

JPEA ビジョン・PV OUTLOOK 2050

感染症の危機を乗り越え、あたらしい社会へ 「太陽光発電の主力電源化への道筋」



2020年5月18日
一般社団法人太陽光発電協会

1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

■ パンデミックを乗り越えて

- 新型コロナウイルス感染症の世界的な流行は、人に優しいエネルギー社会への転換点
- 拡大防止は、今後の感染症対策に留まらずビジネスやライフスタイルの新しい形や、デジタル化・省エネ・高効率化社会への変化する機会となり、エネルギー転換への加速が急速に進む
- 新しい生活や行動によって、将来の脱炭素社会の実現
- 国だけにまかせるのではなく、一人一人の活動や、ビジネスモデルを変えていくこと
- エネルギーを大切に使い、太陽光発電などの再生可能エネルギーを拡大し、暮らし方や、ビジネスを、脱炭素型に挑戦していく
PV OUT LOOK 2050 は、社会が目指すビジョン

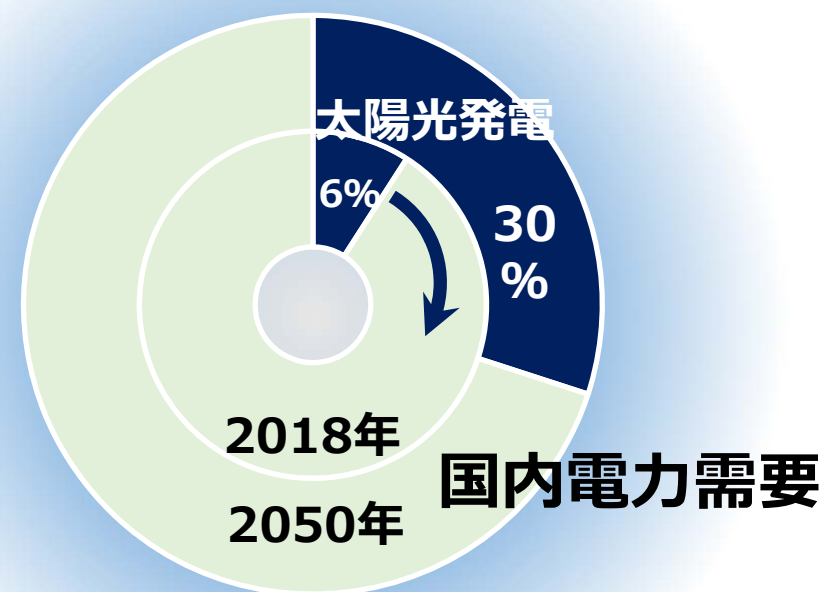
1. はじめに

■2017年以降、世界と日本を取り巻く市場環境が大きく変化している

- 気候変動を事業リスクとしてとらえる動きが世界に広がる
- 太陽光発電へのエネルギーシフトは、これまでビジョンで想定した以上のペースで進んでいる
- 2002年SARS 2012年MERSに続き、今回の新型コロナウイルス出現の異常現象と気候変動は関係あるともいわれている

■あらたなビジョンでは

- 市場環境の変化を受け2050年には、日本の電力需要の30%を太陽光発電で賄うとした
- 新型コロナウイルス感染症と気候変動問題は、人類が持続的に生存していくために国際社会、私たち社会が協力して取り組むべき優先課題



1. はじめに



■JPEAの太陽光発電産業ビジョン（作成履歴）

**2020年版 PV OUTLOOK 2050 感染症を乗り越えて
「太陽光発電の主力電源化への道筋」**

- 2017年 太陽光発電2050年の黎明
「脱炭素・持続可能社会実現に向けて」
- 2015年 2030年に向けた確かな歩みスマートカントリーを目指して
「JPEA PV OUTLOOK 2030 姉妹編」
- 2013年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2013年改訂版
「FITが開く太陽光発電、普及の新しい扉」
- 2012年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2012年改訂版
「10兆円産業 より豊かな2030年の実現へ」
- 2010年 JPEA PV OUTLOOK 2030
「日本ブランド10兆円産業を目指す」
- 2006年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン 2006年改訂版
「めざせ ソーラー・にっぽん」
- 2002年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン
「エネルギー・環境へ貢献する新しい産業創生」

1. はじめに
- 2. 環境課題と新たなビジネス変革**
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

2. 環境課題と新たなビジネス変革

■ IPCC「1.5℃特別報告書」

最大2030年代には1.5℃を超えると想定。1.5℃に抑制するには、2030年までにCO2排出量を45%削減、2050年頃には正味ゼロが必要

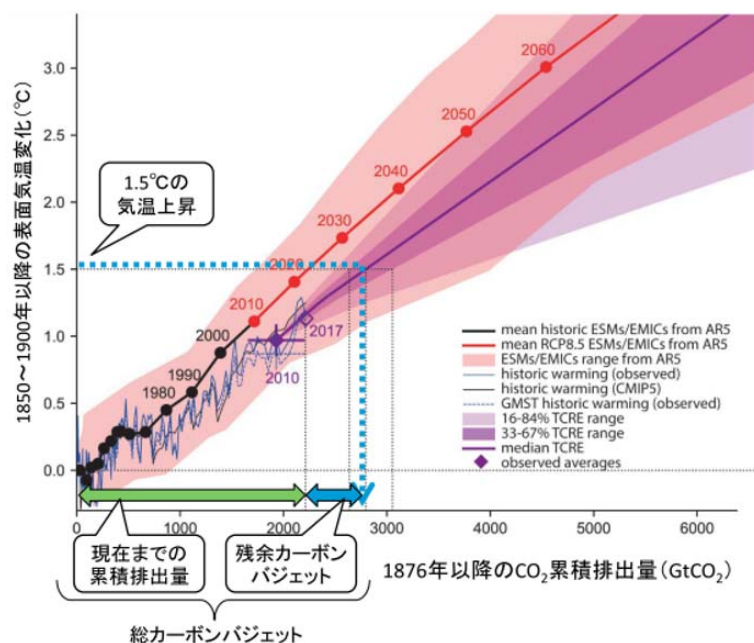


図. 1876年1月1日以降のCO₂累積排出量と1850～1900年以降の気温変化

■ 工業化以降、人間活動は約1.0℃の地球温暖化をもたらしている

■ 現在の進行速度では、地球温暖化は2030～2050年に1.5℃に達する

■ 地球温暖化を1.5℃に抑制するには：

- CO2排出量が2030年までに45%削減
- 2050年頃には正味ゼロにする
- メタンなどの排出量も大幅に削減

■ 地球温暖化を2℃、または1.5℃に抑制することには、明らかな便益がある

環境省 IPCC報告書の概要
2019.7 から引用

2. 環境課題と新たなビジネス変革



■ 国内の潮流

SDGs／RE100

- 環境先進企業は、事業指針にSDGsを取り込み、RE100に参加
- 多くの企業が気候変動をビジネスリスクとして捉え始めている

ESG投資

- 環境・社会・企業統治に配慮している企業を重視した投資が拡大している
- ESGは企業経営の重要な施策となってきた

EVシフト（セクターカップリング）

Society 5.0

- 2016年度から5年間の科学技術政策の基本としてのコンセプト
- サイバー空間とフィジカル（現実）空間を高度に融合させたシステムにより、経済発展と社会課題の解決を両立する
- 人間中心の社会(Society)

Utility 3.0

- これからの電力エネルギー市場の変化
 - Depopulation（人口減少）
 - Decarbonization（脱炭素化）
 - Decentralization（分散化）
 - Deregulation（自由化）
 - Digitalization（デジタル化）

2. 環境課題と新たなビジネス変革



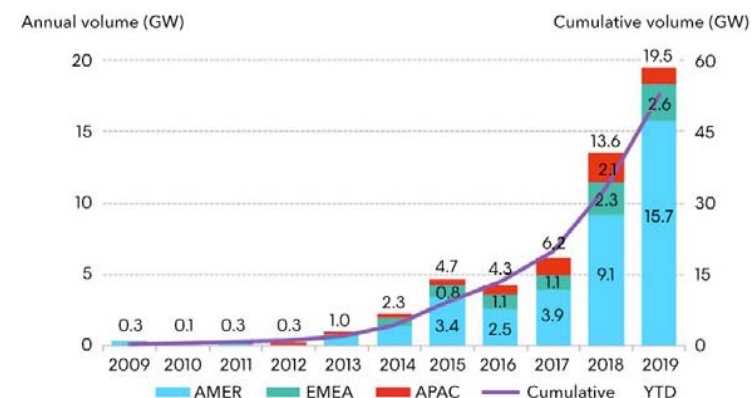
■ 日本はRE100に33企業が参加（2020年3月31日現在）

日本からはRE100に33企業が参加
（2020年3月31日現在）

BNEFによれば世界のPPAによる再
エネ調達60GW（対前年+20GW）
を超え多くのRE100企業が参加



Figure 1: Global corporate PPA volumes



Source: BloombergNEF. Note: Data are through 2019, reported in MW DC capacity. Onsite PPAs are not included. Australia sleeved PPAs are not included. APAC number is an estimate. Pre-market reform Mexico PPAs are not included. These figures are subject to change and may be updated as more information is made available.

世界のRE参加は、234社・団体が参加
（2020年5月4日現在）



2. 環境課題と新たなビジネス変革



■ 社会変化と太陽光発電のビジネスモデル変革

- 5つの変化が加速される前に、今から取り組む準備が必要
- 待っている間に機会を失うリスクもある
- 感染症を乗り越え、あらたに時代が変わる時こそ変化に挑戦

激変する要因		従来のビジネスモデルが変化	直接PVビジネスに影響
気候変動・COP・環境/ESG		1.5℃、2℃ 目標達成・地球規模の脱炭素化	
SDGs	・ CDPガイドライン ・ 持続可能性	・ SDGを指標に ・ RE100企業拡大	・ 再エネ持続経営 ・ 地域循環共生社会
ESG	・ TCFDガイダンス ・ 企業活動指針	・ 金融投資を、ESG視点で実施	・ 石炭火力廃止 ・ 再エネ投資拡大
Society5.0	・ Ai,Iot,デジタル化 ・ 第4次産業革命	・ スマートM活用 ・ P2P/デジタル化	・ 電力システムデジタル化 ・ IoTによるPVスマートlife
Utility 3.0	・ 電化、分散電源 ・ 電力NetW改革	・ 自家消費型拡大 ・ ネットWサービス	・ 再エネ拡大・調整力 ・ 環境価値・電力ビジネス
EV Shift	・ 運輸部門非化石化 ・ 動く蓄電池	・ V2H/V2G ・ Car Sharing	・ セクターカップリング ・ RE for EV の加速

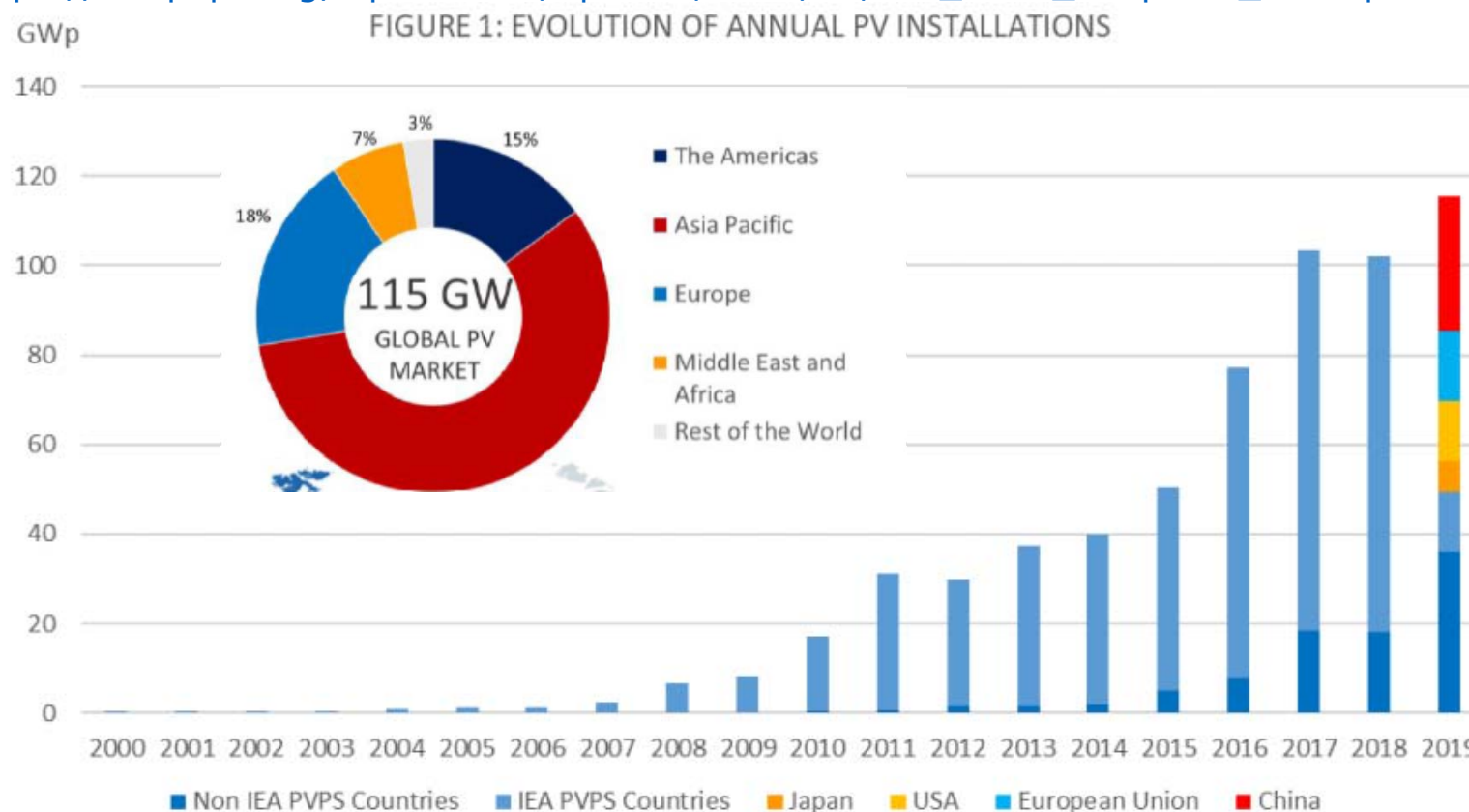
1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
- 3. 太陽光発電の導入量**
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

3. 太陽光発電の導入量

■ 世界の太陽光発電の導入状況 累積導入量推移

- IEA/PVPS (2020.4)の発表によれば、**2019年世界の導入量は115GW**となり前年から約15GW上回った。日本のCYでの報告は、7GW。
- 中国は30GWとなり3年連続の減少となったが、EUが前年2倍の16GWになり、米国も13.3GWと、他の多くの国の伸びが、世界市場拡大を支える結果となった。

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf



3. 太陽光発電の導入量



■ 年間導入量・累積導入量上位10カ国

- 2019年単年度は、中国は、米国、インドが3位となり日本は4位に後退
東南アジアでは、ベトナム、韓国の伸びが高い結果となった。
- 累積では、中国、米国、に次いで日本は3位となったが、5位のインドが4位のドイツに迫っている。

2019年年間導入量

2019年末累積導入量

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2019

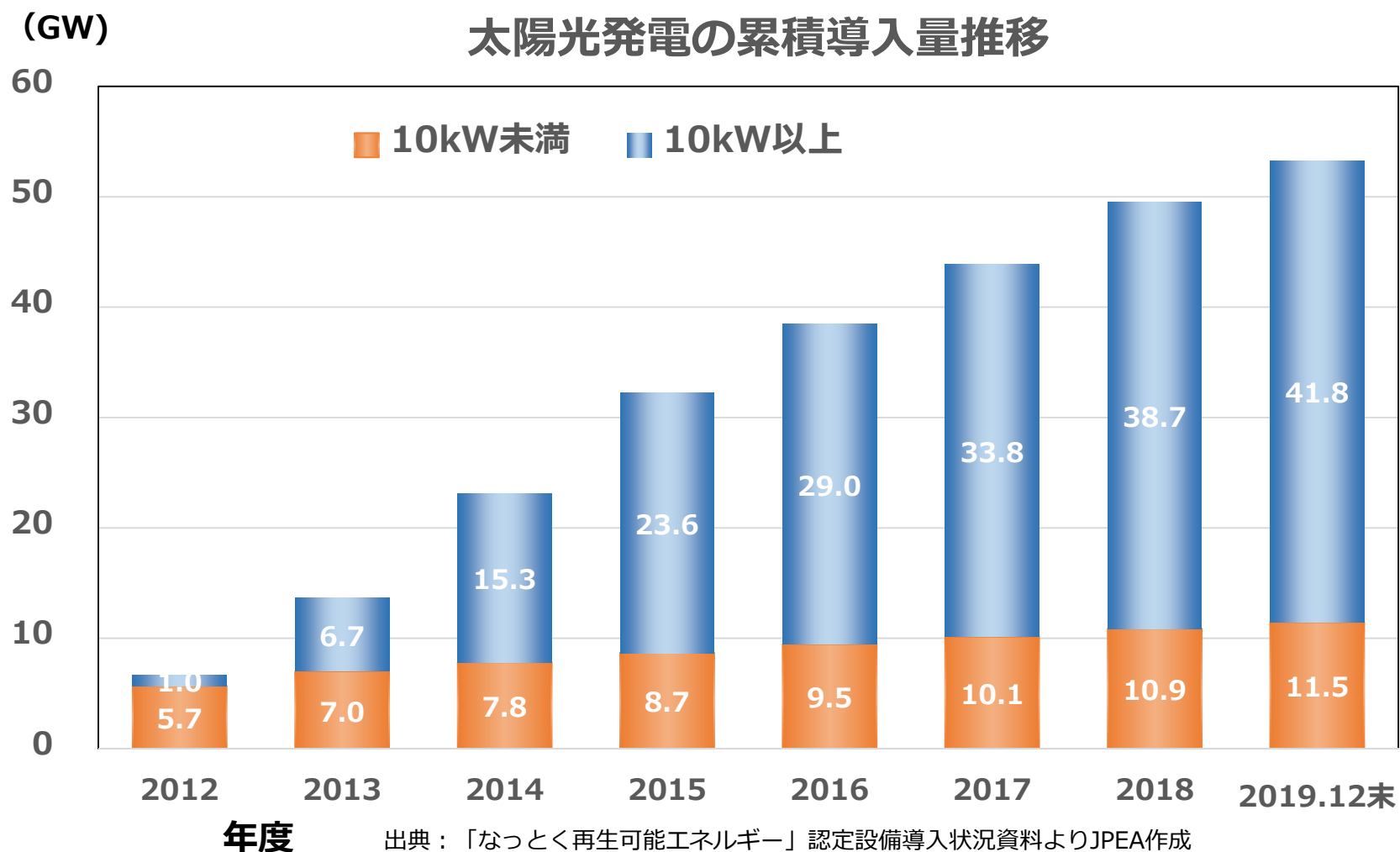
FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY					FOR CUMULATIVE CAPACITY				
1		China	30,1 GW		1		China	204,7 GW	
(2)		European Union	16,0 GW		(2)		European Union	131,7 GW	
2		United States	13,3 GW		2		United States	75,9 GW	
3		India	9,9 GW		3		Japan	63 GW	
4		Japan	7,0 GW		4		Germany (EU)	49,2 GW	
5		Vietnam	4,8 GW		5		India	42,8 GW	
6		Spain (EU)	4,4 GW		6		Italy (EU)	20,8 GW	
7		Germany (EU)	3,9 GW		7		Australia	14,6 GW	
8		Australia	3,7 GW		8		UK (EU in 2019)	13,3 GW	
9		Ukraine	3,5 GW		9		Korea	11,2 GW	
10		Korea	3,1 GW		10		France (EU)	9,9 GW	

Source: IEA PVPS

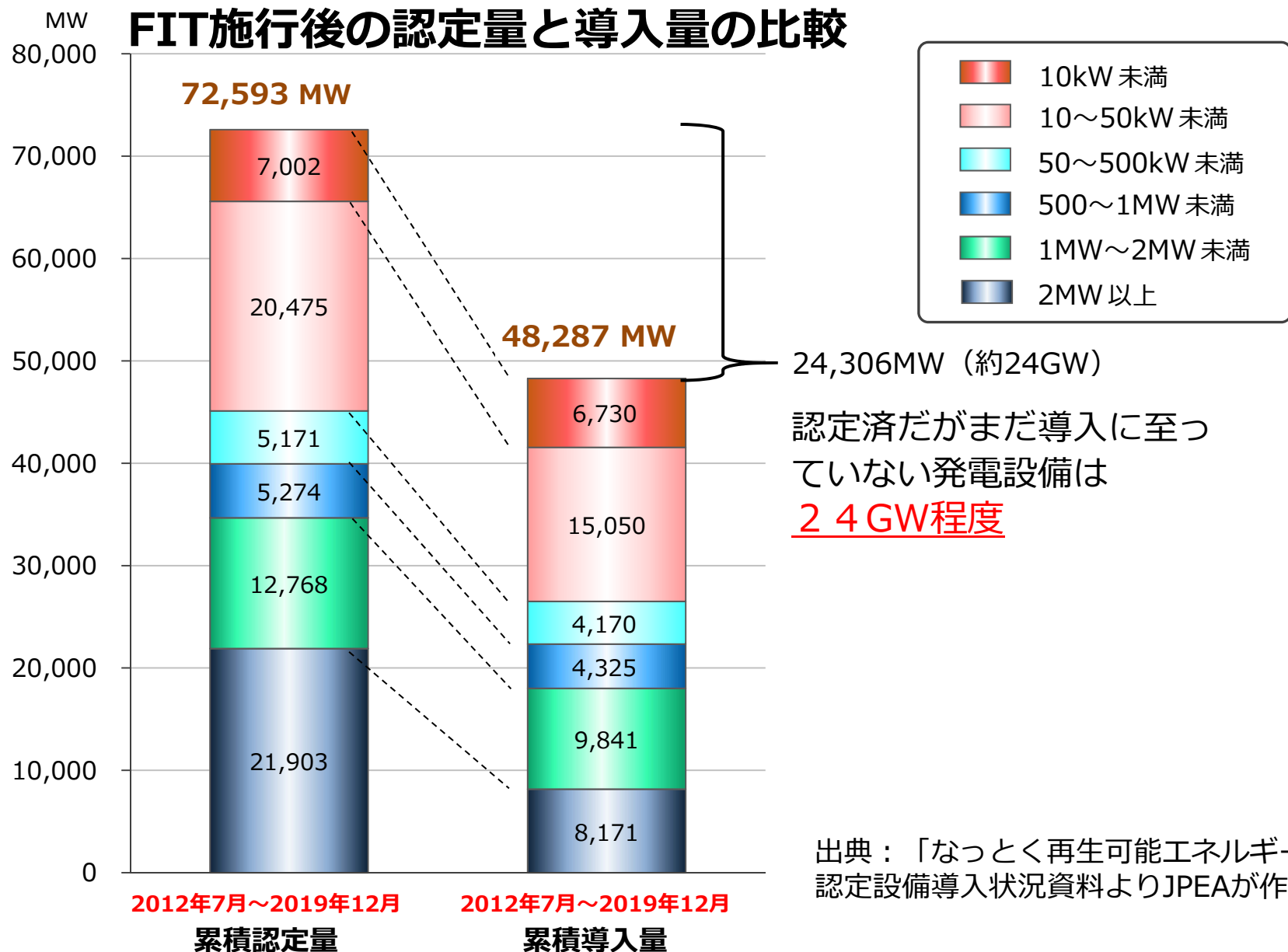
3. 太陽光発電の導入量

■ 日本の太陽光発電の導入状況：累積導入量

➤ 2012年の固定価格買取制度開始後、導入量は急速に伸びた



3. 太陽光発電の導入量

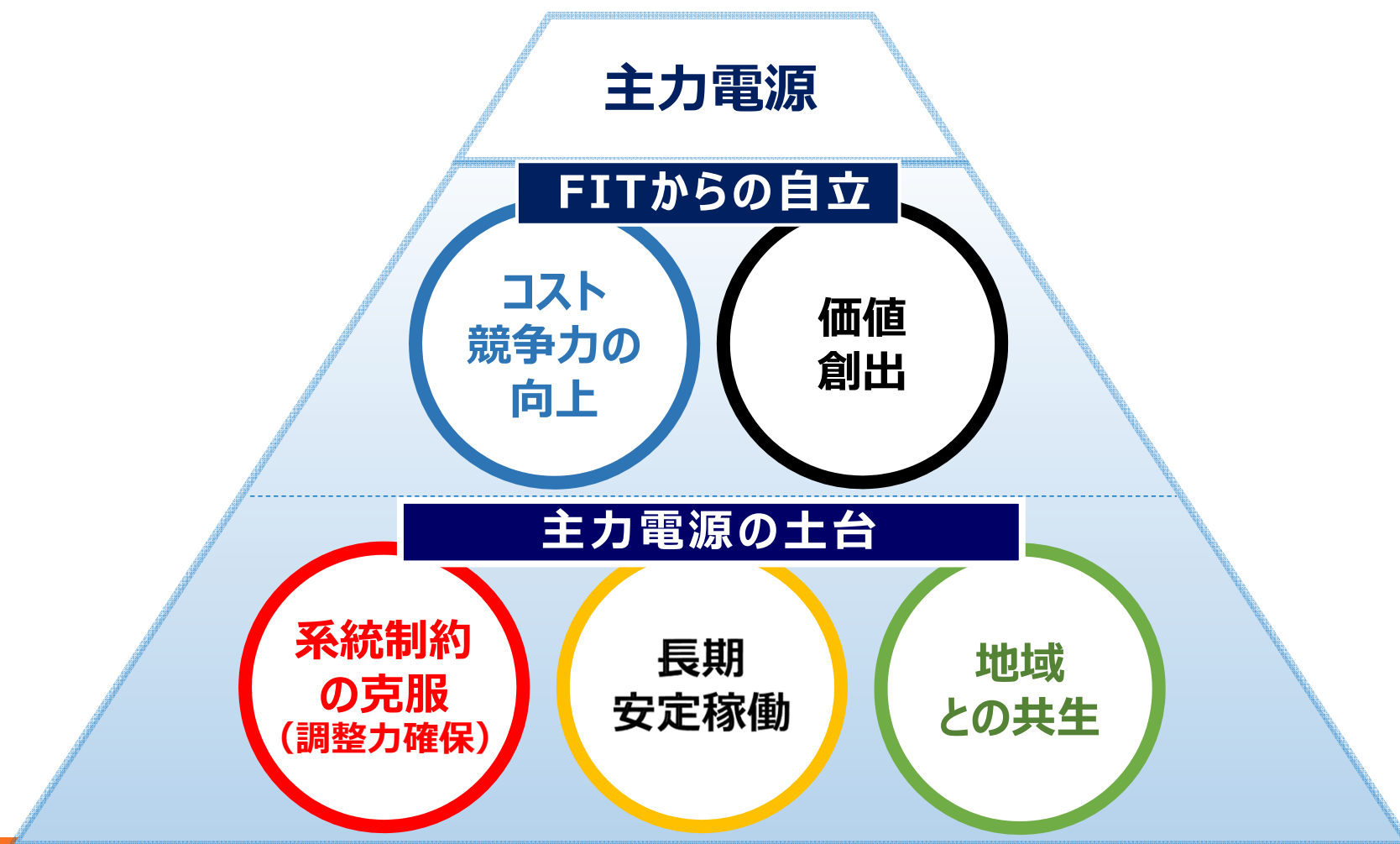


1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
- 4. 主力電源化にむけて**
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

4. 主力電源化に向けて

■ 自立した主力電源になるための5つのチャレンジ

- ミッションは、自立した主力電源として、賦課金を上回る便益を国民に供与することそのために、出来るだけ早くFITから自立し主力電源の土台を造ること



4. 主力電源化に向けて

■ FITからの卒業



(1) 住宅

- 新築住宅：ZEH標準化等を推進力に8割以上搭載を目指す（2030年頃）
- 既築住宅：第三者保有・初期投資不要モデル等を推進力に普及拡大を図る

(2) On-site 型：自家消費主体の需給一体モデル

- 商業施設・ビル等：既に電力料金と競争可能⇒ZEB標準化による拡大（2030年頃～）
- 工場等の産業施設向け：2021年頃から段階的に進展する

(3) Off-site型：地域消費/特定需要家消費一体モデル

- 荒廃農地等：地域需要との需給契約（2023年頃～）
- RE100等脱炭素化に積極的な需要家向け：PPA(長期相対取引)モデル（2023年頃～）

(4) 大型(サブGW)案件：コスト競争力向上＋価値創出による自立化

- 初期費用低減と稼働年数長期化（20年→40年）⇒ 発電コスト7円/kWhを達成
- 調整力の具備（ΔkW）（2025年頃～）

1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
- 5. 2050年に向けて**
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

5. 2050年に向けて (科学技術予測調査)

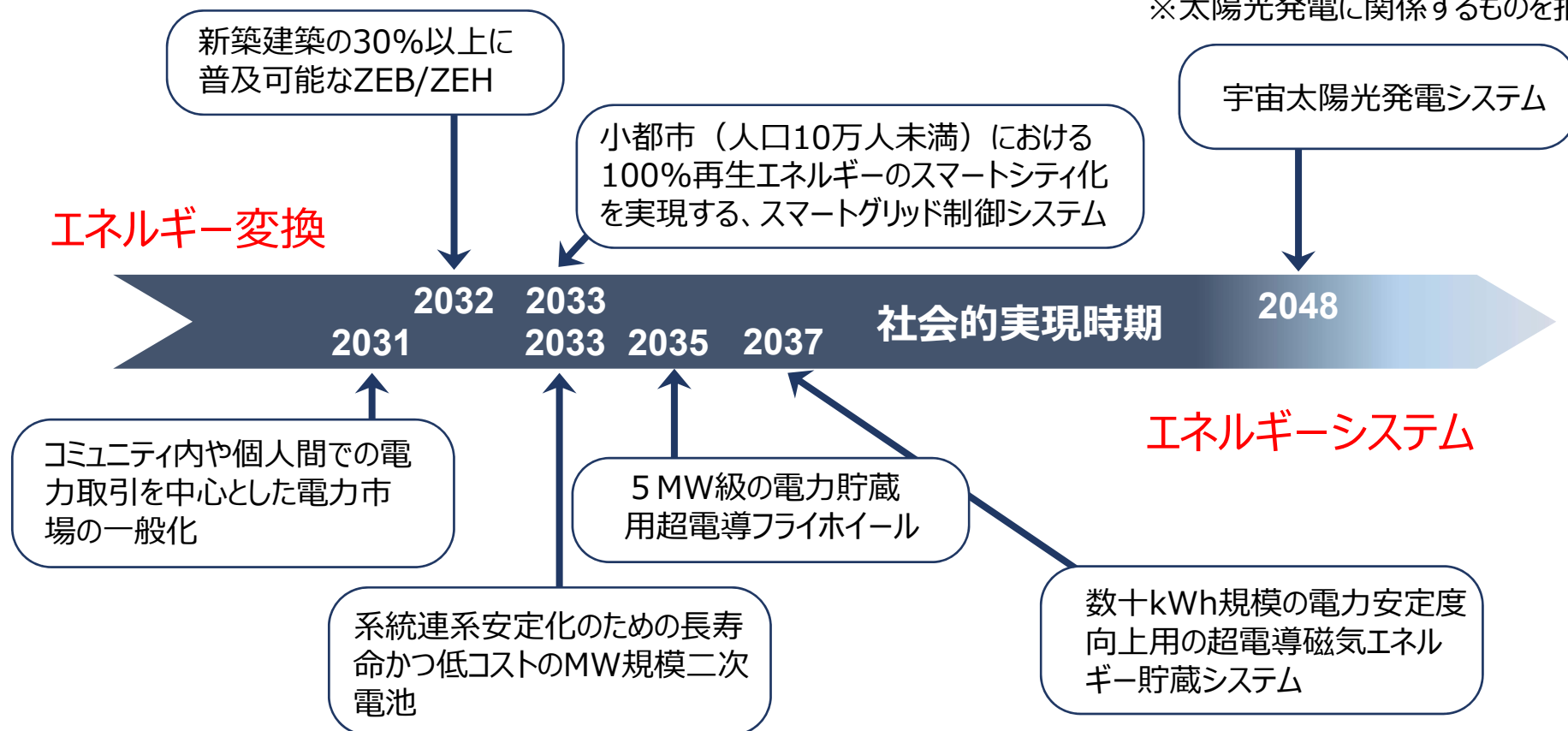


■ エネルギー変換に関する科学技術予測調査

➤ ターゲットイヤーは2040年（調査対象としては2050年までを展望）

■ 2030年代に電力システムに係る技術開発が大きく変わると予測

※太陽光発電に関係するものを抽出

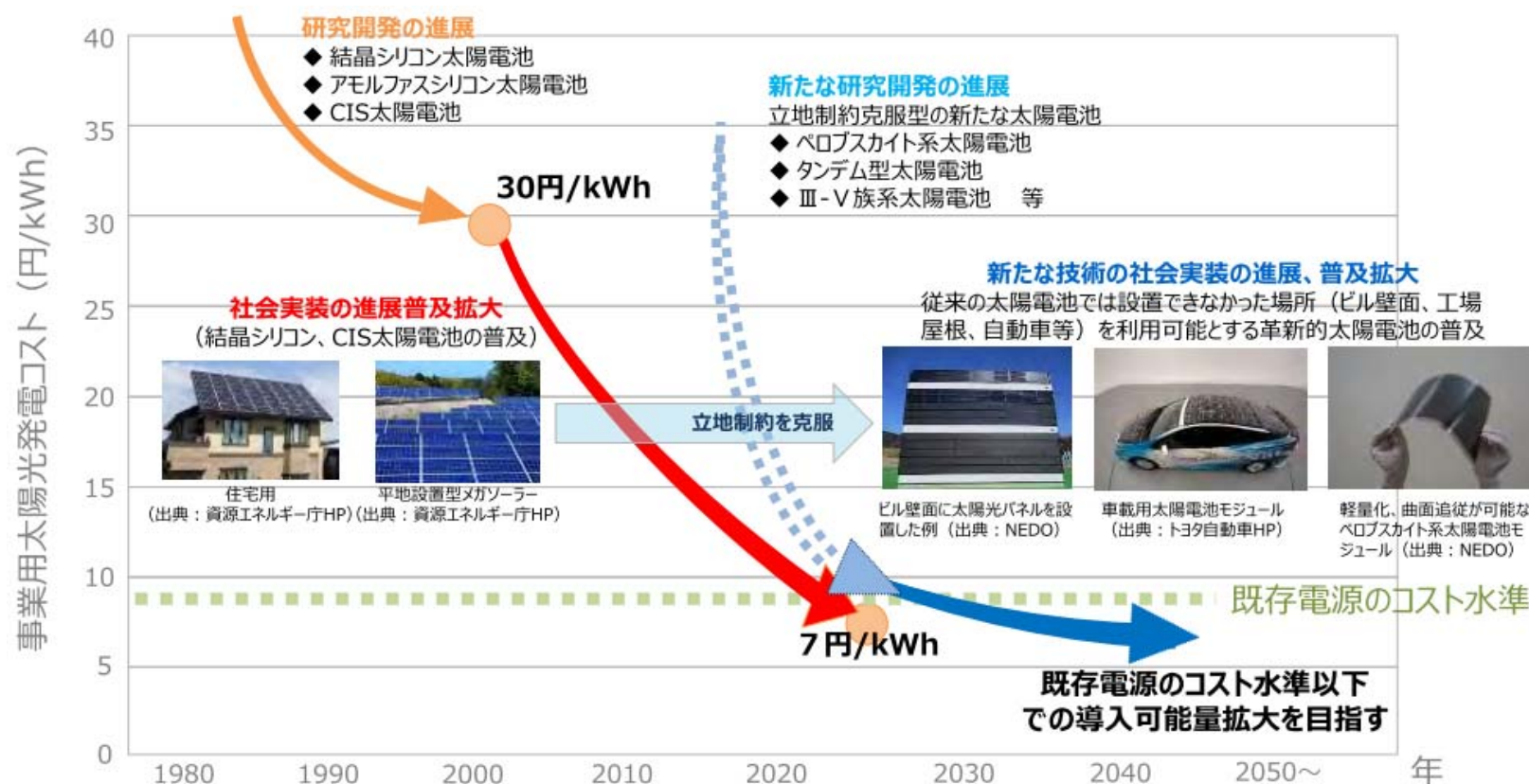


文部科学省科学技術・学術政策研究所 第11回科学技術予測調査 デルファイ調査結果速報(2019年10月) を元に作成

5. 2050年に向けて (革新技术イノベーション)

■ 2050年にむけた太陽光発電・今後の技術開発の方向

- 従来型の太陽電池のコスト低減による技術開発から、立地制約を克服し、太陽光発電の導入可能量をさらに拡大するための革新的太陽光発電技術（ペロブスカイト系、タンデム型、Ⅲ-V族系などの太陽電池）に実用化推進にシフトする方向
- 従来の太陽電池では設置できなかった場所などへの利用も



官邸 革新的環境イノベーション戦略 より引用 (2020.1.21)

5. 2050年に向けて (JPEAビジョン想定ケース)



■ JPEAビジョンの2050年に至る想定導入量

- 前回のビジョンでは、**2050年太陽光発電200GWの導入**を想定したが、CO2排出量は政府目標の**80%削減**には不足であった。
- 今回のビジョンでは、**80%削減に近づけるため**、太陽光発電の想定導入量を見直した。

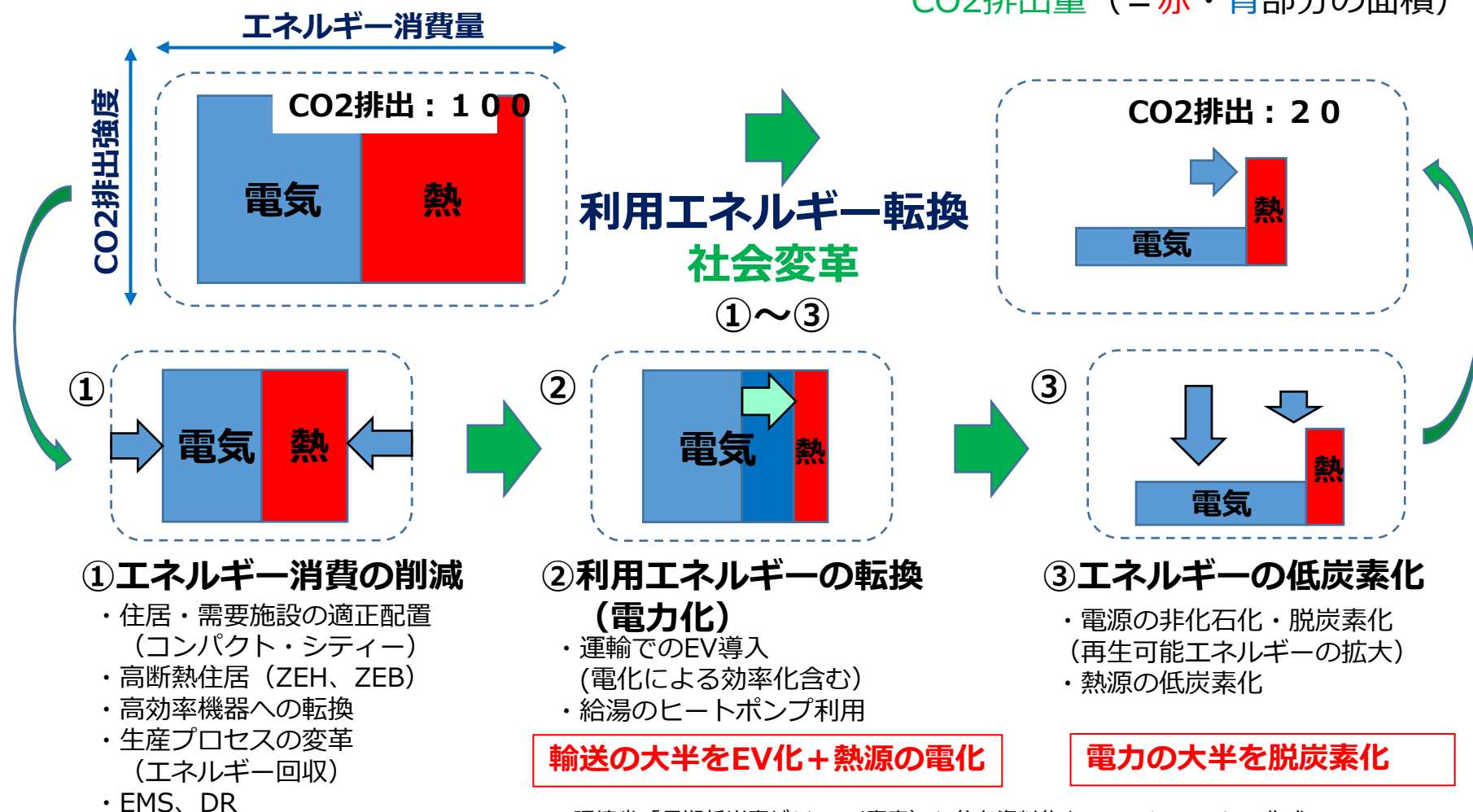
代表ケース	各ケースの概要
2030年ケース	前回のビジョンで想定した 100GW とし、他の前提条件については、長期エネルギー需給見通しと同じとする
2050年標準ケース	太陽光発電の導入量 ACベース200GW (DC250GW) 温暖化ガス削減については、電化の進展が進むものの 80%削減の実現までには至らないケース
2050年最大化ケース	太陽光発電の導入量 ACベース300GW (DC420GW) 温暖化ガス削減については、電化が大胆に進み 80%削減の実現に近づけることを想定するケース

5. 2050年に向けて（CO2排出量80%削減に必要な社会変革）

■コミュニティのあり方を変革して超高効率な暮らし方、製造、輸送の仕方を実現し、そこで利用するエネルギーの大半を電力化し、更に電力の大半を非化石化（再生可能エネルギー化）する。

現在のエネルギー消費構造と
CO2排出量（＝赤・青部分の面積）

2050年のエネルギー消費構造と
CO2排出量（＝赤・青部分の面積）



5. 2050年に向けて

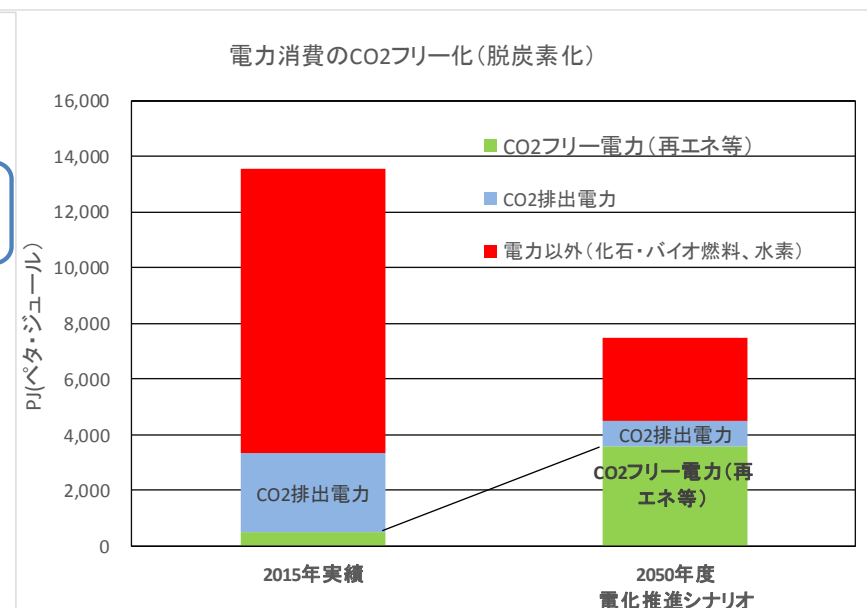
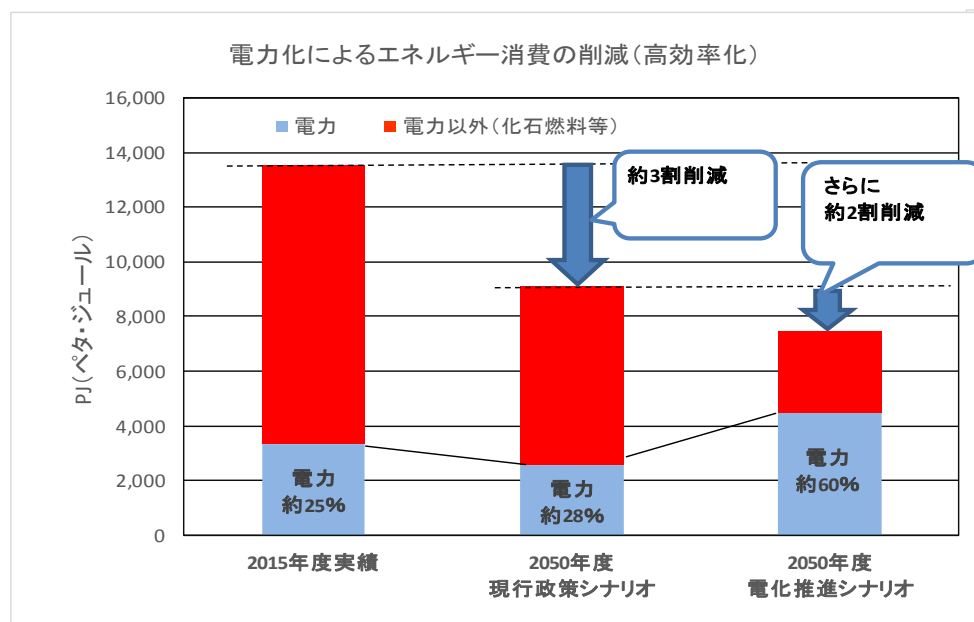
(CO2排出量80%削減への道筋)



■ 2050年CO2排出量80%削減への道筋

CO2排出量80%削減に必要な3つの施策

- ① **省エネ**：現行政策の延長と社会の在り方の変化とで、2015年比約3割の省エネ
- ② **電力シフト**：消費エネルギーの内約半分を化石燃料から電力シフト
⇒ 電力化による高効率化により、消費エネは2015年比1/2まで削減可能
(電力消費量は1.3倍になるが増分以上に化石燃料の消費減少)
- ③ **エネルギー、特に電力の低炭素化**
 - ・ 消費電力中のCO2フリー電源比率を約2/3、電力量で約7000億kWhまで高める
⇒ CO2排出量は2015年比約1/3に、まだ政府目標の80%削減には不足
 - ・ 2050年、太陽光発電200GWの発電量は2,450億kWhは、最低限必要な数値
⇒ 今回のビジョンでは、80%削減に近づけるため、太陽光発電の想定導入量を見直し



5. 2050年に向けて

(ビジョンでの想定導入場所)



■ 2050年 想定導入量における導入場所

- 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
- 今後は非住宅建物・農業関連への導入が重要となる

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

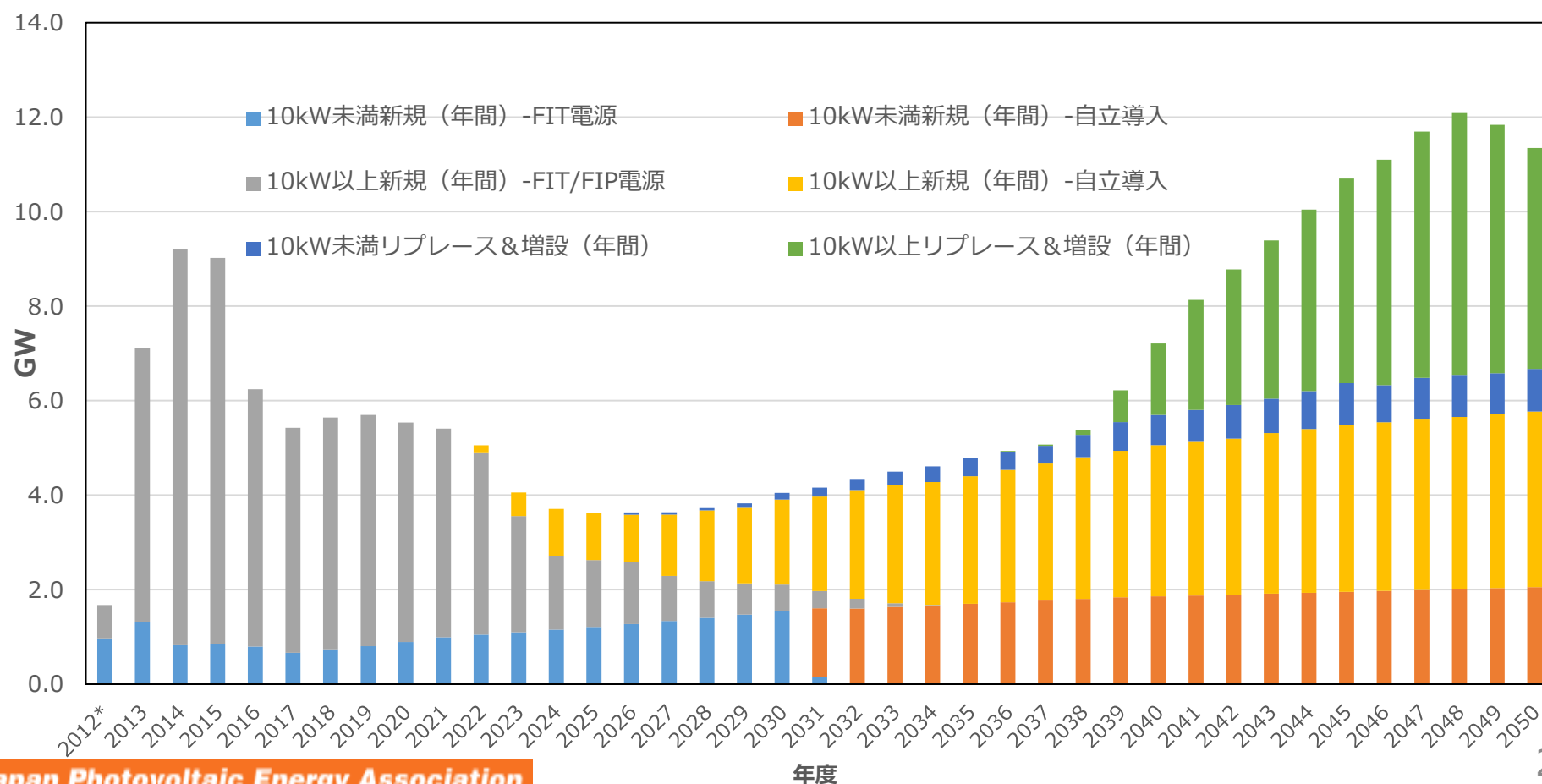
5. 2050年に向けて

(標準ケース 200GW)



■ 2050年に至る想定導入量（1）標準ケース 200GW（AC）

- 導入量は2030年代前半まで約4GW/年となるが、2040年以降は、リプレイス・増設分を含め7~12GW/年の導入を想定



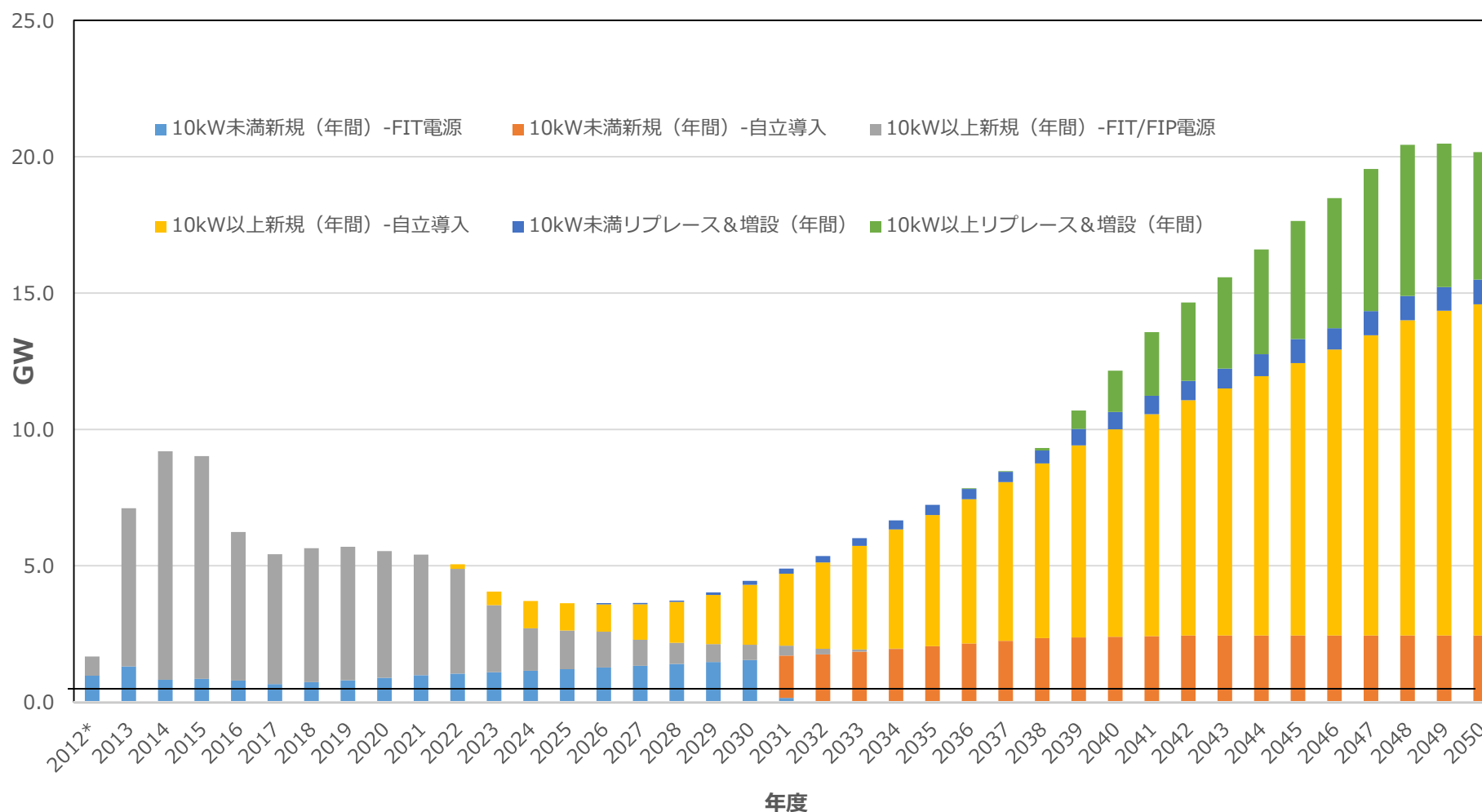
5. 2050年に向けて

(最大化ケース 300GW)



■ 2050年に至る想定導入量(2) 最大化ケース 300GW (AC)

- 導入量は2020年代前半は4~6GW/年となるが、低コスト化・CO2削減の要求から2030年後半以降は、リプレイス・増設分を含め10~20GW/年の導入を想定



5. 2050年に向けて（電力需給シミュレーションモデル前提）

■ 今回の電力需給シミュレーションの狙い

【目的】 PVOUTLOOK2050改訂版にて想定する太陽光発電導入量の実現した場合に、系統制約下において、**どの程度の発電電力量を実際に利用することが可能か**、検証を行う

【手法】 1時間単位での需給バランス、調整力確保、地域間連系線制約を考慮した電力需給モデルを用いた

<入力データ（エリア別）>

供給	原子力発電	設備容量、年間利用率
	流込式水力発電	設備容量、月別利用率
	揚水発電	設備容量、調整力
	火力発電	ユニット別容量、燃料種、効率、燃料価格、最低部分負荷率、調整力
	太陽光・風力発電	設備容量、1時間別出力、短周期変動幅
需要		1時間別需要、短周期変動幅、能動化容量

電力需給モデル

1週間単位で、計算期間中の社会費用が最小となる需給の運用を決定

<条件>

- 1時間毎の需給バランスの確保
(需要 = 供給)
- 1時間毎の調整力の確保
(必要量 < 調整能力)
- 予測誤差への対応力確保
(必要量 < 上げ代・下げ代)
- 他地域との連系線制約

<出力データ（エリア別）>

供給	火力発電	1時間別出力
	揚水発電	1時間別運用
	太陽光・風力発電	1時間別出力抑制量
需要	デマンドレスポンス	1時間別運用
	蓄電	1時間別運用

太陽光設備容量

	2030年 ケース	2050年 標準ケース	2050年 最大化ケース
太陽光AC容量	100GW	200GW	300GW
太陽光DC容量	-	250GW	420GW

5. 2050年に向けて

(蓄電池等の扱い)



■シミュレーションにおける蓄電池等の扱い

【EV】 最大化ケースでは2017年度保有車両数のうち軽油貨物のみ半分がEV、のこりの車種は全てEVと想定しつつ、一定の台数減を考慮した。また、DR資源として参加し、かつ充電可能な台数は20%と想定した。

【HP給湯機】 最大化ケースではほぼ全世帯に導入と想定した。また、DR資源としての参加率を70%とした。

	2030年ケース	2050年 標準ケース	2050年 最大化ケース
EV	971万台	2,500万台	6,000万台
HP給湯機	1,400万台	2,700万台	4,000万台

【蓄電池】

- ・需給バランス用：5.0億kWh（太陽光の設備容量に対して時間率1.67h）
- ・二次調整力：3,000万kW（太陽光の設備容量の10%）
- ・三次調整力：6,000万kW（太陽光の設備容量の20%）
- ・上記を蓄電池高位として、以下の感度分析を実施

4kW住宅用の
場合6.7kWh

	蓄電池高位	蓄電池中位	蓄電池低位
需給バランス用	5.0億kWh	3.3億kWh	1.7億kWh
二次調整力用	3,000万kW	2,000万kW	1,000万kW
三次調整力用	6,000万kW	4,000万kW	2,000万kW

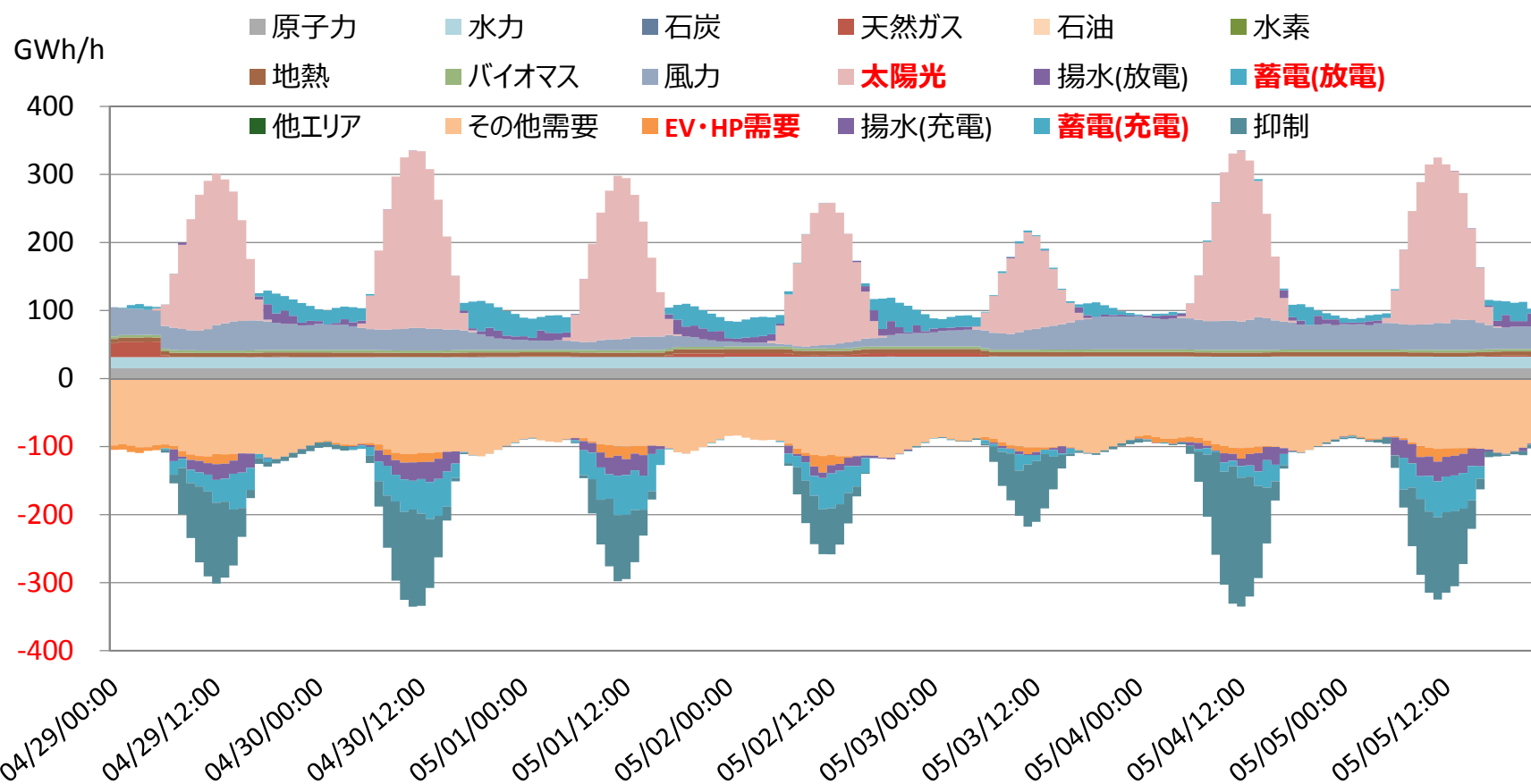
5. 2050年に向けて

(軽負荷時 需給バランス断面)



■試算結果(1) 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



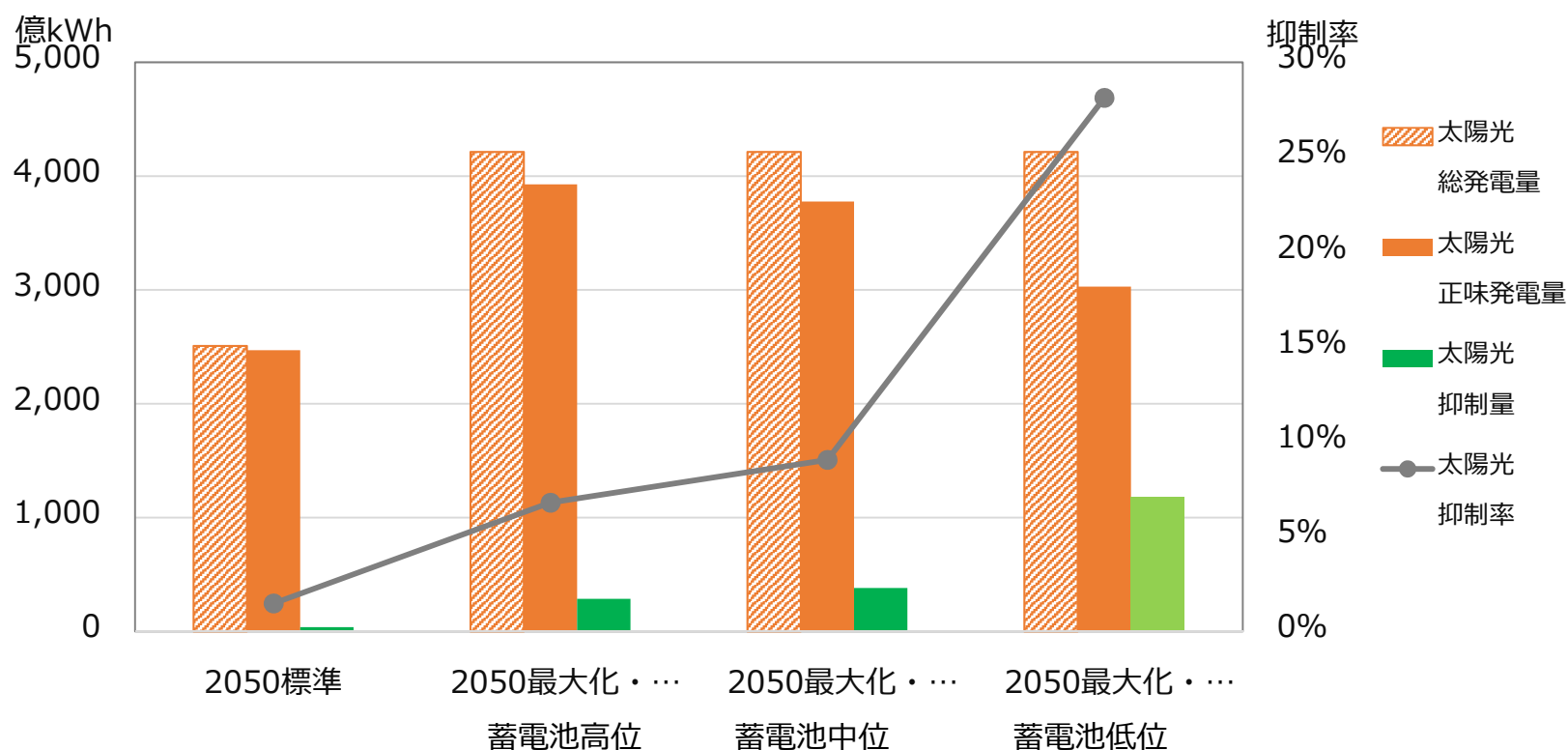
5. 2050年に向けて

(2050年度の発電抑制率)



■ 試算結果(2) 発電抑制率

- 2050年 最大化(AC300GW) 蓄電池高位ケースでは、太陽光発電の抑制率は7%、風力発電の抑制率は6%
- 蓄電池低位ケースでは、太陽光発電の抑制率は28%となり、蓄電池の導入が重要であることがわかる



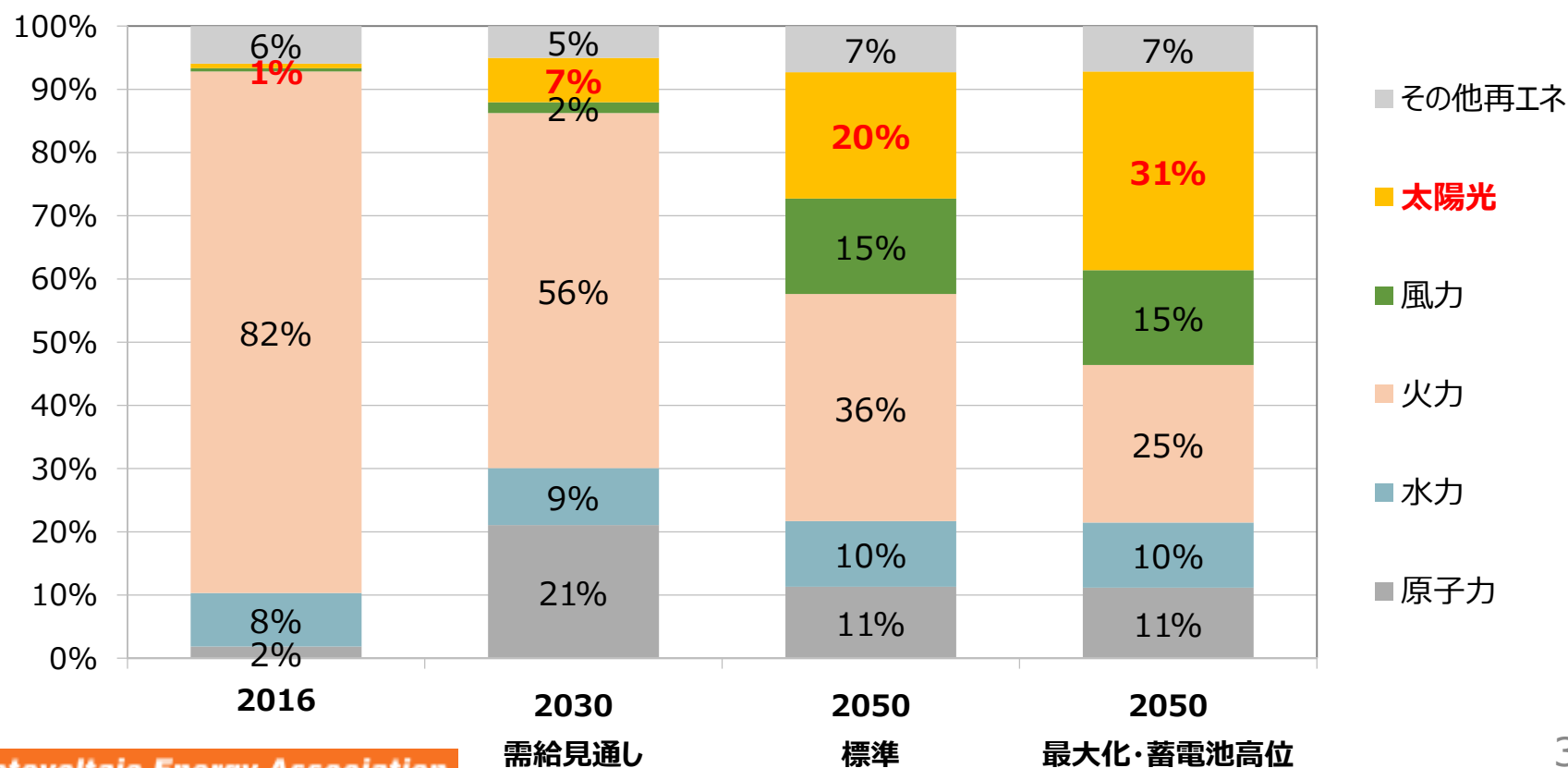
5. 2050年に向けて

(2050年度の電源構成)



■ 試算結果(3) 2050年の電源構成

- 2050年の太陽光電力量シェアは、標準ケースで20%、**最大化ケース(蓄電池高位)で31%**
- 太陽光の発電電力量はそれぞれ2,508億kWhと4,213億kWh、うち2,471億kWhと**3,927億kWh**が抑制されずに消費された（抑制率は1%と**7%**）
- 火力発電からのCO2排出量は2.04億tCO2と**1.41億tCO2**であり、仮に2013年度を基準年とすると最大化ケースで11%程度の排出量となる（残り9%の排出が他部門から許容される）



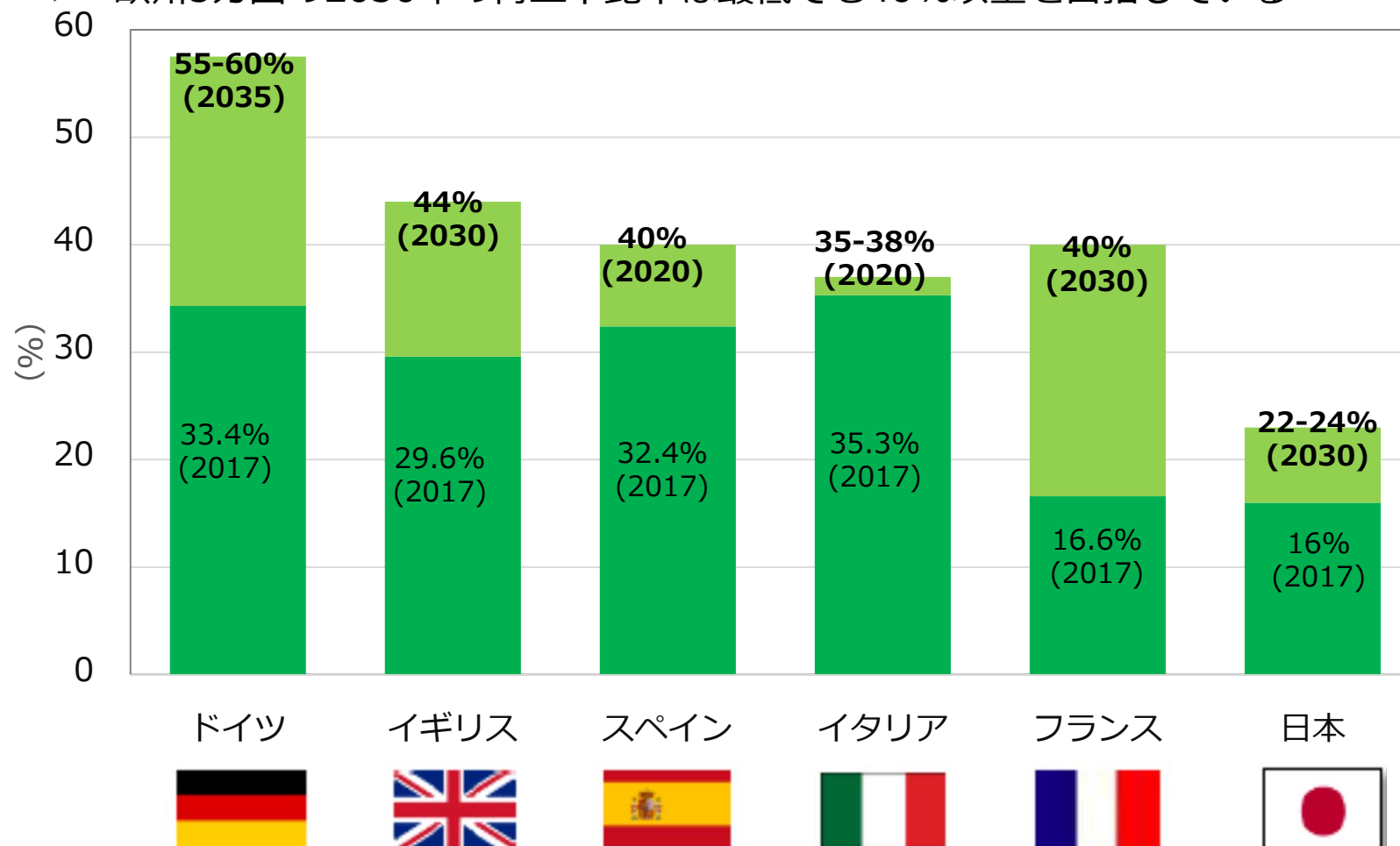
5. 2050年に向けて

(2030年各国目標比較)



■再エネ導入目標：2050年をCO2 80%削減を目指して

- 日本は温室効果ガス排出量を2030年に2013年度比26%削減目標、2050年度には同80%削減。今後、再生可能エネルギー比率拡大が不可欠
- 欧州5カ国の2030年の再エネ比率は最低でも40%以上を目指している



1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
- 6. PVの主力電源化による便益**
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

6. PVの主力電源化による便益

(①試算の背景)

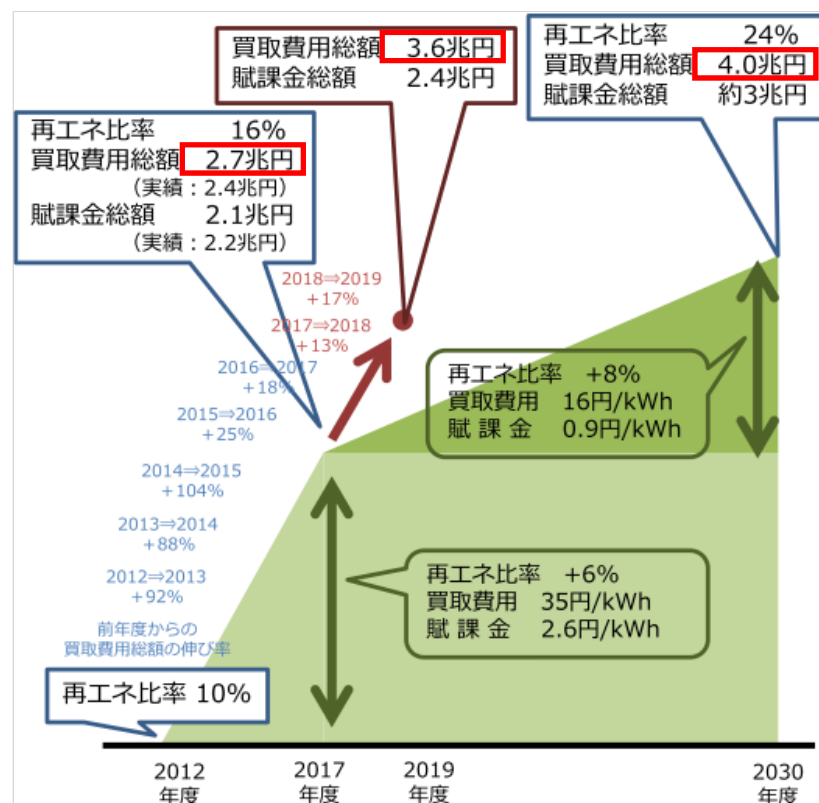


■ PVの主力電源化による便益

- 再エネ導入による買取費用/賦課金(国民負担)の増加の抑制が課題とされている
- 一方で、再エネ導入による便益についての議論は少ない
- そこで、主力電源化に向けて導入されるPVの費用対便益について試算を行った

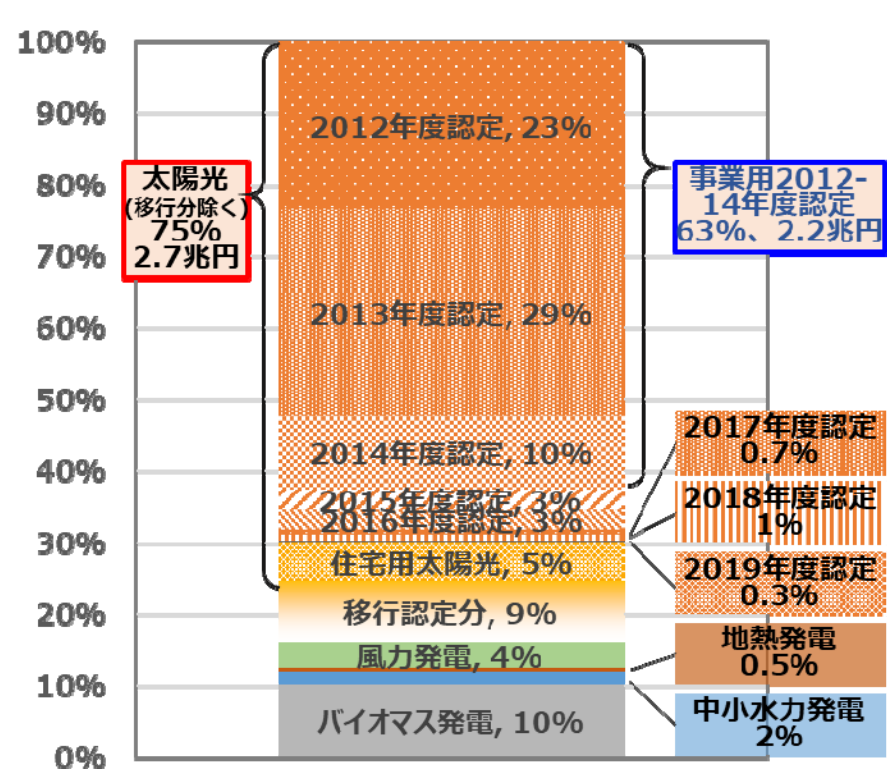
<再エネ買取費用/賦課金の推移>

- 買取費用総額は2017年/2.7兆円から2019年/3.6兆円に増加の見込。賦課金総額は2.4兆円



<再エネ買取費用の内訳>

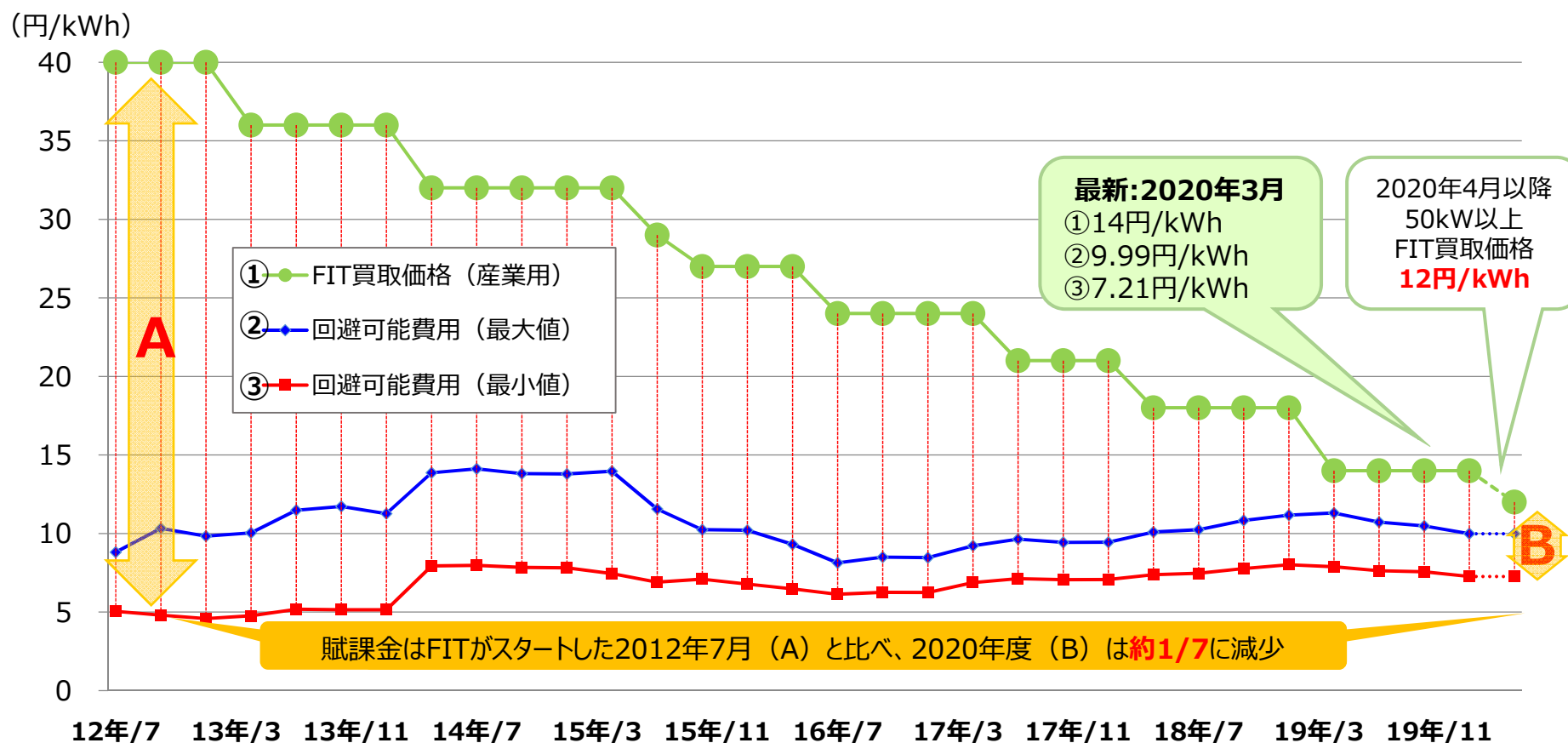
- 2019年度の買取費用総額見込3.6兆円のうち、75% 2.7兆円が太陽光（事業用70%、住宅用5%）
- 当初3年間の事業用が63%占めるが、その後は急減



6. PVの主力電源化による便益（参考：回避可能費用の推移）

■ FIT買取価格と回避可能費用の推移

- FIT価格の低下に伴い、賦課金は大幅に減少
 （2020年4月以降のFIT売電単価（50kW以上）は12円/kWh）



資料提供：株式会社エクスル様：出典：GIO（一般社団法人低炭素投資促進機構）HP掲載の回避可能費用を元にグラフ化
 注）2014年4月以降はH26年以後に再エネ特措法第6条第1項の認定を受けた設備の数値を採用

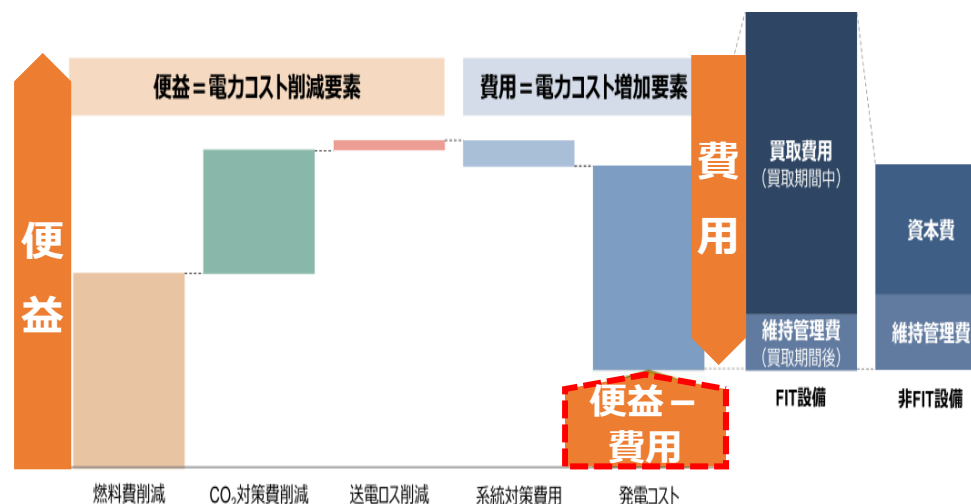
6. PVの主力電源化による便益（②計算モデルについて）



■ PVの主力電源化による便益

便益計算モデル概要

- ▶ 本モデルでは、国民が負担する電気料金に直接的に影響を及ぼす「電力コストの増減」という観点で試算を行う
- ▶ 下記5項目をコスト増減要素として考慮する
 - ①火力発電の燃料費削減
 - ②CO2対策費の削減
 - ③送電ロス削減（自家消費電力の増加による寄与）
 - ④系統対策費用
 - ⑤発電コスト（FIT設備は、買取期間中は買取費用）
- ▶ インフレ率を1%として考慮、2019年の実質価格で表記した



便益計算モデル詳細

- ▶ 各項目とも、太陽光発電量に比例する関数として試算を行う
- ▶ 発電設備の平均稼働年数は30年と想定。稼働終了後は、その時点の発電コストで新規設備へとリプレイスされるものとした

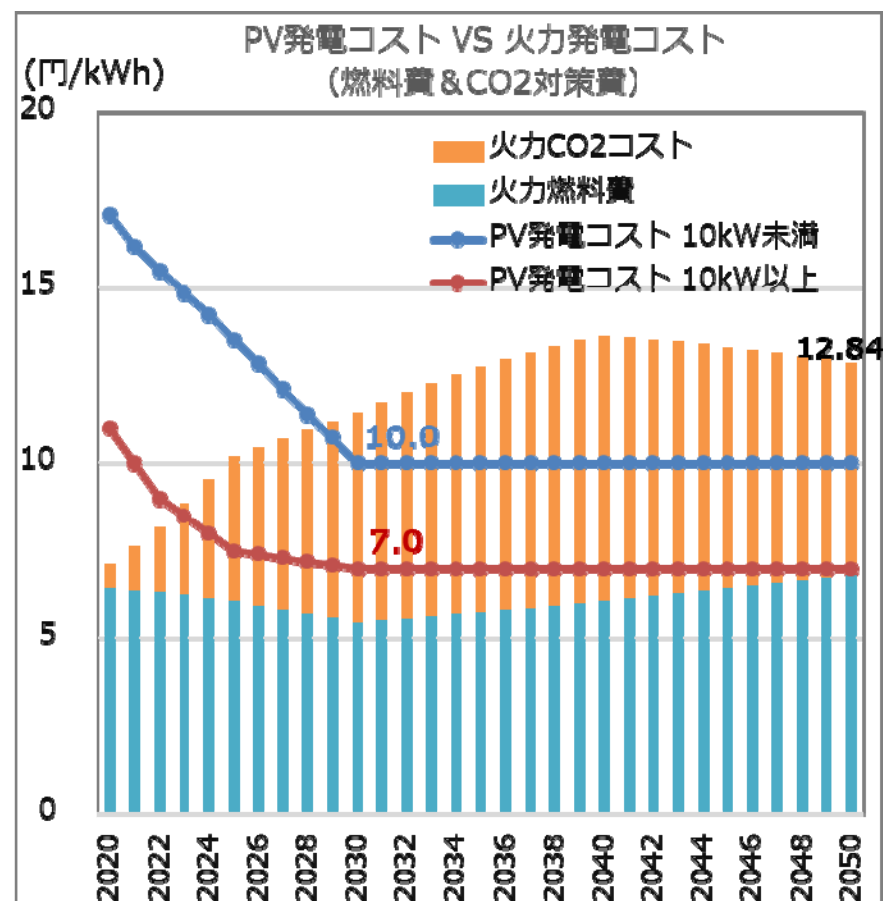
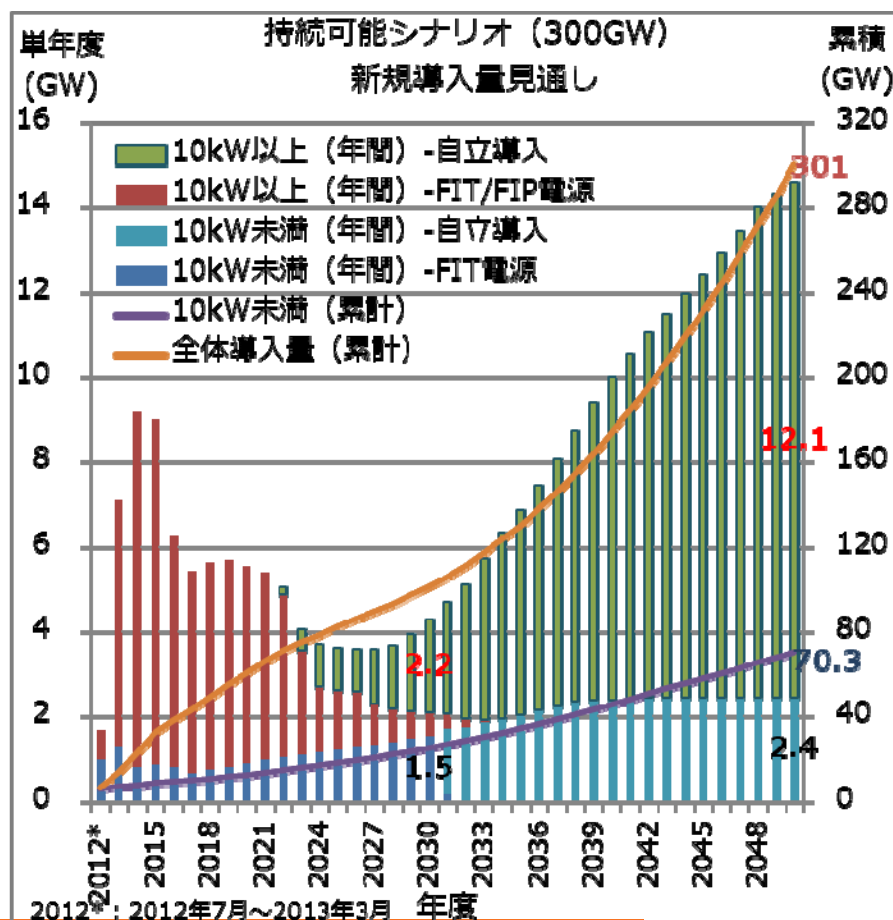
コスト増減	項目	試算条件
便益 (コスト削減要素)	①：燃料費削減	出力抑制後の太陽光発電量に比例。対象年度の燃料費を元に算出。
	②：CO2対策費削減	出力抑制後の太陽光発電量に比例。対象年度の炭素価格を元に算出。
	③：送電ロス削減	出力抑制後の太陽光発電量のうち、自家消費量に比例。対象年度の炭素価格を元に算出。
費用 (コスト追加要素)	①：系統対策費用	出力抑制後の太陽光発電量に比例。火力発電所の稼働率低下（熱効率低下）に伴う燃料消費量の増加、および起動停止回数（起動停止コスト）の増加による。
	②-1：発電コスト（FIT設備）	FIT期間中：買取費用（資本費、運転維持管理費、廃棄費用、事業者益含む）を想定し、出力抑制後の太陽光発電量に比例。 FIT期間後：運転維持管理費のみを想定し、出力抑制前の太陽光発電量に比例。
	②-2：発電コスト（非FIT設備）	資本費と運転維持管理費をそれぞれ想定し、出力抑制前の太陽光発電量に比例。

6. PVの主力電源化による便益（便益の前提となる想定）



■ 導入量、発電コスト(PV、火力) の想定

- 設備導入量は、2050年にACベースで累積300GWと想定した
- FIT/FIP設備の新規認定は2030年で終了し、以降は自立的に導入される設備が普及するものとした
- 火力発電の燃料費、およびCO2対策費(炭素価格)は、IEA「World Energy Outlook 2018」持続可能開発シナリオ(パリ協定の2℃目標達成と整合)をベースに想定。2050年では合わせて12.84円/kWhとなる。
- 非FIT設備の発電コスト(2030年)は下記を想定
住宅用(<10kW):10円/kWh、事業用(10kW<):7円/kWh

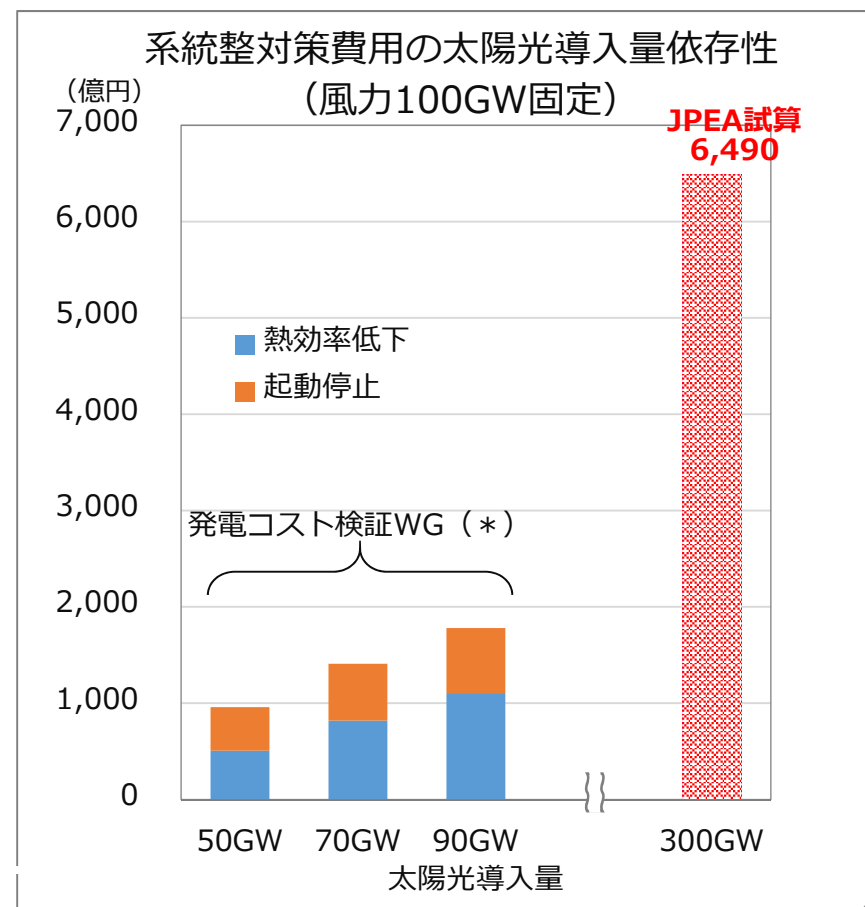
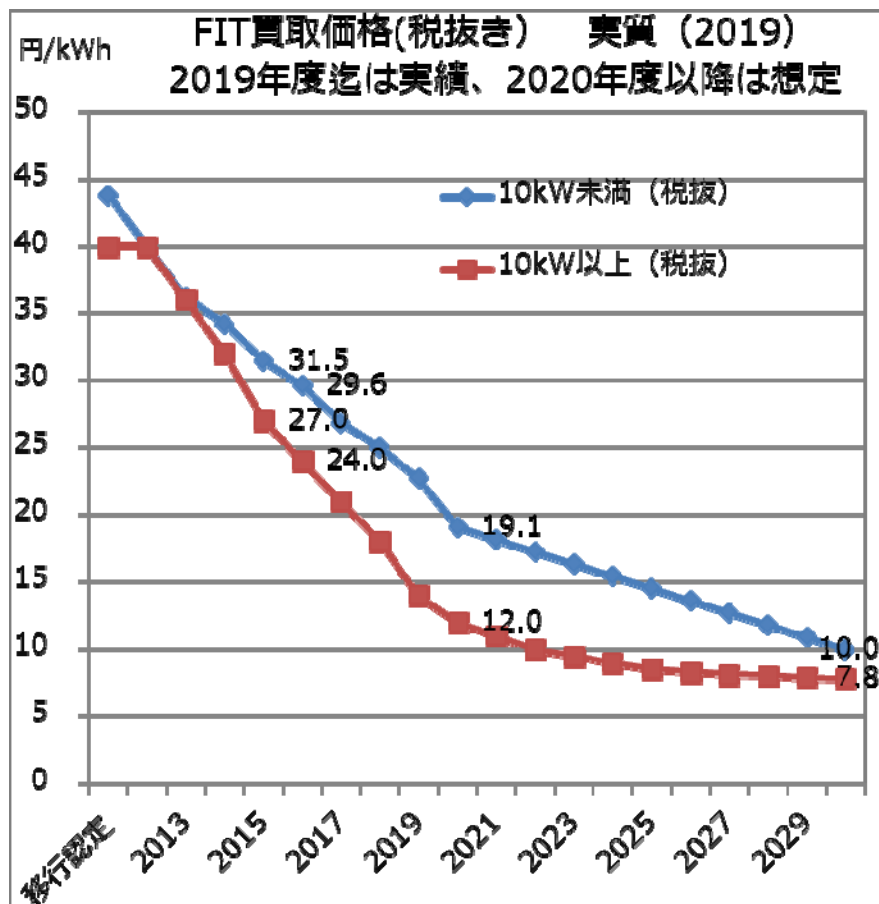


6. PVの主力電源化による便益（便益の前提となる想定）



■ FIT/FIP買取価格、系統対策費 の想定

- 2020年度以降のFIT買取価格は、2030年に向けて低減する想定とした（FIP価格はFIT価格で代用）
- 事業用(10kW以上):2025年に政府目標である8.5円/kWh（税抜価格）
- 住宅用(10kW未満):2030年に卸電力市場価格並の11円/kWh（税抜10円/kWh）
- 系統対策費用は、2015年発電コスト検証WGの系統対策費用想定を元に、300GW導入時の費用を想定した
- 項目として、熱効率低下、起動停止コストを対象とした



(* 出典：発電コスト検証WG 第6回 第6回 資料1；2015年)

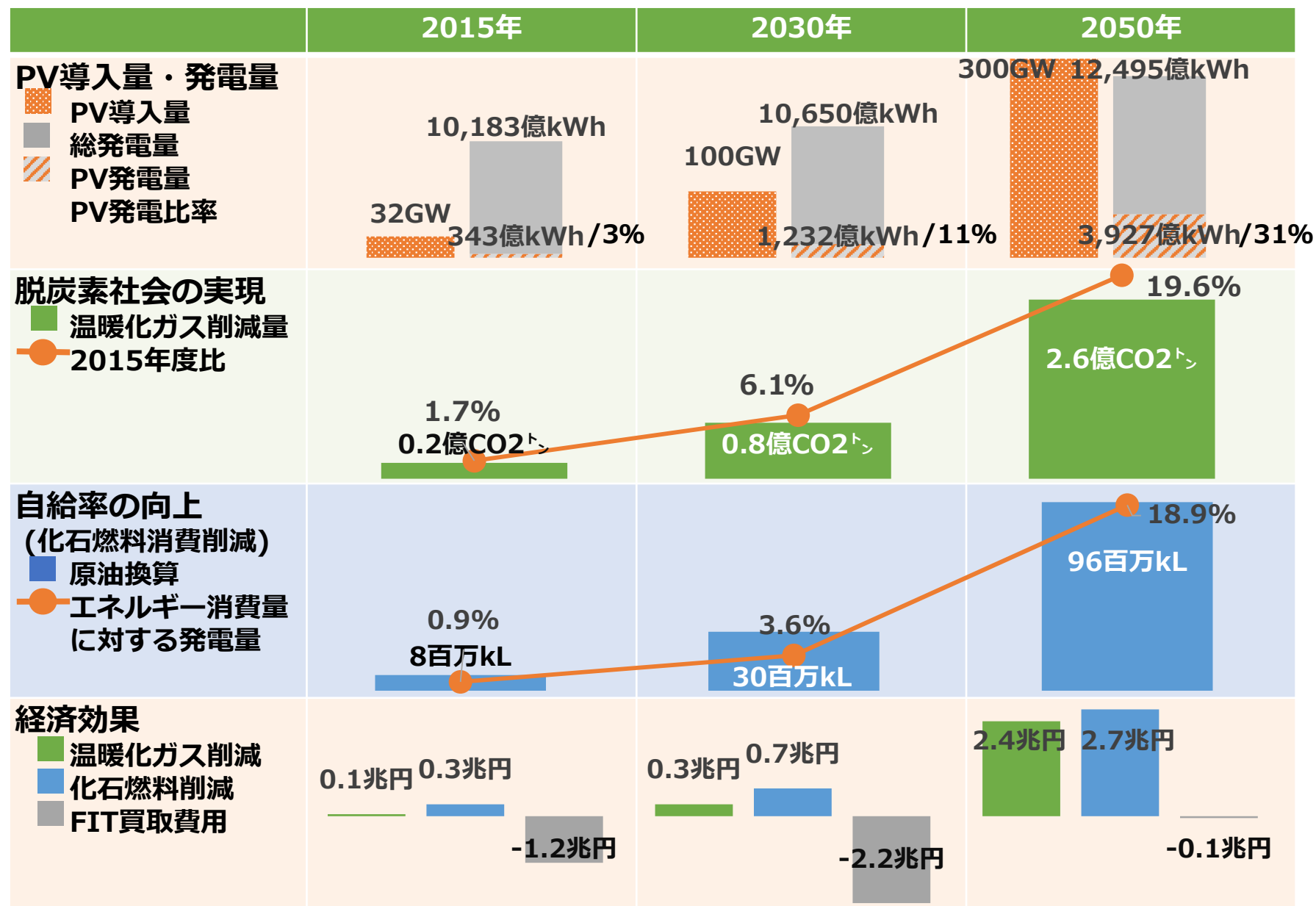
③試算結果 太陽光発電を主力電源に育てる意義と便益



意義 ・ 目的		便益 ・ 期待効果		
		基準（2015年度）	2030年度	2050年度
太陽光発電国内導入量	累計稼働容量	32GW	100GW	300GW
	発電量 ¹⁾	343億kWh	1,232億kWh	3,927億kWh
	国内総発電量比 ²⁾	3.4%	11.6%	31.4%
国内全電源総発電量 ³⁾	自家発、送配電ロス含む	10,183億kWh	10,650億kWh	12,495億Wh
脱炭素社会実現への貢献（温暖化ガス削減による）	温暖化ガス削減量 ⁴⁾	0.23億CO ₂ トン	0.81億CO ₂ トン ^約	2.59億CO ₂ トン
	・ 2015年度比 ⁵⁾	1.7%	6.1%	19.6%
	・ 炭素価値換算 ⁶⁾	-	0.7兆円	2.4兆円
エネルギー自給率向上への貢献、及び国富流出の低減（化石燃料の消費削減による）	原油換算 ⁷⁾	8百万KL	30百万KL	96百万KL
	化石燃料削減額 ⁸⁾	0.3兆円	0.7兆円	2.7兆円
	最終エネルギー消費量に対する発電量 ⁹⁾	0.9%	3.6%	18.9%
FIT買取費用 ¹⁰⁾		1.18兆円	2.2兆円	0～100億円

- 1) 自家消費分を含む発電量。出力低下率は年率0.5%、設備利用率は2017年事業用15.8%、住宅用13.1%から、2050年18.3%、15.2%に漸増するとした。
- 2) 国内全電源の総発電量に対する比率。
- 3) 国内全電源の総発電量。自家消費、送配電ロス等を含む。2015年度は実績（資源エネルギー庁のエネルギー需給実績（確報））。2030年度は長期エネルギー需給見通し（資源エネルギー庁、2015年）。2050年度はJPEAが算定（電化推進シナリオ）。
- 4) 太陽光発電による発電時の温暖化ガス削減量。火力発電のCO₂排出係数を基準に算出。
- 5) 2015年度の国内温暖化ガス総排出量（13.2億CO₂トン）に対する、太陽光発電による温暖化ガス削減量の比率。
- 6) 太陽光発電による温暖化ガス削減量を貨幣価値に換算（実質）。IEAのWEO2018持続開発可能シナリオのCO₂対策費を参考に算定。
- 7) 太陽光発電による一次エネルギーとしての化石燃料の削減を原油換算で表した。太陽光発電1kWhで削減される化石燃料を9.3MJ、原油1KLを38.2GJとして算定。
- 8) 太陽光発電による化石燃料消費削減量を金額（実質）で表した。燃料価格等の前提は長期エネルギー需給見通を参考に算定。
- 9) 自給率向上への貢献の指標として、国内の最終エネルギー消費量に対する、太陽光発電による発電量を比率で表した。
- 10) 固定価格買取制度に基づく太陽光発電による電力の買い取り費用総額（消費税等を除く）。インフレ率1%を前提に、2017年の実質金額で表した。

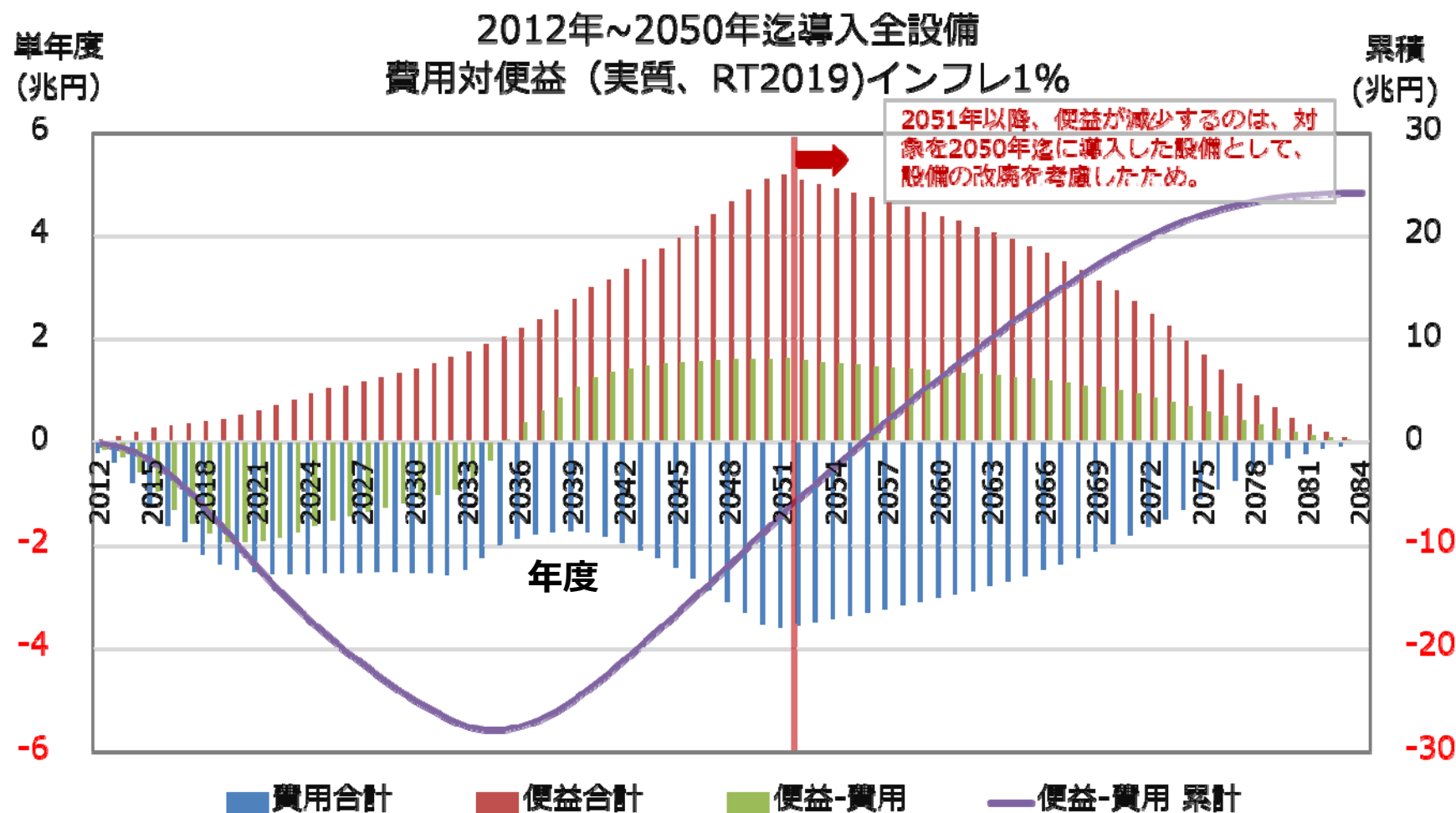
③試算結果 太陽光発電を主力電源に育てる意義と便益



6.PVの主力電源化による便益（12～50年導入設備の費用便益）

③試算結果：2012～50年導入の全設備の費用・便益

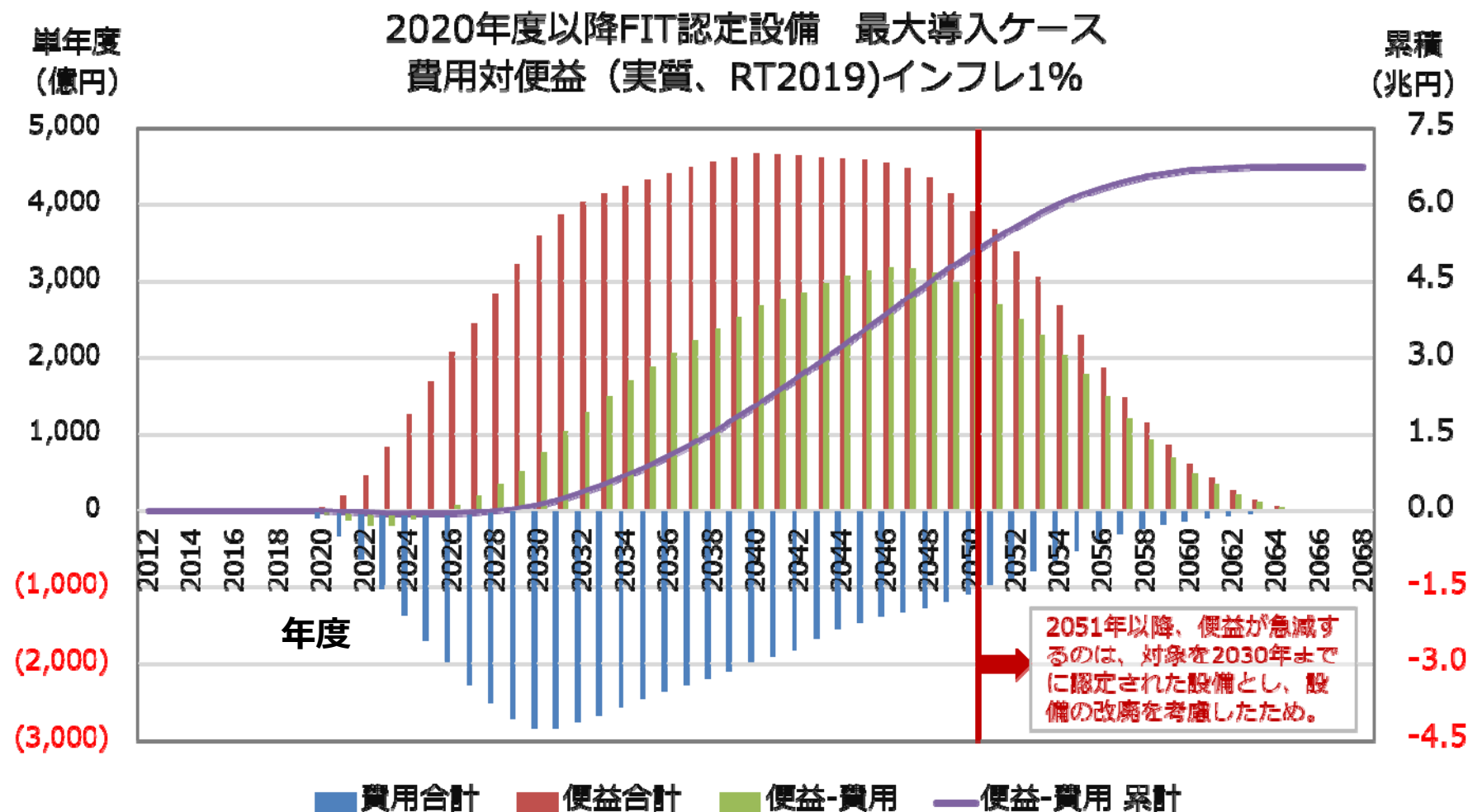
- 2012年以降に導入される全設備を対象とした場合、2035年から便益が費用を上回り、累積便益も2056年に黒字転換。翌年には2兆円超と、投じた国民負担を上回る便益が得られることが示される。
- FIT買取費用、非FIT設備の発電コストをインフレ率1%として試算



6.PVの主力電源化による便益（20～30年認定設備の費用便益）

③試算結果：2020～30年認定のFIT/FIP設備の費用・便益

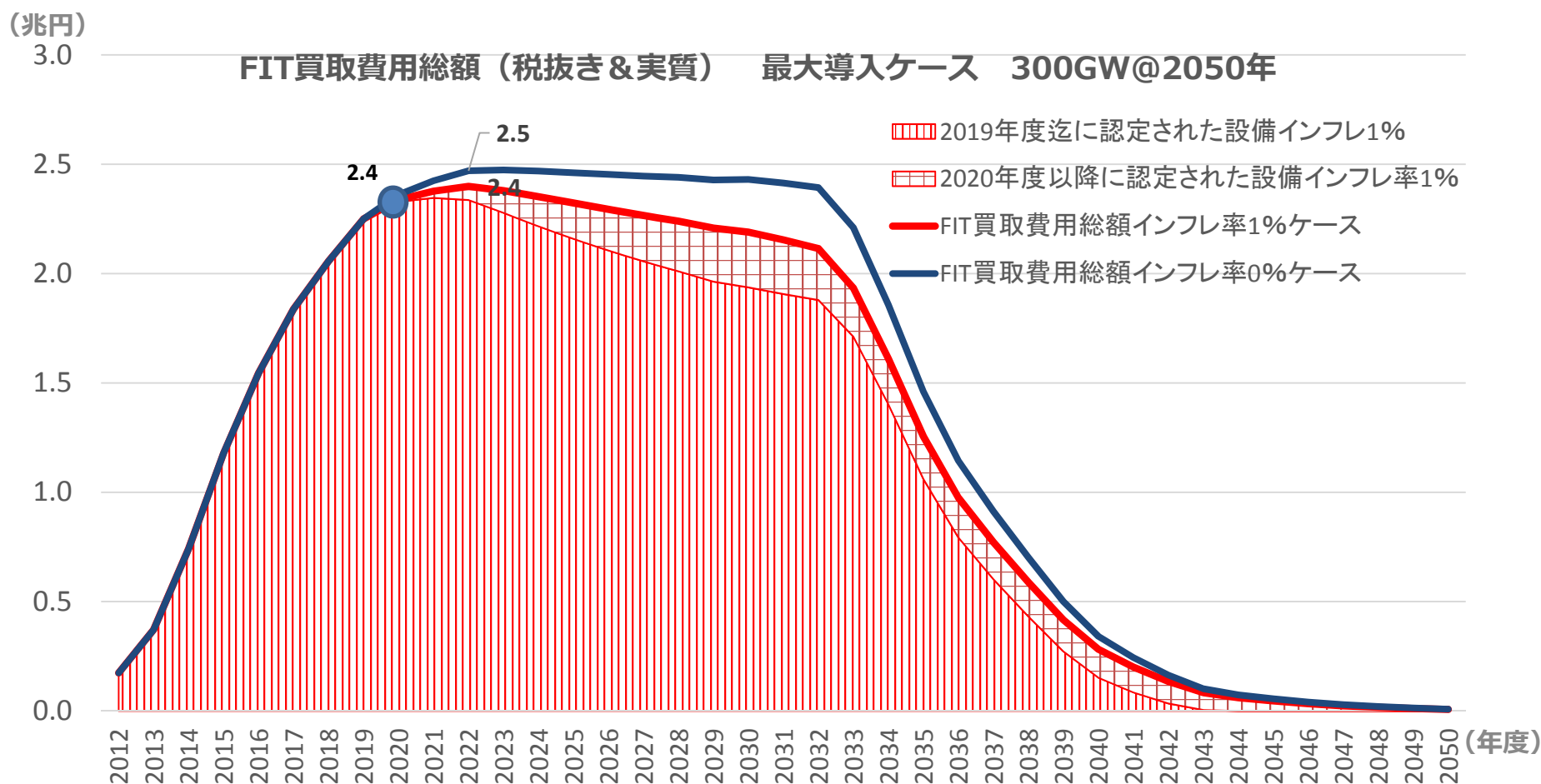
- 2020年度以降導入のFIT認定設備に限定した場合は、買取価格の低下などに伴い早期に黒字化する
- 単年度では2025年に便益が費用を上回り、累積では2028年に黒字転換、2036年には1兆円を超える



6. PVの主力電源化による便益（FIT設備の買取費用総額）

③試算結果：太陽光FIT設備の買取費用総額（将来見通し）

- FIT導入設備の買取費用は、買取単価低下の影響もあり2022年前後から減少に転じる（インフレ率を1%として考慮して実質価値で表した場合）
- 現状の買取費用総額においては、制度初期に認定された設備の買取費用の占める割合が大きいですが、2032年から当該設備の買取期間が順次満了していくため、買取総額は急激に減少していく



6. PVの主力電源化による便益



費用便益試算のまとめ

- 太陽光発電の資本費や運転管理費、系統対策費等を費用とし、火の力発電の燃料費削減、CO2対策費削減を便益として、2050年度300GW導入時の費用便益試算を行った。
特に炭素価格については、2℃目標達成に整合したIEAの最新データを用いており、従来の検証結果よりもより精度が増していると考える。
- 2050年単年度で、**温暖化ガス削減 2.4兆円、化石燃料削減 2.7兆円**の便益が生み出される。
- **2012年以降の全設備**を対象とすると、**2035年からは便益が費用を上回り**、2056年には累積で便益が費用を上回る。
- **2020年以降のFIT/FIP導入設備**を対象とすると、**2028年には累積で便益が費用を上回る**。
- FIT開始当初3年間に認定された設備の費用は、今は負担が大きいですが、30年後の世代が使う電力エネルギーの半分以上は燃料代がいらぬ再生可能エネルギー社会に変化。これからの社会を支える**長期的な視点で費用便益を議論することが重要である**。

1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
- 7. 電力システムの変化**
- 8. 変化する住まいと暮らし**
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
11. 未来に向けて

7. 電力システムの変化

■ 電力市場における太陽光発電

「次世代電力NW」 / 「電力市場」に統合してく上での直面する課題

	直面する課題	短期・長期改善策
電力市場への統合	・ 自由取引市場を前提とした、ビジネスへの早期転換（変動価格、スポット価格低下への対応） ・ インバランスリスクへの対応・最小化 ・ 需給調整市場等への活用 ・ 非化石価値等の価値取引市場の活用	・ スポット市場、時間前市場の整備 ・ 需給調整市場の整備 ・ 調整力へのインセンティブ ・ アグリゲーターの育成 ・ バランシンググループ ・ ダイナミックプライシング ・ パワープール
次世代電力NWへの統合	・ 系統制約の克服（送電容量の確保・出力制御の最小化）	・ コネクト&マネージ ・ 送配電会社の再構築 ・ 立地依存の混雑料金 ・ 混雑管理
	・ 調整力の確保（長期的には再エネ事業者自らの調整力・供給力）	・ 調整力のメニュー ・ 時間前市場の整備 ・ 広域調整

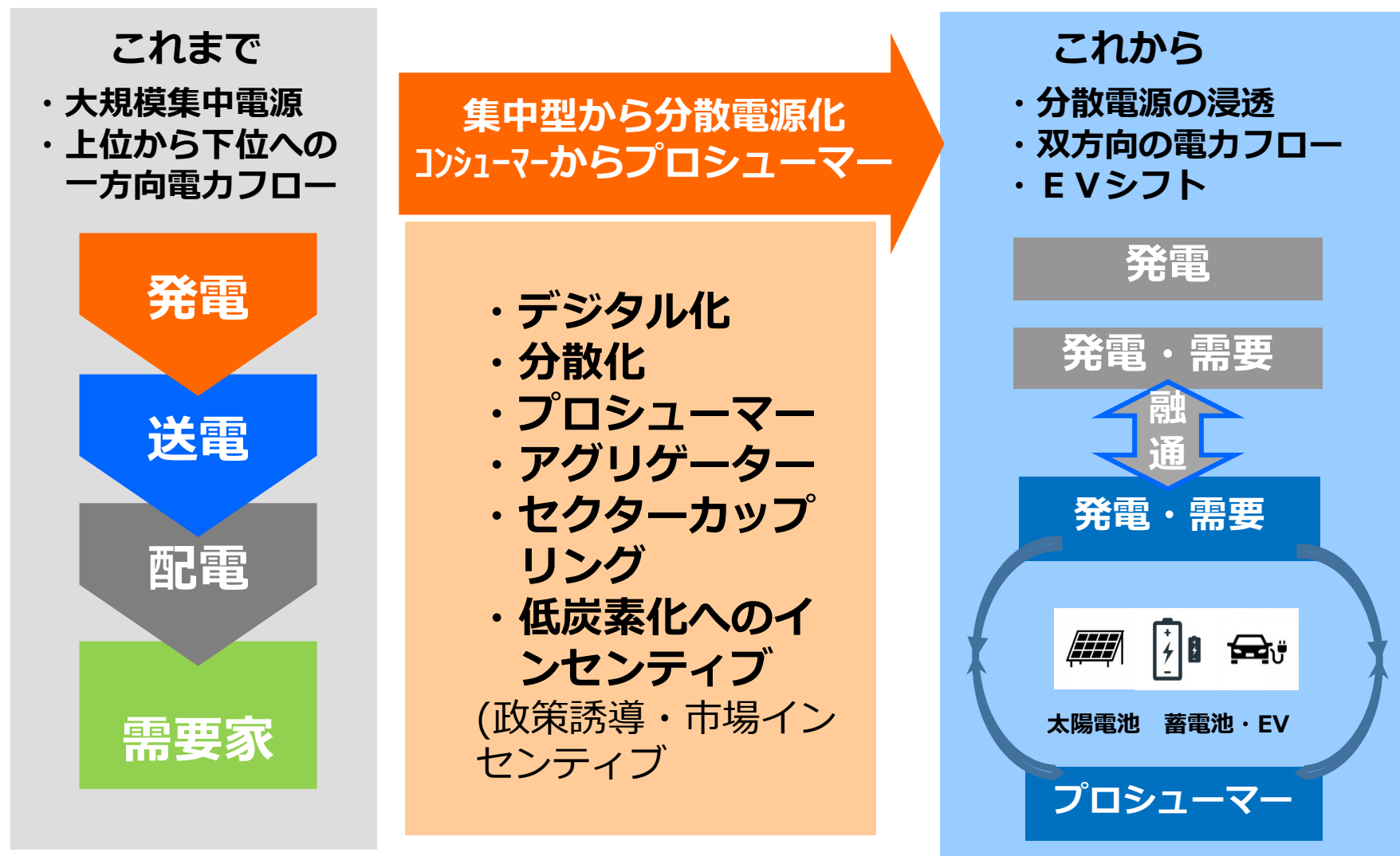
7. 電力システムの変化

■ 電力市場への統合で直面する課題の整理

	FIT制度下のビジネス	FIT卒業後 今後のビジネス	課題と対応策の例
kWh価値 (エネルギー価値)	◎ 固定買取価格	△ 市場価格を 前提とした事業	変動価格、昼間価格低下への対応： ・ 需給一体型モデル（自家消費） ・ PPAモデル（RE100企業等へ供給）
インバランス・ リスク	無し FIT特例制度	リスク発生 (計画値（30分）同時同 量ルール下発生するリス ク）（前日・時間前市場）	リスク最小化の対策 ・ 発電量予測精度の向上 ・ スポット市場活性化（前日、時間前） ・ VPP等の活用 ・ アグリゲーターの育成
NWコスト 発電側課金	実質負担無を想定 (審議会で議論)	負担有り (kW課金、10kW未満は 当面免除)	地産地消割引やkW（容量）課金から kWh（発電量）課金への移行等の検討。
ΔkWh価値 (調整力)	無し	可能性有り (需給調整市場等)	PCSの調整力（周波数、電圧）を活用す ることで価値を生むことが可能
kW価値 (供給力)	無し	可能性有り (容量市場等)	蓄電池等と組み合わせた供給力により価 値を生む可能性有り
環境価値	無し	有り (非化石価値取引市場等)	非化石価値取引市場の活用や、RE100 企業等への供給

7. 電力システムの変化

■ 次世代電力ネットワークへの統合の背景



7. 電力システムの変化



■ ビジネスモデルのポイント：アグリゲーターの育成

発電
事業者

脱炭素化を実現する電源システムへ変革
(従来の電力会社も、事業構造を変革)
再生可能エネルギー・系統電源・分散電源へ構造変革

電力市場メカニズムの積極的な活用による再エネが拡大する制度設計

送電事業者

リソースア
グリゲー
ター

電力パワートレーディング・パワープ
ール化(調整電源がなくても分散電源が市
場参入可能な市場設計)
電力以外のあらゆるサービス事業者の価
値市場(通信・生活インフラ・交通・公
共サービス)これら様々な、価値を提供

配電事業者

あらゆる利用者サービス・カスタマーサービスに向けた事業に
P2P取引・シェアリングビジネス・IoT・ConnectedInd.等
VPP/DR/EV/V2G・V2H/HEMS/BEMS/IT/Billing/Infserv.

需要家

プロシューマ

7. 電力システムの変化



■ これからの電力ビジネス・電力市場統合に期待

再生エネ分散電源の拡大にともない、電力ビジネスの在り方も変化
従来の電力会社のモデルが、再エネ分散電源を取りこんだ中立的な
プラットフォーム提供型事業に変貌していくことで再エネの拡大につながる

従来型の電力会社のサービス

プラットフォーム提供サービスによって、新事業者参入・競争誘発

電力に関係するあらゆる
データプラットフォーム

アグリゲーション
プラットフォーム

P2P 電力取引
プラットフォーム

新規参入や、新規サービス拡大
社会インフラサービスとの融合
医療サービスとの融合
流通・配送サービスとの融合
防災・緊急サービスなどの融合
データ活用による拡大は旧、

太陽光発電設置者のプロシューマー化
(HEMS, DR, 蓄電池などを活用、P2P取引も含)
小規模な発電を効率的に運営するには、アグリゲーションプ
ラットフォーマーが不可欠
蓄電池、EV (V2G)、DR, VPPなどの融合にも不可欠
インバランスにおいても、バランシングサービス提供も

8. 住まいと暮らしの変化

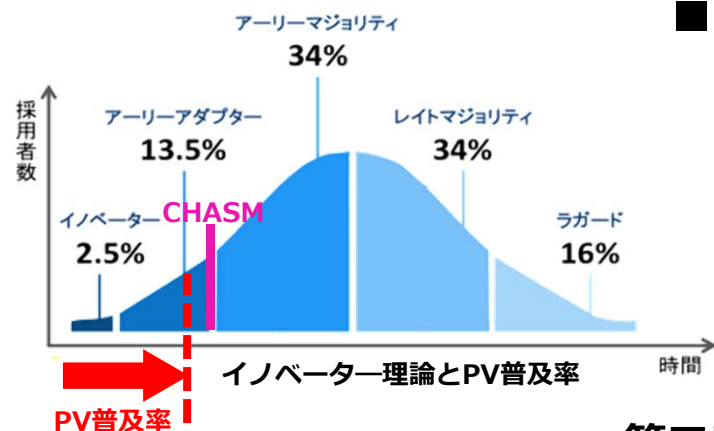
需給一体型の再エネ活用モデルの進化形が将来的住宅の基礎となる。

<需給一体型モデル進化形の特徴>

状態	平常時	非常時（災害・停電時）
貯湯式給湯器	日中稼働による自家消費拡大効果	タンク内残水による生活用水の確保
蓄電システム	PVからの充電による自家消費の拡大効果	PV & 蓄電池の組み合わせにより、昼夜を問わず長期間に電力確保
イメージ		
メリット	・ 系統へ流出する電力量の抑制 ・ 環境貢献：PV電力の自宅最大活用（オーナーの意識向上）	・ 住宅のレジリエンス機能が飛躍的向上 → 安全・安心な住まいのレベルアップ ・ 国土の強靱化に寄与

- ・ ZEH：住宅のゼロエネルギー化が標準的な住宅の姿になる
- ・ 蓄電：PVは、蓄電池やEVとの連動が標準的な運用となる
- ・ 電力システム：自家消費型であっても、蓄電余力を系統の需給運用に活用

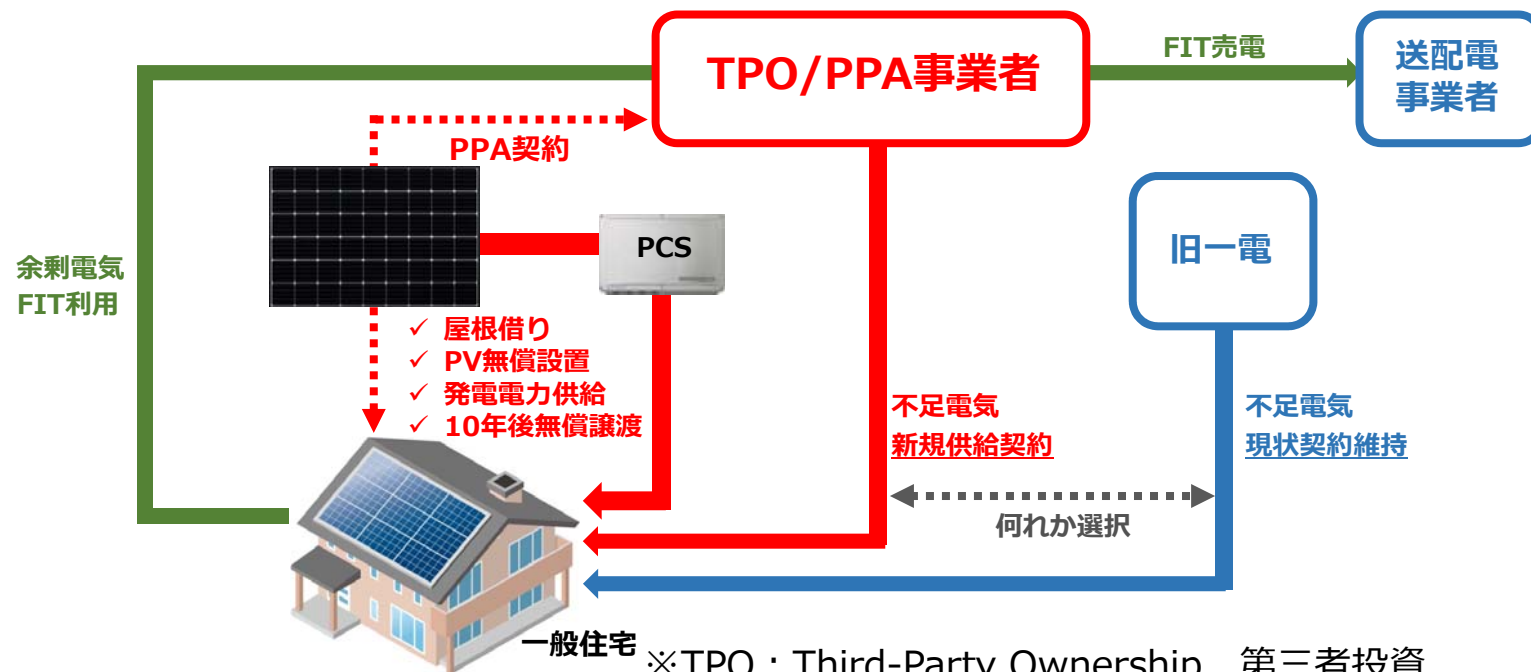
8. 住まいと暮らしの変化



■ PVの第三者所有モデル (TPO/PPA)

- マジョリティー層は「投資」というリスクは負わない
→ 初期投資不要のモデルが必須条件
- 但し、非常時の電源確保には強い関心を持つ
→ 非常用電源としてのPVを負担なく設置したい
- 将来的には非FITで成立するビジネスモデルを描く
→ PV/BT双方の一層のコストダウンが必須

第三者所有モデルの例

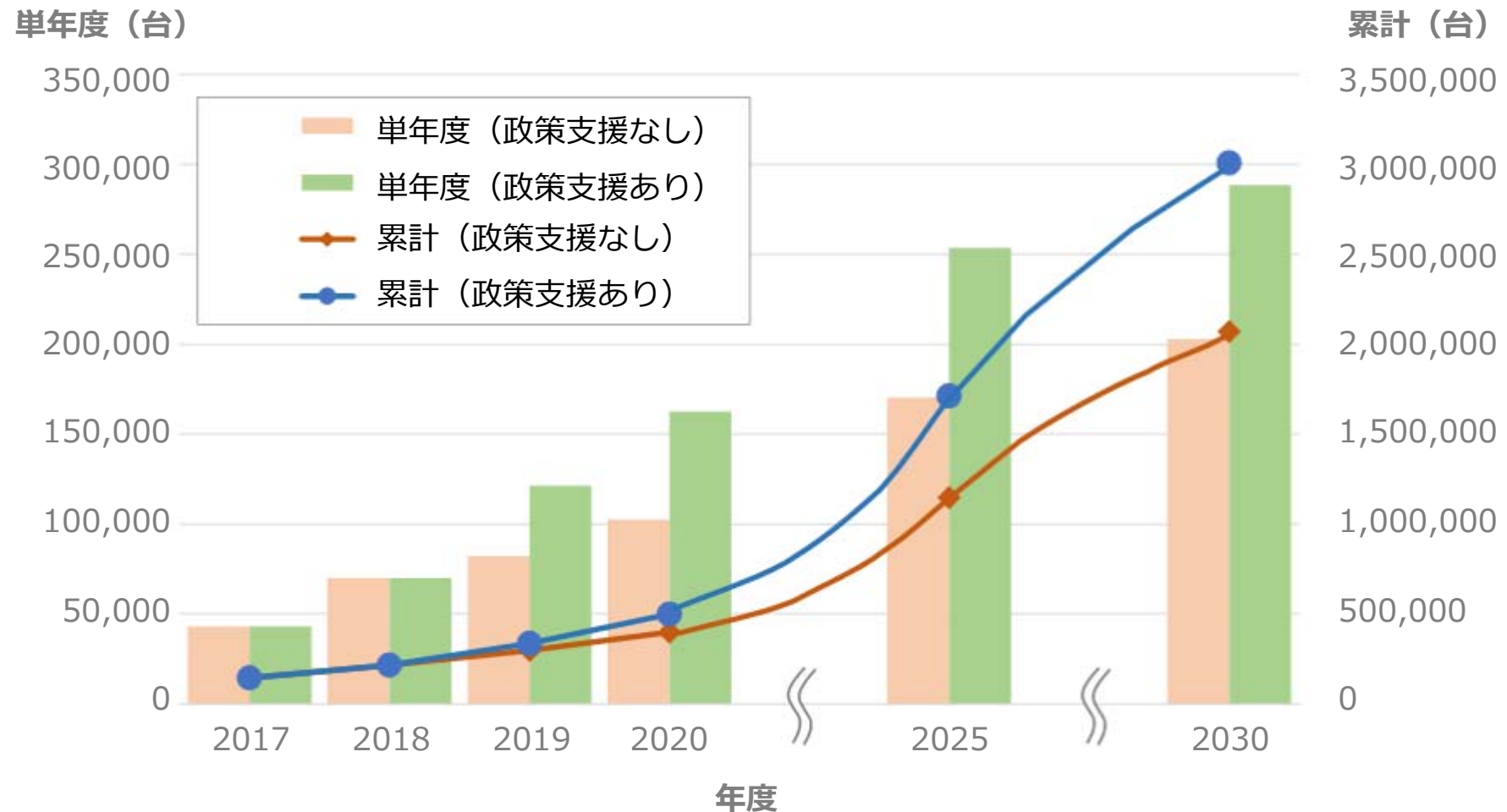


※TPO : Third-Party Ownership 第三者投資
PPA : Power Purchase Agreement 電力購入契約

8. 住まいと暮らしの変化



■ 住宅用定置型蓄電システムの導入予測



※出典 2018年12月版 JEMA 蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）

8. 住まいと暮らしの変化



■ 需給一体型住宅像に向けたPV普及の課題

◆ 新築住宅へのPV100%設置

- 全新築住宅でのZEH住宅標準化
- 住宅メーカーがPV設置の大幅促進可能な施策の導入
- TPO/PPAモデル推進によるローコスト住宅のPV普及拡大

◆ 卒FIT設備の価値化と継続利用

- 電力各社による卒FIT電源購入メニューの充実
- 需給調整市場確立→卒FIT電源アグリゲーターの事業成立

◆ POST FITに向けた自家消費率向上機器の導入促進

- 蓄電システムの普及とコストダウン
- EV普及とV2H等接続機器のコストダウン
- AI活用でのエコキュートの昼間沸き上げ等促進

◆ 住宅電力レジリエンス性能の向上

- 地震、水害に強い住宅構造とエネルギー機器の設置方法確立

1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
- 9. 脱炭素化に向けた企業の変化**
- 10. これからのPV産業**
11. 未来に向けて

9. 脱炭素化に向けた企業の変化



■ 再エネの自家発電は、投資リスクはあるが、将来的に最も安価な調達方法

- RE100では、再生可能エネルギーとして認められるかについては、次の technical criteria で、再生可能エネルギーの調達方法を評価している、

自家発電		投資リスクはあるが 再エネ発電コストの 低下に伴い、 最も安価な調達方法
1. 企業が保有する発電設備による発電		
購入電力		投資リスクはないが 自家発電よりも 高い調達方法
2. 企業敷地内の他社保有設備からの電力購入		
3. 発電事業者からの直接調達（専用線経由）		
4. 発電事業者からの直接調達（電力系統経由）		
5. 小売電力を購入（再エネ由来電力メニュー）		最もリスクが小さく 容易な調達方法
6. 再エネ電力証書の購入		
7. その他 Other options		

[出所] RE100 Reporting Guidance 2020

9. 脱炭素化に向けた企業の変化



■再エネ電力の調達方法の変化（RE100）

- RE100からは、毎年RE100参加企業の調達内容が公開されている
- 年々、再エネ由来の小売電力購入/非化石証書購(あわせて80%以上) が3年の間に、自家発電や、発電事業者（オンサイト/オフサイト）からの購入へシフト
- 我国でも、FITにたよらない、TPO/PPA（第3者モデル）の自家消費モデルや、自己託送の活用によるビジネスモデルが今後拡大する

	2016 (%)		2017 (%)		2018 (%)	
自家発電						
1. 企業が保有する発電設備による発電	3		1		4	
購入電力						
2. 企業敷地内の他社保有設備からの電力購入	<1	14	1	18	2	22
3. 発電事業者からの直接調達（専用線経由）	<1		<1		1	
4. 発電事業者から直接調達PPA（電力系統経由）	13		16		19	
5. 小売電力を購入（再エネ由来電力メニュー）	41	81	35	81	31	74
6. 再エネ電力証書の購入	40		46		43	
7. その他 Other options	1.5		<1.		<1	

9. 脱炭素化に向けた企業の変化

■ RE100企業の事例（ソニー）

- 一部は自己託送方式で、自社事業所への太陽光発電設備の導入

手法1：太陽光発電設備の導入

2019年に2事業所において新たな太陽光発電設備（メガソーラー）が稼働予定



ソニーテクノロジー（タイランド）社
チョンブリテクノロジーセンター

ソニーセミコンダクタマニュファクチャリング
熊本テクノロジーセンター

主な実績



ソニーUKテクノロジーセンター
（約147MWh/年）



ソニー・ピクチャーズエンタテインメント本社
（約256MWh/年）

9. 脱炭素化に向けた企業の変化



■ 発電コストと再エネ導入における現状と将来

2019年

太陽光発電のコスト

海外：他の発電方式と比べて安価
日本：設置コスト等が海外に比べて高い

企業の対応

- ✓ 再エネ電力証書の購入
- ✓ 再エネ由来電力メニューの選択
- ✓ 設置コストの安い海外事業所から太陽光発電設備を導入



～2050年

太陽光発電のコスト

日本：他の発電方式と比べて安価に

企業の対応

- ✓ 太陽光発電設備の導入による自家発電
- ✓ 敷地内の他社所有設備からの電力購入や、専用線による敷地外からの調達

9. 脱炭素化に向けた企業の変化



■ 将来像を実現する為の課題

◆ 企業経営者マインドの変革①

- 「ESG投資」等、企業経営における脱炭素化、再エネ導入の必要性の認識

◆ 企業経営者マインドの変革②

- 太陽光発電設備の投資判断基準の再考投資回収年数の長期視点化)

◆ 太陽光発電設備へ投資する環境整備

- 太陽光発電設備保有設備の価値向上、貸出金利優遇など

◆ 太陽光発電設備、施工費のコストダウン

- 中古設備活用など

◆ 電気使用量を減らす取組み

- 高効率機器の導入支援など

◆ 中小企業の導入に対する支援策

10. これからのPV産業（再掲）



■ FITからの卒業



(1) 住宅

- 新築住宅：ZEH標準化等を推進力に8割以上搭載を目指す（2030年頃）
- 既築住宅：第三者保有・初期投資不要モデル等を推進力に普及拡大を図る

(2) On-site 型：自家消費主体の需給一体モデル

- 商業施設・ビル等：既に電力料金と競争可能⇒ZEB標準化による拡大（2030年頃～）
- 工場等の産業施設向け：2021年頃から段階的に進展する

(3) Off-site型：地域消費/特定需要家消費一体モデル

- 荒廃農地等：地域需要との需給契約（2023年頃～）
- RE100等脱炭素化に積極的な需要家向け：PPA(長期相対取引)モデル（2023年頃～）

(4) 大型(サブGW)案件：コスト競争力向上＋価値創出による自立化

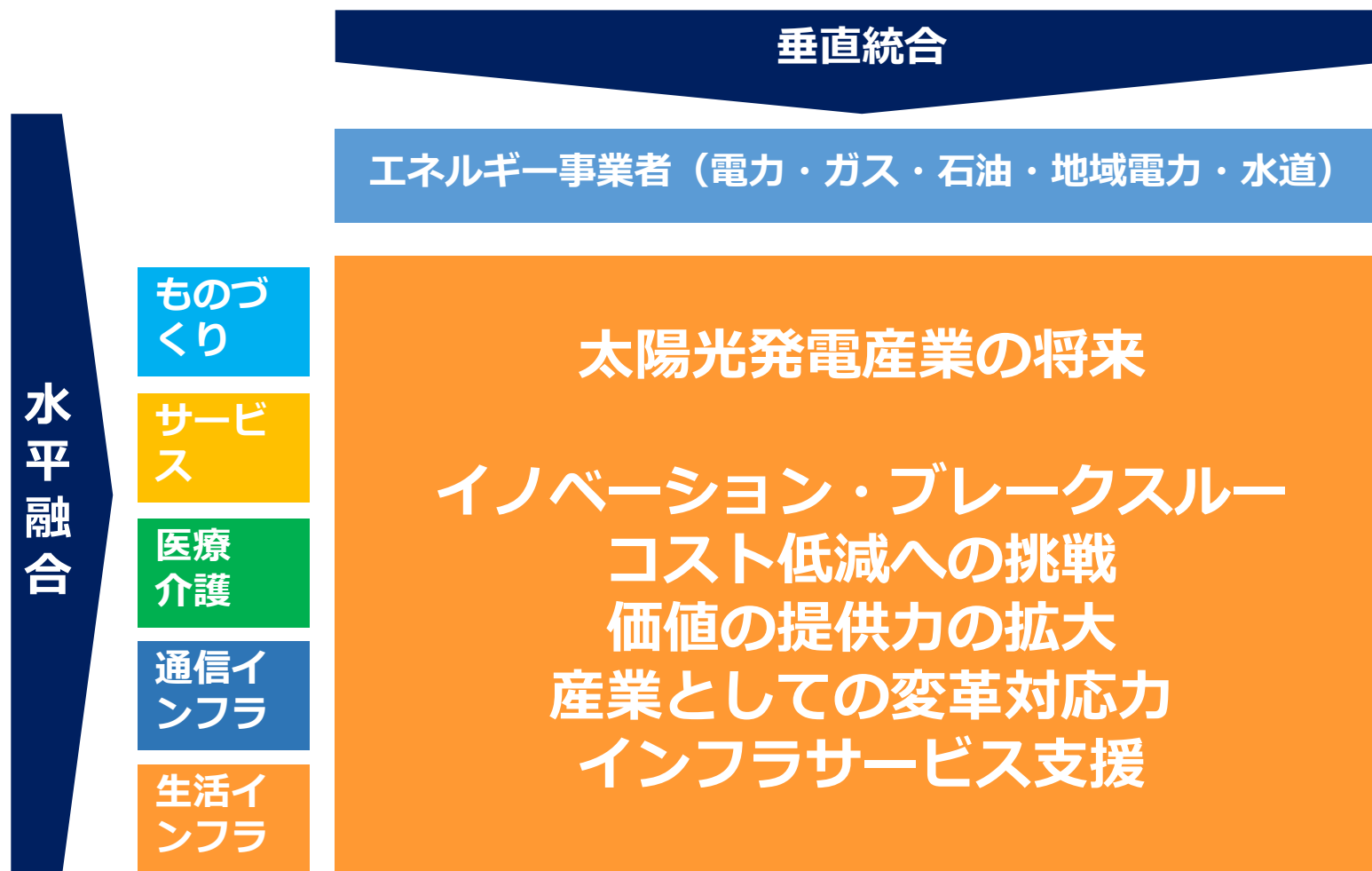
- 初期費用低減と稼働年数長期化（20年→40年）⇒ 発電コスト7円/kWhを達成
- 調整力の具備（ΔkW）（2025年頃～）

10. これからのPV産業



■ 2030年～：太陽光発電は社会インフラを支える産業へ

- 太陽光発電システムは、あらゆる生活インフラにつながり・サービスを提供するインフラサービス支援の中核として発展していく

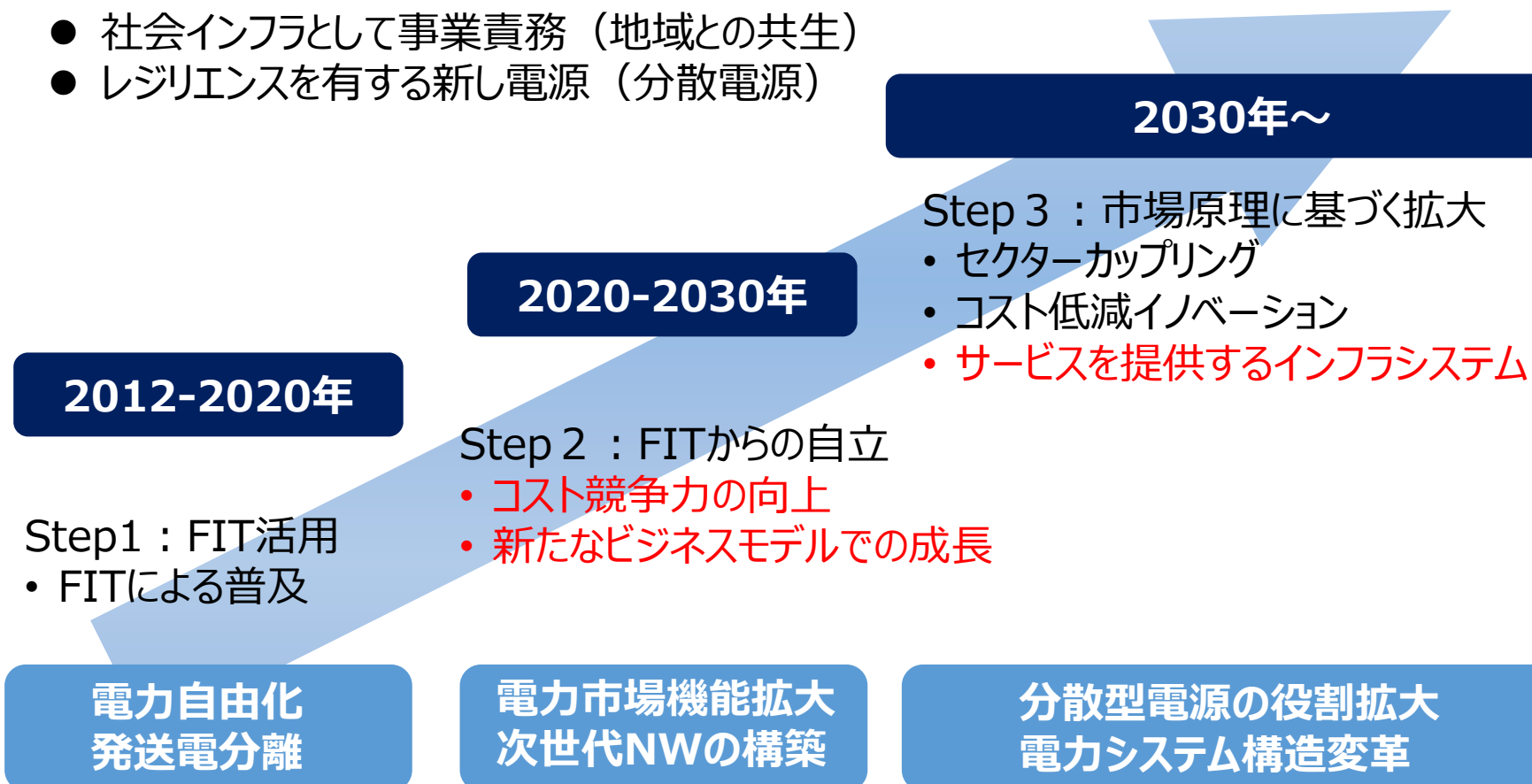


10. これからのPV産業



■ 太陽光発電産業の変革

- 太陽光発電産業は、コスト低減イノベーションが進み、太陽光発電と関係するあらゆるサービスを提供するインフラシステム産業へと変貌
- 太陽光発電の位置付けの飛躍的高まり
 - 持続的・社会・地球環境の維持への貢献（環境負荷を低減する主力電源化）
 - 社会インフラとして事業責務（地域との共生）
 - レジリエンスを有する新し電源（分散電源）



1. はじめに
2. 環境課題と新たなビジネス変革
3. 太陽光発電の導入量
4. 主力電源化にむけて
5. 2050年に向けて
6. PVの主力電源化による便益
7. 電力システムの変化
8. 変化する住まいと暮らし
9. 脱炭素化に向けた企業の変化
10. これからのPV産業
- 11. 未来に向けて**

○感染症を乗り越え、未来は脱炭素社会へ急速に変化

○太陽光はだれもが取り組める環境未来社会へのツール

○2050年単年度では、温暖化ガス削減 2.4兆円、化石燃料削減 2.7兆円の便益が生み出される

○太陽光発電に一貫して流れているのは、長期安定電源として、社会を変え、エネルギーインフラを支えていく重要な役割を担っていること

OPV OUTLOOK 2050 は社会が目指すビジョン

ご清聴ありがとうございました



一般社団法人 太陽光発電協会
<http://www.jpea.gr.jp/>