資料１

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

２０１９年９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

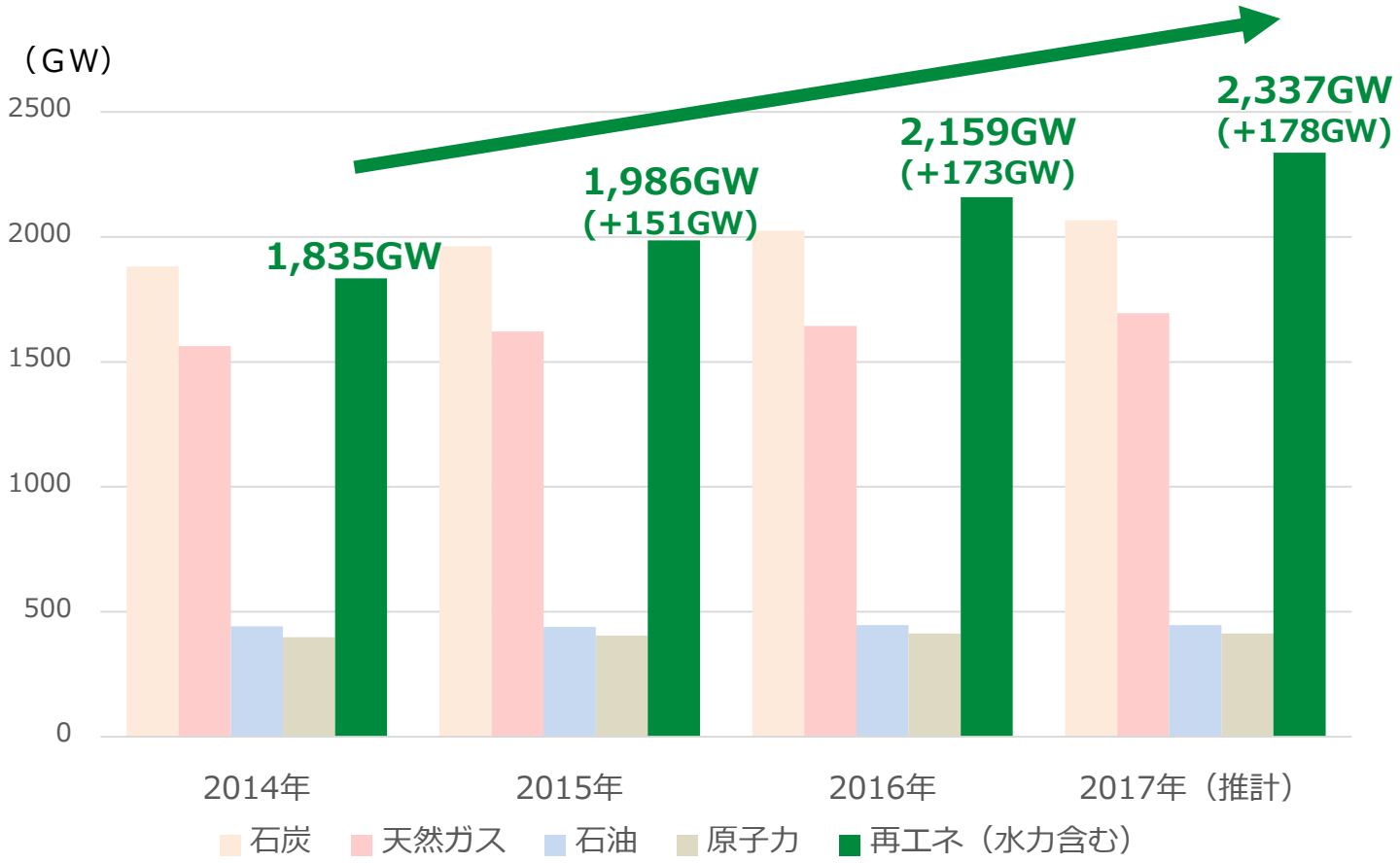
（２）国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

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（ｉ）

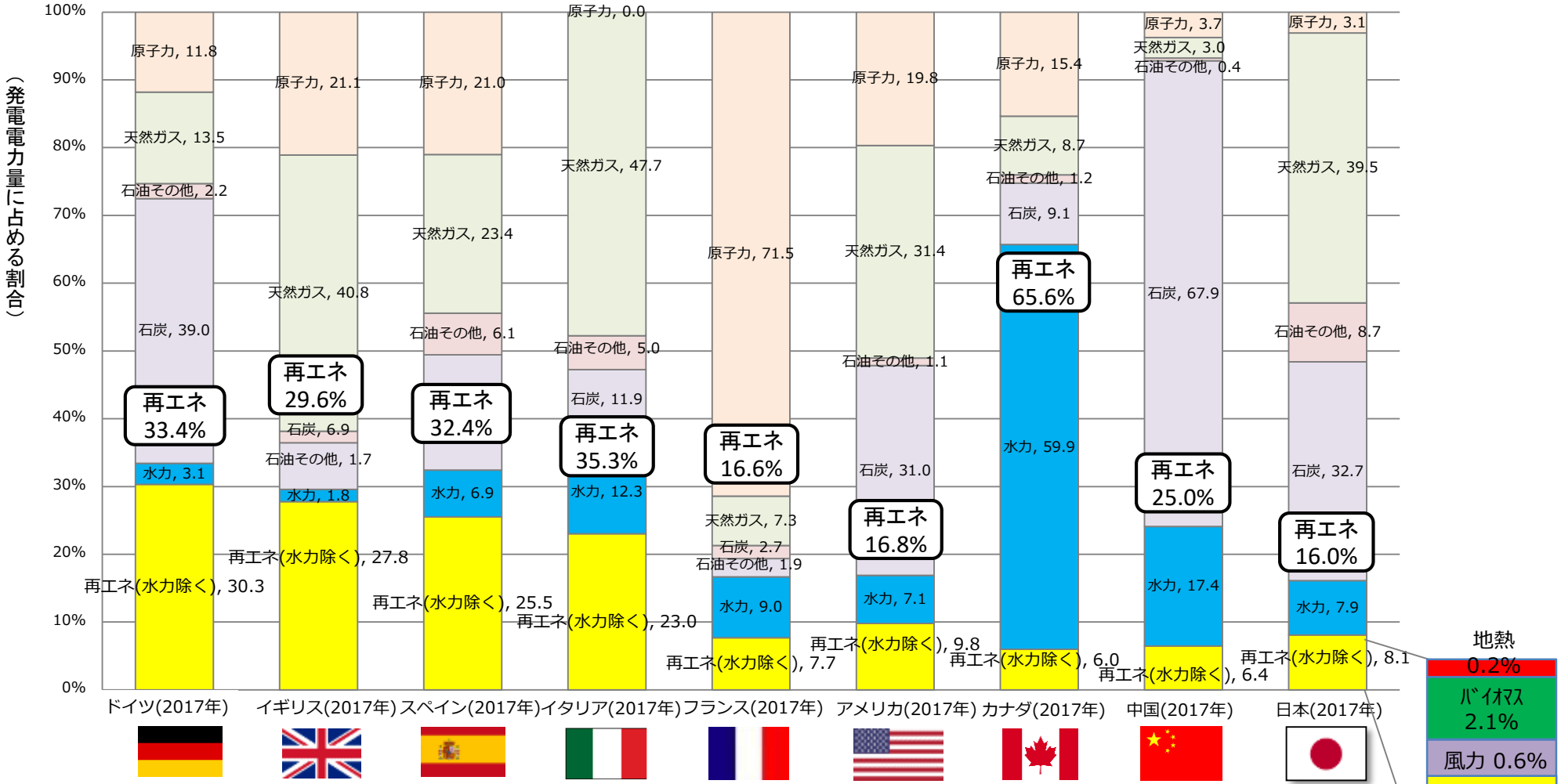
■ 世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に**約2,000GW程度**まで増加し、**最も容量の大きい電源**となった。その後、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、**年間導入量（フロー）は過去最大**を更新した。

世界全体の発電設備容量（ストック）



IEA「World Energy Outlook」2016～2018年度版より資源エネルギー庁作成

①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況（ⅱ）

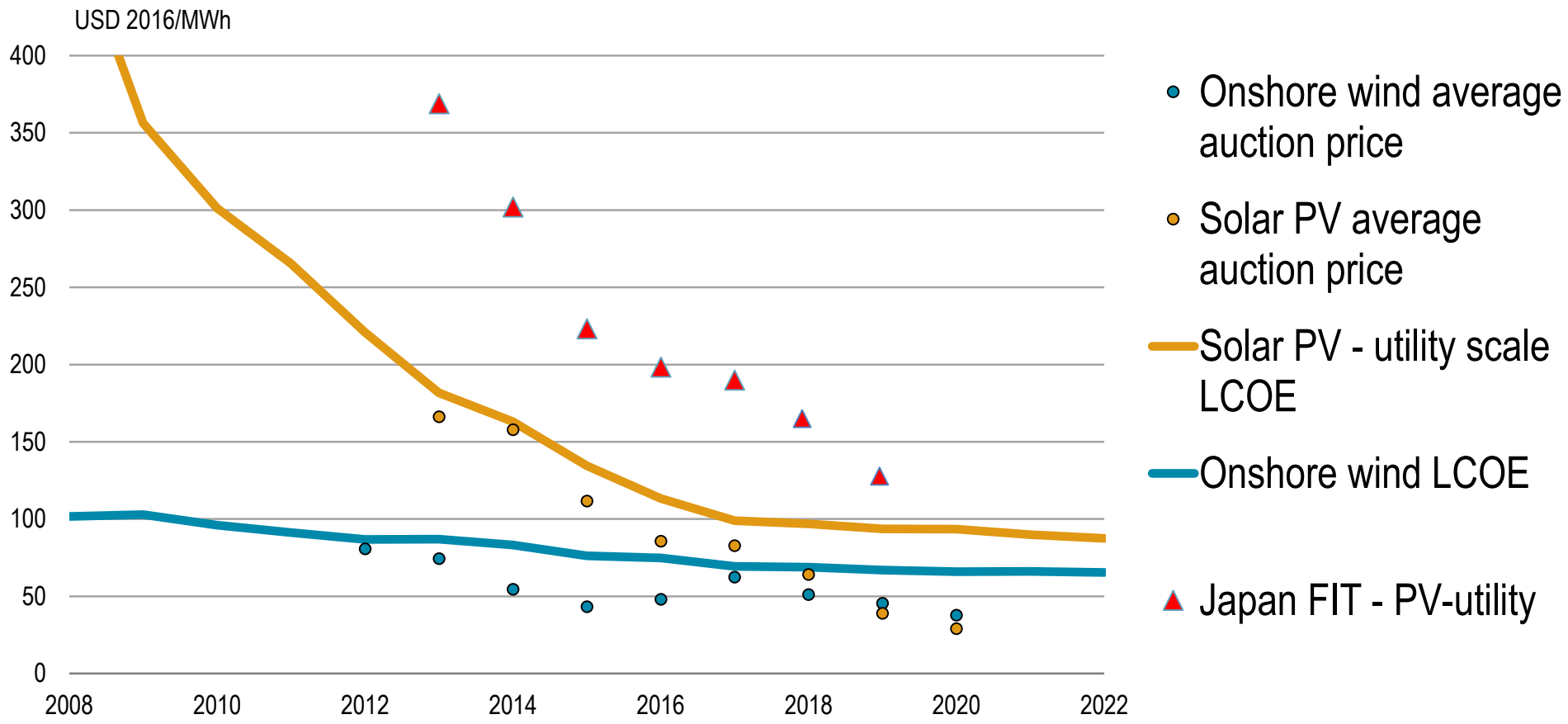


	ドイツ(2017年)	イギリス(2017年)	スペイン(2017年)	イタリア(2017年)	フランス(2017年)	アメリカ(2017年)	カナダ(2017年)	中国(2017年)	日本(2017年)
主要再エネ ※水力除く	風力 16.3%	風力 14.9%	風力 18.0%	太陽光 8.3%	風力 4.4%	風力 6.0%	風力 4.4%	風力 4.4%	太陽光 5.2%
目標年	①2025年 ②2035年	2030年	2020年	2020年	2030年	2035年	ー（国家レベルでは定めていない）	2020年	2030年
再エネ導入目標比率	①40～45% ②55～60% 総電力比率	44%（※）総電力比率	40% 総電力比率	35～38% 総電力比率	40% 総電力比率	80% クリーンエネルギー（原発含む）総電力比率	ー（国家レベルでは定めていない）	15% 1次エネルギーに占める非化石比率	22～24% 総電力比率

（※）複数存在するシナリオの１つ。

①世界の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 世界では、太陽光発電・風力発電を中心に**再エネコストが低減傾向**。
- なお、世界のLCOEと入札制度における落札価格の関係を分析すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、**落札価格の平均値はLCOEの水準よりも低い**傾向となっている。

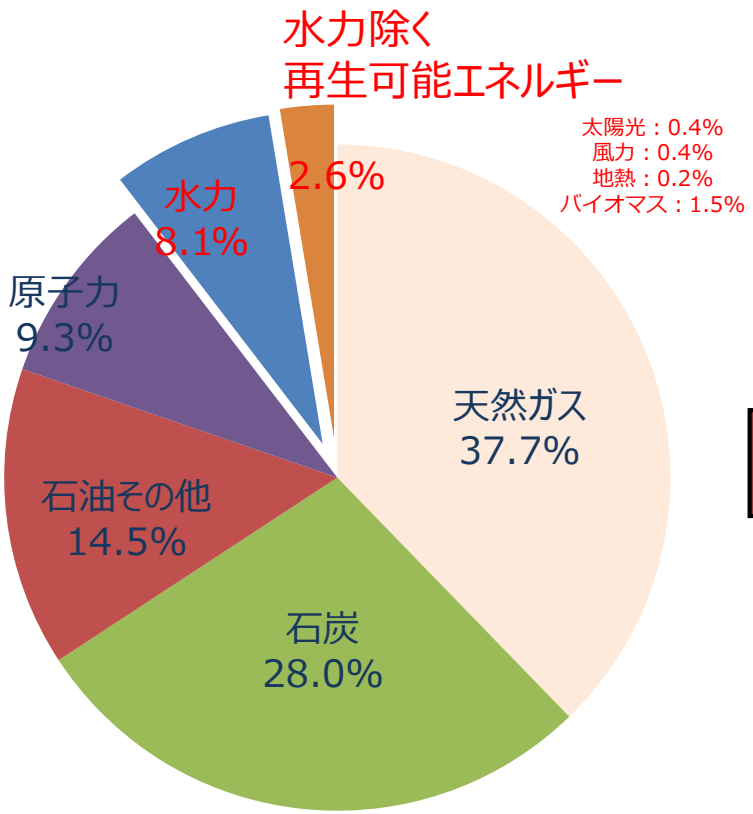


※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

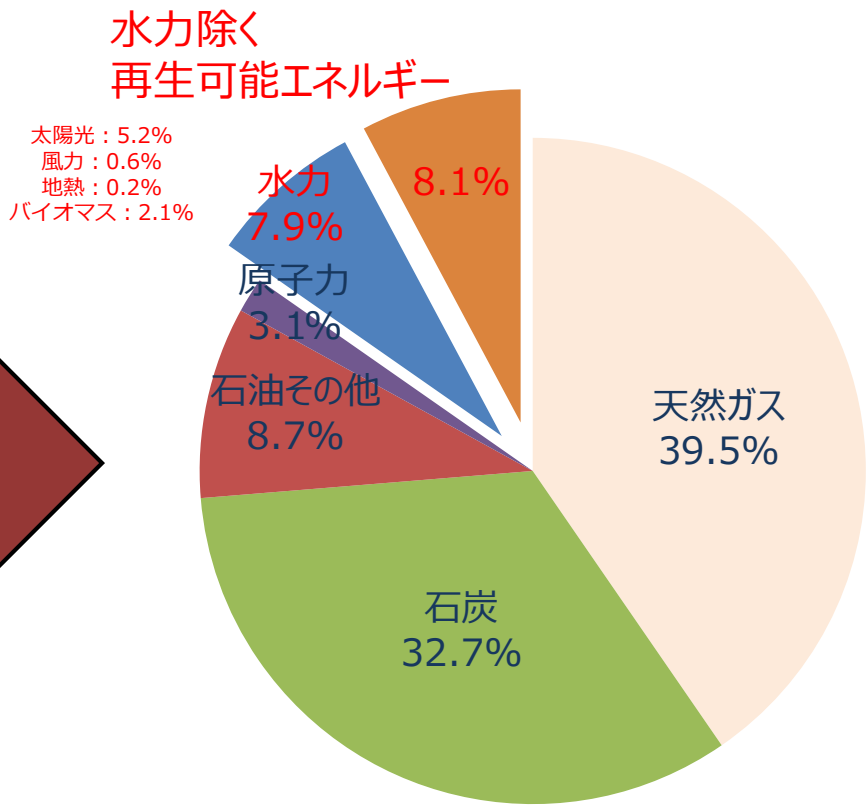
②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（ｉ）

■ 以前から我が国において開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、FIT制度の創設以降、**2.6%（2011年度）から8.1%（2017年度）に増加**（水力を含めると**10.4%から16.0%に増加**）。

<2011年度の電源構成>
再エネ比率＝10.4%



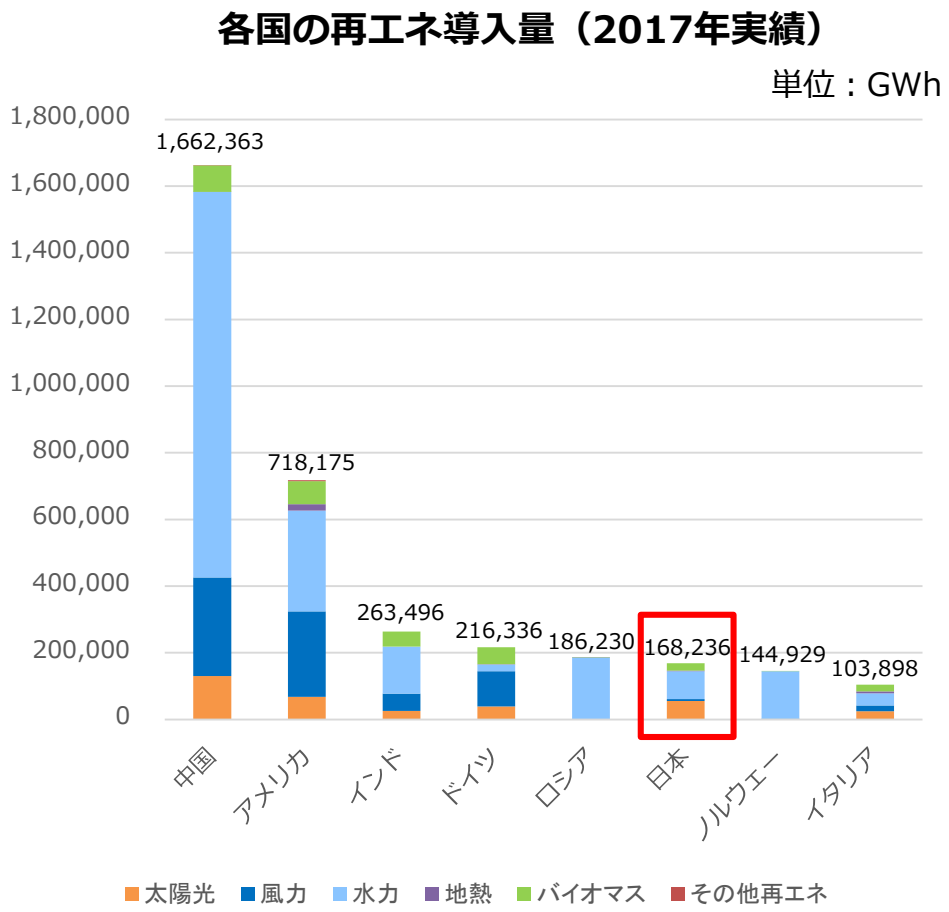
<2017年度の電源構成>
再エネ比率＝16.0%

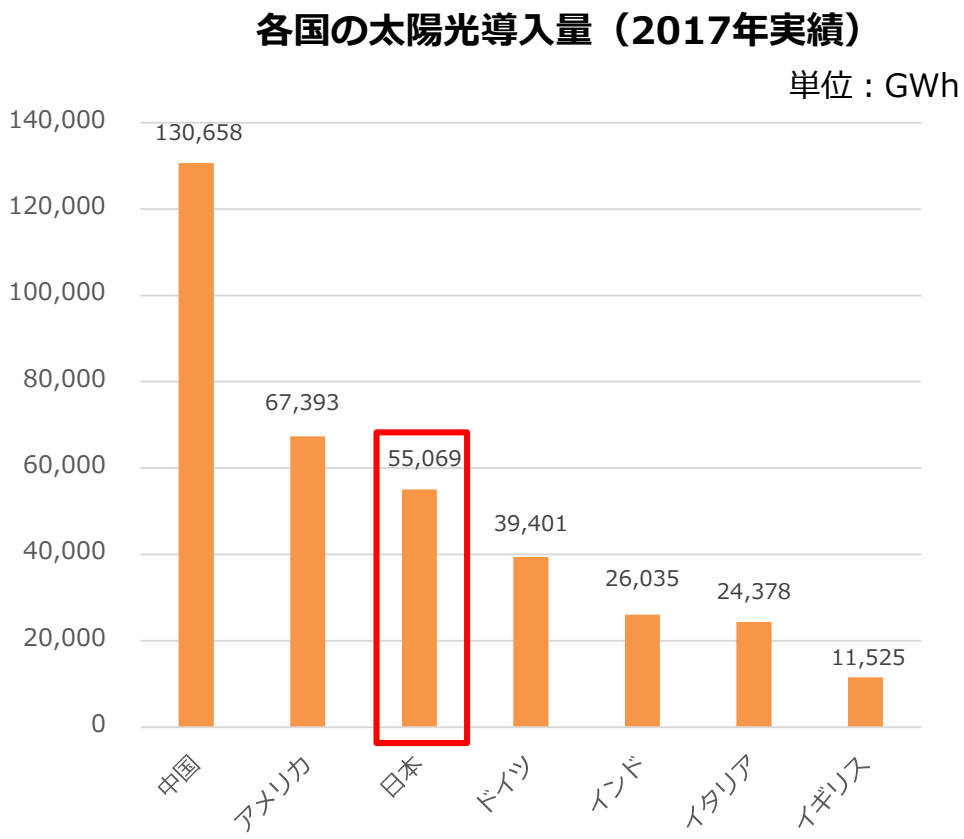


出典： 総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成

②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（ii）

■ 国際機関の分析によれば、我が国の**再エネ導入量（2017年）は世界第６位**であり、このうち**太陽光発電は世界第３位**となっている。

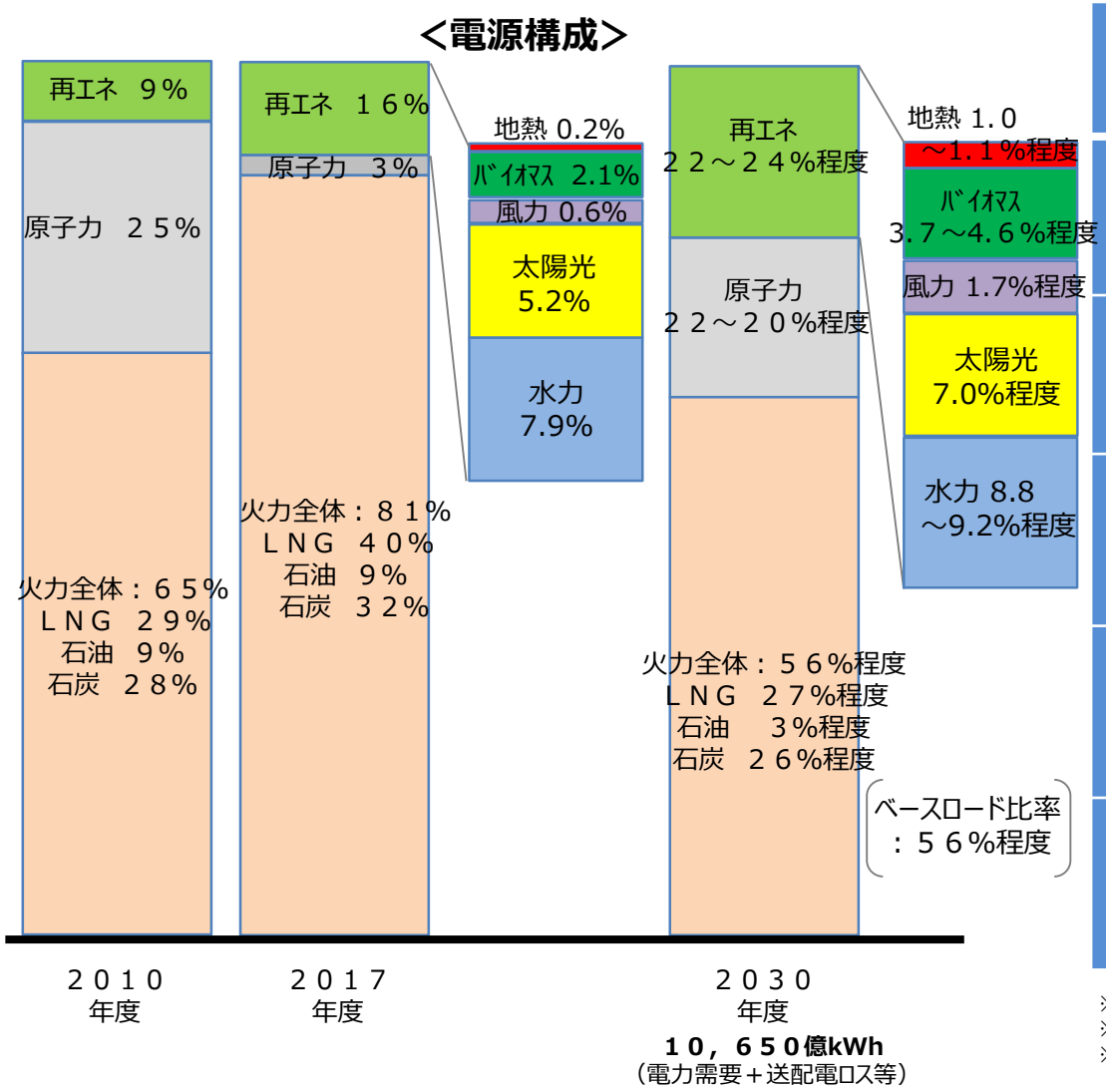




出典：IEA データベースより資源エネルギー庁作成

②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（iii）

■ **2030年度のエネルギーミックスの再エネ比率は22～24%**となっており、まずはこの実現に向けて、国民負担を抑制しつつ、**再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていく必要**がある。



(kW)	導入水準（19年３月）	FIT前導入量＋FIT認定量（19年３月）	ミックス（2030年度）	ミックスに対する導入進捗率
太陽光	5,020万	8,230万	6,400万	約78%
風力	370万	1,080万	1,000万	約37%
地熱	55万	60万	140～155万	約37%
中小水力	970万	990万	1,090～1,170万	約86%
バイオ	400万	1,130万	602～728万	約60%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
※改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。
※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

（参考）電源別のFIT認定量・導入量（2019年３月末時点）

- 2019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4,781万kW**（制度開始前の約2.3倍）。FIT認定容量は、**約9,528万kW**。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は**約50%**。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約93%**、FIT認定容量の**約80%**を太陽光が占める。

<2019年3月末時点のFIT認定量・導入量>

再生可能エネルギー発電設備の種類	設備導入量（運転を開始したもの） 固定価格買取制度導入前 2012年６月末までの累積導入量	固定価格買取制度導入後 2012年度の導入量（７月～３月末）	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	制度開始後合計	認定容量 固定価格買取制度導入後 2012年7月～2019年3月末
太陽光（住宅）	約４７０万kW	９６．９万kW (211,005件)	１３０．７万kW (288,118件)	８２．１万kW (206,921件)	８５．４万kW (178,721件)	７９．４万kW (161,273件)	６６．１万kW (133,205件)	７３．５万kW (146,633件)	**６１４．３万kW** (1,325,844件)	**６４３．５万kW** (1,381,566件)
太陽光（非住宅）	約９０万kW	７０．４万kW (17,407件)	５７３．５万kW (103,062件)	８５７．２万kW (154,986件)	８３０．６万kW (116,700件)	５４３．７万kW (72,656件)	４７７．２万kW (53,417件)	４９０．０万kW (54,888件)	**３,８４２．６万kW** (573,148件)	**７０２４．６万kW** (782,488件)
風力	約２６０万kW	６．３万kW (5件)	４．７万kW (14件)	２２．１万kW (26件)	１４．８万kW (61件)	３１．０万kW (157件)	１７．５万kW (322件)	１７．２万kW (517件)	**１１３．６万kW** (1,102件)	**８２７．６万kW** (8,094件)
地熱	約５０万kW	０．１万kW (1件)	０万kW (1件)	０．４万kW (9件)	０．５万kW (10件)	０．５万kW (8件)	０．６万kW (22件)	０．９万kW (11件)	**３．０万kW** (62件)	**８．４万kW** (88件)
中小水力	約９６０万kW	０．２万kW (13件)	０．４万kW (27件)	８．３万kW (55件)	７．１万kW (90件)	７．９万kW (100件)	７．５万kW (86件)	４．８万kW (85件)	**３６．２万kW** (456件)	**１２２．８万kW** (654件)
バイオマス	約２３０万kW	１．７万kW (9件)	４．９万kW (38件)	１５．８万kW (48件)	２９．４万kW (56件)	３３．３万kW (67件)	４０．９万kW (77件)	４４．８万kW (63件)	**１７０．８万kW** (358件)	**９０１．０万kW** (649件)
合計	約２,０６０万kW	１７５．６万kW (228,440件)	７１４．２万kW (391,260件)	９８６．０万kW (362,045件)	９６７．７万kW (295,638件)	６９５．８万kW (234,261件)	６０９．９万kW (187,129件)	６３１．２万kW (202,197件)	**４,７８０．５万kW** (1,900,970 件)	**９,５２７．９万kW** (2,173,539件)

５０.２％

※ 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。
※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。

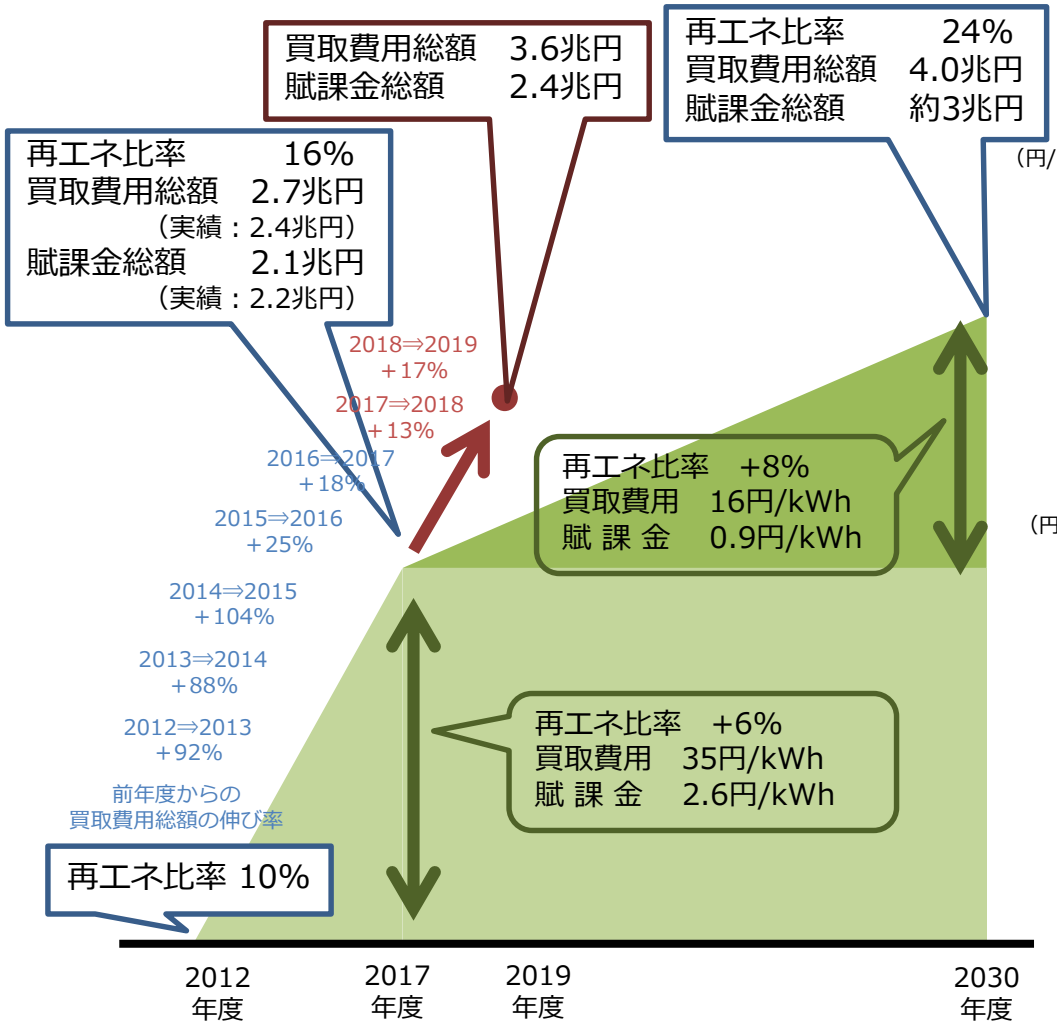
②日本の動向：FIT制度の調達価格

電源【調達期間】	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	価格目標
事業用太陽光（10kW以上）【20年】	４０円	３６円	３２円	２９円 ２７円※1 ※1 7/1～（利潤配慮期間終了後）	２４円	入札制（2,000kW以上） ２１円（10-2,000kW）	１８円（10-2,000kW）	入札制（500kW以上） １４円（10-500kW）				７円（2025年）
住宅用太陽光（10kW未満）【10年】	４２円	３８円	３７円	３３円 ３５円※2 ※2 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)	３１円 ３３円※2	２８円 ３０円※2	２６円 ２８円※2	２４円 ２６円※2				卸電力市場価格（2025年）
風力【20年】	２２円(20kW以上)／５５円(20kW未満)（2017年度下期の20kW以上は21円）						２０円	１９円	１８円			８～９円（2030年）
						１８円（リプレース）	１７円	１６円				
			３６円（洋上風力（着床式・浮体式））				３６円（着床式）（一般海域利用ルールの適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行） ３６円（浮体式）					
バイオマス【20年】※３ ※４	２４円(バイオマス液体燃料)（2017年度下期の20,000kW以上は21円）						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)（2017年度下期の20,000kW以上は21円）						入札制（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）								
	１３円（建設資材廃棄物）											
	１７円（一般廃棄物その他バイオマス）											
	３９円（メタン発酵バイオガス発電）（主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、具体的な事業計画に基づく詳細なコストデータが得られるまでの当面の間、FIT制度の新規認定を行わない。）											
地熱【15年】	２６円（15,000kW以上・新設）											
						２０円（15,000kW以上・リプレース（全設備更新型））						
						１２円（15,000kW以上・リプレース（地下設備流用型））						
	４０円（15,000kW未満・新設）											
						３０円（15,000kW未満・リプレース（全設備更新型））						
						１９円（15,000kW未満・リプレース（地下設備流用型）						
水力【20年】	２４円（1,000-30,000kW・新設）					（2017年度上期は24円）２０円（5,000-30,000kW・新設）						
						２７円（1,000-5,000kW・新設）						
						１２円（5,000-30,000kW・既設導水路活用型）						
						１５円（1,000-5,000kW・既設導水路活用型）						
	２９円（200-1,000kW・新設）											
						２１円（200-1,000kW・既設導水路活用型）						
	３４円（200kW未満・新設）											
						２５円（200kW未満・既設導水路活用型）						

※３　新規燃料は、副産物も含めて、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみをFIT制度の対象とし、この専門的・技術的な検討の結果を踏まえ、調達価格等算定委員会で取扱いを検討。
※４　石炭混焼案件について、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼を行うものは、2019年度よりFIT制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。
一般廃棄物その他バイオマスとの混焼を行うものは、2021年度よりFIT制度の新規認定対象から除き、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

②日本の動向：FIT制度に伴う国民負担の状況（ｉ）

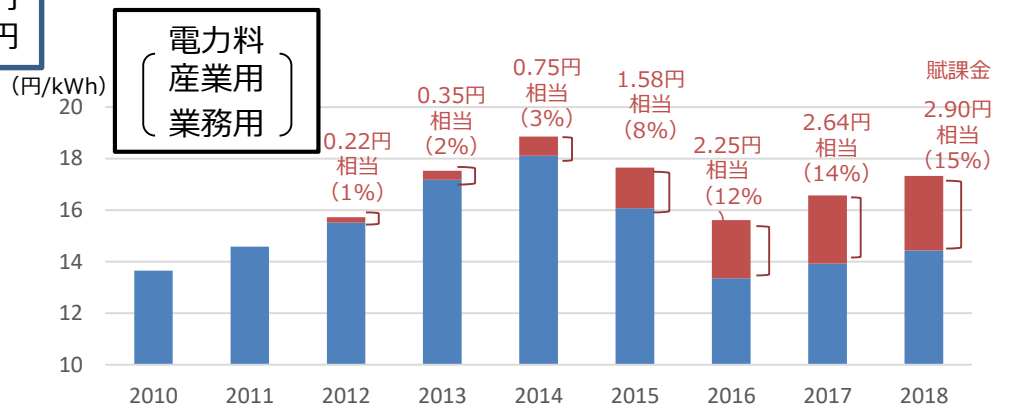
- 2019年度（予測）の**買取費用総額は3.6兆円**、**賦課金（国民負担）総額は2.4兆円**となっている。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2018年度実績では、**産業用・業務用15%**、**家庭用11%に増大**。

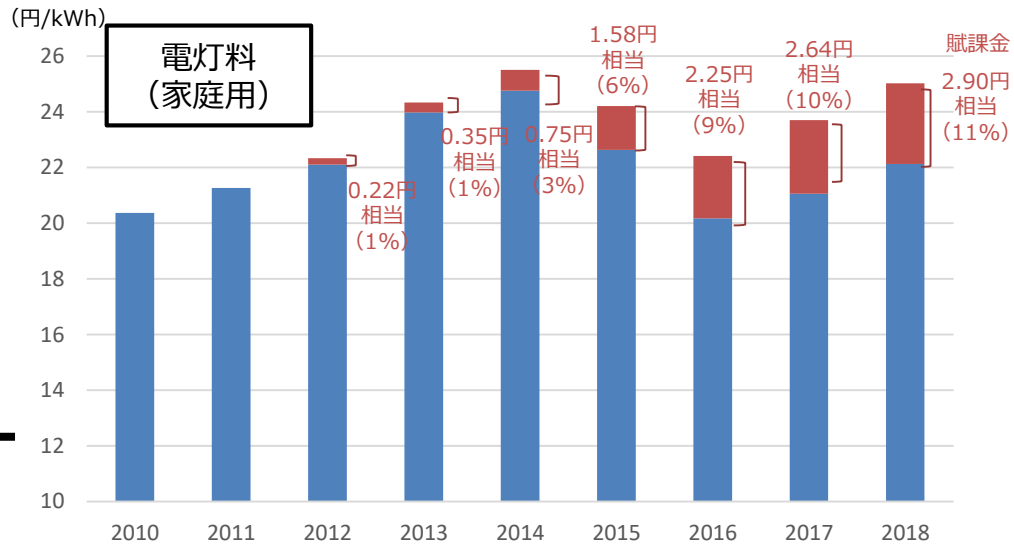


（注）2017～2019年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。
2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2017年度が同一と仮定して算出。
kWh当たりの買取金額・賦課金は、（１）2017年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、（２）2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てＦＩＴ対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものとし、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

（　）内は電気料金に占める賦課金の割合

<旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移>





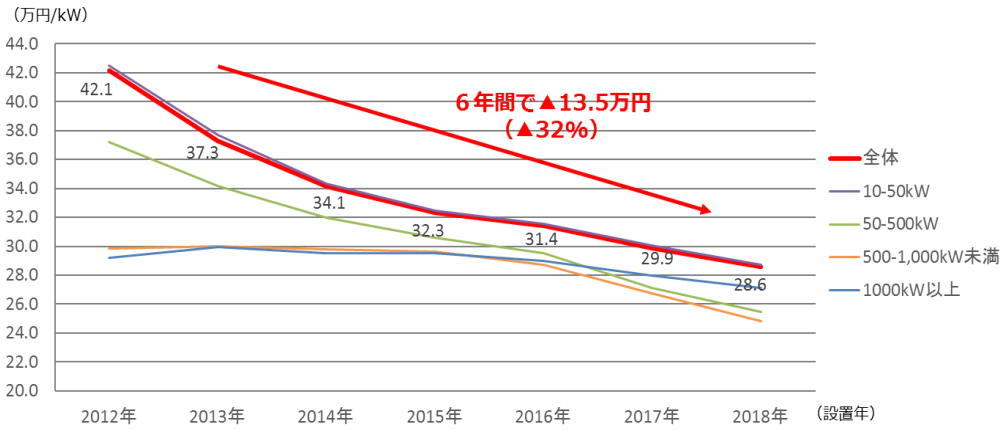
（注）発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

②日本の動向：FIT制度に伴う国民負担の状況（ii）

■ 買取総額の内訳を見ると、**2012年度～2014年度に認定された事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている**。

＜買取総額の内訳＞				
住宅用太陽光		0.2兆円		5%
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円		23%
	2013年度認定	1.0兆円	63%	29%
	2014年度認定	0.4兆円		10%
	2015年度認定	0.1兆円		3%
	2016年度認定	0.1兆円		3%
	2017年度認定	0.03兆円		0.7%
	2018年度認定	0.03兆円		1%
	2019年度認定	0.01兆円		0.3%
	（合計）	（2.5兆円）		（70%）
風力発電		0.1兆円		4%
地熱発電		0.02兆円		0.5%
中小水力発電		0.06兆円		2%
バイオマス発電		0.4兆円		10%
移行認定分 （※約半数が住宅用太陽光）		0.3兆円		9%
合計		3.6兆円		—

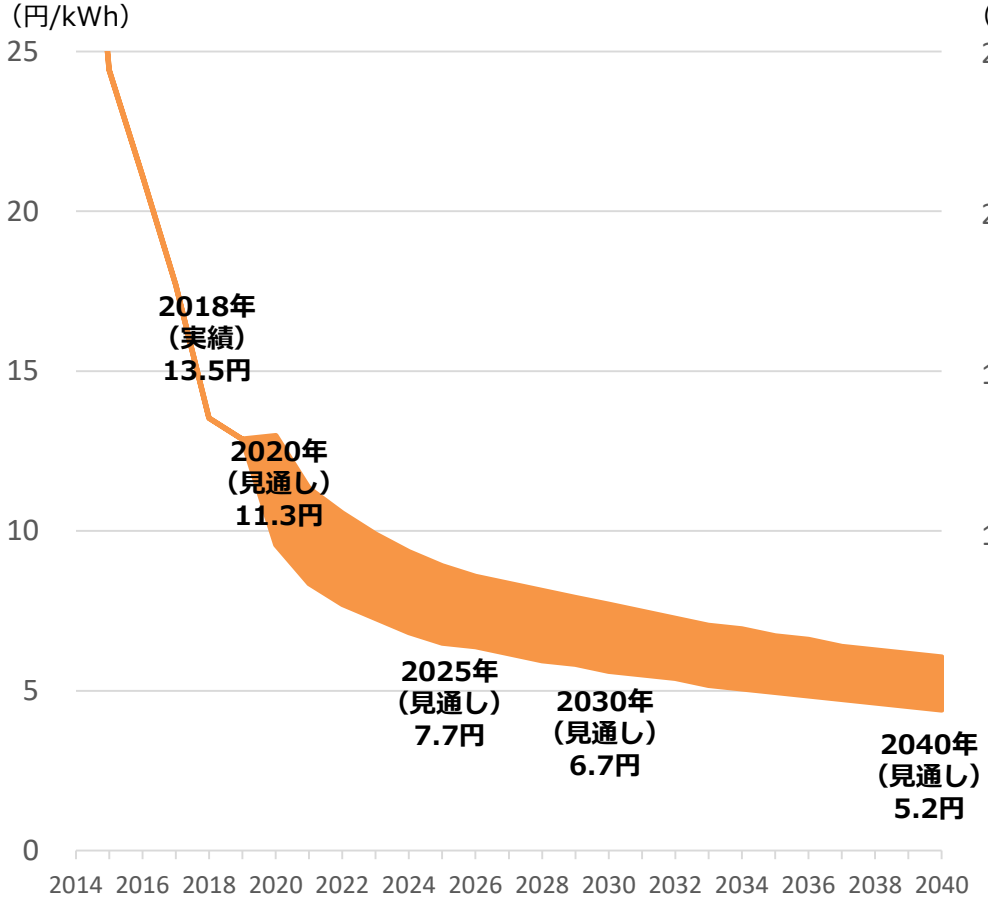
＜太陽光発電のコスト低減状況＞
（設置年別・システム費用の推移）



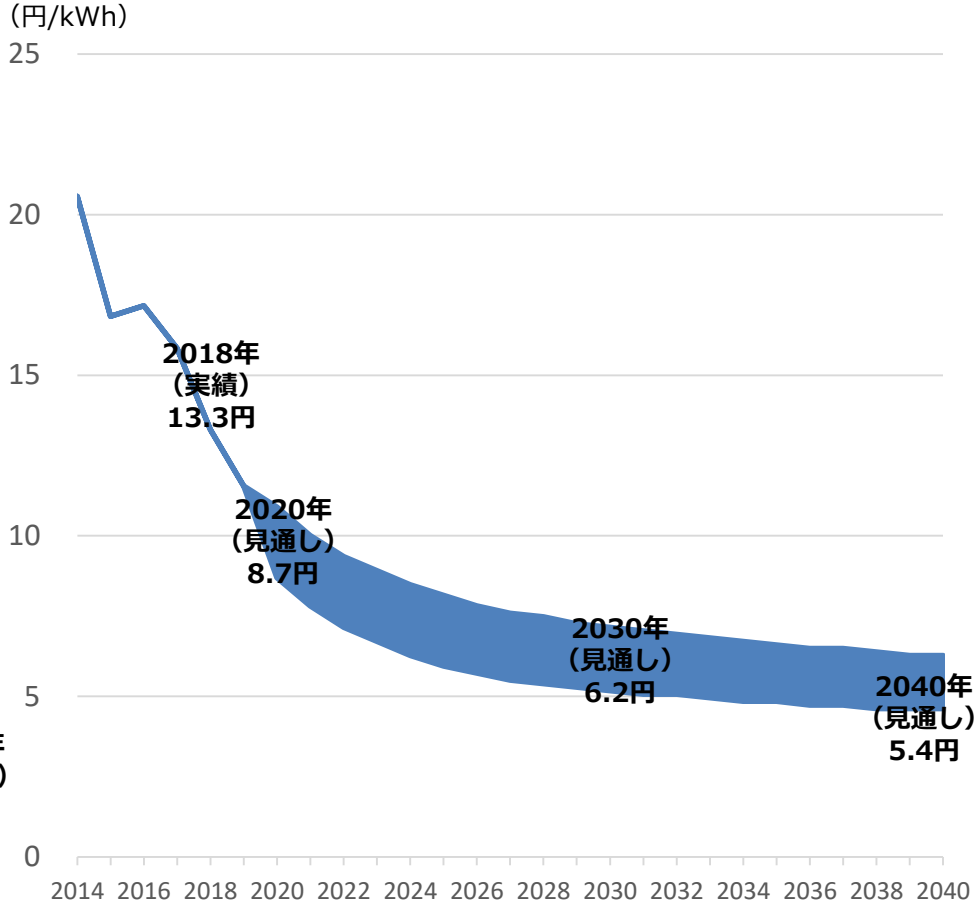
②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 民間調査機関のデータによると、現状の発電コストは、**事業用太陽光発電で2018年13.5円/kWh**、**風力発電で2018年13.3円/kWh**程度となっている。
- また、発電コストの見通しとしては、**事業用太陽光発電で2030年6.7円/kWh**、**風力発電で2030年6.2円/kWh**程度といった水準が示されている。

<日本の事業用太陽光発電のコストの現状と見通し>



<日本の陸上風力発電のコストの現状と見通し>

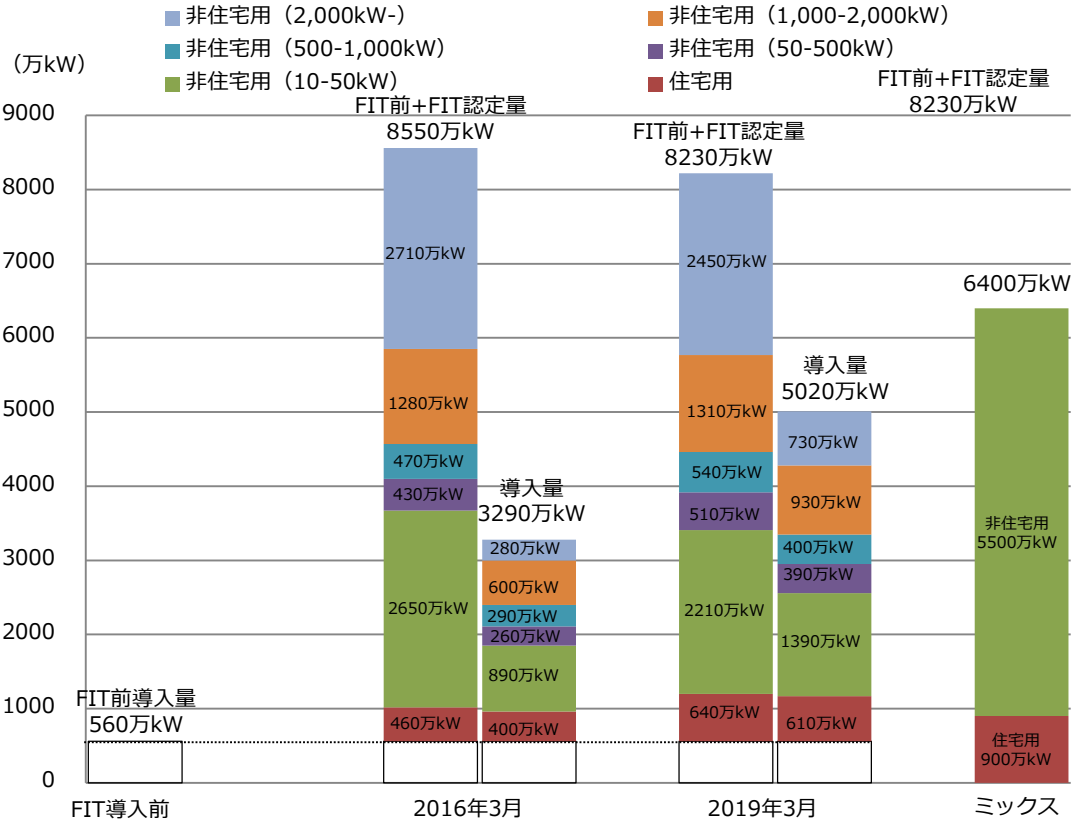


※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2020年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は太陽光：3%、風力：4%程度で計算。1$=110円換算で計算。
なお、 Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

③電源別動向：太陽光発電

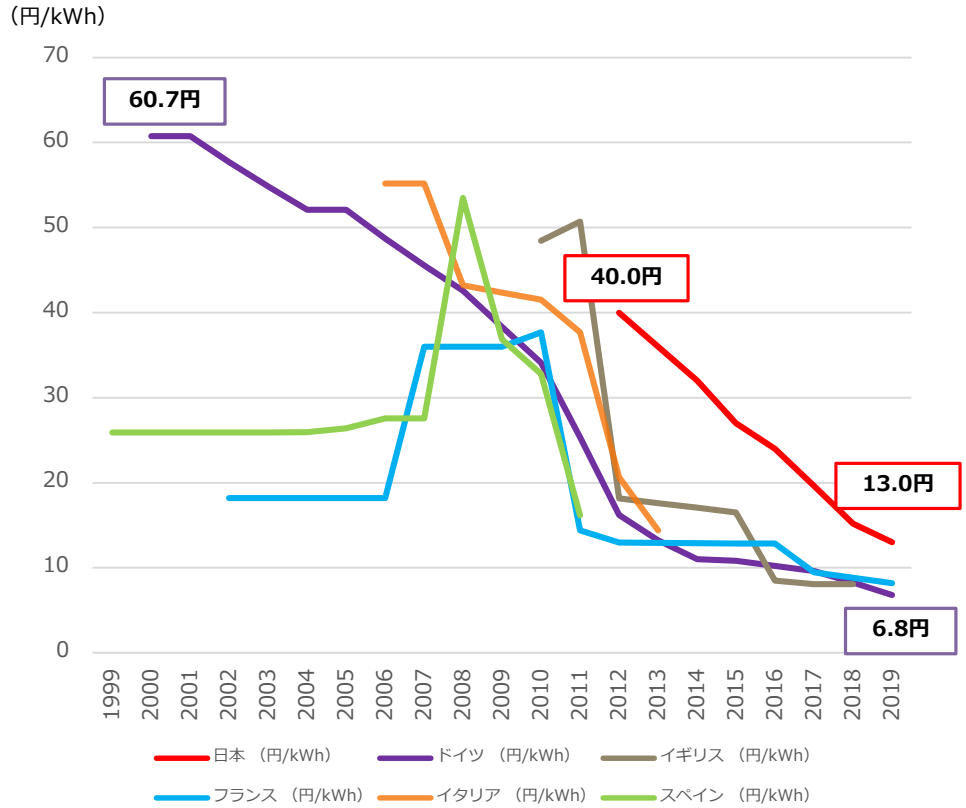
- 太陽光発電については、**エネルギーミックス（6,400万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**8,230万kW**、導入量は**5,020万kW**。10kW～50kWの小規模太陽光案件が多く、太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT認定量・導入量ベースともに95%程度となっている。
- 2019年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**24円/kWh**、事業用（10kW以上500kW未満）が**14円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**事業用（500kW以上）は入札対象**となっており、2019年度上期の加重平均価格は12.98円/kWhである。

＜太陽光発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。

＜太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格＞

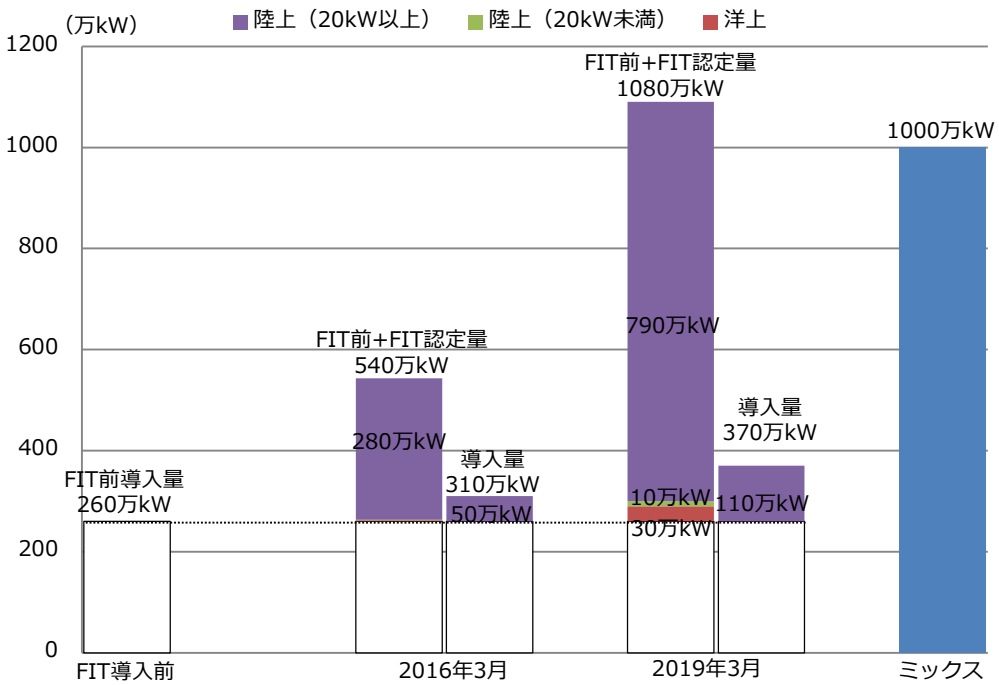


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

③電源別動向：風力発電

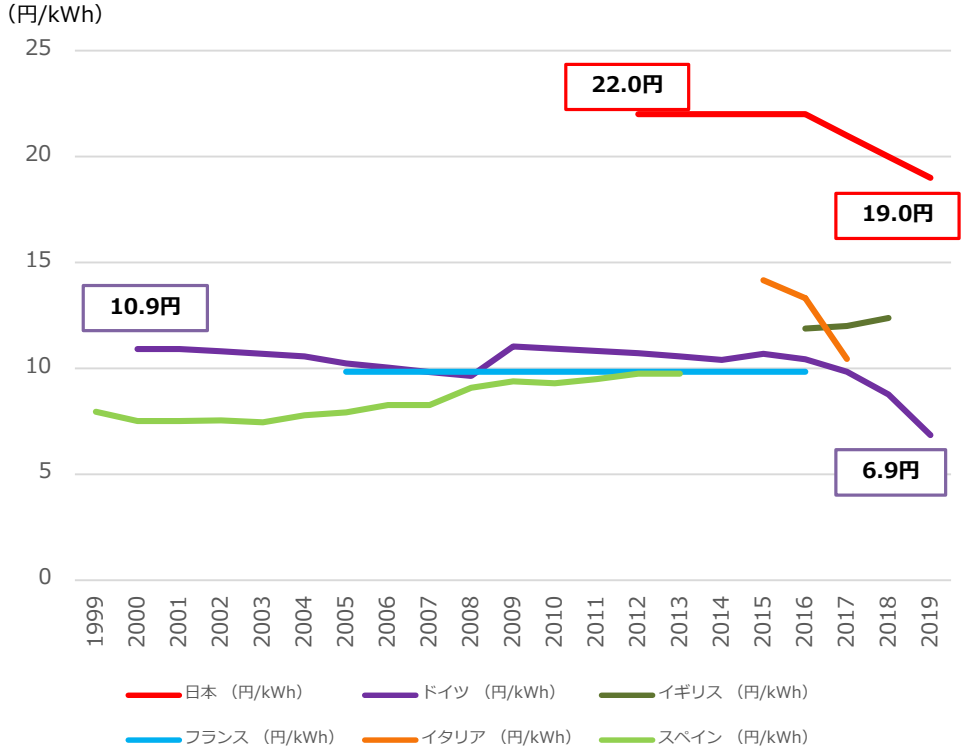
- 風力発電については、**エネルギーミックス（1,000万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,080万kW**、導入量は**370万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 2019年度の買取価格は、陸上風力発電が**19円/kWh**、洋上風力発電が**36円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**一般海域の海域利用ルールの適用案件（着床式）は、海域利用ルール開始に合わせて入札制に移行する**こととなっている。

＜風力発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。

＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞

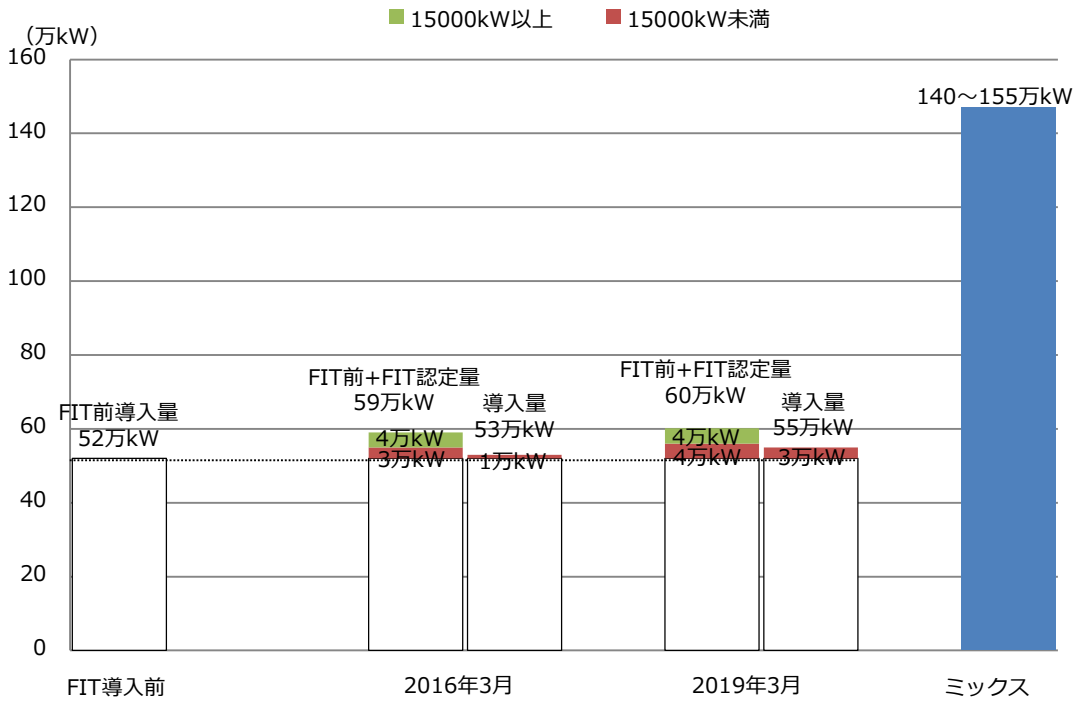


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

③電源別動向：地熱発電

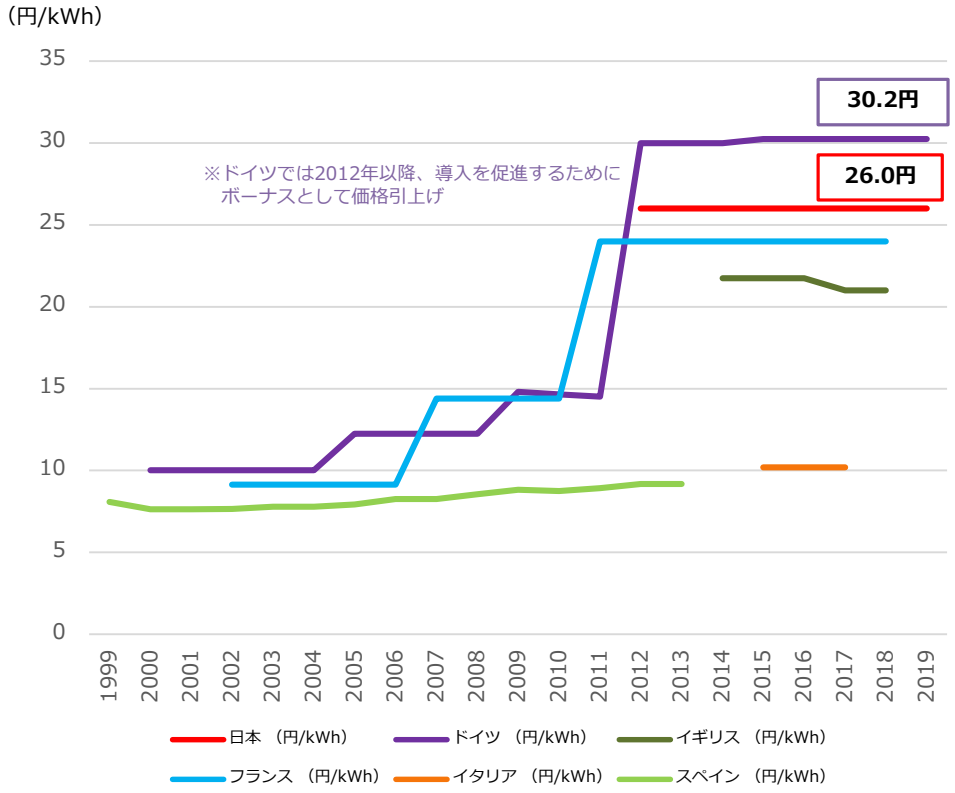
- 地熱発電については、**エネルギーミックス（140～155万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**60万kW**、導入量は**55万kW**。
- 2019年度の買取価格は、15,000kW以上で**26円/kWh**、15,000kW未満で40円/kWhである。

＜地熱発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）を反映済。

＜地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格＞

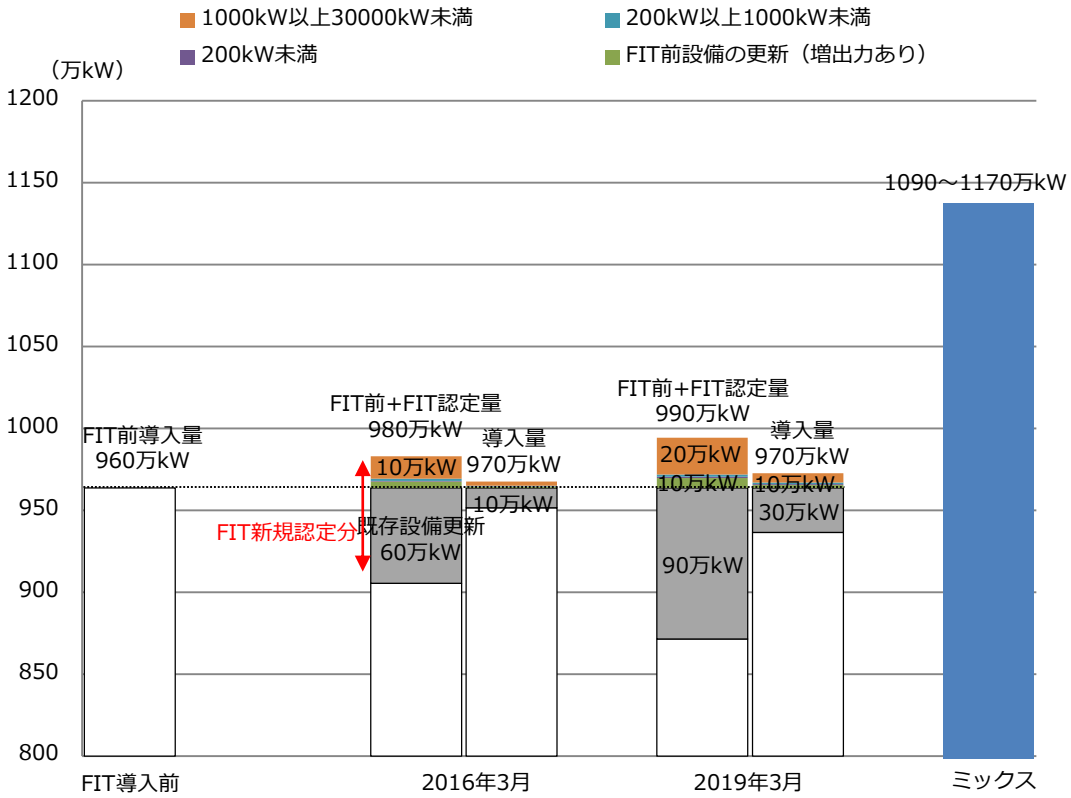


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

③電源別動向：中小水力発電

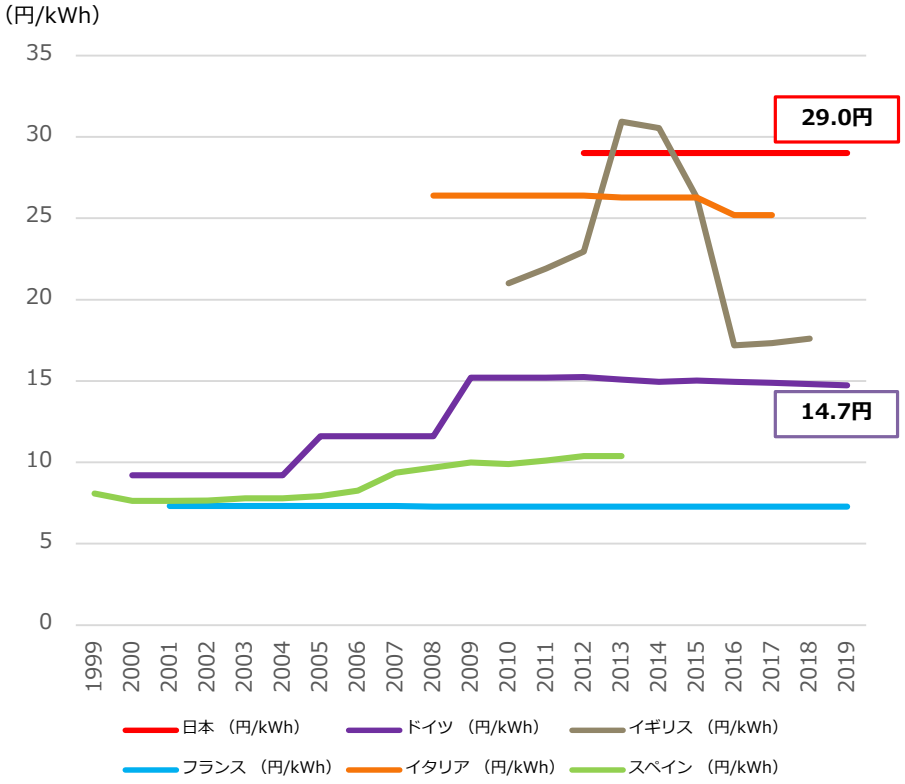
- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,090～1,170万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**990万kW**、導入量は**970万kW**。
- 2019年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜中小水力発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）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。

＜中小水力発電（200kW）の各国の買取価格＞

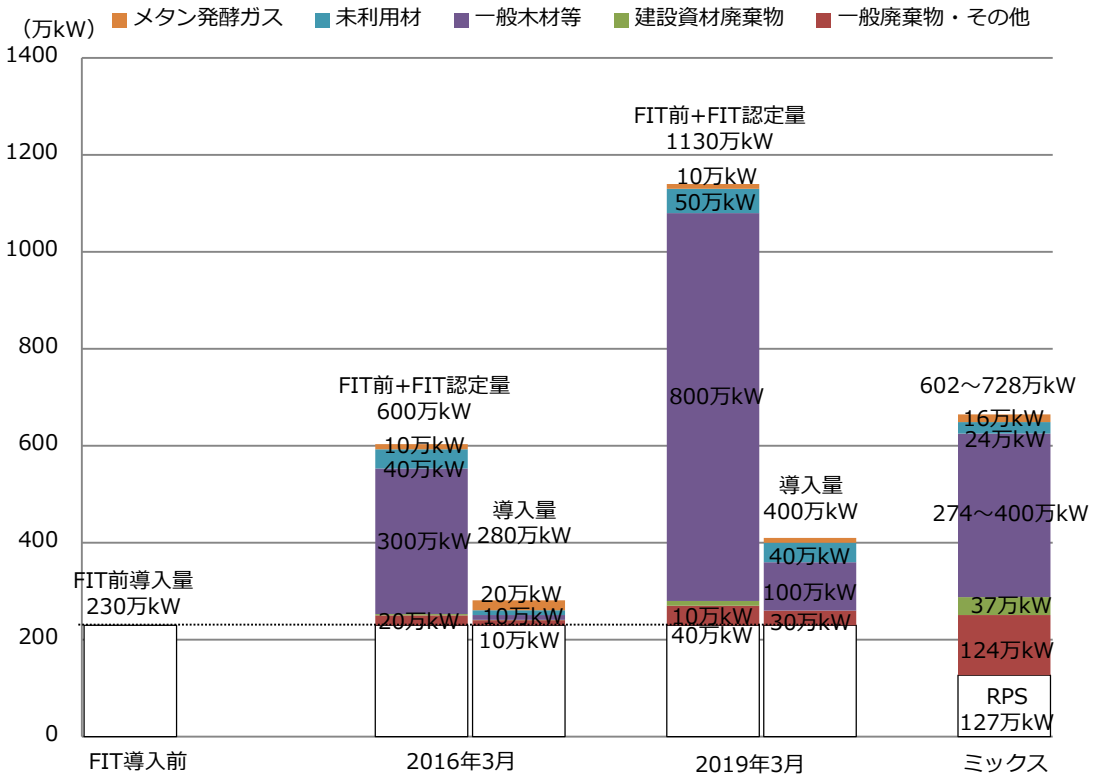


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

③電源別動向：バイオマス発電

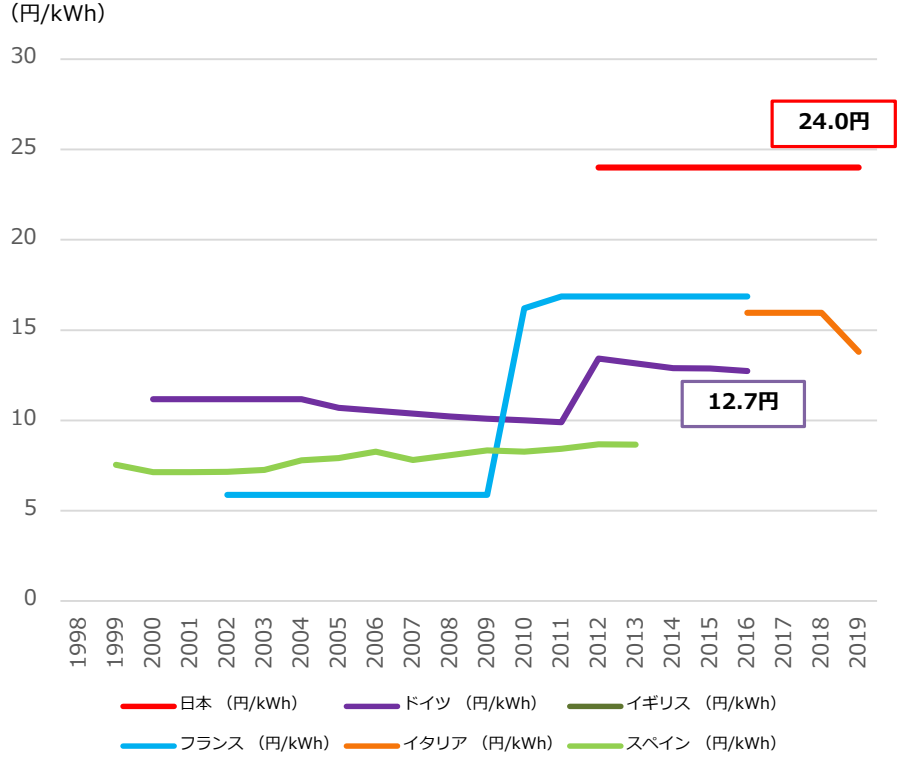
- バイオマス発電については、**エネルギーミックス（602～728万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,130万kW**、導入量は**400万kW**。2016～2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増した。
- 2019年度の買取価格は、一般木材等（10,000kW未満）が**24円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**一般木材等（10,000kW以上）とバイオマス液体燃料（全規模）については、2018年度より入札制に移行**している。

＜バイオマス発電のFIT認定量・導入量＞



※ 改正FIT法による失効分（2019年3月時点で確認できているもの）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

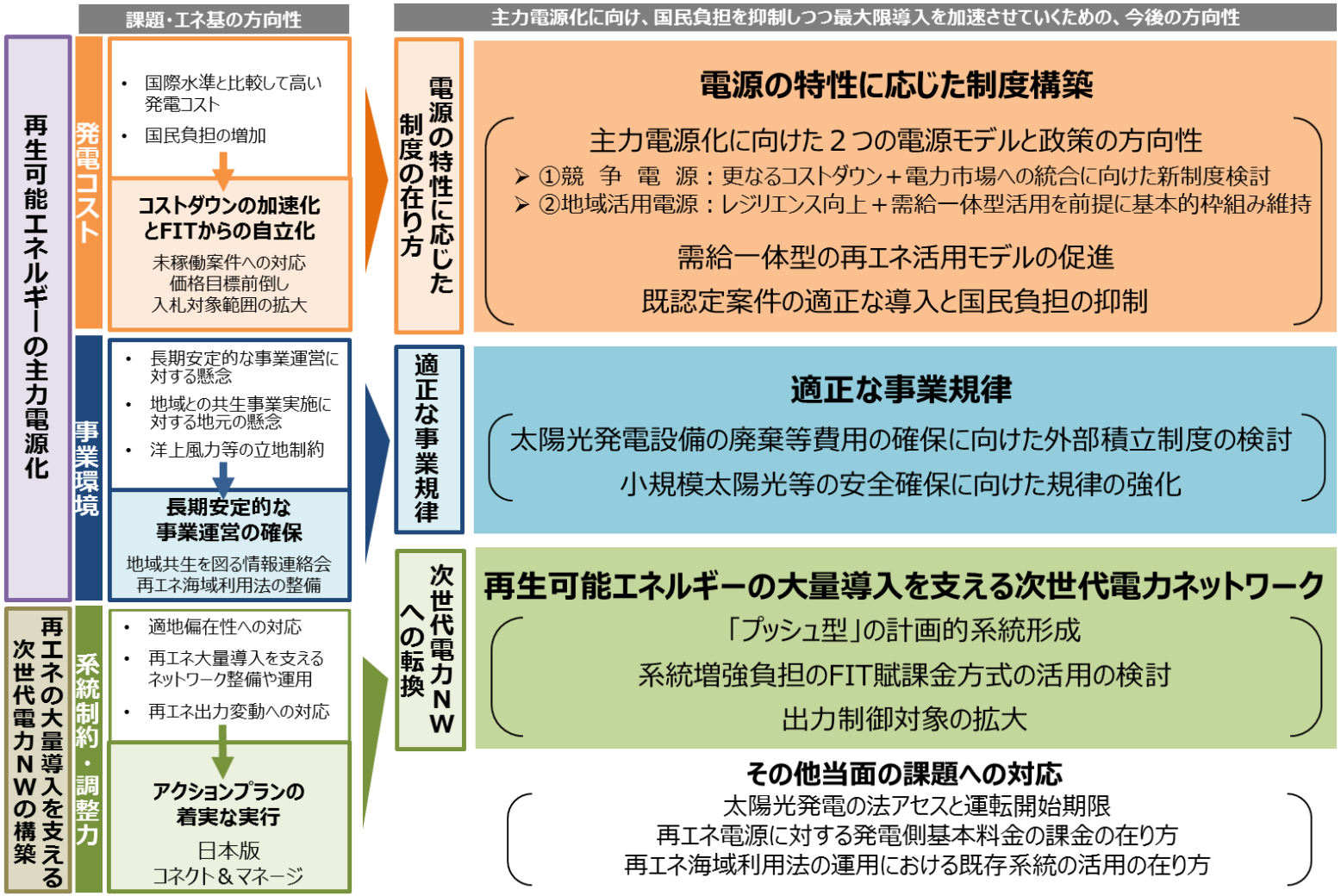
（１）直近のデータ

（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

再エネ政策の全体像

- **再生可能エネルギーの主力電源化**に向けて、**FIT制度の抜本見直しと再エネ政策の再構築について、8月20日に再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会で中間整理（第３次）を取りまとめ**。
- これを受け、**具体的な制度改正の内容について、新しく再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会を設置し、９月19日に検討を開始**した。



①電源特性に応じた制度構築

- 2019年８月に取りまとめられた再エネ大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会の中間整理（第３次）において、FIT制度の抜本見直しを行うにあたり、**再生可能エネルギーそれぞれの電源ごとにコスト低減の状況や地域貢献の程度などの特性を有する**ことに留意し、**電源ごとの特性に応じた制度的アプローチを具体的に検討する必要**があることが示された。
- この中間整理（第３次）では、再生可能エネルギーについて、次の２つの成長モデルが示されているところ。
  - **技術革新等を通じて、発電コストが着実に低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用し得る電源**（＝①**競争力ある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）**）
  - **災害時のレジリエンス強化等にも資するよう、需給一体型モデルの中で活用していくことが期待され、その活用により資源・エネルギーの循環が実現する電源**（＝②**地域で活用され得る電源（地域活用電源）**）

①競争力ある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）

②地域で活用され得る電源（地域活用電源）

①電源特性に応じた制度構築：競争電源

再エネ大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会
中間整理（第３次）より抜粋して作成

①競争力ある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）

- ✓ **技術革新等を通じて、発電コストが着実に低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用し得る電源（例：大規模事業用太陽光発電、風力発電）**については、今後、更にコスト競争力を高め、FIT制度からの自立化が見込める電源（競争電源）として、**現行制度の下での入札を通じてコストダウンの加速化を図る**とともに、再生可能エネルギーが電力市場の中で競争力のある電源となることを促す制度を整備し、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、**電力市場への統合**を図っていくことが適切である。

- ✓ 具体的には、再エネ発電事業者自らが電力市場 を通じて電気を販売し、他の発電事業者と同様に、**インバランスの調整や市場の電力価格、系統負荷等を意識した投資・発電を促しつつ**、引き続き**投資回収についての一定の予見性を確保できる仕組みを目指し**、そのための**補助の水準を順次縮小していくことにより、国民負担の抑制を図っていくことが適切**である。

- ✓ その際、適地偏在性が大きい電源については、需要地から離れた適地での系統制約が課題となっているため、導入ニーズを踏まえつつ、**発電コストとネットワークコストのトータルでの最小化に資する形で、迅速に系統形成を図っていくことが重要**である。

- ✓ また、**開発段階の高いリスク・コストにより新規地点開発が課題となっている電源（例：大規模地熱発電、中水力発電）**については、**売電支援に偏重することなく、新規地点開発を促進していく**ことが適切である。

①電源特性に応じた制度構築：地域活用電源

再エネ大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会
中間整理（第３次）より抜粋して作成

②地域で活用され得る電源（地域活用電源）

✓ **需要地に近接して柔軟に設置できる電源（例：住宅用太陽光発電、小規模事業用太陽光発電）**や**地域に賦存するエネルギー資源を活用できる電源（例：小規模地熱発電、小水力発電、バイオマス発電）**については、**災害時のレジリエンス強化**等にも資するよう、**需給一体型モデルの中で活用**していくことが期待され、その活用により**資源・エネルギーの地域循環が実現**するものである。このため、こうした側面を有する案件については、地域において活用され得る電源（地域活用電源）として優先的に導入を拡大しながら、コストダウンを促していくことが重要である。

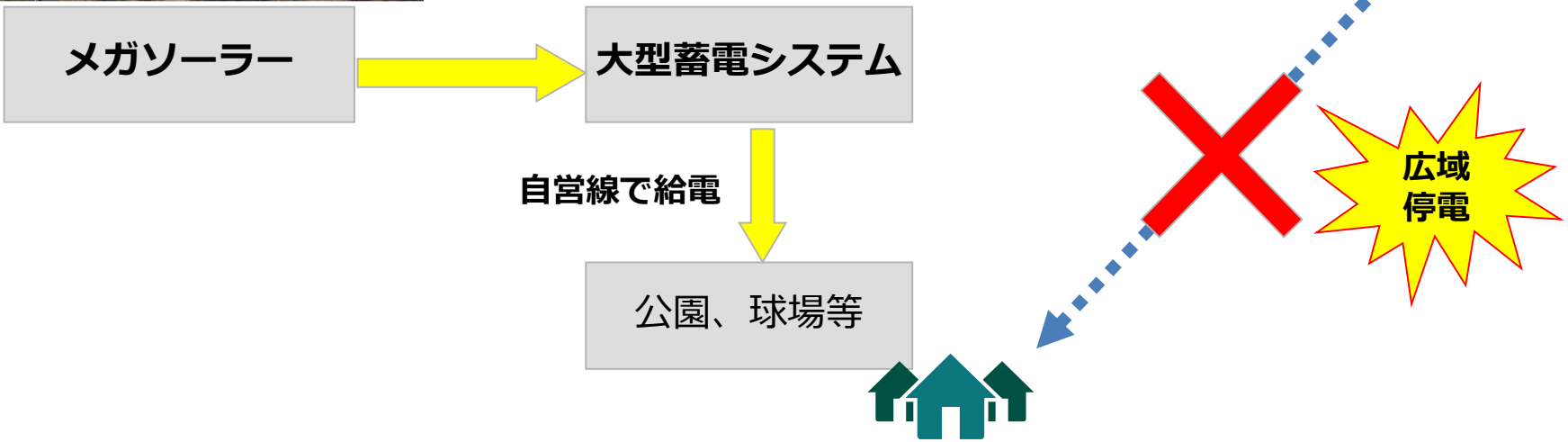
✓ 具体的には、（ⅰ）**自家消費（例：住宅や工場等の所内で活用する太陽光発電）**や（ⅱ）**同一地域内における資源・エネルギーの循環（例：地域で集材した燃料を用いて発電し、熱電併給等を活用しながら、地域にエネルギーを供給する地域循環型のバイオマス発電）**を**優先的に評価する仕組み**を前提に、**当面は現行のFIT制度の基本的な枠組みを維持**しつつ、電力市場への統合については電源の特性に応じた検討を進めていくことが適切である。

✓ また、地域活用電源については、地域におけるエネルギー政策以外の分野との共生を図るポテンシャルが見込まれる電源である。例えば、（ⅰ）**地熱発電**については、**地域の温泉産業や温水を活用する一次産業との相乗効果**が見込まれる。（ⅱ）また、**小水力発電**については、**地域の治水や農業との共生を図るポテンシャル**が見込まれる。（ⅲ）さらに、**バイオマス発電**については、高い国土保全等の多面的な価値のある森林から切り出される木材や、家畜からもたらされる糞尿、地域で排出される建設資材や廃棄物をエネルギーとして地域循環し、**地域の持続可能な開発に貢献する価値**が見込まれる。こうした他分野の価値を積極的に評価し、これを顕在化させていくという観点から、**エネルギー分野以外の適切な行政分野との役割分担を考え、より深化した連携**を進めていくことも必要である。

（参考）地域における再生可能エネルギーの活用例

- **地域での需給一体的な再生可能エネルギーの活用**は、**エネルギー供給の強靭化・地域内での経済やエネルギーの循環を通じた地域活性化**の観点から意義があり、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会においても、より一層後押ししていく必要性があるものと位置付けられている。
- 例えば、2018年９月に発生した北海道胆振東部地震時において、北海道稚内市内で広域停電が発生した際には、**同市の保有する太陽光発電設備・大型蓄電池施設を活用した近隣の公園・球場等への電力供給が実施され、災害時の有効性が示された**。

第９回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2018年11月21日）事務局資料より作成



②適正な事業規律：安全の確保・地域との共生・太陽光廃棄対策

■ 主力電源として、再生可能エネルギーを責任ある長期安定電源とするため、①**安全の確保**、②**地域との共生**、③**太陽光発電設備の適切な廃棄対策**などが図られるよう、**適正な事業規律が確保される事業環境を整備する必要**がある。

安全の確保

電気事業法に基づく**技術基準の適合性に疑義**ある案件の**取締り**
（違反した場合はFIT認定取消へ）

⇒ **電事法に基づく立入検査を開始済**

技術基準が定めた「性能」を満たす**「仕様」を設定し、原則化**
（知識不足でもクリアしやすく。外部からの適合性確認も容易に）

⇒ **満たすべき「仕様」を設定済**
原則化については改正作業中

斜面設置に係る技術基準の見直しの検討
（斜面等に設置する際はより厳しい基準を課すなど）

⇒ **技術基準の解釈の改正作業中**

地域との共生

FIT認定基準に基づく**標識・柵塀の設置義務に違反**する案件の**取締り**
（違反した場合FIT認定取消へ）

⇒ **取締りに向けた実態調査に着手済**

地方自治体の条例等の先進事例を共有する**情報連絡会の設置**
（条例策定等の地域の取組をサポート）

⇒ **計３回の情報連絡会を実施済**

太陽光発電設備の廃棄対策

廃棄費用の積立計画と進捗状況の報告を義務化し、**実施状況を公表**する
（悪質な事例には、報告徴収・指導・改善命令を行う）

⇒ **報告義務化･公表を措置済（2018年度）**

原則として外部積立を求め、**発電事業者の売電収入から源徴収的に積立てを行う**方向性で専門的な検討を進める

⇒ **廃棄等費用確保WGで検討中**

②適正な事業規律：太陽光発電設備の廃棄等費用の積立て

第30回基本政策分科会
（2019年８月26日）事務局資料より抜粋

地域からの懸念

- 発電事業終了後、太陽光発電設備が**放置・不法投棄されるのではないか**

廃棄等費用の積立て状況

- 事業用太陽光発電の廃棄等費用については**2018年４月に積立てを努力義務から義務化**
- それでもなお、積立て水準や時期は事業者の判断に委ねられるため、現時点で**積立てを実施している事業者は２割以下**※

※資源エネルギー庁調べ。2019年1月末時点の定期報告をもと、FIT法施行規則に基づく公表制度対象（20kW以上）について集計（開示不同意件数も含む）

廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度の方向性

- 原則**源泉徴収的な外部積立とする方針の下**、**本年4月**、詳細を検討する**専門のWGにて検討開始**

（論点）積立金の金額水準・積立時期、取戻し要件、倒産時の対応、内部積立を認める可能性　等

早期の結論を目指しつつ、**FIT制度の抜本見直しの中で具体化**

（参考）廃棄等費用確保ＷＧから本委員会への要請事項（ｉ）

第４回太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するＷＧ（2019年８月26日）事務局資料より抜粋

積立ての金額水準

- 以上を踏まえ、本制度においては、**調達価格において想定している廃棄等費用の額を、一律に積立て総額の水準としてはどうか**。具体的には、以下のとおり。

【既に調達価格が決定されている案件】

- **既に調達価格が決定されている2019年度までの認定案件については、原則として**、調達価格等算定委員会による**調達価格の算定において想定してきた廃棄等費用**を、積み立てるべき額の水準としてはどうか。

【今後、調達価格が決定される案件】

- 国際動向等を踏まえると、太陽光発電の発電コストは今後さらに低減し、それに伴って調達価格も低下すると予想される。その場合、調達価格の算定において廃棄等費用として想定してきた資本費の5%という絶対額は、より小さくなる。一方、廃棄等費用は、本WGにおけるヒアリング等を踏まえると、発電コストと同等の急速なコストダウンが進むかどうかは分からない。

- したがって、**今後新たに調達価格が決定される2020年度以降の認定案件については**、調達価格等算定委員会において、これまで同様に廃棄等費用を一律に資本費の５％と想定するのではなく、**本WGにおけるヒアリング結果等を踏まえて想定される廃棄等費用の額を定め、それに応じて調達価格も決定する**こととしてはどうか。その上で、調達価格等算定委員会で想定された廃棄等費用の額を、積み立てるべき額の水準としてはどうか。

（参考）廃棄等費用確保ＷＧから本委員会への要請事項（ⅱ）

入札案件の積立ての金額水準

第４回太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するＷＧ（2019年８月26日）事務局資料より抜粋

- 2017年度以降導入された**入札制度の下では**、**落札者の調達価格は、落札者ごとの供給価格**（以下、落札価格）とされてきた。落札価格は、落札者が独自に算定して札入れした価格によるものであるため、非入札案件の調達価格の算定において想定している廃棄等費用を前提に決定されているとは限らない。他方、入札案件も非入札案件と同じFIT制度が適用されており、廃棄処理においても非入札案件と同等の水準の費用がかかることを踏まえれば、**非入札案件で想定されている廃棄等費用を積み立てるべき額の目安とすることが適当ではないか**。
- また、入札案件の調達価格は落札者別に決定されているが、**社会コストを最小限化**する観点からは、廃棄等費用の額を入札年度別等で**一定のカテゴリーに分類して設定すべきではないか**。具体的には、以下のとおり。

【既に調達価格が決定されている案件】

- 非入札案件で想定されている廃棄等費用を参考に、**当該年度の非入札案件の調達価格の算定において想定してきた廃棄等費用**を、積み立てるべき額の水準としてはどうか。

【今後、調達価格が決定される案件】

- 落札価格により決定される調達価格も、非入札案件の調達価格と同様に、今後さらに低下すると予想される。
- したがって、非入札案件と同様に、**今後新たに実施される2020年度以降の入札案件については**、**調達価格等算定委員会で想定される廃棄等費用の額を定め**、これを前提に**入札参加者が入札価格を決定**することとしてはどうか。その上で、調達価格等算定委会で想定された廃棄等費用の額を、積み立てるべき額の水準としてはどうか。

③再エネ大量導入を支える次世代NW：プッシュ型計画的系統形成

第30回基本政策分科会
（2019年８月26日）事務局資料より抜粋

- 再エネ電源の大量導入を促しつつ、国民負担を抑制していく観点からも、**電源からの要請に都度対応する「プル型」の系統形成**から、**電源のポテンシャルを考慮し、計画的に対応する「プッシュ型」の系統形成への転換**に向けた検討を進めていくことが重要であり、**今後、系統整備に関する新たな長期方針（マスタープラン）の策定等に向けた検討が必要ではないか**。

中長期のポテンシャルを見据えた系統形成	今後の系統増強の基本的視座の検討 ✓ 中長期的な系統形成における基本的な考え方を議論 地域間連系線における費用便益分析の導入 ✓ 各エリアの将来の電源ポテンシャルまで考慮した設備増強判断の実施と、費用の全国負担スキームの導入
潜在的なアクセスニーズを踏まえた系統形成	一括検討プロセスの導入 ✓ 一般送配電事業者が主体的に系統増強プロセスを提案し、効率的な系統形成を実現
再エネの規模・特性に応じた系統形成	洋上風力の系統確保スキームの導入 ✓ 洋上風力の特性を考慮して、国があらかじめ必要な系統容量を押さえるスキームへの移行 小規模安定再エネへの配慮の検討 ✓ 今後の系統増強において小規模安定再エネへの配慮の必要性について議論

③再エネ大量導入を支える次世代NW：系統増強負担

第30回基本政策分科会
（2019年８月26日）事務局資料より抜粋

- 連系線増強に伴う３Eの便益のうち、**広域メリットオーダーによりもたらされる便益分**については、**原則全国負担**。その際、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO２削減）に対応した負担については、**FIT賦課金方式の活用も選択肢**として検討することが適切であることを確認。
- **安定供給強化の便益分**については、受益する**各地域の電力会社**（一般送配電事業者）が**負担する**。
- **連系線増強に伴って一体的に地内系統の増強が発生するのであれば、地内系統の増強についても、連系線本体と同様に賦課金方式を適用することの是非については今後検討が必要ではないか**。

便益（３E）		費用負担
価格低下 CO2削減	原則全国負担	✓ 徴収方法は全国託送方式 ✓ 再エネ由来の効果分については、FIT賦課金方式も選択肢として検討
安定供給	地域負担	✓ 各地域の電力会社負担（地域の託送料金）

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

今年度の本委員会の主な論点（全体のフレームワーク）（案）

- 国際水準へのコスト低減に向けた更なる課題分析や取組の強化
  - それぞれの区分について、国際情勢や導入水準などを踏まえて、**詳細な分析を行ってきた太陽光発電と可能な範囲で同等の分析に基づく検討を行うべき**ではないか。

- FIT制度の抜本見直しと整合的な調達価格等の検討
  - 現在、再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会において、FIT制度の抜本見直しの具体的な制度設計に向けた検討が行われているところ。
  - この検討の視点を踏まえて、**現行のFIT制度でも導入できる点は可能な限り反映**することとしてはどうか。
  - 一方で、新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、**新制度の適用があり得るものについては、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、現行制度における取扱いについては慎重に検討**してはどうか。

- 他の審議会から本委員会に対して検討を要請されている事項
  - **太陽光発電の廃棄等費用の積立て**について、**廃棄等費用確保WGにおいて検討がなされている外部積立てに向けた調査結果**を踏まえて、**来年度以降の想定廃棄等費用を検討すべき**ではないか。
  - **発電側基本料金の調整措置**について、他の関係審議会での議論も踏まえ、**今年度の本委員会において、調整方法の検討を行うべき**ではないか。

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

- 複数年度価格設定
  - FIT制度の抜本見直しにおいては、再エネの地域活用を促す要件や新制度の詳細設計が議論されることとなるが、一定の結論が得られるまでには早くとも年度末まで時間を要する状況にある。こうした中で、**複数年度価格設定を行っているリードタイムの長い電源は、抜本見直しの議論を踏まえて慎重に検討することが事業者の予見可能性の確保に繋がる**ことから、**今年度の本委員会では、取扱いの方向性を議論する**こととし、**未決の2021年度・2022年度の取扱いについては、具体的な調達価格の算定は原則行わず、方向性のみ議論する**こととしてはどうか。

- 発電側基本料金の調整措置
  - **発電側基本料金の調整措置**について、昨年度の本委員会では、施行時期までに時間があるため今年度以降に検討を行うこととされた。こうした中で、①今年８月の再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理（第３次）では、本委員会に対して、**詳細な調整方法の検討が要請**されている。また、②今年９月の電力・ガス取引監視等委員会の関係審議会では、発電側基本料金については、**2019年度目途でシステム開発に必要となる制度の詳細設計について検討し、システム整備期間等を経て2023年度に導入することを目指す**とのスケジュールが提示されている。
  - 発電側基本料金の制度趣旨等も踏まえた上で、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会における**中間整理を踏まえて、調整の在り方を決定すべきではないか。**

（参考）発電側基本料金に関する再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会での議論

再エネ大量導入・次世代電力ＮＷ小委員会
中間整理（第３次）より抜粋して作成

<既認定案件への調整措置に関する委員・オブザーバーからの意見>

- **一般負担上限の見直しによって、既に需要家の負担は増加している**中で、発電側基本料金の調整措置を通じたFIT賦課金の増加は許されない。
- FIT制度上は調達価格の想定コストより実際のコストが下がったとしても、既認定案件の調達価格を引き下げる制度になっていない。**コストが増加したときのみ調整を行うことが本当に適切なのか**。
- **少なくとも利潤配慮期間の案件で系統接続費用の負担が小さかった初期の案件については、調整措置は不要**ではないか。
- 既認定分について、事後的な制度変更による影響がないよう、**一定の客観的試算を踏まえた上で調整措置の必要性や合理性について、デュー・プロセスに則って考える必要**がある。
- **FIT期間中は価格転嫁できず、既認定案件への調整措置が不可欠**である。また特定負担が高い太陽光の案件は少ないため、一般負担上限の見直しの恩恵を受けられているケースは限定的である。

<アクションプラン>

- **既認定案件**に対する調整措置の要否の検討に当たっては、**原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討する**こととし、**具体的な調整措置の要件や調整の程度については**、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、**調達価格等算定委員会において議論を行う。**
  【➡調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】

- **新規認定案件**については、**調達価格の算定や入札の上限価格の設定における発電側基本料金の取扱いについて、調達価格等算定委員会において議論を行う。**
  【➡調達価格等算定委員会（発電側基本料金の導入までに）】

（参考）発電側基本料金に関する電力・ガス取引監視等委員会での議論

発電側基本料金の導入時期及び今後の進め方について

電力ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（第41回）（2019年９月13日）事務局資料より抜粋

- 送配電WGの中間とりまとめでは、発電側基本料金について「2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指す」としていた。また、資源エネルギー庁の審議会においても、発電側基本料金については2020 年度以降なるべく速やかに導入することとなっており、その詳細検討が速やかに進められることが必要と提示されている。
- 一般送配電事業者におけるシステム開発や発電・小売間の既存相対契約の見直し等に要する期間等を踏まえて検討した結果、３年程度は時間を要することから、発電側基本料金については、**2023年度に導入することを目指すこととする**。
- ただし、この導入時期については、資源エネルギー庁における託送料金制度改革等の見直し議論など、**関連する制度改革の進捗との整合性を図るべく、必要に応じて柔軟に見直すこととする。**
- 今後、2023年度の導入を目指し、本制度設計専門会合において、システム開発に必要となる制度設計や、容量市場など他の制度改革との関係で整理が求められる事項を優先しつつ、検討を進めていくこととする。

【スケジュール（イメージ）】

FY2019	FY2020	FY2022	FY2023（※）
詳細設計（システム開発に必要な内容等）	システム開発（2年程度）	料金改定プロセス（託送料金審査、発電・小売間の既存相対契約の見直し等）（1年程度）	発電側基本料金の導入

（※）関連する制度改革の進捗に応じて柔軟に見直す

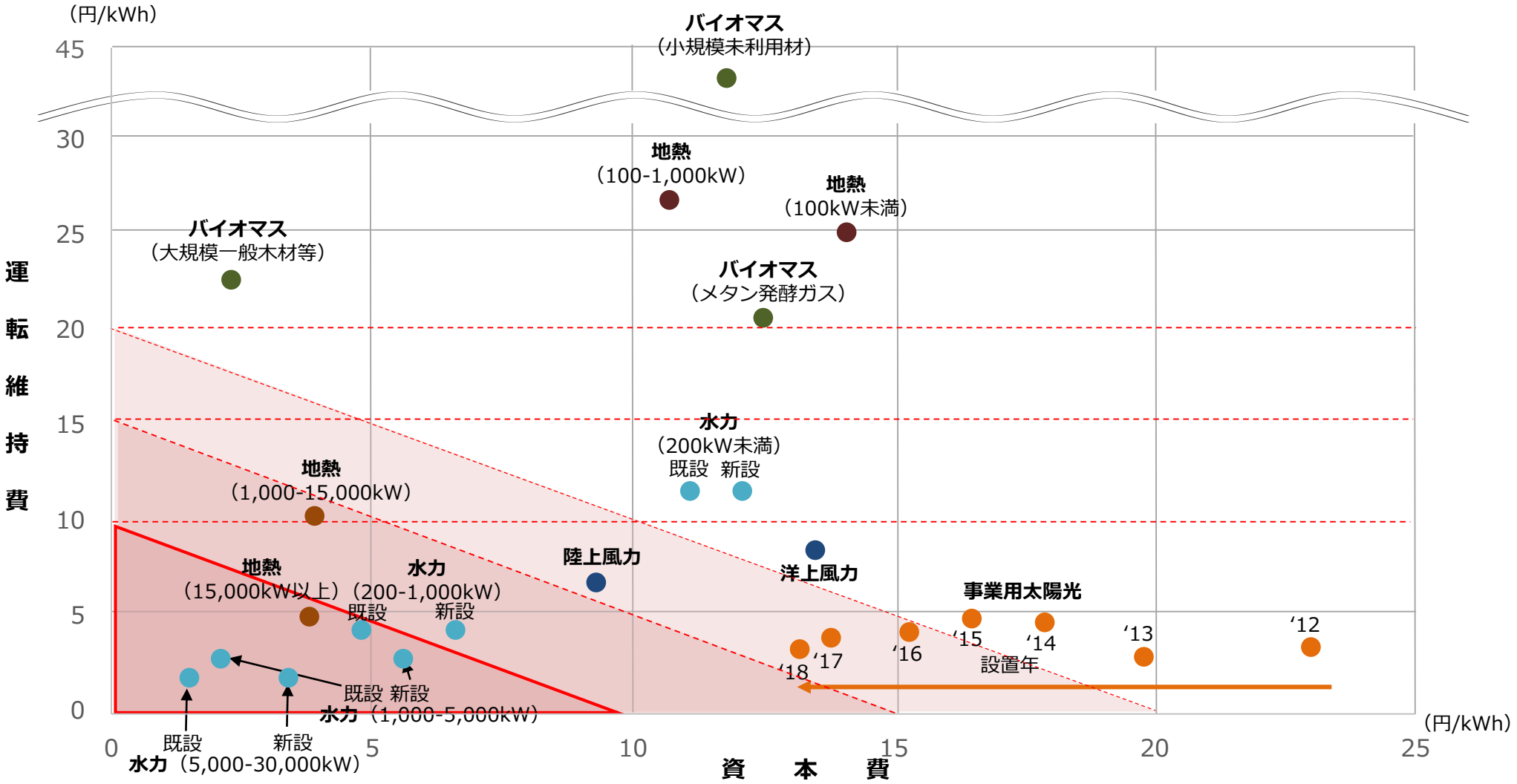
（参考）FIT制度の調達価格（再掲）

電源【調達期間】	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	価格目標
事業用太陽光（10kW以上）【20年】	４０円	３６円	３２円	２９円 ２７円※1 ※1 7/1～（利潤配慮期間終了後）	２４円	入札制（2,000kW以上） ２１円（10-2,000kW）	１８円（10-2,000kW）	入札制（500kW以上） １４円（10-500kW）		今年度の本委員会で御議論いただく事項（案）		７円（2025年）
住宅用太陽光（10kW未満）【10年】	４２円	３８円	３７円	３３円 ３５円※2 ※2 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)	３１円 ３３円※2	２８円 ３０円※2	２６円 ２８円※2	２４円 ２６円※2				卸電力市場価格（2025年）
風力【20年】	２２円(20kW以上)／５５円(20kW未満)（2017年度下期の20kW以上は21円）						２０円	１９円	１８円			８～９円（2030年）
						１８円（リプレース）	１７円	１６円				
			３６円（洋上風力（着床式・浮体式））				３６円（着床式）（一般海域利用ルールの適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行） ３６円（浮体式）					
バイオマス【20年】※３ ※４	２４円(バイオマス液体燃料)（2017年度下期の20,000kW以上は21円）						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)（2017年度下期の20,000kW以上は21円）						入札制（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）								
	１３円（建設資材廃棄物）											
	１７円（一般廃棄物その他バイオマス）											
	３９円（メタン発酵バイオガス発電）（主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、具体的な事業計画に基づく詳細なコストデータが得られるまでの当面の間、FIT制度の新規認定を行わない。）											
地熱【15年】	２６円（15,000kW以上・新設）											
						２０円（15,000kW以上・リプレース（全設備更新型））						
						１２円（15,000kW以上・リプレース（地下設備流用型））						
	４０円（15,000kW未満・新設）											
						３０円（15,000kW未満・リプレース（全設備更新型））						
						１９円（15,000kW未満・リプレース（地下設備流用型）						
水力【20年】	２４円（1,000-30,000kW・新設）					（2017年度上期は24円）２０円（5,000-30,000kW・新設）						
						２７円（1,000-5,000kW・新設）						
						１２円（5,000-30,000kW・既設導水路活用型）						
						１５円（1,000-5,000kW・既設導水路活用型）						
	２９円（200-1,000kW・新設）											
						２１円（200-1,000kW・既設導水路活用型）						
	３４円（200kW未満・新設）											
						２５円（200kW未満・既設導水路活用型）						

※３　新規燃料は、副産物も含めて、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみをFIT制度の対象とし、この専門的・技術的な検討の結果を踏まえ、調達価格等算定委員会で取扱いを検討。
※４　石炭混焼案件について、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼を行うものは、2019年度よりFIT制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。
一般廃棄物その他バイオマスとの混焼を行うものは、2021年度よりFIT制度の新規認定対象から除き、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

（参考）電源別のコスト状況

■ FIT制度における定期報告データの平均値をもとに計算した、**各再エネ電源の発電コスト（資本費・運転維持費）の実績**は以下のとおり。



※ 定期報告データによる実績値（資本費・運転維持費・設備利用率）。急速なコストダウンが見られる太陽光発電は運転開始年ごと、太陽光発電以外は全期間における平均値を採用した。
※ 洋上風力発電・地熱発電（15,000kW以上）は定期報告データが少ない又は存在しないため、現行の調達価格の諸元を用いて計算した。
※ 大規模一般木材等は10,000kW以上、小規模未利用材は2,000kW未満を指す。

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＞

- 事業用太陽光発電の入札制（入札対象・入札量・上限価格等）
  - **事業用太陽光発電**については、昨年度の本委員会において**小規模案件に十分留意しつつ、原則として全てを入札対象としていく**ものとしており、**今後入札対象範囲を拡大することが妥当と決定している**。
  - **2020年度の入札対象範囲**はどのように設定するか。また、入札における競争性が確保されるためには、どのような**募集容量**や**上限価格**の設定が適切か。

（参考）平成31年度以降の調達価格等に関する意見
- （略）今後、事業者間の競争をより一層促していくため、コスト動向等を勘案して競争が可能と考えられる範囲で、できるだけ多くの事業者を入札対象とする必要があることから、将来的には「250kW以上」やさらに広い範囲を入札対象範囲とすることが妥当であると考えられる。
- 他方、入札制移行の影響を見極め、入札対象範囲は急激に変化させるのではなく、段階的に拡大していくことも重要であり、将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えつつ、まずは2019年度の入札対象範囲を「500kW以上」とすることとした。

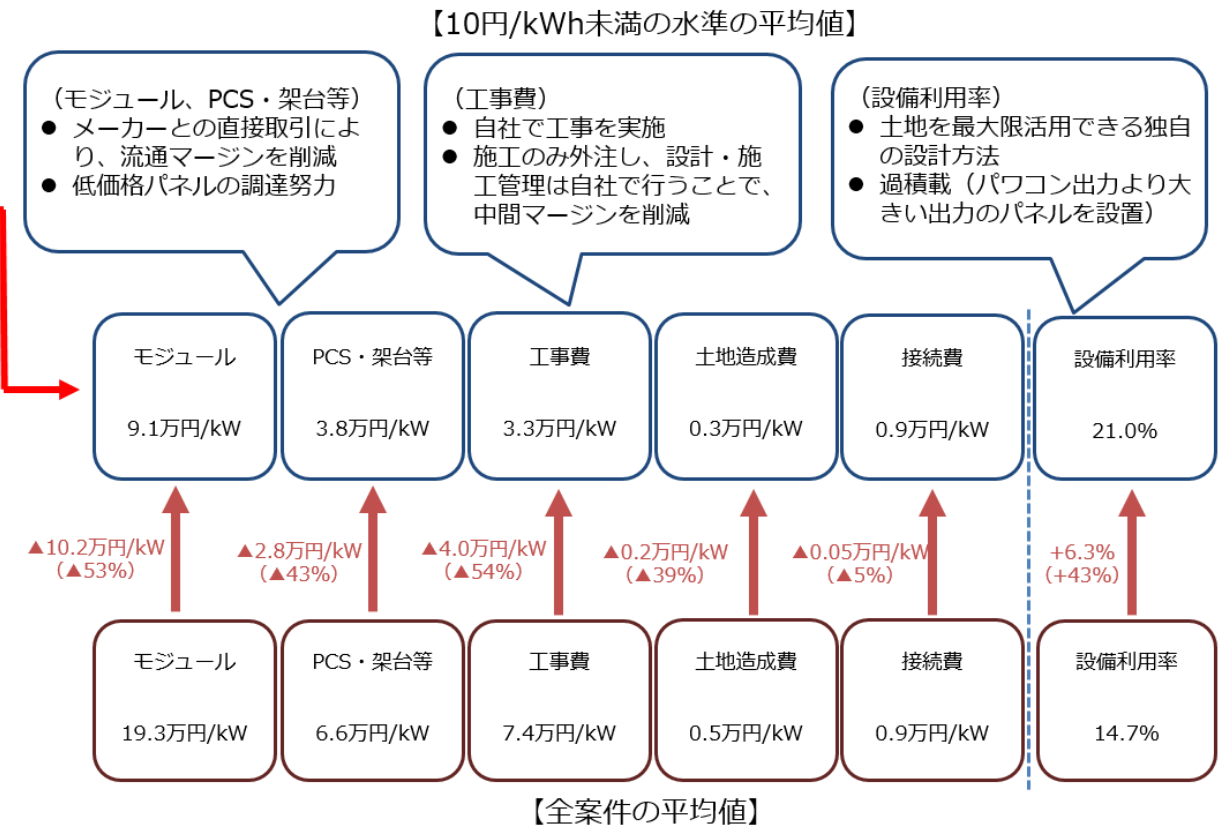
- 入札対象範囲外の事業用太陽光発電の2020年度の調達価格／地域活用・自家消費の促進
  - **入札対象範囲外の事業用太陽光発電**について、直近のコスト動向を踏まえ、**より効率的な事業実施**を促すため、**2020年度の調達価格**をどのように設定するか。
  - **小規模事業用太陽光発電**について、**災害時のレジリエンス強化等にも資するような、資源・エネルギーの地域循環の実現**に向け、**地域における活用**を促すためには、**どの規模**の案件に対して、**どのような制度（一定の要件設定か、一定のボーナス設定か）**を設計するか。自家消費を促す制度とする場合、自家消費の便益と余剰売電の収入が異なる中で、どのように調達価格の設定を行うか。
- 住宅用太陽光発電の2020年度の調達価格
  - **住宅用太陽光発電**は、2019年度の調達価格が24円/kWh（家庭用電気料金並み）であり、さらに調達価格を低減させる場合、**設置者の調達期間中の経済合理的な選択（自家消費を行うか、余剰売電を行うか）を変え得る**という観点での意義がある中で、**2020年度の調達価格**をどのように設定するか。
- 廃棄等費用の積立て
  - 廃棄等費用確保WGからの要請を踏まえ、今後の調達価格等の設定において、**廃棄等費用**をどのように想定するか。また、**入札対象案件について、積み立てるべき廃棄等費用の水準**をどのように設定するか。

（参考）事業用太陽光発電の国内トップランナー

調達価格等算定委員会（第40回）
（2018年11月８日）事務局資料より抜粋

- 事業用太陽光発電については、定期報告データの提出があった事業者（296,026件）のうち、**535件（全体の0.2%）**が10円/kWh未満で事業を実施できており、**全体に占める割合は増加傾向**にある。
- 10円/kWh未満の事業者は、モジュール、PCS・架台等、工事費が**平均的な案件の半額程度**。設備利用率は**平均的な案件より４割程度高く、21.0%程度**となっている。

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	5件
7円/kWh～8円/kWh	22件
8円/kWh～9円/kWh	159件
9円/kWh～10円/kWh	349件
10円/kWh～11円/kWh	752件
11円/kWh～12円/kWh	1,806件
12円/kWh～13円/kWh	3,589件
13円/kWh～14円/kWh	6,548件
14円/kWh～15円/kWh	9,980件
15円/kWh～16円/kWh	13,320件
16円/kWh～17円/kWh	16,542件
17円/kWh～18円/kWh	19,260件
18円/kWh～19円/kWh	22,092件
19円/kWh～20円/kWh	24,398件
20円/kWh以上	177,204件
合計	**296,026件**



（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

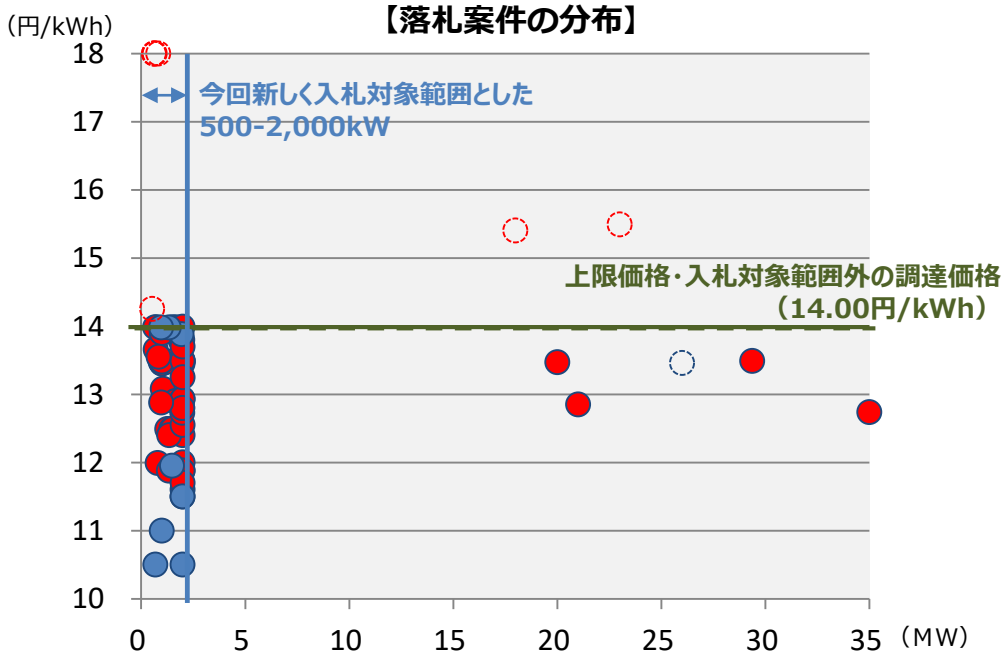
（参考）直近（太陽光第４回）の入札結果

■ 事業用太陽光については、2,000kW以上の設備が2017年度より入札制に移行し、３回の入札を実施した。その後、昨年度の本委員会において、これまでの入札結果や海外の動向等を御議論いただき、**事業用太陽光の入札対象範囲を500kWまで拡大することを決定**した。**直近（第４回・2019年度上期）は、入札対象範囲を「500kW以上」に拡大して初めての入札**となった。

■ **第４回の入札（募集容量：300MW）を上限価格を非公表として実施**し、**実際の入札件数・容量は71件・266MW**となり、**募集容量を下回った**。平均入札価格は13.46円/kWhだった。

（※）11月から実施する次回（第５回）の入札の募集容量は、第４回の入札容量が300MWを下回った場合には、その下回った容量分（34MW）を450MWから差し引いた容量と既に決定している。このため、第４回の結果を踏まえ、第５回の募集容量は自動的に、450MW－34MW=416MWとなる。

■ 63件・196MWが落札し、**平均落札価格は12.98円/kWh・最低落札価格10.50円/kWh**。上限価格に張り付いた案件は一部（13.50-14.00円未満の入札：15件）であり、**コスト低減効果が確認**された。



入札の結果

入札参加申込件数・容量	：１４６件・５９０MW
参加資格を得た件数・容量	：１０７件・５０９MW
実際の入札件数・容量	：７１件・２６６MW

落札の結果

平均入札価格	：１３．４６円／kWh
落札件数・容量	：６３件・１９６MW
最低落札価格	：１０．５０円／kWh
最高落札価格	：１３．９９円／kWh
平均落札価格	：１２．９８円／kWh

※ 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。青色点線の案件は、同一土地においてより安価で入札した案件があったため不落。
青色の案件は、落札後、第２次保証金が納付されず落札者決定取消し。

（参考）事業用太陽光発電の年度別／規模別FIT認定・導入状況

- 2018年度の事業用太陽光発電のFIT認定量は**5,974MW**であり、**昨年度の４倍近い容量**となった。特に、**10-50kW**や、**2019年度から入札制に移行した1,000-2,000kW**が多かった。
- 2018年度の事業用太陽光発電のFIT導入量は4,907MWであり、一昨年度・昨年度と同程度だった。

＜2019年３月末時点のFIT認定量＞

単位：MW

	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（40円）	2,298	46	389	676	547	968	3,445	6,466	14,835
2013年度（36円）	7,831	27	369	1,009	843	919	5,402	9,957	26,358
2014年度（32円）	3,826	16	278	569	390	325	1,661	5,454	12,520
2015年度（27円）	1,653	4	91	225	149	103	494	771	3,489
2016年度（24円）	2,461	3	107	334	209	164	606	1,658	5,542
2017年度（21円）	643	2	59	218	100	104	361	※入札対象 39	1,527
2018年度（18円）	3,430	4	132	524	280	269	1,139	196	5,974
	22,143	102	1,425	3,556	2,519	2,852	13,108	24,541	70,246

＜2019年３月末時点のFIT導入量＞

単位：MW

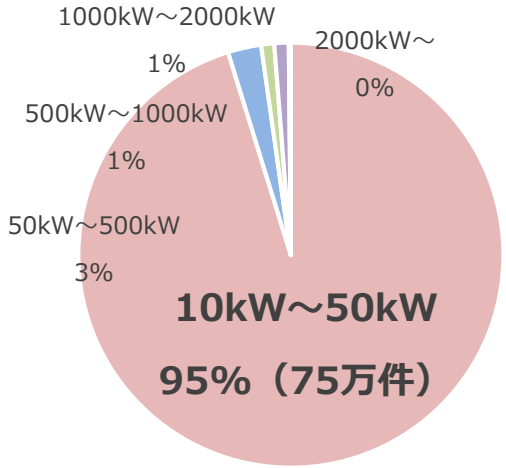
	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,413	45	380	559	405	637	1,790	541	6,770
2014年度	3,582	23	261	563	462	539	1,948	1,000	8,376
2015年度	2,923	13	238	561	430	440	2,294	1,265	8,165
2016年度	1,936	8	142	356	266	250	1,342	1,145	5,446
2017年度	1,492	4	96	295	183	185	1,048	1,459	4,762
2018年度	1,523	4	82	265	144	160	883	1,845	4,907
	13,870	97	1,199	2,600	1,890	2,210	9,306	7,256	38,426

（注）四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

（参考）事業用太陽光発電の規模内訳（2019年３月末時点）

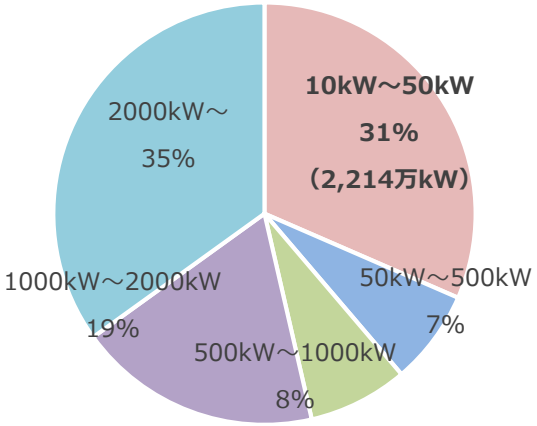
- 10～50kWの小規模太陽光発電が**件数ベースでは95%と大半**（認定75万件、導入54万件）を占め、容量ベースでも30～40%程度にのぼる。
- 2,000kW以上の認定容量は全体の35%となっているが、導入容量では全体の19%に止まる。

認定件数(計78万件)



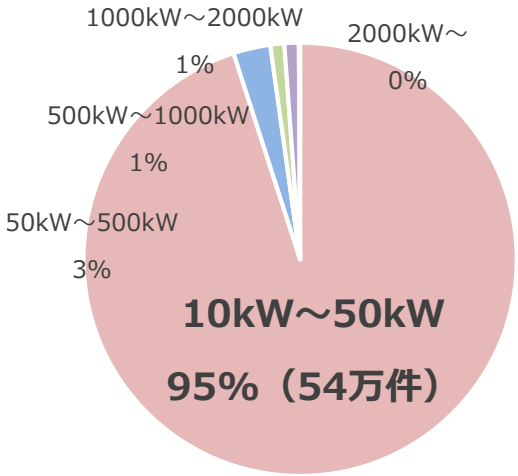
	認定件数(件)
10～50kW	**745,113**
50～500kW	19,806
500～1000kW	7,752
1000～2000kW	8,590
2000kW～	1,227

認定容量(計7,025万kW)



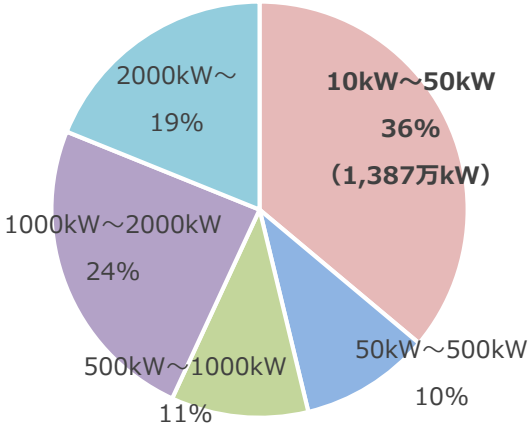
	認定容量(MW)
10～50kW	**22,143**
50～500kW	5,083
500～1000kW	5,371
1000～2000kW	13,108
2000kW～	24,541

導入件数(計57万件)



	導入件数(件)
10～50kW	**544,669**
50～500kW	15,869
500～1000kW	5,924
1000～2000kW	6,168
2000kW～	518

導入容量(計3,843万kW)



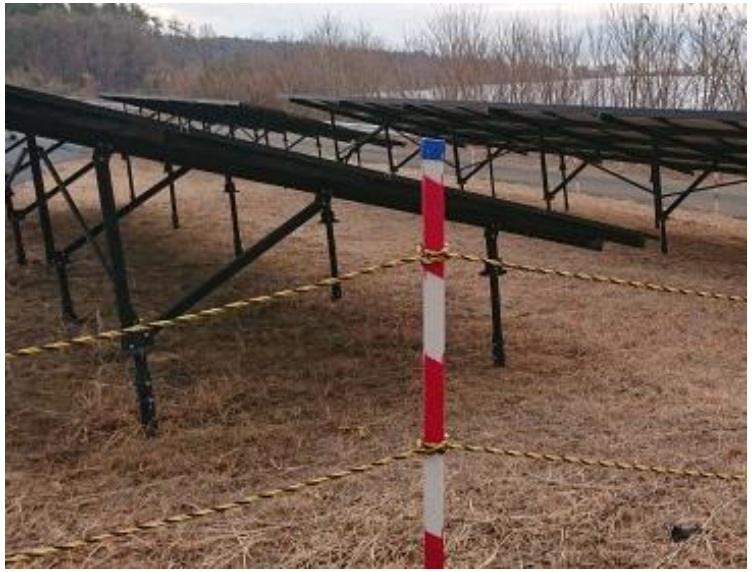
	導入容量(MW)
10～50kW	**13,870**
50～500kW	3,895
500～1000kW	4,100
1000～2000kW	9,306
2000kW～	7,256

※データは2019年3月末時点分までを反映。改正FIT法による2017年４月以降の失効分については、2019年3月末時点までを確認している。

（参考）小規模案件の状況：案件例①

- 再エネ発電事業の実施に当たっては、**地元住民などの周辺環境に配慮しつつ、長期安定的な事業を実施することが重要**であり、2017年４月のFIT法改正に伴い、認定基準として、 FIT認定事業に対して**発電設備への標識・柵塀等の設置**を義務付けている。
- その後、**資源エネルギー庁ホームページへの注意喚起文書の掲載**や、**標識・柵塀等を適切に設置していない事業者に対する直接の口頭指導**を行ってきた。
- しかしながら、低圧（パワコン出力：50kW未満）の事業用太陽光案件を含め、一部のFIT認定事業においては、改正FIT法の経過措置期間を超過して１年以上が経過した2019年度においても、**標識・柵塀等が未設置の設備や設置方法が不適切な設備が見られる**。

＜柵塀が未設置の案件例＞



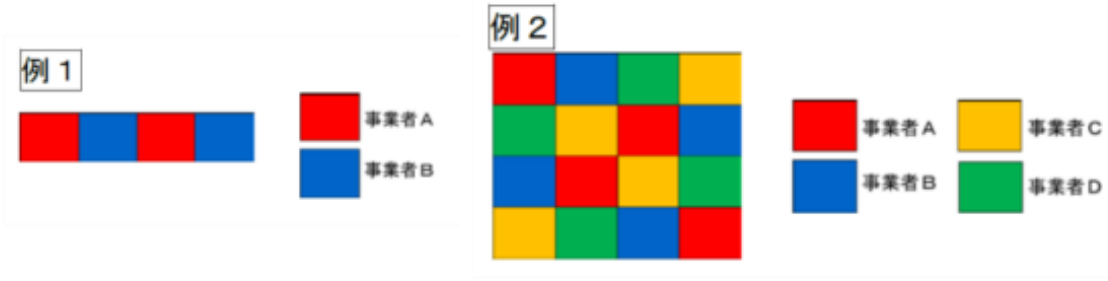
（参考）小規模案件の状況：案件例②

第１回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（2019年９月19日）事務局資料より抜粋

- 同一事業地で、大規模設備を意図的に小規模設備（50kW未満等）に分割することは、発電事業者側からは、①本来適用されるべき安全規制の適用を回避することで、**低コストでの設置が可能**となり、②低圧案件 として、**簡易的なプロセスでの系統接続が可能**であるといったメリットがある。
- 一方で、社会全体を俯瞰して見ると、
  ①実態上は大規模設備であるにも関わらず**安全規制が回避されることにより、地域に懸念**が生じており、②**一般送配電事業者側が負担する接続機器費や事務費が増大するという問題**があることから、
  地域等にもたらすトータルの便益が高いとは言えない状況である。
- このため、資源エネルギー庁では、
  - 2014年４月に、**「特段の理由がないのに一の場所において複数の再エネ発電設備を設置しようとするものでないこと」というFIT認定基準を新設**した。
  - さらに、2017年７月には、分割案件の基準を明確化し、**例えば、隣接土地の地権者が外形的に異なる場合でも、１年前に遡ってその同一性を判断することなど**の基準を示している。
- しかしながら、こうした措置にも関わらず、現時点においても、一般送配電事業者からは、**敷地を分割して分譲販売用として設置する「集中型」の低圧事業用太陽光設備**があるとの報告がなされている。

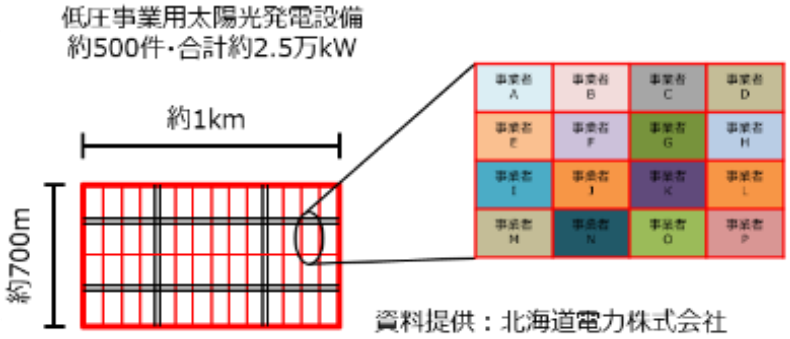
＜分割案件と判断する事例＞

- **他事業者と共同して同事業者の連続を避けつつ複数の需要場所（複数の発電所）を施設する場合**は、分割案件と判断している。



＜今年度に実際の申込みがあった事例＞

- 今年度に実際の申込みがあった事例として、**約1km×約700mを500分割した案件**がある。



資料提供：北海道電力株式会社

（参考）自家消費案件の先進事例

■ 事業用太陽光発電の調達価格が産業用電気料金の価格を下回りつつあることや、RE100などのESG投資の高まりなどを受けて、**再生可能エネルギーを自家消費するモデル**が生まれつつある。

第14回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2019年５月30日）事務局資料より作成

自動車工場での事例（国内）

◆ 自動車工場に第三者のESCO型サービス事業者が自家消費型太陽光発電設備を設置。

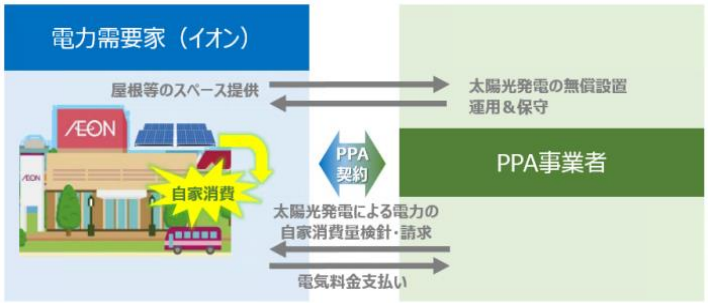
◆ ESCO型サービス事業者は、エネルギーマネジメントに知見のある事業者が省エネ設備の設置・工事・維持管理の全工程を実施し、顧客の省エネ効果により成果を得るビジネスモデル。顧客は初期投資不要で省エネ設備への改修が可能。

資料提供：㈱SUBARU大泉工場
日本ファシリティ
・ソリューションズ㈱

スーパーマーケットでの事例（国内）

◆ スーパーマーケットにPPA型サービス事業者が自家消費型太陽光発電設備を無償で設置・保守点検を実施。

◆ PPA型サービス事業者は、太陽光発電による電力の自家消費量を検診し、電気料金の支払いを求める。

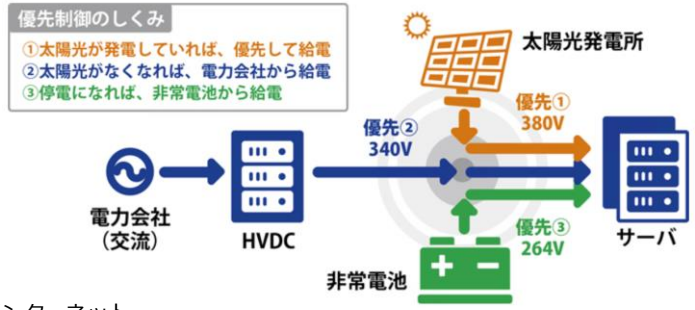


資料提供：イオン株式会社

データセンターでの事例（国内）

◆ データセンターに太陽光発電設備・蓄電池設置し、太陽光発電は全量自家消費。不足電力を系統から購入。

◆ 今後、データセンターの拡大に伴い、再エネ発電設備を増設予定。



資料提供：さくらインターネット

データセンターでの事例（海外）

◆ ノースカロライナ州のデータセンターに大規模太陽光発電設備（20MW）と燃料電池設備（10MW）を設置し、全量自家消費。

資料提供：Apple

（参考）地域活用電源に関する再エネ主力電源化制度改革小委員会における議論

第１回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（2019年９月19日）事務局資料より抜粋

- こうした地域において生じている事例を踏まえると、地域活用電源の制度設計に当たっては、**発電所へのインプットと発電所からのアウトプットに着目した上で、地域への便益を評価**してはどうか。
- その際、インプットについては、**地域に賦存する資源・エネルギーを活用しているか否かに着目**して評価の仕組みを具体化していくべきではないか。
- また、アウトプットとしては、**①レジリエンス、②自家消費、③地域消費という３つの価値に着目**して評価の仕組みを具体的にしていくべきではないか。

発電所へのインプット

➢ 地域に賦存する資源・エネルギーを活用して発電するもの

- 地熱や水力等は、自ずと地域に賦存するエネルギーを活用するものと評価できるのではないか。
- バイオマスは、近隣で産出された木材、糞尿、食品残渣、一般廃棄物等を燃料として用いているものを、積極的に評価すべきではないか。

発電所からのアウトプット

➢ 発電所の近接地点で、生み出されたエネルギーを利用するものであること

【レジリエンス】
- 災害時に、地域ネットワーク内で電気を融通したり、避難所施設等で非常用電気として利用するものは、積極的に評価できるのではないか。

【自家消費】
- まずは自社で活用することは積極的に評価されるのではないか。その場合、付随するものとして外部への電気の販売が余剰のみである場合には、地域活用に寄与する電源と評価できるのではないか。

（※）家庭用太陽光では、ＦＩＴ認定の対象をこうした形態に限定。

【地域消費】
- 熱電供給・温排熱活用設備を併設し、地域内で熱を消費するものは、積極的に評価できるのではないか。
- 地域に根ざした小売電気業者を通じて、地域で電気を消費するものを、どのように評価するか。

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＞

- 入札制の導入
  - 風力発電は、**競争力ある電源への成長が見込まれる電源**であり、昨年度の本委員会において、**早期に入札制を導入してコストダウンを加速化させる必要がある**といった意見があり、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会においても、同様の意見が取りまとめられていることから、**入札制の導入を検討するべきでないか**。

（参考）平成31年度以降の調達価格等に関する意見

- 第５次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられる中で、風力発電は「急速なコストダウンが見込まれる電源」に位置付けられており、実際に世界では入札制の活用を通じてコスト低減が進展している。日本でも、大規模案件は資本費が低い傾向にあり、直近に設置された案件を中心に設備利用率の上昇傾向も見られるが、今後、価格目標の実現に向け、海外の知見を取り入れつつ、さらなるコスト低減を実現することが期待されている。
- このため早期に入札制を導入してコストダウンを加速化させる必要があるといった意見もあるが、FIT法においては、「政府は、この法律の施行後平成33年３月31日まで（注：2020年度末まで）の間に、この法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとする」（附則第２条第３項）とされている。
- 今後のコスト動向に大きな変化が見込まれる中で、FIT法抜本見直し後の制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、（略）業界団体からの要望も踏まえ、今年度の委員会では陸上風力発電の2021年度の取扱いを決定しないこととした。

（参考）再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会 中間整理（第３次）

- （略）風力発電については、陸上風力発電・洋上風力発電を問わず、早期に入札制を導入していくことが必要である。

- 陸上風力発電の2021年度の取扱い
  - 昨年度の本委員会では陸上風力発電の2021年度の取扱いを決めていない。**FIT制度の抜本見直し期限が2020年度末に到来すること**も踏まえつつ、今年度はどのように検討を行うか。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③）（案）

＜風力発電＞

- 着床式洋上風力発電の2020年度の取扱い
  - **再エネ海域利用法の適用を念頭に置きつつ環境アセスメント手続きを実施している案件の増加に伴う競争環境の成立状況やその波及効果**をどう評価し、**2020年度の再エネ海域利用法適用外の案件**をどう取り扱うか。

（※）再エネ海域利用法の適用を受ける着床式洋上風力発電は既に入札制への移行が決定している。再エネ海域利用法の公募占用指針（上限価格など）については、今後、促進区域が決定してから公募開始までの間に、本委員会において別途検討することとなる。

- 浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱い
  - **再エネ海域利用法の適用を念頭に置きつつ環境アセスメント手続きを実施している案件の増加に伴う競争環境の成立状況やその波及効果**について、**着床式洋上風力発電と浮体式洋上風力発電の類似性や相違点**も踏まえた上で、**2021年度の案件**をどう取り扱うか。

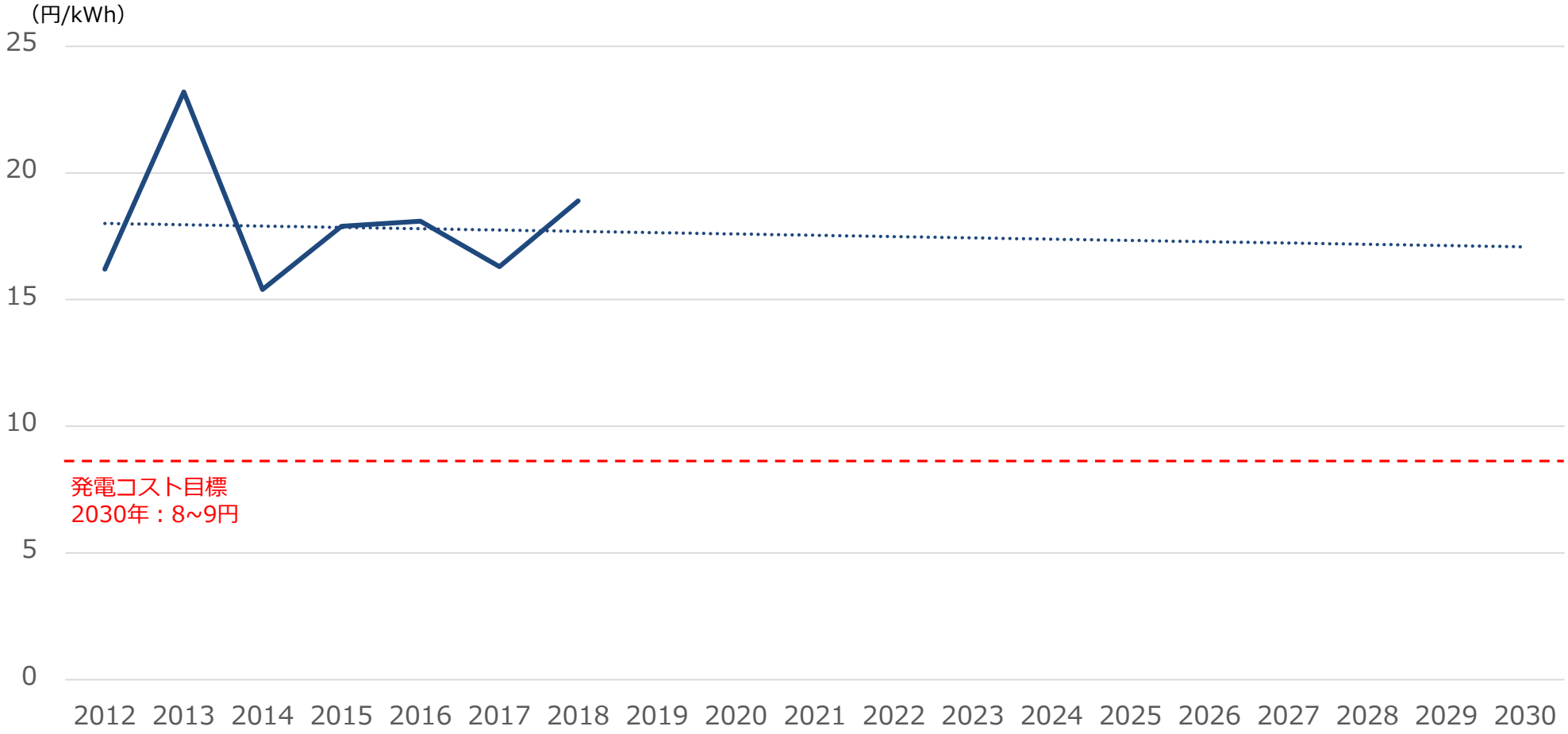
（参考）平成31年度以降の調達価格等に関する意見

- 一般海域の海域利用ルールに基づき大量の計画中の案件が導入される場合、その競争環境がルール適用外の案件にも波及し、コスト低減が進む可能性がある。したがって、同法に基づく一般海域の海域利用ルールが具体化し、現在よりも競争環境の波及状況が予見できるようになる可能性が高い来年度の委員会で、入札制への移行可能性も含め、一般海域の海域利用ルールの適用を受けない着床式洋上風力発電の2020年度の取扱いを改めて議論することとし、今年度の委員会では決定しないこととした。
- また、浮体式洋上風力発電については、現在では世界的にまだ実証段階にあるものの、一部では商用化に向けた取組が進みつつあり、世界でも急速にコストダウンが進む可能性がある。また、風車やタワーには着床式洋上風力発電と共通の箇所も一定程度存在し、国内でも、一般海域の海域利用ルールの整備が進む中で、着床式洋上風力発電の競争環境が浮体式洋上風力発電にも波及し、コスト低減が進む可能性があるため、今年度の委員会では2021年度の取扱いを決定しないこととした。

（参考）陸上風力発電のコスト動向

■ 定期報告データ（実績値）に基づいて機械的にLCOEを分析すると、**FIT制度開始以降若干低減している**ものの、**一進一退を繰り返している状況**であり、**価格目標である８～９円/kWhの水準を実現するためには、より一層のコストダウンを図っていく必要**がある。

<定期報告データ（実績）に基づいて機械的に計算したLCOE>



※調達価格等算定員会で示されている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。
点線部分は、2012年度から2018年度の実績に基づく指数近似。

（参考）陸上風力発電の国内トップランナー

調達価格等算定委員会（第42回）
（2018年11月16日）事務局資料より抜粋

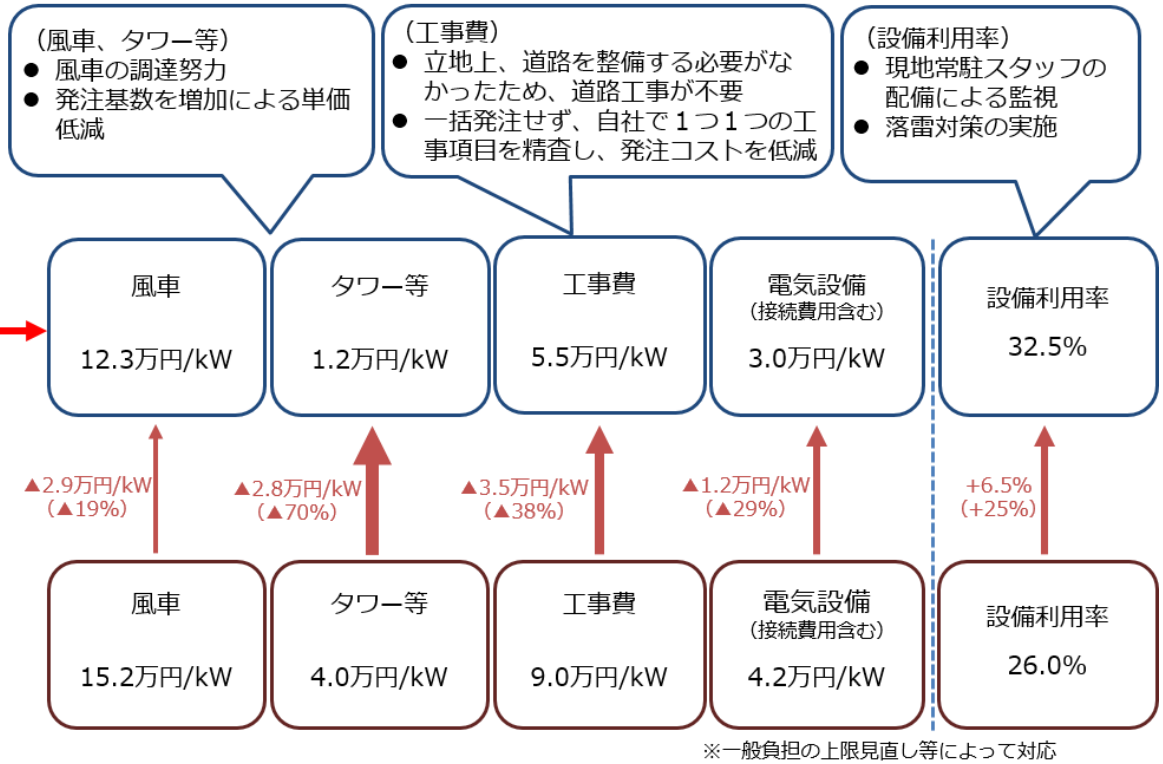
- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があった事業者（50件）のうち、**7件（全体の14%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車が２割減程度、風車以外の設備が７割減程度、工事費が４割減程度、電気設備が３割減程度**。設備利用率については、**平均的な案件よりも３割増程度となっており、30%超**となっている。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者にヒアリングを行ったところ、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストの要因であった。

＜風力発電のコスト動向＞

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1 件
7円/kWh～8円/kWh	0 件
8円/kWh～9円/kWh	2 件
9円/kWh～10円/kWh	4 件
10円/kWh～11円/kWh	8 件
11円/kWh～12円/kWh	6 件
12円/kWh～13円/kWh	5 件
13円/kWh～14円/kWh	3 件
14円/kWh～15円/kWh	2 件
15円/kWh～16円/kWh	5 件
16円/kWh～17円/kWh	6 件
17円/kWh～18円/kWh	2 件
18円/kWh～19円/kWh	0 件
19円/kWh～20円/kWh	1 件
20円/kWh以上	5 件
合計	50件

平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

【10円/kWh未満の水準の平均値】

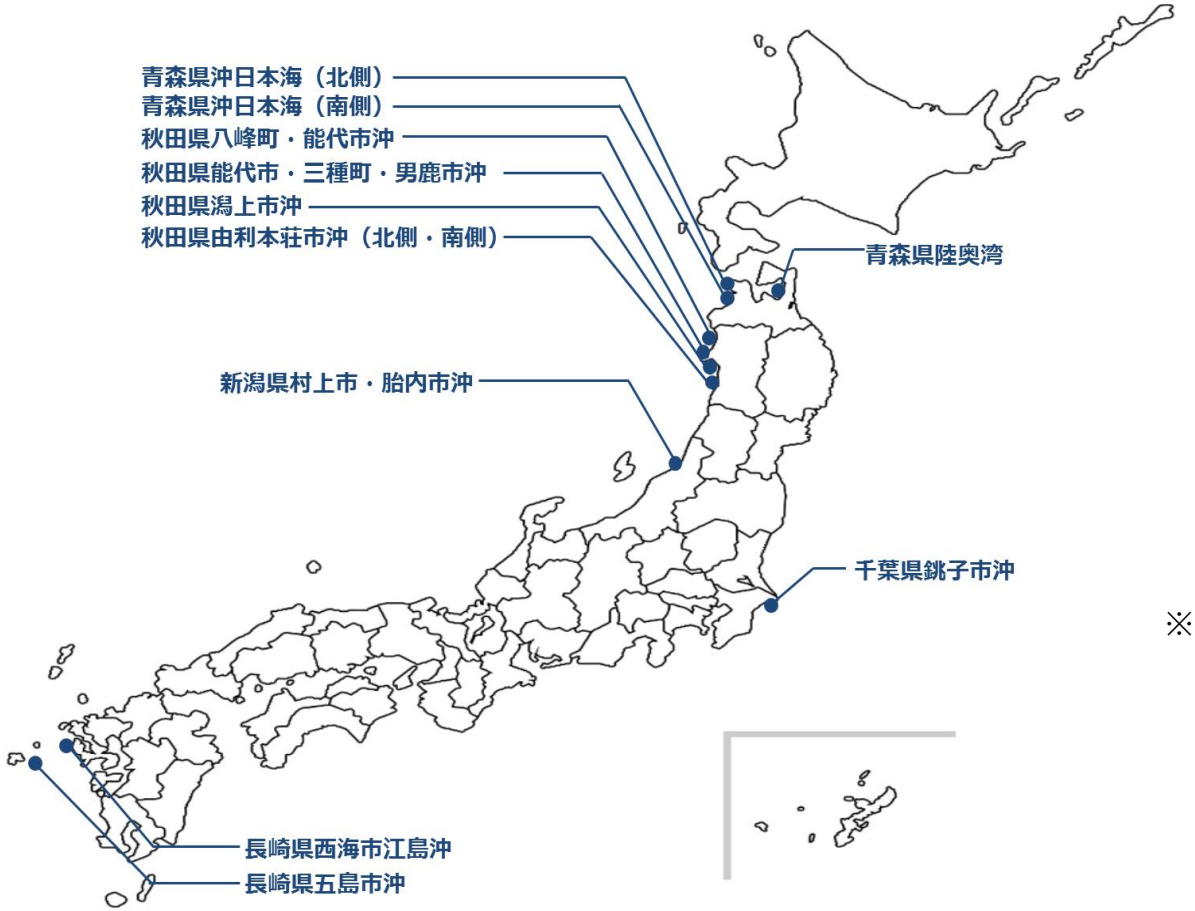


※一般負担の上限見直し等によって対応

【全案件の平均値】

（参考）再エネ海域利用法の有望な区域

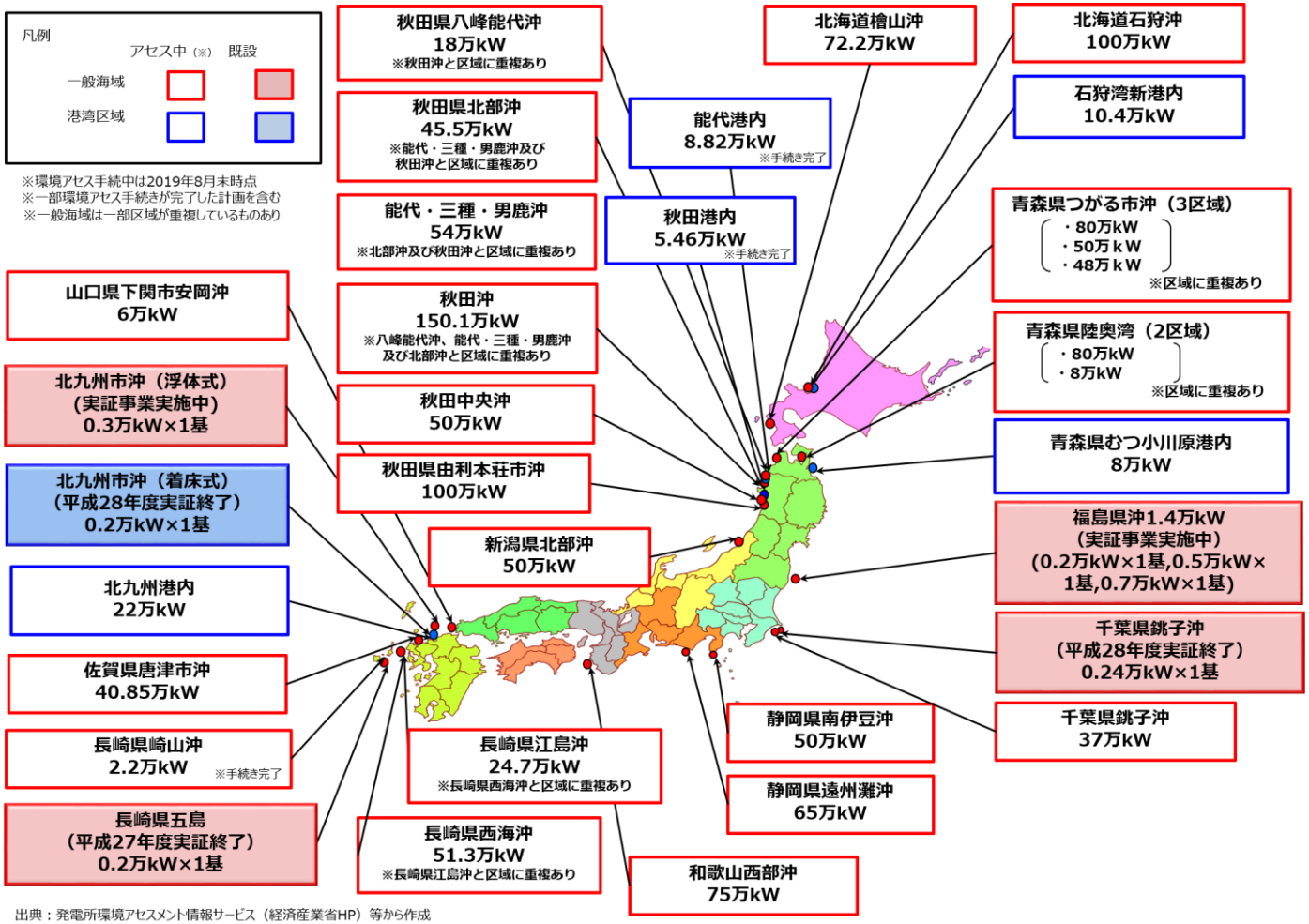
- 再エネ海域利用法では、**経産大臣・国交大臣が促進区域の指定**を行い、当該区域について**公募に基づく事業者選定**を行う。選定された事業者は、**当該区域の占用許可・FIT認定**を取得し、**洋上風力発電事業を実施できる**。
- 2019年７月に、都道府県等からの情報収集を踏まえ、促進区域の指定に向けて、**既に一定の準備が進んでいる区域（11区域）を整理**しており、**このうち４区域は協議会を設置し、地元関係者との合意形成を図る**。



※以下の４区域については、地元合意などの環境整備が進捗していることから、協議会の組織や国による風況・地質調査の準備を直ちに開始する。
- ○ 秋田県能代市・三種町・男鹿市沖
- ○ 秋田県由利本荘市沖（北側・南側）
- ○ 千葉県銚子市沖
- ○ 長崎県五島市沖

（参考）洋上風力発電の案件形成状況

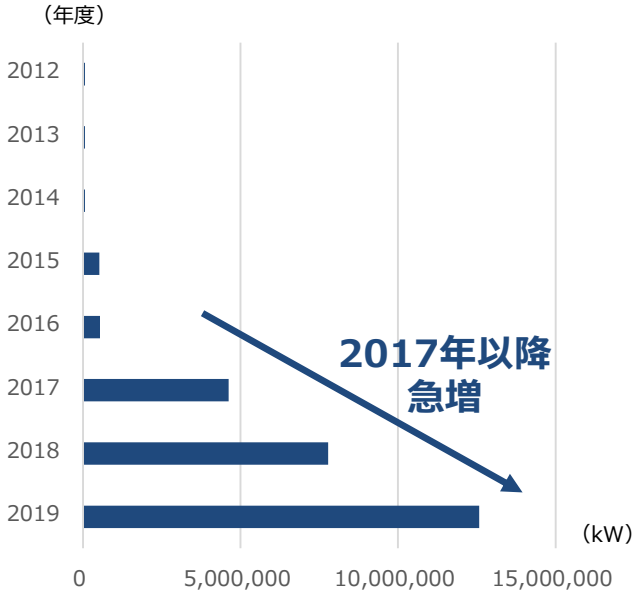
■ 2019年８月末現在、**約1,258万kWの洋上風力発電案件が環境アセスメント手続きを実施**しており、**特に2017年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している**。



出典：発電所環境アセスメント情報サービス（経済産業省HP）等から作成

環境アセス手続中	
港湾区域	55万kW
一般海域	1,258万kW

＜一般海域の環境アセスの開始時期（累積）＞



※2019年度は４月～８月の期間のみ。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点④）（案）

- 地熱発電・中小水力発電（電源の特性を踏まえた2022年度の取扱い）
  - 再エネ大量導入・次世代電力NW委員会の中間整理（第３次）において、**大規模地熱発電や中規模水力発電は競争力のある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）**の例として、**小規模地熱発電や小規模水力発電は地域で活用され得る電源（地域活用電源）**の例として整理がなされた。
  - **2022年度の取扱いの方向性**は、こうした整理を踏まえ、規模や条件（新設か、リプレースか）に応じて次の観点から検討することとしてはどうか。
    - ✓ **競争電源**として、**競争が実現するために必要な条件は何か**。**区分の設定は適切か**。
    - ✓ **地域活用電源**として、**地域における活用**を促すために、**どのような制度（一定の要件設定か、一定のボーナス設定か）**を設計することが適切か。

- バイオマス発電（2020年度の取扱い、地域活用促進、調達価格設定時に想定していなかった案件）
  - 2020年度の取扱いを決定する必要のある電源（**一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料**）と、既に2021年度まで取扱いを決定している電源を分けて検討してはどうか。
  - 再エネ大量導入・次世代電力NW委員会の中間整理（第３次）において、バイオマス発電は**地域で活用され得る電源（地域活用電源）**の例として整理がなされたが、**地域における活用**を促すために、**使用する燃料の性質**や**エネルギーの利用方法（例：熱電併給など）**にも着目しながら、**どのような制度（一定の要件設定か、一定のボーナス設定か）**を設計することが適切か。
  - 調達価格の設定時に想定していなかった案件（例：**バイオマス持続可能性WGの議論を踏まえた持続可能性が確認された新規燃料**を用いるもの、**主産物・副産物を利用するメタン発酵バイオガス発電**、バイオマス燃料と**コークスを混焼するごみ処理焼却施設**など）をどのように取り扱うか。

（参考）バイオマス発電の地域活用事例

■ バイオマス発電については、
- ➢ **地域において産出される木材を活用して発電**を行いつつ、
- ➢ **発電された電気と併せて、発電時に生み出される熱を地域で有効活用（熱電併給）**する

ことで地域活用を図っている事例が見られる。

■ なお、バイオマス発電は、発電だけではエネルギー利用効率が低いため、熱電併給の活用により効率的なエネルギー利用を図ることは、**エネルギーの有効利用の観点からも重要**である。

＜地域木材による熱電併給の事例①＞

- ✓ 群馬県上野村は、ペレット工場や発電設備を新設。
- ✓ 発電設備は熱電併給システムとなっており、生産された電気と熱はいずれも村内の**きのこ栽培施設で活用**される。

燃料材生産（上野村森林組合等）

↓

ペレット工場（村営）

↓

発電設備（村営）
（180kW）
熱電併給（ペレットガス化）

電気 → **きのこ栽培工場**（村内）

熱 → **きのこ栽培工場**（村内）

＜地域木材による熱電併給の事例②＞

- ✓ 岐阜県高山市は、ペレット工場や発電設備を新設。
- ✓ 発電設備は熱電併給システムとなっており、生産された電気は中部電力に売電され、熱は市営の**温浴施設「しぶきの湯」で活用**される。

燃料材生産（飛騨高山森林組合等）

↓

ペレット工場（民間企業）

↓

発電設備（民間企業）
（165kW）
熱電併給（ペレットガス化）

電気 → 中部電力

熱 → **温浴施設**（市営）

（参考）バイオマス発電燃料の持続可能性の検討状況

- バイオマス発電燃料の持続可能性については、昨年度の本委員会からの要請を踏まえ、2019年４月に**バイオマス持続可能性WGが設置された**。
- これまでに計４回のＷＧが開催され、**持続可能性の確認内容（具体的な基準等）**と**確認手段（主産物と副産物などの類型を踏まえた対応等）**の観点から検討が進められている。

第４回バイオマス持続可能性ＷＧ（2019年８月23日）事務局資料より抜粋

Ⅰ．確認内容

＜環境＞
- **地球環境への影響**
  ⇒ **温室効果ガス（GHG）**の排出の影響
- **地域環境への影響**
  ⇒ 現地国における**泥炭地の乱開発防止**等の確保

＜社会・労働＞
- **社会への影響・労働の評価**
  ⇒ **農園の土地に関する適切な権原や労働環境**等の確保

＜食料競合＞
- **食料競合の防止**
  ⇒ **食用・家畜等の飼料用**となりうる燃料の取扱い

＜ガバナンス＞
- **法令の遵守**
  ⇒ 現地法及び国内法の遵守（**検疫・遺伝子組換え**等）
- **情報公開**
  ⇒ 責任ある燃料使用者として公開すべき**情報の内容・範囲**

Ⅱ．確認手段

＜持続可能性の確認手段＞

- **確認の対象**
  ⇒ **燃料の特性**、**事業段階（未稼働／既稼働）**に応じて、どこまで（**サプライチェーン**の段階含む）確認を行うか
- **確認の主体**
  ⇒ **国**か、**第三者認証**か
- **確認の時期**
  ⇒ どのように**事業期間を通じた継続的な確認**を行うか