

2024年8月19日

再生可能エネルギーの コスト・ポテンシャル推計

(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、中野 優子



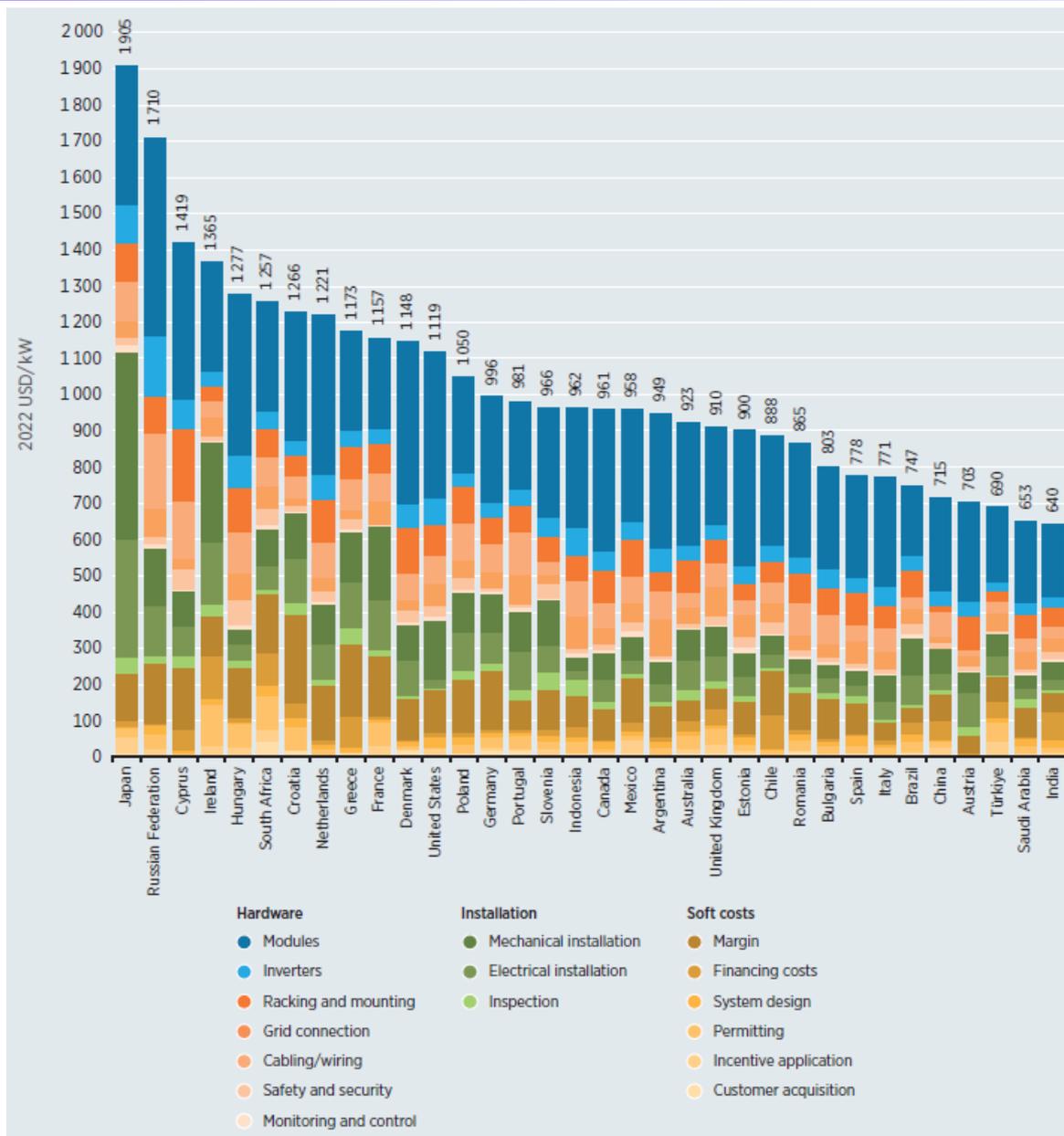
- ◆ RITEでは、世界エネルギー・温暖化対策評価モデルDNE21+の前提条件として、再生可能エネルギーについても、コスト・ポテンシャル推計を行っている。本報告では、変動性再エネ（太陽光、風力）のコスト・ポテンシャル推計を紹介する。
- ◆ 世界モデルであるため、できる限り、システマティックな手法で、世界全体での評価が整合的となるような分析を行っている。
- ◆ 世界全体での評価の整合性を重視しているため、土地制約のより詳細な制約等が考慮されず、楽観的な評価となる場合もあると考えられ、留意されたい。

太陽光、陸上風力発電

2021年基本政策分科会提示のシナリオ分析での想定を検証

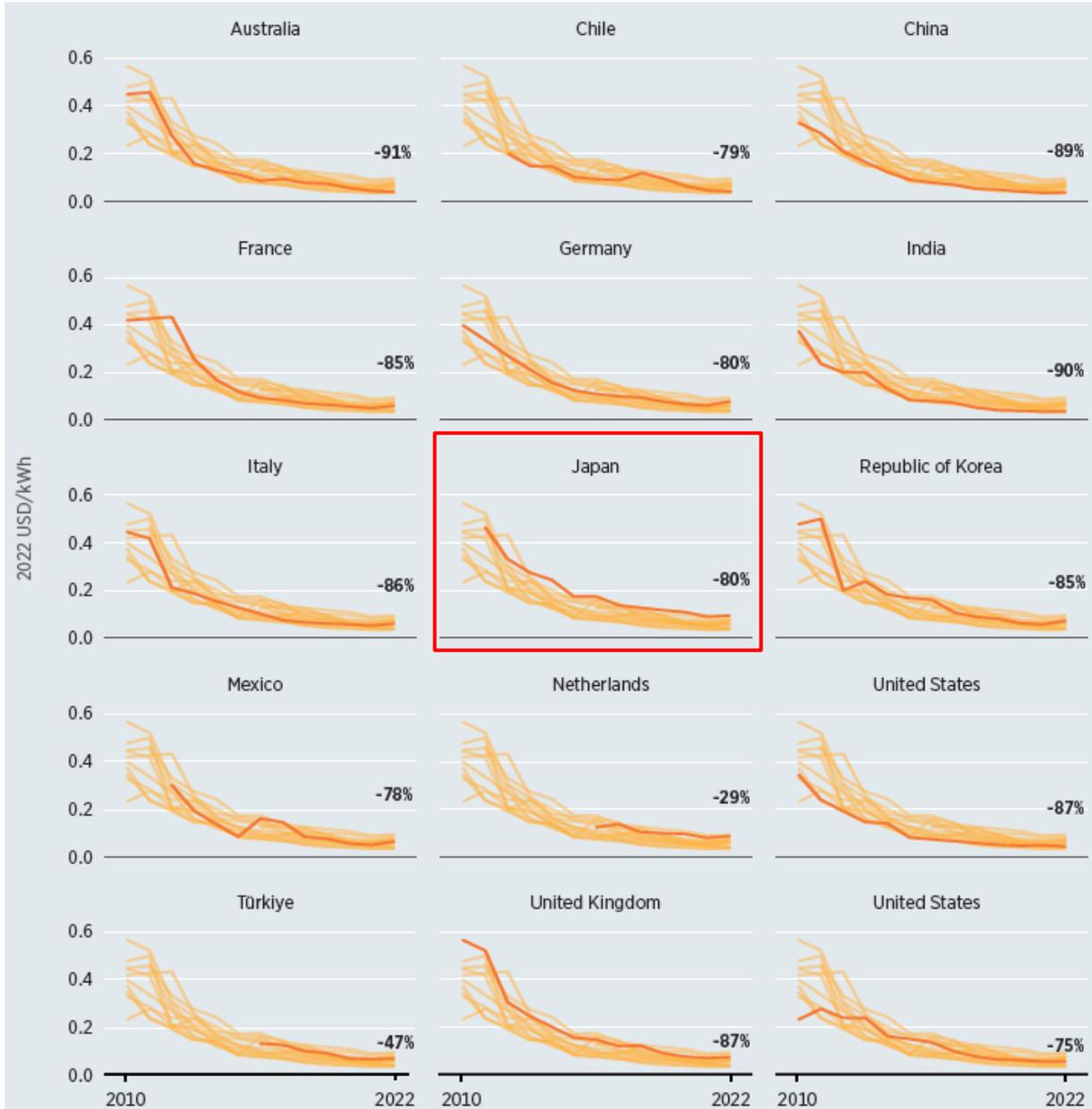
【参考】主要国の太陽光発電コスト実績 (IRENA)

2022年設備費 (システムコスト)



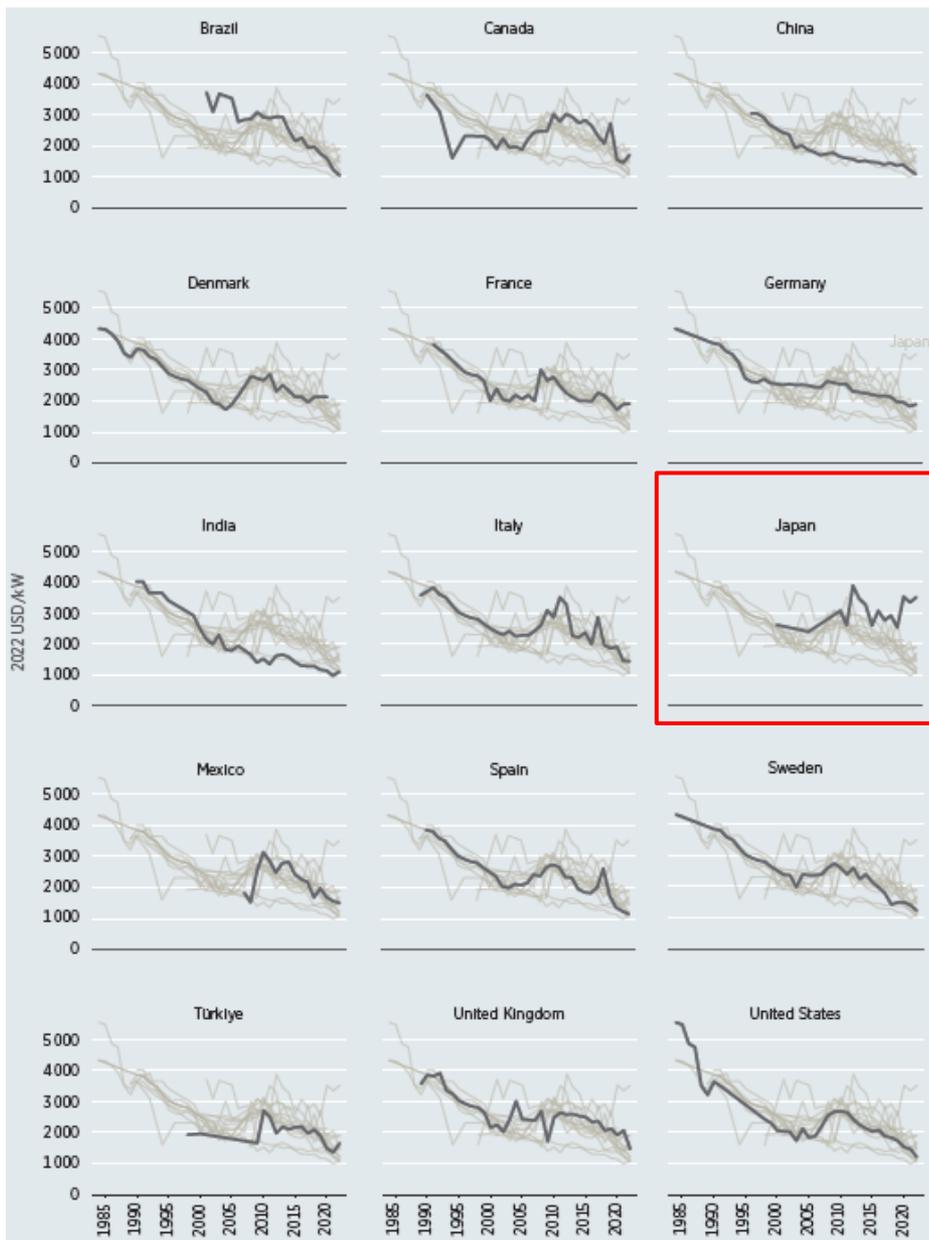
【参考】主要国の太陽光発電コスト実績 (IRENA)

LCOE



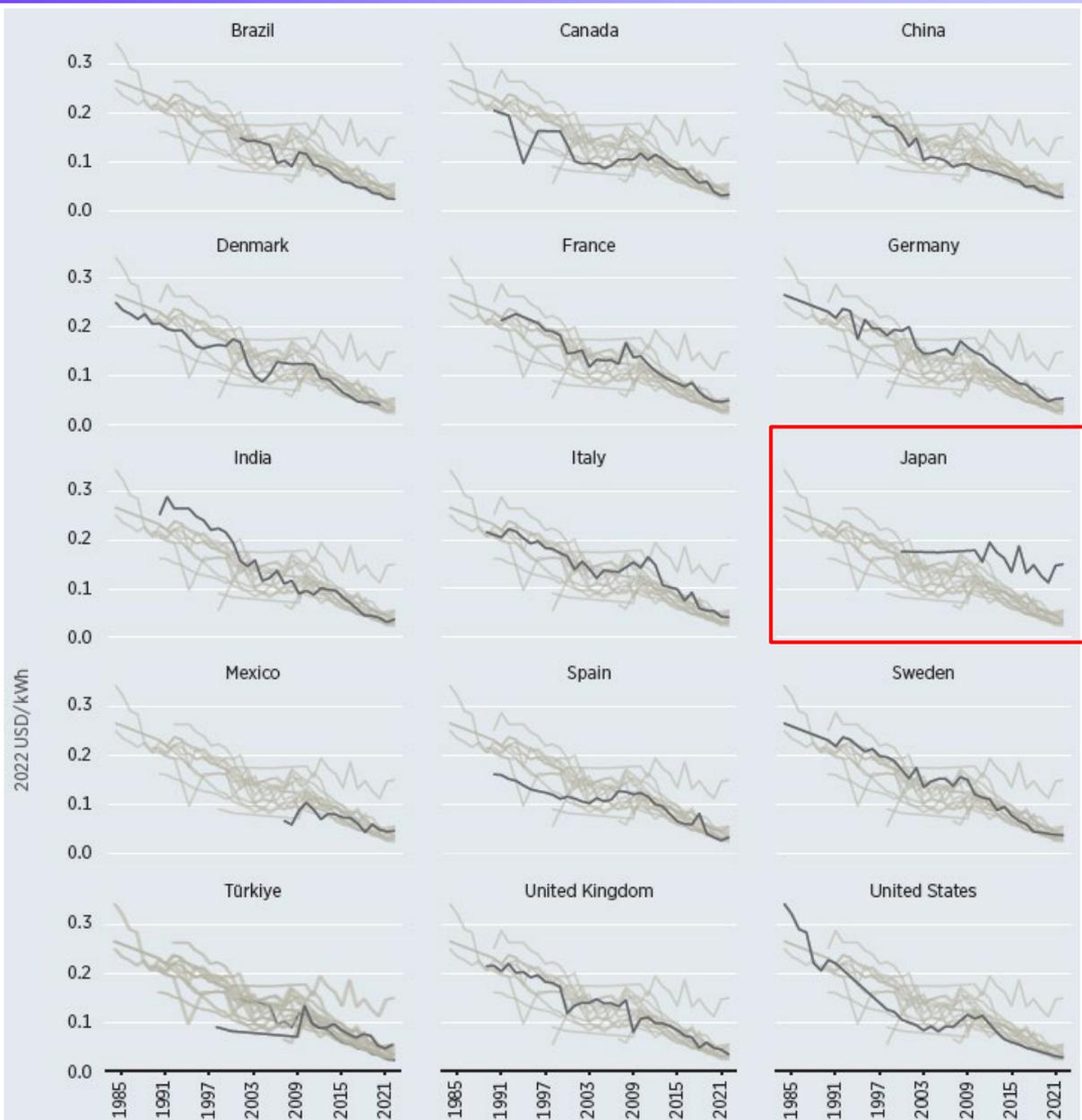
【参考】世界主要国の陸上風力発電コスト実績 (IRENA)

設備費



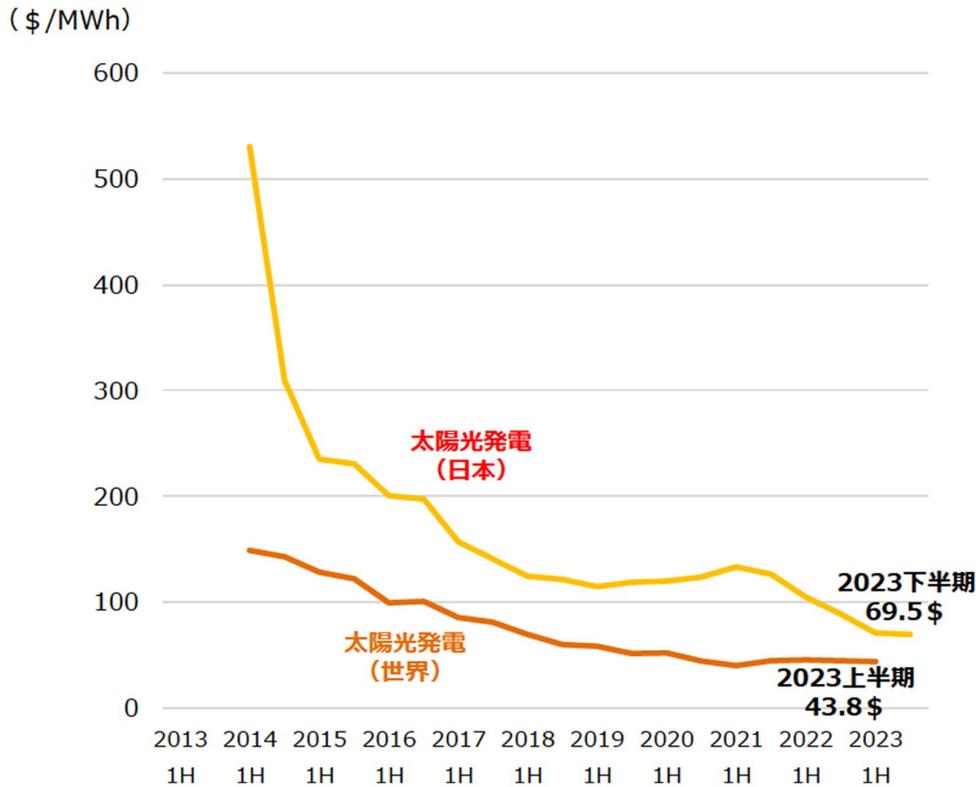
【参考】世界主要国の陸上風力発電コスト実績 (IRENA)

LCOE



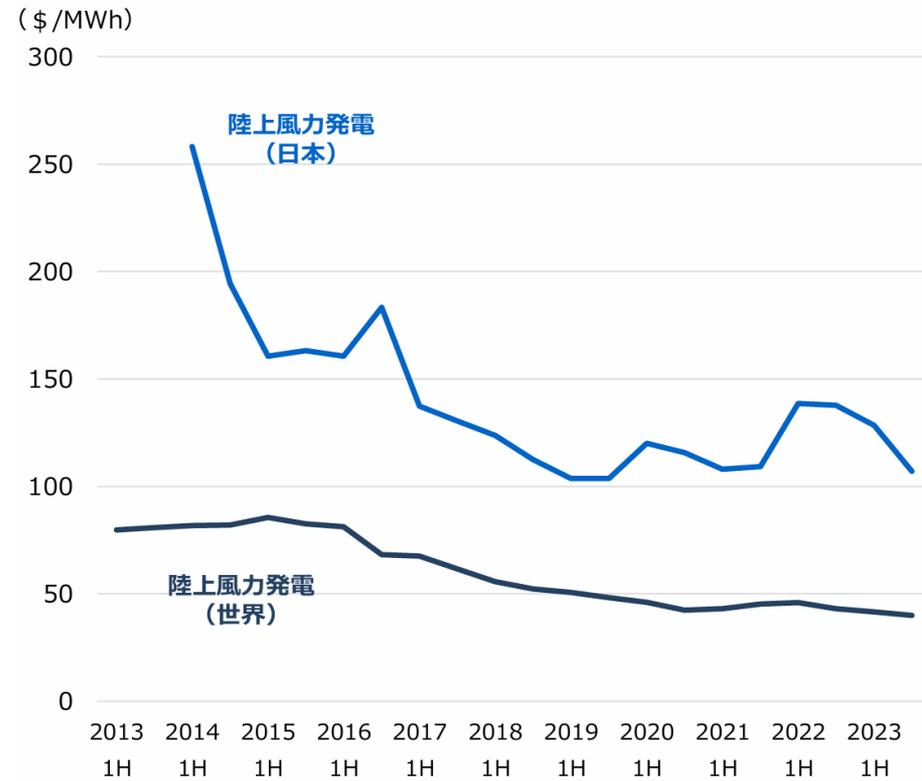
【参考】太陽光・風力発電コスト実績：世界と日本

世界と日本の事業用太陽光発電のコスト



出典) 調達価格等算定委員会資料(2023)

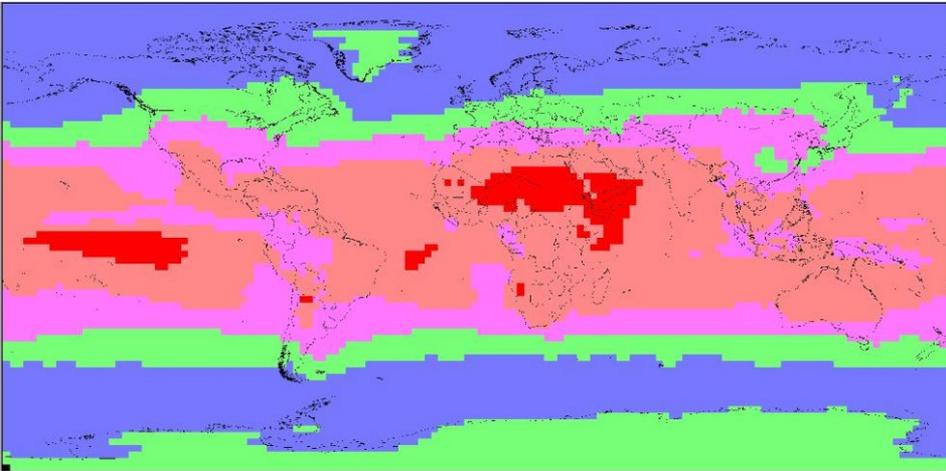
世界と日本の陸上風力発電のコスト



出典) 調達価格等算定委員会資料(2024)

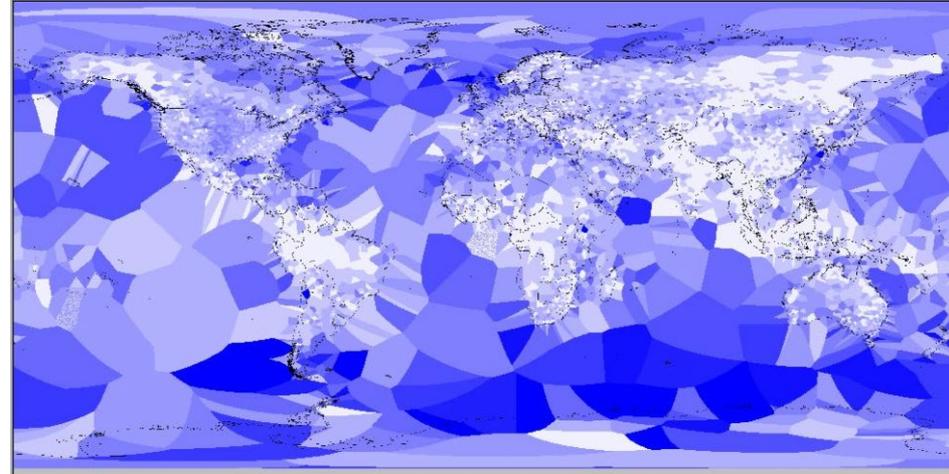
変動性再エネコスト・ポテンシャル推計のベースと している日射量、風速のGISデータ

日射量データ



Source: NASAによる日射量データ

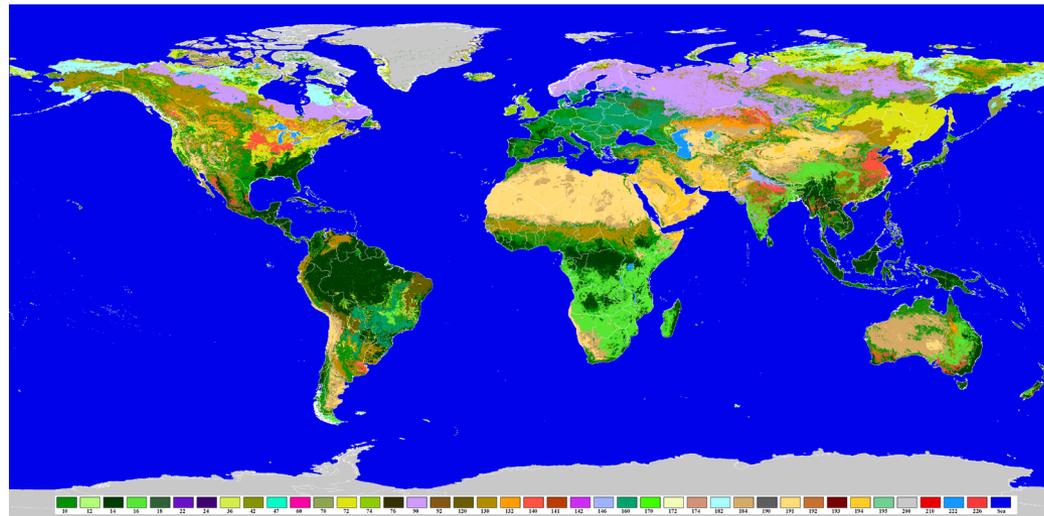
風速データ



Source: NOAAによる風速データ

×

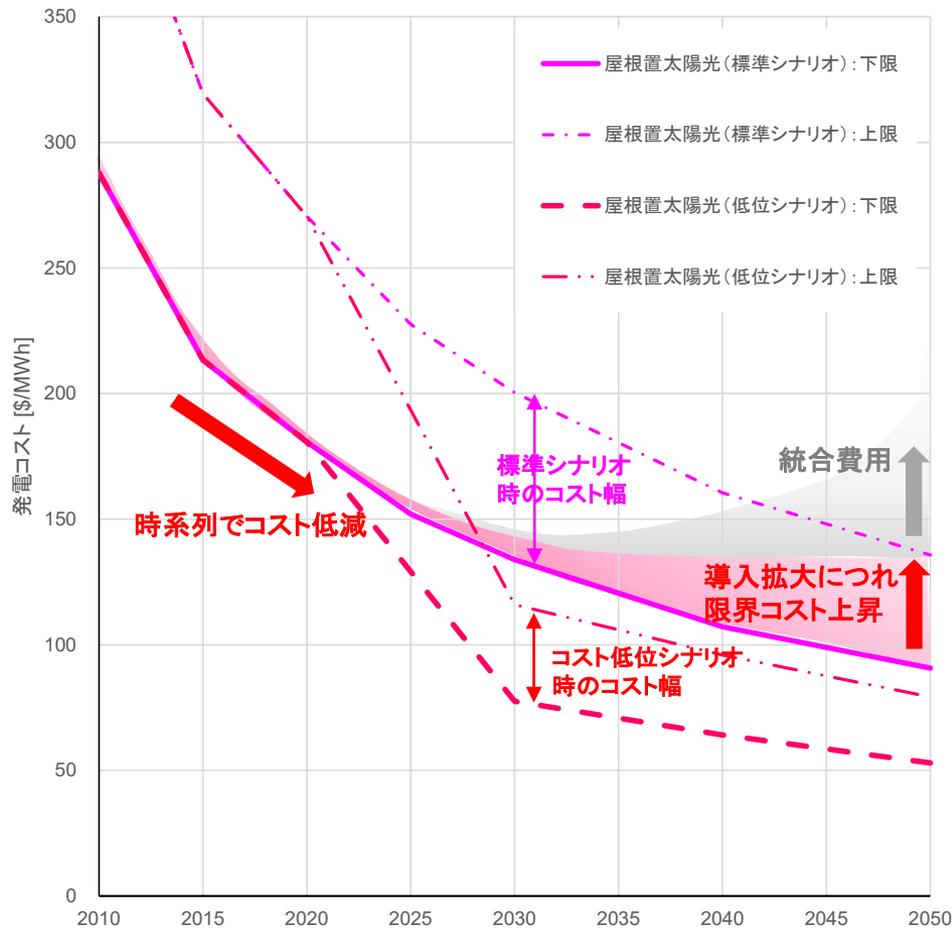
土地利用データ



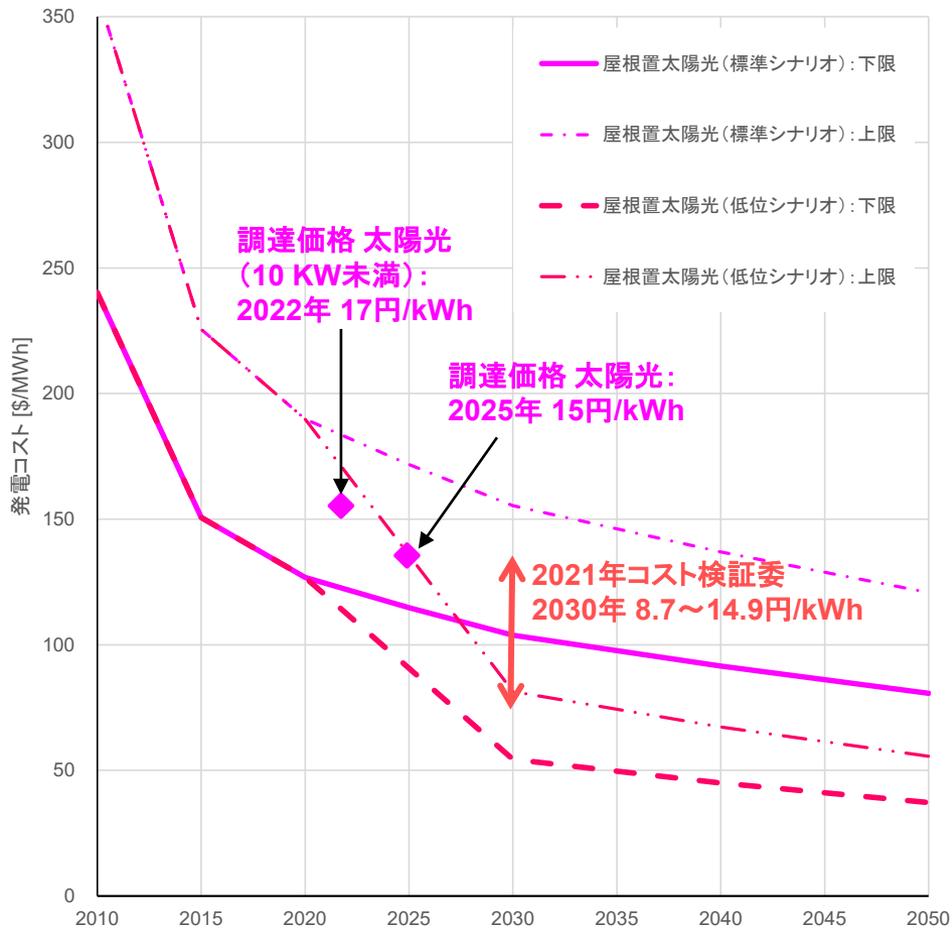
Source: 千葉大

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

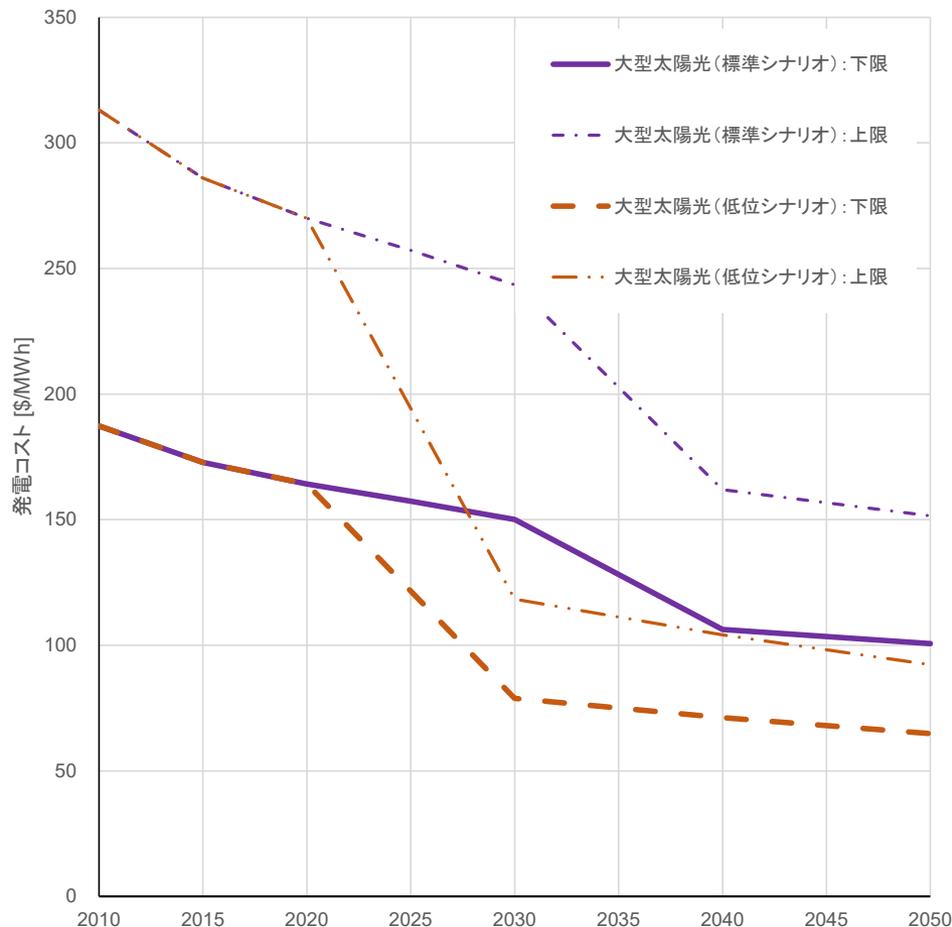


※ 左図にはコストとポテンシャルの関係、統合費用の関係のイメージも記載。大型太陽光、風力も同様

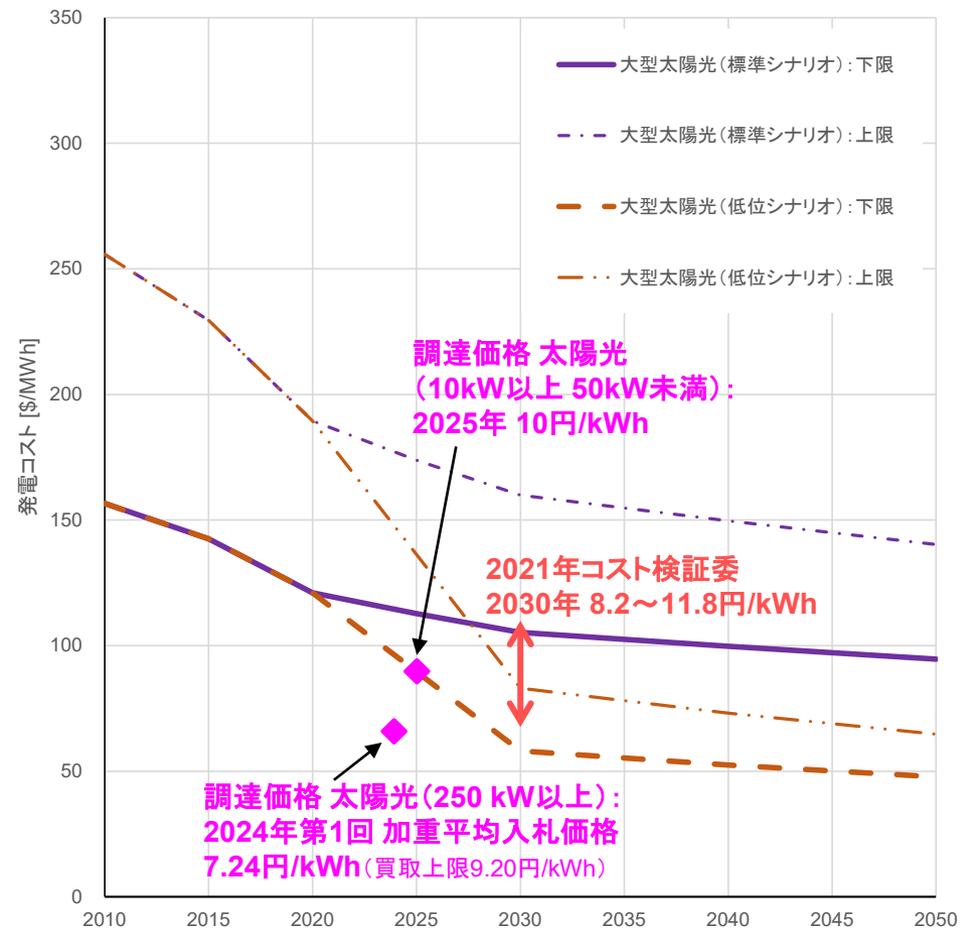
✓ 実績値との比較では、標準シナリオではほぼ整合的。コスト低位シナリオとのギャップは現状では大きい。

日本の大型太陽光発電コストの想定：時系列

ストック



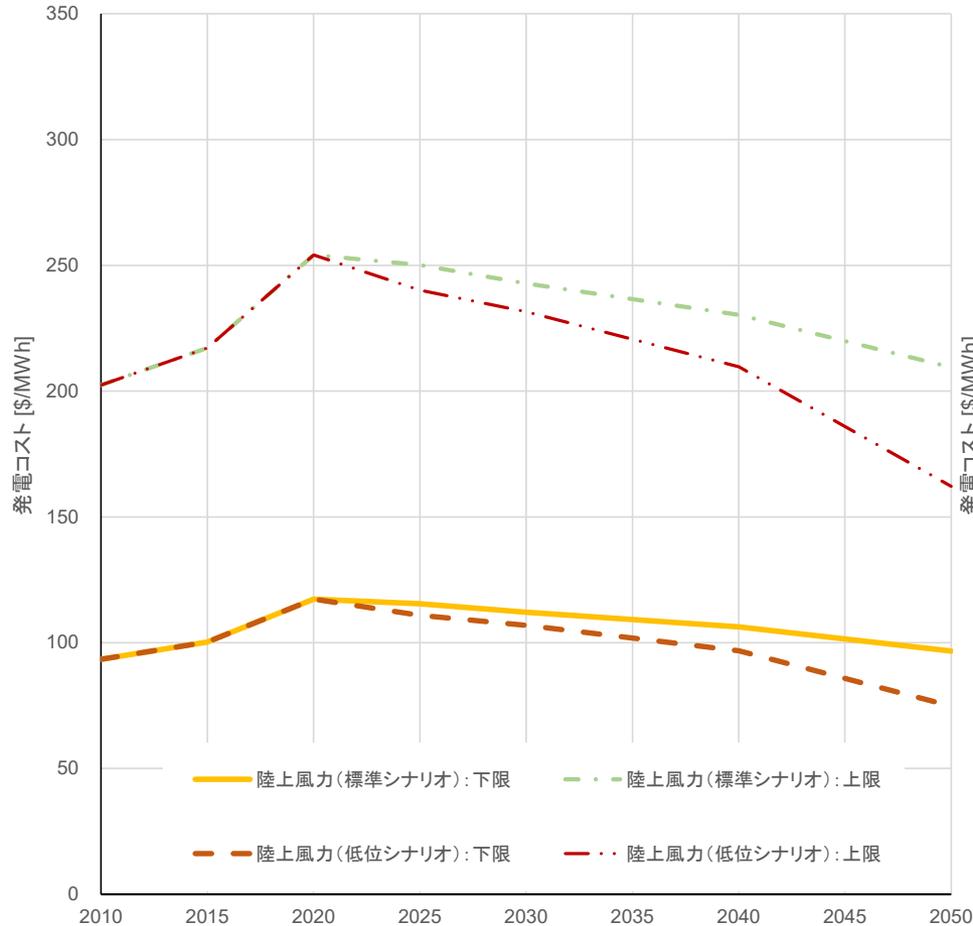
フロー



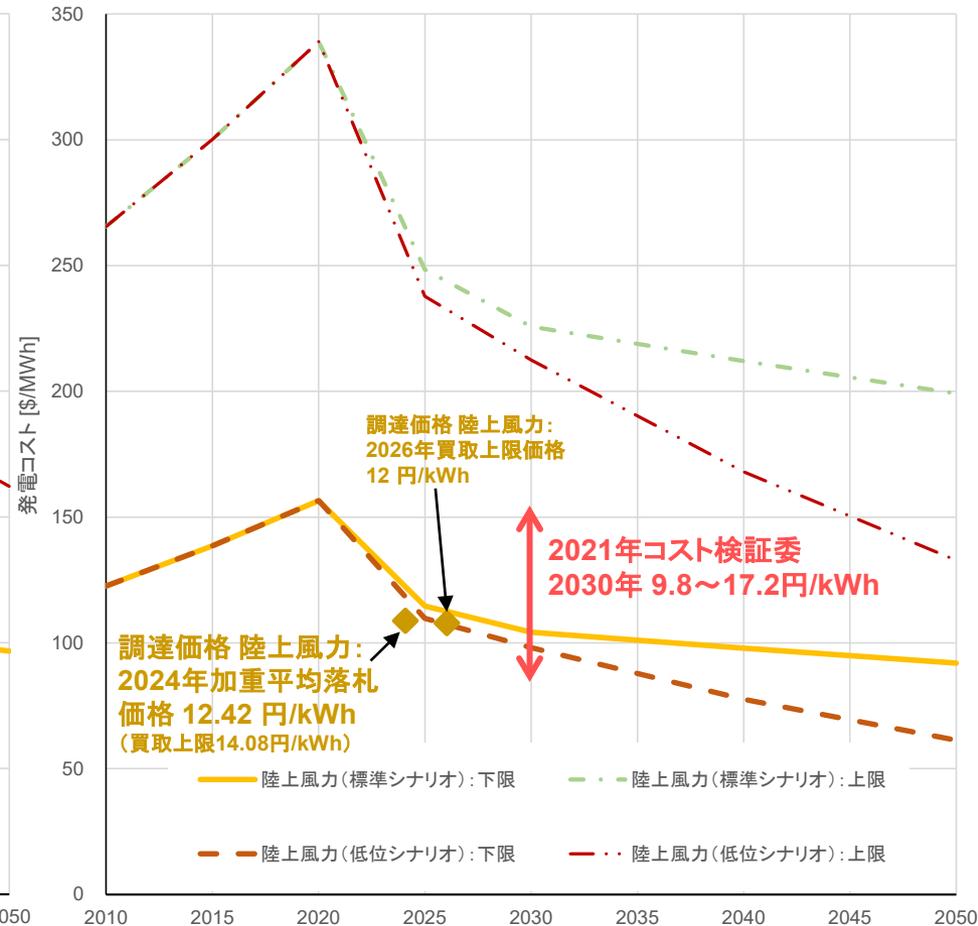
- ✓ 実績値との比較では、標準シナリオよりも若干低位に推移。コスト低位シナリオとはほぼ整合的。
- ✓ 他方、社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

日本の陸上風力発電コストの想定：時系列

ストック



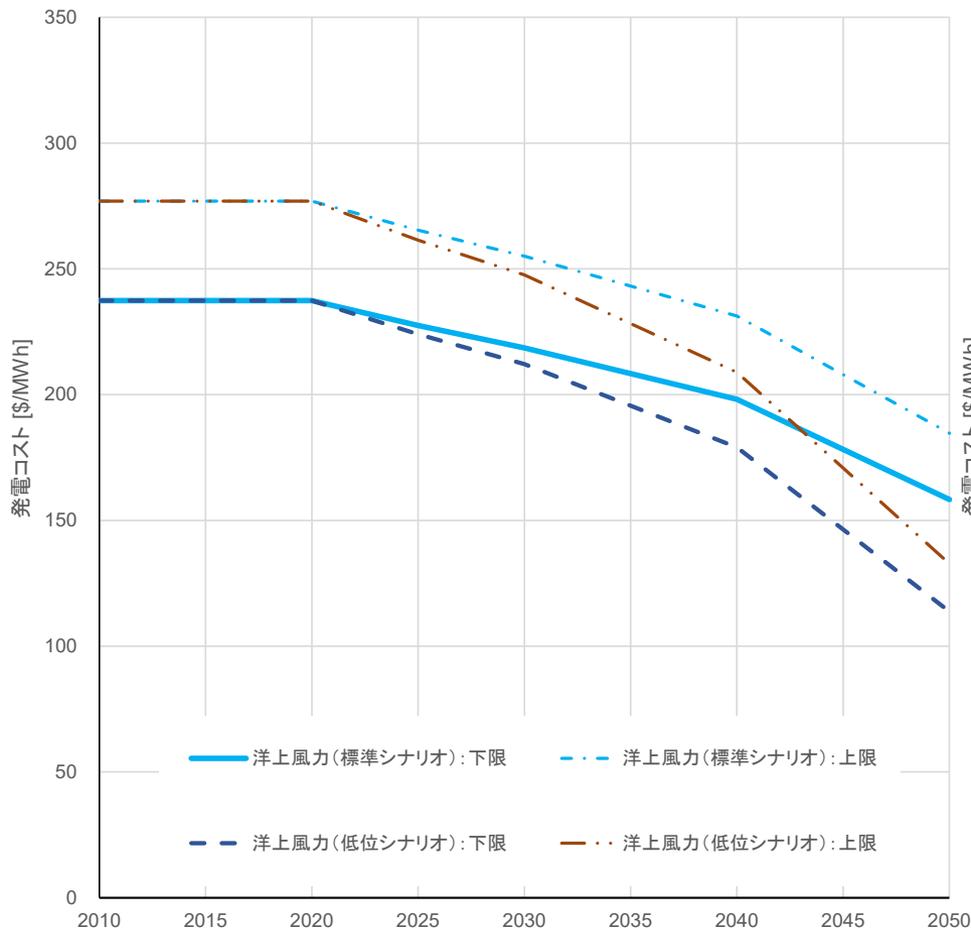
フロー



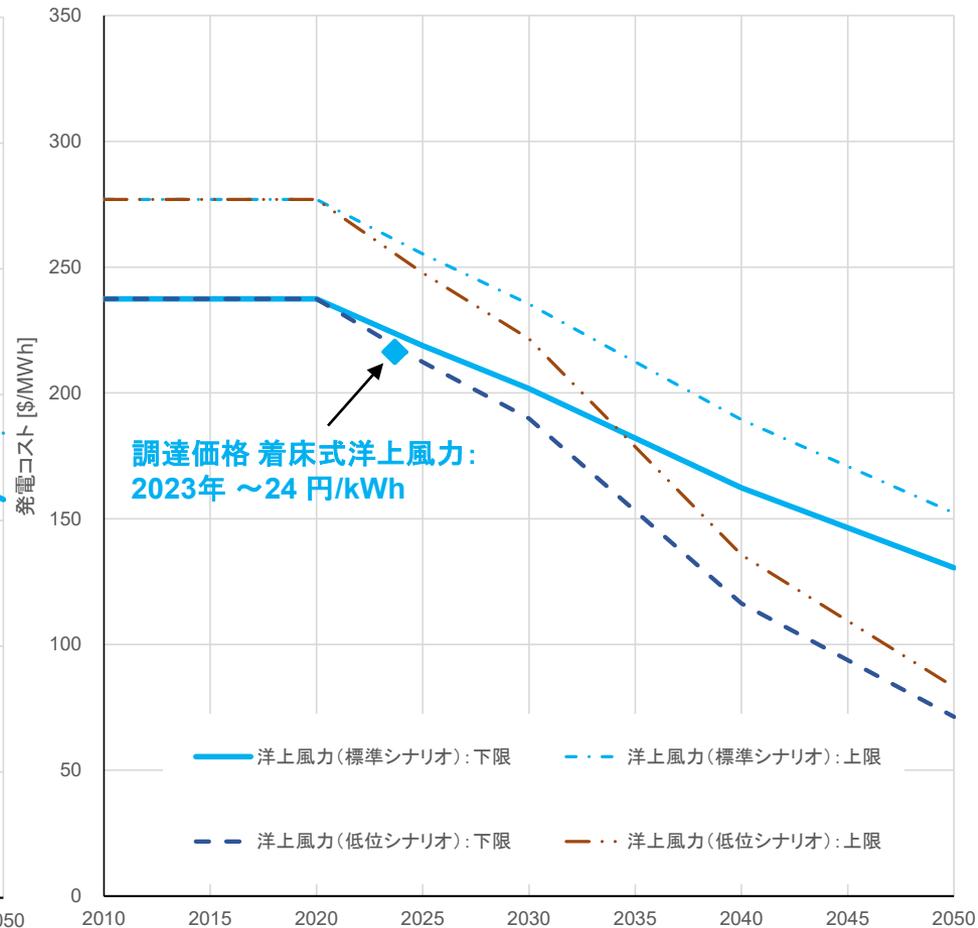
- ✓ 実績値との比較では、想定シナリオとほぼ整合的
- ✓ 社会制約の強まりにより、社会制約を考慮せずに推定しているポテンシャルを実現しにくくなってきている。

日本の洋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
- ✓ EEZでの浮体式洋上風力の展望も開けてきており、別途、次頁以降で、ポテンシャルの再試算含め、検討

洋上風力発電

EEZでの洋上風力発電の利用の可能性を踏まえたコスト・ポテンシャル推計の更新

【参考】世界主要国の洋上風力発電コスト実績 (IRENA)



LCOE

Table 4.4 Regional and country weighted average LCOE of offshore wind, 2010 and 2022

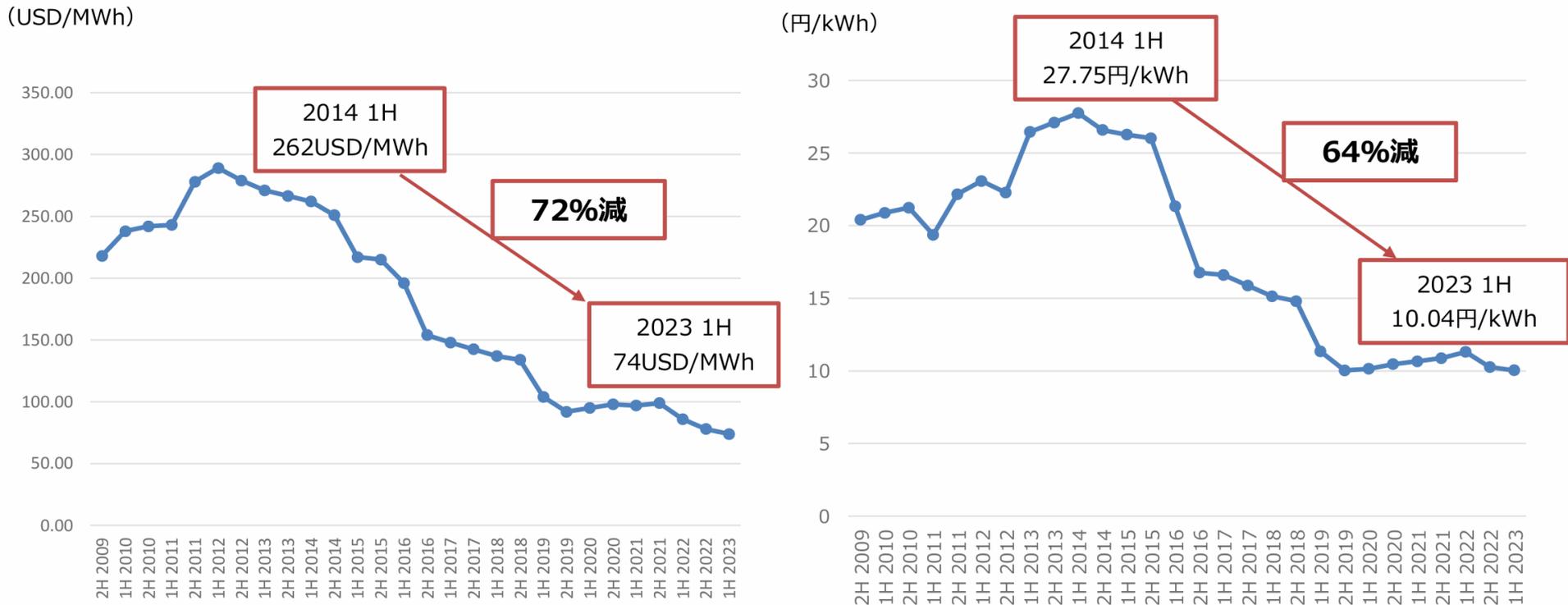
	2010			2022		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2022 USD/kW)					
Asia	0.129	0.190	0.210	0.062	0.085	0.152
China	0.126	0.189	0.208	0.061	0.077	0.092
Japan	0.200	0.200	0.200	0.221	0.221	0.221
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	0.141*	0.191*	0.240*
Europe	0.135	0.200	0.235	0.058	0.074	0.113
Belgium*	0.238	0.238	0.238	0.087*	0.088*	0.090*
Denmark**	0.114	0.114	0.114	0.043**	0.043**	0.043**
Germany	0.187	0.189	0.196	0.059	0.078	0.078
Netherlands	n.a.	n.a.	n.a.	0.058	0.058	0.058
United Kingdom	0.210	0.219	0.227	0.060	0.064	0.067

* Countries where data were only available for projects commissioned in 2020, not 2022.

** Countries where data were only available for projects commissioned in 2021, not 2022.

【参考】世界の洋上風力発電コストの推移

＜世界における洋上風力発電のLCOEの推移＞



※ 1H : 上半期 2H : 下半期 ※ 着床式洋上風力発電も浮体式洋上風力発電も含む。

出典 : BloombergNEFのデータ (1H 2023 LCOE: Data Viewer Tool) を基に資源エネルギー庁作成。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.6)から各年の値を使用。

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

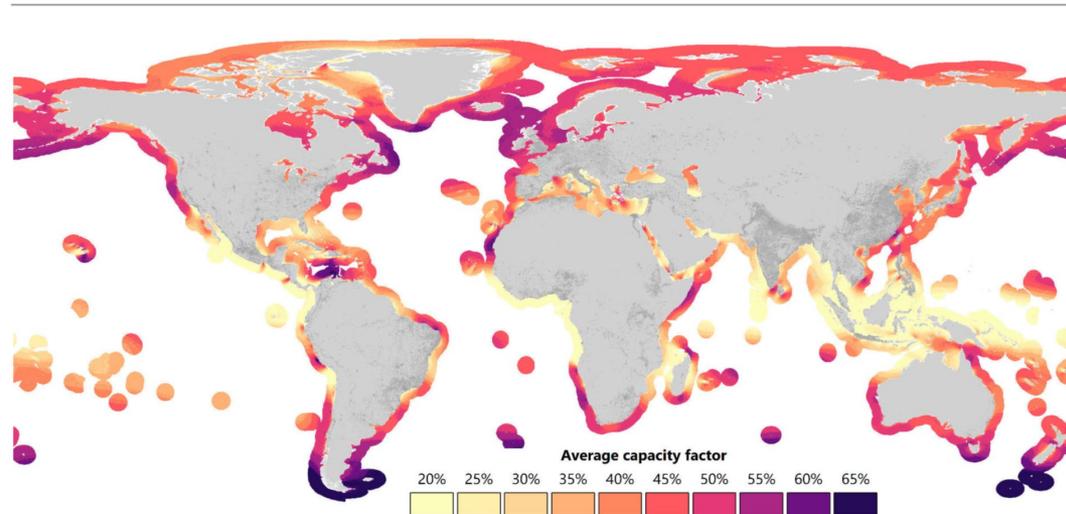
コスト低減加速・海外コストに収斂(2050年までに欧州との価格差1.36倍が無くなると想定)

		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



Average capacity factors reflect the quality of the wind resources available offshore around the world

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.

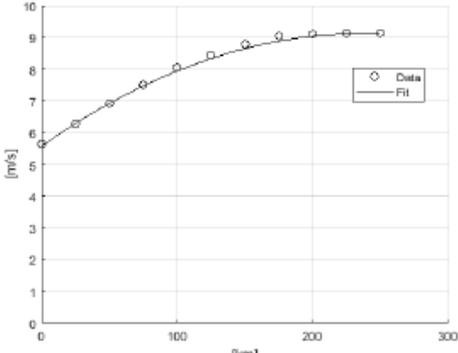
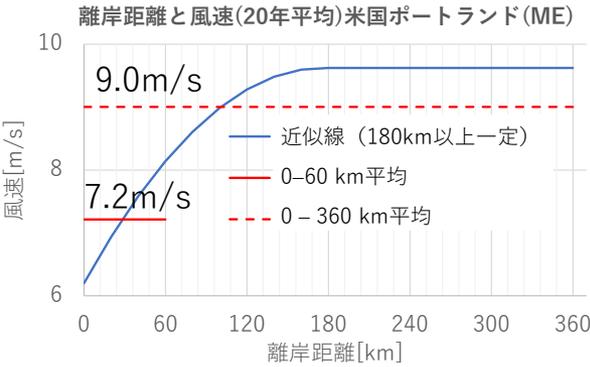
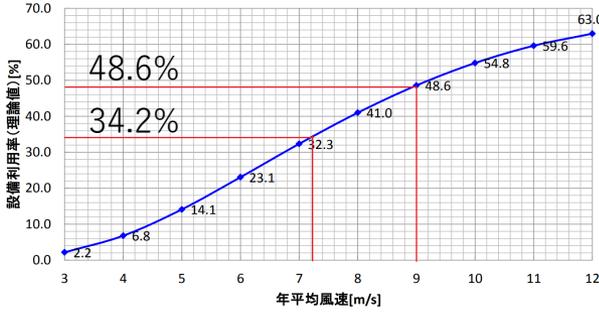
出典) IEA, Offshore Wind Outlook 2019

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
<ul style="list-style-type: none"> 離岸距離と風速の近似式の調査 風速$\approx(-1.11 \times 10^{-4})x^2+0.039x+6.2$  <p>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. $U(x) \approx [-1.11e-4]x^2 + 0.039x + 6.2; U [m/s], x [km]$</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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  <p>離岸距離と風速(20年平均)米国ポートランド(ME)</p> <p>9.0m/s 7.2m/s</p> <p>— 近似線 (180km以上一定) — 0-60 km平均 - - - 0-360 km平均</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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%)  <p>設備利用率(理論値) [%]</p> <p>年平均風速 [m/s]</p> <p>48.6% 34.2%</p>
<p>Step4</p> <ul style="list-style-type: none"> 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を乗じることで算定

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

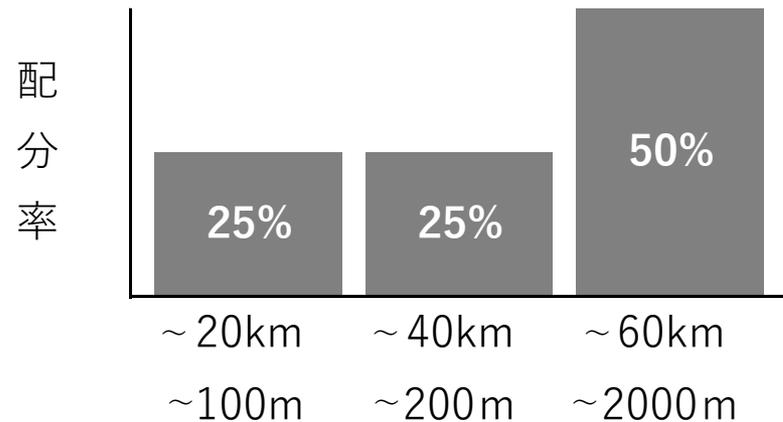
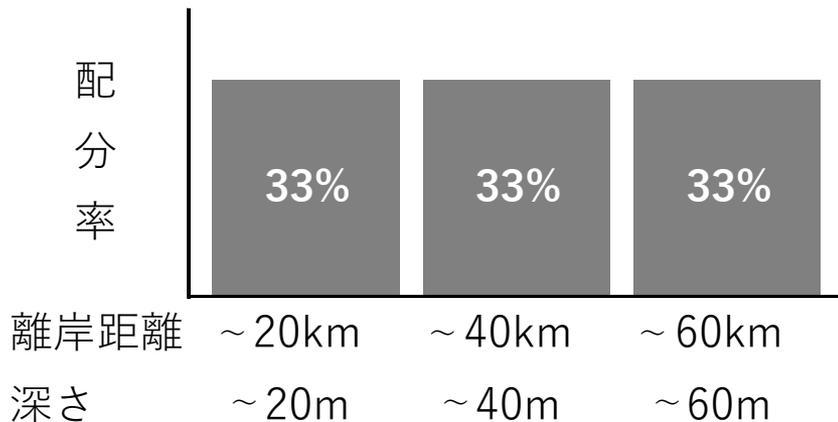
洋上風力のコスト・ポテンシャルの想定

【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

着床(浅海)

浮体(深海)



(深度60m以下の浅海は
緩やかに傾斜と想定)

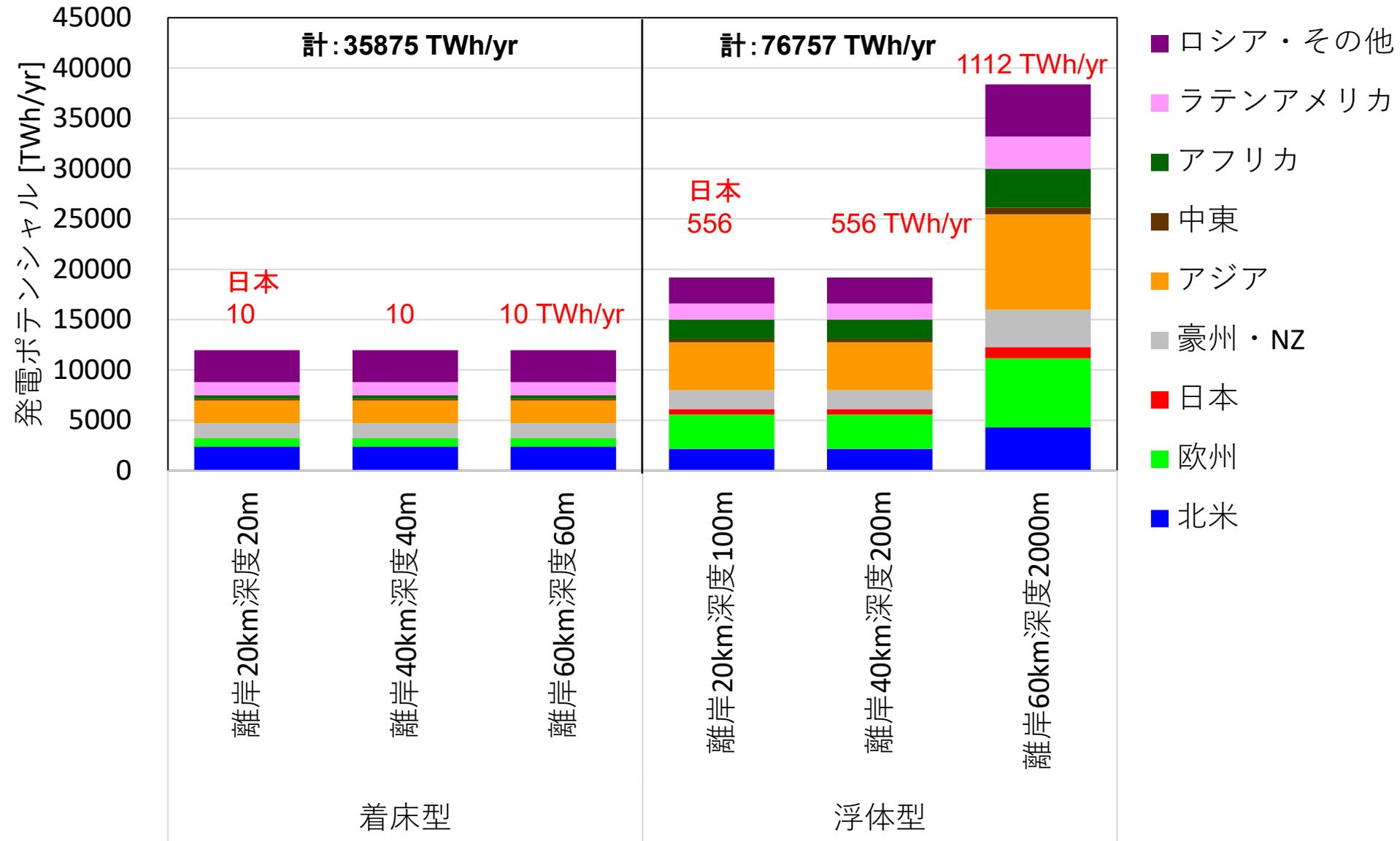
(~200mと~2000mの面積比はほぼ同
等であることから~2000mを50%)

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>

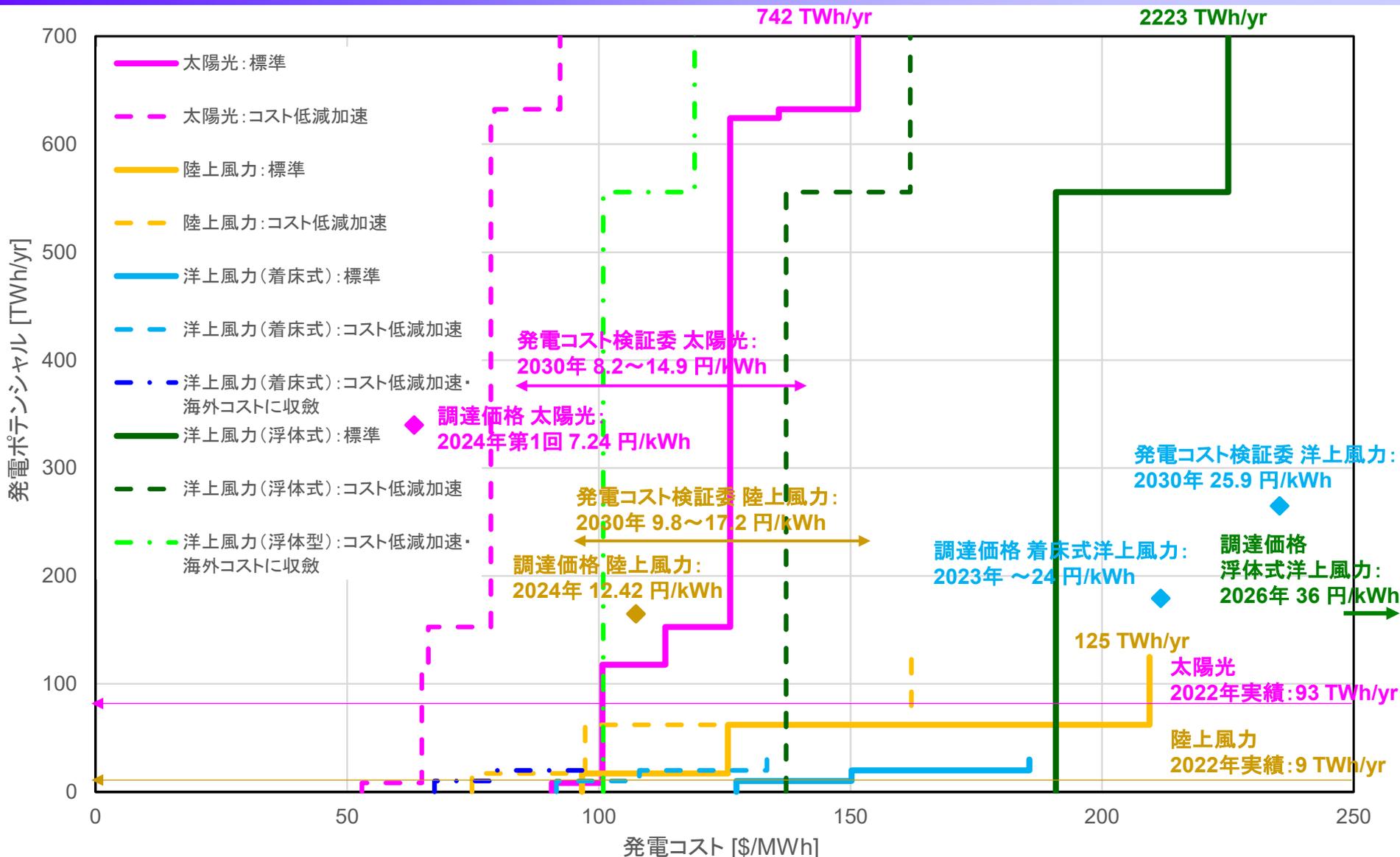
洋上風力ポテンシャル推計：国・地域別



日本における変動性再エネの コスト・ポテンシャル曲線推計

DNE21+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。
以下、円換算する場合は、提示のコストもこの為替換算水準を用いられたい。

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。

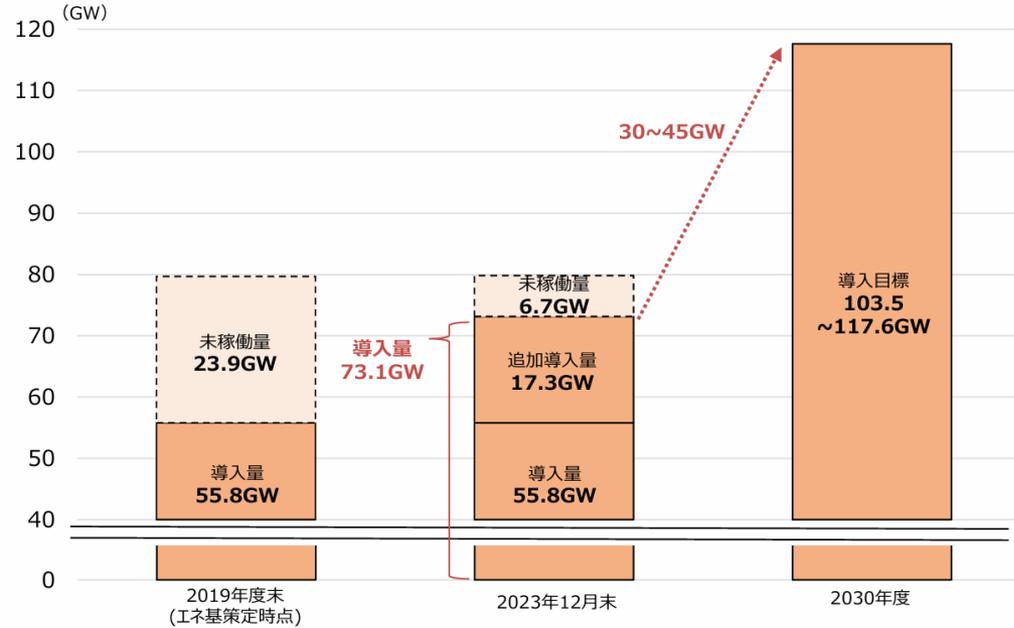
【参考】再エネの2030年導入目標と導入実績 (kWh)

	2011年度	2022年度	2030年ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh	10.4% (1,131億kWh)	21.7% (2,189億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.2%	14-16%程度
	48億kWh	926億kWh	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%	5%程度
	47億kWh	93億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.6%	11%程度
	849億kWh	768億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	30億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	3.7%	5%程度
	159億kWh	372億kWh	470億kWh

- ✓ とりわけ、太陽光、陸上風力は、地域共生の課題が顕在化。
- ✓ 直接的なコスト以外で、地域共生の課題解決ができるか否かで、理論的に推計されるポテンシャルのどの程度を実現し得るかに大きく影響してくると見られる。

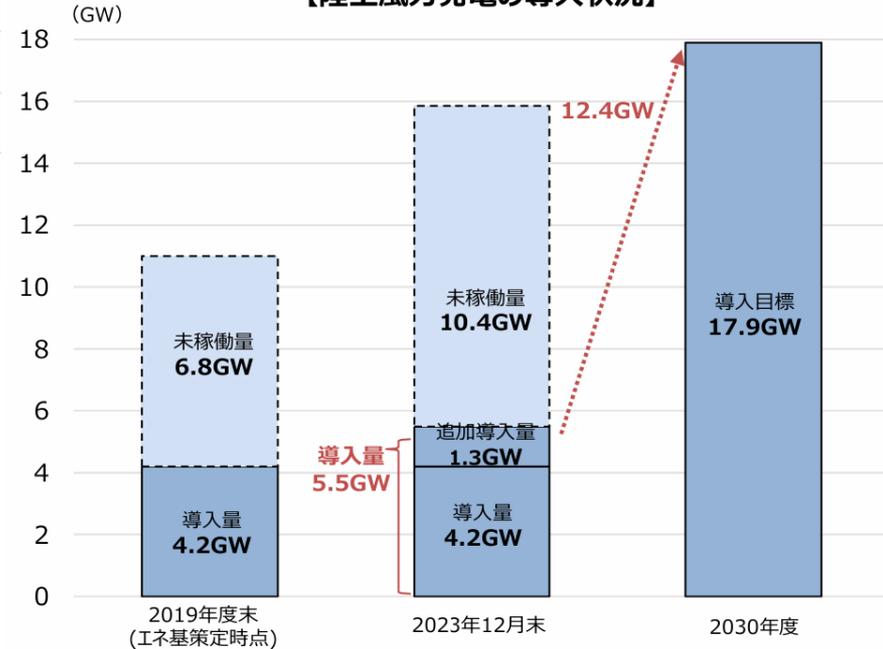
【参考】太陽光・陸上風力の2030年導入目標と導入実績 (kW)

【太陽光発電の導入状況】



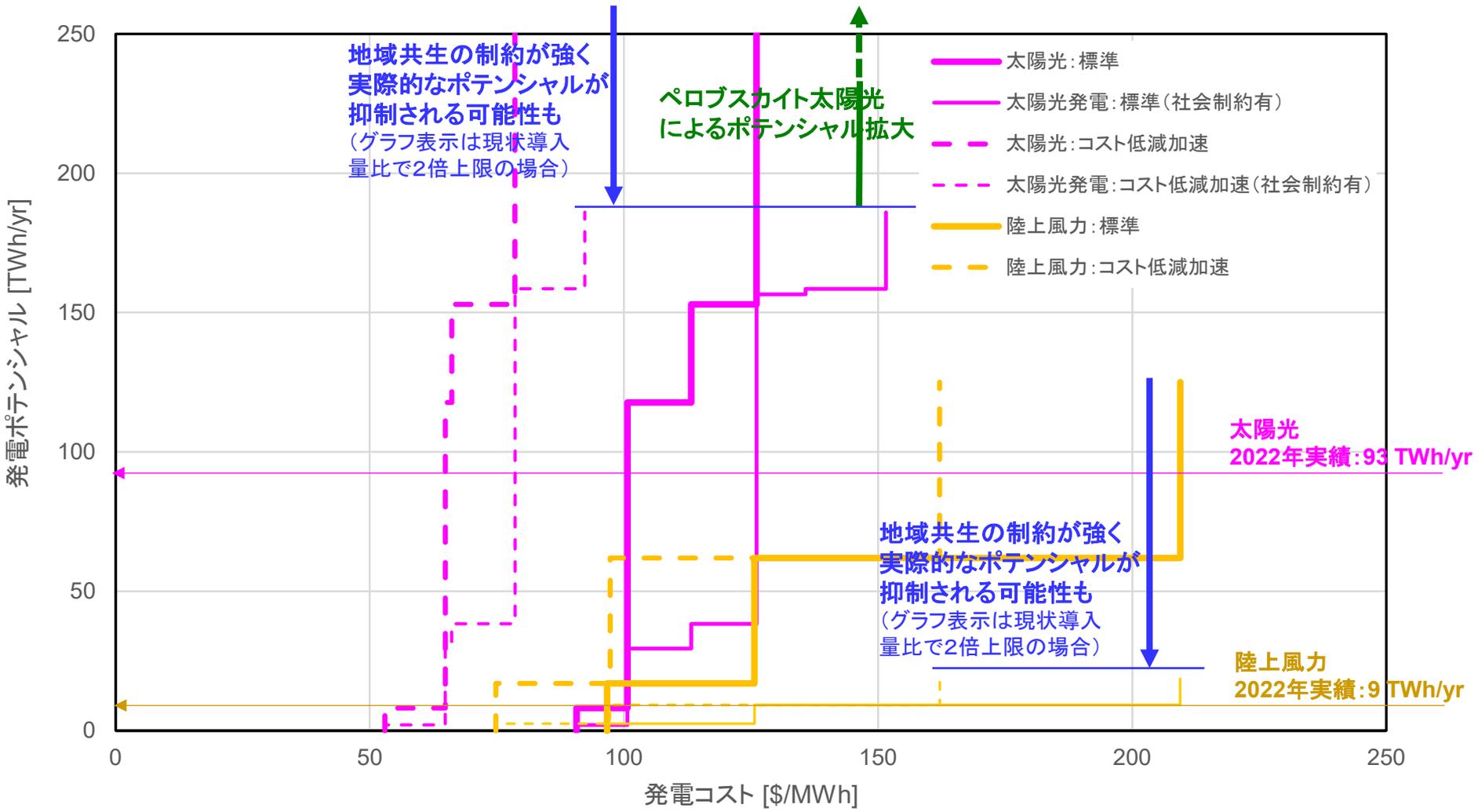
- ※ 導入量は、FIT前導入量5.6GWを含む。
- ※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
- ※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

【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。

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



※ 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)

まとめ

- ◆ RITEでは、世界エネルギー・温暖化対策評価モデルDNE21+の前提条件として、再生可能エネルギーについても、コスト・ポテンシャル推計を行っている。世界モデルであるため、できる限り、システムティックな手法で、世界全体での評価が整合的となるような分析を行っている。
- ◆ 2020～21年の分析時のコスト想定と、足下の実績値を比較すると、大型太陽光発電のコストは、標準シナリオよりは若干低位に。コスト低減加速シナリオ並みの水準に。他は、標準シナリオと同様、もしくは、屋根設置太陽光は若干コスト高位傾向にある。
- ◆ 浮体式洋上風力のコスト・ポテンシャル推計を新規に実施。ポテンシャルは大きい。コストは、陸上風力や太陽光よりも概して高い。
- ◆ RITEのポテンシャル分析は、世界全体のGISデータをベースに評価しているため、例えば、強度が不足している屋根設置や、事実上設置が難しい空き地でも設置可能と評価する場合もあり、楽観的な推計になっている可能性がある。他方、営農型太陽光の場合、GISでは農地と判断され、ポテンシャル評価の対象外となっている場合もあり、この点では保守的な評価の可能性もある。
- ◆ 太陽光、陸上風力の地域共生の社会制約の評価は難しいが、地域共生に係る社会制約は実際的なポテンシャルに影響
- ◆ ペロブスカイト太陽光発電は、その一部は緩和し、ポテンシャルを引き上げる可能性があるが、現状ではとりわけコスト推計例は乏しい。
- ◆ VREコストについては、系統統合費用を含めた評価が重要

付録

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)

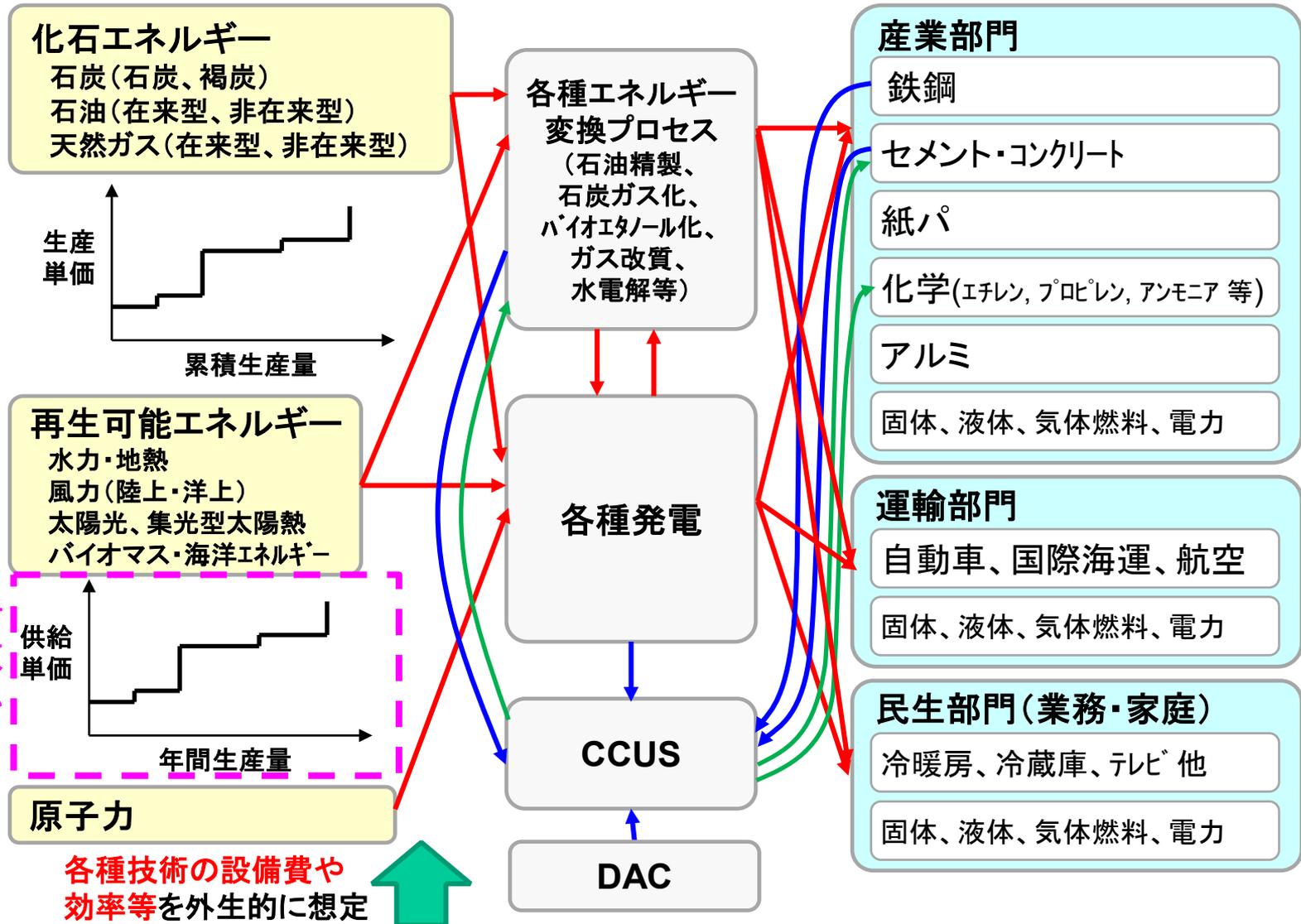
- 地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが整合的に評価可能
- 非CO₂ GHGについては、別途、米EPAの技術・コストポテンシャル推計を基にしてRITEで開発したモデルを利用

- ・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
 - ・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分析の提示
- 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

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)。

本資料では、この部分を中心に報告

各種技術の設備費や効率等を外生的に想定

