

日本の太陽光発電の未来 ～ CN時代の主役となるために ～

ニッポンのすべての屋根に太陽光発電を！



2022年3月10日
一般社団法人 太陽光発電協会 (JPEA)
増川武昭

はじめに

太陽光発電に対するネガティブなイメージの例

- コストが高い（国民負担で導入）
- ビジネスとしてはもう儲からない
- 日本には適地が少なく設置場所がもうない
- 迷惑設備（景観、土砂災害）
- 不安定（自然変動電源）で頼りにならない

さて、皆さんはどのよなイメージをお持ちでしょうか？

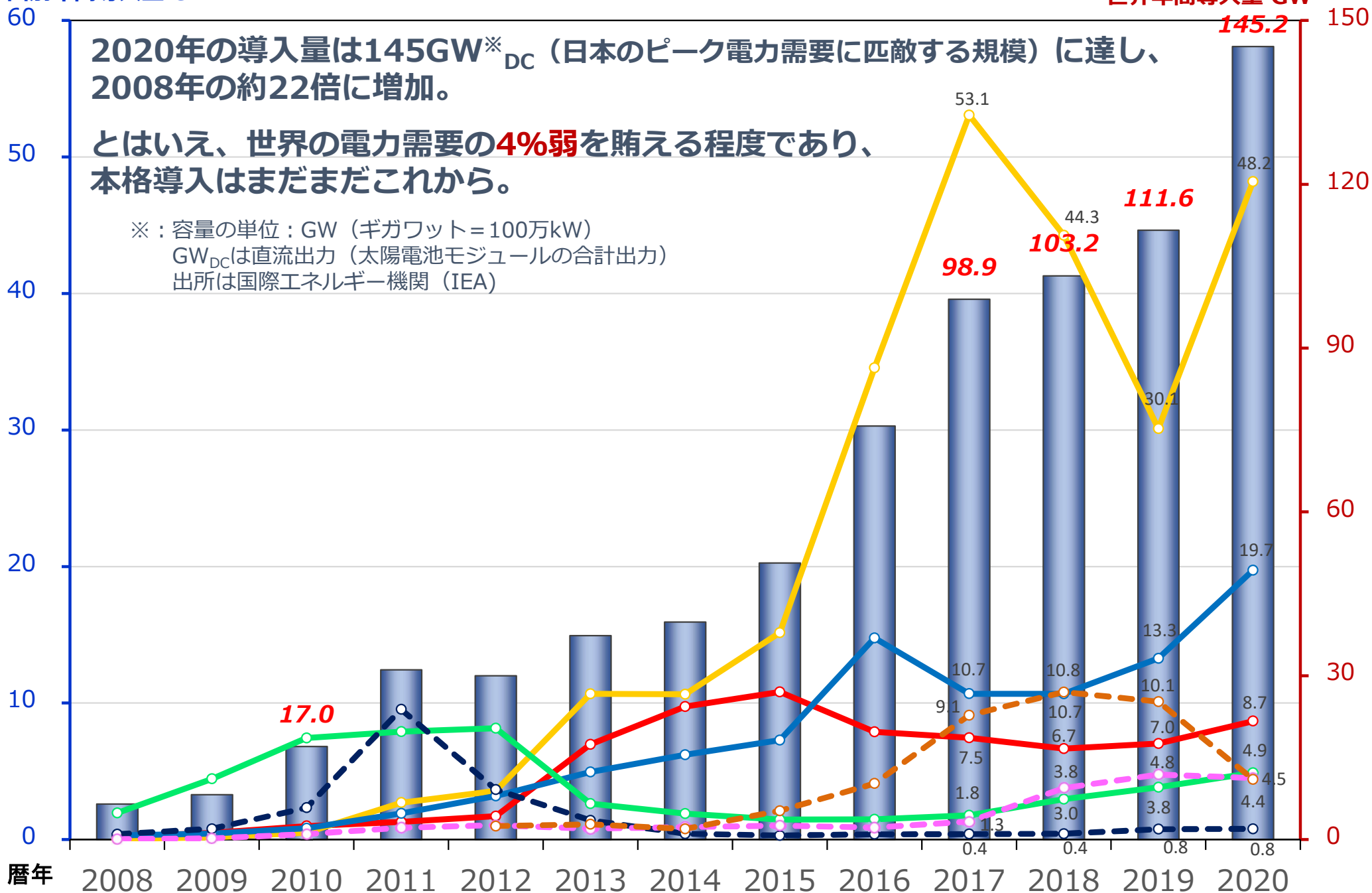
今、世界で起きていること

世界の太陽光発電：年間導入量 2000年代後半から急拡大



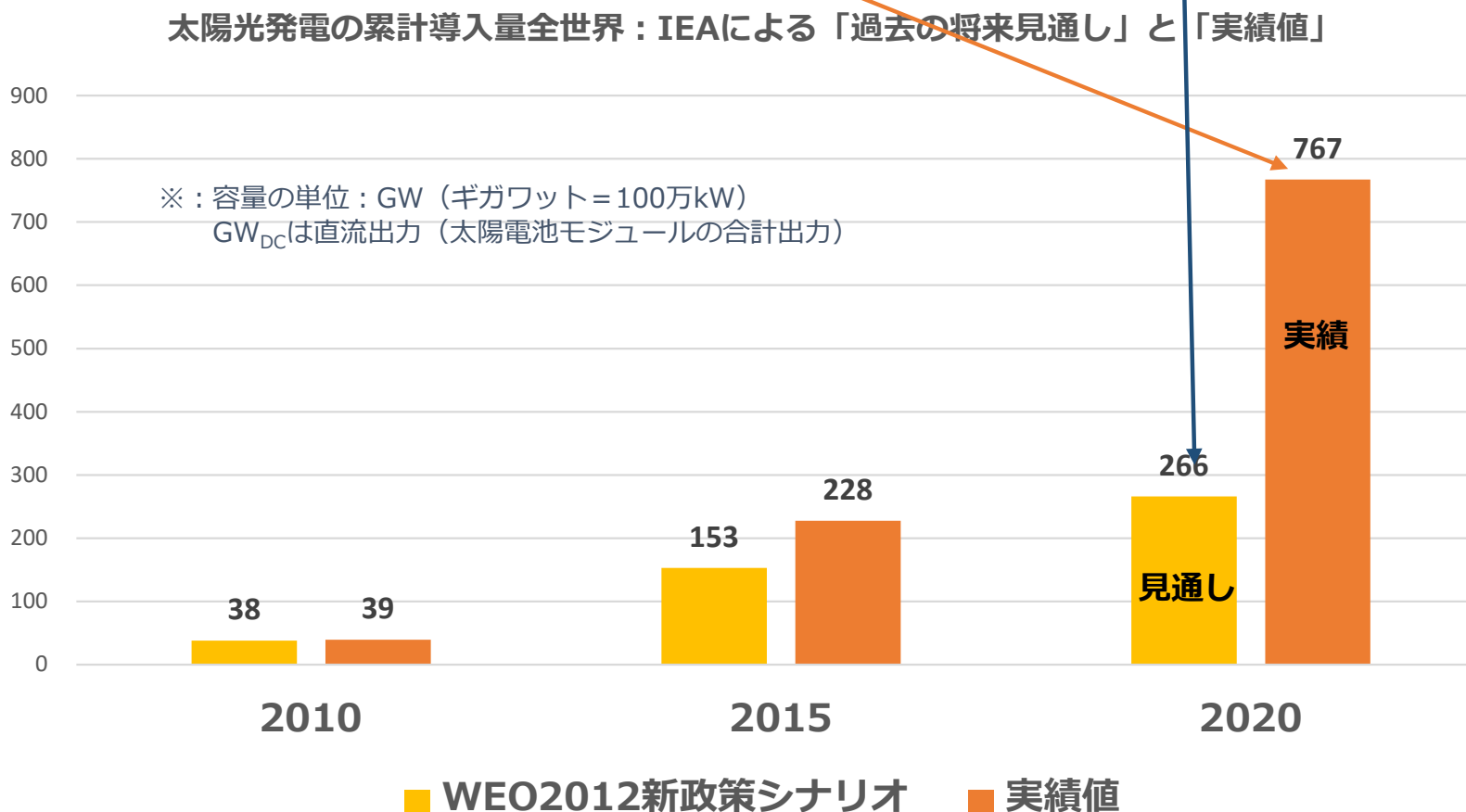
国別年間導入量 GW

世界年間導入量 GW



国際エネルギー機関（IEA）による 過去の見通しと実績

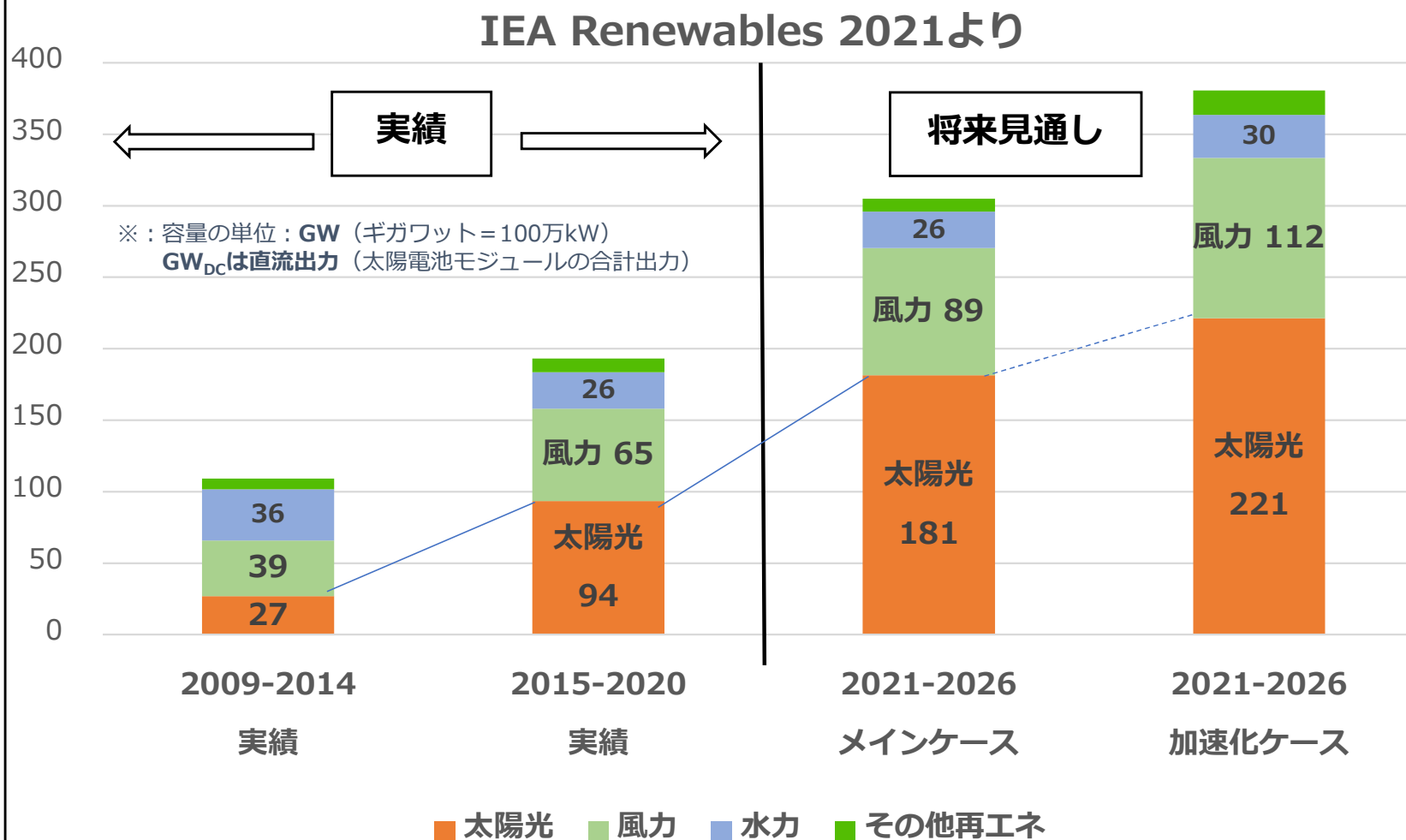
- IEAが2012年に発表した「World Energy Outlook 2012 (WEO2012)」において、世界の太陽光発電の2020年末の累計導入量見通しは以下の通りであった。
 - 現行政策シナリオ (Current Policies Scenario) : 227GW_{DC}
 - 新政策シナリオ (New Policies Scenario) : 266GW_{DC}
 - 450シナリオ (CO₂濃度450PPM 抑制シナリオ) : 303GW_{DC}
- しかしながら、2020年末の実績は767GW_{DC}で、新政策シナリオ見通しの2.9倍に達した



国際エネルギー機関（IEA）による実績データと見通し

- 2015年以降は太陽光発電の伸びが顕著
- 2015～2020年の太陽光の実績値（年間平均）：94GW_{DC}
- 2021～2026年の太陽光の見通し（年間平均）：181～221GW_{DC}（加速化ケース）

世界の再エネの年間平均導入量：実績と2021年以降の見通し



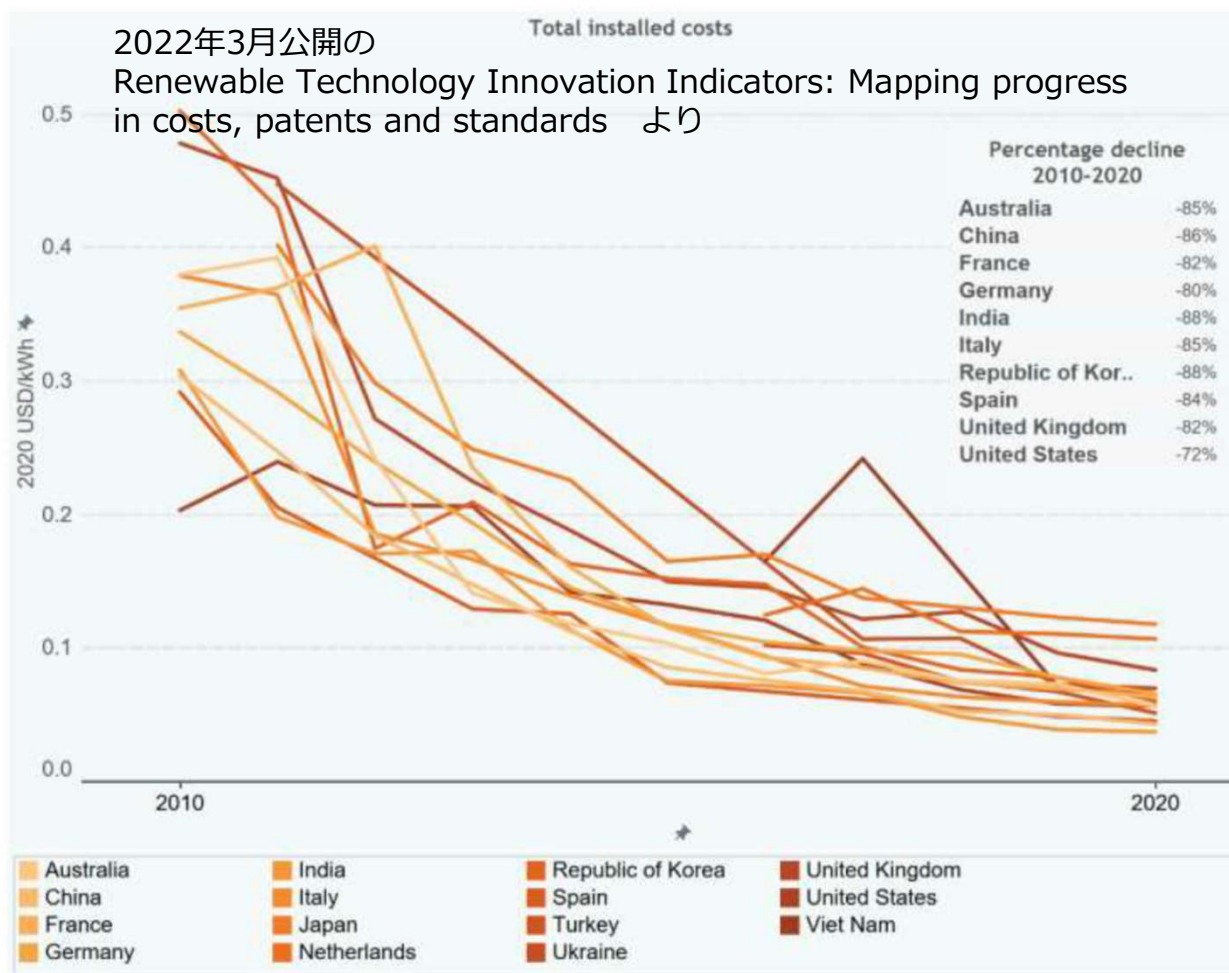
太陽光発電の導入量が世界で急速に伸びたのは何故か？

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)によれば、

大規模事業用の太陽光発電について2010年から2020年迄の10年間で、

- 太陽光発電所の建設コスト：81%減少（世界平均）
- 太陽電池モジュールの価格：93%減少（世界平均）
- **発電コスト (LCOE)：85%減少**（世界平均 1 kWhあたり）

大規模事業用太陽光の発電コストの推移（国別）：出所 IRENA



さて、日本の太陽光発電は

- 2020年の年間導入量：日本は4位
- 2020年末の累計導入量：日本は3位

※：容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）
DC直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

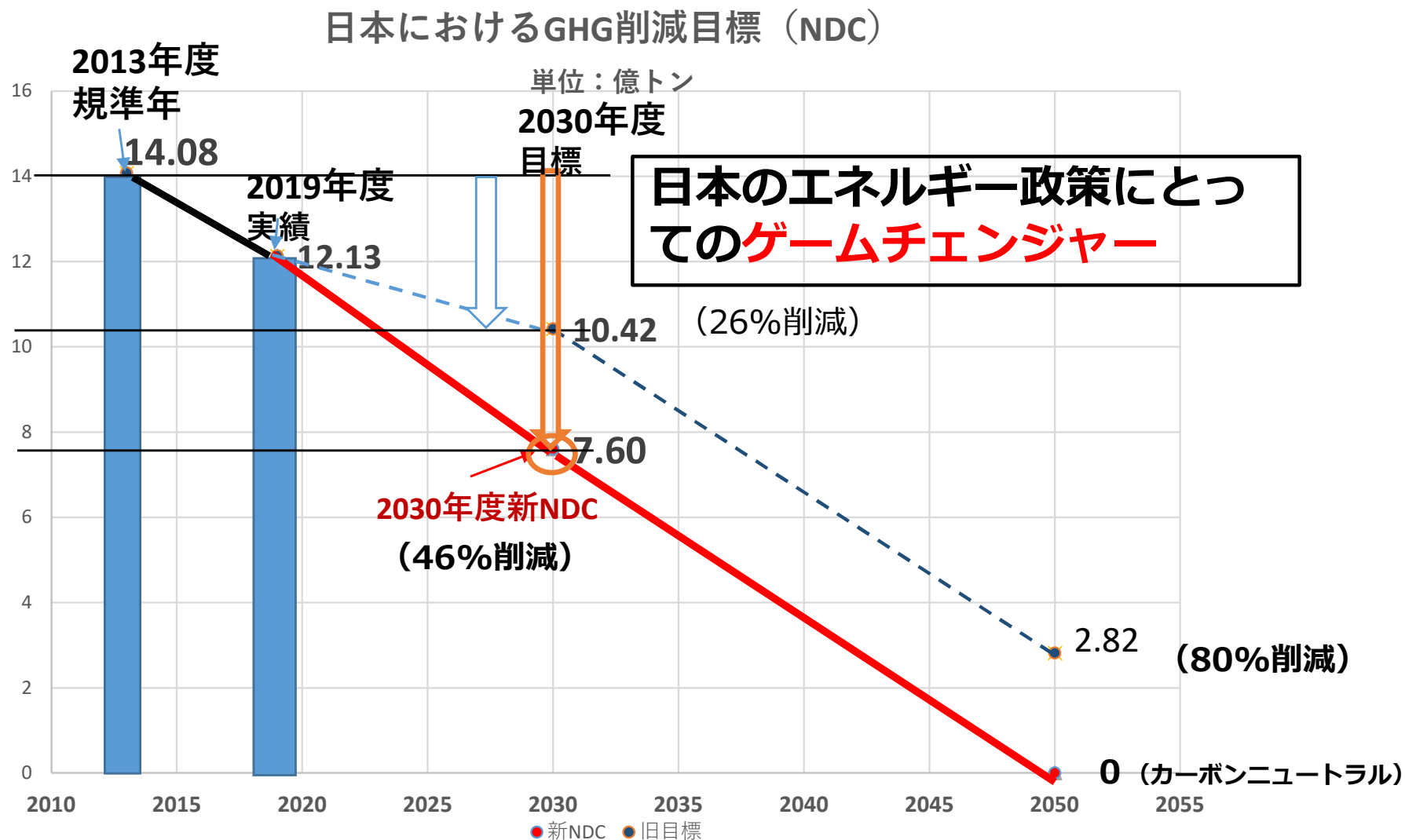
TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2020

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
2020年 年間導入量 (DC)				2020年末 累計導入量 (DC)			
1		China	48,2 GW	1		China	253,4 GW
(2)		European Union	19,6 GW	(2)		European Union	151,3 GW
2		United States	19,2 GW	2		United States	93,2 GW
3		Vietnam	11,1 GW	3		Japan	71,4 GW
4		Japan	8,2 GW	4		Germany	53,9 GW
5		Germany	4,9 GW	5		India	47,4 GW
6		India	4,4 GW	6		Italy	21,7 GW
7		Australia	4,1 GW	7		Australia	20,2 GW
8		Korea	4,1 GW	8		Vietnam	16,4 GW
9		Brazil	3,1 GW	9		Korea	15,9 GW
10		Netherlands	3 GW	10		UK	13,5 GW

Source: IEA PVPS

2030年46%削減、2050年CN実現の目標が意味するものは？

2050年のカーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年の46%削減（更に50%の高み）を目指し新たな削減目標（2021年4月表明）は、日本のエネルギー政策にとってはゲームチェンジャーであり、第6次エネルギー基本計画の重要テーマとなった。



菅前総理による気候変動対応に関する宣言

2020年10月：2050年のカーボンニュートラル

2021年4月：2030年の温暖化ガス46%削減（更に50%の高みを目指す）



第6次エネルギー基本計画

・閣議決定：2021年10月

- 再エネについては、主力電源として**最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組む。**
- 2030年の46%削減達成には、電源構成に占める**再エネ比率を36%~38%（野心的見通し）**に高める。**現在取り組んでいる再生可能エネルギーの研究開発の成果の活用・実装が進んだ場合には、38%以上の高みを目指す**
- **2030年の太陽光発電の比率（野心的見通し）は14%~16%（103.5~117.6GW）**



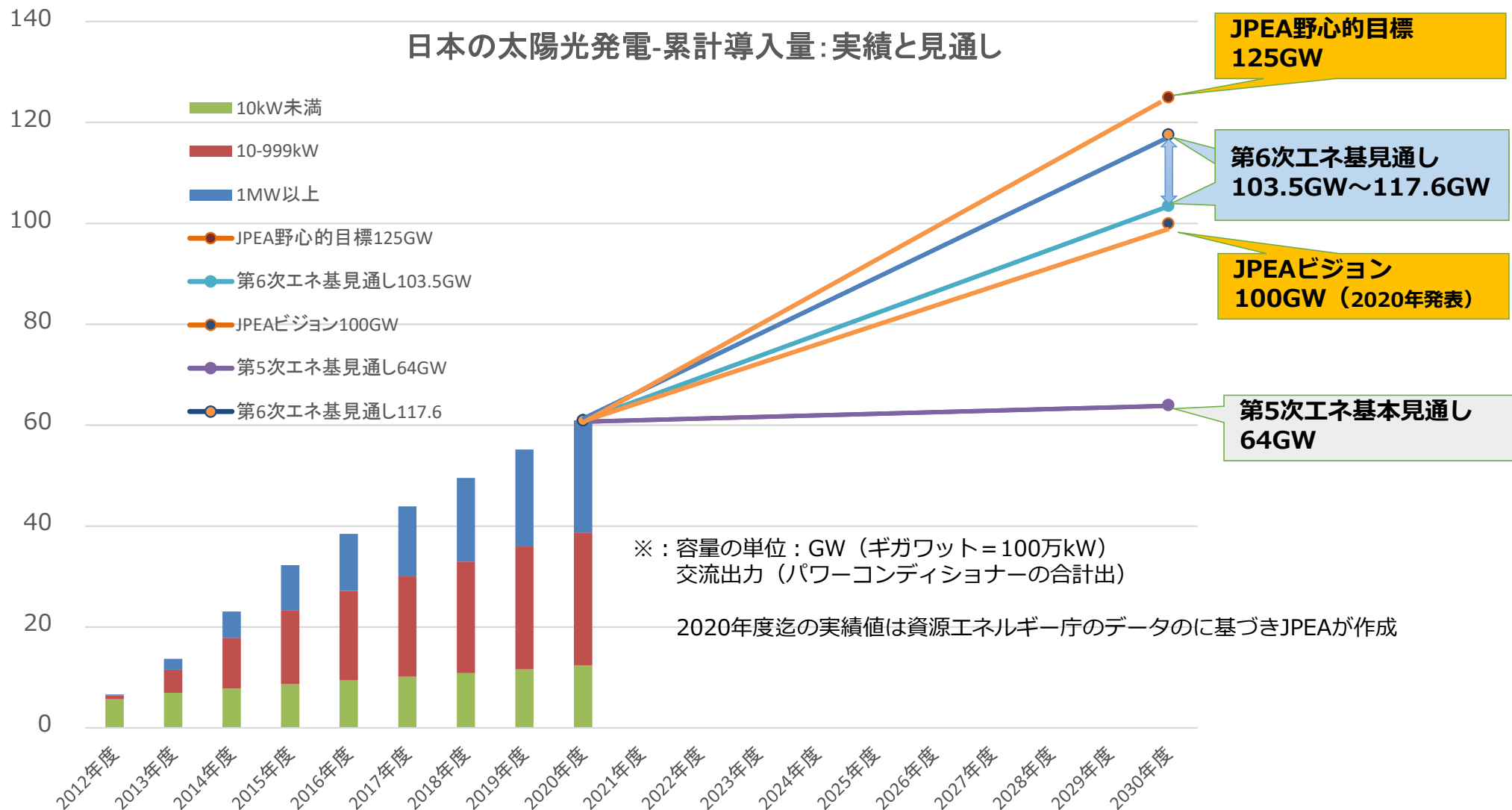
導入までのリードタイムの短い太陽光発電に対する高い期待

2030年46%削減に向けた太陽光発電の導入量（累計）見通し

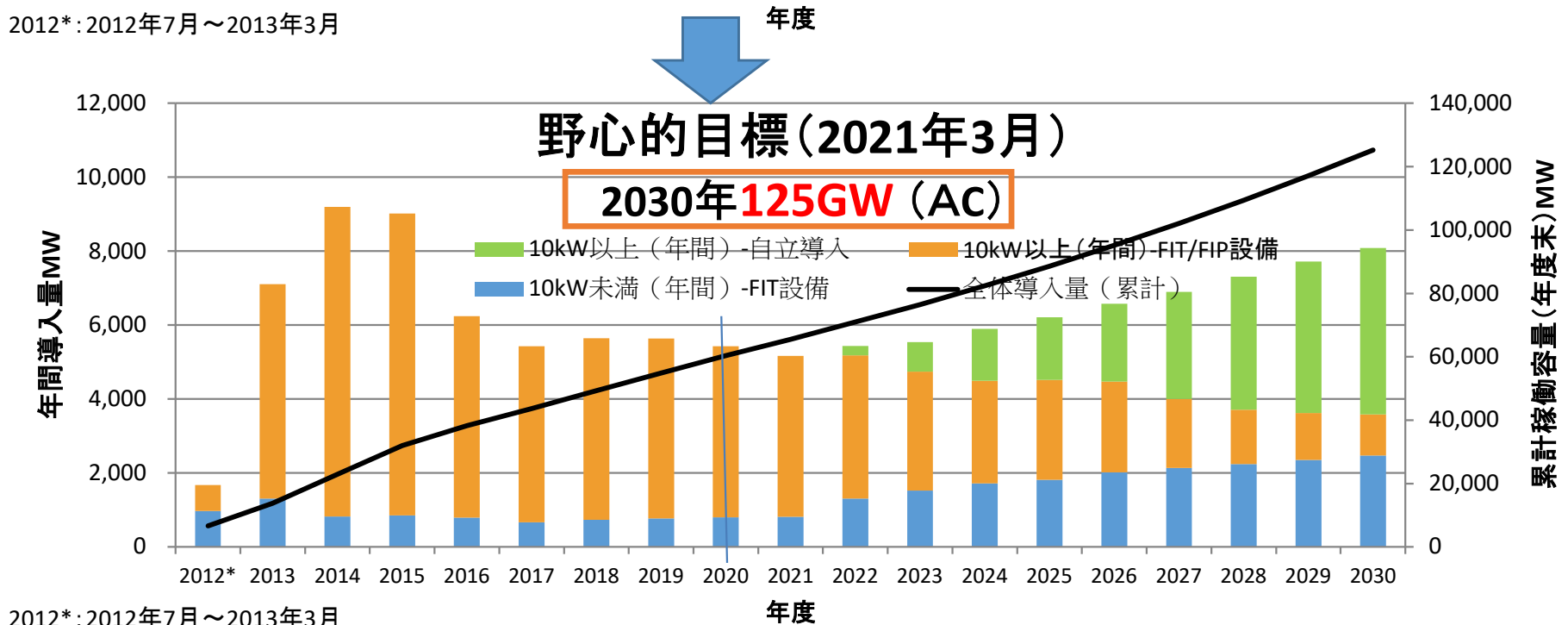
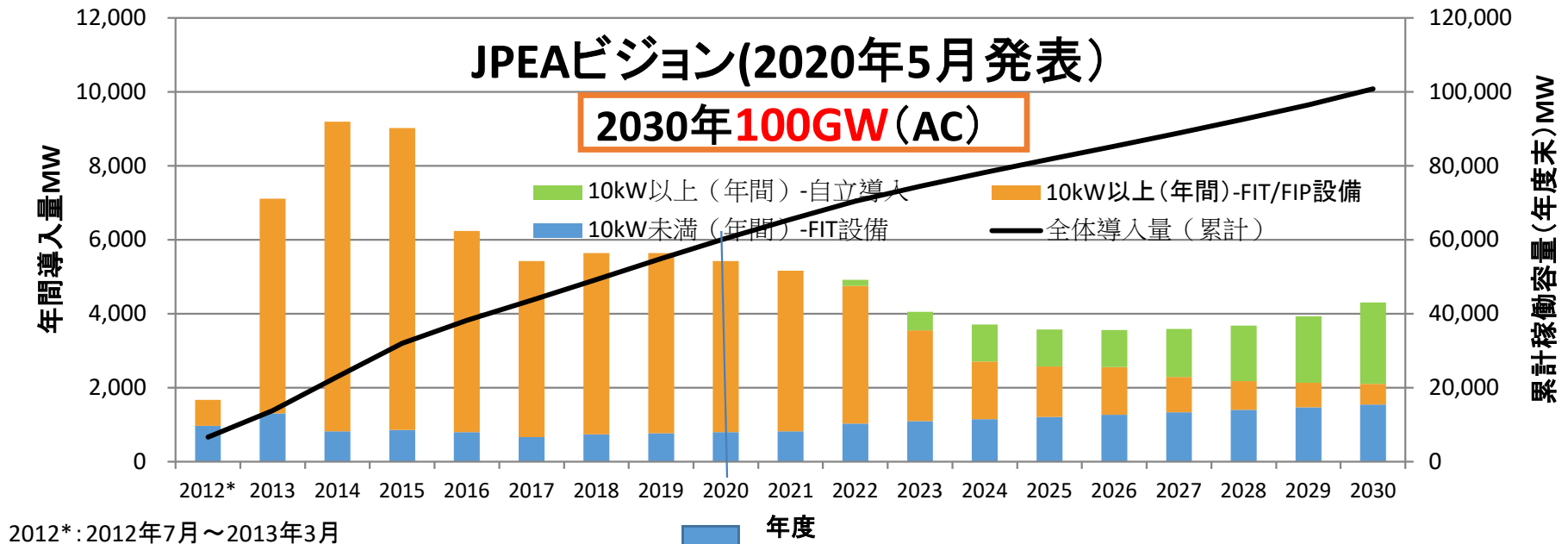


- 2020年度末の累計導入量は約**61GW**（電源構成の7～8%）
- **第6次エネルギー基本計画**における2030年度末の見通しは**103.5～117.5GW**（電源構成の14～16%）と、**第5次エネ基**の**64GW**から大幅に上方修正。
- JPEAにおいても従来の2030年ビジョンの100GWから新たな**野心的目標125GW**を設定

いずれにせよ、**2030年迄に2020年実績の2倍程度まで増やすことが求められている**

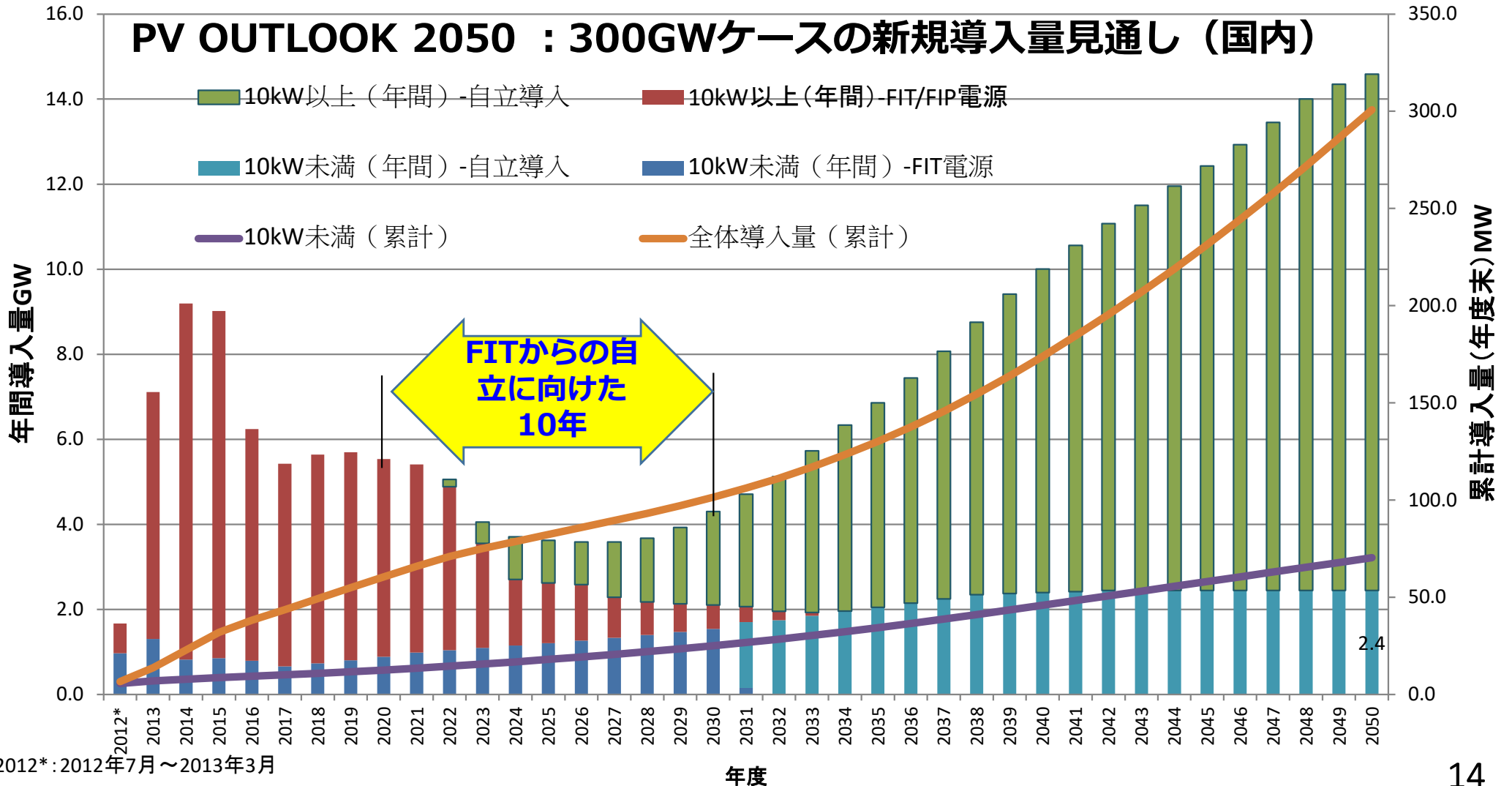


- 2030年までに達成すべきこと「FITから自立した主力電源になること」
- 自立導入（非FIT）が徐々に増え、2031年以降はFITに頼らずとも導入が進むことを目指す



- 2050年にカーボンニュートラルを目指すとするれば太陽光300GW_{AC}では足りない。
- 導入量が減少していく状況下、今後10年間でFITからの自立と電力市場への統合を実現し、どうやって300GW_{AC}を超える目標を達成するかが問われている。

300GW_{AC} (=3億kW)は現状の太陽光導入量の約5倍

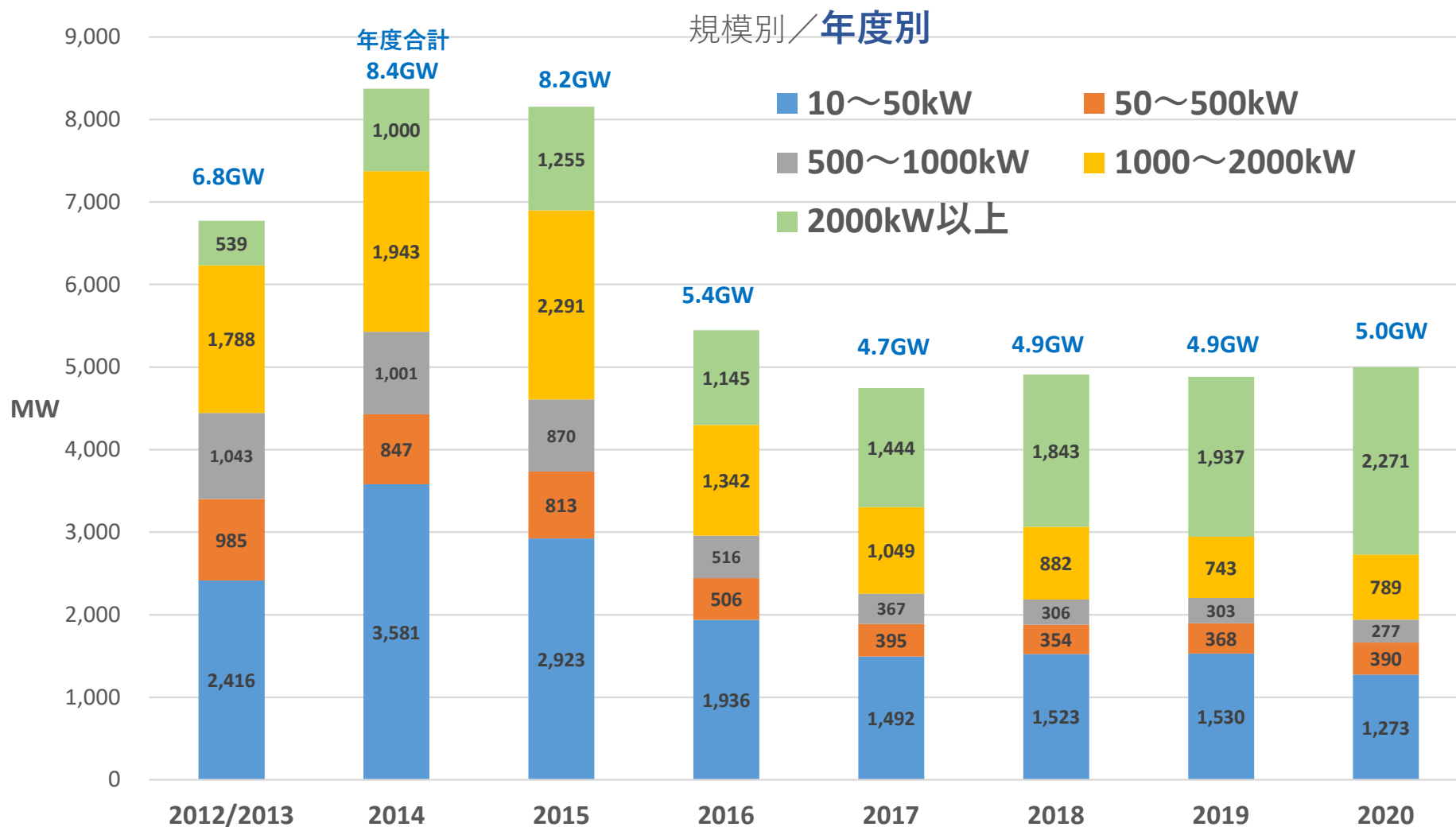


**野心的目標を掲げたのは良いが、
日本の太陽光発電の足元の現実は何？**

- 事業用の太陽光発電は**2014年度～2015年度**において年度合計で**8 GW**を超える導入量を記録。
- **2016年度～2020年度**においても年間で**5 GW程度の新規導入**が続き一見すると順調に見える。
- しかしながら、実態は過去にFIT認定された既認定案件の稼働によって導入量が維持されている。

資源エネルギー庁 第70回調達価格等算定委員会 (2021年10月4日) の資料を基に作成

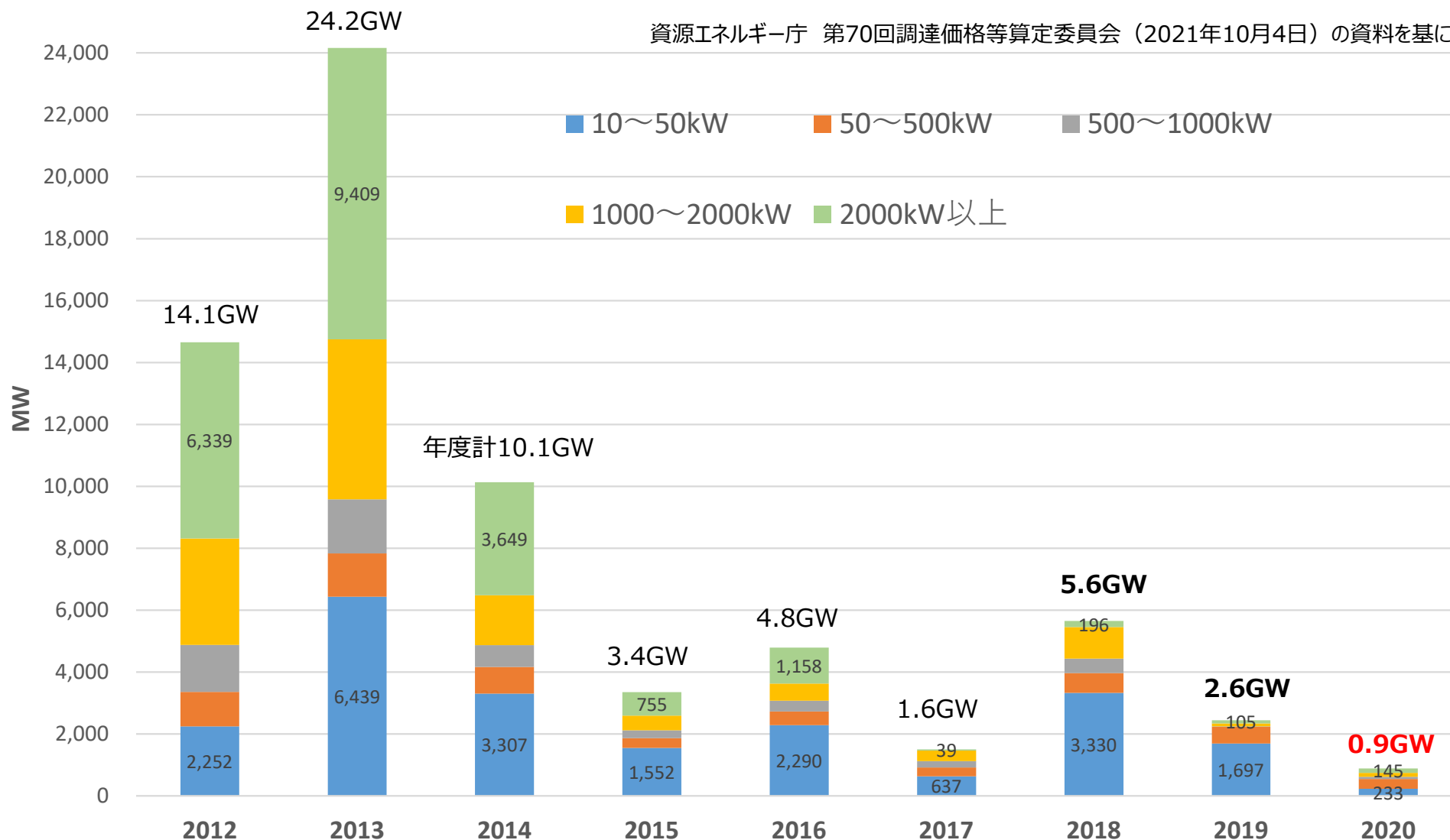
国内の事業用太陽光 導入容量 (AC)



- 事業用太陽光のFIT認定量は、2015年度以降減少しており、**2020年度は0.9GW**まで大きく減っている。
- この傾向が続けば、早晚、事業用太陽光の年間導入量は**従来の5GW程度から1GWを下回るレベル**になる。
- 太陽光発電の主力化には、**足元の減少トレンドを反転させ上昇トレンド**にしなければならない。

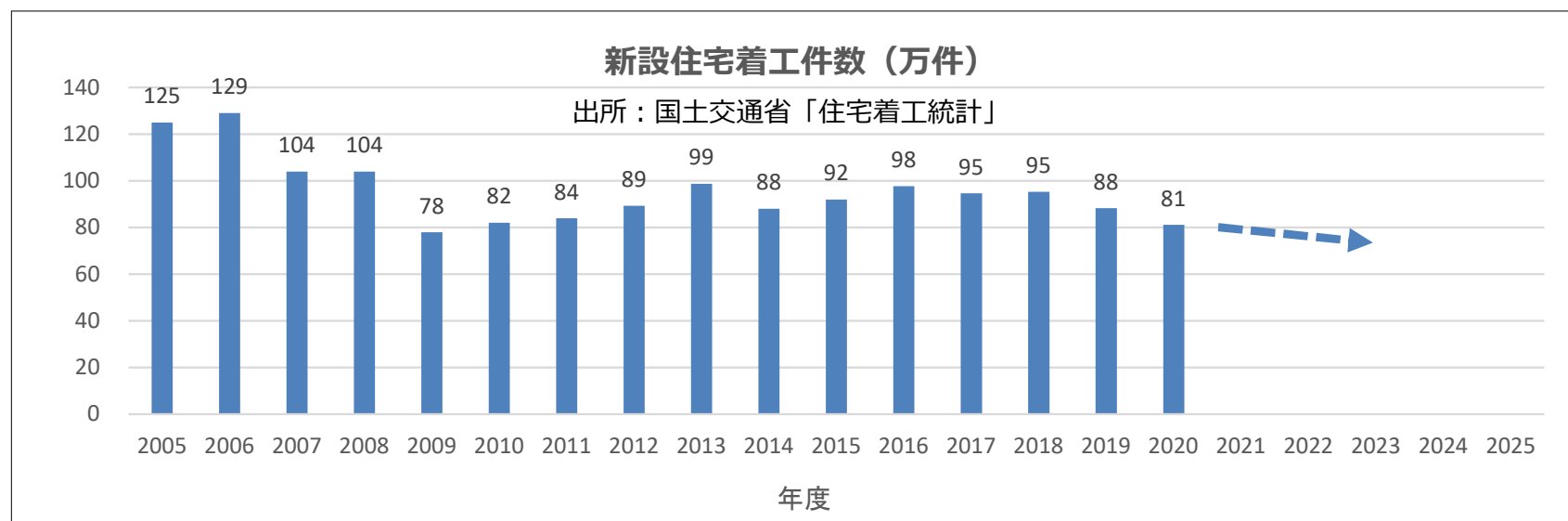
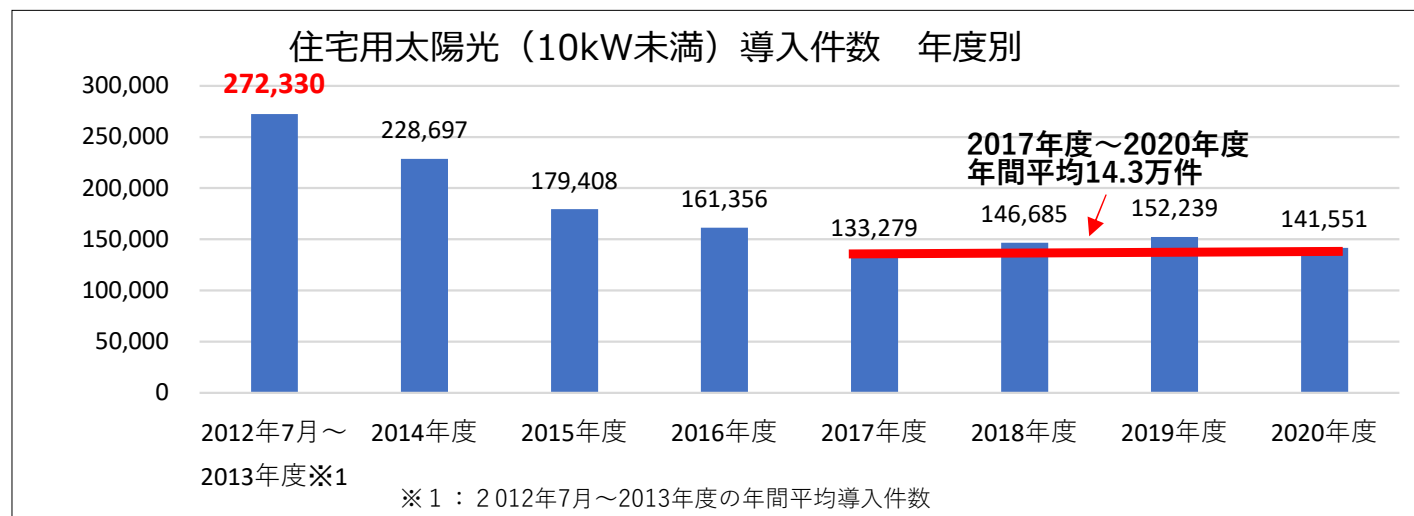
事業用太陽光発電 FIT認定量 年度別 (MW)

資源エネルギー庁 第70回調達価格等算定委員会 (2021年10月4日) の資料を基に作成



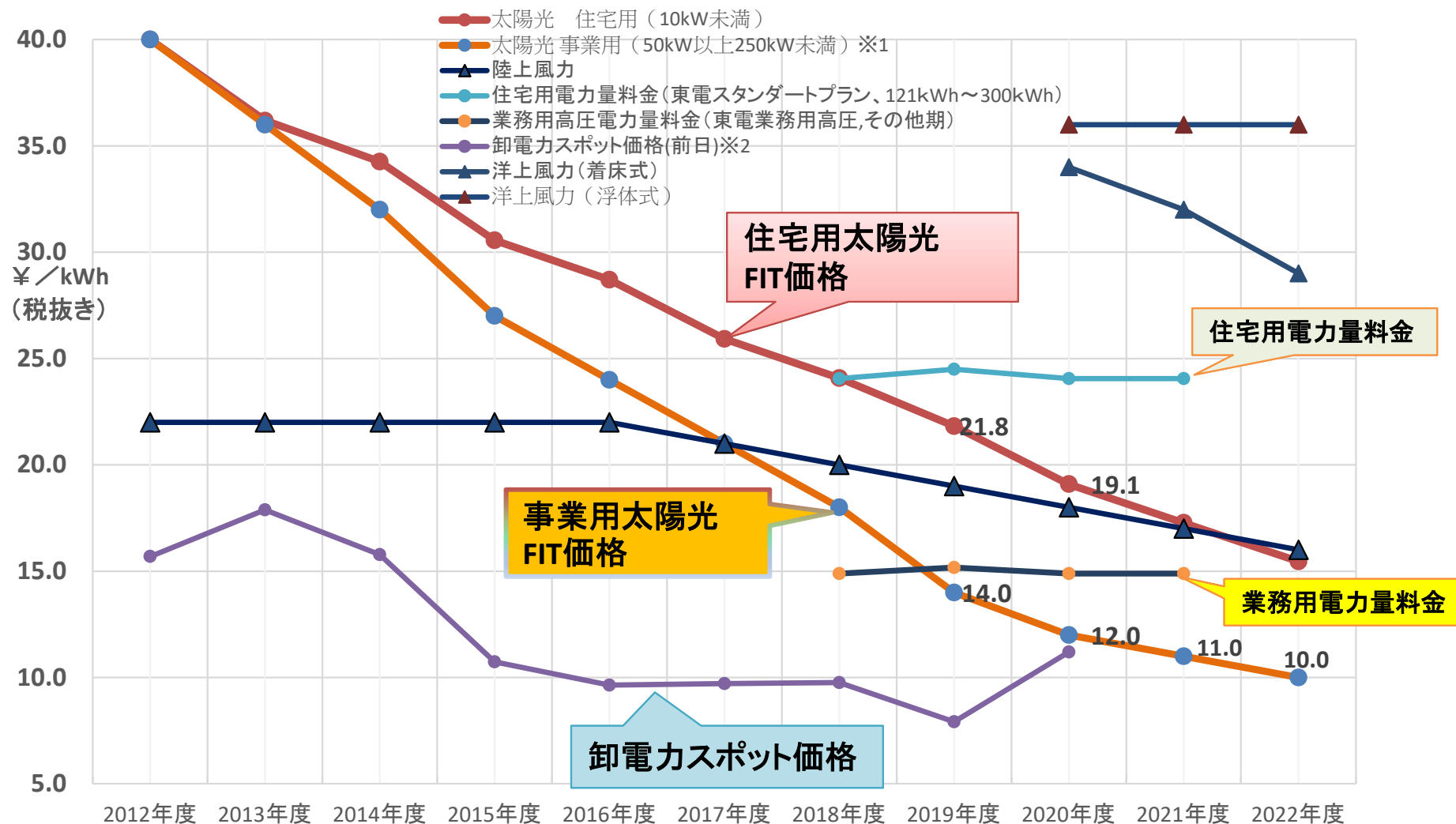
- 10kW未満の住宅用太陽光の導入件数は、**2017年度から2020年度は年平均で14.3万件**で推移しているが、2012年7月～2013年度の**年平均27.2万件**と比較すると半減している。
- 新設住宅の着工件数は減少傾向にあるが、このままでは、住宅用太陽光の導入件数についても、新築住宅の着工件数の減少に伴い、今後さらに減少していく可能性がある。

資源エネルギー庁 第70回調達価格等算定委員会（2021年10月4日）の資料を基に作成



- 事業用太陽光（50kW～250kW）の**2022年度FIT買取価格は10円/kWh**、**2023年度は9.5円/kWh**
- 事業用太陽光のFIT買取価格は業務用電力量料金を下回り、卸電力スポット価格に近付いている。
- 住宅用のFIT価格は家庭用電力量料金を下回り、自家消費のインセンティブが増している。

固定買取（FIT）価格と電気料金・スポット価格の比較（消費税を除く）

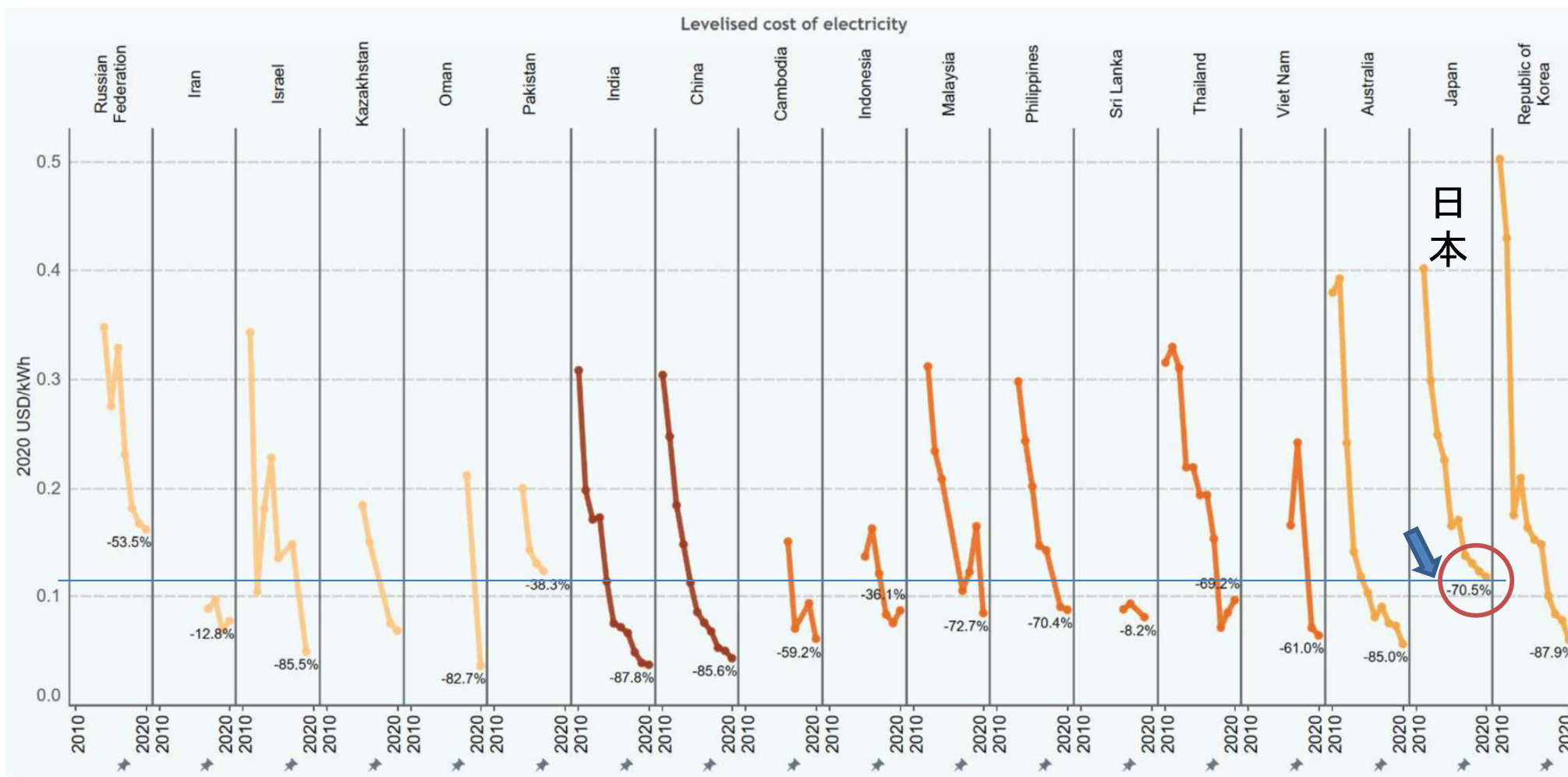


日本において2020年に導入された大規模事業用太陽光の発電単価（LCOE）は**0.11USD/kWh程度**であり海外に比較して高い。

2022年3月公開の

Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards より

Utility-scale: LCOE trends in the Middle East and Asia-Pacific (2010 to 2020)



どうしたら野心的目標を達成できるのか？

(ネガティブイメージ)

- コストが高い（国民負担で導入）
- ビジネスとしてはもう儲からない

を

(ポジティブな現実)



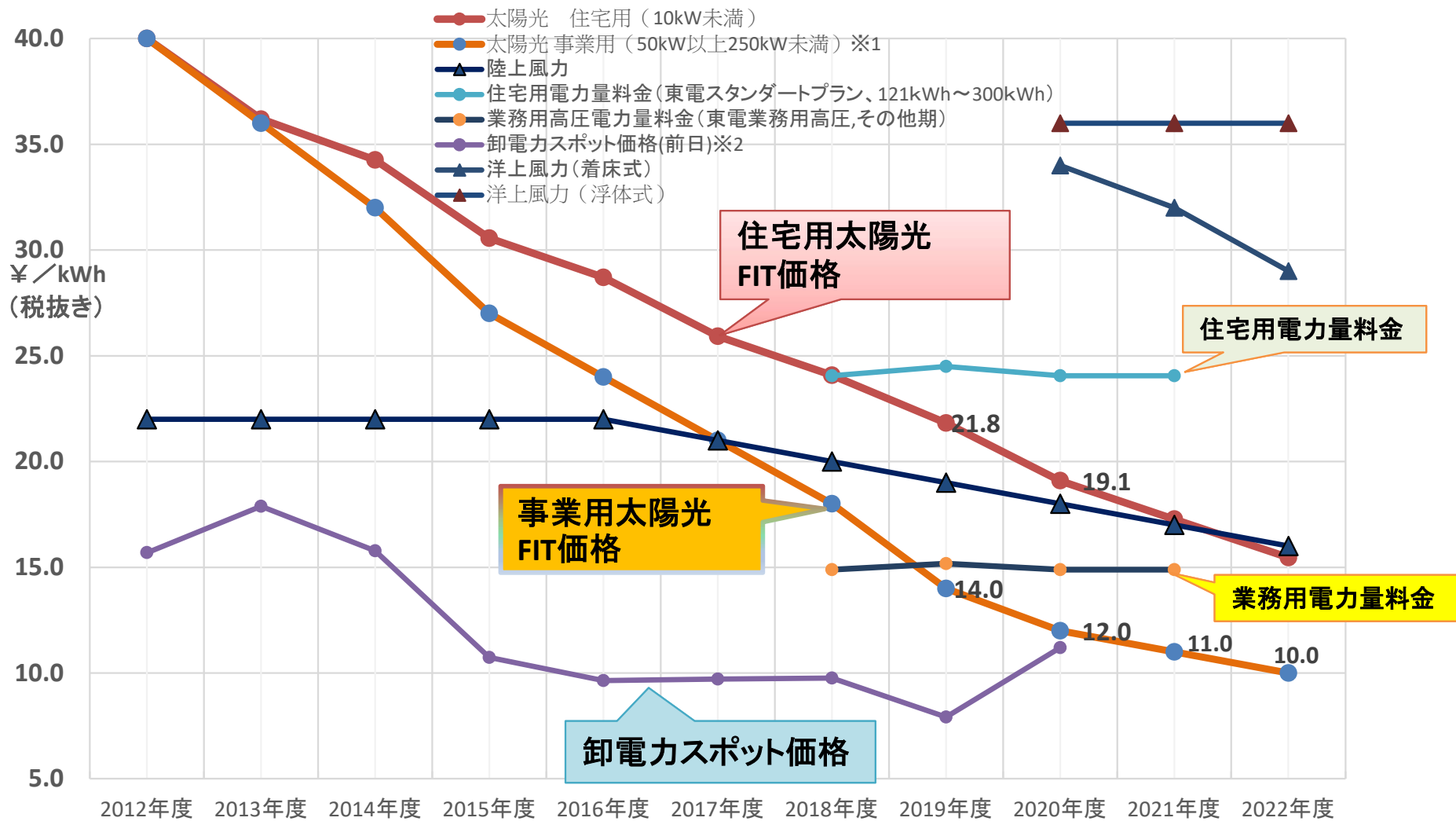
- コスト競争力が高くビジネスとしても魅力的

に変える

- 日本には適地が少なく設置場所がもうない
- 不安定（自然変動電源）で頼りにならない
- 迷惑設備（景観、土砂災害）

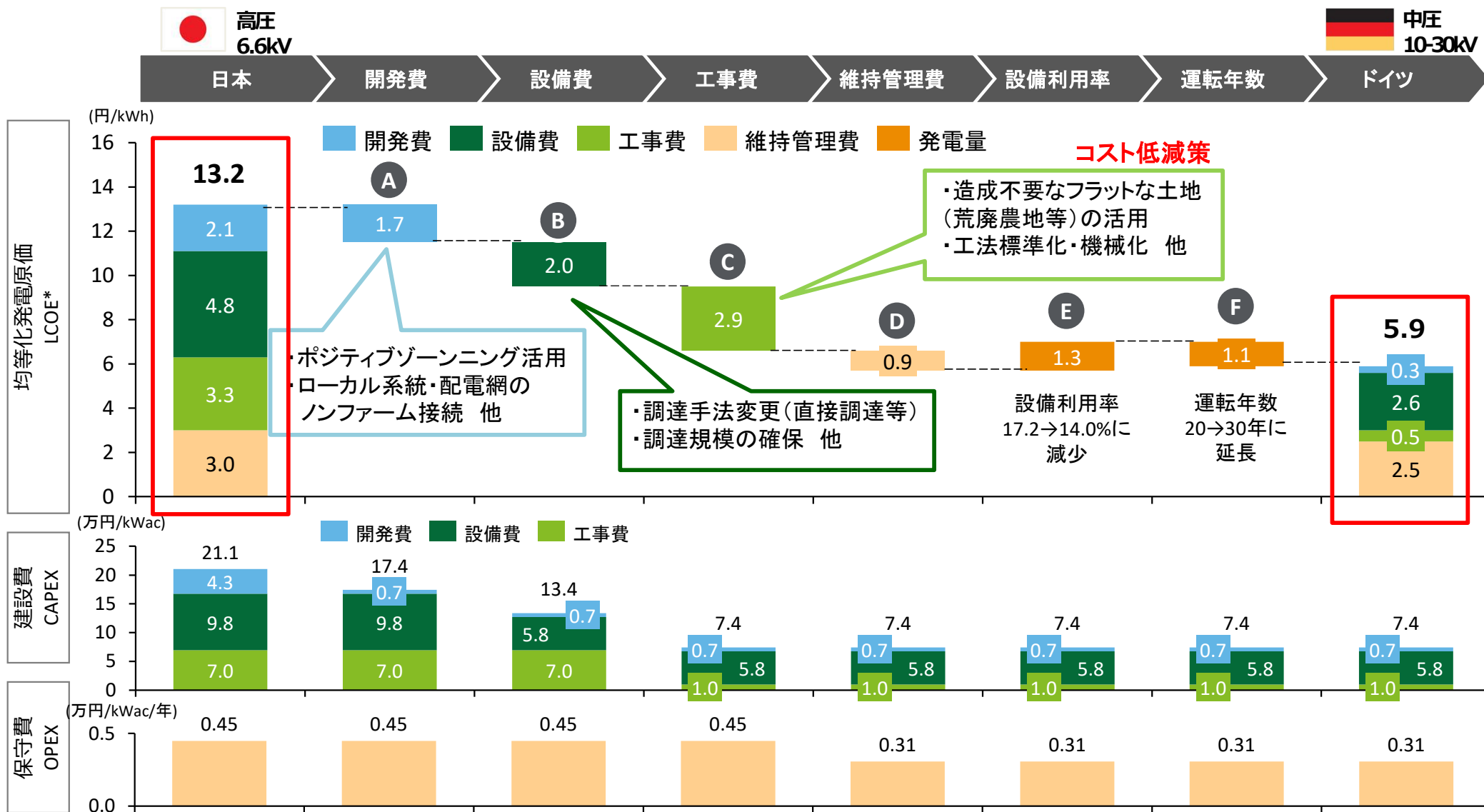
- 事業用太陽光（50kW～250kW）の**2022年度FIT買取価格**は**10円/kWh**、**2023年度**は**9.5円/kWh**
- 事業用太陽光のFIT買取価格は業務用電力量料金を下回り、卸電力スポット価格に近付いている。
- 住宅用のFIT価格は家庭用電力量料金を下回り、自家消費のインセンティブが増している。

固定買取（FIT）価格と電気料金・スポット価格の比較（消費税を除く）



事業用太陽光発電のコスト低減の可能性：グリッドパリティに向けて

- 日本における事業用太陽光のコスト低減の方策を見出すためにドイツとのコスト比較を実施
- 国内の事業用太陽光のコストを調べたところ現状では**13.2円/kWh程度**であるが、ドイツとのコスト比較から**2030年頃までに6円/kWh程度**に低減するための可能性が示された。



*: 発電コスト検証WG公開の「発電コストレビューシート」を使用して発電コストを算出

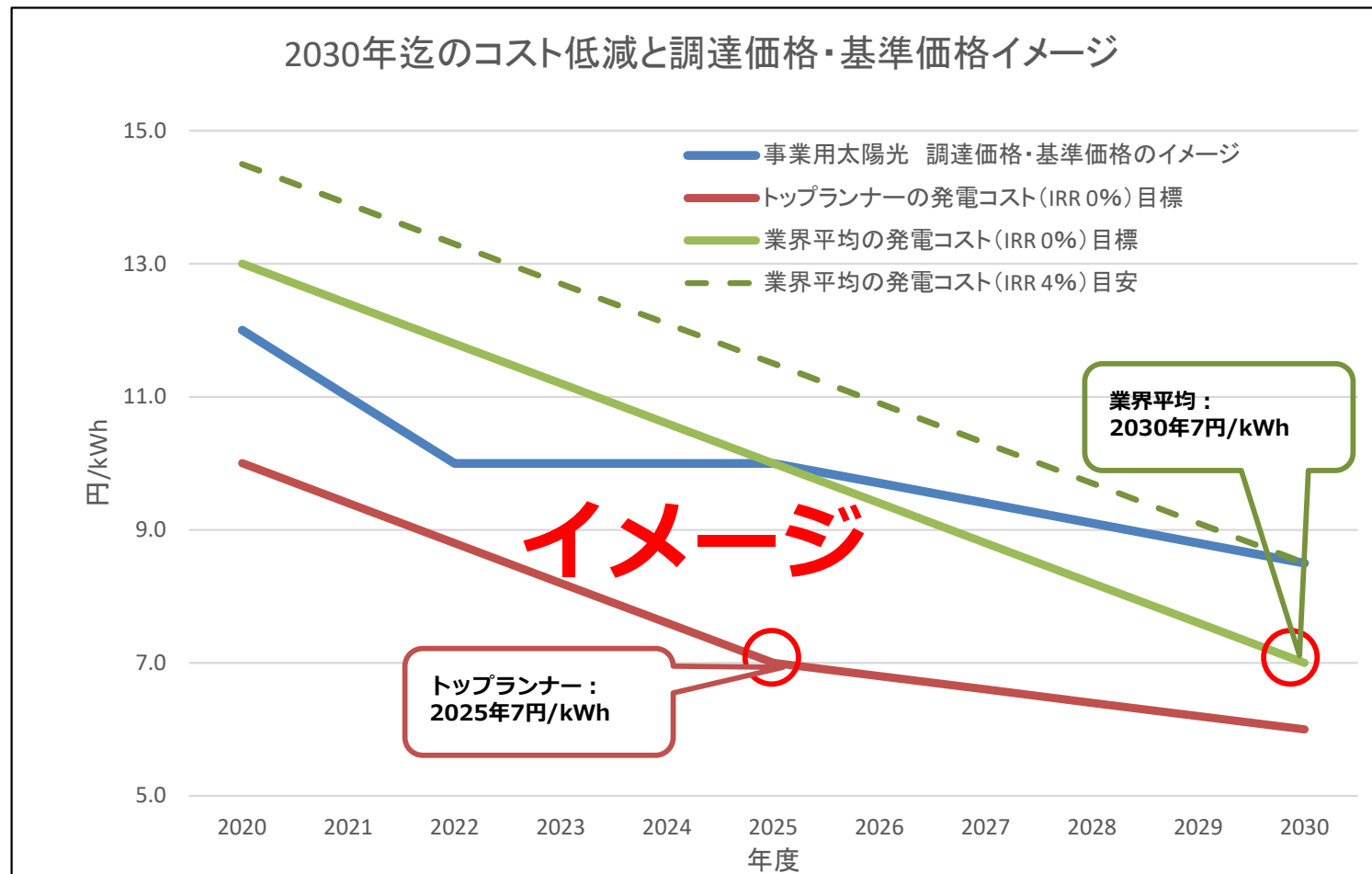
太陽光発電協会（JPEA）は、**2030年までにFITから自立した電源となること**を目指しており、**事業用太陽光**に関しては以下の**コスト低減目標**を掲げている。

① **トップランナー：**

2025年頃までに7円/kWh（調達価格相当としては8.5円程度）を目指す。

② **業界平均：**

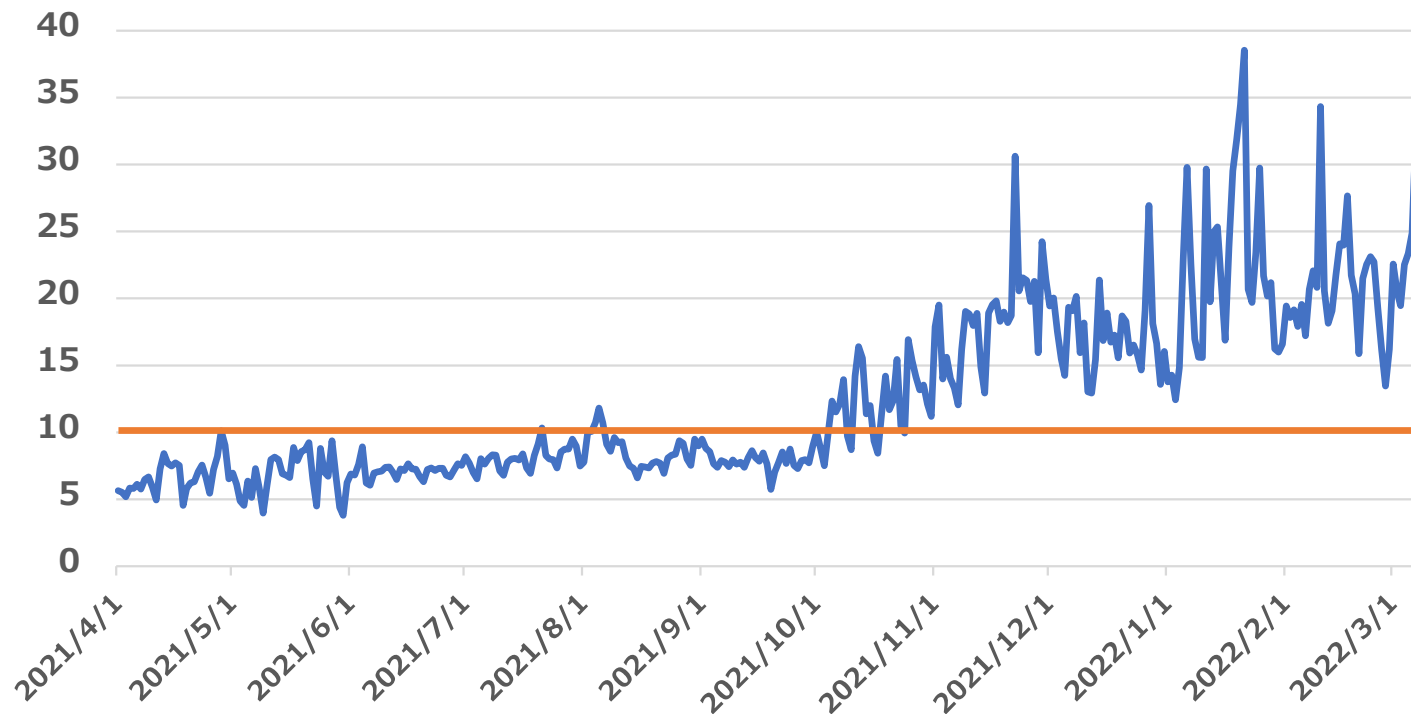
2030までに業界平均として7円/kWh（調達価格相当としては8.5円程度）を目指す。



- 2021年4月～9月は卸電カスポット価格が**10円/kWh**を超える日は少なかったが10月以降は10円を大きく上回る日が続いている。この傾向が続くと来年度以降の小売価格も大きく上昇する懸念。
- 一方、**輸入燃料に依存しない太陽光発電のコスト競争力は高まる**ことが想定され、**またFIT買取による国民負担も低減される**方向となる。
- すなわち、**輸入燃料の高騰や供給途絶に対して国民にとってはリスクヘッジとなる。**
- また、物価上昇（インフレ）が続いた場合においても、太陽光発電は相対的に競争力が高まり国民にとってはリスクヘッジに成り得る。

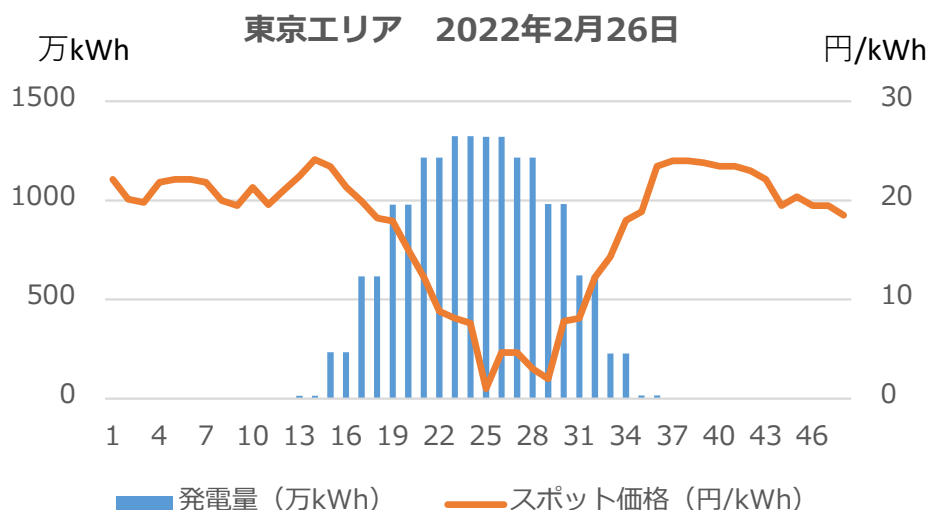
卸電カスポット市場の推移（24時間平均：¥/kWh）

2021年4月からのシステムプライス



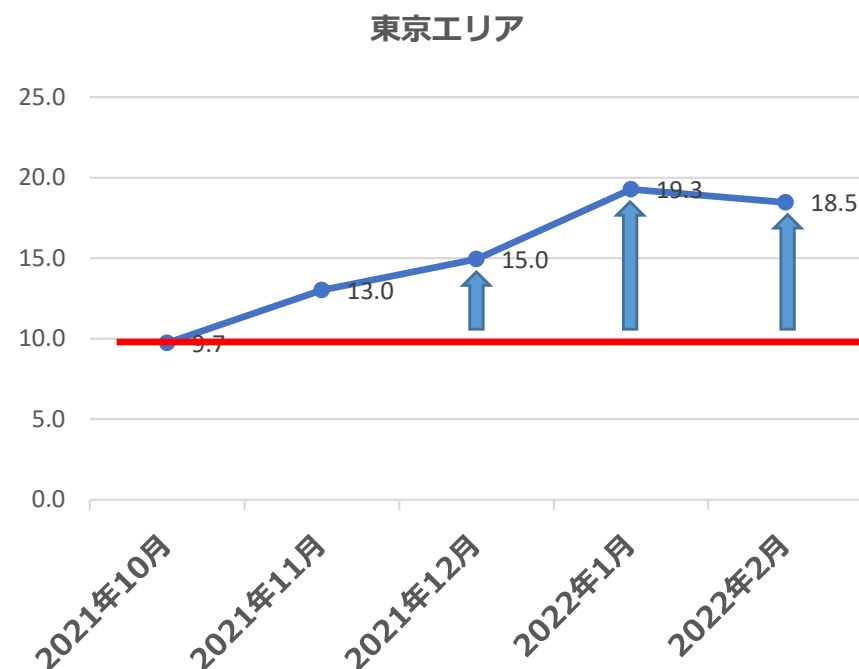
- 太陽光発電の多い昼の時間帯は燃料価格の高い火力発電を停止することができ、需給状況によっては昼の時間帯のスポット価格が安くなる。
- 従って、太陽光発電のコスト競争力を正しく評価するには発電プロフィールに基づいて卸電力スポット価格を加重平均して比較する必要がある。
- 2021年10月以降は東京エリアにおいて、発電プロフィールに基づいて計算したスポット価格についても10円/kWhを超えており、太陽光発電の競争力が高く評価できることが確認できた。
- また、4月から始まる**FIP制度を活用**できたとすると、**基準価格10円/kWhのケース**では、東京エリアにおいては理論上、市場高騰によるアップサイドを享受できることを示している。

スポット価格と太陽光発電プロフィール



太陽光発電プロフィールを考慮した卸電力スポット

加重平均価格 (円/kWh)



FIT制度とFIP制度の違い

- FIT制度は、再エネ自立化へのステップアップのための制度であり、**電力市場への統合**を促しながら、**投資インセンティブの確保**と、**国民負担の抑制**を両立していくことを狙いとしている。

FIT制度

(固定価格での買い取り)

- どの時間帯に売電しても収入は一定であり、市場価格変動リスクを遮断
- 電力会社による全量買取が前提
- 市場価格によるシグナリングがないため、需給バランス維持には、他電源による調整が必要

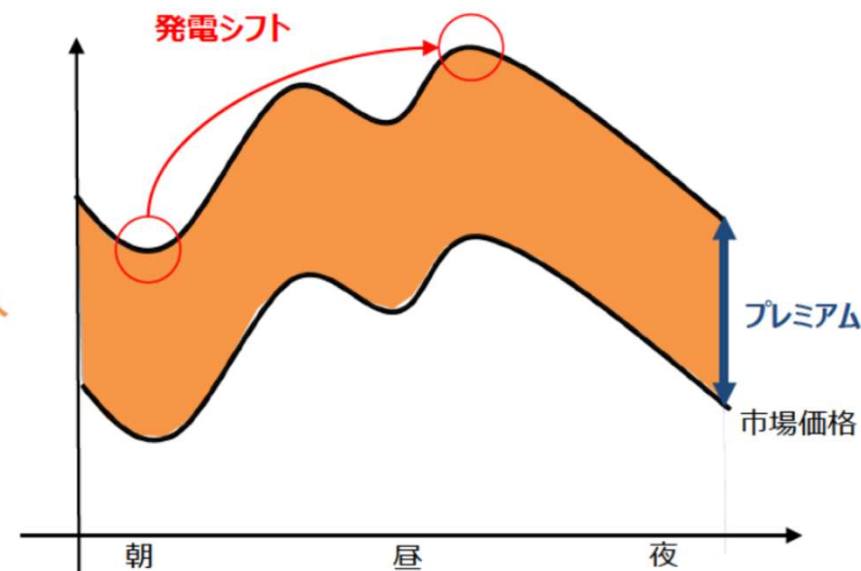
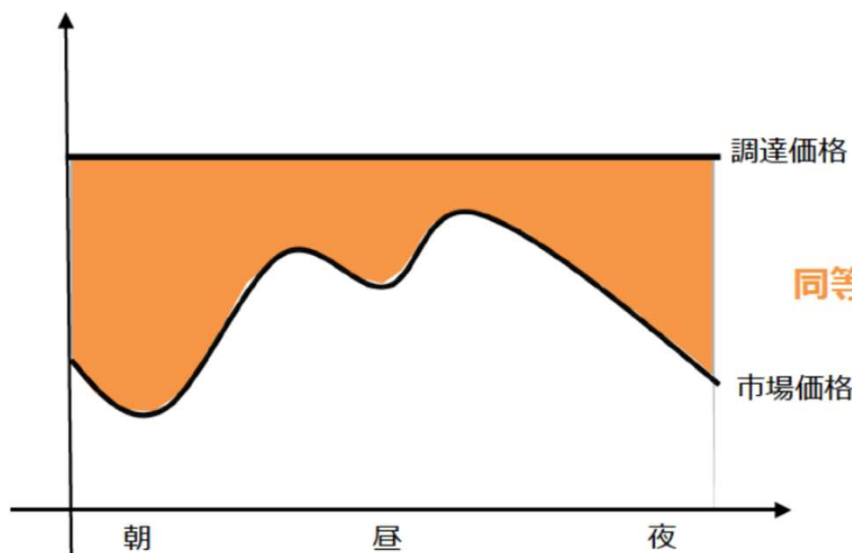
投資インセンティブ確保

国民負担の抑制

FIP制度

(市場価格に一定のプレミアムを交付)

- 市場価格に応じて収入が変動するが、収入額はFITと同等程度 (発電シフトによる増収機会あり)
- 再エネ事業者が売り先を決める柔軟なビジネス
- 市場価格を踏まえた発電シフト等により、他電源の調整コストを抑制



FIP制度導入の意義

1. 再エネの電力市場への統合促進

- FIT制度と同等程度のインセンティブを維持しつつ、価格高騰時などの追加収益機会が存在するため、電力市場の価格を意識した事業者行動の変化の促進
- BG単位でのインバランス調整や、市場売買などの発電プレーヤーとしての業務への習熟

2. 多様なビジネスモデルの促進

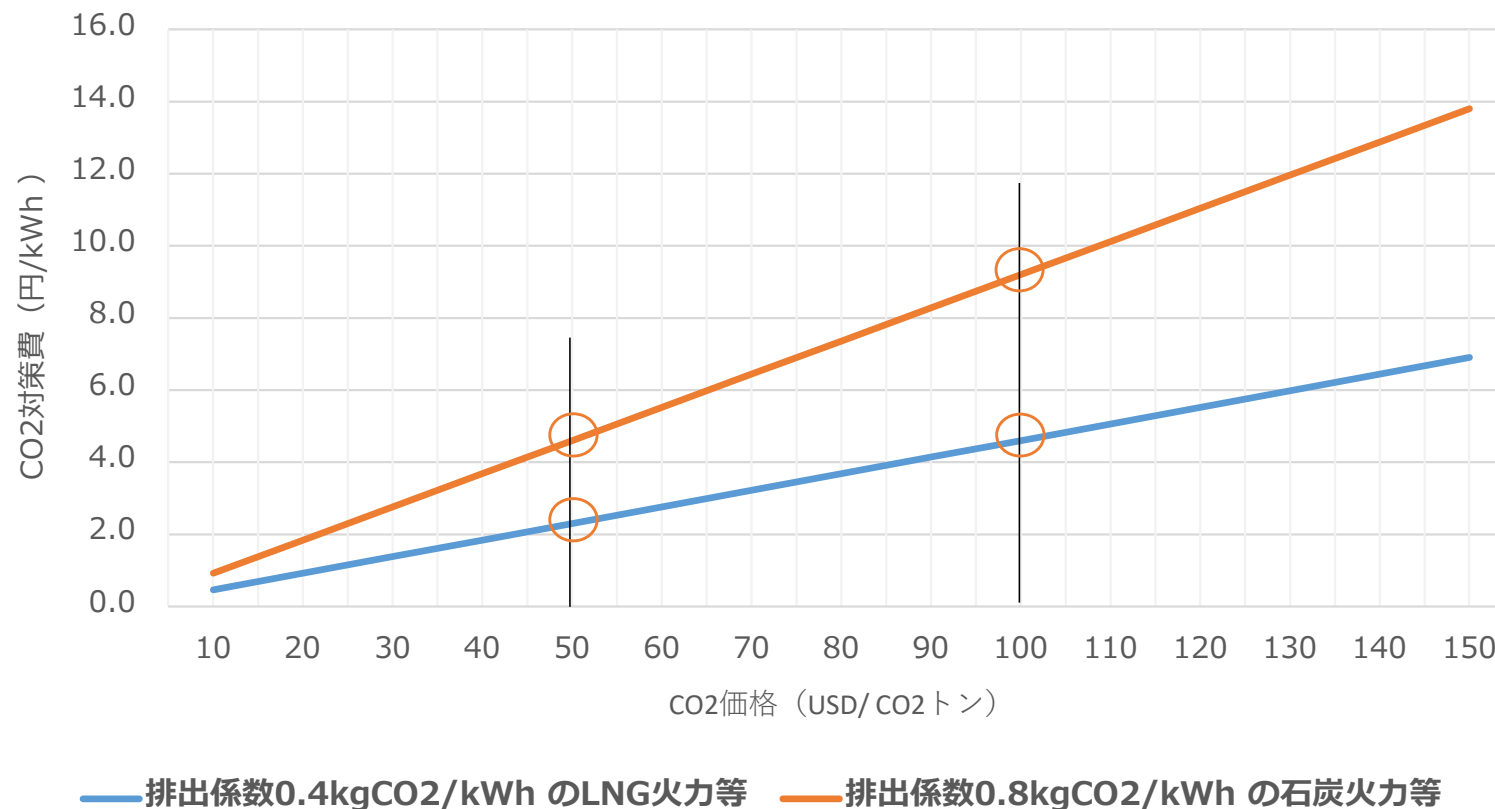
- FIP相対契約を活用したPPAによる民間資金の呼び込みや、小売電気事業者と一体となった電源開発モデルの創出が可能に
ex) PPAによる需要家側からの投資呼び込み、相対契約によるビジネスモデルの構築（地産地消等）
- 諸外国の制度とのイコールフットによる、海外展開を見据えた再エネプレーヤーの育成
- アグリゲーターや蓄電池を活用した新しいビジネスのさらなる拡大

3. 社会コストの低減

- 市場収入やPPA契約等の民間資金を活用した再エネ導入促進
- 市場価格を意識した事業者行動の変化による調整力確保費用等の社会コストの低減

- CO2価格が**50USD/CO2トン**の場合、例えば、
 - 排出係数が**0.4kgCO2/kWh**のLNG火力等のCO2対策費は約**2.3円/kWh**
 - 排出係数が**0.8kgCO2/kWh**の石炭火力等のCO2対策費は約**4.6円/kWh**
- **CO2価格が再エネの競争力に与えるインパクトは決して小さくない**

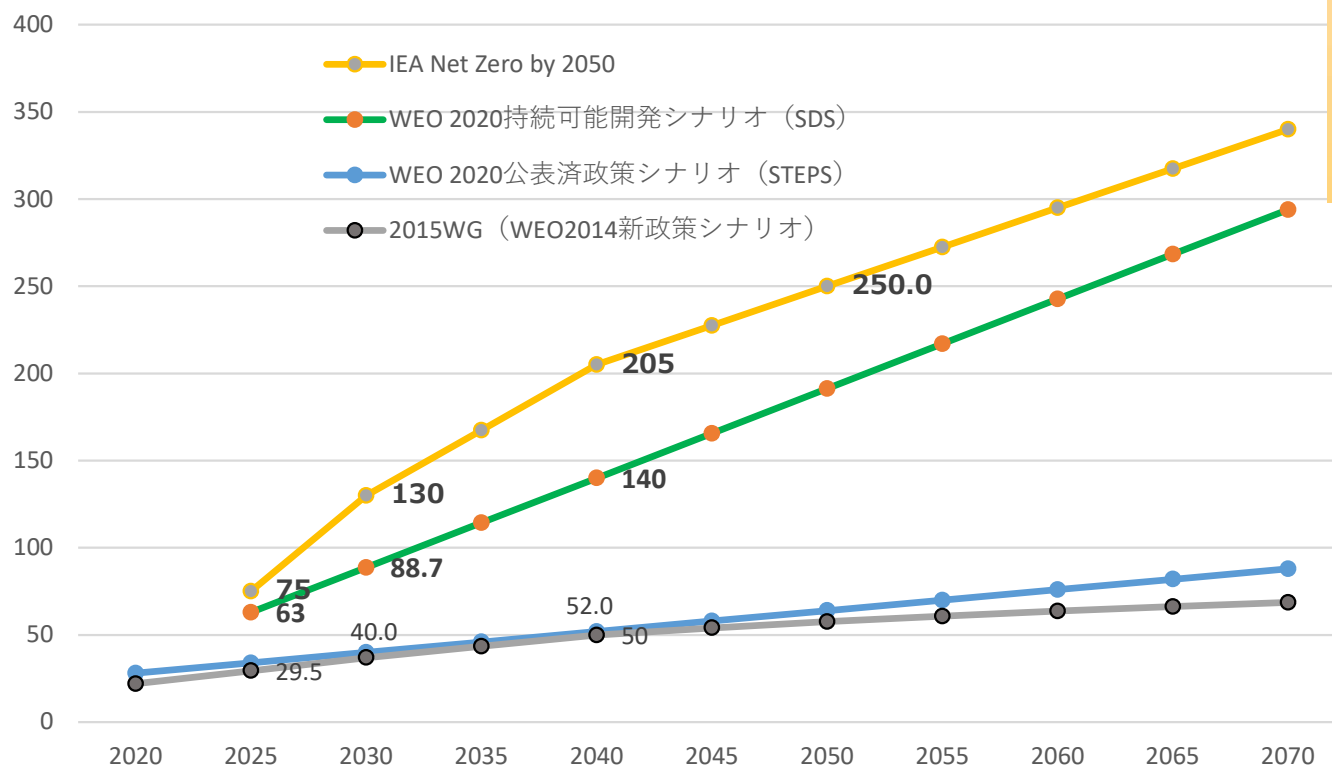
CO2価格と排出係数から求める
火力電源のCO2対策費（円/kWh）



想定為替レート：1 USD=115円

- IEAは、「Net Zero by 2050」のシナリオにおいて、**炭素価格**(US\$/CO2トン) と燃料価格を想定しており、炭素価格については、**2025年に75ドル、2030年に130ドル、2040年に205ドル**と想定している。(欧州排出量取引の足元の取引相場は50ユーロを超えている。)
- IEAは、「Net Zero by 2050」以外に、**World Energy Outlook (WEO)**を毎年発表しており、2020年版では、公表済政策シナリオ (STEPS)と持続可能開発シナリオ (SDS) があり、それぞれのシナリオについても炭素価格と燃料価格を想定している。

CO2価格 (US\$/CO2トン)



事業者がカーボンプライシングに求めているのは、

- 仕組みや方法論も大事だが、
- **その価格レベルと、**
- **その見通し (予見性)**

太陽光発電に対するネガティブなイメージの例

- ・ コストが高い（国民負担で導入）
- ・ ビジネスとしてはもう儲からない

- ・ **日本には適地が少なく設置場所がもうない**

決してそんなことはありません

- ・ **迷惑設備（景観、土砂災害）**

解決可能です

- ・ 安定（自然変動電源）で頼りにならない

スケラブルで設置場所に合わせた設置形態。また必ずしも専用の土地を必要としない。

地上設置型太陽光発電システム



屋根設置型太陽光発電システム



水上設置型太陽光発電システム



営農型太陽光発電システム (ソーラーシェアリング)



2030年野心的目標における想定設置場所（需要地・非需要地別）



			野心的目標 2030年度想定 GW(AC)	参考：現行JPEAビジョン 2050年度想定 GW(AC)
需要地 設置	住宅	1.戸建て住宅	30.0	61.0
		2.集合住宅	4.0	22.4
	非住宅	3.非住宅建物	6.0	33.6
		4. 駐車場等交通関連	4.0	16.7
		5. 工業団地等施設用地	3.5	13.3
	運輸	6. 自動車・バス・トラック・電車・船舶等	0.0	0.0
小計			47.5	147.0
非需要 地設置	非農地	7. 2019年度迄FIT認定 非住宅	60.0	46.7
		8. 水上空間等	2.0	23.3
		9. 道路・鉄道関連施設	1.0	6.0
	農業関連	10. 耕作地	9.0	50.7
		11. 耕作放棄地	5.0	20.0
		12. その他農家関連耕地けい畔等	0.5	6.7
小計			77.5	153.3
合計			125	300

■2050年度 300GW_{AC}（420GW_{DC}）における想定導入場所

- 経産省・NEDOの調査では、約700GWの導入ポテンシャルが報告されている
- 本ビジョンにおける2050年最大化ケースでは、下記導入場所で420GWDCを想定
- 2030年度に向け需要地への導入が進むが、将来は農業関連等の非需要地が重要となる

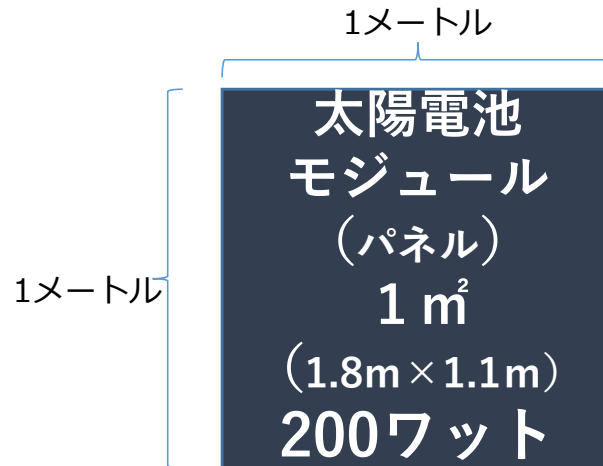
大分類	分類	導入場所	2050最大導入ケース		
			DC(GW)	AC(GW)	積載率(%)
需要地 設置	住宅	1. 戸建て住宅	75.0	61.0	123%
		2. 集合住宅	28.0	22.4	125%
	非住宅	3. 非住宅建物	42.0	33.6	125%
		4. 駐車場等交通関連	25.0	16.7	150%
		5. 工業団地等施設用地	20.0	13.3	150%
	小計		190.0	147.0	129%
非需要 地設置	非農地	6. 2019年度迄FIT認定 非住宅	70	46.7	150%
		7. 水上空間	35.0	23.3	150%
		8. 道路・鉄道関連施設	9.0	6.0	150%
	農業関連	9. 耕作地	76.0	50.7	150%
		10. 耕作放棄地	30.0	20.0	150%
		11. その他農家関連耕地けい畔等	10.0	6.7	150%
	小計		230.0	153.3	150%
合計		420	300	140%	

(*) 経産省 平成26年度 新エネルギー等導入促進基礎調査 再生可能エネルギーの普及可能性に関する調査報告書
 NEDO 平成24年年度成果報告書 太陽光発電における新市場拡大等に関する検討

用地確保・地域との共生

- **地上設置**：2030年までの10年間は年平均3～4GW程度の導入が前提
 - ①改正温対法による地域主体の**ポジティブゾーニング**とそれを支える**地域への経済還流**によって地域との共生が実現し用地開発が促進される。
 - ②**耕作地・荒廃農地の本格的活用**が実現する。
- **屋根設置**：2030年までの10年間は年平均3GW程度の導入が前提
 - ③住宅用：**新築住宅の8割程度**に設置（国の目標は2030年に6割）
既築住宅は**第3者所有モデル**（初期費用無し等）の普及
 - ④非住宅：低層階ビル・店舗、公共施設等での自家消費モデル、並びにRE100等の需要家による**PPA**のニーズの拡大、さらに**BIPV**や**軽量太陽電池の市場投入**、駐車場の活用等、着実に市場が拡大。

2020年度末
71.9GW_{DC}



日本の人口2020年
126,146千人

× 2.8枚

太陽電池モジュール変換効率約20%と想定

2030年度末
140GW_{DC}



日本の人口2030年
119,125千人

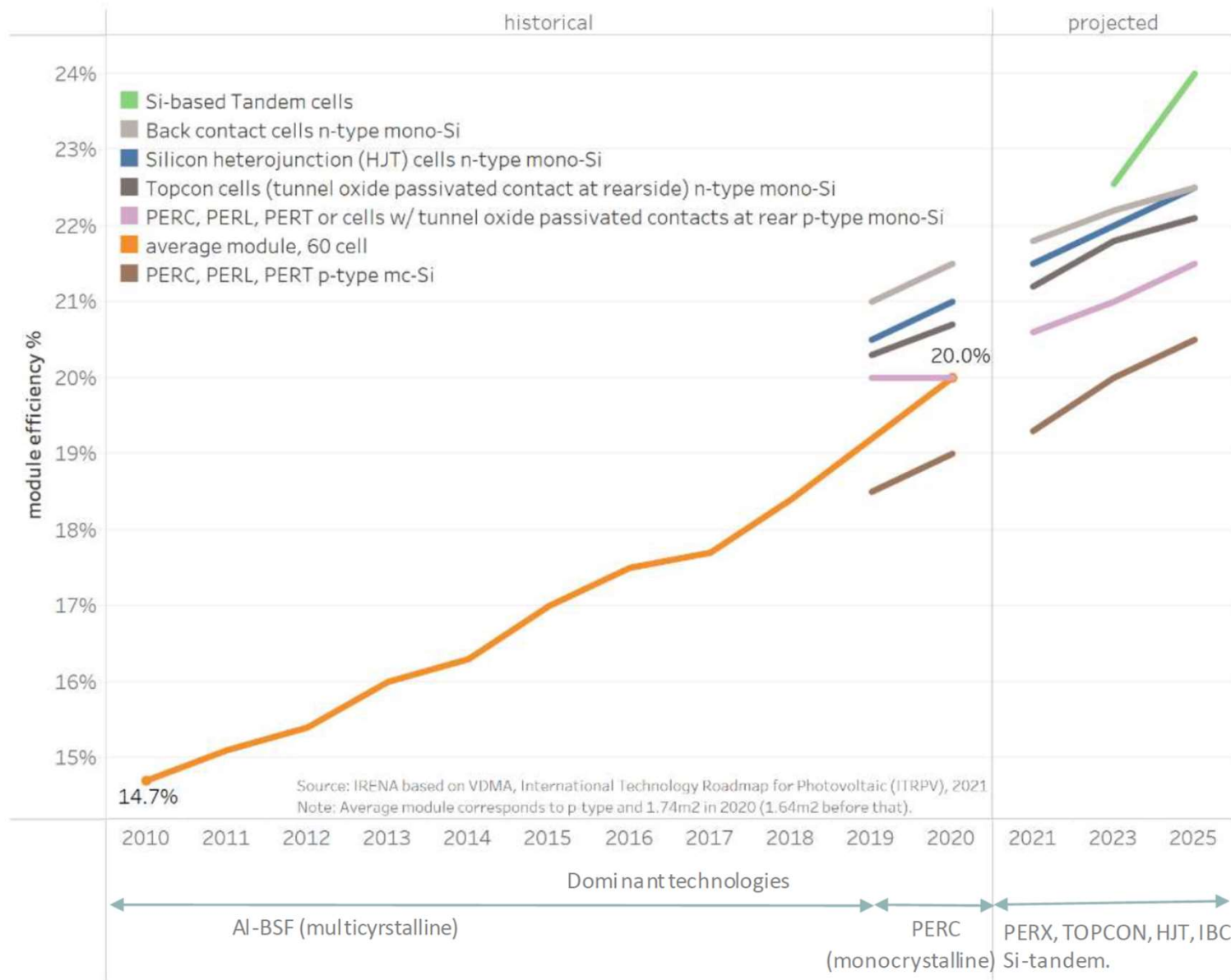
× 5.9枚

太陽電池モジュールの変換効率の向上：2020年には20%程度に



変換効率が高くなれば設置面積が少なくて済み、設置コストの低減にも繋がる

IRENAが2022年3月公開した、
Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards より



太陽光発電に対するネガティブなイメージの例

- ・ コストが高い（国民負担で導入）
- ・ ビジネスとしてはもう儲からない
- ・ 日本には適地が少なく設置場所がもうない
- ・ 迷惑設備（景観、土砂災害）

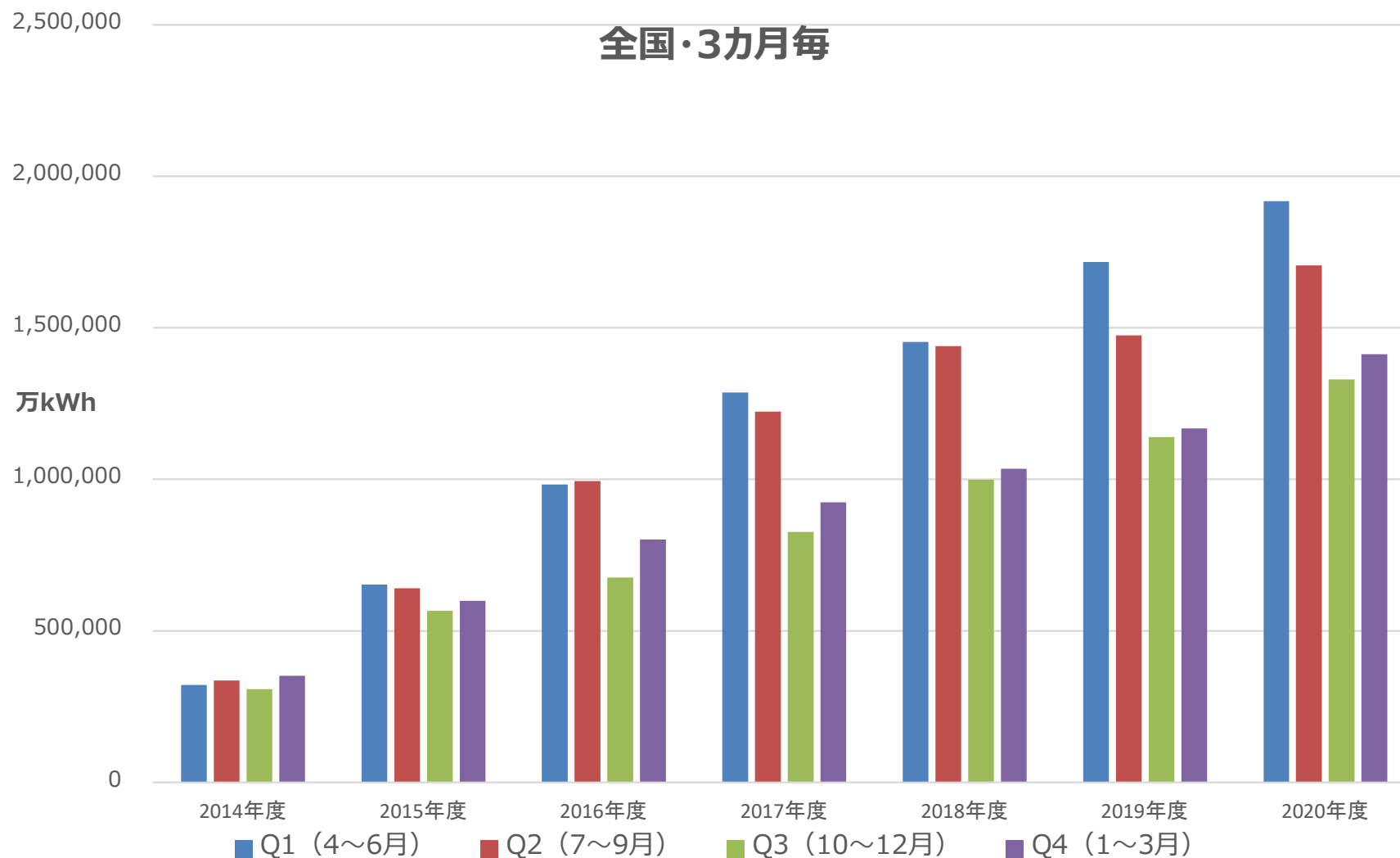
・ **不安定（自然変動電源）で頼りにならない**



- ・ 時間と空間を拡げてみれば「均し効果」が発揮され、また期待通りのkWhが得られる安定エネルギー源だと言え、
- ・ そして自ら調整力を発揮することで価値を生むことが可能な電源

全国大・3カ月毎で見れば導入量の増加に伴って期待通り安定的に発電していることが分かる（個々の発電所の変動は大きく、日時・季節の変動があっても）

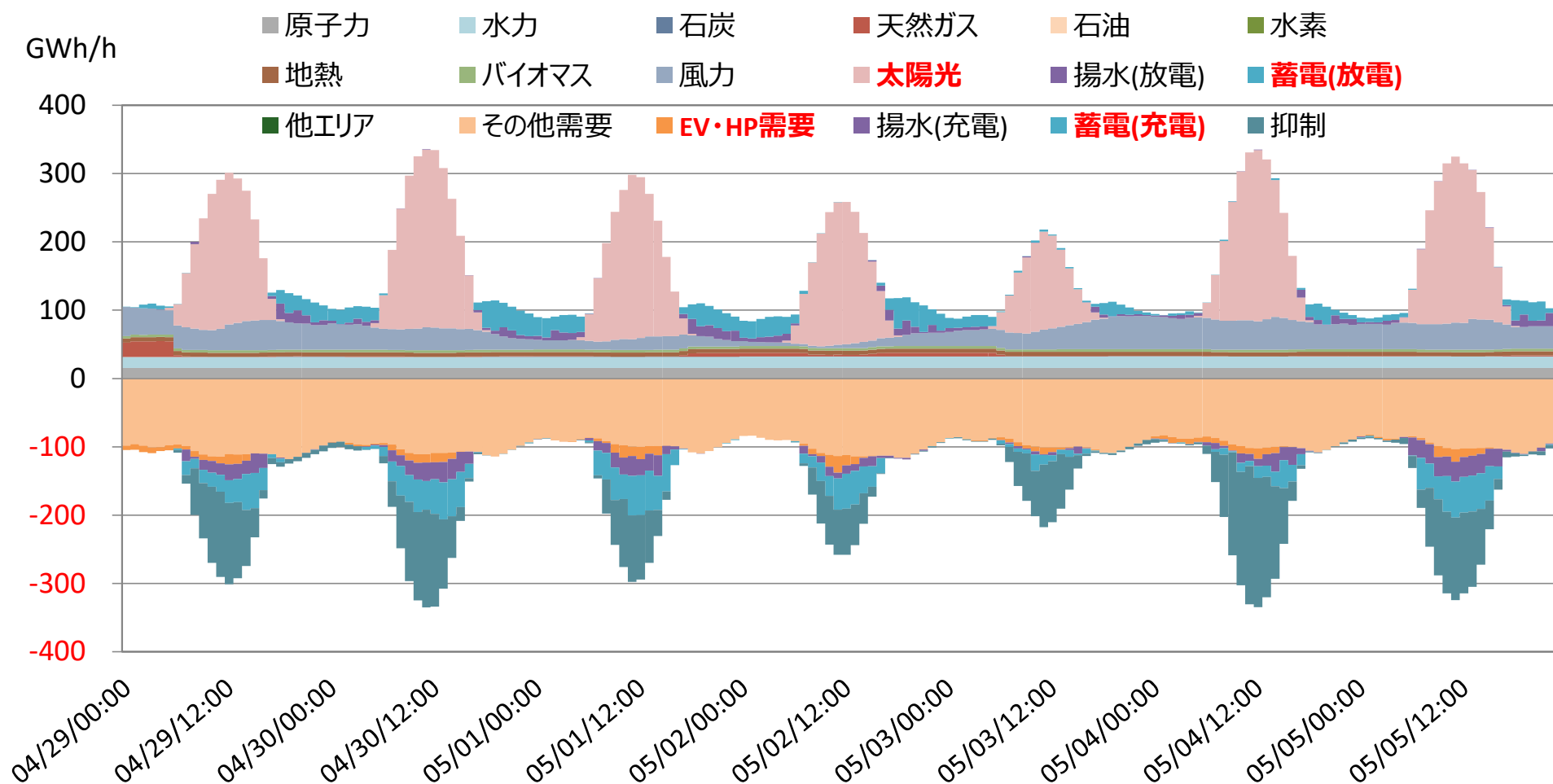
10kW以上のFIT太陽光発電設備の発電量（FIT買取量）



資源エネルギー庁のデータのに基づきJPEAが作成

■ 試算結果 電力需給バランス（軽負荷期）

- 2050年 最大化(AC300GW) 蓄電池高位ケース における春季GWの需給バランス
 - 火力の稼働はごくわずか
 - 太陽光の出力が過剰となっており、発電した電力の多くが抑制されている
 - HP給湯機とEVは昼間需要を創出している。蓄電池も昼間に充電→夜間放電



令和3年 電気学会 新エネルギー・環境研究会

太陽光・風力発電からの電力需給調整力 提供による経済的・環境的効果

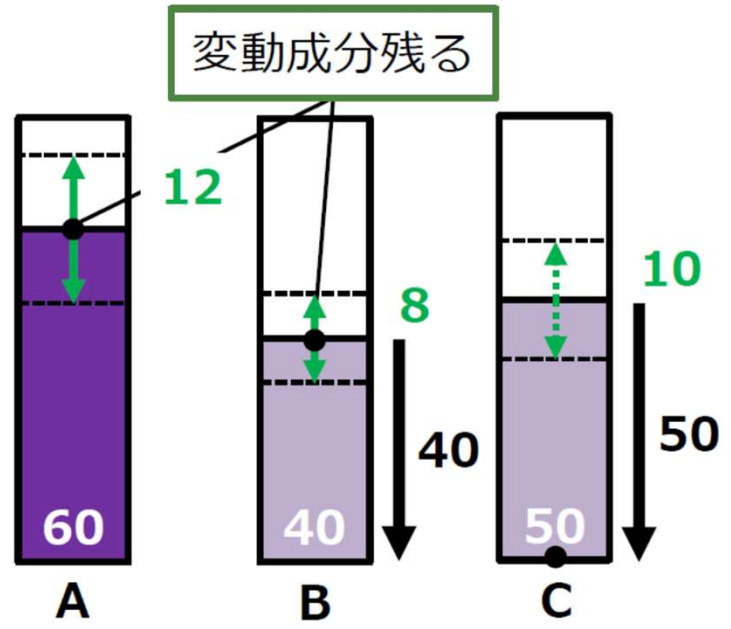
2021年 12月 1日

- ◎石井遥 (東京農工大学)
- 鈴木郁海 (東京農工大学)
- 好川宗一郎 (東京農工大学)
- 根岸信太郎 (神奈川大学)
- 池上貴志 (東京農工大学)

研究背景 | PV・風力発電の出力制御

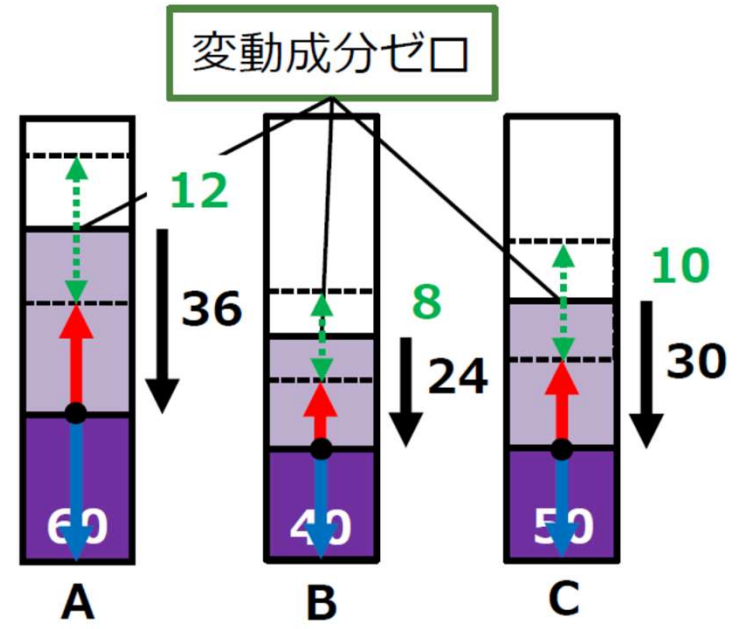
□ 台数制御 (従来)

- 一部の発電機出力をゼロに



□ 一律制御 (今後)

- 一律に発電機出力を部分制御



	: 発電出力量		: 短周期変動		: 出力抑制		: 提供調整力
	: 出力抑制量						


研究目的

□ PV・風力発電の出力制御の可能性

- ・ 再エネの導入拡大による短周期変動への対策として、
再エネ電源自身の調整機能など高度な対応が求められている^[1]

□ 研究目的

PV・風力発電からの短周期の調整力（LFC調整力）提供による
経済的・環境的効果や、**再エネ電源の導入量**による効果の大きさを
明らかにする

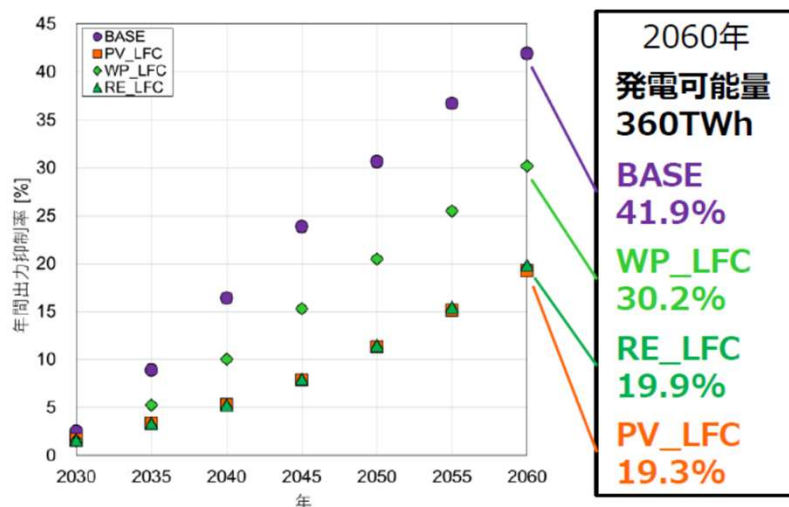
- ① **電力需給解析モデル^[2]**をベースに、
PV・風力発電によるLFC調整力提供制御の機能を追加した
 モデルを作成
- ② 2030～2060年の発電設備の状況を想定し、
日本全国の需給解析を行うことで電力システムへの貢献効果を評価

[1] 電力広域的運営推進機関：「再エネ導入のために必要となるグリッドコードの検討（第1回検討会）」
 [2] 根岸信太郎・木村圭佑・鈴木郁海・池上貴志：「クラスタ化した発電機起動停止計画問題に基づく広域的電力需給解析モデル」, 電学論B, Vol.141, No.2, pp.629-641 (2021)

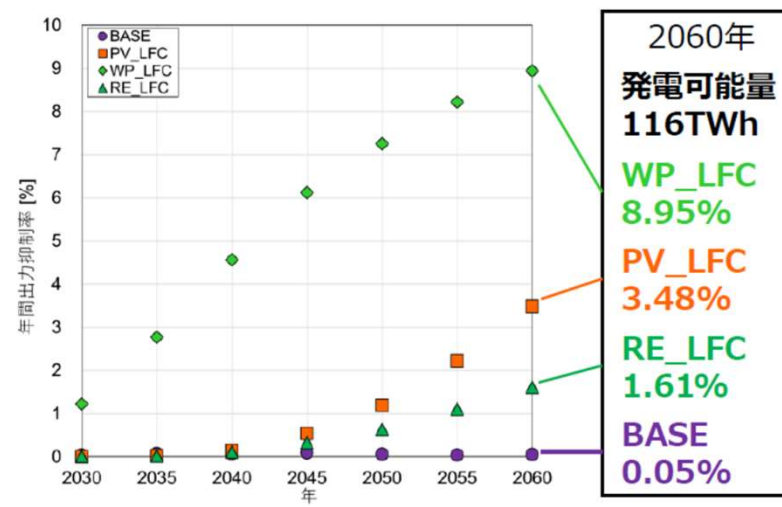
解析結果 | PV・風力発電の年間出力抑制率

年間出力抑制率推移（ケース別）

PV



風力発電



- PVの出力抑制率削減効果が見られる一方で、
風力発電の出力抑制率増加は調整力提供によるものと考えられる
- ➡ 再エネによる調整力提供が自身の出力抑制量削減に大きく貢献
- ➡ 蓄エネ機器の導入なしで再エネ電源の有効活用が可能になる

系統制約の克服・調整力の確保

・地上設置

①基幹系統のみならず下位系統・配電網を含めた**コネクト&マネージ**の推進。

・屋根設置（自家消費）案件の拡大

②系統制約を受けにくい自家消費モデル・オンサイトPPAの推進。
→ZEBの推進、省エネ法・温対法等による需要側の行動変容の後押し

・地上・屋根設置共通

③**配電網のスマート化と需要側リソースの最大活用。**

④供給力・レジリエンスへの貢献を含む蓄電池等の**ストレージコストの低減**

⑤**再エネ自ら調整力を発揮**するための**グリッドコードの整備と製品開発**

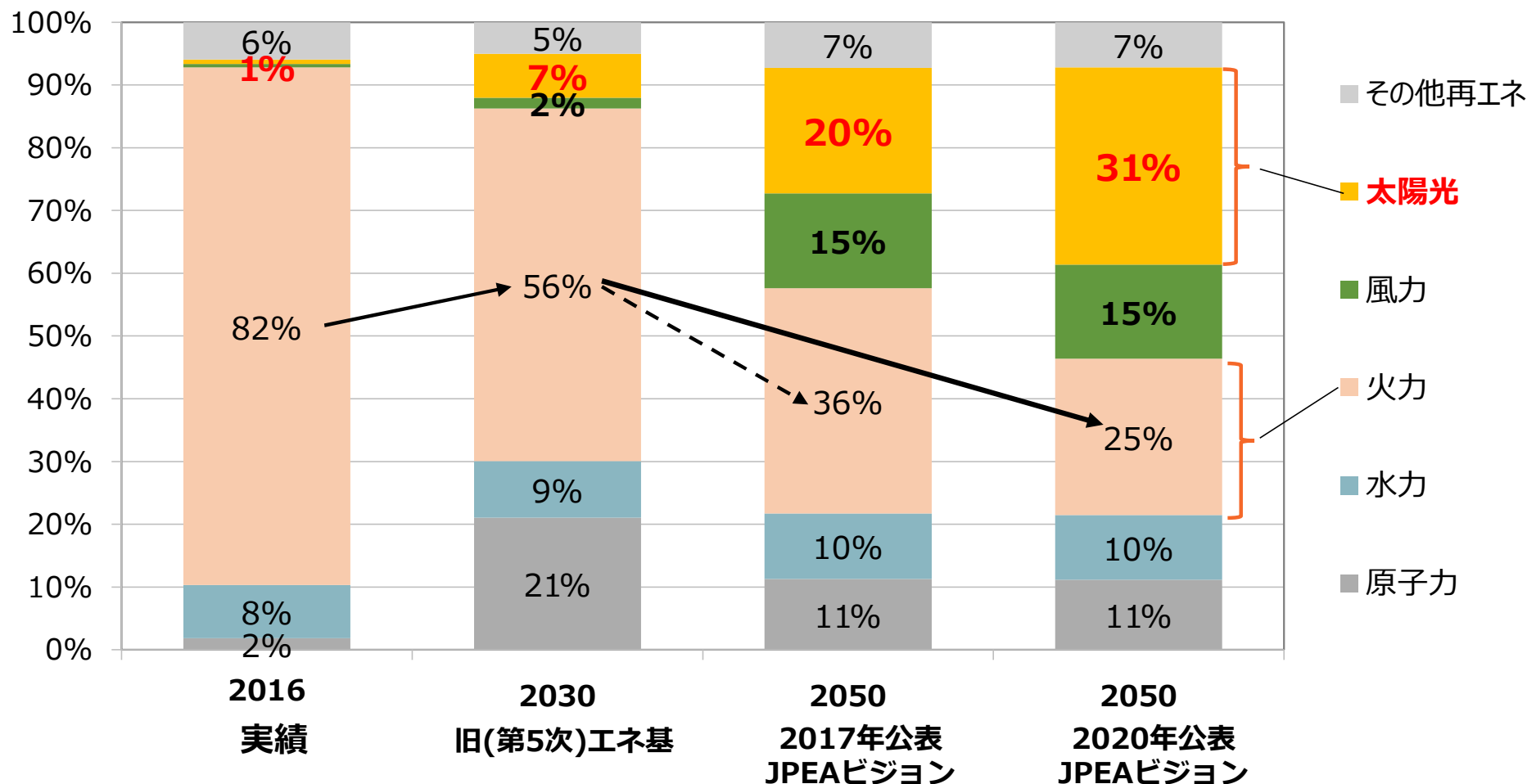
⑥**地域・コミュニティで活用される電源の推進と再エネ適地へ需要設備を誘致**するための**需要側託送料金の見直し。**

電力市場への統合

競争力のある**アグリゲーター**が育成され、FITからFIP制度の移行が成功し、電力市場への統合が着実に進む。**スポット市場・時間前市場**に加えて、**蓄電池**や**HP給湯器、EV等**を含む**需要側のリソースをコスト効率的・効果的に活用できる環境が整備されている。**

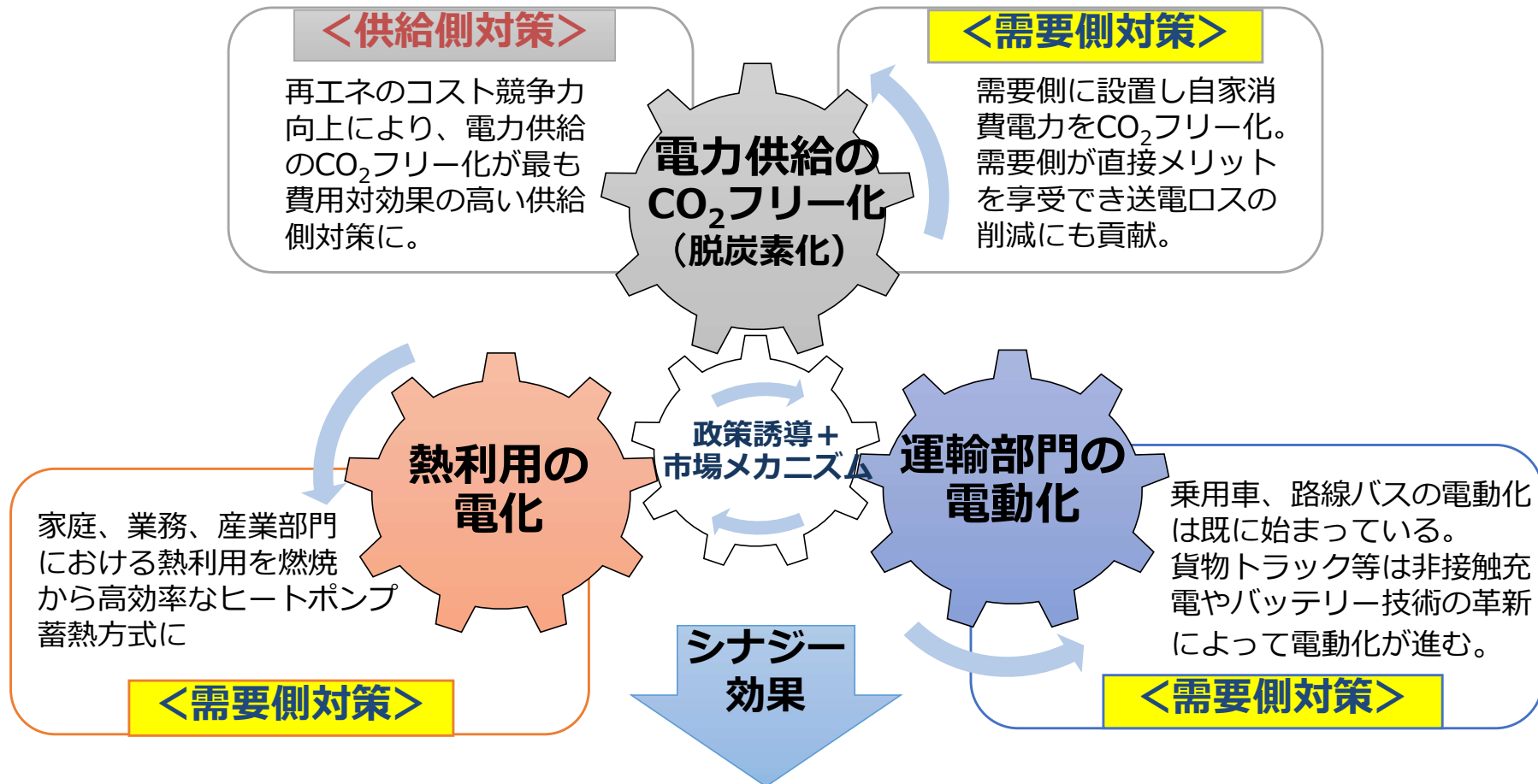
電力需給シミュレーション試算結果 kWhベース 2050年の電源構成

- 2050年の太陽光電力量シェアは、200GWケースで**20%**、300GWケースで**31%**
- **非化石電源**のkWhのシェアはPV200GWケースで**64%**、PV300GWケースで**75%**となる。
- 2050年に**GHG削減80%を達成するには**、200GWでは全く足りず、**少なくとも300GWの導入が必要と想定される。**



(*) 2050年の原子力は米国EIAの想定値をベースに試算。風力発電の2050の導入量は100GWと想定。

- 電力供給、熱利用、運輸の3つのセクターにおいて高効率化と脱炭素化を一体的に推進。
- 再エネ由来電気の需要が増大し、同時に出力変動を吸収する蓄エネ能力が飛躍的に向上。
- 需要側のありとあらゆる場所に設置できる太陽光発電は、セクターカップリング推進の要となり得る。



需要側と供給側が一体(需給統合)となって
「脱炭素化」「エネルギー利用率と自給率の大幅な向上」
 を同時達成

価値創出

非化石価値を含むカーボンプライシングの活用によってFIT・FIPからの自立が後押しされる。

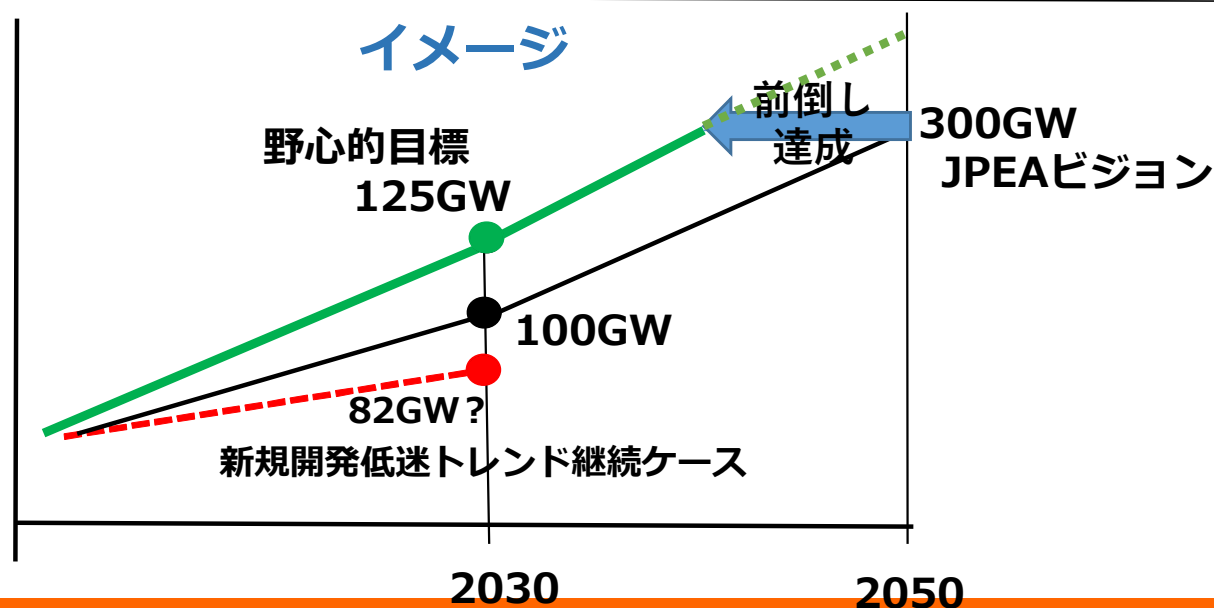
長期安定稼働（2030年を超えて）

- ・ 卒FIT後を含め太陽光発電設備が適切に維持管理され長期間安定的に稼働することが課題となる。
- ・ 日本では小規模太陽光、とりわけ10～50kW（低圧）の占める割合が、件数ベースでは95%、容量ベースでも32～35%程度と高い。
- ・ これら小規模太陽光を含め、FITで導入された設備が、20年の買取期間終了後も稼働を継続することが望まれており、そうすることで2050年のCN達成に貢献することが可能となる。

PVモジュールの適正処理・リサイクルの推進

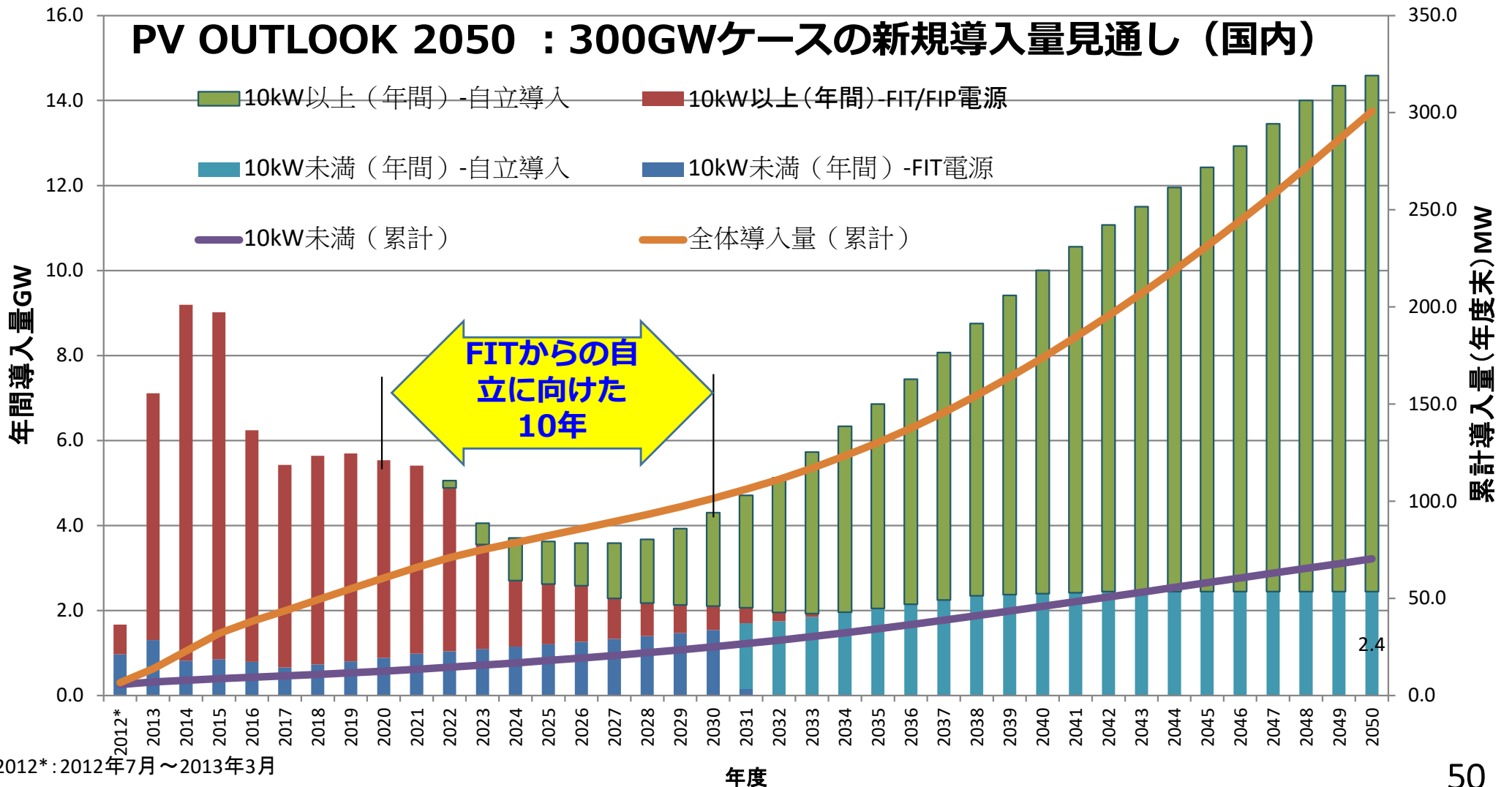
- 昨年5月公表のJPEAビジョン（2050年300GW）はGHG80%削減が前提
- カーボンニュートラル実現にはさらに上を目指す必要あり→**野心的目標**
- 新規開発が低迷した現状のトレンドが継続すればJPEAビジョンの達成すら困難
- **野心的目標**を達成するには自助努力に加えて抜本的な環境整備・施策が不可欠

	想定稼働容量（想定発電量）	
	2030年度	2050年度
野心的目標：2050年カーボンニュートラル実現からのバックキャスト	125GW (AC) (約1,530億kWh)	300GW超 (AC) 2040年代に前倒し達成
2020年5月公表 (JPEA) ビジョン GHG80%削減目標が前提	100GW (AC) (約1,230億kWh)	300GW (AC) (約3,900億kWh)
新規開発低迷トレンドが続いた場合	82GW 程度？	



- 2050年にカーボンニュートラルを目指すとするれば太陽光300GW_{AC}では足りない。
- 導入量が減少していく状況下、今後10年間でFITからの自立と電力市場への統合を実現し、どうやって300GW_{AC}を超える目標を達成するかが問われている。

300GW_{AC} (=3億kW)は現状の太陽光導入量の約5倍



おわりに

最初にお尋ねした様なネガティブなイメージが、
少しでもポジティブな見方になって頂けたとすれ
ば、うれしい限りです。

ご清聴有難うございました！