

供給力編： 将来の電力需給シナリオに関する検討会

(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

秋元圭吾、佐野史典、

本間隆嗣、望月則孝

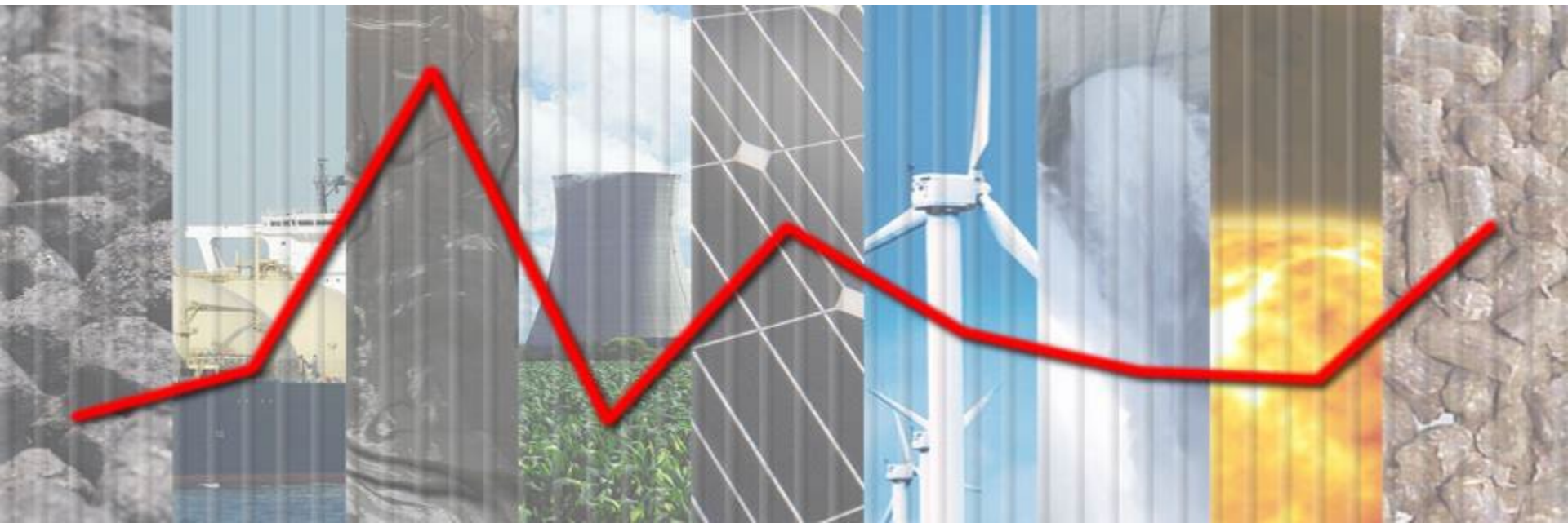


目 次

1. 分析モデルDNE21+の概要
2. シナリオ設定
3. DNE21+を用いたシナリオ分析結果
4. まとめ

1. 分析モデルDNE21+の概要

(過去の検討会で提示済みのスライドの再掲)



温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

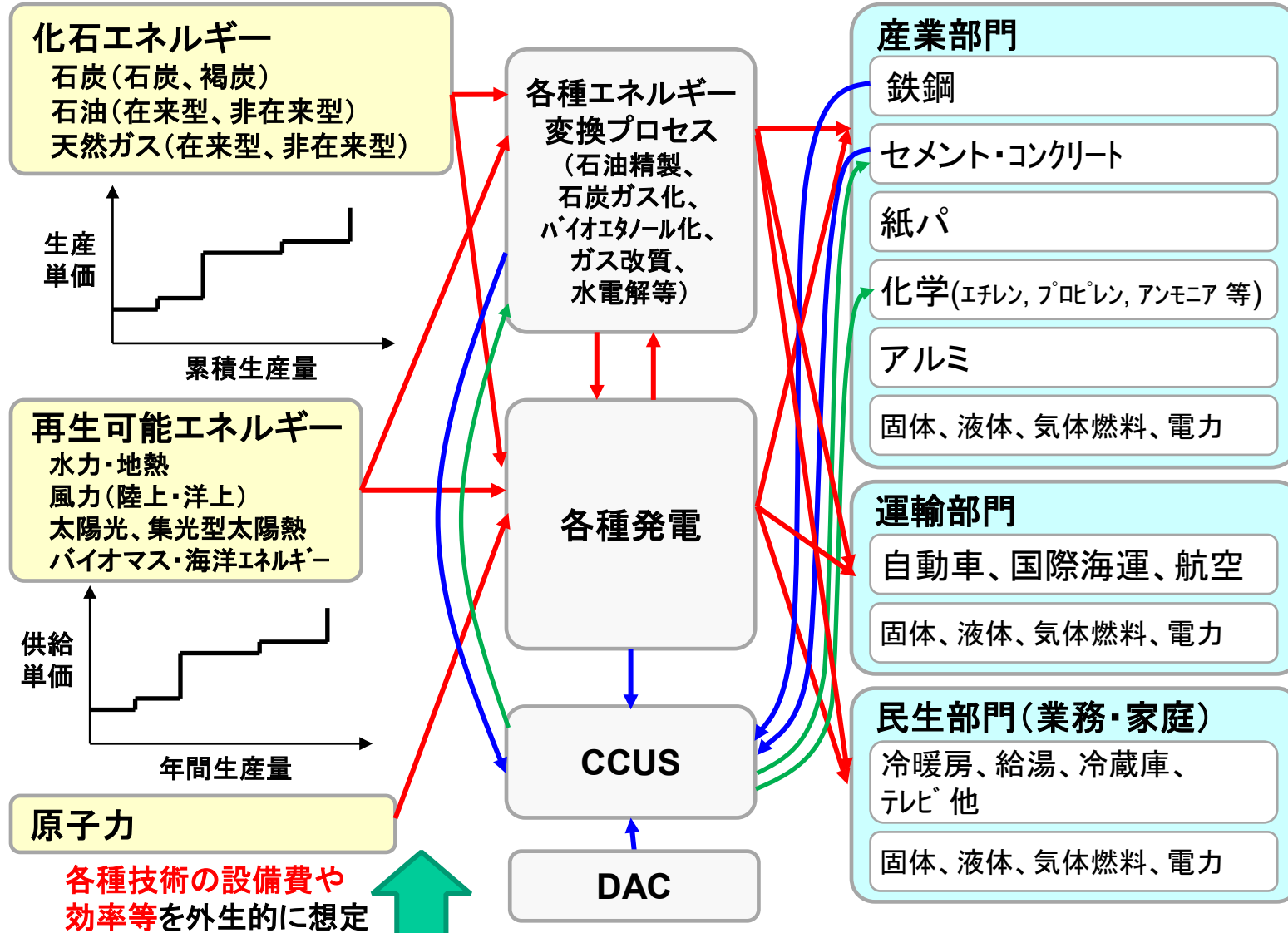
- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000～2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(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)
- ◆ モデル内でのコストは、実質価格で想定しており、1 USD=110円(2000-10年の平均値)を採用

- ・ 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
- ・ 第6次エネルギー基本計画策定時において基本政策分科会への2050年CN分析、第7次エネルギー基本計画のエネルギーミックスの分析はじめ、エネルギー・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

DNE21+のエネルギーフロー概略

温暖化対策を想定しないベースラインにおける化石燃料価格は外生的に想定し、生産単価や利権料等のその他価格要因を調整する。排出削減を想定したケースでは、それに伴う化石燃料利用量の変化に従って、モデルで内生的に価格が決定される。



ボトムアップ的にモデル化している主要な部門については、**経済活動量やサービス需要**を外生的に想定してモデルに入力する(例：粗鋼やセメント生産量、乗用車の旅客サービス需要等)。

ボトムアップしていない部門・製品・サービスについては、最終エネルギー種毎にマクロ的に評価

モデル分析の限界・留意事項（例）

- ◆ DNE21+モデルは、エネルギーの輸出入の量・価格の整合性を有しながら、世界全体を評価できる特徴を有する。モデルは、世界全体の整合性を重視し、前提条件の想定を行っている。例えば、太陽光、風力発電やCO₂貯留ポテンシャル推計は、世界全体のGISデータをベースに、同じ推計ロジックによって、世界各国のポテンシャルを推計している。
- ◆ そのため、技術・経済ポテンシャルは国間で比較評価しやすいものの、それを超えた各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネに対する社会・物理的制約など）はあまり考慮していない。
- ◆ 動学的な最適化を行うモデルであるため、2100年までの将来の姿を踏まえた上で、2040年、2050年などの途中時点の評価がなされるという長所がある。また、コスト最小化という基準での評価であり、恣意的なシナリオ設定は極力排除される一方、経済合理性が成立した途端に、急に技術が完全代替するなど、極端な変化を示すこともあることに注意が必要。（現実世界は、多様な選択者がいるため、急激に変化せず、普及曲線に従うようなことは多い。そのような表現に優れた計量経済モデルと比べると、本最適化型モデルは、極端な変化を示す場合がある。）
- ◆ モデルは、需給バランスが常にとれるように計算がなされる。モデル分析結果からは、発電設備容量が不足するといった結果は導出されない。モデル分析結果を見た上で、別途、検討・評価が必要。

2. シナリオ設定

※ モデルの前提条件等については、第2回、第4回、第7回 将来の電力需給シナリオに関する検討会にRITE提供の資料もあわせて参照されたい。



【参考】第7回検討会RITE提示資料より 電力需要シナリオ設定の考え方

- ◆ 2024年度に提示した推計では、不確実性の範囲を広めに想定（GDP想定は中位と高位、CO₂排出削減制約は2050年CNから2°C限界削減費用均等化（分析結果として2050年▲60%） など）
- ◆ 今回の推計では、最新のデータセンター需要の見通しも踏まえつつ、また、これまでのOCCTO検討会での議論を踏まえ、不確実性
の見通しの範囲を狭めたシナリオ想定を行った。
- ◆ 排出削減シナリオは、世界全体1.5°C＋日本は2050年▲90%（CNのためには海外での排出削減）のみを想定。第7次エネルギー基本計画のエネルギーミックスの革新技術シナリオと技術進展シナリオの排出水準の間

本分析においても、この想定を踏襲

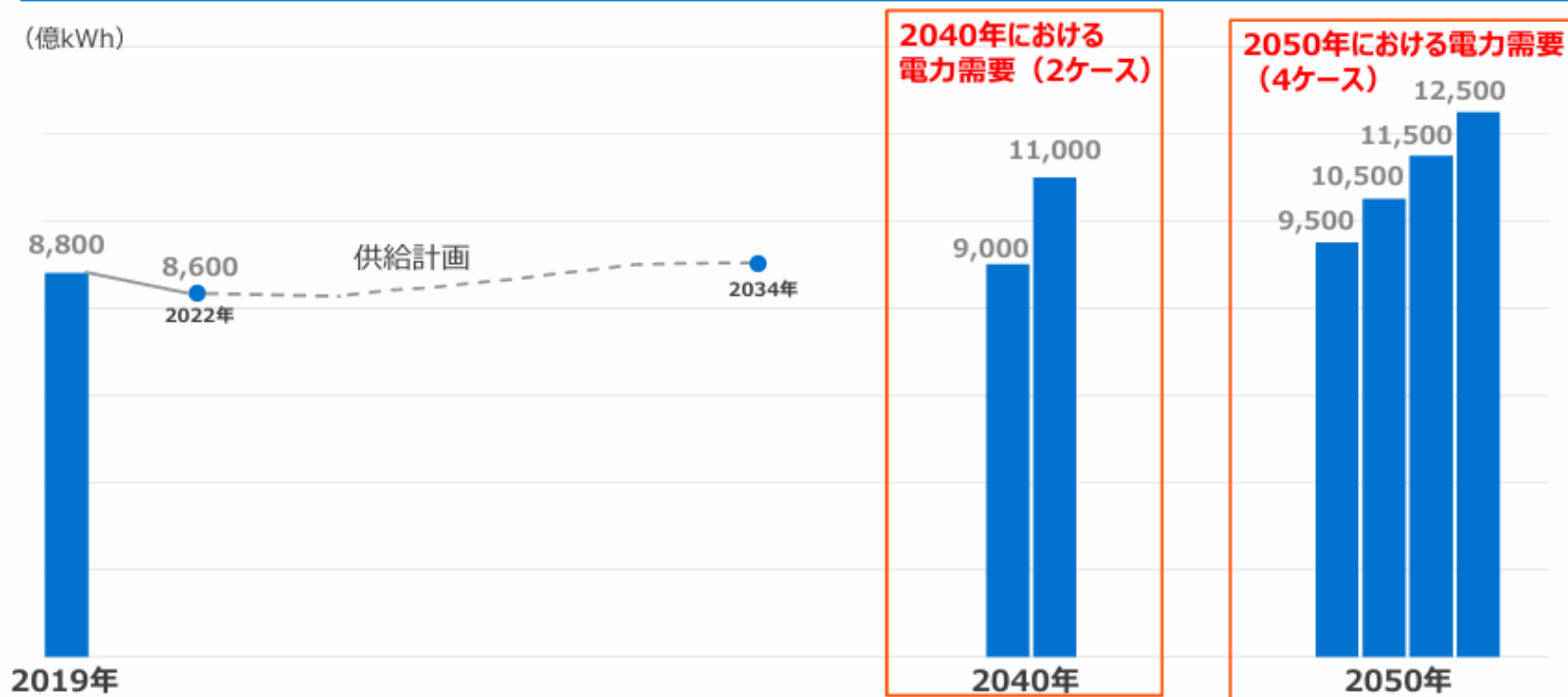
注) 第7次エネルギー基本計画の議論のために、RITEから政府に提示した2024年12月25日版のシナリオ分析では、森林吸収源を林野庁による新見通しを反映して分析しているが、本分析では森林吸収源については、それを反映しておらず、RITEのモデルで内生的に推計している。

2040年・2050年の電力需要のモデルケースの設定

- 技術検討会社の想定に基づく案B,Cのコア・リスクの想定幅をベースに、2040年では、9,000億、11,000億kWhの2つ、2050年では、9,500億、10,500億、11,500億、12,500億kWhの4つのモデルケースを設定する。
- 関係者がそれぞれの目的に沿ってモデルを選択し、かつそのモデルを必要に応じてカスタマイズできるように、各モデルの内訳も要素毎に設定する。

将来の電力需要の想定ケース（需要地併設型PVによる自家消費控除前：送電端）

(億kWh)



※ 2019、2022年度は総合エネルギー統計の事業用電力を送電端に変換。2023～2034年度は、全国及び供給区域ごとの需要想定（2025年度,OCCTO）の送電端電力量を採用。なお、いずれの数値にも日本総研想定自家消費電力量を考慮

出所：日本総研作成

【参考】第7回検討会RITE提示資料より 電力需要推計のためのシナリオ想定：需要側

電力需要 のドラ バー	基礎的需要	省エネ／電化	データセンター・ ネットワーク・半 導体製造の電力 需要展望	鉄鋼の電力 需要:水素 DRI電炉の 展望	産業CO ₂ 回 収／産業自 家発:電炉 (水素DRI) 展望	自動車の 電化	鉄鋼・化学等の 生産量の展望: 炭素価格による 生産量低下
	所得効果、 人口・なりゆ きとしての産 業構造変化 等	GHG排出削減 (外生)によって 誘発される炭素 価格(内生)	技術進展・国内 IT産業育成政 策等(外生)、 炭素価格(内 生)	水素DRI建設普及のタイミ ング・リードタイム(外生)、 炭素価格(内生)		バッテリーの技 術進展(外 生)、炭素価 格(内生)	(国間での相対 的な)炭素価格 (内生)
シナリオ名	需要中位	【4. 日本▲90% シナリオ】 世界全体で1.5℃ 目標、日本とG7 各国は NDC+2050年 ▲90%	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約:弱)		m. 中位	DEARSフィード バック計算有(中 位の計算結果を 全シナリオに適 用)
	需要高位		H. 高位	H. 高位 (普及速度制約:無)			
	需要低位		L. 低位	L. 低位 (普及速度制約:強)			

需要中位、高位、低位の需要側想定を、それぞれ、
今回分析の再エネ中位、高位、低位の想定に活用

原子力発電

原子力発電シナリオ（上限値の想定） 設定の考え方

総発電電力量に対する原子力発電電力量の比率の上限
(モデル分析結果としての発電電力量は、モデル分析の経済計算に依る)

	2040年	2050年
Middle	上限:20%	上限:20%
High		中位シナリオの 設備容量固定
Low		

- ✓ 2040年については、第7次エネルギー基本計画のエネルギー需給見通しに基づき、発電電力量の上限を20%と想定する。
- ✓ 2050年については、中位シナリオでは、第7次エネルギー基本計画の検討に際し、RITEが提示した「成長実現シナリオ」の想定と同じ、20%を上限と想定する。高位シナリオ、低位シナリオでは、中位シナリオの設備容量固定として想定する。
- ✓ なお、大幅な排出削減シナリオ下では、経済計算によるモデル分析結果として、この上限値に張り付くことが多い。

再生可能エネルギー

再エネシナリオ設定の考え方

- ◆ 再エネ量についても、DNE21+モデルでは、コストを含めて、需給バランスから決定される。
- ◆ 電力需要は、OCCTO事務局設定の幅で上下限シナリオを想定。ただし、DNE21+では内生的に需要量も決まるので、IT需要量の潜在的な見通しの想定で調整(事務局設定の数字に完全には合致しない)。
- ◆ 原子力は、RITEの中位シナリオ(2040, 50年ともに総発電電力量の20%上限)の設備容量で固定⇒総発電電力量に対する比率はシナリオによって差異有
- ◆ CCSについては、コスト最適化の視点から、高位のポテンシャルを想定
- ◆ その上で、VREのコスト・ポテンシャルは、標準的なシナリオとコスト低減加速シナリオを想定
- ◆ 地域共生制約が強まっていることを鑑み、太陽光、陸上風力については技術的ポテンシャルから、地域共生制約を含む実地的な最大導入ポテンシャルを想定(エネルギー基本計画のRITE分析「成長実現シナリオ」等と同様)
- ◆ 再エネ拡大ペースについても、シナリオ幅を想定した。(エネルギー基本計画のRITE分析では想定していない。フォアキャスト的側面をより重視したシナリオ策定のため)

試算シナリオ:再エネ分析向け

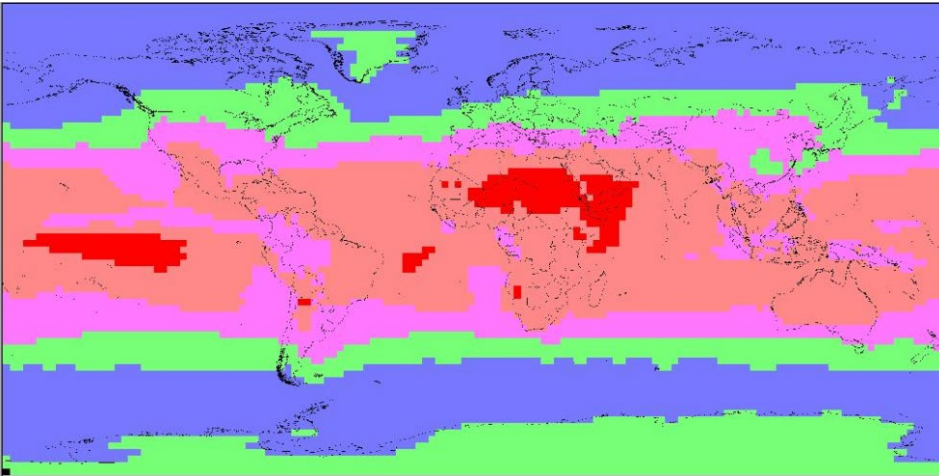
- ◆ GHG排出削減目標は、世界全体で1.5℃目標、日本とG7各国は、それぞれNDC+2050年▲90%と想定

シナリオ名	電力需要	原子力	CCS／CDR	再エネ	
	中位: RITE中位、 低位、高位: OCCTO 事務局提示のシナリ オの上下限幅で設定	中位シナリ オ20%の設 備容量固定 (シェアはシ ナリオにより 変化)	CCS長期ロード マップの幅 【2050年】 低位: 1.2億トン/年 高位: 2.4億トン/年	コスト・ポテンシャル	年間拡大制約 (想定ポテンシャル に対する比率)
再エネ 低位	低位 2040年: 9000億kWh 2050年: 9500億kWh	2040年: 20% 2050年: 23%	H. 高位 (国内貯留上限: 1.0億トン/年)	VREのコスト見通し: 標準、 太陽光、陸上風力ポテン シャル上限: 現状導入量比 4倍	太陽光: 0.75%/yr 陸上風力: 1.25%/yr 洋上風力: 0.1%/yr 一般水力: 0.25%/yr
再エネ 中位	中位 2040年: 9800億kWh 2050年: 11000億kWh	2040年: 20% 2050年: 20%			太陽光: 1.0%/yr 陸上風力: 1.5%/yr 洋上風力: 0.2%/yr 一般水力: 0.5%/yr
再エネ 高位	高位 2040年: 11000億kWh 2050年: 12500億kWh	2040年: 20% 2050年: 18%		VREのコスト見通し: コスト 低減加速、 太陽光、陸上風力ポテン シャル上限: 現状導入量比 4倍	太陽光: 1.5%/yr 陸上風力: 2.0%/yr 洋上風力: 0.3%/yr 一般水力: 0.75%/yr

注) 洋上風力発電については、現時点で形成されている5.5GWの案件(公募中も含む)を2030年の下限値として、別途想定

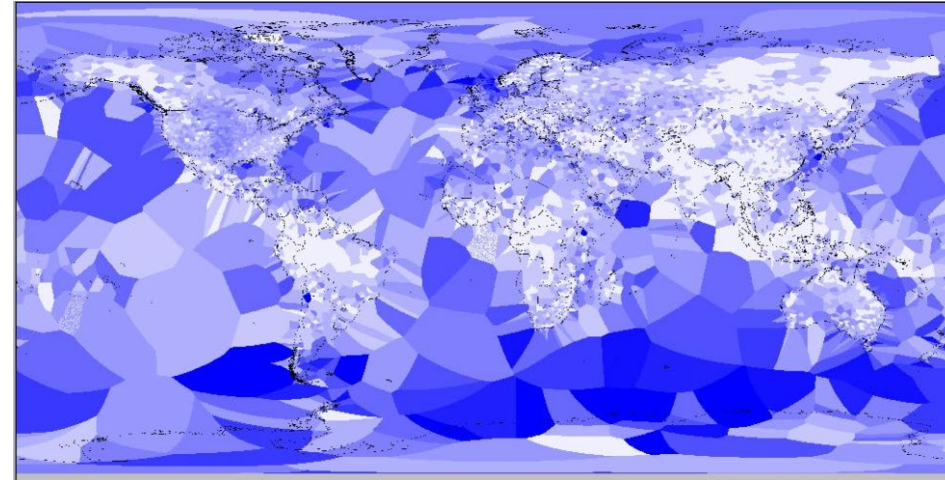
変動性再エネコスト・ポテンシャル推計のベースと している日射量、風速のGISデータ

日射量データ



Source: NASAによる日射量データ

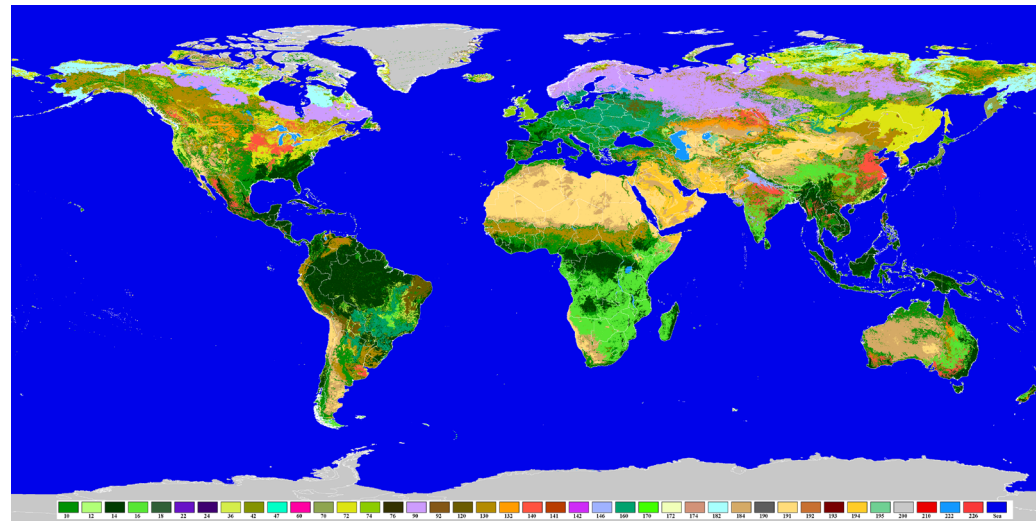
風速データ



Source: NOAAによる風速データ

×

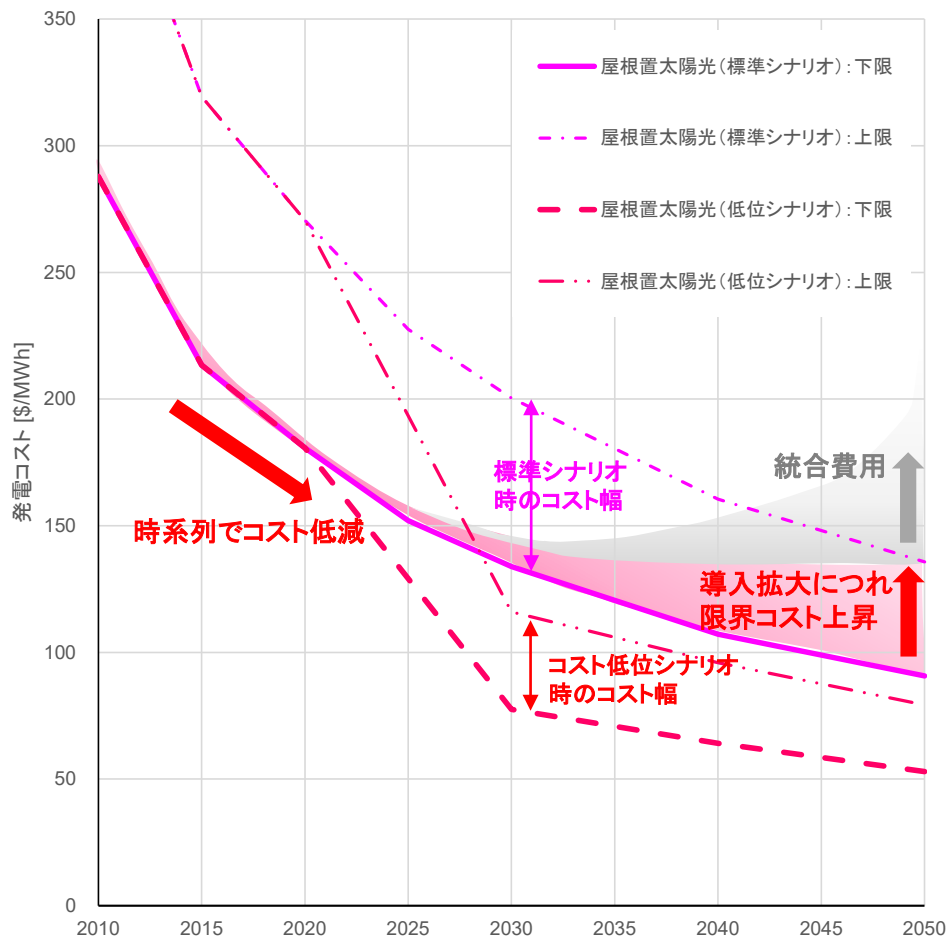
土地利用データ



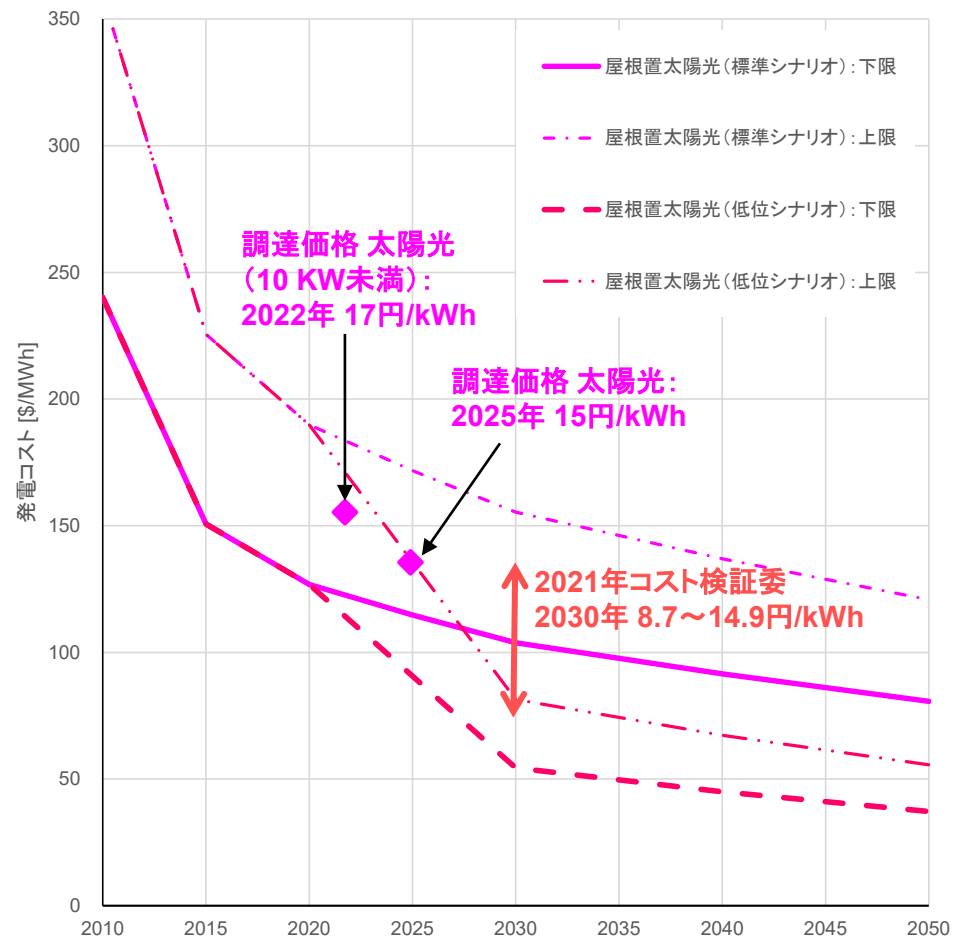
Source: 千葉大

日本の屋根置太陽光発電コストの想定：時系列

ストック



フロー

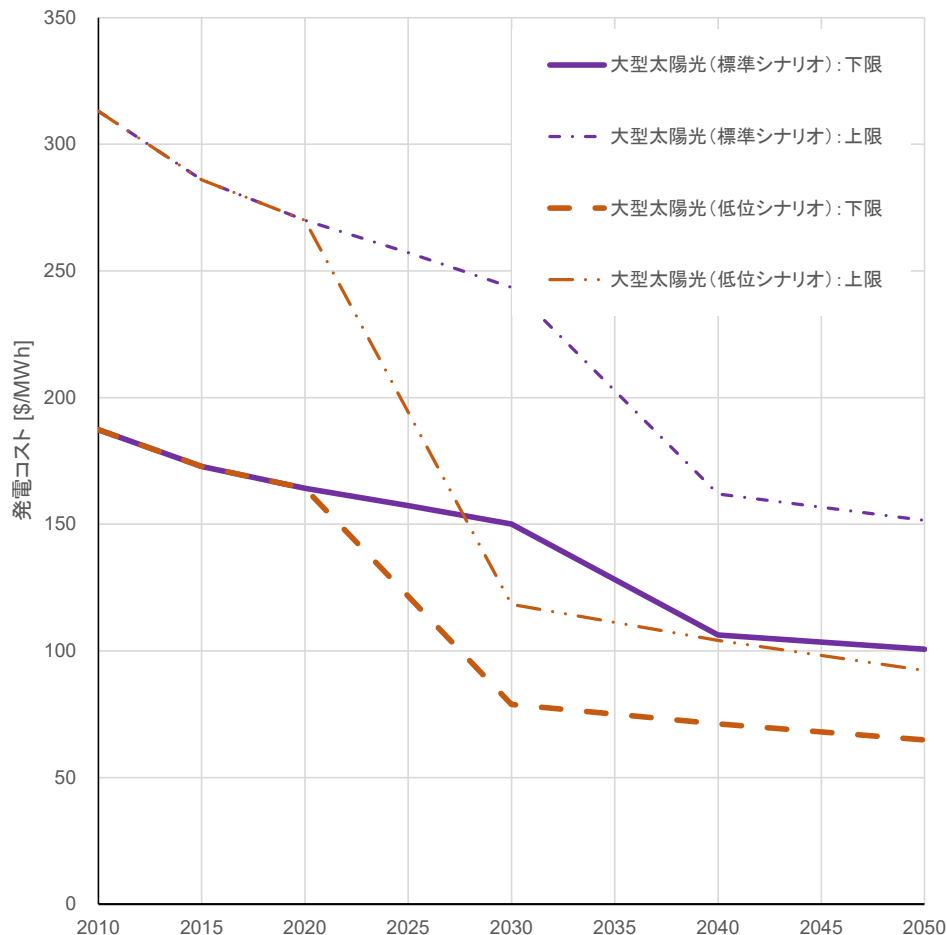


※ 左図にはコストとポテンシャルの関係、統合費用の関係のイメージも記載。大型太陽光、風力も同様

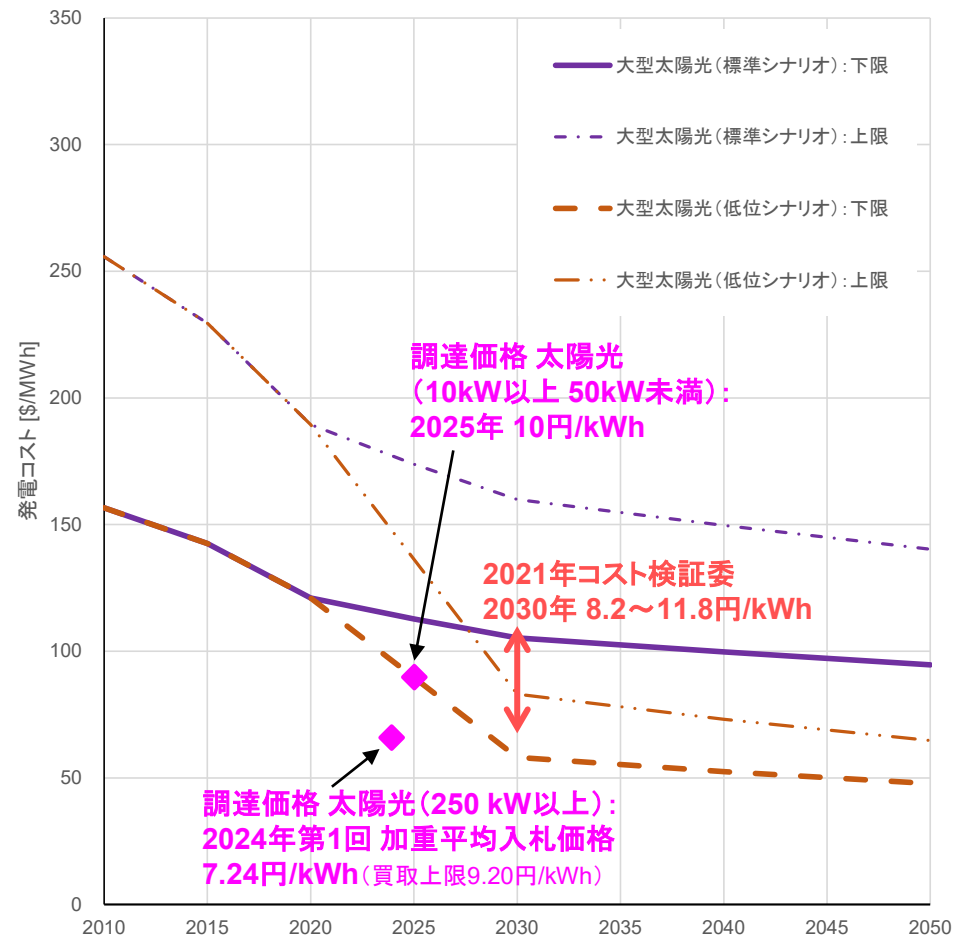
✓ 実績値との比較では、標準シナリオではほぼ整合的。コスト低位シナリオとのギャップは現状では大きい。

日本の大型太陽光発電コストの想定：時系列

ストック



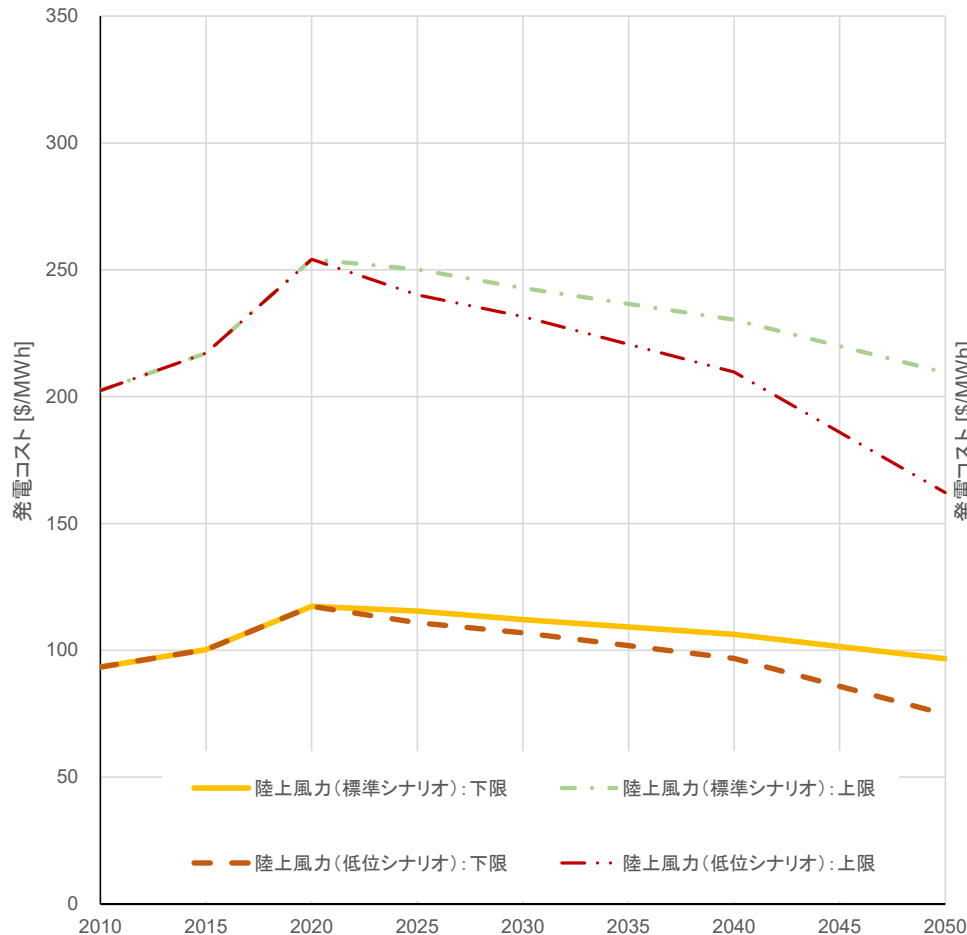
フロー



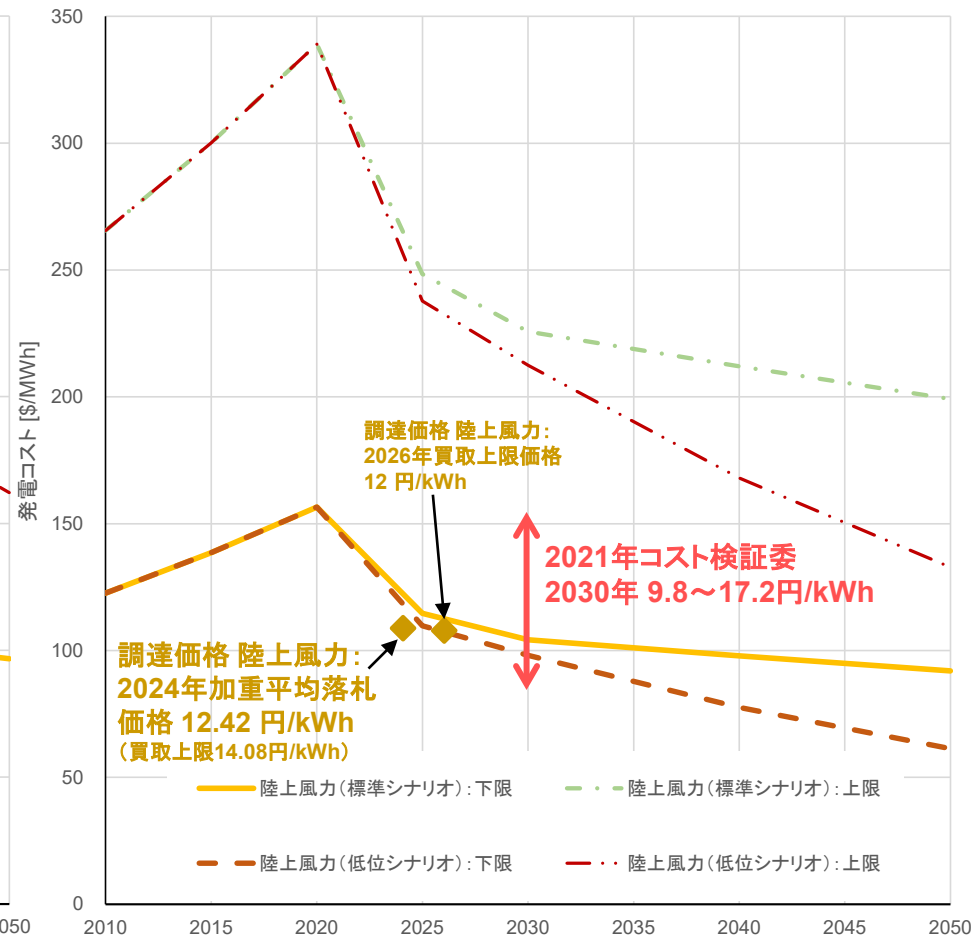
- ✓ 実績値との比較では、標準シナリオよりも若干低位に推移。コスト低位シナリオとはほぼ整合的。
- ✓ 他方、社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

日本の陸上風力発電コストの想定：時系列

ストック



フロー



- ✓ 実績値との比較では、想定シナリオとほぼ整合的
- ✓ 社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

洋上風力発電コスト：内外価格差

- 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖及び千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電の公募については、競争的な公募結果であったものの、国内の商用案件のコスト実績データは少なく、また、海域毎の自然条件等の差異もあることから、こうした競争的な公募結果も念頭に置きつつ、関連するデータを参照し、内外価格差を考慮してはどうか。
- 具体的には、これまでと同様に、発電設備や事業者の類似性が一定程度ある陸上風力発電にかかる価格差を参考にするということも考えられるが、一方で、欧州ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾や米国といった日本と比較的、類似の状況にある国においても、落札案件の運転開始に向けたプロセスの進捗が見られることから、こうした国の着床式洋上風力発電のコストデータを参考にすることも考えられる。
- 具体的には、民間の調査会社のデータに基づく、欧州諸国と、欧州諸国ほどに洋上風力発電に係るインフラ・サプライチェーンが構築されていない台湾・米国における、直近の着床式洋上風力発電の大規模・商用プロジェクトの資本費を比較すると、約1.36倍の差異が見られた。こうした点や、運転維持費や撤去費では、インフラ・サプライチェーンの差異に基づく内外価格差が資本費より小さいことが考えられることをふまえて、資本費・運転維持費・撤去費のいずれも、1.36倍の内外価格差を考慮することとしてはどうか。

対象	資本費 CAPEX
台湾・米国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	6.91 \$m/MW
欧州諸国における着床式洋上風力発電プロジェクトの資本費	5.07 \$m/MW
価格差（台湾・米国／欧州諸国）	1.36 倍

※2020年以降の1MW以上の案件のCAPEXデータを参照。

洋上風力の設備費の想定

【コスト想定の方法】

- 2018年平均の着床式の設備費は4,353USD/kW（出典：IEA Off Shore Wind Outlook）を基に想定⇒2020年47.9万円/kW（110円/USD）
- 浮体式は、JST LCSのレポート（2019）等を参考に、設備費は着床式の1.38倍になると想定

新設の設備費(フローベース)

2020年の①を47.9万円/kWとし、
②③では深さと距離をコスト反映

		2020	2025	2030	2040	2050
①離岸20km 深度20m	着床	47.9	44.2	40.7	32.7	26.4
② // 40km // 40m		56.5	52.1	48.0	38.6	31.1
③ // 60km // 60m		69.8	64.3	59.3	47.7	38.4
④ // 20km // 100m	浮体	77.8	71.7	66.1	53.2	42.8
⑤ // 40km // 200m		91.8	84.6	78.0	62.7	50.5
⑥ // 60km // 2000m		113.3	104.5	96.3	77.4	62.4

単位) 万円/kW

2020年の①②③×1.38
他の年は、パーセンテージに合わせて算出

洋上風力設備費の想定(ストック)

標準

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	45.9	44.1	40.0	31.9
離岸40km 深度40m		56.5	54.2	52.1	47.2	37.7
離岸60km 深度60m		69.8	66.9	64.3	58.3	46.5
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	68.8	66.1	59.9	47.9
離岸40km 深度200m		84.7	81.2	78.0	70.7	56.5
離岸60km 深度2000m		104.5	100.2	96.3	87.3	69.7

コスト低減加速

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	45.2	42.8	36.1	23.0
離岸40km 深度40m		56.5	53.3	50.5	42.6	27.1
離岸60km 深度60m		69.8	65.9	62.4	52.6	33.5
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	68.8	64.2	54.1	34.4
離岸40km 深度200m		84.7	81.2	75.7	63.9	40.6
離岸60km 深度2000m		104.5	100.2	93.5	78.9	50.1

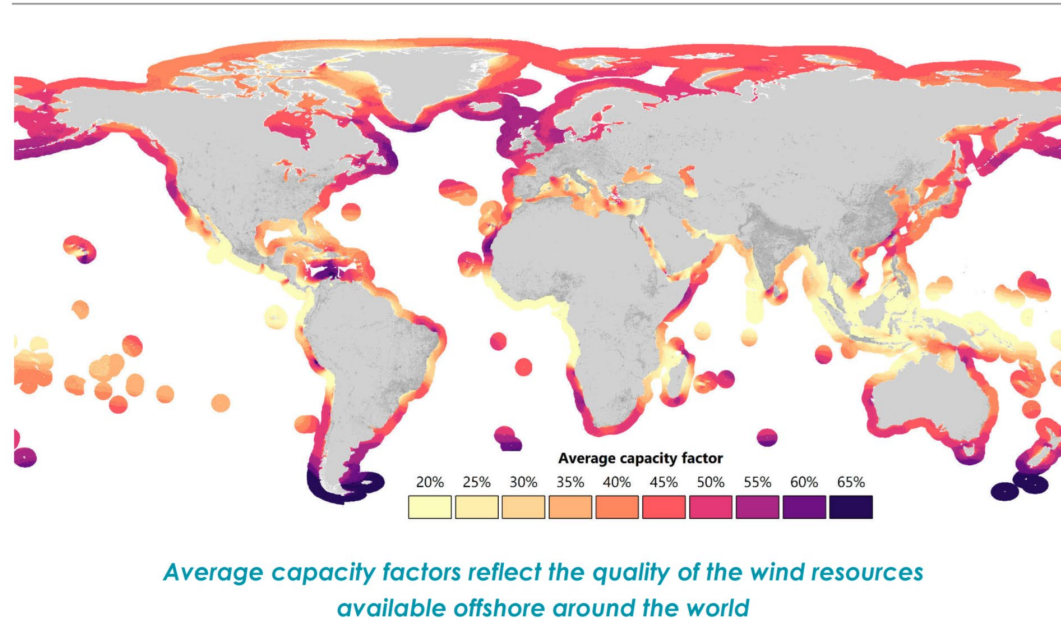
コスト低減加速・海外コストに収斂(2050年までに欧州との価格差1.36倍が無くなると想定)

		2020	2025	2030	2040	2050
離岸20km 深度20m	着床	47.9	42.7	37.6	27.2	16.9
離岸40km 深度40m		56.5	50.4	44.3	32.1	19.9
離岸60km 深度60m		69.8	62.3	54.7	39.7	24.6
離岸20km 深度100m	浮体	71.8	64.0	56.3	40.8	25.3
離岸40km 深度200m		84.7	75.5	66.4	48.1	29.8
離岸60km 深度2000m		104.5	93.3	82.0	59.4	36.9

単位: 万円/kW

洋上風力ポテンシャル(設備利用率)の推計例

Figure 25 ▶ Average simulated capacity factors for offshore wind worldwide



Notes: Inland dots depict population density of more than 500, 2 000 and 8 000 people per km² with darker shades of grey.

Source: IEA analysis developed in collaboration with Imperial College London based on Renewables.ninja.

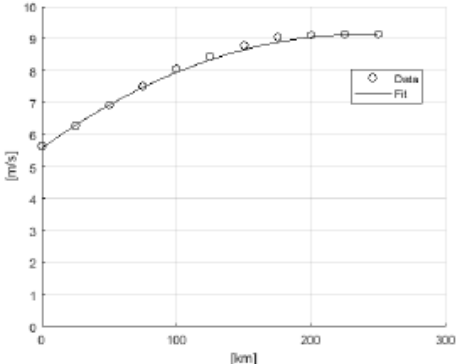
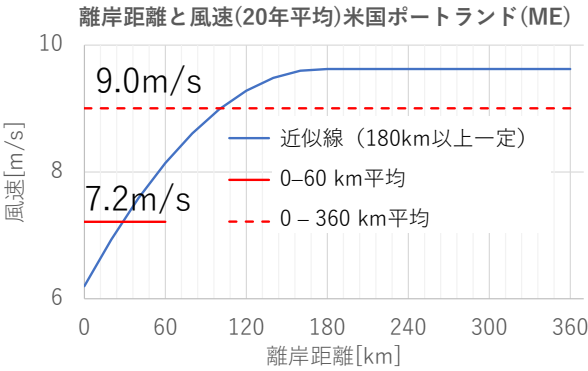
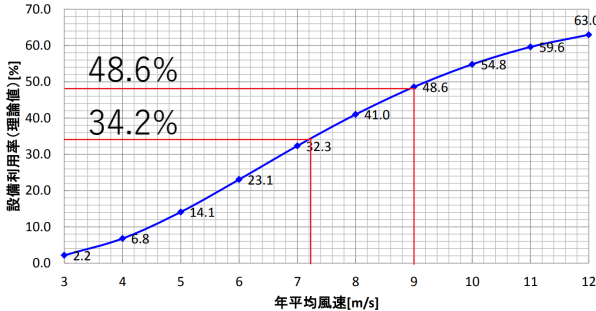
出典) IEA, Offshore Wind Outlook 2019

国・海域	設備利用率(%)
米国	40～55
北海、ノルウェー海等	45～65
日本	35～45
ニュージーランド	50～65
中国	35～45
インド	30～40

洋上風力ポテンシャルの想定：設備利用率の補正

IEAの洋上風力の設備利用率は、離岸距離360 kmまでで推計。RITEではより現実的に離岸距離60 kmまでのポテンシャルを推計。そのため、設備利用率を以下で補正

(出典: A.M.Annan et.al; Wind Trawler: operation of a wind energy system in the far offshore environment, Journal of Physics Conference Series. (<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1452/1/012031>))

Step1	Step2	Step3
- 離岸距離と風速の近似式の調査 - 風速$\approx(-1.11 \times 10^{-4})x^2+0.039x+6.2$  Figure 5.2. 100-m 20-year Average Wind Speed Data for Several Distances Offshore Directly East of Portland, ME. Data is Superimposed on a Quadratic Expression of Wind Speed U as a Function of Distance from Shore x. $U(x) \approx [-1.11e-4]x^2 + 0.039x + 6.2$; U [m/s], x [km]	Step1の近似式を用い、 0-60kmの平均風速 0-360kmの平均風速 を計算  離岸距離と風速(20年平均)米国ポートランド(ME)	- 平均風速から設備利用率→比率を計算 - EEZ全区域と60km以内平均の比は $0.7(=34.2\%/48.6\%)$ 
Step4		
引用文献における日本の利用率44%に0.7を乗じると30.8% → 日本近海の利用率と同等(2020年モデルプラント=30%)		

補正

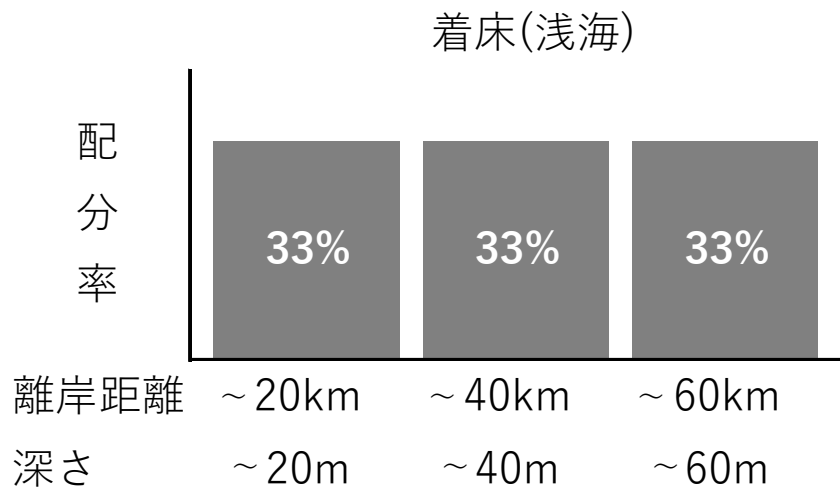
10%程度[※]の技術革新を織り込み、0.78を乗じることと算定

※：2030モデルプラント想定利用率=33.2% → $70 \times (33.2/30.0) = 0.78$

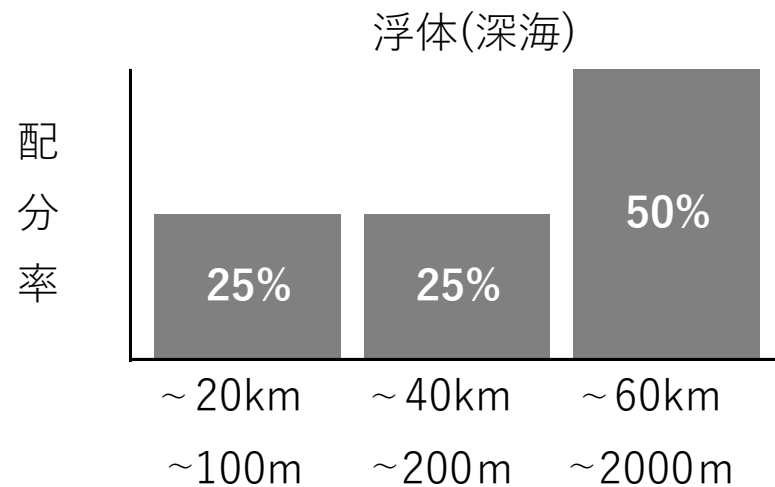
洋上風力のコスト・ポテンシャルの想定

【コストとポテンシャルの推計に関する想定】

- 着床式（深度60m未満）については、緩やかに深度が変化すると考え、離岸距離に応じて深度を想定
- 浮体式（深度60m以深）については、海底の深さの面積比で、200m以浅が7.6%、200～2000mが8.5%であることから、～100mを25%、～200mを25%、～2000mを50%と想定



(深度60m以下の浅海は
緩やかに傾斜と想定)



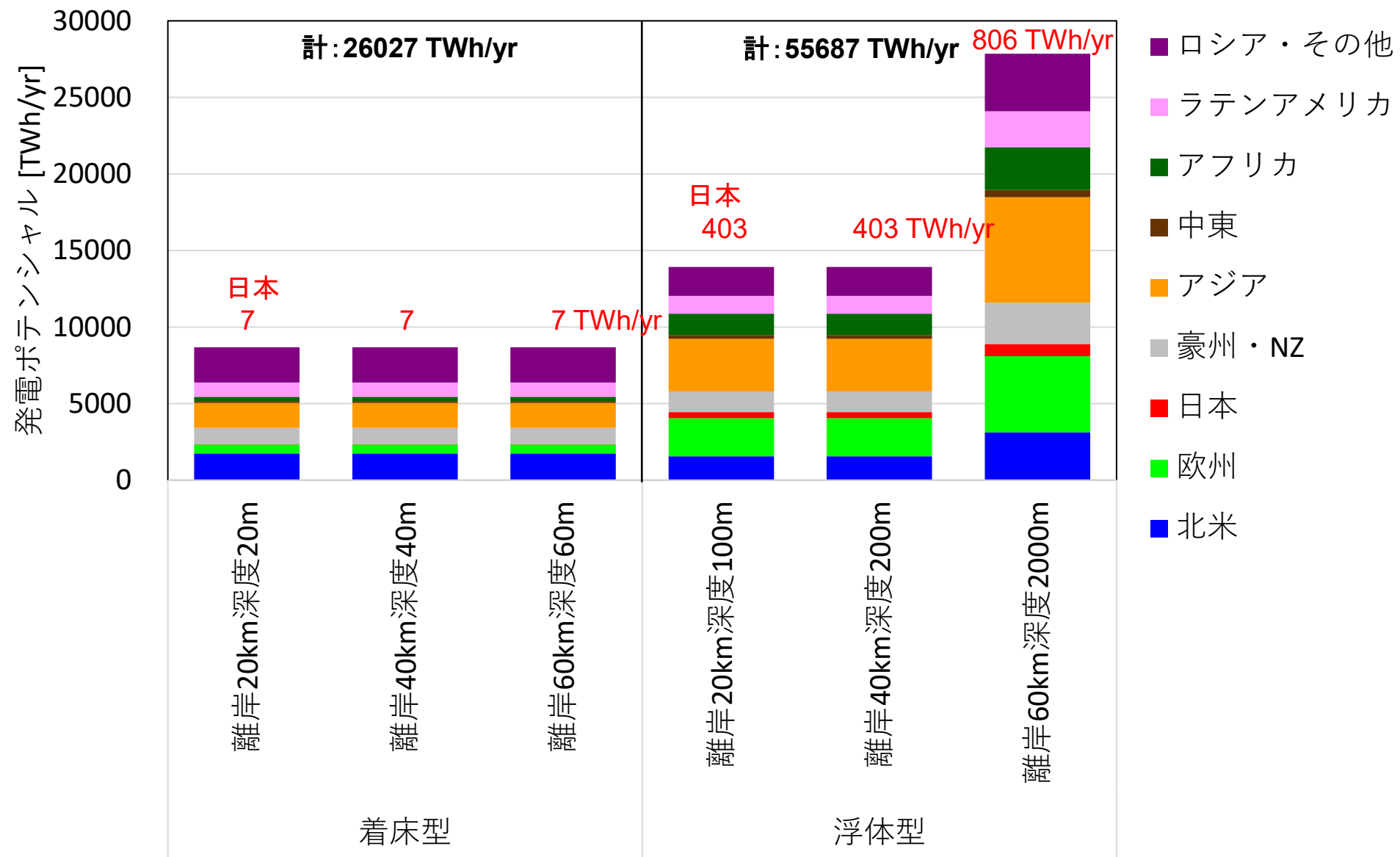
(～200mと～2000mの面積比はほぼ同
等であることから～2000mを50%)

注1) 排他的経済水域 (EEZ) は離岸距離24海里 (約44.4 km) 以上

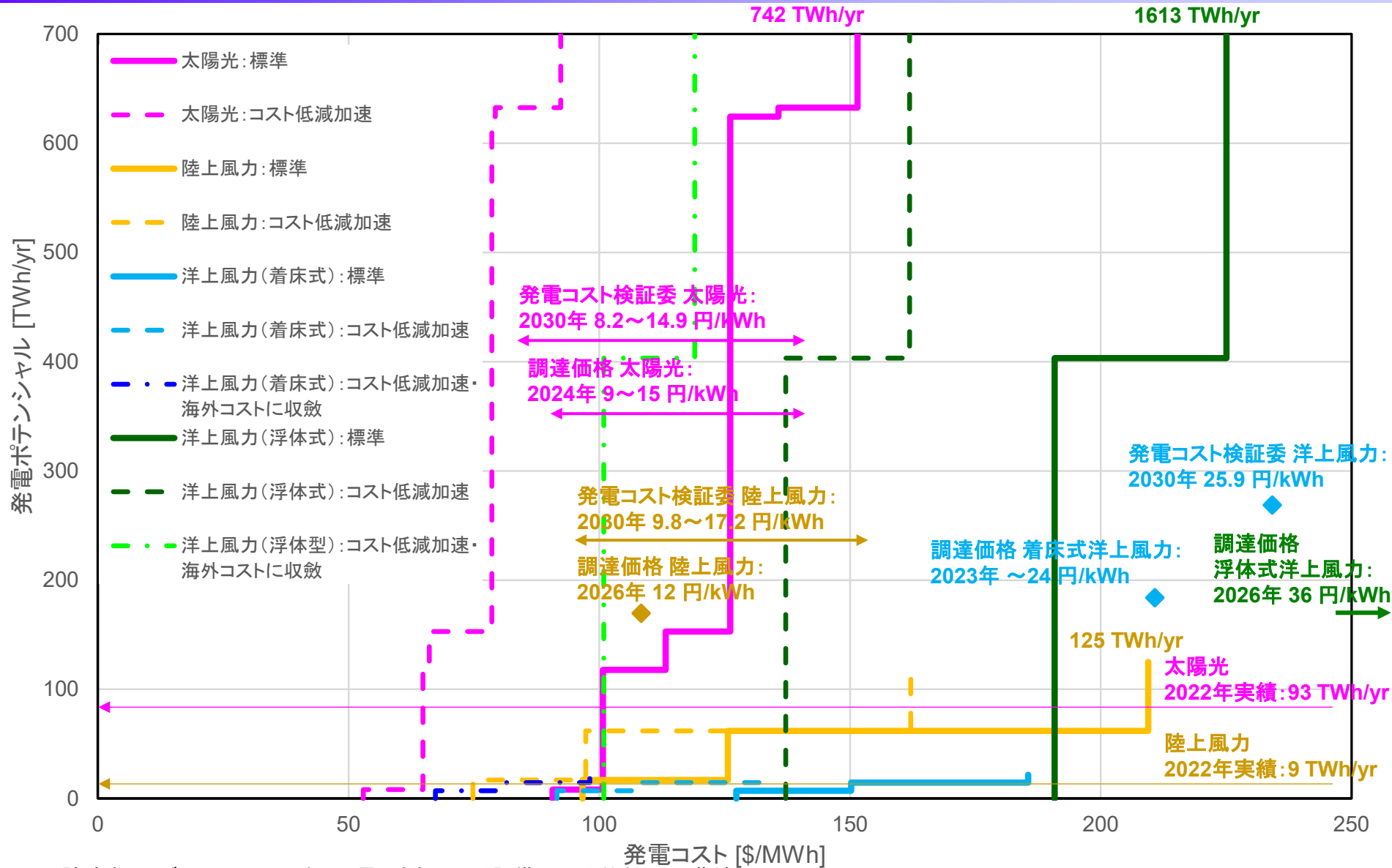
注2) 海底の深さの面積比は、200m以浅が全海洋の7.6%、200～2000mが8.5%、2000～6000mが82.7%、6000m以深が1.2%、平均は3795m。

出典:百科事典マイペディア <https://kotobank.jp/word/%E6%B5%B7%E5%BA%95%E5%9C%B0%E5%BD%A2-42703>

洋上風力ポテンシャル推計：国・地域別



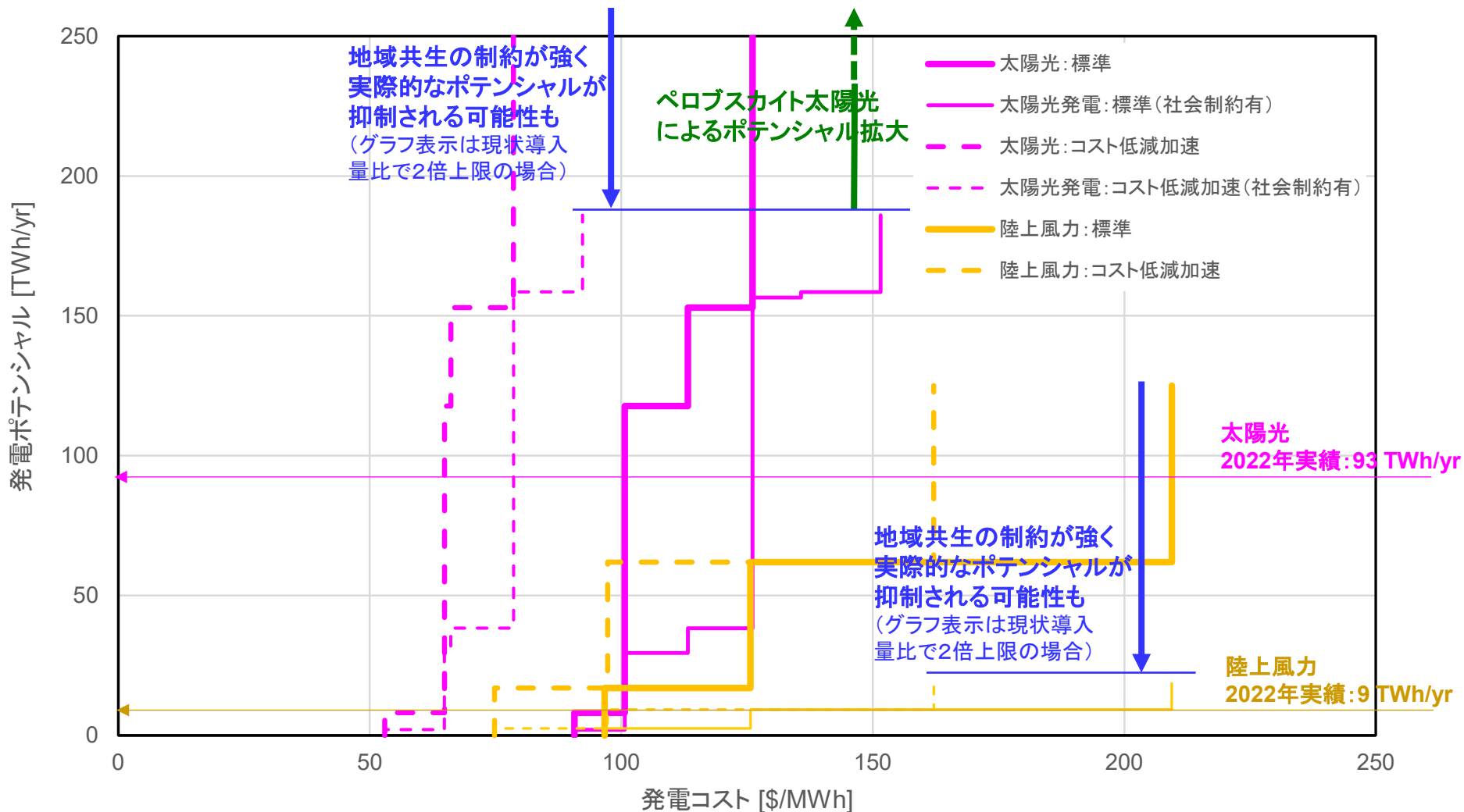
日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定（2050年）



※ 当該時点(当グラフでは2050年)で運用されている設備の平均的なコスト曲線(ストックベースのコスト)

注) 太陽光のポテンシャルには、原則的に、強度の足りない屋根設置のポテンシャルが含まれている。営農型太陽光のポテンシャルは原則含まれない。
ただし、GISの土地利用評価の精度によるため厳格な区分ではない。

日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定（2050年） ー太陽光、陸上風力の地域共生の制約が強い場合ー



※ 当該時点 (当グラフでは2050年) で運用されている設備の平均的なコスト曲線 (ストックベースのコスト)

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^{1),2)}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

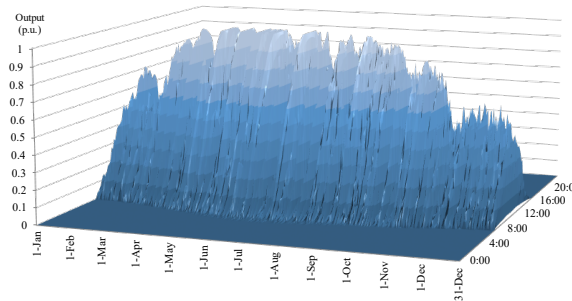
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

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

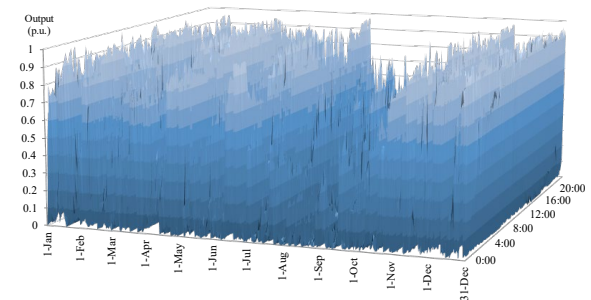


気象データ

(AMeDAS: 全国1300地点)



太陽光発電の出力例



風力発電の出力例

- 1) R. Komiyama and Y. Fujii, (2017). *Energy Policy*, 101, 594-611.
- 2) Y. Matsuo et al., (2020). *Applied Energy*, 267, 113956.

謝辞: 分析に協力頂いた、日本エネルギー経済研究所 松尾雄司氏に感謝申し上げます。

地域区分

日本全体を5地域(①北海道、②東北、③東京、④九州以外の西日本、⑤九州)に区分。

対象時点

2050年時点のコスト及び電力需給を想定して評価。

各電源の発電コスト

RITE DNE21+の想定に基づき設定。

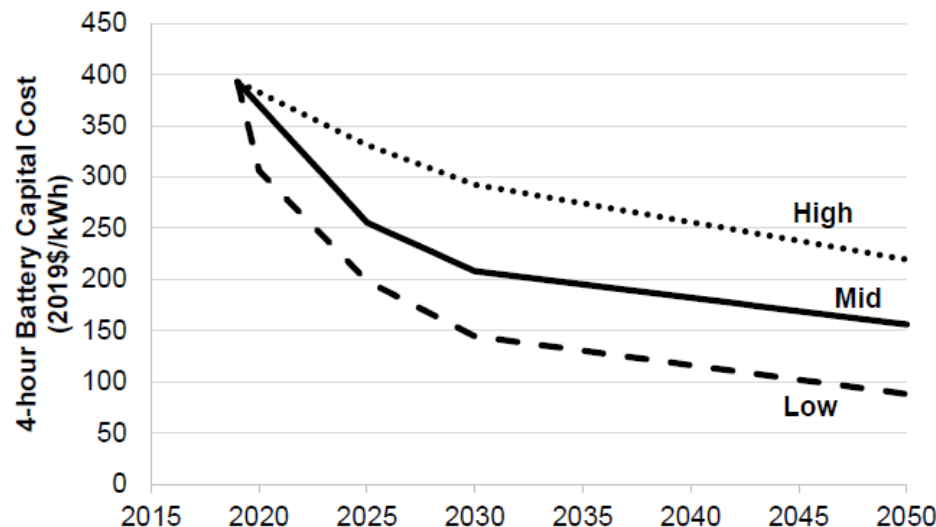
蓄電システム

リチウムイオン電池(米国立再生可能エネルギー研究所(NREL)の評価に基づき2050年に150ドル/kWhと設定)を中心に、既設揚水発電と水素貯蔵を併用すると想定。

送電線費用

電力広域的運営推進機関資料等をもとに、地域①②間及び③④間では20万円/kW、それ以外では3万円/kWと想定し、年経費率8%として評価。地内送電線や北海道・東京間の海底ケーブルは考慮していない。

リチウムイオン電池のコスト低減見通し(NREL)

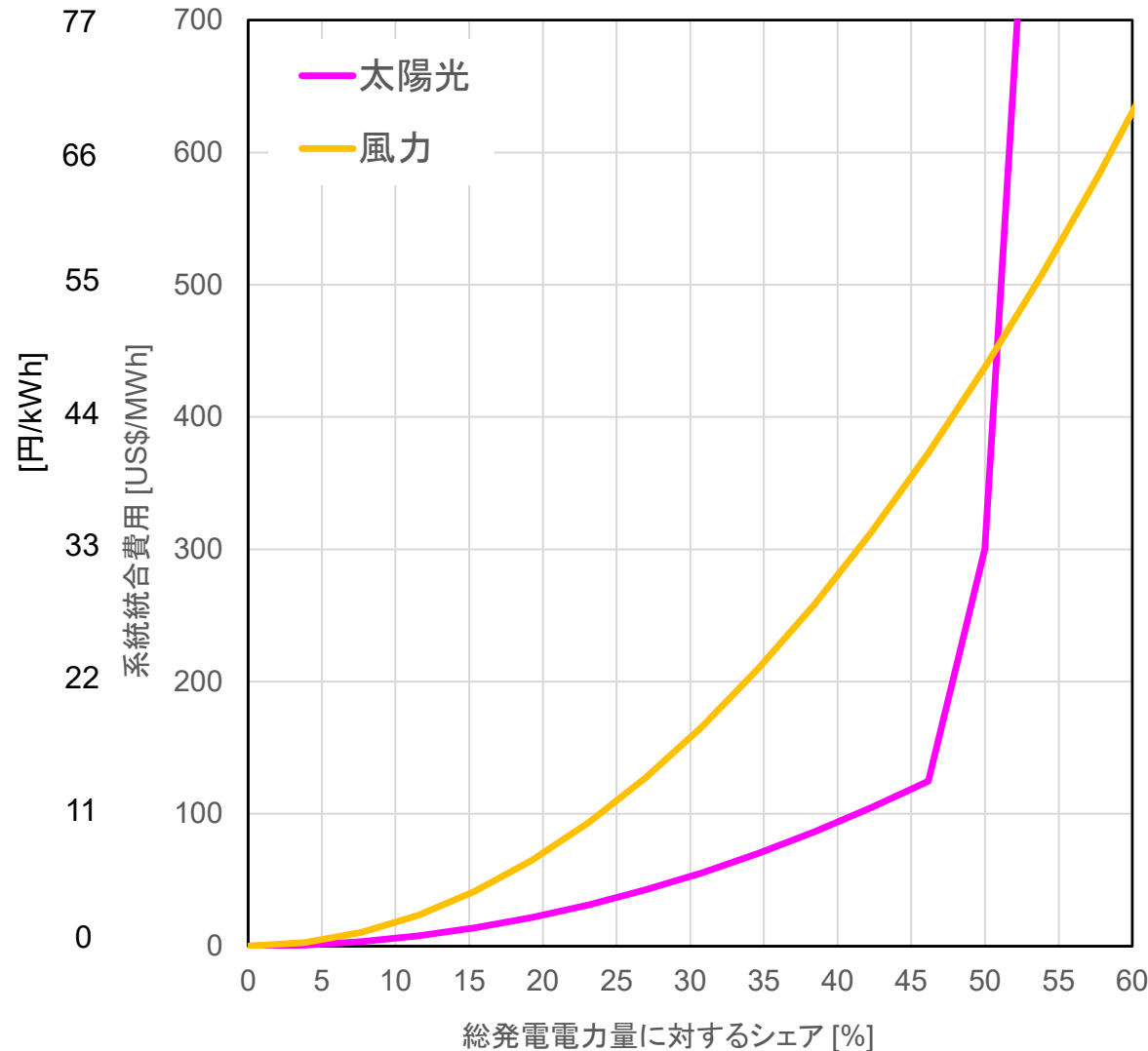


(出所) W. Cole and A. W. Frazier, "Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update," NREL/TP-6A20-75385.

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**、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）

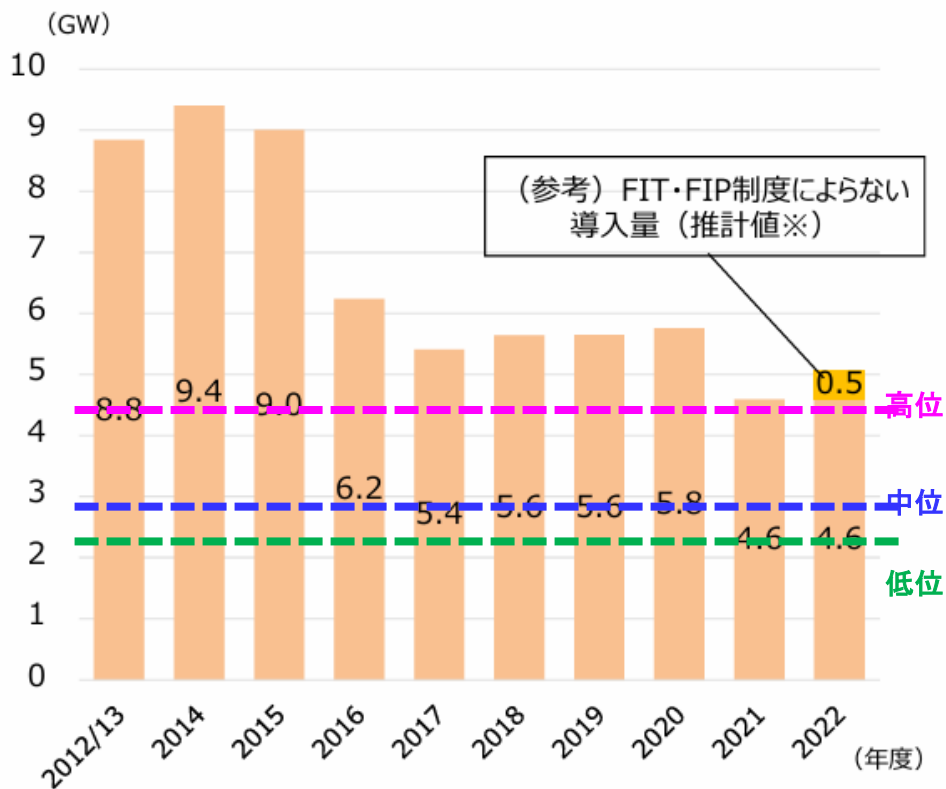
※ IEEJモデル分析結果は、風力、太陽光導入シェアの組み合わせによって統合費用には差異が生じる。DNE21+での想定では、IEEJモデル分析結果の風力、太陽光のシェアの組み合わせの統合費用から、風力、太陽光それぞれのシェアのみによる関数として近似的に想定した上で、シェア毎に差分値を算定して、各シェアにおける統合費用の限界値を推計して、DNE21+に組み入れた。

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。

太陽光発電：導入量と認定量とシナリオ想定

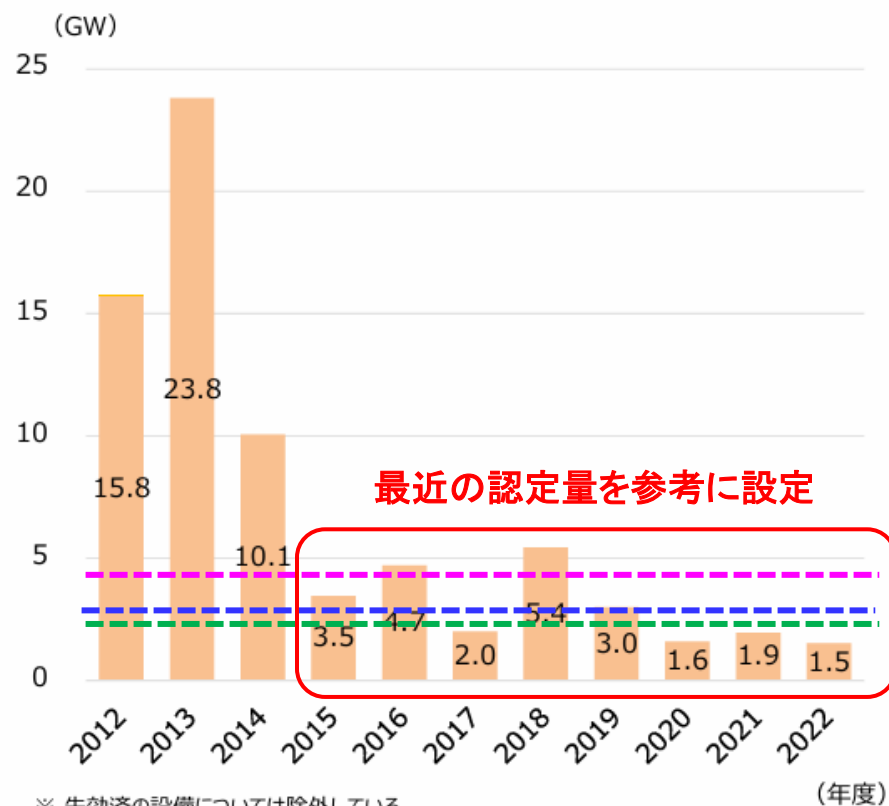
過去の導入量・FIT/FIP認定量と、今回の年間導入量上限シナリオ想定との関係

【太陽光発電の導入量推移】



※ FIT/FIP制度によらない太陽光発電の導入量の推計方法については、次ページ参照。
 ※ 2022年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
 ※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。

【(参考) 太陽光発電の認定量推移】



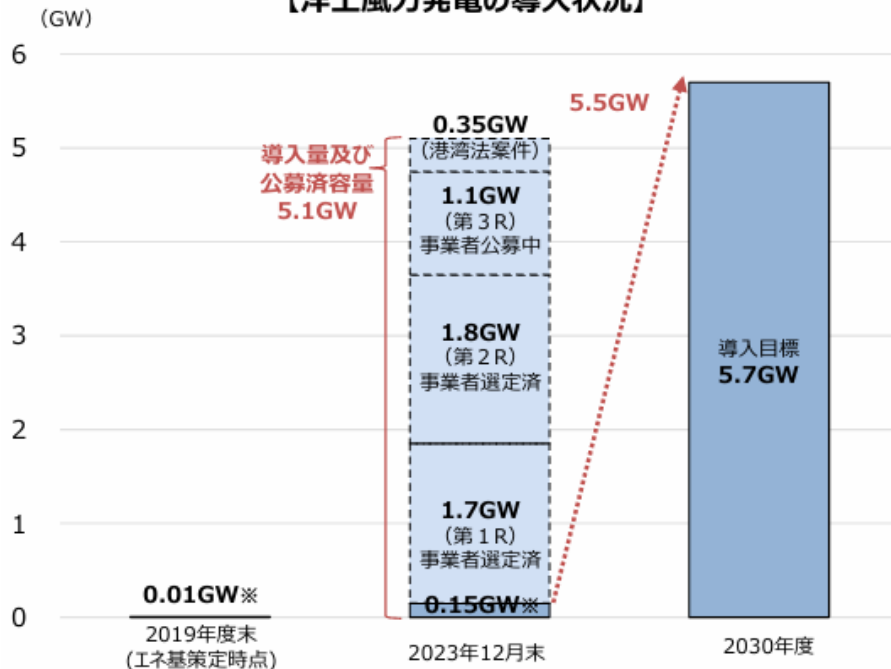
※ 失効済の設備については除外している。

出典) 資源エネルギー調査会 再エネ大量導入小委 (2024)

✓ 低位シナリオであっても、最近のFIT/FIP認定量を上回っているが、PPA分0.5 GW/yr程度を加味して、低位シナリオの水準は設定

風力発電：導入量と認定量とシナリオ想定

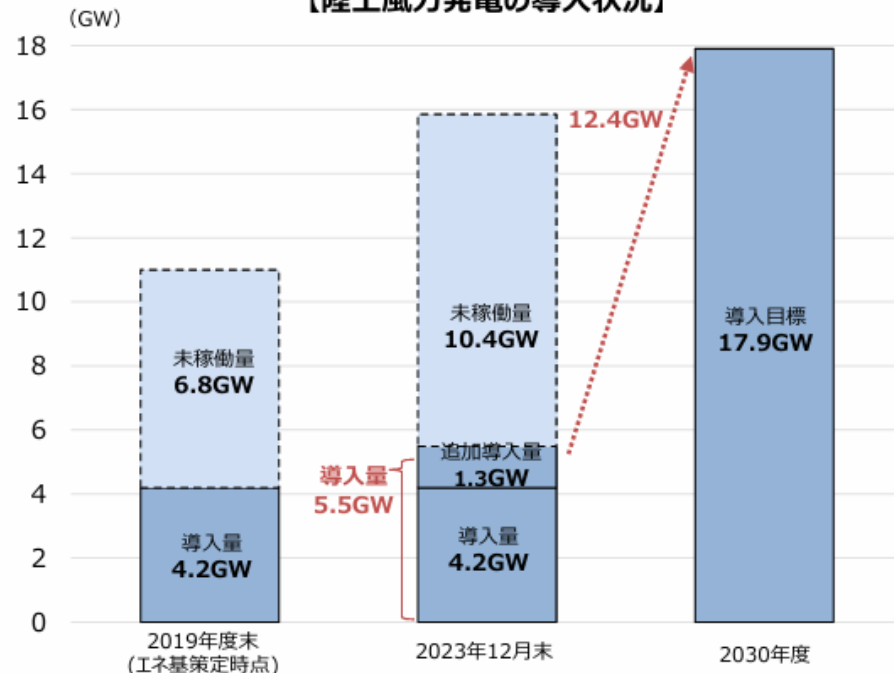
【洋上風力発電の導入状況】



注) 再エネ海域利用法、港湾法等に基づく設備容量等を記載。

※ 導入量については、港湾法等に基づき実施している発電事業で稼働済みの設備容量を記載。

【陸上風力発電の導入状況】



※ 導入量は、FIT前導入量 2.6GWを含む。

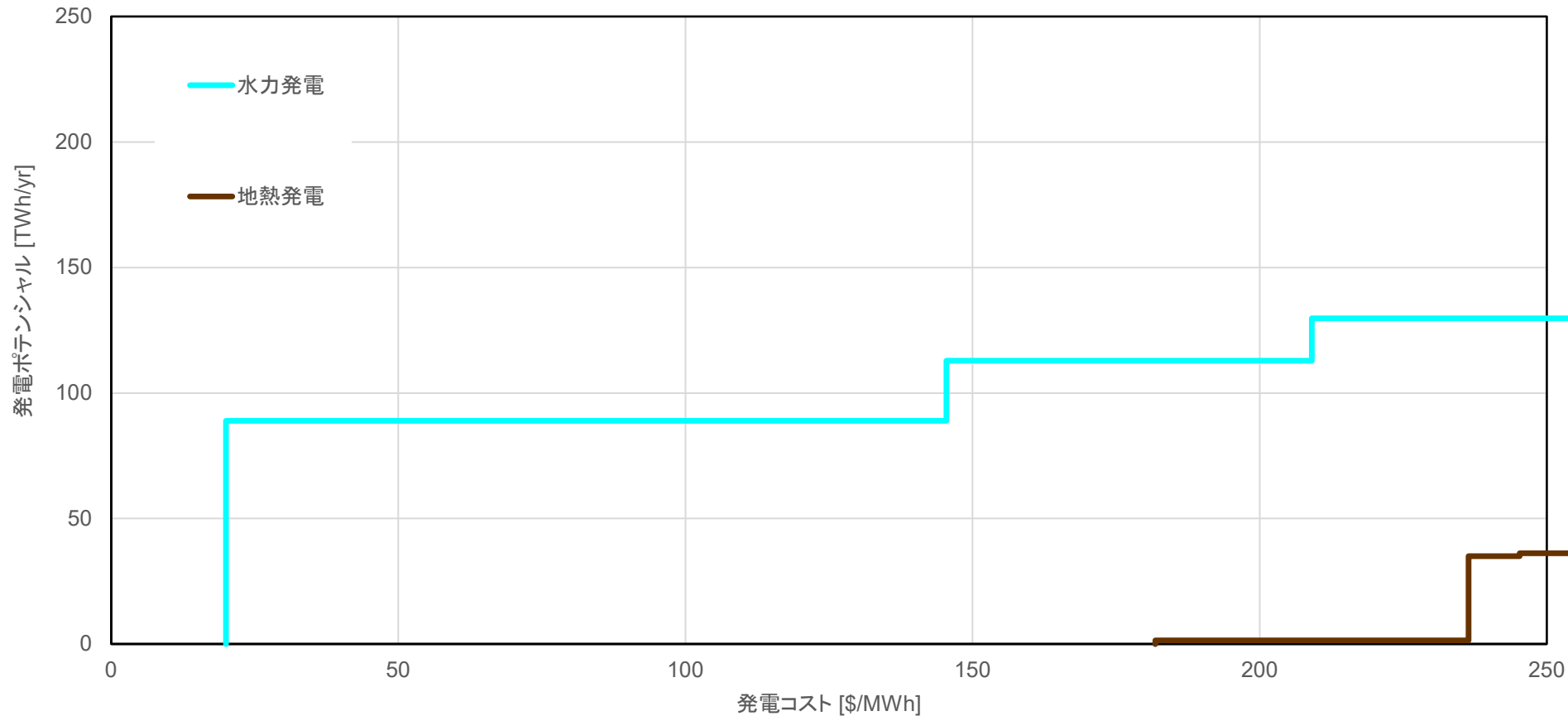
※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

出典) 資源エネルギー調査会 再エネ大量導入小委 (2024)

- ✓ 陸上風力(2019年度末から2023年12月末の実績値): 約0.35 GW/年に対し、本シナリオ想定(年間導入可能量上限)は、**低位: 0.30 GW/年程度、中位: 0.42 GW/年程度、高位: 0.57 GW/年程度**
- ✓ 洋上風力(2019年度末から2030年度目標値): 約0.50 GW/年に対し、本シナリオ想定(年間導入可能量上限)は、**低位: 0.54 GW/年程度、中位: 1.10 GW/年程度、高位: 1.63 GW/年程度**

日本の水力発電、地熱発電の コスト・ポテンシャルの想定



- ✓ 水力発電のコスト・ポテンシャルは、エネ庁の出力別包蔵水力（一般水力）と、調達価格等算定委員会の令和6年度以降の調達価格等に関する意見におけるFIP基準価格（新設）に基づき想定した。なお、大規模水力については、コストは20\$/MWhと想定した他、「未開発」とされているポテンシャルは対象外とした。
- ✓ 地熱発電のコスト・ポテンシャルは、環境省の再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書（2011）における1,420万kWと、調達価格等算定委員会の令和6年度以降の調達価格等に関する意見におけるFIP基準価格に基づき想定した（既開発分は全設備更新型、未開発分は新設の基準価格を用いた）。なお、発電出力規模別（1,000kW未満、1,000kW～30,000kW、30,000kW以上）のポテンシャルは、日本地熱協会のウェブページにおける既開発分の比率に基づき、未開発分も同じ比率になると想定して按分した。

火力発電

電力需要 のドラ バー シナリオ名	基礎的需要	省エネ／電化	データセンター・ ネットワーク・半 導体製造の電力 需要展望	鉄鋼の電力需 要：水素DRI 電炉の展望	産業CO ₂ 回収 ／産業自家 発：電炉(水素 DRI)展望	自動車の 電化	鉄鋼・化学等の 生産量の展望： 炭素価格による 生産量低下
	所得効果、人 口・なりゆきと しての産業構 造変化等	GHG排出削減 (外生)によって誘発 される炭素価格(内 生)	技術進展・国内 IT産業育成政 策等(外生)、炭 素価格(内生)	水素DRI建設普及のタイミン グ・リードタイム(外生)、炭 素価格(内生)		バッテリーの技 術進展(外 生)、炭素価 格(内生)	(国間での相対 的な)炭素価格 (内生)
A1-Mm(f)						m. 中位	(f) 低位 (DEARSフィード バック計算有)
A1-Mm	【A】GDP中位 (ベースライン ケース)	【1. 中庸排出削減シナ リオ】世界全体で2℃ 目標、日本はNDC +2050年▲90% (CNまでの10%分は海外 クレジットの活用等もあり 得る)	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約：弱)	今回事務局の比較に提供のシナリオ		
A1-Mh							h. 高位
A1-Hm			H. 高位	H. 高位 (普及速度制約：無)			
A1-Lm			L. 低位	L. 低位 (普及速度制約：強)			高位 (DEARSフィード バック計算無)
B2-Mm	【B】GDP高位 (成長実現ケ ース)	【2. 公式排出削減シナ リオ】世界全体で 1.5℃目標、日本は NDC+2050年CN	M. 中位	H. 高位 (普及速度制約：無)			m. 中位
A3-Mm	【A】GDP中位 (ベースライン ケース)	【3. 世界調和シナリオ】 2℃目標、世界のエコス ト最小化(=世界CO ₂ 限界削減費用均等)	M. 中位	M. 中位 (普及速度制約：弱)			

※ 比較参照として、これらシナリオ以外に、特段のCO₂排出削減を想定しない、【0.排出なりゆきシナリオ】(ベースラインシナリオ)も想定。
「A0-Mm」(GDP中位)、「B0-Mm」(GDP高位)と表記

火力シナリオ設定の考え方

- ◆ RITE DNE21+による推計は、エネルギー、電力需給一体で、需給が合致するように導出される。
- ◆ 電力では、原子力、再エネ量と同時に、火力量（CCS、水素系エネルギーを含む）は決定される。
- ◆ よって基本的に、第8回検討会で再エネ分析として提示した結果と同様である。
- ◆ 第7回検討会（電力需要）、第8回検討会（原子力、再エネ）で提示したシナリオは、2050年▲90%の排出削減シナリオのみを分析
- ◆ 一方、2023年度のシナリオ分析では、RITEからは、2050年▲90%以外にも、CN（▲100%）など、異なる排出削減水準も提示
- ◆ CCSや水素系エネルギーを含む、火力発電構成は排出削減の水準によって、変わるので、追加的に、排出削減水準の違いについても分析を行った。

試算シナリオ【第8回検討会(再エネ)資料(再掲)】

- ◆ GHG排出削減目標は、世界全体で1.5℃目標、日本とG7各国は、それぞれNDC+2050年▲90%と想定(第8回検討会におけるシナリオ想定と同様)。
- ◆ 火力発電における各種排出削減対策の導入順序を確認するために、再エネ中位をベースに、日本とG7各国の排出削減目標をNDC+2050年▲80%、NDC+2050年CNとしたシナリオも分析

シナリオ名	電力需要	原子力	CCS／CDR	再エネ	
	中位:RITE中位、 低位、高位:OCCTO 事務局提示のシナリオ の上下限幅で設定	中位シナリオ 20%の設備容量固定 (シェアはシナリオにより 変化)	CCS長期ロード マップの幅(上限) 【2050年】 低位:1.2億トン/年 高位:2.4億トン/年	コスト・ポテンシャル	年間拡大制約 (想定ポテンシャル に対する比率)
再エネ 低位	低位 2040年:9000億kWh 2050年:9500億kWh	2040年:20% 2050年:23%	H. 高位 (国内貯留上限: 1.0億トン/年)	VREのコスト見通し:標準、 太陽光、陸上風力ポテン シャル上限:現状導入量比4 倍	太陽光:0.75%/yr 陸上風力:1.25%/yr 洋上風力:0.1%/yr 一般水力:0.25%/yr
再エネ 中位	中位 2040年:9800億kWh 2050年:11000億kWh	2040年:20% 2050年:20%			太陽光:1.0%/yr 陸上風力:1.5%/yr 洋上風力:0.2%/yr 一般水力:0.5%/yr
再エネ 高位	高位 2040年:11000億kWh 2050年:12500億kWh	2040年:20% 2050年:18%		VREのコスト見通し:コスト 低減加速、 太陽光、陸上風力ポテン シャル上限:現状導入量比4 倍	太陽光:1.5%/yr 陸上風力:2.0%/yr 洋上風力:0.3%/yr 一般水力:0.75%/yr

注) 洋上風力発電については、現時点で形成されている5.5GWの案件(公募中も含む)を2030年の下限値として、別途想定

試算シナリオ：排出削減強度

シナリオ名	排出削減水準	電力需要	原子力	CCS／CDR	再エネ	
		中位：RITE中位、 低位、高位： OCCTO事務局 提示のシナリオ の上下限幅で設 定	中位シナリオ 20%の設備 容量固定 (シェアはシ ナリオにより 変化)	CCS長期ロード マップの幅(上限) 【2050年】 低位：1.2億トン/年 高位：2.4億トン/年	コスト・ポテ ンシャル	年間拡大制約 (想定ポテンシャ ルに対する比率)
排出削減 低位	2040年▲63% 2050年▲80%	中位 2040年：9800億 kWh 2050年：11000 億kWh	2040年：20% 2050年：20%	H. 高位 (国内貯留上限： 1.0億トン/年)	VREのコスト 見通し：標準、 太陽光、陸上 風力ポテン シャル上限： 現状導入量 比4倍	太陽光：1.0%/yr 陸上風力：1.5%/yr 洋上風力：0.2%/yr 一般水力：0.5%/yr
排出削減 中位 (=再エ ネ中位と 同じ)	2040年▲68% 2050年▲90%					
排出削減 高位	2040年▲73% 2050年▲100%					

発電設備費の想定

			2000年価格設備費 [US\$/kW]	2018年価格設備費 [US\$/kW]
石炭発電	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)		1000	1458
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)		1500	2187
	高効率(現在先進国で利用～将来、複合発電化(IGCC、IGFC))		1700	2479
石炭・バイオマス混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	バイオマス混焼率:～5%	+85	+124
		バイオマス混焼率:～30%	+680	+992
石炭・アンモニア混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	アンモニア混焼率:～20%	+264－+132	+385－+193
		アンモニア混焼率:～60%	+271－+135	+395－+197
石油発電	低効率(ディーゼル発電等)		250	365
	中効率(亜臨界)		650	948
	高効率(超臨界)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス発電	低効率(蒸気タービン)		300	437
	中効率(複合発電)		650	948
	高効率(高温型複合発電)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス・水素混焼	(中、高効率天然ガス発電への追加費用)	水素混焼率:～20%	+55	+80
バイオマス発電 (専焼)	低効率(蒸気タービン)		2720–2400	3967–3500
	高効率(複合発電)		3740–3030	5454–4419
原子力発電			2743	4000
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC			2800–2050	4083–2989
天然ガス酸素燃焼発電			1900–1400	2771–2042
水素発電(FC/GT)			1160	1692
アンモニア発電(専焼)			3040–1444	4433–2106
電力貯蔵(揚水発電等)			1000	1458

注1) DNE21+モデルでは基準年としている2000年価格で想定。表示の2018年価格は米国のGDPデフレーターを用いて換算して表記したもの。

注2) 設備費は表中に示す範囲において時点の経過と共に低減するように想定している。

注3) 本数値は米国の想定値であり、国・地域によってロケーションファクターを乗じており若干の差異がある(日本は最大+3%)。再エネは別途想定

各種火力発電の発電効率の技術進展の想定

発電効率(%LHV)

		2010	2020	2030	2050
石炭 火力	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)	37.8	39.6	41.4	45.0
	高効率(現在先進国で利用～将来複合発電化(IGCC、IGFC))	44.0	46.0	48.0	58.0
	CO ₂ 回収付IGCC/IGFC	34.0	35.5	38.5	50.3
石油 火力	低効率(ディーゼル発電等)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(亜臨界)	38.6	40.2	41.8	45.0
	高効率(超臨界)	52.0	54.0	56.0	60.0
	CHP*1	39.0	41.0	43.0	47.0
ガス 火力	低効率(蒸気タービン)	27.2	28.4	29.6	32.0
	中効率(複合発電)	39.8	41.6	43.4	47.0
	高効率(高温型複合発電)	54.0	56.0	58.0	62.0
	CHP*1	40.0	42.0	44.0	48.0
	天然ガス酸素燃焼発電	40.7	41.7	43.7	48.7
バイオ マス	低効率(蒸気タービン)	22.0	22.5	23.5	25.5
	高効率(複合発電)	38.0	40.0	42.0	46.0
水素発電(GT/FC)		54.0	56.0	58.0	62.0

*1 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5～20%の範囲で想定

CO₂回収技術の想定

	2000年価格設備費 (\$/kW)	発電効率(LHV%)	CO ₂ 回収率(%)
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC* ¹	2800 – 2050	34.0 – 58.2	90 – 99
天然ガス酸素燃焼発電* ¹	1900 – 1400	40.7 – 53.3	90 - 99
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
石炭発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	851 – 749	0.308 – 0.154	90
天然ガス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1309 – 1164	0.396 – 0.333	90
バイオマス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収* ¹	1964 – 1728	0.809 – 0.415	90
ガス化CO ₂ 回収* ¹	62	0.218	90 – 95
製鉄所高炉ガスからの CO ₂ 回収* ¹	386 – 319	0.171 – 0.150	90
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要燃料(GJ/tCO ₂) 回収電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
クリンカ製造からの CO ₂ 回収* ²	2485 – 2246	4.87 – 3.66 0.199 – 0.150	90

*1 想定値は表中の範囲で2015～2100年に渡って改善すると想定している。

*2 想定値はキルン本体、CO₂回収・圧縮設備で利用する燃料種によって表中に示す幅があると想定している。

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2018年は1.46。

- 発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

水素、アンモニア製造関連技術の想定（1/2）

製造技術エネルギー転換効率

		2020	2030	2040	2050	2100
水素	石炭ガス化	60%				
	ガス改質	70%				
	バイオマスガス化	60%				
	水電気分解	64%	69%	71%	74%	85%
アンモニア	石炭－低効率	31%				
	石炭－中効率	41%				
	石炭－高効率	46%	46%	47%	48%	48%
	ガス－低効率	42%				
	ガス－中効率	57%				
	ガス－高効率	66%	66%	67%	69%	69%
	水電気分解	49%	53%	54%	56%	56%

注1) 化石燃料由来の製造プロセスでは、CO₂回収に伴うエネルギー損失は含まれていない。別途、計上。

注2) アンモニア製造には、窒素合成に伴うエネルギー消費も含まれる。

水素、アンモニア製造関連技術の想定（2/2）

製造技術設備費 [million US\$/ (ktoe/day)]

		2020	2030	2040	2050	2100
水素	石炭ガス化	611	504	456	413	413
	ガス改質	459	372	361	350	350
	バイオマスガス化	611	504	456	413	413
	水電気分解	479	345	267	207	207
アンモニア	石炭－低効率	657				
	石炭－中効率	756				
	石炭－高効率	1133				
	ガス－低効率	410				
	ガス－中効率	472				
	ガス－高効率	707				
	水電気分解	604	461	380	300	300

注1)化石燃料由来の製造プロセスでは、CO₂回収設備費は含まれていない。別途、計上。

注2)アンモニア製造には、窒素合成の設備費も含まれる。

水素、アンモニア等の輸送関連技術の想定

液化技術

	設備費 (million US\$/(ktoe/day))	消費電力 (MWh/toe)
天然ガス/合成メタン	85	0.36
水素	588	1.98

国・地域間輸送費用

		設備費	可変費*1
		電力:\$/kW その他エネルギー:US\$/(toe/yr) CO ₂ :US\$/(tCO ₂ /yr)	エネルギー:US\$/toe CO ₂ :US\$/tCO ₂
電力*2		283.3+1066.7L	-
水素	パイプライン*3	210.0L	5.0L
	タンカー	69.5L	7.26+0.60L
アンモニア	パイプライン*3	52.1L	1.4L
	タンカー	4.1L	8.58+0.28L
CO ₂	パイプライン*3	99.4L	2.35L
	タンカー	47.5L	1.77L
天然ガス (合成メタンも同様)	パイプライン*2	128.3L	3.5L
	タンカー	35.1L	8.09+0.39L

L: 地域間の距離(1000km)

*1 船舶については、距離非依存項は燃料費を想定している。パイプラインについては、距離依存項は燃料費、圧縮動力費をそれぞれ想定している。

*2 海底送電線の場合、固定費は上記の10倍と想定している。

*3 海底パイプラインの場合、固定費は上記の3倍と想定している。

✓ 水素の国内輸送に係るコストも、内陸部に立地していることが多いと見込まれるその他産業部門では369\$/toeとする等、別途想定している。

3. DNE21+を用いたシナリオ分析結果

※ 分析結果はモデル前提条件の想定により変化し得る。



CO₂限界削減費用

		2040年	2050年
第8回検討会提示分析 (2050年▲90%) [経済フィードバック計算後]	再エネ低位	366	760
	再エネ中位(=排出削減中位)	390	735
	再エネ高位	422	576
第9回OCCTO分析: 排出削減水準分析 [経済フィードバック計算後]	排出削減中位(▲80%)	366	452
	排出削減高位(▲100%)	389	870
【参考】 第7次エネルギー基本 計画へのRITE提示シ ナリオ [経済フィードバック計算前]	成長実現、再エネ、水素系燃料、 CCSシナリオ (2050年: ▲100%)	301~467	578~892
	排出上振れリスクシナリオ (2050年: ▲79%)	257	500

単位: USD/tCO₂

- ✓ 第8回検討会時に提示した分析は、エネ基分析に提示の「成長実現シナリオ」等(排出削減目標: 2050年▲100%)と比べ、排出削減目標が2050年▲90%と少し緩やかな一方、再エネの年拡大ペースの制約を追加したことにより、CO₂限界削減費用は同等水準から若干高めとなった。
- ✓ 再エネ中位について、排出削減目標を2050年▲80%に緩めるとCO₂限界削減費用は500\$/tCO₂を下回る一方、CNの場合には870\$/tCO₂と2050年▲90%時の再エネ低位を上回る水準となった。

日本のエネルギーシステムコスト増分、電力費用

	第8回検討会提示分析 (2050年▲90%) [経済フィードバック計算後]						第9回OCCTO分析: 排出削減水準分析 [経済フィードバック計算後]				【参考】第7次エネ基 RITE提示シナリオ [経済フィードバック計算前]			
	再エネ低位		再エネ中位		再エネ高位		排出削減中位 (▲80%)		排出削減高位 (▲100%)		成長実現 シナリオ		排出上振れ シナリオ	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
エネルギー システム コスト増分 [billion US\$/yr]*1	[+45]	[+114]	[+57]	[+125]	[+86]	[+116]	[+39]	[+78]	[+83]	[+218]	[+48]	[+129]	[+97]	[+166]
電力限界費用 [US\$/MWh]*2	234	294	239	254	244	247	232	232	233	258	212	197	213	244
電力平均費用 [US\$/MWh]*3	134	148	134	140	132	133	131	142	151	176	139	134	130	147

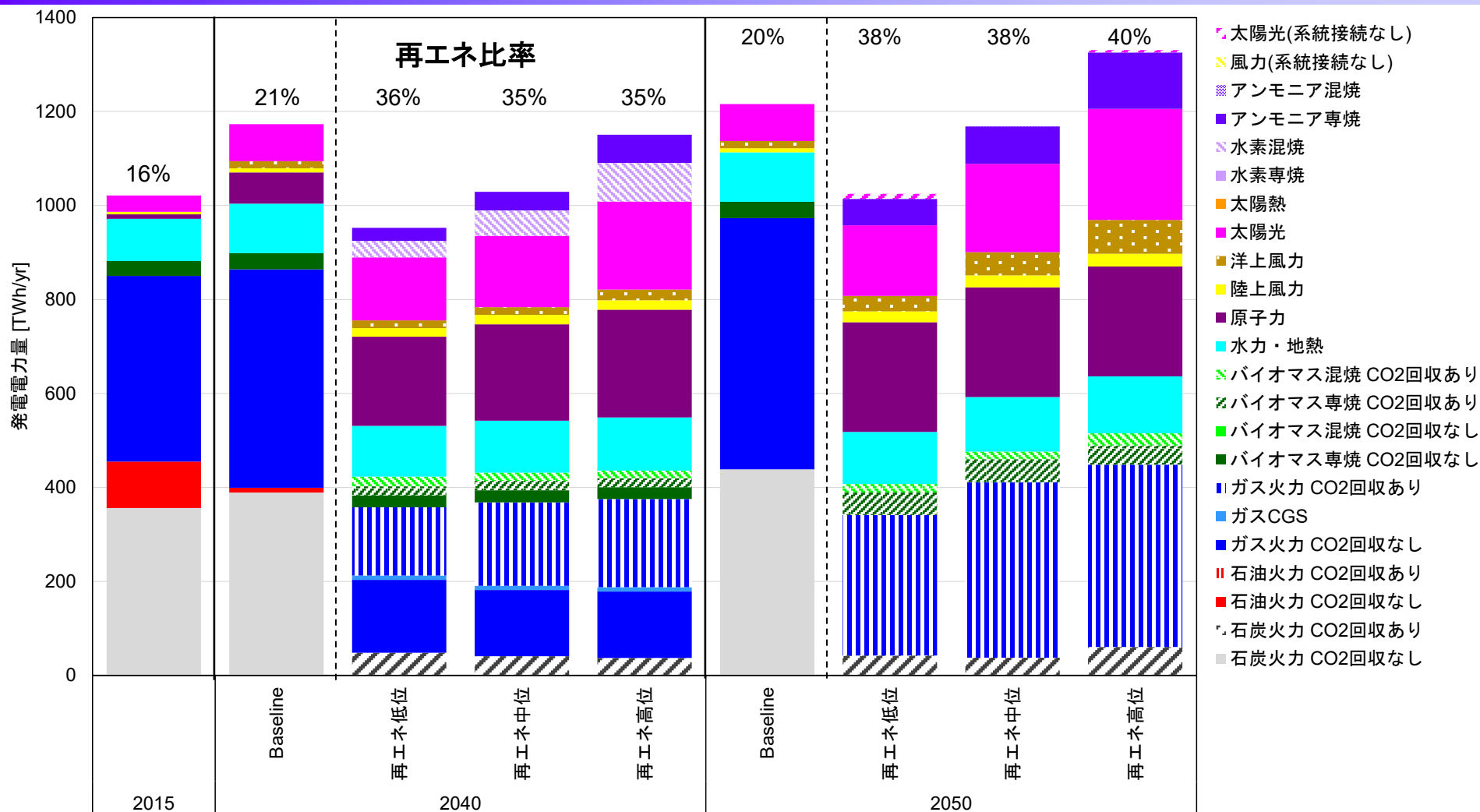
*1 [(青字)]はベースラインからのコスト増分。

*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166 US\$/MWh

*3 発電端での平均費用。ただし、系統統合費用は含む。2020年のモデル推計の電力平均費用は95 US\$/MWh

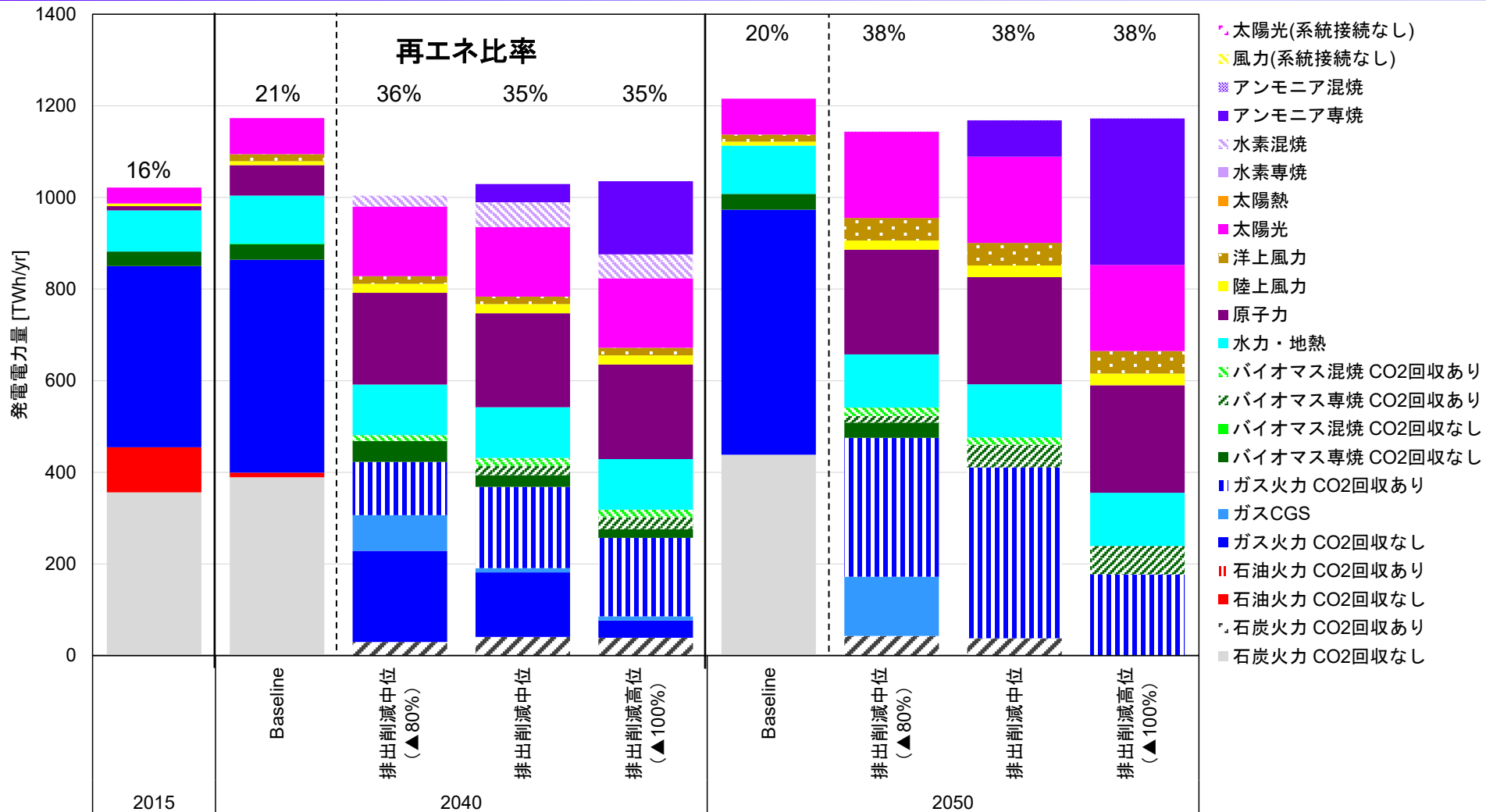
- ✓ 第8回検討会時に提示した分析は、エネ基分析に提示の「成長実現シナリオ」等(排出削減目標:2050年▲100%)と比べ、排出削減目標が2050年▲90%と少し緩やかな一方、再エネの年拡大ペースの制約を追加したことにより、エネルギーシステムコスト増分(排出削減費用)、電力限界費用、電力平均費用についても、同等水準から若干高めとなった。
- ✓ 再エネ中位について、排出削減目標を2050年▲80%に緩めるとエネルギーシステムコスト増分は100 billion US\$/yrを大きく下回る一方、CNの場合には200 billion US\$/yrを超える水準と評価された。

発電電力量（原子力、再エネの見通しの違い）



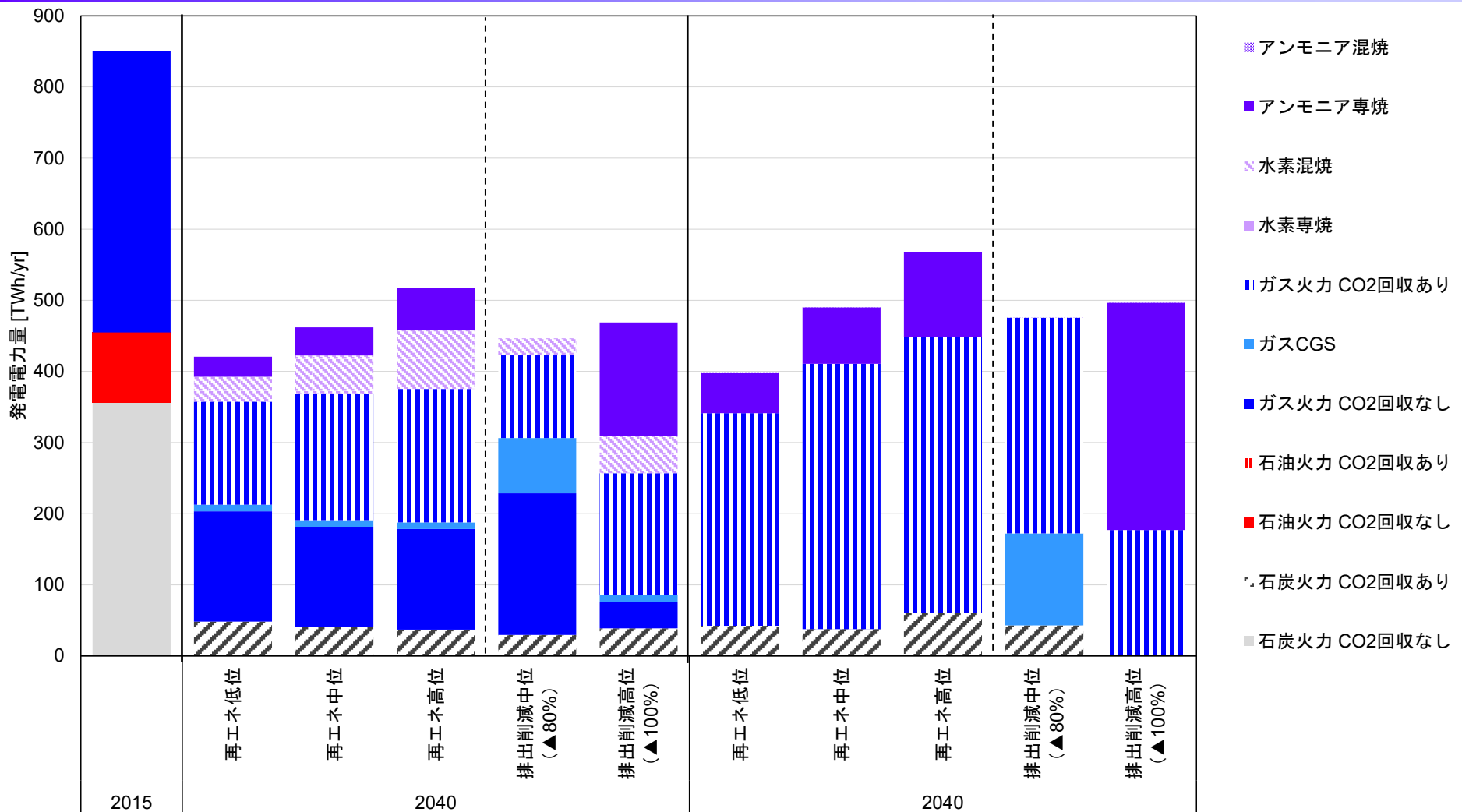
- ✓ 再エネ比率は、2040年で35～36%、2050年で38～40%。2040年比率は、RITEエネ基分析の「排出上振れリスクシナリオ」並み
- ✓ 2050年▲90%に対応するため、CCS付き石炭およびLNG発電、アンモニア発電、BECCSも経済合理的な対策と評価される。

発電電力量（排出削減水準の違い）

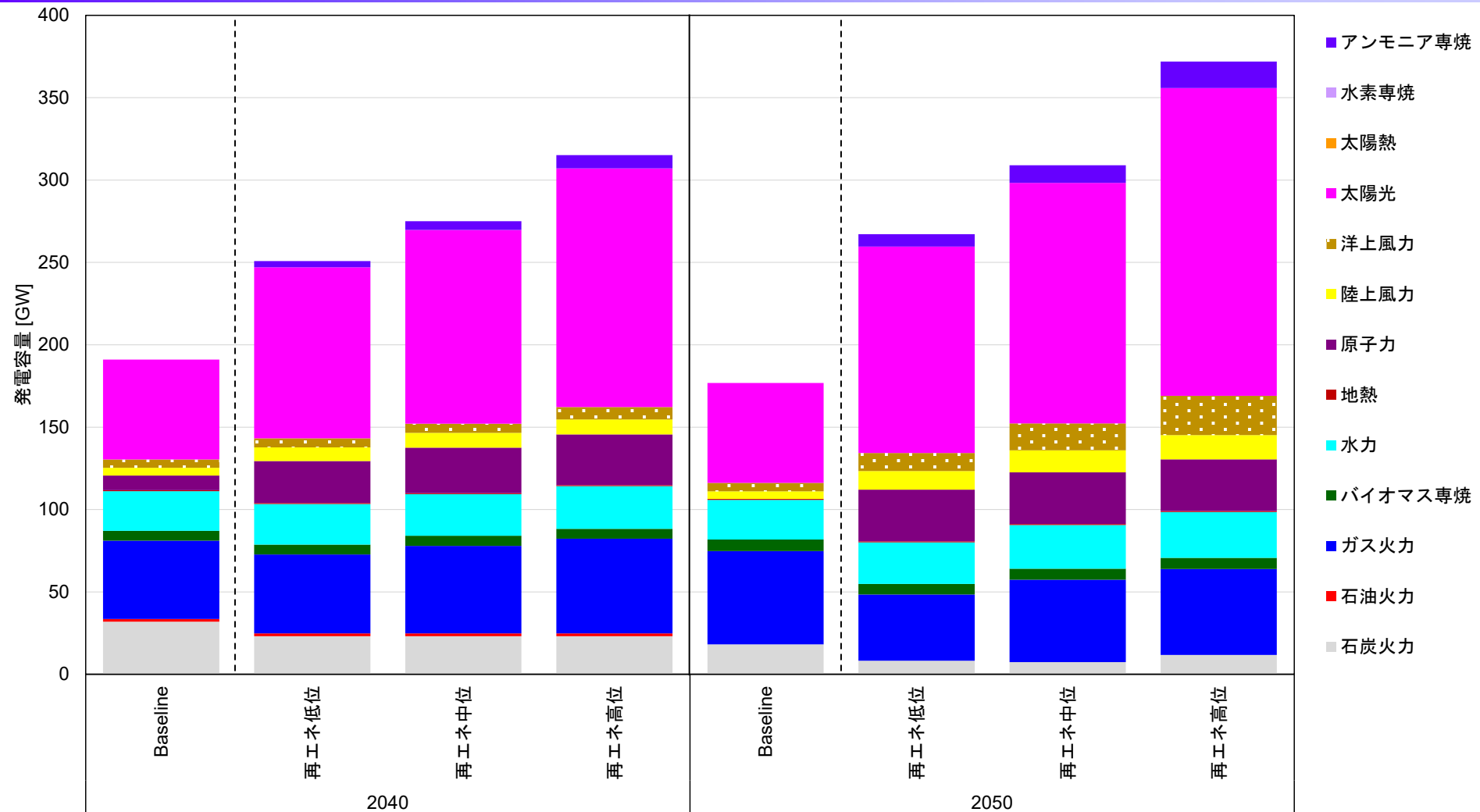


- ✓ ▲80%では、CCS付き石炭およびLNG発電、水素混焼発電が導入されている。
- ✓ ▲100%では、後に示すようにBECCS、DACCSが優先されるため、▲90%に比べ、CCS付き石炭およびLNG発電が相対的に減少し、アンモニア専焼発電が増加している。

発電電力量（火力）

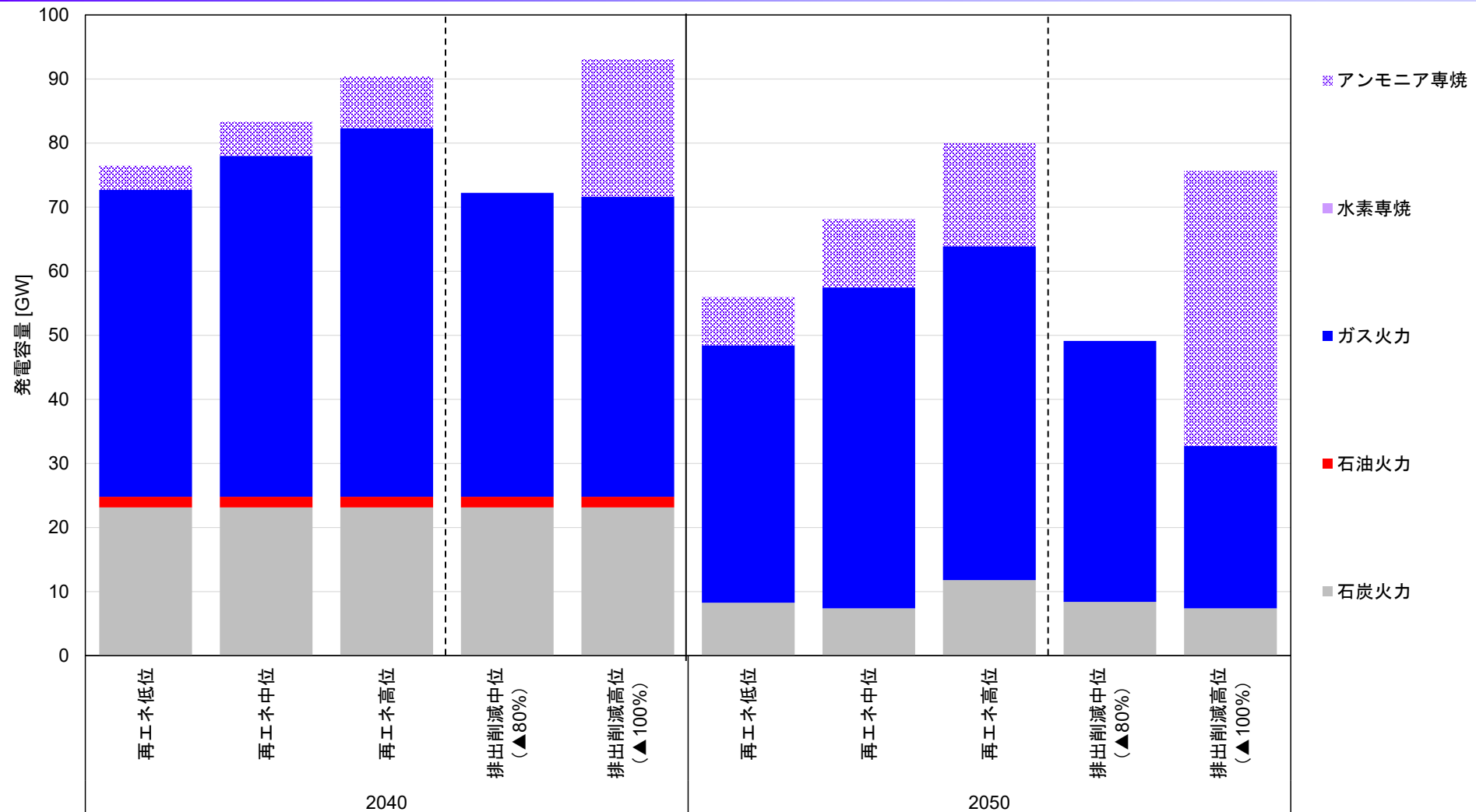


発電設備容量

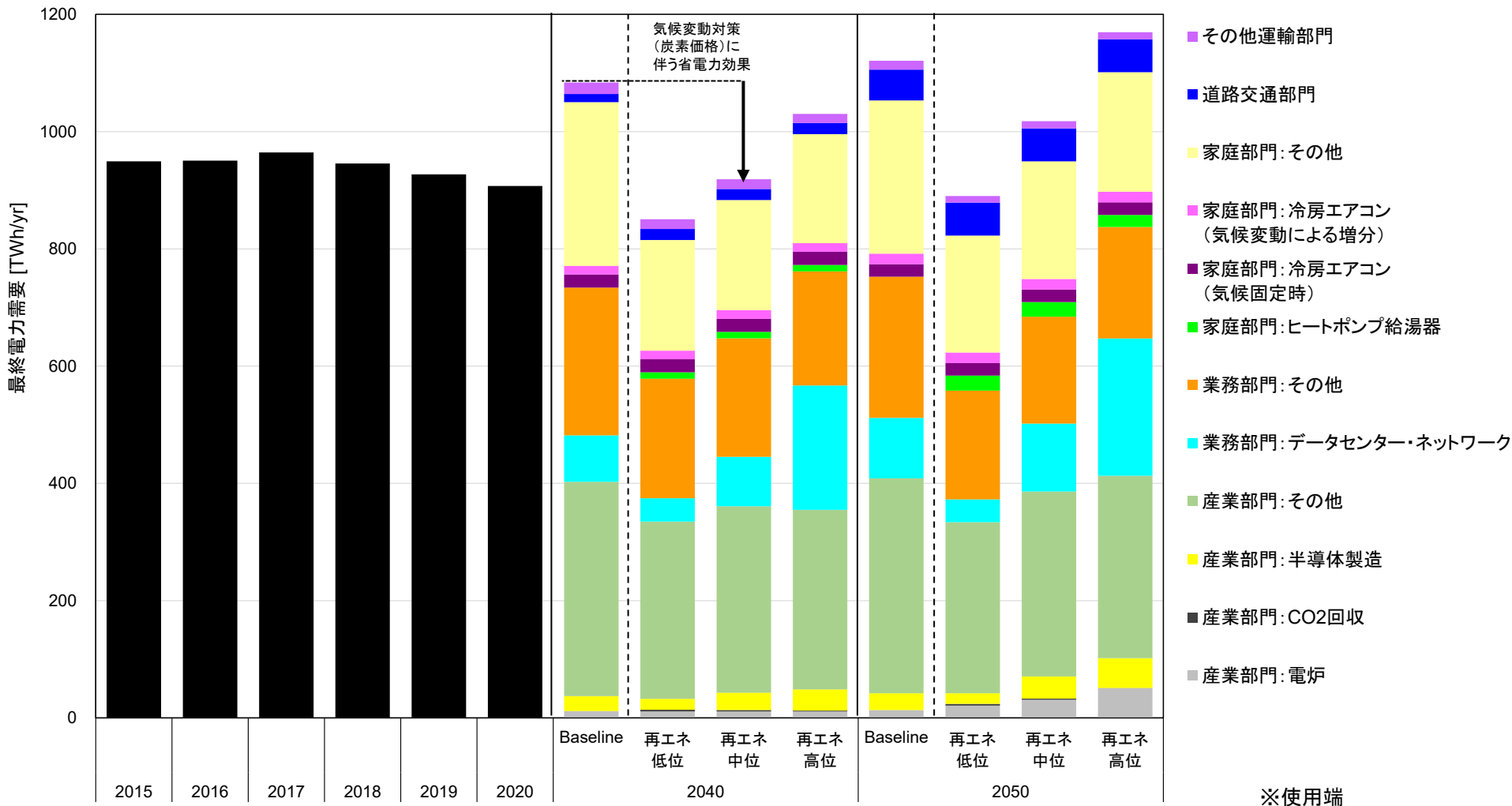


- ✓ 再エネの設備容量はいずれのシナリオでも大幅増(とりわけ太陽光発電)
- ✓ LNG発電の設備容量は現状比で微増
- ✓ 石炭は2040年にかけて微減。2050年では大幅減

発電設備容量（火力）

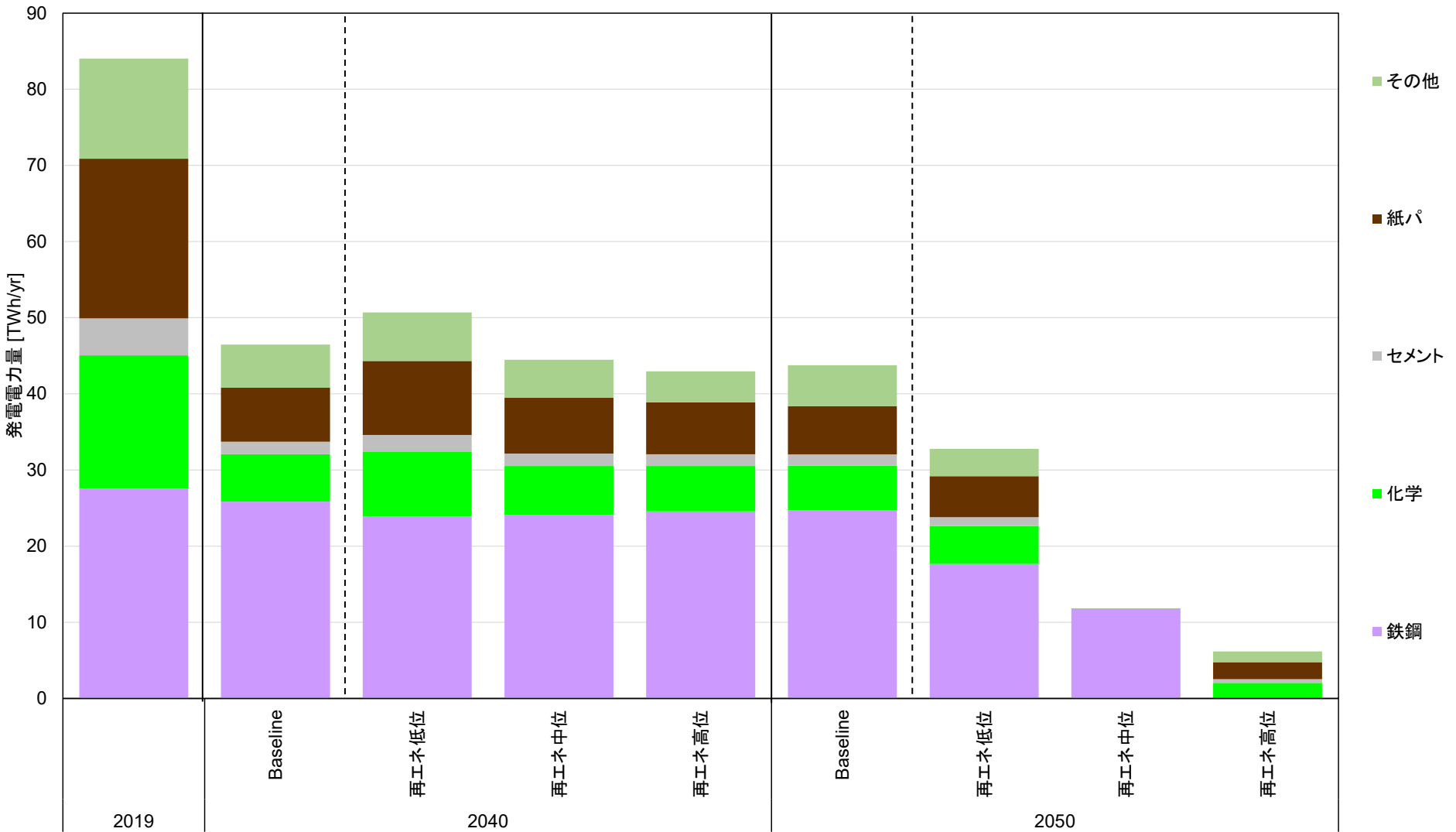


最終エネルギー消費量：部門別電力需要

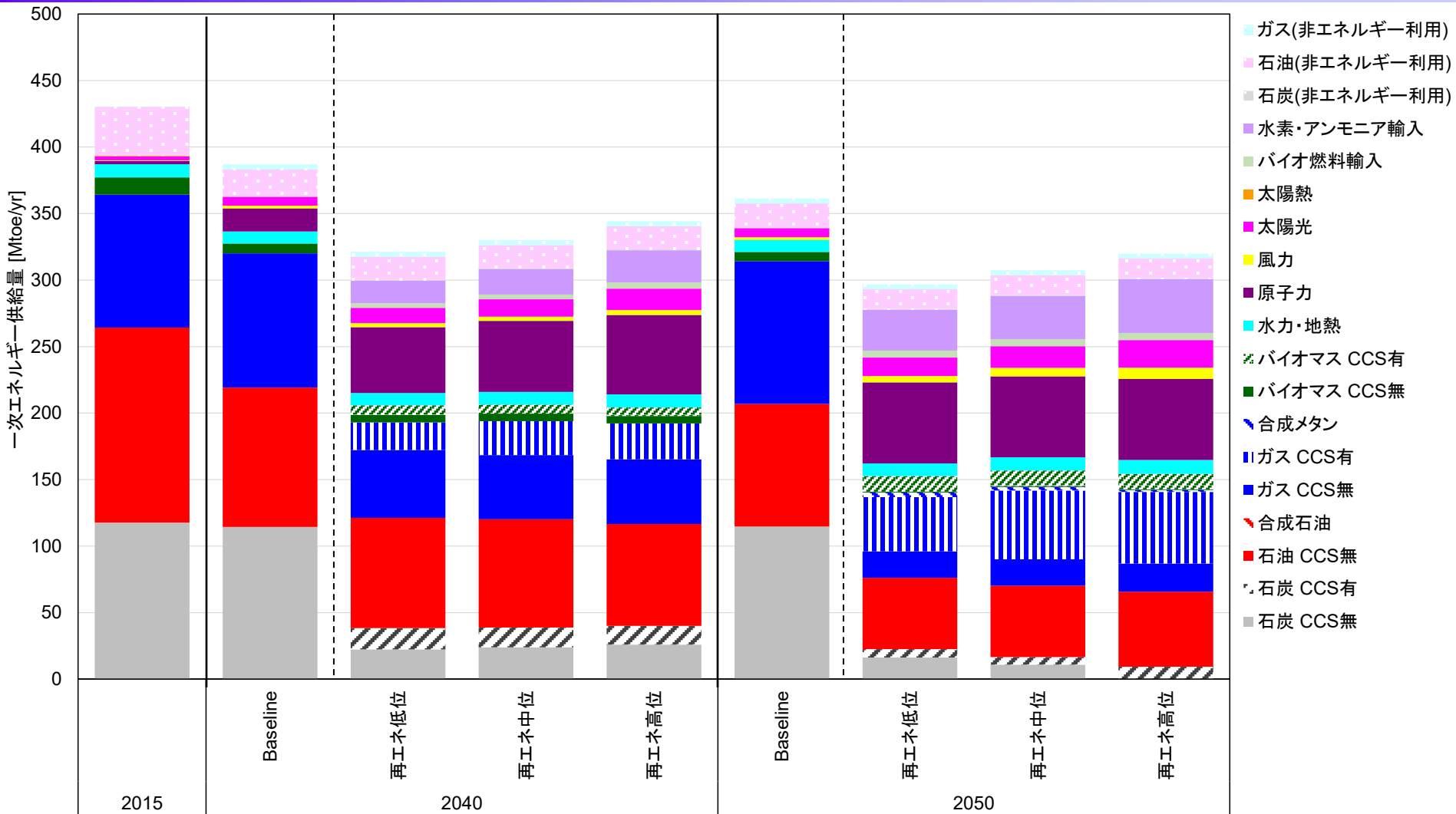


- ✓ 本分析における、再エネ低位、高位シナリオは、モデル計算結果として、OCCTO事務局提示のシナリオの上下限幅に近くなるようにデータセンター需要等を調整したものである。
- ✓ 再エネ中位シナリオにおける、2040年および2050年の電力需要量は、それぞれ920TWh/yr、1020 TWh/yr(2019年比でそれぞれ約-10、+90 TWh/yr)。なお、これには自家発低減効果が含まれる。

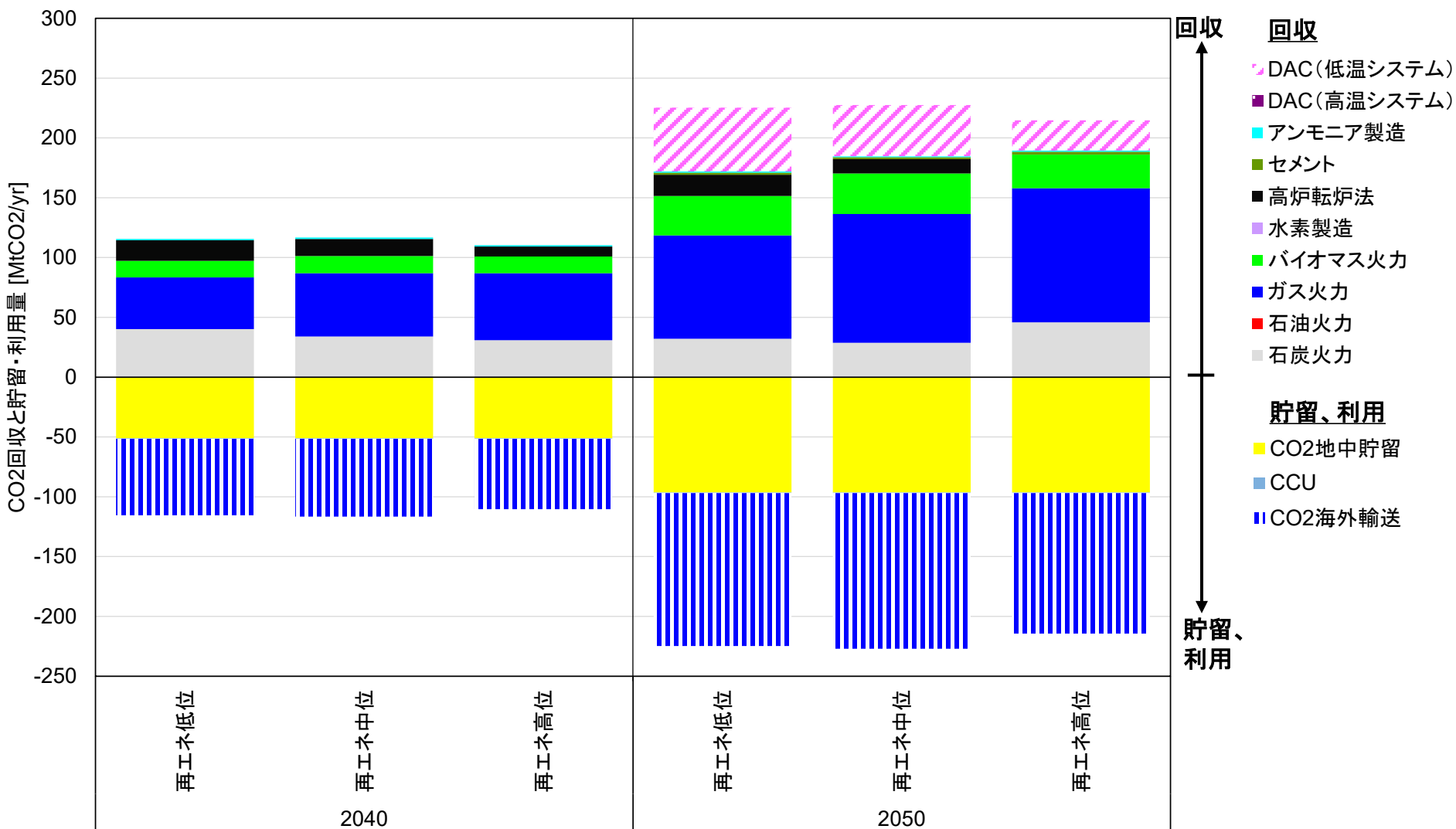
自家発電電力量



一次エネルギー供給量

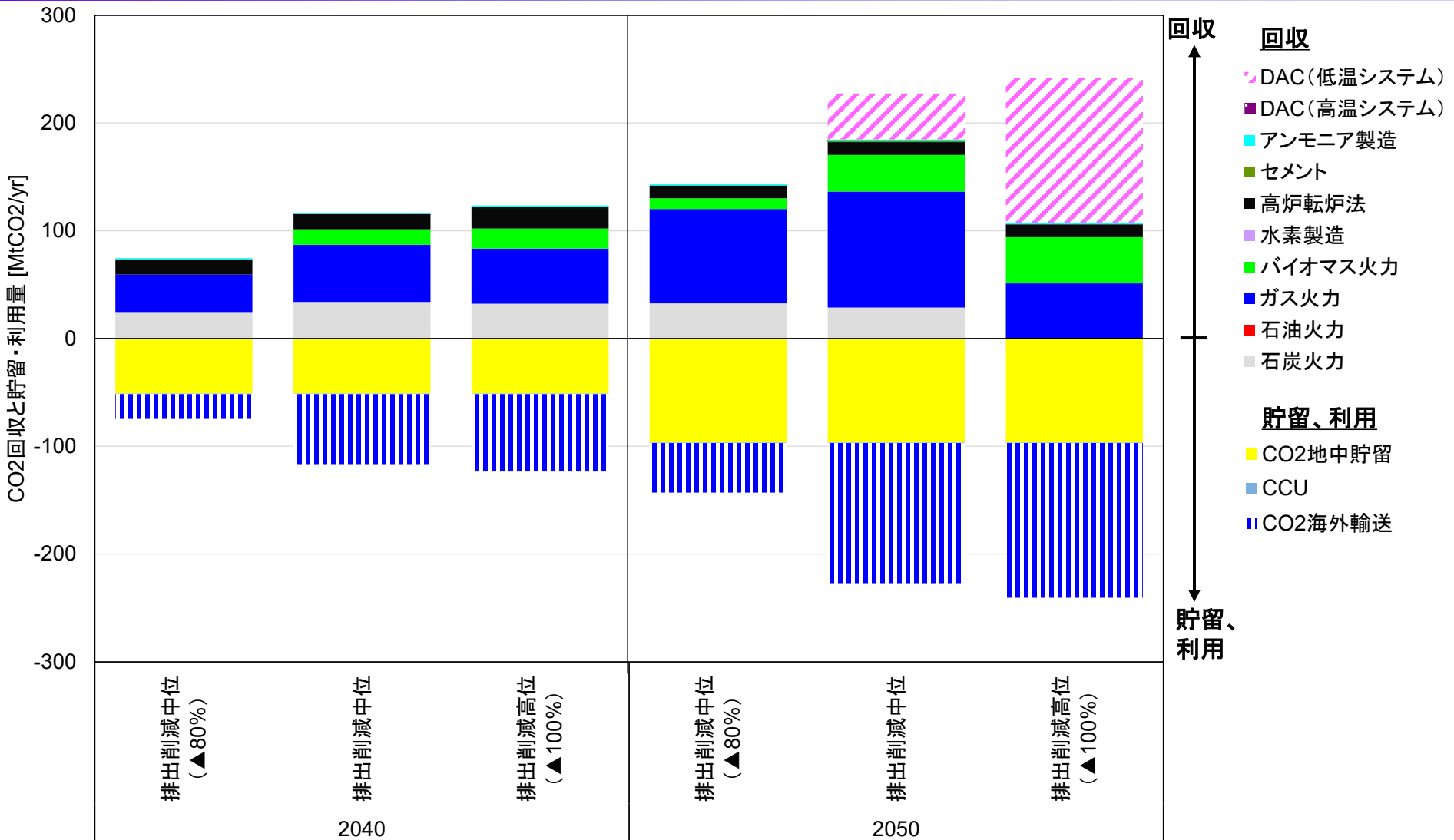


CO₂バランス（原子力、再エネの見通しの違い）



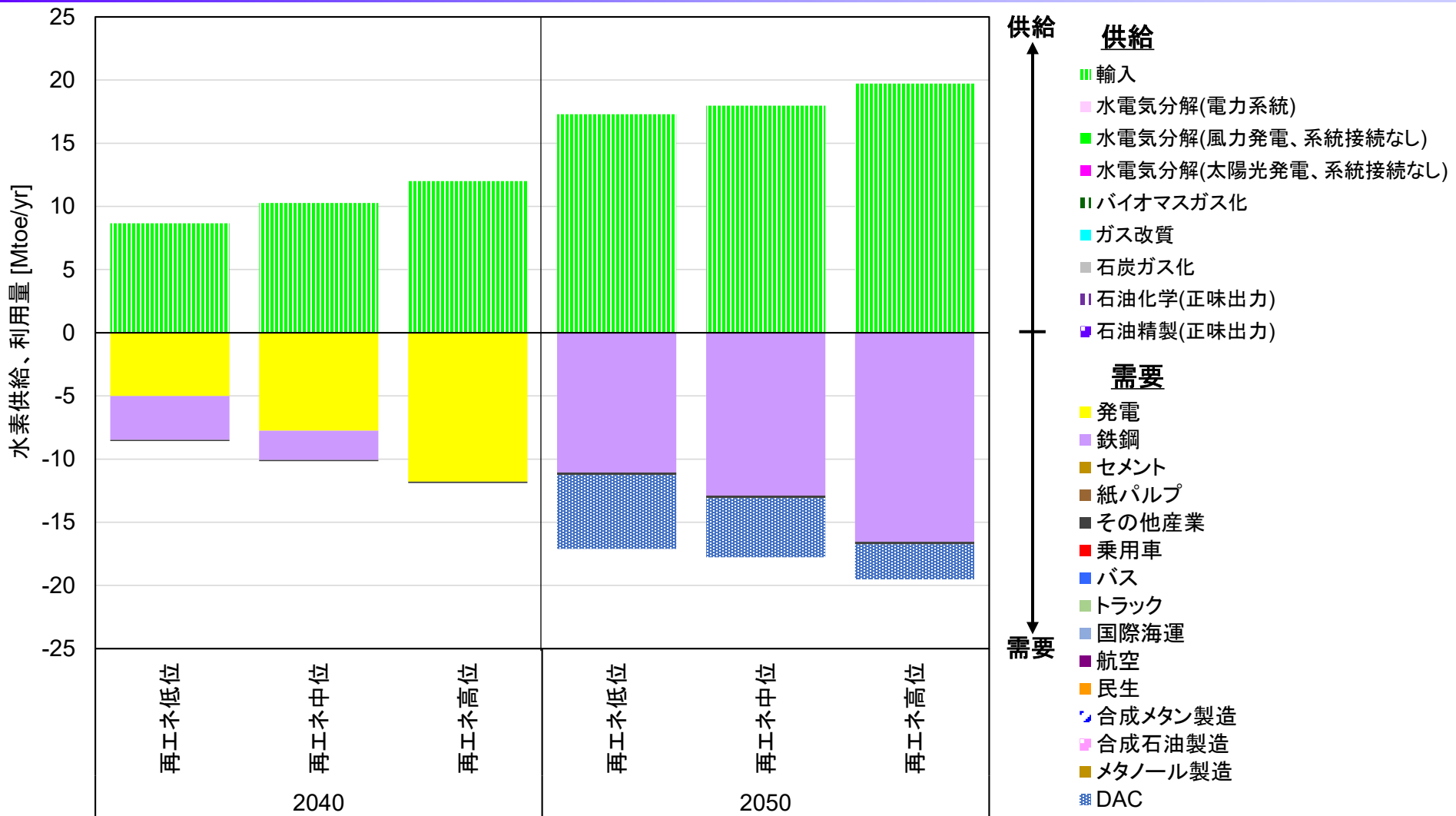
✓ 電力需要が多いシナリオでは、石炭およびLNG発電からのCCSも多い。

CO₂バランス（排出削減水準の違い）

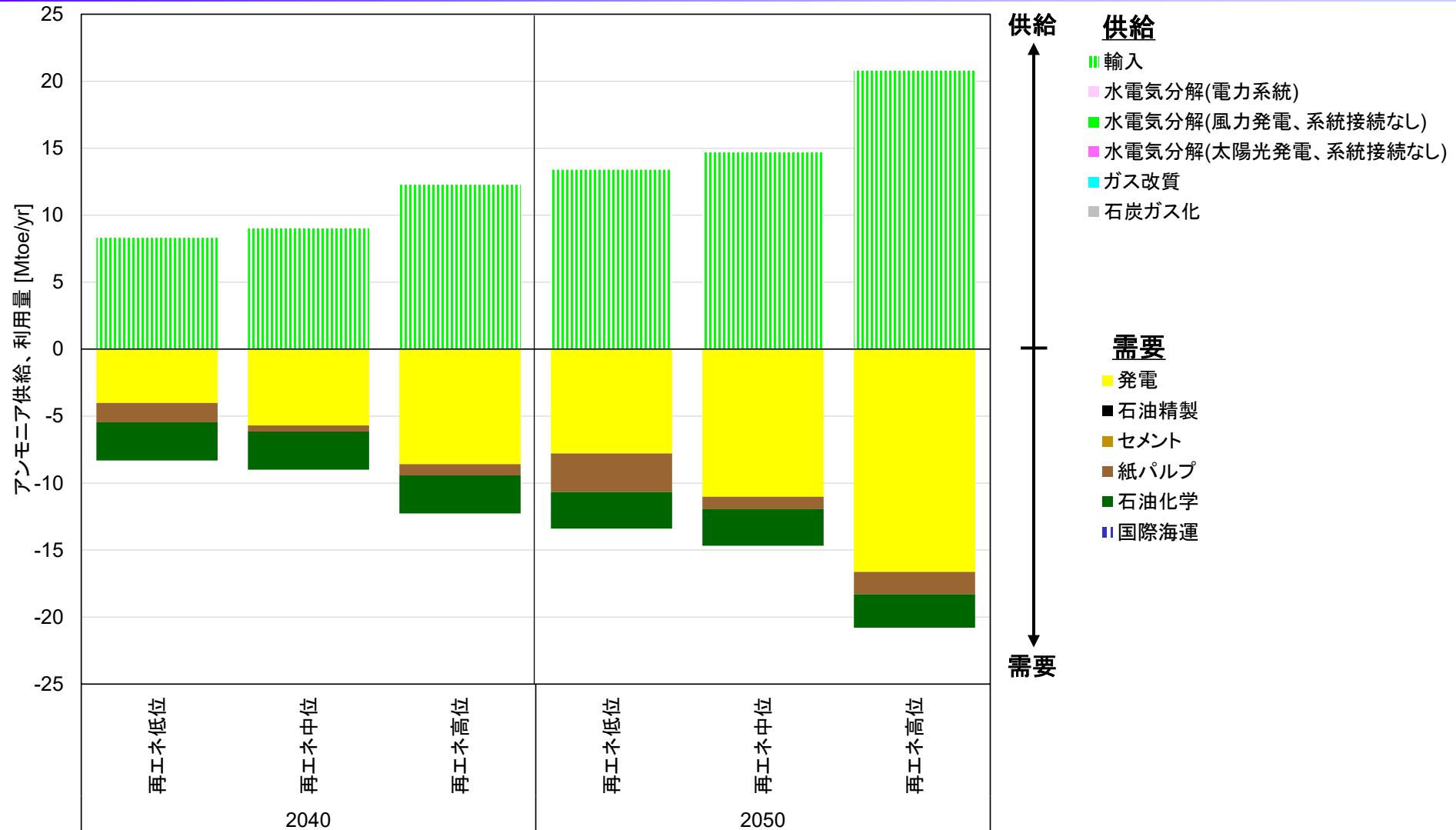


- ✓ 国内におけるCO₂貯留は、全てのシナリオで上限まで利用している（上限は、2040年：0.51億トン、2050年：0.96億トン）。
- ✓ 2050年CNを想定したシナリオでは、▲90%に比べると、BECCS、DACCSが優先され、石炭およびLNG発電からのCCSは減少。

水素バランス

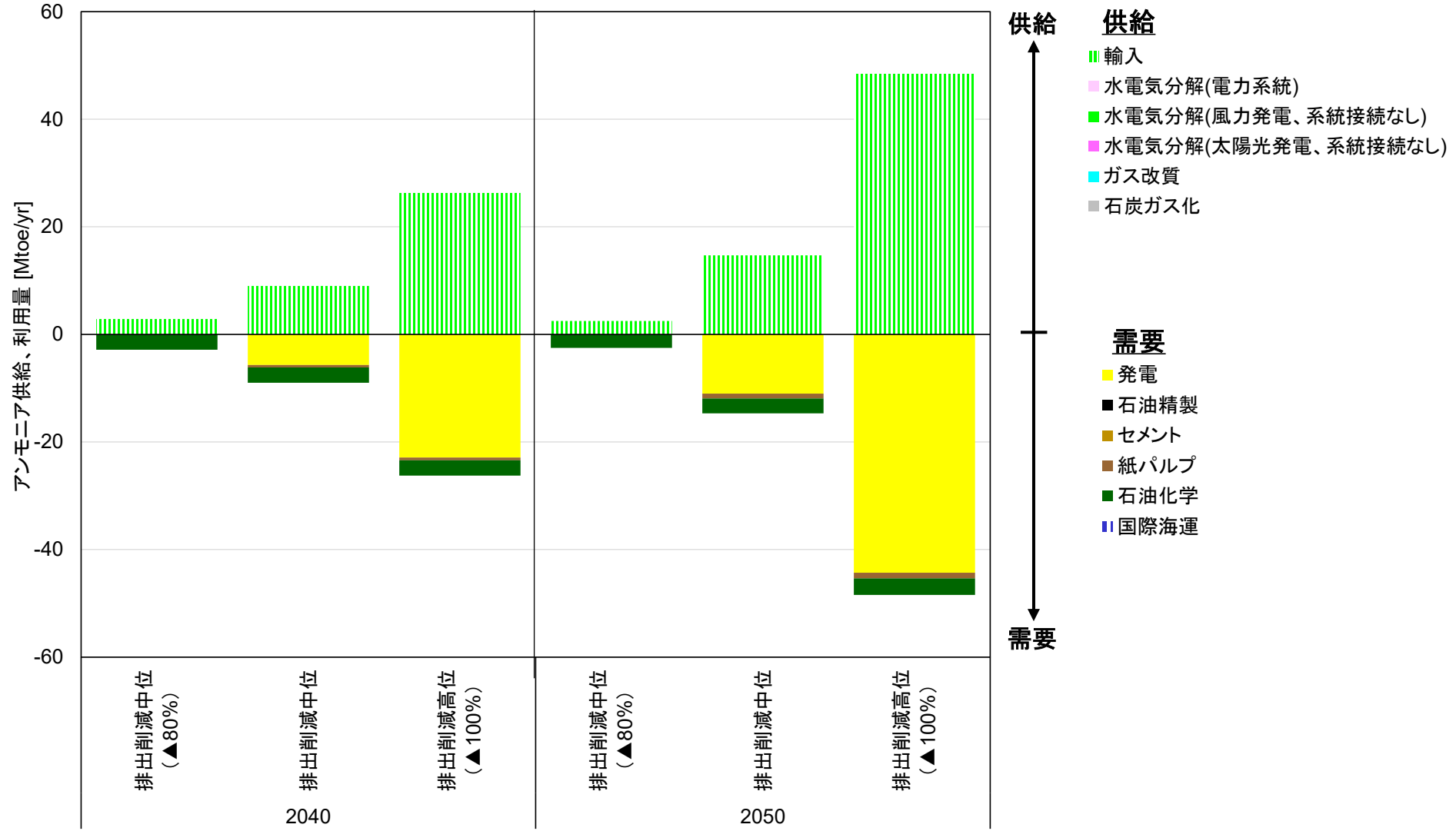


アンモニアバランス (原子力、再エネの見通しの違い)



✓ 電力需要が多いシナリオでは、発電でのアンモニア利用も多い。

アンモニアバランス（排出削減水準の違い）



✓ 2050年CNを想定したシナリオでは、先に述べたように、▲90%に比べると、BECCS、DACCSが優先されるため、発電でのアンモニア利用が増加。

4. まとめ



火力発電における排出削減対策の傾向

- ◆ CCSとして、初めに導入されるのは、国内で貯留する石炭発電へのCCS。次いで、国内で貯留するLNG発電へのCCS。但し、CO₂回収率は100%ではないこと、回収しても安価な国内での貯留ポテンシャルは限られていることから、排出削減制約が厳しい場合には、排出原単位や発電電力量当たりの貯留量で劣る石炭発電よりも、LNG発電が利用される。
- ◆ 次いで、海外へCO₂を輸送して貯留するCCSや、海外から輸入した水素、アンモニアの混焼が導入される。専焼での水素、アンモニアの利用は、更に排出削減目標を厳しくした際に導入されている。
- ◆ 水素とアンモニアのいずれがコスト優位になるかは、海外の再生可能エネルギーのコスト低減見通しにも依存する(今回の想定では、専焼についてはブルーアンモニアの方が安価であるとして導入されている)。また、海外の国々がどれだけ排出削減を行うと見込むかによっても、水素、アンモニアの利用可能性は影響を受ける(日本と海外の国々との間でCO₂限界削減費用の差が小さい場合には、日本が輸入して利用することは困難となる)。