拠不明の計算。

水素は産業高温熱と船舶航空燃料でおそらく必要。優先順位は再エネ普及が先。

経産省総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 エネルギー基本計画審議におけるRITE2050年試算の位置付け？

- エネルギー基本計画審議で、経済産業省の外郭団体であるRITE(地球環境産業技術研究機構)だけが2050試算を行うことになった。RITEはCCS調査機関でもある。
- 省エネも進まず、一次エネルギーは2015年比約2割減で人口減程度(BAUに近い)、最終エネルギー消費は2015年比約3割減で、省エネは1割程度。
- 全てのシナリオで大量の化石燃料輸入を継続(年間約3-4億トン、現在の27~36%。輸入費も5~7兆円?)。
CCSを多用、回収は未完成技術のDAC(CO₂を空気中から直接回収)が半分。
年間回収する約3-4億トンのCO₂のうち、約2億トンを船で海外に輸出。
- 再生可能エネルギー100%(注:電力のみ)が最も高く、50円/kWhを超えた理由。
- 気候危機への確実な対応が求められる。国際的なサプライチェーンの再エネ要請や金融・投資側からの脱炭素圧力を顧慮しない試算。
- 2050年脱炭素目標、2030年46%削減目標などで自治体・企業・地域などで脱炭素脱化石燃料への関心の高まりに、省エネも再エネも高いと水を差すもの。

気候ネットワーク2050カーボンニュートラルへの道筋との比較

気候ネットワーク

- 石炭火力 新增設せず、2030年までに廃止
- ガス火力 新增設せず、2050年までに廃止
- 再エネ 2030年までに50%以上
2050年までに100%
- 原子力 2030年までに全廃止
- 自動車EV化等
- 住宅・建築物、機器の効率規制
- 産業部門 効率向上、電化等
- カーボンプライシング
- 公正な移行

RITE

- 設備の利用を継続
- 設備の利用を継続
- 2050年50～60%でも超高コスト
- 2050年10%では電気代高く、20%に
- 少ししか導入を見込まず
- 少ししか導入を見込まず
- 従来型を基本に
- 実質的に逆プライシング
- 産業構造の転換を最小に

RITE試算は主観的・恣意的前提条件によるもの。2050年カーボンニュートラルに向けたエネルギー基本計画の策定における科学的・経済的・社会的指針たりえない。