

国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2023年10月
資源エネルギー庁

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状

(1) 直近のデータ

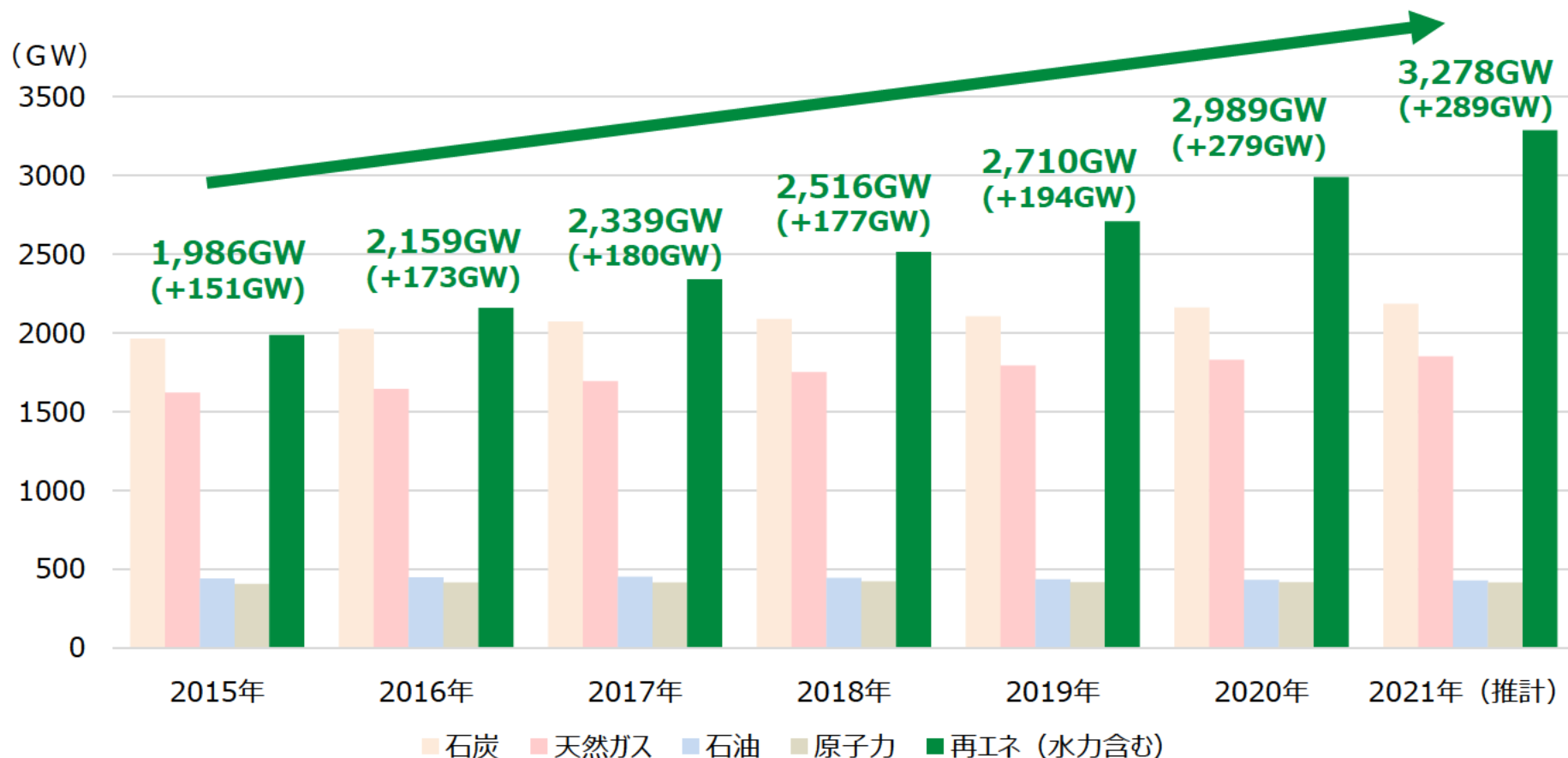
(2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

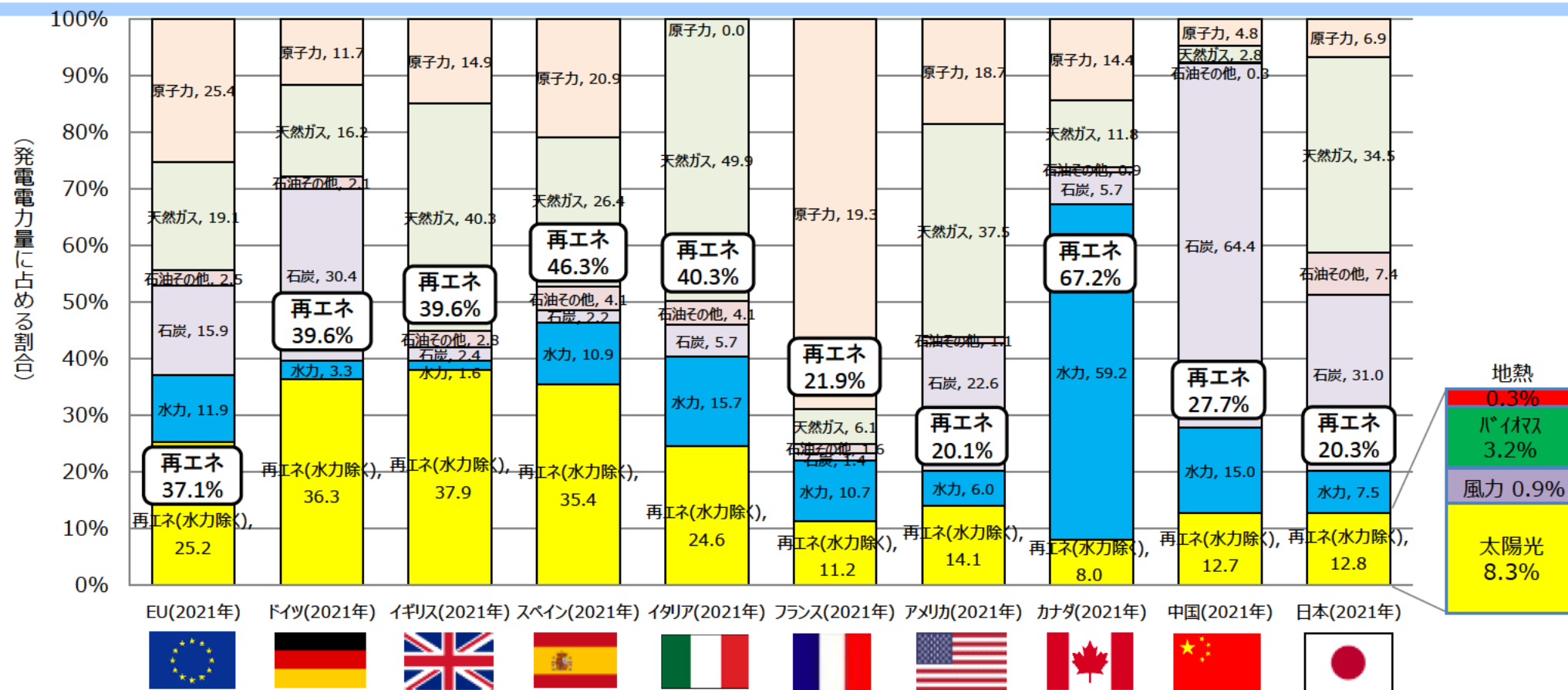
①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況

- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約2,000GW程度まで増加し、最も容量の大きい電源となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、年々その導入ペースは増加している。2021年には、約3,300GW程度に達している。

世界全体の発電設備容量（ストック）



①世界の動向：再生可能エネルギー発電比率の国際比較



主要再エネ ※水力除く	EU(2021年)	ドイツ(2021年)	イギリス(2021年)	スペイン(2021年)	イタリア(2021年)	フランス(2021年)	アメリカ(2021年)	カナダ(2021年)	中国(2021年)	日本(2021年)
風力 13.4%	風力 19.3%	風力 20.9%	風力 23.0%	太陽光 8.8%	風力 6.7%	風力 8.8%	風力 5.5%	風力 7.3%	太陽光 8.3%	
再エネ 発電量 億kWh	10,695	2,338	1,219	1,255	1,147	1,208	8,741	4,320	23,578	2,093
再エネ 発電量 ※水力除く 億kWh	7,260	2,146	1,169	959	700	619	6,119	512	10,831	1,317
発電量 億kWh	28,832	5,909	3,080	2,709	2,848	5,505	43,490	6,429	85,010	10,328

②日本の動向：再生可能エネルギーの導入推移と2030年の導入目標

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2021年度8.3%に増加。再エネ全体では、**2011年度10.4%から2021年度20.3%に拡大**。
- 2030年度のエネルギーミックスにおいては、**再エネ比率を36-38%**としており、この実現に向けて、更なる再エネの導入拡大を図る必要がある。

＜再エネ導入推移＞

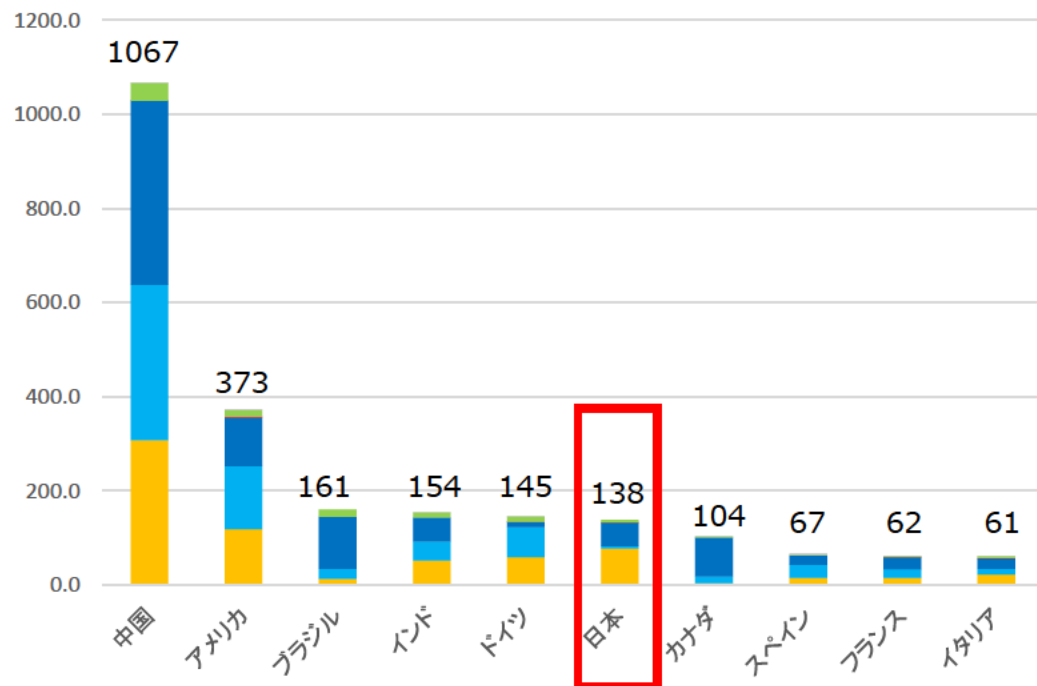
	2011年度	2021年度	2030年度ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh 設備容量:GW	10.4% (1,131億kWh)	20.3% (2,093億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	8.3%	14-16%程度
	48億kWh	861億kWh	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%	5%程度
	47億kWh	94億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.5%	11%程度
	849億kWh	776億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	30億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	3.2%	5%程度
	159億kWh	332億kWh	470億kWh

※21年度数値は2021年度エネルギー需給実績(確報)より引用

■ 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入容量は世界第6位、このうち太陽光発電容量は世界第3位。

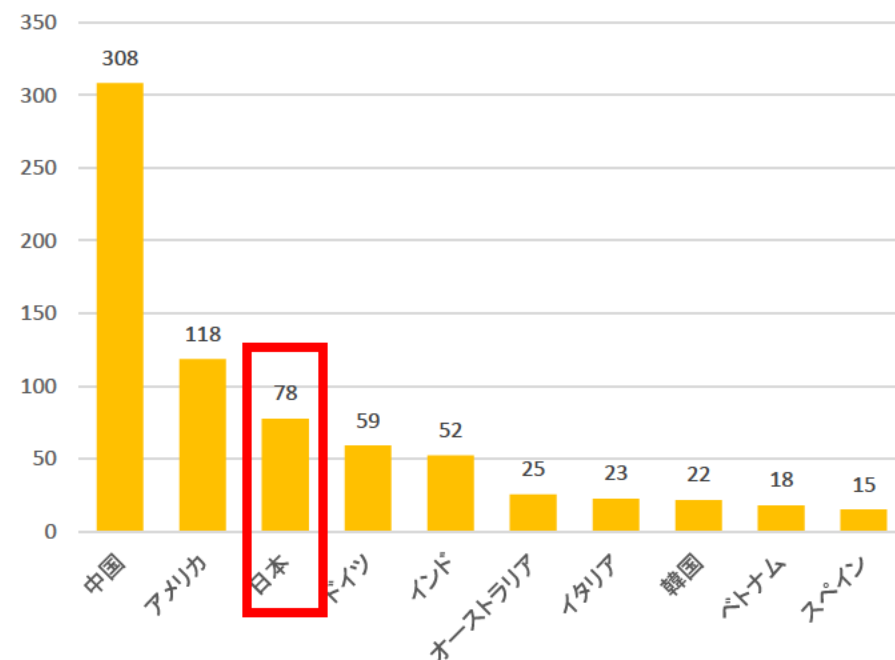
各国の再エネ導入容量（2021年実績）

■ 太陽光 ■ 風力 ■ 水力 ■ 地熱 ■ バイオマス ■ その他再エネ 単位：GW



各国の太陽光導入容量（2021年実績）

単位：GW

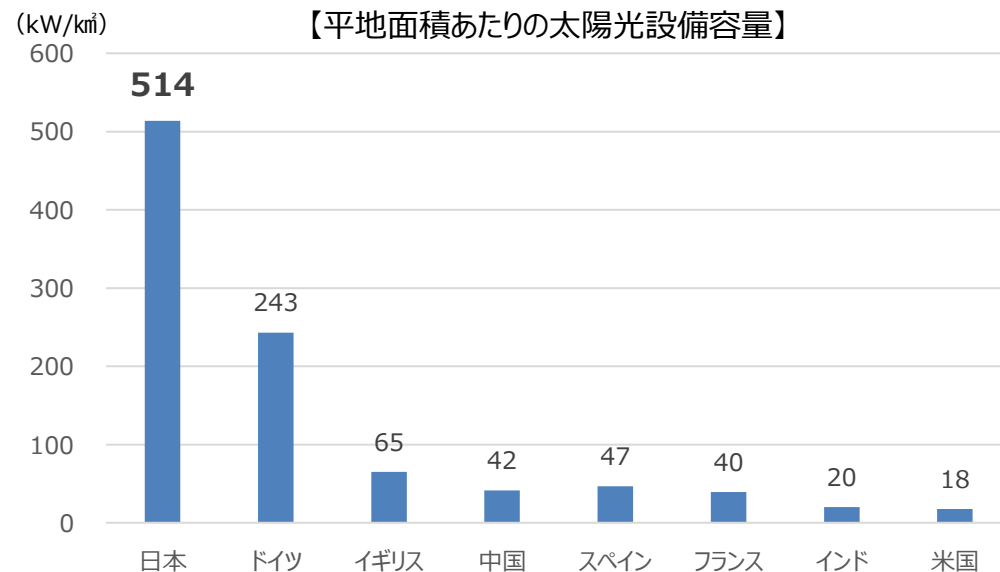
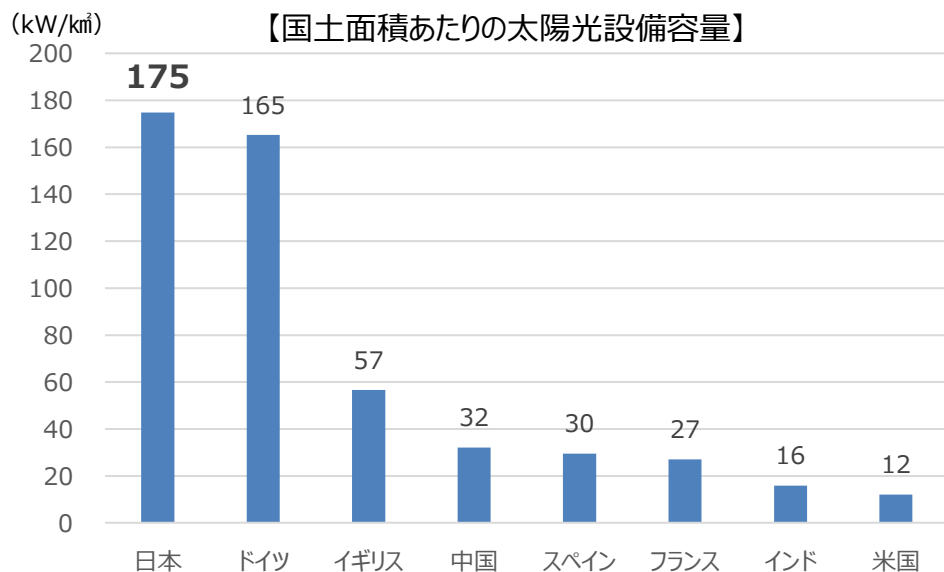


出典：Renewables 2022（IEA）より資源エネルギー庁作成

(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

7

■ 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大級。平地面積で見るとドイツの2倍。



	日	独	英	中	仏	西	印	米
国土面積	38万km ²	36万km ²	24万km ²	960万km ²	54万km ²	51万km ²	329万km ²	983万km ²
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km ² (34%)	24万km ² (68%)	21万km ² (87%)	740万km ² (77%)	37万km ² (68%)	32万km ² (63%)	257万km ² (78%)	674万km ² (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	66	59	14	308	15	15	52	118
太陽光の発電量 (億kWh)	861	500	124	3,392	151	216	719	1,462
発電量 (億kWh)	10,328	5,909	3,080	85,010	5,505	2,709	16,512	43,490
太陽光の総発電量 に占める比率	8.3%	8.5%	4.0%	4.0%	2.7%	8.0%	4.4%	3.4%

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>)、Global Forest Resources Assessment 2020 (<http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf>)

IEA Renewables 2022、IEAデータベース、2021年度エネルギー需給実績(確報)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したもの。

(参考) 電源別のFIT・FIP認定量・導入量 (2023年3月末時点)

8

- 2023年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約7,400万kW**。FIT・FIP認定容量は、**約9,900万kW**。
- FIT・FIP認定容量のうち、運転開始済の割合は**約74%**。太陽光については、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約88%**、FIT・FIP認定容量の**約75%**を占める。

＜2023年3月末時点のFIT・FIP認定量・導入量＞

設備導入量(運転を開始したもの)

設備導入量(運転を開始したもの)													認定容量
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	制度導入前	固定価格買取制度導入後											固定価格買取 制度導入後
	2012年6月 までの 累積導入量	2012年度 (7月～)・ 2013年度 の導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	2018年度 の 導入量	2019年度 の 導入量	2020年度 の 導入量	2021年度 の 導入量	2022年度 の 導入量	制度開始後 合計	2012年7月～ 2023年3月末
太陽光 (住宅)	約470万kW	207.4万kW (476,493件)	103.6万kW (228,673件)	85.8万kW (179,389件)	79.2万kW (161,343件)	66.0万kW (133,272件)	73.3万kW (146,679件)	76.9万kW (152,232件)	75.9万kW (141,543件)	85.7万kW (153,169件)	105.8万kW (190,307件)	959.5万kW (1,963,100件)	991.1万kW (2,018,233件)
太陽光 (非住宅)	約90万kW	677.0万kW (123,684件)	836.8万kW (152,780件)	814.9万kW (115,943件)	544.4万kW (72,565件)	474.5万kW (53,352件)	490.6万kW (54,821件)	487.8万kW (49,172件)	499.7万kW (33,323件)	373.4万kW (20,606件)	354.4万kW (13,708件)	5,553.7万kW (689,954件)	6,419.0万kW (735,340件)
風力	約260万kW	15.4万kW (24件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (56件)	31.0万kW (150件)	17.8万kW (317件)	16.8万kW (455件)	46.7万kW (310件)	36.2万kW (268件)	29.8万kW (244件)	31.2万kW (306件)	262.3万kW (2,154件)	1,410.0万kW (7,794件)
地熱	約50万kW	0.0万kW (2件)	0.4万kW (9件)	0.6万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.4万kW (8件)	0.0万kW (4件)	0.2万kW (2件)	9.5万kW (82件)	21.6万kW (122件)
中小水力	約960万kW	0.6万kW (38件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (88件)	16.6万kW (79件)	12.8万kW (96件)	29.0万kW (71件)	111.4万kW (788件)	258.3万kW (1,167件)
バイオマ ス	約230万kW	14.8万kW (55件)	17.7万kW (48件)	29.7万kW (57件)	34.5万kW (66件)	50.0万kW (73件)	30.7万kW (60件)	43.1万kW (61件)	44.2万kW (56件)	67.6万kW (69件)	131.3万kW (60件)	463.7万kW (605件)	841.4万kW (1,024件)
合計	約2,060万kW	915.3万kW (600,296件)	989.6万kW (381,590件)	955.1万kW (295,542件)	697.4万kW (234,233件)	616.5万kW (187,123件)	618.4万kW (202,111件)	672.6万kW (201,869件)	674.0万kW (175,277件)	569.3万kW (174,188件)	651.9万kW (204,454件)	7,360.2万kW (2,656,683件)	9,941.4万kW (2,763,680件)

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

※ 失効分(2023年3月時点)を反映済。

74%

②日本の動向：FIT・FIP制度に伴う国民負担の状況

- 2023年度（予測）の買取総額は4.7兆円。賦課金（国民負担）は1.1兆円（賦課金単価は1.4円/kW）。
- 買取総額の内訳を見ると、事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2022年度実績では、産業用・業務用12%、家庭用10%。

(円/kWh) <旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移>

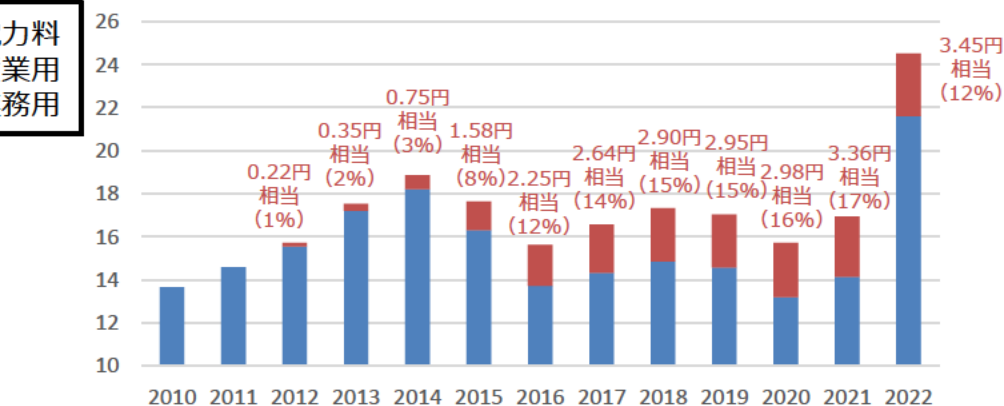
()内は電気料金に占める賦課金の割合

<買取総額の内訳>

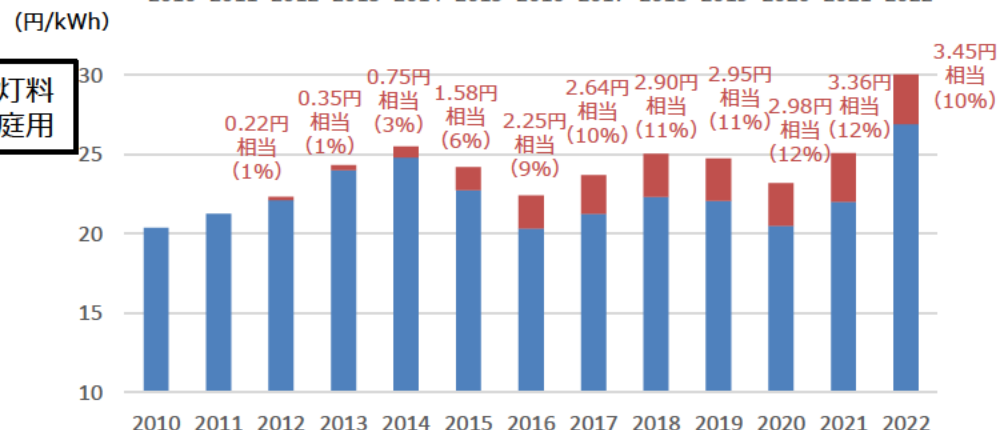
住宅用太陽光		0.2兆円	4%
事業用太陽光	2012年度認定	0.9兆円	56% 19% 27% 10%
	2013年度認定	1.2兆円	
	2014年度認定	0.4兆円	
	2015～2021 年度認定	0.5兆円	10%
	(合計)	(3.0兆円)	(66%)
風力発電		0.2兆円	5%
地熱発電		0.02兆円	0.5%
中小水力発電		0.2兆円	4%
バイオマス発電		0.9兆円	20%
合計		4.7兆円	—

※合計額は調整力確保費用等（約0.2兆円）を含む。

電力料
産業用
業務用



電灯料
家庭用

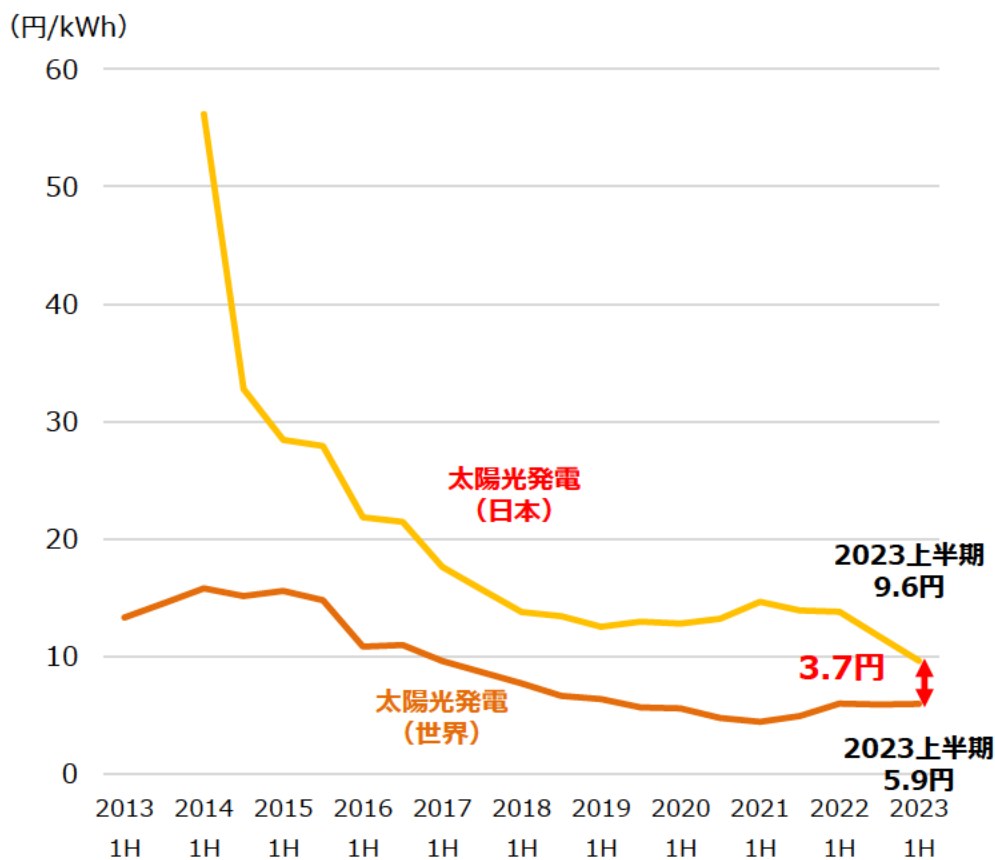


(注) 発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
 なお、電力平均単価のグラフでは再エネ賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

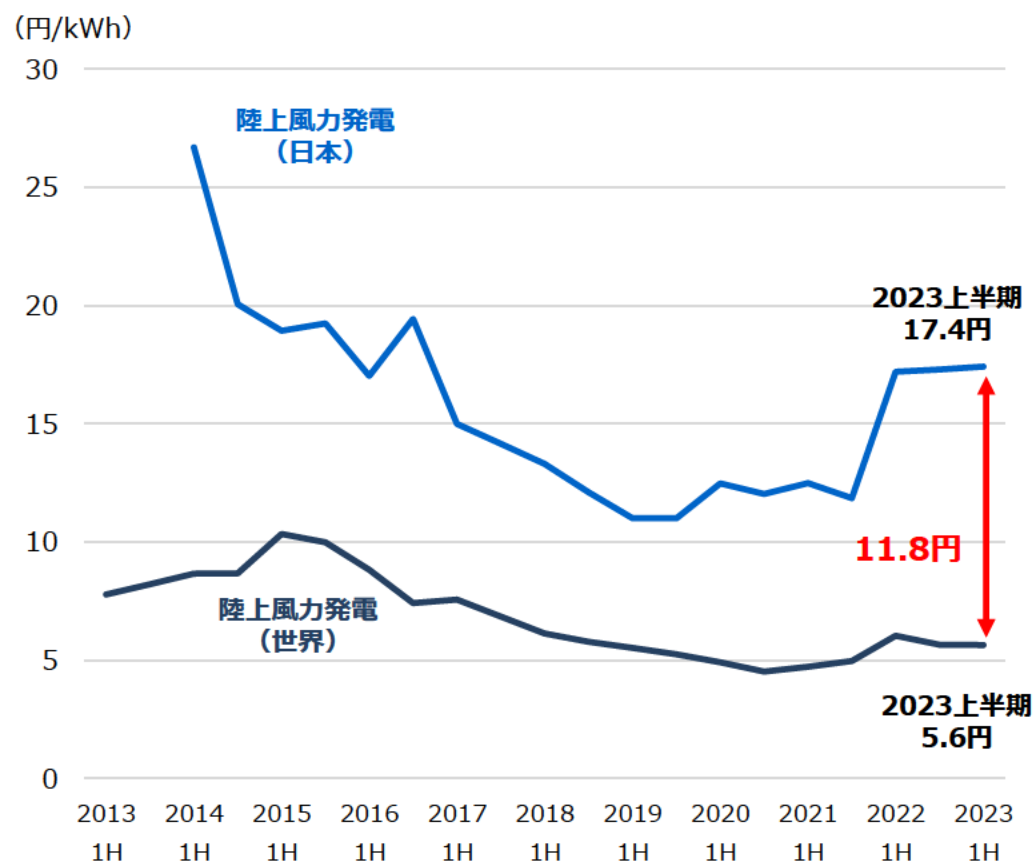
②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 太陽光発電コストは着実に低減。一方、風力発電コストは足下で上昇。いずれも依然として世界より高い水準にある。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移＞

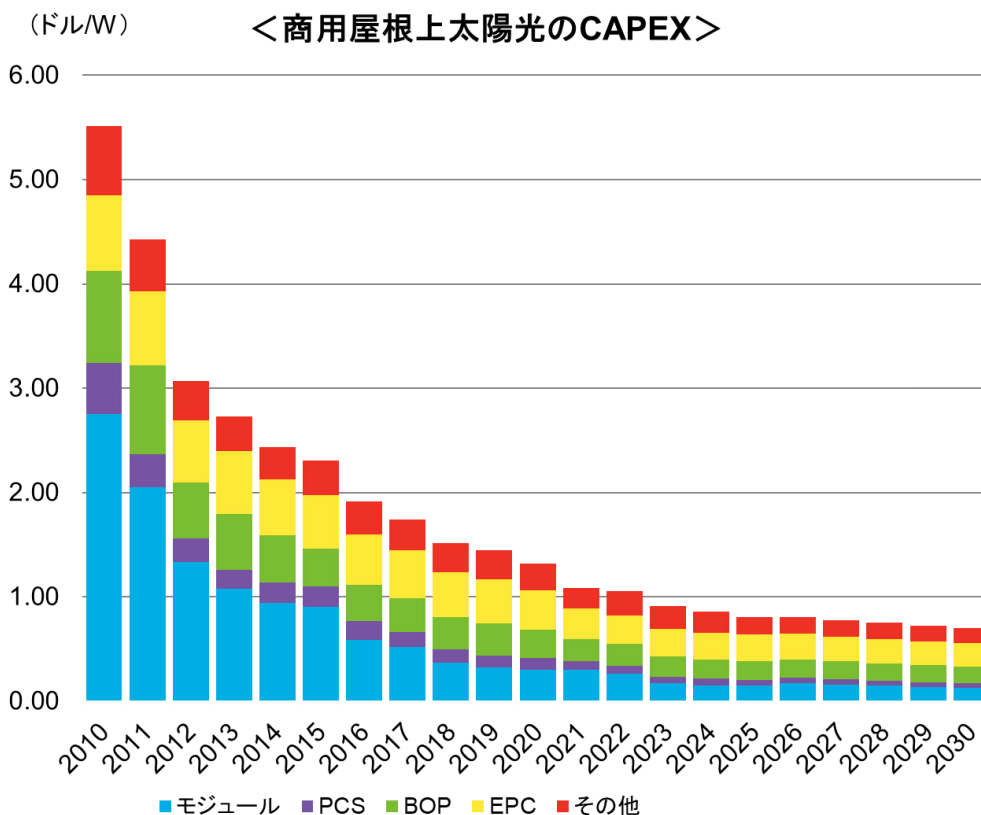
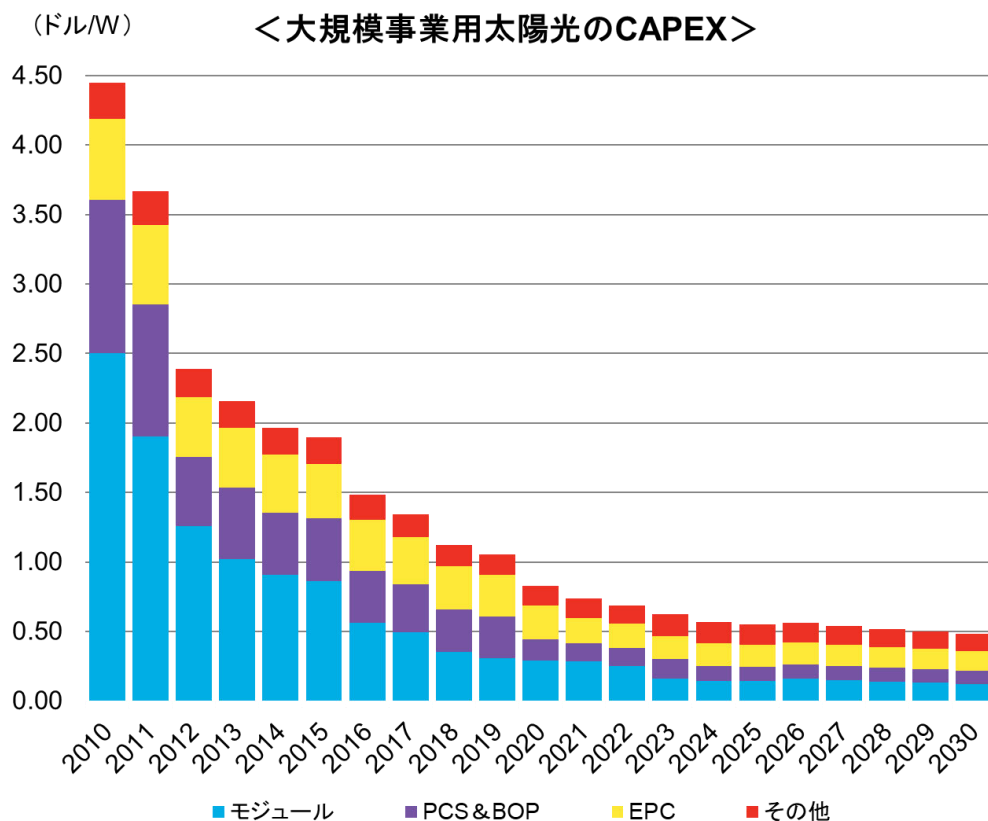


＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移＞



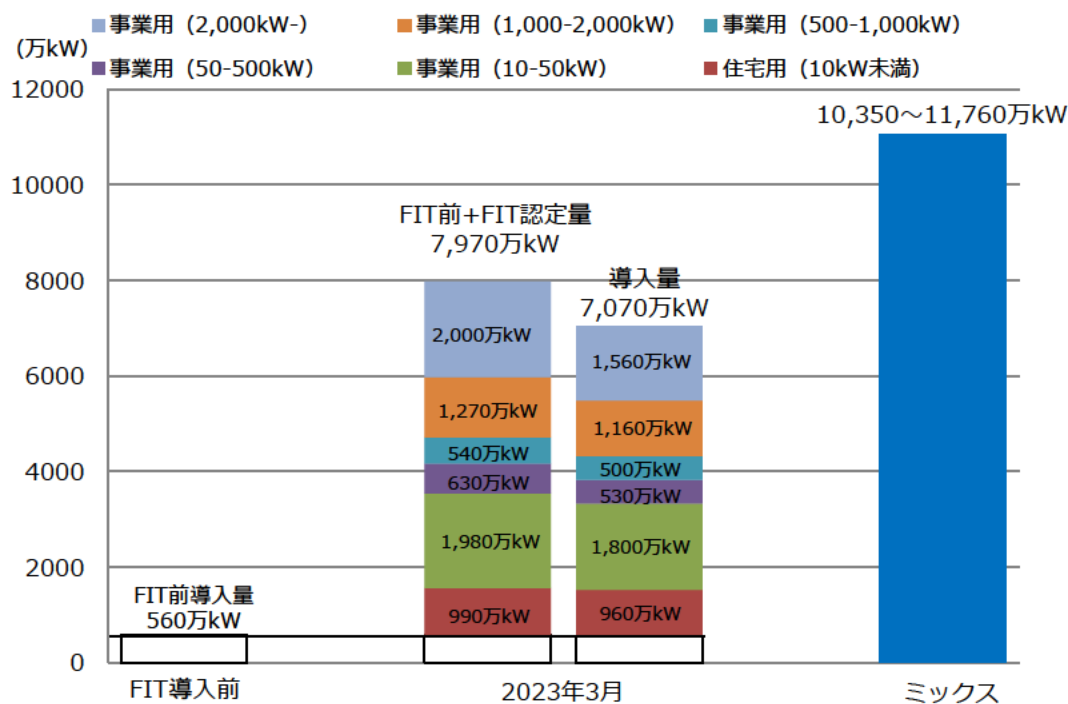
※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.6)から各年の値を使用。

- 民間調査機関が公表した**事業用太陽光発電設備のCAPEXの見通し**によれば、足下、**低下スピードは鈍化するものの、引き続き低下傾向の見通し**。



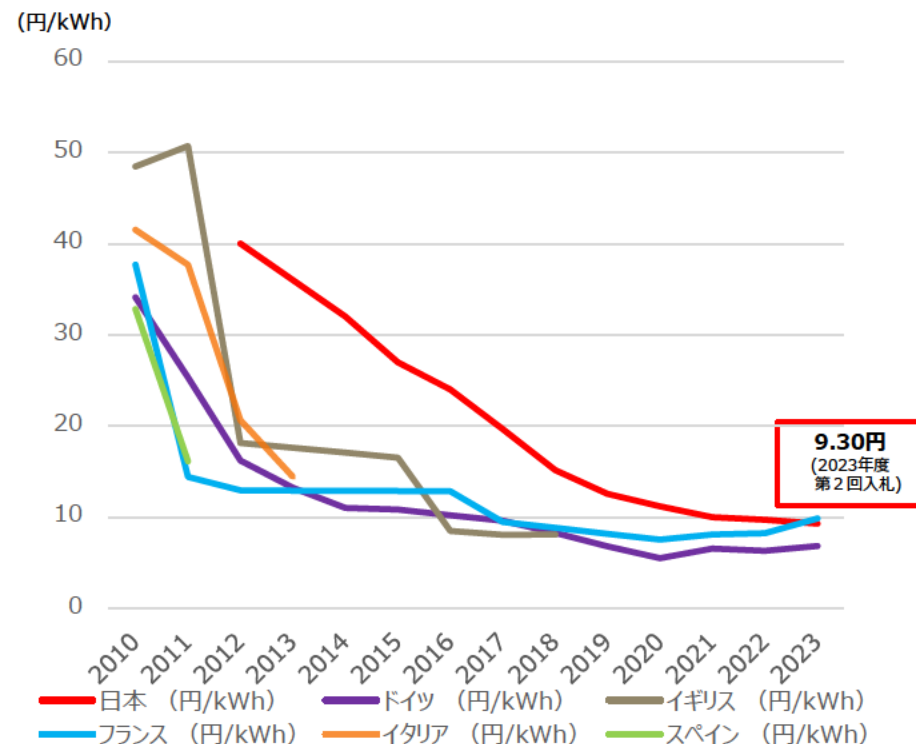
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**7,970万kW**、導入量は**7,070万kW**。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで26％程度となっている。
- 2023年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**16円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**9.5円/kWh（屋根設置は10月から12円/kWh）**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は屋根設置を除き入札対象**となっており、2023年度からは、250kW以上500kW未満はFIT入札、500kW以上はFIP入札を実施。入札の加重平均落札価格は第2四半期において、**9.30円/kWh**である。

<太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量>



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

<太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格>

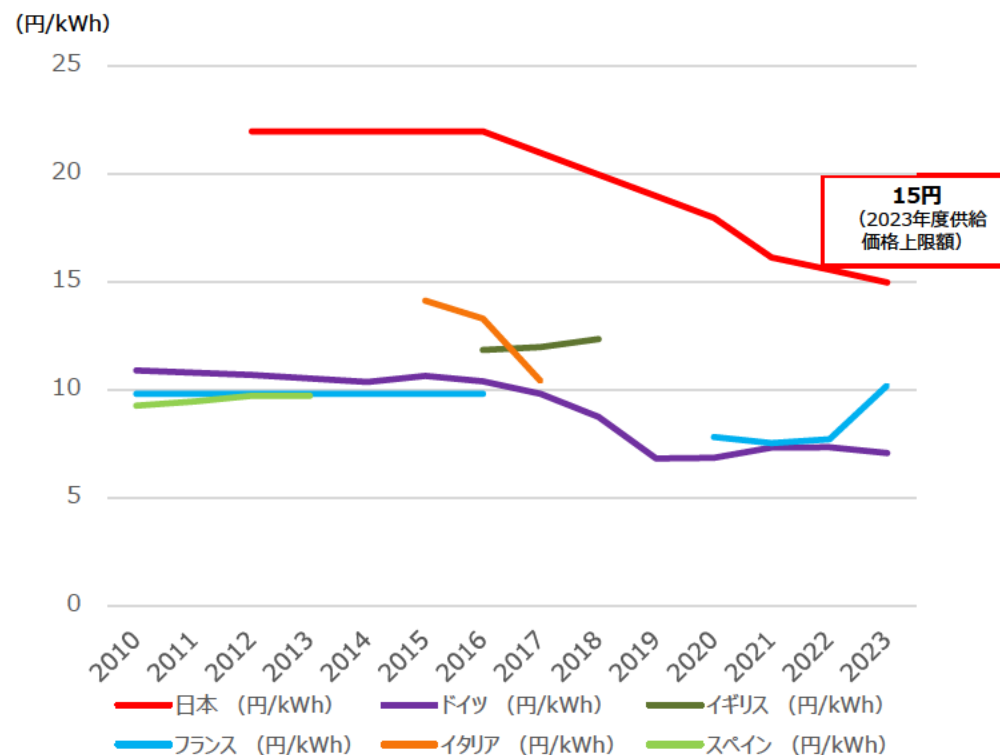
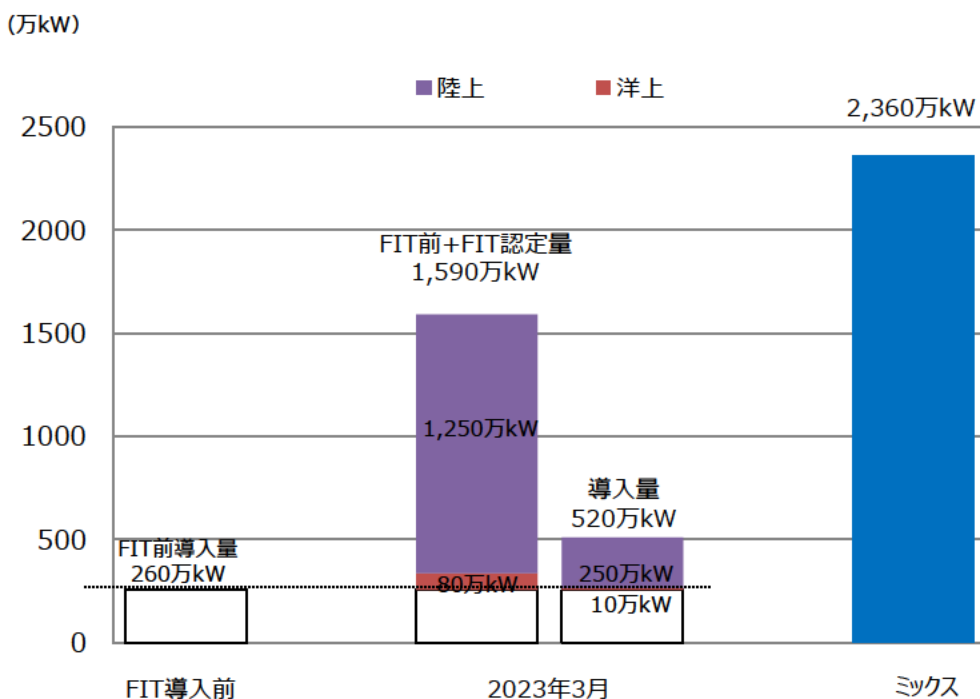


※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 風力発電については、**エネルギーミックス (2,360万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**1,590万kW**、導入量は**520万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**15円/kWh**（2023年度入札における上限価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**29円/kWh**（2022年度）などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

<風力発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<陸上風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

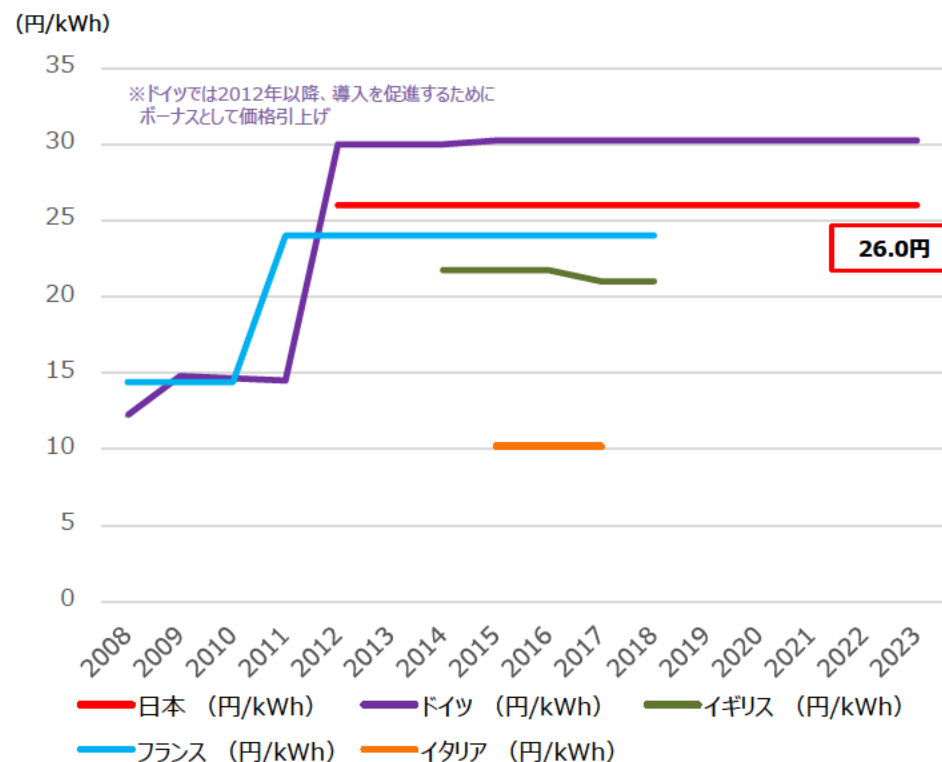
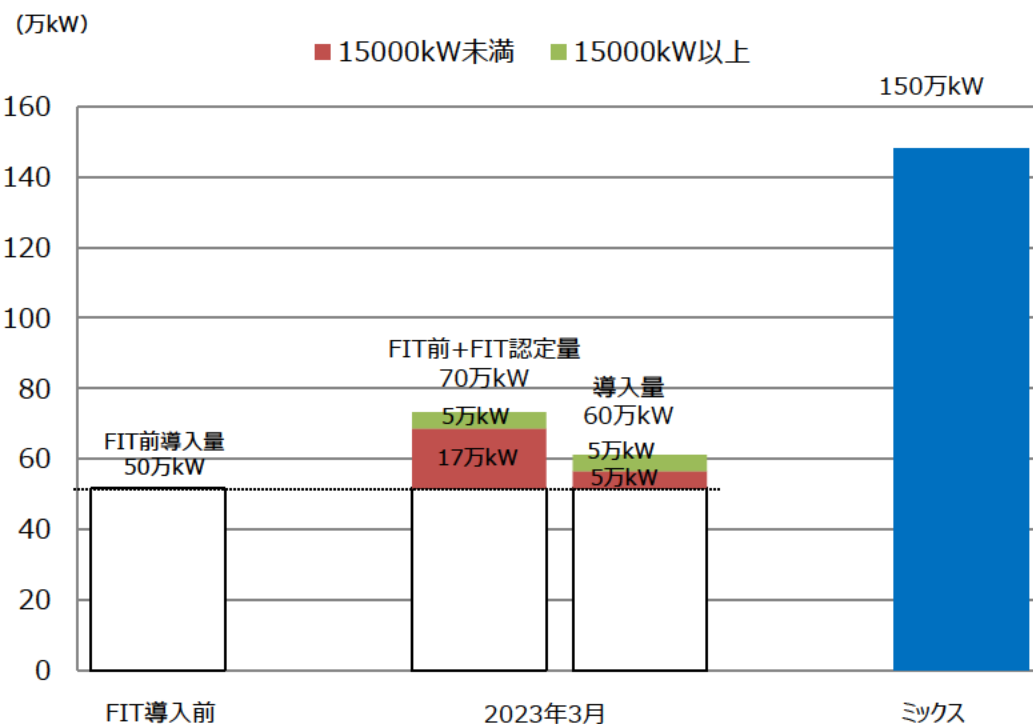
※ リブレースは除く。

※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 地熱発電については、エネルギーミックス（150万kW）の水準に対して、2023年3月末時点では、FIT前導入量＋FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は60万kW。
- 2023年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>

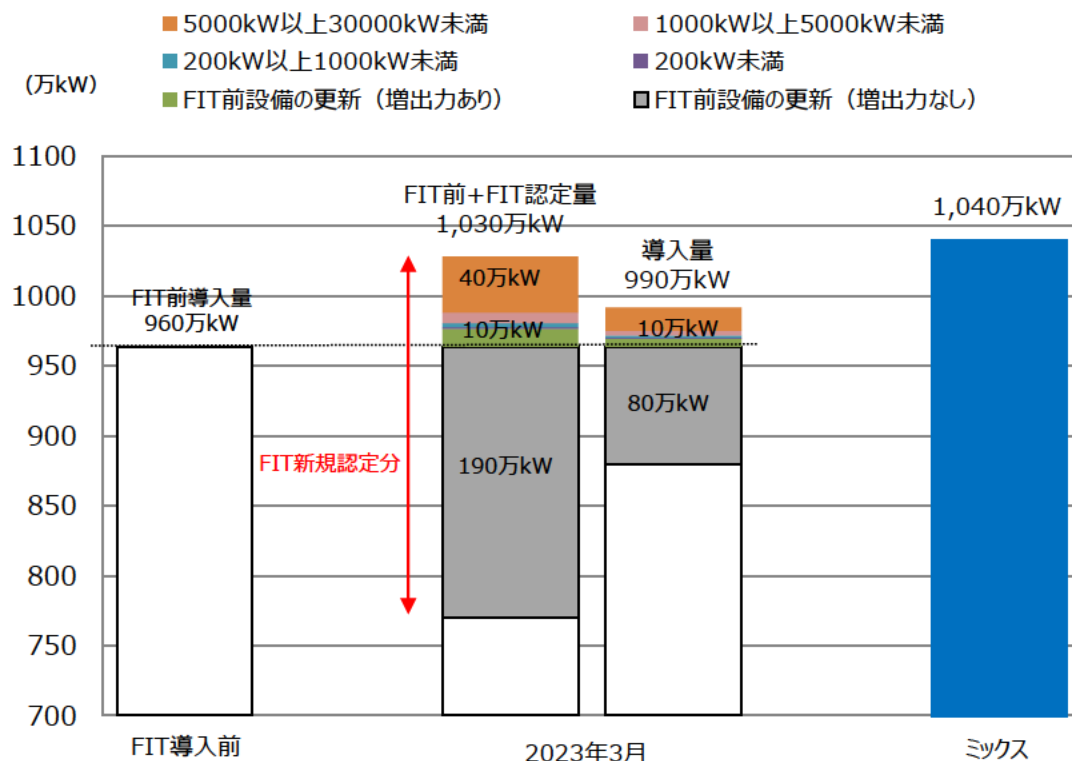


※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

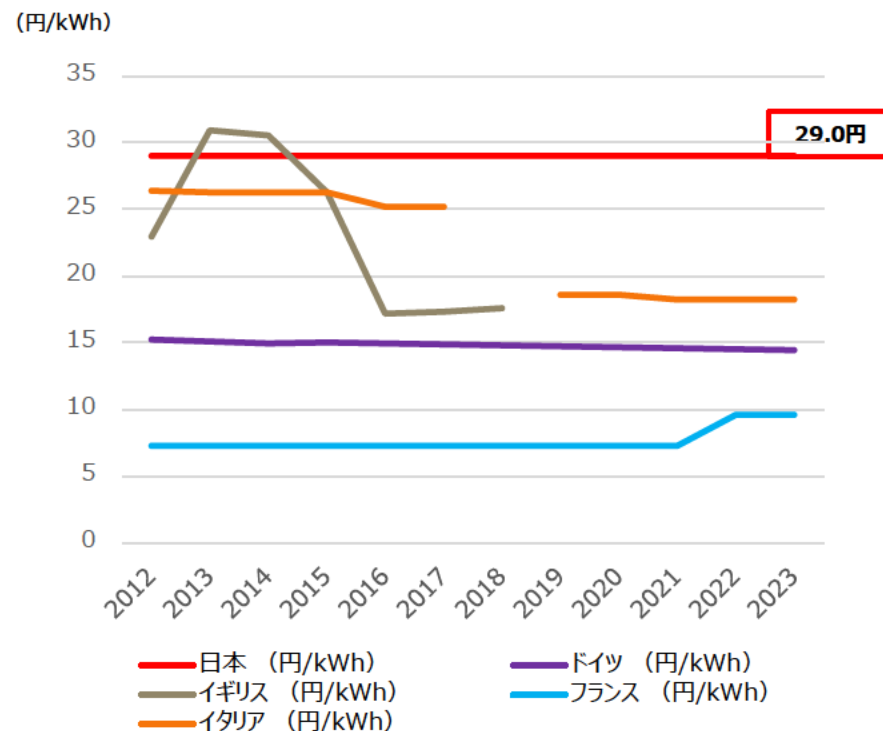
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
 フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,040万kW）**の水準に対して、2023年3月末時点のFIT前導入量＋FIT・FIP認定量は**1,030万kW**、導入量は**990万kW**。
- 2023年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜中小水力発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



＜中小水力発電（200kW）の各国の買取価格＞



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。

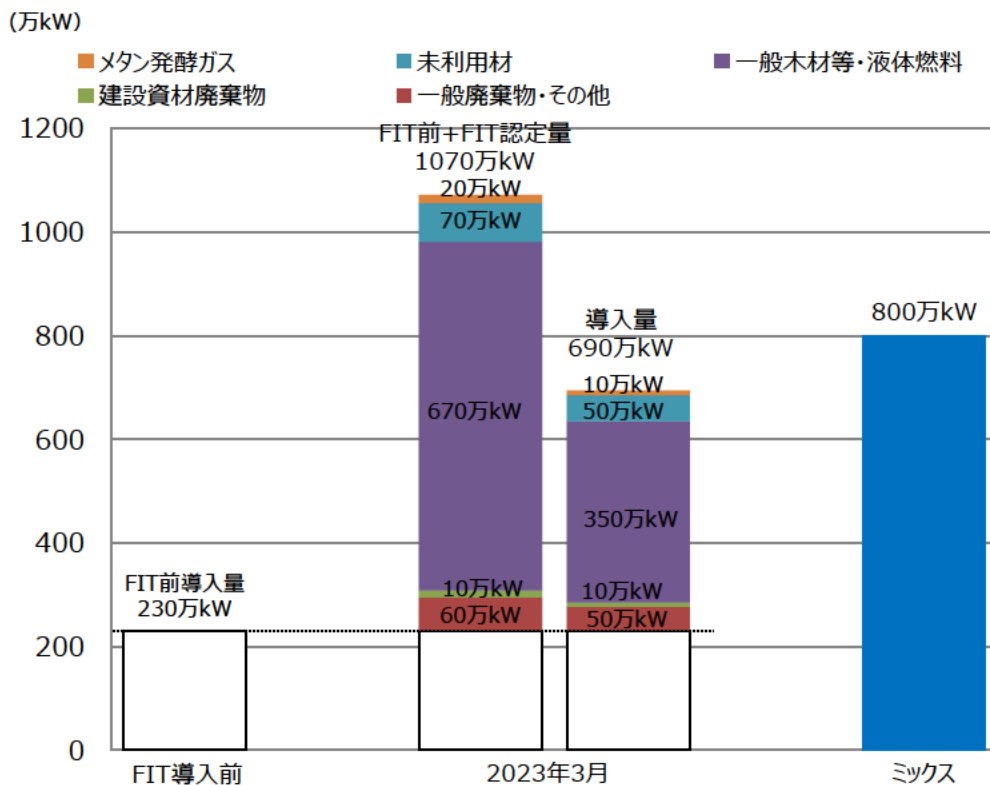
※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

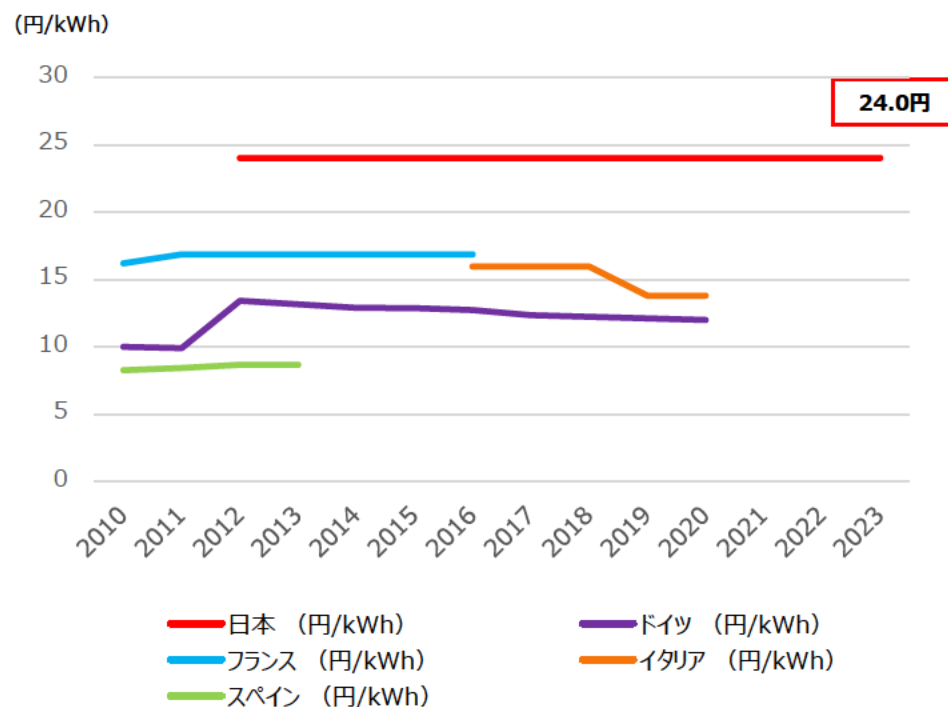
- バイオマス発電については、FIT制度開始前の導入量と2023年3月時点のFIT・FIP認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で**1,070万kW**となっており、**エネルギーミックスの水準（800万kW）を超えている**。
- なお、2023年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW未満）では24円/kWhであり、また一般木材等（10,000kW以上）は入札対象となっているが、**海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援対象でない場合が多い**。

＜バイオマス発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



※ 失効分（2023年3月末時点）を反映済。
※ バイオマス比率考慮済。

＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。
入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状

(1) 直近のデータ

(2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

- 第6次エネルギー基本計画において掲げられたエネルギーミックス（再エネ比率36～38%）の実現に向けて、取組の加速を図っていくことが重要。S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。

【再生可能エネルギーを巡る足下の政策動向】

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第52回）（2023年6月21日）事務局資料（抜粋）

- 2023年2月10日に、「GX実現に向けた基本方針」が閣議決定され、GX（グリーン・トランスフォーメーション）を加速させることで、エネルギー安定供給と脱炭素分野で新たな需要・市場を創出し、日本経済の産業競争力強化・経済成長につなげていく方針が示された。
- 4月4日に開催された「再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議」では、再生可能エネルギーの導入促進に向けた取組を具体化して強力に進めるため、「GX実現に向けた基本方針」を踏まえた再生可能エネルギーの導入拡大に向けた関係府省庁連携アクションプラン」がとりまとめられている。
- 5月12日には、「GX実現に向けた基本方針」に基づき、革新的技術開発への「GX経済移行債」を活用した先行投資支援等の措置を盛り込んだ「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律（GX推進法）」が成立した。
- 5月31日に、「GX実現に向けた基本方針」や本小委員会等での議論に基づき、事業規律の強化や系統整備のための環境整備等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」が成立した。

再生可能エネルギーの主力電源化

- 国民負担の抑制と地域との共生を図りながらS + 3Eを大前提に、主力電源として最優先の原則で最大限に取り組み、再エネ比率36～38%の確実な達成を目指す。
- 太陽光発電の適地への最大限導入に向け、公共施設、住宅、工場・倉庫、空港、鉄道などへの太陽光パネルの設置拡大や、温対法等も活用した地域主導の再エネ導入を進める。
- 洋上風力の導入拡大に向け、2022年末に公募を開始、今後、「日本版セントラル方式」の確立し、案件形成を加速する。また、EEZ拡大のための制度的措置を検討する。
- 全国大でのマスタープランに基づき、今後10年間程度で過去10年の8倍以上の規模で系統整備を加速し、2030年度を目指し、北海道からの海底直流送電の整備を進める。これらの系統投資に必要な資金の調達環境を整備を進める。
- 太陽光発電の更なる導入拡大や技術自給率の向上にも資する次世代型太陽電池（ペロブスカイト）の早期の社会実装に向けて研究開発・導入支援やユーザーと連携した実証を加速化するとともに、需要創出や量産体制の構築を推進する。
- 浮体式洋上風力の導入目標を掲げ、その実現に向け、技術開発・大規模実証を実施するとともに、風車や関連部品、浮体基礎など洋上風力関連産業における大規模かつ強靱なサプライチェーン形成を進める。
- 地域共生型の再エネ導入拡大に向けた、適切な事業規律の確保のための制度的措置を講ずる。 等

(参考)「GX実現に向けた基本方針」を踏まえた再エネ政策の主な方向性 20

「GX実現に向けた基本方針」(2023年2月10日閣議決定) 参考資料より抜粋

～2023春

～2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- 再エネ適地のポテンシャルを有効活用するための北海道からの海底直流送電の整備 (200万kW新設 (2030年度))
- 東西の更なる連系に向けた50/60Hz変換設備の増強 (210万→300万kW (2027年度))
- 2022年度中に策定予定のマスタープランに基づく系統整備 (約6～7兆円: 広域機関による試算)
- 系統投資に必要な資金 (数兆円規模) の調達環境の整備 (系統整備の交付金 (再エネ賦課金等を原資) の交付期間の拡充 公的機関による貸付)

【調整力の確保】

●定置用蓄電池の導入加速

- 2030年に向けた導入見通しを策定し、民間企業の投資を誘発
- 市場整備等による収益機会の拡大・円滑に系統接続できる環境整備・導入支援等によりビジネスを早期自立化

●長期脱炭素電源オークション

- 2023年度より実施する長期脱炭素電源オークションを通じ、蓄電池、揚水、水素・アンモニア等の調整力を有する脱炭素電源に対する投資を促進

●水素・アンモニアの活用

- 大規模かつ強靱なサプライチェーンの構築、余剰再エネ等を活用した国内における製造 既存燃料との価格差に着目した支援・拠点整備支援を含む、規制・支援一体型での包括的な制度整備

①再エネ大量導入に向けた 系統整備/調整力の確保

導入量 (水素/アンモニア)
2030年: 300万t / 300万t
2050年: 2000万t/3000万t

【イノベーションの加速】

●国産 次世代型太陽電池 (ペロブスカイト/屋根や壁面などの有効活用)

ユーザー実証 (2023年度～) → 需要創出 (2026年度～) → 早期のGW級の量産体制 (2030年度)

●洋上風力

浮体式導入目標検討 (2023年度) → 実海域の浮体式実証 (2023年度～) → 浮体式入札 (2020年代後半)

セントラル方式による風況・海底調査 (2023年度～) → 調査を踏まえた入札 (2025年度～)

太陽光
2030年: 104-118GW

1GW/年以上の案件組成

洋上風力案件組成
2030年: 10GW
2040年: 30-45GW

【国産再エネの最大限導入】

●事業規律の強化に向けた制度的措置の強化

●国民負担軽減も見据え、入札制度の活用・新制度 (FIP) の活用 (2022年度～)

●地域と共生した再エネの導入拡大

- 公共部門の率先実行: 設置可能な建築物等の約50%の導入 (6.0GW)
- 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進 (8.2GW)

●既設再エネ (太陽光約60GW) の最大活用: 増出力・長期電源化に向けた追加投資の促進

●廃棄等費用積立制度の着実な運用、2030年代後半の大量廃棄に向けた計画的対応

②国産再エネの 最大限の導入

2030年36～38%実現
(2021年10月閣議決定)

- 「GX実現に向けた基本方針」や本小委員会等での議論を踏まえて、**事業規律の強化**や**系統整備のための環境整備**等の措置を盛り込んだ「**脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）**」が5月31日に成立した。

1. 再エネ導入に資する系統整備のための環境整備【電気事業法・再エネ特措法】

- 電気の安定供給の確保の観点から**特に重要な送電線の整備計画**を、**経済産業大臣が認定する制度**を新設。
- 認定を受けた整備計画のうち、**再エネの利用の促進に資するもの**については、従来の使用開始後に加え、**工事に着手した段階から系統交付金（再エネ賦課金）を交付**。
- 電力広域的運営推進機関の業務**に、認定を受けた**整備計画に係る送電線の整備に向けた貸付業務を追加**。

2. 既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進【再エネ特措法】

- 太陽光発電設備に係る早期の**追加投資（更新・増設）を促す**ため、地域共生や円滑な廃棄を前提に、**追加投資部分に、既設部分と区別した新たな買取価格を適用する制度**を新設。

3. 地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化【再エネ特措法】

- 関係法令等の違反事業者**に、**FIT/FIPの国民負担による支援を一時留保する措置**を導入。**違反が解消された場合**は、相当額の取戻しを認めることで、**事業者の早期改善を促進**する一方、**違反が解消されなかった場合**における、**FIT/FIPの国民負担による支援額の返還命令**を新たに措置。
- 認定基準**として、事業内容を**周辺地域に対して事前周知**することを追加。（事業譲渡にも適用）
- 委託先事業者に対する監督義務**を課し、委託先を含め関係法令遵守等を徹底。

※ 災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わる許認可（林地開発許可等）については、認定申請前の取得を求める等の対応を省令で夏頃までに具体化。

- 再エネ特措法において、目指すコスト水準として掲げている価格目標等もふまえた調達価格/基準価格の引き下げにより、コスト低減を加速化。
- 事業用太陽光は2028年に発電コスト7円/kWh、特に費用効率的な案件は2028年に発電コスト5円/kWh、住宅用太陽光は2028年に売電価格が卸電力市場価格並みとの目標を設定。

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	価格目標		
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (～6月末) 27円 (7月～)	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (500kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 (250kW以上)	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上) 9.5円 (50kW以上250kW未満) 10円 (10kW以上50kW未満)	入札制		【発電コスト】 全体 7円 (2028年) トッランナー 5円 (2028年)		
						21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (10kW以上 500kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上250kW未満)	11円	10円	10円	9.2円			10円	
									13円 (10kW以上50kW未満)	12円 (10kW以上50kW未満)	11円	9.5円 (50kW以上)	12円			12円	
												10円 (10kW以上 50kW未満)					
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円		卸電力 市場価格 (2028年)		
※ 出力制対立機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無により区分)																	
風力 【20年】	22円 (陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 15円	入札制 14円	入札制 13円	【発電コスト】 8～9円 (2030年)		
	55円 (陸上20kW未満)					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に入札上限価格を決定											
	36円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					36円 (着床式)	入札制34円	32円	29円	入札制 (事前非公表)	入札制						
						36円(浮体式)											
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (25kW以上) 24円 (25kW未満)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 (事前非公表)	入札制		FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す		
	24円(一般木材等)					21円 (25kW以上) 24円 (25kW未満)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	24円 (10,000kW未満)									
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上) 40円(2,000kW未満)											
	39円 (メタン発酵(バイオガス発電))					35円											
	その他 (13円(調製燃料発電)、17円(一般発電用燃料(バイオマス))																
地熱 【15年】	26円(15,000kW以上)																
	40円(15,000kW未満)																
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満) 27円 (1,000kW以上5,000kW未満)					16円					
	29円(200kW以上1,000kW未満) 34円(200kW未満)																

※ 風力・地熱・水力のリアレスは、別途、新規認定より低い価格を適用。

(参考) 入札制度によるコスト低減

23

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第52回）（2023年6月21日）事務局資料（一部加工）

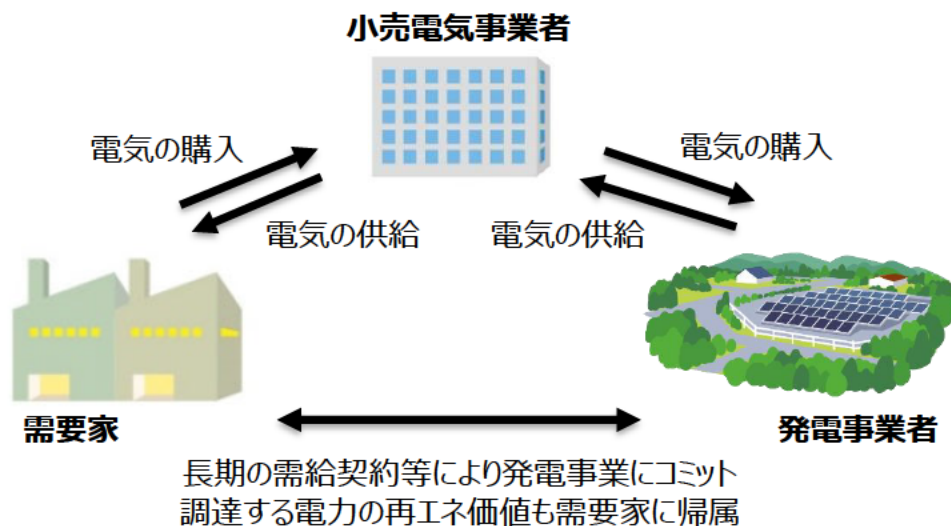
- コスト低減動向や価格目標等をふまえた調達価格の引き下げに加えて、2017年度以降、一定規模以上の事業用太陽光、バイオマス、陸上風力、着床式洋上風力（海域利用法適用外）について入札制度を導入。事業者間のコスト競争を促進することで、コスト低減を加速化。
- 事業用太陽光発電の平均落札価格は、第15回入札（2022年度最終回）では、第1回入札（2017年度）から10.08円/kWh低減（19.64円/kWh→9.56円/kWh）。

	事業用太陽光														
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第4四半期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上									
平均落札価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	9.88円 /kWh	9.84円 /kWh	9.73円 /kWh	9.56円 /kWh

- ・ 需要側での再エネ電気のニーズの高まりを受け、再エネ電気の供給を目的とした発電事業の広がりが進んでおり、個々の需要家ニーズに応じた新たな再エネ電気の調達手段として、小売電気事業者を介したPPAが広がりを見せている。
- ・ 経済産業省においては非FIT/FIPによる需要家主導型のオフサイトPPAへの補助金（R3年度補正予算、R4年度当初予算、R4年度補正予算で累計約22.5万kWの案件を採択済）による支援を通じて、こうした取り組みを促進しているところ。

＜需要家主導による再エネ導入の促進＞

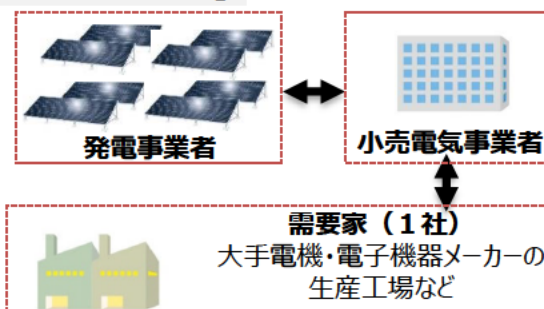
FIT・FIP制度や自己託送制度によらず、太陽光発電により発電した電気を特定の需要家に長期供給する等の一定の要件を満たす場合の設備導入を支援。



補助金の採択事例

【小規模設備を集約し大規模需要を満たす取組】

- 電気・電子機器の製造メーカー工場を需要地とし、20年間の再エネ電力の長期供給を実施。
- 発電所は、全国各地に立地し、小型発電所を複数組み合わせることで、大規模な需要を満たす電力を確保しようとする取組。



【地域の需要家が連携した取組】

- 地域の電子部品工場やタイル製造工場、自動車販売店や飲食店などの中小企業群が需要家となり、太陽光発電による再エネを共同して調達すべく連携。
- 地域に根ざした発電事業者・小売電気事業者がこれらの需要家に呼びかけを行い実現した、地域が一体となった取組。



- FIP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)

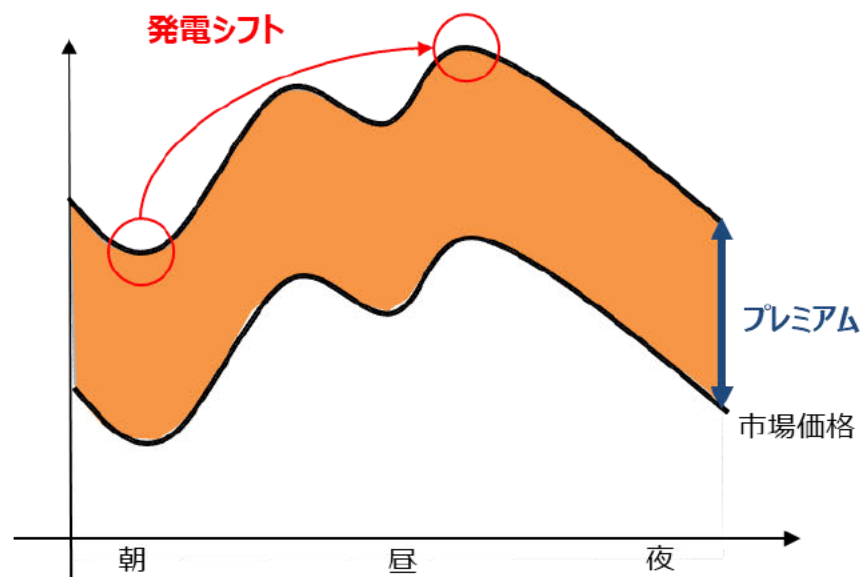
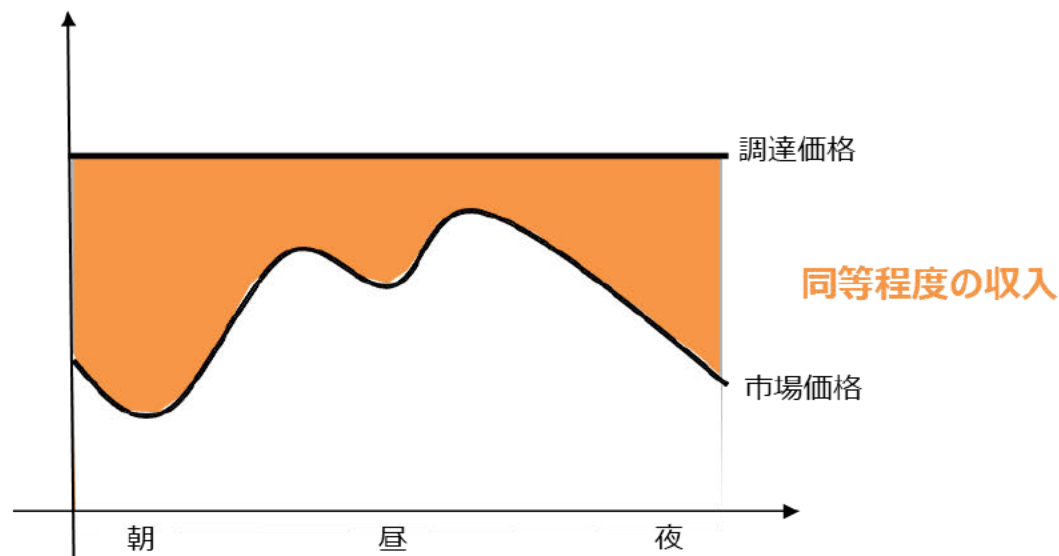
- どの時間帯に売電しても収入は一定であり、市場価格変動リスクを遮断
 - 電力会社による全量買取が前提
-
- 市場価格によるシグナリングがないため、需給バランス維持には、他電源による調整が必要

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



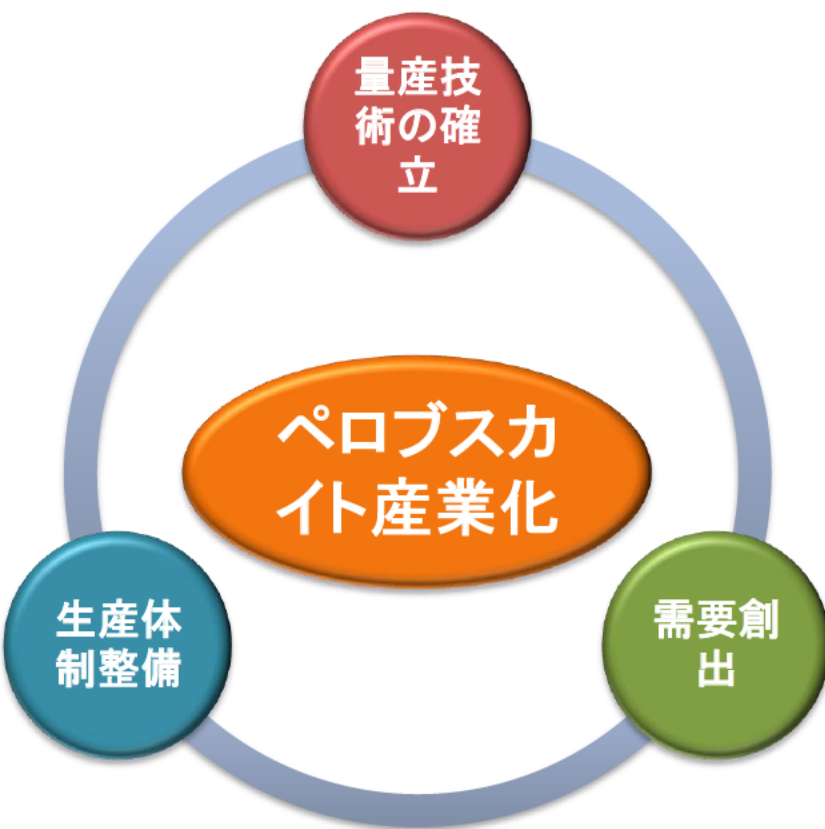
- 2023年6月1日時点のFIP導入量は、全電源の合計で、**134件・約984MW**。
- 新規認定・移行認定ともに太陽光発電が最も多いが、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	132.7	35	22.7	45	155.3	80
風力	211.5	5	131.8	9	343.3	14
地熱	0.0	0	0.0	0	0	0
水力	150.6	19	0.0	0	150.6	19
バイオマス	10.0	1	191.3	20	201.3	21
合計	638.5	60	345.7	74	984.2	134

※ 2023年6月1日時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

- 早期社会実装を進める上では、重点的な分野を定めてユーザーとの連携を進め、市場規模や将来的な展開等を踏まえた量産化に取り組むことが重要。
- 特に日本発の技術であるペロブスカイト太陽電池については、量産技術を早期に確立した上で、生産体制の整備と需要の創出についても同時に進めていくことが必要不可欠である。



量産技術の確立

- **GI基金を活用した研究開発・社会実装の加速化**
- **ユーザーと連携した実証等により、早期市場獲得を目指す**

生産体制の整備

- **2030年までの早期にGW級の量産体制構築**

需要の創出

- **早期に公共分野（公共施設等）や建築物等への導入。海外市場の開拓も並行して実施。**
- **FIT・FIPを含めた導入促進策のあり方や、設置・撤去等に関するルール整備をあわせて検討**
- **特に、欧州等と連携して、耐久性、廃棄・リサイクル等に関する国際標準や制度を構築する**

- 2023年10月3日に新たに2区域（青森県日本海（南側）、山形県遊佐町沖）を促進区域に指定。
- 現在、計4区域（秋田県八峰町能代市沖、秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖、新潟県村上市・胎内市沖、長崎県西海市江島沖）について事業者の選定評価中であり、年度内を目途に結果を公表予定。（系統容量 計約180万kW）

区域名		万kW	
促進区域	事業者選定済	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7
		②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	47.88
		③秋田県由利本荘市沖	81.9
		④千葉県銚子市沖	39.06
	選定評価中	⑤秋田県八峰町能代市沖	36
		⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	34
		⑦新潟県村上市・胎内市沖	35,70
		⑧長崎県西海市江島沖	42
		⑨青森県沖日本海(南側)	60
		⑩山形県遊佐町沖	45
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114	
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71	
	⑬北海道島牧沖	44～56	
	⑭北海道檜山沖	91～114	
	⑮北海道松前沖	25～32	
	⑯青森県沖日本海（北側）	30	
	⑰山形県酒田市沖	50	
	⑱千葉県九十九里沖	40	
	⑲千葉県いすみ市沖	41	
準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉔富山県東部沖 (着床・浮体)	
	㉑北海道島牧沖(浮体)	㉕福井県あわら市沖	
	㉒青森県陸奥湾	㉖福岡県響灘沖	
	㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉗佐賀県唐津市沖	



※ 浮体式の公募では売電価格は固定価格とし、事業性評価のみで選定。

【凡例】

- 促進区域
- 有望な区域
- 一定の準備段階に進んでいる区域
- 太字下線は新たに指定・整理した区域

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

● 2050年カーボンニュートラルに向けた取組の加速

- 再エネについては、2050年カーボンニュートラルや2030年度再エネ比率36～38%の導入目標の実現に向けて、S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくことが基本方針。
- こうした状況の下、2023年5月31日には、「GX実現に向けた基本方針」や再エネ大量導入小委員会等での議論に基づき、系統整備のための環境整備や既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進、事業規律の強化等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX脱炭素電源法）」が成立。
- 今年度の本委員会では、こうした点も踏まえつつ調達価格／基準価格や入札制度等について検討すべきではないか。

FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

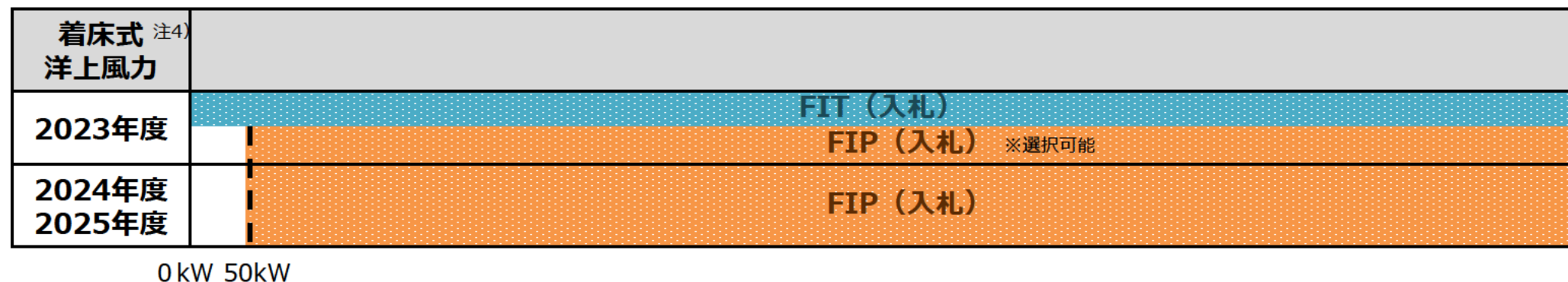
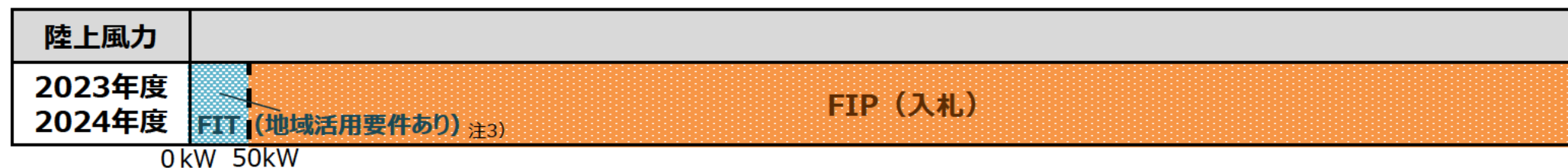
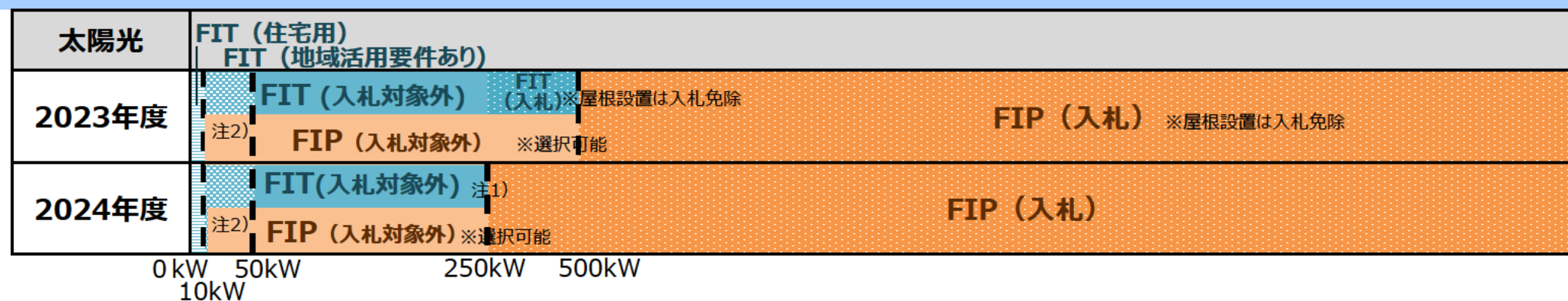
31

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	価格目標		
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (～6月末) 27円 (7月～)	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (500kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	入札制		【発電コスト】 全体 7円 (2028年) トッピング 5円 (2028年)		
						21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (500kW以上)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上250kW未満)	11円 (10kW以上50kW未満)	9.5円 (50kW以上250kW未満)	9.2円					
											10円 (10kW以上50kW未満)	10円					
											【屋根設置】 9.5円 (50kW以上)	12円	12円				
											10円 (10kW以上 50kW未満)						
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円		卸電力 市場価格 (2028年)		
※ 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)																	
風力 【20年】	22円 (陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 15円	入札制 14円	入札制 13円	【発電コスト】 8～9円 (2030年)		
	55円 (陸上20kW未満)																
	36円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に入札上限価格を決定											
						36円 (着床式)	入札制34円	32円	29円	入札制 (事前非公表)	入札制						
						36円(浮体式)											
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 (事前非公表)	入札制		FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す		
	24円(一般木材等)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円										
						24円 (10,000kW以上)											
						24円 (10,000kW未満)											
	32円(未利用材)				32円(2,000kW以上)												
					40円(2,000kW未満)												
	39円 (メタン発酵バイオガス発電)												35円				
その他 (13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス))																	
地熱 【15年】	26円(15,000kW以上)																
	40円(15,000kW未満)																
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					16円					
						27円 (1,000kW以上5,000kW未満)											
	29円(200kW以上1,000kW未満)																
	34円(200kW未満)																

※ 風力・地熱・水力のリブレースは、別途、新規認定より低い価格を適用。

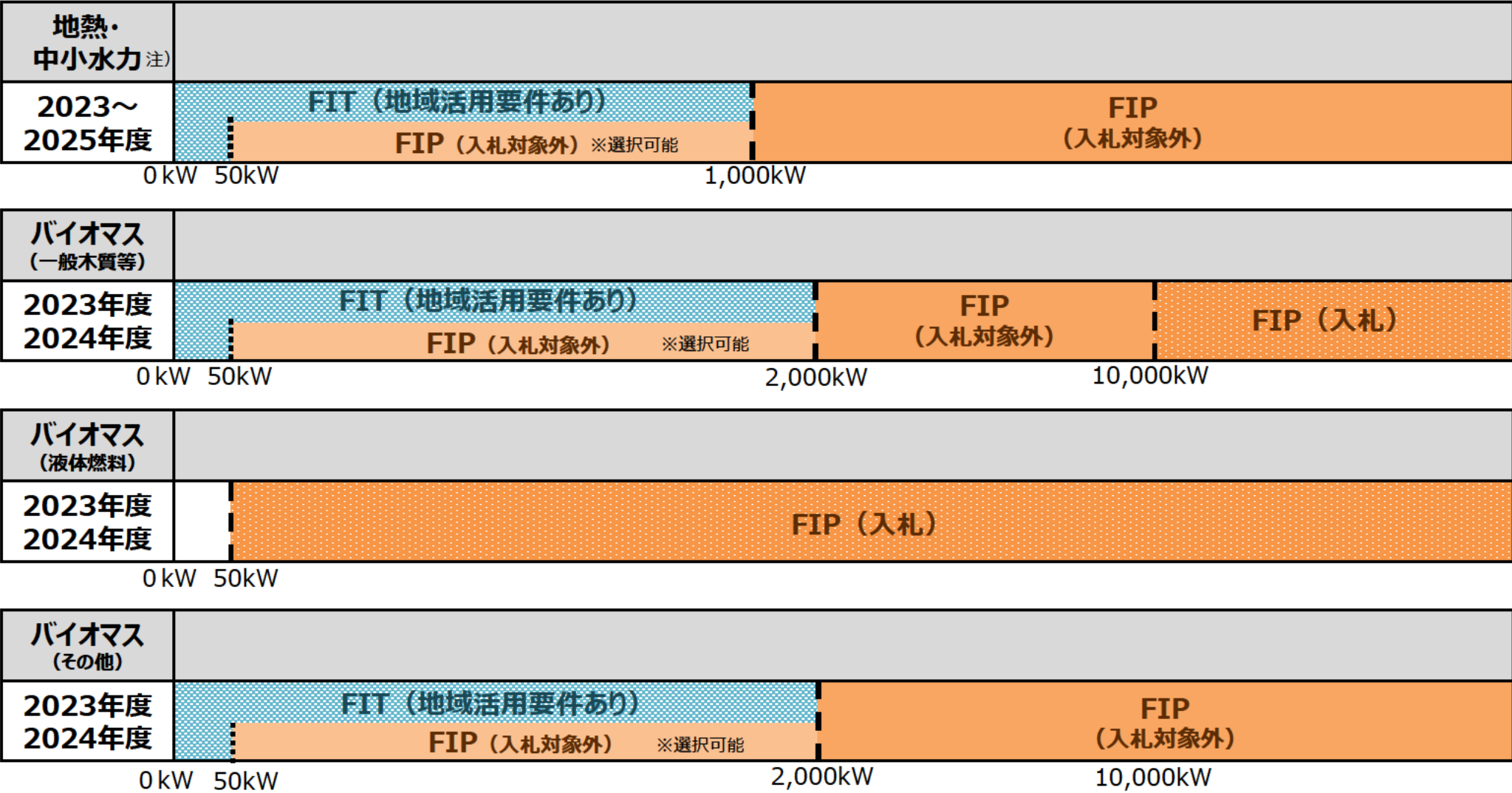
(参考) FIT/FIP・入札の対象（太陽光・風力）のイメージ

32



注1) 太陽光の2024年度の入札対象の閾値は、2023年度の委員会で議論。上記は2023年度の閾値をそのまま仮定している。
 注2) 事業用太陽光は、2023年度以降、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。
 注3) リブレースは入札対象外。特に1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。注4) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。
 ※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ³³



注) 地熱・中小水力発電のリブレースは新設と同様の取扱い。 ※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

＜太陽光発電＞

● 事業用／住宅用太陽光発電の2025年度の調達価格／基準価格

- 太陽光発電は、2030年エネルギーミックスにおいて大きな電源構成を占める電源であり、より一層の導入拡大が必要。国民負担の低減や地域共生を前提としつつ、より効率的な事業実施・自立化（※）及び導入の拡大を促すために、2025年度の調達価格／基準価格をどう設定するか。

※事業用太陽光の価格目標：2028年に発電コスト 7 円/kWh 住宅用太陽光の価格目標：2028年に卸電力市場価格並みの価格水準

- 屋根設置の太陽光発電設備について、導入拡大を進めるため、入札制の適用の免除や、地上設置より高い調達価格／基準価格の設定（価格差の早期の収斂が前提）がなされているところ、認定申請件数等の動向等を踏まえ、そのあり方について、どう考えるか。適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重の小さい工場の屋根、ビル壁面等）への導入について、技術開発の進捗も踏まえつつ、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルにおいて、安全性の確保や地域との共生が図られることを前提に、その導入促進について、どう考えるか。

● 事業用太陽光発電の2024年度の入札制

- 今年度の入札実績等を踏まえつつ、競争性の確保を前提として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の両立を図るため、2024年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量、上限価格等について、どう設定するか。

● 事業用太陽光発電の2025年度以降のFIT／FIPの対象

- 50kW以上の太陽光発電については、電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立化を促していくとの、これまでの本委員会の意見を踏まえつつ、2025年度以降のFIT／FIPの対象をどう設定するか。

● 低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件

- 営農型太陽光発電の農地転用許可の取得状況等を踏まえて、どう設定するか。

- **事業用太陽光発電**については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度は「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」に拡大。2022年度からは、FIT対象区分を「250kW以上1,000kW未満」、FIP対象区分を「1,000kW以上」として分類。
- 2021年度太陽光入札からは、**価格予見性の向上**や**参加機会の増加**のため、**上限価格を事前公表に変更**するとともに、**入札実施回数を年間4回に増加**。
- また、2021年度最終回入札（第11回）と比較し、2022年度最終回入札（第15回）平均落札価格（FIT対象区分）は、**0.40円/kWh（9.99円/kWh⇒9.59円/kWh）低減**。

<事業用太陽光入札結果>

※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

	事業用太陽光														
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第1四半期	2021年度 第2四半期	2021年度 第3四半期	2021年度 第4四半期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上						FIT250kW以上1,000kW未満・FIP1,000kW以上			
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	279MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW
上限価格	21円/kWh 事前公表	15.5円 /kWh 事前非公表	15.5円 /kWh 事前非公表	14.0円 /kWh 事前非公表	13.0円 /kWh 事前非公表	12.0円 /kWh 事前非公表	11.5円 /kWh 事前非公表	11.00円 /kWh 事前公表	10.75円 /kWh 事前公表	10.50円 /kWh 事前公表	10.25円 /kWh 事前公表	10.0円 /kWh 事前公表	9.88円 /kWh 事前公表	9.75円 /kWh 事前公表	9.63円 /kWh 事前公表
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	79MW (92件)	249MW (185件)	270MW (215件)	333MW (188件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)
平均入札 価格	19.64円 /kWh	17.06円 /kWh	15.40円 /kWh	13.46円 /kWh	13.38円 /kWh	11.49円 /kWh	11.34円 /kWh	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	69MW (83件)	208MW (137件)	224MW (192件)	243MW (81件)	269MW (273件)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)
平均落札 価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh
調達価格 決定方法	応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)														

(参考) 今年度の入札結果：第16回・第17回太陽光（第1四半期・第2四半期）36

- 第16回・第17回太陽光入札では、上限価格は9.50円/kWh、9.43円/kWh、募集容量は105MW、111MW（250-500kWがFIT、500kW以上がFIP）として実施。
- その結果、第16回太陽光入札では、応札容量は120MW（応札件数35件）となり、うち20件・105MWが落札された一方、17回太陽光入札では、応札容量は69MW（応札件数55件）となり、全量落札となった。
- 平均落札価格は、第16回太陽光入札が9.34円/kWh、第17回太陽光入札が9.30円/kWhとなり、着実に低減。

<第16回太陽光入札結果>

入札の結果

募集容量	:	<u>105MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>37件・122MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>37件・122MW</u>
応札件数・容量	:	<u>35件・120MW</u>

落札の結果

平均入札価格	:	<u>9.36円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>20件・105MW</u>
最低落札価格	:	<u>9.00円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>9.49円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>9.34円/kWh</u>

<第17回太陽光入札結果>

入札の結果

募集容量	:	<u>111MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>59件・74MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>56件・71MW</u>
応札件数・容量	:	<u>55件・69MW</u>

落札の結果

平均入札価格	:	<u>9.30円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>55件・69MW</u>
最低落札価格	:	<u>8.95円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>9.43円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>9.30円/kWh</u>

■ 2022年度の事業用太陽光発電の認定容量は約430MW。認定取得期限に達していない第14回・第15回の落札容量と合計すると、約610MWとなることが見込まれる。また、2022年度には住宅用太陽光発電の認定・導入容量が1,000MWを超えた（対前年比の導入量増加率：23%）。加えて、FIT/FIP制度外での推計導入量が500MW。

＜事業用太陽光発電の認定量：2023年3月末時点＞ 単位：MW（件）（注）オレンジハイライトは入札対象区分。

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,198(92,103)	46(557)	387(2,438)	674(1,900)	542(961)	973(1,077)	3,419(2,171)	6,253(368)	14,493(101,575)
2013年度	6,034(204,115)	27(308)	363(2,138)	989(2,826)	818(1,481)	910(1,057)	5,092(3,364)	8,514(460)	22,748(215,749)
2014年度	3,071(127,510)	16(180)	272(1,637)	567(1,632)	369(664)	321(379)	1,562(1,039)	3,052(179)	9,230(133,220)
2015年度	1,336(52,281)	4(46)	88(526)	218(636)	140(248)	99(117)	447(300)	444(26)	2,777(54,180)
2016年度	1,713(59,209)	2(28)	99(566)	313(888)	169(294)	160(192)	497(349)	1,010(50)	3,962(61,576)
2017年度	1,430(44,973)	2(24)	65(368)	235(642)	89(149)	112(133)	358(243)	39(4)	2,329(46,536)
2018年度	1,880(56,058)	3(40)	111(607)	450(1,216)	207(337)	216(256)	850(559)	196(6)	3,912(59,079)
2019年度	1,668(44,782)	2(18)	55(298)	469(1,117)	1(2)	15(17)	82(47)	105(4)	2,398(46,285)
2020年度	218(5,371)	5(62)	252(1,155)	50(111)	18(28)	48(54)	122(76)	145(8)	857(6,865)
2021年度	205(4,981)	3(35)	270(1,237)	64(151)	59(100)	74(86)	258(164)	121(7)	1,054(6,761)
2022年度	82(2,539)	3(37)	187(855)	10(24)	10(17)	28(31)	10(8)	101(3)	431(3,514)
	19,836(693,922)	113(1,335)	2,148(11,825)	4,038(11,143)	2,422(4,281)	2,955(3,399)	12,698(8,320)	19,980(1,115)	64,190(735,340)

＜事業用太陽光発電導入量：2023年3月末時点＞ 単位：MW（件）

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,415(116,500)	45(534)	380(2,405)	561(1,610)	403(716)	644(711)	1,784(1,153)	539(55)	6,770(123,684)
2014年度	3,580(146,457)	23(271)	261(1,554)	562(1,645)	463(844)	541(623)	1,938(1,301)	1,000(85)	8,368(152,780)
2015年度	2,922(109,820)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(776)	441(515)	2,290(1,546)	1,255(91)	8,149(115,943)
2016年度	1,935(68,864)	8(91)	142(839)	356(1,016)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,444(72,565)
2017年度	1,492(50,581)	4(43)	96(566)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,352)
2018年度	1,523(52,454)	4(44)	82(472)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,906(54,821)
2019年度	1,530(46,924)	3(29)	77(430)	288(779)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,172)
2020年度	1,273(31,054)	2(24)	71(393)	317(831)	120(202)	156(183)	787(507)	2,271(129)	4,997(33,323)
2021年度	838(18,931)	4(46)	84(428)	219(563)	80(133)	100(117)	445(290)	1,965(98)	3,734(20,606)
2022年度	527(12,091)	3(44)	116(584)	186(469)	49(81)	95(112)	372(234)	2,194(93)	3,544(13,708)
	18,034(653,676)	108(1,276)	1,546(9,098)	3,613(10,121)	2,274(4,033)	2,738(3,149)	11,631(7,663)	15,592(938)	55,537(689,954)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

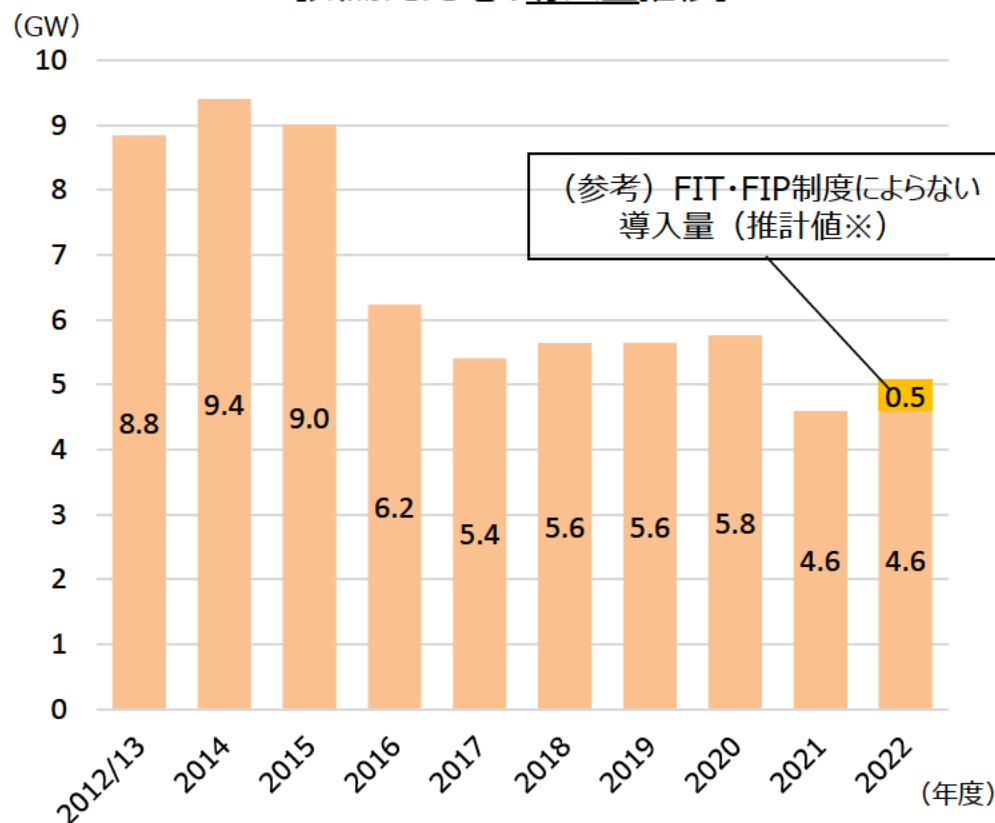
(参考) 太陽光発電の導入量・認定量等の経年推移

38

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第52回）（2023年6月21日）事務局資料（抜粋）

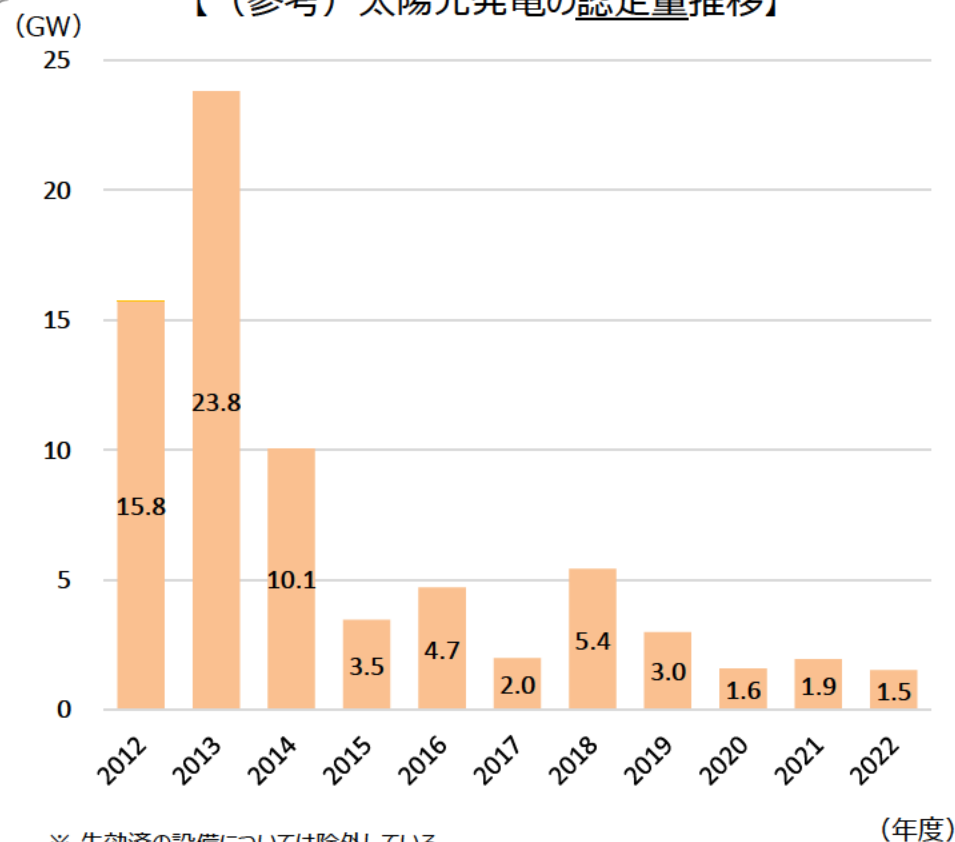
- 太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。
- 足下の2022年度の導入量の特徴として、系統接続済容量を踏まえてFIT/FIP制度によらない導入量を推計したところ、**0.5GWのFIT/FIP制度によらない追加導入**が確認された。

【太陽光発電の導入量推移】



※ 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。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点②）（案）

＜風力発電＞

- 陸上風力発電の2024年度以降の入札制（募集容量・入札実施回数・上限価格等）
 - 今年度の入札結果（追加入札の有無を含む）や陸上風力発電の自立化に向けた道筋等を踏まえつつ、導入ペースの加速を促すことと、より効率的な事業実施を促すため、2024年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2026年度入札の上限価格について、どう設定するか。
- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2024年度以降の取扱い
 - 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2024年度入札の上限価格やその事前公表／非公表、募集容量等について、どう設定するか。
- 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2026年度の基準価格／調達価格
 - 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2026年度の基準価格／調達価格について、技術開発や環境整備の進展、海外における動向等を踏まえて、どう設定するか。

- 陸上風力発電については、2021年度から入札制に移行 (対象：250kW以上)。
- 第1回・第2回入札では、上限価格は17.00円/kWh、16.00円/kWh、募集容量は1,000MW、1,300MWとして実施。その結果、第1回では、応札容量936MW (応札件数32件)、第2回では、応札容量1,290MW (応札件数30件)となり、いずれも全量落札となった。
- 一方で、平均落札価格は第1回が16.16円/kWh、第2回が15.60円となっており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は第1回が44件・1,455MW、第2回が38件1,646MWであり、このうち第1回で12件・518MW、第2回で8件・357MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。

<第1回陸上風力入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 44件・1,455MW
入札参加者の最大出力 : 130MW
参加資格を得た件数・容量 : 39件・1,182MW
実際の入札件数・容量 : 32件・936MW

落札の結果

上限価格 : 17.00円/kWh
落札件数・容量 : 32件・936MW
平均落札価格 : 16.16円/kWh

<第2回陸上風力入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 38件・1,646MW
入札参加者の最大出力 : 151MW
参加資格を得た件数・容量 : 37件・1,613MW
実際の入札件数・容量 : 30件・1,290MW

落札の結果

上限価格 : 16.00円/kWh
落札件数・容量 : 30件・1,290MW
平均落札価格 : 15.60円/kWh

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③・その他）（案）

<地熱発電・中小水力発電>

● 地熱発電・中小水力発電の2025年度以降の取扱い

- 2025年度及び2026年度の調達価格／基準価格について、コスト動向や、価格目標として掲げている「中長期的な自立化」、2030年の導入目標に向けた導入ペースの加速化等を踏まえつつ、どう設定するか。
 - ・ 地熱発電については、15,000kW未満／以上の間の価格差による適切な事業規模での導入への影響等も勘案しつつ、どう設定するか。
 - ・ 中小水力発電（1,000kW以上30,000kW未満）については、コスト実績が調達価格の水準を下回る中で、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響実態等を勘案しつつ、想定値について、どう設定するか。
- 2026年度のFIT／FIPの対象について、電源の発電特性等を踏まえつつ、どう設定するか。

<バイオマス発電>

● バイオマス発電の2025年度以降の取扱い

- 2025年度の調達価格／基準価格等について、コスト動向や調整力としての活用可能性等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 2025年度のFIT／FIPの対象について、バイオマス発電の特性を踏まえつつ、どう設定するか。

● バイオマス発電の2024年度の取扱い

- 2024年度も入札対象とされている一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料（全規模）について、募集容量や上限価格、その事前公表／非公表等をどう設定するか。

<その他の論点>

● FIP制度の対象の拡大

- 再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、電力市場への統合を進めていくことが重要な政策課題。2022年度からFIP制度が開始し、FIP制度の導入実績は、FIT制度からの移行分も含めて、約 1 GWとなっている。FIP制度に基づく事業を促進するための方策について、どう考えるか。
- 既認定のFIT制度からの移行の状況等も踏まえて、FIP制度の対象について、どう考えるか。

● 発電側課金

- 2024年度以降にFIT／FIP認定を受ける設備については発電側課金の対象となること、調達価格／基準価格の設定において、発電側課金は、「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱うこととされているが、電力・ガス取引監視等委員会における議論をふまえ、どう考慮していくか。

● 解体等積立基準額

- 「GX 脱炭素電源法」（令和 5 年 5 月 31 日成立）に基づき、太陽光発電設備が更新・増設された際に、既設設備相当分の価格を維持し、追加投資部分（出力増分）に最新価格相当を適用するようになることに伴い、廃棄等費用を適切に確保するため、解体等積立基準額についてどう考えるか。

● 地域活用要件

- 地域共生・地域活用を適切に担保するとの要件趣旨や温対法に基づく地域脱炭素化促進事業制度等の関連制度の動向、事業規律の強化に向けた改正再エネ特措法における措置も踏まえつつ、適切な要件設定のあり方について、どう考えるか。

(2) 調達価格等の算定における発電側課金の考慮の方向性（新規認定）（案）⁴³

調達価格等算定委員会（第83回）（2023年1月）資料3より抜粋

- 発電側課金に関しては、既認定FIT／FIP※については、調達期間等の終了後から発電側課金の対象とし、新規FIT／FIPについては調達価格・基準価格等の算定において考慮する形で、2024年度に導入することとされている。

（※）発電側課金の導入前年度（2023年度）の入札で落札した場合を含む。

- 新規FIT／FIP（2024年度以降、新たにFIT／FIP認定を受ける案件）の調達価格・基準価格等の算定における発電側課金の考慮にあたっては、これまでの関係審議会における議論においても、以下の方向性が示されている。こうした方向性自体は、引き続き適切であると考えられることから、こうした方向性で検討を進めることとしてはどうか。

- ① 発電側課金により発電事業者の費用負担が増えることをふまえ、発電側課金を「事業を効率的に実施する場合に通常要すると認められる費用」として扱う。
- ② その際、調達価格や入札の上限価格が全国大で設定されてきていることから、エリア別ではなく全国平均での発電側課金による費用負担の増加分を想定し、調達価格等の算定において考慮する。なお、発電側課金による費用負担の増加分の想定にあたっては、発電側課金での割引制度が意図する系統利用の効率化を促進する効果が発揮されるよう、割引制度の適用は考慮しないこととする。

（※）発電設備の立地地点に応じて発電側課金の割引制度の適用額も異なるため、案件によっては課金額が全国平均での発電側課金による追加的な費用負担の増加分を下回ることもあり得る。

- また、発電側課金の具体的な単価については、各一般送配電事業者より申請される託送供給等約款等に盛り込まれ、電力・ガス取引監視等委員会における審査を経て設定される予定。このため、2024年度の調達価格等の算定において考慮する、全国大でみて平均的な発電側課金による費用負担の増加分の具体額については、こうした各一般送配電事業者からの申請内容をふまえた、電力・ガス取引監視等委員会における算定結果をふまえて議論することとしてはどうか。

（※）なお、発電側課金の単価設定や調達価格等の算定に関するスケジュール次第で、その時点で利用可能な情報が変わり得るが、その時点において、利用可能な情報に基づき、全国大でみて平均的な発電側課金による費用負担の増加分の具体額が算定されることとなる。

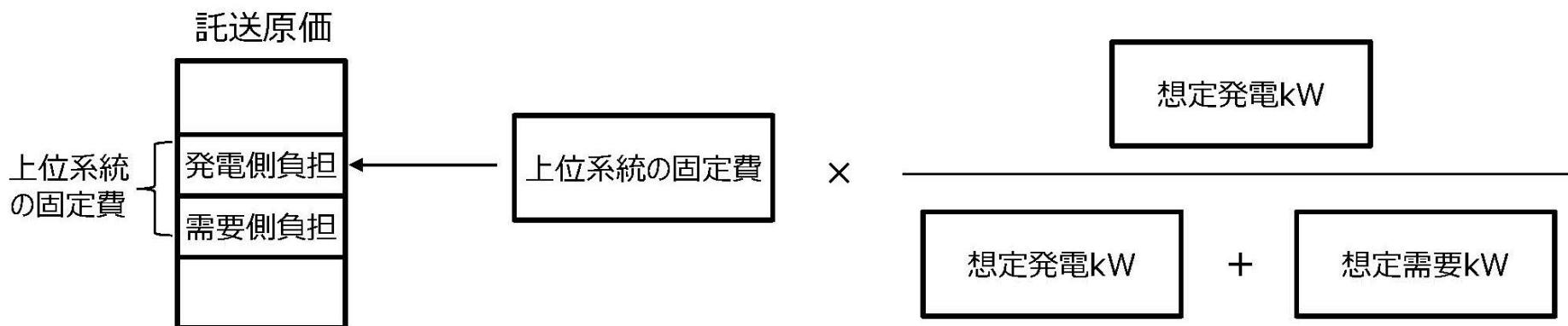
- なお、既認定FIT／FIPについて、現在議論が行われている太陽電池の増出力が行われた場合等には、適用される価格が最新価格等に変更されることとなる。既認定FIT／FIPは、調達期間等の終了後から発電側課金の対象とされることから、こうした価格変更の場合には、発電側課金による費用負担の増加分を勘案していない調達価格等を別途設定し適用することが適当と考えられる。

(参考) 発電側課金の課金単価設定

- これまでの制度設計専門会合において、発電側課金の対象原価の算出方法や、発電側課金の前提となる課金単価 (kW・kWh) の設定方法を整理している。

第65回制度設計専門会合 (2021年10月)
資料 6 - 1

ステップ1：対象原価の算出



ステップ2：課金単価の設定

