

# 再生可能エネルギーの導入促進 に向けた制度の現状と課題

平成27年6月24日  
資源エネルギー庁

# 検討の視点

■ 再生可能エネルギー特別措置法附則第10条第1項において、「エネルギー基本計画が変更された場合には、(中略)再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度の在り方について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずる」とされており、昨年6月より新エネルギー小委員会で、再生可能エネルギーの導入施策について議論を行ってきたところ。加えて、先般エネルギーミックスの政府案が出されたことを踏まえて、下記の視点を踏まえつつ、再生可能エネルギーの導入拡大に向けて制度の現状と課題の検討を行う。

**I. 電源の特性や実態を踏まえた、バランスのとれた再生可能エネルギーの導入拡大**

**II. 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立**

**III. 長期安定的に電力供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現**

## 【再生可能エネルギー特別措置法附則 第10条第1項】

政府は、東日本大震災を踏まえてエネルギー政策基本法（平成十四年法律第七十一号）第十二条第一項に規定するエネルギー基本計画（以下この条において「エネルギー基本計画」という。）が変更された場合には、当該変更後のエネルギー基本計画の内容を踏まえ、速やかに、エネルギー源としての再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度の在り方について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。

## 【長期エネルギー需給見通し小委員会 「長期エネルギー需給見通し（案）」（抄）】

固定価格買取制度については、再生可能エネルギー導入推進の原動力となっている一方で、特に太陽光に偏った導入が進んだことや国民負担増大への懸念を招いたこと、電力システム改革が進展すること等も勘案し、再生可能エネルギーの特性や実態を踏まえつつ、再生可能エネルギー間のバランスの取れた導入や、最大限の導入拡大と国民負担抑制の両立が可能となるよう制度の見直しを行う。

# 1. 電源の特性や実態を踏まえた、バランスのとれた再生可能エネルギーの導入拡大

## 【検討における具体的な論点(案)】

### (調達価格の設定)

- 現行法では、年度ごとに、調達価格を「通常要する費用を基礎として」算定する手法であるが、電源間のバランスのとれた導入(太陽光以外の電源の導入拡大)の観点からは、どのような価格設定のあり方が適当か。
- 現行法とは異なる価格算定手法(長期にわたる価格設定、より政策的な価格設定)については、事業者の予測可能性と事業コストの削減の観点からどう考えるべきか。

### (系統接続・整備)

- 更なる再生可能エネルギーの導入において電力の上位系統の増強が必要な地域が拡大しているが、国民負担を増加させずに、円滑に整備を進めるためには、どのような仕組みや手続きが望ましいか。その際、電源間のバランスのとれた導入を図るためには、どのような点に留意すべきか。また、地域間連系線の増強や利用ルールについて、どのように考えるべきか。

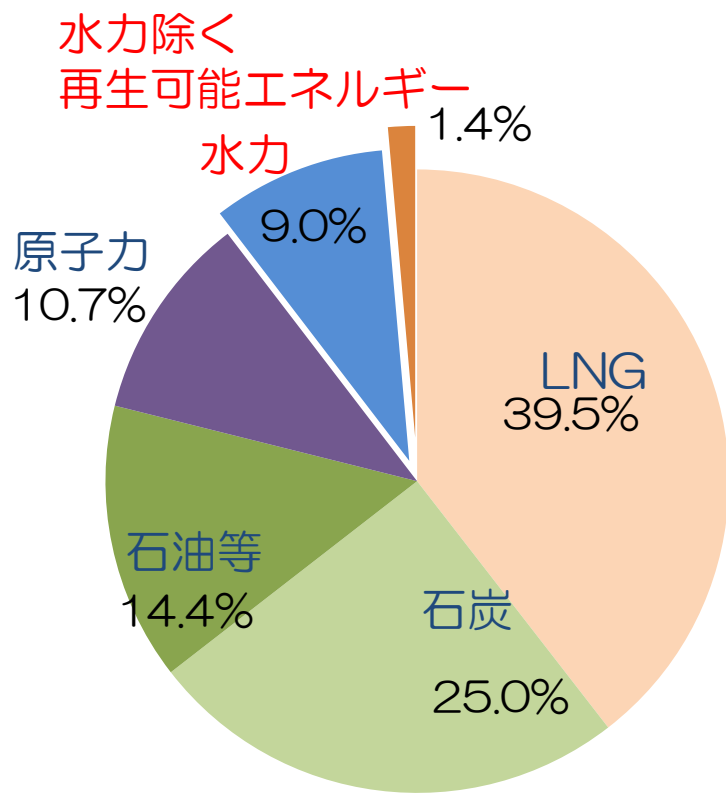
### (規制・制度上の課題)

- 地熱や風力等の導入拡大を推進する観点から、環境アセスメント手続や環境規制その他の規制・制度上の手続きについて、どのような見直しが必要か。

# 足下の再生可能エネルギーの導入状況

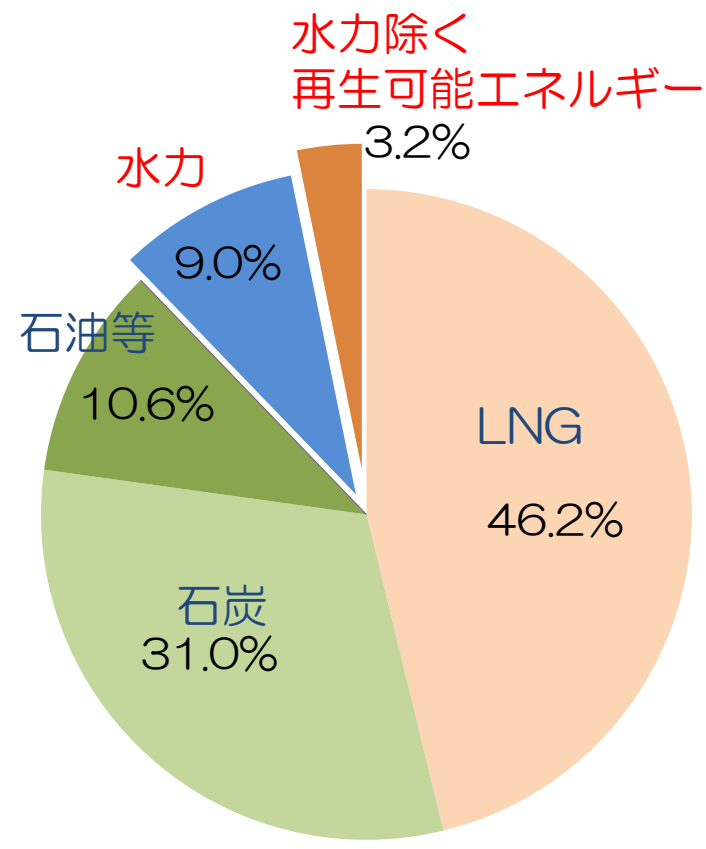
- 以前から我が国において開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、1.4%(平成23年度)から、固定価格買取制度導入後の約3年間で、3.2%(平成26年度)に増加(水力を含めると、約1割を占める)。

【発電電力量の構成(平成23年度)】



9,550億kWh

【発電電力量の構成(平成26年度)】



9,101億kWh

# 固定価格買取制度の下での設備認定状況

- 平成24年7月の固定価格買取制度開始後、平成27年3月時点で、新たに運転を開始した設備は約1875.7万kW(制度開始前と比較して約9割増)。
- 制度開始後認定された設備容量のうち、導入量(運転開始済量)の割合は約21%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が9割以上を占める。

## <平成27年3月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況>

### 設備導入量 (運転を開始したもの)

再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後			認定容量
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年度の導入量(7月～3月末)	平成25年度の導入量	平成26年度の導入量(4月～3月末)	固定価格買取制度導入後 平成24年7月～平成27年3月末
太陽光(住宅)	約470万kW	96.9万kW	130.7万kW	82.1万kW	379万kW
太陽光(非住宅)	約90万kW	70.4万kW	573.5万kW	857.2万kW	7,884万kW
風力	約260万kW	6.3万kW	4.7万kW	22.1万kW	229万kW
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW	0.4万kW	7万kW
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.4万kW	8.3万kW	66万kW
バイオマス	約230万kW	2.1万kW	4.5万kW	15.8万kW	203万kW
合計	約2,060万kW	175.8万kW	713.9万kW	986.0万kW	8,768万kW (1,664,801件)
		1875.7万kW (981,745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。

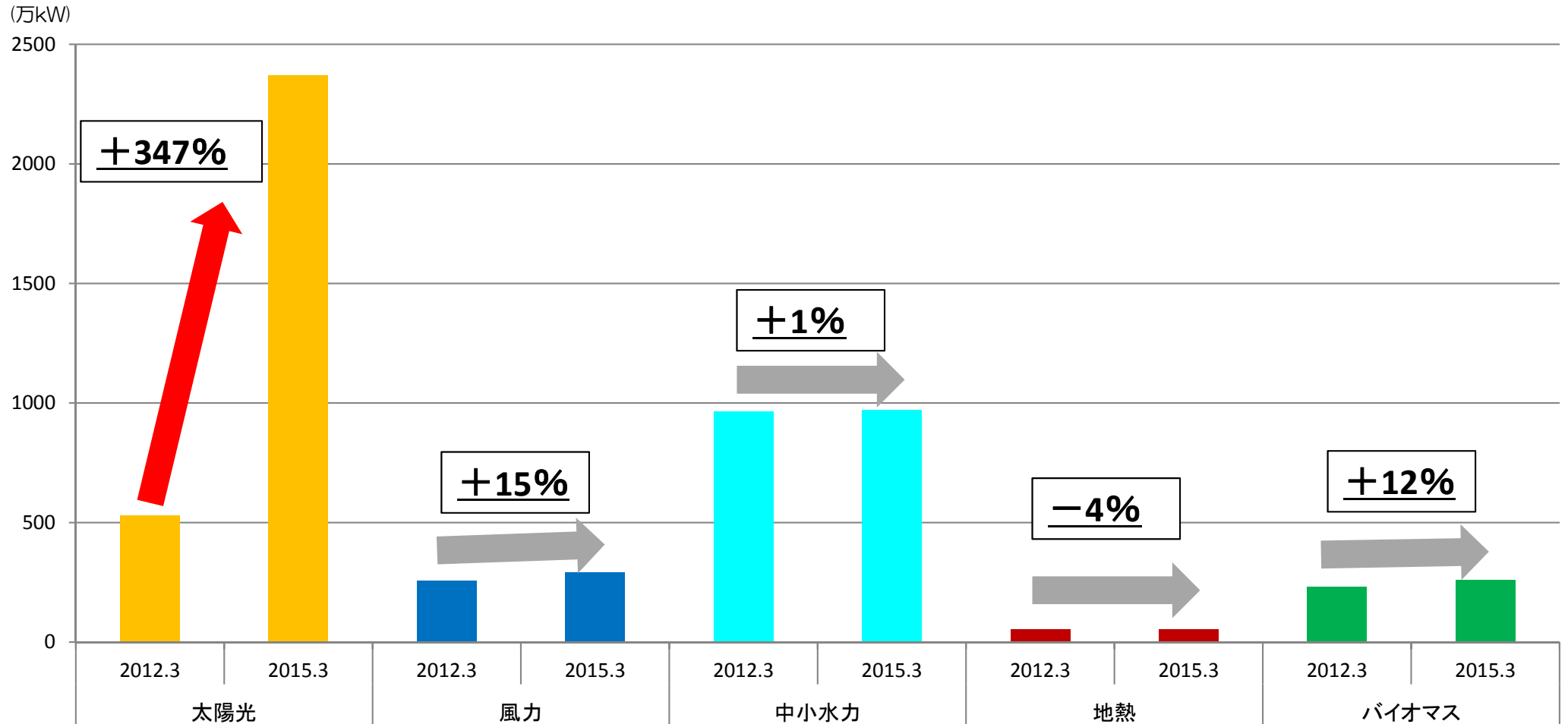
※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

# 各再生可能エネルギーの導入量の増加の状況

- 固定価格買取制度の開始前(平成24年3月末)と現時点(平成27年3月末)の各電源の導入量を電源ごとに比較すると、太陽光については、飛躍的に導入が加速されている一方、太陽光以外の電源については、導入が十分加速されていないことが確認できる。

## 【導入量の推移】

固定価格買取制度の開始前(～平成24年3月末)と、現時点(～平成27年3月末)の比較



# 各再生可能エネルギー発電設備の開発期間等

- 各電源の開発に要する期間及び事業フローを比較すると、太陽光以外の電源は、事業開始に向けて環境影響評価や地元調整等が発生するため、開発に相当の時間を要する。他方、太陽光は住宅用が2～3ヶ月、メガソーラーが1年程度と開発期間が短いことが分かる。

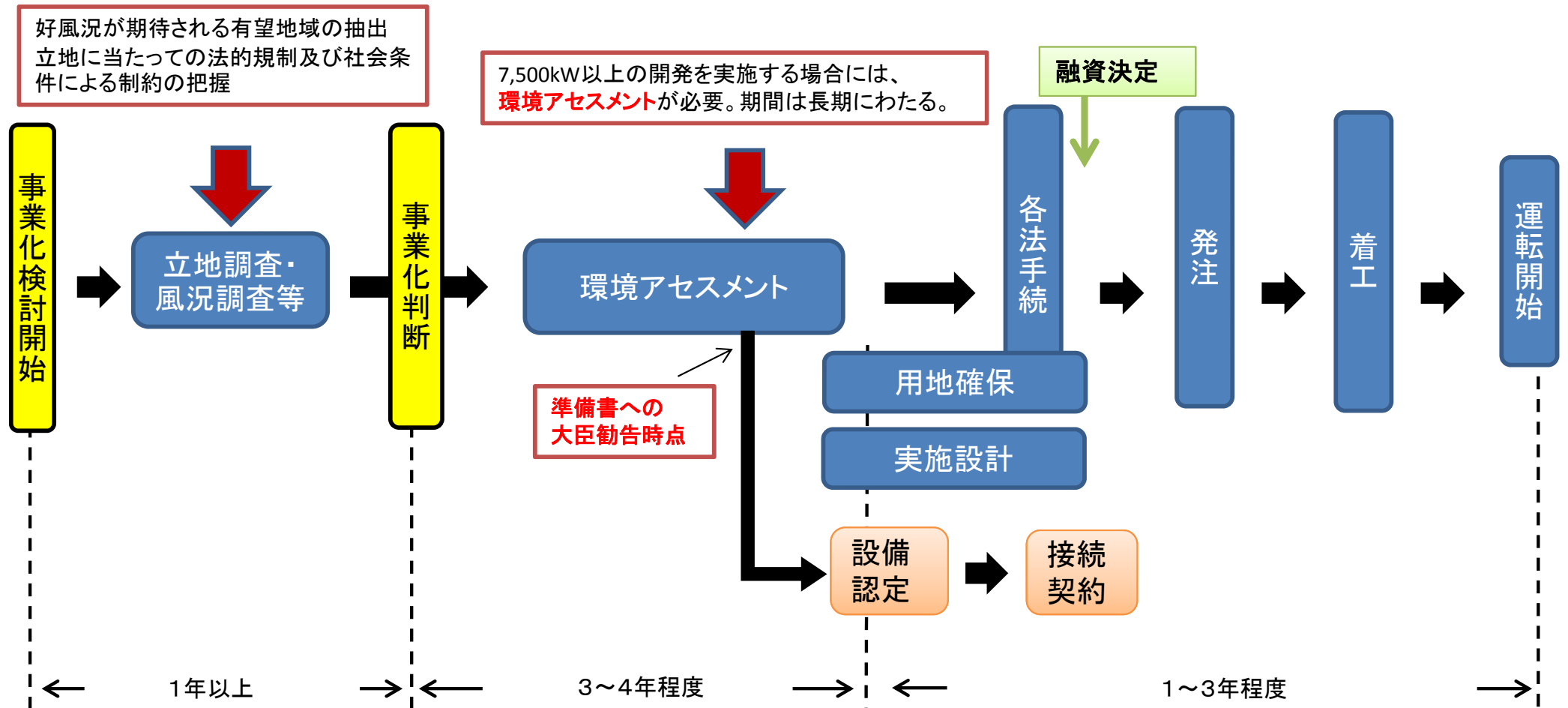
## 【各再生可能エネルギー発電設備の開発期間等】

電源	期間	主な開発フロー
太陽光 (住宅用)	2～3ヶ月程度	契約手続き、設置工事、系統接続等を合わせて2～3ヶ月程度。
太陽光 (メガソーラー)	1年前後 (特高案件で2年程度)	①系統連系協議、②電気事業法等の手続き業務③建設工事、④使用前安全管理検査を併せて1年前後。
陸上風力	5～8年程度	①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法等に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて5～8年程度。
バイオマス (木質専焼)	4～5年程度	①立地調査・資源量調査②環境影響評価、系統連系協議、③廃掃法上の手続き業務、④電気事業法等に係る手続き業務、⑤建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて4～5年程度。
地熱	11～13年程度	机上検討、予備調査を除き、①資源量調査(これまで NEDO 等が一定程度まで実施)、②許認可手続き・地元調整、③建設(3～4年)を併せて11～13年程度。
小水力	3～5年程度	①地元調整②水利権使用許可申請③環境影響評価、系統連系協議、④電気事業法等に係る手続き業務⑤建設工事、⑥使用前安全管理検査等を合わせて3～5年程度。 ※流量調査から必要な「新規設置」なのか、そのデータは既にあり使用可能なのか、地元地権者との交渉の要・不要及びそれに係る期間、環境調査の要・不要など、色々な要素があり一概には言えない点に留意。流量調査が必要な場合は更に数年～10年。



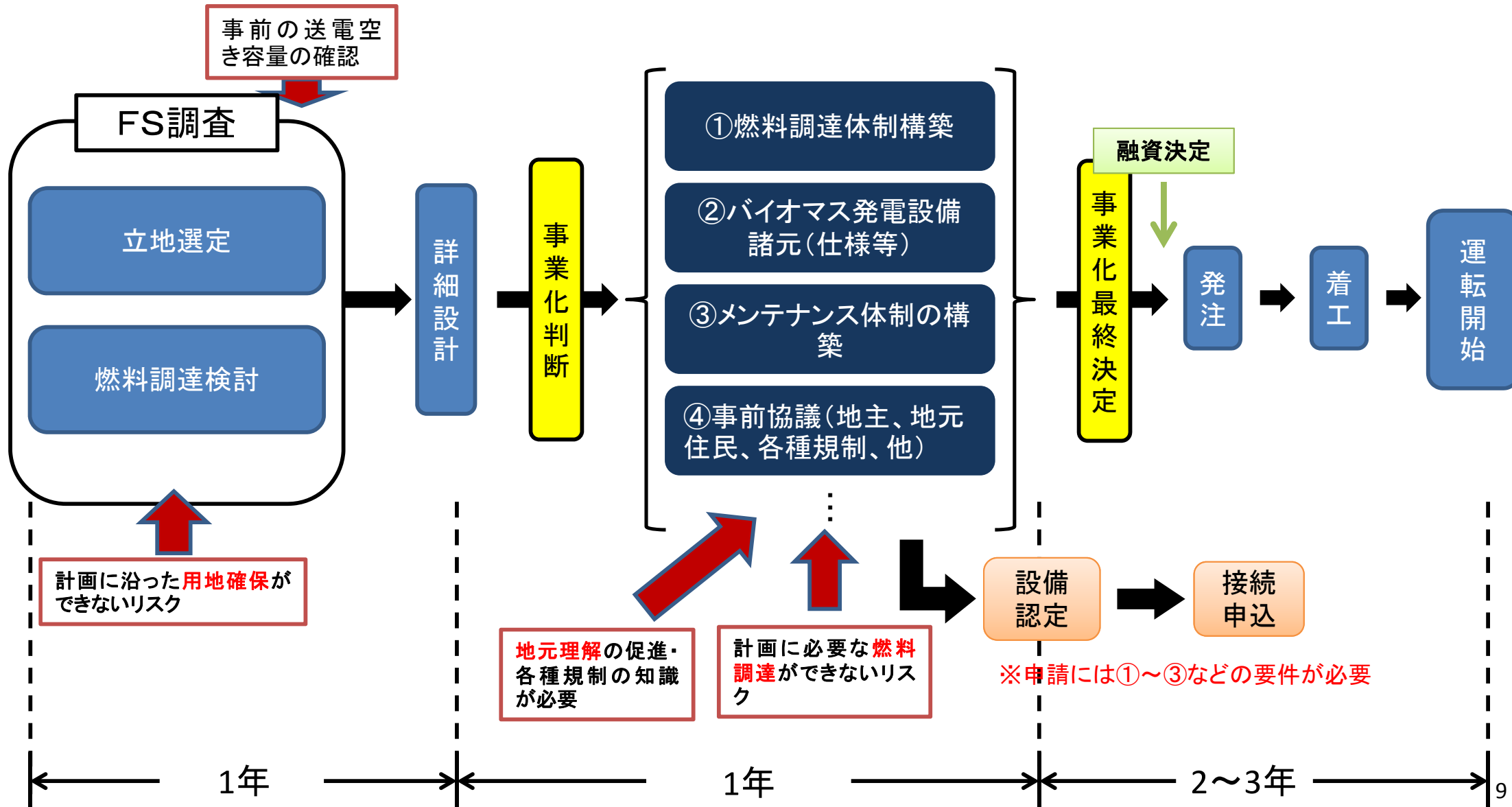
# 風力発電の開発フローと課題

- 風力発電は、比較的安定して発電を行うことができる風況の良い土地に立地する必要があり、通常、少なくとも1年以上の風況調査を実施した上で、立地場所の候補を選定。
- 加えて、一定規模以上の風力発電を建設する場合には、環境アセスメントの手続きを行うことが必要であり、この手続きに、現状では3~4年程度の時間がかかると言われている。
- 現行制度においては、設備認定を受ける際に環境アセスメントのプロセスが一定程度進展している(「準備書への大臣勧告」まで終了している)ことを要件として求めていることから、一般的に、設備認定を受け、調達価格が決定するまでに4~5年程度の事業準備が必要。



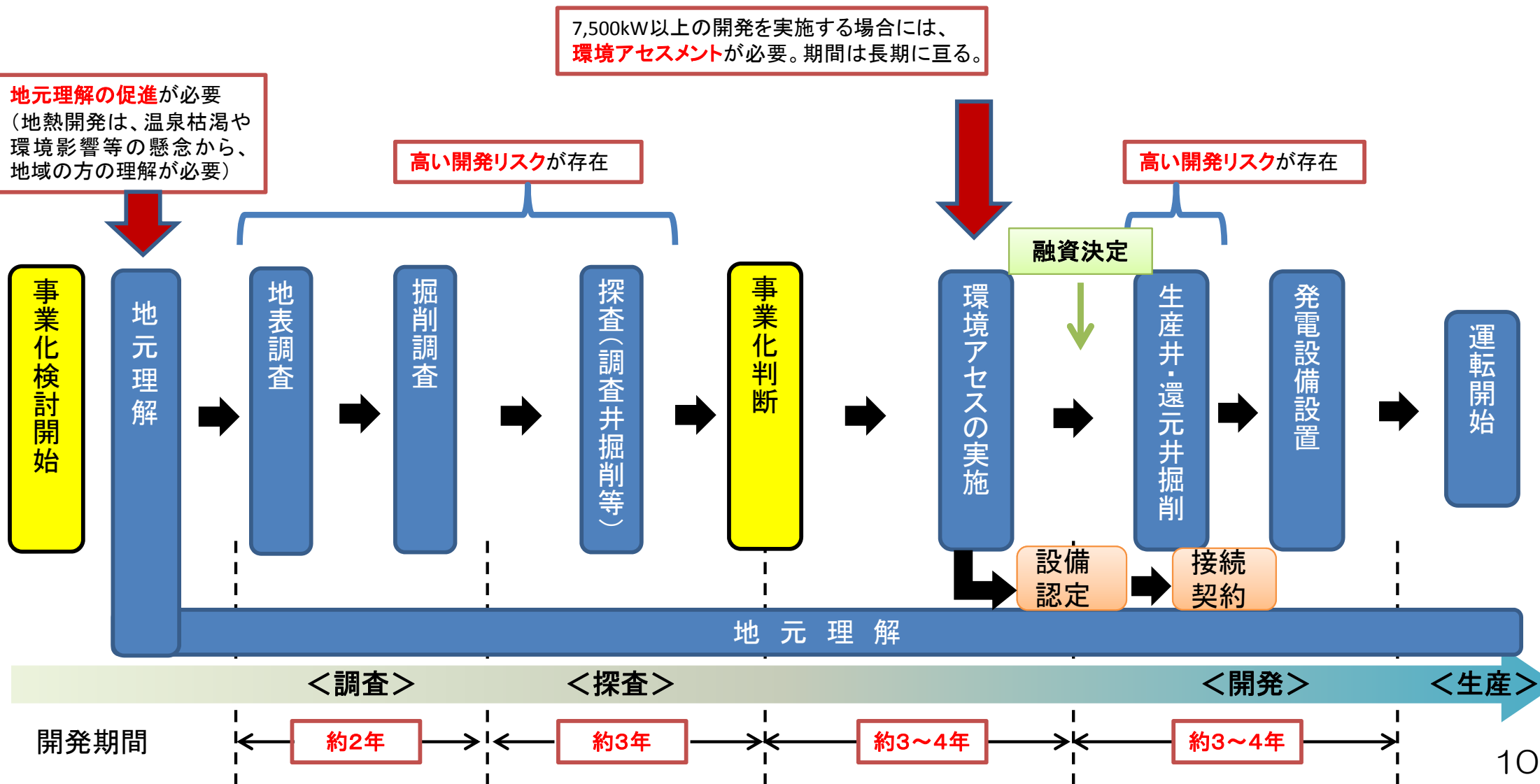
# バイオマス発電の開発フローと課題

- 木質バイオマス発電を例にとると、事業化に際して安定的に燃料調達を行うことが可能な体制を構築することが重要。
- 安定的な燃料調達に向けた検討・体制構築等のためには一定の期間が必要であり、一般的に、設備認定を受け、調達価格が確定するまでに2年程度の事業準備が必要。



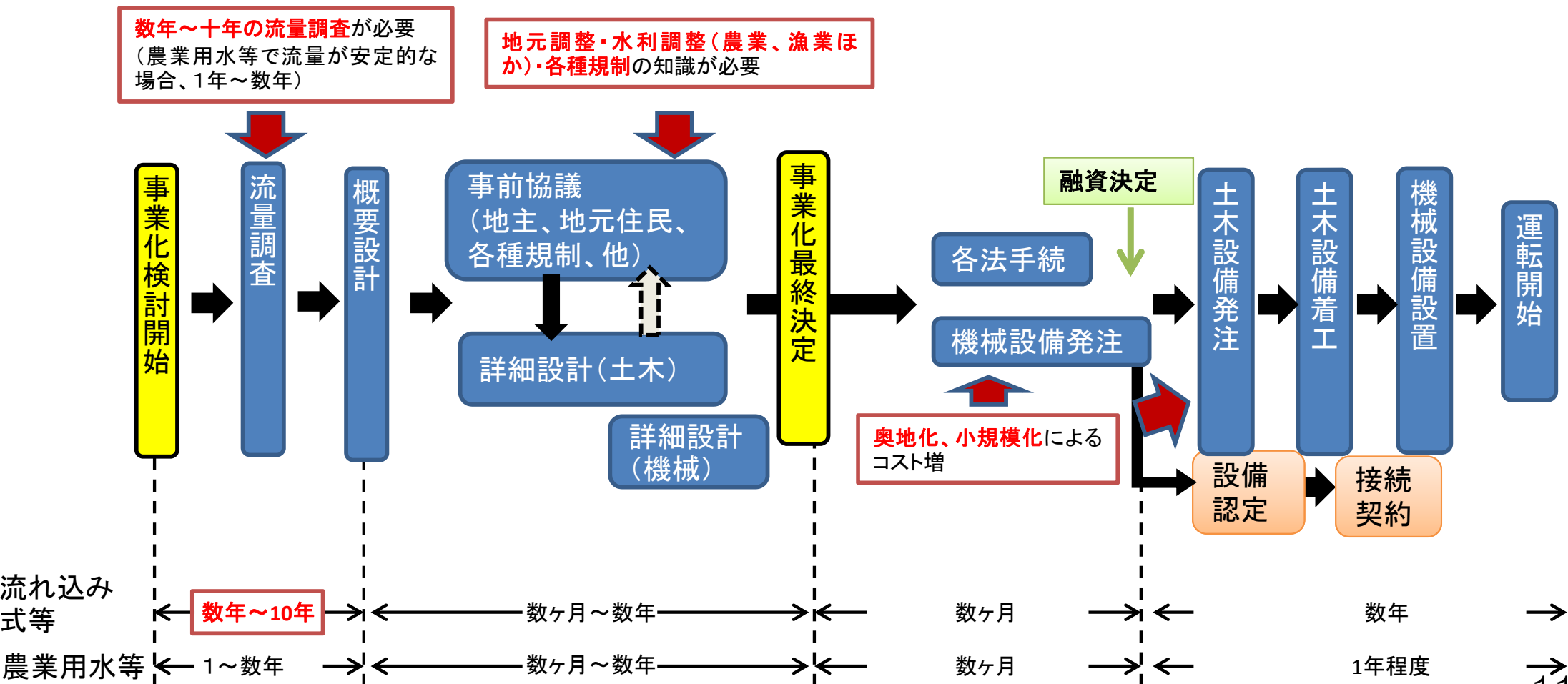
# 地熱発電の開発フローと課題

- 地熱発電は、地下の地熱資源の正確な把握が困難等の理由により、事業化判断までに約5年を要する。また、環境アセスメントが必要な場合には、更に約3～4年を要すると言われている。
- 地熱発電の大規模開発を促進するためには、地域住民の理解醸成、高い開発コスト・リスク、長期に亘る開発期間(10年超)などの課題が存在。一般的に設備認定を受け、調達価格が確定するまで8～9年を要する。



# 中小水力発電の開発フローと課題

- 中小水力発電は、発電に用いることができる流量の状況が事業採算性に直結することや、河川法に基づく水利権許可申請への対応が必要となる等の理由により、長期間の流量調査を実施することが必要（例えば、水利使用許可申請時には、概ね数年～10年間程度の流量データを提出することが求められる。）。
- また、水利用に当たり、地元調整に長期間を要することもある。
- このため、設備認定を受け、調達価格が確定するまでに、一般的には複数年程度の事業準備が必要。



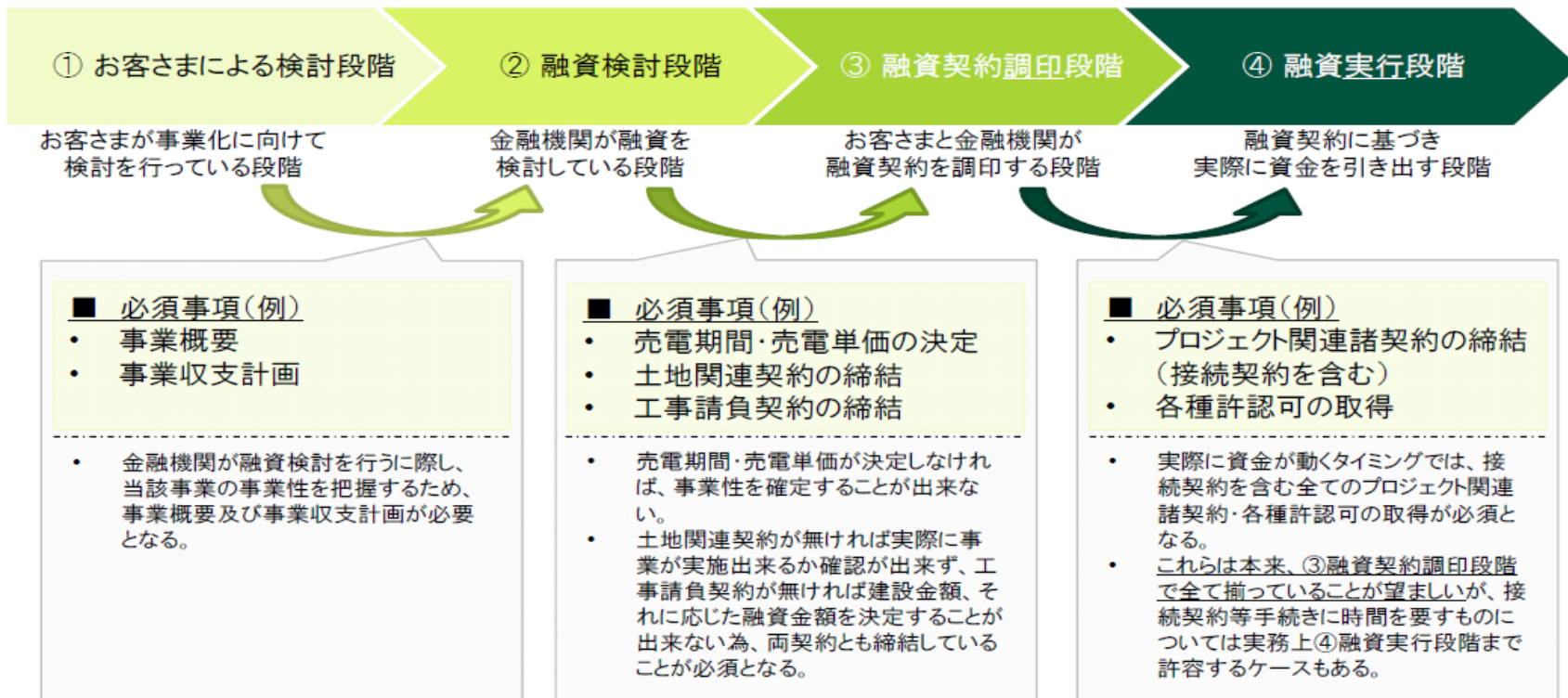
# 開発期間が長期にわたる場合のファイナンスの実態

- 金融機関の融資は、ある程度事業が具体化した段階で実行されることが多いことから、事業の開始に至るまで事業準備に時間がかかる電源を開発する場合には、その活用が難しい面があり、再生可能エネルギー発電事業者は、融資以外の方法も含め、ファイナンス面での対応を検討する必要が生じている。

一般的な融資の流れ

## 融資実行までの4つのステップ

- ①お客さまによる検討段階、②融資検討段階、③融資契約調印段階、④融資実行段階の4つのステージにおける、金融機関から見た検討ポイントは下記の通り。

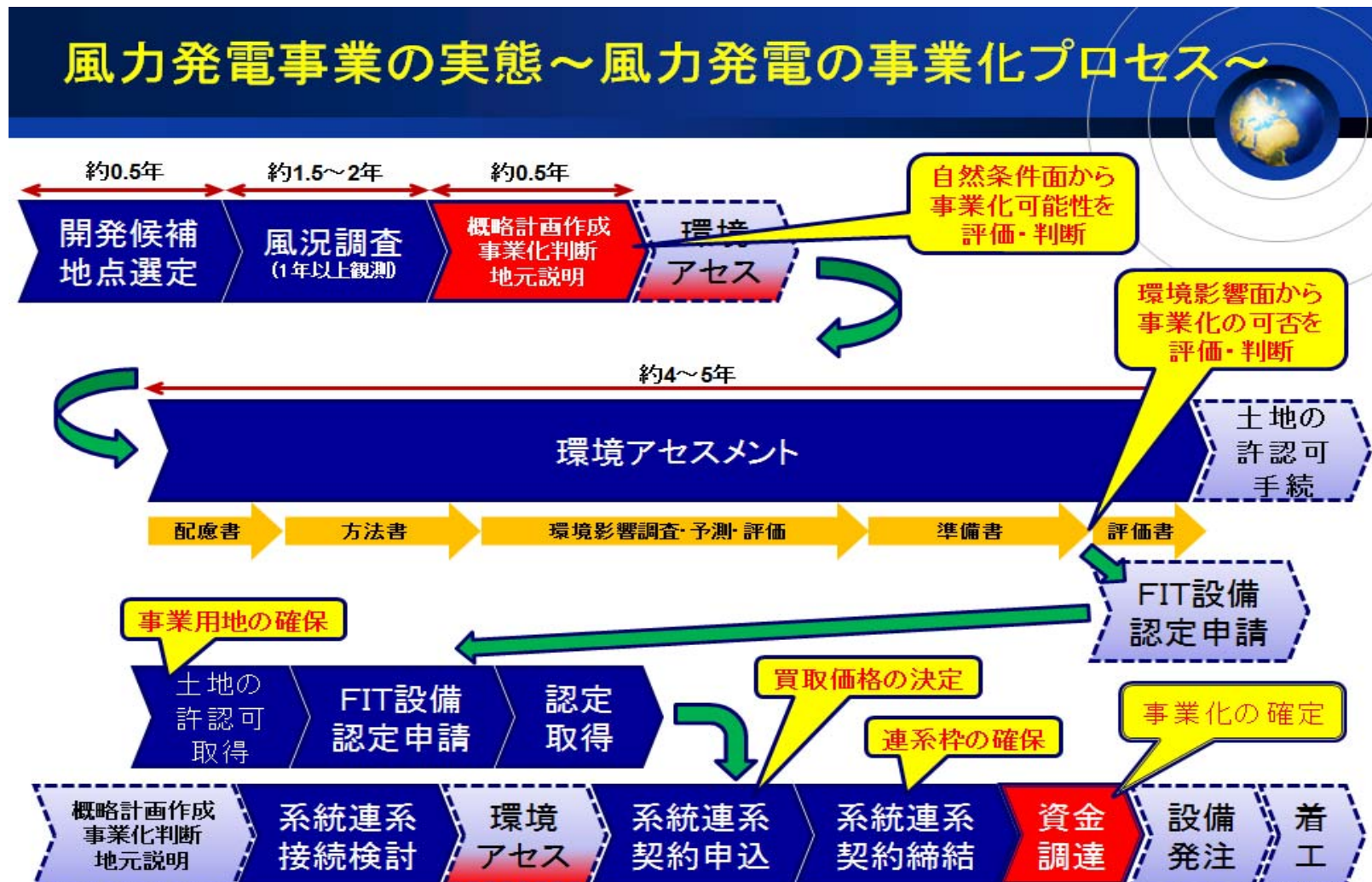


健全 且つ 実需ある再生可能エネルギー案件に融資を行う



# 事業の予見可能性の向上に対する再生可能エネルギー事業者の声

- 風力発電事業者からは、買取価格が毎年改定される可能性がある中で、風況調査や環境アセスメント投資（環境アセスメントの実施は、数千万円から数億円の費用負担）を行う必要があることから、価格の予見可能性を向上させ、事業リスクの低減や資金調達環境の改善を図って欲しいとの意見が寄せられている。
- 他方、国民負担の抑制の観点からは、買取価格の決定タイミングについては、実際に事業のコスト構造が確定するタイミングであることが望ましいとの視点も踏まえる必要がある。



# 海外事例：欧州の固定価格買取制度の価格決定について

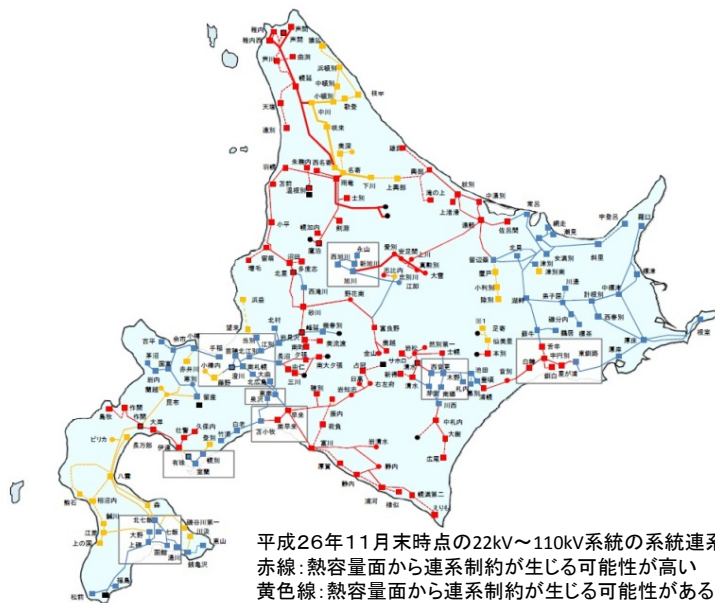
国名	買取価格の設定方法について
ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> <li>○2000年より固定価格買取制度導入後、価格を固定した上で               <ul style="list-style-type: none"> <li>－太陽光(年▲5%)、風力(年▲1.5%)、バイオマス(年▲1%)は一定の低減率を設定。</li> <li>－水力・地熱は低減率を設定せず。</li> <li>－2000年、2004年、2009年、2012年に設定価格とエネルギー源別の低減率を改定。</li> </ul> </li> <li>○太陽光については2009年改正法以降、直近の導入量に応じて低減率を調整させる制度に変更(陸上風力、バイオマスについても2014年改正法以降、同様の制度)。</li> <li>○買取価格の決定時点は運転開始時点。</li> </ul>
スペイン	<ul style="list-style-type: none"> <li>○2007年から固定価格を採用(毎年、消費者物価指数に連動した調整を実施)。</li> <li>○太陽光については、2010年までの導入目標量400MWを前倒しで達成したため、2008年改正で年間上限枠を設定するとともに、四半期毎に買取価格を改定。</li> <li>○2009年に事前登録制度を導入し、太陽光以外も年間上限枠を設定。買取価格の決定時点は当初運転開始時点だったが、事前登録制度移行に伴い事前登録時点に変更(設備稼働までに一定の期限を設定)。</li> </ul>
フランス	<ul style="list-style-type: none"> <li>○買取価格は固定(毎年、小売物価指数、労働コスト、産業界の生産コスト指数に連動した調整を実施)。</li> <li>○太陽光については、2011年以降、100kW以下の屋根設置設備には、四半期ごとに新規設置容量に応じて買取価格の低減率を決定。100kW超の屋根設置と地上設置設備は、競争入札により買取価格を決定。</li> </ul>
イギリス	<ul style="list-style-type: none"> <li>○2010年度から5MW以下の小規模設備を対象として、買取価格を固定(毎年、小売物価指数に連動した調整を実施)。</li> <li>○太陽光は2012年から、水力、風力、バイオマス※は2014年4月から、導入量に応じた低減率を設定。</li> <li>○2014年から開始したCfD FIT(大規模設備対象)の基準価格は5年間分の価格を設定。</li> </ul>

※嫌気性消化(酸素の存在しない(嫌気性)条件下で行われる有機物の生物分解。最終的にメタンガス等へ分解され、このメタンガスなどを使ったバイオマス発電を指す)のみ対象。

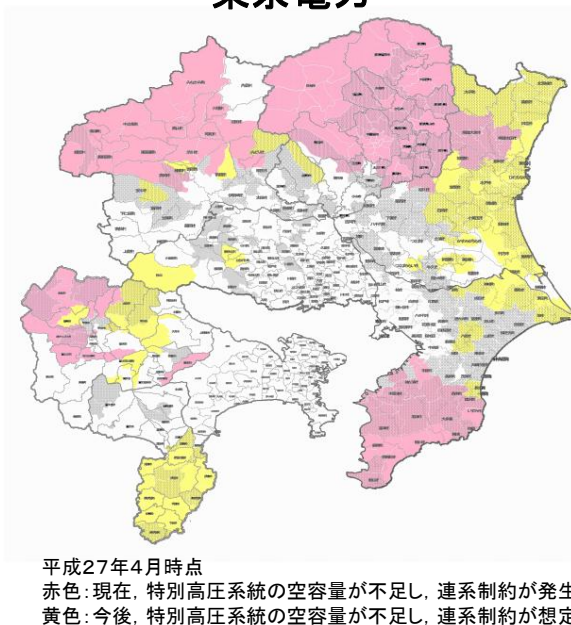
# ローカル系統制約の拡大

■ 太陽光の急速な導入拡大が進む中で、全国的にローカルな系統制約が発生している地域が増加している。特に、比較的開発に長期間を要する再生可能エネルギーについては、計画中の案件であっても接続申込みに至らないまま、系統制約に直面するケースも生じている。

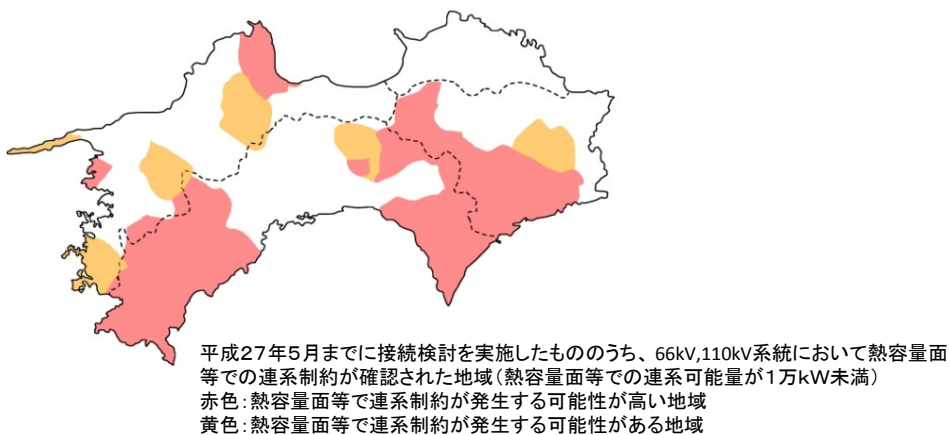
## 北海道電力 【ローカル系統制約の状況】



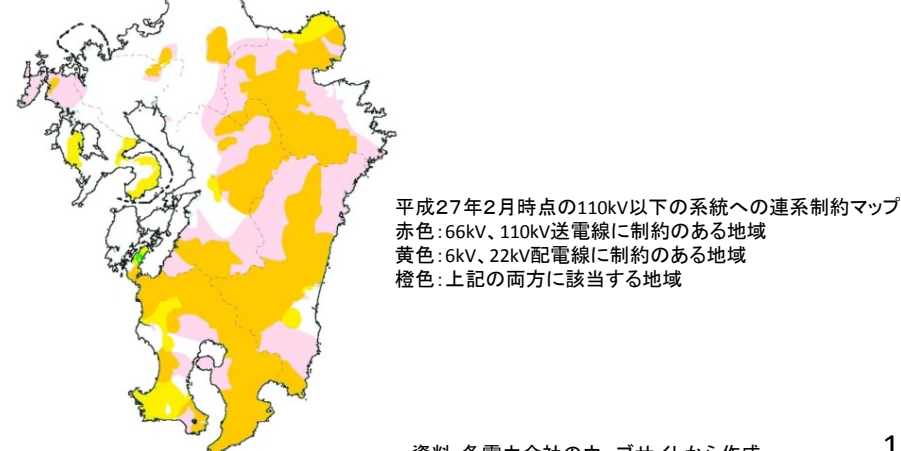
## 東京電力



## 四国電力



## 九州電力

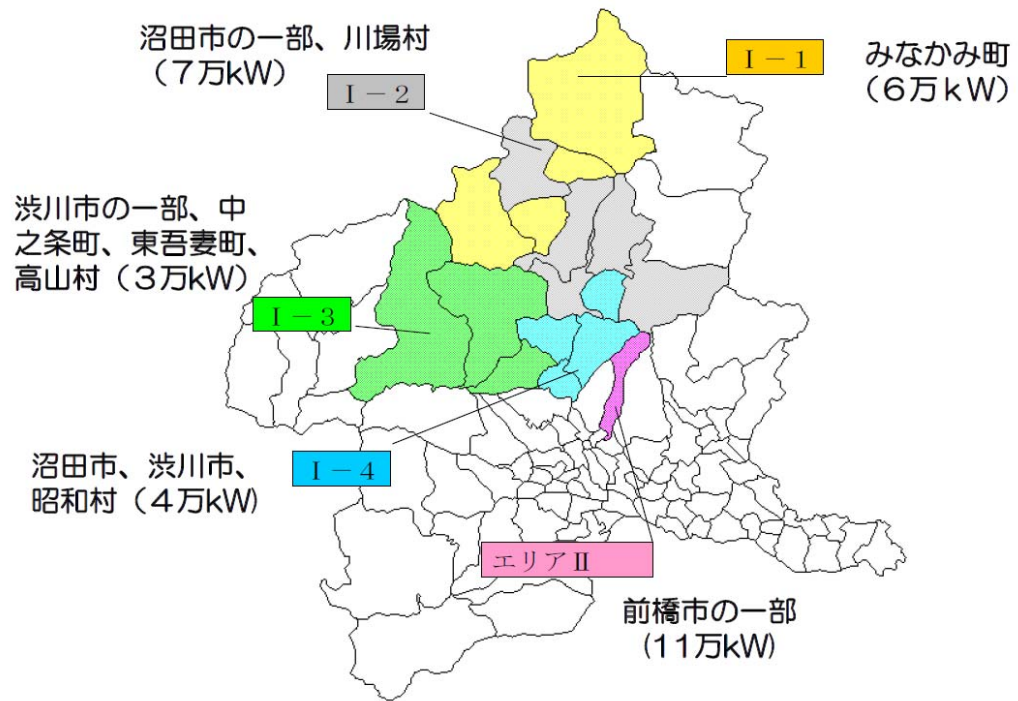




# ローカル系統制約への対応の現状①

- エリア全体での需給制約がかかっていない東京電力、中部電力、関西電力管内においても、群馬県北部など、特定の地域に太陽光発電が集中的に導入された結果、上位系統の制約が生じる問題が発生。
- そのため、特定負担の原則の下、事業者負担による再生可能エネルギーの導入拡大を進める工夫として、東京電力では、群馬県北部で入札制度を試行的に実施。

## 【募集エリアの位置】



(出所)東京電力株式会社ウェブサイトより

## 【東京電力による入札制度の概要】

- 東京電力は、群馬県北部エリアにおいて、上位系統の制約が発生した地域での新たな系統連系を可能とするため、入札スキームを平成26年8月より実施。
- 増強工事の内容により、入札募集エリアを決定し、各エリアで系統連系を希望する事業者より負担可能な工事費負担金での応募を受け、必要な工事費負担金が確保できた場合に成立とした。
  - エリア I  
募集規模:20万kW 最低入札単価:1.35万円/kW
  - エリア II  
募集規模:11万kW 最低入札単価:0.1万円/kW
- この結果、最終的に以下のとおり、入札募集が成立したところ。
  - エリア I (平成27年4月21日に成立公表)  
約12万kW(86件)
  - エリア II (平成27年6月3日に成立公表)  
約2万kW(54件)

## ローカルシステム制約への対応の現状②

- また、電力システム改革制度設計ワーキンググループでは、電源設置に伴う送変電設備の増強を効率的に進められるルールについて議論が行われた。
- これを受け、本年4月に発足した広域的運営推進機関において、電源接続案件の募集に関するルールが策定された。

電力システム改革制度  
設計WG第7回資料より

### システムアクセス検討に関する手続きの見直し

#### 【具体的な解決方策(案)】

以下のような手続きを行うことにより、電源設置に伴う送変電設備の増強を効率的に進められるようにルール整備を行う。

(具体的には、広域機関の送配電等業務指針に以下の考え方を盛り込むことで広域機関、各一般電気事業者が守るべきルールとして整備するとともに、広域機関自身が行う業務については、広域機関の業務規程にも反映。広域機関発足前に生じた事案についても、一般電気事業者にて、趣旨を踏まえ可能な限り対応。)

- 広域機関又はエリアの一般電気事業者は、電源の接続検討依頼を受け付けた場合であって、送変電設備の増強が一定規模以上になることが見込まれる場合には、可及的速やかに、依頼者に対して、近隣の電源接続案件の可能性を募る旨を申し伝える。

(ただし、依頼段階で、検討依頼者から、例えば、一定規模以下の負担金であれば単独での負担でもよいので接続に必要な送変電設備の整備を急ぐとの依頼者からの意向が示されている場合にあっては、従前同様、個別の接続案件として処理を進める。)

- 検討依頼者から、単独負担の意向が示された場合を除き、電源設置者、設置電源の具体的な諸元等の守秘性のある情報を適宜符号化した上で、周辺地域での電源設置案件を募る。
- 上記募集を行った結果、他の事業者から具体的事案が提出された場合には、広域機関又は一般電気事業者は、当該事案も考慮に入れて送変電設備の設備増強計画を検討し、接続検討に対する回答を行う。
- 電源設置者が負担することとなる工事費負担金の金額規模等によっては、電源設置計画の変更又は中止もあり得ることなども考慮し、建設工事の着工までの間は、広域機関又は一般電気事業者は、電源設置者及びその計画内容が特定されないよう情報管理を行う。

# 広域的な系統利用のシステム・ルールの現状

- 本年4月に設立された「電力広域的運営推進機関」では、
  - ①地域間連系線の運用容量を30分ごとにきめ細かく算定すること
  - ②発電事業者も地域間連系線の利用申込みを認める等、柔軟な運用ルールを策定。
- さらに、来年を目途に、
  - ①現在エリア毎に行っている周波数を広域的に調整するためメカニズムを構築することや、
  - ②連系線の通告変更を実需給終了の例えば10分前まで可能とすることを予定している。

## <本年4月より運用開始済み>

### ①地域間連系線の運用容量の設定の在り方

- ▶ 容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、30分の断面で、きめ細かく運用容量を算定することとする。

### ②地域間連系線のマージン利用の在り方

- ▶ 容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、一部マージンについて、需要側エリアに出力指令が可能な予備電源がある場合には、緊急時には抑制等を受けることを前提に、系統利用者がマージンを利用できるようにする。

### ③発電事業者等による地域間連系線の容量確保

- ▶ 多様な供給力を活用していくという電力システム改革の考え方から、発電設備を保有する者も連系線の利用(容量確保)の申し込みを行うことができる仕組みとする。

### ④余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方

- ▶ あるエリアにおいて、想定を超える発電量の発生により下げ代不足が発生し、電気の需給の状況を改善する必要が認められる場合(緊急時)には、広域機関が、電事法第28条の44の規程に基づく指示スキームをエリアをまたいで活用できるように連系線利用制度を見直し。

### ⑤自然変動電源の連系線希望計画の蓋然性の明確化

- ▶ 自然変動電源が連系線を利用するに当たっては、蓄電池等の組み合わせをしなくても、過去の発電実績等に基づき安定して発電し得る電力を蓋然性の高い計画として、自然変動電源が利用可能であることを明確化。

## <来年を目途に運用開始予定>

### ⑤周波数変動を広域で調整する仕組みの整備

- ▶ 周波数調整は基本的に各エリアで行うことが原則だが、再生可能エネルギーなどの変動電源が増加することに伴い、単一エリアのみでの需給調整・周波数調整ではなく、エリアを越えた調整を行うためのメカニズムを構築※。

※短周期変動のみ。長周期変動は広域的な電力融通により対応。

### ⑥連系線の通告変更のルールの見直し

- ▶ 系統利用者の利便性向上のため、連系線の通告変更は実需給終了の例えば10分前まで可能とする。



- 風力の地域別導入量については様々な仮定があり得るため、系統増強費用は一意に定まらないが、一例として北海道・東北地域における再エネ（風力発電を想定）の追加費用単価をマスタープラン研究会（平成24年4月）における試算結果から計算すると、概ね追加導入1kWhあたり年間約9円/kWhの増強費用となった。また、この費用をエリア別に分けると、東北分は4円/kWh、北海道分は15円/kWhとの試算結果となった。

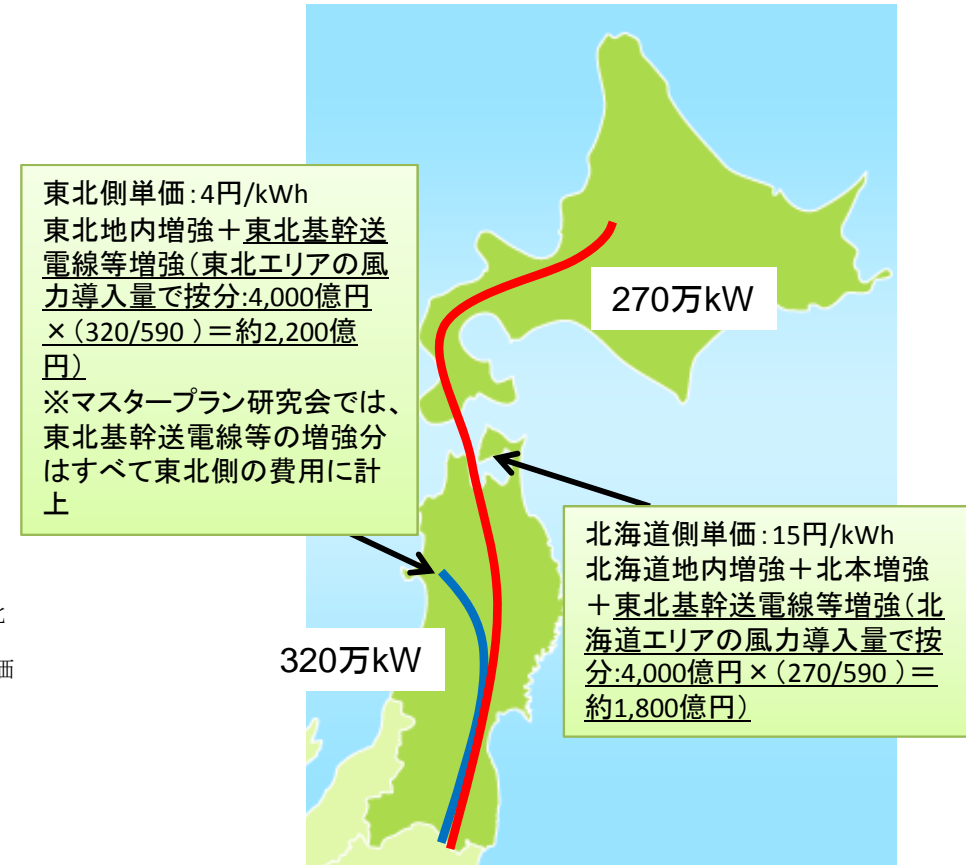
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「固定価格買取制度の運用見直し等について」で示したように、連系線の空き容量を活用することで、一定程度の風力等の再生可能エネルギーを送電できる可能性がある。（なお、こうした地域間連系線等に係る利用ルールに関しては、本年4月に発足する広域的運営推進機関の送配電等業務指針に位置づける予定。）

## <一定の仮定に基づく風力の追加導入量における追加費用>

	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
追加連系量	270万kW (47億kWh/年)	320万kW (56億kWh/年)	590万kW (103億kWh/年)
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線・地内基幹送電線増強等	6,800億円程度 【+1,800億円】	2,200億円程度 【-1,800億円】	9,000億円程度
概算工事費計	8,800億円程度 [15円/kWh程度]	2,900億円程度 [4円/kWh程度]	1兆1,700億円程度 [9円/kWh程度]

## <増強費用算定に当たっての考え方>



## 【 】内はP. 3マスタープラン研究会中間報告書との比較

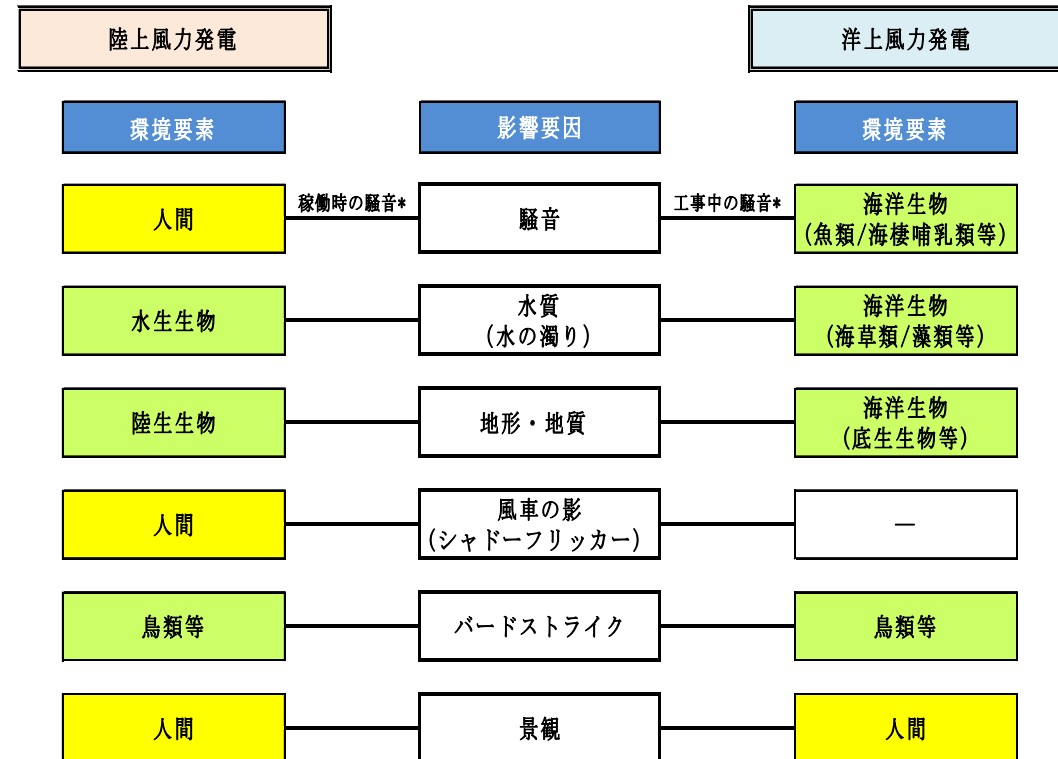
※kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。（北海道、東北分も同様の手法で計算。）  
①年間発電電力量：(590万kW×20%)×8760時間=103億kWh、②年経費：1兆1700億円×8%=936億円、③kWh単価：936億円÷103億kWh=9円/kWh程度。  
※今後の電源の状況によって一部の送電線は増強不要となる場合もある。一方で、今後北海道・東北では太陽光が接続可能限度まで導入されることが見込まれており、その場合には太陽光によって地内系統が埋まることも予想され、下記以外に追加的な地内系統増強費用が発生する可能性もある。  
※北海道及び東北地域における地内送電網の整備については、風力発電のための送電網設備実証事業（平成27年度政府予算案105億円）による取組を進めている。  
※また、電力系統出力変動対応技術研究開発事業（平成27年度政府予算案60億円）など予算措置を行い、系統増強を伴わないソフト面での出力変動対策を進めている。

# 規制・制度上の課題：環境アセスメント手続の迅速化等

- 環境アセスメントについては、審査の迅速化、環境調査の前倒実施による迅速化、環境情報の整備などを実施し、アセス手続の迅速化を図っているところ。
- 他方、導入の更なるスピードアップや案件形成の拡大を図るためには、風力や地熱アセスメント事例を積み重ねつつ、海外の例なども参考にし、効率的かつ効果的な環境アセスメントについて検討を行う必要はないか。
- 更に洋上風力の環境影響評価の基盤となる海洋環境基礎データの蓄積、海域特性の扱い等、陸上と異なる環境影響評価の手法について検討が必要ではないか。
- なお、日本風力発電協会からは、環境影響評価法に基づく風力発電所の環境アセスメントについて、①規模要件を1万kW以上から5万kW以上に緩和、②事業特性や立地環境特性を踏まえた参考項目の絞り込み、との要望が寄せられている。

国	アセス対象となる風力発電の規模要件
英国	5万kW以上の陸上風力
ドイツ	高さ50mを超え、かつ20基以上
デンマーク	4基以上又は高さ80m超え
フランス	高さ50m以上の風車が1基以上の場合 高さ12m以上50m未満の風車が1基以上含まれており、 かつ総出力が2万kW以上の場合
スペイン	50基以上又は既存風力発電施設から2km圏内
米国	5万kW超え
中国	5万kW以上かつ環境敏感区
韓国	10万kW以上
日本	第1種事業 1万kW以上 第2種事業 7,500kW～1万kW

## 環境影響にかかる洋上風力発電と陸上風力発電の比較



\*: 陸上風力発電/洋上風力発電ともに稼働時・工事時の騒音による影響はあるものの、社会的に問題視とされているのは陸上では稼働時の人間への影響、洋上では工事時の海洋生物への影響と考えられる。なお、洋上においては一定程度陸から離れている場合を想定している。

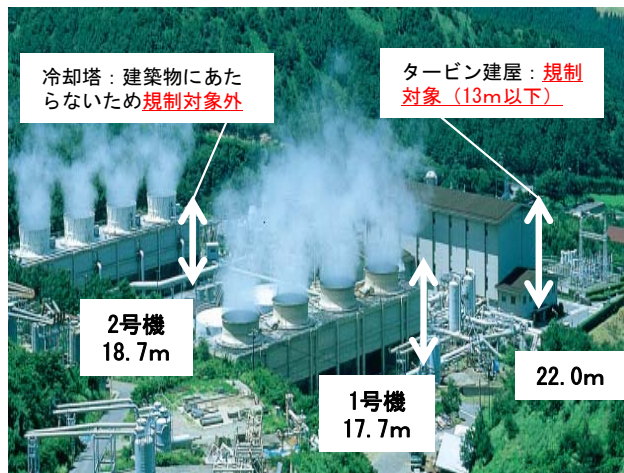
# 規制・制度上の課題：地熱発電開発に係る環境規制への対応

- 環境規制については、①国立・国定公園内における建築物の高さ規制(13m以内)や、②空中物理探査の円滑実施(希少猛禽類への配慮)に加え、新たに地下資源をより一層有効活用するための③国立・国定公園第1種特別地域等への地域外からの傾斜掘削について議論を進めている。
- なお、環境省において、「国立・国定公園内における優良事例の形成を円滑に進めるための検討会」を今年3月に立ち上げ、夏頃までに優良事例を円滑に進めるための考え方を取りまとめる予定。なお、本検討会において、上記①～③の項目についても議論される予定。(当省も出席しており、今後、優良事例の円滑化に向けて連携していく予定。)

## 【国立・国定公園内の地熱開発に係る優良事例形成の円滑化に関する検討会】

第1回を3月20日、第2回を4月23日、第3回を6月23日に開催。夏頃に取りまとめる予定。

### ①建築物の高さ規制



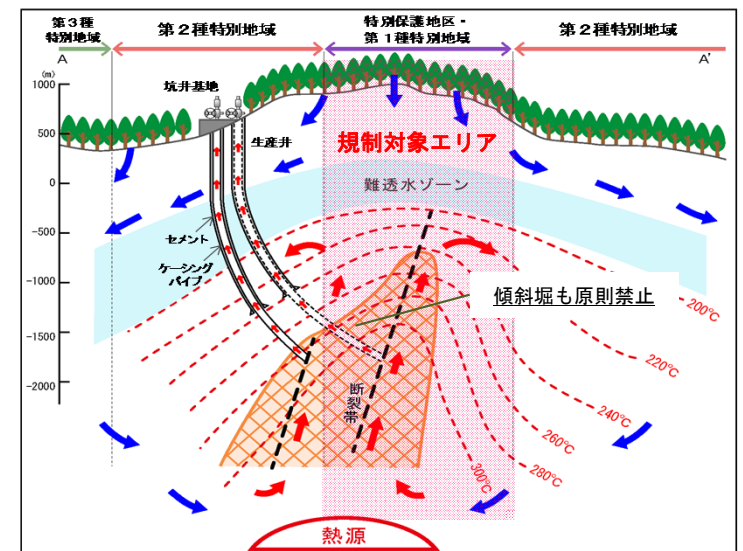
八丁原地熱発電所（国立・国定公園内）

### ②空中物理探査の円滑実施



空中物理探査風景  
(時速70kmで地上を探索)

### ③第1種特別地域等への地域外からの傾斜掘削



第1種特別地域内地下に有望地熱資源が眠る模式図

## 2. 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立



## 2. 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立

### 【検討における具体的な論点(案)】

#### (太陽光)

- 現行法では、系統接続の見通しの立たない案件であっても設備認定を行う制度であり、事業の実態と設備認定に乖離が生じてきているが、今後の制度のあり方としてどのように考えるべきか。
- 調達価格を取得しても長期にわたり稼動しない平成24年度、25年度の設備認定案件に対しては、現状では、報告徴収・聴聞による認定取り消しによる対応を行っているが、今後の対応は如何にあるべきか。
- 太陽光の導入の実態と今後の追加的な導入拡大量を考えた場合に、導入拡大と国民負担の抑制を両立させるために、価格設定や制度面での対応は如何にあるべきか。

#### (風力・バイオマス)

- 風力の更なる拡大を目指す一方で、国民負担軽減と両立させるため、国際的に比較して高い風力の発電コストを低減させる上で、価格面・制度面で如何なる対応を行うべきか。
- バイオマスの更なる拡大を目指す一方で、国民負担軽減と両立させるため、燃料費が7割を占める電源の特性や、需給逼迫による価格上昇の懸念を踏まえ、価格面・制度面で如何なる対応を行うべきか。



- エネルギー自給率の向上に寄与し、環境適合性に優れる再エネは、各電源の個性に応じて最大限導入し、既存電源の置き換えを進めていく。地熱・水力・バイオマスは原子力を代替し、風力・太陽光は火力を代替する。
- 2030年の電力コスト(燃料費+FIT買取費用+系統安定化費用)を現状より引き下げるとの方針の下、現状の9.7兆円(2013年)よりも5%程度引き下げ、9.2兆円程度へ引き下げの中で、再エネを含めた電源構成を検討。さらに、そこから地熱、水力、バイオマスの導入が拡大した場合でも現状よりも2%程度引き下げ、9.5兆円程度へと抑え込む中で、再エネを含め他電源構成を検討。
- 再エネの導入量については、省エネの推進、原発の再稼働により、電力コストを低減させた上で、まずは地熱・水力・バイオマスを物理的限界まで導入することで原子力を代替し、その後、再エネを含めた全体の電力コストが9.5兆円に達するまで自然変動再エネを可能な限り拡大することにより算定する。

## <既存電源の置き換え>

### 地熱・水力・バイオマス

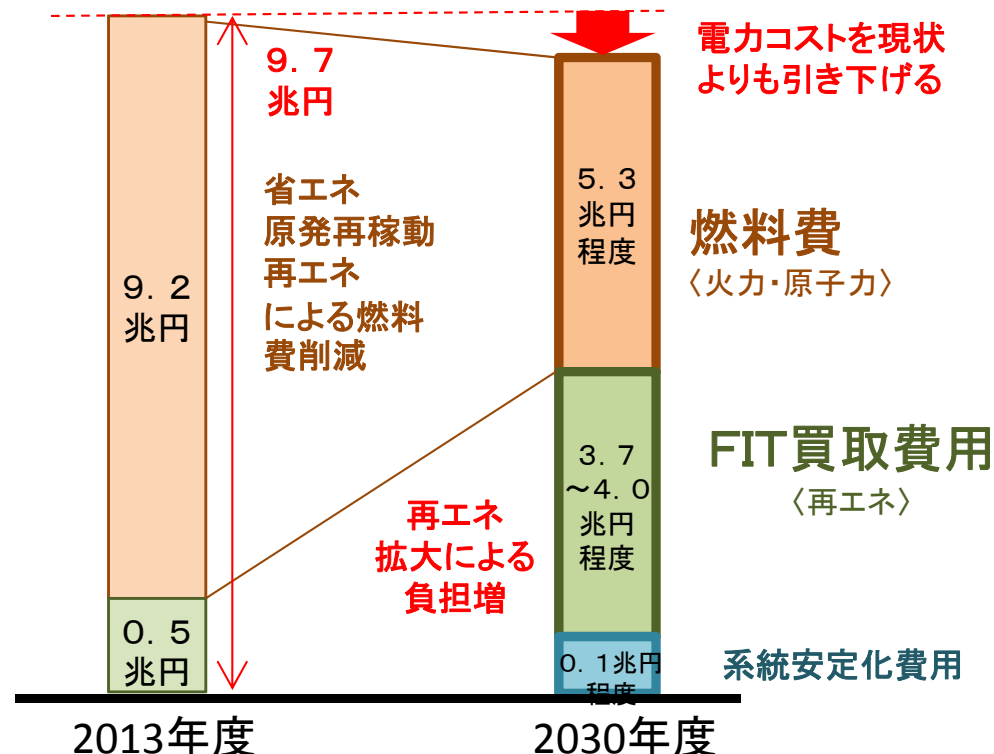
自然条件によらず安定的な運用が可能であることから、原子力を置き換える。立地面や燃料供給面での制約を踏まえつつ、実現可能な最大限まで導入。

こうした制約が克服された場合には、導入量は、さらに伸びる事が想定される。

### 風力・太陽光 (自然変動再エネ)

自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、コスト負担が許容な範囲で最大限導入。

## <電力コストの推移 (イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

■ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、国民負担の抑制とのバランスを考慮し、FIT買取費用は、3.72兆円～4.04兆円の範囲において、全体で、2,366～2,515億kWhの導入が見込まれる。  
(原発を代替する地熱・水力・バイオマスの買取費用の合計は約1.0兆円～約1.3兆円、火力を代替する自然変動再エネの買取費用は約2.7兆円以下となる。)

	発電電力量	FIT買取費用(税抜)
地熱	102～113億kWh	0.17兆円～0.20兆円
水力	939～981億kWh	0.19兆円～0.29兆円
バイオマス	394～490億kWh	0.63兆円～0.83兆円
(小計)	1,435～1,584億kWh	1.00兆円～1.31兆円
風力	182億kWh	0.42兆円
太陽光	749億kWh	2.30兆円
(小計)	931億kWh	2.72兆円
(合計)	2,366～2,515億kWh	3.72兆円 ～4.04兆円

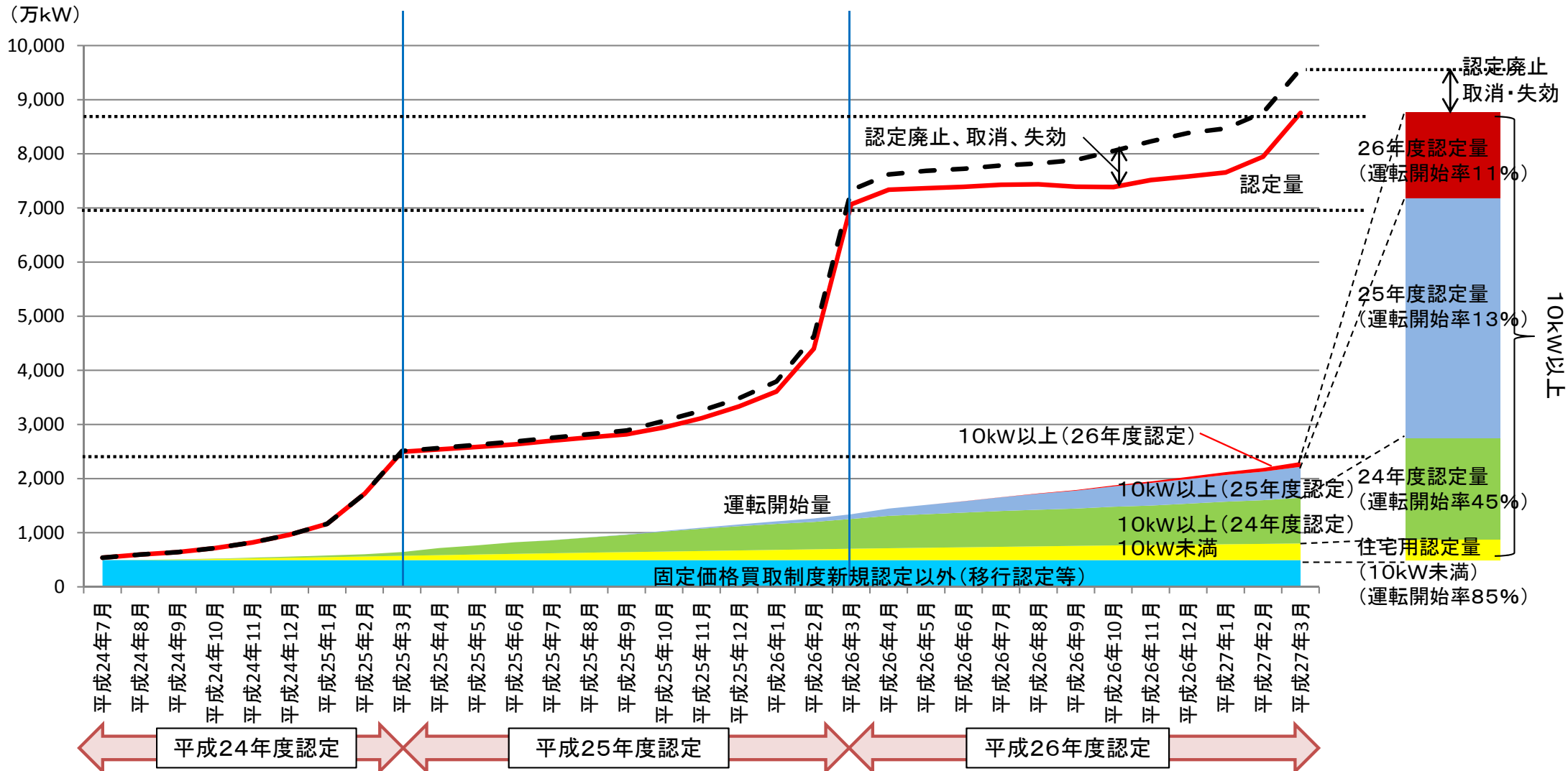
※水力には揚水(85億kWh)を含む。

※2030年度の各数値はいずれも概数。

(注) 加えて系統安定化費用として、火力の発電効率悪化に伴う費用、火力の停止及び起動回数の増加に伴う費用が計0.13兆円。

# 太陽光発電設備の認定量と導入量の推移

- 平成27年3月時点の累積設備認定量83GWのうち、10kW以上太陽光の40円案件が19GW、36円案件が44GWを占めるなど、初期の高い価格を取得している事業用太陽光の認定案件が大部分を占める。
- 他方、平成26年度末の認定量は前年度比で3分の1となり、駆け込みは沈静化。

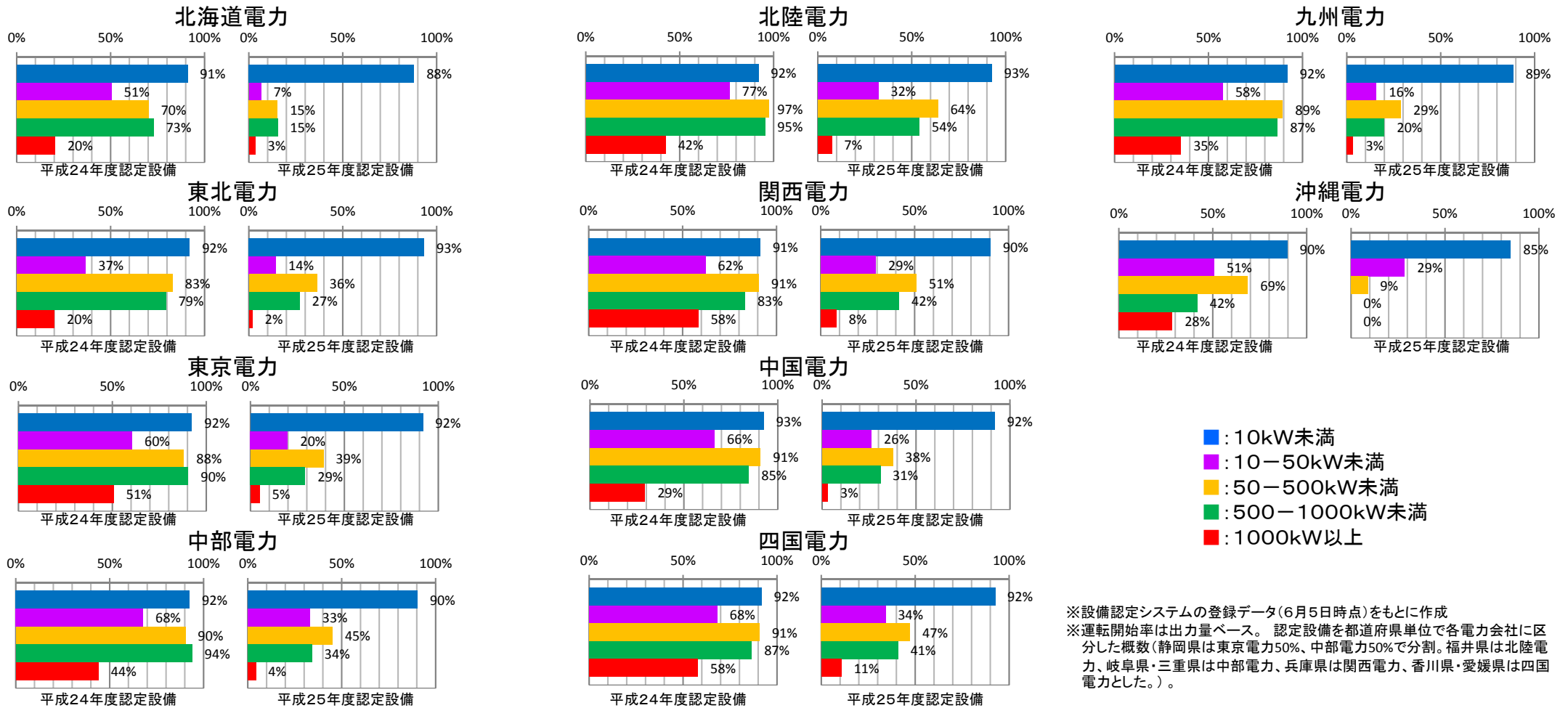


※設備認定公表データ、費用負担調整機関への交付金申請情報をもとに作成(運転開始量は各月で交付金を交付した設備の出力を合計)  
 ※26年度の運転開始率は平成27年2月までの設備認定分により計算  
 ※買取価格は認定年度内に電力会社に接続申込を行い、価格を確定させたものとして計算。

# 太陽光発電設備の運転開始状況

- 平成24年度認定設備は、10kW未満及び50－1000kWは、概ね認定量の90%程度の高い運転開始率。他方、10－50kW未満は、約40－80%、1000kW以上は、約20－60%の低い運転開始率にとどまり、特に指定電気事業者に指定された地域で運転開始率が低くなる傾向。
- 平成25年度認定設備は10kW未満で、概ね認定量の90%に近い高い運転開始率。他方、10kW以上では、全体的に低い運転開始率にとどまり、東京電力、中部電力、関西電力でも運転開始率は低くなっている。

## 太陽光発電設備の認定年度別運転開始率

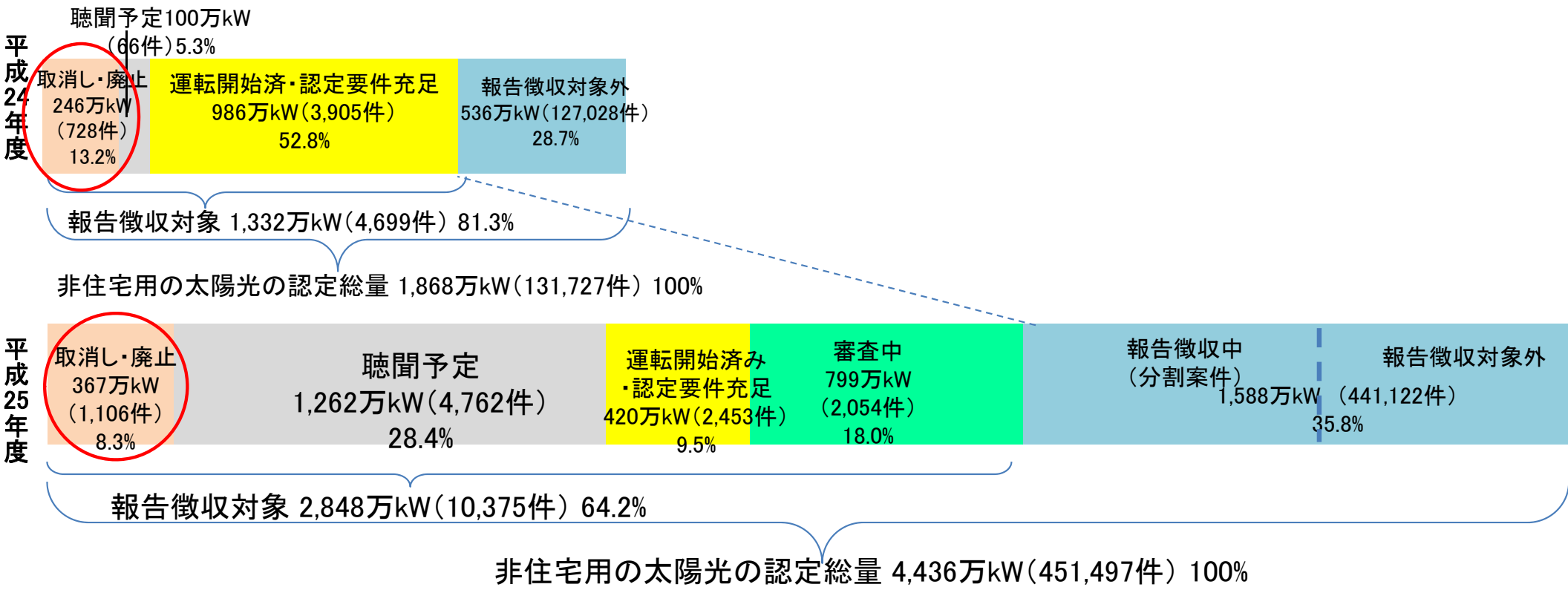


※設備認定システムの登録データ(6月5日時点)をもとに作成  
 ※運転開始率は出力量ベース。認定設備を都道府県単位で各電力会社に分した概数(静岡県は東京電力50%、中部電力50%で分割。福井県は北陸電力、岐阜県・三重県は中部電力、兵庫県は関西電力、香川県・愛媛県は四国電力とした。)

# 太陽光発電設備の認定と運転開始の乖離の問題への対応

- 平成24年度及び25年度に認定を受けた非住宅用の太陽光発電設備(10kW以上)のうち、運転開始前の400kW以上の設備に対して報告徴収を実施。認定要件である場所及び設備が未決定の案件については、行政手続法上の聴聞を行い、要件の充足が確認できない場合、順次認定取消しを実施。
- また、平成26年度以降の認定案件(50kW以上の太陽光発電設備)については、認定を受けてから一定期間(平成26年度:原則180日、平成27年度以降:原則270日)以内に土地・設備の確保が確認できない場合、認定が失効するというルールを設けている。
- こうしたプロセスの中で、場所及び設備の確保に至らない案件の取消し・廃止が一定程度進んでいるが、平成24年度の実績を見ると、認定案件の8割程度は認定を維持している状況であり、平成25年度についても一定割合は認定を維持することになる可能性がある。こうした制度開始当初の認定案件が大量に存在することにより、太陽光発電の調達価格の切り下げ(40円/kWhから27円/kWh(いずれも税抜き))を進めたとしても、賦課金負担の上昇への懸念を払拭することが困難な状況。

## <太陽光発電設備に関する報告徴収、聴聞の状況と結果(平成27年5月29日時点)>



# 太陽光発電設備の接続済量、接続申込量等の状況

	接続済量 (4月末)	接続済量 + 接続契約申込量 (4月末)	設備認定量 (3月末)	接続可能量
北海道電力	65 万kW	248 万kW	297 万kW	117 万kW
東北電力	163 万kW	704 万kW	1,485 万kW	552 万kW
東京電力	556 万kW (2月末)	1,280 万kW (2月末)	1,969 万kW	—
中部電力	371 万kW (3月末)	717 万kW (3月末)	908 万kW	—
北陸電力	41 万kW	78 万kW	118 万kW	110 万kW
関西電力	287 万kW	536 万kW	672 万kW	—
中国電力	194 万kW	483 万kW	644 万kW	558 万kW
四国電力	135 万kW	243 万kW	281 万kW	257 万kW
九州電力	489 万kW	1,326 万kW	1,831 万kW	817 万kW
沖縄電力	23 万kW	37 万kW	58 万kW	49.5 万kW
合計	2,324 万kW	5,652 万kW	8,263 万kW	—

※接続済量、接続契約申込量は各電力会社のウェブサイト、もしくは各電力会社からの報告データをもとに作成。離島分を含んでいない等。

※接続済量は固定価格買取制度以外の太陽光発電設備を含む。

※設備認定量は、認定設備を市町村単位で各電力会社に区分した概数(静岡県富士宮市・富士市は東京電力、岐阜県飛騨市・郡上市は中部電力、岐阜県関ヶ原町・三重県熊野市・兵庫県赤穂市は関西電力、愛媛県今治市は四国電力とした。)であり、各電力会社のウェブサイト掲載の値とは異なることがある。



# 太陽光発電設備の接続申込量、認定量の推移

- 太陽光の指定電気事業者のうち指定ルール(無補償の出力制御の制限なし)での接続となっている北海道電力、東北電力、九州電力の3社及び沖縄電力では、接続申込量が横ばいの状況になっている。
- 設備認定量の増加は、特に指定電気事業者に指定されていない東京電力、中部電力、関西電力の3社を中心に継続しているが、接続申込量は設備認定量の増加ほど伸びてはいない。

太陽光発電設備の接続申込・認定の推移

(万kW)

		H26.12	H27.1	H27.2	H27.3	H27.4			H26.12	H27.1	H27.2	H27.3	H27.4	
北海道電力	接続済+	250	250	251	251	248		関西電力※2	接続済+	425	440	450	532	536
	接続申込	-1	0	+1	0	-3			接続申込		+15	+10	+82	+4
	設備認定	283	284	284	297				設備認定	522	545	560	672	
		+2	+1	0	+13				+14	+23	+15	+112		
東北電力	接続済+	647	667	673	708	704		中国電力	接続済+	444	450	456	475	483
	接続申込	+28	+20	+6	+35	-4			接続申込	+15	+6	+6	+19	+8
	設備認定	1165	1178	1250	1485				設備認定	538	551	590	644	
		+7	+13	+72	+235				+15	+13	+39	+54		
東京電力	接続済+	1433	1444	1469	1496	1526		四国電力	接続済+	223	228	231	241	243
	接続申込※1		+11	+25	+27	+30			接続申込	+4	+5	+3	+10	+2
	設備認定	1694	1678	1780	1969				設備認定	255	256	259	281	
		+45	-16	+102	+189				+3	+1	+3	+22		
中部電力	接続済+	671	713	740	805	813		九州電力	接続済+	1320	1325	1309	1314	1326
	接続申込※1		+42	+27	+65	+8			接続申込	-2	+5	-16	+5	+12
	設備認定	734	755	795	908				設備認定	1745	1757	1770	1831	
		+18	+21	+40	+113				-37	+12	+13	+61		
北陸電力	接続済+	65	68	71	75	78		沖縄電力	接続済+	35.3	35.5	35.9	37.4	37.3
	接続申込	+3	+3	+3	+4	+3			接続申込	+2.1	+0.2	+0.4	+1.5	-0.1
	設備認定	95	101	106	118				設備認定	56.5	57.0	58.1	58.3	
		-2	+6	+5	+12				-0.3	+0.5	+1.1	+0.2		

薄い青色:対前月比5%以上増 濃い青色:対前月比10%以上増 薄い赤色:対前月比0%以上減

※接続申込は電力会社のウェブサイト、もしくは各電力会社からの報告データから作成。離島分を含んでいない。

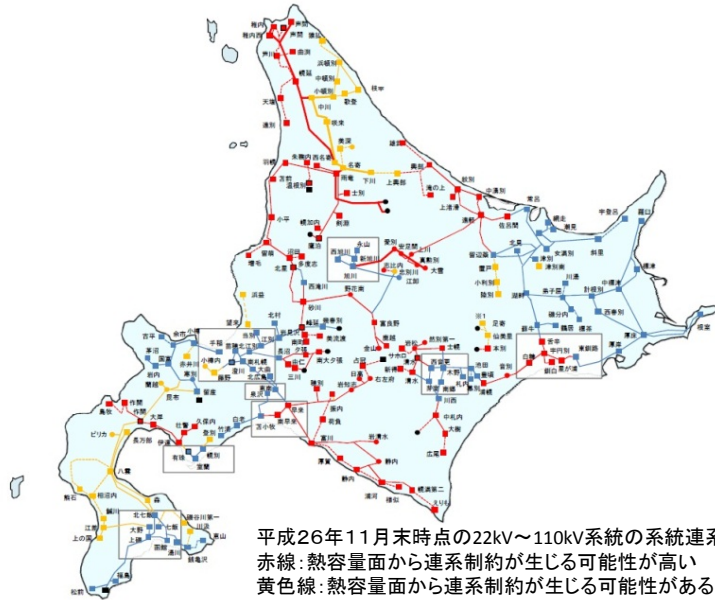
※設備認定量は、認定設備を市町村単位で各電力会社に区分した概数(静岡県富士宮市・富士市は東京電力、岐阜県飛騨市・郡上市は中部電力、岐阜県関ヶ原町・三重県熊野市・兵庫県赤穂市は関西電力、愛媛県今治市は四国電力とした。)であり、各電力会社のウェブサイト掲載の値とは異なることがある。

※1 太陽光以外の再生可能エネルギー設備を含む。 ※2 淡路島南部を含む。

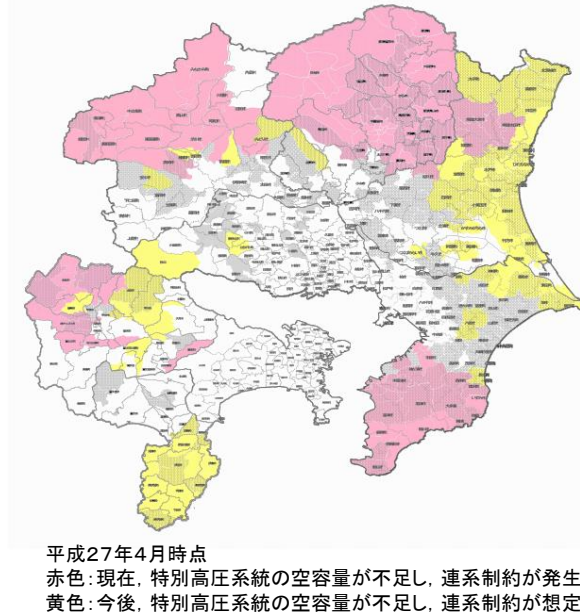
# ローカル系統制約の拡大【再掲】

■ 太陽光の急速な導入拡大が進む中で、全国的にローカルな系統制約が発生している地域が増加している。特に、比較的開発に長期間を要する再生可能エネルギーについては、計画中の案件であっても接続申込みに至らないまま、系統制約に直面するケースも生じている。

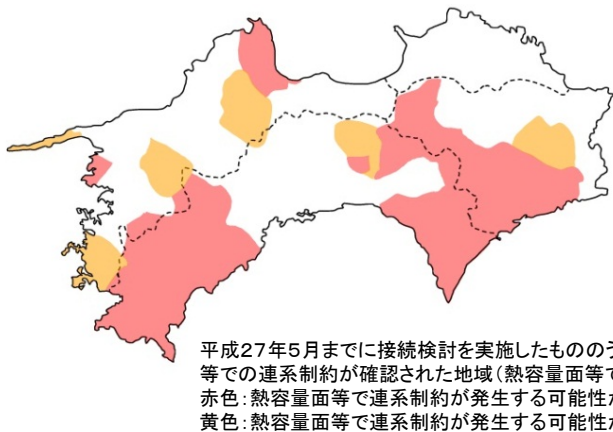
北海道電力 【ローカル系統制約の状況】



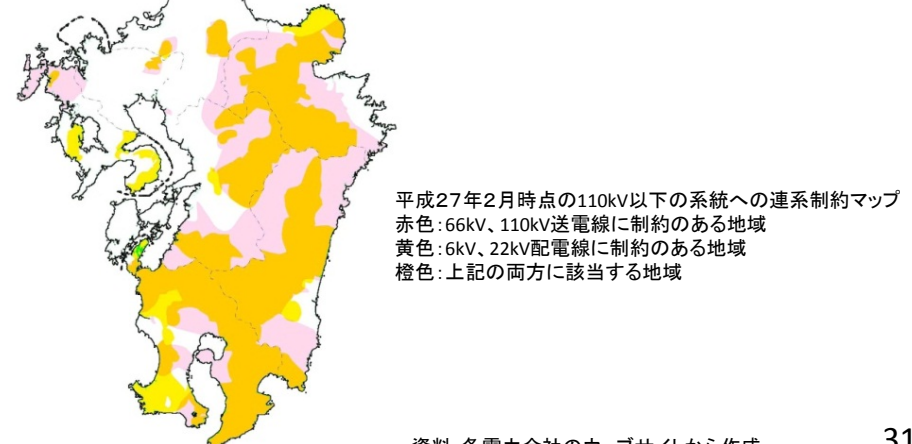
東京電力



四国電力



九州電力





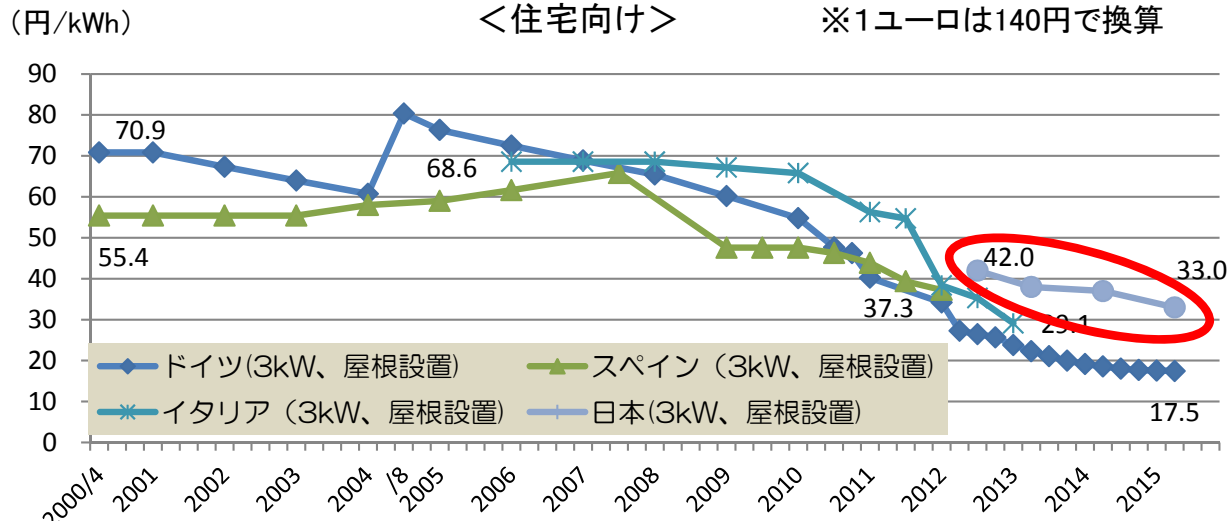
# 太陽光の買取価格の推移と導入費用の国際比較

- 固定価格買取制度施行後2年半で、固定価格買取制度施行後、太陽光の事業コストは、順調に低下が進んでいる(事業用:40円→27円(いずれも税抜き))。
- しかしながら、欧米では太陽光パネル等設備費や工事費のコストは我が国の現行水準より更に低い水準。
- 太陽光を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、賦課金も平成27年には総額約1.3兆円に拡大。

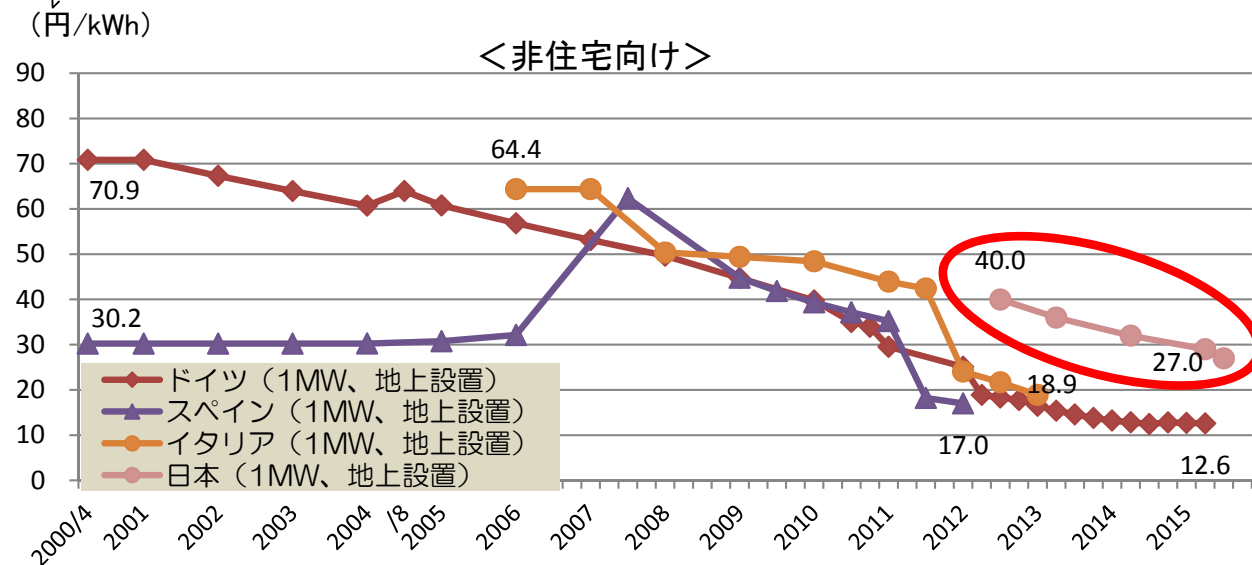
【太陽光発電買取価格の推移】

<住宅向け>

※1ユーロは140円で換算

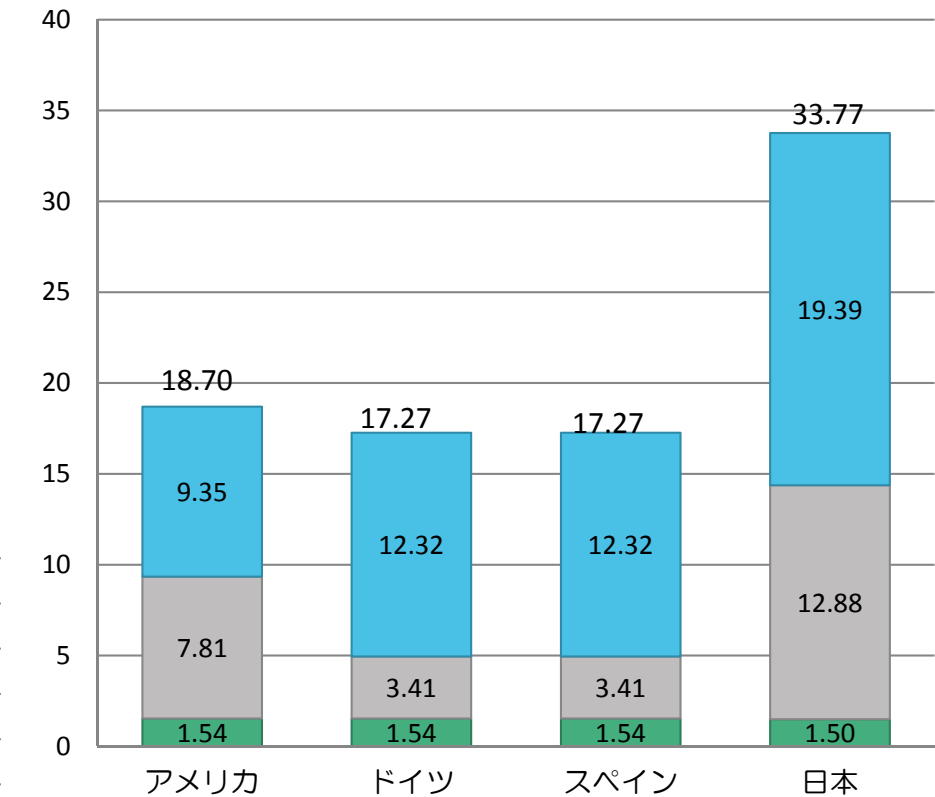


<非住宅向け>



【太陽光発電システムの導入費用の国際比較】

(万円/kW※)



■ 設計費、土地造成費等 ■ 工事費、架台等 ■ パネル、パワコン等

※1ドルは110円で換算

(出所) Bloomberg New Energy Finance調べ

(※)日本の費用の割合は資源エネルギー庁推定

# 太陽光発電事業者から報告されたモジュール単価の推移

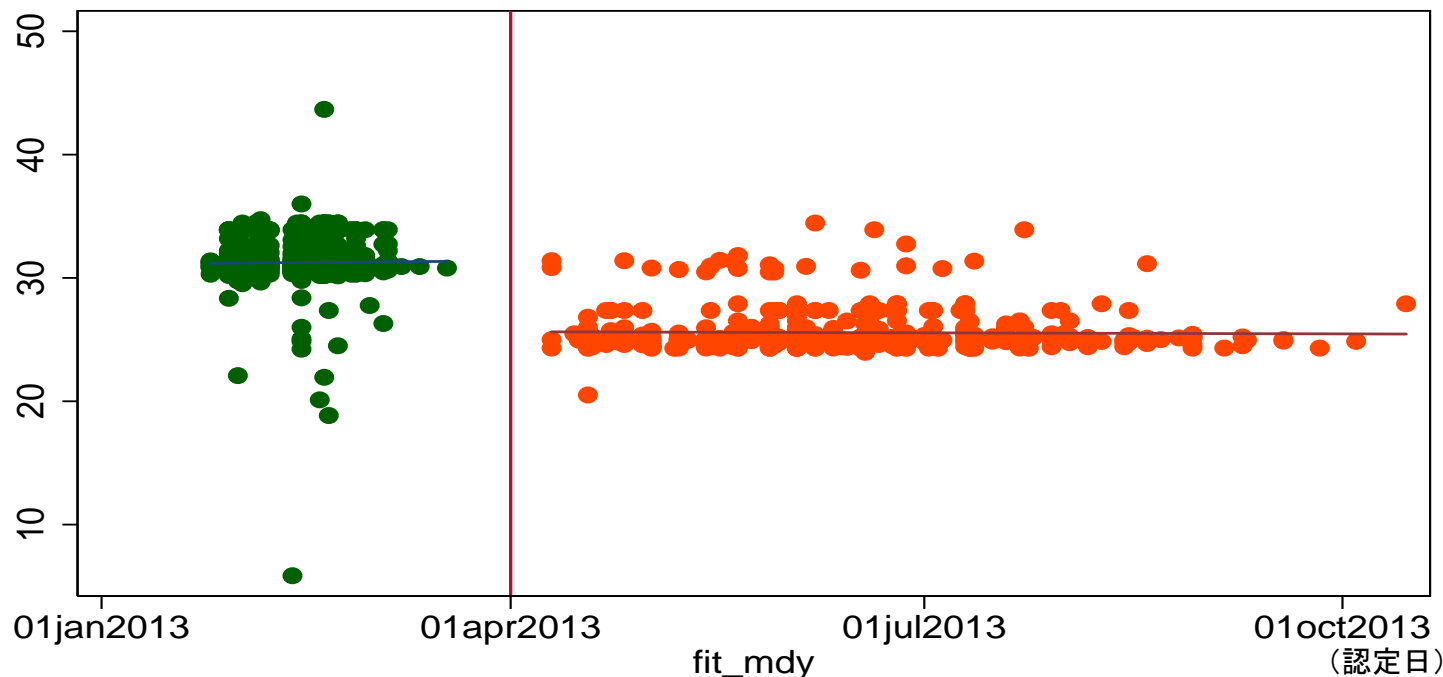
- 発電事業者には、実績ベースでの費用の報告を求めているところ。この内容を分析すると、価格改定のタイミング(毎年4月)において、前月(毎年3月)から、一月もたたない中で、モジュール単価が1万円/kW程度、中には5万円/kW程度下落している傾向が見える。
- この短期間で、実際にモジュール価格のコストが低下したとは考えにくいことから、現実の市場では、買取価格の水準に合わせて、モジュール価格が決定されている可能性がある。

## 【大幅な価格の下落が確認された製品のモジュール価格推移】

(万円/kW)

※製品全体ではない

HRD:PVM-600200



(出所) 運転開始後の設備から報告されたコストデータ  
(※) 点は同一製品の単価、線は最小二乗法を用いた回帰分析結果。

# 海外事例：ドイツの再生可能電力導入量と太陽光発電設備の買取価格の推移

## 2009年1月再生可能エネルギー法改正概要

- ◆ 再生可能エネルギー達成目標の変更(2020年30%)
- ◆ 太陽光は、前年導入量に応じ価格逡減率を調整する仕組みを導入
- ◆ 100kW超の発電設備に遠隔操作による供給管理能力を義務化
- ◆ 30kW以下太陽光発電の自家消費分の補償

## 2010年7月再生可能エネルギー法改正概要

- ◆ 太陽光発電の買取価格の緊急引き下げ
- ◆ 太陽光発電自家消費分の補償対象を500kW以下に拡大

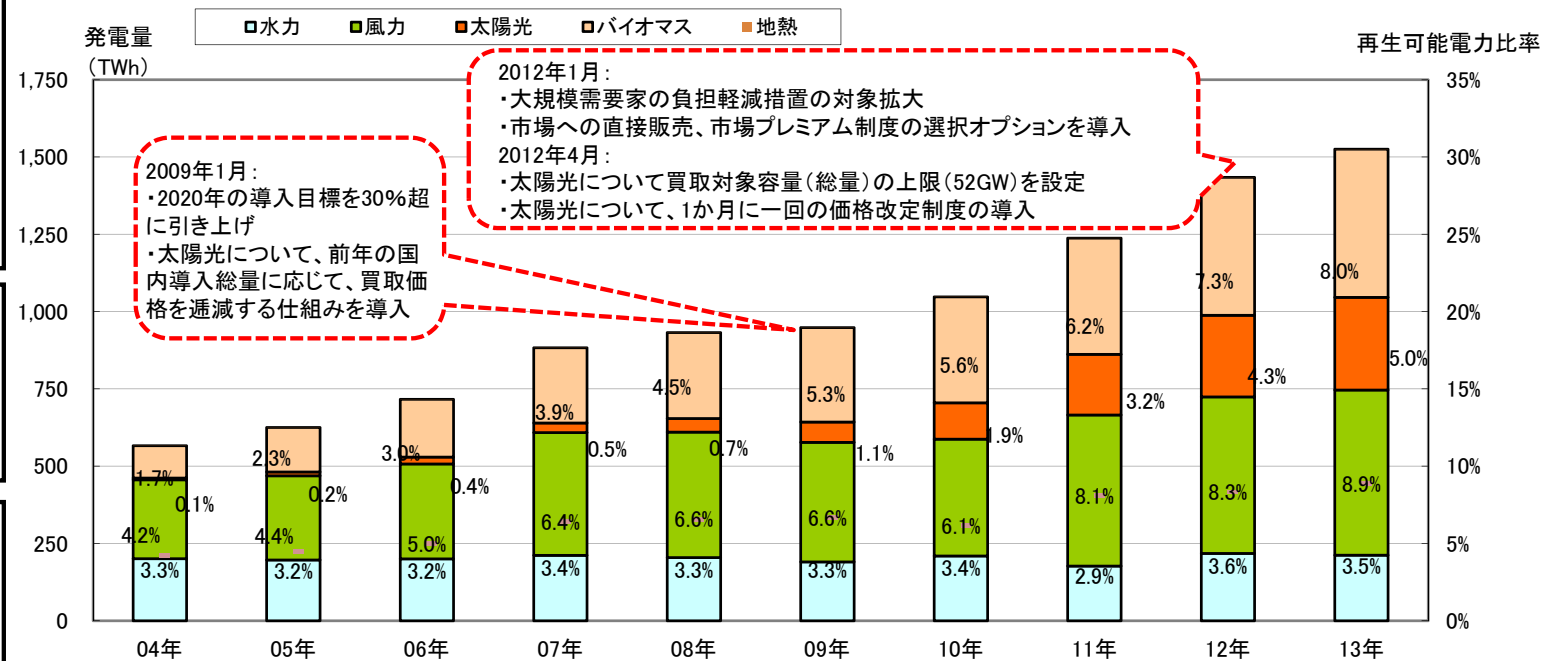
## 2012年1月再生可能エネルギー改正概要

- ◆ 再生可能エネルギー達成目標の変更(2020年35%以上、2030年50%以上、2040年65%以上、2050年80%)
- ◆ 太陽光買取価格の低減等買取価格見直し
- ◆ 100kW以下の太陽光にも遠隔操作による供給管理能力を義務化(但し、30kW以下設備は連系容量を定格出力の70%に制限する対応でも可)
- ◆ 固定価格買取制度又は市場プレミアム制との選択制導入
- ◆ 電力多消費産業の賦課金軽減措置対象の範囲拡大

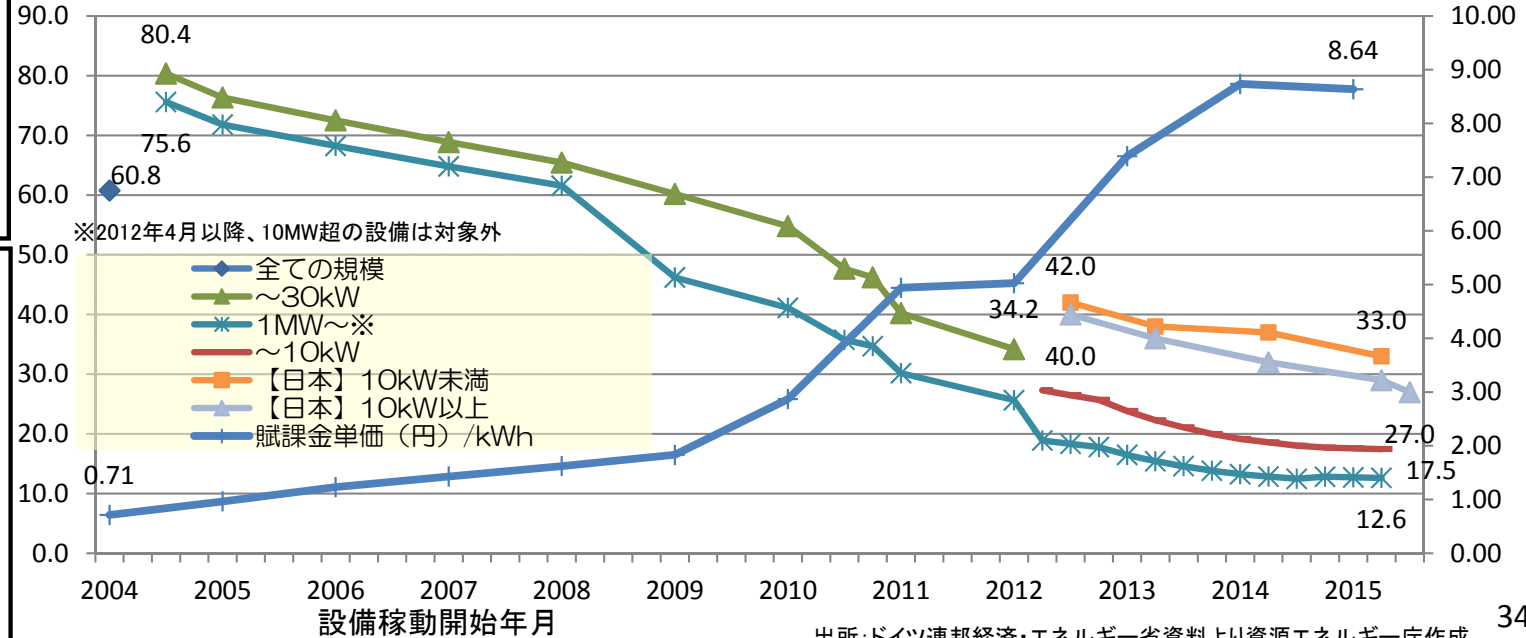
## 2012年4月再生可能エネルギー法改正概要

- ◆ 太陽光発電の買取価格の緊急引き下げ及び10MW以上は買取対象から除外
- ◆ 10~1,000kWの太陽光発電設備による年間買取対象電力量を90%に制限(2014年から適用)
- ◆ 累積導入目標(買取対象)を52GWに設定
- ◆ 太陽光発電の自家消費分補償の廃止
- ◆ 毎月1%逡減率適用、11月以降は直近1年間の導入量に応じ毎月逡減率を変更

## 【ドイツの再生可能電力導入量の推移】



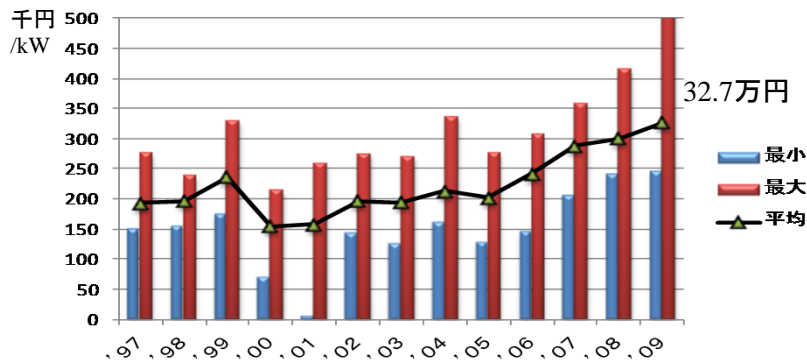
## 【ドイツの屋根設置太陽光発電設備の買取価格の推移】 (円/kWh)



# 風力発電の導入費用の国際比較と低コスト化に向けた取組

- 海外では風車需給の逼迫等により一時的な資本費の増加も見られるものの、直近では資本費・運転維持費とも低下傾向。日本でも、徹底した低コスト化を図り、将来の自立した導入に向けた道筋を描くべきではないか。
- これまでも、部品やメンテナンスの低コスト化に向けた技術開発を推進している。加えて、発電コストの低減には設備利用率の向上も重要であり、設備利用率が10%向上した場合、3割強の低コスト化が見込まれるとの試算結果が得られた。
- 他方、米国やロシアなど、広大な土地を有する米国やロシアと比較し、立地制約のある我が国においては一定の制約があることに留意する必要がある。

【日本の風力発電の資本費の推移】



(出典)新エネルギー等事業者支援対策事業

【風力発電の低コスト化に向けた取組】

＜風車の大型化を伴う部品高度化実用化開発＞



詳細設計した部品・コンポーネントの試作、要素試験などを実施。  
 成果目標: 設備利用率23% (調達価格等算定委員会: 20%)

＜スマートメンテナンス技術研究開発＞



設備利用率向上による低コスト化の試算

陸上風車の設備利用率	20%	23%	25%	28%	30%
発電コスト(円/kWh)	14.9	12.9	11.9	10.6	9.9

(算出方法) 2011年コスト等検証委員会でのコスト試算を活用  
 出力規模: 2万kW、建設費30万円/kW、稼働年数20年

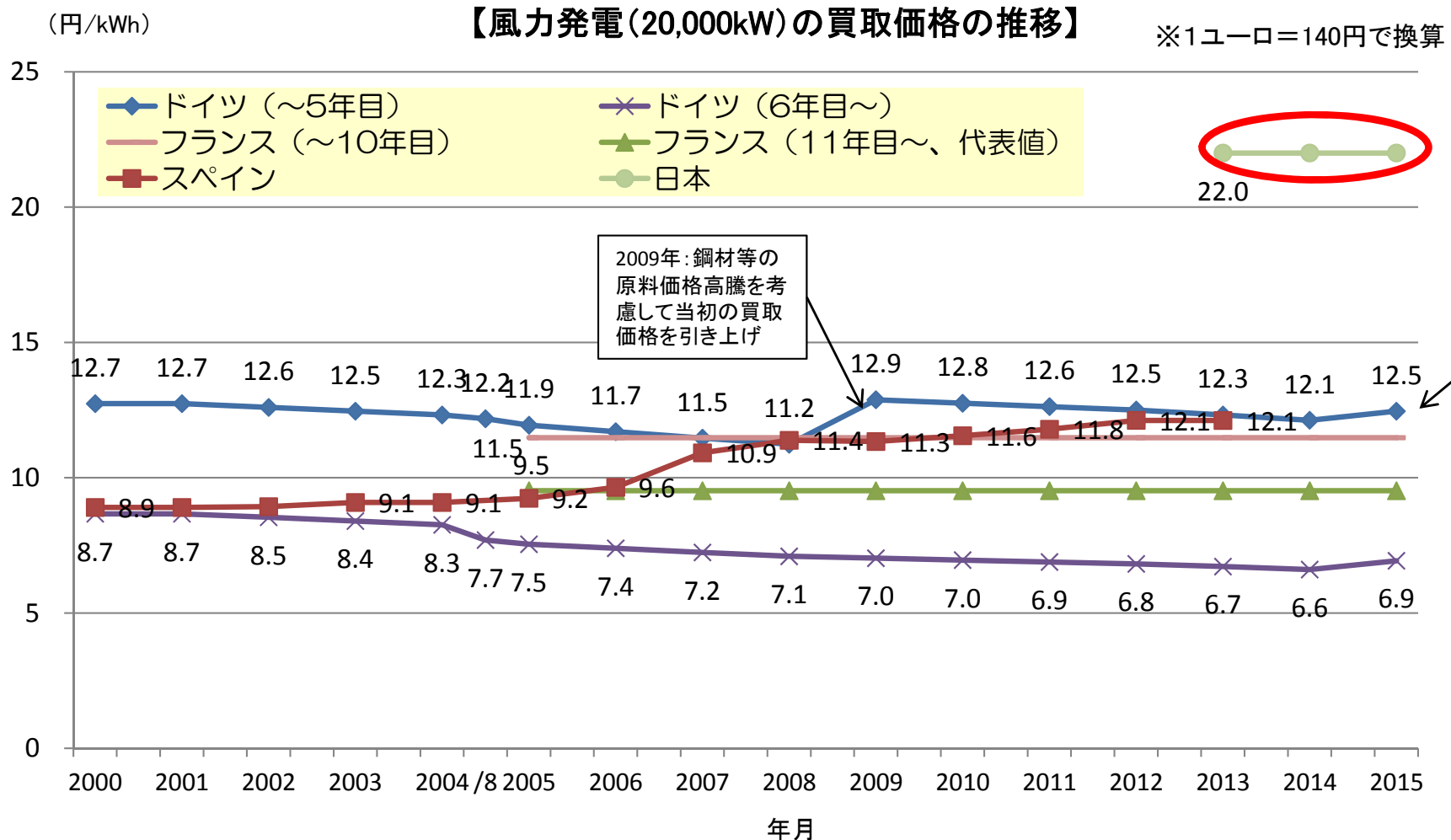
【陸上風力のコスト構成】

	日本	ドイツ	米国	フランス	中国	ロシア
想定規模 (MW)	20	3	150	45	50	100
資本費 (万円/kW)	20~35	16.6	16.9	16.4	13.2	16.3
運転維持費 (円/kWh)	2.6~4.6	3.1	0.7	1.8	1.7	1.3
設備利用率	20%	23%	41%	27%	27%	32%

日本は、23年度コスト等検証委員会報告書の2010年のモデルプラントより。他国は、OECD: "Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition" の割引率5%より。モデルプラントの諸元に合わせ1ドル=85.74(2010年平均)で換算

# 風力発電の買取価格の推移

- 欧州先進国の風力発電の買取価格は12円/kWh前後と、我が国の22円/kWhよりも相当低い水準に設定。
- スペインでは価格を固定した上で、毎年、消費者物価指数に連動した調整を実施。
- 他方、ドイツでは価格を固定した上で、毎年一定の低減率を設定して価格を引き下げ。



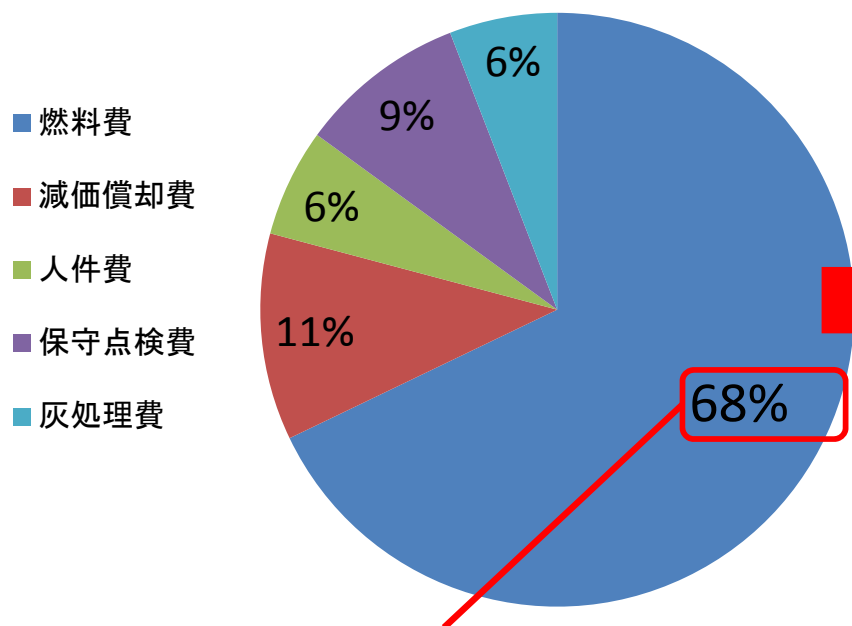
注) スペイン: 当該年に対象設備に適用された買取価格の推移。2007年以降は、稼働から25年目までの設備に適用される価格。



# バイオマスが長期的に活用できる電源となるための課題

- 木質バイオマス発電は、他の再生可能エネルギー発電と異なり、発電コストのうち、燃料費が原価構成の7割近くを占めており、現在20年間とされている固定価格買取制度の買取期間中に、減価償却が全て行われたとしても、燃料費が低下しなければ、発電コストの低下余地は限定的。
- 一方で、固定価格買取制度を前提としたプラント開発が燃料の供給可能量を越えて拡大を続けると、需給が逼迫し、燃料確保が困難となることが生じ得るとともに、紙パルプ等のマテリアル利用への影響が生じかねない。
- 他の電源は変動費が原則かからないことから、安価に供給可能な長期自立電源として道が開かれる可能性が高い中で、こうした特徴を有するバイオマス発電について如何に考えるべきか。

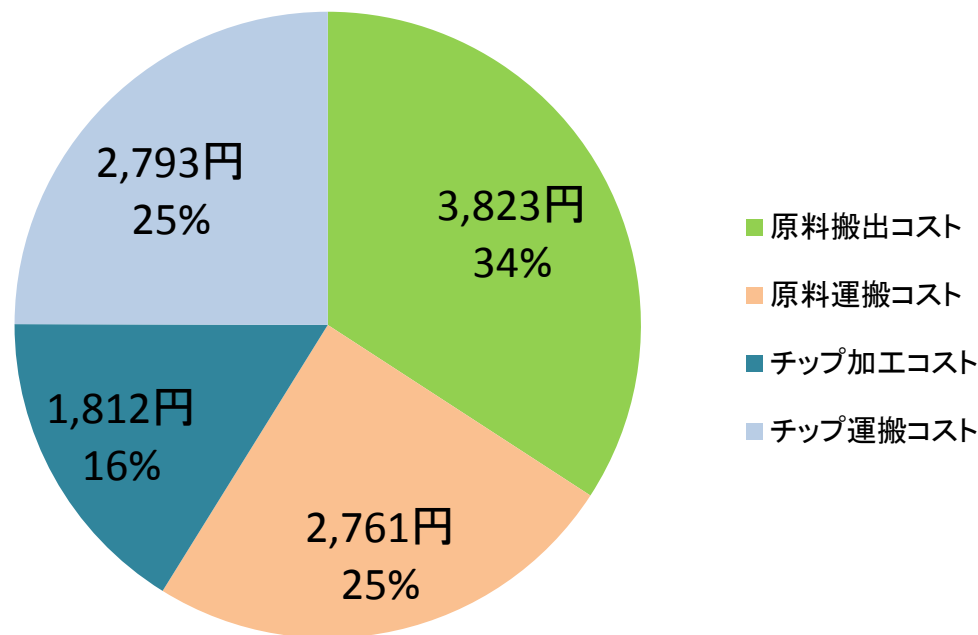
【木質バイオマス発電所の原価構成の例】



原価構成の7割近くを燃料費が占めている。

※FIT認定を受け、現在稼働している木質バイオマス発電所(5,700kW)

【木質チップ製造コスト(t当たり平均値)】



※丸太+端材をフォワーダで搬出し、運材トラックでチップ工場まで運搬し、チップ化後、発電所まで運搬した場合の平均値

### 3. 長期安定的に電源供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現

(1) 長期安定発電体制の確立

(2) 地域との共生

### 3. 長期安定的に電源供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現

#### 【検討における具体的な論点(案)】

##### (長期安定発電)

- 長期安定的な発電量を確保する観点から、発電事業者に対して、適切な施工・メンテナンス等を促すために、制度的に如何なる対応を行うことが適当か。
- 発電終了後に、速やかかつ適切な廃棄やリサイクルがなされるように促すためには、制度的に如何なる対応を行うことが適当か。
- 買取期間終了後にも引き続き事業者が発電を継続することを促すためには、系統接続、各種規制等の手続に関し、如何なる対応を行うことが適当か。また、風力のリパワリングに対しては、どのような対応を行うことが適当か。

##### (地域との共生)

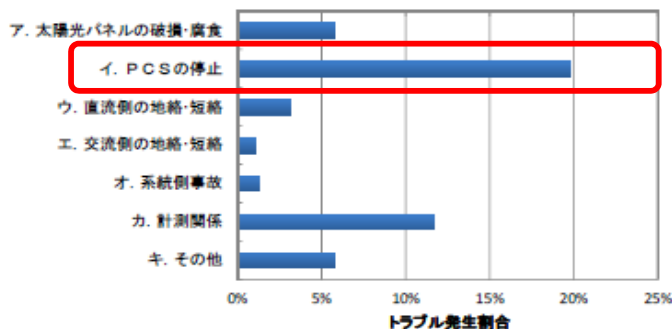
- 地域の実情に応じた再生可能エネルギーの導入を図る観点から、現状では、認定案件情報の地方自治体への提供を行うこととしているが、地域社会との共生を図るために、地域の関与のあり方など、今後の仕組みは如何にあるべきか。



# 太陽光発電設備の保守・メンテナンスが適切になされない場合の発電量減少リスク

- 固定価格買取制度開始後、太陽光の累積導入量は着実に増加し続けており、設置5年以上の設備も増加すると見込まれる中で、保守・メンテナンスや施工の不良等から発電量の低下や途絶が生じ、長期安定的な発電事業が実施されない状況に陥る案件が拡大する恐れがある。
- 太陽光発電システムのトラブルとして、アンケートやフィールドテスト事業における報告からはパワーコンディショナの停止や発電量等の計測関係のトラブルが多く、パワーコンディショナの停止に気付くのが遅いなど、数ヶ月の間、発電が停止している事例も発生している。ネットワークに接続され、電源として活用されている電源が、気づかないうちに発電しない状況となることは、エネルギー自給率向上に寄与する供給力の確保という面からも、国民負担の下で形成された発電資産が十分に活用されないという観点からも問題があることに加え、発電事業者にとっても大きな売電の機会損失にもなる可能性がある。
- このようなトラブルを回避するためには、毎日の発電量の確認や日頃のメンテナンスが重要。適切な管理の実施の有無により、経年による発電量の低下に大きな差が出るとのメーカーからの指摘もある。

## 【2012年1年のトラブル例 (N=470)】



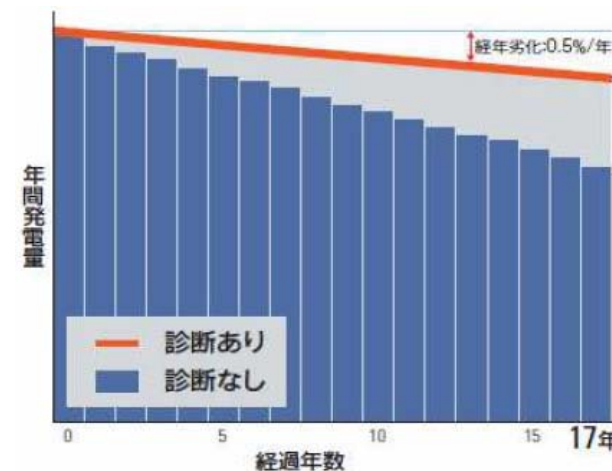
## 【メンテナンスによる効果】

### <不具合事例の発見>

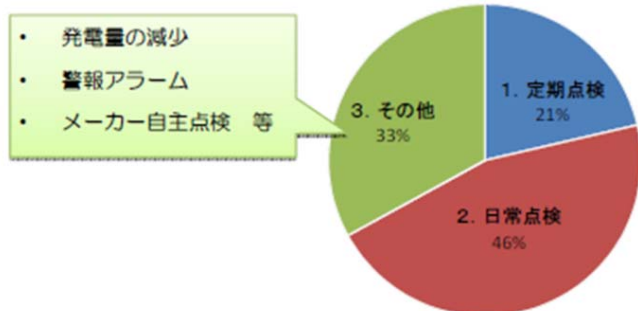


PVケーブルコネクタの損傷

### <発電量低下の早期発見>



## 【トラブル発見のきっかけ (N=206)】



発見方法: スtring単位の遠隔監視

要因を早期に検出することにより、理想状態の発電量を維持。  
(理想状態: 故障なし、自然劣化のみ)

# 中小規模の太陽光発電設備の適切な設計・施工と管理の必要性

- 設置した太陽光発電システムが、安全に所定の性能を発揮し続けるため、設備を適切に設計・施工し、管理する必要がある。
- 電気事業法では、50kW以上の発電設備については、自家用電気工作物として、電気主任技術者による管理と保安規程に基づく点検等を適切に実施することが求められるが、低圧連系の50kW未満の設備（一般用電気工作物）では、電気主任技術者の選任や保安規程の届出も不要とされている。また、2MW以上の設備については、設計・施工段階で、工事計画の届出や使用前自主検査の実施、これらの国のチェックが義務づけられている。
- このように、電気事業法では、出力規模等の設備リスクを踏まえ規制水準に差を設けているが、出力規模等に依らず全ての太陽光発電設備は、電気事業法に基づく技術基準に適合するよう設計・施工し、維持管理する義務がある。
- なお、中小規模の太陽光発電設備についても、業界団体において、施工ガイドラインの策定や施工技術者の講習を実施する等の取組を推進しているとともに、金融機関のファイナンスに際してのチェックなど、一定のリスク対策が講じられていると想定される。

## 【太陽光発電設備の設置に当たっての法的手続き】

電気工作物	発電出力	工事計画届出 及び使用前検査	電気主任技術者 の選任	保安 規程	事故 報告	自家用発電所 運転半期報
一般用電気 工作物	50kW未満※1	不要	不要	不要	不要	—
自家用電気 工作物	50kW未満※2	不要	外部委託承認 (第三種)	届出	不要	不要
	50kW以上 500kW未満	不要	外部委託承認 (第三種)	届出	不要※3	不要
	500kW以上 1MW未満	不要	外部委託承認 (第三種)	届出	必要※3	不要
	1MW以上 2MW未満	不要	外部委託承認 (第三種)	届出	必要※3	届出※4
	2MW以上	必要	選任(第一種、第二種又は 第三種電気主任技術者) ※第三種は5万V未満かつ5 MW未満に限る。	届出	必要※3	届出※4
届出先		産業保安監督部	産業保安監督部		経済産業局	

※1 低圧連系の50kW未満、又は、独立型システムの50kW未満が該当する。

※2 高圧受電・連系での、50kW未満は自家用電気工作物。保安規程については、他の自家用電気工作物が既に設置されている場合には、保安規程の変更・追加手続きが必要。高圧又は、特別高圧の変電設備・蓄電設備(4800AH・セル以上)を設置する場合には所轄消防署へ、設置届出が必要。

※3 主要電気工作物の破損事故に関するもの。

※4 年2回(4月末日及び12月末日)

## 【太陽光発電協会の取組】

- ① 10kW未満の取組として、PV施工技術者制度を平成25年度より実施
- ② 10-50kW未満の取組として「一般用電気工作物 太陽光発電システムの基礎・架台の設計・施工チェックリストと留意点」を作成し、啓発活動を実施
- ③ 10-50kW未満の低圧連系太陽光発電システムの技術講習会を実施

【参考：技術講習会について】

### 目的

- 10-50kW 未満のシステムの設計・施工、メンテナンスに必要な技術情報を体系的にまとめた資料を作成し、講習会を通じてこの領域における適切な設計と施工品質の向上を目指す。

### 概要

- 平成27年4月に東京・大阪の会場で開催。合計340名が受講。平成27年7月のPVJapanにおいて2回開催予定。

### 今後

- 来年度以降、「PV施工技術者制度」に組み込むことで、この領域における新たな認定制度の検討も進めている



# 太陽光発電設備の施工に係る事業リスク

- 中小規模の太陽光発電設備の事故情報について体系的に整理されたものはないものの、製品評価技術基盤機構(NITE)事故情報データベースによると、一般用電気工作物に該当する住宅設備の太陽光発電設備の事故事例では、設置・施工不良が最も多く、全体の1/3を占めている。(なお、建築物の屋根に屋根材として設置する等の場合は建築基準法にも適合する必要。)規制当局は、不適切事案の通報があった場合は、産業保安監督部が現場調査などを行い、随時、是正措置を講じている。
- 直近の事例においても、6月15日に群馬県で突風が発生し、200枚以上の太陽光パネルが散乱するという事例が生じている。設置が不十分であった可能性を含め、大規模な事故に繋がるリスクが生じていることから、現在日本風工学会において調査を行っているところ。
- 今後、太陽光発電が長期安定的な発電事業として自立していくうえでは、設置状況や事故事例の実態を把握し、これを踏まえた対応を進めていく必要。

【住宅設備の太陽光発電設備事故事例の内訳】

	パワーコン ディショナ	モジュール	昇圧 ユニット	接続 ユニット	発電モ ニタ	総計
製品不良	1					1
設計不良	1			2		3
製造不良	13	2		3		18
製品起因であるが 原因不明	5		1			6
<b>設置・施工不良</b>	<b>10</b>		<b>1</b>	<b>8</b>		<b>19</b>
偶発的事故その他	4	1			1	6
原因不明	2	1		1		4
総計	36	4	2	14	1	57

【出典:製品評価技術基盤機構事故情報データベース】

## <設置状況例>

- ・傾斜地において、ドラム缶の上に太陽光パネルが設置されている。



【群馬県の事故事例】



被害の状況

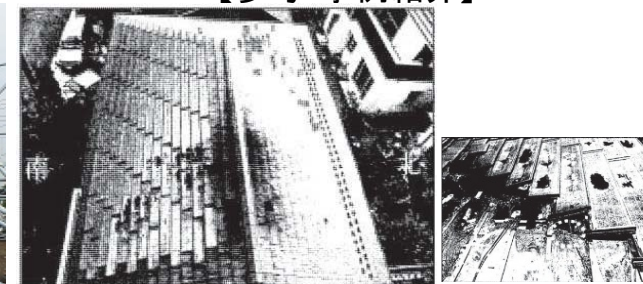


杭の状況

地盤支持部の調査

【出典:奥地建産株式会社提供資料より作成】

【参考:事例紹介】



## 事例:住宅用太陽光における火災

- ・本火災の出火原因は、屋根建材一体型モジュール直近のコネクタや配線類が、施工時の配線不備や差し込み不足又は地震等の振動による接触不良によりジュール熱で発熱、時間経過と共に発炎し、屋根材へ着火して屋根裏へと延焼した可能性が考えられる。
- ・しかし、物的確証が得られないことから、出火原因を特定するには至らない。

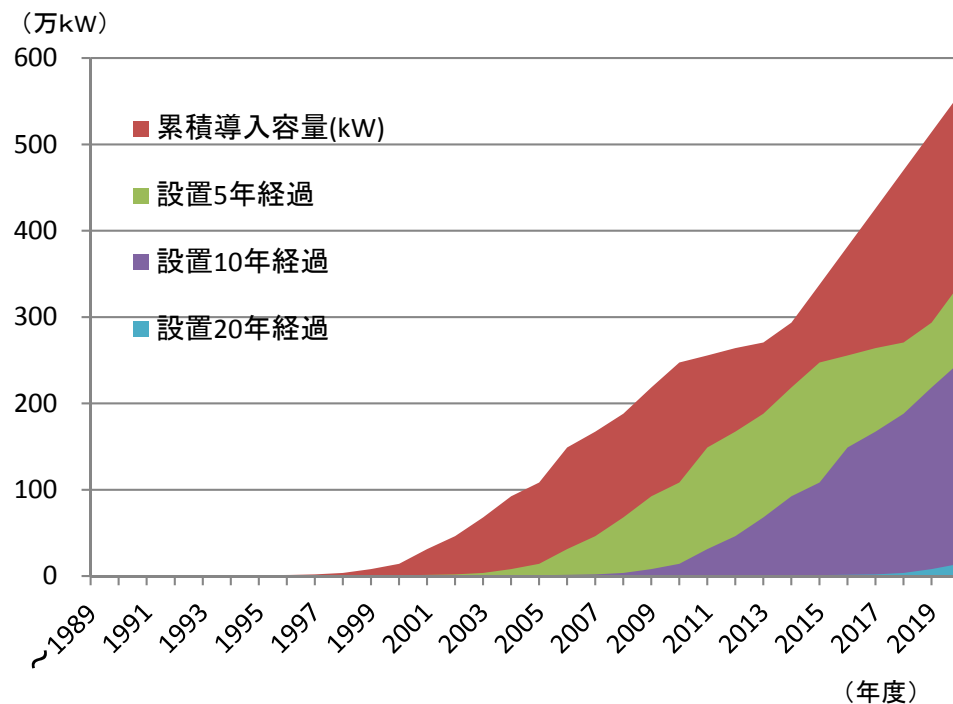
【出典:第61回全国消防技術者会議資料等より作成】

# 風力発電の発電体制の点検の必要性

- 我が国の風力発電は、2014年度末時点で293万kWを超えて導入。また、我が国の特徴として、乱流の発生しやすい尾根や、雷の多い地域へも風車を立地。
- 近年、ナセルやブレードの落下事故など、大規模な事故も発生しており、事故の未然防止などの観点からもメンテナンスの重要性は増加。また、平成27年6月18日には、改正電気事業法が公布され、2年6ヶ月以内に風力発電設備の定期安全管理検査が導入される予定。
- 適切なメンテナンスの実施による風力発電の稼働率及び設備利用率の向上は、風力発電所の安定経営にも寄与。

## 【風力発電の事故事例】

### 【風力発電の導入の推移と見込み】



※データの出典と推計

NEDOの公表データ(2014年度まで)及び長期エネルギー需給見通し関連資料に示された導入見込み量を元に、累積導入量及び各年数経過の風力発電を推計。



図1



図2



図3

図1: 太鼓山風力発電所(京都府)  
ナセル落下事故(2013年)

図2: オロロン風力発電所(北海道)  
ブレード落下事故(2013年)

図3: デンマーク  
ブレード損傷事故(2002年)

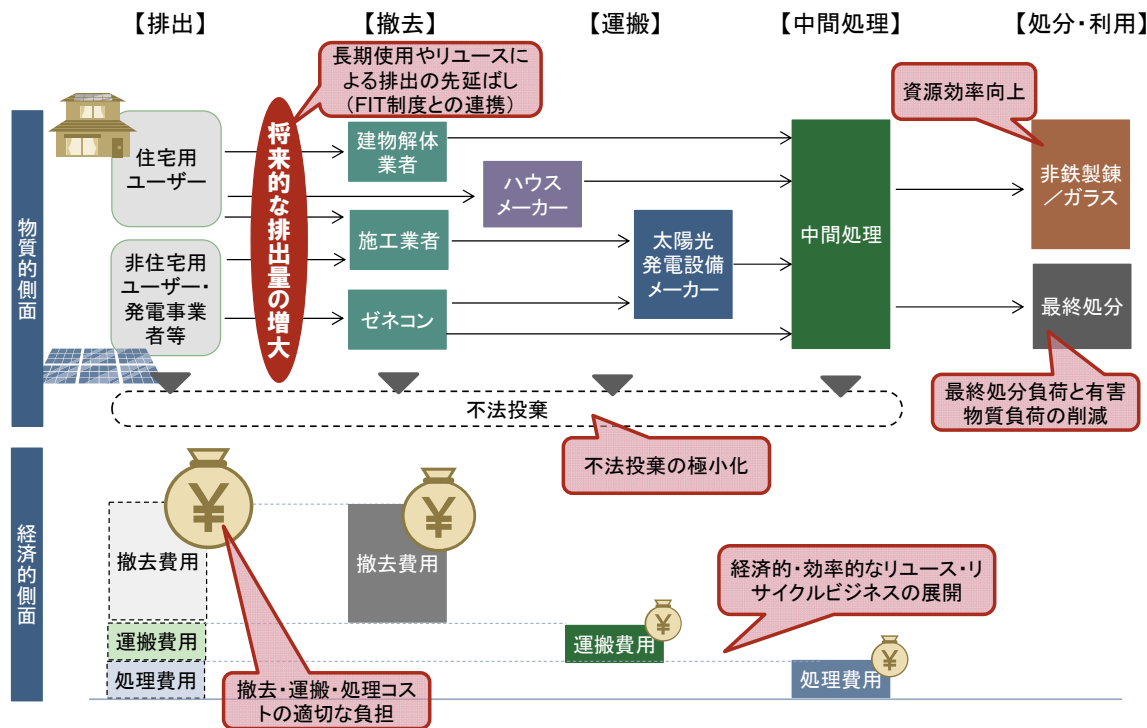


# 適切な廃棄・処理に向けた検討の在り方

- 今後、太陽光発電設備が廃棄される場合には、適切にリサイクル・処理される仕組みを構築することが重要。環境省との共同検討会の議論を踏まえ、今後、太陽光発電をエネルギーインフラとして持続可能なものとするとの観点から具体的に検討するべきではないか。
- 具体的には、発電事業者が事業終了後に発電設備を放置したまま事業から撤退することがないように、廃棄に至るまでの適切な事業の実施を担保するための環境整備や確実なリサイクル又は処理を担保する方策について環境省を始め関係省庁と連携して実態を踏まえた検討を行う必要があるのではないか。
- また、風力については、風車の立地状況、基数や埋設ケーブルの状況等により廃棄費用が異なることから、買取価格に含まれている廃棄費用の計画的な積立てなど発電事業者主導の自主的な取組が求められるのではないか。

## 【使用済再生可能エネルギー設備のリユース・リサイクル・適正処分のあり方について 報告書（抜粋）】

### <太陽光発電設備の撤去・運搬・処理のあるべき姿>



### <あるべき姿の実現のために目指すべき方向性>

- ① 最終処分負荷削減・不法投棄対策の観点からリサイクルの受け皿(セーフティネット)を整備していく。
- ② その上で、リサイクルの受け皿に使用済太陽電池モジュールを流すためのフローの適正化を図る(そのためには、適正な費用負担、撤去・運搬の適切性担保が必要)。
- ③ リサイクルシステムの構築・運営に関する社会的コスト削減のために技術開発や環境配慮設計を推進する。
- ④ 加えて、モジュールの発生時期を遅らせるための方策として、長寿命化やリユースも併せて検討する。

### <対策メニュー>

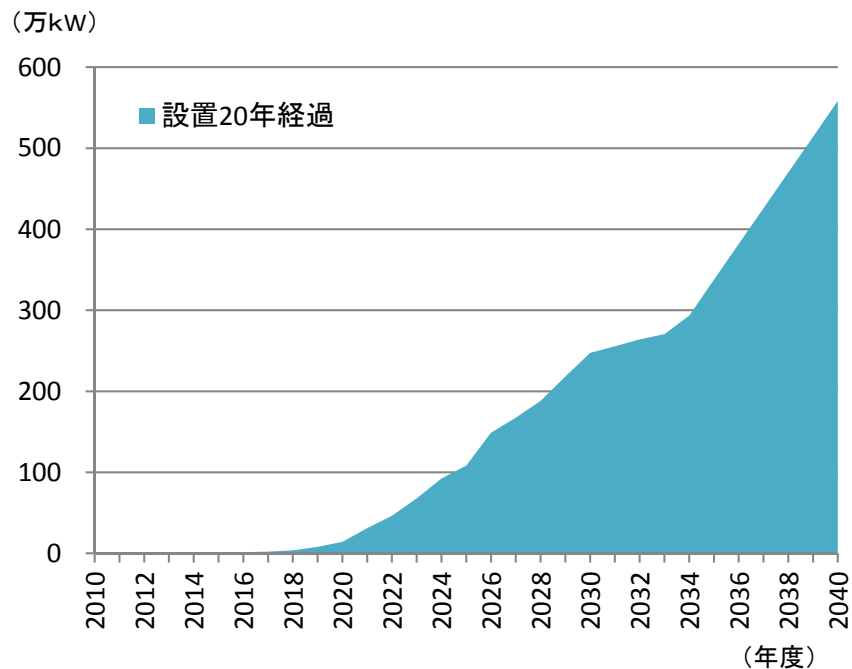
- ① 回収・適正処理・リサイクルシステムの強化・構築
- ② 技術開発支援
- ③ 環境配慮設計の推進
- ④ 撤去・運搬・処理に関するガイドライン作成
- ⑤ 住宅用ユーザー・発電事業者等への周知
- ⑥ 固定価格買取制度期間終了後の発電事業継続に向けた検討



# 適切な更新投資・リパワリングの推進

- 風力発電の本来持つ低コストの特長や良い立地条件を活かすためには、まずは大規模案件の固定価格買取制度の買取期間の終期到来後も着実に事業継続していくことが重要。このため、メンテナンスのみならず建替えを含めた事業継続のための資金確保や環境アセスメントでの手当てが必要。
- 国内の風力発電所約500か所のうち、自治体が中心となって設置した1基のみのものが半数以上、合計5基以下の小さなウィンドファームが約8割。今後数年で設備稼働年数を終えていく小規模な風力発電所は、導入当初に特に風況が良い地域に立地したのも少なくないため、例えば、第三者を含め事業継続が可能な者が、事業性を見極め選別した上で、リパワリングを行い、継続的に一括管理する方法も考えられるのではないかと。

## 【設置後20年を経過する風力発電】



※データの出典と推計

NEDOの公表データ(2014年度まで)及び長期エネルギー需給見通し関連資料に示された導入見込み量を元に、20年経過した風力発電を推計。

## 【風力関連サービス事業者の取組例】

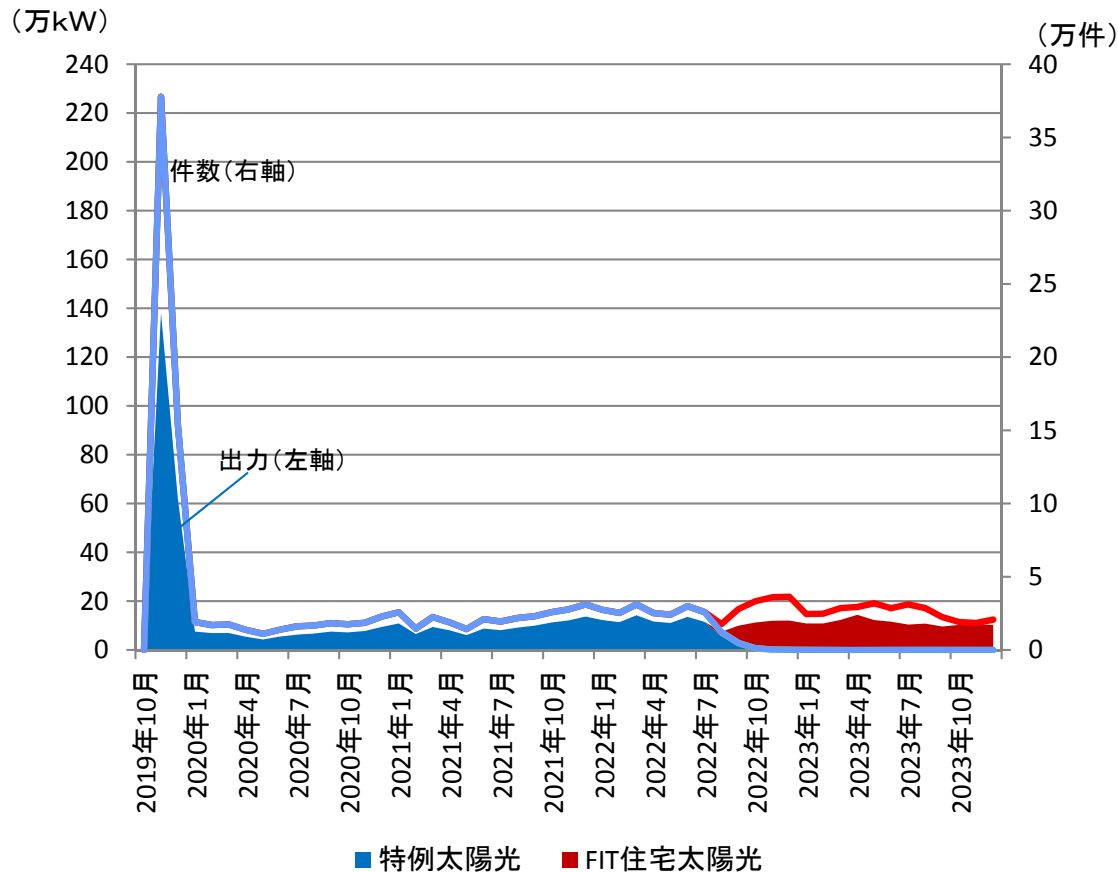


(株)北拓は、様々な風車メーカー、部品サプライヤーに対応したメンテナンスを実施。自社で風力発電所を所有し、技術者のスキル向上や新部品の実証にも取り組んでいる。今後、こうした技術を活かし、リパワリングへの取組を拡大することが見込まれる。写真(右)は、クレーンの作業ボックスに乗車し、ナセルの外観を目視点検中のもの。

# 買取期間終了後の事業継続

- 現在の固定価格買取制度上、余剰買取対象の住宅用(10kW未満)太陽光については、買取期間が10年間に設定されているため、2019年度以降、買取期間が満了する案件が発生予定。
- また、太陽光に限らず、RPS制度から固定価格買取制度に移行した案件については、買取期間がRPS対象期間と合算して算定されることから、2019年度以前においても、買取期間が満了する案件が発生予定。

【特例太陽光と固定価格買取制度対象の太陽光の買取期間終了時期と出力／件数】



※費用負担調整機関への交付金申請情報、設備認定公表データをもとに作成。一部推定値を含む

【円滑な事業継続のための系統接続ルール等の論点】

- 買取条件等は任意の民民契約に基づくのが原則。
- 固定価格買取制度の下では、再生可能エネルギー電気的环境価値は賦課金を支払っている全需要家に分配されることとなっているが、買取期間終了後の再生可能エネルギー電気は環境価値が発電事業者に残る。
- したがって、環境価値に着目して、買取期間終了後の再生可能エネルギー電気を適切な価格で売買できるようになるのではないかな。
- また、買取期間終了後には、投資回収の終わった電源として発電コストが安価になると考えられることから、自家消費のメリットが大きくなるのではないかな。また、蓄電システムとの統合により、例えば完全自家消費型、オフグリッド型への移行に向けた取組を検討し、進めるべきではないかな。

# 地域社会や地域住民との共生の必要性

- 再生可能エネルギーの導入に当たっては、地域住民の理解を得ることや地域の自然環境との調和を図ること等、各地域の実情に即した円滑かつ着実な導入を進めていくことが必要。
- 太陽光発電設備が地域社会との調整が図られないまま急速に普及・設置が進んだことにより、景観上の問題や、防災や安全上の問題が生じ、地域社会との間でトラブルが生じているケースも見られる。
- 地方自治体が条例等により個別の対応策を講じている中で、事業開発に関する情報の国と地方での共有や調整を如何に進めていくべきか。

## 【地域とのトラブルが生じている事例】

歴史的文化的背景に太陽光パネルが設置



生活道路の間近に大規模太陽光発電設備が設置



## 【再生可能エネルギー発電事業の規制を行う事例】

自治体	制度の概要
大分県 由布市	<ul style="list-style-type: none"> <li>事業地面積5千平方メートル（太陽光発電設備であれば500kW程度）以上の再生可能エネルギー発電設備を設置する者へ<u>届出を義務</u>づける。</li> <li>再生可能エネルギー発電設備を設置しようとする者に対して、事業を行わないよう求めることができる抑制区域を指定する。</li> <li>市長が必要であると認める場合は、事業者に対して、<u>指導、助言又は勧告</u>を行う。</li> </ul>
山梨県 富士山周辺11市 町村	<ul style="list-style-type: none"> <li>景観条例等に基づく指定区域内において設置予定の一定規模以上（パネルの合計面積が1,000平米以上等）の太陽光発電設備に<u>届出を義務</u>付ける。 *1</li> <li>一定規模以上（パネルの合計面積が1,000平米以上等）の設備の設置を行わないよう協力を求める<u>区域を指定</u>し、<u>指導</u>等を行う。 *2</li> </ul>

静岡県富士宮市(\*1、\*2)、静岡県富士市(行政指導:対象区域での事業の自粛要請)、静岡県御殿場市(\*1(平成26年4月1日付け施行))、静岡県裾野市(\*1)、静岡県小山町(条例等未策定)、山梨県富士吉田市(条例等未策定)、山梨県西桂町(条例等未策定)、山梨県忍野村(\*2)、山梨県山中湖村(\*2)、山梨県鳴沢村(条例未策定)、山梨県富士河口湖町(\*2)



# 立地の円滑化(地域トラブルの防止)

- 法令により開発行為が禁止されているエリアで土地の造成、設備の施工が開始されて初めて立地規制側の手続きを適切に行っていないことが発覚し、自治体とトラブルに発展するケースが多発。
- 再生可能エネルギー設備の導入のための土地造成や設備施工等に係る関係法令上の違法行為については、一義的にはそれぞれの関係法令の罰則等により適切に対処されるべきであるが、円滑な再生可能エネルギー事業の実施のためには、土地造成や設備施工の前に行われる認定段階において、こうした関係法令上の違法行為を行ってはならないこと、また、認定を受けたからといって事業実施が包括的に許可されたものではないということを確認するとともに、関係法令に違反し事業実施が困難となった発電計画に関し、円滑な形で認定を取り消すことが効果的。
- このため、本年4月1日から、太陽光発電等の立地を巡る地域トラブルを防止するため、認定申請に当たり、事業実施に必要な関係法令の手続き状況を提出させているところ(50kW未満の太陽光を除く)。
- その上で、今後、関係法令の手続き状況を含め、認定案件の詳細情報(設置者、設置場所、出力等)について、可能な範囲で地方自治体に提供することとしている。(その後、関係法令への違反が確定し、認定要件を満たさなくなった場合には、速やかに認定を取り消す。)

## 【関係法令の一例】

区分	関係法令の一例(政省令等の下位法令を含む)
土地利用関係	国土利用計画法、都市計画法、農地法、農振法、森林法、河川法、道路法、文化財保護法、土地収用法、航空法
環境関係	自然公園法、種の保存法、工場立地法
建築・消防関係	建築基準法、消防法
電気事業関係	電気事業法、電気技術基準
その他	建設リサイクル法 等

(注1)これらのほか、景観条例等の関係条例がある。

(注2)これらの関係法令はあくまで一例であり、実際に関係する法令は事業により異なる。